

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49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5年2月9日（木）16：00～17：59

場所 オンライン開催

## 1. 開会

○能村課長

定刻でございますので、ただ今から大量小委第49回の会合を開催いたします。

本日の会合もオンラインでの開催とさせていただきます。何かトラブルやご不明な点ございましたら、事前に事務局からご連絡させていただいておりますメールアドレスや連絡先までご連絡いただければと思います。

本日は、荻本委員、小野委員、秋元委員がご欠席となっております。

それでは、事後の進行につきまして、山内委員長にお願いできればと思います。

## 2. 説明・自由討議

- (1) インボイス制度の導入に伴うFIT制度運用上の対応について
- (2) 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用
- (3) 電力ネットワークの次世代化

○山内委員長

はい、承知いたしました。

それでは、今ありました49回会合の議事に入りたいと思います。

まず、最初に事務局から本日の資料確認をお願いします。

○能村課長

はい、事務局でございます。配布資料一覧がございますけれども、議事次第、委員等名簿に加えまして、資料1といたしまして、インボイス制度の導入に伴うFIT制度運用上の対応について、資料2といたしまして、再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用について、資料3といたしまして電力ネットワークの次世代化、参考資料1といたしまして、再エネ海域利用法の施行状況等、参考資料2といたしまして、認定失効制度について、参考資料3といたしまして、電力広域的運営推進機関提出資料、参考資料4といたしまして、小野委員提出資料、参考資料5といたしまして、荻本委員提出資料をご用意させていただいております。

以上です。

○山内委員長

はい、よろしゅうございますかね。

それでは、本日の議事の進行ですけれども、時間の関係もございますし、資料について事務局、それから、さっき参考資料3ですか、広域機関からの提出資料がありましたけれども、それについて広域機関からご説明いただいて、その後で一括して議論ということにさせていただこうと思います。

それでは、事務局から資料の説明をお願いをいたします。

○能村課長

はい、事務局でございます。まず、資料1および参考資料1につきまして、新エネ課、能村から説明をさせていただきます。

まず、資料1でございます。インボイス制度の導入に伴うF I T制度運用上の対応についてという資料でございます。

インボイス制度につきましては、資料の2ページ目でございますけれども、2023年10月から導入されるというところでございます。インボイスを活用して仕入税額控除を行うという制度になるというものでございます。

資料の3ページ目でございます。インボイス制度が導入されました後、一定の経過措置ということがございますけれども、インボイスを活用した仕入税額控除の仕組みが稼働していくという状況でございます。

資料の5ページ目、これも大量小委では既にご議論させていただき、ご報告させていただいておりますけれども、F I T制度におきますインボイス制度導入の影響についてでございます。現行制度、買取義務者につきましては、仕入れの事実を記載した帳簿および区分記載請求書の保存を要件として、全ての認定事業者との取引について仕入税額控除ができるということでございます。下にイメージ図を書いてございますけれども、こうしたF I T電源の買い取りに伴う買取義務者の納税額というものは、消費税については発生をしないというのが現行でございます。

インボイス導入後になりますけれども、納税者の方で、免税事業者などとの取引におきましては、買取義務者におかれてはインボイスを取得できないという観点から、当該取引分については、仕入税額控除ができないということで、イメージ図の下段の方でございますが、その分に対応する消費税納税額B円というものが発生するというところでございます。

これについて、この委員会でもご議論を重ねてきたところでございます。

資料6ページ目、ご覧いただければと思います。これまでの対応方針というところで、新規認定と既認定とに分けて議論をさせていただきました。新規認定につきましては、区分けをする中でご議論ということで、調達等算定委員会におきましても、この免税事業者、そして、課税事業者との関係において、価格についての取り扱いということも区別した方向で算定においてもご議論いただいたところでございます。本日につきましては、既認定の取り扱いというところでございまして、赤枠でくくったところにつきましてのさらなる

議論ということでございます。

続きまして、資料の7ページ目。これはご報告になりますけれども、先ほど申しました新規認定の買い取り価格における消費税の取り扱いというところで、この1月17日に調達等算定委員会におきましてご議論いただいたところでございます。

四つ目の黒丸に書いてございますけれども、インボイス発行事業者、すなわち課税事業者につきましては外税方式、非インボイス発行事業者、すなわち免税事業者におきましては内税方式という、これまでの10kW未満の太陽光発電と同様の取り扱いという形でのご議論をいただいたところでございます。

8ページ目、ご覧いただければと思います。既認定の事業者でございますけれども、既認定の中でも課税事業者の方、また、免税事業者の方がおられるということでございますが、課税事業者の方におかれては、インボイス登録に向けた周知をしっかりとやっていくということのご議論をさせていただいております。

一つ目の黒丸に書いてございますけれども、買取義務者の負担という観点からは、既認定の課税事業者におかれては、インボイス発行事業者としての登録を適切に促していく必要があるということでございます。こうした観点からは、買取義務者の方々とも連携して、さまざまな周知などの取り組みをしていくということをご議論いただいたところでございます。こうした取り組みを順次行っているというところでございます。

資料9ページ目でございます。課税事業者の方々のインボイス登録に向けた周知の事例といたしまして、課税事業者のインボイス登録に向けまして、FIT認定事業者の全ての方々に、はがきの送付ですとか、あと、資源エネルギー庁のホームページにおきまして、関連のページも創設しながら情報発信を行っているところでございます。

既に、手紙などによる事業者の方々への発信ということをやっておりますけれども、具体的に左側に、はがきの例ということを書いてございますけれども、さらにこうした、はがきの情報発信につきましても、免税事業者の方々に対する位置付けはどうなっているんだといったお問い合わせもいただいておりますので、より明確化していくという観点からは、さらに情報を丁寧に加味した上で情報発信をしていきたいということでございます。

右側に更新する内容の例と書いてございますが、現時点のインボイス制度のご案内のはがきでございますけれども、既にFIT認定を受けている方、また今後、新たにFIT認定を受けようとしておられる方のそれぞれに向けたメッセージを発信してございますが、免税事業者の方向けの情報ということをしっかりと加味していくということで、このような明確化をしていくようなことを加味した上で、新たに情報発信をしてみたいと考えているところでございます。

特に、免税事業者の方々のところからは、インボイスの登録がなくても現行の買い取り価格は変更されないということでございますとか、また、実際にご自身が免税事業者かどうかといったときには、給与収入ですとか、余剰電力の収入につきましては、消費税

の課税の対象外ということを明確化されてございますので、こういった情報、また、一番下の吹き出し三つ目を書いてございますけれども、今後新たにF I T認定を受けようとする際も、免税事業者に該当する場合には、これまで同様、インボイスの登録がなくともF I T認定を受けることが可能ということについては明確化した形で、しっかりと情報を丁寧に発信してまいりたいと考えてございます。

資料10 ページ目でございます。インボイス制度導入以降のF I T認定事業者の対応等に関する実際の実態把握にも努めているところでございます。F I T制度におきますインボイス制度導入の影響の度合いを把握するという観点からは、調査を実施したところでございます。調査対象といたしましては、太陽光ですとか、風力、バイオマスなどのF I T認定事業者に対して、約2万件の方々に情報を発信いたしまして、その実態を把握したところでございます。

主に設問といたしましては、1) で書いていますように、消費税法の課税事業者に該当するのか、免税事業者に該当するのかという点、また2) ですけれども、今年10月のインボイス制度開始に向けましてインボイス登録をしているのか、または、する予定かといったことなどについてご質問をさせていただいているところでございます。具体的な調査の送付件数、回答件数についても下段に書いていますとおり、各それぞれのセグメント、区分ごとに一定の回答をいただいているという状況でございます。

こうした調査の結果について11 ページ目、ご説明をさせていただきたいと思っております。

まず、左側の列でございますけれども、10kW未満のところですが、回答件数453件のうち課税事業者が約2割ぐらいいられるということでございます。

こうした中で、回答全体におけますインボイス登録の既にお済みの方、予定ありの件数というのが111件ということで、約25%弱おられるということでございます。こうした太陽光につきましては、区分が大きくなればなるほど課税事業者の割合が増えているということでございます。10～50kWにおきましては54.7%、50～500kWのところについては94.1%、500～2,000kWにつきましては97.6%、そして2,000kW以上のところは96.9%ということでございます。

下段が左側、風力の関係でございます。同じく92.4%、また、バイオマス、右側でございますけれども97.1%というような課税事業者のインボイス登録をお済み、もしくは予定ありといった割合になっているという状況でございます。

こうした実態などを踏まえまして、今後の対応案ということが資料12 ページ目でございます。

インボイス制度の導入に伴いまして、買取義務者に制度変更に伴う負担ということが生じ、買い取り業務の継続が困難になることがないように、既認定の課税事業者の方におかれましては、インボイス発行事業者としての登録を適切に促していく必要が引き続きあるということでございます。引き続き、買取義務者の方々とも連携しながら、課税事業者の方々のインボイス登録に向けまして、認定事業者へのメール、はがき送付、検針票、ウェ

ブ明細などによる個別の周知をしっかりと取り組んでいくということでございます。

もちろんのことながら、免税事業者の方に向けましても、インボイスの登録がなくとも現行の買い取り価格が変更されることがないことなどの、先ほど申し上げたような情報についてもしっかりと発信をしてみたいと思っております。

こうした取り組みを大前提にでございますけれども、インボイス制度導入後に、買取義務者に生じる新たな消費税負担に関しまして、まず、来年度につきましては、F I T制度において手当てをすることとしてはどうかというものでございます。具体的なインパクトでございますけれども、先ほどの調査結果、インボイス登録済み、予定ありの割合といったことから、機械的に試算されますのが、来年度仕入税額控除ができない見込み額といたしまして、住宅用の太陽光分が約 15 億円、事業用太陽光分が 39 億円、その他の電源が約 4 億円といった形の見積もりになるということでございます。こうした額について、F I T制度において手当てをすることとしてはどうかというものでございます。

今後、その上ででございますけれども、F I T認定事業者のインボイス登録の状況ですとか、資源エネルギー庁買取義務者による周知等の取り組み、これは継続的にしっかりとフォローアップしていくということになりますけれども、その動向を踏まえて、今後のF I T制度上の対応の可能性、また、課税事業者のインボイス登録に向けた既認定の案件も含めたさらなる追加的な対応などにつきましても、しっかりとしたフォローアップの上で、今後、検討をしていくということとしてはどうかということでございます。

以上が資料 1 の関係でございます。

説明の関係上、参考資料 1 を手短かにさせていただきます。

再エネ海域利用法の施行状況ということでございます。これまで、大量小委の方でもご報告をさせていただいておりますけれども、昨年末、12 月 28 日に公募を延期をしております秋田八峰・能代沖と合わせまして 4 区域、約 180 万 kW 部分につきまして公募を開始しているところでございます。この公募開始を踏まえまして、締め切りが今年 6 月 30 日公募受付締め切りとなつてございます。また、7 月 1 日以降審査評価プロセスを開始いたしまして、今年度末を目途に結果公表というような段取りになっていくということでございます。

