

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11回)

日時 平成30年12月26日(水) 10:00～13:00

場所 経済産業省 本館17階 第1～3共用会議室

○山崎新エネルギー課長

おはようございます。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 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の第11回の会合を開催させていただきます。

委員の皆様方におかれましては、本日もご多忙のところ、また年の瀬押し迫った時期にもかかわらずご出席いただきまして、まことにありがとうございます。

本日は、荻本委員と小野委員が所用によりご欠席と伺っております。

また、本日もオブザーバーとしまして関係業界、関係機関の方々にご参加いただいております。恐縮ですが、オブザーバーのご紹介につきましては、お手元に配付させていただいております委員等名簿の配付をもってかえさせていただきますたく存じます。

それでは、山地委員長、議事進行をよろしく申し上げます。

○山地委員長

それでは、第11回になりますが、会合を始めたいと思います。

前回の委員会最後に申し上げましたけれども、中間整理の中での系統制約の部分のフォローアップを中心に議論できるように、事務局に論点整理をお願いしておりますので、今回は、一つは、中間整理のフォローアップを含めた再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築、二つ目は、今まであんまり議論してなかったですけれども、再生可能エネルギーの産業競争力、三番目は、この小委員会の第2次の中間整理の骨子案と、こういうことで議論をいただきたいと思っております。

では、まず事務局から資料の確認をお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

本日、多数の資料となっております。配付資料一覧にございますとおり、配付資料番号のついてない議事次第、委員等名簿、座席表に続きまして、本日は資料番号1から8までの資料をご用意させていただいております。資料1が事務局の本日ご議論いただきたい論点について、資料2と3が広域的運営推進機関からの資料、資料4が事務局の系統制約、ネットワークの部分の資料、資料5が産業競争力についての事務局資料、資料6が骨子案についての事務局資料、資料7がご欠席の小野委員の提出資料、資料8に、参考としまして、本委員会でご議論いただきました太陽光発電設備の未稼働案件への新たな対応について、12月5日に経済産業省として本委員会でご決定いただいたご意見も踏まえ、さ

らにパブリックコメントも踏まえて決定をした最終的な制度についての資料をつけてございます。

以上でございます。

○山地委員長

資料、よろしゅうございますでしょうか。

では、議事に入っていきたいと思えます。

まずは、事務局から、毎回やっていますけれども、本日の議論の全体像というか、本日議論する場面、それを資料1で説明お願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

それでは、資料1、1枚ものというか、2枚ものでございますが、資料1をごらんください。

本日は、今までコストダウンの加速化、さらには長期安定的な事業運営の確保、さらに、前回は情報公開・開示についてご議論いただきましたが、残りの系統制約、調整力の部分の特に中間整理第一弾でまとめていただきましたアクションプランのフォローアップを中心とした議論、さらには産業競争力と技術革新の追求といった、こういったところの議論をしていただきたいと思いますと考えてございます。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

それでは、最初の議題、再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築について、資料の説明、その後議論を行いたいと思えます。

まず、広域機関から「日本版コネクト&マネージ」と再生可能エネルギーに対応する調整力の検討の状況について報告いただきます。資料2と3でございますね。

広域機関の佐藤オブザーバーから説明お願いいたします。

○佐藤オブザーバー

資料2と3をご説明させていただきます。

45ページと22ページもあって、職員が相当一生懸命つくってくれたんですが、両方合わせて10分で説明してほしいということなので、相当省いて説明をさせていただきます。後ほど読んでいただいてご疑問等あれば、私ないし広域機関の者が説明に行かせていただきます。

それで、ということで飛ばさせていただきますけれども、これまでで想定潮流の合理化とN-1電制を先行的に適用したいということをご報告させていただきました。それで、まずその効果はどれぐらいあるのかというのをまとめたのが6ページであります。想定潮流の合理化の適用による効果につきまして、全国大で効果を取りまとめた結果、約590万キロワットの空き容量の拡大の効果を確認したところであります。

同じように、N-1電制につきましても、全国大でどの程度の効果があるか適用したと

ころ、9スライド目になります。4,040万キロワットの効果を確認しまして、相当大きな効果が数量的にあるということがわかりました。それで、これは今までやったところでございます。

それでは、宿題となっておりますところですが、まずN-1電制の本格適用をどうするかということと、ノンファーム型接続はどうするかということでもあります。ということもありまして、特にノンファームにつきましては、海外によって事例があるはずなので、それを適用すべきではないかというご指摘等もございましたので、どういったふうに海外は実際やっているかというのを、海外事例を調査したところであります。11スライド目でございます。それで、シンクタンクのもと、あと重要なところは、広域機関の職員が理事以下、行きまして、直接ヒアリングをしたというところであります。

それで、N-1電制、これは先行適用するとき、我が国独自だというふうに申し上げましたが、やはり海外でも暫定的に入れていたものは一部ございましたが、基本的にN-1電制は入れてないということでありました。我が国が先駆的にやったということがわかりました。ということで、そのN-1電制の本格適用をどうするかというのは、我が国独自で考えなきゃいけないということでもあります。

というので、飛ばしまして、27ページ以降でございます。

N-1電制の本格適用の課題で、これは何が暫定で、何が本格かということなんですが、もう一度おさらいをさせていただきたいと思いますが、暫定適用のところは、そのN-1電制で新たにつなごうと思っている自分が電制を必ず受けるということで、それが非常に効率がよい電源であったとしても、必ず自分のみがN-1電制を行うときは電制の対象となるということですが、当然、社会的効用を考えたり信頼度ということを考えますと、もっと身がわりの電制になっていい電源が既電源であるはずということなので、それをどのように補償するかというのが本格適用の大きな課題ということでもあります。諸外国でどこかやっていれば、それをそのまま適用するというところもあるんですが、原則やっていないということで、どのようにその機会損失を考えると、どのように補償をして皆に配分するかというのが論点ということになります。

それで、機会損失費用の算定であります。30スライド目をあけていただけますでしょうか。

基本的には、電制の対象電源は発電計画を出していただいていますから、その発電計画がキロワットであろうということが、ほぼ間違いない、自己申告のとおりで、電制ですから、事故ということなので、いつ起こるかわかりませんから、ひょっとしたらN-1電制が起こるかもしれないと思って、うその発電記録を1年中出すということはおおよそ考えられないので、ほぼ発電記録を信じていいのではないかと思います。それにマーケット価格を掛けるとかといったことで、補償費用がほぼ考えられるのかなという気もします。

ただ、というふうにそれほど単純にもいかないという指摘もございまして、32、33スライド目にありますが、マーケット価格を払うということで本当にいいのかどうか、相

対価が並んでいたらどうかとか、コストベースだとすると燃料単価とか起動費をどうするかとか、いろいろ考えなきゃいけないと。

それで、電源によっては相当違うということもあって、これは私ども広域機関の中で地域間連系線の勉強会で、電源をとめる場合に作業時停止とかの場合で同じようなことも考えたことがあります、いろんな電源を保持する方にどういう補償が要るかというのをヒアリングしたことがあるんですが、非常に多種多様で、なかなかまとめがたかったということが、このN-1電制でもまた同じような問題が起こっているということでもあります。標準額を決めればいいということもあるんですが、とまるほうにとってみると、非常に標準額よりも高い場合というのはおさまらないということもあって、いろいろ考えなきゃいけないということもあります。

あと、費用が決まったとしても、その負担額を多数の電源を持っている方から徴収しなきゃいけないということもありまして、それをどういうふうな約束事をつくるか、託送制度とか約款にかかわる問題等も決めなきゃいけないということもありまして、なかなか大変ではないかというふうに思っております。

ただ、これは、本格適用に関しましては今までスケジュール示したことがないんですが、34スライド目にありますように、とにかく時間をかければ解決をするというものでもないところもございますので、お隣にお座りの電事連の大森事務局長はどうおっしゃるかわかりませんが、これ、私ども、事業者の方とかとはまだ全然相談してないんですが、こういうスケジュールで何とかいきたいと。2022年度中に本格適用をできないかということで、各種のルールの見直しとか、当然、そうなりますと清算システム、それをどういう徴収するかというシステムも必要となりますが、これも全部含めて2022年度中にN-1電制の本格適用、四千数百万のポテンシャルがある空き容量を生み出せるのではないかと、非常に大きなものでありますから、何とか本格適用が2022年度中にできないか、今後、準備を進めてまいりたいというふうに思っております。

それともう一つ、非常に大きなものですが、ちょっとこちらを説明するためにN-1電制のところはかなり省きましたが、35ページ以降のノンファーム型接続の実現に向けた課題と今後の検討でございます。

これは、諸外国を調査いたしまして、36スライド目にあるんですが、日本では非常にDSOレベル、配電レベルで再生可能エネルギーを中心としまして小規模電源を多数接続したいという要望があったわけでございますが、そのような配電レベル、DS系統レベルを含めてノンファームで接続するという仕組みは、これは諸外国にございませんでした。イギリスで一部ありましたが、それは実証実験をしているというところで、本格運用しているものは主要国になかったということでもあります。TSO系統に関しましては、一時的な混雑に対する混雑管理、暫定運用みたいなところで、これ、主要幹線に関しましてはノンファーム的な運用は確かにあったということは確認いたしましたが、より低い配電レベルになると、それをノンファームとして接続させている例というのはございませんでした。

ということで、これに関しましても、N-1電制の本格適用と同じように、日本独自にどのようにノンファーム型接続をするのかというのは、考えなきゃいけないということがわかりました。

それで、ちょっと書いてないんですけども、どうしてDSOレベルでノンファーム型の接続が諸外国になかったということなんですか、ちょっと申し上げますと、恐らく2点理由があるのではないかと思います。

1点は、やはりこれ、当然ノンファームが目的ではなくて、何のためにノンファーム接続をやるかという、配電線でありますとか系統設備を増強するよりも、ノンファームという形でうまく制御をしたほうが、設備費用がかからないからやるということであります。ノンファームをやるためにやるんじゃないで、いかに全体の社会的なコストというのを少なくするか、そのためにノンファームをやるわけであります。そうすると、配電レベルで非常に多数の設備増強をしなくてシステムとして制御をするという、そのシステムをつくるのが、恐らく配電線をつくるよりも相当結果としてコストがかかってしまうからではないかと思えます。ただ、それは日本にとってもさうかどうかわかりませんので、もちろん実証実験等はする必要がありますが、ヒアリング等で聞いたところだと、つくったほうが早くて、コスト全体が低くなるからということが一つ。

あと、もう一つは、42スライド目を見ていただけますでしょうか。これ、ある意味だと当たり前なんですけれども、当然ノンファームで入るということは、今いろんな電源が接続されていて、何か新しいところが入っていると、何かをとめるかとまっているということであります。そうすると、基幹系統を見ますと、この左のページですけれども、いろんな火力もあるし、再生可能エネルギーもあるので、1つ風力とか太陽光を入れるとき、何かをとめるとか、出力を小さくすればいいということであります。基幹系統全体で見ると、いろんな電源があるということであります。

ところが、右ページのローカル系統を見ていただければと思いますが、ローカル、配電レベルになると、身がわりになるものがほとんどないところもいっぱいあるということであります。ここに、この点線のところに風力を入れるとしたら、結局風力かPVをとめるということになると、何のためにやっているんだということになりますし、ちょうど、だから、とめるとか出力を低減するのにいいような老朽火力といったものがないと意味がないということもあって、それを探すとか、見つけるとか、ちょうどころ合いがいいのがそんなないということではないかというのが2つ目の理由であります。

ということもあって、諸外国に関しましては、配電レベルではノンファームをやるということがほとんどないんですけども、私どもとしましては、これは日本型でやる場所まではやってみたいということであります。

その際に重要なところですが、37スライド目、戻って恐縮でございますが、日本のノンファーム制度を検討する上での前提ということであります。ちょっと読ませていただくと、現在接続されている電源は現行の託送供給約款に基づき連系しており、平常時の出力抑制

は同約款において規定されていません。このため、これまでの検討においては、ノンファーム型接続の早期適用を図るため、まずはオペレーションと費用負担を切り分けず、ノンファーム電源を抑制するという前提条件で検討を進めております。一方、事故時や作業時の出力抑制は約款で規定されていることから、N-1電制や設備停止作業調整において、オペレーションと費用負担を切り分けて、既存電源を効果的に抑制する仕組みを提案しているところでもあります。ノンファーム型接続についても、社会コスト最小化の観点からは、既存電源を含めて効果的に抑制する方策が有効であることから、オペレーションと費用負担を切り分けた仕組みについても視野に入れ、検討をしていくことにしたいと存じます。つまり、既存もとめることがあり得るといふノンファーム型を考えていきたいと思っております。

なお、その検討においては、以下に示す各事業者間の公平性確保や現行の計画値同時同量制度を前提としたいというふうを考えております。前提とする公平性とは、平常時に出力抑制がないよう系統対策をした上で接続しているファーム電源と、平常時の出力抑制を前提に系統なしで接続するノンファーム電源の系統利用は、ファーム電源が優先される。その上で、適正な対価なしにファーム電源が出力抑制されるといった不利益が生じないこと、適正な対価を支払ったノンファーム電源が運転できないといった不利益が生じないこと、特定の種別の電源を優先的に接続することがないよう公平に取り扱うこと、というのを前提とする公平性で考えるべきではないかということ、を提案させていただきたいと思っております。

こういったことを前提といたしまして、今後どうするかということですが、ちょっと時間も相当押していますので、45スライド目の最終のところ飛ばさせていただきます。

今まで申し上げましたように、ノンファーム型接続につきましては、日本において再エネ連系の中心となる、小規模電源が多数接続されるDSO系統を含めた仕組みは海外にも例がなく、全くの新規の検討が必要であり、相当程度、時間を要すると考えられます。また、ただ、海外事例でも基幹系統のファーム電源の暫定接続としては実施されておりますから、日本においても、基幹系統に接続する電源に対してノンファーム型接続を適用することは、比較的实现可能性が高いものと考えられます。このため、日本のノンファーム型接続については、実現性や事業者のニーズを踏まえ、段階的に検討していくことを提唱いたします。

ローカル系統は、N-1電制によって電源接続の壁が緩和されつつありますが、今後開発が期待される大規模な洋上風力などは基幹系統が系統制約になっております。この基幹系統でのノンファーム型接続に事業者の強いニーズがあるならば、この検討を進めていってはどういうふうに考えます。具体的には、基幹系統でのノンファーム型接続について検討を進めるため、まずは海外の例に倣って、ファーム電源の暫定接続として平常時の混雑処理を行うスキームについて、実証を行いたいというふう考えております。

なお、恒久的なノンファーム型接続について、ローカル系統も含め引き続き検討を行うこととしますが、上述の状況を鑑みれば、ノンファーム型接続は、しつこいですが、海外

でも例の全くない新しい試みとして、関係事業者等のコンセンサスを得つつ、課題を克服していく必要があると思います。こういった課題をどうするかという検討状況を踏まえて具体的なスケジュールは提示をさせていただくということで、今回も、いろんな先行例がないということで、スケジュールの提示は保留をさせていただいております。

これが資料2でございます。

あと、資料3、FITインバランス特例制度①及び③による再生可能エネルギー対応の調整力の定量的な把握についてでございます。

これは、これまで国の審議会におきまして、4スライド目の第15回制度検討作業部会におきまして、再エネに対応する調整力がどの程度必要になるか、可能な限り定量的に把握する手法の検討が必要となるのではないかと、定量的に把握できるのであれば、当該調整力に係るコストの負担のあり方についても検討することとしてはどうかということでありまして、私どもでもやっております検討会のところでこの整理ができましたので、報告をさせていただきたいと思っております。

それで、この定量的な分析がなぜできるようになったということではありますが、これは、当然ながら、前々日にどれぐらいぶれるかといった必要な統計的な数字がようやく集まり始めて手に入ったということと、あともう一つは、概念として、ここに書いてありますように、このときのお題のほうは再エネ対応の調整力を定量的に把握するというものだったんですが、これは実は、先生方、私よりもはるかに詳しい方がいらっしゃると思いますが、再生可能エネルギーの調整は、これは小売だけしかやっていない国がありまして、逆に言うと、我が国においてはいろんな経緯があつて、FITインバランスの特例制度①及び③で、これはTSOがやっているということで、FIT特例制度①及び③に起因する特有な必要な調整力のかかるお金とかをどうするかというふうに、整理をしたところであります。

再エネだからこそ必ずTSOがこういった負担をするということではなくて、我が国のFITインバランス特例制度①及び③に起因するということと、その起因したものがどれぐらいの量かということとを今回把握したということで、これは当然、FIT特例制度自体が変われば、これは全く要らなくなるというふうに考えていただいても結構です。少なくとも、TSOが負担するということはないということとあります。

