

第90回制度設計専門会合

日時：令和5年10月31日(火) 16:00～18:26

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、安藤委員、草薙委員、末岡委員、二村委員、松田委員、松村委員、山内委員

(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90回制度設計専門会合を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、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、山口委員は御欠席、山内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。以後の議事進行は武田座長にお願いしたく存じます。よろしく願いいたします。

○武田座長 本日もよろしく願いいたします。本日の議題でございますけれども、議事次第に記載した7つであります。

それでは、早速議題1「小売電気事業者に対する業務改善命令及び旧一般電気事業者の域外進出に係る対応について」に関しまして、まず事務局から説明をよろしく願いいたします。

○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、小売電気事業者に対する業務改善命令及び旧一般電気事業者の域外進出に係る対応につきまして、資料3に基づきまして御説明いたします。

本件は、カルテル事案に係るものでございます。スライドは2枚目でございます。前回9月29日の制度設計専門会合では、各社から出されました改善計画とチェックポイントとの照合結果、そして域外進出に関するヒアリング結果を御報告させていただきました。本日でございますけれども、今月13日に実施いたしました各事業者の社長と電力・ガス取引

監視等委員会との面談の結果を御報告させていただき、また域外進出に関する検討を我々事務局のほうで進めておりますところ、その検討状況を御説明させていただいた上で、域外進出に向けて検討すべき論点と今後の方向性について御議論いただきたいと考えております。

資料は3部構成になっておりますけれども、1.の以前の御議論のところは、基本的に前回の資料と同じでございますので説明は割愛させていただきまして、2.から入りたいと思います。

スライドは12枚目でございます。業務改善命令に係る面談結果でございます。今月13日に各社の社長と委員会との面談が行われまして、1社当たり45分で業務改善計画に関しまして、既にどのような取組に着手したのか、今後どのような点を意識しながら計画を実行していくのか、そして社長自身がどのようにリーダーシップを発揮するのかといった点を聴取いたしました。

冒頭、各社の社長から御発言いただいたんですけども、その発言の概要をこのスライドでまとめてございます。基本的には、二度とこのようなことが起きないように自身が先頭に立つ、リーダーシップを発揮するといった発言内容でございました。中国電力の中川社長でございますけれども、全社を挙げて取り組むことのほかに、経営陣の刷新でございましてか経営の客観性・透明性の向上という点を強調されておりました。

次のスライドでございます。こちらは委員長、委員、事務局からの意見をまとめたものでございます。社内のルール整備に当たってのポイントですとか、カルテルに関与しないためのポイントですとか、カルテルに留意しつつ他社と共同することの必要性、それから今後の話としまして、一番下のポツでございますけれども、本件の反省や今の社長の思いを今後5年・10年と長期的に風化させないことが非常に重要といった意見がございました。

今後のフォローアップでございますけれども、今年8月から1年間を集中改善期間としておりまして、現地確認などを通じてフォローアップを行っていきたくております。フォローアップの視点としましては、先ほどの面談での委員長、委員などからの御意見も含めまして、このスライドに記載しております①から⑥、これらを重点的にフォローアップしてはどうかと考えている次第でございます。

次に、スライドは17枚目でございますけれども、域外進出に係る検討についてでございます。域外進出に係る論点としましては、このスライドの四角の中、真ん中の白いところでございますけれども、ここに記載しております点を前回の制度設計専門会合で示させて

いただいたところでございます。

最後のポツ、「なお」というところでございますけれども、今回、電気とガスとのセット販売についても検討しておりますけれども、この点は需要家獲得のための重要な視点だろうと思っております。

スライドは18枚目でございますけれども、こちらは当委員会が毎年実施しております需要家向けのアンケート調査でございまして、直近の結果でございますけれども、電気の購入先、料金プランを変更した需要家に対しまして、その主な理由は何ですかという質問をしているんですけれども、その上位10の回答でございます。見てみますと、赤枠の中ですけれども、光熱費や通信費、右側赤枠はガスですけれども、セット割の案内が来たとか、セット割が始まったからと回答している需要家が結構おりまして、電気とガスのセット販売は需要家獲得のための重要なツールなのだろうというふうに考えている次第でございます。

スライドは19枚目でございます。ここからは各論点に関する検討結果をまとめております。まず、情報交換のあり方でございます。前回でございますけれども、カルテル事案を受けて旧一般電気事業者同士の接触は困難であるため、旧一般電気事業者同士の業務提携や合弁会社設立のための話をすることも難しい、こういった意見があったという旧一電へのヒアリング結果を御紹介させていただいたときに、松村委員から、この点の事実確認をしてほしいとの御発言がございました。今回、この点を調べるために追加ヒアリングを行った次第です。

追加ヒアリングですけれども、1ポツのところでございますが、全ての旧一般電気事業者に対しまして、ここに記載の①から③、ほかの旧一般電気事業者と共同して発電所を新設する検討を行ったことがあるのか等々を追加でヒアリングをいたしました。そうしますと、いずれの項目についても、「ある」と回答した事業者は存在しておりました。ただし、2つ目のポツでございますけれども、「ある」と回答した事業者に対して、今般のカルテル事案を契機として、カルテルの疑いを避ける必要があること、これを主な理由にその検討が中止なり中断された事象の有無を聞いたところ、そのような事象は見当たらなかったということでございます。

今回、具体的にカルテル事案を原因として実際に業務提携等に向けた検討が中止等された事象はなかったんですけれども、3ポツ目でございますが、一般論としまして、電力の発電・調達に係る協業によってコスト効率化を生み出すこととございますとか、双方のシェ

アが低い地域に共同して進出し、その地域の新たな競争単位になるということは競争を促進するものだろうと考えておりますので、今後、旧一般電気事業者をはじめとする電力会社が業務提携等を過度に萎縮することは望ましいことではないだろうと考えまして、今回、情報交換の在り方、関係する法律の主なもの独占禁止法ということになりますので、独占禁止法上の考え方をまとめてみました。

企業結合ということになりますと、これは公正取引委員会がいわゆる合併ガイドラインというものをまとめておりますので、そこでどういう企業結合が禁止されるのかというのがまとまっている次第です。また、業務提携につきましては、競争促進的な効果が得られることが見込まれる一方で、協調的な行動のリスクが高まるということが公取委の過去の検討会報告書で指摘されているところでございます。

また、その報告書では、業務提携を行う際、交換・共有される情報が当該業務提携の実施に必要な範囲のものとなっているか検討するとともに、場合によっては必要な情報遮断措置を設ける必要があるということも記載されているところです。旧一般電気事業者が業務提携すること自体が悪いということではなくて、留意する点はあるんですけれども業務提携というツールも使えると、そういうことであろうと考えております。

続きまして、付加価値の高い提案を実行しやすくするための提案ということでございます。電気とガスとのセット販売などの提案を行っていくことが需要家獲得のための重要な視点の一つと思われるんですけれども、電気とガスとのセット販売に着目しますと、前回御紹介させていただいたヒアリングでは、例えば災害対応等に必要の人員を用意する必要があることとか、そもそもノウハウが足りないという点が課題として挙げられたところでございます。

そこで、既に実際に域外でガス事業に参入している事業者に追加でヒアリングをしてみました。そうしますと、いずれも既存リソースなどを活用しながら創意工夫を凝らして必要な取組を行っているということが分かりまして、現時点で保安体制ですとか営業活動につきまして、改めて制度的な対応の検討を必ずしも要する状況にはないだろうと考えている次第でございます。

他方で、こういう意見もございました。現在、ガス事業を行うためには最大ガス需要量ですとか供給能力ですとかを国に登録する必要があるんですけれども、それらに変更になる場合ですが、一部例外はあるんですけれども、その都度変更登録をしなければいけないということになってございます。事業者にはそのための作業が発生するわけなんですけれども、

単に変更登録作業が発生するというだけではなくて、例えば4ポツ目ですけれども、想定以上の需要獲得が見込まれた場合には、手続を終えるまで新規事業獲得の営業をストップしたり、既存の大口案件の稼働抑制を要請するといったことも社内検討した事例があったということをございまして、事業者にとって、影響は出ている、もしくは出てきかねないということが分かりました。ですので、ガスに関する変更登録につきましては、需要家保護に反しない範囲で検討できないかと考えている次第です。

具体的にはということをございまして、スライド24枚目でございます。今のガスの変更登録がどのようになっているかですけれども、こちらは現状でございます。上側の四角ですけれども、需要の見込み又は供給能力の見込みのいずれかが変更になって、需要の見込みのほうが供給能力の見込みより超える場合ですけれども、こういう場合は変更登録が必要と、そうでない場合、下の四角のような場合ですけれども、これらの場合は変更登録が不要で、届出でよいというふうになってございます。

もう一つ、スライドは25枚目でございますけれども、こちらはスライドの下の四角ですけれども、需要の見込みと供給能力の見込みが同様でどちらも同じ量変動する場合ですけれども、実はこれらは現在変更登録が必要となっているんですけれども、このような場合、変更登録の対象外、届出としてもよいのではないかと考えている次第でございます。

他方で、このスライドの上の四角の①、一番左の棒グラフのところでございますけれども、需要の見込みが変動して、その結果、供給能力の見込みは超えないんですけれども従前の需要の見込みに比べて大幅に増加するような場合、これは需要家への配慮の観点から、事業実施体制とか苦情処理体制の手続性を確保するために、こういうものは今回新たに変更登録の対象としてもよいのではないかと考えている次第でございます。

スライドは26枚目でございます。こちらは域外電源と内外無差別な卸売のコミットメントの関係でございます。前回の制度設計専門会合で御紹介させていただいたんですけれども、一部の旧一般電気事業者から、自社が市場支配力を有するエリア以外に保有する電源は、内外無差別な卸売の対象外とすべきではないかというような意見がございました。この点も検討したんですけれども、域外に存在する電源について一律に内外無差別の対象外とするのは適当ではないだろうと、場合分けが必要だろうと考えております。

このスライドの5ポツ目でございますけれども、ある会社の域外電源であっても、その会社が主に域内に電力を供給する場合は実質的に域内電源と変わらず、このような電源まで内外無差別な卸売の対象外としてしまいますと、内外無差別な卸売のコミットメントの

趣旨を没却する結果を招きかねないと考えておりました、最後のポツでございますけれども、域外電源であって、当該電源からの社内若しくはグループ内卸が域外小売需要向けのものであると確認される場合には、内外無差別な卸売の対象外と考えることとはしてどうかと考えている次第でございます。

具体的にはということで次のスライドにまとめていますけれども、域外電源とひも付いた契約が存在するなど、域外電源が域外の自社小売需要に充てられていることについて合理的な説明がなされた場合には、当該域外電源を内外無差別の卸売の対象外としてよいのではないかと考えている次第でございます。

最後、ボラティリティリスクに係る事業者による取組の促進ということでございますけれども、旧一般電気事業者による先物取引の活用状況を調べてみましたところ、本年10月末時点での状況を下の表のようにまとめておりますけれども、多数の事業者が先物取引に参加しているんですが、市場調達のボラティリティリスクをヘッジする観点からは、さらなる活用が期待されるというふうに考えております。

2ポツ目でございますけれども、今年度から旧一般電気事業者による内外無差別な長期相対取引の取組も開始されたということでございますので、他エリアの旧一電による電源アクセスの状況を含めて、内外無差別な卸売の取組状況につきまして引き続きフォローアップを行いたいというふうに考えてございます。

