

第8回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和6年4月19日（金）18:00～20:31

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇）兼オンライン会議

1. 開会

○長窪調整官

定刻となりましたので、ただいまより第8回同時市場の在り方等に関する検討会を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様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。Web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）同時市場における市場価格算定等について

○金本座長

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。本日は三つの議題についてご議論をいただきたいと思います。

まずは、議題1は、同時市場における市場価格算定等についてでございます。本件について事務局の広域機関より、資料3-1の説明を、資源エネルギー庁より資料3-2の説明をいただくことになっております。よろしくお願いいたします。

○下根マネージャー

広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、一つ目の資料3-1、市場価格算定方法（検証B）に関する進捗報告というところでございます。

右肩2ページ、背景でございますが、これまで価格算定の方法ということで検証Bの検討を進めてきたところでございますが、前回、第7回におきまして、いよいよ ΔkW の価格算定の検討に着手したというところでございます。その際、様々な課題等が見えてきたというところでもございましたので、今回は、そういった課題に対する深掘り検討でございますとか試算の結果、並びにというところで、次のステップとして考えてございます、時間前市場あるいはインバランス価格の算定方法の検証について整理したというところでございます。

では、まず初めに、 ΔkW 価格算定に関する検討ということでございまして、今回大きく

2点、検討のほうをしてございます。6ページにございますように、前回お示しした論点でございます ΔkW 約定量の特定方法に関して、幾つかの試算をしてみたというのが一つ。またというところで、Three-Part情報以外を ΔkW の入札情報に加味した場合に、どういった影響があり得るのかというところを評価したというところが、二つ目でございます。

では、一つ目というところでございますが、右肩9ページでございますが、まずは試算のベースになるケースに関しましては、表の右上、赤で囲ってございますように、基本試算ケースにおけます案B-2、いわゆる同時最適のシャドウプライスを限界費用等カーブで求めた、こういったケースを基に、幾つか考えられる ΔkW の算定方法を試算したというところでございます。

幾つか考えられる案といたしましては、10ページにも示してございますように、前回三つほど例のほうを挙げてございました。こちら、下の図にもございますように、同時最適の結果というところに関しましては、 ΔkW の必要量以上に ΔkW が取れてしまうというところでもございますので、そういったところをどのように割り当てるのかというところが論点であったというところでもございまして、例といたしましては、安価な順に割り当てる案でございますとか、あるいは、高額な順に割り当てる、または、全てを ΔkW とみなすというような案があったというところでございます。

一方、前回の検討会でも委員の先生方からご指摘いただいたところでもございますが、そもそもの考え方として何が妥当なのかというところを深掘りしたほうがよいというアドバイスもいただきましたので、今回改めてアメリカとの差異等々も踏まえながら、深掘り検討を行ったというところでございます。

11ページにございますように、前回おおよその価格構造が見えてきたところではございますが、アメリカにおきましても、いわゆる逸失利益でございますとか、その他一定額、そういったところは、形は違えど ΔkW の費用として一定程度配慮されているかというふうに考えている一方、起動費等々を含む機会費用に関しましては考慮されていない。そういったところが大きな違いとしてあり得るというふうに考えてございます。

そういったところから、例えばというところではございますが、アメリカにおきましても逸失利益に関しましては、シングルプライスで精算するというところが前例もあり、合理性もあるのかなというふうにも考えてございまして、あるいは日本でのみ扱っている機会費用に関しましては、実コストと考えれば、個別にマルチプライス精算をするという形で、ハイブリッド型の精算も考えられるというところでございます。

こういったところを試算した結果というところをお示ししたのが13ページだというところでもございまして、下の表にございますところ、上段が ΔkW をシングルプライスとしたときの価格、下段がマルチとしたときの価格というところでもございまして、左から先ほどの例Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ、そして、今回新たに提示した例Ⅳを並べているというところでございます。

こちらの上段のシングルプライスに関しましては、当初の課題どおりというところでは

ございますけども、Ⅰ、Ⅱ、Ⅲの順番に、平均費用、年間取引総額、そういったものが高額になっているというところでございまして、下段にいきますと、マルチプライスであれば、実際にかかったコストを計上しているだけというところでもございますので、各例におきまして大差はなかったというところでございます。

また、今回、新規提案させていただきました例Ⅳに関しましては、シングルとマルチの間というようなところでもございますので、マルチプライスに一定程度インセンティブが上乘せされたような水準感になったというところでございます。

こういった結果を深掘りしたのが、14 ページ以降というところでもございまして、先ほど、最も価格が高くなった例Ⅰというところに関しましては、当初の課題どおり、機会費用電源の約定量が少量となった際には、単位量当たりの ΔkW のコストが高額になるというところでもございまして、実際どの程度の高額になったのかという分布を示したのが下のグラフだというところでございます。

ご覧いただいたらお分かりのように、年間約 10% の断面で 100 円以上の単価になったというところでもございますので、こういったところが、相当高額になる要因であったというところでもございます。

もう一点、例Ⅲに関しましては、 ΔkW の必要量以上に約定してしまうというところがどの程度あり得るのかというところを定量評価したところでございます。下の表にも示してございますように、LFC 自体は、そこまで多めに約定しているわけではないというところではございましたが、LFC を充足する過程で追加起動した際に、上げ余力というのが、EDC として計上できてしまうというところでもございますので、EDC に関しましては、やはり必要量以上に多く約定しているという結果が見受けられたというところでもございます。

続きまして、 ΔkW の入札価格の影響評価というところでもございまして、こちらは ΔkW 費用の構成要素のうち、その他（一定額）というところに関しましては、現行 Three-Part 情報としては含んでおらず、追加的な情報になるというところでもございますので、こういったところを考慮しようと思うと、 ΔkW の入札価格として別途入札させることが考えられるというところでもございます。

この点、現行のその他（一定額）といたしましては、A 種の 0.33 円の固定マージン、あるいは B 種の未回収固定費、そういったものがあるというところでもございますので、仮にということで、まずはこれら費用を ΔkW の入札価格に反映した場合に、こういった影響があり得るのかというところを見てみたというところでもございます。

18 ページが、その検証の進め方というところでもございまして、そういった影響を見るために、 ΔkW の入札価格を考慮できるようなロジックの改修を行ったというところでもございまして、加えまして、ケーススタディといたしましては、ケースⅠというところで、全ての電源が A 種を選んだ場合の影響評価、ケースⅡといたしましては、一部の電源が B 種を選んだときの影響評価だというところでもございます。

ケースⅠの結果が 20 ページというところでもございまして、こちらは全ての電源が同じ

$\Delta k W$ の入札価格を入れているというところで、差がないというところでもございますので、そうなりますと優劣がつかないということから、 $\Delta k W$ の入札価格がない場合と比較いたしますと、何も変わらないというところでもございます。言い換えますと、 $\Delta k W$ の入札価格なしで同時最適を行った上で、事後的に加算したとしても同じ結果になるというところでもございます。

一方というところで、ケースⅡでございますが、こちらは一部の電源のみ $\Delta k W$ の入札価格が高い状態になっているというところでもございますので、その結果といたしまして、 $\Delta k W$ の単価が高い一部電源に関しましては、下のグラフ等々でお示ししていますように、追加起動の対象から省かれて、運転台数自体が減るでございませうとか、 $\Delta k W$ の確保量、約定量が減るという結果につながるというところが見えてきたというところでもございます。つまるところ、四つ目にもございますように、 $\Delta k W$ の入札インセンティブのための措置として、その他（一定額）を織り込むということを検証してきたところではございますが、逆に、一部電源の $\Delta k W$ の収入を得る機会自体を減少させてしまう、そういった結果につながるものが分かってきたというところでもございます。

そういったところから得られた示唆というところではございますが、そういった結果も踏まえまして、 $\Delta k W$ に対する適正な対価の支払い方法は、こういった方法以外の方法も含めて検討する必要があるのではないかというふうに考えているところでもございます。

幾つか案は考えられるところではございますが、例えばというところで挙げてございまして、一つ目が、 $\Delta k W$ 市場のシングルプライスオークション化というところでもございますが、この点も先ほどの試算結果にもございましたように、機会費用も含めてシングルプライスにすると、相当高額になるというところでもございますので、今回で言うと、この例Ⅳ、逸失利益のシングルプライスオークションというところが、まずは検討かというふうにも考えているところでもございます。

また、ほかにもアメリカのように調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与えるという案でございませうとか、あるいは $\Delta k W$ とは違う市場ではございますが、同じ調整力だと思えば、調整力 $k W h$ 市場をシングルプライスにするという案、また、 $\Delta k W$ がマルチの精算だいたしまして、事後的に加算する等々も幾つか考えられるというところでもございますので、こういったところを幅広く検討していきたいというところでもございます。

続きましてが、時間前市場・インバランス価格の検証の進め方というところでもございまして、こちらは、当初より論点としてお示ししておったところ、前日同時市場以降も時間前、インバランスというのが続いていくというところでもございますので、こういったところが一貫して合理的な価格決定の在り方になっているのかというところが、検証事項であったというところでもございます。

具体的な検証方法を整理するにあたりまして、まずは現行制度から振り返るというところでもございまして、こちら時間前市場でございませうとか、あるいはゲートクローズ以降の調整力 $k W h$ 市場が対象になるというところでもございます。

時間前市場に関しましては、現行、ゲートクローズ直前まで開場されてございます、BG にとっての最終的な需給調整を行う場というところでもございまして、取引方法に関しましては、ザラバ方式になっているというところでございます。

調整力 kWh 市場に関しましては、こちらはゲートクローズ以降に発電・小売が出したインバランス量を入札というふうにみなしまして、それを解消すべく TSO が調整力を発動いたしまして、その限界費用がインバランス料金に反映されている、そういった仕組みになっているというところでございます。

一方、現行の調整力 kWh 市場は、精算の仕組みが少し歪かというふうにも考えてございまして、こちらは TSO が調整力を発動する際の判断、価格といたしましては限界費用をそのまま扱うわけではなく、上げ調整に関しましてはプラス 10% の V1 費用、下げ調整に関しましては、マイナス 10% の V2 費用を基に発動判断しているというところでもございまして、その上で決まった価格に対しまして、真ん中の図にもございますように、インバランス取引に関しましては、シングルプライスの精算、そして調整力取引に関しましては、マルチプライスの精算になっているというところでもございますので、この点、調整力 kWh 市場の収支構造としては、余剰が発生する可能性が高いというふうにされているところでございます。

こういったところも踏まえまして、具体的にどのように検証していくのかというところでもございまして、まずは時間前市場の価格検証でございますが、こちらは同時市場におけます時間前市場というところは、今後の検討ではございますけれども、大きく二つのイメージがあるというところで、イメージ①、現行のザラバ中心の取引なのか、あるいはイメージ②というところで、前日同時市場と同じような仕組みなのかというのが挙げられるというところでございます。このうち、イメージ①、ザラバであれば現行と大きく変わらないとも考えられることから、今回の検証に関しましては、イメージ②、いわゆる時間前同時市場となった場合の価格検証というところを行っていきたいというところでございます。

具体的なイメージとしては 40 ページというところでもございまして、こちらは前日同時市場におきまして、左の図のように何らか同時最適の結果が得られるというところから、その後の時間帯におきまして需要が増えた、あるいは減ったというところに関しまして、改めて SCUC を行うというところでもございますので、再度、同時最適の結果が得られるというところでございます。

こういった時間前同時市場におけます価格をどのようにつけるのかということに関しましては、同じ同時最適の仕組みを使っていると考えれば、まずは、前日同時市場と同じ案 B-2、こちらをベースとして検証を進めてはどうかというふうにも考えてございまして、そういったところを前日市場からの増分、あるいは減分に対しまして、掛け合わせたときにどういったお金の流れになるのかということも見ていきたいというところもございます。

続いて、インバランス価格の検証ということでございますが、こちらは複数の選択肢があるというふうに思っておりまして、一つは現行を踏襲するという形で、V1、V2、そう

いった単価を基に調整力の発動を判断した上で、マルチプライスの精算をするというのも一案かというふうに考えてございますし、一方というところで、前日同時市場、あるいは先ほどの時間前同時市場と合わせるという考え方の下、同じ価格規律、限界費用を基に調整力の発動を判断いたしまして、インバランス側、調整力取引側ともにシングルのプライスで精算するというのも一案かというふうに考えてございます。

こういったところを、43 ページにもございますように、二つの方法で、SCEDを行ってみまして、それぞれがお金の流れとしてどのような形になるのかというところを見ていきたいというところが、具体的な検証の内容であるというところでございます。

今回得られた内容といたしましては以上というところでもございまして、46 ページ、47 ページに関しましてはまとめとなり、内容が重複いたしますので、説明のほうは割愛させていただきます。

この資料に関しましては、以上となります。

○金本座長 どうもありがとうございました。

続きまして、事務局の資源エネルギー庁のほうから、資料3-2の説明をお願いいたします。

○長窪調整官 資源エネルギー庁の長窪です。私のほうからは、資料3-2について説明をさせていただきます。

まず、本日ご議論いただきたい内容といたしまして、2 ページでございます。これまで同時市場における価格算定につきましては、検証Bを通じて議論を進めてきたところでございまして、本日も資料3-1として事務局からご説明を差し上げましたとおり、kWh、ΔkWの定量的な分析も一定程度進んできたところでございます。

これを踏まえまして、本日は、前日同時市場及び実需給断面におけるΔkWも含めた入札義務や価格算定方法につきまして、事務局から一案として全体像をお示ししたいというふうに考えております。同時市場の全体設計を見据えた上でkWhとΔkWの両面につきまして、どのような制度設計が望ましいかご議論いただきたいと考えております。

価格算定の議論に入る前に、前回、電源の運用に関しまして入札義務についてご議論いただいたところでございますが、続きまして、またご議論いただきたいというふうに考えております。

4 ページでございますが、前回の検討会におきまして、平常時においては入札制約（燃料制約等）でございますが、入札制約を除いた供給力全量を、相対契約や同時市場の取引を含めました広義の電力市場に供出することが望ましいというふうにしたところでございます。一方で、実際に同時市場に供出をするときに、当時市場におけるどの市場に供出するかと。kWhの市場か、ΔkWの市場かというところについては、明示的にはまだ議論をしていなかったというところでございます。

この点につきまして、6 ページでございますが、現行制度における市場供出義務の取扱いといたしましては、容量市場リクワイアメントとして、安定電源については、卸電力取引所

または需給調整市場への供出が求められているというようなところでございます。

こういったことも踏まえて、同時市場においてどう考えるかというところでございます。8 ページに今の事務局の考えを記載しているところでございます。同時市場においては、kWh 市場と ΔkW 市場が同じタイムラインで実施されるということになります。そうしますと、これから申し上げる幾つかの理由によりまして、基本的には同時市場においては、調整機能がある電源につきましては、kWh の市場と ΔkW の市場の両方に入札する義務を課すということが求められるのではないかとというふうに考えております。

