卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（第２回）

日時　令和４年２月 14 日（火）15：07～17：35
場所　オンライン会議

１．開会

〇市村制度企画調整官
　それでは、定刻より７分ほど過ぎておりますが、ただ今より第２回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強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、ご多忙のところ、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。
　本日は、現在の状況に鑑みまして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ますので、そちらでの傍聴も可能となっておりますので、よろしくお願いいたします。
　それでは、以降の議事進行は大山座長にお願いいたします。大山座長、よろしくお願いいたします。
〇大山座長
　大山でございます。
　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。本日の議題は３件で、１件目が前回の勉強会の振り返りと今後の進め方について、２件目が現状の需給運用及び一般送配電事業者が把握している電源等の情報について、３件目が各事業者の課題認識についてということで、その３点についてご議論いただきたいと思います。

２．議事

議題（１）前回の勉強会の振り返りと今後の進め方について

〇大山座長
　まずは、議題（１）につきまして、事務局の資源エネルギー庁より資料３について説明をお願いいたします。
〇市村制度企画調整官
　ありがとうございます。まずは私から資料３についてご説明させていただければと思います。
　まず、スライド２ページ目をごらんいただければと思います。
　本勉強会の進め方のイメージということでございますが、前回、本勉強会におきましては、需給運用および各事業者の立場から見えてくる各市場の課題を整理した上で、中長期的な

観点から電力システム全体のあるべき仕組みを整理すること、また、あるべき仕組みを前提としつつ、足元で対応可能な施策を具体的に検討していく、こういった方針で進めることについてはおおむね異論がなかったところかと存じます。

また、中長期的な観点から、電力システム全体のあるべき仕組みを検討していくに当たっては、電力システムの目指すべき姿というものを具体的に意識することが重要であり、また、課題の具体的な整理に当たっても、常に念頭に置いておくことが必要ではないかと考えているところでございます。

次のスライド３ページ目をごらんいただければと思います。

前回の勉強会におきまして、安定供給の観点、また効率的な電力供給、こういった観点に関しまして、以下のような具体的な課題が示されたところでございます。まず発電事業者の観点から安定供給ということで申し上げますと、燃料ゲートクローズ、こちらは実需給の２カ月前までに全体の必要量を現状の仕組みの中では確定することが困難であるといった実態がある。また、小売事業者におきましては、小売事業者によるＤＲなどの適切なｋＷｈ確保が不十分ではないかと、こういった課題。加えまして、ネットワーク、送配電事業者の立場から、小売事業者の不足インバランスの発生を見越した調整力の確保といったものが必要となっている。また、三次調整力②の調達未達といったものが発生していると、こういった課題が示されているところでございます。さらには、発電事業者の観点から、小ロットが中心のザラバ方式の市場――こちら、時間前市場でございますが――では新たな火力機の起動判断は困難と、こういった課題が示されていたところでございます。

続きまして、効率的な電力供給の観点ということでございますが、こちらに関しましては、発電事業者の観点からはブロック入札を原因とした売り残りによる逸失利益が発生している。こちら、裏腹で小売事業者の観点からは、それによる売り切れが発生していると、こういった課題。あわせまして、送配電事業者の立場から、一次から三次③の連系線枠、調整力部分ですね。調整力部分の連系線枠の合理的な確保の方法といったものが課題ではないかといった問題提起、課題提起。市場運営者の立場からは、時間前市場と三次調整力②との関係、両者の取り扱いといったご指摘を頂いたところでございます。さらには、発電事業者の立場から、ｋＷｈ・需給調整市場、それぞれで異なる応札の締め切り時間ですとか価格決定方式の市場が併存・プロセス全体が複雑化しているのではないか、こういった課題が示されたところでございます。

５ページ目をごらんいただければと思います。

こういった、前回示された具体的な課題といったものを踏まえていきますと、電力システムの目指すべき姿ということに関しましては、具体的には電力の安定供給の確保、また持続化の効率的、かつ公正な電力供給の実現、こういった観点が具体的に考えられるのではないかということでございます。

まず電力の安定供給の確保ということで申し上げれば、追加燃料調達に必要なリードタイムを考慮した上で、日本全国として必要な燃料の確保につながるような運用、あわせまし

て、ＤＲを含む電源などの起動特性ですとか再エネなどの需給変動、さらには電源起動のリードタイム、こういったものを考慮した上で、実需給の段階で必要なｋＷｈと調整力、Δｋ Wが安定的に供出される運用と、こういったところが一つの目指すべき姿ではないかと。

あわせまして、持続可能、効率的かつ公正な電力供給、こういった観点からは、持続可能であることを前提として必要なｋＷｈと調整力が全国メリットオーダーで確保され、全ての参加者にとって公正な電力の供給が実現される運用ということが挙げられるかと存じます。

あわせまして、こういったところを敷衍していきますと、この下の青囲みのところでございますが、日本全国として再エネの最大限の導入により再エネの市場統合が進み、需給運用上の不確実性、こういったものが拡大する中でも、安定的かつ持続可能な形で日本全国で最適運用が可能な電力需給運用・市場システムというところが目指すべき姿と考えられるのではないかということでございます。

その上の※で小さく書いておりますが、こちらの勉強会に関しましては、24 年度以降の容量市場の開始後の望ましい需給運用・市場の仕組みの在り方について焦点を当てることとしたいと考えているところでございます。したがいまして、必要な供給力・調整力等々の確保と、そういったものの確保といった具体的な課題については、こちら、重要な課題だとは認識しておりますが、この勉強会の中では取り扱わないこととしたいということでございます。

こういった電力システムの目指すべき姿に関しまして、本日、事務局で５ページ目にお示しさせていただいた内容以外に考慮すべき要素、視点はないかということでご議論いただければと考えているところでございます。

次のスライド、６ページ目をお願いいたします。

本日ご議論いただきたい事項の２つ目でございます。まず市場、各市場、電力市場ということでございますが、こういったものにつきましては、「電力システムの目指すべき姿」といったものを実現するためのメカニズムを提供する一つの手段ということでございます。こういった手段というものが電力システムの目指すべき姿の実現にしっかりと結び付くよう、時系列に応じて、その役割、機能を明確化していくことが必要ではないかということでございます。

具体的には、電力の安定供給のために果たすべき役割・機能とは何かということ、例えばでございますけれども、現状の市場の仕組みということで申し上げると、例えば燃料の確保、これは２カ月前までに確保していくことが必要だということでございますが、こういったところに関しましては、先物市場、先渡市場、こういったものが果たすべき役割があるのではないかといった観点。または、再エネを含む需給変動に応じた電源の起動、こういったものに関しましては、スポット市場なり需給調整市場、各市場が果たすべき役割、こういったものがどういったものがあるのかといったことを含めてご議論いただければと思っているところでございます。

また、「持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現」のために果たすべき役割・機能が何かということで、メリットオーダーの実現、適正な価格シグナルの発信、ＤＲを含む公正な取引機会の提供など、こういった観点を含めて、各手段、各市場といったものが果たすべき役割ということを時系列に応じて具体的に役割を明確化していくことが必要ではないかということでございます。

あわせまして、この際、発電事業者、送配電事業者、小売事業者、それぞれどのような機能・役割を果たすべきかということにつきましても、併せてご議論いただければと思っております。

これらの検討に当たりましては、いわゆる電気事業の特性と申しますか、小売事業者の調達不足が生じたとしても、一般送配電事業者が最終的な同時同量を維持して、小売事業者に対する供給は停止しない、インバランス補給がされる、こういったような実務も踏まえた検討が必要ではないかということでございます。

事務局から、資料３に関しましてのご説明は以上でございます。

〇大山座長

ありがとうございました。

そうしましたら、自由討議、質疑応答の時間に移りたいと思います。コメントのある方は、Ｔｅａｍｓのコメント欄にお名前と、発言を希望する旨、記入していただければ、順次指名させていただきます。よろしくお願いします。

それでは、送配電網協議会の平岩委員、お願いします。

〇平岩委員

ありがとうございます。平岩でございます。聞こえますでしょうか。

〇大山座長

はい、大丈夫です。

〇平岩委員

電力システムの目指すべき姿として、５ページに電力の安定供給の確保と持続可能、効率的かつ公正な電力供給の実現の観点から、下の青い四角ですが、再エネが最大限導入され、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的に最適運用が可能な需給運用・市場システムと記載いただいております。

確かに再エネが大量導入されて出力変動や予測誤差が増加し、需給運用上の不確実性が拡大するため、需給運用と市場システムはより重要になりますが、厳気象によって再エネ出力が非常に低下するとか、またこれが継続する場合も含めて、需給運用対策には限界があり、やはりバックアップする電源等や調整力・慣性力等が確保される必要があります。電力の安定供給には、本勉強会の議論の前提である、必要な供給力・調整力の確保が重要であり、本勉強会とは別の場の検討かもしれませんが、これらを確保する仕組みについてしっかりとご検討いただきたいと思います。

また、２ページの電力システム全体のあるべき仕組みについては、本勉強会で勉強してい

くわけですが、仮に方向性を示す場合には、必要な供給力・調整力を確保するという重要な仕組みがどのように構築できるかとのセットでの議論が必要と考えます。

また、２ページに「必ずしも現在の仕組みに固執しない」と記載いただいておりますが、電力システム改革は、安定供給の確保や需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大、電気料金の最大限の抑制を目的とし、取り組みが進められております。安定供給の確保には、計画値同値同量制度の下では、各事業者がおのおのの役割を果たすことが重要であり、今後も事業者に需給バランス一致のインセンティブを付与するインバランス制度の見直しなどが予定されております。

また、事業者の事業機会の拡大については、デマンドレスポンス等の多様な電源等の参加につながる需給調整市場の取引商品の拡大などが予定されており、私ども一送としても、これら制度見直しに向けたシステム開発等に取り組んでいるところでございます。このため、電力システムの目指すべき姿の検討においては、現在取り組んでいる制度見直しの趣旨も踏まえ、現在の取り組みを将来に向けてどのように発展させていくべきかという視点を考慮の上、ご検討いただきたいと思います。

私からは以上でございます。

○大山座長

ありがとうございました。

では、続きましてＬｏｏｏｐの小嶋さま、お願いします。

○小嶋オブザーバー

小嶋です。聞こえますでしょうか。

○大山座長

ちょっと声が小さいので、大きめにお願いします。

○小嶋オブザーバー

今、大丈夫でしょうか。

○大山座長

もう少し近付いてお願いします。

○小嶋オブザーバー

すみません、聞こえますでしょうか。よろしいでしょうか。

○大山座長

これで大丈夫です。

○小嶋オブザーバー

はい。大変失礼いたしました。２点議論をすべき事項ということで記載をいただいております。

まず１点目、５ページに記載いただいている電力システムの目指すべき姿のページのところですけれども、ここに記載いただいたとおり、安定供給の確保、それから公正なる電力供給の実現ということで記載をいただいておりまして、この２点については当然に異議ご

ざいません。

１点補足させていただきますと、もともと電力システム改革の目的として、安定供給、それから電気代の抑制、それから多様なサービスを提供する事業者が入ってきて市場が活性化するという、この３点目があったかと思っております。今、この表示されている５ページに書いている公正な電力の実現という観点と、多様な事業者がいろいろ工夫をして、いろいろなサービスを提供するというところの両立というところを、この勉強会では議論していくべきかなと思っております。それは、適切な負担をいろいろな事業者がきちんとして、ｋＷｈとかｋＷを確保するための適切な負担をした上で、多様なプレーヤーが自由に競争ができる環境を維持するという観点も含めて、公正な電力の供給が実現される運用というものがなされるべきではないかなと思っております。多様なプレーヤーが入ってきて、さまざまなサービスができるというニュアンスが、このページから若干薄いのかなと思いましたので発言をさせていただいております。

次のページ、６ページに「市場」の意義というところで整理をいただいております。ここで少しコメントをさせていただきますと、今の１ページ前のところでもコメントをさせていただきましたけれども、一定の価格シグナルを市場が出して、事業者の工夫を引き出すというところは引き続き必要ではないかと思っております。ただし、事業予見性を担保するための一定のボラティリティーの抑制ということも必要であろうと思っておりますので、予見性を担保するために、各事業者が適切な負担をした上で工夫ができるような一定の価格シグナルを残すと、そういうような意義を模索していけるような勉強会になっていけばよいんだろうと考えてございます。

以上でございます。

○大山座長

ありがとうございます。

では、続きまして、ＪＥＲＡの多和さま、お願いいたします。

○多和オブザーバー

多和です。よろしくお願いいたします。

５ページ目の目指すべき姿で１点だけ、簡単にコメントさせていただきます。

非常によく、①番、②番、まとめていただいたと思っていますけれども、②番の問題、ｋＷｈとΔｋＷの分配の問題、これは基本的に海外事例を見るべきかなというのが私からのコメントです。ある意味、これは非常に古い問題で、どこのマーケットでも昔からずっと取り扱われている問題であるということで、われわれも海外の幾つかのマーケットでプレーしていますけれども、これは必ずある問題だと思っています。ですので、先行事例を見るというのが非常に効率的な検討になるかなと思っています。ただ、各マーケットで色々な特色がありますので、どこを参照すればいいかということは、よく検討すべきかと思います。

ただ、これをシンプルにインポートすれば済むかというとそうでもなくて、これが目指すべき姿の①と関わりますが、やはり日本固有の状況というのを考えないと安定供給は維持

できない。何の多国間連系線もない、多国間のパイプラインもない、こういう状況の中でどういうふうにこのシステムをインポートしていくのかというところで、多くの工夫の余地が残っているかなと思っております。

以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

では、続きまして大阪ガスの久保田さま、お願いいたします。

○久保田オブザーバー

久保田です。聞こえておりますでしょうか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○久保田オブザーバー

私からも５ページについてコメントいたします。

目指すべき姿として、①の電力の安定供給の確保が大切だと考えます。現行の系統運用や需給運用上の仕組みに工夫を加えることは、短期的にｋＷｈ不足が発生している状況から必要だと考えます。とはいえ、運用での工夫は既にあるものの、有効活用にとどまるとも考えます。中長期的には電源や燃料の確保につながる投資を呼び込むことが可能かという視点が大切ではないでしょうか。市場設計につきましては、そのような中長期的な投資の与える影響についても考慮していただきたいと考えます。

