

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
第38回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

日時 令和3年12月24日（金）8：00～10：25

場所 オンライン開催

1. 開会

○事務局

おはようございます。定刻になりましたので、ただ今から、総合資源エネルギー調査会、省エネルギー・新エネルギー分科会、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38回会合を開催いたします。

本日も朝早くから皆さま、お集まりいただきまして、ありがとうございます。

本日はオンラインでの開催とさせていただきます。トラブルや不明な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メールアドレス、連絡先までお知らせください。

それでは、山地委員長に以後の議事進行をお願いいたします。

○山地委員長

おはようございます。委員長の山地でございます。大変朝早いときからのご参加をありがとうございます。

それでは、大量小委の第38回の会合を始めます。

まず、事務局から本日の資料の確認をお願いいたします。

○事務局

事務局でございます。配付資料がございますとおり、議事次第、委員等名簿、そして資料1といたしまして「電力ネットワークの次世代化」、そして資料2として「再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用」、また参考資料1として、「インバランリスク単価の30分コマ値化と経済的出力制御における取扱い」、最後に参考資料2といたしまして、「改正地球温暖化対策推進法の施行に向けた検討状況」をご用意してございます。

以上でございます。

2. 説明・自由討議

(1) 電力ネットワークの次世代化

(2) 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用

○山地委員長

はい、ありがとうございます。

本日は、二部構成で進めていきたいと思えます。

まず前半は、参考資料1と資料1について、事務局から説明をいただきまして、電力ネットワークの次世代化についてご議論いただきます。後半は、資料2と参考資料2について説明していただき、再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用についてご議論いただきたいと思っております。

それでは早速議事に入ります。まず事務局から資料1と参考資料1の説明をお願いいたします。

○小川電力基盤整備課長

電力基盤整備課長の小川です。

まずは資料1「電力ネットワークの次世代化」であります。

スライド番号2をご覧ください。本日は、大きく分けて4つになります。再エネの出力低減、ノンファーム型接続、そして系統情報の公開と、最後がネットワークの増強になります。資料全体が大部になりますので、ところどころ説明を割愛しながら進めていきたいと思えます。

まずは出力制御、スライド5をご覧ください。こちらは、今月の系統ワーキンググループで示された来年度の再エネ出力制御の見通しになります。これまでは、九州エリアでのみ発生していた出力制御ですけれども、来年度はその他4つのエリア、北海道、東北、四国、沖縄においても再エネの出力制御が発生する可能性があるということになっております。こうした状況も踏まえまして、系統ワーキンググループにおきましては、こうした出力制御の低減に向けた取り組みについてご議論いただいていたところでありまして。

続きましてスライド番号7です。再エネの出力低減に向けた対策の基本的考え方になります。まずは再エネの出力制御そのものは、いたずらにこれをひたすらにゼロにするというようなものではないという出力制御の意義を1つ目に記しております。一方で、出力制御の抑制を目指していくことが重要という中での基本的視点、例えば3つ目のポツにありますようなS+3Eが大前提といったようなこと、それから4つ目のポツですが、今回はできるだけ包括的なパッケージとしていくこと、さらに時間軸でいいますと、足下で短期に取り組めるもの、それから中長期のもの、今回は短期的なものを中心に取りまとめるはおりますけれども、引き続き中長期的な対策も含めて検討を深めることとしております。

続きましてスライド番号8になります。こちらは対策の全体像になります。左上は、出力制御の効率化ということでのオンライン化、それから左下でいいますと需要対策、さらには系統対策、右のほうには供給対策というところでありまして。

まずは出力制御の効率化、9ページをご覧ください。こちらは再エネの発電設備のオンライン化ということでありまして、オフラインで出力制御、前日段階で丸一日止めてしまうということよりも、当日の状況を見ながら、オンラインで制御するほうが全体の制御量が少なくなるということでありまして。

9 ページ下の表を見ていただきますと、オンラインの切替率は、エリアによって大きな差があります。オフラインのものをできるだけオンラインに切り替えていく、それが発電事業者にとっても出力制御が生じると、経済的に利益になるということで、例えば九州においては、この1年弱で切替率がほぼ倍増しております。今後ほかのエリアにおいても、出力制御が見込まれる中で、次の10スライド目になりますけれども、それぞれの関係者、国はもとより事業者団体、さらには送配電事業者において、このオンライン化のメリットというのを周知して、なるべくオンライン化、事業者が自発的に進めていくことを促していくということを記しております。

続きまして、供給面の対策になります。スライド11になります。再エネの出力制御の低減を図る上で、火力などの発電設備の最低出力の引き下げ、これは一つ有効な方法になります。現状でも一定程度、例えば50%、あるいは発電設備によっては30%といった形での最低出力がガイドラインで定められております。こうした中で、さらにどれぐらい引き下げることが技術的に可能かというところ、例えばメーカーヒアリングなどを行ってきたところでもあります。

その結果、次の12スライドですけれども、新設の場合、最新の設備であると、20~30%というのも一般的になっているということがありますので、こういった最新の技術動向も踏まえて、最低出力を引き下げる方向で検討していくとしております。こちらは新設についてでありまして、既存設備については、必ずしも新設と同様の扱いにはならないということ、これは12ページの下半分に記しているところでもあります。

他方、再エネの出力制御が現に発生しているようなエリアにおいては、義務的というよりは協力ベースで、なるべくこういった最低出力を引き下げる方向での協力を求めていくという点、下から2つ目のただし書きに記しております。

また次の13スライドでありますけれども、調整力として一般送配電事業者と契約する場合には、ガイドラインの基準を下げた場合に、これが直ちに適用される可能性がある、現行制度はそうなっているというところを踏まえて、こちらについては、今ある発電設備がガイドラインの改定によって、直ちに市場参加できなくなるといったようなことがないように配慮して進めていくという点を記しております。

続きまして14ページは需要対策、なるべく市場メカニズムを通じて需要をシフトさせていくということを記しております。

さらに15ページは系統対策、こちらは時間を要しますけれども、現在進めているマスタープランに基づく取り組みなどを今後とも進めていくとしております。

続きまして、金銭的精算を含めた出力制御の在り方、こちらにつきましては、系統のワーキングではなくて、この本小委員会においてご議論いただくこととしていたものであります。本日は、特に海外の状況などをご紹介しつつ、また今後の議論の方向性についてご議論いただければと思います。

まずはスライド17になります。金銭的精算という意味は、再エネの出力制御が行われた

場合に、例えば現在、日本においては、出力制御を受けた事業者に対しての金銭的な支払いというのは特に行われておりません。一方で、17 ページの上から3つ目でありませけれども、こういった現状に対して、再エネの導入のさらなる加速化を図る観点から、今の制度の見直しというのを求める声があることも事実であります。

この点、海外においては、出力制御の理由、需給制約による場合、供給が需要を上回る場合の出力制御につきましては、基本的に金銭的な支払いといった形のものはいわれていないというところでもあります。一方で、系統の制約、系統が混雑している場合、この場合は特定の送電線ということになりますけれども、そういったミクロ的な事情による出力制御の場合には、何らかの金銭的精算が行われているということがあります。こういった違いも意識しつつ、今後の再エネの導入の加速化を進める中で、出力制御に対する金銭的精算の在り方について、どのように考えるかといった点でありまして。

例えば系統制約に関して、海外と同様に考えた場合にも、足下、日本において、将来的に、市場主導型という方向を目指して、混雑しているところには、混雑していないところへの立地を目指す中でこの金銭的な精算ということについてどう考えるか。以前、この小委員会の場合においてもご意見を幾つかいただいたところでもありますけれども、改めてご議論いただければと思います。

海外における再エネの出力制御の状況につきましては、スライド22にまとめているところでもあります。金銭的な精算につきましては、スライドの下半分に記しております「費用精算」というところになります。そのうち、需給制約、系統制約と2つに分けた場合に、需給制約というところを横に見ていただきますと、イギリスのところでは三角というのはいまありませんけれども、基本的にアイルランド、ドイツなど、バツという形となっております。

一方で、系統制約につきましては、アイルランドで丸、ドイツでも丸といった形になっております。ここに挙げている国、もっとほかにもいろいろな国がある中で、取りあえず手元で把握しているものということでお示ししているの、これが全般的な傾向を示しているかという点は引き続きしっかり見ていく必要がありますが、一例としてこういう形になっているというところでもあります。

そうした意味で、この後23ページ以降は参考として、海外の状況を記しております。例えば25ページになりますけれども、イギリスにおきましては、直近の出力制御率で見ますと4.8%ということで、年々増えているというところでもあります。また、費用精算額も2.8億ポンドというところでありまして、数百億規模に上っている、特に直近は相当増えているというところがあります。

また、ドイツにおきましても、スライド31になりますけれども、直近再エネの出力制御率は約5%ということでもあります。

このうち費用精算、主には系統混雑によるものということで、費用精算が行われているわけですが、生産額が約7億ユーロということで、こちらは1,000億円近くになってきているところでもあります。一方でアメリカは市場の形が違うというところで、PJMの事例

をその後に付けております。

続きまして全体の2つ目、ノンファーム型接続の適用の在り方になります。スライド 36 であります。来年4月を予定しているノンファーム型接続の全ての基幹系統への適用、空き容量のない基幹系統につきましては、1つ目のポツにありますように、本年1月に全国展開しております。来年4月に予定しておりますのは、空き容量のあるところも含めてですので、全ての基幹系統への適用というところであります。その進め方につきましては、本日ご議論いただければというふうに思います。

まず37ページ目になります。現状、この1月から始まったノンファーム型接続というのは、空き容量のない基幹系統に適用ということでありますけれども、その基幹系統に連なるローカル、さらに配電に接続する電源も原則ノンファームとなっております。言ってみれば、一番上が詰まっている以上、下に空きがあってもそれらがファームではつなげず、ノンファームになるという形であります。そうした中で、来年4月、全ての基幹系統についてノンファームとしたときに、そうすると、日本全国あまねくその基幹系統につらないローカル、配電、全ての電源がノンファームになるということで、本年5月に一度整理いただいたところでもあります。

一方で、本年1月からのノンファーム型、これは空き容量のないところでのノンファーム型接続というのを全国展開してきている中で、幾つか課題も生じてきております。3つ目のポツにありますけれども、ノンファームで接続する場合には、遠隔の出力制御機器が必要ということになります。一方で、一部の電源、例えば中小水力、バイオマス、地熱などにおいては、こういった出力制御機器というのが必ずしも十分に開発されていないといった現状があります。太陽光や風力であれば標準的に整備されておりますけれども、他の再エネ、ものによっては、この遠隔の出力制御機器というのが普通に手に入らないことがある。

そうした中で、このノンファーム型接続を来年4月に全ての電源に適用しようとした場合には、こういった電源種の扱いについてどうするかといった課題が生じているというところでもあります。

また、来年4月はノンファームに全てなるというところにつきましては、発電事業者の間で必ずしも十分に、来年4月で切り替わるというところが認識されていない可能性があるというところでありまして、来年こういった形で対象をどうするかというところにつきましては、事務局において改めて課題を整理した上で、次回以降、仮方針をお示ししていければというふうに考えております。

37ページの下ですけれども、ノンファーム型接続の適用のスケジュールをお示しております。基幹系統、ローカル、配電とありまして、まずは基幹系統からということで、来年4月が全基幹系統への適用というものであります。一方でローカル系統への適用というのは2023年の3月ごろということで、まだ先であります。

先ほど申し上げた、全部の基幹系統にノンファームを適用した場合に、その下のローカル、配電も自動的にノンファームに切り替わるというのは、この2023年に予定しているローカ

ル系統のノンファームというのとは少し別の形になりますので、その点も今後きっちり整理して、お伝えしていく必要があるのかなというふうに考えております。

ノンファーム型接続における課題として、もう一遍 42 ページをご覧くださいと思います。これまでもご指摘があったところではありますけれども、まだ十分整理されていない点としまして、容量市場や需給調整市場への参加があります。現状、ノンファーム型電源は、これらの市場へ参加できないという形になっておりまして、例えば来年 4 月をもって全ての電源が原則ノンファームとなった場合に、こういった市場参加の道が閉ざされる可能性があるところでありまして、今急ぎ、関係機関において検討を行っているところ、対応方向について検討を行っているところでもあります。

