

## 第 16 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 7 年 5 月 20 日（火） 15：00～17：46

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇）兼オンライン開催

### 1. 開会

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

定刻となりましたので、ただ今より第 16 回同時市場の在り方等に関する検討会を開催します。委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき誠にありがとうございます。本日は西浦オブザーバーがオンラインで途中から参加される見込みです。本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しております。ウェブでの中継も行っており、そちらでの傍聴も可能となっております。

それでは、以降の議事進行は金本座長にお願いいたします。金本座長、よろしくお願いいたします。

### 2. 議題

（1）市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告について

○金本座長

はい。それではお手元の議事次第に沿って、これから議論に入りたいと思います。本日は 3 つの議題についてご議論をいただきたいと思います。まず議題（1）は、市場価格算定方法（検証 B）に関する進捗報告についてでございます。本件について、事務局の広域機関のほうから資料 3-1、3-2 の説明をいただきます。よろしくお願いいたします。

○下根電力広域的運営推進機関企画部マネージャー

はい。広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、本日もよろしくお願いいたします。ではまず、資料 3-1 というところがございます。こちらは市場価格算定方法の検証 B に関する進捗のうち、約定電源そして約定価格の相互関係性について論じた資料だということがございます。

右肩 2 ページをご覧ください。まず初めに背景というところがございますが、こちらは、検証 B というところにおきましては未着手あるいは要深掘りであった論点が幾つか残っておったということでもございまして、前回までの中では、 $\Delta$  kW の市場価格でございますとか、あるいは地内混雑発生時の kWh の市場価格というところを論じてきたということもございました。今回は残る 1 つというところで、約定電源と約定価格の相互関係性、

いわゆる青色と黄色のロジックの問題構造、そういったところを論じてみたというところ  
でございます。

ではまず4ページから、そもそもどういった問題構造だったのかということも振り返り  
ながら、検討のほうを進めていくというところでございます。6ページのほうに、以前お  
出しした資料の再掲というところ載せているところではございますが、要はこの青色と  
黄色というところの関係性というところに関しましては、T S O想定需要に基づきまして  
電源起動を決める、そういった青色のロジックというものもあれば、小売の入札需要を用  
いて価格を決める黄色のロジックもあるというところでもございますので、そういうと  
ころの関係性をどのように扱うのかというところが論点であったというところござい  
ます。

具体的にはというところで7ページでございますが、そういったT S Oの想定需要と、  
小売の入札需要の大小というところでのさまざまな論点があったというところござい  
ます。具体的には、T S Oの想定の方が大きいということなのであれば、それは安定供給  
の観点からは追加の起動をするべしというところではございますが、そういった追加起動  
した電源の取り扱いをどのように行うのかというところが論点であったというところ  
でございます。

逆に前日断面で小売の入札需要の方が大きいということなのであれば、それはT S O  
の想定需要上、不要な電源が起動されるという話にもなってございますので、そこをど  
のようにするのかというところも論点であったというところでございます。

また、というところでもございまして、こちらはこれまでも議論してまいりましたよう  
に、電源差し替えとかそういったところの取り扱いに関しましては、市場取引、いわゆる  
市場価格いかんによって、それが約定するかしないかというのが分かれるというところ  
でもございますので、市場の結果挙動が変わり得る電源等々というところに関しまして、ど  
のようにロジック間連携するのかというところも論点としては残っておったというところ  
でございます。

そういったところを受けまして、今回改めてその問題構造を深掘りした上で、どのよう  
にクリアしていくのかというところで、大きく2つほど案のほうを提案するというところ  
でもございますので、そちらの概要でございますとか、スタディーの内容というところを  
ご説明させていただければというふうに考えてございます。

まず、右肩9ページをご覧ください。こちらは、先ほどまで議論しておった内容という  
ところを改めて提示しているところではございますが、これまでの議論というところにお  
きましては、もっぱら前日同時市場においてk W hとして取るか取らないかというところ  
を、そこにフォーカスを当てて検討してきたというところでもございます。そういった意  
味では、青色ロジックでk W hとして取るか取らないか、黄色で取るか取らないかという  
4通りというところで論点のほうが生じておったというところでございます。

一方というところで、改めて考えてみますと、同時市場ということは同時最適の市場で  
あるというところでもございますので、そういった観点からは、k W hとして取るか取ら

ないかという話だけではなく、 $\Delta$  kWとして取るか取らないかという話も入ってくるというところでもございます。そうなりますと、問題の組み合わせといたしましては、 $3 \times 3$ の9通りというところで、さまざまな状況に応じた検討というところが必要になってくるということが見えてきたところでございます。

そういったことを考えますと、12 ページに掲載してございますのが、当初こういった案もあり得たかというところの案①というところをお載せしているというところでもございます。こちらは、先ほどの黄色のロジックというところをSCUC①というふうに名付けまして、まずはこれを回すと。そして、それと並行する形で青色ロジックSCUC②を回すというふうにいたしまして、それぞれを独立して計算した上で、このSCUC①というところで価格算定と発電計画の策定を行う。そして、青色ロジックの結果が実際の電源起動になるというところでもございます。

その場合、一番右にも書いてございますように、10 円電源というところに関しましては、前日断面では並列指示のみが出るというところでもございますので、実際に要した費用というところは事後精算に回る、そういった案もあり得たというところでもございます。

こういった案に関しまして、改めて先ほどの問題構造も踏まえた上で課題がないかということを考えますと、やはり実際に $\Delta$  kWとして確保されてございますのは9円、10 円の電源であろうというところを、そこを黄色のロジックの中では8円、9円で評価してしまうという、そういった $\Delta$  kWの価値が正しく評価されないといった点でもございますとか、あるいは先ほども申しましたように、追加起動された10 円の電源というところが、前日断面では発電計画に織り込まれていない、そういったところも課題ではないかというふうに考えたというところでもございます。

こういったところも踏まえまして、実際、じゃあどのような案があり得るのかということも次の章以降で検討していくというところでもございます。18 ページのほうに、先ほども申し上げた課題というところをクリアすべく、大きく2つの案を並べてみたというところでもございます。こちらに関しまして、次の章以降で、実際のポンチ絵を用いた概要のご説明とスタディーの検討結果というところをお示しするというところでもございます。

それでは、まず20 ページをご覧ください。こちらは1つ目の案、案①の概要というところでもございます。こちらは、まずファーストステップといたしましては、黄色のロジックSCUC①というところと青色ロジックSCUC②というところを、並行で計算のほうをいたしまして、下のような、TSO想定需要が高い、そういったケースにおきましては、安定供給の観点から、ここでいう10 円電源まで含めた5台の電源起動が必要になってくるというところが分かるということでもございます。

そういったところを所与の前提条件とした上で、さらに一番右側、SCUC③（緑色ロジック）というふうに書いてございますところ、この5台の電源起動というところを所与にした上で、改めて小売の入札需要300を回し直す、そういったことでSCUCの計算を行いまして、ここで解いた結果というところで価格を決め、発電計画に反映させ、実際の

電源起動と合致させる案があるというところでございます。

こちらは、このページで示してございますように、T S Oの想定需要が高いケースにおきましてはこういった整合的な形になるかというふうに考えてございますが、当然、系統というところはそれ以外の状況もあり得るというところでもございますので、こういったロジックに何か課題がないのかというところを、以降のページでスタディーしてみたというところでございます。

22 ページをご覧ください。今度は逆に、前日断面におきまして小売の入札需要のほうが大きかったケースというところを並べているというところでございます。こちらは、先ほどのロジックの考え方に従いますと、T S Oの想定需要上は4台の電源起動で充足するというところではございますが、そういった4台の起動条件だと、小売の入札量 400 というところを満足することができないというところだとも思っております。こういった断面で売り切れを発生させないという観点から考えますと、右下に書いてございますように、こういった断面におきましては、今度は小売の入札需要に基づいた電源起動すなわちS C U C①というところを引用する。そういった、条件に応じ使い分けるといような方法が考えられるというところでございます。

系統の混雑とかそういったところがなければ、1つのやり方としてあり得るかというところではございますが、実際には24ページにも書いてございますように、将来の系統といったしましては、地内の混雑とかそういったものが多数発生するのではないのかというところを予見しているというところでございます。そういった断面におきましては、エリア全体のT S O想定需要と小売入札需要の大小というところと、実際の混雑系統ごとの特徴というところが、必ずしも合致するとは限らないというところだとも思っておりますので、そういった中でS C U Cを回してしまいますと、解が収束しない可能性も考えられるというところでございます。

また、実際には系統が余剰側の傾向になるということもあり得るかというふうにも考えてございます。こちらのようなケースでいいますと、黄色の電源態勢上、幾つかの複数台数を起動させたところ、実際には再エネ余剰といったものを含めると電源起動はそこまで必要ないということであれば、そういったところの解列処理を行わない限りにおきましては下げ代を確保できない、そういった断面もあり得るかというふうにも考えてございまして、幾つか、いろんなケースが考えられるというところでございます。

26 ページでございますが、今回は案①に関しましてはここまでの検討だというところで、得られた示唆というところを掲載しているというところでございます。先ほどのようなケースに対応しようと思いますと、さらにルールベースというところをいろんなパターンに関し考えていく必要があるかというふうにも考えてございまして、そういったところが案①における今後の課題だというところでございます。

またというところ、一番下にも書いてございますように、案①というところに関しましては、黄色のロジック、青色のロジックというところに追加して緑のロジックを回すとい

うシリアル処理になるというところでもございますので、こういったところに伴う計算時間の長期化というところも、一つ懸念事項としては存在しているというところでもございます。

続きまして案②でございまして、こちらの概要は28ページのほうに掲載した内容であるというところでもございます。まずファーストステップといたしまして、黄色のSCUC①、そして青色のSCUC②を独立して回すというところまではこれまでと共通であるというところではございますが、ロジックの計算上はここで終わりというところでもございます。

その後の取り扱いというところに関しましては、右下の図にも描いてございますように、実際にこの断面におきましてはTSOの想定が100上回っているということなのであれば、そういったところはTSOが100のkWhを買ったといったふうに観念いたしますと、実際の電源態勢と発電計画というところが合致するのではないかというふうに考えてございます。ここではSCUC①、黄色のロジックで価格算定を行いまして、青色ロジックのSCUC②というところで電源の起動態勢、そして発電計画を合致させるといった案も考えてみたというところでもございます。

ただ、こちらに関しましては、前身の作業部会で整理した内容と少し方向性を違えるところがあるというところでもございますので、改めてそういったところの整理が必要というところでもございます。こちらは、過去の作業におきましては、下に貼り付けてございすように、 $\Delta kW-I$ というところに関しましては、やはり実際に発動するかどうか分からない不足インバランスの対応、そういった成分が強いというところでもございます。全てを最初からkWhとして取ってしまうと、そういったところが無駄なコストではないのかという懸念があったというところでもございますので、当時は $\Delta kW$ として確保するという方向性をお示ししておいたというところでもございます。

逆に言いますと、今回kWhとして扱うというふうに仮にした場合に、そういったところの負担が増加しないのかですとか、実際に発電・需要を有しないTSOがそういったところを確保した際に、その扱いをどうするのかというところも課題になるかというふうに考えてございます。以降のページにおきましては、それ以降の時間帯も含めまして、こういった流れになるのかを検討してみたというところでもございます。

30ページから、大きく4つほどパターンのほうを示してございます。30ページに書いてございますのが、前日の断面におきましてはTSOの想定の方が大きかったケースというところ、かつゲートクローズ以降の実需給の断面におきましてはそういったTSOの想定が当たっておったケースを記載しているところでもございまして、おそらく年間を通じて最も多いケースではないのかというふうに考えているところでもございます。

こちらは、先ほども申しましたとおり、前日断面ではTSO想定の方が大きいというところでもございますので、前日ではTSOが100電気を買ったというふうに観念するというところでもございまして、一方、そういったところを、実際に需要を有していないTSOにおきましては、それをそのまま持っていてもしようがないという話でもございますの

で、ゲートクローズ以降の実需給断面におきまして、それを反対売買で売り入札するといった形にいたしますと、流れとしては整合的になるのかというふうに考えているところでございます。

こちらの断面におきましては、小売の不足インバランスが発生している、そういった断面であるということだとも思っておりますので、そこで、反対売買で売り入札した内容というところが、小売の不足インバランスに充当されるということでもございます。結果として、インバランス料金自体は前日より高騰するという形になるということでもございますので、この断面におきましては、前日でTSOは安く買って、当日で高く売るというところで、TSOの収支は黒。そして、小売が不足インバランスという形で赤になるというところで、前日予測を外した側に負担が寄るという形では整合的になっているかというふうに考えているところでございます。

続いて、前日にTSO想定の方が大きかったところは共通ではございますが、実需給におきましては小売が実は当たっていたと、そういったケースを想定してみたというところでございます。こちらに関しましても、前日にTSOが100買まして、当日100売するという、その構図自体は変わらないかと考えてございますが、実際にこの断面におきましては、小売がインバランスを出しているわけではないということでもございますので、こういった場合に関しましては、前日よりも当日の価格のほう安くなる傾向になるのかなというふうにも考えてございます。

そうなりますと、TSO側からすると、前日高く買った上で当日安く売るという形になるというところで、収支がゼロ以下になるというふうに考えているというところでございます。こういったところが先ほどとは逆で、前日の想定を外したTSO側に負担が寄るという意味では整合的かと考えているところでございます。

続きまして、前日の想定というところが、小売のほうが大きかったケースというところ、かつ実需給の断面におきましては、TSOが当たっていたと、そういったケースのほうを考えてみたというところでございます。

今度は、前日からの流れが先ほどと逆になるかというふうに考えてございまして、小売の想定の方が大きかったということなのであれば、TSOが100の電気を売ったというところの観念になるかというふうにも考えてございまして、前日100売った上で当日100買い戻す、そういった形になるのだと考えてございます。

このケースにおきましては、実需給はTSOの想定が当たっておったという断面でもございますので、そうなりますと、前日の市場価格のほうが高く、当日のほう安くなるという傾向になるかかと考えてございますので、そういった場合はTSOの収支は黒、そしてインバランスを出した小売が負担をするという形で、先ほどと同じく、負担の考え方としては整合しているかというふうに考えたというところでございます。

最後のケースは33ページでございますが、前日は小売のほうが大きく、また実際に当たったのが小売というケースであれば、これも先ほどと同じく、前日TSOが売り、当日買

い戻すという形は一緒だということではございますが、今度は価格の傾向は逆になるというところでもございますので、TSOの収支がゼロ以下になるという形で負担が寄るところは整合的かというふうに考えているところでございます。

そういったところで、今回得られた示唆ということも39ページのほうに書いてございまして、つまるところというところで一番下にも書いてございますように、今回改めて、過去の整理とは違う、kWhとして確保する方向性というところで検討のほうをしてみたというところではございますが、前日と当日、そういったところの反対売買ということも考えますと、こういったところで整合的になるところが見えてきたというところをお示ししているところでございます。

一方、補論というところで40ページに書いてございますのが、先ほどまでのスタディーというところが、小売とTSOの負担の考え方に焦点を当てた検討であったというところではございますが、市場にはもう一組、発電プレーヤーもいるというところでもございますので、そういった発電事業者にとっての収支がどうなるのかという観点で追加の検討を行ってみたいというところでございます。

ここで論じようとしていることといたしましては、下の図に描いてございますように、オレンジの領域というところでは、こちらは前日のTSO想定の方が大きいケースになるというところでもございますので、実際のところは前日に確保している形になっているところではございますが、その性質といたしましては小売の不足インバランスに使われる、そういった傾向が強いというふうに考えてございます。

そうなりますと、発電事業者目線では、実際にはインバランス解消という、最終的な実需給の高い単価で精算されるべきはずだったところが、前日の安い単価で確保されていると、そういったところで一定程度取り漏れが発生しているというふうにも観念することもできるかと思っております。

こちらに関しましては、TSOの想定が大きいケースにおいては、こういったことが起こり得るというところではございますが、逆にTSOの想定が小さいケースに関しましては逆の傾向になる、当日高く買ってもらえるという傾向にあるというところでもございます。こういったTSOと小売の大小関係というところが50・50で生じるという話なのであれば、そういったところでは行ってこいという話になるかというふうにも考えてございますが、実際、マクロの傾向といたしましては、年間8,760時間の傾向という中で、TSOの想定が大きいことのほうがおおむね6対4ぐらいの確率で生じているというところでもございますので、そうなりますと、全体的には40ページのような構図で発電利用者が取り漏れることのほうが多くなるのかなというふうにも考えてございます。こういったところの価値が正しく評価されていないというのも課題として挙げているというところでございます。

