

第98回制度設計専門会合

日時：令和6年6月25日（火） 15：00～18：00

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、圓尾委員、安藤委員、草薙委員、二村委員、松田委員、松村委員、山内委員、山口委員

（オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください）

○田中総務課長 定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第98回制度設計専門会合を開催いたします。

私、総務課長の田中でございます。よろしくお願いいたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合はオンラインでの開催としております。なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っています。

また、本日、大橋委員、末岡委員は御欠席、二村委員、松村委員は途中から御出席の予定でございます。

それでは、議事に入りたいと思います。

以降の議事進行は武田座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 本日もよろしくお願いいたします。

本日の議題は、議事次第に記載した9つでございます。

それでは、早速議題の1つ目、「一般送配電事業者による非公開情報の情報漏えいに係る再発防止策の検討」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料3につきまして、ネットワーク事業監視課から御説明いたします。

本日の御報告内容についてです。一般送配電事業者による非公開情報の情報漏えい事案に関しまして、業務改善計画を提出した各社においては、1年間を集中改善期間と位置付けていただくということで、事務局は各社の取組状況をモニタリングすることとしておりました。

昨年4月の第84回制度設計専門会合におきましては、集中改善期間の最後に各社の再

発防止に向けた取組状況を採点することとしておりました。採点に用いる評価の観点につきましては、本年４月の第96回会合において御承認いただきました。事務局においては、当該評価の観点に従い、各社の取組状況の採点を進めてきたところです。

本日は、採点結果及び今後の取組方針等について報告させていただきます。

３ページ目からは、集中改善期間の取組に対する採点作業についてということで、作業の内容について御説明いたします。

４ページ目ですけれども、これは昨年４月の段階の資料ですけれども、１年間を集中改善期間とすること、その最後に、委員会が取組状況を点数化して評価することという方針を示しておりました。

５ページ目については、６月会合ですけれども、今後のモニタリング方針について示しておりまして、そのときに、次の６ページですけれども、第１回モニタリングとして委員会が各事業者の社長と面談を行ったという旨、報告をしております。

７ページには、第２回モニタリングとして事務局が現地ヒアリングを実施したこと、その際、本店の経営層の取組、担当部署の取組、第一線の現場での担当者に対するヒアリングなどを実施したことを御報告しております。

８ページですけれども、第３回モニタリングとして、１１月以降２月までにかけてＩＴガバナンス、業務委託先管理、三線管理についてオンラインヒアリング、一部事業者についてはハイブリッドのヒアリングを行った旨御報告しました。

９ページですけれども、第４回ヒアリングとして、２月以降その他の取組項目についてもヒアリングした旨御報告しております。

１０ページは、本年４月の会合において整理させていただいた採点の趣旨についてです。採点の趣旨については、事務局が内部統制強化の進捗状況を客観的に確認した結果を社会に公表することを目的の一つとする。また、採点結果については、モニタリング体制の今後のメリハリづけに活用する。また、採点の一つの活用法として、各社においては外部評価の一つとして、それぞれにおける内部統制体制のさらなる向上のための取組に活用していただく、こういうことを整理いたしました。

１１ページですけれども、これも４月会合の資料ですけれども、評価の観点についてはＣＯＳＯフレームワークを基に作成するということ。ＣＯＳＯフレームワークについては、統制環境、リスク評価、統制活動、情報と伝達、モニタリング活動という５つの構成要素がありますので、これに基づいて送配電事業、みなし小売事業に合った評価の観点を作成

するというようにしております。

12ページですけれども、採点の流れとしましては、それぞれの項目、一送で107項目、小売で79項目ありますけれども、それぞれについて、2点、1点、0点の3段階評価を行うということ。それから5つの構成要素ごとに平均点を取ってレーダーチャート的にお示しするというようなことも御報告しております。

13ページですけれども、そうしたこれまでの経緯、これまでの御相談を踏まえて、今回事務局で行った採点作業について説明スライドをつけております。評価の観点につきまして、4回にわたるヒアリングにおいて事実関係を確認してきたことに加えまして、証跡を確認しまして点数付けを行っております。

具体的には、統制の整備状況の確認においては規程等の閲覧、運用状況の確認においては議事録や実施証跡の確認、閲覧を行いました。延べ約4,800点の資料を確認しております。これに加えて、各社とは打ち合わせを行ったり追加質問を行ったりしております。

こうした作業を経て、COSOフレームワークの5つの構成要素ごとに点数を整理し、データチャート化をいたしました。構成要素ごとに評価の観点の点数、2点、1点、0点の平均点を取りまして、構成要素ごとの強み、弱みが分かりやすく把握できるよう、30点満点の数値に換算しております。具体的に言えば、構成要素ごとの平均点を15倍し、小数点以下を四捨五入しております。

その上で、以前の会合でもありましたけれども、定量的、点数化だけではなくて定性的な評価も加えるということにしております。

それから評価の客観性を担保するために、委員会の事務局内におきましてネットワーク事業監視課が行った採点の結果について、総合観察室による複層的な確認を行うということも行っております。

こうした作業を踏まえての採点結果について御説明いたします。

15ページ目ですけれども、まず評価対象事業者はこのスライドにある14社でして、一般送配電事業者8社、みなし小売電気事業者6社です。

16ページに移ります。採点結果の分析結果ですけれども、一送で107の評価の観点、みなし小売で79の評価の観点がありますけれども、全事業者において十分な取組がなされていると評価された項目は、一送において60項目、みなし小売において52項目でした。

この表にありますが、統制環境については、従業員の法令遵守意識向上に係る施策、また三線管理に係る体制整備。リスク評価については、新たなリスクを識別するための体制

整備。統制活動については、IT関係のルール整備や仕組みづくり。情報と伝達に関しては、規制当局や外部委託先との情報連携。モニタリングについては、2線を中心として各1線、3線との対話、コミュニケーション活動を充実させるということ。こうしたことについては、全ての会社において実効性・十分性の高い取組が確認されたと考えております。

その上で、17ページですが、構成要素ごとの平均点については表のとおりとなっております。30点が満点になりますけれども、それぞれ高い点数になっております。2点、1点、0点で平均化して15倍ということですので、かなりの部分で2点がついて、一部の項目で1点がつくというようなことになっております。

18ページですが、どういうところで点数に若干の開きが出たのかということについて分析をしております。一般送配電事業者におきましては、統制環境で言えば、評価観点のナンバーで31番、委託業務の点で点数の差が出たというようなこととか、リスク評価で言えば、不正リスクを評価するという。統制活動に関して言えば、EUCとありますが、エンドユーザーコンピューティングの管理体制といったことで若干の点数の差が出たと考えております。ただ、基本的なリスク要因の識別対策等は、感度高く実効性を意識して実施しているということは確認できております。

その上で、運用上、取組を開始した点についてルールを明確化していくこと、各種ツールの管理体制を強化していくことといったようなことが大事だと考えておりますので、先ほど申し上げたような個別論点については、取組をより進めることが望ましいと考えております。

続いて、みなし小売電気事業者ですけれども、今後重点的に取り組んでいただくとすればこういうことがあるということで列挙しておりますが、統制環境については、先ほどと同じく31番目の委託業務の関係。リスク評価につきましては、不正リスク評価に加えましてリスクの抽出と評価。モニタリング関係につきましては、みなし小売についてはEUCの項目は含めていないので、それ以外ということで、外部委託先の内部統制の理解やモニタリングといったことが今後の取組項目として考えられます。

分析のところですが、みなし小売電気事業者につきましては、一般送配電事業者の体制整備の不備が発生した場合、情報を不可避免的に受領することになる側面があると考えております。したがって、どのような経路で情報が入手されるか、それがどのような業務で活用されるのかという観点から、具体的な業務フロー考慮して取組を行う必要があると考えております。

そうした観点では、リスクを考慮した統制環境の整備及びモニタリング活動が重要と考えておりまして、既に各社においては業務総点検なども実施しておりますので、そうした情報も活用しながら網羅的にリスク評価、モニタリング活動をしていくということが望ましいと考えております。

こうした分析結果ではありますが、各個社の採点結果について20ページ以下で掲載しております。ここからは会社名のみを紹介して、結果については画面なりスライドを御覧いただければと思います。

一般送配電事業者、まず1社目は命令対象事業者であった関西電力送配電株式会社でありまして、このような点数になっております。

続きまして、2社目として、これも業務改善命令対象となった中国電力ネットワーク株式会社の評価結果です。

続きまして、九州電力送配電株式会社の評価結果。命令対象会社です。

以下、勧告対象会社に移りまして、東北電力ネットワーク株式会社の評価結果。

それから中部電力パワーグリッド株式会社の評価結果です。

それから指導対象事業者といたしまして、北陸電力送配電株式会社の評価結果。

それから四国電力送配電株式会社の評価結果。

沖縄電力株式会社の評価結果について掲載いたしております。

29ページ以降はみなし小売電気事業者に関する採点結果でありまして、これも会社名を御紹介させていただきます。

30ページ目は関西電力株式会社、業務改善命令の対象でしたが、同社の評価結果になります。

続きまして九州電力株式会社、こちらも命令対象ですが、評価結果になります。

続きまして、勧告対象ということで東北電力株式会社の評価結果。

それから中部電力ミライズ株式会社の評価結果。

中国電力株式会社の評価結果と、最後は四国電力株式会社の評価結果ということで、それぞれレーダーチャートとネットワーク課のほうでつけました定性的なコメントについてスライドで表示させていただきました。

36ページ以下で、総括ということで説明をさせていただきます。

モニタリングの総括ですけれども、これまで説明してきましたとおり、2023年5月以降の1年間を集中改善期間として取組を求めた結果、業務改善計画を提出した各社におけ

る内部統制の強化については、いずれも一定の水準に達しているということが確認されたと判断しております。とりわけ採点において高評価を得た分野の取組については、当該事業者において当該分野の内部統制強化の取組が幅広くかつしっかりと行われ、そのことが証跡においても確認されたことを示していると考えております。

一方で、今回の採点結果は集中改善期間における取組に対する評価でありまして、強化された内部統制体制が今後も実効的かつ持続的に機能するためには不断の取組が必要であり、各事業者において今後も継続的な取組が必要と考えております。

38ページですが、今後の取組の方向性としましては、採点結果について委員会から各社に対しまして直接フィードバックを行います。また、そのときに各社の今後の取組方針についても聴取したいと思っております。

今後についてですが、今般の採点結果を踏まえまして、集中改善期間終了後のモニタリングにつきましては、定期監査時の確認が考えられますし、また特定の項目に限っての随時のフォローアップなど、メリハリづけを行っていきたいと考えております。

内部統制の強化につきましては、本来的には各社で取り組んでいただく経営課題だと思っておりますし、今回行ったような事務局による網羅的な採点については、新たに集中改善期間の対象となる事業者が生じた場合以外は想定しておりません。

おりませんが、東京電力パワーグリッド及び東京電力リニューアブルパワー株式会社に対しまして、今月20日に業務改善勧告及び指導を行っております。内部統制強化も勧告・指導しておりまして、1年間モニタリングをするということにしておりますので、これら2社につきましては、これから1年間ということでモニタリングを行っていきます。それ以外で新たにまたこういうことになる事業者が生じない限りは、網羅的な採点というのは行わないということであります。他方で、今回採点を行った事業者においても、自主的に採点を希望しますということであれば、可能な範囲で対応し、フィードバックをしていきたいと考えております。

39ページですけれども、今後も継続的にモニタリングする事項というものがあります。業務改善計画を踏まえた各社の取組については、1年間だけで措置が終了しないものがあります。とりわけシステムの物理分割につきましては、各社において3年以上を要するものとされておりますので、物理分割計画の進捗状況については今後も適切にフォローアップしたいと考えております。

また、委託先管理につきましては、今回のモニタリングでもいろいろと確認させていた

できました。一般送配電事業者の体制整備義務の観点からの確認を行っておりますけれども、同時に特定関係事業者または特定関係事業者の子会社への委託に関する規定の観点からの対応も必要です。この点につきましては、各社においては内部点検の結果を踏まえて委託先変更や業務フローの変更などの取組を進めております。ただ、これは内部統制を強化するということに加えて実際の業務を変えていくということで、対応には一定の時間を要すると考えられますので、これらの対応状況については改めてフォローアップをしたいと考えております。

少し長くなりましたが、説明は以上です。40ページ以下には、参考までに評価の観点の一覧をつけさせていただいております。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。集中改善期間における各社の取組につきまして、採点結果を報告いただきました。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思います。御発言の希望がある方は、チャット欄でお知らせいただければと思います。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。丁寧な御説明に感謝します。事務局におかれまして、膨大な作業を短期間にこなしていただき、ありがたく思っております。

率直に申しまして、業務改善命令あるいは業務改善勧告、業務改善指導といったものを受けられた事業者を採点いただいた結果にしては、かなり高得点が出たというふうに思っております。私としては、単にこの点数のことだけではなくて、電取委のコメントが重要だと思っております。本年4月の本会合で、コメントをつけてほしいというふうをお願いしておりましたけれども、私が期待する以上に分かりやすく、また各事業者にメッセージのこもったコメントが付されたというふうに思い、感謝しております。事業者におかれましては、自らの弱点を克服するための有用なコメントが得られたということだと思いますし、また逆に、事業者として自信を持ってよい点もお分かりいただけたということかと思っております。

一方、電取委におかれましては、監視コストの削減ということのためにメリハリの効いた監視がこれによって活用できるものと思っております。引き続きのフォローアップをぜひよろしくお願いしたいと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。

それでは、委員優先ということで、まずは安藤委員、よろしくお願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしくお願いいたします。

私も草薙委員のおっしゃったとおり、多くの取組を的確にやっていただいたことに感謝したいと思っています。

今回の話としては、システム物理分割のようにどこも時間がかかる、苦勞するという点と、ほかはできているのにまだ対応できていない企業もあるといった点。これを分けて考えたときに、ほかの事業者でできている取組については、また進展が遅いところについては、真似できるところは真似していただいて、今後もの的確に取組を続けていただきたいと思います。

簡単ですが以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、九州電力オブザーバーの菅様、よろしくお願いいたします。

○菅オブザーバー 九州電力の菅でございます。ありがとうございます。私からは、九州電力個社として発言させていただきます。

弊社につきましては、昨年5月に業務改善計画を提出しまして、これまで再発防止策に取り組んでまいりました。資料3でお示しいただいた結果につきましては、これまでの弊社の取組を客観的に評価いただき、また、今後改善が望まれる点につきましても御整理いただいたということで、感謝申し上げます。

弊社は、本日の評価結果を真摯に受け止めまして、今後改善が望まれる事項も含め、これまで満点いただけなかった事項につきましてさらに対策に取り組み、再発防止策の実効性をさらに高めたいと考えております。

私からは以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

続きまして、山本オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○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。

このたび、業務改善計画の提出以降、1年間の集中改善期間における各一般送配電事業者の再発防止に向けた取組状況につきまして、実地確認やヒアリング等を通じたモニタリングの結果をとりまとめいただきまして、大変ありがとうございました。