併せまして、ボックス四つ目に書いていますけれども、準備区域の中で、この三つ、北海道檜山沖など、この三つの海域におきましては 2023 年度、この 4 月以降、J O G M E C におきまして、風況・海底地質を調査していく、いわゆるセントラル調査対象区域として選定されてございますので、こうした区域におきましては、J O G M E C による調査が始まっていくということにつきましてご報告をさせていただきます。

併せまして、参考資料 2 でございます。認定失効制度でございます。

資料の 1 ページ目、ご覧いただければと思います。F I T 認定を取得以降、現在まで長期間未稼働の状態が継続する案件は引き続き多数存在している状況でございます。2022 年 4 月に施行いたしました再エネ特措法の改正におきまして、適用される調達価格の適時性

の確保ですとか、系統の利活用の観点から、いわゆる認定失効制度が導入されているところでございます。本年度末、いわゆる 2022 年度末以降、認定失効制度に基づく失効期限を迎える案件が見込まれるという状況ですので、失効期限が近い認定事業者宛てのメールですとか、はがきによる個別の連絡など、周知の活動を行っているところでございます。

こうした制度の本格化に向けまして、改めて制度の運用の詳細の明確化という観点、また、必要な手続きが適切に行われていることを今後もしっかりとフォローアップを徹底していくことが重要だと考えているところでございます。

資料の 2 ページ目でございます。これも大量小委におきまして、過去ご議論いただいたところでございますけれども、①系統連系工事申し込みを行っていない案件につきましては、運開期限の 1 年後の時点で認定を失効するという制度でございます。②でございますけれども、系統連系工事着工申し込みを行った案件は、一定期間内に運転開始に至る可能性が高いと考えられるため、運転開始期限から運転開始期間に当たる年数を猶予して、その到来をもって失効するというものでございます。③ですけれども、系統連系着工申し込みを行った案件のうち、大規模案件に係るファイナンスの特性も踏まえた例外的措置といたしまして、運転開始に向けた準備が十分に進捗し、確実に事業実施に至るものとして、工事計画届出や環境影響評価の準備書に対する経産大臣の勧告等の通知のいずれかの手続きに関する進捗確認が行われ、経産大臣により確認された案件については、運転開始期限から調達期間に当たる年数を猶予して、実質的に失効リスクを取り除くといった、こうした整理になってございます。しっかりと、いずれにいたしましても、系統連系、どのパターンにおきましても、系統連系工事着工申し込みを着実に進めていくということが全ての前提になってございます。

※の 2 に書いていますように、こうした系統連系工事の申し込みに当たりましては、農振法、農地法に基づく農振除外、農転許可、また、森林法に基づく林地開発許可を取得済みであることが提出要件となっているというところでございます。

また、併せまして、資料の 4 ページ目ですが、未稼働分の見込みということで、今年度末に経過措置の対象となってしまうのが約 6 万 2,000 件、6 GW 以上の失効期限を迎える予定というものでございまして、しっかりと適切な手続きを進めていく必要があるというものでございます。

5 ページ目でございますけれども、系統連系工事着工申し込みの提出状況のフォローアップということをしつかりとやっていく必要があると思っております。先ほど申しました適切に系統連系工事着工申し込みがされるということが前提でございますけれども、運転開始に向けた準備が十分に進捗し、事業を開始する蓋然性が高いということを判断する指標といたしまして、先ほど申し上げた系統連系工事着工申し込みの提出時点におきまして、関係法令に基づく必要な手続きが既に経ているということが要件になっているというところでございます。先ほどの資料 2 ページ、もしくは下記の赤字で塗っているところの項目を参照をいただければと思っております。

こうした中で、送配電事業者におきまして、系統連系工事着工申し込みが受領された案件については、過去、これまでに一度受領済みのものも含めまして、資源エネルギー庁におきまして、要件が確実に満たされるかどうか、各種許認可手続きを担当する自治体とも連携して、継続的にフォローアップを行っていきたいと考えてございます。仮に、その結果、実際に要件が満たされていないことが事後的に判明した場合には、系統連系工事着工申し込みが不備なく受領されたと見なされず無効となります。当初の失効期限をもって失効となるというものでございます。

なお、下の、くくってございますけれども、要件といたしまして、先ほど申し上げたとおり、②で書いてあるように、農振法に基づく農振除外が行われて、農振法に基づく適切な届出が受理されていることと、③で書いていますように再エネ発電事業計画の実施に必要な森林法に基づく林地開発許可を取得済みであることとということで、これは例えばということでも下にも書いてございますけれども、参考で書いてございますが、申し込み後に必要な許可が変更されるような、例えばゴルフ場の林地開発行為の目的で林発を取っていて、系統連系工事着工申し込み後に、そのゴルフ場の林発を例えば太陽光に変更するといったことなどについては、受領が無効となるというふうに考えているところでございます。

従って、先ほど申し上げた、再エネ発電事業計画の実施に必要な森林法に基づく林地開発許可を取得済みであることなどでございます。

その他、④で書いていますように、当然ですけれども、法令または条例に基づく環境アセス評価書の公告、縦覧を終えていることなど、必要な要件を満たしていることが大前提になっているというものでございます。こうしたものについて、受領時だけではなく、提出状況のフォローアップを的確に行っていくということを重ねてご報告したいと思っております。

私の方からは以上でございます。

○小川課長

続きまして、資料2につきまして、基盤課長の小川からご説明いたします。

まず、本日のご議論でありますけれども、資料2の1ページ目をご覧ください。三次調整力②の関係ということで、昨年もご議論いただいてきております。本日のご議論、下に図がありますけれども、2023年度のFIT交付金を決めるに当たりまして二つ分けております。

論点1としまして、昨年、2022年の差額の分、事後調整という仕組みを新たに入れる際の2022年分、昨年分の差額をどう見るかというところ、これが論点の一つで、そして、二つ目が2023年度、まさに来年度の費用をどう見込んで、その制度設計に当たってどのようなインセンティブをしていくかというのが論点の二つ目であります。

資料は、前半、後半あります。まず、前半は、調達のさらなる効率化の取り組みというところのご報告になります。

3 ページ目に記しておりますけれども、まず一つ目にありますが、2022 年度、今のところ前年度に比べて必要量、調達量は減少傾向にあるというところであります。ページで行きますと 5 ページ目になります。こちらは、以前、2022 年 4 月～12 月でありますけれども、青が 21 年、そして、赤が 22 年の同時期の比較であります。青よりも赤の方が低いエリアが大部分というところであります。再エネの導入量自体は、当然、増えてきているわけありますけれども、ここでの三次②の必要量というのは下がってきているというところであります。

背景としまして、6 ページ、7 ページ、いろいろな取り組みがなされております。6 ページで言いますと、複数エリアにおける共同調達という取り組みになります。また、7 ページ、必要量、どれだけ調達するかというところの必要量のテーブルの見直しというところで、より誤差を小さくするような取り組みがなされてきているというところであります。

そういった中で、新しい議論としましては、9 ページに記しております。こちらは広域機関における議論、今、三次②ではなくて三次①について行われている議論ではありませんけれども、調達の最適化というところで、言ってみれば、調達の仕方も工夫していく、ここで言いますと、三次①で言いますと、二つ目のポツにありますけれども、1 週間前の調達で全て全部を取るのではなくて、少し抑え気味にして、また、必要なところは追加的に調達するといったような方法も議論されているところであります。こういった点も踏まえつつ、三次②につきましても、今後、同様の検討が行われる予定であります。

また、10 ページ、11 ページ、詳細の説明は割愛いたしますけれども、こうした量の効率化とともに、価格の方につきまして、こちらは電取委の方で議論が行われまして、ある意味、ルール、どういった応札価格にどういったものをどのように織り込んでいくかというところについては、見直しも行われてきているところであります。

こういった背景の下で、昨年 1 年間の調達の実績というところ、12 ページになりますけれども、こちらは先週の電取委の会合において示されております。

ここで言いますと、制度見直し前、見直し後という二つ分かれた欄があります。ここで言う制度見直しというのが電取委の方で行われました応札のルールの見直しというところで、この見直し後、今後、ガイドラインが改定されて、今後は見直し後という形になっていくというものであります。

一方で、昨年につきましては、ガイドラインも特に変わっていないわけですので、実際に発生している費用というのは、ここで言いますと①の方の制度見直し前になります。1,477 億円という数字になっております。この①と②を比較しますと、合計 270 億円、かなり大きな差が生じているというところでありますし、内訳で見ますと、9 割以上が中部エリアという形になっております。

この辺が後半の議論、2022 年に生じた費用をどういった形で 23 年度の交付金に反映していくかというご議論の前提になるところであります。

続きまして、後半部分、三次②の費用負担というところ、論点一つ目が 15 ページになり

ます。下に表が記されておりますけれども、まず、三次②の調達費用というのが昨年1年間で合計1,477億円だったというところでありまして、一方で、2022年度のF I Tの交付金というところの見込みは640億円というところでありまして、差額800億円を超える差額の発生が見込まれております。

このうちの約270億円というところは、先ほどご紹介した制度見直し前、見直し後で言いますと、今後は、これは応札価格に盛り込めないという意味で、今後は費用として認められない性格のものになります。

こういった中で、23年度の交付金の算定に際しまして、22年の調達費用、これをここで言いますと1,477というところ、差額で言うと800億円というところを持ってくるのか、270億円、いわば、ある意味グレーとも言えるところについてどのように扱うかというのが一つ目の論点になります。

これについては、次、16ページになります、昨年も同様に2022年度の交付金を決める時に、グレーと言いましょか、今後は認められない重複のものをどう扱うかといった点のご議論があったところでありまして。ここは、これまでもこの場でさまざまな観点からご意見をいただいてきております。16ページで言いますと、まず、原則論、一つ目のポツでありますけれども、送配電事業者がF I Tの発電事業者に変わって調整している予測誤差というところでありまして、それについては、現実に要した費用については、適切に手当てするということが原則であります。

一方で、二つ目、今回発生した費用の中に、今後は認められない費用というのが入っているというふうに電取委の方から示されております。今後は認められないという性格のものにつきまして、これを国民負担を原資とするF I Tの交付金で見ていくというのも、これはまた別の意味で妥当性を欠くのではないかとというふうに考えられるわけでありまして、そういった観点からは、基本的には、ここの部分は除くということが基本ではないかとというふうに考えられるところでありまして。

ただ、一方で、その場合に、では、実際に発生した費用というのは、送配電事業者の立場からすると、それはどこから手当てされるのかといったことになります。また、ここの費用、そういった観点から各エリアの差額というのがどれだけ、どのように生じているか、もう一度12ページに戻りますと、エリアによって差はあるんですが、億円単位で言うと基本的には1桁なんですけれども、中部エリアというところが非常に突出した額になっているところでありまして。

