

第 12 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 6 年 9 月 25 日（水）10：00～12：00

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、ただ今より、第 12 回同時市場の在り方等に関する検討会を開催します。

委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき、誠にありがとうございます。本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しております。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）本検討会の中間取りまとめ（案）について

○金本座長

それでは、お手元の議事次第に沿って、これから議論に入りたいと思います。今日の議題は、本検討会の中間取りまとめについてです。

本検討会におきましては、昨年の 8 月から、同時市場における約定ロジックの設計や関係法令等の整理、費用便益分析の評価などについて、さまざまな意見を頂きながら議論を行ってきたところでございます。

今日は、事務局から中間取りまとめ（案）を提示して、本件について意見を頂戴できればと思っております。

それでは、議題 1 について、事務局の資源エネルギー庁のほうから、資料 3 および資料 4 のご説明をいただきます。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 3 および資料 4 につきまして、ご説明をさせていただきます。

現在投影しておりますのが資料 3 でございまして、「本検討会の中間取りまとめ（案）について」と題する資料でございます。資料 4 は、Word で作った中間取りまとめの本体となります。

初めに、この同時市場の在り方等に関する検討会でございますが、金本先生を座長として、これまで12回の検討を重ねてきたところでございます。この検討会につきましては、元々1年間程度での取りまとめを目指すとしていたところでございまして、本日は、その取りまとめに向けて、この検討会の中間取りまとめ（案）についてご議論いただきたいと考えております。

この検討会の中間取りまとめの本体は、先ほども申し上げましたとおり資料4でございますが、本日の議論のために、その資料4の内容をほぼそのとおりにスライド化した資料を作っておりまして、それが、この資料3ということになります。このため、本日は、資料3に基づいてご説明を差し上げますので、ご議論いただければと考えております。

資料4、資料3、いずれもそうですが、中間取りまとめの目次は、今投影しております3ページの内容が目次になっております。

まず取りまとめの第1章では、この検討会の目的ですとか、設置の背景や経緯、あるいは議論の進め方といったところを、改めて説明をしています。

この点については、これまで何度も繰り返し確認をしてきたところですので、ご説明は割愛させていただきますが、この検討会の目的としては2つで、1つ目の目的は、この検討会の前身の作業部会における提案について、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など、さらに具体的に検証を行って、同時市場の仕組みをより具体化する。これが目的の1つ目でございました。

目的の2つ目は、同時市場の導入の可否の判断に資するように、費用便益分析を行って、その妥当性について評価することです。こういったことを目的として検討会を進めてきたところでございます。

中間取りまとめの第2章でございますが、ここでは、本検討会の取りまとめを行うに当たりまして、改めて、同時市場の導入の意義は何かということについて、まとめさせていただいているところでございます。

まず、スライドの12ページでございますが、この同時市場の導入に関して、これまでどんな議論をしてきたかというところでございまして、この検討会は、勉強会・作業部会に引き続き開催されているものでございますが、最初に開催された、2021年に開催された勉強会におきましては、卸電力市場等でさまざまな課題が生じているということを前提に、主に安定供給のための電源起動ですとか、メリットオーダーの追求といったような観点から、kWhとΔkWの同時約定市場の設置や、Three-Part Offerの導入が提案されたところでございます。さらに、これにつきまして、作業部会では、幾つかの論点について、具体的な方向ですとか、考えられる方向性が整理されたところでございます。

こういった議論を踏まえて、この検討会、あるいはこの検討会が中間報告を行った基本政策小委員会で、どのような議論がなされたかということについてまとめているのが13ページ以降でございます。

今改めて、この検討会として、同時市場を導入することの意義について何が考えられるか

ということでございますが、現在、変動性再エネ電源が導入されたことによって、需給運用が既に難しくなっているところがございます。こういった課題が顕在化したのが、2021 年 1 月以降のスポット市場の売り切れとか、価格高騰の問題ですとか、あるいはその足元の需給調整市場で売り札が十分に出ないといったようなものであるというふうに考えております。

これが、さらに変動性再エネ電源が今後大量に導入されますと、当然、再エネ出力予測誤差も拡大しますので、調整力の必要量も増加すると思われるところでございます。また、時々刻々の需給予測の変動幅も大きくなるといったようなことですか、系統混雑が増えてくるといったようなことによって、需給運用は今後さらに難しくなるであろうと考えられているところでございます。

他方、現在、この検討会でご検討いただいている同時市場は、実需給の前日以降の断面で、系統制約を考慮した上で、Three-Part Offer に基づいて kWh と ΔkW を同時に確保していくような仕組みでございまして、kWh と ΔkW を適切に配分することや、時間前等の断面で kWh と ΔkW の柔軟な組み替えを可能とする仕組みと言えると考えております。

今現在顕在化しているさまざまな課題を踏まえますと、この同時市場を導入することによって、電源の安定的、かつ効率的な確保ですとか、需給予測の変化や緊急事態への対応力の向上が可能となるということについては、大きな意義があるのではないかと考えているところでございます。

また需給バランスが不安定化していることによって、スポット市場価格のボラティリティも大きくなっていると認識しておりまして、そのような中で、Three-Part Offer により、発電機特性を考慮した約定が可能となるということによって、発電事業者の収益機会が改善することや、kWh と ΔkW の取り合いによる売り切れが防止され、市場高騰が抑制されるといったようなメリットもあるのではないかと考えているところでございます。

14 ページと 15 ページは、この検討会と電ガ小委でお示しをした同時市場導入の意義に関する資料になります。

さらに、この検討会や電ガ小委では、同時市場の検討における留意点についても多くの議論をいただいたわけですが、特に多かった、また、かつ重要であると思われる意見について、16 ページに記載をしております。

これは何かと言いますと、同時市場は、この 16 ページの下図で示してありますとおり、あくまでも 1 週間前以降の市場を同時に開催するという、短期の断面で安定的な電源起動運用とメリットオーダーを追求する枠組みでございまして、その電力の安定供給のためには、中長期的に kW（発電の設備投資等）と kWh（燃料）の確保をすることも極めて重要であるということで、この同時市場の設計に当たっては、「中長期断面の取引との整合性を確保することが重要である」というような指摘を何度か頂いているところでありまして、こ

の点を踏まえて、検討をして参りましたところでございます。

先回りをしてご説明をしてしまいますと、中長期の断面の設備投資とか燃料の確保をどういうふうにやっていくかというのは、この同時市場の検討の守備範囲からは若干外れてくるところではございますが、他方で、同時市場の設計において、「中長期の取引を邪魔しない」、あるいは「中長期の取引と整合性が確保されるような短期市場であるべき」というのは非常に重要なご指摘ですので、この検討会では、その点についても留意をして検討していただいたと認識をしているところです。その1つの表れが、電源運用に関するセルフスケジュール電源、自己計画電源としての入札を認めるというようなところだと考えております。もう一つは、市場価格の考え方について、「中長期断面の取引の観点も踏まえて、適切な価格シグナルになるように」というご指摘でありまして、これらの点も踏まえながら、検討してまいったところでございます。

3章以降は、3章から7章までは、検討会でいただいた議論を再び掲載して取りまとめたところでございまして、実質的な中身というのは、電ガ小委で中間報告をしたところから、ほぼ変わっていないところでございます。ですので、これ以降は、簡潔に、現在の検討の状況ですとか結論といったところをご説明したいと思えます。

まず電源の入札運用については、入札義務、すなわちどの程度の範囲で市場への供出を求めるかというところについて、ご議論いただいたところです。

まずこの点については、現行制度においては、これまででもご議論いただいていたとおり、適取ガイドライン、適正な電力取引についての指針ですとか、容量市場のリクワイアメントにおいて、広い意味での市場、相対取引を含む市場には供給力の全量を出していただく。狭い意味での市場、JEPX等の市場に対しては、その発電余力の全量を限界費用で出していただく、基本的にはこのような考え方になっているところでございます。

その中で、この検討会においては、予備力の取扱いについてご議論いただいたところでございまして、予備力というのは、現在は小売電気事業者から見れば、供給能力確保義務として、自社需要の1%の分については、スポット市場に投入しなくとも、売り惜しみに該当しないというような形で整理をされているところでございます。

この点について、同時市場が導入された場合にどう考えるかというところでは、同時市場においても今の市場においても、なるべく多くの電源が市場に供出されるべきであるという考え方については変わらない一方、同時市場においては、系統制約を考慮した全体の最適化をより追求できる仕組みであり、kWhの供給力と調整力の両方が売買できる市場であるということを踏まえれば、予備力分についても同時市場に供出していただくという形が望ましいのではないか、という形でご議論いただいたところでございます。

また、それとは少し違う話となりますが、需給ひっ迫時の対応ですとか系統混雑の対応といったことを考えると、電気事業者が電源について入札をするかどうかにはかわらず、市場の運営者なり送配電事業者が、どの電源が出力するかといったような情報については知っておくことが必要でございまして、電源情報を同時市場に提供することなどを通じて、

一元的な電源情報の把握・管理の仕組みというものを構築していくことも必要であろうと考えられるところでございます。

入札義務について、その次にご議論いただいたのが、調整力市場への供出義務でございます。これは、今は、kWhの市場、すなわちJEPXの前日市場あるいは時間前市場といった卸電力市場と、需給調整市場への供出について、どちらかでもいいということになっていますので、この点をどう考えるかということでございます。

