

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会
第 75 回制度検討作業部会

日時 令和 5 年 1 月 27 日（金）16：00～18：34

場所 オンライン開催

1. 開会

○事務局

準備が整いましたので、ただ今から、総合資源エネルギー調査会、電力・ガス事業分科会、電力・ガス基本政策小委員会、第 75 回制度検討作業部会を開催します。委員、オブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところをご出席いただきありがとうございます。なお、武田委員におかれましてはご欠席、男澤委員におかれましては 17 時ごろからのご参加とのご連絡をいただいております。

本日も前回に引き続いてウェブでの開催とさせていただきます。

それでは、早速ですが、議事に入りたいと思いますので、以降の議事進行は大橋座長にお願いします。

○大橋座長

皆さん、こんにちは。大変お忙しいところをご参集いただきましてありがとうございます。本日も議題はお手元の議事次第に沿って進めてまいりたいと思いますが、議題は全部で四つございます。早速ですけれども、最初はベースロード市場ということで資料の 3 をご用意いただいておりますので、まず事務局よりご説明いただいた後、皆さまと討議できればと思います。それではよろしく願いいたします。

2. 説明・自由討議

（1）ベースロード市場について

○事務局

それでは、資料 3 に基づきまして、ベースロード市場についてご説明をさせていただきます。ベースロード市場につきましては、現在は商品性の議論を進めさせていただいているところでございます。

前回もベースロード市場に期待される役割、長期商品、短期商品の在り方についてご議論いただいたところでもありますけれども、本日はベースロード市場を取り巻く環境、これを踏まえたベースロード市場に期待される役割、また、前回もご提示させていただきま

したけれども、制度的供出量の控除の考え方、こちらについてご議論いただきたいと思います。

ページをおめくりいただきまして3ページをお願いいたします。ベースロード市場を取り巻く環境とベースロード市場の役割ということでございまして、ベースロード市場のニーズというのは、ベースロード市場の参加者、買い入札量、約定量が増加傾向にあることから見てもニーズは拡大していると考えられるところであります。

また、相対契約・適格相対契約、こういったものの契約量についても今後増加するという可能性があるところでもありますけれども、一方で、内外無差別の取り組みというのは始まったばかりでありまして、現在は、まだ評価が行われていないという状況でございます。

長期相対契約につきましては、1年を超えるようなものというのは限定的であるということでもありますし、また、常時バックアップでございますけれども、こちらにつきましては、新電力の中でも大手の事業者が占有しているという状況であります。さらに常時バックアップ、将来的には内外無差別が担保されれば廃止をするという方向性が示されているところでございますが、先ほど申し上げましたとおり、内外無差別については現時点においてきちんと評価がされているわけではないということでもあります。

一方で、小売事業者にとりましても価格変動リスクに備えていくということが重要でありまして、ベースロード市場以外にも相対契約であるとか、先渡市場、先物市場、こういったものも活用しながら適切にリスク管理をしていくということが重要であるということでもありますし、また、現在の実績ベースではありますけれども、ベースロード市場の価格のほうが実際のスポット価格よりも安価な傾向にあるということもいえるところであります。

こうした状況を踏まえますと、小売競争の活性化につきましては、まだ現在は過渡期であるというふうにも考えられるところございまして、こうした中ではベースロード市場には一定の役割があるのではないかと考えられるところであります。

4ページをお願いします。こちらは以前にもお示しさせていただいたものでございまして、現在は過去最大の約定量になっているというデータでございます。

5ページですけれども、こちらは買い入札者数、こちらが増加傾向にあるということからもベースロード市場のニーズが拡大しているということが分かるかと思えます。

6ページをお願いします。相対契約量・適格相対量の増加ということでございまして、一部の事業者では適格相対契約量、こちらが相当程度増えているということも6ページの右下のグラフからお分かりになるかと思えます。

また、7ページですけれども、こちらにも以前お示しさせていただいた資料でございますが、旧一般電気事業者の中で新たな相対契約の取り組みということも始まってきているということでもあります。

また、8ページ、前回もお示しさせていただいたものでございますけれども、それに加えてまして契約内容例ということで下の表でございますけれども、譲渡・転売禁止のところ

を付け加えさせていただきました。譲渡・転売禁止がないもの、あるものということでありますけれども、ないものが3社ございました。

9 ページをお願いします。常時バックアップにつきましては、こちらも冒頭でご説明させていただきましたように、一部の上位5社の事業者が総契約量の5割を占有しているというような状況でございます。

10 ページをお願いします。こちらにつきましては、ベースロード市場の約定価格のほうに現在のエリアプライスの価格よりも低いという傾向をお示ししたものでございます。

12 ページをお願いします。こちらは電力・ガス基本政策小委員会において議論をしております卸市場の方向性でございますけれども、長期につきましては、内外無差別の卸の決定であるとか、新しい複数メニューの提示、ベースロード市場での長期商品の設計、こういったことを検討していく必要があるのではないかとということが示されておりますけれども、一方で短期につきましては、現在も行われておりますブローカー取引であるとか先物、先渡し活性化・改善、こういったところが指摘されているところであります。

以上を踏まえまして、商品性の議論でございますが、13 ページをお願いします。まず、短期、1年未満の商品ということでありますけれども、1年未満の商品につきましては、特にその高需要期（夏季・冬季）、こういったところに需要が集まってきて、他の時期では売れないということになりますと、これは売り手にとっては安定的に費用回収ができない大きなリスクがあるということでございます。

ベースロード市場につきましては、需給の状況ということではなく安定的な供給力として長期間にわたって電力を受け渡すことを元々想定をしているというものでございますし、また、先ほど12ページでもご説明をさせていただきましたように、短期につきましては、ブローカー取引の活性化といったようなことも見られるような中、こうしたものをベースロード市場という中で導入する必要性というのはいかなるものかと考えているところでございます。

14 ページをお願いします。一方で長期商品ということで1年を超える商品でございますけれども、こちらは現在も相対契約の中でも1年を超える商品というのは活性化していないという状況でありますけれども、発電事業者にとりましても安定的な燃料の確保の観点、また小売事業者にとっても経営を安定化させる観点という観点は、発電事業者、小売事業者双方にとって長期契約は望ましいのではないかと考えられるところではあります。

一方で、実際に小売事業者のほうにアクセスしようにも、こちらは取引実績であるとか信用力、こういったところが見られるということで、なかなか長期契約に至らないというような可能性があるところでございまして、こうした事情を踏まえまして、ベースロード市場で長期商品を扱うことでこうした小売事業者のアクセス環境の改善ということを図っていくことができるのではないかと考えております。

一方で、長期契約を現在も行われているものを例にしますと、やはり短期契約と比較してリスクが高いということもありますので、売り手、買い手双方の条件の擦り合わせを

行う必要があるということでありまして、こうしたものをベースロード市場で扱うということになりますと、ベースロード市場の商品は標準化されているものになりますので、どのような条件を設定していくのかというのが課題になるかと思われます。

また、1年超の商品を導入していくということになりますと、現行の1年の商品との量のバランス、これをどう見るのか。また、長期間ということになりますと、ボラティリティーが高くなりますので、特に燃料価格の変動、こういったところについては事後調整のようなスキームが必要になるのではないかと考えているところであります。

こうしたところにつきましては、現在、小売事業者にもアンケートを取っているところでございますので、このアンケートの結果を来月にはお示しできるかと思いますが、その結果を踏まえて議論を深めていければと考えているところでございます。

続きまして、論点の2つ目、制度的供出量の緩和ということで、前回、制度検討作業部会でも控除可能量の見直しについてご提示させていただいたところでございます。20 ページをお願いします。このベースロード市場の創設時ですけれども、これを全量控除してしまうということになると、ベースロード市場への供出量が大幅に減るということ。また、相対契約を行っている事業者が偏っている場合ですけれども、新電力間の公平性が失われる可能性があるということを踏まえまして、一定程度の上限を設けていたということでありましたけれども、こうした状況は変わるわけではないということもありますので、控除量は引き続き一定値までは必要ではないかと考えているところであります。

こうした中、どこまでの値に設定するのかということでもありますけれども、これは制度設計をしていた当初の議論と同様に、新電力需要に占める旧一般電気事業者グループ外への相対供給量の割合、こちらを参照いたしまして、当時はその 11.4%であったということで10%ということにしておりましたが、現在は32.7%ということですので、これを30%としてはどうかというふうにご提案をさせていただいております。

また、こちらの上限の量ですけれども、内外無差別の取り組みの状況、こういったことも踏まえまして、適宜見直していくということも考えられるのではないかと考えております。

21 ページをお願いします。前回の作業部会におきましても、長期相対契約を促すインセンティブが必要ではないかというご議論をさせていただいたところであります。現在は適格相対契約につきましては、21 ページの右下にあるような要件、こういったものを設定することをもってインセンティブという形でこうした取り組みをしているもの、こうした要件に合致しているものについては、控除の対象ということになるということになっておりますけれども、同様に、長期相対契約についても基準を設ける必要があるのではないかと考えております。

23 ページをお願いします。電発電源の切り出しのインセンティブということでございまして、こちらにつきましては、制度を開始してから2年間につきましては、電発電源の切り出しインセンティブ、こちらが存在していたところではございます。一方で、現在は3

年目ということでこちらはない状態にはなっておりますけれども、この切り出された電発電源については市場に供出されるということもありますので、引き続き、この切り出しということは進めていく必要があるのではないかとということでございまして、一定期間、また制度的供給量から控除するといったようなことを検討してもよいのではないかとというご提案でございます。

説明資料は以上でございます。ご審議のほどよろしくをお願いいたします。

○大橋座長

すみません。ありがとうございます。それでは、ただ今のご説明いただいた内容について、ぜひ討議させていただければと思います。発言を希望される委員、オブザーバーについて、チャット欄にてお知らせいただければ指名をさせていただきます。なお、委員のほうを先に優先はさせていただきますが、ぜひ、オブザーバーの方も先に手を挙げていただければご発言させていただきたいと思います。それでは、よろしくお願いいたします。

小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山でございます。大変分かりやすくご説明くださりまして、誠にありがとうございました。

まず、標準的な長期商品の導入に関してでございますけれども、まず、売り手、買い手のニーズやリスクをしっかりと把握することが大変大事であるというふうに認識しております。また、今回は小売り側にもアンケートを実施されたとのことで、事務局に大変感謝を申し上げたいと思います。今後のアンケート結果を踏まえて、売り手、買い手双方で強いニーズが確認された場合は、ベースロード市場での長期商品を導入することで長期商品のアクセス環境の改善、それから長期商品取引の活性化に貢献するのではと私も賛同するところでございます。

同時に、スライド3に記載されているような内外無差別の取り組みが、今後は自主的に進展する環境を形成することも大事ではないかと認識しております。その中で現在は、長期相対契約は限定的とのことではございますけれども、今後は、売り手側、買い手側の間での交渉によって、売り手、買い手の自主的な裁量で長期商品が設計されて、取引されていく状況も望ましいのではないかと考えておりますので、スライド3のほうにもB L市場外の調達機会の促進と記載がございますけれども、私も賛同するところでございますので、自主的な長期商品の導入を推奨することでしばらく注視することもあるのではないかと考えております。

また、スライド14のとおり、長期契約はリスクが高くて擦り合わせが重要との提案は全くご指摘のとおりかと思います。その中で、長期契約は契約期間のみならず、記載のとおり需給時間帯であったり、電力量、料金体系、転売、また事後調整スキーム等などのリスク軽減策などの総合的観点から検討を進めることが大事ではないかと考えております。

それから最後に、スライド20の適格相対契約量控除量の上限の30%への引き上げは、

相対契約を促進する上でも大変良いご提案であればと思いますので、ベースロード市場への供給量のバランスも見ながら、内外無差別の取り組みの進捗（しんちよく）等に応じて控除量の上限の見直しにも賛同いたします。

また、進んだ取り組みを行う事業者に対しては、さらなる上限緩和も考えられるのかとも思いますので、ベースロード市場への供給量のバランスも見ながら、各社ごとに上限を設定することも一案ではないかと思っております。

長くなりましたけれども、以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて、國松オブザーバー、お願いします。

○國松オブザーバー

日本卸電力取引所の國松でございます。B L市場は私どもの取引所で扱わせていただいております。いろんなデータは見させていただいているんですが、なかなか、そんな中で発言させていただきたいと思います。

まず、B Lの役割についてニーズが高いというところ、その後に約定量が増えたからニーズが高いんだというような話の流れになっているところがございますけれども、これは果たしてそうなのかというところはあろうかとは思いますが、燃料価格によるスポット価格の上昇に伴ってベースロード電源の価格とスポットの価格の逆転が起こったところで大きく増えていく。また、今年度の第1回のところで大きく増えている理由に関しましてはいろんな見方があろうかと思いますが単純な理由ではないというように思います。

