

第 2 回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の
実現に向けた実務検討作業部会

日時 令和 4 年 10 月 4 日（火） 13：00～15：22

場所 オンライン会議

1. 開会

○市村制度企画調整官

それでは、定刻となりましたので、ただ今より、第 2 回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会を開催いたします。委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多用のところご参加いただき、誠にありがとうございます。制度企画調整官の市村でございます。現在の状況に鑑みまして、本日の作業部会につきましても、オンラインでの開催とさせていただきます。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ので、よろしく願いいたします。

本作業部会に先立ちまして、9 月に、燃料ワーキング、市場ワーキングを 2 度開催させていただいております。本日はそちらも踏まえた内容となっておりますので、それを踏まえた形でのご議論を頂ければというふうに思っているところでございます。

また、本日の議題と関連しまして、広域機関様やトーマツ様より参考資料のご提供を頂いております。事務局資料におきまして、必要に応じて言及、引用させていただいております。参考資料自体のご説明に関しましては、時間の関係上、割愛させていただきますが、そちらも併せてご参照いただければと思います。

それでは、以降の議事進行に関しましては金本座長をお願いいたします。金本座長、よろしく願いいたします。

○金本座長

金本でございます。

早速でございますが、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入りたいと思います。今日は燃料確保についてと、それからあるべき市場の仕組みについて、この 2 点の議題についてご議論を頂くということになっております。まず議題 1 につきまして、事務局の資源エネルギー庁のほうから、資料 3 を使ってご説明をお願いいたします。それでは、よろしく願いいたします。

2. 議事

議題（1）燃料確保について

○市村制度企画調整官

ありがとうございます。

それでは、まず議題 1 に関しまして、資料 3 に沿ってご説明をさせていただきます。まずスライドの 2 ページ目をご覧くださいと思います。本日の議論内容ということでございますが、前回の作業部会におきましては、燃料調達の側面から、取引の場の改善、発電事業者の燃料確保の予見性の向上および小売電気事業者のヘッジ取引の活性化、この 3 点を主に議論していくことということで、整理いただいているところでございます。今回、9 月に実務者によるワーキンググループを開催させていただいております。その中では、発電事業者の燃料確保の予見性の向上に資する情報と、こういったものを中心にご議論いただいているところでございます。本日に関しましては、燃料ワーキングの議論の紹介を踏まえたご議論いただきたい事項ということで、ご議論いただいた上で、今後の作業部会の進め方についても併せてご議論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。

3 スライド目以降に関しましては、第 1 回の作業部会およびこれまでの勉強会の取りまとめの中身を抜粋させていただいておりますので、割愛させていただきます。10 スライド目、11 スライド目、こちらが第 1 回、第 2 回燃料ワーキングにおける主な議論概要ということで、ご紹介をさせていただいているところでございます。

12 スライド目をご覧くださいと思います。まず取引の場の改善に関するところでございますが、燃料ワーキングにおきましては、燃料の追加調達の判断ということに関しましては、燃料タイムリミット時点での燃料消費量の予測といったものが重要であって、その時点での予測精度の向上に加えて、ここで挙げさせていただいているような、未確定要素の割合を減らすということが、発電事業者にとっては燃料確保に動きやすくなるということ、併せて小売事業者においても燃料不足に伴う卸市場の価格高騰リスクの回避につながるのではないかと、こういったようなご意見を頂いたところでございます。

次のスライド 13 ページ目をご覧くださいと思います。併せまして、勉強会の中におきましても、相対契約ですとか、先渡し取引、先物取引、こういったさまざまな取引が他の種類の取引に与える効果や影響、こういったところも踏まえて今後検討する必要があるということで、ご意見などを頂いていたところでございます。

第 5 回の勉強会におきましては、抜粋をさせていただいておりますが、ここでは長期の相対契約といったものが大きなロットとなると、こういった関係で、その後フレキシブルにそれを転売できる市場、そういったものが先渡し市場といったことで機能するかもしれない。そういった先渡し市場の再構築というのは長期の相対契約の発展を促すといったことも、こういったこともあるのではないかと、こういったようなご意見も頂いていたところでございます。

併せまして、燃料ワーキングにおきましても、変動数量の契約が減ったような場合は、最終的なポジション調整のために、前日スポット市場ですとか時間前市場での取引量が増える、こういったことも考えられるのではないかと、こういったご意見も頂いているところでございます。

そういった観点も踏まえて、未確定要素の割合を減らす取引ですとか、こういった相互の取引の関係性といったことも踏まえながら、改めて取引の全体像の整理、必要な対策の検討といったところについては、整理をしていければというふうに考えているところでございます。次回以降、事務局のほうで取りまとめた上でご議論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。

続きまして 14 スライド目をご覧くださいと思います。燃料ワーキングのところ、発電事業者の燃料確保の予見性の向上につながるデータということでご議論を頂いていたところでございますが、そういったデータの中には、既に公開されているデータも一定程度存在しているということでございます。一方で必ずしも一覧化されてるものではないということもありますので、事業者によってデータの有無についての理解度に差がある状況といったこともあろうかと思えます。こういった観点から、まず、燃料確保の予見性の向上に資するデータのうち、既に公開されているデータにつきましては、どのような内容のデータがどのタイミングで公表されているかといったところにつきまして、次のスライド以降で整理をさせていただきます。また公開されていないデータにつきましては、併せて、今後公開をするかどうかといったことを含めて、ご議論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。

次のスライド、15 スライド目をご覧くださいと思います。燃料調達に資する情報ということでございますが、燃料ワーキングの中で、こういった情報が資するのではないかとということで、①番から⑥番、右側の情報といったものを議論がされたところでございます。各実績データ、見通しデータ等がございますが、各予測精度との関係ということで、左の図をご覧くださいと思いますが、まず実績データ、見通しデータといったものをインプット情報として使った上で、発電事業者個社の中で、例えば全体の需要や電源情報を用いたメリットオーダー計算をするといったようなこと、併せまして、既に契約しているような、確定しているような相対取引ですとか、市場取引の量、こういったものを予測しながら燃料消費を予測していくと、こういったようないくつかの組み合わせの中で燃料消費量を予測しているといったところでございます。こういったところで、参考データとしては、例えば kWh モニタリングを活用しながら、そういったものを参考にしながら、必要に応じて燃料調達行動などを変更していくといったような形で、各事業者が燃料消費量等の予測をしているということでございます。

次のスライド以降が、燃料調達に資する情報の具体的内容ということで、まず需要実績でございます。16 スライド目に関しましては、こちら電力調査統計において 4 カ月後に事業者別・都道府県別の実績が公開されているということでございます。

次のスライド、17 スライド目のほうが、よりリアルタイムな情報ということでございますが、広域機関のシステムにおいては、2 つ目の丸でございますが、リアルタイムでエリア別の需要実績が公表されているということでございますし、一般送配電事業者の各社のホームページに関しましても、2 つ目の矢尻でございますが、過去の需要実績に関しましては、

実需給の翌日までにはデータの更新がなされているというような形で公表されているところでございます。

続きまして19スライド目をご覧くださいと思います。こちらは発電実績に関してでございます。こちらに関しても、既に監視等委員会の制度設計専門会合におきまして、ユニット別・コマ別の発電実績といったものに関しましては、2023年度のできるだけ早い時期ということで、実需給後5日以内に公開するといったことで準備が進められているところでございます。加えまして、23年度末までには、順次、電源種別の発電実績についても実需給後1時間程度以内で公開する方向で、準備がされているところでございます。

21スライド目をご覧くださいと思います。また、一般送配電事業者各社のホームページにおきましては、例えばということで、過去の発電実績に関しましては実需給の翌日までにデータの更新がされているということでございます。

続きまして22スライド目でございます。3つ目の太陽光の契約出力ということでございますが、こちらでも電力調査統計におきまして事業者別・都道府県別の実績といったものが公開されているということでございます。

23スライド目でございますけれども、認定設備量といったことに関しましては、四半期ごとに、資源エネルギー庁のホームページにおいて、都道府県別・市町村別に再エネ特措法に基づく再エネ設備の認定量と導入量が公表されているところでございます。加えまして、一般送配電事業者の各社のホームページにおきましては、でんき予報として当日の5分ごとの太陽光発電実績、また過去の太陽光の発電実績、ここは風力との発電実績との合計値ということではございますが、こちらでも実需給の翌日までにはデータの更新がなされているといったような状況でございます。

続きまして24スライド目をご覧くださいと思います。FIT特例③に関する情報ということで、燃料ワーキングの中では、こういった情報も、実需給、実績と予測値といったところの公表が望ましいといったようなご意見もあったところでございます。

FIT特例③に関しましては、現状、特段公開されているデータは存在していないということでございます。一方で、FIT特例③ということの将来予測に関しましては、結局のところ、出力が変動する再エネについて、気象データなどを基にした上で、3カ月程度先、将来の出力予測を立てると、こういったことを意味するということでございますので、なかなか正確性を担保した情報を出していくということは難しいという実態があらうかと思えます。実際、燃料ワーキングにおきましても、例えばということで、過去実績に関しては再エネの発電実績等が公開されているということで、これに加えてFIT特例③の設備量の割合の最新値を追加で公開すると、こういった対応が考えられるのではないかとといったようなご意見も頂いているところでございます。

こういった実績に関しましては、こういったようなところも踏まえて今後検討していくということは考えられるのではないかとということでございまして、このデータに関しまして、将来予測、過去実績といったもの、こういった形の情報公開があり得るかということに

関しましては、本日のご意見等を頂きながら、改めて燃料ワーキングのほうでもそれを踏まえて議論しながら、次回以降、作業部会において改めて方針を決定していくといったことで進められればというふうに思っているところでございます。

25 スライド目をご覧いただければと思います。小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量ということでございます。こちらに関しましては、小売電気事業者のこういったようなデータということに関しましては、27 ページ目をご覧いただければと思いますが、こちらは供給計画の中でkW、kWhごとに小売事業者の未確保分と発電余力の比較データといったものが年1回公開されていると、公表されているといったところでございます。ですが、3カ月程度先といったことは特段の今現状は公開はないというところでございますが、25 スライド目に戻っていただきまして、この燃料ワーキングの中では、こういった小売事業者の調達先未定数量・スポット市場依存量ということに関しましては、いくつかのご意見を頂いているところでございます。

開示可否の考慮要素ということに関しましては、情報公開が進むということで、市場の透明性が上がるということで、一方で、小売電気事業者の観点から、競争上の懸念があるのではないかとといったようなご意見、また公開データを作るために追加で発生する事業者負担ですとか、情報の正確性と得られる便益、こういったものを比較考慮して公開の可否といったものは検討すべきではないかとといったようなご意見を頂いています。

また、どの程度先の情報が必要かといったことに関しましては、燃料調達のリードタイムを考慮しますと、基本的には3カ月程度先の情報公開が必要ではないか。および、具体的に開示情報の内容ということに関しましては、当日の意見の中でも、27 スライド目のところですけども、競争環境と燃料確保に資する情報の取得と、こういったものを両立させるといった観点からは、小売電気事業者の調達先未定数量ではなくて、このオレンジと青の差分、ここを出せば燃料が不足しているかどうかといったことが分かるので、こういったのでもいいのではないかと、こういったようなご意見も頂いていたところでございます。

一方で、25 スライド目に戻っていただきまして、その発電余力といったものが燃料調達済みかどうかと、こういったようなところもの前提も不明なところもあるところでございますので、そういった観点から、加工されたデータより1次データのほうが価値が高いのではないかと。すなわち小売事業者の調達先未定数量、そういったところを回避するといったことが予測といった観点からも重要ではないかということで、そういったご意見も頂いていたところでございます。

情報開示先に関しましては、先物市場といったところも広く含めて市場として見ていくと、情報公開というのは市場参加者全般に広く行うべきといったようなご意見。また公開データの粒度が、これは程度の問題かと思いますが、細かいようなケースについては、場合によっては公開先を限定すると、こういった対応も必要ではないかと、こういったようなさまざまご意見いただいていたところでございます。

続きまして26 スライド目をご覧いただければと思います。開示可否の考慮要素の中で、

先ほど申し上げました 1 点目のところでございますが、競争上の影響と、こういったようなご指摘も頂いていたところでございますが、過去の勉強会においても議論させていただいておりますが、適切なシグナルが発信されて、適切な燃料調達が行われて、結果として需給逼迫ですとかスポット市場の価格高騰を回避できるとか、情報公開、開示によってと、こういった考え方もあるのではないかとということでございます。現に予備率の公開など、適切な事業者行動を促すために必要な情報と認識されているといったことかと思えます。こういった点も踏まえて、小売電気事業者の調達先未定数量・スポット市場の公開につて、公開するとした場合の公開の粒度、例えばということで、全国かエリア別かなど、こういったところをどのように考えるべきかということで、ご意見、ご議論いただければというふうに思っています。本日の議論を踏まえまして、さらに詳細を検討していければということと考えているところでございます。