この点についても、同時市場になった場合には、同時市場の制度趣旨を踏まえると、kWhの市場とΔkW市場の両方に入札する義務を課すということが必要ではないかというご議論をいただきました。

一方で、これを実際に導入する時には、例えば容量市場のリクワイアメントを改正することなどによって導入することになると考えられますが、その電源といっても、いろんな電源種がございますので、実際に入札義務を課す場合には、何を根拠として、そしてどの電源に、どのような内容の入札を求めるか。あるいは、その場合の対価の在り方といったようなことについては、引き続き丁寧に整理をしていく必要があるところでございます。

その次に、入札義務についてご議論いただいたのが、時間前同時市場における考え方でございまして、36ページでございます。これも、時間前で同時市場をやるということになった場合には、基本的な考え方は前日市場と同様というふうに考えられますので、時間前同時市場にも引き続き電源の入札を求めるべきというご議論をいただいたところでございます。

ただ、一方で、時間前の断面で、四六時中、起動停止の指示が来るといったようなことになると、発電事業者の負担が大きいのではないかとといったような観点ですとか、あるいはその発電機そのものの消耗なり、損耗なりといったようなこともございまして、そういたしますと、その時間前同時市場においても、引き続き入札の継続はしていただきつつ、これは時間前には限りませんが、そもそも電源を入札する場合の起動時間ですとか、それから最大起動停止回数の制約といったような、運転パラメータと呼ばれるものについて、このようなものの入札の在り方などの点については、引き続き議論が必要と考えられるところでございます。

入札義務の次にご議論いただいたのが入札方法でございまして、これは、端的に申し上げてしまうとセルフスケジュール電源、自己計画電源としての入札をどの程度認めるべきか、というような論点でございます。

この点については、中長期的な取引との整合性というところに関連する論点でもございまして、「セルフスケジュール電源というものをあえて認めなくても、低価格入札でも実現できる」というご意見もあったところではございますが、やはり低価格入札で入れる場合にはそれなりに価格を見積もらねばならないということと、成り行き入札をするのであれば、結局は自己計画電源を認めるのと、ほぼ同じ結果になるというところでございます。

中長期の安定供給を考えた場合には、やはりその電源の運用について、「発電事業者に一定の裁量があるべきであろう」というご意見があったところでございまして、この検討会も

そのような点を考慮して、「自己計画電源としての入札は、原則自由ということでよいのではないか」ということになったところでございます。

一方で、自己計画電源としての入札は自由だということではございますが、その安定供給ですとか、適正な取引の確保の観点からは一定の制約があるというところではございまして、相場操縦の防止、あるいはその系統で出力提供が生じているような状況、混雑処理が必要な場合というような時には、自己計画電源としたいといっても難しいということは当然あると考えられますから、そのような制約について、引き続き検討が必要ということになっているところでございます。

またこの検討会では、そのセルフスケジュール電源、自己計画電源について、自分でその電源の起動を確定させる電源と定義をしてきたところでございますが、同じように、出力容量の上限や下限の設定をどうするかといったような問題もございます。

例えばですが、あまり燃料がないので出力容量の上限を低くして入札したいですとか、逆に、この期間は稼ぎたい、あるいは燃料を使いたいので、出力容量の下限を高くして入札をすると、このようなことが自由かどうかということでございまして、この点も、セルフスケジュール電源の入札、電源起動の論点と同じように、発電事業者の予見性の確保が重要であるという立場に立てば、この出力容量の上限・下限の設定についても、原則として自由でよいのではないかというふうなご議論をいただいたところでございます。

一方で、その出力容量の設定についても、セルフスケジュール電源と同じように、相場操縦ですとか安定供給の確保の観点から、一定の制約には服する必要があるというところではございまして、例えば売り惜しみ防止の観点から、出力容量をあえて低くして設定することをしていないかというようなことですとか、また、その需給バランス維持の観点から、例えば出力制御や系統混雑が発生しているような時に、出力容量の下限を高くして入札したいといっても、それはなかなか難しいといったことがあると思いますので、このような制約を設定、その入札の自由と両立させるような仕組み、どのような仕組みがあり得るかということについては、引き続き検討ということになっているところでございます。

以上のようなものをまとめたのが、このスライドで言えば44ページの図でございまして、その自己計画電源と市場計画電源のどちらかにするかということですとか、出力容量の設定については、発電事業者が主体的に選択や設定してもよいと。

ただ、一方で、この赤枠のところも重要でございまして、相場操縦や売り惜しみ等の防止の観点からの規律ですとか、安定供給、最大出力制御や混雑対応等について、引き続き議論が必要ということになっているところでございます。

3.3 でございますが、46 ページは自己計画電源を選択した場合の入札方法の論点でございまして、この点についても引き続き検討ということになっています。これは、要は、セルフスケジュール電源とする場合に必ず市場を通していただくか、市場に入札していただくか、市場外で取引をしてその情報を市場に登録していただく形でもよいかという論点でございまして、これは、どちらの方法を取ったとしても、電源ラインナップ自体は同じになる

はずですので、そうすると、あとは、市場設計をしやすいやり方でよいのではないかという
ようなところで、ご議論をいただいていたというところでございます。

47 ページの 3.4 が自社電源の余力の活用でございまして、これは、発電バランシンググループが前日市場で約定した後に、その約定した電源がトラブル等で思ったよりも出力ができないという時に、そのままでは発電バランシンググループはインバランスということになりますので、自分が持っている、前日市場で約定しなかった他の電源を、埋め合わせのために追加出力してよいかどうかという論点でございまして。

この点については、せっかく前日同時市場で S C U C を回したわけですので、それと異なる電源利用を認めるということは望ましくないというような考え方もあり得るところではございますが、一方で、発電 B G が自らの限界費用が高い電源を使いたいという限りにおいては、それは他の市場参加者のコストを増やすものではないということがありますし、最後、発電 B G が手持ちの余力で対応できるという方法を確保しておくことによって、かえって、一度市場計画電源でいったん電源を入札しやすくなるという効果ですとか、あるいはインバランスを回避するために、その分燃料も確保しておくといったようなインセンティブを与える良い効果もあるのではないかと考えております。そのため、この自社電源の余力の活用についても認めてよいのではないかとご議論をいただいたところでございます。

一方で、この余力の活用も、勝手に出力を増やすというわけではなくて、時間前の断面でセルフスケジュール入札をしていくようなことになるのだろうと考えておりまして、そうだといたしますと、これは、海外の市場でも、時間前の断面で、E c o n o m i c をセルフスケジュールに変えるといったことは、一般的には大丈夫、やっていいということになっています。

ですから、そういう観点からも、この余力の活用というのは、そういう方法でやる分には、やってよいのではないかというところでございます。ただ一方で、これは検討会でもご意見いただきましたが、あくまでも売れ残りの電源の活用を認めるものなので、電源トラブルに備えるために売り惜しみを行うことを認めるものではないというのが留意点でございまして。

またもう一つの留意点として、先ほど申し上げましたように自社電源の余力の活用について、時間前の断面でセルフスケジュールの電源が突然表われるということになると、これは当然、電源バランスが変わり得ることになりますので、混雑が発生するなど、安定供給上の問題が生じることも考えられるところでございます。この点は、セルフスケジュール電源の入札一般と同じような問題が時間前でも生じるということでございまして、例えば余力として活用できる電源を一部限定するなど、何らかの措置が必要であると思われるところでございます。なので、これをどのような仕組みで実現できるかみたいなことについても、引き続き、技術的な観点も含めた検討が必要と考えられるところでございます。

3.5、49 ページは、電源差し替えの論点でございまして、これは、現状、発電事業者と小売り電気事業者との間に相対契約が存在する場合に、その発電事業者は、市場価格が安い時には、自分の電源を使わないで、市場から買ってきて小売り電気事業者に供給する。こうい

ったことを電源差し替えと呼んできたところでございます。

同じようなことを同時市場でやるとどうなるかという、この電源差し替えをする場合、普通、発電事業者は自分の電源をわざわざ市場に入札はしませんので、こういったような運用が一般になると、同時市場に入ってくる電源というのが少なくなって、同時市場の制度趣旨からすると、もったいないというところがございます。そのため、市場への入札と相対契約を両立させるためには、その相対契約について、市場で電気を受け渡す内容の契約にさせていただくということが考えられると思いますが、そうした場合、その相対契約に紐づく電源が市場で入札しなかった場合には、その相対契約が単なる差金決済になってしまい、「会計上、デリバティブ取引に該当する可能性があるのではないか」というご指摘をいただいているところでございます。

このため、市場への入札と、またその相対契約を両立させる方法として、相対契約に紐づく電源が同時市場において約定しなかった場合には、発電事業者は、代わりに市場から電源を買ったことにして、その買った電源を相対契約先の小売り電気事業者に供給をしていただく。こんなようなスキームを組むことができれば、この相対契約は現物取引であるということで、デリバティブ取引の例外と整理できるのではないかとということで、このような仕組みを検討しながら、なるべく市場計画電源として多くの電源を供出していただけるような仕組みを検討していこうというところでございます。

3.6 は、これまで、同時市場については、発電事業者の売り、小売り電気事業者の買いを中心にご議論いただいていたところですが、その反対の入札、小売りの売り、発電の買いも必要ですねということを確認していただいたというところでございます。

