

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5回）

日時 平成27年3月31日（火） 9：30～11：30

場所 経済産業省 本館地下2階講堂

**（1）開会**

○山地座長

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の下に設置されております買取制度運用ワーキンググループの第5回の会合を始めます。本日もご多用のところ、ご出席いただきありがとうございます。

まずは、事務局から資料の確認をお願いします。

○曳野資源エネルギー庁企画官

資源エネルギー庁の曳野でございます。

本日の資料について確認させていただきます。

お手元に配付資料一覧、それから議事次第、委員等名簿、座席表、資料1の本体がございます。

乱丁・落丁等ございましたら、お知らせいただければと思います。

**（2）議題**

**回避可能費用の算定方法の見直しについて**

○山地座長

資料のほうはよろしいでしょうか。

それでは本日の議事に早速入っていきたいと思います。

資料1、1つですけれど、論点はいっぱいあります。

まずは資料1について、事務局から説明をお願いいたします。

○曳野資源エネルギー庁企画官

ではお手元の資料1、「回避可能費用の算定方法の見直しについて」という資料に基づいてご説明をさせていただきます。

まず2ページでございますけれども、前回のワーキングで議論いただいた点と、本日の論点を整理しております。前回のワーキングでご議論いただいた点は主に3点あったと理解しております。

まず1点目として、小売全面自由化後の回避可能費用については、市場価格連動ベースとして設計するという点については、おおむね議論の一致を見られたと考えております。2点目といたしまして、変動性電源と非変動性電源との差を考慮するか否か。3点目として、FITインバランス特例①、②、インバランスリスクを誰が負うかというところの違いにおいて、回避可能費用についてどのように考えるか。この点については、基本的には回避可能費用の外で処理するという意見がかなり多かったと理解をしております。

これらを受まして、本日の論点、大きく分けて4つございます。1つ目としまして、回避可能費用として使用すべき市場価格の指標としてどのようなものを用いるか。2つ目として、それを設定する上で考慮すべき事項として、例外措置、あるいは現一般電気事業者と新電力の差異の要否、経過措置の必要性といったところであります。3点目、4点目につきましては、前回に引き続き、変動性電源と非変動性電源との差を考慮するか否か。それから特例の①と②について、インバランスリスクの量化手法、精算スキームについて提示をさせていただければと思います。

続きまして、3ページと4ページに、本日ご議論いただきたい論点とオプションを並べてございます。非常に論点が多岐にわたりますので、ここで総括的に全体の論点と、それから資料中に書いてございますオプションといったものを整理しております。

オプションが1つ、これしかないだろうというものについては、1つだけ書いてございます。複数あるものも幾つかございます。中身については、個別に以下でご説明をさせていただければと思います。

5ページと6ページは、前回の議論、それぞれの論点についてまとめたものですので、説明は割愛させていただきます。

まず初めの論点といたしまして、7ページをご覧ください。 「市場価格指標の選択肢」ということで、小売全面自由化後の回避可能費用を市場価格連動ベースとする場合に、どの市場価格指標を採用するかという論点でございます。一般的に小売事業者は、今後、スポット市場、あるいはスポット市場を踏まえた相対取引などを通じて、メリットオーダーに従って、もちろん自社の電源も含めてですけれども、電源の調達を行うということが考えられます。前日計画との実需給断面における発電予測の差分については、スポットのみならず、1時間前市場を利用した調達も行われるというふうに考えられますし、場合によっては経済差しかえが行われる場合も想定されますので、ここで選択肢としてはスポット市場価格のみを指標にする選択肢と、それから1時間前市場とスポットを加重平均で利用するという2つの選択肢を書いておりますけれども、1時間前市場をも含めた利用ということが想定されますので、インバランス料金の考え方と同様にスポット市場価格と、1時間前市場の価格の加重平均値を用いることが適切ではない

かというふうに、事務局としては整理しております。

8ページは、インバランス料金の参考ですので、8ページ、9ページは飛ばしまして、10ページをご覧ください。

市場価格を利用する場合に、どの価格を使うか。30分価格そのものを用いるのか、平均値を用いるのかという論点でございますが、需給状況に応じて随時変動する市場価格を適切に回避可能費用に反映させるためには、30分ごとの価格そのまま用いることを原則していかかということでございます。これは技術的にも可能だというふうに承知しております。

11ページに、その例外というものを整理しております。スマートメーターを未設置の場合、あるいはスマートメーターの故障により計測ができない場合の対応ということで、特例としてプロファイリングで対応してはいかがでしょうかということであります。こちらについてもインバランス料金の扱いと同様に、1日48コマを均等に割りつけるという方法が考えられるところであります。

12ページが、同じく例外ケースでありますけれども、原則として小売電気事業者にとっての代替電源の調達コストというのが回避可能費用の性質でございますので、市場価格連動とする場合には、全国で価格統一されるというのが原則と考えられますけれども、エリアをまたぐ取引量というのが、連系線の送電可能量を上回る場合には、市場が分断されますので、この場合には取引所価格、いわゆる全国の統一価格であるシステムプライスではなくて、エリアごとの、分断された市場ごとのプライスが適用されますので、回避可能費用においてもそれぞれの分断された市場ごとのエリアプライスごとに算定することが適切と考えられるところでございます。

続きまして、13ページ、同じく例外ですが、沖縄と離島の場合ということで、ちょっとテクニカルなところでございますけれども、本土から系統が独立しているということで、本土と同様の市場取引を用いることができませんので、これをどう考えるかという論点でございます。

沖縄につきましては、これは取引所取引を同様に用いることはできませんけれども、制度設計ワーキングのほうで、インバランス料金については本土と同じ方法にするという方向で議論がございましたので、これと合わせる形で本土と同様に市場価格連動ということで、システムプライスにあわせるということで整理してはいかがかということでございます。

それから離島につきましては、これは制度上、引き続き一般送配電事業者が離島の供給コストを上乗せした上で、離島供給約款に基づいて供給することが主流と考えられますので、これをどうするかという扱いでございます。一般に、離島の保有電源というのは重油、あるいはディーゼルなどの小規模な火力がメインでございます。構造的にコストが高いという一方で、離島供給約款が適用される場合につきましては、託送料金規制に基づいて、コストを把握することが可能

という状況でございます。かつインバランス料金についても、市場価格連動ではないということでございますので、規制が残るところを踏まえて、離島で一般送配電事業者が供給する場合には、市場価格連動ではなくて、エリアごとに調整の実コストをもとに算出する方式、現在の方式というものを維持することが考えられるところであります。

14ページといたしまして、これもまた例外措置でございますけれども、回避可能費用が市場価格を上回る場合の扱いということであります。市場価格に連動させた場合、例えば需給逼迫時に、市場価格の大幅な上昇が生じたようなときには、回避可能費用が固定的な買取価格を上回る現象が生じ得ると考えられます。また、離島供給の場合には、先ほど申し上げた調整のコストが非常に高いということで、恒常的に買取価格を上回るということも想定されます。

この場合の扱いといたしまして、2案、ここで整理をしております。①と書いておりますのは、買取義務者が費用負担調整機関に対して、回避可能費用と買取価格の差分を払う。実際には交付金をもらうときも、市場の値段によっては当然あるわけですので、全体として相殺するという扱いでございます。恒常的に回避可能費用が買取価格を上回る場合には、交付金の支払義務はございませんので、むしろ納付金に上乗せして、費用負担調整機関にその差額分を支払っていただくというのが①の整理でございます。

②の整理は、同額で買い取りを行うけれども、交付金の申請は行わないという形でございます。ただし離島の場合には、その離島供給コストを託送料金で上乗せをしておりますので、その分を差し引いて、収支の中立化を行うという考え方でございます。

なお、いずれのケースにおいても、小売事業者が自主的に買い取りを行うというのは、現に今もなされているというふうに承知をしておりますけれども、これは特段、禁じるものではなくて、当事者の合意で行うことは自由という前提でございます。

その特徴と留意点を下のところで整理してございますけれども、需給に応じたコスト変動を実態により正確に反映する観点からは、むしろ、しっかり差分も含めて精算するのが原則としては適切ではないかというふうに考えられるところでありますけれども、離島の場合には、離島の供給コストが託送料金原価に上乗せされますけれども、全体として離島の供給コストが下がることで、むしろ託送料金を下げるという効果として、離島全体の供給コストが下がっていることを評価すれば、離島については規制料金で、②の案を採用することが適切ではないかということで、ここでは整理をしております。

イメージ図を15ページに出しておりますけれども、離島の場合、例えば回避可能費用が30円のような非常に高い電源のケースで、仮に風力発電の買い取りが22円だった場合、案の1の場合には回避可能費用と買取価格を差分8円を費用負担調整機関に支払っていただく。②は払わないと

いうケースになりますけれども、②のケースで、例えば離島なのであれば、この離島向け託送コストというところで回収するコストを8円分圧縮して回収するという事で、全体として収支を中立化させるという考え方で整理は可能だということでございます。

16ページでありますけれども、現一般電気事業者と新電力との間のイコールフットィングということでございます。小売全面自由化後は、一般電気事業者、新電力も同様に、法律上は小売電気事業者として位置づけられますし、かつ、その市場価格に連動ということでございますので、従来のようなコストデータの把握というような事業者負担にかかわるようなことは全くございませんので、原則、全ての小売電気事業者を同様に扱うということが適切と考えられると整理しております。

