

第9回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和6年5月22日（水）9：00～11：34

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9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）市場価格算定方法（検証B）に関する進捗報告について

○金本座長

それでは、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入らせていただきます。今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、議題1は、市場価格算定方法（検証B）に関する進捗報告についてでございます。本件につきましては、事務局の広域機関より資料3の説明をいただきます。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、一つ目の議題、市場価格算定方法（検証B）に関する進捗の報告でございます。

右肩2ページから、背景というところございまして、前回までに、いわゆる前日同時市場におけますkWhの価格でございますとかΔkWの価格、こういったところの検討を行っておったというところでございます。

今回からは、それ以降の時間帯でございます時間前市場でございますとか、ゲートクローズ以降のインバランス価格、そういったところの検証に着手するということでございまして、今回、進捗のご報告だというところでございます。

4ページは、目次というところございまして、第1章のほうでは、時間前市場以降の

時間帯におけます kWh の価格、市場価格の検証というところが一つ、第2章におきましては、同じ時間帯におけます ΔkWh の価格をどのように扱うのか、そういったところの論点出しだというところでございます。

それでは、まず時間前市場価格・インバランス価格に関する検証だというところでございます、検証のイメージが6ページになってございます。時間前市場に関するイメージということで、いわゆる時間前同時市場というところをイメージしているというところでございます、この場合、ゲートクローズ以降に必要な調整力というところを一定量確保したまま、需要あるいは再エネの増減に合わせまして都度 $SCUC$ を行う、そういった形を考えているというところでございます。

また、というところで、ゲートクローズ以降にいきますと、今度は確保していた調整力のほうを活用いたしまして、需要の増減に合わせた最終的な EDC を行うというところで、いわゆる $SCED$ を行う形態を考えているというところでございます。

こういったところ、下の図にもございますように、時間前市場に関しましては、何回開催するのか等々に関しましては今後の検討だというところではございますが、今回は検証を単純化する観点から、緑でハッチングしてございますように、前日同時市場、初回の時間前同時市場、そしてゲートクローズ以降の調整力 kWh 市場、この3断面を比較評価することによって検証のほうを行ったというところでございます。

続きまして、7ページがシミュレーション等々の条件だというところでもございまして、下の図にもございますように、主に需要が増加するシナリオ、そして需要が減少するシナリオ、この2通りに関して検証のほうを行ったというところでございます。

こちら、需要の増減に伴いまして、電源のバランス自体が変わり得るというところでもございますので、時間前同時市場の断面におきましては、再度 $SCUC$ を回し直すというところですか、あるいはゲートクローズ以降という断面になりますと、その時間帯から電源の追加起動等はほぼないというふうにも考えてございますので、そういったところ、時間前同時市場の電源態勢を引き継いだ上で、ディスパッチのみを行う $SCED$ のロジックを新規構築の上で検討のほうを行ったというところでございます。

また、インバランス価格の算定に関しましては、大きく二つの方法があり得るというふうに提示しておったところでもございまして、①が現行の市場と同様の方式であるというところで、こちら、計画値よりも上の領域というところに関しましては、上げ調整というところで、限界費用プラス 10%の $V1$ 単価を用いる、そして、下の領域に関しましては、限界費用マイナス 10%の $V2$ 単価を用いまして、出力配分 ($SCED$) のほうを行いまし、インバランス価格自体もそこから引用するというところでございます。

②の方法というところが、前日同時市場あるいは時間前同時市場と同じ方式にしてはどうかという案でございまして、限界費用カーブに基づきまして出力配分 ($SCED$) を行いまして、価格自体もそこから引用した単価を用いて決定した上で、インバランス取引・調整力取引ともにシングルプライスで精算すると、そういった案になっているというところ

ろでございます。

10 ページが、試算の結果だというところでございます、下の図のところに、需要増加ケースあるいは需要減少ケースというところの、各時間帯におけます市場価格というところをお示ししているというところでございます。

上段を見ていただきますと、需要が、前日であれば 100%、それが時間前で 101%、実需給で 102%と増えるケースを模擬してございますが、その際の価格の水準といたしまして、1.00、1.05、そして 1.1 以上ということで右肩上がりになっている、そういった結果が示されているというところでございます。

下段に関しましては、その逆というところでございます、1.00 から 0.95、そして 0.9 以下というところで、需要が減少すれば価格は下がるというような傾向も示されておるというところでございます。

また、先ほどもございましたように、インバランス価格には二つの案があり得るところでもございまして、こちらに関しましては、そもそも引用する単価が異なるというところでもございますので、そういったところから価格水準自体が変わるというところではございますが、そもそもというところで、違う単価を用いて S C E Dを行っているというところでもございますので、下のグラフにも示してございますように、V 1 / V 2 単価を用いて S C E Dを行った場合には、燃料費が最小にならないような結果が示されたというところでございます。

こういった試算結果から、どういったことが分かるのかというところ、市場価格構造に関する考察を添えたのが次の章だというところでございます。今回の試算結果を踏まえまして、当初より示されてございました B G にとっての同時同量インセンティブがあるのかという観点、経済性の観点、あるいは調整力の指令に応じるインセンティブがあるのか等々に関しまして、どういった示唆が得られたのかというところ、考察を実施したところでございます。

まず一つ目が、B G の同時同量のインセンティブというところでございます、こちらは先ほどお示した傾向でございます、需要上振れ値には、価格としては右肩上がりになる、下振れ時には逆の傾向になるというようなところがあるというところでもございますので、こういったところから、小売電気事業者にとってみれば、需要の予測精度を高めまして、できる限り早い時間帯で売買したほうが経済合理的であるということでもございますので、そういった意味で、同時同量のインセンティブあるいはインバランス価格をヘッジしようというニーズを生む、そういった市場価格構造になっているというふうに考えているところでございます。

また、経済性の観点からの考察でございますが、こちらは先ほどお示したように、V 1 / V 2 単価を用いて S C E Dを行いますと燃料費が最小にならないというような結果になったというところでございます。

こちら、その要因といたしましては、下の図に一例を示しているところではございます

が、計画値からの上げ側ではV1単価、下げ側ではV2単価を用いてEDCを行うというところでもございますので、その結果、燃種間の逆転が生じる領域もあり得るというところでもございますので、そういったところから、最低出力からのEDC配分というところが、限界費用カーブにおけます安価な順にはならない、そういったところから先ほどのような結果が示された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、調整力応動のインセンティブというところでもございまして、そもそもなぜ、現制度におきまして、V1/V2単価なのかというところにも紐づくところではございますが、こちらはマルチプライス精算であるところの要因も大きいのかなというふうにも考えてございまして、こういったところ、限界費用でマルチプライス精算にしてみますと、調整力提供者にとってみれば、インセンティブが存在しないというところでもございますので、こういったところを限界費用カーブにした上で、シングルプライス精算の仕組みを導入することによって解決できないかというふう考えたところでございます。

こちらは、先ほどもお示したように、需要上振れ時には価格が上昇する、逆もまたしかりという構図であれば、調整力提供者、発電事業者目線に立ってみても、限界値より市場価格が高ければ売るという構図、安ければ買うという構図になるというところでもございますので、この結果、シングルプライスの三角形の領域、そういったところで、いずれの断面におきましても収支がプラスになるというふうにも考えてございますので、調整力の指令に応じるインセンティブも生む、そういった構造になっているというふうと考えているところでございます。

続きまして、再エネ変動に対応するために時間前市場を活用したいニーズが高まっていると、そういったところに関する考察だというところでもございまして、現行のザラバ市場だと、一定程度、特徴や課題があるのかなというふうに考えているところでございます。

例えばというところで、再エネの出力予測が前日から時間前にかけて下がった、減少したケースというふうなことを考えますと、再エネ事業者にとってみれば減少分を買い入れする必要があるかというところで、こちらは売り入札とマッチングすれば確保可能かというふうに考えてございます。

一方、逆のケースがなかなかマッチングしづらいかなというふうにも考えてございまして、出力予測が増加したケースというふうになりますと、その増加分の売りを行うというところではございますが、系統余剰時等におきましては、なかなか小売の購入でございすとか、電源の差替えとマッチングしづらいかというところで課題があるというふうに考えているところでございます。

こういったところが時間前同時市場になればどう変わるのかというところをイメージ、見える化したところが25ページだというところでもございまして、下の図にもございますように、市場計画可能領域全てが売り入札あるいは買い入札に出されるということを考えますと、流動性が相当高まっているという見方もできるかというふうにも思っておりますし、先ほどのような系統余剰時、そういった断面におきましても、SCUCの計算の下に、

単価の高い電源というところは停止させることができるという意味でも、より一層経済的なの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。

こういったところで、時間前市場のkWhの価格・インバランスの価格に関する考察というところでまとめたところが26ページだということでございます。

続きまして、同じ時間帯におけますΔkW価格の取扱いというところでございまして、こちらに関しましては、前々回、第7回の検討会におきまして少し論点出したところではございますが、都度SCUCをするという仕組みの中では、ΔkWの差替えが生じるというところでもございますので、そういったΔkWの差替えの扱いをどうするのかというところが論点だということでございます。

この点、まずはちょっと海外事例を勉強しようというところでもございまして、アメリカPJMにおけます差分決済方式、いわゆるTwo Settlementの方法がどのような形になっているのかというところを勉強したということでございます。

30ページがPJMにおけます制度変更の経緯というところでもございまして、こちらは比較的新しい制度変更、約1年半前に行われた内容でございますが、同時最適の対象でございましてΔkW、いわゆるReserveという商品に関しましては、それぞれ、前日・リアルタイム、両方の市場で取引しなさいというふうに変更がなされたというところがございます。そうなりますと、先ほどもございましたように、ΔkWの差替えが生じるというような課題に直面するということでもございますので、そういったところをどのように精算しているのかというところに関しましては、前日取引からの数量偏差というところを、リアルタイム市場の価格で精算する差分決済方式、いわゆるTwo Settlementが採用されておるというところでもございまして、こちらは既にエネルギー市場において行われている方法というところをΔkWに適用しただけだという説明があったというところがございます。

エネルギー市場で既に行われている方法ということで、こういった形で行われているのかというところを31ページ以降に示しているところでございまして、こちらは第1章でお示した内容とほぼ同じ話ではございますが、前日市場に比べまして、リアルタイム市場の方が需要が上がったケースを考えますと、傾向としてはリアルタイム市場の価格が上がるというところでもございますので、そういったところに数量偏差で精算するというところで、いわゆる不足インバランスに対する精算と同じ構図になっているというところがございます。

逆もまたしかりというところでもございまして、前日市場に比べて需要が減ったケースに関しましても、余剰インバランスに対する精算と同じ構図になるというところでもございますので、そういったところから、リアルタイム市場の価格変動リスクのヘッジにつながるというところから、アメリカにおきましても、前日市場で大宗の取引を行うインセンティブになっているというところでもございます。

こういったところから、エネルギー市場における差分決済方式というところの構図は理

解できたところではございますが、これが ΔkW に適用されたときにどのようなのかというところを次の章で検討したというところでございます。

こちら、検討のイメージが35ページというところでございまして、先ほども申しましたように、時間前同時市場の断面におきましては ΔkW の差替えが都度行われるというふうに考えてございまして、そういったところの検討を単純化する観点から、下の図にもございますように、前日同時市場、そして初回の時間前同時市場の二つの断面を比較検証するというところで、Two Settlementの意味（お金の流れ）というところを把握しようというところでございます。

この際、便宜的に、 ΔkW の費用といたしましては、「機会費用」と「逸失利益」のみを扱うというふうにしてございまして、また、 ΔkW の価格の精算方法に関しましては、前回お示した例Ⅳというところで、逸失利益がシングルプライス、機会費用はマルチプライスという例を用いまして、ケーススタディのほうを実施したというところでございます。

検討したケースは3ケースということでございまして、ケース設定の考え方といたしましては、評価軸という欄をご覧いただければというふうに思っておりますが、こちらのケースⅠに関しましては、前日断面では ΔkW を確保しておった一方、その後、電源態勢が変わりまして、時間前市場の断面では ΔkW をリリースした、そういった断面におけますお金の流れを確認したというところでございます。

また、ケースⅡ、ケースⅢに関しましては、需要が増えた、あるいは減ったケースというところに関しまして、当該電源の ΔkW の確保量は変わらないというところではございますが、その価格指標というところが、機会費用から逸失利益、あるいはその逆に变化したときにどうなるのかということを考察したというところでございます。

具体的なところ、まずケースⅠからというところでございますが、こちらケースⅠに関しましては、一番左側の1円電源に着目いただければというふうに思っております。左側の断面が前日市場の取引断面だというところでございまして、前日におきましては1円電源、 ΔkW を10確保したというところでもございますので、この断面におきまして、逸失利益の収入があったというところではございますが、右側の断面になりますと、そういった ΔkW をリリースした上で kWh 取引に変わったというところでございます。そういったところで、 ΔkW の確保量を減らしまして、10からゼロになるというところで数量偏差が発生してございますので、Two Settlementの精算が発生するということではございますが、必ずしも前日と同じ ΔkW の価格ではないということも考えられるところでございますので、この例ですと、ゼロ円になっているというところから還元額がゼロというところでもございますし、逆に前日よりも高い価格になっているケースもあり得るというところでもございますので、そういった意味では、得も損も両方発生し得るということをどのように考えるのかということが論点であるというところでございます。

続いて、ケースⅡというところ、こちらは右から二つ目、4円電源に着目いただければ

というふうに思っております。左側の前日市場の断面におきましては、4円電源というところがkWhの単価、シャドウプライスよりも単価が高い電源であるというところから、こちらは Δ kW供出のために追加起動した電源であるといった機会費用電源扱いになるというところでもございますので、 Δ kWの収入といたしましては、起動費等も含めた上での収入があったというところでございます。

それが、その後の電源態勢の変化によりまして、右側の構図に変わりますと、4円電源、同じ10 Δ kWをキープしたままというところではございますが、性質としては、単価の安い逸失利益電源扱いになるというところでございます。

一方、前日でも10確保している、そして時間前でも10確保しているというところでは、数量偏差が存在していないというところから、Two Settlementの精算がなされないというところでもございますので、そういったところの扱いに関しまして、ほかの電源との平仄も加味した上でどのような問題点があ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。

ケースⅢに関しましては、その逆のケースだということでもございまして、こちらも4円電源に着目いただければというところでもございまして、前日におきましては逸失利益電源というところでもございますので、 Δ kWの収入が逸失利益相当しか存在しないというところである一方、右側の構図になりますと、全体的な需要が下がりまして、4円電源というところは Δ kWの供出のために追加起動した電源の扱いに変化するというところでもございます。