そうした観点から言うと、これらのこの差をF I Tの交付金では手当てせず、全て送配電事業者の負担、仮にそういう整理にしますと、これは一部の事業者にとっては極めて重い、大きい影響を持ってくる、この点をどう考えるのかというところでありまして、一番最後のポツに記してありますけれども、この中部エリアで生じているというものがどういう性格の、なぜこれだけのものが生じているのかといった点、この内容をより詳しく見た上で、今後、ここの扱いをご判断いただいております。

以上が論点の一つ目になります。

○能村課長

続きまして、論点の二つ目というところでございます。

資料は19ページ目、ご覧いただければと思います。この会議でもこれまでインセンティブというところで、まさに調達量削減に向けた効率化の取り組みということについてご議論をいただいたところでございます。特に、必要量というところにつきましては、エリアごとにさまざまな条件も異なるということで、これもこれまでの大量小委におきまして、外生的な要素というところをどのような形で、全体として考えた上で低減に向けた取り組みを促していくのかといったご議論があったというところでございます。

二つ目の黒丸に書いてございますけれども、翌年度の三次調達②の確保費用を算定する際には、全てを自動的に交付ということではなく、送配電事業者の方々によります再エネ予測誤差の低減に対するインセンティブが働く仕組みという観点から、三つ目の黒丸、一つ目ですが、調達量を継続して減らすことを促す効率化という観点と、二つ目、他のエリアとも比較した上で、各事業者の取り組み結果に応じた効率化インセンティブといった観点から取り組みを促してはどうかというものでございます。

効率化係数という観点からは、一般送配電事業者による調達量の低減に向けた継続的な取り組みを促すという趣旨を踏まえますと、例えば0.5～1%といったものを基本としながら定期的に見直すというふうにはどうかというものでございます。右側の下に効率化係数のイメージですけれども、必要量、実績を踏まえまして、効率化を掛けていく中で全体として必要量を削減していくといった取り組みを促していくというものでございます。

加えまして、20ページ目でございます。加えて、個別事業者に対するインセンティブということですが、レベニューキャップなどのインセンティブ設計なども参考としながらですが、自分の前年度の改善率と他社の改善率の競争という双方を考慮してはどうかというものでございます。その際に、まさに大量小委でもご議論いただいたとおり、送配電事業者の方々の取り組みを評価可能な指標とする観点からは、天気の影響ですとか、設備量の増減など、可能な限り外生的な要因を極力控除した形での改善率ということを見ていってはどうかというものでございます。その上で、総額に与える全体の影響も考慮した上で、例えば3～5%プラスマイナスの幅でこうしたインセンティブといったものも考えていってはどうかというものでございます。インセンティブの考え方、下にイメージ図を書いてございますけれども、一定以上改善率がある場合には、横比較をする中で上位3位以内ということであればインセンティブをプラス3～5%にするということ、また、下位のところは、むしろペナルティーとしてマイナス3～5%といった形で検討していってはどうかというものでございます。

併せて、21ページ目ですけれども、こうした効率化の促進インセンティブということを考えていった時に、いろんな状況を考える必要があるということでございますけれども、低減効果を勘案しても、例えば、まさに足元のように、取引単価が変わってしまう、

上がってしまうということによって全体としての量と、結局、単価の掛け算でございますので、全体としての面積が増えてしまうということもございます。そうした時に、こうしたインセンティブ設計において、このような状況をどのように勘案していくのかといったことも併せて考えていく必要があるというものでございます。

こうした観点からは、二つ目の黒丸に書いてございますけれども、国民負担が原資でありますF I T交付金でございますので、継続的に三次調整②の確保費用を低減させていくという観点からは、インセンティブとして先ほどプラスマイナス3～5%とございましたけれども、付与するインセンティブの金額につきましては、前年度の交付金額を踏まえた上で上限を定めてはどうかというものでございます。左下にそうしたものを少し図示化したものでございますけれども、X年度の交付金ということの取引実績を踏まえて効率化係数を掛けていくわけですけれども、インセンティブによる増減幅、これは特に価格要因などでインセンティブの幅が上振れする可能性もあるという時に、これはインセンティブ設計、国民負担を減らしていくという観点でございますので、インセンティブ設計によるとは言えども、前年度の交付金を上回るようなところについてはカットするぞということで、ここに黄色く色を塗っているところがございますが、ここについては上限値として控除する、カウントしないといったことなどが現実的ではないか、適切ではないかということでございます。それを三つ目の黒丸に書いてございますけれども、外生的な要因によって変動する、特に調達単価の増加等によりまして過去の取引を超過する場合については、増加については別途の分析の上、対応するといったものにしてはどうかというものでございます。

以上でございます。

○小川課長

続きまして、資料3、電力ネットワークの次世代化をご覧いただければと思います。

こちら、概要、簡単なご報告であります。

G X実行会議で送配電の系統整備をしっかり進めていくということが示されておりますということ、この場におきましても、昨年来ご議論いただいているところのご報告というのが一つと、この後、広域機関の方からマスタープランの案についてご報告いただきますけれども、6ページ目をご覧いただければと思います。

先取りするような形になりますけど、そのマスタープランのご報告の中でも、需要と電源の立地の在り方というところは、一つ、今後の検討課題として示されているところがあります。この場でも、これまでもご議論、ご意見をいただいているところではありますけれども、どういった形でこういった需要、電源の立地を誘導していけるかというのは、一つ、今後の検討課題というところと、二つ目は、資金調達、資金回収というところ、特に、費用負担、全国調整スキームというものが3年前の法改正でできておりますけれども、これらの詳細のところ、特にマスタープランができた後に、整備すべき課題というのが残っておりますので、こういった点につきましては、今後、まさにこの場でご議論いただくこ

とにしたいというふうに考えております。

具体のマスタープランの内容につきましては、この後、広域機関の方からご説明をお願いできればと思います。よろしくお願いいたします。

○大山電力広域機関運営推進機関理事長

はい、広域機関の大山でございます。参考資料3の説明をさせていただきます。

ただ今ご紹介がありましたとおり、広域機関では、脱炭素化社会の実現と再エネの主力電源化を実現するために、将来増強が望ましい系統はどのようなものかについて広域系統長期方針、いわゆるマスタープランでございますけれども、そちらの検討を資源エネルギー庁と協力して行ってまいりました。

その検討も今年度末をもって一区切りすることとなっております、現在はパブリックコメントを実施中という状況です。本日は、この取りまとめ中の広域系統長期方針について説明をする機会をいただきましてありがとうございます。詳細は、担当理事の寺島から説明させていただきます。

○寺島電力広域機関運営推進機関理事

はい、電力広域推進機関の寺島でございます。理事長の大山からお話があった内容、資料3について寺島の方から詳細、概要をご説明させていただきたいと思います。

右上2ページのスライドにつきましては、今、理事長の方から説明がありましたので、続きまして、右上3ページに進んでいただけますでしょうか。

ここでは、広域系統長期方針の目的ということで、リード文の1ポツ目に書いておりますが、ここではどちらかという目的というよりも、今回策定したものの特徴について記載させていただいております。とりわけ、2ポツ目に書いてありますが、今回の長期方針の中では長期展望というものを記載しております。具体的には、長期的な観点から、エネルギー政策とも整合したシナリオを基に、費用便益分析の評価を行いまして、将来の選択肢を含めた系統増強の在り姿と言いますか、絵姿を描くこと、これが大変、今回の長期方針の特徴でもございます。それをまた具体化としていくということについては、下のポンチ絵に書いてありますように、最終的な具体化を図って政策実現を目指そうと、こういうものでございます。

それでは、長期展望を前提とするシナリオはどうかというところが右上4ページ、次のページを見ていただけますでしょうか。以前もご紹介させていただいたと思うんですが、2021年5月には中間整理をしておりますが、その後、第6次のエネルギー基本計画が公表されたこともありますし、さらには、2050年カーボンニュートラルの実現に向けたというところもありまして、ここの下のポンチ絵の右の端を見ていただけますでしょうか。それらを反映したもので長期展望としまして、2050年を視野に入れて再エネ5～6割ということでのシナリオを設定いたしまして、先ほど言いました将来の選択肢も含めた系統増強の在り姿、絵姿を検討することにしたものでございます。

続きまして、次のページ、右上5スライド目をご覧くださいいただけますでしょうか。シナリオ

の選定の中では、どうしても、リード文の1ポツ目にありますように、系統増強というのは、需要と電源の立地等のバランスを補強する形で行われているものですので、このバランスの度合いが非常にポイントになろうかというふうに思っております。

そこで、基本的には真ん中に置くベースシナリオと、ここで言う黄色いところを置きまして、一方、不確定要素でぶれが出るだろう、需要の立地が自然体に行った場合にはどうなるだろうか、需要の立地が誘導されているならどうだろうかということ複数のシナリオを振りながら、さらには感度分析ということで、需要の減少や再エネの偏在導入も踏まえながらいろいろ検討していったというものでございます。

それでは、ベースシナリオをどうしたかについては次の6スライド目に行ってくださいでしょうか。ここで考えているベースシナリオですけれども、リード文の一つ目にございます国の政策的議論を踏まえて、再生可能エネルギー5～6割という前提で、最大限に導入した状況での系統整備の有無による便益の差に着目すべく、下の表に書いてあるような形で検討したものでございます。

具体的には、需要については1.2兆kWhということで、水素製造等の需要を電源近傍に置くこと、さらには、再エネを活用することでは、制御可能な需要についてはピークシフトできるなどということも工夫もしてございます。電源につきましては、先ほど申しましたように、再エネを最大限導入することということで、太陽光、陸上・洋上風力、バイオマスについては、ここに記載のボリュームを、国の審議会での議論を基に私どもで設定したものでございます。火力、水素・アンモニアについては、既存の火力の一部が45年運転で廃止してリプレースされるということも考えておりますし、その中で、そういうような前提を置いて検討しているというものでございます。

続きまして、7スライド目、8スライド目に移りますが、7スライド目は、先ほどの需要についてちょっと補足でございます。ご存じのように、この下のポンチ絵の左の①電力部門の需要というのは、GDP当たりの減少や省エネ、人口減少の形で減っていくというのがエネルギー基本計画でも出てまいります、それ以外、中ほどの②にあります従来型の非電力部門の消費エネルギーが電化していくという電化需要の増と、さらには右に③脱炭素、エネルギー転換に伴う需要増、この需要変動、需要増を足しまして、先ほどもご説明した年間1.2兆kWhというのを想定してシナリオを想定しているものでございます。

8スライド目の電源につきましては、もう皆さまご存じのこととあります。政策議論で加えられている内容の電源の考え方、これを私どもも踏襲しているので省略させていただきます。

右上9スライド目でございます。費用対便益の増強方策の検討でございますが、ここでリード文の一つ目に書いてありますように、混雑が発生する系統を増強した場合について、その増強に関わる費用、これをコストですのでCと置いてあります。増強による便益をBと、ベネフィットと置いていまして、 $B/C$ と私どもは言っていますが、費用対便益を分析しているところでございます。便益項目としてどういうものを挙げているかは、下の左側の

