

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12回）

日時 平成27年6月24日（水）10：00～12：20

場所 経済産業省 別館3階東312各省庁共用会議室

議題

- (1) 回避可能費用算定方式の見直しについて（報告）
- (2) 再生可能エネルギー導入促進に向けた制度の現状と課題について

1. 開会

○山地委員長

それでは定刻になりましたので、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のもとに設けられております新エネルギー小委員会、第12回目でございますが、会合を始めたいと思います。

久しぶりという感じですけど、暑くなってきましたので、冷房を効かせてもこんな程度なものですから、上着等、必要に応じて脱いでいただいで結構だと思います。

いつものようにご多用中のところご出席いただきありがとうございます。

まず、事務局から資料の確認をお願いいたします。

○松山新エネルギー対策課長

おはようございます。それでは、本日の資料につきまして確認をお願いいたします。

お手元、配付資料のほう、本日議題2つございまして、資料1、資料2、それと参考資料1、参考資料2というものがございます。本日は委員の先生方からの配付資料はございません。もし落丁、乱丁等ございましたら、途中でも結構ですのでご連絡いただければと思います。

○山地委員長

資料はよろしゅうございますでしょうか。

2. 議事

- (1) 回避可能費用算定方法の見直しについて

○山地委員長

それでは早速、議事に入りたいと思いますが、議事次第にありますように、本日、議題2件ございますが、それぞれ資料を説明していただいて、議論というふうに進めてまいります。

まず議題の1、回避可能費用の見直しについてであります。事務局から資料1に基づいてご説明をお願いいたします。

それと、プレスの皆さんの撮影はここまでということでございますのでよろしくお願ひします。傍聴は自由でございますから、お座りいただいて引き続き聞いてくださっても結構でございます。

それでは資料の説明をお願いいたします。

○曳野電力・ガス事業部企画官

では、お手元の資料1に基づきまして、回避可能費用算定方法の見直しについて、買取制度ワーキンググループでの議論についてご報告させていただきます。

まずページをおめくりいただきまして、2ページでございますが、大きく2点について、3月以降3回にわたって議論をいただいております。

1つ目が、小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法の検討。

それから2点目が、固定価格制度と電力システム改革によって新たに導入される計画値同時同量制度、これとの整合性を図るための仕組みということで、いわゆるFITインバランス特例①、②と言われておりますが、こちらの場合の回避可能費用の算定方法についてご議論いただきました。

可能な限り、検討の背景含めて丁寧にご説明したいと思いますが、非常にテクニカルな説明内容になるという点については、あらかじめご容赦いただければと思います。

まず1点目、小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法ということで、4ページをお開きください。

まず見直しの必要という背景でございます。この回避可能費用の算定方法の現行のルールでございますけれども、垂直一貫体制を前提として、買取りを行った再生可能エネルギーの調達が増加することで、主に買取義務者である一般電気事業者が自社の電源を調整するというを前提として回避可能費用を算定し、また、その結果を加重平均したものが、同じく買取義務者である新電力等の回避可能費用の算定根拠になっているという基本的な構成になってございます。

小売全面自由化後の前提の変化といたしまして、ここに3点書いてございますが、1つ目が、事業者概念が変わってライセンス制が導入されまして、そもそも垂直一貫体制というものがなくなります。

2点目といたしまして、経過措置は当面残りますけれども、総括原価方式が将来的には廃止

されまして、これに基づく発電原価の算定は困難になるということがございます。

3点目といたしまして、卸電気市場の活性化が期待されるということ、それから制度上もインバランス料金が市場価格連動となるということで、制度改革ワーキングのほうで方向性が出されているといった変化がございます。

こうした変化を踏まえまして、小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法についても、自由化後に想定される電気の調達の実態にあわせて、算定方法の考え方そのものを再設定すべきではないかといった前提で議論を行ってございます。

5ページ目は、小売全面自由化後のインバランス料金の算定式ということで、非常にテクニカルな式を書いてございます。一番上にポイントを書いてございますが、インバランス料金の精算単価については、今後、総括原価ベースから市場価格ベースに移行しまして、スポット市場価格と直前の1時間前市場価格の加重平均ということで変わるという方向性が既に出ているところです。

6ページをご覧いただければと思います。回避可能費用の算定方法の検討ということで、この上の箱に全体のまとめを書いてございます。

買取制度運用ワーキングでの議論においては、小売全面自由化後の回避可能費用について、原則として市場価格連動とすべきであり、新規買取契約については市場価格に連動するという方式に移行すべきとの意見が多数でございました。

他方、既存買取契約については、小売料金、主に新電力の観点から、小売料金への影響にかんがみて、最低限とすべきだとのご意見が多数でしたが、一定の激変緩和措置を講ずることが適切だという方向性が示されたところでございます。

あわせて、小売電気事業者の調達の実態を想定いたしまして、新たな回避可能費用単価といたしましては、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時間前市場価格の加重平均値を用いることが適切ではないかとの議論をいただいております。

下のところは、先ほど申し上げた話とも若干かかわりますが、見直しの背景を3点書いてございます。

将来的な総括原価方式の撤廃に応じた新たな価格指標の必要性。それから卸市場の流動性が拡大してインバランス料金も市場価格連動に変化すること。それから3点目といたしまして、市場価格と現行の回避可能費用に、現状、構造的な値差があるということで、これによって小売電気事業者が転売益を得られる現状がございまして、これが国民負担増加につながる問題であるために、取引所に転売することで再生可能エネルギーが安く調達ができたメリットが需要家に還元されずに、むしろ小売事業者に残ってしまうといった事態を防ぐ必要があるというこ

とを考えてございます。

これについて、国会で取り上げられた議事概要を11ページにつけておりまして、中身について、12ページで簡単にご説明をさせていただきます。

12ページの1. の(1)、一番上の場合でございますが、再生可能エネルギーの事業者が発電したものを、新電力が回避可能費用12円で買い取ったものをそのまま需要家に販売した場合には、12円の電気がそのまま販売されるというケースでございます。

2つ下に(3)でございますが、これは、新電力が現行の回避可能費用で買い取りますが、市場で転売をした場合を想定してございます。

昨年度の卸電力取引所のスポット価格の平均がおおむね15円でございますので、仮に15円で転売約定がされた場合、例えばこの新電力の場合は買い取った値段ベースで需要家に販売がなされるわけでございますが、この(1)と(3)で賦課金については、もともと、最初に申し上げたような電力会社の加重平均で設定されて固定されておりますので、ここに変化がございません。したがって、全体としてみた場合には、電気代が3円分高くなってしまい、国民負担が増えてしまうという課題がございますので、これに対する対応をすべきではないかということでございます。

お戻りいただきまして、7ページでございます。

中身の議論の詳細でございますが、まず回避可能費用として使用すべき市場価格の指標としては、インバランス料金と同様、スポット市場と1時間前市場の加重平均が適切ではないかと。これは30分ごとに市場で取引がなされますので、1日48コマという言い方をしますが、48回それぞれ連動していくということでございます。

2点目、考慮すべき事項として、30分ごとの電力量を原則として測るわけでございますが、できない場合にはみなしで対応するということ。

それから、通常はシステムプライス、全国一律の価格を採用しますが、連系線の制約等で市場の分断が生じる場合にはエリアごとの価格を採用するということ。

それから3つ目と4つ目につきましては、離島の場合、若干の特例措置を検討しております。

一番最後につきましては、小売全面自由化後については全ての小売電気事業者でこの算定については1本化した扱いとしまして、競争上のイコールフットイングを図るということでございます。

それから3番でございますが、変動性の再生可能エネルギー電源と、非変動性の再生可能エネルギー電源の差でございます。

これについては両者に差を設けないという話がございました。仮にバイオマス等については

安定電源ということで、その価値を認めるという場合には、むしろその回避可能費用が上がるという評価になりますけれども、それについては検討の結果、両者に差を設けないということになってございます。

ただしスポット価格と1時間前市場以外に、将来において例えば容量市場のようなもの、あるいは別なものもあるかもしれませんが、このようなものが整備された場合には、必要に応じて検討を行い、その価格を長期契約の回避可能費用に反映するといったことも検討課題ではないかというご議論をいただいたところでございます。

続きまして8ページでございます。これは議論の概要についてまとめたものでございます。

詳細の委員の意見等につきましては13ページ以下に参考としてつけてございますが、ここにまとめているものが8ページでございます。

まず1点目、回避可能費用を市場価格連動にすることについて、オブザーバーとしてご参加いただいた一部の新電力等からは以下のような主張がなされたところでございます。

まず1つ目、再生可能エネルギーを市場価格より安く調達できなくなり、再エネを買い取るインセンティブがなくなるのではないかと。

それから2点目として、新電力にとっての電気の調達単価が変動することになり、経営リスクが高まるのではないかと。

それから3つ目として、現行の回避可能費用と市場価格の構造的な値差を原資に再エネ事業者にプレミアムを支払うこととしているということで、この回避可能費用が市場価格に連動という方式になると発電所の維持ができなくなってしまうのではないかと。このような問題提起をいただきました。

このような主張も踏まえまして、委員にご議論をいただいたところでございまして、おおむね1番目から3番目に対応した論点の整理をさせていただきます。まず1つ目、FITの制度上の位置づけでございますが、小売電気事業者は買取義務者という位置づけでございますので、正当な経済的補償は得るということでございますが、FIT自体は小売電気事業者に対して買い取りのインセンティブというものを位置づけていないというところでございます。

2つ目として、回避可能費用は、法律上、再生可能エネルギーの電気の調達をしなかった場合に要することになる費用の額という形で定義されておまして、これまでも、これは電力会社の料金改定、あるいは毎月の燃料費の変動にリンクして変動してきたということで、固定的に低い水準を保証しているものではないというところでございます。震災の以後で申し上げれば確かに市場価格は比較的高水準で推移しているというような事実でございますが、10ページのところにちょっと参考をつけてございますが、例えば2009年であれば6円代というような形

で推移をしてございまして、むしろこれは火力と逆転していたというふうに考えられます。今後、中長期的に見て原発の再稼働の状況、あるいは再生可能エネルギーの導入が進展することによって変動し得るということは考えられるところでございます。

それから3番目といたしまして、発電所の採算性自身は、これは調達価格委員会でご議論いただいたFITの価格で保証されているということでございまして、発電所の採算性を維持するために低い回避可能費用を前提として任意にプレミアムづけを行ったとしても、制度上、保証されるものではないということでございます。詳細のご説明は本日はちょっと省かせていただきますが、過去の総合資源エネルギー調査会等の議論でも、ここについては制度の枠外で対応すべきであるということで位置づけられているという経緯がございまして。

これらの議論を受けまして、経過措置を設けることについては、むしろ特定の事業者の利益を守ることにつながるのではないかとご議論もありまして、本来設けるべきではないとの意見が多数でございました。

他方で、実際の新電力と需要家の方々との契約の実態というのを確認させていただいたところ、複数年契約を締結しているような例もございまして、一切の経過措置がない場合、直ちに市場全体を価格連動に移行しますと、非常に短期的な料金の改訂といったところが難しいというところで社会的な混乱を招きかねないため、一定の激変緩和措置を講ずるといったところについて検討を行ったところでございます。

その中身につきましては9ページでございまして。

ここに書いた3つの案について比較検討を行いました。対応案Aというのは、小売全面自由化以後、一切の経過措置なく、既存案件も含めて全面的に市場連動に移行するもの。対応案Bにつきましては、当面の間、例えば5年程度、遅くとも経過措置料金の廃止まで、現状の回避可能費用を適用するというもの。それから対応案B-2というものについては、新たな回避可能費用の算定ルールが交付までに接続契約と特定契約の両方を締結しているというケースについては、その買取期間の終了まで現状の回避可能費用を適用するという案でございまして。

議論の結果といたしましては、既存の買取契約、この料金の改訂といったところのタイムラグも鑑みまして、対応案のB-1というところが適切ではないかとの意見が多数でございました。

以上が回避可能費用の基本的な考え方及び激変緩和の措置のポイントでございまして。あわせて15ページでございまして、付随的な事項についてもご議論いただきました。

不当な裁定取引に対する対応といたしまして、この防止策を講ずるということでございまして。これにつきましては、転売自身を規制をするということではなく、例えば、小売全面自由化以

後に激変緩和措置を利用したい場合には、他の電源と切り離してバランシンググループを形成するという。このバランシンググループが需要家に直接販売いただいている場合には既存契約との関係もありますので、激変緩和措置の対象とし、他方で取引所への販売を行った場合等については、買取事業者が変更される場合と同様に、新制度、市場連動での回避可能費用に移行するというところでございます。

その他につきましては、詳細は省きますけれども、例えば小売契約が変わった場合には、新規参入者に移行する場合、市場価格に移行する場合、あるいは今後の見直しがあった場合には、見直された回避可能費用をその時点での既存案件も含めて適用するといったことについてご議論をいただいてところでございます。