それで、今申しましたように、統計的な数字がわかったということと、あともう一つは、これは一言で言うと、待機をさせなきゃいけない、ある種の電源を待機させなきゃいけない、これがデルタキロワットということで、デルタキロワットの定義というのが、これまでのタスクフォースでありますとか、私どものやっております研究会のほうでデルタキロワットの正確な定義ができたということ、15スライド目以下、15、16、17スライド目であつて、初めて、これが一体どういったものにお金がかかつて、どういったものが調整力として必要であるかというのが、定義ができたということとあります。この定義ができたということと、統計的な資料がようやく集まり出したということで、計算ができることにな

ったということでもあります。

F I T特例制度における予測誤差のところなんです、7ページのところに書いてございますが、F I T特例制度がない場合は、今まで申しましたように、再エネ予測誤差についても、ゲートクローズまでは発電事業者が対応し、ゲートクローズ以降の誤差は一般送配電事業者が対応することになるということで、F I T特例制度①、③に関しましては、これは制度として、一般送配電事業者が前々日に再エネ出力を予測して、小売電気事業者に配分して、小売電気事業者がそれを発電計画値として実需給まで計画の見直しを行わないということでもあります。そうなりますと、このため、一般送配電事業者が対応する事象は、前々日から実需給の予測誤差ということになります。この7ページのオレンジ色のところで、あと赤で、F I T特例制度により送配電が対応するとなることの部分ということでもあります。

これをどのように計算するかということでもあります、まず調整力に関しましても、火力発電設備等で応動時間が早いもの・遅いもの、いろいろあります。9スライド目に書いておりますが、太陽光に関しましては相当前から準備をするということで、応動速度が遅いやつであっても大丈夫ということということで、ここに書いてある三次調整力②が、ほとんど太陽光であります、太陽光のための調整力として考えられるということでもあります。これはまさにF I T制度のための調整力と考えていただいてもよくて、ということもあって、ドイツ等では三次調整力②という概念はございません。ということで、英語の呼称名でもReplacement Reserve for FITというふうに名前をつけて、FIT用の電源という名前になっています。これをどれぐらいデルタキロワットとして使ったかというのを、どう計算するかということでもあります。

その計算の具体的にどうするかというのは、10スライド目で書いてございます。

具体的な算定式は、三次②必要量の「前日予測値－実績値」の再エネ予測誤差の 3σ 相当値－「ゲートクローズ予測値－実績値」の再エネ予測誤差 3σ の相当値ということで、これは計算をできるというふうに考えておまして、両方の測定値のある程度の数字、前日値の予測値でございますが、そろったということで、計算ができてきたということでもあります。

2年分のデータがそろったということがありますが、これがどれぐらいになるかということですが、一番最後のほうに書いてありますが、20ページのところで、1年分の先ほど申しましたデルタキロワットという概念の中では、10社の年間合計で約200億デルタキロワット分であるということで、これに、まだ資料ができてないからわかりませんが、1デルタキロワットが幾らかということで、調達量と必要金額がわかったという報告でございます。これは後ほどまた事務局の資料にもこのデルタキロワットの調整力等をどのように考えたかというのをまとめてくださっているのです、そこでもまたご質問等をいただければと思います。

ちょっと時間、大幅に過ぎまして、恐縮です。以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

続いて、事務局から資料4の説明をお願いいたします。

○曳野電力基盤整備課長兼制度審議室長

では、資料4についてご説明させていただきます。

資料、全部で100ページ超えておりまして、これを25分で説明しないといけないものですから、本当にポイントだけかいつまんでご説明をさせていただきます。

まず、1ページをごらんください。

論点ですけれども、これまで5月の中間整理の中で、「日本版コネクト&マネージ」を初めとしたアクションプランを取りまとめていただいたところですので、その進捗状況についての報告が一つ。それから、2030年以降も見据えた次世代ネットワークの形成に関して、系統制約、調整力、分散化の3つの基軸に基づいて、議論が進捗しているところも一部ございますので、ご紹介しながら、今後の政策の検討のあり方について、大所高所論も含めてご議論いただければと思います。それから最後に、5月の中間整理以降のシステムワーキング等、関連する審議会での動きなどもご報告をさせていただければと思います。

まず、1つ目、「日本版コネクト&マネージ」の進捗でございますが、4ページであります。先ほど広域機関からの資料にございましたが、空き容量の算定については、現在590万キロワットの空き容量拡大を確認しております。

それから、N-1電制については、これはポテンシャルということになりますけれども、4,040万キロワットの接続可能容量を確認しております。

それから、ノンファームについてはまさに今後、制度設計ということでございますが、このN-1とそれからノンファームに関連して申し上げますと、6ページでございますが、東北電力の東北北部の募集プロセスに関しては、いわゆる事故前制御という形で、実質一定の制御を受ける形での暫定連系を認めるような形での検討が、既に行われているということでございます。また、ループ系統でない部分については、N-1電制も検討するということになってございます。

8ページをごらんください。

次からが中間整理の進捗に関する具体的な論点、あと報告でございますが、指定ルール以外の出力制御区分の内訳と、これは10ページに、具体的に無補償であるとか出力制御対象外であるとか時間制御になっているというのは、この細かいものを公開できないかということで議論がされておりましたけれども、指定電気事業者にまだ指定されていない、いわば中3社ということになりますけれども、こちらについては、公開の対応について相当の時間を要するということが実務的に判明しております。当面、まだこれらについて制御が足元で見られる状況でございませぬので、まずは太陽光または風力について指定電気事業者指定されている、要は中3社以外のところになりますけれども、東京、中部、関西以外のエリアを対象として、2019年3月末時点からの情報を速やかに公開してはどうかと

いうことでございます。

飛びまして、11ページでございます。

これはご参考でございますが、需給情報、実際に電源別の需給実績はどうなっているかということについて、公表頻度を毎月に変更して、かつ毎月末に前月分を公表するという形で、既に初回分を、10月分について12月7日に、これはグラフ化したものを広域機関から公表されております。ここにサンプルとして載せておりますけれども、こうしたものを今後とも公表して、できるだけわかりやすく見える化をしていこうという取り組みを進めてまいります。

次に、系統アクセス業務の改善に関して、まず工事費負担金の分割払いについての論点でございます。

飛びまして、15ページをごらんください。

こちらについては、既に整理をした上で、広域機関と一般送配電事業者のホームページに掲載をしております。具体的な案件によって協議で詳細決められるものでございますが、基本的には切り分けを検討して、工事の工程単位で分割払いができるかどうか、その都度支払うという形での対応ができないかを、検討をいただくということになっております。また、共同負担の場合には、ほかの事業者に影響がないことを担保すると。仮に分割払いが困難な場合には、一般送配電事業者はその理由を示していただくということを明記をしております。

具体的なイメージとして、16ページ、17ページに、分割払い、どういう形にあり得るかということイメージとしてお示しをしております。これについては既に公表済みでございます。

次に、工事長期化への対応ということで20ページをごらんください。

幾つかベストプラクティスというか、工夫できるのではないかとということで、ここでお示ししているのは、例えば現状のルールにおいても、事業者が一般送配電事業に頼むことなく自力で送電線の新設工事を行うということで、左下は、ライセンスを取って自ら送配電事業者として送電線を工事して引くという例、それから右下は、自営線をデータセンターまで引いているような事例ということで、こうしたこと、一般送配電事業者に工事費負担金を払う以外のやり方というものもございますので、後からご説明するワンストップサイトというようなもので、こうしたやり方もありますということをきちんと周知をし、制度に対する正しい理解を事業者の方々にいただこうというふうに考えております。

次に、21ページでございますが、こちらは暫定連系ということで、工事の接続に要する時間が長過ぎるというところからもとの問題意識は来ておりますので、こちらについて、先ほど申し上げたような工夫もしているところでございます。

22ページでございますが、これは、全国大で一般送配電事業者間での工事量あるいはその工事の必要な電工数のバランスを、あらかじめ情報を共有した上で、工事の期間が重ならないような形で工夫をしていくような取り組みを、一般送配電事業者にもお願いしてお

ります。働き方改革ということで、これは実際、週休2日を工事関係者に対しても進めていこうというような動きも足元ございますので、実際の工事の工程を工夫するようなことを各事業者、それから関係する会社の方々にも工夫いただくという趣旨です。

それから、後ほどご説明させていただきますが、仕様の統一化ということで、工事の効率化、生産性向上なども図れればというふうに考えております。

次、24ページでございます。

系統容量の開放に向けて、滞留案件について、原則としてこうしたものについては系統の容量を取り消す形での改正を行うということで、この場でもご議論いただいておりますけれども、広域機関の送配電等業務指針について、オープンアクセスとの問題が起きない形での改正案を策定いたしまして、現在パブリックコメントが行われているところでございます。

次、26ページでございます。

工事負担金の返金に関するものでございます。現在、いわゆる未稼働案件についての対応を進めているところでございますが、一方で工事費負担金を一般送配電事業者を支払っていただいている事業者の判断として、既に工事費負担金を支払っていることで事業の撤退をしたくてもできないというような、実態としてそういうお話もかなりいただいております。

これについて、既に今のルール上も、事業者の都合により事業を撤退する場合、この3つ目のポツですが、支払い済みのものについて、それまで生じた費用あるいは原状回復費用を算定した上で、これを差し引いた残余额については返金することになっておりまして、実際、例えば工事をしていない場合には、一定の返金が見込まれるということでございます。

一般送配電事業者はこうした返金の求めがあれば対応することになってございますので、運転開始に向けた動きが見られず、また工事費負担金の返金、一定程度されるものについて、確保され続けている系統容量が開放されるということも、期待されるところでございます。

これらについても、この場でのご説明だけではなくて、ワンストップポータルサイトなどを活用して、適切に周知を図っていきたいというふうに考えております。これは空き容量の開放に向けた手段の一つでございます。

次、28ページでございます。

ルール整備の補完に関して、事例集の作成、相談・紛争処理機能の強化、情報発信機能の強化と、この3つについて議論がなされておりますので、その検討の進捗状況でございます。

まず、29ページをごらんください。

ルールに関して、先ほど申し上げた工事費負担金の返金もそうなんですけれども、既にルールがあるにもかかわらず、必ずしもそれが理解されていなくて、例えば、国の規制が

あって例えば自分で送電線を引くことはできないんじゃないとか、そういうようなことも個別にご相談いただきます。もちろんそのたびにお答えしているんですけども、必ずしもそこが明確になっていないということで、ルールの解釈の認識が相違しやすい事項について、事例紹介、あるいはこうした審議会での議論や各機関の提供情報を、FAQとかQ&A形式で作成して公開をするということを現在作業を進めております。こうした事例集については、適宜タイムリーに改定を行っていきたいというふうに考えております。

30ページに事例集のイメージをつけております。

31ページが紛争処理機能の強化ということで、これもそれぞれ、いろいろさまざまな紛争、もしくは紛争に至らない場合の相談というのがございますけれども、こうした相談先についての、どうしたものについてはどこが一番適切な窓口かということについて明らかにした上で、公表をさせていただきたいというふうに考えております。

こうした点について、32ページで、ワンストップポータルサイトを創設したいと考えておまして、「なるほど！グリッド」という仮称をつけておりますけれども、今、「なっとく！再生可能エネルギー」という再エネ関係のワンストップポータルサイトがございますので、そこの中の一つのコーナーとしてこうした情報について、一元的に関係者の方々がわかりやすい形で公開をしていくということ、今、作業を進めているところでございます。

以上がフォローアップの関係でございます。

次、34ページ以降は、再エネの主力電源化に向けた次世代ネットワークの形成に関する論点でございます。論点、3つ塊がございます、1つ目が系統制約の克服、2つ目は調整力の関係、3つ目が分散型の活用ということでございます。それぞれ幾つかの小項目ございますので、かいつまんでご説明をさせていただきます。

飛びまして、37ページをごらんください。

まず、次世代ネットワークの形成に関してでございますけれども、まず、これまで既存ネットワークの最大限の活用に向けたコネクト&マネージを進めてきたわけでございますけれども、2030年以降も見据えてまいりますと、系統の実際、整備・増強も含めたネットワークの次世代化についても、本格的に検討に着手すべきではないかと考えられます。

その際には、再エネの主力電源化に向けた分散型電源も柔軟に活用できるシステムへの転換を進めていくとともに、先般、臨時国会では再エネの海域利用法、洋上風力の法案も成立しておりますので、この着実な施行といった観点もございます。こうした観点も含めて、再エネの規模・特性に応じた系統形成のあり方について検討が必要と考えられます。

また、再エネの主力電源化だけではなくて、昨今の一連の災害も含めたレジリエンスの強化、安定供給への貢献といった点も含めて議論を深めることが必要と考えられます。こうした点についても、ご議論いただければと思います。

38ページは、レジリエンスワーキング、別の場で議論された中身、北海道のブラックアウトなどを受けた議論の審議会での報告のまとめでございます。

39ページも同様でございます。

40ページは、これは既にご説明したことですけれども、I E Aの評価で、日本は相当再エネが入ってきた中での対応が求められる段階に、国際的に見ても入ってきているということでございます。

41ページは、北海道の系統の状況でございます、札幌周辺の系統以外が既に空き容量がないというような状況になっているところを、絵で示してございます。

42ページは、北本の連系線に関連しまして、北海道エリアにおける再エネの将来の導入も考慮すれば、現在は北流、北海道に向けて電気が流れておりますけれども、将来的にはむしろ南流が発生する可能性もあるのではないかとということでの数字でございます。

43ページは、北本連系線と、それからF Cですね、東西の連系線での分断率の経過を示しているところでございます。最近1年程度を示してございます。今、増強工事中ですけれども、50%から100%の間ぐらいでかなり高い水準で推移をしております。

それから、44ページ目が、洋上風力に関する再エネの海域利用法に関してでございます。今年の臨時国会で成立をいたしまして、12月7日に公布されておりますが、この再エネの適地と既存の系統の整備には乖離がございますので、立地制約を踏まえて、系統増強が大規模になるほど風力発電、電源側については不確実性が高まっていくということでございますので、この再エネの規模・特性に応じた系統形成を進めるための費用負担のあり方も含めての方策が必要となってまいります。洋上風力については、また別の場で詳細については議論されておりますけれども、ネットワークについての検討が必要という状況でございます。

45ページに、参考として諸外国の例を示しております。

ここではドイツ、イギリスとアメリカのカリフォルニアの例を、紹介しておりますけれども、基幹系統の形成計画については、基本的にはT S OもしくはI S Oが定めているというのは、この3カ国では共通でございます、これについて評議会もしくは規制機関が承認をするという形になってございます。

費用負担については、この3カ国であれば系統運用者、託送料金で負担している部分と、あと事業者と分担をして負担をしているという例、シャロー、ディープ、あるいはスーパーシャローがそれぞれ国によって違うということでございます。また、T S OとD S Oレベルで、基幹送電線かどうかでまた費用負担が一部異なっているということが、この3カ国では見られるところでございます。

以降、46ページから49ページまでが、ドイツ、イギリス、アメリカにおける具体的な系統増強プロセス、どういった形で検討がなされて、それが承認され、それが電気料金のような形である意味、費用回収の承認がなされているかというフロー図を示したものでございますが、詳細の説明は割愛させていただきます。

次に、51ページでございます。

今申し上げた、系統をつくるといった場合には当然費用がかかってまいりますので、こ

の費用負担のあり方についてもあわせて検討が必要になってまいります。

52ページ以降が、これは2月にご議論いただいた基本方針ですが、未来への投資に向けての必要な投資の確保、そして発電側もネットワークコスト最小化を追求する仕組みが必要だろうと。そうした中で、既存のネットワークコストについては、最大限削減していくことが必要だろうと、こういう考え方を改めてお示ししておりますが、54ページにそうしたイメージ図をお示ししております。

このうち、3番目の発電側のネットワークコスト最小化ということに関しましては、55ページでございますが、電力・ガス取引監視等委員会において、発電側の基本料金についての中間取りまとめが6月に行われているところでございます。

また、56ページに、そうした費用負担については、託送料金であるとか、あるいは税、賦課金といった場合に、どういった負担者になって、あるいは決定主体が誰か、水準はどういう形になるかということについての整理、改めてお示しをしております。

57ページ、58ページが海外の事例でございますけれども、57ページ、イギリスであります。海外においては、効率化を促進する制度を80年代、90年代以降追求した結果として、ネットワークの投資が困難になったということから、効率化とネットワークの投資が両立するような方向での制度改革が足元、進められてございます。

イギリスの場合は、真ん中でございますが、レベニューキャップが導入されたことで非常に効率化が進んだ一方で、事業者が短期的な投資に焦点を向けて、再エネの大量導入に備えた長期的に必要な投資が行われなくなるなど、効率化と中長期投資の両立が困難となるおそれが強まったということで、レベニューキャップを改めて、一番下の(3)のところになりますが、収入と実コストの差分の約半分を顧客に還元し、残りは託送収支上の利益にできるという形で、これは事業者側にもその削減インセンティブが生じるような形にしたと。それから、期中に発生した投資に応じて収入上限の調整を認める、いわゆる変分改定の仕組みを導入するといった形で、再エネの大量導入と供給の質の問題に対応したということで、これはR I I Oと言われる仕組みですけれども、2013年以降、導入されてございます。