一方、こちらも数量偏差的にはゼロだということでもございますので、精算対象にならないというところから、収入が変わらないというところをどのように考えるのかというところが論点であるというところでもございます。

いずれにしろ、これらのケースに対しまして、現時点におきまして解がないというところではございますが、こういったところに関しましては、今後、他の電源との平仄も踏まえながら、その断面、断面におけます Δ kWの取引でございまして対価性、そういったところにどういった意味があるのかでございまして、あるいは機会費用・逸失利益、そういったものをいつ確定するのが正しいのか等々に関しまして、さらなる深掘り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。

最後がまとめというところでもございまして、内容は重複するところでもございますので説明のほうは割愛させていただきます。

資料の説明のほうは以上となります。よろしくお願いいたします。

○金本座長

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、どなたかございますでしょうか。

五十川委員、お願いします。

○五十川委員

ご説明ありがとうございます。2点、コメントさせていただきます。

まず、時間前市場価格・インバランス価格に関する検証についてシミュレーション結果を示していただきました。10 ページから 12 ページの結果は、定性的には事前に予測がつくような結果ではあると思いますが、それに対して今回裏づけを与えたというふうな認識であります。論点としては大きく、参加主体に十分なインセンティブが与えられるかどうか及び効率的な電源運用が実現できるかという2点で整理できるかと思います。誘因確保に問題がないかを確認した上で、効率性を最大限実現できるような設計が望ましいと考えています。

2点目、後半の前日以降の Δ kW価格の取扱いについてです。ここでは数値例を挙げて各ケースの帰結を提示いただきました。本日結論を出すようなものではなく、どのような論点があり得るのかを数値例の中で示していただいたものと認識しています。この点に関しては、44 ページにありますように、対価性等の観点も入れながら、誘因を適切に確保できる形で、今後、整理していく必要があるかと思います。

以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

そのほか、ございますでしょうか。

じゃあ、横山委員、お願いいたします。

○横山委員

横山でございます。ご説明どうもありがとうございました。

この資料3のご説明は、全体的な話としてはぱっと頭に入ったんですけども、細かく見ると非常に難しく、なかなか理解するのが大変だなというふうに思いました。まず、時間前市場価格・インバランス価格の検証ということで、スライド9にもありますように、①と②の方式があるというふうに書いていただきましたが、やはり②の前日市場と同様のV1/V2単価を用いる方式というのは、後にも示してありますように、燃料費が最小となるような最適な電源運用にはならないということで、やはり時間前同時市場と同様の方式というのが、今後の検討ですけれども、これが非常にいいのかなというような感じをしました。

1点、細かな質問で申し訳ないんですけど、細かく資料を読んでいるうちにちょっと分からなくなったのが、スライド20の、この左側の「総燃料コスト2,100円」というのが、スライド21にも詳細が説明してあるのですが、調整力kW h市場はV1単価を使うので燃料コストは8掛けの50の400円となっているのですが、これは8.8じゃないかなというふうに思ったんですけど、そうじゃないんでしょうか。私のちょっと理解のなさなのかなと

いうふうに思ったのですが、8.8 円掛ける 50kWh なのかなというような気がしたんですけど。

それから2点目は、 ΔkW 価格のところの取扱いですが、これは非常に、機会費用と逸失利益のところの入替えがあったりして非常に大変だなという感じがしました。ここでのシミュレーションは、1回目の時間前市場ということで、時間前市場が何回か、3回ぐらいですかね、ゲートクローズまでに行われるというふうなことを考えますと、やはりそういう何回も行うときに、機会費用と逸失利益が入れ替わったりなんかするのは非常に大変だなという印象を受けました。この辺りも考えながら、今後検討を深めていくということかなということを思いました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

そのほか、ございますでしょうか。

じゃあ、小宮山委員、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。私もこの ΔkW のTwo Settlementのところで、非常にPJM等でも実際行われているということで、今、横山先生と同じ意見でございまして、今回、時間前でSCEDを複数回流することで、その市場の時々の状況に応じて、逸失利益がこちらの確保なしと例えばなった場合に、還元の過不足、両方あり得ると。これもその時々の市場の状況に応じて両方あり得ると、これをどう理解するかという、確かに難しい問題だなと思いました。これは時間前市場も、これも回数によって、その時々で、恐らく実需給に近づけば近づくほど確実性が上がりますので、多分、徐々に、時間が経過するごとに、この修正も多分少なくなるんだろうなと思いましたけれども、恐らくこうした大きなポジションの変化、逸失利益と機会費用、このポジションの変化がかなり、複数回起こり得る場合、こうしたことが、この事業者にとってどのような影響を与え得るかは少しよく考える必要があるかなというふうに思った次第でございます。

一方で、こちらはSCED最適化ということで、ロジックはかなりしっかりしておりますので、かなり合理的な手法であること自体は変わりないかなと。実施自体は、最適が通じておりますので、合理性、しっかりした理由があるかと思っておりますので、市場全体のコスト最小化という観点からは意義のあるものだというふうには理解しております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

そのほか、ございますでしょうか。

じゃあ、市村委員、お願いいたします。

○市村（拓）委員

ご説明いただきまして、ありがとうございます。

私からは1点、今、横山先生、小宮山先生がおっしゃっていただいた ΔkW のところについてです。ここら辺、結構、いろいろ今後考えなきゃいけないところが多いなというふうに思ったところでございます。特に、技術的なところじゃない観点で申し上げると、やはり、時間前市場において入札義務というところを課していくということとの関係も整理していく必要があるのかなというふうには思いました。例えば、ケースⅠというところで、実際のところ、時間前の断面とスポットの断面というところで見えていくと、括弧書きで書いてありますけども、時間前の ΔkW 約定価格が前日以上となるような場合ということになると、結局、事業者からすると、マイナスの費用というか、支払いが生じるというような形になってくるということだと思います。これ、仮に入札義務を課して、入札というのは応札をするということだけだというふうに考えると、時間前、前日で、一旦 ΔkW で確保された段階で、それを確定するということが仮にできるのであれば、事業者の判断という考えもあるかと思うんですが、基本的にそれは、最適化を目指すという観点から入れ続けていただくということを前提とすると、そういった形で仮にマイナスが発生していくということになると、なかなか設計としては難しいということかなというふうには思いますので、ここら辺の精算関係というか、前日で入札義務というところ、時間前市場、前日市場の中、入札義務を課すということがどういう状態なのか、Three-Part情報を入れ続けてもらうということを、そういった定義をしていくのか、売り入札という観点なのか、前者だと思っているんですけど、そういったところの中で、精算関係含めて、事業者にとってもきちんとインセンティブがあるような形というか、やはり、普通に入札しているということからすれば、いきなりマイナスの価格を支払うということが、もともと想定されているものであればいいんですけども、予期し得ない不測の事態を生じるということにもなりかねないと思いますので、ここら辺の権利義務関係、精算関係、入札義務との関係というのは、今後の次の資料との関係等もあるかもしれませんが、整理していく必要があるなというところで、改めて、この資料のところを拝見させていただいて思ったところでございます。

あとケースⅡ、ケースⅢのところでは、ここら辺はある程度の割り切りというか、ある断面で機会費用だということと逸失利益だということではあるので、そこら辺を割り切って考えるというのは、一つ考え方としてはあるかなというふうに思っておりますが、いずれにせよ、先ほど申し上げたような点を今後検討していくという必要があるかなというふうに思っているところでございます。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、ございますでしょうか。

じゃあ、私のほうからちょっと追加の質問で、一つは最初のところ、V1単価、V2単価

にするケースと、それからシングルのプライスにするというケースですが、アメリカでもかなり議論されていることは、 $V1/V2$ 単価でディスパッチを、最適化計算をするという必要は必ずしもなくて、単一の限界費用でディスパッチをして、その後、価格を $V1/V2$ でつけるという選択肢もあり得るんですね。なかなかこういうのを明示的にやると面倒くさいことにはなりますが、一応そういう可能性も頭に入れておかないと、あと、いろんなことの検討の中で漏れているということになりますので、その辺が一つと。

それからもう一つは、時間前の話で、逸失利益と機会費用が入れ替わるという話というのが前から全然理解できなくて、この話というのは、アメリカのマーケットで言うと、前日市場とリアルタイム市場の関係と全く同じなんですね。日本の場合は、リアルタイム市場というのはまだちょっとよく分からないところがありますが、今、事務局が検討されているのは、リアルタイム市場と、それから前日市場の関係ということに対応します。アメリカの議論を見ていると、こんな機会費用と逸失利益が入れ替わるみたいな議論は全くなくて、基本的に、機会費用も逸失利益も、同時に発生する費用ならば同時に発生しているはずで、片一方に入れ替わるみたいな話はあるんじゃないかと私は思ったんですけども、その辺についてご質問です。

そのほか、ご質問はございますでしょうか。よろしいですか。

じゃあ、事務局のほうからお願いいたします。

○下根マネージャー

事務局の下根でございます。委員の皆様方、大変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。

まず、五十川委員からいただきましたところ、前半のところでお示したところは、概ね定性的にもそうかなと思えるところが、定量的な分析ができたというところは同じ認識でございます。こういったところ、横山委員にもいただきました内容と共通する部分ではございますが、 $V1/V2$ 単価でディスパッチするよりかは限界費用でやったほうが、全体的に合理的になりつつもインセンティブを与える設計になっているというところも併せて確認できたというところが、後半側の考察でお示しているところでございますので、ご理解いただいたとおりにかというふうに思っているところでございます。

また、横山委員からいただきました細かいケーススタディのご質問というところがございますが、こちらは、先ほどのディスパッチをする指標としては $V1/V2$ を使っているというところではございますが、実際にその電源態勢となった際にかかった燃料費をカウントしているというところで総燃料コストを計算してございますので、そういった意味では、限界費用イコールそのまま燃料費というふうに解釈いたしまして計算しているというところから、8.8 円ではなく 8.0 円を使っているという、そういった計算式になっているということでご理解いただければというふうに思っております。

また、その他の委員からいただきましたところで共通してございますのが、やはり後半の ΔkW の取扱いというところで様々なご意見をいただいたんだというふうに思っ

ざいます。この点、小宮山委員からいただきましたように、まず、SCUCを都度行うことによって合理的な形で使い続けるということ自体は、コスト最小化の観点からも望ましいというところは一定程度ご理解いただけたのかなというふうに思っていますが、この手の計算の仕組みというところでは、非常に多岐にわたる論点があるというところをご示唆いただいたんだというふうに思っています。

特に、市村委員からもいただきましたように、得するケースもある、損するケースもある、そういったところをどのように考えるかみたいなところに関しましては重要な論点だというふうに考えてございますので、こういったところは、次の資料にも同じような論点があるところもございまして、継続して検討すべき論点だというふうに考えてございますので、またいろいろとお気づきの点等があればご示唆いただければというふうに思っているところでございます。

最後、金本座長からいただきましたご質問でございますが、アメリカではなかなか聞かない機会費用と逸失利益が切り替わるケースというところがなぜ生じるのかというところに関しましては、こちらは前回の検討会でも少し見えてきた構図ではございますが、やはりアメリカにおきましては、 ΔkW の費用として、逸失利益というところは扱っている一方で、起動費等も含めたところを扱っているケースがあまりないのではないかなというふうにも考えてございまして、そういったところ、現行の日本の ΔkW の費用といたしまして、起動費等というところを明示的に扱っているというところから、まさに起動費の織り込みというところがころころ切り替わるというところが論点になっているのかなというところで、ある意味では日本特有の論点なのかというふうに事務局としては理解しているところでございます。いずれにせよ、そういったところ、先ほどまでにいただいたようなところ等も含めながら、どのように整理していくのかというところは引き続き丁寧な整理が必要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

最後の起動費がころころ変わるというのは、アメリカでは、起動費というのは、エネルギー市場と、それから予備力市場と両方に係るものなので、こういう ΔkW だけ起動費がかかって、ころころというのではないはずなんです。そういう意味では、原理的には同じこともアメリカでも起こり得るんだけど、ころころ変わるような扱いをする必要はない仕組みになっているという、そういうことかなと思いますので、その辺も含めて、これからきちんと検討していただきたいなと思っております。

そのほか、ございますでしょうか。よろしいですか。

(2) 同時市場の詳細論点について③（時間前市場の設計、その他の論点）

○金本座長

じゃあ、次の議題に移らせていただきます。次の議題は（２）になります。同時市場の詳細論点についての③（時間前市場の設計、その他の論点）でございます。

これにつきましては、事務局の資源エネルギー庁のほうから資料４のご説明をいただきます。それではよろしくお願いいたします。

○長窪調整官

資源エネルギー庁の長窪でございます。資料４についてご説明をさせていただきます。

本日、同時市場の詳細論点について③ということでございまして、ご議論いただきたい内容につきましては２ページに記載をしております。これまで、前回、それから前々回と、入札と電源の調達運用ですとか市場価格算定の論点についてご議論いただいたところございまして、今回は時間前市場の設計、その他の論点についてご議論いただきたいと考えているところでございます。

時間前市場の設計の論点に入る前に、小売電気事業者の売り入札と発電事業者の買い入札という項目を立てております。これは５ページ以降に記載をしているところでございますが、時間前市場でどのような入札行動が想定されるかということについて、この検討会の前身の作業部会でご議論いただいたところ、いろいろなものがありますねというようなことでご意見をいただいたところでございます。その中でも、これまでは、同時市場の検討会において、発電事業者の電源の入札、すなわち売り入札と、小売電気事業者の需要、すなわち買い入札を念頭に置いて議論をしてきたところですが、小売電気事業者が売ることもあるし、発電事業者が買うこともあるというようなことが指摘されているところでございまして、６ページのところでございますが、小売電気事業者の売り入札とか発電事業者の買い入札なども可能とする仕組みを整備することが必要ではないかということについても念頭に置きながら、時間前市場の設計については考えていく必要があるのではないかと考えております。

また、発電事業者の入札行動、そのニーズの一つとして、電源の経済差替えというものがあると認識しておりますけれども、これについては第７回の検討会でもちょっとお示しをさせていただいているとおり、Three-Part Offerをまずさせていただいて、それで売りが約定しなかった場合には、市場から調達をしたことにするみたいな制度をつくることできれば、経済合理的だと思っております、そういう仕組みも導入することを検討していきたいと考えているところでございます。