17ページでございます。こちらは前回は多少議論になった市場価格連動についての論点にもかかわりますので、詳細に説明させていただきますけれども、回避可能費用の算定方法の見直しに当たりましては、国民負担にも関係しますので、電気料金、それから賦課金、両方への影響を勘案すべきであります。

それから、関係者の予見可能性についてどの程度配慮するかということも論点でございますので、変更後の算定方法の適用範囲というのについて経過措置を設けることが適切か、もしくは設けないかということが1つの論点と考えられます。

本来的に、この回避可能費用というのは発電事業者ではなくて、買取義務者である小売事業者にとっての費用でございますので、発電事業者にとっての買取価格は不変であるということでございますので、実際に買い取りが行われた場合の回避できた費用は何かということでもありますので、経過措置は特段不要ではないかということも1つの考え方です。

他方で、電源種によっては一定の開発のリードタイムがかかるという中で、現在の回避可能費用というのを前提として、小売事業者と特定契約を締結した場合というケースも現にあるというふうに承知をしておりますので、この予見可能性に配慮するという場合には一定の経過措置を設ける必要があるという考え方も、もう一方で成り立ち得ると考えます。ただその場合であっても、買取義務によって、いずれかの小売事業者が必ず買い取りを行うということになりますので、経過措置の範囲をなるべく限定するということも考えられます。

対応策のAとBというものを、17ページの下のところ整理しております。対応策のAは、経過措置を設けず、小売りの全面自由化時点から全ての案件について新たな回避可能費用単価、市場ベースの単価を適用するという考え方でございます。18ページで整理しておりますけれども、再生可能エネルギーを買取価格で調達した場合には、電気料金の単価上は回避可能費用単価を購入単価として、再エネ調達費用というのは、他社購入電力料の中に計上されますので、少なくとも

も当面、経過措置料金下においては、現一般電気事業者については回避可能費用と電気料金というのは合計したら同じ数字になるという、制度上はそういう形になってございます。

そうした中で、名目上の賦課金の低減につながるというのは、これは電気料金がむしろその部分については、料金を洗い替えをして見直せば、料金が上がるということになりますので、この算定方法の変更によって費用の変更、つまり電気料金の上昇というのが余儀なくされるというところが留意点であると思います。これはもちろん形式的な変更でありますけれども、社会的にこれがどれぐらい理解を得られるかというところが1つの論点であると考えます。

対応策のBというものが、新たな回避可能費用単価の施行後の案件から新しい市場レートの回避可能費用を適用するという考え方でございます。ただし、買取事業者を変更する場合、例えば入札などのケースですけれども、こちらについては契約関係がリセットされますので、新たな回避可能費用単価に移行するという案でございます。

あわせて経過措置が今のところ2階建てでございますけれども、対応策Bの場合、今回3階建てになるということになりますので、今後その見直しを行う場合には、今後の全面自由化後の新規案件については全て、見直し後の回避可能費用が新たに上書きされていくという考え方でございます。このケースについては、名目上ですけれども、電気料金の上昇懸念に配慮できるということと、ある一定程度の賦課金の軽減には寄与するという考え方でございますけれども、相対的には名目上の賦課金サイドの軽減効果が相対的には低いというような効果もたらされるというふうに考えられます。

以上、対応策AとBというふうに整理しておりますけれども、対応策Bのような経過措置を設けた場合に、どういう形でその範囲を確定するかということが1つの考え方として、整理をしているのが19ページでございます。本来、小売電気事業者が費用を回避できるというものについては、特定供給者から、つまり、再エネ事業者から電気の供給を受けた時点から始まる。その費用が回避できると考えられますので、仮にその対応策Bで経過措置を設けた場合でも、その新たな回避可能費用の算定ルールは施行後に、買い取りを開始する。つまり運転開始する設備から新たな回避可能費用の算定ルールを適用するというのが原則として考えられるのではないかとこのように、ここでは書いてございます。

その際に、設備認定についてはあくまでも特定供給者、つまり再エネの発電事業者側の事情でございますので、法的には買取義務者である小売事業者にとっては、特段法的にはつながりのない事象ということでございますので、対象設備について認定が行われた時点、必ずしも基準にするのではなくて、例えば運転開始ベースとすることが原則ではないかとこのように考えられるところでございます。

他方で、冒頭、17ページのところで申し上げましたけれども、現に特定供給者、再エネ発電事業者と特定契約を締結した後に、この回避可能費用が現状のルールに基づいてなされるということを前提に、小売事業者が事業計画も立てて投資を開始し、運転開始まで数年かかるようなケースもあるというふうに承知しております。この場合に、もし関係者の予見可能性も配慮するならば、契約締結済みのリードタイムの長い電源については、現行の回避可能費用単価を適用するというのも一案でございますけれども、ここはそもそも、このような経過措置を設けるかどうかを含めての論点かと思しますので、ぜひ委員の皆様にご議論をいただければと思います。

20ページにつきましては、今申し上げた対応策のAというものと、Bというもの、それぞれ図に示したものでございます。Aのほうは、新ルールの施行から全て新しいルールでいく。Bについては具体的にどこまで経過措置を入れるかということ自体も論点ですが、一定の経過措置を入れるという考え方でございます。

次に21ページでございます。これは経過措置の(3)でございますけれども、FITのインバランステルを①、②、それぞれ選んだ場合に、経過措置に差を設けるかというやや技術的な論点でございます。仮に経過措置を設ける場合であっても、回避可能費用に差を設けないということと前回ご議論をいただきましたので、この特例①、②というのは回避可能費用とは別の論点だと整理がされたと理解ができますので、FITのインバランステル①と②いずれも、経過措置は同じように対象とするかしないかというのを決めるということが適切ではないかと考えられます。

22ページでございます。これは前回かなりご議論をいただいた変動性電源と非変動性電源、キロワット価値があるかないかで、回避可能費用に差をつけるのかというところの整理でございます。

いろいろと書いてございますけれども、まず前回の事務局案、これは崎田委員からご発言をいただいたものと事務局の問題意識が近いんですけれども、追加的に再生可能エネルギーの導入に伴って発生するコストというのは、可能な限り再生可能エネルギーのFITの制度の中で評価して、見える化していくということが適切でないかという問題意識に基づいて提示をさせていただいたものでございます。

その場合にどのような形で見える化できるかといった場合に、小売事業者がスポット市場で変動電源、太陽光、風力等の代替供給を確保する場合には、回避可能費用のコストというのは、あくまで前回のワーキングでも議論をいただいたように、取引所価格で差し替えは可能ですので、取引所価格が相当だということが考えられます。

これは、火力発電の稼働率が低下すれば、当然そこは市場価格に反映されますし、供給量確保義務との関係でもスポット市場での調達というのは、制度上は合理的な範囲で認められるという

前提で考えた場合がございます。

他方、このバックアップ電源を長期で調達した場合には、これは主に非変動性電源の代替として考えた場合に、前回の事務局案は、スポット市場における価格変動をヘッジする効果もありますので、一般的にスポット市場の平均価格に比べて価格が高いのではないかとこの前提で議論をさせていただきましたけれども、これについてさらに考えてみたところ、そのバックアップ供給力として小売事業者がどのような調達をするか。市場で調達するか、相対で調達するか。自社で調達するかということはまさに選択によるわけでございますし、長期契約の場合では、例えば売り手サイドにとっても、市場の変動リスクを避けられること。それから当事者間で、例えば最低利用率を定めれば、確実に電気を引き取ってもらえるというような効果もありますので、長期契約の価格が必ず市場価格よりも高いということまでも言えないのではないかと考えるところでございます。

したがって、変動性電源のバックアップを長期で調達する場合ということを含め、現時点で考えるに当たっては、市場価格ベースで回避可能費用を一律で設定をいたしまして、例えば将来において、これは前回は議論がありましたけれども、容量市場が整備された場合には、必要であればそれを長期契約の回避可能費用に反映するということが一案という整理をしております。これはあくまでも回避可能費用の考え方でございまして、再エネの導入拡大に伴って、そのバックアップの火力発電の稼働率が低下するとか、そういう社会的なコストというのは別途考える必要があると思っておりますけれども、あくまでもここは回避可能費用における整理ということで書いてございます。

23ページは飛ばしまして、24ページでございます。これは前回と同じ資料でございます。FITインバランスの特例①、特例②において、コスト負担者がどう変わるかということで、おさらいですけれども、発電計画の作成コストとインバランスリスクが原則ケースでは特定供給者、つまり、再エネの発電事業者が多いという形になりますけれども、この特例の場合には送配電事業者ないしは小売電気事業者が負うということで、その場合にどのような負担のあり方が必要かという論点が前回残っていたというふうに承知をしております。

25ページに、その精算方法について整理をしております。

具体的な中身といたしましては、費用負担調整機関が、インバランスリスクと書いてございませぬけれども、インバランスのリスクを負うことについての対価、これについて一旦、費用負担調整機関から特例①の場合も②の場合も、同額を小売電気事業者に交付をする。特例①の場合には、一般送配電事業者がこのインバランスリスクを負いますので、平均的な額というのをそのまま一般送配電事業者を支払い、その中で一般送配電事業者がリスクを負う。特例②の場合には小売電



気事業者にとどまりますけれども、インバランスリスクは小売事業者が負いますので、別途、実際にインバランスが発生した場合には一般送配電事業者に対して個別に支払う。これは矢印がございませんけれども、一般のルールとして処理するというところでございます。

