

総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会
新エネルギー小委員会 買取制度運用ワーキンググループ (第2回)

日時 平成26年2月28日 (金) 10:00~12:01

場所 経済産業省本館17階地下第1~3共用会議室

議題 (1) 固定価格買取制度における回避可能費用の取扱いについて

(2) 固定価格買取制度における認定制度の在り方について

1. 開会

○山地座長

それでは、定刻になりましたので、今から総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会第2回買取制度運用ワーキンググループを開催します。本日はご多忙中のところ、ご出席いただきありがとうございます。

山内委員は今日、ご都合でご欠席と伺っていますが、崎田委員は多分、恐らくしばらくしてお見えになるものと思います。

では、まず、事務局から資料の確認をお願いします。

○村上新エネルギー対策課長

では、本日の資料について確認をお願いします。配付資料一覧をご覧いただけますが、議事次第、委員等名簿、座席表、それから、今日のメインの審議に使います資料1、それから、それぞれの発表者に係る資料2、3、4、5、それから、前回の資料の正誤表の資料6、それに参考資料として前回配付資料を2種類付けてございます。

もし、落丁・乱丁等がございましたら、会議の途中でも結構でございます。お知らせください。

2. 議題

(1) 固定価格買取制度における回避可能費用の取扱いについて

○山地座長

それでは、議事に入りたいと思います。本日の議事は前回もそうでしたが、二つございまして、一つは回避可能費用の取扱いについて、それから、二つ目は認定制度の在り方についてでございます。資料の説明、それから、議論、それぞれかなり違う内容でございますから、分けて行おうと思っております。

最初の議題の固定価格買取制度における回避可能費用の取扱いについてですが、前回も私は少

し申し上げたんですが、問題の構造がちょっと複雑なものですから、資料説明の前に少し私なりの整理を紹介しておいて議論が効率的になればと思っております。

結局、再生可能エネルギーの固定価格買取制度は再生可能エネルギー電気の買取りのために支払いをするわけですが、その原資を調達しなければなりません。原資の回収の仕方ですが、一つは買取った電気の電気としての価値があるわけですから、その部分、電気事業者は費用が回避される、増える部分もあるのですけれども、正味で回避される原価の部分を経費を通して回収する。それを除いた部分がこの制度に伴うネットの増分コストとなって、それを賦課金として回収する。賦課金は、原則として全ての電気の需要家に対してkWh当たり一律の単価で回収する。

ただ、電気としての価値、ここでいう回避可能原価ですけれども、これを電気料金に直ちに反映できるかという、そこにはいろいろとタイムリーに行えるかどうかの問題がある。また、現実には買取る再生可能エネルギーの特性、それから、買取り側である電気事業者の方の需要の特性とか、電源構成の特性によって回避可能費用は異なってくる。そういうことで、回避可能原価の計算というのは単に賦課金を計算するためというだけじゃなくて、電気事業運営にとってちゃんと原価が回収できるか、あるいは今後、全面的に自由化が進む中で電気事業者間の競争に不当なバイアスを与えないか、そういうところも論点になるわけであります。

それと、そもそも買取った電気の価値、つまり、回避された正味の回避可能原価ですけれども、これも燃料費、いわゆる変動費部分の削減がある。それからまた、長期的に見ればある程度、固定費、設備の削減が可能な部分もある。一方、前回、少し電気事業者さんの方から説明があったように、20分程度の短期間での変動を調整しなければいけないものも太陽光や風力などにはある。そのときには単に燃料費が浮くというだけではなくて、周波数調整をする調整コストがかかる。さらに導入規模が大きくなると、出力がコントロールできない再生可能エネルギーについては余剰電力が発生します。この余剰分を出力抑制ということもありますが、しかし、貯蔵してまた使うということもあると、そこにまた、コストがかかる。つまり、回避可能原価は減らす部分もあるけれども、増やす部分もある。それも再生可能エネルギーの種類によって、また、買取る電気事業者さんの需要の特性とか電源構成によって違う。この中で運用可能な回避可能原価というものを算定しなければいけない。それが今回の第1番目の議題の問題です。

電力会社間の回避可能原価の違いというのは今後、系統の広域運用がなされると平準化の方向にはなるでしょうけれども、それでも自由に競争する中でイコールフットイングをいかに確保するかは、なかなか難しい問題だと私は考えている。この程度の複雑さは持っているわけで、これを現実的に運用可能な制度として実現するために回避可能原価をどう決めればいいのか、ある程度の割り切りは必要であろうというふうに考えております。関係者の許容できる範囲内で納得でき

る割り切りをする、そういう近似解を求めているということを十分理解していただきたいと思
います。冒頭にいろんなことを申し上げましたが、これを少し念頭に置いて資料の説明とこの点の
議論を進めていただければと思います。

それでは、まず、資料1の回避可能費用の取扱いについて説明をお願いいたします。

○木村省エネルギー・新エネルギー部長

それでは、お手元の資料1でございます。前半部分をまず私からご説明させていただければと
思います。お時間がございませんので、できるだけ手短かに努めたいと思います。

まず、3ページでございます。これは検討の開始経緯でございますが、回避可能費用の算定方
法が変われば賦課金額にも影響するというので、回避可能費用の算定方法をさらに実態に合う
ようにするというのでございます。

次に、4ページでございますが、今、まさに座長からもお話がございましたように、調整電源
の運転コストというのは、再生可能エネルギー電気の買取りと因果関係がある調整電源だけを特
定するとか、あるいは中長期的な電源構成がどう変化するかということ把握していくという
のは、それらをデータとしてとっていくというのは技術的に困難だということ前提に、実態を
これが一番正確に反映しているのではないかとこの算定方法を、ある意味、近似的に求めていく
ような試みであるということとっております。

それから、5ページでございますが、回避可能費用と電気料金は、表裏の関係にあるというこ
とでございます。もちろん、他社購入電力料に計上されるものが、そのまま電気料金として転嫁
できるかどうかは、値上げの認可手続というプロセスを踏むわけでございますので、そこで何が
しか実態面において変わってくるということはある話だとはもちろん思いますけれども、構
造的には表と裏の関係にあるということでございます。それが5ページで申し上げたいことであ
ります。

ちなみに、三つ目に新電力について書かせていただいております。電気料金の値上げの認可と
いうのは、規制分野を念頭に議論してしまふところがあるのですけれども、当然、回避可能費用
が引き上がるということになりますと、例えば一般電気事業者においても、自由化領域について
どう上昇分を転嫁していくのかという問題があると思っておりますし、新電力であれば規制料金はも
とないわけでございますので、同じことがあるということだと思っております。いずれにしても電力
価格の上昇要因になるのだということかと思っております。

6ページは前回、委員の先生方あるいはオブザーバーの皆様方からいただいたご指摘をまとめ
させていただきました。

それで、先を進めさせていただいて7ページをご覧くださいますと、事務局として選択肢を幾

つか整理をさせていただきまして、大ざっぱに短期調整重視型と長期調整重視型ということで分けさせていただいております。短期調整重視型は、火力・水力平均単価、火力平均単価、卸電力市場取引価格を使うもの、それから、前回、石油火力平均単価もお出しをしております。また、長期調整重視型ということで、現行の全電源平均単価が、それに加えて固定費の算入を、長期的な側面を重視するものでございますので、選択肢として加えさせていただいております。

考え方ですけれども、分かりやすいということが一つ大事と思っております。それから、データがない中での話でございますので限界はございますけれども、安定的に用いられるもので客観的に検証ができること、それからあと、実務上の運用可能性、それから、電気事業者の側での追加コストについても、一定の配慮というのは考えていかなければいけないということでございます。

最後に考慮事項として書かせていただいておりますけれども、一つは地域間の格差が回避可能費用の算定方法の変更によって生じるということ、今は回避可能費用が一般電気事業者ごとに異なっておるわけでございます。買取総額に占める回避可能費用の比率が高まってくると、当然、回避可能費用の地域間の差が大きくなるということ、現行制度からの移行のインパクトも異なってくるということでございます。それから、新電力については競争条件あるいは市場等、置かれている状況に何らか特別なものがあるのかなのかということの検証が必要と思っております。それから、制度変更を仮にするといたしますと、そのときに電気の仕入れ値が変わるわけでございますので、激変緩和措置を何がしか用意する必要があるかどうかという論点がございます。

8ページに進ませていただいて、まず、選択肢の例でございます。短期調整重視型ということで、三つ挙げさせていただいております。前回、火力・水力平均単価、卸電力市場取引価格もお出しをしております。今回は、火力平均単価を出させていただきました。それから、長期の調整を重視するものとして現行の全電源平均単価でございます。全電源平均と申しましても変動費のみでございますので、これが本当に長期調整重視型ということに分類すべきなのかという論点は、あるのですけれども、基本的には全電源平均というのは全体の設備構成等に影響するという建前で採用しておりますので、長期調整重視型に分類してございまして、変動費に加えて固定費を算入する選択肢というのをご用意させていただいております。

次に9ページ、それぞれの特徴でございますが、まず、一般的に水力、火力、原子力といった電源種別ごとに原価というのは算定をされてございまして、石油火力、LNG火力、揚水発電といった燃料種別ごとにコスト平均値を捕捉するというのは、非常に難しいということのようでございます。そうした事情を踏まえまして、三つに運用可能な選択肢としては絞らせていただいております。

まず、①が前回お出しした火力・水力平均単価でございます。これにつきましては、流れ込み水力とかあるいはダム式水力などが入っているというのはおかしいというご指摘を前回、いただいております。それらを除くというのが、最初に申し上げたような事情で難しいということで、揚水を入れたければこれになるのだけれども、明らかに需給調整に用いていない電源も入ってきてしまうということかと思えます。

②が火力平均単価でございます。調整に最も頻繁に活用されて恐らく揚水は省略されてしまうのですけれども、基本的には流れ込み水力とかダム式水力というのは、当然、入らないということになります。なお、燃料費調整制度におきましては燃調単価については全電源平均の数字しか出ていないということでございますので、火力平均単価に全電源平均の燃調単価を加えて回避可能費用単価を算定するところは整合性がやや欠けることにはなるのかもしれませんが、火力平均というのが前回もご指摘としていただいております選択肢として、今回、新しく掲げさせていただいたということでございます。

それから、卸電力市場取引価格を用いるということで、基本的には電気の価値というのは市場ではかるという意味においてある意味、非常に明快なものだと考えてございます。ただ、現在、取引量が非常に小さいということをどう評価するかという問題があるということだと思えます。

それから、10ページ、長期調整重視型ということで全電源平均の可変費単価を現在は採用してございます。長期の買取りを保証させられるということとの整合性を考えているわけですが、需給調整に用いていない電源が含まれているという批判が前回もなされてございます。いずれにしても固定価格買取制度、ほとんどの再生可能エネルギー電源の買取期間は20年でございますが、その買取りを義務づけるということですので、短期の調整電源ではなくて全電源に及ぶと考えるのであれば、全体として固定費に影響が及ぶと考えるのがある意味、素直な考え方でもあらうと思っております。

