

第3回制度設計・監視専門会合

日時：令和6年11月15日（金） 15：00～17：48

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、松村委員、熱海専門委員、大橋専門委員、草薙専門委員、
末岡専門委員、二村専門委員、松田専門委員、山内専門委員、山口専門委員

（オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください）

○田上総務課長 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3回制度設計・監視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、安藤委員は御欠席、二村委員は遅れての御参加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。本日の議題でございますけれども、議事次第に記載した6つとなっております。

それでは、早速、議題の1つ目から進めていきたいと思います。議題の1つ目は、「内外無差別な卸売にかかる子会社の対象外電源の考え方」となっておりまして、石井室長より、まず御説明をよろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 承知しました。まず、2ページ目御覧いただければと思いますけれども、本日御議論いただきたい内容ですが、ここにありますように、今年6月の専門会合で内外無差別な卸売の対象として、原則、コミットメント主体の旧一電とJERAが保有する電源、それとその子会社が保有する電源として整理をしています。

その一方で、子会社自身が建設した電源であって、小売に用いる部分について、規模が小さく市場における競争を歪曲するおそれが高いと判断される場合は、これはあくまで例示ですが、例外としてよいのではないかというふうにしたところです。

今般、その対象外とする電源の考え方の案を検討しましたので、御意見をいただきたい

と思います。そして、本日いただいた御意見も踏まえて、次回12月末に開催する専門会合でその具体的な基準案をお示ししたいと考えています。

3 ページ目でございます。こちらはこれまでの議論の経緯を振り返るものですが、2 ページ目の内容と重複しますので割愛をいたします。

7 ページ目です。そもそもの内外無差別な卸売の目的ですが、これはコミットメント対象事業者、つまり旧一電等はエリア内に多くの電源を保有するために、当該エリア内で市場支配力を有するとの前提の下、社内外・グループ内外小売を問わず当該電源のアクセス機会の公平性を確保し、中長期にわたってイコールフィッティングを維持していこうというのが目的です。

このため、旧一電の小売部門と新電力との間で公平な環境が整備されずに、旧一電の発電部門がグループ内の小売部門に対して電源調達に当たって不当な内部補助を行って、同小売部門が廉売を行うことで地位の維持・強化につながる場合は、競争の持続性に影響を及ぼし得ると考えられます。

ここで不当な内部補助については、旧一電等の発電部門から同小売部門への内部補助であって、小売市場における競争を歪曲する程度のものであることが適当というふうに整理してきています。

その上で、8 ページ目でございます。各エリアにおける旧一電等の卸売、小売市場での支配力を踏まえれば、その支配下にある子会社が保有する電源も、原則、内外無差別な卸売の対象とすべきと。ただし、内外無差別な卸売の本来の趣旨に立ち返り、小売市場における競争を歪曲するおそれが低いと判断できれば、子会社が保有する電源について対象外として整理をしたいと考えています。

その際、子会社にあえて電源を抱えさせることによって対象外となる電源が増えれば、内外を差別した卸売が増加して、今申し上げたように小売市場における地位の維持・強化につながりかねないと。

このため、エリアにおける競争を歪曲するおそれが低い電力量に限定する必要があるのではないかと考えています。加えて、予見性を確保する観点から、設備容量についても一定程度制限する必要があるのではないかと考えています。

他方で、既存契約が既にある場合、そしてその規模が僅少であって、小売市場の競争歪曲のおそれが低いと判断できる場合は、対象外として整理してはどうかという案でございます。

9 ページ目でございます。今申し上げた内容を対象外として整理することが自明なものも含めて表にしたものがこちらになりますけれども、(ウ)、(エ) のようなケースで対象外として扱うことについてはどうか。僅少な規模として判断する際の具体的な数値、パーセントについてはどのように設定すべきかということでございます。(ウ) については既存契約が存在する電源でして、エリア内においてこれに該当する電源の発電電力量の合計値がエリア内の小売販売総電力量に対して僅少な場合、ここでは数パーセントとしていますけれども、これに限定するという案でございます。

(エ) については、規模が僅少であることから、小売市場における競争を歪曲するおそれが高い電源でして、(ウ) と同様に数パーセント未満であり、当該電源ユニットの出力が環境影響評価法における第一種、第二種のいずれにも該当しないものとしてはどうかというふうにしています。

なお、各発電事業者から、その子会社の保有する電源であって、自ら僅少な規模に当たるというふうに考えられるものについて、具体的な発電所の情報とともに提出いただいております。これは完全に個社の情報に当たるものですので、守秘義務のかかっております委員の皆様限りの資料として共有させていただいております。

そうした情報も参考にしつつ、御意見を賜ればというふうに思っております。

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、ただいまの事務局からの御説明につきまして、具体的な御提案もございましたけれども、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思います。御発言の希望がございましたら、チャット欄でお知らせいただければと存じます。よろしくお願いいたします。

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。異論はございません。コメントをさせていただきたいと思います。

この資料の2 ページの2 つ目のポツにございます「旧一電及び J E R A の子会社が自身で建設した電源であって、且つ、当該子会社の小売に用いる部分について、その規模（販売電力量等）が小さく、小売市場における競争を歪曲するおそれが低いと判断される場合」というものをしっかりと定義しておく必要があるということには異論がないところだと思います。よって、8 ページの考え方にも違和感がありません。

次回専門会合で最終基準案が出されるということですので、思いますに、9 ページ

の（ウ）とか（エ）で申し上げたいのですが、僅少な規模ですので、そもそも何パーセントなどという切りのいい数字が立つのか疑問も残るところであります。つまり、もっと低い数字ということにもなり得るかと思ひますし、むしろコンマ何桁まで精査すべきというようなことも重要になってくるのかもしれない。その辺り、次回詰めていくべき内容ではないかと思ひました。

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。今回の議題について、監視の効率化という目線だと思いますけれども、競争に影響を与えないと確認できるものについては外すということについて、大きな異論はございません。他方で、今回、量について着目されているわけですが、量としては規模が小さいものであっても価格の優位性のある電源というものがあるかと思ひますので、その点も踏まえて総合的に御判断いただくというほうがよいのではないかと思ひました。

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。

それでは、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 中野です。今映し出されているところですが、（ア）、（イ）、（ウ）、（エ）、いずれも基本的には方向としてはいいと思ひているのですが、（ア）と（イ）と、（ウ）と（エ）というのはやや性質が違ふもので、小さい電源だから一律でいいだろうという話でもないと思ひています。先ほど松田先生もおっしゃられましたけど、小さくても価値のある電源というものがあつて、確かに規模的には市場への影響というのはわずかなになるかもしれませんが、例えば小さくとも水力は、必ずしも大きさによらず価値のある電源で、実際に一定の価格で相対取引がなされているわけです。ですので、市場への影響というだけではなくて、できれば実際の価値みたいなものも考慮に入れたらどうかと思ひています。

また、発電する側の皆様からしても、それこそグループ内であれば減価償却済みで、例えば同じ水力であっても安く取引がなされることがあるかもしれませんけど、それをグループ外に販売すればすれ、もしかするともっと高く売れる可能性があるかもしれません。

その辺りの社内外の取引価格の関係性は検討の余地があるように感じております。

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。

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ございますでしょうか。

○石井取引制度企画室長 どうも御指摘いただき、ありがとうございます。冒頭に申し上げましたように、今回は、あくまで子会社保有電源の対象外となるものについて、事務局として案をお示ししたものです。いただいた御意見なども踏まえながら、12月の会合で数値も含めて案を提示できればと考えています。

この内外無差別の議論については、親会社が保有する大規模な電源であったとしても、電源種が水力であるか否かとか、そういった整理はしておりません。親会社の議論でそうした整理をしてない中で、子会社の保有電源について電源差別的な議論がふさわしいのかといった視点はあるかと思っています。

ただ他方で、御指摘いただきましたように、小水力か否かは別にして、非化石価値といった価値についてもkWhの価値と同様に一つの重要な指標であるという御指摘は、理解できます。この点については、短期にというよりは中期にわたってしっかり検討していくこともあり得るのではないかというふうに思っております。

いずれにしても、12月の会合で数値も含めて案をお示しできればというふうに考えています。

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、事務局におかれましては、次回12月の専門会合にて具体的な案を御提示いただければと思います。よろしくお願いいたします。

続きまして、議題の2つ目に移りたいと思います。議題の2つ目は「GHG排出制約のある発電ユニットにおけるスポット市場での余剰電力供出の考え方について」となっておりまして、引き続き石井室長より御説明いただければと思います。

○石井取引制度企画室長 承知しました。それでは、資料4を御覧いただければと思います。

まず、2ページ目でございます。本件は、事業者からの御相談をきっかけに、これまで整理されてこなかった事象について新たに整理の仕方を検討したいと考えている案件にな

ります。皆様御承知のとおり、適取ガイドラインでは、スポット市場において余剰全量を限界費用で供出することが望ましく、市場支配力を有する事業者においてはそれが特に強く求められるというふうにしています。

