

## 第55回制度設計専門会合 議事録

日時：令和3年2月5日 13：00～15：27

※オンラインにて開催

出席者：稲垣座長、林委員、圓尾委員、安藤委員、岩船委員、大橋委員、草薙委員、新川委員、武田委員、村上委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○恒藤総務課長　それでは、定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス取引監視等委員会第55回制度設計専門会合を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らすための取組を講じることが求められている状況に鑑みましてオンラインでの開催とし、傍聴者、随行者を受け付けないこととさせていただいております。なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っております。

また、本日は松村委員、山内委員は所用のため御欠席でございます。

それでは、議事に入ります。以降の議事進行は稲垣座長、よろしく願いいたします。

○稲垣座長　皆さん、こんにちは。それでは、開始をさせていただきます。

本日の議題は議事次第に記載した2つでございます。まず議題1、再給電方式における費用負担等の在り方について、事務局から説明をお願いいたします。

○仙田NW事業制度企画室長　NW事業制度企画室長・仙田でございます。資料3を御覧いただけますでしょうか。

初めに4ページとなります。資源エネルギー庁の審議会で再エネの主力電源化に向けて、基幹送電線の利用ルールをノンファーム型接続プラスメリットオーダーによる混雑処理に速やかに変更する方針が示されました。これを受け、この審議会において混雑処理の方法について検討が進められ、速やかに実現可能な選択肢として再給電方式が適当との方針が示されました。

再給電方式の実現に当たっては、費用負担の在り方やインバランス料金制度との関係を整理する必要があり、電力・ガス取引監視等委員会で検討を行うこととされています。本

日はこれらの論点について御議論いただきたいと思います。

5 ページ目です。混雑処理手法における再給電方式の位置づけです。再給電方式は、系統混雑が発生しても確実に対応できる仕組みを速やかに設けることが必要との考えから早期の導入を目指すものです。その先には市場主導型の混雑処理手法に移行することを見据えております。

6 ページ目です。再給電方式の導入スケジュールです。調整力を活用する再給電方式については、遅くとも2022年中に開始とされております。

7 ページです。ページ左の従来のとおり、送電容量の超過が見込まれる場合には、系統が強化されるまでは新規電源の接続は認められませんでした。ページ中ほどに移りまして、現状ではノンファーム型接続が導入され、送電容量の超過が見込まれる場合であっても、新規電源の接続は可能となります。ただし、送電容量の超過が発生した時間帯は、この新規接続電源の出力が制限されるということが前提となります。ページ右の今後速やかに実現では、新規電源の接続は制限されず、送電容量の超過が生じた場合には再給電方式の下、メリットオーダーに従って出力が制限されます。

8 ページです。再給電方式による混雑処理の仕組みのイメージです。①にありますとおり、発電事業者による発電計画、小売事業者による事業計画の策定に制限は設けられません。このため発電事業者はスポット市場などで混雑の制約を受けずに自由に電気を売却することができます。②のとおり、ゲートクローズ後、送電容量不足が判明した場合には調整力の指令と同じ仕組みにより、一般送配電事業者が混雑系統の電源に下げ指令を、非混雑系統の電源に対し下げ指令と同量の上げ指令を出して混雑を解消します。

9 ページです。混雑が発生した場合、一般送配電事業者は登録されている各電源の kWh 価格に基づき、メリットオーダーで下げ上げを指令します。つまり、混雑系統内では約定済みの電源のうち、単価の最も高い電源、このページの図では単価が8円のLNG火力を電源Aと表記されているものですが、下げ調整の対象となります。非混雑系統では未約定の電源のうち、単価の最も安い電源、このページの図では単価が11円のLNG火力、電源Bが上げ調整の対象となります。その結果として、一般送配電事業者には価格差11円、マイナス8円の3円の価格差掛ける指令量の費用が発生します。

10 ページです。送電容量制約による混雑を解消するための出力制御順については、資源エネルギー庁の審議会で御覧のような案が提示され、議論が行われているところです。

11 ページです。再給電方式では先ほど申し上げたとおり、発電事業者は混雑の可能性が

あっても自由に電気を売却することができ、混雑のないときと同じように収入を得ることが出来ます。下げ指令を受けた場合でも取引には影響がなく、発電事業者はあらかじめ登録した下げ指令時のkWh価格で一般送配電事業者と精算を行います。このkWh価格が限界費用ベースで登録されるため、発電事業者に下げ指令による損失は生じないものと考えます。

続きまして15ページです。再給電を実施した場合、一般送配電事業者に混雑費用が生じます。この混雑費用につきましては、①にありますとおり、上げ指令のkWh価格と下げ指令のkWh価格の差掛ける指令量、②にありますとおり、確実に上げ指令ができるように調整力を多目に確保するための費用の合計となります。ただし、②の費用につきましては、青枠の米印に補足させていただいていますとおり、電力広域機関において当面はあらかじめ混雑発生を考慮した調整力の確保を行わず、現状の調整力確保の考え方に基づいて対応する旨が整理されています。この混雑費用を一般送配電事業者がどのように回収するかを整理する必要があります。これが本日1つ目の論点となります。

16ページです。再給電により一般送配電事業者に発生する費用の負担の在り方について、3つの考え方の案を示しております。詳しくは次のページ以降で御説明いたします。

17ページです。案①です。再給電により混雑系統に新規に接続した発電事業者の発電機会が拡大しています。このため新規に接続した発電事業者が再給電方式の受益者であると考え、その者に負担を求めてはどうか。この場合、新規接続が阻害されない工夫が必要ではないかとしております。

18ページです。案②です。混雑地域の発電事業者はゾーン制であれば安価なスポット価格となるところ、再給電方式によってこれを避けることができます。こうした受益に着目し、混雑地域の発電事業者に負担を求めてはどうか。その際、地域間連系線の間接オークション導入時と同様に、既存の発電事業者に対する経過措置を設けることが適当か。その場合、系統利用者全体での負担に加え、新規に接続した事業者が負担することとなるが、そのような整理でよいかとしています。

19ページです。最後に案③です。再給電による再エネの発電機会の拡大は、CO<sub>2</sub>の削減や安価な電力の導入拡大をもたらし、広く系統利用者に便益をもたらすものであると考えて、負担の在り方を整理してはどうかとしております。

21ページです。一般送配電事業者においては、再給電に要した費用をインバランス対応に要した費用と区分して管理することが適当です。非混雑地域の上げ指令については、混

雑対応だけでなく、インバランス対応も同時に行われます。このため再給電方式の費用を区分するためには、上げ指令に要した調整力を混雑対応とインバランス対応に振り分ける必要があります。

これについては2つの方法があり得ます。①にありますとおり、混雑対応用の調整力を特定することはできないと考え、使用した調整力の加重平均単価を用いる。②にありますとおり、混雑対応はインバランス対応に加え追加的に発生したものと考え、使用した調整力のうち単価の高い電源から順に混雑処理に使用した電源として扱う。こちらが本日2つ目の論点です。

23ページです。再給電方式に用いる非混雑地域の上げ調整力の運用の在り方については、案1から案3までの3つの方法があると考えられ、どの方法で進めるか決める必要がございます。案1は広域運用調整力を用いる。インバランス料金への影響は許容。案2は広域運用調整力を同じく用いる。ただし、システム改修でインバランス料金への影響を回避。案3はエリア内運用調整力のみを用いる。インバランス料金への影響はない。これが本日3つ目の論点です。

24ページです。前のページの3つの案について、インバランス料金の影響やシステム改修に要する期間も考慮しつつ評価を行っております。

まず案1については、広域運用調整力を活用することにより、より低コストで混雑対応を行うことができます。一方でインバランス料金への影響があります。インバランス料金は需給状況を市場価格で反映させることにより、インバランスを出した者に合理的な負担を求めるとともに、市場全参加者に系統全体のインバランスを減らすことを促すものです。したがって需給状況とは異なる混雑対応によって、インバランス料金が影響を受けるのは望ましくないものと考えます。

続きまして、案2でございます。案1と同様、広域運用調整力の活用に伴うメリットがあります。しかしながら、広域需給調整システムや中央算定システムの改修は長期間かかるため、再給電方式の導入が遅れ、2022年中の導入が困難となります。また、2022年度の新インバランス料金制度の導入に支障を来すおそれがあります。

最後に案3については、広域メリットオーダーで調整力を活用できず、案1や2より混雑対応のコストが上昇します。一方でインバランス料金の影響を回避できます。さらに各社中給システムのみでの改修で実現できることから、再給電方式の速やかな実現が可能となります。こうした評価を踏まえ、再給電に用いる上げ調整力については、案3としてはど

うかとしております。

事務局からの説明は以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆様から御質問、御発言を頂きたいと思えます。御発言のある方はスカイプのチャットに御発言を希望される旨を御記入してお伝えください。それでは、お待ちしております。どうぞよろしく申し上げます。それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 まず1つ目の論点でございますけれども、丁寧な御説明に感謝します。おっしゃりたいことはよく分かりました。

3つある考え方の案1につきましては、せっかく新規電源を呼び込むはずの新しい制度で当該新規電源のみに負担させるしかないという点で、自己矛盾とまでは申しませんが、いまひとつかなと思えました。

案2につきましては、混雑地域の発電事業者に広く負担させるということであれば、新規発電設備の立地にインセンティブを与えることができ、案1よりはるかに納得感があるのかなと思えます。ただ、経過措置を設けて既存の発電事業者に負担させないということであれば、やはり先ほど申した案1の自己矛盾のようなものに近づくような気がします。

案3につきましては、案1や案2が特定負担型でしたけれども、それに対して全体で負担ということではあるものの、誰が負担するのかをこの図だけから導くことは困難ではないかと思えました。私は供給エリア単位で区切る方法があるのかなと思っております。

以上の3案の中では、案2とか案3が有力なのかなと思えますが、いずれにせよ制度改正をし、かつFIT賦課金で負担部分を一部解消するといった措置の導入が見込まれるところ、20ページリード文の1つ目にありますように、制度改正を精緻に行って経過措置を設けつつ費用負担の方策を策定しましても、それは混雑対応のコストについて適切な価格シグナルを発することができなくなることを意味しますし、そうであれば次のリード文の2つ目でございますように、できるだけ速やかにゾーン制、ノードル制の市場主導型に移行させるべきことになると思います。そうしますと、2022年度にスタートするTSO主導型のノンファームプラス再給電方式の導入について、制度をつくり込むというようなことは避け、むしろ速やかな実施ということを重視していただき、市場主導型の混雑処理方法の実現に移行することに力点を置かれるべきではないかと思えます。

案1はいまひとつだと思いますので、案2、案3辺りで実現がより確実なものを採用されるべきではないかと考えました。

続きまして、21ページのほうなのですけれども、案2というのは上げ指令をした目的が需給バランスが第1、インバランスは第2というようなものではなく、色分けができないということからしまして、21ページのリード文の1つ目のぽつからすると、案1が妥当なのではないかと考えました。すなわち、21ページですけれども、薄い青と濃い青をこのようにきれいに分けて示すということは、本来必ずしもできないということを踏まえたと、エリア内運用調整力をなべて見るということができる案1の混雑処理に用いた調整力単価イコールエリア内調整力の加重平均単価とするほうが、合理性があるように思いました。案1のほうを支持したいと思います。

それから最後、24ページの表で行きますけれども、案3という事務局案に賛成します。これにつきましては、2022年度からのインバランス料金のつくり方に鑑みまして、需給バランスが崩れるとその調整を考えてインバランス料金がつくられるということで、混雑処理のためにも同じ調整力を使いますので、確かにインバランス料金は高くなると思いますが、ここは現実を捉えるべきだと思います。

