

第2回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和5年9月20日（水） 15：00～18：00

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2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。

委員およ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。

本日から電源起動・出力配分のロジックの検証を行っていただく、電力中央研究所の永田様にオブザーバーとしてご参加いただいております。

また、電力・ガス取引監視等委員会の新川オブザーバーの代理で、本日は田中総務課長にご出席をいただいております。

また、東京ガス株式会社の石坂オブザーバーにおかれましては、17時頃までのご参加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をいたします。金本座長、よろしくお願ひ致します。

2. 議題

(1) 今後の本検討会の主要な議論事項等について

○金本座長

はい、それではお手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入らせていただきます。

今日は議事次第でございますように、4点の議題についてご議論をいただくことになっております。

まず議題1は、今後の本検討会の主要な議論事項等についてでございます。事務局の資源エネルギー庁の方から資料3について御説明をお願い致します。

○長窪調整官

ありがとうございます。事務局から資料3に関しまして御説明を差し上げたいと思いません。

資料3の2ページをご覧頂ければと思います。本資料でご議論いただきたい内容といたしまして、本日は過去の勉強会や作業部会、前回の検討会におきまして、これまで多くの御意見を頂いた大きな論点をお示し致しまして、今後の議論の進め方についてご意見をいただきたいというふうに考えているところでございます。本日は、大きな論点をまずお示しして、今後の進め方、あるいはご意見について何う場とさせていただければというふうに考えておきまして、いずれかの論点について何か結論を得ようというところまで進めるというところは想定しておらず、皆様のご意見ですとか、事業者の皆様の実態等のニーズをお聞かせいただく場と出来ればと考えているところでございます。

それでは5ページをお願い致します。今後議論すべき主要論点の提示といたしまして、本日のところは大きく3点というふうに考えているところでございます。1点目は時間前市場の設計と調整力確保のタイミング、2点目は電源の調達・運用に関するBGの自由度、BGの自由度というふうに申しましても具体的には相対取引やセルフスケジュール電源、電源差替えの取扱い等を念頭においてございます。3点目は約定価格の計算方法や費用の回収方法といった論点を考えているところでございます。

7ページをお願い致します。1つ目の論点である時間前市場の設計と調整力確保のタイミングのところでございますが、これまでの勉強会や作業部会を通じまして、前日断面においてThree-Part情報に基づきましてkWhとΔkWを同時約定させることについては一定のコンセンサスは得られてきたものと考えております。一方で時間前市場の設計ですね、現行のようなザラバ中心の市場とするか、時間前の同時市場するかという点ですとか、あるいは調整力を確保するタイミングについては、複数案が提示されているところでございまして、ご参加いただいている皆様方のイメージの中でもばらつきがあるところではないかと考えているところでございます。

この点を踏まえまして本日は、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまでも議論のたたき台といたしまして、両極端な2つのイメージを提示させていただいて、本日のところは自由にご意見をいただければと考えております。1つ目のイメージというのは、前日に同時約定を行って、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場、という様に考えておきまして、もう1つのイメージといたしましては、前日に同時約定を行ないまして、かつ、時間前市場においても同時約定を行う仕組みを導入致しまして、都度SCUCを繰り返して実需給を迎える市場、という様に考えております。

先ほども申し上げました通り、この2つのイメージは両極端なものという様に申しますか、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでございますので、実際の設計は大きく異なるものとなる場合もございまして、また、2つのイメージの二元論ではなく、その中間的な形ということも充分あり得るものと考えております。

そのようなことも踏まえまして、この2つのイメージもご参考にいただきながら、市場の仕組みについて本日はご意見をいただければというふうに考えております。

1つ目のイメージを模式化したものでございますが、12ページをお願い致します。

1つ目は、前日に同時約定を行って、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場というところでございます。前日X時（前日同時市場）という灰色の部分に書いてあります通り、その下のところで書いてございますが、前日の断面で Δ kWの市場とkWhの市場を同時に開催するというものでございます。同時に2つの市場を開催いたしますので、2つの市場が開催される時間が異なることによって、どちらかの市場に向けて売り入札を控えなければならないといったようなことが解消されるメリットもございまして、また前日断面で最適化を行うということがございまして、例えば安価な電源をkWhの方にまわすといったような最適化のメリットも得られる形かと思っております。他方で、現在のザラバ中心の市場ということで考えて、さらに流動性についても現在と大きく変わらないという様に考えた場合には、確保される Δ kWの量としてはゲートクローズまで大きく変わらなくて、また小売から売り買いの入札が入る、その様なイメージと考えております。

次に13ページをご覧ください。

①の様な制度設計にした場合でありましても、現在、まさに三次調整力②を時間前でどのように取り扱うかという議論が行われているものと認識してございますが、例えばそのように、不要になってきた Δ kWを時間前のところでリリースするという様な事をする制度設計にした場合には、①のような制度設計の場合であっても、全体として効率的な電源運用も可能となるのではないかと考えているところでございます。

その次の14ページをご覧ください。

もう一方のイメージとしましては、前日に同時約定を行いまして、かつ、時間前市場でも同時約定を行う仕組みを導入致しまして、都度SCUCを繰り返して実需給を迎える市場という様なイメージを考えております。この場合であっても、前日断面で確保する Δ kWの量と小売に配分されるkWh量というのは、基本的には変わらないというふうに考えておりますが、まず前日断面で同時市場を開催することによるメリットが得られるというのは①と同じでございまして、さらに時間前市場においても、同時約定させる仕組みを設けて、都度SCUCを繰り返すということになりますから、その時点、その時点で、最適化を行うことが出来るというようなメリットが得られる案というふうに考えているところでございます。

15ページをご覧ください。

15ページの場合は、必ずしも案①、案②のどちらかに限るというものではございませんが、現在同時市場という精度が検討されている背景といたしまして、これまで以上の再エネの大量導入というようなことがございます。そういったしますと前日以降に、時間前市場あるいは時間前、前日以降の断面で、より変動に対応するという必要性が高くなると考えられます。そのようなことも踏まえまして、この時間前のところで起動速度が速い電源について、追加起動・調達するような仕組みを設けることが出来ないかという様なことも考えられるところと思っている次第でございます。

2点目の論点でございまして、18ページをご覧頂ければと思います。

18 ページは電源の調達・運用に関するBGの自由度と題しているところですが、最初に申しあげました通り、相対取引をどうするか、またセルフスケジュール電源や電源差替えの取扱いについてどのようにするかという様なところで、論点として考えているところがございます。

まず相対取引につきましては、これが現物取引か金融取引かというような論点はございますが、作業部会において、電源投資や燃料調達の観点からも重要であり、基本的には認められるものというところが基本的な議論の方向性であったというふうに認識しているところがございます。

一方で、そのような相対契約がある場合をはじめとしまして、発電量を自社で確定させたい電源について、どのように入札していただいて、また約定させるかという点については、様々な意見があったところがございます。例えば、作業部会におきましては、市場外で取引をしていただいたものについては、市場には量のみ、情報として登録していただく場合ですとか、あるいは市場には入札をしていただくことにして、他方で、量のみ登録していただくやり方、もう1つのやり方としましては、市場に入札していただいて、長期固定電源については量のみ登録していただきますが、それ以外の電源については量と価格を入札していただくやり方等の選択肢が示されていたところと認識しております。

また、特にセルフスケジュール電源でございますが、差替えのニーズがある場合にどのように差替えるかといったところについても議論があったところがございます。作業部会の取りまとめでは、大きく4つの方法が提案されていたところがございます。これについて、安定供給、あるいはメリットオーダーの観点から、どのように考えていくかというところが論点としてあるというふうに考えておきまして、さらに、バラシンググループにおける創意工夫や予見性の観点、足元における実態等を総合的に勘案して議論をいただくことが重要とも考えているところがございます。

この点についても、本日は我々事務局からはこのような形で、まず論点、作業部会においていくつか案が提案されている状態であるとお示しさせていただいて、今後の進め方も含めて広くご意見をいただければというふうに考えております。それを踏まえて、これからまたさらに議論を整理させていただいて、一定の議論を続けていければというふうに考えているというところがございます。

19 ページをご覧ください。

現行の相対取引や市場取引のボリューム感についてもご認識いただいた方が議論の参考になると思ひまして、作成したイメージ図でございます。

まず現行の取引量のイメージのところ、相対取引が90%程度かという様に書いておりますのは、以前、資源エネルギー庁が行ったアンケートの結果で、約10%程度についてスポット市場や時間前市場で取引することになっているというようなアンケート結果になったものですから、相対取引というのは90%程度かという様に記載をさせていただいているところがございます。現在、前日スポット市場の取引量が需要量の約4割程度に及ぶのでは

ないかというふうに言われているところでございますが、そういたしますと、4割程度がスポット市場で取引されるという様にいたしましても、その背後には相対取引が背景にあるのではないかというふうに考えられるところでございます。現状、相対取引をベースとして起動の意思決定がなされる電源というのはこの程度のボリューム感があり、また市場の約定で起動される電源というのはこの程度のボリューム感だというようなところもイメージいただきながら、ご議論いただくのも必要なところという様に思っているところでございます。

20 ページが電源構成の図でございまして、いわゆる長期固定電源と言われるようなものは、例えば電力量kWhの方で2020年度をご覧いただくと、20%に及ばないという程度でございまして。その上の火力の割合が多いところでございますが、こういった電源についても、その場合の入札約定方法の考え方ですとか、差替えの必要性等について幅広くご議論をいただければという様に思っているところでございます。

飛びますが、27 ページをお願い致します。

最後に残されている論点としまして、約定価格の計算方法や費用の回収方法でございまして。こちらは第1回の検討会でも、今後の進め方との関連で、論点についてはある程度御説明を差し上げて、ご議論いただいたところでございます。

まずkWh市場の約定価格の計算方法につきまして、起動費をどのように考えるか、また最低出力費用のkWh単価への織り込み方法ですね、例えば米国のPJMと同様に限界費用ベースで約定価格を決めるのか、あるいは最低出力費用も一定取り込める平均費用カーブで計算するのかといったような論点ですとか、あるいは先ほど申し上げた起動費に関連して、Upliftが発生した場合の回収方法等についても今後検討していく必要があるという様に思っているところでございます。

また、 Δ kWh価格の算定につきましては、作業部会までのところであまり掘り下げた検討というのはされていない状況でございまして、これからこの検討会において Δ kWh価格をどのように算定していくかといった様などころについても議論の必要があるというふうに考えているところでございます。

約定価格、27 ページの2ポツ目の所は、前回も混雑処理の方法について検討が必要であるというご指摘をいただいているところでございますが、本検討会は、在るべき同時市場の仕組みに関してまずは検討するというところが第1義的な目的でございまして、基本的には現行制度をベースとして同時市場の在り方について検討を進めたいという様に考えているところでございます。

他方で、これまでも御説明を差し上げてきた通り、技術的には全国大のSCUCが可能であるというような前提に基づいて検討を進めているところでございますから、SCUCの結果が出てくるような場合に、それにどのような約定価格を付けていくのかといったような点については検討が必要という様に考えているところでございまして、それに関連して混雑処理についても考慮していくことは必要ではないかと思っているところでございます。

29 ページが資料4から6の概要でございますが、こちらはその後、広域機関の方から御説明を差し上げる資料4から6の頭出しということなので簡単に御説明を差し上げます。

まず資料4については、検証A・約定ロジックの検証に関しまして、2023年8月30日にキックオフした技術検証会のご報告を差し上げるものであり、これについて議論いただければというところでございます。

資料5につきましては検証B・価格算定ロジック等の検証の詳細について、今後の進め方等についてご議論いただくものでございます。

資料6につきましては、先ほど申し上げた時間前市場の設計と調整力確保のタイミングの論点に関しまして、特に案②を採用した場合、時間前市場において同時市場を実施していくというような場合においては、調整力についても考え方の一定程度変更が必要になる可能性があるというようなことに関して御説明差し上げた上で、今後の進め方について議論いただくというところでございます。

資料3に関しまして、事務局からの説明としては以上の様なところでございます。よろしくお願い致します。

○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、質疑応答に入ります。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせいただければと思います。順次指名をさせていただきます。

それでは、どなたも結構でございますので。

市村委員の手が上がっています。市村委員、どうぞ。

○市村委員

すみません、市村です。御説明いただきましてありがとうございます。私からは大きく分けて2点ほどコメントさせて頂ければと思います。

まず最初の論点ですね、7スライド目の所になりますが、このI番というところです。こちらについては、確かにイメージの①と②というのが二元論でないというのは、その通りかなと思っています。ただ私の理解ですと、①と②の違いというのは、結局のところ、時間前市場をどう設計するかという点に尽きるのではないかなと思っています。仮に案①を取ったとしても、結局13スライド目の補足にある様に、前日以降で不要となった調整力については何らかりリースするというのを出来るような仕組みというのが、やはり合理的ではないかなと思います。そうしますと、この①の案だとしても需給運用のために基本的にはSCUCを裏側で回しているはずですので、結局、そのリリースをどうやって判断するかというところに基づいて判断していくということになるかなと思います。そうしますと調整力の確保という点では案②と基本的には変わらないのではないかなという様に思っています。

その上で案①と②についてということですが、基本的な方向性としては、前日で約定された結果を尊重するというを前提とすれば、電源の効率的な運用・活用といった観点から、まずは案②を追求出来ないかというところを検討していくということではないかというふ

うに思っています。

15 スライド目の補足のところで記載して頂いている、起動速度が速い電源の有効活用といった点についてですが、これがイメージの①と②でどういう違いがあるのかということについては、精査する必要があるかなというふうに思っています。仮に現在のザラバの時間前でこういった起動速度の速い電源が時間前で約定する機会が限定されているのであれば、それはどういう理由からなのかという点を含めて、どちらが良いかといった点の判断の1要素にもなり得るのではないかという様に思っています。