次に、②についてです。全ての参加者にとって公正な電力供給が実現される運用と述べられています。公正という言葉が何を意味するのか、少し気になりました。当社では、これまで自由化の競争の下、リスクを負って自社電源を開発してまいりました。その範囲は、今日ではＦＩＴに頼らない太陽光の取り扱いへも拡大しております。電源開発のリスクテイクは、需要家のニーズに傾けながら、事業者として創意工夫を行うからこそ可能であったと考えます。

今後の再エネ開発では、今以上にリスクテイクが求められるとも考えます。公正な電力供給の下であっても、リスクを取った事業者は適切な報いを受けることが可能である仕組みということが重要であると考えます。

私のコメントは以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

では、次は松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○大山座長

はい、聞こえております。

○松村委員

はい。事務局の資料をよく整理してくださってありがとうございました。

念のための確認というか、まさに書いてあるとおりですけれども、スライド５で必要な供給力・調整力・慣性力等の課題については、取り扱わないというのは、まさにここに書かれているとおり、容量市場があれば供給力は事前には確保できるという建て付け。現在は調整力・慣性力等の確保が容量市場に組み込まれていないけれども、それは今、足元で十分足りているから。これが足りなくなることがあれば、比較的シンプルなやり方で、容量市場の枠内で対応することも可能で、実際に広域機関で議論されている。

したがって、容量市場が今後、長期にも存在するかどうかはまた別の問題として、容量市場のようなシンプルなやり方で、これらの問題は解決でき、もしそれを存続させないとすれば、それよりももっと効率的なやり方でこれらが解決できるから、そちらに置き換わるということなので、いずれにせよ、これらについては、この勉強会では議論する必要がないという整理だと思っています。このおかげで不必要に議論が拡散しないようになるという点は、とてもありがたい、良い整理をしていただいたと思います。

次に、スライド６なんですが、最後の「なお」に書いてあることですけれども、正しいことは書いてあるが、何でこの問題にだけなお書きを付けなければいけないのかは、正直よく分かりません。書いてあることは正しい。しかし、この理屈から、小売事業者は、調達不足があったとしても、最終的には系統運用者が対応するので、ある種フリーライドしているなどというような、間違った議論をする人がいるのですけれども、そういう人たちの意見を反映して、こんな変なことが書かれているわけではないことは一応念のため確認させてください。調達不足が生じたとしても、インバランス補給を受けるのは事実ですが、その報いは受けると言うと変ですけれども、本当に危機的な状況で調達不足を発生させれば高いインバランス料金を払うことなっているわけで、決してフリーライドしているわけではなく、小売電気事業者は、一定のコストを負担してこういう状況になっていることも頭に入れた上で、この後変な議論にならないように。

以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

では、続きまして五十川委員、お願いします。

○五十川委員

大阪市立大学の五十川です。聞こえておりますでしょうか。

○大山座長

はい。

○五十川委員

丁寧にまとめていただいてありがとうございました。個別点についてはまた議論する機会があると思いますので、全体に関わる点について２点ほど簡単にお話しできればと思い

ます。

１点目は、課題についてなんですけれども、現状の課題として、前回もそうですけれども、あるいは今回もこの後出てくると思うんですけれども、現状の仕組みが複雑過ぎるのではないかという課題認識が一つあると思うんですね。もちろんそれは同意する部分もあって、複雑な制度より単純な制度のほうがもちろんいいんですけれども、一方で、現状うまくいっていないだけじゃないかという部分もあるような気がしていて、今後、参加者がいろいろ学習して、あるいは各価格がシグナルとしてうまく機能してくれば、うまく回るような状況も十分考えられるわけですよね。ですので、もちろん複雑過ぎるというのは、それはそうだと思うんですけれども、現状、その状況だけを基にして、じゃ、単純化をすごく最優先した制度を作ろうということになると、若干ちょっと危ういというか、今の時点でそういうふうに決めてしまうのは問題が生じるんじゃないかなと思っています。

ですので、将来まで見据えて、どの部分が本当にもう少しシンプルな制度にしたほうがいいのか。あるいは、この部分はしっかり、それぞれ意味があるんだから、一括にしてはいけないんじゃないかという議論を丁寧にする必要があるんじゃないかというのが１点感じたことです。

もう一点は、市場の意義についてなんですけれども、事業者がビジネスとして行動した結果、世の中がうまく回るというのが基本的に市場の意義だと思っているわけですけれども、その対局にあるのって、ある種、一つの単一の主体が、中央集権的な主体が全部決めてうまく回すというのがもう一つの形ですよね。後者の形がうまく回るためには、中央集権的な主体が情報を適切に吸い上げて、それに基づいて適切に実行するということが必要になるわけです。そう考えますと、現状の分散的な市場の意義というのは、そういうふうな情報の吸い上げによらず、うまく各主体が行動することによって市場が回るというふうな形が形成できれば理想だということを前回も少し僕は申し上げたんですけれども、考えています。

ですので、これもどうしても必要な部分はあると思うんですけれども、正確な情報の吸い上げ、それも必要な部分はあると思うんですけれども、できるだけそれに依存しないような形で市場がうまく回るような、そういった仕組みが、いろんな論点がこれは関わってくると思うんですけれども――を作ることが重要じゃないかなと考えています。

全体に関わる部分なので、かなり一般的な話なんですけれども、私からは以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

他にはチャット欄には入力がないようですけれども、では、エネ庁の下村さま、お願いいたします。

○下村電力産業・市場室長

電力産業・市場室の下村でございます。ちょっと勉強会ということもあるので、少し事務局からも問題意識の補足も含めてコメントをさせていただければと思います。

特に６ページ、「市場」の意義とはとあるわけでございます。これ、本当にわれわれも今

悩んでいるところでもあるわけですけれども、例えば今、市場というと、主に皆さん、スポット市場での取引というのが主たる取引の場になっているわけであります。一方で、中長期的に考えると、容量市場も始まっていくということであるとすると、例えばこの②番で書いてあるようなメリットオーダーの実現という観点からは、例えば容量市場で登録された電源にあっては、例えばＴｈｒｅｅ－Ｐａｒｔの情報なんかを頂くというようなことを設計すると、多分それだけだとメリットオーダー自体はある程度のことができてしまうと、こういった面もあるのかなと思います。

一方で、スポットは前日取引市場であるといったこと、これに関して言うと、燃料という観点からは２カ月間のリードタイムが必要であると。そうすると、燃料確保のために十分に、この前日のスポット市場が機能するかというと、こっちでは十分に機能しないといった側面もあるんだと思っています。このように考えたときに、何を達成するために、この市場があるべきなのか、ここから少し意味合いと、こういうものを明確化していくということが大変重要ではないかと。そのときに、先ほどの燃料ということで言いますと、リードタイムが２カ月いる。それから、特に電源の起動という観点からは、前日にある程度翌日の電源計画を立てねばならないと、こういったことで、さらには、来年度というか、もう４月からは新しいインバランス料金制度が始まるということであります。

こうしたときに、仮にスポットで調達を小売事業者ができなかった量というのは、最後インバランス料金で精算されるわけでありまして、電力・ガス取引監視等委員会で説明会を行ったときには、このインバランス料金がどうなるかという情報、ここはもう徹底的に重要になってくると、こういったご意見も頂戴をしているところでありまして、そうだとすると、例えば前日だったり、例えば２カ月前だったりと、こういうところの価格シグナルというのは一体どういう意味を持つのかとか、そうしたところから、この市場の意義ということが、この勉強会でご議論が深まっていくということ、大変期待をしているところでございます。

私からは以上でございます。

○大山座長

ありがとうございました。

では河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺です。本日もよろしくお願いいたします。

まず、本日、最初に前回の勉強会の振り返り、そして今後の進め方ということで分かりやすく整理していただきありがとうございました。今回の資料におきましては、前回までに示された具体的な課題ということに基づきまして、スライド５ページにおきまして、電力システムの目指すべき姿ということでまとめていただきまして、この方向性で進めていただければと思っております。

それで、ここで今回挙げた部分、前回までのところでは現時点での課題ということが中心になっていたかと思うんですけれども、前回の勉強会でも述べましたように、将来的な制度

の在り方ということなので、今後、事業者さまからのプレゼン等におきましては、ぜひ将来的に懸念される、現時点での課題も含めてですけれども、将来的に顕在化するかもしれない課題みたいなものもぜひお示しいただけると、いろいろ議論が進んでいくかと思いますので、その点、お願いできればと思います。

以上でございます。

○大山座長

ありがとうございます。

では、続きまして電取委の佐藤さま、お願いいたします。

○佐藤オブザーバー

聞こえますでしょうか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○佐藤オブザーバー

すみません。下村さんの発言に関連をして発言をお願いさせていただきます。

６ページの下村さんのおっしゃった②のところです。それで、まずメリットオーダーの実現とありますが、これ、ちょっとこの後、平岩事務局長からプレゼンがあると思うんですが、メリットオーダーの実現、電源Ⅲに関しましては、まだ送配電事業者に関してデータが集まっていないということなんですが、この後も発言しようかと思ったんですけれども、容量市場で大量のお金を発電事業者に払うということで、電源Ⅲとか通信機能がないことに関しても、他の審議会でも松村先生から非常に問題提起をされておられて、今日も多和さんから問題提起があったんですけれども、Ｔｈｒｅｅ－Ｐａｒｔ Ｏｆｆｅｒを実現するためには、起動費、あとマージナルコストを含めて相当な情報が集まらない限りＴｈｒｅｅ－Ｐａｒｔ Ｏｆｆｅｒはできませんので、せっかく容量市場が始まるので、それをリクワイアメントに組み込むということができれば、まさにある意味だと市場を使わなくてもメリットオーダーの実現が可能になるということ。

あと、下村さんもおっしゃったように、新インバランス料金が入ると、これも下村さんから紹介がありましたが、新電力向けの説明会で、今度新インバランス料金になったら、むしろひっ迫時はスポット市場の料金ではなくて、新インバランス料金ばかり見ることになるので、ＴＳＯのサーバーが絶対に破綻しないようにしてくれという要望が幾つかあったんですが、適正なシグナルの発信というのも今後スポット市場でないところでも出るかもしれない。それで、メリットオーダーの実現も、電源Ⅲも含めていろんな情報がＴＳＯに集まると、これもスポット市場がなくてもできるかもしれないということになると、スポットの在り方とか、今後の機能というのが相当縮小というか、変わってくる可能性があって、そうなると、下村さんがおっしゃったような話で、２カ月前にむしろしっかり需要と供給を調整しなきゃいけないというような、他の市場の役割も出てくるかもしれないとも考えておりまして、そういった観点から、ぜひスポット市場が唯一無二で絶対の存在であるというよう

なことだけを前提にしないで、議論を、私も含めてできればいいなと考えております。
以上です。
○大山座長
ありがとうございます。
他はいかがでしょうか。よろしいでしょうか。
そうしましたら、事務局としてコメントございますか。
○市村制度企画調整官
さまざまなご意見を頂きましてありがとうございます。何点かだけコメントさせていただければと思います。
まず、平岩さまからご発言いただいた点でございます。ご指摘のとおり、今後の電力システム全体のあるべき仕組みということに関しましては、まず、これまで電力システム改革が目指してきた思想というところについては、これは大前提だと思っています。それをどういうふうに発展させていけるかということで考えていくべきだとは考えておりますので、そういったところで必ずしも現在の仕組みに固執することではないということが大前提ではございますが、きちんとそういった思想というのを実現できるような検討というのを今後進めていければと、ご議論いただければと思っているところでございます。
また、松村委員からご指摘いただいたところでございますが、5ページ目のところでございます。※のところの24年度以降、容量市場開始後のことでございます。こちらに関しましては、ご理解のとおりと考えておりまして、まず容量市場が導入後ということで、当然こういったｋＷですとか調整力・慣性力、こういったもので、それで足りないという課題があれば、具体的に別途この勉強会以外のところでは検討していくということでございますが、本勉強会のところでは、まず必要な供給力等が確保されている、こういったことを前提としてご議論いただければと考えているところでございます。
最後、6ページ目のところでなお書きのところでございます。ここ、松村委員から確認ということでご指摘いただきましたが、おっしゃっているとおりだと考えております。こちら、こういったインバランスが生じたとしても、最終的には同時同量を送配電事業者は維持しているという、こういった実態をここでは記載をさせていただいたところ、若干電気事業の特性というところもあるかと思いましたので記載させていただいているところでございますので、逆にフリーライド論だというような話ということよりは、むしろ、おっしゃっていただいているとおり、それに対して適正な対価を支払っているということであれば、それ自体は何か、それがおかしいということでもないとは思っておりますので、きちんとこういった特性を踏まえながら、具体的にご議論いただければと、そういった趣旨とご理解いただければと思います。
その他、さまざまご議論、ご意見いただきましたので、こういったところも含めて、今後より具体的に検討を深めていければと思っているところでございます。
事務局からは以上です。

○大山座長

どうもありがとうございました。

それでは、電力システムが目指すべき姿や市場の意義などについて、本日頂いたご意見も踏まえて、さらに検討を深めていただければと思います。よろしくお願いします。

議題（２）現状の需給運用および一般送配電事業者が把握している電源等の情報について

○大山座長

それでは、次の議題に移りたいと思います。

電力システム全体の在るべき仕組みを今後具体的に検討するということに当たっては、一般送配電事業者が実際の需給運用、それから把握している電源等の情報について理解しておくことが重要かと思います。今回は、送配電網協議会の平岩委員から議題（２）についてのご説明をお願いしたいと思います。平岩委員、よろしくお願いいたします。

○平岩委員

平岩でございます。聞こえますでしょうか。

それでは、資料４のスライドの１からご説明させていただきます。

本日は、需給運用を担う一般送配電事業者の立場から、資料に記載の３点、現状の一般送配電事業者における需給運用、一般送配電事業者が需給運用のために把握している電源等の情報、そして容量市場が発効する 2024 年度以降の需給運用について説明をさせていただきます。