私の記憶が正しければ、2022年度以降の新しいインバランス料金の導入を決めたときに、本来は2021年度の導入を考えて準備していたけれども、システム改修が間に合わず、2022年度に丸1年ずれ込まざるを得なかったという御説明を頂きまして、この制度設計専門会合の間でもそれを了としたということがあったと思います。インバランス料金制度に関わるシステム改修の困難さがうかがわれるお話でした。それを思い返しましても、インバランス料金の影響を回避する形でシステム改修を行い、2022年度の実施にしっかりとこぎ着けていただきたいと思います。

ありがとうございます。以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。ほかに皆さんからの御意見はいかがでしょうか。岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　私も今回、論点が2つございましたので、コメントさせていただきたいと思います。

まず、再給電は明らかにゾーン制ですかノーダル制に移るあくまで過渡期のものであり、そしてエリアも当面は限定的であろうという前提に立てば、草薙委員がおっしゃったように速やかにできる方法を考えていくべきかなと思います。費用負担が理想を言えばもっといい方法があるかもしれないけれどもというのがあると思うのですけれども、まずは速やかに施行できるようなルールを考えてはどうかなと思いました。

16ページのまずは再給電の費用負担の考え方というほうなのですけれども、これは私も2か3だろうなと思いました。2のほうがある意味このゾーンに接続することが、ここで再給電の分の負担がかかるということで、ここは混んでいますというシグナルが出るようなことにもつながるかなと少し思って、価格のシグナリングという意味で2がいいかなと思ったのです。

ただ、それが新規接続の人を増やすという方向に合わないという議論も確かにあり得るかもしれないので、理想を言えば2だと思うのですけれども、3も何でも一般負担に向けるというのは余り賛成ではないのですが、今回のあくまで再給電が限定的であるということを考えてとありかなとも思いました。理想を言うと2かなと思います。

24ページの再給電に用いる上げ調整力の運用の在り方に関しましては、さっき言ったようにあくまで再給電がある程度限定的であり、速やかに実施することがまず大事という視点からいうと、御提案のとおり案3でよろしいかなと思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。ほかに先生方がいかがでしょうか。大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 3つ論点を頂いたとされていて、まず16ページ目に頂いた再給電における費用負担の在り方ですけれども、私も案2というのも将来的なゾーン制を踏まえると考え得ると思います。受益者というのはある意味、このエリアにおける発電事業者と非混雑地域の需要家もいるのかなと思いますけれども、そうしたことに等しく負担をさせることが必要だということと、あと仮に経過措置という話になると、またこれもいろいろ複雑な議論になり得るかなという感じもいたします。

再エネも含めて受益の関係を考えてみると、案3というのも1つ適当な方法かなとも考えられますし、ある意味迅速にと考えると案3のほうが迅速にできるのかなという印象を持っています。それが1点目です。

2点目、21ページ目ですけれども、理解が間違っていれば恐縮ですが、私はこれは案2にある限界的なところを混雑処理の適切な電源における費用として考えるということが適切な見方なのではないかと感じています。ある意味混雑対応において追加的に発生した電源というのは限界的な電源なので、その単価を見るということは1つ考え方としては理にかなっていると思います。

最後の論点は、事務局からも方向性を頂いたと思いますが、私も案3でよろしいのでは

ないかと思えます。システムのほかの案はかなり複雑になるかなという感じがいたしております。ありがとうございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。新川委員、お願いいたします。

○新川委員　1点目についてだけ申し上げます。基本的には新規の参入者ともともと入っていた発電事業者との間で、新規に参入してくる発電事業者に対してのみ負担をかけるという形にしないほうがいいとは思いますが、そういった意味で案1というのはとらないほうがいいかなと思えました。

2か3かというところですが、基本的には3の方向でよいのではないかと思うのですが、3にしたときに受益とは何なのかという点が問題になりますが、非効率火力電源の抑制停止だとかCO2削減といったかなりハイレベルなものを益と捉えたとすると、方向としては全国という割と広いところで一緒に負担して便益を享受したとみなすという方向に行くのではないかと思うので、案3をとって、託送とかFIT賦課金を使うとか、そういった形で全国で負担していくという方向に流れていくのかなと思えました。

受益をそのように捉えることでよいのかという問題はあるのですが、いずれにしても過渡的というのが何年なのかによりけりなわけですが、3年とか5年という期間の問題なのであれば、簡便に導入できる第3案というのでよいのではないかと考えております。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員　まず1点目については、皆さんと同じで案3でいだろうと思います。1については新規接続というケースで書かれていますが、例えば大きな工業団地や工場などの需要が抜けて、構造的に需要が減少した場合に混雑が起きるケースでどう判断するかとか、対応できないこともあり得ると思います。案1はないと思います。

案2は確かに岩船先生がおっしゃったように、ロジカルにはメリットもあると思うのですが、ただ今は案3の冒頭に書いてあるように、再給電による再エネの拡大を直ちに行いたいという効果を考えると、やはり案3が速やかでハードルも高くなく導入できていいのではないかと思います。それから、まさに新川委員がおっしゃったように、その便益は何なのかというやはり全国大だと思いますので、FIT賦課金などを使うことも選択肢に入れて議論を深めていくべきだと思えました。

2点目については、混雑対応とインバランスの対応と同時に行うことを考えれば、調整力の加重平均での単価を用いるのが適当と思っています。

3点目については、例えば案1にすると広域運用調整力を使うことでより低コストになり、これも1つ考え方としてはありますけれども、問題なのは御指摘のように一方でインバランス料金への影響があること。インバランス料金が正しい価格シグナルを持つことは、直近の需要動向を見ても非常に大事だと思いますので、インバランス料金への影響をとるか低コストをとるかだと思いますが、私はインバランス料金への影響を回避するほうがより大事だろうと思います。案3でいいと思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 24ページ目の3点目について、結論として案3にしたかどうかというものでしたが、システム改修の時間や費用を考えなければ、案2がベストだと感じるわけです。そこで20ページにあるとおり、今後はゾーン制やノーダル制の切替えというものを速やかにとじていますが、それにどのくらい時間がかかるのかによって再給電方式をどのくらいつくり込んでいくのが変わってくると思います。ゾーン制やノーダル制の切替えにある程度時間がかかるのであったら、案3で始めはするものの、同時にシステム改修の取組を行って、可能になったところで案2に切り替えるという選択肢がないのかという点に疑問を持ちました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。林委員、お願いいたします。

○林委員 まず資料の確認なのですが、資料の5ページを見せていただけますでしょうか。皆さんの議論の中で全体の流れですけれども、多分2022年度中のできるだけ早い時期にということと、真ん中にある価格シグナルなしで今やるという実施の話が多分タスクアウトしているのだと思っていて、私も各委員の御議論でまさにとおりだと思うのは、将来、ゾーン制だとかノーダル制というのはまさにあるべき姿、ここは多分皆さん共通だと思うのです。

私が確認したかったのは、時間的な制約というところをどこまで今回把握した上で議論しなければいけないかということだと思っています。私としても方向性、5ページがある中で、今は例えば速やかな実施ということで、我々にタスクアウトされている話というのは、価格シグナルなしでどうするかということだと思っていて、一番最後の案件がありましたよね。ページでいうと24ページ、まず1つずつ話していきたいと思ったのですが、そういった意味を踏まえてまず24ページの話、これだと思うのです。再給電に上

げる調整力の運用の在り方ということで、私も本当はこの制度をしっかりデザインして間に合うのであればじっくり議論してやりたいと思うのですけれども、その方向性も加味しつつ、やはり案3ということですかね、インバランス料金の影響を回避しなければいけないという話と、システム改修の話、さっき安藤委員からありましたが、どうしても物理的制約であるということと、社会に対して余りここを引っ張り過ぎてしまうと、逆にいうとノーダル制という制度ができていない中で強引にやるということもよくないと思うので、しっかり議論されていると思っていますので、私は案3に賛成なのです。

そうすると、バックキャスト的な話で申し訳ないのですけれども、案3でエリア内の運用調整力のみにするということと、全体的な話、広域メリットオーダーの話もいろいろある中で、前に戻っていただいて、最初の案1、案2、案3の話、再給電方式があったと思いますが、これは私も賛成で、皆さんの意見で出ていましたけれども、案1ではなくて案2と案3がございましたよね。ゾーン制というのは我々も分析する上で合理的だし説明がいいと思っています、今後こういう方向になるのだと思います。

ただ一方、今後考えなければいけないとき、例えば太陽光とか再エネとか風力とかが入る特定のエリアの方々の負担だけが増えていくという中で、カーボンニュートラル2050がある中で、もっと広くネットワークということの在り方を考えるという見方もあるなと思っています。そういった場合は、案3のさっきの話があったと思うのですけれども、結局混雑というのはローカル的な話で、混雑における場所はローカルの話の分析とか評価は非常に難しいところもあると思っていますので、でしたら需給調整も全国で展開しようという話もある中で、案3というのを考えなければいけないということもあると思っています、私は2か3なのですが、現段階では案3というのを見なければいけない時期に来ているのではないかと。要するにオールジャパン体制でいろいろなところでそごが起きないようにしなければいけないと思うのですけれども、個人的には思っています。

あと1か2かという細かい話、費用の割り振りの話がたしかあったと思ったのですけれども、これは案1と案2で、今の段階ではどっちもどっちかなという感じはしていますので、ここはもうちょっと丁寧な議論というか、考えればいいのかと思います。今までの感覚でいくと何となく平均という考えもあるのですけれども、本当に案1の平均でいいかというところはもうちょっとしっかり議論をすべきだなと思っています。

以上です。長くなりまして失礼しました。

○稲垣座長　ありがとうございます。佐藤事務局長、お願いします。

○佐藤事務局長 事務局から補足で説明をさせていただきたいと思います。案1、案2、案3、全部事務局として等価値として出させていただきました。それで、冒頭にどうしてこんな案1みたいな自己矛盾的なものを出すのだと草薙先生からおしかりの言葉がありましたけれども、出したというのは先生方のほうがお詳しいと思うのですが、今まで少なくともこういった分野は起因者負担というのを貫いてやっていたということでもあります。起因者負担、先ほど説明させていただきましたようにかなり起因者がはっきりしているものですので、少なくとも従来のくくりでいえば、案1しか本来なら絶対ならないのが今までの費用負担のくくりでありました。

ただ、当然のことながらいろいろな先生からアドバイスとかサポートいただいたように、案2とか案3に新エネルギーの支援とかが進んでいくと当然なのですが、ただそうなりますと今まででも相当新エネルギーとか再生可能エネルギーの方にいろいろな面で御負担を頂いたところ、起因者負担というところもあって、その中でほかの起因者負担とこういうところが違うので、案1は違うというところに関してもぜひ御意見を頂ければと思います。

案1、案2、案3とさらっと書きましたが、少なくとも今までの仕切りというのは案1でやっていたということもあるので、案1の場合は何らかの工夫をしなければいけないと書かせていただきました。例えば工夫というので先生方から賦課金を使ったらどうかという御提案もございましたが。

ちなみに今回のFIT法の改正で交付金になっていますけれども、前から賦課金のほうは払うほうなので、交付金は今の法律のくくりだとシステムとかには出なくて、電気工作物を使わないと出ないということで法改正が必要で、法改正を行ってするという事ならば可能ではありますが、なかなか難しいということもあります。ということもありますが、少なくとも今までの仕切りでいろいろなこれまでの会合でも決めていただいたいろいろな起因者負担というところを、少なくとも案2、案3は大転換になるということも念頭に置いて、ぜひいろいろな意見を頂ければと思います。