送配電網協議会としまでも、評価いただいた結果を真摯に受け止めまして、弊会の送配電コンプライアンス委員会や業界大相互チェックなどの活動を通じて、高評価が得られている取組の展開など協会全体の底上げができるよう、引き続き取り組んでまいりたいと思います。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして伊藤オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○伊藤オブザーバー 中部電力ミライズの伊藤でございます。弊社、都合によりまして今回よりオブザーバーのメンバー変更になっておりまして、私、今回初参加でございます。どうぞよろしくお願いいたします。

このたびは、非公開情報の漏えい事案に関する再発防止に向けた取組状況について、複数回にわたるモニタリングの実施、その内容を踏まえた細やかな採点を実施いただきました。ありがとうございました。

当社への評価の中で、改善が望まれる点として御指摘をいただきましたリスク評価の方法、あるいは行為規制上重要な委託先の管理、これらの事柄につきまして、御指摘を生かしまして改善に向けた取組を検討・実施してまいります。

今回の情報漏えい事案につきましては、従業員への周知・理解不足、仕組みの欠如、組織風土等、これらに原因があると分析し、再発防止策に取り組んでまいりましたが、今後とも一層のコンプライアンス徹底に向け、再発防止の取組を進めてまいります。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかに御発言の希望、ございませんでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長 ありがとうございました。今回で集中改善期間が、これらの会社については一旦終了となりますが、各社においても引き続き内部統制強化に努めていただけるものと考えております。事務局においても適切にフォローアップをしていきたいと考えております。

○武田座長 ありがとうございます。

今回の採点結果、また草薙先生のお言葉にもありましたけれども、とりわけコメントは、

各社の内部統制強化に生かしていただきたいと思います。今後のモニタリング方針、計画についてもお認めいただきましたので、事務局におかれましては、この方針で対応を進めていただきますようお願いいたします。

それでは、続きまして議題の2つ目となりますけれども、「局地的電力需要増加と送配電ネットワークに関する研究会に係る報告」につきまして、引き続き鍋島課長より御説明をいただければと思います。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料4につきまして御説明いたします。局地的電力需要増加と送配電ネットワークに関する研究会の報告書です。ちょっと長いので局地研というふうに略しておりますけれども、局地研の報告書になります。資料につきましては、4-1、4-2、4-3とつけておりますけれども、4-1が1枚紙の概要、4-2がスライド版、4-3がワード版になっております。スライド版とA4縦レポート版、ワード版につきましては、内容は同じものになっております。2つのフォーマットで作成しておりますが、使いやすいものということで2つ作っております。

4-1の概要資料で内容を簡単に御報告いたします。局地研につきましては、電力・ガス取引監視等委員会事務局長主催の研究会として設置されました。2024年3月から6月にかけて4回研究会を開きまして、その結果を報告書としてとりまとめております。

1枚紙の左側に「局地的電力需要の増加」と書いておりますけれども、研究会においては需要の増加、送配電ネットワークの特徴それぞれ議論した上で、今後の対策について検討しております。まず、局地的電力需要の増加ということでは、過去20年間近く日本の電力需要は頭打ちないし減少傾向だったのですけれども、本年1月に広域機関から需要想定の見直しがあったとおり、データセンター等の局地的需要増加によりまして、電力需要がまた増加しようとしております。加えまして、電気自動車・EVへの充電需要であるとか、製造プロセスの脱炭素化に伴う電化需要なども今後発生が見込まれます。

こうした局地的電力需要に対しまして、迅速・円滑に電力を供給するということは社会的に重要なことでありますし、また近年のデジタル技術の活用によって、こうした需要についても一定程度シフトできる可能性があるのではないかというような議論が行われました。これが局地的電力需要についての検討で、報告書では1章を割いて議論しております。

続いて、右側の送配電ネットワークの特徴ですけれども、送配電ネットワークにつきましては、送電線を建設するなどして設備増強する場合には、日本においては特に長期間を要します。短くても5年程度はかかるものだと考えておりますし、コストも大きくなりま

す。送配電ネットワークは、ほとんどが固定費になります。燃料を燃やすわけでもありませんので、どんどん使っていても追加コストは不要という特徴があります。

こうした送配電ネットワークにつきましては、レベニューキャップの議論などでもよく出てくるように、再エネ増大、高経年化、災害対応といったことに直面しておりまして、計画的なメンテナンス、更新、増強が必要となっております。こうした中で局地的電力需要の増加というのは、第4の新しい課題として位置付けられるものと考えております。

また、2024年という今のタイミングを考えますと、スマートメーターの設置が一巡した、あるいは一巡しようとしている時期にありますし、レベニューキャップ制度につきましては2023年度から導入がされたところです。

こういう状況の認識の下、今後の対応策の方向性ということで中ほどに書いてありますけれども、まず送配電ネットワークに求められる視点としましては、送配電ネットワークについては短期の増強というのが難しいところもありますので、計画的に増強していくことが大事であるということを明記しております。

それから既存の送配電ネットワークを最大限有効利用していくことも重要としております。それから需要側の対応ということでは、需要側が速やかな電力アクセスを希望する場合は、送配電ネットワークの空き容量のある地点で接続していただくことが最も速やかに電力を供給できるということで、そうした地点への誘導が重要としておりますし、デジタル技術やあるいはインセンティブによって需要を誘導するという視点も重要としております。

それから「総合的な視点」と書いていますけれども、需要側、送配電ネットワーク側というだけではなくて、供給側の構造変化、特に脱炭素電源の導入拡大などの状況も考えた上で一体的な対応を取っていくことが大事だとしております。

こうした基本的な考え方を確認した上で、今後検討を深めることが考えられる事項ということで、幾つかの政策オプションを列挙しております。1点目は託送料金制度でして、新たな時間帯別託送料金の導入の是非について検討することが考えられるのではないかと。2028年度以降としておりますのは、第2規制期間以降でそうしたことをするかどうかを考えるべきではないかということを1点目にしております。それから脱炭素電源地域に需要を立地するようなインセンティブを考えられないかといったことも書いております。

2ポツ目にはリソースのコントロールとしておりますけれども、最初の第1点として、遠隔制御が実施可能な仕組み・環境の検討。2点目として、需給調整市場等への低圧リソ

ースの参入。3点目として、潮流制御用DRの活用といったことを掲げております。

3ポツ目としては、迅速な接続が可能な地点への誘導ということで、1点目としてウェルカムゾーンマップの開示、2点目として一般送配電事業者とユーザー・誘致主体の連携といったことを書いております。

4ポツ目としまして、計画的な送配電ネットワーク整備として、1点目として事業計画策定時のステークホルダーとの協議、2点目としてプッシュ型送電線整備の際の託送料金審査上の位置付けの整理といったことも書いております。

5ポツ目として、新規需要の接続による影響緩和ということで、電圧変動対策、実証事業支援、調相設備設置支援などを掲げております。

こうした政策オプションにつきましては、この研究会の報告書で列举されておりますけれども、実施の際にはより詳細な検討が必要と考えておりまして、実施要否も含めましてこの制度設計専門会合であるとか料金制度専門会合であるとか、場合によっては資源エネルギー庁や経済産業省の他の部局による検討が必要になるとは考えておりますけれども、こうした局地的電力需要増加と送配電ネットワークの関係という論点を取り上げて政策オプションとして整理すると、こういうことになるのではないかとということでこの研究会報告書がまとまっておりますので、これにつきまして制度設計専門会合のほうにも報告させていただきます。

説明は以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。局地研報告書の概要について説明いただきました。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問・御発言の希望がございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでございましょうか。

それでは、山内委員、よろしくお願いいたします。

○山内委員 山内です。この件は非常に重要だと思っています。7人のN研の議論が始まったわけですが、幾つか論点がある。1つは、国際的な情勢変化の中で経済安全保障を見据えた上でのエネルギー政策という、これが一番大きいんだけど、もう一つの論点は、今まで電力需要が減ってきたんだけど、これから増えていきそうだとということで、ここにあるようなデータセンターとかあるいは半導体工場とかAI関係とかということとか、これによって需要が反転しそうで、これをどうするかというのは一番大きい問題だと思っているんですよ。というのは、一方で脱炭素と言っているわけだから、電源の構成比

をそういうふうにしなきゃいけないわけですけど、マクロで需要が増えていくことにどう
いうふうに対応していくかということだと思うんですね。

ここではネットワーク中心の議論をされているわけですが、特に下の幾つかの施策
の中で、私とても重要ではないかと思っているのは、1の2ポツ目、脱炭素電源地域へ
の需要立地インセンティブというようなことですね。本編報告書の中にあるかもしれませんが、
苫小牧のソフトバンクの立地については、この間、道庁に行って担当者という人と
話したんだけど、苫小牧というのはかなり大きいので1ギガぐらいまでいくとか書いて
あるんですけど、大きいと同時にそこにはかなり有効な基地があって、そこにパネルを
張ってリニューアブルでPPAでというようなこともなっているようです。これ、結構な
額の補助金を出しているというふうに聞いていますけど、地元としてはこういう大規模施
設の立地を引っ張ってくるというのは非常に重要なことで、その際に、要するにセット販
売みたいなそんなのをこういう地域に立地してくれたらば、こういうようなリニューア
ブルなものとのセットでというような、そういうふうに誘導できるとすごく有効だとい
うふうに思っています。

いずれにしても、再エネに対する需要はすごく強くて、一方で、今再エネの立地可能性
がかなり縮小してきている中で、まだまだ地域の共生とかそういう問題を越えて立地でき
る可能性ってある。例えば今の苫小牧なんていうのはそうですけれども、そういうような
ところに誘導していくというのは、両方の面ですごく有効ではないかというふうに思っ
ています。

さっき鍋島さんがおっしゃっていたように、ネットワークの話だけでなく、これを
エネ庁全体というか、そういう政策の中でリニューアブルの増進って、海でもそうですし、
さらに言うと、今申し上げたように産業立地という側面からこれをうまく使っていく可
能性はかなり高いというふうに思っていますよね。ですから、そういった点も考慮に入れて
いただければよいのではないかなというふうに思っています。

洋上風力の第2ラウンドで、FIPになったんで、かなりPPAを使っているというか、
この間、風力室から資料が発表になりましたけれども、洋上風力の第2ラウンドの発電量
に対するコーポレートPPAの需要って物すごく強いんですよね。しかも優良な企業が関
心表明出して、科研に近いような形で買うと言っている。だから、そういうセット販売
みたいなことをすると、特に電源立地と一緒にすれば系統に負荷がないわけだから、そんな
ようなことも考えられたらよろしいんじゃないかなというふうに思っています。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。ありがとうございます。

それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長 山内先生から大変的確かつ丁寧なコメントをいただきまして、大変ありがとうございます。山内先生がおっしゃったとおり、この問題というのは大きな問題だと思ひまして研究会を開催しております。再エネとデータセンターということで、一見データセンターみたいにずっと電気を使う需要が再エネと相性がいいのかというような、そういった議論もあるんですけれども、発電側課金の一連の議論でも明らかになってきているように、電源が近いところに需要を置くということで、送電線の負担は減るということになりますし、それは常にデータセンターのベースロード的な需要に対応するものでなくても、系統の負担は下がっていくというようなことはあります。

今回この研究会で取り扱ったことは技術的なところもありますけれども、山内先生も御指摘のとおり大事な論点もあると思いますので、ぜひ多くの人に読んでいただきたいというふうに事務局としても考えております。ありがとうございました。

○武田座長 どうぞ。

○山内委員 1つだけ。横山委員長もこの前、電ガ小委のヒアリングでおっしゃっていたし、東大の江崎先生もおっしゃっていたけど、データセンターって、もちろん蓄電池ともかませてやると、調整力的な電気の使い方にもなるというようにも聞いています。ですから、その辺も頭に入れるといいんじゃないかなというふうに思っています。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、本件につきましては以上とさせていただきます。本件は、研究会開催時に本会議に報告するという事になっておりましたので、報告させていただきました。どうもありがとうございました。

それでは、続きまして、議題3と4を合わせて御審議・御議論いただければと思います。議題の3番目は「需給調整市場の運用等について」、議題の4番目は「調整力の調達等について」、この2つの議題合わせて、鍋島課長より、資料5及び6に基づいて御説明いただければと思います。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、続きまして、資料5と6について続けて御説明をさせていただきます。

まず最初に資料5についてです。まず、資料5につきましては3つの部分から構成されております。1点目は6月中旬までの需要調整市場の動きということで、末尾に外国の状況についても調べた結果を掲載しております。続いて、2つ目が価格規律についてということです。3つ目が揚水の関係ですけれども、中部エリアにおける ΔkW 調達についてという内容になります。まず最初の6月中旬までの需給調整市場の動きについて御報告いたします。

3ページ目ですけれども、まず前日取引、三次調整力②の状況について御説明いたします。三次調整力②の募集量については、6月1日から募集量をさらに削減しております。この結果、平均単価につきましては、6月は4月よりも低くなっております。約定量につきましては、4月から5月の下降量が大きかったエリアは北海道、東京、関西、九州でしたが、5月から6月にかけては、東北と九州が、下降量が多いと予想されております。予想されているというのは、まだ6月が終わっていないのでそういう言い方をしておりますが、そういう傾向が見受けられます。想定費用につきましては、募集量を調整したことで、多くのエリアにおいて費用削減効果があったと考えております。

そうした分析結果を4ページ、5ページと掲載しております。

6ページ目になりますけれども、今度は週間取引についての状況です。一次から三次①の調整力ですが、こちらにつきましては募集量の調整ということはありません。前日取引で追加募集を行うのを停止したということはありませんけれども、募集量そのものを削減するというようなことはしていません。価格につきましては、それほど大きな変化は見受けられないという状況になっております。

これにつきましては、分析を7ページ、8ページというふうに掲載しております。

9ページ目ですけれども、前回の制度設計専門会合におきまして、一次調整力、二次調整力①については、全く調達できていないエリアが一部ありますということを報告しました。これに関しまして、前回は発電事業者に対しまして供出がない理由を確認させていただきましたが、今回は需要PG側にも余力の供出の余地がないか確認を行いました。

回答については、このスライドの下の方の緑の部分に書いてありますが、A社におきましては、契約上、需要BGが ΔkW を市場供出することはできない。最終通告期限については、このA社については比較的ゲートクローズの近いところまで最終通告期限があって、いろいろ調整ができるということですけれども、この期限については、電気事業法上の同時同量義務の達成に当たりインバランス発生を最小限とする目的から、可能な限りゲートクロ

ーズに近づける協議をし、合意した結果であるということでありました。

こういうことなんですけれども、上の３ポツに戻りまして、需要ＢＧの需要計画の最終通告期限をゲートクローズに近づけて、当該ＢＧにとってインバランス発生を最小限にするという運用が行われることで、需給調整市場の前日取引、これは前日１４時に行われるものですが、これに対して、発電事業者からも ΔkW の供出は行われないと。一方で、需要ＢＧは、ここにあるように契約上できませんということで供出は行われず、結局、前日取引で三次②が効率的に取引されてないのではないかとこの可能性もあると考えております。これについてはさらに検証が必要ですが、こういうヒアリング結果になりました。

