

第 17 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 7 年 6 月 25 日（水）09：00～12：05

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇）兼オンライン開催

1. 開会

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

定刻となりましたので、ただ今より第 17 回同時市場の在り方等に関する検討会を開催します。委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき誠にありがとうございます。本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しております。ウェブでの中継も行っており、そちらでの傍聴も可能となっております。それでは、以降の議事進行は金本座長にお願いいたします。金本座長、よろしくお願いいたします。

2. 議題

（1）同時市場の制度に関する論点について④（約定、価格算定・精算等）

○金本座長

はい。それでは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。本日は 3 点の議題についてご議論をいただきたいと思います。まず議題（1）は、同時市場の制度に関する論点についての④（約定、価格算定・精算等）でございます。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 のご説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

資源エネルギー庁の長窪でございます。私から、まずは資料 3 のご説明をさせていただきます。資料 3 は同時市場の制度に関する論点について④です。本日この資料で取り扱っている論点といたしましては、約定等に関する残る論点と、価格算定および精算に関する論点ということでございまして、この論点を中心に本日はご議論いただければと思っております。

1 つ目の論点は、同時市場の約定価格算定における小売想定需要と T S O 想定需要の取り扱いでございます。この論点について、前回 2 つの案を提示させていただいたところです。2 つの案と申しますのは、若干ページが飛んで恐縮ですが、6 ページに書いてある案です。前日市場で、市場約定、市場価格算定時に S C U C を行うわけでございますが、この S C U C を行うに当たって、小売の想定需要と、それから送配電の想定需要をど

のように取り扱うかと、こういったような論点でございます。

このうち、案①は、小売の想定需要、入札需要に基づくSCUCをまず行いまして、それからTSOの想定需要に基づくSCUCも行い、これで電源態勢を決定いたしまして、さらにSCUC③として再び小売の需要に基づくSCUCを行い、それでkWhの出力配分をするといったようなやり方でございます。

これに対して案②は、小売の入札需要でまずSCUCを行って、ここで市場価格を算出し、TSOの想定需要に基づくSCUCを行って電源態勢を決めていくといったようなやり方でございます。

この案①と案②につきましては、前回さまざまご議論をいただきまして、案①については3回SCUCをやるということで、逐次処理による計算処理時間や、解の収束性に対する懸念等がございまして、技術的な検証が必要ではないかというようなご指摘をいただいたところでございます。

一方の案②につきましては、これは黄色のSCUCと青色のSCUCの差分についてTSOが調達する仕組みとしておりますので、TSOが取引を行うことに対するいろいろなご意見、例えば、TSOの収支に与える影響とか、また、TSOが取引をするということによる実務への影響等について検討が必要というようなご意見をいただいたところでございます。

さらに、この案①と案②のどちらがいいかということを検討するためには、これはいずれも想定需要の取り扱いに関するものですので、想定需要そのものに関する分析・検討が必要ではないかというようなご意見もいただいたところで、案①と案②にかかわらず、時間前市場をどういうふうに効率的に設計するかというような観点から検討していく必要があるのではないかといったご意見もいただいたところでございます。

今回、事務局といたしましては、この論点は前回さまざまご意見をいただきましたし、また、同時市場でどういう電源を約定させて、どういうふうに市場価格を算定するかということに関わる重要な論点ですので、今後しっかり検討していこうと思いついて、その検討の方向性についてまずはご議論いただこうと思っております。

それで、今後の検討方針ですが、14 ページに若干まとめさせていただいております。まず1点目の何をやるべきかということについて、事務局の考えとしては、小売やTSOの想定需要と実需要との関係・傾向に関する分析をしてはどうかと思っております。2点目としては、ご指摘いただいたとおり、案①を可能とするロジックや運用方法を検討する。3番目としては、案②を採用した場合の事業者の収支ですとか、実務への影響等を検討する。4番目として、それらの検討を踏まえて、案①と案②の比較検討を行うこととしてはどうかと考えております。

また、前回の検討会では、案①と案②の選択に関しまして、特に事業者オブザーバーの皆さまから、現在各事業者が果たしている役割、役割分担との関連性、整合性に関するご指摘をたくさんいただいたと思っております。そういうことも踏まえて、今回この資料で

は、われわれが今事務局として想定している同時市場の位置付けですとか、同時市場導入後の各事業者の役割分担についても簡単に整理をしております。その点についてもご議論いただければと思っています。

まず、検討項目の１点目ですけれども、想定需要に関する検討ということでございます。想定需要に関する検討がなぜ重要かということについて、簡単にお示しをしたのが15ページでございます。案①は、SCUC①②③というふうに行うわけでございますけれども、このSCUC③のところで市場価格を決め、電源態勢も決定するということでございます。これに対して案②は、SCUC①で、小売の入札需要に基づいて市場価格を決めて、SCUC②で、TSOの想定需要に基づいて電源態勢を決めるということで、それぞれ基にする想定需要が違います。

そうすると、小売の想定需要とTSOの想定需要の精度次第で、どちらのほうがいいというような議論もあり得ると思いますし、また、どちらがより実需要に近いかということだけではなくて、それぞれの想定需要の乖離（かいり）があまりにも大きくなると、案①については技術的な課題が出てくる可能性もありますし、案②については市場価格と実際の電源態勢との乖離の幅が大きくなるといったような課題もあり得るだろうと思っております。そういうこともありまして、この想定需要に関する検討は、この両案の選択において非常に重要ではないかと思っていますところでございます。

さらに、この想定需要の分析については、前回の検討会でご指摘をいただいたことがもっともと思っております。それは、足元で、想定需要と実需要との関係と傾向についての分析は非常に重要であるが、それだけではなく、将来どうなりそうかということも情報として必要ではないかというご指摘をいただいたところでございます。

また、今、足元で何らかの傾向があるとしても、その傾向を当然に所与の前提として制度設計をするのではなくて、その傾向がシステムチックなもので、問題があるのだとすれば、それを是正することの検討も必要ではないかというご意見をいただいたところです。そういった検討、すなわち足元の傾向分析だけでなく、将来どうなっていくかというような考察もしたいと思っています。

また、この想定需要の分析というのは、この検討会の前身の作業部会でも行ってきたところではありますが、今のところ、まだ小売の想定需要の精度に関して、市場価格の影響を考慮した分析は行っておりません。これはどういうことかと申しますと、小売電気事業者が、前日の時点でインバランス料金がすごく高くなると考えた場合には、需要をその分しっかり見積もって、さらにその需要に合うように前日時点で調達をしにいくといったようなことは当然考えられるのではないかと思います。

要するに、小売の想定需要の精度に関しては、市場価格といったものが一定の影響を及ぼしているのではないかと事務局としては推測をしており、今後はその点についての検討も必要かと思っています。

また、市場外SCUCを行う際には、小売の想定需要そのものに基づいてSCUCをや

るわけではなくて、小売が入札をした需要に基づいてSCUCをしますから、その点の考慮も必要だと思っております。と申しますのは、今の仕組みでは、小売はゲートクローズの断面で計画値同時同量を行えばよくて、前日市場の段階でその需要に見合った調達を全てしなければならないという制度にはなっていません。そうすると、小売の想定需要が仮にものすごく精度が高かったとしても、それが市場に対する入札需要という形で表れるとは限りませんので、その点も検討する必要があるのかなと思っております。

検討項目の2番目は、案①のロジックや運用方法について検討していきたいということでございます。元々この案①というのは、黄色のSCUCと青色のSCUCで、どちらか需要が大きいほうに従って電源態勢を決めればよいのではないかというようなところから出発したところでございますが、そうすると、その解の収束性に問題がある場合もあるとの指摘がありました。

それで、この後お示しする資料5では、黄色か青のどちらかで必要とされた電源については全て起動するというような前提でSCUC③をやっているところですが、そういった方法以外にも、例えばSCUC②の電源態勢で基本的には固定をして、SCUC③では不足がある時のみ追加起動を許すといったような形で処理を行うなど、いろいろな方法があるだろうと思っております。この点は、引き続き今後検討していきたいと思っております。

検討項目の3番目は、案②の運用等への影響の検討ということでございます。これは、案②の場合にはTSOがkWhなり調整力kWhなりを確保するというところでございますから、それが事業者の収支にどういう影響を与えるのかといったような検討ですとか、また、TSOが市場で取引をするという構成をすることについて、実務上どんな影響があるかといったようなことを検討していく必要があるかと思っております。

検討項目の4番目は比較検討でございます。案①、案②それぞれについて、ここまで見てきたようなやり方で検討するわけですが、最後は比較検討をしてどちらがいいかというのを決める必要があるだろうと思っております。比較検討の考え方についてはこの後の資料5でも若干お示ししているところではございますが、ここで申し上げておきたいこととしては、案①、案②のどちらが効率的かということももちろん非常に重要ですが、これはSCUCのやり方の問題です。すなわち、セキュリティを考慮して、どういうようにしっかり電源を起動するかという問題ですから、そうすると単に効率性だけではなくて、たまに起こるであろう想定需要の大外しとか、将来の環境変化といったようなことについて、より対応が容易な仕組みをどうやって作るかといったような観点も、検討の上では重要ではないかと思っております。

20 ページ以降は、冒頭に若干申し上げたとおり、同時市場の位置付けと役割分担を整理させていただいたところでございます。まず、これまでのこの検討会の議論を前提にいたしますと、同時市場というのはkWhとΔkWを同時に取引する場を提供する市場ということでございまして、現在でいえばスポット市場や時間前市場を運営するJEPX、ある

いは需給調整市場を運営するEPRXが担う機能を代替する主体となると考えているところでございます。

この同時市場ですが、小売の入札需要とTSOの想定需要を使って、需給バランスや系統制約も考慮して最適な電源態勢を作るという点で、これまでの市場とはその点で性質が異なると考えております。ただ、一方で、あくまでも電源の効率的な調達や柔軟な運用を可能とする市場であると考えており、発電や小売、送配電の各事業者が、安定供給のために果たす役割や責任を根本的に見直すものではないと考えております。

そうだといたしますと、同時市場導入後の各事業者の役割分担がどうなるかということをも21ページに記載させていただいております。この表のとおりでございますが、要するに、発電事業者、小売電気事業者とも、現在と基本的には同様に、相対契約や市場取引に基づきまして、発電計画・需要計画を策定して、その計画どおりに発電供給、また顧客需要の管理をしていくことが求められるということでございます。

一方、送配電事業者は、これも現在同様に周波数維持義務というのは引き続き負うということでございますので、同時市場で約定した電源態勢を前提として、必要に応じて電源の追加起動や差し替えも行いながら、引き続き需給運用、系統運用をしていくということだろうと思っております。

22ページは、同時市場とTSOとの役割分担ということでございます。これは先ほども申し上げましたとおり、同時市場というのはkWhとΔkWを同時に取引する市場ということで、事業者の入札に基づいて、市場約定結果として、最適な電源態勢を提供するというところでございます。一方、TSOは、周波数維持義務に基づきまして、約定結果を踏まえて、BGが策定した発電計画・需要計画を前提として、ゲートクローズ以降の系統運用や需給運用を行うということだろうと思っております。

なお、現在実需給断面における需給運用は、TSOから発電BGに対する、調整電源に対する稼働指令の形で行われているところでございます。また、インバランスの補給については、TSOが各BGと締結している託送供給等契約に基づいて行われているということでございます。そういたしますと、前ページの役割分担を踏まえれば、この仕組みは同時市場の導入後も基本的には変わらないと考えられるのではないかと思っております。

23ページは、このような役割分担の考え方が、案①、案②の比較との関係でどういことが言えるかということでございます。まず、案①のほうが、発電と小売が市場でkWhの取引を行って、それで計画の策定・運用を行って、TSOはこれを前提としてゲートクローズ後の運用を行うというような形になると思いますので、そうすると、各事業者がそれぞれ安定供給上の役割を有して、責任を果たしていくという、今の考え方に近い。これは前回の検討会でもそういうご指摘をいただいたところですが、それはそうなのだろうと思っております。

一方で案②についてはどういことが言えるかという、案②については、基本的に青色のSCUC、すなわち、TSOの想定需要に基づいて、出力配分を時間前市場の段階か

ら行いますので、そういたしますと、時間前市場から最後の需給運用における出力配分への移行というのが、より容易となる可能性はあるのかなと思っています。

2番目の論点が、週間運用に関するものでございます。週間運用に関しては、これまでもご議論いただいたところでございまして、起動に長時間を要する電源については、週間SCUCによって起動の必要があるというふうに判断された場合には、送配電事業者か同時市場の運営者が、当該電源に対して起動指令を行う仕組みというものを設けてはどうかということが提案されたというところでございます。

この点について、第15回検討会では、前日市場以前の起動指令については、需給逼迫（ひっばく）の恐れ等がある場合の起動指令だけではなくて、市場が行う週間SCUCの結果、当該電源の起動・出力が必要と判断された場合に、約定結果の前倒しのような意味合いで起動を通知する仕組みというのがあり得るのではないかというようなご意見があったところでございます。

この点については、必ずしもこれまで明示的にご議論いただいて、合意が得られたところではないのかなと思っており、今回はそのような論点、つまり安定供給の観点からTSOが起動指令を行うことはやるとして、さらに、経済性の観点から前日以前の起動の仕組みを設けるかということについて、ご議論いただきたいと思います。

この点について、この検討会の前身の作業部会でどういうふうに考えていたかというところでございますが、そこまで明示的に切り分けて、安定供給のための起動指令と、経済性の観点からの起動の指令ないし通知といったような形で議論をしたわけではなかったわけですが、一方で、需給逼迫の場合に限定せず、需給バランスを見て必要な電源を起動しましょうということにしていたので、要するに経済性の観点からの起動指令といったようなことについても、行う前提で議論されていたと認識しています。

これを踏まえて本検討会ではどうするかというのが28ページのところです。まず、そもそもの考え方として、安定供給の観点で起動指令を行い、発電事業者に従っていただくというのは問題がないとしても、経済性の観点から、第三者が発電事業者に対して指令をするというのは望ましくないという考え方もあるといえはるのかなと思っています。

ただ、一方で、発電事業者というのは、同時市場が導入された場合には、同時市場を含む広義の市場、相対契約等も含まれますが、広い意味の市場に発電能力の全量を供出していただくということになると認識しております。そうだとすると、いずれにせよ前日市場の断面では余力を全部市場で利用可能な状態にさせていただくということですので、そうすると、市場の約定可能性が高いような場合に前もって起動していただくということも、実質的な問題はあまりないのではないかと思います。

また、そのような前日以前の起動の仕組みを設けない限り、起動に長時間を要する電源については、その市場の約定結果を見て起動するかどうかを決めるということができないということになります。なので、発電事業者がOWNリスクで起動して、市場計画電源として入札をしてみるか、あるいは自分で立ち上げたので自己計画電源として入札をするか

といったような形しか取れないということになります。

これはあまり効率的ではないと思われますので、事務局としては、作業部会の提案も踏まえまして、起動に長時間を要する電源については、必ずしも予備率が低いといったような場合に限らず、起動を指令していく仕組みというのを導入してはどうかと思っています。

起動の指令というふうに今申し上げましたけれども、これは安定供給の観点から行われるものでは必ずしもありません。むしろ、市場で約定可能性が高いということで行うものですので、起動の指令ではなくて起動の通知、起動通知というような仕組みにして、発令というか通知の主体も、TSOではなくて同時市場の運営者ということにしてはどうかと思っています。

さらに、この場合に発電事業者がこの起動通知に従う必要があるかどうかということですが、これも発電事業者が市場供出義務を負っているということを踏まえれば、起動の通知に対しては原則として従っていただく必要があるということにして、他方で、従っていただく以上は、仮に約定しなかった場合にも、起動に要したコスト等、発電コストについては補償されることとしてはどうかと思っております。

他方で、このような仕組みは結局のところ、仮に市場で約定しなかった場合にも、その必要な発電コストは補償するというようなものですので、週間SCUCの精度が低いと非常に効率の悪い制度になってしまいますから、このような仕組みを導入することを前提としつつ、詳細な仕組みについては、今後の週間SCUCの精度等も踏まえながら検討していったらどうかと思っております。

29 ページ以降が価格算定・精算に関する論点ということでございます。まず1点目は、kWh市場の価格に関する論点を扱っております。その中で、論点①は、入札価格等の規律です。これは、前々回の検討会で、特に買い入札の方法に関する議論のところに関連してですが、kWh市場の価格算定方法や、入札価格の設定方法について、これまでに発生した市場高騰の事例も踏まえて議論が必要ではないかといったようなご指摘があったというところでございます。

この点についてはご指摘のとおり、市場において売り切れ等が発生した場合に、その価格高騰を引き起こす可能性というのは、これは確かにあり得るところですので、現在JEPXでは最低価格0.01円、最高価格999円となっておりますけれども、同じように入札価格に最低価格や最高価格を設けることですか、あるいは市場の上限価格を設けるとか、そういったような仕組みも今後検討していく必要があるのかなと思っております。

ただ、これは、具体的にいくらがいいかというような議論は、同時市場がもう少し導入が近くなってきたところで、その時の電源の状況とか市場環境を踏まえて検討するほうが適切であると思いますので、詳細設計を行う段階で、具体的に改めて検討してはどうかと考えております。