次に２ページでございますが、ここからは現状の一送による需給運用ということで、需給運用の概要を、年間から週間断面を中心に記載しております。

一送は、発電・小売事業者さまが広域機関に発電計画・需要計画等を提出し、広域機関経由でこれらの計画を入手し、エリアの需給バランスを把握しております。年間・月間断面では、公募調達した電源Ⅰの補修調整を実施し、各月のピーク時間に必要な調整力を確保します。週間断面では、起動時間が長い調整電源Ⅰ・Ⅱの起動・停止の要否を検討の上、翌週の各日のピーク時間に必要な調整力を確保します。

なお、週間断面では、発電・小売事業者さまの週間計画に加え、需要想定や再エネ出力予測、連系線潮流を考慮して各時間の需給バランスを想定しますが、週間計画は最大・最小発生時間の２点しかなく、スポット市場も約定前のため、揚水供給力の算定も含め、精度の高い需給バランスを想定することは難しく、過去の発電実績や連系線潮流実績などを用いることで、より蓋然性の高い需給バランスの想定に努めております。

次は３ページでございます。こちらは前日から実需給断面の運用でございます。

前日断面では、電源Ⅰ・Ⅱの起動・停止の要否を検討の上、翌日の各時間に必要な調整力を確保します。なお、前日断面では、スポット市場の約定結果を踏まえた各時間の発電・小売事業者さまの計画や連系線潮流は入手可能であり、揚水供給力の算定も含め、週間断面に

比べ精度の高い需給バランスの想定が可能です。当日は、朝の段階で最新の気象情報や太陽光出力予測などを踏まえ、調整力の追加確保の要否を判断します。

次の４ページは、こちら、各断面における調整力確保のイメージを参考に書かせていただきました。説明は割愛させていただきます。

５ページをご覧ください。

こちらは電源Ⅰ・Ⅱの起動・停止の検討を市場取引結果や発電計画の参照という観点から記載しております。電源Ⅰ・Ⅱの起動・停止の要否は、主に実需給の前日断面で判断しております。なお、週間断面では起動時間が長い電源Ⅰ・Ⅱの起動・停止の要否を、また当日段階では、需給状況などを踏まえ、起動時間の短いガスタービンなどの電源Ⅰ・Ⅱへの追加起動・停止の要否を検討しております。

次に、６ページは、ご説明いたしました電源Ⅰの起動・停止の検討を、各市場取引とのやり取り、そこから得られる情報を基に、どの段階で判断しているかを絵にしたものです。

次に、７ページをご覧ください。電源Ⅰ・Ⅱの起動・停止検討の考え方を記載しております。

必要なΔｋWを確保するための電源の起動・停止の検討においては、必要な変化速度等の機能と起動時間が確保できる電源Ⅰ・Ⅱの中から、起動費や調整単価といった経済性に基づいて起動する電源を選定します。また、この選定においては、潮流や電圧等を適正に維持するための系統運用上の制約も考慮します。一送が電源Ⅰの起動や出力調整を行った場合の費用は、発電事業者さまが予め設定した単価に基づいて精算を行います。

また、前回勉強会でもご説明いたしましたが、2020 年度の需給ひっ迫時には、一送が追加起動により小売事業者さまの供給力不足に対応するための調整力の確保を行いましたが、需給ひっ迫への備えとして、需給ひっ迫時の各事業者による供給力確保の考え方について整理することが重要と考えます。

８ページは参考として、一送が広域的な需給調整システムによって、インバランスネッティング、広域メリットオーダー運用により需給調整を効率化していることを絵にしたものです。広域需給調整による調整力コストの低減効果は、本年度の４月から１月までの 10 カ月間で約 180 億円と試算しております。

９ページは説明を割愛させていただきます。

次に、10 ページから、一般送配電事業者が把握している電源等の情報についてご説明します。

把握している情報は、この表のとおりで、電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ’という需給調整に活用する電源については、調整単価等多くの情報を把握しており、また、起動・停止の指令が可能です。表の一番下ですが、電源Ⅰ・Ⅱの電気事業者への発電設備出力合計に占める割合は約 54%となっております。

次に、11 ページ容量市場後の 2024、25 年度の調整電源等の確保状況でございます。

容量市場では、落札電源について調整機能の有無を確認しており、2024 年、25 年度の落

札電源のうち、調整機能を有する電源等の設備等の割合は、各々76%、68%となっております。ただし、将来の再エネ大量導入に向けて、調整力ΔｋＷの必要量が確保できているか否かを含めて確認する仕組みの構築は重要と考えます。また、落札電源のうち調整機能を有する電源等の発電事業者の発電設備出力合計に占める割合は、2021 年度の公募調達では54%、2024 年度では 51%、25 年に 47%と、現状を若干下回る傾向が見られます。

次に、12 ページから容量市場発効後の 2024 年度以降の需給運用についてであり、12 ページは平常時でございます。

2024 年度以降調整力公募が廃止され、調整力の調達は需給調整市場を通じて一次から三次②までの全商品を調達することになります。また、容量市場が発効され、一送は需給調整市場を通じた調整力と容量市場のリクワイアメントにより余力活用契約を締結した電源等を活用して需給調整を行います。需給調整機能を有しない電源、例えば現状の電源Ⅲ相当は、余力活用契約締結の義務はなく、容量市場で約定しない電源等を含めて、一送が需給運用に必要な電源等の情報を把握することにはなっておりません。

次に、13 ページでは、緊急時の場合です。

2024 年度以降、想定以上の電源トラブル等により調達したΔｋＷでは不足する場合、もしくは必要なΔｋＷが市場調達できない場合などの緊急時には、一送による余力活用契約を締結した電源等の追加起動が可能となっております。しかしながら、緊急時の定義が明確になっていないため、緊急時の電源等の追加起動の基準等についてルール化することが重要と考えます。

また、需給ひっ迫時において、一送が小売事業者分を含めて需給一致の役割を担うことから、週間断面で精度の高い需給バランス想定が重要であり、需給ひっ迫時への対応として、一送が非調整電源の蓋然性の高い発電計画や余力情報等を把握する仕組みの構築が重要になります。

最後にまとめでございますが、前回の勉強会でご提示しました再エネの大量導入を踏まえた諸課題等も参考にしていただき、各事業者さまが安定供給の確保のために各々の役割を果たしつつ、供給力・調整力等の効率的な調達・確保に資する議論・検討を進めていただきたいと思います。私ども一送としても検討に協力してまいります。

ご説明は以上でございます。ありがとうございました。

○大山座長

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たいと思います。先ほどと同様ですけれども、コメントのある方はＴｅａｍｓのコメント欄にお名前と発言を希望する旨、記入をお願いいたします。

それでは、河辺委員にお願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。私からは、今後教えていただきたい点について、それから、今後

議論すべき点についてといった観点で幾つかの発言をさせていただきます。

まず、本日のご説明いただいた資料のスライド６ページ目のところで、一般送配電事業者は、前日の 23 時の段階で連系線潮流などを考慮した当日計画の修正を行っているという、そういったご説明を頂きました。この点なんですが、今後の話を考えたときに、今後、自然変動電源の導入拡大が進んでいきますと、連系線だけではなくて、既に顕在化しているところもあるかと思いますが、地内系統における混雑、それから電圧維持、そういった観点で、一度決まった発電計画を修正しなければいけない、そういった機会が増えるということが将来的に心配されるかと思います。

そのような、主に需給面じゃなくて系統運用における系統制約に起因する計画修正というものは、これは送電系統における電源の位置なども考慮しまして、よりきめ細やかな運用変更が必要になるのではないかと思います。そういった観点で、現行の制度の下では、将来的に系統制約に起因する計画修正を行うといったときに、非効率性が生じないかどうかといった点ですとか、その非効率性が仮に想定される場合には、どういった改善策が考えられるかという点について、今後教えていただければと、議論させていただければと思います。

次は、関連するんですけれども、実需給断面が近付くにつれて、自然変動電源の予測値というのも時々刻々変化していくと考えられます。その発電機の追加起動が間に合うのが実需給断面の４～５時間前といったように考えますと、そのぐらいの時間までは、運用計画についても自然変動電源の予測値の変化に合わせて柔軟にアップデートしていくような、そういった仕組みが重要だと思いますけれども、既にそのような仕組みがあるのかどうかですとか、それから、現行の制度の下では、それが効率的にできないかもしれないといった、そういった課題がないのかという点が気になります。

次に、これは今後議論していくべきかと思った点なんですけれども、今回のプレゼン資料の中におきまして、調整機能を有しない電源等につきましては、これは一般送配電事業者が電源等の情報を把握することになっていないと、そういったご説明があったかと存じます。これに対しても、将来自然変動電源の導入が進んだような状況を考えたときとか、それから、これは前回の勉強会で送配電網協議会さまからご説明があったかと思いますが、需給ひっ迫時の対応ですね。ここでご苦労されたといったような、こういったことも鑑みますと、非調整電源についても、今後一送による電源情報の把握というのが必要になってくるのではないかなというふうに感じました。

ただ、発電事業者さまからの懸念点などもあるかと思いますので、今後、一送の立場から将来を見据えたときに、どのような電源情報の把握が必要であるのかといったご意見と、それに対して発電事業者さんの立場からの懸念点といった、そういった意見交換みたいなことを今後、この場を使って議論できたらいいのかなというふうに感じた次第です。

以上となります。

○大山座長

ありがとうございました。

では、続きまして電取委の佐藤さま、お願いします。

○佐藤オブザーバー

聞こえますでしょうか。

○大山座長

はい、大丈夫です。

○佐藤オブザーバー

すみません。先ほどの河辺先生の発言にも関係あって、さっきちょっと言ったことで、二度になってしまうところもありますが発言をさせてください。

平岩局長のプレゼンテーション資料の10ページから12ページまでに関連して発言です。ここに書かれたように、電源Ⅲ・自家発のところでオンライン調整ができない電源に関しては、情報把握していないというのは事実であります。

あと、すみません。11ページ、12ページにありますけれども、容メカが始まっても余力活用契約締結の義務が、調整機能を有しない電源はないとなっているんですが、これ、容量市場を広域機関で議論をしていたときに、当時の電取委から多額の容量拠出金を新電力の方に払っていただくということもあって、余力は相当十分に活用すべきことを条件に、容量市場の導入に関して反対はしないという発言があったというふうに記憶はしておりまして、相当多額の容量市場からの収入を電源Ⅲの調整機能を有しない電源に関しても払うということを考えると、これは義務がないというのは相当な問題であると思って、私どもを含めて広域機関等とも即刻にリクワイアメントをどうするかというのを調整する必要があると思います。

あと、このことだけではなくて、例えば新電力の方から発電情報の公開で、かなり細かい情報に関しても欧米では出しているので、それに関して日本でも準じて出すべきだという強い要望を頂いておりますので、その情報発出という点からも、この電源Ⅲ・自家発も含めて、少なくとも容量市場に参加をしている電源に関しては、多くの情報を集めて、それを公開するというのは不可欠だと思っております。

あと、先ほど申し上げましたように、Ｔｈｒｅｅ－Ｐａｒｔ Ｏｆｆｅｒは最大限にメリットオーダー等も発出して、電源全てを有効活用するためにも、電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ’だけではなく、少なくとも容量市場に参加した電源Ⅲ・自家発に関してはメリットオーダーに従って最も社会的コストが少なくなるような運用をするということは不可欠だと思っておりますので、この電源Ⅲ・自家発、オンラインが調整できない電源等に含めても、オンライン調整ということも一種のリクワイアメントを含めることも検討して送配電事業者に情報を集約することが不可欠ではないかと考えます。

以上です。

○大山座長

ありがとうございました。私も余力活用の理解が非常に大事なことだと思っております。

そうしましたら、平岩委員には後ほどまとめてお答えいただくことにしまして、太陽光発

電協会の増川さま、お願いいたします。
○増川オブザーバー
　太陽光発電協会、増川でございます。聞こえていますでしょうか。
○大山座長
　はい、大丈夫です。
○増川オブザーバー
　先ほどの河辺先生からのご発言にも関連するんですけれども、今表示いただいています12 ページのところで、実需給断面に近付けば再エネの予測誤差も小さくなり、それに合わせていろいろ調整することができるんじゃないかというお話が出ていましたけれども、今は特例措置でインバランスというのをＦＩＴ電源は負っていないので、今はあまりないんですけれども、今後、ＦＩＴ、それから卒ＦＩＴ、ＦＩＴじゃない電源が増えてきますと、インバランスのリスクというか、インバランスを調節しなきゃいけないということになってくるわけでして、そのときに大事になりますのが、もちろん前日のスポット市場が一番大事であることは間違いないんですけれども、当日の時間前市場でいかに調整できるかというのが変動性再エネの電源の立場からいうと非常に重要になってきまして、時間前市場でいかに前日のスポット市場での予測から需給断面に近付いて、変動分をそこで売り買いできるかというのが非常に大事になってくると思っておりますし、そこができれば需給調整のコストの制限にもつながるのではないかなと思っています。
　ところが、今、現実的には時間前市場というのはあまり活発に取引されていないという認識なんですけれども、そこをいかにうまく活用して取引を活性化していくかというのも、再エネ大量導入時代には重要になってくるんじゃないかなと思いますので、その点に関して一言コメントしました。よろしくお願いします。
　ありがとうございました。
○大山座長
　ありがとうございました。
　それでは、他に発言希望がないようですので、平岩委員から何かございますでしょうか。
○平岩委員
　平岩でございます。いろいろご指摘いただき、ありがとうございました。
　最初に河辺委員のおっしゃられました点について、まず、将来、非常に再エネが増えて出力変動が増えたような場合に、系統混雑の対応と、エリア内、あるいは広域的な需給バランスを取る兼ね合いをどうするのかというご指摘と理解します。現状は系統混雑するような箇所はかなり限られているかとは思いますが、将来再エネが大量導入されることによって、系統混雑がいろんな場所で出てくると考えております。このときに、特定の場所で、しかもどの時間帯とか季節で発生するかが、ある程度分かる場合には、その地区に限定した、例えば再給電のようなやり方で対処する方法があろうかと思いますが、さらに将来、再エネが増えることによって、いつ、どのような場所で混雑するか分からないというような非常に複雑

