

「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／電力・ガス事業分科会
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第20回）」
「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第8回）」
合同会議

日時 2020年10月9日（金）9：00～11：52

場所 オンライン会議

○清水新エネルギー課長

それでは、定刻になりましたので、ただいまより総合資源エネルギー調査会の省エネルギー・新エネルギー分科会、電力・ガス事業分科会の下にあります再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の第20回の会合及び、基本政策分科会の下にあります再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会の第8回会合の合同会議を開催したいと思います。

本日の本会合は、オンラインでの開催とさせていただきます。もし何かトラブルや御不明点などがございましたら、事前に事務局より連絡させていただいております連絡先にお知らせ下さい。

本日は、オブザーバーといたしまして関係業界、関係機関の方々に御参加いただいております。オブザーバーの御紹介につきましては、時間の関係上、委員等名簿の配付をもって代えさせていただきます。

それでは、山地委員長、以後の議事進行をお願いいたします。

○山地委員長

それでは、大量小委の第20回、主力化小委の第8回の合同会議を始めます。

本日は、F I P制度と次世代電力ネットワークの構築について、御議論をお願いできればと考えております。

まず、事務局から本日の資料の確認をお願いいたします。

○清水新エネルギー課長

オンラインで御覧の皆様方におかれましては、経済産業省のホームページにアップしております資料を御確認いただければと思います。

配付資料一覧というところにございますとおり、本日の資料といたしまして議事次第、委員等名簿に加えまして、資料1としてのF I P制度の詳細設計②、それから資料2といたしまして電

力ネットワークの次世代化、それから資料3ということで電力広域的運営推進機関様から、費用便益評価に基づく設備形成についてということでございます。それから資料4ということで、途中で退席されます高村委員から紙媒体での提出資料ということで頂いております。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございます。

それでは、早速議事に入りたいと思います。

本日、2つに分けて、前半は資料1に基づいてF I P制度の詳細設計の②、後半は資料2と3に基づきまして電力ネットワークの次世代化について、この2つに分けて議論を進めたいと思います。

それぞれ論点が多岐にわたり内容が濃いものとなっておりますので、できるだけ効率的に議論を進めさせていただきたいと考えております。御発言は要点を絞って簡潔にお願いいたします。

それでは、事務局から資料1の説明をお願いいたします。

○下村再生可能エネルギー主力電源化戦略調整官

それでは、お手元、資料1を御覧いただければと思います。F I P制度の詳細設計でございます。

スライド2を御覧いただければと思います。こちらは前回の御審議で一覧でお示しさせていただいた論点でございまして、本日はこのうち赤枠で囲った部分についてさらに深掘りした検討をいただければというふうに考えてございます。

まずスライド3からが論点2でございまして、これはF I P制度の対象区分をどのように決定するか、また、その中で入札を実施する交付対象区分をどう決定するのかという論点でございます。

4ページ目、こちらも前回の資料でございますけれども、1ポツのとおり、その区分については市場への統合による効果が期待できるものを念頭に置きつつ、各電源の案件の形成状況や市場環境等を踏まえて、調達価格等算定委員会の意見を尊重して決定する、こんな整理となっております。そこで、こちらの大量・主力化小委におきましては、これらについてどういう観点を踏まえて評価・分析を行うべきかといった、参考にするべき観点について整理をさせていただき、こういうことで考えてございます。

スライド6を御覧いただければと思います。幾つかの観点があるわけでございますけれども、一つは発電特性ということでございまして、太陽光、風力については自然変動性がある。地熱、水力は出力の安定性がある。バイオマスは出力の調整も可能であるといったこと。それから、各

種電源ごとに地域活用電源となる最大規模といった御議論というものもこれまでなされてきてございます。それから、左下、卸市場との関係で申しますと、F I P制度は、市場等で収益を上げていただいてさらにプレミアムを交付するといった仕組みでございますが、この市場は最小取引単位といったものの設定がございます。現行では1こま当たり50キロワットアワーと、こういう取引単位となっておりまして、F I P対象の決定に当たっては、こうしたことも配慮が必要ではないかということでございます。

以下、参考資料が続きますけれども、7スライド目に電源別のF I T制度の認定量、それから各電源ごとの導入量、スライド8にはF I T制度の調達価格の推移、それからスライド9以降は電源別の動向ということで、各国の買取価格の比較などのデータを整理させていただいております。以下、電源別が各種続きますけれども、割愛をさせていただきます。

スライド15を御覧いただければと思います。続いて諸外国のデータの整理でございます。諸外国においてF I P類似制度の適用状況でございますけれども、例えばドイツを御覧いただきますと、F I P制度、2012年に導入がされてございまして、その導入時には全電源、全規模がF I TとそれからF I Pのいずれも選択ができる、このような制度設計でございました。それが2014年には500キロワット超の電源にあつてはF I P制度のみを選択できる制度へ、2016年には100キロワット超の電源にあつてはF I P制度のみを選択できる制度へと、このような変遷をたどっております。

また、フランスにあつては、全電源についてF I P制度のみ選択可とした上で、太陽光、風力、水力、バイオといった電源について、一定規模未満のものについてはF I P制度のみを選択できる、このような制度設計となっております。

以上のような国内における電源ごとの状況、あるいは諸外国の事例といったものも参考とした観点として御参考にしていただいながら、調達価格算定委員会で今後、御検討いただくこととしてはどうかという整理でございます。

それから続いての論点、論点4、17スライド目でございます。市場価格の参照方法でございます。

18スライド目、こちらも前回の資料でございますけれども、F I P制度に係る基準価格という紫の線、ここについては前回の御審議で、これまでの考え方と同様の考え方で設定しましょうと、こういうことで御議論をいただきました。プレミアムは市場価格と基準価格の差分を計算をする、こういう仕組みでございますので、この参照価格をどのように取ってくるのかといったのが、この論点でございます。

19スライド目を御覧いただければと思います。こちらも前回お示した論点でございますけれ

ども、前回、システムプライスとエリアプライスをどう参照すべきかということで、エリアプライスペースという御審議をいただきました。本日はこの赤枠、市場参照期間をどう設定するか、あるいはどの市場の価格を参照すべきか等の論点について、御議論いただければと思っております。

21スライド目は、諸外国の例をテーブルさせていただいたものでございます。

22スライド目を御覧いただければと思います。どの市場を参照するかという論点でございます。卸電力市場にはスポット市場、時間前市場、あるいは先渡し市場といった様々な市場があるところでございます。こうした中で2ポツですけれども、今、FITの小売買取における回避可能費用においては、2016年度以降、スポットとそれから時間前市場の価格の加重平均によって算定をされてございます。これは、この電源調達の実態を反映できるということで、よりスポットだけよりも精緻な価格指標になると考えられること、また、現行のインバランス料金におきましてもこの考え方を取ってございまして、それとも整合的であることなどを踏まえたものでございます。

諸外国におきましては、21ページにあるとおり、スポットを参照している国も多くございますけれども、近年では例えばドイツなど時間前市場の取引が活性化していること、特に今後は日本においても、こうした時間前市場の重要性とかがより高まってくるというふうに想定されるところでございます。

さらに、4ポツでございますけれども、FIP制度においては、市場統合の下で様々な発電事業者において市場価格に応じた行動を取っていただく、こういったことを促す、こういう趣旨に鑑みましても、より正確な電気の価値を表していると考えられる実需給に近い断面の取引が行われるような市場、すなわちスポット市場と時間前の価格を加重平均をする、こういったものを参照価格として参照することが適当ではないかとさせていただいてございます。

それから、24スライド目を御覧いただければと思います。続いて、市場参照期間等をどのように設定をするのかといった論点でございます。まずは、市場参照期間につきまして自然変動電源について諸外国の例を見ますと、極端なところだと1時間、あるいは1か月といった短期の期間が設定されているものが多くございます。

一方で、1時間などと非常に短くこの参照期間を取ってしまいますと、例えば蓄電池を併設する太陽光パネルの設置方法を工夫するといった中で、1日の中で電気の供給タイミングを工夫しようといった行動のインセンティブといったものはなくなってしまいます。

また、ベースロード型の安定的な発電ができる地熱、水力、バイオマスといったものについては、諸外国でも6か月、1年といった長期の期間が設定されているものも複数ございます。こうしたことで、例えば燃料調達の工夫等によって季節をまたいだ電気供給の工夫が促される可能性

もあります。

一方で、市場参照期間を例えば1年などと長期で取りますと、1年後にならないとこのプレミアムが交付されないんでしたっけということになると、資金繰りが厳しくなってくるという課題もございますので、前払い制度を設けるなど、複雑な制度設計が必要となってくるという面もございます。

それから、市場の参照時期については、特に収益のリスクを減ずる観点から、当期の市場価格の参照を望む声があるところでございます。この点、こちらでも長期の市場参照期間を設定する場合には、当期の価格の参照をしようと思うとやはり資金繰りが遅くなってしまおうということ、前払い制度などの手続が必要になってくる。

加えて、プレミアムの交付頻度について考えてみますと、頻度が非常に細かいと手続が煩雑になるといった側面がありますけれども、これも頻度が遅いと資金繰りへの影響が考えられるということでありまして、なお、現行のFIT制度におきましては、1か月単位で交付金の交付を行っているところでございます。

こうした多面的な視点といったものを総合的に勘案をいたしまして、ここでの御提案は、市場参照期間は全電源一律に1か月としまして、市場参照時期は当期とし、さらにプレミアムの交付頻度を1か月ごととしてはどうかと、こういう整理で御提案をさせていただいてございます。

25スライド目を御覧いただければと思いますけれども、この論点は非常にコントラバーシヤルな論点となっておりまして、例えば投資回収の予見可能性といった観点からは、短ければ短いほど高いですし、一方で、事業者による行動変容を促したいといった観点から見ると、長ければ長いほどよい、などといった視点ごとにどう設定を行うというのが可能なのかという傾向が、異なってくるという特徴があるものと考えられます。

こうした中で、これらをどうバランスを取るかということで、今回、1か月という御提案を申し上げておるわけでございますけれども、各委員の皆様それぞれのお立場から、御意見を賜ればありがたいと思っております。

それから27スライド目を御覧いただければと思います。自然変動電源の発電特性をどう踏まえるかといった御議論でございます。通常の安定的に稼働が可能な電源においては、参照価格について参照する市場価格の平均値を取って、これを基準価格との差分を取るとプレミアムを算定することができると思われれます。

一方で、太陽光、風力といった自然変動電源におきましては、発電特性に起因して、発電できる発電量というのは例えば時間ごとに大きく異なるといった特徴がございます。このため、市場価格を単純平均をいたしますと、これらの電源が市場から確保できる期待収入というのが、通常

と大きく乖離する可能性もあるところでございます。

こうした観点から本年2月の中間取りまとめでは、電源ごとの発電特性が異なる点にも留意して参照価格を決めるべきといった取りまとめが行われてございます。

この点、諸外国の例を見てみますと、参照期間が1時間とかいう短いところはさることながら、そうでない国におきましては、各電源種別ごとの平均的な発電特性を踏まえた加重平均を取っているというやり方を取ってございます。

これも踏まえまして、日本におきましても太陽、風力におきましては、現在、各一般送配電事業者において公表されてございますエリア別の供給実績を利用しまして、市場価格指標の加重平均を取るというやり方とさせていただいてはどうかというのが、御提案でございます。

このようにいたしましても、1か月間のプレミアム単価は固定されることとなりますので、市場価格の変動を踏まえた事業者ごとの発電行動の変容といった効果は期待されるというふうに考えてございます。

以上を総合しますとどういう業務フローになるのかというイメージを示したものが、28スライド目でございます。例えば2023年4月から5月という1か月の参照期間を考えてみますと、まずこの市場価格の平均を取る。通常電源であれば単年度平均を取ればいいわけでございますけれども、自然変動電源にあっては、右下にあるように、その発電特性に応じた加重平均を取る。こういう計算をすることによって、参照価格Xというブルーの線を導くことができます。これは2023年5月1日以降の事後的であれば、実績値としてこの計算をすることができるわけでございます。

他方で、この基準価格というものにつきましては、年度ごと、今のFITと同様に年間であらかじめ価格が示されているものでございますので、この赤線と青線の差分を取るとプレミアム単価のXが計算ができる。事後的に各FIP認定事業者からこの期間に発電した電気供給量を申告いただきますと、この申告された発電量にプレミアム単価を乗ずることによって、当該期間のプレミアム額を算定できるというイメージでございます。

以上が、論点4でございます。

続いて29スライド目、論点6、バランシングコストの取扱いでございます。

30スライド目、これまでのFIT制度におきましては、バランシングといったものはFIT電源においては不要ということでありましたが、通常の電源では、発電の予測をして、それに基づいて市場で取引をし、最後、計画と実績の差分はインバランス料金として支払うといった行動が行われてございます。

FIP制度の下でも、再エネ事業者も含めてこうした計画及びインバランスの負担といったものが必要になってくるわけでございますけれども、本年2月の取りまとめにおきましては、こう

したインバランスについては、発電事業者も抑制するインセンティブを持たせるべきと整理しつつも、その負担の軽減のための経過措置等も検討すべき、そして、軽減の程度を徐々に減らすなど、その抑制のインセンティブとも両立させる工夫が必要との整理が行われたところでございます。この仕組みをどのように設計していくのかという論点でございます。

32スライド目を御覧いただければと思います。この配慮に当たっては、事業者に対する適切なインセンティブを設けるといったことが重要でございます。この点、各事業者が実際に発生させたインバランスに対して何がしかの措置を講ずるという仕組みとしてしまいますと、インバランスを小さく収めた方もたくさん発生してしまった方も、同じようにリスクがないというようなことになってしまいますので、抑制のインセンティブが働きません。このため、現行のインバランスクラウド料の考え方と同様に、その供給量に応じて、キロワットアワー当たり一律の額を交付するということによってインバランスを抑制したほうが、コストメリットが生じるといった仕組みとすべきではないかという方向性の御提案でございます。

じゃ、どの程度にするのかといったことで、例えば実ビジネスとして再エネの需給調整に取り組んでいる事業者の声を聞いてみますと、0.5円から1円程度かな、これもなかなか決め手もないわけでございますけれども、こういった声が聞こえてくるところでございます。

また、諸外国の例なんかを見てみますと、現在、自然変動電源にあっては0.15円、自然変動性のない電源にあっては0.3円程度が、balancing costとして交付されているところでございます。

また、ドイツにおいては、2012年の制度創設当初はFITもFIPもいずれも選べるという制度設計であると御説明申し上げましたけれども、FIPの導入当初である2012年においては、そのbalancing costを1.5円程度で設定をいたしまして、そのことによってFIP制度への移行を促していく、こういう制度設計が行われていたところでございます。そして、ドイツにおいては、その後3年間で段階的に引き下げ、現在は0.5円、こういった水準になってきているところでございまして、日本においてbalancing costを検討するに当たっては、こうした日本の事業者の声あるいは諸外国の先例といったものも踏まえて、今後、詳細を詰めていってはどうかということでございます。