特にもともと、地熱、バイオマス等といった安定電源というのも再生可能エネルギーの中にもございますし、それから、太陽光あるいは風力についても一定量ではございますが、供給力として評価されることになってきているということ踏まえ、全電源平均の可変費のみを対象とする現行制度では、不十分なのではないかという考え方もあり得るということでございまして、そうすると、固定費を何らかの形で見ていくということになると思っております。固定費は、太陽光・風力について新たに供給力を認められたことを踏まえ、水力・地熱・バイオマスについても買取対象でありますので、それらも踏まえて、代替を想定し得る設備分の固定費というのを計上していくという考え方でございます。

今までは変動費だけで議論しておりますので、固定費について少し考え方を整理をさせていた

できました。11ページからでございますけれども、まず、制度設計時にどうして固定費を算入しなかったかということでございます。もともと、余剰電力買取制度を2009年に住宅用太陽光について始めさせていただいた際に、太陽光発電の余剰電力というのは、電気事業者の電源設備の投資に影響を与えるものではないという整理にございました。参考に、ページ下部に当時の審議会のレポートをつけさせていただいております。

固定価格買取制度の買取対象が全ての再生可能エネルギーに拡大されたときに、引き続き出力が不安定であるということを念頭に、余剰電力買取制度と同様の考え方を採用したということでございまして、太陽光等の発電量というのは天候等により変動すると、それから、水力、地熱、バイオマスといっても発電者側の意思によって、義務的に買取られるということが念頭に置かれておりますものですから、あらかじめ買取量というのを正確に想定できないということで、可変費のみという取扱いにしたという経緯がございます。

12ページでございますが、仮に固定費を算入するといいますと、やり方は大きく分けて二つあるということなのですが、一つは単に各電気事業者の保有する電源固定費を設備から発電される発電電力量で除すということ、要はkWhでそのまま評価するという考え方が一つ、それから、再生可能エネルギーの電源ごとの特徴を踏まえて、kW価値のようなものに、引き直して考えていくということ、非常に雑駁な表現でございますけれども、そういう二つが大きくあると思っております。

①の場合ですと、出力変動の大きな電源を受け取るためには調整電源を確保する必要というのがどうしてもあるので、実質上削減することができる固定費よりも大きく額を評価をしてしまうということが避けられないのではないかと考えております。②の方法ですと、設備ごとに出力比率を勘案して、あるいは買取実績を考慮することで、より実態に近い近似値に寄っていくのではないかと考えてございまして、再生可能エネルギー源別の固定費を算出する式をつけてはございますけれども、太陽光と風力につきましては電力会社ごとに、例えば太陽光ですと0%から31%、それが基準となる固定費に乘じられたものというのが太陽光発電を受け取ることに見合う固定費分ということ、風力であれば0%から1.9%、それから、地熱、バイオマスにつきましては100%で、出力比率を乗じないで考えるということかと考えてございます。

次のページで、太陽光と風力につきまして、個別具体的に出力比率というのはどうやって算出したのか説明をさせていただきます。これは電力需給検証小委員会の方に出された資料をそのまま基本的に使っておりますけれども、太陽光発電につきましては需要の大きい上位3日の日射量を過去20年分集計して、そのうちの下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として評価をしているということ、それから、風力につきましては利用可能実績データをもとに下位5日平均で評価

をしているということでございます。

以上が選択肢についてのそれぞれの考え方でございまして、特にこの中で事務局としての評価は、今回、あえて書かせてはいただいておりますけれども、これらの選択肢あるいはその他の選択肢でも結構でございますので、それにつきましてご議論いただければと考えてございます。

それから、14ページ以降で考慮事項を幾つか書きました。一つは回避可能費用に係る地域間格差の問題でございまして、これはいろんな考え方があろうと思っております。今賦課金は全国一律なのですけれども、回避可能費用につきましては、少なくとも一般電気事業者に関しては、電力会社ごとに異なっているという仕組みになっております。それが果たしていいのかどうかというそもそもの論点がまずあるということでございます。回避可能費用も今後は広域調整が電力システム改革の中で進んでいくということを念頭に全国一律の値、現に今もPPS、新電力につきましてはそうなっておりますので、全国一律の考え方というのもあり得るのではないかと考えてございます。

他方、回避可能費用を全国一律にすることについては中長期的にそれが望ましい方向かと思えますけれども、現時点において直ちに全国一律ということはなかなか難しい、電力会社ごとに構成する設備や運転方法というのが違うという実態を今の時点では前提にせざるを得ないということかと思っております。

15ページ以降が具体的な地域間での差というものがどうあらわれてくるかということございまして、まず、卸電力市場取引価格というもので見た場合での表がページ上の表になります。冒頭にも申し上げたように、完全に電気料金に転嫁できるかどうかというのはまた別の問題として存在していると思うのですが、仮に回避可能費用の上昇分を、ある意味完全に電気料金に転嫁できるということを前提に擬似的に計算をしたものとしてご理解をいただければと思います。

卸電力市場取引価格15.87円/kWhという数字を仮置きしておりますけれども、これを用いて計算をいたしますと、電気料金の上昇額が一番上の段、それから、賦課金単価が平均0.13円/kWh下がります。電気代の上がり分と賦課金の下がり分を相殺すると、標準家庭で月当たり300kWhを使用する前提での計算で、これは割り切りでございますけれども、地域間によって上がる地域、下がる地域というのが出てくるということでございます。これはもちろん賦課金をどうするか、あるいは回避可能費用の考え方をある種、理念的にやるべきことというのがあるわけでございますので、それを踏まえて、こういったものについてもどこまで織り込んでいく必要があるのかという、ある種のバランス論の問題なのかもしれないと思っております。

同じような計算を火力・水力平均単価、火力平均単価、全電源平均可変費単価プラス固定費単価ということで、参考までに計算をしてまとめた表をページ下におつけしております。

16ページ、それから、17ページにつきましては、回避可能費用の単価を変更することによる具体的な回避可能費用総額の増減をそれぞれの電力会社の供給区域ごとに分けて試算をしたものでございます。これも非常にある種の割り切りの下での試算ということでご理解を賜れればと思います。

これは少し、すみません、間違いがございまして、火力・水力平均単価とか、そういうところに①から増加額と書いてしまっているんですけども、①というのは現行制度からの増加額ということでご理解をいただければと思います。全てそうでございまして、10社計というところも①の差と書いていますけれども、これも要するに全電源で採用している現在の現行制度との差ということでご理解いただければと思います。

全国で見ますと、例えば火力・水力平均単価で試算をいたしますと、128億円ぐらいの回避可能費用が全国レベルで増加すると、その分、賦課金が減るということです。火力平均単価で見ますと251億円、卸電力市場取引価格で見ますと1,104億円というような数字が出てまいります。

それから、17ページ、一番上の表は現行の全電源平均可変費単価でございますので、固定費を算入した場合との比較でご覧いただきますと、全体、固定費、kWhベースでそのまま丸のみする考え方ですと558億円の追加、それから、固定費をそれぞれの太陽光あるいは風力について供給力評価をした上で入れるということになりますと、156億円という数字になるということでございます。

それから、18ページでございますが、新電力の問題、前日もエネット様から問題提起がございましたけれども、新電力は重要な新規電源の調達先として再生可能エネルギーの電気というのを活用されているということ、回避可能費用が高くなることによりまして事実上、市場を狭めてしまうことにならないかというご懸念があったということでございます。他方で、新電力で用いられる回避可能費用というのは、一般電気事業者の加重平均によって算出されているものをそのまま使っておりますので、実態よりも安いのではないかという批判もあるということは事実でございます。その上で、電気料金への転嫁が一般電気事業者よりもさらに難しいという評価をするとすると、需要家に対する調整について例えば一定の期間を要するといった、何がしかの激変緩和的な措置というのが必要になるのではないかということでございます。

それから、新電力は電力システム改革が進めばいずれ皆事業形態が同じになるということかもしれませんが、現行制度下においては、一般電気事業者と構造的な事業形態が異なっています。自前の電源をどの程度、保有されているかについてしっかりした基準がございませんので、自分自身が把握できない範囲内の費用というものをどう観念的に受け入れていけばいいのかという議論があるということでございます。

それから、最後、19ページでございますが、制度変更をすると、どうしても電気料金の側の仕入れ値が上がるわけでございます。それをどう電気の需要家に対して転嫁をしていくかという問題はあろうということございまして、その方法として何がしかの激変緩和的な措置を要するということです。①は、激変緩和的な措置をとらず、平成26年度以降買取る全ての再生可能エネルギー電気に見直し後の回避可能費用の算定方法を適用するというものでございます。②というのは、平成27年度以降買取る全ての再生可能エネルギー電気に適用するというもので、1年先送りする方法です。1年間の間に電気の需要家との間での契約の例えば改定でございますとか、電気料金の値上げといったものをこなしていただくということになると思っております。

それから、平成26年度以降に申し込みを受けたものについて、見直し後の回避可能費用の算定方法を適用し、既に入取を始めたものと、これから買い取るもので分別させる考え方というものでございます。いずれにしても転嫁の容易性あるいは困難性というようなものも勘案しながら、何がしかの経過措置が必要なのではないかということで、これについてどれが一番のみ込みやすく、かつある種の公平感なり、あるいはフェアな物の考え方なのかというようなことに照らしてご議論を賜ればありがたいと思っております。

とりあえず私からは以上です。

○山地座長

どうもありがとうございます。

資料1の20ページ以降については後半の議題のところの説明させていただきます。

それでは、次に公益財団法人自然エネルギー財団から資料2、回避可能費用の算定に関してを説明いたします。

○公益財団法人自然エネルギー財団 大野様

自然エネルギー財団の常務理事の大野でございます。今日はこういう発表の場を与えていただきましてありがとうございます。前半は私の方から、後半は木村の方からご説明いたします。

まず、1ページをお開きください。まず、回避可能費用に関する基本的な認識でございますけれども、固定価格買取制度は導入1年で大変大きな成果を挙げております。担当の方々は非常にご苦労があったというふうに思っております。まさに再生可能エネルギーを今後、みんなで支えていくというためには、幅広い国民、消費者のご理解が大切でございますから、そういった問題についてはできるだけ早く是正をしていくということが必要だろうと考えております。これを先送りしていきますと、だんだん、問題点が拡大してしまって、なかなか、是正が難しいということになるのではなかろうかと思っております。

そういった基本認識に基づきまして、では、どういう問題点があるかということなんですけれ

ども、3点、挙げさせていただきました。2ページをご覧ください。

まず、一つでございますけれども、再生可能エネルギーの賦課金というのは回避可能原価を引いた後の再生可能エネルギーにかかる追加費用でございますので、回避可能費用が過小に算定されているという現状ですので、この追加費用が大きく増えてしまうということでは、国民、消費者に誤った情報、不正確な情報を発信してしまうということで、再生可能エネルギーの拡大に対する国民の理解、協力を損なう恐れがあるのではなからうかということが第1点でございます。