以上を踏まえまして、時間前市場の設計に関する論点について、１０ページ以降に記載をさせていただいております。

まず、１０ページで、基本的な方針を書いているところでございまして、これまで時間前市場の設計については二つのイメージがありますねということでご議論いただいていたところでありまして、一つ目のイメージが、時間前市場については現行と同様に、基本的にザラバ中心の取引をするというのが一つのイメージです。もう一つは、時間前市場でも、kWhとΔkWの同時約定を行う仕組みを導入し、時間前の断面で都度SCUCを繰り返

しながら実需給を迎えていく市場と、この二つのイメージがありますねということでご議論をいただいたところでございまして、委員の皆様からは、イメージの二つ目、SCUCを繰り返しながら実需給を迎える市場のほうが効率的で望ましいのではないかというようなご意見が多かったかなと認識しているところでございます。

一方で、諸外国の例を見ても、時間前、当日の断面でkWhとΔkWの同時約定市場を設けているというような、そういう仕組みはこれまでのところ見当たっていないところでございまして、既に資料3でもお示しをさせていただいているとおり、いろいろ論点はあるのだろーと思っているところでございます。こうしたことを踏まえて、この、イメージ2を目指していくことを基本的な方針としながら、それが難しい場合にはザラバ中心の取引を行う市場を導入するということを今回の考え方としてはどうかと考えているところでございます。

次が16ページでございまして、時間前同時市場における入札義務でございまして。これは、これまで前回、前々回におきまして、同時市場ができた場合には、基本的にその余力の全量を市場に供出をしていただくと。また、kWhとΔkWの両方にThree-Part入札をしていただくということが基本的な規律として考えられるということでご議論いただいたところでございます。

では、その時間前の断面でどうするかということでございますけれども、今回の同時市場の設立趣旨の一つでもございますが、需要や変動性再エネ電源の出力が実需給までに変化していくこと、さらに、今後、変動性再エネの量が増えていくというようなことも考えるならば、安定的・効率的に需給や系統運用を行うという観点からは、基本的に前日同時市場で約定しなかった電源も含めて、時間前同時市場で入札を継続していただくこと、すなわち、時間前市場においても入札義務をかけるということが基本的な考え方かと思っ

ているところでございます。その場合に、では、どういう入札の在り方があり得るかというところですが、前日同時市場以後、時間前の断面で電源がどういう状態に置かれているかという、基本的に三つのパターンに分けられるのかなと考えておりまして、一つは前日同時市場で約定した電源で下げ調整が可能な電源、もう一つは、これもまた前日同時市場で約定して、また余力があるような電源、こういったような電源があるかなと思っております。さらにもう一つ、前日同時市場で全く約定しなくて停止状態にある電源と、このような三つのパターンが考えられるのかなと思っ

ているところでございます。一つ目と二つ目の、前日同時市場で約定して起動はすることが決まっている電源については、上げ下げの出力変化速度があると思いますので、その出力変化速度を考慮して約定させていく必要があるということで、その点について検討が必要かなと思っております。

より問題となるのは、三つ目の、前日同時市場で約定しないで停止状態にある電源でございまして、発電機の機能的な制約として起動時間というものがあると思いますから、実需給が起動時間よりも手前に迫ると、これは当然、起動が間に合わないということになり

ますので、そういう意味では、約定させる上で起動時間を考慮した約定ロジックが必要になると考えているところでございます。

18 ページでございますが、問題は、この起動時間をどう考えるかだと思っております、一つは、発電機そのものの機械的なスペックとしての起動時間を、入札のときに起動時間として登録をしていただくことが考えられるのかなと思っております。

一方で、発電機を起動するためには、そのために人員を配置したりですとか、いろいろな準備作業があり得るということを考えますと、四六時中、常に起動が指示され得る状況だとすると、常にそういった余分な対応の必要が生じるということにもなると思っております。そうしますと、このような発電機の運用にかかる負担を考慮する場合には、単なる発電機の機能的な制約を起動時間とするだけではなくて、発電事業者として、人員配置等の変更の必要性も踏まえて、対応可能な時間として起動時間を設定していただくことを認めるということも考えられるのかなと思っております。

問題は、この点については、安定供給と発電事業者の負担の考慮というものが、トレードオフの関係にあるのではないかとこのところでございます、この点については、まずは実態の把握が重要ではないかと思っておりますので、例えば事務局において、一度その事業者の皆様にはヒアリングをさせていただいて、改めて検討するなど、引き続き検討が必要かなと考えているところでございます。

また、できる限り柔軟な運用、素早い起動を発電事業者が行うようなインセンティブを高める仕組みというものも検討の必要があるのかなと思っております。

次が 22 ページでございますが、時間前同時市場において取引の対象を何にするかという論点もあり得ると考えております。時間前で同時市場をやるということですから、当然、その都度 SCUC・SCED を回して、 Δ kW も含めたラインナップがその都度決まっていくということになるわけですので、普通に考えますと、時間前同時市場でその取引の対象とするのは kWh と Δ kW ということになると思われるところでございます。

他方で、先ほど、広域機関の資料 3 においても、価格の成分、機会費用と逸失利益の入れ替わりが生じるのではないかなというような論点が示されたところでもございますが、さらに、もっと単純に、約定量自体が時間前の断面でころころ変わっていくということも、特に約定点近辺の電源については起こり得るんだろうと思っております、例えばこの 22 ページの下の方で示させていただいているとおり、前日同時市場で一旦 kWh と Δ kW のラインナップが決まった後に、時間前同時市場①のところで kWh の量が減ったりとか、あるいは時間前同時市場②で、今度は全量 kWh がついて Δ kW がリリースされて、恐らくこのタイミングではほかの電源において Δ kW が確保されていると、このような形で、その都度 kWh と Δ kW の約定量が頻繁に変わっていくということになりますと、これはその断面で一体何が取引されているのかということがかなり分かりにくいのではないかと考えているところでございます。

24 ページでございますが、そういったことも踏まえて、では時間前市場で何を取引すべ

きかということを考えますと、作業部会の取りまとめでは、時間前市場のニーズは主に三つあるというふうに言われていたところございまして、一つは小売電気事業者のポジション調整のための売買。もう一つは、変動性再エネ事業者が再エネ変動に応じて売買をすることもあるのではないかとされてきました。また、発電事業者が、当然、追加の売りですとか、あるいは電源脱落時の買いをするニーズもあるのではないかとということでございまして、これらのニーズは、今の時間前市場がkWhを取り扱う市場であることを踏まえたものだとも思っておりますけれども、基本的にはkWhの取引が念頭に置かれているというところかと思っております。そういったしますと、時間前同時市場においては、基本的に、kWhについては時間前同時市場においてその都度売買をして、決済の仕方については考え次第ですが、差分決済を行っていくということになるのかなと考えておりますけれども、 ΔkW については、その都度売買をして差分決済を行うことが本当に必要かどうかというのは考えてもよいのではないかと思っているところございまして。ただ、そうはいっても、どこかのタイミングで ΔkW について認識をして決済をしていく必要があるのだらうと思っているところございまして、そのタイミングの候補としては、前日同時市場の断面ですとか、あるいはリアルタイムに近いゲートクローズ、もしかしたら実需給の断面といったようなことも考えられるのかもしれないというふうに思っております。

今、この24ページの下の方で示しているのは、前日同時市場で一旦kWhと ΔkW を確定して、そこで決済をして、また実需給に近いゲートクローズの断面でkWhと ΔkW を認識して決済するという形でございまして、PJMのTwo Settlementとしてご紹介したやり方にも近いのかなと思っておりますが、こういったやり方も一つあり得るところかなと思っているところございまして。

いずれにしても、この点については、具体的な電源運用の事例なども考慮しながら、引き続き検討を深めてはどうかと考えているところございまして。

27ページでございまして、時間前同時市場においては、入札内容の変更が当然されていくものだと考えておりますので、その点について、どのようなタイミングでどういったような入札内容の変更が可能なのかということも、不正な取引の発生を防止するといったような観点も踏まえて今後検討していく必要があるのかなと考えているところございまして。

以上が時間前市場についての論点というところございまして、その次に、特殊な電源の取扱いについてもご議論いただければと考えているところございまして。これは、これまでも少しずつ取り上げてきてはおりますけれども、これまで同時市場の検討会において、基本的には、安定電源あるいは調整電源と言われるような大型の火力を念頭に置きながら議論をしていただいたところですので、それ以外の電源についてもいろいろな論点を今後検討していく必要はあるのではないかとということで記載をさせていただいているところございまして。

まず、変動性再エネでございまして、一口に変動性再エネと申し上げましても、FIT・FITP・非FITがあるというところございまして。これを大きく分けると、FIT

T電源、特にF I T特例①③といったような形で、買取義務者がインバランス精算主体になっているような電源と、F I P・非F I Tという形で、発電事業者と申しますか、発電者がインバランスの精算主体になっている電源とで分類ができるのではないかと考えているところでございます。

これらの電源については、B Gサイドの入札行動ですとか、それに伴う需給曲線の変化ですとか、それからその変動に対応するための予備力・調整力の確保の在り方等々、いろいろな議論が必要だと考えているところでございますけれども、特に今回、一つ問題意識として示させていただいているのは、このF I T特例①③の同時市場における考え方でございまして、ご案内のとおり、例えばF I T特例①、小売電気事業者が買取義務者となっている特例制度においては、現行制度では実需給の前日の6時頃にT S Oから計画配分が行われると、その発電の予測値が配分されてきまして、小売電気事業者が組成する特例発電B Gは、それに基づいて発電計画をつくると。そうやって発電計画を一度つくれば、あとはゲートクローズまで発電計画を修正する必要はなくて、インバランスリスクを免れるということになっているところでございます。

これについて、先ほどお示ししたとおり、時間前の同時市場をやるということにした場合に、何のために時間前同時市場をやるかということ、その都度S C U C・S C E Dを回して効率的な運用をするということでございますが、一方で、このF I T特例の制度を踏まえますと、前日6時の断面で計画値が固定され、その後、バランシンググループが行動を求められることにはなっていないということでございます。そうしますと、本来は、実需給が近づくにつれて再エネ出力予測というのは精緻になっていくはずでありますから、それも踏まえて時間前の再入札等の検討がされたほうが本当は効率的なのかもしれませんけれども、それがなされないことになります。この点を、同時市場の設計における問題意識として、念頭に置く必要もあるかと考えているところでございます。

ただ、一方で、では、特例発電B Gに時間前の断面で何かしら対応を求めるというような形に仮にするとすると、これは今のF I T特例の制度の趣旨に反し、小売電気事業者インバランスリスクを負わせる問題が生じるということございまして、この点についてどう考えるかということかと思っているところでございます。

F I T電源を除くF I P電源あるいは非F I T電源につきましては、これは先ほど申し上げましたとおり、基本的には発電者がバランシングをしっかり行っていくと、そういう制度になっていると認識しておりますので、ある意味では、その他の一般的な電源と同じような扱いがされていくのかなというのが現時点での考え方でございます。これまで、特にセルフスケジュール電源の入札方法ということに関して、入札の仕方についての議論をいただいていたところございまして、セルフスケジュール電源については、例えば、入札をしていただくのか、あるいは市場に登録をしていただければいいのかといったような論点もまだ残っているところではございますけれども、F I P電源等についても、ディスパッチャブル、すなわち市場に約定結果を委ねるような形で入札をしていただくこともで

きると思いますし、あるいは自社の出力予測量をセルフスケジュールのような形で入札をしていただくということも可能なのではないかなと思っております。この場合に、発電量については、自社で出力を予測して入札をしていただくというのが基本線かと考えておりますが、他方で価格すなわち限界費用については、これは安く入れるということに普通はなるんだと思いますから、そうすると、F I P 電源等については、基本的には全量約定するか約定しないかといったような形で約定がされていくのかなと思っているところでございます。

また、39 ページに続きとして書かせていただいておりますが、これは先ほど申し上げましたとおり、F I P 電源等について事業者がbalancingをしていただくということになりますので、出力の増減の予測に応じた入札行動をしていただくということかと思っております。

次に、特殊な電源として、DERの取扱いについても考えておく必要があると考えております。ここでDERと申し上げていますのはいわゆる分散型電源でございまして、需要値の近くにあるような小規模な変動性再エネですとか、蓄電池とかDRといったものを想定しているところでございます。こういったようなDERについても、同時市場において取り扱えるようにしておく必要があると考えております。これまでDERのうちDRについては、第3回、第5回検討会で取り上げさせていただいているところでございまして、そこでご説明をいただいたものとしては、DRの中にも、市場に供出するタイプのDRと、専らBG等のbalancingに使うような形の市場に供出しないDRがあるということでございまして、それぞれに応じて、その取扱いについて論点があるというようなことをご議論いただいたところでございます。

47 ページでございますが、DRに限らず、変動性再エネや蓄電池も含めたDER全体という観点から、入札の仕方等について引き続き議論を行うことが重要と考えているところでございまして、諸外国においても、こういったDERについて、市場で扱えるようにしましょうということで、今まさに議論ないし対応が行われているところと認識をしているところでございます。

例えば、DERについては、基本的にアグリゲートしていただけて入札をしていただくということが普通の考え方なのかなと思っているところでございますが、そのときにアグリゲーションしたものの最低入札単位を100kWとすることが可能なのか、あるいはもう少し大きくしないと約定等が難しいということになるのかどうか。あるいは、アグリゲーションをしていただく地理的な範囲について、系統制約を考えるという観点からは、どのような単位でアグリゲーションをしていただく必要があるのか、あるいは、集約の便宜というものを考えて、広い範囲でアグリゲーションしていただいてもいいのか等々、ちょっと細かい論点かもしれませんが、そういったようなものも含めて、今後、DERの取扱いについては検討していく必要があるのかなと思っているところでございます。

特殊な電源の最後として、大規模揚水等の取扱いについても考えておく必要があると思

っておりまして、これは作業部会の取りまとめにおいても、大規模な揚水や大規模な系統用蓄電池といったようなものについては、発電事業者が他の電源と同じように市場に入札を行って、自ら池全体の水位を運用するというやり方のほかにも、同時市場に運用を任せられることを任意に選択できることとするということも既に提案されていたところでございます。

この点については、米国のPJMにおいても、揚水については、Three-Partの情報を入札して、それを使って市場で約定させるという方法だけではなくて、発電機の機器特性、揚水の上げ下げの判断に必要な貯水量の制約とか揚水効率といったようなものについて、事業者から情報を提出してもらって、それを踏まえて最適計画を作成するプログラムのようなものもあるようでございまして、そのようなやり方も考えられるのではないかと考えているところでございます。