今般、これに該当する事業者から、環境影響評価書に記載したCO₂排出量等を遵守するために、発電所の年間稼働率を低下させたい、これによる出力抑制は、適取ガイドラインにおけるスポット市場への売り入札に関する考え方に照らして問題ないかといった御相談がございました。

次ページ以降に過去整理してきたものをお示ししておりますけれども、電事法に基づいて事業者が環境影響評価書に記載したCO₂等の温室効果ガスの排出量を抑制するための出力抑制、または停止によって生じる入札制約について、合理的な制約とみなすことができるかどうかは、過去、専門会合で整理しておらず、扱いが明確になっていないという状況でございます。

そこで、本件についてどのように扱うべきかを御議論いただきたいというものでございます。

3ページ目でございます。こちらは余剰電力の定義を示したものになっています。適取ガイドラインでは、自社供給力から自社想定需要と予備力と入札制約を減じたものとしています。第24回の専門会合では、この自社供給力、入札制約に該当するもの、しないものについて御議論をいただいて、既に整理をしています。

具体的には5ページのとおりでございます。ここにありますように、供給力の範囲に当たるもの、入札制約の範囲に当たるものというのを個別に御議論いただいて、○、×というものを付けております。

その上で6ページ目、御覧いただければと思いますけれども、今般、発電事業者から、そこにありますように保有する電源ユニットについて、年間を通して稼働させた場合には、環境影響評価書に記載した年間CO₂排出量、CO₂原単位を維持できない見通しだと。安定供給のため、当該ユニットを運転し最大限稼働させたいものの、環境影響評価書に記載している年間排出量等を遵守すべく稼働率を低減させることは、余剰全量供出との関係で問題ないかという御質問をいただきました。

発電設備における温室効果ガスの排出量については、電気事業法におきまして、環境影響評価書に記載されているところにより、環境保全について適正な配慮をすべきというふうにされています。

このため、基本的には同評価書に記載の温室効果排出量の数値に抑制するため、やむを得ない場合は入札制約として扱い得ると考えられないかと考えています。

他方で、7ページ目でございますけれども、環境影響評価書の遵守が合理的な入札制約として位置づけられるとしても、どのタイミングで入札制約を生じさせるかについては発電事業者の判断によりますので、非効率石炭火力の入札制約に関する議論と同様に、例えば、需要が高く市場価格が高騰することが見込まれるタイミングであえて稼働を抑制して入札制約を生じさせるような場合には、その合理性について疑念が生じます。したがって、合理的な入札制約として位置づけはするものの、事後監視の結果次第では相場操縦を問われる可能性は排除できないとしています。

下のほうに※を付しておりますけれども、※に記載しているとおりですが、法的配慮義務の範囲であることが明確でない場合、その場合はそもそも合理性のある入札制約としては認められないと考えています。その上で、そうしたケースが相場操縦に該当するかは事後監視の中で、従来どおりですけれども正当な理由があるかを個別に確認して、相場操縦の該当性について判断していくということだと考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、ただいま御説明いただきましたけれども、その内容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。よろしくお願いいたします。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 御説明ありがとうございました。事務局の御整理に異論はございません。余剰電力のスポット市場への供出というのは、小売の競争促進のために求められているというものですけれども、小売の競争促進というのは、当然のことながら法令の範囲内ということだと思いますので、今回の制約については、ある意味で法令上の制約というところで、そこについて供出を求められないという整理は妥当であると思います。

また、その上でタイミングについては、事後監視の対象というのもおっしゃるとおりかと思われましたので、今回の御整理、異存ございません。

○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。

それでは、末岡委員、よろしくお願いいたします。

○末岡委員 ありがとうございます。事務局が御用意された案でも前提とされているのかなとは思いますが、環境影響評価書の記載を遵守するために稼働率を抑制することがやむを得ないのかどうかという観点。そうすれば遵守できるという場合だと思うのですが、それがやむを得ない手段なのかというところも併せて見ていただければと思います。

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、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。御説明に感謝します。

私も異存ございません。温室効果ガスの排出制約のある発電ユニットにおけるスポット市場での余剰電力供出の考え方については、確かに電気事業法に基づき事業者が環境影響評価書に記載した温室効果ガスの排出量に抑制するための出力抑制、または停止といったことによる入札制約を合理的な制約とみなすことができるかどうかについては、そもそもこれまで制度設計専門会合等で整理していない以上、きちんとした整理があったほうがいいと思います。

支配的事業者に、需給が逼迫して価格が上がるということが分かっているのに、この種の制約に着手するというのは相場操縦と見られてもやむを得ないと思います。そして思いますに、監視等委員会では、例えば価格について、マーケットの動向とか広域予備率の観点等を踏まえて一定の基準を満たす場合にはアラートを発せられ、それは発電事業者にも届くということであれば、その場合にはこの種の制約は合理的理由とはならないということだと思います。

それらのことを踏まえまして、発電事業者におかれて適宜適切にこの制約を活用できる場合が確実だと考えられたことが後で説明できることも重要だと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして松村委員、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。合理的な提案を出していただいたと思います。基本的に問題ないということと、それでもわざわざ春とか秋とかに動かして、夏とか冬だとかに止めるというようなとても不自然なことが出てくれば、それは相場操縦という可能性があり得るということは、ある意味でとても常識的で、合理的な整理をしていただいたの

だと思います。

さらに、今回の件は事業者から相談があったということに関しては、高く評価すべきだと思います。そのような相談をしてくださった事業者にも感謝すべきだと思います。常識的に考えても、これノーと言うはずないと思うのですけれども、普通に整理すれば、でも、念のためにちゃんと確認するということはとても重要なことだし、逆にこのようなことも許されないのだと勝手に判断してしまうようなこと、かつては全く別の文脈で非常に不合理な解釈をしていた事業者もいたわけで、そのような不合理な解釈だとかルールだとかを押しつけるはずはないので、今回のように、本来は、これは問題ないと思われるのだけど念のために確認させてくださいということが頻繁に出てきて、その度に今回のように合理的に明確に確認していく、表の場で確認していく作業が積み重なることが、ルールをより効率的にし、柔軟にするということになると思います。今後もこのようなことがあれば、ぜひ積極的に相談していただければと思いました。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほかに、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、ありがとうございました。

事務局からコメントございますでしょうか。

○石井取引制度企画室長 どうもありがとうございます。今、末岡委員含めいろいろな皆様から御指摘いただきましたけれども、確かに環境影響評価書の遵守のためにやむを得ないかと、その手段として適切かといったところも含めて、これは事後監視の中でしっかりと見てまいります。

それから松村委員からもいただきました、どうも御指摘ありがとうございます。引き続き、我々としても効果的に実効性のある監視を通じまして、事業者からの相談がしっかりと寄せられるように対応してまいりたいと思います。どうもありがとうございます。

○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、事務局案のとおり進めたいと思います。ありがとうございました。

それでは、次の議題に移りたいと思います。それでは、議題の3つ目でございますけれども、「インバランス料金制度の詳細設計等について」となっております。まずは、黒田課長より御説明をよろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料5に基づきまして説明させていただきたいと思います。「インバランス料金制度の詳細設計等について」ということでございます。

今回も前回に引き続き、需給逼迫時補正インバランス料金の検討について進めたいと思いますので、よろしくお願いいたします。

まず、前回会合までの議論を踏まえた論点ということでございますけれども、C値・D値の見直しということにつきましては、C値・D値の目的や背景を踏まえて、現状に即した数値の設定に見直すべきということでございまして、様々な視点、価格シグナル効果による系統利用者への適切な計画遵守インセンティブですとか、DR等の追加的な供給力確保、段階的な引上げ、調整力kWh市場の流動性の確認、定期的なモニタリングの実施というような御意見も出ております。

それから補正料金算定インデックスでございますけれども、こちら後で詳しく御説明いたしますけれども、補正料金算定インデックスに広域予備率を参照したと、今年度からしている結果、需給逼迫時に補正インバランス料金が適切に上昇せず、価格シグナルを通じた市場メカニズムが適切に機能していないといった課題が出てきているということでございますし、また、広域予備率の情報信頼性の回復が前提として必要といった意見もいただいております。

それから長期間上限価格が続いたときの措置、セーフティーネットということでございますが、こちらもC値の設定とセットで検討すべきといった御意見をいただいておりますので、こうした点を今回議論させていただければと思っております。

4ページ以降は、前回に各事業者に行っていたいただいたプレゼンの要点を載せさせていただいてまして、7ページ以降は、委員、オブザーバーの主な御意見を載せさせていただいておりますが、時間の関係で割愛させていただきます。

それでは、10ページ以降です。まず1つ目の論点として、補正料金算定インデックスについてということでございます

まず、これまでの経緯でございますけれども、補正インバランス料金は需給逼迫時にインバランス料金を上昇させる仕組みということで、その上昇の程度は、一般送配電事業者が用いることができる電源の供給余力を補正料金算定インデックスと言っておりますが、これに応じて決定されていくということでございます。