ドイツにおいては、58ページでありますけれども、レベニューキャップ制度のもとで、こちら短期的には投資は抑制されて、供給の質が低下する懸念が指摘されるといったことから、2012年以降、順次、変分改定制度が導入されてございます。

以上が費用負担のあり方に関する論点でございます。

次に60ページでございますが、既存のコストの徹底的なコスト削減、当然こちらをあわせて必要ですということでございますが、このうちの一つの手法といたしまして、各社の仕様の統一化を進めて、調達の手法についても改善するというところをご議論いただきましたけれども、定期的な国への報告、情報開示によって取り組み状況を確認いたしましたので、こちらの状況報告を行わせていただきます。

61ページをごらんください。

具体的に、これは再エネのネットワークの接続へのコストを下げていくという観点から、特に再エネの導入に係る工事に関連し、かつ、ある程度ロットが大きいようなものにとりあえず絞って、具体的な議論を各事業者と行ってきたところでございますけれども、この具体的な3品目として、アルミの架空送電線、それから66キロボルト、77キロボルトの比較的再エネが接続されるような規模でのガス遮断器、それから地下ケーブル、いわゆるC Vケーブルと呼ばれるものですが、こちらについて各社の仕様が最大で10社、バラバラであったというものについて、仕様統一化に取り組むということでご提案をさせていただきます。

具体的には、62ページにちょっと書いてございますが、18年度中に、今年度中に各社において統一化に向けたロードマップを作成して、19年度以降、これは電力取引監視等委員会の料金審査専門委員会において、各社の達成状況をご報告いただくということでございます。これは、もともとコンプライ・オア・エクスプレインというふうにご説明させていただきましたけれども、基本的には仕様を各社一緒にしていただき、できない場合には、なぜできないかということについて、理由をご説明いただくということだと思っています。原則統一化ということですので、実際にレビューを進めていくということで考えてございます。

具体的には、統一化品がどれぐらいの割合になっているのか、それから、調達コストがそれでどれぐらい減っているのか、競争発注をどれぐらい比率で行っているかと、63ページに例がございまして、こうした評価・確認をさせていただくことを想定しております。統一化品になりますので、ある意味では、各社間の比較もより可能になってくるのではないかと考えております。

以上が既存コストの削減に関する進捗状況でございます。

次が調整力の関係でございます。再エネの出力制御の回避に向けた取り組みということで、66ページが九州の状況でございます。

ことしの10月、11月で8回の出力制御が実施をされております。67ページの2つ目のボックスですが、実際の制御は、法令であらかじめ定められたルールあるいは審議会で——システムワーキングですけれども——議論された手順に従って行われたものではございますけれども、出力制御量の低減のために、ここに書いてある1から4の内容を追加的に行えないかというような議論をいただいているところでございます。

具体的には、68ページにございますが、関門連系線のさらなる活用について、これは予算措置で今、工事をしてございますけれども、これによって制御量をかなり減少させることができるのではないかと、この取り組みを今、進めているところでございます。

それから、69ページはオンライン制御ということで、オンライン制御を拡大しますと、基本的には当日の2時間前に制御量を確定しますので、この右下の表でいいますと、濃いオレンジの部分に比べて薄いオレンジの部分は非常に面積が小さいというのが明らかでございます。こうした形で当日解除ができる電源をふやすことで、制御量、予測誤差を非常

に減らすことができるということで、これは旧ルールに基づく事業者の方々にぜひオンラインへの切りかえをお願いしたいということで、今後、促していくことが考えられるところでございます。

次、70ページでございますが、これは旧一電以外の独立のオンラインではない電源でございますが、電源Ⅲについての最低出力を下げっていくことによって、結果として再エネの出力制御を下げられるのではないかとという取り組みを、強化するべきではないかという論点でございます。

それから、71ページが経済的出力調整でございます。先ほどノンファームのところでも、オペレーションと費用負担の切り分けといったような議論がございましたが、これも同様でございます。現在、事務局のほうで実務的な手法を検討しているところでございます。

次が、必要な調整力に関する議論でございます。こちらについては、調整力の定量化と、それからグリッドコードに関する論点が大きな2つの柱でございます。

まず、グリッドコードに関してでございます、76ページをごらんください。

主に系統ワーキング、別の審議会でご議論いただきましたけれども、特にこの再エネの大量導入と、それから自然変動再エネが周波数への変動への耐性を高めるための対応というのが、足元では求められているところでございますが、2030年あるいはそれ以降も見据えれば、足元の課題以外も含めて、総合的に電源が具備すべきルールというものを決めていく必要があるだろうということでございまして、そうした体系のあり方、それから具体的な要件、制御機能、これは既設電源に対してはどのような形で求めていくかというようなご議論をいただいているところでございます。

海外の事例では、77ページでは、ヨーロッパでは統一のコード、ENTSO-Eが策定をするということでございまして、ある一定のフォーマットをENTSO-Eが定めた上で、各国がそれぞれ具体的な要件の数字なんかは定めているということで、一定の裁量が認められているというのが各国の例でございます。

また、その具体的な例としては、78から79ページで、具体的な最大出力をどう抑制するかとか、周波数の調整をどうするかとか、どれぐらいの周波数の変化に対して耐えられるかとか、ちょっと細かい話になりますけれども、こうした技術的な要素についての規定が定められてございます。

いま、再エネについて申し上げましたけれども、当然これは再エネだけではなくて、火力などほかの電源に対しての要件というものも必要になってまいります。別の場の議論では、むしろこれをどういった形で体系立てるのか、かなり自主的なルールにしているドイツのような例と、あるいは、むしろ法令にかなり定めているような国の例もございますので、どういった形で機動性と、実際の実効性を担保するような形のルールの体系をつくっていくかということも、課題であるというふうに認識をしております。

次に、81ページがその目指すべき変動再エネの出力調整のあり方ということで、これ、先ほど、広域機関、佐藤理事からもお話がありましたけれども、その再エネ由来の調整と

いうよりは、まずここではF I T制度由来の再エネの調整についてどうするかということでございます。これはF I T特例制度があるがゆえになっているものということですので、再エネ由来で調整力が必要になっているということでは必ずしもないということで、先ほどのR e s e r v e - f o r F I Tと書いていましたけれども、まさにそういう位置づけの論点でございます。

大半が今、一般送配電事業者が計画策定を、F I T制度ではインバランスについての計画を立てておりますので、これは我が国特有、かなり特徴的な制度ということでございますけれども、今後のF I Tからの自立化なども見据えますと、F I Tインバランス特例制度のあり方、それから一般送配電事業者、発電事業者、小売事業者の間の適切な役割分担についても、検討課題であるということでございます。

いずれにしても、この技術革新、新規事業の展開なども踏まえて、コストはできるだけ下げていく中で、一定範囲の予測分というものは、発電・小売事業者自身が行っていくという方向性が、今後の方向性としては望ましいのではないかと考えられます。これまでもこうした議論は委員からもご指摘いただいていたかと思えます。

一方で、そうした市場をどうやって活用していくかということについてもご議論いただければと思いますが、この82ページ、先ほどの広域機関の説明と同じでございますが、84ページにあるのが、200億デルタキロワットという先ほどと同じ数字が出ておりますけれども、まずは、85ページにありますように、一般送配電事業者自身が予測誤差をどうやって減らしていくかということ、これによって再エネに起因するインバランスを小さくしていくということも重要と考えられますが、これは、送配電事業者が予測するのであれば、こういう形で圧縮するのが大事ということになりますけれども、例えばこの場でもご紹介いただいたドイツの例ですと、そもそも、ぎりぎりまでbalancingグループが決めるという形になりますので、その場合には多少前提としても変わっていくということかと考えられます。

その上で、足元、こうしたF I Tインバランス特例がある中での費用負担についてどう考えるかということでの事務局案について、86ページにお示しをしております。

ご議論いただきたい論点でございますので、丁寧にご説明させていただきますが、まず広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が起こる場合には、この調整力の確保に係る費用について、負担のあり方を検討する必要があるのではないかと。

また、この費用については、2021年以降は、需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の費用をもとに算定が可能と考えられますが、暫定的にきょう示されたような費用の試算をもとに算定することもあり得るのではないかとということ。

また、この費用についてでありますけれども、F I T特例制度に起因しているということ、また、F I Tインバランスリスク（キロワットアワー）については、F I T交付金で手当てしているということも踏まえますと、なお相応の予測誤差が圧縮努力しても残る場

合には、F I T交付金を活用して負担することについて検討してはどうかということ。

ただし、その場合には、現行のインバランスリスク料の考え方も同様ですけれども、予測誤差を削減して、確保すべき調整力を減らすインセンティブが働く仕組みにする必要があるのではないかとということ。

こうした方策については、今後行われるF I T法の抜本見直しも見据え、2020年度をめぐりに具体化できるよう検討を進めることとしてはどうかということが、事務局案でございます。

88ページ以降が分散型に関する論点でございます。

こちらについては、まず再エネに関しての環境変化ということで、コストの低下、それからデジタル化、価格シグナルの活用、電動車シフトへの動き、そういったイノベーションの発展、それから電力システム自身の市場化といった進展もございますので、こうしたものを踏まえて検討が必要ではないかと。その場合にも、非常時にも安定供給が可能となるモデル、あるいは分散型エネルギーと調和的な電力ネットワーク自身も検討していく必要があるだろうというのが全体像でございます。

ちょっと時間の関係もございますので、89ページは、再エネの価格が下がってきていること、90ページは、電気の流れが上から下ではなくて、双方向になっていくといったさまざまな動き、それからF I Tから自立した再エネの活用モデルといったものは91ページ、92ページは、ダイナミックプライシングといったような工夫をすることで、むしろ供給側の価格シグナルだけではなくて、需要側に対してもこうした価格シグナルで行動の変化を促すような仕組みということでございます。

93、94ページは、分散型のエネルギー、災害時にも使えるような形での、制度上の整理といったところでございます。

95から98ページは、こうした分散型エネルギーがふえていく中で、こうしたデータを活用した新たなビジネスの展開といったものも考えられるのではないかとということで、これはエネ庁の別な研究会でもご議論をいただいているものでございますが、例えば97ページでいいますと、配電網とE Vが連携したビジネス、これはイタリアのE n e lが行っているケースですけれども、ある意味ではE Vを蓄電池として活用して、V 2 Gですね、グリッドへの給電、逆潮を行っているというような取り組みでございます。

98ページは、これはどちらかというとプラットフォームとして行われている例でございますけれども、蓄電池を、電池を交換する形で素早く電動スクーターを活用できるようなビジネスモデルということでございます。

最後に、その他の報告事項ということで、100ページが東北北部の募集プロセスに関する報告でございますけれども、ことしの8月に入札をしまして、11月末に優先系統連系希望者を確定しておりますが、約350万キロワットの連系量が見込まれておまして、ほぼ全て風力でございますけれども、うち洋上風力が212万キロワットという形であります。地域別で見ますと、青森、秋田が非常に多くなっているところでございます。

最後に、非化石証書の関連でございます。

104ページをごらんいただければと思いますけども、今般、F I T電気に係る非化石証書について、トラッキングの要件、こういった電気がどこでつくられ、どういう形で取引が行われているかということの情報がついているという要件を満たすということで、R E 100に使用可であるということが、R E 100の団体から回答がございました。

これを使って、105ページ、最後のページでございますが、実際に企業において活用とといったような事例も見られるところでございます。

以上、駆け足で恐縮ですが、説明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す。

次に、この議題での最後の資料説明ですけど、本日ご欠席の小野委員から資料、資料7ですかね、提出いただいておりますので、事務局から概要説明をお願いいたします。

○曳野電力基盤整備課長兼制度審議室長

では、資料7に基づいてご説明をさせていただきます。

小野委員から、資料4に関してが1ページ目と2ページでございますので、このポイントをご説明させていただきます。

意見4点いただいております、1つ目は、系統設備の増強は目的を明確化して合理的に検討すべきということで、具体的には、例えば北本において北本連系設備のさらなる増強の検討が始まっておりますが、この目的が十分に明確化されていないのではないか。レジリエンスの観点からの系統増強の必要性は、慎重に検証される必要があるのではないか。また、仮に再生可能エネルギーの導入を主たる目的として設備増強を行うとすれば、まずそれを明らかにして、費用は再生可能エネルギーのシステムコストの一部として認識すべきである。その上で、実際の増強是非の判断に当たっては、費用便益を慎重に比較衡量することが不可欠であって、その負担のあり方とその実現性も加味して検討する必要があるといったことでございます。

2点目が、再エネ国民負担は3.7兆円から4兆円、2030年度の水準でございますが、これについては確実に抑制すべきというご意見でありまして、この水準は現状を正当化し得る再エネに対する国民負担の最大値であって、ネットワーク構築のために賦課金を投じるのであれば、当然その額は3.7から4兆円の内数として扱う必要があるというご意見でございます。

3点目が、再エネを安定供給に貢献する電源とすべきであると。主力電源と評価されるためには必要であるということで、適切なグリッドコードへの適合、柔軟な出力調整といった形で、積極的に貢献できる電源となることが求められるということでございます。なお、過去の制度下で出力制御に対応しない形で接続した案件については、経済的出力調整の対象とすることを含めて、検討すべきであるといったご意見であります。

最後、4点目が、再エネの予測誤差に係るコストを最小化すべきということで、現状の

ようなインバランス特例によって、F I T発電事業者等が発電予測を必要がない、インバランス責任を負わないといった運用では、安定供給インセンティブが高まらないのではないかと、適切な役割分担の実現に向けた制度改正がなされることを期待すると。同時に、予測誤差に対応するための調整力を最小化することが必要だと、こういったご意見をいただいております。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、今から質疑応答及び自由討議の時間とさせていただきます。いつものように、ご発言ご希望の方、ネームプレートを立てていただければと思います。

今回、この議題ですので、説明者自身、なかなか苦勞されてましたけれども、資料も厚いし、論点たくさんあります。いろいろ議論も活発に行いたいと思いますが、いつもお願いしていることですが、ご発言、手短にまとめてお願いしたいと思います。

いかがでしょうか。ご発言ご希望の方は順番に。

じゃ、長山委員からお願いいたします。

○長山委員

ありがとうございます。

資料3の三次調整力と、資料4の87ページのその調整にF I T交付金を使うという点に関しては、例えばドイツとかでは既にF I Pで市場投入になっているので、デルタキロワットは託送料で賄うということになっているんですが、日本は独自の制度ということで、しようがないということはあると思うんですが、やはりインセンティブをつけて、なるべく予測誤差を減らすようにするというと同時に、必要量の計算プロセスを透明化して、客観的な検証ができるようにしていくことが必要でないかと思います。方向的には、F I Tはフェードアウトしていきますし、なるべく大きなバランスンググループをつくって、そこで需給の予測の精度を上げていくということが筋ではないかというふうに思います。

あと2点ほどなんですが、資料4の101ページの東北電力さんの東北募集プロセス、101ページと、47ページのドイツの系統増強プロセス——資料4ですね——を見比べると、確かに東北電力さんは非常によくやられていて、212万キロワット、今度、洋上風力が入ったということなんですけれども、ドイツ等を見ますと、初めにどれだけ洋上風力が必要で、それに対して系統計画をつくるというグランドデザインができていないかと思うんですね。それを考えますと、東北電力さんの今回の取り組みは、発電事業者さんの要望があったからこういう系統増強したというパッチワーク的なところは否めないんじゃないかと思います。

そこで、重要なのは、多分、政府のほうで洋上風力がどのぐらい必要なかというコミットメントというんですかね、導入量のコミットメントとグランドデザインをして、それをもとにシミュレーションをしていくのが必要ではないかと。さらに東北電力さんじゃない第三者がシミュレーションをしていくことが必要ではないかと思います。

ちょっと後半のときに言おうと思ったんですけども、この前、東北電力の東北北部エリアの電源接続募集プロセスにおいて、発電事業者さんのコンサルをしているところと話したんですけども、データが北半分しか提出されなくて、南半分のデータが、インピーダンスとか含めて細かいデータが提出されてなくて、例えば南の原発が再稼働した場合ですとか、大きな火力が脱落した場合のような、大きなシミュレーションをするときに、データが南半分が出てないと不完全なので、完全なシミュレーションができないというような声もあったんですね。したがって、データはかなり明らかにしていただいた上で、政府のほうでこの東北エリアもしくは日本全体の風力がどのぐらい入るのかというグランドデザインをしていただいた上で、送配電の系統計画をつくっていただけたらというふうに思います。

