

電力広域的運営推進機関
第18回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和7年7月29日(火) 15:00~17:08

場所 電力広域的運営推進機関第二事務所 会議室0(オンライン併用)

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18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。なお、秋元委員、河辺委員におかれましては、ご欠席との連絡をいただいております。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⑤(市場制度)

○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では、同時市場の制度に関する論点についての⑤市場制度でございます。まず議題1について、事務局の資源エネルギー庁より資料3の説明をよろしくお願いたします。

○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。私からは、資料3につきまして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⑤でございまして、市場制度に関するものとなっております。

本日のテーマでございますけれども、前回の検討会では、同時市場における約定処理や価格算定の方法についてご議論いただいたところでございます。この検討会で検討する予定であった論点のうち残るものとしては、時間前市場の開催回数や開催タイミング等、時間前市場の設計方針に関する論点があるところでございます。

時間前市場の開催回数等につきましては、これまでこの検討会の前身である作業部会で

示されたイメージを念頭に置いて議論を行っていただいたところでございます。この点につきましては、実務的な論点でもございますので、同時市場の詳細設計を行う段階で、その時の状況を踏まえて決定すべきと考えているところでございますが、この作業部会で提示されたイメージをこの時点で見直しておく必要があるかどうかということにつきましては、この検討会においても検討しておくことが望ましいかと考えております。

また、この後で出てきますけれども、実需給に近い時点でどのような形で取引機会を確保するかといったようなことにつきましては、同時市場の仕組みそのものに関わる重要な論点であると考えておまして、この検討会でこのタイミングで議論を行っておく必要があると考えております。このようなところを踏まえまして、本日は前日市場や時間前市場の開催タイミングですとか、実需給直前における取引機会の確保方法についてご議論いただきたいと考えております。

これまでの時間前市場に関する基本的な考え方を改めて振り返っているところが5ページとなります。この検討会におきましては、同時市場における時間前市場の在り方として時間前同時市場を導入することを目標としております。作業部会で提示されました時間前同時市場のイメージは、この5ページの下の図に書いてあるようなところございまして、SCUCとSCEDの両方を行う時間前UC市場を3回程度行うということにして、ゲートクローズのタイミングで、SCEDのみ行う時間前ED市場を開催しようということでございます。この時間前ED市場はコマに対して行うものですので、1日に24回、この場合は2コマをまとめて取引するという形になりますが、24回か、または48回開催するといったことが想定されるところでございます。

6ページは、この検討会で時間前市場の在り方についてこれまでご議論いただいたところをまとめたところでございます。詳細は割愛いたしますけれども、時間前市場においても原則としては、kWhの市場とΔkW市場の両方に発電余力の全量を入札していただくといったようなことが整理されてきたところでございます。

7ページから論点でございます。まず7ページは、時間前ユニットコミットメント市場の開催回数や開催時刻に関する論点ございまして、この論点を検討するに当たって、時間前市場にどのような取引ニーズがあるかというところを改めてまとめたところでございます。

基本的には作業部会の議論をそのまま引用しているところございまして、前日市場の後に需給予測の変化が生じた場合などに各事業者がポジション調整等の取引をするであろうということが書かれております。

次の8ページから論点の中身に入っていくところございまして、まず8ページは、開催回数でございます。これは、時間前市場について何回程度開催すべきかということでございます。この点につきましては、考慮要素として主なものとしては、この8ページ記載の3つがあるかと事務局としては考えています。

まず、計画を修正するための取引機会の必要性ございまして、これは、例えば小売電

気事業者が需要計画を修正する上で取引機会が必要であろうということでありまして、そうしますと、時間前市場というのは、基本的にはたくさん開催されているほうが便利であるといったことが言えるかと思えます。

一方で、その次の市場参加者の対応負担のところでございますが、あまりたくさん時間前市場が開催されると、当然、入札、約定と、これに伴った対応というものが発生しますので、負担が大きくなることも考えられるところでございます。特に、ここで言っている時間前市場はユニットコミットメント、すなわち電源の起動停止ができる市場ということになっており、この検討会では、時間前市場においても基本的には入札義務を負っていただく整理としておりますから、発電事業者からすると、起動停止をしなくてはならない市場の機会というものがあまり多数回あると、その対応の負担も大きくなるであろうということでございます。

さらに、技術面における実現可能性でございますが、同時市場においては時間前市場でも SCUC・SCEDを行っていくというような整理にしてございますので、そうしますと、当然、計算処理時間も考慮する必要があると考えておりまして、その時間も考慮して回数については検討していく必要があるのかなというふうに考えております。このようなことを考慮いたしますと、時間前 UC 市場の開催回数につきましては、作業部会のイメージで示されたとおり、前日以降、前日の夕方ぐらいに 1 回やり、それから当日に 2 回程度行くと、合計 3 回程度開催するというのを基本的な検討の方向性としながら、将来、この点については改めて検討を行うということによいか、それともこのタイミングでこの点も見直しておいたほうがいいのかということが最初の論点というふうに考えております。

次に、開催時刻でございます。開催時刻につきましては、時間前市場と一口に言っても、実需給、前日の市場と当日の市場では若干求められる役割の重みの置き方が変わってくるかなというふうに思いまして、前日の時間前市場と当日の時間前市場を分けて書いているところでございます。

9 ページは前日開催の時間前 UC 市場というところでございますが、前日開催の市場でございますから、実需給に向けた発電計画、需要計画、それから送配電事業者の翌日計画で、また、広域機関の広域予備率策定のベースとなるような取引の場を提供するというのが第一の役割かなというふうに考えているところでございます。

そういう観点から、9 ページの下のところ到现在の市場取引と計画提出等のスケジュールを書いているところでございます。現在は、朝の 5 時ぐらいに気象情報が公表されまして、それからスポット市場の入札締め切りが前日の 10 時ということになっています。バランシンググループの計画提出が 12 時に行われまして、需給調整市場の前日市場の入札締め切りが前日の 14 時と、それから 15 時に約定結果が通知されまして、こういったことを踏まえて送配電事業者が翌日計画を策定するのが 16 時か 17 時頃ということのようでございます。

こういったことを踏まえまして、ある程度、計画が策定された段階で次の日の当日の実

需給をにらみながら、前日の17時くらいに時間前市場の1回目というのを開催するというのは、タイミングとしておおむね合理的と言えるか、それとももう少し前倒し、後ろ倒しをしたほうが良いのかというのが2つ目の論点というふうに考えております。

また、この点につきましては、後のほうでも出てきますけれども、前日市場そのものも、今と同じように10時開催とすべきかどうかという論点もあると思っております、併せて考える必要もあるのかなと思っております。

その次でございますけれども、当日開催の時間前UC市場というところがございます。

当日開催の時間前市場ということになってまいりますと、これは、もうその日の天気予報に基づいて当日の需給の変動というのが見えてきていると、そういう局面でございますから、その当日の需要の変動に対応するといったことも時間前市場の重要な役割になってくるのかなと思っております。

この点について作業部会では、時間前市場の2、3というのは、当日の9時と、それから15時に行くというふうにされておまして、当日の9時の時間前市場は、当日の12時以降のコマを取引対象とするということになっておりました。また、15時の時間前市場は18時以降のコマを取引対象とすると、いったんそういうイメージとしていたというところがございます。

この点について、例えばこの左下のグラフをご覧くださいと、このグラフは2024年7月8日の東京エリアの需要実績ということでございますが、朝の需要の立ち上がりが6時ぐらいから始まりまして、需要のピークが午後2時ぐらいにありまして、点灯ピークが午後6時ぐらいにあるというふう考えた時に、こういったものに対応するための時間前市場として何時頃が適切なのかといったようなことかなと思っております。

また、右下は、前日市場以降の再エネ下振れの例としてお示しをしたものでございますが、この同じ7月8日においては、FIT特例1につきまして、想定値と実績値が特に昼の断面で大きくずれているということでございまして、こういったものに対応するというのを考えても、何時くらいの時間前市場が適切なのかということが一つの考慮要素となるのかなと思っております。

ただ、一方で、例えばこの右下のグラフの再エネの下振れに対応するためには、これが10時か11時ぐらいにはもう下振れが起こっていますから、そうすると当日9時では間に合わなくて、もっと早朝の開始にしなければならないということになるのだと思っておりますけれども、そうした場合の事業者の皆さんのご負担というのがどういうものなのかといったようなことについても、ぜひご意見をいただきたいと思っております。

さらに、これは当日開催の時間前市場でございますが、当日開催というふうに言っても、その次の日のための前日市場と時間前市場の①が同時に開催されますから、そうしますと、今の作業部会のイメージですと、9時、10時、15時、17時という形で前日市場と時間前市場が開催されるということになります。この点についても、どのようにお考えになるかということについてご意見をいただければと思っております。

大きな論点の2番目が、実需給直前の取引機会の確保方法ということでございます。さきのほうでお示しをしたとおり、作業部会では、実需給のN時コマを対象にN-1時に時間前ED市場を行うということを想定していたところでございます。この時間前ED市場というのは、実需給の1時間程度前に全参加者の入札を集約いたしましてSCEDを行って約定させるという市場ということでございます。

どうしてこういう市場が必要かということですが、バランシンググループが実需給の直前まで計画の修正を行っていくということを考えれば、そのための取引機会を直前まで提供することが望ましいであろうと、こういった考え方に基づいているところでございます。具体的な取引ニーズといたしましては、例えば小売電気事業者ですとか、それから変動性再エネ事業者がインバランスを回避するために、ゲートクローズの直前で需要計画や発電計画を修正するために売り買いをするといったようなことが想定されるところでございます。

他方で、このような実需給直前の取引機会の確保ということで、時間前ED市場を各コマの前に例えば1日24回とか48回とかやると、この点については、時間前ED市場で取引をされる対象というのはkWhなりΔkWということになりますから、そうしますと、その約定結果に従って発電事業者というのは自ら発電計画を修正して、また、発電機の実出力変更運転をする必要があるということになります。この時間前ED市場、繰り返しのようになりますが、1日24回とか48回とか行われるものですので、そうすると1日24時間を通じて常に市場の約定結果に対応し続けることが求められるということになりまして、このED市場がユニットコミットメントを行わない単なる出力変更だけの市場であったとしても、対応は難しいのかもしれないと思っているところでございます。