続いて36スライド目からが論点9、オフテイクリスク対策でございます。

37スライド目、こちらも前回の資料でございますけれども、FIP制度は市場で取引をして収益を得て、その上でプレミアムの交付を受ける、こういう仕組みであるということも踏まえまして、通常のこのビジネスをやっている供給の相手先が何がしか外生的な要因で、例えば倒産などをして買ってもらえなくなってしまうということになりますと、収益に欠損が生じる、こういう

ことがございます。こうすると、なかなか投資の予見性が確保できないということでありまして、F I P制度におきましては、一般送配電事業者等に対しまして一時的な緊急避難措置として、一時調達契約に応ずる義務というものを規定してございます。この論点は、それをどういう詳細条件で設定すべきかという論点でございます。

40スライド目に諸外国の例を示してございます。例えばドイツを御覧いただきますと、いずれの国も同様の制度を設けているわけでございますけれども、例えば電気の買取先の倒産時等に基準価格の80%といった価格水準で、オフテイクカーとしては系統運用者が、この電気の買取りを行う、そして、その利用可能期間は連続最長3か月、1年で6か月までといった、こういう仕組みを取ることにによりまして、あくまで一時的な買取りの仕組みと、こういうことで措置がされているところでございます。

例えば同様にイギリスを見ていただきますと、基本的には同様の設計となっているわけでございますけれども、利用可能期間といたしましては1年間といった、こういう設計となっております。

41スライド目、これも受けまして、この一時調達契約の具体案をお示しさせていただいてございます。こうした趣旨も踏まえまして、施行当初においてはこのような方針にしてはどうか、また、実際に機能しない、あるいは乱用されるといったことがあれば、必要に応じて見直していくこととしてはどうかということでございます。

まず第一に、利用可能対象といたしましては、F I P制度でも自分で市場で販売できる人は、相手先にかかわらず市場で販売していただければよいとも考えられますので、その対象者といたしましては、市場の最小取引単位や市場に参加する上での資産要件を満たさず、卸市場での取引ができない者に限るとしてはどうか。

それから利用可能条件といたしましては、F I P電気の売り先である小売事業者あるいは特定卸供給事業者、すなわちアグリゲーターでございますが、こうした事業者が認定事業者、つまりF I P事業者の責めに帰することができない事情、例えば相手先が破産あるいは事業廃止をしてしまったなどといった場合に、この一時調達契約の利用を認めることとしてはどうか。

さらに、その利用条件でございますけれども、諸外国の例なども踏まえまして、調達価格といたしましては基準価格の80%、利用可能期間としては連続最長12か月ということとしてはどうか。

最後に、供給条件でございますけれども、42スライド目にあるように、F I T制度におきましては地産地消型といった供給形態も認められているわけでございますけれども、こうした供給を行うことができるという状態でありまして、この真ん中の絵でございますけれども、相手先の小売事業者は健全であるというふうと考えられるところでございますので、この一時調達契約を利

用するときの供給形態としては、こうした方法以外の方法で供給をすべきではないか、こういう整理をさせていただいてございます。

そして最後、43スライド目が、前回の御議論の中で出てきた論点でございます。

44スライド目を御覧いただければと思います。前回のこの合同会議におきまして、出力制御発生時にプレミアムを交付し発電インセンティブを高めることはいかかなものかといった御意見を頂戴をしてございます。この論点は、米にもございますけれども、出力制御を発生したときに出力制御の対象となった電源には無補償で応じていただくということを、前回整理させていただきましたので、こうした制御の発生時にも対象とならなかった電源、すなわち発電をしている電源に対してのプレミアムの交付について、どう考えるかという論点でございます。

この点、諸外国におきましては、卸市場の価格がマイナスとなる国にあっては、そのマイナスになった場合、あるいは一定時間以上マイナスが継続した場合に、プレミアムを交付しないといった例なんかもございます。

日本でも出力制御がだんだん増えてきているといったことも踏まえますと、こうした時間帯にプレミアムを交付しないことにしますと、事業者がこうした時間帯での電気供給を控えて他の時間帯に振り分けるといったインセンティブがさらに増加する、これはもともと0.01円ですので、インセンティブは当初よりあるわけでございますけれども、こういう設計にすることによってより増えると、こういった効果は期待できるところでございます。

他方で4ポツ、F I P制度は、電気供給が効率的に実施される場合に通常要する費用について投資回収の予見性を確保する制度でございまして、仮にこの時間帯にプレミアムを交付しないということであれば、それ以外の時間帯のプレミアムを増やすなどの措置によって、投資費用を回収できる制度設計とする必要がございます。これが不十分な場合には投資回収の予見性が失われるということで、投資が停滞してしまうといった可能性もあるということでございます。

すなわち、45スライド目でございますけれども、こうしたインセンティブがさらに高まるといったことが認められる一方で、①番、F I P制度の運用実績がない中で予見可能性を損なわないような制度設計が可能か否か、すなわちこうした時間帯に交付されるはずであったプレミアムの額を正しく評価し、その他の時間帯で振り分けるといった仕組みができるかどうか。これは事務局でもいろいろ考えましたけれども、例えば電源種別、それから年度ごとにプレミアム単価も異なるといった中で、それぞれの電気供給量を導出して、このときのプレミアム単価を乗じて交付されるはずであったプレミアムの額を算定する、こういった計算を行うといったことが考えられますけれども、電源数がかかなり多いということもありまして、計算量としてはかなり必要になってくるかなという見立てでございます。

また、②番でございますけれども、今回、参照期間を1か月ということを御提案させていただいてございまして、それ自体もまだ論点でございますけれども、仮にそうした場合には市場価格変動によって0.01円ということでもありますので、そうした時間帯にはもともと発電を控えるインセンティブが一定程度あるという中で、今回さらにアディショナルにこうした措置を講ずるということで、事業者に対してどの程度追加的なインセンティブとなるかといった論点の中で、この論点の取扱いをどう考えるかという今後の検討の方向性について、御審議をいただければ幸いです。

資料1の説明は以上でございます。

続けてで恐縮でございますけれども、本日、高村委員が遅れての参加ということでございまして、書面での御意見を頂戴してございますので、その御紹介、資料4をさせていただければと思います。

資料1の詳細設計につきまして、2点御意見をいただいております。

まず(1)、論点9の「オフタイカーリスク対策」について、スライド41の方針に基本的に異論はない。FIP認定事業者が、電気供給先の事情などで供給が困難となり、送配電事業者が一時的に買取を行う場合、送配電事業者と買取契約を締結することになると考える。一時調達契約締結にあたって利用可能な要件を満たしているかなどの審査にあまりに時間がかかりすぎるといったことがないよう、送配電事業者との買取契約が迅速に締結され、買取が速やかに開始されるような実務、手続となるよう留意していただきたい。

もう一点、先ほど最後に申し上げたその他の論点の「出力制御発生時のプレミアム」についてでございます。

スライド44、45に示されている論点の整理は適切である。プレミアムを交付しない場合には、事業者が当該時間帯に電気供給を控え、全体として出力制御の発生(頻度・規模)が少なくなる可能性がある。他方、出力制御が発生するような時間帯にプレミアムを交付しないと、投資回収の予見可能性が下がり、ファイナンスコストを上昇させ、結果的に再生可能エネルギーのコスト低減を遅らせることを懸念する。特に、蓄電池の普及やアグリゲータービジネスの展開・成熟がまだ見通せていない段階においては、再エネ発電事業の追加的リスクとなり、導入を足止めするおそれを懸念する。将来的な制度の選択肢として検討することに異論はない。特にFIP導入の初期の段階では拙速な導入には慎重であるべきで、蓄電池の普及やアグリゲータービジネスの展開といった環境整備を進めつつ、FIPの運用実績をふまえて、その導入の必要性、可否などについてあらためて検討すべきであるという御意見をいただいておりますので、御紹介させていただきます。

以上でございます。

○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、今、説明していただいた資料1、それから高村委員からのコメントも紹介されましたが、このテーマについて質疑応答及び自由討議の時間とさせていただきます。

御発言を御希望の方は、スカイプのチャットボックスにおいてお知らせいただきたいと思います。よろしく願いいたします。

事務局に確認していただきました。私はちょっと目が悪くて十分に読めなかったんですけども、高村委員には資料4を紹介していただきましたので、あと松村委員、大石委員、大貫委員、この順番で御発言御希望とメモが届いておりますので、まず松村委員からお願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山地委員長

はい、聞こえます。どうぞ。

○松村委員

真っ先に発言させていただいてありがとうございます。私はどうしても真っ先に発言したかった。この後、ひょっとしたら非論理的な議論が続くのではないかと懸念して、最初に確認しなければいけないと思って発言させていただきます。

まず恐らく一番問題になると思われるスライド24です。1か月ごとにやる、あるいはもっと短く、あるいはもっと長くという点に関して、それぞれメリット・デメリットが事務局からも説明されました。それは確かにもっともだと思うのですが、事務局の提案は、どうやら1か月にするようですけども、私はこのような制度には到底賛成しかねるし、合理的な制度でもないし、事務局が指摘した問題を解決するためのベストな方策だとは到底思えません。私はもっと長く取ったほうが良いと思うのですが、仮に1か月ごとにやるべきだとしても、こんなひどい制度は絶対取るべきじゃないと思います。

F I P制度は、もともと考えてみれば、例えば基準になる年の卸市場の価格あるいは時間前も含めた平均価格が仮に10円だったとして、それで現在のF I Tをそのまま延長するというか、続けていたとしたら、調達価格が仮に12円ぐらいになるとして、そうすると、その差分の2円をプレミアムとして払うのが、今まで整理されたF I Pの考え方だと思います。

そのときに、今回の事務局案のようなやり方をしたとすれば、通年平均10円としても実際の月平均の価格は当然季節ごとに大きく違うわけで、例えば不需用期に5円、需用期が15円、ならし

て10円という状況だったとすると、そのような制度を採用したとすれば、当初想定通りの価格で、ショックもなにもないとしても、不需要期には12円マイナス5円の7円を補填して、需要期には本来マイナスのプレミアムが発生するわけですが、マイナスのプレミアムは徴収しないことになるのでプレミアムゼロで払う、そんな制度になってしまう。

そんなばかげた制度を本気で入れる気なのか。もともとFITの問題点は市場価格が安いような、つまり、電気の価値が非常に低いようなときにプレミアムが大きくなって、電気の価値が高いときにプレミアムが小さくなるのが、大きな問題点だと言われていた。にもかかわらず、これだと1か月単位の中ではそのような問題は発生しないかもしれないけれども、季節ごとに大きく価格が異なる、価値が異なることがあらかじめ分かっているにもかかわらず、価値の非常に低いときに高いプレミアム、価値の高いときに低いプレミアムにしてしまう。

こんなばかなことは、1か月ごとに清算するとしても回避することは簡単にできます。それは、例えば基準年度の価格がさっき言ったように仮に10円だったとして、あと2円プレミアムを乗せないとやっていけないということがあったとしても、その10円を導出したときには、当然それぞれの月ごとに平均価格が違うはずです。そうすると、基準となるような10円を導出した年の価格、あるいはこれは過去10年というのを取ってもいいのかもしれませんが、対応するそのそれぞれの月ごとの平均価格と、実際に当該年、当該月の価格の差分を取ってやって、その差分を調整すれば、1か月ごとに清算することができ、なおかつ、春にプレミアムが高く夏にプレミアムが低いなんていう愚かなことをする必要はありません。

今の例だと、基準の年の春の価格が5円だったとして、実際、当該年の春の価格が4円だったとすると、1円さらに不足するわけですから、プレミアムがもともと2円の予定だったのが3円になるという格好で調整されることになるし、夏の価格も15円だというのが基準年の価格だったとして、実際の価格が14円しかなかったということだとすれば1円調整される。事務局案と同じように、もしその年ずっと1円低ければ同じような格好で調整されることになるのに加えて、こちらだと春にプレミアムが大きく夏にプレミアムが小さいなどというような愚かなことはなくすることができます。

この制度が複雑だとかいう議論は、私には全く理解できないし、それから、もともとこのFIT制度というので事業者のリスクを軽減することを考えたときに、最初に整理したはず。つまりそれは、春に価格が低くて夏に価格が高いというのはリスクですか、ということを指摘し、それはリスクではない、十分予見可能なことだという整理は既にされたはず。そのようなもともと整理されたものに著しく反するような案は、これはFITを最初に導入する国が間違えてつくったというならしやうがないかもしれないけれども、これだけ後発で入れる国がこんな制度を入れる

というのは、相当恥ずかしいことだと思います。

次、市場価格がほぼゼロ円になるようなときのプレミアムの不交付という議論ですが、これについても非論理的な議論が横行していると思います。このときにプレミアムを払わないとリスクが大きくなる、予見可能性が下がるという議論がされていますが、私には全く理解不能です。

全く理解不能だというのは、事業者にとって大きなリスクは出力抑制を食らうこと。出力抑制を食らえば、当然プレミアムの部分も電気の価値の部分もお金が入ってこない。そうすると、それに対してのプレミアムを払うということだったとすると、出力抑制を食らわなければさっきの例だと2円のプレミアムがもらえて、出力抑制を食らうと2円のプレミアムプラス0.01円の電気の価値ももらえない、そういうことになるのに対して、両方払わなければ、出力抑制があってもなくても基本的に低収益という状況ということになり、実際に出力抑制が厳密にどれだけになるのかの予見可能性が非常に低い状況の下で、そのプレミアムを払わないことのほうが、収益の分散を下げることになると思います。

そのままプレミアムの部分、得られたであろうプレミアムの部分を補填しなければ、単純に収益性が下がるというだけのことであって、それは予見可能性が下がるとか不確実性が下がるということによって収益性が下がることと無関係。単純に収益性が下がるということだと思います。

そのプレミアムの部分をもっと電気の価値の高いところに振り向ければ、そのようなときには出力抑制はほぼ食らわないので、むしろ予見可能性は上がるし、収益の分散は下がるということになると思います。これは、リスクプレミアムをこのようなときに払わないということが不確実性、予見可能性を高めて、だけど、一方でインセンティブを高めるというトレードオフだという議論は、私は根本的に間違っていると思います。そのような間違った議論に基づいて、つまり収益性の高低とリスクの高低の差が理解できない低レベルの議論がこの後次々に出され、そんな愚かな議論に基づいて制度設計が進まないことを願っております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

私、発言の順番を、先ほど事務局から渡された手書きの漢字を読み間違えたようで、松村委員の次は大橋委員です。それから大貫委員、あと荻本委員、それから大石委員もそのもっと後のほうにありますので、次は大橋委員にお願いいたします。

○大橋委員

はい。聞こえますよね。

○山地委員長

はい、聞こえております。どうぞ。

○大橋委員

ありがとうございます。

途中で退席させていただくので、早めに発言をさせていただきます。ありがとうございます。

まず今後の再エネを市場に統合していくということを考えていく一つのステップとしての出口をきちっと考えて、F I Pの制度をつくるべきではないかというふうに思っています。そうした意味で、F I Tのほうに足をあまり引きずられないで、市場統合というところの出口を見据えて、段階的に制度を考えていくべきだなというふうに思います。