１０ページ以降につきましては、各商品のエリアごとの状況についてデータを掲載しております。

１９ページですけれども、前回の会合におきまして委員の方から、海外の需給調整市場はどうなっているのか、ワークしているのか、改善のヒントを調査すべきといった御意見がありました。こういったこともありましたので、ドイツなどの状況を確認いたしました。調べたところ、ドイツにおいては、２０１７年１０月に調整力 kWh 市場におきまして一時的な価格高騰が生じたということがありまして、その後、上限価格を設定するといった対応があったということです。

中ほどに書いておりますけれども、 MWh で７万７,７７７ユーロ、１ kWh で言うと７７ユーロ、１万数千円のリソースが発動されたといったことがあって、上限価格を設定するということがあったと。２０１８年１０月から２０１９年７月にかけて ΔkW の約定判定の際に、 kWh 価格を一定程度考慮する措置が取られたが、 ΔkW の調達コストが大きく上昇したので当該措置は停止されたという情報もあります。現在は ΔkW の価格の低い順に約定が行われております。こうした情報がありました。

２０ページですけれども、フランスの状況も調べましたが、フランスにおいては調整力 kWh の発動順における起動費の考慮方法が明示されていると。したがって、起動費というのは我が国と違って、 ΔkW 価格ではなく kWh に織り込まれているようです。フランスにおいてはこういう記述が発見されました。

２１ページですけれども、ドイツに戻りまして、需給調整市場の価格水準につきまして調べております。ドイツにおきましては、４時間ごとのブロックで ΔkW 商品が取引されますけれども、年間の平均の約定価格につきましてグラフにしておりますが、 FCR という一次調整力は比較的高くて１０円ちょっとというところですが、三次調整力の $mFRR$

につきましては0.07円～0.84円といった水準になっております。調達量については、需要ピークの5%程度を3商品合計で調達しているようです。

続きまして22ページですけれども、kWhの水準です。先ほどkWhの中に起動費が織り込まれているのではないかというような話がありましたが、kWh商品の月間平均の応札価格、実際に使われたというのではなくて応札価格ですけれども、この平均は、商品・時間帯にもよるが100円～1,100円となっております。ドイツの卸電力市場は、大体年間平均で16円/kWhで取引されていますので、これに比べると相当程度高くなっております。

23ページですけれども、ドイツのインバランス制度についても調べております。インバランス制度について調べたのは、ドイツのインバランス料金はkWh価格を参照するということになっていますので、これが高額になっているかどうかということ調べたんですけれども、右下のグラフにありますとおり、15分刻みのコマになっていますが、年間3万5,040コマのうち2万1,723コマは－5円から0円という水準になっております。高いものだと60円を超えるインバランス料金もありますが、年間数百コマにとどまっております。

ドイツのインバランス料金については、いろいろここに計算方法書いてありますが、特徴的なのは、エリアインバランスによりましてBGのインバランス料金の支払い受け取りが変わる仕組みになっているということが特徴になっております。

24ページですけれども、ドイツのインバランス価格については、TSO全体が需給調整市場について説明している文章の中にも1節割かれて紹介がありまして、系統全体の需給調整はTSOが行うことが合理的なのですと。この考え方下では、3パラグラフ目ですけれども、個々のBGのインバランスは互いに打ち消し合うということで、そういうことでTSOにおける調整コストが減るということがあると。これは全体のコンセプトでありまして、BGのインバランスコストは他のBGのインバランス料金も変動し得るというもので、個々のBGのインバランス料金はインバランス発生量と本質的に無関係といったことが記載されております。

以上、ドイツないしフランスの需給調整市場のインバランス料金について調べた結果を御報告いたしました。

25ページ以降は、需給調整市場のガイドラインの価格規律の話についてです。

26ページで、前回会合におきまして、現行の需給調整ガイドラインについての発電事

業者の声について考察いたしまして、見直し案についても提示しました。前回会合のまとめにおいては、発電事業者が需給調整市場に応札しないことが経済的に合理的行動と言えるのか疑問が残るとしておりましたけれども、そういうことはありつつ、応札量増加を促すために価格規律見直しに向けた検討を開始することについてどのように考えるかという点につきまして、委員の皆様方から様々な御意見をいただいたところです。

27ページですが、今回会合で事務局としては、こういった方向でガイドラインを変えろと決めているとかそういうことでは全然ないんですけれども、さらに考察を深めるということで、前回会合でお示した4案のうち、第4の案についてさらに考察を深めてみました。

次の28ページですけれども、第4の案というのは、起動費を ΔkW に入れず事後精算するということですが、考え方としてはヨーロッパのやっている方法に近いものというふうにも考えられますので、これを日本で採用したらどうなるのかということについてさらに考察をしました。

29ページは前回会合の資料になります。

30ページですけれども、少し話が飛ぶんですけれども、ブロック入札についてということで1ページ書いております。ブロック入札というものを前回会合から発電事業者の声ということで紹介しているのですけれども、最近伺った発電事業者の声で、ブロック入札というのは入らないんですかというような声も伺いましたので1ページ入れております。22年1月にもこういう議論がありまして、こういうブロック入札機能があれば入札しやすくなるというような話がありました。

広域機関で検討していただいた結果、システム改修が必要で導入に時間を要するというので、導入見送りというふうになっているということで、これはこうした経緯がありますということを紹介させていただきます。

ちょっと話が脱線してしまいましたけれども、元に戻しまして、起動費を ΔkW に計上せず事後精算する案の運用のイメージについてです。これはどうするかということなんですが、まず起動済みの電源の話でありますと、V1、V2価格という登録されたものに基づいて、上げ下げそれぞれ一番安いものをメリットオーダーで運用するというので、今とあまり変わりません。起動済みだと変わらないんですけれども、起動していない電源の場合は、2つ目のポツですけれども、起動費というものを別途登録いただいて、これは余力活用電源の運用でもそうになっているんですけれども、起動指令が行われるたびにV3と

して登録されたコストをお支払いするという運用になると考えます。

そうなりますと、3ポツ目ですけれども、普通はコンピューターが計算して、余力があってV 1、V 2をお支払いすればそれで済むという場合は、わざわざ新しい電源を立ち上げませんが、どうしても起動が必要だとコンピューターが判断すれば、起動指令を出して、その起動したものと余力で活用できる電源の中から、またV 1、V 2で一番安いものを探してといったようなことで、いわゆる最経済運用を行っていくということになると考えます。

32ページですけれども、いろいろ申し上げている起動費というのは一体どれくらいかかるのかということを各社に聞いてみました。東京の例で言いますと、5月に30回以上起動して約3.5億円お支払いしたということです。平均すると1,000万円なんですけれども、見てみますといろいろな会社によってエリアによって違うということなんですけれども、イメージということで32ページの表を載せさせていただきました。

33ページですけれども、起動費を全て事後精算してしまうということをしたときの留意点、何が起こるかということを考えてみました。1ポツ目ですけれども、まず、こうしたことにしようとする、 ΔkW の商品要件を現状のものから修正することが必要になると考えております。現状の ΔkW の商品要件は、例えば指令から15分以内に動いてくださいということになっているわけですが、これを単に15分以内に動いてくださいということではなくて、〇〇時間前までに一般送配電事業者から起動指令をした場合には、指令から15分以内に動いてくださいというふうに要件を書き換える必要があると。ルール上要件を書き換えるだけではなくて、システム改修もしなければいけないと送配電事業者からは聞いておりまして、それには一定の期間と費用を要することになります。

2つ目のポツですけれども、起動費を ΔkW に計上しない結果として、 ΔkW 価格は結構安くて落札されていくんだけれども、実際に動かそうと思うと、起動費がそうあるのでほかの電源から動かされていくと。場合によっては余力活用電源に指令が出されていくというようなケースも頻発する可能性があります。

ということでありまして、こうしたこともありますので、3ポツ目ですけれども、需給調整市場が今までは余力活用の電源はほとんど落札していたのが、場合によっては追加起動の電源が多く落札されるということも考えられ、ドラスティックに市場環境を変化させてしまうということになるかもしれないと考えております。これがいいか悪いかはまた別途検討ですけれども、こういうことになるのかなということで留意点として書かせていた

だきました。

34ページですけれども、最後の点がありますので、念のために検討しております。案1は、 ΔkW の上限価格に限界費用 $\times 10\%$ $\times$ 最低出力量というものを足し算し、その上で、実際に起動しなければ二重払いを回避するために返金していただくといった処理を行うという案です。

案2は、そういう複雑なことを考えずに、最低出力分につきましても事後精算の中に入れてしまって、事後精算は起動費 $+$ 最低出力分というふうにしてしまうという案です。

35ページですけれども、両案の比較ということですが、発電事業者といろいろとヒアリングをしていますと、運用上、3点ほど希望がある、要望があるということでありまして、1点目は、余力活用契約とのインセンティブ比較で需給調整市場のほうが劣らないようにしてほしい。起動費の取り漏れリスクをなくしてほしい。最後に、コストの低い電源に差し替えたときに、差し替えを不要にしてほしいというような運用上の御要望を聞いておりますけれども、そういう観点でこの案を考えますと、第1の観点と第2の観点は、どちらの案を取っても対応できるんですけれども、第3の案でコストの低い電源に差し替えたとき、要するに実際に起動しなかった場合には、平均してほしいというのを防ぐという観点からは、案2のほうがシンプルで ΔkW の再登録が生じないので、そうした事務的負担も発生しないということになります。

ということで、案2でいきますと、聞いている限りにおいては、運用上、ここが事務的に大変ですというようなところはクリアできると考えられるんですけれども、ただ詳細については要検討かと考えております。

36ページですけれども、要起動電源が増加するということにつきまして、コストが上がるのではないかという見方もあるかもしれませんが、起動費は ΔkW に織り込まれないということであり、使ったときだけに請求されるということでもありますので、コストがいたずらに増えるということでもないのではないかと考えております。

37ページですけれども、費用の取扱いということで、ドイツの場合は事後精算というよりも kWh 料金の中に入れているということで、インバランス料金の中に入れております。なので、我が国においても、起動費相当額を託送料金負担にするのではなくてインバランス負担料金にするという考え方もあろうかと思っておりますけれども、その場合は、起動費によって平時においてインバランス価格がスパイクする可能性もあるといったことをどう考えるかという、インバランス料金の考え方との整理が必要となります。

また、フランスのように、そういうことを回避するために、丁寧に算定式を作って調整するというやり方もあり得ると思いますが、システム構築に時間を要すると考えられます。そうしたことを考えますと、原資の話につきましては現時点では対応しないというようなやり方もあるのではないかと思いますし、将来的な課題と整理するとしてもよいのかと思います。

38ページですけれども、いろいろと申し上げましたけれども、じゃ今後どうするかということですが、起動費を事後精算するということは発電事業者の運用負担を減らすという効果は観念されるんですけれども、もともと発電事業者がどうして需給調整市場に応札しないのか、経済的に合理的な行動なのかというところが若干分からないところもあり、運用変更することで応札行動に変化が生じるかは現時点で不明であります。

それから発電事業者だけの話ではないかもしれず、B Gとの契約によって玉出しができないというような可能性もあるかと思います。B Gとの契約で玉出しができないというのは、それによって当該B Gの需給バランスの誤差を減らすという意味でよい結果もあるかもしれませんが、T S Oが調整力を確保しにくいということがあるとする、トータルでどういうメリットがあるのかということについては検証が必要で、また、こういうB Gとの契約があって発電事業者が需給調整市場に玉出しできないというのも本当かどうかということについて、検証が必要だと考えております。こうしたもろもろのほかに考えるところもあるんじゃないかというような論点もあるんですけれども、そうしたことも確認した上で、本日申し上げていたような需給調整市場のガイドラインの見直しについて可否を検討していくということも考えられるのではないかと考えております。

39ページ以降ですけれども、少し駆け足で説明させていただきますが、中部エリアにおける ΔkW の調達ということで40ページですが、中部電力パワーグリッドから、自エリアで確保しているブラックスタート機能の契約のある揚水機の ΔkW を緊急的に随意契約で調達したいというお話がありました。

これにつきましては、42ページですけれども、今回の相談案件につきましては、中部エリアにおいて ΔkW の未達率が著しく大きいというようなことも勘案しまして、随意契約による ΔkW の調達を認めて差し支えないのではないかと考えております。厳正な事後監視等を行いたいと考えております。

資料5につきましては以上になります。

続きまして、資料6についても駆け足になりますが御説明させていただきます。資料6

につきましては4点ございまして、順々に御説明させていただきます。

まず3ページ目ですが、東北エリアにおける一部系統ブラックスタート機能の調達についてということですが、東北エリアの一部系統ブラックスタート機能を調達しようとしたところ、応札がなかったということです。2系統について応札がなかったということですけれども、東北電力ネットワークからは、随意契約を締結したいと言われております。

4ページ目ですが、これにつきましては公募要件に合致する電源が特定されていて、新しい電源の参入を見込むことも困難であるという事情がありますので、随意契約を認めて差し支えないと考えております。その際、適切な契約にさせていただくということと、厳正な事後監視を組み合わせたいと考えております。

続きまして6ページ、B S機能契約の協議についてです。

7ページですが、本専門会合において何回も御報告している、ブラックスタート機能契約の締結によって容量市場の収益が減ってしまうといったことについての協議についてです。これについてまた相談がありました。

8ページですが、一部エリアにおいていろいろと議論した結果、容量市場の減収分についてT S Oが全額補てんする方向で協議中ですというような報告がありました。この理由としまして、逸失利益についてT S Oが負担することを過去に覚書で締結したためですということと、契約協議を早く終わらせて懸念を解消し、万が一ブラックアウトが発生した場合においても対応できるようにしたいと、こういう話がありました。

9ページ目ですが、事務局の見解としては、そうした覚書を既に結んでしまっていることということについては確認いたしました。他方で、減収部分についてブラックスタートの関係部分じゃない部分についても全て払う必要があるのかという点について、若干論点はあると思っております。3ポツ目ですが、覚書を根拠に支払いを行ったとしても、託送料金の費用に算入可能かどうかは別問題なので、料金審査において改めて検証が必要と考えております。

10ページ以降ですが、北海道電力エリアの関係です。

以前、電圧調整電源の随意契約について御相談したところですが、審議いただいたところですが、25年度向けの調達の方向性につきまして北海道電力ネットワークに確認しました。

12ページ目ですが、2025年度につきまして、電圧調整機能契約が可能な電源と

というのは特定されていて、道央関係では152日間、新北本関係では1件、1日間、随契を結びたいということでありまして、これにつきましても、13ページですが、電源が特定されているということもあり、随意契約を行うことは差し支えないと。ただ、厳正に事後監視を行うという整理にしております。