第4章は、時間前市場の設計や調整力の取り扱いについて、ご議論いただいたところでございまして、まず1つ目の議論は、4.1、4.2、53 ページ以降のところでございますが、時間前市場の設計については、これまでどおりザラバでやっていくという方針と、それから前日同時市場と同じように、時間前でも S C U C・S C E D を回す同時市場をやっていこうと、こういったような2つの設計方針があり得るでしょうというところでございます。

この検討会においては、「時間前でも、同時市場やったほうがよいのではないか」というご意見が多かったと認識しております。一方で、その時間前でも同時市場をやっていくというのは、恐らく北米でも例がないのではないかとと思われるところでございまして、その実現には、ある程度ハードルが高いとも考えられるところでございます。

ですので、この検討会の、今のところの方針としては、時間前同時市場を目指しつつ、それが難しい場合には、ザラバの市場を導入していこうということになっているというところでございます。

4.3、59 ページ以降の論点は、その時間前同時市場で何を決済対象にするかということでございます。わざわざ時間前市場をやるということですので、当然、事業者がポジション調整のための売り買い等はするというところでございますから、k W h の取引は、いずれにしろやるということでございますけれども、Δ k W についても、時間前の各断面で都度決済が必

要でしょうかというのが、事務局から問題提起をさせていただいたところでございます。

と申しますのも、時間前同時市場で、各段階でSCUCをやっていくと、その ΔkW が、59 ページの下図にあるとおり、付いたり付かなかったりするようなことも考えられるところでございます。

また、図が細かくて恐縮ですが、広域機関が中心となって実施した検証Bにおいては、 ΔkW の価格の構成要素は、 kWh の市場価格が動くことによって、時間前の断面で機会費用になったり逸失利益になったりして、こういったものを都度決済していくとすると、かなり煩雑ではないかというようなことでございます。ですので、事務局としては、 ΔkW については、都度決済をする必要はないのではないかと。ただ、一方で、どこかのタイミングで、 ΔkW を認識して決済することは必要ですので、例えば前日、それからゲートクローズですとか、あるいは実需給、追加起動の時点みたいなところをどこかで認識するみたいなことではどうかということをご提案させていただいたところでございます。

ただ、一方で、この点については、特にオブザーバーの方等から、「時間前同時市場において、その都度、 kWh だけではなくて ΔkW も確保されるわけだから、そうすると、 ΔkW についても、その都度決済をする。価格が付かないと、その入札行動はやりにくい」というようなご意見を頂いたところでもございまして、それともっともかなとも思っているところでございます。

以上を踏まえて、この点については引き続き検討となっているところでございます。

4.4、63 ページは、時間前同時市場における入札内容の変更ということでもございまして、この点は、まだ検討会で特に何かが決まっているというところではございませんが、同時市場を導入するに当たっては、その前日市場で入れた入札の内容を、どのタイミングまで、またどの程度まで変更してもいいかというようなことについては、検討していく必要があるであろうというところでございます。

例えば米国、PJMにおいても、一度セルフスケジュールで入れたものを、その後に、Economicに修正することはできませんというような取引規律があったりするようなところでもございまして、そういったものの考え方の調査ですとか、その点も踏まえながら、適正な取引規律というのを考えていく必要があるのではないかとこのところでございます。

第5章が、ここも重点的にご議論いただいたところでもございますが、市場価格の算定ですとか費用回収の論点でございます。で、現行制度の概要をまとめたのが66 ページのところでもございまして、この点をご説明を割愛させていただきます。

まず kWh の市場価格をつくる時に、考え方として大きく3つあるであろうということで、検証Bでまず検証を行った上でご議論をいただきました。その3つの方法というのは、まず1つは、同時市場ですので、 kWh と ΔkW を同時最適してラインナップをつくるわけですが、市場価格をつくる際には、また kWh だけのラインナップをつくり直しまして、そのマージナルを市場価格にするというような考え方でありまして、これが案Aであります。

案Bというのは、 kWh と ΔkW でラインナップをつくって、そこから市場価格をつくっ

ていくわけですが、案B－1は同時最適をしたラインナップで最も高い電源を約定価格にする。案B－2は、同時最適した電源の中で、その電源全体の、ラインナップ全体のシャドウプライスを市場価格にするといったようなことでございます。

この点については、案B－1にすると全体的に価格が高くなる他、再エネ余剰の時に代って市場価格が高くなるというような傾向がありまして、価格シグナルとしてはいまひとつではないかというようなことで、ご議論いただいたところでございます。

案Aと案B－2は、おおむね価格は変わらないのですけれども、案Aのほうが、LNGですとか石油で価格が決定される時間帯が多かった。そうすると、想定されることとしては、案B－2のほうが、まず同時最適のラインナップに基づく価格で、現実の電源運用にも沿っているかなというところなのと、あと案Aに比べて、若干安定的なのかなというふうにも想定されるところでございまして、どちらでもそんなに大きな違いはなかったのですが、案B－2が優位ではないかということになっているところでございます。

以上で、この検討会では、いったん案B－2で、同時最適をしたラインナップのシャドウプライスを市場価格としてはどうかというようなご議論になったところでございます。

次に、その場合に、市場価格をThree-Partのどの項目に基づいて計算をするかといったようなところですが、作業部会では、起動費の取り漏れが生じないような約定ロジック、市場価格の算定ロジックを検討すべきということにもなっていたところでございすけれども、このような価格算定方法は、技術検証会でも検証がなされているとおり、なかなかこれは、実用化は難しいという状況でございます。

そうすると、Three-Partのうち、増分費用カーブに基づいて価格算定をしていくということにならざるを得ないわけでございますけれども、そうすると、Three-Partのうち、起動費や最低出力費用が入らない市場価格になっていくということでございます。

これをどう考えるかということでご議論いただいたところでございまして、結論としては、その北米の市場の例も参考に、入札価格については増分費用カーブに一定のリスクとして10%程度を織り込んでもよいのではないかとということになっております。

これはどのような理由が考えられるかというと、まずその電源ラインナップを決めるに当たっては、まさにThree-Part Offerで約定すると言っているぐらいでするので、その起動費や最低出力費用も考慮することが合理的ということでございます。

また、ピークやミドル電源というのは、頻繁に起動停止がされますので、そうすると、起動費ですとか最低出力費用も考慮した価格とすることが実態に沿うとも考えられるということでございます。

また、これは中長期の取引の整合性の確保の観点からも重要な指摘であるわけですが、kWhの市場価格というのは、この短期のkWhの市場価格は「中長期の相対とか先物、先渡し、それから燃料調達といった、そういった中長期の取引に対する価格シグナルとして適正な水準である必要があるのではないか」というようなご意見も頂いているところでござ

います。

さらに、米国でも、先ほど申し上げましたとおり、Three-Partには10%のマージンが認められているというところでございまして、これは過去の経緯をさかのぼると、この10%の上乗せというのは、元々燃焼タービンの限界費用算定に不確実性が伴うので、10%ぐらいの差分は見てあげましょうということで認められたというようなことでございまして、その点は、わが国においても同じようなことが言えるのではないかとということでございます。

こういったようなことを踏まえて、先ほども申し上げましたとおり、増分費用カーブに一定のリスクを織り込むことを可能とすることは合理的ではないかというご議論をいただいたというところでございます。

その他の論点については、市場価格算定については90ページに全体をまとめておりますので、こちらでご説明をさせていただきますが、まず前日のkWh、引き続きでございますけれども、そのような形でkWhの価格をつくったとしても、なお起動費等の取り漏れ等は発生するはずですので、この点については、確実に回収できる制度が必要だということでご議論をいただいております。

次に、前日の ΔkW の市場の価格でございますが、まず考え方としては、 ΔkW については、特にその価値を適切に評価して、調整力供出者が適切な対価を得られる形とすることが重要であろうと、これが基本的な考え方であろうというところでございます。

その上で、現在、機会費用や逸失利益といった考え方に基づいて、調整力の供出者が入札価格をつくっているところでありますが、これが同時市場になりますと、Three-Part情報で入札をしていたことになりますので、その ΔkW の入札価格、市場価格についても、このThree-Part情報に基づいて機械的に算出していくのが合理的であろうというようなご議論をいただいております。

その場合に、そうやって算出された市場価格について、今と同様にマルチプライスにすることも考えられますけれども、その事業者の入札行動に良い影響を与えるのではないかとというようなことも考えれば、シングルプライスにすることも検討してよいのではないかとというご意見を頂いております。

ただ、その場合、これも広域機関の検証においてわかったことですが、機会費用ですね、起動費用を含むものをシングルプライスにしまうと、場合によっては、機会によって千差万別ですので、すごい価格がシングルプライスになってしまう可能性がありますので、まずは、その逸失利益分のシングルプライスオークション化から検討していきましようというふうな状況になっております。

実需給については、まだ検討会で、そこまで議論が深められてはいないところでございまして、基本的には現行の制度の考え方を踏まえて、どんな論点があるかというようなご議論をいただいたというところでございます。

まず調整力のkWhについては、この90ページには書いておりませんが、基本的

にはThree-Part Offerがありますので、それに基づいて算定していくというのが基本線かなというところでございまして、さらに、シングルプライス化についても検討していくことが望ましいのではないかとということでございます。