この補正料金算定インデックス、例えば13ページにある横軸のことでございますけれども、こちらについては、新インバランス料金制度の運用開始時には調整力の広域運用が開

始されていることを踏まえて、調整力の広域運用が行われるエリア、広域エリアごとに算定することとしております。

このため、概念的には広域予備率に似ているのですが、当時は広域予備率の算出方法の考え方が一般送配電事業者間で統一されていなかったといったことから、補正料金算定インデックスを広域予備率とは分けて独自に定義をしていたということでございます。

他方で、節電の呼びかけ等の電力の需給運用については、広域予備率に基づいて行われているということでございまして、こうした混乱を避ける観点から、補正料金算定インデックスについては2024年度から、これに広域予備率を参照するという事になったというのが経緯でございます。

12ページ以降は過去の資料を載せさせていただいておりますが、飛ばさせていただいて18ページでございます。今年度以降、補正料金算定インデックスに広域予備率を用いることになったということなのですが、これ以降顕在化した問題といたしまして、広域予備率は広域エリアの需要に対してどの程度供給力が残っているかを把握する指標であるということですので、需給逼迫時には追加供給力対策を発動させるということで、この追加供給力対策を発動すると、供給力が増加して広域予備率が上昇（改善）するということになります。

一方で補正料金算定インデックスについては、補正インバランス料金が緊急時の追加供給力確保のコストをインバランス料金に反映するといった目的でございますので、追加供給力対策がなかったとしたらどのような値になっていたのかというので表すのが本来の姿ということでございまして、こういった観点からすると、2024年度以降は補正料金算定インデックスに広域予備率を参照するとした結果、需給逼迫時に補正インバランス料金が適切に上昇しないという事象が顕在化をしているということでございます。

また、4ポツはちょっとまた別の話をしているのですが、需給調整市場の調達不足の影響によって、週間・翌々日時点の広域予備率がエリアによって顕著に低下しているといった問題も顕在化してきていまして、これによって広域予備率は実態に即した値となっていないといった課題も生じておりますけれども、この課題につきましては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会においても指摘・検討がされているということでございます。

20ページでございますけれども、以上を踏まえた補正料金算定インデックスの見直しについてということでございます。2ポツを見ていただければと思いますけれども、制度設

計の趣旨を踏まえると、追加供給力対策のコストを補正インバランス料金に反映させるということであれば、補正料金算定インデックスには追加供給力対策を考慮しないこととするのが合理的とも考えられるということでございまして、その場合には広域予備率とは別の指標が併存するということになるのですが、各指標にはその目的に応じた合理的な定義があつてしかるべきという考え方を取れば、特に問題ないとも考えられるのではないかとということでもございます。

一方で、3ポツで書いてあるとおり、こうした運用を行うためには一般送配電事業者の技術的対応可否やシステム改修コスト等も踏まえた上での検討が必要ということでございまして、以降で検討しているところでございます。

21ページでございしますが、字が小さくて恐縮なのですが、現在の追加供給力対策ということで、広域予備率に沿って8%、5%、3%といった数字に基づいて複数の追加供給力対策がラインアップされておりますので、仮に追加供給力対策を補正インバランス料金に反映する場合には、これらの対策に係る供給力を補正料金算定インデックスの供給力から除くということになると考えられるということでございます。

22ページでございしますが、こうした補正料金算定インデックスから追加供給力対策を控除することについての課題ということでございます。インバランス料金は、系統利用者への価格シグナルのベースとなるというものでありますので、その価格はタイムリーに、具体的には実需給終了後30分以内に情報公表を行っているということでございまして、こうした前提の中で追加供給力対策のコストを補正料金インバランス料金に反映しようとする、中給システムへの追加供給力対策の供給量を把握して、これを広域予備率の供給力から控除すると。さらに広域機関システムで補正料金算定インデックスの計算をし、インバランス単価中央算定システムでの補正インバランス料金の計算といったことをタイムリーに行っていくということが必要になってくるということでございますけれども、ただ一部の追加供給力対策におきましては、追加供給力をタイムリーに把握することが困難、システム運用が複雑になるといった理由で、各社一律に補正料金算定インデックスの計算から除くことが困難なものが存在するということでございます。

なお、右下に書いてありますとおり、こうした対応をしようすると、各社の中給システムの改修は必須になるということでございます。

具体的には23ページでございまして、今、追加供給力対策11個載せておりますけれども、こちら一般送配電事業者の確認中でございまして、こういった項目が技術的に控除できる

かどうかということを確認しているところでございます。今、控除可否のところは○、△、×ということが書いてありますけれども、○は、一定のシステム改修期間を前提とすれば控除はできるというもの。△については、控除できないわけではないのだけれども、運用負担やコストが大きいといったことで課題がある。×は、控除は難しいということございまして、現在聞いておるところでは、黄色の網かけをした項目、増出力運転・ピークモード運転、自家発電き増し要請、水力両用機切り替え、供給電圧調整、こういった項目のみが各社一律に控除できるという回答を得ているということでございます。

では、実際にこの項目を控除した場合にどういう影響になるかということで、この夏に追加供給力対策が発動されたケース、予備率が低下したケースというものをベースに、実際に発動した追加供給対策を全て控除したらどうなるかと。さらには、広域予備率との乖離において、各社一律に控除可能な対策がどの程度広域予備率の変動に影響を与えていたかという分析を4つのケースで以下行っております。

結論を先に申し上げますと、2ポツで書いてあるとおりで、乖離が最大になる時間帯においても乖離率は0.08～0.42%ということで、各社一律に控除可能な対策による変動のみであれば、影響は限定的であるということが結果になっているということでありまして、具体的には25ページ以降でございますが、これは7月8日の東京エリアということでございます。青が広域予備率、オレンジが補正料金算定インデックスということで、追加供給力対策なかりせばどうだったかというのが、このオレンジのところということでございます。

3つの時間帯をピックアップしているのですが、例えばB、11時半のコマを見ていただくと、右にBというのが書いてあるのですが、乖離幅2.83%と書いてありまして、広域予備率が4.37%だったのだけれども、追加供給力対策を除いた補正インデックスであれば1.54%ということで、2.83%の乖離があったということでございます。ただ、その寄与度というところで見ると、大きく寄与しているのは揚水発電機の運用切替えですとか、あと安定電源への電気の供給指示といった項目でありまして、唯一、各社一律に控除可能な対策に入っていた増出力運転・ピークモード運転だと、0.42%にとどまっているというような状況でございます。

以下、同じような分析になるのですが、26ページは7月30日の東京エリアということで、こちらもAの時間帯は広域予備率が4.02%というところで下がっていたところでありまして、乖離幅は0.7%ということでありまして、増出力運転・ピークモード運転だけであれば0.22%にとどまるというような状況であります。

27ページと次の28ページは、9月18日の同じ日でありまして、1つは中部・北陸エリア、もう一つが関西・中国・四国・九州エリアということで、系統分断というのがあったので、2つのエリアを別々に見ております。こちら、例えばBの17時半から18時、乖離幅は2.38%ということではあるのですけれども、大きく寄与しているのは発動指令電源の発動1.72%ですとか、安定電源への電気の供給指示というところでございますので、増出力運転・ピークモード運転だけであれば0.08%といったような状況になっているということです。

28ページも同じような状況になっております。

29ページなのですが、補正インバランス料金への追加供給対策コストの反映の別の方法として、先ほどは横軸で追加供給力対策がなかった場合にどうだったかということで計算をして対応するという対応だったのですが、今回は縦軸のほうで、実際に追加供給力対策を行ったときのコスト、下の図であれば α の部分を計算しまして、その高さで調整するといったような方法もあり得るということでございます。

ただ、こちらまずインバランス料金中央算定システムの改修が必要になるということと同様であるということに加えて、追加供給力対策のコストの部分をどう特定するかというのが困難なケース。例えば自家発電の稼働コストなどは、どの自家発を稼働するかによってコストが大きく異なってくるというものでございますので、これを特定することの困難性といったようなことも踏まえて検討しなければいけないといったような状況でございます。

以上を踏まえまして、今後の進め方ですけれども、今回は現行の補正料金算定インデックスの課題を示して、その改善策としての補正料金算定インデックスの供給力から追加供給力対策分の供給力を控除する、横軸で調整する方法と、あとはコストで調整する、縦軸で調整する方法を検討いたしましたけれども、次回以降、これらの方法に関する技術的な課題や、さらには補正料金算定インデックスの情報公表についてさらに検討を行って、また、こうした方法を採用した場合の費用対効果等も踏まえた上で、補正料金算定インデックスの見直しの方向性を整理していきたいと考えております。

続きまして、2. で長期間上限価格が継続した場合の措置についてということでございます。

いわゆるセーフティーネットということでございますけれども、こちらにつきましてはこれまでの議論において、こうした長期間上限価格が継続した場合の措置の必要性につい

て、委員、オブザーバー等から意見をいただいているということでございますので、どのような措置が取り得るかの検討を次ページで行っております。

34ページでございますけれども、こちらで累積価格閾値制度というものを一つの例として御紹介させていただいております。長期間上限価格が継続するような状況では、電源は供給力として出尽くしているということが想定されますので、追加的な供給力として期待できるのは基本的にはDRに限られてくると。しかし、長期間のDRの連続稼働には限界があることから、一定期間を超えると小売事業者の供給力確保は極めて厳しい状況になり、不足インバランスが累積するということも想像されるところでございます。