以上が1点目の論点でございます。

もう1点、2点目が、非常に技術的な論点でございますが、固定価格買取制度と、FITインバランス特例における回避可能費用をどう整合的に考えるかということでございます。

17ページをご覧ください。小売全面自由化後の実施後は、電気の供給と需要に当たって計画値同時同量制度が導入されることとなっております。これは発電事業者が実際の計画とあわせてしっかり発電をしていただいて、その計画値と実績値がずれた場合にインバランス、ずれが発生して、その場合の必要な費用をお支払いいただくという制度に変わるということでございます。これまでは小売事業者、いわゆる新電力なりが、実際の需要の断面で同時同量であわせていただくということだったんですが、計画値とあわせるという形に変わるということでございます。

この場合に、計画発電量を超えた場合の買取義務をどうするかという問題、また、これは非安定電源ですので、計画発電量と同量の電気を買うといった場合に計画値ときっちり合わせられるかどうかという問題、それから特定供給者が、発電者が発電計画を作成することが困難ではないかという問題、さらに、仮に発電がずれた場合に、特定供給者側に、発電者側に発電のインバランス負担が発生してしまうということで、これは現状の制度と変わりますので、これについての対応が必要ではないかという問題について、ご議論をいただきました。

これにつきましては18ページでございますが、別途、制度設計ワーキングのほうでご議論をいただいた中身をちょっとまとめておりますが、FITインバランスの特例制度というものを2つ設けてはどうかというご議論がございました。

これは計画発電量の設定主体を、発電事業者ではなく、一般送配電事業者、または小売電気事業者が担い、それからインバランスが発生した場合のリスクについても同様に、一般送配電事業者なり小売電気事業者が担うということでございます。この場合のインバランスの生産単

価、あるいは計画発電所の制度向上のインセンティブというものも変わってくるということでございます。

特例制度の②においては、現行の実同時同量制度における新電力と同様に、小売電気事業者が調達のリスクを負うということになる一方、特例の①においては、送配電事業者が計画を作成してインバランスリスクを負うということになりますので、小売電気事業者は一切調達に伴うインバランスリスクを負わないということになります。

制度設計ワーキングにおいては、回避可能費用について費用を変えることも一案だけでも、具体的には新エネ小委のワーキングでご議論いただくということが適切ではないかということで投げかけがされましたので、ご議論をいただいたところでございます。

計画値同時同量制度で具体的にどういう問題が生じるかということについては、19ページ目以下に個別のポンチ絵でまとめてございますが、基本的には、今申し上げたそもそも計画の発電量を設定できるのかとか、それからずれた場合に発電者側にインバランス料金負担が発生してしまうのではないかと、あるいは実際に計画値よりもたくさん発電した場合に、FITの価格で実際に発電したものを買ってもらえないのではないかとといった議論が、特例の①や②のケースでそれぞれ書いてあるものでございます。詳細については説明を割愛させていただきます。

25ページ目でございます。まず回避可能費用について、FITのインバランスの特例の①や②において差をつけるかどうかということで、これは再エネ特措法上の位置づけでございますので、小売電気事業者が再エネ電気の調達をすることによって免れた電気の調達コストに差があるのかどうかということで決めるべきではないかということですが、小売電気事業者から見た場合には、電気の全量を買収することには変わりはないので、差はないのではないかとご議論ございました。

他方、さきほど申し上げたコストの負担の主体が一部変わってくるということで、例えば計画の作成をするコスト、あるいはインバランスリスクの主体が変わりますので、これが固定価格買取制度によって発生するコストとして、原因者、受益者の負担の観点から精算の中で処理をするということで、実質的にはこのコストをしっかりと実際に算定をして処理をするということが適切ではないかということでございます。

原則のケースから乖離が生ずる発電計画作成コストとインバランスのリスクについての負担のあり方というものを検討いたしております。

26ページでございますが、この場合は、通常であれば発電事業者が負うべきコストとしての発電計画の作成コストとインバランスリスクを、送配電事業者、あるいは小売電気事業者が今回のFITのインバランス特例では負うことになっておりまして、これは実際に計画値と実績

値がずれた場合に、送配電事業者か小売電気事業者が負担するものでございますので、そのリスクの単価は、新たなインバランス料金と、それから通常の回避可能費用の差であるというふうに考えることが適切ではないかということでございます。

通常は、今後インバランス料金がどうなるかというのは市場連動ですのでわかりませんが、基本的にはこれまでの実績なども踏まえると、回避可能費用よりもインバランス料金が高いということが想定されます。

一方で、計画の作成コストというのは実態に精緻に予測するためのコストでございますが、非常に効率性が高いということもございますので、ここでは、枠組みの中では考慮に入れていないということでございます。

具体的に、どういう形で精算がなされていくかという点を整理したのが、27ページでございます。

これは費用負担調整期間から交付金という形で、通常の回避可能費用を上回る分、買取価格と回避可能費用の差分が交付金として交付されます。例えば特例の②のケースでございますが、これは小売電気事業者がインバランスのリスクを負い、自らが計画を立てるというケースでございます。この場合は、リスク主体は小売電気事業者ですので、費用負担調整期間から交付金にこのインバランスのリスクというものを上乗せして支払い、そのリスクの中で小売電気事業者がみずから調整を行うということでございます。

特例の①のケースは、送配電事業者が計画を立てて、インバランスが発生した場合には、通常の市場価格を上回る分の差分は一般送配電事業者が支払わなければいけないというケースでございますので、この場合には、小売電気事業者をスルーして、一般送配電事業者に平均的なインバランスコストが支払われる形になります。

この設定をする際に、平均的なコストを仮に設定して一律で払うということになると、平均よりも成績のいい事業者は得をし、悪い事業者は損をするという形になります。自分うまく調整できないという小売電気事業者がいれば、一般送配電事業者に任せてしまえばいいということになり、それぞれの事業者に選択の余地がありますので、自信のない小売電気事業者は一般送配電事業者に任せていただく、一般送配電事業者は平均よりも悪い場合にはリスクを負いますので頑張ってくださいという制度設計が適切ではないかということでございます。

29ページで今、申し上げたような具体的なメリット、デメリットについて議論をいただいた中身を書いておりますほか、今、申し上げた平均的なインバランスリスクが幾らかというところについて試算をしております。

自由化後のインバランス料金がどうなるかということは、市場の価格が幾らになるのかとい

うことに密接にかかわりますので、率直に申し上げて固定的に何か申し上げるということは難しいのですが、何か試算をすべきではないかというようなご指摘をワーキンググループでいただきまして、事務局として準備をしたものでございます。

これにつきましては、小売全面自由化後のインバランス料金について、2014年度における卸電力市場におけるインバランスの発生率をもとに試算をしたものでございますが、実際の回避可能費用、市場価格の平均との差分はキロワットアワー当たり1.13円ぐらいではないかということ。それから、これは主に太陽光でございますが、26年度の卸電力取引所におけるインバランスの発生率が12.5%であったということでございますので、これを掛け合わせると、一つの目安としては、キロワットアワー当たり14銭というのが変動電源のインバランスリスク。それから非変動電源につきましては、インバランス発生率は0.8%ということでございますので、キロワットアワー当たり1銭ぐらいというのが一つの目安としてお示ししたところでございます。

今のお話は非常にテクニカルで申しわけございませんが、31ページ以下は現行の回避可能費用の考え方についてまとめてございますので、これはご参考ということでございます。

以上でございます。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

説明者からも発言がありましたように、かなりテクニカルな議論ですけれども、この小委員会の委員の皆様の一部、それからオブザーバーの方もワーキンググループにご参加の方も大分いらっしゃいました。そういう意味では、そういう方には復習になったかと思いますが、今、説明していただきました回避可能費用算定後の見直しにつきまして、ご質問等ございましたら、お受けしたいと思います。

いつものように発言ご希望の方はネームプレートを立てていただければと思います。よろしくをお願いします。

それでは、小野委員からどうぞ。

○小野委員

ありがとうございます。日本経団連の小野でございます。今、かなりテクニカルなご説明でわかりにくかったんですけど、コストを負担する側の意見として発言させていただきます。

まず回避可能費用の算定方法の見直しについてでございます。電力システム改革が進められている中で、回避可能費用のマーケットリンク化というのは、これは当然であろうというふうに思います。電力システム改革との整合以前に、この資料の中にもございましたが、賦課金という国民負担のもとに制度設計の穴を突いて、サヤ抜きとして追加利益を得ることなど言語道

断であって、一刻も早く是正されるべきだと思います。

そういう観点からは回避可能費用算定方法の見直しに係る激変緩和措置など本当に必要があるのだろうか。なぜ激変緩和の期間、国民が不要な負担を強いられなければならないのか。最もやっぱり配慮されるべきは、制度が予定していなかった利益を挙げている事業者ではなくて、本制度の負担者である国民であり、その電気の需要家であるべきではないか、そういうふうに思います。

次にインバランスコストの負担の点でございます。再エネ電源のインバランス負担について、今回2つの特例が検討されておりますけれども、いずれのケースも特定供給者、すなわち再エネ事業者は発電量変動等によるインバランス負担を負うことなく、一義的には一般送配電事業者や小売電気事業者の負担を通して、最終的には電気の需要家の負担となる可能性が高いと思います。この負担は系統増強費用とともに、エネルギーミックスで示された0.1兆円とされている系統安定化コストに含まれていない負担と考えられますが、このような手法では電力コストを引き下げるといった目的を達成できない可能性が高くなると思います。国民負担の抑制、並びに原因者負担の減速の観点から、特定供給者のインバランス負担についてもいま一度ご検討願えないでしょうか。

今後はインバランスに対応する蓄電池等の技術開発政策が重要であると思っています。現在これらの技術は未成熟であるため、普及政策ではこれも国民負担が増加することになりますけれども、技術開発政策はあり得ると思います。我が国独自の技術輸出にもつながる可能性があると思いますので、本件についてもぜひご検討をよろしくお願ひしたいと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

事務局から対応できるところは、後で対応していただきたいと思いますが、前半のほうの不当な裁定取引防止のためには激変緩和措置はいらないんじゃないかということは、この中でも、15枚目かな、一応対象外という扱いをしていると私は理解しております。後でちょっと事務局のほうで対応していただきます。

そうすると、私の理解では高村委員、それから辰巳委員お願いします。

○高村委員

ありがとうございます。資料1の特に回避可能費用のところについてであります。実は一つご質問したかったのは、今、山地先生がお尋ねいただいた点だったのですが、激変緩和措置の導入をすることと、転売の差益というのはこのところでは対応されているという理解でよ

いかというのが確認の質問でございます。

その次に意見でございますけれども、将来的に市場連動の形となるというのは、今回のワーキングで示されているように、私もそのように思います。恐らく幾つかのワーキングに出された意見を拝見していると、不安に思っている事業者の多くは、今の日本の卸電力市場の厚み、つまりこれがきちんと価格を示すことができるのかという点ではないかというふうに思っております。

これは前回、直近の買取制度運用ワーキングのところで、佐藤委員がたしかこの意見を出されていたように思いましたけれども、例えばドイツの場合、30%の厚みの段階で市場連動型に移っていったというのと比較をしますと、今の日本の市場の厚みというのはかなりまだ小さいということへの不安があるのではないかと思います。

もう一つは、価格変動のリスクをヘッジをする方法があるかどうかということにも潜在的には懸念があるように思っております。その意味で、新電力さん中心にある懸念というのは、ある意味で私、理解ができて、特に相対的には再エネ電源を扱っていらっしゃる割合が多いと思いますので、ある意味では一般電気事業者さんよりも大きな価格変動のリスクを今の市場の状況であると負う可能性があるというところの懸念ではないかと思うわけです。

今回、電力自由化の観点からこの問題こちらに投げられていると思うんですが、他方で、ここで議論をして決めることが小売の競争条件の公正さを阻害するというのはやはり間違っているというふうに思っていて、私は激変緩和措置は、激変緩和というよりも経過措置が必要ではないかというふうに思っております。

B-1という提案について、基本的なラインは了解をするんですが、2つご検討いただけないかという点がございまして。1つは、先ほど申し上げました点に照らすと、経過期間中、新規の参入者を含めて2つの方策を選択することを認めるというのはあってもよいのではないかという点です。理由は、新電力さんを優遇するという意味ではなく、現在の市場の状況に照らすと、価格変動リスクというのをより大きく負う人がいるので、競争条件の公正さを担保するという観点から一定の柔軟性を与えるべきではないかという意見であります。