な状況になってくると、そういったことに対応できる市場と関連づけた仕組みも検討していく必要があろうかと思います。

それから、当日ですと、再エネの出力変動とか、かなり精度が高まってくるわけですが、それに対応して電源の起動などに対処していくにはどうしていくのかというご質問があったかと思いますが、これに対しては、現状でも一送において起動・停止が比較的早くできるもの、例えば直近まで稼働していてプラントが温まっているようなウォーム、ホットの状態のもので、しかもガスタービンのようなものですと比較的短時間で起動できますし、タイプによっては一日の中で昼を中心にいったん停止してまた動かす対応ができる火力系の発電機とか、もしくは揚水発電、これも使うに当たっての制約がなければ、これを使うことができます。また、将来的には電源による調整だけではなくて、デマンドレスポンスという需要側の対策も非常に重要になってくると考えております。

また、調整機能を有しない電源等に関する情報でございますが、まず、メリットオーダーでの全体での発電機の効率運用という点では、電源Ⅲにおいても発電事業者さまが経済合理性に基づいて卸電力市場への入札などを行い起動・停止を計画しているものと認識しており、現状、一送は電源Ⅲの実需給での経済性を踏まえた稼動状況は承知していないわけですが、発電事業者さまとしても、収益を考えて、より収益の得られる形で市場に供出することをお考えと思いますので、比較的安い電源が止まったままになっているということは、ケースとしては少ないのではないかと思います。

それから、緊急時の対応としては、先ほどご説明しましたように、容量市場発効後、緊急時には一送が電源の起動・停止ができますが、その場合の緊急時の定義とか、そのための最低限の情報の入手の仕方については、整理していく必要があると考えております。

以上でございます。

○大山座長

ありがとうございました。

皆さまから追加で何かご発言はございますでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、どうも活発な議論、ありがとうございました。

議題（３）各事業者の課題認識について

○大山座長

では、続きまして次の議題に移りたいと思います。次は資料５から７ということですけれども、続けて各プレゼンターから説明いただいて、その後でまとめて自由討議、質疑応答に移れればと考えております。

まずは資料５について、東京ガス株式会社の石坂さまからご説明お願いいたします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でございます。聞こえておりますでしょうか。

○大山座長

はい。大丈夫です。

○石坂オブザーバー

本日は、このような発表の機会をいただきまして大変ありがとうございます。石坂から、「電力システムの課題改善に向けた仕組みについて」というタイトルで発表させていただきます。

１スライドをお願いいたします。

本資料の構成は、「はじめに」を含めて４つのパートに分けさせていただいております。

スライド２をお願いします。

「はじめに」なんですけれども、これからこの勉強会で勉強させていただくにあたりまして、まずは事業者なりの目線で大きな視点を持つことが大事ではないかと考えました。先ほど、資料３の５ページに電力システムの目指すべき姿というのがありましたけれども、そこまで大上段なものではなくて、これからの議論に対して、事業者としてはこういう視点を大事にしてほしいという、そういうメッセージでございます。

２つございまして、まず右側の視点２からいきますけれども、これがもともとの電力システム改革の目的でもあっただろうというものになるんですけれども、自由化を通じて目指してきました事業者による「多様な価値提供」であるとか「創意工夫」・「競争」を促進・深化するものであってほしいということになります。

左側、視点１になりますけれども、電力システムの複雑性を解消した、シンプルな制度設計を志向することというのがもう一つ、重要ではないかと考えております。今や小売電気事業者も発電事業者も、それぞれ 700 社前後ぐらいが事業を行うという状態になっておりまして、これらの事業者が事業を営む上で混乱を招きかねない。それを最小限に抑制するということと、あと、できるだけシンプルな制度設計にしていただくことで、システムの複雑さに起因する非効率とか潜在価値の埋没を最小限に抑制していただきたいと思っているというところでございます。

次のパートです。１つ飛ばして４スライド、移っていただけますでしょうか。

事業者から見た、現行電力制度の課題ということになるんですけれども、先ほどの視点２につきましては、この電力システム改革を 10 年ほどやられてまいりまして、いろんな効用がもたらされてきたと考えておるんですけれども、視点１につきましては、システムの複雑性に起因した課題がいろいろ顕在化してきてしまっているのではないかと考えているということです。

左が小売電気事業に関わる課題です。ここも今までもいろいろ議論されてきていますけれども、小売電気事業者の供給力確保義務と一般送配電事業者の周波数維持義務とが競合して電源の取り合いになっているという状況で、予備率に余裕がある状況でもｋＷｈ市場が高騰していないかとか、資料３にもありましたけれども、ブロック入札が増加してきて未約定が増えているということで、売り入札量があるのにｋＷｈ市場の売り切れが発生した

りという状況で、課題１になりますけれども、国全体で電源に余裕がある状況下でも売り切れが発生し、供給能力確保が必要以上に困難になっているのではないかという問題意識があります。

右側ですけれども、これも今までも議論がありますｋＷｈ市場、日本においてはスポット市場になりますけれども、ΔｋＷ市場、ここは需給調整市場ということになりますけれども、これが異なる市場として運営されていて、市況に応じた経済最適な稼動を実現することが困難になっているのではないかとか、いわゆるブロック入札におけるパラドックスによって発電収益機会が逸失して、また発生予見性も乏しくて、性質が異なる市場プロセスが混在することで発電事業の収支予見性が低下していくのではないだろうかという、そういう懸念があるということです。

次、スライド５をお願いします。

それから、われわれの目線から見た、社会最適になっているのかという視点なんですけれども、これも資料３にありますけれども、ｋＷｈ市場とΔｋＷ市場が異なる市場として運営されていて、電源の運転が非効率になっていないかとか、しかも両者の価格の決まり方が異なっているので、メリットオーダーが成立しにくい構造になっていないかとか、あと、ｋＷｈ市場におけるブロック入札割合が増えてきたものですから、必ずしも需給状況と連動しないところで市場価格が乱高下するということが起きていないかとか、それによって価格シグナル機能が低下していないかとか、結果、電源運用・系統運用に非効率が発生して、社会最適から乖離（かいり）しているのではないかという、そういう懸念があります。

次、スライド６をお願いします。

これは、参考なので、簡単に述べさせていただきますと、量の視点ということで、三次調整力①の運用が始まって以降になると思うんですけれども、ｋＷｈの市場が厚みを損なわれていってしまうのではないかという心配をしているということ。

価格の視点ですけれども、ｋＷｈ市場とΔｋＷ市場がオークション方式も違うし、価格の決まり方も違うので、限界費用が安い電源からうまくｋＷｈ市場に流れてこないという、そういうことが起きて、社会コスト増大を引き起こしかねないのではないかという、そういう心配をしているということでございます。

次、課題改善に資する仕組みの一例ということで、８スライドをお願いいたします。

ここからは、先ほど述べました小売、発電、社会最適の３つの課題、中に記載させていただいておりますが、これの解決に向けた検討ということになるんですけれども、最初に述べました視点１ですけれども、日本の電力システムの複雑性に起因する課題解決として、ここで一例として米国ＰＪＭの仕組みを見てみようと考えた次第でございます。

実は、電力システム改革の初期の段階において、米国型ＩＳＯと欧州型ＴＳＯのどちらがよいかという議論が当初なされていました。そのときは、送配電部門の中立性確保としてどっちがよいかという視点で議論がされていて、市場運営の仕組みということに必ずしもスポットを当てていなかったのではないかと記憶しております。今回、そのために改めて取り

上げてみようと思った次第です。

なお、ここであらかじめお断りしておきたいんですけれども、私ども、決してＰＪＭの仕組みをそのまま日本に導入すべきだと考えているわけではなくて、勉強会ですので、課題解決のヒントがここにあるのではないかということで取り上げさせていただくものでございます。

続きまして、スライド９をお願いします。

ＰＪＭプール制の概要。これは説明すると非常に大変なことになるんですけれども、ごくごく簡単に説明させていただきますと、右側の１ポツ目、原則は電力取引を市場を通じて全て行う。ただしこれは裏で相対で握ることは可能になっていると認識しています。２ポツ目、ＰＪＭが系統運用機能と市場運営機能を一体で担っているということで、ｋＷｈ市場とΔｋＷ市場も一体的に行われているというのが特徴的です。３ポツ目、管内需要予測はＰＪＭが実施すると書いてありますけれども、これは、同時同量の計画を事業者側から提出して、それを守るという規律ではなくて、基本的にはＰＪＭが全部コントロールしているということを意味しています。４ポツ目、市場取引結果を基に、ＰＪＭが各発電所に給電指令を実施するということです。

事業者の立場から見た特徴ですけれども、発電事業者の欄は、これは今までも議論に出てきているＴｈｒｅｅ－Ｐａｒｔ　Ｏｆｆｅｒで基本的には入札をしていくということになりますし、右側、小売がバランシンググループ制のように、あらかじめ需要と調達の計画を提出するのではなくて、自分たちの純粋な戦略に基づいて相対調達を行ったりとか、一日前市場から調達して、残りはリアルタイム市場において、ちょっと言い方は悪いんですけれども自動的に精算されると、そういう仕組みになっていると認識しております。

10 スライドをお願いいたします。

日本の市場とのと比較、電力制度との比較というところで、ＰＪＭは市場の在り方としてｋＷｈ市場とΔｋＷ市場が統合されているということで、※印が左下にありますけれども、系統運用者側でｋＷｈ市場とΔｋＷを最適に配分してしまうこと、ｋＷｈ市場で未調達になったものは、そのまま全てリアルタイム市場に流れてくるという構造にある。日本においては、それぞれ市場が独立して運営されている。発電所の給電指令は、ＰＪＭは基本的に全て系統運用者が指令していますと。日本においては、調整用電源は一般送配電事業者が指令を出すんですけれども、それ以外の電源はバランシンググループの代表者等が指令を出す。小売のｋＷｈの調達の在り方については、日本においては計画に合わせて調達する義務があるのに対して、ＰＪＭにおいては実績に応じて精算するという義務が課せられている。そういうふうに認識しております。

11 スライドをお願いします。

この特徴の４点、系統運用者が市場を運営しているとか、２つの市場を統合して供給力・調整力を最適調達しているとか、系統運用者が最後、同時同量を担保しているとか、小売事業者は実績に応じて費用負担をしているというところで、下の囲み、３つの期待される事項

があると思っておりまして、小売電気事業者と一般送配電事業者がそれぞれ電源を過剰に抱え込んでしまって、電源に余裕がある状況でも市場の売り切れが起きるということがなくなると考えられますし、２つ目、小売電気事業者は、自社需要全量を前日スポット市場で調達する義務はなくて、最後はリアルタイム市場で精算すればいいと考えるのであれば、そこで需給状況に応じた価格で精算されるので、前日の市場においても値付けが需給状況を反映し、今より跳ねたりしなくなるのではないかと考えられます。

３つ目、系統運用機能と市場運営機能を統合した上で、２つの市場、ｋＷｈとΔｋＷの調達を同時に実施しておりますので、限られた供給力・調整力の最適活用の実現に近付くのではないかと考えられるということです。

次、仕組みの検討にあたり、注意が必要と考えられる点ということになりまして、スライド 13 になります。

ここまで申し述べますと、何かいいことずくめじゃないかというふうな印象も受けるんですけれども、一方で注意が必要な点というのがあると考えております。一番大きいのが、最初に申し述べました視点２、事業者の競争意欲とか創意工夫意欲が損なわれないようにしなければならないということになります。

ＰＪＭ型は中央集権的ということになりまして、これは裏を返すと、事業者側がやる部分が少なくなる、事業者側が楽になるということでもあるんですけれども、事業者側が楽になるということは創意工夫の余地が減っていくということを意味するということです。現在のバランシンググループ制度は、バランシンググループの中で同時同量を達成する中においていろいろ創意工夫を促す、そういう制度になっているということですけれども、これがなくなると、同時同量に必ずしもしなくてもいいということであれば、需要予測を精度よくやろうとか、そういうインセンティブがなくなりますねとか、代表契約者制度を活用して他事業者が、いわゆるバランシングサービスというのがありますけれども、協業をするような、そういう工夫の余地というのがなくなっていくのかなと考えられます。そうなると、もはや小売電気事業者がどういうところで他者と差別化するかというところは、お客さまサービスを除けば、もはや価格リスクのヘッジぐらいしかなくなってくるのかなと考えられます。

２つ目のポツ、再エネになりますけれども、コーポレートＰＰＡというような取り組みがやりづらくならないかであるとか、再エネ予測誤差を調整力を使って事業者自らが解消する仕組み、こういう仕組みを通じて、ちょっと言葉は悪いんですけれども、小売事業者が再エネを囲い込んでいくと、そういうことがやりづらくなるとか、あと、ＦＩＰのようなスキームってそもそも成立しないよねとか、再エネに関する取り組みのそういう工夫の余地が損なわれないかという心配があります。

こういった各事業者の創意工夫、イノベーション促進の側面をどのように確保するかというのが、プール制のようなものを検討するにあたっては必要なことではないかと考えています。

スライド 14 になります。

これはプール制の本質的な話ではないんですけれども、ＰＪＭにおいては、市場支配力の行使というのは実はあまり問題になっていないというふうに聞いております。これは、プール制が市場支配力の行使をしにくくしているということではないと考えていまして、もともとＰＪＭの成立の歴史的背景があり、小さい事業者が寄り集まってできてきたという、そういう歴史的経緯があるということなので、必ずしもプール制というのが市場支配力の面での監視を不要にするというものではないというふうに感じております。なので、日本においては、市場支配力の行使には、引き続きそれなりの注意を払っていく必要があるのではないかと考えております。