とはいえ、ベースロード電源にアクセスするそのニーズというのは何かというと、安いの欲しいということに尽きるのではないかと。安いのがあればいいのではないかとということかと思っております。ベースロード電源のアクセスというのを考えた時に、ベースロード電源はやはりつくってから運転するまで長い期間を要する電源であると。その時に、ある1年だけいいところだけを取って、その時にはお金を払いますよと。それが逆転した時には払いませんよというのはベースロード電源のアクセスとしてはなかなか考えにくいこと、それを受けておられる旧一般電気事業者の苦労というのも考えられるとは思いますが。そういう意味では長期化すべきだとは考えますけれども、その長期化についてどう考えていくのか、それを取引所が取引の中でやっていくということを考えた時に、取引所が長期の取引についてリスクを取引所が補償するという形になれば、取引所はオープン後、預託金というのをお預かりしなければならなくなります。考えられることは、高い値段でベースロードを買っておいて、それが逆転した時に契約先の小売電気事業者が廃業し、会社をたたむとなった場合には、その値段で売れるとかしていた旧一般電気事業者の方がその値段で売れなくなってしまう。それは売れたことにして取引所がお金を払い続けるということになりますけれども、その分というのは原因者の方から取らなければなりませんので、かなりの預託金を上げなければならないということは容易に想定されるものであります。長く

するんであれば今のような形での預託金というのは土台無理な形になろうかとは思いますが。

また、燃調スキームの導入も記載いただいておりますけれども、こういったものを入れていく中で、各社燃調が異なる中でどうしていくのかというところでは前回も申し上げましたけれども、このベースロード市場というのは取引所を標準化して取引をしていくというのにはそぐわない商品ではないかと。各供出義務者が今やっておられるような相対契約の中でしっかりやっていくのがやはり考えられる形ではなかろうかと思えます。

また、供出量の緩和ですね。供出上限の緩和に関して記載がございます。まず一つ目のところで、相対契約を行っている事業者が偏っている場合。偏っているのは、これはその値段で買わなかった人と買った人であれば、それは偏っているというのかという感じだとは思いますが。それもウオッチもしていないで買えなかったという人とかかなりウオッチしながら旧一般電気事業者が売っているものを適切に買っていたというもので偏りはあろうかとは思っています。これは偏りがあるから公平性が失われる可能性があるというのは、ちょっと、これで公平性が失われるとは言い切れないんじゃないかと思えます。

また、適格相対契約の控除量の上限 30%についてですけれども、このやり方ですが、現在、供出義務者ごとに控除の量がどうなっているのか。100%の控除を適格相対で義務量を達成している者と0%の者がいて、それを一律 30%という形に変えるというのは、ここでは適格相対契約量が30%超の事業者は3社。3社は30%に制限されてそうでないものの公平感。公平感という中では、供出義務を負っている社は1社じゃありませんので、それが複数社、今でいいますと11社かと思うんですけれども、そういった事業者間の供出義務者の公平さというか、そこは必ず考えなければいけないと思っております。その視点が大きく抜けているんじゃないかと思えます。そういった意味ではこの30%というのは、どうしてももう少し大きく緩和して100%にするのはいきなりは難しいんですけども100%に何年間でするぐらいのことは考えてもいいのではないかと私は思います。

すみません。以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。

続いて、松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

まず、今回言うべきことではないのかもしれませんが、B L市場の取引量は過去最大になり、活発に取引が行われているという認識は西ではかなりの程度正しいと思いますが、東はほとんど約定していないことを考えれば、B L市場は少なくとも東を考えれば、約定量は過去最大になったなどという点をとっても強調できる状況にはない。東は機能不全にな

っていることは、頭に入れておく必要がある。

次に、B L市場で長期商品について言及がありました。相対取引でやるのが合理的ではないかという意見も出てきて、私もその点についてコメントしたのですが、それについては、今回、丁寧に書かれていると思います。そちらの取り組みはもちろん進めることを前提とし、それでも限定的なのだからB L市場で長期商品を導入したとすると、まず1年超の商品を考える時に、もし燃調のようなものが入らないで今のような固定価格でやるとすると、売り手のほうにリスクが大き過ぎとても難しいと思います。1年超の商品を導入する議論は、恐らく燃調を入れるということあるいはそれに対応するような何か売り手のリスクを著しく大きくしない対策とセットでないと現実性を持って検討すること自体が難しいと思います。

その上で仮に燃調を付ける商品となったとすると、例えばこんなやり方であれば商品の細分化しなくても済むと思います。買ったほうが1年で今までと全く同じオークションをするのだけれども、買い手のほうがその全部あるいは一定割合を2年の契約に延長するオークション。

もちろんその時に決めてもらわなければ困るので、1年後に価格が上がっていたら延長するなんていうことはもちろん問題外ですが、買った時に1年とするのか2年とするのかを買い手が選べるということにして、それで2年で約定してしまった部分は、翌年の市場に出して売れたのと同じ扱いにして義務量をカウントすれば、1年ものの商品の流動性を低めることなく2年ものが入られるし、誰もそのオークションを行使しないということであれば、それはそもそも2年ものの買い手のほうでニーズがなかったことが明らかになるというだけで実害がないような気がします。売り手のほうが納得できるようなスキームになれば、そういうやり方もあり得ると思います。

この点で長期商品になるとリスクがというのは一般論としては確かにあり得ると思いますが、どういうことを心配しているのか、私には正直、國松さんの議論はよく分かりませんでした。一般論として出てくるものを超えると、例えば長期で買ったとしても、仮に小売事業者が破綻して引き取れなくなるというようなことがあったとしても、もし、それは2年目の卸市場料金が高騰しているということであれば、当然、転売することはできる。その債権は誰かが引き取って売るといようなことになると思います。それが不良債権になるというのは、卸市場の価格がすごく低迷している状況ですが、卸市場の価格が低迷してその結果としてたくさんベースロードで長期に固定した事業者がだから破綻することはあり得ないとは言わないのですけれども、買える量に上限があることを考えれば、あり得ないとは言えないのだけれども、そんな自然な状況でもないと思います。

なぜ、このリスクのことを一般論として問題があるということは分かりますが、殊更に言わなければいけないのかというのは、私はよく理解できませんでした。

次に、スライド21のところです。これに関しては内外無差別の取り組みの進捗はあるもののその評価は行われていない現状というのを考えて、この事実認識から引き上げると言

っている。引き上げるということ自体は合理的だと思います。そのような適格相対契約というのを促すという意味でも適切だと思います。しかし、これは現状で既に、内外無差別については全く行われていないと認定されている、みんながそう思っている事業者もいるという中で、全ての事業者のそれを一律に上げるのかというのは相当に変なものではないか。評価を待つまでもなく全く駄目という事業者が現に存在している中で、進捗があるという事業者もあるという中で、あるいはそれが期待できる事業者もあるという中で一律に上げるというのは、何かとても変な気がします。

小宮山委員がご指摘になったとおり、将来の問題ではなく 30 に上げる時にも、これは全社上げるというのは私にはとても不自然に見えます。もし、全社 30 に上げるということだとすれば、適格相対契約の認定を相当に厳しくしていただきたい。明らかに内外無差別でない相対契約は、この控除のところに認めないこととセットであればあり得ると思いますが、全社 30%というのはとても不自然だと思います。

一方で、30%も取りあえずそうしたということなのであって、さらに内外無差別が評価されて十分行っているというところであればここが引き上げられる。極端なことを言えば 100 まで引き上げられるということがあることは、この提案で当然に含まれているものと理解しています。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて、安藤委員、お願いします。

○安藤委員

安藤です。よろしくお願いします。私からは 2 点ございます。14 ページで議論されている 1 年を超える商品というものが、2 年とか 3 年とかそういうもので長期のものが欲しいのか。それとも、例えば、2025 年度の 1 年間、そして 2026 年度からの 1 年間のように、1 年刻みでもよくても先の時期のものを早い段階で取引できたほうがリスクヘッジにつながる、こんな話があるのかという辺りがいろいろな可能性があるというふうにも思えるので、売り手、買い手両方に 1 年を超える商品としてどのようなものがあったら取引に参加したいのかということをよく聞いてみたらいいのかと、この話を聞いて思いました。これが 1 点目です。

2 点目は 20 ページ以降の相対契約の話です。相対契約が促進されるという話で、今、松村先生からもありましたように、特定の取引先と取引をしていて、それで十分となってしまうとは困るという視点に加えて、私が個人的に関心を持っているのは、相対契約でお取引を提示する代わりに、買い手側が、例えば売り手側の客は奪わないといったような、ある種の競争抑制的な裏取引がないように監視が必要かと思っています。相対取引がどこどここの間でどのような形で行われているのかというところを監視当局は把握した上で、相対取引があるところの間で適正的な競争関係が維持されているのか、こういうことも今後

は見ていく必要があるかと感じています。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。

佐々木オブザーバー、お願いします。

○佐々木オブザーバー

佐々木でございます。ありがとうございます。私からはスライド3に関連してコメントさせていただきます。資料に記載のとおり、現在の競争環境においてB L市場に一定の役割があるという点は異論なく、また、B L市場以外の調達機会を促進していくということも大変重要だと考えております。お示しのとおり適格相対契約が増加しているわけですが、このような状況においては、買い手である新電力が競争環境を踏まえまして、創意工夫によりさまざまな取引条件を考案、提案していくという努力も背景にあると認識しております。買い手が売り手の事情も勘案した上で創意工夫すること。これが競争促進の観点からも重要だと思いますので、今後の検討においてもそのような買い手側事業者の創意工夫が損なわれないようなご配慮をいただければ幸いです。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。続いて、小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の小川でございます。まず、すみません、冒頭初めに、おわびを申し上げたいと思います。今回、当社が新電力の顧客情報を不適切に取り扱っていたことにつきまして、電気事業運営に疑念を抱かせる事態となったことを重く受け止めております。深くおわび申し上げます。今後は資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会のご指導を賜りながら適切に対応するとともに、社外弁護士等で構成されましたコンプライアンス委員会による客観的かつ徹底的な調査、原因究明を実施し、二度とこのような事態が起こらないよう再発防止策を徹底してまいりたいと思います。

続きまして、本日のベースロード市場につきまして2点、私のほうから申し上げたいと思います。まず、論点①、1年を超える商品に関しましてでございますが、1年を超える商品につきましては資料にもありますように、「長期契約は短期の契約と比較しリスクが高いことから、売手買手双方の条件の擦り合わせが重要である」というふうに記載していただいております。そういう中で、ベースロード市場における商品という意味で契約期間をどのように考えていくかということだと思いますが、やはり一般的には契約期間が長ければ長いほど、電源の稼働状況や燃料価格などの見通しを立てることはより難しくなると思います。その上で、今後B L市場での商品設計、この中の契約期間を考える上で、発電事業者の立場で幾つか考慮すべき要素についてコメントをさせていただきたいと思います。

まず1点目は、容量市場との関係でございます。実需給年度の4年前に開催されるメイ

ンオークションの約定結果が、やはり4年後の休廃止するかどうかの判断要素の一つとなりますので、4年後の電源維持の見通しを立てることはそれ以前と比べるとより難しくなると考えます。

それから2点目ですが、電源の補修計画につきましてですが、実需給年度の2年前に容量停止計画調整を行いますので、2年後の稼働状況の見通しがある程度立つこととなりますけれども、3年目以降になりますとやはり見通しの確度が低くならざるを得ないということがあると思います。

それから3点目、これは既に多数ご指摘いただいておりますが燃料価格の変動でございます。別の審議会におきましても、事後調節機能導入について検討されているところでございますが、やはりこれがどういう形で売り手、買い手双方にとって望ましい仕組みになるかどうかということがあると考えます。こうした先々の不確定要素については、相対契約であれば売り買い双方の契約条件を擦り合わせるように対処するということになると思いますが、ベースロード市場におきましては、この柔軟な条件設定が難しいと考えますので、契約期間を今後検討する際には考慮すべき要素だと考えます。

それから続きまして、論点の②-1、適格相対契約量控除上限についてでございます。20 ページのところ論点②-1に、「内外無差別の取り組みの進捗はあるものの、引き続き注視が必要な現状であることから、控除量が引き続き一定値までとしてはどうか」という記載をいただいた上で、今回は上限を30%としてはどうかという事務局のご提案だというふうに理解をしております。今回の事務局のご提案につきましては、内外無差別の取り組みを引き続き注視する必要がある中でのご提案ということで理解をしております。ただ、仮に、十分な内外無差別の取り組みが確認された場合には、これは新電力がベースロード市場以外の手段で電源を調達できる手段が獲得できているということを意味しますので、ベースロード市場側で控除量の上限を設定する必要性は失われるんじゃないかと思います。

今後23年度通年の相対契約に関わる内外無差別の評価につきましても、制度設計専門会合において23年3月を目途に速やかにフローアップに着手し、23年半ばを目途に審議するという方向が示されておりますので、今後はそういった評価の結果を踏まえて改めて控除量の上限の必要性等についてご検討いただければと思います。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。続いて、石坂オブザーバー、お願いします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でございます。ご説明ありがとうございます。最近は旧一般電気事業者さまも相対契約を増やそうといういろいろ工夫されているように見受けられまして、われわれのような新電力の立場ではうれしい傾向かと思っております。そのような流れの中で2点コメントさせていただきます。

14 ページの論点①-2の1年を超える商品のことですけれども、1年を超える取引は、

設計がそれなりに難しく、定型商品を作るのもそれなりにハードルがあるものですから、この話はベースロード市場に限らず長期の相対契約の供給の場がどうやったら増えていくだろうかということも併せて検討いただければと思っております。

あと2点目、20ページの論点②-1、適格相対契約量控除上限の話ですけれども、控除量の上限の見直しも考えられると記載いただいておりますが、既に30%を超える事業者さまも複数いらっしゃるということで、このような事業者さまのディスインセンティブにならないように配慮いただいた上で検討をお願いしたいと思います。