インバランスについては、こちら、基本的には現行制度と同様の制度設計で、その調整力kWhの限界価格を参照してつくっていくということだと思いますが、これまでもご説明してきたとおり、基本的にはThree-Part OfferからkWhの価格、ΔkWの価格が決まっていくということになり、さらにそのbalancingグループに不足インバランスを回避するということを促す観点からは、そのkWhのところで生じるようなUpliftについて、その一部をインバランス料金に賦課するといったような形ですとか、需給ひっ迫時価格補正の取り扱いの検討といったようなこともあるのではないかとというようところで、議論の頭出しがなされているところでございます。

第6章がその他の論点でございます。その他の論点の1つ目は、特殊な電源の取り扱いでございます。その特殊な電源の中の1つ目が、変動性再エネの問題でありまして、92ページ以降に記載をしております。

変動性再エネ電源については、基本的な考え方としては、こういった変動性再エネには、予測誤差に対応するための調整力が必要になるというところでございますけれども、同時市場になった場合には、こういった調整力については、その時間内変動分のもの、あるいは、電源脱落に備えるための予備力・調整力といったようなものと一体的に取り扱って、効率的に運用していくことが、同時市場における基本的な考え方ということになります。

それを前提に、検討会で具体的な課題として1つ提示をさせていただいたのがこの92ページの問題でありまして、FIT制度の買い取りの問題でございます。現在、FIT特例1、3といったようなものについては、実需給の前日6時に計画値が配分されますと、それを動かさなくていいという仕組みになっております。そうしますと、同時市場、時間前市場などで、需給予測の変更に応じて、効率的に運用していくというふうになっているわけですが、そのFITの買い取り制度に基づく電源分については、計画値から全く動かないということになりますので、同時市場の制度を検討していく上で、そういった電源もあるということを考慮して検討していく必要があろうということでございます。

一方で、FIP電源や非FITの電源につきましては、これは、もちろん変動性再エネなので、出力を予測していただくという難しさはあるのですが、原則としては、一般的な電源と同じように、発電BGが出力を予測して入札をしていただくというようなことになるかというふうに考えております。また、こういった電源についても、他の電源と同じように、balancingを、その時間前の断面でもしていただくということになるのかと思います。

そのようにして最後にバランスを取り切れなかったものは、インバランスということになって、実需給でTSOが調整するわけですが、この点は、先ほども申し上げましたとおり、他の予備力とか調整力と一体的に運用して、効率性を目指していくということになってお

ります。

特殊な電源の2番目のDERでございます。この点については、まだ検討会では、その議論の頭出しといったようなところございまして、海外においても今後DERが増えていくということを踏まえて、この市場で取り扱うための入札規律等の検討を今後していかなければならないというような状況でございます。

他方で、このDERの中で、DRについては、この検討会においてもエナジープールからプレゼンをいただきまして、現在のDRの運用状況とか、今後考えられる論点等について議論をいただいていたところでございます。

特殊な電源の最後が、大規模の揚水とか大規模な系統用蓄電池でございます。こういった、例えば大規模揚水といったようなものについても、発電事業者が、他の電源と同じように、市場に入札をして、Three-Partなりセルフスケジュールなりで運用していくということも、当然考えられるところでございます。ただ、一方で、同時市場に運用を任せるといったような方向もあり得るのではないかとこのところでございます。

この点について一つ参考になるのが、PJMにおいても、その揚水についてThree-Partで最適化をしていくのではなくて、発電機の揚水効率とか蓄電量とか、あるいは貯水量制約といったようなパラメータに基づいて最適化をしていくというような仕組みもあるようでございまして、こういったところを踏まえて仕組みを考えていくことも重要ではないかというところでございます。

さらに、同時市場において通用するということを追求していくとすれば、現在、需給調整市場との関係でご議論がされているのかと認識しておりますけれども、一定期間、市場運営者に対して容量を供出する契約みたいなものを検討して、それを同時市場でも、そういったことができるような仕組みをつくっていくというようなことも検討してよいのではないかとこのところでございます。

6.2、115 ページでございますが、これは、その後同時市場を導入すると、他の市場とか他の制度にも大きな影響を与えていくというのは当然想定されることですので、現在考えられる留意点をまとめたところでございます。

まず1つ目に書いているのが、繰り返しになりますけれども、中長期の断面で電力取引を行う市場との整合性の確保が必要ということでございます。

あと一番下になりますが、容量市場に関しては、この検討会の議論を踏まえるならば、そのΔkWの市場についても入札義務をかけるということが必要になりますので、そうすると、容量市場のリクワイアメント等を改定する必要があるであろうというところでございます。

また、これは同時市場に移行する時の問題点でございますけれども、容量市場に発電事業者が電源を入札するに当たっては、他市場収益を考慮する必要があります。同時市場が始まる前で、同時市場が始まるということが決まった後、例えば同時市場が始まる4年前とか、3年前みたいなところで容量市場の入札をしていただく際には、将来の同時市場から得ら

れる収益を適切に見積もって入札をしていただく必要がありますので、逆に言えば、そのようなことにも配慮しながら、同時市場への適切な移行を考えていく必要があるということでございます。

6.3、117 ページでございますが、同時市場運営主体の役割ということで、ここは検討会でお示したスライドを、そのまま掲載させていただいているところでございます。

同時市場の運営者は、電源の稼働情報や費用情報といったような機微な情報を取り扱うことになります。また、広域需給や系統運用に関連する業務まで、幅広く行うことにもなると考えられるところでございます。

さらにその後、約定ロジックについて、難しいということで、今検証を進めているところですが、その約定計算の仕組みをその都度改善していくということも必要になりますので、同時市場運営主体には高い能力が求められる。特に中立性・透明性ですとか、高度なシステム開発能力、人材や経理的基礎が求められるというようなところでございます。こういったことを踏まえて、同時市場の運営主体については、電気事業法との関係法令の規律も含めて、適切に検討していく必要があると考えられるところでございます。

第7章は費用便益分析の結果でございますが、この点は、第9回の検討会でも、広域さんから丁寧に説明があったところではございますので、改めて詳細のご説明は割愛させていただきますけれども、定性的・定量的に分析をしてきたというところでございます。

定量的な分析としては、まず調整力の確保について、同時市場になった場合には、現在よりも効率的な運用が図れる。例えば時間前での追加起動等も可能になるというようなことを踏まえれば、その調整力の確保も必要量は低減されるのではないかとということで、便益①として分析をしたというところでございます。

便益②のほうは、これは前日断面でS C U Cを回して約定結果を一度つくり、それに基づいて発電計画を策定していただくということになりますので、余分な再給電が不要になるというのが1つと、またそれから調整力を広域調達するというようなメリットを考え合わせると、便益②として、このような形で便益が算定できるだろうというところでございます。

これに費用項目として、テキサス州のE R C O Tが、市場を移行する時に見積もった費用について、わが国に置き直して計算をいたしまして、その結果の費用便益分析の数字としては6.4～9.2というような形になったというところでございます。

あと重要な観点としては、便益①、②というのは、あくまでも同時市場から得られる便益のうち、定量的に評価しやすい、しても適切であろうというものを定量的に評価しましたというところでございまして、実際にはそれ以外にも、いろんな便益はあるのだろうというふうに考えております。その点を、124 ページと 125 ページにまとめたというところでございます。

第8章でございますが、ここで、今後の検討の進め方ということで、この中間取りまとめの結論ということで、今後の提案をさせていただいているところでございます。この点については、本日も改めてこの場でご議論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。

まず、本検討会においては、これまでの御説明のとおり、今後の電力市場のあるべき姿の1つとして、同時市場の仕組みの具体化と費用便益分析に関する議論を行ってきたところでございます。

中間報告等でも申し上げてきたとおり、同時市場をやるかどうか、すなわち導入の是非といった論点については、電力システム全体を俯瞰した議論が必要であろうと考えておりまして、十分な議論が行われることが必要と考えられるところでございます。

ただ一方で、この検討会は、これまで、変動性再エネの大量導入に対応可能な市場制度の構築が重要であるということを設定の趣旨として掲げ、検討してきたところでございまして、検討において、同時市場の意義についても、定性的・定量的に示されてきたところと考えております。費用便益分析でも6.4～9.2と前向きな結果が得られているということを踏まえれば、この検討会の中間取りまとめとしては、同時市場について、基本的には導入するとの方向性のもと、想定される課題については十分に議論を行い、対応していくことが望ましいということを中間取りまとめの結論としてはどうか。また、電ガ小委に対しては、その方向で提案を行うこととしてはどうかと事務局としては考えているところでございます。

また、今後の進め方としては、検討未了の論点がありますので、そういった論点については、電力システム改革の検証の状況も踏まえながら、早急に検討しておくこととしてはどうかというところでございます。

さらに、この検討会の下に設置した技術検証会については、その技術の検証というのは有意義なことでもありますし、同時市場をやるということになった場合には当然必要でもございますので、この検討会の中間取りまとめの後もし引き続き継続したいと考えているところでございます。

長くなりましたけれども、事務局からの説明は以上のとおりでございます。どうぞ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、質疑応答の時間に移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、We bの方は挙手ボタンでお知らせください。順次、指名をさせていただきます。

それでは、どなたかいらっしゃいますか。横山先生、お願いいたします。

○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。

この1年間にわたります本検討会の検討につきまして、技術検証会も含めまして、このような素晴らしい成果を上げていただいたことについて大変感謝を申し上げたいと思います。大変素晴らしい成果が出たというふうに思っております。