具体的には、例えば22ページの市場の価格指標のお話でありますけれども、これは今後のF I Pの機会費用が一体何かということの御議論だというふうに認識しておりますが、これがもし実需給断面だとすると、調整力のキロワットアワーを反映したインバランス料金が対応するんじゃないかなというふうに、実は感じてはいます。それに向けての今回の制度だということなのかもしれないけれども、なるだけ制度は、再エネとその他の電源の対象になるようなシンプルな制度を施行するということが重要だろうと思います。

論点の6のバランシングコストについても、当面の交付は必要かもしれませんが、どのように出口の見通しを立てていくのかというロードマップも併せて示していただくのが、再エネ事業者のためにも、今後、市場統合を目指す再エネ事業者のためにも、重要だろうというふうに思っています。

先ほど松村委員からもあったんですけども、投資の不確実性ということにあまり懸念し過ぎるがあまり、F I Tのほうへ寄せちゃうような制度というのは、本来目指している目標と違うのかなと思います。ファイナンスの状況も含めて、ここ数年劇的に投資の環境は変わっていると思うので、そうしたものを包括的に見ながら制度のほうをしっかりと組んでいくべきだと思います。

すみません、若干抽象的ですけども、以上です。ありがとうございます。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

次は大貫委員、お願いいたします。

○大貫委員

ありがとうございます。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○大貫委員

それでは、手短かに申し上げます。

スライド44ページの出力制御発生時のプレミアムについてです。このスライドに、前回の本合
同会議において、出力制御が発生する際にはプレミアムを交付し、発電インセンティブを高める
ことは不適切ではないかという意見があったというふうに記されております。この点について私
は、先ほど高村委員の御意見が紹介されましたけれども、基本的に同じに考えております。私は
出力制御発生時にもプレミアムを交付することでよいのではないかと考えております。理由は次
のとおりでございます。

まず第1点、プレミアムの不交付によって出力制御発生頻度をどの程度減少させるかが不透明
であるということです。これはスライドでもこの点は意識されていて、発生頻度が少なくなる可
能性があるという書き方がされております。

2点目、F I P制度は市場統合を進めつつも再エネ導入を拡大するためのものだと理解して
おります。こうした制度目的からすれば、発電事業者に対して投資回収の可能性を確保し、市場参
入を促すことが重要だと思われま。先ほど大橋委員から、この点を過剰には重視すべきではな
いという御意見も表明されたと思っておりますけれども、続けます。これまでF I Tで保護されてきた
再エネ事業者は、F I Pでは新たに、①自ら市場取引をする点、それから②は論点6のバランシ
ングコストを負担することといった点で、既に一定の負担を負いますので、市場に参入してもら
うためには、さらに負担を課さないほうがよろしいのではないかとというふうに考えます。つまり、
再エネを拡大するという観点からは、まずは制度当初は、出力制御発生時でもプレミアムを交付
してよろしいのではないかとということでございます。制度当初はまずはそのようにして、制度開
始後の状況を鑑みて、出力制御発生時のプレミアム不交付という制度も含めて、出力制御発生頻
度を抑える方策について検討すればよいのではないかと考えております。事務局の整理では、45
ページに他の出力制御が発生することを抑制する方策の方法も書かれておりますので、そういっ
たことも含めて今後検討すればよいのではないかと考えております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございます。

次は荻本委員なんですが、その後を申し上げます。荻本委員の後、桑原委員、長山委員、新川
委員、大石委員、岩船委員、この順番でいきたいと思っております。

荻本委員、お願いします。

○荻本委員

ありがとうございます。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。どうぞ。

○荻本委員

荻本委員

今回の議論は、先ほどちょっと出たように、私自身の理解としてはF I Pというのは、今までのF I Tとはある程度決別をして、将来につながる制度をつくるものだとおっしゃって思っております。そういう意味では、今度つくる制度というのが「どういう技術を導入すべきか、またはどこに導入すべきか、または運用上どの時間帯で発電をしてほしいか」というようなメッセージを正しく伝えるというものに、最終的にはつながる仕立てになっていないといけないだろうと思います。開始時には若干の経過というもので措置はあるかもしれませんが、そこにつながるものでないといけないというふうに思っております。

最初の期間、区分ということに関しては、区分は当初あるのは致し方ないかな、期間については、今から申し上げますプレミアムの算定期間と密接に関係しますので、ここではどこがいいのかというのを言うのは難しいんですけども、先ほどの松村委員が言われた、これで何を満たそうとするのかということに立ち返って考えないといけないだろうと思っております。

その上で参照方法というところについては、参照方法でエリアプライスに対して自然変動電源に時間帯別加重平均を置くということは、基本的にどこのエリアに、例えばP VならP V、風力なら風力を置いても同じことになってしまうことを懸念いたします。

これも安定した収入を確保するという意味では悪い話ではないかもしれませんが、それだけになってしまえば将来につながらないだろうということです。エリア価格が安いところ、エリア価格が高いところ、そこで何らかの差がつくような組合せを考えていただけないか、そうでないと、今までのように九州に偏重したP Vの導入というのが全く是正されないという制度を、もう一回つくってしまうことになるのではないかと、一番大きな懸念でございます。ここはぜひ検討いただきたい。ここの考え方と組み合わせて、先ほどの何か月見るんだということは、恐らく連動して考えていくことになると思います。

あと、これの派生として、先ほどの抑制が出たときの扱いをどうするのかということに関して、先ほど大貫委員が言われた、「抑制が出ないようにすることが大切」ということは、私も本当に最善のことはしたいと思っております。ただし、再エネを長期的に大量に導入すれば、出力制御をする時間帯はどんどん増えていくというのは避けられない事実だと思っております。なので、出力制御が発生するときに正しい先ほど申し上げた技術、エリア、または時間帯に関して、適切なしくみを社会に向けて出すという制度はどういうことなのかということ、当初の安定的な収入の

確保ということと行き先も、今の話をバランスしたやり方を考えていただきたいというふうに思っています。

それから、一時調達でありますとかは御提案のとおりで結構だと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

高村先生は先ほどの文書の紹介はあったんですけども、御発言御希望とのことですので、桑原委員に行く前に高村委員に御発言をお願いしたいと思います。

○高村委員

すみません、高村でございます。外からつなげておりまして、山地先生、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。大丈夫です。

○高村委員

それでしたら、今、既に事務局から書面で御紹介をいただいたとおりでありますけれども、全体の議論をきちんと把握、しばらく前に入ったばかりで理解をしていないところがございますが、特に2点目の点であります。今、荻本先生の発言は伺っておりましたけれども、先生がおっしゃいましたように、市場統合に再エネが普通の電源として市場にうまく統合されていくということが、終着点として非常に重要だというふうに思っております。同時に、それが可能になる制度やあるいは環境の整備ということが伴って、それができるということを考えますと、時間軸というものが必要だというふうに思っております。

したがって、意見書のところの2点目に書かせていただきましたけれども、最終的には、特に先ほどの出力制御時のプレミアムの取扱いでございますけれども、F I Pを導入をして、その導入の状況をきちんと把握をしていきながら、その選択肢というものがどういうふうに、いつ導入できるかということを検討していくということが、よいのではないかというふうに思っております。恐らくF I Pが、うまくこの制度が機能していくことを確認をするということが、制度運用上は初期の段階で必要だというふうに思っておりまして、その意味で意見を出させていただいた特に2点目について、改めて意見を申し上げたいと思います。

どうもありがとうございました。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では、私が申し上げた元の順番に戻りまして、桑原委員、お願いいたします。

○桑原委員

桑原です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。

○清水新エネルギー課長

はい、聞こえています。大丈夫でございます。

○桑原委員

ありがとうございます。

事務局案についていろいろと御意見が出ましたが、私としては、将来的な市場統合を目指しつつ再エネ導入を促すという方向を目指してF I Pを導入するに際しての、導入時の制度案としては、事務局案におおむね異論はございません。その上で何点かコメントをさせていただきます。

まず、オフテイカーリスク対策についてです。資料の41ページの「利用可能な条件」の欄に、「認定事業者の責めに帰することができない事情」の一つとして「契約破棄」というのが挙げられておりますが、これが具体的にどのような場面を想定しているのか、もう少し明確化したほうがよいのではないかと思います。

例えば、契約期間が終了した場合で相手方から更新を拒絶された場合、これは契約破棄という言葉にはあまりなじまないと思いますが、これが含まれるのかどうかといった点を明らかにすることが考えられるかと思います。

それから、この「利用可能な条件」の欄の下の方に※印で、「一時調達契約はあくまで特別措置であり、認定事業者は、不当な契約解除を回避するような条項を契約に設けておくよう、努めるべきである」と記載されています。これが具体的にどのような契約条項を想定しているのか、また、そうした契約条項を入れるか入れないかで利用可能性に影響が出るのかといった点も明確化することが望ましいのではないかと思います。

また、利用可能な条件をどこまで厳しくするのか、あるいは緩和するのかというのは、一時調達価格、利用可能な期間について、ディスインセンティブが働くような仕組みになっているかという点とのバランスの問題ではないかと思います。事務局案にある基準価格の80%というのが、ディスインセンティブとしてしっかり機能するというのであれば、先ほど申し上げたような、例えば更新拒絶を受けたというような場合も対象にしていくことが考えられるのではないかと思っております。

それから次に、出力制御発生時のプレミアムについてです。45ページにありますように、F I

P制度の運用実績がない中で、これもいろいろ御議論がありますけれども、投資回収の予見可能性を損なわないようにするという観点は重要ではないかと思われまので、出力制御が発生するような時間帯にプレミアムを払わないとすれば、これに見合う何らかの措置が必要になるということとは理解できると思います。

46ページによれば、ドイツやイギリス（英国）についても、一定の補償の仕組みが入っているように拝見いたします。ただ、こうした補償の措置の対象となる額をどのように算定するかを含め、プレミアムを払わない場合の補償についての制度設計が複雑になり過ぎることも懸念されますので、少なくともF I P制度の運用を開始する初期段階に当たっては、あまり複雑化させない制度とする、すなわち、プレミアムについて払わないといった措置は取らないほうが、簡潔で分かりやすいのではないかと思います。

それから最後に、冒頭でも申し上げましたように、私としては今回の事務局案についてはおおむね賛同いたしますけれども、これも何人かの方から御指摘のありましたように、今後の蓄電池等の技術革新や市場環境の変化に応じて見直しを行う必要はあると思いますので、そうした将来的な見直しの余地ということも、制度設計をするに当たって念頭に置いておく必要があるものと考えております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは次は、長山委員、お願いいたします。

○長山委員

ありがとうございます。4点ほど発言させていただこうと思います。

まず27ページなんですが、4ポツ目で太陽光、風力について、平均的な発電特性を踏まえた加重平均ということには異議ありません。ただし、5ポツ目の、各一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績がありますんですが、これは前回は発言させていただきましたように、例えば九州では福岡と鹿児島は日射量が……

○山地委員長

長山委員、ちょっと音声の調子が悪いようなんですが、マイクの使い方かな。

○清水新エネルギー課長

長山先生、聞こえておりますでしょうか。少し音声がかえにくいか、途切れてしまっておるんですが、何か回線なりマイクの工夫とかということを少し考えて、可能であればお願いいたします。

○長山委員

特に何もしないんですが、聞こえておりますでしょうか。

○清水新エネルギー課長

長山先生、そういたしましたら、事務局の方で電話をつなげさせていただきまして、後ほど御発言をいただくタイミングをつくらせていただければと思いますが、ちょっと調整させていただきます。恐縮でございます。

○長山委員

了解しました。

○清水新エネルギー課長

すみません。至急対応させていただきます。

○山地委員長

じゃ、長山委員は今のような対応をしていただくことにして、次に予定されている新川委員、お願いいたします。

○新川委員

新川です。

私は2点ですけれども……

○山地委員長

ちょっと声が小さいので、少しマイクに口を近づけていただいて。

○新川委員

はい。

1点目が41ページ、一時調達契約の部分です。コメントは2つで、1点目が利用可能な対象というところにあるとおり、一時調達契約を締結する適格性があるかどうかということを引きちんと示す資料の提出というのは必要だと思うので、「させるべきではないか」と書いてありますけれども、一送が一時調達契約対象かどうかをきちんと判定できるように、必要な適格性についての資料提出というのは要求する必要があるというふうに思います。

2点目が利用可能条件ですけれども、先ほど桑原先生がおっしゃっていた、契約破棄というところをどこの範囲まで入れるかというところは、私も問題だと思います。法律のほうを見ると、支障が生じた場合に依じて当該事象が認定事業者の責めに帰すことができないものとして省令で定めるケースというふうに書いてあるということと、支障が生じた場合というのをどこまで捉えるかということですが、契約破棄と並行して並んでいる破産とか事業廃止というのと同等のもの、契約破棄という意味がよく分からないんですが、破棄というのは解除という意味なのかなと思っ

たんですが、要するに、契約していたところを相手方、こちら側の責めに帰すことができない事情で先方が、結局、受電ができなくなり、かつ、それが一定期間続くようなシチュエーションが、破産とか事業廃止と同等の影響があるものだと思うので、そういった意味で一時的にたまたま債務不履行で相手方が受電しないというようなケースでは該当しなくて、もっと長期的に買い取りできないような状態が発生したケースに限定する必要があるんじゃないかと思うのが一つと、もともと存在していた契約の中で想定されるようなケース、例えば契約が終わって更新しないというようなのは破棄じゃなくて、それはもともと契約書がそうなっているんだから当たり前のことなので、そういったものを含めるべきではなくて、存在している契約がそのまま履行されない、相手方の責めに帰すべき事由によって、その履行されない状態が一定期間継続するんだけど、それはこちら側の事業者、認定事業者の帰責性ではないというケースに限定して、この契約破棄のケースを設定する必要があるんじゃないかというふうに思いました。ですからこの部分は、もうちょっと具体的な省令で定めなきゃいけないだと思いますけれども、のときに、そういった限定的なケースにするようにしておいたほうがいいんじゃないかというふうに思った次第です。

これはこれまでで、あとは最後は出力制御のときのプレミアム、その他の論点で挙がっているところですが、出力制御が発生したときにプレミアムを払うかどうかというのは、結局この物の考え方というのは、参照期間の取り方をどの程度の期間で取るのかという議論とセットで考えるべきところだと思うので、そこについては松村先生が最初に、参照期間はもうちょっと長期で取る必要があるんじゃないかとおっしゃっていましたが、一定の参照期間とかの設定のあれを見て、その期間を見て、それに見合うように発電事業者のサイドも事業計画を立てていくと思うので、というふうに思います。なので、そちらの議論ともリンクするんじゃないかと思うんですが、ただ、出力制御は突然発生するので、出力制御のときにプレミアムを払わないというふうにすると、もともと当初立てていた事業計画が狂うのは間違いないので、そういった意味では、再エネのFIPへの移行というのを促そうと思ったら、ひょっとしたら事務的に修正する必要があるのかもしれないんですけども、当初は、出力制御期間もプレミアムを払うということで制度を始めてみて予見可能性を高めておいたほうが、政策的にはよろしいんじゃないかなというふうな感想を持ちました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、長山委員との音声の連絡が改善されたようなので、電話を通して長山委員から御発言いただきたいと思います。