とはいっても、私は案1にしてくれと言っているわけでは全くなくて、1、2、3は事務局として全く等価で出させていただきましたが、案1を出したというのは我々が頭がおかしくて出したわけではないということは御理解の上、御議論いただければと思います。

以上です。

○稲垣座長 継続と現時点における様々な課題をどうするのかということを経理的に、説得的にまとめていくということが必要でございます。どうぞよろしく申し上げます。

松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 九州電力・松本です。BG、発電事業者の立場で発言いたします。

今回の再給電方式は、資源エネルギー庁の審議会におきまして、混雑処理の方法として速やかに実施可能ということで採用されたと理解しておりまして、今回はその趣旨を踏まえて費用負担等について事務局が提案されたと認識しております。その上で大きく分けて3つほど申し述べます。

まず費用負担についてです。事務局から提案のありましたスライド17から19の3つの中では、発電事業者としては再給電による便益は、やはり系統利用者全体にもたらすという考えの下、スライド19に記載してあります考え方の案③が妥当であると受け止めております。

少し理由を申し上げますと、まず今後の新規接続電源というのが主に再エネになってくるということを考えますと、やはり案①は再エネ主力電源化という方針に影響が出てくるのではないかと考えます。

また、考え方②の検討を進める場合は、経過措置の在り方がまた複雑になってきて、少し時間を要するのではないかとというのがあるのと同時に、経過措置の内容次第でございますけれども、再エネ導入の拡大に伴ってますます今後重要となってきます火力電源などの調整電源の採算性がさらに悪化しまして、最悪退室を余儀なくされるということも懸念されますので、こういう点から決して系統全体には良いほうには向かわないのではないかと考えます。したがいまして繰り返しになりますけれども、発電事業者としてはこれらの点を踏まえると、やはり全体で負担するという案③が妥当ではないかと考えています。

次に2点目ですけれども、スライドの8から9に混雑処理についてありますが、こちらについてのコメントです。スケジュール的には2022年度中の実施ということでタイトになりますけれども、ここには実務面を考慮して実行性のある仕組みを検討するというのが必要かと思っています。

具体的に申しますと、調整電源を優先するという案が示されていますけれども、TSOが確保している電源では下げ対応ができない場合、どこまでの電源を対象とするのかというのもよく考える必要があると思います。ゲートクローズ後なので、対応する時間が1時間と限られておりますので、あらかじめ混雑が予想される系統で準備しておく必要があるのではないかと思います。

それからさらに具体的にいうと、石炭火力などは1時間では出力バンドによっては採用

できないということもありますので、そういった面からよく考える必要があるかなと思います。これはエリア内での運用調整力の話に発展していきますので、よく考える必要があるかなと思っています。エリア内でやったほうがいいのではないかということにつながっていくものと思っています。

それから混雑処理の2つ目で価格比率の話ですけれども、需給調整電源以外が対象となる場合には、価格比率が需給調整電源と異なるおそれがありまして、9ページの2ぽつ目の黒ぽつ、括弧書きに記載されていますが、需給調整市場における価格比率との整合性を図る必要があるかと考えております。

それから大きいところの3点目でいきますと、スライド21のインバランス収支との区別の話があったと思いますけれども、その部分についてどう考えるかということであれば、BGの立場としてはやはりインバランス料金に悪影響を及ぼさないという観点から、混雑対応が追加的に発生したとして、調整力の高い価格の電源を混雑処理に使用したという整理がよいのではないかと考えます。

発言は以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、木川オブザーバー、お願いいたします。

○木川オブザーバー 再給電方式における費用負担等の在り方……

○稲垣座長 木川オブザーバー、もう一度お願いいたします。再給電方式の在り方についてはの後ろが切れています。皆さん、ちょっとお待ちください。では、大橋委員、お願いいたします。ちょっとお待ちください。木川オブザーバーについては通信が途絶えていますので、大橋委員の御発言に移ります。

○大橋委員 先ほど佐藤事務局長から論点を明確にさせていただいて、案1もスコープに入れて、しっかりロジックが欲しいということをおっしゃられたので、若干思うところを申し上げます。

やはり今回の議論は、先着優先のルールが外れたというところが多分大きな変化の出発点になっていると思っていまして、ある意味後から来た人はもはや起因者ではないので、原因者負担という考え方はとらないとなったところ、負担というのは受益で考えるべきだよねということで、私は案3なのかなということで申し上げさせていただいたということでもあります。

そういう意味でいうと、やはり今回先着優先のルールの大転換が従来と違う考え方を議

論するきっかけになっているなど事務局長の御提起を頂いて改めて感じた次第です。コメントにすぎませんが、ありがとうございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、木川オブザーバー、お願いいたします。

○木川オブザーバー　再給電方式における費用負担等の在り方について、スライド16になりますが、述べさせていただきます。再エネの主力電源化に向けて、ノンファーム接続及びメリットオーダーによる混雑処理を実現する方法として、ただいま御議論いただいています再給電方式があります。これは速やかに実現可能な選択肢ということで、2022年導入に向けて検討が進められてきておるところです。

費用負担の在り方についても、早期の実現可能性という観点が重要かと思っております。このことを考えますと、一般送配電事業者が負担するスライド16にあります案3の仕組みで再給電方式の導入を進めるのが具体的な対応と考えております。

なお、案2で対応するとなった場合におきましては、既存の発電事業者に対する経過措置の議論に加えまして、多数の発電事業者に対する精算の仕組みですとか、あるいは精算システムの開発等に時間がかかることが想定されます。この結果、2022年度の導入に支障が生じるおそれもあると考えております。

発言は以上です。ありがとうございました。

○稲垣座長　ありがとうございました。それでは、新川委員、お願いいたします。

○新川委員　私も先ほど佐藤さんがおっしゃったところについて、なぜ3でいいのかと思った理由を御説明しますと、大橋先生がさっきおっしゃっていた優先ルール、早い者勝ちというルールがなくなってきたという点もそうですし、あと地域間連系線の増強費用の負担の議論でも同じような議論が出ていたと思うのですけれども、再エネの適地偏在性というのがある中で、国として大量導入を進めていかなければいけない、それを実現するためのシステムをきちんとつくっていかねばいけないと。

そのときの地域間連系線の増強費用というのは、従前たしか左右の隣接地域のところでは負担という形になっていたと思うのですけれども、そうではなくてCO2削減効果とか全国レベルでの高いレベルで便益を考えているのだと思うのですが、そういったものが発生するわけだから全国負担部分があるのではないかということで、全国負担部分をつくったと思うのです。

したがって、システムに関する考え方のこれまでの議論というのは、3の考え方に即した考え方なのではないかと思ひ、かえって1のほうはシステムの議論でしてきた議論とは異なる。

要するに起因者負担というのか、後から入ってきた人は起因者に決まっているのですけれども、それにもかかわらずそのように考えないで再エネ促進というより高い次元で物事のベネフィットを考えていくということだったと思いました。したがって、3という考え方に私自身はそれほど違和感を感じなかったところではあります。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆さんからご意見を頂いたようですので、事務局からこの辺で本日のまとめのコメントを頂きたいと思います。

○仙田NW事業制度企画室長 様々なご意見を頂いて、ありがとうございます。事務局としては頂いた御意見を踏まえて、さらなる検討に向けてしっかり整理を進めていきたいと思えます。

以上です。

○稲垣座長 では、本件については本日頂いた意見を踏まえまして、次回以降検討を深めていくことにしたいと思います。

それでは、議題2について、スポット市場価格の動向等についてということで、事務局から説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長 取引制度企画室長の黒田でございます。それでは、資料の4、スポット市場価格の動向等について御説明させていただきます。

今回御議論いただきたいことでございますけれども、今般のスポット価格高騰について、前回の本会合でも様々な御議論を頂いております。予備率と市場供出の関係ですとか予備率と燃料制約の関係、インバランスが調整力連動であればここまで高騰しなかったか検証すべきといった点もございますし、また市場参加者の方等からも価格高騰の原因を徹底究明すべきですとか、様々な情報開示について検討すべきといった御指摘を頂いてございます。

こうした点を踏まえまして、本会合において価格の動きと需給の状況との関係がどうであったかという検証などを進めるとともに、それらを通じて明らかとなった課題について対応の在り方を検討したいということでございまして、本日については検討の方向性について御議論いただきたいということでございます。

3ページ以降は様々な御意見を並べておりますが、6ページで再エネ総点検タスクフォース、内閣府の河野大臣のところで行われておるものについて、2月3日に本件についても取り扱われまして、以下のような御指摘、御提言も頂いているということでございまし

て、徹底した真相究明ですとか正確な状況の説明、市場制度の再設計といった御提言書を頂き、タスクフォース当日にもそこに書いてありますような売り入札に加え、買い入札についても分析すべきですとか、グロスビディングについては市場流動性の向上に貢献しておらず、廃止すべきといった御意見もございました。それから、河野大臣からも監視等委員会は市場の番人としての責任を果たすべきといった御指摘を頂いているところでございます。

1. スポット市場の動向でございますけれども、8ページでスポットの動向、以下のグラフのとおりなのですが、青い箱の2つ目のぼつですが、この背景といたしましては、寒波の到来に伴う電力需要の増加、燃料在庫の減少に伴うLNG火力の出力低下、それから売り切れの発生による買い入札価格のスパイラル的上昇等の要因が考えられるということでございます。

9ページ、システムプライス詳細でございますけれども、こちらは1月上旬から中旬にかけて250円といった価格をつけておりましたが、1月17日以降はインバランスの上限設定が行われ、また1月22日以降は需給曲線の公開といったものも始まったことから、足元ではおおむね沈静化しているという状況でございます。

10ページ、需要の増加というのが12月後半から1月にかけて約8%あったということ。

それから、11ページで入札量ですが、売り入札のほぼ全量は12月下旬から1月中旬まで約定していた。これは後でご説明させていただきます。

12ページでございますが、今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズムということで、高騰期間においては多くのコマで売り切れが発生し、買い入札価格により約定価格が決定されていた。供給曲線が垂直になっていたということで、この価格の上昇については、売り入札の価格が上昇したわけではなく、売り切れの発生と買い入札価格の上昇によるものということでございます。

具体的には下に12月28日のコマと1月14日のコマ、両方とも夕方コマですけれども、比較をしております、供給曲線の形状ですとか入札量、約定量ほぼ同じ水準でございますが、青の需要曲線が上にせり上がった結果といたしまして、システムプライス、約定価格は70円から232円へと上がったという例でございます。

次に、13ページ以降で売り入札量が減少していたという点についての各社からの説明でございます。

14ページのように右側の入札可能量の全体像の中での入札可能量という部分がきちんと

売り入札されているかという点について監視強化をしているということですが、この状況でございます。

16ページは先ほどの売り入札量の再掲でございますが、事業者別に見たのが17ページでございます。こちらの青の線が旧一電とJERAの売り入札量の推移でございます。12月26日頃から入札量が低下したと。前のページと同じ傾向が見られるのですけれども、今回オレンジの線が実質の売り入札量ということでございまして、売り入札量から買いの約定量、他社からの購入分ですとか間接オークション、グロスビディング等々を引いた実質の売り入札量をオレンジで出しております。オレンジを見ると、実は26日ではなくて12月20日頃から既にこの減少傾向は始まっていたということでございまして、29日から1月21日ぐらいまでの間については、買い約定量が売り入札量を上回る、実質買い越しといった状況になっていたということでございます。このグロスビディングを含めた旧一電の買い入札の状況については、引き続き確認、分析を行っていきたいと思っております。