理由の1点目は、同時市場の制度趣旨でございまして、同時市場はkWh の市場と ΔkW の市場を同時に開催して、同時最適を図ることが趣旨でございますから、調整機能がある電源につきましては、両方の市場において活用可能とされることが、当然、望ましいというのが1点でございます。

また、現行制度におきましても、需給調整市場に入札するかどうかといったようなことにつきましてはBGの選択の余地はございますが、最終的なゲートクローズ以降の断面では、容量市場で約定した電源につきましては、余力活用契約が求められていて、最終的な調整力の供出というのが、リクワイアメントによって義務づけられているといったようなところでございます。

さらに、その現行制度において発生している需給調整市場の売り入札不足等も勘案いたしますと、同時市場においては、kWh の市場と ΔkW 市場の両方に基本的には入札をしていただくということが望ましいのではないかとというふうに考えております。

一方で、両方の市場等に入札をするということで義務づけを行ったといたしましても、そもそも調整機能のある電源が不足しているというようなことが仮にあった場合には、調整力不足の問題は引き続き発生することになりますので、調整機能を持たせるということに対する事業者のインセンティブ設計も必要かなというふうに考えているところでございます。この後、議論をお願いする ΔkW の価格算定方法につきましては、この点についても配慮が必要かなというふうに考えているところでございます。

また、いわゆる調整電源あるいは安定電源と言われるような電源につきましては、以上のような考え方がよいのかなと思っているところでございますが、例えばDRといったような電源ですとか、変動性再エネといったような様々な電源種がございますので、そのような、どのような電源に、どの程度の義務をかけていくかということにつきましては、これは今後、丁寧に引き続き整理をしていく必要があるのかなと考えているところでございます。

以上の入札義務を前提に、価格算定・費用回収についてどのように考えていくかということですが、今日、ご議論いただきたい大きなテーマということになります。

まず、現行制度における価格算定を少しおさらいさせていただきますと、参考として13 ページにまとめさせていただいているというところになります。まず、前日の断面を見ますと、スポット市場においては、限界費用ベースでの入札ということになっておりまして、またブロック入札の場合は、起動費等も kWh の単価に織り込んで入札が可能ということに

なっております。価格算定方法については、シングルプライスでの約定ということになっております。

次に、前日断面で、週間から前日断面における $\Delta k W$ の市場については、現在は調整力をつくるための、その持ち上げ費用と持ち下げ費用、また一定額、機会費用、逸失利益、一定額と言われるような三つの費用に基づいて事業者が売り入札価格をつくりまして、それで入札をしていただくというような形になっているところでございます。約定についてはマルチプライスで価格を算定するということになっております。

次に、実需給の断面に入りますと、調整力 $k W h$ の市場においては、上げ調整力、下げ調整力それぞれについて限界費用プラス 10% のマージンというところで、いわゆる $V 1$ 単価、 $V 2$ 単価というものを事業者が入札価格としてつくりまして、それで入札をすると。マルチプライスで価格を算定するということになっております。

インバランス料金につきましては、インバランスを埋めるために用いられた調整力の限界的な $k W h$ の単価を中心に、今、インバランス料金に引用する形になっておりまして、これに需給ひっ迫時価格補正というものが、ひっ迫時には行われるということになっております。インバランス料金は、シングルプライスで価格を算定されるということになっております。

こういったことも踏まえまして、同時市場における価格算定費用回収の全体像ということで、14 ページに事務局の案をお示ししております。まず、前日同時市場においては、 $k W h$ 市場については、先ほど広域機関の検証 B の資料にも出てきたところではございますが、その案 B-2 です。同時最適なシャドウプライスということで、約定価格をつくっていくのがよいのではないかと考えております。その場合に、その約定価格については、限界費用カーブを用いて価格算定をするということが合理的なのではないかと考えております。

ただし、そのような価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べますと低くなることが想定されることなど、この後ちょっと敷衍してご説明を差し上げようと思っておりますが、いろいろなこういう要素を踏まえまして、入札価格については、限界費用カーブに一定程度のリスク等を、10% 程度を織り込むことを可能とするのがよいのではないかなと考えているところでございます。

また、そのように 10% を織り込んだとしても、なお取り漏れる起動費や最低出力費用といったようなことにつきましては、これは $U p l i f t$ という形でしっかり回収できる形にするということが必要ではないかなと思っているところでございます。

次に、 $\Delta k W$ 市場におきましては、まず、基本的な考え方として、先ほども少し申し上げましたとおり、 $\Delta k W$ に対する十分な供出インセンティブというものが必要かなというふうに考えております。

次に、入札価格の考え方でございますが、これは、現在は機会費用・逸失利益、一定額といったことで入札価格をつくっていただいているわけではございますが、同時市場になりま

すと、Three-Part 情報を用いて電源を入札していただくことになりますから、このThree-Part 情報を使って算出していくというような形のほうが合理的なのではないかなというふうに考えております。

そのように情報を使って合理的に算出するということにしたとして、それをどのようにインセンティブを考えていくかというところが問題となると思っておりますが、まず現状はマルチプライスで約定価格をつくるということになっておりますけれども、 ΔkW の供出インセンティブを高めるという観点からは、シングルプライスオークションにするということも考えられるのではないかなというふうに考えております。

このシングルプライスオークション化という点につきましては、こちらも資料3-1の検証Bの資料の中で例IVというものがございまして、すなわち、その機会費用についてはマルチプライスで精算するけれども、逸失利益についてシングルプライスで価格をつけていくといったような考え方というのも、一つの考え方なのかなというふうに考えているところでございます。

実需給の断面に入りまして、調整力kWh市場につきましては、現在、これも先ほど申し上げましたとおり、V1単価、V2単価ということで、事業者が設定をして入札していただいているところでございますが、これもその電源の限界価格というものの、限界費用というものをThree-Part 情報を用いて算出していくといったことも、合理的なやり方として考えられるのではないかなというふうに考えているところでございます。現在は、マルチプライスで約定価格をつくっているところでございますけれども、この点についてもインセンティブを高めるといったような観点からは、シングルプライスということも考えられるのではないかなと思っております。

インバランス料金につきましては、現行制度と同じような考え方でよいのではないかと考えておりまして、調整力kWh市場における市場価格といったものを引用して、インバランス料金をつくっていくということでよいのではないかと考えております。

この場合に、さらにそのBGがバランシングをしっかり行うというような、そういうインセンティブを与えると申しますか、不足インバランスを回避することを促す観点からは、海外の一部の市場で行われておりますように、そのUpliftの一部をインバランス料金に付加するといったような形ですとか、需給ひっ迫時価格補正の見直しといったようなこともあり得るのかなと思っております。

若干、敷衍して説明をさせていただきますと、15 ページ以降に事務局の考え方の詳細を書かせていただいているところでございます。まず、kWh市場の設計に関する視点といたしまして、広域機関の資料3-1でも出てきた案A、案B-1、案B-2のどれを使うかということにつきましては、これは広域機関からも説明が再三あったとおりではございますけれども、まず案B-1と案B-2というのは、案B-1は全体的に価格が高くなっているわけではございますが、その再エネが増えてきているときに逆に価格が上がるというような結果が出ていますので、価格シグナルという観点からは、やや劣後するのかなというふうに

思っているところでございます。

案Aにつきましては、なかりせばのマージナルということで、一旦、同時最適、 kWh と ΔkW の同時最適をした上で、 kWh のラインナップをつくって、そのマージナル電源を価格に引用するというようなのが案Aでございますが、その価格の水準という意味では案Aと案B-2も、いずれもあまり変わらなかったところではございますけれども、先ほども申し上げましたとおり、一旦、その同時最適をした後で、改めてその kWh だけのラインナップをつくるといったような点ですとか、あるいは、案B-2については、その同時最適をしたラインナップに基づいて、シャドウプライスを取ってくるというような点で、より安定的で合理的な価格シグナルなのではないかなということも考えておりまして、そうしますと案B-2のほうでいいのではないかなというふうに考えております。

その場合に、シャドウプライスをどうやってつくるかというところで、限界費用カーブを用いた算定がよいのではないかなという点につきましては、これは今のこの検討会の前身である作業部会において、限界費用カーブではなくて、起動費あるいは最低出力費用も加味した平均費用カーブを使う算定もあり得るのではないかなという論点がございましたので、今回ご議論いただきたいというふうに思っているところでございます。

まず、技術的な観点を考えますと、海外の事例等で限界費用カーブを用いて価格算定をしているというのが一般的でございまして、平均費用カーブを使って価格算定をするというのは、技術的には非常に難しいというようなことのようにございます。そういたしますと、今回の事務局の案といたしましても、限界費用カーブを使っていくということにはならざるを得ないのかなというふうに考えております。

一方で、限界費用カーブを使った価格算定をいたしますと、起動費や最低出力費用が取り漏れることが生じるというところではございまして、この点についてどう考えるかということとは考慮しておかなければならないのかなと思っております。

まず、実需給断面において起動されている電源をさらに動かすというようなことなんであれば、これは限界費用カーブによる算出のほうが実態に沿うと言えるのだらうというふうに思っております。

ただ、一方で前日断面以前の断面から、これから電源を立ち上げるといったようなことも考えますと、その場合には起動費や最低出力費用も考慮して電源のラインナップを決定するというのが、普通の発電、BGの考え方だと思いますので、そうしますと、特にピーク電源、ミドル電源といったような頻繁な起動停止がなされるような電源については、発電にかかるコストとして起動費・最低出力費用も考慮した費用というのが実態に沿うと考えることもできるのではないかなというふうに思っております。

さらに、中長期の断面に対する価格シグナルとして適切な水準をどう考えるかというようにすることも考慮しなければならないとは思っておりまして、先物取引、相対取引の相場ですとか、そういった取引を通じて安定的な燃料調達をするということを考えますと、どのような価格シグナルがよいのかということも考慮する必要があると考えております。

また、検証Bですね。今回も示していただいておりますが、その後、広域機関でシミュレーションをやった結果によりますと、平均費用カーブを用いた価格と、限界費用カーブを用いた価格というのは、平均価格として約 10%の差があるといったようなところでございます。

また、この 10%ということにつきましては、16 ページでございますけれども、米国 P J M の事例では、T h r e e - P a r t のそれぞれにプラス 10%のマージンというのを認めているところでございまして、P J M のマーケットのモニタリングをしている M o n i t o r i n g A n a l y t i c s 社のレポートによりますと、この 10%の上乗せというのは、その外気温等で燃焼タービンの効率性には、限界費用の算定において不確実性がどうしてもあるというようなことのございまして、こういったようなことに基づいて 10%の上乗せというのが認められているといったようなところでございます。

こういった様々なことを踏まえますと、我が国においても同時市場になった場合において、限界費用カーブに 10%をリスクとして織り込むといったようなことも認められてよいのではないかなと考えているところでございます。

31 ページになりますけれども、 Δ k W 市場の設計に関する視点というところでございまして、こちらは先ほど、ほぼご説明を差し上げたところでございますが、繰り返しになってしまいますけれども、同時市場になった場合には、その入札の際の T h r e e - P a r t 情報を用いて、 Δ k W の価格についても算定をしていくということが合理的なのではないかなと考えております。その場合のインセンティブ設計といたしまして、先ほども申し上げましたとおり、例の IV で示されたように、逸失利益の部分をシングルプライスオークションにするといったようなことも、有力な選択肢なのかなと考えております。

また、こちらにも広域機関からご紹介がありまして、米国の事例のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与えるといったようなことですか、あるいは、これは Δ k W というよりは調整力 k W h のほうでございまして、そちらをシングルプライスオークションにするなどといった、 Δ k W 市場とは別の収益機会の設計を工夫するといったことも考えてよいのではないかなと考えているところでございます。

また、もう一つ考えなければならないその他の視点というところで、32 ページに少し記載をさせていただいておりますが、その D R 等の取扱いをどうするかということについても考えなければならないというふうに考えております。D R についても、米国の事例においては、例えば起動費の代わりにシャットダウンコストというものを登録できるとか、いろいろ D R に応じた取扱いというのは考えられるというところでございまして、例えば Δ k W のみ入札をするというような形になった場合であっても、T h r e e - P a r t 情報を登録していただければ、機会費用や逸失利益を支払うといったことも一案かなと。ただ、一方でそういったことが D R 等の実態上、実現可能か否かということも検討する必要があるかなと考えております。

また、現行の需給調整市場の取引動向についても踏まえて、価格というものを考えていか

なければならないかなというふうに考えております。

調整力kWh市場と、それからインバランス料金につきましては、ほぼ先ほどご説明したところで尽きておりまして、調整力kWh市場について、現在はV1単価、V2単価ということでコストベースにマイナス10%のスプレッドということで、マルチプライスで約定しているというところでございます。この点について、V1単価、V2単価という形ではなくて、先ほど申し上げましたとおりThree-Partを使いながら、それでシングルプライスにするといったようなことも、十分に選択肢としては考えられるのではないかなというふうに考えているところでございます。一方で、価格がスパイクした場合には、調整力kWhに支払う価格全体が高騰いたしますので、その点は検討しなくてはならないかなと考えているところでございます。

インバランスの設計につきましても、先ほどご説明を差し上げたとおりでございますが、現行制度と考え方は同じということだと思っておりますけれども、その調整力の調達費用としては、調整力kWh市場の約定価格を用いているというふうになるのかなと思っております。シングルプライスであればその価格ですし、マルチプライスであれば限界価格を引用するということになるかなと考えております。その上で、BGに適切なバランスングのインセンティブを働かせるための制度設計も必要かなと考えているところでございます。

資料3-2のご説明といたしましては、以上のとおりでございます。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。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。いつもと同じように、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、Webの方は挙手ボタンでお知らせいただきたいと思います。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。

横山先生、お願いをいたします。

○横山委員

ありがとうございます。横山でございます。今日はオンラインで出席をさせていただいています。

丁寧なご説明、ありがとうございました。質問は3点あります。まず1点目は、3-1の資料のスライド13なんですけども、やはりここが一番の今日の焦点じゃないかと私は思ったんですが、価格を見せていただき、シングルプライスとマルチプライス、それから例Ⅰ・Ⅱ・Ⅲ、そして新しいハイブリッド方式のⅣということで、シングルプライスは、例ⅡではkWhの価格と比べて大体、約4.0倍かな。マルチプライスの場合が約0.5倍ぐらいになっているということなんですけども、当然、マルチのほうが安くなるなというふうには思うんですが、これが、これまでの需給調整市場で、全ての商品はこの4月からですけど、これまでの調整量の確保にかかった費用と比較して、やっぱり安くならなきゃいけないというのが、この同時市場の役割であって、これまでも試算では安くなるということだったんです

が、もしかしたら、もう既に示されたのかもしれませんが、このシングルプライスとマルチプラスの例で、これまでの調整量の確保の価格と比べて、どうなのかというところを知りたいなと思いました。