○長山委員

ありがとうございます。聞こえますでしょうか。

○清水新エネルギー課長

長山先生、聞こえていますでしょうか。

○長山委員

はい、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

電話の音は聞こえているんですけども、皆様に聞こえているかどうかですね。

○長山委員

ちょっとまだ駄目みたいなので、すみません。

○山地委員長

どうもハウリングが起こっているようですね。

○長山委員

飛ばしていただいて結構です。すみません。

○山地委員長

もっと調整してから、また長山委員に戻りたいと思います。

元の順番に戻りますと、次は大石委員でございます。よろしく申し上げます。

○大石委員

大石です。聞こえておりますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫でございます。どうぞ。

○大石委員

2つ質問と、それから意見が2つあります。

まず、論点4の卸電力取引市場の価格の参照方法ですけれども、このスライド22のところ、日本の場合は今回、スポット市場のみならず時間前の取引量も参照にするというお話でした。スライド21の諸外国の例を見ますと、ドイツやフランスでは、特にドイツのように市場前の取引量が多いところであってもスポット市場のみを参照する卸電力市場となっているわけです。なぜドイツがスポット市場だけを参照しているのか、加えて、日本はなぜスポット市場以外の部分もプラスしているのかというところを、もう一度教えていただきたいというのが、1点目の質問です。

それから2点目の質問として、スライド24のところ、最後のまとめとして、市場参照時期は当期とすると最後のポツのところに書いてありますが、上から4番目のポツの説明を読みます

と、最後のところについて、市場参照時期については複雑な手続を行わなければ当期の市場価格を参照することはできないという、どちらかというと否定的な内容で書いてあります。しかし、そうであるにもかかわらず市場参照時期は当期とするとなっているわけで、この市場参照時期を当期とすると何がどうよいか、これを教えていただければありがたいと思います。これが質問2つです。

それから意見として2点あります。まずスライド32のbalancing costのところですが、この部分の論点は、私にはかなり難しいのですが、今回FITからFIPになって一番重要になるのは、発電事業者の発電量の確保ということになっておりますが、アグリゲーター、それから小売電気事業者さんがどれだけうまく動けるかというところが、大変重要になってくるのではないかと考えています。ですので、もちろんbalancing costによって調整をするということもあるとは思いますが、一番のキーマンはアグリゲーターであり活躍できる環境をつくるということが一番重要だと思っている、これが1点目の意見になります。

それから最後、スライド44、45の、先ほどから先生方の議論の的になっております出力制御が発生するような時間帯におけるプレミアムの扱いです。国民と言いますか消費者の立場で考えますと、今回のFIP制度は、FIT制度よりも国民負担をできるだけ下げる方向で、しかも、再エネを増やす方向でという方針でつくられたということを基本にして考えなければいけないのではないかなと思います。事業者の参入予見性が下がるということも、もちろんこれも困りますけれども、全体としていかに国民負担を下げながら、少しでも再エネを自立した電源にしていくかということに論点を置いたうえで、ぜひ考えていただきたいと思いました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

質問については、ほかの委員、オブザーバーの方の御発言の後で、事務局から対応していただきたいと思います。

次は岩船委員でございます。その後をちょっと申し上げておきますと、圓尾委員、小野委員、松本委員、秋元委員、この順番でいきたいと思います。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員

ありがとうございます。

私は出力抑制時のプレミアムのところに意見したいと思います。一番最初に、松村委員が御発言になったことは非常にごもつともだと思いました。予見可能性が低くなることと収益性が低く

なることは違うということなので、その点は留意して制度設計を進めるべきではないかというふうに思います。

基本的に市場価格というのはメッセージであるべきだと思うんです。F I Pが入ることでちょっとそこが弱まる可能性はあるんですけども、基本的に市場価格はメッセージであるべきで、となると、ゼロ円になるときの発電というのは追加的には全く価値がないということなので、そのときにプレミアムが発生するというのは、ある意味間違ったメッセージを送ることになると私は思います。

それ以外の時間のプレミアムの額を増やすとか、そういう話はあるんですけども、要するに、あとはエリア間で補正すればいいのではないかと、プレミアムは一定にしてエリア間で補正できればいいのではないかというふうに思います。地域によって出力抑制が多く発生するところは、その種の電源の追加が必要ないということで、その出力抑制を受けてもなお経済的に成立する条件のよい電源が形成されればいいということで、そうすると、日本全体のプレミアムが固定できれば、出力抑制の少ないところがプレミアムが高くなるということで、エリア的にそういうシフトが可能になるのではないかと思います。

投資の予見性という言葉がすごく強いメッセージであるわけです。もちろんそれが、それを目指してF I Pは設計されていくべきだとは思いますが、あまりにも安全側を取っていくというのは、結局F I Tから何が違ったんだという議論にもなりかねないので、そこはもう少し市場価格をシグナルにするというのも意識的に検討していただければなというふうに思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では、次、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員

圓尾です。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○圓尾委員

私もこの会議で繰り返し申し上げてきたこととして、プレミアムの付け方は、可能であれば、電気が足りなくてみんなが電気が欲しい時、価格が上がっている時にこそ厚く払って、電気が十分にあって値段が下がっている時、みんなが電気要らないという時にはプレミアムを薄くすべきだ、そういう使い方をすべきだ、と繰り返し申し上げてきましたので、冒頭、松村先生がおっし

やったことには全面的に同意します。

特に、出力抑制時にプレミアムを支払うのは、私は全くやってはいけないことだと思っています。それは、大石委員も触れられましたが、もともと3年前ですか、この会議が立ち上がった目的とか経緯とかを考えていただければと思います。国民みんなで薄く広くお金を負担しながら、FIT制度で再エネを育ててきて、順調に育った一方で物すごく負担が増えてしまい、これ以上、国民負担を増やさずにどうやって再エネをさらに拡大していくかと知恵を絞ってきたわけですね。

つまり、言い方を変えると、限られた資金、国民から集めたこのお金を、いかに効率的に使っていくかを、みんなで知恵を絞って考えていかなきゃいけないのに、なぜ、電気が余ってもう要らないという時に発電する者に対してプレミアムを支払わなきゃいけないのか、というのは、私は一個人としても全く納得がいきません。国民にこれだけのお金を払ってもらっていて納得いく説明ができるかという、全くできないと思います。

そこだけで終わるわけではなくて、資料にも書いてあるように他国の例を見ても、例えば、それ以外の時間帯で、なくなった分のプレミアムを乗っけて金額で補正をしたり、イタリアのように期間を延長したりとか、いろいろな形で事業者から見たトータルのプレミアムの受取額が一定になるような補正をする前提に立ったときに、それでもなお予見可能性がないと言うのは、全く理解ができません。

何人かの委員も、例えば荻本先生とか岩船先生もおっしゃいましたけれども、FITと比べれば予見可能性が下がるのは当たり前の話であって、そこをベースに議論をしていたら、ではFITにしていればいいじゃないかという話になると思います。そうではなくて、主力電源としての役割を担ってもらいたい、また国民から集める資金にも限界があるという中で、いかに効率的にこの制度を回していくかということを考えなきゃいけないので、将来どうあるべきかを軸に議論を進めていくべきだと思っています。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では、次は小野委員、お願いいたします。

○小野委員

ありがとうございます。4点ほど意見を申し上げます。

まず、論点6のbalancing costの取扱いについてです。繰り返し申し上げているとおり、本来は同時同量の確保は事業者が自ら負担、対処すべき義務であることを十分考慮した上で同時

同量確保のインセンティブが働く設計とする必要があります。この点、事務局の提案に特段の違和感はありませんが、経過措置の終了時期については明確にすべきと考えます。バランシングコストの算定に当たっては、資料にも記載のとおり、先行する事業者や諸外国の事例を参考にしつつ、国民負担が増大することのないように適切な水準を設定すべきと考えます。

次にオフテイクリスクについてです。41スライドに記載の一時調達契約の具体案について特段の違和感はありません。機能しない、または乱用されるようなことがあった場合は必要に応じて見直すこととされていますが、既認定F I P案件も含めて見直しが可能となるような制度設計をお願いしたいと思います。

次に、出力抑制発生時のプレミアムについてです。複数の委員から意見が出ましたが、本来入札対象となるような事業者にあつては、自社の販売予測の中で当該リスクを織り込み経済合理的に行動することが求められます。この点、圓尾委員、松村委員の意見に賛同します。

最後に、全体として、先ほどの松村委員と大橋委員の御意見は非常に興味深く伺いました。ぜひ今回の審議で結論を出すことなく、事務局で一度精査していただけないかと思えます。最終的な再エネの市場統合が目的である以上、その絵姿を念頭に当面のF I P制度を設計した上で実態に応じて不断の見直しを実施すべきと考えます。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では、次は松本委員でございます。よろしく申し上げます。

○松本委員

松本です。声は聞こえますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○松本委員

それでは、意見させていただきます。

まず、論点6についてですが、バランシングコストの取扱いについては調整は電源個別の事業者には一定の負担を負わせるという考えもあると思えますが、効率的な市場統合を図る上では、むしろバランシングはアグリゲーターや小売事業者など集約する立場の事業者が行うものとしてインバランスの低減にインセンティブを持たせる仕組みを用意して市場統合を図っていくべきではないかと思えます。

また44ページの出力制御時の対象外の事業者へのプレミアム交付を払わないという論点につい

ては、松村委員の御意見は大変参考になりました。圓尾委員も御意見されましたが、国民負担抑制の観点からも出力制御時に対象外の事業者へのプレミアム交付は行わないということに同意したいと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では次、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

秋元です。よろしくお願いします。

松村委員等がおっしゃっていることは非常に私も合理的だと思って聞いていて、私も基本的な原則論としてはそういう意見に賛成するものです。ただ、なかなか聞いていて難しいなと思ったのは、一方で政策的に再エネを増やしていかないといけないという大きな目的があって、そのときにどういう制度がいいのか。またFITからFIPへの移行という中でこういった形がいいのかということのをいろいろ考えると、事務局の今回の提案も悪くはないかなという感じで聞いていたところ。要は例えば季節間の再エネの調整みたいなものができるのかということ、水素みたいなものが現実的に入ってくる余地があればそういった調整が可能なので、そういう面ではそういう技術があればプレミアム価格が差がつくことによって調整が可能だということがあるかと思えますけれども、現実にはそういう今の状況の中でそれが可能かということ、なかなかその余地がないんじゃないかという気もしますので、そうすると結局そこにつけたからといってすぐに調整が働くというものではないので、将来的には当然そういう形を取るということは合理的だと思いますけれども、今の改正でやるのかということに関しては少し疑問もあったので、そういう面ですべて事務局の案というものはそれなりに考えられた上でできているのかなという感じを持ちました。

そういう中で、投資の予見性の問題等の関わり、関係が必要で、やはり再エネはそれなりに増やしていかないといけないという要請があるので、もちろん経済合理的に増やしていかないといけないわけですが、そういう意味で例えばファイナンス関係者がこういったいろいろな制度の変更によって再エネ投資をどう考えていくのかといったような、ファイナンス側の意見というものをもう少し聞いてみたいという気もしますので、事務局のほうで、もしそういう御意見等があったり御意見聞いているようであれば聞かせていただきたいというふうに思います。

いずれにしても、合理的には松村先生がおっしゃるような形が望ましいと思いますが、現在の今回の改正でどうやっていくのかということ考えたときには私は事務局の案も一理あるかなと

いう感じで聞いたところでございます。

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。

この後ですけれども、まず江崎委員が御発言御希望です。その後、長山委員に再チャレンジしていただいて、その後、オブザーバーのほうに回りまして、風力発電協会の祓川さん、それから小水力の中島さん、東京電力パワーグリッドの岡本さん、太陽光発電協会の鈴木さん、こういう順番で回していきたいと思えます。

では、江崎委員、お願いいたします。

○江崎委員

まず、松村委員の御意見は本当に改めて原点に返ってということで、何人かの委員もおっしゃっているように、ちゃんと御意見の内容を精査するという作業があったほうがいいのかという意見でございます。

それから、バランスングに関して松本委員がおっしゃったように、将来的にはアグリゲーターをちゃんと育成するということはとても重要だろうという観点は、地域におけるレジリエンシーを上げるという問題、それから自給自足というのはレジリエンシーに関係しますけれども、それを強めるという意味においてはアグリゲーターに関するインセンティブを織り込むというのは重要なことかなというふうに思えます。

それから、出力抑制時のプレミアムを払わないという、プレミアムに関しては払わないというのが私もリーズナブルだろう。そのときに多分エリア間での調整力というお話は岩船委員がおっしゃいましたけれども、これがどのぐらいこれに貢献できるのかというのが、できれば数値的にどのぐらいこれができるのか、できないとすると、それをどのぐらい強めると、そもそも出力抑制というのが減らせるのかというのもちゃんと考える必要があるだろうと思えます。

それから最後には、ルールが複雑になるからシンプルにというような、シンプルのほうがいいに決まっているのは事実ではありますけれども、どの道、紙でこういう作業をやるということではないという前提に立って、つまりプログラムでこの処理というのを多分考えられるだろうということを見ると、複雑さという理由でアイデアなり提案というのをリジェクトするというのは健全ではないのではないかと。複雑過ぎるというのはもちろん問題ではありますけれども、複雑だからというのは考慮するところから下げる方向でいいんじゃないかなというふうに思えます。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、長山委員、もう一度チャレンジということですが。

○長山委員

長山です。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。聞こえております。

○長山委員

手短に。27ページで一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績とあるんですが、太陽光でも福岡と鹿児島は日射量が異なるので県別などの発電量に応じた、より細かい仕組みをつくるべきだと思うんです。というのは、市場統合という意味で今後F I P事業者は自分のところだけではなくてエリア内の同じ電源の発電量が今後20年どうなるかを見ながら発電計画をつくったりF I Pの入札価格を決めたりするので、より細かい設計が必要ではないかと思います。陸上風力はさらに同じエリアでも地理によって風量が違いますので、例えば個別の発電所ごとに計測するなど、そういった工夫もあるのではないかと思います。

あと2点目、30ページでbalancing costなんですけど、これは日本の場合、ドイツと異なってアグリゲーターが育っておりませんので、初めは高めに2円とか2円キロワットアワーとかにして徐々に下げていく方法がいいのではないかと思います。

あと44ページのところで、出力制御になった場合はプレミアムを払わない、出力制御にならなかった場合はプレミアムを払わないといけないと思うんです。ただ、電源間の公平性というのがありますので、F I T電源との間で公平性にするためにプロラタ、同じ比率で制御すべきであるのではないかと思います。ただ、(FIP事業者にも解列時間中のプレミアムを別途補填するより) 夕方等により多く発電するようなインセンティブをつける必要は当然あって、蓄電池への投資も促進するような点で、夕方の需要が高い時期に売電価格を高くしたり、そういったような仕組みが必要なのではないかと思います。