続きまして 29 スライド目をご覧いただければと思います。6 番目が発電機停止情報ということでございます。こちらはご紹介までということでございますが、こちらは既に皆さまにご認識いただいているところだと思えますが、H J K S、発電情報公開システムにおいて、発電機の停止情報というところは公開されているというところでございます。一定出力以上の発電ユニットにつきましては、適時の情報公開を行わない場合については、適取ガイドラインに基づく業務改善命令、業務改善勧告の対象になり得ると、こういった整理されているところでございます。

30 スライド目が各ガイドラインの抜粋ということで、ご参考までに付けさせていただきます。

続きまして 31 スライド目でございます。kWh モニタリングということでございますが、こちらは先ほど、スライドの 15 ページ目の中で、基本的な各個社が予測するといった中で、その上でデータを参考に、この kWh モニタリングの情報なども参考にしながら、必要に応じて燃料調達行動を変えていくと、こういったようなことが実際に事業者の行動としては行われていると、そういったことでございます。

31 スライド目をご覧いただければと思いますが、kWh モニタリング自体は、小売電気事業者による電力確保ですとか、発電事業者による追加の燃料調達等の行動を促すといったことを目的として、日本全体の供給力バランスを確認しているといったところでございます。先ほど申し上げたような効果もあるということで、kWh モニタリングに関しましては、kWh による需給逼迫に対して事業者の準備を促すと、こういった観点からも非常に重要なものであるということでございますので、こちらにつきましては引き続き広域機関のほうで取り組みを進めていくということかと思っております。

続きまして 32 スライド目でございます。こちら 3 点目のところでございますが、3 番目のところ、小売電気事業者のヘッジ取引の活性化に関してでございますが、こちらに関しても、議論の目出し、頭出しということでございますが、現在、監視等委員会におきまして、小売電気事業者のリスク管理等の議論が行われているところでございます。その中では、市

場リスクの分析等、こういったものを実施に促すといったような枠組みを検討されているところでございますので、そういった現在の監視等委員会における議論を踏まえた上で、燃料調達の観点から、さらに必要な対応といったことを今後検討を進めていければというふうに考えているところでございます。

最後、33 スライド目、今後の進め方のまとめということでございますが、今ご説明をさせていただいたところでございますので、詳細のご説明は割愛させていただきますが、今後、取引の場の改善といったところで全体像を整理した上で改めてご議論いただくということとともに、本日のご議論を踏まえて、発電事業者の燃料確保の予見性に必要な情報といったことの在り方、中身について、今後まと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。さらにはヘッジ取引の活性化といった観点から、燃料調達の観点から、さらに必要な対応といったものを今後整理していければというふうに考えているところでございます。

資料3 に関しまして、事務局からの説明は以上となります。

○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、質疑応答の時間に入らせていただきます。コメント等のある方は、Teams のチャットの欄にお名前と発言を希望する旨を記入していただければと思います。

順次指名をさせていただきます。

じゃあ、河辺委員、お願いをいたします。

○河辺委員

ご説明を頂きまして、ありがとうございました。

まず燃料ワーキングにおきましては、さまざまなご検討を進めていただきまして、感謝申し上げます。ご説明いただきました方向性で今後詳細な検討に入っていくことについて、異存ございません。

1点だけ質問兼コメントという形で発言させていただきたいと思います。予見性の向上のための検討に関してなんですけれども、本日お示しいただいた検討の事項は、比較的短期の予見性向上に資するものが中心だったかと思ったのですが、より長期の予見性を与える方策については今後検討されるのでしょうかというのが質問になります。

以前、勉強会の中で少し発言させていただいたんですけれども、例えば、容量市場での約定結果に基づく kWh 消費の予測などを広域機関さんのほうで実施いたしまして、それを適切なタイミングで随時事業者さんに通知するといったような仕組みも考えられるのではないかと考えております。再エネの導入が進む中で、どれだけの精度をもってそういったことができるのかという点ですとか、それから実務的負担が新たに発生するという、そういった課題などもあるかと思うんですけれども、長期の予見性の向上に資する可能性があれば、ぜひ検討いただいたらどうかと思った次第でございます。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは、次に五十川委員にお願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。私のほうから2点コメントさせていただきます。

まず12ページの取引の場の改善についてです。ここでは、未確定要素の割合を減らすことが有効である旨、指摘されています。ただこの点の具体的なイメージがあまりないのかなというのが実感でありまして、例えば変動数量契約を減らせばいいという単純な話ではないというふうに考えています。それは誰がどういうインセンティブでそれを行うことができるのかというふうな話もありますし、仮にできたとしても、13ページの最後にありますように、他の市場での取引と密接に影響している部分であると思うからです。そもそも、それぞれの主体が、確定要素と未確定要素を含めて、市場で取りたいポジションを最適に取れるようになるというのが望ましい姿であると考えておりまして、12ページの図であるような単純な話でもないのかなという点が、やや引っ掛かっています。最適なポジションを取る際にネックとなるものを取り除いていくという議論が重要だというふうに認識しているところであります。

13ページにありますように、取引の全体像の整理および必要な対策の検討を今後していくという方針には同意いたします。

2点目、予見性の向上についてです。予測に関して、FIT特例の項などで正確性を担保するのが難しいという議論がありましたが、全体として少なくとも実績のデータにアクセスできるような環境にするのが必要かなというふうに考えています。個別点に関しては多くの点があるんですけども、私のほうから特に議論がされているものの一つである、5番、小売電気事業者の調達先未定数量、スポット市場依存量についてコメントしたいと思います。

25ページでは、論点の一つとして競争上の懸念が挙げられているわけです。もちろん、こういった情報が公開されることで公正な競争が阻害されるとすれば、それは大きな問題だと思うんですけども、この点が具体的にどういった問題なのか、どの程度問題なのかという点が、ここだけのこの記述だけでは理解し切れていないというのが正直な実感であります。先物価格が上がったとしても、それが市場の状況を反映したものだとなれば問題ないというのが私のほうの認識です。この点は26ページ目の1ポツ目とも共通する点だと思います。

その他、公開の粒度に関しては、エリア別にできればいいのではないかというイメージを持っています。全国まで粗くしなくてもという形です。仮に狭エリアだとしても、それを広く公開するという方針で特に問題がないのではないかと考えているんですが、いかがでしょうか。もし問題があったとすれば、どういった問題があるのかという点を追加的に伺えればありがたいです。

私のほうからは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは、次、松村委員、お願いいたします。音声がかえりませんが。

○松村委員

松村です。

○金本座長

聞こえました。

○松村委員

発言していいですか。

○金本座長

はい。どうぞ。

○松村委員

今、五十川委員がご発言したことと、ひょっとしたら同じことを言っているのかもしれませんが、私はもう少し深刻にワーキングの議論を心配しています。

まず、すごく基本的なことが分かった上で議論がされているのかどうかをとて心配している。仮にスポット市場で 100%売買されている状況と、スポットの依存率が 50%で相対契約が 50%の状況が仮にあったとしても、それぞれキャパシティー……。

○金本座長

松村委員の音声がかえりなくなりましたが。

○松村委員

すいません。

○金本座長

お願いします。

○松村委員

まともな制度が設計され、まともなプレーヤーが行動していれば、スポットにどれだけ依存していようが、キャパシティーと燃料の量が与えられていれば、同じ発電パターンになる、効率的な発電パターンになるはず。それぞれの燃料消費量も同じになるはず。それが相対契約だと数量が固定されているので、だから「確実に消費できます」などというような発想、つまり「数量に関する未確定情報が減っています」などというような発想は、私は根本的におかしいし、そのような発想に基づいて議論されているものだとすると、ほとんど採用することができない、してはいけないとすら思っています。

基本的に発電事業者は自分で発電量を定めるはず。スポットに依存していても、当然、発電量は入札行動を通じて自分で決めることになります。だから、相対契約で実現していたものと同じパターンは、スポット市場でも実現することが当然にできる。燃料を仮に 100 ドルで輸入していて、実際の市場価格は、50 ドルで輸入した時でしか焚くのを正当化できないほどの低い価格になっていたとします。

でもLNG基地の制約などの関係から炊かざるを得ないとすると、制約を反映して限界費用が低くなり、低い価格で応札せざるを得なくなり、大きな損失が発生する。従って、この時に価格が固定されていないと大きなリスクを負うのは正しいと思う。しかし、数量を、このベースでいえば、本来なら、まともな市場設計がなされて、まともなプレーヤーがプレーしていれば、制約を反映した限界費用に応じたメリットオーダーで発電されるはずで、同じパターン、同じ効率的な燃料消費パターンになるはず。この未確定要素に数量が入っていると誤認している議論がワーキングで横行していないかを、とても心配しています。

この点は繰り返し指摘してきたのにもかかわらず、まともな反論を頂いていない。にもかかわらず、ワーキングがそういう議論になっているとするならば、最終的にその議論を採用することができるのか、ということにまで発展すると思います。もう一度、議論をする時に頭の整理をきちんとした上で、何がネックになっているのかは、分かるような理屈で説明していただきたい。

しつこいようですが、相対契約で価格を安定化させる効果があることは、もちろんそのとおりで、それがあると安心して燃料が調達できる面があることは十分分かります。しかしそれは先物で価格が固定されていても同じ。相対契約だと数量が確定しているという類の発想になっているとするならば、小売に言われたとおりに発電するだけ、あるいは契約に従った量が発電されるだろうと思って、ただそうならなければ輸入できない、そういうある意味で能力の低い人たちがこの市場を支配し、相対契約によって非効率的な発電が横行して効率性を低めていると誤認されかねない。議論はその理屈がちゃんと分かるように整理をしていただきたい。

これ同じことが情報についても言える。情報はなぜスポット依存量が重要なのかは、私にはまだよく分かりません。少なくとも売り込み先がとかという雑ばくな説明では全く分からないので、なぜこれがそれで重要なのかは、もう少しちゃんと説明していただかないと分からない。しかし一方で、他の文脈でもスポット依存量だとかの情報はとても貴重な情報になる。特にこの文脈では、個社がどうなっているのかではなくて、エリア全体、市場全体でどういう分布になっているのかは、重要な情報にはなり得ると思うので、そういうような類情報がタイムリーに積極的に出てくるようにすることは、とてもいい方向だと思いますが、この文脈でほんとにこれがどの程度の重要性があるのかは、私にはよく分からないし、まして経営情報だとかの議論が出てくるのは、少なくともこの文脈では、そのアグリゲートされたデータだけで十分はずなので、そのような問題が相対的に出にくいのではないかと考えています。

一方で、この文脈で何でのこの情報が必要だろうと疑問に思うようなものについての情報が必要だと声高に言っているのに、別のどう考えてもとても重要な情報だと思われるものについては、経営情報だからと言ってかたくなに出さないなどということが横行すると、この議論の信頼性を再び損なうことになると思います。その点については、なぜ必要なのかの理屈をもう一度よく考えた上で、本当に必要な情報が出てくるように、頭を整理して議論

していただければと思いました。以上です。

すいません。私の声、届いてないでしょうか。

○市村制度企画調整官

すいません。松村委員の声は届いております。金本座長、聞こえますでしょうか。

○金本座長

私のマイクがオフになっていました。すいません。

○市村制度企画調整官

よろしく願いいたします。

○金本座長

新川さんのお手が。

○新川オブザーバー

平岩さんのほうが委員ですので、平岩さんのほうをお先に。

○金本座長

すいません。じゃあ、平岩さんをお願いします。

○平岩委員

ありがとうございます。送配電網協議会の平岩でございます。

燃料確保について、これまでの議論状況や今後の対応の方向性について取りまとめいただき、感謝いたします。

その中で、発電事業者の燃料確保の予見性の向上のためのデータ公開について、発言させていただきます。

これまで一般送配電事業者としてもさまざまなデータを公開してきておりますが、新たなデータの公開につきましては、燃料ワーキングでもご意見があったように、費用対効果を踏まえて検討していくことが肝要と考えております。データの内容や公開の粒度・方法など、詳細につきましては26ページに方向性として記載されているように、燃料ワーキングにおいて議論を進めていくことに異論はございませんので、一送としても引き続き検討にご協力してまいりたいと考えております。