また、今、需給調整市場の足元の状況を踏まえて、揚水について公募制とするのはどうかという議論もしていただいているというところと認識しておりまして、そういったことも、同時市場が始まったときに行われているとすれば、その在り方を同時市場の仕組みの中でどう取り扱っていくかということについて検討しておく必要があるのかなと思っております。例えば、誰が揚水の容量について供出を受けるのかといったようなことですか、あるいは、その揚水を市場で運用することについての対価性をどう考えるかといったようなことについて議論いただくことが必要かなと思っております。

また、若干細かい論点になりますが、同時市場の検討においては、他制度・他市場への影響も考慮する必要があると思っております。資料としては61ページ以降に少し記載をさせていただいているところでございます。

まず一つ目は、これまで特にオブザーバーの皆様から多くご意見をいただいているところと認識しておりますが、同時市場以前の断面でも電力取引というのは活発に行われているということでございまして、安定供給の観点からは、中長期の断面の電力取引というものも非常に重要でありますから、こういったものとの間で整合的な市場である必要があると考えているところでございます。

また、次に、間接送電権の市場についても、現在の間接送電権というのは、今の市場の仕組みに基づいてつくられているものでございますので、今後、同時市場がどういう制度になっていくかということによるのだとは思いますが、同時市場について検討していく場合には、その間接送電権についても併せて議論・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。

また、容量市場についても、これはこの検討会でもご指摘をいただいているところでございますが、まずスケジュール感の問題があって、当然、容量市場というのが、4年前にオークションが開かれるということを思えば、同時市場が導入される4年前までには、容量確保契約約款等の変更がまず形式的にも必要ではないかということでございます。

また、変更の中身についても、これまでに出てきた議論だけでも、同時市場になった場

合にはkWhとΔkWの両方にThree-Part入札をしていただくということが今考えられているわけですので、そうすると、そういったようなところで、実体的にも変更をしておく必要があるんだろうと思っております。

また、容量市場に入札をしていただくに当たっては、他市場収益を適切に控除していただく必要がありますから、これはなかなか難しいことかもしれないと考えております。特に、同時市場が導入される前の断面でこういったことをやっていただくということについて、考慮を要するだろうと思っております、そういったことについても配慮しながら制度を検討していく必要があるのかなと思っておりますのでございます。

最後の論点でございますが、67 ページに同時市場運営主体の役割について記載をさせていただいております。同時市場をこれからやるということになりましたら、当然、運営主体も含め、その詳細な制度を検討しておかなくてはならないと考えておりますが、その運営者としてどういう形である必要があるかということ、同時市場の運営主体にどんな役割や機能が求められるかということについても今の段階で整理をしておく必要があると思ひまして記載をさせていただいておりますのでございます。

ここで申し上げたいことといたしましては、同時市場の運営者は、一般の市場の運営者と比べますと、単なる入札情報を受け付けるだけではなくて、系統の運用状況とか電源の稼働情報・費用情報といった詳細、あるいは機微にわたるような情報についても把握して取り扱っていく、そういう主体であるということが一つあるのだろうというふうに考えております。また、約定処理についても、単なる市場の約定、精算ということだけではなくて、SCUC、すなわち系統制約を考慮して、セキュリティを考慮してラインナップを決めて、そのラインナップが広域需給・系統運用に使われていくということになるわけですので、そういう意味では、単なる市場の運営ということだけではなくて、広域需給や系統運用に関連する業務も幅広くやっていくということになるのだろうと考えています。また、その約定計算等の仕組みについては、いろいろ事務局としても検証を行っているところでございますが、こういったようなシステムができた後、同時市場が始まった後も、このシステムは不断に改善していかなくてはなりませんので、そういう意味で高度なシステム開発能力も必要と考えております。

といったようなことを考えますと、同時市場の運営者には強靱かつ安定的な事業運営能力、取引参加者の信頼を得られる中立性や透明性、高度なシステム開発能力といったようなものが必要だと考えておまして、そのために必要なガバナンス、人材、経理的基礎といったものが確保されていることが求められると考えているところでございます。

こういったようなことも踏まえながら、今後、具体的な運営主体については検討していく必要があるのかなと思っておりますのでございます。

資料4のご説明としては、以上のところでございます。よろしくお願いいたします。

○金本座長

ありがとうございます。

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をいただければと思います。

それでは、どなたかございますでしょうか。

委員の方はいらっしゃらないようですから、新川さん、どうぞ。

○新川オブザーバー

監視等委員会、新川でございます。ありがとうございます。

まだ現状、需給調整市場では、募集量に応札量が達せず未達の状況が頻繁に生じていると認識をしております。調整力の供出側にも、事業者によっていろいろな考えがあると思うものの、結果的に、電源の起動や調整力の確保といった意味で、電力システム全体で合理的な電源の運用になっているか疑問が残る状況になっていると思っております。こうした状況を踏まえ、応札を行うかどうかを電源運用者の完全な自発的意思に委ねることが妥当なのか検討が必要と思っております。時間前市場についても、ザラバ市場にして応札を待つというよりは、可能であれば約定処理を繰り返すなどしたほうが合理的な電源運用になるのではないかと考えております。

ただ、他方、18 ページのほうにもお示しをいただいておりますけれども、発電所の人員配置等の運用も考えると、その場合にどのような費用が発生するのかと、Upliftとして負担するのかと。負担しないとしても社会的コストは少ないほうがいいと思うと、ここに書いてあるように、事務局においてヒアリングを行っていただいて、また方針を決めていただければなと思っております。

それから、揚水発電についても議論になっておりますけれども、揚水発電は重要な価値を持つ電源でございますので、事務局提案の方法も含めて適切な対価の下で最大限活用される仕組みをつくっていくことが望ましいと考えております。揚水発電を所有・運用する事業者の考えなどもよく聞いていただいて、様々な角度から検討されることを期待したいと思っております。

それからもう一点、同時市場運営主体の役割の最後のページでございますけれども、ここに書いてあることそのものに異論があるわけではございませんが、当然、この主体については電気事業法の規律の下に運営されることが必要と考えておりますので、その旨申し添えさせていただきます。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

じゃあ、次、市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村（健）オブザーバー

ありがとうございます。事務局のご説明と資料の作成、ありがとうございました。

今回、DERについて資料の記載がございますので、ちょっとコメントさせていただき

ます。

たまたまゴールデンウィークに、アメリカに行く用事があったので、併せてPJMにちょっと訪れてきました。その際、PJM側だけじゃなくて、DR事業者も含めて複数の関係者に会ってきたんですけれども、痛感したのは、やっぱり我々からすると、当たり前な事実ではあるけれども、アメリカってやっぱり圧倒的に燃料があって、圧倒的に電源があふれていると。こういう現実を目の当たりにして、日本との彼我の差というのを私自身、痛感した次第です。PJMでも、正確には把握していないけれども、自家発なんかを含めると大体需要の4倍から5倍ぐらいはあるかなというような言い方で、燃料においては、もう皆さんもご存じのとおり、何をか言わんやです。パイプラインが縦横無尽に張り巡らされていて、ある意味、制約にはなり得ない。日本のようにタンカーで運んでくるというのは全然違うというのは、既に以前の検討会で事務局の方が紹介してくださったとおりです。私自身、印象深かったのは、メリーランド州の大手のDR事業者のCEOとランチを取ったんですね。そうしたら、彼が同席させたのはHead of Government Relations、つまりロビイストなんです。彼らと話をしていた面白かったのは、例えば今日の資料にもご紹介いただいております、FERC Order 2222あるいは2023、こういったものは我々が勝ち取った権利なんだと、こういうふうに言って誇らしく語っていました。やっぱりそのCEOいわく、PJMというのは我々DR事業者に期待しているのは、自由にやることなんだと。我々に求められているのはここがポイントで、Stimulating role for the Marketであって、Balancing role for the Marketではないと。PJMに、さすがに事業者の名前は言わなかったですけれども、そういう話があったよと言ったら、そのPJMの担当者も、我々もDR事業はいわゆるアフーマティブアクションの一環なんだと。育てる必要があるんだというふうに言っていて、私なりに合点がいった次第です。やっぱりアフーマティブアクションというコメントは重要だなと思っていて、別の担当者は、ここだけの話だけど、我々はやっぱりカリフォルニアでDRがあればだけやっているから、東側でやらないというわけにはいかないんだというような言い方もされていました。こういうふうにと考えると、やっぱり我が国の市場環境ってアメリカとは大きく異なるわけで、燃料制約も大きいし、電源も足りない。したがって、日本の場合、DRやDERに需給バランス上の一定の役割は期待されていて、私も事業者として相応に貢献したいと思っているし、貢献してきているという自負はあります。しかしながら、昨今のいろいろな事案、先ほど新川事務局長からもお話がありましたが、需給調整市場等々で見られる、そういう状況を鑑みますと、やっぱり性善説で制度設計するには無理があるのかなと思っています。まして、PJMはアフーマティブアクションでアプローチしているというわけですから、日本にはそんなに大目に見るほどの余裕はないのかなと思っています。

何ページだったかな、今ここを出てますね、47ページ、「DERの市場参入の促進と計算時間等の技術的な要件のバランスを考えつつ、諸外国の事例も踏まえ」云々と書いてあ

りますね。でも、例えば、じゃあ、アメリカで FERC Order 2222 があるから日本でもという、もし議論になっていったとしたら、これは相当大変なことになるなというのが私の肌感覚です。これは今日、この後、B/C 分析がありますね。そして、もし仮に同時市場をやりたいということになったら、来年以降、新たなステージで具体的な制度設計が進んでいくというふうに私自身は理解してますけれども、やっぱりその際は、こういった日米の差、これをよく熟慮した議論が大事だと思いますし、私も実業を担う目線で、いかに日本のために貢献できるのかということと、一緒になって方向性を考えていきたいなというふうに思っております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ご説明ありがとうございました。全体としては、今後の議論の進め方として基本的な方針に異論はありません。

1 点、私からは、時間前市場の設定調整率、調整力の確保方法についてコメントいたします。具体的には、18 ページについて、起動時間に関する論点が提示されていまして。確かに起動時間とは何かというのは整理する必要がある点で、経済的には起動時間が早くなるほどコストが大きくなるというトレードオフが通常考えられるところでありまして。記載されておりますように、関係主体へのヒアリングを行いつつ、柔軟に制度を設計していく必要があるかと思っております。

最後に記載されている、起動費に一定程度の上乗せを認めるというのは一つのアイデアですが、これに加えて、起動スケジュールと起動費をコンビネーションとして捉えて複数のオファーを認めるという考え方もあるのではないかと考えております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は横山委員ですかね、お願いします。

○横山委員

横山でございます。どうもありがとうございます。私は、事務局からのご説明の内容、全体的には違和感はありませんでした。

ちょっと細かい点で、3 点ほどコメントをさせていただきたいと思っております。まず、スライド 16 の時間前同時市場における入札義務のところなんですけれども、発電機の出力変化速度を考慮する、それから起動時間を考慮するというのは、従来、昔の各電力会社のユニットコミットメントは当然考慮されていたことだったというふうに思います。多分、今回、この需要の価格弾力性とかを考えて、日本全体の最適化をやるという意味で、今回、どこ

までこれらが考慮されてシミュレーションされたのかというこの辺の制約条件についてはよく理解していないんですけども、恐らくこれらの運用制約はSCUC・SCEDのロジックでうまく考慮されるはずだというふうに、またはされているんだろうというふうに思いました。

起動時間をどう扱うかというところの、18 スライドで、人員の配置を含めた話も出てまいりました。先ほど五十川先生がおっしゃったこと、私もまさに考えていたんですけども、後で出てきますが、3回ぐらい、例えば、同時市場の後3回ぐらいゲートクローズまでの間にSUCUの時間前同時市場を行うとしたときに、その中で起動に人員が必要だということであれば、それは起動費用の中に含めて入札をしていただいて、高ければ落札をしないということ、時間前市場は同時市場からの多分、需要や再エネの変動分とか電源の故障とか、そういうようなことが考慮された部分の変動分の話だというふうに思いますので、その辺り、起動費の増加ということで対応はできるのではないかなというふうに思いました。この辺りはしっかりと、その費用がどうなるかというのは監視をする必要があるのかなとは思いました。

それから、2点目は、スライド22の時間前同時市場における決済対象の取引のところですが、まさにこれは事務局が書いておられるとおり、途中で何回も何回も決済をすると非常に煩雑になるということで、時間前同時市場の③のゲートクローズの時点で、ここで決済をするというのも一つの簡易方法かなと、これも確かに非常にいいアイデアだなというふうに理解をしました。

それから最後は、大規模揚水と蓄電池の取扱いのところ、まさに先ほど新川事務局もおっしゃいましたように、需給調整市場に、特に揚水が応札されていないということで、揚水、それから将来の大型の蓄電池、系統用蓄電池というものは非常に重要な調整力の電源でありますので、これは、運用するには火力とも一緒に運用しないと、つまり、揚水の原資としての火力運用ということも非常に大事になりますので、その辺り、やはりこの同時市場の中で最適化をして、有効に活用するというのが重要だろうというふうに思いまして、事務局のこの案に、②を積極的に進めるということに賛成をいたします。

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。

次は小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

どうも、小宮山でございます。ご説明ありがとうございます。資料に記載されている方針に、基本的に賛同させていただきたいと思います。

私も、先ほどの新川事務局長、横山先生のお話で出てきました揚水の扱いに関しまして、事務局の方針に賛同させていただきたいと思います。

特に調整力の確保で揚水、非常に役割が、特に日本の場合ですと大きい電源であるとい

うふうに認識しておりますので、オプションとして同時市場に運用を任せるオプションを、やはり設けるということは大切かと思います。

他方で、揚水も非常に多機能な電力貯蔵技術でございますので、そのほかにも恐らく、ブラックスタート等でも貢献し得る、安定供給に貢献し得る電源でございますので、同時市場に運用を任せることと同時に、任意に入札を行う、そうしたオプションを用意するということは、とてもよいアイデアではないかというふうに思った次第でございます。

こちらは、PJMでは既にロジックですね、オプティマイザーの利用をされているということで、日本でもロジック、PJMと同様に揚水を考慮に入れたSCUC・SCEDの、やはりロジックを完成させて活用するということは大変大切なことだというふうに思っております。

また、再生可能エネルギーが大量に導入してまいりますと、揚水の運転が、恐らく大変オペレーションが複雑化することも想定されておりますので、この同時市場で全体最適で、恐らく低速機、それから可変速機を全体として最適化するというのは、大変意義が大きいところだというふうに認識しております。

私からは以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

松村です、聞こえますか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○松村委員

発言します。まず、今も複数の方から発言があったスライド53に関して、再度整理していただき、とても感謝します。

ここで正しく書いていただいたとおり、28年度以降、この同時市場ができる前の段階から、今足元でとても重要な問題になっている。こういう整理が今の議論にもとても役に立つと思います。