この場合のインバランスリスクというのは一体何なのかというのが、26ページでございます。特例①と②においては、それぞれそのリスクを負う主体が違いますけれども、いずれにせよ、その発電計画値と発電の実績がずれた場合に、経済的な負担をしなければいけないことがリスクだと思いますので、そのリスクの単価というのはインバランス料金と回避可能費用の差と考えるのが相当ではないかということでもあります。

別途、予見しにくいということのリスクもありますけれども、なかなか定量化が困難なので、ここでは置いております。

それからインバランスがどれぐらい発生するかということは、次で書いてございます。計画の作成コストというのをもともと整理をしてございますけれども、これは試算もなかなか困難である上に、全体からみれば非常に小さいと考えられること。かつ、その結果として、精緻に計画を作成すればそれだけ、ずれも少なくなるのではないかということで、この枠組みの中では必ずしも定量化する必要もないのではないかと考えられます。

それから、関連する論点ですけれども、スイッチングというか、特例①を選んで、次にどのタイミングで②を選べるかというのを、少なくとも30分ごとに選択するのではなくて、一定期間は固定するのが適切と考えられます。リスクがマイナスになって、むしろインバランスを出したほうが良いというようなことが、結果的に起きたときにはゼロとみなすことが適切と考えられます。

非常にテクニカルでございますけれども、27ページに、その具体的な精算方法について書いてございます。考え方として、案の1と案の2がございまして、案1についてはインバランスの発生率を勘案することなく、実際の発電量が大きい場合にはより多くのインバランスリスクについての総額を認めるというもの。案の2は、インバランスの発生率を勘案して、全国のFIT電源の平均的なインバランス費用よりも、実際の費用を抑制するためのインセンティブというのを制度上盛り込むということで、これは送配電事業者も含めてですけれども、全国平均よりもいい成績をインバランスにおいて達成できれば、交付金と実際のインバランス料金との差が多く残る仕組みにするということで、精緻な発電計画を作成するインセンティブを持たせるというのがこの案2でございます。

この場合にも、再エネ電源、平均との比較ということに恐らくなるかと思っておりますけれども、電源によっては非常に予測が簡単な電源と、予測が非常に相対的に難しい電源があると思っておりますので、この辺、種別に応じて配慮するかどうかということも、論点かと思っております。

いずれの案においても、これは制度の開始当初から、この仕組みを導入することが技術的に可能かどうかというところについては、これは一般送配電事業者における託送料金のシステム対応が可能かどうかというところも論点かと思しますので、技術的にこのコンセプトに仮に合意できた場合にも、制度開始当初からこの制度を全面的に入れるのか。あるいは何らかの近似値で当初は代替するかというところも、やや経過措置的には考えることが必要ではないかというふうに事務局として認識をしております。

駆け足で恐縮ですが、以上でございます。

○山地座長

どうも説明、ありがとうございました。

それでは今から討議の時間とします。が、この資料でいうと、3ページと4ページに論点の整理がされています。

大きく4つあるわけですが、その中でも枝分かれがしているということで、まず1番目と2番目の論点です。

1つ目は、回避可能費用単価として使用すべき市場価格指標ということと、2つ目が回避可能費用を設定する上で考慮すべき事項。ちょうど3ページ目のところに整理されている論点です。これについてまず議論して、それからその次に3番目、4番目と進めていきたいと思えます。

いつもと同じように、ご発言希望の際は、ネームプレートを立てていただければと思います。一応順番でいきますけれども、1つのテーマについて議論があるというとき、ある意味、緊急性があるときは手を挙げて意思表示していただければと思います。

3ページのところで、私が少し整理しますと、3ページのところの番号がついている論点ですけど、1-1については①、②のオプションがあるわけですけど、事務局は②ではいかがかという表現です。

1-2は①、30分ごとの価格でいかがか。

あと2-3のところについては、一般的には①でいくけれども、離島で一般送配電事業者が供給する場合は②でどうか。2-4も1つの案が出る。

恐らく議論すべきは、2-5のところ、これ①、②となっていますけど、本文ではA、Bという言い方もしていますが、この2つのオプションがあって、ここはオープンという感じであります。

それから2-6、2-7は②というか、2-5で2番目、Bという言い方をしている。それをとった場合の選択肢ということとリンクさせているわけであります。

ということで、議論を始めたいと思えます。

1と2番目の論点についてご発言をお願いしたいと思います。いかがでしょうか。

かなりテクニカルな内容ではありますが、岩船委員からどうぞ。

○岩船委員

私は、先ほどあった1-1、1-2、2-3の事務局案にはそのまま賛成でございます。

ということと、2-5のところです。経過措置の件です。私は1で、経過措置なしというのに賛成いたします。これは特定の事業者の権益を守るだけのルールづくりのような印象がございます。制度変更というのも事業リスクの1つとされますので、そのリスクを負ってビジネスをするというのが本来の姿ではないかと思えます。

そもそもこのビジネスモデルは、一般に批判を受けているように、再エネの調達価格が市場価格よりも安いという、ある意味、制度の欠陥を突いて生まれたものです。ですので、このようなビジネスが特別な措置を講じて保護すべき対象となるとは、私は思えません。

そもそもこのビジネスの利益というのがどこから生まれるのかと考えると、賦課金が不当に高い、ことに端を発しているものだと思います。つまり国民がある意味、無駄に高い賦課金を負担して、それが一部の新電力事業者の利益となっているということもできると思います。

ですので、同じ量の再エネを導入するのに、調達価格が取引価格とイコールになって、その分、国民が負担する賦課金の単価が低くなれば、FITの受容性を高めるような方向にも働くでしょう。それは当然、再エネの普及にとってもプラスになると思います。もし経過措置を講じて、このような制度の隙間というのを放置するということは、本来よりも高い賦課金を国民に負担させている現状を放置するということにつながるのではないのでしょうか。

ですので、なるべく国民の負担軽減に努めて、費用対効果の高い再エネの導入を進めるというのが本来の目的であるということに立ち返れば、それに逆行するようなこの経過措置というのには、私は反対いたします。

以上です。

○山地座長

ありがとうございました。

ほかの委員、いかがでしょう。

ここ、現実的には大事なところかと思えます。もともとは、電力システム改革の制度設計ワーキンググループから投げられたことで議論しているんですが、そちらに関係されている委員も多いので、できればご発言をお願いしたいんですが。

松村委員、お願いします。

○松村委員

まず1-1の回避可能費用単価に関しては、スポット市場だけでいいと思います。これはインバランスとの整合性が資料には少し出ているのですが、インバランスのときには、その直前の段階で、例えば火力発電所の運用を変えて、発電量そのものを変えとかというようなこともあり得て、歪みが起きると弊害が相当大きい。しかしこの買い取りに関しては、1時間前に買取量を変えることはないはずなので、ここをインバランス料金にあわせて1時間前市場まで考慮しないと歪みが生じることは、基本的にない。

そうすると、なるべくわかりやすいほうがいいということであれば、1がいいと私は思います。それから2-3も事務局案の通りで結構だと思います。

2-5に関しては、今、岩船委員からもご指摘がありました。1がいいと思います。今、新電力の利益ということをおっしゃいましたが、これは買っている人全てですから、新電力だけではなくて、一般電気事業者もその点で同じ。事業計画が立てられなくなるということについて、この再生可能電源への依存度のより高い新電力のほうがより不利になるというのは間違いないと思いますので、1にすると新電力の打撃が相当大きいということは確かにわかるのですが、しかし一方で、再生可能エネルギーの価値に比べて低過ぎる回避可能費用の結果として、賦課金が増えるという効果はそもそも望ましいものではなく、より正しいものに変えるのだとすれば、当然、今まで全てのものに関して適用するというのが正しいやり方だと思います。

確かに事業リスクという点を考えると、心が痛むのですが、例えば液石税で、石炭に対する課税が高くなったということがあったときに、液石税が低いことを前提として石炭火力発電所を建てたのだから、既に建っているところについては増税しないでくださいと言うのか。そういう問題と本質的には変わらないと思います。

やはり、私は過去のものも含めて適用するのが正しいと思います。

以上です。

ごめんなさい。もう1点。もうこれで決着するのだったら問題ないと思うのですが、資料18ページのところ、また同じ議論が出てきた。この議論が出てくるたびに、必ず言うことにしている。これは経過措置料金のもとでは、賦課金下がればその分だけ電気代が上りますと言っているわけですが、これは一般電気事業者のコストと料金が等しい。事業報酬率も含めてコストと等しい料金がついているという前提のもとで確かに正しい。今この場でそれを固く信じている人がいるとすれば、余りにも現実を知らな過ぎるのではないか。

仮に今、制度を変えて、回避可能費用原価を大幅に引き下げるということをしたとすると、この理屈が正しいとすれば、その分、賦課金は上がるけれど、電気代はその分引き下げられて下がるということにならないとつじつまが合わないわけですが、値下げ届出制のもとでそれが強制さ

れるわけじゃないので、それは利益として事業者のもとに残る、少なくとも過去においては、小さすぎた回避可能原価は結果的に一般電気事業者の利益になっていたと思います。

全く同じ理屈で、コストに等しい価格がついているということを前提とすれば、回避可能原価を上げることによって、仮に電気代が上がるとすれば、効果がキャンセルされて、国民負担は変わらないということになります。