こういったところを補う観点からは、右下にも書いてございますように、先ほども申しましたTSOの収支というところがたまる構図でもございますので、そういったところの

一部ということも用いまして、前日価格とインバランス価格の差分というところを補填するという形で手当ですということも考えられるというところでございます。

続きまして、電源差し替えの反映というところでございます。これは冒頭も申しましたように、セルフスケジュール電源の経済差し替えですとか、あるいは揚水ポンプの約定結果等々に関しましては、市場の価格如何によって成立の可否が変わり得るところでもございますので、実際に市場取引をしてみた上で、経済差し替えが成立してセルフスケジュール電源がなくなっている、そういったことが判明するというところでございます。

こういったところを実際青色ロジックにどのように反映・連携するのかというところが大きな課題であるというふうに考えていたところ、今回、次の43ページのような方法が一案ではないのかというところを提案しているというところでございます。

具体的にはというところで、シンプルに、次の時間帯の同時市場に反映してはどうかというところございまして、これは、例えば前日の同時市場でそういった経済差し替えの札が入ってくるというところ、それが約定しまして、その経済差し替えが反映されますと、次の時間前同時市場というところに関しましては、それを反映することによってシームレスに対応してはどうかという考え方でございます。

現行制度におきましても同様のことが行われているというふうに認識してございまして、実際に前日のスポット市場でそういった経済差し替えの行為が行われるということなのであれば、その経済差し替えが成立した暁には、前日12時のBG計画の提出の際にそれが反映されるということでいえば、同じ構図ではないかというふうに考えてございます。

一方、少し追加的に論ずる必要があるかなと考えてございますのが、こういった停止を伴う電源差し替えというところを、どの時間帯の同時市場まで認めてよいのかということは論点かなというふうにも考えてございます。今は、先ほども申しましたように、前日の同時市場の断面ぐらいであれば特に問題ないかというふうにも考えてございますが、それ以降の時間前同時市場というところで、実需給に近い断面で停止を伴う差し替えということが行われてしまいますと、そもそも次の時間帯の同時市場がない、そういった断面になってくるというところだとも思っております。こういったところは、安定供給に与える影響とかも鑑みながら、どういったルールにしていくのかというところは、引き続き詳細検討が必要かというふうに思っているところでございます。

最後に、まとめと今後の進め方というところでございますが、今回、大きく2案ほど提案させていただきました上で、それぞれの案の特徴・特質というところをお示したというところでございます。ただ、一番下にも書いてございますように、今回提案した2案は、冒頭に申しました課題というところはいずれもクリアしているのかなというふうにも考えてございますので、現時点におきましては、この両案いずれもあり得るものなのかなとも考えてございます。本日ご議論いただいた内容等も踏まえながら、引き続き検討のほうを進めていきたいというふうに考えているところでございます。

続きまして、資料3-2の説明のほうに移らせていただきます。こちら、同じく検証

Bに関する進捗のご報告だということではございますが、内容に関しましては調整力 $\Delta$  kW、そして調整力 kWh の精算に関する論点だということではございます。

こちらの背景に関しましては、右肩 2 ページに書いてございますように、3 月の第 14 回の本検討会におきまして、 $\Delta$  kW の市場価格というところを論じたということではございます。その際には、追加で $\Delta$  kW に対する適切な対価の支払いについての検討が大事かということ、具体的には、調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬ということ、あるいは $\Delta$  kW とは別の収益機会という観点から、調整力 kWh というところをシングルプライスにしてはどうかと、そういった案もあり得るということではございます。

今回、それぞれの 2 つの考え方に関しまして、さらに追加の検討を行ったということでもございますので、その内容に関しまして、ご報告のほうをさせていただくということではございます。

では、まず 1 つ目、調整力 $\Delta$  kW のパフォーマンスに関する検討ということではございます。こちらは 9 ページにも書いてございますように、同時市場におけます $\Delta$  kW の市場の設計の基本的な考え方というところでは、やはり今後変動性再エネがさらに増えるであろうということを考えますと、この $\Delta$  kW の持つ調整機能の価値というところがより一層高まっていく方向かというふうに考えてございます。そういったところに適切な対価を支払う必要があるかと考えてございますが、具体的にどういった形があり得るか、というところが論点であったということではございます。

一番下にも書いてございますように、そういった観点から、同時市場におけます $\Delta$  kW の持つ調整機能の価値とはそもそも何なんだろうということを改めて明確にした上で、その価値に対する適切な対価の支払いというところを検討していこうというふうに考えたことではございます。

12 ページでございますが、調整力と一言で言いますが、皆さまご存じのとおり現行の制度におきましては 5 商品、そして同時市場におきましては、一部集約するところではございますが、それでも 3 商品存在するということではございます。ここで、一次、二次、いわゆる GF、LFC という成分と EDC のような三次の成分というところではその性質が違うのかなというふうにも考えてございまして。

具体的には、特に一次、二次といった時間内変動に対応する商品ということに関しましては、やはり応動時間の要件等々が厳しいということもございまして、その分だけ供出可能な $\Delta$  kW の量が小さくなるということではございますとか、実際に指令が来たとしたしましても、そこまで大きな応動量になるものでもないというふうにも考えますと、三次の EDC に比べますと、相対的には対価性が過小になっているとも思っております。こういった点も踏まえまして、今回の検討対象として、まずは一次、二次というところを対象に考えていくということではございます。

では、具体的なパフォーマンスの評価方法の考え方ということではございまして、右肩 18 ページのほうをご覧ください。こちらは、現行制度の調整力の価値ということをお示し

しているというところでございます。こちらは、左下にも書いてございますように、ゲートクローズ時点で一定程度余力を空けておく価値というところで、 $\Delta kW$ の価値、高さの評価というのが一つ。そして、ゲートクローズ以降の指令に応じた価値というところで、 $\Delta kWh$ の、面積の評価の価値があるというところでございます。

ここで、この面積の評価というところに関しましては、右の図にも描いてございますように、30分のコマの中で何往復もした、そういった応動と、1往復しかしなかったというところに関しましても、積分して同じ面積というふうになりますと、同じ評価になってしまうというところでもございますので、こういったところは、1往復に比べると何往復もした分というところがあまり適切に評価されていないというふうに考えられるところでございます。

こういったところを考えますと、20ページにも書いてございますように、今後はこの調整力の量、大きさというところに加えて、さらにより一層、質、いわゆる高速性ですとか精密性、そういったところの評価というところが重要になってくるのかなというふうに考えてございます。

これらを踏まえますと、左下の図にも描いてございますように、①②の価値に加えて、第3の価値というところで、パフォーマンスの評価価値というところも重要になってくるのではないのかというふうに考えてございます。

パフォーマンス、具体的にはというところで、先ほども申しましたとおり、同じ30分コマの中で何往復もしているということなのであれば、こういった応動距離、マイレージの評価というところも一定程度妥当ではないかと考えたというところでございます。

概念的にはそういったところであるというところではございますが、ではどうやって具体的に評価するのかというところが21ページ以降だということでもございます。こちらで示してございますのが、先ほど、マイレージ、距離に応じた評価というのはどうかと申し上げたところではございますが、一方、実際にはそこまで指令しろというような指令ではなかったにもかかわらず、それを無視して多頻度に応動したことを評価するのかというところ、それはやはり違う話だと考えてございます。こういった、指令値との整合が取れたマイレージ評価というところを具体的にどのようにやっていくのかというところに関しましては、今後の詳細検討が必要ではないかというふうに考えているところでございます。

また、24ページのほうに、そういったものを適切に評価した上で、どのように精算の対価性を与えるのかというところを論じているというところでございます。幾つか方法はあろうかというふうにも考えてございますが、ここではイメージということで、大きく2つほどイメージのほうを提示しているところでございます。

左下に描いてございますのが、先ほど第3の価値と申し上げたところでもございますので、 $\Delta kW$ の価値と $\Delta kWh$ の価値とはまた別の3つ目の精算口として対価をお支払いする、そういった直接的なイメージもあろうかというふうにも考えてございます。あるいはというところで、右下にも描いてございますように、そういったマイレージに応じた評価

指標というところを幾つかランク分けした上で、 $\Delta$  kWの約定単価というところを例えば1.5倍にする、2倍にするイメージもあろうかというふうに考えているというところがございます。こういったところに関しましても、今後詳細検討か、というところを考えているところがございます。

続きまして、後半、調整力kWhのシングルプライスに関する検討だというところがございます。こちらは27ページにこれまでの議論の振り返りというところを掲載しているところではございますが、同時市場というところに関しましては、やはりThree-Part Offerを用いて最適化を行うというところ。そういった世界観の中で、調整力kWhとして供出するインセンティブを高めようというふうに考えますと、シングルプライスが妥当ではないかと、そういった方向性のほうをお示してきたというところがございます。

一方というところで、後ほど詳細に説明させていただきますが、SCEDというところに関しましては、同一時間帯で上げと下げが混在する、そういったロジックになっているというところもでございます。シングルプライスにすることにより問題が生じないのかというところの検討が重要であるというふうにされておったところがございますので、今回は改めて幾つかケーススタディーを行いまして、そういったところの評価を行ったというところがございます。

そちらの評価に当たりまして、まずは現状の仕組みをおさらいするというところがございます。29ページ以降、現状の仕組みを掲載しているというところがございます。こちらは、ゲートクローズ以降の調整力kWh市場というところに関しましては、調整力の取引側というところがマルチプライスの精算、そしてインバランスの取引側がシングルプライスになっている、そういった仕組みが取られているというところがございます。

また、30ページですね。こちらは、調整力kWh市場の約定処理というところをイメージとしてお示したところではございますが、ゲートクローズ以降に発生したインバランス量に対しまして、一般送配電事業者が保有してございます広域需給調整システム、そういったものを用いまして、調整力のメリットオーダー順に調整力を発動させていくというところで、この時の限界的なkWhの価格というところをインバランス料金にするといった制度になっているというところがございます。

こちらの約定処理に関しましては、エリア全体で不足か余剰かということを判別した上で、なおかつ連系線の空きというところを用いましてネットィングをした上で、全体が不足あるいは余剰というその傾向を合致させてからKJCの発動を決めるというふうにしてございますので、そういった意味では上げか下げかというのは、どちらか片方向の応動に決まるというところ、混在しない仕組みになっているというところが特徴であろうかと思っております。

また、先ほども申しましたように、現行の調整力kWh市場というところは、調整力取引側がマルチになっているというところでもございますので、マルチプライスの精算にお

いて、限界費用で動かされてしまうという話になりますと、調整力提供者側のインセンティブがないという話でもございますので、そういった観点から、現行の仕組みにおきましては限界費用にスプレッドを設ける、そういったV1/V2費用を用いた調整力の発動と精算が行われているというところがございます。

その上で、先ほども申しましたようにインバランス取引側がシングルになっているということなのであれば、真ん中右側の図にも描いてございますように、現状の仕組み上は、TSOのインバランス収支という観点では余剰が発生する、そういった仕組みになっているというところがございます。

またというところで、少し細かい話に入って恐縮ではございますが、先ほどご紹介したKJCに関しましては、実際には5分単位で応動計算をしているというところでもございまして、この点は、インバランス精算ということに関しましては30分の単位、そして30分のメーター量を用いて精算をするというところでもございますので、そういった観点からは、30分コマの中におきまして5分×6つ分の単価というのが存在しているというところがございます。

こういったところもございますので、この6つの単価というところを用いまして、何か1つのインバランス価格を作る必要があるというところで、そのための方法といたしましては、真ん中にご覧いただけますように、通常時はこの6つの価格の加重平均で単価を作っているというところ。ただしというところで、30分コマ内におきまして上げと下げ、そういったところが混在するという話なのであれば、上げ調整量と下げ調整量を相殺した上で、相殺後のものに対しまして、なかりせばKJCというのを再度計算し直しまして、インバランス価格を定めているというところがございます。

以上の構図をまとめますと、38ページのような形になろうかと考えてございます。こちらが、同時市場になると何が変わり得るのかというところを改めて整理した上で、その際の問題の有無というところに関しまして、スタディーのほうを行っていくというところがございます。

40ページでございますが、こちらは先ほどと同じことを書いてございます。これまでの検討会の議論におきまして、調整力kWhというところに関しまして、シングルプライス化を基本的な方針としてはどうかということをご提案しておいたというところがございます。

また、シングルプライス化で何が変わるのかというところをお示ししたのが45ページだということでもございまして。両方向の取引ともシングルになるということであると、右側の図にも描いてございますように、市場収支としてはパズスルー、プラマイゼロになるというところだと思っておりますので、先ほどまでのケースに比べると、より一層発電事業者にお金が入るのかなというふうにも考えてございます。この際、限界費用が安い電源ほど収益が上がるというふうにも考えますと、より一層売り買いの入札に出すインセンティブも高まるかと、そういったことも期待しているというところがございます。

一方というところで、先ほどのK J Cとは異なりまして、今後はS C E Dに変わっていくというところでもございまして。こちらは、下のところに貼り付けてございますS C E Dの仕様というところに関しましては、いわゆるE D Cの調整可能範囲全てを用いて調整する、そういった仕様になっているというところでもございます。

また、簡単に言いますと、単価の安い電源を焚き増して、単価の高い電源は抑制する、そういった経済差し替えも一緒になっているというところでもございます。こういったところから、S C E Dにおきましては、同一時間帯におきましても上げと下げが混在することが起こり得ると、そういった仕組みであるということをご紹介しているというところでもございます。

そういったことを考えますと、49 ページのような形に変わろうかというところを、掲載してございます。その上で生じる問題といたしましては大きく2つ。先ほども申しましたように、同一時間帯の中で上げ下げが混在するというのであれば、その時の構造として問題ないかというところの確認が1つ。また、先ほども申しましたように、インバランス価格というところは6つの単価を用いて単価を算定する必要があるというところではございますが、ここをどのように算定するのかというところも論点になり得るというところでもございます。

具体的な検討でございまして、51 ページにまずは論点の①を挙げてございまして。こちらは、先ほども申しました同一時間帯におきまして上げと下げが混在するケースということを書いているというところでもございます。こちらは、下の図にも描いてございますように、単価の安い電源だから上げ調整になる、そして単価の高い電源が下げ調整になるという、そういった経済差し替えであるということを考えますと、この断面におけますk W hの価格というところは、その真ん中の値になろうかというふうにも考えてございます。そうなりますと、上げ調整に応じた電源、そして下げ調整に応じた電源共に、シングルプライスの三角形の部分の利益を得ることができるというふうにも考えてございます。そういった意味では、全体的には整合的になっているかというところで、この論点に関しましては特に問題ないと評価しているというところでもございます。

続いて52 ページが2つ目の論点というところでもございまして。こちらは先ほども申しましたように、6つの単価情報を用いて、どのように30分単位のインバランス料金を算定するのかというところでもございます。こちらは、通常時であれば現状同様に6つの加重平均で単価を作るということが一つの案かとも考えてございますが、30分コマの中で上げ下げが混在した時にどうするのかというところが論点かというふうにも考えてございます。

こちらは、下の図にも描いてございますように、今後地内混雑とか、そういったものが発生し得るというふうにも考えますと、その際のS C E Dの動き、結果といたしましては、やはりノード単位で傾向が変わるのかなというところですか、あるいは混雑がなかったとしても上げ下げが混在するということを考えますと、そもそも何をもって相殺後の単価といえるのかというところが難しい問題になるかというふうにも考えてございます。こうい

ったところから、シンプルに通常時と同じ6つの加重平均で単価を作った上で、問題が生じないのかというところの検討を、以降のページのほうで実施してみたというところがございます。

53 ページ以降がそのスタディーというところがございます、本来的には、6つのコマの加重平均になってくるというところではございますが、少しスタディーが煩雑になるというところもございますので、こちらに関しましては前後半というふうに分けた上でスタディーのほうを行ってみたというところがございます。

まず54ページでございます。こちらは前半・後半共に同じ上げ調整であるというところではございますが、前半と後半で応動した量が違うというところを示しているというところがございます。ここで、参考までに下のところに前半15分のSCEDの結果、その時のお金の流れと、右下に後半15分の結果というのも掲載しているというところでもございまして、真ん中のところに30分単位の精算の方法ということを書いているというところがございます。