また、それとは若干異なる論点にはなりますけれども、これまでの検討会ではコストベースで入札をしていただくことを前提として検討してまいりましたが、現在のJEPXに

おける市場入札の考え方とか、あるいは海外の事例も踏まえますと、プライスベースの入札を可能とする仕組みも考えられるのではないかと考えています。

もっとも、どのような場合にプライスベースの入札が可能かということについては、市場支配力の有無を踏まえた規律の検討も必要だと思っておりますので、この点についても、将来、特に監視の観点から検討を行うこととしてはどうかと思っております。

kWhに関する論点の2番目が、地内系統混雑時のkWh価格ということでございます。これは、kWhの市場価格について、市場で約定した電源のシャドウプライスをエリアプライスにすることで整理をしてきたところでございますが、その場合、エリアの中で系統混雑が発生しますと、電源態勢が混雑系統と非混雑系統、すなわち、混雑している送電線の上流と下流とで、異なる電源態勢となることがあり得ることになります。

その場合に、エリアプライスをどうするかということでございまして、この点については検証でもご議論いただいたとおり、系統混雑がない場合の電源態勢のシャドウプライスとする案と、それから地点ごとの価格を加重平均する案と、2つ考えられるところですが、検証の中でもご議論いただいたとおり、地点ごとの価格を加重平均する形のほうが合理的なのではないかと事務局としては考えております。

kWhに関する論点の3番目でございますが、前日市場後の入札内容変更でございます。同時市場に入札をした事業者が、前日市場の後で入札内容を変更するということは当然あり得るだろうと思っております。この検討会でこれまで取り上げてきたものとしては、前日市場で市場計画電源として入札をして約定したものについて、時間前市場以降の起動停止状態を固定するために、自己計画電源として入札をし直すといったようなことが考えられます。

市場計画電源として約定した電源に限らず、時間前以降で自己計画電源として入札をし直すということは当然あり得ると思っております。他方で、こういったものをどこまで認めていいかということについては、議論があり得ると思っております。

37 ページのほうでございますが、考え方としては、自己計画電源については基本的に自由に選択していいということがこの検討会での整理ですから、そうすると、できるだけぎりぎりまで自己計画電源への変更も認めるべきだろうと思っております。一方で、ゲートクローズ直前になって突然自己計画電源というものが出てきてしまうと、これは安定供給の観点からも、また計算処理の観点からも問題があり得ると思っております。

ではどうするかということですが、いったん決めの問題として、自己計画電源への変更は最後のユニットコミットメント市場、この検討会では時間前同時市場というのを複数回行おうとしておりますが、例えば、時間前同時市場というのを実需給の前日の夕方にやって、当日の朝、昼に行うということであれば、その最後の昼のユニットコミットメント市場まで、自己計画電源への変更は可能ということとしてはどうかと考えています。ただ、一方で、それで本当に大丈夫かということについては検証が必要だと思っておりますので、技術的な実現可能性については今後検討していくこととしてはどうかと考えております。

反対に、自己計画電源として入札して約定したものを市場計画電源に変更することについては、これはPJM等でもできないことになっていますが、一度成り行き売りをして既に約定した電源について、改めて価格を付け直して入札をするということですから、市場価格に対する悪影響があり得るかもしれないと思っております。このため、この点は必ずしも可能ということではなく、引き続き検討することとしてはどうかと思っております。

また、このような札の性質の変更だけではなく、価格の変更については、時間前市場を行う以上は、約定しなかったものの価格の変更は価格規律の範囲内で自由に可能ということではどうかと思っております。

39 ページ以降が、 ΔkW 価格に関する論点でございます。論点の1番目は、 ΔkW 価格の算定方法です。現在の需給調整市場における ΔkW 価格については、機会費用、すなわち起動費等と市場価格との差額でございますけれども、この機会費用と、それから逸失利益、それから、その他一定額といったものを考慮して、事業者が ΔkW 単価を作成して、マルチプライスで精算が行われているところでございます。

この点については、これまでも論点の頭出しをさせていただき、検証Bにおいて議論をいただいたところでございますが、同時市場では、1つの売り入札について、 kWh と ΔkW を同時に約定させる仕組みです。目の前に ΔkW の市場しかない時には、発電事業者は ΔkW を通じて全ての発電コストを回収しようとするのも当然に合理的な対応だと思いますけれども、同時市場の場合は、 kWh と ΔkW の市場が同時に開催されますから、そうすると、 kWh と ΔkW の両方を通じて、適正な費用回収を図る仕組みとすることが望ましいだろうと考えております。

そう考えますと、起動費とか最低出力費用については、 ΔkW としてだけではなくて、 kWh としても発生することがあり得ますし、また、 kWh を通じて回収することも可能ですから、 ΔkW だけではなく、両方の市場価格を通じて回収する。さらに、それで取り漏れが生じた場合には、どちらかの価格に寄せるのではなくて、アップリフトという形で回収をする形が望ましいのではないかと考えています。

一方で、 ΔkW を確保するためにあえて発電余力を設けたことによって生じる逸失利益については、これは kWh の市場からは回収ができない ΔkW に固有の費用ですから、これを ΔkW 価格の構成要素としてはどうかと考えています。さらに、この次のページにも書いてありますが、この ΔkW 価格の構成要素については、基本的には逸失利益のみとしながら、需給の状況を考慮して、パフォーマンス評価等も踏まえた価格算定というもの、これまでも検討していますが、引き続き検討していくということではどうかと思っております。

このように、 ΔkW について基本的には逸失利益だというふうに整理するのであれば、マルチプライス精算とすると約定点近辺の電源は ΔkW としての価値がほとんど付かないということになりますので、適正なインセンティブの観点から、 ΔkW の価格についてもシングルプライスとしてはどうかと思っております。

このように、 $\Delta k W$ を逸失利益のシングルプライスとした場合の価格の水準については、第14回の検討会で既にお示しをしているところでございまして、 $k W h$ の価格平均に対して $\Delta k W$ の価格平均が0.33となるということでございます。これは、仮に $k W h$ の平均価格を10円であるとしますと、 $\Delta k W$ の平均価格が3.3円になるということでございます。この3.3円が高いか低いかわかるのは人によって見方は異なるのかなと思っておりますが、この3.3円を平均価格として、算出されている価格が標準的な分布になるということなのであれば、それなりに適正な水準なのではないかと事務局としては思っているところでございます。

ただ、一方で、この $\Delta k W$ の価格がほとんどの場合に0円で、たまにスパイクするので平均すると3.3円になるということだと仮にすると、それは $\Delta k W$ がもらえる場合が非常に限られるということになってしまいますから、そういった場合には、この価格の算定方法は修正が必要だろうと思っています。

また、このようなやり方は、一次、二次、三次調整力を通じて、 $\Delta k W$ の価格が基本的に同じになることとなります。この点については、各調整力商品の需給の状況を考慮して、パフォーマンス評価も踏まえて算定された価格を支払う仕組みというものも、引き続き検討が必要と思っています。

43ページは、 $\Delta k W$ に関する論点の2番目ということでございます。これは、 $\Delta k W$ の精算をどのようにやっていこうかということでございます。論点①のとおり、 $\Delta k W$ について、個別の入札単価を作らないということで、しかも価格の構成要素を逸失利益とすると、SCUC上はどうなるかというと、目的関数のほうに $k W h$ のコストのみが入ってきますから、そうするとSCUC上、 $\Delta k W$ は $k W h$ の価格を最小化するように確保されていくと思っています。

つまり、安いほうから $k W h$ に割り当てられて、その後で $\Delta k W$ に割り当てられるということになります。そうすると、時間前市場における精算においては、 $k W h$ でご議論いただいたのと同じように差分精算という形にすることが合理的だろうと思っています。

ただ、その前提として、 $\Delta k W$ の必要量というのが、前日市場とゲートクローズでどのような関係にあるのか、どのような形になるのかということが重要だと思っております。といいますのは、 $\Delta k W$ が、前日市場における約定量が、ゲートクローズまでに減少していくとすると、差分精算をすると、収入が少なくなる一方になりますから、よろしくないだろうと思っています。

もっとも、 $\Delta k W$ は、基本的にはゲートクローズ以降で使用するための調整力ですから、前日市場とゲートクローズの断面で、必要量は基本的に変わらないだろうと思っております。そうだとすれば、差分精算を行うことも合理的な仕組みといえるのではないかと考えております。

$\Delta k W$ に関する論点の3番目が、時間前市場における $\Delta k W$ の取り扱いということでございまして、これは、 $\Delta k W$ を各時間前市場において決済対象とするかどうかといったよ

うな論点でございます。この点については、中間取りまとめの前のご提案としては、 $\Delta k W$ をいちいち決済対象としなくてもよいのではないかとということをご提案させていただいたところでございます。

これはどうしてかといいますと、 $\Delta k W$ についても、時間前同時市場で態勢が変わっていくということになると、 $k W h$ と $\Delta k W$ がしょっちゅう差し替わることもないわけではない。さらに、その当時は、 $\Delta k W$ 価格を、今回ご提案しているように逸失利益だけにはしていなかったもので、そうすると、市場価格が動くと $\Delta k W$ の性質も、今で言えば起動供出電源と持ち下げ供出電源との間でころころ変わるということがあり得ると考えられました。そうすると、 $\Delta k W$ 価格として、各時間前市場で一体何を精算しているのかが分からなくなり、なかなか難しいということでございました。

一方で、時間前同時市場をやるということがどういうことかということ、時間前の断面でも、新たに $\Delta k W$ が確保されることがあり得るということです。そうだとすると、時間前の断面で取られた $\Delta k W$ について価値を認識しないというのもやはり問題があると思いますので、この点については、本検討会でご意見をいただいたとおり、各時間前市場においても $\Delta k W$ を決済対象とすべきかと思っております。

その場合に、 $\Delta k W$ 価格の構成要素がころころ変わるというような問題につきましては、論点①のところでお示ししているとおり、 $\Delta k W$ 価格を基本的に逸失利益のシングルプライスとするというような考え方を前提にすれば、大きな問題にはならないのかなと思っております。

48 ページがアップリフトの論点ということでございます。まず、アップリフトの算定対象期間でございます。アップリフトというのは、発電コストの市場価格からの取り漏れに対する補填でございますから、この取り漏れをどのようなスパンで見えていくのかということが一つの論点となるということでございます。

この点については、1コマで算定するとか、1日で取り漏れを計算するとか、1週間で取り漏れを計算するとか、そういったようなことが考えられるわけでございますが、今、日間起動停止ですね。1日を通じて起動したり停止したりする電源というのが相応の割合であるということだといえますと、その起動費等の取り漏れといったものについても1日単位で算定していくというのが適切なのではないかなと思っております。

その場合の規模感というのも、既に第14回の検討会でお示したところでございますけれども、アップリフトの規模感というのは、 $k W h$ の年間取引総額の1.8%ぐらいになるということでございます。アップリフトがあまり大きくなると、それは市場の価格シグナルの観点からは問題があるということだろうと思っております、1.8%も多いと見るか少ないと見るかはいろいろなお考えはあるんだと思いますけれども、1.8%ぐらいであれば価格シグナルの観点からも許容範囲といえないかということで、事務局としては考えております。

アップリフトに関する論点の2番目は、アップリフトの負担・回収の考え方ということ

でございます。まず、アップリフトの回収方法としては、市場におけるkWhの調達量に応じて配布する方法とか、インバランスに上乗せする方法とか、会費として負担を求める方法とか、託送料金として回収する方法など、いろいろ考えられるというところでございます。

この点について、ではアップリフトはどういう場合に発生するかということを考えると、基本的には何らかの要因によって追加的に電源運用が必要となったことによって、それで発電費用が追加的に生じる。こういったものがアップリフトになるだろうと思っています。

そうしますと、負担配分の基本的な考え方としては、その追加的な電源運用の発生責任者とか、また、その電源運用によって利益を得る方に負担を求めるということが望ましいのではないかなと思っています。

一方で、アップリフトとして算定される額について発生要因ごとに厳密に仕分けていくというのは難しいというふうにも考えています。そうだとしますと、配分の考え方としては、アップリフトの総額を、過去実績等に基づいてあらかじめ設定をしておいた按分割合に基づいて、それぞれの回収方法に配分していくということにしてはどうかと思っています。

その場合の一例として示しているのが、50 ページの下のところの表でございます。必ずしもこうすべきだということまで、今、検討が詰まっているというものではないと思っておりますが、一例としてこういうイメージがあり得るのではないかということでもあります。

具体的には、まずアップリフトについて、市場取引を行う小売が負担すべき費用と、市場取引をしない人も負担すべき費用に分けて、市場取引をしない人も負担すべき費用の中には、インバランスが増加することによって増えるであろう費用と、それ以外の需給・系統運用に関する費用というのがあり得るとすれば、インバランスの増加によって増加する費用はインバランス料金に上乗せして、それ以外のものは託送料金で回収するといったようなことが、あくまでも一例ですが、考えられるのかなと思っております。

53 ページは、調整力kWh価格とインバランス料金の考え方ということでございます。この点について、まずゲートクローズ後の系統運用や需給運用をTSOが行うということだとすると、調整力kWhとかインバランス料金というのは、そのTSOの系統・需給運用に関して発生する費用ということになりますから、実際の精算主体としては、TSOということになると思っています。

一方で、調整力kWh価格とかインバランス料金については、同時市場の市場価格との一貫性と申しますか、継続性・整合性が重要ということだと思っておりますので、この算定は、同時市場の市場価格とか、同時市場に登録された電源情報を参照して行う仕組みとすることが合理的ではないかと思っております。

具体的な算定方法としては、既に検証のところでご議論いただいたとおり、調整力kW

h 価格については、同時市場の Three-Part 情報に基づいて算出された実需給断面の電源態勢のシャドウプライスとしてはどうかということでございます。すなわち、シングルプライスです。ただし、実際には、実需給断面の S C E D というのは 5 分単位で算出されますから、これを 30 分単位で取引可能にするために、5 分単位で出てきた結果を加重平均して、それで 30 分コマの調整力 k W h 価格ということにしようかと考えています。

このように、調整力の k W h 価格がシングルプライスになるということだとすれば、今のインバランス料金の考え方を踏まえると、基本的にはインバランス料金というのは、このシングルプライスの調整力 k W h 価格と同じということになるだろうと思っています。ただ、インバランス料金については、計画値同時同量義務等との関係で、逼迫時補正のようなことも考えなくてはならないと思っていますので、その点については取引規律や監視の観点から、同時市場の詳細設計を行う段階で、また検討することとしてはどうかと考えております。

長くなりまして恐縮ですが、資料 3 のご説明は以上のところでございます。

○金本座長

ありがとうございました。それでは、自由討議・質疑応答の時間に移りたいと思います。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次氏名をさせていただきます。では、よろしくお願いいたします。横山委員、お願いいたします。

○横山委員

はい。丁寧なご説明ありがとうございました。まず同時市場の位置付けと役割分担というのをうまくまとめていただきました。20 ページ～23 ページまでのまとめについては、まさにこのとおりだなということで、特に違和感はありませんでした。

もう一点は、週間運用の、起動に長時間を要する電源についてというところで、起動通知の仕組みを導入するということは、ぜひやってほしいなと思いますけれども、今後、同時市場を行う週間 S C U C の精度に依存するために、技術的な検討も踏まえてということですね。多分、週間計画を立てる時の、翌日は前日計画でもいろいろちゃんとやられると思いますが、その 2 日後、3 日後の辺りの天候の状況とか、系統の構成の状況とか、発電機の補修状況とか、いろいろな情報をいかに組み入れて、週間運用を正確に、できるだけ精度を高めてやるかということです。

できれば、過去に各電力会社さんがやられていた週間計画での、いろいろな情報も集めながら、やはり割に大きめの実態に近いモデル系統でシミュレーションをして、確認をしていただければなと思いました。

以上です。コメントでした。

○金本座長

ありがとうございます。その他にございますでしょうか。じゃあ、五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

はい、ありがとうございます。整理いただきましてありがとうございます。論点1の、電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取り扱いについて、まずコメントします。

前回から引き続きの案①と案②についてですが、難しい点は、それぞれ課題となる事項、検討が必要な事項が異なりますので、単一の軸で単純に優劣を議論できないという点かと思います。どこかの時点で割り切って合意形成する必要があるわけですが、それに当たり、多面的に論点を検討することが重要であるところかと思います。

今回の資料では、同時市場の位置付けと役割分担の話まで含めて議論が提示されており、これは正しい方向性であるかと思います。今回、どちらの案にするか決定するわけではないということですが、1点だけコメントしますと、16ページの3ポツ目、想定需要の精度が内製的に決まり得るという点は、重要な視点だと考えます。記載されていますように、インバランス料金に依存し得るという点もありますし、制度の入れ方によっては、長期的に制度を改善していく要因が生じるということもあります。本日、後で議論する資料5に入っているように、現在の視点の想定需要の検討というのは、それはそれで参考になるのですが、あくまでも現時点のものだという理解でありまして、適宜検証を行うということでもよいのではないかと考えています。