以上です。

○大橋座長

続いて、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。ご発言の機会をありがとうございます。資料の14ページに長期取引の活性化が望ましいという考えを示されておりますが、これに異論はございません。ただし、元来は長期取引は標準化するのが難しいと考えられますので、導入するとしても期間はあまり長くし過ぎないなど商品設計に際して工夫が必要ではないかと思えます。

また、長期取引における燃料費の事後調整スキームに言及されておりますけれども、以前にもご発言させていただいたとおり、現行の1年商品においても燃料費の価格変動が大きな課題となっております。内外無差別性の観点からも問題であると思っております。この点についても引き続きご検討していただければ幸いです。

また、20ページ以降、各種の控除要件についても記載されておりますが、基本的な方向性に異論はございません。ただし、こうした控除要件がインセンティブとして機能するには、ベースロード市場で大規模発電事業者の売り札が約定していることが大前提であると考えておりますが、特に東日本エリアでは全くそうっていないというふうに理解をしております。その意味でも足元の燃料費の変動リスクに関する課題について検討を進めていく必要があるのではないかと考えております。

以上でございます。ありがとうございます。

○大橋座長

ありがとうございました。

花井オブザーバー、お願いします。

花井オブザーバー、音声が出ていますでしょうか。

○花井オブザーバー

すみません。中部電力の花井でございます。聞こえておりますでしょうか。

○大橋座長

はい、聞こえました。

○花井オブザーバー

すみませんでした。私からは2点コメントをさせていただきます。1点目はベースロー

ド市場の役割について。適正な競争環境の確保の観点から、ベースロード市場に限らず相対取引も含め、電力市場全体で小売事業者が供給力を確保できる仕組みとして電源へのアクセス環境を議論することが重要と考えております。その上で、ベースロード市場の商品をどういったものとしていくかは、応札者のニーズや商品設計が電力市場全体に与える影響を鑑み、現在実施されているアンケート結果等も踏まえまして議論を深めていく必要があると認識しております。

また、発電事業者の自発的な行動を促す仕組みや売り手、買い手双方にとって燃料費等が適時適切に清算される仕組みも重要であり、そのような仕組みについても併せてご検討をお願いしたいところです。

2点目は、論点②の制度的供出量の緩和について。今回、適格相対契約量控除上限および電発電源切り出しインセンティブに関して見直し案が提示されました。実態を踏まえた見直しであり、方向性に異論はありません。なお、適格相対契約については、小売発電事業者の事業継続の観点から、今後、相対契約の環境整備を進めていくことを鑑みますと相対契約量の増加が想定されますので、上限値については内外無差別の取り組み状況も踏まえ、定期的に見直すことが必要と考えております。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。

小鶴オブザーバー、お願いします。

○小鶴オブザーバー

ご説明ありがとうございました。3ページの下から二つ目に、小売競争の活性化の過渡期といえる現状において、B L市場は一定の役割があるとの記載がございますけれども、そもそものB L市場の目的は新電力は持ち得ない大型水力ですとか、原子力等の相対的に安価なベースロード電源へのアクセス環境を整えて小売り環境を活性化させることだと理解しておりますけれども、昨今のベースロード市場の約定結果なども見ていまして、東エリアでは電圧を問わず小売事業で活用できるような価格からかけ離れた価格となって約定量も非常に少ないと。それから西エリアにおきまして、旧一電さまの高圧の新標準価格のネットバックアップ価格よりも高くなるなど、新電力の小売事業では活用できないような水準となっており、大規模発電事業者と新電力のベースロード電源へのアクセスのイコールフィッティングというものがまだまだ達成できていないというのが一つの表れではないかと認識をしております。

そのような中ですけれども、B L市場の長期商品の試験的な導入も一案ではあると思いますが、まずは大規模発電事業者さまのベースロード電源に新電力が、卸取引でも旧一電グループ各社さまと同様に長期にアクセスできる環境を整備することが重要ではないかと考えております。B L市場の長期商品の試験的な導入のみにとどまらず、ベースロード電源に内外無差別に長期間アクセスできる環境の整備をお願いいたします。

それから今回の論点ではございませんけれどもちょっと関連で、リスクヘッジ対策として先物市場の活用に私どもとして期待をしたいところでありますし、候補として出るわけですが、大体、市場を拝見してしましても、価格目線は出ていても実際には出るのは数メーカー程度の小規模なもののみでございまして、流動性が極めて低いというのが実態でございます。今回はその他の市場も含めてヘッジ対策を検討していくという状況にあるかと思っておりますので、そういった点も考慮しながら、そちらの流動性の抜本的な改革も含めて進めていただければと考えておる次第でございます。

以上となります。

○大橋座長

ありがとうございます。お手が挙がっている委員、オブザーバーの方からは全てご発言をいただいたと認識していますがよろしいでしょうか。

もし、以上のご意見、コメント、ご質問があったらあれですが、ご意見に対して事務局からコメント等があればいただければと思います。

○事務局

本日もさまざまな貴重なご意見ありがとうございます。長期商品の在り方につきましては、委員の皆さま、オブザーバーの皆さまからも商品設計の難しさについてもご指摘をいただいたところでございます。こうした点については、ベースロードだけではなく長期の相対契約との関係をどうするのか、こちら指摘があったところでございまして、そうした点も踏まえながら、総合的にベースロードでどういったことができるのか。ニーズ、アンケート調査も含めてしっかりと次回以降、議論を深めていきたいと思っております。

また、適格相対につきましては、今回は一律 30%という形をご提案させていただいてるところでございますけれども、これは足元 30%を超えている事業者さん多いところではありますけれども、一方で超えていない事業者さんでも若干増えてきているというような状況も見の中で、今回はまずはこういった形でご提案をさせていただいているものでございまして、一方で、こういったところに段差を設ける必要というものも出てくるかもしれませんけれども、その際、ベースロード市場への影響がどの程度になるのかといったこともしっかり注視する必要があるまして、従いまして、こうした状況を変えた後にもしっかりと注視しながら適宜見直しを行っていく必要があるのではないかと考えているところでございます。

すみません。もう1点ございますが、ベースロード市場に求められる役割ということで、安価な電源へのアクセス、こういったところというのは元々想定はされていたところですが、それに加えて、特に昨今の状況なども踏まえますと、価格の安定性というような視点もあるのではないかとというふうにも考えられるところでございまして、こうした視点も踏まえて、商品性の議論を進めさせていただきたいと考えているところでございます。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。本日は大変さまざまなご意見をいただきました。長期商品の話も出ましたが、併せて、相対取引の重要性に対してもご意見を賜ったところだと思います。併せて、適格相対の控除についても一定程度ご意見をいただいたところであります。事務局においては昨今の電力の卸の関係も踏まえた上で、次なる具体的な検討を進められるよう整理を精力的に行っていただければと願っています。ありがとうございます。

(2) 需給調整市場について

○大橋座長

続きまして、議題の2に移りたいと思います。需給調整市場についてということで、試料4について、まず事務局からご説明をお願いできればと思います。

○事務局

それでは、資料4に基づきまして、需給調整市場についてご説明させていただきます。1ページをお願いします。

需給調整市場につきましては、前回の制度検討作業部会におきまして、ノンファーム電源の扱いについてご議論させていただいたところでございます。本日は前回お示しさせていただきました論点を深めるとともに、あともう1点、三次調整力②の時間前市場への売入札に当たってJEPXのステータスをどうするのかという点についてご議論いただきたいと思います。

5ページをお願いします。前回の制度検討作業部会におきましては、混雑系統の ΔkW が混雑した際に、出せなくなった時、それを他の非混雑系統からどう調達してくるのか、誰が調達をしてくるのか、そして、その費用負担をどうするのかといった点につきまして、広域機関で示された案をご提示させていただきましたけれども、その際に幅広くご議論する必要があるのではないかということでありましたので、今回はそちらを整理をさせていただいたところでございます。

5ページの下から2つ目の丸にございますけれども、まず、非混雑系統から代替となる ΔkW を誰が調達をしてくるのかということ。そして、混雑系統に存在をしている元々の ΔkW 、この費用を誰が負担をするのか。また、代替の ΔkW 、こちらの費用負担をどう考えるのかと、こうした三つの要素があるということでございます。

一つ目の要素でございますが、8ページですけれども、代替となる ΔkW の調達主体でございますけれども、これを事業者ということになると、なかなか確実に調達することが難しいということで、こちらにつきましては、一般送配電事業者とすることが妥当ではないかということにさせていただいております。

9ページをお願いします。

その上で残る当初約定していた ΔkW 、そして代替となる ΔkW 、この費用負担につい

て一般負担とするのか、特定負担にするのかということを考慮しますと四つの案が考えられるところであります。一方で、この費用負担を一般送配電事業者が全くしないという、こちらの9ページの下の案Dでございますけれども、こちらはさすがに元々調整力の費用負担ということで一般送配電事業者が想定をされていたところからかけ離れてしまうということもございますので、これを除いた残りの三つの案、こちらについて検討をしていきたいということでもあります。

まず案のAでございますけれども、こちらにつきましては、当初、契約をしておりますエリアAの事業者の $\Delta k W$ につきましては一般送配電事業者が負担をするということでもありますけれども、代替調達先となります事業者Bの $\Delta k W$ については、事業者Aが負担をするという案でございます。こちらにつきましては、電源の立地誘導インセンティブというのは確保されるということでもありますけれども、一方で、代替 $k W$ が幾らになるのかということがなかなか見通せないということで、発電事業者の売入札のインセンティブが低くなると考えられるところでございます。社会費用は従って混雑発生によっては、ここでの例ではございますけれども50円というのは変わらないということでもあります。

11 ページをお願いします。対応案のBでございますけれども、こちらにつきましては、事業者Aの $\Delta k W$ 、そして事業者Bの代替の $\Delta k W$ 、こちらのいずれについても一般負担をするというものでございます。従いまして、エリアAの事業者にとりましては、いわゆるAと違いまして60円分出ていくということがございませんで、電源の立地誘導インセンティブは低いと。従いまして、売入札インセンティブ、そういう意味で言うとマイナスがないということでもありますので、他の案に比べて高いと考えられるところでございますが、社会費用につきましては一般送配電事業者、これがエリアAの事業者、Bの事業者両方負担するということになりますので増加する可能性があるということでもあります。

12 ページをお願いします。対応案のCでございますけれども、こちらは混雑をした場合ですけれども、エリアAの $\Delta k W$ に対しては支払いを行わないということで、代替調達先のみ支払いが行われるという案でございます。こちらにつきましては、立地誘導インセンティブについては、 $\Delta k W$ の費用を受け取れないということでBよりは下がるということですが、一方でAのようにさらに持ち出しが出るということにはならないので、ある程度の立地誘導インセンティブは働くのかということでもあります。売入札のインセンティブですけれども、先ほどのB案に比べて低いと考えられますけれども、一方で差額負担が発生する案Aよりは高いということでもあります。

社会費用については、元々50円といったものが新しく代替調達先である、今回でいうと60円ということでもありますけれども、その代替 $\Delta k W$ の価値が反映されるということでありまして、以上を踏まえると案のCが良いのではないかとということで13ページにお示しをさせていただいているものでございます。

また、その際ですけれども、事業者の予見性を高めるために情報開示ということについても引き続き進めるということが重要であるということでもありますし、また、将来的な市

場主導型の導入、こういったことについても検討を進めていく必要があると考えております。

続きまして、論点の二つ目の三次②の時間前市場への売入札でございます。18 ページをお願いします。以前の作業部会におきまして、三次調整力②の時間前供出については、一般送配電事業者が入札主体となるということで検討を進めるということにさせていただいておりましたけれども、今回はそれにあたって J E P X でのステータスをどうするのかということについてご議論いただきたいということでございます。

23 ページをお願いします。現在、一般送配電事業者が J E P X の取引を行う際には、F I T 電源の売却などを行っておりますけれども、こちらについては特別取引会員というステータスで、入会費であるとかこういったものが不要になるという位置付けになっているところでございます。

一方で今回の検討に当たって、三次調整力②のみならず、三次調整力②以外の調整力、こうしたものも将来的に売買する可能性もあるということでございまして、これはまさに今後の取引というのは調整力を取引する本業そのものということにもなりますので、従来の F I T 電源のような形での制度的に求められているものとは位置付けが変わるということにもなりますので、取引会員で取引をしていくこととしてはどうかというご提案でございます。

需給調整市場の資料につきましては以上でございます。ご審議のほどよろしくお願いいたします。

○大橋座長

ありがとうございます。それでは、ただ今のご報告の内容について発言を希望される方はチャット欄にてご発言の意思を教えていただければと思います。よろしくお願いします。いかがでしょうか。

それでは、小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

小宮山でございます。大変分かりやすくご説明いただきましてありがとうございます。私からは1点、混雑系統での費用負担の対応案に関しましてスライド13でご説明いただきましたとおり、電源の立地誘導インセンティブ、売入札インセンティブ、社会費用の抑制の総合的観点から案Cが望ましいのではないかと事務局のご提案に賛同させていただきたいと思っております。

また、案Cに加えてこのスライドのご記載のとおり、事業者の予見性を高めるような情報開示等も同時に進めていただければと思っております。

案のBに関しましては、混雑の頻度が少ない場合で入札インセンティブを重視する場合は候補になり得るのかもしれませんが、例えば将来、仮に混雑の頻度が増加した際には立地誘導インセンティブがあまり作用せずに社会費用のみ高騰するリスクもあり得るかと思いますので、立地誘導インセンティブの機能が大事かと思いますので、案Cが総合