本件についての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。

それでは本議題、ただいまの説明につきまして、これまで同様、御質問でありますとか御意見がございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。どうぞよろしくお願いいたします。いかがでしょうか。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 どうもありがとうございます。事務局におかれましては、丁寧な御説明をいただきましてありがとうございます。全体として今回御説明いただいたことに、私自身は違和感ございません。今回、域外進出に関する論点4つほどありまして、そのうちの3つ目、スライド26について少しコメントを申し上げたいと思います。

まず、内外無差別の点ですとか、または前身に当たる現状の常時バックアップの前提につきましては、エリア内で卸市場が閉鎖的な構造になるということがある種のスタート地点であると思っております。そのため、エリア外においては、旧一般電気事業者であって

も、外のエリアにおける有力な新規参入者としてそのシェアを拡大していくということが、競争の観点から非常に望まれていると思っております。エリア外におけるシェア拡大のために新たに調達した電源との関係などについても、仮に内外無差別を求めるとしますと、かえって自由な競争を硬直化させることにつながるとか、あるいは場合によっては調達コストを相互に推測できるようになってしまうなど、エリアをまたぐ参入が妨げられてしまう、もしくは事実上促進されないというおそれがあるのではないかと思っております。

そのため、今般事務局に御整理いただきましたとおり、そのような競争を無用に妨げる効果を生まないように、今回の御整理のとおり運用していくべきではないかと思っております。

ちなみに、このスライドの3ポツ目には、エリア内、域内で電源を保有しているということが指摘されておりますけれども、より正確に言うと、域内の需要に充てるために電源を保有してきたということではないかと思えます。そういう観点からは、実は電源の物理的な所在というものがクリティカルな要素というわけではないとも考えられますので、今後の競争状況や市場の構造の変化なども見つつ、内外無差別については、さらに必要であれば、より競争促進的になるように、運用について引き続き御検討いただければと思えました。

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、草薙委員、よろしく願いいたします。

○草薙委員 草薙です。事務局の丁寧な御説明に感謝します。私も、事務局の御説明に違和感はございませんでした。3点コメントをさせていただきたいと思えます。

まず、域外進出に係る検討について申し述べます。域外進出するかどうかは、当該企業の経営判断に委ねられる部分が多いものの、競争促進を目指す観点からは、やはり域外進出への弊害を取り除いて、そちらのほうに導くことが重要だと考えております。そのような意味で、旧一般電気事業者といえども域外ではなるべく新規参入者と同様に扱うということのほうが競争政策上も望ましいと思えますので、そのような政策の立案をお願いしたいと思います。

続いて、変更登録の件です。これにつきましては、いわば規制緩和がなされて届出制に変わるといことであらましようから、都市ガス事業のみを行う事業者にとってもおそろく朗報でありますけれども、需要家にとって安定供給が脅かされませんように、燃料確保

をはじめとする健全な事業がある程度余裕を持って行われるよう、当局におかれてはきちんと指導していただくべきなのだろうと思います。

特に23ページのところで、大幅に需要が増加するというような場合には、これは供給能力も大幅に上がるとしましても変更登録を求めていただくべきだと思いますので、その辺りの設計、どのぐらいを大幅というふうに考えるかといったことも含めて詰めていただければと思います。

続きまして、28ページのところなんですけれども、沖縄電力さんのコメントについて思うところがございます、ボラティリティリスクに係る事業者による取組の促進のコメントをさせていただきたいと思います。沖縄電力さんは、スポット市場がないために取引がないんだと、先物取引を行っていないという御説明がございますが、確かに沖縄電力さんが取引されるスポット市場がないとしましても、燃料価格高騰などへのリスクヘッジのための先物取引は可能であることは変わりがございますので、そのような先物取引市場の活用ということに関しまして、現在の先物市場の分析などを進めていただいて活用できないか検討いただきたい、検討に値するのではないかと思います。引き続きましての監視等委員会のフォローアップに期待したいと思います。

以上であります。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、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。御報告ありがとうございました。私も、全体的には御報告いただいた内容でよろしいかと思いますが、情報漏えい事案につきましては、引き続きのフォローアップと定期的な点検が必要だと思いましたので、この後、どれぐらいの頻度と密度でフォローアップしていかれる予定かということについて計画等があれば、お話いただきたいと思います。

また、域外進出につきましても、ここで掲げられている課題等の今後の進め方といいますか、特にどれぐらいの期間でどれぐらいの検討をされるのかということと、域外進出そのものがどれぐらい進んでいるのかのフォローアップの仕方が重要だと思いますので、その辺りについてもう少し詳しくお話をいただければと思います。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、安藤委員、よろしくお願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしくお願いします。必要な情報交換が行われなくなってしまったなどの過剰反応がないかということは、要確認だと思っています。これは19ページ以降で議論されている業務提携にかかわらずの話であって、例えば定期的に行われていた協議の場などがなくなってしまって、ということがないのかという点について、丁寧に見ていっていただきたいと思っています。

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。私、前回この資料が出てきたときに強く懸念したのは、これ口実ではないのか、本当にそれが理由なのかという点を少し疑問に思いました。それで、今回丁寧に調べていただいた、聞き取りもさらに追加していただき、しかも尤も、あるいはその可能性が本当にあるものについては、適切に対応していただいたと思います。もちろんこれでは足りないということがあれば、いろいろな場で、この場だけでなくエネ庁の会議などでも積極的に発言していただいて、より競争を促進できるような改革を促していただきたい。競争を阻害するものがあれば、それはガス市場も含めて改革していくべきだと思いますので、今後もぜひ積極的に発言していただければ、あるいは改革の提言をしていただければと思います。

今回、一定の対応がされたのにもかかわらず、この後もずっと進まないということがあれば、やはり口実だったと疑われかねないと思います。実際の行動でこのような懸念が払拭されること、全部ではないのかもしれませんが、少なくとも一部は払拭されたということ、積極的に今後も対応していくということを前提として、域外進出が実際に進むことを期待しているし、そうでなければ市場分割の発想は相当に根深いのかと疑われかねないと思います。

ガスとのセット販売については、私も前回述べましたが、今回の意見もとても不満です。とても不満だというのは、ここに出てきたようなガス市場に対して不慣れだとかというのは、必ずしも域外販売に限った話ではない。ガス市場において、関西電力管内あるいは東京電力管内のように一定の競争が見られるところもあるとは思いますが、そもそも域外進出とかという前の段階で、自社のエリアでもLNG基地を持っていて、ガス会社よりも多くLNGを輸入しているのにもかかわらず全く出ていく気がないということは、もちろんノウハウの蓄積なんて全くできようもない。それをいつまでも続けていけば、今回問題

になった電力会社間のお互いの他エリアへの進出というのを抑制する市場分割ではなく、同一エリアでのガス事業者と電力事業者の間の市場分割をしているという疑いさえ持たれかねないと思います。

実際に進出が進んでいないというのは、いろいろなノウハウが不足している、各社にあるのかもしれないのだけれども、自由化されて一体どれだけ時間がたっているのかということも考えていただきたいし、ガスの制度設計においても、旧一般電気事業者の様々な要望を全て取り入れたわけじゃないけれども、ちゃんと聞きながら丁寧に制度設計がされたはずです。そのときに全く意見を言わなかったところは、それは最初から出ていく気が全くなくて、それで今でも出ていってないのかと疑われかねない状況。

ガスの市場でも電気とガスの間でも、市場分割しているんじゃないかという疑いを招きかねない状況であるエリアが存在していることは、事業者も十分認識していただいて、今回このような要望が出てきたそれに対して真摯に応えることを踏まえて、ぜひ市場分割が疑われないような行動を、真摯な競争をするということを進めていただきたい。

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、オブザーバーに移りまして、まずは出口オブザーバー、よろしく願いいたします。

○出口オブザーバー 東京電力エナジーパートナー・ガス事業部の出口でございます。発言の機会をいただきましてありがとうございます。私からは、実際にガスの域外進出を進めてきた小売事業者の立場で2点意見を申し上げます。

1点目は、23スライドで取り上げられている小売変更登録の運用見直しについてです。弊社といたしましても、事務局資料に記載いただいているような課題があると認識しておりまして、柔軟性のある運用としていただくことを望んでおりますので、前向きに御検討いただきたいと考えております。

2点目は、22スライドに個別案件としての課題という形で挙げられているガスの調達や託送運用についてです。弊社は、域外では大阪ガスネットワーク、東邦ガスネットワークの両エリアでガス小売事業を行うとともに、自社以外に当該エリアへの進出を希望する小売事業者様のために、ガスの調達交渉、保安業務委託先の確保、託送運用サービスの提供などを行ってまいりました。その結果、現時点で当該エリアの旧一電を除く9社に対し、東京エナジーアライアンスという関連会社を通じて都市ガスプラットフォームサービスを

提供しております。

未参入エリアも含め、域外進出の準備過程でガス固有の保安体制構築やシステム化が進んでいない託送手続などの課題にも直面いたしました。弊社としては、電気と異なり市場調達ができないガスの域外進出を進めるに当たっての最大の課題は、いかにして経済合理性のあるガスを安定的に調達できるかという点であると考えております。

その課題については、過去にガス事業制度検討ワーキンググループでも申し上げてまいりましたが、既存のスタートアップ卸制度を超えて、電気と同様に旧一般ガス事業者が行うガスの卸供給に対して内外無差別を適用することも議論の余地があるのではないかとこのように考えております。

先ほど申し上げたように、弊社だけでなく都市ガスプラットフォームサービスを利用される小売事業者様も含めると、大多数の新規参入者にも影響を及ぼす課題ですので、個社課題に留めず、制度課題としてぜひ御検討いただきますようお願いいたします。

最後になりますが、本件については旧一般電気事業者の域外進出という視点のみならず、旧一般ガス事業者がガス事業のノウハウや体制を持ちながらガスの域外進出を進めてない理由を確認することも意義があると考えておりますので、今後御検討いただければ幸いです。

私からは以上です。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。

それでは、続きまして早川オブザーバー、よろしく願いいたします。

○早川オブザーバー　　日本ガス協会の早川です。今回、丁寧に追加のヒアリングをしていただきまして、ありがとうございます。私からは、資料23ページのガス小売事業の変更登録の運用の改定についてコメントをさせていただきます。

本日、事務局からお示しいただいた変更登録の改定後の運用イメージについて、ガス協会として異論はなく、この方向で進めていただければと思います。その上で、今後の検討に当たって現状の運用において変更登録が不要と判断されている内容との整合や、改定後に変更登録の要否の判断基準として示されている需要の見込みの大幅な増加ほどの程度が適切かなど、丁寧な議論をお願いしたいと思います。

私からは以上です。

○武田座長　　ありがとうございます。

ほかに発言の御希望がありませんか、またオブザーバーの方いらっしゃいませんか

うか。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、二村委員から質問等あったと思いますけれども、事務局からコメント等いただけますでしょうか。

○下津取引監視課長 取引監視課長の下津でございます。まず、二村委員から御質問をいただきましたけれども、二村委員、コメントの中で情報漏えい事案という御発言ございましたけれども、本件はカルテル事案でございますので、その点だけ申し上げさせていただいて、二村委員の御趣旨は、フォローアップしっかりやろうということだと理解しておりますので、フォローアップしっかりやっていきたいと思っております。

フォローアップの頻度、どれくらいかという御質問をいただいたと考えております。これはかちっと定期的にといいわけではないんですけれども、大まかに言いまして、四半期を一つの目安としましてフォローアップをやっていこうと思っております。また、その過程では、我々事務局の職員が現地に赴いて実地確認などもやっていこうというふうに考えている次第でございます。