この要因なのですけれども、18ページでございまして、左下の図が先ほど見た実質売り入札量というオレンジの線でございます。上側に旧一電、JERAの自社需要と制約等の合計を載せてございまして、こちらが供給力から引かれて、残りの部分が入札可能量になっていくということなので、ここが高くなると入札可能量が出なくなるということなのですが、これが青の線とオレンジの線が反比例という形になっております。

この青の線をブレークダウンしたのがさらに右の図でございまして、内訳を見ると12月20日から1月3日ぐらいまでの間につきましては、下の制約、オレンジの燃料制約等を含めた制約が増加をしたことによって、これが積み上がっていると。1月4日以降は上の部分、需要計という黄色の部分の幅が大きくなってございまして、旧一電の自社需要だったり他社卸分を含めた需要が伸びたと。この2つの要因によりまして、12月20日から1月21日頃までの間、実質売り入札量が減少していたということでございます。

2つ飛ばして21ページでございまして、先ほども見ましたとおり、12月下旬以降は旧一電との売り入札量減少の要因として、火力発電所におけるLNG燃料在庫の減少等による燃料制約というものが発生していたと。そのためkW、発電容量に余力があっても、発電電力量(kWh)に上限を設けるしかなかったという事象が生じていたということでございまして、今般の事象におきましては、発電電力量(kWh)に影響を与える燃料制約の合理性を検証することが極めて重要であるということで、各社における燃料制約の考え方や運用の妥当性について特に注力して調査を行っているということでございます。

22ページでございますが、これが具体的に行っている妥当性の確認内容でございます、まず燃料制約量の算定の考え方、計画の見直しのタイミングだったり、タンクの運用下限の考え方、燃料制約での計算方法を聴取するとともに、実際のデータとして在庫量、配船計画、需要の想定といったものを定量的に確認して、燃料制約の設定に不合理な点がなかったかということを確認してございます。

具体的に図で申しますと、下にこの図がございますが、まず下のほうに赤の線と黄色の線がございます。これは縦軸がタンクの燃料の在庫量なのですが、赤の下のほうの線が物理的下限というものでございまして、下に小さく書いておりますが、ポンプとかタンク内部構造の都合により、これを下回ると燃料の汲み上げができないという物理的なタンクの下限になります。実際には各社その上の黄色の運用下限というものを設定してございまして、こちらについては電源の脱落のリスクや入船の遅延のリスクといった様々なリスクを勘案して、数日分の消費量に相当するバッファとして確保しているということでありまして、

こちらの運用において、横軸が日にちなのですけれども、真ん中辺りに入船というものがございまして、入船したところから青の点線で燃料を使って燃料が減っていくと。これがこのままでいくと次の入船予定までに運用下限にバッティングしてしまうということで、これを傾きを変えて緑の線にするということをやっておるのですが、この算定の仕方について具体的に確認しているということでございます。

23ページでございますが、24、25に各社それぞれの回答を載せているのですが、そのサマリーでございます。この冬にLNG火力の燃料制約による出力制限を実施した7社について確認をしたところの結果になります。一部事業者では12月中旬から、多くの事業者では12月下旬から燃料制約を実施という回答でございます。各社ともに入船遅延リスク等を考慮したタンクの運用下限を設定して、タンクの在庫量、今後の配船予定、自社需要の見通しから、一定の考え方に基づいて燃料制約量を算定しているということが確認されまして、現時点において問題となる行為は確認されていないということでございます。

なお、タンクの運用下限の設定におけるリスク評価の方法、これは入船遅延リスクをどれくらいの日数で織り込むかといったことですか、運用の詳細、実際に運用下限で運用するのか、それを下回って運用するかといった点は各社で一部ばらつきが見られたということではございますが、ここの説明については例えば入船遅延リスクについては、実際LNGのタンクを補充するときには船で運ばなければいけないのですが、ある程度波が高いと入れないといったこともありますので、これは基地の地形とか気象の問題もあって、基

地ごとに異なるといった説明もあったということではございます。というのが燃料制約の確認の状況でございました。

3ぽつ以降が今後の対応の検討という部分に入っております。まず3ぽつが情報公開の充実についてということで、3-1がJEPXの需給曲線の公開についてという論点でございます。

29ページでございますけれども、先ほどのスパイラル的な高騰の図でございますが、3つ目のぽつを見ていただくと、市場参加者からはこうした高騰が発生した状況下において、前日の約定価格ぐらしか入札時の判断材料がなかったということで、需給曲線を継続的に公開してほしいという要望が多く寄せられていたということでございます。

これを踏まえまして30ページですが、1月22日から監視等委員会において平日朝夕それぞれで最高価格をつけたコマにおけるJEPXの需給曲線の継続的な公開というものを始めているということございまして、この前後で例えば1月22日が公開を始めた日の需給曲線ですが、これと1週間ぐらい後の1月28日を比べますと、青の線、特に200円ですとか100円ぐらいの幅が縮小して、その結果約定価格も低下したということが見てとれるということでございます。

少し飛ばして33ページでございますが、諸外国の状況でございまして、欧州のEPExですとかノルドプールにおいても、右下を見ていただくとEPExでは実際の需給曲線を当日に公開、ノルドプールでも入札量を価格帯別に公開しているので、公開データで需給曲線を作図可能というデータを取引当日に公開しているという状況でございます。JEPXは現状は入札総量及び約定価格のみということでございます。

34ページ、今後の対応の方向性ですけれども、現状当面の措置として、監視等委員会が先ほどのJEPX需給曲線の公開を実施しておりますが、こうした公開については市場参加者から常時実施してほしいという声が強く寄せられてございますし、また諸外国においても取引所が取引後速やかに需給曲線を公開しているケースが多いということでございますので、我が国においても適切な情報開示の観点から、日本卸電力取引所が取引後に需給曲線を常時公開すること等、具体的な検討を進めることとしてはどうかということでございます。

次に3-2. 発電情報の公開ということございまして、36ページでございますけれども、新電力からのニーズといたしまして、発電所の稼働状況や燃料在庫の見通しなど、発電に関する情報を広く公開してほしいという要望も寄せられてございます。こうした点も

踏まえて以下の点の情報公開をどう考えるかということで、発電所の稼働の状況ですとか稼働の見通し、燃料在庫とか発電所の出力低下の見通し等でございます。市場の透明性、市場参加者の予見性の向上に向けて、発電に係る情報開示の在り方について、今後どのように検討を進めるべきかという点でございます。

37ページも海外の事例でございますが、欧州の例を載せておりまして、欧州ではT S OのENTSO-Eというところの整備した情報プラットフォームで、各発電所の稼働状況、運転状況が公開されているということでございます。

38ページは、我が国のH J K S、発電公開情報システムでございますが、こちらの10万kW以上の一定の停止や出力低下について、ユニット単位ごとに情報を公開しています。出力低下というのは昨年10月の適取ガイドラインで追加させていただいているものでございます。

なお、現行ガイドライン上では出力低下の理由は開示が任意となっております、燃料制約、こういった情報を開示すると、上流の燃料調達への悪影響の懸念が指摘されたためと。現状はこうなっているということでございます。

次に4ぽつといたしまして、先渡し、先物等の活用でございます。

40ページが我が国の電力調達方法の概況ということで載せさせていただいていまして、前日から当日のスポット市場、時間前市場のほかに、緑枠で囲ったような相対取引、ベースロード市場、先渡し市場、先物市場といった手法がございまして、各事業者がこれを組み合わせて調達しているということでございます。

41ページがこの冬における先渡し、先物市場の取引の推移ということでございまして、下のTOCOMですとか、E E X、先物については、12月、1月で取引がかなり伸びておりまして、特にE E Xなどは1月だけで9億k W hといった取引が出ているということでございます。

他方で全体の新電力の電源調達に占める割合といたしましては、ヒアリングベースで大手新電力に聞いた結果でございますけれども、一番上の白枠のスポット時間前市場が約4分の1でございますが、残りの75%のうち相対が55%ぐらいで大半を占めておりまして、自社電源を除く先渡し、先物、ベースロードは非常に少ない割合にこの時点ではなっております。

43ページ以降はそれぞれの市場の取引の概況を載せておりますが、ベースロード市場は2019年度約定量が47億k W hということで、その年度の新電力の総販売量の約3.6%とい

った水準でございます。

なお、1回のオークション当たりでは平均600億kWhを超える売り入札が出ておまして、この売り入札量はスポット市場の取引量の2割程度という売りが出ていたということでございます。

先渡しにつきましては、2019年度の取引実績が0.5kWh、2020年度も0.3億kWhとなっておりまして、ことし1月の高騰下でも0.1億kWhにとどまっているという状況でございます。要因といたしましては昨年12月までは売り札に買い札が反応しないという状況でございましたし、1月以降は逆に売り札はほとんど出ないという状況でございました。

事業者のヒアリングによれば、先渡し市場活性化の課題としては、売買双方の入札量が少なく流動性が低いということではございますが、匿名性や信用リスクのヘッジといった市場特有のメリットもあるため、流動性が高まれば活用したいという声も聞かれたというところでございます。

先物については、TOCOM、東京商品取引所のほうは一昨年、2019年9月に試験上場をして、昨年12月までの累計で8.6億kWh、12月と1月は取引量も伸びているということで、3つ目のぽつにあるようなマーケットメーカーだったり、値幅制限の緩和ということで取引の拡大を図っているということでございます。

46ページ、EEXですけれども、昨年5月から入っておりまして、クリアリングということであらかじめ相対で決まった取引について、EEXでクリアリングをして、信用リスクをヘッジするといったような使われ方をしておりまして、1月で9.2億ということで直近の取引はかなり拡大しているということでございます。

48ページですが、欧州との比較で申しますと、欧州諸国は需要総量を何倍も上回るような取引が相対や先物、先渡しで行われているということでございます。ここはかなり活用には差があるかなという感じでございます。

最後49ページでございますけれども、先渡し、先物、ベースロード市場などのヘッジ手段について、その利用拡大が進むよう、政策的に取り組むべき事項はあるかということで、ベースロード市場は先ほど申し上げたようなスポット市場の約2割に当たる売り札が出ていたにもかかわらず、約定は一部にとどまっていたということもございますので、まずは買い側がヘッジに向けた意識を高めていくことが需要ということで、ヘッジ手段を十分認識し、自社にとって最適なポートフォリオを構築、電源調達ということが期待されるのではないかとございます。

最後の3ぽつ、なおというところですが、旧一電各社が昨年7月に社内外、グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うというコミットメントも実施しておりますので、これが着実に実行されるかどうかということで、相対取引等がコミットメントに沿っているかという確認は引き続き実施していきたいと考えてございます。

50ページからがインバランス料金の動きについてというところでございます。前回合合でも論点の1つとしてインバランスの対応というところを上げさせていただいていまして、その際委員等からも現行インバランス料金制度が市場価格と連動していることの課題、2022年度以降のインバランス料金制度の前倒し適用を行うべきなどの意見があったということでございますし、また2月3日の再生可能エネルギー総点検タスクフォースにおきましても、インバランス料金が異例の高値であり、実際のインバランス調整の限界費用をはるかに上回っていると思われる旨の指摘がなされているというところでございます。

52ページですが、実際インバランスの状況で、スポット価格高騰に連動してインバランス料金も高騰しまして、1月14日には過去最高の224.96円ということでございます。