ただこのイメージ②については、やはり実務上、どの頻度で時間前市場を行うのが良いか、現実的なのかといったところについては、より具体的に検討していかなければいけないと思っています。事務局資料の9スライド目のイメージということで、過去の取りまとめの資料を記載していただいています。これをやろうとすると、時間前で必ず1回同時市場を1時間ごとにやらなきゃいけない、かつ3回開かれるということですので、かなりの頻度といったところがあります。この辺りは具体的に今後検討していくことが必要ではないかと思っていますが、ある程度、割りきりといったものが必要な場面も出てくるのではないかというふうに思っています。あまり深く考えられているわけではございませんが、場合によっては時間前市場というのは、時間前の同時市場をまず1回やって、例えばその後でザラバをやるといったようなハイブリッド型といったところも、事務局がご指摘の通り、選択肢としてはあるのではないかと思っている次第です。

続いて2つ目の論点についてでございます。2番目の所、こちらの18スライド目で記載を頂いているところですが、この2つ目の丸のところですね、ここについては基本的にはそうあるべきではないかというふうに考えています。仮に、長期固定電源以外をコストベースで、Three-Partで入札しなければいけないとした場合は、やはり発電事業者の電源、予見性といった観点からは課題が生じるのではないかと。そうしますと燃料確保の在り方ですとか、まさに今現在、基本政策小委員会の方で議論している内容、こういったところについても大きく見直さなければいけないといったところもあろうかと思えますし、かえって非効率が生じる可能性もあるということではないかというふうに思っているところでございます。

それを前提として考えていきますと、この問題の論点、これは私の理解ではありますが、結局23ページ目の選択肢①から③というところ、このいずれを選択するかという問題に帰着するのかなというふうに思います。ただ、個人的には、本質的には、いずれかの選択肢をとったとしても大きな違いはないのではないかというふうに思っています。例えば、選択肢①といった場合だとしても、23スライド目で書いていただけていますが、優先約定の順位ということで長期固定電源とそれ以外の電源について優先劣後関係、それ以外の電源が劣後するといったことになれば、基本的には選択肢②と同じような結果になるのではないかと思っています。

また選択肢③の方でも市場外の処理として長期固定電源とそれ以外の電源とで優先順位

付けをするということとすれば、基本的には選択肢②と同じような処理が可能ではないかというふうに思っています。選択肢③だとしても、今でも市場外の優先給電ルールの中で自然変動電源の余剰時については、相対電源であったとしても、火力は最低出力とすることが求められているということだと思いますので、市場外だからといって完全に自由になるわけではないといったことかと思っています。

また、市場を活用するメリットということについては、一般的に透明性といったものが挙げられるかと思っていますが、一方でこの選択肢③というところでも、結局前日同時市場のシステムへの電源情報の登録といったものを必ずすべて求めるといったことが前提になっているという様に理解しています。そうしますと、市場を通すとといったこととの透明性に違いがあるのかということころは、個人的には特にはないのではないかというふうに思っています。電力という財の取引は物理的な動きがあるというわけではないので、市場を通すと観念するか否かということに、本質的な意味があるわけではないというふうに思います。効率のかつ安定的な需給運用の観点から、電源に関する必要な情報を市場運営者がきちんと把握出来ているか、これが重要と、これが透明性という意味ではないかというふうに思っています。

こういった点とデリバティブといった点を、法律上、会計上、どう整備出来るかといった問題もあるので、必ずしも現時点では選択肢①から③が良いのか、何が良いのかといったところを議論して選択肢を狭めるといったことは必ずしも得策ではないと思っております。より重要なのは。例えば、電源が余った状況のときに、最低価格に張り付いているような限界費用0の再エネ電源と、長期固定電源以外の電源の約定・出力配分といったものをどうするか、どう差替えを認めていくのか、といったような点ではないかと思っています。

これ以外にも色々な論点というところはあるかと思いますが、あまり市場を通すと観念するか否かといったところにフォーカスをするのではなく、今申し上げたような点も含めてきちんと議論する、まずはそういったところをきちんと議論していくというところが重要ではないかというふうに思っているところでございます。

すみません、長くなりましたが私からは以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

その他、では、河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。私からは、資料3のスライド7のところでは挙げていただいております、議論のたたき台ということですのでけれども、2つのイメージ、この部分コメントさせていただきたいと思っております。

今回お示しいただきたいいずれの案におきましても、前日に確保した Δ kWのうち、再エネだったり需要の予測値の変化に伴って不要と判断された Δ kWについては、リリースをしていくことで効率的な電源運用を実現し得るところはまず理解致しました。

スライド 13 を見てみますと、案①のイメージが示されておりますけれども、こちらのイメージ図を見ると前日段階で Δ kW を確保する電源というのがまず暫定的に決まり、当日にかけては不要な Δ kW を時間前市場に供出するというイメージが示されております。その際に当日に近づくにつれて事前に確保した電源以外から Δ kW を追加で調達したいという場合には、そのイメージはここには無いということで、何かしら追加の工夫が必要になるのだろうというふうに捉えました。

一方で、スライド 14 に示されている案②におきましては、前日から当日にかけて都度 SCUC を繰り返すということですので、ここでは Δ kW の差替えも可能な方法として示されているのだと理解致しました。

将来の再生可能エネルギーの導入拡大というのを見据えますと、前日から当日にかけて Δ kW の持ち替えが可能な仕組みであるということが望ましいと考えておりまして、例えば系統混雑による Δ kW 発動制限への対応という観点でも、再エネの出力予測値の変化に合わせて、 Δ kW を持ち替えることが出来る仕組みとすることで、経済性ということだけでなく安定供給にも資するのではないかというふうに思った次第です。

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した。

その他、では五十川委員、お願いします。

○五十川委員

ありがとうございます。コメント 2 件ありまして、1 点は、論点 1 の時間前市場の設計についてです。市村委員、河辺委員と重なる部分もあるのですが、資料の 7 ページ以降の部分です。

中間的な形があるとしながらも、今回イメージとして 2 つの形式が提示されています。このうち前者についてですけれども、前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場だとする、これについて、どの程度効率的な運用が可能なのかという点で、2 つの観点からやや疑問があります。

1 つは原理的な観点で、13 ページのイメージ図や、あるいは 10 ページ後半の指摘を見ますと、 Δ kW を時間前市場にリリースすることで、調整力の確保タイミングを実需給に近づけることと同様の効果が推測されるという様にされています。この点、どの程度 Δ kW をリリースすることが最適となるかがどの様に保証されるのか、この方式で保証されるのかという点が若干よく分かっておりません。もしかしたら、市村委員がおっしゃる通り、SCUC を介するのかもしれないですけど、この辺のロジックがよく分かってない点が 1 つです。

もう 1 つの観点は、運用上の話でありまして、仮に理想的には 2 つの方式が同じケースをもたらすとしましても、ザラ場中心の取引でそれが実現出来るかどうかという点があるかと思えます。当然、どの程度の流動性が確保出来るかという点が課題になるかと思えますので、この点、仮に前者の方式だとすれば、市場の設計をかなり工夫しなければいけない

のではないかなというふうに思います。

以上のように考えますと、可能であれば7ページの後者、②の方針をまずはベースに考えるということが望ましいようにも感じます。

ただ、中間的な形も、もちろん考えられるところでありますので、運用上の実現性も考慮して制度を決めていくということが重要であろうかと思えます。これがコメント1点目です。

コメントのもう1点は、論点Ⅱの内、経済差替えについてです。資料の24ページ以降です。若干誤解があるかもしれませんが半分は確認なのですが、24ページにある各方式がどの程度実質的な違いがあるのかという点が、やや分かっていません。④に関しては前提が異なるのですが、特に①から③について、同じことを実現するための手法の違いに過ぎないのか、商品先物取引法とか、デリバティブ会計上の取扱い、あるいは計算収束の問題に過ぎないのかどうかという点です。例えば、①と②の比較では、25ページのイメージ図では同じ帰結になるような例が挙げられていると思うのですが、Three-Partの情報を使う①が一般的にアウトカムも異なってくるというふうな理解をしています。実現可能であれば、私個人の理解では①が運営的に効率的ではないかというふうに推測するのですが、この点が正しいのかどうかという点ですね。技術的な話も当然重要になってくるのですが、そもそも収束するのかどうかというのも重要なのですが、まずは経済的に望ましい方式は何なのか、望ましい方式があったとして、他の方式と比較してどの程度アウトカムに差があるのか、こういった点の検証が重要かと思えます。

とりあえず私からは以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

それでは松村委員、どうぞ。

○松村委員

論点の順に発言します。最初の論点ですが、ザラバで ΔkW が余ったら供出するのがうまく機能するとすれば案②と同値という発想に基づいて制度設計することは絶対にやめなきゃいけない、この発想を採用することは出来ないと思います。それは、すでに私たちが現実にもうまく機能することが期待できない事実を見ているから。ザラ場で余った ΔkW を、今売ろうということを生懸命制度設計しているわけですけど、どんなにスタックしたかということ私たちが目撃しているのにも関わらず、これでも同じ事が出来ると考えるのは、ちょっと無責任ではないか。もちろん、これはかなり先のことなので、大きく改善する可能性が無いとは断言できないのですが、こんな問題がある、こんな問題があると、今足元での限定的なものであるにも関わらず、それを期待するのは難しい。色々な難しい問題が多く出てきたことをもう一回思い出せば、これで案②と同じように機能すると整理するのは、無責任ではないかと思えます。

次に、余ったものを出すというだけじゃなく、足りなくなった時に追加調達出来ることも

同じ位重要であり、追加調達が容易に出来るから、あらかじめの調達量を、追加調達が難しくれば、相当かつ取り取らなければいけないけれど、追加調達が柔軟に出来るならば、少しリスクが取れる等、調達量などにも大きく影響することになるので、テクニカルな問題だけでなく、かなり難しい問題があることを認識する必要があると思います。

一方で、案②の方は、本当に出来るのかが最大の問題で、出来ないなら、こっちの方が望ましいという採用するわけにはいかないの、出来ない、あるいは技術的に色々な問題があるということであれば、理想的に動かせるのなら案②の方が良いかもしれないけど、無理だから案①について、その弊害を出来るだけ減らすように色々工夫をする、そういう議論になると思います。市村委員がご指摘になった通り、まず案②を前提として考えて、それでも色々な技術的な問題で難しいということであれば諦めるという検討が私は自然だと思います。この点は市村委員がご指摘になったことと同じ意見だと思っています。

次に論点の2番目の点です。こちらは市村委員がご指摘になった点は、私はほとんど理解出来ませんでした。理解出来なかったというよりも、私、ちょっと無責任ではないかという気がする。このセルフスケジュールを認めないと色々な支障が出てくるということに対して、入札価格は事業者が決められるということを考えれば不合理ではないかということをしつこく指摘しているのにも関わらず、それはどういうロジックなのかということをしつこく説明しないで、まるで事業者の言っていることを受け売りで言っているような発言に、私には聞こえました。それでは、中立者としての役割が果たせていないのではないかとすら思います。本当に、もしそういう問題が起こるとするならば、入札価格を自ら決められるのにも関わらず、何故なのかということをもう少し丁寧に説明してくれないと私には理解出来ません。価格は規律があつて、自由度は制限されるというのは理解しますが、しかし、規律が在るとして、高い価格に対する規律は有り得ると思いますが、色々な在庫等の制約があつて、ここは燃やさざるを得ないとかいう時に低い価格で入れることは、どんな制度設計をしても認められるはずだと思っています。そのようなことがあるにも関わらず、まるで安定供給だとか、事業の安定性だとか、人質にとるようなことをして不安を煽り立てて、今このまま放っておけば9割がある種の不透明な取引に移行しかねないという状況下で、本当に完全にフリーに認めても良いのかということをし、もう一度ちゃんと考える必要があると思います。

一方で、ご指摘になったようなデリバティブの会計上の整備の問題等で、もうやむを得ない事態が出てくることは充分有り得ると思いますが、これも先ほど見た通り、その選択が取れないということなら仕方がないと思いますが、本当に安直に認めても良いのかということについては考えなければいけないと思います。不透明性ということであれば、本当に市村委員が言ったことだけが問題なのではないでしょうか。これは色々な、動かすということに対して制約があると言いつつ、一方で、同じ人が経済的な差替えもしたいという議論も出てきて、かなりの不信感を、今までの議論でもたらしているのではないかと思います。この点については、具体的に議論するときにもう一度言うことがあるかと思っています。

Ⅲ番目の約定価格の計算方法については、具体的に出していただき、合理的に整理されているし、この後も議論が出てくると思います。

テクニカルな問題の前に、同じことを繰り返して申し訳ないですが、容量市場とここは密接に関連している。この議論では容量市場の議論はしてないけれど、密接に関連していることをもう一度思い出していただきたい。つまり、容量市場では、他市場収益というのを引く格好で入札を行っている。そうすると、ここでの回収方法でかなりの固定費が回収できる約定価格のルールを設定するというのと、ここではそれが難しいというのを設定するというのでは、その容量市場の入札の規律に大きく影響を与えることになります。しかも容量市場は4年先行しているので、この市場が28年から始まる、部分的に始まるということが仮にあったとすると、24年度の容量市場で考えなければいけない。もうそれは目前じゃないかということは、私たちは充分認識しなければいけないし、中間整理では、ある種の固定費の回収を認める方向性が滲み出されていると思いますので、そうするともう容量市場の方で対応せざるを得なくなります。そういう方向にしないということであれば、出来るだけ早く容量市場の価格は低く抑えられて、ここでも解消しないことになると、大きなバッテイングが起きかねないので、この点については、その容量市場の他市場収益控除の件も頭に入れながら議論しなければいけないと思いました。以上です。

○金本座長

はい。小宮山委員お願いします。

○小宮山委員

御説明ありがとうございました。

私から、簡単にまず時間前市場でございますけれども、14枚目のスライドにお示しいただいてあります通り、長期的な目標としては、やはり時間前市場でも同時約定ロジックを目指すべきであるというふうに考えております。

やはり効率的に全体最適で、系統制約も考慮に入れて、電源を約定させるロジックを採用することは、電力コストの低減、並びに安定供給上もメリットが大きいというふうに考えますので、長期的には時間前市場で同時約定ロジックを採用した方がよろしいのではないかとこのように考えております。

