

第 20 回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和 7 年 9 月 22 日（月）15：00～16：41

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇）兼オンライン開催

1. 開会

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

定刻となりましたので、ただいまより第 20 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。なお、五十川委員、小宮山委員、横山委員におかれましては、本日、欠席とのご連絡をいただいております。

本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しております。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。金本座長よろしく願いいたします。

2. 議題

（1）本検討会の第二次中間取りまとめ（案）について

○金本座長

それでは、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入りたいと思います。今日は、本検討会の第二次中間取りまとめ（案）についてご議論をいただきたいと思います。

今年の 2 月に再開されました本検討会では、同時市場の制度に関する各論点について、様々なご意見をいただきながら議論を行ってきたところでございます。

事務局から、これまでの議論をまとめた第二次中間取りまとめ（案）と今後の検討の進め方を提示して、ご意見を頂戴できればと存じます。

それでは、事務局の資源エネルギー庁のほうから、資料 3 と 4 のご説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

資源エネルギー庁の長窪でございます。私からは、資料 3 と 4 につきましてご説明をさせていただきます。

まず、資料 3 でございますが、今後の検討の進め方等についてと題する資料でございます。

前回は、この検討会の第二次中間取りまとめ（案）の作成方針や、その取りまとめに必要なと考えられる補足検討事項等についてご議論をいただいたところでございます。

本日は、この資料、同時市場の導入に向けた準備作業や、今後の検討の進め方を踏まえまして、第二次中間取りまとめ（案）について、ご議論いただきたいというふうに考えております。

第二次中間取りまとめでございますが、この検討会は、もともと同時市場の在り方について、2023年8月に検討を開始いたしまして、2024年11月に中間取りまとめを行ったところでございます。その後、エネ基と、それから電力システム改革の検証結果におきまして、同時市場の導入に向けて本格的に検討を深めていくということとされたことを受けまして、この検討会も検討を再開いたしまして、残る論点を中心に議論をいただいたところでございます。

本日お示しする第二次中間取りまとめ（案）は、再開後のこの検討会の議論を取りまとめたものでございます。ただし、この検討会が提案する同時市場の全体像をお示しするために、中間取りまとめ以前の内容も必要に応じて記載をしているところでございます。

この同時市場の導入につきまして、これまでの議論を簡単に振り返らせていただきたいと思います。

同時市場の導入につきましては、これまでこの検討会はもちろん、基本政策小委における電力システム改革の検証等においても議論を行っていただいたところでございます。これまで第二次中間取りまとめ（案）、今回お示しする取りまとめ（案）が提案するような同時市場の在り方につきまして、導入の目的、意義ですとか、制度設計の方針、主要な仕組みに大きな異論は見られていないというふうに考えております。

ただ、一方で、同時市場の導入は、多くの電気事業者の実務に影響を与え得るものでございますので、慎重な検証が必要であるというようなご意見ですとか、あるいは、その実現可能性の有無をきちんと見極めるべきといったようなご意見をいただいているというところでございます。

この点を踏まえまして、今後の進め方の大きな考え方としては、まず、実務的な観点を踏まえた市場の詳細設計と、同時市場の機能を担うシステムの開発に向けた要求定義をまず実施することといたしまして、その中で導入可能性があるというふうに判断された場合には、同時市場の導入を最終決定することとしてはどうかというふうに考えております。

具体的な進め方でございますが、まず同時市場にどのような役割、あるいは機能が求められるのかということを記載したのが5ページでございます。

同時市場は、電力と調整力を同時に取引する市場としてJEPX、またはEPXを代替する市場というふうになると考えております。

また、同時市場の特色といたしましては、入札電源の価格情報ですとか運転制約に基づきまして、需給バランスや系統の送電容量等も考慮した上で、各電源のSCUS・SCEDをやるというところに特徴があるところでございます。このため、同時市場の導入のためには、一般的な市場の機能だけでなく、高度な計算処理機能を有するシステムを開発する必要があるというふうに考えております。

そうしますと、同時市場の導入のためにどんな検討、あるいは作業が必要かということを書いているのが6ページ以降ということでございます。

まず1点目は、市場制度の詳細設計でございます。これはシステムの開発ですとか、あるいは市場の開設準備を行う上で、電力の市場取引に関する事業者の実務ですとか、運用実態を把握した上で、この検討会が取りまとめた制度設計を前提として、仕組みをより具体化していくことが必要だというふうに考えております。

また、今回の中間取りまとめにおいて、詳細設計の方向性、全体の方向性というのは示されたところというふうに考えておりますけれども、若干の論点が残っていることも事実でございますので、そういった論点については、この検討会と同じような形で引き続き検討を行うことが必要ではないかというふうに考えております。

また、この検討会の下に現在設置されている技術検証会につきましては、継続して検討している課題がございますので、当面の間、引き続き検証を継続してはどうかと思っております。

また、この市場制度の詳細設計におきましては、同時市場の導入可能性を高める観点から、海外で使用されている約定処理システムですとか、最適化ソフトウェアの機能の調査を行いまして、それらも参考として、市場制度の詳細設計を行うことも考えられるのではないかと考えております。

作業として2点目が、7ページに記載しております同時市場システムの開発でございます。これは、同時市場を運営していくためには、当然システムが必要というところでございます。

この7ページの一つ目の矢羽根のところに書いてありますような様々な機能が市場としては必要だというふうに考えておりますけれども、この中でも約定処理機能の開発が特に重要、かつ難易度が高いというふうに考えております。

さらに、約定処理機能につきましては、同時市場が導入された後においても継続的な改修が必要となるのではないかと考えております。このため、システムの拡張性ですとか、柔軟性といった観点も踏まえまして、約定処理機能と他の機能については、開発プロセスを分けるといったことも検討が必要ではないかということを考えております。

また、システム開発には高度な専門性を要しますので、システム開発そのものについてベンダー等に委託して実施していただくというのはもちろんのことでございますけれども、その前段階の業務設計ですとか、要求定義、要件定義といった段階から、専門家の知見を活用することも重要ではないかというふうに考えております。

必要な検討作業の3番目が、運営主体の決定や、市場開設準備でございます。同時市場の導入のためには、同時市場の運営主体を決定して、体制構築ですとか、規程類の整備、制度の周知等の開設準備を行うことが必要であると考えております。

また、運営主体側の開設準備だけではなくて、市場でございますので、市場参加者において、新しい市場に対応するための体制構築ですとか、業務設計、またはシステム開発等が必

要となるというふうに考えておりますので、その点につきましては、準備作業の進め方とか、情報公開、周知をしっかりと行っていく必要があると考えておまして、その進め方についても、海外の導入事例を必要に応じて調査して、参考とすることが考えられるのではないかと考えております。

また、同時市場を導入する場合には、制度面でも変更がございますので、送配電等業務指針ですとか、容量市場リクワイアメント等の関連規程についても必要な範囲で改定を行うことになるかと考えております。

9 ページは、このような導入作業を進める上での留意点でございます。前回の本検討会でもお示しさせていただいたとおり、SCUCやSCEDといったような仕組みにつきましては、北米の電力市場で広く導入されて、実績のある方法であるというふうに考えております。

一方で、我が国におきましては、この検討会の冒頭からご議論いただいていたとおり、我が国の電力供給における実情や特殊性といったものがございまして、こういったものを考慮した検討の必要があるというふうに考えております。

また、この検討会では、北米の市場制度をそのまま導入するということを検討してまいったわけではございませんで、例えば時間前市場ですとか、直前市場においても同時約定の仕組みの導入を目指すとしていることなど、独自の課題といったようなこともありまして、こういった点についても検討が必要というふうに考えております。

このため、我々が今後行っていく検討につきましては、海外の仕組みですとか、あるいはシステムをそのまま導入するということではなくて、この検討会が提案する同時市場の仕組みに合致した詳細設計や技術開発が求められるという点に留意が必要と考えております。

11 ページが、以上のような点を踏まえまして、導入に向けたロードマップをお示ししてみたというところでございます。システム開発の業務が、業務としては一番量として多いのではないかとこのように思いますので、この中心となるシステム開発の各段階を一つのマイルストーンといたしまして、それに向けて、あるいは、それと並行して必要な作業を実施していくということを考えております。

第1フェーズは業務設計ということでございまして、海外システムの調査研究等を通して、市場の詳細設計を行うというところでございます。

第2フェーズは要求定義というところでございまして、これは、システムの発注者側として、システムにどんな機能が必要かということを考えていくフェーズというふうに考えております。

第3フェーズはシステム開発ということでございまして、要求定義を踏まえまして、ベンダーに委託をして要件定義、あるいは、基本設計、詳細設計、開発、テストといったようなシステム開発のプロセスを経る必要があるだろうというふうに考えております。

また、この第3フェーズのできるだけ早いタイミングで市場参加者のシステム開発のために技術仕様等を公表するということが必要ではないかというふうに考えております。

第4フェーズは事業者連携と最終準備でございます、出来上がったシステムに基づいて市場参加者の皆さんに登録をしていただいて、リハーサルやセキュリティテストなどを実施していくというところでございます。

第5フェーズが導入ということで、導入当初は、重点的なモニタリング等の実施も必要ではないかというふうに考えております。

このように第1フェーズから第5フェーズまで考えられるところでございますけれども、第1フェーズと第2フェーズは、引き続きエネ庁と広域機関を事務局として検討を行うこととしてはどうかというふうに考えております。

他方、第2フェーズでは、システムに必要な機能を検討しますし、第3フェーズに円滑に移行していくということも必要でございます。第2フェーズの検討をしっかりと責任のあるものにするためにも、第2フェーズにおいては、同時市場の将来の運営主体として想定される主体、あるいはシステムの開発主体に参画をしていただきながら、検討を行う体制を構築する必要があるのではないかと考えております。