それからガスの関係で、草薙委員、早川オブザーバーのほうから、変更登録の対象など大幅な需要の引上げ、大幅に需要が上がった場合ということを書いているんですけれども、その「大幅な」というところの基準について丁寧な議論をお願いしたいということいただきました。ここは、これを変更登録の対象としたほうがいいのではないかと考えたのは、需要家への配慮、需要家保護の観点でございますので、その趣旨も踏まえて、我々としても丁寧な議論をしていきたいというふうに考えている次第でございます。

草薙委員からは、ガスに関しまして、需要家にとっての安定供給が損なわれないようにというコメントもいただいたと思っております。我々も同認識でございます。

それから松村委員から、電力業界、ガスも含めてだと思っておりますけれども、競争促進策について、ぜひ電取委として積極的な発言をというコメントをいただいたと思っております。機会をいただければ、我々も競争促進の観点から積極的に発言をしていきたいというふうに思っております。

同じく松村委員から、これはもしかしたら事業者向けのコメントかなと理解をいたしましたけれども、ガスと電力とのセット販売について今後進める場合、よもよもガスと電力で市場分割をやっているかのような疑いを持たれないようにというコメントをいただいたと理解しておりますけれども、我々もこの分野については注視をしていこうと思っております。次第でございます。

出口オブザーバーのほうからも、同じく22ページに関しまして、個別案件としての課題ということなんですけれども制度的課題としても検討していただきたいというコメントがあったと理解しております。この分野につきましては、もし制度的課題というものが出てきましたら、我々としてもしっかり検討をしていきたいというふうに考えております。

内外無差別関係以外につきましては以上でございます。

○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。松田委員から内外無差別について、草薙委員からボラティリティリスクのところにつきまして御指摘がありまして、それぞれ御指摘を踏まえて今後とも取り組んでまいりたいと思います。

それから出口オブザーバーから、旧一般ガス事業者に関しても卸売の内外無差別の適用の余地があるのではないかと御指摘でしたけれども、これに関しましては、経過措置料金の解除の際に、各社にそれこそスタートアップ卸ですとか卸売をしっかりやってもらうということをコミットメントとして出して、コミットしていただいています、それに基づいて今卸売を進めていると理解しています、基本的にはその考え方で進めていくのかなと思っております。もしそれで何か卸市場にものすごく問題があるとか、機能不全が起きているということであれば、それを踏まえてどうしていくかということを検討していくということかなと思ひまして、まずは今のコミットメントに基づいて取組を進めていくということではないかというふうに考えてございます。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

本件につきましては、ガス事業にも目配りが必要な案件でございますね。

本件につきましては、特に大きな御異論はございませんでしたので、事務局案のとおり進めることといたします。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よろしくお願いいたします。

それでは、続きまして議題2に移りたいと思います。議題2「スポット市場における余剰電力の限界費用に基づく価格での供出について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長 引き続きまして、取引制度企画室長の東でございます。資料4に基づきまして御説明させていただきます。

まず、2ページ目ですが、本日御議論いただきたい内容ということでございまして、昨年、本制度専門会合における御議論を踏まえまして、いわゆる余剰全量供出、限界費用に

基づく価格でのスポット市場への供出ということにつきまして、ガイドライン化したところでございます。その際に、そういった余剰全量を限界費用で供出することが特に求められる事業者として、市場支配力を有する可能性の高い者がそういったことを強く求められるということが整理されたところであります。

その際、対象事業者は大きく2つの基準で判定されることとなっております。1つは、本則として全国を4区分した上で、シェア20%以上、もしくはいわゆるピボタルなサプライヤーということで供給力が不可欠な事業者であるという、いずれかを満たすことが本則でありまして、それに加えて付則の経過措置として、過去5年間の間に月別の分断発生率が5%を1月でも超えた場合には分断したエリアとみなして、そのシェアが50%を超える場合には、支配力を有する可能性が高い事業者であるというふうに定義されたところであります。

このうち経過措置につきましては、適取ガイドラインにおいて、1年ごとに分断発生状況等を確認した上で見直しを検討することとされておりまして、今般、ガイドラインの施行から約1年が経過しましたので、その見直しにつきまして御議論いただきたいということとでございます。

ガイドラインを3ページ目から5ページ目に参考としておつけしております。

6ページ目には、現行の考え方に基づく対象事業者ということで、いわゆる旧一般電気事業者の各社及びJERAが対象事業者とされているというところであります。

9ページ目でございますが、今般、分断発生状況等を踏まえて検討するとされておりまして、まず過去1年間の分断発生状況というのを確認したところでございます。全体としては、この1年間で振り返りますと、分断発生率が高くなっている連系線もあれば低くなっている連系線もあるということで、大きく改善しているとも悪化しているとも言えないのかなと思っております。

特徴としては、北海道一本州ですとか東京-中部、中国-九州といったように、いわば歴史的に過去一定期間にわたって分断率が高かった連系線の分断率が下がっている一方で、中部-北陸間、中部-関西間の分断率がかなり大きく上がってしまっていて、少し傾向が変わってきているというのが見られたところでございます。

もう一つ、過去1年間で対象事業者の行動がどうだったかということですが、市場支配力、売り惜しみですとか相場操縦ですとか市場支配力を行使していたと認められた事案はなかったというふうに考えてございます。

あと、スポット市場における行動ではないものの、カルテル事案に関連しましてカルテルの疑いを招く情報交換等が行われていたということで、競争の信頼を著しく害するような行為が当該事業者、対象事業者の間であったということでございます。

これを踏まえて経過措置についてどう考えるかというところなんですけれども、まず11ページ目以降で、本題のといいますか、今回、1年経過して経過措置が議論の対象なんですけれども、そもそも本則の考え方が4市場でいいのかという点について問題提起しております。これは先ほど申し上げたように中部で切れる、分断するというパターンがかなり増えてきている中で、最終形といいますか、本則で考える形は4市場分断でいいのかというところを改めてまず考えたいというところでございます。

4市場区分としているのは、先ほど申し上げた過去の実績として、北本ですとか関門ですとか東京ー中部間で切れていることが多かったということと、もう一つ大事な要素として、3番目に書いていますけれども、複数の連系線につながっているエリアと、連系線が1つしかない例えば北海道、九州のようなところとか、周波数が変わる東京ー中部というところとか、ちょっとまた性質が違うのではないかとこのところで考えております。

12ページ目ですが、これは過去数年の分断状況の推移ということでありまして、ちょっと見にくくて恐縮ですが、青い線が2つ重なっております、これが中部ー北陸、中部ー関西の分断状況でして、近年でかなり高くなってきているというところではありますが、必ずしもこれが今後とも続く傾向なのか一時的なものかというのは、もう少し確認していく必要があるのではないかとこのように考えております。

13ページ目に、先ほど申し上げた連系線の数によって実際に分断したときにどれぐらい単独市場になるかという割合を示したのですが、北海道、九州の場合ですと、当然なんですけど連系線の分断率＝エリアとして単独市場になる、孤立する。1本その間が切れれば当然単独市場になるわけなんですけれども、逆に中部エリアの場合は、中部ー関西、中部ー北陸間が年間平均で40%ぐらい切れていても、単独市場になる確率はまだ3%ぐらいということで、少し複数つながっているケースと1エリアとだけつながっているケースというのは分けて考えるのかなと思っております、中部エリアを単独市場として考えるべきかというのは、もう少し慎重に検討したほうがいいのではないかとこのように考えております。

14ページ目以降が、本題のといいますか1年経った見直しの論点でございますが、経過措置というのは、もともとかなり厳しめにか厳格な基準でつくられていると考えてお

りまして、経過措置であるということを考えると、将来的には4市場区分に近づけていくというのが合理的なんだろうと思っております、一番最後のポツですけれども、毎年のレビューにおいて特段の問題が確認されない限りは、段階的に閾値を上げていくというのが、そういう方向で考えるというのが適当ではないかと考えてございます。

その上で15ページ、今回の評価ということですが、今回に関しましては、過去1年の間にカルテルの疑いを招く行為が確認されていると。これは経営層も含んで行われたものでありまして、かつは垂直一貫で運営していた時代の意識が抜け切れていないといったところが、監視等委の報告書においても指摘されているところであります。

こうした中で、一義的にはカルテルは小売の問題ではあるんですけれども、経営層を含んで一体会社としての意識が抜けない中で行われていたということでありまして、こうした事業者が電力の適正な競争に対する信頼を著しく害するような行為というのを行っていたということに鑑みますと、スポット市場は別市場なので入札規律の見直しを進めても問題ないというふうに考えるよりは、少し慎重な対応を行う必要があるのではないかと考えております。

このため、カルテルに関する集中改善期間の最中にある今回に関しましては、この閾値を据え置くということが適当ではないかというふうに書いてございます。

まとめ、繰り返しになりますが、17ページです。本則、要するに最終形としてのエリア区分は4市場区分ということを目下維持することとして、今後、中部を念頭にですけれども、状況をよく見つつ、区分の見直しはまた引き続き考えるということとしてはどうかと。

2点目ですが、閾値に関しては原則上げていくと、問題が確認されない限りは上げていく方向としつつも、今回に関しては5%維持することとしてはどうかということを書いております。仮にこの考え方を採用した場合には、市場画定結果は現状と変わらず、以降1年間の対象事業者も変わらないということでございます。

事務局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。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問でありますとか御意見等ございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。

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。今回の最終的なエリア区分の維持という内容に関しましては、異存はございません。ただ途中の整理で、市場分断の分析等があっ

たと思うんですが、9ページ——12ページも一つ材料かなと思うんですけど、これの値と
いうのがどういうことが起こってこうなっているかというのをもう少し丁寧に分析してい
ただけないかなと思いました。

例えばこれだと、下の欄に比べて中部—九州間は明らかに減っているとか、ただそれは
最近の体感として、太陽光が増えて結構PPAが余剰ぎみになっていて、中部—九州間が
詰まっているような印象からすると、何でここは分断が減っているのだろうとかいう疑問
もありますし、そもそも分断といっても、特に中部周りとかは順方向と逆潮方向とどっち
の理由で詰まっているのかというのにも関係してくると思うんです。そういう意味で、ど
っちが詰まって分断が起こったかというのは別に整理されるべきだと思いますし、そもそ
もどういう季節とかに分断が起こっているのかというような整理がないと、今後どうなる
かという見通しが立たないような気がするんです。

なので、そこに関しては、今回の話にはそこまで大きく依存しないかもしれないんです
けれども、分断がどうして起こるかというメカニズムはなぜか分からないというような整
理じゃなくて、ある程度もう少し詳細に分析することで見えてくることがあると思いま
すので、そこを丁寧にお願いしたいと思いました。

以上です。

○武田座長　　ありがとうございます。

それでは、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。今回の事務局案、経過的な措置のところも本則の
ところも見直さないという提案、合理的だと思います。経過措置のところを見直さなけれ
ば、どのみち市場区分、4にしようが5にしようが結果変わらないので、合理的な整理だ
と思います。

一方で、本則エリアの区分が、中部を関西—北陸、中国—四国と一緒にするという発想
は本当に自然なのかは、もう一度よくよく考えていただきたい。経過措置を変える段階で
よく考えていただきたい。

まず、スライド13の議論は、私には理解できない。議論しているのは、中部は孤立して
いるのかどうかという問題なののでしょうか、あるいは中部は関西や北陸と同じ市場と扱っ
てよいのかという問題なののでしょうか。後者だとすると、出てこなければいけないコマ数
は、中部と関西、北陸と値差がついたコマ数でないとおかしい。これは地域区分を変えた
くないから、わざと低めの数字に出てくる何か非論理的なものを無理やり持ってきたのか