松村先生の意見は全く賛成するんですが、プレミアムをいろいろ動かしたりするのは難しいと思うんです。事務局案であるドイツと同じような感じで1か月ごとに見るということでいいのではないかと思います。ドイツでも過去10年間ぐらいプレミアムを月ごとに見ていますとだんだん下がっていますので、そういった点でそんなに設計が難しくなるようなことはしなくてもいいのではないかと思います。ただ、松村先生の意見は非常に重要ですので、一度紙に書いて、図に描いてプレゼンテーションしていただければ非常にありがたいなと思いました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、今からオブザーバーのほうに移りまして、まず風力発電協会、祓川さん、お願いいたします。

○祓川オブザーバー

祓川です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○祓川オブザーバー

それでは、御報告、御意見させていただきます。

まず論点2でございますけれども、調達価格等算定委員会に検討いただくことに賛同いたしますけれども、F I P制度導入の前提条件となる市場環境整備、すなわち時間前市場のさらなる充実だとか、インバランス低減手段の確保、アグリゲーターの競争市場の確保等々が整った段階での実施をしていただきたいということをお願いします。特に洋上風力については導入実績が我が国ではない段階で早期にF I P制度に移行すると、事業リスクを拡大させて利用投資が停滞するのではないかと懸念しますので、慎重な御対応をお願いしたいと思います。

論点4ですが、基本的に協会内でもいろいろ意見ございまして、例えば市場参照期間を短くするほうが、すなわち1日ぐらいにするほうがいいのではないかとというような意見もございしますが、いろいろ協議した結果、あまり長くするとリスクが増えるという等の観点もありますので、事務局案の1か月が妥当であるというふうな考え方といたしました。

論点6については賛同いたします。

論点9でございますが、基本的に賛同しますが、利用可能な対象として卸電力取引市場での取引ができないものに限るべきというような御提案でございますが、もう少し広く利用可能な制度にするような御検討をいただきたいというふうに思います。

論点外のプレミアムについては、特段コメントございません。

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。

では、次は小水力推進協議会、中島さん、お願いします。

○中島オブザーバー

中島です。よろしいでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。どうぞ。

○中島オブザーバー

ありがとうございます。

3点あるんですけども、重要なのは1点なので、そこを中心にお話しします。

市場価格とプレミアムの金額の関係ですけれども、私は松村委員に全面的に賛成で、価格がゼロに近いときはプレミアムがゼロになる設計が合理的だと思っています。これは再エネ普及の現場という観点からファイナンスの点でそれが重要だと考えています。と申しますのは、今後FIPによって市場リスクにさらされ、今後ノンファームによって出力抑制リスクってダブルのリスクがかかってくると、金融機関がファイナンスをつけるのが非常に難しくなってくるわけです。特にノンファーム接続の下での出力抑制というのは全く新しいリスクですので、金融機関がどうしても保守的になってしまっていて、これが言ってしまうと予見性が難しいという問題になってしまいます。これが出力抑制時の損失リスクがゼロ円に近くなれば、要するに幾ら出力が抑制されても金額で損する部分がゼロに近ければ大きな問題になりませんので、普及拡大に寄与するということだと思います。何人かの意見の方は逆に普及拡大にマイナスだという御意見もあったようですが、私は今言ったファイナンスの観点からすると、出力抑制時の金額をゼロにしたほうがむしろ普及拡大に貢献すると考えています。

あと制度設計上重要なのは、1か月間の総受取金額、要するに1か月、ある種の順調なパターンで発電したときの1か月の受取金額でありますし、松村委員がおっしゃったように、これは1年の金額かもしれないけれども、いずれにせよ重要なのは総受取金額であって、それをどう散らすかについては今言ったことにも配慮していただいて、あるいは変動電源に応じた配慮などもあって、具体的な何らかのモデルをつくって決めるということになると思いますけれども、このモデルをつくるというのがまた複雑という話がありましたけれども、要するにモデルパターンとか計算式とかがあらかじめ決まっていまして、それに基づいた年間受取金額の決め方も決まっていれば事業者は対応できると思います。江崎先生おっしゃったように、計算パターンが決まっていれば、表計算ソフトで十分できるレベルだと思いますので、問題ないと考えています。

あと2点は、1つは入札の話、今日あまり議論になりませんでしたけれども、最初から入札と言われると、またさらにリスクが増えてしまいますので、ある程度運用が進んで相場観が見えるまでは入札という話は小水力に関しては御容赦いただきたいということ。

それからもう一つは、オフテイカーリスクの話その他のところで、市場での最小取引単位という概念が出ていますが、現実的な市場参入規模と最小取引単位は別概念だということを整理いた

だけないかなと思います。つまり最小取引単位の規模の事業者が市場参入しようとする、マックスかゼロに2択でしか入札できませんので、これはあまり現実的な意味はないと思います。例えばですけれども、最小取引単位の10倍の規模だったら10%刻みで入札できるとか、そういうことはありますので、現実的な市場参入規模ということを整理していただけたらと思います。

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。

では、次は東京電力パワーグリッド岡本さん、よろしくお願いします。

○岡本オブザーバー

岡本でございます。聞こえておりますでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。どうぞ。

○岡本オブザーバー

私から1点のみお願いさせていただきたいと思います。

冒頭の松村先生、大橋先生のコメントとも関連いたしますけれども、その特に系統への統合ということの関連でコメントさせていただきたいと思います。

やはり出口が市場への統合ということであるという御指摘、全くそのとおりでというふうに思っております、できるだけそこに早く向かっていただきたい。と申しますのは、市場メカニズムをうまく使うことで、余剰の発生というのがどちらかというと吸収される方向になりますし、VPPと上げDRといったようなこともその中でできてきますので、バランスグループ側で再エネ事業者様も含めてインバランスを見ていただくという形がそういった新しいビジネスを促して、結果として同じようなコスト、あるいは少ないコストで再エネをより大量に系統に統合することにつながってまいりますので、できるだけ市場メカニズムに早く移行できるような、これは経過的なものだということを理解しておりますけれども、その中でもできるだけそういった工夫を促して、出口のほうに近づいていただけるように、そうすることが系統への統合という意味でも大量導入を早期に可能にするというふうに考えておりますので、お願いしたいと思います。

私からは以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では次、太陽光発電協会、鈴木さん、お願いします。

○鈴木オブザーバー

太陽光発電協会、鈴木でございます。ありがとうございます。よろしいでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。どうぞ。

○鈴木オブザーバー

まず、市場の参照期間でございますけれども、少なくともF I P制度の導入当初におきましては1か月とお示しいただいております期間が妥当であるのではないかと考えております。参照期間を1年等に長くするということにつきましては、F I P制度がある程度定着してから、その効果だとかリスク等を踏まえて御判断いただけたらどうかと考えております。

次に、27ページの発電特性を踏まえた価格の参照方法につきましては、例えば太陽光などではエリア内でも発電プロファイルが大きく異なっておりまして、例えば県別より細かい区分での設定がないと、事業予見性が保てない懸念もございます。エリア単位よりも細かい区分での参照方法についてもぜひ御検討願いたいと考えております。

次に、32ページのbalancing costにつきましてはですが、数社からのヒアリングでは0.5から1円/キロワットアワー程度のことでございますが、2020年度からインバランス制度も変わってまいりますところ、現行制度に基づく目安ではなく新しいインバランス制度を含めた検討も必要ではないかと考えております。また、長期的な事業の予見性の確保の観点から調達期間にわたるbalancing costの付与の必要性に加え、例えばドイツの管理プレミアムなどを参考にF I P制度導入当初はより大きなプレミアムとするようなことが制度導入にも資するものではないかと考えております。

最後に、出力抑制が発生するような時間帯におけるプレミアムでございますけれども、仮にプレミアムが交付されず、またその補填等の処理がされない場合、事業予見性が確保できなくなりますので、ファイナンスの観点からもこのような場合は受け入れることができないものと考えております。

一方、45ページにお示しいただいておりますような、例えば投資回収の予見性を損なわない制度設計、出力制御時間帯において供給した電気に対して交付されるはずであったプレミアムの額を正しく評価いただき、その分をほかの時間帯で措置する等の仕組みの構築が可能だとしますと、その具体的な中身にもよりますが、事業者にとっては受け入れることもできるものではないかと考えております。

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。

この後、地熱協会の今岡さんから御発言御希望ですけれども、これで一通りと考えてよろしいですか。

まず、今岡さん、お願いいたします。

○今岡オブザーバー

地熱協会、今岡でございます。聞こえておりますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。

○今岡オブザーバー

ありがとうございます。

まず、F I Pに関する地熱の協会の議論としまして二つの視点がありまして、一つは地熱の電源特性を踏まえますと、運開後の発電所運営について市場統合に向けた実務的な対応というのは十分に検討可能だと思っています。

一方で、もう一つの視点として、御案内のとおり、地熱開発は越えるべきハードルがなかなか多くて、運転開始はおろか事業認定にすら十分にたどり着けていないというのが業界の実情でございます。もし仮に運開後の事業環境があまりネガティブな方向に急激に変わってしまうと、例えば地熱は難度が高過ぎて無理だと事業をあきらめる事業者が出てくるリスクも感じているところではあります。

そういう意味で、協会としても両方の視点のバランスをうまく取りながら、事務局の皆様方とも検討を深めていきたいと思っておりますので、引き続き前広に御相談いただきながら進めさせていただきますと大変ありがたく存じます。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

ほかには御発言御希望ないようですので、前半の議論に関しては委員、オブザーバーからの意見はここまでとして、一部質問もございましたので、事務局で対応できるところはここでお願いしたいと思います。

○下村再生可能エネルギー主力電源化戦略調整官

非常に熱心な御議論ありがとうございました。それでは事務局からコメントを改めてさせていただきます。

大石委員から御質問を頂きました点でございます、ドイツにおいてなぜスポット市場を参照しているのかということでございますけれども、これ、今も変わっていないことが分からないと

ということではあるわけですが、制度導入当初は2012年でございます、その段階ではスポット市場が大勢を占めていた。これに応じてF I Tの回避可能費用もスポットベースでやっていたということが、当初がそうだったから今もそのように存続をしているということだと推測されるというところでございます。

それから、参照価格の参照方法で当期とすることがよい点ということでもありますけれども、これは前回の御議論でも何人かの先生から御意見ありましたけれども、価格と電力量を掛け算をして額を計算するわけでございますけれども、それが違う時期の価格と違う時期の量を掛けちゃうと、その額って何でしたっけと。そのときの額とそのときの量を掛け算すれば、そのときに期待できる収益というのが計算できるわけですが、ずれてしまうと、それが何を示しているのか、その変分という部分がリスクになってしまうという点で、この一致を望むということがそういう声もあり、またそれが合理的であるがゆえに諸外国においても全て当期の価格を参照すると、こういう制度設計になっているという状況でございます。

それから、桑原先生はじめ論点9 オフテイカーリスク対策のところについて、契約破棄の要件を明確化するということで御指摘いただきまして、これは御意見も踏まえて考えていきたいと思っております。

それから、松本先生からbalancing costはaggregatorあるいは小売にというお話もいただきまして、当然F I P事業者が自分でbalancingをやってもよいですし、またaggregatorないし小売にやっていただいても構わないということだと思いますので、それぞれのF I P事業者の状況に応じて有利な選択というのをさせていただくということが最も合理的かと考えております。それを人に委ねるという場合にあっても、こうしたコストというのはどうしても発生をいたしますので、その部分をどう考えていくのかというのがこちらの論点かというふうに考えてございます。

それから、論点4を中心といたしまして、冒頭松村先生から非常に具体的な御提案を頂戴したところでございます。この論点は最後の論点の番号のない論点、出力制御時のプレミアム交付をどうするかという論点。ひいては論点2のような議論と総合的に考えていく必要がある論点なのかなというふうに思っております、本日いただいた御意見も改めて整理をさせていただきまして、次回以降御議論いただければと思っております。

1点だけ補足をさせていただきますと、F I P制度はこれまでのF I Tからいかに市場メカニズムに円滑に移行をしていくのかということ、その中継点となるような制度、これ前回の御審議でも示させていただいたところでございます。これをより市場メカニズムに近い世界にする。市場側から見ると居心地がいいわけですが、今度F I T制度側から見ると非常に

距離が遠い。非常にハードルが高いというような見え方をしてくる。そうすると、F I P電源の対象をどうしましょうかというのを論点2で決めなきゃいけないわけでございますけれども、そのハードルが高いと、そんな難しい制度に移行できませんということになってしまうということで、いかにまさに円滑な移行を促していくのか。その中間地をいかに取っていくのかというのが岡本オブザーバーもおっしゃっていましたが、早く出口の方向に促していくということにもつながっていくのかなということを考えてございます。そのあたり、いかにバランスを取って制度設計するかということが重要だと考えてございますので、この点含めてまた次回以降、議論いただければ大変幸いに存じます。

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。大変熱心な議論をいただいて非常に、決着とはまだ大分遠いところもございすけれども、今後の議論の土台になるものだと思っております。

時間の関係もありますので、後半の議論に移りたいと思います。まず事務局から資料2について御説明いただきまして、その後、資料2に関連してオブザーバーの広域機関から資料3について御説明をお願いしたいと思います。

まずは事務局から。

○小川課長

電力基盤整備課長の小川です。では、私のほうからまず資料2に沿って御説明したいと思います。

今回は前回も御議論いただきましたが、系統増強判断における費用便益手法というのが1つになります。それからもう一つは、来年2021年中の全国展開を目指しているノンファーム型接続、これについて御議論いただければと思っております。

それでは、資料4ページを御覧いただければと思えます。こちら前回御議論いただきました設備増強の際のマスタープランに基づく設備増強というところで、その際に社会的便益を総合的に評価する費用便益評価により増強判断を行うということで、前回の御議論でも費用便益評価というのは非常に重要なものであって、その中身についてももしっかり議論していく必要があるというふうな御意見をいただいたところであります。この詳細については今、広域機関のほうで御議論いただいておりますので、後ほど広域機関のほうからその状況について御報告いただきたいと思います。

続きまして、もう一つのノンファーム型の接続の全国展開についてということで、ページで言いますと10ページを御覧いただければと思えます。まずは現状ですけれども、現在2つの方式の

ノンファーム型接続が行われております。10ページの下に表で整理しておりますけれども、1つは試行型、もう一つは暫定接続と呼んでいるものになります。暫定のほうが設備増強がなされるところにつきまして、まさに暫定的に先行的にノンファームで接続するということでありまして、具体例としては東北北部エリアで行われております。それから試行型というほうは、そういう意味では設備増強の予定はないわけではありますけれども、例えばということで千葉・鹿島エリアで現在行われています。具体例についてはそれぞれ11ページ、12ページに参考として資料をつけております。