第2点でございます。回避可能費用の現在の方式が電力市場を歪める効果があるのではなからうかということであります。回避可能費用は先ほどからもお話が出ているように、小売電気事業者さんにとっては電気の調達コストに当たります。ここに描いてあるグラフは、卸電力市場の価格と現在の回避可能費用単価の推移を見たものでございますけれども、ご覧いただきますと非常に大きく当然乖離をしております。こういうふうな状況にありますと、当然、新電力さんだとかはもともと卸電力市場の活性化が非常に遅れておまして供給不十分ですので、こういう安く供給できる再生可能エネルギーの回避可能費用の調達に向かうのは当然のことでございます。これが拡大していくということでございます。

こうした構図になっておりますので、2016年以降、小売の自由化が進むということで、これを放置しますと、こういう構造がさらに拡大をしていってしまうということになるかと思えます。そうすると、一層、是正が難しくなるということで、もちろん、既に契約している部分がありますので経過措置は必要だと思いますけれども、方針自体は早く決めないといけないということと思えます。逆にこうした構造を既に卸電力取引所のスポット市場に、約定総量よりも多くの再生可能エネルギーの電気が供給されることになっておりますので、むしろ、これを放置してしましますと卸電力市場が活性化して、競争的な電力市場を作っていくという目的自体について、障害になってくるのではなからうかと思っております。

3点目でございます。これもいわば復習でございますけれども、電力コストの最小化には当然、運転単価が高いところから優先的に稼働を抑制していくというのが、料金審査においてもこうした考え方でメリットオーダーが採用されております。下に電気料金審査専門委員会の資料を引用させていただいておりますけれども、この中で明確に最も安い電源から稼働させるというメリットをどう徹底させているかという観点から料金は審査するんだというふうになっております。その審査結果についても資料が経産省さんの資料の中に入っております、東京電力につきまして最も経済性のある石炭をベースとして、次に経済性のあるLNGを優先的に消費し、残りの部分を石油で行うんだというふうになっております。したがって、稼働を抑制する場合にはこの反対で抑制さえられているはずであるということでございます。全電源平均運転単価による回避可能費用

の評価というのは、こうした考え方に全く一致をしていないということでございます。

こういう3点の問題点を挙げさせていただきました。

では、どうするかというのが改革案でございますけれども、財団の案でございます。今、申し上げましたコスト最小化の観点から、運転単価の高いものから削減されるという考え方に立って、それを反映した回避可能費用の設定ということです。最も望ましいのは当面はということで書いてございますが、石油火力と天然ガスのコンバインドの火力の平均可変費単価を採用するということが望ましいだろうなと思っております。電力システム改革あるいは卸電力市場の状況を見つつ、適切な時点で卸電力単価へ移行していくということだろうと思っております。これは可変費の部分ということでございまして、その部分についてこうしたものを採用していくべきではないかと思っています。

一部、天然ガス火力を有していない電力会社さんも、北海道電力さん、北陸電力さんがいらっしゃると思うんですけども、それ以外の電力会社は大体40%ぐらいを供給能力で石油火力とLNG火力で持っておりますので、そこについてはこういう方法で大丈夫ではなかろうかと。本当に石炭火力を一部焚き減らしに使っている場合には、そのことをエビデンスを出していただいて、算入するというような方法もあるのではなかろうかと考えております。したがいますと、火力平均では10.8円/kWhぐらい、天然ガスと石油の平均では12.2円/kWhぐらいになってくるということでございます。

それを実際の賦課金総額で見たものが次の参考のところございまして、現在の全電源では大体単価が7円/kWh程度でございますので、回避可能費用が957億円、賦課金が2,930億円ぐらいになりますが、私どもが提案させていただいております石油火力と天然ガスの平均でまいりますと、単価が12.2円/kWhで回避可能費用が1,591億円、賦課金が2,296億円、大体600億円ぐらい賦課金が減少するという構造になっております。

この後は木村の方から。

○公益財団法人自然エネルギー財団 木村様

今、可変費の部分の考え方について財団の考え方を申し上げましたけれども、そのほかの論点について申し上げたいと思います。4点ございます。

1点目は情報開示と透明性の確保が非常に重要ではないかということです。再生可能エネルギーの賦課金というのは皆さんご存じのとおり、電力消費者の方にご負担いただいている貴重な資金です。ですので、そうしたものがどのように運用されているのかというのを、きちんと国民の皆様へ透明性をもってお示しする必要があるかと思っております。そういう意味でいうと、買取制度の会計報告を毎年やっていく必要があるかと思っております。

2点目の論点としては再生可能エネルギー事業者への影響ですけれども、回避可能費用を変更することで回避可能費用が高くなってしまうと、買取ってくれないんじゃないかというような声があるということを前回もご指摘があったと思いますけれども、今の制度は買取りを義務づけるという形になっております。ですので、この義務づけという法の趣旨を徹底させていくということがまずは第一だということだと思います。

3点目の論点ですけれども、次の8ページ目になります。電力市場への影響についてです。今回、回避可能費用を適正に評価することで、先ほど大野から申し上げましたとおり、電力市場の歪みが小さくなっていくというかなりポジティブな影響が出てくると。ただ、現行で新電力さんであったりとか、あるいはその中の再生可能エネルギーを中心に電力供給をやっつけようという小売事業者さんがございます。こうしたところが急に回避可能費用を上げてしまうと、大きな影響を被る可能性がありますので、そうしたところが影響が大きいところの実態をちゃんと把握した上で、必要な緩和措置というのを検討する必要があると思います。

4点目、最後ですけれども、こちらは回避可能費用を固定費に算入するというので、こちらについてはkW価値を評価するということですので、非常に評価できるということになりますが、その際に回避可能費用は可変費プラス固定費という考え方になります。ですので、可変費の部分については先ほど申し上げたとおり、ちゃんとメリットオーダーに基づいた考え方で検討する、固定費の分についてもコスト最小化という視点から適切な計算方法というのが定まってくるということになるので、固定費を算入するから可変費も全電源平均でいいんじゃないかというのは、少し違うのかなというところがございます。

以上でございます。

○山地座長

どうもありがとうございました。

それでは、続きまして岩船委員から資料3、再生可能エネルギーの回避可能原価の設定における論点について説明をお願いします。

○岩船委員

東京大学の岩船でございます。私の方からは再生可能エネルギーの回避可能原価の設定における論点ということで、単純な燃料費の削減ですとか、固定費の回避分、それ以外の影響にどういったものがあるかというような整理をさせていただきました。ただ、それに関しましては冒頭に実は山地座長の方からほとんど言い尽くされたように思いますが、幾つか研究事例をご紹介させていただこうと思います。

2枚目をご覧ください。再生可能エネルギーの増加の影響としまして、今現在、検討されてい

ないものとして、今後、調整用電源の確保が必要になる点があります。それはLFCの調整、周波数の調整であり、調整用電源が必要になる場合には燃料費の高い電源のバックアップが必要になります。その場合、特に火力発電所などでは追加的に起動停止の回数などが増加や部分負荷運転の時間帯が増えることによる効率低下が起こります。さらには出力の予測誤差、予見できない出力変動が再生可能エネルギーの場合対応する必要があり、全体に運用コストが増加するのではないかという問題があります。

そして、再生可能エネルギーを出力抑制する代わりに例えばバッテリーなどが必要であれば、本来、そういったコストも必要になるだろうと考えられます。それから、固定費の方でいいますと、回避できる電源だけではなくて、たしか事務局の資料にも既にあったと思いますが、既設電源ですとか、あるいは新規調整用電源の固定費の投資回収の不足の問題が起こるだろうということが指摘されていると思います。

この一つ目のポツの方なんですけれども、3ページ目をご覧ください。こちらの方は、東京大学の小宮山先生たちの電源ベストミックスモデルによる評価の事例でございます。一番上の段、これは関東圏、東電管内の8月の状況で一番増えた現状震災後、原子力発電所が運転をほとんどしていない状況で、それに対して太陽光発電を1,000万キロワット、5,000万キロワット、4%、21%と増加していった場合に、どのような事業になるかということシミュレーションした事例でございます。

これを見ていただきますと分かるように、一番下の絵が一番黄色の太陽光がたくさん入った状況が特徴的かと思いますが、紫のLNG、そして、その下の薄い紫のLNG複合の運用があつて、一番上のグレーの石油火力の絵、その部分が順番に出力が減っていく様子が見て取れると思います。これは一定のピンクのところ、これは揚水ですとか、あと、バッテリーの導入も前提とされていますけれども、こういった試算をすることによって、それぞれに一定のシナリオに基づけば、削減限界費用というものはある程度、適切に計算できるのではないかということです。もちろん、設備が要らなくなるといった固定費の方も、長期の電源ベストミックスを解けば計算できるだろうと思われま。

4枚目です。4枚目の方、こちらは同じく東京大学の荻本先生のチームのご研究によるものです。荻本先生も長期的な電源ベストミックスのモデルを持っていらっしゃるし、そちらの方で右上にありますような原子力発電所の今後の利用可能性のシナリオ、再生可能エネルギーの導入シナリオと合わせて、長期的に燃料費がどうなるかといったようなベストミックスがどうなるかといったような試算をされております。

この計算例はこのシナリオの中の3 a、原子力発電が40年で廃止される場合で、太陽光と風力

がそれぞれ53GW、風力28GWが導入されるというような想定の3 aのシナリオで計算した場合の、LFCの調整力がない場合とある場合の差を比較したものでございます。左側の上の方がLFC調整力がない場合、下がある場合です。これがGWになっていますが、2030年の発電電力量の割合を10社ごとにそれぞれ計算されて示しております。その上と下の差が、左側の下の表でござい

ます。これを見ますと、各10社ごとにLFC調整力を考慮することによって、例えば一番顕著な場合は東北電力さんだと思うんですけども、例えばLNGが793GWh増えるとか、オイルが増えることがわかります。トータルで増える燃料費が計算されています。この734という数字がベースの燃料費の35%に相当するというので、LFC調整力を考慮することで燃料費が非常に高くなる計算結果が出された例でございます。しかも、これは前提としてヒートポンプ給湯器や定置式電池等の大規模導入が実は想定されており、実際は例えばこういったものがない場合には、もっと厳しい結果になるかもしれないというような試算でございます。

次の机上配布のみとさせていただきます5枚目、6枚目なんですけれども、こちらの方はアメリカのNRELがアメリカ西部地区の系統について計算した事例でございます。これは火力発電所の運用への再生可能エネルギーの導入による影響ということで、5枚目の左が、上が2020年ごろにWECCが風力と太陽光が見込まれる量、2020年ごろの想定でつくったシナリオの例で、下の方が太陽光がたくさん入った場合の例ということでございます。

上と下を比べていただくとわかるように、例えば下の太陽光発電がたくさん入った場合にはどういった電源が減るかということが計算されていまして、例えばこの絵で見ると黄緑のガスコンバインドですとか、さらには黒のコール、石炭まで代替されていると。その計算結果というのが5ページの右側になる絵でございまして、風力、太陽光によって代替される発電設備がガスコンバインド、黄緑がほとんどで、黒い部分のコールもかなり25%ぐらいあると。こういったものによって代替されるので、限界費用自体は明示されていないですけども、これらの燃料費から計算はできるという話でございます。