私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。

それでは、新川さん、お願いいたします。

○新川オブザーバー

新川でございます。

33ページで、今後の進め方のまとめとありますが、今後も議論を深めていくということ自体に異論はもちろんございませんし、ぜひご協力させていただきたいと思っておりますが、今後の検討に当たりまして3点ほどコメントさせていただきたいと思っております。

まず相対契約の推進でございますけれども、足下の状況で、旧一般電気事業者による相対契

約は、ほぼ売り切れの状態でごさいます、現状のように現在の供給力を所与とすると、相対契約を大幅に増やすことは難しいように感じております。当然、内外無差別のコミットメントの中で考えていただけるものと思っておりますけれども、複数年にわたる相対卸契約など、燃料調達リスクの分散の在り方を考えることが大事ではないかと思っております。

2つ目、予見性の向上でごさいます、予見性の向上も大事ではごさいます、発電事業者による燃料調達インセンティブの確保も大事であろうと思っております。監視等委員会におきましては、昨年そうした観点からスポット市場への供出時に限界費用に燃料の再調達単価を織り込むことが認められ得ると整理をしております。同時市場において発電事業者が登録する限界費用をどう定義するのかと、そういったことなど、燃料調達のインセンティブの確保も今後の課題であると認識をしております。

3点目、リスクヘッジ等の取り組みの内容について公表を求めるとありますけれども、リスクヘッジ等の取り組みの内容は企業の経営戦略の一部でありまして、電気取引の監視の観点から取る情報を個別に公表を求めることは難しいと考えております。現在、監視等委で検討をされております、小売電気事業者のストレステストにつきましては、資料 32 ページに付けていただいておりますけれども、事業上のリスクの管理の実施を求めていくこととしておりますけれども、あくまで事業者が自ら事業上のリスク管理の実施等の確認を行うという方向性で議論されておまして、そうした点に留意しつつ議論を進めていただければ幸いです。以上でごさいます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは、次は東京ガスの石坂オブザーバーです。よろしく願いいたします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でごさいます。どうもありがとうございます。手短に 2 点申し上げたいと思います。

まず 1 点目、25 スライド目の調達先未定数量・スポット市場依存量についてです。松村先生がおっしゃったとおり、これがどのぐらい有用なデータになるのかというのは、正直よく分からないのですが、仮にこれが有用なデータになるとして、では、どうしようかということですが、事務局さんにご紹介いただいているとおり、供給計画は、こういうことが類推できる基データとなるものがあるということなので、こうした既存のデータをうまく活用して、見せ方も工夫して、極力手間をかけずにやっていくというのも一つの手なのかなと思っております。

2 点目、スライド 29 の発電機停止情報になります。これも有用なデータとして H J K S があるをご紹介します。2 カ月先の燃料の予見性の向上に資するということであるとするならば、2 カ月前までに 2 カ月先の計画停止が全部きちんと反映されているかということが重要になると思っておりますので、ここに関しては、監視等委員会様などでもきちんとモニタリングいただいて、実効性のあるデータになるようになればいいと思っております。

で、よろしく申し上げます。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、ございますでしょうか。関西電力の小川さんのほうから手が挙がっています。よろしく願いいたします。

○小川オブザーバー

関西電力の小川です。

発言の機会を頂きまして、ありがとうございます。

私からは、まず発電事業者の燃料確保の予見性の向上につきまして発言いたします。資料でいいますと 15 ページですが、私どもは発電事業者の立場で、この真ん中のところにあります、「発電事業者個社による予測」というのをやっております。これは、独自に弊社なりの需給状況をシミュレーションする仕組みを作りまして、燃料消費量の予測をしているということになります。ここに、いろんなインプットデータを入れて、こういうシミュレーションをしていますというように書いていますが、当然、気象予報とか、あるいは電源の補修計画等のデータも最大限活用してシミュレーションをしながら、精度向上に努めておりますが、これまでやってきた経験からいいますと、やはり予測のずれというのが、なかなか避けがたい状況にあるというのが現状だと思っております。ぴたりと燃料消費量を当てるとするのは難しいというのが実情だというふうに思っております。そういう意味で、この個社による予測のところの精度をどうやって上げるのかというのが、燃料ワーキングのほうでいろいろと議論を頂いたと思っております。

その上で、自社の発電計画、これを作って燃料消費量を想定していくという中で、ページでいいますと 24 ページにあります、まず F I T 特例③のボリューム、こちらについては、やはり非常に有用なデータになるのではないかなと考えています。今このデータがありませんので、3 カ月程度先にどの程度の量の再エネが市場に投入されるかが予測できれば、その分の今の予測がより精度が向上するという意味で、市場取引量、燃料消費量の想定が向上すると思っております。

ただし、再エネにつきましては気象によって変動しますので、そのデータ公開に当たりまして、3 カ月程度先の F I T 特例③の発電量、市場投入量、これは一般送配電事業者が投入するわけですが、それを一般送配電事業者のほうで責任を持って公開するというのは、少し限界があるかなということは理解をしております。そのため、3 ポツにありますように、F I T 特例③の最新設備事情を追加公開いただくことによりまして、その発電量については、発電事業者のほうの気象予測等のデータを活用して将来の市場取引想定を行うことになるのかなというふうに思いまして、そこはそういう形であってもデータを公開いただくと予測精度の向上にはつながると考えております。

それから 2 点目としまして、ページ 25、26 に記載されております、調達先未定数量・スポット市場依存量に関するデータの件です。こちら、やはり先ほどの F I T 特例③と同様

に、将来の市場取引の想定をどういうふうに想定精度を上げるかというために必要なデータかなと思っております。データとして、27 ページに供給計画で年 1 回公開されているグラフが記載されておりますけれども、ワーキングでは青とオレンジの差分でいいのではないかというご意見がありましたが、やはり市場取引想定への活用という意味では、青が未調達分であり、これだけの数量が市場調達で見込まれているということですので、右側は、やはり電源があるということで電源は電源でさまざまなデータがあり、補修計画が変わったり、トラブル等で変わったりすることもあり、差分は常に一定ではないというふうに思いますので、やはりデータとしては青の部分のデータを新たに公開いただくのが望ましいのかなと思ってます。

ただし、データを公開していただくに当たりまして、追加で発生する事業者の皆さんの負担や正確性もありますので、その便益を比較考慮して、実施いただく必要があると思っています。ですので、基本的に 3 カ月程度先の情報を公開いただくのが望ましいと思うのですが、高頻度でのデータ公開となりますと、かなり小売電気事業者の皆さまや取りまとめをされる広域機関の負担となるというふうに思いますので、実際それがどの程度の実効性があるのかということについては、やはりこれからシミュレーションをやってみないと分からないところがございますので、まずはその実効性を見極める観点から、例えば高需要期に向けた燃料調達が必要となるタイミングに絞って年数回データを公開してみるとか、そういった現実的な取り組みを一回やっていただくのがいいのではないかとこのように思うところです。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは、その他、ございますでしょうか。多和さん、お願いいたします。

○多和オブザーバー

多和です。聞こえますでしょうか。

○金本座長

はい。聞こえました。

○多和オブザーバー

25 ページに関しまして、3 点コメントさせていただきたいと思います。いろいろ委員の皆さま等々からご指摘ありましたが、弊社としてどういうふうに需要想定をかけているかといいますと、あくまでもイニシャルにはエリア全体がどうなりそうかということのモデル分析を行ってございます。ただ、それとそのモデル分析の結果というのが本当に正しいのかどうかということに関して、重要な取引先である相対契約のお客さまからの数字をお聞きして、それで合っているかどうかというふうに見ていく。その際に、今回、新たに未定分ということで市場調達分のデータが何かしら出てくれば、その PPA 分とスポット分を合算して、我々が想定しているエリア全体とそれが整合的なのかどうかというのをある意味バックチェックできるということで、参考にはなると考えます。

ただ一方で、頂くデータの精度とか正確性、こういったものが担保されていないと、逆にノイズになってしまうので、我々としてもあまり参考にならなくなるということで、どの程度の精度のあるデータを頂けるのかによって、我々の役に立つかどうかというところが決まってくるかなと思います。これが1点目です。

2点目、前回といたしますか、第1期で最初に申し上げたところですが、やはり2カ月前、燃料のゲートクローズのところで、どこまで需要が分かるかという、なかなか分からないというのが実態だと思います。海外の電力トレーディングの事情とかを見ましても、AI等を活用して天気・天候の予測とかはかなり進化していると思いますが、それでもやっぱり精度が上がっているのは、せいぜい2~3週間以内のところまでであり、それを超えるレンジについては、なかなか精度を上げようがないのが実態だと思っております。これに対応するには燃料を厚く買うしかないということだと思っております。これがある意味、日本の特性だと思っております。なので、この厚く買った分の余剰リスクを誰がどうやって取るのかというところが、やっぱり引き続きこの問題の大きい山だと思います。情報も大事ではありますが、でも最後はやはり分からないものは分からないというところで、厚く買うという問題が、厚く買わなきゃいけないという問題が残っているというところを指摘させていただきたいというのが、2点目です。

最後3点目、情報の開示先ですが、こういったスポット市場の依存みたいなものについての開示が出されるということは、電力市場の透明性としてオーケーだと思いますが、LNGのマーケットでほんとに大丈夫かどうかというのは、ぜひ燃料ワーキングでいま一度ご検証いただきたいと思います。

というのは、時として、LNGのマーケット、非常にエクイティが乏しくなる時があります。ですので、そういう場合に、売主さんのほうにスクイズされ不当に価格をつり上げられるというケースが、リスクとしては十分にあると思います。ぜひ、海外事例、他のLNGの輸入国がどういう情報公開をしているのか、もしくはLNGのトレーダーにちゃんとインタビューをしていただいて、どういう情報を与えてしまうとスクイズされる可能性があるのか、この辺のリスクについての検討は、ワーキングでやっていただいたほうがよろしいのではないかと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

あと、増川さんのほうから手挙がってますので、増川さん、よろしく願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川です。ありがとうございます。

私のほうからは、今後の検討課題として、もし可能であれば加えていただきたいことを、ちょっとお願いがありまして、発言させていただきます。

24ページのFIT特例③に関連して、そのデータを公開すべきかどうかという点がありましたけれども、私どもとして、それはぜひ公開するほうが、スポット市場への影響とい

う意味ではよいのではないかなというふうに理解しております。

それから、再エネ、特に変動性再エネに関しては、今後ひと月、あるいは今後3カ月、発電量がどれぐらいkWhとして発電されるかっていうのを恐らく想定されて、燃料の消費というのもどれだけ消費されるかっていうのを見てられると思うんですけども、その時にある程度、ひと月先でも長期予報にはなるんでしょうけども、例年と比較して、次のひと月は日射量が多そうなのか少なそうなのかっていうのは、多分、今の気象予報だとある程度分かると思うので。できればそういうのを反映されて、今後1カ月あるいは3カ月の、kWhとして、どのぐらい変動再エネからアワーとしての発電力が見込めるかっていうのを、ぜひこういう将来の見通しに役立てるようなことができる、皆さんにとっても有用な情報になるのかなというふうに思いました。その辺に関しまして、事務局のほうで今考えていることとか、あるいは何かこういうふうにするかっていうのがありましたら、ぜひ教えていただければと思いました。

私のほうから以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

その他、ご質問、ご意見、コメント等、ございますでしょうか。よろしいでしょうか。

たくさんの論点が出てきましたので、なかなか対応が大変だと思いますが、事務局のほうから対応できることについてはお願いをいたします。

○市村制度企画調整官

ありがとうございます。

さまざまなご意見いただきまして、ありがとうございます。本日頂いた点も踏まえて、引き続き検討した上で、ご議論いただければというふうに思っておりますが。まず河辺委員からご質問いただいた、より長期の燃料確保についての予見性向上についても検討するのかといったことですが、まずは短期的なというか、今の比較的短期の予見性の向上に資すると、こういったところ、2カ月前といったところを検討していければというふうに思っているところでございます。その上で、長期の燃料確保といった観点から、予見性の向上に資するような情報というものがどういうものがあるのかどうかといったところも含めて、ここは事業者の意見なども聞きながら、必要に応じて検討をしていければ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、五十川委員、松村委員からご指摘いただいたところでございますが、未確定要素を減らすといったところでございます。まさにこれまでの燃料ワーキングの中では、そういう意味では、すいません、詳細なこの点に関して議論をしているわけではございませんので、今後まずはいろいろと整理をし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。その意味で、ご指摘いただいた、例えば変動数量契約を単に減らせばいいというものでもないといったものですか、実際のところ重要なのは価格のリスクの問題であって数量ではないと、こういったようなご指摘、こういったところに関しましては、ご指摘いただ