正しい価格がついていなかったとすれば、全体として下がるということになります。国民負担が増えることはなく、減ることはあり得る。そのようにきちんと理解すべきだと思います。

以上です。

○山地座長

ほかの委員、いかがでございましょうか。

佐藤委員、それから崎田委員、続けてどうぞ。

○佐藤委員

非常に技術的なところで、なかなか現実はどういう影響が誰に与えるかということがよくわからないので、本当はオブザーバーの方からもいろいろな意見を伺いたいというふうに思います。

今のところの私の意見としては、1-1については、理論的にはスポット市場価格がすっきりしているのではないかなというふうに思いますが、1時間前市場を加重平均したほうが安定性があるということであれば、私はそれでもいいのではないかなと思います。

それから1-2については、これは30分ごとの価格でやるのがすっきりしているのではないかと思います。

それから2-5については、先ほどからいろいろなご意見がありますが、与える影響というのがどの程度の大きさなのかというのが、ちょっとわかりかねるところですけれども、理論的には経過措置がないというのがすっきりしていると思います。しかし、制度上の、今までの激変緩和を考えると経過措置を与えるというのが、新電力をこれから育成していく意味ではある意味、妥当な結論かもしれないというふうに思っています。

以上です。

○山地座長

私、十分最後聞こえなかったんですけど、2-5については新しい電力のプレーヤーを育成するとおっしゃったんですか。そのために経過措置があったほういいということですね。

○佐藤委員

はい。

○山地座長

崎田委員。

○崎田委員

今回の一番最初の市場価格の選択肢というところで、7ページのところにありますけれども、やはりこういう細かい計算が、現実的に制度として決定すればきちんとできていくという話であれば、できるだけ現状に沿ったデータで回避可能費用をきちんと捉えていくという意味で、ここに書いてある下のスポット市場価格と1時間前市場価格という、この2番目のほうの選択肢で検討していただくというのが結果的に現実が一番近いのではないかというふうに感じております。

なお、非常に論点になるであろうというところなんですけれども、先ほどからいろいろご意見がありますが、17ページの対応案のところですけども、こういう制度の変化というのは、固定価格買取制度が始まったときに既にこの電力の自由化というこの措置がこの時期に入ってくるというのをわかった上でこの制度に入っておりますので、やはり対応案Aのほうで、経過措置を設けずにきちんとやっていくというのが、私はきちんと国民負担を最小化する観点ではないのかと、そういうところでこちらの案のほうを支持したいと思っております。よろしく申し上げます。

○山地座長

ありがとうございました。

馬場委員、それから山内委員。

○馬場委員

いろいろオプションがあるので、それについての賛否をというふうなことでありましたけれども、1-1についてですけども、松村先生がおっしゃるスポット市場価格だけというのもありかなとは思んですけど、システムとしてもインバランスのほうでスポットと1時間の加重平均をやるということであれば、それであってもシステム的にはできるというようなことであれば、僕は事務局案でもいいのかなというふうに思いました。

それから1-2については、30分ごとの価格でいいのではないかというふうに思います。

それから2-3についてなんですけど、これも事務局案でいいのかな。特に離島なんかの場合には、義務的に供給するというようなことであって、しかも高コストというようなことであるのであれば、それに対して少しぐらいは託送費用というものを下げるためには、こういうような場合というのは、事務局案の2番目でしたか、支払わないという形で、申請しないというような形でやることを認めてもいいのではないかなというふうに思います。

2-5については、私は①で示されているとおり、経過措置なしでやってもいいのではないかな。結局、皆さん、システムの担当が変わって、そこからまたスタートというふうなことでありますので、余り複雑なシステムというものを積み上げていくとわかりにくいというようなことも

ありますし、システム的にも非常に難しいというようなこともありますので、シンプルに、①のように、経過措置なしでやっても私はいいのではないかというふうに思います。

以上です。

○山地座長

では山内委員、お願いします。

○山内委員

まず1-1なんですけれども、ここでも意見が分かれています、私は事務局案でいいと思っているんです。それは価格の安定性といいますか、そういったものを少し検討すると②のほうでよろしいのかなというふうに思っています。

それから1-2も、今も馬場さんがおっしゃったように、30分ごとでよろしいのかなというふうに思っています。

それから2-3も、離島のケースなので、非常に特殊でありますので、事務局案でよろしいのかなと思っています。

そこで2-5なんですけど、私の考えでは、理屈から言うと、先ほどから何名の方がおっしゃっているように、経過措置なしというのが理屈からいって正しいと思います。それである意味で政策リスクなので、政策リスクをどこまで何らかの形で担保するかという、面倒を見るか。そういう話かなと思うんですけど。

なので、松村さんが言うように、その政策リスクが全て同じだから、それを考慮する必要もないんじゃないかというのも正しい意見だと思うけれど、一方で、この新エネ、再エネ買取制度というのは3年ぐらい前に入ってきて、ウダイキョウに入ってきて、制度の立ち上がりなものですから、ここで大きく変えるということだから、その意味での考慮というのもあってしかるべきかなとも思います。

要するに、逆にその制度の立ち上がりで、いろいろ制度が変更だからリスクがあって当然だという見方もあるかもしれないけれど、現状、立ち上がった事業者さん、どういうふうにそれをやっていくのか。さっき事業者さんの数、すごくふやすという意見もあったけれども、そういうことも考えてもいいのかなというふうに思います。

ですから、経過措置が、本来であればないほうがいいかもしれないけれど、今言ったような理由から考慮してもいいのかなというふうな気もしています。ただし、制度自体が複雑になるとか、あるいはそれによって何か特典とか特権とか、そういうものが残るといったこと自体が問題なので、時間的に何か解決する方法とか、あるいは単純化していく方法とか、そういうことをいろいろ考えるべきではないかなというふうに思っています。

以上です。

○山地座長

大橋委員、お願いします。

○大橋委員

基本的には意見は1-1と2-5で、ほかは事務局案で当座は宜しいかと思えます。1-1も基本的に、私は現状ですとインバランスの考え方でよろしいかと思えます。そういう意味で言うと、1-1は2で基本的にはよろしくて、ただ、今後、インバランスの考え方が変わるとなれば、それにつれてこれも、回避可能原価の考え方も変わるというふうにいただければなと思えます。

2-5については、そもそも今回、前回の資料の中にもありましたけど、この議論のトリガーが幾つかある中で、1つは先ほど岩船先生からもありましたけど、裁定取引について構造的な問題がある。その問題は解消されるべきではないかというのが論点として上がっていきまして、そういう観点でいくと、現状のその調達価格と市場価格との乖離というものについては、解消されることが望ましいということなんだと思えます。

よって理屈的には対応案Aというのが、私も問題の提起に対する対応としては一番いいのかなというふうに思えます。ただ心情的には、先ほど山内先生とちょっと重なるところがありまして、回避可能原価、昨年も改定されたときには、ある意味、新規、これは認定で見たときのものだと思いますけれど、そういうふうな立てつけで一応運用はして、中小の事業者も多いことを考えると、どこまでAで耐えられるかなというのが若干、政策的な観点かもしれませんが、不安に思うところもある。

よって、基本的には、私は最終的にはB案でも構わないかなと思うのですが、このB案については非常にきっちり厳格にやっていただきたいということなのかなと思えます。

前回、認定設備については一応、旧案件として見ると仕切られたと思えますけれど、それはかなり緩い運用だったのかなと思えます。今回、事務局案にある形を厳格に運用していただくということをもって、なるべくAに近づけていただくということがいいのかなというふうに思えます。

以上です。

ありがとうございます。

一通り、出席の委員からの意見が出まして、意見が少し割れたのは1-1と、2-5。2-6と2-7は2-5に連動するものですけど。

1-1については、②のほうで、事務局推奨のほうなんですけど、これに対する支持が多かったんですけど、松村先生、再度、これ、いかがでございましょうか。



○松村委員

②のほうが安定するだとかという理屈は、僕には全くわからない。こちらのほうがいいという意見が大勢なら、②で結構です。ただ、一応それを発言した人は、あるいは事務局もきちんと認識してほしいのですが、資料にはちゃんと出ていますが、時間前市場はザラ場です。スポット市場はシステムプライスで決まるので、市場操作はその意味で相対的にしにくく、ザラ場のところでは取引量も非常に薄いということも予想されているので、市場の価格の操作はスポット市場に比べれば相当しやすい。どうして時間前を加えると安定するのかは、その点でも全く理解できない。みながこっちのほうがいいと言っているのなら、まあ、いいでしょうが、私は全くこの理屈を説明できないので、支持する委員が責任を持ってその理屈を説明してください。

この案が採用される場合には、1時間前市場の監視は、もちろんインバランスで使われるので、相当ちゃんと監視しなければいけないわけですが、回避可能原価算定でも使われるなら、監視の必要性は更に高まる。別の委員会で議論する問題になりますが、ここの監視の必要性は更に高まったということ認識の上で、②を採用していただきたい。

○山地座長

ありがとうございます。

条件つきということ。大橋先生も幾つか条件がありますが。

私も、しかし今からやることなので、わからないが、ボリュームはそんなには出ないだろうと思っている。加重平均すれば余り差はないのかもしれない。だけど実際にどうなるかはウォッチする必要があるということかと思えます。