的に見て望ましいのではないかと考えております。

以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。

河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺でございます。私のほうからもスライド9の約定 $\Delta k W$ と混雑 $\Delta k W$ の費用負担を踏まえた対応案のところでコメントさせていただきます。変動制再生可能エネルギーの普及に伴いまして、系統混雑を考慮して $\Delta k W$ を確保するということが安定供給の維持の観点ですますます重要になってくると認識しております。

本日ご提示いただきました3案につきましては、電源の立地誘導インセンティブや社会費用抑制の観点から案Cがバランスのいい案かと思います。また、費用負担の方法にかかわらず発電事業者が混雑 $\Delta k W$ を落札しなくて済むような仕組みづくりも重要であると思っております。変動制再エネの割合が増えてきますと、発電事業者が混雑系統や混雑が発生する時間帯を予測するということがますます難しくなっていくと思いますし、混雑 $\Delta k W$ が発生する機会も増えていくというように思いますので、例えば、第73回の本作業部会でご意見がございましたように、混雑系統における落札可能 $\Delta k W$ に上限を設けるといった方法などにつきましても、今後は検討を進めていくとよろしいのではないかと考えております。

また、系統運用の観点からは、混雑発生を予測し、社会費用最小化の観点で $\Delta k W$ を持ち帰るための新たなロジックの開発が必要になってくると思いますので、その辺りも意識して、変動制再エネの大量導入にも対応できるシステムを早期に実現していくことが望ましいと考えております。

以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて、では、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。ありがとうございます。私からも系統混雑時における $\Delta k W$ の費用負担に関して申し上げたいと思います。

需給調整市場に多くの電源やDR、蓄電池等が参入して競争が活性化することは重要であると考えております。中長期的観点から環境整備を進められていることを評価したいと思います。

また、今回の議論に関しましては、そうした新規参入インセンティブにも配慮しつつ、社会費用などさまざまな面からバランスよくご検討いただいたものと考えております。ありがとうございます。

○大橋座長

ありがとうございました。

続いて、石坂オブザーバー、お願いします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でございます。ご説明ありがとうございます。系統混雑時の ΔkW の負担の件ですが、13 ページで案Cが適当ではないかと整理いただいていますけれども、これはもう少しどのような状況で混雑処理がなされて、どのようなタイミングでスイッチ調達が行われたかということをもう少し丁寧に議論すべきではないかと思いました。

12 ページの案Cが良いということになるのですけれども、実際に発生した kWh の清算が案Cのように事業者Bになるというのは疑いのないことですが、では、どのようなタイミングで混雑処理と再調達が行われたかと。例えば、混雑処理が早い段階で行われていて、待機費用を実際に事業者Bが支払い、事業者Aは待機費用を払うのを免れているという状況であれば、事業者Bで支払われるというのは非常に合理的な話だと思うのですが、逆に混雑処理が直前で行われてエリアAの事業者Aは既に待機費用をかけており、エリアBの事業者Bは kWh を出すために元々待機状態にあって追加的な待機費用を払わずに済んでいるということであった場合に、そういう状況でも事業者Bに支払うのが適当なのかどうかというのは議論の余地があるのではないかと考えています。

基本的にはどちらが追加的な待機費用を払ったか、待機費用をかけた人に支払われるのが基本なのではないかと考えていますので、ここはもう少し丁寧な議論はできないかと考えております。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

國松オブザーバー、お願いします。

○國松オブザーバー

取引所の國松でございます。ありがとうございます。三次調整力の取引所の利用ということに関しましてご議論があります。私ども取引所としましては、売るだけではなくて買うことも三次調整力②についてはできるんじゃないかならうかと考えております。三次調整力②を調整可能な状態で取っていく、デルタとして取る必要と kW で確定する1時間前までは時間前取引において取引が可能ですので、デルタとしてこのぐらいは確保しながら後は時間前で調整して買うという、それによってかかるコストをなるべく少なくするように送配電事業者は努力するということが求められていくんじゃないかならうかと、そういった時に関しまして取引所としては、現時点でも最低供給保障のために取引会員になっておりますので、その中ではいかにように使っていただいても結構かと考えております。

今回は売るというのがありますけれども、これは前から私は申し上げているんですけれども、時間前市場で買っていくというのも私は十分に考えていいのかなと考えており

ます。その際に気を付けなければならないのは、これが特別取引会員なのか、一般会員なのかというよりは、こういった体力的なもの、その費用が一般的に一般負担とか賦課金とかになるものが、それを基に市場をゆがめないかどうかというところをしっかりと確認していかなくてはいけない。かかるコストを最低にしようとする努力とそうでないものをした時に、それは監視の対象になるのかと思います。そういったことをしっかり見ていかなければいけないのかと考えております。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

小川でございます。私も 13 ページの費用負担の対応方針につきまして、コメントさせていただきたいと思います。

今回、事務局でご整理いただきまして、立地誘導インセンティブあるいは売り手事業者の入札インセンティブ、社会費用の増減といった複数の観点でご評価いただいております。これらの観点を総合的に勘案してご提示いただいた 3 案の中では案 C が望ましいということだと思います。

ただ、その上で、さらに案 C で進むに当たりまして、この混雑エリアでの発電事業者の $\Delta k W$ 供出インセンティブは考慮が必要ではないかと考えております。具体的に申し上げますと、案 C の場合、発電事業者としては、混雑の判明するタイミングがスポット市場の後である場合ですと、もう既にスポット市場には入札できないということになりますので、時間前市場でできませんし、あるいは混雑の判明するタイミングがゲートクローズ後でありますと時間前市場で入札できないということで、 $k W h$ 市場での収入機会が失われるという問題もあると思います。

また、逆に言いますと、実需給に近いタイミングで混雑が判明しますと、調整力を評価する際に既に約定した電源を起動しているといったことも考えられると思います。こういった不確実性が想定されますと、発電事業者としては $\Delta k W$ を供出可能な電源を需給調整市場に入れずに $k W h$ 市場のみ入札するといった行動を取ることも考えられるんじゃないかと思ひまして、結果、調整力が効率的に確保されないということも考えられるんじゃないかと思ひます。従ひまして、混雑が判明するタイミングによって $k W$ 市場に入札機会が失われる場合の取り扱いあるいは既に起動した電源を停止しそうになる場合の起動費の回収といった実務的な面を考慮して、今後は発電事業者の $\Delta k W$ 入札のインセンティブがあるような仕組みになるよう詳細をご検討いただければと思ひます。

また、前回も申し上げたんですが、一般送配電事業者において知見を蓄積いただいて、系統混雑を予め想定いただくことによりまして、その混雑エリアでの発電ができなくなる $\Delta k W$ の発生をできるだけそういう約定を減らすという取り組みを進めていただきたいというように思っています。その約定後の $\Delta k W$ のキャンセルが少ないというようなことで

あれば、それ自体が入札インセンティブになると考えます。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて、花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

中部電力の花井でございます。ありがとうございます。私も系統混雑時における $\Delta k W$ の費用負担について発言させていただきます。

13 ページで3案を比較いただいております。前回、発言させていただきましたが、約定した $\Delta k W$ に発動制限がかかる場合、売り手にとっては入札インセンティブが大事な要素となってきます。13 ページで提案いただいている案Cについて、「売り手のインセンティブ」が中程度と記載いただいておりますが、この判断について、少し確認したいです。

売り手において約定 $\Delta k W$ の費用が払われずに発電できないのであれば、先ほどもご発言がありましたけれども、最初から $\Delta k W$ には応札せずスポット市場に入札し、約定されることを選ぶほうが、たとえ実需給断面で系統混雑しても再給電されますので自然と考えられます。従いまして、案Cは入札インセンティブが低いということも考えられます。しかし、案Cで入札インセンティブがあるケースも考えられます。例えば $\Delta k W$ が三次①調整力とします。中間段階で約定されスポット市場前には一般送配電事業者が系統混雑を予想し、週間で約定した混雑系統の $\Delta k W$ をキャンセルする場合、約定 $\Delta k W$ 費用は支払わない一方で、キャンセルされた $\Delta k W$ をスポット市場へ入札することを認めるということであれば「売り手の入札インセンティブ」はあると考えられます。

また、社会費用の観点から13 ページでは、 $\Delta k W$ 調達費用にフォーカスして評価されておりますが、社会費用としましては、 $\Delta k W$ の調達費用と $k W h$ の再給電費用、こちらを合わせて考える必要があるのではないかと考えております。今回はいずれの案におきましても $\Delta k W$ を優先して発動制限する図でご説明いただきましたが、混雑系統内では $\Delta k W$ を優先的に確保し、代わりに $k W h$ の非混雑系統での再給電を増やす方法もあります。

その場合、 $\Delta k W$ と $k W h$ の価格次第ということもございますが、 $\Delta k W$ の調達費用と $k W h$ の再給電費用のトータルで社会費用が減るということも考えられますので、検討条件を幅広に置いて、ぜひ深掘りの検討をお願いします。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。

菊池オブザーバー、お願いします。

○菊池オブザーバー

東北電力ネットワークの菊池でございます。ありがとうございます。資料にコメントを申し上げます前に、このたびは一般送配電事業者数社が小売りのお客さま情報の漏えい等

の問題が発生しました。弊社におきましても非公開として取り扱うべきお客さま情報について、持ち株会社の東北電力の従業員が閲覧可能となっていたという事案が判明し、これはお客さま情報の漏えいにつながる他、小売電気事業者間など公平な競争を揺るがしかねない事態ということでございまして、こういった事象を発生させてしまったこととしまして、この場を借りて深くおわびを申し上げます。大変重く受け止めておりまして、再発防止に全力を尽くしてまいりたいと思っています。大変申し訳ございませんでした。

それでは、一般送配電事業者の立場から資料につきましてコメントを申し上げます。最初に論点1の系統混雑時における ΔkW の調達費用についてであります。一般送配電事業者といたしましては、将来的に混雑が発生した状況におきましても、需給運用に必要な調整力を確実に確保することが重要と考えておりますが、スライド9の案Bのように立地誘導インセンティブが働かない案につきましては課題があるという点につきましては、前々回の73回のこの作業部会で申し上げたということでございます。

一方で売り手の入札インセンティブが低下した結果、 ΔkW が不足するというのもやはり課題となると考えていますので、スライド13にお示しいただいたように、立地誘導インセンティブと売入札インセンティブの双方を考慮した上で対応案を選定していくという方向性に異存はございません。

代替 ΔkW の確保主体を一般送配電事業者が担う場合は、具体的な運用方法として、代替 ΔkW の確保の判断タイミング、確保量、確保手段など実運用の方法を詰めていく必要があると考えられますので、スライド13に記載いただいたような情報開示の具体的な方法も含めまして、一般送配電事業者といたしましても今後の検討に協力させていただきたいと思っています。

なお、仮に代替 ΔkW の費用負担につきまして、一般送配電事業者とする場合、費用回収スキームとしては託送料金の他にも、例えば交付金のような対応ができないかなど、いろいろな方法が考えられると思いますので、この制度の趣旨とか各費用回収スキームの特出評価を踏まえました上で、着実に費用回収できるスキームの整備をぜひお願いしたいと思っています。

続いて論点2の三次②の時間前市場への売入札につきましては、今回はJEPXの取引会員の在り方につきまして整理いただきましてありがとうございます。整理いただいた内容につきましては異論はございません、引き続き検討に協力させていただきたいと思っています。

私からは以上です。ありがとうございました。

○大橋座長

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

松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

今回の事務局案はいずれも合理的だと思いますので支持します。今、発言が相次いだ混雑系統におけるΔkWの供出のインセンティブ、それからそれとの比較で、同じ電源のkWh市場に出すインセンティブの議論がありました。その議論が明らかにしたこととは、今回の制度は混雑系統に立地するインセンティブという観点からすると、ひょっとしたら弱いかもしれないのだけれども、でもかなりのインセンティブを与える。そういうところの立地は避けるべきだから、望ましいルールを提案されたということになります。それでΔkWで不利になる。kWhで出したほうが得だということは何が言いたいのかということ、ΔkWhの市場に出すことを考えた時の立地誘導インセンティブは弱過ぎるというよりもない、そこが大問題だと思います。

今、再給電方式が取られているので、まさに指摘された事実は正しいわけですが、正しい制度設計をするとそっちにゆがみが出るというのは、元の今回決めたΔkWh市場の取り扱いに歪みがあるのではなく、kWh市場のほうで問題があるということ。

そうすると、再給電方式でそこに立地していたとしても自分は負担することがないという、kWh市場に出す時の立地誘導効果が弱過ぎることが問題なので、これは一刻も早くノーダル制だとかに移行しないと、どこまでも非効率性が積み重なってしまうことを、事業者から繰り返し、繰り返し指摘されたということだと思います。もちろん再給電方式を入れたこと自体は合理的な理由があってそうした、そういう弊害があることは承知の上で、しかし、早いタイミングでより望ましい制度を入れることを考えて、やむを得ず入れた面はある。しかしこれが大きな弊害を生んでいることが事業者から繰り返し指摘された。もちろん事業者としてはそれで自分たちが負担することは口が裂けても言わないと思いますが、事業者に指摘されたことは、現行の制度に問題がある、一刻も早く既に長期的にこうあるべきだといわれている制度に移行しないと、本当にコストが大きくなりかねないことを示していただいたと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。以上でお手が挙がっている委員、オブザーバーの方からご発言いただきました。ありがとうございます。もし事務局の方からリプライ、コメント等あればいただけますでしょうか。