それからもう一つは、緩和措置の適用の期限についてでありますけれども、これも前回の買取運用ワーキングのところで、5つでしょうか、新電力さんからの意見書がありましたが、やはり懸念は、市場の成熟がない中で市場連動に移っていつてしまうことの懸念だというふうに思っていて、今の、ほぼ5年、あるいは小売全面自由化というのを一つのリミットにするという目安は了解をしつつ、市場の成熟を図る措置を伴うことを明確に条件とすべきではないかというふうに思います。

佐藤委員や新電力さんの意見書のところでは具体的に玉出しの話もありましたが、新エネだけではなく、あるいは原子力だけの特定の電源だけでなく、一定の電力が卸市場に提供されるような、そうした措置をきちんと伴って市場の厚みをつくるというところを同時に要望として条件として出すことが必要ではないかと思います。

最後でございますけれども、今回は現行の法令の枠内ということでしたけれども、恐らく競争中立性という観点からは買取義務者を誰にするかというのは自由化の進展を見ながら考えておくべき検討課題ではないかというふうに思います。

今、小売事業者ですけれども、恐らく競争中立性の観点からは送配電事業者という点を念頭に置きながら考えておく必要があるのではないかという意味で、これは検討課題としてマーカ一としてつけておく必要があるんじゃないかという趣旨での意見でございます。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

辰巳委員、お願いします。

○辰巳委員

今の資料1のご説明、何となくわかりながら私自身は何っていましたけれども、やっぱり一般の国民が全然わけのわからないお話、国民にとってはわけのわからないお話かなというふうにまず思います。

それで、この回避可能費用のお話でも、例えば12ページに参考としてイメージ図を書いてくださっていて、これとてもわかりやすいんですけども、最後の茶色の需要家のところから逆こう見ていったときに、例えば1番の場合ですけれども、3は先ほどのお話じゃ、あり得ないというか、よろしくないので取り締まられるのか、ちょっとよくわかりませんが、ない可能性があり得るというお話だったように聞いたんですけども。例えば1と2であっても、需要家のところで支払う費用は2円の差がつくということですよ。その下の2の場合だって、1、2、3の場合に少しずつの差がつくということになると思うんですけども。

これを、やっぱり自分が買うときに説明してほしいなというふうに思っていて、そのためにはどうするのかなというふうに思うんですけど、やっぱり料金の内訳をきちんと知らせしてほしい。先ほどのご説明の中にちらっと、賦課金は変わらないですとおっしゃった、そのとおりだというふうに思いますもので、結局、私たちが電気代として払うときは賦課金と、それからいわゆる電気の料金プラス託送料となると思うんですけども、その託送料の中に、これは1円とか2円の差が入るんじゃなくて、電気代の中に入りますかね。そこら辺もよくわからないので。

できるならば事業者のほうで説明してくださるように、小売事業者が消費者と契約をする折にきちんと契約の内容など、販売する内容について説明することになっているわけで、そんな中で、聞けばわかるような形にさせていただけるというのがまずは一つかなと。そうすることで、例えば3のような話なんかも、私たちの目線からもだめですよというふうに言えるんじゃないかなとちょっと思ったんですけども、そういう検討はここではないのでしょうか。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

ほかにご発言ご希望はないと考えて……山内委員、どうぞ。

○山内委員

ワーキングの委員だったんですけども、最後の会は都合が悪くて出席できませんでしたので、ここで意見を述べさせてもらいますけど。特に前半の回避可能原価の算定方法については、市場連動になるということは、それは何回かのワーキングでも私は指示をして、それでよろしいというふうに申し上げて、そちらの方向でまとめられているので、今回の方針でよろしいかと思うんですけども。

経過措置で、対応案A、B-1、B-2ということになっているわけですけども、対応措置が、対応Aで経過措置はほとんど要らないんじゃないかという意見もあったかというふうに思いますけれども、先ほどの議論でいわゆるサヤ取りをしているようなものというのは、これは道義的にもいろいろ問題がある、社会的にも問題があるのでそれは即刻やめる、それはそのとおりだと思います。

もう一つ、現状の制度を前提として、発電と取引の条件をいろいろ工夫しながら契約を結んでやっているやり方があって、それも今の回避可能原価の計算の仕方が前提になっているということですね。それは特にサヤ取りの議論とはイコールとはならないので、何らかの形で考慮すべきだとは思いますが、しかしそれも本来のFITの仕組みの中で求めているものと違うところでそういうふうなイメージをやっぱり受けるわけですね。

そうすると意図せざるものとして出てきたものについて、やはりこれそのままでもよろしいのかというと、私は何らかの形で本来のあり方に戻すべきだというふうに思います。それは事業やられている方なので、すぐあしたからというわけにいかないから、先ほど事務局の説明にあったように、何らかの契約の仕方とか期間とか、そういったものの対応が可能な範囲内でお願ひすることになるかと思って、その意味ではB-1でいいのかなというふうに思っています。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

大体よろしゅうございますでしょうか。この議論、買取制度運用ワーキンググループでも内容的な議論をしたところがございますので、必要に応じてそこでまたご意見を踏まえて進めていくということがございますが。

曳野さんのほうからちょっとお答えをいたします。

○曳野電力・ガス事業部企画官

幾つかご指摘、ご質問いただいた点について簡単にご説明をさせていただきます。

まず小野委員から、激変緩和措置はそもそも不要ではないかというようなご指摘をいただきましたが、そういう意見も実際ワーキングの中では相当強かったところがございますけれども、一方で、先ほど申し上げたとおり、主に新電力が既に契約しているところについての改定といった場合、大きな混乱を招きかねないというところで、一定の激変緩和措置は必要ではないかということで、最終的にはワーキングの中で方向性として打ち出していただいたというふうに認識をしています。

一方で、裁定取引についてはしっかり防止策を講ずるということとセットで対応することが適切だというご議論であったというふうに認識をしております。

それから、特定供給者のインバランスの負担でございますけれども、これは今後買い取りを行うものについてどのような負担にするかということについては確かに検討課題になり得ると考えておりますが、少なくとも既存の契約につきましては、従来の実同時同量制度のもとで特定供給者、発電者はこのようリスクを負わなかったということになりますので、少なくとも既存案件につきましてはのインバランス負担については、ここで提案させていただいている形が一つの形だと思っておりますが、いずれにせよ負担を新たに特定供給者に負わせるというのは不利益変更に当たってしまうのではないかとこのように考えております。

高村委員からご指摘いただいた市場の成熟に関しましては、それ自体が非常に重要だというふうに認識をしております。まさに市場の活性化を図るためにどのような措置が必要なのか。ご指摘いただいたような選択肢も含めて検討をするのではないかとこのように考えております。

そうした中で、先ほど山内委員から、市場をあるべき姿にしていくんだというご指摘もありましたが、そうした中で、再生可能エネルギーに限定して、特に何らかの措置を講ずるというよりは、むしろ電力市場全体、電源全体としてどのような市場の活性化措置などを考えるかということが、課題ではないかとこのように認識をしております。

最後に、競争の中立性の観点についてもご指摘いただきましたが、これについては買取義務者

を誰にするかということは、一昨年、電気事業制度を変える際にも、送配電事業者の買い取りも含めてご議論いただいた経緯があるかと思っておりますので、これにつきましては、まさにそうした論点として挙がるということは事務局としても認識をしているところでございます。

一方で、電源としてまさに、今回の議論でもそうでしたが、新電力を含めて電源として活用されているという例がある中で、一律にむしろが送配電事業者だから、中立だからいいということなのか、その電源の調達の見点も含めて全体設計を考えていく必要があるのではないかと認識しております。

それから辰巳委員からご指摘いただいた表示の問題でございますが、まず賦課金自身は電気料金の中で、再エネ賦課金という形で表示されているおります。電気の調達について特定ができれば、それは表示が可能であり、任意に、我々はこういう形で調達をしていますということを事業者の中でむしろ売りとしてしっかり表示していただくというのはあるのかもしれませんが、例えば取引所で任意に毎日30分ごとにとり引きをしている場合に、それを全部特定して、この電気はまた買ってみたら再生可能エネルギーでしたというところはどのような形で表示の実現が可能なのかということは、なかなか技術的には課題でございます。とはいえ、まさに消費者から見てしっかり説明が可能範囲でどこまでできるかということは課題ではないかと認識しております。

以上でございます。

(2) 再生可能エネルギー導入促進に向けた制度の現状と課題について

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは2番目の議題に移りたいと思います。再生可能エネルギーの導入促進に向けた制度の現状と課題について、資料2でございますが、事務局から説明をお願いいたします。

○松山新エネルギー対策課長

それでは議題の2番目に移らせていただきます。再生可能エネルギーの導入促進に向けた制度の現状と課題という資料を使いながらご説明してまいります。

昨年6月からこの小委員会で、再生可能エネルギーの導入施策についてご議論を頂戴してきたところでございます。先般、2030年のあるべき姿としてエネルギーミックスの政府案が出されたところでございまして、この視点も踏まえて、再生可能エネルギーの導入拡大に向けて、制度の課題をどう認識し、検討していけるだろうかということについて、ご議論を頂戴できればと思っています。

これまでの委員会でのご指摘やご議論を踏まえ、またエネルギーミックスの議論の中で出てまいりましたいろんな意見を踏まえ、今回は再生可能エネルギーの導入拡大という観点から、制度的に3つの視点を整理してございます。

1点目は、いずれもこの委員会の中でご指摘を頂戴しているところでございますけれども、電源の特性や実態を踏まえたバランスのとれた再エネの導入拡大です。これはすなわち、太陽光の大量導入ということと、太陽光以外とのアンバランスをどう考え、どう制度的に仕組んでいくかという視点です。

2つ目が、導入が拡大していく中で、賦課金がどんどん増えていっているという状況にあって、どのような形で再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制との両立を図っていくべきかという視点です。

そして3つ目が、エネルギーミックスということを考えていく際に、電源として供給の安定性ということが非常に重要な鍵になってくるわけでございまして、電源供給の一翼を担う再生可能エネルギーの低コスト・自立化という姿を描いた上で、これをどう実現していけばいいかという視点です。

この3つの視点で本日はご議論を頂戴できればと思っております。

以下その3つごとに、それぞれ最初に論点をご紹介した上で、これに資するような資料をご準備してございますので、簡単に触れてまいりたいと思います。

まず3ページ目、最初の電源間のバランスの話でございます。

FITが、調達価格を設定して長期の収益見通しを示し再エネ導入を図るという仕組みであることから考えますと、調達価格の設定のあり方ということがまず根本的に議論いただくところになるのではないかとということで準備してございます。

現行法では、通常要する費用を基礎として、年度ごとに調達価格を算定するという基本的な仕組みをとってございます。一方で、太陽光以外の電源の導入拡大という観点から、このあり方が妥当かどうか、変えていくならどう変えていくべきかという議論がまず大きくあるかと認識してございます。

系統の問題については、現在、マクロの需給バランスということを超えて、地域の中での上位系統、ローカル系統の制約が生じてきているところです。国民負担をふやすということはなかなか難しい中で、円滑に整備を進めていくためにどのような仕組みや手続が必要か。このときに極めて足の速く開発が進む太陽光と、それ以外の長期の時間を要する電源との間でいかにバランスをとって系統への接続を確保していくかということも論点でございますし、その際、連系線ということはどう考えていくかということも論点になってくるかと思っております。

同じくバランスという意味では、前回、あるいはそれまでも何度もご議論を頂戴しておりますけれども、地熱や風力といった電源についての環境アセスや環境規制の制度的な問題もあわせてご議論頂戴できればと思っております。

4ページ以降、資料をかいつまんでご説明してまいります。

4ページは最新の数字でございますが、水力を除く再生可能エネルギーの導入割合は3.2%という状況でございます。

5ページ、本日この場を借りて発表といいますか、対外公表いたしますが、3月末までの導入量及び認定量が集計できました。太陽光は全部あわせて2,370万kW程度、風力が293万kW程度。伸びからいいますとやはり太陽光の伸びが圧倒的に進んでいるということがおわかりいただけるかと思えます。

一方で認定量でございますが、合計しますと8,768万kW程度でございます。実は想定していたよりは、一昨年度のような年度末の大量の認定駆け込みということは生じませんでした。

電源間での導入の伸びの比較が6ページ、これがその太陽光が大量に伸びているというものでございます。

実際、それぞれの開発フローや事業について、これまでの委員会で何度かご紹介してございますので本日は深くは入ってまいりませんが、資料としては7ページにまとめてございますように、太陽光と比較いたしますと、それ以外の電源というのは環境アセスの問題、地元調整の問題、ポテンシャルや資源の量の確認、これらのリスクといったもので、実は想定していたよりは開発に相当な時間と一定のリスクが生じるということが調査した結果わかっております。

業界の団体の方々にもさまざまご協力を頂戴しまして、資料をまとめたところでございますが、例えば8ページだと、風力の開発についていえば、立地調査、風況調査に1年、アセスに3～4年ということで、4年から5年程度の事業準備が必要になってくるという話です。