54ページでございますけれども、インバランス料金分析の進め方ということで、インバランス料金は実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるべきものであるということで、実需給の電気の価値を反映すべきということから、今後今回の高騰時における調整力のkWhコストや需給状況（予備率等）について実績データを用いた分析を行い、検討をすることとしたいと。その際留意すべき点があるかということでございます。

実際にこうした実績データ等を用いて分析し、2022年度以降の料金制度であればどのようなインバランス料金になっていたかといったことも分析した上で、下の1)の現行の制度についての検討、何らかの改善措置が必要か、システム改修の実現を考慮してどのような措置が可能かといった点ですとか、あと2022年度以降のインバランス料金制度についても現在の制度で適当かという確認をしていくということでございます。

55ページ以降は現行とか2022年度の考え方でございますので割愛しますが、63ページ以降は今回の高騰期間における需給とインバランス料金の状況ということで、現時点のデータでございます。

64ページ、電源Iダッシュの発動状況につきましては、1月上旬等はかなり発動しておりますが、1月16日以降は活用回数が限定的になっているということでございます。

65ページで広域機関の電力融通指示についても、1月17日以降は発生していないという

ことですし、各エリアの予備率、右下についても1月14日以降は少し余裕のある日が多くなっているということですが、実際66ページでこのような需給データとインバランス料金の動きということで載せておりますけれども、例えば右側の1月18日から21日辺りは、需給の状況は多少余裕があったにもかかわらず、インバランス料金は200円近くになっていたということですが。

最後、今後の対応ですが、68ページでございます。今般のスポット価格の高騰の要因は、実質的な売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生した。それに伴い、スパイラル的に買入札価格が上昇したことであったと考えられる。

旧一電等の実質的な売り入札の減少については、主に燃料制約の増加や自社小売部門向けの供給の増加によるものであり、現時点で問題となる行為は確認されていないが、徹底した真相究明を行うべきとの指摘もあることから、さらに詳細な分析を行うこととしたいということですが。

さらに以下のような制度的な課題について、本日の議論を踏まえて引き続き検討していくということで、情報開示の在り方、先物、先渡し市場の活用、インバランス料金についての分析、それから燃料不足が懸念される場合における売り入札価格、限界費用の考え方といった点を含めて御議論いただければと思います。

以上です。

○稲垣座長     ありがとうございました。非常に関心の高まっている課題でございます。皆様からの御発言を頂きたいと思っております。御発言のある方はスカイプのチャットに御発言を希望する旨をお書きの上お送りください。いかがでしょうか。では、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員     コメントを幾つかさせていただきたいと思っております。

まず34ページにございますスポット市場の需給曲線の情報公開といったことに関しまして、もともと当面の間ということで実施されていくと聞いておりましたが、これを永続的にJEPXのほうで実施していただくということに賛成したいと思っております。大変有益なことだと思っております。

実際今回公開していただいて、市場参加者の落ち着いた行動を誘う効果はあると見られること、今回資料に示されたとおり、諸外国でも実施している例は多く、またそれによって相場操縦が観察される傾向が強いわけでもないということだと思っております。やはり公開いただいたほうが市場参加者の予見性が高まるため、疑心暗鬼の中で供給力確保義務を果た

すためにひたすら高値で入札するという行動をとることが抑えられ、良い結果をもたらすのではないかと思います。

続きまして、49ページのほうなのですけれども、やはり私は先渡し、先物の活用について、啓蒙活動を政策に取り込んでいただきたいと思っております。今回のようなデータを出していただくことが非常に意義のあることだと思っております。非常に詳細を示していただき、感謝いたします。

新電力の中には今回の事態を受けて、新規の申込みの受付を一時停止した会社もありますし、電力の小売事業そのものを休止することを決めたところもあると伺っております。その一方で市場連動プランを提供している新電力の中には、利用者の電気料金が上昇するとの懸念を受けて、あえて単価を固定した料金プランを新たに導入して、最終需要家に安心を与えようとする会社も登場しているという報道もあります。もちろん会社としては収益の悪化につながるおそれがあるわけです。報道によりますと短期間ならそれを負担できると判断したということのようですが、私はそのような個社の企業判断を云々するつもりはございませんものの、電力価格のスパイク要因を甘く見ることはぜひ戒めていただき、先物取引のようなヘッジ手段が持つ保険機能を活用いただくべきだろうと思っております。

最後に50ページからのインバランス関連でございます。54ページの方法論に賛成します。2022年度以降の特に逼迫時補正料金としてのインバランス料金については、経過措置も含め2019年末に決まった内容でございます。現在はシステム改修に入っているところと想像します。新しいインバランス料金制度であれば、今回の事態はどのようになっているのかということを出していただければ、この方針の納得感というものが高まると思います。

2024年度以降はしっかりとした価格シグナルを出すようにするために、事務局のほうで60ページから62ページ辺りで示されているような考えの下でCが600円/kWh、1 kWh当たり600円で行くということを予定されているわけでありまして、これを維持するということにつきまして、納得感を与えていただけるものと期待しております。

2024年度以降の制度の下で、昨年末からLNGスポット市場の高騰に端を発し、寒波による電力需要増大を受けた電力不足の懸念から、JEPXスポット市場での売り玉の不足で価格が暴騰したといったシナリオが明らかになってきているわけですが、そのことでインバランス料金はどう推移するのかということを見てみることで、大きな納得感を得られるのではないかと思います。

そして今回の資料の62ページの最後のぼつでは、必要に応じ暫定的な措置の延長や段階

的変更を検討することとしてはどうかということで、Cイコール600円/kWhというものに固執するものではないということも書かれているわけございまして、このことをどうするのかということを考えるヒントにもなると思っております。大変期待しております。

以上であります。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、村上委員、お願いいたします。

○村上委員 先日開催された再エネタスクフォースでの議論を拝見いたしまして、今回の卸電力市場高騰が世界にも類を見ない異常な状況だったのだということを認識いたしました。電力の自由化によって消費者が電源を選べるようになり、再生可能エネルギーが拡大していくことを願っている消費者団体の立場から3点意見を述べたいと思います。

まず1点目は、今回の事態が再エネ拡大に大きな逆風になりかねないということは何ともしなくてはいけないという点です。これまで価格高騰に関する状況説明は、厳寒による需要の増大、それから天候不順による太陽光の出力不足、そしてLNGの在庫不足などが発表されましたし、それに基づいて報道もされていますけれども、実際には厳寒は数年に一度レベルで、需要増は限定的だったということ、それから太陽光はむしろ前年よりも供給は増えていたという御発表がそのタスクフォースでもされました。これはぜひ修正して発信していただく必要があると強く思います。これから再エネをどんどん増やしていかなければいけない状況の中で、誤った情報をそのままにしておくということは、その後の政策判断や消費者行動を誤らせると思います。誤解を解くために情報発信をぜひ急いで行っていただきたいというのが1点目です。

それから2点目は、今回の異常な事態の原因を究明し、より健全な市場ルールに変更していく必要があるとされている点なのですが、今日委員の皆様からの意見を伺いながら、私もこの点はしっかり考えていきたいと思っております。

本日御説明いただいた資料で幾つか気になったことがあったので、それについて述べたいと思います。

まず、原因究明についての疑問点なのですが、24ページから25ページでは、各社の燃料制約実施のタイミングというのがほぼ同じ12月のクリスマス辺りになっていたように見受けられますが、こんなに各社のタイミングがそろうというのが不自然な感じもいたします。何か理由があったのかということをお聞かせいただければと思います。

それから、65ページでは14日頃から予備率が回復しているにもかかわらず、11ページにあるとおり23日頃まで市場売り札が戻らなかったという状況なのですが、この理由

についてもよく分からないのでお教えいただければと思います。

それから、情報開示についての方針について私から意見を申し上げます。34ページの需給曲線の情報開示については私も賛成したいと思います。それに加えて発電量やLNG残量などの情報公開にも前向きに検討していただくという方向性を支持したいと思います。これに加えて、このような情報を12月に遡って把握、公開することで、客観的な原因の分析ができるのではないかなと思いました。24ページから25ページのヒアリング結果への先ほど申しました私の疑問も、データを開示していただくことで理解が進むのではないかと考えております。この点についてはぜひ次回以降の資料に期待したいと考えます。

それから3点目は、先ほど草薙委員からも紹介がありましたように、生協や地域新電力など再エネ生産者の顔の見える電気を消費者に届けようとして努力している、そういう事業展開を進めている新電力の事業者が大変な経営危機に陥る状況を何とかしなくてはならないのではないかと考えております。

非化石証書だけではなくて、実際の電源も再エネであるというメニューを提供する事業者は、FIT特定卸供給のルールの下でFIT電源を調達しており、今回の市場高騰で大打撃を受けていると聞いています。このままではある程度消費者への価格転嫁は避けられないとも耳にしておりますが、消費者がこれらの事業者から離れてしまうと、再エネに取り組む新電力はばたばたと破綻するのではないかととても危惧しています。そうなれば消費者が購入できる再エネメニューは激減しますし、そのような事態はぜひとも避けたいというのが私たちの願いです。

4ページの新電力からの声にもFITと固定卸に関わる調達価格をFIT買取り価格を上限とすべきというような意見もありますけれども、先日の再エネタスクフォースでも委員の方から市場の不備、ゆがみのしわ寄せを新電力と消費者だけが背負うのは不公平である、そして市場高騰によって受けた利益を発電事業者と一般送配電事業者は還元すべきであるという意見が出されておりました。私もここは何らかの手立てをぜひ考えていただきたいと考えております。

緊急的な措置として、FIT買取り価格以上の調達価格は、送配電事業者の想定外の差益になっていると思われるので、特定卸の買取り価格への上限設定を遡及的に行っていただくということを強く要望したいと思います。

また、FIT特定卸の事業者に限らず、インバランス料金についても遡及的な対応をするというのがリーズナブルなのではないかと思います。

57ページにあるように、2022年度に実施予定であった新たなインバランス料金の仕組みでは、予備率が8%を超えた場合は上限は45円となっています。66ページを見ると、予備率が8%を下回ったのは1月12日のみですので、12月に訴求してインバランス料金45円というのを適用することで今回の大混乱は避けられるのではないかと考えます。

3点目につきましては、監視等委員会の分掌ではなくてもしかしたらエネ庁マターという案件だとは思いますが、ぜひとも政府を挙げてこの件について御検討いただければと思います。

私からは以上です。ありがとうございました。

○稲垣座長 ありがとうございました。それでは、武田委員、お願いいたします。

○武田委員 発電情報の公開について一言申し上げます。発電情報の公開について、上流燃料調達実務への影響というものが書かれておりまして、またこの点はよく聞くのですが、まず確認しておかなければいけないのは、単に自らの事業活動に影響があるということだけで、必要な情報公開を行わないわけでは済むわけではないということです。

その上で、次のページに海外の事例として、ヨーロッパの例を示していただきました。ヨーロッパでは各発電所の稼働状況、運転状況が公開されているということでありまして、実はヨーロッパの独占禁止法、競争法のガイドラインでは、電力産業に限らず、一般に価格とか生産量の情報は戦略的な、ストラテジックな情報と整理されていおりますので、恐らく一般的な独占禁止法の考え方からすると、各発電所の稼働状況を公開するというのはなかなか難しいことになると思います。それにもかかわらず、このようにあえて発電所の稼働状況を公開することは許されているということには、きっと公開に大きな便益があるという判断があると思います。