こうした回避困難な不足インバランスの累積による経済的負担を緩和するためには、上限価格が一定期間以上連続して発生した場合には、一時的にC値を引き下げると。累積価格閾値制度といったものを設定することも一案として考えられるがどうかということでございまして、なお海外の電力市場でも、オーストラリアではこうした制度が導入されているということです。下を書いてあるとおり、7日間に相当する2,016の取引額合計値が一定値を超えた場合に、以下の取引価格は上限で\$300/MWhになると。これが1週間継続するといったような制度があるということでございます。ただ、これを検討していくとした場合には、例えば期間設定で算定期間はどの程度にすべきかとか、閾値の設定、閾値を超えた場合の上限価格、解除要件、こういった検討が必要になってくるのではないかと考えております。

最後3点目、C値・D値についてということでございます。

前回会合では、各事業者からプレゼンをいただきまして、C値については様々な視点が必要と。価格シグナル効果による系統利用者への適切な計画遵守インセンティブですとか、DR等の追加的な供給力確保の観点で引上げが必要という意見も多くあった一方で、C値の引上げに当たっては、長期間上限価格が続いたときの措置ですとか段階的な引上げ、さらには算定諸元となる広域予備率の適正化、調整力kWh市場の流動性の確認など、また、C値引上げ後も定期的なモニタリングの実施を行うべきといった幅広い視点からの御意見をいただいているところでございます。

これらを踏まえまして、次ページ以降でさらに検討を行っているということでございます。

37ページ以降は、先ほども見た、逼迫があったインバランスが高くなっていた日とエリアで時間前市場がどうなっていたかというのを見ているところでありまして、青のインバ

ランス料金が、例えば7月8日の東京であれば194まで上がっていたということなのですが、オレンジが時間前市場の高値で、グレーが時間前市場の平均なのですから、こちらのインバランスが高くなっていたタイミングでも、時間前市場はあまり大きな動きは見られなかったというのが7月8日です。

7月30日も同じような傾向でございます。

9月18日の中部・関西は、オレンジの時間前市場の高値のところは、反応はしているということなのですが、70円ぐらいまで上がっているのですが、ただインバランスの130円と比べると、十分に上がっていたという状況ではなかったということでもあります。

40ページ以降は、また同じ日とエリアでインバランスがどう発生していたかということで、需要B Gと発電B Gに分けて、こちらのページは需要B Gなのですが、左側が旧一般電気事業者、右側が旧一般電気事業者以外の需要B Gということで、分けて示させていただいております。

7月8日の東京エリアでは、赤の点線で囲っている広域予備率が低下した期間は、不足インバランス、青のほうで見ると、旧一電のほうはややそれ以外と比べると不足インバランスの発生は低かったというところでもあります。一方で、余剰インバランスについては旧一電以外の需要B Gが出してしまっていて、ある種きちんと調達をして需要を出したということかと見ています。

今度は発電側のB Gのインバランスということでございますけれども、旧一電以外の余剰インバランスについては高く出ているので、これは恐らく追加供給力対策として安定電源の電気の供給指示が発出されておりますので、その影響で余剰インバランスが発生していたというようなことではないかと考えております。

42ページは7月30日の東京エリアの需要B Gということでございまして、青は旧一電以外のほうが少し多めには出ているということではありますが、余剰インバランスも旧一電、旧一電以外ともに出ているので、前日、高需要があったこともあって多めに確保していたのかなという形でございます。

発電B Gが以下のような形ということで、こちらも安定電源への供給指示等で余剰インバランスが出ているのではないかとと思われるということでもあります。

44ページ以降が、D値の見直しについての議論になります。こちらですけれども、まずDの設定については、考え方として、補正料金算定インデックスの水準が8%までは確保済みの電源1で需給対策が行われるといった考え方で、8%までは電源1のコストを

反映するという考え方で、確保済みの電源 1 のコストとして45円／kWhを適用していたということでもあります。

すなわち、D値は確保済みの追加供給力対策のコストを反映するという考え方によっていることから、D値の見直しに当たっては、現状の追加供給力対策を踏まえる必要があるのではないかと考えています。

45ページですけれども、資源エネルギー庁、広域機関の検討も踏まえて、今冬の追加供給力対策の実施順位につきましては、まず8%で揚水発電機の運用切替え、次に安定電源への電気の供給指示、さらには余力活用電源の追加起動という順番で発動するとなっておりますので、この発動順位が最後になる余力活用電源の追加起動が8%未満の限界的な対策、これに起動費を加味したコスト、最も高いコストであると考えられ、そのコストは上げ調整費用（V1）＋起動費（V3）ということと考えられるということでもあります。

47ページでございますけれども、これを把握するために、現在、需給調整市場システムに登録されている調整力のV1、V3のうち、直近1年分の実績からこれら費用の1kWh当たりの単価を算出したということございまして、その最高価格は47円～55円／kWhとなったということでもあります。左下に試算の方法が書いてありますけれども、火力電源を想定した上で、停止期間とか運転時間の一定の仮定を置いた上で、起動費が最高になるものと起動費が最低になるものということで、現実として47円～55円といった試算をしているということでございます。

これを踏まえますと、D値については、現状の確保済みの追加供給力対策のうち最もコストが高いと考えられる余力活用電源の追加起動のコストを反映するという考え方であれば、50円程度とするのが一案ということございまして、下で小さく書いてあるとおり、55円が起動費停止時間最長の場合、47円が起動費停止時間最短の場合なので、間を取ってといいますか、中間的には50円程度というのが一つの考え方ではないかということでございます。

一方で、10ページ以降で告示をしたとおり、補正料金算定インデックスを見直すことで補正インバランス料金が適切に上昇し、追加供給対策が発動する広域予備率8%付近でのBGの同時同量達成インセンティブを高めるという考え方もあり得ることでございますので、これを踏まえれば、理論上は①補正料金算定インデックスのみを見直す、②D値の水準のみを見直す、③として、この双方を見直すといった選択肢も考えられるかどうかということでございますけれども、いずれにしても、本日の議論ももちろんですけれ

ども、次回以降の会合で、過去の需給逼迫事例を用いた影響度分析も踏まえて検討を深めていきたいと考えております。

それからC値の見直しということでございますけれども、補正インバランス料金のCの設定につきましては、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格ということで、以前の考え方としては、DRを追加的に確保するコストとして600円/kWhというものを適用していたということでございます。

2ポツで書いてあるとおり、C値の見直しをするに当たっては、電源1'の調達価格ありきというよりは、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに確保するために十分な価格として何が考えられるかということを検討する必要があると思われるところであります。

50ページは、C値の考え方を踏まえて現時点で取り得る数値というものを検討させていただいているところであります。まず、容量市場の約定価格を参考にした場合ということでありまして、左下にあるように、年度ごとに振れがある。2024年は高めに出ていたというのがありまして、それを除いて25～27年というものを示していますけれども、年度ごとにみると振れがあるということで、C値としてどれかを引用するというのは不安定な面があるということではあるのですが、ただ、例えば25年度から27年度までの3年分の平均ということで取ると、約300円といった数値になるということであります。

右下が追加供給力公募を参考にした場合ということでございまして、過去の結果から踏まえると300～900円程度ということでありまして、直近の2023年度の夏季公募で試算すると300～400円といったところであります。また、これまでのkW公募の最高価格をDRに限定して試算すると323円ということでございます。こういったものも踏まえながら、どうなるかということでもあります。

なお、ちなみに51ページについては、海外における補正インバランス料金の上限価格を参考で載せておりまして、海外ではおおむね数百円～1,000円程度に設定されていると。例えばイギリスであれば、MWh当たり6,000ポンドということで、大体kWh900円です。テキサス州は1,000円、アイルランドは450円といったような数値になっている。これは御参考でございます。

52ページなのですが、C値の引上げによる不適切な行動に対する対応ということで、前回事業者からのプレゼンの中で、C値の引上げが与える影響として、今年の1月に

北海道エリアで発生したV1をC値で登録した事案というものについて、再発するのではないかという懸念を示す意見もあったということであります。

こちらについては、ある蓄電池事業者が、小売電気事業者との契約において、スポット市場後の充電による電力供給についてはインバランス料金で精算するという事になっており、V1の諸元となる充電電力量費用をC値とすることで、事後の小売事業者との精算において損失を発生させないということを意図した行為であったということで、インバランス料金がある種需給状況とは無関係に高値となっていたということでございます。これを踏まえて、再発をどうやって防いでいくかということを検討しております。

53ページでございますけれども、2つ目のポツ、前回の事案に対する事務局の今後の対応としては、限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う事業者に対しては、インバランス料金単価の予測を行うことを求めるという整理をさせていただいておりまして、インバランス料金はタイムリーに情報公表されていると。さらには、V1はゲートクローズまで変更可能であることから、これらの情報を参照することなく予測されたインバランス料金を基に設定されたV1は合理的とは言えないと考えられる。