と思われかねない。

実際にほかの委員会、今日この委員会がある直前にエネ庁で示されたものでも、この半年間を見たとしても、連系線の分断率一番高いのは、この資料でも出てきていますが、1番、2番というのは中部と関西、中部と北陸でつながっている線なのにもかかわらず、ここは同じ市場だと考えるのは、何かとても不自然というか、ほかの委員会と監視委の動きが逆になっているのではないかと懸念します。

さらにこの委員会でも、中部電力管内だけ調整力市場というのは相当異常な動きが出てきたということがかつてあった。でも、調整力市場とスポット市場とはある意味で同じプレーヤーが出てくる側面があり、そっちで玉がたくさん出てくるようになれば、今度スポットの玉が減ってくるという関係になっているものだとすると、あれだけ異常な動きを見ておきながら、これを同じ市場だってどうして整理し続けるのだろうかという点が分からない。

さらにエネ庁のほうの資料では6月まで、こっちは7月以降ちゃんと書いてあるというので、見ればすごくよく分かると思うのですが、実際に関西エリアのスポット市場の価格の平均と中部エリアのスポット市場の価格の平均の差を見れば、相当に大きな差が開いていることが見てとれると思います。そのようないろいろな委員会で見られているデータは全て、中部はほかの中西と一緒にしてはいけないのではないかと、中西のほかの市場と一緒にしてはいけないのではないかと示唆しているにもかかわらず、かたくなにこのスライド13に対応するデータを今後も出し続けて、同一市場と考えるのは少し変な議論のような気がします。

この点については、いずれにせよ関西－中部間の連系線の増強は、本来大昔に決まっていたものが止まっていた、それが再開されたので、早晚解決することは十分あり得ると思うのですが、しかし来年度もし経過措置に手をつけるならば、ここについてはこの議論で放置してはいけないと思います。

次に経過措置ですが、経過措置を来年度以降検討するときには、岩船委員が御指摘の点は十分考えていただきたい。つまり、今は一律に何%以上詰まっていたらということを行っているのですが、向きまで考慮すれば、そこを支配的事業者と認定する必要がないとか、あるいは春だとかでほぼ0円になっているようなところでわずかな値差が出てくるところで市場支配力の行使はあまり考えられないけれども、再エネの状況によっては分断しているのかもしれない。そういうようなところまで捉えて同一市場でない、だから監視が

必要だとしなくてもいいとかという丁寧な議論で経過措置の対象を狭めていくことも考えていただきたい。単純にこれを高い値まで上げていくのではなく、丁寧に見ていくことによって緩めることも十分可能だという点は頭に入れた上で、次回以降の議論がなされればと思います。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員　草薙です。私は、現在の事務局案に異論はございません。

松村委員がおっしゃったお話で、中部電力をしっかりと見ておくべきと、同じ市場で整理していいのかという疑問は、13ページのスライドのほかにも、16ページでもその点は強く見てとれる部分かなというふうに思います。ただ、35%にもし閾値を上げて、やはり置く分になってしまうというようなことかと思ひまして、これからどういうふうにしていくのかということが考えられなければならないと思っています。ですので、思いますに、15ページにございますようなカルテル事案への対応のさなか、誤ったメッセージを発生しないようにする必要があると。

これは非常によく理解できることではありますが、そういう理由があるということ的前提としますと、適切な時期に、例えば一気に現在の5%から10%に上げるとか、あるいは引き上げる頻度を上げるとか、あるいは1月でも分断が発生したらというような厳しい基準ということが、もうちょっと緩やかに期間を延ばしてみる、こんなことができるのかといったことを検討する時間的な余裕が出てきたと思いますので、原案の事務局案で進めていただくということが正しいとしても、さらなる検討を引き続きお願いしたい。そういった形で引き上げの準備をしていただくのが妥当なのではないかというふうに思いました。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、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　日本卸電力取引所・國松です。市場を運営して見ている立場から発言させていただきます。

市場分断率につきまして、回数で計算するというのにはやはり限界があるかと思ひます。どれだけの価格差がついたのかということに着目して市場のまとまりというものを見ていったほうが、より正しい市場区分というものの分析にはつながるのではなかろうかな

と思います。特に北本連系線で起きますと、容量超過の市場分断のみならず反転制約等々いろいろな制約によって運用容量以外のところでも分断をかける場合がございます。そういったのもカウントされてしまいますと、ミスリードを招きかねないかなと思いますので、この分断率という考え方はよりよくしていくべきではなかろうかなと思いますし、そうなれば私どもも十二分に協力させていただきたいと思っております。

また、昨年御質問すればよかったと思うんですが、市場支配力を有する事業者についてなんですけれども、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズに関しましては、供給力を持ってはいないと。契約で持っているというニュアンスなのかもしれませんが、原則になるところでいうと、供給力というのは水力についての東京電力リニューアブルがお持ちだし、ということで、実際には供給力持っていないのかなと思いつつ、そこではJERAは入っていると。東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズの供給力というのは、これは相対契約に基づくものというふうに考えてよろしいのでしょうかというのは確認事項です。

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。よろしいでしょうか。

それでは、事務局からコメント等ございますでしょうか。

○東取引制度企画室長　御意見・御質問ありがとうございます。まず、岩船委員御指摘の、なぜこういうふうに中部のところで切れているかという点につきましては、まずファクトとしては、13ページにお示ししていますけれども、季節で言いますと特にこの夏に顕著に見られた、6月、7月、8月あたりに特に顕著に見られた傾向でありまして、そのところのファクトを確認しますと、まずその前の年に比べると、夜間における値差の発生と申しますか分断がかなり顕著に起きているということで、関西以西の夜間のバランスの中でそちらの価格が安くて中部のほうが高いということで、ここからはやや仮説になりますが、ベース電源の稼働状況が関西以西のほうが安くて中部のほうが高いという需給バランスになっているのかなというふうに思っております。

また、日中のいわゆる再エネが出ているような時間帯で西側が0.01円になって、中部エリアで値段がついている、より高い値段がついているという、コマもかなり増えていまして、これはどちらかという日中の再エネのバランスが、従前まさに九州と中国以東というところで切れていたものが、恐らくバランスの変化によって、関西－中部の間で切れる

というふうに変化してきているんじゃないかなと思います。ファクトとしては、日中は関西以西が0.01円というふうになっているというコマが増えているということでありまして、御指摘も踏まえてその辺り、きちんとお示しできていないので、改めてそこはよく確認した上で、何らかの形で御報告できればというふうに思っております。

それから松村先生と草薙先生からそれぞれ、今回のというよりは今後の考え方として、それぞれ少し違う方向に御意見を頂戴したのかなと思っていて、本則の考え方、経過措置の考え方、いずれも今後どういうふうにより精緻にやっていけるのかと、御指摘を踏まえて引き続き検討してまいりたい、次回以降の考え方として検討してまいりたいというふうに思います。

國松オブザーバーから御質問ありました、中部ミライズは何なのだというのは、どういう考え方かという点につきましては、おっしゃるとおり相對の契約でして、当初御議論いただいた際に、長期固定的な契約については、いわばその人が持っている供給力とみなして判定するということがよいのではないかとということをお示ししております、そうした考え方に基づいて判定されているものでございます。

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。

本件につきましては、今後の課題について御意見いただきましたけれども、結論について異議は示されませんでしたので、事務局案のとおり進めることといたします。事務局におかれましては、この方針で対応いただきますようよろしくお願いいたします。

それでは、続きまして議題3「グロス・ビディングの休止について」に関しまして、続けて東室長から説明をお願いしたいと思います。

○東取引制度企画室長　　引き続きまして、グロス・ビディングの休止について、資料5に基づいて御説明させていただきます。

グロス・ビディングにつきましては、本年7月の本会合において、当初期待された役割を終えたと考えられるので、10月から休止して、その後、市場への影響がないことが確認できれば取りやめてよいこととされたところでございます。こうした御議論を踏まえて、10月1日受け渡し分から全ての旧一般電気事業者においてグロス・ビディングが休止されております。

そうした中で、一部事業者ですとか一部の方から、実際グロス・ビディングを休止したことで影響が出ているんじゃないかというような御質問を頂戴することがございまして、

まだ休止して1か月というタイミングではありますが、このタイミングで一度スポット市場に影響を与えていないのかという点を御確認いただきたいという趣旨でございます。

資料の6ページ目でございます。グロス・ビディングにつきましては、当初、まさに自社需要分を市場経由で取引するというところで、当初その成り行き買いがあるかないかといったような議論もあったというふうに認識していますが、実際、各社は基本的には安値、例えば0.001円で売り入札を入れて、必要な量については高値で、999円ですとか200円ですとか、高値のほうは必ずしも一つではないんですけれども、買い戻しを行っていたということでありまして、基本的には、理論的には、下の需給カーブにありますように、供給側も需要側も一番左端の札がなくなると。グロス・ビディングを休止すると、ですので、全体の取引量が減少するという変化は出るんですけれども、その交点、約定点のつくられ方には影響を与えないというのが基本的なところかと思っております。こうなるはずだと。それに対して、実際どういうことが起きていたのかを改めて確認したいということでありまして。

各社の入札売買量の変化、そもそも全く変化のなかった、グロス・ビディングをもう既に休止していて変化がなかったという事業者もこの機会を確認されたんですけれども、7ページの3番目のポツで書いていますが、複数の会社において、先ほどの10月1日を境にグロス・ビディングを休止したことに伴って、安値の売りに出すような減少量のほうが高値の買い入札量の減少より大きくなっているということが確認されました。そうすると、一見すると価格が上がるほうに作用するように見えるんですけれども、実際にはそうではなかったと思っております、その構図を8ページ目に少し簡素化して描いてございます。

このグラフ、下のグラフですけれども、青い点線が2つありまして、上の青い点線のほうが供給力、下の青い点線のほうが自社需要といいますか張りついている、他社に卸すところも含めて自社で必要な供給力。なので、この差分がいわゆる余剰供出できる余力部分というふうに観念しておりまして、一番右に行っていただきますと、グロス・ビディングを行わない足元の姿は、下の部分はまさに自社需要として使って、上の部分、点線の間の部分は余剰供出として限界費用で売るということでもあります。

グロス・ビディングを行っていたときにどういうことが起きていたかと。起きていたケースが、これが全てということではないんですけれども、一つのパターンとしてこういうことがあったということで、いわゆる余剰供出分もグロス・ビディングのカウントとしてといいますか、グロス・ビディングの数字と計上して、0.01円売りをして一部を高値で買

い戻すというようなことをやっていた事業者が複数あったということでもあります。

これは各社グロス・ビディングにつきましては、販売量の一定パーセント、例えば20%とか30%とか目標量を設定しておりまして、それを達成する、それに向けてどういうふうに数字をカウントするかという際に、いわゆる余力部分についてもグロス・ビディングだというふうに整理して入札を行っていたケースが複数あったということでありまして、こうすると、真ん中のグラフでいきますと、全量0.01円で売らなすけれども、下側の部分、自社の供給力として必要な部分は高値で買い戻すと。そこより上の部分については、限界費用での差し替え買いを入れるということを行っておりまして、こうすると結局余剰供給、限界費用売りしているのと効果としては同じなんですけれども、グロス・ビディングをやめると、こっち側の0.01円札が緑の部分の高さ分だけ全部なくなるのに対して、高値の札の減り方はこの右下の部分だけということで、ちょっと減り方が見かけ上差が出て見えるということで、市場参加者からすると、0.01円札のほうがたくさん減っている割には高値が減ってないというふうに見えているということではないかと思っております、実質的にスポット市場に影響を与えるものではないのではないかというふうに考えています。