いた点も踏まえて、どう考えて、どう整理していくかと、整理すべき点についてはきちんと整理をした上で、改めてこちらの作業部会のほうでご意見、ご議論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。

また増川オブザーバーからご指摘を頂いた点でございますが、こちらの情報に関しましては、基本的には引き続きご議論いただきたいというふうに思っているところでございますが、なかなか将来予測を出していくというところは実態としては難しいということではないかというところは、事務局としても感じているところでございます。従いまして、将来的な予測といったものをどこまで出していけるかということについては、費用対効果も含めて、今後検討して整理した上で、改めてご議論、ご意見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。

スポット依存量のところがなぜ必要なのかというのは、先ほど多和オブザーバーから補足を頂いたところかと思しますので、私からの説明は割愛させていただければというふうに思っております。

事務局からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

特に追加の議論はございますでしょうか。なかなか頭の整理が難しいトピックでございますが、燃料確保は重要な要素でございますので、事務局のほうでさらに整理をして検討していただければと思います。

それでは、次に議題2の「あるべき市場の仕組みについて」に移りたいと思います。この議題2については資料4にございますが、それに基づきましてご説明をお願いいたします。

議題（2）あるべき市場の仕組みについて

○市村制度企画調整官

それでは、事務局より資料4についてご説明をさせていただければと思います。

まずスライドの3ページ目をご覧くださいと思います。勉強会における議論の振り返りということで、6月に勉強会で取りまとめを頂いたところから、3カ月超、経過しているところでもございますので、振り返りということで改めて再掲をさせていただいているところでございます。

もともと勉強会の中では、ブロック入札における逸失利益の存在ですとか、スポット市場の売り切れと、こういったようなところ。ブロック入札というのは、ご案内のとおり、起動費を加味して入札をすると、それが1コマ約定しないと全部が約定しなくなってくると、こういったような課題の中で、スポットの売り切れ等の問題が顕在化している。こういったことですか、kWh市場とΔkW市場、こういったものが異なる市場と運営されている

ことによって、過剰な台数の起動等、非効率になっている懸念があるのではないかとといったこと。また、小売事業者の立場からすると、調整力として確保された電源が、スポット市場や時間前市場に、仮に使わなかったとしても、売り入札されないといったことで、価格高騰ですとか再エネ予測誤差への対応の困難さが顕在化しているのではないかとといった点。また、需給調整市場側におきましても、調整力の調達が確実に行えていないといった課題等、こういったことが顕在化しているところでございます。

こういった課題を解決する一つの姿としてということで、再エネの最大限の導入といったことを目的とした電力システムの目指すべき姿、こういったものを念頭に置きながら、前日市場において入札方法として *Three-Part Offer* 制度を導入するといったこととともに、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組みといったものの検討といったことが、提示させていただいたところで、今後詳細の検討を行うということで、本作業部会が立ち上げられたところでございます。

今回の本作業部会におきましては、市場ワーキングにおける議論をご紹介しながら、そういった点を前提として、あるべき市場の仕組みについてご議論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。

スライド9ページ目、10ページ目辺り、9、10、11が、市場ワーキングにおける議論概要ということで、ご紹介をさせていただいております。

続きましてスライド13ページ目をご覧くださいと思います。まず今後の検討の進め方と本日もご議論いただきたい事項ということで、挙げさせていただいております。

まず本作業部会におきましては、勉強会の中で、週間断面での起動の仕組みですとか、前日市場とその後の時間前、そしてゲートクローズ後のインバランスの在り方、こういったところが今後検討していく事項として挙がっているところでございますが、まずは新しい仕組みの根幹となる同時市場の仕組みについて検討を進めてはどうかということでございます。

具体的には、この同時市場の仕組みの検討に当たっては、大きく分けて、電源のラインナップを決めていくということで、約定電源等の決定方法ということと、その価格をどう決めていくかといった約定価格の決定方法、この2つがあるかと思っております。従いまして、まずは約定電源の決定方法を中心に検討して、その後、価格の決定方法といったことで、双方に関連する部分もあるかと思っておりますが、そういった順番で検討を進めていければというふうに考えているところでございます。その上で、同時市場の週間調達の仕組みですとか、時間前の仕組み、こういったところを検討していくということで、適宜行ったり来たりしながらということかと思っておりますが、そういった形で進めていければというふうに考えています。

本日は、同時市場の仕組みの中、約定電源等の決定方法について、まずご議論いただければということでございます。

15 スライド目をご覧くださいと思います。まず同時市場で調達する電力の範囲とい

うことで、こちらについてご議論いただければと思っております。勉強会におきましては、確実な電源起動を担保するといった観点から、同時市場のイメージとして、15 スライド目の下の図でございますが、小売入札量と調整力 Δ kW に加えて、前日段階での一般送配電事業者の予測誤差と小売調達需要といったもの、そういったものとの差も含めて確保するといったことをお示ししていたところでございます。

このイエローハイライトのところ、同時市場で調達すべきかといったところの範囲でございます。ここにつきましては、基本的には一般送配電事業者の予測需要、需要予測が、小売事業者全体、マクロの予測需要、需要予測よりも精度が高いといったことを前提としているということもございますので、この点の実態も含めて検討を行ったところでございます。

16 スライド目をご覧ください。まず 1 つ目の丸でございますが、こちらは広域機関のほうに分析をしていただきまして、前日時点における TSO 予測誤差と小売りの想定需要については、TSO 予測需要の精度が高いといった結果が出ているところでございます。詳細に関しましては資料 3 でございますが、いくつか抜粋させていただいておりますので、簡単にご説明をできればと思っております。

17 スライド目をご覧ください。広域機関さんのほうで分析を頂いた内容としては、大きく分けて 2 つございます。一つは TSO 予測需要と小売想定需要の両者の関係性、大小関係と、それと前日想定需要の正確性といったこと、これが、TSO 予測需要、小売想定需要が、前日想定需要との正確性はどの程度かと、こういったところを分析いただいたところでございます。

18 スライド目、次のスライドをご覧ください。その中で全体の、昨年度、21 年度のデータを基に分析いただいたところでございますが、そのうち、特に最初の関係性との関係ですけれども、全体データを供給過小となり得る実需要が TSO 想定需要よりも高い、大きいようなケースであって、かつ小売想定需要よりも実需要が高いようなケースということ、こういったコマのデータ、供給過小データと記載していますが、それと逆のケース、それをそれぞれ分析を頂いているところでございます。

過小データに関して、19 スライド目、次のスライドでございますが、こういったようなケースというのは、基本的には実需要よりも TSO 想定需要・小売想定需要のほうが小さいケースですので、供給過小となるといったところがあるところでございますが、こういった中で、こういったケースにおいては、TSO 想定需要に関してのほうが小売想定需要よりも大きいコマといったものが年間通して約 7 割、73% ということで、そういったケースのほうが多かったといったところでございます。こういった観点から、TSO 想定需要のほうが実需要に近い想定となっている割合が多いといった分析結果が出ているところでございます。こういった観点からしますと、安定供給上、TSO 想定需要のほうが小売想定需要に比べて需給逼迫になりにくいと、こういったような分析を頂いているところでございます。

続きまして 20 スライド目のところでございますが、前日想定需要の正確性ということで

ございますが、こちらにも実需要と前日想定需要との差分の累積値、これはそれぞれT S O想定需要と小売想定需要といったことで分析をしていただいておりますが、この累積値についてはT S O想定需要のほうが少なかったということで、年間合計で約 30 k W h といったことで分析いただいているところでございます。こういったところからしますと、T S O想定需要のほうが全体的に高い精度で想定していたと、こういったような結果が出ているところでございます。

16 スライド目にお戻りいただきまして、こういった形での分析結果が出ているということと、あとそういったものを踏まえていきますと、T S O予測需要に対して小売りの調達需要が不足するようなケース、こういったようなケースにおいては、大きく分けると、T S O予測需要を基準とする案と、小売りの入札量を基準としていく、こういったような案があるわけでございますが、こちらについてメリット・デメリットを整理させていただいております。

先ほど申し上げたとおり、先ほどの分析結果を前提としますと、T S O想定需要のほうが確実な電源の起動がなされて、安定的な電源運用に資する可能性が高いと、こうったことかと思っておりますが、一方で、そのT S O想定需要を基準にしていくと、場合によっては、自らいったん前日段階でT S Oの予測で調達するということになりますので、前日段階における小売事業者の調達インセンティブが阻害される懸念があるんじゃないかと、こういったような懸念もあるところでございます。こういった点につきましては、むしろ小売事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度と、そういったことを設計していくといったことが重要ということかと思っております。併せまして、現行制度と比べて一般送配電事業者が確保する調整力の量が増加するのではないかと、こういったような点も指摘されているところでございますが、こういったところにつきましては、後ほど論点として挙げさせていただいておりますのでご説明をさせていただければと思っております。

一方で、小売入札量基準、入札量をベースにするといった場合におきましては、メリット・デメリットの裏腹でございますが、T S O予測需要に合わせる場合のデメリットが生じないといったことは挙げられるかと思っておりますが、一方で、デメリットのところ、特に2つ目でございますが、需給逼迫時において、小売電気事業者の入札量、予測需要が大幅に下回るといった場合においては、需給運用に深刻な影響が発生する懸念が存在するのではないかと、ということでございます。

こちら 22 スライド目をご覧くださいと思っております。こちらは今年の6月30日の東北エリアの状況でございますが、このグレーのところエリア実績ということでございますが、その上がT S Oの予測需要、その下の太い青がB Gの需要計画、前日段階で需要計画ということで、こちらは最大 418 万 k W の誤差が生じているといったようなこともございます。こういった時には需給運用に深刻な影響が発生するのではないかと、こういったような懸念も示されているところでございます。

16 スライド目に戻ってきまして、下では市場ワーキングでの主な意見として挙げさせていただいておりますが、こういったようなメリット・デメリットを踏まえて、どちらを、T S O 予測基準を考えていくのか、小売入札基準としていくのかと、こういったところについてご意見を頂ければ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 23 スライド目でございます。今申し上げたのは、小売りの調達需要よりも T S O 予測需要のほうが大きいようなケースでございますが、一方で、小売調達需要のほうが T S O 予測需要よりも大きいといったケースもあるところでございます。

こういった場合、仮にということですが、市場の約定量自体も T S O の予測基準に合わせる、そちらのほうが小さいということですので、そういったようなケースにおいては、仮にした場合については、やはり基本的には同時市場において売り切れが発生すると、こういったようなことが想定されるところでございますが。ここについては、例えば発電事業者単体で見ると、小売事業者単体で見ますと、想定需要が適切な場合も当然あるということですので、なかなかそういった運用というのは市場参加者の理解を得るといったことは困難ではないかといったことですか、売り切れによって価格がスパイラル的に上昇するといった懸念もあるのではないかと。またその勉強会においても、売り切れに伴う価格高騰について問題提起をさせていただいていたところでございます。

勉強会で取り上げた売り切れに関しましては、この点は同時市場の仕組みによって解決することが見込まれる事象ではございますが、新たな課題が生じてしまうと、こういったこともございますので、そういった点も踏まえますと、小売調達需要のほうが T S O の想定需要よりも大きくなる場合の市場での約定量、k W h の約定量ということに関しましては、小売入札量によって決定することとしてはどうかというふうに考えているところでございます。

一方で、過剰な電源起動が発生すると、こういった場合の、それによって発生する場合の起動・出力の取り扱いといったことに関しましては、余力活用契約の対象範囲ですとか同時市場導入後における余力活用契約の内容とも関係してくるところでございますので、こういった点に関しましては、市場全体の仕組み、市場全体の設計を踏まえた上で、今後詳細の検討を進めることとしてはどうか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 27 スライド目をご覧いただければと思います。今申し上げた点を前提としてということですが、27 スライド目、こちらは仮にということで、前日段階で T S O 予測需要との小売調達需要の差も含めて確保すると、こういったことを前提とした場合ということでございますが、その中では、便宜的にそちらについては $\Delta k W \cdot I$ として定義をさせていただいています。

それを踏まえてどう考えていくかということで、具体的な約定電源の決定方法のイメージというところをご議論いただければと思っております。

まず用語の定義としては、k W h、小売約定分と、先ほど申し上げた $\Delta k W \cdot I$ というところ、こちらに関しましては、いわゆる調整力としての性質なのか、あるいは k W h として