表を見ていただいている上から四つ目でございます。これをベネフィットと見ているというところでございます。

右のポンチ絵に、グラフに書いてありますが、 $B/C$ 、費用対便益は、いろいろ燃料の見方によっても幅が出ますが、幅を設定しながら、系統増強の規模を右の軸ですけれども、増やしていった時に、どの辺で大きくなるかと、こういうところで増強規模を選定しております。

併せて、リード文の二つ目ですが、グラフの下の赤い線を見ていただけるといいんですが、再エネの出力抑制についても、抑制率がサチュレートする、増強によって、また、抑制率が緩和している時については、もう少し大きくしてみようかということ、サチュレートする辺りが、ここがほどよいところかというような検討したものでございます。

10 スライド目については、このベースシナリオにおける増強策の検討結果の代表例でございます。東地域については、やっぱり再エネの電気を効率的に大消費地に、東京エリアへ運ぶということで、HVDC、ハイボルテージの直流送電が必要であるということで、費用対便益からも、北海道～東北で 600 万、東北～東京で 800 万ぐらいが有力かと見ております。

中地域については、関門連系線というものの増大による  $B/C$  の増強が多くなっているということもありますので、増強規模は 280 万 kW を設定しております。

併せて、中地域の増強としましては、中部、関西の第二連系線や、中地域の交流ループシステムの構成もあります。これについても、関門連系線の増強を前提とした場合については、さらに  $B/C$  が向上する傾向が認められているということで、この方策を位置付けておるものでございます。

最後に、 $FC$  でございますが、 $FC$  を最大プラス 270 万まで増強する範囲では、運転コストの幅でも非常に  $B/C$  が 1 を超えていることを確認できているということから、270 万を目安に設定しているものでございます。

次のページをご覧くださいませでしょうか。11 ページが、先ほど私が口頭で説明したのも踏まえまして、日本の全体に絵を落としてみたものでございます。これをもって私どもは長期展望の案というふうにしておるものでございます。このページの右の下の方を見ていただきますと、必要設備投資量としては 6～7 兆円、年間コスト、年経費ですけれども、5,000 億円～6,400 億円ぐらいというような形でかかっておりますが、 $B/C$  で見ますと、最大では 1.5 ということですが、これに上回るようなベネフィットも期待できるということでございます。

続きまして、12 スライド目にお願ひできます。少し長くなりまして恐縮です。各シナリオ分析をしております。ベースシナリオは今紹介したのですが、電源立地の誘導が左、それから、自然体が右ということで、需要の置き方を少し工夫したものでございます。ご覧いただければと思います。

次の 13 スライド目に分析の、シナリオ分析した結果ですが、下の表はご覧いただきまし

たとおりでございますが、リード文の一つ目にありますように、どのシナリオにおいても、各シナリオの中で多少、域内増強の増減はあるものの、基本的にはどのシナリオにおいても、先ほど、前のページでご説明した内容については共通であることを確認しております。

このような形での長期展望の取りまとめをした上で、次の14スライド目ですが、ありがとうございます。その具体化に向けた取り組みということでここに記載しております。リード文の1ポツ目には、やはりここは具体化に向けては、まずは、系統の混雑を前提とした系統利用の在り方や仕組みを着実に進めていくこと、その混雑の改善をちゃんと定量的に見えるような環境をしっかりと取り組んでいかなきゃいけない。併せて、経年設備の更新についてもしっかりと考えていかなきゃいけないと思っております。

これらの取り組みについては、2ポツ目にありますように、国の審議会や本機関の専門委員会等々でも既に検討が行われ、導入済みのものもあります。これもしっかりと進めていきながら、3ポツ目にありますように、具体的な個別の整備計画の具体化に進めていきたいと思っております。

下を書いてあるものは、私が口頭で説明したこと、皆さんもご存じのことが多いと思いますので省略させていただきまして、次のページをお願いいたします。

この長期展望の中では、ここまでで取りまとめていることを今後のあるべき姿の実現に向けてわれわれは幾つか提言させていただいております。

若干、紹介させていただきます。エネルギー政策との関係では、1ポツ目でございますように、今回は電力ネットワークの観点から、国のエネルギー政策の実現に貢献できるような将来の系統整備の在り姿を費用対便益と効果があるものとして、全国に俯瞰する形で示すことができました。ということは、すなわち、2ポツ目に書いてありますが、系統増強という政策により実現しようとする場合、7兆円というネットワーク投資をすることになります。それを上回る便益が確保できる可能性があるということを示すことができたことは、私ども、大きな成果であるというふうに自任してございます。

ただ、一方で、感度分析の結果では、需要や電源の立地を最適化していくことで、このネットワーク投資を抑制できる余地もあるということも書き加え、私ども、ここで掲載しております。

こうしたことから、次のポツでございますが、ここは国と連携を取りまして、足元で進められている地域間連系線の整備、検討はもちろんしっかりと進めるとともに、今後は、ネットワークを踏まえた需要や電源の誘導等の各施策を総合的に推進することが求められるものではないかということをおっしゃっていただいているものでございます。

最後に、あるべき姿に向けての具体化ということで5ポツ目に書いておりますが、これは将来に向けたさまざまな不確実性を含むこととなりますので、今回の具体化に向けては、それらの状況もしっかり見据えながら進めていきたいということを最後に申し述べているものでございます。

次のページをお願いできますか。ありがとうございます。終わりにということで書いて

ございます。この広域系統長期方針では、将来の在り方から長期展望なども踏まえて、一連のものとして取りまとめたものを、これは、まさに長期方針というよりもマスタープランだと私どもは考えておりました、そういうふうと呼ばせていただきたいと思っております。

次のポツにありますように、この長期方針、マスタープランがネットワークに係るさまざまなステークホルダーにとって、ネットワーク視点からの国のエネルギー政策実現を支える推進力になるというふうにわれわれ願ってやまないところでございます。

冒頭、理事長から話がありました、今、意見募集を行っております。下のようなスケジュールで進めておりますので、ぜひとも皆さまからご意見賜ればと思っております。最終的に、この意見募集を取りまとめて、この年度内には長期方針を取りまとめる予定でございます。大変長くなりましたが、寺島からの説明は終わります。

○能村課長

続きまして、参考資料4ということで、小野委員からの提出資料のご紹介でございます。小野委員から2点、ご指摘いただいております。

まず、資料1の関係、インボイス制度導入に伴うF I T制度運用上の対応についてでございます。インボイス制度導入に伴う既認定F I T事業者に係る取り扱いに関連して、制度導入後に買取義務者に生じる新たな消費税負担をF I T制度において手当とする旨の記述がある。買取義務者に過度な負担が生じないよう何らかの制度的な手当が必要であることは賛同するということです。

事務局案では、追加の消費税負担について、そもそもインボイス登録に関与できない電力の需要家が引き受けることになっており、負担の適正化、公平性の観点からは違和感があるといったご指摘もいただいております。

本来、F I T制度の中において、追加の負担が生じないよう手当するのが筋ではないかということ。また、そのような対応の是非についても、もう少し明確にご教示いただきたいということでございます。

また、まずは国が主体的にF I T制度による追加負担の補てんで手当するという場合においては、事務局資料のとおり、まずは国が主体となり、周知活動の展開をはじめ、F I T認定事業者のインボイス登録に向けた取り組みを徹底いただくということが大前提と考えるということ。また、結果として、インボイス登録が十分に進まず、国民負担が想定以上に増加する場合には、来年度以降、改めての検討が必要であることを指摘しておきたいといった旨でございます。

また、資料2の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でございます。再エネ予測誤差に関わる調整力確保費用について、資料に記載の今後の方向性についておおむね違和感はないということ。

また、調整力の効率的な調達につながるよう、適切なインセンティブの設計などを通じて、事業者の取り組みを引き続き後押ししていただきたいということ。

また、効率的な調達のための取り組みを前提に、一般送配電事業者が調整力の調達に要した費用を確実に回収できることも重要と考えるといった旨のご指摘をいただいております。

加えて、参考資料5でございます。

萩本委員からのご提出資料でございます。

まず、一つ目、資料1の関係、インボイス制度の導入に伴うFIT制度運用上の対応についてでございます。ご意見といたしまして、インボイス制度の導入に伴う買取事業者に生じる負担は事後であっても解消することを今回の委員会の検討の結果として明示すべきであるということ。

また、ご意見といたしまして、インボイス発行事業者としての登録を徹底するために必要な手段として、インボイス登録の進捗の状況を地域別、階層別などで実効のある内容で開示すべきであるといったことのご指摘、ご意見をいただいております。

また、資料2の関係、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でございます。ご意見といたしまして、調達の効率化に関連しまして、予測誤差に対応する三次調整力②の調達必要量の検討は、費用低減の圧力から独立させ、技術的に妥当な継続的改善を行うプロセスを強化すべきということ。再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用を削減する複数の施策は、国民負担の低減のため重要である。しかし、三次調整力②の確保は、電力システムの毎日の安定運用に必須であり、調達量が不足すれば安定供給が損なわれる可能性がある。このため、調達の必要量が過小にならないように、必要量の調達費用の削減とは独立した検討が必要であるといったご指摘もいただいております。

また、この資料の1枚目の下段の方に調達量について継続的に実績を検証して、必要な量を確保し、必要な量が見つければ、これを見つけるのさえ難しいといったご指摘もいただいておりますが、それを削減するプロセスが必要である旨、ご指摘いただいております。

また、2枚目でございます。データの公開の関係でございます。

予測誤差に対応する三次調整力②の調達必要量の算定手法の継続的な検証と改善を、衆知を集めて実施するために、必要量の算定を再現、検証することのできる予測データ、実績データ、算定手法の公開が必要であるといったご指摘でございます。特に、技術的には発展途上の分野であるといったご指摘もいただいております。このため、さまざまな分野の多くの関係者の参加を得て、必要量の適正化の最善の取り組みを可能とするため、必要量算出を再現できる計算手順、エリア・時点の予測、実績のデータの公開をすべきであるといったご指摘をいただいております。

次なる意見といたしまして、三次②の費用負担についてのご意見でございます。今回の問題が調整力市場制度の不備によって生じたことを明確化し、交付金の対象となっていない送配電事業者の負担に対し、本調整力の調達開始年から交付金などによる費用負担を行うことが必要と考えるといったご指摘でございます。

三次調整力②の調達費増大の原因は、調整力市場のルールが甘かったことを明確にすべ

きといったご指摘もいただいております。

また、マスタープラン、資料3の関係でございます。

ちょうど資料の中ほどに、今回の検討により大規模送電線建設の方向性が決まるのは早計であるといったご指摘もいただいております。

大規模送電投資の方向性の決定には、次の段階にて、電源の運用開始のスケジュールと合わせた検討が不可欠と考えるといったご指摘もいただいております。

その中で、今回の検討については、簡易な計算方式であり、複数の候補の中から相対的に有利な計画をスクリーニングするという段階であるといったご指摘。

また、大規模送電線の計画に当たっては、対象電源が段階的に導入され、そのスケジュールが不確実性を有するため、これらの条件を反映した経済性の評価が不可欠であるといったご指摘もいただいております。