それから、あと、コネクと&マネージのところ資料2のほうなんですけれども、ちょっと私の理解が間違っているかもしれないんですけども、資料2の44ページのところで、この黄色いファーム電源というのは多分、既存電源の火力のことを言っていて、ステップ4の辺から出てくるノンファーム電源という赤のは、FIT以外の再エネと一部火力、このノンファームFITというのは、FITですよ。というふうに考えますと、今後ノンファーム型FIT電源を入れていくためには、やはり系統増強するか、もしくは系統接続を拒否するか、もしくはコネクと&マネージをするかということになるので——系統混雑をさせないためにはですね——、ということなので、今おっしゃられている方向のコネクと&マネージをなるべくして、無駄な送電投資をしないでつなげていくという方向のための第1ステップの実証を行うということには、賛成であります。

ステップ2で、ファーム電源が既存電源、火力が入っていて、このノンファーム電源という赤の部分がステップ2に入っていないというのは、これは何か先着優先がまだ働いているんじゃないかなというふうに感じました。需給調整のほうでは、既に火力は再エネよりも先に出力抑制をすることになっていて、火力は必ずしも保護されていないし、再エネは今後ふえていくので、再エネのほうがコスト競争力、限界費用ゼロなので、どっちみち火力は押されていくことにはなると思うんですけども。したがって、このステップ2のところで火力が先着優先されてしまうというのはどうなのかなと、再エネと一緒に平等な立場で扱われるのがいいのではないかなというふうに思います。赤のノンファーム電源がもっと左にあってもよいと思います。ちょっと理解が間違っているかもしれないんですが。

以上でございます。

○山地委員長

最初の発言事例としてはちょっと長過ぎると思いますね。発言される方は、よく準備して簡潔にご発言いただきたい。

この後、江崎委員、岩船委員、それからオブザーバーの大森さん、そういう順番でまいりたいと。

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。

まず、2、3、4通じて、それから前回もそうだと思うんですけども、やっぱりデジタル化というか、ネットワーク化というのが非常におくれていて、この集計をするのにこんなに時間がかかるというのと、それから対応するのに時間がかかるというのは、かなり問題だろうということを考えると、しっかりとしたデジタル化をやっていただくということも、非常に大事なことだろうと。

ついでに絡めますと、内閣府のほうからは、やっぱりクラウドをデフォルトで進めなさいというのが、今後のコンピューターシステムでやることになっていきますので、それとの整合性、さらに重要インフラに関しては、そのあたりしっかりやりなさいという、ガイドラインも含めてつくられていますので、そこをちゃんとやるべきではないかというふうに思います。そのための多分、例えばC I Oの情報交換の場みたいなものがあったもいいのかなと思います。

それから、お礼としては、次世代のネットワークをつくるために情報の提供、それから相談窓口、紛争処理等をしっかりとつくっていくということは、非常に大事なことだと思いますので、ぜひこれはサボらずに進めていただければというふうに思いますし、さらに、仕様の統一化と共同調達みたいなどころまでのところも、進めていただいているということは、今後の連系を進めていくという意味においては、非常に重要なステップだと思いますので、これもぜひ続けてやっていただければというふうに思います。

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、岩船委員、お願いします。

○岩船委員

ありがとうございます。

まず、資料2なんですけれども、N-1電制で4,000万kWという量が空きそうだとすることで、非常にいいので、ここをきっちり活用できるようにしてほしい。だから、ノンファームの話もあるんですけども、やはり恒久的なノンファームはかなり課題が多そうですし、先ほど長山委員からもご指摘があったように、スポットで取引できずに時間前市場がメインになるとすれば、多分、実際活用できる枠も小さいような気もしていますので、まずは洋上風力のエリアからスタートするというのはいいかとおもいますので、恒久的な仕組みに行く前に、その効果がどのぐらいのものなのかというのをきちんと把握した上で、具体的な制度設計やシステム構築に進んでいただきたいなと思いました。

資料4、54ページですかね。まずは、さっき言ったようにN-1電制であいた場所にきちんと誘導がまずできるような制度設計をしていただきたいなと思いました。系統計画をI S Oみたいな公的なところがやるのはいいと思うんですけども、費用負担に関しては

各国バラバラですし、例えばドイツみたいな一般負担が前提の国をまねたところで日本には合わないわけで、そこはやっぱりきちんと発電事業者さんに特定負担をしっかりとしいただいて、その負担を避けるためにあいているところに入ってもらおうというように、仕組みをつくっていただきたいと思いました。

81ページは、これはFITインバランス特例制度による、ひずみと言っはいけないんですけれども、そのための調整量というのは、かなり膨大だと思うんですけれども、今回試算していただいた年間の億デルタキロワットだけでは、量的、費用的なイメージもできないので、そこは費用の見積もりを出していただいて、規模感をしっかりと議論できるようにしてほしいと思いました。

3つ目のポツというのは非常に大事で、発電事業者さん、小売事業者さん、BGグループになるべく予測をして、ゲートクローズぎりぎりまで補正するような制度にしていきたいと思いました。

92ページ、これは参考資料ですけれども、価格シグナルの活用、こういったものが非常に大事なんですけれども、いまだ一般電気事業者さん初め、こういうダイナミックプライス、あるいは結構思い切ったTOUみたいな料金制度が全然出てきていないので、これを何とか促していただきたい。こういう料金が実際に用意されてくれば、そのメニューに応じた製品開発も進むのではないかと思います。

最後、100ページの東北の募プロの話なんですけれども、結構洋上が多かったという話があって、本当に陸上をもうやり切ったのかなというのもちょっと、そもそもFIT価格がかなり洋上は高く設定されているので、大資本ががんがん入ってきている構造もあるかと思います。陸上は、まだまだ地元資本のようなもう少し小さい規模のものもあるかと思うので、そういったところが洋上に負けてないかなというようなチェックも必要ではないかと思いました。洋上よりも陸上のほうが系統には近いわけで、本来、連系費用も少なく済むかと思うので、そういった視点からも検討していただきたいと思いました。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

次は、電事連の大森オブザーバーですが、その後、新川委員、松村委員と回していきたいと思います。

大森さん、お願いします。

○大森オブザーバー

ありがとうございます。私からは、資料2について1点と、あと資料4に関して4点ほどコメントをさせていただきたいと思います。

資料2の34ページになります。N-1電制の本格適用に向けたスケジュールなんですけれども、これは先ほど佐藤理事のほうからもありましたとおりで、私どもとしても今回初めて拝見するものでありまして、このスケジュールで対応できるかどうか、正直まだびん

ときておりません。そこについては、各検討項目ごとのボリュームですとか、あるいは期間について、これから具体的なイメージづくりも含めて、広域機関と一緒に検討させていただければというふうに思います。

次に、資料4の1点目であります。

資料の2ページから中間整理の進捗状況を報告いただいておりますが、一般電気事業者も、検討実施の主体となっている項目につきまして、例えば想定潮流の合理化あるいはN-1電制の適用については、広域機関で取りまとめていただいたルールに基づいて、既に実施しているところがございます。工事費負担金につきましても、分割払いが認められる場合の考え方、これについては広域機関さんのほうとともに整理しまして、12月14日に広域機関のホームページで公表されたということと、あと、その後各社においてもホームページで取り組みを表明するなど、私どもとしてもできることから1つずつ引き続き取り組んでまいりたいというふうに思います。

資料4の2点目、51ページからの系統整備増強を含めた次世代ネットワーク形成でございます。

これに当たっては、皆様のご期待に応えられますように、徹底的なコスト削減と同時に必要な投資についても行っていきたいというふうに考えております。投資を促進する制度環境の整備を何とぞよろしくお願ひしたいというふうに思います。

費用負担のあり方につきましては、受益と負担の関係を考慮していただきたいということと、具体的には、託送料金に限らず、再エネサーチャージですとか税等による負担、また、内容に応じては再エネ事業者の皆様にも応分に負担いただくことも含めて、幅広く検討いただくようお願いしたいというふうに思います。

資料4の3点目、60ページからの既存ネットワークコストの最小化についてであります。

調達コストの削減に向けて引き続き不断の努力を継続することに、もちろん異論ございません。一方で、今後のロードマップを示していく上では、63ページにおいてベンチマークとして例示されております調達コストの削減率についてでありますけれども、供給先のメーカーのコスト構造ですとか市況に影響を受けること、あるいは削減率の公表で単価水準が類推されてしまって、調達環境に悪影響を及ぼす可能性があること、こういった理由から採用には慎重な検討が必要というふうに考えてございます。今後、その他の指標の採用も含めて、代替となるような適切な指標がないかどうかも含めて、所管される事務局としっかり協議させていただきたいというふうに思います。

関連して、62ページにロードマップイメージを記載していただいておりますけれども、先行きの見通しについても、定期的なプレッジ・アンド・レビューを進めていく趣旨を踏まえれば、一定程度、確度を持った計画をお示しする観点からも、資料上は10年間というふうになっておりますけれども、5年程度が妥当ではないかというふうに考えてございます。

最後、4点目であります。

81ページからの目指すべき変動再エネの出力調整のあり方についてでありますけれども、広域機関の説明のとおりで、三次調整力②、これはF I T特例制度①、③に伴う予測誤差のための調整力でありますので、その確保量は再エネの導入拡大とともに増加していくものというふうに考えております。今回、小委員会で本件を取り扱っていただいて感謝してございます。

指摘されております再エネの予測精度向上については、一般送配電事業者各社としても、関係者のご指導を得ながら需給量の安定化のために継続的に努力していく所存ですけれども、何分天候等に依存するものである以上、おのずと限界もあるということもご理解いただきたいというふうに思います。

今後も再エネの導入拡大とともに、三次調整力②の確保に伴う費用負担の増加が見込まれることから、そのことによって生じざるを得ない予測誤差のために、一般送配電事業者が調整力確保に要した費用、これにつきましては、事務局資料にも記載があるように、F I T交付金を活用した負担が適切ではないかというふうに考えてございます。

長くなりまして申しわけございません。以上であります。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、新川委員、お願いいたします。

○新川委員

資料4に関して2点申し上げます。

1点目が、ネットワークコストの関係の部分で、55ページ以下の部分です。

まず、今後、ネットワーク関連の投資を促していくという意味で、ネットワークコストの負担のあり方だとか託送料金の制度自体の見直しをしていくということが、非常に重要な課題だというふうに思っております。まず、55ページにございますとおり、既に方向としては決まっていると思えますけれども、発電者基本料金というのを導入して、これについては具体的な制度整備を作業中ということですので、ぜひ速やかに、2020年以降できるだけ早い時期というのが今目処になっておりますけれども、目指してお進めいただければと思います。

あと、それに加えて、57ページ以下にいろんな国の制度が紹介されておりますけれども、プライスキャップだとかレベニューキャップと、いろんな制度はあるものの、やろうとしていることは結構類似しているように思ひまして、一つは、将来の必要な投資をサポートできるようなフィー体系にしていくという視点、それからもう一つは、ネットワークコスト削減のインセンティブを事業者が持てるような仕組みにするという、この2つの視点を結局達成しようとしているのではないかと思います。

後者は日本についても既に一部導入されているところですが、削減努力で削減できるコストというものは何なのかということの明細が重要だと思うので、それをきちんと精査してみるということ、プラスそれを会計的に客観的に算定できる仕組みというのがな

いと、コスト削減のベネフィットをシェアするという制度に乗っていかないと思うので、そのあたりのどういうふうに客観的に算定していくのかという部分も含めて、検討していく必要があるのではないかと思います。

2点目が、85ページ、86ページの部分です。再エネ誤差のところですけども、まず一つとして、今回、佐藤理事のほうからご説明ありましたデルタキロワット、要するに特例の1、3に起因するという制度的な理由で、ゲートクローズ前の部分で現在、送配電事業者が負担している部分は幾らなのかということを経験していただき、それが200億デルタキロワットというのは、結構かなり大きな数字だということがわかったことは、非常に大きな進歩というかステップ、遅いというご指摘もありましたが、であるというふうに思っています。

これを今後どうしていくかなんですけども、どの事業者に負担させるにせよ、再エネを大量導入していくのであれば、予測誤差を小さくするという、このための政策というのは不可欠なので、誰が負担するかということになるにせよ、そこをどうやって小さくしていくのかということを引き続き考えるということが、まず1つ目の重要な点というのはご指摘のとおりです。

その上で、86ページに示しておられるとおり、本来、計画値同時同量というのは、発電だとか小売事業者の責任で対応すべきところを、再エネの導入を促すという観点から、送配電のほうで今やっておられるんだと思いますけれども、原則論としては、送配電ではなくて小売なり発電事業者が負担すべきものだと思いますから、長期的な視野としては、そういった方向に持っていくように動くのが合理的なのではないかなと思って、資料のほうを拝見しました。当面の間は、とはいえ、送配電のほうで対応されることになるので、その一部をFITの交付金でサポートするというのであれば、考え方としては合理的なものではないかというふうに思った次第です。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

松村委員、お願いします。

○松村委員

この後発言する機会があると思われるものは、今回は発言を控えて、絞り込んで話させていただきます。

まず、資料2に関してですが、N-1電制の議論をここまで進めてくださった、それからスケジュールもこんな形で出していただいたことに感謝します。N-1電制にしても、あるいは恒久的なノンファームにしても、諸外国にもないことをやらなければいけない、ハードルが高いこともわかりました。

しかし、一方で考えてほしい。日本の系統は諸外国と違うわけですね。日本でも基幹ループ系統のところには初めからやらないと決めているわけではないけれど、N-1電制

で、コストパフォーマンスを考えれば、基本的には入れないわけですよ。そうすると、入れて意味がある、例えば最も極端なケースだと、ここでも議論になった、線が2本しかなくて、したがってN-1の事故に備えていると、最大でも50%しか使えないという非常に非効率的な使い方がされている割合が高い国は、入れる意味があるかもしれないけれども、そういうものが極めて少ない国は、元々効率的だった国は入れる意味が乏しい。

だから、そういうことでやられていなかったのだとすると、それが日本の系統がある意味で、再生可能エネルギーを入れるという点では極めておくれた系統だったから。それはかなり一方的なアンフェアな言い方だと思いますが、おくれた系統だったものを、これで一部追いつこうとしている面もあることは認識する必要がある。その点を考えて、電事連には、ぜひスケジュールについて条件闘争をすることを考える前に、日本のおくれた系統が他国に追いつくために今広域機関も含めて一生懸命頑張っていることを認識した上で、最大限この示されたスケジュールに合わせて迅速にできるように、ぜひご協力をいただきたい。

それから、ファーム・ノンファームという点に関して、資料2の45のところ、最初のところの配電系統への接続に極めて消極的な意見が出てきて、これに関しては失望している再エネ事業者が相当いるのではないかと。もしこのニーズ、声が広域機関に届いていないとするならば、ちょっと広域機関の感度が低過ぎるのではないかと。メタン発酵の発電事業者だとかでも、これにすごく期待していた事業者は、最初にこの議論が出てきたときには相当たくさんあったはず。これについては、順番としては後回しというのは合理的な説明をいただいたと思いますが、だからのんびりすればいいということではなく、これについてもできるだけ速やかに検討していただきたい。

諸外国でなかったのは、これは恐らく配電系統の投資だけだったら、基幹送電線と違って10年も20年も待たされることは通常ないので、恒久的にこんなことをする必要がないということなのかもしれない。けれど、日本はその点非常に特殊。そこでも膨大なコストが請求される例は実際にあるし、さらに言うと、背後にある送配電網を強化しないと配電網に接続できないなんて言われることがあって、本当に10年、15年かかるなんて例だってあるということ。したがって切実なニーズがあることは、ぜひ認識していただきたい。

次に、資料4の61ですが、この仕様統一、高く評価します。事務局、ほかの部局も含めてこういうことをやってくださっているのは、とてもいいことだと思います。

でも、一つ考えていただきたいことがあります。これだけじゃなくて、コストの大きな部分を占めているのは工事費。こういうようなところも含めて、コンペティティブでリーズナブルなコストに下げてほしい。そのための手段として仕様統一と言っていることを、ぜひご理解いただきたい。

これは原則かもしれないけれど、もちろん自社、例えば中部電力仕様が出てきて、これが本当にほかの会社よりもすぐれているもの、これは将来的には世界中で採用されて、国際標準になる自信があるものを、短期的に中電仕様という格好で出してくるのを誰もとめ

たりはしない。仕様統一だけを目的にしているのではない。もし本当に何々電仕様などというものを残すのであれば、それぐらいの高い志を持ったものできちんと説明していただきたい。そうでないものについては、ちゃんと競争メカニズムが働いて、ヨーロッパ並みの調達コストにできるように、そういう道筋を示すための仕様統一だということは忘れないようにしていただきたい。

それから、資料2と資料4両方で出てきたReserve for FITに関してです。この名称は正しいし説明も正しいと思うのですが、この整理は視野が狭いのではないかと考えています。これは何でこんな制度ができたのかまでさかのぼって考えると、個々の小売事業者が個々の電源を管理して発生したインバランスは、その個々の事業者、バランシンググループ組んでもいいのですが、そこで調整するのが効率的、そこで切磋琢磨すべきだというのも一つの考え方もあるけれど、太陽光のようなものの変動は、地域でまとめて調整するほうが効率的という発想も一方ではある。