基本的には、ある意味で選択可能とする形、発電事業者にとってもネットワーク部門にとっても選択肢を増やすということ。それで、ある種の合理的な運用というのができるように、足元でも将来でもということを積極的に議論していくことはとても重要だと思います。ほかのところでも、この議論が活用されることを期待しています。

さらに、今の制度設計の役に立つということに関して言うと、最終的に28年度以降に同時市場の形で巻き取れるようにというか、今議論されているものというのを軟着陸させられるように、つまり、今の議論では、一部の人はどういうわけか暫定的な措置だと認識している人たちもいるみたいなんです、これはある意味で28年度以降も、同時市場開場以

降もうまく巻き取れるようなものだと思います。

そうすると、そのときに微修正で巻き取れるように、ある意味で28年度以降にも合理的に使える形で今の議論を考えてほしいというような面でも、とても重要だと思いますので、そちらを設計するのに際して、この議論を十分頭に入れるべきかと思いました。

次に、他市場との関連というところで、容量市場のことについても取り上げていただきました。ありがとうございました。他市場収益については既に発言はしていますが、恐らくオブリゲーションというようなところでも、とても重要になってくると思います。

容量市場を介した義務づけというのが、唯一のやり方ではないとしても、一つの手段だというふうに思います。そのときに、これも、他市場収益も同じ構造なんですけど、容量市場では基本的に4年前に調達するという難しさというのがあります。そのときに、同時市場というのを見据えてオブリゲーションの内容を書き換えるというようなことをしたとすると、それに関しては不利益変更だという格好で、今、足元でも発電事業者から、ほかの文脈での改革でも反発とかというのが出てきています。

不利益変更ということに関して反発が出てくるというのは、それはもつともだとは思いますが、しかし、そこで合理的にオブリゲーションというのを考え直すということをするときに、今年度調達したとするならば、そのオブリゲーションは4年後以降だということを言われると、もうこの同時市場の改革というのを見据えれば、4年も先行して設計しなければいけない。そうすると、不利益変更だということを言われて、改革がとてもしにくいということだとすると、4年前の段階で相当に厳しいオブリゲーションというのをあらかじめ規定しておかないと、どんな状況になったとしても対応できるようなオブリゲーションというのをあらかじめ書いておかないと、その後の手段というのを失うことになるかなということで、もう近々に、すごい厳しいオブリゲーションを課すというような議論というのをせざるを得なくなります。それは、発電事業者にとっても調達側にとってもとても不幸な事態だというふうに思いますので、不利益変更だ、けしからんというような議論をするときには、十分今回の議論というのも踏まえて、そのようなことをすると自分たちの不利益に最終的に跳ね返ってくるということを十分認識した上で、私たちも無体なオブリゲーションにならないようにする。例えば時間前のところでは、オブリゲーションの結果、膨大な追加コストがかかるような、そんな変な設計というのはもちろんしないということを前提として、一定の対応というのはあり得るということは、発電事業者の方にもぜひぜひ考えていただきたい。

ほか、オブリゲーションについては、前のラウンドでも出てきましたが、今回の資料でも相当にいろんなことを配慮して議論してくださっているというふうに理解しています。Three-Partで出してくれた人というのが著しく不利にならないようにということとは十分考えて、一方で、そうでなくセルフスケジュールという格好で出したところについては、一定のオブリゲーションというのはきついハードルのように見えるかもしれないのだけれど、それはある意味で、Three-Partでちゃんと出してくれるというイ

ンセンティブを与えるために意図的にしているのだということも、十分、今後伝えていかなければいけない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した。

次は委員の方で、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

秋元です。ありがとうございます。

他制度・他市場への影響のところ、記載いただいていることはそのとおりで、ぜひ丁寧に整理をしていただきたいというふうに思います。

その上でですが、ここで大分この同時市場の検討は煮詰まってきたというふうに思いますが、そういう中であって、余計に、煮詰まってきたからこそ、同時市場の中で必ずしも最適、完全な最適化を図らなくても、むしろ全体最適、ほかの市場等で役割を担うことによって、中長期の断面を含めて全体最適になるというところがあるかと思いたいで、改めて、ほかの市場との関係性ということも含めて、丁寧に整理、検討を行っていただきたいというふうに思います。

あと、F I TとF I Pの話がございましたけれども、基本的な路線としてはF I TからF I Pへの移行ということが大きな路線としてあると思いますので、そういう中で、そこも、F I Pで担うべきところと、この同時市場との関係ということも踏まえて、こちらも全体の最適につながるような大きな視点を持った検討がますますこれから必要になってくるかなというふうに思います。

この同時市場の検討会だけで議論できることではないと思いますので、ほかも含めて、恐らく政府のほうでの審議会を含めて、今後、全体最適という視点を忘れずに検討を深めていく必要があるかなというふうに思いました。

以上です。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

これで、委員の方はいかがですかね。

市村委員、お願いいたします。

○市村（拓）委員

ありがとうございます。私からは3点ほどコメントさせていただければと思います。

まず、先ほどコメントしたところと関連してくるところであります、16 スライド目のところで、時間前市場、同時市場における入札義務というところについて、これは今後、より具体的に整理していくという話かとは思っておりますが、これのところを、やはりもう少し整理していくというところが必要かなというふうには思っています。

具体的には、どこまで入札義務という意味合いということなんですが、例えばこの3ポ

ツ目の②とか③というふうに書いてあるような場合、ここについては、まだ出力の余力があるので、そこについては引き続き入札をしてくださいということは、これは非常に今までの考え方と同じようなところで、応札義務というところを図るところは分かりやすいかなと思うんですけども、一方で、約定した電源について、下げ調整が可能な場合、つまり、それは結局、その際に、一旦、前日で出力が全部確定しましたと、同時市場で入れてといったときに、それは、下げるということは、権利義務的に申し上げると、買い入札というか、出力を下げさせるということは、一旦売りで売って行って、さらに買い戻しているみたいな形で、買い義務みたいな形がかかっているような関係になるのかなというふうに思います。

ここら辺の関係性、この同時市場の中で、どういう形での、それは、今申し上げたのは権利義務の関係ですし、入札義務といったときに、売り入札の義務なのか、ある意味、一定の買い入札的な義務までかかってくるのかということですね。ここら辺のところは、少し、この同時市場の設計に照らして、どこまで、この入札義務といったときにかけるのか、どういう意味合いなのかということ、今後整理していく必要があるかなというふうに思っているところでございます。

続いて2点目ですが、これはFIT、FIPの整理で33スライド目ですが、ここもFIT特例①という過渡的な対応ということになるかとは思いますが、一定の、この前提でというか、FIT特例①を前提として考えていくと、なかなかその運用と計画、ここら辺は分けて考えざるを得ないのかなという気もしております。

ここら辺は、今後の議論ということかと思いますが、FIT特例①を前提に考えざるを得ないのだとすると、やはり、そこら辺の約定と需給運用を終始回していくところといったところは、ここは少し分かれてくるということにはなってくるのかなというふうには思っているところでございます。

最後ですけれども、大規模揚水・蓄電池の取扱い、53スライド目で、これはほかの委員の方々もおっしゃっているとおり、私も基本的には、積極的に同時市場、オプティマイザーみたいな形、同時市場で運用していくということ、これを追求していくということに対しては賛成するところでございます。

ただ、一方で少し悩ましいのは、蓄電池の取扱いですね。特に、大規模というふうにこれは書かれているので、準ずるようなということであると思いますが、長期オークションでも蓄電池が相当数、入札もして落札もされているという状況もございます。

こういった中で、この蓄電池、こういった同時市場において、むしろ運用者に任せる電源の範囲というところは、揚水に加えてどこまで求めていくのかということ、実態を踏まえて少し検討していく必要はあるかなというふうには思った次第です。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは、あとはオブザーバーの方をお願いいたします。

まず、西浦オブザーバー、お願いします。

○西浦オブザーバー

ありがとうございます。資料のご説明、ありがとうございました。

私からコメントさせていただきます。全体的には違和感ございませんけれども、変動性再エネの事業者として、個別に3点ほどコメントさせていただければと思っております。

まず10ページ、時間前市場の設計に関する基本方針というところですが、方針に関して特段大きな違和感はありません。やはり、実効的な頻度で、この時間前市場を開催できるということが重要だと考えておりますので、ここのところは引き続きの検討、シミュレーションを実施いただければと思っております。

16ページ以降のところ、時間前市場における入札義務のところですが、こちらは、変動性再エネの出力変化にも考慮いただいているのは、このような議論、論点を挙げていただいていることに、まず感謝申し上げます。ぜひ実効的な仕組みとなるように、今後ヒアリングや議論を進めていただければと考えております。

38ページです。FIP電源等というところになりますけれども、変動性再エネの入札方法の選択肢として、今回、選択肢①と③を併記して記載いただいております。この整理自体は、42ページにも示されている自己計画電源の整理等に沿って整理いただいたということで、ここの整理自体には特段違和感ないんですけれども、こうやって並べますと、改めて、この38ページの冒頭にも記載されているコーポレートPPA等、新たな再エネ調達手段にちゃんと対応できるのかというところが気になりました。

世界的には、再エネ調達はトゥエンティフォー・セブン、あるいはアワリーマッチングのような話、方向に向かっており、加えて、日本の非化石証書制度は、トラッキングを付しても電気の価値の由来はうたえないという、制度設計思想上に基づく課題もあります。そういう意味では、やはり電気の価値を明示的に相対取引できるフィジカルPPAが、今後、より重要になってくると見込んでおります。

また、地産地消をうたうような再エネ電源利用というのも増えてきているという現状がございます。

例えば、この選択肢①であれば、相対契約がある場合の電気の販売と調達のひもづけ、あるいはその会計上の扱いといったところの課題というのはまだ、対応策がいまだ明確になっていないというふうに理解をしております。

今後、この辺りの対応策の議論、確認議論をしっかりと行った上で、選択肢の選択の議論に進めればと思っております。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

あとは、ちょっと順番が前後するかもしれませんが、関西電力、齊藤オブザーバー、お

願いいいたします。

○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。私からは、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1点目ですが、24 スライドのほうです。時間前市場における決済対象の取引についてでございますけれども、まず発電事業の予見性の確保の観点から、前日市場の約定結果につきましては尊重されるものというふうに理解しております。

そのような観点から、 ΔkW の決済につきましても、前日段階で必要な ΔkW 、これを市場から調達したという結果を踏まえたと、前日市場は決済対象となるものというふうに考えられると思っております。

また、様々なタイミングで発生し得る逸失利益であったり機会費用、これらにつきましては、時間前取引の都度決済することで、作業は煩雑になることは理解いたしますけれども、確実に手当されるように検討を深めていただきたいというふうに考えてございます。

次、2点目でございます。53 スライドになります。ここでは大規模揚水、それから蓄電池の取扱いについてコメントさせていただきたいと思います。

まず、今後の再エネ大量導入に当たりまして、柔軟にこういった起動停止ができる揚水、これを調整力として活用していくことについては、BGといたしましては、こういった調整力を活用していくとともに、BGとしても自社の供給力として活用していくことの両立を図っていくことが必要だというふうに考えております。

特に、揚水の扱いについては慎重にご検討いただければというふうに考えてございます。

また、この取扱いを検討するに当たりましては、揚水の持つ価値というのをしっかりと評価させていただきたいというふうに考えてございます。

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、東京ガスの石坂オブザーバー、願いいいたします。

○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。

この資料につきまして、時間前資料の詳細論点、発電事業者とか小売事業者のニーズを踏まえて網羅的に整理いただいたこと、非常に感謝申し上げます。その中で、2点ほどコメントさせていただきます。

まず、スライドの5 ページ、6 ページの、小売の売りとか発電の買いのニーズについてなんですけれども、これ、的確に整理いただいてありがとうございます。6 スライド目の最後に書かれていますけれども、電源を市場内で *Three-Part* で経済差替えするようなケースにおいて、以前からも課題になっていきますけれども、電源について相対契約を行っている場合があるので、ここを *Three-Part* で差し替えた場合も、会計処

理上、現物として成立するような整理をお願いしたいと思っております。それが1点です。

2点目、供出義務に関しまして、先ほどからいろんな方がご意見を出されているところでございますけれども、18 スライド目の2ポツ目から4ポツ目に書かれているとおり、実需給直前で起動停止が出力変更というのは、小さい事業者にとってはそれなりにハードルがあるんですけれども、ここでいう実需給直前での起動停止や出力変更ということについては、発電所のオペレーターだけの話ではないということを申し上げておきたいと思っております。発電所のオペレーターは24時間いて、事前にスケジュールさえされていれば、24時間いつでも対応できるようになっていたとしても、市場そのものが24時間となると、入札行為を行ったりとか、約定結果を受けて計画の変更業務を行って発電所に指示を出すというような、スタッフ業務が裏にあたりとかします。

そういうスタッフ業務を含めて24時間対応するというのは、なかなか難しいという事業者もいるので、そういう実態も踏まえて整理をお願いしたいと思います。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は、JERAの東谷オブザーバー、お願いいたします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。私のほうからは3点コメントさせていただきます。

1点目は、6ページの4ポツ目に記載されている発電事業者による電源差替えについてです。「Three-Part Offer（売り入札）を行う形で電源差替えを行うことが経済合理的となるように、更に検討を深めることが重要」という記載がありますけれども、先ほど石坂オブザーバーからもお話がありまして、仮に相對契約とひもづく電源を売り入札する場合には、差金決済みたいなものを導入する必要があるって、これには会計上の扱いというところにも留意する必要があります。

現状の買い入札を行う形での電源差替えも経済合理性を追求した行動の一つであると認識しておりますので、こういった会計上の懸念や手続の煩雑化を踏まえてもなお、こういった売り入札を行う形のほうが合理的なのか、慎重にご検討いただければと思います。

2点目は、16ページの時間前市場における入札義務についてです。「前日同時市場における約定電源・未約定電源についても、引き続き、時間前同時市場の断面において入札を継続することを求める」という記載がありますけれども、記載されているとおり、特に③の「前日同時市場で全く約定せず、停止状態の電源」については起動時間を考慮する必要があります。18ページの米印にも記載いただいているとおり、特に火力機の場合、停止継続時間によって、起動に要する時間が変化するといったところに注意が必要となります。

これを約定ロジックに正確に反映できるのか、あるいは、できない場合、入札の都度、その入札条件の確認、修正を行うことが実務的にワークするのかといった点について慎重な検討が必要と考えますので、まずは事業者へのヒアリングを通じて実態をよく把握いた