続きまして 3 つ目、系統情報の公開・開示の在り方です。まず 47 ページ以降は、現行の規定、それから海外の例と、欧米の例を参考として記しております。

今回は幾つかテクニカルな点、まずは 53 スライドをご覧くださいと思います。これは出力制御のシミュレーションに使うためということでの系統情報の開示の請求、現行は運転開始前の 1 回となっているものをもう少し増やせるようにしたらどうかというご提案になります。

同様のものとして、次の 54 スライドでありますけれども、現行はこの開示請求は接続検討を申込み済みということを条件としております。この点、今後ノンファーム型接続での公募参加というのが見込まれる中で、この洋上風力に関して公募開始時点で事業性の判断を行う必要があることから、この公募への参加予定者も開示請求者に含めてはどうかという点であります。

3 点目は 58 ページ、火力などの燃料種別の情報公開になります。本小委員会でも既に、可能な限りリアルタイムに近く、電源種別に公開する方向ということとしておりました。ただどういった形でというところで、燃料種別で出すことに対する懸念も発電事業者から示されていたところでもありますので、リアルタイムでは合算、一定期間経過してから燃料種別での公開といった形ではどうかというふうに記しております。またそのタイミングは、システム改修を伴うということで、遅くとも 2023 年度中の公開を目指すという点を記しております。

続きまして最後、系統ネットワークの整備になります。既に広域機関からマスタープランの中間整理というのが本年 5 月に出されております。その中で 62 ページになりますけれども、幾つかの増強プランにつきましては、これらについて、ある意味優先的に検討を進めていくという提案がなされております。具体的には 62 ページにありますような、北海道と本州を結ぶもの、それから中地域、そして九州～中国ルートといったものになります。

これらの検討をさらに加速化していくという観点から、67 ページにおいて、中間整理をなぞる形ではありますけれども、プロセスを加速してはどうかということを記しております。

中でも、広範囲に及ぶ、そして大容量・長距離といった点での北海道と本州を結ぶ海底直

流送電のプロジェクトにつきましては、いろいろな検討事項、検討課題があるということでありまして、これらについての課題検討を直ちに始めることとしてはどうか。ゆくゆくは広域機関における具体的な計画策定プロセスというのを念頭に置きつつ、検討を同時並行で、さまざまな課題について同時並行で進めていくことが、なるべく早くこのプロジェクトを進めていくという観点から重要でないかということで記しております。

最後、こういったネットワーク整備、ネットワーク構築に関する費用の回収方法ということで、まずはスライド70をご覧くださいと思います。従来、こういった送配電網の整備費用というのは、託送料金を通じて回収されるというものでありましたが、昨年のエネルギー供給強靱化法におきまして、再エネ賦課金を活用した交付金というのも可能になりました。こういった託送料金と、それから再エネの賦課金というのは、どういう形で負担していくのかといったところは、それぞれのプロジェクトで費用便益評価を行う中で決められていくということになります。今後、こういった再エネ導入促進のためのネットワーク整備が進む中で、具体例が積み重なっていくというふうに見込まれるところであります。

そういった中で、託送料金制度につきましては、23年度からレベニューキャップ制というものが導入されることとなります。また、これに合わせてということで、4つ目のポツに記しておりますけれども、託送料金制度の仕組みにおきまして、従来、小売事業者が全て負担してきたものを、一部発電事業者に負担を求めていくという発電側課金の検討が行われてきております。その検討も踏まえつつ、本小委員会におきましても、特にFIT再エネ電源に対する調整措置の在り方というものについて、以前ご議論をいただいていたところであります。

最後のスライドになります。そうした中で、エネルギーを取り巻く情勢変化という点を幾つか記しております。エネルギー基本計画における再エネ目標の大幅な引き上げ、あるいは非FIT電源の重要性の高まりといった点、こういった点も踏まえて、10月のエネルギー基本計画におきましては、導入の可否を含めて引き続き検討となったところであります。

今後の、どのように進めていくか、発電側課金の円滑な導入に向けては、幾つかこういった情勢変化を踏まえて、追加的に検討すべき課題が出てきているというふうにご検討しております。最後のポツに記しておりますような形、今まで23年度を目指しての検討だったわけですが、時期を1年ずらして24年度を念頭に22年中を目途に結論を得ることとしてはどうかとしております。

具体的な検討事項といたしましては、例えば本小委員会でもFIT再エネ電源の調整措置、これもさまざまなご意見がありました。こういった観点で、FIT再エネを念頭に検討を進めてきたところでありますけれども、先ほどの情勢変化、例えば非FIT電源についてどのように考えるか、FIT電源についての調整措置の議論と別途、非FITというのは、これも調整措置、要不要というところからの議論というのがあるというふうにご検討しております。

また、そういった電源投資に対しての支援措置ということでは、また新たな検討、脱炭素電源への新規投資の支援措置という検討も別の審議会で始まっておりますので、そういった支援措置とこういった課金というのもセットで考えていきたいというものになります。

以上、資料1ですけれども、最後、参考資料1について簡単に触れたいと思います。「インバランスリスク単価の30分コマ値化と経済的出力制御における取扱い」というものであります。

まず1ページ目、2015年、6年前に示されていた方針、インバランス精算は30分ごと、コマごとという点、これが、これまではまだシステムが十分そろっていないということでの年間の平均バランスリスク単価というのをういておりましたけれども、今般準備が整ったことから、22年度からこの30分ごとに計算するということのご報告になります。

続きまして3ページ目は、オンラインでの出力制御、代理制御のときの計算方法について技術的な整理を行っているものであります。オンライン代理制御で、まさに代理で制御するようなときに、代理制御、インバランスリスク料というのを計算するときに、受け取る側が、代理でやった分を過大に受け取らないようにということでの技術的な整理になりますので、こちらも併せてご報告いたします。

事務局からのご説明は以上になります。

○山地委員長

ご説明どうもありがとうございました。それでは質疑応答、自由討議の時間とさせていただきますけれども、毎回申し上げておりますが、できるだけ効率的に議事を進めていきたいと思っておりますので、発言は要点を絞って簡潔にお願いしたいと思います。いつもやっておりますけれども、ご発言ご希望の方はチャットボックスに記入して、発言の意思を表示していただければと思います。よろしくお祈りします。あまり遠慮されずにどんどん書き込んでいただきたいですが、いかがですか。

長山委員、それから江崎委員からご発言ご希望ですので、この順番でいきたいと思っております。まずは長山委員、お願いいたします。

○長山委員

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。

○長山委員

まず1点、今回の4項目について1点ずつですけれども、スライド18ですね。下げ調整も入れて市場をつくるということなのですが、これまでは下げの二次は、調整力市場をつくる必要はないという整理であったと思いますが、今回再エネも増えてきたということで、再エネも市場で決まった対価を得られるようになったということに賛成をいたします、という1点目。

2点目なのですが、スライド42でノンファーム電源への容量市場・需給調整市場へ

の参加なのですが、これはPJM等で既にもう進んでいるので、どんどん進めていっていただきたいと。ただ、スライド34に今後のスケジュールのようなものがあるのですが、なるべく目標時期を5年後、10年後というような書き方で明示していただければいいと思います。

3点目、スライド49で情報開示なのですが、出力制御に関して、需給調整が原因の場合は、系統ワーキンググループで出力抑制見通しの数字を出しているのですが、系統混雑に関する情報開示が、まだ容量空きマップぐらいしかないと思うのですが、したがって、今後、ノーダル制を含めた市場メカニズムが導入されていくので、今からでも、季節ごとにもいいですので、系統混雑による出力抑制に関する情報開示もしてもいいのではないかなと思います。

4点目、スライド62です。マスタープランなのですが、地図にあるこの3件を検討、加速することは理解するのですが、例えば北海道からの送電線も2つ例があると思うのですが、北海道の系統が小さいので、系統の安定性とか、送電線が使えなくなった場合の対応ですとか、もしくは北海道～東京への地内混雑への影響等とも、B/Cも含めて、評価していたらと思います。

最後1点だけ、発電側課金で、これは2つ問題があって、1つは費用負担の問題で、すごく単純化しちゃうと、結局既存のFIT事業者に負担を寄せるか、もしくは託送料金で消費者に寄せるかという問題にいくかと思うのですが、これは結局、決めの問題じゃないかと思えます。もう一つは、価格シグナルで立地誘導という点もあると思うのですが、これは今後、ノンファーム電源でゾーン制とかできますので、そこの調整をすべきではないか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。この後、江崎委員ですけど、その後は荻本委員、松村委員と進めたいと思います。江崎委員、お願いします。

○江崎委員

どうもありがとうございます。簡単に2つですけれども。

最初、系統情報の公開と開示というところで、しっかりと公開と開示というのを区別していただいていることに非常に賛同というか、これからも、この公開というのを開示というのをしっかりと、セキュリティーの観点も含めた形でやっていただければというふうに思えます。

それから、公開と開示に関して、これは確認ですけど、多分、研究開発目的でこの情報が使えるよという方法はぜひお考えいただくと、これからの電力システムに関する研究開発の方々が実データを上手に使ってできるということができるのではないかなというふうに思えます。

それから、サイバーセキュリティーが私は担当なわけで、これは電力サブワーキンググル

ープでも広域機関でも非常に認識をしていただいている、今回の方向性というのは、デジタル化の次のオンライン化というのをかなり進めることとなりますので、サイバーセキュリティに関する徹底をぜひ改めて認識して進めていただければ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。では荻本委員、お願いします。

荻本委員、聞こえていますか。

○荻本委員

すみません、ちょっと。それでは申し上げます。

まず資料1について、出力制御の低減をするという点については、系統制御で私も参加しています系統ワーキンググループで議論させていただいた。その現状の議論の様子と状況をご報告させていただいたということだと理解しております。

その上で、私が非常に感じておりますことは、いろんな手が今回の資料でも示されているように、検討されているということなのですが、火力ですとか、新たに設置されるバッテリー、こういうものでは非常にコストが、今は良くてもどんどん、どんどん高くなっていってしまう、これは資料2の世界も一緒なのですが、ということで、PV、風力をはじめとする再生可能エネルギー、新たなメンバーをどう取り込んでいくかということをもっともって考えていかないといけない。

2030年の見通しを実現するという意味では、それを早めに手を打っていくという議論をやっていかないといけないということだろうと思います。最初のほうに記述されている3E+Sが重要ということ、本当に取り込んで、2030年に向けて、われわれが今議論をしないといけないということだろうと思っています。

金銭的出力制御、精算を含めた出力制御ということについては、ちょっと懸念されるのは、それぞれ悪いことではないのですけれども、市場とか制度が小分けにされて、どんどん複雑になっていく、これをどう防ぐか。これはトータルとして運用しやすく、経済的な運用を維持するためにはどうしても必要になります。われわれは足下でいろんな手を一生懸命打つのですけれども、打って、打って、打って、それで非常に複雑なものをつくってしまうと、結局あまり良くないものになってしまっているのではないかというのが私の懸念です。

ということで、いろいろな、金銭的な補償というのを、一番効率的に行えるはずのエネルギー市場の中でどこまで実現できるか。エネルギー市場で実践できないものについては調整力ということでやっていくというようなところが重要だろうと思っています。

ヨーロッパも日本と似ているので、参照されることが多いのですけれども、PJNとして出ていましたアメリカの制度、これはわれわれが参照しているヨーロッパより一歩進んだ制度を最初からやっているところだということで、大いに参考にさせていただくという方がいいのではないかというふうに思います。

2番目のノンファーム型接続のところ、ちょっと細かいですが、スライド36で、

「3E+Sを前提に優先的な」と、「再エネが優先的に」と書いてございます。これはよく読むと矛盾しているのですね。だから、われわれは、S+3Eを前提に全てを考えていきま、この一言でいいのだらうと思います。燃料費がただの再エネは、優先的に結果として系統を利用することができることは、これで担保されるということ、こういうことが一つずつ重要なというふうに思っております。