こちらは、加重平均単価ということを作りますと、やはりどうしても前半と後半のたい真ん中くらいの値になってくるというところだとも思っておりますので、そういったところから、一部マージナルに近い電源に関しましては、取り漏れが発生する構図になるのかなと考えてございます。他方で、下の図と見比べていただければというふうにも考えてございますが、インバランス起因者の負担というところに関しましては、前後半の合計と合致しているというところだとも思っておりますし、それが市場収支プラマイゼロ、要はパススルーで発電事業者に行くということなのであれば、この発電事業者に行くトータルのお金というところに関しましては、下の図とも整合的になっているというところで、そういったマクロ一致という観点では、全体が整合的になっているかというふうに考えているところがございます。

55 ページがその逆というところで、前半・後半共に下げ調整というケースではございますが、その応動量が違うケースでございます。こちらに関しましても、先ほどのケースと矢印の向きが逆なだけでございまして、基本的な傾向といたしましては、先ほどと同じようなことがいえるのかなというところで、マクロ的な方向性としては全体最適になっているというふうに考えているところがございます。

続きまして、ケース2というところに関しましては、前半が下げ調整後半が上げ調整、そして全体としては上げ調整というところで、これが先ほども申しましたように上げ下げ混在の話をしているというところがございます。こちらに関しましても、先ほどと同じような形で、前半のSCED結果、後半のSCED結果と、真ん中に示してございますのが30分単位の精算の方法というのを書いているというところがございます。

こちら先ほどと同じような傾向なのかなというふうに考えてございまして、下の図の前半・後半のBG負担とマクロでいえば一致しているというところと、そこが市場収支プラマイゼロを通じまして、発電事業者のところにはトータルでは収益が渡っているという

ことを考えますと、全体的には整合的になっているかというふうに考えているところがございます。

58 ページに関しましても、先ほどとは逆のケースというところで、前半が下げ、後半が上げというところで、全体で下げ調整の話を書いているというところではございますが、こちらも全く傾向は一緒だということでもございまして、全体的に整合的であるということを確認できたというところがございます。

ということでもございますので、60 ページに書いてございますのが、先ほどもお示した、同時市場になるとこういう形になり得るかというところの一覧表のお示しと、2つほど論点として挙げたところに関しましても、両論点共に特に問題ないかというところの評価のほうを確認できたというところがございます。

最後に、まとめと今後の進め方というところがございますが、特に前半に申しましたパフォーマンスというところに関しましては、まだまだ検討すべき内容が多数あろうかというふうにも考えてございますので、そういったところを、海外知見等も参考にしながら、さらにより一層深掘りしていきたいと考えているというところがございます。

資料の説明に関しましては以上となります。よろしくお願いいたします。

#### ○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、自由討議・質疑応答の時間に移ります。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名させていただきます。では、横山委員お願いします。

#### ○横山委員

はい、横山でございます。詳細な検討をしていただきありがとうございます。まず、資料の3-1です。まず大きなコメントは、この検討をしていただいたのは、分かりやすく説明するために小さなモデルで検討していただいて、案の違いを、いろいろな混雑発生や小売の入札需要、TSO想定需要の大小関係、そういうもので評価していただいてよく分かったんですけども。最後の26枚目のスライドにある案①の得られた示唆というところで、新たな課題というのが出ているわけですけども、その辺はやはり、大きな実際に近い系統で、どれぐらいこの技術的な課題が発生するのかというところを見てみたいなというふうに思いました。

これは大変なシミュレーションになるかと思うんですけども、できるだけ大きなネットワーク、系統で、この検討をしていただいて。例えば、逐次処理を3回やらなきゃいけないわけですけども、この計算時間長期化ということも、実際本当に起こるのか起こらないのか、どれぐらいの増分なのかというところを、3回やることによる増分について評価をいただきたいなということを思いました。

それから、案②のほうなんですけれども、やはり一番気になるところは、31枚目のスラ

イドや33枚目のスライドにありますように、TSO収支がマイナスになるケースが発生し得るところが、多分一番の懸念事項じゃないかなというふうに思います。そういう意味では大きなネットワークでやはりシミュレーションしていただいて、どのくらいTSO収支がマイナスになることがあるのかとか、それが結局1年間を通じてシミュレーションした時にどれくらい差し引きでゼロに近づくというか、TSOの人にとってはプラスのほうがいいとは思いますが、どの程度のバランスになるのかというところをきちっと評価をした上で、案①、案②の比較というのを議論したほうがいいんじゃないかなというふうに思いました。

ということで、大きなネットワークで少し、計算が大変かと思いますが、工夫してシミュレーションをしていただきたいというのが1点目のコメントであります。

2点目は資料の3-2です。この調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討は、まさにこの $\Delta kW$ のいわゆる高速な応答性というものを評価するということは、今後の蓄電池の大量導入で、蓄電池にこういう $\Delta kW$ を任せるという意味で、非常に重要なことというふうに思いました。

ただ、1点、リクワイアメントと最後のこの評価ということで、今の、例えば一次調整力のリクワイアメント評価というのは、周波数が上がれば出力を下げに行って、周波数が下がれば出力を上げに行くという、そういう方向だけを見ているような理解を今までしておりました。そういうリクワイアメントと、実際こういう細かな応答をさせていただいた時の評価というのが、本当にどういうふうに対応するのか。リクワイアメントはもうそれでいいよと、でも評価はきちっと最後にしてあげて、応答性の早いものに対価をあげるのかとか、その辺の整理を少ししていただければなと思いました。

この2点だけです。ありがとうございました。

#### ○金本座長

どうもありがとうございました。その他にございますでしょうか。五十川委員、お願いをいたします。

#### ○五十川委員

はい。丁寧に検証いただきありがとうございます。資料3-1からコメントします。

ロジックの運用、精算案について、18ページにあるような形で案①と案②を提示いただいております。それぞれ固有の難しさがあると感じておりました。案①については地内混雑が発生した場合に解の収束に問題がある可能性が指摘されています。横山先生のコメントともかぶりますが、これが運用上どの程度深刻なのかという点が、一つはあるかと思っております。

また、そもそもアイデアとして個人的にややしっくりきていない点がありまして、案①では20ページにあるように、SCUC③、これで価格算定とBG計画策定を行うわけです

ね。これは、電源態勢は②で固定した上で、そこに小売入札需要を割り当てたような形になっています。ここで付く価格というのがいったいそもそも何なのかという論点があるのではないかと考えています。これで問題ないのかもしれませんが、この部分について、もしお考えがあれば伺いたいです。

一方で案②についてです。検証では予測を外した主体に負担が生じる点が示されており、インセンティブの方法としては合理性があるということで理解しました。仕組みとしてはあり得るというふうに思うのですが、後の資料5でもまた論点としてありますように、kWhとして確保するというになると、送配電事業者が前日市場において常にその取引を行うということになりますので、市場運用の考え方として、かなり大きい話になるのではないかと考えています。この点で、各市場参加者として違和感がないのであれば、検討の余地が十分あるのではないかと考えています。

続いて資料3-2についても簡単にコメントします。調整力 $\Delta$ kWhに対する適切な対価についてですが、20ページにありますように、パフォーマンス価値の考え方を設けるということに賛同します。具体的にはこれから詰める必要があるわけですが、その評価方法について深掘り・検討していくということによいのではないかと思います。

もう一つ、後半の調整力kWhのシングルプライスオークション化についてです。49ページにまとめられている、懸念としてあった論点についてケーススタディーを行って、大きな問題が生じないということを確認したというのは、今回の一つ有用な結果ではないかと考えています。

以上です。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございました。次は小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。丁寧にご説明いただきましてありがとうございました。まず、資料の3-1に関して、45枚目のスライドで今後の進め方についてご提示いただきましてありがとうございます。私も先ほどの横山先生と少し同様の意見でございますけれども、案①、案②いずれも採用し得る方針だというふうに認識しております。

そうした中で、案①に関しましては、非常にこの案①というのは、ロジックとしては、全体としてとても整合の取れた良いロジックかなと思います。まず、黄色と青色、小売需要とTSO需要それぞれを踏まえてSCUCロジックを走らせて、その上で実際の電源起動・供給に関わる青色ロジックでのこの計算結果を踏まえて、改めて緑色のロジックを回して、市場取引とも整合する形で全体最適で計算するというので、ロジックとしては大変整合の取れた良いロジックかと思っておりますけれども。

私も、先ほどの、少し横山先生と同じ意見です。これが、実際にこの緑色のロジック

で改めて計算することが、計算時間長期化等で、なかなか社会実装の観点から難しい面がないかどうか。ちょっとこの点は私も同様に懸念するところでございます。

技術検証の場におきましても、おそらく、これまでの計算を振り返りますと、直観では非常に、この青色ロジックで起動停止での得られた結果を前提に何かしら計算しても、より時間が長期化するような計算結果も、検証のところで見られたかと思います。なかなか扱う問題自体が非凸計画問題でございますので、やはり直観に相反するような形で計算時間が長期化する面もあるかと思います。この点は注意深く検証することが大事ではないかというふうに思っております。

また、案②に関しましても、こちらも先ほどの横山先生のご意見と同じですがけれども、33 枚目で、やはりTSOの需要が収支マイナスになる可能性がある。下根さまのご説明ですと、TSOの需要のほうが比較的大きい場合にもあると、6対4ぐらいだというお話も少しあったかと思っておりますけれども、この点についても少し、実証を深めることも大切かなと。そうした、もう少し深掘りした上で、総合的に見て案①、案②いずれかを選択することをいま一度考えてもよろしいのではないかというふうに、私も思った次第でございます。

それから、あとは資料の次の3-2に関してでございます。パフォーマンス価値に関して、大変良いご提案かなと。高速商品について価値を付与するという、そういう方向性については賛同させていただきたいと思っております。

実際の市場とは少し離れたことを申し上げますけれども、おそらく $\Delta kW$ というのは、もっと、実際の現状の市場取引よりも細かい時間解像度で、価値というのは変動しているのではないかなと思っております。ですので、おそらくもっと細かい時間解像度で、実際のところは $\Delta kW$ というのもそれぞれで、より細かい時間で価値が変動しているというふうに思っております。そうした実際の $\Delta kW$ の価値を、ご提案いただいたマイレージ評価、パフォーマンスの価値で補完するという、そういう考え方で今後検討を深めることが大事なのではないかと。

一次商品、二次商品の実態により即した価値の在り方をどういうふうに考えていくべきかということで、より $\Delta kW$ の、もう少し物理的な価値に踏み込んだ上で、今後のこのパフォーマンス価値の織り込み方について検討することが大変大事ではないかというふうに認識した次第でございます。

私からは以上でございます。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。次は河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

はい、河辺です。難しい問題を分かりやすく整理いただきまして、ありがとうございます。

した。私からは、資料3-1についてコメントさせていただきたいと思います。

資料3-1で案①、案②ということで今回ご提案いただいております。将来の系統運用において、 $\Delta kW$ の発動制限を含んだ系統混雑を避けるというためには、地点ごとの需要や地点ごとの再エネ出力に関するできるだけ正確な予測値というものに対して、適切な電源態勢を決めておくということが重要になると思っております。その点では、両案とも基本的にTSOの想定した需要や再エネ出力に基づきまして電源態勢を決めるという方法になっておりますので、TSO想定が比較的精度が高いという、そういった前提に立てば、両案とも安定供給にも配慮した案になっているというふうに理解いたしました。

その上で、1点だけ案の①のところで気になったところなんですけれども、スライド22のところで例示いただいている、SCUCの③-3というものです。こちらは、私の理解といたしましては、TSO想定需要に対して小売想定需要が大きい場合におきましては、小売の想定需要を用いて電源態勢を決めることもあり得るという、そういうことだとまず理解しました。

その理解の下では、これをすると系統混雑への対応といった観点では支障が生じ得るようにもちょっと思いましたので、今回資料の中で提示いただいている収束性の課題ですとか、それから計算時間の課題といったものに加えて、こういったSCUCの③-3といった形のことをした時に、系統混雑とかそういった観点でも問題が生じないかというところは、慎重に検討していく必要があるのかなと思いました。

以上でございます。

#### ○金本座長

ありがとうございました。じゃあ、松村委員、お願いいたします。

#### ○松村委員

はい。発言します。今回、ある意味でとても細かいことではあるけれども、とても重要なことを適切に整理してくださり、ありがとうございました。この方向で検討が進んでいくことを期待しています。上で、この委員会で言うことではないとは十分認識しているんですが、ちょっと発言します。

まず、小売需要とTSO需要で乖離が生じ得ることはとても重要な点だし、実際に起きているわけなので、これが起こった時にどう対応するのかはとても重要な点だということは、十分分かっている。

これはそもそも、小売需要とTSO需要と、それから真の需要の間にどういう関係があるのか、あるいはどういう傾向があるのかということがファンダメンタルな情報で、そのような情報を共有しないで、本来はこの議論というのを進めることはとても難しいのではないかと思います。

実際にそのような議論は別の委員会でやられているので、この委員会の所掌ではないと

いうことは十分分かっているのですが、別の委員会で行われてきたものの紹介だけでなく、今後、おそらくその時の状況と大きく変わってきていると思うので、これが足元で、あるいは将来ではどうなりそうなのかというようなことも情報としてないと、議論がすごく難しいのではないかと。それは、逆に言うと、その精査が必要だと思います。

具体的に言うと、間違えているというのが、本来ちゃんとしていけば、間違えるということは当然あるのだけれども、システムチックに間違うということはないはず。つまり、T S Oのほうが大きいということもあるし小売のほうが大きいということもあるし、真の需要がその間に入るということもあるし、両方が外しているということもあるし。ある意味で、予想できないような何かショックが起こった時に、外すということは当然だと思し、T S Oの予想がより正確でその外れの絶対値がT S Oの方が小さいこともあり得ると思う。しかし例えば夏とか冬とかの需要期は、小売のほうが過小に予想している傾向があるのだとか、あるいは春とか秋とかの不需要期には逆だとかって、そういう変なことがあるのだとすると、むしろそっちのほうが大きな問題なのではないかということも、当然あり得ると思います。そのようなことを是正することなしに、こういう議論が、当然ある種の傾向があるものとして議論が進んでもいいのかということについては、少し問題意識を持っています。

インバランス料金のところの議論で、200円という価格でもう十分なインセンティブが与えられていると新電力の方が多く主張されたということからして、現状でも小売のほうが間違うことがあったとしても、ある種システムチックに間違うというようなこと、需要期には常に少なめに予想しているなどというようなことは絶対ないはずだし、もしあったとすれば、あの議論は本当に恥ずかしい議論だったということになると思います。そんなことは決してないとは思いますが、そういうことは起こっていないということ、ある種システムチックな間違いではなく、本当にある種ランダムな間違いであるということとは先に確認しなければいけないのではないかと思います。

T S Oのほうも同様で、特定の時期だとか特定の局面だとかで、何かある種バイアスのかかった間違いをいつもしているということだとすると、それ自体が信頼性を失うということになると思いますので、別の委員会でやることだと思いますが、そちらでの精査を促すことが必要だと思います。

その上で、今回案として提案されたものはそのようなものを含んでいるから安心していますが、より正確な需要をした者がより少ない損失になるというか、利益を得るというか、そういう制度の仕組みのほうが望ましいと思います。

大きく外した時にすごい損失があるのではないかと。先ほど横山委員のご指摘でも、T S Oが大きな損失を被る可能性について注意深くということはあるのですが、それは、ある意味でT S Oがすごく大きくシステムチックに外しつづけることがあれば大きな問題になるのかもしれないのだけれども。それなりに正確に予想し、なおかつ外すことがあったとしてもある種ランダムに外すということであれば大きな問題ではないのか、あるいはそ

うであったとしても大きな問題なのかということは、とても重要な点だと思います。

いずれにせよ、より正確な需要をした者がより損失が少なくなるという制度の下で、システムチックに予想を外し続ける者が大きな損失を被る可能性があることが、そんなに深刻なことなのかどうかも含めて、議論する必要があると思います。

また、誤りがシステムチックでないということだとすると、多くの文脈で行ってこいになるというようなこと、損失が出ることも利益になることもあり、基本はキャンセルするはずだという構造になっているのか、そうっていないのかもとても重要な点になると思います。

今回の検討だけに限らない、私たちが制度を設計する時に、あらゆる局面で考えなければいけないことだと思いますが、より正確な需要をした人がより少ない損失になっていて、システムチックな誤りをしていなければ、ある種のストラテジックな誤りをしていなければ大きな損失が発生しないものなのか、そうだったとしても大きな損失が発生するものなのかということは、区別した上で議論する必要があると思います。