9ページ、バイオマスであれば、FSの調査で1年、さらに事業化判断後、事業の最終決定までにさまざま燃料調達の見点から1年程度のアセスが必要になってきます。

10ページが地熱でございますが、これも何度もこれまでご紹介してございますけれども、地元のご理解を頂戴するというプロセスに加えまして、資源量の調査・探査に5～6年、アセスに3～4年と非常に長い長期のフローになってまいっております。

11ページの中小水力も同様でございます。まずは最初の流量調査が大きな問題点でございます。これに加えて水利権をどう調整・確保していくかというさまざまな事前の段階プロセスのために、やはり数年からさらには長い時間がかかっているという状況のようでございます。

12ページ以降、それがどういう課題になっていくかということでございますが、いろいろな

方々からお話を聞いておりやはり一番問題と思われまはるのは、こうした長期の期間開発が必要なものに対してのファイナンス面、すなわち事業として成り立つかどうかということについての不安定性とともに資金の調達自体の問題でございます。

融資レンディングについては、以前工藤禎子委員のほうから頂戴した資料を再度使わせていただいているところでございますけれども、開発に一定の期間を要するわけでございますし、プロジェクトとしてファイナンスつけるということは必要になっているわけでございます。こういう形態のものについて、いかにレンディング以外の方法も含めてファイナンス面での対応をとれるかということが大きな問題点としてあるかと認識しているところでございます。

同様の問題意識というのは13ページ、これは（一社）日本風力発電協会から頂戴した資料でございますが、やはり価格の予見性の向上、事業リスクの低減、資金調達環境というところが非常に大きなご要望として頂戴している面でございます。

価格という面で申し上げますと、14ページに参考としまして諸外国の例を若干整理してみました。FIT、FIPの基準も含めてなんでございますが、ドイツ、スペイン、フランス、イギリスといった先進国はいずれも当初、一定期間先を見える形で固定価格を設定しているのが出発点であったようでございます。

その上で、ドイツでいえば、太陽光、風力、バイオマスというものについては毎年一定の低減率を設定するという形、他方で水力、地熱は低減率を設定しないという形をとって、2000年、2004年、2009年、2012年というタイミングでの改定を行っているというのがここでの資料でございます。

スペイン、フランス、イギリスにおいても出発点は同じでございますが、他方で2009年ごろから、特に太陽光の大量導入を含め、再エネ導入が相当なレベルに達したということを受けて、導入量に応じて低減率自体を調整するというメカニズムを入れている国が多くなっているようでございます。

果たして日本のこの今アンバランスの状況に対して、どのような形で価格設定のあり方を考えていくか。導入量ということと、価格の低下、国民負担の抑制ということをいかに両立してこの価格設定を行っていくべきかというのがこのお話でございます。

次に系統の話、15ページから何枚か資料をつけさせていただきました。

この15ページの絵は、各電力会社のほうで公表しております、各地域ごとの送電線が、変電所及び送電網自体の容量上の上限に達してしまっていることを示したマップでございます。かなりの地域、特に送電線の系統の弱い地域におきまして、やはり太陽光を中心に開発が集中するものですから、全国的にローカルの系統制約が発生している状況であるようでございます。

特に冒頭申し上げましたように、地熱や風力など長時間開発を要する案件が計画中であったとしても、接続申し込みがなかなかできないということによって、足の速い太陽光と比して接続に対するアクセスがなかなか難しくなっているという問題があるということも承っているところでございます。

これは16ページ、17ページという形で、入札方式の活用ですとか、さらには広域的運営推進機関における整備の推進方策とか、さまざまな手立てを資源エネルギー庁を挙げて講じてきているところでございますけれども、さらにこの先、国民負担の抑制ということとバランスをとりながらどう開発を進めていくべきかということは、電力・ガス事業部のほうの検討とあわせて議論を進めていく必要があるかと思っております。

18ページ、19ページは連系線のお話です。これはこれまでも何度もご紹介し、ご議論頂戴しているものをバージョンアップしたものでございますので、細かい説明は省略しますが、19ページにございますような、増強を行うとした場合には、それなりのコスト負担というのが生じてくることも否めないかと思っております。

このコスト負担についてどう考えていくべきかというお話と、今、申し上げたローカルの系統とある意味逆の議論で、よくこの議論というのは風力、地熱、特に北海道のポテンシャルを生かすという議論から始まるわけですが、例えば北本連系線ということを取りましても、この活用が地熱、風力に優先させる、あるいは専用させるべきものになる、そうなればなるほど容量の有効利用というのは図れなくなってくる。電源のニュートラルティー、コストの負担の軽減ということを考えたときに、果たしてこの連系線をどう考えていくべきなんだろうかということが、ここでご意見を頂戴できればと思っている部分でございます。

20ページ、21ページはアセスの話、環境規制の話でございます。前回出した資料を念のためおつけしているものでございまして、コメントを頂戴できればと思っておりますので、ここでは説明を省略させていただきます。

2点目が、国民負担抑制との両立の議論でございます。今も導入が進んでおりますのは太陽光でございますので、太陽光を主軸としましてご議論をいただければと思っておりますけれども、大きく3つの切り口、論点をここでは整理させていただきました。

まず1点目が、そもそも今の制度設計のあり方、すなわちFITというものは、経済的なインセンティブをつけるために、価格が取得できる、できないということだけを念頭に置いた制度でございます。そこには接続ができていないか、できていないかということは法律上出てくる話ではございません。

一方で、昨年の秋から接続保留問題が起きまして、この委員会の中でも先生方にいろいろと

ご議論を頂戴した上で運用上の対策を打っていったわけなんでございますが、今の実務面から考えますと、各地域ごとの接続可能量という考え方と、この接続があつて初めてFITというのは適用されていくということが基本・基軸であるような制度になっているわけでございます。

この設備認定という話と、国の関与のあり方について、制度的にどう考えていくべきかというのは、今後まずは考えていかなきゃいけない。認定した以上は本当につなげていくべきなのか、できていくものなのか。一番重要なのは、そのときにその価格がどうなっていくかという話でございます。そのあたりを次の論点と含めてご議論いただければと思っております。

次の論点といいますのは、国民の負担ということを議論していった場合に、現状、既に27円、33円と相当程度、調達価格算定委員会のご意見を踏まえて下げているところでございます。一方で、平成24年度、25年度の40円、36円という案件は、ボリュームとしては相当存在している形になってございます。

一方で、この委員会の中でもご指摘いただいておりますが、稼働しない状況のままの案件も多数残っているというふうにも認識してございまして、仮に国民負担の抑制ということを考えていく場合は、まずこの案件にどのように対応していくべきか。価格というものをどう考えていくべきか。既存の案件については一旦横に置いた上で、新規案件について接続契約時ということでこの委員会の中でもご整理いただいたわけでございますが、改めてこの制度の見直しを根本から考えていくときに、どこまでこの既存価格というのを置いておくのかということがご議論できればと思っております。

3点目は、その上でという意味で、今後の追加導入量について、どのような価格設定を考えていくべきかという論点でございます。

これにあわせて風力とバイオマスのお話をここで論点提示してございます。

ちょっと資料を幾つかご紹介していきますと、24ページ、25ページは、これは長期エネルギー需給見通し小委員会のほうで最後のまとめとなった資料でございまして、24ページのところで、地熱、水力、バイオマスは原子力に代替し、風力、太陽光は火力に代替するという、電源の特性を前提とした上での抑制とのバランスということを整理した資料でございます。風力、太陽光については火力の代替であり、火力のバックアップが必要であるというコスト面を意識した上で、国民負担の抑制とのバランスを踏まえた、コスト負担を許容の範囲内とする導入が重要ではないかというまとめになってございます。

そうした場合の負担の姿が25ページ、総額で3.7兆から4兆円、太陽光で2.3兆円という一つの姿が示されているわけでございますが、この一つの姿が具体化していくために何が必要なのかという観点から、きょうのこの論点につながってくるわけでございます。

26ページからは、今どれぐらいのものが動いているかということの数字でございます。

26ページが今の認定量の動き及び稼働状況の動き、この色をつけてございます下のものが稼働状況で、上の白抜きになって赤の折れ線の間のところ動いていない案件になるわけです。

結局、24年度の認定量のうち運転開始したものは45%、25年度のうち運転開始したのが13%、26年度のほうは11%が動いているというのがおわかりいただけるかと思いますが、これをもう少しブレイクダウンしたのが27ページの資料になります。

かなり興味深いデータの分析結果が出てございまして、特に24年度の案件をご覧いただきますと、10kW未満、これは家庭用、住宅用というのが恐らく想定されるわけで、運転率が90%を超えた形、これは想定内の話でございます。

一方で1メガを超える赤い印のところ、一番下の赤い棒グラフは、大体、特高案件だと2年ぐらいかかるわけでございますので、1年～2年かかると考えると、まあまあこの50～60%ぐらいの運転率、特に指定事業者のところはちょっと低いわけでございますが、まあ想定の範囲内かと思っております。

大変注目すべきは、50kWを超えて1メガまでの帯域は、軒並みやっぱり90%前後の高い運転率に到達しているわけですが、他方で、10kWから50kW未満、いわゆる低圧案件のところの運転開始率が60%ぐらいにとどまっております。恐らくこのエリアに50～60万件ぐらいの件数でいって低圧の案件があるかと思えます。

運転開始をしていない理由は、詳細はわかりません。しかし、土地の設備の確保がうまくいっていないという話や、開発はして分譲はしたものの、なかなか実際の取引がうまくいっていないという話、まれには空押さえと言われているようなもの話などがあり、非常に数多くの案件が未稼働のままこの帯域に残っているというのがわかるものかなと思っております。25年度になると、それほどのへこみぐあいは実は余りなくて、初期の段階での高い非運転開始率というのが一つ注目すべきところかなと思っております。

28ページ、これに対する我々の今の取り組みでございますけれども、これは既に何度もご報告させていただいておりますが、400kW以上の設備については報告徴収、聴聞を通じて順次取り消し、場合によっては廃止届出を通じて、価格を取り消していくという形をとっておるところでございまして、左の赤丸囲いをしたところが、取り消された部分でございますが、一方で対象は400kW以上でございますので、大規模なもの、中規模以上のものが対象になっているという限界がございます。

また、26年度以降は、一定期間が経過しますと自動失効するという仕組みに変えてございます。他方これも50kW以上というのが対象になっておりまして、実際に電子申請処理をしている実

務の観点からは、なかなかこの一個一個、50~60万件の案件を潰していくということの難しさというのが実務的な難しさとして我々抱えているところがございます、価格及び賦課金の負担軽減という観点からどのように対処していくべきかということは、今後の大きな課題かなと思っております。これは1点目の論点にかかわる話です。

2点目が負担の話、今後の追加負担でございますが、29ページをご覧ください。今、接続済みが23GW、設備認定が83GW、4月末で申込量の全体で56GWぐらいでございます。実際の推移を見てまいりますと、実は思っていたほど伸びが継続している感じではないというのがこのデータでございます、北海道、東北、九州、沖縄といった電力会社の管区についていうと、接続申込量自体が横ばいの状況に移行しつつあるというのが、この半年間ぐらいのデータを見てくるとわかってきてございます。

一方で、東電、中電、関電という中3社は引き続き伸びはあるんですけども、ここに来て顕著になってまいっておりますのは、認定量の伸びの割に接続申込が伸びていないということもわかってきております。

次の31ページの、これは再掲になりますけれども、ローカルシステムの制約が地域ごとに生じてきておりまして、計画認定まではとったものの、その後接続アクセスやってみますと結構な費用がかかってくるということがわかってくるというケースがふえているのも事実かと思っております。

その上で今後の導入量についてどう管理していくか、もしくはアプローチしていくかということについて、32、33ページで多少違う見方で、2つの資料をご準備させていただきました。

32ページのほうは、これは以前お出しした資料でございますが、今の日本のFITの水準をどう見るかというところです。現状、事業用10kW以上で27円、家庭用で33円または35円という価格でございますが、ドイツやスペインといったヨーロッパ先進国では、最終的にかなりブレーキが踏まれることとなる2012年ぐらいの水準まではもう下がってきております。

一方で、ヨーロッパと比較した場合に、極めて短期間で導入されている日本の中で、やはりコスト構成に占める人件費部分、これはエネルギーミックスに関するコスト検証WGの中でも議論があったわけでございますが、土地造成費、工事費といった部分のウエートがそれなりに高いなかで、どれほどの価格引き下げをスケジュールしていくことが、安定的な導入とコストの削減の両立のためにできるだろうかということは重要ではないかというペーパーでございます。