それから、遠隔のところなのですけれども、ノンファームのリクワイアメントというスライドもござい。ですから、遠隔を求めることを少し緩和するということと、ノンファームの市場参加のリクワイアメントに、遠隔制御機能があるものをどう組み込むか、こういうところを整合的に組み込んでいくということで、少し制度が良くなるのではないかというふうに思っております。

それから情報公開については、とてもいいことだと思っておりますが、前回私が述べさせていただいたように、系統の情報だけではなく、今や系統の重要情報となってしまう再生可能エネルギー出力発電側の情報をどう、公開なのか、開示なのか、これをやらないと分からない要素がどんどん増えていくだけ。最初のうちは、系統のことさえ分かればいいよということだったのですが、洋上の風力が入ってくると、その出力がちゃんと公開されなければ何も分からないということになりますので、これはそういう問題が起こる前、まさに今からやっていっていただきたいというふうに思っております。

ネットワークについては、ずっと申し上げていますが、前提とする電源の配置が重要です。逆に言うと、電源の配置がネットワークを決めると言っても過言ではない。そこにその動向調査というものが行われることになってはいますけれども、その動向調査、ただ聞いたものではなくて、それにどういうスクリーニングを含めて、どの場でどういう判断をして、ちゃんとした電源の見通しをつくれるのか。これがちゃんとあって、おそらくわが国で1兆円オーバーの投資になる送電線の整備がこれから合理的に行われることになるのだらうと思っております。

最後に、こういうものを議論する場、基本として、解析が非常に重要だということを述べさせていただきたい。系統ワーキングの議論の中でも、北海道エリアで非常に徹底的なシミュレーションをやるということになっておりますので、その結果は来年から系統WGの場等に出てくるとは思っております。ただしわれわれの持っている道具、または使えるデータが非常に不足していて、われわれは議論をするものの、定量的な情報がなく、つまり解析の結果を使わずに議論しているということはもはや、今からの日本の電力システムではもう不可能な状態になってきています。これをどう、いろんな場で実現するかということについても、この場で議論していただければよいかなと思います。

以上です。ありがとうございました。

○山地委員長

では、続きまして松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○松村委員

まず再エネの抑制が起こったときの補償に関してですが、事務局からも正しく説明してくださったとおり、立地インセンティブへのゆがみが起こる可能性がある。混雑が起きやすいところも、補償されるのであれば立地してしまうということが起きない、という懸念は全くそのとおりだと思います。私もその懸念を共有します。

立地インセンティブのゆがみについては、本来は、ノーダル制を入れるとか、託送料金、あるいは発電側課金で調整する、あるいは市場価格で調整する。いろんなやり方で混雑系統のディスインセンティブを与えるのは、一般論としてやるべきで、この文脈で特出しすべきではないという整理はあり得ると思う。

したがって、そっちをちゃんとすれば、そもそも今言ったような問題はなくなるわけです。しかし、それが実際に実現するまでには相当に時間がかかりそう、ノーダル制が本格的に入るのは相当先だということを考えれば、この点は落としてはいけないと思います。

将来それが入るのだから、この補償という文脈では考えないという類いの議論は、とても危険だと思っています。発電側課金の議論でも、発電側課金が将来導入されるということを前提にして、いろんな制度改革がされたら、その制度改革を推進していた人たちは、発電側課金というのになったら急に反対勢力になって、反対を言い始めて、結局、導入がずるずる遅れるなんていうことを実際私たちは目撃している。立地インセンティブのゆがみはほかの制度でただすというのは正しい整理であることは間違いありませんが、それが実現することを当然視して、先に抑制の補償を始めるというのに関しては相当に危険だと思っていますので、その点は考えていただきたい。

それからもう一つは、需給と系統の抑制、両方あるわけですが、系統側の問題で抑制があるとしても、少なくとも需給の抑制に関しては、年間 30 日の抑制はある意味で想定して入ってきているはずなので、そこまでは経済的に見ても予見可能だと思います。

そういうことから言うと、需給の抑制と、それから系統側の理由による抑制が、例えば 20 年間動かすということを前提としたときに、そのときまでの累積の抑制率が 8% を超えないような状況下では、その補償は少し早すぎる。議論をするのはいいと思うのですが、導入するのは時期尚早。少なくともそのような歯止めは検討していただきたい。ものすごく大きな抑制率になるというのはリスクだとは思いますが、わずかな抑制率の段階で、むやみに抑制の補償は入らないほうが、私は自然な制度設計だと思います。

次に、容量市場とノンファームの関係なのですが、私はちょっとこの資料に戸惑った。広域機関の委員会でも私は繰り返しこれについては、大原則は当然こうですよ、ということを書いてきて、誰も反対がなかったのが、当然そのように制度設計は進んでいるものだと思います。誤解していて本当に申し訳ありませんでした。100 のキャパのある線の

下に、仮に 120 のキャパがつながっていたとしても、実際には 100 を超えないように抑制されるわけですから、その線につながっているキャパというのは 100 を超えた量が容量市場で認定されるというのは、安定供給上問題があるということだと思います。

それは 100 を超えそうだから抑制するのであって、下につながっているもののトータルは 100 までは認められて当然。私は原則としてノンファーム電源についても容量市場の参加が認められて当然。極めて例外的な部分に関しては、割当てというか調整係数を検討するというのが基本的な考え方だと思っています。

私は今でもそれが合理的な考えだと思っていますので、その方向で早急に検討が進むように。それから、間違ってもその整理がつくまでは容量市場への参加を認めないなんていう、そんな馬鹿げたことをするのではなく、もう早急に、例外的なものを除けば、ノンファームでも認めるということにしていきたい。そうしないと本当に容量市場は機能しなくなってしまうと思います。

次にノンファームに関してですが、先ほど水力だとかで制御、現地で難しいとかという、そういう理由を言われたのですが、その線につながっている全ての電源が制御機能を持っていなかったとしても、ある程度機能すると思いますので、極めて例外的なものであれば、それは金銭的な負担をしていただくことを前提として、制御機能なしでもつなぐことは考える余地はあると思いました。

それからもう一つ。ノンファームの時期、ローカルの場合は遅らせるということをやったと思いますが、私自身は弊害が大きくないと思っています。

それはどうしてなのかというと、一般論としては、ファームで接続すると既得権益を持って、既得権益を持った結果として悪さをするということがあり得るので、延ばすということは一般論としてはとても良くないのですが、ファームに関しても、基本的に、最小に考えれば既得権は 1 年、最大で考えても今までの整理からすれば 10 年ということだと思います。

これに関して既得権益を発生させないことは、もう十分に議論されてきたから、つなぐほうも十分分かっていると思います。今まで最長で認められていた 10 年よりは、うんと短い既得権益になると思いますので、これからの整理ですが、ファームで今からつなぐものに関して、強力な既得権を与えないということであれば、大きな問題ではないと思います。事務局提案で問題ないと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

オブザーバーの方もご発言ご希望の方がいらっしゃいますけど、まずは委員の発言を先にとっております。この後ですけれども、岩船委員、安藤委員、圓尾委員、取りあえずその順番で行きたいと思います。

岩船委員、お願いします。

○岩船委員

ありがとうございます。何点か申し上げたいと思います。

まず出力制御への金銭的補償ですけれども、基本的に私は、系統制約時も含めて必要ないのではないかと思います。ノーダルプライシング等の市場整備等の混雑処理というのがまず前提で、混雑を許容して、かつ補償までするというのは、何のシグナルにもならないと思います。

今回の外国の調査に関しても、例えば米国でもPJMはそれほど再エネが入っていないわけで、太陽光がリッチなCAISOですとか、オーストラリアの事例等を調べていただいたほうが日本にとって参考になるのではないかと思います。

今後の需要の見通しと再エネ導入の目標のバランスを考えれば、おそらく再エネは抑制ありきで事業が成立するようなほどコストが下がらないと、最終的な再エネの量5割から6割というようなレベルを望むのは難しいと思います。ということも考えると、抑制ありきでおそらく運用されるのが前提となると思いますので、安易に補償という方向に行くのは危険かと思いました。

次が58ページの話なのですが、リアルタイムに近いところでの発電情報等の公開に関しまして、これを見て、かなりびっくりしたのですが、この話は前から結構している気がするのですが、単純にリアルタイムに近いところで情報を出すだけが、23年度中と書いていて、1年以上かかるということだと思います。この先進国の日本で、こんなにここに時間がかかるというのは非常に問題ではないかというふうに思えます。なぜ1年以上もかかるのか、ぜひ教えていただきたいし、できれば早めていただきたい。

各社さんの電力に関する情報も、電力会社さんによってフォーマットが違ったりとか、あとは過去分が整備されていないというような声もあります。もう少し、これからこういうデータに基づいて議論を深めていくという意味では、この辺りの使い勝手というのも重要ですので、ぜひ使う側の身になってデータ整備をお願いしたいと思います。

71ページの発電側課金の件で、ここは、先ほど松村委員からもご指摘があったように、どんどん先延ばしにされていることに非常に懸念を持っています。レベニューキャップ導入とのタイミングとも合わないですとか、こちらの大量小委のほう、エネ庁さん側の議論では、FITの調整の議論というのも始まって、またストップしているような状況かと思われまます。この辺りは発電事業者さんの反対が大きいのかもしれませんが、ここで全体の費用負担の議論が遅れるということは、非常に影響が大きいと思われまます。どう、これからエネ庁さんとして対応されるか、ぜひ教えていただきたいと思います。

この大量小委の委員会は、ものすごく論点が多くて、個別の議論にどうしてもなりがちなのですが、おそらく見落としもあるし、発言時間も短縮しなくてはいけないので、先ほど荻本委員からもありましたけども、本当に全体的な包括した視点で議論されているのか、個別の議論を深めることが全体最適にどうバランスが取れているのかというようなところが少し疑問に思われるところもあります。全体最適を俯瞰して、制度設計をお願いしたいと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。では続きまして安藤委員、お願いします。

○安藤委員

安藤です。よろしくお願いします。

5 ページ目のところで、2022 年、九州で 5 % の出力制御がかかるという話がございました。これは時間で見て 5.2 % か、収入で見ても同じなのかというところはまず関心を持ったポイントです。出力制御されることによって、どのくらいの機会損失が発生しているのかということを考えた際に、出力制御がかかるのは需要が少ないからだ考えると、価格が低くてもうからないときに売れないということでダメージは小さいのか、これが非 F I T だったら機会損失が異なるのか、F I T だったら固定価格だから変化しないのか、そして F I P だったらどうなる、みたいなことを考え出すと、機会損失に違いがあるのかということが気になっています。

8 ページ目にあるとおり、今は出力制御ルールの下でバランスよく、同じ種別については損得ないように制御されていると思いますが、17 ページ以降、仮に今回議論がされているように、金銭的精算を導入するようになるのだったら、かつその金銭的精算というものが、その機会損失、逸失利益に基づくような形で精算が行われるのであったとすると、社会的なコストが少ない形での出力制御が必要なのではないかと。

例えば同じ太陽光でも機会損失が違えば、金銭的精算の考え方、金額も違うというのであったとすると、コストが少ない形で実施されることが望ましいのかなというようなことを、お話を聞いていて感じました。そうしないと需要家も最終的な負担を減らすことにならないということが気になっています。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。今までもほかの委員からも質問のようなものもございましたけども、皆さんの発言が終わった後で一括して事務局から対応していただきたいと思っておりますので、よろしくお願いします。

それでは圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員

圓尾です。3 点ですが、全てほかの先生方と重なっていますので、簡単に申し上げます。

1 点目は 42 ページです。これは私も松村先生と同じ誤解をしていました。ペーパーを見て、あれそうだったっけ？と思いました。ノンファームも速やかに認めるようにしないと、容量市場をゆがめることになると思いますので、速やかな対応が必要かと思います。

それから 2 点目は情報公開、これも岩船委員がおっしゃいました。ここに掲げられている情報公開の案件は全て大事だと思いますし、全て速やかに対応できるものだと思いますので、これも時間を掛けずに取り組んでいただければと思います。