次に、調整力のスペックに関して、1往復するだけというのと何往復もしてくれるというのでは、特に指令に応じてやっているというような場面では、ある意味で何往復もできるところというのはスペックが高いという意味だと思うので、そういうところがありがたい。それは同じ評価でいいのかというのは、いろんなところで出てくる重要な問題提起だと思いますので、議論が今回の提案のとおりに進んでいくことはいいと思います。しかし口頭でちょっとご説明があった、じゃあ例えば $\Delta k W$ の単価を1.5倍にするとか2倍にするとかという、そういうのはあくまで例示として言ったわけで、そういうことを原案として考えているわけではないということを説明いただいたと思っているので安心はしていますが、それはちょっとあまりにも乱暴ではないか。

例えば、今、ハイスペックのものが8割で、自然体だとそうでないものが2割という状況から、ハイスペックなものが81%、81の調達ということになったら、ロースペックなものは20の調達を19に減らせるんじゃなくて18に減らせるということだとすると、そのようなハイスペックの動きをしてくれるものに対して2倍の単価を払うのはある意味説得力があるかもしれない。2倍の価値をもって調達量を減らせるから。

そうでなく、調達量が一定とされているのにも関わらず、そっちのほうは単価が2倍というのはいったいどういう理屈なのか。そういうものが一定程度以上なければいけないとか、そういうことの必要性は十分分かりますが、それを、単価を1.5倍にするとか2倍にするとかという、そんな安直なものが第一の候補として議論されるなどというのはとても面妖なこと。今言ったような、ハイスペックなものであればロースペックなものに対して調達量を減らせる効果が具体的にあるのであれば別ですが、調達量を所与としてそのような議論をするのは、とても面妖な議論に私には聞こえます。

いろんなやり方があり得る。その時に、実際の挙動が問題なのか、そもそもハイスペックのもので、指令に応じて非常に速いスピードでやってくれる、そういう能力があるもの

がここに出てくるということが重要なのかということによって、どのようなインセンティブを与えるべきかが変わってくると思いますので、具体的に何が必要で、こういうハイスペックのものというのがどういう形で必要なのかというようなことについては、もう少し整理をした後でないと、具体的な保証の議論を、説得力をもってすることは困難だと思います。

必要性について提起されて、具体的にいろんな形で候補を挙げながら検討していくのはいいと思いますが、安直なコンペンセーションにならないように注意する必要があると思いました。以上です。

○金本座長

ありがとうございました。次は山本オブザーバー、お願いをいたします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本でございます。資料の3-1についてコメントさせていただきます。

まず、24 ページにおきまして、地内系統が混雑する際にTSO想定需要と小売入札需要の大小関係が逆転する場合に、案①で解が収束しないとのご説明をいただきました。資料に示されたケースで収束しないというのは理解できますけれども、前回の検討会で、小売の入札方法は原則地点を特定せず、エリア単位とする方向で整理されたと認識しておりまして、この前提の下では、TSO想定需要の系統ごとの比率などを参考に小売入札需要を配分するといった方法が想定され、その場合は24 ページのようなケースは起こらないのではないかと考えています。

もしデータセンター等の大規模需要など、地点を特定した入札を求める制度設計となる場合を想定しての課題認識ということであれば、ロジック側での対応だけでなく、地点を特定して入札される需要の情報をTSOに連携いただいて、そういった情報を基にTSO需要を想定することで、24 ページのようなケースが生じないようにして、市場における収束の課題を解決するといった対応策もあるのではないかと思います。

また、25 ページのような実需給断面における下げ代不足となるケース。これは、市場の結果と実運用の電源構成をどこまでマッチさせることを目指すのかという課題でもあると思います。これらは、基本的には一致することが望ましいと思っていますけれども、一方でこのようなケースにおいては、優先給電ルールなど運用面で対応する方法もあると考えられますので、この点については、今後の制度設計の中でよく検討していくべきだと考えてございます。私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございました。次はJERAの東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

はい、JERAの東谷です。私も資料3-1について1点コメントさせていただきます。

案①についてですが、資料20ページを見ると、SCUCを3回計算するようになっておりますが、SCUC①で小売入札需要が決まれば、TSO想定需要との差し引きで、この $\Delta kW-I$ というものが求まりますので、これを調整力の必要量に上乗せしてSCUC③を計算すれば、2回のSCUCで最終的な電源ラインアップが決まるのではないかと思います。つまり、この案ではSCUC②というのが不要ではないかということです。

この考え方に基づいて、ルールベースとしてTSO想定需要の方が小売入札需要よりも大きい場合、すなわち $\Delta kW-I$ がプラスの場合、調整力必要量にこれを上乗せし、SCUC③で電源ラインアップを決め、逆に小売入札需要の方がTSO想定需要よりも大きい場合、すなわち $\Delta kW-I$ がマイナスの場合、上乗せせずにSCUC①だけで電源ラインアップを決めるということにすれば、24、25ページに記載されているような混雑発生時の課題も一定程度は解消されるのではないかと考えております。

また、仮に $\Delta kW-I$ が大きい場合、調整力を過大に調達してしまうという懸念はありますが、過去の検討会でも示されたように、時間前同時市場で $\Delta kW$ を含めた取引が行われることを前提にすると、実需給に近づくにつれて、 $\Delta kW-I$ が徐々に小さくなっていくのではないかなと考えております。

以上になります。

○金本座長

ありがとうございます。次は東京ガスの渡邊オブザーバー、お願いいたします。

○渡邊オブザーバー

渡邊でございます。ありがとうございます。詳細なご検討とご説明ありがとうございました。私からは資料3-2につきましてコメントをさせていただきたいと思っております。

62ページ、最後のところでございますけれども、全体の検討結果を通しまして、一次・二次の調整力についてマイレージ評価のようなパフォーマンスに対する報酬を検討していくという方向性は、適切な電源の収益と、効率的な調整力の調達という観点で考えますと、これらを両立させるという観点から大切な取り組みだというふうに受け止めさせていただいております。

今後、同時市場の全体の検討を進めていく中で、三次のインセンティブも含めた $\Delta kW$ の価格ですとか、あるいは調整力側も含めた $kWh$ の価格など、全体感を持ちながら、電源価値の評価というものを適切に検討いただければと思っておりますので、引き続きよろしくお願いいたします。私からは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。次は市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ありがとうございます。市村です。私からは1点、資料3-1についてですね。

これまでの私の理解としては、3-1、3-2というのは、いずれにせよ今後詳細を検討いただくということなのかなと思っています。もともとの議論の発端としては、TSO想定需要と小売需要というところを分析した中で、やはりTSO想定需要のほうが基本的には正確性が高いというか、信頼性があると。そういう前提の中で、電源の起動に関して、基本的にはTSO想定需要を前提とすると。それで、 $\Delta kW-I$ ということが、取るという議論がされたというふうには理解しております。

その上で、この案の①、3-1、3-2いずれも、基本的にはそれを前提としている内容ではあると思いますので、その意味では、あとは実運用のところを見ていくということかなというふうには思っています。

その上で、先ほど松村委員にご指摘いただいた点については、それだけではなくて、より詳細な需要の実態というところを、より分析し考えていく必要があるんじゃないかなという問題提起だったのかなというふうには理解しています。これは足元というか、まさにこの場という問題ではないような気はしているんですが、システムチックな誤りという話もありましたし、実際のところ、最近でも意図的なインバランスの発生の問題と、こういったようなところもあると思っています。

そういった時に、インバランス設計全体として、同時市場のこの議論の中も、なるべくインバランスを発生させないような仕組みを前提とすると。それは読みにくいようなインバランス設計をしていくというところ。そこは、経済的なところを含めて、きちんとそれを担保していくということは重要だということだと思っています。

これは、現状の仕組みの延長線上で考えていっているわけですが、一方で足元でもいろんな課題が発生してきているところがあるのかなというふうには理解しておりますので、その中長期的な、今後の同時市場のところと足元のところ両方を、実際の需要の傾向ですとか、どういったインバランスの発生の状況、インバランスというか需要想定ですね。需要想定ですとか、こういったところが、同時同量の前提がどうなっているのかというところは、やはり足元でも非常に大事ですし、今後、それを踏まえても中長期的な在り方としても非常に重要な議論だろうというふうには考えております。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次は野澤オブザーバー、お願いいたします。

#### ○野澤オブザーバー

ありがとうございます。資料3-1について、1点だけコメントをさせていただきます。

案の②についてなんですけれども。事務局の資料中にもあったと思うんですけれども、TSOが売買の主体になるというところ。これにどういうリスクがあるのかというのは明らかにする必要があるように感じました。横山先生もおっしゃったとおり、そもそもTSOがもうかる、損をするみたいなリスクを一応抱えていること自体が、TSOの位置付けを考えると、本当にそれでいいのかというところがあるのと、もう一つ、ちょっと情報の非対称性みたいな観点も出てくるのではないかというふうに考えておりました。

この電源起動を決める需要想定を行う主体としてのTSOと、取引の主体としてのTSOの顔がある中で、情報の非対称性の整理というのが論点としては出てくるのかなというふうに感じました。

最終的なインバランスはTSOの想定需要ではなく実需要でもって決まりますので、大きな問題はないのかもしれないんですけれども、他方で、コスト構造を把握した上で起動を決めるのはTSOなので、その点は情報管理の整理なんかというのも、これはあまり世界的にも例がないような気がしますので、必要があるのではないかなというふうに感じました。

以上になります。

#### ○金本座長

どうもありがとうございました。他ないようです。すみません、私のほうから2点ほど質問です。

最初の3-1のほうで、案①も案②も両方、黄色と青色を同時にやるということにしているんですが、なぜそれが必要なかというところが、ちゃんと私は理解できなくて。最後の46スライドのところにありますけれども、アメリカのISOは、最初は黄色で価格を付けて、入札価格の変更とかあるいは差し替えとかはその後申請ができて、その後にISOの想定需要に合わせてもう一回回すと。価格については、ここで変更になった部分というのは、アメリカの場合はあとはリアルタイムのマーケットしかないので、リアルタイムの価格で精算をするというふうなことになっています。

これから時間前市場を作るとすると、次の時間前市場の価格で精算というのも可能かなと思います。そうすると、シンプルになります。

あと、スケジュール的にも午前中に黄色を回して、変更があつて、その後午後にISO想定需要で回して、翌日に行くといったので合理的かなという気がしました。その辺はどうお考えになるかということが一つ。

もう一つは、3-2のところ、スマートメーター30分ごとに合わせてやるために5分の計量を全て30分の平均価格でみたいな話のように見えるんですが。それは、普通の家庭

についてはそれでいいと思うんですけども、大きな発電機とかは5分でメータリングができますので、そういうところは5分ごとの価格データでちゃんと計算したほうがいいのではないかなという気がしています。アメリカではどこのISOもそれをやられていることですので、それをお考えにならなかったのかなというのがもう一つのご質問です。その他にございませんようでしたら、事務局のほうからご回答をお願いいたします。

○下根電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

はい。広域機関事務局でございます。委員の皆さま方、オブザーバーの皆さま方、大変有意義なご示唆、コメントあるいはご質問を頂きましてありがとうございます。2つの資料についてご意見を頂きましたので、回答できる範囲でそれぞれ回答させていただければとも思っております。

まず3-1に関しましては、こちらは45ページのまとめにも書いてございますように、事務局としては両案あり得るという話で、今後しっかり検討を進めていくのが大事というふうに書いてございます。

その上で、横山委員に頂きましたところですか、小宮山委員、そして河辺委員に頂きましたところ、今後特に案①というところを検証していくに当たりましては、小規模な系統の机上の検討だけではなく、実際の実系統規模あるいはそれに準ずるような形でしっかり検証を進めていった上で、本当にどういったレベル感の課題なのかというところを明確にしていくことが大事だと。そういったご示唆を頂いたというふうにご考えてございます。

こちらに関しましてはご指摘のとおりかなとも考えてございまして。ちょっと、現時点でどこまでできるかというところは未知数なところもございまして、そういった検証が大事というところに関しましてはご指摘のとおりかなというふうには考えているというところでございます。

一方、案②というところに関しましては、制度の立て付けというところでもございましたりですか、TSOの収支に関わるところでいろいろコメントを頂いたんだというふうにご考えてございます。制度の立て付けとかに関しましては、本日の最後の議題のほうで、少しご議論いただく準備も整えてございますので、そちらのほうに委ねたいというところではございます。

収支の影響のところに関しましても、こちらは頂いたとおりだったのかなとも思っております。過去の検討におきましては、市村委員からも補足いただきましたように、基本的にはTSOのほうが決定的な本当の需要に合致することが多いというところもございましたので、そういったマクロ的な傾向に準ずると、ランダムに外したケースにおきまして、今回お示したようなマイナス収支になるケースがゼロではないのは、当然そのとおりだと思っておりますが、年間を平均したところにおきましては、基本的には、構造的にはプラスになると。そういった方向になっているのではないのかというふうには考えてございますが、こちら、本当にそうなのかというところをしっかりと検討・議論をしていく

べきだというようなご示唆を頂いたのだと考えてございます。

また、松村委員にも頂きましたところ、そういった観点では、より正確な想定をした方が損失が少なくなるようなところが合理的というところをベースにしながらも、そういったところが本当にそうになっているのかというところですか、あるいは、T S O の想定と小売の想定にそこまでギャップがあること自体がそもそも本当に問題ないのかといったご示唆も頂いたのかとも思っております。

こういったところに関しましても、最後の議題のほうで少し論じていただくようなところも準備してございますので、おっしゃるとおり、今後こういったところの検討を進めていくに当たりましては、そういう先ほども申しましたところの傾向分析というところもしっかりした上で、構造的な問題がないのかというところをしっかりと精査していくべきというところで、認識のほうをしているというところでございます。

また、3-1に関しましては、今回提案した手法に限らず他にもいろんな方法があるのではないのかというような、そういったご議論、アイデアも頂いたのかなとも考えてございます。こちらも、今後検証を進めていくに当たりまして、なかなかクリアが難しい課題が見つかるようになった暁に、どういった方法が他にもあり得るのかというところのアイデアに活用させていただければというふうに考えているというところでございます。

続きまして、3-2に関しまして、こちらはパフォーマンスに応じたところに関しまして、おおむね、基本的な方向性というところに関しましてはご賛同いただいたのかなというふうに考えてございます。一方、事務局からもお示したように、今後検討すべき内容が多岐にわたるというふうに考えてございます。

特に、松村委員から頂きましたとおり、ちょっと私の説明が安直な表現で恐縮だったというところではございますが、おっしゃるとおり、安直に1.5倍、2倍にすればいいという話をしているわけではございませんで、実際にそれによって調整力の量が変わり得るのかどうなのかと、そういったところを、渡邊オブザーバーにも頂きましたように、他の商品でございまして調整力kWh、そういったところの収益も含めて全体最適になるようにというところをしっかりと確認した上で、何が全体の方向として合理的なのかというところを勘案しながら、技術的な評価方法とそれに対する対価のお支払いというところをセットで議論していくべしという話だとも思っておりますので、そちらに関しましては、そういったところを念頭に今後の議論というところをしっかりとやっていきたいというふうに考えているというところでございます。

最後に、金本座長に頂きましたところでございます。少し戻ってしましますが、3-1に関しまして、青黄の同時実施の必要性というところに関しましても、ここはご指摘いただいたとおりでございまして、今後、時間前同時市場というところを何回開催するのか如何によっても、どういったタイムラインで回していくのかというのは変わり得るのかなというふうにも考えてございます。

これまでの技術検証の結果とか、海外の事例とかを見ましても、SCUCの結果という

ところを回そうと思いますと、やはり1時間とか2時間、そういった時間がかかる計算なのかなとも思っています。そういったところをあまりシリアルな逐次処理をし過ぎてしまいますと、実需給に近づいてしまって、どうしようもなくなるという話でございましたり、あるいは時間前同時市場というところをそれなりの高頻度でやろうというふうに思っていますと、なかなかそれを逐次処理で行うような時間的な余裕も難しいといった話もあろうかとも思っていますので。このあたりは、今後の市場設計全体の中で考えていく、そういったところなのかなというふうに考えているというところでございます。

3-2で頂きました30分スマートメーターとか、そういったところに関しましても、ご指摘・ご示唆いただいたとおり、海外におきましては需要側の精算と、発電側の精算というのを分けているという実態があるというところは、事務局のほうでも把握しているというところではございます。

今回はあくまでも現行の制度というところを踏襲して、すべからず事業者の精算というところを30分単位に行うのであればこういった方法かというところを、マクロ的な方向というところで問題ないことをお示ししたというところではございまして。さらに、同時市場に向かうに当たりまして、そういった海外において見られるような工夫というところに進んでいくのかどうかというところに関しましては、少し新たな議論になるのかなというふうにも考えてございますので、そういった世界観もあり得るというところも念頭に置きつつ、現在は現行制度をベースにした検討の結果をお示ししているというところでご理解いただければというふうに考えているところでございます。