この点について、現行制度でもいわゆる調整電源と言われる電源、その調整力として確保されている電源につきましては、送配電事業者からの稼働指令に応じて柔軟に出力変更が行われているところでございますけれども、送配電事業者からの稼働指令に従った出力の変更というものについては、発電計画を修正する必要がないとされているところでございますし、また、実際の実需給における出力変更については、送配電事業者の中央給電指令所からオンラインで制御されているということのようですので、この点については、発電事業者が自ら出力変更の運転を行う必要がないということになっていて、そうだとすると、この同時市場の時間前ED市場における対応については、もう少し考えなければならぬことがあるのかなと思っております。

こういったことも踏まえまして、ゲートクローズの直前まで取引機会を確保する方法についてどんな仕組みを設けることが適切かというのがこの論点の2ということでございます。

この点につきまして、これまであまり明示的には議論してこなかったところでございますが、時間前ED市場の導入とはまた別に、同時市場において現行のJEPXで行われているようなザラバの取引市場を設けるかどうかというのは、これはまた1つの論点だとい

うふうに考えております。そうしたところ、先ほど申し上げましたように、時間前ED市場に対応することが事業者の皆さんにとって難しいということが仮にあるのだとすると、この実需給直前までの計画修正を可能とする仕組みとしては、ザラバの取引をやるということが考えられるというところでございます。

その時のザラバの取引のイメージというのは、12 ページの囲みのところで書いているようなところございまして、時間前同時市場と並行して行くと。ザラバで取引が可能な量というのは、時間前同時市場あるいは前日同時市場で約定していない部分に限るということにして、ザラバで約定した分については、それ以降は、同時市場との関係では、自己計画電源として取り扱うということになるのかなと思っております。

というところではございますけれども、この時間前ED市場を行わないと若干問題があるのではないかとというふうに事務局としては考えておりまして、まず1つは、理念的な問題ではございますけれども、実需給に近いところで事業者の入札に基づいてkWhとかΔkWの量とか市場価格が決まるという機会がなくなるということでございます。その実需給に最も近いところで行われる時間前UC市場しか入札の機会がなくなるということについてどう考えるかということでございます。

さらに、もう少し現実的といいますか、客観的な問題としては、ザラバの取引については、流動性が十分でないのではないかとというのは、現行の制度についてもよく指摘されるところでございますし、将来の同時市場との関係では、ザラバの取引というのは、系統混雑を考慮した取引ができないという問題があるんだろうと思っております。これはどういうことかと申しますと、ある系統が混雑しているという時に、当然、その系統が混雑しているということは、ザラバの取引においては考慮することが難しいので、それとは別途、ザラバの取引が成立するということがあったとすると、結局、混雑系統で約定した電源については、後で再給電のようなことを行う必要が生じるといったようなことございまして、これは、安定性と効率性の両面から課題があるのではないかなというふうに考えております。

このようなことを踏まえますと、ザラバ市場を導入するかどうかということとはまた別に、まずは時間前ED市場を導入しようということを第一の目標といたしまして、その対応が難しいということが仮にあるのだとすると、発電事業者の対応負担を軽減する仕組みの導入というものを併せて検討するということではどうかというふうに考えております。

対応負担を軽減する仕組みというのはどういうことかと申しますと、これはいろいろなものがあり得るのだと思っております。必ずしもこの12ページの米印に書いてあることが全てではないと思っております。まず1つは、同時市場の約定結果に基づきまして自動的に発電計画の修正が行われるといったような形で、約定結果をBG計画に簡単に引用できるシステムを構築することです。これは作業部会でも提案されていたところでございますが、こういったような仕組みを構築することによって計画の修正・提出といったところの負担は、だいぶ軽減できるのではないかなと思っております。

もう一つは、一部の電源については、発電計画に従って電源運用を行っていくということなのですが、発電事業者が行う電源運用をT S Oに何らかの形で行っていただくといったような仕組みの導入も考えられるかなと思っております。

このような時間前E D市場でございますので、これまで時間前市場については、基本的には、入札義務を前日市場と同じように負っていただくというふうに整理してきているところでございますが、この時間前E D市場につきましては、入札義務の内容とか対象事業者というのは、今後、検討の余地があるのかなと思っております。

次が前日市場の開催時刻についての議論というところでございます。この前日市場の開催時刻については、第15回検討会において具体的には詳細設計時に検討すべきとしながら、いったんは現行制度に準じて午前10時入札締め切りとするかというようなことが示されていたというところではございますけれども、これまで時間前市場についても見てきましたとおり、計画提出のスケジュールとかそういったようなことを改めて考えますと、同時市場になると今と入札とか約定の仕組みが変わるということですので、そうしますと、この機会に見直しをする必要があるかどうかというのは、ご議論いただいております。

どのようなことかと申しますと、ちょっと飛びますけれども19ページでございます。19ページの下のところをご覧くださいまして、これは現行制度の流れと、それから同時市場の後ろ倒し案というものを一緒に書いている線表でございますけれども、ここで何を申し上げたいかと申しますと、現行制度では、この①、②、③、④という形で入札と計画提出が行われていくというところでございます。

①はスポット市場入札でございます、2はB G計画の提出、3は需給調整市場の入札締め切りといったことございまして、さきのほうのページで見たところでございます。これが同時市場になりますと、①のスポット市場の入札と③の需給調整市場の入札というのは、これは同時に行われるということになります。②のB G計画の提出につきましても、B G計画の提出をより簡単にできるような仕組みというものを導入すれば、結局のところこの①から③というのは一体的に行うことが可能になると。そうしますと、現在でも需給調整市場の入札締め切りが前日の14時でも可能であるということを踏まえれば、前日の同時市場というものを10時ではなくて13時に行う、13時に入札締め切りとするというのも一つの案なのではないかというところでございます。

このように3時間後ろ倒しにしてどういうメリットがあるかといいますと、今、事務局として考えておりますのは、天気予報というのが3時間ごとに見直されるというようなことのでございまして、そういたしますと、その後3時間の市場の締め切りを後ろ倒しにすることによって1つ新しい天気予報を使うことができ、そうしますと、需要予測とか再エネの出力予測の精度も向上するであろうといったようなことでございます。

ただ、この場合に考えなくてはならないこととして、今スポット市場の入札締め切りが10時というふうに設定されているのは、これは、伺ったところでは、B G計画の提出が12

時であるからで、そのために2時間のバッファを取っているというところでございます。

他方、スポット市場、今のJEPXは約定処理が早いので、10分程度で約定処理が行われるというようなことのようにございまして、それでも2時間取って計画提出ということにしているわけでございます。そうしますと、同時市場になりますと、SCUC・SCEDを行っていくということになりますから、同時市場の入札締め切りから2時間後にBG計画の提出ということにできるかどうかは分からないと。そうなりますと、前日の15時ないしは16時頃にBG計画が提出されるということになるとすれば、BG計画を見ながら行っていくこの後の送配電事業者の運用とか、一連の前日段階で行われる運用について全部後ろ倒しになる可能性があるというふうに考えておりまして、この点についてどう考えるかということも検討しておく必要があるのかなと思っております。

その一例として、12ページでお示ししているのが、送配電事業者が行う再エネ出力制御等の対応でございまして、これはこの資料、第15回の検討会でお示しした資料をもう一度掲載しているところでございますけれども、この優先給電ルールに基づく対応というのは、BG計画を見ながら14時以降に対応がスタートするというようなこととございまして、これがそのまま3時間遅れたりすると、現在17時頃に行われている再エネ等の前日制御指示が20時頃に行われるということになると、さすがに遅過ぎるのではないかとといったようなことも考える必要があるのかなと思っております。

ただし、これは、資料に書いていないことですので若干補足が必要かなと思っておりますが、再エネ出力制御もそうですし、この中に書いてある長周期広域周波数調整といったようなこともそうなのですが、同時市場のSCUCというのは、エリアの需給バランスを考慮して、また、全国大でSCUCを行っていくというものですから、再エネ出力制御とか、それから長周期組み合わせみたいなものについては先取りしていると申しますか、同時市場のSCUCがうまく機能すれば、市場の約定結果を通じてこういったものは、基本的には必要なくなっていくというのが期待されるところでございまして、こういった再エネ出力制御の対応みたいなものが、同時市場の導入後も同じような形であるかということ、そこも一つの検討ということにはなるのかなと思っております。

ということでございまして、資料3のご説明は以上のようなところです。

○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いただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名をさせていただきます。それでは、どなたかございますでしょうか。横山委員、お願いします。

○横山委員

ご説明ありがとうございました。私は論点2のところでも1点質問といたしますか、コメン

トに近い質問みたいなことをさせていただければと思います。

当日の時間前ED市場なのですけれども、これは、多分、当日の時間前のSCUCの市場、今、議論の最中ですが、2回ぐらい当日は行われるのではないかとということで、それと大きく関わるのではないかと思うのですけれども、ザラバ市場の開設の要否とは別に時間前ED市場の導入を第一の目標として発電事業者の対応負担を軽減するという事は、非常に大事だと思います。あまり時間前ED市場については詳しくお聞きしていなかったかなと思っているのですが、作業部会に出ていなかったものですかからどういう仕組みかというのが、自分なりに今まで理解していたのは、おそらく時間前SCUC市場で当日も2回ぐらいやられると、前日にも1回やられていて電源態勢が決まっている。

その電源態勢の下で、おそらく時間前SCUC市場の当日2回のところの出てきたThree-Part Offerの情報をそのまま多分覚えていて、それを使って、小売事業者さんの需要というのは価格弾力性のない、もうほとんど1時間前のゲートクローズの時の取引なので、おそらく変更した量だけ価格弾力性のない決まった値、固定値を多分入れられて簡単にEDを行うのではないかとというふうに僕は想像していたのですけれども、そこはそういうふうな理屈でいいのかどうか、もっと違う複雑な仕組みがあるのかと。

今、私が申し上げた仕組みでいくと、入札においては、非常に簡単にできるんじゃないかなというようなイメージを持っていて、あとは、応札結果をいかに発電事業者さんにうまく反映してもらうかという負担を軽減する仕組み、約定結果をBG計画に簡単に引用できるシステムを構築とかいう案がありますけれども、そういうことではないかなと思って、EDをやはりゲートクローズの時に1時間ごとにやるのがいいんじゃないかと思っています。