最後、スライド 15 になります。

燃料調達の在り方です。これは今でも議論になっていることですので、旧一般電気事業者さんは今でも課題だと認識されていることでありますけれども、すべからく全ての電源が給電指令を受けるとなると、今までは電源をパターンで運転してきたような、特に中小の発電事業者においても必要燃料量を見積もるというのが難しくなるという問題、全ての事業者にこの問題が出てくるということになりまして、燃料調達交渉がうまくいくのかとか、燃料が足りない余剰在庫という、そういう問題を全ての事業者が考えることになります。そのために、発電事業者の稼動予見性を高める工夫が何らか必要なんじゃないかと考えた次第です。

資料としてはここまでなんですけれども、本来であれば、では、どういうのが望ましいんだというところで、望ましい制度をここで書ければ一番良かったんですけれども、ここまで考えてくると、バランシンググループ制の良いところというのはやっぱり残してほしいという思いもありまして、両者のいいところの、バランシンググループ制度とプール制の良いところの併存みたいなものを考えようとすると、非常に制度設計が難しくなるので、ここではそのご提案というところまでには至りませんでしたということで、今回は課題提起ということで終わらせていただきたいと思います。

ご清聴ありがとうございました。以上です。

○大山座長

では、続きまして資料６について、関西電力の小川さまからの御説明をお願いしたいと思いますけれども、ちょっと時間も押していますので、少し早めにお願いいたします。

○小川オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の小川でございます。本日は、こういった機会を頂きましてありがとうございます。私からは、ＢＧ（発電・小売事業者）からみた課題についてご説明をしたいと思います。

１ページ、お願いいたします。右肩１ページ、お願いします。

今回、2024 年以降を前提に、各事業者の役割と供給力確保の流れ、まず１枚目の絵で整理をさせていただいています。

この絵の考え方ですが、最終的に実需給断面で安定供給を確保するためには、まず電気を

作る、発電所を建てるところに始まりまして、それが長期になります。長期というふうに定義をさせていただいています。その後、各年度計画、そして１カ月前、燃料調達までの期間を中期と呼んでいます。最後、週間断面以降、これは需給調整市場が始まります１週間前から前日、当日、時間前、ゲートクローズ、実需給と、こういう形で電気の供給力確保の対応が流れていく。これがうまくいけば実需給で安定供給が確保されるということだと思っています。

さまざまな市場、容量市場から、ここに記載していますような時間前市場までがあり、各プレーヤー、小売、発電、それから一送や広域ということで、こういう役割を果たして、それぞれがうまくやれば最終実需給断面で安定供給できるということですし、この途中の市場メカニズムで、電気をやり取りしていきますので、各プレーヤーが、やはり経済合理的に行動するということが必要だと思っております。あと、市場全体がうまく機能して電力システムがうまく機能するということですので、この電力システムの抱えるリスク、これをできるだけ小さくする。全体としてのリスクを小さくしておけば、よりスムーズに安定供給なり経済合理的な行動ができるんじゃないかと思っております。

その上で、まず２ページでございますけれども、長期の断面図ということになります。

これ、検討会では供給力の確保はできている前提だということで整理いただいていますが、若干これは後と絡むところもありますので、あえて少し提示をさせていただいています。当然役割を踏まえた行動ということで、発電事業者といたしましては、電源を建てたり維持するための、長期 PPA 等の収入方策を考えたり、あと、事業環境や電源をどうするか考え、そして、長期契約、あるいはスポット調達を組み合わせて燃料をどうするか考える必要があると思っています。

一方で、小売電気事業者のほうも、自分が販売する電気を、供給力を市場で全て調達するのか、ある程度長期のＰＰＡで囲い込むのか、こういったことを検討、判断するんだと思っております。

課題といたしましては、やはり今、発電事業者はかなり市場からの収入を長期的に予見することが難しいという状況に陥っていまして、このあたりについては別の場で議論がされているというふうに認識しておりますが、新設の判断をしたり、あるいは維持、こういうものをどうするかが難しくなっているということを記載させていただいています。

それから、燃料に関しまして、やはりオフテイカーがいないと余剰リスクを抱え込んでしまいますので、燃料長期契約が難しくなってしまうという課題がありますので、やはりオフテイカーがいたほうが燃料長期契約はしやすいということだと思っています。一方で、小売事業者の立場でいきますと、この競争環境下ですので、長期の販売想定、それがなかなか難しくなっているというのが現状だと思っています。

そういう意味で、対応の方向性のところで幾つか記載させていただいていますが、新規電源投資は別でやっているところで議論するんだと思っています。それからあと、既設電源につきましても、これ、今後の議論だと思いますが、Δｋ Wのために確保される、例で挙げて

いますけれども、揚水の維持とか、こういったカーボンニュートラルと別の課題もありますので、こういった目的のために必要な既設電源の維持みたいなことも別途考える必要があるかなと思っています。

あと、電源維持がされ、あと燃料長期契約に資する長期ＰＰＡ、この在り方、これ、海外では少し日本と違う在り方もあるようですが、こういったものを考える必要があって、まずここのところで少し課題を書かせていただいたということでございます。

続きまして３ページでございます。中期の断面になります。ここからｋＷｈのまず確保となってくると思います。

発電側の役割を踏まえた行動ですが、これは、今やっておりますように、年初に年度計画という形で、小売事業者との卸契約、あるいは各市場での販売見通しですね。これは、電源トラブルの自社の中のリスク対応、こういったものを含めて販売見通しを作りまして燃料を確保いたします。さらに、期中で追加で相対卸等ございましたら、供給力の範囲で相対卸をして売っていくということになります。それから、逆に燃料が余剰になった場合、これは燃料スポット市場で売却したりいたします。あと、先物市場でリスクヘッジをしたりと、こういうことだと思っています。

小売のほうは、年初に、これもまたリスクということも踏まえて相対でどれだけ固めるのか、市場調達をどれだけするのかという検討をした上で、それを契約してくるということだと思いますし、期中でも必要があれば相対調達もやるということだと思いますし、このＤＲ等についても確保していくんだと思います。先物市場でのリスクヘッジも同じくやるということだと思います。

そういった中で、年度計画断面、２カ月前の燃料のゲートクローズ断面での課題ということになりますが、課題の種類としては、これは同じです。ただ、少し時間軸が２カ月前に近付けば近付くほどということで、少し中身に差が付くのかなと思っております。

まず発電側ですが、これは発電計画、先ほど申し上げましたように自分で自社の発電を作りますので、それに基づきまして経済性の確保を前提に必要な燃料を確保します。ただ、想定で一番難しいのは、短期市場取引、いわゆる卸市場、あるいは調整力市場、このあたりでどれだけ燃料が消費されてしまうのかということについて、これ、自社では想定しているわけなんですが、実際の実需給断面では、この調達断面との乖離が生じてしまうという問題が生じております。変動が大きくなる要因としましては、これはやはり短期市場取引が少ない、多いによって、この変動リスクの幅は違うかなと思っておりまして、短期市場取引が多い場合、長期の契約が少ない、相対の契約が少ない場合、やはりその誤差、乖離が大きくなると思いますし、これは発電事業者間で限界費用に差がありますと、思ったとおり自社の電源が回らないというようなこと、あるいは思った以上に回ってしまうということだと思っておりまして、そこで燃料の乖離が生じるということと、あるいは、市場取引が広域化すればするほど上記のような変動が大きくなるんじゃいかということでございます。

それから、大規模電源トラブルと書いておりますのは、自社の電源トラブルについては一

定のリスクを織り込むわけですが、他社、あるいは他エリアで大規模な電源トラブルが起こった場合にも変動が起きてしまうということだと考えております。ここで５ページをご覧いただけますでしょうか。

○事務局

すみません、もう一度お願いいたします。

○小川オブザーバー

５ページを映してください。ありがとうございます。

５ページですが、発電計画の策定と燃料調達について記載しています。おおむねご承知のとおりでございますが、燃料調達、これは２カ月、ＬＮＧをベースに考えておりますが、２カ月程度のリードタイムが必要ですので、この調達量を考えるに当たりまして、需給調整市場、これは１週間前から始まりますが、これ、あるいはスポット市場以降、この実需給断面近くで市場取引される需要を想定した上で、最終２カ月前に全量の過不足を調整する必要があると思っております。２カ月を過ぎてしまいますと、もう在庫で対応というふうになりますので、実需給の近くの市場取引や電源トラブル等によってこれは変動しますので、燃料消費量の予測が、これは非常に難しいといいますか、実際乖離が出るということで、発電事業者としては、ここで不足／余剰ということが発生するということを記載をしております。

それから６ページを映していただけますでしょうか。すみません、６ページ、お願いいたします。ありがとうございます。

こちらは燃料消費量の変動について記載をしております。これは下の図にありますように――聞こえていますでしょうか。大丈夫でしょうか。

○事務局

すみません。少々お待ちいただければと思います。すみません。はい。大丈夫ですよ。

○小川オブザーバー

この図は、上の図が計画時点での燃料確保ということで、Ａ社、Ｂ社、Ｃ社、各社が燃料を用意しており、一週間後に２０万トンを補充するという計画を持っているという例を記載しているのですが、限界費用がそれぞれ各社違いますので、限界費用が仮に 11 円、10 円、12 円というふうにさせていただきます。実際に実需給しますと、これはメリットオーダーで限界費用の安い電源から回りますので、Ｂ社は予想に反してたくさん燃料の需給が進み、Ａ社、C 社は逆に進まず燃料の余剰が発生するといったことが起こり得るということを記載しております。この事態は、昨年秋以降、現実にこういう事態が起こっておりまして、なかなかこの燃料の消費量を当てにいくというのは非常に難しいというのを実感しております。ただし、理屈からいきますと、この右側に書いていますように、全国での需要量が一定でありましたら、全国で燃料が足りていれば安定供給は確保できるということが言えますので、ただし連系線制約がありますので、エリアごとに調整可能な範囲での燃料の偏在で済んでいるかどうかという問題もありますけれども、基本的に全体量が足りていれば大丈夫だということですので、自社が燃料制約に陥る、あるいは余剰が生じたということで、即安

定供給に支障が出るということじゃないということかと思います。

すみません。３ページに戻っていただけますでしょうか。３ページに戻ってください。

今ご説明しましたのが、いわゆる２カ月前の計画と実需給でのずれが、どうしても発電事業者の場合、必然的に生じるということを申し上げました。同じように、今度小売側で見ますと、やはり実需給断面での需給状況の予見性というのが、これは分かりません。市場調達リスクが適切に分からないという状況がございまして、本来、リスクがあると分かっていれば、そのリスク量に応じた対策を打ってリスクをヘッジしていくわけなんですが、この実際の実需給断面、どれほどのリスクを抱えている状態に今あるのかということがやはり分かりにくいんではないかと思っていまして、実際に実需給断面でリスクが顕在化していくということで、２カ月も前の段階では分かりにくいと思っております。

ということで、対応の方向性、少し記載させていただいていますけれども、一つは、やはり燃料を調達するのは発電事業者の仕事でありますので、短期の市場取引分、ここの発電事業者の予見性を向上させるというのが一つだと思っています。その上で、先ほどありましたように、発電事業者間で燃料が偏在するということが、これはやっぱり起こり得ますので、今もやっていただいていますけれども、全国大での燃料確保状況のモニタリング、これはしっかりとやっていくのかなと思っております。その上で、調整力の稼動で燃料消費が変動してきます。これ、依然として発電事業者単体で過不足回避が困難ですので、これは今もやっていただいておると思いますけれども、広域の需給調整で過不足ない。ただし、連系線の制約がありますので、そういったエリアごとの調整の限界みたいなところがあるので、これをやはり広域機関なりＴＳＯ側でご判断いただく必要があると思っています。

その上で、先ほどの２番に対応しますが、全国で燃料確保の懸念が回避できないなと、全事業者の予測していますものと、それから、例えば広域／一送で確認している需要があると。もちろん、それがなるべくないように、その予見性向上対策をやっていくんだと思いますが、それでも最終的に足りないという場合はｋＷｈ確保を広域／一送で行う、公募するといったような最後の役割、こういうものがあれば、最終的に実需給断面でのリスクの顕在化が抑えられるんではないかというようなことでございます。

続きまして、４ページ、短期の部分です。４ページ、お願いいたします。ありがとうございます。

これは短期のｋＷｈの取引ということになります。これは、発電側は計画値同時同量を達成すべく、自社の独自需要想定に基づきまして発電計画を策定しますし、発電計画に基づきまして需給調整市場、スポット市場、時間前市場に電源を入れまして、各市場において収益機会の最大化を図るということだと思っています。

小売事業者のほうは、同じく計画値同時同量を達成するべく、需要想定に基づきまして必要な供給力を確保する。これも需要想定に基づきまして、スポット、ＤＲ、時間前市場の各市場で合理的な入札行動によって調達費用を最小化しながらインバランスを回避すると、こういうことだと思っております。

この各課題でございますが、週間断面、まだちょっと課題が小売側にはないと思うんですが、発電側もちょっと分かりにくいところがありまして、今回ここは省かせていただきます。

その上でスポット市場のところですが、現状、これはもう既に前回課題として提示されておりますけれども、現状の入札スキームでは、やはり発電事業者はなるべく約定すべくブロックを組むわけですけれども、その約定しやすいブロック形状というのが見極めにくく、やはり本来約定できる電源が（約定）できていないということがあると思います。収益の最大化の機会を逸しているという可能性があると考えております。さらに、一方で、この表裏になりますが、小売事業者側では、需給がタイトなときにはブロック入札の約定率が低いというのは、スポット市場での調達可能量に影響、それは少なくなるという影響が出ているのかと思っております。

それから、需給調整市場の三次②ですけれども、これは前回、募集単位を変更するというようなことでお聞きしておりますが、これは少しやりましたら歯抜け約定、こういったものが 30 分ではあるのかなということで、これはこれで別途対策する必要があると思っております。

それから、時間前市場に行きまして、この時間帯ができますと、各電源、発電事業者として持っています電源それぞれの起動特性がございますので、その時間的な制約もありまして、入札可能電源が限定的になっているという現状がございます。小売事業者側からいきますと、今後は再エネ拡大しますので、なるべく実需給に近い断面で小売の需要変動分、これを調達したいというニーズが高まると思いますが、調達できない可能性があるんじゃないかということを少し心配しております。