また、第1フェーズと第2フェーズの検討につきましては、専門的、かつ企業秘密に係る検討が必要となることも考えられますので、システム開発の有識者ですとか、事業者で構成される非公開の会議体において詳細検討を行うことといたしまして、その結果を踏まえながら、重要な論点の議論ですとか、進捗状況の報告といったことを公開の検討会で行うといった形が考えられるのではないかとというふうに考えております。

資料3のご説明は以上のとおりでございますが、引き続き、資料4の中間取りまとめのほうに入らせていただきます。

資料4は、「同時市場の在り方等に関する検討会」第二次中間取りまとめと題する資料でございます。

こちらはパワーポイントではなくてワードでつくったものをPDFにした資料でございます。

まず、目次のところでございますけれども、基本的に前回の検討会でご提示した構成案、それと同じものということになっております。前回の検討会でお示した構成案では、「はじめに」がなかったりとか、あるいは、導入の意義が最初に書いてあったりしておりますけれども、導入の意義を基本的な考え方の中に書いていると、その程度の違いしかないというところでございます。

詳細検討を要する主な事項のところは、若干項目名が変わっておりますが、基本的な中身は同じというところでございます。

まず「はじめに」のところでございますが、この点につきましては、これまでの検討の経緯ですとか、あるいは、この検討会が検討する大きな目的を記載したというところでございます。

2番目が同時市場の基本的な考え方でございまして、まず同時市場の導入の意義を6ページから書いているところでございます。これまで、再開後の第1回の検討会、第13回の

検討会ですとか、あるいは、制度設計ワーキンググループなどでこのような形で、現在電力市場を取り巻く課題としてどのようなものがあるかということですか、あるいは、同時市場を導入することによって、それに対してどういう対応が可能なのかといったことをお示ししてきたところでございますので、その点を改めて書いているというところでございます。

なお、細かいところですが、これまで課題の一つ目について、市場が別に運用されていることによる課題というような書き方をしていたところなんですけれども、どのような課題かより分かりやすくしたいと思ひまして、少し課題の名称を変えています。電力と調整力の安定的な調達・配分といったような課題と書き直しているところでございます。

その具体的な中身は同じでございますが、市場が分かれていることによって取り合い等の問題が生じていて、それが7ページに記載いたしますような、スポット市場の価格高騰につながったり、あるいは、8ページに書いてあるような需給調整市場の応札不足・価格高騰といった問題につながっているのではないかとということでございます。

また、この点は、これまでもお示ししてきているところでございますが、こういったような取り合いの課題というものにつきましては、将来、変動性再エネがさらに増えてくると、調整力、必要量といったものも増加するということでございますので、当然、調整力の必要量が増加すれば、取り合いの課題もより深刻化するであろうといったことを書いているところでございます。

二つ目の課題が、電源の費用特性を考慮した約定に関する課題ということでございます。火力電源につきましては、総燃料費と起動費に基づいて電源を運用していく必要があるというところでございまして、この点につきまして、10ページに記載をしておりますとおり、現在の市場では、円／kWhとか、円／ΔkWといったような一つの単価で市場には入札をしなくてはならないので、その入札価格の設定とか、あるいは、その入札価格を踏まえた効率的な約定といったところに課題があるというところでございます。

11ページでは、スポット市場におけるブロック入札について記載をしておりますが、これは、これまでもブロック入札については、効率的な約定に課題があることを示してきたとおりでございます。

なお、この点につきましては、検討会では記載をしていなかった資料を一つ追記させていただいておりますが、それは図7でございます。これは、監視等委の報告を引用させていただいたところでございまして、12ページの上のグラフに書いてあるところでございます。

1ページに戻りますけれども、このグラフで何を言いたいかということでございますが、これは2025年1月から3月期を通じまして、売り入札の中で売りブロック入札が占める割合は6割から8割ぐらゐを推移していて、その中で売りブロック入札の約定率は、多くの機関で数%にとどまっているということが読み取れまして、効率的な約定の観点から課題があるのではないかとすることを追記させていただいております。

12ページ以降、課題の三つ目を書いておりまして、将来の環境変化に対応し得る需給運

用の仕組みの構築といったこととございます。これは具体的には、これから増えていくというふうに想定されている系統混雑ですとか、あるいは、需給バランス維持のための再エネ出力制御といったような課題を記載しているところとございます。

13 ページ以降に記載をしておりますのが、こういった課題に対応するために同時市場を導入するといったこととございます。まず、電力と調整力の安定的な調達・配分の課題に対しては、電力と調整力を同時に取引することによって、取り合いの問題が解消可能であるといったことを書いております。

課題の二つ目の費用特性を考慮した約定につきましては、Three-Part Offerにおいて、電源の費用特性を登録することを可能として、これに基づいて約定していくといったことによって、電源の費用特性を考慮した約定が可能になるというところとございます。

課題の三つ目の系統混雑とか、出力制御といった問題に対しましては、同時市場はこの後ご説明をいたしますSCUC・SCEDといった約定の処理方法を導入することによりまして、あらかじめ系統混雑等が起りにくいような電源ラインナップをつくるということが可能ということとございます。

また 15 ページでございますが、この検討会でこれまで明示的にはお示しをしてこなかったところとございますけれども、同時市場、例えばThree-Part Offerや、SCUCといったものがどういう目的で導入されるのかといったことをよりご理解いただくために、若干の記事を追加しているところとございます。このような形で、参考という形で、今回囲みで少しコラムを追加させていただいているところとございます。

16 ページが同時市場の主要な仕組みでございます。これはこれまでも繰り返しご議論いただいていたものを改めて掲載しているところとございます。今回は項目を全部で六つにまとめておりまして、同時約定、それから発電事業者の皆さんに余力を供出していただく一方で、自己計画電源というものも選択可能ということになっているということ、また電源特性を踏まえた入札・約定という仕組みを同時市場としては備えておりまして、アップリフト、それから系統制約等を考慮した約定、時間前市場をやっていくというようなことを改めて記載をしております。

17 ページの 2.3 のところは、同時市場の位置づけでございます。これは同時市場がどういう主体として構想されているかということを示しているところとございまして、同時市場というのはSCUC・SCEDといったようなことを行う点で、これまでの市場とは性質の若干異なる市場ではございますけれども、あくまでも市場であるというようなことを書いております。

17 ページの 2.4 のところが事業者の参加の在り方というところとございます。同時市場があくまでも市場と位置づけられているというのは先ほど申し上げたとおりでございます。これは同時市場だけが安定供給の責任を負うのではなくて、市場に参加していただく各事業者が、バランスよく安定供給に役割を果たしていただくということを想定していると

いうことでございます。

さらに、同時市場は、あくまでも実需給に近い短期的な最適化を行うための仕組みでございますから、中長期的な安定供給の確保のためには、中長期的な取引に主体的にコミットをしていただく主体というのは、引き続き重要なのではないかというふうに考えております。

また 18 ページでございますが、今後、分散型エネルギー源の導入ですとか、それから、特定の地点における大規模な需要といったようなものが増加していくということを考えますと、より地点に近い、需要に近いところでの個別の需給管理の重要性といったものも、今後高まる可能性があるのではないかというふうに考えております。

こういったことを考慮しながら、この検討会では、発電・需要バランシンググループが計画値同時同量義務を果たす仕組みを前提として、制度設計を行ってきたというところがございます。

18 ページ以降、発電事業者の参加、それから、小売電気事業者の参加、送配電事業者の参加といった記載がございますが、これは前回の検討会の資料でご議論いただいたところと同じことを書いているところがございます。

21 ページ以降が、同時市場の取引の仕組みでございます。まず、開設市場の概要ということでございまして、同時市場は 1 週間程度前の週間運用の仕組みから、前日市場、時間前市場、それから直前市場といったような市場を開催するというところがございます。この点も繰り返しになりますので、改めてのご説明は割愛しようというふうに思っております。

24 ページが入札でございます。発電事業者の入札義務のところをまず書いているところでございます。この点につきましては、実際には再開後の検討会というよりは、再開前の検討会でご議論いただいた部分もございまして、中間取りまとめにも記載されているところを、改めてこの第二次中間取りまとめでも記載をしているといったところがございます。

まとめますと、26 ページの上のところの表に記載がありまして、同時市場になりますと発電余力の考え方としては、予備力分についても市場に入札をしていただくと。予備力分も含めた発電余力の全量を市場に供出していただくというところが、今とは少し考え方が変わるという部分でございます。

入札先につきましても、今は卸電力取引所か、需給調整市場のいずれかに入札をすればいいということになっておりますが、前日市場、時間前市場を通じて電力と調整力の両方に入札をしていただくということに整理されております。

また、市場外で取引をしていただくのはもちろん自由でございますけれども、この点についても、同時市場に自己計画電源の供給といったような形で登録をしていただく必要があるというところがございます。

小売電気事業者につきましては、計画値の同時同量義務に基づきまして、自社需要分の電力を調達する必要があるというところで、引き続きそのような観点から市場で調達をしていただく必要もあるということでございます。

26 ページの 3.2.1.3 のところでございますけれども、これは市場外取引の取扱いについ

て記載をした部分でございます。先ほども申し上げましたとおり、発電事業者というのは相対契約に基づいて市場外で電力の供給を行っていただくことはもちろん自由ということになっておりまして、これは当然、小売電気事業者も相対契約に基づいて市場外で需要分を調達することができるというところでございます。