もちろん上流のLNG取引における競争制限的な慣行については、その存在を認識しておりますけれども、同時に徐々に競争制限的な慣行についても変化が見られると認識しておりまして、今後上流市場、調達の困難性があるからということで思考停止にならずに、情報公開のメリット、デメリットをしっかりと考えていく必要があると感じます。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございました。それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 まず今回の需給逼迫はいろいろな側面を持ち合わせていると思いますが、丁寧に解きほぐして、本当の問題点が何かということをしっかり議論することは重要だなと思っています。

まず1点は、先物、先渡し市場のさらなる活用に向けてという論点を頂いていまして、まさにそうだと思いますが、これがどうして活用されていないのかということを考えてみると、やはり我が国におけるスポット市場の価格シグナルのメカニズムが若干ゆがんでいると。先ほど村上委員から市場がゆがんでいるというお話がありましたけれども、それはそうでありまして、ここのゆがみが今回燃料が不足するというシグナルをうまく発し切れなかったのではないかと考えています。

具体的には限界費用で玉を出すということは、出す電気の限界費用であって、足りるか足りないか、要するに逼迫すれば機会費用も勘案すると価格は徐々に上がっていくので、そうすると石油とか自家発とかが市場に投入できるだけの時間的猶予があるのだと思いますけれども、そういうものが一切表れない市場に現在なっているのではないかと考えています。本来そのようなしっかりシグナルとして働かせるような市場になれば、先物、先渡しも今以上に活用されるようになると思います。

よって、先物、先渡しは活用されていないから、そこに直接手を入れるのではなくて、どちらかというとその根本原因である、私は、スポットだと思っていますけれども、スポット市場における価格シグナルをしっかり発揮させることが、今回の問題の1つの解決につながるというところでしっかり議論していただく必要があるのかなと思っています。それが1点目です。

2点目の情報開示であります。発電情報、あるいは燃料についてどう扱うのかということでもあります。事務局の資料はもしかすると個々の企業の燃料調達だったりとか稼働状況の公開の話がされているのかなと思ったのですが、ただ今回の問題は個々の企業というよりも全国でどうなのかという話がまず先に立つべきかなと思っています。そうすると全国で見たときの燃料調達の計画、あるいは運用というものをうまく全国レベルで見ることができれば、そこが一番必要な情報なのかなと思っています。

これを公開するのか、あるいはしっかりOCCTOさんなりどこかが行政として見ていけば足りる話なのか、そこら辺りも含めて議論すべきなのかなと思っています。今回1つの案だとは思いますが、これ以外にも幾つか案はあり得るのかなという感じを持っています。

大きなところでは以上が意見であります。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、竹廣オブザーバー、林委員、安藤委員、國松オブザーバー、中野オブザーバーで進んでいきたいと思っています。それでは、竹廣

オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー エネットの竹廣です。まず、先日申し上げました燃料制約ですとか予備率と価格の関係について調査、分析を頂きまして、ありがとうございます。内閣府のタスクフォースの話が先ほどございましたが、今後の対応策に向けて3点要望させていただきたいと思います。

1点目は本日御報告いただきました燃料計画の適切性についてです。今回の事態がkWの問題ではなくてkWhの問題であるということはほぼ認識が共有されているものと考えておりますが、各社の燃料在庫の情報がないために何とも言えないところですが、このような逼迫下でも各社で運用面での差が見受けられましたので、まずは今回のベストプラクティスといったものを速やかに反映いただければと考えたところです。

また先般、お話をいたしました、旧一般電気事業者が自社需要に充てる発電も含めて抑制を検討して、高騰する時間帯に優先的に供出して、市場価格を安定することに寄与することが望ましいという以前の専門会合での整理についても、どういった状況であったかという点について確認を頂きたいと思っています。

2点目は、先渡し市場の活用促進についてです。現時点では売り玉が少ないのが最大の問題でございまして、これについては以前にも弊社から御提案させていただきましたが、ベースロード市場の売れ残りの玉について、まずは先渡し市場に必ず出すといったことを再度御検討いただきたいと思います。

3点目が予備率と価格高騰の関係性についてです。これには2つの課題があると認識しています。1つは予備率が確保できているにもかかわらず価格が高騰することへの対処です。もう1つは逆に、これは小売がアクセス可能な予備率といえますか、ひいては売り札の数になると思っていますけれども、売り札の数がほぼないような災害級の状態にもかかわらず、価格が高騰することへの対処です。この2つがあると思っています。

結果として市場で決まった価格と言えなくはないものの、このような極端なケース、つまり需給の実態に対して電気の価値が正しく表れていない状況においては、インバランス料金のみならず、スポット市場取引自体についても何らかの制度的措置が必要ではないかと考えています。

対策の方向感としましては、市場支配力のある事業者さんによる適切な市場供出行動を阻害しかねない、何らかの課題があるのであれば、上流側の問題といえますでしょうか、これへの対処がまずあると思います。特にLNG燃料確保の問題については、電力産業全体の

課題として検討が必要だと思えます。

22ページの図を見ると運用下限と物理的下限の間の積分の量が今回の事態に対しての唯一のバッファになっていたと見受けられました。

また、結果として電気の価値が正しく表れていない状況に陥った場合、これを下流側の問題としますと、この対策として適切なサーキットブレーカーのような制限措置、この両面を卸電力市場とインバランス料金の双方について御検討いただきたいと思っています。

特にインバランス料金の設計については、今回の高騰によって議論の前提が変わったと考えています。補正インデックスカーブがありますけれども、57ページでいうとこのカーブのC及びDの価格の見直しをお願いしたいと思えます。

今後の小売事業者の事業継続判断に当たって、速やかに対策を明確にさせていただく必要がございます、これは2022年度以降の話ではなくて、足元の暫定的な措置として関係審議会において早期に具体策の議論を実施いただくことを要望したいと思えます。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。林委員、お願いいたします。

○林委員 私、今回の需給逼迫の話というのは、非常に大きな問題だと捉えておりまして、同じようなことが起きないようにするためにはどうすべきかということがまず大事だと。当然ですけれども、皆さん思っていると思えますけれども、私も思っています。

その中で具体的なアクションとして何ができたかということを見ると、1月11日にインバランス料金の単価の上限を200円に設定したということと、あと先ほど1月22日の報告がありましたけれども、ほかもあるかもしれませんが、JEPXの需給曲線を公開したということが今日の説明の中であったと思っております。

それがどう効果的に効いたかというところ自身は私たちも全部分かっていないと思うのですが、その中で幾つかの情報の公開ということがあるのかなと思っております、1つまずはJEPXの需給曲線の公開で、30ページを見させていただきたいと思うのです。先ほど事務局からも説明がありましたけれども、22日にJEPXの需給曲線を出したということで、小売からも評価が高かったということですので、これが効いてきたのではないかなと思って、何らかの影響があったということは非常に思っていますので、これを継続すべきだなと思っております。

あと今後、こうなってこれを出して、しっかり下がったという可能性がかなり高いということがあつた以上は、ぜひ卸電力取引所で公開していかないといけないのではないかと個

人的に思っています。

あと33ページをお願いしてよろしいですか。これも拝見してしまして、諸外国においてこういう入札情報の公開状況を出している中で、公開タイミングの中で日本だけがないということ自身もどう世界に説明するかということもありますし、これが本当に日本として正しいのかということとはぜひ議論しなければいけないと思っただけで、私はここがすごく違和感を感じますので、今後ぜひ考えていただきたいと思います。

2つ目ですけれども、発電情報の公開です。燃料制約ということが多分キーワードで何回も議論になっていると思うのですけれども、38ページ、先ほどの大橋委員の御意見に私も賛成なのですが、よく見ますとH J K Sに対して燃料制約で停止とか出力低下があるという情報は貴重だと思っています。任意とはあるのですけれども、確認なのですが、この例でいくとこれは四国電力さんなのですか。燃料制約等と書かれているということがあって、大事なものは日本が一大事になっているときに、全国台で燃料制約で止まっているかというところ自身が出し方だと思っています。ですから調達上、交渉上の影響があるという話は分かるのですけれども、ある意味日本全体でピンチになっているときに、それがどういうシグナルとして出すかということ自身は、先ほどOCCTOさんの話も出ましたけれども、全国台で考えないといけないなと思っておりました。私からは2点です。

あと分析部分もぜひ事務局で今後確認をお願いしたいのですけれども、多分シグナルを出してどう効いたかというのは、結果的にビフォーアフターで見ないと分からないのですが、何かしたという行動が何かアクションがあったということ自身を整理して分かりやすくやっていかないと、いろいろなことをこうなりましたと聞くよりは、むしろ具体的なアクションが何で、その後に変化が起きているということだけを列挙するという自身も非常に大事ななと思っただけで、具体的なアクションで何をしたかということ自身も整理して、先ほど委員からありましたけれども、消費者にとって分かりやすい説明をしていかないとなかなか難しいのではないかと思います。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 23ページから24ページにかけて、入船遅延のバッファの取り方などに会社による違いがあるといった説明がありました。各社で一部ばらつきが見られたという記載がありますが、もちろんLNGタンクの立地や容量によってバッファの取り方など違いがあつてしかるべきだと思います。

また、リスク回避的な行動に何か正解があるかという点、それもまた難しい問題かなと感じております。例えば普通の人間について個人個人で考えても、降水確率が30%だったら傘を持っていくのか、40%だったら持つていくのかみたいにリスク回避的傾向には人や会社によって違いがあるのだろうとも感じるわけです。

ただし、意図的に本来望んでいるよりもリスク回避的に振る舞って見せることで、市場価格を高騰させてしまう行為があれば問題です。その違いを判断するというのはなかなか難しいわけです。となったときに、ここでは現時点で問題となる行為は確認されていないとされていますが、どのような場合に問題となるのか、問題となる行為と判断されるのかというところがとても気になりました。ここが厳し過ぎても緩過ぎてもどちらでも社会的に望ましくないという観点から、可能であったらこの考え方を教えていただければと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。國松オブザーバー、お願いいたします。

○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。この冬に関しまして私どものスポット市場で非常に価格が高くなっていったということが起こっております。それは御案内のとおりでございます、原因としましてはいろいろあるかと思っておりますけれども、燃料制約の形というのは、冬に24時間の全ての時間帯で値段が上がるというのと、夏のある時間だけkW不足の時の上がり方というのは形が違うと。冬の価格の上がり方に関しましては、3年前の冬に関しましてもここまでは高くないですけれども、全体的に高くなった事例はあります。

燃料が不足するときに対してどうして行くのかということが今後望まれることではないかと思っておりますけれども、ある企業に余ってもいいから燃料を調達しろというのはなかなか難しいことで、そこに関しましては何らかの措置というか応援をしっかりとしていかなければ、燃料が余ればその企業さんの損になるということになれば、しっかりとした燃料調達は一企業でしっかりやっていくということはなかなか難しいのではないかと考えてございます。

価格がどんどん高くなっていったスパイラルという表現を頂いておりますが、私ども市場としましては市場が悲鳴を上げていると。これ以上需要が落ちなければ、どんどんまずい状態になっていくという悲鳴を上げ続けていたのが今回の事象であって、需要をどの時間帯でもいいから下げなければ危ないのだということは、市場が悲鳴として上げていた

という認識を持ってございます。

とはいえ、ここまで上がっていくというところにつきまして、何らかの手を打てなかったというところは、今後考えていかなければいけないと思ってございます。本日上げていただいております情報公開に関しまして、需給曲線の公開に関しましては、取引所としても以前より検討してございます。例えば通常時の需給曲線を公開しても、ブロック入札が需給曲線の中には表現できない。であれば、需給曲線と本来の部分が違うので、それをどうしていこうか、そういった議論も行ってきております。