最後の今後の検討の進め方というところで、一つコメントしたいと思います。3つ目のポ

ツですけども、同時市場につきましては、最初のほうの 13 枚目のスライドにもありますように、検討の結果、この同時市場というのは、いろいろな面で大きな意義があるということが明らかになったと思います。そういう意味で、この 127 枚目のスライドの、今後の進め方の 3 つ目のポツの、「基本的には同時市場を導入するという方向性の下に、想定される課題について、十分にこれからも議論を行い、対応をしていく」ということについて、非常に賛成をしたいと思います。

その後の課題として、特に私は、技術的な面からは、このアルゴリズムにおいて、小売事業者の買い入札を各ノードにどのように割り当てるかというところはまだまだ技術的に検討しないといけないところがあると思います。この技術検証会において引き続き検証を継続することとしたいということで、これは時間のかかる検討だと思いますので、ぜひ継続をしていただきたいと思いますので、どうぞよろしくお願いしたいと思います。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。その他、ございますか。小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明ありがとうございます。私も、今回、同時市場の今後の非常に大きな方針に関しましては、大変分かりやすく明確におまとめいただきまして、事務局の皆さまには感謝申し上げます。内容に、私は異論ございません。

コメントでございますけれども、右下 43 枚目のスライドで、特に日本の場合ですと火力発電等は燃料の制約等をしっかり考える必要がございますので、こうした電源の出力の上限、下限に関しましても原則として自由に設定可能という、こうした日本特有の状況を踏まえたことも、今回しっかり検討の上で考えられております。また、108 枚目の大規模揚水と蓄電池に関しましても、日本ですと非常に多くの揚水に関する容量がございますけれども、この制度の趣旨としております変動性再エネの対応を考える上でも、こうした揚水を積極的に同時市場に利用するということについても、日本全体でコストを最小化する上でも、こうした揚水を積極的に同時市場に売って運用してはどうか、今後、どういうふうに対価を考えるのかということは課題ではございますけれども、これも非常に、日本の市場を踏まえますと大変大事な方針になるだろうと思っております。

また最後、123 枚目の費用便益分析に関しましても、こちらの B/C も高いことはもとより、これは 10 年評価でも、B-C で見ましても兆円オーダーで、10 年評価で便益が得られることに加えて、124 枚目以降で、定性的な便益、卸市場における売り切れ、それから需給調整市場の売り入札不足等の解消にもやはり寄与するということで、さまざまなメリットが大きいということからも、今回、同時市場の導入の意義についてもしっかり検証できたかなと思っております。

また先ほども、横山先生からもご指摘ございましたけれども、恐らくロジックを検討することは引き続き重要かと思っておりますので、検証会で引き続き検討することに賛同させていた

だきたいと思います。私からは以上でございます。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございました。次は、五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。中間取りまとめということで、さまざまな論点がある中、整理いただきありがとうございます。

全体として、特に目的1の仕組みの具体化に関しては、これまで検討会で議論されてきたことが反映されているという理解ですし、追加でコメントはありません。そういう意味では、今回新しいものは、最後の127ページ、今後の検討の進め方ということだと思いますので、こちらを参照しつつ、何点かコメントさせていただきます。

まず進め方の方針ですが、同時市場の導入については、システム全体を俯瞰しながら、引き続き残った論点を丁寧に議論する形で進めていき、一方で、それと並行して、足元の課題には対応していくということで理解しました。

記述されていますように、喫緊に対応しなければならない課題があるというのはそのとおりだと思いますので、これは並行して検討していくという方針について異論はありません。

もう一点、「同時市場については、基本的に導入するとの方向性のもと」という書きぶりについてです。これについて異論はないのですが、全体の建付けの上で言うと、目的の費用便益分析が同時市場の導入の可否の判断にすることであつたと思っています。そうだとすると、取りまとめの中では一部になってしまっているのですが、7の費用便益分析の結果が、今後の方針を規定している部分も大きいのではないかと理解しています。

その重要性を踏まえますと、私、過去の検討会も含めて何度か似たようなコメントをさせていただいていますが、費用便益分析の結果が誤解されるようなことがないような、突っ込みがないような、そういったまとめになっていればよいと思っています。この点、定性的な便益費用に言及しているのは、支持するところであります。

関連して1点質問なのですが、124、125ページでは、定性的な便益について個別にまとめられておりまして、当然便益ですから、いずれの項目も、費用便益分析は安全側にする方向ということは理解できます。

一方で、定性的な費用についても検討会の中では議論が出ていたと思うのですが、こちらについては、取りまとめの中でどのように考えればよいでしょうか。定性的な便益に比べると、項目としてマイナーだという整理でよいでしょうか。個別ですが、よければご教示いただければ幸いです。以上です。

○金本座長

ありがとうございました。河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

河辺ですが。今、音声聞こえていますでしょうか。

○金本座長

はい、聞こえました。

○河辺委員

本日、中間取りまとめということで、本検討会におけるこれまでの議論内容について分かりやすく整理いただきまして感謝申し上げます。取りまとめの内容と、事務局からの、最後のスライドにございますご提案の内容に関しまして、いずれも異存ございません。

同時市場の導入に際しましては、個人的に思うところとしては、前日から当日にかけての再エネの出力予測値の変化に対しまして、その発電機の起動停止計画を、前日から当日にかけて、柔軟に変更できる仕組みにしていくことが重要であるというふうに思っております。そうすることで、再エネの出力予測値の変化に合わせて Δ kWの持ち替えをすることができるようになるため、その Δ kWの発動制限を回避しやすくなるといった安定供給上のメリットが得られると思っております。

その観点で、前日同時市場後の時間前市場におきましても、できれば同時市場と同様のロジックとしていくことが重要かと思っておりますので、技術検証会も引き続き続けていただきながら、その実現に向けた課題の整理というのが進んでいくことを期待しております。私からは以上でございます。ありがとうございました。

○金本座長

ありがとうございました。秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

ご説明いただきましてありがとうございました。また、中間取りまとめということで、膨大な資料をまとめていただきましてありがとうございます。私もこれまでの議論をまとめていただいておりますし、方針についても異論ございません。

その上で、中間取りまとめということですのでコメント申し上げたいと思いますが、同時市場の導入の意義は非常に大きいと考えておりまして、そういう面で、ここまで検討を進めてきたということに関して、感謝申し上げたいと思います。

一方、やはり長期の断面とどう整合させるのか、もしくは燃料調達というところへの悪影響をどう回避するのかとか、そういった論点が非常に重要だと考えておりまして、ここで取りまとめたいただいたように、そういった点についても、これまで多くの配慮をいただいて検討を深めてきたというふうに考えておりまして、引き続き、残っている論点があるわけですが、そこをしっかりと詰めていくということが、これからも重要なと思います。

また技術的課題も、たくさんまだ残っていると考えていますので、そこについては、技術検証会のほうは引き続き続けるということでございますので、そこで、さらに検討を深掘りしていただきたいと思います。

導入自体、非常に重要でございますが、大きな全体のシステムを変えるということにつながりますので、慎重にやっていくということも別途必要だと思いますので、道のりはまだ長いと思いますので、皆さま、事務局はじめ、大変な作業が残っていると思いますが、引

き続き検討を深めていっていただきたいと思う次第でございます。以上でございます。ありがとうございました。

○金本座長

ありがとうございました。あとはオブザーバーの方々になりますが、エナジープールの市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村（健）オブザーバー

聞こえますでしょうか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○市村（健）オブザーバー

まずは、事務局の皆さんに御礼申し上げたいと思います。同時市場に対して、ここまで体系立ててまとめた資料は、世界でもそんなに例はないのではないかと考えています。

実は今、欧州でも同時市場の議論って徐々には出てきていますが、ここまで深まった議論をしている形跡はございませんので、そういう意味でも、これが一つのグローバルなレファレンスになっていけばいいのではないかと考えて、今後の議論を大変期待しているところでございます。

今回、私、やっぱり分散型リソースというかDR事業者として、この同時市場の議論を拝見させていただいた印象として、PJMを一つのレファレンスとしてきているのではないかという印象を受けております。

私自身、実際PJMの関係者と議論した中で、このPJMが今、実際にインプリメントしているこの同時市場が、日本に導入するイメージとは少し違うのではないかという感じをしています。例えばDSR事業者目線ではFERC Order 2222が、これはすごく大きなテーマなのですが、この解釈や仕切り方を見ても、やっぱり同じアメリカのCAISOやERCOTで、今回のこのPJMとは、何となくアприオリな知識が異なっているような印象を持っています。

3つのエリアですね、CAISOもERCOTもPJMも、無尽蔵に、ある意味ではパイプラインがあって、燃料供給がなされるという点では、日本とは異なるのは当然ですが、加えて日本の場合は系統制約があり、あるいはFIT、FIPを導入しているということで、間欠性電源の導入量の全体における比率という観点でも、かなり異なる。またDRのようなDSR活用技術、この規制解釈も多分PJM、CAISO、ERCOTで、各々違うのではないかと考えています。

今後第2段の議論を深めていく時の一つのレファレンスは、私の印象ですと、PJMというよりも、むしろ系統制約とか、あるいは間欠性電源の導入量の多寡を考慮すると、CAISOやERCOTではないかという気がしています。