続いて論点2、週間運用に関する論点についてですが、28ページの最後に提示していたいている部分、「技術的な検討結果も踏まえて詳細を決定する」というのが現時点でのバランスの取れたスタンスだと思います。期待されている週間SCUCの精度もありますし、一方で事業者運用に任せるとした場合に、相対的にどの程度の効率性が達成されるかという話でもあります。起動通知の仕組みを検討すること自体に異論はありません。

最後に論点3、価格算定・精算に関する論点についてです。こちらは大枠では違和感はありません。個別に少しコメントすると、31ページのkWh価格の規律については、極端な価格高騰による混乱を避けるという観点から、市場の上限価格等は検討すべきであると考えます。一方で41ページ以降のΔkW価格に関する記述は、これまでの検討会の議論を組み入れた提案になっているという認識ですし、こちらでも現時点では特段異論はありません。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは松村委員、お願いいたします。

○松村委員

はい。発言します。まず、この市場の役割について整理していただき、ありがとうございました。合理的な整理だと思います。考えようによっては正しい整理をしていたのだけれども、考えようによっては志が低い整理だとも考えられなくもない。やはり、今までのことを、できる限り変えたくないという強い意見が、この検討会の中でも外でもずっと出続けてきたということから、同時市場を入れることに伴う改革をかなり限定的にしないと進まないという面もあったのかと思います。残念ではあるけれども、現実的な整理だと思います。このラインで進めていただければと思います。日本において改革がどんなに難しいかということを改めて認識させられるものだと受け止めています。

次に、細かい点です。小売の想定需要に関して、基本的にはゲートクローズまでに調達することが求められているわけだから、必ずしも、現状でもスポットの段階で全部調達しなくてもよくて、それは時間前市場で調達するということも許されているというのは、制度の立て付けとしては正しい。実際にそれに対応するような意見というかコメントが、メンバーからも以前出てきていたことは認識しています。その意見は正しいけれども、それ自身がとても大きな問題だと思っています。

問題だと思っているのは、元々スポット市場と時間前市場というのを作った段階で、時間前市場というのが出てきて、時間前市場のほうがある意味で実需給に近いわけだから、こちらのほうがある意味で、より、時間が近いという意味では使いやすいので、スポットでの取引というのを回避して、時間前市場というのに需要が集中するなどということがあり得るのではないか。

そういうことになったとすると、いろんな意味で、早い段階でいろんなことが決まらない、直前まで決まらないということになり、安定供給の観点から見ても効率性の観点から見ても深刻な問題が起こるのではないかということで、時間前市場に関しては相当批判的なというか否定的な意見もあった中でこうしたのは、そのようなことは原則として起こさない。

基本的にスポットマーケットで調達し、しかし、スポットマーケットで調達し終えた後でいろんな変化というのが起こる、変化が認識されるということがあるので、それを調整するための市場だというふうに位置付けられ、現在まで続いていると思っています。

しかし、小売の意識として、時間前で調達すればいいんだからスポットで全部調達しなくてもいいよねということが、少なくとも一部の事業者ではありそうだなということが、この委員会の発言でも明らかになりました。もし事務局が言ったように、ゲートクローズまでに調達すればいいんだから、正確でないということもあり得るというのは事実だと思いますが、それが顕在化しているということだとすると、そもそもスポット市場と時間前市場の役割分担や、あるいは今、時間前市場というのがあまりにも使い勝手が悪過ぎる、流動性が低過ぎるので何とか改革しようとかいうことをさんざん議論されているわけだ

が、その議論は、基本的にスポットマーケットで必要な分は調達し、その後、それでもその時に予想できなかったいろんな変化に対応する柔軟な市場が必要との頭の整理でできている。

逆に、時間前があるんだからスポットでちゃんと調達しないという意識があるとする、その改革はむしろその問題を悪化させることになるので、今回の議論や前回の発言などは、時間前市場の足元の改革に関して、とてもネガティブな影響があり得ると思います。

もし本当に、事務局が説明したとおり、小売の買いの需要が時間前を当てにしている、だから必ずしも正確でないということが深刻な問題だとするならば、同時市場以前の問題で、市場の設計に大きな問題があるということを発信していく必要があると思いました。

次に、同じく想定需要に関して、価格の影響ということを言われました。全くもったもんだと思います。それで、足元でも既に起こっていると思います。しかし、その時に誤認がないようにちゃんと整理していただきたい。そのように整理されていると思うのですが。需給が逼迫すればなどというようなこと、需給の逼迫が予想されるとすればというようなことに関しては、明らかにスポットマーケットとインバランス料金の差のところが重要なのであって、両方が高いという逼迫期、あるいは両方が低いという需給が相対的に緩い時期などということは本質的に関係ない話だと思います。

つまり、元々インバランス料金というのがすごく高くなると予想されるような時でも、スポットマーケットも同様に高いということであれば、それに備えてあらかじめ多めに調達するインセンティブは、本来、自然体では起きないはず。需給が比較的緩んでいるのだけれども、インバランス料金のほうだけがちょっとだけ上がるというような可能性がある。市場全体としては需給がすごく緩んでいるのだけれども、インバランス料金だけ何か突発的に上がることもあり得る時に、過剰に調達するインセンティブが出てくる。この点は認識していただきたい。現状既にその問題が起こっているし、指摘されていることについても、再度注意を促したいと思います。

分析する時には、全体の需給やあるいは価格の動向などではなくて、変分ということが重要で。逆に言えば、スポットマーケットがものすごく価格が低い時のほうが、ある意味で調達量を大きくするインセンティブが高くなり過ぎていることもあり得ることは、ちゃんと認識した上で分析していただければと思います。

次に、上限・下限価格に関してですが、これは同時市場を入れるというのに際して必要な、つまり、それまでだったらこんな感じでよかったのに、同時市場であれば当然変えるべきだという、そういう類いのことなのか。あるいはそもそも、仮に同時市場をやらなかったとしても、現行のような制度が続いたとしてもあるべきもの、どのようなものが望ましいのかというようなことの議論は切り分けて整理していただきたい。

現行でも上限価格も下限価格も定まっているのですが、同時市場をやるのだから、当然それを引き継ぐなどというようなことはなくて、本来それが望ましくないものであったと

するならば再検討されるということだと思いますし、同時市場を入れるタイミングで、いろんなシステムが変わるタイミングで変えるというのも一つの合理的な選択肢だと思います。かなり多くの部分は同時市場を入れようが入れまいが考えなければいけない問題だと思います。

上限価格については既にいったん整理が付いているということですが、これを引き継ぐかどうかというのに関しては、インバランス料金の制度設計の時に小売事業者が発言していたことというのが本当に正しかったのか、その人たちはちゃんとそこで発言したとおりに行動してくれるのかどうかということを見極めた上で、それが正しかったとすればこのまましばらく継続するということになるんだろうと思いますし、全く信用ならなかったということだとすれば、さらなる改定も必要になってくるかと思います。しかし、それはいずれにせよ、同時市場とは直接は関係ない話だと思います。

下限価格についても、今、高過ぎる下限価格はいろんな問題を引き起こしている。これは同時市場を始める時に巻き取って新たにやるということも合理的な選択肢だと思いますが、そもそも必要なものなのか、同時市場特有のものなのかは考えていただきたい。

なぜこんなことを言っているのかというと、同時市場が本当に順調に導入されるのならいいんですけども、もしそうでなくて、いろんな、システム整備だとかの理由で先送りされることになった時に、上限・下限価格の議論も当然に先送りされるということになったらかなわない。それは独立でとても重要な問題だということは、エネ庁も広域機関も私たちも、ちゃんと認識しなければいけないと思いました。

次に、今回の価格決定の提案で、ほぼ全てシングルプライスという形になるということ、ある意味でとても合理的なというか、望ましい方向に踏み出したというか、大きな決断をしたと思っています。メリットはいっぱいあることは私自身も十分認識していますし、この方向で進んでいただければと思います。

一方で、シングルプライスは一般論として、マージナルな電源の市場支配力行使のインセンティブが高くなる。 ΔkW に関してシングルプライスを入れるということは、ここで市場支配力を行使することを、特にマージナルな電源でそれをされた場合の影響は甚大。

足元で、調整力市場を巡って、誤認だとは思いますが、価格支配力を行使する気満々と取られかねないような、びっくりするような発言がいろんなところで続いていることを考えれば、ある意味でとても思い切った提案であると思います。これは少なくとも、マルチプライスに比べてあらゆる電源の監視をすごく厳しくしなければいけないということではないと思います。逆にマージナルな電源の監視の必要性というのがこれによってとても高まることを私たちは認識し、その覚悟とセットでなければ、とても怖い提案をしていると受け取られると思います。この点についてはきちんと体制が整えられるというか、その点をみんなが認識した上で入れるべきかと思いました。

最後に、起動費の取り漏れに関して、事務局が説明した理由で1日単位にするのが合理的だというのは、私はあまり納得していません。1日単位は合理的な選択肢の一つだと思

いますが、これは期間を短くすれば短くするほど、補償額は論理的に必ず大きくなると思います。その時に、短くすることのメリットと、それから費用が膨らんでしまうデメリットを考えながらやるということですが、これは仮にこの理由が継続したとしても、差額がものすごく大きくなるとすれば、再検討の必要があると思います。これを既得権益のように、この後も当然未来永劫（えいごう）続くものという形で導入されるのは怖い気がします。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。次は小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

はい、小宮山です。ご説明ありがとうございました。今回、事務局からご提示いただきました小売・TSO需要の取り扱い、それから週間運用、それから市場価格の算定について、合理的なご提案、また方向性だと思いますので、全て賛同させていただきます。何点かコメントを申し上げたいと思います。

まず、15 ページ目の案①、案②、どちらで進めていくかという点ですけれども、ご説明にもありましたとおり、いずれの案を行う場合でも、やはり小売の想定需要とTSO想定需要の精度をしっかりと上げていくという、こうした取り組みが大変大事になると認識した次第です。

ご説明にもありましたとおり、案②ですとやはり小売とTSO需要で相応に乖離がありますと、価格と実際の電源態勢が釣り合わなくなる、そうしたリスクがあるということ。また、案①に関しましても、想定需要に乖離がありますと、やはり電力コストの最小化という同時市場の趣旨自体にも影響を与える可能性が。あまり需要が大き過ぎると、無駄に電源を起動して起動費がかかったり。そうした点からも、案①、案②いずれにしても、やはり想定需要を、小売もTSO側もしっかり精度を上げていくという、この取り組みが大変大事だと認識した次第でございます。

それで、続いて17枚目のスライドにおきまして、案①に関しまして、この案①の良いところは、価格と電源態勢と、あとBG側の計画が全体整合的に、一体的に最適化される点というのが特徴かと認識しております。けれども、どうしても計算の負荷、収束性の観点というのが、何かしら取り組まなければ、検討を深める必要があると認識しております。

この中でも、SCUCの①と②ですね。こちらで解として、電源起動をされたものは全て起動するという扱いの下で、SCEDのみで出力のみ最適化、そういう方法ですと、かなり収束性の点からも改善が恐らく図られると認識しております。

しかしながら、その一方で、せっかく最適化のロジックを使う中で、そこが少し、せつ

かく最適化のロジックを使っているにもかかわらず、その点、起動は全て所与のものとして扱うということで、最適化のロジックが最大限活用されなくなると、そういうデメリットもあるというところで、そうした最適化のロジックと、計算の負荷、収束性、全体のバランスを見ながら少し検証を進めていく視点が大事なかと認識した次第です。

それから、最後は週間運用に関して、先ほど横山先生からもご提案、コメントがあったかと思いますが、右下 28 枚目のスライドでございます。週間 S C U C もやはり精度をしっかりと検討する視点というのが、横山先生からもコメントのあったとおり、大事だと認識しております。

今後恐らく再エネの比率というのが拡大していくと認識しておりますけれども、例えば 1 週間後の太陽光や風力を精緻に予測するというのは、非常に難しいのではないかと、そういう可能性もあるとも認識しております。

ですので、恐らく週間 S C U C を精度良く実施するためには、前日同時市場とは異なっていて、例えば 2 日後、3 日後、4 日後、5 日後、1 週間先の、再エネであれば出力の不確実性のある程度考慮に入れながら、週間 S C U C の精度を高めていくという、そういう不確実性を考慮に入れる視点というのも、この場合は大事になってくるのではないかと。そうした点も踏まえて検証を行っていくことが大切ではないかと認識した次第です。

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、次は市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ご説明ありがとうございました。私のほうから何点かコメントさせていただきます。

まず、今回は価格算定・精算というところですが、主に価格のところについて全体的に整理していただいたことは非常に重要だと思っています。やはり、全体としてどういった市場設計になっているのかということとをきちんと見ていくということは大事な視点だと思いますので、その観点で全体的な価格規律について今回一通り整理をいただいたということで。全体的なところについては、私も特に違和感はないというふうには思っております。

その上で 1 つ、想定需要に関する検討のところ、16 スライド目のところですが、まず、3 ポツ目のところですね。ここの、前日時点でインバランス料金が高くなると予測される場合は需要を多めに予測して、低くなると想定される場合には少なめに予測すること、ということについては、これは経済性の観点からあり得るというのは、ご指摘のとおりだとは思います。

ただ、一方で、これによってインバランス料金が高くなるので余剰インバランスを出すとか、インバランス料金が低くなるので不足インバランスを意図的に出していくというこ

とは、これはやはり、計画値同時同量の観点からは極めて問題だと思います。もちろん、最後の、時間前のゲートクローズまでに調整するという考え方はあり得るものですが、やはり、そういった全体的なインバランスに対する規律との関係も、きちんと整理していくことが必要なのかなというふうには思っております。

前日時点で可能な限りきちんと予測をしていく、それは小売事業者にも求められているというのは、先ほど松村委員からご指摘いただいたところでも、そのとおりだと私も思っております。それをどういった形で担保していくのかという枠組みについては、基本的にはまずは価格規律の関係なのかなと思っています。

その観点では、前日のスポット価格とそのインバランス、ここを意図的に値差を取るような形にならないような、要はインバランス料金といったところが予測が難しいような設計にしていくなか。そういった観点で、前日のスポット価格とインバランス価格、こういったところの関係性といったところは、これは足元でもいろいろな課題もあるところかなというふうには思っておりますが、ここのところをちゃんとどういうふうに設計していくのかというのがまず一つ、一義的には重要な点なのかなと認識しています。

その上で、それでもなかなかというか、経済的な、価格規律のところだけでもう解決できないところがあれば、やはり前日に関する確保についての、何らか一定の規律を設けるといったことを考えていく。その中では、前回では相場操縦といったような話もありましたが、なかなか相場操縦というのは、市場価格を変動させる意図・目的というのがありますので、そこがちょっと、私の中ではあまりピンと来ていないところではあります。

いずれにせよ、前日で可能な限りというか正確に予測をして、正確な調達をしていく、こういったような枠組みをどう作っていくかというのは、価格規律とそれ以外の規律といったところの両面で、よく整理していくことが必要なかなと。これは、足元も同じなのかなというふうには個人的には思っておりますが、重要な点かなと思っています。

2点目ですけれども、作業部会のところというか、すいません、週間運用に関する論点ですね。27スライド目のところでご指摘をいただいた点です。

確かにここのところは、過去の議論の中でも、週間のSCUCを回していくということと考えていけば、安定供給のためだけに週間運用を考えていくということというよりは、広く見ていけば電源の効率的な態勢というのがどういうことなのかということで、週間のSCUCを回しながら、前日、時間前というところへ流れていく、こういった流れではありますので。その意味で、今回ご整理いただいたところは違和感はないかなというふうには考えております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

はい。ご説明いただきましてありがとうございます。丁寧にご検討いただいていて、よく整理をいただいたと思います。全体としての整理の仕方に関して、全く違和感はなく、この議論の方向性でさらに進めていただければと思います。

21 ページ目～23 ページ目についても整理をいただいて、一定、発散し過ぎないためにこういう整理を改めてしていただいたと思いますが、これを前提に制度をさらに深めていくということは必要かなと思いました。

その上で、やっぱりこの前提に立つとすると、案①のほう为抓手がしっくり来るのかなというのが私のイメージで。ただ、当然ながら案①のほうは技術的な課題は大きく残っているということだと思っています。ただ、最適化していく部分が非常に難しいということは理解するものの、いったん近似解で始めていながら、これはコンピュータの速度等も上がっていくし、今後のロジックの形成ということも進展していくと思うので、そういう面で考えると、長期的にはそういった技術的な課題は解決に向かっていく可能性もあるということも前提にしながら、時間軸を、長期的にどういう制度をしたほうがいいのかという視点も踏まえて、あるべき方向性というか、案を取っていくということも必要かなと思って聞きました。

今の段階では案①も案②も、両方とも検討の俎上（そじょう）に載せておくということが必要だとは思いますが、そういった長期的な視点も考えると、案①を中心に考えていったほうがいいんじゃないかなというのは、私の個人的な感想でございます。

以上です。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。委員の方はこれで全てでしょうか。次はオブザーバーの方々に入りたいと思います。最初は市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。まずは取りまとめていただきましてありがとうございました。これまでの議論でもそうだったんですけども、大きな方向性としては、私なりに理解はさせていただきました。