ただ一方で、同時市場は、約定処理において最適な電源態勢を算出すると。その際には系統全体の需給バランスですとか、系統の混雑状況を考慮する必要があるでございますので、市場外で供給を行う電源の情報ですとか、発電計画といったことについても把握する必要があるということでございます。

このため、発電事業者は、市場外で供給を行う電源について、自己計画電源として電源情報ですとか、発電計画を同時市場に登録をしていただく必要がありまして、小売電気事業者も、市場外で調達する量というものを同時市場に情報提供をしていただく必要があると考えております。

27 ページでございますが、さらに市場外取引は自由でございますが、系統の需給バランス維持ですとか、混雑処理のために一定の制約が必要となる場合もあるというところでございまして、この点については、現在も需給バランス制約に基づく優先給電ルールの実施等が行われているということでございます。このような場合に、市場に入札したかどうかで取扱いが異なることは不公平ですので、市場外で供給を行う自己計画電源につきましても、必要な場合には、市場に入札された自己計画電源と同じく制約に服していただくということに整理されたというところでございます。

27 ページの 3.2.2 以降は入札方法についての記載でございます。まず、27 ページは、電源の売り入札について、市場計画電源と自己計画電源といったような入札方法が自由に選択できるというところでございます。

28 ページは市場計画電源の入札といったところでございまして、市場計画電源には `Three-Part Offer` については `Three-Part Offer` で入札をしていただくといったことを改めて書いているところでございます。

また、同時市場になりますと、先ほど申し上げたとおり、系統制約等も考慮した約定の必要がございますし、また、同時市場は電源の運転制約を考慮して最適化を行いますので、基本的には電源単位で入札をしていただくことになりますので、その点も表として現在の制度との違いを示しているというところでございます。

30 ページ以降は自己計画電源の入札でございます。

まず、原則でございまして、自己計画電源を入札する場合には、価格情報のない売り入札と扱われるというところでございます。ただし、自己計画電源についても入札をする際に、電源情報を登録していただく必要もあるというふうに考えております。これは、先ほども申し上げましたとおり、自己計画電源についても、場合によっては、系統制約、あるいは需給バランス維持のために一定の制限に服していただく必要があるからということございまして、そういったような制限が発動される場合には、自己計画電源についても、同時市場のメ

リットオーダーに従った運用をしていただくと。そのときのメリットオーダーに使うために電源情報を登録していただくということでございます。

また、この点も中間取りまとめから変わっておりませんが、自己計画電源として入札をされた電源については、自分で起動を確定させるということになりますので、アップリフトの対象にはならないというところでございます。

それから、その次のところが自己計画電源の運用上の制限について記載をしているところでございます。この点については既に申し上げており、場合によっては自己計画電源についても一定の制限が発動されるということで、その具体的な制限の在り方についてまとめたものでございます。

31 ページに表を記載しておりまして、制限の可否をいつ判断するかというと、一つ前の市場というふうに考えています。例えば、時間前市場だったら前日市場ですし、前日市場だったら週間SCUCのどこかで制限の可否を判断するということになると考えております。

具体的にどういう場合に制限を発動するかということにつきましては、制限の可否の判断基準というところでございまして、一つ前の市場のSCUC・SCEDにおいて、市場計画電源の出力を下げたとしても、なお再エネ電源の出力抑制とか、下げ余力の不足とか、地内系統の運用容量超過が生じるような場合には、自己計画電源の制限が必要と判断するというところでございます。

制限というのは具体的に何かということになりますが、先ほど申し上げましたとおり、それは同時市場のメリットオーダーに従って起動出力を決めさせていただくことを想定しております。ただし、現在の優先給電ルールも同様でございますけれども、長期固定電源とか再エネ電源については、一般の火力発電に優先して出力配分が行われるといったようなことを整理させていただいております。

また、このような制限につきましては、発電事業者の予見可能性を確保する見地から、当然、事前に公表はするわけでございますけれども、年単位での見通しもお示ししたいというようなことが、今回の検討会では整理されているということでございます。

31 ページの下のところから、運転パラメータについて記載をしているところでございます。

その次に、3.2.2.5は小売電気事業者の買い入札といったところでございまして、これは現在と同様に、同時市場になりましても基本的にはエリア単位で買い入札をしていただくということが想定されているところでございますが、同時市場になった場合には、地点を特定した入札とか、価格情報を登録しない入札といったことも、仕組みとしては設けようというふうに考えているところでございます。

また、この点は、この検討会では完全に整理をしているところではございませんけれども、データセンター等大規模の需要で使用電力量の変動が大きくて、かつ、地点を特定可能なような電源については、地点を特定した入札の必要性についても、今後検討が必要ではないかということになっております。

その次、32 ページ、33 ページ、時間前市場の入札方法について記載をさせていただいております。この点は、今回の検討会の検討の中でも若干特徴的なところかなというふうに考えております。特に、時間前市場の電源の売り入札につきまして、前日市場の約定量にかかわらず、改めて定格全体をスリーパートで入札をしていただくというような整理にされているというところでございます。

これはなぜかというところでございますが、普通に考えますと、普通の市場でしたら、時間前市場で売るものというのは、前日市場で売れ残ったものを入札すると、これが普通の考え方なのではないかというふうに考えておりますけれども、ただ、一方で、今回、同時市場を導入する趣旨というのは、時間前の断面でも柔軟な電源態勢の組替えを可能にしようということでございます。

この点について、時間前市場で前日市場の売れ残りだけが供出された場合には、出力を上げていただく方向については対応ができるのですが、出力を下げてくださいという方向については、少なくとも市場取引からはできないということになります。そうしますと、同時市場の趣旨を踏まえまして、改めて時間前でも定格全体を入札していただくといったことのほうが望ましいのではないかと考えてございます。

このときに、では、時間前市場の入札の趣旨というのは一体何かということでございますが、これは、例えば、33 ページの下の図を見ていただくと、時間前市場で定格 100 があるときに、前日市場で 80 が仮に約定しているとすると、残りの 20 については追加の売りでありまして、約定した 80 については買戻しのための入札をしているということになります。ただ、これを、そのときの約定量に応じて発電事業者がその都度入札をしていただくというのかなり煩雑ではないかというふうに思いますので、前日市場で行っていただいたスリーパート情報に基づく定格全体の入札を引き続きさせていただいて、時間前市場での約定量の変動に応じて、市場側で適宜追加の売り、あるいは買戻しがなされたというふうに処理をするというような対応をしていくことと整理されたというところでございます。

他方で、このような整理にいたしますと、発電事業者の観点からは、前日市場で約定した電源についても、時間前市場で約定しなくなるというようなリスクがあるというところでございます。そういった仕組みにした結果、直前の市場の約定結果に反するような起動・停止が頻繁に起こるということになりますと、発電事業者の対応負担も大きくなる可能性があるのではないかと考えております。

この点につきましては、そうはいつても、時間前市場における約定処理というのは、前日市場のデータを、最新の状況を反映して引き継ぎますから、前日市場と同じようなロジックで計算処理を行うのであれば、需給の状況に大きな変化がない限りは、それほど大きな電源態勢とはならないのではないかと考えております。

また、発電事業者側の対応として、時間前市場において、例えば約定した電源の最低出力までを自己計画電源の絶対出力というふうにして入札をしていただくことによって、起動状態を固定するといった運用も可能というふうに整理されたところでございます。

34 ページは入札情報の変更でございます。この点につきましては、主に市場計画電源を自己計画電源にその後変更することは自由であり、自己計画電源を市場計画電源に変更することについては、一度成行き売りをして約定したものに価格を乗せてもう一度入札するというようなことを意味しますので、今後の検討が必要というふうに整理をされているところでございます。

その次に、前日市場後の余力の活用でございますが、これは時間前の断面でも自己計画電源の入札を認めるという観点から、ある意味では当然でございますけれども、発電事業者は前日市場で約定しなかった自分の電源を使って、発電事業者、発電バランシンググループとしてのバランシングを行うこともできるといったことを記載しております。

36 ページは直前市場の入札方法というところでございまして、直前市場というのは、ゲートクローズ直前に行われる S C E D だけの、出力配分だけの市場でございます。直前市場においても、基本的に売り入札、買い入札の方法は、前日市場とか、普通の時間前市場と同じというふうに考えているところでございますけれども、直前市場は、場合によっては 1 日 24 回程度開催される市場ということになりますから、詳細な入札方法については若干異なる形とすることもあり得るという意味で、今後の検討というふうにされているところでございます。

36 ページの真ん中のところからは電源差替でございます。電源差替については、同時市場においても電源差替ができるような仕組みとすべきだというのは、この検討会の前身の作業部会からご提案いただいていたところでございまして、基本的には同時市場においても、相対契約と市場取引を組み合わせることによって、電源差替は可能であろうというふうに考えております。

そのときに、いろいろなやり方があるところでございますけれども、場合によっては会計上の課題が生じる可能性があるということで、再開後の検討会でも取り上げさせていただいたところでございますので、その点につきましては、詳細設計において引き続き整理を行う必要があるかなというふうに考えております。

その次に記載させていただいているところでございますが、これは特に作業部会で提案された方法として、自己計画電源の売り入札と、それから、買い入札を発電事業者が同時にすることによって電源差替を行う場合の注意点ということでございます。

このときに、自己計画電源として売り入札をして、当然約定するわけですが、その分同じ量を例えば買い入札をいたしますと、買い入札の電力量と、売り入札の電力量が同じになりますから、その分、自分の電源を止めてよいではないかというようなことが作業部会では提案されていたところでございます。