対応の方向性ですが、発電は持っている、もう２カ月前で燃料が決まっていますが、あるものを出していくということですし、あと、小売・一送で供給力が適切に取引してもらうということなんですが、やはり各市場での役割を踏まえながら運用改善をしていく必要があると思っております。

それから、ブロック入札の最適化、これはＴｈｒｅｅ－Ｐａｒｔ Ｏｆｆｅｒとかリンクブロックの導入等が議論されていますけれども、こういったことで約定率を上げていくということがあると思います。

ページ７を少しご覧いただきたいんですが、補足をさせていただきます。７ページ、お願いします。ありがとうございます。

７ページ、短期取引市場の役割における留意点ということで挙げさせていただいています。これ、リード文に書いておりますが、一般的に需要予測は実需給に近いほど精度が上がりますが、発電機は、下の表にありますように起動特性がございます。その起動にかかる時間というのが発電機ごとに、それぞれ短いものから長いものまでございます。ですので、この停止してしまっていますバランス停止機につきましては、実需給断面の近くで急遽立ち上げても実需給に間に合わないということが、まず物理的制約としてあると思っています。ですので、これは下に前日市場、当日市場ということで、スポットからゲートクローズと書

いておりますが、やはりこれ、最初に各小売事業者さんのスポット市場で、ここで調達する機会があって、その後、一送による需給調整市場で調整力の調達があって、だから、先に小売があって、先に買うチャンスが小売にあり、その後、一送のほうで三次②が調達されて、その後の断面、17 時から時間前市場ということで、ここからさらに時間前の調整に入るわけなんですが、やはり再エネ大量導入みたいな話がありますので、小売としては実需給に近いところで変動を調達したいわけですけれども、ただし、電源が入ってしまっているということで、これは小売側目線で見ますと、できるだけ後で時間前需給に近いところで買ったほうが正確に買えそうな感じがするんですが、逆にスポット市場であまり買わないというふうになってしまいますと、スポット市場で起動する、約定せずに時間前に依存するとありますが、これ、電源の特性がございますので、電源が減っている可能性があるということで、やはり留意が必要かなということでございます。

そういった電源の特性に留意して、この短期の役割の整理と、どの市場でどの程度買うかと、これを基本的な考え方、これを整理していくことが非常に重要かなと思っているところでございます。

すみません、８ページ、お願いします。

まとめでございますが、ｋＷの確保につきましては、全体としての供給力確保ということでございます。

それから、２つ目のｋＷｈ確保のところですが、ここはやはり今日のご説明でも一つポイントかなと思っておりまして、中期の断面で、やはりわが国の特有の事情、島国でということで、２カ月程度の燃料調達リードタイムがあるということですので、ここの実需断面の需給変動にここであらかじめ対応できているかどうかというのが後々大きく影響すると思っておりまして、やはりそのためには短期市場取引量、これが非常に分かりにくいということで、ここについて発電事業者の燃料調達の予見性向上に資する対策があるのが望ましいんじゃないかなと思っているところでございます。

それから、その上で、発電事業者の燃料調達、発電事業者が頑張った上で全国エリア、あるいは広域／一送による必要ｋＷｈの充足度を把握し、あるいは、万一不足が回避できない場合はｋＷｈ確保を構築するということであれば、安定供給については確保できるんじゃないかと思います。

短期断面、これは再エネ拡大、あるいは新インバランス制度導入という変化がありますけれども、その中で発電、そして小売・一送側で供給量が適切に取引されないといけませんので、先ほど申し上げたような電源の起動特性のようなことにも留意をして、それぞれの市場の役割ということを踏まえて必要な運用改善をしていくということかと思います。

私からは以上でございます。

○大山座長

ありがとうございました。

次なんですけれども、もうあと残りが 13 分しかなくなってしまっていて、質疑がゼロに

なっても困りますので、なるべく簡潔にお願いいたします。大阪ガスの久保田さま、よろしくお願いします。

〇久保田オブザーバー

ありがとうございます。大阪ガスの久保田でございます。本日はありがとうございます。ＤＲの拡大に向けた市場制度の課題についてご説明します。

なお、本発表でのＤＲとは、需要削減のみならず、ＤＥＲと呼ばれる蓄電池や分散電源を含む広い概念をカバーすることを最初に申し上げます。

次のスライドをお願いいたします。

このスライドは、弊グループの電力事業バリューチェーンを示しております。弊グループでは、自社電源、それから再エネ電源に加えまして、小売をバリューチェーンとして展開しているところでございますが、イラストに赤字で示しておりますように、新市場でデマンドレスポンスの活用を進めており、本勉強会ではデマンドレスポンスの事業者として参加させていただいていることをご説明いたしておきます。

それでは、次のスライドをお願いします。

スライドの左のグラフに示すように、日本でＤＲは調整力公募電源Ｉ’において活用が拡大しております。最近では、電源Ｉ’においてＤＲは３から４割のシェアを示しています。また、電源と比較すると、ＤＲは調整力公募において 20%、平均落札価格が低く、経済的な貢献も果たしていると言えます。世界的に見ましても、今後の再エネ拡大でＤＲの拡大が必要であるということがＩＥＡによって警鐘が鳴らされているところであり、ＤＲは今後とも重要な取り組みだと言えます。

次のスライドをお願いします。このスライドでは、弊社のＤＲ実務経験を踏まえた課題意識を説明いたします。

弊社では、東日本大震災以降にＤＲの取り組みを開始しました。現在では調整力公募や容量市場においてアグリゲーターとしてＤＲの活用を進めております。電源と比べるとＤＲの歴史は浅く、制度的にも試行錯誤が継続している状況だと考えます。

さて、１つ目の課題は、複数市場の併用についてです。ＤＲにとって経済的インセンティブは重要であり、年間で調達が行われる調整力公募によってＤＲの拡大ができたと考えます。今後も、年間のインセンティブがある調整力公募や容量市場を通じてＤＲの規模の拡大を見込んでいます。

他方、調整力公募や容量市場へ参加すると待機が必要となりますので、ｋＷｈやΔｋＷが不足する際のソリューションとして併用することは現状では困難と考えます。最近、ｋＷｈやΔｋＷの不足が見られますが、必ずしも同じタイミングで調整力公募の発動が行われているわけではありません。

ＤＲの複数市場の併用については、これまで一定の検討がなされていますが、ペナルティー発生については事業者での判断が求められている状況です。使えるものがあるのに有効活用されないという見方もできますので、さらに踏み込んだ議論を期待します。

２つ目の課題が、小売事業者とアグリゲーターの調整です。ＤＲの対象となる需要家へ電気を供給する小売事業者と、ＤＲを取りまとめるアグリゲーターは、必ずしも同じではございません。そのため、表に示すような煩雑な調整業務が発生します。例えば弊社では、現在、来年度に予定されている容量市場の実効性テストの準備を進めていますが、調整が必要となる小売事業者の数は 20 社を超えます。これは、容量市場で３時間前の発動から１時間前のゲートクローズまでに 20 を超える事業者との調整が発生することを意味します。このような調整の煩雑さにつきましては、今後、契約やシステムの標準化が進められ、簡略化されることを希望いたします。

次のスライドをお願いします。

ここで、大型電源とＤＲのプロコンについて述べます。スライドの表に示すように、ＤＲには不安定さもあるが準備期間が短いという大型電源を補完する特徴がございます。これまで大型電源とＤＲは、電力システム改革における共生を念頭にルールの整理が行われてきた印象を受けます。レベルプレイングフィールドという発想はもちろん大切ですが、ＤＲが大型電源を補完するという場面では、ＤＲの特性を踏まえたルールが、今起こっているｋＷｈ不足の即効性のあるソリューションとなり得ると考えます。また、ＤＲは大型電源と比べエリア的に分散しており、今後の再エネ増加で課題となる混雑の解決策ともなると考えます。

次のスライドをお願いします。

ここで、ＤＲを促進するためのフレームについて述べます。スライドに示しますように、系統、市場、ルール、技術の４つについて、果たすべき役割と、その方向性を明確にすることが必要だと考えます。基本的に系統のニーズの発信を受け、参加者のインセンティブを提供する市場を作り、市場における振る舞いを適切にルール付け、ルールに適合する技術が開発される、そういった流れの中で、各市場の課題がどのレイヤーにあるかを意識し、その中でのＤＲ促進策が検討されることが大切であると考えます。

例えば、需給調整市場三次②は、既に市場が開設されており、今後の課題は取引実績を受けたルールの提供だと考えます。他方、一から二次の調整力は、市場開設前ですので、市場の開設とＤＲを実現する技術の確立に課題があります。もちろんＤＲを実現するＩＴ技術は日々進化しており、技術を起点とする流れも考えられます。ただし、技術が確立しても、ルールがなければ技術の利用は進み得ませんので、レイヤー間の橋渡しが必要となります。いずれにしろ、系統、市場、ルール、技術の各レイヤーの関係者が相互の関与の下、課題解決が進められることを期待します。

以降では、本フレームに沿って、本勉強会の設置の目的の一つである諸外国の事例を紹介していきます。

次のスライドをお願いします。

初めに、ＰＪＭの容量市場です。本事例は、先ほどのフレームでは市場開設後のルールの改善例に当たります。ＰＪＭにおいて、ＤＲは主に容量市場で活用されています。イラスト

の棒グラフは、横軸が年度、縦軸が容量で、ＰＪＭのＤＲ調達の実績を示したものです。ＰＪＭでは、20 年以上前よりＤＲを活用してきました。現在は容量市場の４％超、規模として 800 万ｋＷまで拡大し、日本の発動指令に相当する役割をＤＲが担っています。日本の容量市場に換算しますと、この規模は 660 万ｋＷに相当します。日本の調整力公募でのＤＲ実績は 176 万ｋＷですので、まだまだ伸びしろはあると考えます。

詳細は説明しませんが、グラフがいろいろな色に塗り分けられています。これは、待機が通年か、夏季のみかなど、種々のバリエーションがＰＪＭで見直されてきた歴史を示しています。ＰＪＭの容量市場では、これまで種々のバリエーションでＤＲの調整の試みは、今後の日本のＤＲの促進の参考になると考えます。

次のスライドをお願いいたします。

引き続き、ＰＪＭの容量市場の事例です。このスライドのグラフはＰＪＭの容量市場でＤＲがどのような条件で市場参加しているかを示しています。

一番左のグラフは応答時間を示しています。ＰＪＭでは、ＤＲについて 30 分前の発動を基本としていますが、理由があれば 60 分、120 分が認められる仕組みとなっています。一番右のグラフは緊急事態の発動の有無をＤＲの要件とするかの選択肢です。環境規制を受ける自家発を用いたＤＲについては、発動受け付けを緊急事態の発動時のみとすることが可能となっています。なお、穏やかな条件を選択した場合、ＤＲの報酬は減額される仕組みとなっており、容量確保と経済性の両立が図られています。

容量市場においてＤＲに要求するスペックと報酬の組み合わせを複数準備する取り組みによって、より多くの容量確保と経済性を同日に実現する試みは、一部日本でも採用されていますが、ＰＪＭのバリエーションの大きさは、今後の日本のＤＲ促進でも参考になると考えます。

次のスライドをお願いします。

次に、英国の需給市場の最近の事例を紹介いたします。本事例は、先ほどのフレームでは系統のニーズを受け、新しい市場が開設された事例になります。英国の系統運用事業者であるＮａｔｉｏｎａｌ　Ｇｒｉｄは、2020 年 10 月に一次調整力に相当するＤＣという商品の調達を開始しました。今後はＤＭ、ＤＲと呼ばれる商品の追加を予定しています。一次調整力は、左のグラフ中、青色で示すように、これまで大型電源のガバナフリーの、いわばアナログ的制御を担ってきました。今後は、再エネ増加で大型電源の比率が相対的に下がることが見込まれます。本取り組みは、そのような環境変化への備えとして、右のグラフに示すように、ＤＲや蓄電池のデジタル制御で一次調整力を補完する取り組みとなります。

なお、本日紹介した英国のＤＣ等の取引は、日本でＪＥＰＸに相当するＥＰＥＸ　Ｓｐｏｔへアウトソースされており、取引参加者が複数のプラットフォームで取引を行われなければならないという手間の工夫が見られることも併せてお伝えをしておきます。

それでは、次のスライドをお願いいたします。

このスライドでは、英国のローカルエネルギー市場について紹介します。本事例では、系

統のニーズ、技術のコラボレーションが進み、市場へ新たな機能を付け加えようという取り組みになります。英国では、再エネの増加で一部の地域で系統混雑が発生しています。系統混雑はローカルな事象ですので、全国大のｋＷｈやΔｋWの市場では解決できません。

昨年 11 月、電力取引所、ＥＰＥＸ Ｓｐｏｔは、ローカルエネルギー市場の開始を発表しました。これはＣｅｎｔｒｉｃａ社が系統混雑が発生する地域で、地域配電会社と実施した実証プラットフォームをＥＰＥＸが取得し、適用する地域を拡大しようという取り組みです。

ローカル市場では、地域配電会社がローカルルールを定め、家庭を含む中小規模のＤＲを調達し、当該エリアでの混雑解消に利用します。併せてプラットフォーム上でアグリゲートが行われ、ローカル市場のＤＲは全国市場でのｋＷｈやΔｋWとしての利用がなされます。ＤＲの参加者は、地域、全国、いずれで利用されるかを意識することなく市場に参加することが可能となります。この取り組みは、混雑という地域偏在の課題を全国市場のリフォームを伴わずに進めることができる点で、実施のスピードに優れる方法であると考えます。また、地域にある家庭を含む小規模なＤＲの潜在性を引き出す良い方法であるとも考えます。このようなアグリゲーター、市場、系統運用者のコラボレーションは、日本においても小規模なＤＲの有効活用と、今後起こり得る混雑の解決方法として注目すべきと考えます。