最後、19ページ以降ですけれども、需給調整市場及び余力活用契約における単価登録誤りについての対応という点について御説明させていただきます。

20ページですが、以前の会合におきまして、需給調整市場において入札単価の誤りがあったらどうするかという点について審議いただきました。そのときは、いわゆるV1単価について審議いただいたんですけれども、V2、V3、V4単価についても誤りがあったときにはどうするかという相談がありましたので、整理をいたしました。

まず21ページ、V3単価ですけれども、V3というのは、先ほども出てきましたが起動費用の関係です。起動指令の単価ですけれども、起動指令の単価が間違ってしまうと運用もややぐじゃぐじゃになるといいますか混乱するんですけれども、正しかった運用を再計算することは難しいという現実的な問題もありまして、そこまでの技術的に難しいことはせず、誤りがあったV3単価を単純に修正するという整理で進めるということにしたいと思います。

22ページですけれども、下げ調整単価のV2単価が誤ったときどうするか。あるいはV4単価というのは、オーバーパワーの関係で需給逼迫があったときに焚き増ししたときの単価ですけれども、これについても間違いなかりせばの運用を再計算することは技術的に難しいので、それはせず、誤った場合には、それぞれ一送が損をしないといえますか、一送側に利益になるような修正であれば、これを修正して精算すると。逆にBG側が得をするものについては修正しないというような整理にしたいと考えております。

2つ目ですけれども、細かいことなんですけれども、V1、V2、V4については出力帯とともに登録することになっておりまして、出力帯が間違っている間違った間違ったのですが、これも技術的に非常に大変なので、誤った出力帯に合わせてV1、V2単価を取り出して、V1、V2単価に基づき再算定することでよいということで整理したいと考えております。

最後駆け足になりましたが、資料5、6については以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

議題3に関しましては、需給調整市場の運用における価格規律の在り方について、詳細

な外国制度分析に基づき丁寧な分析をいただきました。議題4につきましては、個別の一つの論点について事務局の考え方をお示しいただきました。

以上につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思います。御希望がございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。

それでは、岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 御説明ありがとうございます。需給調整市場の運用のほうについてちょっと不明な点もございましたので、コメントさせていただきます。

まず、海外のことを調べていただいたんですけれども、最終的には起動費を含むところがΔkWhだったというのが一つのインプリケーションなのかなと思ったんですけれども、全体の市場の構造的なものとして、何かもう少し大きな枠組みでアプリケーションというのは得られないものだったのかなというのは、一つ気になったところでした。

また、ドイツのインバランス費用の話があったんですけれども、あれが最終的に日本の企業の事情に対してどんなインプリケーションをもたらすのかというのが少し不明でしたので、もう少し追加で御説明いただければと思いました。

今回、起動費の事後精算について御検討いただいたと思うのですが、最終的に今回の見直しでいわゆる余力活用電源として出すよりも、発電事業者にメリットのある結果、メリットがあるというような仕組みが作り得るのか。その問題が解決しない限りは、起動費を事後精算しようがしまいが需給調整市場に事業者さんが出してくれないということになるかと思うので、ここだけの見直しというのは少し局所的な気もしたんですけれども、今の時点でほかに対応し得るところがないということなのかなとも思いまして、難しいかじ取りではあると思うんですけれども、もう少し、もしほかにも何か改善できるような要素があれば、可能性があるのであれば、御教示いただけないかと思いました。よろしくお願いいたします。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほかにかがでございましょうか。

それでは、山口委員、よろしくお願いいたします。

○山口委員 山口です。御説明どうもありがとうございました。私も需給調整市場についてのコメントをしたいと思います。

私は、事務局にお示しいただいた案2がとてもよいのじゃないかなというふうに思っています。いろいろ調べて検討していただいて、ありがとうございます。

まさに計上しなかった場合にどういうことになるかということも、非常に注目されるといいですか重要だと思います。スライド38のように今後の検討についても項目を出していただいていて、とても重要なことというか適切な項目だと思いますので、今後もこの検討をしながら事後精算という方向で問題ないのじゃないのかなというふうに思います。

あとは、事後精算になるときになんですけれども、実際の運用の中で当然最経済になるような運用をされていると思いますので、無駄な起動とかは当然ないと思うんですけれども、そういうふうになっていないということもちゃんと確認できればよいのかなというふうに思います。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、大山オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○大山オブザーバー 広域機関の大山でございます。どうもありがとうございます。

私も需給調整市場の運用についての資料についてコメントしたいと思います。発電事業者の起動費取り漏れリスク回避に関しまして、今回考察を深めていただきました起動費等の算入を一切認めず事後精算する案についてのコメントです。

今回考察いただいた電源運用としましては、 ΔkW として入札される電源を活用するかは関係なく、一般送配電事業者が起動費、限界費用を鑑みて経済的と判断した電源を起動することとなっております。余力活用によって調整電源を一般送配電事業者が自由に電源運用できるといったイメージとなっております。この場合、ゲートクローズまでにkWhと ΔkW の同時同量計画が策定されないこととなりまして、35ページの注意書きにも、「同時同量の観点から起動電源の計画値計上についての整理」と記載いただいております。

そのほかにも、 ΔkW 約定電源と余力活用契約電源というのは区別されていないことに伴うアセスメント応動の信頼性の課題、 ΔkW 約定電源以外を起動するような場合には、使われない電源への一定額の支払いに加えて、余力活用契約電源への ΔkW 確保費用の支払いといった二重払いが発生する点、といった検討が必要になると考えられます。

また、発電事業者の起動費取り漏れリスクの回避については、ほかの案として、起動費等算入は現状相当としておき、同時市場においての導入も検討されている取り漏れ分のみ事後精算するアップリフトのような仕組みも考えられるかと思っております。

これらの課題は、制度全体の整合性その他の案も含めて、これから総合的に検討が進められることと期待しております。広域機関としましても、検討に協力してまいりたいと思

っております。どうぞよろしくお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして國松オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○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。

今回の資料をおまとめいただき、見させていただきまして、これだけ調整力が不足していながら安定供給が保てているということは、それは余力活用電源があるからということかとは思っているんですけども、となりますと、需給調整市場と余力活用というものの比較論で言って、余力活用契約のほうがより柔軟で、発電者にとっても色があるということで余力活用のほうになってしまうという、需給調整市場のほうに入ってこないということが考えられるのではないかなと思っております。

市場ということで考えるのであれば、価格規律というものは、代表的なこれ以上は高くないという程度に抑えて、そこに入れたほうが得をするんだというようなインセンティブの付与というのがかなり重要になってくるのではないかなと。ただ、インセンティブを付与したとしても、それが市場支配力の行使というものに当たらないような市場設計というものはやろうと思えばできるのかと思っておりますので、前回、前々回からずっと出てございますが、需給調整市場のインセンティブというものを高めるのにはどうしたらいいのかという視点が大事になるのかなと思っております。

もう一点、毎回主張させていただいているんですけども、不足量、調整力としてもkWhで不足が完全に見えている。また、余剰が見えるものというのは必ず存在すると思っております。ですので一般送配電事業者も、ΔkWで調達するのか、kWhで調達してもいいもの、いい量というのは必ず存在するはずだと思っていて、それはゲートクローズまでの間は、kWhで調整できるところはかなり私どもの時間前市場を使うことによって量というものの確保というのはできていくんじゃないかなと思います。

一般送配電事業者におかれましては、いまだに私どもの時間前市場、スポット市場というのを使っていない。FITの売りとかというのはやっていただいておりますけれども、調整のためには使っていないので、私どものkWh市場を有効に使っていただくことによって、必要調整力というものがしっかりと見えてくるのではなかろうかなと思っております。ぜひともkWhの市場も一般送配電事業者の方に、調整力というか予備力というかでですけども、その確保の一つの市場として利用することを早急に検討して進めていただきたいと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。遅れて参加してすみませんでした。

資料5、6について発言するということですね。資料5について申し上げます。

スライド35のところ、今ずっと出ているところですが、起動費の事後精算をする。どんなやり方をするとしても、参考のところで書かれている「起動供出札の方に価格優位性が生じるため、応札を誘引できる可能性があることと」、その後もそうですが、これはどのような落札ルールを設計するのかに依存して、これはメリットである可能性もあるけれどもデメリットであるというか、深刻な問題である可能性もある。ここでは、何かまるでポジティブに書かれているように見えるのですが、これについては、具体的に提案する段階では長所なのか短所なのかきちんと考えていただきたい。

つまり、このルールで計算された ΔkW のコストは少し低いだけでも、起動費や、更にはV1、V2のコストまで考えれば、とんでもなく高い電源が落札され、そうでない電源が落札されない、後順位になるとすると、それは市場として非効率的ということになると思います。

現状のように、ほとんど調達不足、札が足りない状況では、そんなことを議論する意味はないのかもしれないのだけれども、いろいろな対策によって市場を正常化していくことを見据えると、落札は、これで ΔkW だけで落札できる電源、できない電源が決まるとすると、ここで参考として書かれている特徴はデメリットだと思います。

いろいろなやり方で起動費や、あるいはV1、V2というところも考えた上で、どれが落札するのかという札を決めるというのは、かつて電源1'でやられていたようなやり方だとかいろいろな簡易な方法もあるので、必ず市場の落札ルールというのとセットにして、これが合理的だということを示す必要があると思います。くれぐれも ΔkW の大小だけで落札が決まる状況にならないように考えていただきたい。

さらに、ここの議論の枠外になると思いますが、V1、V2に関しては、その2つのコストに乖離が大きくなければ、それ自体大きな問題ではないような気がする。特に二次調整力、三次調整力①であれば問題ないような気がするのですが、V1とV2に著しく乖離がある場合には、本来それはコストが高くつく電源のはず。今後制度を設計するときには、そこまでちゃんと考えた上で、どうせ改革するわけですから、総合的に落札ルールを考え

て、最終的には同時市場の議論にもうまく接続できるような、そういう合理的な電源が落札されるルールも同時に御提案いただければと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかにいかがでございますか。

それでは、伊藤オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○伊藤オブザーバー では、私も需給調整市場のほうの資料38ページについて、少しコメントさせていただきます。

この資料で、「B Gが実需給の直前まで電源を確保していることが、発電事業者にとって需給調整市場への応札時の支障になっているかどうか」、これを検証した上で需給調整市場ガイドラインの見直しの要否を検討するという方向性が示されております。この点に関しまして、現在の託送制度においては、ゲートクローズである実需給の1時間前までの間は、小売電気事業者が当日の気候変動等も踏まえ需要の想定の見直しを行い、それに見合うように調達する供給力を調整し続けるということで同時同量を果たす義務を負い、一方でゲートクローズ以降におきましては、T S Oが需給バランスを調整する義務を負う、こういう役割分担となっております。

資料に記載されております、実需給の約1時間前まで小売電気事業者が電源を調整可能な状態で確保することは、小売電気事業者が実需給の1時間前までの同時同量義務を負うということと整合的であります。そのような契約がもし認められないというような場合には、小売電気事業者が実施すべき同時同量の精度に悪影響を与えることが懸念されます。

資料におきましても、複数の視点からの検証の必要性、これについて触れられておりますけれども、今後検証を進められるに当たっては、足元の需給調整市場への応札状況との関係のみを捉えてその是非を議論するのではなく、発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者それぞれに求める役割分担との関係性やその制度趣旨なども踏まえながら慎重な検討をお願いしたいと考えてございます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、よろしいでしょうか。どうもありがとうございます。

それでは、岩船先生から御質問があったと思います。比較法に係る御質問がありましたので、即答は難しいかもしれませんが、それら回答、またコメント等ございました。

らよろしく願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 様々な御意見をいただきまして、ありがとうございました。

岩船先生から御指摘のありましたドイツの事業事情についての御指摘なんですけれども、確かに日本とドイツでは市場構造が違うところがありまして、ドイツの場合ですと、配電事業者が非常に多いというようなことがあります。ですから、B Gの規模が小さいというようなこともあります。こうしたこともあって、インバランス制度についてもドイツ独自のインバランス制度になっております。

ですから、ドイツの話のインプリケーションということで言いますと、日本で起動費をドイツのようにkWh価格の中に入れた場合には、これをインバランス料金に反映させるとしたときに、現状のようなインバランス料金のままで行ってよいのか、あるいはドイツが行っているようなエリアのインバランスの状況によって変えるというようなことをしないと、インバランス料金に大きな影響を与えるのかといったことについての検証が必要になるんだろうというふうに思います。

ですから、今回ドイツの制度を参照するとしておりましたけれども、ドイツは厳密に言うと起動費が事後精算というよりkWhの中に入っておりますので、そこについての検討が必要ですし、そういう意味で日本とドイツのインバランス制度の違いであるとかそういうことを考えたときに、ドイツのようにkWhに入れるというのを単純に入れるのがいいのか、あるいは今回事務局が提案しているように、起動費は起動費でということで別払いにするのかというようなことが議論になると思います。

今回の起動費を別払いにすることで発電事業者に対してどういうメリットがあるのかということなんですけれども、今回、起動費については余力活用契約とそろえると。一方でΔkWについては一定額がもらえるということで、登録をすると0.33円がもらえるということになりますので、余力活用契約よりもメリットが生じることになります。ただ、今の状況でも0.33円の利益ということで考えると、発電事業者にとっては、そのほうが多いというような状況もあり得ます。0.33円という／kW、1時間で言うと0.66円ということ、発電事業者がどう考えるかということはあると思いますが、起動費の部分をそろえることによって、需給調整市場に出すメリットは、当該インセンティブ分だけ増えということをもって需給調整市場に誘導させるというのがこの事務局の案になります。

それから広域機関の大山オブザーバーから御指摘をいただいた点についてでございますけれども、ΔkWとは別にしますという案にしたときに、さらに運用上どのような形にし

ていくのかというのは、いろいろとさらに選択肢があると思います。広域機関から御指摘のあった点について、 ΔkW と登録したら、それ以降はBGは ΔkW の部分については特に運用権を持たないというようなことを想定されているのかもしれませんが、別に現状の ΔkW がそうだからといって、そういうふうに整理する必然性があるとも思っておりません。例えば追加で指示があった場合に、そのときにBG計画を組み替えるとか、そういうふうに整理をすることによって運用していくということもできると思います。ただ、現状でそうした規定がないということは当然あるので、今後こうした制度を運用するときには、商品要件の話もありましたけれども、そうした運用面でのルールの整理ということも必要になるのではないかと思います。

それからアップリフトについても御指摘がありましたけれども、確かにそういう案も発電事業者からも来ているんですけれども、35ページの図で言いますと、今回アップリフトとか1回だけ起動費に入れるというのは、真ん中の起動費取り漏れリスクだけを考えると確かにそういう案もあり得るんですけれども、事業者から来ている右側のコストの低い電源に差し替えたときの扱いということで、発電事業者から来ているその案は、1回分だけ ΔkW として乗せるんですけれども、実需給時に電源が動かなかったときに、それを返金しないでおきたいという案でして、そういう案とセットで考えたときにいいかどうか。今まで、実際にかからなかった起動費は返してくださいという整理で議論してきたんですけれども、そこを発想の転換で、そこも実際に費用がかからなくても、あげてしまいますというような整理にするというんでしたら、そういう案もあり得るかなというふうに思います。事務局としては、それはさすがにないんじゃないかと思って提示はしていなかったんですけれども、場合によっては、次回以降そういう案も提示したいと思います。