ただし、先ほど他の委員の先生方からもご意見ございます通り、求解時間に多くの時間を要する場合には、なかなか実装が難しい観点もあるかと思いますので、技術的なバランスを踏まえながら、時間前市場において、複数回、こうした約定ロジックを実施することを長期的な目標とすべきではないかというふうに考えております。

最後の点でございますけれども、ご提案いただいた、5枚目のスライドで起動速度が速い電源の有効活用については大変良いご提案だというふうに思っております。

こちらはこういった約定のメカニズムを採用するか否かは別にいたしまして、時間前市場で再エネ予測誤差等に対応する電源を確保するということは、今後再エネが市場において拡大する観点を踏まえると、大変、電力の安定供給上も大変有益なメカニズムではない

か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。市村委員、また上がっていますが。

○市村委員

はい、すみません、ありがとうございます。

あの一点だけ、松村委員からご指摘コメントいただいたところで、多分私の意図が充分伝わってないかなと思いましたので、補足というかコメントさせていただきます。

私が18スライド目の2つ目の所で申し上げたのは、先ほど繰り返しになりますが、仮に長期固定電源以外をコストベースのThree-Partで入札しなければいけないとするというふうに申し上げたのは、そうなった場合は、ということだけなので、おっしゃるとおり松村委員のご指摘というのは、どちらかという23スライド目の選択肢②でいいじゃないかというご指摘なのだというふうに思っています。

それ自体は私も全く同意というか、そういった選択肢というのは十分選択肢として考えるべきなのだろうというふうに思っています。

ただ、その上で選択肢①と③というふうに書いてあるようなところが、選択肢②じゃないと達成できないものが何があるのかというところ、ここが私の中では必ずしも分かっていないというか、②と同様のことは、いずれの仕組みであったとしても可能ではないかというふうに思っていて、ただ、より重要なものは、例えば系統余剰時の、先ほど申し上げたような、限界費用が0円のような電源と、その他の火力との関係とか、これをどこまでどういった順番で約定させるのか、こういったようなところではないかというふうに申し上げた次第です。

おっしゃる通り、0.01円、低い価格で入れること自体、制約されていないという、その前提であれば、基本的には私も同じような考え方で、あとは選択肢として、いくつかあり得るということと、色々な会計上の観点とか、色々ありますので、現時点で必ずしもこの選択肢を狭めるということではなくて、むしろもう少し、差替えの議論ですとか、そういったところどう考えていくかといったところをまずは議論していくべきじゃないかというふうに申し上げた次第です。

以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。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。

まず、本検討会の最初の段階で、主要な論点として、時間前市場の設計を取り上げていただいたことありがたく感じております。

自然変動電源である風力発電の事業者の立場からは、新たな時間前市場の設計において

は、時間前取引を出来るだけ実受給に近づける、言い換えれば実受給直前まで時間前取引ができるという観点を、ぜひ重視していただきたいと考えております。

調整力の確保を効率的に行える市場設計とすることで、T S Oのコストの低減、ひいては電気料金の低減につながると期待しておりますが、再エネ電源のインバランスリスクマージンを減らすことでも、電源のコストの低減、ひいては電気料金の低減につながると考えております。

そのためにはですね、インバランスとして最終調整される再エネの予測誤差を出来るだけ減らす必要がありますけれども、制度設計上出来るアプローチとしては、時間前取引をより実需給のタイミングに近づけることがあると考えております。よって繰り返しになりますが、再エネの最大限の導入を想定した新たな時間前市場設計においては、時間前取引を出来るだけ実需給に近づけることを重視していただければと思っております。

またゲートクローズについても、今回市場制度を刷新するにあたって、検討するにあたって、現状のまま実需給1時間前とすることを前提とすべきか否か、そこもぜひ検討項目としていただければと思います。資料6において、細分化作業会におけるタスクアウト項目とされている調整力の必要量、あるいは予備力の必要量というところの算定式にも影響すると考えております。ですので、その前段、あるいは並行して、このゲートクローズについても考えて頂ければと思っております。

はい。私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。野澤オブザーバーお願いします。

○野澤オブザーバー

はい。e n e c h a i nの野澤です。

私からは、論点の2つ目について少しコメントをさせて頂ければと思います。B Gの自由度というところで、市村さんおっしゃったところに私も賛同します。

基本的に民間企業として、ヘッジして収益をしっかりと固めていくというところは、制約されるべきではないのかなというふうに考えていて、実務の観点からも、実際そういうことを制約するのは難しいのではないかなというところ、参考までに一つ、我々のマーケットのユーザーでもある、発電事業者様の具体例というのを挙げさせて頂ければと思います。

通常、発電事業者さんって、日々変わりゆく需給であったりとか、あと市況ですね、これ市況というのはグローバルの燃料の市況とかになるのですけれども、ある意味日本の需給と全く関係のない動きをする、その両方を睨みながら、いわゆるこの燃料の貯蔵設備の制約であったりとか、発電設備のオペレーション上の制約というのをみながら、かつ、燃料調達で、これは相手もある話なんです、商業上の制約というのも考慮して燃料調達、配船、そして裏でヘッジ取引というのは、これデリバティブ中心にやっているというような実態があります。

仮に、そういう機動力みたいなのが制約されてしまうと、燃料の調達もオペレーションも

そうですし、表裏一体でやっているこのデリバのヘッジ取引みたいなものも、機動的にやっばり出来なくなってしまうというところで、結果的にその日本国全体の安定で、かつ経済的な燃料の調達とかがあってというのが、むしろちょっと支障が出ちゃうんじゃないかなってというのが体感です。

前身の作業部会でもですね、市村さんおっしゃった通りだと思うんですが、燃料確保の観点含めてヘッジを活性化していくってことはですね、非常にセルフスケジュール電源の存在というところだと思うのですが、長期契約含めて非常に重要になっていくという議論があって、そこが一丁目一番地なのかなというふうには理解していますので、この同時市場の設計においても、BGの自由度をどうするというのではなくて、BG自由度を確保した上で、どのような市場設計するのかがあっていうことを、議論していくことで、これまでから連続的な制度設計というのができるんじゃないかなというふうに考えていますので、資料見る限り同じ認識だと思うのですが、念のためそういう観点、実務の観点で、参考までに一例を挙げさせていただきました。

以上になります。

○金本座長

はい、ありがとうございます。斎藤オブザーバーお願いします。

○斎藤オブザーバー

ありがとうございます。斎藤でございます。

私からはですね、発電小売BGの立場から2点発言させていただきたいと思います。

まず、18 ページにつきましてでございます。ここでは、自由度という表現を使っていたいてありますが、発電事業者としましては、中長期的な観点で、自らの設備の信頼性を確保しまして、燃料調達コストと安定性のバランスを実現できる電源運用を検討することが、自社事業のみならず、我が国の安定供給にも資するのではないかというふうに考えてございます。

また、小売事業者の思いといたしましても、特定の電源種や地域の電源による供給を受けたいという需要家ニーズもあり、しかもカーボンニュートラル実現の中で、現在よりもこのニーズが高まっていくものであるというふうに考えてございます。

そうした時に、小売事業者が調達先を選べるような環境を実現するための発電事業者側の運用も考えていくことが必要ではないかというふうに考えてございます。

このような観点から、発電事業者の電源運用の実態を踏まえつつ、将来にわたっても、小売事業者、発電事業者が自ら検討し、工夫出来るような、調達・運用の在り方ということも考慮いただきながら検討を深めていただければと思います。

次に論点がございました、7 ページでございます。今回、時間前市場の設計を取り上げて頂いておりますが、再エネ導入量が拡大致しまして、再エネの予測誤差というのが、格段に大きくなって行くことが想定されるというふうに考えてございまして、こういったなかで前日から実需給までの間で、いかに対応していくのかということが課題であるというふう

に認識してございます。

この点、再エネの拡大の中進められてございますF I P制度の趣旨にも通じるかと思いますが、現状はB G制の下、発電事業者と小売事業者が計画値同時同量の達成に向けて、当り段階における需給調整に努力することで、再エネ変動を含めた残余需要の変動の抑制を図りまして、需給安定に貢献するということと、それでもなお需給変動が増える中で系統運用者が充分かつ適切な量の調整力を確保することの双方が引き続き必要であるといった考え方もあるのではないかと、というふうに考えてございます。

再エネが急激に拡大している状況で、電源の起動特性、さらには今後の蓄電池などの拡大などの変化等も踏まえながら、この日本の特性に合致した市場の在り方について検討を深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した。あとは國松オブザーバーです。

○國松オブザーバー

日本卸電力取引所の國松でございます。ありがとうございます。

私の方からは、論点それぞれについてでございますけれども、まず論点Ⅱについてです。

B Gの自由度というので、議論が始まってありますけれども、狙いというか、市場の在り方の検討というのはなんで始まったのかというところで、B Gの自由度を残しつつやるのであれば調整力市場の焼き直しにすぎないような気がしなくもないんですね。

特にその次ページのところでですね、9割が相対であって、相対はセルフスケジュールでそれが投入されると、そのセルフスケジュールの電源の投入の仕方が23ページに選択肢①、②、③というかたちで並んでございますが、選択肢②のT h r e e - P a r t情報で、その0円を入れて必ず起動をするようにする、それがみんな集まった状態というのは、今まさに、今のスポット市場でも0.01円がついているところですね、争っているのと同じものかと思えます。

ですので、このT h r e e - P a r tを入れたから良いのか、そもそもこのB G制というB Gの自由度、B Gを残すというところはなんでこれになったのか。B Gを残すのであれば、B Gを前提として、より良い市場の設計というのはまた別にあるかと思えます。それはB G制で追求するならば、B Gの同時同量の責任をもっと持って貰う、罰則に対してはもっと厳しくして計画値同時同量を達成しなければいけない。そのときに $\Delta k W$ の議論が出てくるわけですけども、 $\Delta k W$ って特に三次調整力②ですね、これを調整力といって混せて議論しているから非常におかしくなっていて、小売買取のところは、小売がB Gでこの部分調整しているわけですけども、送配電会社が再エネを買取って、そのバランスを予測しながらバランスをとるのが送配電業務なのかといわれると、それは送配電の業務ではなく、送配電会社がやっているB Gがあつて、それを送配電会社がやっているだけですから、そこは普通に調整力ではなくて、時間前市場やスポット市場でうまく調整されれば良いのかなと

いう気もします。

ちょっと話が飛びました。この相対BGの自由度、しかも相対電源9割近くがある、9割は言い過ぎなのかもしれませんが、8割ぐらいですかね、あったとしても、それがセルフスケジュールで起動を好きにやる世界を狙ってこういう形をやっているのでしたっけという話だと思っています。動かしたい電源を、動かしたいから動かすのだというので、秩序が保てるのかどうかというところがあったとは思っているのですけれども、そのあたりがいつからかkWhとΔkWを同時にやることが目的化してしまっているような気がして、それがそれだけが目的だとしたら、考え方を変えた方が、よりすっきりと実現できる。現状の、繰り返しになりますが、時間前市場を、送配電会社も使っていただくと、残る調整力というのは、一次調整力と二次調整力の一部。二次調整もほとんどBGがバランス取れば、合っていくはず。BGがバランスを崩す前提で送配電が取っているのです、このあたりの信用度が、両方で取り合いとかっていう問題になっていくので、繰り返しになりますが、BG制度残すのであれば、それなりのBG制度に対しての何かの手を打つということをしなければいけないとは思っています。

この論点のⅡについては、何のために、何を前提として、この同時市場というか、市場の在り方というのが、どうあるべきかというのを議論の始まり、それがいつしか同時市場というものを作るという目的に変化してしまっていて、非常にちょっと私としては分かりづらくなっていると思っています。

それをおいた中で、時間前市場をどうあるべきなのかというところにつきまして、これを私はずっとプール制というか、プール制と言いがよくないかもしれませんが、ほとんどの電源を給電指令、中給においてコントロールをしていくと、その中でも再エネの最大導入を狙っていくということであれば、時間前市場というのが、そもそもSCUCを回しながらSCEDで出力指示行っている時に、なんで時間前市場が必要なのか。kWhは、出力配分は中給から出るわけですよ、指示が。なんで時間前、何を売る、何を買う、あとはΔkWで売りに出ているイメージも、いくらで売りに出すつもりなのか、インバランスはいくらになるのか、その中で売りに出したって、インバランスの方が安くなるのだったら買わないほうが得になりますし、ここで買うというインセンティブはなぜ起こるのかもひっくり返してですね、なんか非常にわかりづらいと思っています。

そのあたりは考えていくべきなんじゃないかなと思っていますけれども、ΔkWで余ったΔkWを売るというのは、じゃあいくらで売るので、高い方からもちろん余ったΔkWは高い方ですよ、安いのは取っておくべきで高いのを売って高いのが売れたら、インバランスが安く仕上がりますよね、おかしくないですかというところも注意すべきかなと思っています。

言いたかったのは、多くはこの2つでございます。

○金本座長

はい。それでは次、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。送配電網協議会の山本でございます。

2点発言させていただきます。

1点目は7ページで、前日同時市場が設置された状況下における時間前市場ということで、①、②案が提示されておりますけれども、②の方が最新の需要予測、あるいは電源状況に応じて、メリットオーダーでの電源構成が出来ると思っておりますので、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの観点を踏まえるとよろしいのではないかというふうに思っています。

ただ一方で、この後に出てきます、資料4の検証Aにおきましても、システムの処理時間を含めてロジックの検討がなされますけれども、システム負荷、あるいは各事業者の入札・計画提出、色々業務負担も考えて、実務がワークするかということも踏まえて、総合的に検討していかなければならないと思っております。

2点目18ページのBGの自由度についてですけれども、電源の差替えの方法については、これも検証Aの中でどういった案がいいか、計算時間も踏まえながら検証がなされる予定ですけれども、いずれの案を採用するにしましても、私どもとしまして目的とする系統運用者が電源停止をしっかりと把握できる仕組みとなっているのかということをご確認いただきながらご検討いただければと思います。