次のスライドをお願いします。

最後に、本日の発表のまとめを述べます。

１点目はルールの考え方です。本日紹介したように、ＤＲと大型電源には、それぞれ強みと弱みがあります。ＤＲには不安定さもあるが、準備期間が短いという大型電源を補完する特徴があります。現在は、大型電源とＤＲは平等な競争を基本としてルールの整備が進められています。レベルプレイングフィールドという発想はもちろん大切ですが、ＤＲが大型電源を補完する場面では、ＤＲの特性を踏まえたルールが大型電源、ＤＲ、それぞれが得意な場面での役割発揮につながり、系統安定につながると考えます。

２点目は、先行海外事例からのレッスンです。本日は、比較的最近の事例におけるＤＲの事例をご紹介いたしました。諸外国でもＤＲの活用については試行錯誤が続いている状況です。ＤＲは比較的新しい考え方で、その潜在性は、ルールや市場がなければ眠ったままです。詳細は割愛しますが、スライドで赤字で示したような課題のヒントが先行事例にはあると考えます。先行事例を参考にし、ルールや市場の整備を継続することが、事業者の創意工夫を促し、結果としてＤＲの潜在を引き出すことにつながると考えます。

最後に、最近顕在化しつつある一時的なｋＷｈやΔｋWの取得について述べます。

ＤＲは、年間市場である調整力公募や容量市場にまずエントリーすることになると考えます。これらの市場でＤＲは指令に対して待機することが必要で、一時的なｋＷｈやΔｋW として併用することは困難です。安易なダブルカウント容認は正しいと考えませんが、容量市場への参加を前提として、ＤＲをｋＷｈやΔｋW不足の際に容量市場と併用できる仕組みについて、改めて議論が進むことを期待します。

ご説明は以上です。ありがとうございました。

○大山座長

ありがとうございました。

予定された時間をもう既に過ぎてしまっていて、申し訳ないんですけれども、少し時間を延長することをお許しいただきたいと思います。

それでは、自由討議、質疑応答に入りたいと思います。またＴｅａｍｓのコメント欄に書いていただければと思います。ただし、ご発言、ご質問は簡潔にお願いできればと思います。よろしくお願いします。

では五十川委員、お願いします。

○五十川委員

ありがとうございました。各事業者から、それぞれの視点から論点を整理していただいて、また興味深い解決策等も出していただきまして、非常に興味深かったです。

私からは２点、ごく簡潔に述べさせていただきます。

１点は資料５に関してなんですけれども、こちらのＰＪＭのベースの仕組みについて、非常に興味深く伺っていたんですけれども、すみません、非常に基本的なことかもしれないんですけれども、前提になる部分ですので、１点だけちょっと質問というか確認させてください。

といいますのが、今回のＰＪＭの仕組みがうまくいく前提として、各事業者がビットする、提示するコストが正確であるということが前提にあるというふうに私は理解をしています。この正確性がどのように担保されるのかというところが、いまひとつちょっと分かっていなくて、それは市場の仕組みとして、こういうふうな制度を作れば各事業者が正確に自分のコストを提示するのかということ、嘘をつくインセンティブがないということですね。あるいは、それとは別口にモニターをする仕組みが必要であって、そのモニターはそれほど難しいものではないということなのか。その点に関して諸外国、主にＰＪＭですよね――の事例で、もし議論があったとしたら伺いたいなというのが一つです。これが資料５に関してです。

資料７に関してコメントなんですけれども、非常に内容として同意するところでありまして、ＤＲの要件ですね。各市場においてこれが整理されていくことによって、いろんな種類のＤＲ、多様なＤＲの契約を各事業者が用意して各市場に入っていくことができる。それによって全体としての安定化、効率性に資するということになれば理想だと思っているので、各市場についてＤＲを電源として認めるための最低限必要な要件は何なのかというのを、ぜひどんどん整理していっていただいて、諸外国の事例が抱負にあることだと思いますので、そちらも参照して整理していくこと。あと、事務手続き、その点が煩雑な部分があるというところでしたので、そういった点もできる限り解決していくような方向に向かえばいいなと思っています。

私からは以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

ご質問等につきましては、後ほどまとめてご回答いただくとして、委員とオブザーバーからの発言を続けたいんですが、木山委員がちょっと早めに退席ということですので、先に木山委員、お願いいたします。

○木山委員

すみません。別件の関係で 17 時 10 分ごろに退席しなければいけないので、順番が前後して恐縮ですけれども、少しだけコメントをさせていただきます。やや感想めいたコメントで恐縮なんですけれども、いろいろ、特に東ガスさんと関電さんのプレゼンを聞いてございまして、最後、燃料調達の関係で、発電所の稼動の予測可能性が重要だというところなのかなというふうに理解をいたしました。これ、市場取引ということで、100%確実に予測するということはできないんだろうなと思いつつも、ここまでこれが実現できるのかというのは別にして、ここは少し意識しておいてもいいポイントなのかなと思ったので、その旨のコメントとなります。

あとは、これも東ガスさんのコメントで、いろいろやっていくと、これまで既存の事業者がいろいろ創意工夫が失われるんじゃないかというような発言もございましたけれども、それ自体が、この勉強会で議論すべきポイントではないのかもしれないですけれども、何かしらそういった、いろいろこれまでの事業者さんが創意工夫でビジネス化されてきたことというところについても、配慮といいますか、少し意識はしておいたほうがいいのかなということが感想めいたところでございます。

あと、最後になりますけれども、これ、いろいろと予見可能性のところもそうですけれども、いろんな契約上の部類とかで、いろいろとリスクをヘッジしたりですとか、あるいは実質的には等価な取引が実現できたりとか、そういったこともあろうかなと思いますので、そういった契約上の工夫というのは、基本的には各事業者さんのグループに委ねられるといいますか、事業者に委ねられるというところが基本になるのかなと思いますけれども、何かしらアイデアであったりとか考え方があるのであれば、そういったことも勉強会の中で示していければなと思っていますし、私に何か今ジャストアイデアがあるわけでは全くないんですけれども、そういったところも考えられるかなと思いましたので、その点だけコメントさせていただきます。ありがとうございます。

○大山座長

どうもありがとうございました。

では、続きまして國松委員、お願いします。

○國松委員

日本卸電力取引所の國松でございます。ありがとうございます。

私のほうから、まず資料５に関してでございますが、ＰＪＭの仕組みを丁寧にまとめていただいておりまして、非常に分かりやすかったです。その中で、ＰＪＭの姿ではないんですけれども、ブロック入札に関して未約定が云々、４ページの左側と右側ですね。このあたり

は少し頻度が増加傾向にあるとか、売り入札があるにもかかわらずｋＷｈ市場の売り切れが発生したとかというところに関しては、少し誤認があるのかなと思いました。

全体としましては、ＰＪＭ型というのがいかにいい部分があるということのご説明だと感じておりまして、さっきの議案でもございましたけれども、私ども、ｋＷｈの市場で、ＰＪＭには私どものような市場は存在していないわけでございますけれども、全体としての電力システムが良くなればということで前回も申し上げましたけれども、自取引所の方針というのにこだわらず、いろんな議論をしていきたいと思っております。

その中で、現状のＢＧであったらできる創意工夫と、ＰＪＭ型になったときにできなくなる創意工夫に何が存在するのか。ＢＧだったら何がいいのかというところ、石坂さんも、いろいろ迷いどころであるというふうにご説明されておりましたけれども、私もまさにその点だと思っていまして、例えばＰＪＭ型にしたときに何を犠牲にしなければいけないのかというところをしっかりと考えていく必要、この勉強会で議論をしていく必要があるのかなとも思ってございます。

続きまして、資料６のところでご説明を頂戴した、これは現行のＢＧでの延長線でのお話かなと思っていて、詳しくいろんなタイムでの時期での取り組みについてご説明を頂戴しておりました。このあたりを聞きながら、今の問題点というのは何かというところで言えば、小売電気事業者が、例えば発電事業者の発電資産や、そういったものへの投資ですね、長期投資、そういったことを行わない。行えば、例えば発電所の年間利用権、それも１年間だけではなく、５年、10 年にも及ぶ利用をお約束するということで、小売が買い取れば発電者のリスクは大きく減る。その発電計画、そこでの運転計画を毎年度ごとに買っている小売電気事業者が発電事業者に伝えることによって、それらをまとめて発電事業者は燃料調達をする。全ての容量がそれで売れるとは限りませんけれども、そういった取り組みによって、多くの発電容量のうち、小売のほうにわたりリスクの分散というものが行われるのではないか。それは小売のほうもリスクを負うわけですけれども、それは、スポット市場は高くなるとか、そういったところに発揮するわけですから、リスクヘッジの手段としては最も適している。その値段をどう考えるのかというところだと思うんですけれども、昨今のｋＷｈの価格を見まして、小売電気事業者の方も幾らぐらい投資できるのかということを考えれば、もう少しの投資ができるんではないか。

ＤＲに関しても、やはり調整力のほうには入ってきておりますが、小売が調達するＤＲというのは少ないのが現状かと思っております。それが、やはり小売のほうがなかなかそこに対してお金を払えないということ、払えないのか払わないのか分かりませんけれども、そういったことがあるのかなと。さらされるリスクを正しく分析をして、それに掛かる投資というか、資金投入というのをすることによって、もう少し高い値段を出すということですけれども、そういったことでリスクの分散、ＤＲの普及というものが図れていくんではなかろうかなと思います。

すみません。長くなりましたが以上です。

○大山座長
　ありがとうございました。
　オブザーバーの方からも発言希望を頂いていますけれども、先に委員の方で、平岩委員、お願いいたします。
○平岩委員
　平岩でございます。ありがとうございます。
　東京ガスさま、大阪ガスさまから、海外事例も含めご説明いただき、ありがとうございます。東京ガスさまから、ＰＪＭの事例として検討に当たり参考になる点と、十分な注意が必要な点をご説明いただきました。その中で、日本に適用した場合、燃料調達が難しくなるのではないかというような記載がございました。この点でコメントさせていただきます。
　ＰＪＭのある米国では、国内のガスや石油の井戸元からパイプラインが国中に張り巡らされ、火力発電所まで届いているとともに、多くの火力発電所で経済性を考慮してガスと石油を選択して炊けるデュアルファイヤー方式を採用しており、燃料の調達と消費の両面で柔軟性があります。一方、わが国ではＬＮＧという形態で専用タンカーで輸入し、リードタイムが２カ月程度必要であり、またＬＮＧは気化するため、長期の貯蔵が困難であるなど、米国とは燃料の調達と消費の柔軟性に大きな違いがあります。このように、電力システム全体を、その周辺環境も含めて比べた場合、海外と日本では国情の違いがある点も認識の上、海外事例も参考に議論、検討を進めていただきたいと思います。
　以上でございます。
○大山座長
　ありがとうございました。
　では、松村委員、お願いします。
○松村委員
　松村です。聞こえますか。
○大山座長
　はい、大丈夫です。
○松村委員
　まず東ガスのプレゼンに関してです。ｋＷとΔｋＷの市場が分断されていて、効率的に利用されていないのではないかという問題意識と、ＰＪＭ方式を導入すれば、これが合理化するという意見はもっともだと思いました。よくよく考える必要があると思います。
　それに関して、ΔｋＷとｋＷの配分の問題で、ＰＪＭ方式を仮に全面的に入れることになったとしても、これはかなり先になる。もちろん、この勉強会の趣旨からして、遠い将来のことをちゃんと考えておくのはとても重要なことですが、仮に入れるとしてもかなり先になると思います。その間、放っておいてもいい問題ではないと思いますので、この点については足元の問題としても考えなければいけないと思います。
　２つ可能性があって、ΔｋＷで送配電部門がたくさんキャパを抱え込んでしまった結果

としてｋＷｈの市場に流れてこなくなり、合理的な利用ができなくなる問題が一つ。もう一つは、抱える量を所与としても、調達から時が経過すれば、直前になれば、そこまで抱える必要はないことがわかった段階で、市場に出すことが出来るのにもかかわらず、出さないから低利用に終わるという、２つの問題があると思います。この２つの問題は、ＰＪＭ方式を導入しなくても、一定程度緩和することは可能であると思います。現在の制度では、送配電部門が抱え込んでしまったΔｋＷは、その後必要がなくなったとしても市場に出てこない。その結果として非常に非効率的なことが起こっていることは考える必要があると思います。それは大阪ガスの指摘も実は関連していると思いました。この点については、今後も考えていく必要があると思います。

次に、ＰＪＭ方式だと事業者の工夫の余地が少なくなるという指摘については、私は正直よく分かりませんでした。少なくとも現状で制度の隙間を縫うような、ある意味社会的に無意味な工夫はＰＪＭ方式になるとできなくなるのはよく分かる。しかしご指摘になったような工夫は、社会的にも意味ある工夫は、ＰＪＭ方式に移行した後だって、その工夫が利益を生むという点は変わらないと思います。ちゃんと合理的に行動すれば、ちゃんと需要を正確に予想し、インバランスの発生を抑える、調達の不足を抑えれば、利益に直結するという点は全く同じだと思います。創意工夫の余地がなくなるというのは、私は正直訳が分かりませんでした。具体的に、どうしてその余地がなくなるのかは、ちゃんと詰めて考えないと、情緒的に表面的なところだけ見て、全く同じことができなくなりますというのではなくて、それと同じ機能を果たしたらＰＪＭ方式では同じように利益が得られないのか、という点をちゃんと詰めて考える必要があると思いました。

次に、関西電力のプレゼンに関しては、発電事業の特性を理解することが制度設計では必要不可欠で、そのためにさまざまな多面的な日本の事業の特徴というのを丁寧に教えていただいたと思います。関西電力の有益なプレゼンを踏まえて、これから議論が進んでいくべきだと思います。