それから3点目は最後の発電側課金です。これも皆さんがおっしゃっているように、もともとは一般負担の上限とセットで決められたものなのに、片一方だけ、もう実現しています。今回、マスタープランのような大掛かりな投資も必要なので、費用負担を全般的に議論することだと思えますけれども、それにしても23年のレベニューキャップの導入、24年の容量市場、と全て発電側課金を前提として議論が行われてきたものであり、もっと先延ばしするとなれば、抜本的にこういったことも全部議論し直すのか、ということだと思えます。

ですから、エネ庁のほうでこういうペーパーを書かれています、発電側課金を少なくとも24年度には必ず導入することは大前提ですよ、ということを確認したいと思えます。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。この後も委員のご発言に回していきたいと思えますので、大橋委員、五十嵐委員、小野委員、秋元委員、高村委員、この順番で回していきたいと思えます。

それでは大橋委員、お願いします。

○大橋委員

ありがとうございます。ほぼこれまでの委員の方々と発言内容が似ているのですが、まず17ページ目にある系統制約による出力抑制に関わる金銭補償については、これは必要性をかなり限定的に考える必要があるのではないかというふうに思います。既に再エネ事業者で出力抑制を予見して入られているところについては、必要性も含めて、条件というのは考えていただく必要があるのではないかというふうに思いました。

42ページ目、これもご指摘があるところですが、供給信頼度評価を踏まえて行うと言いますが、供給信頼度というのはエリア全体のお話でありまして、その上でリクワイアメントのレベルが異なる事業者が公募に参加するというのは、あまり、規律を維持する上で望ましいことではないのではないかというふうに思いますので、公募の条件における規律のリクワイアメントというのは、しっかり同一のもので行っていただくのが重要じゃないかと思えます。

最後、発電側課金については、今直前に圓尾委員がおっしゃったとおりでございます、そもそも一般負担の上限の見直し、確か2018年ごろだったと思えますけれども、そのときに同時に入ること前提に、そもそも見直したということがあったのではないかと思えます。一応、発電者課金の議論も一通り、最近セットされたはずですので、まずその先行的な適用というのを考えるべきなのではないかというふうに思えます。

以上です。ありがとうございます。

○山地委員長

ありがとうございました。それでは五十嵐委員、お願いいたします。

○五十嵐委員

ありがとうございます。1点目の出力制御のところでございますが、供給の制限に対しましては、3E+Sということで、安定供給というところは見失わないようにだけ注意してい

ただければと思います。特に既設の設備の対応の能力でありますとか、その辺りについてもケアを怠らないようにしていただければと思っております。

需要の制限のところは、市場主導型への移行という、そういった大きなプロジェクトがある中での利用になる部分の対応になるかと思っております。上げ下げ双方において、バランスメカニズム、市場の中で対応できない場合に金銭制御を図るということで、時間軸を示しながらご検討いただいて、ご報告をいただければというふうに思っております。

ノンファーム型接続への移行のところは、私のほうも、速やかに下げるという前提かと思っておりますので、その辺りについても引き続きご検討を進めていただければと思っております。

情報公開につきましては、お示しいただいたような観点で引き続き見ていただければよいかと思っております。特段のコメント等はございません。

発電側課金ですけれども、10月の委員会の中で導入の可否を含めて引き続き検討ということで、シミュレーションでありますとか、ヒアリングでありますとか、いろいろ意見を申し上げさせていただきましたが、そこに関してはフィードバックといいますか、その後どのような状況なのかということについてもぜひご共有いただければと思っております。

次世代ネットワークの整備のところにつきましては、電源の配置という観点が非常に大きな課題かと思っておりますし、データでありますとか、解析の結果をどう活用していくのか、ということにつきましても、各種の委員会の中での情報共有も含めて、進めていただければと思っております。

私からは以上です。ありがとうございます。

○山地委員長

ありがとうございました。では小野委員、お願いいたします。

○小野委員

2点発言したいと思っております。

まず金銭的精算を含めた出力制御の在り方については、多くの委員から意見がありましたが、系統制約に伴う出力制御に金銭的補償を行うことで予見性を高めることには一定の合理性があると思っております。例えば22ページに示されているドイツの補償対象は、既に非常に安価なコストで実現している洋上風力に限定していると承知しています。どのような電源を対象とし、補償する対価をどう決めるのか。既に大きな負担を強いられている需要家の目線も重要と考えます。

2点目は、71ページに記載がある発電側課金について、事務局に質問したいと思います。これまでも複数の委員から出たように、発電側課金は起因者と受益者負担の見地から、電源の立地に伴って系統整備が行われる事実を踏まえた公正適切な費用負担の実現と、送電網の効率的な利用を促すべく導入が決定されたものと理解しています。1ポツに書かれているような状況変化の方向性は、これまでの議論においても、ある程度念頭に置かれていたものと思われま

既設のFIT再エネ電源や非FIT、卒FIT電源に対する発電側課金の在り方等について、これまで検討されてきた制度設計に具体的にどのような問題が新たに発生したと認識し、今後具体的にどういった方法で検討することを考えられているのか、伺いたいと思います。

また、2023年度の導入に向けて、電取委等でも詳細部分まで議論が行われてきたと認識していますが、事業者もシステム構築など相応の準備を進めていると予想されている中、導入を2024年度まで延期する根拠をご教示いただきたいと思います。

○山地委員長

ありがとうございました。では秋元委員、お願いします。

○秋元委員

ありがとうございました。私も3つ申し上げたいのですが、2つは多くの委員がもう既にご指摘の点でございますが、17ページ目の金銭的精算の部分に関しては、慎重に行うべきではないかというふうに思います。既に抑制ありきを念頭に入ってきている事業者は多いので、過度に金銭的補償をするということは避けるべきだというふうに考えます。

71ページ目の部分の、これも多く議論がありました発電側課金の部分に関しては、今、小野委員もおっしゃられたとおり、公平性、効率性の点から、非常に重要な制度だと思えますし、既にいろいろな配慮をして、制度の在り方も具体的検討を進めてきているところだというふうに承知していますので、引き延ばしすることなく、早急に導入を検討していくべきだというふうに考えます。

最後ですが、これはまだ多分、委員の皆さんはおっしゃっていないのですが、67ページ目の部分、系統増強について、計画策定プロセスを開始したいということでございますが、これは強く賛成いたします。ぜひこの検討を早く進めていただければというふうに思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。では高村委員、お願いいたします。

○高村委員

ありがとうございます。山地先生、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○高村委員

ありがとうございます。本日の資料1、今後の検討課題と検討の方針、方向性についてお示しいただいていると思います。幾つか基本的に賛成なのですが、幾つかご検討をお願いしたい点、検討事項の中で、を申し上げたいと思っております。

1点目は、スライド11辺りだと思いますけれども、火力の発電設備の出力引き下げについてです。当面の対応として賛成をいたしますけれども、今後の検討事項として、圧倒的に既存火力の容量が現実的には大きいわけで、その出力引き下げというものをどういうふ

うに進めていくかということは検討いただきたいと思います。経年した、相対的に古い火力発電が、ある意味で最低出力の引き下げをしないまま、得てして効率性が劣る火力の発電が続いて再エネが抑制されるということにならないように、既存設備の火力の対策の方向性について、いかに踏み込めるかという点についてはご検討をいただきたいというふうに思います。これが1点目です。

2つ目は、系統情報の公開・開示の在り方について、多くの委員からご指摘がありましたように、出力制御の抑制の観点からもそうですし、再エネの立地誘導、あるいは需要側の対策の促進という観点からも非常に重要だというふうに思っております。

その上で、ぜひ検討事項としてお考えいただきたいのは、本日の参考資料2で、経産省さんと環境省さんの資料として、改正温対法の議論についてご報告していただいているかと思っております。これは圓尾委員、あるいは当事者たる自治体、あるいは事業者の方々と一緒に議論してまいりましたけれども、地域主導で、あるいは地域と共生した再エネの導入を進めるという意味で非常に重要な施策だと思っております。

その中でも系統情報の公開・開示、促進区域を中心として、それから促進区域の設定に当たっても、系統情報の公開・開示の重要性ということが指摘をされてきたと思っております。2050年に向けて、再エネのポテンシャルを最大限生かしていただくという意味で、プッシュ型の系統整備を期待しつつも、特に30年といった時限を考えたときに、現実の系統の状況をしっかり踏まえて立地を誘導していく、あるいは促進区域の設定をしていくということは非常に重要だというふうに思っております。この改正温対法の下での対応の促進をしていく、再エネ導入を促進していく一つの方策としても、系統情報の公開・開示についてはお願いをしたいというふうに思っております。

これに関わって、促進区域を自治体が設定してまいりますけれども、エリアの送配電事業者の皆さんとの情報交換が非常に重要だというふうに思っております。この点もまた協力を得ながら促進をしていっていただきたいということを要望いたします。

そして最後ですけれども、発電側課金についてです。スライド70、71だと思いますけれども、現在の新しいエネルギー基本計画の中で、導入の要否も含めて速やかに検討を進めるというふうになっているということを事務局からもご紹介をいただきました。確かにこの制度について決定をして、検討をしてきたわけですが、その後、レベニューキャップ制度の詳細を含めた託送料金制度の見直し、それから再エネ賦課金を活用した新たな交付金制度を使った費用回収についても導入をされて、詳細が決まってきているというふうに思っております。

そこで、全体として必要な送配電関係の費用をどう回収しているかという全体感を持って、かつ新しい2030年のエネルギーミックス、50年のカーボンニュートラルの目標との関係で、再生可能エネルギーの導入を促進しながら、それをどう果たすかという全体感を持った、かつ慎重な議論をお願いしたいというふうに思っております。

以上です。

○山地委員長

この後、松本委員がご発言ご希望で、その後、オブザーバーの方に回したいと思います。
松本委員、お願いします。

○松本委員

ありがとうございます。1点私からは質問させていただきます。

論点3の系統情報の公開・開示の在り方についてですが、系統潮流情報の公開の検討について、海外事例を具体的に例示いただきまして、大変ありがとうございます。ここに示されている欧州ENTSO-Eと、また荻本委員からご発言があったアメリカのOASISの公開情報レベルを日本でも実現していただきたいと思っております。

仮に、OASISレベルの情報公開までは難しいとするならば、日本特有の独特の制約があるようでしたら、教えていただけますでしょうか。それとも、日本独特の制約はないと考えてよろしいでしょうか。この点について、よろしく願いいたします。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。それでは、お待たせしましたが、オブザーバーの方にご発言いただきたいと思っております。ですが、時間も押していますので、できる限り、より簡潔にお願いしたいと思います。

まずは電気事業連合会、早田さん、お願いいたします。

○早田オブザーバー

早田でございます。音声は大丈夫でしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○早田オブザーバー

ありがとうございます。私のほうからは、資料1の11~13スライドの火力等の発電設備の最低出力の引き上げについてコメントをさせていただきたいと思っております。

今後、今回示されました、先ほど五十嵐委員のほうからもご発言がございましたけれども、安定供給確保を大前提といたしました方向性の下で、具体的な検討が進められると認識しておりますけれども、記載いただいたとおり、設備の構成でありますとか、特殊性を踏まえて、技術的に合理的なものとなるようお願いをしたいと思います。

また、この技術的な検討に加えまして、高い調整機能を有します火力など、再エネの大量導入に貢献する電源が適切に、新設ならびリプレース、維持されていくような事業環境の整備も必要というふうに考えてございますので、この委員会の場ではないかもしれませんが、しっかり議論をしていただきますよう、よろしく願いいたします。

私からは以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございます。では続きまして、太陽光発電協会、山谷さん、お願いします。

○山谷オブザーバー

太陽光発電協会の山谷でございます。音声は大丈夫でしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○山谷オブザーバー

最初に、われわれといたしましては、発電側課金そのものに反対するわけではないということを再度申し上げておきたいと思えます。しかしながら、発電側課金導入に関しては、資料1の70ページの5ポツ目に記載されておりますとおり、FIT再エネ電源に対する調整措置の在り方、既認定案件に対する事後的な負担増、調整措置を実施した場合の行政コストを含む国民負担の問題など、多くの課題があると認識しております。