今回、全国展開するノンファーム型接続というのは、この2種類のうち1つ目の試行ノンファームということで考えていく。暫定接続の前提になる設備増強については今後のマスタープランで検討していくわけですが、ここでは設備増強なしのノンファーム型接続について御議論いただければというふうに思っております。

続きまして、スライド13ページを御覧下さい。ノンファーム型接続の適用対象になります。どのような送電線についてノンファーム型接続を認めるかというときに、ここでの御提案は基幹送電線、まずは空き容量のない基幹送電線を対象としてはどうかというものになります。広くノンファーム型接続を認めるという意味ではローカル、基幹送電線という上位2電圧よりも電圧の低いところについてもノンファーム型を認めていくという考え方もあるところです。

他方、対象をローカルまで広げた場合には、3つ目のポツにありますような制御対象となる送電線の数が多くなるということ。システムの導入費用が結果的に高くなるといった課題があるということで、ローカル系統への展開の在り方については今後も引き続き検討。今回全国展開、来年中に目指していくときには、まずは対象を基幹送電線に絞ってはどうかという御提案になります。

続きまして15ページのスライドを御覧下さい。全国展開のタイミングになります。来年中というときに、まず来年中に何ができるようになるかということで言いますと、上から3つ目のポツにあります来年中に接続契約の締結をできるようにするというのを目標にしたいというふうに考えております。理由としましては、2つ目のポツにありますけれども、実際にノンファーム型接続を広く認めていきますと、送電線の混雑が実際に生じた場合に、それをどのような形で管理していくか、そのシステムが必要になるということで、現在システム開発を進めております。そういった意味で、具体的な設備ができて実際に物理的に接続するというのは来年中ということではなくて、その先を考えるわけですが、まずもってFIT認定の前提となる接続の契約について来年中にできるようにしていきたいということになります。

具体的な接続、物理的な接続のタイミングにつきましては、現在システムの開発を行っている

ところではありますけれども、そういった開発の状況あるいは具体的な接続のニーズがどのタイミングで出てくるかといったところなども含めて引き続き検討して、今後できる限り早い接続と
いうのを求めていくとしてはどうかというふうに考えております。

ノンファーム型については最後17ページですけれども、全国展開における費用便益評価のプロセス。ここでいう費用便益評価はこの後、広域機関から御説明のある費用便益評価と、ある意味
同じ文言ではありますけれども、位置づけが異なるものなので御説明したいと思います。

まずもってノンファーム型接続、現在既に先行的に行われていますけれども、現在のノンファ
ーム型接続の対象というのは、1つ目のポツになりますけれども、まず広域機関が増強するかど
うかの判断、そのための費用便益評価を行った上で、増強のメリットが少ないということで増強
しないと判断したものについてノンファーム型接続を認めている。これが例えば現在行われてい
る千葉の例になります。こういった費用便益評価をまずもって行うことにしておりますのは、2
つ目のポツになりますけれども、将来的にノンファーム型接続を認めたところについて増強がさ
れるということになりますと、増強に際して費用負担を行う事業者があった場合に、そうしたあ
る意味費用を負担した事業者と費用負担なしでノンファームで接続事業者との間での費用負担を
どうするかといった問題も生じるということで、まずもって増強しないということを確認した上
で、ノンファーム型接続というのを現在行っております。これがこれまで、現在の仕組み、やり
方であったわけですけれども、前日も御議論いただきました今後の基幹系統、設備の増強に当た
っては、これまでの考え方を変えてマスタープランを作成して、それに沿って進めていく。その
際は発電側、ある意味事業者に負担を求めていくのではなくて、それは広く全体で負担していく
という形の方針転換がなされたところであります。

これを踏まえますと、今後、今やっていますような、まずもって費用便益評価を行い、その上
でどの送電線についてノンファーム型接続を認めるかといったプロセスはむしろ不要になりまし
て、広域機関のプロセスを経ずに直接に送配電事業者に対してノンファーム型接続を求めていく
ということによいのではないかというのが17ページの整理になります。

以上がノンファーム型接続についてでありまして、この先19ページ以降はこれまで系統のワー
キンググループで議論された内容についての御報告になります。こちらは簡潔にお示ししたいと
思います。

2点ありまして、1つ目がオンライン代理制御、2つ目が指定電気事業者制度の見直し、いず
れも昨年8月の再エネ大量導入小委員会での中間報告、中間整理を踏まえたものになります。

まず20ページは、出力制御の現状になります。前半の御議論でも御紹介ありましたが、現在の
出力制御、実際に行われているのは九州エリアのみではありますけれども、2018年以降増えてき

ているというところはありません、左下の表にまとめてありますけれども、2019年度は合計74日行われているということがあります。他方、出力制御をできるだけ減らす観点から、この後出てきますオンライン制御というものをどう活用していくかということでありまして、オンラインの制御の設備がついているところについてはもちろん制御できるんですけども、この代理制御はある意味、設備のないところについては、あたかもその制御した抑制を出力の制御をしたかのように扱って、実際の発電は続けられているわけですけども、その分支払いを調整するという形で、これを代理制御という形で呼んでおりまして、その際の具体的なお金の支払いですとか算定方法といった詳細について、このワーキングにおいて御議論いただきましたので、その内容については細くなるので個別には御紹介しませんけれども、24ページ、25ページにまとめています。

それから、27ページに指定電気事業者制度の見直しについてまとめております。これにつきましては現在、東京、中部、関西の三社以外の全てのエリアにおいて、今回指定電気事業者制度の見直しによって、まだこの制度の残っている東京、中部、関西についてもほかのエリアと同じ扱いにするというのが今回の整理になります。その背景としましては、これまでこれらの地域においては事業規模が相対的に大きくて、再エネの導入もまだそれほど進んでいなかったという背景がありますけれども、これらの地域においても導入の拡大が進んでいるということがあります。具体的には28ページの参考の部分に記しておりますけれども、太陽光、風力の東京、中部、関西といったところでも導入、申込みが増えてきているところでもあります。

こういったことを踏まえまして、これらの地域における出力制御の方向についてこれまでほかの地域とは別になっていたところをある意味、全部全国そろえていくということでありまして、このワーキングの報告を踏まえて、今後手続を進めていくことになっております。

以上、後半部分は御報告になりまして、続きまして広域機関のほうから費用便益評価につきまして御説明をお願いできればと思います。

都築さん、よろしく申し上げます。

○都築オブザーバー

資料3に基づきまして少々お時間をいただき説明をさせていただきたいと思います。

この合同委員会でも以前話題となりましたが、マスタープラン検討につきましてはエネ庁と弊機関の合同事務局で、秋元委員、今日もいらっしゃいますけれども、チェアを取っていただき、新たな専門の委員会を設置して審議を開始したところでございます。エネ庁からの要請もありまして、エネルギーミックスの議論の行方はともかくとして、来年の春をめどに1次案を示していく方針でございます。本日、この専門委員会における議論の状況、それから今後の進め方について

て報告をしたいと思います。

費用便益分析につきましては、弊機関ができて本格的増強検討を正面から取り上げた新々北本連系線の増強において、本格的に適用し始めました。この新々北本連系線の評価の際には、便益として、燃料コストの低減、それからCO₂対策コストの削減という、そういう2つの要素で判断をしてきたところでございます。その辺のところにつきましてはスライドの2に記させていただきます。今回のマスタープラン検討におきましても、これが発射台となりますが、先般も御議論があったように、さらなる費用便益分析の高度化について取り組んでまいりたいと考えています。大きく、需要の価格弾力性についての取扱い、それから、便益項目の拡大といった点で課題認識をしてございます。今週火曜日に、今申し上げました委員会を開催しておりますが、基本的にはスライド2の囲みの一番下のところにあるような方針で作業を進めていく方向となりました。

2つありまして、1つ目でございますが、1次案の策定に向けて、時間的制約も踏まえ、これまでの手法を踏襲しつつ、簡易な方法を用いることで短期間で実施可能な評価があれば取り入れていくということ。それから、もう一つですが、その他新たな知見や対応可能な手法などがあれば、1次案策定以降も順次対応していくというものでございます。それでは、今、課題認識を取り上げた2点、需要の価格弾力性の取扱い、便益項目の拡大についてそれぞれ取り上げてまいります。

まず、スライド3を御覧いただければと思います。ここでは需要の価格弾力性の取扱いについて取り上げております。費用便益分析は、社会的便益は消費者余剰と生産者余剰の合計で表され、系統増強の有無でこれがどう変化するかということで評価されていくことになります。新々北本連系線の費用便益評価のときには、電力需要に価格弾力性がないという前提で便益を算定しており、これを反映させるべきではないかという課題が認識されているところでございます。

これについての対応方針がスライド4になります。一言で申し上げますと、来年春目途の1次案では、従来と同様、需要の価格弾力性がないモデルで検討し、エネミの話なども入ってくるタイミングなど、将来に向けて検討を進めていくということにするという方向性になってございます。

このスライドの説明をもう少ししますと、まず先般この合同会議において、2030年度を基本としつつ、その先も可能な範囲で視野に入れていくというような資料になっていたかと思えます。そのときに需要モデルをどういうふうにかけていくのかというのが論点になってまいります。現状では、は既に御想像のとおり、電力需要の価格弾力性は極めて小さい状況にございます。これが、例えば、2030年でも2050年でもいいんですけども将来どうなっていくのか、例えば、デマ

ンドレスポンスとか蓄電池がどのように価格弾力性を引き上げる要素となっていくのかという点も考えていく必要があるかと考えております。もちろん、こうしたところにつきましては、いろんなスタディがこれまでもあるかというふうには思っておりますが、大きな投資が発生し、その後も長期間に多くの方に利用いただくネットワークインフラの持ち方という議論で取り入れていけるような水準に議論のレベルを上げていかないといけないというふうに思っております。

スライド5から3枚ほど参考資料を入れております。スライド5ですが、系統増強の有無の比較で、具体的にどのようにやるのかという点を示した図となっております。

それからスライド6、7の2枚ですが、まずスライド6は上の囲みにもありますように需要曲線が立った状態、すなわち需要の価格弾力性がない状態では、系統増強のみに伴う社会的余剰の変化は総燃料コストの変化と同等になるということを記しており、新々北本のとときに取り上げた燃料費の削減コストを見ていくということに対して一定の支えとなるということを示しているものでございます。

続きましてスライド8にまいりたいと思います。冒頭申し上げました課題認識の大きく2つ目ということで、便益項目の拡大について取り上げてございます。まず、議論を客観化するために欧米との比較をここでは取り上げております。表を御覧になっていただければというふうに思いますが、まず、これまでも入れてきております燃料コスト、それからCO₂コストは我が国も含めて共通となっております。次に、アデカシーが3行目ぐらいのところにあると思いますが、停電量と停電コストをどう見るのかという観点で欧州では入れていて、アメリカのPJMは容量市場で用いているようなモデルを使っています。我がほうでも、容量市場の目標調達量を設定する際に供給信頼度から算定しております。スライドの9を一瞬ちら見していただければというふうに思いますが、容量市場は4年後のマーケットではあるんですが、今回は何十年も先を見通すこととなりますので、相対的に見て足元の供給信頼度で未来のことを記述していくということになるかについては議論の余地はあろうかというふうに思っております。とはいえ、先般、私どものマスタープラン検討委員会での議論においても、この点についてはきちっと踏まえていくべきだという御発言が多かったところでございます。

スライド8にまた戻っていただければと思います。そのところで先ほどのアデカシーというところの下にも系統の柔軟性、送電ロス、系統の安定性といったような項目がございます。こうした点につきましては国際比較というか欧米との比較という意味でいけば、御覧のとおりでございます。

スライド10にいきたいと思います。スライド10を御覧いただければと思いますが、ここでは貨幣価値換算の難しいものの扱いをどうするのかという観点でございます。先ほどスライド8の欧

州の欄の系統安定性の箇所にありますように、補完的に定性的な評価を添える形にしているケースもあります。こうした点をどうしていくのか、今後の検討課題かなと捉えております。

今週火曜日開催したマスタープラン検討委員会では、評価用のモデル、つまり、我が方が分析評価に使うためのモデルを御紹介申し上げ、こうした費用便益分析の手法について議論をいただいたところでございます。本日については、モデルを使った分析方法について申し上げたわけなんですけれども、もう一つ、データをどういうふうにモデルに外生的に与えて分析評価を加えていくのかという点も大きな論点です。先日のマスタープラン検討委員会では、分析手法を論点としていたのですが、電源構成等の入力データ、諸元についてコメントされる方が相当程度いらっしゃいました。とりわけ、特に2050年の温室効果ガス80%減を意識されたコメントがございました。本合同会議の前回会合で、「2030年を基本としつつ、その先も可能な範囲で視野に入れる」となっていますが、この点は十分に議論が必要とっております。前回会合で私自身も発言をさせていただいたわけなんですけれども、ネットワークの設備形成というのは10年先というよりはもっとロングタームも意識しなければならないということとの関係で言えば、2030年は近過ぎるような感じもしております。

ともかくこの点も含めて1次案に向けて何を外生的に与えて計算をしていくのかという点につきましては、この資料でいけばスライド11に記しているように、この委員会でも議論いただくのかもしれないし、マスタープラン検討委員会でも議論することになるんだろうなと思っております。

その際、スライド13、参考資料でございますが、ここだけ見ていただければと思いますが、需要やその電源の構成だけでなく系統構成、系統係数などの情報を入れて、8,760時間断面において広域メリットオーダーシミュレーションを実施していくということになります。このため、計算処理上の問題もあり無限の可能性を、自由自在にパラメータを動かしながら評価を加えていくということは実質的には難しいので、1つに決め打ちをするとは言わないまでも、幾つか絞り込んだシナリオ設定というのが必要になってくようかというふうに思っております。こうした点は、本格的なモデルをいじったことのある方であれば御存じのことかと思えます。来年の春に1次案ということだと、こうした作業工数を考えると、年内には決めていかなければならないと思っております、そういうリードタイムの作業だということを、ぜひ御理解をいただければというふうに思っております。

資料の残りの部分は参考としてございますが、先日のマスタープラン委員会の資料としても公表しておりますが、海外ものを中心に参考資料として添付をいたしました。説明は省略いたします。

以上、費用便益分析についての弊機関の委員での議論の状況、それから今後の道行きについて、今日は委員会での状況報告ということだというふうに認識しておりますので、報告の説明を終わりたいと思います。どうもありがとうございました。

○山地委員長

御説明どうもありがとうございました。

それでは、今説明していただいた資料2と3につきまして、委員、オブザーバーの皆様から質疑応答、自由討議をしていただきたいと思います。先ほどと同様に御発言御希望の方はスカイプのチャットボックスにてお知らせいただければと思います。よろしく申し上げます。遠慮なさらずに御発言御希望の方、チャットボックスを使っていただければと思います。

まず、長山委員から御発言御希望です。

○長山委員

ありがとうございます。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。

○長山委員

資料2の13ページで事務局案としてローカル系統については取りあえずノンファーム接続は認めないというようなふうに見えるんですけども、ローカル系統も含めてできる体制があれば、そこから始めるべきではないかなと思います。