それから、2点目は、この例Ⅰと例Ⅱなんですけども、複合約定の場合に、この例ⅠかⅡのような形でうまく確保ができるのかどうかというところ、簡単に確保ができるかどうかというのは、ちょっと分からないということでお聞きしたいなと。後で検証Aの資料で、もしかしたらご説明があるかもしれませんが、この例Ⅰ、例Ⅱについて、この複合約定の場合もちょうと簡単に計算できるのか、それとも、また複合約定の場合は、新たな最適化計算、ここでは多分簡単な最適化計算でよいと思うんですけど、そういう最適化計算が必要になるんじゃないかなとも思うんですけども、その辺いかがでしょうかという質問です。

3点目は、これは資料3-1、3-2両方に関わるんですが、 ΔkW の供出インセンティブという言葉が何度か出てきたんですが、この同時市場の場合に、 kWh と ΔkW の市場の両方に、3-2でご説明のあった入札義務というんですか、そういうのを課すとすると、私は事務局の案に賛成ですけど、この入札義務を課したとしたときに、どれほどこの ΔkW の供出インセンティブというのがあるのかどうかと。もうどっちにも出さなきゃいけないくて、結局この同時市場の最適化で kWh と、それから確保すべき ΔkW がコストで決まるのであれば、これは供出インセンティブって、どっちの市場に出そうかということではないので、あんまり関係ないのかなというふうに思ったんですが、その辺、どうなんでしょうかという質問です。

以上、3点です。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す。

そのほか、ありますでしょうか。

ほかにはいらっしゃらないようですが、取りあえず事務局のほうから、今の横山先生のご質問にお答えいただけますでしょうか。

○下根マネージャー

広域機関事務局でございます。

今、いただきました横山委員からのご質問に対しまして、3点いただきましたので、その点に関しまして回答のほうをさせていただきます。

まず、資料3-1、13ページでお示したところの、費用の規模感というところのご質問だったかなというふうに考えてございまして、ご指摘のところは、現行の需給調整市場における調達費用に比べて多いのか少ないのかというご指摘だというふうに考えてございます。この点は、そもそも需給調整市場というところが、この2024年4月1日から初めて全商品が運開したといったこともございますので、年間を通じて、そもそも、どの程度の取引総額になるのかというところ自体の実績がないというところでもございますので、ちょっと現時点をもって、この例、幾らであれば高いか低いかということは、なかなか論じづらい

というところではございますが、他方で、先ほどからちょっとお示ししておりますように、例Ⅰとか例Ⅱみたいなところに関しましては、相当高額になっているというところでもございますので、常識的なレベルとしては、左上の例Ⅰ、例Ⅱのシングルプライスに関しましては、現行以上にちょっと高額になりかねないというふうには考えているというところでございます。

2点目につきましては、複合約定の場合の単価のつけ方というところでございますが、こちらは、後ほどの検証Aの中でもお示しさせていただこうと思っておりますが、今回の複合約定というところに関しましては、火力等の複合機能を有するリソースに関しましては、内数として、 $GF \cdot LFC \cdot EDC$ 、そういったものを供出させていただこうというふうに考えてございます。イメージ的には15ページにございますように、 kWh で取ったところ以上のところの範囲内におきまして、 LFC の供出可能量、あるいは EDC の供出可能量というところで約定量が決まるというふうにも考えてございまして、この点は、現行の価格規律、ガイドラインに従いますと、この ΔkWh の高さというところが、 ΔkWh の価値というところでもございますので、そういった意味では、重複するところに関しましても、あくまでもその高さのみで今回のような試算は可能になるというところでもございますので、改めて別のロジックのようなものは必要ないというところではございます。

他方、先ほどの幾つかの案にもございましたように、パフォーマンスに応じたような対価性を追加で与えるとか、そういったところを検討するにあたりましては、追加のロジック検討が必要ではないかというふうに考えているところでございます。

3点目の供出インセンティブに関しましては、少し説明を割愛してしまったところもあるのですが、23ページの記載にもございますように、やはり今後、再エネ大量導入によるフレキシブルなリソースが増加する等々を鑑みて、その場限りで市場に供出するという話のみならず、電源投資を促す、あるいはその新規参入リソースを促す、そういった観点から、一定の対価というところを kWh の利益以上に与えるということは重要ではないかというふうに考えているというところでございます。

事務局からの回答は、以上でございます。

○長窪調整官

そうですね。最後のところ、3-2についてのご質問ということなので、今、広域機関のほうからお答えいただいたとおりではございますけれども、若干、資料にも書かせていただいておりますが、その調整機能ですね。特に調整機能といっても、通信機能がないと調整に応じることができないということございまして、そういった、そもそも調整機能がある電源が十分でないと、その両方に入札をしてもらうというふうに言ったとしても、調整力が不足するということは起こる可能性はありますので、そういう意味では、義務をかけるとしても供出インセンティブというのは、やはり必要なのかなと。その調整機能をしっかり電源に持たせようというふうに思ってもらうようなインセンティブというのは必要なのかなというふうに思っております。

また、これは先ほど広域機関からも説明がありましたとおり、幾らその義務をかけても中長期的に持続可能でなければ、それはやっぱり駄目ということになりますから、そういう意味では供出インセンティブは必要なのかなと考えているというところでございます。

○横山委員

横山です。ありがとうございました。

最初のコストなんですけど、もちろん需給調整市場、まだ始まったばかりで分からないんですけど、これまでの調整量の確保額という総額は、何か分かっているような気がして、それと何か比較はできないのかなというふうに思って、質問させていただいた次第です。

以上です。

○金本座長

それについては、今、あればですが、なければまた……。

○横山委員

もちろん後で結構です。ありがとうございます。

○金本座長

あと、現地のほうで、小宮山委員から手が挙がっていますので、小宮山委員、よろしくお願いいたします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。私も、スライド 14 につきましては、今回新たに例のⅣのハイブリッド精算ということで、新たな枠組みで計算いただきましてありがとうございました。結果を拝見いたしますと、案 B を基準にした比率で、かなり安く抑えられているなというふうに思った次第でございます。

アメリカの PJM でも、逸失利益をシングルプライス、機会費用をマルチプライスで精算ということで、海外のほうでも採用されている事例というふうにご説明がございましたけれども、実務の観点からも、割と、今後、少しこのハイブリッド精算についても、検討を深めていくことが大事ではないかと、今回、試算結果を見て印象を抱いた次第でございます。

それで、あと資料 3-2 のほうで、スライドの 8 で、これも、私も横山先生と全く同じ意見でして、これはもう、もちろんこの同時市場の趣旨からも kWh と ΔkW ですね。こちら、供出義務を課すというのは大変大事な、この同時市場自体の前提条件となる極めて大事な条件かなと思っておりますので、その点は大いに賛同させていただきたいと思います。

そうした中で、やはり、この次のスライドの 9 に書いてありますとおり、短期と長期、バランスの取れた議論が、特にこの ΔkW の観点からはとても大事かと思っておりますので、 ΔkW のこの調整力のある電源自体がなければ、この同時市場自体も、なかなかワークしないという可能性もございますので、容量市場も含めた全体感のある議論が大変大事ではないかというふうに思った次第でございます。

それから、資料を戻りまして恐縮でございますけど、資料 3-1 の中で、時間前市場でご提案がございました時間前市場については、SCED で最適化して、電源をディスパッチし

ていくという方向性、ご提案にも大いに賛同させていただく次第でございます。既に、前日市場で Three-Part Offer で最適化という基盤がある中で、あえて時間前市場でザラバというのが、なかなか、せっかくそうした基盤があったのであるならば、やはり SCED で最適な、やはり電源出力配分も、時間前市場でも、やはり私は決定することが、コストの抑制の上では大変大事なことはないかと思っている次第でございます。

私からは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。

次は、市村委員からお願いをいたします。

○市村（拓）委員

市村です。ご説明いただき、ありがとうございます。

私から何点かなんですが、まず入札義務の関係で、方向性については全く異論ないんですけども、先ほどおっしゃっていただいた調整力、横山先生がおっしゃっていただいたところと関係するんですが、調整力を供出するインセンティブといったときに、大きく分けると、私は二つあるんじゃないかという。二つの側面があるんじゃないかというふうに思っています。一つは調整機能を、そもそも持たせるというか、その設備をスペックとして持たせるという話がまず一つと。それと、もう一つは、いわゆるセルフスケジュールの電源というものがあろうという中で、それをセルフスケジュールじゃなくて、市場に調整力がある電源の需給調整市場に出させるという、そういったインセンティブをどういうふうに設計していくのかという、この二つがあるんじゃないかというふうに思っています。

前者のほうについては、こちらは、どちらかという、この市場で考えていくということもそうなんですが、それに当たっては、やはりその系統連携技術要件ですとか、あとは長期オークションのリクワイアメントを、こういった中で調整力を、調整機能を具備するということを基本的に義務づけているということだと思うので、それを前提として、この市場の中で、加えて何が必要なのかということ、これはきちんと考えていくということかなというふうに理解しております。

後者のほうについての議論が、どちらかという調整力を供出するインセンティブという話をどう考えていくのかという問題で、安定供給との関係では、余力活用契約というのが最後あるので、そこで維持はできるということだと思うんですが、ここら辺のところの調整機能、調整力を供出するインセンティブというのは、この二つの問題に分けて整理して、考えていく必要があるかなというふうに考えているところでございます。

次に、入札義務に関しては、ここはまとめていただいているところ、全体的な方向性は全く違和感ないんですが、あとは、この時間前ですね。これは時間前市場の在り方とも関係してくると思うんですが、時間前市場をどう設計するかというのが分からないと、まず入札義務の具体的な中身というのは考えられないということだと思いますので、時間前市場の在り方、シングルプライスオークション、時間前の同時市場ですね。時間前の同時市場と

いうことの検討を進めていく中で、より具体化していくということかなというふうには、時間前との関係では理解しているところでございます。

続いて、14 スライド目のところで、入札価格の規律ということで、このところですね、kWh 市場のところで、一定程度のリスク等を織り込むということですが、私の理解の中では、どちらかというところ、これまでも限界費用で入札ということではあるんですが、ここで事務局資料 13 ページ目にも書いていただいています、ブロック入札の場合については、起動費も含めた形での kWh 価格にはなっていくと。こういったところも考えていって、その差分が 10%程度あると。平均費用カーブなのか、限界費用カーブなのかで 10%程度の差があると。こういったようなところなども踏まえていくと、一つの整理かなというふうには思っているところでございます。

Uplift との関係というのは必ずあるとは思いますが、なるべく市場という機能を活用しながらやっていくという、その思想自体は大事だと思いますので、その意味では一つの整理かなというふうに考えているところでございます。

あとは、最後、32 スライド目でございます。こちらに関しましては、最後ですね、現行の需給調整市場の取引動向についてどう考えるかという論点、視点ということで記載いただいておりますが、ここについては、同時市場という、今、週間調達など、市場がそれぞれ別になっているという課題が大きいということかと個人的には理解しています。そういったところで、同時市場という枠組みを実現すれば、基本的には必要な調整力、供給力があるという前提であれば、こういった事象というのは起きにくくなるということだとは思っているので、ここはきちんと検証しながら進めていくということが重要ということかなというふうに考えているところでございます。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

そのほかございますでしょうか。

○松村委員

恐れ入ります。松村、ずっと挙手しているんですが。

○金本座長

そうなんですか。見えてなくて。

すみません。失礼しました。よろしくお願いいたします。

○松村委員

発言してよろしいでしょうか。

○金本座長

はい。どうぞ、どうぞ。

○松村委員

はい。発言します。

まず、供出インセンティブは、横山委員もご指摘になった、市村委員もご指摘になったとおりで、私は事務局の言葉の使い方が間違っているか、あるいは、とても不適切だと思います。そのような言葉遣いで、今現在、足元でとても大きな問題になっているのは、それを備えたキャパが足りないとかという話ではなく、それが市場に出てこないこと。それでずっと議論されているのに、この委員会で実際に使われているものは、そのような調整力を備えた電源にちゃんと投資するインセンティブがあるかどうかということを議論している。同じ言葉で全く違うことを議論するのは、とてもミスリーディングだと思います。この言葉遣いはやめるべきだと思います。

さらに、もっと大きな問題は、そのような投資のインセンティブを考えるのだとすれば、投資のインセンティブと最も密接に関連しているのは容量市場であり、あるいは、これから新設なら長期脱炭素電源市場である。それらが主役になるはず。もちろん同時市場の議論は、それらに一定の影響を与えるのは事実だけれど、そちらの議論で本来はちゃんとやるべきだし、実際にもう既にやられ始めている。にもかかわらず、例えばここでパフォーマンスが高かったら、それでプレミアムを与えるとか、そんな話を何か、そっちの本筋の話を議論する場でないところで、何かいろんな形でこの類いの出てくるのは、とてもミスリーディングだし、全体としてとても非効率的な制度になることを恐れています。そのようなことを議論するのは、その容量市場なり、脱炭素電源市場なりで調整力に対する、非常に自然な対応の仕方があるはずで、そのようなものでもまだ不十分だということになって初めて出てくる議論だと思います。

今回出てきた全ての提案は、一応聞くだけは聞いたけれど、私は、合理的な提案だとは必ずしも思いません。その点については、今後、ちゃんとそちらの議論が進んだ後で検討されるべきだと思います。いずれにせよ、短期にはもうキャパがあるということであれば、その義務づけということで、今、足元の市場で問題になっている供出インセンティブという話は、基本的になくなると思いますので、そのような議論を不必要にここに出してきて、変にコストを増やすような制度設計にならないことを期待しています。

次に、シングルプライスとマルチプライスについてです。シングルプライスのほうがマルチプライスに比べて当然に高くなる。それは当然という発想は、必ずしも正しくないと思います。何回も何回も同じことを言っていますが、当然に入札行動が変わる。そのシステムが変われば、入札行動が変わるということになるので、そちらのほうがコストが安くなるというのは、ある意味で相当強烈な想定があって、出てきていると思います。

私たちが認識しなければいけないのは、マルチプライスでここで推計されたような、その抑制されたコストになるというのは、相当ちゃんと監視が機能して、ある意味で神様のような、ちゃんと監視ができることを前提としているのではないかと危惧しています。

今現在、足元でもいろんな問題が起こってきているというのを、そのまま同時市場でも再生産することにならないかを、私は懸念していますし、何かマルチプライスだと当然に高くなるという発想自体は、必ずしも正しくないと思います。

ただ、一方で、今回事務局から出てきたのは、それでもかなりの程度シングルプライスに寄せるということで、今、一部マルチプライスが残る。その部分については、ある意味で ΔkW に関してシングルプライスを貫徹させるというようなことについては、ほぼ、どの事業者からも、どのようなプレイヤーからも支持がないことは認識しましたので、この提案は、とても合理的だと思います。これで安くなるというのは、今の機能不全の市場を前提に置けば、当然だと思えるのかもしれないのだけれど、本当に正しいかどうかは、ちゃんと考える必要があるかと思いました。

以上です。

○金本座長 どうもありがとうございます。

次は、五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員 ありがとうございます。2点コメントをさせていただきます。