ただ、CAISOとERCOTも、当然ながら異なるわけで、私自身、CAISOは20年前になりますが、行っていろいろと関係者と議論した記憶があります。ERCOTも、10

年ぐらい前ですが、行った時の印象はやはり鮮明に残っていて、CAISOとERCOTどっちがより日本のそれと近いのかというとCAISOで、ちょうどカリフォルニアの大停電があった直後に行ったということもあるのですが、安定供給マインドでは随分彼らは劣後しているなという記憶があるものの、系統の構成や、あるいは事業者としてのマインドは、日本のそれと親和性があるなという記憶がありました。

従って、今回は、基本的にPJMをメインにレファレンスとして取ってきたという印象がありますが、第2弾の議論では、CAISOあるいはERCOTも、特にDSR、DR目線では重要なのかなと思っていますので、そういった点のご配慮・ご考慮もいただければと思っています。私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございます。市村委員から挙がっていますので、お願いいたします。

○市村（拓）委員

非常に膨大な資料についてご説明いただきましてありがとうございます。

他の皆さまも申し上げておりますが、私もこれまで3年弱にわたって、検討会の前身から議論が進められてきたことは認識していますし、中長期のところも含めてバランスの取れた設計になっていると議論してきたと思います。それをまとめていただいたことには感謝申し上げます。ここについては、基本的には導入をしていくという方向の下で、小委員会に提案していただくことについては異存ございません。

これからはその中での議論と思っていますが、ぜひ同時市場を検討していくに当たっては、1つは当然のことではありますが、マイルストーンを引き、足元で様々な課題があることは、この資料の中でも出てきています。

そのような中で申し上げれば、同時市場の導入というところに先立って、考え方なり、技術的な検討も含めて、導入できるところがあるのであれば、先行的にシームレスな形になるように、導入すべきものは、早期に導入することも検討していいのではないかと思います。

全体的な時間軸を見据えながら、足元での課題に対しても、対応できるものについては検討していくと、このような議論の進め方をしていただければと考えているところでございます。

また、非常に細かく大変恐縮ですが、この資料で2点だけコメントをさせていただきます。

まず13スライド目ですが、元々の議論の背景について、記載いただいているところには特段異存はございませんが、この2つ目のボツのところで、スポット、冬期の需給ひっ迫の売り切れ、価格高騰、需給調整市場の応札数不足の問題は、変動性再エネの導入による需給運用が難化したといった課題が顕在化した、そのような位置付けになっていると思いますが、これは1つの要因としてはあるものの、市場の仕組みや設計等、冬期の状況、燃料調達の状況など、複合的な要因があるのではとも思いますので、ここは分けて整理したほうがいいと思います。

1点、40 スライド目のところで、認識は合っていると思っておりますが、現行制度はスポット市場の余力の全量を入札するといったところがスポットや時間前にあり、同時市場に関しては発電余力全量の供出を求めると書いてありますが、この下の2つ目の矢じりに書いていただいているとおり、自己計画電源についても入札を求めるという方式であれば、その意味では余力ではなくて全量の入札ということになると思います。これは今後の表現ぶりだけの話で、中身としての認識は、関係者皆さん同じだと思いますが、念のため、その点も指摘させていただきます。私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございました。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。聞こえますでしょうか。

○金本座長

はい、聞こえております。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。検討会の議論内容を取りまとめいただきまして、非常に大変な作業だったと思いますが事務局には感謝申し上げます。

取りまとめ内容につきまして、特に異論ございませんがけども、幾つかコメントさせていただければと思います。

今後、ますます変動性再エネの導入が拡大して、需給変動も大きくなると考えられる中で、最新の需要予測に基づいて、Three-Part 情報を用いて電源構成コストを決めて、kWhとΔkWを同時に約定させる同時市場の導入は、電源の安定的・効率的な確保、ならびに時々刻々と変化する需要への対応力の向上に効果がありまして、13 ページに記載の、課題への解決策になり得ると考えていますので、最終ページにまとめていただいておりますが、今後の検討の進め方で提案いただいておりますように、同時市場を基本的には導入するという方向性のもとで、引き続き課題について議論を行いながら検討を進めていくことに、賛同したいと思います。

なお、同時市場がワークする市場システムとするための時間前市場の設計や調整力の価格算定方法など、同時市場の仕組みをより具体化するための各論点については、ぜひ関係する事業者からご意見を伺いながら、コンセンサスを得ながら検討を進めていただきたいと思います。加えて、詳細な市場ルールが明確になった段階では、次のステップとして、入札情報などの市場で扱うデータの種類や量を具体的に整理した上で、計算処理時間等を確認して、実際の業務がワークするのか、例えば各事業者所の入札準備から約定結果を踏まえた計画提出、それを踏まえた一般送配電事業者による系統運用、需給調整業務がスケジュール的に成立するのかなど、一つ一つ詳細に確認していくことが必要と考えておりますので、引き続きご検討をお願いできればと思います。

再エネが拡大する将来にわたって、実需給断面で必要な供給力・調整力を確実に確保する

ことによりまして、周波数の品質が維持され、かつ、効率的に運用できる仕組みとなるよう、今後も引き続き、一般送配電事業者の立場から、詳細な制度設計、実務的な検証に貢献してまいりたいと考えています。私からは以上です。

○金本座長

ありがとうございました。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

ありがとうございます。e n e c h a i nの野澤です。こちら、音声届いていますでしょうか。

○金本座長

はい、大丈夫です。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。長きにわたる審議会について、取りまとめいただいてありがとうございます。全体の構成、それから取りまとめの内容について、全く異存ございません。

特に燃料とか発電実務の視点を踏まえて、自己計画電源の位置付けや、その電源余力の活用、他市場への影響などについても、審議会の議論を踏まえて、漏れなく整理いただいて感謝しています。

その上で1点だけ、審議会でも申し上げましたが、今後、U p l i f tを検討していくと思いますが、U p l i f tを検討する上で、価格シグナルという視点も重要であるということだけ、改めてコメントをさせていただければと思っています。

ページ70に記載いただいているとおり、起動費について取り漏れが発生しないような市場価格の設計が望ましいものの、約定計算の負荷などの関係で困難である可能性があるということがよく理解しております。そのため、その起動費の取り漏れ分をU p l i f tで回収できるという概念は、回収自体は必ずしなければならないため、コンセプトとしては賛成ですが、他方で、卸取引の市場参加者が参考にする価格シグナルは何かというと、約定直後に公表される約定価格だと思います。そこに事後精算されるU p l i f tが含まれていないと考えた際に、仮にそのU p l i f tの水準が、以前の資料にもありましたが、P J Mのこの価格の初期10%みたいな時代もあったことを考えると、約定価格が仮に15円だとすると1.5円の水準になるので、われわれは先渡しとか先物の取引をマッチングする市場を運営していますが、その立場から申し上げますと、1円や1.5円が決して無視できる水準ではないこともあります。

そのため、申し上げたいのは、このU p l i f tについて、できるだけ適正な水準に抑える努力をする必要があるということと、あるいは、そのU p l i f tを追加的に反映した真の約定価格のようなものを速やかに公表するなどして、市場参加者へ価格シグナルを適切に出すことは大事であると思います。この価格シグナルという視点を、ぜひ今後、U p l i f tの議論を行う上での軸として重視いただければと思っています。

改めまして、この審議会、今後の日本のスポット市場を検討していく上で、非常に意味の

あるものだったと思います。事務局の皆さま、取りまとめありがとうございました。以上です。

○金本座長

J E R A 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

J E R A の東谷です。まずは、これまで多岐にわたり議論されてきた内容について、分かりやすく整理の上、取りまとめいただき、感謝申し上げます。

資料にもございますとおり、同時市場の仕組みの具体化に向けて一定の方向性が示されたものもありますが、さらに議論を深める必要がある論点も幾つか残っております。その中で、今後議論を深めていく上での留意点として、2点コメントさせていただきます。

1点目は、16 ページに記載のとおり、同時市場は、あくまで短期の最適化を追求する枠組みであるという点です。電力の安定供給のためには、中長期を見据えた電源投資維持や燃料確保の最適化も極めて重要ですので、この短期の最適化を追求するあまり、これら中長期の取り組みに支障を来すことがないように留意する必要があります。資料に記載いただいている内容そのものではありませんが、大事なポイントですので、改めてコメントさせていただきます。

2点目は、残された論点の中に、同時市場の枠を超えて大きな制度変更につながりかねないものも含まれているという点でございます。これまでは、基本的に現行制度を前提として議論が進められてきたと認識しておりますが、今後もこのスタンスを維持しつつ、仮に同時市場の枠を超えた制度議論が必要な場合は、しかるべき場で、さまざまな角度から慎重に議論を重ねていただければと思います。

われわれ事業者としましても、冒頭の同時市場導入の意義に記載された課題を解決すべく、より良い制度となるよう、今後も協力してまいりたいと思いますので、引き続きよろしくお願いいたします。私からは以上になります。

○金本座長

ありがとうございました。関西電力の齊藤オブザーバー、お願いいたします。

○齊藤オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の齊藤でございます。本件、議論してきた内容について、このように丁寧に取りまとめていただきまして、感謝申し上げます。

資料の最初の 13 ページにお示しいただいておりました同時市場導入の意義ですが、これが実現されるためには、やはりその市場が有効に機能することが一番重要だと考えております。