9ページ目で、念のためグロス・ビディングを休止した前後1週間で、マーケット全体で札が消えていないかというか、需給バランスがタイト化していないかというのを確認しましたが、平日それぞれ1週間比べたところ、買い札の減少量のほうが大きいと。季節性もある、需要の変化とかもあると思いますので、必ずしもこれだけで判断できるものではないかとは思いますが、少なくとも事実として需給バランスがどちらかという緩和方向に行っているということで、札が正味減っているということではないということでございます。

同じように、これはシステムプライスを見たものですが、10月1日を境にシステムプライスも大きな変動は見られないということでありまして、11ページ目まとめですが、今回確認した限りでは、約定価格に影響を与えるような事実は確認されなかった。一方で、今回の確認のみをもって影響がなかったから取りやめてよいと、グロス・ビディングを取りやめてよいと判断するのではなく、当面、休止から1年程度、季節性もありますので1年程度は引き続き市場への影響の有無を注視していくこととしてはどうかと考えてございます。

また、冒頭申し上げましたが、少し市場参加者に誤解や不安を与えるということがあってはよくないと思いますので、こうした、特に札の量が減っているとか、0.01円の札が減

っているということがそうした誤解などを与えないように、引き続きこうした場も通じて適切な情報発信を行っていくこととしたいというふうに考えてございます。

事務局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。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問・御意見等ございましたらチャット欄でお示しいただければと思います。いかがでしょうか。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員　草薙です。グロス・ビディングの休止につきましての丁寧な解説に感謝します。グロス・ビディングの休止につきましては、沖縄電力を除く旧一般電気事業者の自主的取組として始められて、透明性の確保の部分で課題があることから、この10月からグロス・ビディングとしてのオペレーションを休止していただき、1年程度市場の様子を観察し、問題なければ本当に廃止するということと理解しております。この方向性を取られることで、透明性の確保による非常に自由な競争に移行できるということを期待しております。

そして、この1年間のいろいろと調査で、また見えることもあるのではないかと期待しています。7ページから8ページのところで、グロス・ビディングを休止するとどのような入札行動に変わるのかということが明確になってくるとおぼれまして、しかもその手法は事業者によって違いがある。つまりグロス・ビディングが、もともとその手法でそれなりに事業者によって相違があったということも分かるのではないかと。それがこの1年間うまく活用して、グロス・ビディングの休止に伴う分析ということで出されたのであれば、非常に意味があることではないかと思っております。

最終的には、極端な安値での売り入札の量が減ったからといって、約定価格が上昇するものではないということを確認していただきつつ、付随的にそのようなことが分かれば、非常にいいことではないかと思っております。非常に精緻な分析も必要とするかと思いますが、大変期待しております。どうぞよろしくお願いいたします。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員　ありがとうございます。事務局におかれましては、市場参加者への正しい情報提供、情報発信ということで、丁寧におまとめいただきまして、どうもありがとうございます。

ございました。

特に大きく違和感があるところはないんですけども、スライドの7ページ目において、一部の事業者においてはもう既にそもそもグロス・ビディングの実施については至っていなかったということなんですけれども、特に北陸電力に関しては、今までにそのような状況の説明はなかったなと思っているところでもございまして、今回どうしてこのようなことが分かったのかという点も含めて、もう少し、もし御説明いただけるのであれば補足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、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す。

それでは、事務局からコメント等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。草薙委員の御指摘の点につきましては、引き続き1年間の中でよく確認してまいりたいというふうに思います。

松田委員の御質問にございました、北陸電力はどういうことなのかという点につきましては、これは御指摘のとおり、これまで例えばモニタリングレポートの中でずっと各社の動向というのはフォローして御報告してきていたんですけども、そこでもまだグロス・ビディングは行われているというデータが確認されていたものですが、今回こうして高値と安値の札というのを突き合わせて見ていった中で、実質的にこれはやっていないことが確認されたということでありまして、理由としては、そこにも、7ページ目の注釈のところに記載をつけておりますが、市場価格が安くなると石炭価格の限界費用が低くなって、要は最低負荷を下回るようなところまで差し替えが生じてしまうおそれがあるからやらないのだという説明をいただいたということでありまして、今回こうした分析といいますか、詳細に札を見ていく中で確認された、判明した、こういうことでございます。

○武田座長　ありがとうございました。

それでは、本件につきましては、グロス・ビディングの休止がスポット市場に影響を与えていないということを御確認いただいたとさせていただきます。

それでは、続きまして議題4に移りたいと思います。議題4でございますけれども、「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」でございますけれども、本件につきまして、事務局から説明をよろしくお願ひします。

○鍋島NW事業監視課長　それでは、ネットワーク事業監視課から資料6につきまして

御説明いたします。

まず、2ページ目、本日の議論についてですけれども、一般送配電事業者における非公開情報の漏えい事案につきましては、業務改善計画提出以降1年間を集中改善期間として、命令等の対象となった事業者に対しまして、電力・ガス取引監視等委員会においてモニタリングを実施することにしております。先日、第1回モニタリングとして、委員会において処分等対象事業者の各社長との面談を実施した旨を御報告させていただきました。本日は、第2回モニタリングとして処分等対象事業者に対する現地ヒアリング等を実施したことから、その内容について御報告させていただきます。

3ページ目は、以前お示しした資料で、その中でも実地確認の実施ということを挙げておりました。

4ページ目も、同じく今後のモニタリングの方向、方針について以前お示しした資料です。

5ページ目は、以前行った社長ヒアリングの様子について、これも以前お示したものであります。

6ページ目ですけれども、今般の第2回モニタリングの日程・調査対象です。事務局におきまして、処分等対象事業者の本店及び支店、事業所における現地ヒアリング等を実施しております。組織の各階層における取組を確認するという趣旨から、本店のみならず支店や事業所にも訪問しまして確認を行いました。

7ページ目ですけれども、現地ヒアリング等の結果ということですが、まず役員、各部署の管理職、第一線の担当者に対しまして聞き取りを実施しております。確認した事項として、経営層との対話、意見交換ということで、役員が全事業所を訪問して、全職階と対話を実施した事業者がいたということを確認しております。もちろん会社によって異なりますが、そういう事業者もいました。それから社長、経営層によるメッセージが強く印象に残ったという声が、第一線の担当者から多く聞かれました。

教育・研修等といたしましては、事業者によっては研修後のケースディスカッションを取り入れている事業者もありまして、そうした部署におきましては、自らの業務と行為規制を結びつけて考えることができたといった声を多く聞いております。

現場の各部署内の取組ですけれども、システム開発・改修を行っている部署などにおきましては、非公開情報を取り扱うシステムに係る開発・改修案件であるかを整理・判定するためのチェックリストを新たに導入したという声も聞かれましたし、それ以外の部署で

も、部門独自のQAマニュアルを整備しているといった話も聞きました。

次のページ、8ページ目は三線管理についてですけれども、内部統制の三線管理につきましては、まず第2線という中核的組織を部署として、あるいは委員会等の会議体として設置しているという事業者は全てでありました。そうした部署におきまして、第1線の業務マニュアルの策定・改訂に関与しているというような話も聞きましたし、行為規制相談窓口を設置しているというような話も確認しました。

それから三線管理のうちの第3線につきまして、多くの事業者においては内部監査部署内に行為規制監査に特化したチームを新たに編成したといった話を聞き取っております。

9ページ目ですが、そうした現地ヒアリング等を行った上で現地に赴いた事務局担当者の所感でありますけれども、事務局におきましては今回の現地ヒアリング等のプロセスを通じて、従業員の法令遵守意識向上のための対策、三線管理に係る体制の整備状況と管理手法の検討状況などについて、まず現状を把握することができたと考えております。

従業員の意識向上のための対策につきましては、現業部署の従業員への聞き取りなどを通じまして、行為規制に対する理解度の向上が図られていることなどといった一定の成果は確認されたと考えております。また、先ほども申し上げたQA集の作成、研修後のケースディスカッションの実施など、そうした前向きな姿勢も事業者において見られるとは考えております。

他方で、事業者においては、こうした研修を行った後でも、従業員によっては不適切事案が我が事として捉えられているかどうかといったような点で、意識の差が残るといったような課題も見受けられました。

次の10ページ目ですけれども、三線管理の状況ですけれども、体制の整備、どんな行為規制上のリスクがあるかといったリスク抽出が進められているということについては、確認ができました。他方で、そうした新たに設置した第2線の部署におきまして抽出したリスクを踏まえて、どのように第1線、最前線の営業部署をサポートしていくか、モニタリングしていくかということについては、検討中であると率直に答えられた事業者が多く見られました。

今後、事務局として大事だと考えておりますのはここに掲げているようなことでありまして、リスクの抽出・評価に当たっては、例えば第1線の現業部署において業務に当たったことのある人であるとか、具体的に業務に明るい人の力を得た上で事実を抽出した上で、法令等の専門的知識を有する第2線が評価を行うといったような、第1線だけで完結しな

い仕組みが必要と考えます。

また、ルールメイク等のサポートに当たっては、法令変更などの外部環境の重要な変化を適時に漏れなく把握するような第2線組織が、第1線に対するルール変更を働きかけるといった能動的な取組が必要と考えます。また、モニタリングに当たっては、実効性ある評価が求められると思いますので、過不足のないものにする必要があると考えております。

今後のモニタリングについてですけれども、今後も実地確認やヒアリング等を通じてモニタリングを行っていく予定です。その際に、先ほど申し上げた諸課題に係る改善状況については、今後も確認していきたいと考えております。

そうした取組を通じて、各事業者において差異が見られた事項などを中心に、横並びでの取組の比較、フィードバックなどを通じて全体的な取組レベルの底上げを図ることにしたいと思います。

リスク評価、統制措置、情報伝達といった他の取組項目については、第3回以降のモニタリングにおいて実施・改善状況を確認していきたいと思います。下はこれまでのモニタリングの状況ですけれども、社長面談、現地ヒア、それから今後第3回以降ということで、事務局としても確認する項目を変えていながら、しかも大事なことは何回も確認していきながら各社の取組の向上を求めていきたいというふうに考えております。

12ページですけれども、各事業者における業務総点検の促進についてという点ですけれども、業務改善計画に従った業務総点検を行っていて、委員会が求めたリスクの洗い出しを行っている中で、一部事業者においては体制整備の不備を追加で発見し、早急な是正を実施したという報告を事務局に対して行っている事業者もおります。

こうした過程を通じて、問題のある情報漏えい事案が発生するリスクは軽減されるものと考えますので、不備があったとはいえ、今後も各事業者には業務総点検を実施して、その結果に係る迅速な報告を求め、必要に応じて体制整備のさらなる改善を求めていくということをしていきたいと考えております。

また、業務総点検の過程において体制整備の不備によるシステム上の情報の業務利用が確認された場合には、小売電気事業者間の競争環境や公平性への影響の程度等を踏まえた上で、本委員会において適切に対応していきたいと考えております。

事務局からは以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問・御意見等ございましたら、チャット

欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。

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。事務局の御説明に異存はございません。

1点コメントさせていただきたいと思っております。11ページでございます。今後のモニタリングというのは、実地確認とかヒアリングということについていえば、やはり監視等委員会が主導しつつ、例えば調査対象を選定していくとか、そういったことが重要なのではないかと考えております。それを機会を捉えて行うということで、チェックの効率が上がるということではないかと思っております。その意味で監視等委員会が主導するチェックということが決定的に重要であると思っておりますので、そのための監視等委員会側の体制整備もよろしくお願いいたします。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、二村委員、よろしくお願いいたします。