事務局からは以上となります。

## (2) 同時市場における特殊なリソースの取り扱いについて②

### ○金本座長

ありがとうございました。それでは次の議題に移らせていただきます。次の議題は、議題(2)同時市場における特殊なリソースの取り扱いについての②でございます。これにつきましても、事務局の広域機関のほうから資料4のご説明をお願いいたします。

### ○下根電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

はい。続きまして議題(2)でございますが、資料4、同時市場における特殊なリソース、今回はDERに関する取り扱いについて整理した資料のご説明でございます。

右肩2ページでございますが、古くは約1年半ほど前、第5回の本検討会におきまして、同時市場におけるDRの取り扱いというところに関しまして、さまざまな取引形態ごとに論点を整理して、今後の検討の進め方ということ整理したというところでございます。その後、第13回の本検討会の取りまとめにおきましては、DRのみに特化するのではなく、DER、いわゆる分散型エネルギーリソース全体にフォーカスを当てて、諸外国の例も踏

まえながら議論していこうと、そういったふうにしておったというところでございます。

またというところで、過去の議論の中で、DERというところは、その規模からローカル系統以下に接続されることが多いのかなというところでございます。こういったところは、同時市場で直接取り扱えない、そんな課題があるのではないのかということで提起いただいておったというところでもございますので、こういったところに実際どのような課題があり得て、どのように検討を進めていくべきかというところについての整理も大事かというふうに考えてございます。

そういった観点から、今回は少し最新の海外事例、そういった情報のほうを収集してまいりまして、今後の同時市場におけるDERの取り扱い、検討の進め方というところに関しまして、整理を行ったというところでございます。

ではまず、そもそもDERとDRの違いはどういったものなのかということ踏まえまして、論点の整理を行うというところでございます。7ページのほうに、DERという分散型エネルギーリソースと、DR、いわゆるDemand Responseですね。そういった違いというところ、言葉の定義というところをお示するとともに、下のポンチ絵で違いということもお示しているというところでございます。

リード文の2つ目のポツにも書いてございますように、「つまり」というところで、DRというところに関しましては、全体的にはDERに包含される、そういった概念なのかなというふうにも考えてございます。大きな違いとしては、系統に直接接続しているのか、あるいは受電点以下なのかというところが差異かというふうにも考えてございまして。ただ、いずれにしても、分散型というふうに書いてございますように、小規模故にアグリゲーションによる応札が多いということは共通なのかと考えているところでございます。

その上で、13ページにお示ししてございますのは、こちらは先ほども申しました、第5回の過去の検討会におきまして、DRの論点としてこういった論点があるのではないのかというふうにお示した内容であるというところでございます。こちらの論点も、改めてよく見てみますと、先ほども申しましたとおり、DERとの共通的な論点というのも含まれていれば、あるいは受電点以下の話に特化したDRの個別論点に分かれるのかなというふうにも考えてございます。こういったところ少し住み分けをした上で、検討のほうを進めていくというところでございます。

14ページが、今後の日本の同時市場におけますDERの取り扱いを検討するに当たりましても、まずはやはり海外事例が参考になるかというところで、アメリカのPJM、NYISO、CAISO、そういったところの状況というところを調査したというところでございます。

全体的な概要といたしましては、15ページにも書いてございますように、このあたりは以前の検討会から少しずつお示してきたところではございますけれども、いわゆるFERC Orderという形で、過去十数年前よりDRリソース、蓄電リソース、そしてDERリソース、そういったところの市場参入障壁撤廃に向けた議論というところが行われて

いるというところがございます。こういったFERC Orderに対応したISOの実際の具体的な対応というところが、やはり参考になるのではないのかというところで、調査結果も踏まえながら検討のほうを進めていくというところがございます。

まず、共通論点というところがございます、20 ページのほうに1つ目の共通論点を掲げてございます。こちらは過去にお示した論点でございますが、下の表に貼ってございますところは、いわゆるThree-Part情報等というところで、火力等を念頭ににしたThree-Part情報プラス起動・停止カーブですとか変化レートとか、そういった情報というところの一例を挙げているというところがございます。ここで論点としておったところとしましては、いわゆるDERの入札情報といたしまして、こういった火力と何か違えるものはないかといったところを海外事例も参考に検討をしていくというところがございます。

25 ページから、PJMの事例紹介というところでして、基本的にはPJMに限らず他のところも共通であったというところではございますが、DERの入札項目に関しまして基本は火力等の電源とおおむね同様なのかなというふうにも考えてございまして。その上で、当然使わない項目もあろうかというところですが、そういったところに関しましては、そもそも入力を簡素化あるいは入力しなくていいというところで、そういった柔軟な扱いをしているというところなのかなというふうに考えているというところがございます。

また、DRに関しましては、エネルギー市場とアンシラリーサービス市場というところに関しましては、必ずandという話ではなく、選択制、orというふうな入札が可能になっているというところで、こういったところも入力項目を使いながら調節しているという、そういう実態であったというところがございます。

続いて28 ページがCAISOというところがございます。こちら、各リソースの特徴に応じた市場参加モデルというところが用意されてございまして、概要に関しましては先ほどと同じような形かなというところで、2つ目のポツにも書いてございますように、火力等電源とおおむね同じ入札項目を踏まえながら、モデルの特性に応じた入札情報の省略というところが可能になっている仕組みだというところがございます。

29 ページ、NYISOも同じというところではございまして。もう一方で情報として得られたところといたしましては、「他方で」というふうに書いてございますところ、DRリソースに関しましてはコミットメント可能な需要の削減量ですとか、あるいは需要削減に参加する際の最低価格、そういったものが入力できるというところで、一見すると量・価格を指定した買い入札で扱っているというふうに見える事例もあったというところがございます。

こういったところの海外事例を踏まえますと、おおむね以下のような方向性かなというふうに考えてございまして。まず、kWh市場への入札情報、売りというところに関しましては、以前とお示した方向性と違えているわけではございませんけれども、発電機と同じような項目数ということは残しながらも、使わないなら使わないということで無効化

処理を行うと。そういった方法をやることによってワークするのではないかというふうに考えているというところがございます。

買入札に関しましても、DRリソースを買いで扱うという事例もあっていいのかなというふうには考えているというところが2点目でございます。

3点目の $\Delta kW$ の入札情報に関しましても、ここまで調査した限りにおいてはおおむね火力と同様かなと考えてございますが、少し読み替えが必要な項目があるのかなというところで。このあたりに関しましては、さらに追加の調査ということをやっていききたいというふうに考えているというところがございます。

最後に、 $kWh$ 市場あるいは $\Delta kW$ 市場というところに関しまして、こちらは先ほど申しましたとおり、特にDRというところに関しましては、後段にもご説明させていただくようなベースラインの課題、そういった様々な論点も存在しているのかとも考えてございますので、必ずandという入札でなくてもよいかというふうにも考えてございます。このあたりは海外同様に選択制ということも一案か、ということを書いているというところがございます。

続いて32ページが、DRのプライスベースの入札を認めるかという論点でございます。こちらは過去に前身の作業部会におきまして、事業者の方から、DR育成の観点からコストではなくプライスベースの入札を認めてほしいと、そういった提案があったというところがございます。こちらに関しましても、海外の事例を調査した結果が33ページだということでもございまして、こちらはやはり、あまり火力だからとかDERだからとか、そういったところの電源種で分けているというわけではございませんで、どちらかというところ市場支配力の行使を防ぐための価格規律という観点で、コスト・プライスの使い分けがされているというところがございます。

基本的にはそういった方向性なのかなというふうにも考えてございますので、日本の同時市場におきましても、今後はプライスベース入札の方向性、そういったところを認めるか否かというところに関しましては、DERか火力かといった観点で分ける話というよりは、やはり全体的な方向性の中で検討していく、そういったところを考えているというところがございます。

続きましてが、アグリゲーションの話だということでもございまして。以前、少し海外の状況ということをご紹介したところではございますが、今回改めて調査をした内容、最新の情報を持ってまいりましたので、38ページ以降でそういったところのご説明をさせていただければというふうに考えてございます。

こちらはアメリカにおけるDERのアグリゲーションの調査結果というところでもございまして、アメリカは当初、そもそもDERのアグリゲーションを認めていなかった、そういった実態があったというところではございますが、やはりそれではDERの発展というところがなかなか図れないというところもございまして、そういった観点から、CAISOあるいはNYISOというところでは先行して検討が進んでおったというところではございます。

それを受けまして、FERC Order.2222 という形で米国全体にDERアグリゲーションの市場参加促進が要求されたというところでございます。

他方というところで、やはり技術的にはいろいろな課題があるのかなというふうにも考えてございまして。そういった、違う地点、ノードでのアグリゲーションということが行われますと、その間で、好きにアグリゲーションの中で動かれてしまいますと、ノードを結ぶ送電線の潮流が変わる可能性があるというところで、系統混雑が発生する懸念ですとか、混雑の状況が変わり得るということはそれすなわちLMPが変わるということでもございますので、結果として市場の運用にも影響を及ぼすというところから、一定程度条件のほうを設定されておるというところでございます。

39 ページがPJMの事例というところでございます。PJMは、原則という話でいいますと、やはり先ほどのような影響が阻害し切れないというところもございまして、アグリゲーションするのであれば単一ノードに制限する方針が立っているというところでございます。

一方というところで、少しずつ規制緩和が進んでいるのかなというところで、FERC Order.2222 を踏まえまして、複数ノード間でもアグリゲーションしてよいというふうになっているところではございますが、条件があるというところで、下の矢尻にも書いてございますように、やはりあまり大きな規模にならないよというところでもございまして、3つ目の矢尻にも書いてございますように、卸電力市場におきましてはセルフとして扱う、そういったところで、そのノード間の潮流というところをいじらないということを徹底しているというところでございます。

続いてCAISOの事例でございまして。こちらは先ほどの経緯にもございましたように、比較的DERのアグリゲーションというところを進めてきたところなのかなというふうにも考えてございますが、それでも以下のような条件があったというところでございます。簡単に紹介させていただきますと、まず、地理的範囲という観点におきましては、CAISO管内を20個程度に分割した、そういったゾーン単位、そのゾーンの中であればノードをまたいだアグリゲーションがOKというふうになっていると。

このCAISOにおけます20個とはどの程度の規模なのかというところに関しましても、単純計算ではございますが、CAISOの系統規模というところが日本の約3分の1だというふうに考えますと、日本全体を60個程度に分けたような、そういったレベル感になるかというふうに考えてございます。

また、このゾーンの中で複数ノードをまたいでアグリゲーションするという話になりますと、通常の項目に加えまして、例えば分配係数というような項目の提出が求められているというところでもございまして。

これはどのように扱うのかというふうにもいいまして、右下の図にも描いてございますように、あらかじめノードごとに0.2、0.5、0.3、そういったふうな係数というのを定めてございまして、実際ISOからDERアグリゲーターのほうに給電指令を行った際には、

全体でアグリゲーションすること自体は構わないんですけども、その変化分に関しましては、提出された分配係数の割合に合致するようにそれを変化させてくださいというところで。要は、やはりノードをまたいだ潮流の変動ということは極力起こらないようにしている、そういったことを徹底しているというところでございます。

41 ページは、そういったところの海外事例も受けまして、今後日本でどのように考えていくのかということのイメージを書いたものだというところでございます。こちらの下の図にポンチ絵で描いてございますところは、アメリカそして日本共に、いずれにせよ将来的な系統混雑への影響というところをどのように考えるのかと、同じ論点を扱っているというところではございますが、少しアプローチの基準が違うのかなとも思っております。

アメリカは、先ほどもご紹介いたしましたように、当初はそもそもノード単位でしか認めていなかったというところを、少しずつゾーン単位に広げていると、そういった規制緩和の方法なのかなというふうに考えてございますが、他方でというところで、日本におきましては、すでに現行でエリア単位のアグリゲーションが認められているというところでもございますので、そこを将来の系統混雑の進展等も踏まえまして、どういった対応をするのかという、違うアプローチになり得るというところでございます。

ただ、いずれにしても、先ほども申しましたとおり、系統混雑への対応という観点でどのような対応が求められるのかというところに関しましては、検討していくのが大事かというふうにも思っております。PJMのような地理的範囲の分割で対応するのか、あるいはCAISOのように、そういったところは極力分割しないものの、ノードごとの分配係数を活用するのか。いろんなアプローチがあり得るのかなとも思っておりますので、このあたりはさらに、海外事例を参考に引き続き検討かというふうに思っているところでございます。

続きましてが、DRの個別論点の話だというところでございます。44 ページに書いてございますのが、このDRというところに関しまして、買い入札側で扱うのか売り入札側で扱うのかと、そういった論点を論じているというところでございます。

46 ページがその海外調査の結果というところでございます。とおおむね、多くのISOにおきましては、DRの市場入札方法に関しましては、火力等と同じく売り側の入札として扱っている事例のほうが多かったというところでございます。

一方、先ほども少し紹介させていただきましたように、買い側で扱っているような事例もあったというところでもございまして、こういったことを考えますと、ロジックで扱うにおきまして、結果は一緒になるのかなというふうにも考えてございます。下げDRの入札に関しましては、その事業者の契約形態如何によっても両方のニーズがあり得るというふうにも考えてございますので、こういったところは自由選択制にしてはどうかと考えているというところでございます。

また、いずれの方法であったとしても、やはり一番大事なものは、SCUCで扱うに当たりましては潮流計算を行うと。そういったところでノード単位の入札情報が必要になって

くるところでもございますので、どのように連携した上でそういった計算を行うのかということに関しましては、他の論点とも平仄（ひょうそく）を取りながら引き続き検討していきたいというところでございます。

続きまして、ベースラインの話だということでもございまして、現状の日本におきましては、kWh取引の際にはhigh 4 of 5のような統計的手法、そして調整力の取引の際には直前計測・事前計測といった、違うベースラインを活用しているというところがございます。そういった中で、仮にkWh市場・ΔkW市場両方に入札して約定し、そして両方の応動の指令が来たというふうになりますと、両方の指令の結果動いたところを切り分けて評価することが非常に難しくなるというところで、こういったところ、違うベースラインを扱っているというところから、どちらかの評価に関しましてはNGになってしまう可能性があるということをお示ししているというところがございます。

こういったところを海外においてクリアにしているような術があるのかということも調査したのが51ページだということもございます。こちらPJM、CAISO、NYISO等々を調べたというところではございますが、結果といたしましては、やはり北米におきましてもkWhとΔkWでは違うベースラインを使っておったというところもございます。また、そういった状況であるにもかかわらず、kWh、ΔkWを同時に供出した際の特別な評価方法は特になかったというところもございます。

こういったところをPJMにヒアリングをして、それで本当に問題ないのかというふうにお聞きしたというところではございますが、なかなか、頂いた回答といたしましても、目的別に使い分けしているだけだというようなところで、あまりクリティカルな回答は得られなかったというところがございます。

ここで改めて、PJMで扱っている調整力というところの定義のほうに目を向けますと、PJMで扱ってございますのが、いわゆるSynchronized Reserveというところで、緊急時の脱落成分に対応するような、そういった調整力かというふうにも考えてございます。要は、緊急時というところは常時発動するものでもないかというふうにも考えますと、こういった異なるベースラインで取り扱っても特に問題ないと、そういった可能性もあるのかと考えられるというところがございます。

そうなりますと、53ページに書いてございますのが、日本におきましては皆さまご存じのとおり、平常時の対応というところに関しましても調整力を扱うと、そういった制度でございまして、となるとやはり元の問題と申しますか、kWhとΔkW両方に入札・約定した際のベースラインの扱いというところが課題としては残り続けるというところがございます。

そのため、現状においてはすぐにその答えが出ないかというふうにも考えてございますので、まずもっての対応ルールに関しましては、どちらかの市場に供出した際にどのように評価するのかということも念頭に、しっかりそこを検討していくということかなとも思っておりますし、あるいはその先という世界におきましては、やはり両方の種類を

扱えるようにしておくことのほうが当然望ましいというふうには考えてございます。それをどういった方法によって解決ができるのかというところは、これからの検討かというふうにも思っていますが、そういったところの検討に関しましてもしっかりやっていきたいということを伝えているというところでございます。

56 ページでございますが、こちらはTSOから把握できない、いわゆる*Behind-the-meter*の中の世界の話をしているというところでございます。当時議論になったところといたしましては、一番下にも書いてございますように、そういった*Behind-the-meter*の中身がなかなかTSOから把握できないというところだとも思っていますので、そういったところが需給逼迫（ひっばく）時とかで影響を及ぼさないかというところの論点があったというところでもございます。こういった課題に対しまして、海外ではどういった対応がされているのかというところを今回ご紹介するというところでございます。