6ページの方が同じ試算結果なんですけれども、このモデルは火力発電所の起動停止に係るコストまで計算されていまして、その計算事例が左側の絵でございます。そうすると、シナリオごとに再生可能エネルギー無しに比べて、それぞれオペレーションコストが増加しているよと、こういった試算が既にされているという事例で、右側の方は電源燃料費の削減がオレンジなんですけれども、それに対して各オペレーションコストですとか、起動停止の増加分というのがどういふふうに影響するかというような試算がなされた絵でございます。

7ページは制度設計運用ワーキンググループ事務局から出された再生可能エネルギーの太陽

導入による火力発電所の投資回収への影響ということで、再生可能エネルギーがたくさん入ることとで特に今までピーク電源になっていたあたりの電源の投資回収が困難になるという説明のための図です。

8ページ目、最後なんですけれども、今回、ご紹介したように様々なシミュレーションモデルがあります。基本的にはもちろんシナリオの設定によって結果が大きく変わってしまう可能性はあると思います。ただ、単に回避可能原価の話だけではなくて、ほかの市場の制度などとも関連して、最終的にはきちんと計算して評価することが重要ではないでしょうか。火力発電所の起動停止やLFC調整力についても計算できるようなモデルも我が国でも持っていますので、そういったものを使って、きちんと皆さんの合意できる妥当なシナリオ設定のもと、計算していくような体制づくりが実は必要なのではないかと思います。余り拙速な議論は避けるべきではないかなと私は思っています。

ただ、短期的に見るとLNG複合と石油火力の平均あたりが今のところは妥当だと思われれます。ただし、この先、再生可能エネルギーがどんどん増えていくと、回避可能原価自体がまた逆に下がってくるような可能性があるのではないかというふうに思われれます。

以上です。

○山地座長

ありがとうございました。

それでは、次に前半の議題である回避可能費用の取扱いについて関する資料の説明の最後であります。株式会社エネットさんから資料4、回避可能費用見直しによる新電力事業への影響についてご説明をお願いいたします。

○谷口オブザーバー

ありがとうございます。エネットの谷口でございます。それでは、新電力の立場から今回の見直しに対する要望をご説明させていただきます。

1ページ目になります。まず、要望の内容についてなんですけれども、回避可能費用の早急な見直しというのは、新電力各社の事業への影響が非常に大きいということから、真ん中にございます契約済み案件に対する影響であったり、供給力確保手段の確保というような点にも十分、ご配慮いただいた上で、事業者が対応可能な準備期間というのを考慮した導入時期の設定であったり、適用対象、価格水準というものを整理いただくことを要望いたします。また、あわせて前回、触れさせていただいた件でもありますが、需要家や再生可能エネルギー発電事業者に対する配慮というのも必須かと存じます。

それでは、この(1)(2)について補足的に後ろのスライドで説明させていただきます。

2ページでございます。まず、契約済み案件に対する影響ということで、新電力は現行制度の回避可能費用というものを前提として事業性判断を行った上で、既に来年度のほとんどの案件の契約というのが締結しているという状況でございます。これらに対して制度変更によって事後的な価格見直しというのが行われますと、新電力の事業が成立しなくなるといった可能性もございます。

真ん中の図は、平成25年度4月から12月までの再生可能エネルギー導入実績データをグラフ化したというものでございます。この図を見ていただきますと分かる通り、新電力は再生可能エネルギーの調達比率というのが非常に高く、回避可能費用の上昇というのが事業に与えるインパクトというのが非常に大きい状況でございます。この比率だけを見ると、電力会社さんと比べると約6倍の大きさに効いてくるということになります。したがって、回避可能費用がkWh当たり数円上昇するということになれば、多くの事業者が致命的な影響を受けるということにもなりかねませんので、こういった点にもご配慮いただきまして、事後的な適用というのは避けていただけるようお願いをいたします。

最後、3ページ目でございます。2点目の供給力確保手段の切り口でございますが、新電力が電気を調達するための卸電力市場というのがまだ成熟していない状況におきまして、再生可能エネルギー電源というのは新電力にとって非常に貴重な供給力確保手段の一つとなっております。これまで新電力間で競争しながら同時同量制度のペナルティへの対応など、リスクを考慮して各社が工夫、努力をした上で、再生可能エネルギー電源を調達してきておりまして、また、その結果として再生可能エネルギー電源の普及促進にも貢献してきているものと思っております。この回避可能費用の上がり方によっては、新電力にとって再生可能エネルギー電源の調達が著しく難しくなるということをご心配してございます。

図は固定価格買取制度導入前の日本の発電所の構成比ですが、右側に固定価格買取制度対象の電源を加えて、それらの電源に対応して新電力にどういった現在、調達手段があるのかということのを真ん中の図で描かせていただいておりますが、どの調達手段においても現状の環境下では非常に調達力確保は厳しいという環境でございます。

こういう中で、これまで伸びてきた固定価格買取制度対象の電源というのが、回避可能原価の上がり方によっては買えなくなるのではないかとご心配しておりまして、それは買取義務者の買取りの除外規定等との関係もあって、新電力は買えなくなるのではないかとご心配してございます。また、新電力がそういうふうにならなくなるということになりますと、新電力に対しての販売を前提としていた再生可能エネルギー発電投資を判断した事業者の方々にも、大きな影響が出るのではないかとご心配しておりますので、こういった点にも

あわせて十分、ご配慮いただけますようお願い申し上げます。

以上でございます。

○山地座長

どうもありがとうございました。

それでは、今から最初の議題、固定価格買取制度における回避可能費用の取扱いについて自由にご討議をお願いします。前回もお願いしましたが、発言ご希望の方はネームプレートを立てて意思表示をしていただきたいと思います。できるだけ順番に指名させていただきたいと思います。どなたからでも、どの角度からでも結構ですが、では、馬場委員、どうぞ。

○馬場委員

私も意見も山地座長、それから、皆さんがおっしゃられたようなことと大体同じなんですけれども、こういった電気を供給するシステムというものを安定的にずっと持続させて運営していくためには、どのようなことをしなくてはいけないかという、よく言われるのはまず電源計画があって、それから、運用の計画があって、そして、運転があってという、そういったような形になっていくのかなというふうに思います。

今、最初の方の資料にありましたところで、この議論のところで最初に物理形成に余り影響を与えないというようなことが最初に書かれて、何か議論がされていたようだったんですけども、私も岩船委員の方から説明があったとおり、そんなことはなくて、そういったようなところに対してもインパクトがあるというふうに思います。ということを見ると、20年とか長い期間にわたって運営していくこういったシステムの場合には、短期のことだけでなく長期のことも考えた、そういったような制度設計をしなくてはいけないのかなというふうに思います。

その中でいろいろ案を出していただきまして、短期調整重視型ということで火力・水力平均とか、いろいろあるわけなんですけれども、五つ、アイデアを出していただいたわけなんですけれども、私としては本当のことを考えるとこれだけでは不十分かなと。その不十分な理由というのは、実は岩船委員の方から出していただいたとおり、例えば長期調整重視型でやったときに電源計画の方まで含めた形の議論になっているんですけども、途中で運用というようにところの観点というのが少しまだ不十分かなというふうなことを感じておりまして、そういった意味では、だから、調整力を確保しなくてはいけないということに関する費用というのが、ここには出にくいかなというふうな気がします。

そういったようなところがちゃんとした数字を出せと言われると、それはまた、いろいろ議論があるかと思うんですけども、そういったようなところが高い電源から例えば止めてやるといような話のところにもかなり影響が出てくるというふうなこと、ただ、単に単純に高いとこ

ろの電源を止めるというだけでなく、そういった少し安いところの電源も止めないと調整力とか、そういった運用計画を考えたときに、ちゃんと安定にシステムを維持していくということを考えた上での、そのためのコストというものが少しまだ入っていないかなというふうに思います。

ただ、先ほど座長の方から言われたとおり、どこで妥協点を見出すのかということが結構必要かなと思いますので、そういったようなことというのは私は考えるべきだと思うんですけども、長期的な課題のところでもそういったものまで入れられるような何かシステムを作っておいて、徐々に検討していくというものも悪くはないかなというふうに思いますが、いずれにしても私自身の意見としては短期調整重視というよりは、むしろ、長期のことまで考えた、そういった選択肢を使った方がいいのではないかなというふうに思いました。

以上です。

○山地座長

ありがとうございました。

それでは、松村委員。

○松村委員

まず、全体に関することで座長が最初に言われ、その後、資料3で岩船委員が言われ、更に今の馬場委員のご発言を聞いていて、ちょっとだけ心配になったことがあったので、確認させていただきます。

まず、前回の発言に関して、ひょっとして誤解されたのではないかとと思うのですが、サーチャージの部分は再生可能エネルギー普及のために国民が負担する部分で、ここを見やすくするのは非常に重要だということは確かに言ったし、今でも正しいと考えています。しかし言うまでもなく、このサーチャージの部分だけが再生可能エネルギーの普及に伴う国民負担ではないし、そんなことは少なくともここにいる人は当然に皆が分かっていることだと思い込んでいました。例えばエネルギー基本計画を巡る、審議会での長い議論の中でも、再生可能エネルギーに批判的、懐疑的な委員が繰り返し攻撃したように、不安定な再生可能エネルギーが普及すれば、例えば送配電投資も増えるというコストもかかるし、あるいは周波数調整のための待機電力のコストがかかる。サーチャージの部分だけではなく、そういう費用を全部足して、不安定な再生可能電源にはこんなにコストがかかると、それらの委員はさんざん指摘してきた。その人たちのレベルですら、それは別立てのコストだということは分かっている、ということだと思います。

その点、今回の回避可能原価を議論する段階での再生可能エネルギーのコスト、つまり各小売り電力会社レベルでの費用と、送電投資費用のようなものも含めた系統全体の費用がごっちゃになっていないのか心配になっています。特に資料3のところでおっしゃっていることは基本的に

正しいと思いますし、座長の整理も基本的に正しいと思いますが、懸念しているのは、送配電部門が負担して、最終的に現行でも、あるいはこの後の制度設計でも当然に託送料という形で回収される類いのコストの部分は、今回の回避可能原価という話とは全く無関係なはずです。

そういうコストがあるということの認識は正しいと思いますが、20分単位とかそれ以下の時間での調整が必要だとかという類いのコストは、周波数調整のために必要な費用は、自然に制度設計されれば当然、託送料に入ってくるはず。一方回避可能原価は、今までの制度でもこれからの制度でも基本的には、買取った小売事業者が買取ったことによって回避できたコストを考えているのであって、社会全体として負担する、最終的に託送料に含まれるであろうコストの話は、間接的には関係しているけれども、今回の回避可能原価の議論に直接関係ない。