したがって、2-5のところ以外は、今の1-1を事務局推奨の②にするとすれば、大体事務局がこうではないかというものでいくということですが、2-5は、議論の趨勢は、原則としては①というか、Aといいますか、要するに経過措置なしでの適用というものを支持される方が多かったわけですがけれども、しかし現実的なことを考えると、最小限で余り複雑にならない経過措置があってもいいのではないかという方が何人かおられたということですね。

これ、どうでしょうか。現時点でこれからいろいろ議論を詰めていって、どっちかに決めるというものかどうか。事務局はどう考えているんですか。

そうですね、オブザーバーの方の意見。直接的過ぎると思って、なかなか聞くと大変かもしれないなどは思っているんですけど。

順番に行きましょう。順番がわからなくなってしまったので、風力発電協会さんから。

○塚脇オブザーバー

2-5以外は、これから決めることですので、委員の先生方のご発言をリスペクトさ

せていただきたいと思いますが、2-5につきましては、これはこれから決めるのではなくて、今まで決まっていたことを変えようという話でございますので、事業者の立場からお話させていただきたいと思います。

これは事業リスクだというご意見もございましたけれども、ご案内のとおり、エネルギー産業というのは償却年数が10年以上になるような設備投資を行っていくものでございまして、そのためにそれなりのファイナンスを組んでやっていくものでございますけれども、これは事業期間の途中でルール変更をする。後出しのルール変更をされるというようなことをした場合、企業のほうは間違いなく、今後もこういうことがあり得るということになって引いてしまいますし、そうすると新しい発電所であるとか、そういうものもつくれなくなりますし、それだけではなく、ルール変更によって、今までこういうルールであるということを信じてスタートしていた新電力、例えば自治体主体の新電力なんかもあるんですけども、こういうところも、私が思うだけでも幾つも破綻するだろうなというふうに思います。

この事業破綻した場合の救済措置というのを考えないで、①のほうにやるのが公平であるというふうに言われるのは、ちょっと私には逆に公平でないような気がするんですけども。ルールを決めて、それに従っていた人たちがルール変更によって破綻するというのが公平というのは、いかななものかなというふうに思っております。

○山地座長

それでは、卸電力取引所さん、お願いします。

○國松オブザーバー

私どもは取引所をやっているものですから、すみません。1-1の部分について、ご議論いただけるのは②のほう、1時間前市場価格の加重平均、インバランス料金の算定と同じ方式ということで議論をいただいているかと思っておりますけれども、松村先生のおっしゃられたとおり、質として、供給力をいつ確保するかを考えたときに、いわゆるスポット市場、これが1時間前市場調整ですので、回避可能だとしたときに買わなかったら、そのFITの電源が入ってこなければ、買わなきゃいけなかった市場はどこかと言われると、それは1日前スポット市場で買わなければいけなかった。その分が回避できたと考えるのが当然というか、理屈としてはそちらかなと思っております。市場リスクから考えますと、1-1は①のスポット市場価格をそのまま充てるほうが理にかなっているのではないかというふうに考えてございます。

1-2の30分ごとの価格につきましては、そのまま充てるのが適切。特に昼休み時間、正午から1時までの価格というのは大きく落ちます。平均したときに、ここの部分の悪さというものが出てきますので、30分ごと充てるのが適切というところでございます。

もう1つ、2-1で、これはご議論に出ていないんですが、市場分断の場合はエリアプライスを用いるというところですけども、それにかかわらず、システムプライスを用いたほうがより効率的なところに発電所建設がなされるのではないかと。

例えば、システムプライスが10円。需要が多い、買いが多い場所は12円、売りのほうが多い場所は8円という値がついたとき、どこに電源を建てたほうが得をするかと考えたときに、12円の高い値段をつけたシステムプライスを回避可能費用としたときには、その2円の差が出ますので、より高い値段をつけている地域に、FIT電源をつくるというインセンティブに働きますので、そういう意味ではシステムプライスを用いて、その電源立地の部分の適正化を図っていったほうがよろしいのではないかとこのように考えます。

2-5につきまして、回避費用の経過措置に関してでございますけれども、経過措置、私どもは事業者でございませんので、言う立場にはございませんが、適正な取引、転売による最低取引というのが前回議論になっているところ。これに関しましては、やはり続くべきではないというのが必要だと思っております。市場価格連動でないもの、古いものが残るということで、それがこの先10年間、市場に出てくるということはあることではないことというように考えてございます。

経過措置を必要ということにするのであれば、例えば自社の小売供給に使うものについてのみ、ないしは、またはその特定供給者、FIT電源の持ち主様と買い取りの小売事業者様の間に、何らかの資本的な等価、ともに電源をつくったとか、そういったものがあるものに関しては何らかの回避可能費用の経過措置というものが必要かもしれませんが、自社供給に充てないものに関しましては、これは全て市場価格連動にすべき。しなければ、岩船委員がおっしゃられました問題というのは、この先10年続いてしまうということになりますのでご注意いただきたいと考えてございます。

以上です。

○山地座長

エネットさん、お願いします。

○秋山オブザーバー

私からは3点、お話ししたいと思います。

まず、1-1につきましては、こちら今お話があったように、スポットのほうがよろしいのかなと思っております。その理由といたしまして、やはり理由は同じになってしまうんですが、1時間前市場というのは資料にもありますように、需給調整、すなわちインバランスの最小化のために使うものであって、供給力という意味ではない。位置づけが違うのかなと思っておりますので、

やはりここはスポットのみかなと考えてございます。

次、2-5と2-6は当事者ということでお話をしますけれども、2-5につきましては、事務局の資料、リード文の2個目にもありますように、我々小売事業者としては、現状のルールにのっとり投資判断をしてやっているということもでございます。ですので、ここにつきましては経過措置を設けていただきたいなというふうに考えてございます。

また2-6につきまして、範囲ですが、ここも厳格にということについてはまさにそのとおりだと思っております。また、その事務局資料のリード文の3項目めにありますように、適用範囲につきまして、こちらも先ほどご説明がありましたように、工期の長い電源もあるということを考えますと、やはり一定期間の後、ここにありますような回避可能費用の算定ルールの公布ですとか、そういったところまで特定契約を結んでいるような場合というのは、特定措置を適用するなど、ご配慮いただきたいなと思っております。

以上でございます。

○山地座長

電事連の勝田さん、お願いします。

○勝田オブザーバー

電気事業連合会でございます。

2-5の経過措置について意見を述べさせていただきます。私どもは、現行の回避可能費用の考え方に基きまして、電気料金を設定しております。賦課金の負担増につきまして、お客様にご理解をいただくということが非常に厳しいという状況でございます中、こういった制度変更を理由とした電気料金の値上げにご理解をいただくというのは、容易なことではないというふうに考えております。

交付金の目減りを料金で回収できることが保障されているわけでもございませんので、今回の見直しによりまして、現実に損失をこうむることになれば、私どもといたしましては受け入れがたいというふうに考えております。

少なくとも小売電気事業者が買取義務を負っている間に締結いたしましたFIT特定契約の回避可能費用につきましては、前回の見直しと同様に、経過措置の設定につきましてご配慮をお願いしたいと存じます。

以上でございます。

○山地座長

事業者の方はそう言われるだろうとは思っておりましたが。

いかがでございましょう。松村委員、どうぞ。

## ○松村委員

ちょっと申しわけないのですが、先ほどの山地座長のご整理、1の支持が多かったというのは確かに正しいと思うのですが、1の懸念を表明した人もいた。これも正しいと思います。しかし、私が聞いた限りでは、理屈としては全て1が正しいとおっしゃったのではないかと。そもそも2が正しいと言った人はいなかったと認識しています。

それで、少なくともお二人の方が、1が理論的には正しいと思うけど、懸念がある。まさに事業者の方がおっしゃったような、ある種の懸念がありますということ指摘したわけで、支持としては基本的に、全員1だったのではないかと私は理解しています。

それから、大橋さんの発言には懸念を持っている。1年前の議論を思い出してください。1年前、回避可能原価は明らかに低過ぎた。全電源平均の可変費用という、明らかに理屈の立たない低すぎるものを変えようと提案したときに、大橋さんは何っておっしゃったのか思い出していただきたい。まだシステム改革が進んでいない。そういう抜本的なシステム改革を経た後で、全体像が見えた後で変えるべき。昨年時点で、明らかにおかしなものを変えることに極めて否定的な発言をされた。でもそれを振り切って、その意見を採用しないで昨年上げた。もしあの時点での大橋委員の意見が採用され、更にこの抜本改革の段階ですら経過措置が設けられるとすると、その経過措置の間に大量に入った電源の賦課金に関しては、20年間ずっと不合理に国民負担を増やし続けることになった。でも経過措置がないなら、仮に1年改革が遅れたということになったとしても、その1年分、国民の負担が増えるだけ。

私は経過措置などないほうが良いとは思っていますが、いろいろな政治的な理由によって、結局、2のほうになってしまうリスクは十分あると思っていて、だから一刻も早くおかしなものは少しでも改善していくべきだという考えで、1年前も発言したわけです。

もし本当に2を支持して、1年前にああいう発言したとすると、20年間国民負担をこの間に入ったものを不当に増やし続けることを支持したことになる。大橋さんの意見を全部入れていったら、どれだけ国民負担が増えるのか。前回の発言からして、私は大橋さんが最も1を支持する人——岩船さんもそうなのかもしれませんが、になると予想していて、岩船さんの発言はその予想通りだったわけですけど、大橋さんに関してはその予想は見事に裏切られた。昨年の発言と合わせて、大橋委員は国民負担に大きな負担を与える発言を続けていることにならないかと思えます。