1点は、資料3-1の10ページ以降、前回から引き続きの議論となっている ΔkW 約定量の特定方法についてです。今回、複数の精算方式で価格やUpliftを試算いただき、定量的なイメージがつかみやすくなりました。もちろん、ほかの市場や仕組みと合わせてトータルのコストが決まってくるので、これだけで議論するわけにはいかないと思いますが、参考になるものではないかと思っています。

約定量の特定に関しては、実際に使われ得る電源に対して対価が支払われる、対価性を満たすことが基本であるという認識です。その点、前回も申し上げましたが、例I、限界費用の安価な順に割り当てるという方法は、アイデアとしては分かりやすいというふうな認識であります。ただし、今回の試算も踏まえて、 ΔkW 価格の水準が許容できないレベルで高いということになりますと、その点は留意せざるを得ないと思っています。

今回は、例IVとしてハイブリッド方式が提案されていますが、マルチプライスの考え方を部分的に入れる方法は、検討の余地があるように思います。

2点目、資料3-2の15ページ以降、 kWh 市場における価格に関してです。最後のポツですが、起動費や最低出力費用が取り漏れる市場価格について記述があります。もちろんインセンティブを確保するために取り漏れに関しては、Upliftとして確実に回収できる枠組みが必要ですので、この設計は、しっかり詰めていく必要があるかと思っています。

この点、14ページには、先ほどからも議論がありますけど、14ページに10%と記述がありますが、限界費用への上乗せを大きくして、そもそも市場価格をUpliftの生じにくい水準にするというアイデアもあり得るところかと思っています。

ただし、市場価格がシグナルとしてきちんと意味を持つということが原則でありますので、10%が適切なら10%でもいいと思うんですけど、その点は軽視されることがないように設定していくことが重要だと考えています。

今回は kWh 市場について申し上げましたが、同様の議論は各市場についても当てはまるのではないかと考えています。

私のほうからは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は、河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

河辺です。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、質問とコメントを一つずつさせていただければと思います。

まず、資料3-1のスライド11のところなんですけれども、ちょっと私の理解が至っていない部分を確認させていただければと思っております。今回ご提案いただきましたハイブリッド精算の方法におきましては、その限界費用の安い順に Δ kWを割り当てるということで、限界費用が相対的に高い電源の中には、これは Δ kWが割り当てられない電源も、例えば出てきて、そうした電源には、その機会費用とkWh収入だけが入るというようなことになるのかというところを教えてくださいたいと思います。

次に、これは関連した部分でのコメントになるんですけれども、火力発電等のいわゆる同期電源というものは、その慣性力を含む高速な出力調整能力によりまして、その短周期の周波数変動を抑える役割というのを果たしております。そのため、中には限界費用が高いものの、電力システムの周波数安定化のために並列運転するということが求められる同期電源もあるというふうに理解しております。

限界費用の高い電源は、利用率ということを見ると、kWhの収入はそれほど大きくなりづらいのではないかなというふうに考えますと、その高速な Δ kWを提供するという点に対する適切な対価というのを与えることが、その安定供給のための電源維持という観点では重要ではないかというふうに思っております。

そのため、こうした同期電源の収入といったものにも注目した分析を行いながら、その高速な調整力を提供できる電源に対して適切に対価が支払われるような仕組みとしていくことも重要な視点ではないかと思っております。この部分は、先ほど来、ほかの委員の先生方からもご意見がございましたように、ほかの市場とも併せて考えるということも必要だというふうに思っております。

また、それに加えて、例えば今回の例でいきますと、スライド47のところに示していたいておりますように、そのパフォーマンスに応じた報酬を追加で与えるといった方法も一案だと思っております。こうした点は、引き続き Δ kWに対する適切な対価を支払うという観点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

はい、どうもありがとうございます。

それでは、オブザーバーの方に入らせていただきますが、市村オブザーバー、最初、お願いいたします。

○市村（健）オブザーバー

はい、ありがとうございます。私からはコメントを1点お願いしたいと思っております。

今日の資料は全般的に言えることですが、特に3-2の32ページで ΔkW 市場の設計に関する視点の部分ですね。そこでDR等の取扱いについての記載があります。デマンドレスポンスの実態上、今回の同時市場のスキームに実現可能かも含めて考えたときDemand Side Resourcesの特性が大きく関与してまいります。例えば、DSRのリソースの中でも、バッチ処理ができるものとできないものとは、当然これは特性も変わりますし、また、あるいは、例えば、カンバン方式のようなものを厳格に遵守する企業群、ジャスト・イン・タイムというものを最優先に考える企業群の生産ラインは、我々がどのようにIoT化しても対応はできないんですね。しかしながら、そこに例えば蓄電池なんかを組み合わせると、別のソリューションが考えられて、例えば需給調整市場のような三次の②とか三次の①のようなものでも、カンバン方式を導入していたとしても、ある意味では参入可能になるわけですね。

こういう話ってどんどん詰めていくと、DSR側の、ややもすると個別生産ラインの特性に応じたアグリゲーターのノウハウやIPの部分が出てくるんですね。そのノウハウの部分は、例えば今回の資料ではPJMがインクリメンタルコストの話を書いていただいております。いわゆる限界費用カーブの部分ですけれども、そのインクリメンタルコストの部分も、例えば生産ラインの稼働状況、それは生産ラインがその物を作るクライアントからの受注をするそのタイミングの違いなんかでも当然インクリメンタルコストって変わってくるし、じゃあ、逆にそれを制度設計上、どこまで掘り下げて具体的なスキームに同時市場として落とし込んでいくのかというのは、やっぱり慎重な議論も必要なのかなと思っています。

一方、起動費の話も書いていただいておりますが、PJMのシャットダウンコストのようなスキームもあって、こういうのがあると逆に言うと、リソースをお持ちの、生産ラインをお持ちの需要家さんなんかからは、そういうインセンティブがあるんだったらちょっと無理してでもやってみようかな、なんていう話もあります。DSRの特性によっても、本当にDRって生きてきたり、全然使えなくなったりする部分も大きいので、そのノウハウの部分をごどこまで斟酌するかではありますが、こういった千差万別の違いをご理解いただきながら議論を深めていただければなというふうに思っております。

私のほうからは以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

次は、石坂オブザーバー、お願いいたします。

○石坂オブザーバー

東京ガス、石坂でございます。どうもご説明ありがとうございます。

まず、資料3-2の ΔkW 市場の設計に関する視点、31スライドからコメントさせていただきたいのですが、まさにここに書かれているとおりになんですけれども、 ΔkW 価格は適度な ΔkW の供出インセンティブが必要と。この供出インセンティブという言葉、先

ほどから議論がありますけれども、実態をお話ししますと、例えばそれなりの大きさの火力発電所であっても、全ての発電所が需給調整市場に現状を供出できるようにはなっていないくて、通信設備なり、あるいは制御設備などの追加設備投資が必要であったりとか、あるいはオペレーション体制もそのために専用に作らなきゃいけないというのがありますので、ここで言う供出インセンティブというのは、そういう ΔkW 市場に参加できる体制を整えるインセンティブというふうに私は理解しておりますけれども、そういうインセンティブはぜひ作っていただきたいというふうに思っております。

あと、当然なのですけれども全体のコストは高くなり過ぎないようにしなきゃいけないということと、あとUpliftは、これは最終手段としての赤字補填なので、発電事業者にとってはUpliftに収入を依存するというわけにはいきませんので、Upliftは極力少ないような制度設計にしていきたいというふうに考えております。

以上が視点に関する意見で、その視点を基に、今度は資料3-1の13スライドを眺めてみますと、下段のマルチプライスなのですけれども、これはコストベースで試算しているからということもあるのですけれども、これでその ΔkW 価格について、先ほど申し上げた参加するインセンティブにつながるかどうかというのは、もう少し見る必要があるというのと、あと、実はこのUpliftが割と大きな数字になっているというのは発電事業者としては気になっているところです。なので、マルチプライスとして設計する場合は、適切なマージンというものがどうしても検討せざるを得ないのかなというふうに思っております。

一方、上段のシングルプライスを見た場合に、確かに例Ⅰとか例Ⅱに関しては、単価であっても総額であっても高いなというふうにはなるのですけれども、例Ⅲのようなものと設計の仕方によっては意外と単価も総額も抑えられる設計にできるかもしれないということで、しかも例ⅢのシングルプライスってUpliftも少ないので、シングルプライスも設計の仕方によっては深掘りする、検討の価値があるのではないかなというふうに感じました。

ということなので、そういう適正なマージンをどうするかとか、そういうことを含めて検討、制度設計を行っていただきたいというふうに考えております。

以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

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

ありがとうございます。関西電力の齊藤でございます。発電事業者の立場で発言させていただきます。

まず一つ目でございますが、資料3-1ですね、この13ページにおきまして試算結果を比率でお示ししていただいていると思います。本試算では、この ΔkW の特定方法、それから精算方法の違いによりまして、価格水準の違いについて一定の傾向をつかむことはでき

るというふうに考えておりますけども、発電事業者の視点では、やっぱり電源維持にどのような影響が生じるのかということが把握しにくい状況になっているというふうに感じております。そういうことから、第5回の検討会でも私から申し上げましたとおり、絶対値のこのレベル感というものを含めて結果をご提示いただきたいなというふうに考えてございます。

それから二つ目、加えまして、この発電事業への影響という観点にはなりますけども、まずこの約定方法の違いに基づく価格水準の比較だけではなくて、同時市場の導入に伴いまして、現行と比べてこの市場約定価格がどの程度の変化が出るのかということを明らかにしていただきたいなというふうに考えております。発電事業者といたしましては、その結果を踏まえまして、今後の電源維持にどのような影響が及ぶのかということをきちっと評価させていただいて、必要に応じて本検討会で意見を述べさせていただきたいなというふうに考えてございます。

その上で、仮に同時市場の導入によって、電源維持に影響が生じるということであれば、当然本検討会だけで議論する内容ではないというふうに理解しておりますが、電力システム制度全体の中で発電事業の持続性をどのように確保していくのか、安定供給の確保にも関係する重要な課題だと認識しておりますので、事務局におかれましては、別の審議会での検討も含めまして、検討を進めていただければと思います。

以上でございます。

○金本座長

はい、どうも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。私のほうから資料3-2について、2点コメントさせていただきます。

1点目は、8ページの入札義務についてです。現行制度ではスポット市場への余剰電力の供出が求められているところ、 kWh と ΔkW を同時に扱う同時市場においても同様に余剰電力の供出を求めるとした場合に、当該電源の調整力もセットで供出を求めるとするのは一定程度理解するところではあります。ただし、ここではあくまで現行制度同様、相対取引分や入札制約を除く余剰電力が対象であるということを改めて確認しておきたいと思います。また、入札義務を課す理由の3点目に示されている ΔkW の入札不足ということに対しては、本来入札義務化よりも、(必要な費用を)適切に回収できるなど、これまで以上に市場の魅力を高めることのほうが、新規参入が促進され、結果、市場の流動性が増すのではないかという点は申し添えておきたいと思います。

2点目は31ページの ΔkW 価格についてです。資料にも記載いただいているとおり、 ΔkW に十分な供出インセンティブを持たせることは重要な論点だと考えております。今回 kWh 市場で限界費用カーブに10%程度のリスク等を織り込むことが認められれば、これ

を $\Delta k W$ の機会費用・逸失利益の算定にも適用することで $\Delta k W$ 価格の改善にはつながる
とは思いますが、例えば、これに合わせて、これまで計上が認められていた一定額が
織り込まれない場合、供出インセンティブという観点では効果は限定的になるのではない
かと考えます。この一定額の扱いにもよりますが、仮に織り込まないことを前提にす
ると、十分な供出インセンティブを持たせるためには、資料に記載いただいているとおり、
シングルのプライスオークション化も有効な手段の一つかと思っておりますので、高速商品へのイ
ンセンティブ付与も含めて前向きにご検討いただければと思います。

以上になります。

○金本座長

はい、どうも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

e n e c h a i nの野澤です。取りまとめ、ありがとうございます。

資料3-2の15スライドについて1点だけコメントさせてください。費用の取り漏れ分
をU p l i f tで回収できるという概念について、回収自体は絶対にしなければいけない
のでその点は賛成なんですけれども、そうはいつでもU p l i f tはできるだけ抑えて、可
能な限り市場の価格を適正な水準にするということも重要ではないかなというふうに考え
ております。この点、五十川委員や石坂オブザーバーとも全く同じ意見なんですけれども、
ちょっとフォワードマーケット運営する立場から、プライスシグナルという角度で少し補
足をさせていただきます。

いわゆるスポット市場ですね、短期の取引をされた約定価格というのは、市場参加者がそ
のフォワードの取引、いわゆるヘッジ取引を検討する際のプライスシグナルとして非常に
大きな意味を持っているというふうに考えています。この点はまさに事務局資料の3-2
の15スライドにも記載があると思うんですけれども、この整合性というのも視点として織
り込んでいくほうがよいのではないかと考えています。例えば、構造上その費用の取り漏れ
が常に発生していたとして、ある期間のスポットの平均約定価格が10円だったときに、実
はU p l i f tを考慮した適正価格が11円だったみたいなことになると、取引の参加者っ
て10円を切るミスマスを基に判断するということにもなりかねず、結果的にヘッジせ
ずにショートしたほうがよいよねという行動を促して、結果的にそのシステム全体を脆弱
にするということもあり得るといえばあり得るというふうに考えています。実際、去年の末
にP J MのU p l i f tの水準について調査の資料をシェアいただいたというふうに理解
しているんですが、初期はそのU p l i f tの水準が総請求額の10%近くだったんだけれ
ども、近年はそれが1%未満で安定しているというふうな話もあったというふうに記憶し
ています。フォワードのこの相手交渉の場合って1銭、2銭みたいなのを巡って交渉したり
するので、仮に市場価格が10円だったとすると、1%でも0.1円だったりとかしますので、
仮にこの10%とかになると結構なゆがみになるというふうに感じています。なので、制度

設計上、U p l i f t が必ず発生するという事は理解しましたが、今回そのご提案いただいているマージナル+10%マージンのオファー上限というのが本当にこの取り漏れが構造的に発生しない水準として適正なのかというのは気になったので、ぜひその点は発電事業者の意見や実務的な観点も入れて検証いただければなというふうに思っています。もちろん、この水準はやみくもに増やすのは絶対よくないと思いますので、コストを抑えながら合理的な水準というのを検討する必要があるんじゃないかなというふうに感じました。

以上になります。

○金本座長

はい、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

はい、ありがとうございます。監視等委員会の新川でございます。本日は大変重要な議論が行われていると理解をしております。資料3-1、3-2、それぞれについて発言をさせていただきます。