だければと思います。

最後、3点目は、24 ページの3 ポツ目に記載されている $\Delta k W$ の決済タイミングについてです。

時間前同時市場の基本的な考え方として、25 ページに記載のとおり、あくまで前日同時市場の約定結果を前提として、その時点の過不足分を調整し、前日同時市場からの差分を追加的に約定させることが望ましいというふうに考えております。

したがいまして、先ほど齊藤オブザーバーのコメントと同じなんですけれども、 $\Delta k W$ 約定分を $k W h$ 同様、前日同時市場約定のタイミングで一旦決済することを前提に、それ以降発生し得る $\Delta k W$ の逸失利益や機会費用の扱いについて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

どうもありがとうございます。

次は、送配電網協議会の山本オブザーバー、お願いいたします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本でございます。

22 ページから 24 ページにあります時間前同時市場における決済対象の取引について、先ほどの資料3にも関連するところですが、コメントさせていただきたいと思います。

24 ページの3 ポツ目に、 $\Delta k W$ の決済タイミングをどう設定するかとありますけれども、時間前同時市場では各市場のタイミングでユニット構成や需給バランスが変わり得るということになりますので、 $\Delta k W$ の確保状況も、ゲートクローズに向けたそれぞれ各市場で変わっていくものと考えます。

そのため、各市場の都度、 $\Delta k W$ と $k W h$ の差替えが生じますけれども、同ページの下部のイメージでは、時間前市場にて $\Delta k W$ が $k W h$ に差し替わってリリースされたものについて、払い戻し処理をされないで、 $k W h$ で使われていて $\Delta k W$ としての価値がないものに対しての支払いが生じるといった課題がございます。

また、 $\Delta k W$ の差分決済をする場合においても、23 ページにありますように、 $\Delta k W$ の価格の構成要素である機会費用と逸失利益が頻繁に入れ替わるということもあり得ますので、その場合は決済処理がかなり複雑となって実現性に課題が生じるのではないかと考えております。

同時市場におきましては、前日や時間前の時点で必要な電源ラインナップが確保されて、安価な電源を優先的に $k W h$ に割り当てた上で、 $\Delta k W$ のための余力があるかないか、これを確認しながら全体最適化されることになりますので、各市場での確保状況や構成要素が変わり得る $\Delta k W$ の清算については、最後の時間前市場を通じたゲートクローズ時点で決済タイミングとする方法がよいのではないかと。これは先ほど横山先生からもありまし

たけれども、そう思いますので、併せてご検討いただければと思います。

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。

続いては、電中研の永田オブザーバー、お願いいたします。

○永田オブザーバー

電中研、永田でございます。ありがとうございます。

18 ページ、時間前入札義務の流れの中で、どの程度の柔軟性をもって運用されているかの実態把握と、それに基づく整理というご提案をいただいて、これは非常に大事な話だなというふうに思っております。

柔軟性、ここでは時間前市場での話ということと理解しておりますけれども、柔軟性という点では、こうした市場での話とは別建てで、容量市場電源の容量余力活用契約のような形で、実運用の断面で必要に応じて柔軟性を確保して活用するという考え方もあり、それも重要であるというふうに認識しております。

そうした観点、とりわけ今後は柔軟性を最大限確保するというのは非常に重要な話になると認識しておりますので、全体として、この柔軟性をどう確保していくかと、活用していくかというところを踏まえた中で、この時間前市場でどういう柔軟性で考えていくかというところを整理していただくとよいかというふうに思いました。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は、J P E Aの増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

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。私のほうからは3点コメントがございます。

1点目は、まさにこのページで、先ほど電中研の永田オブザーバーが発言されたとおりなんですけれども、今後、変動性再エネが大量に導入されるということになれば、火力等も含めて電源の柔軟性というのが非常に重要になってくるかなと。前日市場の後の時間前市場においても非常に柔軟に対応できる電源が数多くあるというのが、全体最適、それから安定運用に大変重要だと思いますので、この中で、どうやってインセンティブを高めて、その柔軟性を確保していくかというのが大変重要なポイントだということ、まさに、そのように思います。

それから2点目が、変動性再エネにつきましても今回整理いただきましてありがとうございます。全体としては、特に違和感はありません。

1点、ここに記載しておりますけれども、FIT特例の①につきましては、いまだに相当な量が残っていると私は認識しておりますけれども、これにつきましては、ここで議

論する話ではないんですが、できるだけF I T特例③のほうに誘導するような形を取って、できるだけ早くF I T特例①がなくなるようなことも重要になるかなと思いますので、ほかの委員会等での議論がなされることを希望いたします。

その先は、最終的には、フィードインプレミアムなり、F I Tではない電源になっていくという市場統合を進めるということになるかとは思いますが、今すぐできることとしては、F I T特例①から③への移行を進めるということかだと思います。

それから、3点目ですけれども、変動性再エネ、それからDER、これは非常に関連性が強いかなと思っております。その理由は、今、日本全国に導入されております10kW以上の太陽光発電設備、全部で70万件近くございます。特に低圧はたくさんございまして、それらをどういうふうに、うまくそれを活用して、この同時市場の中で使っていくかということも大きな課題だと思いますので、基本的にはアグリゲーターなりアグリゲーションを行う、そういう小規模な電源というのは必要になってくると思っておりますので、このDERの中と共通の課題として検討いただければと思います。

私からは以上です。ありがとうございました。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は、enechainの野澤オブザーバー、お願いいたします。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。enechain、野澤です。

資料4、全般異存ないです。既に何名かコメントされている時間前の決済のところについて、コメントだけさせていただきます。

PJMの2セトルメントというのは非常に妥当性があるんじゃないかなというふうに感じました。オペレーション上、前日の計画ってすごい重要だというふうに思っていて、前日に入札をして、kWhとかΔkW、その稼働が1回バシッと決まって、資料にも記載があったんですけども、人繰りとかそういうのも決まっていくと。なので、前日の時点で1回決済して、収益を含めて確定させるというところが、すごくまず重要なんじゃないかなと感じました。その上で、当日に差替えがあれば、都度決済していくというのが合理的なんじゃないかなというふうに感じています。

時間前のΔkWの、kWhもなのかもしれないんですけど、決済というのも、言って、やはり都度決済していくというのが普通なんじゃないかなというふうには感じました。これは、この市場だけじゃなくて、普通に相対とかでも、さすがに時間前でばんばんやるわけではないと思うんですけども、差替えというのは、事業者からすると検討というのはすると思うので、逆に決済していかないと分からないんじゃないかなというのも、ちょっと思ったところがあります。

なので、そこは発電、それから小売の事業者のニーズ次第で、どの頻度で決済するのかというのは、今後議論していけばいいんじゃないかなとは思いますが、煩雑にな

るとはいえ、都度しっかり決済をするということが、まずは正面案なんじゃないかなというふうには感じました。

他方で、出納というのは、これはさすがに、お金の入出金というのは、ある程度まとまったタイミングでおして支払うというのが、これは普通なんじゃないかなというふうに感じているところです。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。これで一通りですね。

それでは、事務局のほうから対応をお願いできればと思います。

○長窪調整官

資源エネルギー庁、長窪でございます。

今回も極めて多岐にわたる重要なご意見を多数いただきまして、ありがとうございます。

重要なご意見が多かったと思いますので、事務局としても考え方を可能な限り申し上げておきたいなと思っております。

まず、最初に、新川オブザーバーからご意見をいただいたとおりで、今の需給調整市場等も踏まえると、約定処理を繰り返す形のほうがよろしいのではというのは、事務局としてもそうなのかなと思ってしまして、これに加えて、 kWh と ΔkW の両方に入札をしていただく形にするとか、そういったような、いろんな制度の検討というのにも必要なのかなと思っております。

また、その発電の運用ですね、時間前における入札義務に関連した発電所の運用とか、あるいはその揚水発電の運用みたいなものについて、事業者の意見も聞きながら適切にというの、事務局としてもそう思っているところでございます。

また、同時市場の運営主体について、電気事業法の規律の下に運用されることが必要というのは、これは今回資料に書いておりませんでした、これもご指摘のとおりかなと思っております。

次に、市村オブザーバーからは、ゴールデンウィークに米国に行かれたということでございまして、現地の雰囲気がよく分かって大変ありがたいと思ったところでございます。

性善説で制度設計するには無理があるというようなことや、あるいは、日本では大目に見る余裕はないのだというようなことをおっしゃっておられました。DERについても規律が必要というのは、これは、事務局としても同様の問題意識を持っております、というのは、最後に増川オブザーバーからもご意見をいただきましたが、例えば、太陽光が、すごく細かいものもたくさん増えてきているということに配慮する必要があるということがあり、ご指摘のとおりだと思っております。あと、蓄電池ですね。これから、さらにどんどん蓄電池が増えてくるということになってきますと、安定供給の観点から、そういったものについての情報をどうやって集約するかとか、あるいはそこにどういう規律をかけていくかというのは、これは重要な論点だと思っております、そういう意味で、DERにつ

いて規律が必要というのはご指摘のとおりかと思しますので、今後検討していくことになるのかなと思っていますところでございます。

五十川委員と横山委員からは、起動時間に関してご指摘をいただいたところでございまして、起動費に含める形で、柔軟な対応についてのインセンティブを与えたり、あるいは約定ロジックを実現したりするというようなことですか、あるいは、起動費に起動スケジュールも組み合わせて考慮することで取り扱っていく方法も合理的ではないかというようなご意見をいただいたところと認識しております。

この点も、事務局としても同様かなと思っておりまして、ぴったり同じ考えというわけではないですが、例えばPJMでもファストスタート電源については、市場価格を考える上で、起動費とか負荷コスト、ノーロードコストについても考慮して市場価格を決めるということになっているようです。そういうことを考慮すると基本的には市場価格が上がるわけで、普通は約定しないんですが、約定するような断面では市場価格が上がるので、そういう意味ではそういうファストスタートができるような電源も、儲けることができるということのようございまして、そういった仕組みを検討していくというのも重要なのかなというふうに思っております。

また、横山委員からもう一点、昔の電力のユニットコミットメントも、起動時間とか出力変化速度みたいなものをちゃんと考慮していたはずだというご指摘をいただいており、これもおっしゃるとおりかと思っていて、ただ、昔の運用と違うのは、昔は、例えば一体会社とかグループ会社の間で情報をうまくやりとりしながら運営をしてきたということに対して、同時市場になると、市場の運営者は、事業者との関係で、基本的には入札とそれに対する約定、SCUCを使った約定という形でコントロールしていくということになってくるので、そうすると、入札のときにどういう情報を入れていただくかということまでルール化をしていく必要はあるのだろうと思っております、そういう意味でも起動時間の検討のようなことは必要なかなと思っていますところでございます。

小宮山委員から、特に、揚水のところについて、揚水というのは、多機能な電力貯蔵技術なので、いろんな活用の仕方があり得るというご指摘をいただいており、これもおっしゃるとおりかなというふうに思っているところでございます。それも踏まえて、任意に入札を行うオークションということですか、全体最適を考えていくということが大事なのかなと思っていますところでございます。

同じように、松村委員からも揚水についてご意見をいただいたところございまして、特に重要と思っているのは、同時市場がこれから始まっていくとした場合に、そことの関係です。28年度以降に始まる同時市場にうまく接合できるように、今の制度を検討することも必要だというご意見をいただきましたが、一方で、同時市場の設計の側としても、今の足元の状況を踏まえながら、それをうまく同時市場で対応できるような形の制度設計というのが重要なかなと思ったところでございます。

また、容量市場等に関するオブリゲーションの話もいただきましたが、事務局としては、

最後のほうでおっしゃっていただいたとおり、Three-Partで出した人が不利にならないようにという制度設計、これは重要だというふうに思っていますので、Three-Partでの入札が経済合理的になるような制度を目指していきたいと思っていますところでございます。

あと、全体最適ということについては、秋元委員からも重要だというご指摘をいただいて、これは前回検討会の議論でも、インセンティブという言葉の使い方について、いろんな意味があり得るはずというご指摘をいただいたところでもあります。全体の中で、同時市場においてどういう対応とかインセンティブが必要かという、そこはちゃんと念頭に置きながら、全体の最適につながる視点が重要ということは、おっしゃるとおりだと思いますので、検討していきたいと思っております。

また、市村委員からご指摘いただいた論点も非常に重要だと思っております、特に、時間前市場における電源の入札義務について、余力がある場合に、余力を入札するのは自然だが、下げについてどこまで義務をかけるのかは検討を要するというご指摘をいただいております。さらにその問題意識としては、発電事業者の観点からは、前日断面で一旦約定したことについて、一定の尊重がされるべきだというような問題意識をお持ちなのかと思っておりますところでございます。

ここは、齊藤オブザーバーですとか、あと東谷オブザーバーからも同様の問題意識をお示しいただいたと思っておりますところでございます。

今回、事務局の資料で、時間前のところで約定量がころころ変わりますねと申し上げているのは、これは、発電事業者の入札行動として、電源をディスパッチャブルで入れた場合には、こうなるということでございます。当然、発電事業者からすれば、前日で約定したものを固定したいニーズというものもあるだろうというのは、我々としても理解をしているところでございまして、前日断面でセルフスケジュール入札が自由であるということですとか、あるいはPJMにおいても、セルフスケジュール入札を時間前にエコノミックに変更することはできないということになっていますが、反対にセルフに変更することはできますので、そういうことを考えると、前日の約定結果をセルフスケジュールにすることで固定するといったこともできないわけではないのではないか、基本的には認められるのだろうと、今のところ思っています。

他方で、時間前で、セルフで固定することについては、安定供給の観点からの検討も必要だと思っております、前日断面のセルフの入札についても論点として取り上げさせていただいたとおり、セルフといっても、需給バランスなど安定供給の観点から、一定の制約には服すべきではないかという検討も必要だと思っておりますし、また、発電事業者にとっても、需要が思ったより少なく市場価格が下がっているときに、あえて前日の出力容量で固定するのはあまり合理的ではないという考え方もありうると思っております。やはり、前日断面の入札義務のところと同じように、まずは、なるべくThree-Partでたくさん出していただくというような制度設計を志向しながら、それでも安定供給上難

しいという場合に備えて、制度設計を検討する必要があるのかなと思っているところでございます。

西浦オブザーバーからは、F I P等の扱いについてご指摘をいただいたところで、特にコーポレートP P A等の、フィジカルP P Aというのがこれから重要になってくるというご指摘をいただいて、それもおっしゃるとおりだと思っています。これまでもコーポレートP P Aについては少し取り上げておりますけれども、そういったものをどう扱っていくかということについては検討が必要と思っているところでございます。