59 ページでございますが、米国におきましても同じような課題が顕在化し始めているのかなというところでもございます。例えば*Behind-the-meter*のPVが増えてくるというふうになりますと、そういったところの発電量が上回るケースにおきましては、需要予測がよく分からなくなるという懸念ですとか、あるいは自家消費を目的にしていらないような、そういった発電設備の出力が分からないという話になりますと、逼迫時の対応が難しくなる。そういったリスクがあるということでもございますので、その対応といたしまして、設備の情報ですとか、系統へ供給するような量、そういった情報の報告を求めていると。そういったスキームが少しずつ構築され始めているというところでございます。

60 ページは、そういったところを受けて今後の日本の方向性というところでございます。先ほども申しましたとおり、日本における課題、問題意識と共通的なところの動きが進んでいるのかなというふうにも考えてございますので、そういったところは日本の同時市場におきましても対応を進めていくことが大事かと思っております。中長期的にどのような対応をしていくのかというところに関しましては、引き続き海外事例も踏まえながら検討を進めていってはどうかというふうにも考えているところでございます。

続きましてが、ローカル系統混雑との協調というところでございます。こちらは分散型リソースというところに関しまして、今後より一層増えていく方向性かというふうにも思っております。そういったところが増えていった暁には、62 ページにもお示ししてございますようなさまざまな分散型リソースというところが、電力システム全体と融合した上で、安定供給・再エネ有効活用に資する世界観があり得ると考えているところでございます。

一方、同時市場との連携という意味では課題があるのかなというふうにも考えてございまして。これは、以前よりお示ししてございますように、最適化の処理の問題等々を踏まえますと、現状では、同時市場で扱える系統の模擬というところに関しましては、上位2

電圧、いわゆる基幹系統が中心になってくるかというふうに考えてございますが、やはり DER というところに関しましては、その規模から接続自体はローカル系統以下になることが多いのかなとも思っております。この点で、ローカル系統で混雑が発生した場合に、同時市場との関係性をどのように考えるのかというところが大変重要な課題になってくるというところでございます。

64 ページに少し、どういった問題になり得るのかというところの具体的な例を出しているというところではございまして。下の図に描いてございますように、ローカル系統に接続される小規模な DER に関しましては、やはりローカル系統で混雑が発生しますと、実際には出力、応札できない領域もあるのかなというふうにも考えてございます。こういったものを一切切無視した上で同時市場に応札・約定してしまうという話になれば、こういった約定結果に従えないような状況になってしまうかと考えてございます。

ただ、こういったローカル系統混雑というところは、単一の DER リソースだけ見ていればその発生状況とか対応ができるかというところ、そういったものでもないのかなというところだとも思っております。複数の DER リソースの挙動ですとか、あるいはローカル系統に接続されてございます再エネ・需要の変動、そういったものが複雑に絡み合っ生じるという特徴があるかというふうにも思っております。

こういったところは大変難しい課題かなというふうにも考えてございますので、先ほども申しました同時市場とローカル系統混雑の両立というところに関しましては、他の審議会での検討・取り組み等も踏まえながら、引き続きの検討が大事ではないかというところを書いているというところでございます。

最後に、まとめと今後の進め方というところでございます。こちらの内容に関しましては、先ほどまでにご説明した内容と重複するところもございまして、説明のほうは割愛させていただきます。資料の説明に関しましては以上となります。よろしくお願いいたします。

#### ○金本座長

はい。どうもありがとうございました。それでは自由討議・質疑応答の時間に移ります。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次氏名をさせていただきます。

それでは、どなたかいらっしゃいますでしょうか。五十川委員、お願いします。

#### ○五十川委員

はい。ありがとうございます。全体として、まとめていただいている内容に違和感はありません。2点ほど個別にコメントします。

33 ページでは、DER のプライスベース入札の方向性についてまとめられています。DER 個別については、この点以前もあつたと思えますけれども、他の電源と同様に市場支

配力を行行使する可能性があるかどうかを基礎として判断するという方向性は分かりやすいですし、考え方として良いのではないかと考えています。

続いて49ページ、ベースラインについてです。こちらでも以前の検討会で議論があったところかと思えます。kWh市場、ΔkW市場の両方に供出するというオプションを設けることが、全体の効率性の観点から望ましいということは理解できるところでもありまして、特にこのオプションの需要が事業者からも大きければ無視できないということは分かります。

ただし、やはりベースラインを統一するという作業はそれほど簡単ではないように思われるところであります。あまり類例がないということだと思いますし、イメージも難しいのですけれども、例えば両方のベースラインを計算して、その平均を取るようなイメージなんでしょうか。合理的で運用上問題がない共通ベースラインが設定できればもちろんよいとは思いますが、そもそもベースラインの設定については、ゲーミングなど複数の論点があるところでして、個人的にはあまりこの点を複雑にするのは避けたほうがよいのではないかと感じを持っています。もしこの部分が難しいのであれば、オプションBとCだけまずは認めるという方向性も現実的ではないかと思えます。

私からは以上です。ありがとうございます。

#### ○金本座長

どうもありがとうございました。そうしたら、市村オブザーバー、お願いいたします。

#### ○市村オブザーバー

ありがとうございます。まず事務局の皆さんに、いろいろとDRの取り扱いにつきまして分かりやすくまとめていただいて、感謝申し上げます。われわれ実業を担っている立場からすると、一昨年こちらでご紹介をさせていただきました内容、これを一定程度リフレクトしていただいたというふうに認識していますし、今回の取りまとめ内容、例えば市場向けのDR、いわゆるExplicit DRが供出される際のルール、これが分かりやすく整理されたという意味は大きいのかなと思っています。

その上で、2つほど確認というか事務局のご意見を頂きたいなと思っています。まず、これは表現の問題だと思うんですけれども、1つ目は33スライド目にあるプライスベース入札の方向性についてなんですけれども、この方向性で私もいいと思っています。ただ、この33スライド目の後段に「上記を踏まえると、プライスベース入札の方向性について、DERと火力等その他の電源で考え方を違える必要は特段ないと考えられ」と、こういうふうに書かれています。

この書きぶりだけを拝見いたしますと、DERと火力等の電源がある意味で同じ整理になるんだという印象を受けます。もちろん、アメリカなんかでもそういうふうな形で進めているわけですし、レファレンスとしては分かるんですけれども。われわれが実

業をやっていると、DRを生み出す需要側のリソース、つまりDERと発電設備では、やはりどうしても異なる事象も多くあるわけです。

例えばプライスベースということシンプルに当てはめた場合に、われわれDER目線でいくと、ゲーミングのリスクだと疑われるような事案もあるし、一方でリソースの有効活用が進まないという二律背反の事象もあるので、この整理の方向性でいいんですけども、できればやはりリソースを有効活用できるような柔軟なスキームとか、あるいはゲーミングリスクを回避するようなスキーム、これも同時に検討していただけるとありがたいなと思っています。まず、この点が1点でございます。

2つ目は64スライドだったと思います。ここの中段に「ローカル系統混雑管理との協調が重要」というふうにボードで書かれていますが、全くおっしゃるとおりだと思います。ローカル系統における混雑回避は、これは私見ですけども、中長期的にはノーダルなんかも視野に入れたLMPを活用していくということを目指していくのが、僕は合理的だと思っています。

ただ、そこまではまだ時間もあるし、当然系統混雑はこれから起き得るわけですね。そうすると、当面の間は需要側の対応というのが鍵を握ると思っています。その場合、こちらの資料にも他の審議会等々の議論も踏まえて議論していこうというふうには書かれているわけですから、当然他の審議会での議論のテーマだとは思いますが、例えば下げしろの商品化、つまり上げDRに価値を与えていくという観点もそろそろ重要なんじゃないかなと思っています。

というのは、上げのDRは、もうご承知のとおり、今はImplicit DR、つまり経済DRのみで運用されているわけですね。ということは、これは市場外取引という扱いになります。ただ、今、いろいろな大口の需要家さんと話していると、例えば系統混雑の時間帯があらかじめ分かるのであるならば、それで、その時間帯を指示してくれるのであれば、kW価値が与えられるという前提で、電気料金つまりkWhをより多く支払ってでも一定程度貢献するということが重要だという意見を言ってくれる方もいらっしゃいます。

実際、こういう大口の需要家さんのkWのボリュームゾーンというのは十数万kW単位ありますので、例えばTSO側の潮流制御のリードタイム、こういうものを考慮して、数カ月前とか数週間前に予告ができれば、私は実効性がずいぶん確保できると思っています。

これはPVの出力制御を回避し得るわけですし、当然再エネ発電事業者なんかにもメリットがあります。例えば、上げのDRでやった分の環境価値なんか需要家に付与できるようなスキームがあれば、結構応募したいという需要家さんは多いのではないかなと思っています。

今申し上げたのをイメージとしてあえて言えば、例えば上げDRの年間公募みたいなものを想定していただければと思っています。もちろんその場合は年12回という必要もないと思いますし、時期を限定してやるものだと思いますが、こういった下げしろの商品化あ

るいは上げDRの市場取引につながる選択肢なんかも、いろいろな場面でご検討いただければなと思っています。

いずれにいたしましても、同時市場の論議とローカル系統混雑の問題というのは、私は表裏一体の議論であるべきだと思っていますので、この観点につきまして事務局のご意見も伺えればと思っています。私のほうからは以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。次は新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

はい。ありがとうございます。私からは 32 ページ、33 ページのDERのプライスベース入札について申し上げます。DRもしくはDERの価格規律については、昨年需給調整市場において高値落札案件が発生したことも踏まえすと、小さなDERであってもピボタルなDERになり得るということであれば、一定の価格規律が必要という考え方もあり得ると思います。また、33 ページに出ております米国PJMも、同様の考え方で整理されているのかなと思っています。

そういう意味で、事務局の整理そのものに違和感があるということではございませんが、価格規律については、最終的には適正取引ガイドラインに反映していくといったことが必要になりますので、同時市場の全体像が見えてきたところで改めて検討していくことが必要であるということは指摘をさせていただきたいと思います。よろしくお願いいたします。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。その他にございますでしょうか。じゃあ、市村委員、お願いいたします。

○市村委員

はい。ありがとうございます。DR、DERについて適切に整理していただきましてありがとうございました。私からは、市村オブザーバーにご指摘いただいたローカル系統混雑のところについて、1点だけコメントさせていただければと思います。

この資料の中でも、基本的にはDERを何と定義するのかということにもよるとは思うんですけども、小規模なDERリソースに関しての課題ということで提示いただいているところかなというふうには思います。ただ、一方で、この上位2電圧以下という意味でいうと、15万4,000などという系統電圧で考えていくと、それなりに火力のリソースですとか、そういったものも連携しているという状況なのかなというふうに理解しています。

そういった観点からいうと、ローカル系統混雑と、この同時市場の接続というところは、

もちろん小規模DERリソースもそうですし、それだけに限らない一般的な火力リソースとの関係でも、極めて重要な論点なのかなというふうには思っております。

ここについては、どう同時市場とつなげていくのかというところはいろんな考え方があるところだと思いますし、これからきちんと考えていくということだと思いますが、この点は改めて重要な点だというふうには考えております。私からは以上です。

#### ○金本座長

ありがとうございます。その他にございませんでしょうか。よろしいですか。それでは、事務局のほうから何かコメント等がございましたらお願いいたします。

#### ○下根電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

はい。広域機関事務局でございます。委員の皆さま方、オブザーバーの皆さま方、大変多岐にわたる有意義なご示唆を頂きましてありがとうございます。

まず、33 ページ等々で頂きました価格規律というところに関しましては、こちらは市村オブザーバーにも少しご質問いただきましたが、そもそも価格規律自体をDERと火力で共通にしようという趣旨で書いたものでもございませんで、あくまでも海外の事例ということを紹介した上で、プライスの考え方というところに関しまして、海外の事例はこうだったというところをご紹介したというところでもございます。

あるいは、最後に新川オブザーバーにも補足を頂きましたように、こういったところ、足元の制度のDER、DRの価格規律ともおおむね整合的ではないというところも、それも踏まえて今後同時市場の全体が見えてきた中で検討していくことが重要だというふうにご示唆いただきましたので、それ自体は方向性も含めておっしゃるとおりかと考えているというところでございます。

続きまして、ベースラインというところに関しまして、五十川委員にも頂きましたように、やはりベースラインの統一というところはなかなかハードルが高いのかなというふうには、事務局のほうも感じているというところでございます。だから検討しないというふうに申し上げているわけではございませんが、そういったところから、まずはどちらかの市場に入れた時というところを中心に検討のほうを進めていくという方向性と、あるいはベースラインの統一というところに関しましても、一例ということで平均化する処理もあるのではないかとといったアドバイスを頂いたのだと思っておりますので、こういったところは幅広に、こういった案があり得るのかなというところに関しましては、今後しっかり検討していきたいというふうには考えているというところでございます。

最後に、市村委員そして市村オブザーバーから頂きました、ローカル系統混雑というところの協調ということに関しまして、いずれもこういったところが、ローカルといたながらも上位2電圧を過ぎればすぐ15万、7万だということを考えますと、そこまで小規模なものだらけでもないかというふうにと考えると、連携がより一層大事だということ自体はご

指摘のとおりかなと考えてございます。そういった意味で、この論点は非常に重要なところだというふうに認識した上で検討のほうを進めていきたいというところは、ご指摘のとおりかなと思っております。

その上で、市村オブザーバーに頂きましたところ、上げDR、そういったところの活用というところも、ローカル系統混雑の解消に一案ではないのかと、そういったアドバイスも頂いたのかなとも思っております。そういったところが仕組み上どのような対応としてあり得るのかとか、他の方法も含めてどう整合的な制度になるのかというところは、今後の検討かというふうにも考えてございますので、64 ページにも書いてございますように、他の審議会等における検討等々とも平仄を取りながら、しっかり考えていきたいというふうに思っているところでございます。

事務局からは以上となります。

### (3) 同時市場の制度に関する論点について③（入札・電源運用、約定）

#### ○金本座長

どうもありがとうございました。それでは次の議題に移らせていただきます。議題（3）は同時市場の制度に関する論点についての③（入札・電源運用、約定）でございます。議題（3）につきましては、事務局の資源エネルギー庁のほうから資料5のご説明をお願いいたします。

#### ○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

はい。資源エネルギー庁の長窪でございます。私からは資料5、議題（3）についてご説明をさせていただきます。資料5でございますが、同時市場の制度に関する論点について③ということでございます。前回は入札に関する論点について主にご議論いただいたところでございますので、今回はその入札に関する残りの部分の一部、再エネ電源の入札方法に関する論点と、それから資料3-1、議題の（1）でも取り扱われた約定の考え方に関する論点について、改めて論点をお示しして、だいぶご議論いただいたところではありますが、ご議論いただければというふうに思っています。

1つ目は再生可能エネルギー電源の入札方法ということでございます。もともとこの検討会はずっと、火力電源以外の入札方法についても整理をする必要があるのではないかとということございました。前回の検討会では、その技術的な観点も含めて、ある程度その検証の資料ということで、変動性再エネ電源の入札方法について整理をさせていただいたというところでございます。

ということございまして、基本的には変動性再エネ電源の入札方法、前回お示した方法に、基本的には異論はなかったと申しますか、ご賛成いただいたところかなというふうに思っておりますので、そういう方針でいいのではないかと考えております。それを改

めて整理したというのが6ページということでございます。

まず、変動性再エネ電源については、入札の枠組みとしては基本的な火力電源等と同じように、Three-Part Offerの形で入札をしていただくということでよいのではないかなというふうに思っております。変動性再エネ電源なので燃料費等は観念されないわけですが、その要らない項目については、DERのところでも出てきましたとおり、例えば空欄とかゼロという形で登録をしていただくことによって、要らない項目はないものとして処理がされると、そういったようなことでいいのではないかなというふうに思っております。

変動性再エネ電源でございますので、その出力量については当然変動があり得るわけですが、基本的な考え方としては、変動性再エネ電源の入札の仕方としては、発電事業者が出力量を予測して、その予測した出力量を市場に入札または登録していただくということになるのかな、というふうに思っているところでございます。

ただ一方で、これも前回の検討会で取り上げさせていただいたとおり、FIT特例制度がございまして、小売買い取り、送配電買い取りといったようなFIT電源があるというところでございます。これについては、現在の制度では実需給の前日の朝6時に計画値が配分されて、それをもって発電計画を立てればそれでよいということになっていますから、その制度を前提にする限りは、同時市場の入札量としても、その配分された計画値を入札していただくということになるのかなというふうに思っております。