まず、資料3-1でございますが、 $\Delta k W$ に关します詳細な分析に感謝をいたします。23ページに关しまして、4月から改定された需給調整ガイドラインにおける $\Delta k W$ のインセンティブについては、現行の容量市場において課せられている価格規律の存在なども勘案しまして、最低限の固定費が回収できないような調整力提供者の存在を念頭に置いてB種電源というカテゴリーを設定しております。同時市場において、調整力提供者に対してどのようなインセンティブを課すかという問題につきましては、容量市場など他市場収益の存在も勘案した上で、年間に僅かな回数しか必要とされないが、安定供給上からも価格の安定化からも重要な調整力について、必要十分な費用を過不足なく支払うという観点が、社会コストの最小化と安定供給を両立していく上で重要と考えております。

続いて、資料3-2について発言をさせていただきます。14ページに关して発言をさせていただきます。 $k W h$ 市場の設計におきまして取り漏れた機動費等に対する手当や適切な価格シグナルを発することの重要性を理解しております。他方で、限界費用に一定のリスクを織り込むかどうか、織り込むとして何%織り込むかといった判断を事業者に委ねる場合、事業者ごとに判断が異なれば、本来の限界費用に基づくメリットオーダーがゆがんでしまい、同時市場が目指す最適化の達成を妨げることにならないか懸念があります。また、容量市場やU p l i f t の対応もある中、何に対するリスクに備えるのか明確にする必要があると考えております。起動費等の取り漏れにつきましてはU p l i f t として別途回収を手当するほうが、取り漏れが生じている電源を対象に過不足なく正確な手当をすることが可能になるのではないかと考えます。例えば、セルフスケジュールで起動が確定している電源まで、同時市場において起動費等を回収することが必要と言えるかは疑問と思っております。

こうした観点を踏まえて、限界費用に一定のリスクを織り込むことが織り込むことの妥当

性については慎重にご議論いただくことが必要ではないかと考えております。また、中長期的な観点からの価格水準についても別途検討することとございますが、中長期的な電力価格のフォワードカーブは、一義的には燃料価格のフォワードカーブの影響を受けると考えられるところ、また、長期相対契約はコストベースなど、短期とは全く異なる価格契約、価格決定が行われていることを踏まえ、同時市場における価格が先物取引や相対取引の相場を決める支配的な要因とも考えられないことから、こちらでも慎重なご議論をお願いしたいというふうに思っております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は山本オブザーバー、お願いします。

○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、山本でございます。私からは資料3-1、3-2、1点ずつコメントさせていただければと思います。

資料3-1の11ページにおきまして、今回ハイブリッド清算といった新しい方法が示されておりますけれども、ほかの案も含めて、いずれの案を取るにしても、本同時市場における電源起動はkWhとΔkWの両方のために動かしているケースも考えられますので、今後の費用負担を議論する際はそういったことも念頭に置いてご検討いただきたいと思います。

それから資料3-2の14ページに同時市場における価格算定・費用回収の全体像の案が示されておりますけれども、このような考え方の整理もあろうかというふうに思っています。

一方で、これはこれからの検討だと思いますけれども、例えば資料3-1の41ページにありますように、時間前市場も同時市場として差分決済方式とする場合には、前日以降のSCUCで並列ユニットが変わってΔkWが差し替わるということもありますので、そのときの精算の扱い、あるいは調整力kWhのシングルプラス化においては、これも資料3-1の34ページにあるんですけれども、インバランスが同一コマで上げ下げ混在する場合の扱いなど、いろいろ課題が出てくると思いますので、それぞれケーススタディをしながら各事業者が受益に応じた適切な費用負担と費用回収ができる仕組みになっているか、今後の詳細検討で確認していくことが必要かと思っております。詳細につきましてはいろいろ複雑になってくるところもあると思いますので、認識を合わせながら引き続き丁寧にご検討いただきたいと思います。一般送配電事業者としても検討にはしっかり協力してまいりたいと考えてございます。

私からは以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

次は國松オブザーバー、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、國松です。私のほうからは資料3-2の13、14のところでコメントさせていただきたいと思っております。

まずは、現状のところでスポット市場の入札価格基準というのは限界費用というように書かれておりますけれども、実際には買い等もありながら新規参入の方が値段をつける場合ももちろんありながらということでございます。というので、限界費用に価格が均一になっているのかなという、いい感じでその市場メカニズムというのが働きながら価格が決まっていっているという認識を今現在持っております。

それをもってして、14 ページ、前日同時市場を見たときに、このやり方をして市場メカニズムというものが発揮される市場ではないのではないかなと思っていて、かかるコストをしっかりと検査をしながら、先ほど、ご意見としてもありましたけれども、しっかりと確認をして総括原価に近いやり方といえれば近いやり方に限りなくまた戻すのかなということかなと思っております。

そうするのであれば、それは全然一つの方法かとは思っているんですけども、それを相対とも合わせながらやっていくという中でこれだけの複雑なものを提案して導入に向けてどうですかという話をするときにこの案を出して、わざわざ同時市場にしなければいけないということにこの範囲でなるのかなというのは、すみません、ちょっと私、疑問に思っております。現在、機能的にうまく発揮できていない調整力市場に関しましては直すべきところがあるのではないかなと多少ながら思っておりますけども、kWhの市場、スポット費用に関しましては、かなり慣れてきております。十分にいろんな機能を発揮してきているというふうには私が見えておりますので、そこをわざわざ崩してまでこういうことを入れる必要性というのはしっかりと議論していったほうがいいのではないかなと思っております。

以上です。

○金本座長

次は西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー

ユーラスエナジー、西浦です。聞こえますでしょうか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○西浦オブザーバー

はい、ご説明ありがとうございました。私からは資料3-2についてコメントさせていただきます。

もうここまでの議論で何度も出てきておりますが、 ΔkW のその供出インセンティブという言葉、正直、何を指しているのか、あまりはつきり、資料を拝見するだけでは分からなかったというところがございましたけれども、本日の先生方のご発言をお聞きして理解は

深まりました。ただ、やはり長期脱炭素オークションなど、各種市場がある中で、同時市場として $\Delta k W$ 、電源確保に対してどのような手当が必要なのかというのはさらに議論が必要のように思いました。

もう一点、9 ページですけれども、こちらではその供出義務ですね、に関しまして、市場への入札義務を課す場合に、何を根拠にどのような対象の電源に義務を課すかは、今後、丁寧に議論を整理していく必要があるということ。ここら辺、資料では触れられていなかったんですが、事務局のほうではご説明の中で発言があったと思いますけれども、自然変動電源についてもぜひ丁寧なご議論をお願いしたいと思います。

私からは以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

ちょっと私のほうから、お聞きしていて疑問になっている点があるので、追加のご質問ですけれども、一つは $\Delta k W$ 市場の、ここで言う機会費用ですね、経済学的な機会費用ではないんですが、その中に起動費用とかがメインなような書きぶりなんですが、同時最適化すると、起動費用は $k W h$ 市場と $\Delta k W$ 市場で両方で共通なものなので、 $\Delta k W$ 市場だけそれがあるとかというのは何か不思議な感じなので、ちょっとこの辺、少し明確にしていきたいと思います。

それからもう一つは、時間前市場の話ですが、この時間前市場については起動停止の決定をするという話と、それから価格がそのタイミングでつくという話と、二つ、これは基本的に別物でございます。アメリカのマーケットですと、起動停止はその途中、時間前でやっているんですが、価格はつけていないですね。価格はリアルタイム市場でしかつかないといったことなので、この辺はちょっと明確にしていきたいなと思います。価格をつけるというのは、基本的には事業者さんたちがヘッジをできるということで、例えば電源脱落をするリアルタイムまで待っていると大きな損をするかもしれないときに、時間前のところでもうちょっと安い調達をして、ヘッジの機能にするみたいな、そういう話ですので、そういう機能を提供するかどうかというふうな議論が必要なのだと思います。

あと、10%という話については、ここでは何か全ての電源が限界費用の 10%増しで入札するみたいな話ですが、本当にそういうことを考えておられるのかということです。アメリカでは十分な競争者がいる場合には自由に入札価格を決められると。競争性がない場合にはコストで入れなきゃいけない。別途登録してあるコストに入れ替わるということで、そのときに登録してあるコストプラス 10%で価格入札したことになるという、そういうふうなことにように思います。そうすると、先ほど國松オブザーバーがおっしゃっていたような感じの懸念というのはあまりないのかなという気がいたしますので、その辺についてちょっとご説明をお願いできればと思います。

ということで、ほかになれば、事務局のほうからご回答をお願いいたします。

○長窪調整官

はい、事務局の長窪でございます。資料3-1、3-2、二つあるものですから、最初に私のほうから全体的な、今いただいたご質問ですとかコメントに少しご説明をさせていただいて、次に広域機関から技術的な部分を中心にコメントさせていただければと思っております。

まず最初に、最後に金本座長からいただいたご質問のところでございますけれども、まずその10%について、これは全ての電源が10%を上乗せして入札することを求めるということではもちろん全くございませんで、10%まで上乗せをリスクとして織り込むことも可能とするような制度ではどうかというような話でございます。もちろん先生のおっしゃるとおり、十分に競争的な市場においては、本来は自由に入札できるというのが市場の原則ということは我々も十分承知しております、そういったようなことも踏まえて制度設計をしていくということを考えております。

そういう意味では、國松オブザーバーからは関連して、今考えている同時市場というのが十分に市場メカニズムが発揮される市場ではないのではないかというようなご意見もいただきましたが、以上申し上げたとおりのように事務局としては考えておりますし、また、今、事務局から提案している制度というものは、その広域的なメリットオーダーを聞かせるという意味で、安い電源からThree-Partで約定していくというような形になっていきますから、これは一つの市場メカニズムを活用した在り方かなというふうに考えているところでございます。

また、その供出インセンティブについて、いろいろなご意見をいただきたところでございます、横山委員、それから市村委員、松村委員から供出インセンティブの考え方についてご指摘をいただいた点はごもっともかなというふうに考えております。供出インセンティブといって議論はあんまりいろんなものを混同してしまっはいけないというのはおっしゃるとおりかなというふうに思っております、この全体的な、そのほかの市場との兼ね合いも考えながらこの同時市場において、どういう課題に対応するためにどのような制度設計が必要なのかと、そういったところは事務局としても明確に意識をしながら進めていきたいというふうに考えているところでございます。

また、その点については河辺委員ですとか、あるいは石坂オブザーバーからいただいたように、実際にどういう形で十分なコストの回収が図れるようなインセンティブを与えていくかということについても、事業者の皆さんからもそのご意見をいただきながら進めていきたいかなというふうに思っているところでございます。

また、全体的な価格水準等につきまして、野澤オブザーバーからそのプライスシグナルとしての重要性についてのご指摘をいただいたところでございます。この点につきましては新川オブザーバーからも、価格シグナルの重要性は理解しつつ、Upliftのほうは過不足なくその費用が回収できるのではないかなというようにご指摘をいただいたところでもございますけれども、この点につきましては、ご指摘の点も確かにありますので、きちんと議論は必要と考えているところではございますが、そうは言いましても、なるべく市場機能を

活用するというようなことを考えるのであれば、可能であれば制度設計としてはUpliftではなく、その約定価格において、必要なコストというのは回収できるような仕組みを施行していくべきではないかというのが基本的な考え方になるのではないかと思いますし、また、実際にその市場が発するシグナルが一部の費用の回収ができないような価格水準であるということに仮になると、そうするとやっぱり長期的な相対契約を考える上で、なるべくそのショートぎみに持とうというような、そういう方向へのインセンティブが働くということもあり得るのかなというふうに思っておりまして、そういう観点からは今回事務局としてお示しさせていただいた10%までのリスクを織り込むことができるというのも一つの考え方なのではないかなというふうに考えているところでございます。

全てにお答えできているか分かりませんが、全体的なコメントとしては以上のようなところでございます。

○下根マネージャー

続きまして、広域機関のほうから資料3-1でいただきました主に技術的なところを中心に回答のほうをさせていただければというふうに考えてございます。

まず、五十川委員からいただきましたご指摘に関しまして、ΔkWの特定方法ですね。こちらは前回の検討会でもいただいたご指摘だとも思っておりまして、そもそも特定をする際の合理的な、妥当な考え方は何なのかというご指摘だとも思っておりまして、この点、五十川委員からもありましたように、要するに使われる頻度の高いほうがしっくりくるのではないかというところは事務局としてもそう思っておりまして、であればこそ、例Ⅳですね、11ページに示してございますところも特定自体は、記載が小さくて恐縮ではあるんですけども、限界費用の安い順に割り当てるところを踏襲させていただいておるところでございます。

その上で、河辺委員からいただきましたところ、この安い順に割り当てるという考え方にした上での例Ⅳにおきまして、kWh価格よりも高い電源に対価性がちゃんとついているのかということに関しましては、ある意味、左から順につけているということもございしますので、ここでいう5円電源に対しましての約定量自体は小さくなるということではございますが、機会費用ということに関しましては取り漏れなく回収できるということでもございますし、その他電源から引っ張ってきました逸失利益のシングル分ということも対価性としては加わるということで、一定程度インセンティブはあるというふうに考えているところでございます。

その上で、慣性でございまして、高速な性能を有するところに対してどのように対価性を払うのかということにはまさに今後の論点かというふうに考えてございまして、11ページに示してございますように、例えばGFでございましてかLFC、そういったものを供出しようと思えば、必ずしも限界費用が高い電源だけで出すというよりかは、ここで言うところの3円電源、4円電源、そういったところを持ち下げて供出することとも考え得るということでもございますので、必ずしも機会費用だけに限らないということでは

ございますが、そういった高速な性能に対する対価性というところが十分なのかどうかということ自体は論点としてはあり得るというふうにも思っております。そういった点で、パフォーマンスに応じた対価性みたいなところも一案ではないかというふうにいただいているところでもございますので、そういったところを今後しっかり検討していきたいというふうに考えているところではございます。

続きまして、金本座長からいただいたところとも共通するところではございますが、今回、用語の定義はさておき、機会費用だけ起動費というところを ΔkW の費用として扱っているのが違和感というところのご指摘をいただいたというふうに思っております。山本オブザーバーからいただいたご指摘とも共通かなというふうに考えてございまして、 kWh のための起動なのか、 ΔkW のための起動なのかといったところをどちらかの費用に寄せるのか等々に関しましては、今後、費用負担をどのように扱うのか等々の議論の中でもしっかり整理が必要なのかというふうに考えているところでございます。

また、時間前市場等々に関しましても様々検討すべき論点があるというところも同様にご指摘いただいたというふうにも考えてございまして、この点、金本座長からは時間前市場の役割ということは大きく二つだということで、起動停止の判断と、価格の話は別だよというようなご指摘をいただいたものだというふうに考えてございます。この点もご指摘のとおりだというふうにも考えてございまして、安定供給の観点からは当然需要が上がれば起動する必要があるというところでもございますので、そういった意味で、追加起動の判断をするということ自体はマストかというふうに考えてございますが、その際に価格をつける必要性がどこにあるのかというところ自体をしっかり整理すべきだというご指摘だというふうにも考えてございます。この点、もともとの価格検証の中身といたしましても、こちら、25 ページにもございますように、前日同時市場、時間前市場、インバランス市場、そういったところがしっかりヘッジが利くような仕組みになっているのかという観点も含めて価格検証の在り方を考えていくというふうにしているところでもございますので、いただいた論点も踏まえた上でしっかり考えていきたいというふうに考えているところでございます。