A県のA地区とB地区があって、それぞれ別の事業者が買っているとして、A地区に雲がかかっていた状況から、B地区に雲がかかるように雲が移動したときに、それぞれの事業者がそれに合わせて一方が火力を炊き増し、一方が火力を炊き減らすのが、そのようにインバランス調整をするのが本当に効率的ですか。でも、県の単位あるいは地域の単位で見たら、ほぼ平準化されているときにまで、そのためのリザーブをわざわざ各事業者が調達するのではなく、送配電部門が三次調整力②という格好で調達して、これでまとめて調整してそのかかった費用をを請求するほうが、全体として効率的ではないか。それは、FITに限らず、卒FITのものについてもそうしたほうが効率的じゃないかという整理は、私は一つの選択肢だと思っている。

今の制度は、そのような発想から一部出てきたと思っている。これが自明に正しいとは言わないけれど、そういう今の整理で、こういう制度になっているから必要だという整理ではなく、そもそもどういものが効率的なのかということまでさかのぼってみれば、この重要性はもっと高くなる可能性もある。この点認識する必要があると思います。

さらに、これを外出しでFITの交付金で賄うという議論になったときには、これは単価だとか量だとかというのの精査は、今やられているレベルでは困ります。今までだったら、仮に高い価格で調達したとして、多分供給者というのはほぼ旧一般電気事業者、そうすると、同じ資本のもとでの移しかえになるので、むやみに高い価格で買ったとしても、ある意味でちゃらになってしまう側面が少しはあるので、これがブレーキになっているのかもしれない。しかしこれを外出しですと言われたら、とんでもなく高い単価などということになって、その国民負担は全部FIT賦課金に寄せられて、その結果として、肝心な送電投資とかに回さないなんていうようなことだってあり得る。したがって、もしこれをやるなら、相当にきちんと、量についても、単価についても精査する覚悟が必要だと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

この後の発言順を言ってなかったんですけども、申し上げます。まず、オブザーバーのほうから東電の岡本さん、それからエネットの川越さん、その後、小水力利用協議会の春増さん、その後で委員の高村委員、またその後はその段階で申し上げますので、この順番でいきたいと思います。

では、岡本さんお願いします。

○岡本オブザーバー

ありがとうございます。もうかなり議論が進みましたので、今までご発言があつて、同じ意見であるところは省略させていただいて、それ以外ということで、ちょっと3つほどコメントさせていただきたくて、一つは、広域機関さんのほうで検討されていますノンファームの、あるいはその系統をうまく使うコネクト&マネージについて、2つ目が、ネットワークの投資環境整備ということを議論いただいて、その前に次世代の設備形成のあり方という話があるかと思います。3つ目に、その投資の環境整備と費用負担という観点で、3つコメントさせていただきます。

まず、1つ目なんですけれども、資料2の42ページ、これは佐藤さんからコンパクトに非常にわかりやすい説明があつて、そのときに42ページを参照されまして、先ほどちょっと議論ありましたけれども、いわゆるTSOとDSOの、あるいはローカルと基幹系統によって大分その特性が違ふと、こういう話がありましたので、基本的にはコネクト&マネージを考えると、この右側のように電源の差しかえる相手というのが、再エネ同士であるという場合と基幹系統のような場合に、その他系統電源であるという場合は、多分違ふと思いますので、基幹系統とローカル系統でやはり対応を分けてコネクト&マネージを考える必要があつて、両方において効率的に議論する必要が、スピーディーにという話かなりありますが、議論する必要があると思います。

基幹系統に影響するのは、当然、基幹系統につながってくる大規模電源でありますけれども、実際何が起きているかという、例えば低圧のようなところにつながっている太陽光があるエリアにたくさん入ると、それが特別高圧にもしみ出してきて、そちらも実は集まってきている、あるいは、一部非常に高い電圧についてももういっぱいになると。こういうことが現実起きていますので、必ずしも大規模電源だけが基幹系統潮流に影響しているわけでは全くないので、基幹系統の問題は基幹系統の問題で議論を進めていただきたいというふうに思います。

前提としては、やはり発電とネットワークコストを最小にするということが目的であるというふうに考えますので、その中で、最終的に45ページにご提案があつて、基幹系統でのノンファーム接続について4ポツ目でご指摘があるんですけども、これは基本的には暫定接続と整理されているので、系統増強を前提としたコネクト&マネージの話になっているんですけども、恐らく系統の空き容量とか持ちかえの可能性とか、そういったもの

によっては系統増強をしないコネクト&マネージということも、コスト最小化の観点からは、これは系統増強よりも安く済んだらそういうことがあり得るというふうに思っています、そこも選択肢に入るんだろうというふうに思います。

こういったことを評価するために、やはり実証というふうにはここには5ポツ目に書かれておりますけれども、前段というか、実証自体は、先ほど来ちょっとご指摘もあるんですけれども、これ実はデジタルの世界ではシミュレーションで実際にできてしまうので、シミュレーションをやったほうがいいだろう。実際にその需給制約については、例えば出力抑制がどうかかるというのは、8,760時間のシミュレーションをされているとか、あるいはデルタキロワットはどれだけ要するというの、そういうことを今やられているわけですし、このコネクト&マネージについてもやはり8,760時間のシミュレーションを早くやって、これに基づいて効果を明らかにしてからやる必要があって、実証ということについて私はそういうふうに理解しております、全体としてそのスピードアップすべきといういろんなご意見ありましたけれども、そういった方法がよろしいのではないかと思います。

その後、資料4のネットワークの投資環境整備のところ、34ページ以降、資料4にありますけれども、この設備投資、特に送電投資の場合、利用が非常に長期間に及ぶということがありまして、この次世代の、37ページには再エネの規模とか特性に合わせた設備形成のあり方を検討していく必要があると書かれていて、まさにそのとおりの思います。そのときには、再エネの賦存量というか、ポテンシャルがやはり地理的にどこにあるのか、洋上と陸上と風力とか、あるいは太陽光というのはどこにあつて、こういったものをうまく活用してCO₂の80%削減につなげていくとすると、長期的な発電のポテンシャルとか、あと需要がどうなるとか、それをつなぐネットワークはどうあるべきということをやったり考えた、マスタープランづくりみたいなのが2050年に向けて必要になってきて、そこからその必要な投資を皆さんの合意のもとで進めていくということが必要だと思っております、マスタープランづくりということをぜひお願いしたいというふうに思います。

最後に、その費用負担ということになりますけれども、これは事務局の資料にもありましたけれども、さまざまな費用負担のパターンをやはりご検討いただきたいと、こういうふうに思っております、欧州の事例が参考にされておりましたけれども、こういった事例もやはり参考になるところは参考になるというふうに思っております。

もう一つは、例えば地域間連系線を含め、複数の事業者にまたがる費用負担というのは、やはりある種の増強計画の費用とか量とかという面で適切であるかということは、事業者間のピアレビュー的な形で、その確認可能な仕組みというのも必要ではないかというふうに考える次第です。

ちょっと長くなりましたが、以上3点コメント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

ありがとうございました。

では、川越さんお願いします。

○川越オブザーバー

ありがとうございます。2点ほど簡単に。

まず一つは、資料2の34ページ目のN-1電制の検討スケジュール、出されていただきまして、まことにありがとうございます。再エネ主力電源化と言っている中で、これは非常に重要な施策だと思いますし、ぜひ精力的に取り組んで、この生産システム開発、3年もかかると書いていますけれども、ぜひ前倒しで実現をしていっていただきたいと考えております。

2点目は、資料4の81ページ目に、変動再エネの出力調整のあり方が書いてありますが、誰が負担するかというコストの負担と、あと、どこでやるかという意味でも、発電と小売だけで記述されていますが、ぜひ一般送配電も含めて社会コストが最小になるようなあり方をご検討願えればと思っております。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

ちょっと待ってくださいね。次は春増さんですね。

○春増オブザーバー

ありがとうございます。私からは1点だけお願いをさせていただきたいと思います。

資料2で、OCCO様が、海外の事例も含めて、これだけDNO、日本で言う高压以下のノンファームといいますか、フレキシブルネットワークについて事例をされたのは大変素晴らしいことで、敬意を表したいと思います。

ただ、先ほど松村先生からもおっしゃったとおり、その一方で、最終的な結論めいた表現が45ページにありますけれども、我々としてはやっぱり高压以下の、ここで言うDSOシステムの接続をどうするのかという議論を、基幹系統でもおやりになるんなら、ぜひ配電系統でもあわせてやっていただきたいと。我々としては、とにかく議論を進めて、日本のDSOのシステムのネットワークのあり方がどうあるべきかということ、ぜひ議論を始めていただきたいと、できれば年度内にもですね。この後、ご議論があると思っておりますけれども、中間整理においてもぜひそういうことを取り上げていただきたいと思っております。

イギリスのフレキシブルコネクションの事例なんかは非常にいい事例で、私どもも調べましたところ、スコットランドのやっぱりDNOで、4年にわたってそういうフレキシブルコネクションの実証実験がやられていて、その数十ページにわたる報告書がネットに公開されています。それを見ると、システムを強化する費用に比べて、数分の1、あるいは数十分の1で済み、なおかつ期間も2年から4年早く、フレキシブルでありますので、抑制される部分はあると思っておりますけれども、それを全部リアルタイムのネットワークの状況をオープンにして、オンラインでカーテイルメント、抑制をシミュレーションできるようなツールを事業者提供しているとか、そういうこともありますので、ぜひそういうことのご

検討もあわせてお願いしたいと思います。

以上です。ありがとうございます。

○山地委員長

次、高村委員ですけれども、その後を申し上げますと、風力発電協会、鈴木さん、それから太陽光発電協会、増川さん、その後、辰巳委員、圓尾委員、松本委員、これで委員に関しては少なくとも一巡したと思います。

では、高村委員、お願いします。

○高村委員

ありがとうございます。既に重複しているところはできるだけ省略をして、幾つか申し上げたいと思います。

全体として見ると、取りまとめの後で行動計画、アクションプランで定めた特に系統関係の対策を、着実に進展をしていただいているというふうには拝見をいたしました。繰り返すはいたしませんけれども、ほかの委員からご指摘がなかった点について言えば、一番最後にありました、非化石証書のトラッキングスキームの実証というのは、使いたい企業、それから日本の企業、使っている企業の企業価値を高めるという意味でも、非化石証書の活用という意味でも、大変重要な実証の取り組みだと思っておりますので、ぜひ引き続きお願いをしたいというふうに思います。

資料のまず2についてですけれども、これは何人かの委員からもご指摘があった点ですが、スライドの多分、43が一番関係するかと思っておりますが、こちらはイメージ図ですので、もっと多様なケースを考えていらっしゃるイメージ図かもしれませんけれども、このイメージ図でいくと、ノンファーム電源の接続が確定するタイミングが非常に遅いように思います。これは、メリットオーダーの効果をきちんと生かすという意味で、当然電力コストの低減という観点からもそうですし、新規電源と既存電源の取り扱いの待遇の公平性という観点からも、少し丁寧な、このノンファームの電源がどういうタイミングで接続確定されるのが最も電力コストの低減と新規電源、既存電源の公平性に資するのかという観点から、ご検討をいただきたいというふうに思っております。

資料2について、2つ目は、スライドの45のところでありますけれども、これも何人かの委員、オブザーバーからありましたが、特に基幹系統のノンファーム型接続については、海外でも既に事例があるというご紹介でしたので、ケースとして分ける、いろんな局面といいたいまいしょうか、ここでいくと、基幹系統とローカル系統の違いというのがご紹介ありましたけれども、少なくとも既に事例があって、取りかかりが比較的検討が進みやすい基幹系統でのノンファーム型接続については、できるだけ早期の検討と、具体的なスケジュールリングについても、ぜひ示していただきたいというふうに思っております。

スライドの4についてですけれども、スライド37以下、44あたりにかかわると思っておりますが、系統整備にかかる時間を考えますと、やはりこのタイミングから再エネの主力電源化、それから、エネ基にある2050年の脱炭素化への挑戦という観点から、岡本オブザーバーか

らもありましたけれども、やはりマスタープランづくりを着実に進めていくということが非常に重要ではないかと思えます。

そのときに1つ、特に早急にやはり検討が必要だと思えますのは、事務局からもご紹介があった、再エネ海域利用法の洋上風力、それから、恐らく地熱などもかかわってくると思いますが、やはりきちんとネットワークを確保する、整備をしていくことが、先ほど言った2030年、50年といった次元での、あるべき電力システムに資する、そういうネットワーク形成を可能にする、重点的な電源だと思えます。そういう意味では、電源ごとの特性に合わせてということについては支持をいたします。

その際の費用負担の問題というのはどうしても出てくると思いますが、基本的には託送料だということを前提にしつつ、しかし、電事連からもご示唆ありましたけれども、やはりネットワークで、しかも非常に将来に向けた日本のあるべき電力システム像を実現するのに必須のものについては、多様な電源の可能性も含めて検討いただけないかということです。これは一般財源も含めてということですが、戦略的な系統投資がやはり今から非常に重要だという観点から申し上げたいというふうに思えます。

スライドの66と67のところでございます。今回、九州電力さんの出力制御の状況も含めて出していただいて、ありがとうございました。前々回でしょうか、前回でしょうか、申し上げましたけれども、今回の九州電力さんの出力制御の対応というのは、非常によい取り組みとまいましようか、グッドプラクティスだというふうに思っております。出力制御量をできるだけ低減をし、非常に透明性の高い形で説明も果たしていただいていると。

その観点から、2つコメントと1つ質問があるんですが、一つは、ほかのエリアについてもやはり九州電力さんのこのグッドプラクティスに近づける形での対応を進めていただきたいと。特に出力制御が見通されるようなエリアについてです。

それから、2つ目の点で申し上げたいのは、さらなる低減の方策について、スライドでも示唆がありますけれども、どちらかというところ、エリアの送配電事業者さんの対応もさることながら、制度上の対応、例えば経済的な費用負担の問題等が典型的でありますけれども、制度上のさらなる出力制御量を低減する方策についても、ご検討をいただきたいと思えます。

出力制御に関して1つご質問は、九州電力さんのケースでの市場の応答についてです。つまり、制御しているということは、ネガティブプライスがついてもおかしくない状況だと思うんですけど、市場の応答がどうであったかということについてご質問をしたいと思います。

最後は、スライド86にありました点であります。これは松村委員ほか、適切におっしゃっていただいたので、予測誤差を効率的に最小化するという意味では、送電事業者の役割は大きいと思えますし、同時に最小化のインセンティブをうまく機能させるような仕組み、あるいは費用負担のあり方ということを考える必要があるというふうに思っております。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、鈴木さん、お願いします。

○鈴木オブザーバー

風力発電協会のほうからは要望というか、1点だけお願いします。

資料2のP45ページ目の、委員の先生方からの意見も結構多かったんですが、ノンファーム型接続の今後の検討の1ポツ目のところに書いてございますように、再エネ関係は非常に小規模電源であり、D S O系統に連系されるのがほとんどであります。このために、ここの部分で、その新規検討が相当程度、時間を要するという非常に不安を覚えておまして、当然のことながら日本の場合は、ヨーロッパと系統のネットワークの形であり、それから運用方法も違うので、日本のくし形系統におけるD S Oに連系した場合の、その上位系統でのT S Oの運用の仕方というのは、日本の固有の運用の仕方であってもいいのではないかと、非常に考える次第です。すなわち、D S O系統に接続される再エネ運用方法をどういうふうに拡大していくかというアイデアは、ぜひ日本版のコネクト&マネージとして、新規の提案を期待するところでございます。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、増川さん、お願いします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。太陽光発電協会の増川でございます。

私のほうから、主に3点ですけれども、1点目が資料2のコネクト&マネージのところ、最後のページ、45ページにもいろいろ記載してございますけれども、配電系統も含む、ローカル系統のネットワークについても検討していただけると、大変ありがたく思っております。この点につきましては、今、風力発電協会さんからもありましたけれども、例えば太陽光は夜、発電していませんので、夜は風力さん、どんどん使ってもらうとか、再エネ同士でも、うまく使い方をすれば、例えば風力と太陽光がフルフルで発電する日数って、年間でも相当限られると思いますので、そういうときに抑制をかければ、ふやせるとかっていうのはあるかもしれません。その辺も柔軟に考えていただけるとありがたいと思いました。

それから、2点目が、資料3のF I T特例制度の予測誤差に起因する調整力が必要になるということですが、これにつきましては、私の理解では、F I T特例制度の③は、送配電事業者さんが一旦買い取ったものを、スポットマーケット、卸取引所に経由して小売電気事業者さんに行くと思うんですけれども、そちらのほうが基本的には誤差が少なくなる。すなわち、デアヘッドのゲート、これは10時ですから、前日の9時の予測で何とか