○事務局

はい、こちらにつきましても、委員の皆さま、オブザーバーの皆さま、貴重なご意見ありがとうございました。

大きな方針としては、案Cということでご理解いただけたのかなと思っているところでもありますけれども、具体的な実務の面、こういったところも含めて検討をさらに進めてい

く必要があるかなと思っておりますので、事業者の皆さま方とも引き続き議論をさせていただければと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。本日、論点二つ、一つは系統混雑時における ΔkW の費用負担についてどう考えるかという点でございましたけれども、この場合の混雑系統における事業者のインセンティブもしっかり考えられるべきだと。どういう状況なのかということも併せてしっかり議論してほしいというふうなご指摘、いただいたのかなと思っております。

一送における時間前市場への売り、あるいは買いも含めるかもしれませんが、入札の際のJEPXにおける取引単位の在り方についてもご議論いただいたところですが、本日の意見を踏まえて、ぜひ事務局においても議論の方、整理を進めていただければと思っております。ありがとうございます。

続いて、議題の三つ目でございます。予備電源についてということで、事務局から資料5をいただいておりますので、ご説明、まずいただければと思います。

○事務局

資料5に基づきまして、予備電源についてご説明をさせていただきます。

予備電源につきましては、年末までに大きな論点についてご議論いただいたところでございまして、年末までのご議論を踏まえた上で、論点を深掘りしていきたいと考えております。本日は、1ページにございます対象電源、立ち上げ期間、募集エリア、制度適用期間についてご議論いただきたいと考えております。

3ページ、お願いします。

まず、対象電源でございます。予備電源でございますけれども、休止電源の活用という趣旨でございまして、従って、今後2024年以降につきましては、容量市場で不落札、未応札になった電源が本制度の趣旨に合っているものと考えられるところでございます。

一方で、容量市場で一度落ちてしまった電源というものを予備電源の方の対象とするということにしていまいますと、必要以上に供給力が減ってしまうということにもなりかねないということでありますので、本制度の対象電源、基本的には容量市場で2年連続で不落札、または未応札になるような電源ということとしてはどうかというご提案でございます。

また、一度予備電源となったもの、その役割が一度契約が終了したものであったとしても、制度適用期間の終了後にまた改めて予備電源となるということも認められるのではないかとございまして。

また、燃料種でございますけれども、こちらにつきましては、現在、電力・ガス基本政策小委員会でも火力政策の議論を進めさせていただいているところでございます。それぞれの燃料種の位置付けというのまだいぶ変わってきているところでございます。今後の在

り方といったことも踏まえながら、この予備電源の中での燃料種の在り方についても検討する必要があるということでございますので、引き続き検討とさせていただきます。

5 ページ、お願いします。

参考資料でございますけれども、容量市場における不落札電源ということでございまして、こちら、21 年、22 年度の例をお示しさせていただきますが、燃種で申し上げますと、石油、石炭、LNG 火力が 9 割を占めているということであります。経年別だと 40 年以上になっているものが 5 割程度ありますということです。火力の中では、石油火力と LNG が大半を占めているという状況であります。

続きまして、論点の二つ目、立ち上げ期間でございます。これまでの議論の中では、立ち上げ期間、長期で立ち上がるもの、短期で立ち上がるもの、どうするのかということを議論いただいたところでございます。この予備電源の中では、大規模震災であるとか容量市場が想定していないリスクに備えるという観点からは、短期での立ち上げが求められるということもありますし、また、電源の状況によっては 1 年程度立ち上げにかかるという、幅があるというふうにも考えられるところでございます。

ただ、一方で、全ての電源を短期的に立ち上げできるようにするということになると、コストが相当かかるということもございます。そういう状況を踏まえますと、ある程度、短期と長期については分けておく必要はあるかというふうには考えているところでございまして、こうした電源の区分を分けていくという形をベースとして検討を進めてはどうかというご提案をさせていただきます。

なお、この区分の在り方については、どのように調達するのかという論点とも深く関係があるところでございまして、この調達方法とも併せて詳細、検討を進めていければと考えております。

それでは、11 ページ、お願いします。

対象エリアでございます。これまでの議論では、対象エリアが広過ぎるということになると、予備電源の調達が偏ってしまうのではないかと、また、逆に狭過ぎると調達量の不足であるとか、燃料種の多様化が図れないのではないかとということをご指摘いただいたところでございます。

先ほど申し上げましたとおり、予備電源については、大規模災害、こういったことも想定をしているということでありますので、広域で調達することが望ましいということでもありますけれども、一方で、一定のエリアに集中してしまうということになると、制度趣旨に合致しないのではないかとということでもあります。

また、系統運用であるとか、連系統制約、分断の状況なども考慮するということも考えられるのではないかなということでありまして、こうした状況も踏まえて、まずは、東エリアと西エリアに分けることを基本として検討を進めることとしてはどうかと考えております。

こうした区分は、開始当初の区分でございまして、予備電源制度がスタートしてから、

その状況に応じて適宜見直す必要があるかと考えております。

16 ページ、お願いします。

制度の適用期間でございます。これまでの議論の中でも、予備電源としての適用期間が単年度、1 年になってしまうということになると、人員の確保であるとか、資材の調達、そういったことも含めてなかなか難しくなるのではないかと、複数年度にした方がいいのではないかとのご意見をいただいたところであります。

一方で、必要以上に長期になるということになりますと、それだけ劣化が進んでしまうということになりますので、かえって立ち上げの時のコストがかかってしまうということでございます。

また、今回、先ほど論点 1 でもお示しさせていただきましたように、2 年連続で不落札といったようなことで考えていくということからすると、2 年、または 3 年、これは選択性という形になろうかと思えますけれども、こうした期間を基本として検討を進めていくこととしてはどうかということにさせていただいております。

一方で、この期間というのもベースとなる考えということでございまして、電源の状況によっては、定期点検の周期、こういったところにも影響するところでもございまして、電源ごとに最適な運用が異なるということでございまして、柔軟性を持たせるということも必要ではないかと考えております。

予備電源の資料につきましては、以上でございます。ご審議のほどをよろしく申し上げます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。それでは、委員、オブザーバーの方、ぜひご意見いただければと思います。

はい、小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。ご説明、誠にありがとうございました。

まず、対象電源でございますけれども、スライド 3 でご説明いただきましたとおり、例えば、一度だけ容量市場で不落札となった電源を対象とする場合、ご記載のとおり、電源退出、休止を促す可能性があるかと存じますので、2 年連続で不落札、または未応札の電源とする案に賛同させていただきたいと思えます。

また、燃料種に関しては、今後ご検討とのことでございますけれども、予備電源はコスト抑制が大事である一方で、万が一の際に、そのリザーブとしての機能を発揮する観点も大事かとも思いますので、例えば石油は十分な備蓄の利活用が可能である一方、LNG ですと相対的に備蓄量が少ない点もあるかと思えますので、発電用の燃料確保の観点からも議論を深めることが大事であるというふうには認識しております。

続きまして、立ち上げ期間に関しましてでございますけれども、予期せぬ需給逼迫（ひっぱく）への対応に関しては、対策の多様性が有効であるというふうには認識しております。

一方で、短期立ち上げ電源のみの場合ですと、需給逼迫へは速やかに対応できる一方で、コスト高となる可能性、一方で、長期立ち上げ電源のみの場合ですとコストをある程度抑制できる一方で、予期せぬ需給逼迫への対応は少し時間を要する可能性があるかと思いますが、コストの抑制と予期せぬ需給逼迫への対応の観点からは、短期立ち上げ、長期立ち上げの２種類とする案はバランスの取れた工程かと思いますが、賛同させていただきたいと思います。

最後に、対象エリアに関しましては、予備電源の需給逼迫時に機能させる観点からは、ご提示いただいた東、西の２エリア、これの他にも分断状況等を踏まえて北海道、九州、それ以外の東と西の４エリアの観点もあるのではないかというふうにも思いますけれども、その場合、コスト高になる可能性もあるかもしれませんので、分断状況、コストの観点から、一度、シミュレーションを行って、全体像を把握の上で検討を深めてはどうかとも思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。秋元委員、お願いします。

○秋元委員

はい、ありがとうございます。今回、論点１～４ということでお示しいただいて、なかなか難しいなと思って聞いていて、ただ、そうは言っても決めていけないといけないのでということで、基本的にこれに反対する根拠もないかなという感じがしましたので、いずれにしても論点１～４の示していただいた事務局の案については賛成したいと思います。

その上で、ちょっと今回の論点ではないかもしれませんが、ちょっと関係するといったら論点１、２かもしれませんが、やっぱり容量市場と予備電源のところとの関係で、容量市場の方の価格に影響をしないようにしないといけないかなと、もちろん、売り惜しみに関しては、しっかり監視はされていると思いますし、今後もしていくということだと思いますけれども、こういう形を取ることによって、より一層、売り惜しみの可能性というものは出てくることもあり得ると思いますので、しっかりその辺は見えていく必要があるんじゃないかなという気はしています。

その上で、この方針に関しては妥当だと思いますので、賛成したいと思います。

また、全体として、今後まだ議論が必要だということに関しては、容量市場で調達する量との関係といったようなところに関しては、もう少し全体としてどう最適化を図っていけるのかということに関して議論を深めていってほしいと思いました。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。花井オブザーバーお願いします。

○花井オブザーバー

中部電力、花井でございます。ありがとうございます。私からは、立ち上げ期間につい

てコメントさせていただきます。

今回、7 ページで、立ち上げ期間が3 カ月程度の短期と、10 カ月～1 年程度の長期に分けて募集することを提案いただいております。

3 ポツ目の記載のとおり、全ての電源を短期で立ち上げるとなりますと、社会的なコストがかかり過ぎてしまうため、立ち上げ期間を分けることに異論ございません。

一方で、今回、「念頭」という言葉を使用いただいているとおり、短期、長期がどの程度の期間がよいかは、1 ページの他の論点や、他制度、ルールとの関連性を整理する必要がありますと考えます。

例えば、短期立ち上げのための技術者を常時配置することになりますと、人件費の発生のみならず、他業務への配置が不可となるなど、技術者の常時配置を起因としまして付随した費用が発生する場合がございます。この費用を入札価格に織り込めるかについては、1 ページの論点 10 と関係しますし、長期立ち上げの場合については、供給計画の取りまとめ時期や容量市場の追加オークションのスケジュールとの兼ね合いも考える必要があると思います。

今回、「短期」、「長期」の具体的なイメージ感として「3 カ月」、「10 カ月～1 年」といった数字を出していただいておりますが、具体的な立ち上げ期間につきましては、他の論点との整合性も踏まえ、引き続き検討をお願いしたいと考えてございます。

以上です。

○大橋座長

はい、続いて、小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

はい、ありがとうございます。私からも1 点申し上げたいと思います。

今回、四つの論点を取り上げていただきましたけれども、総じて、今後の検討の方向性については異論はございませんが、特に、二つ目の論点であります立ち上げ期間につきましては、これはプラントによって状況が大きく異なるものと考えられますので、やはり各プラントの実態に即した、実効性のある制度設計がより重要になるのではないかと考えます。

そのためには、短期での立ち上げを想定する電源と、長期での立ち上げを想定する電源に分けて検討する方向性が示されておりますが、その方向性自体は結構なんですけれども、やはり今回、本制度の対象となる得るわが国の電源というものは限られていると思いますので、短期、長期という場合に、実際、どの程度の期間であればスムーズに立ち上げができるのかについて、各プラントの実態をヒアリングなどでご確認いただいた上で整理いただくことが実効性のある制度にするためには望ましいのではないかと考えます。

また、次回以降、その他の九つの論点についても議論が予定されておりますが、例えば、募集量の設定をどうするか次第では、今回整理されました論点 1 の対象電源や、論点 2 の立ち上げ期間の整理にも影響が生じると考えられますので、各論点の方向性が整合が取れ

たものになっているかどうか、適宜、各論点の間の整合性を確認しながら、必要に応じて修正を加えていき、制度設計をしていくことが重要ではないかと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。ご発言希望の委員、オブザーバーの方には、ご発言いただいたと思いますので、事務局からもし何かコメント等あればいただけますでしょうか。

○事務局

はい、ありがとうございます。こちらにつきましても貴重なご意見どうもありがとうございました。

ご意見の中でも、特に、電源によって実態が違うというお話もあったところでございまして、こうしたところは、今後、詳細に事業者さまの方からお話をお伺いしながら詰めていく必要があると考えているところでございます。

資料の中でも、ちょっと項目は違いますけども、「柔軟性」という言葉を書かせていただいているというのもそういう点にございまして、電源というのは、特に、休止していて立ち上げることができる電源というのが無尽蔵にあるわけではないという中でその制度を構築していく必要がありますので、実態にも即しながら制度の構築をしていきたいと。また、今後の論点と本日ご提示させていただいた論点も、相当程度関連がありますので、適宜立ち返りながら全体整合を図っていきたいと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。まさに、今、事務局からご回答いただいたとおりだと思います。実態と、あと、落札した電源の状況に合わせて柔軟に対応していくということも重要なかなと思いました。