ただし、このような運用をすると、市場に何ら情報がなく約定されている電源がなくなってしまうということになりますから、こういった場合には自己計画電源として入札した電源について差替を行うというときには、発電余力の全量供出というようなルールを踏まえなくても、直ちに止めるのではなくて、その次の市場で発電余力として市場計画電源とし

て入札をしていただく必要がまずあるということを記載しております。

また、37 ページの下のところには、この検討会でご紹介した北米市場の電源差替、あるいは相対契約の取扱いについて簡単にご紹介をしております。

38 ページからは約定でございます。まず、基本的な考え方として、SCUCを使って約定処理をしていくといったことを改めて記載をさせていただいております。

また3.3.2というところで、約定・価格算定における小売・送配電想定需要の取扱いといったところについて記載をさせていただいておりますが、これは、これまで再開後の検討会で、黄色ロジック、青色ロジックの論点といったふうに申し上げてきたところでございまして、要はSCUC・SCED価格算定を行っていく上で、小売電気事業者の入札需要と送配電事業者の想定需要をどのように取り扱っていくかといったような課題がありますので、まだ引き続き検討課題になっているということを簡単に説明しております。

39 ページの3.4のところからは価格算定でございます。価格算定につきましては、今回の検討会でご議論いただいたことも含めて、40 ページで改めて全体像をお示ししているところでございます。

特に今回の検討会では、電力価格について、市場価格はエリアプライスとなることを前提に、エリアの中で混雑が生じた場合の算定方法をどうするかといったようなことをご整理いただきましたので、その点をまずは書いております。

調整力のところは、今、起動費と逸失利益と、その他一定額といったところで調整力の入札価格はつくっていただいているところですが、この点については、基本的には逸失利益のシングルプライスということで算定していこうというふうに整理されましたので、それを記載しております。

また、さらに、逸失利益だけではなくて、需給の状況とか、パフォーマンス評価を踏まえた価格算定方法によって上乗せをするということも今後検討するということにされましたので、その点についても記載をしております。

また、調整力kWh価格のほうでございしますが、これは今回の整理でも、ゲートクローズ以降の実需給の運用は送配電事業者が行うということになっているところでございしますので、厳密には調整力kWh価格の算定、精算といったことは、送配電事業者が一義的には行うというところでございしますが、この検討会において、価格規律の一貫性といったような観点から考え方を整理させていただいたというところでございます。

具体的には、調整力kWh価格については、実需給の時点における電源態勢のシャドウプライスにするというところでございまして、これは基本的には、前日市場、時間前市場のkWh価格と考え方としては同じということになります。

ただ、他方で、実需給における電源態勢の算出というのは、実際には5分ごとに算出されることになるとおられますので、5分コマの価格を加重平均して30分コマの調整力kWh価格とするというふうに整理されているというところでございます。

インバランス料金につきましては、基本的には今と考え方が同じということを前提に、調

整力 kWh 価格に基づいて、需給逼迫時価格補正を行って算定するというところでございますが、今後の検討が必要な部分もあると思っております。例えば、この検討会では発電事業者に対する個別補償ということで、アップリフトの仕組みを導入するということになっておりますけれども、インバランスを出した事業者にそのアップリフトの負担を一部配分するといったことも今後検討が必要かなと考えております。

41 ページ以降は、今申し上げたようなことを説明しているということになります。特に、 ΔkW 、調整力の価格のところでございますが、この点については先ほど申し上げましたとおり、逸失利益のシングルプライスということを基本的な方向性にしようというところでございます。

ですけれども、これは、これまでの検討会でもご議論いただいたところでございますが、それが、正規的な分布になったような場合には、電力の価格が $10 \text{ 円}/kWh$ である場合には、 $3.3 \text{ 円}/\Delta kW$ ぐらいになるはずなので、それはそれで、そこまで不合理な価格ではないというふうに考えているところでございますけれども、逸失利益にする場合には、それは kWh の市場価格に応じて逸失利益の額というのは変わる可能性がありますから、ほとんどの時間で ΔkW の価格が 0 円 になってしまっていて、時々 ΔkW の価格がスパイクするので、平均すると 3.3 円 になりますと、そんなような形になってしまうんだとすると、これは、調整力を通じた費用回収というのが適正に図れない可能性がありますので、そのような場合には、今後修正が必要ではないかということを記載させていただいているところでございます。

また、45 ページのところからアップリフトの仕組みについて簡単にご説明をさせていただいております。アップリフトの負担配分については、基本的には原因者負担、受益者負担ということですか、市場取引に基づいて、市場取引をする人が払うべきものか、それとも市場取引にかかわらず払っていただくべきものかといったような観点で、アップリフトの負担は配分していこうということが整理されているところでございますが、具体的な配分方法は今後の課題ですので、そのことも記載をしております。

48 ページ以降は、精算についてでございます。特に今回の検討会では差分精算をするといったような形で整理をいただきましたので、そのことを説明しているところでございます。

これは、どのようなことかと申しますと、前日市場の約定結果を尊重する必要があるということは、これまでも常にご指摘をいただいていたところでございます。そのような前日市場の取引確定の要請、前日市場において取引の結果である量と価格を固定するというようなことが必要なんだとすると、それ以降に行われる時間前の取引というのは、前日市場からの量の差分について、時間前市場の価格で精算をするといったようなやり方が基本的なやり方になるであろうということでございます。

一方で、このような場合に、基本的には発電事業者にとっても効率的なやり方になるのではないかと考えておりますけれども、特に調整力の差分精算については、発電事

業者にとってマイナスになるということがございます。例えば、発電事業者にとってトータルで収益がマイナスになるというようなことなのだとすると、発電事業者に発電余力の全量を両方の市場に供出していただくと、基本的には義務としてそれを求めるというような観点からは、マイナスになるものを強制するというわけにはいかないと考えておりますし、また一般的なアップリフトの考え方も、発電コストが市場価格を通じて取り漏れる場合には補填をするというような考え方でやっているわけでございますので、差分精算に伴う費用回収の在り方については引き続き検討を行うということを、49 ページに記載させていただいているところでございます。

50 ページは情報公開について記載をしております、これは前回の資料に記載させていただいたことと同じでございます。

他制度との関係につきましては、特に 5.2 の F I T と F I P につきましては、今回の再開後の検討会で、F I T とか F I P の入札方法について若干の検討を行いましたので、ごく簡単に、その検討について書いているところでございます。

また、F I T 特例制度の関係では、F I T 特例制度、特に特例①でございますけれども、実需給の前日の朝 6 時に通知された計画値が、ゲートクローズまで基本的には変わらないということになっていきますので、その点について、同時市場が行う最適化の関係では課題になり得るといったことを改めて記載をさせていただいているところでございます。

また、53 ページは下位系統混雑管理といったところでございまして、ご案内のとおり、同時市場というのは、上位 2 電圧階級の系統混雑を考慮する仕組みでございまして、下位系統の混雑管理との協調が必要ということを改めて記載しているところでございます。

54 ページ以降は、詳細検討を要する主な事項ということを書いております。基本的には前回の検討会資料で取りまとめをさせていただいた点と同じことを書いております。

また、55 ページに参考 6 といたしまして、この検討会の技術検証の方法ですとか、あるいは、その検証結果のごく一部について簡単にご紹介をしております。

特に、基本ロジックについて検証したところ、全国の系統をモデル化したデータにおいて、目標としている精度にまでは達しておりませんが、一応の実行可能解は得られていて、また電源構成もおおむね妥当な結果になっているといったようなことを記載しているところでございます。

その他の点につきましては、基本的には前回の検討会資料で取りまとめさせていただいた今後の検討課題を改めて書いております。

また、最後に、今後の検討の進め方でございますけれども、これは本日、資料 3 として、これからご議論いただくものを差し当たり現在記載しているところでございますので、この点もご説明は割愛をさせていただきます。

以上、通じまして長くなって恐縮ですが、資料 3 と 4 のご説明は終わりです。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。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き、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。順次指名をさせていただきます。

それでは、どなたかございますでしょうか。

河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

説明いただきましてありがとうございました。

今後の検討の進め方、それから第二次中間取りまとめの内容につきまして、私は異存ございません。ご丁寧に取りまとめいただきまして感謝申し上げます。

2点だけコメントをさせていただければと思っております。

まず、1点目は、同時市場の導入可能性の最終判断に向けたコメントになります。これまで、技術検証会では様々な項目につきまして精力的に検証を進めていただいております、様々な項目に対して、実現可能性を示していただいたと思っております。また、それと同時に、例えば、買入札を考慮したロジックなど、簡略化を取り入れないと実系統規模のモデルに対しては解が得られないということも同時に示されてきたものと理解しております。

第2フェーズにおきましては、実系統規模のモデルに対して計算時間や収束性の観点での実現性というのを示すことがますます重要になってくると思っておりますけれども、これまでの検証結果を踏まえますと、恐らく全ての要素を同時に正確に模擬するという事は難しいのではないかなというふうに感じております。そのため、第2フェーズにおける導入可能性の最終判断に際しましては、適宜、簡略化というのを取り入れていただいて、その上で実系統規模のモデルにおける実証を行っていただき、そこで適用した簡略化というのが、各事業者さんから見て、実務上や事業上の観点で大きな問題がないかなということを見ていただくというのが、一つの判断材料になるのではないかなというふうに思いました。

それから2点目は、資料4の50ページのところでご記載いただいている4.3の約定ロジックのフォローアップのところについてなんですけれども、ここで、同時市場の約定処理の透明性・効率性の向上のため、市場約定結果を検証して、継続的にロジックの改善を図っていくということを記載していただいております、それ自体、私も重要であるというふうに思っております。