また、買い取り義務者が一つ一つ、その買い取った電源について地点を特定してThree-Partを登録するというのは、なかなか難しいのかもしれないので、エリア単位で売り入札をすることになるのではないかなというようなことが、前回整理されたというところでございます。

補論として、コーポレートPPAについても取り上げさせていただいております。これは第14回検討会で、コーポレートPPAが今増えていると。相対契約がひも付く電源などについて、自己計画電源に関する論点についての議論が行われているところでございますが、それが、同じ相対契約がひも付く電源であるコーポレートPPAとの関係でどうなるのかということをちょっと整理してほしいというようなコメントを頂いたものですから、補論として取り上げさせていただいたというところでございます。

その点でございますが、基本的にはその際にコメントいただいたとおり、コーポレートPPAも相対契約の一つではございますので、基本的には一般の相対契約がひも付く電源と同じように考えていいのではないかなというふうに思っております。同じようにというのは、普通の電源については発電事業者は市場計画電源として入札することも、また自己計画電源として入札または登録することも基本的には自由だということになっていますから、コーポレートPPAについても同じように考えてよいのではないかなと思っております。

ただ、一方で、コーポレートPPAというのは相対契約が単にひも付くというだけではなくて、電源を特定した契約であることが普通で、その特定された電源というのは再エネ

電源ですから、そうなんだとすると、市場で経済差し替えをするみたいなことは通常想定されないんだとすると、基本的には自己計画電源として入札または登録するといった形が一般的になるのかなとは想定しております。

そのような形で自己計画電源として入札または登録が可能だとして、自己計画電源についても、安定供給の観点から、一定の場合には制約に服するというのが前回の整理でございますので、そうするとコーポレートPPAについても同様に一定の制約には服していただく必要はあると。ただ、コーポレートPPAは再エネ電源でございますから、これも前回整理させていただいたとおり、基本的には火力電源を抑制してもなお必要があるといったような場合に抑制されると。つまり、制約を受ける場合の抑制順というのは一般的な火力電源より後になるということだろうというふうに思っています。

また、コーポレートPPAについて、市場外で取引する場合にはあまり問題にならないかもしれませんが、同時市場に入札して市場経由で電力を受け渡していただくという場合に、その電源構成の表示をどういうふうに考えればよいかという論点もあり得るかなと思うんですが、この点については、今の、特に連系線をまたいで相対契約で電力を渡す場合、間接オークションの場合の考え方と同じように考えればよいのではないかなというふうに思っております。

どのような考え方かという、今、連系線をまたいで相対契約を締結して電力を渡すというような時には、特定契約と呼ばれていますけれども、この特定契約では、発電事業者と小売事業者が相対契約で定めた量以上の量を入札して、相対契約で定めた量より多い量がきちんと約定すれば、それは発電事業者の電源構成をもって小売電気事業者はその需要家に表示していいというような考え方になっているんだと思いますので、今のところ同時市場でも同じように考えてよくて、この点について将来何かさらに議論が進んだりしたら、その時点でそれを取り入れるということではよいのではないかなと思っております。

以上が前半の論点ということになります。後半の論点は、最初に申し上げましたとおり資料3-1でも取り上げられた約定の論点ということになります。内容についてはほぼほぼ資料の3-1でご説明をさせていただいているところですので、ちょっとかいつまんでご説明をしたいというふうに思っています。

もともとの問題意識としては、これは議題1のところでも市村委員からもご説明があったところではありますが、その安定的な電源起動という観点から、TSO想定需要を基準として電源起動を行うべきではないかというふうに作業部会で整理されたところがございます。

12 ページは、黄色ロジック、青色ロジックとわれわれが呼んでいることの起源でございますが、NYISOの資料を掲載させていただいております。NYISOがどういう運用をしているかという、12 ページに書いていますとおりではございますけれども、まず入札需要に基づいてSCUCをします。それから、ISOの想定需要に基づいてSCUCをして、出力配分をして、特徴的なのはその後もう一度入札需要に基づいたSCUCをやると

いうこととでございます。

この最後のパス5のところのSCUCでは、パス4のところが必要とされた電源でもやっぱり要らないということになった場合には、その電源については最低出力まで下げるということとでございます。最低出力まで下げますので、市場価格には反映されないわけですが、その場合でも発電コストは保証すると、このような運用をやっているようでございます。

PJMについては、これはこれまで検証の資料でもご説明をしたことがございますので詳細は割愛いたしますが、基本的にはPJMでは、前日市場における約定とか価格算定について、前日市場技術ソフトウェアというようなソフトウェアを使ってやっていると。このソフトウェアには3つのプログラムがあって、それがいわゆるSCUCやSCEDに相当するような機能を持つプログラムということとでございます。

PJMについては、前日市場では入札需要ですとかPJMの信頼性リクワイアメントに基づいてSCUCをやって、それから出力配分をやって価格算定までやって、それで前日市場としては終わりということでありまして、資料3-1に関して金本座長からも少しご説明がありましたとおり、その後でリアルタイム市場プロセスの一環として、TSOの想定需要に基づく電源の追加起動等をしていくというところが、先ほどのNYISOとは運用が違うところということとでございます。

作業部会の整理に戻りますが、作業部会では、 $\Delta kW-I$ 、差分を取りますということにしたわけですが、この差分の取り方については資料3-1でも説明があったとおり、 $\Delta kW$ として取るということになっていたところとでございます。ただ、この $\Delta kW$ として取るというのは、今改めて考えてみると若干難しいところがあるんじゃないかなと思っているところとございまして。

この15ページが一番右の図を見ていただきますと、 $\Delta kW-I$ について最低出力まで立ち上げると。 $\Delta kW$ として取るということなので、並列してもらおうということです。その並列してもらおうにしても、 $\Delta kW$ として取るといっても、結局最低出力までのkWhは出てきてしまうわけとございまして、じゃあこのkWhはどこに行くのかというと、それは発電計画には反映できないということになります。

というのは、発電事業者がバランスをする観点からは、この20分を発電計画に入れるためには他の電源を落とさないといけないわけですが、そういうプロセスはこの整理では準備されていませんから、そうすると、この $\Delta kW-I$ というのは、安定供給のために取りあえず立ち上げておいてもらう電源というようなことになるということとでございます。これが、同時市場の制度趣旨である市場機能を活用しようという観点からは、望ましい運用でもないのではないかというのが、今回のわれわれ事務局の、今のところの考え方ということとでございます。

また、作業部会では、 $\Delta kW-I$ については、小売電気事業者が前日市場で当てにいくインセンティブを確保するために、通常の電源の市場価格とは別に、 $\Delta kW-I$ の $\Delta kW$

価格とkWh価格を算定することとしてはどうかというような提案もされていたところでございまして。これは考え方としては正しいのではないかと思います。ただ、今われわれは、この検討会では時間前同時市場も導入しようというふうに考えているところですので、そうすると2個、 $\Delta kW$ とkWhの価格があるのに、さらにもう2つ、 $\Delta kW$ 価格とkWh価格を作る、そしてさらにそれを時間前で差分精算していくといったようなことになるとすると、ちょっとこれは処理が複雑化し過ぎるのかなというふうに思ったというところでございます。

われわれ事務局として、ではこの点についてどうするかということを考えてわけですが、その観点、どういう方法がいいかということについては、3つのポイントがあるんじゃないかなというふうに考えているところです。

1点目は、もともとこの $\Delta kW-I$ の考え方というのは、前日の時点で安定的な、確実な電源起動を確保しようということで考え始めたものでございますから、まず大前提として、安定供給の観点から必要な電源起動が確保されること、これが必要であろうというふうに思っています。

また、次に、同時市場の制度趣旨からすると、市場の約定結果と実際の電源起動と発電計画、これが可能な限り一致することも必要だろうというふうに思っています。安定供給のために何となく立ち上げておいてもらう電源で、実際に立ち上がっているかどうか発電計画からは分からないというようなものではなくて、市場の約定結果と、実際の態勢と、それから計画が一致する形になることがやはり重要なんだろうというふうに思っています。

さらに、同時市場も市場でございますから、追加起動された電源についてもきちんと価格が認識されると。前日段階で追加起動されるというのはどういうことかということ、そのタイミングでkWhの価値なり $\Delta kW$ の価値なりが期待されて追加起動されているはずですから、そうだとすると、その期待された分についてはきちんと価格として評価すると。この3つの要素を満たすことが重要なのではないかなというふうに思ったというところでございます。

これらを満たす方法として、案の①と案の②を提案させていただいたというところでございます。案の①のほうのやり方でございますが、これは資料3-1で説明があったとおりということでございます。この18ページでお示しをしているSCUC①とSCUC②というのは、市場の約定需要よりもTSOの想定需要のほうが多い場合を想定した例でございますけれども、この時には基本的にSCUC②を踏まえて、10円電源についても起動する必要があるということがこの結果分かったわけでございますので、SCUC③はそれを前提にして、改めてSCUC①で分かった需要に基づいて出力配分をしていくと、こんなようなことをやっていくということでございます。

この点について、ちょっと関連することとして、資料3-1について金本座長から、このSCUC①と②を何で同時にやんなきゃいけないのというようなご質問も頂いたところでございますが、それは私もおっしゃるとおりかなと思っていて。SCUC①とSCUC

②を同時にやって、その結果を見比べてうまいこと SCUC③でやるという考え方もあると思いますし、そうではなくて、NYISOみたいに SCUC①をまずやって、その後で SCUC②をやって、それから SCUC③をやるというやり方のほう、どちらもあり得るんだろうというふうに思っています。

この時、SCUC③に求められる役割は変わっていくわけですが、それはどちらもあり得るものとして今後検討が必要かなというふうに思っております。

また、ちょっとこの案①からは外れてしまいますが、金本座長からは、例えば PJM のように、前日段階で黄色でプライシングまでやって、その後のプロセスとして青をやることも考えてもよいのではないかというようなコメントを頂いたものだと思っています。それも案としてはあり得ると思っているところでもございます。

ただ、この  $\Delta kW-I$  の議論というのは、前日の時点で安定的な起動を確保するために、そのタイミングで  $\Delta kW-I$  を取るということにして、その取り方も、なるべく市場機能を活用するという考え方から、余力活用契約なんかと比べるとより透明性の高いやり方ということで、市場で  $\Delta kW-I$  を取ることとしてはどうかというような、作業部会ではそういう提案がされたと認識しています。その点も考慮して、つまり前日段階でどれだけ青に基づいた起動をする必要があるかみたいなことも考慮しながらやる必要があるんだろうというふうに思っております。

この点、今は発電計画というのは12時に出すんだと思いますから、その観点からは午前中にやっておく必要があるということでもあるんですが、ただ、一方で今、TSOが翌日計画のきちんとしたものを作るのが夕方、例えば17時くらいなんだとすると、青を夕方やるというのももちろん変な案ではないのかなというふうにも思っているところがございます。

ちょっとそれは話がずれてしまいましたが、案①に戻りますと、あとこの点で先に説明しておいたほうがいいのかと思うこととして、JERAの東谷オブザーバーから、この SCUC①②③みたいなことをやらなくても、SCUC①をやって市場約定需要 300 というのが分かった瞬間に、TSOの想定需要と調整力必要量は分かっているわけだから、TSOの想定需要 400 と市場約定需要 300 の差の 100 を調整力として回して、それで SCUC②をやればいいのではないかと。そうすれば3回もやらないで、2回で済むじゃないかというようなご提案を頂いたところですが。

実は、それも事務局としては考えていたところでもございます。ただ、問題は、中間取りまとめまでにやった検証Aを思い出していただくと、 $\Delta kW$ については、調整力、 $\Delta kW$ の送電容量については、SCUCの制約条件としては見ないという整理で今やっているというところがございます。つまり、実需給の断面でどの  $\Delta kW$  が発動するかというのを予測して送電容量を見に行くというのは難しいので、その分は基本的にはマージンを確保する方法で対応しましょうというのが今のところの整理ということでございます。

この黄色と青の乖離があまり大きくなければ問題にはならないのかもしれないんですが、

必ずそうでもないわけでごさいます、小売需要がものすごく多い場合、あるいは逆にTSOの想定需要がものすごく小売の想定需要より多い場合というのもあり得るということをも前提に制度を検討しなくちゃいけないんだとすると、場合によっては調整力の必要量がものすごく大きくなることも想定してマージンを確保しておかなければならないということなんだとすると、それはあまり効率的ではない仕組みなんじゃないかなと思って、今回の提案に入れていないということでごさいます。

すみません、ちょっと長くなりましたが、案①についてはそんなような仕組みということでごさいます。この案①の課題としては何があるかという、先ほど申し上げたとおり、SCUC①と②を同時にやって、それでSCUC③でうまくやるという方法もまずは考えられるわけですが、そういうようなSCUC③が本当にできるのかというのが、今のところまだ検証ができていないということでごさいます、この点が課題ということでごさいます。

もう一つ、このSCUC①とSCUC②の差がすごく大きい時、例えば小売の想定需要がものすごく大きくて、SCUC②が小さくて、SCUC②、TSOの想定需要が小さいほうが正しい時にどういうことが起こるかという、その場合はSCUC①の結果に基づいてなるべく多くの電源を立ち上げざるを得ないんだと思いますが、そうすると下げ調整力が実需給の断面で足りなくなるということがあり得るんじゃないかということが、資料3-1でも掲載させていただいたところですが、そういったような問題もあるというところでごさいます。

この点について、山本オブザーバーからは、優先給電みたいに運用面で対応する方法もあるのではないかとのご指摘を頂いて、それはもともと、実際に下げ調整力が足りなければ買い入れするしかないわけですけれども、そういったような別途の対応を検討しなくちゃいけないというのが案①の課題なのかなというふうに思っているところでごさいます。

案②は、これも資料3-1で説明があったとおりで、価格算定は小売入札需要、黄色のロジックでやると。電源態勢の決定は、TSOの想定需要、青色ロジックでやるということでごさいます。その差分についてはTSOが取引をするというふうに見なすということでごさいます。この点については、青のロジックで電源態勢はずっとやると、価格算定は黄色はずっとやるということになりますから、前日から実需給までを通じて、パラレルにそれぞれのロジックを走らせることができるので、その点が簡単だというようなメリットがあるのかなと思っています。

ただ一方で、すでにご指摘があったとおり、TSOが前日市場においてkWhの取引を常に行うこととなるということが、今のTSOの役割の考え方から違うのではないかとご意見もあり得るかなと事務局としては思っておりまして、その点についてちょっとご議論いただく必要があるんじゃないかと思っているというところでごさいます。

もう一つ、この案②を採った場合は、小売の入札需要というのは市場価格算定だけに使

われるということになりますから、小売の入札需要とTSO想定需要の乖離が大きい倍には、小売の買入札と実際に調達される電力量も当然大きく乖離するわけでございます。

今のBG制というのは、需要家に近いところにいる小売がなるべく需要を正確に予測して、それでしっかり調達することによって安定供給が確保されると、そういうような制度設計だと思いますが、この仕組みだと小売がどれだけ調達しようが、安定供給の確保は青色ロジックで行われるということですから、そうすると小売の需要想定が安定供給の確保に果たす役割があいまいになる懸念というのはあるのかなというふうに思っています。

また、これも資料3-1でご説明があったとおりですが、この黄色が小さくて青のほうが大きくて、かつ青のほうが正確だということが一般的にもいえるんだとすると、そうすると発電事業者からすると、本来は調整力kWhとして高い価格で取られたはずのものが、前日の安い価格で前日に確保されるということが起こり得るわけでございまして、この点について補填等の検討も必要かなというふうに思っているというところでございます。

もろもろご説明をさせていただいたところでございますが、事務局としては、この案①と案②では採用すると問題があるとまで思っているわけでもございません。いずれも、重要だというふうに考えている3つのポイントは満たしている案だと思っておりますから、本日ご議論いただいた上で、引き続き検討を進めていきたいというふうに考えております。

すみません、長くなりましたが、説明は以上でございます。

#### ○金本座長

はい、ありがとうございます。それでは、自由討議・質疑応答の時間に移らせていただきます。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次氏名をさせていただきます。それでは、どなたかございますでしょうか。関西電力の齊藤オブザーバー、お願いをいたします。

#### ○齊藤オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の齊藤でございます。私からは、後半の論点でございましたTSOの想定需要に基づく電源確保の在り方、ここにつきまして発言させていただきたいと思っております。