それから松村委員から御指摘のありました、案2の右側に書いてある「起動供出札の方に価格優位性が生じる」というのはいいことではないというのは、その前のページにもそういうふうなニュアンスで書いていますけれども、必ずしもいいことではないと考えます。33ページぐらいに書いてありますけれども、よしあしだと思います。現状において追加起動する電源がないということで議論がされていて、余力活用については供出できているんだけど、起動電源がないので結局電源が出てこないということになっているということ踏まえて、その状況を解決するための案として、今回の起動費の整理ということを提案させていただいております。

ΔkW とkWhの価格を混合させるということについては、ドイツでも一時そういうこと

をしたということはこの資料の前半で書いてあります。ドイツは結局一時、半年間ほどそういうことをしたんですけれども、 ΔkW の価格だけで決めるということに戻したというような話があります。やり方によっては確かに松村委員から御指摘のとおり、 kWh の価格へ乗せるということもあり得るかとは思いますが。ただ、それをやろうとした場合には、約定ロジックの組み替えなども必要になってきて大がかりになるということと、今議論になっているV3の価格の乗せ方ですけれども、V1、V2、V3を考えて最経済に運用するというのは、本来的には同時市場のスリーパートオファーマの話そのものですので、本当に厳密にそれをやろうとすると同時市場の話になってくるのではないかというふうに考えております。

それから最後、ミライズの伊藤オブザーバーから御指摘のあった最後のページですけれども、ここで事務局がこう書いている趣旨というのは、ミライズが行っている現状の運用、ミライズかどうか分かりませんが、そういうBGがあったとして、そういう実需給の直前まで電源を確保しているという運用がおかしいと言っているものではありません。ここについてはきちんと趣旨を説明したいと思いますが、そういうことをしている運用が規定上間違っているということではないんですが、現状の規定を突き詰めて考えると、各BGが実需給の直前まで電源を確保していて、それで一方で三次調整力②の取引は前日14時なので、三次調整力②の取引のほうが先に行われてしまうと。じゃこれを解決するためにはどうするのかというと、BGが電源を確保している後に取引を行うというような、直前の取引みたいなことも考えられるんですけれども、議論をしているのは起動電源の話ですので、結局そういう話はあまり解にならないと。

ですから、伊藤オブザーバーの御指摘の話を突き詰めると、この話は解がなくなるということでもあります。BGがバランス調整をするので直前まで電源を抱えている、TSOが確保できる電源は基本的にないんです、というような帰結になってしまうということです。まさに伊藤オブザーバーが言ったように、これは非常に深遠なお話で、目先の需給調整の話では必ずしもありません。市場がどうだこうだ、というよりもより深遠な話であります。そういうことも含めて議論するということもあり得ますけれども、ただそこまで議論すべきなのか。あるいは、目先の話として、当該発電事業者の方が玉出しをしていただければ状況は変わりますので、そういうことで目先の話として、こういうガイドラインを変えたときにどういう構造の変化、変わるのかといった角度で議論をするということもあり得ると思います。深遠な議論をひたすらしていても、結局解がないかもしれないので、そ

ういう形で議論を進めるということもあり得るのではないかとと思います。

私からは以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、議題3「需給調整市場の運用等について」、まず需給調整市場ガイドラインの見直しの要否につきましては、本日の議論を踏まえつつ引き続き検討したいというふうにあります。また、中部エリアの揚水機の ΔkW について随意調達するということについては、お認めいただきました。

さらに議題4の「調整力の調達等について」、4つの各論点につきましても委員の先生方にお認めいただいたということで、議題3と4は以上とさせていただきます。どうもありがとうございます。

それでは、続きまして議題5「現時点における旧一般電気事業者及びJERAの内外無差別な卸売の評価結果（案）等について」、また、議題6「内外無差別な卸売の対象電源の考え方について」、この2つの議題を合わせて御検討いただければというふうに思います。議題5、議題6につきまして、東室長より御説明いただければと思います。

○東取引制度企画室長 取引制度企画室長の東でございます。資料7-1、7-2に基づいて順番に御説明させていただきます。資料が、特に7-1のほうですけれども、かなり大部に及んでいまして、かいつまんで御説明させていただければと思います。

2ページ目ですけれども、まず御議論いただきたい内容ということで、23年度に契約・締結された卸売の状況について、内外無差別となっていると評価できるのかどうかというのを御確認いただきたい。事務局のほうで確認した案をお示ししておりますので、そこを御確認いただきたいということでもあります。

まずI、資料の構成としてIのパート、各社から聞き取った今後の社内販売分と社外販売分、どういう見込みになっているかというデータをおつけしております。詳細は割愛させていただきますけれども、23年度実績よりはkW、kWhともに社内が少し減る一方で、社外が増えるという見込みということになっております。

2番目のパートに入らせていただきまして、10ページ目以降です。今回の評価の考え方ということでありまして、23年度に締結されたまず①として、卸売のプロセスとその結果がどうだったのかというところ。2番目として小売部門のほうですけれども、小売価格と調達価格の大小関係というのが適切かというのを確認して総合評価を行っております。その上で、評価は各項目、以前に御議論いただいた評価基準に基づいて評価しております。

て、個別の項目として◎、○、×という3段階と、総合評価としても◎、○、×という3段階評価ということとしております。

今申し上げましたように、卸売のほうにつきましては評価基準に基づいて評価する。1年物卸売と、あと資源エネルギー庁での議論を踏まえまして今年度分から各社、複数年の長期卸と書いていますけれども、行っていますので、その両方をチェックしているということ。それから期中契約についても確認しましたけれども、これは社内・グループ内向けに販売した事業者というのは確認されなかったもので、ここは評価対象はなかったと考えています。

最後に小売と調達価格の関係につきましては、22年度実績と23年度実績、24年度計画を確認しておりまして、以前に、2年以上続けてこれが逆転するようだと適切に反映していると言えないのではないかという御議論ございまして、それを踏まえて評価をしているということであります。

資料の構成としては、ここからまず最初に（1）として各社のサマリ、各エリアごとのサマリというのをおつけしています。その背景には、実際に確認した個別の項目の内容は（2）というパートにあるんですけれども、ここは非常に大部ですので、恐縮ですけれども（1）のサマリという中で御説明させていただいて、（2）は割愛させていただきたいと思っております。

順番に12ページ目、まず北海道エリア、北海道電力でございますが、事務局の評価としては、総合評価として◎と評価しております。昨年度もブローカーを使った形で1年物の卸売は行っていて、その際に◎と評価したところですが、今回も同様にブローカーを使ったザラ場取引を行っていて、そこは自社小売も特に有利な結果になっていないというふうに確認しております。

また、今年度から単年と複数年とそれぞれ入札も導入しておりますが、ここも自社小売も同じ条件で参加しているということを確認しておりまして、総合評価としては◎としていいのではないかとというふうに事務局としては考えてございます。

次、13ページ目、東北エリアでございます。東北エリアにつきましては、○と評価をいたしました。東北エリア、東北電力につきましては、昨年度入札制で単年の卸売、1年前の評価のときに行っていることについて、購入量上限を設定していることが自社小売に有利に働いているという指摘がありました。昨年度の評価を踏まえて入札の回数を1回増やしたということで、購入機会が増えた点は評価できると考えておりますが、一方で、引き

続き東北エリアでの卸売分につきましては購入上限を設定しておりまして、昨年度同様にといいますか、そこについては構造は変わっていないくて、これが実質的に社内小売に有利な条件と評価されるのではないかというふうに考えております。

なお、東北電力によりますと、他エリアでも内外無差別の卸売による電力の需給が開始された暁には、それ以降は上限を設定しないという意向はあるということでございます。

それから小売価格と調達価格に関しましても、東北電力においては22年度、23年度実績で、2年連続で調達価格が小売価格を上回っているという状況でございます。ここにつきましても、調達価格が高くなった、特に23年度は調達価格が高くなった中でこうした逆転が起きてしまったという説明でありまして、ここについては内外無差別が担保されているとは評価できないのではないかというふうに考えてございます。

14ページ目、東京エリアでございます。東京エリアにつきましては、東電ホールディングス、東電RP、JERAと東電EPの各社の総合的な評価ということになっておりますが、事務局の評価としては○としております。これにつきましては、東電EPと各社の間にコミットメント以前からの長期の契約が存在しておりまして、その条件が今社外向けに売り出しているものと異なるため、現時点で内外無差別だとは評価できないのではないかというふうに考えております。

各社の評価、それぞれホールディングスとRP、JERAとEPとそれぞれの評価は16ページ目以降に記載しておりますが、ここではボリュームもありまして総合評価だけを御紹介させていただきます。

次、中部エリアでございます。中部エリアも基本的な構造は同じでございますが、総合評価としては○としております。これも中部電力ホールディングス、JERAと中部電力ミライズとの間で既存の長期契約がありまして、この条件が他社とは異なるために内外無差別とは評価できないのではないかということでございます。

次に、少し飛びまして21ページ、北陸エリアでございます。北陸につきましては、事務局としては◎というふうに評価しました。ただし、上に書いてありますが、取引実績評価によってグループ分けをしておりまして、このグループ分けというのがグループに応じてグループ1、2と分けて、グループ1から優先交渉するという考え方を取っているんですけども、この事業者が実質的に固定化されるようであれば、今後そういうふうに固定化されていくようであれば、内外無差別が担保されているとは評価できないのではないかというふうに考えておりまして、今後、ここについては検討することが望ましいというふ

うに考えてございます。

少し下の詳細を御説明しますと、まず北陸電力につきましては、いわゆる個別の相対交渉という形を取っておりまして、入札ですとかブローカーを使うスキームに比べると、スキームそのものの透明性は劣ると考えておりまして、そこについては、実際にどういう基準で交渉したかとか、どういう結果になったかというのを詳細に確認したところであります。簡単に申し上げますと、事前に社内で設定した価格テーブル、ターゲットになるような価格がありまして、それに基づいて全社と交渉しているということを確認しまして、かつその結果として、結果としてなんですけれども、社内のほうが価格が高くなっていたということで、必ずしも社内小売に有利な結果にはなっていないということは確認しております。

かつ全社と交渉したプロセスというのも確認しておりまして、そこに関して、何か社内小売が有利だというものはなかったと思っております。一方で、先ほど申し上げたこととやや重複しますが、グループ1、2というのを分けていまして、特に考え方として書いていますけれども、2018年度以前からの取引実績、あるいは重油を供給できる、あるいは冬期に電力を供給できるという評価基準のいずれかに該当する事業者をグループ1として、それ以外をグループ2と分類するというところであります。

自社小売は、いわば2018年度以前から一体会社として取引があったということでグループ1に入っているんだということでありまして、昨年度の御議論のときに、これが固定的な、新規に参入する人に全くそのグループ1に入るチャンスがないのであれば、それは社内にとって有利な基準になるんじゃないかというふうに整理されておりまして、それに照らして、昨年度はこの項目について◎となっていたところなんですけれども、今年度、実際に②、③の要件で新たにグループ1に加わった事業者がいなかったということで、ここについてどう考えるのかというのを事務局としては悩んだところではございました。今年度のプロセスに関しましては、市況の影響もあって、結局グループ1もグループ2も全員交渉が行き渡って、全員希望量を確保できたということもありまして、その結果も含めて、別に社内に有利に働いたわけではないということで◎と評価しております。

一方で、今後これが固定化されて、市況によってはグループ1、自社小売含めて有利になるんだということであれば、今後は同じように◎とは評価できないのではないかということを書いております。

22ページ目、関西エリアでございます。関西エリアにつきまして◎と評価しております

す。ただし、今後とも単年卸の購入量上限の解除がさらに進まないようであれば、◎とは評価できないのではないかと書いております。

関西電力につきましては、昨年度の御議論の際に、これも東北電力と似た論点でございますけれども、購入量上限というのを設けておりました。それにつきまして、今回は1年物については、3分の2は購入量上限が残っているんですけれども、一方で3分の1については購入量上限を解除するというを行っております。これは電力・ガス基本政策小委員会における議論の中で内外無差別な卸売が議論された際に、今後のこういった条件解除の進め方という議論の中で、3分の1ずつ外していくことを求めるということが整理されておまして、それに即して3分の1解除していると。

それから長期卸のほうにつきましては、同じく入札を行っているんですけれども、こちらについてはそういった上限はつけていなくて、かなりの量を社外に実際に売ったということでありまして、ここをどう評価するかということなんですけれども、電ガ小委で整理された範囲で購入量上限を解除しているということで、現時点の対応としてはそれは評価していいのではないかと考えておまして、事務局としては◎としておりますが、冒頭書いているとおり、今後ともそれは3分の1ずつ進んでいくという、そのトラックに乗っているという意味で評価されているものと思っております、次年度以降それが進まないようであれば、次年度以降も同じような評価ができるものではないと、そういうことを書いております。

23ページ目です。中国エリア、こちらでも現時点では◎と評価しております。中国電力につきましては、単年・長期とも入札をして今年度は販売を行っておりまして、いずれも自社小売に有利に働いたということは確認されなかったということでございます。

若干蛇足ですけれども、中国電力は入札方式なんですけれども、入札を行った上で、各社に対して約定可能性のあるかないかを通知した上で、再度入れ直すことが可能という仕組み。それを2回繰り返すことが可能という、少しユニークなやり方でやっていますが、これは目線を合わせるためのプロセスと理解しておまして、そこに関しても社内外全く同じやり方でやっていたということを確認しておまして、ここについて何か有利に働いているものではなかったと考えております。

なお、ちょっと細かいんですけれども、応札方法に関してやや説明不足かなと思うところもありましたので、そこについては、今後、募集要綱等で明記することが望ましいということを付記しております。

四国電力でございます。こちらは現時点で◎と評価しております。四国電力につきましては、こちらにも北陸電力と同じで、個別の相対交渉というスキームを取ってしまして、ある種クローズドな交渉で行っているということで、かなりそのプロセスですとか結果も細かく確認しております。基本的には、自分の会社のほうで想定市場価格というのを1年間分全て作っていて、買い手から提出されたパターン、こういうパターンで買いたいというのに対して、実際自分たちが考える市場価格の加重平均値に対してどれぐらいマージンがあるか、どれぐらいいいオファーなのかというのを基本として判断をしていくということでありまして、順次マージンが大きいところから契約を決めていく。全体としてはマージンを下回った場合でも、条件次第では契約を行ったということなんですけれども、自社小売につきましては、マージンが黒になっている部分だけで成約したということで、かつそれより大きなマージンのところは全て成約しているということで、自社小売のみに有利な評価とはなっていないんだろと判断しておりまして、◎としております。