この点は十分に自覚された上で、なおかつやは2のほうが良いというのであれば、それはそれで、委員それぞれの意見に対して干渉することはできませんから、どのような発言をされても結構ですけど、そのようなこともちゃんと認識した上で、本当に経過措置が正しいかどうか考えて

ください。

事業者の方が経過措置を設けろと主張する。更に言えば、これはこの後発言すべきなのかもしれませんが、事業者が回避可能原価をできるだけ低くしたいというインセンティブがあるというのは、この制度の特徴ではあるのだけれど、これは現行の固定価格買取制度の大きな制度的欠陥だと思っています。回避可能費用は、本来、その電気の価値なわけで、その事業者は、自分の生み出すもの、自分が発電する電気は価値が高いとアピールする誘因がある制度が、自然な制度設計のはず。にもかかわらず、現在の制度だと、事業者は自分の生み出すものは価値がないということを強調することによって利益が増えるという、そういう歪な制度になっている。

先ほどのエリアごとのプライスではなくて、システムプライスのほうがいいという議論も、実はそれと直結している。先ほどの國松さんの議論は、現実の制度を踏まえると確かに正しい。正しいのだけれど、それは回避可能原価が低いほうが、つまり電気の価値が低いと認定されたほうが利益が大きくなり、その結果その電源の建設が進むという、物すごく歪な制度設計になっているからなのであって、そのような歪さがなければ、あの議論は本来成り立たない話。

そのような制度はそもそも根本的に変えられるべきだと思います。このようなおかしい議論が出てきて、制度が複雑になるとすれば、根本的な固定価格買取制度の欠陥と捉えるべき。この委員会のマターではありませんが、フィードインタリフという形ではなく、フィードインプレミアムという形に移行する。買取価格は、回避可能原価に幾ら加えるのかを、それぞれの導入量や社会的価値に応じて変えていく。後押しする必要があるもの、ないものによってプレミアムの大きさを変えていくという制度にすれば、自然にそういう問題は解決していくと思います。少なくとも回避可能原価が低い方が、自分たちの生み出すものの価値が低い方が、その事業者にとって利益になるというおかしい問題はなくなるはず。

私たちが今議論している制度は、そのようなものが将来入れられるまでの過渡期において起こっていることと理解すべき。國松オブザーバーが言ったような弊害は、制度を変えることによって直していくべき。回避可能原価を歪めることによって誘導しようというのは、少し筋が悪いのではないかと思います。

以上です。

○山地座長

大橋委員、どうぞ。

○大橋委員

今、個人名が出たので、若干申しますと、私が、1年前に懸念していたのは、回避可能原価の定義であります。それについて、どちらかというと、私の意見というのは1の1なのです。イン

バランスの考え方は、今後整理されるときに併せてお願いします、と申し上げたのも、同様の趣旨からであります。私は、回避可能原価の定義について非常に気になっているということです。

ご指摘になっている経過措置については、誤解があるようですので申し上げますが、当時は、私は発言をしていないはずで、今回この件で発言をさせていただきましたけれど、内容として悩ましいというふうに申し上げたということだと思います。

○山地座長

佐藤委員、どうぞ。

○佐藤委員

今のオブザーバーの方々のご意見を伺っていますと、この制度は理論的に割り切ってしまうと、後は強い者勝ちでやればよいということになってしまい、急激な変化に耐えられない事業者が多く生じてしまうということについては、私はやはり懸念を感じます。遡及的に変えることは、それによって、事業者が具体的にどういう影響があるのかということを考えないと、今までのいろいろなたくさんの方々のプレーヤーが参加しようとしていたシステムを、ある意味、遡及的に壊してしまうというのは、私としては怖いという感じがします。

そういう意味で、先ほど、経過措置がありということ積極的に支持した方はないというふうなお話がありましたが、私はこのオブザーバーの方々の話を聞くと、制限措置があるということ積極的に支持したいと思います。

○山地座長

ありがとうございました。

大体意見が出てきて、私の理解ではそんなに大きな対立点ではないように思います。

原則としては、経過措置なしという、理屈で考えるとそう。どなたかおっしゃった。私もそう思っているんですけど、ただ、今までのルールのもとでビジネス展開されていた人がいて、そのビジネスに制度変更によって影響があるといったところに、ある程度措置をとることが合理的。ただし、その措置が、前回の議論でもあったように、不当な裁定取引を許すようでは困るということですね。だからそこをうまくやればよい。しかも制度としてはシンプルにやればよいということだと私は理解します。

もっとテクニカルな1-1のところは、1時間前市場がどうなっていくか。そこを見ないと、私、設計としては供給力ではなくてというような話かもしれないけれど、実際どうなるのか。ちょっと、見ないと何とも言えんかなというふうに、私は思っております。

その議論が始まる前に、事務局にこのワーキンググループでどの程度のことまで方向づけられればいいのか確認しようと思ったんですけど、私個人的には、審議会はさまざまな意見があってもい

いので、意見をまとめる。論点に対して意見は今まで出てきたと思います。そんなに大きく散らばっていないというのが、私の今のまとめです。

これでよければ、また、あと3番目、4番目の論点があるので先にいくんですが、よろしいですか。

もちろん、もしフォーマルな文章をつくるとかとなると、またそのときに調整が必要になってくると思いますが、現時点ではこれで次へ進んでいってよさそうなので、3番目の論点に入りたいと思いますが、よろしいですか。

3番目は、回避可能費用の算定に当たって、変動性電源と非変動性電源の差を考慮するか否かということで、これは4ページ目のところにあるわけです。これも非常に単純な発想で、どちらかというオープンな形ですか、事務局としては。

この点について、4番目はまた次にありますので、3番目の論点について、皆さんのご意見を伺いたいと思います。いかがでしょうか。

山内委員。

○山内委員

前回、私が申し上げたとおりで、マーケットを使うならば、基本的には区別する必要はないと思っていますが、容量市場ができてということであれば、事務局案でよろしいかなというふうに思っています。

○山地座長

扱いは、本来差を設けるべきである……

○山内委員

要するに、短期だけでやっている分には設けるべきじゃないんだけど、容量市場でもって長期のことを考慮すべきであるというんだったら、それはそれで結構ですということです。

○山地座長

前回もそういう意見だったと思うんですね、皆さん。

ほかに意見、ございますでしょうか。

崎田委員、どうぞ。

○崎田委員

1つ質問させていただきたいんですが、前回、私、変動性電源と非変動性電源の扱いを分けたほうがいいのではないかとというふうに発言をしました。

今回、もう少しそれをじっくり考えてはということで、資料が出ていますけれども、この22ページの一番下のところに関して少し教えていただきたいんですが、例えば「変動性電源の導入拡



大に伴って、バックアップとして維持が必要な火力発電の稼働率低下等により社会的コストが増大することには留意が必要ではないか」と書いていただいておりますが、こういうことについてはどういうふうにそこを補填するのか。この回避可能費用の外でこれをやったほうがいいのかというお話だと思いますが、そのときにはどういう措置が考えられるのかというのを、少し教えていただければというふうに思います。

#### ○山地座長

ちょうど私が、いわゆるミックス小委の下のコスト検証ワーキンググループの座長を務めていて、そこでこの変動性電源の調整コストを算定するということになっておりますので、そこが見えるようにする場はあるということです。このとき、いわゆる回避可能費用としてどう見るのかという議論をこの場ではしているというわけです。

よろしいですか。

#### ○曳野資源エネルギー庁企画官

直接のお答えになっているかわかりませんが、恐らく火力発電の稼働率が低下していくと、よりその燃料費が安い電源しか使われなくて、相対的に高い電源は使わなくていいということになりますので、市場価格は下がるということになるので、回避可能費用が下がって賦課金が上るといった形になると思います。

それで本当にいいのかというのは、恐らく火力発電の市場価格が平均で安い中でも成り立つような電源しか建たなくなりますので、相対的に新しい電源を立てるインセンティブというのは下がっていく。海外では一般的に、そういうふうな指摘がなされていると認識しています。仮に、非常に効率の高い電源が建つのであれば、それは市場ベースで行われるということだと思いますし、仮に十分に建たず、安定供給上問題があるということになれば、今の電力システムの改革上は広域機関が入札をするというような形で、発電設備に対して何らかの固定的な価値を認めるといった、安定供給と、市場の自由化を両立させるという制度設計になっております。回避可能費用が下がっていくということをもって賦課金が上がるという場合には、恐らく、名目上ですけれども、これも国民負担が上がるという形にはなると思います。

#### ○山地座長

だから、今の短期というか、取引する市場電力を、そのところだと今のようなことが起こるんだけど、さっき山内委員もおっしゃったように、長期を見た容量市場が出てくると、また状況が変わってくる。容量市場が整備されたときには、それを回避可能費用に反映してはどうかというのが、この22ページに書いた事務局案という認識でよろしいですか。

投げかけが、両者に差を設ける、設けないってあるんだけど、容量市場が出てきたら考えまし

ようというようなお答えになるんです。それでよろしいですか。

○曳野資源エネルギー庁企画官

前回の委員のご意見を踏まえて、当面は市場価格一本とすることについて、準備をさせていただいたつもりですけれども、その大きな方向性について、ある程度一致を見られるのであればありがたく存じます。