ただし、同時市場で扱います最適化問題の複雑さですとか、それからデータの量といったことを考えますと、ある程度自動化された専用のツールを準備しないと、約定結果の妥当性を検証するということは、実務上は相当に大変なのではないかなというふうに想像いたしました。そのため、約定結果の検証方法ということにつきましても、同時市場の運営主体、または関係機関のご意見というものも聞きながら、計画的に準備を進めていく必要があるのではないかなというふうに感じた次第です。

以上2点、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。

そのほかございますでしょうか。

では、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

秋元です。ご説明いただきましてありがとうございます。

私も今回の取りまとめに関してと、また、資料3のほうも異存ございません。

その上で、1点なのか、2点ぐらいかもしれませんが、申し上げたいと思いますが、資料3のほうに今後のシステム開発、最後だったかもしれませんが、システム開発に向けたロードマップということでご提示いただきましたけれども、その前のページに次期中給の開発状況ということで、遅れが生じているということだと認識しています。やっぱり、この次期中給でさえ相当複雑なシステム開発が必要で、相当難しいんだろうというふうに想像できますし、ましてや今度の同時市場に関するシステム開発は、相当すごい作業になってくるということだと思いますので、ぜひ、一つ目としては、次期中給の開発における反省とか、レッスンとか、そういうものをしっかり踏まえて、ベンダー任せというか、ベンダーのほうに言っても、いろいろ使おうとするソフトウェア等によってかなり制約がかかるということで、何度もやり直したいなものは生じるんだろうというふうに想像できるわけですが、そのレッスンをしっかりうまく踏まえながら、効率的に開発するような手だてを。

そういう意味もあって、11 ページ目でこういうやり方というご提案はいただいているというふうに理解しましたが、そこをしっかりとやっていただきたいというふうに思いました。ちょっと感想めいた話でございますが。

もう1点は、それも関係してでございますけれども、かなりやっぱり同時市場のシステム開発には、まだ詰めないといけないところもたくさんあり、どれぐらいのスピード感で実際に解けるのかということに関しても、かなりまだまだ不明瞭なところがあると思っていますので、次期中給が導入されることによって、少しできるような一部同時市場とは違うけれども、目的とするものの一部ができるようになる部分もあるかと思っていますので、そういった先にやっていくべきことも、この長いスケジュールの中で、うまくはめていきながら、なるべく効率のいいものを早めにやっていくという考え方も必要ではないかというふうに思っています。

以上です。ありがとうございます。

○金本座長

ありがとうございます。

そのほかございますでしょうか。

では、野澤オブザーバー、お願いをいたします。

○野澤オブザーバー

せっくなので発言させていただきます。

まとめていただいてありがとうございます。全般全く異存ございませんでして、2点だけコメントさせていただきます。運営者の議論なんですけれども、この検討会でISOが抱える二つのグリッドオペレーションとマーケットオペレーションというオペレーションのうちの、グリッドのところはかなりの検討できたのではないかというふうに思うんですが、マーケットオペレーションサイドで、それなりに今後、残存点というのはまだあるのかなというふうに思っていて、例えば、プライシングの出し方であったりとか、クレジットリスクの管理、決済みたいなのところというのも重要なテーマになっていくと思うので、また次のフェーズでご検討いただければというふうに思います。

もう1点、ITシステムのところで、我々enechainは、内製でエンジニア100名を抱えるベンチャー企業ですので、せっくなので我々がどういうところを重視しているかということを紹介させていただくんですけれども、資料3のページ7です。非常に素晴らしいことが書いてあるというふうに思っていて、これは約定処理機能とほかの機能の開発プロセスを分けることも必要ではというご提案をいただいているというふうに認識してまして、この思想に賛同したいなというふうに思っています。我々も経験則で、こういうところというのは非常に重視をしまして、ご提案いただいている約定処理とほかの機能の開発プロセスを分けるというのは、IT業界では、マイクロサービスアーキテクチャみたいな形で、あるいはそれに類するような考え方で表現されるところだと思うんですけれども、こうしておくことで、マイクロサービス化しておくことで、約定アルゴに影響を与えない形でほかのシステムを開発したりとか、あるいはその逆というものができるようになると思います。

システム開発をしていると、仕様変更とかトラブルは避けられないと思っていますし、そもそも技術自体がイノベーションが起こって、既存のシステムの裏側にある技術を入れ替えないと駄目ということも頻繁に起こっていく中で、マイクロサービス化しておくことで、システムを分離しておく、手戻りとか開発コストをマネージできるという経験則があって、国内ではメルカリさんが一番進んでいると思うんですけれども、我々も非常に力を入れてやっていくところで、ベンチャー企業では結構流通している考え方だというふうに思っています。

なので、約定システムとそれ以外のシステムだけではなくて、約定システムの中でも初期からマイクロサービス化という考え方、それに類する考え方というものを設計するというのが一案ではないかというふうに思うので、せっくなので紹介をさせていただきます。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。

次は関西電力、高木オプザバー、お願いいたします。

○高木オプザバー

関西電力の高木でございます。

これまで検討会で議論してきた内容について、詳細に丁寧に取りまとめいただき、どうもありがとうございます。足元、電力市場を取り巻く環境、変動性の再エネのさらなる大量導入とかの対応を考えると、非常に大いに意義のあるというふうに考えています。せつかくですので、我々発電事業者の視点でコメントさせていただければと思います。

資料4の中間取りまとめの17ページから、事業者の参加の在り方という記載がございました。同時市場の導入に伴って、各事業者、運用の面、実務面ですね。少なからず事業運営を変更していかなければならないというのがあるというふうに想定されます。今後、これから詳細な運営、検討をしていくことになると思うんですけれども、こうした事業者が実際に運営上、本当に回るのかどうか、そういう観点から、運営面での具体的な課題についてご議論、確認、ご討議いただいて、検討を深めていければいいかなというふうに思っております。

そして、あともう一つですね。最後54ページ以降に整理されておりました詳細検討を要する主な事項以外にも、これからまた新たに課題が生じる可能性もあると考えています。

特に、62ページでお示ししていただいている第2フェーズの要求定義についてですけれども、かなり今回複雑といいますか、システム化に際しては、かなり詳細な開発や調整というものが必要になってくるというふうに思ってます。これまで議論してきたような要求事項が実際にシステムで実現可能なのか、仮に実現が難しい場合、例えば事業者の運用を変えていくのか。今の我々がやっているプロセスを変えていくのか、それともシステム側をカスタマイズできるのかどうか、非常に、システム開発ではかなり難しいところがあるのではないかなというふうに思っています。

そうした検討をすり合わせて、様々な課題がこれから浮き彫りになっていくと思いますので、そういった課題の解決を、個々の課題が制度全体にどのように影響を及ぼすのかという、そういうことも検討をしっかりしていければなと思います。事業者としても、引き続き検討に協力してまいりたいと思いますので、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

ありがとうございます。

次は市村オプザバーにお願いいたします。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。資料3及び資料4、両方とも事務局さんのほうでつくっていただいた内容で賛同させていただきます。

その上で、二つほど意見を申し上げさせていただくと、今、資料3の7ページ目のところで、野澤オブザーバーがおっしゃった観点、実はすごい重要だと思っていて、矢じりの二つ目のところ、システムの拡張性、それから柔軟性等の観点も踏まえてというところ。約定処理機能と他の機能はプロセスを分けることも検討が必要かという個所です。

当然、国が発注する業務ですから、いわゆる競争見積的な発想は重要だと思っていて、その意味では、この内容に理解はできる一方で、我々Software as a service でビジネスをやらせていただいていると、いわゆるホリスティック・アプローチという概念があって、全体的に見たときに、例えばシステムエンジニアがいます。その下にプログラマーがいます。その下にコーダーがいますという、結構この世界って専門性のエッジが立ってくると、なかなか互換性が効かないところも出てまいります。特定の人材がどういうコーディングをしたのかというので、特にこの業界は人材の流動性が極めて高い業界なので、そのコーダーが例えば別のところに引き抜かれていなくなってしまうと、ではその人の考えていたシステムのコーディングがどうだったのかというのをひもといていくというのは、非常に難しい部分もあるんです。

なので、おっしゃるとおりで、分けていくというのは、すごいそういう意味ではリスクヘッジにもなる可能性もある一方で、逆に言うとコストがかさむ可能性もあるということで、この場合は今後の方向性を、ある意味では予断を持って議論するのではなくて、いろんな可能性があるんだということを広く知らしめるという場でもあると思っているので、やはり逆の側面もあるというのは認識をしていただいた上で、今後の議論を虚心坦懐にやっていただければなと思っております。これが一つ目です。

二つ目は、資料4の取りまとめ(案)。これはかなり分かりやすく書いていただいている、特に具体的な事例なんかも簡易に示していただきながら、同時市場ってどういうことを目指しているのかというのを、フロムスクラッチで勉強したい方には非常にいい教材だと思っています。その中で、これはこちらの平場の議論でもちょっと申し上げたことがあるんですが、いわゆる取り漏れの件です。取り漏れの議論の前提が電源を中心に当然考えているわけなんですけれども、例えばDERの世界でいくと、基本的にはプールスケジュールではなくて、セルフスケジュールになっていくと思います。

一方で、DERって蓄電池とか自家発の代替なんかも当然考えられるわけで、そのときに、例えばDERとしてくくって、自家発代替とDSR、この二つを組み合わせでアップリフトを対処していこうすると、DERのアップリフトも、当然ながら発生してくるんですね。これはPJMなんかでもそういう事例は多分あるとは思いますが、今後アップリフトの話の詳細に議論していく中では、電源だけに特化するのではなくて、DERも議論の俎