上記を踏まえ、一般送配電事業者にも協力を求めながら、V1及びV2の監視を行っていくこととし、機会費用を含む限界費用にインバランス料金の予測値を引用している事業者に対しては、必要に応じてその予測方法について確認していくこととしたい。

特に余力活用契約のないリソースについては、V1のみの価格登録となっているということで、需給調整市場ガイドラインに規定するV1、V2スプレッド20%以内の抑止効果は機能しないということもありますので、より厳格に監視を行っていきたいと考えてございます。

最後55ページでございますが、今回、補正料金算定インデックスと長期間上限価格が継続した場合の措置、C値・D値の数値等について検討をさせていただいてまして、次回以降、本日の議論を踏まえ、また過去の需給逼迫事例を基に、補正料金算定インデックスやC値・D値を見直した場合の影響額分析を行い、結果も踏まえながらさらに検討していきたいと考えております。

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。前回のヒアリングを受けて、詳細な分析、具体的な御提案をいただきました。

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。

います。御希望がございましたら、チャット欄にてお知らせいただければと思います。よろしく願いいたします。

草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。御説明ありがとうございました。

御説明に違和感はなかったのですが、ここまで何度も議論を重ねて、だんだん方向性が定まっていると思いますので、幾つかコメントを申し述べます。

まず3ページですけれども、最後の2行のところで、長期間上限価格が続いたときの措置、つまりセーフティーネットにつきまして、「C値の設定とセットで検討」と。セーフティーネットは「C値の設定とセットで検討」というふうに記載されています。「C値の設定とセット」という言葉の意味は、C値の設定だけではなくセーフティーネットも同時に検討という意味で使っておられると理解していますところ、セーフティーネットについては、本来は制度開始当初から用意する必要があるということだったのだということを踏まえ、C値を引上げないならセーフティーネットは用意しないといったような、そんな議論にはならないように一応の留意が必要と考えます。

次に、37ページのスライドと38ページのスライドでございますが、時間前市場での価格の推移を比較したところ、インバランス料金の上昇に対して、時間前市場での価格は十分に上昇していないことが確認されております。もともと時間前市場の取引が閑散としているということはあるがちなことですので、このタイミングで入札量のほうはいかなるものであったのかということも大事であろうと思います。つまり、量と価格ですね。入札量と価格の推移というものを連動させて分析してみると、別のものが見えてくるのかもしれないという感想を持ちました。

それから43ページですけれども、インバランスの発生状況①から④、ページで言えば40ページから43ページですけれども、需要BGと発電BGの不足インバランスと余剰インバランスの状況の説明をありがたく思いました。とりわけこれまでのC値の水準の議論では、計画値同時同量遵守の観点から、不足行動を避けるためのインセンティブの向上という文脈で議論されることが多かったように思うのですが、今回、余剰インバランスのデータが示されたことに大きな意味があると考えます。今回示されたデータから得られる示唆から、C値やD値を仮に引き上げることで、事業者に対して不足インバランスだけではなく余剰インバランスに対してどういう行動変容を与えるのか、あるいは容量市場といったほかの市場にどういった影響を与えるのかといった分析を行うことが、C値及びD値の

在り方を決定する上で重要ではないかというふうに考えます。

最後に48ページのところなのですけれども、余力活用電源の追加起動のコストを反映してD値を50円程度とする案は、まず合理的ではないかと考えます。他方で、補正料金算定インデックスの見直しは、2つ目のポツに記載されております広域予備率8%付近のみならず、例えば広域予備率が4%から6%になった場合、そういったときにも同様に必要になると理解しています。こうした点も踏まえたと、その見直しの強度によっては、補正インバランス料金全体に影響し得ると考えられます。

それらのことを考えていきますと、3つ目のポツのほうで取り得る選択肢というのは、書かれている3つに加えて、これは言わずもがなかもしれませんが、C値の水準の精査も含めた選択肢の検討があり得ると思います。

総じて思いますに、C値やD値の引上げが、そこだけではなくて余剰インバランスに係る行動にどういう変容をもたらすかということや、メリットだけではなくて弊害や副作用はないかという視点での検討が有意義ではないかと思います。今回、不足インバランスのみならず余剰インバランスにも光が当たったということかとも思っておりまして、事務局の分析に感謝したいと思います。

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、続きまして大橋委員、よろしくお願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。2点あるのですが、まず1点目は、補正料金算定インデックスと広域予備率について、その違いについて御説明いただいたところ、この2つのインデックスを1つに扱うということは相当困難であるという御指摘はそのとおりでありまして、そういう意味でいうと、この2つのインデックスは別個に扱われるべきだということだと思います。

必要とする、対象とするユーザーが違うものだと思いますので、この情報の出し方というのに気をつけるところは非常に重要なのかなと。なかなか説明だけされても区別がつかないというケースもあるのだと思いますけれども、補正料金算定インデックスは、そもそも実際に要した追加供給力対策がしっかり反映されているべきだというふうに思います。そういう意味でいうと、追加供給力対策でシステム上一律に抜くことを前提にした下で補正料金算定インデックスをつくることで、実際に要した追加供給力対策が補正算定インデックスに反映されないということというのは、恐らく本末転倒なんじゃないかなというふ

うに思っています。

やり方を工夫する必要があるかもしれませんが、そもそも補正算定インデックスは各エリアで違った値だったわけですから、各地域で個別に抜いたものをアグリゲートするとか、ちょっと工夫をすることができないのかなというところはあると思います。従来の補正算定インデックスからどこまで変えることによって、何が効果的に変わってくるのかという点を丁寧に検証する必要があるのかなというふうに思いました。

この話とD値の話をリンクさせて議論していますが、私は、まず補正算定インデックスをしっかりとだすことが、D値をいろいろいじくるよりは優先事項だというふうには思います。

2点目はC値の話なのですが、C値の値について幾らにするかというところを御議論されているのだと思いますけれども、C値に至るまでに補正インバランス料金付近でどれだけの調整力が存在しているのかというのがちょっとよく分からないなというふうに思っています。ここに調整力がもしないのだとすると、C値だけ上げてでも解決できないというか、小売がとれる対応というのは相当限られるということだと思いますし、その裏腹としては、必要供給力がそもそもしっかりあるのかというところに話がつながるのだと思います。前回コメントとして申し上げた点なのですが、包括的に考えるべき論点の一つなのだろうということだと思っています。そこの辺り、しっかり論点として入れていただきたいと思っています。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、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。このインバランス制度のルールの究極の目的は、安定供給、安定需給だと私は思います。その視点で容量市場との関係ですね、大橋委員からも御指摘ありましたけれども、最初にインバランスの制度が始まったとき、600円が決まったとき以降に容量市場ができ、本来必要な電源は確保されているだろう、小売事業者にとっては、容量拠出金の負担と調整力単価が増加した場合にはインバランス負担という形で、一定、安定供給に対する責任は果たしているのだというふうに考えているようです。その上でさらに、ここにインバランス価格の上限を引上げ、C値を上げるということは、容量市場ができたこととインバランス制度というのがあまりリンクしないものなのか、それぞれ別々に安定供給の責任を果たすということを目指しているということ

を要求しているのだろうか、ということになるかと思います。

なので、そこは今、事務局と小売事業者に容量市場をどう捉えるかというところに少し認識の不整合がある気もしますので、改めてそこを、容量市場はインバランス制度の設計に影響を及ぼしていないのかということに関して、私は事務局の認識をまず一番最初にお伺いしたいと思いました。それが1点目です。

次、1から3の話です。補正料金インデックスと広域予備率の話がありました。また、私は、基本的には指標はあまり複数ないほうが良いと思っているのですが、おっしゃることは理解できるのですが、そもそも追加供給力の対策が入れられて広域予備率は上がりましたというのであれば、それでもなおB Gのインバランス価格を高止まりさせる必要があるのだろうかというのが一つ疑問でした。

さらに需要B Gのインバランス対応というのは高いものにつく可能性もありますので、もし追加供給力対策がうまくいって広域予備率が上がったということは、供給側の対策がうまく機能したということなので、その上でさらに需要B Gに頑張らせるというのは、必要以上に高い対策を求めることにもつながるのではないかなというように気もしております。その整理をお願いしたいと思いました。

そもそもシステム改修等の話もあって、またこれを元に戻すというのも大変そうですし、もちろん追加供給力を調達した結果の費用というのは適切に回収されるべきというのは同意しますが、無理やりカーブに反映させつつ事後に経費を精査して精算するという考え方もあるのではないかと私は思いました。

2の継続した場合というのは、やはり今の価格でも一定セーフティーネットとして必要なかもしれないという気はしています。

最後、3です。特にC値の話なのですが、今回の資料を見ると、インバランス価格と時間前市場の価格の資料がありました。これは草薙委員の御指摘にもあったと思うのですが、これをもしかしてC値を上げねばならない理由というふうにも、わざわざこの資料を出されたわけなのでそういうふうにも読めるのですが、これは売り札の量、買い札の量、で応札量が幾らであったか。最終的に価格、それぞれの売り札と買い札の値は幾らだったのかということを示してもらわないと、約定価格がインバランス価格より安かっただけでは、B Gの行動が足りなかったのかどうかというのは判断できないと思います。もしこれより高い売り札がなかったら、それ以上高い値はつきようがないわけなので、その辺り、量に関してしっかりお見せする必要があるのではないかな、そうしない