といいますのは、おそらく運用中も今でもそうだと思うのですけれども、送配電事業者さんは、5分おきに需要の変化や再生可能エネルギーの変化を予測してEDを中で繰り返してやっておられると思うのですけれども、そういうことも考えると、1時間前のゲートクローズ時のEDもその一環としてやるべきじゃないかなというふうに思いましたので、この簡素化というか、こういう検討はぜひこれからもやっていただきたいなと思いました。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

はい。小宮山でございます。ご説明ありがとうございます。私から、まず、今、横山先生からもご指摘のございました時間前ED市場に関してでございますけれども、私も基本的には発電事業者側のご負担に最大限配慮の上、原則としては、進める方向で検討を深めることが妥当ではないかというふうに考えております。

需要の変動、それから再エネの変動に対応する上でも、実需給直前まで最適化を進める

機能のある市場を設定することは、大変有益ではないかというふうに私も横山先生と同じく思っております。インバランスの回避になるほか、大切な役割があるというふうに認識しております。ただし、この資料にもご記載のとおり発電事業者側への負担の配慮というのは大変大切な項目かと思っておりますので、発電事業者側の負担軽減策と一体的に設計していただければと思っております。

それから、1つ戻りまして時間前UC市場の開催回数に関してでございますけれども、私もお提案のとおり発電事業者側の運用負担とか、あと、現在、検証会でも計算をいろいろ回していただいているSCUC・SCEDの技術的な制約の今のところの現状も踏まえますと、ご提案のとおり3回開催というのが現実的な落としどころではないかと思っております。この開催頻度に関しては、ご提案いただいた項目以外にも、おそらく今後の再エネの予測精度の向上であったり、そういうものも少し関連するかなとも思ったりもしますが、ご提案いただいた計3回というのは、妥当なまず初期設定ではないかというふうに認識しております。

私からは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。市村委員、お願いします。

○市村委員

ご説明ありがとうございます。基本的に、今回、時間前市場について整理いただいたところについては、少なくとも現時点で何か大幅な見直しをしていくという必要はないかなというふうには思っています。

先ほどの横山先生、小宮山先生とコメントの内容は、ほとんど同じにはなるのですけれども、同時市場という設計をしていく中でどういった姿というのが、ある意味、市場の一つの姿としてあるべき姿と言えるのかというところを、まず第一に考えていくべきだろうというふうには思っています。

その観点から、先ほどおっしゃっていただいたような実需給の直前まで取引を行えるような仕組みというところについては、非常に重要だと思いますし、同時市場といったコンセプトからすると、前日だけではなくて時間前市場においても、基本的には同時市場の最適化・効率化といったところを追求していくという取り組みは、まず進めていくべきだろうというふうには思っています。その上で、先ほどもありましたが、やはり事業者の方の負担というところ、ここについては、きちんと配慮は考えていかなければいけないだろうというふうには思います。

2つのポイントがあるかと思っていまして、1つは発電事業者の計画提出の問題というところで、そこで何らか自動化といった枠組みができないか、さらには、発電事業者からすると起動の指示といったところですか、タイムリーにずっと変えていくのは難しいんじ

やないかといった趣旨の記載が 11 スライド目であったと思うんですけども、これについても、現状では少なくとも T S O からの指令に応じて出力変更等が行われているということです。これを例えばですけども、T S O に対して制御を委託している、発電事業者側がと、こういったような整理をすることで、若干犠牲的なところにはなりますが、発電事業者の指示の負担の軽減にもつながる対応というのは、バランスは取れるのかなというふうには思っています。

これ以外のところでもいろいろ実務的な負担感ですとかはあろうかと思うので、その都度というか、具体的な懸念がある中でどういった対応ができるのかといったところを考えていくというところは大事だと思いますが、まずもってそもそも技術的な実現可能性といったところもまだこれから具体的ににより検証していくということなのかなというふうには思っておりますので、まずは、その観点から検討を進めていただくということが重要ではないかと思っている次第です。

あとは、前日市場の開催時刻に関するところ。ここについては 1 点だけなんですけど、3 時間後ろ倒しをするということによる前日の中でのメリットとデメリットといったところ、これをよく考えていく必要があるのかなというふうには思います。

もともとここで、事務局資料でもありますように、一定の前提が置かれた中での今の前日のスケジュールということだと思うんですけども、前日で 3 時間変わるというところで、気象の予測のタイミングも少し変わってくるという点は、あるとは思いますが、それが実需給のところの当日の断面と前日の断面ってだいぶ違いがあると思うので、これを前倒しにすることによる逆にデメリットがないのであれば、それはそれでいいのかなと思うんですけども、どういったメリット・デメリットがあるかといったところを、こちら辺は少し実務的なところも変わるところでありますので、よく整理いただいた上で議論していくことが必要かなと思っているところでございます。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございます。五十川委員から手が挙がっていましたが、お願いできませんでしょうか。

○五十川委員

はい。五十川でございます。ご説明いただきありがとうございます。前段、時間前市場の設計方針についての論点 1、時間前 UC 市場の開催回数、開催時刻ですが、8 ページで提示されている前日に 1 回、当日に 2 回というのは、考える上でスターティングポイントとして良いのではないかと考えています。ただ、その場合、もちろん開催時刻については検討の余地があるはずですので、特に当日に関しては、例えば朝の立ち上がりを考慮すると、当日 1 回目をより早めるといった考え方もあるのかもしれない。いずれにせよ取引

ニーズを踏まえながら、この点は、丁寧に検討していくということで良いのではないかと考えています。

続いて、論点2、実需給直前の取引機会の確保方法ですが、12 ページにあります時間前ED市場の導入をまずは目標とするという考え方に私も賛同します。ただし、各委員から既に指摘されている部分で繰り返しですが、発電事業者の対応負担を軽減する仕組みというのは極めて重要だと思いますので、この点を詰めていくというのが今後必要であると考えています。

最後、後段の前日市場の開催時刻についてです。この点を改めて検討するのは良いと思いますし、案として挙げられている3時間程度後ろ倒しにするというのも一つ有力なのかと思っています。ただ、市村委員からも今あったところですが、メリット・デメリットがそれぞれあるということだと思っています。前日時点の3時間でどの程度予測精度が向上するのか、一方で、TSOの再エネ出力制御等への影響はどれぐらいかといった点を、できる限りエビデンスに基づいてしっかり考慮しつつ検討を進めるべきだと考えています。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございました。次は、JPEAの増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

はい。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。まず、論点①につきまして、時間前市場のUC市場、前日11時頃に1回、それから当日2回、10 ページに記載いただいておりますけれども、回数としてはそのぐらいが妥当なのかなと思います。これについては賛同いたします。

ただ、一方、当日の開催時間9時、それから15時となっておりますけれども、特に太陽光の場合、予測が外れて大きく変動するというのは10時から15時ぐらいの間だと思うんですけども、当日の9時の開催にしてしまうと12時以降のコマになってしまいますので、例えば9時、10時、11時とかって大きな変動がある時に起動ができないとかということになるのもなかなか大変だなと思いますので、もちろん早めるとするとオペレーション上、大変な負担がかかるのでどうかという面もありますけれども、できれば3時間、これを前倒しにして9時からをある程度カバーできるようにするのが望ましいのかな、太陽光側から見た場合はそういうふうに思います。

それから、当日15時ということ、これについても18時以降になってしまいますので、18時以降となれば太陽光は多分ほとんど発生していませんので、基本的には、これはないものと同じようなことになってしまいますので、これについても例えば3時間前倒しにしていれば、15時以降、日射がある。あるいは、蓄電池を導入・併設した場合というのは、非常にいろんなやり方が出てくるのかなと思いますので、オペレーションの大変さ、

実運用がどうかというのがもちろん考慮しなきゃいけませんけれども、可能な限り少し前倒しにさせていただけるといいのかなと思います。

それからED市場につきましては、委員の先生方からのご意見と同じですけれども、これはゲートクローズ1時間前等に可能な限り実施していただいて、実際にその負担をどうやって軽減するのかというのを組み合わせて、ぜひこれについても導入の方向でお願いできればありがたく思います。

それから論点の3番目ですけれども、これは前日市場のタイミングですけれども、確かに需給断面に近づけば近づくほど予測の精度は上がるわけですけれども、前日の予測の3時間の変化、予測精度の向上と、当日の3時間変わることによる予測の精度は随分違うと思っています。前日であればさほど3時間で大きな差はないのかなというふうに認識しておりますので、前日のタイミングにつきましては、よほどメリットが大きければ別ですけれども、従来の10時というものでもいいのかなと、そういうふうに思われます。

私からは以上でございます。ありがとうございました。

○金本座長

ありがとうございます。次は野澤オブザーバー、お願いいたします。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。事務局にまとめていただいた方向性、大きく異存ございません。1点だけ論点2、ページ12についてコメントさせていただきます。これは、委員の先生方がおっしゃっていらっしゃるとおりSCEDについては、発電事業者の皆さんで運用負担を考慮しつつ、まずは時間前ED市場の導入を第一目標にするという方向性で私も賛同いたします。

1点だけED市場について各論ですが、資料では、ザラバについて流動性や混雑処理の課題があるというところを書かれていて、もちろんそれは、理解はしているんですが、一方で、ザラバにはザラバの良さもあるというふうには思っています。

オークションとザラバの違いって、オークションって一発勝負で、ザラバって継続的に取引ができる点が非常に大きいと思っています、一発勝負だと、これは取引ができないと、あとはインバラで確定というふうになります。その後、ザラバで継続して取引ができたりすると、べき論でいうとぎりぎりまで需給調整ができることになるので、今後、その実務的な議論をしていく中で、ED市場の全てをオークションにするというふうなことではもちろんないと理解はしているんですが、慎重に議論をしていったほうがいいんじゃないかなというふうには感じました。

実際、欧州でも、オークション方式とContinuousというふうには書かれていますが、いわゆるザラバ方式というのが並列的に走って、ザラバもそれなりに流動性がある理解をしているので、今後の実務議論の中で、いったん選択肢としては残して議論をして

いつていただきたいなというふうに感じております。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次はJ E R Aの東谷オブザーバー、お願いします。

○東谷オブザーバー

はい。J E R A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。

まず、論点1の時間前UC市場の開催方法についてです。考慮すべき事項としては、大きく分けて取引機会の確保と実務への影響との2つがあり、両者はトレードオフのような関係にありますので、バランスの取れた解を見つける必要があります。