特に太陽光発電の場合は、FIT制度に頼らないコーポレートPPA等の新しい事業モデルの普及拡大が今まさに走り始めているわけですけれども、発電側課金の導入はFITからの自立を目指す取り組みを阻害する可能性があるのではないかというふうに懸念しております。

したがって、71ページ目の5ポツ目にあります事務局提案、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方を、関係審議会において検討を行うことにつきまして、賛同させていただきます。引き続き丁寧かつ慎重なご議論をお願いしたいと思います。

簡単ですが、以上です。ありがとうございました。

○山地委員長

ありがとうございました。では続きまして、風力発電協会、祓川さん、お願いします。

○祓川オブザーバー

祓川です。本日事務局にお示しいただいた内容、全ての点において、賛同いたします。お願いで3点ほどございます。

1点は、出力制御の低減につきまして、短期的対応ということでお示しいただきましたが、中長期につきまして、すなわち再エネの大量導入に伴って、供給力過剰が生じて、出力制御が必要となり、それに伴う事業の拡大策というのが必要だと。その観点から、今現在、検討されています水素製造につきまして、さらなる検討を進めていただきたいと。また欧州の傾向等も考えて、ブラウンからグリーンへの早期転換なども含めた検討を進めていただきたいというのが1点。

それから、発電側課金については、再エネの導入拡大を推進できるような検討で進めていただきたいということ。送配電関連の費用回収の在り方の検討につきましては、発電事業への投資の減退、資金調達への影響が生じないような適切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

では、次は東京電力パワーグリッド、岡本さん、お願いいたします。

○岡本オブザーバー

岡本でございます。私からは2点というか、確認も含めてお願いしたいと思います。

1つは出力制御とノンファームの件です。これは需給と混雑管理ということはあるのですけれども、一体的に扱う話かなと思っていました。安定供給確保とCO2削減ということを両立させるということが目的だと思ってはいますけど、いわゆる電源Ⅲであったり、あるいは小規模な発電設備であっても、基本的には皆さんが需給調整ですとか混雑管理に参加していただくということを目指していくのかなと認識していました。

それが、いずれエネルギー市場を活用して、再経済的に需給調整とか混雑管理が行われるようにしていくということを目指されているというふうに認識しているのですけれども。

39 ページにも記載があるのですけれども、既存電源も含めて全てがノンファームになるというふうに理解してはいます、予見性確保のための方向性と目標時期明示が必要だと思っています。

質問したいのは37 ページです。既にノンファーム型接続の適用系統、基幹系統で弊社内にもありますけれども、新規電源全てをノンファーム型接続とさせていただいています。この37 ページの記載を、既にノンファーム型で指定を受けている系統についての何か扱いを変えるものではなくて、今後、NEDOプロ成果も活用して出力制御可能な電源として接続いただきたいというふうに思っておりますけど、そこはその理解でよろしいでしょうか、というのが1つ目の質問でございます。

それから2点目は、マスタープランの中間整理を受けた系統状況の在り方、67 ページにございまして、マスタープランの検討と並行して、早期の計画策定のために、検討加速ということについては理解してございます。また私どももしっかりやっていきたいというふうに思っております、かなりこれは大きなプロジェクトになるし、技術的な課題も非常に多くあると認識していますので、オールジャパンでの検討をお願いしたいと思います。

また、1点確認させていただきたいのは、これは建設ありきで、幾ら技術対策コストとかをかけても進めると、あるいは無理なまま進めるということではなくて、技術面とか工事面でのフィージビリティですとか、諸課題への対策次第でコストも膨らむ可能性もあって、そういったものも評価した上で、計画のフィージビリティですとか、あるいは費用対便益を評価して、建設するものを判断するものであるというふうに考えてよろしいでしょうか。

確認ですけれども、以上2点です。確認したいと思いました。よろしく願いいたします。

○山地委員長

では続きまして、送配電網協議会の平岩さん、お願いいたします。

○平岩オブザーバー

平岩です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○平岩オブザーバー

ありがとうございます。私からは3点申し上げます。

1点目は17ページの再エネの金銭的精算を含めた出力制御の在り方でございます。系統制約による出力制約時の金銭的精算には、委員のご発言にもあるように、電源立地誘導が機能しないなどのデメリットも考えられる中で、混雑系統に接続するノンファームの再エネ電源を出力制御する際に、金銭的精算を行う目的は何かということを改めて確認していただきたい。また、再エネの主力電源化には、再エネ側で、例えば蓄電池を備えて出力抑制を回避する、再エネを有効活用することが将来的には必要になると思いますので、そのような仕組みとも整合する方向での検討をお願いしたいと思います。

2点目は、67ページのマスタープランの①の北海道から本州ルートの新設の件でございます。これは欧州の遠浅な海底とは異なり、水深が深い日本近海において、数百キロメートルに及ぶ長距離の直流海底ケーブルを敷設するという、工事規模、工期、投資額も非常に大きなものとなると認識しております。それだけに技術的検討と電源、需要対策、送電網を含む電力ネットワーク全体の費用対便益をしっかりと行うことがまず重要だと考えております。

特に全国の超高压以上のケーブルでは、これまでに絶縁破壊故障が一定程度発生しており、長期に使用する長距離の海底電力ケーブルに故障が発生した場合の影響や、復旧方法なども含めて、様々な知見を持つ関係者により技術検討を進めていただく必要があり、一送としても技術検討に協力してまいりたいと思います。

また、中間整理における便益評価は、直流送電コストに2050年ころの技術革新のコスト低減を先取りした単価が採用され、ルートの変更によるコスト増があり得るといった一定の前提を置いた上での整理となっております。

今後こうした費用の精査や技術検討を進める中で、必要となる対策コストを織り込み、電源ポテンシャルの蓋然性の高い結果を反映するとともに、将来の電源構成や直流海底ケーブルの稼働率を高めるための需要対策なども含めた電力ネットワーク全体の費用便益評価が行われるよう進めていただきたいと思います。

最後に3点目でございますが、発電課金についてでございます。私ども、一般送配電事業者としては、これまで制度設計専門会合でご議論いただいたとおり、発電側に受益に応じた費用を求めて、送配電網のより効率的な利用を促進するとともに、混雑系統への電源立地を抑制する立地誘導により混雑を回避し、設備増強費用の抑制を実現する観点から、発電側課金の導入は必要と考えております。その上で今後の検討に向け、2点申し上げたいと思います。

1点目は、課金の対象電源でございますが、資料には既設のFIT再エネ電源等に対する発電側課金の在り方や負担調整の在り方について改めて整理とありますが、系統から受益している点では、既設も新設も同じと考えており、その点も考慮に入れてご検討いただければと思います。

2点目は、今後のスケジュールでございますが、資料には2022年中をめどに結論を得る

としてはどうかと記載いただいておりますが、システム改修にも影響することから、今後早期の制度設計完了に向けたご審議をお願いしたいと思います。

以上でございます。ありがとうございました。

○山地委員長

では次、地熱協会、後藤さんで、これで多分最初のラウンドに関して最後だと思います。後藤さん、よろしくをお願いします。

○後藤オブザーバー

ありがとうございます。地熱協会の後藤でございます。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○後藤オブザーバー

私からは1点述べさせていただきます。ノンファーム型接続を適用する際の対象電源に関してございます。スライド37の4番目に記述いただいたように、電源により対応が難しい面が存在することは事実かと思えます。一律適用ではなく、電源種別の特性や課題も踏まえた上で、対象電源をご検討いただきたいと思います。全体の制度設計に言えることなのですが、小規模な電源種が埋没することがないよう、お願いしたいと思っております。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。質問、それから確認事項、それから発電側課金の進捗が少し遅れ気味であることの懸念とか、情報公開をもっと早くできないのかと、非常に重要なご意見をいただいたと思えます。

事務局に今、対応できるところについては、これも時間制約があるので簡潔にお願いしたいと思えますが、よろしくをお願いします。

○小川電力基盤整備課長

さまざまなご意見ありがとうございました。質問、ご要望を中心に簡潔に申し上げたいと思えます。

まず、江崎委員からありました情報開示で、R&D目的、研究開発の目的のところ、これは以前もご要望いただいております、ご報告遅れましたが、本年9月ガイドラインを改正して、解析できるように対応しております。

それから、岩船委員から情報公開のスケジュール感についてご指摘いただいております。何が課題であって、23年度中というのをもっと早められないのか、関係事業者と早急に検討、議論をしていきたいと思えます。

それから、圓尾委員から確認ということいただきました発電側課金、導入大前提というのを確認、必ず導入というのを確認したいというところなのですが、円滑な導入というのが大前提というふうにご理解いただければと思えます。この点は関係者でも共有され

ているところかと思えます。

同じく発電側課金につきましては、小野委員からより詳細についての説明をというご要望をいただいております。まず、具体的な問題というところにつきましては、資料にもあったような、F I Tの課題の他に、特に非F I Tにつきましては、特に直近ですけれども、例えば国の予算を通じてコーポレートP P Aのようなのを促進していくというのが直近の動きであります。

こういったものと、今まではF I T電源を念頭に置いていたものでの調整措置ではありませんけれども、こういった対応がそもそも要るのか要らないのかも含めての検討が必要というふうに考えている次第であります。

それから、情報公開につきましては、松本委員からご指摘をいただいております。説明を割愛してしまいましたが、海外と日本の比較は資料で 51 ページ、欧州との比較になります。アメリカ、欧州と比べても今の日本の情報公開につきましては、遜色ない水準というふうに考えております。

それから、東電岡本オブザーバーからいただきました、まず1点目、既にノンファーム型接続となっている系統の扱いを変えるものではないということでもいいかという確認、まさにそのとおり、変えるものではないというものであります。

それから、もう一つ、要望といいましょうか、確認の今後の費用便益評価に当たってというところで、基本はおっしゃったようにさまざまな点を検討していくわけでありませけれども、その際には全て検討をし尽くすものなのか、特に、費用増大リスクなどは対応の方法、この辺りは資料、最後にありました費用回収の在り方とも絡んできますけれども、そういった制度的な対応の在り方も含めての検討になるかというふうに考えております。

十分にはお答えできていませんけれども、とりあえず事務局からは以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。それでは、今、荻本委員が後半の議論について何かコメントしたいということですが、それはできればメモの形で事務局に渡すか、チャットボックスに書いていただければと思います。

それから、前半の議論に関して広域機関の寺島さんから一言補足させてくださいということですので、寺島さんお願いします。

○寺島電力広域的運営推進機関理事

広域機関の寺島ですが、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○寺島電力広域的運営推進機関理事

今しがた事務局さんからお話がありましたので、特に1点だけ補足させてください。広域機関としてマスタープランの検討をまさに進めている最中ですのでございますし、さらには、系統整備の整備計画のプロセスを進めることになる広域機関の立場から一言発言させていただ

きます。

今しがたこの系統増強に関する検討の加速という事務局さんの提案について、委員の皆さんからも加速すべきというふうなお話をいただいたこと、重く受け止めております。同時に、一般送配電事業者さんや、送配電網協議会のオブザーバーの方からは、非常に技術的な課題も多く、そのことについてしっかり検討し、評価もすべきだという発言があったことについても、私どもも同様な認識をしているところでございます。

本件については、多くの関係者の方に影響する内容でもございます。オールジャパンというお話もございましたが、こういう状況を考えますと、ここはそれぞれの関係の皆さんには、主体的な関与の下で進めることが必要ではないかと思っております。役割分担やその進め方なども含め、国とも調整しながら、広域機関としてもしっかり対応していきたいと思いますので、引き続き関係の皆さんにも、よろしくお願ひしたいと思います。○山地委員長
ありがとうございました。

それでは、後半の議論に移りたいと思います。先ほど、萩本委員に関して申し上げましたけど、途中退席予定の方、チャットボックスに書き込むとか、あるいは、事務局にコメントを寄せるというような形で対応していただければと思います。

それでは、後半の議論について事務局から資料2と参考資料2の説明をお願いいたします。

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料2、前半部分を私、小川からご説明いたします。再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用になります。