ぜひ、予備電源の制度設計について、一定程度整備を進めていただければと思います。よろしくお願いします。

それでは、最後の論点になりますが、容量市場についてということで、6点、資料をご用意いただいています。

まず、資料6－1については、電力広域的運営推進機関よりご説明いただけるということですので、10分ほどお願いできればと思います。

○山次電力広域的運営推進機関企画部長

はい、それでは、容量市場のメインオークションの約定結果につきまして、電力広域的運営推進機関より報告させていただきます。

今回3回目となるメインオークションの約定結果を今週1月25日に公表いたしましたのでございます。次のページをおめくりいただけたらと思います。

こちら、今回の目次となっております、2ページお願いいたします。

こちらは、2番のところで、基本的な約定結果のところ、また、3番のところで各種分

析や検証といったような観点のデータの分析のところ、また、今回、3カ年になりましたので、オークション結果の推移というところを4番にまとめたものでございます。

次のページをお願いいたします。もう一つ送っていただけたらと思います。

こちらでこれまでの経緯等を書いてございますけれども、この中で、「個社情報の特定に至らないよう」といったような記載がございます。特に、これは機微情報というところもございますし、また、マニピュレーションといったようなことにつながらないようにといったような観点の集計でございます。

5ページ、6ページとめくっていただけますでしょうか。

こちらスケジュールというところ。6ページから、また、用語説明を3ページにわたって書いてございます。今回、市場分断が今までにない形で起きましたので、その辺りの説明を少し増強したものでございます。

9ページ目までお願いいたします。

こちらは、今回の約定結果の主なものというところになります。約定総容量は1億6,271万kW、エリアプライスが東北から東京、中部、北陸、関西、中国、四国まで、およそ5,830円ちょっとといったようなところになりました。一方で、北海道と九州に関しては、特記事項の方に書いてございますけれども、マルチプライスが適用されたということになりました。これは、去年に引き続き2回目ということになります。去年も北海道と九州エリアでマルチプライスが適用されておりました。ですので、北海道と九州に関しましては、隣接エリアの1.5倍というのがエリアプライスになっておりまして、8,749円、8,748円といったような数字になったというところでございます。

経過措置を踏まえた約定総額は8,425億円というところでございまして、報道とかでもありますとおり、昨年比で言えば1.6倍ぐらいというところ、一昨年と比べればといったようなところもございますけれども、この辺り、また最後の方でお見せできたかと思います。

また、特記事項の3チェック目でございますけれども、発動指令電源に関しましては、今回、メインオークションと追加オークションを合わせまして5%まで拡大しようというところでやっております、メインオークションでそのうち4%を取りましようといったようなところでしたので、636万kWが上限というところでございましたけれども、応札が600万kWというところでございまして、上限を超過しなかったというところでございます。

また、本日はお付けしてございませんけれども、落札電源一覧に関しましても公表しているというところでございます。

次のページ、お願いいたします。

こちらが約定の総容量、総額といったようなところの細かいところと、あと、エリアごとの金額というところになります。北海道と九州に関しましては、マルチプライスの約定があったというところで、その辺りを分析したものが11ページ、12ページというところ

になります。11 ページまでで1回お願いいたします。

こちらは、マルチプライスの部分というのを分けて書いたものというところになります。上段がマルチプライス以外というところで、下段がマルチプライスの部分というところになります。昨年も北海道と九州でマルチプライスが起きましたけれども、比率という観点では昨年とはだいぶ違うかなというところがございます。北海道、九州、いずれもおおよそ1割～2割ぐらいのところマルチプライスになったと、金額的にはそういうことになるかなというところがございます。

次のページ、お願いいたします。

こちらは、各エリアの容量拠出金の総額のおおよその試算というところがございます。こういった数字を見ながら、それぞれの容量拠出金のイメージというところが湧いていただけのような形の公表でございます。

13 ページ、お願いいたします。

こちらが今回の需要曲線と供給曲線という形になります。この形も、また最後の方で3カ年分併せてお示ししたいと思いますけれども、比較的なだらかなカーブになったのかなというふうに見えるかと思います。

14 ページ、お願いいたします。

こちらは、今回、発動指令電源を5%まで引き上げた際に、そういたしますと、調整係数がかかるよねといったようなところの議論をしてきたところの今回の結果でございます。真ん中にあります事前公表というのは、5%導入時の数字ということになります。

今回は、結果として、北海道と九州エリアに関して調整係数がかかったというところでございます。北海道エリアでは、おおよそ64%、九州エリアではおおよそ97%の調整係数がかかったというところございまして、右にありますように、これらのエリアでは応札量が下がったというところでございます。ですので、調整係数がかかる前の発動指令電源の総量は、この計のところにあります600万kWというものがおおよそ590万kWに、10万kW下がったというところございました。

では、次のページ、お願いいたします。

こちらは、先ほどの供給曲線の左側にあります下に沈んだ分というところになります。FIT電源の期待容量と、あとは、石炭、バイオマスの混焼の事後的に織り込む分というところと、追加オークションで調達を予定している供給力というところになります。

次のページ、お願いいたします。

こちらは、先ほどの市場分断を生んだ、その時の推移というところがございます。全国の約定処理の結果、全国の供給信頼度は0.022と、比較的余裕側ということになります。NetCONEのところより右下ということになります。これを分析していく中で、まず最初の段階といたしましては、一番左にありますように、北海道、東北、東京、九州で不足となったというところございまして、これに電源を追加していった結果、先ほどのようなエリアプライスになっていったというところがございます。

ただ、北海道に関しては、電源を追加し終わっても 0.022 をクリアすることができずというところで、0.037 のところで止まっているというところでございます。また、この結果は、北海道と九州でマルチプライスが起ったということになります。

ここの 17 ページ、18 ページ、19 ページ、20 ページは、これまでの議論のこうしたマルチプライスであったり、容量拠出金の算定方法、発動指令電源の調整係数に関する参考資料でございます。

21 ページから、また、この辺りの分析結果のところを書いてございまして、22 ページでは、先ほどの最後の分かれた形ということになります。ですので、北海道が不足ブロック、残りのエリアがブロック 2 ということで充足ブロックということになったのが、今回の仕上がりということになります。

そのまま 24 ページまでお願いできますでしょうか。

こちらは、全国の応札容量といったようなところで、すごく大きな変化があったというわけではないかなと思います。

25 ページも全国の落札率といったようなところを書いているものでございまして、26 ページでは、発電方式別の応札容量といったようなところ。ここも少しずつやっぱり違うところはございますけれども、すごく大きく変わっているという形ではないのかなというところでございます。

27 ページでは、落札されなかった電源の応札容量といったようなところ。先ほどもありましたとおり、LNG、石油、石炭でほとんど占められているというところでございます。

28 ページ、29 ページ、30 ページまでお願いできますでしょうか。

これは、応札価格の分布ということで、これはいつもお出ししているグラフになりますけれども、先ほどの供給曲線のある意味違う現れ方ということになりますけれども、今回、一つここで見えたことといたしましては、ゼロ円の入札の量というのは昨年度からちょっと変わったかなというところでございます。昨年在 83% ぐらいございましたので、そこから 7 ポイント、8 ポイントぐらい減っているといったようなイメージでございまして、こは一つ、形が変わったところの現れ方というところでございます。

31 ページでは、Net CONE 以上の応札容量といったようなところ、32 ページでは、期待容量と応札容量の関係、33 ページでは、すごく大きく関係するというわけではないですけれども、一応、毎年出しております卒 FIT と変動電源（アグリゲート）の数字の関係といったようなところ、ある程度近い感じになっていっているのかなというところでございます。

34 ページは、調整機能あり電源の約定容量といったような、こんな形で今までいろんなご意見をいただいたものというのをまとめて公表しているというものでございます。

また、これらの推移としてまとめたのは 35 ページ、36 ページからといったようなところでございます。36 ページお願いしてもいいですか。こちらが、右下は需要曲線の諸元でございますけれども、それぞれの需要曲線と供給曲線を 3 カ年分を書いたものでござい

ます。徐々に、やはり形が変わっていついて、年度ごとにいろんな形が見えると思います。特に、2025 年度と 2026 年度を比較いたしますと、先ほどのゼロ円のところ、いわゆる供給曲線の立ち上がりの部分が変わっているなというところが見えるかなと思います。

また、形も、この交点の中ではなだらかなというところかなというふうに感じております。右下の辺りで重なっておりますので、まさにこの交点が先ほどのエリアプライス辺りといったようなイメージかなと思います。

37 ページをお願いいたします。

こちらが応札容量の推移でございまして、いろんな推移がここから見られるかなと思います。先ほどお見せしたみたいなの、例えば変動電源（アグリ）に関しても、24、38、49 と当然増えていついてるところであったり、右側に特出したいたしましたのは発動指令電源の応札容量でございまして、初年度、2 年目、3 年目といったようなところを書いてございまして、初年度はメインオークションで 3 % 取りましようということで 473 という上限がございまして、そこに至らなかったというところとございまして、翌年度は 4 %、メインで 3 % 取って、残りの 1 % を追加で取りましようといったようなところで、そこに関しては超過したというところとございました。今回は 5 %、メインで 4 %、追加で 1 % というところで、そこには至らなかったと、こんな形の推移でございまして。

発動指令電源の応札容量 600 万 kW というところと 590 万 kW という二つの表記がございすけれども、ここでも米印で書いておりますとおり、調整係数が反映されたものというのが 590 でございまして、その前の応札容量というのは 600 万 kW ということとなります。

また、38 ページでは、先に申し上げました調整機能あり電源の約定容量の推移といったようなものを書いてございまして。この棒グラフで言うところの、この棒グラフ全体は調達量総量を表してございまして、このうちの下、三つのカテゴリー、中括弧で書いていところとございすけれども、ここが調整機能あり電源ということになります。その 1 個上がそれ以外の電源というところ。一番上のところは、FIT 電源等の期待容量などということで、FIT 電源や、あとは追加オークションで調達する分なんかもここに含んで書いていところになります。

追加オークションに一定程度の調整機能のある電源が確保できる可能性を考えますと、数字はこれより大きくなるということだとは思いますが、まずはこんな形になっておりまして、徐々に減っていついてい傾向は見られるといったようなところが分析結果でございまして。

約定結果のご報告に関しては以上でございまして。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。続いて、資料 6－2 に基づいて電力・ガス取引監視等委員会よりご説明いただけると幸いです。

○新川電力・ガス取引監視等委員会事務局長

はい、ありがとうございます。電力・ガス取引監視等委員会事務局の新川でございます。本日は、資料6-2を用いまして容量市場の2022年度メインオークションに係る監視結果をご報告させていただきます。

3ページをお願いいたします。

容量市場においては、売り惜しみや価格つり上げによって、本来形成されるべき約定価格よりも高く約定価格が形成される場合には、小売電気事業者が支払う容量拠出金の額が増加し、ひいては電気の利用者の利益を阻害する恐れがあるということでございます。

そのため、容量市場における入札ガイドラインに基づきまして、オークションの応札前後におきまして、売り惜しみや価格つり上げといった問題となる行為が行われていないか、当委員会において事前監視および事後監視を行っております。今回、昨年11月に実施されましたオークションにつきまして行った監視の結果についてご報告をさせていただきます。

4ページをお願いいたします。

まず、売り惜しみに係る事前監視につきましては、ガイドラインで整理されている売り惜しみに当たらない正当な利用のうち、⑤やむを得ない理由がある場合について事前監視を行うとともに、①～④については、応札しなかった、または、期待容量を下回る容量で応札した電源が①～④に該当するかどうか事後監視で確認をするとしております。

5ページ、お願いいたします。

価格つり上げに係る事前監視におきましては、基準価格以上の応札価格になる見込みの電源について事前に監視を行うこととしております。事後監視については、約定価格を決定した電源と、その上下2電源ずつ、市場支配力を有する事業者ごとに最も高い額で応札した電源から3電源ずつ、その他任意に抽出した電源について、応札価格の算定方法および算定根拠について説明を求めることとしております。

なお、今回、北海道と九州以外のエリアは、従前どおり、①と②の電源について監視を行う一方、北海道、九州エリアの約定エリアは、オークション募集要項に基づいて機械的に決定された額でございますので①の電源は存在せず、一方で、②の電源に加えてマルチプライス電源、これは両エリアで合計3電源存在しますが、その一つ一つがそれぞれの応札価格に応じて約定するため、電源を維持するために必要な金額を不当に上回る価格で応札していないか、③の電源として監視を行っております。

7ページ、お願いいたします。

売り惜しみの事前監視の結果でございますが、⑤の上記の他、容量市場のオークションへ参加できないやむを得ない理由がある場合に該当する電源の有無に関し、各事業者に明示的に確認を行いました、申し出た事業者は確認されませんでした。

次に、売り惜しみの事後監視の結果でございますが、次のページ、お願いいたします。

応札しなかった電源270件と、期待容量を下回る容量で応札されました48件につきまして、理由の説明と根拠資料の提出を求めて合理性を確認したところ、問題となる電源は認められませんでした。

11 ページをお願いいたします。

価格つり上げに関する事前監視の結果を記載しておりますけれども、2022 年度オークションにおいては 19 件、期待容量 456 万 kW の電源について監視を行っております。監視対象電源については、維持管理コストの考え方にに基づき価格が算定されているか確認するとともに、応札価格を構成する人件費や修繕費等の算定方法および根拠の説明を求め、事実関係を確認した結果、問題となる事例は認められませんでした。

昨年度、基準価格以下で、今年度基準価格以上の事例も見られましたが、これらは基本的に、本来の維持管理コストは基準価格以下であったものが再稼働に要するコストを計上したことで基準価格以上となっていたものでございました。