石坂オブザーバーからは、発電所の運用について、実需給直前に起動停止とか出力変更とかがあるとすると、それはオペレーターだけでなくスタッフ業務が裏にあるということをご指摘いただき、なるほどと思いましたところでして、そういったようなことも踏まえて、実務の運用というのをしっかり把握して検討していく必要があるのかなと思ったところでございます。

東谷オブザーバーからは、差替えについて、買い入札を入れるだけの今の差替えというのは経済合理的なものなので、会計処理みたいなことも踏まえて、それでも売り入札をT h r e e - P a r tで1回することは合理的なのか慎重に検討せよというご意見をいただいたところですが、これはやはり、同時市場のメリットの一つが、系統混雑も考慮して1回で、S C U Cを使ってラインナップが決まるということにあると思えば、そのためにはたくさんの電源が前日同時市場で出てくることが望ましいということは基本的な考え方だろうと思っております。

また、一方で、会計処理について考慮が必要というのは、これは事務局としても重々承知しているところでありまして、石坂オブザーバーからも、現物取引であるという前提が崩れないような制度にしてくださいというご意見がありましたが、そこは、事務局としても今考えているのは、一旦T h r e e - P a r tで出して、それが約定しなければ発電事業者が市場から調達したことにするという制度ですから、そういう意味で、現物取引であるというような形にはできるような制度を今、検討しているというところでございます。

また、起動時間の登録について、東谷オブザーバーからは、入札、発電機によってももちろん違い、発電機の状態によっても起動時間というのは変わるので、それを入札の都度、入札条件を確認、変更するのはワークするのかなというようなご疑問をいただいているところですが、ここは、最初にT h r e e - P a r tで入札するときに、運転パラメータということで、例えば、P J Mでも運転パラメータということで起動時間を登録してもらっているようではありますが、起動時間については、いろんなパターンについて登録をあらかじめしていただくということなんだろうと思っていまして、この発電機は、こういう状態にあるときにはこのくらいの起動時間、というような形で、登録をあらかじめしておいていただければ、それを使った計算、約定処理というのはできるのではないかと、今のところ思っています。

また、山本オブザーバーからは、 $\Delta k W$ の決済タイミングについて、 $\Delta k W$ の確保状況

というのはゲートクローズに向けて都度変わっていくのであるから、後のほうで決済していくのも合理的ではないかというご意見をいただいていて、その点についても含めて検討していく必要があるのかなと思っています。

また、野澤オブザーバーからは、同じく時間前同時市場の取引対象について、取引が煩雑だというのは分かるけれども、普通に考えれば都度決済が普通なんじゃないのかと。発電事業者が時間前で差替えを検討するのだとすると、逆に決済しないと分からないのではというご指摘をいただいている、それも確かにそうだとは思ってしまっていて、時間前で同時市場をやるということは、同時最適ですから、 kWh だけではなくて ΔkW も決まっているはずではあります。そうだとすると、事業者からすると、それを踏まえて時間前で入札行動を検討しなくてははいけないはずなので、少なくともその情報というのは事業者に来ていないと困る。さらに、入札行動を経済的に判断するためには、都度決済をしてもらったほうがいいというのもそうなのかもしれませんので、ご指摘も踏まえて、より検討が必要かなと思います。

ちょっと全てにお答えできたか分かりませんが、以上のようなところで考えております。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。今のお答えについて、何かございますでしょうか。よろしいですか。

私のほうからちょっとコメントで、一つは、前日市場後の上げ調整みたいなものをどうするかみたいな話がありましたが、これ、PJMの検討を見た限り、PJMは前日市場の後に、その結果を出して、その後、リアルタイム市場価格をつけるために入札を変更できるということになっています。

基本的にそこで、そのやりくりがつかなければ、これ以上出さないとか、そういったこともできるはずではあります。

ただ、それが売惜しみの市場支配力行使になるかどうかというのは厳しいチェックがあるようでございまして、日本でも多分、新川オブザーバーのところがそういうことについて検討して、こういうケースは駄目よとかということは可能性としてはあるかなというふうに思います。

もう一つは、DERについて、市村オブザーバーからPJMの話がございましたけれども、この辺、アメリカ全土で同じというわけでもないようでございまして、カリフォルニアとかテキサス辺りは全然様相が違うということのようでございます。

日本の場合は、結構、PJMよりはカリフォルニアに少し近いみたいな面もございまして、そのほかの地域の状況とか、検討の状況とかを調べる必要があるかなと思います。

最後に、運営主体ですが、ここでまとめられていることに全く同感ではございますが、一つ情報として、こういう同時市場の運営のやり方というのが、混合整数計画のMIPを皆さん使うようになったので、アメリカではゲームチェンジをしている、ヨーロッパでも

実は市場の約定システムが変わってゲームチェンジをしています。

それはどういうことかという、それまではT S Oのような大きな会社が、大きな電気関係の会社、あるいはI T会社に契約を結んで、一つシステムをつくって、それを5年とか10年とか動かしていくという、そういう雰囲気だったんですが、M I Pが導入をされると、これは非常に、それまでよりはうまくいく、効率的に約定処理ができるというわけですが、実は厄介なことに、いつもいつもできるわけではない。非常に時間がかかるケースがあったりとかということがあって、うまくいかなせるためには、この約定計算をさせるモデリングに工夫が必要と。電力システムのいろんな特性をうまく入れて、モデリングしてやると早く解けるということがあって、それを毎年毎年一生懸命やって、改良しているようでございます。

その約定システムは、簡単にパッケージとして入れ替えることができるということが、一番大きな進歩のようでございます。それをつかさどるには、電力システムのことを知っている人、また、O R、数理最適化のことを知っている人、あと、市場ですから経済的なことを知っている人が必要です。そんなに何百人もというふうな組織ではなくて、そういうことができる優秀な人が何人かいて、外部の人たちとやり取りしながら改善をしていっていると、そんな状況のようです。

したがって、日本でどういう組織形態を考えるかというときにも、そういう変化に対応することを考える必要があるということを申し上げておきたいと思います。

ということで、以上でこのテーマは、ほかに何かなければ次に行きたいと思います。

(3) 同時市場における費用便益分析の結果について

○金本座長

次の議題は、3番目の、同時市場における費用便益分析の結果についてでございます。

これは、広域機関のほうから、資料5に基づいてご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

広域機関事務局の下根でございます。そうしましたら、最後の議題でございます。同時市場における費用便益分析の結果について、こちらについて、ご報告のほうをさせていただきます。

まず、本日の留意点というところでございますが、今回お示しいたします定量的な費用便益分析の結果、いわゆるB/Cの数値評価というところに関しましては、一定の仮定を元に試算するものであるというところでもございますので、今後の同時市場の設計の詳細によってですとか、あるいは定性的な評価等々によっても、当然、費用・便益ともに変化し得るというふうにも考えてございますので、そういった点、本試算結果というところが絶対的な指標でないという点にはご留意いただければというふうに考えるところでござい

ます。

そういったところを踏まえた上で、今回の検討の背景というところでございますが、前々回、第7回の検討会におきまして、定量的に評価可能と考える項目に関しまして、どういったシミュレーションの方法によって数値を出していったらよいのかというところの方法をお示ししたというところでございます。

今回は、そういった方法に基づきまして、具体的なシミュレーションのほうを実施いたしましたので、そこで得られた数値というところをお示しするというところでございます。

加えて、というところで、これまでにおきましても、定量的な評価のみならず、定性的な評価が非常に重要であるというご示唆をいただいたということもございますので、改めて、これまでいただいたようなご示唆というところを定性的な評価として補足させていただくとともに、そういった内容というところが、今回お示しする定量的な評価にプラス側に働くのか、マイナス側に働くのか、そういったところも含めて評価のほうをさせていただいたというところでございます。

では、早速、定量的な結果からお示しというところございまして、まず8ページ、一つ目の便益でございますが、こちら、調整力コストの低減というところを便益としてはどうかというふうにしておったところでございます。

具体的には、同時市場の導入に伴いまして、調整力の必要量自体が低減するということであれば、日本全体として非効率な単価の高い電源の稼働率が減るということでもございますので、そういったところで差分として便益が生まれるというところでございます。

そこで用いるパラメータといたしましては、前回ご報告させていただいたとおり、同時市場なかりせばでは、調整力の必要量が14.9%程度になるのではないかとということに対して、同時市場の移行によって9.0%になるという試算結果が得られておるというところもございますので、今回こういった数値をパラメータとして入れた上で分析のほうを進めたというところでございます。

結果というところが、10ページだということでもございまして、先ほどもお示した5.9%必要量が減るというところに関しまして、年間に置き換えますと、燃料費・CO₂対策コストとしては600億円以上の低減効果が見込めたと、そういった結果が得られたというところでございます。

続きまして、二つ目の便益でございます。混雑処理費用の低減効果だというところございまして、こちらは、混雑処理方法ということが、現行におきましてはエリア個別の再給電方式であるというところが、同時市場になりますと広域単位の全体最適、いわゆるSCUCロジックによって、より効率的な電源態勢の下、混雑処理ができるというふうにご覧いただきまして、そういったところの効率化というところが、全体的な燃料費・CO₂対策コストの低減に表れるというふうにご覧いただけます。

シミュレーションの方法に関しましては、前回お示したとおり、再給電の模擬というところが少しステップを踏む必要があるというところではございますが、そういったとこ

ろを一つ一つ模擬した上で、今回、数値のほうをお示しするということでございます。

結果といたしまして、13 ページにもございますように、今回の混雑処理費用低減の便益としては、年間を通じまして 900 億円以上の便益が得られたということでございます。

続きまして、定量的な費用の評価ということでございます。

こちらのほう、前々回におきまして、おおよそのイメージはお伝えしておったところでございます、15 ページの下の図にもございますように、ひとまずは「海外事例を基にした推定」で進めるということでもございまして、ここにおきましては、2022 年、英国の Ofgem の評価事例から引用しているということでもございまして、この際、英国と日本では系統規模が違うというところで、ニアリーイコール事業者の数も違うであろうというところから、そういったところも補正するでございますとか、あるいは今後の物価上昇等も織り込んだ上で、こういった費用の評価になるのかというふうなイメージをお示しておったところでございます。

今回、改めて物価上昇の織り込みというところを検討したところございまして、物価の指標といたしましては、国内の消費者物価指数の伸びというところを引用してきたというところございまして、こちら、下の図のところにトレンドのほうを掲載しているところではございますが、ここも何年平均するかによっても上昇比率が変わり得るというところでもございますので、ハイケース、ローケースという形で 20 年平均、3 年平均というところで、1.05～1.18 倍、こういったところを変化ケースとして、物価上昇の織り込みに用いたというところでございます。

こういったところの数値を用いまして、今回の評価に用いる数値といたしましては、17 ページにもございますように、1,600～1,800 億円というふうなオーダー感で評価したというところでございます。

なお、というところで、右下にもございますように、前回ご議論させていただいたとおり、次期中給システムのリプレース費用、そういったところの一部費用というところはサンクコストになるであろうという概念的なところは整理したところではございますが、それが具体的に何%該当するのかというところの精緻な切り分けは現時点ではちょっと難しいというところもございますので、今回の費用便益分析では切り分けないこととしたというところでございます。

こういったところは、C を過大評価するという意味で、B/C の結果としては過小評価、要は安全寄りになるというふうに考えているところでございます。

そういったところで、ベネフィット、コスト、両方試算ができたというところでもございますので、改めて B/C というところを 10 年評価したところが 19 ページだということございまして、2030 年頃から 10 年というところに換算いたしますと、費用便益分析、B/C の結果としては 6.4～9.2、そういった数値が得られたというところでございます。

続きまして、定性的な項目の整理というところございまして、こちら、冒頭でも申しましたように、定量的な B/C の数値に加えまして、定性的な項目についても整理が重要

であるというところで、今回整理のほうをしたというところでございます。

まずは、定性的な便益の抽出・整理というところでございまして、これまで本検討会でいただいたご意見でございますとか、前身の作業部会等々で整理した内容というところを改めて整理をしたというところでございまして、少しランダムなところもございますが、代表的な部分を述べさせていただきます。下の表にもございますように、卸電力市場等の売り切れに伴うスパイク、価格高騰を改善するのではないかとということも考えられるというところでございまして、こういった過去発生した事例というところが、同時市場におきましては供給力と調整力を一体で取り扱うというところから、そういった事象の発生を抑える効果があるというふうに期待しているところでございます。

また、先ほど来ご議論いただいていますように、足元の需給調整市場というところ、応札不足が深刻であるというところではございますが、こういったところも、kWh市場とΔkWの市場を同時に開催するというところでございまして、あるいはその両方への入札を効果的に課すというところによって、そういったところの改善も期待できるというところでございます。

また、現行のスポット市場というところ、ブロック入札が存在しているというところでもございまして、そういったブロック入札に関しましては、全てが受かるか全てが落ちるかの二択であるというところでもございますので、こういったところが、同時市場におきましては、Three-Part情報を基にSCUCを行いまして、最経済な電源稼働が期待できるということと言えますと、そういったブロック入札の限界というところで、一定程度非効率になっていた部分というところが改善されるというふうにも考えてございます。

定量評価的には、こういったブロック入札の改善というところが、なかなかシミュレーションの中に織り込まれていないというところでもございますので、そういった意味では、隠れた便益があり得るという意味で安全側の評価になるというふうに思っております。

また、こういったブロック入札が改善されるということは、事業者目線に立ちましても、本来的には、ブロック入札全てが不落になったケースにおきましても、一部時間帯においては発電すべき電源があったのではないかとということもあり得るというふうにも考えてございますので、そういったところ、ブロック入札を原因とする事業者側の逸失利益の改善も期待できるかというふうに考えてございます。

また、先ほど、費用評価におきまして、今後の物価上昇を織り込んだというところではございますが、物価上昇が影響するのは当然費用だけではなく、便益も影響を受けるというところでございます。そういった意味では、定性的にはそのとおりではございますが、今回便益として試算してございますのが、燃料費でございますとかCO₂対策コスト、そういったものを扱っているというところで、こういったところの物価上昇の想定がなかなか難しいというところもございましたので、今回織り込んでいないというところでございます。

そういった意味で、こちらにも隠れた便益がまだあるという意味では、評価結果としては安全側に働くというふうに考えているところでございます。

次のページに行かせていただきまして、週間断面での電源の確実な起動というところでございまして、こちら、同時市場というところが、前日の断面のみならず、週間から実需給に至るまで一連のところを同時市場というふうに呼んでいるというところでもございまして、こういった中で、週間断面での電源の起動・停止計画の策定から始めるというところでございます。