更にエネルギーのベストミックスをきちんとはかり、その結果として調整コストが本当はどうなるのかというのをきちんと算定することの重要性は否定しません。それから、馬場委員がご指摘のとおり、完全にメリットオーダーだけでやれるわけではない。いろんな要因でコストは安いけれども、そちらを抑制せざるを得ないということがないとは決して言わない。そういうことを完全に特定できないと運用できないような制度は実際の運用が難しいので、そもそも、今回の提案の中に入っていないと認識しています。その点の研究の重要性を否定しませんが、そういうところの見解が完全に一致するまで動かせないようなルールは、今回、提案されていないし、実際に採用されることもないと認識しています。

もう少し具体的に資料1に関してコメントします。9ページのところで火力・水力に関して流れ込み式水力やあるいはダム式であったとしても調整できないような類いのものと分離することができないから問題だということが書いてあるのですが、私が指摘したのは仮に全てのダム式の水力で調整していたとしても、入れるのはおかしいと言ったつもりです。

ちゃんと帰属価格を計算して、時間をずらすことのコストまで計算した、その可変費が入っているのであれば、ダム式を入れるのは正しいと思います。しかし、ダム式の水力の場合に時間帯をずらすということがあったとしても、水量に依存して総発電量は変わらないはずで、その可変費用を計算する際に、水なのだから燃料費はゼロというような、そういうラフな形で可変費用が計算されているとすれば、実際にそうされていると思いますが、ダム式であったとしても入れるのはおかしい。揚水式のくみ上げの原資のためのコストを入れるということなら分かりますが、それが火力平均より低いとは到底思えないので、私はそもそも火力・水力式というのはおかしいと思います。ただ、これを支持している人は一人もいないので、もう今後議論されることはないと思いますから、これ以上は発言しません。

次に12ページのところで、固定費を入れるというところの発想のところの2番目、②と書いてあ

るところです。kW価値に応じて固定費を入れるという発想自体は正しいと思いますが、具体的にここで書かれた算定方式で計算したコストを回避可能原価とする、全電源平均可変費用プラスkW価値分の全電源平均固定費という算定は、論理的に間違っていると思います。最も極端なケースとして、kW価値がほとんどない電源ばかりだったと仮にします。現実はそのじゃないというのは十分分かっていますが、仮にそうだったとすると、kW価値はほとんどないことになり、この算定だと固定費はほとんど算入されないことになります。

それ自身は正しい、固定費が算入されないのは正しいと思いますが、ということは設備投資に影響を与えない、ここで書かれているような話とは別のロジックで設備投資に影響を与えることはあるかもしれませんが、ここで書かれているようなロジックで設備投資に影響を与えない。kW価値の分だけ固定費が算入されるのは、再生可能エネルギーが入ってくると設備投資が減るから、その分は設備費用が削減できるから。逆にkW価値が殆どないということはこの削減費用がないと言うことを意味している。その結果、焚き増し焚き減らしだけで調整されることになるはず。つまり殆どが調整電源、火力で対応されることになる。だから可変費は全電源平均では辻褃が合わない。もしこの発想をとるのであれば、仮にこの結果として固定費用の①の方式に比べて、例えば1%しか固定費用が入らなるとすれば、設備の変動で対応する部分は1%の部分で、既存の設備で対応する部分というのが99%、だから、0.99掛ける火力平均プラス0.01掛けるこの式、こういう加重平均をするならまだ理解できますが、この資料にある、そして今回実際に試算されたやり方は論理的におかしい、一貫性がないと思います。

その意味で、火力平均という発想は、短期重視という整理は確かに正しいのですけれども、もし、設備の調整が全くないとすれば、短期だろうと長期であろうと基本的にはこれが正しいはずです。短期の調整だけを考えているのではなく、長期を考えても、もし設備投資が調整されないなら、長期として見てもこれが正しいという整理が正確だと思います。現行の制度が長期重視という整理も私は理解しかねます。可変費用しか入れていないのですから、現行のルールは長期重視という格好で正当化するのは無理だと思います。

3点目。全国一律の回避可能費用というのは、今回は採用を見送りたいというご提案に聞こえた。電源構成が違うというのは確かにその通りで、運用の仕方も違うというのは確かにその通りですが、だから全国一律にしないというのはおかしい。ここで議論しているのはコストの話です。広域運用すれば、最終的に限界費用は、あるいは調整の費用は均等化するはず。コストの低いところは市場に積極的に出す。コストの高いところは市場から買ってくる結果として、それが下がるはず。これを前提として全国一律ということを行っているので、運用が違うから回避可能原価が地域ごとに違うというのはおかしいと思います。この後、未来永劫、運用の仕方は各社ご

とに違うと思いますが、だからといって、全国一律の回避可能原価を採用しないというのは変じやないかと思います。

ただ、一方で、広域運用には限界があります。卸取引市場でも当然、値差がつく事態は出てきます。値差が一定以上になったときに、その値差を反映して地域ごとに回避可能原価を変えることを、将来考えることはあり得ると思いますが、私は基本的に全国一律で、値差が生じていて、広域運用をしたとしても残るコスト差があることが明らかになった時点で、その部分だけ調整すればいいと思います。

19ページの経過措置ですが、経過措置が必要だという理由はよく分かりました。経過措置に関しては別のやり方があり得る。ここに書かれているものにプラスして、もう一つの発想があり得ると思います。プレミアムをつけてわざわざ買った既契約の部分は、競争が機能して買ったということ。つけたプレミアムは今の制度が続くということを前提として、そのプレミアムをつけて買ったのしょうから、そのような契約の部分は経過措置として、現行の発想を維持する。そうでない契約は新制度に移行する。こういうやり方もあり得ると思います。

このやり方をとると、少なくともウインドフォールゲインを電気事業者がとり続けるという不満はかなり減ると思います。一方で、一々契約を見て種類分けするということがフィージブルかという問題はあるとは思いますが、今、私が言ったやり方の方が必ず優れているというつもりではないのですが、考える余地はあると思います。

資料2の8ページの4です。私はこの考え方は、すみませんが、全く理解できません。私がさつき2番目の点で言ったようなやり方をした結果、値が近くなるということならまだ理解できるのですが、固定費用をカウントしながら可変費用は全て火力平均というのは、どのような想定から出てくるのか、理屈として理解できませんでした。

以上です。

○山地座長

発言はできるだけ簡潔にお願いします。それと、託送費用として回収するのが適切という部分があることはあるとももちろん思っているんですが、それも買取ったことに伴う電力供給原価の増分であることは、

○松村委員

いいえ、その理解は違います。ここで言っている回避可能原価はA電力が買い取ったときにA電力が回避できるコスト、B電力が買い取ったときにB電力が回避できるコストのはずです。一方で、再生可能エネルギーが増えた結果としてアンシラリーコストが増えたというのは、全体として託送料が増えるというものですから、考え方が全く違います。

○山地座長

ただ、国民負担ということに関しては最終的に電気料金の中に入るわけですから。

○松村委員

その点は最初に申し上げたと思いますが、国民負担というときにはサーチャージでかかる部分と、送電投資のようなコストがかかるとか、アンシラリーコストがかかる……。

○山地座長

分かりました。そういう説明をすればいいんですけども、あと、固定費に関しては恐らく誤解があると思うんですが、ここで議論する時間が今はないと思います。

それでは、佐藤委員。

○佐藤委員

資料1の9ページと10ページをもとに私の意見を述べます。

9ページでは、①と②が短期的な調整を重視しているという評価になっていますが、実際の運用を見ると、火力平均単価が短期的な調整としては近似値に一番近いのではないかと思います。いろんな要素があるから計算しにくいと言われても、計算できるところはきちんと計算していく必要があると思います。そうでないといつまでたっても何か十把一からげのような議論になると思います。私は焚き減らしのところを回避可能原価で見ているんだというシンプルな発想から見れば、近似値に一番近いのは②の火力平均単価だと思います。

それから、10ページの長期的な調整を重視した場合には、全電源平均単価を用いるという④の現行制度が書いてありますが、長期的な調整を重視といったときに長期的には全電源平均単価は正しいんだと、焚き減らしの回避可能なコストが長期的に見れば、全電源平均単価の近似値になるんだということであれば、分かります。しかし、今までいろんなご説明をお聞きした中で、この全電源平均単価というものが長期には正しいんだというようなご説明は余りなかったと思うんです。難しいとか、いろんなコストがかかるというお話はありましたけれども、長期的にはこれになるんだと、これが一番正しいんだというご説明ではなかったように思うんです。そういう意味では、長期的にはこれが正しいということがこの表現として不正確であると私は思います。

確かに、いろいろな調整は必要でしょうけれども、全ての製造業がコストというのは非常に大事で、原価計算というのを厳密にやっつけらっしゃると思います。当然、いろいろな変動費はありますけれども、それを計算していくのが事業活動そのものだと思います。いろいろな変動要素でシミュレーションが難しいのは当然、私もそうだと思いますけれども、できるだけ現実に近い価格というのを持っていくことが必要だと思います。もやもやした感じが回避可能費用価格の算定にあると、この制度は続けていけないのではないかと思います。ただし、激変緩和、それか

ら、再生可能エネルギーに対する悪影響がある部分については、特別な配慮をすべきだということとは私もそう思います。

以上です。

○山地座長

それでは、大橋委員、どうぞ。

○大橋委員

今回の議論ですが、最初に座長がおっしゃられたように、再生可能エネルギーの話ではあるものの、実は電気事業制度に対する含意と論点が幾つか入っているのかなというふうに思います。そもそも、ご説明があったんですけども、回避可能原価というのは何だったかという、それは一般電気事業者の電源構成を踏まえて再生可能エネルギーのkWhの価値を評価する、その額であるということだったんじゃないかと思います。

電気料金の算定の際には5ページにありますけれども、他社購入電力料というもので費用計上していく。ただし、これはリアルな変動費ではないということだと。つまり、ここは決めの問題で実は入ってきていて、それで、再生可能エネルギーの固定価格買取制度というのは再生可能エネルギーが無い場合の従来電源で全額上乗せする、その上乗せする仕方として回避可能原価という電力料金の上げ分と、あと、それ以外のサーチャージという上げ分と、その二つの切り分けをして、その仕切りをどこで決めるかということですから、その決めに料金区分、あと、サーチャージ分に分けて考えていくと。持続可能な形で再生可能エネルギーというものを導入していくためには、その二つというものをきちっと回収しなければならない。山地先生がおっしゃったように最終的には両方とも国民負担で返ってくるものだと思います。

今回の議論というのは、この決めの問題というものをよりリアルに近づけた方がいいんじゃないかというふうなご議論だというふうに認識をしています。ただし、どの程度現実に近づけるといって、その実態の運用ということになりますけれども、これまた、きちっと現実に合わせることは難しいかもしれませんし、また、ぎりぎり考えていくと、計画と実利用と外れた場合にどうするのかというふうな議論も究極的には出てくるかもしれません。現在ある様な補償条件とか、そんな話というのも出てきかねないような話にぎりぎり詰めていくとなるのかなと思います。