まず、1ページ目です。本日のご議論というところであります。

FITのインバランス特例によって、送配電事業者が行っている調整というもので、そこに生じる費用につきましては、これは本委員会でご議論いただいて、本年度21年度からFIT交付金を活用しております。その本年度の費用、資金の額を検討した際には、需給調整市場、今年4月から始まっておりますけども、その始まる前であったものですから、どれぐらいの費用が見込まれるかというのを特定するのが難しいということで、一定の仮定の下に試算した結果で額を決定しております。本日は、この4月から始まった取引での、市場での実績、それに基づく実績をご報告しつつ、来年度22年度の交付金活用の在り方についてご議論いただければというふうに考えております。

資料3ページ、4ページは割愛しまして、昨年度どういうふうな形で今年度分を決めたかというところでの5ページ目をご覧いただければというふうに思います。

まず、調整力確保費用とその単価ということで、全体の費用ということになりますので、それぞれ確保量というところにつきましては、各エリアでの過去3年間の数字、算出値を用いたものとしております。

三次調整力②の単価につきましては、全エリア共通での単価の全国平均ということにしておりまして、具体的な金額につきましては次の6スライド目になります。特に、左の表の

赤枠部分になりますトータルの額として 170 億円ということで昨年度見積もっております。

続きまして、予測誤差削減に向けた取り組みというところ、8 ページであります。トータルの額を抑制するに当たって、市場で決まってくる単価というのと別途、調達する量、送配電事業者における予測誤差を下げていくというのは、これは非常に重要な取り組みでありまして、この点、最新の気象情報を取り込むとか、予測精度の向上に向けた取り組み、それぞれの事業者においても行っておりますし、また、共通の情報交換などを通じて取り組みをまさに進めているところであります。

続きまして。

○能村課長

続きまして、資料の 11 ページ目以降でございます。新エネ課事務局の能村でございます。

実績値が出てきましたので、それを踏まえた状況のご報告と論点の提示ということでございます。

まず、2021 年度三次調整力②確保費用の見通しということで、送配電網協議会様から提出されました数字ということで、4 月から 11 月の実績値は 783.6 億円ということ。また、年度の見通しというのは 1,122 億円ということだということです。現在、この需給調整市場につきましては、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会におきまして、入札価格の分析、議論が行われているところです。この中では、次年度の三次調整力②の確保費用につきまして、数百億円程度増大する可能性もあるというふうに指摘される一方で、起動費の重複計上なども確認されているということで、数百億円程度減の可能性も指摘されているところです。下に表が付いておりますけれども、各エリアに応じてばらつきもあるということも実態としてはあるということです。

資料の 12 ページ目、13 ページ目は、費用について増、減、両方あるということのご説明で、資料の 13 ページ目は起動費の重複計上について概略的なイメージを示したものです。

論点の関係です。資料の 14 ページ目、ご覧ください。22 年度以降の F I T 交付金活用の在り方の検討でございます。先ほど、前半のところでも、2021 年度につきましてはデータが限られる中で、その制約の中で試算をしなきゃいけなかったということですが、そうした数字と足元の需給調整市場で出てきている数字との間では既に乖離が見られるということです。

こうした状況を踏まえながら、例えば下の表に書いておりますけれども、横軸の調達量に関する論点、そして、縦軸の調達単価に関する論点、また、先ほどありましたエリアごとのばらつきといったものをどう考えるのか、そして、さらに、企業さんの取り組みを、インセンティブをしっかりと付けることで、再エネ予測誤差などのしっかりした取り組みを促すような仕組みをどう取り込んでいくのかといったことが重要だというふうに考えてございます。

まず、論点の一つ目、資料 15 ページ目、ご覧ください。調整力確保量の関係です。先ほどの図では横軸で示したものでございます。

まず、2021年度の昨年度ご議論いただきました試算におきましては、FITインバラン
ス特例①設備分について費用を切り出しているということで考慮して、簡易的な試算をし
たところですが、FITインバランズ特例③というところについても、当然、調整費用、
確保費用が発生するということですので、足元そうした費用も含めて実際には実績需給調
整市場の数字が出てきているということでございます。

今回そうした数字も出てきているということですので、FITインバランズ特例③設備
分までも考慮した必要量を算出するということが必要であろうというふうに考えられると
ころです。他方で、先ほど論点の4というところで掲げさせていただいたものがありまし
たが、再エネの予測誤差削減というところの話と必要量、確保量の改善というところは連動す
る論点ですので、こうした必要量の確保についてインセンティブがしっかりと効くような
制度設計をどのようにしていくのかというのが一つ目の論点です。

資料の16ページ目、今度、縦軸の調整力単価です。昨年度も得られるデータに制約があ
るということにおきまして、電源の持ち替え費用に限定した算出をいたしました。電源の持ち
替え費用については、次のスライドで考え方を示しておりますけれども、当然、調整力を持
つためには、今ある、持っている効率の良いものをある程度抑制しながら電源を持ち替えて
いくということで、それに伴う、発生する費用を電源持ち替え費用というふうに言ってお
りますけれども、こうした電源の持ち替え費用に限定して昨年は算出したというものです。

他方、需給調整市場におきましては、左側に少し模式的な図も付けておりますけれども、
固定費の回収というところで、当然、電源調整市場も、調整電源につきましても他の市場で
得た収益というものを達成した場合にはそれを差引くという上で、固定費の回収を調整
力市場で行うということでございます。

そうした中で、先ほどもありましたが起動費の重複計上など、こうしたものについてはしっ
かりと精査をいただくということですし、これはまさに電取委さんの方の制度設計専門会
合の方でしっかりと精査をいただくということが前提ですけれども、こうした議論をして
いただく中で、こうしたFIT交付金の活用に当たって、どうしたコストを勘案していくの
かということで、電源持ち替え費用以外の固定費の織り込みということをどこまで考えて
いくのかといったことについてが、この縦軸、調整力単価についての論点でございます。

続きまして、資料の18ページ目でございます。論点の3、エリアごとの調達単価という
ことです。需給調整市場自体は全国大の市場ということもありまして、昨年この委員会
のご議論という中では、この調達単価につきまして、全国一律の単価で調整力確保費用を算
出するということでした。他方、下の表を見ていただきますと、図を見ていただきますと、
エリアごとの約定価格の状況です。北海道が6を超えた数字、他方で東京などは1という
ところがございますけれども、中部、北陸、関西というところが高めに出ているという状況
です。こうした状況を踏まえますと、全国一律の需給調整市場という中ですので、全国一律
という昨年のご議論なども前提にしながら、他方でエリア間の混雑状況や、電源種別の差とい
ったことについても、どのように勘案していくのか、もしくは、勘案すべきでないのか、そ

のことについてもご議論が必要かなというふうに思っているところでございます。

最後、19 ページ目です。再エネ予測誤差削減に対するインセンティブ設計ということですが、もちろん、確保費用を自動的に全て補填する仕組みというものでは当然なく、各一般送配電事業者の皆様方の再エネ予測誤差削減に対するインセンティブがしっかり働く仕組みということが必要ではないかということです。その検討に当たりましては電源構成、当然さまさまな電源構成、エリアによって違うということでございますので、そうしたエリアの特性の考慮など、また、他のエリアと比べて効率的な運用を行っているのかといったことについても、どのように制度の中に盛り込めるのかといったことについてはご議論が必要かなということだと思います。

また、こうしたインセンティブ設計ということについて、しっかりと中長期的な社会コスト低減ということと併せて議論が必要じゃないかということです。

以上が資料の2の関係です。

最後に報告事項といたしまして、参考資料の2、ご覧いただければと思います。

先ほど、高村委員からもご指摘いただいているところですが、政府全体では改正地球温暖化対策推進法の施行に向けた検討状況を環境省中心に行っているところでございます。経産省もオブザーバーとして参加をさせていただいているところです。あと、本委員のメンバーの方にもご出席いただいている方がおられるということです。

資料の2 ページ目、ご覧いただきますと、改正地球温暖化対策推進法の概要でございます。

2 ポツのところをご覧いただきますと、市町村において地方公共団体実行計画をしっかりとつくっていくということでございまして、具体的には(3)に書いてございますけれども、地域脱炭素化促進事業を促進するというので、促進区域などを設定していくということでございます。その上で、3 ぽつ、書いてございますが、その促進区域の中で地域脱炭素化促進事業を認定するというところでございます。

(2)に書いておりますけれども、その事業の認定を受けるということですが、関係の許認可などの手続きワンストップ化、もしくは、環境影響評価などについて配慮書、手続きの省力といった特例が受けられるといったメリットがあるということでございます。こうした中で、さまざまな検討が進められているところでございます。

5 ページ目ご覧いただきますと、地域脱炭素化促進事業に向けたエリアの概念のイメージ図です。まず、国、環境省さんにおきまして、環境保全に関する観点から除外するエリアというものが決まるということです。2 ポツでも書いてございます、続いて都道府県の観点から、さらに除外するエリアがあるということでございます。その残されたエリアの中で促進するという観点から、市町村さんの方において、地域における再エネの導入の促進区域の設定をしていくということでございます。この中で、このエリアの中で実際に地域脱炭素化促進事業の計画を策定し、事業者が策定した上でそれを市町村が認定をするといった仕組みになっているところです。

6 ページ目が環境省さんの方でご審議いただいている検討会におけます検討状況のご報

告です。9月からご議論いただいています、12月17日取りまとめ案が示されたところで、今後、その取りまとめ案を踏まえながら、関係省令、マニュアルなどの整備が行われる予定でございます。

取りまとめの中でも、今後の検討課題につきまして、先ほど高村委員からもご指摘いただいたところとも関連するところでは、F I T / F I P制度の連携ですとか、系統接続の円滑化に関して以下のような内容が示されているところです。資料6ページ目でございます。

具体的には、F I P / F I T制度との連携ということにして、再エネ特措法による事業計画認定と、改正温対法におきます事業認定との連携可能性ということでは、例えばということで、地域活用要件などとの連携、もしくは、入札における配慮などの模索があるか、ないかということ、また、中長期的に検討すべき課題としては整理されておりますが、先ほど高村委員からありました系統接続の円滑化ということで、系統接続の円滑化に向けた検討といたしまして、例えばということで、まさに前半のご議論とも連動するところでもありますけれども、再エネ目標や促進区域の設定に当たっての系統情報のさらなる利用可能性、ローカル系統整備との関係整理などについての課題が盛り込まれているところです。

なお、この審議に当たりまして、私ども新エネルギー庁の方から資料7ページ目でございますが、F I T制度での経験を踏まえた再エネ導入の観点から、再エネ事業の認定に当たっては、法令順守などの事業規律の確保であること、また、地域共生というところが重要であるということ、また、われわれもさまざま認定実務を行っている上では、土地の権限ですとか系統の確保といったことが認定の要件の上で非常に重要だということ、また、資源エネルギー庁といたしましても、F I T制度の事業計画策定ガイドライン、そして、これまでのF I T制度に伴う知見の共有をしっかりと関係省庁、そして自治体の皆様ともしっかりと共有していきたいということをお述べさせていただいたところでございます。

最後に、再エネを促進する区域の設定につきましても、併せて、われわれとしての知見、もしくはこれまでの経験ということをおしっかりとこうした環境省さんの方のご議論の方にも情報提供させていただきました。

事務局からは以上でございます。

○山地委員長

ご説明どうもありがとうございました。それでは、今から後半議題に関する質疑応答、自由討議の時間とさせていただきます。先ほどと同じでございますが、発言はできるだけ簡潔にして、発言ご希望の方はチャットボックスに記入していただければと思います。

まず、松村委員、ご発言ご希望ですね。お願いします。

○松村委員

資料2に関してですが、事務局の整理、もつともだと思っておりますので、ここで書かれているとおりの検討が進んでいく、かかったコストを全部負担するというのではなくて、適正なもののみを負担し、かつ適正化するインセンティブを十分与えるものにするという事務局の基本的な姿勢も支持します。