の性質なのか、この辺は今後詳細を検討していく必要があるかというふうに思っているところでございます。加えて、 $\Delta kW-II$ といったところ、こちらは25年度以降の需給調整市場の一次調整力～三次①の調整力ということで、ゲートクローズ後の最終的な需給変動対応。 $\Delta kW-III$ といったことに関しましては、ゲートクローズ前の再エネの予測誤差対応、三次調整力②と。こういったものを便宜的にまずは想定した上で、約定電源の決定方法について次のスライド以降で整理をさせていただいているところでございます。

まず29スライド目でございますが、基本的な考え方ということでございます。同時市場におきましては、セルフスケジュール電源の出力を確定させた上で、入札された電源の *Th re e - P a r t* 情報などを参考にしながら、調整力の必要量も考慮して、まずは電源の起動停止計画そして出力の計画を策定するといったことになろうかと思えます。

具体的なイメージというのは、29スライド目の下でございますが、まず一つはセルフスケジュール電源の起動出力電源を確定させるということ。2つ目、続いて *Th re e - P a r t* 情報を基に電源の起動停止を判断して、その上で、 kWh の約定処理、 ΔkW の約定処理をしていくと。これを同時に行っていくということでございます。その上で、当日段階、同時市場以降に関しましては、起動停止計画を随時補正していくと、こういったような運用が考えられるところでございます。

基本的な考え方に関しまして、次のスライドをご覧くださいと思いますが、今申し上げたところの繰り返しですが、この市場の中においては、発電機の起動停止判断をした上で、電源のラインナップを決めて、 kWh と ΔkW 、それぞれ張り付けていくと、こういったような形が基本的なイメージとして考えられるところということで、挙げさせていただいているところでございます。

続きまして31スライド目をご覧くださいと思いますが、こちらは検討の前提条件ということで、詳細は割愛させていただきますが、1点だけ申し上げますと、 kWh 、 ΔkW の約定方法ということで、 $\Delta kW-II$ として便宜的に複数の商品を1つにまとめさせていただいておりますが、実際、約定処理をしていくに当たっては、基本的には需給調整市場における今の商品設計を基本とするということかと考えています。今後の検討において、必要に応じて見直しを行うといったことは当然あり得るところではございますが、まずはそういったことを前提として検討していくということで、前提条件として挙げさせていただいているところでございます。

続きまして33スライド目以下をご覧くださいと思いますが、こちらに関しましては、決定方法の具体的なイメージということで、まずはその基本的なイメージを共有させていただくと、認識を合わせていくといった趣旨で、記載をさせていただいているところでございます。まずは起動停止の判断ということを行っていくということでございますが、TSOの予測需要および調整力必要量に対して、発電制約等を踏まえた上で、起動費と kWh 費用等の合計が最小となるように、連系線制約なども考慮した上で、広域エリアでの電源起動停止をまず判断をしていくということが、33スライド目でございます。

続きまして 34 スライド目でございますが、電源起動停止の判断ということで、こちらは 33 スライド目に関連するところでございますが、2 つのことを記載させていただいています。

1 つ目に関しましては、まずは特定の電源、既に稼働してるものに関しては、基本的には起動費をゼロとして考えることが合理的ではないかと。毎日起動したと仮定して計算するというのも非経済ですので、そういった観点から、継続的に稼働している電源に関しましては起動費をゼロとして考えて起動停止判断を行ってはどうかというのが 1 点目。

2 点目でございますが、これが単日で起動停止判断を仮に行っていくと、起動費が高い電源がどうしても起動対象に選ばれにくくなると。起動費は高いものの可変費が安いといったような電源もあると思いますので、そういったところから、起動停止の判断の対象期間、これを週間断面で起動費を加味して考えていくのかとか、こういったところについても併せて検討する必要があるのではないかとということで、今後の検討すべき課題、論点として挙げさせていただいているところでございます。

続きまして 35 スライド目でございます。続きまして kWh 取引ということでございます。今申し上げたような電源のラインナップを踏まえて、kWh を安い順から張り付けていくと、こういったようなところのイメージが 35 スライド目でございます。

続きまして 36 スライド目、 $\Delta kW-I$ ということで、TSO の予測需要と小売調達需要との差といったところでございますが、その上で $\Delta kW-I$ を確保していくということでございます。この下の図に関しましては、例えばということで、アワーを張り付けていったイメージというのが上でございますが、その上で $\Delta kW-I$ を確保していった時に、C という電源だけでは $\Delta kW-I$ の確保量が足りないという場合においては、D という電源を動かしていくと。最低出力分は kWh のほうに張り付けて持ち替えをして、その上で ΔkW を確保していくと、こういったイメージを挙げさせていただいているところでございます。

続きまして 37 スライド目でございます。37 スライド目に関しましては、さらに $\Delta kW-II$ 、 $\Delta kW-III$ を確保していくということでございますが、下の図のところをご覧いただければと思いますが、B という電源だけで、例えば $\Delta kW-II$ を、調整力を取ろうとした時に、それが必要量が不足していくといったようなケースです。そういったケースに関して、C という電源が調整機能があるといった電源で、調整力が供出可能だといったようなケースに関しましては、例えばですけども、C の $\Delta kW-I$ の供出量を減らした上で、 $\Delta kW-II$ を C でも確保して、D でも確保していくと。D の電源の中では $\Delta kW-I$ の供出量を増やしていく。こういったようなイメージの中で、これを全て今申し上げたようなところを同時に計算をしていくということでございますが、そういった形で起動電源といったもの、出力といったものを確定していくと、こういったようなイメージをお示しさせていただいているところでございます。

40 スライド目が今申し上げたところの同時約定のフローということで、基本コンセプトを挙げさせていただいておりますので、ご参考にさせていただければと思っています。

続きまして41スライド目でございます。基本的な考え方、イメージに関しまして、今申し上げたとおりですが、その上で、いくつか論点も、追加的に検討すべき点もあろうかと思っています。

一つは、まずkWhとして約定した電源の余力活用についてということでございます。ご案内のとおり、24年度以降、容量市場の落札電源のうち、調整機能「有」として登録した電源につきましては、一般送配電事業者と余力活用契約を締結するといったことがリクワイアメントとして求められているということでございます。余力活用の仕組みに関しましては、より効率的・安定的な需給調整・系統運用を実施することを目的とした上で、ゲートクローズ後の調整力kWh市場における最適化を図るために取り入れられていると、こういったものでございますが、現在、広域機関のほうで需給調整市場検討小委員会の中で検討を進められていると、その内容については検討が進められているといったところでございますが、同時市場においてkWhとして約定した電源に関しましては、調整機能がない電源も存在する可能性があるということでございます。

こういった観点から、同様の趣旨から、同時市場においてkWhとして約定した電源についても、余力活用の仕組みといったものを導入することが考えられるのではないかと、この点についてどのように考えるべきかということで、ご意見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。仮に、余力活用の仕組みを導入すると、こういったようなケースの中においても、まずは市場の在り方、全体の市場設計と、こういったものをきちんと考えていった上で、この余力活用の仕組みの在り方といったものは考えていく必要があるのではないかとというふうに考えているところでございますし、もう一つは、24年度以降の余力活用契約の運用状況、こういったことなども踏まえながら、適宜必要に応じて見直しをしていく、検討していくと、こういったこと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。

市場ワーキングにおきましての意見というところを挙げさせていただいていますが、基本的には、余力活用といった方向性については、そういった活用をするといったことについては賛成といった意見もあったところでございますが、一方で、まだ必要な機能ですとか量とかいったものについては、市場全体が分かっていないので、今後、きちんと議論、全体像の中で検討をしていく必要があるのではないかとといったようなご意見も頂いていたところでございます。

併せまして、今の電源Ⅲを余力活用の対策の一部とするということであれば、この余力活用契約の中身についても検討する必要があるということで、仮に調整機能の具備が求められるといった場合においては、コスト負担等の観点もあるので、そういった点も踏まえて検討する必要があるんじゃないかと、こういったようなご意見も頂いていたところでございます。

続きまして45スライド目でございます。調整力確保のタイミングに関してでございます。同時市場におきましては、Three-PartによるkWhとΔkWの同時約定を行う

といったことで、別時間の市場に備えて売り札が制限されると、こういったような調達未達解消と、そういった観点から調達未達の解消にはつながると考えられるのではないかとということでございます。

一方で、市場ワーキングの中では、調整力確保のタイミングについて、広域機関さんのほうから 2 点ほど考察を示していただいたところでございます。一つは、前日時点で調整力を確保するといったことを前提として、 $\Delta kW-I$ といったものを確保していくということになりますと、2024 年度以降の現行の日本の仕組みでは取り扱っていない、前日からゲートクローズまでの予測誤差、再エネを除いた部分でございますけれども、そういったものを調達する必要があるのではないかと、現行以上に調整力必要量が増える可能性があるのではないかと、こういったようなご意見、考察を頂いていたところでございます。

具体的にはスライド 47 ページ目のところですが、この③番と書かせていただいている TSO の需要予測誤差、前日からゲートクローズまでということで、現状ではここは 24 年度以降も確保することを想定していないといったところ、こういったところが①の $\Delta kW-I$ を取ることになると増えるのではないかと、こういったようなご意見を頂いているところでございます。

2 点目の考察に関してでございますが、PJM を参考にして、調整力の確保のタイミングを実需給に近づけると。具体的には前日同時市場以降の時間前市場においても、Three-Part 約定、同時市場を行うといったことによって、現行に比べて調整力調達量の低減、ひいては社会コストの低減を図れる可能性があるのではないかと、こういったような考察を頂いているところでございます。

まず前者につきましては、ワーキングの中では、一つは、23 年度以前の仕組みの中には、電源 II を追加並列して kWh を確保しているということで、そういったご意見も頂いていたところでございます。また再エネを除く前日からゲートクローズまでの TSO 予測誤差、これを調整力として仮に確保しなかった場合、先ほどの③番でも確保しなかった場合だとしても、必ずしも確保する調整力が減るといったわけではなくて、この誤差自体は、最終的にはゲートクローズまでから実需給における予測誤差として現れるといったことになるのではないかとということ、現状の確保している調整力の内数に入ってくるのではないかと、こういったことも考えられるところでございます。従いまして、同時市場導入後における調整力必要量といったことについては、こういった点も踏まえて別途詳細を検討をすること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。

46 スライド目でございますが、調整力の確保のタイミングに関しては、いずれにしましても、実需給に近づけることによって調整力調達量の低減といったものが図られるのであれば、時間前市場における同時市場を行うといったことは有益というふうに考えられるところでございます。こういった点に関しましては、一方で調整力確保のタイミングに関しては、そういったような方法と、例えば前日段階で調整力を基本的には確保した上で、実需給までの段階で不要となった調整量は順次リリースしていくと、こういったところでも同

様の効果が得られるのではないかと、こういったところとも考えられるところがございます。こういった観点から、両者のメリット・デメリット、こういったところに違いが生じるのかと、こういった点も踏まえて調整量確保のタイミングについては今後具体的な検討を進めることとしてはどうかというふうに考えているところがございます。

48 スライド目をご覧くださいと思います。

こちらは揚水・蓄電池・再エネ・DRの取り扱いということで、本日は基本的な前提の考え方をお示しさせていただいておりますので、詳細、今後ということもございますが、こういったところについても、きちんと再エネの最大限導入が図れるような仕組みになっているのか、またDRについても効果的に活用できるような仕組みになっているのか、そのためにはどうしたらいいのかといったような観点含め、安定的な運用のためには、蓄電池、揚水、こういったものの取り扱いをどうしていくのか、こういったところについては今後詳細を検討していければということもございます。

続きまして 50 スライド目をご覧くださいと思います。今申し上げたところは基本的なイメージでございますが、入札に当たって必要な情報としてこういったものが挙げられるかということで、挙げさせていただいております。大きく分けますと、市場で入札する電源とセルフスケジュール電源といったことで、分けさせていただいております。基本的には *Three-Part Offer* といったことで挙げさせていただいておりますが、一方でそれだけには限られないということかと思っております。起動費、最低出力、限界費用の他、その他と書いてありますが、こういった情報も併せて出させていただくといったことは、基本的には必要になってくるということかと思っております。

セルフスケジュールに関しましては、基本的には発電計画を登録していただく、こういったことが考えられるところがございますが、詳細については海外事例も参考にしながら実態を踏まえて検討をしていくということが必要ではないかということと考えているところでございます。

続きまして 53 スライド目、こちらDRに関してでございますが、こちら、詳細、今後検討していく必要があるところでございます。こちらはPJMでのDRに関して入札情報ということで抜粋をさせていただいております。こういったところも踏まえながら、日本においてどのような入札情報が考えられるのか、こういった懸念、課題があるのかといったところを併せて検討していくということが重要ではないかということでございます。