上にのせてやっていくことが重要なのかなというふうに思っています。

私のほうからは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は東谷オブザーバー、お願いをいたします。

○東谷オブザーバー

J E R Aの東谷です。

まず第二次中間取りまとめに（案）につきまして、これまで議論してきた多岐にわたる内容を、背景や理由も補足しながら初見の方でも分かりやすく取りまとめていただき、感謝申し上げます。

内容については、本検討会で一定の方向性が示されたものを中心に記載いただいております、大枠として異論はございませんが、一部細かい部分について、3点コメントさせていただきます。

1点目は、23 ページの時間前市場と直前市場についてです。資料では、時間前とゲートクローズ直前にそれぞれ同時市場を導入した上で、さらにニーズがあればザラバ方式の市場を追加で導入するようにも読み取れますが、取引機会の確保という観点で見ても、これら三つの市場を全て導入する必要はないと考えます。過去の議論においても、時間前市場や直前市場の実現性が乏しい場合の代替手段として、現行のザラバ方式の市場導入を検討する方針だったと理解しておりますので、この点、いま一度、認識を合わせる必要があると考えます。

2点目は、43 ページ、44 ページの $\Delta k W$ の価格算定についてです。過去の検討会でも申し上げましたとおり、現在提案されている価格算定方法では、現行の需給調整市場で反映されている一定額の扱いが宙に浮いたままとなっております。資料では、現在提案されている価格算定方法で適正な水準の価格となるのかどうかについて、詳細設計時にも確認を行うと記載いただいておりますので、それに合わせて、この一定額の扱いについても整理いただければと思います。

3点目は、48 ページ、49 ページの差分精算についてです。前日市場の約定結果にかかわらず、時間前市場において定格出力全体について入札する場合の精算方法として、差分精算を行う方向性が示されております。ご説明いただいたとおり、 $\Delta k W$ の差分精算については、 $k W h$ とやや事情が異なりますので、少しやり方を工夫する必要があるということで、資料に記載いただいているとおり、費用回収の在り方については、引き続きご検討いただければと思います。

最後に、今後の検討の進め方について、システム開発を念頭に今後詳細設計などを進めていく事務局のご提案に異論はございません。事業者の立場としては、4 ページに記載いた

いているとおり、実務に与える影響を念頭に置いた検証や実現可能性の有無、すなわち実務的にワークできるのかどうかということが特に重要だと考えておりますので、引き続き事業者の意見を踏まえながら、丁寧に検討を進めていただければと思います。我々発電事業者としましても、今後の社会にとってよりよい制度となるように引き続き協力してまいります。

以上であります。

○金本座長

ありがとうございます。

それでは次、渡邊オブザーバー、お願いいたします。

○渡邊オブザーバー

東京ガスの渡邊でございます。ありがとうございます。

本検討会の議論の内容、こちら非常に分かりやすくまとめていただきまして、ありがとうございます。内容は特に異論なくというところでございますけれども、改めて少し触れさせていただきますと、私どもからもご意見させていただきましたデリバティブにならないような電力差替えの方法、こちらもご記載いただいておりますし、 Δ kWの面から見ましても、価格分布に問題があれば修正というのををご検討いただくということですか、高性能のリソースのパフォーマンス、あるいは需給の状況に応じた報酬ということをご検討いただくということもご記載いただいております。

全体感としてkWh面も含めて、適正な電源の報酬ということにご配慮いただいているというように認識をしております。

もっと言えば、同時市場の制度だけではなくて、容量市場等も含めまして、市場全体として小売の電気料金、これを抑制していくということと、電源を安定的に確保していくということ、このバランスというものが大事だということを考えておりますので、引き続き、市場制度全体を見ながらご検討を進めていただければというように思っておりますので、よろしくをお願いいたします。

また、前後いたしますが、資料3でございますけれども、導入に向けたロードマップをお示しいただきまして、こちらありがとうございます。最後のページに、非公開の会議体で詳細の検討を行うということを記載いただいております。こちらの内容に応じてご判断いただければよろしいかなというように受け止めておりますけれども、その後段に書いてございますとおり、重要な論点のご議論でしたりとか、あるいは適宜進捗状況をオープンにしていくということについては、ぜひ進めていただきたいというように考えておりますので、ご検討のほどよろしくお願いいたします。

今後も事業者の立場で、微力ながら電気事業制度設計というところに貢献させていただければ幸いです。

以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員

今までの議論を丁寧にまとめていただき、ありがとうございました。修正していただいた点もあります。

それで、第1部で最初に言ったことをもう一回繰り返させていたいただきたいと思って発言します。一旦始めてしまうと修正がとても難しいものに関しては、始める前から相当慎重に検討しつくり込まなければいけないと思います。一方うまくいかなかったら柔軟に変えられる類いのものは、そのようなものとして整理し、最初に取りあえずやるものとしてはこれでいいのではないかと整理もあると思います。そうすると、それがどっちに当たるのかの区別が重要になると思います。あまりいい例ではないと思いますが、例えば余力活用等の制度は、これに移行してもきつと残ると思いますが、その運用をどれぐらい厳格にするのか。ある種TSOの裁量がどれぐらい残るのかとかということは、比較的柔軟にはちょっと言い過ぎだと思うのですが、早い段階でがっちり決めて、絶対変えられないと考える必要はない。それを変えるとシステム全体を変えなければいけないからとんでもないことになるという類いのものではないと思います。いろいろあると思いますので、その点は参加者が明確に区別しながら、頭で理解しながら議論していくことが今後の細部の設計でも重要になるかと思っています。そのように進むものだと思っていますが、ぜひお願いします。

それから、これも同時市場特有のことではないのにここで言うというのは、何かアンフェアな気がするのですが、同時市場は、kWh市場の改革であるのと同時に、調整力市場の改革でもある。同時にやるということですね。調整力市場に関しては、この間ずっと改革というか、変革というか、が行われてきて、よかれと思ってやっているわけです。そうすると、仮にこう制度を変えたとして、こういう問題が起こって玉が出せませんとか、こういう問題が起こりますとかというのを、事前に言ってくればもうちょっとちゃんと対応できたのと思うことが、山のようにあるというか、ずっと続いている。始まった後でそんなことを言うの、という類いのことが続いているような気がする。

事業者の方も、もちろん始まってみて初めて気がつくことがあるので、それを全面的に全部非難するのは全くおかしいのは十分分かってはいますが、抽象的に、何か不安ですとか、何か影響がでたら困りますではなくて、具体的に、こうされるとこういう問題が発生し、だから自分たちも対応がとても難しいんですというようなことは、あらかじめ具体的に言うていただければ、ちゃんと考えて対応できるとしても、始まった後で言われると、すごく困るということも相当あるので、今後まだ、かなり具体的なものは出てきてはいるのだけれど完全に固まっていないので言えないというのは十分分かりますが、具体的にこれを強行さ

れるとこんな問題が起こりますというのは、委員として参加している人だけではなくて、当然、ほかの人でも言う機会というのは設けるはずだし、それから、適宜、経産省でも広域機関でも受け付けると思います。だから、そういうところで、できるだけ早いタイミングで具体的な意見を今後も寄せていただけるととても助かります。

それから、価格の問題で、このままいくとこういう問題が生じかねないので慎重に検討しますとの整理。それは全く最もだと思うんですが、それは対応の仕方をどうするのかというようなことも、問題があるということは十分把握するとしても、いろいろな対応の仕方があるということは考える必要がある。これも、全然関係ないことを言うようですが、例えば、スポットマーケットオンリーで市場を設計したということが仮にあったとして、そうすると、価格の変動がすごく大き過ぎて、天候がとてもよいときには、ほぼほぼ0円というのがすごいたくさんになってしまって、固定費を全然回収できないけど、天候がすごく悪いときには物すごいスパイクして、物すごくもうかるというような、そういう市場だとリスクが大き過ぎて、固定費が回収できないリスクが大きいから投資できなくなるのではないかなというような懸念が仮にあったとすると、そのときに、じゃあ本来なら0円になるところを、人為的に介入してこれを少し高めにするのがよいのか。容量市場のようなものをつくるのがよいのか。そういうことを考えれば、当然、後者のほうがいいとの判断で現在の制度になっていると思います。

同時市場でも、本来そこで出てくる価格は、それを供給することによる社会的な価値、限界価値に対応する価格がつくべき。そこから乖離しているとすれば、その価格を調整すべきとの議論になるし、それで不都合になるならば、別のやり方で、ある種の固定費の回収漏れだとか、リスクが大き過ぎるとかという問題に対応できないのかを考えるべきだと思います。

むやみに価格をいじる発想をするのではなく、それがもし本当にその局面での社会的な価値に比べて低過ぎるのであれば、上げるという格好で対応しなければいけないけれども、そうでなければ別のやり方で対応できないのかを、この同時市場の枠外になるかもしれないけれど、別のやり方で対応できないのかも同時に考える必要があると思います。

その意味で、この報告書でも同時市場の議論に直接関連はしていないけれど、周辺のこと、容量市場は典型的にそうだと思いますが、そういうことも、同時に改革していかなければいけないというメッセージが出ていていると思います。当然そのような発想でエネ庁も広域機関も私たちも考えていかなければいけないと思っています。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は、山本オブザーバー、お願いします。

○山本委員

ありがとうございます。資料の取りまとめ並びにご説明ありがとうございました。

資料3の最後のページ、ロードマップについてコメントさせていただきたいと思います。

まず1点目は、第2フェーズの要求定義についてですが、同時市場システムの開発、これは大規模なプロジェクトになることが想定されますので、開発責任主体が当事者意識を持って検討を進めていくということが大事ではないかと思っております。資料にも記載していただいていますけれども、第2フェーズの要求定義が本格化するまでには、開発責任主体を明確にして検討を進めることがシステム開発を成功に導く上で望ましいのではないかと考えております。