現状、作業会で示されたとおり前日17時、当日9時、15時の計3回開催する案をご提示いただいている中で、われわれ発電事業者としましては、実務へ影響というのが最も気になるところでありますが、それ以外にも各時間で開催する狙いと市場参加者、特に小売事業者さんのニーズが合っているのかどうか、前日同時市場や時間前ED市場を含めた全体として効率的な方法になっているのか、これまで議論してきた前日市場におけるTSO想定需要と小売入札需要の差、すなわち $\Delta kW-1$ の増加につながらないのかといったような点も踏まえて総合的に見極める必要があると考えます。

次に、論点2の実需給直前の取引機会の確保方法についてです。実需給直前の取引機会の確保は必要との認識ですが、その方法として時間前ED市場を1日24回または48回開催し、かつ発電計画を都度修正するとなると、現行のやり方では、実務的に対応は困難だと思います。このため、仮にこれを実現させるためには、12ページに記載いただいているとおり、計画修正の自動化が最低限必要ではないかと考えております。また、これが技術的に難しいということであれば、現行のザラバ取引も選択肢の一つとして検討することが望ましいと考えております。

以上になります。

○金本座長

ありがとうございます。次は山本オブザーバー、お願いいたします。

○山本オブザーバー

はい。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。幾つかコメントさせていただきます。

まず、論点1の中の当日開催の時間前UC市場の開催時刻についてですけれども、現在、中央給電指令所では、おおむね当日の朝5時の気象予測を基に需要想定や再エネ出力予測

の見直しを行って、必要に応じて電源の追加起動の判断や再エネ出力制御の要否判断を行っておりますので、これらの実際の運用と市場の約定結果を可能な限り一致させるという観点からは、朝9時の市場開催のタイミングについては、もう少し早い時間での開催が望ましいのではないかと考えます。同様に朝の需要の立ち上がり、午前中の再エネ出力状況を踏まえて、午後、とりわけ点灯帯に向けて需給計画の見直しを行っておりますので、15時の市場開催も、もう少し早いタイミングでの開催が適当ではないかと考えております。

続いて、論点2の実需給直前の取引機会の確保方法についてですが、こちらは資料に記載されておりますとおり、ザラバの取引は、流動性の確保や系統混雑を考慮した取引が難しい可能性がありますので、事務局の方針である時間前ED市場の導入を第一目標とするという整理に異論はございません。

最後に、前日市場の開催時刻についてです。現在の運用では、例えば再エネ余剰の期間においては、前日の市場約定結果を基に優先給電ルールに基づく再エネ出力制御の対応業務を行っております。

同時市場導入後は、広域機関が行っている長周期広域周波数調整の組み合わせ処理の業務が同時市場の中で代替されれば、時間的には短縮される利点があるということではありますけれども、20ページに記載もありますとおり、TSOが実施している出力制御対象事業者の選定やオフライン事業者の制御指令などは、人間系による処理が必要な部分も多くありまして、実務面でワークするかは確認をお願いしたいと思います。

加えて、現行ルールでは、広域予備率3%未満が想定される場合に、前日16時までに需給逼迫（ひっばく）警報を発令するというようになっております。市場開催時刻やBG計画提出の後ろ倒しによってTSOの需給想定も後ろ倒しになるということが考えられまして、発令が現行どおり可能かについても今後すり合わせが必要かと思えます。

いずれの論点につきましても、事業者の運用実態や意見を丁寧にヒアリングしながら、また、SCUCの演算時間等も勘案した上で、実務が無理なくワークできるように詳細検討を進めていただくようお願いを申し上げます。

私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次は市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村オブザーバー

はい。ありがとうございます。まずは事務局のご説明、どうもありがとうございました。私のほうからは、2ポツの前日市場の開催時刻につきまして意見を述べさせていただきます。

今回、資料で前日の同時市場の開催を3時間程度後ろ倒しにするというご提案をいただいております。私もこの方向性は支持させていただければと思っています。19ページ目

に時間軸が記されていますが、例えばわれわれはDR事業者の立場で、今日、実は今この時点でも経済DRをやらせていただいております。一般的に経済DRは、2日前通告のものと前日通告のもので大体2種類に分けられるんですが、今日、今、発動させていただいている経済DRのうち前日通告に該当するお客さま、需要家さまには、もちろん扱われている生産ラインの特性にもよるんですけども、大体午前10時から14時の間に通告の幅を持たせていただいている、じゃあ今日、前日通告のお客さまには、昨日の13時2分に発動の通告をさせていただいたという現場の実態がございます。

その意味では、今回ご提案いただいた中で、一つの案として3時間程度後ろ倒しにする、例えば午後1時などに締め切りとするというふうに記載されている内容については、BGの計画提出時刻も併せて後ろ倒しにするという方向性は、われわれ電源とDR、違いこそあるもののBG内の電源等を構成する立場としては、現場実態には即しているなというふうに考えております。

私のほうからは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。次は関西電力、高木オブザーバー、お願いします。

○高木オブザーバー

はい。関西電力の高木でございます。ご指名いただきましてどうもありがとうございます。今回、齊藤に代わってオブザーバーとして参加させていただくことになります。どうぞよろしくお願いいたします。

まず、2ページ目の3点目に記載がございますとおり、実務的な論点であるため今後の検討に当たっては、実務や運用がワークするかという観点は極めて大事だと思っています。詳細な検討をお願いしたいと考えております。

本日、論点をお示しいただきましたので、その論点について意見を述べさせていただきます。

まず、論点の1つ目についてです。例えば前日同時市場や時間前のUC市場の開催の間隔が短くなりますと事業者の実務対応が困難になることとか、あるいは、同じ時間軸の中で異なる日を対象とする取引が実施されることで、運用に混乱とか誤認とかを招く可能性もあるのではないかという点を少し懸念しております。

それと、論点の2つ目についてです。発電と小売のBGとして、ゲートクローズ直前まで発電計画や需要計画を修正可能な取引機会を得られるということは、計画値同時同量達成の観点からも望ましいと考えます。その手段の一案としての時間前ED市場については、メリットだけではなくて、24時間を通じて市場対応が必要となることや、それを可能にするためのシステム構築が全ての発電事業者に共通的に求められることになると思います。しっかりとその辺の課題を解決していく必要があるのかなと感じております。そのためこ

これらの課題の整理や、あと、現状のザラバの取引におけるメリットやデメリット等の比較も行いながら最適な市場の設計となるように、今後、検討を進めていただければと思います。どうぞよろしく申し上げます。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次、卸電力取引所の國松オブザーバー、お願いします。

○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。時間前UC市場の開催回数、開催時刻について意見を述べさせていただきたいと思いますが、前日の時点でSCUCを回して、そこで調整力も取った中でSCUCを決めているものが、スケジュールにもよるわけですが、前日の10時、17時のこの7時間で大きく起動電源が変わるともなかなか思えませんし、また、当日にUCがあるというのも、何か私は必要性というか、そこで電源を起動と言われたって起動できないしという電源が多いんじゃないかなと思っております。

ゼロからもう起動できるものは ΔkW としておそらく予約されていて、あとはEDが入るというイメージなのかなと思っておりますので、UC市場として時間前で3回やるというのが、何のためにやって何が、起動計画が変わるかというのがちょっと分かりにくいかなと。この下振れとかそういったところに関しては、調整力、 ΔkW というのをしっかりと前日の時点で取りに行っているはずだと思うんですけども、そこが違うのであれば、またご指摘いただきたいと思っております。

もう1点がSCED、時間前のED市場と言われているもの、ゲートクローズ1時間前なのか30分前なのかというところで議論がありましたけれども、これも結局インバランスのお金は幾らになるのかというところでは、ほとんどこれは1時間前の価格とインバランスの価格って同じになるんじゃないかなと思っていて、何を小売電気事業者は買いに行くのかなというか、何のためにこのゲートクローズの時に買うのか。放っておいたとて、それがインバランスの価格というのもその時の価格で決まるのであれば、リアルタイムプライスで決まるのであれば、一緒になるんじゃないかなと思っております。私が一人、混乱しているのかもしれませんが、その辺りのご指摘、このED市場は誰が何を売っていて、小売電気事業者は何のために買うのかが少し見えなくてございます。

以上です。

○金本座長

次、東京ガスの渡邊オブザーバー、お願いします。

○渡邊オブザーバー

はい。渡邊です。ありがとうございます。コメントですが、需給の状況の変化に事業者側が臨機に対応するために時間前のUC・ED市場を導入するという、また、UCについては1日3回程度、EDはゲートクローズごとに実施するという基本方針に関して、私は、違和感はありません。時間前のUC市場の開催時刻ですが、委員の先生方からもご意見がございましたけれども、事業者から見させていただくと、事業者としての営業時間ですとか業務の負担、また、効果として天候予測の更新のタイミングなど考慮すべき点が幾つかあると思いますけれども、そういったことを勘案しながら全体として効率的な仕組みとなるようにご検討いただければと思っておりますので、よろしく願いいたします。以上です。

○金本座長

ありがとうございます。あとは西浦オブザーバー、お願いします。

○西浦オブザーバー

はい。ありがとうございます。日本風力発電協会の西浦です。私からは論点①、②および前日市場の開催時刻、それぞれについてコメントをさせていただきたいと思います。

まず、時間前UC市場の開催回数とタイミングに関してですが、風力発電の場合は、太陽光発電と異なりまして一日の中で発電する時間帯が限られるという電源ではございません。一方で、ご承知のとおり発電できる出力というのは、気象に応じて時々刻々変化いたします。そのような電源の特性から、理想論を言わせていただくと、時間前UC市場の開催回数はできるだけ多く、また、タイミングも一定間隔が望ましいと考えます。

同様のことは時間前ED市場についても言えるかと思えます。ザラバ市場の要否とは別に、まずは時間前ED市場の導入を第一の目標とすることには賛同するところですが、こちら理想論を言わせていただくと、その開催回数というのはできるだけ多く、24回よりは48回、また、そのタイミングもできる限りゲートクローズに近づけていただくのが望ましいと考えます。もっとも、多様な電源や参加者があつての市場だとも考えます。UC市場・ED市場ともに、参加者に過度な負担がかからない開催回数やタイミングを設定いただく、あるいはその対応負担を軽減する仕組みをあらかじめ用意いただくというのが適切だと考えます。