また、昨年度まではブラックスタート機能公募で実需給年度の固定費回収が見込まれていた電源が、今年度は非落札となったことで基準価格以上となっていたものもございました。

他方で、応札価格が基準価格以上となる電源が減少する場合もございましたが、これはメインオークション応札開始時点で、既に 1 年以上休止となり、売り惜しみに当たらない正当な理由に該当することになった、メインオークション応札受付開始時点で実需給年度までに廃止が決定した旨を公表して 1 年以上が経過し、売り惜しみに当たらない正当な理由に該当することとなったためと判断をしております。

次のページをお願いいたします。もう一つ次のページをお願いいたします。次のページをお願いします。

価格つり上げに係る事後監視の結果でございますが、まず、東京、東北、中部から四国に至るエリアでございますが、表に記載をしております監視対象電源 810 万 kW 分について、ガイドラインに記載されている維持管理コストの考え方にに基づき価格が算定されているか確認するとともに、応札価格を構成する人件費や修繕費等の算定方法および根拠の説明を求め、事実関係を確認した結果、J E R A の電源を除いて問題となる電源は認められませんでした。J E R A の監視結果については、後ほどご説明いたします。

次のページをお願いいたします。

次に、北海道エリアでございますが、常時 3 電源およびマルチプライス電源に関して、ガイドラインに基づき応札価格の算定方法および根拠の説明を求め、事実関係を確認した結果、問題となる電源は認められませんでした。

次のページをお願いいたします。

次に、九州エリアでございますが、同様に事実関係を確認した結果、問題となると電源は認められませんでした。

次のページをお願いいたします。もう一つ、次、お願いいたします。

2022 年度入札量に関する簡易分析を行っておりますが、時間の関係もございますので、本件の説明は割愛をさせていただきます。

次に、J E R A の誤入札についてのご報告をさせていただきたいと思います。はい、あ

りがとうございます。

20 ページにありますように、広域機関での約定処理と並行しまして、電力・ガス取引監視等委員会が事業者に対して、監視対象電源に係る維持管理コストの算定諸元の提出を求めている際に、J E R A から応札した一部の電源につきまして、誤った算定方法に基づき応札価格を決定した旨の報告を受けました。これを受けまして、当委員会で事実関係を確認した結果、この算定誤りにより J E R A が応札した一部の電源について、電源を維持するために容量市場から回収が必要な金額を上回る価格で応札されていたことを確認をいたしました。

この算定誤りは、容量市場 2022 年度メインオークションの応札に当たり、J E R A が新規に作成した表計算ファイルの参照が誤っていたことによるものであり、昨年度や一昨年度のオークションでは同様の事象は発生していないものでございました。

また、J E R A が応札した電源には、事前監視対象の電源はございませんでした。

次のページをお願いいたします。

電力・ガス取引監視等委員会の対応についてご説明をさせていただきます。

この算定誤りに伴い、本来形成されるべき約定価格よりも高い約定価格が形成され、小売電気事業者が支払うべき容量拠出金の額が増加し、ひいては、電気の利用者の利益を阻害する恐れがあるということになります。本件は、表計算ファイルの参照が誤っていたという単純ミスであったという点、それから、J E R A から自主的に報告が行われた点を踏まえ、意図的であったとは認められないと判断をしております。

一方で、電力の適正な取引の確保を図るため、当委員会としては、1 月 25 日に J E R A に対して文書指導を行い、再発防止を求めています。

また、本件に関し、当委員会から資源エネルギー庁および広域機関に事実関係を共有しており、両者から応札価格を是正した上で約定処理を実施する等の対応をするという旨の情報提供を受けております。

先ほど、広域機関からご説明がありました約定結果は、是正をされた応札価格に基づくものであると承知をしております。

なお、これらについては、容量市場における適正な取引を確保する観点から、J E R A への指導を行った旨を含めて、当委員会のホームページにおいて公表をしております。

次のページをお願いいたします。さらに、その次をお願いいたします。

併せて、もう 1 点、前回、すなわち昨年 1 月の監視結果のご報告に使用した資料に誤りがございましたので、修正をして差し替えていただきたくご報告をさせていただきます。

電力・ガス取引監視等委員会では、売り惜しみの監視に当たりまして、市場支配力を有する事業者に対して応札しない、または、期待容量を下回る容量で応札した電源等の一覧表およびその根拠証票の提出を求めているところでございますが、昨年度の監視に当たって、J 社、次の次のページをお願いいたします。もう一つ。

J 社から提出された応札しない、または期待容量を下回る容量で応札した電源等の一覧

表につきまして、2024 年度容量市場システムに未登録の電源（F I T 運開済みの電源）は、今回記載しておりませんという注書きがございましたが、同社から提出された一覧表に記載がなかった 6 件につきまして、ヒアリング等で事実関係を確認していたものの、J 社から提出がありました一覧表を用いて昨年度の制度検討作業部会の資料を作成したために集計漏れが生じていることが 2022 年度メインオークションの事後監視に当たって発覚をいたしました。

従いまして、本件につきまして、おわびを申し上げますとともに、昨年度報告資料のうち、以下の 2 スライドにつきましては差し替えさせていただきたいと思っております。申し訳ございませんでした。

以上、容量市場 2022 年度メインオークションに係る監視結果のご報告と、前年の監視結果の資料の差し替えについて報告をさせていただきました。よろしくお願い申し上げます。

○大橋座長

はい、大変丁寧にありがとうございました。

続きまして、資料 6－3 に基づいて事務局よりご説明をお願いいたします。

○事務局

それでは、資料 6－3 につきましてご説明させていただきます。

2022 年度の容量市場のメインオークションにつきましては、先ほど、広域機関また電力・ガス取引監視等委員会の方からご報告があったところでございます。本日は、こちらの結果を踏まえて、今後の議論の視点、そして、先ほど、監視等委員会の方からもご報告がありましたけれども、誤入札への対応という 2 点についてご議論いただきたいと思いますと考えております。

それでは、3 ページですけれども、こちらは約定結果、先ほど広域機関の方からもご説明がありましたので説明は割愛をさせていただきます。

7 ページ、お願いします。

今後の議論に当たっての視点ということでございまして、今回の約定結果を踏まえまして、約定価格の水準、こちらをどう見るのかということでございます。第 1 回目のオークションと第 2 回目のオークションの約定価格の間に今回なったということでもありますけれども、こういった状況を一定の水準に収れんしたという見方もあり得るというふうにも考えられるところでありますが、こうした見方をどう考えるのかということでもあります。

二つ目ですけれども、北海道と九州、こちらについては市場分断が 2 回目に続いて生じましてマルチプライスが適用されました。こうした事象につきまして、どう考えるのかということ。また、今後も同様に分断が生じ、マルチプライスが適用されるというふうなことを仮定した場合、現行制度について見直しを検討すべき事項があるのかということでもあります。

三つ目ですけれども、現在、電力需給の逼迫の状況下ということでもありますけれども、不落電源、これはもちろん将来の供給力ということではありますが、不落電源が一定数あ

るということについてどのように考えるのかということでもあります。

また、現在、供給力評価の見直し、予備電源の議論を進めていることもありますので、不落電源の扱いも含めまして、供給力確保の全体像についてどう考えるのかということでもあります。

8 ページ、お願いします。

四つ目ですが、ゼロ円以外の価格を付けた応札容量、こちらは増えているということでもありますけども、一方で、そうした事業者の数は減っているということでありまして、こうした点についてどう考えるのかと。

五つ目でございますが、DRについては、ほとんどがゼロ円で入札をしているということについてどう考えるのか。

六つ目ですけれども、維持管理コスト、こちらは電源によっては状況が変わりますけれども、基本的には毎年大きく変動することは少ないのではないかと考えられますけれども、足元のスポット価格が大きく変動しているという中で、現在の応札価格や約定価格にどのような影響を与えているのかということでもあります。

七つ目でございますが、小売事業者や発電事業者の投資回収の予見性とのバランスの観点から、現行の約定価格に対する経過措置の効果をどう考えるのかということでございます。

8 ポツ目でございますけれども、現在の約定価格、毎年変動しておりますが、こちらは価格シグナルとしての効果と機能というふうにも考えられるところでもありますけれども、小売事業者らの負担というものが毎年変動するという中で、小売事業者の供給力確保義務であるとか、負担の在り方についてどのように考えるのかということでもあります。

9 ページ、こちら、参考資料でございますけれども、先ほど、視点の四つ目でご説明をさせていただきましたゼロ円以外の価格を付けている事業者、こちらは事業規模に限らず、そういった事業者数が減っているということがこちらの資料でご確認いただけるかと思えます。

10 ページは、海外の直近のオークションの落札率の推移ということでございまして、米国については、落札率 90%前後で推移をしております、イギリスについては、70%台だったところが直近 87.2%ということになっております。

11 ページ、12 ページ、こちらはアメリカとイギリスのオークションの価格の変動ということで、毎年変動が見られるということでもあります。

続きまして、誤入札への対応ということでございまして、14 ページ、お願いします。

先ほど、監視委員会からもご説明がございましたけれども、今回、約定結果の公表前に誤入札の状況が判明をしたということでもありますけれども、現在のその対応のルールの中では、こうしたものがしっかりと明文化されていないということがあります。こうした中で、今回、監視委員会の事務局の方からも、情報を提供いただいた中で、資源エネルギー庁の方から広域機関と発電事業者、JERAに対して修正された価格の提示と、それと、

その価格に基づく約定処理について指示をしたということでございます。こうしたルールについて、しっかりと定める必要があるのではないかとということでもあります。

16 ページ、ご覧ください。

こちら、仮に監視を行った際に、その監視対象となった実需給年度において、応札の是正を行うといった定めが現在ないということでありまして、この表の真ん中のところですけども、事前監視対象電源のところでは応札を取り消すといったようなこと、また、事前監視対象電源以外のところでも注意喚起であるとか、当該行為の内容を公表するといったこと、また、結果公表後、右下でございますけれども、市場退出の指示と、こういったものはあるわけではありますけれども、応札の是正といったようなところがないところがあります。

17 ページ、お願いします。

従いまして、今回のようなケースでございますけれども、ケース①ですけれども、約定価格の公表前に判明するといった場合でございますけれども、電力・ガス取引監視等委員会が資源エネルギー庁に対して情報共有を行った上で、当該事象を発生させて事業者に対して応札の是正、そして、広域機関に対して是正された応札情報に基づく約定処理を求めるということをししっかりとガイドラインに明記したらどうかということでもあります。

また、結果が公表された後に、こうした事象が判明をした場合なんですけれども、こうした事象を先ほども 16 ページでもご説明させていただきましたが、容量確保契約を解約するといったようなことはできることにはなっておりますけれども、一方で、容量確保契約を解約してしまいますと供給力が減少してしまうということになりますので、必ずしもこうした対応が共有力の確保といった観点から適切な対応とは言えないというケースもあるかと思います。そうした中では、供給力はしっかりと提供するということを求めつつ、精算を行うという方法もあり得るのではないかと考えているところでございまして、その際、例えばですけれども、精算金を容量拠出金から減額させるべき金額に加えるというようなことも考えられるのではないかなということではありますが、こうした具体的な対応ということにつきまして、広域機関と資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会で協議を行った上で、対応について決めていくということとしてはどうかという提案でございます。

資料 6－3 の説明につきましては、以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。ただ今の資料の 6－1 から 6－3 について、それぞれの機関からご説明いただいたところです。以上の点について、ご質問なり、ご意見なり、あればぜひいただければと思います。チャット欄にてご発言の旨、お知らせください。いかがでしょうか。それでは、加藤オブザーバーからお願いできますでしょうか。

○加藤オブザーバー

まず、今年もきっちりと容量市場入札を実施していただき、約定価格の公表までこぎつけていただき、広域機関事務局の皆さまはじめ、関係者に改めて御礼申し上げます。

その上で、スライド7の今後の議論に当たって、3回目のオークションで「一定の水準に収れんしてきたとの見方」といった記載がある。前回のオークションの振り返りの際にも申し上げたが、オークションの回数はまだ少ないため、今回の結果をもって、「一定の水準に収れんしてきた」と判断するのは時期尚早と考える。オークションの度、ルールに大きな変更を加えていくことは、あまり適当とも思わず、価格の結果を踏まえたいろいろな要因分析を行うことは必要だが、あまり大きな見直しはせず、引き続き安定的な市場運営のもと、トラックレコードを積み上げていく段階にあるのではないかと考える。

資料にJERA様の誤入札への対応について記載があるが、私どもも発電事業者として同じような事象を起こさないように、気を引き締めていきたいと思う。この不適切対応に際しての今後の対応については、スライド16、17に整理をいただいているとおり、この誤りが発覚したタイミングや、これが与える総額への影響等、この事象の大きさによって適切な対応は様々あり得るため、ある程度事案ごとに判断せざるを得ない部分はあると思う、しかし、こうしたことが大きな事象に至らないようにするためにも、悪質なものがあつた場合には一定のペナルティーを科すことも必要ではないかと考える。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。他、委員、オブザーバーの方でご発言ご希望の方いらっしゃいますでしょうか。それでは、小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

はい、ありがとうございます。私からも資料6-3、7ページ、8ページの今後の議論に当たっての視点について少しコメントをさせていただきたいと思います。

まず、一つ目、1番のところ。「今回の約定価格が一定の水準に収れんしてきたとの見方もあり得るが、こうした見方についてどのように考えるか」という記載をいただいています。容量市場の制度趣旨を踏まえ、価格が一定のところに収れんしたかということよりも、中長期的な電源の維持や、投資する価格シグナルが正しく発せられているかどうかという観点もこれは非常に重要だと思いますので、一定の価格に収れんするかどうかということもありますが、やはり正しい価格シグナルかという観点で今後見ていく必要があるのではないかと考えます。