広域機関からの回答は以上となります。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

(2) 同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の報告について（最終報告）

○金本座長

それでは、次の議題に入らせていただきたいと思います。次の議題は、同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の報告についてでございます。これにつきましては、事務局の広域機関のほうから資料4のご説明をお願いいたします。

○下根マネージャー

はい、広域機関事務局の下根でございます。

そうしましたら、続きましての議題、資料4でございますが、同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の最終報告について、こちらのほうを説明させていただきます。

右肩2ページが背景というところでございますが、こちら第2回の本検討会におきまして、同時市場におけます調整力の在り方等々に関しましては、非常に純技術的な内容が含まれるということもございますので、調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会、こちらのほうにタスクアウトしておったというところでございます。こちらは昨年末、12月に一度中間報告という形で報告のほうを受けてございまして、今回一定程度検討状況がまとまったというところでもございますので、最終報告というところをさせていただくというところでございます。

こちらの資料の内容に関しましては、中間報告の内容も含めまして長大な資料になってございますが、右上にねずみ色で中間報告（前回）報告内容か、あるいはピンク色で今回の新規報告かということは分けてございますので、基本的にはピンク色、新規の内容というところを中心にご説明のほうを差し上げたいというふうに考えているところでございます。

作業会の位置づけ等々に関しましては少し割愛させていただければというふうに考えてございますが、8ページにもございますように大きく四つの論点ということを挙げてございまして、こういったところに関して検討を進めてきたというところでございます。

具体的なところに関しまして、17ページ以降で説明のほうをさせていただければというふうに思っておりますが、まずは、そもそも同時市場になれば何が変わるのか、前提条件の変化というところは重要かというふうに思っておりますので、この点は少し振り返りのほうをさせていただきたいというふうに思っております。

18ページのほうをご覧ください。現行の市場から同時市場、いわゆるイメージ②ですね、こちらに変わるというところで、違いは多岐にわたるというところではございますが、こと調整力を扱うというところに関しますと、やはり一番大きな違いというところは一般送配電事業者が調整力を確保するタイミング（柔軟性）の違いかというふうに思っております。下のイメージにも書いてございますように、現行は前の週、あるいは前日でしか ΔkW を調達できないというところではございますが、この点、SCUCができるということであれば、いつでも追加起動ができるというところ、その在り方が変わってくるというところでございます。

もう一点大きな変更点として、調整力必要量を考える上での需給バランスの作成主体というふうにも考えてございまして、こちらがTSO計画に変化するというところで、いわゆる予測誤差、そういったものの精度向上が図れるというふうに考えているところでございます。

3点目は、どちらかというと米国との違いというところかもしれませんが、日本におきましては比較的起動時間が長い電源も相応にあるというところでもございますので、こ

ういった点、追加起動リソースの不足が生じないように、ゲートクローズ以前から一定程度の予備力というものを確保していくのが重要だというふうにしておったところでございます。

主にこういった3点の前提条件の変化というのを捉えながら、各論点に対して深掘りのほうをしていったというところでございます。

一つ目の現行商品の必要性に関しましては、ゼロベースで必要性のほうを論じたというところではございますが、内容自体は前回の報告ともかぶるところもございますので、詳細のほうは割愛させていただきまして、結論だけ振り返らせていただきますと29ページでございまして、こちらの緑のハッチングをしたところが現行からの主たる変更点だということでございます。主には先ほど申しましたところ、真ん中の予測誤差に対しましては予備力確保の必要性があるというところでございますとか、あるいは一番下段、電源脱落（継続）に関しましてはSCUCができる仕組みがあるということであれば常時確保しておく必要はないのではないかということ不要にできたというところでございます。

次の章では、こちらの表でいうところの右側のところでございますが、同じような事象に対しまして複数の商品があるというところをどのように考えるのかというところで集約に関する深掘り検討を行ったというところでございます。

続きまして、商品区分の見直しというところございまして、前回31ページ、現行の区分から集約する方向を基本に検討を進めてきたというところでございます。前回はまだ中間報告というところでもございましたので、まずは機能・要件の近いEDCの商品でございます、二次②、三次①の集約から検討したというところでございます。こちら、基本的な考え方といたしましては、新規参入リソースを阻害しないようにロースペック側に合わせるということを基本にしながらも、全ての調整力がロースペックになってしまいますと、今度は周波数の品質に影響を与えるというところもございまして、そういったところをカバーすべく、ハイパフォーマンスの部分とうまく活用するといったインセンティブ設計というところを組み合わせることによって問題を解決しようとしたところでございます。

その具体的内容に関しまして、今回34ページで新規としてご報告しているところでもございまして、海外の制度等々も参照しながら、三つ目のポツでございまして、検討の結果というところで中間点までの応動速度に応じまして、比較的性能が高いか低いか、大きく二つのリソースに分けまして、比較的性能の高いリソースを優先的に約定させるような、そういったインセンティブ、あるいはロジックを組むことによって周波数品質の影響ということは極小化できるんじゃないかというふうに考えたところでございます。こういったところの考え方を実現できるということを前提に二次②、三次①の集約は可能というふうに判断したところでございます。

もう一点、39ページでございますが、こちらは同じEDCというふうに考えますと、二次②、三次①に続きまして、三次②も集約できないのかという検討を行ったというところでございます、こちら先ほどの基本的な考え方、最もロースペックな要件に合わせつつも、

インセンティブ設計をアンド条件で加えることによって周波数品質の影響も極小化するというところで集約自体は可能というふうに判断したところでございます。

40 ページは一次調整力、二次①調整力の集約というのも検討したところではございますが、こちらはそもそも調整力の内容でございますとか、求める要件というのが大きく違うというところもございますので、ここは商品集約しないという方向性が合理的としたところでございます。

これらから得られた結論といたしましては 43 ページだということもございまして、今回技術的なところで精査いたしますと、現行 5 商品あるところがいわゆる G F・L F C・E D C といった 3 商品に集約できるのではないかという方向性を導き出したというところでございます。

次の章ではそういった三つの商品に集約した上で同時市場になりますと調整力の必要量がどのように変わり得るのかというところを整理したというところでございます。こちら、前回ご報告した内容といたしましては、先ほども申しました予備力というところをどの程度取ればいいのかということは一定の振れ幅がある考え方とした上で、現行、同時市場に移行するとどの程度調整力が減り得るのかというところをお示ししたのが 46 ページだというところで、現行の 5 割から 8 割程度に減るのではないかというところを示していたところでございます。

今回は新規の検討といたしまして、47 ページの下段にございますように、今後数年後、さらに再エネが増えた際に同時市場なかりせば、今の制度のままだと調整力の必要量がどの程度増え得るのかというところ、それを同時市場に移行することによってどの程度低減できるのかというところの試算というところで、この領域③、④の試算というところをしっかりと進めてきたというところでございます。

それにあたりましては、先ほどの予備力の必要量というところをどの程度と定義するかという検討から着手したというところでもございまして、この予備力というものを前日断面から確保するという観点におきましては、安定供給面からは必要な量を全量起動させておいたほうが安心であるというところではございますが、一方、確保したものを毎回全て使うわけではないということもございますので、その分だけ無駄なコストが生じるというところでもございますので、トレードオフの関係、バランスが大事だというところでございます。こういったところ、ケーススタディを用いまして、どのような水準感が最も妥当かということを検討した結果というところでして、前日からゲートクローズの予測誤差の 30% 程度を確保するという基準が妥当ではないかというふうに考えたところでございます。

こういったところも踏まえまして、先ほどの領域③、④を試算した結果が 51 ページだというところでもございまして、この点、再エネ導入量が増えますと、その分だけ変動が増えるというところで調整力必要量も増えるというところは、過去の調整力等委員会等々におきましてそういった相関というところは分析いたしまして、倍率のほうを算定してございますので、そういったことを掛け合わせますと、同時市場なかりせば、領域③におきまし

ては将来断面、調整力必要量は 14.9%まで増加するのではないかというふうに見込んでございます。こういったところを同時市場移行に伴う工夫等々をこらすことによって右下④ 9.0%に低減できるのではないかという結果が得られたところでございます。

続いて、付随的な論点でございますが、不等時性といった要素の関係でございまして、あるいは ΔkW の確保エリア、混雑への対応というところに関しても検討を深掘りしたというところでございます。

こちら、現行の日本におきましては、ご存じのとおり 9 エリアごとに ΔkW を取っているというところではございますが、日本と比較的系統容量の近いアメリカの PJM におきましては 9 つほど分解してございまして、2 から 3 程度の分割エリアで ΔkW のほうを取っているというところもございまして、そのエリアの中で発生した混雑等々に対しましては、事前の潮流解析でございまして補正、そういったものを行うことによって対応しているという実態でございました。そういったところも踏まえまして、現行の日本は連系線のみ混雑が発生することを前提に 9 つに分けているというところではございますが、今後、地内でも混雑が発生するということを踏まえまして、改めてゼロベースで検討を進めてきたというところでございます。

そちらの内容が 68 ページだということでもございまして、今後、調整力の広域運用可能なプラットフォームはさらに進展していくというふうにも考えてございまして、そういった世界におきましては広域運用可能な範囲で ΔkW 自体も一括調達することが合理的ではないかというふうに考えてございます。そういったところを基本とした上で、さすがにここは分断しておいたほうがいいのかというような系統制約でございまして、あるいはそういったエリアの中で発生する混雑をどのように対応するのかというところを地域間連系線、エリア内の送電線を区別なくゼロベースで整理が必要かというふうに考えたところでございます。

具体的にはというところで、現行の考え方の延長線というところではございますが、フリンジの扱い、そういったところの整理を行ったというところでもございまして、現行の運用の考え方といたしましては、いわゆる四つの制約要因等々、技術的な限界値を求めた上で調整力の発動、潮流変動みたいなところのフリンジの実績を考慮した上で運用を行っているというところで、 ΔkW が発動したとしても安定供給を保つ運用をしてございます。そういったところが連系線並びに各エリアの送電線におきまして共通的な考え方になっているのかということをアンケートを取った結果といたしましてはおおむね一致しているというふうであった一方、一部ちょっと取扱いに違いが見受けられたという結果があったというところでございます。こういったところに関しましては、今後、連系線とエリア内送電線を区別なく整理していくということも前提にしているというところでもございますので、基本的には合わせるという方向で深掘り検討していきたいというふうに考えているところではございますが、当然、解決が困難な課題が顕在化した際には、必要に応じて見直しを行っていききたいというところでございます。

続きまして、四つ目の論点でございます。こちら、SCUCロジックにおけます制約条件というところございまして、こちらは先ほどまで整理した内容、商品の集約等々に関しまして、最終的には同時最適、SCUCロジックの中で扱えなければ意味がないというところでもございますので、SCUCロジックで扱うにあたりまして、どういった制約条件に落とし込むかというところを検討したというところでございます。

78 ページでございますが、先ほども申しましたとおり、商品的にはGF・LFC・EDCの3商品ができるというところでもございますので、こういった各商品を個別に取るということであれば、左下にもございますように各商品の必要量というものを充足するべく不等式条件を入れればそれで済むという話でございます。

他方で、扱いが悩ましかったのが、いわゆる複合約定ロジックの扱いだというところでもございまして、この点、火力等の複数機能を有するリソースに関しましては、現行の需給調整市場におきましては右下の図にもございますように、各調整力が必要となる断面というところが同時発生するのかわからないのか、そういったところを分析した上で各領域におきまして最適な組合せを算定するという非常に高度かつ複雑な仕組みを取っているというところでございます。こういったところがなかなか同時最適化ロジックに組み込むのは難しいのではないかなというような課題意識もあったというところでもございますので、今回改めて同時最適化ロジックに実装可能な複数約定ロジックを検討したというところでございます。

そちらが79ページだというところでもございまして、検討の結果、大きく三つの点を押さえることによって、簡易的な扱いが可能ではないかというふう考えたというところでもございます。具体的には、過去の実績等々も調査した結果、GF・LFCに関しましては同時発生しない傾向が強いというふうでございますとか、EDCに関しましても同じような傾向であったというところと言えるというところでもございます。また、先ほどもございましたように、今後、ΔkWの確保エリア自体を拡大していこうというふうにも考えてございますので、最大誤差が同時発生する可能性自体はより一層減るというふうにも考えてございます。

とはいえ、必ず同時発生しないというわけでもないというところもございまして、そういったところに対するリスクヘッジといたしましては、先ほども申しましたとおり、同時市場では前日に予備力を一定確保するという仕組みを設けるというところでもございますので、そういった予備力の余力を活用することによってリスクの極小化が図れるというふう考えたところでございます。

こういった3点を踏まえますと、一定の割り切りというところではございますが、各商品の必要量というものは同時発生しないというふうに考えますと、下の図にもございますように簡易的な約定ロジックに落とし込めるというところでもございまして、これによって複合約定ロジックの実現、それに伴う調達量の低減の両立が期待できるというところでもございます。

もう一点、上げ側だけではなく下げ調整の確保についても検討を行ったというところでもございまして、こちら実際の需給運用に関しましては当然上げだけではなく下げも必要だということでもございまして、こういったところ、同時市場におきましてはkWhとΔkWの同時最適、一括管理ができるという仕組みでもございますので、市場メカニズムの中で合理的に確保が可能というふうに考えているところでございます。

ここまですが詳細な検討内容というところでもございまして、最後まとめということで振り返りのほうをさせていただきますが、冒頭述べましたように、同時市場のイメージが変わることによって大きく前提条件が3点変わるというふうに考えてございます。そういった前提条件の変化の下、検討を深掘りいたしますと、まず商品に関しましては現行の5商品からGF・LFC・EDCの3商品に集約できるのではないかと方向性でございまして、あるいは、その調整力の必要量に関しましては、今後再エネが増えていく中、同時市場なりせば、調整力必要量の増加が見込まれる中、移行によって14.9%から9.0%へ低減可能といった結果が得られたというところでもございます。

今回の結果をもちまして、一旦最終報告というふうに作業会のほうからは聞いてございますが、他方というところで、同時市場における調整力の在り方等に関しましては、当然詳細な論点が残っているというふうに考えてございますので、改めてそういった論点が浮かび上がった暁には、さらに深掘りのほうをしていきたいというふうにも考えてございまして、全体整合的な考え方になっているのか等々に関しまして、しっかり確認していくことにしたいというところでもございます。

こちらの資料に関しては、説明のほうは以上となります。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

それでは自由討議・質疑応答の時間に入りたいと思います。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いて、Webの方は挙手ボタンでお知らせください。

では、ございますでしょうか。

五十川委員から手が挙がっていますので、よろしく願いいたします。

○五十川委員

はい、ありがとうございます。

今回、最終報告ということで、商品区分の見直し等も含む重要な論点につきまして、調査、検証を進めていただきありがとうございます。内容や今後の方針について全体として異論等はありません。1点、商品区分に関してコメントさせていただきます。