一つ、スポット市場と時間前市場の関係で、スポット市場で調達すべきものが時間前市場に移行するとバランス停止してしまって、スポットでなら供給できるけれども、時間前だと供給できなくなるということがあります。それは技術的に正しい指摘。しかし、そこから、だから放っておくと本来スポット市場で取引されるべきものが時間前市場に流れていくことになるが、これは問題だというのは、正直、総括原価の時代の発想をまだ引きずっているのではないかと思います。取引は規制で決められた固定料金でされるのではありません。スポットでなら売り札が出せるけど時間前では無理な電源があるという事実をちゃんと教えていただくことは重要で、正しく教えていただいたのですが、そのスポットで調達すべきものを時間前に引き延ばすと、まさに関西電力が指摘した理由でバランス停止して電源が止まり、供給が少なくなるから、小売り事業者は必要な量が調達できなくなる。この結果、時間前市場の価格が高騰する。そういう愚かな行動をしたところ、スポットで調達すべきものを時間前まで延ばすということをした事業者は、必要なときに非常に高い値段で調達しな

ければならないという報いを受けるという制度に、自然に制度を設計すればなると思いますから、価格メカニズムによって、スポットで取引すべき量が時間前に不必要に流れるようなことはないはずです。本当に関西電力が指摘した懸念を考えながら制度設計しなければいけないのかどうかに関しては、よく考える必要があると思います。

それから、大阪ガスがＤＲに関して複数市場ということをおっしゃいました。同じ電源なので、ダブルカウントすることはもちろん困るのですけれども、容量市場ができた後のＩ’相当は、まさに大阪ガスが指摘したような効率的な発想になっていると思っています。容量市場でお金をもらった後で、それを時間前市場で売るとかという格好で利用するのが原則になると思いますので、まさにご指摘になったような発想で市場が設計されていると思います。

さらに、実際にその送配電事業者に囲い込まれてしまったのだけれども、使われなかったというもったいないものがあるという点は、東ガスの最初の指摘とも関連していると思います。そのようなことがないように、今後の制度設計も考えなければいけないし、これは比較的早く対応すべき問題だと思いました。

以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

では、河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺です。私から２つコメントさせていただきます。

まず１つ目は、燃料調達における予見性の話なんですけれども、こちらは、今回は東ガスさまからご説明がございまして、前回も複数の事業者さんから示されてきたかと思います。この燃料調達における予見性の確保というのはとても重要かなというふうに、今回の勉強会を通して感じておりまして、例えば、中長期的な運用という観点ですと、供給計画に基づいてメリットオーダー計算などあらかじめ行っておいて、それで各年度に各電源がどのように稼動するかといったことをあらかじめ計算して、そして、それを公開するような形で何か予見性を与えるという、そういった仕組みなども、例えばですけれども考えられるかと思っております。また、短期的には、本日もご提案がありましたように、系統運用者による稼動予見性の提示ですとか、ｋＷｈ公募の仕組みの継続など、こういったものが考えられるかと思います。

いずれにしても、今後、どの主体がどのような方法で予見性を与えるかということだったり、また、完全な予見性の確保というのは恐らく難しいかと思いますので、ただ、その中でも、発電事業者さんがどこまで燃料調達の不足、余剰といったリスクを負うべきなのかというところ、ここのあるべき姿も検討において注目すべき観点ではないかなと思っております。

２点目は、大阪ガスさまからご紹介がありましたＤＲのお話で、本日のプレゼンの中で、

ＤＲ、こちらは需給バランス制約を解消するための制御だけではなくて、系統制約を解消するための制御という観点でも活躍の機会があるというようなこと、ご紹介があったかと思います。先ほど送配電網協議会さまからのプレゼンに対するコメントでもさせていただいたんですけれども、一般送配電事業者さまから見て、どういった情報があらかじめあると、性能面も含め提供されると、そういった系統制御にも活用できるのかといったご意見ですとか、それに対してＤＲ事業者さんからの懸念点、もしくはそういった部分を議論するという、そういったことが今後必要になってくるかと思います。

特にＤＥＲということで、本日分散エネルギー資源の制御ということで大阪ガスさまからご紹介があったかと思いますけれども、将来的には蓄電池の普及だったり、それから、再生可能エネルギーも、これもインバーターを介して系統に連系されていますので、場合によってはこちらも系統安定化に活用できる、そういったことも期待されますので、ぜひこのＤＥＲ、こちらの活用が進むような制度設計というのをあるべき姿の一つとして検討していただければと思います。

以上でございます。

○大山座長

ありがとうございました。

それでは、お待たせしました。ＪＥＲＡの多和さま、お願いします。

○多和オブザーバー

今日、資源エネルギー庁さまからご提示がありましたｋＷｈとΔｋＷの取り合い問題ですけれども、ＰＪＭについて東京ガスさまから分かりやすいご説明がありましたけれども、形にとらわれず、本質が何をやっているかというところ、私の理解をちょっと申し上げると、ｋＷとｈとΔｋＷの取り合いについては、基本的にΔｋＷを優先していると思っています。それはなぜかといえば、当たり前ですけれども、システム安定のためにアルゴリズムの中に制約条件として組み込まれているというふうに理解しています。ただ、ここがポイントなんですけれども、ΔｋＷを先取りしているからといって、この価格は必ず市場で決まっているということだと思います。ゆえに裁定が働いて、無駄に残るようなことがないということになっていると思っています。

では、ここで一つ疑問が出るんですけれども、小売側、ｋＷｈが不足して大丈夫なのかという問題ですけれども、であるがゆえに、小売事業者の方は、それに対してポートフォリオを組んで対応していると考えています。日本におけるＰＰＡ、先物、先渡し、これを組み合わせていく、このポートフォリオというのがすごく大事になって、こちらも議論がありました創意工夫ってあり得るのだろうかという点について、まさにそこが創意工夫の最大のポイントであると思っております。

以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

では、Ｌｏｏｏｐの小嶋さま、お願いします。
○小嶋オブザーバー
お世話になります。１点だけ、資料５についてコメントをさせていただきたいと思います。
ＴＳＯに情報を集めてＰＪＭの方式で最適な運用をしていくというのは、一つの有効な解になり得るものだというふうに認識をしております。ただし、情報を集めて最適に運用するということがわが国の中ではやられていたという事例がないわけなので、そこをしっかり体制を作っていくというところが重要であると考えております。
13 ページに東ガスさんのほうでお示しいただいた、工夫がなくなるのが懸念であるというところは、なくなる工夫って何なのかというのをもう少し整理をしていかないといけないんだろうなと思っております。仮にＰＪＭ方式を取ったとしても、しっかり各事業者がやった活動は経済的に評価がされるというところが残れば、この工夫に対して対価が得られるというところは残せると思いますので、このなくなる工夫って何なのかということを議論を深めていければよいのかなと考えてございます。この点については、小売電気事業者の目線からも考えて、必要に応じて発表させていただきたいと考えております。
以上です。
○大山座長
ありがとうございました。
では、電力・ガス取引監視等委員会の佐藤さま、お願いします。
○佐藤オブザーバー
聞こえますでしょうか。
○大山座長
はい、大丈夫です。
○佐藤オブザーバー
私も資料５のＰＪＭに関しての石坂さんのプレゼンテーションに対してのコメントであります。基本的には松村先生と同じになるんですが、私もやっぱりＰＪＭだと、小売の方の、まさにここに出ていますけれども、小売電気事業者の工夫の余地の縮小が考えられるというのは、やはりちょっと賛同できないと思います。３つ理由があります。
１つ目は、まず工夫で、一番の小売事業者の工夫って何かということなんですが、本質的には需要ひっ迫時、何らかの価格が高いときに需要家の需要を縮小してもらうように頑張るというのが一番の工夫の余地だと思うんですが、それがＰＪＭになるとなくなるとはとても思えないというので、やっぱり需要がたくさん残った場合というのは、たくさんお金を、ｋＷｈはＰＪＭでも払わなきゃいけないわけですから、それを避けるというのは、ＰＪＭであっても一番工夫してもらいたいところというのはまさに残るということだと思います。
あと、多和さんがおっしゃったように、ポートフォリオを組むというのが、むしろＰＪＭのほうがよっぽどやっていると思っています。電力先物が日本よりもずっと発達しているということにもよりますけれども、需要ひっ迫時というか、価格高騰時に損をしないように、

相当ないろんな創意工夫をしているということで、全く創意工夫がなくなるというよりも、むしろ工夫をますますするのではないかという気もするぐらいです。

あと３つ目、石坂さんからも、例えば今の計画値同時同量制とのいいところ取りみたいな話もできないかというのもありましたが、ＰＪＭ、私もコロナの前に出張に行ってきましたが、相当ＰＪＭでプール制になった今でも、セルフスケジュールといいまして、ＰＪＭの実質的な指図というか、起動指令等に従わないスケジュールで動いている電源が３から４割あるということであります。つまり、そこに関しましてはＢＧとして独自に動いているという余地がＰＪＭとしても残っている。つまり、確かに工夫の余地がなくなるということも懸念をしてセルフスケジュールが残っているのかもしれませんが、プール制の、ある意味で代表と言われているＰＪＭですら、セルフスケジュール、自主的に起動してＢＧでほぼ一体となってやっているようなものも相当存在しているという観点から、少なくともフルプール制じゃなくて、ＰＪＭ型になると工夫の余地が少なくなるというのはいかがかと私も思いまして発言をさせていただきました。

以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

以上で発言希望は全て発言いただいたかと思いますので、資料を説明いただいたお三方から、答えられる範囲で回答、あるいはコメントを頂ければと思います。

まず石坂さまからお願いします。

○石坂オブザーバー

石坂でございます。いろいろご意見ありがとうございます。創意工夫のところでこんなに盛り上がるとは、出させていただいた本人も非常に光栄でございまして、この辺は、またこれから議論を深めていかなければならない部分だなと思いました。

１点、最初にありました五十川委員からのご質問で、コストが正確であることをどう担保しているのかというご質問だったのですけれども、表面的には９スライドにある発電のところの３ポツ目に、発電所は定期的にＦｕｅｌ　Ｃｏｓｔ　Ｐｏｌｉｃｙというものを提出することで妥当性を示しているという制度もあるのですが、これが担保し得る制度なのかというのは、ちょっと正直調べてみないとよく分からないところもありますけれども、ここから先は私の想像になりますけれども、ＰＪＭは非常に競争的な市場なので、入札カーブに嘘をつくと損をするのは自分だという、競争市場になればなるほどそういうことになると思うので、あまりそこまで担保するという仕組みががちがちには必要ないのではないだろうかと想像はしているところです。

以上です。

○大山座長

よろしいですか。

それでは小川さま、お願いします。

○小川オブザーバー

すみません、小川です。よろしくお願いします。

私からは３点お答えしたいと思います。

１つは、國松さまからのご指摘ですけれども、小売事業者としてＰＰＡ、複数年契約などであれば発電事業者の燃料調達がしやすくなって全体のリスクが減るということのご指摘があったと思いますが、その点に関しましては、そのとおりかなと思っております。逆に、ＰＰＡが全然ない世界を想定しますと、かなりこれ、燃料の調達が難しいというふうになってくると思いますので、ある程度予見性があるということでは、やっぱり長期のＰＰＡというのは極めて有効かなと。もちろん年度単位の相対の卸契約でも予見性は担保できますが、長期契約となりますと、長期のＰＰＡがあるほうが、それは非常にやりやすいと考えます。

それから２つ目、松村先生からご指摘いただいた時間前市場の件ですが、これ、当然ご指摘のとおりでございまして、時間前市場で高く売れるというようになってきましたら、これはリスクとリターンのあれですので、たまに起動費で損することがあっても、儲かるときがあるというようなことになれば起動するという判断は発電事業者としてできると思いますので、そのあたりのリスクリターン見合いで市場が活性化するというのは望ましいかと思います。ただ、物理的に、タイムスケジュールで起動できる電源に限界があるというのは事実でございますので、そのあたり、どういうふうに考えているのが重要かと思います。

それから３点目、河辺先生のほうからご指摘いただきました、発電事業者としてどこまで燃料のリスクを取れるのかということですが、これも、発電事業者といたしましては、やっぱり民間事業者としてリスクを取ってリターンを得るビジネスをしているわけですので、そのビジネスジャッジとして取れるリスクは発電事業者が取っていくべきだと思っております。ただ、ビジネスジャッジを超える部分は、さすがに個々の発電事業者では難しいのかなと思いまして、ですので、今回ご提案している中にもありますように、予見性の確保というのは、発電事業者のビジネスジャッジがよりリスクを取りやすくなるといいますか、予見性を上げることで発言事業者のビジネスジャッジの中に燃料調達をプラスするということができないかということでございまして、それが無理な部分については、やはり何らかの最終的な機能が必要だと考えている次第です。

私からは以上です。

○大山座長

ありがとうございます。

では、久保田さま、お願いします。

○久保田オブザーバー

ありがとうございます。特段ＤＲについてご質問はなかったと思いますが、松村先生からご指摘がありましたＤＲのダブルカウント問題ですね。これについてはご指摘のとおりかと思いますが、ご指摘がありましたように、送配電でいったん囲ったものが使わないものというふうに、使わないという予見性がありましたら、他の市場でも使えるようにということ

かと思っておりますので、よろしくお願いします。

その点でいいますと、これはすぐに必要な課題ですというご指摘がありましたが、まさにこの点がＤＲの特徴でございまして、大型電源と比べて準備する時間は、非常に短いという、単位が短くできるものなので、そういったところの議論が進むよう希望いたします。

私から以上です。

○大山座長

ありがとうございました。

皆さまから、以上を受けて、何か追加でございますでしょうか。よろしいでしょうか。

事務局から何かございますか。

○市村制度企画調整官

すみません。事務局からは特段ございません。ありがとうございます。活発なご議論をいただきましてありがとうございます。

３．閉会

○大山座長

そうしましたら、少し延びてしまって申し訳ございませんでしたけれども、ここまでにさせていただきます。活発なご議論、どうもありがとうございました。この勉強会については、今後の電力システムを支えていく重要な課題ですので、本日の議論も踏まえて引き続き勉強を深めていければと思います。

次回の勉強会も、基本的には今回と同様に、現在の卸電力市場や需給調整市場などの課題認識、それから諸外国の実態などについて事業者の方などに発表いただいてご議論いただければと存じます。

では、これをもちまして、第２回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会を閉会いたします。

本日は、遅くまでどうもありがとうございました。