次に、後半の前日市場の開催時刻に関してですけれども、風力発電の出力予測が大きく良化していくというのは、実需給の数時間前からというのが一般的な傾向と認識しております。予測精度の向上の観点からは、前日市場の開催時刻を3時間程度後ろ倒しするというのは、残念ながらあまり効果がないのではと考えております。大きなデメリットがないのであれば否定はいたしませんけれども、風力発電の立場から積極的にお願いするという理由は、現時点では思い当たらないというところになります。

以上となります。ありがとうございました。

○金本座長

ありがとうございます。あとは新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

はい。ありがとうございます。監視等委員会事務局の新川でございます。3点申し上げます。

まず1点目は、時間前UC市場と不落の場合の精算方法についてでございます。今回、時間前UC市場については、3回程度開催することを基本的な方向性として示されたと理解しております。これは時間前UC市場だけで考えても、時間前UC市場での約定結果によっては、一度ΔkWが約定した電源等がその後の取引で不落になる可能性もあると認識しております。発電事業者等における同時市場の理解の向上のために、こうした場合の精算方法の考え方を具体的に示しておく必要があるのではないかと考えます。

それから2点目は、時間前ED市場とザラバ取引についてでございます。2024年7月8日の分析で示されたとおり、再エネの予測外れによるインバランス料金の高騰というのは、午前中に発生しやすい傾向にあると理解しておりますけれども、それを考えますと、当日12時以降のコマを取引対象とする当日9時の時間前UC市場の取引のみでは、小売電気事業者は、足元で高騰しているインバランス料金を回避する手段がなくなってしまうのではないかと懸念する次第でございます。

また、需給逼迫時のDRの供出可能性も踏まえますと、時間前UC市場の開催時間を早めるか、時間前ED市場とザラバ取引との少なくともいずれかが実効的であることが必要ではないかと考えております。時間前ED市場というのが1時間前に開催されるとすると、そこまで、その直前まで待たなきゃいけないとなると、ザラバだとその間も取引ができるという違いもあるということ踏まえて、いずれが実効的かということを考えればいいのではないかと思います。

それから3点目、資料にないことを申し上げて申し訳ないのですが、無効電力の確保について申し上げます。今年の4月28日のイベリア半島における停電については、全ての情報が公開されているわけではないと考えておりますけれども、6月18日に公表されましたスペイン政府やスペインのTSOによる報告書では、電圧制御能力の不足に起因するものとされていると承知をしております。電圧調整のための無効電力の確保は、現在、各一般送配電事業者は、必要に応じて公募等で調達をしていると理解しております。一般送配電事業者は、無効電力を供給するために調達した電源等に対して必要時に追加並列やマストランでの運転を指令し、その対価として起動費や逸失利益等を支払っていると理解しております。今後、同時市場が開催された後の無効電力の確保や精算の在り方についても検討が必要ではないかと考える次第でございます。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。他にございませんでしょうか。大丈夫でしょうか。私のほうから幾つかご質問ですが、1つは前日市場の開催のタイミングに関してですけれども、前から申し上げていますが、アメリカのマーケットはほぼ全て午前中に前日市場を開催して、午後にレジデュアルユニットコミットメント（RUC）とかいろいろ言われていますが、基本的にはISO想定需要に基づいて、もう一回計算をやり直して、セキュリティーを確保できるかということをやって翌日に向かっていく。これがかなりの時間を要しています。その時に火力の多い地域、PJMとかNY ISOとかは、週間計画のSCUCも解いているみたいで、起動に長時間を要するものの起動について、午後のレジデュアルユニットコミットメントの結果に基づいて指令をするということのようです。

カリフォルニアの場合は、1週間ではなく48時間というふうに書いてあるのを見たことがあります。これは、多分、蓄電池とか揚水とかといったものの翌日に向けての計画をつくっておかないといけないということでやっているのだと思います。そういうふうなことをどう考えるかということが一つ重要な論点になるかと思います。

あと、時間前市場のタイミングにつきましては、EUでは時間前オークション市場を去年からつくってしまっていて、アメリカにはないということですが、ヨーロッパの場合は、前日のものが午後3時と10時に開催をしまっていて、当日は、午前10時に開催しているということのようです。3時がどういう経緯で決まっているかとかはよく分からないんですが、アメリカのようなレジデュアルユニットコミットメントをやらないとすると、もうちょっと5時を早めるということもあり得るのかなと思います。この辺の海外の事情、どういう理由でそうなっているかということ調べて、実際にやる時にあたふたしないようにお願いをしたいと思います。

もう一つ、時間前ED市場については、見ていると、どうもアメリカのリアルタイム市場と同じような機能であるし、イギリスの需給調整市場、バランシング市場と同じような機能というふうに見えますけれどもどうですかという話です。アメリカのリアルタイム市場は5分ごとだったり、カリフォルニアは15分ごとだったりするんですけれども、別に5分ごとにビッドしているわけではなくて、ほぼほぼ1時間程度前に入札をしているんですね。その価格入札をベースに5分ごとに決めているということで、入札者としては、5分ごとにやっているわけではないという、そういうことでもあります。そうすると、ここで言われている時間前ED市場とほぼ同じではないかと。

イギリスの場合は日本と同じような仕組みですが、例えば日本の場合、余力活用は、その時々にはビッドはしないんですが、イギリスの場合はビッドができるということになってしまっていて、したがって、需給調整市場の中にそういったことが入っているということでもあります。そういうふうにと考えると、時間前ED市場をつくっておくのはいいことか

なというふうにも思います。そういうことについても、どのようにお考えになるかということもお聞きしたいと思います。それでは、事務局のほうからお答えができることについてコメントをお願いいたします。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

資源エネルギー庁長窪でございます。たくさんご意見いただきましてありがとうございました。最後、座長にコメントいただいたとおりかと存じますが、全体的に、委員、オブザーバーの皆さまにおかれては、今回、事務局において、いったんのイメージということでお示したものについて、おおむね異論はないということであったと認識いたしました。時間前ED市場を導入しようということについても、事業者の負担とかメリット・デメリットについて慎重に検討しながら進めていくことを前提に、基本的な方針としては、良いのではないかなというようなコメントをいただいたのかなと思っています。

それから、ご質問に関して申し上げますと、まず横山委員からは、時間前ED市場における買い入札の在り方についてのイメージについてご質問があって、重要なご質問かと思えます。小売の需要というのは、ED市場ではあまり価格弾力性のない、変更した量だけ固定値を入れて簡単にやることとするかどうかという御質問かと思えます。この点については、時間前ED市場をやるかどうかということについても本日改めてご議論いただいたところでありまして、やり方はまだ決まっていないところです。実際の運用の在り方について考えてみると、國松オブザーバーもおっしゃっていたとおり、インバランス料金の設計がどうなるかといったようなところにも関わってくるのだと思っていますけれども、インバランスを生じさせないためにゲートクローズの直前で小売事業者が需要を買いに行く市場なのだとすると、確かにそこは、あまり価格付けに重みを置くというよりは、基本的には、必要な量を調達することが主目的になるのかなとは思っております。ただし、仕組みとして価格を入れる仕組みが要らないかということについては、これは、基本的には、市場ですのであったほうが良いのではないかなと個人的には思うところです。北米の市場でも、例えば、NYISOは、価格情報のない量だけをリアルタイムでは入札するという仕組みであったと思いますし、そうではなく価格も入札できる場所もあったと思いますので、この点については、技術的に、買い入札を考慮して時間前のED市場というのでできるのかということも踏まえながら検討を進めていくのかなと思っております。

さらに、この点については、最後に座長からコメントをいただいたところですが、イギリスの例ですとか、それから北米のリアルタイム市場の例などを参考に、わが国でも、ゲートクローズのところでは事業者が入札できる機会。例えば、今、日本では余力活用契約といったような形で調整力の調達・運用が行われている部分についても、市場メカニズムを通じて取引ができるような機会というのを設けておくのは、いいことなのではないかというご指摘をいただいたところですが、これは、正にそのとおりと思っているところがございます。今回の資料において、時間前ED市場をやらないと、事業者の入札に基づいて最

後にkWhとかΔkWの価格が決定される機会というのがないと記載されている部分については、そういったことも念頭に置いて記載させていただいたところでございます。

それから、今回の資料に関して追加的に考慮すべきご意見をいただいたかなとも思っています。まず、増川オブザーバーと西浦オブザーバーは、それぞれ変動性再エネの事業者を代表してご参加いただいているところでございますけれども、お2人がそろって、3時間後ろ倒しといっても、当日の3時間というのは予測精度がすごく高まるけれども、前日の3時間の後ろ倒しは、あまりそれほどメリットはないのではというふうにご指摘いただいた点は、考慮しなければならないのかなと思ったところでございます。

また、野澤オブザーバーや新川オブザーバーからご指摘いただいたところとして、ザラバにはやはりザラバのメリットがあるというようなことをおっしゃっておられました。事務局も同じように考えているところでございます。発電事業者から見ても、例えば電源にトラブルが生じたという時に、ザラバだと足元ですぐに処理をしたいという時に対応できるというメリットもあるのだらうと思っています。そういうことも踏まえ、時間前ED市場をやるとしても、ザラバを直ちになくすということではなくて、ザラバも行っていくことも検討していくべきだらうと思っています。

それから、増川オブザーバーや山本オブザーバーから、朝の需要の立ち上がりや点灯帯への対応、さらに太陽光との関係を踏まえると、当日の朝の9時とか15時という開催時間は、もっと早めたほうがいいのではないかなというふうにご指摘もいただいたところでございます。

また、山本オブザーバーからは、長周期広域周波数調整が同時市場の中で代替されるとしても、今、TSOが実施しているいろいろな対応は人間系による部分も多いので、実務面でワークするかは確認が必要ということをおっしゃっておられて、この点もおっしゃるとおりだと思っています。