取引所で議論しましたのは、価格感を示せばおおよそ分かっていたのではないかとこのところで準備をしていたところでございますけれども、本日いろいろな御意見を頂きまして、需給カーブ、需給曲線でも分かるところがあるという御意見といったところはお話をお伺いさせていただいて、前向きに考えていきたいと考えてございますし、なるべく早めの公開にしていきたいと思っております。

とはいえ、一日48コマ、どのコマを選ぶというところで抽出というものをしても意味があるのかどうかというのも議論しまして、48コマ全てに対してどう出してくのかという部分を考えて検討を進めていきたいと思っております。

確認させていただきたいのが57ページのインバランスの点でございまして、今後どうなるのかというところでございますけれども、インバランスのところ通常インバランス料金と需給逼迫時のインバランス料金、いずれか高いほうを採用ということで、通常インバランス料金というところという、調整力の限界的kWh価格か、もしくは市場価格の高いほうであったかと思っております。時間前の価格の高いほうであったかと思っておりますけれども、それが適用されると今回の例でいえば高いほうは200円になってしまうのではないかと。そもそもオレンジのラインは市場価格がそれほど上がらないときにやはり止めるべくインバランス料金を高くしなければならないという考え方で入れたものであって、下から上げる面を考えていったところ、今回は200円というのは上で抑えるように使いました。これに関しまして今後はどうしていくのかというところは議論していく必要があるのかなと思っております。

先ほど委員の方から出ました過去の分の遡及に関してですけれども、取引所の価格というのは取引会員が責任を持って入札した価格で約定しているものであって、取引所の価格に関しては何か大きな事故というか誤りがない限りは、遡及するものではないと考えてございます。

とすれば、取引所価格は遡及しないけれども、取引所で買った方が買わなかった方に対して著しく損になるというか不利になるといったことは、取引所を運営している側としては良くないことであると考えてございますので、よろしくお願いいたします。

以上でございます。長くなりました。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー S Bパワーの中野です。まず、事務局の皆様、短期間で検証や論点を整理いただき、本当にありがたく思っております。前回申し上げたことと一部かぶってしまうかもしれませんが、ご容赦ください。まず49ページの2つ目、新電力等の事業者がこうしたヘッジ手段を十分認識し、というところがございますが、この点は至極ごもつともだと思っております、私どもはこういうことを考えて事業を運営しております。

前回申し上げましたとおり、ヘッジ手段がきちっと整備されていることが重要だということは従前から申し上げてございますけれども、仮に先物市場や先渡市場、ベースロード市場を使いベースやミドルの範囲をヘッジしていても、ほんのごく僅かな時間帯、あるいは僅かな量を市場から調達している場合は、これだけ連続して高騰してしまうと、事業者には極めて甚大な影響が生じるということはぜひ御認識いただきたいと考えています。

もともとこうしたことは想定されていなかったと思えますけれども、この異常事態においても影響を受けないようにするには、市場を使わないということになってしまいます。しかしそれは目指している方向とは違うのではないかと前回も申し上げました。ヘッジの手段はもちろん必要でそれを使うべき、それがまさに経営の判断であり、自己責任だと思っておりますけれども、今回の事態は極めて特殊であるという認識はぜひ御理解いただきたいと思っております。

資料68ページに今後の検討項目をまとめていただいております。今後議論がなされると思います。kWhの管理、燃料の管理は整備されるとしても、市場のゆがみが解消されなければ、今回のような市場のスパイラル的な上昇というのは、もう一回起り得ると考えております。

したがって、実原価から余りにも乖離した状態で、かつ連続してこうしたスパイラル的な上昇が発生している状況下においては、何らかの形でそれを沈静化させる手段を講じるべきなのではないか、あるいは講じるべきか否かという点も御議論いただきたいと思っております。

さらに、これも各論になりますけれども、売り玉が市場に全く無いという特殊な状況下においても、小売電気事業者が同時同量の義務を負い続けるべきものなのかどうかといったところは、御議論いただきたいと思っております。インバランスと市場で買う価格が実態とバランスしていない中でも同時同量義務を負い続けたわけなのですが、この状態でいいのかということもぜひとも議論いただきたいと思っております。

私からは以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。大変な事象だったというのは本当にそのとおりで、私も前回と少し言うことは似ているのかもしれないのですが、1個質問がありまして、17ページは初めて見た資料で、買い越しがあったというところがあったのですが、旧一電、J E R Aの買い越しがあったという事実を悪いこととかいいことという評価はどういうものなのかお伺いしたかった。特にあったという御説明しか頂いていないので、ここをどう捉えればいいのかというのが少し分からないなと思いました。

次に情報公開の件は皆様おっしゃったとおりだと思うのですが、ただ私は市場の参加者ではないので、実際にどんな情報がワークするというのは、市場参加者の話をしっかり聞かないといけないと思いますので、そこをきちんとヒアリングして、必要なものは出す。海外の状況なども踏まえて、出すべきものはしっかり出すように御議論いただければなと思いました。

あとはインバランスの価格、57ページ、これは値段の話がありましたけれども、横軸が結構大事で、今回横軸が予備率で設定されているとすると、今回のようなkWhの不足とは結局乖離があったわけで、であればうまくこの線のとおりにはならない可能性もあると考えると、しっかりシグナルになるためには予備率だけではなくkWhの制約、先ほど電源Iダッシュの軌道みたいな話もあったと思うのですが、入札不足としっかり連携するように、横軸の設定というのが必要なのではないかと思います。

スポットという意味では、先ほど大橋委員が言ったことにまさに私も賛成で、インバランスの価格の調整電源の限界費用という話とセットだと思うのですが、燃料制約があって逼迫するが、高い値だったら入れればこんなに売り入札がぼんと突然途切れるようなことがなくて、高い値でもっと売りの量が増えた可能性だってあるわけなので、限界費用の玉出しというところをもう少し根本的に見直すべきときなのではないかと少し思いました。

最後、遡及の話が出ましたが、國松様からもあったように、基本的には決まった現状の市場のルール範囲で、確かに大変であったことは分かりますけれども、それぞれがリスクをとって参加した結果ということなので、安易に遡及はすべきではないと思いました。

F I T特定卸の件は、確かにタスクフォースからも出されて、私も意見は見ましたけれども、もともとは国民みんなが負担した賦課金から出ているデメリットだったりするわけなので、最後高騰で一送にたまった利益というのは国民に還元するという記事を読んだと記憶しています。それによって賦課金が軽減される。国民に還元しようという話だと思うので、私はそれでいいのではないかと思います。F I T特定卸をしている事業者さんだけに返すというのは筋が違う気がしました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 ありがとうございます。非常に大きな問題だという認識を私も当然持っています。黒田室長から御説明があったように、何か1つの原因ということではなくて、これだけたくさんの方が積み重なって、こういう事象を招いてしまった。したがって、検証しなければいけないことが本当にたくさんあると思います。

まず、私も重要だと思っているのは、去年からスポット価格が実質ゼロ円になるときが増えてきて、前々から言われていましたが、特に火力発電所のようなアセットを持つことに対してのリスクが非常に高まり、今後そういう投資が起きるのだろうか？とみな懸念し議論していたわけです。ところが、今回は発電所のアセットを持つことだけではなくて、小売ビジネスも含めた電気事業そのものに対してすごいリスクを感じる事業者が増えてしまった。電気事業者になる意欲がかなりそがれてしまうのではないかと、非常に問題意識を大きく持っています。

スポットマーケットの動きを見ると、2019年度ぐらいから実質ゼロ円は出てきましたけれども、今年度はこれが桁違いに多くなっていて、年末年始は御指摘いただいたように逆に200何十円というところまで高騰した。ボラティリティが急速に大きくなってしまったということだと思います。一方、リスクヘッジ機能としては先渡しや先物があって、使おうと思えば使えた局面ではあったのですが、恐らくは過去の実績からするとそこまでリスクヘッジしなくても、このビジネスは大丈夫という感覚があったのでだと察しています。

ですから、まずはこれだけのリスクのあるビジネスだと認識した上で、いろいろな新電力さんが今後はリスクヘッジ機能を使おうとするでしょうから、まずはそれに期待したい。

資料にも書いてあったとおりです。

ただ、認識しなければいけない点は幾つかあって、ほとんどスポットで買っているような事業者だけが今回ダメージを受けたかというそうではない。9割方相対などで手当てをして、リスクにさらされているのは1割そこそこというビジネスをやっている事業者でも、もう事業をやめるかというぐらいのインパクトを負ってしまったところは認識しなければいけないと思います。

リスクヘッジ機能としての先渡し、先物を発展させて使っていただくためには、まさに大橋先生がおっしゃったように、スポットの価格シグナルが正確である、実態をきちっと示している、ことがまず何よりも大事で、ここは検証を続けていく必要があると思います。

とはいっても中野オブザーバーの話ではないですが、ここまでボランタリーになると、完璧にリスクヘッジをしないとビジネスが成り立たないという状況もあり得ると思いますので、先渡し、先物を使いながら、どこまでヘッジをすれば経営が成り立つのだろうか、という実態も引き続き見ていく必要があると思っています。

それからLNGの不足の話です。たしか國松オブザーバーもおっしゃったと思いますが、今回事業者がLNG不足という事態になったことは、決して責められないと思います。皆さん御存じのとおり長期契約でLNGを手当てしている部分が大きくて、ここ数年はどちらかというLNGが余り、転売損などでかなり決算上もインパクトを出していたところがあります。軽々にLNGをたくさん持っていればよかったのに、とは言えない状況でした。

ですから、調達がどうだったかというよりは、むしろ我々がちゃんと検証しなければいけないのは、皆さんもおっしゃっていましたが、22ページ、23ページのところにある運用下限がまさに適切であったかどうかという点だと思います。物理下限をその次の入船予定日までに下回るようなケースはさすがに避けなければいけない、というのは誰でも分かると思います。けれども、運用下限を設定して、それに基づいて発電量を絞っていた行為が適切だったかどうかは、もう一段、二段詳細を確認する必要があると思います。

天候の問題とかあるのは存じ上げています。例えば冬の季節、日本海に面したようなところだったら、数日にわたって着船できないといったことがあるのは確かだと思いますが、太平洋側だとそういう制約も非常に少ないと思いますし、実際どういう会社がどういう判断をしたのかは、もう一段詳しく調査を続けていただきたいと思います。

それから、需給曲線に関しては私も公開したほうがいいだろうと思います。物量が少な

けれどもこの発電所がどんなコストなのかと特定されてしまう恐れもあって、事業者が嫌がるのは何となく分かりますが、全国大の需給曲線を出すことに、特段問題はないと思っています。

それから、限界コストでの玉出しに対してです。例えば需給曲線が非常に特定されやすい状況だったら、限界コストではない入札を許してもらいたいというのとセットの話かな、とも思います。ただ、その場合は発電と小売の取引が内外無差別であると、以前コミットいただいたことがしっかり守られていることが大前提だと思いますし、加えて、容量市場の在り方も現在のままでいいのかを再考するのがセットだと思います。非常に大きな話になってくるので、そう簡単なことではないと思います。ですから、需給逼迫時だけ何か限界コストでない入札を認めるやり方はないのか、という限定的な形で考えるのも一案かなと思いました。

それから、インバランスに関しては、54ページに書いていただいているように、2022年度以降の料金制度を当てはめたときにどういう状況だったかを検証するのがまずは大事と思っています。

私からは以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 九州電力の松本です。発電側、BG側で申し上げます。

今般の需給逼迫の非常事態におけるスポット市場価格の動向を踏まえ、課題の論点出しと一部検証がなされたものと認識しております。スライド68に今後の対応が記載されておりますけれども、監視等委員会の検証には引き続き真摯に協力をしてまいりたいと思っています。その上で幾つかコメントをさせていただきます。