すでに課題認識いただいているところではありますが、重要な点と思っておりますので、改めて発言させていただきました。

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した。田中オブザーバーお願いします。

○田中オブザーバー

電力・ガス取引監視等委員会の総務課長の田中でございます。

今回の事務局資料におきまして、時間前市場との関係や調整力確保のタイミングにかかる論点を提示いただいているところかと思っておりますけれども、細部の議論をしているうちに、いつの間にか、大きな制度設計が決まってしまっていくということがないように、あるいは、知らず知らずのうちに、関係者の間で認識の不一致が生まれるということがないように、こうした点について、具体的なイメージを持ちながら、議論をしていくということが重要であるというふうには理解しております。

また論点Iの、提示されている2案ということで言いますと、これまで御議論あったように、ゲートクローズに近い時間帯においても最適化を目指していくという観点からは②の案というのが適当というふうには考えますけれども、ただその案を取った時に、誰がどういう動き方をすると想定するか、もしくは、運用方法などに関して、さらに詳細な議論をする、検討する必要がある。具体的な資料6とかで②の案をとったときの調整力確保イメージなどが示されているところかと思っておりますけれども、いずれにしましても、本検討会等を通じて、

丁寧に御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。

私から以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。増川オブザーバーお願いします。

○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。

私から1点のコメントをしたいと思います。論点で申しますと、時間前市場について、現在のザラバ方式を継続するのか、あるいはSCUCを繰り返し回して、同時約定を何回かやるのかという2つのオプションが提示されておりますけど、皆さんの意見と私も同じで②の都度可能な限り、技術的に可能な限り、SCUCを回していただいて、そこで全体最適するのが望ましいのかなというふうに思っております。

その1つの理由はですね、やはり再エネが今後たくさん増えてきますと、前日の市場である程度確定させた計画値から大きくずれることも相当出てくるでしょう。その時に微調整であれば、従来のザラバ方式のようなやり方でも、そんなに大きくは全体最適からずれないと思うのですが、それが大きく変動するとなると、やはりSCUCをもう一回、直し直さないで全体最適から遠くなるかなというのを考えると、可能な限りそれを繰り返すのが望ましいのかなというのが1つ理由でございます。

それから15ページにもお示しいただきましたけれども、起動速度が速い電源の有効活用、今後系統用蓄電池とかですね、あるいは需要側で水素製造とか、もしかしたら相当スピード速くできる可能性もあります。そういうのが相当たくさん今後出てくるだろうということも考えると、そういう需要側の色んな取り組み、行動変容も踏まえつつ、何が本当に全体最適を維持できるかという観点で考えると、やはり②の方が望ましいのかなというふうにも我々は思っている。

あともちろん、再エネも、前日市場で0.01円になって今後FIPの電源なんか止めることも可能ですので、約定しないと。ただ需給断面で、6時間前になったら足りないといったときはどうぞ使ってくださいと、多分その時に再エネを持っているBGが判断してやるというよりは再エネ事業者さんが全体を見ながらやって、太陽光の出力の予測も部分部分で予測して合計するよりも、多分全体で予測した方が正確だと私は思いますので、その全体感を見ながら、どういうふうにするのが一番いいかというのを考えて、しかも太陽光っていうのは、インバーター風力もそうですけども、瞬時とはいいませんけれども、相当スピードが速くコントロールできますので、その時点であるリソース、使えるリソースを徹底的に使うという観点でぜひやるのが、将来の日本の電力システムにとっては良いことであろうと思っておりますので、そういう方向で検討いただければと思います。

私から以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

それでは、オブザーバーの市村さんの方から。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。エナジープールジャパンの市村でございます。

私は、一般的にデマンドレスポンスの立場で思うところを述べさせていただくということになると思いますので、その前提で今日の議論の話をちょっと紐解かせていただければなと思っております。

まず7ページ目なのですが、ここの論議に関して言うと、これから詰めていくというふうにも理解していますが、皆さんおっしゃっていますように、やっぱり案②、つまりザラバに委ねることなく、これまでの経緯を考えると、色々な現実にも市場で起きてきたことを見ていけば、やっぱりザラバに委ねてやるじゃなくて、ちゃんとThree-Part情報を基に約定していくというのが妥当だというのは私も同意見でございます。

その際に、やっぱりDR、デマンドレスポンスの立場でちょっと整理をさせていただきたいとおもっています。

おそらく今後この会議の場でもDRについてまた議論があると思っておりますが、この18ページ目に、先ほどもどなたかおっしゃっていましたが、BGの自由度という表現があって、下から2つ目のポツに、BGにおける創意工夫は予見性の観点等々という総合的に勘案して議論することが重要かと、こう書いていただいております。

一般的にデマンドレスポンスというと2つに分けられるわけですね、1つはいわゆる一般的に自家発代替で、今でいうところの電源ⅢがDRとして活用される、昨日なんか首都圏では、電源Ⅰが発動されましたけれど、その幾ばくかは自家発代替も当然は入っているわけでございます。

もう1つのDRの在り様というのは、いわゆるプロセスDRなんですね。このプロセスDRって何かというと、間違いなく需要側のリソースを供給力に、所与の供給力に寄せていくやり方で、例えば、昨日の東電PGエリアの電源Ⅰの6割強は、プロセスDRなんです。このThree-Partで同時約定を施行していくっていう方式は私も賛成なのですが、これは自家発代替の今のカテゴリーで言うところの、例えば電源Ⅲのようなものは充分妥当だと思うんですが、プロセスDRというのは、需要側から所与の供給力に寄せていくという手法なので、いわゆる一般的な電源と異なる特性であるということは確認した上で、これからの議論を進めていかなければいけないと思っております。

特に先ほど、太陽光の増川さんの方からもありましたが、例えば卒FITみたいのが出てきて、これからコーポレートPPA、或は自己託送モデル、我々も今契約させていただいているお客さんの中で、オフサイトPPAなんかを一緒にやる。こういうスキームは、間違いなくbalancingグループだから、balancingグループの中でやるから奏功していく部分もかなりあるのかなと思っております。

また、こちらの18ページ目の下から2つ目のポツに予見性の観点という言葉も書いていただいております。balancingグループ内の予見性の担保って、本当にThankst

o AIですよ。Thanks toディープラーニングで、月次それから週次、それからデイリーで、需給バランスの予測の精度って高まっています。こういうものを活用していけば、一定程度の実同時同量がバランシンググループでも組成することが僕は可能になってくると思いますので、これからデマンドレスポンスの議論を同時市場で議論する時には、この2つのカテゴリーがあるということをご認識していただいた上で、ご議論いただけるとありがたいなと思っています。

私から以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

東谷さんお願いします。

○東谷オブザーバー

はい。JERAの東谷です。

私の方からの2点コメントさせていただきます。

まず1点目ですけれども、資料7ページの時間前市場の設計についてでございますが、②案として時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入と言う案が提示されておまして、資料の14ページにそのイメージ図が示されております。

このリード文に、時間前同時市場においても市場全体で供給力、調整力を調整するイメージというふうに記載されておりますけれども、前日同時市場の約定結果を尊重する意味合いや、あるいは、効率性を考えると、この前日同時市場の約定結果をベースとして、時間前同時市場ではその時点の過不足分のみ調整するというような、そういう仕組みが考えられると思います。今後の検討の中で、考慮いただければというふうに思います。

次に2点目ですけれども、資料18ページのBGの自由度についてでございます。我々発電事業者は、燃料運用や設備運用において、平常時やトラブル時などの様々な制約を加味しながら、1日ないしは、週間断面だけではなくて、年間などの長いスパンでも安定供給の確保を前提としつつ、最経済となるような運用に努めております。

このような運用制約をすべて特定して、かつ、市場の約定ロジックに組み込んで解決するというのは非常にこう現実的に厳しいんじゃないかなというふうに感じております。

同時市場の導入によって、市場を通じて、最適化や効率化が進むことは、事業者としても期待するところではありますが、一方でこういった発電事業者の運用には様々な制約があることに加えて、過去の勉強会や、作業部会でも議論されてきた市場設計の前提となる安定的、経済的な燃料確保の観点というところも踏まえて、慎重にご議論いただければというふうに思います。

私から以上になります。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

1点だけ、最初の論点につきまして、ちょっと混乱があるのかなと。当日市場について、

価格のやり取りをする市場と、それから起動停止をする量的な意思決定というのは2つ全然違うものでございまして、アメリカ I S O では、当日になっても、後者はずっとやっているわけですが、価格は付けません。価格は前日市場とそれからリアルタイム市場しか付かない。ここで当日の市場で価格を付けようという話と、それから T S O が、1日中ずっと様子を見ながら起動停止を判断して、安定供給を保つということは、きちんと分けて議論していただきたいというふうに思います。

基本的に起動停止については T S O が情報を持てばいい。それで何が必要かという、各事業者さんが、電源が脱落したとか、いろんな状況で b i d を変えなきゃいけないということになったら、それを適切に伝達する、それを見ながら逐次起動停止をして、ちゃんと最適運用をするようにするといったことかと思えます。

間で価格のやり取りをするべきかどうかというのは、またもっといろいろ考えていただく必要があるかと思えます。アメリカの場合は、空売りとかが出来ますので、ヘッジが出来るのですが、日本の場合は、今のところそれが無いので、その当日上のヘッジツールがないといったことがあります。

そういったことまで入れるとなかなか面倒な話ではありますが、明確に分けて考えないと頭が混乱するかなというふうに思いました。

私の話は以上でございます。あと何もないければ、事務局の方から何かお答えすることがあればお願いします。

○長窪調整官

はい、ありがとうございます。

非常に多くの御意見をいただきまして、誠にありがとうございました。

今回はですね、前回の第1回でも、また本日もコメントいただきましたけれども、非常にテクニカルな議論をしている間に、いつの間にか大きな制度設計が決まっているというようなことがないようにと、事務局としてもそういうような考えのもとで、作業部会で残っていたあの大きな論点を改めて提示させていただいたところでございます。

ではございますけれども、本日議員の先生方からもご意見頂きました通り、それぞれの選択肢とか、その案につきましては、その実現可能性はもちろんでございますが、その選択肢を取った場合のメリットと、あるいはその弊害があるというのであれば、その弊害と、丁寧に整理しながら、今後議論いただくことが重要なのかなというふうに改めて思いましたので、今後、引き続き論点を整理しながら進めさせていただければ、というふうに思っております。

また、その観点からはですね、事業者のオブザーバーの方からも、実務の観点から非常に重要なお示唆をいただいたというふうに考えておまして、そういった点も踏まえながら議論を整理していきたいというふうに考えております。

また、今回のその検討について、容量市場と関係するというご指摘につきましてもですね、事務局としては認識はしているところでございます、これからその k W h とか U p l i

f t ですね、起動費等の回収漏れの補償の方法等につきまして検討していくところになっておりますから、そのあたりで定量的な観点も踏まえながら、評価して議論をいただきたいと言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、ありがとうございました。

それでは次の議題に入らせていただきます。まだまだ分厚い資料がたくさん残っております、よろしくをお願いします。

議題2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（検証A）の進め方等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方から資料4の御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、まず私からは資料4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、いわゆる検証A、こちらの進め方についての御説明の方をさせていただきたいと思っております。

右肩2ページが初めに背景でございまして、前回第1回の検討会でもご議論いただいた内容でして、作業部会における提案事項というところでは約定ロジックの設計でございませうとか、その実現性・妥当性、事業者影響等々というところをですね、しっかり検討していくところではございますが、このうち電源起動・出力配分いわゆるSCUCロジックと呼ばれますものに関しましては、相当程度の高度な計算を要するということでもございますので、専門家を集めた第三者技術検証体制を組みまして、その技術妥当性を検証していくところになったというところでございます。

これを受けまして、つい先日、8月30日に、第1回の技術検証会というものを開催させていただいたということもございまして、その中で、同時市場に関するロジック技術検証の進め方ですとか、あるいは具体的な検証項目、こういったところの整理を行ったというところでございますので、この場で報告・ご議論いただきたいというところでございます。

まずロジック技術の進め方というところでございまして、右肩6ページをご覧ください。

こちら第1回資料と同じところではございますが、先ほども申しました通り、1週間前からですね、SCUCを回していくというところでの、高度な技術計算が必要だということからですね、事前の検証体制を組むというところでございました。

具体的なイメージ、全体像はこちらに示した通りでございまして、2030年頃の将来想定の方を行いまして、長期にわたり活用が見込まれるロジックとしての妥当性というところをしっかりと検証して行くというところで、実際の内容に関しましては、後ほど詳細に説明の方をさせていただきます。

体制でございまして、8ページでございまして、こちら前回は御説明したところと共通ではございますが、更新事項といたしましては、本日もお越しいただいております、電力中央研

研究所さんに委託を出すということは決定致しまして、技術検証会というところで検証しているというところでございます。

では、続きまして入力データの整備・基本ロジックの構築というところでございます。こちらの11ページ、全体像におきましてはこの赤枠に該当するというところでございます、まずは基幹システムの作り方、入力データの整備というところでございます、先ほど2030年頃というふうに申しましたところですね。こちら21年度の供給計画最終年度というところで示してございます、日本全国の上位2電圧、広域連系系統というところを模擬しまして右下の方にも記載してございますように、ノード、ブランチ数1,000を超えるような全国系統でシミュレーションしているというところでございます。

需給データに関しましては13ページでございますが、こちら2030年ごろ存在し得る電源というところを模擬いたしまして、再エネ・需要に関しましてはエネルギー基本計画を基に調整等を行うというところで検証を進めていくというところでございます。また、シミュレーションの対象と致しましては、まずは最適なロジックの特徴をつかむというところに念頭をおきましてですね、かなりカスタマイズ項目、トライ&エラーが存在するというところでもございますので、春夏冬の各2週間程度を対象に検討を行うというところでございます。

少し詳細の説明となりますが、14ページに電源データの詳細の方も載せてございまして、こちらの調整電源、あるいは揚水等に関してはですね、こちら供給計画最終年度というところの設備量というところも模擬しているというところでございますが、これらは競争情報が多分に含まれるというところもございますので、そういったところの調整のために一定程度平均化した定数を設定しているというところでございます。再エネに関しましてはですね、こちらは第6次エネルギー基本計画における、野心的水準というところを基に、実績で補正して模擬しているというところになります。