25ページ、九州電力でございます。九州電力につきましては、現時点で内外無差別の評価は確定できないというふうに書いております。今後24年度期中での相対卸というのはまだ予定しておりまして、その販売プロセスですとか結果も踏まえた上で、秋頃をめどに改めて、期中でどういうふうに売っていくのかというのを確認した上で評価を行うこととしてはどうかということを書いております。

なお、九州電力に関しましては2番目の小売価格のところ、22、23年度、2年連続で逆転しておりましたが、23年度分につきましては規制料金の燃調上限の影響によるもの、そこを除けば解消されるものだったということでありまして、ここ自体が問題ではないというふうには考えております。規制料金の燃調上限の影響というのは致し方ないのかなというふうに考えております。

26ページ目、最後、沖縄エリアでございますが、沖縄につきましては◎と評価しております。昨年度と全く同様でございます。基本的には全く同じメニューを全く同じ条件で全社に売るということをやっておりまして、特に量がショートするということもないということで、結果において全く同じものが行き渡るという考え方だということであります。

沖縄電力につきましても、小売と調達価格の関係が2年連続で22、23と逆転していたんですけれども、こちらにも規制料金の燃調上限の影響を除くとそれが解消されるということで、ここについては、そのことをもって適切に転嫁されてないと評価することはしておりません。

サマリは以上であります。

もう少しだけ、すみません、後ろのほうに飛んでいただきまして、先ほど申し上げた(2)のパートはずっとスキップさせていただきますが、(3)です。81ページです。J E R Aにつきましては、26年度以降の長期商品の販売というのを23年度に3回に分けて行っております。1回目、2回目と終わったときに、それぞれ一度御確認いただいております。1回目は販売量の上限設定があったので、そこは内外無差別とは言えないという評価でございましたが、2回目はそれを解除したということでありまして、3回目も2回目と同様のやり方で販売しております。2回目、3回目についても内外無差別だというふうに評価できるのではないかと書いております。

85ページ目以降ですけれども、今回は以前の御指摘も踏まえまして、新電力に対するアンケート調査というのを実施しております。この評価をするに先立って、各社による卸売が内外無差別に行われたと考えられるかというのを新電力各社に聞いております。これは新電力の販売電力量のうち上位8割に該当する約50社を対象に、任意という形でアンケート調査をお願いしたものでありまして、32社から回答を得ております。

質問としては、我々の評価項目に沿って、例えばスケジュールが本当に無差別かとか、メニュー自体がどうかとか、こういったオプション価値がどうかとか、価格を含めて、各種チェック項目に即して何か具体的な懸念事項ってありますかというのをお聞きしたものです。

その結果を86ページに書いていまして、まずプロセスとしては、そうした懸念も伺った上で、個々に旧一電あるいはJ E R Aにヒアリングする際に、個別にその指摘の箇所についても確認を行って、必要に応じて今回のフォローアップの評価にも反映しているということでございます。具体的には、例えば一番上に書いていますけれども、スケジュールが出されてから購入する、申し込むまでのタイミングが短いけれども、本当に社内も同じスケジュールでやっているのか。そこを何か事前に知っていて、もっと検討時間が長いんじゃないですかというようなことですか、あるいは先ほどもありましたけど、一番下のもので、価格がちゃんと適切に反映されていないんじゃないかとか、ここに書いていないいろいろな観点から御意見を頂戴したところでありまして、そうしたことも踏まえて今回の、例えば取引実績の評価とかはどうなっているんだというような御指摘もありまして、それは先ほどのサマリの中でも出てきましたけれども、こういった観点も考慮しながら最後、フォローアップの評価案を事務局のところで作成しているということであり

ます。

87ページですけれども、新電力のアンケートの中で、必ずしも内外無差別ということに限らず、広く懸念事項といいますか卸売に関する改善要望みたいなものもお伺いしてまして、例えば私が拝見した中で多かったというのは、スケジュールに関してなかなか各社がばらばらに出てきて、非常に追いかけるのが難しいとか、最初に書いてありますけど、事前にスケジュールがなかなか見えてないとか、先ほどと重複しますけれども、入札までの期間が短いからもうちょっと長く取ってほしいとか、こういった要望もありましたし、あるいは約定結果、価格が見えないのでそういうのを公表してもらえないとか様々な御指摘がありまして、ここにつきましてはいろいろな考え方があり得ると思いますので、必ずこうするべきだというものではないと思いますけれども、今後の卸売の検討に当たってぜひ参考にしていただきたいというふうに考えてございます。

最後、89ページ、90ページで「まとめ」と書いていまして、やや重複しますけれども、89ページ目で今回の評価に関して、2ポツですが、総じて昨年度の本専門会合における指摘も改善されていまして、各社工夫を凝らして、取組は進んでいると評価していいのではないかと考えています。

結論としては、北海道、北陸、関西、中国、四国、沖縄については内外無差別と評価していいのではないかと。ちなみに、もともと電力・ガス基本政策小委員会のほうで監視委の内外無差別のフォローアップで内外無差別と評価されると常時バックアップの廃止などが可能と、廃止というか休止という言い方のほうが正しいかもしれませんが、整理されているところでございます。

それから九州につきましては、先ほど申し上げましたが秋頃をめどに再度、確認・評価をしたいということでございます。東京、中部については、既存契約があるので内外無差別とは現時点では評価できない。一方で、J E R Aが今既存契約、26年度以降に売っている部分については内外無差別と、今の取組は評価できるのではないかと考えています。

東北エリアにつきましては、制約条件がまだ解除されていないので、ここについては改めて改善の検討を求めているかどうかということでございます。

最後、90ページにつきましては、個々の会社について、事業者について評価の中で論点になった、改善を求めたい点、あるいはこうしたほうが望ましいと。例えば先ほどの中で御説明しましたが、購入量上限については、東北、関西について撤廃・緩和していくことが求められる。北陸電力、取引実績のところについては、今後グループが固定化され

る可能性を踏まえると基準を見直すことが望ましいと、こういったことを記載してごさいます。全てはここでは御説明いたしません、こうしたことを記載してごさいます。

事務局からは、資料7-1については以上でごさいます。

すみません、思ったより長くなりましたけど、続けて資料7-2について御説明させていただきます。これは少し話が変わりまして、同じ内外無差別の話ではあるんですけども、対象電源の範囲をどう考えるかということでごさいます。

2ページ目で、例えば今後、旧一般電気事業者とJERAとの共同出資による電源についても内外無差別の対象になるのかといったことから、どこまでが範囲なのか明確にしてほしいという指摘を頂戴しているところでごさいます。これについて、これまで必ずしも明確に議論されていないので、改めてどういった電源、共同出資しているケースとかどういうふうに考えるのかというのを御議論いただきたいということでもあります。

3ページ目ですが、そもそも内外無差別な卸売を求めた経緯というのを振り返りますと、2ポツに書いていますけれども、旧一電及びJERAが卸市場における電源を多く保有して、市場における市場支配力を持っている。そういう中で、3ポツにありますけれども、発電部門から小売部門への内部補助が競争上問題となり得るとされたところが経緯でごさいます。

6ページ目でごさいます。どう考えるかと。繰返しですが、市場支配力がある事業者が自社グループ内と新規参入者に対して無差別に卸すこと、内部補助を防止するという目的ですので、対象電源というのはコミットメントの主体である旧一電及びJERAが保有する電源と当然なるんですけども、ここで保有する電源とは何だというときに、自身が保有する電源に加えて一定以上出資している事業者が保有する電源であって、卸条件、取引条件を自分たちが単独で決定することができる電源については、同様に内外無差別の卸売の対象と考えるべきではないかと。具体的には、子会社については会計基準において意思決定機関を支配していると判定されていますので、原則として、自身に加えて子会社が保有する電源もこうした卸売の対象と考えるべきではないかと書いております。

ここで、原則としてと書いておりますが、原則の例外として、例えば子会社自身が建設した電源であって、子会社の小売に用いる場合、かつその規模が小さい場合などは対象外としてもよいのではないかとというふうに考えております。

また、最後のポツですけれども、100%子会社でない場合には、共同出資者の側に求めるという趣旨ではないので、受電量等に基づいて、旧一電、JERAの受電量等に基づい

て対象となる電力量を判断するという事ではないかと考えております。

7 ページ目ですけれども、2 ポツです。各社がどこまでをコミットメントに基づく内外無差別の卸売の対象としているかというのが、これまでも必ずしも明確ではなかったもので、今後はどういう考え方でどこまでを原資に含めているかというのは確認・公表することとしたいと思っています。今回も、最後に2 枚それをおつけしております。

ここでの整理というのは、必要に応じて当然見直しを行うべきものだろうということを書き添えております。

8 ページ目以降は、過去にこの本専門会合で対象外ですねと整理されたものは、引き続き対象外ですねということを書き添えております。具体的には、ここに3 つ書いていますけれども、火力電力入札の落札電源ですとか、域外需要向けの域外電源、オフサイト P P A における新設電源等々、こうしたものは対象外。

15 ページですけれども、出資していない事業者が保有する電源であって、長期契約によって確保している電源についても内部補助の防止という議論、つまり内外無差別な卸売という議論の範囲ではないんですけれども、引き続き電源アクセスの改善というのは重要な課題でありまして、それはそれで取組を促していきたいということを書き添えてございます。

最後、18 ページ目と19 ページ目は、先ほど申し上げました現時点での各社の考え方、どういうふうに対象電源を考えていくか。御覧いただくと分かりますけど、会社によって考え方は今かなり異なっていて、ここについて、今後は少なくとも子会社の電源というのは対象として織り込んでいくべきではないかということが今回のお諮りしたい点でございまして。

長くなりましたけど、事務局からは以上でございまして。

○武田座長 どうもありがとうございます。

議題5 につきましては、内外無差別の卸売に係る各社の評価案について御説明いただきました。議題6 につきましては、原則として子会社が有する電源を内外無差別の義務が課される対象とする、コミットメントの対象とするという御提案がありました。

以上につきまして、御質問・御発言をいただきたいと思います。これまで同様、チャット欄で御発言の御希望をお知らせいただければと思います。いかがでございましょうか。

二村委員、よろしくお願いいたします。

○二村委員 ありがとうございます。以前に御説明いただいたことだったかもしれませ

んが質問です。東北と関西で購入の上限量を設けているということでしたが、その理由と背景を御説明いただきたいと思いました。

ほかの地域で内外無差別ができたなら外してもいいという御説明でしたので、そのこととの関係で、どういう理由と背景で上限を課されているのかということも御説明をお願いします。よろしくお願いします。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。

それでは、小鶴オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○小鶴オブザーバー エネットの小鶴でございます。御説明ありがとうございます。

本件、内外無差別については新電力にとっても極めて重要な内容でございますので、少しお時間頂戴して数点発言させていただければと存じます。

まず、資料7-1です。各社の評価結果案についてでございますけれども、小売価格と調達価格の関係においては、全ての会社が◎または○の評価となっております。我々も昨年度、複数の会社様と実際に調達交渉を行いましたけれども、中には特定の電圧負荷率帯で見ると、調達価格が小売価格と逆転していると思われる事例がございました。今回の価格の評価は、特別高圧から低圧まで全電圧の加重平均で評価されているものと認識しておりますけれども、今申し上げましたように、特定の電圧負荷率で見ますと逆転現象が発生しており、一部の電圧帯で利益を出して、その利益をほかの電圧帯で補てんしているような、言い換えると、一部の電圧のほうで競争環境をゆがめて総合的な優位に立っているといったものがないかというちょっと懸念も持っておりますので、今後の評価に当たっては、電圧区分ごとに評価ができないか検討をお願いできればと存じます。

次に、これは内外無差別かどうかとは少し離れる、東室長の御説明でもありましたけれども、スケジュール等に関してでございます。入札条件の提示から入札実施までの期間が10営業日に満たない、短いものと5営業日とか、そういった事業者が複数いらっしゃいまして、社内決定に大変苦慮いたしました。公共入札等でも一定の日数を確保するようにとされておりますし、加えて、域外進出がほとんどなくて自社エリア内でほぼ全てが完結する旧一電さんと異なって、複数エリアで展開しています新電力にとっては、同時期かつ短期間で全国全ての会社の入札仕様書の入手確認から応札に必要な資料の作成、手続、応札内容の検討、社内決裁等、意思決定を行うのが非常に体制にも限りがある中で大きな負担となっておりますので、これらを少しでも計画的に実施できるように、例えば年度当初

などに当該年度の卸入札に関する年間スケジュールを御提示いただくなど、改善を求めることができないか御検討をいただけますと幸いです。

あと、昨年度実施されました卸入札の卸メニュー商品、ベースミドルで、そのほとんどが需給パターンも画一的でオプション性が小さいものとなっておりました。それらが今回のプロセスも含めて内外無差別を達成したということで常時バックアップも廃止とされるエリアが多いんだと思いますけれども、本当に旧一電様グループの小売が画一的な需給パターンですとか通告変更がない中で、需要変動の対応を行っているのか、できているのか、ちょっと疑問も感じております。発電一体の事業であればグループ全体、発電ですとか送配電も含めるところで相殺される可能性もあって、そこは新電力とは競争条件が違うことになっていないか、その辺も引き続き確認をお願いできればと考えております。

資料7-2のほうでございますけれども、対象電源の考え方についてでございますが、これまで何度か対象電源を明らかにするようというところでお願いしてきていまして、今回整理いただきまして感謝しております。

一方で、対象電源の考え方が明確になっていなかった中で内外無差別を達成したと評価されていた会社もあったということで、少し残念にも思っております。今回の評価につきましても同様でございますけれども、まず対象電源を明らかにした上で、その電源に対する評価が行われてはじめて内外無差別を達成したかどうかというのを判断されるべきではないかと感じております。そういった意味で、今回内外無差別を達成したと評価されたエリアにつきましても、子会社の電源が含まれていなかった会社が存在することも考えますと、直ちにこれをもって常時バックアップを廃止するかどうかについては少し検討の余地があるのではないか、このように感じました。

それから社外電源のアクセスについて、電源開発様の電源切り出しに関する記載がございましたけれども、内外無差別の卸売が求められるものではないということは、内外無差別の立てつけを考えるとやむを得ないことだと感じております。

一方で、資料の中にも記載があるとおり、電源アクセスの改善は新電力各社にとって極めて重要な課題となっております。現在の状況を見ますと、電発様の電源切り出しは依然として進んでいないということが明らかでございますし、定期的なモニタリングはぜひお願いしたいと感じております。