とかなりミスリーディングな資料になるのではないかと思います。

そもそもインバランス価格が決まって、その後、反応には時間遅れもあるわけです。かつ、この7月8日とかは肝心の広域予備率の信頼性がすごく低かったわけで、小売が適切に対応しなかった可能性も否定できないのですけれども、それは仕方ない。広域予備率が当てにならないということがあったということであれば、仕方ないという見方もできるわけです。ですので、そこはもう少し丁寧な分析をお願いしたいと思いました。

あとはDRに関して、1万円/kWh/年という資料がありましたけれども、そこから330円が導かれたものがあったと思います。ただ、よくよく考えると、1年間でkWh 1万円もらえるのであれば、DRの仕組みを整えられるかもしれないのですけれども、たまに出てきそうな330円/kWhでDR実装できるのだろうかというところが、少し私は疑問に思いました。この辺、DRが本当にできるのかというのはイメージだけで語られているような気がしますので、ここはもう少し丁寧に、本当にDR事業者さんにこの仕組みでDRができるかというところを、今これは300円か400円か分からないのですけれども、少し聞いていただきたいと思います。

事例として海外の例で、イギリスとアイルランドは分からないのですが、テキサスに関しては、容量市場がそもそもないところで市場価格自体がはねるわけなので、スパイクも多いのでDRが費用回収できるという話は聞いていますので、かなり日本とは状況が違うのではないかと思います。

ということで、私が全体として言いたいのは、小売事業者や発電事業者のどういう行動変容を期待してC値を上げるのかというところをもう少しクリアにしてほしいと思います。小売の行動変容につながらなくてペナルティーだけが強化されるということであれば、それは最終的に料金にはね返って、あまり望ましいことではないのではないかと思います。

長くなってすみませんが、取るべきはまず広域予備率をきちんと正常化して、信頼に足る指標にして、しばらく運用して、インバランス価格と時間前市場の動きをしっかりと観察してはどうかと私は提案したいと思いました。

また、時間前市場に関しては、先ほどは東京管内の例が出されたと思うのですけれども、実際、エリア別の統計がないなどの問題もあるようですので、インバランス価格を参照して時間前市場での取引を活性化したいという思いがあるのであれば、そういうプレイヤーのニーズに応えることが私は先決ではないかと思います。

長くなりましたが以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、松村委員、松田委員、山口委員の順番で御発言いただきたいと思います。

まず、松村委員よろしく願いいたします。

○松村委員 松村です。私は、補正インデックスのところの議論に関しての意見で、ほかのところは、事務局提案は合理的だと思いますので支持します。

補正インデックスのところは、私、何かかなり根本的におかしい、理屈として変な議論にどんどんなっているような気がして、ちょっと支持しかねます。まず、もともと広域予備率をそのまま反映するというやり方だとまずい。だから、追加調達した分は控除しなければいけないということを強硬に主張していたのに、これから発言することはそれと矛盾しているように聞こえるかもしれませんが、もし現行のまま行くべきなのか、控除するということがもし技術的に可能だとすれば、それをすべきかという、私は後者のほうは今でも支持する。今のルールだと、広域予備率が5%ぎりぎりという状態でも、6%あるという状況でも、7%あるという状況でも、それぞれより需給は緩やかになっているわけですが、結局8%まで戻すことになるので、予想外の変なことが起きない限りにおいては、そもそも8%以下のところに行かないし、8%以下のところに行く蓋然性も、もともとどんなに需給がきつくても緩くても同じ、5～8の間だったら同じになっちゃう。そういうことで本当によいのかと。

需給が本当に厳しいときに、ある種の厳しい対応というのをして対応するよりも、もっとも安いコストでできるものがあるのだとするならば、そっちの対応を促すべきなのにもかかわらず、今のままだとその区別が全くつかなくなってしまって、補正インデックスの意味がほぼほぼなくなっている。つまり、実際には送配電部門が追加調達しているので不足という事態にならないということなのだけど、本当は需給がきつかったのにもかかわらずそれでもいいのかという危機意識から来ていると思います。それは、確かにもっともだと思います。

一方で、現行のものと今私が支持すると言ったもので、自明に現行のものが悪いのかというと、そうではない。理屈としては現在のものも正しいということは、十分あり得ると思います。それは岩船委員が正しく御指摘になったとおりでと思います。実際に送配電部門が追加調達をした結果として、まさにインバランスが出るというその局面では、ある意味で需給は足りている状況になっているので、そのようなところでも本当にすごく強いインセンティブを与えて、無理して調達させなければいけないのかというのは、当然に疑問

が生まれてくるというのももっともだし、そこで本来は普通に送配電部門が調達した調整力でやれば、もっと安いコストでできるのに、無理くり高いインバランス料金にして、無理くり高いDRなりを発動させなければいけないのかというようなことは、疑問に思っただけで当然。まず自明に現行のやり方が間違っているということではないということ。それでも、私が最初に指摘したとおり、この補正するという意味がほぼほぼなくなってしまうという状態を放置してもよいのかということからすると、放置してはいけない、何らかのことは考えなきゃいけないということだと思います。

しかし私は、もっとファンダメンタルな問題は、そもそも送配電部門が、広域予備率が5%から8%のところに落ちたときに、なぜマストで8%まで戻さなければいけないのかということ。これがファンダメンタルな問題だと思います。極端なことを言えば、5%以上のところだったら経済的なインセンティブ、補正インバランス料金が相当高くなり、したがって、小売事業者はある意味で自主的にインバランスを出さないようにちゃんと対応することで対応するという、そういう整理だってあり得るわけで、それだとすれば、インバランス料金はそれなりに高くなるということも意味があると思います。

しつこいようですが、なぜ5~8の間に落ちたときに8まで戻さなければいけないのかというファンダメンタルな議論が、今回の整理のところで完全に抜け落ちているような気がします。この点は繰り返し繰り返し指摘しているのにもかかわらず、それはここの問題じゃないよねと整理されると、補正インデックスのところをちゃんと考えるというのが、大橋委員の御指摘のとおりC値・D値よりも先だというのは全く賛成するのですが、それよりも先に、本当に送配電部門が8まで今のままのルールで調達しなければいけないのか。それがなければ、そもそも今回提起されたような問題は起こっていないのではないのかという視点が抜け落ちているのではないか。このまま事務局案のような形を強行すると、そちらの議論は、もういいのねということで今後も問題があるとの認識が出されるだけで具体的な対応はせずうっちゃらかされるのではないかととても懸念しています。

さらに、追加調達のコストをインバランス料金で回収する。つまり、そのような状況のときに、不足インバランスを出した人というのが負担するのは、ある意味原因者負担で、合理的で効率的な負担の仕方だという整理は、根本的におかしいのではないかと思います。なぜかという、今言ったとおり、今のルールだったら不足インバランスが出ようが出まいが、必ず5~8のところに落ちたら8まで戻すことになっているので、そのコストは、その局面でインバランスが出ようが出まいが必ずかかってしまうコスト。だから、インバ

ランスを出した人が負担すべきだという議論に一体どういう根拠があるのかは、ちゃんと考える必要があると思います。

例えば7%まではネットワーク部門がマストで回復させるけれども、8まで調達するかどうかは例えばネットワーク部門の判断というルールにしたとすると、そのような局面で平気でインバランスを出す人がたくさんいて、やはり8まで戻しておかないと心配ですということだとすると、そこまで集めざるを得ない。でも、そうでなければ7で済むということだとすると、そのような局面でインバランスを出す人がいるから追加対策の量が大きくなる。だから、それは原因者負担としてインバランスを出した人が負担するという発想は、理屈として十分理解できる。今のように8まで戻すことをマストとするルールを維持するなら、インバランスが出ようが出まいがそのコストはかかる。にもかかわらず、それはインバランスを出した人が負担すべきだという議論にどれだけ理論的な根拠があるのかは、ちゃんと考える必要があると思います。

そのようなファンダメンタルな議論は1ミリも進んでいない状況で、ここだけを強行してもいいのかについては、もう少し慎重に考えなければいけないのではないかと思います。そちらの議論が完全に結着がつくまでこちらは動かしてはいけないと言うつもりはないのですが、こちらの議論が1ミリも動かない状況でこちらだけ先行させてもいいのか。私は疑問に思っているし、まるでコストを負担させることが当然のように語られていることについては、どういう理屈なのかというのはちゃんと説明する必要があると思います。しつこいようですが、そちらが見直されるならば理屈はあると思います。そちらが現状のままということだとすると、とても納得いきません。