その点から、これまでの検討会におきましては、幾つかの論点になりますが、これは方向性を整備されておりますが、最後のページでありました 127 ページに今後の検討の進め方を提示いただいているように、この同時市場をより具体化するための検討を深める必要という論点も、まだまだ残っていると認識しております。

先ほど申し上げた、市場を有効に機能させるためには、こうした論点の検討に際しまして、引き続きわれわれのような事業者の実務面などにも考慮いただきながら進めていただければというふうに考えております。

今後、やはり事業者としても、引き続きこの検討に協力をさせていただきたいと思いますので、よろしくお願いいたします。以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。J E P Xの國松オブザーバー、お願いします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。日本卸電力取引所の國松でございます。

これまで何かと意見してきましたが、いろいろお聞きいただきましてありがとうございます。本日は、その振り返りになってしまうところもありますが、何点か申し上げたいと思っております。

まずページ5で、この作業部会の目的の部分で挙げていただいているところですが、約定ロジックの実現性・妥当性については、かなり分かってきたと思います。約定ロジックが、T h r e e - P a r t で入れて、これだけの電源の数を最適計算するということができるということが見えてきたのかなと思っています。

ただ、その目的と、同時市場の仕組みの具体化は、まだ足りてない部分があると思う。具体化というのは、具体化かつ共有化というもので、その事業者の間で、この仕組みというものをもう少しはっきりと分かっていく必要があるのではないかと考えています。

その1つの例として、セルフスケジュールについては、入るということは分かっていますが、このセルフスケジュールで入った電源の対価は誰からももらえるのか、もらえないのかも含めてどうなるのか。またセルフスケジュールの変更の時限はいつまで変更できるのか、ゲートクローズ1時間前まで変更可能なのか。これにより最適化というのは機能するかどうか。セルフスケジュールが、1日前の時点の計画まででとっては変更不可なのか、それとも、ぎりぎりまで変更していいのか。その辺りがまだしっかりと共有化できているとは言えないのではと思っています。

またインバランスについても、実際にT h r e e - P a r t で出力指示が出たもの、S C U Cで起動が入って、S C E Dで出力が出て、それに応えようとしたけれども、発電ができなくなった電源に対して、インバランスはかけるのかかけないのか。料金精算の仕組みというのをどのようにするのが関わってくると思います。

実際に、S C U C・S C E Dで出力を出して、そこでかかった費用を事後的に支払う仕組みであれば、インバランスという仕組みは要らないかもしれませんし、発電するのか分からないけれどもお金を払うという仕組みであれば、インバランスというのは、その払ったお金以上に取りなければならないということにもなると思います。そのような中でも、まだ具体化が必要だと思います。

このインバランスがかかるか、かからないかによっては、また、セルフスケジュールの変

更がどのようなペナルティーを起こさせるのかによっても、時間前市場というものが必要か、必要でないかの判断を左右すると思います。

まだ仕組みの具体化というところでは、漠然と同時にやるというのはあるし、現行の延長線上では時間前市場もあるというイメージかと思いますが、より具体化して、何を同時約定させたのかというところを考えると、もう少し具体化は進んでいくと思いますし、その具体化を進める必要があるのではないかと考えています。そこが、事業者間でより共有化できた中で、同時市場を導入する、しないというのは、最終的に決定していく話になるのではないかと思います。

最終ページでまとめていただいておりますとおり、導入の方向性で詰めていくということに関してはそのとおりかと思いますが、詰めるものというのは他にもたくさんあり、ここで導入が決まるものではないと思う。導入するか、しないかを含めた姿の具体化というのが必要になってくると考えています。その必要性があるのかなと思います。

また、導入を決めたとしても、これにはかなりの時間がかかると想像しています。とはいっても、現在、直面している課題は大きいものです。同時市場を導入すれば方が付くのではないかというところで、その検討をやめてはならないと思いますので、それは同時的に進めていただかなければならない。

1 つには、需給調整市場の見直しはしっかりしないといけませんし、ここで議論した、発電力の強制的な入札義務を、例えば今の需給調整市場において、ユニットの何割は必ず入れなければならないという決まりを作ることにより、需給調整市場というのは抜本的に大きく変わると思います。

また変動性再エネに関しましても、一部はF I TからF I Pに移行をかけながら、調整力での調整を少しずつ少なくしていく努力はなされていますが、これを加速させる努力をしなければなりません。現在の計画値を一回決めれば、それがそのまま送配電事業者さまが調整をすることがこのままずっと残っていいわけではないです。そのやり方も考えなければいけないと思います。

同時市場の導入を考えながら、できるところはしっかりやっていくという必要があると思っています。特に需給調整市場に関しては、やらなければならないことが多々あると思っています。今回の検討を生かせるところもあると思いますので、そこはしっかりとしていく必要があると思います。

あと1点、13 ページで、22 年度の冬期の高値が付いた理由が挙がっていましたが、この解決は、同時市場で解決する話ではないと思います。ここは、今の私どものシングルプレイスオークションの仕組みの中で解決可能かと考えております。

繰り返しになりますが、同時市場の導入というのは、やはり今後、2050 年に向けて再エネ電源を最大限導入していかなければならない中で、どのような仕組みになるのか、その必要性は何か考えています。

でもその前に、できることはしっかり実施しながら、別の方向で再エネの大量導入も実現

可能かと思えますし、同時市場という1つの解もありますが、現行の延長線上の中でも解はあると思えますので、それが見比べられるような具体化というのが必要と思っています。以上です。

○金本座長

電取委の新川オブザーバー、お願いいたします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。今回の中間取りまとめ（案）につきましては、まだ整理すべき課題が残っていると認識しておりますが、基本的には賛成したいと思っています。

今後、同時市場の仕組みをより具体化するための各方面との検討が深められていくことと理解をしていますが、時間前市場の設計、調整力の市場価格の算定方法等の各種検討におきまして、監視等委員会としても、これまでの市場監視や市場価格の制度設計の経験を踏まえて、検討に協力したいと考えています。

また今後、同時市場の仕組みが具体化するにつれ、市場の監視等についても、監視等委員会として検討する必要があることは認識しておりますので、その点を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

ありがとうございます。太陽光発電協会の増川オブザーバー、お願いします。

○増川オブザーバー

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

○金本座長

はい、聞こえています。

○増川オブザーバー

今回の中間取りまとめに関しましては大変苦勞されたと思いますが、分かりやすく整理していただき感謝申し上げますとともに、敬意を表したいと思います。ありがとうございます。

私からは、コメントが3つほどございます。まず1つ目、127ページの今後の進め方に記載されていることに関しましては、そのとおりだと思います。特に3つ目のボツに記載いただいたとおり、変動性再エネの大量導入に対応可能な市場制度の構築は、今後ますます重要な課題となってくる。そのためにも、同時市場なるものが今後必要になると認識しています。

特に、現在課題となっている変動性再エネの市場統合、電力システムの統合に関する費用が、今後、相当高くなっていく。コスト負担が大きくならないためにも、同時市場が重要になると認識しています。今後、検討も深めていただければと思います。

2つ目のコメントは、92ページに記載いただいている特殊な電源の取り扱い。特にFIT電源につきましては、特例の①、③については、課題であると認識しています。

これにつきましては、先ほど國松オブザーバーからお話あったと思いますが、この同時市場の進展にかかわらず、より市場統合を進めるに当たって、今からでも何か変えることができるのであれば、望ましい方向に向けて、新しい方法等をぜひ検討いただければと思います。

一方、市場統合という観点も含めまして、F I P への移行も大変重要になりますが、それにつきましては再エネ大量導入小委員会で議論されていますが、F I P 等への移行が進めば、同時市場が導入された時の便益の効果もより大きくなると思いますので、そちらも進める方向でご検討いただければと思います。

最後に3つ目は、変動性再エネの調整力機能の活用です。こちらにつきましては、別の委員会で検討が始まったと認識していますが、そちらの議論の進展を踏まえまして、今後の同時市場の検討にも、その検討の成果を踏まえて、より変動性再エネが使われ、活用されて、全体最適に少しでも貢献できるようになればと思いますので、よろしくお願いいたします。私からは以上でございます。

○金本座長

ユーラス西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー

西浦です。こちらの声、聞こえておりますでしょうか。

○金本座長

はい、聞こえています。

○西浦オブザーバー

ありがとうございます。これまでの検討の内容を非常に丁寧にまとめていただきましたこと、尽力に感謝申し上げます。ありがとうございます。

私からは、127 ページに基づいて若干だけコメントさせていただきますが、こちらに示していただきました今後の検討の進め方につきまして、基本的には、違和感・異論ございません。われわれ変動性再エネの事業者としては、大量導入に対応可能な市場設計、市場制度の構築を狙い、検討を進めていただいていること、非常にありがたく考えています。

ここまでの議論を生かして、まだまだ課題はありますが、検討を進めていただきたいと考えております。

一方で、他の事業者と話をしていると同時市場が難しい、あるいはよく分からないという声も出ています。それに対して、この取りまとめに当たりまして、事務局のほうで各所での説明も行っていただき、非常にありがたいと思っています。今後も、検討を進めていく要所で、事業者に対するご説明、あるいは声やコメント、意見を聞くという機会を設けていただければと思います。