一方で、33ページ、これもまた興味深い資料でございますが、我々がっております認定実績データで、それぞれどれぐらいコストがかかっているかということから、製品のモジュール価格の推移をプロットしたものでございます。

価格の切りかわりとなる2013年4月前後で、キロワット当たりの単価が、30円前後の単価帯から3円～5円ほど、相当落ちているというのが見て伺えるところでございます。これは国際的にもよく言われる話でございますが、F I Tの価格自体が競争を阻害している可能性があり、ある程度の形で下げていかないと事業者サイドの競争が進んでいかなのではないかというような議論もございます。32ページと33ページ、それぞれの見方についてどう考えていくべきかというのがここでの論点でございます。

その上で34ページ、ドイツの例をあえてここで提示しているところでございますが、大きな改革ですと2009年の改革、2012年の改革、さらに2014年の改革があり、それぞれの再エネの導入量と賦課金の上昇の傾向を考えたとき、恐らく2008年あたりまではドイツの事業用太陽光というのは50円、60円と非常に高い価格になっており、スペインからのキャピタルフライトでどっと開発者が動いてきた中で急ブレーキを踏んだというのが2009年のタイミング、その後賦課金がぐっと上がっていた2011年からこれを受けた2012年のときに上限を設定して、さらには10MW以上のものをやめて買い取りを90%に制限して、という措置をとってきたという歴史があると認識しております。

翻って、日本が今このタイミングでどのような対策を打っていくべきかということは、そうした段階と狙いを考えて議論していかなければならないのではと思っつけましたのがこの資料でございます。

あと風力、35ページは以前お付けした資料ですので飛ばしていただきまして、36ページでございますが、これは国際的な水準の比較でございます。

今、陸上風力は22円という価格でございます。これは35ページの資料で、日本特有の事情で高いということがあるわけでございますが、ミックスの議論の中でも発電コスト検証WGの中でも、やはり国際的な価格に収斂させていく必要性と、国民負担との両立という観点の議論をされたところでございます。この点、どのような形で制度設計をしていくべきかという問題点でございます。

さらにはバイオマスについて、37ページでございますが、これは以前つけた資料でございますけれども、原価構成の7割が燃料費となっております。ランニングコストがかかるということを見ると、その点の問題をうまくクリアしていかないと、20年間の買取期間が終了した後にもどのような形で自立することができいくだろうかということ。一方で、バイオマスに対するご関心も非常に高まっている中で、燃料確保の困難性、さらにはマテリアル利用への影響ということも懸念されるところでございまして、いかにこの価格のあり方を考えていくかというのも大きな論点かと思っております。

ちょっと長くなって申しわけございません。最後の3点目の論点でございますが、長期安定発電及び地域との共生という話が39ページに論点として整理してございます。

これは4月14日の小委資料をベースとして使っているものでございますけれども、40ページをご覧くださいますように、中小規模を中心に、施工やその後のメンテナンスが不十分なプロジェクトについていえば、その後、発電量が大幅に低下し、もしくは途絶してしまうというリスクをはらんでいるかと認識しています。

そうなりますとエネルギー需給の向上という観点からも、供給力という観点からも課題であるとともに、発電する事業者の方からしましても売電収益の予想に比して全然収益が得られないという観点から問題になってくるのではないかと。それではこれを制度的にどう扱うかという問題かと思っております。

41ページは現状での電気事業法上の規律の問題でございます。50kW以上の発電設備については、主任技術者を置いて保安規定を整備するという事になっているわけでございます。他方、50～60万件ある50kW未満の発電設備は、基準の適用義務はしっかりかかっておりますので、これに対する指導、是正というのは当局としてしっかりやっていくことにはなりますが、保安規定の方は、現実性を考え、主任技術者を置くということまでは規定していないわけでありまして。

多数存在する日本特有の小規模太陽光というものに対して、いかに安定発電というのを実現させていくかというのは非常に大きな問題かと思っております。42ページが、先日、群馬県で突風が吹いて壊れてしまったパネルでして、この件は今調査中でございますが、こういったところや、また山梨県のほうにお邪魔させていただいたときに、施工が不十分な事例というのをご紹介いただいたわけでございますけれども、そういった発電に対する様々なリスクも存在しているかと思っており、どう対処していくかという話でございます。

43～45ページは、これまでご紹介してまいりました風力発電の点検の話、リサイクル・廃棄の話、さらには更新投資・リパワリングの話でございますので省略させていただきます。

46ページは、買取期間終了後の事業展開の話で、2019年に太陽光の余剰買取制度案件の買取期間が切れてまいりますので、その後の円滑な売電のための制度の整備が必要だというような論点でございます。

最後に、47ページ、48ページもこれまでの資料でございますけれども、特に47ページの写真にありますような、地元との間でのトラブルが生じているような案件を、今は情報の共有という形でアプローチをしているわけでございますが、地方行政との関係や地域の住民の方々との関係で、制度上どういう形の整備をしていくかという問題点があるかと思っております。

すみません、長くなりましたが、以上、ご説明させていただきました。

○山地委員長

どうも説明ありがとうございました。

それでは残りの時間で、今、説明していただきました議題の2、それから資料2につきまして、皆さんからのご発言をお願いしたいと思います。

いつものようにネームプレートを立てて、意思表示をして発言してください。大勢おられますので、できるだけ簡潔をお願いします。

では、まず清水委員からどうぞ。

○清水委員

日本商工会議所の清水です。よろしく願いいたします。私のほうから3点、意見を申し述べさせていただきます。

まず1点目なんですけれども、2013年から2030年の電力コスト推移についてですけれども、電力コストを2013年比で5%程度引き下げるといような説明があったと思いますが、FITの電源構成を適切に組み合わせて賦課金による負担を減らす、またはその買取費用を3.7兆円から4兆円の範囲で最大限に導入することをコミットしないということも含めて、更なるコスト削減を目指していただきたいというふうに考えております。

私どもの会社の事例であれですけれども、こちらの定義でいうと小企業に分類されるんでしょけれども、2014年度、これは電力料金値上げ前の2011年と比較して、大体電力料単価29%ぐらい値上げしています。この5月からまた賦課金が上がっていますので、今年も昨年と同様の電力使用量になると仮定した場合には、今年も2011年比で34%ぐらいの上昇になると試算しています。

これは電気代が年間2,500万弱から3,300万ぐらいになる、800万以上の上昇ということになりますので、これは中小企業にとっては大変大きなコスト上昇、これを背負っているという意味になりますので、電力コストの抑制については5%にとどまらず、更なる積み増しが必要であると強調して申し上げておきたいと思います。

それから2点目、これもご説明があった太陽光設備について、10kW以上の調達価格が40円/kWhである24年度認定量の運開率は45%、10kW以上の調達価格が36円/kWhである25年度認定量の運開率は13%という低調ぶりから、調達価格が決定しているにもかかわらず事業開始を意図的に遅らせている悪意ある事業者が存在していることから、真面目に再エネ事業と向き合っている方々と明確に線引きする必要があると思いますので、悪意ある事業者に対しては調達価格の仕切り直し、報告徴収、それから聴聞の強化による認定取り消し、こういったことを機動的に実行できるような制度改正、これをぜひともお願いしたいと思います。

それから3点目、これは申し上げにくいことではありますが、この委員会はいつも開催する日取りがなかなか直前まで決まらず、開催されても今日の資料2のように過去の資料や議論というのが頻出している状況が散見されていますので、本当に今のこのタイミングでこの委員会というのを続けていく意味が本当にあるのでしょうか。その点については大変疑問を感じているところでございます。ぜひともご検討いただければと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

この後ですけれども、今、立っている私の把握した順番で、工藤委員、それからお隣の崎田委員、それから大澤委員の代理の青木様、それからオブザーバー、電事連の八代さん、それから風力発電協会の祓川さん、まずここまでいきまして、その後また、後で立った人の順番でまいりたいと思います。

工藤委員からどうぞ。

○工藤委員

ありがとうございます。三井住友銀行の工藤でございます。いただきました資料の検討の視点に沿いましてコメントをさせていただきたいと思います。

まず1点目のバランスのとれた再エネの導入拡大につきまして、調達価格の設定につきまして、各電源の特性を勘案した形の見直しを実施することが導入促進につながると考えます。運転開始までの期間を要する風力や地熱、バイオマスといった電源は、価格の見直しのサイクルを長期にする、または設備認定の時期を前倒しすることで、事業者の予見可能性が高まり、導入が促進するものと考えています。

設備認定の時期を前倒した場合においても、事業者に環境アセスメント等の各段階において報告を求めたり、取り消しルールを求めることで、事業化の確実性が把握でき、かつ安易な認定枠、系統接続枠の空押さえのような事態は避けられるのではないかと考えます。

導入量、コスト、国民負担をコントロール、一定限にする仕組みもあわせてご検討いただきたいと思います。事業コストの全体的な削減につきましては、太陽光のときと同じように投入量がふえることで、一定のコスト削減が図れるのではないかというふうに考えます。

次の系統接続、整備につきましては、系統の状況については、増強以外に、蓄電池や将来的には水素といった系統増強以外の方法により電力の有効活用も行うことができることから、長期的な視点でも検討いただいて、過度な国民負担につながらないようにお願いしたいと思っております。

また規制、制度上の課題につきまして、地熱や風力のような運転開始までに時間を要する電源において、事業化検討に際し各種調査実証をしているケースもありますので、調査内容の一部を環境アセスメントに組み込むことで短縮化が図れるのではないかと思います。

また導入促進に当たっては、国民負担の予見性を高める上でも、当初より導入量をコントロールできる仕組みを取り込んでいくことが重要かと思います。また実際の導入量や認定量を適時に開示することも、参入を計画する事業者にとって役に立つのではないかと思います。

事業化の視点では、ファイナンスをする側にとっても、導入量をコントロールする仕組みがあったとしても、あらかじめ予定されている、組み込まれている仕組みであれば予見することが可能でありますので、この点が導入の問題になることは少ないと考えています。

2点目の再生可能エネルギーの投入拡大と国民負担の抑制の両立について、太陽光につきましては、エネルギーミックスで一定の電源構成案が示されたことから、事業者としては今後の各電源のマーケット規模の予想が可能になったと思われまます。この意味で、認定量で見ますと、既に太陽光マーケットに導入余力がないことがわかっておりますので、認定取得後、稼働に至っていない事業についてはさらなる見直しルールの策定が逆に太陽光発電マーケットの発展につながっていくのではないかと考えています。

風力、バイオマスにつきましては、ポテンシャルが高いと思います洋上の風力発電やバイオマス発電は、日本のエネルギー需給率を上げる上で重要な電源となり得ると考えます。これらの電源について、当初、数年間のみ高めの価格を設定して早期の導入を促すことにより市場への導入量をふやして、設備価格等の低下につなげるというのも一考かと思います。ただし先ほども申しましたが、事業者による不要な枠の確保や、国民負担の予想外の増加が起こらないように案件の進捗の確認、取り消しルール、導入量コストをコントロールできる仕組みというのは必要かと思います。

また、洋上風力における海底ケーブルやSEP船や公安設備といった事業者の共通のインフラ、また小規模未利用材のバイオマスにおける林道の整備といった発電事業者の周辺環境の整備について、行政の援助があれば参入促進につながると考えます。また洋上風力については、事業地である海の利用権限が明確でないので、ここの利用権限を整備することで導入促進につながると考えます。

3点目の最後の点につきまして、長期安定電源の確保という視点から、保守点検について一定の有資格者による実施を決めつける制度の創設も一案ではないかと考えます。資格者による保守点検は、導入当初に強制されていない事項であることから、当初は義務ではなく任意という形が望ましいと思われまます。一方で、かかる資格者による保守点検がなされている事業については、

一定のインセンティブ、減税等を付与することにより利用促進を図るのも一案かと思えます。

このような形で基地への適切なメンテナンス制度が導入されることで、二次マーケットの創出やインフラファンド等の組成にもつながると考えます。

地域との共生につきましては、再エネ推進のメリットの一つである地域活性化の観点からも、各地域の特性に合った電源を促進していくことは重要であり、その意味でも地域との共生は進めるべきであり、各地域が導入を促進している電源については、系統等の負担の一部を行政が援助するといったことで、地域が求めている電源の促進を図るという仕組みを導入するのも一案だと考えます。

以上でございます。ありがとうございました。

○山地委員長

それでは崎田委員、お願いします。

○崎田委員

ありがとうございます。私は暮らしや地域の視点からこの会議に参加させていただいていますが、今回の資料を拝見して、そもそも思い出していたんですけども、まずエネルギーの需給率を高めるために再生可能エネルギーをとにかくふやしていきたいと。そのためにはしっかりと、コストが少し高くということあるかもしれないけれども、そのときには国民としてきちんと情報公開、そういうものをきちんとしていただいた上で、払えるところは払っていく。そういうような連携したような社会ができていけばいいというふうに考えていました。