最後のページになりますが、ご意見といたしまして、北海道の場合、既存のシステムへの大規模HVDCの接続の是非は、その接続自体について独立したB/Cの分析、リスク分析によって決定すべきといったご指摘でございます。例えば、4GWの容量のHVDCが2GW～5GWの規模の北海道エリアに接続され、HVDCの側の事故時の北海道への影響の大きさを考えると、同地域に大規模停電事故を引き起こす危険さもある。従って、HVDCの北海道エリアへの接続については、HVDCプロジェクト全体の一部としてではなく、独立した費用/便益とリスク分析が必要であるといったご指摘をいただいております。

また、論点1の関係で、需要と電源の立地最適化の関係でご意見をいただいております。地域別の需要と電源の立地最適化により、系統混雑を回避するため、エリア別のPV、風力、それぞれの出力制御率をはじめとし、マスタープラン検討のより詳細な結果や前提を示すことが必要といったご指摘をいただいております。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

それでは、資料説明は以上となりますので、これから質疑に入りたいと思いますけれども、この会議は委員の方が多いため、効率的に議事を進めるために、要点を簡潔にご発言願えればと思います。

それでは、資料1、2、3、それから質疑応答および論議とさせていただきます。

発言のご希望の方は、この場合、チャットでお知らせいただければと思います。どなたかいらっしゃいますでしょうかね。

長山委員ですね、ご発言ください。

○長山委員

聞こえますでしょうか。

○山内委員長

聞こえております。

○長山委員

資料2で2点ほどなんですけれども、まず16ページを見ていただきまして、16ページの2ポツ目と17ページの4ポツ目に監視等委員会さんが出てくるんですけれども、私の意見は、監視等委員会が、その時点のルールで違反等判断した場合は、こういった平場で精算ルールを決めて、合理的でない入札をした場合は、balancingグループから一部返金をしてもらおうと。監視等委員会さんが、その時点のルールで違反でない判断した場合は、FIT交付金で精算するのがフェアなんではないかと思いました。1点目です。

2点目なんですけれども、16ページの最後のところですね。中部エリアで、これはどういった点で調査するかということによって、最終的にはbalancingグループと電源構造の問題となっちゃうんじゃないかと思うんじゃないかと心配してまして、電力会社には3つのパターンがあって、1つはbalancingグループが揚水と火力を両方持っているケースで、これは中部と東電さん以外なんですけれども、一緒に持っているとなれば燃料を使わないように、もしくは揚水くみ上げの原資を抑えるようにユニット単位でメリットオーダーを考えてベストの入札ができるということなんですけれども、その結果、今、三次調査力にというのは、揚水の固定費を賄う重要な財源になっているというようなことがあると思います。

それで、今回、例外になっているのが東京電力さんと中部電力さんで、どちらも火力がJERAさんというふうに分かれていて、揚水を持つホールディングと、JERAと、または小売の中で、いろんなコストの面でメリットオーダーを図られるような関係ができていないのではないかということで、balancingグループの問題に帰結してしまうんじゃないかと。何で中部さんと東電さんが違うかということ、揚水の量が全然違うんですね。中部さんは3.5GWしかなくて、東電さんは歴史的な経緯で7.7GWもあって、結局、揚水を持っているか持っていないかで、このコスト構造ができてしまっているの、これはどういうふうにして調査して結果を出すのかというのが非常にポイントだと思います。

ちなみに、東北電力も揚水比率が中部と同じで3割で低いんですけれども、揚水が460MWしかないんですね。従って、この構造的なものをどうやってFITで賄っていくのかというのがポイントではないかと思います。以上です。

あともう一点、すいません、2021年度の件については、返金をするかどうかと、前回も申し上げたんですが、まだ今回の議題ではないと思うんですが、ぜひ立ち戻って返金の方向で考えていただくのがフェアではないかと思います。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

次は、日本風力発電協会の祓川さんなんですけれども、すいません、委員の方を優先させていただこうと思います。大橋委員、どうぞ。

○大橋委員

ありがとうございます。

まず、論点の1つ目のお話ですけれども、インボイス制度に関してですが、お話を伺った限り、そもそもこのインボイス、買い手の事業者がインボイスの登録してない事業者を選択しないということを、そういうふうな選択ができるから、今回でいう発電事業者に対してインボイスの登録をするインセンティブを持たすことができるという制度となっているんだと理解しました。他方で、今回、買い取りの事業者は義務を負わなければならないというふうな立て付けになっている制度下において、本来、インボイス制度が予定している、そうしたインセンティブが働かないということが論点になっていると理解しました。

であるとするならば、本来やるべきは、このインボイス制度が予見していない買い取り義務の制度において、認定発電事業者に対してインボイスの登録を義務付けるというのが本来やるべきことではないかと思います。この負担をFITの国民負担で見るということは、あんまり適当ではないのではないかとこのように思いますので、本来これは、そうした形をするべきだと思いますので、ぜひしっかり議論をしてもらいたいと思います。

さらなる追加的対応は、フォローアップを踏まえて行くと書いてありますが、これはフォローアップを踏まえる必要はないのではないかと思います。フォローアップを踏まえずして、さらなる追加対応がどういうものかということをお今の時点でしっかり議論しておくということが、いずれの方策を来年度に取るにしても重要だと思いますので、そこはご検討の余地があるかどうかというふうに思いました。それが1点目です。

論点の2番目ですけれども、これは頂いている資料で、FITの発電事業者に代わって送配電の事業者が負担している部分の三次の②というのは、原則しっかり補填（ほてん）はされるべきだということの、不適切な費用計上等がある場合には、それを勘案すべきではないのではないかとこのご指摘というのは正しい指摘だと思いますし、今回、特定の会社さんに費用が生じているということですので、ここについてしっかりどういうふうな理由なのかということを見ていただくことはぜひやっていただきたいということで、基本的にこの資料については賛成であります。

あと最後、論点の3番目でいただいたマスタープランですけれども、今回、広域機関のご発表ですと、費用対効果の点でいうと、費用対便益に合うんだということではありますけれども、この7兆というコストは、今の時点でのベストエスティメートで、便益も含めて相当揺れがある話なんだというふうに思っています。相当長い期間にわたってアセットとして残るものだということを考えてみると、まず広域機関が最後におっしゃっているように、需要のシフト等を行うことによって、再エネの最大限の導入を図る方策というのをまず検討するということは大変重要だと思いますし、実はそうしたことというのが地域の活性化にもつながるとこの側面が相当あると思いますので、そちらの方向の検討をまずしっかり行っていただくのが地域にとっても大変いいことなのかなあというふうにお話を伺って伺いました。

以上です。ありがとうございます。

○山内委員長

ありがとうございました。他にいらっしゃいます？

○岩船委員

ご説明、ありがとうございました。資料2と資料3に関して申し上げたいと思います。

まず、資料2の再エネ予測誤差、三次調整力②の話なんですけれども、前回に引き続き話があるんですけれども、量と金額の問題があります、単価の問題ですね。かつ調達量に関しては、調達の見込み量と予測誤差の問題があって、見込み量自体はOCCTOさんでルールで決められているので、そもそも事業者さんにどれぐらいそこを見直す裁量があるのかというのが少し疑問には思いました。もちろん、このOCCTOでルールとして決めている量自体をきちんと精査していくことは必要ですし、今回、広域調達しますとか、信頼区間ごとに分けて考えますみたいな工夫はされていますので、そういうのを全体としてやっていけばいいと思いました。

これは荻本委員の資料にもあったんですけれども、量が足りなければ停電の可能性もあるわけなので、足りるか足らないか、一定の量が絶対必要なものに対して横並びで事業者の努力を求めるとというのが本当に適切なやり方なのかというのは、私は疑問だと思いました。調達量が減らせれば西をまねしていいというわけでは恐らくないはずなので、その合理的な範囲というものがある量に対して競争させてもしょうがないのではないかな。なので、ルール設計に対して、事業者さんが協力し合って、いい量を決めていくというのが重要な取り組みではないかと思えます。

予測誤差に関しては、ある程度確かに事業者別の取り組みというのが反映されると思うんですけれども、これも前日予測である以上は一定限りがあるかと思えます。もちろん、一番優秀な事業者さんの取り組みを横展開するような協調的なやり方が、これもいいのではないかと思えます。この分野の専門家のご意見も聞きながら、そういう取り組みのほうで競争させるよりも私は効果的ではないかと思いました。

16 ページの中部エリアの話なんですけれども、私はこれは長山委員がおっしゃったことに同意でして、制度見直しの前にBGの、発電事業者の応札に問題があったのであれば、発電事業者、BGに返してもらえないし、もし問題がなくて、これはルールが悪かったということであれば、全体として、国民負担ではありますけれども、賦課金として負担するしかないのではないかと思いました。

資料3です。資料3は、私もマスの委員ですので、また繰り返すにはなるんですけれども、ここで一応、この内容に関して思ったことを申し上げさせていただきたいと思えます。

この計画、マスは、一番大きな問題は電源の導入量、位置を固定して行った計画です。なので、本来は、私は電源の立地誘導というのが重要だということは何度も申し上げましたが、なかなかそこまで評価し切れないということで今回の整理になったと。今後は電源の立地状況の推移をしっかりと把握しつつ、慎重に検討してほしいと思えました。特に

北海道の洋上風力が大規模な量が入るだろうということで長距離のHVDCが想定されているわけですが、本当に安定的な運用ができるかの検討というのは、もう少し技術的な精査が必要かと思われました。

西側の関門のほうは、この便益は、ちょっと今日の資料にはなかったかもしれないんですけど、半分から3分の1ぐらいは実はアデカシーによる便益で、アデカシーによる便益というのは、kWh3,000円という停電コストを前提としたメリットなわけで、ここは2014年という古い調査によるものですし、本当にこのアデカシー便益でメリットが出るのかというのは疑問に思いました。

今回、需要が増えることが想定されているわけですが、DACや水素のような需要もかなり九州にも増える想定になっているわけです。これらは結局、それだけの停電コストが必要ない需要だと本来思われますし、こういったことから考えても、この辺り便益が過大に評価されている可能性というのも私は否定できないと思います。こういう議論の整合性を含めてマスプラに載せたので、これは造るという前提ではなく、しっかり一つ一つ整備計画の具体化時に精査して、それでB/Cを超えなければ造らないという、7兆円というのはかなり負担額も大きいので、一定もしB/C1を超えなければ引き返すということもぜひ検討に入れた上で慎重にご検討いただきたいと思いました。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。次、桑原委員、どうぞ。