○二村委員 報告ありがとうございます。大変体系的に取り組を進めていただいているということがよく分かりました。基本的にはこれで進めていただければと思いますが、特に事業者の方々には、非常に公益的な役割であるということを改めて認識して、この取り組みをしっかり進めていただくことを希望いたします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、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。私からは、一般送配電事業者各社の諸課題に関わる取組に関してコメントさせていただきます。

一般送配電事業者各社は、現在、業務改善計画等に沿って取組を進めているところでございますけれども、業界大としましても、弊会に設置いたしました送配電コンプライアンス委員会におきまして、外部の有識者の御知見もいただきながら、各社の取組における好事例あるいは課題、対応策などを議論・共有して、業界全体の底上げに取り組んでいるところでございます。

各社とも三線管理の仕組みの構築は進めておりますけれども、その仕組みの実効性を高めるべく、理解浸透から確実な実施につなげていくために取組を進めてございます。業界内相互チェックの試行を通じて確認した事例では、部門ごとの業務に沿った研修を実施す

るとともに、自分事として捉えるために研修の中にディスカッションを入れるといったような良好事例もございましたので、引き続き業界内で相互チェックを通じて意見交換の上、実効性を高めるための新たな気づきの醸成につなげてまいりたいと考えてございます。

また、今後の業務総点検やモニタリングなどで洗い出されます諸課題につきましてもしつかり対応してまいりたいと考えてございますので、引き続きよろしくお願い申し上げます。

私からは以上です。

○武田座長　それでは、菅オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○菅オブザーバー　ありがとうございます。九州電力の菅でございます。私からは、情報漏えい事案に関する再発防止策につきまして、九州電力個社として発言させていただきます。

現在、九州電力では、5月に提出しました業務改善計画に基づいた対策を進めております。その中、事務局から御説明いただいたように、弊社におきましても8月下旬に監視等委様のヒアリングを受けました。その際、資料10スライドに記載もありますけれども、弊社は三線管理における2線の役割のうち、1線のサポートやモニタリングの方法につきまして御指摘・御助言等いただいたところでございます。さらに三線管理に関する体制整備等管理につきましては、外部の有識者が含まれる電気事業連合会のコンプライアンス推進本部からも、ヒアリング後にまさに同様の御指摘をいただいたところでございます。

弊社としましては、この問題につきまして早急に改善を図っていくべき課題だということとを再認識し、現在、検討を加速させている状況でございます。弊社としましては、監視等委様をはじめとし、関係する皆様からの御助言を踏まえながら、早期により強固な内部統制体制を構築してまいりたいと思っております。

私からは以上でございます。

○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す。

それでは、事務局からコメント等ございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長　特段ございません。今後もしっかり取組を続け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。

本件は、第2回モニタリングの報告ということでありまして、適切なものであると評価

いただいたと思いますので、第3回以降、どうぞ対応のほどよろしく願いいたします。

それでは、続きまして議題5「需給調整市場の運用等について」に関しまして、事務局から説明をよろしく申し上げます。

○鍋島NW事業監視課長　それでは、引き続きネットワーク事業監視課から御説明いたします。資料7についてです。

まず、本日のこの議題についてですけれども、3つございます。1つ目は需給調整市場の運用についてということで、 Δ kWの価格規律の在り方等についてさらに検討を行いましたので、御意見をいただければと思います。

それからブラックスタート機能の公募の論点につきまして検討を進めましたので、御意見をいただきたいと思います。これに関しましては、ブラックスタートに必要なkW、kWhの目安値ということで、揚水発電の上池の水の量を残すということに関しましていろいろ論点が出てきておりますので、これについて検討を行いました。

それから3点目は、2024年度以降の沖縄エリアの調整力ガイドラインの扱いについて御意見をいただければと思います。

それでは、早速3ページ以降で、需給調整市場の運用についてということで御説明いたします。

4ページ目ですけれども、 Δ kWの価格規律についてです。前回会合におきまして、電源をA種、B種の2つの種類に分けて、それぞれいわゆる一定額（マージン）を定めるという案を提示させていただきました。B種電源につきましては、固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定するというようにしておりましたが、詳細について検討を行いましたので、御意見をいただければと思います。

まず5ページ目ですけれども、B種電源の一定額を協議する際の諸元等についてということで、最初の論点としまして、一定額協議の際に考慮する期初固定費の上限値についてです。これにつきましては、減価償却費等を含む固定費から他市場収益を引くということを基本的な考え方にしてはどうかと考えております。このうち他市場収益につきましては、容量市場の収入ですけれども、経過措置導入時に運転開始10年目程度まで減価償却コストが多く、それゆえに固定費が高いということで容量市場の経過措置を導入したという議論があったと思いますので、容量市場収入額の算定におきましては、経過措置により容量市場収入を実際に得ていない額についても収入を得たとみなすと。したがって、他市場収益として引くのは容量市場の価格そのもの、経過措置が適用される前のものを差し引いてい

ただ、ということが適当ではないかと考えております。

次の6ページ目ですけれども、 Δ kWの想定約定量についても計算上必要となります。これにつきましては、送配電事業者から示される調整力必要量の見通し値が関係してきますので、それが公表された後に、恐らく年明けになります。それについて Δ kWの想定約定量の試算をまず各事業者において行っていただいて、それを事務局においてもデータを提出いただいて確認するという段取りで進めたいと思います。これについては一定の時間がかかるとお思いますので、協議が整わない場合は、それまでの間は一定額についてはA種電源同様0.33円を上限として、その後、先々取引でその分は回収するというようにしたいとお思います。

公表についてですけれども、協議対象の電源につきましては、電源が特定できない範囲で可能な限り公表していきたいと考えております。制度の運用上、明確にすべき点が発見された場合には、必要に応じてこちらの専門会合に報告して審議を求めたいと思います。

それから運用上のことですが、先ほど申し上げたことと若干重複しますが、協議がなかなか整わない場合は、協議が整うまでの一定額は0.33円を上限とし、協議が長引いている際の差額につきましては、後々の先々取引で計上して対処するというようにしたいとお思います。

7ページ、協議の際に提出を求める費用につきましては、これはほかの電源、ある事業者が複数電源持っていた場合は、所有電源全ての固定費の提出を求めるということにしたいとお思います。これはB種電源にA種電源に寄せられるべき費用が寄せられて計上されているということがないかどうか確認する趣旨からのものであります。

固定費の詳細については、電気事業営業費用明細表の粒度を求めたいと。料金審査などに使う費用と同じものということをお願いしたいとお思います。

他市場収益見込みにつきましては、これも所有電源全ての他市場収益見込みの提出を求めます。また、運用シミュレーションの考え方等の諸元についても、提出・説明を求めたいとお思います。それから24年度向けの容量市場の応札価格の根拠についても、説明を求めたいとお思います。

24年度の Δ kWの想定約定量についても、これはシミュレーションの諸元について提出・説明を求めたいとお思います。

8ページですが、その他の論点として事業報酬の扱いについて御意見をいただければとお思います。特定小売供給約款料金の算定におきましては、料金の原価においては支出+事

業報酬－控除収益の計算式で計算しております。

ΔkWの一定額を協議する際の事業報酬の扱いについてですけれども、2つの考え方があろうかと思えます。1つは事業報酬を考慮するというもので、もう一つは案2でありますけれども、事業報酬を含めずに考えるというものです。案1につきまして、ΔkW収入においても事業報酬額の回収を妨げないというものではありませんけれども、これが従前の料金審査のやり方であるということは認識しつつも、本件のB種電源の協議に当たりまして、必ずしも総括原価方式の料金算定に従う必然性はないのではないかと考えております。総括原価方式であれば、それは会社全体の収支を特定しにいくものでありますけれども、本件は電源単位の収支を見にいくものであります。

ということで、案2にしたいというふうに考えております。その場合、資金調達コストはどうするのかということもあると思えますが、他のA種電源の利益などにおいても確保いただけると思えますので、そうした方向がいいのではないかとこのように考えるところです。

次の論点に行きまして11ページですけれども、発電事業者からの提案ということで、これは全く別の論点になります。以前の会合におきまして、これは昨年の秋頃の会合ですけれども、電源トラブルなどで電源を差し替えた場合に価格を再登録するべきというような議論を行いました。その際に、電源を差し替える場合には差し替え後のユニットに合わせたΔkW約定単価に変更するんだけれども、差し替え後のΔkW単価は差し替え前のΔkW約定単価以下の値とする安値への再登録を求めることとしていました。なので、高い値段への再登録は認めないこととしておりました。

この点につきまして、発電事業者から御指摘といいますか再考を求める御意見をいただいておりますけれども、これにつきまして、発電事業者が抱える費用の上振れリスクについて考慮しないという点において、非対称の考え方になっているということは十分理解するところでございますが、ただ高値への再登録を認めた場合、発電側にとってはそれはリスク回避になるものの、一般送配電事業者側では事前に想定していなかった価格での調整力の調達になる可能性もあります。したがって、この論点については、今後の調整力の調達状況を踏まえて必要に応じて見直すということとさせていただきたいと考えております。

13ページ目ですけれども、その他の論点ということで過去の整理の明確化ということで、これは以前、少しそうさせていただきたいというふうには申し上げましたけれども、改め

て御説明いたします。差し替えのときの市場予想価格をどうするかということについて、今まで深く議論していなかった点でありますので再検討しますと以前申し上げましたが、その結果についてですけれども、再算定を行うようなときの市場価格の参照単価につきましても、当初の応札時に参照した市場価格及び限界費用を諸元とするということと整理してはどうかと考えております。応札時に予想した市場価格、限界費用でいろいろと検討されるということは自然と考えられますので、そこについては動かさなくていいのではないかと考えております。ただこの場合においても、先ほどの論点とも重複しますけれども、差し替え後の Δ kW単価は差し替え前の Δ kW単価以下の値としていただきたいと考えております。

同様のことは15ページの電源差し替え時についても同様であります。持ち下げ供出電源差し替えも同様の考え方でと考えております。

ということで、19ページにまとめと書いておりますけれども、これまでの検討内容について御異論なければ、6月の会合以降議論いただいた内容につきまして需給調整市場ガイドラインに反映させたいと考えておまして、電力・ガス取引監視等委員会に報告して改定作業を進めたいと考えております。

なお、B種電源の Δ kW一定額の協議につきましては、ガイドライン改定前から協議を希望する事業者からの情報提供の受付を開始し、ガイドライン改定後から入札価格に反映可能となるように配慮したいと思っております。

あと、本日お諮りしているB種電源の上限値、一定額の関係ですけれども、いろいろ協議の中で、本日お諮りしている論点もそうですし、協議の中で出てきた論点等は今後も制度設計専門会合に御相談することになります。このガイドラインに書き込むことは、今出ている19ページの中でいえば、A種、B種に分けること、その一定額について監視等委員会と協議し決定することということでもありますので、本日の論点自体がここの書きぶりに関わるものではありませんが、A種、B種に分けることという前回御提示した案について、こういうふうにガイドラインに反映させていかどうかということについて御議論いただければと思います。

20ページ以降がブラックスタート機能公募の関係です。

21ページですけれども、まず2028年度向け以降のブラックスタート機能公募につきまして、特に揚水発電などでは上池に常時水を残すことが必要といった論点が出てきたこともありますので、議論しております。この際、これに関しまして、上池に水を残すというこ