34 ページ、インセンティブ設計についてです。今回、約定に関してPJMと同様の設計を同時最適化ロジックに組み込むということは困難だという点が報告されています。この点、別案としてパフォーマンスでリソースを二分する案が提示されていますが、これで本当にうまくいくか、約定結果が効率的なものになるのかという評価も実現性の検証とともに重要であるかと思えます。

また、約定に関する議論とともに清算の議論も必要ですので、こちらに関してはP J Mで参考にする要素は取り入れていく方針でよいのではないかと考えています。

1点のみですが、以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

山本オブザーバーから手が挙がっています。よろしくお願いいたします。

○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、山本でございます。

今回、最終報告ということで、事務局におかれましては短期間の中、ここまでの内容を整理いただきまして感謝申し上げます。

本資料の最終ページで示されています、今後さらに深掘りすべき検討項目ですけれども、恐らくこの表に記載されていないような項目もまだあるかと思っています。例えば、今回の整理で二次②、三次①、三次②を集約商品としておりますけれども、F I T交付金で負担する三次②と託送料金で負担する三次①、こういったものの仕分をどうするかといった課題もありますし、そういうところを一つ一つ明示しながら議論を進めていくのがよろしいのではないかと考えております。今後、同時市場の導入が判断されて、実際の運用に向けた詳細議論をしていくということになりますと、また新たな課題等も出てくるということもありますので、それも踏まえてさらに議論する内容もあり得ると考えてございますので、引き続きよろしくお願いいたします。

以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

次は、小宮山委員、よろしくお願いいたします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。丁寧なご説明をいただきありがとうございました。

私からちょっと大変細かい点なんですけれども、83枚目のスライドで念のため確認させていただきたいことがございます。このご説明のとおり需給調整市場で下げの ΔkW を確保することはせずに優先給電ルールで対応しているところ、この同時市場の導入によって大変合理的に下げの ΔkW を確保できるというのは大変大きなメリットだというふうに認識しております。その中で、今回この記述の中にガバナフリーとL F CとE D Cと書いてあるんですけれども、S C U Cを回すことで電源の起動の停止というのも、広義で見れば、ある意味、下げ調整力になるのではないかというふうに認識しておりますけれども、それはその定義というんですかね、その下げの調整力の中で電源の停止というのは、どういったところでこの価値が扱われるのかというのを、ちょっと念のため確認させていただければと思います。

以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。大丈夫でしょうか。

それでは、事務局の方からお答えできるところを、お答えをお願いできればと思います。

○下根マネージャー

はい、事務局でございます。委員の皆様方、オブザーバーの皆様方、大変多岐にわたる意見をいただきましてありがとうございます。いただいたご質問等々に関しまして回答させていただければと思います。

まず、五十川委員からいただきましたところ、全体的な内容に関しましては異論ないということで、ありがとうございます。1点いただきました34ページのインセンティブ設計というところに関しましては、まさにご指摘いただいたとおりだというふうに思っております。今回案として提示したところではございますが、こういった大きく二分して性能が高いリソースを優先約定するロジックに関しましては、幾つか複数の、ご説明は割愛したんですが、※印として書いてございますように、性能の高いリソースを一定以上の割合で約定するみたいな取り方もあれば、性能の低いリソースが約定するとペナルティーが大きくなるような取り方もあり得るということで、いろんな方法が考えられるということでもございますので、具体的にどのようなロジックに落とし込むか、そして収束性の課題等も含めて、実現性があるのかということに関しましてはしっかり検討していきたいというふうに考えているところでございます。

また、精算に関しましては、先ほどの一つ前の議題にも絡むところでもございますが、アメリカの事例等も勉強しながら、何が適切なのかということに関しまして、引き続き検討していきたいというふうに考えているところでございます。

また、山本オブザーバーからいただきましたところ、今後まだまだ論点があるということもそのとおりだというふうに考えてございまして、そういった意味で最後のページに関しましては、これによらないほかの論点もあり得るというふうにも書かせていただいているところでもございますし、あるいは、同じEDCというふうには、商品集約的には扱ったというところではございますが、費用の精算等々に関しましてはFIT交付金なのか託送なのか、そういった切り分けの方法も含めて検討が必要ではないかということもご指摘のとおりというふうに考えてございまして、こういったところも、ちょっとこれも説明が漏れたところではございますが、39ページ目の※印に書いているところもございますので、事務局としても認識はしているというところでございます。

最後、小宮山委員からいただきました下げΔkWに関しましては、調整力という言葉の定義というのは、余剰という言葉の定義にもよるということではございますが、ゲートクローズ以降に上げ側、下げ側に発揮するというところでもございますので、調整力の内数というふうに考えますと電源停止は含まれないというところではございますが、一方、ゲートク

ローズ以前の動きといたしまして、前日以降、再エネの余剰が激しくなり電源停止をするということに関しましては、先ほどの時間前、同時市場、イメージ②ということであれば、電源の停止も含めてSCUCの計算というのは可能というふうに考えてございますので、停止したことに対する対価がどのように与えられるのか等々に関しましては先ほどの価格の決め方等々にも関わるのかなと思ってございますので、今後しっかり検証していきたいというふうに考えているところでございます。

事務局からは以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

(3) 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

それでは、次の議題に移らせていただきます。議題3は、電源起動・出力配分ロジックの技術検証の進捗報告についてでございます。事務局の広域機関から資料5の説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○下根マネージャー

続きまして、資料5でございます。こちらは電源起動・出力配分ロジックの技術検証、いわゆる検証Aの進捗のご報告だというところでございます。

こちら、背景といたしましては、同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会というような第三者の技術検証会というものを立ち上げてございまして、そういった中でしっかり技術検証してきた内容をこちらの検討会のほうにもご報告さしあげているというところでございます。今回は、先月、3月末に第4回が行われたというところもございまして、そこでの議論内容というところで大きく5点、ご報告のほうを差し上げたいというところでございます。

今回の内容といたしましては右肩5ページというところでございまして、大きく⑥、①、③、④、⑤を扱っているというところでございまして、まだまだ検討半ばというものもあれば、④、⑤に関しましては今回完了というふうに考えている案件もございまして、一個一個に関しまして、次以降で詳細の説明のほうをさせていただきます。

では、まず、⑥基本ロジックの多断面検証というところでございまして、こちら背景というところでございますが、以前、本項目を扱ったのが第4回ということもございまして、この際にはロジックの傾向を見るために、まずは軽負荷期及び重負荷期ということで、言わばシビアなケースにおいて収束性の検証をしたというところでございます。その際には、制約を満足する実行可能解自体は短期で得られているというところではございますが、なかなか精度が高まらないという課題があったというところでございました。他方というところで、今回は、まずもっては、先ほども申し上げたシビアなケース以外の年間を通じた性能評

価から始めようというところで、今回検証を行ったというところでございます。

具体的にはということで 12 ページにもございますように、各月の最初の 1 週間というところを選定いたしまして、その中における収束性でございますとか需給バランスの妥当性確認を実施したというところになります。

結果といたしましては、14 ページでございまして、どの断面におきましても軽負荷期や重負荷期と大きく変わらなかったというところでもございまして、実行可能解自体は、おおむね短時間内に得られているかなというふうに考える一方、やはり双対ギャップといった精度に関しましては課題が残っているというところでもございました。

こちら、言い方を変えますと、今後しっかり精度を上げていくことが必要ということ自体は変わらないということではございますが、現行のロジックにおきましても、年間通じまして、最低限必要な解が得られているということは確認できたというところでもございます。

また、需給バランスの算定結果に関しましては多断面評価というところで軽負荷期、重負荷期以外の断面に関しましては確認したところ、運用上妥当であったということが確認できたというところでもございます。

そういったところから、技術検証会での議論内容というところが 18 ページというところでもございまして、先ほど申しましたところ、今後、収束性を高める工夫は必要だということではございますが、現状におきましても最低限必要な解が得られているということ自体はご確認いただいたというところでもございます。引き続き、収束性を高める工夫が大事だということは認識してございますので、問題の単純化でございますとか、ソルバーのパラメータ調整、そういったところをしっかりとっていききたいというところになります。

続きまして、①買い入札を考慮したロジックというところでもございます。こちらは少し前回の振り返りからご説明のほうをさせていただきますが、21 ページでございますように、買い入札を考慮したロジックに関しましては、ロジックの改良が必要であるというところでもございますので、第 6 回におきまして、ロジックを改良した上で、小規模システムモデルで妥当性の確認をしたというところでもございます。

一方というところで、最終的には日本全国のシステムを模擬した上で、広域連系システムモデルにおきまして、ノード単位で扱う必要があるかというふうに思っておりますが、その際には買い入札の札の量が膨大になるという課題があるかなと思っております、その結果、収束性に与える影響が考えられるというところでもございます。

あともう一点、こちらは技術というよりは制度の話かもしれませんが、実際のところエリア単位で入札された買い入札というところ、ノードにどのように配分するのかというところが、まだ糸口がつかめていないというところでもございますので、こういったところは海外の知見等も参考に、さらに深掘りしていく必要があるかというふうにしておったところでもございます。

今回、検証した内容といたしましては、そういった最終的なノード単位での検証に至る、その手前というところではございますが、前回まだ触れてございませでしたシステム制約を

考慮したときに実際どのような挙動を示すのか、しっかり市場分断した上で値差がつくのかという挙動を見に行ったというところでございます。

まずは小規模系統モデルでの検証というところでございまして、こちらは25ページに示してございますような簡易的な系統モデルを使いまして、左側のエリアA、そして右側のエリアBというところを模擬したというところでございます。その上で各エリアに全く同じ価格弾力性のある需要曲線を設定した上で、シミュレーションのほうを実施したというところになります。

定性的なところといたしましては26ページにもございますように、エリアAの発電機、G1のほうの単価を安く設定してございますので、エリア間の制約がない状態におきましてはG1からG2への潮流が大きく流れるというところで限界費用自体は一致するというふうに考えてございます。下段に行きまして、エリア間の制約を設けた際には、これは混雑処理ということにもなりますけども、G1の出力減、G2の出力増というところで混雑処理を行った上で、その結果といたしまして、エリアAの発電の限界費用が下がるというところでもございますので、買入札の量としては需要が増加するというところ、エリアBは逆の傾向になるというところが定性的には考えられるというところでございます。

そういったところを実際に検証した結果が27ページ以降だということでもございまして、まずはフェンス制約を設けたときの混雑処理に関しましてはしっかり想定どおりに動いたというところは確認できたというところでございます。

また、先ほどの限界費用はどうなるのかというところでございますとか、それに伴いまして約定量がどう変わり得るのかというところに関しましてもエリアA、エリアBともに想定どおりの挙動を示したというところで、ロジック自体は妥当に動いたということが確認できたというところでございます。

こういった結果も踏まえまして、続きまして連系線制約を考慮した広域連系系統モデルでの検証に移るというところでもございまして、こちらは先ほど申しましたとおり、ノード単位に至る手前というところでもございますので、下の図にもございますように、1エリア1ノードというふうにみなしまして、九つの需要曲線を入れたときの状況を確認したというところでございます。

その結果が31ページでございまして、こちら、連系線の潮流制約なしというふうにいたしますと、潮流自体はすごい流れ方をするというところではございますが、価格自体は単一になるという結果が示されたというところでもございまして、その上で連系線制約を設けますと混雑処理、市場分断が起りまして、それぞれのエリアの価格が変わり得るというところが再現できたというところで、こちら想定どおりの挙動が得られたというところでもございます。

こういったところを踏まえまして、今後の進め方というところでございますが、ここまでの取組の内容自体は妥当ではないかというふうに評価いただいたというふうに考えてございまして、引き続き、先ほども申しましたとおり、最終的なノード単位での検証に向けてし

っかり進めていきたいというふうに考えているところでございます。

続きまして、③kWhとΔkWの同時最適ロジックの検証内容というところでございます。こちら、検証項目は幾つかに跨るというふうにも考えてございまして、その関係としましては35ページとなっております、検証Bに絡むところといたしましては、ΔkWの入札価格を加味した際の影響評価というところでございますとか、あるいは先ほどの調整力細分化作業会からの報告事項にありましたところ、簡易複合約定ロジックが再現できるのか、あるいは、インセンティブ設計が実現できるのか等々が検証内容だというふうに考えてございます。この点、今回は赤で囲ってございますところ、3商品にした上で簡易複合約定ロジックが実現できるのかというところの検証に着手したというところでございます。

細分化作業会の議論内容に関しましては、先ほどの資料4と重複することもございます、内容自体は割愛させていただきまして、先ほどの議論の内容をまとめますと43ページにもございますように、三つに集約した一次調整力、二次調整力、三次調整力、それぞれの上げ下げを扱うというところで制約条件を設けたというところでございます。

そういった中で、具体的にどのように動いたのかを検証したのが次の章だというところでもございまして、46ページ以降に複合約定なしと複合約定ありの比較検証をもって結果のほうをお示ししてございます。まずは46ページが各調整力の確保状況だというところでもございまして、こちら、一次・二次・三次ともに、上げ下げともに、必要量を確保できた状況が確認できたというところでございます。

続いて、複合約定ロジックの挙動確認というところでございますが、こちらは、とある火力ユニットの内訳を見に行ったというところでございまして、この点、右の図にも示してございますように、複合約定ありのケースに関しましては、とある火力ユニットの上げ代の範囲の中で一次・二次・三次といったものが重複して確保できているというところで複合約定ロジックが再現できているということが確認できたところでございます。

また、そういった確保の仕方をいたしますと、当然、系統全体としての電源起動台数、そういったものが減り得るというところでもございますので、その分だけエネルギーコストの低減にもつながるというところで、先ほどもありましたとおり、簡易複合約定ロジックの実現によって調整力の調達効率化が図れているというところでございます。

こういったところを含めまして、今後の進め方というところでございますが、こちらこれらの検討内容自体はご異論なかったのかなというふうに思っております、この点、先ほどもご指摘いただきましたように、ΔkWの入札情報を加味したときの影響評価でございますとか、あるいは、そのインセンティブ設計の実現性等につきまして、しっかり進めていきたいというところでございます。

続きまして、④のセルフスケジュール電源の経済差替えというところでございまして、こちらは複数の経済差替えに関しましては、そもそも制度としてどのように扱うのかということ自体はこれからしっかり議論していくというところではございますが、そのうちの②というところ、赤で囲ったところでございますが、こちらに関しましては、そもそも技術的

な実現性、ロジックとして収束性がどうなのかが論点であったというところでもございますので、まずは技術的に実現可能かという観点で検討を行ったというところでございます。

具体的には54ページにもございますように、とある電源というところをMust Run、固定運転というふうに登録した上で、それと差し替えることを念頭に買い入札を入れた際にどういった挙動になるのかということを確認したというところでございます。

シミュレーションといたしましては、小規模系統モデルで検証を行ったというところでもございまして、下のモデルにおけます母線2につながってございますG2というところをMust Runとして登録いたしまして、そこと同じノードに差替え用の買い入札を模擬したというところでございます。