1 つだけ、41 スライド～43 のスライドに関連してなんですが、 $\Delta k W$ 価格の算定・精算ですね。当然、これまでの議論でも電源を前提とした整理なので、この内容で異論はございません。つまり、 $\Delta k W$ 価格の構成要素というのは、起動費を踏まえた逸失利益である。そしてまた、パフォーマンス評価なんかを踏まえた価格算定も今後検討していきましょうと。

また、インセンティブについてもシングルプライスということで進めていくことに違和感はありませんが、一方で、例えばDRのような、DER とかあるいはその内数である

ところのDSR、需要側のリソース、こういうものを活用して参入しようとした場合には状況が異なるのかなと思っています。特に需要側のリソースを活用するDSRですね。デマンド・サイド・リソースなんかは、プロセスDRの宝庫です。

例えばこのプロセスDRのようなものでΔkW価格の算定を逸失利益とした場合には、そのリソースも多岐にわたる中で、例えば電解槽とかあるいは電気ボイラー、こういうようなもので逸失利益の概念ということが本当に妥当なのかどうかというのは、今後ちょっと議論していただきたいと思いますし、同様にシングルプライスという整理も、パフォーマンス評価なんかの価格算定も検討することになっていますので、その中で併せてご議論いただければなと思っています。

いずれにいたしましても、電源サイドではこれで理解いたしますが、需要側のリソースを活用する場合のDRのようなものについては、また改めてこの部分についてはご議論いただければと思いますが、その点で事務局のご見解を聞かせていただければと思います。よろしくお願いいたします。

○金本座長

ありがとうございました。次は山本オブザーバー、お願いいたします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本でございます。電源約定・価格算定における小売・TSO想定需要の取り扱いについて、コメントさせていただきます。

案①、案②、いずれの需要予測においても精度向上が重要である点、この整理については理解しているところであります。ただ一方で、小売電気事業者による前日市場での入札は、これは既に委員からご発言いただいておりますけれども、時間前市場での取引などを見込んで想定需要の100%を下回る、あるいは上回る入札となる可能性もあると認識しております。その場合には、SCUC①と②との間で、想定需要の差分を超える規模の乖離が生じる可能性も考えられます。

今後案①、②を検討するに当たっては、資料16ページの4ポツ目にも記載されておりますけれども、需要予測の精度向上に加えて、小売入札需要の特徴や傾向、それから想定需要との違いについて、これは当然乖離は少ないほうがいいわけですが、整理をしながら議論を進めて、深めていただければと考えております。以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次は東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

はい。JERAの東谷です。私のほうから2点コメントさせていただきます。

1 点目は、前日市場後の入札内容変更についてです。市場計画電源から自己計画電源への変更について、最終の時間前UC市場まで可能とする方向性について賛同いたします。特にわれわれのように大型火力電源を有する場合、現在の運用においても、発電所の安定的な運転のために、いたずらに並列対象が変わらないよう、TSOと発電事業者双方で、発電所の実務負担にも配慮しながら運用しているというのが実態であり、また、発電所規模等によっても事情が異なることを踏まえると、原則として任意に選択できる仕組みがよいと考えます。

また、自己計画電源から市場計画電源への変更については、そもそもレアケースだとは思いますが、市場価格に与える影響が指摘される一方で、ディスパッチ可能な電源が増えるメリットもあるかと思しますので、それらを含めてご検討いただければと思います。

2 点目は、ΔkW価格の算定方法についてです。現行のΔkW価格の構成要素である、「その他（一定額）」について、今後の検討事項には触れられておりませんが、これまでの検討では適切な対価性等の観点から一定の報酬額を事後加算することも含めて検討していくことが示されていたと承知しております。今回、ΔkW価格の構成要素から機会費用を除外してアップリフトで処理することや、残る逸失利益部分のシングルプライスオークション化、あるいはパフォーマンス評価を踏まえた価格算定など、現行のΔkW価格算定方法を大きく見直す方向性が示されていることから、「その他（一定額）」の扱いについても、それらを含めて総合的にご検討いただければと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。次は國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。日本卸電力取引所の國松でございます。私のほうからは、何度かお伝えしている点になってしまうのですが、今回、案①、案②という形で、TSO予測なのか小売需要予測なのかという中の、19 ページの一番下段のところですが、非常にいい言葉だなと思っております。将来起こり得る環境変化について、より対応が容易、対応できる仕組みというのを構築する。この目的のために、今、市場を大きく変えるということを検討しているのではないのかなと思っております。

2050 年のカーボンニュートラルや、昨今もずっとありますエネルギーセキュリティ、そういったことを考えた中で、BGの自由な取引を原則とした中でやっていって、限界はあるのではないかと。そのためには、同時市場というか、ある意味PJMのような形で、そちらのほうコントロールという中ではしやすいのではないかとということで検討が始まったと私は思っていたのですが。それであればやる意味があると思っています。

となると、20 ページの、この役割を根本的に見直すものではないのであれば、今のデ

イ・アヘッド・マーケット、スポット市場といわれているものであったり、ザラバで行っております時間前市場というものの、これに関しては、進んでいるといわれているヨーロッパと比較しても、決して引け目のない形の市場が実現できていると思っておりますし、海外の電気事業者と話をしても、そこに関しましては特に違和感もなく受け入れていただいておりますし、安心して日本市場のほうに参入してきているというようなことも確認しております。

根本的に見直さないのであれば、このデイ・アヘッド・マーケット、イントラデイ・マーケットの部分を変える必要って本当にあるのかなという思いがございます。私は、続けるのではなくて、将来、2050 年近くの先の時に、このBG制の限界がいずれ来るのではないかと、そのために今から検討しておくという場だと思っておりますので、根本的に見直すつमりの検討がなされるべきだと思っております。

そうなりますと、現状抱えている問題が先送りされるのではないかとこのところでは、挙げさせていただきましたスポット市場の高値に関しましては、私どもとしましては、これが起こる、つまり高値が付くことが悪いわけじゃないと考えています。買い争いによって高値にどんどん行くのは決して望ましい話ではないと考えれば、それに対する手だてとして、成り行きの入札の方法の導入であったり、そういったことを検討していきますし。また、時間前市場に関しましては、もっと使いやすいようにしなければならないというのは使命として考えておって、それは実現していくつもりです。

根本的に見直さないのであれば、今の仕組み。今の仕組みというのは、デイ・アヘッド・マーケットとイントラデイ・マーケットの部分を変えて、私からするとこの形が非常に分かりにくい状態になっておりますので、そうする必要性はあるのかなという思いはございます。

すいません、以上です。

○金本座長

ありがとうございました。次は東京ガスの渡邊オブザーバー、お願いいたします。

○渡邊オブザーバー

はい、渡邊でございます。ありがとうございます。私からは本議題の価格算定・精算に関する論点についてコメントをさせていただきたいと思ひます。

スライドの 41、42 辺りで、 ΔkW 価格を逸失利益・シングルプライスとするということをご提案いただいております。この方法に関しましては、スライド 46 にも記載されていすように、逸失利益のみを考慮するシンプルな仕組みということで、複数の時間前同時市場ごとに精算を行うということが容易になると、こういった点においては大きなメリットがあるのかなと考えます。

一方で、スライドの 48 を拝見いたしますと、最後の 2 つのポツの辺りに、アップリフト

が、kWh総額の1.8%で許容範囲といった記載がございます。過去の資料を拝見いたしますと、例えばPJMでは1%未満、大体0.5%以下で最近推移しているといった様子が見て取れるかと思います。事業者から見させていただいた場合、この1.8%という数字は決して小さいものではないというように受け止めております。シングルプライスということなので、適切なシングルプライスの価格設定という観点からも、アップリフトに関しては極力小さくするような対策について、引き続きご検討いただければと思います。

また、この点に限らずに、42スライドを拝見いたしますと、最後のポツのほうに記載いただいておりますが、例えば応動の特性に応じて、優れた調整力に対してパフォーマンス報酬を与えるといったような、それぞれの電源に対して価値に見合った適切な報酬を与えつつ、全体として適正なコストになるように、電源の投資インセンティブ確保、それから総コストの低減といったことを両立していく仕組みの検討ということを、引き続きお願いできればと思います。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。次は齊藤オブザーバー、お願いいたします。

○齊藤オブザーバー

はい、関西電力の齊藤でございます。ありがとうございます。先ほどJERAの東谷オブザーバーからも発言がありましたけれども、私からも37スライドの論点③にあります、自己計画電源から市場計画電源に変更することについてコメントさせていただきたいと思っております。

まず、発電事業者が電源を運用する上で、例えばですけれども、定期点検などの試運転工程が当初の予定より前倒しで終了することもあります。こういった場合、前日同時市場断面で自己計画電源として稼働させることを予定していた電源ですけれども、これが市場計画電源として運用が可能になるといったケースが考えられると思ってございます。

このようなケースやそれに類するケースがありますけれども、時間前同時市場で、この自己計画電源から市場計画電源に変更することで市場の厚み自体が増す、より多くの電源により最適な運用が実現できるというメリットもあるのではないかと考えております。従いまして、市場価格に与える影響という懸念点があることは理解いたしますけれども、自己計画電源からこの市場計画電源に変更する取り扱いにつきまして、メリット・デメリットを勘案の上、引き続きご検討いただきたいと思いますと思ってございます。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次は、河辺委員から手が挙がっています。河辺委員、お願いい

たします。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺です。私からは今後の検討方針ということで、2つコメントさせていただければと思います。

まず1つ目が、小売、それからTSOの想定需要と実需要との関係に関する今後の分析というところなんですけれども。まず、ここで言っている需要といった時に、この中に再エネの出力というのも含まれているのかというところを、今回教えていただければありがたいなと思っております。

仮に、ここで言う需要というのは一部再エネも含まれていて、その出力分を差し引いた正味の需要ということを指しているということで、そういうこともあり得るということであれば、今後の傾向を想定していくに当たって、純粋な需要の予測精度という部分と、それから再エネの予測精度という部分と、これを分けて考えていく必要もあるのではないかなと思いました。

今後の環境変化の一つとしては、再エネの比率が高まっていくということもあるかと思いますので、それを踏まえますと、そういった分類をして予測誤差の出方なども分析すると、将来想定をする上で、より精緻な想定ができるのではないかなと思いました。

それから2点目のコメントは、案の①、案の②という比較分析のところで、特に案の①に関するコメントになるんですけれども。スライドの17で示していただいておりますように、案の①については、ここでいう2ボツ目の(1)(2)(3)という形で、いろいろと、さらにやり方は細かく分かれるのかなというふうに理解しております。このやり方によって、さまざまな電源態勢の決め方があり得るということだと思いますので、ここはそれぞれのやり方について、以前も発言したとおり、経済効率性と、それから安定供給という、この2つの観点で今後検討を深めていただければありがたいなと思っております。

以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。次は福元オブザーバー、お願いいたします。

○福元オブザーバー

電力需給調整力取引所の福元でございます。私からは41スライド以降の ΔkW 価格の算定について発言させていただきます。

中間取りまとめにありますとおり、適切な対価性や事業者の入札行動の変化等、総合的な観点から、 ΔkW 価格につきましては逸失利益のみを要素としたシングルプライスとしつつ、アップリフトと合わせて適切な費用回収やインセンティブが手当てされる仕組みとして、今後検討が深められていくものと理解しました。その前提で、現時点の整理の理解

を深めるために「 $\Delta k W$ 価値に対する適正なインセンティブの観点からシングルプライスとする」とされた点について、確認させていただきたいと存じます。

$\Delta k W$ 価格を逸失利益のみを要素としたシングルプライスとした場合、 $\Delta k W h$ 増分費用が比較的高い電源ほど、実際の逸失利益に対して、追加的な報酬が得られやすい仕組みと認識しました。この点につきまして、事業者さまを、どのような望ましい入札行動に誘引するインセンティブとなるのか、資料上は理解に及ばなかったもので、もし事務局の解明等ありましたら頂けますでしょうか。

以上です。

○金本座長

ありがとうございました。次は増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。太陽光発電協会の増川でございます。音声は大丈夫でしょうか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○増川オブザーバー

はい。私のほうからはちょっと、個別論点ではないんですけども、全体的な話として2点ほどコメントさせていただきます。

まず1つ目は、変動性再エネの、太陽光も含まれますけれども、自立化あるいは主力化に向けては、電力市場の統合というのが必須になってまいります。それからもう一つは、統合費用というのも結構大きいという試算もありますので、電力市場の統合およびその統合コストをどうやって下げていくかというのが、われわれとしても大きな課題だと思っています。

その観点で申しますと、今、この同時市場の検討会で進めている検討の流れ、方向性としては、変動性再エネの電力市場の統合ならびに統合コストの削減を推進する方向で検討が進んでいると認識していますので、それは大変望ましい方向だと思っています。特に、統合費用をいかに下げていくかという観点では、やはり変動性再エネの調整力をいかにうまく活用するかというのも一つ大きなポイントだと思っています。

その点に関しましては、既に需給調整市場の検討会のほうで、変動性再エネの調整力を活用する方策について、今、検討が始まっておりますけれども、そちらのほうの検討の結果もうまくこちらで活用していただいて、全体的なこの検討に反映していただければと思っています。それが1つ目でございます。

あともう一つは、河辺委員からもご指摘がございましたけれども、特に太陽光の場合は、

需要設備に設置される場合も今後は増えていくと思います。その場合に、いわゆるビハインド・ザ・メーターの分散型の太陽光をどういうふうにもこの同時市場の中でうまく活用、うまく統合していくか、全体最適にうまく合致するような方向で、ビハインド・ザ・メーターも含めて、あるいは配電系統も含めて、うまくそれをこれに取り込んでいくかというのが重要な課題となってくると思います。

その点につきましても、今後検討を進めるに当たしまして、まずは大きな基幹系統から始めていますけれども、そういうローカル系統、あるいはビハインド・ザ・メーターについて、それをどういうふうにもこの同時市場の中で取り込んでいくかというの、ぜひ検討していただければと思います。

私からは以上でございます。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございます。次は新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。新川でございます。今回、事務局からアップリフトの回収方法、それから調整力kWhの価格の算定方法において、インバランス料金についてのご言及がありました。また、市村委員もご指摘されていたと思います。

現在のインバランス料金制度の基本的な考え方として、インバランス料金が実需給の電気の価値を表していること、系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること、一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであることという3つの観点があると理解をしております。

同時市場の運用開始後のインバランス料金制度について、逼迫時補正の在り方等については、53 ページにあるように、今後同時市場の詳細設計を行う段階で検討されていくとのことですが、需給逼迫時の補正インバランス料金の設定は、BGの同時同量重視のインセンティブや、追加供給力の供出インセンティブの確保から重要であると考えておりますので、十分な価格水準での設定の検討を行う必要があると思っております。

電力・ガス取引監視等委員会事務局としても、必要なタイミングで検討を行っていきたいと思っております。以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。次は永田オブザーバー、お願いいたします。

○永田オブザーバー

電力中央研究所の永田でございます。ありがとうございます。われわれも協力させていただいているSCUCについて、いろいろご意見を頂いてありがとうございました。週間

の精度の話ですね。それから、再エネの不確実性の考慮であったり、望ましい方向にいか
に持っていくかというような、長期的な観点でいろいろご示唆をいただいたと思ってお
ります。ありがとうございます。

一方、技術検証のほうでは、現実的にどういうことができるのかということをお示しす
るということも重要なミッションと認識してございます。いただいた観点をいろいろ踏ま
えて、また現実的にはこれをどういう落とし方ができるかというところを、われわれもご
協力していきたいと思っております。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございます。これで全てのようなのですが、私のほうからちょっとだけコメント
をさせていただきたいと思います。

1つは週間運用の話ですけれども、これはどのタイミングで、どういう形で週間運用の
SCUCを回していくかということも考えておいていただかなければと思っております。
PJMについて、だいぶ前に見たことなんですが、その当時のCEOのオットさんが書か
れた論文で、この週間運用というのは、前日市場で入札ベースでSCUC、それからSC
EDを回し、さらに価格を付けるというのをやった後に、アメリカではReliability Unit
Commitment (RUC) と言っていますが、ISOが自分の需要予測とかいろんなことに基
づいて、セキュリティのためのSCUCを回すということをしているようです。

タイミングについては、前日の午前中に前日市場を回して、その後に、午後にこのRU
Cを回すといったことになっているようです。そのRUCの中で週間のSCUCを回して
いるというふうに書いていました。今もまだそういうふうに行っているのかどうか分か
りませんが。起動に長期を要する電源の起動停止はそれをベースに決めているのでは
ないかと思います。

①、②とありましたけれども、どれも、TSOによるそういう計算を前日の午前中に全
部やってしまうという、セキュリティの面からいくとかなりアドベンチャラスなことを
していると思っています。アメリカの常識では、3つのタイプのSCUCがあって、1つ
は今の前日市場ですけれども、これは大体2時間ぐらい時間をとってやる。あと、リアル
タイムについてもやっているようでありまして、それは実需給の1時間前に、大体それぐ
らいのタイミングでゲートクローズして、そこからSCUCを回す。それは20分とか30
分とか、それぐらいの時間で全部終わるようにしていると。