でも今、予想外に非常に電気料金が高くなるという流れの中で、どこまできちんと社会がそれを支えるかというのは真剣に考えなければいけないという、そういう意味で、この再生可能エネルギーを社会全体で安定的に支えていくために、国民の気持ちとエネルギーにかかわる事業者さんの気持ち、あるいはプライドとか、日本のエネルギーを支える業界に船をこぎ出したんだという新たな、いろいろな事業者さんのそういうモラルやプライドをきちんと考えていただく新しい方向をもう一度考える、そういうきっかけにしましょうよということで、この資料が出てきたんじゃないかなというふうに、そんなふうな感じがして拝見していました。

そういう意味で、今後こういうことをもとにした新しい安定した業界と新エネを活用する社会をつくっていくというために、細かいところはきちんと議論をしていくというところはすごく必要だというふうに思っています。

大抵で2つだけ気になったのがありますが、そういう意味でまずエネルギー事業者さん、これから電力の自由化もあって、今までの電力じゃない事業者さんが大勢入ってくるわけですが、今CO₂削減のほうでは日本の約束草案の数字をきちんと実現させるために、この電力さ

んや新電力さんがどういうふうに取り組むかという新しい枠組みを検討するというようなことで議論が進んでいるというふうに私は期待をしているんですけども、そこはCO₂削減の話だけなのか。例えばそこはそれだけかもしれないけれども、じゃ、そういう中で日本のエネルギー全体の資源のありようと、その業界が発達するありようと、みんながきちんと日本の将来の情報共有をしていって、CO₂削減、あるいはエネルギーの確保というのをきちんとさせるような、そういう業界団体を発展させるような動きというのがあったほうがいいんじゃないかという感じがしています。

できれば、きょうは電事連さんの方もいらっしゃっていますので、CO₂削減に関する業界の新しい枠組みづくりみたいなのはきちんと進んでいるのかどうかというあたりはぜひお話しただければ。きょうの議論に直接関係ないかもしれませんが、長い目で見たらとても関係あるんじゃないかなと思いますので、お話しただければうれしいなと思いました。

それともう一つなんですけれども、きょうのテーマの3つ目の長期安定的にこの問題をというときに、やはり特に住宅の太陽光とか、自分の家で自分が発電するというところに意義を感じてパネルをつけているような住民の方とても大勢いるわけですので、そういう人たちがどれだけメンテナンスまで思いをはせているかというのは定かではないわけですので、そういうところを支えるような全体的な仕掛けというのはきちんと考えていただくのが大事だというふうに思っております。

なお、回避可能原価の議論のときに、市場価格連動というふうなお話をしたときに、私もそういう意見だったんですが、その差を単なる利益ということではなくて、こういうメンテナンスのところにお金を戻すとか、そういうことで新しいビジネスモデルをつくっている会社の方にもお会いして、いろんな考え方があったなと思いました。

そういうような長期安定のためのビジネスモデルというのをきちんと考えていただくということもあるのであれば、その原資を、そういう回避可能原価の差額のところで取るのではない新しいビジネスモデルをつくって、きちんと安定的にやっていただくとか、やはりこういうところが発展していくというのも大変重要なのではないかというふうに感じました。

なお最後の2、3ページのところに、地域でいろいろなトラブルも起こっているという話がありました。私は太陽光のパネルなどもかなり大型とか、枚数がふえる場合には、地域がいわゆる環境アセスの簡易版、簡易アセスのようなものをきちんと導入していく。こういうようなことを入れてもいいのではないかという気持ちもしています。

なお、そういうことだけではなく、やはり地域にきちんと情報を入れていくということで、ずっと議論もしてきましたけれども、地域の自治体がこういういろいろな事業者さんの情報を得

て考えていくような地域エネルギー協議会、こういうようなものを各自治体につくっていくとか、やはりそういうような制度的な動きというの必要なのではないかなというふうに思っております。

これで話したいことが終わってしまったはずなんです、一番最初のバランスのとれた再生可能エネルギーのところ、全くお話するのを忘れていましたので、一つだけ申し上げたいんですが、今までの議論の中に、地域に根ざしたエネルギーづくりを考えているような場合は、優先接続にするというような文言を、今までの検討の中で入れてきたというふうに思うんです。

それが、詳細の検討のときに、バイオマスのところではかなり明示されていると思うんですが、バイオマスだけではなく、やはり地域に根ざしたエネルギーを考えているときに、どういう条件下であれば優先接続をすとか、もう少しそういうところの検討を深めていっていただいて、太陽光だけではないバランスのとれたエネルギーが発展していくという状況を整備していただければいいのではないかなというふうに思います。

あと忘れたのがもう一つ、系統連系をどう整備するかというところなんですけれども、私は例えば北海道とか九州などで連系に入らないところ、まず水素を使っていくとか、新しいチャレンジはどんどん進めていただきたいと思うんですが、もとの連系線をもっと太くするというような話に関しては、電気料金だけではなくて、税金負担とか、そういう可能性を検討すとか、ちょっと話が広がり過ぎたかもしれませんが、何かそういうような、国民がどうやってこの問題に対して負担していくかといういろいろなパターンがあるのではないかなという感じもいたしました。

よろしく申し上げます。

○山地委員長

それでは、大澤委員の代理でご出席の青木さん、お願いいたします。

○青木代理

ありがとうございます。それでは太陽光について1点ご意見申し上げます。

太陽光発電は足が速いということで、国民負担の抑制とのバランスを考慮すべきということについては全くそのとおりだというふうに思っております。

ただ一方で、地方におきましては、太陽光という再生可能エネルギーのポテンシャルが段トツに高いということも現実であります。ちなみに群馬県におきましても、太陽光が最も可能性の高いエネルギーということでもあります。

今日いただいた資料で、24ページにありますけれども、太陽光について、国民負担の抑制とのバランスを踏まえつつ、コスト負担が許容な範囲で最大限導入ということでもありますけれども、

この趣旨はよくわかりますけれども、ただここでとどまってしまうと今後の太陽光の普及ということについての道筋が見えにくいというふうに思っております。

例えば同じ資料の46ページに蓄電システムとの統合によるというような記載もありますけれども、これは将来的な形で記載してあるわけですが、こういった新しい技術だとか、または制度的な進化を加えて、太陽光については新しいステージに移行した形で、長期的な視点に立ってさらに普及を進めていくための道筋を示していく必要があるかなというふうに思っております。そういう道筋を示すことができれば、地方においても、また事業者においても、長期的なビジョンを持ってこの太陽光発電というものを着実に進めていくための施策を展開していくことが可能になるかなというふうに思っております。

以上であります。よろしく申し上げます。

○山地委員長

続きましては電気事業連合会、八代さん、お願いいたします。

○八代オブザーバー

ありがとうございます。電事業連合会の八代でございます。それでは私のほうから全体を通して今後ご配慮いただきたいことについて2点申し上げたいと思います。それから、先ほど崎田委員のほうからお問い合わせのありました新電力さんを含めた新しい枠組みでの温暖化対策の検討状況につきましても簡単にご報告させていただきたいと思います。

まず意見の1点目でございますが、エネルギー間の公平性の確保についてはぜひともお願いしたいということでございます。賦課金の総額でございますが、平成27年度に1兆3,000億円ということになりまして、これは制度開始から3年間で何と約10倍に増加しているということでございます。賦課金の単価につきましても、たしか法案の検討当初については、1キロワットアワー当たり0.5円を超えない範囲ということで想定されていたものと認識しておりますが、これにつきましても3年間で3倍を超える水準になっているということでございます。

今後も賦課金につきましては、さらに上昇する見込みになっておりますし、我々、電気事業者として供給をして電気をお使いいただいているお客様のご負担が、FIT法という政策的な措置によってこれからも増加していくということにつきましては、電気事業者として強く危惧しているところでございます。

さらに、電気以外のエネルギー源を利用する場合は、こうした賦課金がかからないということになりますと、電気エネルギー源の本来の価格水準をゆがめてしまうことになるのではないかと。そうしますと、より効率的なエネルギーを選択していただくというあるべき姿にも悪い影響を及ぼすことになりかねないのではないかとということも危惧しているところでございます。した

がしまして今後のFIT制度の見直しの議論に当たりましては、エネルギー間の公平性の確保につきましても十分なお配慮をお願いしたいと思います。

2点目でございます。系統安定化費用の負担のあり方についてでございます。自然変動電源の導入拡大に伴いまして、系統安定化費用につきましても、年間3,000億円台から7,000億円台という試算が出ているところでございます。こうした追加的に必要になる系統安定化費用をどのようにご負担していくかという負担論がまだ具体的に行われていない状況ではないかというふう認識しているところでございます。

今後の再エネの導入拡大に伴いまして、全面自由化の競争環境下において、一部の事業者負担が偏ることがないように、費用が公平に負担される仕組みにつきましてもぜひ制度的な手当てとともにご検討をお願いしたいと思っております。いずれにいたしましても現行制度の枠組みにとらわれることなく、現状の課題を大胆に解決するように、必要に応じて抜本的な見直しを図っていただきたいと思いますと思っております。

それから、先ほどの温暖化対策の関係でございますが、実は電力会社として、これまでは電事連として共通の目標を打ち出してきたわけでございますが、新電力さんを初め新しい事業者の方々もどんどんふえているということもございまして、新電力さんを含めて新しい枠組みのもとで3月の末からお互いにいろいろと意見交換をしながら検討を進めてきているところでございます。これまで5回そうした意見交換を開催しておりまして、新電力の方々も非常に真面目に認識をしていただき、共通の課題意識を持って、今、検討していただいているところでございます。

いつごろ新たな目標を打ち出せるか、これについてはまだはっきりとした見通しが立ってございませぬが、いろいろと国際的な動きですとか、それから政府のほうの草案の策定などもいろいろと見ながら、しかるべき時期に公表させていただきたいと思っております。

よろしくお願いたします。

○山地委員長

では、風力発電協会、祓川さん。

○祓川オブザーバー

ありがとうございます。事務局におかれましては、再エネの導入促進に向けた制度の現状と課題をきちっと整理いただきましてよくわかることができました。ありがとうございます。

課題の中で、特に風力発電、太陽光発電を除いた他の電源につきましても、やはり大きな課題となっているのが環境アセス問題と。環境アセスにやっばり4～5年かかると。表を見ますと、地熱は10年以上の年月がかかり、風力発電でも送電網を整備するような事業では10年以上の事業がかかると。その中において設備認定が、環境アセスが終わってからでないに実際に受けられな

いという中で、5年先ぐらいの事業に前もっていろんな投資をしていくということでございます。

風力の場合、環境アセス1案件、規模にもよりますが、2億円ですと10件だと20億円、25件やると50億円ぐらいの事前の費用がかかってしまうというようなこともありますので、可能であれば設備認定の前倒しについて、状況としては今、経産省さんは設備認定の厳格化という流れの中で、より厳しくきちとした事業が進むようにというご配慮をされて進められていることは十分我々も理解しているところでございます。

したがって風力のみならず、地熱さんやバイオマスさん、その他の電源につきましても、例えば報告書段階における設備認定をしていただくというようなことで、仮認定みたいなことで価格をある程度決めていただいて、事業の予見性を高めていただくと。もちろん当然のことですけど、最終的な環境アセスがきちと終わらない限りにおいては、認定いただきました設備認定は取り消しいただいて結構ですというようなスタンスで検討いただけないかというのが風力発電協会からのお願いでございます。

以上でございます。どうもすみません。

○山地委員長

ありがとうございます。

後半になって名札を立てられた方、順不同ですけど、私が理解している範囲で次の順番で発言いただければと思います。

高村委員、辰巳委員、それから岩船委員、小野委員、それから稚内市長工藤委員の代理の青山さん、それから鈴木委員代理の佐久間さん、大橋委員、馬場委員、この順番でまいりたいと思います。

高村委員からどうぞ

○高村委員

ありがとうございます。今回の議論、もちろんミックスの報告書案はパブコメにかかっている最中ですが、しかしながら、やはり議論をすべき論点をこういう形で出していたのは非常に重要だというふうに思っております。

まず1つ目でございますけれども、スライドの6あたりにかかわったところですが、電源間のバランスということで今回出していますが、いわゆるFITのもとでも、太陽光を除きますと、なかなか伸びていないということがはっきり示されていると思っております。そういう意味では太陽光以外の再生可能エネルギーに関して言うと、FITを大きく変更するというよりはむしろ、何人かの委員からもありましたけれども、どういうふうにその障壁を取り払っていくかということを議論する必要があるように思います。

一つは制度障壁、これは事務局からの資料にもありましたけれども、もう一つはコストの障壁というのがあるのではないかと思います、いずれにしても各電源ごとに丁寧に議論をする必要があろうかというふうに思います。特にコストについては、導入量のもとになっているところの想定もそうですけれども、やはり国際的なコストと比較して割高なのかなぜなのかということ、その原因を特定して対応していくことが大事ではないかというふうに思います。