頑張ればできるとか、それから、これはドイツの例、私の理解では、時間前市場でも送配電事業者さん、いろいろ調整して、最終的には実際の調整力というのは、市場でうまくやることによって、調整力をほとんど使わなくて済むというようなこともやっておられるので、これがいいかどうかはわかりませんが、一つの方法としてはそれを考えていただければなど。それから、同様に、もしこのFIT特例③がそういう誤差を少なくすることが可能であるとすれば、FIT特例①の方々をFIT特例③に誘導するというのもあってもいいのではないかと思います。

あと、3つ目が、グリッドコード、資料4の76ページに、グリッドコードの整備について記載していただいておりますけれども、これにつきましても、我々といたしましても、主力電源化ということになれば、当然のことながら、ある一定の調整力というのを持っていかなきゃいけないというふうに思っておりますので、この整備については、ぜひ前向きに考えていきたいと思っていて、このときにぜひお願いしたいのが、単に義務的なグリッドコードというよりは、インセンティブにもなり得る、調整力としてもちゃんと活用していただける、周波数、100%出力を出さずに、80、90%で出力をしながら、上でも下でも調整できるという可能性もゼロではないので、それをぜひ検討していただきたいと思いました。

ちなみに、例えば、資料3の9ページに書いてございますけれども、これは需給調整市場の商品で、一次調整から三次調整というのがありますけれども、例えば太陽光であれば、今、オフライン、中央制御ではございませんけれども、1秒以内に応動時間というのは可能性でございますので、こういうところに一次調整力の②とかというのも設けていただければ、皆さん、頑張ってこういうのを具備するようになるのではないかと思います。

私のほうからは以上でございます。失礼します。

○山地委員長

では、辰巳委員、お願いします。

○辰巳委員

ありがとうございます。3つぐらいちょっとお願いしたいと思うんですけど。

一つは、広域からお話がありました日本版のコネクト&マネージの話なんですけれども、以前にドイツとかスペインとかの様子を見せてもらいに行ったときに、ある役所の方がスペインでできることが日本でできないわけがないというふうにおっしゃったのが、すごく私は印象的だったんですね。やっぱりそういう形で、そういう心で進めてくださっているんだというふうに思い、すごくこの委員会で、初めそのコネクト&マネージなんて話を聞いたときに、えーとかって思っていたものがここまで進捗してきたというのは、すばらしいなというふうに思いますので、ぜひこの後もうまくデジタルのことに利用して進めていただきたいと思います。ただの印象だけなんですけれども。感想だけです。

それから、2つ目なんですけれども、電力のネットワークコストのお話のところ、当

然というふうに思うんですけれども、コスト抑制の話等は進めていただきたいし、公表もちゃんと進めていただきたいというふうに思っております。今回、ここに出してくださった事例に関しては、とても私たちにとってもわかりやすい事例なんですけれども、もっともっとほかの形で、いろんなコスト削減のあり方ということで検討なさっているというふうに思いますもので、どんどんどんどんその好事例は出していただければいいというふうに思います。

それと、ちょっとこの中では、今回の資料では見えなかったんですけれども、関連する事業者たちが取り組むということは当然なんですけれども、取り組むためのコストにバックアップする例えば金融機関のお話とかが全くここでは見えてなくて、やっぱり金融機関もとても重要な役割をするというふうに思っておりますもので、逆に金融機関を元気づけるような、何かインセンティブを与えるような仕組みなんかもあれば、こういうものに投資してくださいというふうな形ができるといいかなというふうにちょっと思ったりしていて、経産省の担当じゃないのかもしれませんが、国として取り組んでいただきたいなというふうに思ったということです。だから、そのあたりがもう少し今後見えるようになっていくといいかなというふうに思いました。

それから、3つ目に、ワンストップポータルサイトのお話があって、非常に関連する事業者等の相談窓口を1つにするというお話、これもとてもいいと思ったんですけれども、けれどもですね、できればこの部分かどうかわかりませんが、やっぱりもう少し国民に対しても広く、いろんな取り組みがわかるような形での場所に、この「なるほど！グリッド」がそのものに適するかどうかは別として、やっぱりもうちょっと説明をちゃんとしていただければいいなと思っております。

いろんな取り組みをして、再生可能エネルギーがふえてきて、送配電網、流れる電気の種類が変わってきているというふうな状況も含めて、きちんとやっぱり国民に伝えていき、そのためにこんな工夫もしているし、苦勞もしているしというふうなこともきちんとわかるようなお話が私たちにも伝わってくると、今後、また電力自由化の小売事業者の選択のところに関しても、なかなかスイッチが進まないというお話なんかにも大きく反映していくというふうに思いますもので、ぜひそういう、私たちのところに対する目線もあの中で含めてやっていただきたいと思います。特に関係する事業者の利点というだけじゃなくてという意味で、ぜひお願いしたいというふうに思います。

以上です。よろしく申し上げます。

○山地委員長

では、圓尾委員、お願いします。

○圓尾委員

まず、資料4です。前半のところ、過去に決めた事がいろいろと具体的な結果となつてあらわれているのは、非常に安心いたしました。ありがとうございます。

真ん中のところで質問が1点あります。レベニューキャップ等を導入したイギリスやド

イツで、事業者が短期的投資に焦点を移して、中長期的な投資が恐らく十分に行われなくなってきたということかと思えます。それが、感覚的には、そういうことが起こるんだろうなと理解できるのですが、その分析として、何を以ってこう結論付けることができたのかを、ご存知であれば教えていただきたいと思えます。つまり、短期投資、中長期投資って一体何なのか、というのが分かるようで分からないなと思ったのです。

今の日本の状況を考えても、再エネや蓄電池の技術やコストの革新があれば、将来全然ネットワークの状況が違ってくるでしょうし、それから今みたいに、なかなか電力需要が伸びないという状況であるかどうか。90年代のヨーロッパであれば、東欧の需要がまだまだ伸びていた状況でしょうし、環境が違えば中長期投資というのが何なのかという、その定義づけも変わってくると思うのです。この当時のイギリスやドイツの規制当局がどうしてこういう結論に至ったのかを教えていただければ、我々が今この時点で日本の将来の投資について考える何かいい参考になるのではないのかと思いました。

それから、資料2のほうです。これも皆さんおっしゃったことなので簡単に言いますと、45ページの最後の結論ですが、佐藤理事のご説明を聞いていると、この文面以上に非常にノンファーム型接続に関して、前向きに取り組もうと思ったんだけど、いろいろ国内外の違いとかハードルがあって、こうやって実現性や事業者のニーズを踏まえて、段階的に検討していくという結論にとどまったのだと理解しました。しかし、やはり松村先生も触れられていましたが、事業者のニーズは非常に強いと思えますし、我々が電源情報の公表、開示を議論してきたのも、これのためだということもあります。できればノンファーム接続の検討についてのスケジュール感をきちっと決めて、早急にこの制度を構築していくという方向に、一步、この文面からさらに踏み込めればなというのが私の意見です。

佐藤さんをご説明になったこと以外にも、海外との違いは、例えば一般負担と特定負担の割合ですとか、それからファーム接続を前提としたノンファームであるとか、いろんな違いはあるかと思えます。ただ、そのノンファームによって再エネの接続量を増やしたり、無駄になる投資を減らしたりという、その目的というのは十分日本でも達成できることだと思います。ぜひスケジュール感を打ち出して、早目にこれが実現できるのだということ、事業者の皆さんに理解していただけるようなところまでいければと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

次、松本委員なんですが、その後、監視等委員会の日置さん、それから広域機関、佐藤さん、こういう順番でいきたい。これで大体、一通りのご発言と考えてよろしいですか。

じゃあ、松本委員、お願いします。

○松本委員

資料2のコネクト&マネージに関しましては、N-1電制について4,040万キロワットの空き容量を確認されたということで、本格適用について、2022年度を目指して着実に進

めていただきたいと思います。ほかの委員からもご意見ありましたが、基幹系統のノンファームは、できるだけ迅速に対応していただきたいと思います。

続きまして、資料4につきましては、20ページですが、データセンターなど直流送電の活用が可能な事業者に、自営線を引いて事業者みずからが工事を実施する選択があることを、国には広く周知をお願いしたいと思います。

また、22ページですが、送電電工の人手不足も見過ごせない問題かと思えます。人手不足ですと、工事に遅れが出るなど、さまざまな問題が生じてくることが考えられますので、官民挙げての人材確保について、取り組みを継続してお願いしたいと思います。場合によっては、人材育成について助成金も検討されてはどうかと思えます。

続きまして、系統制約の克服に向けた次世代ネットワークの形成について、42ページの北本連系での南流につきましては、再生可能エネルギーの電気の導入を主たる目的として設備増強を行うならば、その電気を使うのは受益者全体と考えて、費用負担についてはFITで賄うのが適切ではないでしょうか。連系線は、目的を明確化して費用対効果を精査した上で、増強規模を検討していただきたいと思います。

67ページにつきましては、再エネ出力制御量の低減に向けた取り組みは重要ですので、オンライン制御の拡大など、デジタル化を積極的に進めていただきたいと思います。また、次世代ネットワークコストの低減の観点から、デマンド側での調整力、再生可能エネルギー自体が調整力を持つことが非常に大事だと思います。風力や太陽光が持っているアンシラリー能力の活用にも期待をしておりますし、再生可能エネルギー発電所が持っている系統安定化技術の導入を進めていただきたいと思います。そのためのグリッドコードの整備について議論中とのことですので、ルール整備に期待をしております。

最後に、分散型エネルギーリソースの調和的な電力ネットワークのあり方については、88ページに2030年以降に向けて目指していく方向性が示されていますが、非常によく整理されていると思います。今後は、RE100や再エネ電源を積極的に取り入れる企業を対象としたエネルギービジネスの展開は、需要の拡大が期待されておりますし、ビジネスチャンスになります。また、電気自動車を入れた分散型エネルギーの実証は、各国が進めている領域でもありますので、日本の強みを生かせ、産業競争力もつなげることを期待されます。国には周知を含めてしっかり側面支援をお願いしたいと思います。

以上です。

○山地委員長

では、日置さん、お願いします。

○日置オブザーバー

私からは2点申し上げたいと思います。

まず、資料4の20ページ目でございますが、事業者みずからが電源線工事を行う場合の事例が紹介されております。これに関しまして、我々は別件ではあるんですが、工事費負担金工事に関する事例についていろいろと調査・分析を進める中で、やはりこうした声と

いうものは出てまいってきたということでございます。例えば、電源線をみずから設置すれば、具体的な工期はそれぞれの事例によって違うんだと思いますが、例えば接続検討の段階では数年レベルで言われていたのが1年、2年で済んだとか、そういったお話、非常に単価、コストだけの話ではなくて、これはそのファイナンスがどうつくのかという話でありましたし、あと、みずから設置しますと、その後のメンテナンスコストはみずから負担しなきゃいけないわけなんですけど、それを押してもやはりそちらのほうが魅力的であると、そのような声も聞こえてきたということございまして、こうした事例をまずはこの場でご紹介したいなと思ったと同時に、こうした例をワンストップサービスのサイトなどで共有していくということで、普及拡大を図っていくということでやっていければなと思った次第でございます。

もう一点目、60ページ以降で、仕様統一化に向けた取り組みについてございました。こちらは、我々の委員会のもとでの料金専門会合でも、フォローアップをしていくというような形で連携をしていくこととなっているわけでございます。

資料の中においては、今後ロードマップ、ベンチマークを作成し、それを確認していくということになっておりまして、このベンチマークを設定していくことは非常に大事だと思っております。この仕様統一化のみならずでございますが、コスト削減に向けてどのように取り組んでいくのか、具体的なベンチマークを国民、需要家がしっかりと確認、わかるような形で説明していくといった対応を一般送配電事業者にはお願いしたいと、この場をかりて改めてお願いしたいと思っております。

その目標設定についても、必ず達成しなければいけない目標である必要もないと思っております。どういう目標に向かって進んでいるのかと、まずはその姿勢を示していただきたいと思っておりますし、それに向けた努力の示し方というのは、いろいろなやり方はあると思っておりますが、ぜひ対応していただき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。

では、佐藤さん、お願いします。

○佐藤オブザーバー

資料2の44ページ、45ページで多数の質問、意見、ご要望等をいただきましたので、ちよつと私どもの考え方を説明させていただきたいと思っております。

まず、44ページでございますが、これはあくまで現行のルール、つまり優先給電ルールがファームというか、普通のFIT電源を念頭と、あと普通の火力等しか念頭に置いてつくってないという、現行のルールだところなるだけなので、もちろんルール自体、ノンファーム型施設でこのFIT電源に関してこういう取り扱いをするというふうに別途決めれば、当然こういう表にはならなくなるということでもあります。もちろん、わかって書いたというものでございます。

それで、重要なところ、45ページで多数のご要望、ご意見等をいただきましたが、途中、口頭でも申し上げましたように、配電系統につきましても、岡本さんもおっしゃったようにシミュレーションをやって、実証実験等はこれは送配電事業者とも協力してやりたいと思います。

それで、私が申し上げたかったことは、実証実験はもちろんできるし、やらせていただくと思いますが、それがD S Oレベルで多数入る場合というのは、これは当然、制御システムをつくらなきゃいけない。その制御システムが世界中どこにもないので、その何百カ所、何千カ所とやった場合、その制御システムをどうつくって、どれぐらい費用がかかるかわからないので、松村先生もおっしゃったように、普通に日本で接続線等をつくると、海外よりも相当時間がかかってコストがかかるとしたとしても、それを含めて実証じゃなくて商業化のためのきちんとした制御システムをつくる場合、そのシステムがどれぐらい費用がかかったり時間がかかるかわからないので、全く新規の検討が配電レベルでは必要ではないかということをお願いしたいと思います。

もちろんやらせていただきますし、その制御システムも重電メーカー等と、どういうところでどう考えればいいのかと、商業化する場合どうすればいいかということも、その実証とともに考えたいと思いますが、そこは全くの新規ということになりますので、先ほど圓尾先生からご要望ございました実証実験まではスケジュールは示せると思いますが、その先のところは、配電レベルのところはどうなるかは、やはり現段階ではスケジュールとか考え方を示すというのは、まだ時期尚早ではないかと思っております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、皆さんからのご発言は一通りということで、一部質問もございましたし、この場で事務局から対応できる場所はお願いしたいと思います。

○曳野電力基盤整備課長兼制度審議室長

ありがとうございます。

まず、ご質問で明確にいただいたのは、高村委員からのご質問で、九州の出力制御を行ったときの市場の状況でございますけれども、これは、監視等委員会で議論がされていますので、私、正確に申し上げられるか自信がありませんが、出力制御が行われた4日間において、いずれもスポット価格はゼロ円ではない状況でございました。これは、背景としては、回避可能費用について、市場価格連動ではなくて、経過措置が適用されているものが現在では主体でございますので、買い取りを行っている小売事業者において、それと同等の価格でどうやら入札をしていたようでございます。

これについての妥当性、あるいは今後どういう形で入札行動が行われるべきかといったようなことについては、監視等委員会の制度設計専門会合のほうで議論がされているというふうに承知をしております。

それから、圓尾委員からご質問いただいた、イギリスやドイツにおいての託送料金が、どういう形でこういう変遷をしたかということでございますけれども、すみません、明確な今、データを手元に持ち合わせておりませんけれども、近年送配電投資に関する投資が伸びているというデータは出ておりますけれども、ちょっとそこら辺は整理した上でまたお示しをできればというふうに思っております。いずれにせよ、インセンティブとそれから効率化の両立というのを、諸外国においても同様に、日本よりは先行して実施してきたというふうに承知をしております。

それから、それ以外では、明確にご質問というわけではないんですが、FITインバランス特例についての、岩船委員から費用イメージがわからないというような議論もございましたので、ここについては、広域機関と連携の上で、今後の議論に当たっては必要なデータというのをお示しすべきだというふうに考えております。

また、この議論とFITインバランスの特例のそもそもの考え方については、松村委員からご指摘いただいたとおり、誰がやるのが一番効率的かというところはもともとございます。一方で、あえて論点としてきょう出てこなかったところを1点申し上げれば、よく小売事業者サイドの方などから、時間前市場が活性化しないのでというようなお話もいただくんですけども、むしろそうしたFITインバランス特例を送配電事業者が担っていくと、その修正というかずれについては、送配電事業者が、自らの調整力で対応する形になりますので、市場では取り引きされない形になろうかと思えます。これは鶏が先か卵が先かという議論でございますけれども、むしろ、例えば間接オークションが行われると、非常に何億キロワットアワーもJPEXの取引量が上がったというようなこともございますし、実際に取引が行われるような形にするかどうかということと、取引が行われないのでできませんということとをどう考えるかというのは、送配電事業者がやったほうが効率的かどうかというところは、別な議論として考えるべき点ではないかというふうに考えております。