○桑原委員

ありがとうございます。

事務局の取りまとめ、ありがとうございます。基本的に事務局案で示された方向性で異存ありませんが、インボイス制度について1点、コメントさせていただければと思います。

買取義務者に生じる新たな負担に配慮が必要ということは理解できるので、今出ている12ページに記載されているように、制度の周知等の取り組みを適切に行っていただくことが大前提ではありますが、来年度についてはFIT制度で手当てを行うこともやむを得ないように思っております。

ただ、先ほどからご指摘も出ておりますとおり、本来は課税事業者のインボイス登録が適切に行われることで問題が生じないようにするのが筋であるところだと思います。今日ご説明のあった認定失効制度なども、問題への対応がやや後手に回った印象がございますので、このインボイス登録の件は、来年度の対応はあくまでも例外対応という位置付けにし、インボイス登録を行わない事業者が残ってしまうことが見込まれるという状況の中であれば、翌年度以降の対策の検討を早めに開始していただくように、ぜひお願いしたいと思います。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。次は松村委員、どうぞ。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山内委員長

はい、聞こえております。

○松村委員

私は資料2に関してのみです。まず、スライド16のところ、先ほどから繰り返し出てきていますが、この2ポツ目のところは、スライド12でいう①と②の小さいほうの金額は賦課金で面倒を見るべきだということを明確に打ち出したのだと思います。これが原則であることをきちんと書いていただいたと思います。

一方で、スライド16の下の2つに関しては、中部電力のエリアでは、あまりにも乖離(かいり)が大き過ぎるので、もう少し精査した上で、原則は今言ったものだが、微修正することを検討するということだと思います。原則は2番目のポツだということは決して忘れないようにしていただきたい。この委員会では、かかった費用は、全部補償すべきだという意見の大合唱だったので、私一人が言っても止まらないとは思いますが、それでも私は、原則はこの2番目のポツだと思っています。

もう一度、スライド12に戻っていただきたいのですけれども、制度見直し後、この金額は、ある意味でコストベースのものが全て含まれていると思っています。このような議論をだいぶ前に議論した時には、例えば燃料費が高騰した。その結果としてその費用が上がったのは送配電部門の責任ではないということも言われていたと思います。それはそのとおりなのですが、制度見直し後のほうも、そのような形でコストが増加したものも含まれたコストが2のところ、ちゃんと反映されているはず。従って、燃料費が予想以上に上がった効果は、もともとの原則でも、このいかんともし難い部分は補償されるはず。

コストベースと実際の上がった額の差は、要するに発電事業者のほうに落ちた利益。中部電力の場合には、全てとは言いませんが、かなりの部分は中部電力のネットワーク部分とフィナンシャルタイのある事業者に落ちたお金。そのお金は、原則として賦課金で面倒見るべきだなどという議論が、本当に消費者の理解を得られるのでしょうか。賦課金は、全ての電力消費者が再エネのために負担しているわけですが、資本関係のある会社に大量に落ちた利益の部分も賦課金で面倒見るべきだという議論を、本当に賦課金の適切な使用として理解を得られるのかという点については、よくよく考えていただきたい。

ここに参加している委員の中には、かつて別の委員会で、送電線の建設に賦課金を投入するのに対して、実際に送電線の投資が足りない結果として再エネの普及を妨げているという現実を目の当たりにしながら、そのような安直な賦課金の使い方に対して消費者は怒るべきだという発言をした者がいる。同じ委員がこの文脈では反対に非常に寛容に賦課金で出すべきだと言うのに関して、本当に消費者の理解は得られるのでしょうか。長い理屈をこねて、それぞれを正当化することは可能だとは思いますが、消費者は怒るべきだとの議論でいうと、むしろそんな利益を補填するためにお金を払うことに対する怒りのほうが大きいのではないかと私は思います。

次に、直接、今回の議論と関係ないことを言うようで申し訳ないのですが、スライド6のところを見ると、中部電力が、どちらのブロックにも入れていない。ある意味で一番コストのすごくかかっているところになのに入れていない。どうしてなのだろう。これは、連系線の容量が足りないからだと思うのですが、関西・中部間の連系線の増強は、E S C J時代に計画されて工事が始まったのではなかったのか。何でこれが止まっちゃったのだろうか。少なくとも、その当時よりも連系線の必要性は高まっているように思える。こういう需給調整市場だとかを考えればもちろんそうだし、スポット市場の動きなどを見ても、あの時よりもさらに必要性は高まっていると思われるのに、何で止まっちゃったのだろうか、不思議に思う人はそれなりにいるのではないか。少なくとも国が、そんなコストが高い投資をするなど命令する、やめろと言って命令して止めたわけじゃないはず。もちろん今回のマスタープランの中にも、その議論は入っているのだと思いますが、以前に計画されたものが、どうして止まったのだろうかという点は、少し残念に思うと同時に不思議な気がします。

それから、岩船委員の議論は、次の資料3のところと関連しているのだろうとは思いますが、Bを過大評価して、その結果として不必要な送電線を造ることがないようにという指摘は全くもったもんだと思う。しかし、今までの連系線の建設で、この連系線、造るべきでなかったのに、全然コストをペイしないのに、こんな連系線を造って失敗したという経験と、この連系線、当然造るべきだったのに、どうして造らなかったのだろう、あるいは造っておいてよかった、反対する人もいたのにもかかわらず造っておいてよかったという経験のほうが多いと感じています。

つまり、Bのほうを過小評価していることをずっと繰り返してきたのではないかということも同時に懸念すべき。それで便益の過大評価の大合唱の結果として、非常に重要な連系線の建設がまたしても遅れてもいいのかは、考える余地があると思います。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。他にご発言、委員の方、いらっしゃる？

大石委員、どうぞ。

○大石委員

ありがとうございます。今、松村委員が発言されたからというわけでもないのですが、私も今日の資料の資料2の16ページのところで一言申し上げたいと思っておりました。

消費者の意見を代表というわけでもないですけども、今回のこの資料を見て、中部エリアだけがなぜこれだけ差が生じているのかというのは、本当に素人目から見ると分からないですね。そのために最後のところで中部エリアの費用をきちんと調査・分析の上、書いてくださっているのですが、他の事業者、エリアでは、このようなことが発生していないのに、なぜ中部エリアだけでこの事態が起きているのかというのは、しっかり精査していただきたいと思いますし、その上で必要の場合には、ぜひ再度検討いただけたらと思って資料を見ておりました。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。次は松本委員、どうぞご発言ください。

○松本委員

ありがとうございます。要点を申し上げたいと思います。

まず、資料1ですけれども、インボイス制度の導入に伴うF I T制度運用上の対応の方針（案）として12ページですけれども、3ポツ、インボイス制度導入後に買取義務者に生じる新たな消費税負担に関して、来年度についてはF I T制度において手当てすることとしてはどうかということで、これについては賛成したいと思います。買取事業者に新たに生じる負担については、事後でもしっかり解消することが重要だと思っております。

続きまして、資料2ですけれども、16ページになりますけれども、論点1ですね。こちらの再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用、16ページですけれども、長山委員がご指摘された点、中部電力においてなぜ多額の費用が生じているかという点、非常になるほどと納得した次第なのですが、多額の費用が生じていることの要因を調査・分析して、その結果を踏まえて、これらの費用の扱いを最終的に判断することとしてはどうかという、この方向性に私は賛成をしたいと思いますので、よろしく願いいたします。

そして、論点2の調達量削減に向けた効率化の促進とインセンティブにつきましても、19ページから21ページですけれども、方向性として事務局案に賛成したいと思います。取引の状況をモニタリングして、もし今回の措置が適切に機能していないなどの状況が見受けられた場合においては、適宜適切に見直しを行っていけばよいと思っております。

そして、資料3なのですけれども、マスタープランについて、広域機関におかれましては、丁寧なご説明をいただきまして大変ありがとうございます。地域活性化にもつながるのではないかと期待をしております。このマスタープランを進めていく中で、賦課金方式の適用範囲の拡大について検討していくという方向性かと思いますが、これについて1点、申し上げたいと思います。

現在の賦課金制度は上限が設定されていませんので、将来の負担額がどうなるかという懸念の声が産業界から出てくることが懸念されると思います。今年1月から政府の電気料金への補助政策が始まっておりますけれども、今年9月の使用分までと期間が定められています。現在の産業用、業務用の賦課金の負担は、平均単価の15%超になっているのではないかと思いますけれども、賦課金の負担が利用者に対して過重にならないよう配慮しなければならぬと思います。賦課金方式の適用範囲を広げていく方向の中で、事務局におかれては賦課金に関する情報や電気料金の今後の見通しなどについても積極的に情報発信していただきまして、企業が何かしら対策できるようにしていただきたいと思っております。

以上です。ありがとうございました。

○山内委員長

ありがとうございました。オブザーバーの方からご発言ご希望ありますけれども、委員

の方を優先させていただいて、安藤委員、どうぞご発言ください。

○安藤委員

安藤です、よろしくお願いします。

まず、インボイスについてなんですが、当面は消費税負担分の 20%部分ということですが、買い手側が一切負担することがなくなるということは、買い手側ですね、買取義務者が売り手に対して適切に行動するように働きかけるインセンティブはなくなってしまふという点も気になっています。

また、小野委員からの資料にもありましたが、そもそも最終需要家が負担する、買い手側には負担させず、最終需要家が負担するんだったらオーケーという、その整理もおかしいんじゃないかということで、そもそもはインボイス登録をしていない既認定事業者であったとしても、登録していない場合に排除するであったり、支払いがペンディングのような対応というのは望ましいのではないかと。これが 2023 年度になぜできないのかということが気になっています。今回、どうしても対応できないということで、2024 年度以降に適宜対応するというようになった場合であったとしても、まずは消費税についてきっちり負担すべき人に払ってもらうということが大前提だと思っています。

続いて、三次調整力②について資料 2 です。19 ページ以降、調達量削減に向けたインセンティブとして効率化係数で削っていくということについては、資料の前にもありましたが、予測の確実性などによって、三次②がどういう形で調達量が削れるのかというのが地域によって差異があるのではないかと、こんなことが気になっています。気候の確実性とか、さまざまな要因の変動リスクが地域によって違うと負担の差もあるのではないかと。ここで一律の効率化係数でいいのかということが気になりました。

また、効率化係数を超えて削減することにメリットがないことへの対応として、上位 3 位以内などというルールが提案されているんだと思いますが、これが一律に 3 位以内だったら 3～5%の間の一つの数字などとした場合には、上位 3 位に入れそうだったら、それ以上に改善するインセンティブはないのではないかとということも気になっています。

また、もう一点追加で、考え過ぎかもしれませんが、このようなルールの場合、事業者が協調行動を取るようなことが可能性としてはあり得ないかということも懸念しております。互いに効率化係数を超えて努力するのではなく、勝ち負けが輪番で振り分けられるよう、入札談合などでよくあるようなビットローテーションのようなことが起こらないかということも気になりますので、いずれにせよ適切な監視が不可欠かと思っています。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。それでは岩船委員、どうぞ。

○岩船委員

ありがとうございます。松村委員にコメントいただいたので、私、ものすごく議論の前提として分かっていないのかもしれないのですが、中電 P G と J E R A が資本関係