容量市場の関連で言えば、C値との関連で容量市場の調達コストが参照されるというのは、容量市場の調達量は毎年毎年精査され決められる。いろいろな条件を考えながら決めているので、ある種の行動、安定供給を脅かすような行動があるとする、容量市場のほうを手厚くしなければいけないということにだってなりかねない。だから、そのようなことの原因者負担ということなら、まだ理屈としてはよく分かる。容量市場と違ってこちらのほうは、必要だとかということと無関係に機械的に8%と決まる。しかも広域予備率でなかった時代のことを参照するのはミスリーディングだというのは十分分かってはいますが、エリアごとの予備率で考えていたときには、5%ぐらいで運用していたことって普通にあったはずなのにもかかわらず、8%をマストとして死守しながら、ここでのいびつな議論をほんのちょっとだけ修正するのは対応としていいのかは、もう一度ちゃんと考える

必要があると思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 多岐にわたる論点について御検討いただきまして、どうもありがとうございます。方向性を決めうちすることなく多角的な観点から慎重に御検討いただいていると理解しておりまして、この議論に当たって適切なアプローチをとっていただいていると思っております。

2021年の需給逼迫がまだ記憶に新しいですけれども、多くの事業者にとって晴天の霹靂であったように、今後も同じような需給逼迫が起こらないとは決して言えないと思っております。このため、C値やD値が上がることに关しては、小売事業者からすると今後の経営を考える際に非常に不安に感じる面があり、それは無理からぬところではないかと思っております。

インバランス料金に関する論点は、今後も事あるごとに議論になるのではないかと思いますので、将来の議論に対するクリアな出発点をつくる。また、多くの関係者にとって納得できる整理とするためにも、エビデンスベースドで、かつ論理的な政策立案が望まれていると思います。

その上で、小売事業者が漠然とした不安を払拭して、安心して新規参入等、事業拡大等を行っていただくためにも、セーフティーネットは重要であると思います。今回挙げいただいた海外事例は、検討や議論のための有力な手がかりになるのではないかと思います。

具体的な期間や閾値に関しては様々な考え方があるかもしれませんが、先ほど申し上げた2021年の需給逼迫のような状況が再び起こったらどうなるかというような観点で、その際の実際の事象やデータなども参照しながら、過去のような事業者の急速な撤退や混乱が起こらないようにという観点で、小売事業者に与える影響などを考慮して検討することが考えられるのではないかと思います。

また、時間前での調達行動についての御説明、ありがとうございます。こちらは草薙委員や岩船委員からの御指摘があったかと思いますが、データ自体の評価についてはよく考える必要があると思います。実際にインバランスが時間前の価格で高くなるのが合理的に予見できていれば、不足を出す可能性があるというときは当然時間前の調達に走るはずなので、仮にそういう前提に立っているにもかかわらず調達を行っていない事業者

がいたのであるとすれば、それはどうしてなのかと、すごく不思議に思います。

また、そういう事業者について、例えばC値を引き上げるからといって、必ずしも行動に変容があるわけでもないかもしれないとも思います。そのため、もし仮にそのような不合理な事象が生じているのであれば、実際のヒアリングも含めて丁寧に検証して、場合によっては指導を行うなどして対応していくこともあり得るのではないかと思います。

D値について、直近1年のデータを御説明いただきまして、余力活用電源の追加起動コストからすると50円程度とすることは考えられるということで御説明いただきました。参照するのが直近1年だけだと、その1年が特異な年度でないとは限りませんので、例えば、念のため直近3年平均をとってみるとか、ほかの年度を参照しても大きく異ならないかという観点でさらに検証されてもよいのではないかと思います。

さらにC値については、今回の御説明でも御示唆されていましてとおり、広域予備率の改善も含めてけれども、またC値の引上げに乗じて不適切な取引行動を行っている事業者が現れないようにするというのは、非常に重要な点であると思います。そのため、市場の状況について丁寧なモニタリングや行政指導を行うことが委員会には期待されていると思います。

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、お待たせいたしました、山口委員、よろしくお願いいたします。

○山口委員 山口です。ありがとうございます。

まず、スライド23だと思うのですが、インデックスの件ですけれども、事務局の整理でも、これは△が多い状況で、試算結果の25ページ以降とか見ると、控除する計算を実装するというのは意味が薄いなというふうに思いました。でも、そもそもということで、大橋委員にも松村委員にも岩船委員にも御指摘いただいたとおり、その意味をどういうふうに考えるかとかそういったような意味で、私は、指標とかは少ないほうが良いと思うので、広域予備率をうまく使えば本当はいいのだろうと思うのですが、意味を考えると、分けていったりだとか、そもそも運用のルールはどうなのかということまで深掘りして考えないと、なかなか意思決定できないんじゃないのかなというふうに思いました。

次、スライド50なのですが、C値の見直しについて整理していただいております、これ前回も出てきたのでしたっけ、これだけを見ると、容量市場を参照して平均値だということなのですが、容量市場の価格というのはネットコーンが出てくるのだっ

たと思うのですけれども、容量市場で取引するときのネットコーンと、インバランス料金が適用されるタイミングのネットコーンというのは、他市場収益、考え方に違いがあると思いますので、これを参照していいのか。多分インバランス料金を適用するタイミングというのは、もっと容量市場の価格よりも高くなるんじゃないのかなというふうに思ったので、ちょっとそういうことを思いましたということです。

でも、そもそもといいますか、あまり高過ぎても低過ぎてもって難しいところだと思うのですけれども、岩船委員もおっしゃられたように、容量市場だと電源があるんじゃないかということなのに、結局これを見ていると、分からないのですけれども、時間前市場の売り注文が結局少ないだとか、そういうことで結局電源が全体的に売り切れになっちゃうということが、容量市場があってもあるというのだとすると、インバランス料金制度だけの議論にとどまらない大きな視点の議論が必要になるのかなと思います。

そういった意味で、時間前市場の注文、量がどうなっているのかというのは、よく調べていただきたいなというふうに思います。なるべく時間前市場での取引が増えていくといかなというふうに思っています。

あと、結局C値が上がっていった、それが消費者の電気料金に反映されて、それが上がるのはよくないんじゃないかということなのですけれども、私も、消費者としては安いほうがいいというふうに幼稚に考えてしまうのですけれども、電源が不足するとか、そもそも電力供給というのはそれだけコストがかかるんじゃないかとかということを思うと、何がよくて何が悪いとかというのを丁寧に考える必要がある。必要なものは払わないといけないと思います。

あと、セーフティーネットの件なのですけれども、これは重要で、とてもいいと思いますし、累積するという方針はいいと思います。ただ、原因というのは判断したほうがいいんじゃないのかなというふうに思います。天変地異といいますか、地震みたいな分からないような破壊的な災害と、今年の夏はちょっと早く暑くなるなとか、そういったものは違うんじゃないのかなというふうに思います。将来を予測することも市場参加者の仕事だと思いますので、これは何でもとにかく高いから累積していくのだというのは、私には分からないことかなというふうに思います。

あと、D値については事務局の方針に賛成ですけれども、スライド48の①から③、過去事例に基づいて検討するということがお願いしたいと思います。検討の中で、広域予備率が翌々日と翌日、当日でしたっけ、あったと思うのですが、どれくらいの水準でどれくら

い変化するののかというのをあまり私よく確認できていなくて、1週間前とかそういうのは多分見ているのだと思うのですけれども、その中で補正料金算定インデックスの見直しはどうなるのかというのは判断できるというかなというふうに思いました。

以上です。ありがとうございました。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、オブザーバーの小鶴様、よろしくお願いします。

○小鶴オブザーバー インバランス料金制度の検討に当たりまして、事務局の皆様の整理に感謝申し上げます。

資料3ページの記載にございます補正料金算定インデックスに関する論点で、「広域予備率の情報信頼性の回復が必要」と記載いただいている点は大変重要だと認識しており、その観点からコメントさせていただきます。

広域機関において、今冬に向けて広域予備率の低下問題の暫定対策を実施いただくことになりましたけれども、資料18ページの4ポツ目に記載されております、週間・翌々日時点の広域予備率が低下することへの対応が中心だと認識をしております。一方で我々、同時同量の義務を負う小売り事業者の立場として、広域予備率の情報信頼性・予見性の観点からとても困っておりますのは、週間と翌々日計画時点の広域予備率が低下し、実態に即してないといったこともございますけれども、翌日計画時点で公表される広域予備率と当日計画のゲートクローズ時点の広域予備率が大きく乖離していることも問題であると考えております。

先月開催されましたエネ庁の基本政策小委の資料でも、翌日計画時点で8%未満になったコマ数に対して、当日、実際に8%未満になったのはほんのわずかであったと記載もされておりました。小売事業者としては、同時同量を守るためには一体どの数字を信用して需給逼迫のための行動を起こせばいいのか困惑しておりますし、そういった事業者が多いのではないかと思料いたします。

今後、広域機関等において早急に検討されて、課題が解決することを期待しておりますけれども、少なくとも今冬の暫定対策だけでは広域予備率の情報信頼性の回復は難しいように思われます。こうした実態も踏まえつつ、補正料金算定インデックスやC値・D値の数値等の在り方については、これらの見直しが相互に関連することで事業者への影響も大きくなることも踏まえて、方向性を決定するタイミングも含めて引き続き慎重な検討をお願いしたいと思います。

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、続きましてオブザーバーの國松様、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。