それで、要するに電気事業全体に与える影響という意味でいうと、この話というのはインバランスの話にもある意味、つながるところがあるのかなと。つまり、調整電源を何で見るのか。そのコストは一体どれだけかということというのにも、実はつながっていく大きな話ではないかというふうに思っています。この話というのはここで決める話なのかなというのは、若干、私もよく分からないところがあって、もう少し、実は別の場との整合性も図りつつ、議論していくのが

良いと思います。この話は電気事業の新規参入とか、いろんな論点が絡んでくるので実は極めて重要で、いずれ議論していかなければいけない論点じゃないかというふうに思っています。

また、今回、kWの話がありました。私個人は実はkWの価値ってあるのではないかと考えていて、どういうふうな運用をされるかによって実は再生可能エネルギーの出方によって多分、容量確保していかなければいけない部分というのがあるとすると、それはkW価値になる。そういうことも議論していくって極めて重要な話なんだと思いますが、実はkW価値の話も実は電力事業制度とも密接に絡む、つまり、今後、電源を入れていく際にkW価値というのをきちっと議論していかなければいけないんだと思うんですけども、そことも密接にリンクする話なんだと思うんです。

今回、ここでの議論で、前回、私はもう少し時間をかけて議論すべきじゃないかと申し上げて、ここまで具体的に実はお話ししなかったんですけども、そういうことを念頭に前回はお話をさせていただけにいました。ここで決めていいんですけども、決めると、そこが多分、電力システム改革の議論をするときの出発点になる可能性があるんじゃないか。そこというのは今回議論するにしても、幅広く電力事業全体を見て議論をぜひしていかないといけない部分だと思いますし、事務局の方も含めて、どういうふうな方向でいくのかということをぜひお願いできればと。

すみません、以上です。

○山地座長

それでは、崎田委員。

○崎田委員

遅くなりまして失礼いたしました。今日、遅れることが分かっていたので、お願いして、送っていただいて読ませていただいたんですが、私が前回にお話をさせていただいた意見と今のところも同じだなと思っています。同じというのはどういうことかといいますと、私は再生可能エネルギーを急激に増やすというのは費用負担からいって大変だということを承知の上でというか、覚悟の上で国民負担で支えるということで思い切ってこの制度を導入した、それに多くの国民が賛成してきたというふうに感じています。

実際に導入してみると見直すべきことが出てきた点は、いろいろなご意見があるのだらうと思いますので、じっくり考えなければいけないというふうに思いますけれども、電気料金というのは非常に国民全員に関係してくることですので、もう少し、きちんと見直した方がいいと私は思っています。難しいから分からないから先延ばしにということではなくて、電力システム改革で数年後に大きなシステムを変えようとしていることとか、いろんなことを総合化する時間が必要ではないでしょうか。あるいは今回のお話为新電力の経営にどういうふうな影響があるのかとか、

回避可能原価に関する数字だけを見るのではなく、エネルギーのこれからの発展全体に対する影響というのが、どういうふうに出るのかきちんと見据えた上で議論をするなど、これに関してはそうふうな腹のくくり方が必要なのではないかというふうに思っています。

なお、私はできるだけ地域で自然エネルギーを増やししながら、エネルギーの自給率を高める地域をつくっていく、そういうようなことが全国に広がっていくことが基本として大変重要なのではないかというふうに思って、身近な視点からということでもいつも語っているんですが、そういう視点と今回の検討の視点と、どういうふうな関係になっていくかと思いながらいつも資料を読ませていただいているんですが、地域でいろいろと再生可能エネルギーを増やしてきているところが結果的に電気料金が上がるとか、そういうようなアンバランスではなく、うまく社会全体でみんなが増やしていけるような、そういうような配慮がきちんと効いている制度であってほしいと思いがらいつも拝見しております。よろしくお願ひいたします。

○山地座長

ありがとうございます。

では、岩船委員。

○岩船委員

ありがとうございます。先ほどご説明したことと重複しますが、今時点で何が妥当かと言われるれば、今の導入量から考えると短期的な火力平均等が一番妥当なのではないかと思ひます。ただ、先ほども申しましたように、もう少し長期の火力発電所の調整のためのエネルギーですとか固定費の問題などは、決して計算できないものではないと思ひますので、そういったところは随時必要に応じて見直す、きちんとしたシミュレーション等で皆様の合意のもとのシナリオの下で計算していく必要があるのではないかと思ひます。送配電部門の負担というお話があったんですけども、例えば火力発電所の運用条件の悪化のような話は当然、発電所に帰属するものだと思いますので、託送料としてうまく乗せられればいいですけども、そのあたりの切り分けも含めてもう少し全体的な制度設計と合わせて、長期的に検討していただきたいと思ひます。

以上です。

○山地座長

ありがとうございます。

委員から一通り、ご発言いただいたんですが、あと、余り時間がないんですけども、オブザーバーの方からも簡単にお願ひしたいのでよろしくお願ひします。では、まず、電事連から。

○明田オブザーバー

それでは、すみません、簡単に申し上げさせていただきます。一つは資料の中で若干違和感を

持った部分がございましたので、その点について一つという意味です。それは18ページのところで新電力への配慮というところでございますけれども、この中で新電力さんの方では、料金転嫁が非常に難しいんだということが記述されてございます。このことをもって、そのこと自体は私も難しいんだろうなというふうには想定してございますけれども、裏返しにいいますと、私ども一般電気事業者も同様に難しいと考えておりますし、事によってはそれ以上、いろんな影響がございまして、それ以上、難しいということもあるんじゃないかというふうにも考えてございます。

また、この中で新電力の方々、最後の黒ポツでございまして、再生可能エネルギーを非常に重要な供給力として位置づけられているということ、そういったことに留意が必要という記述がございまして、私もどういった留意なのかというのイメージがしづらかったものからあれなんですけれども、それはすなわち、電気価値に対してそれなりの重要性が認められているということだろうと感じまして、そういった意味で、留意というのがどういうことなのかとすると、理解が難しいなと思った次第でございまして。

それと、先ほどからオブザーバーとして議論を拝見いたしておきまして、非常に前回以上に回避可能原価の考え方というのは難しいんだなというのを本当につくづく感じてございます。そういった意味において前回も申し上げましたけれども、この資料の中にもありますように、国民の皆様に分かりやすく、そういったことをどう分かりやすくするかというのは非常に重要なことだと思っております。そういった意味でも慎重にご議論をいただきたいということ、それから、仮にこれを変更するということなのであれば、先ほど経過措置等もうたっていただいておりますけれども、影響を極力小さくするようにお願いしたいというのが私どもの要望でございまして。

すみません、以上でございます。

○山地座長

それでは、風力発電協会、塚協さん。

○塚協オブザーバー

風力発電協会の塚協でございます。私の方は前回同様、崎田委員と同じような考えでおります。固定価格買取制度が2年前に導入されました。ある程度の痛みを覚悟の上で、この制度というのは自然エネルギー導入促進のために採用された制度だというふうに思っております。その結果、全電源平均で回避可能原価を算定するということを前提の上で現在まで進んでまいりました。その結果は初めての売り手市場のような形になっておきまして、結果として自然エネルギー導入促進には大いに寄与した、我々事業者にしたなら素晴らしい制度だというふうに思っております。

ご存じのとおり、電力事業というのは我々自然エネルギーでもほかのエネルギーでもそうなんですけれども、計画をして設備形成をするまでの間に数年少なくともかかる制度でございまして。

全電源平均の回避可能原価を前提に設備を形成して、それをどこに売るかということについてまで計画をして実行中の案件もたくさんあるやに思っております。これをまだ丸2年たっていない段階で回避可能原価の算出方法を変えますというようなことになると、開発中の案件なんかがたくさん死ぬだろうと思います。また、回避可能原価が上がることによってサーチャージの見かけは減るかもしれませんが、結果的に導入促進に余りつながらない可能性も、出てくるのではないかなというふうに考えております。

それと、もう1点だけ申し上げたいのは、回避可能原価の問題ではないんですけども、サーチャージというのが全部国民負担であるという認識で今、ご議論されていると思うんですけども、固定価格買取制度によって発電されたkWhというのは純国産エネルギーでございまして、全それは電力会社さん等の燃料調整費の削減とある程度、リンクしているのではないかなというふうに思っています。それがどのぐらいのマグニチュードがあるかというのは私は不勉強で分かりませんが、間違いなく固定価格買取制度でのkWhと燃料調整費というのはトレードオフの関係にあるだろうと。この辺を考えると、国民の皆さんのサーチャージに対するご負担というものも、許容されるような数字になるのではないかなというふうにも思っております。

以上です。

○山地座長

ありがとうございました。

予定よりも遅れていまして、できれば次の議題に移らせていただきたいんですが、ただ、その前に事務局の方から何か今までの議論について。

○木村省エネルギー・新エネルギー部長

ご議論をどうもありがとうございました。いろいろとご指摘いただいて整理をさせていただきますけれども、我々としては、今の考え方に合理性が無いのではないかなという問をはっきりと突きつけられているという状況にございまして、問に対して、当座の回答というのは何かしら我々としては出さなければいけない立場に置かれており、ぜひ、当座の回答を出していくことにはご協力をいただきたいと思います。今の考え方に合理性があるならある、無いなら無い、言いは良くないかもしれませんが、何が一番近似として適切なものかという結論は何か得たいという私どもの気持ちがございます。

確かにご指摘のとおり、電力システム改革との関係あるいは今後の電気事業との関係は非常にあるのだろうともちろん思っておりまして、何も今回の見直しを未来永劫続けていくということではなくて、今後のさまざまな状況の中でさらに柔軟に考えていく、固定費についてもさまざまな考え方が出てくるというようなこともあると思いますし、そういったことも含めて今後も検討

はしていきたいと思っておりますので、そういう意味でいうと、二段構えというか、そういうことでも私どもとしては受け止めさせていただけるかなとは思ってはおります。

あと、一つだけ松村先生にご質問してよろしいでしょうか。時間もないところで申し訳ないのですが、最後に自然エネルギー財団の資料の8ページで回避可能費用イコール火力の可変費プラス固定費分というのが論理的におかしいのではないか、いいところどりでないかというご指摘があったのですが、ご真意が私は良く分からなかったのですが、何となく変動費と固定費をプラスするという発想自身は、別に間違っているようには思わないんですけども、この場合は可変費の部分は例えば全電源とかでないといけないというようなことにはなりますでしょうか。

○松村委員

おかしいというよりも理解できなかったと言ったつもりでした。両方入るのが理解できないのではありません。固定費用と可変費用の2つを入れること、固定費の算入にはkW値を考えることは理解できます。

○木村省エネルギー・新エネルギー部長

そういうことでございますね。ありがとうございます。

(2) 固定価格買取制度における認定制度の在り方について

○山地座長

それでは、2番目の議題、固定価格買取制度における認定制度の在り方についてでございますが、まず、事務局から資料1の後半の説明をお願いしたい。

○木村省エネルギー・新エネルギー部長

まず、問題の所在は21ページにあるとおりでございまして、認定を受けながら、着工に至っていないという状況を放置しているのは問題だということでございまして、そこに何かしらのルールを求められているということでございます。