もう一点、さらに、最後に書いていただいたとおりで、やはり技術検証を引き続きしっかり継続していただければと思います。仕組みの議論も大事ですが、実際に回してみたらどうなるのかというシミュレーションの結果があると、理解度というのも大きく違ってくるものだと思います。

そのような面でも、技術検証のほうは進めていただいて、実際に考える市場が安定的に回るということを見えるようにしていただけると、事業者の不安感も取り除けるものだと思いますので、そちらのほうも進めていただければと思います。私からは以上となります。

○金本座長

ありがとうございました。電中研、永田オブザーバー、お願いいたします。

○永田オブザーバー

ありがとうございます。電中研、永田でございます。

私どもは、検証Aのほうで、SCUCロジックの検討をするということで参加しております。その点に関して、一言申し上げたいと思います。

127 ページ、技術検証会を引き続き継続することはおっしゃるとおりで、これに関しては、われわれも引き続き関わらせていただいて、検討を深めさせていただきたいと思っています。

その中で本日、例えば横山先生からご指摘のあった買入札の部分、それから河辺先生からご指摘のあった時間前のロジックの話など、難しい問題がまだ山積みと認識しています。それは時間もかかると考えています。

これまで議論にありましたとおり、本日お示しいただいた論点でも、実際にどのようにロジックとして落とし込むのか、回していくのか、論点がこれから増える部分も出てくると思っています。その一方で、やはりタイムリーに様々なことを明らかにしていくことも必要かと思っています。

この検討会の中で、検証A、検証Bという形で行っていただきましたが、今後の技術検証についても、引き続き、必要に応じて体制の拡充も含めてご配慮いただいて、タイムリーな形でお示しできるようにしていただければと考えています。以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。私から1点だけ。74 スライド目のところで、入札価格について10%程度上乗せという話が出ています。これについてはアメリカでも同様のことを実施しているという話でしたが、PJM等で実施しているのは、入札価格での限界費用価格を1割上げるということではなくて、Three Pivotalルールで競争性が足りないと見なされると、入札価格は反故にして、ソフトウェア的に、事前に登録してあるコストベースのコストに置き換えるということを実施しています。置き換えた時に幾ら払うか、という計算を後からするのですが、その時に1割乗せるということです。

日本でどういう仕組みを取るのか、全部に1割乗せるという仕組みもないわけではないのですが、アメリカで全部の入札を1割乗せているという誤解のもとに制度設計をすることはないよう、気を付けていただければと思います。以上でございます。

では、事務局のほうから、お答えできることについて、お答えを、お願いをいたします。

○長窪調整官

ありがとうございました。大変重要なご指摘をたくさん頂きました。まず、横山先生、小宮山先生、また河辺先生、秋元先生から、技術的な面での課題の大きさや、また今後の期待というようなところについては、事務局としても、御指摘をいただいて強く感じたところがあります。

また、電中研の永田オブザーバーから、電中研としても今後も引き続き検証に取り組むが、検証体制について配慮をお願いしたいというコメントも頂いたところですが、事務局としても、何らかの形を考えて、引き続きしっかり、技術的な面の検証を進めていきたいと改めて感じたところです。

そのほか、頂いたコメントにつきましては、特に資料の修正等に関わる部分についてコメントをさせていただければと思います。

まず、ご質問ということで、五十川先生から、B／Cの費用のところについて、ご質問いただいたところです。定性的な費用についての考え方です。今回のB／C、費用便益分析では、費用項目については、少しだけご説明を差し上げたとおり、テキサスのERCOTが、市場移行のために行った費用の見積りを日本の場合に置き換える方法をとっておりまして、包括的な形で費用を見積もっています。122 ページにありますとおり、系統運用者側のシステムだけではなくて、事業者側のシステムの移行費用も含まれています。

他方で、それ以外の費用項目で、ERCOTの見積りの中に入っていないような定性的な費用項目として何があるかというようなことで、検討会でお示ししたものが第9回検討会の資料5でありまして、今投影しているものということになります。

このような形で、定性的な費用について何が考えられますかということで、項目を抽出して整理していますが、例えばこの一番上のもので言えば、ノーダルプライシングの評価事例を元にしたことによる費用削減と記載しています。これは、

今回の同時市場は、ノーダルプライシングを導入することと比べて、それよりはもう少し簡単な制度であるため、ノーダル制に移行したほうが、より費用がかかるはずなので、今回の費用見積もりは安全側になるといったものです。このように、ERCOTの見積りに含まれない費用項目についても抽出を試みましたが、基本的にはマイナスの費用になります。つまりB／Cを安全側にする方向につながるものと分析いたしまして、今回の取りまとめでは、そこは記載していませんでした。

一方で、御指摘をいただくと、定性的な項目として、便益だけを記載することは、それもどうかという気もいたしますので、ご指摘も踏まえて、この点については、少し資料にも、この定性的な費用項目についても追記をさせていただければと考えています。

もう一つ大事な点として、「費用便益の分析の結果が誤解されないように」というご指摘、これもおっしゃるとおりです。考えてみますと、今回の資料では、「今回のB／Cはあくまでも今回のB／Cの結果であるため、これが独り歩きしないように注意してください」という、前の資料では黄色く囲んで目立つように示していたものが無かったため、注意書きを付け足そうと思います。

次に、市村委員からご指摘いただいた点、これもおっしゃるとおりと思います。資料3の13 ページのところで、スポットの売り切れ等の事象について、変動性再エネの導入だけが原因ではなく、それもあるだろうが、燃料調達等の問題もあるはずということで、ここは、変動性再エネの導入がこれらをもたらしたかのように読めてしまっはよろしくないため、

その一因となったという趣旨に資料を修正させていただきます。また、40 ページについて、「セルフスケジュールという形であっても、全量について市場に入札を求めるのであれば、市場に対して発電余力が全量ではないではないか」という点もご指摘の通りであると思います。この点も誤解のないように補記しようと思います。

J E R A の東谷オブザーバーから、「同時市場の枠を超える制度変更については、しかるべき検討をいただきたい」という御意見をいただきましたが、われわれも、同時市場が様々な制度にまたがるものであり、様々な制度に影響を及ぼすことは、資料にも記載しておりますとおりと、ご指摘のとおりだと思います。関係する各論点について、全てこの同時市場検討会の中で解決するというのではなく、現状、他の審議会等において、足元で議論が進んでいる論点もあると思いますので、それぞれしかるべき場で検討していくということだと思っています。

國松オブザーバーに頂いた幾つかの疑問については、今のところ、議論が進んでいないところもありますが、可能な範囲でコメントをいたします。まず、セルフスケジュールの対価がもらえるのか、もらえないのかということについてですが、これはセルフスケジュールについて入札を求めるのか、単なる情報登録かという論点に関わるところで、入札ということになれば、基本的には価格情報のない札として、約定した分の対価はもらえるということと思っています。市場外の取引を登録するだけとなった場合は、例えば、現在託送料金で取られているものは払うなど、市場との間で一定の精算はありますが、約定の対価は当然もらえないことになります。繰り返しますと、セルフスケジュールについては、入札することになれば、その分は、プライステイカーのような形で、対価をもらえることはもらえる。なお、相対が市場外で付いているとすれば、そちら側からも回収することにはなると思います。次に、変更の期限については、資料で明示的に今後検討が必要とされているところです。また、発電事業者のインバランスについて、約定の後、それに出力が応えられない時にインバランスがかかるのか、かからないのかが分からないということですが、そこは、計画値同時同量制度の下では、発電事業者がつくった計画値に実発電量が合わなければ、それはインバランスにならざるを得ないと思っています。それを前提に、発電事業者の側で何をするのかということですが、市場に買い入札を入れてバランスングをするということもあると思いますし、発電余力を持ち上げてでもよろしいかと思います。その場合には、セルフスケジュールとして入札することになるのではということが、発電余力の活用可否として、今回御議論いただいたところです。ただ、これが、料金の精算の仕組みや時間前市場の必要性と関わる論点であるということはお指摘のとおりでありまして、そもそも B G 制であるからこそ時間前市場が必要になるわけですが、B G 制と、プール制的なもののいいところ取りをしようというところが、今回の同時市場の意義でもあり、かつ難しいところでもあり、この時間前同時市場というのはその最たるものですので、ご指摘の点はごもっともだと思いつつ、現在の考え方としては以上のようなところかと思っています。

最後に、座長から、コストについての情報の補足を頂きましてありがとうございました。

この検討会では、議論がし切れませんでした。報告という形ではさせていただいており、PJMでは、プライスベースのオファーと、コストベースのオファーがあり、それが、市場支配力がある人についてはコストベースになるということであるため、あくまでもこの10%は、そのコストベースのほうに上乗せが可能というのは、ご指摘のとおりであり、誤解がないように補記をしたいと思っています。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

それでは、大体全て網羅したので、何か特になければ、まとめに入らせていただきたいと思います。

今回の中間取りまとめ（案）につきまして、大きな方向性については、異論がなかったというふうに思います。幾つかのご意見につきましては、事務局のほうで、必要に応じて加筆・修文作業をしていただきます。その内容につきましては、恐縮ですが、座長に一任いただければと思います。

明日、電ガ小委が開催されるので、その時に事務局から本検討会の検討状況についてご報告いただき、今後の検証や検討についてご議論いただきたい。

3. 閉会

○金本座長

これをもちまして、第12回の同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させていただきます。

以上