それから、関連して、先ほどのJPEAの増川オブザーバーから、ドイツは送配電が時間前で処理していて、うまくいっているというようなご指摘もございましたけれども、これは私の理解ではドイツは基本的に再給電指令で対応しておりますので、北から南に流せない部分について、結果的には北の再エネを抑えて南で火力を焚き増してしているということもあるかと思えますので、具体的にドイツの政策が果たしてうまくいっているかどうかは、少しデータに基づいて議論する必要があるんじゃないかと思えます。

あとは、辰巳委員からご指摘いただいた、事業者以外の方々に対する情報の提供ということでございますけれども、こちらについては、実はエネ庁でスペシャルコンテンツというのを出してございまして、再エネの関係もかなりいろいろなものを出しておりますし、電力の自由化に関しても出してございます。どうしても役所の行政官が書きますと難しい文章になりがちですので、非常にわかりやすい文章を、外部の方の助けも得ながら、これはもう1年以上にわたって、ホームページで出してございまして、ぜひごらんいただき、ち

よっとわかりにくいとか、こういう工夫があるのではということであれば、ご指摘、ご指導をいただければというふうに思います。

以上でございます。

○山地委員長

大変熱心なご議論をありがとうございました。

この小委員会で毎回やっておりますけれども、議題ごとにちょっとレビューをするというのがありますので、今回もやってみたい。

今回の議題は再エネの大量導入を支える次世代ネットワークの構築ということですが、これは5月小委員会で取りまとめた中間整理について、網羅的なフォローアップの報告をいただきました。それで、その上で、再エネを主力電源化に向けて、次世代ネットワークをどう形成していくか、今後の政策の方向性についても議論いただいたということでございます。この小委員会だけじゃなくて、ほかの場での議論も踏まえておりますので、非常に情報が多かったと思います。

まず、中間整理の進捗報告についてですけれども、このフォローアップについては、配電のところの接続&マネージをしっかりとやってほしいとか、ノンファーム接続についてもある意味スケジュール感を持ってやっぱり取り組んでほしいとか、幾つかコメントはありましたけれども、方向性については特に異論はなかったと考えていますので、今回の資料にある方向性のとおりで、関係機関、事業者において着実に進めていただきたいと思っております。

それから、情報公開、ちょっときょう、それほどの議論にならなかった情報公開に関する論点の中で残されたことで、出力制御区分の公開についてあるんですが、これは事務局案のとおりで進めていきたいと思っています。

それと、一般的なことで、情報公開に関してもデジタル化が遅れているという指摘があり、私もそれは強く感じていて、外国ではほとんどリアルタイムに近い形で提示されているものができてないというのは、そのとおりだと思うので、これは全般に共通することだと思います。

後半のネットワーク運用も、要するに、グリッドコードを整備していったら、コントロール可能になってきたところに関しては、非常に速いスピードで今、制御できるわけですので、これを電力システムに応用するって非常に重要なポイントだと思いました。

それから、2番目の再エネ主力電源化等に向けた次世代ネットワーク形成ですが、まず、これについては事務局案に沿って内容が多かったですけれども、系統制約の克服があって、調整力の確保、調整手法の高度化、それから分散型エネルギーリソースの活用、この3点なんですけれども、まず系統制約の克服ですね。これは、次世代ネットワークの形成は再エネの主力電源化、それから最近関心が高まっているレジリエンス強化、そういう多様な視点、目的から検討すると。そのときに、しかしちゃんと費用、便益を考えてやれというようなコメントがついたかと思っております。

また、洋上風力ですね、一般海域利用ルール of 法律も成立しまして、こういう洋上風力などの再エネの規模や特性に応じた系統形成が大事だという議論があったと思います。特にマスタープランというような、長期的なしっかりした見通しを整理するということがあったかと思っています。

その中で一番議論が難しいところだなと思って聞いていたのは、2番目の調整力の確保と調整手法の高度化というところですけども、調整機能を備えるグリッドコードの整備について現状報告があって、それに対しては皆さんご賛同のようでした。ただ、問題は、FITインバランス制度に起因して必要となる調整力について、今、特例ということで系統側が持っている部分があるわけですけども、やっぱりまずはしかし、予測誤差によるインバランス自体を減らす取り組みを進めると。これは前提ですけども、事務局案としてFIT交付金を活用して負担することを検討してはどうかという案があって、いろいろご意見もあって、じゃあその原資、どう確保していくのかという話があるんですけども、強い反対があったという印象は私持っていませんので、これも事務局案について進めていただきたいと思っています。

私、ここで個人的なことを申し上げますと、2015年の春ごろに、あれは前のエネルギー基本計画のエネルギーミックスの議論のときに、発電コスト検証ワーキンググループというのがあって、私、座長を務めたんですけども、その中で自然変動電源の調整コストという議論もしたわけですよ、当時、部分負荷運転とかオンオフとか揚水とか。そのときの計算で私が記憶するのでは、2030年エネルギーミックスに対応する構成で正味一千数百億円、揚水損失とか火力利用率低下も加えると倍以上というのをたしか出した。それを、自然変動電源のキロワットアワーで割ってやると、キロワットアワー当たり5円ぐらいになっていた。規模感はその感じですよ。相当な量だと思うんですよ。

その部分は容量市場、それから需給調整市場というのができてくるわけで、その中でもカバーできるけれども、誰がどう負担するかという議論の詰めはしてなかったわけですよ。それを今、電力システム改革で制度を整備する中で議論しているということなので、これは立ちどまって待つというわけにもいかないの、先ほどのFIT交付金を活用して負担することを検討というのも、迅速にやっていただきたいと私は思っております。

それから、3番目の分散型エネルギーリソースの活用について、これは非常にポジティブなものですから、皆さん前向きな意見が多かったと思います。今後の分散エネルギー進展、それから特に配電分野を中心とした新たなビジネスモデル、こういうものと整合した形で次世代ネットワークについて検討していく。特に異論はなかったと思います。

次世代ネットワーク構築は、再エネの大量導入という観点から非常に重要な要素でありますから、今回確認された方針をもとに、いろんな審議会が連携していく必要がありますが、事務局において引き続き検討を進めていただきたいと思っています。

ということで、次の議題に入っていきたいと思いますが、冒頭3つあると申しましたけれども、再生可能エネルギーの産業競争力というものと、それから第2次中間報告の骨子

案については、あわせて説明していただいて、あわせて議論を行いたいと思います。この骨子案は、エネルギー基本計画の策定以降、本委員会で前回まで議論してきた内容の確認と、それから、本委員会で合意した事項は順次具体化していくというのは本小委員会の進め方ではありますが、その観点から見たアクションプランの具体論、それから全体を通して改めてもっと議論すべき項目があるんじゃないか、そういう漏れのチェック、そういう観点から議論していただきたいと思います。

まずは、事務局から資料5と6の説明をお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

それでは、資料5と6をご説明させていただきます。

まず資料5、産業競争力でございます。

一番初め、今までの議論を紹介させていただいていますが、3ページ目をごらんください。

今回、議論のフレームワークを改めて整理をさせていただきまして、この再エネの産業競争力を高めるということと、エネルギー政策上の意義ということで、効率的な事業運営、安定的な事業運営にすると、こういうことでございます。

日本では、いわゆるFIT制度の導入以来、参入障壁の低い太陽光発電を中心に大小さまざまなプレーヤーが入ってきていると、こういった特徴がございます。一方で、世界の潮流を見ますと、このグローバル・トップ・プレーヤーはさまざまな形で大規模化を追求している、さらには分散化による地域経済・産業の活性化、そういったところとのバランスといったようなところが進んできていると、こういうことでありまして、この資料としましては、大規模化の動向、分散化の動向と、こういったことで世界の動向等を整理しつつ、日本の再エネのあるべき姿というところを、仮に事務局案として提示をさせていただいてございます。

5ページ目をごらんください。まず、大規模化でございます。

大規模化につきましては、Iberdrola、RWE、Ørsted、Equinorとこの4社について、我々なりに調査・分析をしたところをご披露させていただきたいと思います。

IberdrolaとRWEは、いわゆる大手の発電会社、さらには元発送電一貫会社、そういった大手の電力会社、ØrstedとEquinorは、もともと別の業態、大手の石油・ガス事業者だったものが再エネに参入してきていると、こういったところで選んだものでございます。

8ページ目、ごらんください。Iberdrolaでございます。

Iberdrolaは送電事業というかネットワーク事業、配電事業をやっておりますが、発電の中の約半分、全体でいうと約2割が再エネでございます。

次のページをごらんいただきますと、再エネについて母国スペインでもふやしているとともに、世界各国へ特に風力また水力といった形で拡大をしていると、こういう傾向を見

てとれます。

10ページ目をごらんください。

細かい資料でございますが、その拡大に当たりましては、いわゆるプロジェクトの買収といったようなものも含めて、進めているというところのご紹介でございます。

11ページ目、これは有名な事例でございますが、Iberdrolaはみずから発電事業者であるにもかかわらず、オペレーションセンターを持って運営をしております。再エネのオペレーションセンター、COREでございますけれども、その中で再エネの制御・オペレーションを行うとともに、自分たちが持っている火力等の他の電源、従来型の電源とのバランスをとりながら、いかに系統に投入していくかといったようなことを発電事業者として努力しながら、そういったところでイノベーションを生んでいるというところが、注目に値する部分だというふうに考えてございます。

続きまして、12ページ目でございます。ドイツのRWEでございます。

RWEにつきましては、直近10年間で再エネの設備容量を約3倍にしております。1回、子会社Innogyに移管しましたが、E.ON等との買収等を繰り返しまして、今後、14ページ目でございますように、E.ONは電力の小売に特化をし、RWEに発電部門を寄せていくと、こういったような事業展開をしているというふうに見てとれるということで、いずれにしても再エネの割合を非常にふやしているということが言えるのではないかとこのように考えてございます。

15ページ目、Ørstedです。

Ørstedは元石油・ガス事業者でしたが、今は再エネ専業と、特に洋上風力を中心とした風力発電、9割占めていて、最近ではバイオマスもやっているということでありまして、16ページ目にありますように、これも自社による開発に加えて、プロジェクトの買収、企業の買収、こういったのを繰り返しながら規模を大きくしてきて、さらには海外にも展開していると、こういうことでございます。

17ページ目、Ørstedは蓄電といったようなところにも参入しているという、一つの例でございます。

18ページ目、ノルウェーのEquinorでございます。

Equinorも石油・ガス会社で、現在も95%がオイル・ガス事業ですが、5%の再エネを今、導入してふやしつつあるということで、風力を中心でございますが、風力においては、着床式のみならず、浮体式の洋上風力に取りかかっているというところで、特徴的だということでございます。19ページ目にその旨を書いております。

20ページ目、21ページ目に、そうした洋上風力事業のファイナンスの状況を別途調べてみたところ、この右の図と比べてわかるように、陸上はどちらかというとプロジェクトファイナンスが多いのに対して、洋上についてはやはりコーポレートファイナンスの占める割合が多いということで、大規模化に伴いまして、プロジェクトファイナンスからコーポレートファイナンスへとといったような展開が再エネの世界でも起こってきているというこ

とは、重要な視点ではないかというふうに考えてございます。

21ページ目、Ørstedは、そういったコーポレートファイナンスを支えるものとして、グリーンボンドを発行しているという例でございまして、見ていただいてわかりますように、やはりプロジェクトファイナンスのローンのレートに比べまして、ボンドの発行レートが非常に低いと、1%以上も低いということで、ファイナンスコストをより適正に効率化しながら、より効率的な風力発電事業というのをやっている、こういうふうに見てとれるということでございます。

以上を踏まえまして、22ページ目、今回の取りまとめの案でございますが、今まで見てきたように、やはりグローバル・トップ・プレーヤーというのは、まずポートフォリオの拡大、したがって大規模化と多様化といったようなことを進めてきていると。さらに、コーポレートファイナンスといったような資金調達といったところにも、踏み出しているということでもあります。

一方で、日本においては、発電事業を本業としないような小規模な事業者という方々もおられるという中で、やはり今後再エネを主力電源化していく中では、大規模な発電事業者がポートフォリオを多様化させていくということが期待されるのではないか。その中でも、プロジェクトの開発から建設まで、既存の経営資源を組み合わせながら競争力を高めていくといったようなところで、大規模化についても、やはり日本の再エネ市場においても、しっかりと対応していくということが必要ではないかという案でございます。

続きまして、分散化でございます。

分散化につきましては、前回、需給一体型モデルということで提示をさせていただいたもののほぼ完全に裏側になる、すなわち、そういった事業、そういったモデルを支えていただくプレーヤーの方々の競争力をどう高めるかということかと考えてございます。したがって、25ページ目、26ページ目、この辺は、前回出した資料と一緒にございまして、割愛させていただきます。

27ページ目、今回新たに追加させていただきましたが、イタリアのEnelという大手電力会社ですが、そういったEnelにおいても、分散化、需要側のソリューション提供を行うような新規ビジネスを展開している例でございます。

28ページ目も、今までずっと出している図でございます。

29ページ目でございますが、その中で、日本の事業用太陽光について述べてございます。これはよく言われていることでございますが、例えばドイツと比較しても、低圧の太陽光が多い。今回、イタリアについても調査をしてみました、50キロワットというちょっと区分がなかなか見当たらないんですが、数字がないんですが、20キロワットから200キロワットという区分でとって、イタリアにおいても26%。やはり日本の50キロワット未満の太陽光の多さというものは、際立っているのではないかとございまして。

30ページ目、ドイツにおいては、そういった日本における50キロワットと同じような40キロワット未満ということ、これがないかということ、あります。あるんですが、これがほ

ば全てが屋根設置であるということで、自家消費と組み合わせて需給一体型に活用されるのが一般的だというような例を踏まえまして、以上、31ページ目でございます。

こうした分散化の動向を踏まえた考え方としては、まずエネルギーインフラ事業全体で競争力を持つと、こういった傾向が見られるということ。その中で、小規模な太陽光発電ということについては、やはりドイツの例にありますように、世界では屋根設置など需給一体型モデルにおいて活用されるという傾向にあります。日本の状況というのは、若干様相が異なるというふうには言えるのではないかと。こうした観点から、競争力のある地域のエネルギー供給モデルというものを熱電併給型の小規模バイオマス、さらには屋根設置型など自家消費、一体的モデルといったようなところで構築をし、そのプレーヤーが育っていくということが重要ではないかと、こういう案にさせていただいております。

最後、それを電源別に分けてみるとどうかということでありまして、34ページ目、まず太陽光発電でございます。

太陽光については、中間整理の段階でもご整理いただきましたが、大規模化による *Utility-scale* としての活用、さらに、自家消費を中心とした地域分散型電源としての活用に分けていくという中間整理で提示をしていただいておりますが、まさに先ほど整理をした大規模型、分散型の流れというの、この我が国の太陽光市場においても、より鮮明に今後意識しながら動いていく必要があるのではないかとということでありまして、50キロワット未満の太陽光については、基本、自家消費型モデルというところに活用しつつ、大規模化できるものを大規模化していくということではないかとということでございます。

35ページ、風力でございます。

風力については、どちらかという、大規模化に即する電源として、今後、ファイナンス手法等も考えながら移っていく、さらには、洋上風力、きょうも議論ありましたけれども、国内外の大規模な発電事業者が参入の意向を示している中で、そうした大規模化の中での競争力を持つていくということが必要ではないかとということでございます。

最後、36ページ目、緩やかに自立していく電源として位置づけられています地熱、中小水力、バイオマスについては、当然、その中でも大規模なものは競争力を持って自立し、小規模なものは地域と共生する地域分散型電源として活用されるという、この方向でまた進んでいくのではないかとということでありまして、そうした分散型電源としてまさに活躍していくと、こういうことが期待されるのではないかとということでございます。

続きまして、資料6をごらんください。

中間整理（第2次）の骨子案ということで、本日の議論を除きまして、前回までの議論を改めて整理をさせていただいております。

3ページ目をごらんください。

3ページ目が今回の全体像でございます。今回は、コストダウンの加速化とFITからの自立化ということを深掘りする、さらには長期安定的な事業運営の確保を深掘りする、

系統、調整力に関するアクションプランの着実な実行ということをしつかりフォローアップしながら次につなげるということ、全体のフレームワークとしてご議論いただいていたところでございます。本日までに、主に上の2つと、ちょっとアクションプランの着実な実行というところをご議論いただいていたのですが、中長期の目標の見直し、さらには未稼働案件に対する対応、さらには需給一体型モデルの検討、2019年の卒FITの取り扱いの明確化、50キロワット未満の事業規律の安全の確保、さらには廃棄についてのご議論というものをいただいていたと思います。

時間の関係もありまして詳細をご説明しませんが、4ページ目以降に、第1次中間整理を取りまとめていただいたときにも、このようにさせていただきましたが、この委員会で進めてきていただいている議論が、今後アクションプランとしてどのようにつながり、どういうふうに誰がいつまでに何をやるのか、そういったところなるべく着弾するように役割を明確化しながらするというところで、青、緑、赤という形で、それぞれの役割及び誰が何をやるのかというところを提示した資料でございまして、今までに既に対応したところも含めまして提示をさせていただいているところでございます。改めて、この短い間でしたけれども、ここまでたくさんのご議論をいただいていると、こういうことのご紹介でございます。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