15ページは、先ほど申しました調整電源の平均化ということでございまして、こちらは8月30日の技術検証会等におきましてもですね、頂いたご指摘を踏まえてというところでございますが、計算の収束性の観点でございますとか、あるいはその現実に即した確からしさ、そういった観点からですね、あまり丸め過ぎることもよくないというように教えて頂きましたので、そういうところからですね、一定程度区分を細分化してはどうかと言うところですね、下の表に示すような、石炭・コンベンショナル等々におきましては容量ごとに分ける、そういったところ、一定程度細分化、区分を図っているというところでございます。

続いて17ページは需要データの作り方ということでございまして、こちら第6次エネルギー基本計画の野心的な需要というところで、そういったところ引用致しまして、実績補正しているというところでございます。

続きましてベースとなるツールの紹介でございまして、こちら電中研さんが現在所有してございますSCUCツールをベースとして使っていくというところでございます、特徴と致しましては、下の図にございますように、需要・再エネ・電源等のデータですとか、

系統データもそういったところは入力した上で、系統混雑を考慮した発電コスト最小となるようなスケジュール策定が出来るというところでございます。

19 ページの方に各種制約条件というところを記載してございまして、このようにですね、一定程度メジャーな電源運用制約でございましてとか系統運用制約、こういったものは模擬できるようになっているということございまして、こちらの電中研さんのSCUCツール詳細に関しましては、本日参考資料2という形でも掲載してございまして、参考にご覧頂ければと言うふうに考えているところでございます。

続きまして、第3章アウトプットの評価方法というところでございます。こちらですね、先ほども申しました通り最適化ロジックとしても実現性・妥当性を検証するというふうに申し上げているところでございますが、何を持って実現性がある、妥当性があるというふうに判断するのかというところが難しい話でもございまして、事務局としてひとつの考え方を提案させていただくというところでございます。

また、実現性ということで22 ページでございまして、こちらの最適化ロジックというところですね、今後、活用して行くという話になりますと、市場あるいはその需給運用システムとして毎日活用していくというところでもございまして、1日として同じデータ、入力データはないというふうに思っております。そういった、さまざまな条件下におきまして、解が収束するのか、計算時間が市場の制度の中で一定時間内に収まるのか、そういうところが大事になってくるというふうに思っております。

一方というところで、今回検証スタートする、電中研さんのツールというところは、汎用PCを用いて行うこともございまして、絶対的な実装可否判定が出来るわけではないというところには留意が必要かというふうに思っております。この点、1つの確認方法と致しましては、右下にもございまして、現状の次期中給システム、こういったところが、RFPにかけられているということもございまして、1日24時間単位のSCUCを回すというところは、だいたい70分程度に収まるのが妥当ではないかというところで体を成している、そういったところが電中研さんのベースモデルと同程度の仕様ではないかというふうに考えまして、今後カスタマイズをした過程におきまして、例えば計算時間が倍になるということであれば、現実時間においても倍程度に伸びている可能性もあるというところで、そういったところも念頭に置きながら、検討を行っていくというところでございます。

続きまして25 ページ、妥当性の評価方法というところでございまして、こちらは最適化ロジックの妥当性という観点に立ちますと、解の探索過程におきまして理想値にどれだけ近付いたかという、そういったところを評価する方法もあり得るというところでございます。一方でですね、最適化ロジックが出した値というところは、あくまでも単なる一計算結果、数値の羅列にすぎないというところでございまして、そもそもモデリング自体が間違っていれば、元も子もないということもございまして、そういったところをしっかりと評価する方法としましてですね、3つ目のポツにもございまして、出てきた結果というところが、電源のラインナップ、出力配分量であるということをお考えすると、こういったところ、

皆様方の知見等も活用させていただきまして、実際の運用としてあり得るレベルなのか、妥当なのか、そういったところの評価も併用しながら検証評価を行っていきたいというふうに考えているというところがございます。

続きまして第4章、こちらカスタマイズの項目というところがございます、いくつか多岐にわたるというところで、1つずつ説明の方をさせていただきます。

まず1つ目、買入札を考慮したSCUCロジックの構築というところがございます、こちらが最も重要だというふうにいわれているところがございます。

検証の中身、方法に関しまして、31 ページというところがございますが、こちら前回もお示した内容ではございますが、右側の青のロジックというところが、いわゆる需給運用システムだということで、こちらに関しましては、予想した1つの需要に関しまして、電源を最適に当て込んでいくというモデルでございますけれども、今回同時市場の市場というところを考えますと、プレイヤーが買入札の札を、価格を入れて入札してくるというところもございますので、そういったところを尊重して約定を決めるという話になりますと、左の図にございますように、買入札が価格弾力性として傾斜する、こういったところ、どのように約定させるのかというところのロジックの構築が必要になってくるというところがございます。こういったところがですね、海外においても実装されているところもございますので、そういったところも参考にしながらロジックの方を構築いたしまして、模擬の方と致しましては2つ目のポツにございますように、過去のJPEXさんの取引実績、そういったものを参考に買入札カーブの模擬をさせていただきまして、どのような計算結果が出てくるのかというところを検証していきたいというところがございます。

続きまして2点目、週間運用を可能にするロジックというところがございます。こちらはですね、前回第1回でお示した内容とも重複するところがございますが、週間運用に関しましては、日本の特性の方を考えますと、揚水運用を1週間単位で計算することが合理的ではないのかというような考え方でございますとか、あるいはそういったところも考慮しようと思えますと、池容量制約、そういったものを追加する必要があるというところで、相当程度の計算時間がかかるのではないかと、そういった課題が考えられるというところがございます。前回もお示したところではございますが、海外を見渡しましても、やはりなるべく最適性を損なわずに、より計算負荷の低い簡易手法ということが検証・実装されているというところがございますので、こういった所を参考にしながら、日本においてもどのような方法が取り得るのか、そういったところを検討していきたいというふうに考えているところがございます。

続きまして3つ目、調整力の定義も踏まえたkWhとΔkWの同時最適ロジックということでございます。この点、本検討会を「同時市場の検討会」というふうに名付けてございます通り、こういった同時最適というのが非常に重要になってくるというところではございますが、こちらの検討、なかなか一足飛びにいかないというところがあるということがございます。

具体的なところで41ページに記載したところでございますが、 ΔkW を確保する時にどのような考えで取るのかというところもしっかり整理する必要があるということでございます。

例えば1つ目のポツに関しまして、Three-Part情報を用いて、最適化を行うというふうに今まで申し上げてきたところでございますが、これプラスアルファの何らかい入札価格としての情報が要るのか要らないのか、そういったところも整理が必要ではないかというところがございますとか、あるいは前回お示したように、現行5区分ある調整力の定義というところですね、見直す余地がないのか、そして先ほどご指摘いただいたようにですね、変動性再エネが導入拡大する中で、そういったものに対応するためにどのような取り方があり得るのか、こういったところが整理されて初めて、 kWh と ΔkW の同時最適なロジックの、実装可否判断が出来るというふうに考えているというところがございます。

こういったところもありまして、今回提案させていただく検証の進め方というのは48ページというところございまして、先ほども申しました通りですね、費用項目としてどのような項目を織り込むのかでございますとか、あるいは各商品区分に合わせて、どのような制約条件を課すのか、そういったところを決めていく必要があるというところがございますので、下のイメージ図にもございますように前者に関しましては、次の資料5でも御説明させていただきます検証Bの中で揉んでいくという話、調整力の定義見直しに関しましては、その先の資料6の方で説明させていただくような進め方を提案したい、というところもございまして、そこまでの一定期間の間ということに関しましては、まずはそのベースモデルにおいて簡易的なシミュレーション模擬の方法で同時最適なロジックを検証致しまして、一定程度、検討の方向性が見えてきた段階でカスタマイズしてしっかりとした検証を行っていきたいというような方向性を考えているというところがございます。

4つ目の項目に関しましては、セルフスケジュールとSCUCロジックとの関係性ということございまして、こちらも先ほど来ご議論いただいた内容というところ、まずは技術的、ロジック的にどのように下支え出来るのかというところで検証の方を行っていききたいというところがございます。この点、先ほどの資料でもございました通り、差し替えの方法があり得るかという中で、まずは技術的にどのような方法が取り得るのかというところですね、一定程度セルフスケジュールの模擬を行いまして、実際差替えが約定のロジックとして実現可能なのか、そういったところも見ていきたいというところを提案しているところがございます。

具体的な方法としては、54ページに示したところございまして、こちらはですね、火力・揚水をどの程度セルフスケジュールだという様にみなすかといった前提条件を決めていく必要があるのかなというふうに思っております。例えばというところで2つ目のポツにもございますように、過去、電源Ⅲ運用した実績の電源についてはセルフとして模擬をした上で、当該電源に関しましては電源の限界費用、そういった価格で買い戻す、そういった行為を模擬致しまして、実際に差替えが起こるのかどうかみたいなところを見る

というところがございますとか、あるいはそれ以上の模擬を行いたいということであれば、パーセントを増やして、どういった所の挙動になったのかといったところも確認したいというところがございます。

5つ目の項目は系統制約の取り扱いというところがございます。こちらが57ページでございますように、SCUCロジック、先ほど来紹介させていただいていますように、混雑を考慮した約定処理を行うことが出来るというところでございます、送電容量制約という形で最適化の過程で加味されているというところがございます。

一方というところで海外事例等々確認いたしますと、送電容量制約にはですね、あくまでもkWhしか考慮されておらず、 ΔkW が反映されていないというところが課題として見えてまいりまして、結果として右下にもございますように、同時最適した結果、 ΔkW が混雑系統にあるという話になりますと、これを発動してしまうと、再び送電容量を超過してしまうという問題でございますとか、あるいはそういったことにならないように、そもそも使えない ΔkW を取ってしまった、そういった課題になり得るということもございますので、何らか解決が図れないのかというところを検討したいということでございます。

検証の方向性、進め方に関しましては59ページでございます、こういったところを回避しようというふうに思いますと、例えば的などところで言いますとkWhのみならず ΔkW も含めて、送電容量に収める、そういった考え方もあり得るというところではございますが、そういったある意味誰もが思いつく方法が世界で取られていないのはなぜかというところが検証の軸かなというふうに思っておりますので、何らか技術的に高いハードルがあるのではないかというところの推察も持っておりますが、そういったところですね、しっかり検証して行きたいというふうに考えている、というところがございます。

最後はですね、起動費等が回収可能な各算定ロジックの検討というところがございます、これはどちらかという次の資料5、検証Bに近い内容だというふうに考えてございますが、こちらですね、後ほど詳細説明させていただきます、市場価格におきましては、起動費や最低出力費用というところが取り漏れる、そういった論点が存在するというところがございますので、そこを補填しようと思っております、Up lift、そういった仕組みが必要になるというところがございますが、その費用の多い少ないというところもしっかり検証したいというふうに考えているところがございます。

その上で仮にという話ではございますが、あまりにもちょっとUp liftが多すぎるのではないかと、減らすべきではないのか、そういったご議論になった際に、そこから起動費を市場価格に反映するロジックを考え始めるというのでは遅いかな、というのを考えてございますので、予め並行して、そういったロジックの検討も進めていきたいというところが趣旨ということでございます。こちらに関しましては海外事例等、色々検証しているところではございますが、69ページに示してございますようにUp liftというところは市場外制度の取り組みというところがですね、透明性等の観点から低減することが望ましいという定性論がある一方ですね、海外においてもそれをゼロにする方法が確立されていない

いというところが実態でございます。こういったところ、何らか技術的なハードルがあるのか、あるいは制度的なハードルなのか、そういったところがこれからちょっと勉強かなと考えてございますので、海外事例等参考にですね、検証の方をスタートしたいというところが本項目の趣旨というところになってございます。

最後に、参考ではございますが8月30日の技術検証会での議論状況というところで71ページにいただいたご意見の方、代表的なものを抜粋掲載してございまして、いただいた意見も踏まえながら、しっかり進めていきたいというふうに考えているというところでございます。

はい、資料4の説明としては以上となります。

○金本座長

はい、ありがとうございました。

それでは自由討議・質疑応答に入ります。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせいただければと思います。

それではご発言のある方はよろしく願いいたします。

はい、じゃあ五十川さんお願いします。

○五十川委員

御説明いただき、ありがとうございます。

なかなかこれから制度を決めながら技術的な検証を行う必要があつて、難しいところかと思うのですが、資料3でもありましたように、結局、実現可能性によって取り得る制度っていうのが変わってきますので、非常に重要な検証を行っていただいているというふうに認識しております。

一点、私の方からは、細かい点ではあるのですが、技術検証会で結構議論があつたと伺っていますので、解の収束とペナルティ項について、一点コメントさせていただきます。

資料4で言いますと23ページでしょうか。理想だけを言いますと理想的にはペナルティ項の係数を外側のループとして、0から始めて収束するまで繰り返すということが最適になるというふうに認識しています。ただ、もちろん、運用上は計算負荷の問題で実現出来ないということも理解できる場所があります。ただ、可能であれば、検証でこのペナルティ項の係数によって、どの程度アウトカムが異なるのかという点も合わせてみていただければ、今後の将来的な実装において有用な帰結になるのではないかと思います。

技術的なところは検証会でしっかりやっていると申しますし、マイナーな指摘であればスルーしていただければと思いますけれども、簡単にコメントまで申し上げます。

以上です。

○金本座長

はい。ありがとうございます。横山委員お願いします。

○横山委員

はい、どうもありがとうございます。

非常に詳細にロジックの検証の進め方というのを検討頂いているかと思います。その上で、ちょっと質問とコメント合わせまして3点ほど、述べさせていただきます。

まず1点目は、13 ページ、資料のスライド 13 から 16 にかけてです。入力データの整備ということで、特に発電所の燃料費特性ですね、この辺色々詳しく書いていただいています。この例えば 15 ページですが、表を見させて頂きますと、燃料費、左側の欄で低出力・中出力・高出力という3段階で検討されるわけですけど、容量が大きな電源については、一番表の下の米印の2にコメントがあって、燃料費の出力部分をさらに細分化する可能性ありということで、この辺、私も事前にいただいた資料はなかったような気がしたんですけど、この辺を考慮して頂けるということで、やはり出力の大きな 100 万 kW クラスの発電機の場合、どうなのかなっていうところを気になり、この3段階の低中高でいいのか、それとももう少し細分化した方がいいのかというところをですね、ぜひご検討いただきたいというふうに思います。