その上で、私は事務局以上にもっと強い懸念を持っています。強い懸念を持っているというのは、事務局が具体的な例として起動費の重複計上をご指摘になったのですが、既に別の委員会で明らかになっているとおり、全てのコマに起動費を乗せるなどという信じがたいことをしている事業者が複数いるという状況。しかも、その委員会ではそのような意図ではなかったと思いますが、オブザーバーからは重複計上して何が悪いのだとも取られかねない発言も飛び出すぐらいなので、これは本当に改善するのかという点に関しては、相当に不安を持っています。しかも、重複計上なんて、こんなひどいことがされているということは、この問題は氷山の一角ではないかとの疑念も生じかねない。他にももっと気が付いていないはずのことがいっぱいあるのではないか、その結果として、コストがすごく高くなっているものの大部分がそうだとは言わないですが、ごく一部だとは思いますが、コストが高くなっているものの一部はひょっとしたら、ネットワーク部門から親会社、あるいは兄弟会社に利益が移し替えられているだけではないか、ということ懸念しています。

そのような不透明な市場に対して賦課金を投入することに、消費者の理解が本当に得られるのか。だから、今年度、来年度とかという、そういう近い将来はともかくとして、もう数年後にはここまで不透明な市場であれば、このやり方はやめるということも選択肢の一つなのではないか。この委員会からは、こんな不透明な市場が続くのであれば、賦課金で面倒見ないよ、そんな可能性もあるよ、ということは強く言わなければいけないのではないかと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。この後ですけど、大橋委員が 10 時退席ということで、ご発言ご希望ですので、まず大橋委員からご発言お願いいたします。

○大橋委員

すみません、長山委員、先に手挙がっていたのですが、先にさせていただきます。

まず、起動費の重複計上に関してですが、本来、適切な市場競争がしっかり成立しているのであれば、こうしたことというのは起こり得ないのかなと思っていますが、これについては現在そうした状況が生じていない、また過渡期の状況において、重複計上が本当に妥当なものなのかどうかという、まず実態調査をしっかりといただいて、作為的かつ不適切な入札に関しては、しっかりとした対応を取ることもやっていただく必要があるのかなというふうに思っています。

しっかりとした入札が適切なインセンティブを持つ中で、発生した調整力の費用に関しては、これは一般送配電事業者としては避けがたい費用だということになるのだと思いますので、実費が回収されるべきであると思いますが、他方で、賦課金側のロジックというのも恐らくあるのかなというふうに思いますので、その差分については何らかの形で回収するすべをしっかりと設ける必要があるのかなというふうに思っています。そして、制度的な手当ての検討もしっかりとされるべきかと思っています。

以上です。ありがとうございます。

○山地委員長

ありがとうございました。この後、長山委員に回しますけど、その前にちょっとチャットボックスに荻本委員から、多分、退席されたのだと思いますけど、後半議題についてのコメントが書かれています。それから、江崎委員から前半の議題についてのコメントが書かれていますのでご参照いただければと思います。それでは、長山委員お願いいたします。

○長山委員

スライド 18 を見せていただきたいのですが、今日の資料にはないのですが、価格の背景に入札量と募集量の図というのが多分あって、それが 21 日の別の委員会では多分示されていたと思うのですが、どうして北海道と中三社、中部、北陸、関西が高いのかというのを、理由を調べるのが重要だと思います。

結局、東京の応札量が非常に多くて、それがどうして北海道とか中部に行かなかったのか。多分、連系線に問題があって、連系線がゲートクローズ前の JEP X で使っている分と、多分、その後の需給調整市場で使っている分の初めの割り振りに多分問題があったのではないかと、要は、原因が一時的なものなのか構造的なものなのか、そこら辺は調べていただければいいと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。続いて、松本委員ご発言ご希望です。お願いいたします。

○松本委員

ありがとうございます。私からは、論点 1 の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用についてコメントと質問をさせていただきたいと思います。

3 ページと 4 ページの特例 1 の送配電事業者による調整力確保費用約 170 億円等になっているということについては理解いたしました。特例 2 の小売事業者による調整力確保を活用することによって、この費用は低減できないのでしょうか。この資料を拝見しますと、特例 1 だけに責任を負わせているようにも見えます。アグリゲーターの育成については、議論をこれまでも行ってきましたが、再エネ予測誤差に対応する調整力費用を下げるためには特例 2 を活用して、アグリゲーターの拡大に伴い発電予測分野において健全な競争が生まれて、調整コストが低減されるのではないかと思った次第です。

質問ですが、実態として特例②を選択する事業者がいるのか教えていただきたいと思います。

○山地委員長

ありがとうございました。ご質問等については、まとめて事務局から対応していただきたいと思います。と申し上げましたが、チャットボックスにはご発言ご希望の記入がこの後見当たらないのですが、いかがでございますか。高村委員からご発言ご希望ですね。高村委員

お願いします。

○高村委員

ありがとうございます。基本的に事務局からの検討の方向性、項目については異論がございません。その上で、幾つか質問も含めて発言させていただこうと思います。

一つは、これは多分、論点1だと思いますが、先ほどの松村委員等のご発言にも関わるかと思うのですが、これは質問でもあります。確保量として設定をしたものと、実際に必要となった量に大きな乖離があるかどうかということとは分かりますでしょうかという点です。もし、今の時点で分からないということであれば、今後検証していただきたいというのが1点目でございます。

それから、2点目でございますけれども、論点3に関わるかと思うのですが、いわゆる系統制約、送電制約によって広域調達に支障があったというのが理由の一つとして示唆されていると思いますけれども、これ、本来、再エネ起因のインバランスの問題ではないというふうに思っていて、そういう意味では、ここで費用負担をする、この制度の下で、再エネの賦課金で費用負担する話なのかということを考えます。これはご質問と言っていいかもしれません。

それから、3点目ですけれども、これは論点4に書かれているように、事務局からあるように、これはFIT賦課金から支払われている国民負担の軽減という観点からも、できるだけ縮減をしていただく必要があります、実際、スライド8に今後の予測誤差の削減、特に需給予測の精緻化によってコストの削減をする取り組みを示していただいて、大変期待をいたしますけれども、同時にやはり回線のポテンシャルがあるということかと思しますので、それを促していくインセンティブをしっかりと付けていただくということを要望いたします。

最後は、これは事務局、あるいは、本日オブザーバーで参加されている送配電網協議会の方にお尋ねすることかもしれませんが、事務局の資料で、やはりエリアによってかなり、例えば北海道、九州の系統制約においても、かなり大きな差がある理由というのをもしお分かりになりましたら、もう少し説明をしていただけないでしょうかということです。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。委員からのご発言ご希望は今のところチャットボックスにございませんので、オブザーバーの方にご発言いただきたいと思います。まず、送配電網協議会平岩さんお願いいたします。

○平岩オブザーバー

平岩でございます。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○平岩オブザーバー

ありがとうございます。これまで一般送配電事業者は、三次調整力②の必要量の削減に向

けて、広域機関様とも協力しながら、調整力の広域調達や、複数の気象モデルを活用した再エネ予測誤差の低減などに取り組んでおりまして、今年1月に需給調整市場検討小委で示された必要量から今年度約7%削減できる見通しでございます。今後も予測誤差低減や、共同調達といった必要量の削減とともに、需給調整市場の改善に継続的に取り組んでまいります。

その上で2点申し上げます。1点目は、今年度から三次調整力②の市場が開設され、調達費用がFIT交付金見込みを大幅に上回っている状況にあり、一送各社の収支に大きな影響を与えております。具体的には、今年度950億円を超える不足の見込みがあり、昨年度の9社の純利益である約3,000億円の約3割の影響となっております。このため、来年度のFIT交付金につきましては、調達実績の分析、評価を踏まえた算定をぜひお願いしたいと思います。

また、今年度の不足額の取り扱いにつきましても、各社の収支影響や、昨年度の試算時には、調達コスト高騰の予見性がなかったことも考慮いただき、併せてご検討をお願いしたいと思います。

2点目は、エリアごとの調達単価の差異についてでございますが、連系線容量に限りがある中で広域調達した結果、エリア内の電源との約定が多く、エリアごとの電源の特性により単価の差異が生じているのが実情でありまして、こうした実態との整合性の観点からエリアごとに単価設定することが望ましいと考えております。

私からは以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。では、続きましてオブザーバーの東京電力パワーグリッド岡本さんお願いいたします。

○岡本東京電力パワーグリッド株式会社取締役副社長

岡本でございます。ありがとうございます。私からは、参考資料の2、改正温対法の議論のご紹介がありまして、再エネの促進地域の設定と系統確保の課題を取り上げていただいていたと思うのですが、弊社エリアですとローカル系統の混雑というのが出てくるということで、ノンファーム型の接続を志向させていただくということを出させていただくことになってはいますが、できればそういったエリアも含めて再エネを地産地消していただくような取り組みの中、一緒に進められるといいのかなというふうに感じておりまして、こういった話については、一般送配電事業者、特に、ローカル系統で混雑が起きているというようなところでは非常に重要なと思いましたので、さまざまな面で協議をさせていただけるとありがたいなというふうに思いました。

あと、調整力の件については、私どもも自社のことは比較的分かっているつもりで、一定程度広域調達による費用削減というのは見込んでいますし、そのとおりになっていると思うのですが、少しエリアで差が出ている理由というのが、容量の問題もあるのだと思うのですが、少しやっぱり実際に調達させていただいているわれわれからすると、実

は、必要調達量が調達できないケースもやっぱりあったりするということがありますので、そういった場合は電源Ⅱを使って調整をしたりということもあるので、もしかするとまだ発電事業者さん側の準備が十分整っていないのかもしれないのですけれども、そういったところも含めて事実関係をしっかり追っ掛けて検討すべきことがやはりかなりあるのかなというふうに感じておりますので、そのようにお願いしたいと思います。

私からは以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。チャットボックスには他にはご発言ご希望がないのですが、よろしゅうございますか。特に出てこないようでしたら、質問もございましたので、事務局から現在対応できるところ、その前に監視等委員会の田中さんからご発言ご希望ですので、まず田中さんの方からご発言お願いいたします。

○田中電力・ガス取引監視等委員会ネットワーク事業監視課長

監視等委員のネットワーク事業監視課長の田中でございます。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、聞こえております。

○田中電力・ガス取引監視等委員会ネットワーク事業監視課長

幾つか、ご質問いただいた話などもございますので、その辺りも含めて発言をさせていただきたいと思っております。

起動費のところの重複計上というところで、ご指摘などをいただいたところでございます。こちらの制度設計専門会合の方でも議論をいただきまして、本日ご指摘いただいたような話ということもご議論いただいたところでございます。こちらの方につきましては、監視委員の方でも今後の適切な起動費の計上、入札、在り方ということに関して、引き続き検討を行っていくことにしているところでございます。影響額のところにつきましては、これはかなり制約のある中で行った試算ということでございますけれども、この重複計上、重複というのを排除した場合、連続するブロックに関しては、1回起動費を計上するというところで試算をした結果というところで、この制度設計専門会合の方でもお示しをしているところでございます。今後こういった形でさらにお示しをしていくことが可能かというようなことに関しては、エネ庁とも相談しつつ、引き続き検討してまいりたいというふうに考えているところでございます。

あと、この地域の価格差というところに関してご質問ありまして、協議会の方の平岩事務局長の方からもちょっとご説明があったところでございますが、こちらに関しましては、自エリアにおいて約定しているというところの量というのがやはりちょっと多いというところかと思っております。従って、そこで安い電源構成のところというのは、この安い価格ということになっているというところで、広域調達によるこの影響というのもあって、そういう意味ではこの安いところから流れて幾分、他のエリアだというのが、その分、安くなっているということも見受けられるところでございますが、大半、多くのところというのは

自エリアで約定している分というのが多いため、そこは値差が生じているのではないかと
いうふうに理解をしているところでございます。

あと、もう1点、論点というか、少し申し上げさせていただきたいと思いますが、監視委
員の方では、今後新たなレベニューキャップ制度における託送料金の査定とか審査を行っ
ていく予定ということでございますが、レベニューキャップ制度、期中改定の仕組みなども
あることから、三次②の費用のうちF I T交付金で手当てされなかった分について、期中改
定などにおいて託送料金で手当てしてほしいといったような意見というのが出るといった
ことも予想される場所ではございますが、他方で、一般負担として託送料金の手当てをす
るといふこと、その分、託送料金が増えるということではございますので、託送料金審査にお
いて安易には認められるような話ではないのかなというふうには思っております。送配
電事業者としては、発生する三次②の費用、交付金にせよ、託送料金にせよ、何らかの回収
の必要があるということかとは思いますが、交付金ではなく、託送料金で負担すれば
いいといった話ではない、同じく国民負担であるということには変わらないという話かと
思っておりますので、この点一言申し上げさせていただきたく存じました。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。チャットボックスに大石委員からコメントをご記入してい
ただいておりますので、参照していただければと思います。