とであるとすれば、どれぐらい残す必要があるのか、どれぐらいkWhの必要があるのかということについてきちんと示してほしいという声が発電事業者側からありました。

この要望を受けまして一般送配電事業者を確認を行ったところ、次のページに示しているような方針で対応するというものであります。3つ目ぐらいに、次の22ページの中ほどに「個別問い合わせ」とか「意見募集」とか書いてありますが、ここで聞かれたらお答えしますというのが送配電事業者が検討した結果であります。これはこれで運用としてよいのではないかと思いますし、その際に一般送配電事業者としてはいろいろな組合せ、どの事業者が受かったとしても対応できるようなkW、kWhを考えて答えるということでありました。

それはそれでいいと思いますが、23ページですけれども、そういうふうにはいろいろな組合せが考えられて、その上でどんな場合でもブラックスタート電源として対応できるようなkW、上池の水の量といったものを提示するということであるんですが、そうなりますと、本来最低限必要なものよりも少し多めの水の量だとかkW、kWhを答えてしまう可能性があるという論点があります。これにつきまして、いろいろ競争的な価格をつけていただいて安く落札価格が決まった後でどうこうということではないんですけれども、実質的な競争が発生していないような場合において、事前にお伝えしたkW、kWhが実際よりも多かったというようなことであれば、約定後にまた再協議をしていただいて、必要量を基に他市場収益を再計算していただいた上で契約を求めると。他市場収益を再計算するというのは、上池に残す水が少なくなれば、その分多くの水が事業者側で使えて他市場収益が増えるので、それを再計算した上で契約を求めていただきたいというふうに考えております。

25ページですけれども、関連して、また上池の水の量に関係することですけれども、上池に残している水の量というのは基本的には常時残しておくということなので、資源エネルギー庁の制度検討作業部会でもいろいろ御検討いただきましたが、容量市場との重複を認めず、容量市場から退出することが適切と、こういう整理になりました。そうなりますと、発電事業者でブラックスタート機能公募の既契約事業者においては、容量市場からもらえるはずだった収入が減少する可能性があります。この論点につきましては、一般送配電事業者と発電事業者の間で費用負担について真摯に協議をいただければと考えております。

27ページですけれども、これは事業者から指摘をいただいたものですけれども、ブラックスタート電源については、価格規律上の最低支払額というものが定められています。こ

それは、そういうものを確保しないとブラックスタート電源に手を挙げてくれる人がいなくなるかもしれないからということで設けているものですが、今般、上池の水を残せということになるとすると、容量市場収入であるとか他市場収益などが減るということで、逸失利益が発生する可能性がある、逸失利益が増える可能性があるということで、それについての最低支払い額の計算に入れておくべきではないかという御指摘をいただいております。

28ページですが、事務局としても検討しましたが、基本的には指摘のとおりと考えております。最低支払い額というのは、それがないとブラックスタート機能の公募に入札するメリットを感じなくなって退出するということですので、落札したときの維持に必要なコストというのは基本的にはきちんと反映させるということが大事だと思いますので、その旨、応募要領に記載することを認めてもよいと考えております。

ただ、28年度向けの公募はもう既に始まっておりますので、これは29年度向け以降の公募要領に反映させることを認めるということとしたいと思っております。

続きまして、30ページ以降は調整力ガイドラインで沖縄に関することであります。電源Ⅰ、電源Ⅱの調達につきましては来年度以降行われなくなりますけれども、沖縄エリアのみはそうした公募を実施することになります。電源Ⅰ、電源Ⅱの公募調達に関する考え方として調整力ガイドラインがありますけれども、調整力ガイドラインの取扱いにつきましては、沖縄エリアにとっては引き続きこうしたガイドラインが必要だと思いますので、沖縄エリアを対象として存続させることとし、必要な修正を行いたいと考えております。

事務局からの説明は以上となります。

○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、御質問でありますとか御意見ございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。

それでは、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。6ページ目にあるところの協議がまとまるまでは0.33円というようなところで、その後に「協議後の一定額との差額は、先々の取引に計上してよい」という、この書きぶりが、協議後に、協議が成立した後という意味ですよね。協議が始まってから協議が成立するまでのものについても先々の取引に計上してよいとかいうのだと、早く協議をまとめるインセンティブとしては機能しなくなってしまうので、この協議後の「後」という書き方を少し丁寧に書いたほうがいいかなと感じました。

もう一点、27ページから始まるブラックスタートの場合の上池の逸失利益の話ですが、ブラックスタートの分、上池にためている水が発電しない分、全体に占める割合は小さいかもしれませんが、供給量が減って市場価格が上昇するような効果があるのではないかとというのが少し気になりました。その水はどこに売られるのかにもよりますが、仮にその効果があるんだったら、逸失利益をそのまま判定すると過大になってしまわないのかというのが気になりました。

以上です。

○武田座長 安藤先生、ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。オブザーバーの方も含めて手を挙げていただければと思います。よろしいでしょうか。

それでは、安藤先生からコメントいただきましたので、コメントいただけますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長 事務局からですけれども、まず6ページの御指摘いただいた点ですけれども、協議後というのはもちろん協議がまとまった後ということでありまして、協議がまとまった後に0.33円より高い価格でまとまったときに、協議で要した時間につきまして何らかの理由で長引いたならば、その長引いたことによって収益が下がるということもよくないかと思しますので、そこは調整するという趣旨でありました。御指摘を踏まえて、文言の書き方につきましてはよく練っていきたいというふうに思います。

もう一点御指摘いただいたブラックスタート電源の話でありますけれども、これについては御指摘のとおりでありまして、何らか上池の水が減ることによって市場への玉出し量が減って、それで価格が上昇するというのは論理的にはあり得る話であるとは思いますが。ただ一方で、今この瞬間、事務局においていわゆる需要の価格弾力性ですとかそうしたものがどれくらいあるかということにはちょっと調べ切れておりませんので、今後そういうもので何らかいいものが見つかりそうであるとか、注意すべきものだというふうなレベルだと思しましたら、注意喚起を関係事業者のほうにもしたいというふうに思います。

事務局からは以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

よろしいでしょうか。

それでは、本件につきましては、いずれの論点につきましても事務局案について御支持をいただいたということで扱いたいと思います。どうもありがとうございました。

それでは、次の議題でございますけれども、議題の6番目となります。「三次調整力①及び三次調整力②向けの連系線確保量について」に関しまして、引き続き鍋島課長よりよろしく申し上げます。

○鍋島NW事業監視課長　それでは、資料8につきまして御説明いたします。

本日の議論ですけれども、エリア間の連系線におきましてどれぐらいの量を需給調整市場向けに設定するか、あるいはスポットや時間前市場に設定するかということにつきまして、これまでも監視等委員会で、特にこの制度設計専門会合の議論を経て設定してきたところでありまして、三次②向けの連系線確保量について御議論いただきたいと。併せて三次①前週取引向けのものについても御審議いただきたいと考えております。

4ページは、過去の制度設計専門会合での議論になります。

5ページ以下が、まず三次②向けの連系線確保量の見直しであります。

6ページでありますけれども、まずこの概念図であります。時間前市場向けに残す連系線容量を α と申しております。ちょっと逆側で言いますと、三次調整力②の調達はスポット市場の終了後14時から15時の間に約定処理が行われます。その後、時間前市場が開始されまして、ということであります。この α というのは、時間前市場向けに残す連系線容量であり、逆に言いますと、空き容量から α を引いたものが三次調整力②に残すものであります。この α につきましては、絶対量として設定するというものであります。

7ページ目ですけれども、現在の α の設定につきましては、2021年7月に見直しを行って以来、約2年間にわたって見直しを行っていない状況にあります。2年間たっておりますので、今般、 α 値の最適値について試算を行いました。なお、その際の試算、あるいは α の決め方ですけれども、従来は季節や時間帯に分けずに連系線ごとに年間で一定値に α を設定しておりましたけれども、取引量の増加などもありますし、計算結果も月別時間帯で出ますので、月・時間帯別に α 値を設定してはどうかと事務局としては考えております。

8ページは現行の α 値の考え方であります。

9ページ目は、現行の時間前市場向け連系線確保量になります。

10ページ以降は、時間前市場の取引量の変化ということで、19年と22年の四半期ごとの時間前市場の約定量を比較して分析を行っております。そのようにグラフでお示ししたとおりであります。

12ページですけれども、 α の最適値の計算方法についてです。これは β とも基本的には、諸元は変わりますが基本的に同じような考え方で行っております。前回、 β については簡

単にお示ししましたけれども、今回、 α についてさらに詳しくお示しいたします。 α の設定方法としましては、三次②の広域調達によるコスト削減額と市場分断による時間前市場の調達費用の増加額を検討し、両者の合計の最大値を評価して社会コストが最小になるように算定をしております。

次の13ページにさらに詳しく書いておりますけれども、まず左下の調整力電源の発電計画値であるとかV1単価であるとか、いろいろなデータを一旦集めまして、その上で送電エリア、受電エリアの調整力をV1単価が小さい順に並べていきます。それで送電側、調整力が余っている側の調整力がどういうものが余っているかというものを特定しまして、そして並び替えを行います。それで、不足している側にそれを渡してあげたときにどうなるかということシミュレーションしまして、それによって調整力V1単価がどう下がるか、渡さないときに比べてどう下がるかというようなことを計算します。それと量を掛け算して三次②の広域調達ができたならば、これぐらいコストが下がるだろうというような額を割り出します。

続いて14ページですけれども、今度は時間前市場を使ったらどれぐらいメリットが出るかという計算になります。これも過去の時間前市場の約定結果を全て取り寄せまして、時間前の約定量を計算します。間隔が例えば分断して高くなっているようなエリアがありましたら、このエリアの当月の時間前の最高約定価格と時間前の平均、そのコマの平均約定価格を比較しまして、どれぐらい例えば α 値を変えれば電気が流れるかというようなことも計算しまして、時間前市場の利用によるメリットというようなものを割り出します。

15ページですけれども、細かく α 値を微妙に変えながらそれぞれ先ほど申したような計算をしていきまして、三次②の広域融通によるメリットと時間前市場の増加によるメリット。それはお互い二律背反といえますか、三次②を増やせば時間前市場が減るというような関係にあるんですけれども、それを足し上げて、社会的なメリットが最大になる α 値というものを特定します。

こうした形で機械的に計算していきまして割り出したものが16ページになります。繰り返しになりますけど、これは22年度の実績データを用いて計算したものです。先ほど申し上げたような方法を使って計算すると、これが最適値になるというものであります。オレンジが、 α を現状よりも増加させるブロック。黄色が、むしろ三次②側の広域融通を増やすべき α を減少させるブロックになります。青は、19年のときに α 値を設定していなかったブロックになります。白は増減なしのものであります。そうしますと、全体的には今回

の計算では α 、つまり時間前市場に充てる連系線の枠が増える、そのほうが社会的に合理的になるんじゃないかというような計算になっております。

18ページですけれども、オレンジとか黄色のコマを数えますと、12か月の8ブロックでするので全部で96ブロックあるんですが、例えば東京ー中部の順方向におきますと87ブロック、96分の87のブロックで、従前よりも90%以上枠を増やすと。中部と関西の順方向も、96ブロック中94ブロックで、90%以上増加させるというような結果になっております。

一方で中国ー九州の逆容量などですと、 α 値を減らす方向で、三次②を増やすような方向で調整したほうがいいというような結果になっております。これが α 値です。

19ページ以降が β 値についてです。

β 値は、20ページですが、これは前週の火曜日に三次調整力①を取引しますが、このときにどれぐらいの配分を調整力側とスポット側で行うかということになります。 β としているものは、その後スポット市場に使われていくことになります。これについては前回、数値をお示したところでありまして、その数値は24ページ以降に載せているんですけれども、1点、下限値を設定するかどうかというところについて、論点として頭出しをしておりました。