2点目なんですけど、資料3の都築事務局長がお話しされた8ページの費用便益のところなんですけど、貨幣のところ結構重要で、CO₂排出量ですとか、あるいは再エネ導入量というのがその他に入っているんですけど、そこをぜひ入れていただいて、そこが多分出力制御を減らすために一番重要なところだと思うので、そこをなるべく早めに入れていただければなというふうに思います。

3点目、最後なんですけれども、資料2の印象が送電線一本一本の費用便益をやって、それを積み重ねている印象があるんですけど、重要なのは2050年に80%GHGを削減することなので、その国全体としての費用便益の計算をしていただければと思います。その点、前回東電PGの岡本副社長が東電さんがモデルをつくっていらっしゃるようなことをお話しされていたので、ぜひこの場で東電PGの岡本さんにプレゼンをしていただければなというふうに希望します。

以上です。3点です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

この後、松村委員、荻本委員、大貫委員、この順番で御発言いただきたいと思います。

では、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○松村委員

まず資料2に関してです。今回はローカルのことは一旦見送って、基幹送電線の混雑というところで認めるということの整理だと思います。これは広域機関の会でも議論されたことで、このような整理にもなっていたと思いますのでやむを得ないかと思いますが、しかしローカルについてもすぐ期待は高いということは十分認識していただいて、先に基幹送電線のほうからやるということ、合理的だと思いますが、後回しにした挙げ句、ずっとやらないということではなく、こちら期待が大きいということは十分認識していただきたい。

それから次に、やり方が変わったということに関して17ページのところで正しく説明されていて、まさにこのとおりだと思うんですが、今までのようなやり方だと費用便益分析をやっていて、その結果遅れるというような側面もあったんですけども、暫定なのか増強を前提としないのかということがはっきりしないものについては接続できなかったという致命的な欠陥というのがあったのが、今回の整理でなくなったというふうに理解しています。これは非常に大きな前進だと思います。事務局案を高く評価します。

その上で、先ほどの御説明で特定負担がなくなって一般負担化するからという説明があったと思うんですが、これ正しい説明だったんですけども、ひょっとして聞いている人が誤解しないかということ若干心配しています。つまりどういうことなのかというと、これ混雑しているところも混雑していないところも一般負担化された結果としてコストが変わらなくなって、結局ある種の混雑しているところに投資が誘導されないかなどというようなことを心配する人が出てくるんじゃないかというふうに思ったんですが、これはちゃんと別のところで今までのようなゆがんだ特定負担というような、そういう考え方ではなく、もっと合理的に混雑したところに立地するところというのは一般的に高いコストを負担する、あるいは逆にそこに立地したほうが望ましいというようなところでは負担が軽減されるというような措置が別途ちゃんと検討されていることなので、そちらに置き換わるというようなことなんでしょうと思います。この点は聞いている人が誤解がないようにということで余計なことですが申し上げました。

それから資料3に関しては、都築さんが先ほどおっしゃった2030年ではなく、もっと先のこと

も考えなければというようなことがとても重要な点だと思います。今回は取りあえずお尻が切られているというか、報告しなければいけないデッドラインというのがあるわけで、そこでできることが限られるということはもっともだと思いますが、マスタープランというのに関しては期待がすごく大きいということを考えて、それで一旦今年度中に報告したらそれで終わりということでは決してないと思いますので、長期というのを見据えて、今、仮にすぐにはやれないことでも十分に検討を継続していくべきだというふうに思いました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、荻本委員、お願いいたします。

○荻本委員

荻本です。よろしく申し上げます。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○荻本委員

基本的に今、松村先生が言われたのに同意でございます。それに付け加えることとしてということは何点か申し上げます。

まず、OCCOさんの資料3から申し上げたいと思います。非常に長いレンジの検討なのでなかなか難しいということがございます。その関連として何点かお願いをしたい。

第1点は、分析を行う前提として、資料にも若干記載はあったわけなんですけど、例えば電源がどこにどのくらい想定されるのか。これはこの委員会も含めてというような御発言もございましたが、これはとても重要な、結果に大きな影響を与えますので、この議論を十分尽くして、それに基づいてOCCOさんがやるということにしていきたい。また、電源だけではなくて現行の制度に加えて将来の制度の変更をどこまで入れるのか。例えば今、議論されているノンファーム接続というものを前提にして検討するのか、またはもう一歩先を入れて検討するのか、そういう運用の制度をどこまで前提に取り入れるのかということも重要なファクターになりますので、そのような検討のやり方をお願いしたいと思います。

それから、先ほど言われたように非常に計算自体も難しい、考え方も難しいという世界になります。これはこれに関わられる御専門の方々の努力をお願いすることになるわけですが、片やステークホルダーの方々、または国民一般がこういう議論を少しでも助けられるという意味では、その検討の前提または結果というものを検討を再現できる程度の粒度でぜひ公開を

していただきたいというふうに考えております。これが資料3に関する点でございます。

それから、ノンファーム接続の全国展開において、ローカルは少し見送りという解釈であろうかというお話もありました。ただ、私思いますのは、全国一律で用意ドンでやるということからは少し漏れるかもしれないけれども、できるエリア、またはチャレンジできるエリアにおいては、それを妨げないというような整理にしていだけないかということを検討いただきたいと思ます。システムであれ、実際の人間のプロセスの運用であれ、なかなか難しいことをやらないといけないということなんですけれども、それを全員でやるということを経済づけるのではなくて、先行してやりたい、やれるということが努力できる、またはそれをやられたところにはそれなりの支援もするというような整理ができるといいかなと思ました。

私からは以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

次、大貫委員ですけれども、その後ちょっと申し上げます。江崎委員、岩船委員といきたいと思います。

では、大貫委員、お願いいたします。

○大貫委員

どうもありがとうございます。適切な音量で聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

聞こえております。お願いします。

○大貫委員

それでは、私は費用便益評価の便益項目について意見を申し上げます。

先ほど長山委員が極めて短い言葉で結論を言われたことと同じことを申し上げます。この場合は非常に難しゅうございますので、少し長々と考えてみたというところを申し上げます。

費用便益評価においては再エネ導入量、CO₂排出量も評価項目とすべきではないかというふうに思っております。電力広域運営推進機関のスライド、資料3の18ページ、これはページ数合っていますでしょうか。前の事前に頂いた資料で見たものですからちょっとずれていまして、18ページにある欧州の費用便益評価では、再エネ導入拡大やCO₂排出量は評価項目とされております。他方、同様に資料3のスライドの8ページに便益対象項目についての表を見ますと、再エネ導入拡大やCO₂排出量に当たるB2とB3は指標なし、つまり検討しないという整理になっております。スライド18ページの下の方を見ますと、これらは貨幣換算が客観的には困難とされております。このことが再エネ導入拡大やCO₂排出量評価項目としない理由なのかもし

れません。しかし、18ページのB 1、B 2の項目を概要を見ますと、計算できるような記述もございませんし、参考のほうの20ページのドイツの費用便益評価の事例を見ますと再エネ導入拡大量やCO₂排出量も考慮されていることが分かります。再エネ主力電源化の観点からしますと、ネットワークの増強は再エネ導入拡大が大きな目的の一つであるはずで、そうであれば、ネットワークの増強によって再エネ導入がどれだけ拡大するのかについても評価することが重要ではないかと考えます。また、再エネ導入はCO₂排出量を減少させることも大きな目標として持っていると思っております。また、CO₂排出量を考慮しないことは費用便益評価において社会経済構成の項目でCO₂対策コストが便益として考慮されていることとの関係でも私には理解しにくいような気がいたします。

もっとも今申し上げた点は社会経済構成の項目の中でCO₂対策コストの部分で評価されているというお話もでございます。もしそうであれば問題はないのかもしれませんが、しかし、再エネ導入の受信料ポイントであるCO₂削減量の減少を括弧つきの見える化して評価しておいてよいのではないかと思います。欧州はそのような立場に立っていると聞いております。

以上のように考えてみますと、以上のような評価項目を増やしますと、例えば再エネ導入量を評価項目とすることが次のような判断を可能にするのではないかと思います。

一方で、便益項目の燃料コスト、供給力コスト、これは完全に評価することになっているわけですが、等々の観点から費用便益評価における費用便益比率はよいけれども、再エネ導入量は少ないというのがあります。他方で燃料コスト、供給力コスト等の観点からの費用便益評価における費用便益比率はあまりよくない。しかしながら、同時に再エネ導入量は各段に多いということも考えられます。後者の場合に費用便益比率の数字が多少低くても再エネ導入量が格段に多い選択肢を選択することもあり得るのではないかというふうに思っています。

以上のような判断を可能とするのであれば、再エネ導入量、CO₂排出量も明確に評価項目に入れるべきではないかというふうに思っております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では、江崎委員、お願いします。

○江崎委員

音の調子、大丈夫でしょうか。

○山地委員長

お願いします。

○江崎委員

最初、松村先生からのノンファームのほうに関してもちやんと導入しなさいということに関しては大変賛同いたしますし、それから先ほど再生可能エネルギーもパラメータに入れろということも非常に大事なことです。と申しますのは、私、データセンター業界、かなり深く関与させていただいていますけれども、電力消費量という需要家としての大きな部分もあるし、それから拡大はSociety5.0を進める上ではデータセンターは必須のインフラになっていくということと、さらに地方展開というのがSociety5.0を実現するためのインフラのレジリエンシーとしては非常に必須になっていくということで、東京に集中しているデータセンターの地方展開というのが非常に大きなポイントになっている。そのときにいつもボトルネックになるのは、かなりの電力量のサイトを選定する、あるいは設定するときに非常に電力線のお話がボトルネックになって、残念ながら事業が展開できないというようなことがたくさん起こっているということがあります。これはある意味、1つの業界の話かもしれませんが、似たようなお話はやっぱり起こっているわけですから、迅速なノンファームを上手に使った形での新しい産業の地方での展開、これは当然ながら首都圏でもあるわけですが、それができるようなことを実現するための加速というのは、ローカルエリアに対してのノンファームの環境の整備というのも併せてとても必要だろうというふうに思います。

それから、報告事項としてされていた出力制限ルールの高高度化に関してのオンラインの代理制御の導入というお話がございましたけれども、これも先ほどのお話にもあったアグリゲーターをちゃんと育てていくということの中にありますけれども、代理で終わらないようにということも非常にここでは強調しておくべきだろう。つまり全てのプレーヤーがしっかりとオンラインで連携するというのが最後の最終的なビューなので、それをなるべく早くするためにアグリゲーターには特にその中のネットワークのデジタル化を進めるようにということビジョンとしてもちやんと出すべきだというふうに思います。

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。

この次、岩船委員ですけれども、その後は松本委員と回していきたいと思います。

岩船委員、お願いします。

○岩船委員

ありがとうございます。

最初は大貫委員のほうから再エネ導入量自体も指標とすべきではないかというお話がありまし

たが、私は再エネ大量導入自体は3E+Sを実現するためのあくまで手段であり、それ自身が目的ではないので、それ自体を指標するというのはあまり賛同はできません。CO₂対策の費用と電力の供給コストが目的変数に入っていれば十分ではないかというふうに思いました。マスタープラン検討会のほうでも私はコメントしましたが、最も重要なのは電源とネットワークの合計のコストを削減していくことだと思います。電源が時間的な制約もあって何らかのシナリオで想定されるというのは承知したんですが、最終的にCO₂削減費用がどの程度になるのか、全体の国民負担がどうなっていくのかというのはしっかり併せて示していく必要があると思います。

あとモデルに関しても、こちらのほうも、ですから時間が限られているというのはよく分かるのですが、同様の分析を既に実施済みのアカデミックなり、あとは電力会社さんなりの知見をしっかりと入れられるように、細かいところは結局専門家でないと分からないところもありますので、そういった人たちの知見を生かせるような仕組みを入れていただきたいと思いました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では、松本委員、お願いいたします。

○松本委員

松本です。意見させていただきます。

ノンファーム接続の全国展開につきましては、松村委員、荻本委員、江崎委員も御意見されましたが、基幹送電線を中心として展開するとしても、ローカル線でもできるエリアにおいては展開してほしいと思います。

それから、日本でも今後ノンファームを展開するに当たって、ファーム接続となっている既存電源の扱いについても本来議論すべきではないかと思えます。例えばアメリカでは連邦エネルギー規制委員会が1996年、電力会社に対して発送電分離と送配電網の第三者への開放、オープンアクセスを義務づけました。電力系統は全ての接続者に平等に開放されていて、ファーム、ノンファームは事業者にとって選択制となっています。これについては発電側基本料金の負担とも関係していると思えますが、電力系統を占有できる権利に対する受益費用負担の議論も必要ではないかと思えます。また、ファーム接続されている老朽火力のフェードアウトの政策手法も検討しなければならない中、ファーム接続となっている既存電源の扱いについても議論が必要だと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

この後、秋元委員から御発言を御希望ですのでお願いいたします。

○秋元委員

秋元です。

簡単にだけでございますが、資料2についても資料3についても基本的に異論ございません。それで資料2についてですけれども、今回基幹送電線ということでローカルについてはかなりいろいろやっぱり広げるとなると相当検討が必要だろうというふうに思いますので、まず進めていくということが重要だと思いますので、基幹送電線に限ってというところに関して賛成するものでございます。

資料3についても、岩船委員がコメントなされたことは全てもっとも非常に賛同するわけでございますが、まず1点申し上げますと、CO₂排出量の話がありましたように、これは岩船委員がお話しになりましたように、コストの中でCO₂コストを乗せるという中でモデルで評価されますので、CO₂排出量は基本的に内生化されているというふうに理解すればいいかと思っています。そういう中で再エネを結果としてどうなるかということはあったとしても、指標化するという点に関してはあまり私も賛成しかねるという感じはしました。

あとアデカシーの考慮というのは今回入っていませんが、これに関しても非常に重要だと思いますので、将来的にはそういうことを検討していくということは大事だろう。ただ、いずれにしましても時間制約があって、こちらも早く結果をまず出していけないといけないということでございますので、まず結果を出して、その後拡張していくという方針がいいのではないかとこのように思いますので、多くの課題があって、それに対してモデルの中で内生的に解く話とシナリオとして複数のシナリオを置いて比較評価する中で検討する部分と両方あると思いますので、そこを切り分けながらうまく大きな目的に向かって進めていければ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

どうもありがとうございます。

この後、高村委員が御発言御希望で、その後にオブザーバーからの御発言御希望、まず風量発電協会の祓川さん、それから東電パワーグリッドの岡本さん、こういう順番で回したいと思えます。

高村委員、お願いいたします。

○高村委員

高村でございます。山地先生、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○高村委員

すみません、出たり入ったりして恐縮でございます。

基本的にマスタープラン検討委員会のところで検討した内容を反映させながら整理をしていたというふうに思っております、資料の2、資料の3ともに今、御提示いただいている点について大きな異論はございません。