続きまして 55、56 スライド目をご覧くださいと思います。ご説明が長くなって恐縮ですが、これで最後のスライドになります。まず発電事業者の買入札の取り扱いということでございますが、市場ワーキングにおきましては、発電事業者による経済差し替えのための買入札について認めるべきと、こういったお声が多かったところがございます。

セルフスケジュール電源も含めた最経済といった観点からは、こういった差し替えを認めるといったことは適切ではないかというふうに考えていますが、どのように考えるべきかということでございます。

こちらの55スライド目のところでは、セルフスケジュールの差し替えを認める場合の一例といったことを挙げさせていただいています。下の図のところ、例えばということで、買い入札のところの差し替え対象を明示しておいていただくと。それによって差し替え対象の買い入札が約定すれば、その分、セルフスケジュールが減りますので、市場の約定量を増やしていくと。一番右でございますが、そういった形の対応をすることで差し替えを認められるのではないかとといったような提案をさせていただいています。

いずれにしても、これはシステム上の制約ですとかいろんな課題もあろうかと思っています。時間前市場における差し替えなども含めて、詳細の検討は、差し替えを認めると、こういったことを前提とした上で検討を進めてはどうかということでございます。

56スライド目、こちら逆のケースでございますが、小売事業者のポジション調整のための売り入札の取り扱いということで、こちら基本的には同じような考え方で認めることも考えられるのではないかとということで、今後、詳細、時間前市場における差し替えの有無なども含めて検討を進めることとしてはどうかというふうに考えているところでございます。

大変長くなりましたが、事務局からの説明は以上となります。

○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、質疑応答に入りたいと思います。コメント等ある方は、Teamsのチャットの欄にお名前と発言を希望する旨を記入してください。よろしくお願いします。

五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ご説明ありがとうございます。なかなかボリュームのある資料で論点が多くありますし、後半に関してはいくつか前提条件に立った上での議論も含まれますので、本日、私のほうからは、前半の(1)同時市場で調達する電力の範囲について主にコメントさせていただきます。

ここでは予測需要について、TSOと小売り、それぞれの精度が、一つ大きな点として挙げられていました。

この点、分析していただきまして、TSOのほうが精度が高いという結果は、非常に興味深いところであります。ただし、この差がどこに起因するのかという点がやや気になっております。それは両者の持っている情報に起因するのか、あるいはインセンティブの差なのか、あるいは、それは両者の持っている、18ページを見る限り、そもそも諸元の提出タイミングが違うので、その差に過ぎないのかっていうふうな話もあるかもしれません。といった点で、完全には腑に落ちていなくて、この点は、そもそもこの差っていうのがTSOのほうが予測精度が高いよねっていう話が、今後も普遍的なものとして、どこまで主用として考えていいのかっていうところとも密接に関わっていますので、この点、もし補足いただけるものがあれば幸いです。

その点はその点としまして、以下では、TSOの予測が正しいというふうな前提に立ってコメントさせていただきます。もし本当にTSOの予測がそれほど正しいのであれば、完全にそちらに合わせて電源起動を行うっていうのも一案かというふうに思っています。資料ではTSO予測と小売入札量の大小でケース分けして、非対称の扱いが提案されているんですけども、これを完全にTSO予測に合わせるっていうふうな考え方です。TSO予測が正確だとした場合、小売りのほうが大きかった場合に、小売りに合わせてしまうと、余分な起動が生じて、社会的なロスが発生するわけです。これをTSOに合わせることで、そのロスの低減ができるのではないかっていうふうな考え方が当然あるかと思います。

ただし、この場合、23 ページにありますように、売り切れをどれほど大きな問題として見るかという点と関わってくるかと思います。資料にもありますように、勉強会で取り上げたように、確かにブロック入札に伴う売り切れというのは仕組み上の問題であって、これを解消すべきというふうな話が確かにありました。ただし、前提として正確と思われるTSO予測に比べて、多くの入札がなされることで生じる売り切れっていうのは、ブロック入札のような話とはまた違った話だと考えております。また仮に売り切れが問題だとしても、それを過剰に電源起動することで解決するっていうのは、解決方法としてどうなのかなっていうふうに私としては感じます。繰り返しますが、あくまでTSOの予測が正しいという留意事項付きのコメントであります。この正確性をどの程度資料として考えるかにおいて、別の考え方もあろうかと思います。

また、15 ページの取引の流れも前提としてここまでコメントさせていただいたところがありまして、この点に関しては別途議論があるべきだと思っております。後半の45 ページでは、調整力の確保タイミングを実需給に近づけるというふうな議論がありました。メリット・デメリットを踏まえて、調整力確保のタイミングは具体的にまだ今後検討していく必要があるというふうに考えています。

私のほうからは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

チャットではないんですが、手が卸電力取引所の國松さんのほうから挙がってるようですが、これは発言希望ということでよろしいのでしょうか。

○國松委員

すいません。チャットが使えなかったものですから、ごめんなさい。

○金本座長

はい。どうぞ。

○國松委員

取引所の國松でございます。ありがとうございます。

前回、市場WGのところでも、私、質問させていただいて、ちょっと混乱していたんですが、この制度になった時にBGは残るのかということ、BG制は残るのかと質問させていた

だきまして、事務局の方からはBG制が残るというご説明を頂戴したんですけど、いまだにまだ、この制度の中でBG制が残ることは、私は腑に落ちてないです。資料を見る限りは、セントラルディスパッチングの形を試行して、それが実現できるかというところをしっかりと検討をされている資料になっているかと思えます。

そういった中で確認させていただきたいのが、セルフスケジュールの電源とそれ以外の電源、それ以外の電源がメインになるわけですけども、それ以外の電源というのは何を指すのか、Three-Part電源ですけれども、これは全て中給と接続されている、接続というのは、電気信号的にというか、制御をされているような電源は、全てThree-Part入札される、しなければいけないというような仕組みで考えていかないと、これ、セルフスケジュールをいたずらに増やすと、恐らく全然効率化が図れないような市場、狙っていることが実現できないようなことになろうかと思えます。

かつ、入札といわれているところに関しては、全てがThree-Partの情報で入ってくる。Three-Partの情報が悪い電源もあれば、起動が早い電源もあるかと思うんですが、そういった情報を組み合わせて計画を作っていくということを議論されているものと、私は認識しております。

そうしますと、kWhの約定は何ですかという話になりますけれども、kWhの約定、小売電気事業者が買い入札量を登録して、前日のところである程度決めるわけですけども、これは小売電気事業者の費用負担の計算値の情報でしかないと思っていて、電源起動はあくまでもTSOの想定需要に基づいて電源起動がなされ、電源起動計画が作られ、その電源起動計画の中には、ΔkW調整力も含めた電源起動計画というものが前日に作られ、それに従って、実時間が近づくと従って、そのΔkWの動かし方、例えば80%から100%動く可能性がありますという電源が、あと2時間後には90まで上げてほしい、80に落としてほしいというような指示というもので動かしていくというような世界だと思っております。

そうしますと、時間前市場というのは当初から必要なかという面があるかと思えます。時間前市場はセルフスケジュール電源の差し替えという視点ではあるかと思えますが、そこに差し替えられるのは、あくまでもセルフスケジュールの電源が余剰が出そうな時というところに限定される市場になろうと思えますので、そうしますと、その市場というのは最初から議論をすべき話ではないように思っております。

ワーキングの間でも申し上げましたけれども、今議論すべきは、大きく広げるのではなく、しっかりと基礎的なところを固めていき、それが実現できる、その実現に向けて、現行制度の中で問題になるような点は何かというところを、しっかりと議論していくべきではなかろうかと思っております。その中で、また調整力の確保という言葉が出てくるんですが、調整力の確保は何を意味するのか、電源に対して前日断面でどういうことを伝えていってそれを確保すると言っているのかというところは、具体イメージを持って議論したほうがいいのかなと思えます。私の考えでは「明日の何時に起動をかけて、こういった数字で系統を運転をしてほしい。ただ上下にこれだけぶれる可能性がある」ということを通知しておくとい

うことかと思えます。そこで、それが調整力の確保を意味するものであって、じゃあ確保したところに対する対価はどうするのかというのが、次の議論の中でやっていかれるものと思えます。その対価においては、容量市場での収入等々もどうしていくのかというところが分かってくるのかなと思っております。

すいません。長くなりましたが、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。

それでは、次、広域機関の大山委員のほうにお願いいたします。

○大山委員

広域機関の大山でございます。どうもありがとうございます。

本日、最初のところで、約定電源の決定方法と約定価格の決定方法という中で、約定電源等の決定方法に特化して今日は進めるというお話があったかと思えます。決定方法というか、どういうふうに運用していくかという話からすれば、33枚目以降でいろいろご説明ありましたけれども、結局はセキュリティー制約付きで最適運用しようという話なので、電力システム工学的に言えば、当然、最適な運用ができる方向に向かっているということかと思えます。

ただ、今、國松さんのほうからもちょっとお話がありましたけれども、セルフスケジュール電源というのがどうなるかというのが、それが入ってくると最適ではなくなる可能性はあると。セルフスケジュール電源が最適化を図るために差し替えをするという話がありましたけど、それと同じ意味では、 Δ kW、調整力についてもセルフスケジュール電源からどういうふうに出してもらっても考える必要があるかなというふうに思っています。

あとは、最適にやっているけれど、TSO側の需要想定というのをかなり頼ってくると、小売の調達インセンティブがどうなっているかという辺りの規律の問題、その辺も気になるかと思っております。

あとは、今回は約定価格の決定方法というところがまだこれからだということですがけれども、そうすると、どうやって調整機能を優遇するかと、ここでいう Δ kW-IIの調達方法辺りもまだ見えてないところがあると思えますので、別途そういう市場をつくるとなると、すごく複雑になってくるような気もするので、その辺りの検討も重要というふうに思っています。

取りあえずコメントですけど、以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは、次、松村委員にお願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○金本座長

はい。聞こえてます。

○松村委員

すいません。私もセルフスケジュール電源のところはとても疑問に思いました。何かこの資料では、セルフスケジュール電源は当然に設けるという前提で、スライド 29 が書かれているような気がする。そんなこといったいつ決めたのでしょうか。どういう理屈で決めたのでしょうか。私にはとても疑問です。

セルフスケジュール電源は勉強会のほうでもきちんと議論したと思うのですが、市場のかなり細部の設計と関連している。市場における入札の時の価格、例えば kWh の限界費用の入札に関して、マイナス無限大が可能であるとするならば、それはもうほぼ確実に落札し、思ったとおりに動かすことになる。何でわざわざこんなものを設けなければいけないのか。でも、その入札の価格に、ある種制限を加えるとすると、下限値で同点になる可能性があり、その下限値での同点になった場合の落札ルールをどう定めるか。そういう問題があることはまだ理解でき、その対策の選択肢の一つとしてセルフスケジュールという発想がありえるはるのですけれど、それをセルフスケジュール電源として整理しなければならないなどということは、決めていなかったというよりも、なぜそうなるのかの理屈は示されていないと思います。

ここで「相対契約で売り先が事前に決まっているものや」などと言うのは全く問題外で、前のパートでも言ったのですが、相対契約で、ある種、効率的な発電、これが意味あるとすれば、効率的な発電パターンから逸脱することを強く主張しているわけで、要するに相対契約はとても非効率的なものとカーブ主張しているものに見えます。

これはどう考えてもおかしいので、この 29 のところの整理は基本的に、私、このままでは受け入れられない。セルフスケジュール電源についてもう一度考え直すか、あるいはそうでなければ、この後の議論は大丈夫だと思うのですが、全部、セルフスケジュール電源が仮になかったとすれば、もちろん原子力だとの長期固定電源は確実に動くようにきちんと手当てされるよう、今と同じようなやり方だって可能なはずで、手当てされることを前提にしてもいいと思うのですが、最終的に実際にセルフスケジュール電源と言う考え方を入れることがあり得るとしても、このようなものがないことを仮に前提としたとしても、ちゃんと機能するルールを、この後、詳細に詰めていただければと思いました。

次に、いったん前日に確定した後で、今で言う時間前に当たるような時間帯で再調達するとか考えるのか、あるいはもう前日に全部確定した後で、それを不必要になったら放出する格好で整理するのか。理想的に働けば、2つは同値になるはずだと思いますが、今現在、その取り組みが、大きな枠組みは全く違いますが、取り組みがようやく始まったところですが、ようやく始まったところですが、今ほんとにミニマルなところでようやく始めようとしている状況で、これが順調に拡大していくのかどうかを見ないと、そのようなやり方がほんとに機能するのか。困り込んでしまったら、その後、放出したら足りなかったなんてことになったら、非難されることを恐れて、実際には放出をすごく渋ることだって十分あり得るわけな