もう一つがこの週間運用です。これは、大体1週間ぐらいのSCUCを回して、期間が
長いものですから時間がかかります。大体3～4時間かかるというのが典型的な姿のよう
であります。

日本でこういうのをどういうふうに組み合わせてやっていくかということをちゃんと考
えないと、いざやってみるとあたふたして危険な話になるということになりかねない、と
いうのがあります。

あと、①、②の話に行きますと、TSO需要に基づいたSCUCで、価格を付ける必要は必ずしもない。起動停止を決めないといけないというのは絶対あるんですが、そこで価格を付ける必要はありません。実は、カリフォルニアISOをちょっと調べていますと、カリフォルニアISOでは、ISO予測ベースのSCUCを回すんですが、その時に決めるのは価格ではなくてユニットコミットメントだけということです。基本的に、いろんな変動に対応するキャパシティを確保しておくというふうな整理をしています。

もうちょっと見てみると、以前にRUCで価格を付けるかどうかということを検討したみたいですが、RUCで価格を付けると、供給者の数が少ないものですから、すごく価格が変動するというふうな議論があって、カリフォルニアの大手ユーティリティーが強烈な反対意見を出して、それは中止になったようであります。そういった事情もいろいろ考えていただいて、これから検討していただきたいと思います。

それにもう一つ関係しますが、前日市場の後の入札の変更です。これには、ここで考えられているような市場計画電源から自己計画電源への変更とか、そういうものもありますが、もう一つは、自己計画電源で出した供給計画の差し替えというものがあります。検討会では差し替えを認める方向で議論されていますが、私自身も、この差し替えというのは、トータルで見てメリットオーダーを確保するために非常に重要な手だてだと思いますので、絶対残すべきであろうと思います。

そうすると、その前日市場で差し替えた分についてどうするかということになります。差し替え需要は、買ったほうは全然問題ないんですが、自己計画で発電するというふうに申請したやつを取り消す必要があります。PJMの処理方式では、需要側の自己計画分もそのタイミングで取り消されていますので、全体で見れば全く問題はないんですが。運用者から見ると、どこかで発電するものが消えて、別の場所で発電がなされるということになりますので、これはいろんな運用上の問題を発生させる。それを前日市場と同時にやるというのは危険じゃないかということがあります。したがって、①②に加えて、TSO需要に基づくSCUCを前日市場の約定後にやるということも検討していただければと思います。

とりあえず以上でございます。追加のご質問もないようですので、この辺で事務局のほうからコメントを頂ければと思います。よろしくお願いいたします。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

本日も多岐にわたりご意見いただきまして、誠にありがとうございます。本当にいろいろとご意見をいただいたところですが、特に初めに申し上げておきたいこととして、松村委員や、あと、それから國松オブザーバーから、役割分担に関してのご意見を頂戴したと思っています。役割を見直すものではないというふうに書いたことが若干後ろ向きに見えたかなと反省しておりますけれども、事務局としては、そこまで消極的な意味でこういう整理をお示ししたところではないということは申し上げておいたほうがいいかなと思います。

した。

というのは、國松オブザーバーから、2050 年カーボンニュートラルみたいなことを考えると、今のB G制はどこかで限界が来るから、だからこそ見直すべきであるというようなご指摘をいただき、そうすると、P J Mみたいな市場設計というのが一つの目安になるというような、そういうご意見をいただいたのかなと思っています。

この検討会は最初から、わが国の電力供給における特殊性というようなことを整理させていただいたところです。考えておかなければならないこととして、P J Mはそれほど再エネがまだ入っていない。また、それから、燃料をパイプラインで調達できますし、起動が早い火力電源というのがたくさんあるというような状況でやっている制度だということを考えておく必要があるのだろうと思っています。

この検討会でも、特に自己計画電源等の議論に関して、中長期的な安定供給の確保の重要性といったようなことは何度のご議論いただいたところですが、そう考えると、中長期的に需給を予測して、安定供給のために電源投資とか燃料調達をしていく主体、これは誰がやるのかということを考えていくと、わが国においては、balancing group というものに果たしていただく役割というのも引き続きあるのではないかと考えています。

あともう一つ、需要B Gのほうですね。小売のほうに関して何が言えるかということ、これも、河辺委員から、将来の環境変化ということについて、再エネ比率の増加というのがあるのではないかと、増川オブザーバーから、再エネや、ビハインド・ザ・メーターとか、それから配電系統の電源についても考慮する必要を御指摘いただいたところです。

そういったものについても考えていくことが今後必要になっていくというようなことを考えるんだとすると、特に最初の論点の案①、案②の関係では、T S Oがエリア単位で行っていく需要想定とはまた別に、地点ごとの需要想定的重要性というのが、将来的にもっと今よりも増していくということも仮にあるんだとすれば、そのような意味で、特に需要家に近いところでその需要を把握して、必要な量を調達していくという、そういう需要B Gの役割というのも引き続き重要になるし、今後もしかしたらもっと重要になっていくということもあるのではないかと考えているところでございます。

ということを見ると、役割分担というのは、今回の同時市場に当たって大きく見直すものではないというふうに整理させていただいているのは、事務局としては以上のような発想に基づくものでございます。

國松オブザーバーはさらに、役割分担を見直さないのであれば、市場制度の大きな変革というのもし必要ないのではないかなというようなことをおっしゃったところでございます。これは、今の基本的な制度を土台にして、さらにk W h と Δ k W の同時最適をやっていく。また、系統制約も考慮して、Three-Part 情報によって電源態勢を決めていくということが、どういうメリットがあるということについては、これは何度もお示しをしてくれているとおり、B/C でもそれなりの結果が出ているところでございまして、同時市場というものを、役割分担を見直さないとしても、導入する意義というのは十分にあるというふうに、事務

局としては考えているというところでございます。

その他の個別にいただいたご意見につきましては、いずれもおっしゃるとおりかなと思いました。横山委員と、それから小宮山委員からは、特に週間SCUCの精度の向上とか、そういったところについてご意見を頂いて、非常に示唆に富むものであったと思っております。横山委員からは特に過去にも週間計画とか過去の運用をやっているだろうから、その情報も集めて、実際に近いシミュレーションでやるべきというようなこともおっしゃっていただいて、それはそうだなと思いました。小宮山委員からは、不確実性の処理といったような観点も重要だというご指摘があって、それもおっしゃるとおりかなと思ったところでございます。

それから、特に五十川委員からいただいたコメントの中でおっしゃるとおりだなと思ったのが、今の想定需要というのはあくまでも現時点のものであって、今後どうなるかというところも検討が必要だし、必ずしも今の傾向のままとは限らないというようなことを頂いていて、これは市村委員からいただいたコメントにも関係すると思っています。というのは、市村委員は、この想定需要との関係で、価格規律の観点とか、それ以外の規律の両面で整理していくことが必要とおっしゃっていて、これらは関連する意見だと思い、また、いずれもおっしゃるとおりと思っています。

というのは、現行制度では、前日市場における価格の算定の仕方と、それからインバランス料金の算定の仕方、そこに至るまで一貫したロジックにはなっていません。そうなのだとすると、インバランス料金を想定しながら、前日市場ではあまり調達しないとか、そうことは起こり得るだろうと思っています。

その点について、価格規律の検討が重要というのはおっしゃるとおりで、これまでこの同時市場の検討会でもお示ししているとおおり、検討中のアイデアでは、基本的に前日市場から実需給の断面まで、一貫した考え方で、一貫したロジックで価格を算定していくことにしています。要は、電源態勢のシャドウプライスを一貫してkWhの価格にするということになります。

そうすると、想定需要が増えていく局面では、市場価格も右肩上がりになっていくはずです。そうすると、前日市場で取らないでおいて様子を見ようというのは、損をする可能性が高くなるかもしれない。そういう一貫した価格ロジックの下では、より前日市場で、ちゃんと調達しようというインセンティブが高まるのではないかとということも、事務局としては期待をしているところであります。ただ、それでも足りない時にはそれ以外の規律も必要というのはご指摘のとおりだと思っています、そういう観点から検討していくことは必要かなと思っています。

あと、秋元委員からもコメントいただいたところで、これもおっしゃるとおりかなと思ったのですが、技術的な課題に関して長期的な視点を考えることも重要だというふうにおっしゃっていただきました。確かに同時市場がいつ入るかというのは、かなり将来のことにもなるかもしれないので、そうだとすると、長期的には技術的な課題というのは解決

に向かっていく可能性があるというのは、確かにおっしゃるとおりで、その点も考慮して考える必要があると思いました。

東谷オブザーバーと齊藤オブザーバーからは、自己計画電源を市場計画電源に変えることの可否についても、改めて検討してほしいというようなご意見をいただいたところでもありますけれども、ここは最後に座長からコメントいただいたところも踏まえながら検討かと思っています。

それから、東谷オブザーバーと福元オブザーバーからは、 Δ kW 価格のシングルプライスオークションに関してのコメントがあったと思います。東谷オブザーバーからは、その他一定額の扱いについても総合的に検討してほしいというところで、これも事務局として、今の段階で排除しているわけではございません。今回、価格分布が適切でない場合には改めて考えなくては、修正をしなければならないとしていますが、実際に Δ kW 価格がどの程度の水準になるかということも踏まえながら、今後、総合的に検討していくということかなと思っています。

あとは、福元オブザーバーからご質問もあったかと思っています。 Δ kW 価格をシングルプライス化することによってどのような影響があるのかみたいなことをお聞きになったかなと思っていますが、その前提として、増分費用が高い電源ほど Δ kW の価格が大きくなるとおっしゃっていたのは、ちょっとよく分からなかったところでもあります。

今、結局 Δ kW の逸失利益のシングルプライスというのが具体的にどういうやり方をするかというのは、これまで検証の資料でも示したところですが、例えば市場価格が 10 円であって、それで 9 円の電源が Δ kW で取られたというような時には、kWh が約定すれば 1 円分得するはずだったところが、その 1 円分の kWh が Δ kW で取られると付かなくなるということですから、その 1 円が Δ kW の価格になるということです。

そうすると、市場価格に近いマージナルの電源は、 Δ kW の逸失利益というのは、普通に計算すると減ってしまう。市場価格よりも高い電源が起動されてしまうとマイナスにすらなるということでもあります。逸失利益のシングルプライス化というのは、そういうことを避けるために行うもので、シングルプライスにしないと、むしろ適切な対価性の観点から問題があるのではないかと考えているところでございます。

それから、新川オブザーバーについては、特にインバランス料金の算定方法について 3 つの観点があるというコメントをいただいたところです。これはいずれも、重要だと思いましたので、その点も踏まえて今後の検討が必要かと思いました。

永田オブザーバーからは、技術検証のほうでは、現実的にどういうことができるかが重要なミッションだというふうにおっしゃっていただいて、これもごもつともで、われわれはいろいろと、こんなこともこんなこともできるのではないかと、いつもご無理をお願いしていますが、もちろん、現実的にこういうことができる、できないという判断は重要ですので、引き続きしっかりご助力いただければと思っています。

あと、市村オブザーバーから、若干のご質問というかコメントをいただいているところ

でありまして、 ΔkW の逸失利益のシングルプライス化ということについて、通常の電源の整理としては御異論はないということではありますが、他方で、プロセスDRのような、DER、DSR、こういったものを活用しようという時にどういうことになるのか、ちょっとコメントが欲しいということだったと思っています。

おっしゃるとおりで、プロセスDRのようなものについて逸失利益をどう考えるかというのはなかなか難しい問題であります。 ΔkW の価格について逸失利益のシングルプライスとする時に、普通の火力電源のようなものと一律に扱ってよいかというのは、おっしゃるとおり難しい問題で、検討すべき点が多々あろうと思いました。この点は、今何かいいアイデアがたちどころにあるというものでもないで、ちょっと今後の検討課題として認識しておきたいと思っています。

いただいたコメントについて、今のところお答えとしては以上のようなところかなと思っています。以上です。

(2) 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の進捗報告について

○金本座長

ありがとうございました。それでは次の議題に移らせていただきます。議題（2）は、電源起動・出力配分ロジックの技術検証の、技術検証Aの進捗（しんちょく）報告についてでございます。この議題につきましては、事務局の広域機関から、資料4の説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○下根電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

はい。広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、2つ目の議題ということでございまして、資料4、電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の進捗の報告について説明のほうをさせていただきます。

右肩2ページが背景でございますが、これまでも、本検討会の下に技術検証会のほうを設置してございまして、そこでの検討状況というところを都度ご報告差し上げてきたというところではございます。今回に関しましては、このページの一番下に書いてございまして、③番、 $kW \cdot \Delta kW$ の同時最適ロジックにおける三次インセンティブ案の詳細検討の結果のご報告、そして新規の項目でございます⑨番、送電ロスを考慮したSCUCロジックの検証の中間報告というところでございます。

検討状況の概要に関しましては割愛させていただきます、早速第2章、③番の項目に入るというところございまして、今回ご報告する内容といたしましては、9ページに書いてございますように、 $kWh \cdot \Delta kW$ の同時最適ロジックに関しましては、幾つか検証の項目があったというところではございます。そのうち、三次インセンティブというところに関しましては、いわゆる現行調整力の区分といたしましては、二次②、三次①、三次

②という形で、EDCに関しまして大きく3つあるというところを今後集約してはどうかと、そういった方向性のほうをお示ししておったというところではございます。

このあたりは、全てが全て遅い調整力になってしまうと需給調整に影響があるかというところもございますので、一定程度高速なEDC成分が必要であろうというところを、どのように約定ロジックに落とし込むのかというところを検討してきたというところでございます。

具体的にはというところで、10 ページに書いてございますように、3月の第14回本検討会におきまして、大きく3つほど案があり得るかというところで提案のほうをさせていただきました。①がペナルティー係数というところで、こちらは低速な調整力を確保するとペナルティーが増えるというところで、高速調整力の確保ということも促すようなロジックであると。②に関しましては、高速調整力が必要だということであれば、そのパーセンテージというところを確保条件として設定すると、おのずと確保できるのではないかと、そういった案であると。3つ目に関しましては、あまり高速・低速という区分をせずに、全体として必要な量というところを組み合わせ上、最安になるように確保すると、そういった案もあり得るというところでもございます。

前回までにおきましては、こういった3つのロジックのいずれも実現自体は可能かというところをご報告しておったというところではございますが、このうち、最終的にどの案にするのかというところに関しましては、調整力の細分化作業会、そういったところとも連携のほうをいたしまして、深掘り検討をしていくというふうにしておったところでございます。

本日はそちらの検討状況のご報告だというところでもございまして、14 ページに書いてございますように、こちらの案を絞り込むに当たりましては、大きく2つの観点、安定供給の観点と社会コストの観点というところで、評価のほうをしてきたというところがございます。具体的には、安定供給の観点というところでは、やはり二次②相当の早い指令に対応するところが重要であるというところから、例えばということで、5分時点の必要な応動量を確保できるかというような観点。コストの観点に関しましては、当該案を選択した時にしっかり最小化できるような設計ができるのかと、そういった観点で検討のほうをしてきたというところでございます。

結論といたしましては、その両方が満足できるであろうという案が3つ目の案であろうというふうにも考えてございまして、先ほども申しました、あまり低速・高速というところを区別せずに全体として必要な量というところを最安な組み合わせで確保すると、そういった案が整合的ではないかというところで結論付けたというところでございます。具体的な中間点における調整力の確保比率というところに関しましては、今後深掘り検討が必要かと考えているところでございます。

続きましてが⑨番、送電ロスの話だというところでもございまして、こちらは、こういった項目も今後検討が必要かというところでも新規に追加したところがございます。今後、

同時市場におけます送電ロスの考慮方法の検討に当たりましては、まずは現状の日本の取り扱いでしたり、あるいは海外の扱いというところを調査するのが大事かというところで、今回、その調査結果をご報告するということとともに、こういったテクニカルな方法があり得るのかということも、まずはファーストステップの検討というのをやってみいりましたので、そのあたりの結果もご報告するということでございます。

まず、現状の日本と海外事例のご紹介だということでもございまして、まずは22ページ、現状の日本の扱いだということでございます。このあたりは皆さまご存じのところも多いかと考えてございますが、現状の日本におきましては、左下の表にも書いてございますように、約款に定められている送電ロスの率というところが、各エリア別、電圧階級別に設定のほうがされてございます。こちらは過去3カ年の実績の平均を用いて算定した数字ではございますが、こういったところを活用いたしまして、小売電気事業者のほうで、実際の需要の量プラスアルファというところで、上乗せして調達していると、そういう実態があるというところでございます。

こういったところを電気とお金の流れに落とし込んだ図が25ページだということでございます。非常に簡単な図ではございますが、この図では、例えば小売電気事業者が95の需要を抱えているという話の中で、約5%のロスが必要だという話なのであれば、市場あるいは相対契約を通じて100の電気を調達するというところでございます。そういったところで100の電気のやりとり、そしてお金のやりとりというところで、整合する姿というところをお示ししているというところでございます。

続いて、26ページ以降が、今回調査のほうをいたしました、海外の事例だということで、今回はアメリカのPJM、NYISO、そしてカナダのIESOに関しましての調査結果をご報告させていただければと考えているところでございます。