いずれにせよ、本日、皆さまからご指摘をいただいたようなところを踏まえながら、この論点は、将来、全体的に考えていくということかなと思っています。

あとは、國松オブザーバーからも一つご質問をいただいています。前日で10時と17時で大きく起動電源が変わらないのではないかなとか、あとは、時間前ED市場といっても、インバランス料金と時間前ED市場の価格帯があまり変わらないのではないかなというふうにご指摘をいただいているところでございますが、10時と17時で変わらないかどうかというのは、なかなかそれも分からないところでして、天気予報が変わる可能性もあるかなと思っています。市場の役割として、17時というのは、翌日計画ができてきたタイミングであり、かつ、10時の天気予報からは2回分か3回分後のものが参照できますので、翌日の、特に早朝の立ち上がりはどう対応するかといったような部分について、それなりにニーズはあるのではないかなと今思っているところです。この点も、いずれにせよ将来しっかり検討するということかなと思っています。

あと、インバランスのところについては、これは、最初のほうで横山委員と金本座長か

らのコメントを踏まえてお答えしたところですが、この検討会の整理では、次期中給が行うSCEDも、同時市場のThree-Part情報などの電源諸元を使ってやることにしましょうというふうに言っていますから、そうすると、同じような形で仮にSCEDをやるのだとすると、それほど価格は変わらないということも、現実的にはあり得るのかもしれないなと思っています。

ただ、ここは、基本的な考え方としては、同時市場が行うゲートクローズまでの市場は市場でありまして、それからゲートクローズ以降の次期中給、TSOの運用というのは運用でございまして、事業者のビッドに基づくものと、それから送配電事業者が把握している電源のコストに基づくもので、考え方としては違うことになります。その点も考えますと、やはり時間前ED市場で事業者が入札価格を自分でつくって入札をして、そこでシングルプライスで価格が決まっていくというような場面というの、置いておくことに意味はあるのではないかなと思っています。

あとは、新川オブザーバーからご指摘いただいた無効電力の問題でございませけれども、無効電力の確保について重要な課題であるということについては、ご指摘のとおりかなと思っています。他方で、この無効電力の確保といったようなものが必ずしも市場の取引にそぐうものなのかどうかということについては、現在はグリッドコードのほうで確保されているということのようございませから、同時市場が導入された状況において、どういう形で無効電力の確保というものを考えていくのかということについては、今後、必ずしも同時市場の検討会に閉じる問題でもないのかなと思っていますけれども、いずれにせよ将来しっかり検討していくところなのかなと思っています。

長くなりましたが以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。1点だけザラバの話で、12スライドのところ、ザラバの問題点として、系統制約が満たされないものが通ってしまうみたいな話がありましたけれども、これは今でも広域機関が系統制約を満たしているかどうかチェックして、満たさないものは通さないということをしていきますので、将来もそれはやるんだと思います。

ただ、ヨーロッパでオークションを入れたのは、ザラバでやりますと、通すかどうかというのが先着優先になるんですね。最初に来たものが通るかどうかをチェックして、通すと容量が減るわけで、その後に来たやつは劣後する。これは送電線の容量を使う時に、メリットオーダーでベストなものから使うというふうにしたほうが、当然、効率的なので、そのメリットを追求してEUはオークションを導入したというふうにEUのほうは言っています。そういうものだという認識をしておいていただければと思います。

EUはオークションを去年導入したのですが、ザラバも並行して導入をしていて、スペインあたりはオークションだけをやっていたんですが、そういうところはザラバも入れた。北欧とか中西欧とかはザラバだけだったんですが、そこはオークションを入れて両方ある

という世界のございます。今、両方が併用されていると。もともとザラバのところはザラバの比率が高くて、もともとオークションのところはオークションの比率が高いといった状況で、これがどういうふうになっていくかというのは、これから面白いところかなというふうに思っています。

取りあえず私のコメントは以上でございます。

(2) 電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の第二次中間取りまとめについて

○金本座長

というところで次に進んでよろしいでしょうか。それでは、次の議題に移らせていただきます。次の議題2は、電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の第二次中間取りまとめについてでございます。これにつきましては、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。

○駒田電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

広域機関事務局の駒田でございます。2つ目の議題としまして、電源起動・出力配分ロジックの技術検証、いわゆる検証Aの二次中間取りまとめについて、ご説明させていただきます。

これまで本検討会において昨年8月に中間取りまとめを行ったところでございますけれども、それ以降、技術検証会および本検討会において検討状況を報告してきたところでございます。おおよそ1年程度経過をしたというところでございますので、今回、この検証Aに関しての二次中間取りまとめを行うというところでございます。内容として少し資料のボリュームが多くなっておりますので、かいつまんで説明をさせていただきます。

13 スライド目ですが、この検証Aについて検討を行ってきた内容を一覧で示してございまして、今回進捗（しんちやく）のあった部分は、赤字で記載をさせていただいているところでございます。

まず、次の14スライドで5番目の項目である系統制約の取り扱いに関してです。こちらは前回の中間取りまとめにおいて、適切なフリンジを設定すれば発動制限 $\Delta k W$ に対応可能な示唆を得たというところでございまして、この内容について、将来の運用容量等の在り方に関する作業会において、この取り扱いを深掘り検討してございます。この中で、将来の制度と運用の両立の在り方としてフリンジの取り扱いというところは、一定の整理が完了しているというようなところになってございます。

それでは、順次、1つ目の項目から簡単にかいつまんで説明をさせていただきたいと思います。

まず18スライド目、基本ロジックの構築ですけれども、前回の取りまとめ以降で収束性

を高める工夫ということで左下に書いておりますけれども、問題の簡略化、またソルバーメータの調整、計算機の高性能化といったところ、また、もう一つが、火力の代表的な応動特性についてロジックのモデル化を行うというところになってございます。

22 スライド目が問題の簡単化ということで、最適化計算を行う上では二段階最適化手法を検討してございまして、こちら計算時間の短縮を図れたもののコスト増加が見られたというところでもございますので、この二段階最適化は、一括最適化が困難な場合に適用する手法と考えてございます。

続きまして、ソルバーメータの調整につきましても、4つの手法に関して感度分析を行いまして、こちらそれぞれのパラメータの調整によって収束性の向上が確認できたというところになってございます。

続きまして、3つ目の計算機の高性能化に関しましては、小宮山委員のご協力をいただきまして、高速な計算環境におきまして、さらに双対ギャップの目標精度を高く変更したとしても、これまでの検証と同程度の時間、また同様の効果が確認できたというところで、こちらについても一定程度の収束性向上の見込みが得られたというところでございます。

続きまして、火力の代表的な応動特性のモデル化でございまして、これまで現行の電中研のツールにおきましては、モデル化できていない部分としまして、起動停止カーブおよび出力体ごとの特性ということで、出力変化速度であったりとか出力ごとのキープタイムというところがモデル化できておりませんでしたので、その辺りを今回取り入れたというようなところになってございます。

28 スライド目が出力の起動停止カーブにつきまして、コマごとのランプ設定をすることによってモデル化できたということございまして、計算時間が若干増加するものの、大幅に収束性は悪化していないことを確認してございます。また、出力配分結果につきましても、想定どおりというところございまして。

続きまして、キープタイムおよび出力変化速度のモデル化ですけれども、こちらについては一括最適化が困難な部分もございましたので、二段階最適化についてもロジック構築を行ったというところでございます。結果、30 スライド目ですけれども、広域連系系統（ノード単位）での検証を行ってございまして、一括最適化であれば実行解を得られることができませんでしたけれども、二段階最適化を行う場合に解を得ることができたというところでございます。また、出力配分の結果について、想定どおりというところでございますので、こういった形でのモデル化ができることが確認されたところでございます。

以上から、ゼロ番の基本ロジックの構築に関しましては、パラメータ調整の工夫による収束性向上、また、火力の代表モデルについての制約条件の設定については一定の見通しを得たというところでございますので、検証Aとしては完了とし、今後は、ロジック構築に当たり得られた示唆を踏まえまして詳細検討で深掘りしていきたいと考えてございます。

続きましては、買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックというところございまして、こちらは、36 スライド目になりますが、エリア単位で入札された買い入札のノー

ド配分について、海外の事例も踏まえてロジック上の取り扱いを深掘りしていくということを検討することになってございました。

こちら海外の状況を踏まえますと、海外では量のみ入札と量と価格の入札、この2種類がございますけれども、量と価格の双方の入札をしている量というのは、全体の比率からすると小さいということになってございまして、各ノードへの配分に対しての問題が生じていないというところが分かってございます。

これらを踏まえて、日本においては、量と価格の入札というのが全体に占める割合としては6割であるため、この価格と量の入札量を減らすためにも工夫が必要であるということになってございまして、こちらについてはノードの特定可能な買入札、例えば揚水ポンプなどについては、ノード単位で入札を求めることでのSCUCロジックの精度向上を図りつつ、計算負荷の低減を両立させる方向性というところになってございます。

量と価格の入札についての検証も行ってございまして、需要曲線の簡略化なしとありのケースをそれぞれ3ケース実施してございまして、簡略化なしでは解を得られない一方で、簡略化ありの場合では収束性が大幅に改善されるということを確認できてございます。

この買入札を考慮したロジックに関しましては、技術検証を行った結果、弾力性のある入札60%の過酷ケースにおいては収束性に課題が生じるという部分ではございましたけれども、需要曲線の簡略化によって収束性が改善可能なことを確認したところになってございます。今後、ノードを特定可能な買入札は、ノード単位での入札を求めるなどの制度設計等を考えていきたいというところになってございます。

続きまして、49スライド目になります週間運用を可能にするSCUCロジックですけれども、7日間の週間計画におきましては、前半3日間は30分コマ単位、また、後半4日を4時間単位で縮約することによってモデルの検証を行ってございます。こちら週間計画策定における時間短縮が大幅に図れるという結果が得られてございまして、後半4日間は、縮約しておりますが、出力配分、コストともに大きな違いは見られなかったというところになってございます。

ただ、縮約した部分（後半4日）に関しましては、ピーク需要が平均化をされるということから、その時間帯においては、発電機の供給力が減少するという課題が見受けられたところになってございますけれども、週間計画は日々ローリングするというところになってございまして、都度補正を行って火力起動を行うということによって十分対応可能というところになってございます。

また、大規模システムモデルでの挙動検証も行ってございまして、こちらについても、特段、課題等は見受けられなかったところになってございます。以上から、この週間運用を可能にするロジックに関しましては、計算時間の短縮が図られること、また、運用目的を一定程度満たせるということで見通しが得られたというところになってございます。今後、実装に関しましては、詳細検討の中で深掘りをしていくというところになってございます。