ですので簡単に申し上げますけれども、資料の2については松村委員初めノンファームの接続について、当面基幹系統から始めるということであるけれども、技術的な、あるいは様々な課題を含めてそれにとどまらない検討を忘れないで行っていくということが必要かと思えます。同時にノンファームを展開していくに当たって1点お願いは、進捗状況についてはこの委員会ないしは適切な形で進捗状況については報告がなされることをお願いしたいというふうに思っております。

資料の3についてでありますけれども、2点ほどございます。

1つは先ほど大貫委員から御提起があつて、ほかの委員からもニュアンスの異なる意見もあったかと思えますけれども、私は大貫委員が御指摘になっている再エネの導入量、CO₂削減量についてはやはりできる限り明確に示すべきだろうと思えます。といいますのは、まさに再生可能エネルギーの導入を拡大をしていく、同じ系統整備あるいは系統整備のオプションの中で再生可能エネルギーがどれだけ増えるのか、その違いがどれだけなのかという点は、単にコスト、燃料費だけの話ではなく、やはり国民に対してきちんとどれだけの再エネ主力電源化に貢献をするのか、そしてエネルギーの脱炭素化に貢献をするのかという国の大きな政策目標にどれだけこの系統整備が貢献するのかということをつかりやすくコミュニケーションするという意味で非常に重要だと思えます。その点で大貫委員からの詳細のお考えがありましたけれども、あえて1つ付け加えるとすると、そうすることが電力の需要家が負担をしながら系統整備をしていく上で非常に重要な説明責任の一つでもあるというふうに思うということでもあります。

資料の3についてのもう一つの点は、これは先ほど岩船委員もおっしゃったように記憶しておりますけれども、マスタープラン検討委員会で申し上げましたけれども、特に2030年を越えるような次元のシミュレーションと、あるいはマスタープランをつくっていく過程での様々な作業というのを期待をしているわけでもありますけれども、その際に当然幾つかのシナリオを置きながら電源の配置も含めたあるべき系統の姿ということを示すということが今回のマスタープランの

一つの大きな眼目だと思っています。そのときに今回かなりOCCOさんのほうで欧州の事例等調査をしていただいて、大変丁寧に御説明をしていただいていると思っております、そういったまずお礼申し上げたいと思うんですけれども、同時に類似のシミュレーションなどが行われているケース、これは既に東京電力のPGさんからはそうしたことをおやりのものがあるというふうにマスタープラン検討会でも御指摘がありましたけれども、こうした送配電事業者さんの知見、あるいは場合によっては研究者のそうした類似のシミュレーションなども踏まえて、ぜひ検討をお願いをしたいというふうに思っております。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

先ほどはこの後オブザーバーの方と申し上げたんですけれども、大石委員が御発言御希望ですので、まず大石委員に御発言いただいてからオブザーバーの方に回したいと思います。

大石委員、お願いいたします。

○大石委員

聞こえておりますでしょうか、大石です。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○大石委員

申し訳ありません。それでは、割り込みになりますが発言させていただきます。

先生方の御意見に賛成だということを一言申し上げたいだけです。まず資料2のところ、先ほど松本委員が御発言された点についてです。私も今回はノンファームについての検討だと思っておりますが、やはりファーム接続の見直しということも、これは大変重要なことだと思いたので、ぜひ今後御検討いただきたいというのが1点です。

それから、資料3のところについて、今、岩船委員と高村委員からお話がありましたけれども、やはり国民としても長期でのシナリオといいますか、シミュレーションをぜひ御提示いただくということをお願いしたいと思います。時間がないというお話ではありましたが、大変重要なことですのでお願いできればと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、お待たせしました。風力発電協会、祓川さん、お願いいたします。

○祓川オブザーバー

祓川です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○祓川オブザーバー

それでは、資料2についてでございますけれども事務局案に賛同いたします。試行ノンファーム型接続の基幹系統への早期、2021年の全国展開を推進していただきたいと思います。また、可能などころからローカルについても着手いただければというふうに考えています。

一方、資料3とも絡むことでございますけれども、すなわちマスタープランとの関係の中で、我が国の系統運用の改善、現在はノンファームの全国展開というようなことのお話でございますけれども、併せて先ほど松本委員のほうからお話もありましたけれども、メリットオーダーをどう進めていくか、早期着手あるいは検討等についても並行して検討して行って、それが結果として2050年に向けたマスタープランの策定につながるということですので、その辺についての御配慮も引き続きよろしく願いいたします。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、東京電力パワーグリッドの岡本さん、お願いします。

○岡本オブザーバー

岡本でございます。ありがとうございます。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○岡本オブザーバー

私からはノンファーム接続について、それとマスタープランについて1つずつ申し上げさせていただきます。

まず、ノンファームにつきましては、本日整理をいただきまして誠にありがとうございます。私ども先ほど系統図に赤いところ、基幹系統の空きがなくなっているところという図面がございましたけれども、那珂系統ですとか港北系統ですとか空き容量のないところがございます、新規の発電設備、発電事業者様の接続に関しまして準備が整い次第、ノンファーム型接続を適用してまいりたいというふうに考えております。

それから、ローカル系統につきましても、これは弊社独特のところがあると思っておりますけ

れども、地点が集中しているというところもやはりございまして、6万ボルトあるいは15万ボルトで、それもかなり複数といたしますか、多くの箇所ですきがなくなってお待たせしているという状況がございます。こちらNEDOプロが進めて私どもNEDOプロに参画して検討を進めておりますので、こちら準備が整ったところについて必要なところ、お待たせしているところはノンファームを適用させていただいて、試行という形でも結構なんですけれども、ぜひ進めさせていただけないかというふうに考えております。

それから、マスタープランについて御説明、ありがとうございます。都築様からも御説明ありましたように、大変広域機関さんのほうでかなりのシミュレーションが必要になるんですけれども、そこを進めてまさにいただいているところでございます。現状、広域機関さんのシミュレーションの中では、エネルギーへのコストといたしますか、いわゆる燃料費の部分とCO₂コストが最適になるように8,760時間の需給のシミュレーション、これはシステムを考慮してなされるということをしてございまして、これを進めていただいているところなんですけれども、片や実際にそれはシステム利用がCO₂も含めたエネルギーコストで最適にシステムが使われているという状態がシミュレーションされてございまして、その状態においてシステム増強の費用対便益を見ているものですから、実際の制度というかシステム利用のルールの方がそうならないと、そのとおりの便益というのが出ないということになりますので、システム利用につきまして委員の方からもお話ありましたけれども、ファーム、ノンファームということも今までの中ではございますけれども、全体として、CO₂も含めたエネルギーコストが最小になるようにシステムが使っていただけるように、そういった検討を進めていただければと思っております。

もう一つは、シナリオプランニングといたしますか、今、足元2030年を見据えてやはり検討が急がれているというところがございます、こちら多くの検討が必要と思っております。一方で2050年といたしますか2040年を見据えたというところもあって、そこはやはりシナリオプランニング的になっていくんだろうと思っております、外生的に与えるシナリオの在り方というのはいろんなところで皆さんやられていると思っております、私どももその中の一例にすぎないと思っておりますけれども、進めているものがございまして御説明もさせていただければと思っております。

私からは以上でございます。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

この後、有機資源協会の柚山さん、それから小水力利用推進協議会の中島さんから御発言御希望です。このあたりで一通りと考えてよろしいでしょうか。

では、まず柚山さん、お願いいたします。

○柚山オブザーバー

柚山です。

ノンファーム型接続について意見を述べさせていただきたいと思います。

資料2のスライド9に委員の方からということで、ノンファームの運用としてどの電源から制御されるかという議論は安定供給の観点を踏まえて検討する必要があるという意見が出されております。ノンファーム型接続における出力制御に当たっては、一定の調整力のあるバイオマス発電が不利にならないような制度設計をお願いしたいと思います。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、中島さん、お願いします。

○中島オブザーバー

ありがとうございます。よろしいでしょうか。

○山地委員長

どうぞ。

○中島オブザーバー

一言だけ。松本委員がおっしゃった件について、私もぜひそれをお願いしたいという、それだけのことです。ノンファーム接続の検討を一通りやったら、今度はファーム接続が単に既得権が保護されるだけということにならないように、その費用負担のこととか諸外国の例とかいろいろ検討して柔軟な形になっていくことを希望しております。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

広域機関の都築さんから御発言御希望ですので、お願いいたします。

○都築オブザーバー

広域機関の都築でございます。

私どもの資料に対して、いろいろなコメントをいただきましてありがとうございます。

その中で、まず、もう既に一部御回答的なコメントもあったかと思いますが、再エネ導入量とかCO₂排出量の考慮ということでございます。例えば、私どものスライドでいくと、ドイツの例と書いてあるところ、20ページなんかを御覧になっていただきますと、ここにB1、B2、B3という形になっています。B1には当然、燃料コストやCO₂対策コストの削減を貨幣価値換

算したものが含まれていますが、B2、B3というのはその前提となる数字が記載されているという、そういうものだというふうに思っております。ただ、高村先生からも御指摘をいただきましたように、分かりやすく示していくということ、これ、いずれエネミの話も出てくると思うんですけども、そういったところで示されるものを整合的であるかということも、整理して説明をしていくということでも重要だと思っておりますので、対応してまいりたいと考えています。

それ以外のところについても、今日、もしかするとネガティブに聞こえてしまったかもしれないなど反省をしておるんですけども、その他の項目についても例えば欧州とかでガイドラインなんか載っているところについても、我々も、当然それを踏まえて検討を進めてきて順次対応できるものから対応していくという、そういうスタンスです。この点、御理解いただければと思っております。

それから、類似のシミュレーションについてのお話がありました。当然、どのモデルにも、得手不得手があると思っております。各一般送配電事業者でお持ちの系統解析ツールとの連携・協力関係というのは非常に重要だと思っております。特に、我々のモデルというのは全国の基幹系統を模擬しているような形にどうしてもなるものですから、我々のところでできない弱点というのを、こうした連携を通じて補っていくということが必要だと思っております。その観点で、我々がやっていくシミュレーションも、例えば、各社で相互確認をしていただくというようなことで、これは検算みたいなものかもしれませんが、我々自身のシミュレーション自体の客観性も保ちながら対応していきたいと考えています。

この点、補足的に説明をさせていただきました。ありがとうございました。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

都築さんには今までの委員、オブザーバーの御意見に対する対応をしていただきました。

ほかに御発言御希望は特にございませんでしょうか。よろしいですか。

後半の議論については事務局案におおむね異論はないんだけど注文が幾つかついたという感じだと思いますけれども、事務局のほうから何かこの場で対応する御発言御希望でございますでしょうか。

○小川課長

いろいろ貴重な御意見をいただきましてありがとうございました。

特に多くの御意見いただきましたローカルのところ、これは記し方があたかも先送りかのような印象を与えてしまったのかなと反省しておりますけれども、ここで言う検討はまさに進めているところでありまして、本日、東京電力さんからは積極的なコメントをいただいております。こ

ここではできるところからやるだけなのか、ニーズが高いところでもやるやらないが送配電によって決まってくるのか、ここはよく整理して考えていきたいなというふうに思っております。

そのほか御意見いただきました本日はノンファームでしたけれども、ファームのところの扱いですとか、あるいは今後の費用便益評価を考える際の一番重要になるシナリオにつきましては次回以降、また御議論いただければというふうに考えております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

後半の議論も含めて全体を通して、そろそろクロージングの時間なので御発言御希望ございましたらお受けする時間ございますが、何かございますでしょうか。特によろしいですか。

それでは、今日も大変熱心に御議論いただきありがとうございました。

本日の委員会ではF I P制度の詳細設計の続きと、それから電力ネットワークの次世代化について御議論いただいたわけであります。いずれも今日の議論の中にありましたけれども、目指すべき、より長期の出口というのは経済的に自立した再エネの主力電源化というところですよ。F I P制度はその間にあるという感じを持っております。F I P制度の詳細設計については幾つかの論点、それから前回からの宿題を議論していただいたんですけども、まず論点9、いわゆるオフテイカーリスク対策で調達契約の具体案ということで、これは多分大きな異論はないんですけども、やっぱり少し細かいところで幾つか新川先生とか桑原先生からコメントいただきましたので、対応していただきたい。

それから一番議論になったのは、論点4の卸電力取引市場の価格の参照方法というところですけども、この中でも参照する市場をスポット市場と時間前市場の価格を加重平均するという点に関しては、御質問等もございましたが、おおむね大きな異論はなかったんじゃないかと思えます。

それから自然変動電源について、各一般送配電事業者が公表するエリアの供給実績を利用して加重平均すること。これに関してはエリア間の差をどう見るか、そこに関しては幾つか御注文もあつたかと思えます。だから、これは特段の異論はなかったというよりはちょっと異論もございましたので、それも含めて対応していただきたい。

一番大きな議論は市場参照期間、事務局案の1か月という提案については、事務局案と異なる具体的な御意見もいただきました。

また、それから前回から宿題になっている出力制御発生時のプレミアムについても、いろいろ両面からの意見をいただいておりますので、これについては今後も整理して、私も制度が複雑と

というのは多分、江崎先生おっしゃったようにシステムとしては対応できるんだと思うんだけど、使う側が本当に分かるかどうかというところは投資の予見性に関わりますので、そこも考えなきゃいけない。なかなかバランスが必要とされる場所だと思います。

それから時間軸があるんです。時間軸でやると経過措置とやるとF I Tのときもそうでしたけれども、なかなか経過措置を最終的に切るときに苦労するというのもあるので、やっぱり制度が始まる前に詳細を十分検討した上で進めていくということだと思います。したがって、バランスコストの話もありますし、それも含めて本日の議論を踏まえて改めて次回以降の検討に向けて整理していただきたいというふうに思います。

それから後半の電力ネットワークの次世代化については、ノンファーム型接続の全国展開については、これは基幹送電線だけやるんですかというような御心配もあったけれども、今、小川課長からも説明があったように、できるところはやっていくんだ、ローカル系統も含めてということです。これはおおむね異論はなかったと思いますので、この方向で今後も進めていただきたい。

それから、広域機関のほうから詳しい説明がありましたけれども、マスタープランにおける費用便益評価の具体的な方法でございますけれども、これはいろいろコメントもいただきましたけれども、やろうとしていることに関しては皆さん支持をしているというふうに私は理解しました。したがって委員の皆様からいただいたコメントを踏まえつつ、引き続き事務局と連携しながら今後のプロセスを進めていただきたいというふうに思います。

さらに、事務局からオンライン代理制御の導入とか指定電気事業者制度の見直し等について説明がございましたので、系統ワーキンググループにおける議論の結果を御報告いただきましたが、今後はそれを踏まえて省令改正等の手続を速やかに進めていただきたいというふうに思っております。

というのが私の今日、皆さんの御意見を伺っていた取りまとめということでございます。

それでは、次回の開催について事務局から御説明をお願いいたします。

○清水新エネルギー課長

事務局でございます。

次回の委員会につきましては、開催日程が決まり次第、当省のホームページでお知らせいたします。

○山地委員長

ということでございまして、これをもちまして本日の委員会は閉会といたします。

御多用中のところ、長時間にわたり熱心に御議論いただきありがとうございました。

-了-