それから2点目は、第1フェーズの業務設計についてです。このフェーズでは、日本と海外の制度、あるいは運用の違いを含めて、丁寧に調査していただいて、実現化のほうをしっかりと見極めるということが重要だと思います。先ほど秋元委員から、次期中給システムの開発についてコメントがありましたけれども、そこで得られた知見、経験を提供させていただきますので、ぜひ生かしていただければと思います。

また、期限ありきではなくて、各フェーズで実現可能性をしっかりと見極めながら進めていただくようお願いしたいと思います。

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。

そのほかございますでしょうか。

西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー

日本風力発電協会の西浦です。

今回、検討会における議論内容を丁寧に取りまとめていただきましたことに、まずは感謝申し上げます。

取りまとめ内容には、基本的に異論ございませんけれども、資料3、資料4、それぞれについて若干コメントさせていただければと思います。

まず資料3についてですけれども、8ページの二つ目の矢羽根について、運営主体側の市場開設準備のみではなく、市場参加者側の準備についてもお配慮いただきましたこと、誠にありがとうございます。準備作業の進め方等について、先例やその際の反省点等が分かれば、運営主体側のみならず市場参加側も準備作業をより混乱少なく、より合理的に進められると考えます。今後、引き続き検討を進めるに当たっては、6ページに記載されている約定システム等の技術調査と併せて、あるいはそれとは別でもよいと思いますけれども、海外調査等を行って、得られた知見は導入スケジュールに反映するほか、市場参加者側へも広く周知、

共有いただければありがたいと思います。

次に、資料4についてですけれども、今回第二次の取りまとめでありながら、2.1章においては、同時市場の導入の意義から改めて丁寧に整理記載いただいたことに感謝申し上げます。同時市場は、これまでに起きた事象から認識した課題に加えまして、今後、再エネ大量導入に伴い、顕在化すると想定される課題についても対応し得る市場制度として検討されていることが読み取れるかと思います。

一方で、具体的な検討の進捗状況としては、5章の他制度等との関係における5.3章の下位系統混雑管理との関係性のように、他の審議会等における検討や取組にも左右されて、なかなか整理が進まない点もあるという認識です。今後も将来の環境変化、例えば再エネですと、その再エネの調整機能の活用なども前広に想像し、他の審議会とも歩調を合わせながら検討を行って、本市場制度導入後、すぐに抜本的な手直しが必要になるようなことがないようにできればと思います。

私としては以上となります。ありがとうございました。

○金本座長

ありがとうございました。

では、増川オブザーバー、お願いします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会、増川でございます。ありがとうございます。

今回の取りまとめにつきましては、大変すばらしい取りまとめを行っていただきまして、感謝申し上げたいと思います。特に異存はございません。

コメントが2点ございまして、一つは、資料4の51ページにF I T・F I Pに関しましてまとめていただき、ありがとうございます。この中で言及されておりますけれども、やはり、F I T特例の①に関しては、今後課題となりますので、関連する審議会と連携して、ぜひ解決に向けて取り組んでいただければなと思っています。

これに関しましては、私どももF I TからF I Pに移行を推進していこうということで、今月の11日に、これはエネ庁さんが主催されるF I T移行の勉強会というのが始まりまして、その中で我々も、移行するためにロードマップをつくって、アクションプランというものを発表させていただきました。取りあえず目標といたしましては、2030年までにF I T・F I Pのトータルの中で約25%、4分の1はF I Pにしていこうと、そういうロードマップもつくってやっていこうと思っています。

これは何を言いたいかと申しますと、これからの変動性再エネは、市場統合をしっかりとしていかなければいけないと。そういう意味では、この同時市場というのが、市場統合を進めるに当たって非常に重要なシステムであり、運用になるでしょうから、そういった意味で我々は非常に注目して見ておるといふことと、それから、ここにも記載ありますけれども、

2033 年からは、特に太陽光の場合は卒F I Tが大量に出てくる。F I Pへの移行が進み、卒F I Tが出てくると、T h r e e - P a r t O f f e rのように札を入れてやっていくということになると思いますので、その中でしっかり市場統合して、同時市場の中で役割を果たしてやっていくということが重要になると思い、それに向けて我々もしっかりやっていきたいと思っております。ぜひよろしくお願いします。

それからもう一つは、55 ページに、これは実現可能性に関する技術的な検討の中で、55 ページの2行目から書いていただいて、欧州においても、変動性再エネの大量導入によって、系統・需給運用の重要性が一層高まる将来に対応可能な電力市場設計として、電力と調整力の同時最適化に関する検討、まさにそういった意味では、同時市場というのは世界でも最先端のことを検討しているというふうに私も認識しておりまして、そういう意味では大変重要なことだというのが一つ。

やはり、欧州のほうは今、同時市場がございませんので、ぜひ日本の進んだ取組というのを世界に発信していてもいいのではないかなと思って、逆に欧州のほうは結構、再エネ変動性たくさん入っていますので、そういったところの知見とうまくやり取りしながら、より実現性の高い、効果の高いものにしていただければなと思っています。

その次のパラグラフにも書いていただきましたけれども、これは世界的な課題だと。変動性再エネがたくさん入ってきて、その中で電力市場をどうやってやっていくかと。まさにそのとおりだと思いますので、次のフェーズ以降も、ぜひ海外調査、それから海外との連携をやっていただいて、よりよいものにしていただければと思いました。

私からは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。

あと新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。

まず、今回の第二次取りまとめの報告書、取りまとめるのに非常に労力がかかったと思いますが、よい報告書をまとめていただいた事務局に感謝を申し上げたいと思います。

内容について、先ほどJ E R Aの東谷オブザーバーからご発言ありましたザラバの件でございますけれども、時間前市場と、それから直前市場といった形で整備されていくということであれば、再エネの変動に当日合わせるための時間前市場と思っていたわけですが、それは直前市場で可能ということであれば、ザラバをつくらないことも可能ではないかという気もいたしますので、この報告書でもザラバ取引の取引所を開設することも検討するになっておりますので、この記述で構わないと思っておりますけれども、調整機能が活用できるということを前提に、検討してもいいのではないかと思います。

それからあともう一つ、資料3のロードマップの中で、これも山本オブザーバーからご指摘ありましたが、運営主体の決定につきましては、できるだけ早いほうが要求定義も、また業務設計のほうも、運営主体がより本腰を入れて考えていただけるということではないかと思しますので、早いことを期待しております。

以上でございます。

○金本座長

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。

私から1点だけ、ちょっと追加のコメントをさせていただければと思います。導入に向けたロードマップのところで、野澤オブザーバーと市村オブザーバーから有益なコメントをいただきましたけれども、この約定システム、海外で行われているシステムについて、皆さんあまりご存じないかもしれないので、ちょっと追加をさせていただきます。

基本的に、アメリカもヨーロッパも、これは最適化問題を解くという格好で解かれています。一般にMIPと言われている混合整数計画というもののほかでかいものを解いていくということです。基本的に、制約式がごまんとあって、数万とかというオーダーであって、目的関数があって、それを最小化するか最大化するか、そういう問題を解いているというわけです。そのプログラムは、市村オブザーバーが言われたみたいに、SEからプログラマーまで重層しているといった類いのものでは実はあまりやられていなくて、基本こういう最適化問題は数式で書ける。数式をそのままプログラムに落とすプログラミング言語が、Pythonとか有名なものがありますが、それ以外にももうちょっと使いやすいようにつくったような言語が幾つかあって、そういうものを使ってプログラムを書いて、それを解いているということが基本のようです。

一部、自分でCでプログラムを書いて、早いんだとか言っている会社もあって、実際に使われたりしていますが、ほとんどの場合はそういう高級言語で書いて、ソルバー・エンジンとして使うのは、GurobiとかCPLEXという汎用のMIPソフトです。これらは汎用なんです、パラメータをいろいろ工夫できたり、モデリングを工夫できたりできるようでありまして、そういったことを物すごくつくり込まないと、速いスピードでちゃんと解くのは難しい。ですから、モデリングに労力、人材がかかるということのようです。

ただ、何百人もかかっているわけではないようでありまして、割と少ない人数で、しかも高度な知識を持っている人たちがよってかかってつくっていて、しかも、システムは毎年毎年改良しているといったことです。最初は同時最適化できなかったのですが、できるようになって、あとは蓄電池とか、揚水とかはできなかったんですけどできるようになっています。あと、コンバインドサイクルは実は技術的に非常に面倒くさい。ちゃんと丹念にモデル化すると、限界費用はギザギザで、それはちゃんと解けないみたいな話があった。ところが、ここ数年でコンバインドサイクルもかなりの程度モデリングできるようになっているようです。

そういう改良を積み重ねていくということがうまくできる体制で開発をしないとイケないといったことがございますので、これから皆様のお知恵を拝借しながら努力していかねばならないということだと思っております。

取りあえず、以上でございます。

それでは、どなたもないようですので、事務局のほうからコメント等お願いできればと思います。

○長窪資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課制度企画調整官

本日もいろいろなご意見をいただきまして、ありがとうございます。基本的には、いろいろとコメントをいただいたというところで、特段何か事務局に対するご質問ということではなかったかと思えますけれども、本日取りまとめということもございますので、可能な限りでお返事をさせていただければと思っています。