まずは30ページ、PJMの送電ロスの取り扱いというところでございますが、こちらは、PJMはSCUCで計算しているというところで、それすなわち、系統の潮流の状況というところを精緻に計算する必要があるというところでもございますので、そういったところから、エリア全体で一律のロス率を用いるというよりかは、やはりノード単位でロス率を変える必要があるかというところでもございます。そういったパラメーターに関しましては、過去実績等を用いてノード別のロス率というところを外部的に入力した上で、SCUCを回して計算のほうをしているというところでございます。

もう少し具体的なところをお示しすると、31ページでございます。下のところを書いてございますように、例えば発電ノードでしたり、需要ノード、それぞれに固有の送電ロスの率というところが設定のほうをされてございまして、それに伴う減算、加算というところも踏まえた上で、全体の需給バランスが一致するように計算のほうをしているというところでございます。

つまり何が言いたいかと申しますと、こういったロジックの仕組みであるというところもございますので、小売電気事業者に関しましては、需要地点の消費電力量のみを調達す

る仕組みになっているのかなというところでもございまして、系統で発生しているロスというところは、それとは別で計算されているという状況だということでもございます。

そういった中で、どのようにロスを負担しているのかということところは、32 ページに書いてございますように、価格に転嫁して負担しているのかなとも考えてございます。P J M で採用されております市場価格、LMP というところに関しましては、混雑が発生いたしますと値差が発生している仕組みだということではございますが、それだけではなく、ロスによっても減算加算があり得る制度になってございます。こういったところで、市場価格を通じて小売事業者がロスを負担している、そういった形になっているかと考えてございます。

簡単なポンチ絵で示したのが 33 ページだということでもございまして。先ほども申しましたように、実際に発電するところと小売が調達するところは、系統でロスが発生し得る以上、電気の流れとしては完全には一致しないんだと考えてございます。一方、価格というところに関しましては、その分だけ小売の価格が上がる、そういったロス率の補正があるということでもございますので、そういったところから市場収支の一致が図られているということでもございます。

続いて、NY I S O の仕組みでございます。こちら基本的な考え方は P J M と同じかなと思ってございますが、少し計算の工夫といたしましては、先ほどの P J M におきましては過去実績等を用いてノード単位のロス率を設定していると申し上げたところではございますが、より精緻にしようと思いますと、各断面で、その断面に応じたロス率を設定することが望ましいということもございます。下の図に描いてございますように、反復計算を行うことによってより収束、精緻化を図っていると、そういった工夫があるということでもございます。

ただ、それ以降の動きに関しましては、価格に転嫁して精算するという形自体は一緒かなと考えてございますので、その行う流れ等々に関しましては割愛のほうをさせていただきます。

最後に、カナダの I E S O の仕組みでございます。こちらは以前もご紹介いたしましたように、実際のディスパッチに使う系統制約を考慮した S C U C と、均一料金を算定するための価格算定用の系統制約を考慮しない S C U C が 2 つあるというふうに申し上げておいたところでもございまして、このあたりは、より詳細なところを調査いたしますと、38 ページにも書いてございますように、実際のディスパッチで使う、系統制約を考慮するほうでは送電ロスというところが考慮してございまして、価格算定のほうでは考慮していないという実態があったということでもございます。

こちらは、ディスパッチに使うロジックのほうでロスを考慮しているということでもございますので、そのテクニカルな計算に関しましては、先ほどの P J M 等と同様なのかなと考えているということでもございます。

一方、であれば値差として負担ができるのかということが、均一料金上難しいという

ところだとも思っています。そこを補填（ほてん）する形としては、市場価格への転嫁という形ではなく、アップリフトというところで市場外の補填に回しているというところが特徴かというふうにも考えてございまして、もう少しイメージとして明示化したのが40ページでございます。

電気の流れとして不一致というところは一緒だということではございますが、その電気の量が不一致の中で、同一価格で精算すると収支も不一致になるということでもございますので、そういったところをアップリフトに回して補填していると、そういった形なんだと考えているところでございます。

こういったところをまとめたのが41ページだということでもございまして、先ほどもお示しいたしましたように、現状の日本と、SCUCを用いている海外というところは、比較的差異が見受けられるということでもございます。こういったところを、今後の日本の同時市場においてどのように扱うのかということが論点になろうかと考えてございます。

こういったところは、SCUCロジックにおいて、技術的にどのようにロスを算定するかという話だけではなく、制度上ロスをどのように扱うのかという話とも両輪で考える必要があるかというふうにも考えてございますので、まずはステップを踏んで、技術検証におきまして、日本全国の系統を模擬した上で、こういった方法であればロスの算定が可能なかというところの検討もしっかりやっていきたいと考えているところでございます。

そこに先立ちまして、次の章では、送電ロスの計算方法というところの概略検討のほうをしてございまして。43ページに書いてございますのは、大きく2つの方法があり得るかというところで。左側の①というところに関しましては、SCUCの中で、送電ロスの関数というところを模擬いたしまして、制約条件として一括で解くという方法もあれば、右側に書いてございますように、ノード、ブランチそれぞれにロス率・ロス量、そういったものを設定した上で、反復計算の中で解く、そういった幾つかの方法があり得るということでもございます。

今回は、この赤で囲った、近似解法①～③というところに関しまして、次のページに書いてございますような電気学会の標準系統モデル、簡易系統のモデルで検討した結果について、簡単にご紹介のほうをさせていただくというところでございます。

①に関しましては、45ページの下の方の図に描いてございますように、実際のロスというところは、要は二次関数で表現されるものであるということではございます。こちらは、その二次関数というところは、やはり非線形性が伴うものであるということもでございます。そういったところをSCUCの中でそのまま解こうと思うと膨大な計算が必要になってくるということもございますので、その工夫といたしまして、下の図に描いてございますように、幾つか区分した上で、区分線形化をします。そうすることによって解けるのではないのかというところが、本解法の特徴だということでもございます。

実際に解いた結果が 47 ページだということでもございまして。簡易系統におきましては、区分数 5 区分くらいでも一定程度の誤差になるのかということではございまして、このあたりは、区分の数を増やせば増やすほど誤差が小さくなるというところは想定どおりなのかなと思ってございますが、一方、その分だけ扱う区分が多くなるということから、計算時間が増える。そういったトレードオフの関係にあるということが見えてきたところでございます。さらには、先ほどの二次関数ということと、そこを結ぶ直線というところの形の乖離というところが、最終的なコストに及ぼす影響もあり得るかということもございまして、そういうところも踏まえながら、解法①の深掘りが必要ではないかと考えているところでございます。

続いて解法②の紹介でございまして、こちらは先ほどの NYISO の仕組みに近いのかなとも思ってございます。ノードあるいはブランチごとにロス率というところを個別に設定のほうをしておきまして、そういったところを反復計算の中でより精緻な値に収束させていく、そういった方法であるというところでございます。

簡易系統で回した結果におきましては、51 ページに書いてございますように、2～3 回回せば一定程度誤差が小さくなるかというような結果が得られたというところではございますが、一方で、得られた示唆、課題といたしましては、反復計算をすればするほど誤差が小さくなるかというところ、そういったわけではないというところで。こちらは、反復計算の過程におきまして、そもそも電源の起動停止自体も変え得るという、そういった選択肢もあり得るということでもございまして、そうなりますと必ずしも誤差が小さくなる方法に限らないというところでもございます。こういったところでどのように収束させていくのかというところは、今後の課題なのかなと考えているところでございます。

最後に、解法③というところでもございまして。こちらは、系統全体で算定した全体のロス量というところを、各ノードごとにどのように配分するのかという、その配分率を反復計算の中で可変させた、そういった方法であるというところではございます。一方、こちらはこういった状況になっても全体のロス量は変わらないというところでもございまして、そういった中で配分率だけを変えても、そこまで精度が高まらないということが、結果としては得られたというところではございます。

ここまでする簡易系統での検討結果だということではございますが、加えて小宮山委員にもご協力いただきまして、広域連系系統モデルでの検証結果についてもご紹介しようと考えてございます。

こちらは小宮山委員が所有してございます検証環境におきまして、日本全国の系統のほうを模擬いただきまして、ロスの表現に関しましては、先ほどでいうところの近似解法①に近い区分 1 での送電ロスを考慮いたしまして、③に近い形でノードに振り分けている、そういった形での計算をしているというところ。またというところで、計算負荷の低減のために、発電機の起動停止というところを線形緩和して計算のほうを行っていただいたというところではございます。

そうすることによって、年間の最適化というところが、現実的な時間で解が得られたというところではございますが、逆な見方をいたしますと、今後、区分数の増加でしたり、線形緩和の除外ということを行うと、やはり計算量が膨大になるのかなというところ、そういったところは今後の課題になり得るかというところの示唆が得られたというところでございます。

そういったこともございますので、今回は簡易系統プラスアルファといった検討のお示しであったというところでもございまして、こういった内容を技術検証会のほうでご議論いただいたというところでもございまして、頂いたご示唆といたしましては、また海外事例ということもさらに深掘りすべきかというところでもしたり、そもそも同時市場というところ、上位2電圧の系統しか模擬をしていないというところでもございますので、ローカル以下のロスをもどのように考えるのかというところのご示唆、そしてテクニカルな話というところで幾つか頂いたところでもございます。そういったところも踏まえながら、今後さらに深掘り検討のほうをしていきたいと考えているところでございます。

最後に、まとめと今後の進め方というところでもございまして、③に関しましては、今回のご報告をもちまして一定完了かなと考えてございます。今後は、未着手でございます⑧番でもしたりですとか、あるいは⑨番というところに関しましての追加の検討ということもしっかりやっていきたいと考えているところでございます。こちらの資料に関しましては以上となります。よろしくお願いいたします。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、自由討議・質疑応答の時間に入らせていただきます。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次氏名をさせていただきます。それではよろしくお願いいたします。じゃあ、横山委員、よろしくお願いいたします。

○横山委員

はい。ありがとうございます。私は送電ロスのところだけ、1点コメントしたいと思います。

やはり、送電ロスはずり出てくるわけですが、それを含めて総燃料費を最小化するという意味において、この送電ロスをいかに各発電機に割り付けるかというのは、非常に重要な問題だと思います。各発電機の割り付け方というのは、これは総燃料費最小化問題で理論的には解けるわけで、その手法をこういう簡易的な近似方法でやっていただいたというのは、大変いい方法を提案していただいたなと思っています。近似解法の①とか②というのが候補になるかと思うので、ぜひこのあたりを、今後も実規模系統に近いところで検討していただきたいと思います。

この重要性というのは、コスト最小化で送電ロスを割り当てることを、この系統の

Security Constrained 付きのUCでやっているわけですから、基幹系統の混雑が起こらないように、総燃料費最小になるように送電ロスを発電機に割り付けるということなので、そこはやはり非常大事なところだと思っておりますので、ぜひ技術的検討をしっかりと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。その他にございますでしょうか。じゃあ、河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

ありがとうございます。私からは、三次インセンティブ案の詳細検討のところでは1つだけコメントさせていただければと思います。

今回は調整力細分化作業会のほうで、スライド15にございますように、この案Cというのが望ましい案として判断されたということで。私も、以前技術検証会の中でこの3案を見た時に、案Cというのが、必要な調整力の応動可能量というのを、コストもちょうんと勘案しながら確保できるということで、いいやり方だなと思ったところです。

ただ、一方で、技術検証会の中では、この案Cというのは、案のBと比べますと、連続変数が増えるという点は留意が必要であるということでご紹介がございました。それと併せて、小規模系統における検証の結果では、連続変数が増えることに対して、計算時間はそこまで変わらなかったというようなどころもお示しいただいたと記憶しております。

今後、この案Cについて検討するに当たっては、引き続き大規模系統でもシミュレーションをしていくことになるかと思っておりますけれども、その時に、案Bなどと比べて、計算時間とかそういった実現性の観点で、そこで問題がないかというところで検討を深めていただければと思っております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。その他にございますでしょうか。よろしいでしょうか。大丈夫ですか。小宮山先生は何もコメントはございませんでしょうか。

○小宮山委員

小宮山です。ご指名ありがとうございます。横山先生のご指摘はごもつともで。送電ロスは、非常に目立たないところではあるんですけれども、計算を厳密にしようとする、かなり非線形な実態、物理的な量となりますので、非常に計算が難しいところなので、いかに現実性をもって解いていくかというのが大変大事なところです。

特に、恐らく海外、PJMですと、ご案内のとおりノーダル制を取っているわけですが、ノーダル価格、地点別の限界費用にも直接影響する、価格にも直結する、大変大事なパラメーターです。基本的にはまだ日本ではノーダル制は検討されていないわけですが、今後の市場の在り方によっては大変大事なパラメーターですので、いかに精度良く計算していくかというのは大変大事な課題で。この送電ロスはいかに精緻に計算していくかという、そこだけでも論文がかなり、研究がなされております。今後も引き続き、この送電ロスの扱いに関しては、地味な部分ではあるんですけども大変大切なところだと認識しております。

私からは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。その他にございませんでしょうか。よろしいですか。この辺は私も専門じゃないので、最近勉強しているんですが、Optimal Power Flowという研究分野で、最適潮流計算ですかね。何十年も前から延々と電気工学の方々は研究されていて。それで、交流法というきちんと計算するのはいまだに実務で使えるようになっていない。線形近似をしたり、いろんな近似をしてやっているという状況のようでございます。それを日本でどういうふうにやっていくかということを検討していただかなきゃいけないということで、よろしくお願いをいたします。

あと、アメリカでFERCがカンファレンスをやっていて、その去年のプレゼン資料を見ていると、アメリカでDOEがお金を出してコンペをやっているんですね。去年のコンペの問題は、かなり実際に近いネットワークで、この最適潮流計算までやるという問題が出ました。それで、そのカンファレンスに出ていた人のコメントだと、オレン先生というとても有名な先生のコメントですが、実務ではみんな線形近似でやっているけれども、今回コンペに応募した人たちは、みんな非線形の交流法でやっている。これはなぜなんだとか、いろいろ議論をしていました。

取りあえず、非線形の交流法の計算の実現が視野に入ってきているという、そういう状況のようでもございます。大きなR&Dの課題でもございますので、日本の人たちも貢献していただければなと思っていると、そんな感じでございます。ちょっと最後は余計な話ですが。

では、事務局のほうからコメントがあればお願いいたします。

○下根電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

はい。事務局の下根でございます。横山委員、河辺委員、小宮山委員、そして金本先生、さまざまなご示唆・ご指摘をいただきましてありがとうございます。

まず、河辺委員に頂きました前半のところに関しましては、大きな方向性、案の選択といたしましては、3つ目の案というところが全体整合的ではないかというところでご同意

いただいたというところで、ありがとうございます。いただいたご指摘といたしましては、この3つ目の案に関しましては、ご指摘のとおり、連続変数で扱う数が増え得るというところで、当時の検討におきましては、その影響は軽微かというふうにしておったところではございますが、一方、実システムを用いた検証も大事ではないかということはいいただいたご指摘のとおりかとも思っております。

このあたりは、この単一の課題に対してのみ実システムで評価をするという話だけではなく、以前より秋元委員とかにも頂いてございますように、これまで技術検証におきましてはさまざまなパーツパーツのところの検討をやってきたところではございますが、そういったところを最終的に1つのロジックに落とし込んだ時に、実システムでどのようなパフォーマンスを示すのかというところの検証も必要かと思っております。そういったところでステップを踏んで、今後しっかりやっていきたいと考えているところでございます。

後段のロスに関しましては、いただいたとおりかなというふうにも考えてございまして。横山委員にも頂きましたとおり、このロスの再現性というところに関しましては、全体のコストの話だけではなく、やはりロスの発生状況によって潮流状況、つまりは混雑の発生状況も変わり得るというところでもございますので、そこをしっかりと精緻に再現できなければ、実際のシステムで起きる混雑と、市場での混雑処理というところが全く違うところになってしまうというところもございます。こういったところをいかに精度高くするのが大事かというふうにも考えてございます。

一方で、先ほど来ご議論いただいておりますように、そこの計算を厳密にやろうとすればするほど、相当難解な課題になってくるというところでもございます。このあたりは、小宮山委員にも頂きましたように、現実的にどういった方法であれば、精度を一定程度保ったまま解けるのかというところを、今後しっかり検証のほうをした上で、また改めて結果というところをお示しできればなと考えているところでございます。

事務局からは以上でございます。

(3) 市場価格算定方法(検証B)に関する進捗報告について(約定電源と約定価格の相互関係性②)

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、次の議題に移らせていただきます。これは議題(3)になりますか。これは、市場価格算定方法(検証B)に関する進捗報告についてでございます。約定電源と約定価格の相互関係性②ということになっております。それでは、この議題(3)につきまして、事務局の広域機関のほうから、資料5のご説明をお願いいたします。

○下根電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

はい。広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、3つ目の議題ということでございまして、資料5、市場価格算定方法（検証B）に関する進捗のご報告といたしまして、約定電源と約定価格の相互関係性の②というところで、ご説明のほうをさせていただきます。