それから、環境省さんからご発言ご希望ということですので、まず環境省さんお願いいた
します。

○小笠原環境省地球温暖化対策課長

環境省の地球温暖化対策課長の小笠原でございます。先ほど、能村課長からご説明のあ
ったとおり、改正地球温暖化対策推進法の施行に向け、今、施行ルールの設定等を行って
いるところでございます。再エネのミックスの36~38%というものに向けて、環境省として
促進区域の設定等によって協力していきたいというふうに考えております。

再エネ促進区域の仕組みを活用促進していく上では、やっぱり促進区域における事業実
施のメリットというのが重要だと考えておまして、既に参考資料の6ページに、速やかに
検討して取り組むべき課題として書いていただいておりますF I T/F I P制度との連携、
特に地域活用要件との連携とか、入札における配慮といったこと、非常に大事だと思っ
ておりますので、ぜひともよろしくお願ひしたいというふうに考えております。

それから、東電パワーグリッドさんからも言及ありましたが、系統接続の円滑化と
いう点も非常に重要でございますので、ぜひとも連携を図っていただければと思いた
しますので、ぜひともよろしくお願ひいたします。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。それでは、事務局から対応していただきたいと思いますけれど

も、チャットボックスに書かれております大石委員、萩本委員、それから江崎委員からもコメントがございますので、まずこれを事務局から紹介していただいた後で、事務局から委員、オブザーバー等の質問等にご対応いただければと思います。よろしくお願いします。

○能村課長

事務局です、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。

○能村課長

萩本委員からでございます。資料の2、スライド18についてのコメントということでございます。三次調整力②の費用が年間170億円の見通しが1,000億円オーダーになることは初年度の実績であることを含めても由々しき事態と思います。スライド18の単価において東北と東京、九州と中国が、東北から東京向け、九州から中国向けの潮流が大きい条件で三次調整力②の潮流はその逆方向で広域運用ができれば安い方、この場合は東京ー中国の単価にならないことは何らかの制度の問題があると思います。以下を検討いただけないでしょうか。一つ目、現状このような結果になっていることの説明、二つ目、早急な制度改善の検討、三つ目この事象を含めた制度検討への需給解析の適用の準備の加速ということでございます。

続いて大石委員からのコメントは、資料2に関連しまして、費用の重複計上があるとの点、もし事実だということだと、松村委員のご発言にありましたように、このまま継続することのないようお願いしたいと思います。賦課金で負担するべき費用なのかどうかについては、消費者が納得のいく理由が必要であることを再度確認したいと思います。参考資料2については、資料1との関連ですが、再エネを確実に増やすためには系統接続にかかっていると思います。費用については、地域ごとの事情もあり、どこで負担するか難しい点もあるかとは思いますが、マスタープランに基づき積極的に進めていただきたいと思いますということでございます。

以上でございます。

続きまして、委員の方々、先ほど監視等委員会からもございましたけれども、補足で、松本委員からのご指摘があった点についてご回答をしたいと思います。

まず、資料をご覧くださいますと、資料の3ページ目、ご覧くださいますと、まずFIT特例の①、②、③ございまして、②は小売というところになっておりまして、これらの事業者の方々がインバランスのリスクを引き受けいただく場合が特例の②ということで、松本委員ご指摘いただいたとおりでございます。

まず、ファクトと申し上げますと、FIT特例②というのは、非常に限られた状況ということでございまして、そういう面では、FIT特例②のところをいかに増やしていけるかというところが課題だというふうに認識しているところです。念のためですが、次のスライドの4ページ目をいただきますと、小売・発電の方々が実際にインバランスを引き受けていた

だけるといことになりますと、こちらの緑側の色、資料の4ページ目のところで、ゲートクローズまで調整できますので、今回のF I T交付金で活用するといった調整力の確保といったことが不要になるということもございますので、まさに松本委員ご指摘のとおり、F I T特例②というところをいかに増やしていけるかというところについては、引き続きの課題なのかなというふうに思っているところでございます。

その他、高村委員からのご指摘は、先ほど田中課長の方からもございましたけれども、なお、確保量については大きな乖離というところがございますが、もともと昨年ご議論させていただいたときに、資料の5ページ目の左の下の表を書いておりますが、昨年ご議論いただいたときには、過去3年間の各社さんのそれぞれの乖離率といったところを見てございます。その3年間で一番ベストスコアをベースに、それぞれの確保量を実際には見たということでございます。例えばA社ですと3.32でございますが、例えば一番右側のE社でありますと11.51ということで、これも各社によって実際にはばらつきがあるということで、先ほど前半にご説明させていただきました、また、送配電網協議会さんの方からご説明ありましたが、各社さんにおかれましては、予測誤差削減に向けて複数の気象データの活用などを含めて、その取り組みを加速されているというふうに理解しているところでございます。

事務局からの補足は以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございます。今の事務局、それから、監視等委員会、環境省さんからのご説明を踏まえて、さらにご発言ご希望の方はチャットボックスに記入していただければと思っておりますが、いかがでしょうか。特によろしいですかね。特に、チャットボックスにご発言ご希望の意思は示されておりません。

今ちょうど岩船委員から発言ご希望がありました。岩船委員お願いします。

○岩船委員

先ほど、監視委の田中様から地域差の件に関して、自エリアを優先しているから、自エリアで賄われているからというところがあったのですが、ただ、東北と東京であればつながっているし、もし東京で結構安い調整力が余るなら東北にも融通できるのかなとか単純に思うのですが、そうならない理由が連系線の活用枠のためなのか、それ以外に何か制度的な問題があるのか、そこだけちょっと確認させていただいてよろしいですか。

以上です。

○山地委員長

今のご質問ですけど、監視等委員会か、あるいは事務局でご対応いただけませんか。

○田中電力・ガス取引監視等委員会ネットワーク事業監視課長

ネットワーク事業監視課の田中でございます。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○田中電力・ガス取引監視等委員会ネットワーク事業監視課長

岩船先生からご指摘いただいた点ですが、連系線の方も全く分担がないわけではないのですが、ただ、おおむね空いているところではございまして、従って、連系線の制約によってこの価格差が生じているというよりは、こちらの自エリア優先約定という形で、安いものというところに関しては自エリアのところでは約定しておりますので、それによって生じているといった要素というのが大きいというふうに思っております。

幾つか東京エリアの方から東北、北海道の方に越境して約定している分というのもございますので、その分に関しては東北、北海道の方というのは安いものを約定して下がっているということがございますので、基本的には連系線の制約によるものというよりは、自エリア優先約定によって安いものというのが東京エリア内で約定しているということによるものということで解釈いただければというふうに思います。

○山地委員長

本件に関して、東京電力パワーグリッドの岡本さんからコメントしたいということですから、岡本さんお願いします。

○岡本東京電力パワーグリッド株式会社取締役副社長

岡本でございます。これは、やはり事実関係の調査ということだと思っておりますので、それを踏まえて発言すべきところなので、ある一部しか見えていない中で適切かどうかは分かりませんが、一つの推測は、先ほどもちょっと申しましたけども、弊社のエリアでも約定量が未達になるケースがまま起きていまして、弊社の中だけかどうか分かりませんが、結果として充足し切れないケースが起きていますので、その段階は多分弊社エリア内に安いタマが残っているということは多分ない状態だと思います。

多分そういったところがあって、全体にタマが出ていない可能性が、やっぱり十分じゃないところがあって、連系線の不足というよりは、そちら側の問題なのかなと、すみません、ちょっとこれは私、当社側の運用だけしか見ていないところがあって、そこでちょっと感じているところはそういうところがあります。いずれにしても、その辺を、事実関係というところをこれから調査されるのだと思うのですけれども、一つの可能性としては自エリア優先というお話もありましたけど、要は全体としてタマが不足している断面が全国的に見てもあるのでないなという一つの推測でございます。

ちょっと補足とコメントをさせていただきました。

○山地委員長

どうもありがとうございました。岩船委員、よろしいですか。

○岩船委員

はい、ありがとうございました。詳細の確認をお待ちしております。どうぞよろしく願いいたします。

○山地委員長

他にはご発言ご希望ございませんか。よろしいですかね。今のやりとりの最中も特にチャットには書かれておりません。

それでは、本日の皆さんの自由討議の時間は以上でございますけれども、前半も含めまして大変熱心にご議論いただきありがとうございます。今日、論点、細かいところ随分多かったので、少し整理をしてみたいと思います。

前半では、電力ネットワークの次世代化について、後半では再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用についてご議論いただきました。電力ネットワーク次世代化に関しては、まず事務局から再エネ出力制御の低減に向けた取り組みの中間取りまとめ案の報告をいただいて、再エネの出力制御に関する金銭的精算の在り方、それからノンファーム型接続の全国展開に関わる周知とか広報、それから系統情報の公開、開示、マスタープラン中間整理を受けた系統増強の在り方、それから、発電側課金を含めた次世代ネットワークの構築に要する費用の回収、こういった項目について議論いただきました。出力制御の金銭的精算に関しては、ある程度限定的にというコメントもございましたし、それから、発電側課金に関しては、少し先延ばしになっていることに関する懸念もございました。情報公開、開示に関しては、もっとスピード感が出せないのか、そういうような非常に重要なコメントをいただいたと思います。事務局においては、委員の方々からいただいたご意見を踏まえて、方向性として大きな異論があったとは思っておりませんので、この方向性について今後の検討を深めていただきたいと思います。

それから、後半の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用ですけれども、まず、本日は今年度から開始された需給調整市場の実績についての議論をご紹介いただき、データが出てきたり、問題点が浮き彫りになったと思います。来年度22年度のFIT交付金活用の在り方の論点についてご議論いただきました。実績に基づき、起動費の重複計上など、費用の額、それから、市場取引等について引き続き検証が必要であるというふうに私も思いましたが、次回以降FIT交付金を措置する対象の範囲とか単価等をさらに具体的に議論すると、そういうことを見据えて事務局においては監視等委員会などとも連携して検討を進めていただきたいと思います。

それでは、最後に次回の開催について事務局からお願いいたします。

○能村課長

事務局でございます。次回の開催の前に、先ほど江崎委員から議事の1の関連といたしまして、コメントだけございましたので、2点補足させていただいた上で締めくくりさせていただきます。

まず1点目でございます。広域機関寺島さんの発言に関連してということで、総務省、経産省、デジタル庁で検討を進めているデジタル田園都市構想の施策の一つでありますデータセンターの分散拠点整備につきまして、送電システムと再生可能エネルギーとの連携ならびスマートシティとの連携が重要な観点となっているということですので、情報の共有、連携をお願いしたいというのが1点目でございます。

もう1点ございまして、送配電ネットワークと発電側との連携について、電力システムのデジタル化からオンライン化への大きな進化であり、サイバーセキュリティ対策をセキュリティ・バイ・デザインとして設計、実装、運用に組み込むことが必須となります。産業サイバーセキュリティでの電力SWGの活動で、東京オリンピック・パラリンピックでの戦略的、実践的な対策の準備、実装、運用は電力システムのサイバーセキュリティ対策を大きく向上させたと認識していますというコメントでございました。

補足させていただきます。

次回の委員会につきましては、また日程が決まり次第、来年になりますけれども、当省のホームページにてお知らせしたいと思います。

事務局からは以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。チャットボックスに書かれたコメントは、参加している委員のオブザーバーには見えているのですが、多分、ウェブで聴衆している方に分かっていないかなということでございますので、ちょっと私もそれを失念しておりました。

それでは、早朝から参加していただきありがとうございました。これをもちまして、本日の委員会を閉会といたします。長時間にわたり熱心にご議論いただき本当にありがとうございました。

○一同

ありがとうございました。失礼いたします。