それから、同じく7ページの三つ目のところです。「電力需給の逼迫が続く中で、不落札電源が一定数あることについてどのように考えるか。また、昨今の需給逼迫を踏まえて、供給力評価の見直しや予備電源の検討が進められていることを踏まえ、今後の不落札電源も含めた供給力確保の全体像についてどのように考えるか」というご指摘でございます。

これでございますけれども、まず、供給力評価の見直しの結果については、これは、わが国の需要動向の実態をよりの確に示すということで、次年度以降に実施されますオークションの募集容量に速やかに反映いただくことが望ましいと思います。

その上で、これは、足元は需給逼迫が続いている中で、本当にわが国の安定供給がしっかり確保できるかということにつきましては、やはり不落札、落札双方の電源が、特に落

札した方の電源ですね、これがどういうラインナップになっているかということをしかりと分析していくことが共有力確保の蓋然性といいますか、全体像を評価することに極めて重要じゃないかと思います。

不落札電源については、今、先ほども検討しております予備電源制度の対象にできるような状態になっているのかということもございまして、それから、落札されています電源につきましても、いわゆる安定電源、それから変動電源、あるいは発動指令電源といった区分だけではなくて、電源種別とか、その電源の建設からの経過年数といったものであったり、さまざまな要素があると思いますので、そういったものをしっかり分析する必要があると思います。

先ほど、広域機関様からは、調整機能の有無といった部分についても分析結果がございましたけれども、落札では確保したものの、落札された電源が一体どういうものなのかということがやはり供給力の全体像を評価する上で重要かと思います。

また、次のページ、8ページのところでですけども、四つ目の視点として、ゼロ円以外の価格を付けた応札容量は増加している一方で、ゼロ円以外の価格を付けた応札を行っている事業者数は減少していることについてどう考えるかなんですが、特に、前段のゼロ円以外の価格を付けた応札容量が増加しているということが何を意味するかなんですが、0円じゃないということは、裏返しますと、メインオークションの結果次第で休廃止を考えている電源が増えているという見方もできると思います。ですので、実際そういうことになっているのかどうかを含めまして、やはりその内訳ですね、先ほど申し上げたような電源の内訳をやはりしっかり分析することで、将来にわたって持続可能な供給力確保になっているのかどうかということ、すなわち複数年、今年の約定結果の年のみならず、将来的に持続性があるのかどうかといった観点も評価の対象にしていくべきじゃないかと思います。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。続いて、菊池オブザーバー、お願いします。

○菊池オブザーバー

はい、東北電力ネットワークの菊池でございます。ありがとうございます。一般送配電事業者の立場でコメントを申し上げます。私からは、広域機関さんの資料6-1に関しまして、スライド38番、このスライドでございます。

調整機能あり電源の約定容量の推移についてお示しいただいておりますけども、2024年度向けオークションから今回の2026年度向けオークションにかけて、この調整機能あり電源の約定容量が減少傾向にあることが分かるかと思っています。一般送配電事業者といたしましては、今後ともこの傾向が続きまして、調整力の不足につながることを危惧しておりますので、そうならないように、特に新設電源やリブレース電源には調整機能が具備されることが重要と考えております。

また、第72回のこの作業部会の中で、長期脱炭素電源オークションの議論の中でも、火

力、揚水、蓄電池に関する調整機能具備などをご提案いただいたと思いますが、今後とも必要な対策については遅滞なく打っていく必要が重要と考えておりますので、一般送配電事業者といたしましても、技術検討などに協力はさせていただく考えでありますので、よろしくお願いいたします。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。他の、では、花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

中部電力、花井でございます。聞こえておりますでしょうか。

○大橋座長

はい。聞こえています。

聞こえなくなりましたが、どうでしょうか。花井オブザーバー、聞こえなくなったと思いますが。

○花井オブザーバー

中部電力、花井でございます。音声聞こえておりますか。

○大橋座長

はい、聞こえました。

○花井オブザーバー

花井でございます、すみません、音声聞こえておりましたか。

○大橋座長

聞こえます、はい。

○花井オブザーバー

中部電力でございます。聞こえておりますでしょうか。

○大橋座長

聞こえていますが、私の声が聞こえないんですかね。ちょっと、調整していただいているのですか。はい、では、花井オブザーバー、ちょっと退出していただいて、曾我委員、お願いします。

○曾我委員

曾我でございます。私から1点ご質問でございまして、資料6-3の17ページについてでございます。

ケース②の今回のような、JERAさんのような事案が、検知時点、約定結果公表後にどうするかということにつきまして、今後のことも踏まえて、容量確保契約の管理役にとどまらず、各対処について今後検討の上で容量確保契約の中に盛り込んでいただくというのは、私としても必要なことだと思っております。

民法の一般論で対応できることと、そうではなくて合意がないとできないことというのもあるかと思っておりますので、さらに言えば、明確化の観点からも、そういった手当てを必要

があれば行っていくということは重要なと思っているところでございます。

その上で、ケース②の三つ目の丸の中で、「そのため供給力の提供を求めつつ、精算を行う方法もあり得るのではないか」というところの、「精算を行う」というところが、例えば、どのレベルの精算なのかというところでして、今回で言うと、JERAさんのようなところだけでの精算なのか、それとも、広く約定価格の修正メカニズムを入れるといった、そういうことも想定されるのかということも含めて、どういったご想定なのかというところを私としてはご質問をさせていただきたかった次第でございます。

結構、いろんな多くの方が容量確保契約を締結される中で、影響を踏まえて、対応をどこまでしておくべきかということとも関連するかと思いますので、その点をちょっと伺えればと思った次第です。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。後ほど、事務局にコメントいただきたいと思います。

続いて、小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。ご説明ありがとうございます。私からは、今回、今後の議論に当たっての視点で、4番目のゼロ円以外の価格を付けた応札容量は増加しているという点で、少し将来的な供給力に対する少しリスクが上昇している可能性がないかどうか、ちょっとその点、今後、しっかり検証していくことが大変大事ではないかなと思った次第です。

また、最後にもう1点でございますけれども、広域機関様からのご説明の中で、今回、発動指令電源の応札容量、メインオークションにおける応札上限容量を超過しなかったとのことではございますけれども、表のデータを見ますと、調整係数前で約600万kWと、非常に旺盛な入札量があったのではないかというふうに認識しております。この点も大変結構なことかと思しますので、やはり発動指令電源については、今後の動向をしっかりと見定めながら、供給力確保の観点からどういうふうに活用すべきか、やはり議論を深めていくことは大変大事ではないかなというふうに認識してございます。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

花井オブザーバー、もしご用意がよろしければご発言いただけますでしょうか。

○花井オブザーバー

すみません、通信環境が悪くて申し訳ございませんでした。

中部電力の花井でございます。聞こえておりますでしょうか。

○大橋座長

はい、聞こえています。

○花井オブザーバー

はい、ありがとうございます。すみません。先ほど、ちょっとおわびが途中で終わっていたと思いますが、このたび、弊社グループ会社にて確認されました顧客状況の不適切な管理に関しまして、つい先ほど、弊社ホームページに公表させていただいております。グループ本社といたしまして、今回の事案は重く受け止めております。深くおわび申し上げます。

それで、すみません、続きまして、容量市場について、ご説明ありがとうございます。今回の約定結果を受けまして、今後の議論に当たっての視点を挙げていただいておりますが、私から2点コメントさせていただきます。

まず、約定価格についてです。今回の価格は、第1回、第2回オークションの約定価格の間であることは事実ですので、PGMや英国の容量オークション実績を見ても＝エンド＝が見て取れますので、他の皆さまも言われていましたが、3回の結果をもって収れんしてきたとは言い難いと考えてございます、

今後も約定結果を注視していく必要があるとともに、約定結果が価格シグナルを表しているとは言えるものの、必要な供給力を確保するための電源投資を促す観点や、既設電源維持を促す観点となっているか等は検証する必要があると考えてございます。

容量市場の本来の目的は、必要な供給力の確保と、電源の新陳代謝と考えますので、供給力が減少すれば新設が促される市場設計が望ましいということだと思います。

今回は反映されませんでした。Net CONEも発電コスト検証ワーキングの最新結果が出ておりますので、それを反映していくということも考えられると思います。

2点目は、市場分断について、前回は3ブロック、今回は5ブロックに分断しました。これは、電源の偏在化が要因だと考えられますので、一部電源にマルチプライスが適用されましたことは、価格シグナルとしての電源立地誘導インセンティブが働くことも想定できます。市場が分断されることで安価な電源を有効活用ができないということにもなりますので、現在、検討が進められておりますマスタープラン、基幹系統整備計画は重要な役割を果たすと認識しております。

すみません、以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。恐らく、以上でご発言希望の方、他にいらっしゃいますでしょうか。大丈夫でしょうか。はい、ありがとうございました。

曾我委員がご質問もあったところなんですが、もし事務局から何かコメントがあればいただければと思います。

○事務局

はい、容量市場につきましても、貴重なご意見どうもありがとうございました。

ご意見の中で、価格の収れんについても皆さまからご意見をいただいたところでございまして、収れんというより、どちらかというと、価格シグナルがきちんと出て、供給力

が確保できるように事業者の行動が促されるのかということが重要であるというような趣旨なのかなというふうにも受け止めたところでございまして、まさに今回の結果、3回までの結果を踏まえて、事業者さんの方でどのような発電事業への投資の在り方につながっていくのかということも含めて、しっかりと今後見ていく必要があるのかなと感じたところでございます。

また、小川委員の方からも、供給力という観点から、落札した電源のラインナップ、こういったところについてもご指摘をいただいたところでありまして、今回は約定結果の概要ということでありますので、今後、分析、どこまでできるかチャレンジしてみたいと思いますけれども、そういった結果をお示しさせていただきながら、議論を深めていければと思っております。

また、曾我委員の方から、資料6-3の検知時点が約定結果公表後になった場合の精算についてということでもありますけれども、こちら、具体的には、約定価格を誤入札によって押し上げてしまったことによって、容量拠出金、小売事業者が負担する額、全体が増えていくということも考えられるわけですが、そうしたものを約定結果を変えずに、その負担額の部分というのを誤入札をした事業者が負担をしていくと、また、その程度をどうするのかというのは、これはまた論点があるかと思しますので、先ほど、冒頭でも加藤オブザーバーの方からも事象の大きさであるとか、こういったものも踏まえた対応というお話をいただきましたけれども、そういったことも総合的に勘案しながら対応について検討していく必要があるのかなと思っております。

従いまして、価格決定メカニズムであるとか、約定のロジック、こういったところの修正をするとか、そういったところまでを想定しているわけではなく、あくまでも約定結果を踏まえた上で、負担増になっている部分をどうするのかという視点でございます。

当方からは、以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。今、事務局から十分、恐らくお答えはいただいたと思うんですが、もし広域機関から何か付け足すことがあればいただければと思いますが、大丈夫ですか。

○山次電力広域的運営推進機関企画部長

広域機関の山次でございます。まさに、今回、約定結果を公表させていただく中では、いろんな分析等も加味しているところでございます。今回もそういった、もうちょっとこういった分析をしてはどうかといったような観点もいただきました。また、来年度以降、あるいは来年に向けてといったようなところでできることをしていきたいと思っておりますので、引き続きご意見をいただければと思います。よろしくお願いいたします。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。では、監視委員会の方から、もし何かあればと思いますが、大丈夫ですか。

○新川電力・ガス取引監視等委員会事務局長

はい、来年もしっかりと監視をさせていただきます。

以上でございます。ありがとうございました。

○大橋座長

はい、どうもありがとうございます。

大変、さまざま、ご意見ありがとうございました。今年度、2022 年度のメインオークションの約定結果についてご議論いただいたところですが、足元の需給逼迫を考えると、容量市場の約定結果の内訳も含めて、ちょっといろいろ検証、あるいは分析はしてもいいのかなという感じもいたしますので、基本的には来年度のメインオークションに向けてということではあるかと思えますけれども、今後、制度設計、あるいは詳細な分析も含めてしっかり進めていただければなと思っています。

はい、ありがとうございます。

最後なんですが、参考資料がございますので、事務局からご報告いただけますでしょうか。

○事務局

はい、参考資料でございますけれども、非化石価値取引市場につきましては、前回までご議論いただいた内容を踏まえまして、事前に委員、オブザーバーの皆さまからご意見をいただく形で中間とりまとめ（案）をお示ししております。今後、パブリックコメントなどの手続きを経て取りまとめていく予定でございます。

ご報告は以上となります。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

以上で本日の議題、終了なんですけれども、もし全体を通じてご意見などありましたらいただければと思いますが、いかがでしょうか。よろしゅうございますか。

今、事務局からいただきましたが、参考資料である第十次の中間とりまとめ（案）、ご提示をいただいています。これは、委員、オブザーバーのご意見を踏まえて、今後、さらに修正を行ってまいりますので、事務局におかれても、ぜひ必要な手続きを進めていただければと思っています。

それでは、もし、特段ご意見ないようでしたら、本日の議論はここまでとさせていただきます。本日も大変長い時間ご議論いただきまして、ありがとうございました。引き続き、どうぞよろしくお願いいたします。ありがとうございました。