○山地座長

ということで、3番目の論点はよろしいでしょうか。

4番目。最後の論点です。これはFITインバランス特例とって、前回①、②。原則がまた別にあるんですが、原則以外に、特例の①、②。このときに回避可能費用に差を設けないとする場合のインバランスリスクの定量化手法及び精算スキームということであります。

これは4ページのところのオプションの整理でいいますと、4-1は認識ですね。4-2も基本的には認識です。4-3のところのオプションが①、②とあるんですけど、事務局は②ではいかがかという提案だと思います。この4番目の論点について、委員の皆さんのご意見を伺いたいと思います。いかがでございましょうか。

結局、①にしる②にしる、25ページのポンチ絵にあるように、全体としては同じ。ある意味、当然そうじゃなきゃいけないんですけど、そのときのZの評価、Z分をどう見るかというところでオプションがあって、27ページのところの案1、案2の案2のほうが適切ではないかというわけですが、いかがでしょうか。

特にご意見がないということは、事務局に賛成と理解してよろしいですか。

松村委員。

○松村委員

この前のところの論点と矛盾したことを言うようで申しわけないのですが、このインバランスリスクは、事業規模には依存しないものなのか。あるいは再生可能エネルギーへの依存度に依存しないのでしょうか。

再生可能エネルギーにかなりの程度頼っている事業者と、その割合が低いところでは、インバランスのリスクは全然違うような気もするのですが。

○山地座長

出力変動性のものを電力システムに受け入れるときの系統安定化コストというか、調整コストは、再生可能エネルギーの導入量に比例的ではなくて、非線形的に上がっていくというのが大抵のところの議論の常識ですね。だから導入量に依存するというのはそのとおりだと思う。そのことを言っておられますか。

○松村委員

いいえ。違います。紛らわしい言い方で申しわけありませんでした。

これ、本来社会的なコストでやるべきなので、考慮しないというのは1つの考え方ですが、各事業者にとってみて、再生可能エネルギーの特例②を選んだときに、触れが原因でインバランスを出す。このためにリスクが出てくる。どれぐらい出てくるのですかというときに、他の電源を大量に持っていて、再生可能エネルギーがほんのわずかだということであれば、火力発電所は1%たきます。1%たき減らすというだけで全部吸収できてしまうような事業者と、これに専ら依存する事業者というのでは大分様相が違うような気がするのですが、という指摘です。

○曳野資源エネルギー庁企画官

これは、計画値同時同量を前提に考えておりますけれども、再生可能エネルギーのみの計画値と、実際の発電量の違いについて、一般的な再生可能エネルギーと比べた場合のインバランスがよりずれているかどうかで考えるべきではないかと思っています。そうしないと火力の一般的な世の中の平均インバランスと比べてしまうと、太陽光は恐らく非常にずれてしまうと思いますので、どんなに優秀な事業者であっても、非常にインバランスが大きくなるということ損をしてしまうということなので、平均的な再生可能エネルギーと比べて、その事業者がインバランスを再生可能エネルギーに関してどれぐらいずれているかという成績で見るときではないかと考えております。

さらに申し上げますと、これは再生可能エネルギーの中で精緻に見るかというのが1つの論点だと思っております、バイオマスの事業者というのは恐らくそんなにずれず、再生可能エネルギー全体の平均値よりはかなり上に行くと思いますので、そういう事業者に対して、むしろ変動性と非変動性に分けるのかという議論も、論点としてはあるかと思っています。けれども、余り精緻にやってしまうと、制度が非常に複雑になって、この対応を事業者さんのほうでできるのかどうかということもあります。そこはやや細かい論点で、私ども、まだ事務局としても詰め切っておりませんが、論点としては認識しているところでございます。

○曳野資源エネルギー庁企画官

これは、計画値同時同量を前提に考えておりますけれども、再生可能エネルギーのみの計画値と、実際の発電量の違いについて、一般的な再生可能エネルギーと比べた場合のインバランスがよりずれているかどうかで考えるべきではないかと思っています。そうしないと火力の一般的な世の中の平均インバランスと比べてしまうと、太陽光は恐らく非常にずれてしまうと思いますので、どんなに優秀な事業者であっても、非常にインバランスが大きくなるということ損をしてしまうということなので、平均的な再生可能エネルギーと比べて、その事業者がインバランスを

再生可能エネルギーに関してどれくらいずれているかという成績で見るべきではないかと考えております。

さらに申し上げますと、これは再生可能エネルギーの中で精緻に見るかというのが1つの論点だと思っております、バイオマスの事業者というのは恐らくそんなにずれず、再生可能エネルギー全体の平均値よりはかなり上に行くと思しますので、そういう事業者に対して、むしろ変動性と非変動性に分けるのかという議論も、論点としてはあるかと思っております。けれども、余り精緻にやってしまうと、制度が非常に複雑になって、この対応を事業者さんのほうでできるのかどうかということもあります。そこはやや細かい論点で、私も、まだ事務局としても詰め切っておりませんが、論点としては認識しているところでございます。

○山地座長

そういうことで、案2のほうを事務局は推奨しているんだけど、でも、そのときでもFIT電源の種別においた配慮が必要ではないかとも考えている。そういう理解でよろしいですか。

○曳野資源エネルギー庁企画官

バイオマスにも変動性と非変動性があるのだろうかとか、言い始めると切りがない部分もございますので、どこで線を引くかということが1つの論点かと思っております。事業者が対応できるかどうかというような論点もあろうかと思っております。

○勝田オブザーバー

電気事業連合会でございます。

システム上の対応のお話でございますけれども、昨年の11月に開催されました制度設計ワーキングでも、一般電源 이슈の立場から申し上げましたけれども、各社は既にライン段階で必要となる託送料金システムの開発に着手を既にしてございます。27ページに記載されておりますインバランスリスク総額の具体的な精算方法。ここにございます案の1、案の2、いずれの場合でも、既に着工済みのシステム開発の仕様変更、こういった大幅な手直しが必要になってくるというふうに考えておまして、とても来年の4月の運用開始に間に合わせる事ができるかという、この場では自信を持ってお答えできないというのが実態でございます。

こういった実態も踏まえまして、具体的な進め方につきまして、国とご相談をさせていただきたいというふうに存じております。

以上でございます。

○山地座長

エネットさん、お願いします。

○秋山オブザーバー

エネットでございます。

私から2点あります。まず1点目、今回の事務局からオプションが示されているので恐縮なんです。例えば26ページのところ、インバランスリスク単価の評価についてのところの、3ポツ目です。その3行目に、ここの発電作成コストというのは非常に小さいということもあるので、入れなくていいんじゃないかというお話があったんですが、例えばこれも発電種別、規模を考えた場合、どうなのか。すなわち太陽光で見た場合、メガソーラーみたいなものがある一方で、例えば家庭の上についている2キロ、3キロというレベルのものまでございます。さすがにそのレベルはないとしても、それはフリゲートするレベルというのは十分考えられるのかな。そうなった場合、発電量ベースで見た単価というのは、かなりメガとキロ以下の小さいので、少しネグリジブルではないのかな。

ですから、恐縮なんです。例えばここは太陽光でいえば、低圧と高圧、小さいものと大きいものを分けて、何らかのことを考えていただくということではできないでしょうかというのが、恐縮ですが1つあります。

2点目なんです。これは可能であればということなんです。今、このインバランスリスク単価のところ、ここでいうとZというもので示されているんですが、ちなみにこのZの規模感というか、大きさというのでもし何か試算というか、何かサイズ感、規模感というものがあれば教えていただくと、我々もいろいろこれから考えが深まるのかなと思うんですが、いかがでしょうか。

○山地座長

ごもっともな話だと思うんですが、私もそう思っていたんですが、何か試算等がありますでしょうか。

○曳野資源エネルギー庁企画官

試算については、すみません。市場価格は来年どうなるか言えと言われているようなものなので、なかなか難しいのですけれども、何らかの形で試算ができるかどうか、検討してみたいと思います。

例えばインバランスの発生率といった場合に、過去の経緯を踏まえて出すということかも知れませんが、では、もともと今の計画値同時同量ではなく、実同時同量のもとで発生しているインバランス発生率というのが、本当に今後のインバランス発生率として正しいのか。

論点としてはいろいろあると思いますので、そこについてはどういう形でお示しできるか、検討させていただきたいと思います。

先ほどおっしゃった26ページのところなんですけれども、コストがかかるというところは確か

にそうだと思うんですけども、仮に日本全体の平均コストに比べていいか悪いかということで、そこでしっかりやっていただける事業者さんについては、社会的コストが全体として安くなるというところで、全体の仕上がりを見ていくということになるかと思うのですが、むしろ、別途コストがかかる部分を上乘せするということになる、社会的コストが別にかかるんだけども面倒を見ますという話になるので、それが本当にいいのかどうかというところについては論点ではないかというふうに考えております。

#### ○山地座長

ほかにこの論点4について、ご意見とか質問とかございませんでしょうか。

私は非常に正直に申し上げると、ちょっと量的イメージがわからなくて、どんなものなのか。発電計画作成コスト、小さいだろうから考慮しなくてもいいという、どのぐらいなのか。そういう、自信がないです、少なくとも私個人に関して言えば。

もう少し、だから、さっきそういう意味で、試算でもないのかと申し上げたのはそういうところがありまして、もし可能なら、その感覚を持たないと、意見を、自信を持って言えない。少なくとも私は個人的にはそうなんです。