ので、現実はどう機能しているのかを、今の日本の市場設計も見ながら、検討していただければと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は河辺委員にお願いいたします。

○河辺委員

ありがとうございます。

まず市場ワーキンググループにおきましては、さまざまなご検討を進めていただきまして、感謝申し上げます。私からは質問とコメントを1つずつさせていただきたいと思いません。

まず1つ目が、スライド30における基本的な考え方に対してということになるんですけども、この資料の中では、この起動ユニットの判断、②のkWh確保、それから③のΔkW確保ということで、これらの最適化を分けて行うという書かれ方になっているんですが、ワーキンググループでは、これらは別々に行うということを前提としてもう検討が進んでいるのでしょうかというのが、お聞きしたい点になります。

本資料でご紹介のあった、このスライド内でもご記載のありますSCUCは、これらの最適化を同時に行うというだけでなく、その名のとおり、セキュリティ、系統制約の部分を、それも考慮した最適化であるというふうに認識しているんですけども、そういったロジックの導入というのは今後検討されるのかということのもまず気になりましたので、教えていただければと思います。

2つ目はコメントになりますが、スライド45に記載されている点になります。スライド45は、前日X時時点で約定させることで、必要以上の調整力を確保してしまうことにつながる可能性があるという、そういったご指摘が広域機関さんからあったということで、こちらは非常に重要なお指摘かと思しますので、時間前市場でも同時市場を行うなど、約定タイミングを実需給に近づけるという点についても、ぜひ検討を深めていただければと思います。また発電機の起動停止に要する時間というのがございますので、それを考えますと、前日時点とゲートクローズ時点の間でも、再エネ出力や需要の予測値の変化に合わせて都度需給計画を修正するPJMのやり方というのも、参考になるのではないかと思います。この点は余力活用の仕組みの導入ということと併せてご検討いただけますと、再エネ大量導入下における経済性や供給信頼度の向上といったことに資するのではないかと思います。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは、次、送配電網協議会の平岩さん、お願いします。

○平岩委員

ありがとうございます。送配電網協議会の平岩でございます。資料の取りまとめ、ありが

とうございます。私からは4点発言させていただきます。

まず16ページの電源の起動判断についてですが、電源の起動判断にTSOの予測需要を使用する場合、前日市場で $\Delta kW-I$ 、これは ΔkW と kWh の両方の性質を持つと考えられているものですが、これも確保することになります。が、 $\Delta kW-I$ は時間前市場に供出され、小売電気事業者が調達し活用することもあるでしょうし、また実需給で前日予測よりも需要が下がれば、結果として電源起動により確保した $\Delta kW-I$ を使用しないこともあります。が、これは前日断面で考えられる最適な電源構成を構築したことで生じるコストと考えられます。こういった点を踏まえながら、今後、 $\Delta kW-I$ を確保する場合の受益者と負担者の関係についても整理いただきたいと思います。

2点目は、45ページに、前日同時市場以降の時間前市場においても同時市場を行うことによって、調整力調達量の低減や社会コストの低減を図れる可能性があるのではないか、とありますが、5ページの同時市場のイメージでは、一送が確保した電源のうち、 kWh の供出が確定した電源などを時間前市場に投入し、ゲートクローズまでに小売りに配分されていない残りの電源等を一送が需給調整に用いるとされています。時間前市場といった、実需給に近づくほど需要予測誤差などが小さくなり、必要な調整力を少なくできる一方で、起動できる電源はより限られてきますので、事前の必要となる調整力を確実に確保する対応策とセットで検討を進めていただきたいと考えます。

3点目は、50ページに記載の、セルフスケジュール電源の発電計画の登録についてです。

前日市場の約定後に、落札分との差し替えにより、セルフスケジュール電源を抑制または停止することが生じますと、前日市場に必要な電源の起動停止判断をする際に、前提としていたセルフスケジュール電源の供給力が減少することになります。このため、実需給断面で必要な供給力が不足することがないように、検討を進めていただきたいと思います。

最後に同じく50ページの2つ目のポツの記載の、需給逼迫時の対応としての電源Ⅲの発電余力の把握についてです。昨年12月の第1回在り方勉強会で、弊社から51・52ページの内容でプレゼンさせていただいたとおり、発電設備出力の約半分を非調整電源である電源Ⅲが占めており、需給逼迫時の備えとして、電源Ⅲを含む発電余力を把握することは必要と考えます。市場供出の際に、50ページの表に記載いただいているような情報を登録していただくのであれば、そういった情報を基に一定程度余力を把握することもできると思われませんが、市場供出されない電源Ⅲの情報は把握できないと思いますので、市場供出されない電源Ⅲの余力も把握できる仕組みについて、ご議論いただきたいと考えます。

私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す。

以上で委員の方々は全てになりますので、オブザーバーのLoopの小嶋さん、まずお願いできますでしょうか。

○小嶋オブザーバー

L o o p の小嶋です。聞こえますでしょうか。

○金本座長

はい。聞こえてます。

○小嶋オブザーバー

ありがとうございます。

まず資料の取りまとめ、ありがとうございます。私からは大きく 4 点ほどお伝えできればと思っております。

まず 1 点目に 16 ページなんですけれども、ありがとうございます。確実に供給力を確保するという観点から、T S O が予測した需要をベースに供給力を確保していくという方針について、賛同させていただきます。この同時市場の議論のきっかけになっているのは、小売りの予測需要だけだと供給力が足りなくなる、さらに需給調整市場と J E P X の供給力の取り合いがあるという課題から生まれてきているものと認識しておりますので、その解決として、T S O の予測需要をベースにしていくという形が重要ではないかなと考えております。後段で見解がなされております、小売りの需要の総量が T S O の予測需要よりも多い場合についての処理というのは、追って検討を深めていければよいのではないかなというふうに考えております。

また 48 ページなんですけれども、前日の同時市場で経済性がある程度確定した状態というのが、今後の D R もしくは蓄電池再エネといったものが大量に導入されていくに当たっては、重要な価格シグナルになってくると思っておりますので、前日の同時市場での価格シグナルというものをを用いてこういったものが動いてくるだろうという観点においては、その後の、前日の同時市場で処理以降をどうするかというのは、今後の論点ではあろうかと思っておりますけれども、こういった価格シグナルをしっかりと出すということが重要ではないかなというふうに感じております。

あと 3 点目は、セルフスケジュールの相対の 34 ページ等ですけれども、これは、前回の作業部会以降でもいろんな事業者の方々と意見交換をしている中では、やはり発電事業者の事業の予見性があまりにもなくなってしまうというのは、長期的に見た安定供給を担保するという意味では、リスクが高いというようなお声も頂いております。よって、長期的な相対であるとか、自社電源を保有しているという方々が、長期的な契約をもって発電事業者の事業予見性というのを向上できている状態を、仮に全量プールのような形で全部市場に投入をしてしまうと、事業の予見性が低下してしまうというリスクはあろうかと思っております。この点については慎重に議論がなされるべきであろうというふうに考えております。

最後に、この同時市場等の議論全体に関する話なんですけれども、現在の B G 制からの変化があまりにも大きいと、各社のオペレーションの煩雑さであるとか、監視が行き届かないであるとか、そういった、原理的には正しいのかもしれないけれども、オペレーションが付いてこないというようなことも想定されると思っております。ですので、あまりドラスティ

ックに大きく迅速に変えていくというのは、逆に非経済を生んでしまうだろうという形になろうかと思えますので、現在の状況から少しずつ変えていくことで理想に近づけていくという落としどころが議論なされるべきかなというふうに考えておるところでございます。以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は太陽光発電協会の増川さん、お願いします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会、増川でございます。ありがとうございます。私からは2点ご質問がございます。

1点目が、今、小嶋オブザーバーからも話ありましたけれども、同時市場を実際に導入して、システム改修、市場も大きく変わり、系統運用も変わるということになるわけですが、これを実際に実装していくと仮定した場合に、どういう時間軸で想定されているかというのを、事務局のお考えをお聞かせいただければと思いました。例えばあと5年ぐらいかけてやるのか、あるいは2030年以降になってしまうのかとか、同時市場だけ一つとってみても、システムが大きく変わるので大変なことだとは思いますが、そういった時間軸をぜひ教えていただければと思いました。われわれの太陽光の再エネ事業者といたしましても、今、FIP制度が始まっておりますので、こういった事業をやろうと志を持っている事業者にとってみたら、大きく影響することがございますので、その辺の時間軸というのを言っておきたいということでございます。

それから2つ目は、これ確認事項なんですけれども、再エネが大量導入された電力システムにおいては、火力等の調整力を含めて柔軟性が非常に大事になると。例えばできるだけ短い時間で起動できるとか、出力の変化速度も速くできるかとか、部分負荷でも熱効率が高いかっていう、そういうのをやろうと思ったら、ある程度、投資が必要になったりすることもあるかと思うんですけれども、そういう柔軟性をより確保するためのインセンティブとして、この同時市場っていうのも当然そういうインセンティブが働くようになるというふうに理解しているんですけれども、そうであるかどうかの確認だけをさせていただければと思いました。

その2点でございます。ありがとうございます。

○金本座長

では、次、電取委の新川さん、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。

まず同時市場に移行した場合、現在の前日スポット市場に基づいて設定されております各所のルールが、どのように適用されていくのかという点について、わが国の電力市場構造を踏まえて検討されていく必要があると思っております。本日、約定ルールについて、それ

を中心に議論されておりますけど、誰がどのように市場を運用するのかといった点を含めて、市場の運用や監視ルールについても検討していかなければ、最終的な市場としては機能しないものと思っております。例えば約定方式の基本的考え方を 29 ページで整理を頂いておりますけれども、セルフスケジュール電源は Three-Part Offer によります起動停止の運用の外になると理解しておりますけども、どのような電源がセルフスケジュール電源となるかによって、同時市場の絵姿は大きく変わってくるだろうと考えております。セルフスケジュール電源とする電源について何らかのルールを設定するかなどが論点になってくるかと思えます。

そもそも本件検討を、何人かの方もおっしゃってございましたけども、多くの市場関係者や需要家に影響を与え得るものであると理解しておりますので、制度変更した場合の影響について、広く関係者に分かりやすく説明しつつ、議論を進めていくことが重要であると考えております。以上でございます。

○金本座長

次は、関西電力の小川さん、お願いします。

○小川オブザーバー

関西電力の小川です。ありがとうございます。私から 3 点ほどコメントさせていただきます。

まず 1 点目ですが、ページ 45、46 のところです。時間前市場への同時市場の導入という話でございますけども、これ、仮に時間前市場も同時市場にするという扱いにしますと、前日市場と時間前市場という、2 つの時間軸の異なる同様の市場が、2 つ形成されるということになると思えます。この時、先ほど TDGC の平岩さんからもコメントがありましたが、需要と供給の予測精度が高くなる実需給に、より近い断面で取引をしたいという、誘因といえますか、インセンティブが働くのではないかなと思っております。これは発電小売り側もそういうことかなと思っておりますので、もしそうなりますと、前日市場よりも時間前市場のほうに取引が多くなって、結果、電源の起動に影響が出るというようなことがあるような形で、非効率な運用になることが懸念されると思えます。ですので、やはりこの前日市場と時間前市場のそれぞれの市場の位置付けといえますか、役割といえますか、あるいはそのタイムスケジュールみたいなものを含めて、今後検討を進めていく必要があるというふうに思えます。

それから 2 点目ですが、ページ 55、56 のところです。発電事業者による買い入札、小売電気事業者による売り入札の取り扱いというところでございます。これ、資料によりますと、差し替えが行われるかどうかを市場運営者が把握できる仕組みとすれば、安定供給面で可能だという整理がされております。そういうことであれば実施していけばいいのですが、例えば先ほどの前日市場と時間前市場の役割、あるいは活用のされ方みたいなどころ等も影響を受けるのかもしれませんが、前日に安く買って時間前で高く売るとか、そういうことになってしまうようなことであれば少し問題があると思えますが、そういった懸念事項も検

証の上、実際にこの市場取引が最経済でできるかどうかということを改めて検討した上で、その条件付け、こういったものを考える必要があるのではないかというふうに思います。