まず1点目が情報開示についてでございます。スライド4、それから36に記載があります。発電所の公開に係るニーズということで、発電所情報の公開、それから開示の重要性は理解しております。しかしながら、今回の需給逼迫を鑑みると、まずは非常時と平常時を分別して冷静に検討することが必要ではないかと考えております。

特に我が社は需給逼迫して大変な状況になった身ですから言いたいことがあるのですが、けれども、まず燃料に関する情報開示があります。これに関して少し申し上げますと、燃料に関する情報を開示すれば需給逼迫が解消されるわけではありませんで、非常時に備えました燃料確保、それからそのたき口であります火力ユニットの確保ができなければ実際

の解決にならないという点は頭に置いて考えるべきではないかと思えます。

そういう意味で、燃料の確保状況、それから在庫状況につきましては、安易な情報公開というのは発電事業者間の競争に影響を及ぼすおそれがありますと同時に、LNGなどに関しましては売主との売買契約がございまして、その中に秘密保持規程等がございまして、それに抵触する可能性もあります。それから基地によっては電力以外の他社との共同運用をしているところもありまして、そこの契約がどうかといったところもございまして、

さらにいうと、今般、当社も高いLNGを買うことになったのですが、燃料情報の公開によって売主がかなり状況を詳しく把握するということになりますと、売主からの燃料の売り惜しみとか、価格が上がり上がってしまうといったことで、燃料価格の高騰が起りまして、最終的に消費者の利益にならないというおそれもありますので、冷静に考えておく必要があるかと思えます。

なお、今回の需給逼迫において発電系？の燃料種別とか停止、出力低下の状況、復旧の見通しは、スライド38にあるように発電情報公開システムについて速やかに情報公開がなされていたものと考えております。

それから、委員さんの中で発電事業者、旧一電のBG側がもうかっているかのような印象を持ちかねないようなことがございましたので、少し言い訳というかコメントをさせていただきますと、他社の状況は分かりませんが、例えば九州ではかなりの逼迫がございまして、余り経験したことがないような低温、雪が続いていたという状況でして、需要においては夏季災害を冬季は上回ってしまうという状況がありまして、当然kWhのほうも想定より増となるのがずっと続いたということです。

それで、それに加えてkWhでは頼みの綱になります石炭火力、石炭ヤードに石炭が30日とか45日ありますので、そういったところがあればアワーは出せるのですが、石炭火力のトラブルが自社、それから他社もありまして、そういう意味でLNGが急速に減っていったということがございまして、そういう面でLNGの市場価格が高騰したということもありますし、パナマ運河の件もありましてなかなか入ってこないというところで、かなり高いLNGを買ったりとか、自家発電さんとかに協力いただいて供給力をかき集めたと。それから、当然足りない分は企業から買うといったこともございまして、そういった面では需要を賄うために安定供給に寄与するために最大限やっているという中では、もうかっているところかかなりダメージがあるというところで御理解いただきたいと。

もう一点最後なのですが、タンク容量の話とかがございましたが、なかなか難し

い点があるというのが、運用に少しばらつきがあるというコメントがあったかと思うのです。当社のほうは助けていただいたほうなのでなかなか言いにくいのですが、やはり平時であると競争相手である相手に対して自社のリスクをかなりのところまで増大させて、逼迫した九州みたいなところと同じような運用を求めるといのはなかなか難しいのではないかとこのところ、そういったところではある程度のばらつきがあるといのはやむを得ないのかなと感じています。

発言は以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、皆様からの御発言を頂きましたが、時間の関係で……それでは、村上委員、お願いいたします。

○村上委員　取りまとめようとしているところすみません。失礼いたしました。ありがとうございます。遡及的措置について2人から御意見があったのでお伺いしたいなと思いました。

國松様が何か大きな事故や誤りがない限りということをおっしゃっていましたが、今回はまさにその事態だと認識している方がかなり多くいらっしゃるという現状をどう思いますでしょうかというか、私自身もかなり大変な事態であると認識しています。買った人が不利になることは良くないという御発言があったかと思うのですけれども、何を意味しているのかがよく分からなかったのでお教えいただければと思います。

それから、岩船委員からはFIT賦課金に関連する差益なので広く国民に還元されるべきといった趣旨の御意見だったと思うのですけれども、FIT賦課金の負担については、買取り価格をちゃんと支払うことで必要に達しているのではないかなと考えます。今回はこの事態に際して、FIT特定卸を取り扱っていた事業者はそれ以上の調達価格を支払わざるを得なかったといういわば被害者であり、まずは直接的に被害を受けた新電力やその先にある地域の再エネを買っている消費者を救済することに充てていただくべきではないかと私は思います。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長　発言者間の議論になると収集つかないので、これからディスカッションというわけにいかないと思うのですが、ただ活発な御議論を頂きたいと思うので、今の点について國松オブザーバー、それから岩船委員、簡単にコメントがあればお願いしたいのですが。

○國松オブザーバー　取引所の國松です。大きな事故というのは取引所が犯した事故を

想定して申しました。システムの不具合や何かの理由でマッチング処理自体に誤りがあつた場合の話をさせていただきました。

買った人が不利になるというのは、200円で買ってインバランスを出さなかった人、買わずにインバランスを出した人、どちらかが得をするようなことになってはならないと考えてございます。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。岩船委員、いかがですか。

○岩船委員 今回価格が高騰して、この問題が顕在化したわけですがけれども、例えば市場価格が0.01円であればそれはそれで逆に利益も出ているわけで、そういうのを考えるとそこはバランスではないかと思えます。では利益も返すのかということになりかねないので。今回は余剰利益は全て賦課金の件に充てるということなので、私はこの整理のほうが筋ではないかと思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、またこの件については様々な御議論があろうかと思えますし、まだこれからも議論が続くと思えます。この辺で今日のところの議論を終わりたいと思えますが、ぜひにということがあれば。よろしいですか。それでは、様々な御議論を頂いておりますので、事務局からコメントをお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長 監視等委員会・黒田でございます。貴重な活発な御議論、誠にありがとうございました。まず幾つかご質問いただきましたので、そちらに回答させていただければと思えます。

17ページ、岩船委員から旧一電が買い越しになっていたことについてどう捉えるのか、悪いことなのかということでございますけれども、こちらが悪いことという認識ではございませんで、そもそも電源開発から買うものとかもありまして、もともと買いポジションの事業者もあるという認識でございますが、実態としてこの時期については旧一電、JERA全体としてこういう状況になっていたということでございます。この時期の買い入札の状況はどうだったかということについては、引き続き確認、分析を行っていきたいと思っております。

それから、23ページの燃料制約の関係で、村上委員から多くの事業者が燃料制約の認識が12月下旬になっていたのは不自然ではないかという御指摘ですとか、安藤委員から2ぼつ目の現時点において問題となる行為は確認されていない、これをどう判断しているのか

という御指摘がございました。この点について、まず問題となる行為のほうなのですが、22ページの枠組みが我々が確認した内容でございまして、黄色の運用下限というものの、それから現状のタンクの在庫、今後の配船計画、消費の実績というものを勘案して、青の点線では運用下限を下回るのを緑に引き直すというところを定量的なデータの提出を求めて確認していたということでございまして、こちらの計画、算定において例えば本当は在庫があるのにそれを低く見積もって多く燃料制約を出したとか、もしくは実は配船がもうちょっと早く来るのに、それを認識せずに算定を行ったといった恣意的な算定が確認されていないという意味で、問題となる行為は確認されていないということでございます。

村上委員の御質問に関しては、そういった形で各社見直しのタイミングで燃料制約を認識するかどうかという算定を行っていて、一部の事業者では12月上旬に認識し、多くの事業者では12月下旬の認識のタイミングで寒波による需要の増加等々の影響から、そこで認識をしたということでございますので、横で示し合わせたといったことは確認されているわけではないということでございます。

というのが問題となる行為が確認されていないということでございますが、さはさりながら運用下限の設定の在り方、妥当性については複数の委員からも御指摘がありましたので、引き続き検証していきたいと思っております。

村上委員から予備率と売り札の関係について、予備率があった時期についても売り札が出ていなかったのはどういうことかという御質問がありまして、基本的な考え方としては21ページに書いてあるように予備率、kWの関係で設定されるということかと思いますが、kWがあっても燃料制約でkWhが出ないといったことが基本的にはあったということだと思っておりますが、この点についても引き続き検証するということかと思っております。

いずれにしても、全体的に本日様々な御指摘がございましたので、それも踏まえまして引き続き真相究明、分析を行うとともに、分かりやすく皆様方にお示しするというのをやっていきたいと思っておりますし、また今後の情報開示ですとか先物、先渡しを活用、価格シグナルを反映した価格の在り方といった点については、引き続き検討していきたいと思っております。

それから1点、FIT特定卸の御意見も頂きましたけれども、これにつきましては担当部署にお伝えさせていただきたいと思っております。

私からは以上です。

○稲垣座長　それでは、佐藤事務局長、お願いします。

○佐藤事務局長　先ほど説明がありましたけれども、村上先生のほかにも問題となる行為がないというのは一体どういうことを指して問題となることがなかったのかという一般論的な御質問がありましたので、もう少しそこをお答えさせていただきます。黒田室長が本当なのですが、もう少し付言しますと、まず問題となるのはどういうことかという、自主的取組等も含めて何らかのルール、例えばいい、悪いは別にしまして、余剰分を全部限界費用で出すという自主的取組で一種のルールであります、こういったルールどおりにやったかどうかというのをまず見るということでもあります。

それともう1つ、これは黒田室長が正しく説明をしたように、自主的に例えば社内ルールでタンクの運用下限とか自社のルールで数日間のバッファを見るとか、そのとおりにされていたかどうかというのを見ます。逆にいうと、これは黒田室長からもあったように、運用下限のサブスタンスにそれ自体が正しいかどうかというのはまだやっておりませんので、そういったことも今後は徹底的な真相解明ということで、例えば自社で決めているルール自身もどういったものかというのもきちんと考えていかなければいけないということがありますので、今後まだまだ真相究明といういろいろな面を検討する必要があると思いますし、今日も先生方から頂いた様々なことを念頭に置きながら原因究明を図っていきたいと考えております。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。さて、今事務局長におまとめいただいたとおりなのですが、やはり非常に大事な問題でございます。皆が異常と考えているということは、市場の働きが社会的な合意を超えたことが発生したということで、逆にいうと、我々が市場として想定した、あるいは合意した範囲は何だったのかというところから出発して、そしてそれを取り巻く周辺の議論、制度を広く検討していかなければならないという御指摘を皆さんから頂いたように思います。

それを行うに当たっては、実際にスポット価格の高騰について一体何が起こったのかということ信頼するに足る証拠に基づいて、しっかり分析していくということだと思いますし、その点について我が委員会については陣容を整えて精力的に取り組んでいくと。黒田室長、それから事務局長以下皆さんで取り組んでいくということを考えておりますので、どうぞこれからも様々な御指導を頂きますようお願いいたします。

事務局は、本日の議論を踏まえてより詳細な分析を進めていただいて、次回引き続き皆さんと議論したいと思っております。本日はありがとうございました。

それでは、お返しします。

○恒藤総務課長 事務局でございます。本日の議事録につきましては、案ができ次第送付させていただきますので、ご確認のほどよろしくお願いいたします。

それでは、第55回の制度設計専門会合はこれで終了といたします。長時間どうもありがとうございました。

——了——