その際、1点お願いとなりますのが、モニタリングの際は量の視点はもちろんですが、取引価格や期間、通告変更オプションの有無やその変更可能量、変更期限など、既

存の契約の条件等のモニタリングも併せてお願いしたく存じます。そのような電源や、先ほどの子会社の電源の中に例えば調整可能な火力ですとか揚水が含まれているとしますと、新電力とは需給調整の上で競争環境に大きな差があるということにもなりかねませんので、そういった点につきましても、この場で明らかにした上で、その扱いについては議論をお願いできればと存じます。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きまして中野オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○中野オブザーバー 時間が押している中、申し訳ございません。中野です。最初に、先ほどのデータセンターの件について少し発言させてください。山内先生から、リニューアブルとのセットでの立地誘導や蓄電池など大変いいお考えをお聞かせいただきました。ぜひ検討いただきたいと思います。併せて、私どもソフトバンクの苫小牧のデータセンターについて幾つか御発言があったかと思います。その点につき補足申し上げたいことがございますが、これは個別の話ですので、事務局に後ほど御連絡させていただきます。

さて、本内外無差別についてですが、エネットの小鶴さんもおっしゃいましたように、電源へのアクセスは競争環境上、極めて重要な課題ですから、改めて色々ご提示いただいていると理解しております。この中で特に公営水力や電源開発さんについてコメントさせていただきますと、売手からすると現在の契約上の課題も幾つかあるとは思いますが、新たな契約機会、分かりやすく言えば収益機会を逃しているとも言えると思います。新しい事業者の販売することで、より効率的な発電所の運営など様々な工夫が生まれる可能性があるかもしれません。ですので、ぜひ積極的にアクセス機会の改善をお願いしたいと思います。

前の公営水力の実態調査からしばらくたって、その後、解約等については定期的にレポートしていただいているものの、長期契約の解消や見直しがなかなか進まない現状を踏まえ、今後の切り出しを促していく方策を議論してもいいのではないかと思います。もしこの辺り、事務局にて今後の進め方について具体策があるようでしたら、今日でなくても結構ですけれども、お聞かせいただきたいと思います。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員　松村です。発言します。

まず、スケジュールのことについて事務局からも説明があり、小売事業者からも意見があったところですが、私は、これは内外無差別と関係ない部分でもとても重要だけど、内外無差別の観点から見てもとても重要だと思っています。全国展開する事業者と主に特定の地域でやる事業者という、もちろん内だけでなく外でもそうでない事業者がいるということは十分認識はしていますが、一定のコンペティターを著しく不利にする可能性は十分あると思います。これについては、一定の改善を促すということは必要だし、改善がなければ、今回◎のところも次回は◎でなくなる可能性があるということはちゃんと警告しておくべきなのではないか。この改善は本当に難しいのか。対応を促すべきだと思います。

次に、個別のことですが、一定のマージンに関して時間帯別あるいは季節ごとの値を取って、負荷率だとかを計算して、利益幅の大きいところから売っていくというようなやり方をするときには、マージンの設定が本当にある種の客観的なものに基づいているのかどうか、合理的なものかは必ず確認をお願いします。

今回もちゃんと確認をされているということだと思いますが、ここが何か恣意的なもの、例えば外部に委託してやってもらうということでもマニピュレーションが可能だというようなことだとすると、信頼性を著しく損なうことになると思います。ちゃんと客観的なものになっているのかどうかは必ず確認をお願いします。

次に、さらに個別のことになりますが、私は北陸電力のグループ分けの2番目、3番目の要件というのは、事務局からも説明はあったのですが、これがあるから条件1というのだけよりましだという評価は、私、かなりおかしいと思います。相当にハードルが高くて、ほとんどの人にとってみると無理というようなものが、まるでアリバイ工作のようにちょっと出ていると私は受け止めています。

さらに、これを満たすところは1社もないかどうかということを基準にされたら困ります。北陸電力ととても仲のいい会社が1社だけ満たせることになり、グループの変更が仮にあったとしても、だからといってこの2つの条件はとても機能したと評価するのはおかしいというふうに思います。いかにもかなり制限的な要件なので、条件としてはむしろ内外無差別に疑義があるという評価をすべきなのではないかというようなグループ分けになっていると思います。

一方で、事務局から正しく説明があったとおり、今回についてはグループ2になったとしても、希望量全て買えているということ、それから市況の変化ということもあると思い

ますが、価格で見てもグループ2が不利になっているようには全く見えない。そういう2つのことを前提とすると、グループ分け自体がそもそも、仮にそれが恣意的であったとしても、グループ分けすること自体がグループ2になる社に著しく不利になっていないということを示唆していると解釈も出来る。ある意味で効率性に影響するものなのだとすれば、内外無差別と判断してもよく、今回は価格帯がグループ2のほうが高いということはなかったということと、全員が全て買えたということに合わせて◎になっているということは、事務局の説明どおり強調しなければいけないと思います。

なぜこんなことを言っているのかというと、来年度もう一回見たら、この2つの条件が満たされなかったということになったとしても、たまたま結果的にそうだったと言ってはいけないのではないか。その場合には、積極的に◎という認定を変えるべきだと思います。

そうすると、常時バックアップの関連では、一旦休止してまた復活させるって、すごく混乱させるじゃないかという議論が当然来年度出てくると思いますが、そうではなくて、グループ分けっていかにも何か制限的に見えるものというのを変える努力を一切しないで来年に突入し、2つの条件が満たされないということになったとすれば、これは積極的に◎ではないと言うべきだと思います。その点で、来年度そのような変な抗弁が出てこないように、今回はこういう条件が結果として満たされていたから◎と判断したんしたことは、とても強調しておかなければいけないと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます

それでは、御質問もありましたけれども、事務局のほうでコメント、御回答いただけますでしょうか。

○東取引制度企画室長 ありがとうございます。まず、二村委員の御質問の件につきましては、省略してしまった箇所に詳細書いてあるんですけども、資料で言いますと54ページのところでございます。字が小さくて恐縮ですが、東北電力に関してはここに書いてあるとおりでして、東北電力が販売する供給力が一方的に他エリアに流出し、東北エリアにおいて供給計画上の供給力不足となる可能性があるため、いわば安定供給の観点と申しますか、どんどん他エリアの人が買って東北エリアの電源がなくなる、電源供給が足りなくなるということがあっては困るからということであります。

関西電力も趣旨としては同じようなことかなと思いますけど、供給力に限りがある中で、エリアでの小売需要用途の販売の実効性を高めるためにそういった制限を課していたとい

うことだと伺っております。

順番にざっと行きますと、小鶴オブザーバーから御指摘のありました電圧別のということで、御理解のとおり、今回に関しては全電圧の平均ということで判定を行っております。ここに関しましては、技術的にどういうふうに電圧別に調達価格を判定するかという問題もありますし、電圧別に見るべきなのかというところは、そもそもの考え方としても両方あり得るのかなと思っていますけれども、引き続き、御指摘のとおり検討はしていきたいというふうに思っています。今回に関しては、あくまで全部の調達平均と全ての小売価格平均というのを取って判定しているということであります。

それからスケジュールについて、年当初に開示をということにつきましては、松村委員からも御指摘のあったところでありまして、先ほど私のほうからは、こういった御指摘もきちんと参考にして考えていただきたいということをお伝えしましたけれども、この点を改めて念押ししたいというふうに思います。

オプション性のところにつきましては、これは以前にも御指摘ありましたけれども、そもそもオプション性の高い商品を本当に売るべきなのかということも賛否あるかと思っています。ここは事業者の御判断に委ねるべきところかなというふうに思っています。以前にも、むしろ需給調整は市場ですべきであって、という御指摘はあったところであります。また、その上で需要変動の対応を一体会社がきちんと管理しながらやっているのかという点は、今も確認を行っていますが、引き続き確認を行っていきたいというふうに思っています。

対象電源の点につきましては、これまでその整理が明らかでなかったものを、ある種遡及適用して◎ではないという評価は難しいんだろうと思っていて、今回に関しましては、これまでの整理といいますか、必ずしもそこが明確ではなかった中で、我々としては分母になる電源というのを聞いていまして、その中で言うなれば各社の考え方に基づいた分母の設定の中できちんとやっているかという判断に基づいて評価をしていくと。一方で、今回これでお認めいただけましたら、次回以降は、今後は子会社までは当然にバスケットに入れた上で判断をしていくということだというふうに考えております。

社外電源のアクセスについては、建てつけ上はやむを得ないんだけど、きちんとモニタリングをということでありまして、ここにつきましては中野オブからも御指摘がありましたけれども、もちろんきちんとモニタリングをやっていくというのは当然として、その上で何ができるかというのは、少し今後の検討とさせていただきたいというふうに考え

ております。

松村委員の御指摘、言ってみれば先ほど申し上げましたとおりで、2点目のマージンのところにつきましては、客観的な市場価格予測に対して、今回のケースですとどれぐらいのマージンがあるかないか。それよりもいいオファーかどうかというので判断していると理解していきまして、そこについては確認を行っておりますけれども、御指摘を踏まえて、今後とも引き続きしっかり確認は行っていきたいと思っております。

3点目の北陸電力のグループ分けにつきましては、これも御指摘のとおり、事務局の案としても今回はそういった結果も勘案して、結果的に全員に行き渡った、また結果として社内価格のほうが社外価格よりも高くなっているという結果も勘案して◎ですけれども、次年度以降これが固定化されるようですと、◎とは評価できないというのは先ほども資料で御説明したとおりでありまして、こういった考え方に基づいて今後ともフォローアップを行っていききたいというふうに考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、議題5につきましては、事務局案をお認めいただいたものとさせていただきます。その上で、90ページにありますような旧一般電気事業者等に対する期待要請、また87ページにありましたような考慮のお願いにつきましては、どうぞよろしくお願いいたします。

議題6につきましては、お認めいただいたものとさせていただきます。どうもありがとうございました。

それでは、少し時間が押しております、議題7に移りたいと思います。議題7は、「自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和6年1月～3月期）」でございます。東室長、よろしくお願いいたします。

○東取引制度企画室長 引き続きまして、資料8に基づいて御説明させていただきます。御報告ということでありまして、これもかいつまんで御説明させていただきます。

2ページ目に概要をおつけしております。左の上から行きますと、3月ですけれどもスポット市場の販売電力量は約3割弱となっています。これは昨年度後半からグロス・ビディングを休止している影響で、それまでに比べると10%ぐらいポイントとしては減っているということでもあります。その影響を考慮しますと、売り札、買い札に大きな変化はなく、冬期ではありましたが平均価格は10.1円程度ということで、比較的落ち着いてい

るということかなと思います。

時間前市場につきましては、昨年度よりは2割ぐらい取引が増えている。一番顕著な変化があったのは先物市場での約定量でして、これが165.6億kWhと書いていますけれども、単純にこの期間のスポットの現物と比べますと、3割弱ぐらいのところまで取引量が増えているということでもあります。

小売のほうですけれども、新電力による販売電力量は前年同期とあまり変わっていない、シェアも大きくは変わっていないということでもあります。

一方、スポットの関係ですと、8ページ目、9ページ目あたりで旧一電、新電力その他一送の売り約定量、買い約定量のバランスをお示ししています。大きな変化はございません。売り約定に関しては、引き続き新電力その他のほうがたくさん売るといような構図になっております。買い約定についても、新電力その他、これはやはりグロス・ビディングを休止して以降、旧一般電気事業者による取引量がノミナルには減っているということかなと思います。

11ページ目、価格の推移ですけれども、先ほど申し上げたとおり、冬期にしては比較的、一部スパイクしたところもありましたけど、これは別途以前に御説明しましたが、若干スパイクしたところもありましたけど、総じて比較的穏やかな冬だったのではないかと考えております。

15ページ目ですけれども、連系線の分断状況であります。前の四半期に比べると東京中部、中部北陸、中部関西と減少傾向にありますが、依然として特に中部関西の分断率は、この3か月平均で40%を超えていまして、かなり高くなっていると。

それから前年同期との比較ですと、中国九州、関門のところはかなり減少していると。一方で、東京東北ですとか北陸関西というのがやや上昇傾向にあるということでもあります。

先ほど申し上げた先物の取引量が顕著に増加しているというのは21ページに書いてありまして、内訳で言いますと、TOCOMが2.5億kWh、それに対してEEXが160億kWh以上ということで、かなりEEXでの取引量、特にこの冬以降、年明け以降、相当取引量が増えているということでもあります。

2つ目のパートですけれども、26ページですが、3月に入ってから少しブロックの約定割合が高くなっているという、少しブロックの取引に変化があったかなというところがあります。

それから先ほども、もっとしっかりモニタリングをという話がありましたが、電源開

発の切り出しについては大きな変更はない。公営の競争入札の状況につきましては、期中での解約というのはなかなか出てこないんですけれども、既存契約が切れるタイミングで一般競争入札に移行していく考えというのは、引き続き伺っております。そういう実績は既に積み上がってきていますし、これからもそういう考えだというのはアンケートで伺っているところであります。33ページ、34ページです。

最後に中長期のパートですけれども、38ページ目以降です。38ページはJ E P Xでの取引割合でして、冒頭申し上げましたように3割というのが足元の状況であります。

40ページですけれども市場分断、12か月移動平均で見た市場分断の状況でありまして、東京中部、中部関西、中部北陸あたりが高い。特に中部のところがトレンドとして見ると、12か月平均ですけれども、上昇傾向がかなり強いというか顕著。それから黄緑みたいなやつ、東京東北ですけど、これも少しじわじわと上がってきている。逆に北本とか関門の分断率というのはかなり下がってきているという傾向が、長期的に見るとそういったトレンドが見てとれます。

最後に小売のパートですけれども、43ページです。小売の新電力のシェアは今17.3%と、えんじ色のところが全電圧の平均ですが、ほぼ横ばいぐらいになってきているかなという感じではあります。

46ページ目、域外進出ですけれども、他エリアへの供給というのは全体の約3.3%ということで、1年前と比べても減少しているということであります。

48ページ目以降、スイッチングの動向でして、48ページは規制から自由へということで、全国で48%。

49ページは、事業者をスイッチしたケース、旧一から新電力等へというのが22.4%。

50ページに、ちょっと新しくフローでのスイッチング率の推移をおつけしていまして、要するに年間、年度ごとにどれぐらいの人がスイッチしたかということで、いっぱいグラフがありますけど、全国平均で見ると点線でして、20年度をピークに毎年度のスイッチの割合というのは減少しつつあるという、ややスイッチのペースが落ちているというのがうかがえます。

51ページ、52ページは、別の小売モニの議論を踏まえまして、規制・自由の関係というのを今後フォローしたいということで、こちらも新しく入れておりますが、既にその議論、最後に御確認いただきましたけれども、一時期、逆転といいますか規制のほうが安いという状況がありましたけれども、それは値上げ後解消傾向にありまして、足元では規制

料金が自由料金の水準を上回るということになっております。

駆け足でございますが、事務局からは以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

議題7は報告事項でございますので、質問につきましては、後刻、個別に事務局にお問い合わせいただきたいと思います。

それでは、続きまして、議題8に移りたいと思います。議題8は「都市ガス談合等事案への対応について」となっておりまして、資料9に基づきまして、下津課長より御説明をよろしくお願いいたします。