22ページ、基本的にはこの問題を是正するという方向で、皆様方、委員の先生方からはご了解をいただいていると思っております。

23ページで前回、事務局から選択肢をお出ししたいということをお願いしまして、幾つか選択肢をご用意させていただきました。選択肢でございますが、まず、認定基準そのものを見直すという考え方が(1)でございまして、認定基準は変えずに認定と価格との関連性の部分を見直すというのが(2)でございます。

(1)の認定基準を見直すということについて、まず1つの一番ドラスティックなやり方としては、認定の時点で土地と設備の確保の両方を求めるという考え方でございます。それから、2

つ目として、そこまでは求めないけれども、一定の期日内に土地及び設備の確保が終わっているということを認定の要件とする考え方がございます。

それから、(2)の認定基準は変えずに価格の決め方を見直す考え方について、一つ目の考え方としては、一定の期日内に土地及び設備の確保を終了していない場合は、適用価格をスライドしていくという考え方がございます。結果的に(1)の2つ目と(2)の1つ目というのは似たものになるということだとは思いますが、認定の帰趨に影響するかどうかというのが違うということです。(2)の2つ目の考え方としては、調達価格の適用時点を発電開始時に変更するというものです。

また、検討するときに例えば一定期日内に土地及び設備の確保を求めるというようなものを仮に採用するのであれば、それはどれぐらいかという論点がございまして、それから、適用対象範囲、今回、太陽光について議論してございますけれども、太陽光だけでいいかどうか、あとは400kW以上を対象に報告徴収をかけましたけれども、対象とする出力規模をどうするか、それから、やや実務的な論点で関連するものとして低圧分割の問題というのがあります。低圧分割の問題も実際、土地の確保等に影響のある話でございますし、具体的に規制を強化していくということになったときに、低圧分割のようなかいくぐりみたいなのがよりある種、はびこるといえるか、そういうことになるということ、それから、運用の細かいところで恐縮ですが、土地をめぐるさまざまなトラブルのようなものがあって、こういったものについて対応方針、これはこういうふうにさせていただきたいですが、どうでしょうかというようなことで受けとめていただければと思います。

24ページが(1)の1つ目の考え方、認定の時点で土地も設備も全部そろっている、耳をそろえてやってくださいということでございまして、これは非常に分かりやすい反面、事業資金の融資が円滑にはいかない可能性があって、融資を円滑にするためには、将来の買取価格の見通しを示していく必要があるのですが、現行法はコストを毎年見直して、それを積み上げていく、それに順応するという考え方で、見通しで先々を決めていけという建て付けになっていないので、その法改正が必要というところがネックと認めてございます。それをやらなくてもこうすること自体はできるのですけれども、それで本当に金融が回るのかどうかというのがよく分からない。

それから、25ページは(1)の2つ目の考え方で、一定の時間的制約を間に設けるということで、認定自体を無効にしてしまうという考え方と、それから(2)の1つ目の考え方で、土地及び設備の確保までにかかった期日に応じて適用価格を変更していくという考え方と二つをセットでここでは書かせていただいております。ただ、認定取消しと書かせていただいておりますけれども、聴聞して取り消すというオーソドックスなやり方もございますけれども、例えば認定をあ

る種、あらかじめ条件にかからしめて、それが成就しないという場合に認定行為自体が消滅するというか、無効になる、そういった方法もあるとは思っております。この方法ですと、事業資金の融資あるいは土地・設備の確保のための時間的余裕というのは一定程度、あるということになるわけですので、これが一つ、折衷的な考え方でございますが、比較的全体としてバランスをとるために一つの方法として考えたものでございます。

26ページは、(2)の2つ目の考え方で、発電開始時点に買取価格を合わせてしまうというものでございまして、ドイツ等ではこういう方法になってございますが、発電開始がいつになるか、当事者だけではなかなかわからないという問題がございますので、少なくとも発電開始時期において先々の買取価格が具体的にいつ頃なら何円になるのかというのが、見通せているということが重要と思っておりますし、そのためには法改正が必要だということでございます。

次でございまして、一定の期日を設けて、その間に確保をお願いするというようにした場合に、一定の期日を何がしか決めなくてはいけないんですけれども、認定から6カ月以内に8割の案件が土地・設備を確保されていると、それから、認定から8カ月以内に9割の案件が確保されているということで、これはもちろん土地及び設備を確保済みの案件についてのデータでございますので、限定的ではございますけれども、きちんとやられるものについては、これぐらいの期日があればできているということが実態としてはございます。

それから、次でございまして、適用範囲でございますが、できるだけ対象は広く公平に扱うということが大事だろうと思っておりますが、50kW未満というのは電子申請で現在、処理をしておりますので、全ての出力規模ということになりますと、実際にチェックすることが恐らく実務的にできないだろうということでございます。

他方、50kW未満を対象外ということにいたしますと、低圧分割の問題というのがより顕在化するということかと思っております、その問題は29ページでございます。これは今でも既に存在するものなんですけれども、高圧連系となることを回避して意図的に小規模設備に分割するという案件がございます。そうしますと、低圧分割をした事業者にとっては、本来負担すべき設備の維持コストや連系手続が削減できると、一方で、社会的なコストとしては、本来不要なメーターですとか電柱というのが作られてしまうということで、不公平かつ非効率ということになるのではないかとということで、今でもそういうご批判を一部からいただいているところでございます。したがって、事実上連続した事業地で同時に開発されるような案件というのは、仮にこれを例えばフェンスで区切ってやっていると、あるいは私道を間につけましたというようなことがあったとしても、これを一つのもののみならず、同一の高圧案件として処理するというようにやるということで、先ほどの規制逃れといえますか、そういったものも回避できるのではないかと

と考えております。

それから、最後でございますが、土地トラブルへの対応ということで、要するに広い土地を確保して、土地の上で事業をなさるわけなので、その土地が当然、自分の土地ではないということも往々にしてあるわけでございますけれども、特に多いトラブルは共有地で共有者間で争いがある、あるいは同意がとれていないというような状況です。こうしたトラブルに対してはしっかりと登記簿謄本を添付させ、登記簿謄本が全て本当の真正な権利関係を反映しているかどうかという論点はあるのだとは思いますが、少なくともそれをやった上で、その土地の全ての地権者の同意を完全に書面で確認するところまで、土地の確保条件についてはしっかりと確認するというのが1点ございます。

それから、地権者が複数の事業者同意書を出されている、だから、A事業者とB事業者から同じ土地について認定申請が出てくるということが実際にあります。そういう場合にお断りする理屈が今はございません。土地自身も二重譲渡が場合によっては許されているような状況でございますが、その場合は双方に対して認定を与えないという運用をしたいと思っております。

それから、例えば開発許可でございますとか、行政手続きに時間がかかる、あるいは農地転用などに時間がかかってしまっている、というような問題もよく伺いますが、この問題についてはご自身で解消していただくということが必要だと思っております。今回、6カ月以内、8カ月以内、あるいはそれ以外の期間にせよ、早期に対応を完了するインセンティブが生じるように運用を改善する中で、基本的にこの問題というのは解決がされていくものではないかと考えてございます。この辺についても何かお気づきのことがございましたら、コメントいただければと思っております。

以上でございます。

○山地座長

どうもありがとうございました。

それでは、次に三井住友銀行さんから資料5、固定価格買取制度における融資決定のタイミングと要件について説明をお願いいたします。

○株式会社三井住友銀行 工藤様

三井住友銀行の工藤でございます。このような場にお招きいただきまして、誠にありがとうございます。本日は金融機関の一般的な見方といたしまして、固定価格買取制度における融資決定のタイミングとその要件についてご説明させていただきます。

2ページにお進みください。まず初めに、金融機関が固定価格買取制度における再生可能エネルギー発電事業への融資を検討する際にどのようなポイントを確認しているか、太陽光発電事業

を例にご説明させていただきます。

ページ中ほどに記載しております大小関係の図をご覧ください。金融機関は、太陽光発電事業が生み出す事業利益に対して一定の余裕を持って元利弁済をしていただけるように、元利弁済額を決定しています。つまりこの図のように、元利弁済額の決定には、年度ごとの事業利益、大なり、年度ごとの元利弁済額という大小関係が成り立つことが前提となります。そして、売電期間の範囲内の融資期間を決定し、単純に言えば、先ほどの年度ごとの元利弁済額と掛け合わせることで融資金額を決定いたします。ただし、この事業利益は確定的なものではなく、左下に列記させていただいておりますとおり、さまざまなリスク要因によって変動いたします。そこで、金融機関は事業利益に影響を与えるリスクの洗い出しと分析を行い、各種リスクを勘案した上で事業利益のイメージを作成いたします。そして、この事業利益を基に先ほどご説明した流れで融資金額を決定いたします。

3ページをご覧ください。ここではもう少し詳しく売電単価、売電期間と融資金額の関係についてご説明させていただきます。左の図は売電単価、売電期間が決まっている場合、右の図は売電単価、売電期間が決まっていない場合をあらわしています。

では、まず、左の図をご覧ください。縦軸は年数となっており、1年目から売電期間が20年目まで並んでおります。20年目の上にX年目とありますように、この売電期間の範囲内で融資期間を決定いたします。年度ごとの事業利益は年間発電量に売電単価を掛けて計算いたします。この年度ごとの事業利益に対し、一定の余裕を持って元利弁済をしていただけるように年度ごとの元利弁済額を決定し、この中の金利を除いた元金弁済部分を融資期間にわたって積み上げることで、融資金額を決定いたします。

一方、右の図をご覧ください。まず、融資決定時に売電期間が決まっておりませんので、融資期間を決定することができません。また、売電単価が決まっておりませんので、年度ごとの事業利益を計算することができず、年度ごとの元利弁済額を決定できませんので、年度ごとの元金弁済額を求めることができません。つまり、売電単価、売電期間が決まらなければ年度ごとの元金弁済額も融資期間も決まらないので、融資金額を決定することはできない、つまり、融資契約の調印ができないこととなります。

さて、最後に4ページをご覧ください。最後に融資検討段階と、お客様と金融機関の間で融資条件を確定する融資契約の調印段階の二つの段階に分けて、それぞれのタイミングで必要となる主な事項を整理させていただきます。

まず、(1)の事業収支計画につきましては、融資検討に当たっての事業利益を把握するベースとなる資料となるため、融資契約調印段階ではなく、その前の融資検討段階から必要となります。

なお、通常、この段階では経済産業省様より告示されている、その期間に適用される売電単価、売電期間をもとに事業収支計画を作成、金融機関と融資契約の条件交渉を開始しますが、効率的な交渉、実務作業を行うためにはもちろん売電単価・期間が決定していることが望ましくありません。