それから最後の3点目、少し話変わりますが、ページ27のところでは、今回、便宜上、 $\Delta kW-I$ 、II、IIIという形で定義をいただいています。このうち $\Delta kW-I$ というのは、前日断面におけるTSOが予測するインバランス想定分として、 ΔkW と kWh の両方の性質を持つということとされており、この整理の場合、その差を埋めるという観点から、 $\Delta kW-I$ は調整力として位置付けられるものと考えます。これ、今日は約定電源等の決定方法ということでしたけれども、ページ13のところ、約定価格の決定方法についてはこの後検討されるというふうにはなっていますが、この価格の検討に当たっては、 $\Delta kW-I$ それから $\Delta kW-II$ 共に、需給変動のために待機しておく調整力としての価値、発電の価値が適切に評価される方法としていただくよう、今後検討を進めていただければと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は、木山委員、お願いいたします。

○木山委員

木山です。聞こえてますでしょうか。

○金本座長

はい。聞こえてます。

○木山委員

よろしくお願いいたします。

今回、いろいろと約定ロジック、整理を頂きまして、同時市場を目指すということで、 kWh と ΔkWh で、 Δ にもI、II、IIIということで、いろいろ整理を頂いているんですけど、法律的な観点からいうと、約定したらそれぞれどういった権利を持って、どういった義務を負うのかということが重要だと考えております。権利とは、基本的に金銭的な対価を得ることだと考えておりますが、逆に、同時市場で約定したら、どのような義務を発電事業者として負うのかという点は、今後、整理が必要かと思っております。今後、整理が予定されることかと思っておりますが、念のため、一応コメントをさせていただきます。

あとは、セルフスケジュール電源とかというところで、極論、0円というか、マイナスという価格にすれば、原則としては、絶対稼働するということだと思います。あとは、価格をどうするかということになると、市場の外でヘッジするという話になるのかと思うのですが、そういったヘッジ取引が電気の世界とは別に、法律的な面等から可能かどうかというところは整理しておかないと、いざ実務になった時には、検討自体に時間を要したりとか、あるいは、それを契約書に落とし込むのに大変な工数がかかったりすることは少なくないので、そういったところも事前に整理できればいいんじゃないかなと思っております。

あと細かい点ですけども、今のスポット市場の価格にひも付いて、いろいろなルールが

決まっているところもありますし、他にも、例えば、電源特性とかどうするんだとかっていうところが問題になってくる可能性もあるので、そういった細かいところとのチューニングも必要になってくるのかなと思いましたが、この作業会とは外の話かもしれないですけども、一応コメントさせていただきます。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

以上で大体手が挙がっている方が一巡をしたのですが、その他、ございますでしょうか。よろしいですか。

セルフスケジュールを認めるかどうかの議論がありましたけど、その前に、アメリカの例えばPJMでセルフスケジュールと言っているのは、マストランの電源みたいなものを想定してるようでありまして、相対の電源は同様に、量だけ入れるんですけども、セルフスケジュールのところに出てくるルールが適用されるわけでは必ずしもないということは、ちょっと認識をしておいていただければと思います。

セルフスケジュールを認めるかどうかっていうのは、昔から議論されてる重たいテーマでありまして、イギリスは、昔、全部入れなきゃいけないということで、それでうまくいなくて、全くそういうマーケットを外しちゃったということですが、アメリカは基本的に、既に存在してるユーティリティとか、存在してる相対の契約は尊重するというので、PJMでもかなりの割合の相対契約はあるということです。これをどうするかっていうのは、日本でこれから考えていかなきゃいけないですが、かなり大問題ということは認識しておいていただければと思います。

あと事務局のほうからお答えいただけることはお答えいただきたいと思いますが、よろしく願いいたします。

○市村制度企画調整官

事務局でございます。本日はさまざまご意見いただきましてありがとうございます。引き続き、頂いたご意見なども踏まえて、ご議論、ご意見いただければと思っております。

まず何点か事務局のほうからコメントさせていただければと思います。まず五十川委員からご指摘いただいた点ということでございますが、TSO予測精度、前日時点での精度が高いかどうかという、その差がどこに起因するのかということで、こちら、いろんな評価があろうかとは思っておりますが、その中でご指摘いただいた、インセンティブに起因するかどうかですとか、ご指摘のとおり、計画を提出している前日時点の時間が違う、こういったところがどうなのかといったところについて、若干だけ補足させていただければと思います。

一つは、基本的には需要予測ということでございますので、前日時点で確保する量というよりは、これは予測精度が高いかどうかといったところを比較させていただいておりますので、必ずしも小売事業者と一般送配電事業者で予測精度を高めるインセンティブが異なる

るかという、そこは必ずしもそうではないかなというふうには思っているところがございます。

もう一つは18スライド目のところでございますが、TSOの予測需要、小売りの想定需要、こちらが前日12時時点での計画値の合計というのが小売り、一方で、TSO予測需要、これが17時締めということで、そういう意味では5時間の差があるということでございます。これももう少し、なかなかこれ以上評価していくことは難しいところではございますが、一方で、5時間後の提出計画の中で、そんなに実態としては大きく変わらないのではないかなというふうなこともあろうかと思えます。こちら辺はどう評価するかというところではございますが、補足させていただければというふうには思っているところがございます。

続きまして23スライド目のところでございます。五十川委員からご指摘いただいた点でございます。その意味では、こちら、まず前日段階での約定量に関しては、小売入札量によって決定することとしたらどうかということで、今回ご提案させていただいていたところで、一方で、ご指摘のとおり、過剰な電源起動が発生するのではないかと。

この電源起動との関係をどうしていくのかというところは、なお書きのところに記載させていただいております。余力活用契約をどう考えていくのかなど、起動に関してはまたいろいろ整理をしていくところが必要なのかというふうには思っているところがございます。そういったところも踏まえて、今後詳細の検討を進めていければというところで、ここでは約定量と起動といったところ、こちら辺は今後併せて整理をしていく必要があるというふうには考えているところがございます。

続きまして、國松委員からご指摘いただいた点でございますが、BG制が残るのかどうかということに関しましては、これまで勉強会のところから事務局のほうでご説明はさせていただいておりますが、基本的にはBG制なのかPJM型なのかといったことの二項対立の議論ではないというふうには思っています。もともと、3スライド目でも挙げさせていただきましたような現状の課題、こういったものを踏まえて、それを解決するための仕組みとしてどういうものがあるのかといったこと、これを今ご説明、ご議論いただいたように、今の仕組みを前提とした中でどう考えていけるのか、いくのかといったことを、ご提案させていただいているところがございます。

そういった中で、いろんな仕組みが、変えていくべきものがあれば変えていくということだとは思いますが、基本的にはそういった考え方の中で、具体的にどういった仕組みがいいのかと、今の課題に照らして、どういった仕組みがあるべきなのか、実務的にワークするののかといったことを含めて、ご議論いただければというふうには思っているところがございます。

続きまして、松村委員からご指摘いただいた、セルフスケジュール電源についてでございます。先ほど金本座長からも補足いただいたところがございますが、ご指摘のとおり、確かに13スライド目のところでは、事務局の勉強会のイメージとして相対電源といったところをこの下のところで書かせていただいていたところがございますが、相対電源イコールセ

ルフスケジュールでもないということかと思えますし、その意味では、セルフスケジュール電源の必要性といったことに関しては、特段今回の資料でもお示しをさせていただいていないというところでもございます。

こういったところに関しましては、先ほど金本座長からご指摘いただいた、海外のケースというか、実態や、日本における特性といったところ、こういったところを整理した上で、そもそもセルフスケジュール電源といったものの範囲含めて、きちんと整理をしていくということが必要だと思っておりますので、引き続きこの点は議論、整理していければ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、河辺委員からご指摘いただいた点でございます。30 ページ目の基本的な考え方のところで、これはSCUCのロジックを導入することは考えていないのかということでございますが、基本的には実際にやるとなるとご指摘のとおりだと思っております。今回はあくまでもイメージの共有ということで、こういった順番で考えていくといった図をお示しさせていただいていますが、これをまさに、1回、1つのロジック計算の中で回していくというか、そういったことだと思っておりますので、その意味では、SCUCのようなロジックを導入していくといったことに、実態としては、実際に運用していく段階ではそういった形になるということと考えているところでございます。

続きまして、増川オブザーバーからご指摘いただいた、この市場の導入の時間軸ということでございます。事務局資料の66スライド目をご覧くださいと思いますが、こちらも、この仕組みに関しましては、勉強会でもご議論いただいていたところでございますが、一つあるべき姿として今後具体的に検討を行っていくと、こういったフェーズでございます。その意味では、まずは今の仕組みとして比較としてどうなのかといったところの効果の検証といったところも、具体的に大体の基本的な市場の絵姿といったものを整理させていただいた後には、この一番下でございますが、新しい仕組みの効果の検証といったことも含めてやっていく。その上で導入について決定をしていく。こういったことだというふうには思っているところでございます。

ですので、現時点で導入の時期が確定していると、導入が決定しているというわけではございませんので、具体的な時期についてはなかなか現時点では申し上げられないところではございますが、一つは、以前の勉強会でも送配電網協議会さんからプレゼンテーションいただきましたが、中給システムの改修といったものが、28年度以降、想定されているところでございます。こういった他のシステム等、連携が必要なシステムなどの状況も踏まえながら、導入を決定した場合においては、導入のスケジュールといったものを整理していくということか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、もう一点、増川オブザーバーからご指摘いただいた件ですが、若干、すいません、趣旨が十分理解できているか分からないんですが、今後の投資というか、電源投資という意味で言えば市場と、kWに関しては容量市場と長期脱炭素オークション、こういったものの検討が進められている、こういった中で投資を確保していくということかと

と思いますが、市場において、適切な市場メカニズム、インセンティブを働かせるといったところも、併せて重要だというふうに思っております。こういった点については、今後の価格規律のところにおいて、皆さま本日ご意見いただいたところも、そういった点も多かったかと思えます。価格規律をどうしていくのかという点、こういったところをきちんと考えていく必要があるかなというふうに考えているところでございます。

事務局からのご説明につきましては以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

1点だけちょっと補足をさせていただきますと、今回は前日市場にフォーカスが当たって、時間前市場とか、ゲートクローズ後とか、そういったことについてはしっかりと議論したということではないんですが、その辺りは國松さんが言われたこととも関係しますし、あと広域機関のほうから時間前市場での調達のような話がありましたけど、こういうのと非常に関連をしているということは重要な話であります。従って、時間前とそれからゲートクローズ後の話というのを、どこかの段階できちんと全体像を見て議論する必要があるというふうに思っています。

今、事務局が想定している絵は、アメリカ式とヨーロッパ式を折衷したという感じで、アメリカ式ですと、時間前市場がなくて、リアルタイム市場しかなくて、リアルタイム市場で調整力も含めて全部処理するというところで、ヨーロッパは時間前市場等があって、時間前市場を活用するという方式ですが、同時約定がうまくできていないと、そんなことになってます。その辺をどういうふうにするのが合理的かということは、これからしっかりと議論していく必要があろうかと思っています。

松村委員からまた発言希望がありますが、よろしくお願いたします。

○松村委員

すみません。短く。

セルフスケジュールにこだわって申し訳ない。重い課題なのは十分認識しましたので、これから十分議論されるのだと思います。ただ、私は事務局の説明も、金本さんの説明も納得してない。まず日本では間接送電権を使って、連系線またぎの取引を市場に移行した前例があり、その例を考えれば明らかなように、相対契約の尊重と市場取引で発電スケジュールが決まることはもちろん矛盾しません。そのことも念頭に置いて今後議論していただきたい。イギリスの例は、本当にセルフスケジュールの問題だったのかという点については、相当に強い疑問を持っています。相対契約を尊重することは、その全てをセルフスケジュールに位置付けなくても当然にできることを無視した、余りに乱暴な議論ではないのか。この点は間接送電権の議論を思い出せば直ちに理解できると思います。ミスリーディングな説明に誘導されて、安直な議論にならないようにすべき。安直にセルフスケジュールを認めるような議論にならないように、これから慎重に議論していただきたい。以上です。

3. 閉会

○金本座長

その点についてはちょっと付け加えておきますと、PJM等でもセルフスケジュールとか相対とかは量しか出さないんですが、そういうものも混雑料金とか送電ロス料金はチャージされるということで、日本の連系線をまたぐ取引と似たようなというか、基本的に同じことがされているということでもあります。非常に重たい話で、これから議論していただきたいというふうに思っています。

その他、ございますでしょうか。よろしいでしょうか。一応、取ってある時間よりちょっと余裕はありますが、もし何もなければこの辺にさせていただきたいと思いますが。

それでは、この辺で今回は終了ということにさせていただきたいと思います。活発なご議論、大変ありがとうございました。この作業部会、今後の電力システムを支えていくために非常に重要でございますので、引き続き議論を深めていただきたいと思います。

それでは、これをもちまして、第2回、あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会を閉会をいたします。本日はありがとうございました。