まず最初に、河辺委員から今後の進め方についてのご意見をいただきまして、ありがとうございます。一定のあるもの、例えば買い入れを考慮したSCUCのところは、一定の簡略化が必要ではないかと言われているようなこともありまして、今後の検討の中では、適宜簡略を取り入れる必要があるのではないかと。それを実系統規模のモデルにおける実証などもやりながら見ていく必要があるのではないかと。いうところでございますけれども、今後の検討をどうするかというのは、今後の判断になるところも多いと思いますが、どのぐらい細かく模擬をするとか、あるいは制約条件についてどんな細かいものを考慮しなくてはいけなかったとか、そういったところの見極めとか、割り切りというものも、今後の制度検討には必要かなというふうに思っています。

そういうことも、もともとあって、何もかも全て同時最適できるわけではないので、発電事業者が自分の電源を適切に運用できる裁量というのも一定程度認めようというのは、最初から言っていたところでございます。そういったものも踏まえて、事業者の最適な運用というのも踏まえて、全体で最適化を目指していくというような在り方が重要なのではないかと。いうふうに思っています。

もう一つ、将来の約定結果の検証についても、ある程度自動化されたツールが必要だと思われるので、その点についても準備が必要と。これも全くおっしゃるとおりかなとご指摘をいただいて思ったところでございます。今後の進め方に当たっては、検討しておく必要があるのかなというふうに思いました。

また、進め方に関しては、秋元委員からも次期中給の開発において得られた知見といったようなことを生かしていくべきではないかというようなこととか、それから同時市場でやることについて、今後まだ詰めないといけないところはあって、次期中給で目的の一部が達成できる部分があるとする、そういったこともうまく組み合わせていきながらやるべきではないかというようなご意見をいただいたところでございます。ここも全くおっしゃるとおりかなというふうに思っておりまして、山本オブザーバーからも、知見は提供しますと

いうふうに言っていただきましたので、しっかり連携をして進めていく必要があるのかなと思っております。

また、野澤オブザーバーと市村オブザーバー、それから最後に金本座長からは、今後のシステム設計、開発の在り方について貴重なご意見をいただいたと思っております、いずれも重要なのかなというふうに思っているところでございます。

まず、マイクロサービス化しておくとか、あとは最後に座長がおっしゃられたとおり、基本的にはプログラミングというのは数式を書いていくのであって、そういったものを組み合わせでやっていくんですというの、そういうことかなというふうに思いますし、現実には我々が、じゃあ誰に発注をしてどういうふうに検討していくかということになると、しっかり検討していただく主体というのを我々のほうで適切に選定しなくてはいけないというような、そういう観点からは、市村オブザーバーがおっしゃったように、全体的な、スコープは分けるとしても、同時市場でやろうとしていることの全体を見てもらいながら適切に関与していただける、そういう開発主体というの、我々としても今後検討していく必要があるのかなというふうに思ったところでございます。

また、関西電力の高木オブザーバーからは、事業者の参加の在り方とか、あるいは第二フェーズの要求定義において、難しい様々な課題も出てくるはずだから、それが制度にどういう影響を与えるのかということも含めて検討が必要だというようなコメントをいただきまして、その点もおっしゃるとおりかなというふうに思いますので、引き続き事業者の皆さんからもご意見をいただきたいというふうに思っているところでございます。

また、市村オブザーバーからはもう一つ、例えば価格の考え方についても、DERとか蓄電池とか、そういったところをどう考えるのか。特にアップリフトについて、そういった場合にどう考えるのかといったような検討が必要というコメントをいただいております、この点は最後に増川オブザーバーもコメントいただいたとおり、再エネとかDERにどう対応していくのかというのは世界的な課題でもあって、逆に言うと、それほど今の段階で何かが見えているということでも、必ずしもないのかなと思っておりますけれども、重要な検討課題として検討が必要かなというふうに思いました。

それから、東谷オブザーバーと新川オブザーバーから、時間前市場の、特にザラバの考え方についてコメントをいただいたところでございますけれども、必ずザラバもやりましょうというわけではなく、その必要性も含めて今後検討ということだとは思っておりますけれども、ただ一方で、ザラバにはザラバのニーズもあるのかなとも思っているところでもございます。例えば、時間前ED市場、かつて時間前ED市場と呼んでいて、今、直前市場で最後調整はできるわけですが、例えば、発電事業者が手元でうまく電源が立ち上がらないというようなときに、ザラバでぱっと約定するみたいなニーズも、もしかしたらあるのかもしれないなと事務局としては思っているところでありまして、そういったものがどの程度あるのかといったことも検討する必要があるのかなと思っています。

また、あともう一つ、時間前の断面でも自己計画電源については認めますということだと

すると、その時間前の断面でショートの相対契約みたいなことも、実際にできないわけではなくて、そうするとザラバ的なものについても、同時市場で扱えるようにしなくてはいけないということも事実なんだろうというふうに思っています。その時間前市場と直前市場の制度設計がうまくいけば、ザラバのニーズはそんなにたくさんないということになるのかもしれないので、この点は今後の検討なのかなというふうに思っております。

あともう一つ、 ΔkW の価格算定につきましては、松村委員からも関連するコメントをいただいたところでございますけれども、特に一定額について、念頭に置いたご発言を東谷オブザーバーからはいただいたのかなというふうに思っています。この点については、今後も検討が必要というふうに申し上げたところでありまして、ただ、その一定額というのは、やっぱり一定額ですので、一律に上乗せをするみたいな考え方ですから、それをファーストオプションとするよりは、 ΔkW のその価格について、しっかり検証してみて、そこでどんなやり方があるのかというのを、必ずしも価格の上乗せだけではなくて、いろいろなやり方をしっかり検討していくべきではないかということで、その点は松村委員がおっしゃっていたとおりのかなというふうに思っています。

いずれにせよ、価格を見て、一定額みたいなものも排除しているというわけではございませんので、今後必要な検討をしっかりとっていくということかなというふうに思ったところでございます。

また、差分計算についてもコメントをいただきまして、ありがとうございました。費用回収の在り方については、引き続き検討しなければならないとは思っていますので、しっかり検討することになるのかなというふうに思っております。

渡邊オブザーバーからも、デリバティブにならないような電力差替えということで、こちらはいろいろご意見も提供していただいたところでございますので、おっしゃるとおり、今後もしっかり検討していくのかなというところでございますし、 ΔkW の価格についても、先ほど申し上げたとおり、ご意見いただいたとおり、検討していく必要があるのかなというふうに思っています。また、おっしゃっていただいたとおりで、同時市場全体で、適正な価格、適正な費用回収の在り方を検討していくことが大事だというようなご指摘をいただいて、同時市場にとどまらず、市場制度全体というような見方も大事だというふうにおっしゃっていただいたところですが、そのとおりのかなというふうに思っております。

それから、今後の進め方も、非公開の会議体についても、非公開の会議体で進めることはよいとして、それを公開の会議体でしっかり適宜オープンにしながら検討していく、これは我々も重要だろうというふうに思っております。

それから、松村委員からは、さらにほかの意見もいただいているところで、まず、確かに最初もおっしゃっておられた点ではございますけれども、一度始めると修正が難しいというのと、それから比較的柔軟に後から対応が可能なものというのもあって、それは制度設計をする段階できちんと念頭に置きながら議論していくことが重要であるというようなコメントをいただきまして、誠におっしゃるとおりかなと思いましたので、これから引き続き検

討は続いていきますので、そのような観点もしっかり念頭に置きながら進めていきたいというふうに思っているところでございます。

それからもう一つ、ありがたいコメントをいただいたところで、事業者の皆さんが、ここが問題だというようなところがあるのでしたら、まさにおっしゃっていただいたとおり、資源エネルギー庁も広域機関も、そういうご意見は、もちろん委員とかオブザーバーでない方であっても、喜んで受付をさせていただきますので、ぜひご意見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。

それから、山本オブザーバーからは、さらに先ほどのコメント以外についても、開発主体の明確化を早めにしておくことが大事だということですか、あとは海外の制度に基づいて調査等をして、その実現可能性をしっかりと見極めることが重要だというコメントもいただいております、それも重要なところかなというふうに思ったところでございます。

それから、さらに増川オブザーバーからは、特にF I TとF I Pの関係について、卒F I Tの取扱いですとか、あるいはF I Tについて、F I Pに移行するという取組を今まさになさっているということをご紹介いただいたところでありますが、変動性再エネの市場統合のための一つの重要なシステムとして同時市場があるのだというご指摘は、誠にごもっともかなというふうに思ったところでありまして、我々もそういう観点で検討を進めていきたいと思っております。

それから、欧州の取組との連携ということに関しましては、少しご紹介をさせていただくと、我々も電取委の新川事務局長にご紹介をいただいて、ここで取り上げている欧州のA C E Rと一度意見交換をしたこともございました。今回この本文に書いていることも、欧州のA C E Rが公表しているレポートの冒頭のところに、まさにこのとおりのことが書いてあるというものを引用しているというところでございまして、おっしゃるとおり、国際的に連携していくことも重要なのかなというふうに思ったところでございます。

長くなりましたけれども、私からは以上でございます。

○金本座長

ありがとうございました。そのほか、ご質問、ご意見はないようでございます。

それでは、この第二次中間取りまとめ（案）につきまして、修正すべきというご意見がなかったように思いますけれども、幾つかご意見をいただきましたので、それを踏まえて、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くことにさせていただければと思います。

その内容につきましては、恐縮ですが、座長にご一任いただけたらと思いますけれども、よろしゅうございますでしょうか。

ありがとうございます。

3. 閉会

○金本座長

それでは、これをもちまして第 20 回同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させていただきます。本日は大変ありがとうございました。