こちらに関しましては、いわゆる青黄の話の検証結果というところでもございまして、前回の続きというところでしたり、あるいは1つ目の議題のほうで主な論点、概要というところではご議論いただいたというところではございますが、それに関する検証に関しまして、少し定量的な評価というところを、前回いただいたご指摘も踏まえながら追加で行ったというところでもございます。そういったところで、補足資料としてご覧いただければと考えているところでございます。

まず第1章、今回の検証項目の一覧というところでもございますが、こちらに関しまして、1つ目にもございますように、大きく4つの検証項目があらうかというふうにも考えてございます。1つは、TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握というところ。そして2つ目が案①に関する深掘り検討というところで、具体的には収束性に与える影響評価、そういったところのロジックの構築と考えているというところでもございます。案②に関しましては、こちらはTSO収支に与える影響というところを、前回ご意見をいただきましたので、そういうところに関する分析のほうを少し付け加えたというところでもございます。最後は、案①と案②の比較検証、傾向分析というところで、そういったところを今回お示しできればと考えているところでございます。

では、まず1つ目は、TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握というところでもございまして、こちらに関しましては、古くは前身の作業部会の2年半ほど前の議論におきまして、TSO想定需要のほうが高精度で、そういった分析結果に基づきまして今の議論が始まっているというところではございますが、少し古い議論でもございましたので、今回改めて当時の議論を振り返り、再掲させていただくとともに、前回いただいたご示唆も踏まえまして、追加の分析結果というところもご提示するというところではございます。

ただ、1つ目の議題の中でもさまざまなご議論をいただきましたように、今回はあくまでも過去の実績の追加の分析でございますので、今後はより最新のデータでしたり、あるいはまだ不足している観点、市場価格との関係性、そういったところも踏まえた上で追加の検討が必要かと考えてございます。今回の検証結果はそこに至る前段だということでもご留意いただければと考えているところでございます。

17 ページが、以前お示したところの再掲というところではございますが、こちらは1年間のデータというところを取得のほうをいたしまして、TSO想定需要と小売想定需要の大小という話だけではなく、実際に、最終的な実需要、真値との差異がどの程度かというところを比較したというところでもございます。左の図にも描いてございますように、各月別にも、真値に対しまして、上目予想・下目予想さまざまあり得るというところではございますが、累積いたしますと、右のグラフにも描いてございますように、TSOの累

積誤差のほう小さいかというところで、そういったところから平均すると、T S Oのほうが高い精度で想定しているというふうに評価したというところでございます。

また、19 ページのほうで、前回いただいたご指摘も踏まえて追加の分析をしたというところでもございまして、こちらは、T S O想定と小売想定との傾向というところがもう少し明示化できないのかという観点で、度数分布、ヒストグラムのほうを作成したというところでございます。結果は下の図に示したとおりではございますが、数字といたしましては、T S O想定と小売の想定需要の標準偏差が 1.85、小売の想定需要が 2.53 ということでもございますので、数字が小さい分だけT S O想定と小売の想定需要の誤差のばらつきが小さいということは明らかになったのかなと考えているというところでございます。

一方というところで、その中心値、平均値に関しましては、T S Oのほうがいささか右のほうに寄っていると、つまりは高め想定をしていると、そういった傾向も見受けられるようになったというところでもございます。この点は先ほども少しご議論いただいたところではございますが、小売の想定需要の精度を高めていこうというところに関しましては、今後の同時市場の仕組みの中では、需要が上がれば価格が上がっていく、そういった仕組みになっていくという話の中で、前日の精度を高めて、前日で調達するインセンティブが高まるかという話ですとか、あるいはそれで不十分であれば、さらにプラスアルファの制度が必要かと、そういったご議論があったかと考えてございます。そこに加えてというところで、T S Oの想定需要の精度を高める仕組みというところに関しましては、何らか検討が大事かと、そういった示唆が得られたというところでございます。

さらにT S O想定需要と小売想定需要の関係性を、もう少しパターンを分けて分析したのが 21 ページだというところでもございまして、こちらは、実需要の真値と、T S O想定と小売想定というところの大小関係というところで、全部で8パターン存在し得るというところでもございます。過去の実績におきまして、各パターンの発生の頻度でしたり、各パターン内の誤差率というところも掲載しているというところでございます。

おしなべて、全体といたしましてはT S Oのほうが高めになることが多いのかなというところで、年間の6割程度というところでしたり、誤差率で見ましても、T S Oのほう精度が良いパターンが全体の6割程度であると、そういった傾向があったというところでもございます。

続きまして、案①に関する深掘りだというところでもございます。こちら、そもそも青と黄色を回した上で緑を回すという話でもございますので、そこに関して、一定収束性に与える課題があるのかと考えてございまして、今回はこういった課題があり得るのかというところを深掘りした上で、それをクリアすべく、一つのアプローチというところを検討してみたというところでございます。

ただ、後ほどもお示しさせていただきますように、今回の方法というところが、一定、やはり課題・示唆があるのかなというふうにも考えてございますので、これをそのまま採用するというよりは、今回得られた示唆というのも含めた上で、今後さらにより良いロ

ジックはないのかというところを検討していきたいと、そういったところの趣旨であるというところでございます。

26 ページ、27 ページに書いてございますのが、この案①の概要だということでもございまして、T S O の想定が高いということであれば、通常の電源態勢を所与とした上で緑を回すという形でしたり、あるいはその逆という話であれば、黄色の電源態勢を所与として回すと、そういった形があり得ると考えておったというところではございますが、収束性の課題というところを深掘りいたしますと、29 ページ以降のような形になるのかなとも考えてございます。

こちらのページで示してございますのが、そもそも日本全国の系統模擬をした S C U C というところを回していきますと、さまざまな状況が発生し得るというところでもございまして。

具体的には、S C U C というところは単一コマで最適化をしているわけではございませんで、連続で最適化をしているというところもございまして、単一コマだけで見ると、その当該電源の起動が必要なのかというふうに見えるところがあったとしても、他の断面で起動しているところを連続的に起動させておいたほうが合理的だという、そういうケースもあり得るというところですか、あるいは実際の系統というところに関しましては、小容量機から大容量機までさまざまな出力の電源があるというところでもございまして、そういったところを踏まえますと、必ずしも想定需要の大小というところが起動台数を全て相関的に包含できているわけではないと、そういった傾向があるというところでございます。

さらにはということで 30 ページに書いてございますのが、そもそも T S O の想定と小売の想定というところが、1 日 48 コマを通じて必ずどちらかに寄っているかというところ、そんなこともないのではないのかというふうにも考えてございまして、そういった中で、下の図に示してございますように、とあるコマで大小関係が逆転するという話になりますと、そこから、ロジックから引用する起動条件というところをそのまま拘子定規に引用してしまいますと、下から 2 つ目に書いてございますように、実際の電源では追従できないような電源の起動態勢になってしまうのではないのかと、こういったところで制約に引っかかってしまうと、ロジック上収束しないのではないのかという課題が見受けられたというところでございます。

今回は、その課題解決の一つアプローチといたしまして、こういったところの電源の起動停止制約をクリアにすべく、例えばということで、想定需要の大小によらず、ここで言うと青色ロジックあるいは黄色ロジックどちらか片方で起動している電源に関しましては、起動させてしまうと。そういったことによって、まずはこの制約条件をクリアしてみたというところで、その検証結果のほうをお示しするというところでございます。

32 ページのほうで、こちら前回頂きましたご指摘のとおり、日本全国の系統模擬をして、そういったところで検証しようというところでもございまして、そういったところの

検証結果というところが、次の 34 ページのほうにお示ししているというところでございます。こちらは下の表にも描いてございますように、高需要断面、低需要断面共に、一定程度短時間で解が得られたというところが結果であったというところでございます。

こちらに関しましては、先ほどの処理方法の工夫等々によって、最もネックとなると考えてございました電源の起動停止制約、そういったところをクリアすることができれば、あとは逆に電源態勢が所与の中で、EDCの問題に置き換えることができるというところでもございますので、比較的高速に解くことができるというところで結果が得られたというところでございます。

一方というところで、この計算結果そのものを精査いたしますと、特に再エネ余剰断面におきまして、再エネ抑制量が増加する傾向があったというところでもございますので、次のページにおきまして、その原因等々について分析を行ったというところでございます。こちらは、構図としては下のような構図かなとも思っております。先ほども申しましたように、黄色のロジック、青色のロジック、どちらか片方で起動しているものに関しましては全て起動するという条件にしてございます。そうしますと、一番右に描いてございますような、再エネ余剰断面等々におきましては、その分だけ最低出力の起動台数が増えてしまうかというところで、それに伴う再エネ抑制量の増加につながったというところでございます。

こういった課題も顕在化したというところもございますので、このロジックをこのまま案①のロジックに採用するのも難しいかというふうにも考えてございます。先ほども申しましたように、こういった課題が顕在化したところも踏まえた上で、さらに今後他のロジックはあり得るのかというところを検討していきたいと考えているところでございます。

続きまして案②に関する深掘りというところでもございまして、こちらは、ロジックといたしましては黄色のロジック、青色のロジック、それぞれを独立で回すという話でもございますので、そのテクニカルな課題はないかと考えてございますが、一方、その差分というところを右の図に描いてございますように、TSOが $\Delta kW-I$ として取引するというところでもございまして、そういったところに伴うTSO収支への影響というところで、さまざまなご意見をいただいたんだと考えているところでございます。

40 ページに書いてございますように、TSO収支に影響を与える主たる要因といたしましては、やはり想定需要の精度がどちらが高いかということかなとも思っております。先ほどお示したパターン表に落とし込みますと、それぞれのパターンにおきまして、最終的な真値に近ければ近いほど、収支はプラスになる方向なのかなとも思っております。このパターン表で言えば、一番下にも書いてございますように、パターンⅠであればおおむねプラス、Ⅱであればマイナス、そういった傾向があるんだと考えてございます。

一方で、これ以外の要素によっても価格は変動し得るというところでもご示唆をいただいたんだと思っております。例えばというところで、経済差し替えの札でしたり、再エネの変動、こういったところによつての変動の影響評価もすべきではないのかというご示

唆もいただいたというところでございます。今回は、そういったところに関しましても簡単に考察のほうを追加したというところでございます。

右肩の 47 ページをご覧ください。まずは、経済差し替えの買い札による影響だということでもございまして、こちらは真ん中の段に書いてございますのが前日同時市場の流れだということでもございます。こちらは前日の断面におきましてはセルフスケジュール電源も存在し得るという話の中で、想定需要自体は小売も T S O も 300 というふうに想定してございますが、このセルフ電源の差し替えをやるべく、小売側に関しましては 100 の差し替えの札がもう入っていると、そういった状況を想像いただければとも思っております。

そうすると、小売の入札需要という形に置き換えますと、あたかも需要が T S O に比べて 100 多いという形になってございますので、その分だけ取引量での差があり得るところから、T S O の 100 の売りが発生し得るところでございます。

その後、価格いかにによってこの買い札が約定するという話なのであれば、経済差し替えが成立するということでもございますので、それ以降の時間帯、時間前同時市場におきましては、このセルフの電源はなくなるという話でしたり、差し替えの 100 はなくなるという話でもございますので、純然たる想定需要のみの比較になるというところで、そうなりますと、差分がなくなるというところから買い戻しが発生し得るところでございます。

こういった流れの中で、T S O の収支的にどういった影響があり得るのかということをお勘案いたしますと、上の段と下の段で価格が変わっていないというところが全てかなとも思っております。結局、差し替え対象になりますセルフ電源に関しましては、こちらはプライステイカーでございますので、それは価格に当たる影響は軽微なかなとも思っておりますので、そういったところから、経済差し替えに伴う T S O のお金の流れというところに対する影響というのは軽微ではないかと考えたところでございます。

一方、実際に影響し得るのが変動性再エネの上振れ・下振れなのかなというふうにも考えてございます。このあたりはどういったケースであればその影響が顕在化し得るのかというところを、次のページで幾つかスタディーのほうをお示したというところでございます。

49 ページのほうに、少し細かい表で恐縮ではございますが、スタディーを載せてございます。代表的なケースといたしまして、一番左側のケース①のほうで説明をさせていただければと考えてございます。こちらは、一番上の前日の同時市場の断面におきましては、小売の想定が 300、T S O の想定が 400 という話の中で、その差分 100 があるというところから、T S O が 100 買うという形になっているというところでもございまして、その後、時間前の断面におきまして、小売がもう少し需要が伸びるのではないのかというところから、350 に需要を見直すという形でもございますので、ここで差が縮まった分だけ、時間前断面で T S O が 50 売ると、そういった形になるということを示しているというところで

ございます。

ここで、小売の需要だけで価格が決まるのであれば、300 から 350 になっているところから、市場価格は上がるという話ではございますが、一方、見直した量以上に再エネが上振れするという形になりますと、その分だけ安価な電源が増えるという形でもございますので、むしろ逆に、その市場価格が下がる断面もあり得るとも考えてございまして、そうすると、T S O 目線では、前日で安く買って時間前で高く売る、そういったケースによって赤字が発生し得るということは、実際の断面としてはあるんだと考えてございます。

一方というところで、その右肩のケース②を見ていただければと考えてございます。こちらは、再エネの上振れと下振れというところに関しましては、基本的には機会均等なのかなとも考えてございますので、こういった影響によって、損する断面がゼロではないということはそのとおりかなと思ってございますが、逆に儲かるケースもあろうかとも考えてございます。そういったところを平均化すると、基本的にはその影響というところがなくなるとも考えているところでございます。

そういったところも踏まえまして、51 ページに書いてございますように、やはり T S O 収支に与える主たる要因というところは、想定需要の精度なのかなとも考えてございまして、こちらは過去の分析、実績というところではございますが、T S O 想定の方が精度が高いという話なのであれば、必然的に T S O の収支もプラスになる方向性なのかなと考えているというところではございます。

一方で、1 つ目のところでも申しましたように、今後、想定需要の精度ということをどのように考えていくのかというところをさらに分析していこうとも考えてございますので、改めてそういった結果を分析した上で、こういったところの影響評価というところも再度実施のほうをさせていただければと考えているところでございます。

また、もう一点、前回、T S O が k W h 取引をすることの是非、そういったところに関してもご議論いただいたというところではございますが、こちらでも幾つか見方があるかというふうにも考えてございまして、例えばということで、現行制度におきましても、調整力不足、供給力不足の断面におきましては、T S O は余力活用による電源起動というところをゲートクローズ前、前日の取引前にも実施しているというところでもございますので、そういったところを、電源の起動並列の指示をした段階で、少なくとも最低出力分の k W h の発動が確定しているというところは同じなのかなとも思っております。

こういったところを同時市場を通じて見える化するというのが今回の取り組みかと考えますと、そういった意味では、新たな T S O の役割が発生し得るという話というよりは、むしろ現行でも実施している調整力 k W h の取引というところを同時市場を通じて実施すると、そういった見え方もできるのではないのかということを記載しているというところでございます。

最後に、案①と案②の傾向分析・比較というところでもございまして、こちらに関しましても、T S O の想定と小売の想定の大小によって、幾つかケースがあり得るのかなとも思

ってございます。例えば真ん中の段に関しましては、TSOの想定が大きいという話なのであれば、その市場価格を算定する際の電源態勢が違うという形になってございますので、そういった中で、市場価格に差異が発生し得るのかというところでしたりですとか、あるいは、下段に書いてございますように、小売の想定のほうが高いという話なのであれば、これが修正されることなくゲートクローズまで行き着くという話になれば、最終的な実需給断面における電源、再エネの差異が発生し得るというところでもございます。これによってコストでしたり、再エネ抑制量、混雑状況にも差異が発生し得ると考えているところでございます。

今回はこのうちの1つ目、市場価格に関しまして、少しシミュレーションのほうを通じて傾向を把握したというところでもございますので、そのあたりをご報告させていただくというところでございます。

こちらは59ページにも書いてございますように、過去に年間を通じた価格シミュレーションをやった環境を用いまして、傾向をより一層把握しやすくするために、年間を通してTSOが約1%程度高め想定をしている、そういったケースを模擬した上で、市場価格の検証というのを行ったというところでございます。

結果といたしましては、案①の市場価格のほうが案②よりも安価になる、そういった傾向が見られたというところでもございまして。市場価格が安価になる分だけアップリフトが増えると、そういった結果になったというところでございます。

こういったところの要因に関しましては、下の図に描いているというところではございますが、TSO想定のほうが大きい、電源起動の台数が多いということでもございますので、価格算定をする緑色のロジックに関しましてもその分だけ起動台数が増えるという中で、台数が増える中で同じ需要量250を扱うという話になりますと、最低出力の台数が増える分だけ、シャドウプライスが減るかというところで、こういった傾向が生まれるというところが見えてきたというところでございます。

実際に、こういった断面がどの程度発生しているのかでしたり、あるいはこれが何円差なんだというところに関しましては、今後もう少し精査をした分析が必要かと考えてございますが、全体的なマクロ傾向としてはこういった傾向が得られるということが見えてきたというところでございます。

最後に、まとめと今後の進め方でございますが、冒頭も申しましたように、今回の検証というところは、まずは前段といたしますか、今後の検討に向けての一つの示唆というところでもございます。今回得られた各特徴、傾向でしたり、本日出たご意見等も踏まえながら、引き続き、今後検討のほうを進めていきたいと考えているところでございます。