次に、(2)の売電単価、売電期間は、前のページにてご説明させていただきましたとおり、融資金額、融資期間の決定に必要となるため、遅くとも融資契約調印までには決定している必要があります。したがって、売電単価、売電期間の適用要件である接続契約申込み、認定取得については同じく遅くとも融資契約調印までには充足している必要があります。しかしながら、当該年に適用される売電単価・期間で事業収支を作成し、条件交渉を開始すると申し上げましたが、実際のところ、調印と同日に売電単価・期間が決定されるのでは、契約書類の準備等々の実務の詰めがありワークしないので、現実的には融資契約調印よりもある程度前に売電単価、売電期間が決定されていないと対応が難しくなります。

(3)の土地の賃貸借契約や売買契約については、土地の利用権が確保されていなければ実際に事業が実施できるか確認できないため、これも融資契約調印段階で締結されている必要があります。また、(4)の工事請負契約についても、建設金額が確定しなければ融資金額を最終確定することができないため、融資契約調印段階で締結されている必要があります。

以上の4点が融資契約調印までに最低限、揃っている必要がございます。今回は金融機関の一般的な見方といたしまして、固定価格買取制度における融資決定のタイミングとその要件についてご説明させていただきました。ご清聴ありがとうございました。

○山地座長

どうもありがとうございました。

それでは、今から議論に移りたいと思います。先ほどと同様にご発言をご希望の方はネームプレートを立てていただきたい。では、佐藤委員、どうぞ。

○佐藤委員

この問題は、事業活動を十分に始めないという業者に対してどうするかという問題と同時に、早く発電を始めてほしいという問題があると思います。認定をとっているが、発電開始が非常に遅くなるというのは、本来の制度趣旨とは違うと思います。そうしますと、設備をいつ取得したかという要素と、それから、いつ発電を開始したかという、この要素の二つを私は勘案する必要があります。そうすると第1段階として、認定から設備取得までは例えば半年がいいのか、1年がいいのか、その中間がいいのか、私は分かりませんが、一定の期間内に設備が取得できない場合には認定を取り消す。さらに第2段階として環境アセスメントが必要な案件とそう

でない案件は違うと思いますけれども、その案件に応じて何年以内に発電が開始しない場合には買取価格を変更するというふうにするによって、早く発電を開始してもらおうという効果も期待できると思います。

○山地座長

ありがとうございます。

それでは、崎田委員。

○崎田委員

ありがとうございます。この問題に関して、私は先ほどの回避可能費用の場合は国民の料金負担に関する事というの非常に細かい視点が必要なので、少ししっかりと検討した方がいいと申し上げましたけれども、固定価格買取制度自体を信頼を持って運用する、そして、みんながきちんとサーチャージを払っていくという、これに信頼を持って取り組むにはこの制度自体がきちんと運用されていなければいけないと思いますので、この認定制度の信頼性に関してはできるだけ早くきちんとした方向性を出すことが重要だというふうに思っています。

そういうことからいいますと、先ほどのご説明の中で今日の提案の中では一番のお薦めとさらっと事務局がおっしゃった25ページの案というのは、今のシステムと大きなところは変えずに、でも、期限を設定することである程度、不可抗力ではなく悪意を持って延ばしていると思われるものをチェックするという機能を持つという、そういうご指摘だと思いますので、最終的にはこういう方向で私もいいのではないかというふうに思います。ただし、今日、銀行の方がきちんとご説明をいただいたので、私は一つご質問をさせていただきたいことがあるんですけども、仕組みの上ではきちんと土地とか設備とか、あと、買取価格とか、そういうものがきちんと決まっていなくて融資が決定できないというのは、金融機関としては当然のことなわけですが、全く予見できないわけではなく、システムが運用されている中である程度、予見をしながら仮の融資を決めるとかいう、そういう制度があってもいいのではないかという気もするんです。

反論しているわけではなく、そういう柔らかさもあってもいいのではないかという気もしているんですが、例えばドイツとかスペインの今のやり方を見ても、買取価格というのはかなり後に決めており、その場合に、予見可能性の中で融資などに金融機関は対応しているというようなところもありますので、そういう制度をなぜ日本ではとれないのかというあたりを一言、お話しいただければありがたいなというふうに思います。○山地座長

今、三井住友銀行さんに質問なんですけれども、一通り、委員のご意見を聞いた上でお答えいただければと思います。

ほかの委員の方、いかがでございましょうか。事務局から三つの案が一応、今回、出ています

ので、その中でお薦めというのもありましたが、その中で案について少しお考えを言っていた方が今後、多分、事務局も進めやすいとは思うので、簡単でも結構ですからご発言いただければと思いますが、では、一通り、ご意見いただくということで、松村委員から簡単に結構でございますので。

○松村委員

事務局が、これが良いのではないかとといった案で、私も良いと思います。買取価格の変更か、認定取消しかというのに関しては、もし仮に価格の変更で対応するとすれば、認定取り消しと併用しても良い。原則は買取価格の変更だけでも、著しく不合理なものはさらに追加して取消す、でも良いのではないかと。でないと送電線の空おさえを抑制できません。

以上です。

○山地座長

馬場委員、お願いいたします。

○馬場委員

私も同じくお薦めと言われたやつがいいんじゃないかなというふうに思いますが、ただ、いろいろ言って、今日もご紹介がありましたけれども、非常に何か法の網をくぐり抜けるという、そういうようなよくこういうことを考えるなど感心するんですけども、いろんな人がいらっしゃるので不公平感がないように、そういったことをちゃんと決めた上で、今、お薦めだよと言っていただいたような案でやっていただけると良いのではないかなというふうに思います。

以上です。

○山地座長

岩船委員。

○岩船委員

私も特にそこに関しては異存はございません。25ページですか、それで結構だと思います。

○山地座長

それでは、オブザーバーの方で何かご発言のご希望は。では、風力発電協会の塚脇さん。

○塚脇オブザーバー

価格を下げるということだけではなく、私どもは認定の取消しというものまで求めたいと思います。お薦め案の中ですけれども、といいますのは、系統連系できる量には限りがありますので、認定を受けた者が価格が落ちるのをずっと待っている間、次の人が入れないということで、固定価格買取制度というのは導入促進のためのやつでございますので、できるだけ、できない人がいれば次の人が代わりに入れるような形をとっていただきたいと思っております。

○山地座長

太陽光発電協会の鈴木さん。

○鈴木オブザーバー

太陽光発電協会の鈴木でございます。協会といたしましては、議論のもとになっております実態のない案件をフィルターにかけるということについては、大変私どもはありがたいというふうに思っております。ただ、先ほどお話が出ておりますように、事業をやるかやらないかという判断のクリティカルポイントは、買取価格が決まっているかどうか、先ほど三井住友銀行さんの方からお話がありましたように、それを前提にファイナンスの話が進行するというのもございますので、この辺は非常に重要なポイントだというふうに思っております。

もう一つは先ほど佐藤先生からもお話がありましたけれども、基本的には全ての事業者、悪意のある方は別といたしまして、基本的には事業者さんは早く発電を始めたいというふうに考えておられると思っております。そのときに入り口のところでやりたいというモチベーションがそこで何らかの大きな歯どめがかかってしまうという、入り口のところで間口を狭くするようなことはできるだけ回避をしたい。ただ、今回に事務局のご案内にもありますように、そういうモチベーションを阻害しないで、始めた後でいろんな要件に従ってフィルターがかかるというのはあると思いますし、その期日につきましてはいろいろ是々非々があると思いますけれども、まず、入り口のところをやりたい人たちには、できるだけ開放していただきたいということが一つでございます。

あと、もう一つだけ27ページのところに、一定期日の設定のところの事務局の括弧のところのアスタリスクのところに触れていただいておりますけれども、そういう中で環境アセスメント等はもちろんあるわけなんですけれども、事業者さんの意に反してなかなか接続の協議だとか、それから、その承諾書をいただくとかいうプロセスが進まないという件がありまして、この部分のロスタイムをどうぞ検討いただくかというのは、実際の案件の中で大変大きい要素だと思っておりますので、ここもご配慮いただければ大変ありがたいと思います。

以上でございます。

○山地座長

ありがとうございます。

一通り、ご発言が終わったようですので、先ほどの崎田委員からの融資に関してもう少し緩やかとかどうか。

○株式会社三井住友銀行 工藤様

金融機関として、お預かりしているお金を運用する立場でございますので、リスクについて慎

重に判断しながらお金をお貸し出ししたいと思っております。先程の説明の中で、融資契約調印段階と申し上げたのですが、実際に融資が引き出されるタイミングは次の段階でございます。例えば工事請負契約とか土地関連契約というのは、あるコストの範囲内で締結されるよう交渉が進んでおり、あとは調印を待つだけですというのであれば、例えば融資の引き出し条件にすることも可能だと思いますが、ただその場合、実際にはまだ融資は実行されないということになります。

あと、それから、先ほどおっしゃられたように、例えばドイツの例などでは運転開始時期に売電単価や売電期間が決まるということになっておりますが、ある程度単価を合理的に予見することが出来る環境・市場が整っていれば、この時期に運転開始されるならば少なくともこのぐらいの単価であろうと合理的に判断することが出来るので、その場合は検討できると思います。将来の売電単価形成についてある程度の論理が示されなければ、売電単価を合理的に予見することは難しく、リスク分析ができないということになりまして、現状はなかなか金融機関としては、そこはとりがたいところではないかというように思っております。

以上でございます。

○山地座長

ありがとうございました。

後半の議題については比較的、ほとんどの委員の方が事務局が整理した三つの案の中の真ん中のお薦めのところにおおむね賛成で、あとは運転開始のところにもある程度、歯どめをかけたらというお話がございました。オブザーバーの方からもいろいろ貴重なコメントをいただきましたが、1番目の議題に比べれば少しまとめやすいかなと思えました。

大体、議論は終わったようですけども、事務局からこのことについて何かコメントはございますか。

○村上新エネルギー対策課長

ありがとうございます。今日、期間の議論が余り出ませんでしたので、そこもまた、個別にご相談しつつ、データをお示ししておりますので、次回はその点も含めてある程度、集約ができればというふうに思っております。

1点だけ、運転開始の議論も当然させていただきたいと思いますが、かなり発電所ごとによって合理的な建築期間が違っていると、それが1年から長いものによっては2年超にわたる場合もございますので、この点をどう配慮するかといった点については難しい点があるということも、改めてご相談をいただければと思います。いずれにせよ、木村が申し上げましたとおり、1年目、2年目を通じて可能であれば、現段階でできることについては何らか集約をしていきたいところもございますので、そういったことも含めて次回は今年度時点での集約の方向性について、また、ご

相談できればと思っております。

以上です。

3. 閉会

○山地座長

それでは、どうもありがとうございました。

大体予定の時間にもなりまして、また、次回もごございますので、そのときにご議論いただきたいと思っております。本日は大変ありがとうございました。

次回ワーキンググループの開催日時については事務局から、別途、お知らせさせていただきたいということでございますので、よろしくお願いいたします。

それでは、以上をもちまして本日の買取制度運用ワーキンググループを閉会します。

どうもありがとうございました。

—了—