にあるから、J E R Aがもうけた分を中電P Gから取っていいというようなふうにも聞こえたんですけども、そもそも送配電は法的分離されているわけで、私は中電P GとJ E R Aを独立したものとして考えていたので、それはおかしいんじゃないかと思ったんですけども、エネ庁さんの前提として、そこをどうお考えでしょうか。それによって、この対応の妥当性の議論が変わると思うのですけれども、そこをぜひお伺いしておきたいと思いました。前日もそのお話が出たので、もしだから中電P GとJ E R Aと一緒に考えていいんだったら、松村委員のおっしゃることもごもっともかなと思いました。そこを教えてください。よろしくお願いします。

○山内委員長

最後にコメントさせていただきます。

次は圓尾委員、どうぞ。

○圓尾委員

私、資料3について1点だけです。7兆円という数字がかなりでかいので、ですから何度もご説明があったように、需要や電源の立地をうまく誘導することによって抑制することができる書き加えられているのだと思いますが、そこがあまりにも強調され過ぎることを懸念しています。当然、需要や電源をうまく立地誘導して、この7兆円を少しでも削るのは非常に大事なポイントで、一生懸命努力すべきだとは思いますが、ただそう簡単なことではないと思うのです。一方で、再エネはどんどん拡大していくわけで、電源や需要の立地誘導を待っている間に必要な連系線ができてないという事態になったら、それはそれで困るので、現実的な可能性がどこなのかを適切に判断しながら設備形成の意思決定をやっていく必要があると思います。

ですから、このまとめはこれで私は正しい整理だと思いますが、では、これを使って誰がどういうタイミングで設備形成の意思決定をするかが非常に大事なポイントになってくると思います。そこをネットワーク会社に丸投げすることがないように、適切な意思決定ができる仕組みを今度しっかりと考えていく必要があると思いました。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。長山委員、どうぞ、もう一度。

○長山委員

すいません、先ほどの松村先生の件で、T S Oを完全に独立していて赤字にされた分というのは、その分投資が減るのでやはりそれは問題だと思うんですね。あと、今回、中部電力さんがJ E R Aと結託した動きだろうと考えているわけでは全くなくて、それぞれが合理的な行動をした結果がこれであると。結局、揚水を持つ中部さんと、J E R Aと、あと小売りさんの間の関係が、たぶんがんじがらめになっていてメリットオーダーになっていないという点と、揚水がたぶん少ないということが大きな問題だと思うんですね。

従って、揚水がないというのは今から直せないんで、そこはF I T賦課金でカバーしてあげると。しかし、契約のがんじがらめの点はメリットオーダーに、その辺は今後、調査

によると思うんですが、FIT賦課金は一部減額とかするようにすればいいんじゃないかと思いました。これはジャストアイデアでございます。

あと、すいません、さっき資料3で言い忘れたんですけども、資料3の6スライド目の3ポツ目に、電源の立地というのも、今、パブコメの段階で電源の立地と書いてあるんですけども、先ほど岩船先生がおっしゃったように、これは電源立地はありきで造っているようなものなんで、質問になるかもしれませんが、どうして電源立地というのが今出てきたのかというのがちょっと知りたいと思いました。

あと、北海道で、7スライド目で急に1.1兆円地内増強とあるんですけども、これは洋上風力で多端子でそのまま東京につなげれば、北海道にこんな投資は必要じゃないかと思うんですよね。もしくは、そんなに東京に需要があるんだったら、福島の方に洋上風力を造ればいいですし、どうしてこんなふうに1.1兆円が急に出てきたのかとか、そこら辺についてお聞きできればと思います。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。他の委員の方はいらっしゃいますか？ いかがですか。

それでは、松村委員、どうぞ。

○松村委員

今の点、2人から指摘された点、短く申し上げます。

前回と全く同じことを言うのですが、ということはこれまでこれだけ説明しても全く理解されていないということなので、もう諦めなきゃいけないと思うんですけども、インセンティブの問題です。もし送配電事業者が鉄塔を調達する時に、全く無関係の会社から調達するけれども、鉄塔で調達したコストは全部面倒を見てもらえるということになったとすれば、その調達コストを下げるインセンティブがなくなる。その時に、どうやってインセンティブを与えたらいいのか。そういうことをずっと考えてきたわけです。この鉄塔を納入する会社が自社の子会社だったら、むしろ高い価格で買えば買うほど全体の利益が増えることになるわけですよね、全部、パススルーできるということだとすれば。そういうインセンティブを作るつもりですかという問題だと思います。JERAから高く買うということがあったとすれば、その分だけ全体としての利益が増えるという構造を持っている、そういう問題を議論しているという自覚があるのかということを行っているのです。

結託したのではないということ、私もそう信じてはいますが、どうして長山委員がそう確信しそれを示すことができるのか、これだけその誘因があるのに、なぜないと断言できるのかは分かりませんでした。以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。この件について、また電取で調査とかいろいろやってもらおうということになっています。

それでは、いいですかね、オブザーバーの方で。まずは祓川オブザーバー、どうぞ。

○祓川オブザーバー

祓川でございます。聞こえますか。

○山内委員長

はい、聞こえております。

○祓川オブザーバー

それでは、資料の2でございます。まずは冒頭、FIT、再エネの電気を調整いただいています一般送配電事業者の皆さまには、この場を借りて感謝を申し上げます。

本日、事務局にご提案、お示しいただいた国民負担低減のための調達量、低減の施策案については全面的に賛成です。ただし、一般送配電事業者に過度の負担が生じないように、併せてご配慮いただいたらとは考えております。

施策の中に、従来のエリアごとから複数エリアでの共同調達スキームとして、東ブロックと中西ブロックで実施することで必要量を削減されることには賛成でございます。ただし、さらにエリアを拡大し、日本全体での共同調達に向けていただくことをぜひご検討いただければと思います。

東西を結ぶFCは、建設中を含め現在300万kWで、マスタープランでは270万kWの増設案が出ていますが、日本全体での共同調達を実施する上で、さらなるFCの増強や地域間連系線増強が必要であれば、ぜひ併せて検討していただきたいと考えます。

本日の事務局提案ですが、現行制度では、1日前に予測していることで誤差が大きく出ざるを得ないというふうに考えています。現在、10%以上の誤差がある調達量の削減を抜本的に解決するには限界があるように感じております。欧米では、ご存じのように、5分前市場となっており、その場合の誤差は1%未満と言われております。誤差、調達量の大幅な低減につながることから、5分前市場創設の検討をぜひ進めていただきたいと思っております。以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。次は、太陽光発電協会の増川オブザーバーですかね。増川さん、どうぞ。

○増川オブザーバー

ありがとうございます、増川でございます。

ただ今、風力発電協会の祓川さんからのコメントは、私どもも全く同様に考えておりますけれども、少し違った観点で資料につきましてコメントを申し上げたいと思っております。

1つ目は、調整力費用を低減するために対応策としては、例えばFITからFIPへの移行を促すといった、そういう施策によって、そもそものこの根源でありますFIT特例制度の①、まず量を減らすということも抜本的かつ大変重要な対策となると理解しておりますので、そのような対策についても、引き続きこういった対応のリストに加えて推進していただければと思います。

もう一つは、これは欧米と比較してどうかということなんですけれども、この再エネ予測誤差の費用について日本においても1,000億円を超える大変巨額な費用がかかっている

わけですけれども、FIT制度によって変動性再エネ、風力、太陽光を大量に導入している例えばドイツなどの欧州においても、日本と同様に巨額な費用が発生しているかどうかというのがちょっと分かりませんが、私どもはそんなに費用が発生していないんじゃないかなというふうに理解しております。そのような多額の費用が発生していないとすれば、日本と何が異なるのか、また費用を抑えるためにどのような工夫をしているか等はぜひご確認いただいて、もし参考になるところがあれば、ぜひ日本でも取り入れていただけないかを検討いただければと思います。

なお、ドイツについては送配電買い取りになっているFIT電源に関しましては、日本におけるFITインバランスの特例制度③と同じように提供されていると思うんですけれども、それは前日市場のクローズした後の再エネの予測誤差に関しては、TSOが時間前市場で売り買いを行って、需給調整してバランスを取って対応していると。その時間前市場で発生した損益については、前日市場の取引で発生した損益と合わせて交付金で調整しているんだらうと理解しております。日本でもドイツと同じ対応が可能かというのは分かりませんが、抜本的な解決策となる可能性も少しはあるので、ぜひ今後の検討に加えていただければ幸いです。

続きまして、資料3についても1点コメントがございまして、こちらのほうはページで言いますと9ページ、需要や電源の立地最適化、これもごもっとも、そのとおりというふうに考えております。電源の立地に関しては、今後、市場主導型の導入によって価格シグナルで電源の立地誘導というのもあるでしょうし、それから発電側課金、これも一つ、電源立地の誘導が一つ目的だったと思います。それでは対策が進んでいくのかなと思っていますけれども、取り残されているのが需要側というふうに認識しております。

今後ますます需要側の立地誘導も重要になってくると認識しておりますけれども、これも発電側課金と同様に、需要側の託送料金制度においても立地誘導を促進するための割引制度のようなものをぜひ検討いただければと思いますので、どうぞよろしく願いいたします。

私からは以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。次は、送配電網協議会の平岩オブザーバーですね、どうぞ。

○平岩オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の平岩でございます。聞こえますでしょうか。

○山内委員長

聞こえております。

○平岩オブザーバー

まず、発言の前に一言おわびを申し上げます。このたびの一般送配電事業者における新電力顧客情報の漏えいにより、小売電気事業者間の公正な競争を揺るがし、一般送配電事業者の中立性に疑念を抱かれる事態が発生したことに対し、深くおわび申し上げます。

先月開催いたしました弊会の理事会においても、今回の事態を大変重く受け止め、行為規制をしっかりと順守していくことを改めて確認いたしました。国による報告聴取や緊急点検がなされ、各社において継続調査や対策の検討が行われ国に報告されるものと認識しておりますが、弊社としても各社の発生原因や対策を踏まえ、各社が連携して今回のような事象を再発防止する仕組みを構築してまいりたいと考えております。

次に、資料 1、2、3、それぞれについて発言させていただきます。

まず、資料 1 でございますが、今回、12 ページにインボイス制度の導入に伴う F I T 制度運用上の対応方針（案）を示していただきましたが、記載がありますように、課税事業者によるインボイス登録に向けた認定事業者への周知の取り組みが F I T 制度における手当てをすることの前提であると認識しております。そのため、国から認定事業者に向けて幅広く周知を行っていただくとともに、買い取り義務者である一般送配電事業者としても、しっかりと国と連携を図りつつ周知に努めてまいります。

次に、資料 2 でございますが、まず資料への発言の前に、前回の本小委員会において、再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用に関連して、松村委員からのご指摘について発言させていただきます。