そして、加えてですね、おそらく燃料費の実際のデータっていうのは、各発電所の燃料費が、例えば、同じ LNG のコンバインドであっても、やはり微妙に違ってくるんじゃないかというふうに思います。全く同じ特性の発電機っていうのはないのではと思いますので。その辺、近い特性ではありますが、少しずつ異なっているときに、出力配分するときに、それですら違いがやはり出て来るはずですよ。UC や EDC をやった時に出力配分が違ってくると思います。また、起動特性も変わってくると思いますので、その辺、出来るだけ多様な発電機、同じレンジのコンバインドであっても多様なデータを作って検証をしていただけなのがいいのかなというふうに思いました。

2点目はですね、57 ページからに少し触れられているですね、系統制約の取り扱いですね。2030 年以降の系統状態における同時市場を扱うにあたってですね、連系線の Δ kW がきちんと実際に発動された場合に、地域間連系線等が、いわゆる混雑がない状態で実際に発動された場合ですよ。この同時市場の最適化計算される時に発動はしてないわけで、実際発動した時には、連系線が混雑するのかもしれないのかっていうのが非常に重要な点になるかというふうに思いますので、その辺連系線のマージンの取り方が大きく影響してくると思います。今も需給調整市場に合わせてマージンの取り方は色々方法をちゃんと考えておられると思いますが、この同時市場における Δ kW の連系線におけるマージンの取り方を、今から 2030 年以降を考えてですね、検討されておいた方がいいんじゃないかなというふうな気がしました。

最後3点目はですね、揚水を計算するというのが、その直前 58 ページの直前にありましたっけね、揚水も入れて週間運用を計算されるということで、これについては私も研究室で昔現役の頃にですね研究しておりまして、揚水を入れた最低 1 週間の最適運用っていうのは、ものすごく計算時間がかかることっていうのはよく理解しています。我々の研究室は、安いワークステーションで計算してるので、1 週間くらい解を出すのにかかっていたという

記憶があります。だから、実際に行う時には、週間で揚水の運用計画をきちんと求めるということには非常に時間かかるので、最初の検討では出来るだけ簡略化手法かなんかを使わないとうまく答えが出てこないんじゃないかというような気もしますので、その辺も色々検討して、出来るだけ早く解が得られるよう工夫をしていただければと思います。

以上、3点でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。

その他、秋元先生お願いします。

○秋元委員

はい、御説明いただきまして、ありがとうございました。私も、もうお2人の委員がおっしゃったことと近いことをですね、申し上げたいと思っていたので、重複ありますけれども、私の理解、私もモデラーで最適化問題というのを長年やってきていて、その視点からすると、この混合整数計画問題になっていると思いますので、相当この規模で解こうと思うと相当時間がかかるという理解をしています。

まあ、とりわけ揚水で1週間とかですね、あとまあ、系統制約を考慮するといったようなことをしていくとですね、相当計算時間がかかるだろうという気がします。横山先生もおっしゃったように、我々が使うコンピューターの性能が違うものを使われるということかとは思いますが、そうは言うものの、やっぱりこの組み合わせ最適化問題、ゼロイチ問題になってくると急速に計算時間がかかってくるので、そのあたりどういう割り切りをしていくのかっていうところはよくよくご検討いただければというふうに思います。

やはり例えば1%、解がですね、誤差があるっていう最適解が本来のグローバルな最適解と、1%、まあちょっと分かりませんが、1%の差ぐらいとかですね、そういうアクセプタブルな差だったらいいわけですが、実はもっとものすごく大きな最適解との差があるのに出てきた解としてはそれが最適だと思ってしまうということも充分あり得るというふうに思いますので、そういったところも含めてですね、技術検証会ですかね、充分、専門家の方がご議論されていると思いますし、これからもされるというふうに思いますので、そこでしっかり議論して頂ければと思いますが、一番私はやっぱり気になるのが、グローバルな最適解と、ここで何らか妥協してですね、出してくる解とのギャップがあまりに大きいよーだと、何かこれをやった意味が本当にあるのか、その検証がどういうふうにしていけるのかってところがですね、少し詰めていただければなという気がしました。

以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

じゃあ市村委員お願いします。

○市村委員

ありがとうございます。

1点だけ、これはお伺いしたい件なのですが、SCUCロジックの中でDRについてはどういった考慮がされているのでしょうかというところと、24スライド目などを拝見すると、次期中給システムのロジックの中では、これはDERアグリゲーションの系統特定しモデリングすることは難しいということなので、こういった前提なのかもしれないと思いつながら、仮にこれを入れないという場合において、何か、将来的に本当にDERが入ってきた時に何か課題が生じないのか、需要側の問題だけというところ、需要の量の問題だけというふうに考えればあまり問題ないのかなと思うんですけども、ちょっとここら辺についてですね、今回、このSCUCロジックの検証にあたって、このDERというのはどういうふうに考慮しているのか、してないのかというところと、それによる実運用の課題というのは何らか生じないのかというところ、ちょっとすみません、素人的なご質問ですが、教えていただければと思います。

○金本座長

はい、ありがとうございます。こんなところですかね。

私の方からちょっと2点ですが、1つは系統制約があるときに ΔkW をどうするかというところですが、私が見る限り、それで系統を予約するというふうなことはPJMでは全くしてない。その詳細は後で調べていただきたいと思うんですが、基本的に、この最適化のプロセスの中で、N-1 contingencyは全部計算をして必ず守られるようにしているというのがあります。 ΔkW ってcontingencyのために取ってるんで、N-1を全部やってればほぼほぼ網羅されている。そこで各contingencyで何が起きるかっていうシミュレーションを、何千もある可能性があるやつ全部についてやってるんですね。で、分散処理をしてやってる。そうすると、そこで他の ΔkW 使って起動するという時に、系統制約が満たされているか満たされていないかでのチェックをしているということなんで、そういうソフトウェアがすごい大きな仕事をしてるんで、 ΔkW そのまま丸々取るっていうのは甚だ非効率ですから。まあそんなことはしなくて済んでいるのかなというふうに私は推測をしているんですが、その辺はですね、ちょっときっちり調べておいて頂ければというふうに思います。

もう1件なんだっけな、ちょっと忘れてしまったので、また後で思い出したらしますが、あ、そうかも1つ、収束スピードとか最適解が出来ているかどうかというふうなことについて、実はすべてですね、ソフトウェア面の改良をしているわけですね。アメリカはもう20年近くやっていますが、100倍とか1,000倍のオーダーで、その最初の頃に比べれば早くなっているようです。それに後ろから追い付いていかなければならないのだけど、そこに行った時に何が出来るかという話と、いま、後ろでやっている時にこれしか出来ないという話は区別しておいていただいて、なるべくトップに行けるようにということやっていただきたい。最適解にいつてるかどうかというのは、分からないという話ですが、このMIPという混合整数計画の手法を使うと必ずそれは分かるんですね。その上限と下限があって、その間を狭めていくと、一致すれば最適解ですという、そういうのがありますから、どの程度幅

があるかっていうのは、ずっと把握されていると、こういうことがあります。そういうのがあって、実務で非常に便利に使われているということがありますんで、そういうことをですね、きっちり押さえて進めておいていただきたいというふうに思います。

とりあえず以上でございます。

ということで、事務局の方からお答えすることがあればお願いします。

○事務局（広域機関）

はい、各委員の皆様、大変多岐にわたるアドバイス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、回答させていきますとまず、五十川委員にいただきましたペナルティ項に関しましては、ご指摘の通り、技術検証会の中でも多数指摘いただいたところでございますが、もちろん理想的には存在しないのが望ましいよねというところではございますけれども、やはり物理的に調整可能な電源のみで、すべての制約をクリアできるか、例えば系統混雑、そういったところも考えますと、制約状況を満たす解、実行可能解が見つからない中で計算打ち切りになるよりかは、こういったものを併用したほうが、効率的じゃないかというような観点で入れてはいるものの、そういったところを減らすにはどういったアプローチがあり得るのかというところで、ステップバイステップでやっているというところでございます。

続きまして横山委員にいただきました入力データに関するところに関しましては、ご指摘いただいたとおりだと思っておりますが、どの程度細分化するのが妥当かというところは検証かなと思っておりますが、小容量大容量も変わらず区分を変えないというところに、合理性がないのかなというところからですね、今回、検討の方、着手させていただいたというところでもございますし、実際のところでは、様々な燃料種が、燃料費の違いがあり得るというところでも、計算が変わり得るというのはご指摘の通りだと思っておりますので、まあそういったところ、まずこれぐらいの細分化の粒度で検討を始めさせて頂いて、実際、何でこんなラインナップになっているのかみたいなの、そういった結果が見えてきたら、そういった実務者の方々の観点も踏まえながら、ブラッシュアップしていきたいというふうに考えているというところでございます。

系統制約に関しましても、最後に金本座長に補足いただいたところとも重複するところではございますが、横山委員ご指摘の通りですね、このロジックで実現出来るのか、出来ないのかによってもとり得るアプローチが変わり得るというふうにも考えてございまして、この点、少し説明の方を割愛してしまったところもあるのですが、系統制約に関する進め方としましては、59 ページの4つ目のボツでもございます通り、こういったロジックが実現出来なかったときにどのように考えるのかというところで、先ほど座長にもいただいたように、どういった考え方でやっているのかみたいなの、海外調査しながらですね、 Δ kWのマージンの考え方の見直し、そういったところも1つのアプローチかなと思っておりますので、そういうところは並行的に検討の方はしていきたいというふうに考えているというところでございます。

秋元委員にいただきましたところに関しましても、収束に時間がかかる、こういった割り切りがあるのかというのが、1つの検討アプローチだという点、ご指摘の通りでございます。最適性の確認方法は、最後金本座長に補足頂きましたとおり、M I Pの上下限の最適性を見極めるといふところも1つのアプローチだとも思っておりますが、この点ですね、先ほどの割り切りといふところが1つ大きなポイントだといふふうにも考えてございまして、ロジックにおいて実現出来る出来ない、だから制度上実現出来ないとジャッジするのは、相当程度に判断が難しいという考えでございまして、技術的にはそういったある程度割り切ればできるというような、ある意味中間的なこともあり得るといふのも考えてございまして、そういったところ何が制度として流石にそれは割り切りすぎだろうみたいな話もあり得るといふふうに思っておりますので、そういったことをお示ししてですね、妥当なラインといふところを皆様と一緒にご議論させていただきたいといふふうに考えてございませぬ。

最後の市村委員にいただきましたDRの扱いに関しましてはですね、今後その辺りを整理した上でまた別途お示ししようかといふふうに考えてございませぬが、エナジープールの市村オブザーバーの方に先ほど頂きました通り、DRにも色々な参入種別がありうるところで生産プロセスDRでございませぬとか、自家発代替DR、そういったところも最後見極めながらですね、こういった形で同時市場に入っていただくのか、約定処理としてどのようにあるのが望ましいのかといふところは、別途整理させていきたいといふふうに考えているところでございませぬ。

はい、事務局からは以上でございませぬ。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。それでは次の議題に移らせていただきます。

次は議題3でございまして、同時市場における価格算定方法の検証でございませぬ。これについても事務局の広域機関の方から資料5の御説明をお願いいたします。

○事務局（広域機関）

はい。そういたしましたら、引き続き資料5同時市場における価格算定方法の検証、いわゆる検証Bの進め方、こちらについて説明の方をさせていただきます。

右肩2ページの背景でございませぬが、こちら前回の第1回でお示した所ではございませぬが、検証Bといふところで価格の算定方法による市場価格等への影響検証といふところでもございまして、いくつか考える複数の価格算定案があるといふところでもございませぬので、それによってどのような差異があり得るのかといふ比較検証でございませぬとか、あるいは先ほども少し触れたところではございませぬが、起動費、最低出力費用、そういったところの回収漏れの多い少ない、そういうところを評価したいといふところでもございませぬ。今回、本資料におきましては、そういったところの全体的な進め方でございませぬとか、あるいは検証の前提条件ならびに具体的な検証項目について整理を行ったといふところでもございませぬので、ご議論の方よろしくお願い致します。

まずは検証の進め方というところをごさいます、こちらは右肩5ページからでございますが、重複するところではございますが、前回お示したところに関しましては、いくつか考え得る選択肢を検証した結果、市場価格の平均値でございますとか、ボラティリティ、そういったところがどのように差として現れるのか、そういったところの検証評価でございますとか、Upliftの多寡、そういったものの検証が挙げられているというところでございます。

こういったところの検証に関しましては、6ページにもございますように、本来的にはSCUCのロジック、検証Aの内容が確立して初めて出来る検証だというふうに考えてございますが、今回限られた時間の中で効果・効率的に実施するという観点から、同時並行的にこちらの方の検証もやっていきたいというふうに考えているというところでございます。もう少しイメージを膨らましたところが7ページでございます、先ほどからご議論いただいたSCUCロジックというところがですね、いわゆるその当該コマにおきまして、Three-Part情報等々を基に1つの同時最適化のロジック算定結果を出すというところでございますので、資料で言いますとこの下の図、こういった同時最適の結果というところが当該コマで一意に決まるというところでございます。当該コマの市場価格をいくらにするのか、例えば3円なのか5円なのか、そういったところがいくつかありうる選択肢だというところがございますので、各考え方においてどのような平均価格になるのか、そういったところも見ていきたいというところが本検証の内容だというところでございます。