この議題についても、というか、資料5のほうですけれども、ご欠席されている小野委員から資料がありますので、簡単にご説明をお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

資料7の最後のページ、3ページ目をごらんください。

小野委員から、まず資料5につきまして、大規模な発電事業者が再生可能エネルギーをポートフォリオに組み込むようになることが重要だということ、ご指摘いただいております。

もう一つ、競争力ある分散型エネルギー需給モデルという意味で、50キロワット未満の小規模事業太陽光に偏重しているというようなところは、様相を異にしているという事務局の資料について賛同いただいているということかと思えます。

3のところ、資料6につきましては、全体としてFIT制度の抜本見直しが極めて重要でありまして、この小委員会を初めとする関係各所での議論が継続されることを期待すると、こういったご指摘でございます。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、今から質疑応答、それから自由討議の時間とさせていただきます。進行シナリオ

をちょっとチェックすると、30分以上おくれておりますから、ぜひご発言、簡潔にして、議事進行にご協力いただければと思います。いつもと同じでございます。ネームプレートを立てて発言の意思表示をしていただければと思います。

じゃ、長山委員からお願いします。

○長山委員

この資料5の再生可能エネルギーの産業競争力で、重要なのは、国内に再エネの大事業者をつくることじゃなくて、例えば台湾とかオランダのように、国内に風力メーカーがなくても、政策によって再生可能エネルギーを大量に導入することができるのが、重要じゃないかというふうに思っております。台湾では、洋上は2025年に5,500メガワットを入れる計画もありますし、落札価格は欧州の価格レベルまで下がってきております。

これが重要なのは、系統連系を担保する、政府がちゃんと接続処理に責任を持つということとか、その前に、導入量のコミットをすとか、港湾の設備をすとか、あとは、国内の産業、例えば洋上ならジャッキアップ船や基礎工事や海底ケーブルとか、幾らでも国内に産業ができますので、そういったようなところのほうが重要ではないかなというふうに思います。今、国内電力会社のJ-POWERさんと関西電力さんしかまだ風力は海外展開していないと思うんですけども、それをほかの電力会社に拡大しても、規模的にもう既に勝てるのかどうかというような状況に来ているのではないかと思います。

あとは、地域のほうのシュタットベルケとかの地域電力のほうなんですけど、これは、シュタットベルケがどうして注目されるかということ、事業形態もあるんですけども、マルチエネルギー間の変換をうまくやっているということがあると思うんですね。電力、ガス、熱、水素などの中の転換をうまくやる技術があつて、それをデジタル化しているからというのがあると思うんですね。欧州では、2017年にETIPという、European Technology & Innovation Platformという、2050年までのエネルギー総合転換のビジョンをつくっております、こういったビジョンを参考にするといいのではないかと思います。

あと、先日、仙台の近くで丸紅さんと日立さんとみやぎ生協さんがやっている実証実験を見に行ったんですけども、これは太陽光PVで発電された電力を使って水道水を分解して水素をつくって、その水素を特殊合金に吸着させて、生協のトラックのルートで合金を運んで、地域でこの純水素燃料電池発電を行うという実証実験をやっているんですね。これはシュタットベルケとかそういうようなものではなくて、また新たなビジネスモデルで、宮城県では73万世帯の生協加入世帯ですとか、さらに言えば全国で2,800万世帯ある生協の加入者を、全部ここをターゲットにしたようなビジネスモデルですので、むしろこれは、地域のビジネスモデルというのを超えて、大きなまた新しいビジネスモデルもできているので、こういった点で技術開発、エネルギー間の転換をするための技術支援をさらに進めていかれるといいのではないかとこのように思いました。

あと、資料6のほう、中間整理に関して1点だけ。

8ページの卒FITに対する、先に旧一般電気事業者がメニューを出しているというこのスキームに関して、これは、これを導入していただいてまことにありがたいというふうには思うんですが、新電力さんと旧電力さんのイコールフットィングという観点から見ると、例えば旧一般電力さんがメニューを発表したその日に契約したりすると、新電力さんがメニューをつくる時間がなくなってしまったりすることもあると思うんですね。したがって、ここら辺でこのモニタリングというんでしょうかね、果たしてその新電力さんが卒FITした家庭をちゃんと取り込んでいるのかというモニタリングをしっかりといただいて、もしそこで不都合があるならば、またさらに新たな政策を、イコールフットィングをするような政策を考え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

ありがとうございました。

それでは、岩船委員、それから江崎委員といきたいとします。

岩船委員、お願いします。

○岩船委員

ありがとうございます。

資料5に関してなんですけれども、私も、22ページ拝見して、おっしゃることは確かにそのとおりでと思ったんですけれども、これに向けて何か政策的な後押しというのをされるおつもりなのか。大規模化していくのは恐らく流れで、今から日本の企業がこういう方向性で確かに勝負できるのかという、なかなか厳しいなと思ってまして、制度的にどんなことを考えているのかという、お考えがあればもう少し聞かせていただきたいなと思いました。

あとは、分散化のほうですけれども、再エネの自家消費といっても、太陽光発電が余り住宅に積極的に最近導入されていないというようなお話をよく聞くので、そのあたりもう少しビジネスとして加速させるような、コストだけの問題でもなく、特に既築で余り導入が進んでいないというような数字も実際ありますので、何か制度的に後押しできるかを少しご検討いただけないかなと思いました。

あとは、今回、シュタットベルケ的な考えもあると思うんですけれども、今後再エネと組み合わせていくというふうに考えると、やっぱり電化ヒートポンプ技術みたいなものをセットで海外に売り込むなど、日本の強みとすれば、そういう細かいところかなというも思いますので、ヒートポンプを使ったDR的な技術と太陽光との組み合わせ等、そういうような、もう少しきめ細かい視点で考えていただけないかなと思いました。

EVに関しても、V2Hの技術に関しては、そこまで海外でも進んでいません。充電制御ばかりがまだ世界的にはメジャーだと思うんですけれども、V2H、V2Gの技術と再エネというのはすごく親和性もいいと思いますので、そういった方向でのビジネスモデルも検討していただければなと思いました。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

江崎委員、その後、高村委員といきたい。

○江崎委員

どうもありがとうございます。

先ほど委員長のほうからありましたけれども、デジタル化をするということは、電力ネットワーク自体の話もありますけれども、次のビジネスをつくるにとっても重要になっていくということを考えると、やっぱりこのあたりを経産省ではバリュー・クリエーション・ネットワークみたいな形で、データ連携というところをしっかりとやっていきましょうということになっているわけですから、そちらの方向、多分、しっかりと産業競争力という観点と今のシステムをどう進化させるのかというところで捉えていくのが、一つ重要だろうと。

それから、もう一つは、先ほど日置さんのほうからありましたけれども、自営線とかの話をする、邪魔するのは国交省なんですよね。すみません。障害になるところがございまして、そういうところ、それから商慣習の話、もちろんそこにもう1個あると。そういうところをちゃんとつぶして、うまいことができるようにどうするかという省庁間連携を含めた議論が、やっぱり新しいビジネスをやるために昔の規制が物すごく邪魔しているという、それから商慣習上それが妨げられているという場合が非常に多いかと思しますので、それが多分、産業競争力にとっては非常に重要になると。

これはどうしてかという、特にアジアの国に行くと、ルールがものすごくフレキシブルにやっているから、新しいことをトライしているんですね。だから、それが我が国ではなかなか難しいというところを、やっぱり次を見据えて少し考えていくべきではないかと思えます。

○山地委員長

では、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、資料5の方向性について異論はございませんで、二、三、強調したい点を申し上げたいと思います。

一つは、特に大規模化のところですが、今後、事務局でもぜひ見ていただきたい、何でこうした事業の再編変化が生じているのかという、その要因についてです。これ、岩船委員、先ほどご指摘になった点にもかかわるわけですが、どういう事業環境を整えることが国として必要なかというところにも返ってくると思うんですが、これまでの大量導入のヒアリング、この委員会の前の検討会のヒアリングでも、やはり洋上風力などは市場規模、目標、それからプレーヤーの成熟といったような点についても、欧米

の事業者からも指摘があったというふうに思っています、そういう意味で、こうした大規模化の前提となるような、それが進むような事業環境整備のための施策、どういうものが必要かという点を、改めて踏み込んで検討する必要があるのではないかというふうに思います。

2点目は、それにかかわって、やはりこれ、鶏・卵の感じはありますけれども、一定の市場展望が開かれないと、事業者もそこに投資をして参入をしていこうということは、なかなか難しいのではないかとこのように思います。例えば、洋上風力など典型だと思えますけれども、大規模な事業者の事業形成あるいは参加、期待をしたいわけですがけれども、既に認定あるいは移行認定で、ほとんど2030年の風力の目標というのを満たしてしまうんじゃないかというような展望の中で、将来、30年以降どうなるのかということを示していくというのが、非常にやはり大事ではないかというふうに思います。

3点目でありましてけれども、それは同時に、電力部門、電力システムへの投資の拡大というのが非常に重要だと思っているんですが、直近の温暖化の長期戦略の懇談会で、東京海上さんが資料を出してくださっているんですがけれども、実は、邦銀のメガバンクは世界で有数の再エネ分野の貸し手になっているのに、日本のほうでは受け取る側の事業形成がないので、日本にお金が回っていないということを指摘されておりました。その意味でも、どういうふうに2030年、それ以降のエネルギーシステムにするのかという、やはり提示をしていく段階、これは投資を喚起するという意味でも重要ではないかというふうに思います。

最後は、地域のところでぜひ熱の対応、コージェネ推進を含めた熱の対応のところを検討する必要があるのではないかと思います。これは市場規模にもかかわりますけれども、電気だけではない熱の対応についてもご検討いただければと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、松本委員、お願いします。

○松本委員

グローバル・トップ・プレーヤーの海外の大規模化の動向から、日本の大手電力会社や大手新電力の再生可能エネルギー発電事業に対して積極的な投資をしていただいて、産業競争力を高めていくことが期待されると思います。第7回会合でもコメントさせていただきましたが、産業競争力や技術革新を追求するためには、求心力ある企業のコンソーシアムが立ち上がった際には、国には政策的な側面支援をお願いしたいと思います。

それから、先日、洋上風力の一般海域ルールの新法が成立をいたしました。洋上風力発電は、一定規模以上は入札制度が導入される予定ですが、その前提として市場が見込まれることを国が示し、環境アセスメントなどでも、開発可能地域、また開発不可能地域を示して、事業者の負担を軽減させる取り組みも着実に進めていただきたいと思います。

その点では、地熱発電は、2030年度までにプラス100万キロワットがエネルギーミックスの目標ではありますが、FIT適用で現在稼働しているのはバイナリー発電が中心となっています。調査・開発中の案件は、大規模なものは全国32カ所、出力30万キロワットで、それも初期調査の段階の案件が多い状況です。このままでは、目標の達成は厳しいと思われます。

アイスランドやアメリカでは、戦略的環境影響評価を国が主導して進め、開発可能区域と不可能区域を設定しております。アメリカでは、開発可能地域を事業者にリースを行っております。せっかく蒸気フラッシュ発電のタービンシェアでは、日本のメーカーが7割を占めている分野でもありますので、競争力を持って自立できる大規模な案件の開発を行っていただけるよう、地熱発電についてはもう一段踏み込んだ支援が必要ではないでしょうか。先々、検討をお願いしたいと思います。

それから、グリーンボンドによる資金調達は、大規模発電事業における調達が多く期待されるかと思っておりますので、グリーンボンドの仕組みを事業者や投資家に周知をされまして、事例を増やしていくことを願います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

ちょっと時間が競っているというのを強調し過ぎましたかね、もう名札が立ってませんが。

中間整理案については次回また議論をするということですが、特に資料5のほうはご意見があれば積極的に思っていますが、よろしゅうございますか。

じゃ、ちょっと質問的なこともございましたので、事務局からお答えをいただけますでしょうか。

○山崎新エネルギー課長

ありがとうございます。

岩船委員から、大規模化の政策的に何ができるのかというご質問をいただきました。これ、もともと事務局の提案の根底にありますのは、この産業競争力についての視点から、例えばこの大規模化について、まさにその視点をしっかりと示して、ビジョンを示していくということがそもそも重要ではないかということで、このような資料等をご用意させていただいてまして、そういう意味では、さまざまな個別の制度・政策に、こういった大きなビジョンの中でその基本原則みたいなものが落とし込まれていくということが、一番重要なことではないかというふうに考えてございます。

ただ、その中でも、具体的な制度に落とし込むといえ、やはりまさにそのFITそのものをどのようにするかといったところが、最もというか、この再生可能エネルギーの世界においては一番直結するところだと思っております。今後行われ得るFITの抜本見直しといったようなところには、こうした考え方をどのように反映していくのかというところ

が、極めて重要になってくるのではないかというふうに考えてございます。

あわせて、高村委員からもご指摘ありました、それを支える事業環境整備というものが仮にない部分があるのであれば、それは電源別に結構きめ細かく考えなきゃいけないのかもしれないかもしれませんが、そうしたところもしっかりと手当てをしていくということじゃないかというふうに考えてございます。

以上です。

○曳野電力基盤整備課長兼制度審議室長

では、1点だけ補足させていただきます。

江崎委員から先ほど、発電事業を行う場合に、道路の占用許可が非常にハードルになるんじゃないかというご指摘いただきました。私自身もかつて、電線が道路を渡るのが非常に大変だというふうなお話をいただいたことがあります。電力システム改革の結果といたしまして、旧一般電気事業者と卸電気事業者以外に、発電事業者に対しても道路法36条の占用特例というのが適用されることになってございまして、現状は原則、占用させなければならないというような規定になってございます。したがって、現場においてどのような運用が行われているかというところはみる必要があるかも知れませんが、制度上のバリアというのは、今はないということでございます。

なお、先ほど岩船委員から大規模化というふうなご指摘もございましたが、こうした公益特権は、発電事業者は今の仕組み上は1万キロワット以上というふうな要件がなっておりますので、別にこれは大規模化を図ろうという制度趣旨というわけでもありませんが、ある一定以上の事業者に対しては、そういった仕組みが今、用意されているという現状でございます。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

おかげさまで大体、議論がまとまってきましたけれども、この後半議題について、特に中間整理案については、先ほどちょっと申し上げましたけれども、次回、本格的な議論をしようと思っておりますので、この産業競争力強化という点で少しまとめてみますと、今回の資料5で海外の主要な再エネ事業者のビジネスモデル、整理していただいて、いろんな観点から議論をいただきましたけれども、産業競争力の側面から見ても、大規模化を進めて収益性・安定性を高めていく。会社が大きいという意味合いもちょっとありますけれども。それから、もう一つは、地域の分散型エネルギーシステムの中で再エネを活用していく。こういう2つの方向で世界の潮流は進んでいると、こういう認識を共有できたんじゃないかと思えます。

特に、途中で山崎課長から説明ありましたけれども、大規模な発電事業者が再エネ電源へ投資を拡大していく中で、コーポレートファイナンスの割合が多いと。そうすると、資金調達コストが低くなっているわけで、こういうのが今後の我が国にとっても参考になるんじゃないかと思えます。

それから、非常に小さな全量買い取り——50キロワット未満ですかね、我が国でいえば——、そういう太陽光発電というのは我が国では相当大きなシェアを占めているんだけど、これは世界と比べて相当異質だということも、データから明らかになったかと思えます。そういうことも踏まえて、競争力のある地域のエネルギー供給モデルをつくって、その中で再エネ電源を分散型電源として生かしていく、こういうことも大事だと思います。

ということで、本日議論いただいたこんな視点も含めて、書面での小野委員のところにもありましたけれども、今後のFIT法の抜本見直しというのをやりますから、その中の制度のあり方の検討の中で、この項目も扱っていくということにしたいと思えます。事務局はそのあたりの整理をきちんとやっていただきたいと思えます。

ということでございまして、おかげさまで何とか予定の時間、それも3時間だったわけですけれども、その範囲の中で終了できそうであります。ちょっと先走って何回も申し上げましたけれども、第2次の中間整理は、今回は骨子案ですけれども、今までいただいた意見、本日の意見も踏まえて、事務局においてまたそれを整理していただいて、それをもとに今度は中間整理案について次回は議論していただきたいと思えます。

では、次回開催について、事務局からお願いします。

○山崎新エネルギー課長

それでは、次回の日程につきましては調整をさせていただきます、決まりましたら、経済産業省のホームページ等でお知らせさせていただきます。

○山地委員長

では、以上で本日の会合を終わります。

長時間にわたり、どうもありがとうございました。

お問合せ先

資源エネルギー庁

省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課

電話：03-3501-4031

FAX：03-3501-1365

電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力流通室

電話：03-3501-2503

FAX：03-3580-8591