松村委員から、送配電網協議会が別の場で電源の固定費の補填が必要だと声高に主張しており、親会社の方向を向いているのではないかとのご指摘がありましたが、そのような発言をした認識はございません。別の場の弊会の発言とは、12 月 2 日のあるべき卸電力市場、需給調整市場および需給運用の実現に向けた実務検討作業部会における私の発言と認識しておりますが、その時の私の発言は、その後、公開された議事録で確認いたしました。固定費は容量市場からの回収が望ましいと思いますが、設備は k W h を拠出するためにも必要ですので、容量市場や k W h 市場での回収の観点や現状の  $\Delta$  k W 価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえて全体を整理いただくことが肝要と考えますという、このようなものでございます。決して親会社をおもんばかって発言したのではなく、容量市場や k W h 市場、調整力市場の関係を踏まえ、適切な価格設定がなされるように整理が必要との意図で発言したものでございます。

次に、再エネ予測誤差に対応するための調整力費用でございますが、この三次調整力②というものは、資料に記載がございますように、F I T インバランス特例制度において一般送配電事業者が代行しているものであり、必要となる調整力の調達費用は適切に回収されるべきと考えます。

その上で 2 点申し上げますが、14 ページに、この差額であります 240 億円、このような費用の扱いが論点となっております。2023 年度に必要となる三次調整力②の調達費用は、ガイドラインの改定により低減されることが期待される一方で、2022 年度はガイドラインの改定以前に I S O な調整力を調達した結果として実際に生じている費用です。12 ページに記載の制度設計専門会合の整理や今後のさらなる調査・分析を踏まえ、ガイドライン改定以前の入札である以上、不適切ではない入札と判断されるのであれば、F I T 交付金で

精算されるべきであり、不適切な入札と判断されるのであれば、発電事業者から送配電事業者に返金いただけるよう整理をお願いしたいと思います。

2点目は、20ページの論点2についてでございます。自社の前年度からの改善率、縦比較と他社の改善率との横比較の双方を考慮し、また天気の影響や設備量の増減など、エリアの特性も踏まえた外生的な要因を極力排除した指標である $\Delta kW$ 改善率を使用することに異論はございません。

ただし、資料の左下の $\Delta kW$ 改善率の式は、分子が $\Delta kW$ の必要量の改善量、分母はFIT設備量となっておりますが、必要量の改善率という考え方に立てば、分母を前年度の $\Delta kW$ 必要量とし、分子・分母の次元を合わせたほうが適切ではないかと考えるため、ご検討をお願いしたいと思います。

最後に、資料3でございますが、6ページの広域連系系統のマスタープランを踏まえた今後の課題ということでございます。論点2の大規模な系統整備に要する資金調達と費用回収の在り方は非常に重要と考えます。特に北海道からの一部DCのように、日本列島海域での前例のない系統整備では、工事費増嵩や運転開始遅延、運転開始後の設備トラブル等のリスクが大きいと考えられ、そのようなリスクが生じた場合の扱いを含め、引き続きより具体的な検討をお願いいたします。

また、資料記載の地内基幹系統を一体的に整備することの必要性や賦課金方式の適用範囲に関する議論を踏まえた費用負担の在り方も重要と考えますが、地域間連系線の増強により再エネ導入の多いエリアから大需要地への送電に当たっては、地域間連系線に隣接する場合のみならず、再エネ電源の立地点から連系線に至るまでの地内系統整備も必要となる場合がありますので、そのような地内系統整備費用の全国負担の在り方について検討を進めていただくようお願い申し上げます。

最後に、7ページに必要投資額が約6～7兆円とありますが、現在、パブコメが行われているマスタープラン案においては、需要対策に必要な系統整備や広域連系系統以外のローカル系統の系統整備および再エネ大量導入に必要な調整力、慣性力対策などは、必要投資額に含まれていないと試算されております。2050年に向けては、こうした点も踏まえ、国民理解を深めながら検討を進めていただくことが肝要と考えております。

長くなりましたが、私からは以上でございます。ありがとうございました。

○山内委員長

ありがとうございました。次は、電気事業連合会の早田オブザーバーですね、どうぞご発言ください。

○早田オブザーバー

ありがとうございます。電事連、早田でございます。

平岩オブザーバーに続きまして、私からも発言の前におわびを申し上げます。

このたび、加盟会社におきまして、顧客情報の不適切な取り扱いがあったことが確認をされております。電気事業の運営に疑念を抱かされるような事態が発生したことに対し

して、業界を代表しておわび申し上げます。

詳細は各社にて調査中でございますが、本件は電力自由化の根本に関わる問題でございます。弊社としても重く受け止め、まずは加盟各社に対して今回の事例を踏まえた注意喚起を行ったところ。今後の調査結果も踏まえ、業界として必要な対策を講じ、改めてコンプライアンスの徹底に向けた不断の取り組みを推し進めてまいります。

次に、資料1のインボイス制度に関して申し上げます。今回、スライド12でお示しいただきましたとおり、インボイス制度導入後に買取義務者に生じる新たな消費税負担に関してFIT制度において手当てすることの大前提として、認定事業者へのメールやはがきの送付などによる周知に適切に取り組んでいくことが必要であるというふうに認識しております。私ども買取義務者である小売電気事業者として、検針票やウェブ明細による周知を既に開始してございます。

今後も、スライド9で例示いただきましたように、国から認定事業者へより分かりやすい情報発信を行っていただくとともに、私どもも国と連携しながら、既認定の課税事業者によるインボイス登録を適切に促すための周知に努めてまいりたいと考えております。以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。次は、東京電力パワーグリッドの岡本オブザーバーです。

○岡本オブザーバー

岡本でございます。ありがとうございます。資料2と3について申し上げます。

まず、資料2ですけれども、調整力のコストをお客さまにご負担いただくのを前提として、調達コストを最小にするように努めていくということが重要であると考えていますので、弊社としても特に再エネの出力予測誤差の低減などに引き続き努めてまいりたいと思っております。

また、別の委員会でも議論されていますけれども、この調達コストをミニマムにしていくというふうに考えますと、エネルギーとフレキシビリティを同時に調達するという同時市場が有効ではないかと思っておりますので、そういった検討の加速も必要ではないかと思っております。

資料3について、マスタープランのご説明をいただきまして、特に広域機関さんで精力的に検討していただきまして本当にありがとうございます。ただ、具体化に向けては、北海道から長距離大容量のHVDCということは初めての試みになりまして課題も多いと認識していますので、引き続きの検討をお願いしたいと思います。

また、寺島さまからのご説明の中で、需要や電源の誘導ということも総合的に推進するということの重要性についてご指摘があって、あと大橋先生とか岩船先生からも言及がありましたけれども、大変重要な点と思っております。

近年、弊社のエリアですと、データセンターのお申し込みが急激に拡大しておりまして、こういったものを再エネの立地点の近くに誘導するというのも効果的ではないかと思

ます。

圓尾先生から蓋然（がいぜん）性について考慮すべきというご指摘もあって、まさにそのとおりだと思いますので、さまざまな需要シフト策が今後どういうふうに蓋然性を持って可能になるかというところも見極めながら、柔軟に見直しを行っていくようなこともお考えいただければと思っております。

私からは以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。それでは、電取委の鍋島オブザーバー、どうぞ。

○鍋島オブザーバー

電力・ガス監視等委員会ネットワーク事業監視課の鍋島です。資料2に関しまして発言いたします。

12 ページで、当委員会事務局が準備した資料について引用されております。電力・ガス取引監視等委員会におきまして、昨夏における三次調整力②の約定価格の上昇を受けて制度の見直しに関する検討を行ったのは事実であります。制度の見直しを踏まえたガイドラインの改定につきましては、昨年10月から制度設計専門会合におきまして議論を開始し、実態上11月末までには関係事業者にも改定内容が伝わっていたと理解しております。他方で、少なくとも昨年末時点においては改定がされていなかったと承知しております。当時の入札行動について違反だったかどうかというご議論がございましたけれども、現時点でそうした違反等の判断は行っていないということではあります。

この12ページの試算につきましては、注釈の6で書いてありますとおり、将来の調達費用を考えるために試算したものでありまして、昨年の一般送配電事業者の調達費用が下がっていた、または一般送配電事業者の努力で下げられるはずだったということを含意するものではないということではあります。

昨年の発電事業者の入札行動で、いわゆる持ち下げ入札というものを行っているケースがあり、それが費用を押し上げていたりしますので、実費に基づく精算方法については、今般の制度の見直しにより明確化をしております。他方で、持ち去り入札自体は、昨夏の需給の厳しさを調整力の不足が懸念される中で、需給調整上、一般送配電事業者においても有用なものだったとも聞いております。

中部エリアの制度見直し後の試算値につきましては、新たなガイドラインを踏まえて、発電事業者において各入札実績を見直して試算したものを電取委事務局で整理したものであります。先ほどの持ち下げ入札の点など、これがどういうふうにこの試算で扱われているかというのをこの場で全てご説明できませんけれども、制度見直し前の実績値から大きく下がる点につきまして、これまでの知見も踏まえまして電取委事務局としても分析に協力してまいりたいと考えております。

○山内委員長

よろしいですか。ありがとうございました。

もうそろそろ時間なんですけど、他にご発言、ご希望いらっしゃいます？

よろしゅうございますかね。

それでは、今日はインボイスの話と、それから調整力確保の費用ですね、この話と次世代ネットワークだったんですけども、インボイスについては、基本的に登録に向けて周知徹底しろと、こういうことは皆さんおっしゃっていて、それはやりましょうということなんですけれども、来年度の生じる負担分というのは、基本的には事務局でF I Tで手当てということではあったんですけど、若干、考え方についてご意見が出ましたので、その辺も斟酌していただくのかなというふうに思います。

それから、調整力確保費用について、これは引き続き、インセンティブ設計は特にそうですね。これについては議論していただくのかなと思います。おおむね皆さん、方向性はいいというふうに思っていると思いますけれども、その辺のことをもう少し詰めていただくのと、それから具体的に算定をするということであれば、国民負担とのバランス、これも考えなきゃいけないということだと思います。

あとは、電力ネットワークについては、これもいろいろご意見が出て、マスタープランがあって、その前のGXの実行会議の議論とかもございましたので、そういったところも斟酌していただくのかなというふうに思います。

基本的には増強していくという方向性が正しいわけで、ただ今日、いろいろ議論が出ました。その辺も踏まえて、着実、それから効率的に系統整備が進むような、こういうような検討を進めていただければと。これからも皆さん、この辺が皆さんのご意見かなと思っておりますので、よろしく願いいたします。

それでは、議事は以上でございます。次回の開催についてお願いいたします。

○能村課長

事務局でございます。本日もご議論がございましたので、それを踏まえた形になると思いますけれども、次回の委員会につきましても、日程が決まり次第、速やかにホームページでご連絡させていただきます。以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございました。それでは、これをもちまして本日の委員会は閉会とさせていただきます。ご多忙中のところ、本当に長時間熱心にご議論いただきました。どうも誠にありがとうございました。