続きまして、62スライド目の調整力の定義も踏まえた同時最適化ロジックというところ

でございます。こちらは、三次調整力につきまして、現状の二次②から三次②調整力の商品集約を行ってございますので、インセンティブ設計として、中間点に関するパフォーマンススコアを評価するという事で、高速調整力と低速調整力というふうに分類をすることとしてございます。

この三次インセンティブ設計に考えられる案としては3案を示してございまして、それぞれ定式化を実施しているというところでございます。これらの3案についての動作確認は実施をしております、これらの案に関しましての最終的な判断というところは、調整力細分化作業会で深掘りをするということとしてございました。

調整力細分化作業会におきましては、この三次インセンティブ設計の3案につきましては、安定供給の観点と社会コストの観点から総合的に両軸を満足する案3が望ましいということとされておまして、今後、パフォーマンススコアについてどう算定するのかというところは、引き続き検討となっております。以上が3つ目の検討項目である、調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkWの同時最適ロジックの検証というところになってございます。

続きまして、7番の検討項目である、前日同時市場のSCUC・SCEDロジックですけれども、こちらについては、73スライド目になりますが、前日同時市場を行うという中で、全体像で課題となる検証項目を一覧表でまとめてございまして、この中で赤字で示している部分が今回検証したところになってございます。

一覧表の中段にあります需要変動を模擬したもの、また再エネ変動を模擬した検証に関しましては、おおよそ予測誤差であったり出力変動を踏まえたところの対応としては、前日計画等の引き継ぎデータを基に計算の収束性は確認できたというところになってございます。

次に一覧表の右下段に記載してございます週間、前日、当日に向けたSCUCにおけるデータの引き継ぎに関してのまとめですけれども、こちらについては85スライド目、初期値とパラメータをどのように置くのかというところに関しまして、計算間隔の連続性の観点を踏まえまして3つのパラメータ引き継ぎを考慮して検証してございます。具体的には、現状の中給運用におけるデータ引き継ぎ方法を基に、同時市場に適用させた場合のものを整理してございます。

続きまして、ザラバとの対比における評価ですけれども、こちらにつきましては106スライド目、ザラバ方式を実施した場合の特徴としては、地内系統制約を考慮できないこと、また、前日同時市場後の追加並列ができないことが挙げられますので、これらをSCUCロジックの中で模擬検証するというところで、考慮する部分と考慮しない部分で算定結果を比較検証した中では、地内系統混雑の解消ができる前日同時市場のほうが、技術的優位性があると確認したというところでございます。

もう一つ111スライド目になりますが、収束性を高める工夫に関しましては、系統全体の需給変動に対して混雑系統および非混雑系統との関係性を踏まえまして、電源の起動の

蓋然性、また電源の停止の蓋然性が高いというところを基に、一部、電源の起動停止の固定化をするという方向性を整理してきたところでございます。

また、この混雑系統・非混雑系統を特定するロジックというところが必要になりますけれども、いったん簡易的には特定するロジックを基に検証を実施してございまして、収束性は向上するという結果を確認しております。一方で、特定ロジックに関して系統構成（トポロジー）が考慮できていないという課題もございまして、この辺りは、今後、深掘り検討していくというところになってございます。

以上が7番の検討項目の検証結果の内容となっております。

最後、9番の検討項目ですけれども、128 スライド目、送電ロスの取り扱いにつきましては、日本の仕組み、また、海外でSCUCロジックを行っている中での取り扱いを調査してございまして、日本においては、小売事業者さんに量でもって送電ロスを負担いただいておりますけれども、海外では市場の価格の中に織り込まれている（考慮されている）というところでの違いがあるということが判明してございます。ですので、今後、日本の同時市場においてどのように取り扱うのかについては、送電ロス計算方法と、また、制度的な部分も両面で考えていく必要があるというところでございます。

まず技術検証においては、133 スライド目、送電ロスの考慮方法、具体的にどういふところがあるのかというところを検証し、整理を進めていくというところにしてございます。今回整理した内容としては、過去、電中研さんの検証の中で行ってきたロス考慮方法のところに関しましてシミュレーションを行ってございます。結果といたしましては、142 スライド目、それぞれ一定の示唆が各手法においては得られたものの、実用化に向けて、ロジック構築に向けては課題がある状況でございまして、この辺り、引き続き送電ロスを考慮した計算ロジックについて検討していくこととしたいという形になってございます。

以上、検証Aで検証してきた内容についての取りまとめというところでございます。説明としては以上になります。

○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いただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名させていただきます。では、どなたかいらっしゃいますでしょうか。よろしいでしょうか。

(3) 同時市場における市場価格算定方法（検証B）の第二次中間取りまとめについて

○金本座長

それでは、何かございましたらまた後からということで次に進めさせていただきます。それでは、次の議題は、同時市場における市場価格算定方法（検証B）の第二次中間取り

まとめについてでございます。議題3でございますが、これにつきましては、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。よろしくお願いいたします。

○駒田電力広域的運営推進機関企画部マネジャー

広域機関事務局の駒田でございます。資料5につきましても、前段の資料4と同様にこれまで技術検証会のほうで行ってきた価格算定方法の検証、いわゆる検証Bについての中間取りまとめを行うというものになってございます。こちらにつきまして、検討項目の一覧としましては9スライド目に全体の概要を示してございまして、各項目としましては、5つの項目を前回取りまとめ以降、検討を進めてきたというところになってございます。

まず、1つ目の地内混雑発生時のkWh価格に関してですけれども、19スライド目、現状のエリアプライスを算定するという現行制度をベースとして検討を行ってきてございますので、エリア内で系統混雑が発生いたしますと、混雑箇所とそれ以外の地点で異なる電源態勢、つまりkWh価格が異なる部分にはなるんですけれども、そういったところが生じた場合のエリアプライスの算定方法について検討を行ったものになってございます。

こちら海外の事例を参考にどういったプライシングのやり方があるのかというところを検討してございまして、今回につきましては、23スライド目にあります、カナダIESO方式およびアメリカのPGM方式の2つの手法に関して、エリアプライスを算定する前提の日本の同時市場においてケーススタディーを行うことで各手法の得失を洗い出すということとしてございます。

検証に用いたモデルといたしましては、27スライド目のとおり、従来9エリアを模擬した検証をベースに、1エリア、東京エリアだけを取り出して2つのゾーンに分割することで比較検証してございます。

比較検証した結果といたしましては、おおよそケース1とケース2で大きな差は生じないという結果が出てございますけれども、一方で非混雑系統においては、同一になるはずのところ、一部差異が生じているというところではございました。

この部分につきましては、それぞれ確認しますと、分析の結果からは、37スライド目になります。ケース2であれば、混雑時における非混雑系統側のみ混雑を解消するためのたき増しに関する補填（ほてん）が生じているというところになってございますけれども、ケース1については、両方で混雑系統・非混雑系統ともにそういったものが生じているということで、少しいびつな補填構造になっているということが確認されたところでございます。

そういったことを踏まえますと、混雑発生時のkWh価格に関しましては、ケース2のLMPの加重平均を取ることが実態を反映した価格に近く合理的な算定方法になっていると考えられますので、こういった内容を、今後、用いていくような形が一つかなと考えてございます。

また、前日取引にも含まれておりました市場外補填の取り扱いにつきまして、U p l i

f tと同様に都度の精算とするのではなくて、他の市場の収入、また他の収入も加味した上で事後的に補填するということが考えられるかなというふうに考えてございます。

続きまして、2つ目の ΔkW 価格の追加検証というところでございまして、39 スライド目になります。現状の ΔkW の価格については、機会費用または逸失利益および一定額というところで設定をされてございますけれども、これまでの議論を踏まえまして、 kWh 価格の決定方法と同様にシンプルにできないかといったところ、また、Upliftとの水準を踏まえると、 kWh との整合的なものとして、 kWh と ΔkW のどちらの用途にも使用される起動費等に関する費用というところは、 ΔkW 価格の構成に含めない方向というところが考えられますので、この辺りをケーススタディーで評価をしているというところでございます。

具体的には2案検討してございまして、起動費と最低負荷を見ない、つまり機会費用そのものを価格に反映しない形でのものと、もう一つが最低出力費用のみを ΔkW 価格に見るというようなもので比較検証をしております。比較検証の結果は44 スライド目、ケース1については、マルチ・シングルプライスともに ΔkW 価格は顕著に低くなるというようところで、他方でUpliftの割合が増加傾向となる。一方、ケース2に関しましては、起動費が含まれない分、マルチプライスでの Δ 価格の低減は見込まれるものの、シングルプライスでは価格高騰する傾向が見受けられたという形になってございます。

こちら ΔkW 価格の分析に関しまして、47 スライド目になりますが、現行の需給調整市場におきましても、傾向として、起動費に比べて最低出力費用の割合が最も大きくなっているというようところもございまして、こういったところを踏まえてどういった形が取り得るのかというところを考えた次第でございまして。

また、49 スライド目のTwo Settlementのケーススタディーというところで、 ΔkW に関しても差分決済方式を用いて実施していくというところでございまして、それぞれケース1の内容に関しての評価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、2通りの ΔkW の価格方法を提案したところでございましてけれども、ケース1のほうが全体として整合的な部分というところの結果が得られたところでございます。

差分決済方式をやっていくという中では、前回お示しした ΔkW は、逸失利益はシングルプライス、機会費用はマルチプライスといったところで比較をした中でのものとしては、 ΔkW として機会費用を扱っていないというケース1に関しては、価格指標が変化するケースで生じていたような電源間の不公平は解消されているというところで、市場価格の精算制度として平仄（ひょうそく）の取れた状態になると考えられるということから、今回のこのケース1、機会費用なしのシングルプライスオークションについては、 Δ の価格決定方法の有力な候補というところで、今後、関連論点を検討していくというところになってございます。

続きまして、調整力の ΔkW のパフォーマンスというところでございまして、58 スライ

ド目になります。今後、変動性再エネの大量導入に伴いまして調整力のより重要性が増すというところをございまして、特に高速な出力調整を行うというところが重要なポイントになるかと考えてございます。このため同時市場においては、 ΔkW の持つ調整機能の価値とは何かを明確にした上で、その価値に対する適切な対価の支払い方法を検討することが重要というところで検討を進めたものになってございます。