皆さんのほうはどう考えているか。何か自信がおありで、これで大丈夫という意見でもいいし、何かご意見をぜひいただきたいところなんですけど、どうですか。

この論点は発言が少ないので、指名しましょうか。

山内委員、いかがですか。

#### ○山内委員

ここまで細かくなると、おっしゃるように大体イメージ湧かないものですから、事前的なところがどこまで言えるかという感じをしています。だから、自分としての結論というのはなかなか出てこないという感じをしています。

#### ○山地座長

松村委員は、先ほど発言があったので、馬場委員、いかがですか。技術的な専門性のところから。

#### ○馬場委員

私もちょっと、どう計算してやるべきなのかというのが、なかなか考えがまとまらないところなんですけれども、いずれにしても、案1、案2とも計算が結構、今のところシステム的に大変であるというようなことになった場合に、果たして実効的な、そういった制度がつくれるのかどうか。要するに来年4月に間に合うというのは、先ほど懸念があるというようなお話があって、実務の方がそういうふうにおっしゃるというようなことであるならば、もしかしたらもう少し、

まずは簡単な方法をやっておいて、後はまたきちんと、先ほど来話が出ていますように、規模感とかそういったものがわからないし、議論をするためのベースがなかなかないというようなことであるならば、少し先送りという用語があるかもしれませんが、もう少しきちんと議論をしてから入れたほうがいいのかもわからないなというのは思いました。

ただ、25ページの図を見ると、回避可能費用とインバランスリスクというものを、このような形で考えてやっていくというようなことであるということから考えると、もし電源ごとに、そのインバランスリスクというものを考えていくというようなことであれば、回避可能費用のほうは、先ほども話にもありましたとおり、いろいろな電源種別に差を設けないでにおいて、それでこっこのインバランスリスクみたいなところで、そういった、要するにキロワット価値の高い、低いというものを入れるというのも1つの手なのかもしれないなと思ったんですけど、ただ、そのためにはやはりきちんと議論をしなくてははいけないと思いますので、余り簡単に結論を出すのはいかがなものかなというふうに思ったところです。

以上です。

○山地座長

佐藤委員は、いかがでしょうか。

○佐藤委員

前提として、インバランスリスクについては回避可能費用以外で調整するということが前提になっているわけですね。

それを前提としてどうやってやろうかという議論があるわけですが、先ほどの話、システムの回収の状況で、これがなかなか難しいとか、規模感がわからないというのは私も全くそうなのかなと思いますので、そうしますと決められないということになりますよね。決められないとなると、インバランスリスクについては、結局カウントしないという結論になるのでしょうか。もしここで決められないとすると。そこは質問です。

ですから、インバランスリスクについては、何かで考えなければいけない。でもどうやって考えるのかが決まらない。

そうすると、もう1回戻って、そうしたら緊急避難的に回避可能でもう1回考えるというふうに検討するのか。いや、もう回避可能では絶対検討しないというふうに決めてしまっているのか、インバランスリスクについては無視するというのですか、当面。というふうになるのか。

なかなかわからないという結論が事業者にどう影響を与えるのかというのがわからないので、私としては事業者に過度な負担、予想がし得ないような負担が発生して、それがシステム全体の制度を壊すというのは避けるべきだと思いますので、やはり事業者の予期せぬ負担が起きな

いようなシステムを何らかで考えないと、制度としてはどうかというふうに思います。

ですから、そういう意味では前提としては、私は回避可能費用以外でインバランスを考えるべきだと思っていますけれども、ほかの方法でとれないとすると、もう1回、回避可能費用で考えるという検討肢も残しておくことも必要ではないかなと思います。

○山地座長

私も実は同感です。

崎田委員、どうぞ。

○崎田委員

私がこの項目に関して手を挙げなかったのは、やはり皆さんからの発言のように、具体的にどういうふうになっていくのかというのが、イメージが湧かなかったというところです。なお、これを全くペンディングにしてしまうことで、制度の信頼性が弱くなるのであれば、やはりきちんとこれまで考えてきた流れで1回やってみる。やってみると言うとなんですが、事務局案の流れの中でスタートしてみる。そしてその中で、きちんともう一度現実の数字がどう出てくるのかを見ながら精査するという、そういうような柔軟な考え方もあっていいのではないかなというふうにも思いました。

○山地座長

大橋委員、お願いします。一通り。

○大橋委員

これは結局のところ、正解があるのかどうかというのは結構難しい話なんだと思うんです。

結局、近似をするしかないんですよね。つまり実のコストというのはとれませんから。だからZが仮に1円と出るか、2.5円と出るかと言われても、なかなかこれって精査のしようもないし、結局、唯一わかるのは特例①で実際に走らせてみたときに、特例①あるいは②に非常に偏っちゃったりとか、そういうことがあれば、何かZのあたりがおかしいんじゃないかなというふうな議論のきっかけにはなり得ると思うんです。

そういう意味で言うと、こうした、なかなか実のデータがとれない中では、最初に決めをするしかない部分もあるのかなというふうに思います。ただこのZの値というのは一旦決めたら、恒久的に変えないということではなくて、頻繁に見直していくとか、実際にどういうふうな結果が出てくるのかということとあわせて、Zの値というのを調整していくというような柔軟性を確保しておくことが重要なかなと思います。今の時点でこの資料についてはそのように思います。

以上です。



○山地座長

岩船委員、お願いします。

○岩船委員

私も、25ページの絵を見ても、小売りのお客さんの需要の規模にもよるし、もちろん再エネの割合にもよると思いますので、いろいろな意味でそれが計画作成からの乖離となると、一様には決めづらいのではないかなという気はします。ただ一定の割り切りが必要であるとすれば、何らかの想定のもと、小売電気事業者の規模をある程度想定した上で、何段階か想定した上で試算してみるようなことは必要なのではないかと思います。

例えば災害のときに、太陽光とかの予測の誤差とかがダイレクトにきくようなイメージなのかなとも思ったのですが、再エネ側からすると。それであれば、ある程度その予測誤差の規模感が出ると思いますので、それからまずは設定をして、それが調整できるものとしておくというのに、やはり私も賛同いたします。

以上です。

○山地座長

ありがとうございました。

私は、皆さんの意見も恐らくそうだと伺っていて思っているんですけど、案1はちょっとあり得ないような気がします。少なくとも案2の方向で、案2で本当にいいのかということですよ。そこをもう一度確認したい。私は少なくとも、今のご発言を聞いていると、皆さん、これに近いかなと思います。

ということで、事務局、どうでしょうか。私がぼんやりして、きちんと理解し言われていないからなんですけど、夏ごろまでに多分、システム改革の制度設計のワーキンググループを恐らくやるんですよ。それまでに我々に宿題が出ている。その期間の範囲で回答しなくてはいいけない。しかし、一方、いろいろな託送料金で精算項目をつくるかというシステム改革を考えると、そんな時間の余裕はありませんよという現実的な話もあるわけで、やっぱり早目に結論を得る必要が、この件を含めて全体、このワーキンググループのミッションとしてあると思っています。

そのあたりを、事務局のほうで少し明らかにしていただけないでしょうか。

○曳野資源エネルギー庁企画官

まず、全体のスケジュール感で申し上げますと、電力システム改革を踏まえた事業者さん側の対応も含めて、特に先ほど勝田オブザーバーからお話がありましたシステム対応的なところで申し上げますと、恐らく今年の夏、秋あたりには自由化後の託送料金の対応というものも手続上は必要になってくると思います。私どものほうに対する手続も必要になってくると思いますので、そこ

の実際の詳細設計というのはできるだけ早い段階で決める必要があると思っております。

先ほど事業者の負担というところのご意見もいただきましたけれども、事務局としての認識としては、本件、新電力などから、この特例の②を使って、インバランスのリスクを自ら負う代わりに、きちんと予測をすれば、それが経済的にも利益になる形でのシステムをむしろ組むべきではないかというようなご要望もいただいております。

そういうニーズを踏まえて、もちろん送配電事業者側の負担という事情もあると思えますけれども、そういう事業者さん側にニーズがある中で、どういうふうにこの制度をつくっていくのかという議論かと思っております。当然、システム改修は、全体を決めるのが遅くなるとその分実施も遅くなってしまうというところは考えないといけないと思っております。

試算のところは、複数のご意見をいただきましたので、正確なものがお示しできるか、検討してみたいと考えています。

#### ○山地座長

ありがとうございました。

まず、一応、きょう提示された論点については一通り議論ができたかと思えます。

大体の点で、事務局提案のところと、それからご意見をすり合わせるべき方向性は見えてはきているんですけども、ただ、経過措置の件、それから今のインバランスリスクの算定の件など、もう少しクリアにしていく必要があろうかと思えます。

ちょっときょうは論点が多くて、オプションも多かったので、少しコンセンレートした議論がまだ不足しているような気が、私はいたします。

したがって、次回、きょうの議論を踏まえて、より論点を絞って、具体的な出口が見えるような形で、判断できるような材料を用意していただいて、もう一度、今ワーキンググループを開催し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。

次回、ワーキンググループ日程等は、事務局から別途お知らせするというようにしております。

若干時間がありますから、全体を通して何かご発言、ご希望がありましたらお受けしますが、いかがでしょうか。よろしゅうございますか。

では特にないようですので、きょうは以上で終わりたいと思います。

どうもありがとうございました。

——了——