続きまして、検証の前提条件、入力データの整備等々ということでございますが、こちらは先ほど検証Aで説明した内容のデータと同じものを使うというところを前提にしてございます。1点、検証Aと大きく異なります点が2つ目のポツでございますが、こちらは市場価格の動向を見たいというふうにも考えてございますので、2週間程度といわず、年間365日、そういったところのシミュレーションを実施した上で、傾向の方を把握したいというふうに考えているというところでございます。

データに関しましては先ほどと重複する部分もございまして説明の方を割愛させていただきます、15ページがこれを検証する検証B用のツールの紹介でございます、先ほどの電中研さんの所有しているSCUCツールほど詳細な模擬をしているわけではございませんが、同種のロジックで価格算定を検証する、それに特化したツールを用意しているというところがございます。

続きまして、第3章で市場価格の計測・比較検証の方法というところがございます。

こちらは、これまでの作業部会の議論等を振り返りながら、というところがございますが、まずはkWhの価格関係を検証していきたいというふうに考えてございます。こちらはとりまとめの方でも記載してございます通り、kWhの約定価格に関しましては、シングルプライスオークションを基本線とした上で、その他いくつか論点が存在しているというところがございます。具体的にはというところで、18ページからいくつか並べてござい

ますが、まずは最低出力費用の取扱いというところをごさいますて、こちらは価格算定時にどのような費用を参照するのかという観点に立ちまして、左の図にもごさいますように最低出力以下の領域において最低負荷を織り込んだ第一区分というのを作った上で、第二区分以降で限界費用価格に則するというカーブでごさいますとか、あるいはそういったものを均した②の平均費用カーブの様なやり方もあり得るというところでごさいますので、こういったところ、どちらが優位性があるのか、そういうところに関しましてはシミュレーションを行った上での決定というふうにされていたというところでごさいます。

そういったところを受けまして、19 ページにごさいますように、いくつか平均的な燃種で、①と②のカーブを作成したというところではごさいます、基本的には②が高くなる傾向があるのかなというふうに思いつつも、それが最終的な市場価格としてどのような差につながるのかというところは、やはり検証してみないと分からないというふうにごさいますので、今回実際に定量的な評価を行っていきたいというふうにごさいますというところでごさいます。

続きましては22 ページ、先ほどもあった ΔkW の考慮の有無というところでごさいますして、こちら先ほども申しました通り、SCUC ロジックを回しますと1つの同時最適の結果が求められるというところでごさいます、 kWh の価格をどのように決めるのかということに関しましては作業部会等におきまして、案A、B-1、B-2ということ大きく3つの考え方が示されておったというところでごさいます。

案Aに関しましては、同時最適とは別ロジックで、 ΔkW なかりせば kWh のみのバランスを算定しまして、その結果に基づくマージナルの価格を引用するという案でごさいます。案B-1 というところは右上にもごさいますように同時最適の結果をそのまま活用いたしまして kWh のマージナルというところも引用する案だということでごさいます。案B-2 というところが、いわゆる PJM 方式というところではごさいます、シャドウプライスを適用する案ということでごさいますして、こちら詳細を次のページの方に掲載してごさいます。シャドウプライスとは、というところで定義の説明でごさいますけれども、こちらは数理計画上の概念というところでごさいますして、最適化問題における制約式の乗数1単位変化した際の目的関数の変化量というところでごさいますので、今回 kWh の価格を求めるという観点に立ちますと、このシャドウプライスというところは需要が微妙に1単位増えた際の、目的関数でごさいます送電源エネルギーコストの増加量、そういったところからですね、需給均衡点の限界費用を示しているという考え方になっておるというところでごさいます。そういった特徴を有するところから、24 ページにもごさいますように、必ずしも系統並列している電源全てのマージナルになるとは限らない、というところを示しているところでごさいますして、今回のように ΔkW と同時最適というふうになりますと、余力の取り方等々によっては、今回示したケースで言うと、6円の様な電源が選ばれるケースもあり得るというところでごさいます。

続いて、25 ページが価格弾力性の考慮というところでごさいますして、こちら今回の市場

価格の検証ということでございますので、本来的には価格弾力性を考慮してしかるべきというふうには考えてございますが、この点、先ほど資料4でもお示したように、そういったロジックが実現出来るかどうかの検証が始まったばかりというところでございますので、本検証Bにおきましては、まず需要を固定した上で同時最適結果を出しまして、先ほどの市場価格の検証を行っていきたいというふうに考えているというところでございます。

その他、その次のステップの検証の進め方ということもお示ししてございまして、ここまではkWhの約定価格の決定方法について検討の進め方をご提示したというところでございます。この次のステップと致しましては、kWhの価格決定方法如何によっても変わり得るというところではございますが、先ほどもご指摘いただいたように、容量市場との関係性、そういうことも踏まえまして、 Δ kWhの約定価格の考え方をしっかり考えていきたいというところでございますとか、あるいは3つ目のボツにもございますように、前日同時市場以降の時間帯、時間前でございまして、あるいはゲートクローズ以降の当日kWh市場、こういったところの価格規律の整合性、そういったことも考えていきたいというふうに考えているというところでございます。

続きまして、回収漏れ費用の補填 (u p l i f t) の検証というところでございます。こちらは起動費、最低出力費用の取り漏れに関する論点だというところでございます、そういったところを補填した際の多い少ない、そういったところも見ていこうというところでございます。一方、定量評価するにあたりましては、いったい何を以て回収漏れと見做すのか、そういった概念、考え方の整理が必要かというふうに思いますので、今回論点と致しまして、いくつかの選択肢を並べているというところでございます。

32 ページをご覧くださいというふうに思っておりますが、ある1つのコマだけ考えますと、左の図にも示してございますように、限界費用の安い電源は起動費等入れたとしても、市場価格との値差で利益が生じるというところでございますが、ここでいう電源E・Fのような限界費用がマージナルに近い電源であれば、起動費が織り込まれてしまいますと回収漏れが存在するというところでございます。このコマだけ考えると電源E・Fというところも回収漏れが発生しているというところでございますが、右の図にございます通り、1日単位で見ると市場は連続して開催されてございますので、利益となるコマもあれば取り漏れるコマもあるというところで、こういった中でどのように取り漏れを判定するのかというところが論点だというところでございます。

この点、大きく分けて2つの考え方があり得るのかなというところで、①がコマ単位で判定する方法で、②が1日、1週間等の一定期間で判定する方があり得るというところでございます、1つ目のコマ単位ということであれば左にございますように、利益は利益として計上した上で、取り漏れたものをそのままU p l i f tに計上するという考え方、②の方は一定期間というところで、例えば1日単位の前半のコマで利益、後半のコマで取り漏れだというふうにしますと、その総収支相殺した分がマイナスになった分だけU p

l i f tに計上するという考え方もあり得るというふうに考えてございますので、こういったところで全体的なお金の流れはどう変わるのかというところをいくつか比較検証して行きたいというふうに考えているというところでございます。

はい、資料5に関しては、説明の方以上となります。よろしく願いいたします。

○金本座長

それでは自由討議・質疑応答に入りたいと思います。いつもと同じように会議室の方は名札を立てて頂いて、ウェブの方は挙手ボタンを使っていただきたいと思います。

発言希望の方はいらっしゃいますでしょうか。だいぶ疲れてこられましたかね。

はい、じゃあ市村委員お願いします。

○市村委員

すみません、ありがとうございます。1点だけ、費用の回収漏れに関する検証の進め方の所で、基本的にはまずは実態整理、どうなるかというところを見ていくということは大事かなと思っていますが、どちらかというところとある程度週間単位等一定のスパンで見ていくのが合理的かなと個人的には思っています。

1点、お伺いしたいのがPJMの様にUpliftの仕組みがあるような中では、この期間というのはどういう風に考慮されているかと言う点、現時点では、今後調査していくということかもしれませんが、分かれば教えていただければと思います。

○金本座長

その他無ければ、今のご質問に回答がありますでしょうか。

○事務局（広域機関）

はい、市村委員、ご質問ありがとうございます。ご指摘頂いた通り、そもそもどういった考え方が合理的なのかというところも非常に重要なファクターだというふうに思っております。そういった観点からご指摘の通り、海外、米国等でどうなっているのかというところも調査中のところではございますが、現時点においては未だ調査中というところでは答えにたどり着いていないというのが、回答でございますので、ご指摘いただいた通り今後さらに追加調査をいたしまして、海外において、まずファクトとしてどうなっているのか、その考えがどういった考え方に基づいているのか、そういったところも参照しながら、定量評価と合わせてご議論いただくように準備の方をしていきたいというふうに考えているところでございます。

○金本座長

はい、その他ございますでしょうか。

私の方から1点だけ、シミュレーションですが、8760時間全部やりますと言って威張ってるのはどうかという気がしていて、基本重要なのは前日市場で価格がつくかどうかだけではなくて、その日の内に色々なことが起きて、値段が変わりますし、色々なことが起きます。これから重要なのは、前日市場とリアルタイムの間でどうなるか、その不確実性に

対する対応が価格の面でどう動いていくかとかですね、そういうのが非常に重要なので、シミュレーションのデザインについて、もう少しきちっとですね、海外でもたくさん事例がございますので、そういうのを調べた上で取り掛かるようにして頂ければというふうに思います。

田中オブザーバーお願いします。

○田中オブザーバー

すみません、質問で教えていただきたいのですが、このU p l i f tの回収のところ、回収漏れがあった場合の補填をするということなのですが、補填をする場合の原資というのは、P J Mの場合とかだとどういふものが当てられているのか。つまり、約定する価格で回収するとなると、その分の収入があると思うのですが、逆に補填するとなると、プラスアルファというのは一体どこからP J Mとかの場合出てくるのかということ、もし分かっていたら教えていただけますでしょうか。

○金本座長

分かってます？はい。

○事務局（広域機関）

はい、事務局でございます。様々ご意見、ご質問頂きましてありがとうございます。

まず金本座長から頂きましたシミュレーションのグランドデザインというところは、ご指摘の通りと思っております。さきほども今後の検証の進め方でお示した通り、前日市場だけ見ている、すべてがw o r kするわけではないというところはご指摘の通りと思っております。この点ですね、時間前市場、あるいは、当日k W h市場、あるいは当日に至るまで、そもそもどういった価格規律になっていくのかというところの議論とも整合的であるべきかと思っておりますので、前日の傾向を見た上で、ステップバイステップで検討させて頂きたいと考えているところでございます。

また、田中オブザーバーから頂きましたご質問に関しては、P J MのU p l i f tというところは、起動費の取り漏れだけではなく、そのほか系統運用者によるマニュアルディスプレイ等、様々な市場外取引が計上されたグロスの費用という概念ではあるのですが、その原資自体に関しては、小売、L S Eの負担であるというところが大原則だということでございます。ただ、どういった按分比率の考え方で回収しているのかということに関しては未だ調査中のところもございまして、そういったところをどのような形が整合的かみたいなどころもあわせて今後ご議論頂けるように準備はしていきたいと考えてございます。

○金本座長

はい。今の点を補足しますと、アメリカのI S Oは色々な収入があります。1つは送電ロスチャーージしています。電気の専門の方々には私より詳しいと思いますが、送電ロスは、流れる電力量の二乗に比例しますので、そのプライスを付けると2倍になります。そうすると実際にロスになっているものの倍の値段を付けますので収入が入ってきます。

あとは、LMPで値差収益みたいなものもあって、それは金融的送電権の市場に出すのですが、全部きっちりというわけでもなさそうで、それが余っている等色々な収入があって、そういうのが合わさって総括原価的なものになっているようでございます。

はい、というところで、資料5についてはここまでにさせていただきます。

次の議題は、同時市場における調整力確保に関する検討の進め方についてでございます。これにつきましては、また広域機関より資料6の説明をお願い致します。よろしくお願い致します。

○事務局（広域機関）

はい、続きまして、資料6同時市場における調整力確保に関する検討の進め方についてというところでございます。

こちら右肩2ページが背景ということでございますが、これまでの作業部会等々の議論におきまして、前日同時市場で扱う調整力に関しましては、現在の調整力区分をベースに $\Delta kW-I$ 、 $\Delta kW-II$ 、 $\Delta kW-III$ と、便宜的な分け方をしていたところでございます。またあるいはというところで、調整力の確保タイミングに関しましては、実需給に近づけた方が良いのではないかとという観点でございますとか、前日に全て取った上で不要なものはリリースする、そういった考えもあり得るところで様々なメリデメを評価しながら検討を進めていくというふうになっていたということでございます。加えてということで、こちら前回第1回でお示したところでございますが、検討上の考慮事項といたしまして、 kWh と ΔkW の同時最適ということを考えていくにあたりましては、現在の需給調整市場における複合約定ロジックをそのまま搭載するのは難しいというようなことも考えられるというところでもございますので、改めて同時市場における調整力の定義とはどういうものがありうるのか、そういうところを検討・深堀していきたいというところでございますので、今回本資料におきましては、日本とアメリカの現行制度の違いというところも御説明させていただいた上で、その差異も踏まえながら、こういった検討のアプローチがあり得るのかといったところを整理したということでございます。

まずは日米の違いというところで、1つ目が日本における現行の整理というところでございます。こちら右肩8ページというところでございますが、現行の考え方でございますが、現行は計画値同時同量制度という概念のもと、下の図にございますように、ゲートクローズ以降というところがTSOの役割分担、調整力の運用領域だということでもございますので、ゲートクローズ以降の変動成分への対応というところを調整力というように定義しているというところでございます。

そういった中で、現行の需給調整市場におきましては、いわゆる5区分、一次から三次②の5つの調整力が存在するといったところでございます。簡単に次のページ以降で紹介の方をさせていただきます。

まず平常時の一次から三次①というところでございますが、こういったところに関しましては、時間内変動と呼ばれますGFでございますとかLFC、そういったものが必要と

いうところがございますとか、あるいは予測誤差、そういったEDC成分というところも確保しているというところがございます、こういったところを過去の実績データを基に3σ相当値を取っているというところがございます。