○下津取引監視課長 取引監視課長の下津でございます。では、都市ガス談合等事案への対応につきまして、右上資料9に基づきまして御説明をいたします。

本件でございますけれども、本年3月に公正取引委員会が、東邦ガス、中部電力などが大口都市ガスの受注調整などを行っていたということで行政処分等を行った件について、我々電取委のほうでも調査をしております、その対応を今日御説明させていただきたいということでございます。

スライドは2枚目でございます。今年の3月に公正取引委員会が行った排除措置命令等の概要でございます。公正取引委員会が処分の対象とした商品、役務でございますけれども、4つございます。1つが、このスライドの表に掲げております①というところに記載しておりますけれども、大口需要家向け都市ガスでございまして、大口需要家向け都市ガスの供給に当たって、中部電力、中部電力ミライズと東邦ガスが受注調整を行っていたとして、こちらについては中部電力ミライズに排除措置命令、これは違反行為をやめていることを確認せよといった行政処分でございますけれども、その排除措置命令が、そして中部電力と中部電力ミライズに対しては、合計2,678万円の課徴金納付命令が命じられております。

東邦ガスは、違反行為を行っていたと認定されているんですけれども、公取委が調査を開始する前に最初に違反行為を自主申告したということで課徴金納付命令の対象にはなっておらず、また排除措置命令の対象にもなっていないということでございます。

②でございます。家庭用都市ガス料金等、これには電気とのセット割引を含むんですけれども、こちらは2016年10月頃以降、東邦ガス、中部電力の順に料金を公表すること等を話し合いまして、中部電力が東邦ガスに、中部電力より値下げしないよう要請したということで、こちらは独占禁止法に違反するおそれがあるということで、中部電力ミライズ

と東邦ガスに警告、これは行政指導でございますけれども、警告がなされております。

③は卒F I T電源の買取り価格でございますけれども、こちらも2019年3月頃以降ですが、中部電力、東邦ガスの順に買取り価格を公表すること等を話し合い、中部電力が東邦ガスに、中部電力を大幅に上回る買取り価格にしないよう要請したというものでございまして、こちらも独占禁止法に違反するおそれがあるということで、中電ミライズと東邦ガスに対して警告がなされているということでございます。

最後、④でございます。L N G供給、これは液体のL N Gのローリー車による供給でございますけれども、これにつきまして、遅くとも2019年頃以降、中部電力・シーエナジー、これは中部電力ミライズの子会社ですけれども、シーエナジー、東邦ガスが受注予定者を決定等していたということで、こちらもミライズとシーエナジーに対して警告が出されているというものでございます。

この件につきまして、当委員会でも本年3月4日に、関係事業者に対して報告徴収等を行いまして調査をしております。まず、公正取引委員会が行政処分まで行った大口都市ガスの受注調整事案に関してでございますけれども、東邦ガスと中部電力ミライズに対して、ガス事業法に基づく業務改善命令を発出するように電力・ガス取引監視等委員会から大臣に勧告するのが適当と考えまして、昨日ですが、電取委から経済産業大臣に勧告を行いまして、本日、その旨を公表したところでございます。実は電取委がガス事業法に基づきまして業務改善命令を出すように大臣に勧告するのは、これが初めてということでございます。

それから公取委が警告を行った3つのうち、家庭用ガス、卒F I T電気の買取りに係る事案につきましては業務改善指導、L N Gについては注意喚起を、これは電取委からですが、させていただきたいというふうに思っております。

少し詳しく見ていきますけれども、大口都市ガス事案に関しましては経済産業大臣に対する勧告を行ったわけでございますけれども、これは中部電力、2020年4月以降は中部電力ミライズということになりますけれども、それらと東邦ガスが、営業部門の部長級の者同士などで情報交換や意見交換を長期間にわたって頻繁に行っていたこと、それから情報交換の様子を執行役員と共有したり、又は意見交換の場にと締役が同席していたこともあることが確認できております。

さらには情報交換の内容でございますけれども、受注に対する意向ですとか料金水準などに関するもの、そういう競争上機微な情報が含まれていることも確認できております。

さらに、実際に受注調整を行っていた事例も複数確認できたところでございます。

これらはガス事業の健全な発達に極めて大きな支障を及ぼすものであることから、こちらについては、中部電力ミライズ、そして公取委の処分では命令の対象にならなかった東邦ガスも含めて、ガス事業法に基づく業務改善命令を出すように大臣に勧告したということでございます。

最後でございます、スライドは5枚目でございます。家庭用電気・ガス、卒FIT買取りについては、料金や価格等に関する情報交換等を行っていたことは確認されたんですが、けれども、必ずしも長期にわたって頻繁に行われていたとまでは認められませんでしたので、電取委から業務改善指導。これは、今後、業務改善命令がなされるとなった場合には、それと同じタイミングで行うことを考えております。

LNG供給に関してでございますけれども、ここで問題とされましたLNG、これはローリー車で運ばれる液体のLNGということでございまして、実はそのLNGそのものはガス事業法の対象ではないわけでございますが、ガス事業法の対象の都市ガスの原料になっているものでして、今後、その受注調整行為が都市ガス原料の取引で行われたら、都市ガスの小売供給価格が上昇し、ガス事業の健全な発達に支障が生じたりするおそれがあると考えられましたので、これも電取委からですが注意喚起を、今後業務改善命令がなされるとなった場合には、同じタイミングで行うことを考えてございます。

まとめますと、都市ガス談合事案等につきましては、大口都市ガス事案に関して業務改善命令を出すよう、昨日、大臣に勧告をいたしました。また、公取委が警告を出した事案については、案件に応じてですが、電取委から業務改善指導なり注意喚起なりを業務改善命令が出るタイミングで行いたいと考えているということでございます。

私からの説明は以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

本件につきましては、先ほど御説明ありましたように既に経産大臣への勧告が行われております。本件につきましては、特にここで御発言しておきたいと思われる方がいらっしゃいましたら、お知らせいただければと思います。

それでは、伊藤様、短くコンパクトにお話しいただければと思います。

○伊藤オブザーバー ありがとうございます。このたび、当社に対して業務改善命令を発出するよう経産大臣に勧告されたことなどについて、お客様や株主、地域の皆様、お取引先をはじめ関係者の皆様に御心配をおかけしました。また、御委員会にも多大なる御迷

惑をおかけしました。おわび申し上げます。

今後、業務改善命令を受領した際はもちろんのこと、業務改善指導及び注意喚起に関しても適切に対応してまいります。

以上でございます。

○武田座長　ほか、いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、最後の議題となります議題の9番目は、「経過措置料金の指定解除に係る競争状況の確認について」となっております。資料10に基づきまして、東室長、御説明をよろしくお願いいたします。

○東取引制度企画室長　取引制度企画室長の東でございます。資料10に基づいて御説明させていただきます。

資料2ページ目ですが、いわゆる経過措置料金の解除基準に照らした競争状況の確認というのをこれまでも定期的に行っておりまして、今回も23年度末のデータに基づいて御確認いただきたいということでもあります。

3番目に書いていますけれども、1年前に御議論いただいた際にも、そもそも基準自体の見直しが必要なんじゃないかという御指摘、逆にそれに対して、基準はかなり甘いものであって、基準を見直す必要はないという両方の御意見をいただいたところでありまして、そもそも基準自体をどうするのかということ自体も論点などあると認識していますが、今資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委のほうで、経過措置料金の在り方も含めてシステム改革の検証の議論が進められておりますので、この段階では基準そのものについて御議論いただくのではなくて、あくまで現行の解除基準に基づいて、いわば粛々と御確認いただきたいというふうに考えております。

解除基準は大きく3つ、以前に整理された解除基準は大きく3つでして、消費者の状況というのと、競争圧力、それから競争的環境の持続性ということとなっております。これに照らしまして今回確認いたしますと、まず消費者の状況、8ページでございます。認知度は引き続き一定あるということと、スイッチングの割合、伸びは鈍化していますけれどもスイッチング自体はそれなりに進んでいるという評価だと思っています。

9ページ目、競争圧力、シェア5%以上の競争者が2者いるかという点ですが、ここにつきましても、2者以上存在する区域はまだないということでもあります。オレンジ色っぽいところで網かけしているところの5%を超えているのが1者いるエリアというのは5つ

出てきていますが、2者いるエリアではないということでもあります。

3点目、競争的環境というのは電源アクセスの話でありまして、先ほど御議論いただきました内外無差別な卸売のコミットメントの状況をここにおつけしていますが、この1、2、3、4、5、6エリアについては、今、内外無差別の卸売ができていると評価されるのではないかというふうに思っております。

これを踏まえまして11ページ目ですけれども、まとめですが、1ポツ、改めて現行の基準に基づいて確認を行いました。①の消費者の状況については、一定の充足がいずれの区域も認められることではないか。2点目、競争圧力については、いずれの区域においても十分とは認められないのではないか。3点目、競争的環境の持続性ということにつきましては、先ほどの6エリア、北海道、北陸、関西、中国、四国、沖縄においては一定の充足が認められる一方で、東北、東京、中部、九州では十分とは認められてないのではないかと考えております。

これらを総合的に判断しますと、現時点においては、いずれの区域においても解除基準を満たしていないと考えられるのではないかというふうに考えております。

事務局からは以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問・御発言の希望がありましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。御説明ありがとうございます。異論ございません。

事務局のほうから今後の判断基準の変更もあり得るということの御示唆がありましたので、ごく簡単に1点申し述べます。

経過措置料金というのは、2016年4月に電力小売全面自由化がなされたときに、主には家庭用需要家を守るために導入されたと考えられますけれども、一つその点からのみ見るとしても、今はまだこの規制は必要であるということに疑いはないと思います。しかし、いずれ競争が成熟したことを確認すれば、これを廃止することを法は予定していると考えます。

よって、そのような競争が成熟している様子を見る。電力の競争が成熟している状況が実現するための制度を、今後またゆまぬ努力を払いながら整備していく。そして、いずれは経過措置料金規制の廃止を導くことが必要だと思えます。

以上でございます。ありがとうございました。

○武田座長　　ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。

それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○東取引制度企画室長　　ありがとうございます。草薙委員御指摘の点は、まさに今回の結果としては、競争が十分ではないということなので解除はできないということだと思っております。今後につきましても、引き続き監視等委の事務局のほうで競争状況というのはしっかり確認してまいりたいというふうに思います。

以上でございます。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、本件につきましては、事務局の提案をお認めいただいたものとさせていただきます。

御協力いただきましたので少し時間がありますので、とりわけ先ほどの議題8等で御発言の御希望がございました先生がいらっしゃるかもしれません。もしそのような委員、オブザーバーの方がいらっしゃいましたら、ここでお願いできなればと思いますが。よろしいでしょうか。

草薙委員、御発言御希望でしょうか。

○草薙委員　　せっかくの機会でございますので発言したいと思います。

○武田座長　　よろしく願いいたします。

○草薙委員　　議題8の資料の4ページの2つ目のポツのところにございます認識、ガス事業の健全な発達に極めて大きな支障を及ぼすというこの認識は、まさに正しいと思っております。大変憂慮すべき事案だったと思っております。

そして5ページの1つ目のポツにあります業務改善指導のことですけれども、当事者となられております事業者におかれては、これまでの行為が競争に重大な悪影響を与えるものであったことを深く自覚していただいて、今後の業務改善への指導に従っていただきたいと思っております。5ページの2つ目のポツについての注意喚起についても同様でございます。

また、今回、公取委によります命令等をきっかけに電取委による報告徴収に至って、その結果、4ページのような事実が次々と確認されております。公取委から電取委へのいわば連動が有効に機能したということがよく分かります。今後も両者が連絡を密にとって、このような不正事案の発見に努めていただきたいと期待します。

そして、そもそも業務改善命令を電取委が自ら速やかに発することが最終需要家を守ることになるということを考慮しますと、電取委そのものを国家行政組織法3条に規定される機関に格上げするというようなことも、私としては望みたいと思うことを付言いたします。

以上であります。

○武田座長 どうもありがとうございます。

岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。私は、この最後の資料10に関しまして、もちろん今回の議論ではないということは理解しているんですけど、今のルールでは経過措置料金は解除できる基準には全くならないというのも理解していますけれども、このままでは、恐らく今後これ以上競争が活性化するというのはなかなか難しいんじゃないかなと思います。ということは、結局この規制、経過措置料金というのは、今後このままのルールでは解除できないということになると思いますので、この経過措置料金自体が自由料金と逆転したりというような事象も起きて様々な弊害をもたらして、逆に競争を妨げているという話もございますので、ぜひそろそろこのルールの検討をしていただき、それをキックしていただきたいなと思いました。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

草薙委員におかれましては貴重な御意見、また激励をいただきまして、感謝申し上げます。

岩船委員からの御意見に対して、追加で室長よりコメント等ございますか。

○東取引制度企画室長 ありがとうございます。御指摘は大変よく理解します。まさに1年前も、競争を阻害している側面があるんじゃないかという御指摘があった一方で、もともと少なくともこれぐらいの競争は起きてないと、といった御意見ですとか、越境で競争が進めばすぐ達成できるんじゃないかといった御意見もありまして、まさに非常にここは見方が難しいところだと思っていまして、両方の見方があるところだと思っていまして、御指摘も踏まえて引き続き我々のほうでも考えたいと思いますし、冒頭申し上げたとおり、電ガ小委の検証の中でも議論が進んでいくと思いますので、そちらもよくフォローしていきたいと考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、本日予定しておりました議事は以上でございます。——大変失礼いたしました。松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 すみません、時間がないところで。経過措置料金規制に関しては、少し議論が混乱しているのではないかと思います。エネ庁のほうでちゃんと議論するということなので、ここで言う必要はないのかもしれませんが、まず、もともと経過措置料金規制というのは、仮に独占が続いていたとしても、ある意味で消費者が保護されるために措置されたとすれば、これは自由化前の料金体系をそのままずっと維持しなければいけないということではなく、仮に競争がなかったとして、したがってある種の強い規制が入るとしても、合理的な料金を維持するということだと思います。

したがって、経過措置料金規制自体がそもそももっと合理的な姿、経過措置料金規制を残すとしても、燃調の上限、燃調のあり方、あるいはそのほかのやり方で仮に独占が続いていたとしても、改善すべき点は、解除されなくても改善できると私は思っています。

さらに、仮に廃止するとすればどんな姿で消費者を保護するのかという議論も必要だと思います。料金体系が逆転して云々ということは、繰り返し繰り返し指摘されているのですが、それは経過措置料金規制を解除しなければいけないのか、経過措置料金規制を合理化しなければいけないのかという点に混乱があるのではないかと。エネ庁のほうで、このような混乱した議論ではなく、正しく議論が進むことを期待しています。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、本日予定しておりました議事は以上でございますので、議事進行を事務局にお返ししたいと思います。

○田中総務課長 ありがとうございます。本日の議事録については、案ができ次第送付させていただきますので、御確認のほどよろしくお願いいたします。

それでは、第98回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。本日はありがとうございました。

——了——