こういったことによって、起動に時間のかかる電源の確実な起動でございますとか、先ほど来ご議論いただいていますような揚水発電等の効率的な運用による経済性の追求が期待できるというところでございます。

また、次のところも先ほど来ご議論いただいているところではございますが、今後の設計次第というところではございますが、時間前同時市場、そういったところがうまくワークするのであれば、より一層、流動性が高まる取引が可能というふうにも考えてございまして、それに伴いまして、より一層の効率化、経済性の向上ということも期待できるというところでございます。

次のところは、連系線利用枠の話だというところでございまして、現行の仕組みにおきましては取り扱う時間が違うというところもございしますので、kWhの市場、ΔkWの市場、それぞれにどういった割当てをするのかというところを事前に評価する必要があるというところではございますが、同時市場におきましては、前回お示しさせていただいたように、ΔkWの確保の考え方自体をゼロベースで見直すというふうなことを検討しているというところで、今後は新たな運用容量（管理）の考え方になるというところでもございしますので、こういった課題自体も解決の予定だというところでございます。

最後のところが、前身の作業部会で示した内容でもございますが、同時市場の約定結果をBG計画に簡易に引用できる仕組みを導入するなど、今後の詳細設計していく段階におきましても、事務手続フローの簡略化、そういったところを工夫していくことによって、事業者サイドの手間の低減も期待できるかというふうに考えてございます。

こういったところが、定性的な便益として挙げられる内容かなというふうにも思っておりますが、リード文に戻っていただきますと、いずれの項目も、今回定量的に評価した内容というところを安全側にする方向であるとか、あるいはというところで、市場参加者のメリットにつながるものというふうに考えているというところでございます。

もう一点、定性的な費用の評価というところも34ページのほうにお示ししているところでございまして、こちら、まずは費用というところで、先ほどお示した1,600～1,800億円というところの評価に関しまして、3点ほど挙げてございます。

前々回もお示したところではございますが、今回引用した海外事例というところが、同時最適のみの制度変更ではなく、いわゆるノーダル制の評価というところを引用しているというところでもございますので、ノーダル制、ノーダルプライシングの制度というところ

ころは、現行我々が議論してございますところよりも、より一層複雑かなというふうに考えますと、本来的には、費用としては、より多く積まれているというふうに考えてございますので、そういったところを引用している限りにおいての今回の評価に関しましては安全サイドかというふうに考えているというところでございます。

2点目は、先ほども申し上げたところと重複するところではございますが、次期中給のリプレース費用の一部というところもサックコストとして切り取るのが自然というところではございますが、今回それを定量評価上はしていないというところが、安全サイドの評価だというところでございます。

また、というところで、同時市場なかりせばのシステム改修費用の削減というところでもございまして、こちらは、仮に同時市場にならなかったとすると、そういったケースにおきましても、当然、現行制度の下で既存のシステムを改修していく必要があるというところではありますので、そういった既存システムの更新費用というところがなくなるということマイナ側費用とみなしているという、そういった海外事例もあり得るというところでもございまして、概念的には確かにそういうものはあり得るんだろうな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織り込んでいないというところが安全サイドの評価につながっているというふうに考えているところでございます。

最後は、留意点というところではございますが、これまでもご示唆いただいたとおり、シミュレーションモデルの限界というところもあろうかというふうに考えてございまして、今回、価格弾力性のないモデルで評価のほうを行っているというところでございます。

今回の便益に関しましては、需要が小さくなれば調整力必要量も小さくなるというところで、相対的には削減効果も小さくなるというところ、価格弾力性を織り込んだ際には、どちら側に振れることもあり得るのかなというのでも考えてございますが、一方、価格弾力性というところが、なかなか電力のモデルにおいてこういったものがあり得るのかというところも、具体化されていないというところに関しましては、評価は難しいかなというふうにも考えられるところでございます。

2点目に関しましては、検証A等々を通じまして今後の課題というふうには取り上げさせていただいているところではございますが、当然、最適化ロジックの精度というところの精度向上の取組は今後続いていくというところではございますが、こういったところに誤差が残るというところが、便益が減少し得る要素にもつながるというところは留意点かというふうに思っております。

ただ、先ほどもお示したように、6倍を超えるような便益というところを覆すようなレベルの話ではないのかなというふうにも考えてございますので、今回お示しする結果が一定の方向性かというふうにも考えているところでございます。

まとめましたのが、最後39ページだというところでございまして、今回、冒頭も申しましたように、定量的な評価というところを一定の仮定の下でお示しさせていただくとともに、定性的な評価とともにそういったところを取りまとめさせていただいたというところ

でございます。

説明のほうは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございます。

そのほか、じゃあ、小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

どうもご説明ありがとうございました。大変丁寧に取りまとめていただきまして、私から特に異論はございません。

それで、大変大事なところだと思うんですけども、ロジックに、同時市場ロジック、SCUC・SCEDロジック、こちらをかなり依拠する部分が大きくなるということで、大変経済合理的に全体最適ということで、様々な効用便益があり得るというふうに私も認識しております。

大変大事な点は、先ほどの議論で金本先生からもご意見がございましたとおり、こうしたモデルを使うということは、やはり常日頃から、どんどんやっぱり更新していくと。リバイスして性能をアップさせていくという視点が、日々、日頃の努力も一方で必要になりますので、これは怠ってはいけないということを、やはり念頭に置く必要が大変あるかなというふうに思っております。

先ほどご説明にございました25枚目のスライドで、やはりロジックを使いますと、週間断面での電源の確実な起動等、大変合理的にできるということで、大変武器には、大きな貢献が期待される場所ではございますけれども、本日の前半でも起動時間がご議論になったかと思っておりますけれども、もう既にご案内のとおり、起動時間も、ほかの委員の方からもご指摘がございましたけれども、電源の状況によって起動時間も異なり得るということで、恐らくコールドスタートとかホットスタートとか、その停止した時間によって、起動時間であったり起動費も異なってくる。その状態変化を、どういうふうに、モデル、SCUC・SCEDロジックに組み込んでいくとか、そういう面も多分あるかと思っておりますので、このモデルをどんどん性能をアップさせていく、そういう努力は怠ってはいけないのではないかというふうに思っております。

私からは以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。そのほかございますでしょうか。

じゃあ、市村委員、お願いします。

○市村（拓）委員

丁寧にまとめていただきましてありがとうございました。

全体的に、定性的な部分、定量的な部分だけではなくて、定性的な部分も含めて、丁寧に整理していただいたというふうに思っております。

こういった、もちろん数字が独り歩きしてはいけないということだとは思っております

が、具体的に、定量的に評価して、さらに定性的な部分についても評価がされたということとは意味があるところかというふうに思っています。

いずれにせよ、制度設計というところの中身が大事だと思いますので、こういったところを一つ重要なところにしてながら、きちんと進めていくということを、改めて重要だなというふうに思った次第です。

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。

じゃあ、松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です、聞こえますか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○松村委員

丁寧に分析していただきありがとうございました。

それで、今回の分析と関係ない非本質的なコメントで申し訳ないんですが、スライド 16、消費者物価指数を考えながら、コストが上昇したとするとどうなるのかという、ある種のロバストネスチェックみたいなのをしてくださっているのはいいんですが、私、とても違和感があるのは、どうして、消費者物価指数が上がると、コストは上がるんだけど、Bのほうは上がると考えないのかというのがとても不思議です。

出てくるものの性質によっては、Bの性質によってはインフレと関係ないということもあり得ると思いますが、ここで出てきたかなりの部分というのは、インフレによって貨幣価値が下がれば、その分だけ貨幣表示のBは上がるというようなものばかりというか、それが大半な気がします。

今回の場合には、仮にCの部分が多少増加したとしてもB/Cは十分高いですということを示すということだから、実害はないのにこんなことを言うのはとても申し訳ないんですが、足元、別の費用便益分析で、どういうわけか、直近の円安だとか資材高騰というので、コストのほうだけは補正するけれどBのほうは補正しないという珍妙なB/Cというのが横行していて、今回の結果がそういう格好で引用されないかということがちょっとだけ心配になったものですから、これは必ずしも当然のことをしているのではなく、何か不思議なことをしているとも見えるということを、一応発言させていただきます。

ただ、それを考えても十分にB/Cは高いということなので、この文脈では全く問題はないと思います。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

では、e n e c h a i nの野澤オブザーバー、お願いいたします。

○野澤オブザーバー

すみません、ちょっとコメントするか悩んだんですけど、冒頭のディスクレーマーについて理解して、これが、数字が独り歩きしないようにというのは、本当にそのとおりだというふうに思っています。今後も、この数字がしっかりアップデートされていくということが重要なのかなというふうに思っている中で、ちょっと端的に言うと、結構ダブルチェックというのがすごい重要なんじゃないかなというふうに思っています。

リアルビジネスの世界で、このB/Cが何か6倍から9倍になることって、ちょっと自分的には経験をしたことがないイメージ感で、これは多分、IRRとかで見ると3桁を越えますとかという話になると思っていて、普通、ハードル・レートって5%とか10%とかと考えるので、何か、投資案件だとすると、誰でも投資したいというふうに思うような感覚があって、ちょっと若干の違和感を感じるころは正直ありました。

もちろん、既にダブルチェックというのはすごくされていると思うので、何かクリティカルにベネフィットとコストがApple to Appleになっていない箇所がないかであったりとか、同時市場と関係ないベネフィットが入っていないかとか、そういうようなところというのは継続的にチェックをしていく必要というのはあるのかなというふうに感じました。

これは以前の審議会でも申し上げたんですけど、アメリカの場合、ゾーナルからノーダルに移行して、ノーダルによる混雑処理のベネフィットとかがあったりするので、そういうところがないかとかというのは、これはそういうことではないということは、理解はしているんですけども、ほかにもチェックポイントというのはあると思うので、継続的にこれをしっかり見ていく必要があるのかなというふうには感じました。

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。よろしいですか。大丈夫ですかね。

じゃあ、事務局のほうからお願いいたします。

○下根マネージャー

事務局の下根でございます。委員の皆様方、オブザーバーの皆様方、大変有益なご示唆をいただきましてありがとうございます。

五十川委員に冒頭いただきました内容、あるいは最後に野澤オブザーバーにいただきました内容に関しましては、ここでも書いてございますように、事務局としても重々留意しているという点でもございまして、冒頭申しましたように、今回の結果が独り歩きしないというのは非常に大事な話だと思っております。あくまでも一定の仮定を基にした試算の結果である。そして、今後の同時市場の設計如何によっても当然変わり得るところは念頭に置いた上での数値だということで、皆様方、ご認識いただいているのかな

というふうに思っていますので、改めて、そういったところの点は周知させていただければ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、小宮山委員にいただきましたところは、全体最適の結果としては有益だということではございますが、だからこそというところで、先ほどの議論につながるころでもございますが、ロジックを更新していくことの重要性というところが、より一層高まっているというところでございます。

この点に関しましては、34 ページにも記載させていただいたように、足元の検証Aにおきましても、精度を上げるというところで、まだまだやるべきこともあるというふうに思っていますし、あとは先ほどの議題でもいただきましたように、起動時間、そういったところの特性みたいなのところも、どのように考慮していくのかということも、今後の検証Aにおいてもしっかり取り組んでいきたいというふうにも思っています。

また、金本座長にもいただきましたように、出来上がった後においても、それが完全に完成したという話ではなく、運開した後も都度アップデートしていく姿勢が大事ということも、そのとおりだと思っていますので、そういったところを一步一步やっていくことが重要だというところは、ご示唆いただいたとおりなのかなというふうに考えているところでございます。

最後、松村委員にいただきましたところも、ごもっともだというふうに考えてございまして、この点は、ちょっとページが離れており恐縮ではあるのですが、24 ページにしっかり書かせていただいているというところでもございまして、今回、費用側で織り込んだ物価上昇というところは、当然、本来的には便益側にも表れてくるべきものだというところは事務局としても認識の上で、今回においては、そちらのほうは定量評価することがちょっと難しかったというところから割愛しているというところでもございますので、ご指摘いただいたように、費用側にだけこういったものを織り込むことが当たり前の話ではないということをご承知のとおりかというふうに考えているところではございます。

事務局からは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございます。

野澤オブザーバーのほうから、6 倍、8 倍というのは大きいということがありましたけど、実は、電力にかかわらず、ソフトウェア的な仕組みの変更というのは、100 倍とか 1,000 倍とかという B/C になることが多いということは結構アメリカでも言われています。

したがって、アメリカの FERC は、ソフトウェアの改善のためにいろんなことをやっていて、たとえば、毎年毎年コンファレンスをやって、どういう改良があったかというのを情報共有していると、そんなことであります。

ただ、私はずっと実は費用便益分析の専門家とされていたので、通常費用便益分析スタディから見ると、今回の費用便益スタディというのはかなり予備的というか、がっちり

した費用便益というふうには言えない初期段階の分析といった感じだと思います。

基本的に、よくご覧になる費用便益分析は、政策案の詳細設計が固まった後に、*w i t h*と*w i t h o u t*、やるケースとやらないケースが何かを詳細にわたって厳密に定義して、それぞれのケースについて何が起きるかというのを予測して、それで便益と費用の計算をします。その計算のプロセスでは様々な変数やパラメータについていろいろ予測するんですが、その信頼性、妥当性についても丹念にチェックをして数字を出していくと、そんなものです。そういう類の政策決定の最終段階で行われる費用便益分析ではなく、詳細設計が固まっていない初期的な段階での予備的な分析であるということを理解しておいていただきたい。

ただ、この導入がうまくいけば、そんなにコストはかからなくて、便益は莫大かもというふうなことを示唆していることは確かということかと思います。

個人的に一番の懸念は、うまくシステムを組めなくて、システムトラブルで莫大な損害を与えるという可能性がないわけではない。過去、カリフォルニアの大停電とか、あと、ここで、費用のところで出てきたテキサスのE R C O Tとか、莫大なコスト増で大変になったといったふうなこともございましたので、そういうことにならないように、皆さん、頑張ってやりましょうといったところかなと思います。

ちょっと余計なことでしたけれども、以上でございます。

ほかに何かございますでしょうか。よろしいですか。

3. 閉会

○金本座長

それでは、長時間にわたりまして、熱心なご議論ありがとうございました。

この検討会、まだこれからも議論を深めていく必要がございますので、よろしくお願いいたします。

それでは、これもちまして、第9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。どうもありがとうございました。