また、緊急時、電源脱落対応というところを12ページに記載してございます。こういったところは電源脱落に対応する量というところで、各エリアで分担可能だという考え方でございまして、50あるいは60ヘルツごとの同一周波数連系系統の中で単一最大ユニットというところを按分して確保しているというところがございます。イメージとしては13ページにございますように、電源脱落というところも、電源脱落が発生した直後、瞬間的に周波数が落ちるといった領域を支えるGF、LFCでございまして、あるいはそれを継続的に受け渡し持ち替える、そういったEDC成分が必要だということもございまして、そういったところに分けて、現行は一次、二次①、三次①で同量確保しているという考え方でございます。

また先ほど紹介いたしました複合約定というところに関しましては、15ページにもございますように、一次から三次①というところはゲートクローズ以降の誤差であるということから不等時性を考慮した商品というものを導入してございまして、そういったところから、必要量としては減少する傾向があるというところがございますが、一方ロジック上、非常に複雑になっているという課題も抱えているというところがございます。

続きましては、16ページが三次②再エネ予測誤差対応というところがございます、こちら、現行のFIT買取制度に基づく調整力というところがございます、前日の配分値以降、計画が見直されないことに伴う誤差というところで、そういったことに対応する成分というところは確保しているというところがございます。

そういったところを表としてまとめましたものが17ページでございますとか、あるいは時系列でまとめたものが18ページというところがございます。

続きまして、アメリカにおける考え方をご紹介させていただきます。こちらはまず調整力の分類というところに関しまして、先ほど紹介しました時間内変動でございまして、予測誤差、あるいは電源脱落、そういった概念的なものが存在すること自体は日本と変わりないところがございますが、このうち大きな差異と致しましては、予測誤差EDCに関しましては、アメリカにおいては明確な規定がなく、市場調達されていないという特徴があるということがございます。こういったところの要因、推察ではございますけれども、アメリカは起動時間の短い発電機が多いというところがございますとか、あるいはそのリアルタイム市場において需要に合わせて都度、SCUCを行うことが出来る、そういったところによって不要としているというようなことも考えられるというところがございます。

こういったところから22ページにもございますように、アメリカの調整力の商品というところは、時間内変動に対応しているRegulationでございまして、あるいは電源脱落に対応したReserveといったものに分かれているというところになって

おります。

また、というところで、再エネ予測誤差対応というところに関しましては、第1回の検討会でもお示したように、アメリカはまだまだ再エネ導入が少ないというところもございますので、どういったことを考えているのかというところが不明であったというところではございますが、その後の追加調査によって一定程度方向性が見えてきたというところではございまして、こちら各ISOによって一部検討中の箇所もあるというところではございますが、再エネに対応するということは、気象予測等を外しまして、あると思った電気が急に無くなる、そういった大外しに対応するのがメインの対応であるというところではございますので、こういったところから一種の電源脱落というふうに見做しまして、緊急時調整力Reserveの内数として確保しているというところではございます。こういったところでは、他の成分と単純加算して確保するのではなく、各事象を成分分解した上で検討し、そのうちの最大値を確保しているという工夫をしているというところになります。

そういったところを調整力としてマッピングすると、25ページというところではございませつか、あるいは時系列に並べたところが26ページというところで、やはり最大の差異と致しましては、青で記載してございますように、市場運営者がリアルタイム市場において都度SCUCを行っているというところが大きな特徴ではないかというふうに考えているというところではございます。

こういったところから28ページのような日本とアメリカの違いにつながっているというところではございまして、こちら前回ご紹介した通り、日本とPJM、こういったところは系統規模的には大きさがほぼ同じというところではございますので、比較可能な二次①ではございませつか、緊急時調整力、こういったところは、確保量はほぼほぼ同じような水準感であるというところではございますが、EDCというところに大きな差があるというところではございます。こういったところが再エネ導入量の差異ではございませつか、あるいは起動時間の特性、SCUCの仕組み、そういったところで生まれているのかなというところから、今後の検討を深堀していきたいというふうに思っているところではございます。

そういったところを踏まえまして、同時市場における調整力の位置づけ、どのような考えがあるのかというところを33ページ以降に示してございまして、この点、先ほど資料3でご議論頂きました通り時間前市場等々の設計のイメージと致しまして大きく2つの在り方、イメージ①②を提示したところではございまして、このうちイメージ①というところがスポット市場と需給調整市場のタイミングを合わせるだけ、以降はザラ場ということを考えますと、現行と大きく考え方は変わらないのかなと思う一方で、②ということで都度SCUCを回す、そういった姿になり得るということであれば、先ほどどのようなアメリカの考え方も、合理性が生まれる可能性があるというふうに考えてございますので、先ほどご指摘いただいた様に、イメージ②を深堀するという観点からそういったところの検討を進めていきたいというところではございます。

調整力の確保イメージというところは35ページに掲載しているというところではござい

ます。こちらは先ほどPJMと日本の差というふうに申し上げたところ、PJMは起動時間の短い電源が多く、都度都度、細かくSCUCが出来るという一方で、日本においては、現行においてはそこまで起動時間が短いものばかりではないというところもございますので、ゲートクローズ以前の予測誤差に対しましても、あらかじめ対応する量、いわゆる予備力と言われるものが一定程度必要ではないかというふうに考えてございます。この点、下の図にもございますように、とはいえ、前日からの予測を全量取る必要があるのかという点に関しましても、SCUCによる追加の起動が可能というところで、効率的な取り方も出来るのではないかとこのように考えてございまして、こういったところの予備力と調整力の考え方、確保の方法も複合的に考えていきたいというふうに思っているところでございます。

各成分毎に分けた必要性については39ページ以降というところでもございまして、まず時間内変動に関しましては、こちら先ほども紹介した通り、日本においてもアメリカにおいても必要性がほぼ変わらないというところもございますし、特徴上はSCUCをどれだけまわしたとしても最後の実需給、時間内での変動も発生し得るということもございまして、基本的な必要性は変わらないというふうに考えてございます。

一方、やはり大きく変わるのが予測誤差対応EDCだということもございまして、この点は先ほども申しました通り、ゲートクローズ以前の予備力、以降の調整力の在り方も含めて今後精査していきたいというふうに考えてございます。

41ページから電源脱落対応の必要性ということでもございまして、こちらやはり電源が脱落しますと周波数が低下するといったところは変わらないというところでもございまして、周波数低下直後の高速応動可能なGFの必要性でございまして、または持ち替えのEDCというところも一定必要ではないかというふうに考えてございまして、そういったところを先ほどのEDC成分というところでどのように効率的に取るのかというところが検討の肝ではないかというふうに考えてございます。

そういった観点では42ページの再エネ予測誤差も一体的な検討かなというふうに思っております。こちら今後導入が増える再エネの予測誤差等々に関しましてどのように予測精度を上げるかという取り組みと並行致しまして、調整力を確保するのか、あるいは予備力を確保するのか、そういった検討を引き続きやっていきたいというふうに考えているというところでもございます。

そういったところをイメージとして落とし込んだのが44ページというところでもございまして、重複致しますけれども、先ほどの説明通りゲートクローズ以前の予備力との関係性も含めて、検討の方を深堀していきたいというところになってございます。

以上を踏まえまして45ページにございまして、これまで便宜上 ΔkW -I、II、IIIというふうに定義した調整力の区分というところでもございまして、改めて成分ごとに解釈致しますと、さらに細分化でございまして統廃合の方向性もあり得るというふうに考えてございまして、こういったところを今後精査した上で改めて正しい位置付けをご提

示したいというふうに考えているというところでございます。

また、こういった検討すべてを本検討会で行うのは細かすぎる、難しすぎるというふうにも考えてございますので、今回、今後の検討の進め方として提案させていただきたいところが47ページというところでございます。こちらは調整力の区分・必要量に関しましては、これまで現行の調整力の考え方というところを整理してきたというところが「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」ということで、本検討会のメンバーでもございます横山委員に主査を務めていただいている作業会といったものがございますので、そういうところにタスクアウト致しまして純技術的な検討の方を実施いただければどうかというふうに考えているところでございます。その結果は、本検討会にもフィードバックしていただきまして議論を進めていくというところでございますとか、あるいは純技術以外の検討に関しましては、他論点と合わせてこちらの方でしっかりやっていくというふうに考えているというところでございます。

タスクアウトの項目に関しましてが、49ページでございます。先ほど申しました通り、現行区分の必要性でございますとか、予備力、調整力等の定義の見直しといったところもしっかり進めさせていただいた上で、No. 4にもございますとおり、先ほど資料4でもお示した通り、SCUCロジック等々の実装するにおいて、どのような考え方で実装すべきかというところに落とし込んだ上で、検証Aロジックの実現性検証というところにもリンク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。

資料6の説明に関しましては以上となります。ご議論よろしくお願い致します。

○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・質疑応答に入らせていただきます。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いて、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。

では、ご発言のある方、いらっしゃいますでしょうか。

市村オブザーバー、お願いします。

○市村オブザーバー

はい、ありがとうございます。市村でございます。御説明ありがとうございました。方向性はよくわかりました。あの、これからの現実問題としては、調整力の細分化技術検討に関する作業会で、横山先生中心にタスクアウトされて議論されるということなので、また需給調整市場検討小委員会等でも色々とレポートいただきながら議論出来るということで、状況はよく理解した次第です。

我々アグリゲーターの目線でいくと、実は需給調整市場ってすごく大切なマーケットで、R1からR3の②、つまり、三次調整力の②までアグリゲーター目線でいくと、何が1番お金がかかってきたかという、システム開発なのですね。このシステム開発も、このシステムの世界って本当にプログラマーとコーダーのコミュニケーションでやっていく

ものなのですが、マーケットのスペックが変わる度に、当然のことながらコーダーとプログラマーでやり取りをして組み換えを実施し、その後、リグレッションテストを行って、他との相関でバグが生まれないかどうかチェックした上で検証して行くというプロセスがあります。これが意外と手間がかかるのです。しかもお金もかかる。電源を作るに比べればたかが知れているのは確かです、でもですね、何年で割り戻してやるかっていうことを考えて行った時に、さすがに10年ということはないですが、5年ぐらい割り戻してやっていくことを考えると、今同時市場が28年以降という前提で動いていますけれども、三次の②①は20年21年でスタートしていますが、残りの商品が一応24年以降ということになっています。そうすると、ほとんど採算が取れないまま、また新たなスペックでやるという現状も出てくることに頭を抱えるアグリゲーターはかなりいると思います。

つまり、その辺もちょっと比較考慮しながら、これからどうあるべきなのか。もちろん、であるがゆえに、このR1からR3の②までの定義が見直すことをやめてくれって言っているのではないのです。私自身も三次②を作る時の議論参画させていただいていましたが、これ本当に作るのっていう気持ちもある一方でこれを作る意味合いっていうのも、TSOが少しでも1円でも安く、調整力を調達するという趣旨において、よく理解していたつもりなので、1つ1つの調整力の意味合いっていうのは理解しているつもりですが、実はアグリゲーターの目線でいくとそういう考え方もあって、それをどうやってcompromiseしていくのかということも少し考慮していただいた上で、この検討に関する作業部会の議論、我々も注視して行きたいなと思っております、以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。

その他、ございますでしょうか？

よろしいでしょうか？

じゃあ、事務局の方から。また市村委員お願いします。

○市村委員

すみません、最後ありがとうございます。1点ちょっとお伺いしたいのは、45スライド目の所との関係と、今後の調整力細分化の技術検討作業会のスコープとの関係なのですが、いわゆるこれは $\Delta kW-I$ という前日段階でのTSO予測需要と小売需要との差っていうところはこの作業会のところでは取り扱うご想定があるのでしょうか。どちらかというところと現行の商品区分というところをどういうふうに見直していくのが良いのかといった技術的な検討というふうに考えれば、ここで書いてある、 $\Delta kW-II$ と $\Delta kW-III$ ということの必要な検討ということなのかなというふうに思っていて、 $\Delta kW-I$ も予備力に近い位置づけではないかと整理いただいていると思うので、その意味ではそういうことなのかなと思ったのですが、一応調整力っていうところが色々多義的にここで使われているところかと思しますので確認をさせていただければと思います。

○金本座長

はい、その他ございませんでしょうか。

では、事務局の方からお答えをお願いします。

○事務局（広域機関）

資料6に関しまして、色々コメント頂きまして、ありがとうございます。まず市村オブザーバーから頂きましたご意見に関しましては、ご指摘の通りだというふうに思っております。今後アメリカ型を参照しながらどういった効率的なとり方があり得るのか、再設計の考え方があり得るのかというところを、検討していこうというふうに思っておりますが、例えば二次②と③をひとつに固めるという話になった時にスペックを全て二次②の速い側に合わせるのかというところ、必ずしもそうではないと考えてございまして、それはご指摘頂いた通り、これまで積み上げてシステムでございまして、そういったところを有効活用するみたいな観点も含めると、何が一番合理的なのかという検討があつてしかるべきだと思っておりますので、実態等々教えていただきながら検討を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。

続きまして市村委員の方に頂きましたご質問でございますが、こちらは、 $\Delta kW-I$ というところは予備力に近い位置付けという様に書かせて頂いた通り、今回、前日断面から安定供給に必要な電源起動をどのように行うのかという観点から、作業会等々におきましても効率的かつ必要な電源起動をどのように実行するのかというところで純技術的な量とか方法論としては検討させていただこう、フォーカスに入れようというふうに思っております。他方で、 $\Delta kW-I$ に関しましては、ここにも記載してございましてその権利義務でございまして、その取り扱いをどうするのかというところは制度的な別論点だというふうに考えてございまして、量とかそういった取り方を技術的に効率的にというところを検討するところでございまして、制度的な建付け、取り扱いをどのようにするのかに関しましては本検討会の方でしっかりやっていくというふうに考えています。そういった建付け・関係性ということでございます。私からは以上になります。

3. 閉会

○金本座長

はい、よろしゅうございますでしょうか。その他ご発言ございますでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは自由討議・質疑応答はこれまでとさせていただきます。長時間にわたる活発なご議論、ありがとうございます。この検討会、今後の電力システムを支えていくために極めて重要ということでございまして、なかなかテクニカルな議論が多くて大変かと思いますがよろしくお願ひ致します。

これをもちまして第2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。今日はどうも大変ありがとうございました。

以上