ケースといたしましては3通り設定してございまして、一つ目のケースに関しましては24ドルというような単価を入れてございますので、おそらく市場価格のほうが安くなるであろうというところから全量差替えが発生するケース、そういったところがNo. 2であれば半量程度、No. 3であれば全く差替えが発生しないケースとして設定してみたというところでございます。

シミュレーションの結果としては57ページだということでございまして、想定どおり動いたというところでもございまして、特にNo. 1のケースに関しましては全量約定したというところでもございますので、こちらは事業者単位、ノード単位で見ますと、Must Runの容量と差替えの需要が相殺されるということもございますので、結果的に発電出力の抑制が模擬できたというところでございます。

こちら、目線を変えまして系統全体の目線となりますと、そういった相殺されることによって発電機自体が系統から消えるというところもございまして、安定供給上は代替電源を同時に約定することが必要になってまいります。その上で、下のグラフを見ていただきますと、No. 1のケースにおきましては、G1出力が上がっているというところもございまして、そういったところ、同時最適ロジックの中でしっかり実現できたというところが確認できたところでございます。

以上の結果を踏まえまして、今後の進め方というところに関しましては、本案に関しましてもご異論なかったのかなというふうに考えてございますので、以上の結果をもちまして、この④の技術的な目途というところに関しましては実現可能ではないかという結果をもって検証完了というふうに考えてございます。当然、差替えの買い入札というところは当然一つに限らない、二つ、三つ、あるいはそれ以上あり得るというところもあろうかというふうに思っておりますが、そういった買い入札の札が増えた影響等々に関しましては、①の今後の検証に包含して進めていきたいというふうに考えてございます。

最後が⑤系統制約の取扱いというところでもございまして、こちらはそもそもどういった論点だったかから振り返るところではございますが、62ページにもございますように混雑系統の中で ΔkW を確保いたしますと、上げ調整の際に再度混雑が発生する、そういったところから ΔkW の発動ができないといったような課題があったというところござい

す。こういった課題への対応といたしましては、SCUCの送電容量制約といたしまして、kWhだけではなく ΔkW の発動も含めて同時最適、最適な配分ができないのかというところを技術検証として検討してみたというところでございます。

そういったロジックの実現性に関しまして検証したのが次の章だということではございますが、結論から申しますと、なかなか難しいのではないかという結論が得られたというところでもございまして、その内容といたしましては、下の図にもございますように、とある ΔkW を確保したとしても、 ΔkW がどのように発動して、どういった潮流変化になり得るのかということに関しましては、確率論的にどういった需要変動等のシナリオになり得るのかということによっても変わるというところで、網羅的に最適化演算で評価する必要があるというところでございます。

その点、67 ページにも書いてございますように、そもそも ΔkW をどこで取るのかというところの最適化というところで現状 SCUC ロジックを組んでいるところではございますが、そこに合わせて、さらに需要変動シナリオも含めて配慮する必要があるというところでもございますので、組合せ計算としても相当程度膨大になるというところ、現状の技術レベルにおいては、さすがにちょっと実現性は難しいというふうに判断したというところでもございまして、そういたしますと、混雑系統の中の ΔkW をどのように扱うのかという論点は残るというところでもございますので、この点は先ほどの資料4でも少し触れたところではございますが、現状の運用の延長線というところでフリンジ（マージン）を設定する方法を一案考えてみたというところでございます。

こちらは、68 ページに書いてある内容に関しましては、先ほどと重複するところがございまして、現行でも実施してございますようなフリンジ（マージン）を設定するという方法で混雑系統の中で ΔkW が発動しても問題ないようにするという考え方があり得るというところでございます。

他方、論点といたしましては、やはりマージンといったものを設定することの定めというところではございますが、多く設定すればするほど信頼性が高くなるというところではございますが、その分だけ kWh の取引、経済性が阻害されるというところでもございますので、そういったところはトレードオフの関係にあると、マージンの設定量がどのような量であれば妥当かというところが課題であるというところでございます。

今回、シミュレーション等々をもって、一意にそういった妥当な量を定めることができるのかということの検証の深掘りをしたというところでございます。

73 ページに、とある送電線の妥当なフリンジを設定するという観点から、特定の ΔkW の配置ということで二つほど設定しまして、網羅的に需要変動のほうを考慮した上でマージンの設定をしてみたというところでございます。

こちら結論から申しますと、なかなか一意に量が決まらないというような結果でもございまして、例①に関しましては、やはりマージンが少な過ぎて運用容量を超過してしまったといった結果につながったというところでございますとか、あるいは、例②に関しまして

は、マージンを設定し過ぎることによって安定供給上は問題なかったものの、無駄なマージンが多かったというような結果であったというところでもございますので、こういったところも、なかなか一意に妥当なマージンの量を決めるのはまだまだ難しいという結果が得られたというところでございます。

こういったところの結果も踏まえまして今後の進め方というところでございますが、先ほども申しましたとおり、本技術検証Aにおける同時最適ロジックの中で扱うことができるのかということに関しましては、現状の技術では難しいというところを得られたということでもございますので、そういった内容をもちまして、技術検証Aにおけます取扱い自体は完了というふうに考えているというところでございます。

一方、課題として残ってございます妥当なマージン設定方法に関しましては、少し検討の場を変えて引き続き継続検討ということでしっかりやっていきたいというところでございます。

こちら、検証Aの内容に関しましては以上というところでございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

それでは、自由討議・質疑応答の時間に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いて、Webの方は挙手ボタンでお知らせください。それでは、ございますでしょうか。

じゃあ、市村委員、お願いをいたします。

○市村（拓）委員

はい、市村です。ありがとうございます。ご説明いただきありがとうございました。

1点だけなんですけども、買入札を考慮したSCUCロジックにおける系統制約考慮というところの中で、22スライド目のところでは海外の知見等を参考にしてということで、深掘りをするということが、これは今後ということなのかとは思いますが、ちょっとこういったところでもし、現時点で海外の状況とか分かっているところですか、それをどういうふうに今後生かしていくのかというか、参考にしていくのかというところ、論点とかそういうところで今見えているところがあれば教えていただければと思います。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

次は横山委員、お願いいたします。

○横山委員

はい、ありがとうございます。

スライド14、16のところでも断面の検証をしていただきました。そこで、年間を通じて最低限必要な実行可能解が現実的な時間内で得られたということで、一応実行可能解を得られたというのはよかったと思うんですが、今後、当然、双対ギャップを小さくするというのは大変大事だと思いますが、この現状の得られた実行可能解で、必要な時間で得られた解

は、今のコスト、つまり kWh と ΔkW の確保コストの総コストより低ければ、まあまあいいんじゃないかと、ある程度使えるんじゃないかというふうに思うんですが、その辺は何か検討されたのかどうかというところをご質問したいということと、もう一点は、広域系統で検証されるときにノード単位での実証を今後進めていくということで、今はエリア単位ということでございますが、このノード単位での実証を進めるにあたりこのノードに需要を割り当てる方法について、非常に私とは、なかなか難しいなと思うんですが、この辺り、何かお考えがあればお聞きしたいというふうに思いました。

以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

それでは、事務局のほうからお答えをお願いいたします。

○秋元委員

秋元、手を挙げています。よろしいですか。

○金本座長

はい、どうぞ。お願いします。

○秋元委員

秋元です。ご説明ありがとうございます。

横山先生がおっしゃったことと大分重複するので、あえてということでもないんですが、まず、非常に様々なご検討をいただきましてありがとうございます。やはり、今後発生する計画問題ということで、なかなか難しい部分も多くて、そういう中でいかにできることとできないこととやっぱりあると思いますので、どういうふうに問題を簡略化するかとか、近似的になっても仕方ないところで、何か簡略化するというところをちょっと切り分けていく必要があるかなというふうに思って聞いていました。

そういう中で、やっぱり最適解との双対ギャップの部分がどの程度なのか、横山先生がおっしゃったように、その辺りのコストの誤差感というか全体の費用感というところはやっぱりどうしても気になるかなというふうに思いますので、引き続き検証を進めながら、そこをチェックしていくということは必要かなというふうに思います。やったところで、かなり金額的に全体として大きいということであると、なかなかそこを詰めるところが難しいということもあるかもしれないので、全体の制度設計にも絡んでくると思いますので、引き続き見ていっていただきたいというふうに思いました。

その近似解の部分で、最後ソルバーのパラメータ調整なんかという話もどこか資料にはあったような気がしましたが、その辺りもなかなか実運用のところでソルバーのパラメータをいじってどの程度解が得られるのかというのは、なかなか手探りの部分が多いと思いますので、実運用のときにそういうことができるのかどうかということも若干疑問はあるところでございますので、ちょっと進めながらということでございますが、そういった

よっと総合的な部分を見ながら、さらに検討を進めていただければというふうに思いました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

ないようでしたら、私から一つコメントですが、 ΔkW 発動のロジックというところがあって、この系統制約の取扱いのところですね。ここについては、私が調べたところでは、アメリカのISOはこの ΔkW の発動自体をということではあまり見ていないようでして、 ΔkW を発動しなきゃいけないのは電源のN-1事故があつたりとか、そういうコンティンジェンシーだということで、そのコンティンジェンシーについては、SCUCを解くときに、その各コンティンジェンシー、どこの電源が落ちたとか、どこの系統で事故があつたとか、そういうコンティンジェンシーを組み込んで、コンティンジェンシーが起きたときに、どういう電気の流れ方をするかというシミュレーションをやって、これは線型近似していますから、LPで非常に短時間で解けるらしいというのがあります。そういうのを、この起動停止は固定した上でディスパッチングだけ変わるということについて解いて、電流の流れが分かると系統制約をviolateとするかどうかは分かりますので、violateとするものがあつたとすると、それが起きないように起動停止を求めるように制約を加えてまた解き直すという、そういうことをやっているようです。そういうシミュレーションはまだやっておられないのではないかと思います。そういうシミュレーションを入れると、どの程度この系統制約の問題が起きなくなるのかとか、そういったこともこれからの検討かなと思っております。

これはコメントでございます。

ということで、ほかにいらっしゃるみたいですから、事務局のほうからお答えをお願いいたします。

○下根マネージャー

事務局でございます。委員の皆様方、様々多岐にわたるご意見をいただきましてありがとうございます。いただいたところに回答させていただきますと、まず市村委員と横山委員からいただきましたノード単位に分配する方法に関する手がかりというところでございますが、現状におきましては、まだクリティカルなものが得られていないという回答でございます。まさに今後これからというところではございますが、この点はPJMにおきましてもノード単位で計算自体はやっているであろうというところではございますので、入札単位とか精算単位に関しましてはハブ単位とかゾーン単位とか、ノードよりも広い単位でやっているというところもございますので、そういった入札の仕組み自体はあつた上で、どのように計算方式に落とし込んでいるのかというところが、まさに今後の深掘りではないかというふうに思っているところではございます。

こういった案があり得るのかというところもこれからでございますが、簡単に考えれば過去の需要実績等に応じて配分するというのも一案かなと思ってございますが、本当にそういった方法でいいのかどうかも含めて、今後しっかり詰めていきたいというふうに考えているところでございます。

続きまして、横山委員、秋元委員にいただきましたソルバー等々の解、ギャップを埋めていくというところでございますが、まずはいただきましたところ、そもそも現行の閾値というところが妥当なのかどうなのかというご指摘かなというふうにも考えてございまして、こちらは現状、一旦はということで0.1%というところを閾値に置いているというところでございますが、これがいわゆる年間の総燃料費、目的関数に表れてくると、0.1%掛け合わせていただくと、現行のコストとしての誤差になるというところでございます。この点、そもそも0.1%がいいのかどうなのか自体も今後の議論かなと思ってございますが、まずは少しずつ低減する方向性を示しつつ、今後こういったレベル感にたどり着くのかということも含めて総合的に議論させていただこうというふうに考えているところでございます。この点、問題のアプローチといたしましては、問題の簡略化、あるいはソルバーのパラメータの調整というのが考えられるというところもございまして、先ほど秋元委員のほうからパラメータ調整はなかなか難しいのではないかなというようなご指摘をいただきましたが、それはまさにおっしゃるとおりかなとも思ってございまして、今回あくまでも電中研SCUCツールにおきましてそういった調整のほうをしたところで、実際のところはシステムベンダーが開発したものを中心に再度調整手段が必要になってくるというふうに考えてございますので、実際ここでいうパラメータ調整が効力を発揮するのは実際に運用する直前、そういった断面なのかもしれませんけども、何らかの制約条件の単純化でございますとか、あるいは、ソルバーの特徴として汎用的な傾向を示せないかということも含めて、今現時点でできることをしっかりやっていきたいというふうに考えているところでございます。

最後に金本座長からいただきましたところも今後しっかり検討すべき事項かなというふうにも考えてございまして、ご指摘のとおり、アメリカと日本では調整力と一言で言っても取扱いが多少異なっているのかなというところは認識してございまして、例えば、前回もちょっとご報告さしあげたように、GFに関しましては、日本は ΔkW として調達している一方、アメリカに関しては強制供出になっているというところでございますとか、あるいは、同じEDCというふうに申し上げているReserveに関しましても、どちらかというとアメリカのほうは、先ほど金本座長からありましたように、電源脱落に備えたコンティンジェンシー用にとっている側面が強いというところもございまして、そういったところで混雑発生時の対応に関しましてもいろんなやり方があるんだというふうにも考えてございますので、アメリカの考え方が踏襲できる部分と、日本で取っている調整力の特性に応じた部分ということをしっかり切り分けながら今後検討のほうを進めていきたいというふうに考えているところでございます。

事務局からは以上となります。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

そうですね、ソルバーでどの程度収束がうまくいくかという話については、0.1%を一応ターゲットと置いていますが、私がしばらく前に調べていると、MID Continennt ISO の人の書いたものの中で、彼らも 0.1%を目標に置いているといったのがあります。ですから、ここまでいけばかなり立派かなという感じですが、まだそこまでいっていないという感じですね。

あと、アメリカではいろんな工夫をして、このターゲットに短時間で達するようにということを、物すごいいろんなことをやっているみたいです。それについて、これからいろいろ調べていただいて、そういうのを学べば改善の可能性はかなりあるのかなと思います。パラメータ調整もその場その場でやるというよりは、G u r o b i とかのソルバーソフトウェアはいろんなパラメータを設定できて、それを事前に電力システムモデルに適したものを選んでおくといったことかなと思います。その辺はこれから努力していただきますので、乞うご期待という感じかなと思います。

こういったところで、そのほか、何か特にということはございますでしょうか。よろしゅうございますか。

3. 閉会

○金本座長

それでは、議題、これで全てでございますので、今回の議論はここまでとさせていただきます。金曜日の夜遅くまで活発なご議論を大変ありがとうございました。この今後の電力システムを左右する研究会でございますので、引き続き議論を深めていっていただきたいと思います。

ということで、これをもちまして第8回の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。