もう一つは、何人かの委員からも、工藤委員はじめありましたけれども、事業の予見性という点が特に伸びていない電源に関しては非常に重要なキーワードではないかというふうに思っております。事業の予見性が明確になれば、高くなれば、資金調達もできると。プレーヤーも増加して、さらにその電源の設備のコスト低減が図れるというプラスの循環に入っていくんだというふうに思います。

一つの案は、事務局の資料の中にもあったかと思えますけれども、一定の長期の見通しを持った調達価格を示すということは、一つのあり得る方策ではないかというふうに思います。

2点目、何点目か忘れちゃいましたが、2点目でありますけれども、事業の同じく予見性という観点からいたしますと、スライドの30あたりのところで、この間の、特に年明け以降の動向を示してくださっていると思うんですが、指定電気事業者制度のもとに置かれた電気事業者さんのエリアの中でやはり伸びが伸びていないというところは、もちろん太陽光の数字を今回出してくださっていると思うんですが、短期的な課題として、2月の段階にもありました出力抑制の透明性、ルールというのを明確化して見通しをつけるということと、もう一つはいろいろな環境の変化の中で、接続可能量の見直しというところをやはりどういうふうな形でしていくかということも、事業の予見性という観点からは重要なポイントではないかと思えます。

3点目でしょうか、何人かのこれも委員からありました系統の対策というのが、特に風力の観点では重要なように思っております。風力だけじゃないのかもしれないかもしれませんが。

一つは系統運用についてでありますけれども、NEDOさんがIEAの報告書を訳してくださっていて、確か東大の湯本先生とか、岩船委員のところでシンポジウムをされたと思いますが、やはり再生可能エネルギーを系統に運用のレベルで入れていくためのいろいろな方策ということ、をきちんと検討するということが必要ではないかと。これは系統のコストを全体として、あるいは先ほどの系統安定化費用を下げっていくという意味でも非常に大事、そのオプションを探るということは非常に重要だと思います。

系統安定化費用の想定は、広域運用を基本的に全面的に行うという想定で今、出ていると思えますけれども、そういう意味でも広域運用をどういうふうにしていくか。事業者間の生産ルールも含めて検討する必要があるのかと思えます。

太陽光に関してでありますけれども、私自身も改めて認識を新たにいたしましたけれども、やはりスライド26あたりに出ていますように、ことし1月の施工規則の改正でかなりそれ以降、改善されているんだと思いますが、その前の、わかっている段階で平成24年、25年の、認定はしたけど運開していない事案というのをどうするかという点については、短期的な課題として検討する必要があるということは明確に認識をいたしました。

もう一つ、太陽光に関して申し上げますと、3番目の柱で出してくださっている、いわゆるFITを卒業した、あるいは余剰買取を卒業した後での太陽光の取り扱いというものについて、市場環境整備をきちんとしていくことが必要だという、これ事務局の論点にもありますけれども、それについて全く賛同いたします。

供給義務を課すといういろいろな義務づけをするという案もあるかもしれませんが、むしろ市場で再エネの価値で太陽光が勝負をしていけるような、市場障壁を取っ払って、特にそういう観点でいくと、表示、情報開示というのは大変重要な制度だというふうに思います。これは早急に検討を進めるべきではないかというふうに思います。

最後に、各論でバイオマスに関してありますけれども、スライド37、これ質問でもありますが、熱利用という、バイオマスに関しては電気の供給とともに熱利用をうまく組み合わせることがコストの観点からも、持続可能性の観点からも重要ではないかというふうに思っております。この熱利用の観点がスライド37にどういうふうに位置づけられているのかという点についてはご質問をしたいと思います。

以上です。

○山地委員長

はい。辰巳委員お願ひしますが、時間がだんだん切迫してきましたが、皆さんにお願ひしているんですけどご発言は簡潔にお願ひします。

最後に事務局のほうから必要に応じてお答えをいただきたいと思ひます。

○辰巳委員

まず、じゃ、検討の視点にしたがって話しますけれども、1番のバランスのお話の中で私が一番気になるのは風力に関してでございます、FITの委員もさせていただいておりますけれども、風力がもっと伸びるというふうに思っていたところ、非常に伸びなかった。

それで普及に関してなんですけれども、海外なんかと比べてもとても日本は少ないというふうに思ひますもので、先ほども風力発電協会様もおっしゃっていたんですけれども、前回の委員会でも、私、環境省のお出しになったポテンシャルの話が何か随分、経産のデータと違うなというお話をさせてもらったというふうに思ひますけれども、やっぱりそのあたりも関係あるのか

というふうに思うんですけども、もう少しやっぱり長期事業計画を立てにくいとか、いろんなことがあるのであれば、丁寧に本当に普及させるんだという方向でのヒアリング等させていただきたいなというふうに思いました。それが一つ。バランスのお話。

それから次は国民負担のお話なんですけれども、コストの考え方として、やっぱり再エネの場合は、長期的に見たときには燃料費がかからないという状態になるはずなので、そういう意味ではメンテの費用等、あと何でしょうか、要はかなり安くなるはずだというふうに思っておりますもので、だから20年の期間が過ぎた後にどのようになるのかということで、目の前のコストばかりが話題になってしまうんですけども、長期的に長い目で見ていくということがとても重要だというふうに思っております。後でもっと導入しておけばよかったねというお話にならないように検討していきたいなというふうに思います。

それから3番目が長期安定の話なんですけれども、今回のエネルギーミックスのお話がとてもなるだろうというふうに思うんですけども、私はエネルギーミックスの数値に対しては非常に残念で期待外れであったというふうに思っております。

2030年というところを何か目標値のように見えてしまうので、それでは困るので、やっぱり長期的に、今の3番の長期的にも関係あるんですけども、もっと長期的に見て、2030年は通過点であって、その先どういうふうにしていくんだというふうなことを含めてこの委員会では考えていくべきだろうなというふうに思います。

そういう意味でも、例えばきょうは太陽光発電の事故の例とかも写真つきでご説明いただきましたけれども、この前の竜巻か何かの話は非常にショックで、テレビで何度も映されましても、FITの算定のときにも、太陽光パネルの架台のほうにもかなりのお金が配分されているはずなのに、こんなちゃっちゃい、おもちゃみたいなものだったのかという感じを受けるぐらいに思いました。

だからそういう意味では、でき上がった設備がちゃんと、最低20年だろうけれども、20年以上にちゃんと稼働していくようなことをどこかでチェックすべきじゃないのかなというふうに思ったりもしたわけですけども。

そういう意味で、先ほども申しましたが、前回の委員会と重なる部分、内容的にも多いような気がするんですけども、この委員会いつまでも続けるというわけではないんじゃないかというふうに思うんですけども、この委員会としていつごろまでにどういうふうなことをどういうふうにしていくんだということがちょっと見えないもので、ぜひそのあたりも、できる範囲で結構なんですけれどもご説明いただければなというふうに思いました。

以上です。

○山地委員長

では岩船委員、お願いします。

○岩船委員

私は、ひとつ質問があります。25ページのミックスで決まった再エネ分の4兆円という数字ですが、これを発電量で割れば単価が出ますが、水力のところを計算すると3円ぐらいになります。この水力というのがそもそも小水力と水力がまざっていて、よくわからないんですけど、3円だとすると、小水力だとすれば絶対安過ぎるので、この割合ってどうなっているのでしょうか。

あと申し上げたいことは、低圧の50kW以下の建設が進まないという話なのですが、当然、聴聞も無理だと思いますので、可能なかわからないんですがいっそ全てもう24年度認定分は取り消しにしてしまい、事情のある人だけ来てもらうとか、そういう仕組みにできないのかなと思いました。そうすると事務コストが随分減っていいのではないのでしょうか。国民負担でかついろんな問題が発生している以上、少しぐらい思い切ったことをやる必要があるのではないかというふうに思います。

あとはバイオマスの件ですけれども、バイオマスのミックスの目標値というのが、そもそも国内だけじゃなくて、輸入のバイオマスを大分前提としているんじゃないかという話があると思うのですけれども、そのあたり全然わからないので情報を整理していただきたいですし、そもそも輸入のバイオマスに頼る分まで国民負担する必要があるのか、需給率につながらないじゃないかという議論もあったと思いますので、そこはきちんと示していただきたいなと思いました。

あとは、最後の47ページの事項があったと思うんですけれども、太陽光の景観等の問題です。かなり大きな問題だと思っていて、サイトのところに事業者の名称や連絡先を表示すればいいのではないのでしょうか。責任の所在をはっきりさせて、それをみんながアクセスできるようにしてほしいというのがあります。当然、50kW未満だといろんな規制的に緩い部分があり、結局、それが今回のような問題を生んでいるような気がしますので、そこはやっぱり国として何らかもう少し厳しい規制が必要ではないかと思います。処理の問題も当然で、設置する時点である程度その費用を何らかコミットさせるような方法が必要なのではないかと思います。そのあたりというのは何も言わなければ当然みんな安くつくろうとするので、対応されないのでやっぱりここは制度として担保する必要があるのではないかと思います。

あともう一つ風力、地熱等の話で、やっぱり時間がかかるという話があったと思います。私一度これは伺ったことがあるのですが、こういったものはそもそもFITじゃなくてもいいんじゃないかなというのが一番思うところで、長期エネルギー見通しで目標値が出て、そこに向かっていきましょうという以上、もう見通しや目標があるなら、その目標に向かってRPSでも何

でもいいんですけども、F I T以外の方法でやっていくというのもありではないか。何もF I Tありきで進めなくてもいいような気がします。特に系統連系の拡充とか、そういったほうの対策も必要だということであれば、そっちはそっちで長期的な見通しがどうしても必要なわけですから、それと導入量が連携するのであれば、F I T以外の方法というのも視野に入れていただきたいなと思いました。

以上です。

○山地委員長

小野委員、どうぞ。

○小野委員

ありがとうございます。まず現在パブリックコメントに付されているエネルギーミックスの案において、バランスのとれた再生可能エネルギーの導入、並びに国民負担の抑制の観点から、水力、地熱等の安定的な再エネの導入拡大と、それから自然変動再エネによる負担拡大の抑制がうたわれたことは非常に評価いたします。

その上で、今後の固定価格買取制度のあり方について大きく2点申し上げたいと思います。まず第1点目は、既に認定されている太陽光設備の取り扱いについてであります。きょうの資料のスライド29によると、これまでの設備認定量8,263万kWはエネルギーミックスに示された導入目標量をはるかに超えております。またスライド28によりますと、報告徴収等の措置にもかかわらず、8割が認定を維持しているというふうに読めます。

一方、スライドの26では、平成24年度認定分のうち、実際に設置されたものが45%にすぎないと。多くが最も高い買取価格を維持しつつ、未運開のままになっているということがわかります。エネルギーミックス案では、非住宅用太陽光の実際の導入率を6割とされたというふうに記されておりますけれども、その根拠がやっぱりいま一つ曖昧で、実現可能性もちょっと不明だと言わざるを得ないと思います。

このため、将来の太陽光の導入量及び国民負担の予見可能性確保の観点から、認定後一定期間を過ぎても稼働がなされない設備については、認定を失効させることとすべきではないかと思っております。加えて設備認定分のうち、どの程度稼働するのか見通しが立つまでは、太陽光について当面新たな認定を停止する措置を講ずるべきではないかと思っております。実際に工事は着々と進むわけですので、導入量にはこれは影響しないというふうに思っています。

2点目は制度の抜本の見直しについてであります。これまでのF I Tの実績でわかったことは、今の制度のままでは国民負担が莫大に膨れ上がることが確実で、かつ将来どこまで膨れ上がるかすらわからない上に、本来あるべき再エネのポートフォリオの実現も、それから長期的

な安定電源の確保もできないということではないかと思えます。これはやっぱり制度設計上、並びに運用上の大きなミスであったのではないかと思えます。

先ほど、資料の14ページですとか、34ページに、欧州等の事例が示されておりましたけれども、私が知る限りでは、ドイツでは2012年には1万kW以上の太陽光の買取はもうやめられておりますし、昨年の改正法では、年間の導入量を250万kWと設定し、かつFITではなくて、既にFIPに移行しているということもあります。

スペインでは既にFITは廃止されていて、さらに過去分にさかのぼって買取条件の見直し等が行われているというふうに認識していて、FITで先行した各国というのはことごとく制度見直しが行われたということは認識すべきだと思います。我が国もこれ以上の深手を負う前に、FITの廃止を含む抜本的な見直しに着手すべきタイミングではないかというふうに思います。