22ページですけれども、事務局で検討しまして、10%という下限値を設定してはどうかと考えております。 β 値を0にしますと、計算上そういう0となるコマがたくさん出てきたりもするんですけれども、そうしますと、その時間はスポット市場向けには一切連系線を使わせないというようなことになります。

実態は、次の23ページの表のように、三次①向けの枠を設定しても使われないということも多々起こっておりまして、そういう意味では β 値は0にしたところで調整力側で使い切れない状況が多々発生しております。そうした中で先ほどの計算、 α もそうですし β もそうなんですけれども、22年度の実績データを使って計算しているところでありまして、 α と違って β は、24ページ以降を見ても非常に多数のコマで0%が出ているというような事情もあるものですから、これをそのまま0%とするというよりは、10%程度の下限値を設定してはどうかというふうに考えた次第であります。

そういうふうに考えましたのは、そうした理由で何らかの数値を設定することが妥当ではないかということと、あと、いたずらに高く設定しますと、三次調整力①の取引に制約になりますので、まずは10%で始めてはどうかと考えております。

なお、 α につきましては、あえて下限値を設定しないということとしたいと思います。

1つの理由は、先ほど申し上げたようなことで、0か100かという極端なことはあまりないということもありますし、三次調整力②に活用しなかった量を時間前市場で活用できるという市場でもありますので、あえて下限値は設定しないということとしたいと考えております。

事務局からは以上となります。

○武田座長 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、御質問でありますとか御意見がございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。オブザーバーの方も含めて御意見等いただければと思います。

それでは、松田委員、よろしく願いいたします。

○松田委員 どうもありがとうございます。事務局の御説明と御整理に賛成したいと思っております。最後のほうに問題提起のありました β の下限値、スライド20の辺りだと思っておりますが、 β の下限値につきましても事務局の御整理、お考えのとおり、まずは10%程度で設定してみるということで妥当ではないかと思っております。

おそらく設定しても、事実上、それほど何か現状に変更があるということでもないかなと思っておりますし、また、ここで御整理されておりますとおり、何かあったときのためにということで、0ではなくて一旦10%ということで、そのような設定の仕方の様子を見るということも十分に合理的ではないかと考えております。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、國松オブザーバー、よろしく願いいたします。

○國松オブザーバー ありがとうございます。取引所の國松です。何度か申し上げているんですけども、三次調整力②については、FITの予測誤差のためというふうに聞いてございます。これについては、調整力でやるべきなのかというところは何度もお話しさせていただいていると思います。私は、これは送配電事業者が時間前を有効に活用して、いかに少なくするのかというところをやっていけばよいと思っております。調整力として別にとって用意をするというところに非効率がかなり生じていると考えられますので、ぜひとも時間前取引でも調整というものを前向きに考えていただきたいと思っております。かつ、それが送配電事業者できないのであれば、それができる事業者は必ずいるはずですので、委託等も含めて考えていくべきではないかなと。

そこで合わせられるのが、1時間前までしか合わせられません。ゲートクローズ後の調整につきましては、それが三次調整力①で充てるとするのであれば、その量を適切に考えていくということだと思います。三次調整力②と三次調整力①を別々に考えてやっていく。三次調整力②というのは調整力かどうかというのは調整力委員会で話されるかもしれませんが、調整力ありきでいろいろなことを考えていくというのは、私は非効率を招くことになるかと思っております。

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。

岩船委員、よろしくお願ひいたします。

○岩船委員　岩船です。とても難しい内容なので、きちんと理解できているか少し自信ないんですけれども、 α の算定方法のところの13ページで、こういう整理だというのは分かったんですけれども、そもそも調整力を調達する時点で様々な予測誤差等があつて、実際はこのきれいなパッチワークのようにいかない可能性もあると思うんですけど、そういう予測誤差のようなものはコスト削減の評価に影響を及ぼさないのか、その辺りどんなふうを考えればいいのか。この α の算定の実際の得られる価値との幅、予測誤差も含む幅みたいなものというのはどういうふうを考えればいいのかというのを一度教えていただけないかなと思ひました。だから、これが最適だということで、ある程度の予測誤差もあると思うんですけど、そこをどう考えればいいのかというのが私の質問です。

その上で、この方法で恐らくきちんと合理的に考えられていると思うんですけど、先ほど國松様からもお話あつた時間前の取引が増えている事象というのがあり、この時間前の取引というのが、そもそも何が具体的に取引されているのか等々関連して、時間前の取引を厚くすることと三次調整力を確保していくこととのバランスというのが、また一つ考える材料になるのかなと思ひまして、時間前取引の内容というのがなぜ増えたのか、そして具体的に何でされているのか、みたいなのところをもう少し情報をいただけたらありがたいかなと思ひました。

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。よろしいでしょうか。どうもありがとうございます。

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 岩船委員から御指摘をいただいた点、2点あると思えますけど、まず最初の点ですけれども、 α の算定方法であります、これは22年度のデータを用いて算出したということでありまして、ですからこういうふうな事象が起こったことを一旦踏まえて事後的に考えてみれば、こういうやり方が合理的であるというような、そういう計算になります。したがって、実務運用で日々関係事業者の方、送配電事業者の方々が悩まれているような、不確実性については織り込めていません。そういう方法ではないということでもあります。

そして、その誤差の範囲をこれで示せるかということですが、そうした事後的なデータを使ってある意味での機械計算を行っていますので、誤差というものも出しづらいついては、あるかなと思います。そういう性格のものになっております。現時点では、従前のやり方を踏襲したというところがありますので、ここからどういうふうに改善できるかは、直ちにはちょっと分からないところでもあります。

2点目ですけれども、時間前市場がなぜ増えているかというところですが、私たちがデータを直接見ている側ではないんですが、取引監視課のほうに確認する限りでは、一つの要因としてもし考えられるとすれば、小売事業者の側で余ったものを取引するような分量が増えたとか、そういうことがあり得るのではないかとということではあります。

ということなのですが、この三次②と時間前市場で何をどうするかというところについては、結局この計算で示しているのは、三次調整力②の場合ですと、調整力のV1単価がエリア間でどちらがどう高いか、それを平準化できないかというものになります。時間前市場の場合ですと、どちらかというよりV1単価というよりは、市場で決まる約定価格に何らか市場分断が起こったとか、そういうようなものがあって、あるいはBGの方々の不足分があったときに調達するものはなるべく安いほうがいいとか、そういうことでやっていますので、見ている電源がちょっと違うというようなところはあるかと思えます。ざっくりとしたところではあるんですけども、そういうふうに考えております。

○武田座長 ありがとうございます。

岩船先生、よろしいでしょうか。提案に反対という御趣旨ではないというふうに理解しておりますけれども。

○岩船委員 α の想定に、その辺りの不確実性がどっちにどう影響するのかなというのも少し御検討いただけたらいいかなと思いました。時間前の内容に関しては、これが今後もっともっと増えていくとかであれば、またどんどん α にも影響を及ぼしてくるでしょう

し、ぜひ中身が増えそうかどうかとかいうのを含めて中身を精査いただければと思います。

以上です。ありがとうございました。

○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、提案自体につきましては大きな御異論なかったと思いますので、いただいたコメント等踏まえつつ、事務局案のとおり進めていただきたいというふうに思います。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よろしくお願いいたします。

それでは、最後の議題となります議題7番目になりまして、「発電側課金の割引制度等について」に関しまして、引き続き鍋島課長より御説明をよろしくお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料9について御説明いたします。

2ページ目ですけれども、発電側課金につきましては24年度から導入予定となっております。来年度から導入されますので、6月の会合におきまして発電側課金の課金単価に関する試算値をお示ししておりました。その際にも触れましたけれども、発電側課金には割引制度がありまして、今回、割引単価等について試算値を公表いたしましたので、御報告したいと考えております。

3ページ目ですけれども、これは6月会合時に御説明したものですけれども、課金単価がここに掲げられている表のようになっておりまして、全国平均ではkW単価で言えば75円程度ということになっておりました。その上で、上の青い箱にありますけれども、9月をめどに割引エリア、割引相当額について公表することを予定としていたところです。

4ページですが、これは先日の料金制度専門会合においてお示した表と同一のものであるんですけれども、制度設計専門会合の場でもお示したいと思っております。いずれも試算値ではありますが、割引単価というものは、こちらに掲げているようなものになります。このうち割引単価、A-1、A-2、A-3、B-1、B-2とありますけれども、Aについては基幹系統に与える影響に着目したもの、Bについては特別高圧系統に与える影響に着目した割引ということで、場合によってはAもBも適用になることがあります。

例えば北海道ですと、kW課金単価が99.66円というふうになっておりますけれども、A-1の57.82とB-1の41.84を足し合わせると99.66となります。それは偶然の一致ではありませんで、A-1、B-1を足し合わせると、どのエリアにおいてもkW課金単価の単

価相当ということになります。このA-1、A-2、A-3で度合いが変わっておりますのは、それぞれどれぐらい好ましい影響があるかということで付加額が変わっているものです。一番下に「割引相当額付加単価」というふうに書いてありますが、割り引かれる発電事業者の分は全体で薄く広く負担するということになります。発電事業者間で薄く広く負担することになります。

したがって、5ページに模式図を描いてありますが、割引ありということで、例えばここは3つの電源が等しくあったとして、20円割り引かれる人、40円割り引かれる人、これを3人で割ると20円ずつになりますので、等しく20円を上乗せするということが合計額が変わらないようにするということでもあります。

ということでありまして、戻っていただきまして4ページですが、割引値、割引B-1を適用されると、kW単価が0円になると言えば若干誤解がありまして、そうした場合でも一番下の7.69円は上乗せされますので、0円になるという発電事業者はいないと。どんなに少なくとも割引相当額付加単価分はかかるということで、一部誤解されて報道されている例もあるので、そこについては注意喚起をしたいと思いますが、そういう制度であります。

最後の6ページのところでありますけれども、これは従前から御説明していた論点といえますか仕組みではあるんですけれども、発電側課金というものは二重課金を避けるという趣旨から、kW課金分につきましては、発電所については託送kWを上回る発電側の逆潮分だけ課金をするというようになっております。つまり、発電所で所内電力などのために電気を外から買ってくるということはあると思うんですけれども、買って来た電気に小売託送料金がかかり、発電側課金にもかかるということで二重課金になる可能性もあるので、この差分のG-Lというところが発電側課金の対象となります。

発電事業者と小売事業者の間で転嫁ガイドラインなどを踏まえて今協議をしているところだとは思いますが、参考までということではあります。こういう論点もありますので、そういうことも踏まえていただければと思います。

下に各エリアにおけるG-Lの率の平均値ということ、今回、各エリアの一般送配電事業者の方にも御協力いただきまして出しております。これはエリアの平均値でありますので個別には異なるはずですので、個別協議の際は、適宜個別に御確認いただきたいと思います。

なお、この試算値も、ちょっと事務局の求めに応じて今般つくりましたということであ

りますので、今後変更の可能性があるのでありますので、その場合はまたお知らせしたいと思っております。

事務局からは以上となります。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

議題7でございますけれども、本件は報告事項でございますので、質問等につきましては、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と思いますが、特にこの場で御発言の希望等ございますでしょうか。よろしいでしょうか。ありがとうございます。

それでは、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　　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90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——