こちらの資料に関しましての説明のほうは以上となります。よろしくお願いいたします。

○金本座長

ありがとうございました。それでは、自由討議・質疑応答の時間に移らせていただきます。

す。いつもどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次氏名をさせていただきます。それでは、どなたかいらっしゃいますでしょうか。じゃあ、山本オブザーバー、お願いいたします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会、山本でございます。2点コメントさせていただきます。まず、53 ページに記載の、TSOによる市場取引の立て付けについてですけれども。電源起動を指示した時点で最低出力分のkWhが発動しているという点についてはそのとおりだと理解しておりますけれども、これはあくまで調整力確保のために必要に応じて追加起動した結果として発生するものでして、TSOがkWhの取引主体として日々市場でkWhの売買を行うこととは位置付けが異なるものと認識しております。このため、新たにTSOの役割が増えるということではないとまでは言い切れないのではないかと考えておりまして、TSOの役割を踏まえた仕組みを検討する必要があるのではないかと考えてございます。

また、51 ページで、平均するとTSO収支がプラスとなるという旨の記載がございますけれども、私ども一般送配電事業者としましては、規制部門として設備の維持・運用を担っている立場でございまして、収支の安定性というのはとても重要だと考えております。案②のような仕組みを導入した場合、まだ分かりませんが、1日当たりに数億～十数億規模のkWh取引を日々行う可能性も出てくるのではないかと考えておりまして。結果として、一般送配電事業者の事業運営に一定の不確実性をもたらすということも考えられますので、こうした影響を踏まえた上で、引き続き丁寧なご議論をお願いしたいと考えてございます。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございました。東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

はい。JERAの東谷です。2点コメントをさせていただきます。

まず1点目は、小売想定需要とTSO想定需要の比較についてです。今回、過去の作業会で分析したデータを用いて詳細分析されたことにより、データが多少古くなっていること、かつ単年度での分析であるということが少し気になっております。重要な論点に影響する分析でもありますので、実務上もし可能であれば、至近のデータでかつ複数年での分析ができると、より実態を反映した結果が得られると思いますので、ご検討いただければ幸いです。

2点目は、31 ページのSCUC③の処理方法についてです。リード文のほうに、 ΔkW

－I と ΔkW は要件等が異なると記載をされておりますが、 ΔkW の中でも特に三次調整力は、 $\Delta kW-I$ と同様、 kWh に近い性質を持つため、同じように取り扱えるのではないかと思います。また、 $\Delta kW-I$ を調整力として扱った場合、技術的な理由から送電容量を 100% 確保できず、送電可否判定ができないことは承知しておりますが、それは他の ΔkW も同様かと思えます。また、 $\Delta kW-I$ が大きい場合、過大にマージンを確保してしまう懸念も指摘されておりますが、その時点の想定で必要と判断された調整力であることを踏まえると、一定の合理性はあるのではないかと考えております。

以上になります。

○金本座長

ありがとうございます。次は河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

ありがとうございます。私からは案の①に関する深掘り検討のところでコメントさせていただきたいと思えます。

このたび、複雑なシミュレーション分析を行っていただきまして、まずは感謝申し上げます。今回は、案の①に関しましては、幾つか考えられる電源態勢の作り方の中で、今回は黄色ロジック、青色ロジックのいずれかの電源態勢において起動している電源については全て起動するという事で、緑色のロジックを行っていただいたということでございますけれども。

今は想定需要の精度というところは議論の途中であるとは理解しているんですけども、まずここでは、TSOの想定需要のほうが精度が高いという前提に立ってコメントをさせていただきます。そのような前提の下では、小売の想定需要が、TSOの想定需要よりも高いという時には、今回検討いただいた方法ですと、結果的には必要以上に電源を起動する、並列する結果になると理解しております。今後、案の②と比較をしていくに当たっての私見ということで幾つかコメントとなります。

起動台数を必要以上に増やすと、起動台数を基本的に増やすと、それによって最低出力分は必ず発電するということになるかと思えます。そうしますと、まず1つ、案の①、案の②のところで違いとして出てき得るなと思うのは、同じ需要に対しても発電効率が変わってくると思いますので、それによる運用コストの変化というところが、比較の視点としてあるかと思えます。

2つ目は、再エネがたくさん発電していて、需要が比較的軽いというような時には、余剰電力の発生ということが課題としてあるかと思えますけれども、その需給バランスの観点で、並列台数の違いによって再エネの余剰電力の発生量、言い換えれば再エネの出力制御量ということでも評価できるかと思えますけれども、この部分でも違いが生まれるのではないかと考えております。これは今回も、黄色ロジックに対して緑色ロジッ

クのところでは出力制御量が多くなったということで、まさにその部分、それに当たるところなのかなと、同じお話なのかなと思いました。

それから３点目は、実際よりも小売想定需要が高いという時に、その小売想定需要に基づいて並列する発電機が増えたという時に、その追加の並列発電機が仮に混雑系統において並列されるという、そういった結果になった時に、ＳＣＵＣを通していきますので、その計画の下では系統混雑は、送電線の熱容量超過、運用容量超過というのは起きていない計画になっていると思うんですけども。

予測が外れたことによって生じる系統混雑というところについては、混雑系統における電源の並列数が多ければ多いほど、その予測が外れることによる系統混雑のリスクというのは高まると思っておりまして。その観点でも比較を行っていくというのも、重要なのではないかなと思っております。

以上３点を、今後案の①、案の②ということで比較を行っていただく時に、できれば見ていただきたいなと思っております。以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。松村委員、お願いいたします。

○松村委員

発言します。案①に関して、収束性を高めるためにトライをしてくださったという部分に関して、今、まさに河辺委員がご指摘になった点なのですが。どちらかで起動を決める、大きいほうで決めるということをするれば、当然、今までのやり方と差異があるとすれば、必然的に起動台数が増えるというほうに行くはずで、その結果として何が起こるのかということを書いていただいているわけですが。

その時に、価格がどうなるのか、アップリフトがどうなるのかというのはもちろん重要な点ではあるのですが。本来、効率的な起動台数というのがあって、それよりも増えるということになれば、コストが増えていくわけですから。誰かの損得になるということは当然あり得るのだけれども、全体としてコストが増えて非効率的になっているということが、まず第一義的に出てきていること、その分の非効率性が出てきているということを、きちんと認識しなければいけないと思います。

それでも案①を強行するのか、なぜこの委員会は案②にこれほどネガティブな意見が相次ぐのかというのは、私には全く理解ができないのですが、それでも強行するのかということについてはちゃんと考える必要があると思います。

しかし一方で、真逆のことを言っているようですが、この案①を強行してこのやり方で収束させるということが仮に行ったとしても、例えば前のラウンド、前の前のラウンドで上限価格・下限価格という議論もしていたんですが、かなり強烈的なネガティブプライスが入るということだとすると、恐らく出力抑制の局面で、自主的に止めるという電源が、変

動再エネも含めてだいぶ出てくるんじゃないかと思います。そうすると、今言った弊害というのはかなり小さくなるかもしれない。

つまり、そのような状況で、なおかつ再エネが調整力市場にちゃんと出ていくということをしちゃんと整備する。その2つがセットで強力に推進されて出てくるということだとすると、結果的に見ると、増分のコストというのは、最低出力分のコストがなどというようなことをほぼほぼ心配しなくてもよいような、比較的小さなコストというので出てくるかもしれない。それなら案①というのはあり得るかと思います。

一方で、案①を、強力なネガティブプライスなどというのに関してすごく反対している人が案①に固執するなどということがあると、それは相当反社会的なことを言っているのではないか。制度の組み合わせとしては相当まずい提案をしているのではないかということ強く懸念しています。

もしこれで強行するのであれば、私は少なくとも、強力なネガティブプライスというのは必要不可欠ではないかと思います。もちろん、案②だったらネガティブプライスは要らないと言っているわけでは決してないんですけれども。そちらに反対しながら案①がいいというのは、相当にまずい制度設計というのに向かうのではないかということ懸念しています。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。その他にはございますでしょうか。じゃあ、市村委員、お願いいたします。

○市村委員

はい。ご説明いただきましてありがとうございました。私からは2点ほどコメントさせていただきます。

まず、19 スライド目のところで、前日想定需要の傾向についてということで、いろいろと分析いただきましてありがとうございます。なかなか面白い結果というか、示唆に富む結果なのかなと思っています。

この中で申し上げますと、2点ほどなんですが、今後想定需要の傾向について分析を深めていくということがあるとすれば、ちょっと1点、これは私はまだ頭が整理できていないんですけれども、例えば小売想定需要のほうでは、いわゆる自社の需要を持たないでトレーディングだけをやっている事業者さんがいると思うんですね。いわゆる、そういったトレーダーの入札行動とこの想定需要との関係というところが、何か考慮すべきところがあるのかなのかというところは、一応、小売の想定需要の正確性といったところを議論していると思いますので、ここは制度論とも関わってくるところだと思いますが、少し検討いただく際には頭の片隅に入れておいていただければなというふうには思っています。

もう1点は、TSOの想定需要については、基準ベースが高い傾向が見受けられたということで。ここについては、どちらかという安定供給サイドに予測をされているということなのかなというふうには理解しました。

一方で、現状がこうだとした上で、これを安定供給寄りに取るといったところが、 $\Delta kW-I$ として取るのか調整力として取るのかと。こういったようなところの中で、予測精度のやり方みたいなところが、少し工夫すれば、傾向として安定供給寄りということであれば、予測の仕方を多少基準点になるよう出していくことで、より正確な予測になるということもあるのかなと思いました。ここら辺については、この高い傾向が見受けられるというところの原因というか、背景にあるようなところ、そういったところを検討していただければ、今後精査していただければなと思っております。

もう一点なんですが、案①と案②について、これも引き続き、今後検討していただくということだと思っております。案①についても今回お示しいただいたのは、私の理解ではあくまでも計算性を収束させるための一つの方法として、両方の中で最大のところを取って起動態勢を検討したということだと理解しております。25 スライド目のところでも書いていただいているところかと思いますが、これ以外の方法ということも当然あるということだと思うので。案①というところの検討に当たっても、それ以外の計算の収束の仕方、それとの社会経済的な効率性の観点と、こういったところで引き続き検討していただければなと思っております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。その他にございますでしょうか。よろしいですか。じゃあ、事務局のほうから何かコメントはございますでしょうか。

○下根電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

はい。事務局でございます。委員の皆さま方、オブザーバーの皆さま方、大変多岐にわたるご意見を頂きましてありがとうございます。いただいたところを順番にお答えさせていただきますと、まず山本オブザーバーにいただきましたところ、案の建付けでしたり、収支影響といったところに関しまして、さらに今後の深掘りが必要ではないのかというご示唆なのかなとも思ってございまして、今回も、一つの考え方の案というところのご提示でしたり、あるいはTSO収支の影響に関しましても、説明の中で申し上げたように、今後想定需要がどういうふうな精度になっていくのかというところも踏まえた上で、改めて再度検討が必要かと思っているところでもございます。いただいたご指摘も踏まえながら、さらに追加の検討をしていきたいと考えているところでございます。

続いて、東谷オブザーバーにいただきましたところのご指摘のとおりでございまして、今回お示ししたのが2021年のデータでもございますので、今思うと、ちょっと古いデータ

になっているというのは事実そうかなとも思っています。改めて、最新のデータみたいなのを加味した上で、ちょっとどこまで複数年度ができるかというところは、ボリューム感もあるとは思ってはございますけれども、いただいたご指摘も踏まえた上でしっかりやっていきたいかなと考えているというところでございます。

31 ページでいただいたところの、その他ロジックのところに関しまして、こちらもいただいたところもごもっともかなとも思いつつ、幾つか難しい観点もあろうかというふうにも考えてございます。こちらやはり同時最適ロジックにおいて、 ΔkW の発動制限をどうクリアするのかというところが非常に難しい課題だというふうにも認識してございまして、現行はフリンジとかマージンとか、そういった運用のアプローチによって改善しようと考えてございますが、こういったところは、やはり過年度の実績を用いて確保すると、そういった取り組みになってしまうところもございまして、この点は、 $\Delta kW-I$ というところが、やはりそれぞれの想定需要の差異によって、また断面によってもものすごい乖離が発生していることもあり得ると考えれば、そこに焦点を絞って空き容量を多くするというところもいささか非合理的かなとも思っていますので。ちょっとそういうことの設定の難易度とか、そういったところも踏まえた上での検討が必要かと考えているところでございます。

そして、河辺委員、松村委員にいただきましたところで、共通したところに関しましては、ご指摘いただいたとおりだとも思っています。実際の電源態勢が変わり得るという話の中で、その市場価格だけではなく、実際の実系統において何が変わり得るのかというところでの比較検証が必要という、そういった重要な観点だと思っております。こちらご指摘のとおりだとも思っています。今回はそこまで検討が、まだ充足していなかったというところではございますが、58 ページにも書いてございますように、実際のゲートクローズ以降の電源態勢が変わるという話なのであれば、最終的なトータルコストですとか再エネの抑制量、混雑状況等々というところで、幾つか影響があり得るとも考えてございます。こういったところも、どういったシナリオの中でどういったケースがあり得るのかというところを、もう少し選別・精査した上で、どういった差異があり得るのかというところはしっかり比較検討していきたいなというふうにも考えてございます。

あるいは、松村委員からもいただきましたように、そのあたりを考えるに当たりましては、それプラスアルファの、制度全体の平仄（ひょうそく）といいますか、そこら辺をセットで考える必要があるというご示唆だとも思っています。そういった観点も踏まえて引き続き検討のほうをしていきたいと考えているところでございます。

最後に、市村委員にいただきましたところの、想定需要の今後の分析における観点に関しまして、ご指摘のとおりかなとも思っています。実際には、過去の検討もそうではあるんですけれども、こちらは需要計画とかを基にした、いわゆる想定需要の精度ということの振り返りというところではございます。いったんは最初のデータを用いて、その精度をさらに分析していこうと思っておりますが、実際に事業者が入札するに当た

りましては、その想定需要をそのまま入れるというよりかは、プラスアルファの行動でしたり、先ほどいただいたようなトレーディングとか、そういった話もいろいろあろうかとも思っておりますので、少しステップを分けて、想定そのものをどのような精度で考えているのかという話と、さらにプラスアルファ、こういった入札の行動があり得るのかというところを切り分けながら、しっかり分析のほうをしていきたいかなとも思っております。また改めて、分析結果が出た段階におきましてお示しした上で、アドバイス等々をいただければと考えているというところでございます。

事務局からは以上でございます。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

すいません、事務局からもう一点よろしいですか。

○金本座長

はい、お願いします。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

はい。すみません、エネ庁長窪でございます。案①と案②について、案②のほうが効率的なのだけでも、案①のほうが現在の役割分担に近いから強行するかというと、事務局としてはあまりそういうことを考えているわけではございません。ちょっと 61 ページなどを見ていただくと分かりやすいと思うのですが。

まず、今回、案①についてのシミュレーション結果がどういうものかということについては、これは市村委員からご指摘いただいたとおりでございまして。今回、解の収束性の観点から、あえて全部必要ということにして回してみたら早く回りましたというようなことでありまして、こういうやり方で行こうとしているわけではないというのが 1 点でございます。

もう一つ、効率性の観点ですが、この 61 ページの表で見ていただくとどういうことになるかということ、案②でやった場合には、この真ん中の青で出力配分と起動停止が決まるわけですね。その時に、案①はどういうことになるかということ、右側の緑になります。これはどういうことかということ、小売の入札需要が 250 だから、例えば、8 円電源が典型ですかね。案①では、8 円電源について、定格出力の 100 全量について kWh を付けなくてもよいではないかというようなことになります。他方で、TSO が需要 400 を想定している以上は、実需給断面で 400 に足りない困るので、8・9・10 円電源を最低出力まで立ち上げておこうと。大体そういうようなイメージです。

これは、TSO の想定需要が本当に正確ならばどっちでも構わないわけですが、例えばこれで実際の需要が 300 であった時にどうかということ、これは TSO の想定需要に従うと多く kWh を付けてしまうことになります。そういう意味では、この案①というの

は、私のイメージでは、NYISOがやっている黄色と青に近いものをやっていると思っていて、つまり、いったん小売の需要でセットして、それから青の需要でジェネレーションのセットを決めて、それからもう一回黄色でやって、要らないものはやっぱり下げるとというのがNYISOのやり方ですけども、それをSCUC③でやっているわけなので、どちらが効率的かというのは、想定需要の精度にもよるところかなと思っています。

そういう意味で、案①を強行するというわけではなくて、どちらがいいかというのは、最初の資料3のほうでもまとめさせていただいていたとおりでございまして、今後想定需要の分析などもしながら検討していく必要があるのかなと思っています。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。その他はもうございませんでしょうか。それでは、自由討議・質疑応答はここまでとさせていただきます。活発なご議論をありがとうございました。

3. 閉会

○金本座長

少し時間を超過して申し訳ございません。この検討会は今後の電力システムを支えていくために極めて重要ですので、引き続き議論を深めていきたいと思っております。それでは、これをもちまして第17回同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させていただきます。本日は大変ありがとうございました。