以上です。

○山地委員長

それでは工藤委員の代理で青山さん、お願いします。

○青山代理

稚内市の青山でございます。私のほうから1点だけ意見を述べさせていただきたいと思えます。7ページにも書かれておりますけれども、風力や地熱に関して言えば、ご説明があったとおり開発までに非常に長い期間がかかるということで、その大きな要因の一つに環境アセスに時間を要しているという説明がございました。これは先ほど風力発電協会の方からもご説明があったとおりでございます。

この風力や地熱の導入拡大にネックとなっているこの問題を、諸外国の例にならって緩和していく取り組みが必要なのではないかと思えます。

また、FITの価格がこの開発期間内に変動してしまいますと、事業者にとってはファイナンスの検討上に弊害になってくるんだろうというふうに考えます。もしアセスの簡略化が難しいというのであれば、開発に長期間を要する風力や地熱については、ある程度の期間はこのFITを固定しておく必要があるのだろうというふうに考えます。FITにかわるものがあるのであれば、それでも構わないと思えます。もちろんこれに対しては国民負担の部分についてもしっかり説明していく必要があると思えます。そうしたことが結果的には今エネルギーミックスにあるバランスのとれた再エネの導入拡大につながっていくんだろうというふうに考えます。

以上です。

○山地委員長

では、佐久間委員代理の鈴木さん、お願いします。

○鈴木代理

佐久間の代理の鈴木でございます。2点だけ発言させてください。1つは調達価格の設定のところなんですけれども、各新エネ電源の一定程度の導入が進むまでは、調達価格の算定方法につきましては現状維持されるのが妥当だと思います。一方で、導入が進んだものから順にタリフに競争原理を働かせていくような制度の検討をしてはいかがかというふうに考えております。

それから2点目なんです、長期にわたる開発を要する電源につきまして、現状の制度ですと、設備認定を得た後に系統連系枠の確保を可能とする仕組みとなっておりますが、設備認定を受けられるような状態に至る過程で、環境アセス等を経た後に、系統連系枠をとれないという事態というのも想定される事象かと思っておりますので、系統連系枠の事前の確保ができるような制度を検討いただくと長期の開発案件が実現の方向に向かうのではないかというふうに考えております。

以上でございます。

○山地委員長

ちょっと時間が過ぎておりますが、残り、大橋委員なんです、ちょっと私すみません、見落としていたかもしれない。公営電気事業経営者会議の浅見さん、この順番でまいりたいと思います。よろしくお願いします。

大橋委員どうぞ。

○大橋委員

ありがとうございます。お時間もないので手短にお話ししたいと思います。

おおまかに2点あるんですけど、まず1点は調達価格の設定に関するものであります。

この会合の始まったころにも申し上げたことがあったんですけども、この調達価格の算定に関しては、従来の電気事業の考え方が非常に色濃く引きずられた価格の作り方だったと考えられます。つまりコストを積み上げて、それに利益を乗せるという総括原価と同じ方式をとられたということだと思います。

この価格の設定は導入目標量と関係がなくなされているというところがそもそもの問題の発端だったのかなというふうに思います。エネルギーミックスの案も決まりつつある中で、調達価格のあり方について改めて見直すということは時機を得たことなのかなというふうに思います。そもそも調達価格というのは政策的に決められるということを鑑みれば、導入量と合わせ

て決められるもの、それというのは必ずしも現状のようなコストベースである必要はないというふうに考えられます。

また今回、33ページに興味深い表を示していただいたんですけど、これはかなり経済学には真っ当というか、理にかなったという動きかなと思います。マイケル・ポーターが環境規制について仮説、ポーター仮説というものがあるんですけど、環境における規制の強化が環境ビジネスを育成するというふうな話があります。

総括原価のような規制の緩いやり方ではなかなかイノベーションというのは起きないのではないか。そういう意味で言うと、政策的に技術開発を促すために調達価格を決めていくという考え方は、当然、視点としてあっていいと思いますし、そうしたものが実は産業を強くすることにもつながるのかなというふうに思います。

2点目に国民負担の観点ですけれども、改めて再エネ特措法の趣旨って何だったかということをおもひ起こしていたんですけども、そもそも再生可能エネルギーを普及させることということが、我が国のエネルギーの安定的かつ適切な供給の確保につながるんだと。よって再エネを普及させるんだというのが趣旨だったと思うんです。

この特措法ができて、非常な勢いで再エネがふえた中で、ここの会議でも明らかになったことは、確かにエネルギーの安定的かつ適切な供給の確保につながっている部分もあるが、そうでない部分もあるということが明らかになったということだと思います。そうであれば、その再エネの普及に関しても、必ずしも安定的かつ適切な供給の確保に資しない場合には、当然特措法の趣旨に必ずしも沿うものではないわけですから、対応があってもしかるべきかなというふうに思います。

具体的な対応については多分いろいろ議論があることだと思います。以上2点がコメントでございます。

○山地委員長

馬場委員ですけど、辰巳委員はそれ、発言ご希望ですか。

○辰巳委員

あつ、失礼。

○山地委員長

違いますか。じゃ、馬場委員、どうぞ。

○馬場委員

ありがとうございます。まず1点目は、これは単なる疑問なんですけど、先ほど岩船委員のほうからもありましたけれども、25ページ目のFITの買取費用というのを発電電力量で割っ

たときに、例えば太陽光も計算してみると大体30.70円ぐらいになるんですけども、その下の図を見ると大体40円とか36円とか32円とかのところがほぼ大半になっていて、なかなかこの目標に乗せるというのは大変なのかなというのがちょっと疑問としてありましたというのが1点。

それからもう一つは、これは今まで皆さんの議論をちゃぶ台返しちゃうことになるのかもしれませんけれども、29ページ目とかにありますような接続可能量というこの考え方なんですけど、僕は、これはもうやめるべきではないかなというふうに思いました。

接続可能量というのは需給のバランスだけで今、計算をしているようなものでありまして、それ以外のローカルな制約とかも全く入っていないし、前々から申し上げているとおり、非常にこれ理想的な状態を考えて可能量というのを計算しているということから、なかなかこの数値どおりにやるのは難しいということと、それから接続可能量に達した段階で指定電気事業者にしているということですけども、今までこの新エネ小委とか系統ワーキングとかでいろいろ議論した上で、そこまで入れてしまうと完全に手後れなんではないかと。要するに30日ルールのをバンキングもボローイングも許してもらえないし、結局それをやるにしてもかなり非常にクリティカルな条件をといていかなくちゃいけないということなので、そういった意味では何もできなのであるのであれば、そういったことが問題にならない程度のうちに先に手を打っておかないと、新エネ小委での議論を考えると、僕はやらないとだめなんじゃないかなと思います。

なので、もう接続可能量という概念はやめて、既に再エネに対しては優先給電というちゃんルールがあって、とめるとしても一番最後のほうにとめていくというようなことも言っているので、そういった意味では全てもう指定ルールにしてしまったほうが柔軟な対応がとれるのではないかなと思います。

柔軟な対応がとれるとどういうことができるかという、例えばこのローカルシステムの制約といった場合にも、多分これ年がら年中ローカルシステム制約があるわけではないと思うんですよ。だからこういったときに対して、システムのほうの要請、すなわち例えば熱容量が足りないからちょっとこの期間だけとめてねというようなこともできなくはないと思うんですね。

そういった意味では、ガチガチにそういった30日ルールでやったり、接続可能量までは入れるというようなことではなく、もう少し柔軟にできるようにするためにも僕はもう接続可能量なんていう概念を撤廃すべきではないかなというふうに思いました。

以上です。

○山地委員長

それではお待たせしました、浅見さん。マイクをちょっと回していただけますか。

○浅見オブザーバー

公営電気の浅見ですけれども、最後になって1点というか簡単にご説明したいと思います。

本日の議題の電源の特性を踏まえたバランスのとれた再生可能エネルギーの導入ということで、水力については11ページの表にありますように、事業化決定後、事業規模にもよりますけれども、3年から5年、実際の運転開始までにかかるというところで、さらにそれ以前に事前調査に長いものでは10年ほど必要になってくるということから、なかなか実態的にまだ導入がF I Tができて進んでいないという状況にあるということで、先ほど高村先生のほうからもありましたように、事業の予見性の確保が必要だということで、調達価格の据え置きですね、この辺についても十分ご検討いただきたいということと、あとは系統の問題で、やはり足が遅いということで、いざやる段になって系統接続の問題が出ているということで、我々のところでも新規の事業が進まない。また、既設のものでもリプレースによって出力増強が図れて、エネルギーミックスにも寄与できるというところがあるんですが、実際、系統容量の問題から増出力ができないというような問題点も残っておりますので、この辺もあわせて検討いただきたいと思っております。

○山地委員長

毎度のことながらという恐縮なんですけど、進行のまずさもありまして10分余り延びましたけれども、おおむねご意見をいただいたと思っておりますが、質問もございましたので、事務局のほうから答えられるところを簡単にお答えをお願いします。

○松山新エネルギー対策課長

ありがとうございました。多岐にわたる論点に対しまして、さまざま貴重なご意見を頂戴しましてまことにありがとうございます。いただきましたご意見を踏まえまして、また論点は整理していきたいと思っております。

大きなところだけ多少コメントさせていただきますと、崎田先生や辰巳先生からいただきましたご指摘で、F I Tという一時的な、最初の導入促進という話と、最終的に再生可能エネルギーを社会にどう根づかせていくかという話は、違うフェーズの話として考えなければならないと認識しております。すなわち最終的なゴールとして、再生可能エネルギーを最大限、国民負担と両立した形でしっかりと社会に入れていくために、今何をすべきかということ。その一つの道具がF I Tであり、さらにそれを取り巻くさまざまな市場環境の整備が重要だというふうに認識しています。

2030年の姿というのは、そのひとつの断面を切り取ったものでございます。基本的に20年間F I Tが続いていくとすると、それを受けた断面というのはある程度示せると思いますけれども、さらにその先、いかにこの国の社会の中にバランスをとった形で導入できるか、そのためにはこ

のF I Tの期間をいかに使うかということが重要なことかと思っております。そうした観点から、これから議論を進めていきたいと思っております。

その際には、崎田委員からご指摘ありましたけれども、今日の資料には含まれておりませんが、当然、住宅用太陽光と事業用太陽光の位置づけは決定的に違うものだと思っております。

将来の姿として描いていくなれば、家庭用を中心とした需給電源関係、さらにコミュニティに広げたときのあり方、これは新エネのみならず蓄エネや省エネも含めた、暮らしと密接した形の絵を描いていければならないと思っておりますので、多様な委員会との調整が必要なため今日はこの程度に留まりますが、長期の視点ということで念頭に置きながら議論を進めていきたいと思っております。

また電事連、岩船委員、馬場委員からもご指摘ございましたように、電力システムをどのように整理し、もう一回見直しをしていくべきかというのは大きな論点かと思っております。

これは辰巳委員からご指摘がありました、この委員会をどう進めていくかということにもリンクしてくるわけですが、F I Tと今の現行の仕組みに捉われる必要はなく、そうところろにがんじがらめにならずに、むしろあるべき姿としてどのような形で実現していくことが最終形としての日本の電力供給やその中における再生可能エネルギーの位置づけとして望ましいかということ議論していくということだろうと思っております。

小野委員、岩船委員から、F I Tはもう無くてもいいのではないかというご指摘がございましたけれども、そういうことも含めて、いかなるあり方が望ましいのか考えていく必要があるかと思えますし、さらには30日ルールという今の制度にあるもの自体をどう考えていくかということも含めて、全体をさらった形での議論が必要になってくるのではと考えてございます。

そういうことを考えましても、まずはこの後、委員長とご相談させていただきつつ、様々ないただきました論点提起を整理した上で申し上げていきたいと思えます。まずはこの小委員会の中で、そういう将来を見据えた中で新エネ推進という立場から考えたときに、個別論点としてどんなことが考えられるかということを一回整理したいと思っております。

それを踏まえ、実際にそれを制度論として議論していくには、恐らく電力システムのシステムそのものの問題、電力市場の問題など、それぞれ専門分野のパートとの間で、専門性を生かしつつご議論を深めていく必要が出てくるのではと思っております。そこにしっかりしたメッセージを出すべく、この新エネ推進という観点をベースとして考えたときに何を考えるべきなのかという視点の整理を、この委員会の中でさらに議論をしていただければと思っておりますので、また引き続きご議論を頂戴できれば幸いです。

とりあえず私のほうからは以上です。

3. 閉会

○山地委員長

どうもありがとうございました。

本日もいつものように大変有意義なご意見いただきありがとうございました。

今、松山課長のほうから話がありましたように、当然、次回以降がございしますが、日程調整中でございますので、次回の日程についてはまた改めて事務局からご連絡ということでございます。

それでは20分ほどオーバーしてしまいましたが、本日の会議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—