まず、18と20スライドでありましたけれども、今回は、想定需要の取り扱い方法といたしまして、資料の3-1でもありましたが2つの案をご提示いただいております。この案の②におきましては、実際の電源態勢と価格算定、これが異なるロジックで決定されることに対しまして、やはり案①では実際の電源態勢と価格算定が同一のロジックで決定されるということで、市場機能を活用して安定的かつまた効率的に電源運用を行うという、この同時市場の制度趣旨に基づけば、案①のほうの方がより整合的であるのではないかとこのように考えてございまして、今後案①を軸に検討を深めていただけたらいいなと考えております。

その上で、案②のほうでございます。これは21スライドに記載されておりますけれども、T S Oがこの前日の市場でk W hの取引を行うということで、本来よりもこの電源の収入期待値が減少する可能性があるということで、それを解消するためには補填することも考えたとされておりますけれども。この点は発電事業者の立場から、先ほど資料の3-1の40スライドのところに、リード文の下にアスタリスクでちょっと記載されておりましたけれども、補填を剰余金の範囲内とするということで、これに基づけば十分な補填が行われないケースが出てくるのではないかというふうに思いますので、今後慎重に検討をお願いしたいと考えてございます。

以上でございます。

#### ○金本座長

どうもありがとうございました。次は山本オブザーバー、お願いいたします。

#### ○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会山本でございます。22ページの検討の方向性に関してコメントをさせていただきます。まず、案①については、これは議題①でも申し上げましたけれども、市場の約定ロジックだけの解決が難しい場合は需要の想定、系統ごとの割り振り方法とか、運用側での対応など、今回のようなケーススタディーを踏まえて幅広に対応策を検討すべきと考えておまして、私どもとしましても、アイデアを出しながら検討に協力させていただきたいと思っています。

また、案①での収束に関する課題が解決困難な場合の次善策として案②が提案されていると認識しておりますけれども、案②ではT S Oが日々市場でk W h取引を行うことが前提となっております。現行制度におけるT S Oの役割、責任範囲を超えているのではないかと考えています。

例えば小売電気事業者は、時間前市場での調達を考慮して前日資料で低めに需要を入札する場合もあります。その場合、小売電気事業者が確保することになるk W h分をT S Oが前日市場で調達するということになりまして、本来の役割自体が変わってきていると考えます。

さらに、T S Oは需給運用の一環としてエリア需要を想定しておまして、現在は、例えば供給力が不足する可能性がある場合は、余力活用によって電源を追加起動して、その実費を負担しているわけですが、案②としてT S Oが日々k W hにより小売入札需要との差分を確保する場合には、小売事業者の入札行動や自己計画電源の計画見直し、あるいは再エネの出力変動によって生じる市場価格のボラティリティーリスクをT S Oが負うこととなりますので、託送負担の増加などによって、一般送配電事業者の事業安定性に影響があることが想定されます。

市場設計においては、そういった各事業者の役割等を、託送負担への影響も踏まえてご

議論いただきたいと思います。従いまして、検討の方向性としては、まずは案①の収束に関する課題の解決策について引き続きケーススタディーをしながら検討を進めていただければと思います。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ありがとうございます。私からは、最後の、今議論いただいている案の①と案の②についてです。先ほど申し上げたとおり、両案というか、必要な要素というのは、もともとこのいわゆる  $\Delta kW-I$  というところを取ろうとした趣旨からすると、いずれも満たしているということだとは思っているので、これは両方考えていくということかなというふうには、私としては思っています。

その中で少しでもコメントさせていただくと、一つ、案の②のほうで、小売の想定需要が安定供給の確保に果たす役割があいまいになる懸念があるかと、こういったコメントがあるところですが、これも、①も②もある意味で程度問題かなというふうには、個人的には思っています。

基本的には、結局  $\Delta kW-I$  というのは、TSO 想定需要というのが比較的・相対的に正しいということで、その部分を、電源起動といった観点から、小売の想定需要ではなくてTSOの想定需要で確保しようという考え方ではあるので、若干ここは程度問題なのかなというふうには思っています。

ただ、案②のところで少し気になるのは、先ほど来の議論とも関連してきますが、TSOが市場で売買したと見なすというところで、かなりここは技巧的な部分なのかなというふうには思っています。それによって実務上どういう影響があるのかというところ、ここは慎重に考えていく必要があるのかなというふうには思っておりますので、案①のところで技術的な収束性の問題といったところが解決するかどうかというところが、一つ大きな点かなと思っています。

最後に、22 スライド目、ご説明にはなかったところですが、一番最後のポツですね。こここのところで、検討の方向性のところで相場操縦との関係というところのコメントがあったかというふうに思います。小売事業者が前日市場において想定需要というか入札需要を小さく見積もる、そういったリスクもあるんじゃないかというご指摘があるところかなというふうに思っていますが、ここを何かあまり相場操縦という規律、相場操縦というのは相場を変動させる目的意図ということですので、この規律で解決していくということも、若干違和感を持っております。

むしろ、この点に対して課題があるということだとすると、やっぱりいわゆる計画値同時同量がゲートクローズを基準としているということは、これは一つの考え方だけではあ

りますので、前日断面で、ここは若干規律が緩くなってくると思いますけれども、同じような規律を設けていくとかですね。どちらかというところ、どう在るべきなのかというところ、どういう懸念があるのかということを中心に議論した上で、それに対する解決策として、この同時市場の中でどういう規律を設けたほうがいいのか、設けるべきなのか。そういったことが、きちんと考えていくべき論点なのかなというふうには個人的には感じている次第です。私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次は松村委員、お願いいたします。

○松村委員

はい。私も市村委員と同じように、今ずっと議論になっている案①と案②に関してはどちらもあり得る案だと思います。今後も事務局の整理通りに検討を進めていただければと思います。

相場操縦の議論は、私はちょっと正直、ご指摘になった方の意図がよく分からなかったのですが、あるいは送配電部門が市場に参加するということの懸念もいまひとつよく分かっていないのですが。これはまずこの案のとおりに行ったとしても、ある意味で擬制的なものとか、見なすというのに近いもの。それで、もし送配電部門がある種のマニピュレーションをすれば、需要予測自体をいわばバイアスのかかった形にすることによって、それによって自動的に売買ということになるので、収益を上げるために、本来の正しい予想はこうだけど、別の予想をして変なことをするという、そういう懸念なのでしょうか。そうでないかつじつまが合わないと思います。

情報によりアクセスしているからなどというのは、一般の市場としては原理的にはあり得るわけですが、正直この文脈で何を言っているのかよく分からない。今後もし万が一が案②に対してその理由で反対ということであるならば、具体的に何を懸念しているのかを明らかにした上で議論することが必要かと思いました。以上です。

○金本座長

ありがとうございます。あとは、JERAの東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

はい、JERAの東谷です。私も小売・TSO想定需要の扱い方についてコメントさせていただきます。TSO想定需要と小売入札需要の差分、いわゆる $\Delta kW-I$ をTSOが確保するという前提にすると、現行制度に照らし合わせた場合、作業部会での整理のとおり、この $\Delta kW-I$ は $\Delta kW$ として確保ということが自然な考え方で、その意味では案①のほうが現行制度との整合性が取れているのではないかと思います。この場合、 $\Delta kW-I$ は現行の三次調整力のような、予測誤差に近いイメージになるのかなというふ

うには思っております。

他方で、案②は資料にも記載いただいているとおり、実際に供給力や需要を有さないTSOが恒常的にkWh取引を行うということに違和感があります。ゲートクローズまではBGが計画値同時同量を達成すべくkWh取引を行い、ゲートクローズ以降はTSOが事前に調達したΔkWを元に需給調整を行うという、現行制度の基本的な考え方からちょっとずれてしまいますので、慎重に考えるべきではないかと思えます。

結論として、実現性についてはもう少し詰める必要がありますが、先ほどコメントした内容も含めて基本的には案①を軸に検討を深めていただくのが望ましいのではないかと考えております。以上です。

#### ○金本座長

ありがとうございました。あとは、西浦オブザーバー、お願いします。

#### ○西浦オブザーバー

はい。私からは資料5の前半のほう、再エネ入札方法についてコメントさせていただきたいと思えます。今回、第14回の検討会における当方の意見を取り上げていただいて、再エネ、特にコーポレートPPAについて分かりやすく整理いただきまして、大変感謝申し上げます。

7ページにおいて、コーポレートPPAも電力の相対契約の一つとして、相対契約がひも付く電源の入札・登録に関する整理と基本的に同様と記載いただいているところは、これまでの検討会の議論を丁寧に追っていただければ推察されたところではあるんですけども、改めて資料内で明示いただいたことで、本検討会の議論の理解度に濃淡がある多くの再エネ事業者等の理解が全体として進んで、長期間にわたるコーポレートPPAの契約を進める上での不安要因の一つが低減されると期待しているところです。

その上で、少し厚かましいようですが、もう少し要望させていただくと、おそらく事務局としては当たり前のものとして言及されていない事項が、事業者にとってはまだ不安だったりするところがございますので、本検討会の議論を取りまとめる際には、もう一言二言追記いただけるとありがたいと思うところがございます。

例えば、7ページの最下段に示していただいた電源構成の表示に関しまして、今回は、同時市場に入札し市場経由で電力を受け渡す場合についてご説明いただいておりますが、登録の場合というのは全く触れておられないということで。これは、登録の場合は現行制度下の相対契約の扱いと何ら変わらないということなんだとは理解いたしておりますが、せっかく整理いただいておりますので、あと一言追記いただけるとありがたいなと思ったところがございます。同じようなところは、以前に議論されている入札登録とデリバティブの扱いみたいなのところもいえるのかなと思っております。

要望ばかりで恐縮ですが、ご検討いただけるとありがたく思います。私からは以上とな

ります。

○金本座長

ありがとうございます。あとは、小宮山委員お願いいたします。

○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した。私からは1点、改めて、資料の3-1でも申し上げた点に近いんですけども、案①、案②いずれもあり得る選択肢だということは認識した上で、今後議論をぜひ深めていただければなというふうに思っております。資料3-1でも申し上げた点と同じ点でございますけれども、やはり案の①につきましては収束性、計算負荷の観点をしっかり検証することが大事だと。

日本の全国の広域系統は非常に規模が大きゅうございますので、その点は、この同時市場を実装する観点から、ここは検証が非常に大切になる場所ですので、案①について検討を進める一方で、計算負荷の観点からも、そうした今後解決すべき課題もあるという点から、やはりしっかりと、こちらの案②についてもTSOの需要の取引の扱いに関して課題があるということは認識はしておりますけれども、案②についても案①と別け隔てなく、同時に議論を少し詰めていくことが大事だというふうに認識しております。

私からは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。次は野澤オブザーバー、お願いいたします。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。先ほど資料3-1でも申し上げた内容になるんですけども、少し誤解もあったかと思うので、補足を含めて発言させていただきます。

まず、案①、案②いずれもあり得るんじゃないかなと私も思っております。その点で、先ほど資料3-1の案②について申し上げたこととちょっとリピートになるんですけども、これは事務局の資料中にもありますが、TSOが売買の主体になるということは、これはもしリスクがあるのであれば、やはりそれは明らかにする必要があるんじゃないかなというふうに感じています。

一番思ったのは、申し上げていたとおり、まずTSOがもうかる、損をするというリスクを抱えていること自体が、TSOの位置付けとして本当にそれでいいのかなというところが気にはなっております。もう1点が、私は相場操縦というふうには申し上げていないのですが、情報の非対称性というところが出てくるとしたら、それは論点になる可能性があるんで、ちょっとその点は、リスクがないというところだけ明らかにしていただきたいということを申し上げました。

電源起動を決める需要想定を行う主体がTSOで、かつ、結果的にですけれどもバーチャルな取引の主体になるのもTSOというところが出てくる中で、これも先ほど申し上げたんですが、最終的なインバラは実需要でもって決まる。TSOの想定需要ではないので大きな問題はないのかなというふうには思っているんですが。他方で、電源のコスト構造を把握した上で電源起動を決めるのもTSOの想定需要であるというふうに理解しましたので、もちろんそんなことはないと思うんですけれども、わざと誤った需要想定をするということが仮に可能だとしたら、それはその懸念がないということだけ明らかにしていただければなと思った次第です。

これも繰り返しになるんですが、世界的に見て、TSOがバーチャルとはいえ取引の結果的な参加者になるという制度は、私は聞いたことがなかったもので、そういった観点で、一応情報管理の視点から慎重な整理が必要なのではないかなというふうにコメントした次第です。決してこの案の②をこれで否定しているというよりは、どちらかとして案①②いずれもある中で、案②で進めるのであればこの観点も整理はしていただきたいなと思った次第です。

以上になります。

○金本座長

ありがとうございます。それでは新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。22 ページでございますけれども、今回、案の①、案の②が今日は議論されておりますけれども、いずれのメカニズムであったとしても、小売電気事業者が適切に買い入札をする仕組みを構築することが重要と考えております。

この 22 ページの※のところ、「例えば、市場支配力を有する事業者が前日市場であえて買い入札を減らした場合で一定の要件を満たした時は、相場操縦に当たることを明確化する等の規律も考えられるか」といった記載がございます。この点については、同時市場の制度全体を見据えつつ、いかなる規律を設けることが適切な入札を促すことにつながるのかということと、また、実際に監視ができるのかといった視点で規律やインセンティブの在り方を検討していく必要があるものと考えております。

先ほども申し上げましたけれども、同時市場の全体像がもう少し見えてきたところで、価格規律の考え方について検討していくことが必要ではないかと思っております。以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。それでは、事務局のほうからコメント等がございましたらお願いいたします。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

はい。いろいろご意見を頂きましてありがとうございました。一つ一つお答えする必要はないというか、いずれもおっしゃるとおりで、その点も踏まえて今後進めていくのかなというふうに思っていますが、特に案①について技術的な観点を検証していきなさいということと、案②についても検討が必要ということでコメントいただいたところですので、いずれの案についても引き続きしっかり検討していくことは重要なことというふうに思ったところでございます。

あと、今回ではないんですが、議題（１）のほうで五十川委員からご質問いただいたところが、ちょっとお答えができていなかったかもしれないので、少しコメントをさせていただくと、案の①についてSCUC①ではなくSCUC③で価格が決まるので、ここで決まる価格ってそもそも何なんですかというような難しいご質問を頂いたところでありまして。これは確かにSCUC①、普通の入札で決まる価格とはおそらくちょっとずれることがあり得るわけでございますね。TSOの想定需要を踏まえて電源起動が別途確定するので、それを踏まえて出力を割り付けていくので、同じkWhであっても価格がずれるということはあると。

じゃあその価格って何なんだということでございますが、一つの考え方としては、そもそもSCUCで電源態勢を決めて、そのシャドープライスに市場価格をするということを決めたということはどういうことかということ、やはりセキュリティーの観点から電源態勢を決めて、そこのシャドープライスにするということなので、このSCUC①②③の③で市場価格を作るということのもその一つであると。やはり安定供給の確保の観点から、電源態勢というのを決めて、そこでkWhを割り付けてシャドープライスを作っていくということで作った価格ということで、そんなに市場価格として変なことをやっているわけではないということもいえるのではないかなと思ったというところでございます。

あとはもう一つ、すみません。資料５の前半のところで、西浦オブザーバーにご質問というかご要望を頂いたところでございます。コーポレートPPAについて市場を経由して電力を受け渡すという場合の電源表示の考え方については分かったけれども、登録の場合はどうかということでございますが、これはおっしゃったとおりで、登録の場合というのは市場外で取引をするということなんだと思いますので、そうすると普通の相対契約でございますから、現行制度と変わらないということは当然であるというふうに今のところ考えているというところでございます。

あと、デリバティブについても、これも、これはおそらく市場に入札した場合のデリバティブ該当性みたいな話なんだと思うんですけども。ここも基本的には市場を経由して、現物である電力をやりとりしたというふうに見ることができればデリバティブにはならないという整理なんだと思いますけれども、この点はちょっと引き続き検討も必要なのかなというふうに思っているところでございます。

あと、市場支配力のところについてもいろいろご議論いただきましたので、それも踏まえて今後考えていきたいと思っております。

事務局からは以上です。ありがとうございました。

### 3. 閉会

○金本座長

ありがとうございました。それでは自由討議・質疑応答はここまでとさせていただきます。活発なご議論ありがとうございます。本検討会は、いつも申し上げていますが、今後の電力システムを支えていくためにも極めて重要ですので、引き続き議論を深めていきたいと思っております。これをもちまして、第16回同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させていただきます。今日はありがとうございました。