具体的には、60 スライド目ですが、一次、二次の調整力、いわゆる時間内変動に対応する商品につきましては、三次に比べて応動要件が短いという高速商品でございますので、供出可能量としての ΔkW も小さくなり、また応動量としても小さくなるといった中で価値がある反面、対価性が過小になっているというところでございますので、まず、この一次、二次の商品に関しての追加的な価値の検討を行ったというところになってございます。

内容としましては、65 スライド目、同時市場での将来的な変動性再エネの大量導入に伴う需給運用面の課題解決に向けた仕組みを踏まえますと、将来には、より一層、調整力の質の部分が重要になってくるというところでございますので、一次のこれまでの ΔkW 価値および ΔkWh の価値に加えまして、新たにパフォーマンス評価ということで応動した長さ、応動できる長さのマイレージ評価が一つ考えられるというところで提案をしてきたところでございます。

このパフォーマンス評価に関しましては、 ΔkW なのか kWh なのか、この辺りを直接的に付与するのか間接的に付与するのか、こういったところにつきましては、海外の知見、また計量法等への影響を踏まえまして詳細を検討していくというようなステータスと考えてございます。

続きまして、調整力の kWh のシングルプライスオークション化というところをございまして、こちらにつきましては、基本方針としてシングルプライス化というところを示してございますけれども、80 スライド目になりますが、同一時間帯においてSCEDの上げ調整・下げ調整が混在する場合、また、電源が上げと下げ両方の動きをした場合に問題が生じないかという検討が必要であったというところでございますので、調整力の kWh 市場、インバランス料金の仕組みを踏まえつつ、市場の構造、電気のお金の流れに関して問題が生じないかケーススタディーを行ったというところになってございます。

今回、ケーススタディーを行った中で大きな論点となる部分につきましては、論点1として、同一時間帯、5分ごとの上げ下げ混在時に問題が生じないかというところ、また、インバランス料金との関係性を踏まえますと、30分コマ内の上げ下げに対して問題なくインバランス料金として整合的になるのかというところを、検討を行ってございます。

結果といたしまして、ケーススタディーの結果からは、論点1、論点2それぞれにつきまして、適切に精算されるというところを確認できてございます。論点2に関しましては一部取り漏れ分が生じる点についてはUpliftによって対応するというところで、同時市場における調整力の kWh のシングルプライスオークション化についても、このような仕組みを基にすると大きな問題はないというところが整理事項となってございます。

5つ目の部分でございますけれども、92 スライド目になります。こちら電源の稼働ロジックの青ロジックというものと価格算定の黄色ロジック、こちら双方の差異について、相互関係性についてどのように取り扱うのかが検討課題として議論してきたところでございます。

具体的には、93 スライド目、青色ロジック、黄色ロジックでそれぞれ電源稼働の状況が異なる、想定需要が異なるというところでございますので、その需要の大小の関係によっての取り扱いをどのように整合的にするのかというところが課題となっております。こちら構造として、それぞれの差異に対してのkWhの付け替えおよび Δ の付け替えを踏まえますと、101 スライド目ですが、全てで9パターンあるんですけれども、こちらについてケーススタディーをそれぞれ実施してございまして、TSO想定需要と小売入札需要が異なる場合の内容としましては、いずれのパターンでもインバランス料金にて差分の決済対象となるということで、不合理な金銭の流れとなるということにはなかったというところは確認をした次第でございます。

一方で、この黄色ロジックと青色ロジック、それぞれ独立して計算をしてSCUC1で価格算定とBGの計画策定、またSCUC2で実際の電源起動、出力配分を行って、追加起動に必要な電源は、起動指示のみというような案ゼロが考えられるところでございますけれども、こういう形ですと、実際の Δ kWh価値が正しく評価されない点、また、電源の稼働態勢と発電計画が整合しない点が課題と考えられるというところでございます。こちらを整合的にするためには、103 スライド目に示す2つの案が考えられるということで、案1、案2、こちら示している内容について、それぞれの評価および比較評価を実施してきてございます。

まず案1につきましては、黄色ロジックと青色ロジックを同時並行で計算をして、青色ロジックの電源態勢を前提として、黄色ロジックの需要量で再度割り付けるというところの案が案1になってございます。案2につきましては、黄色ロジックと青色ロジック、それぞれ単独で計算をして差分が生じている部分のkWhに関して、それぞれ Δ kWh1、kWhの取引として観念をして調整するというところが案2になってございます。これらにつきまして、108 スライド目に示している項目について、これまで検討を行ってきたところでございます。

まず1つ目が、TSO想定需要と小売想定需要の正確性、特に前日段階においてどちらが正確なのかをこれまで評価してきてございまして、112 スライド目のとおり、TSO想定需要のほうが平均して精度が高いというところでございましたけれども、詳細分析をしますと、114 スライド目になりますが、標準偏差はTSO想定需要のほうが小さいというところで誤差は小さいものの、平均値的に見ると、TSO想定需要のほうが少し大きめに出ているというようなところになってございます。こういった傾向もあるというところを踏まえて今後どう考えていくのかというところが、一つ論点になり得るというところでございます。

続きまして、案1に関しましては、119 スライド目、それぞれ青色ロジックを基に緑ロジックという新しい概念でkWhの割り付けをするということでありませけれども、こちらにつきましては、それぞれ小売想定需要を用いた電源態勢を決めるというところに関して系統混雑時の対応に問題が生じる懸念、また、解の収束性に課題があるというところがございます。こういったところを解消するための一つのやり方としまして、125 スライド目、いったん青色ロジック、黄色ロジックそれぞれで必要となる電源全てを起動する条件でSCUC3（緑色ロジック）を回したというところをシミュレーションとして実施してございます。

その結果、128 スライド目になりますが、短時間で計算時間での解の算出は得られたというところがございますけれども、一方で、電源態勢として追加的に起動している部分がありますので、再エネ抑制量が増加する傾向が見られたというようなところになってございます。

続きまして、案2に関する検討でございますけれども、142 スライド目になりますが、先ほども少し示したTSO需要と小売想定需要の関係性というところを踏まえますと、TSO収支は、おおむねフラットかプラスが傾向としては大きい形になってございます。それぞれの傾向に関しまして、幾つかのケースパターンを基に過去の内容を踏まえて取引結果を示したものをシミュレーションしてございまして、それぞれのケースを踏まえて平均化をしますと、TSO収支は黒字となる傾向にあるというようなところがございます。ΔkWhのお金の流れとしては、おおむね整合的になっているというようなところの評価をしております。

また、そういったところを踏まえた時に、情報の非対称性があつたところに関しまして、TSOによるゲーミングリスクに関しては、ほとんど考えづらいかというようなところで評価をしております。また、TSOの市場取引の立て付けに関しまして、146 スライド目になりますが、現行制度において調整力の稼働は、実需給でkWh取引をしているというところになりますけれども、そのkWh取引について、同時市場を通じて実施しているといった立て付けになるかといったところがございます。

最後、案1と案2の傾向分析というところで、150 スライド目になりますが、今回、案1につきましては、青色・黄色ロジックそれぞれに必要な電源の稼働を前提とした内容を前提としたシミュレーションを行ってございます。この中で見られたものとしては、市場価格の差異、また混雑コスト、再エネの抑制量の部分の差異があるというところが判明したというようなところになってございます。

市場価格のシミュレーション結果に関しましては、シャドープライスを市場価格とするということにしてございますので、市場価格の傾向につきましては、基本的に案1の市場価格のほうが案2の市場価格よりも小さくなりやすいというようなところになってございます。こういったところに関しまして、ΔkW価格、調整力のkWh価格の水準、またUplift等の個別の補填額にもよるので総合的な考慮が必要というようなところで、ま

だ明確なところにはなっていないというところになってございます。

以上から、今現状、案1、案2、どちらがより適切なやり方になり得るのかというところで検討を進めてきているところでございますけれども、この辺り、まだ引き続きどちらが良いのかというところは、想定需要の正確性みたいなども改めて確認をしつつ検討を進めていくというところでございます。

全体のまとめとしましては、今回、前回の中間取りまとめから5項目の検討進捗を取りまとめるというところになってございますけれども、引き続き残る課題については、検討を深めていきたいと考えてございます。

説明としては以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、自由討議、質疑応答の時間に移ります。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名をさせていただきます。では、どなたかございますでしょうか。委員の方の手が挙がっていないので、東京ガスの渡邊オブザーバー、お願いいたします。

○渡邊オブザーバー

渡邊でございます。ありがとうございます。膨大な検討内容を整理いただきまして、まずは感謝申し上げます。1点要望ですが、 Δ kW価格の算定方法として、逸失利益のみシングルプライスとすることについて、前回の検討会にお示しいただいたエネ庁の資料では、標準的な価格分布とならずに多くの場合がゼロ円に近いようなkWhの価格で、まれに高騰するような場合においては修正や再検討が必要と考えられるといった旨、記載があったかと思えます。

今回お示しいただいた資料は、OCCTOのほうで中心になって検証Bの取りまとめしていただいた案というように理解はしておりますが、今後、全体の中間取りまとめ等をしていく際においては、 Δ kW価格の逸失利益シングルプライス案には今申し上げたような課題がある、そういった場合には検討が必要である旨、明確に記載いただければと考えておりますので、ご検討のほどよろしくお願いいたします。

以上です。

○金本座長

その他ございますでしょうか。よろしいですか。じゃあ渡邊オブザーバーのご質問だけですけれども、事務局のほうから何かコメントがあればお願いいたします。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

はい。資源エネルギー庁の長窪でございます。渡邊オブザーバーからご指摘いただいた

点でございますが、今の事務局の検討方針として、 Δ kWの価格について今回お示ししているような逸失利益のシングルプライスというやり方で、分布があまりにも偏ってゼロ円が多く付いてしまうようなやり方なのだとすると、その修正なり補完なりが必要であろうというふうに考えているということをお示したところですので、今後の中間取りまとめに向けた検討についても、基本的にはそういう方向で検討していくというふうに考えています。

○金本座長

他、特にございませんでしょうか。よろしいですか。何もなければ質疑応答はここまでとさせていただきます。活発なご議論、ありがとうございました。いつも申し上げますけれども、この検討会は今後の電力システムを支えていくためにも極めて重要ですので、引き続き議論を深めていきたいと思えます。それでは、これをもちまして、第18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。