本日の資料の中に、時間前市場の価格というものの参照がございまして、委員の先生方からも時間前市場の内容についてということでコメントが寄せられたところでございます。時間前市場、私どもで行っておりますが、ザラ場取引で行っておりますので、幾らの売りがどうあったのかというのはなかなか示しにくい。シングルプライスオークションの方式ではない状態です。ただ、現在は厚みというか、十分に高い値段で買いを入れれば、それを売ってくれる人もいるような状況でございますので、単純に今約定価格というのを出していただいておりますけれども、これは案外信頼できるのではないのかなと思います。

このグラフで分かるのが、インバランスが上がるけど、ほっておく事業者が多いということかと思っています。これがなぜかというのは、先ほどエネットの小鶴様からお話ありましたけれども、前日の予備率を見ながらやっても、当日には予備率が下がるというか改善されて、小売電気事業者の多くがインバランス価格と見比べながら買いの行動を行っている。インバランスが高くなるんだったら、このくらいでも買わなきゃいけないよねという高値で買っておいただけけれども、実際ふたを開けてみれば、インバランスは改善されて安くなってしまう。そういったことが何度か起これば、インバランスというものを参照とした買いというのを行わなくなる。ですから、表現は悪いのですが、ほっておくという事業者もそれなりにいるというのがこのグラフを見て分かるのかなと思っています。

もう一点がC値の200円でございますが、現在セーフティーネットをかけて200円にしたのだと思っております。200円を上げるのであれば、セーフティーネットというのをまた別に用意しなきゃいけないという議論をしているのだと思っております。もともと2021年の1月の高値のときに、200円インバランス上限というものを設定し、取引所の価格も200円以上で買う必要なんかないよねという形で、200円上限というものをつくりに行った。これは一つのセーフティーネットを急遽入れたという形。それがいまだにずっと残っているという状態だと思っております。200円を外すのであれば、セーフティーネットが必要というのはそういうことかと思っております、現在がセーフティーネットの入っている状態だと思っております。

ただ、21年1月の逼迫をもう一回繰り返すようなことはあってはならないのだと思っています。あのときに何が起こったのかというと、需給が非常に厳しい状態にあったにもかかわらず、その公表がなされていなかったというところに大きなずれを生じて、1か月間思い切り苦勞をしたというのが実態かと思しますので、いろいろな状況にかかわらず需給状態を需要家の皆さんに広く知ってもらおうというのは必要なのだということが、21年1月にミスリードの発表をしてしまった、それがゆえに起こったというところをもう一回確認していただきたいと思っています。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

その他いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。

多数の御意見をいただきまして、ありがとうございます。

それでは、事務局からコメントをよろしく願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 様々な観点からの御意見・コメントいただきまして、誠にありがとうございました。全てにお答えするのが難しいので、ポイントに絞ってお答えさせていただければと思います。

まず、順不同で申し訳ないのですけれども、岩船委員から、そもそも今回C値を引き上げてどういう行動変容を起こしたいのかというところもいただきましたので、改めて事務局の考えを御説明させていただきますと、C値を引上げることによって、系統利用者の同時量インセンティブを高め、インバランス発生自体を回避するような行動を促していくということが主眼とっておりまして、小売BG側に対しては、過度にスポット市場に依存することなく相対契約や先物取引等による事前調達を促す効果もあるというふうに考えていますので、電源の安定稼働にも寄与するものではないかというふうに考えております。

それから小売側の声として、容量市場も入れているので、インバランスのC値を引き上げる必要はないのではないか、容量市場側で解決すべき問題ではないかというような趣旨のコメントもあったかと思うのですけれども、これにつきましては、容量市場は4年前の時点で必要な供給力を市場で確保する取組ということで、需給逼迫のおそれがあるときにはリクワイアメントで追加供給力を出させるという仕組みであると。

一方でインバランスにつきましては、実需給の断面でインバランス料金の価格のシグナルを出してBGに需給一致を促すという仕組みですので、両者の役割は異なっているという認識でございしますので、双方の取組を適切に進めていく必要があるというふうに考えて

おりますし、容量市場については、資源エネルギー庁は必要な対策を、2025年の実需給に向けた追加オプション等必要な取組を進めているというふうに認識をしているということです。

その上で、本日も様々な御意見いただきまして、そうはいってもこれら時間前市場で十分に機能していたのかどうかとか、そういったものも検証すべきじゃないかというお話もいただきましたし、あとは広域予備率の情報信頼性の確保、こちらもエネ庁、広域機関が検討を行っているということかと思えますけれども、こういった検討も踏まえてインバランスの検討もしていかなければいけないというふうに思っているところです。

それから補正インデックスにつきましては、多くの委員からコメントいただきましたし、そもそもこの追加供給力対策なかりせばというのを入れるかどうかということ以前に、そもそもの考え方としてどうなのだというところもいただいているということでございますので、本日の御指摘を事務局のほうでも整理をして、次回以降の検討につなげていきたいと思っております。

それからセーフティーネットの問題ですとか、C値・D値の水準等、様々な御意見もいただいたところでございますので、本日のいただいた御意見を整理させていただいて、次回以降も検討を深めていければと思っております。

私からは以上です。

○武田座長 どうもありがとうございました。貴重な御意見を多数いただき、どうもありがとうございます。

それでは、本日いただいた御意見、さらには追加の影響額分析等を事務局のほうで行っていただきまして、それらを基に引き続き各措置の検討について深めていきたいと、検討していきたいというふうに思っております。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4でございます。「需給調整市場の運用等について」でございます。それでは、議題4につきまして、引き続き黒田課長より御説明をよろしく願います。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料6を御覧いただければと思います。「需給調整市場の運用等について」ということでございます。

今回5点ございまして、まずは、いつも御説明している10月までの需給調整市場の動き、2点目は価格規律の検討、3点目が需給調整市場における高値落札案件の調査状況の報告、4点目がB種電源協議について、5点目が揚水の調整力確保の在り方ということでござい

ますので、順に御説明させていただければと思います。

まず、3 ページ御覧いただければと思いますけれども、前日取引三次調整力②の動きということでございますが、10月は平均約定単価が多くのエリアで前月より低下ということで、このページの一番下のところでございますけれども、前月よりは低下しているエリアが多いということでもあります。

それから最高約定単価というところですが、高値が継続していた北海道とか九州エリアについても、最高約定価格については9月、10月と下がっているということでありまして、9月30日の本会合において、高値約定案件について取り扱わせていただいたということも一部寄与しているのではないかと考えておりますけれども、そういった動きになっているということでもあります。

それから想定費用でございます、5 ページでございますけれども、東京エリアが9月に大きく上昇していたのですが、10月には低下をしているということで、24から10というふうに下がっているというような状況でございます。

続きまして週間取引、8 ページでございますけれども、こちらにつきましては、平均約定単価は北海道と九州がほかのエリアに比べて高い状況が引き続き続いているということでございます。

想定費用が10ページにございますけれども、こちらは九州エリアが一番高いというエリアになっているということでございます。

調達率、13ページ以降でございますけれども、こちらの傾向といたしましては、引き続き東京エリアと中部エリアにおきまして、一次調整力及び二次①の調達率が低いという状況でございます、こちらについては引き続き状況を見ていくということで考えているところでございます。

23ページ、こちらの余力活用契約に基づく起動指令につきましては、こちらも傾向は変わっていないのですが、週間取引の調達が低いエリア、東京、中部で起動指令の回数が多いという傾向が継続しているということで、状況を注視していきたいと思っております。

以上が市場の動きでございます、次に価格規律の検討についてということでもあります。まずは①ということで、落札電源の実需給断面における経済差替えの運用見直しということで、こちらは前回から引き続き議論しているところでございます。

本日の議論でございますけれども、経済差替えにつきましては、22年度まではΔkW価格

の差替えが不要でよいとされていたけれども、23年度以降は Δ kW価格の差替えが必須となっておりまして、発電側に経済合理的な電源運用を行うインセンティブがなくなっている状況ということで、これを見直すための詳細検討を行ってきているということでありまして、今回検討した論点が3つ、経済差替えによって生じた利益の帰属、利益の精算方法、さらには監視方法ということで、順に説明をさせていただきたいと思います。

まず、27ページでございますけれども、利益の帰属ということであります。2ポツで書いてあるとおり、大きく3つ考え方がございまして、1つは一般送配電事業者に全額帰属させる、2つ目は発電事業者に全額帰属させる、3つ目は両者で案分するというところでございます。ただ、①の一般送配電事業者全額ですと、今と一緒に発電事業者へのインセンティブはないということになりますし、②ですと、全て発電事業者側に利益が入ることであると、託送料金として国民負担になる部分が軽減されないということもあるので、③として、一般送配電事業者、発電事業者間で案分することとしてはどうかということとさせていただいております。実際には経済差替えに伴う発電事業者側の事務コストに伴って事業者がどういう行動をとるかというところが決まってくるということではございますけれども、この事務コストは定量的に示すことは難しいということもありますので、4ポツに書いてあるとおり、当面は経済差替えによって生じた利益は一般送配電事業者、発電事業者間で等分として、今後の運用状況を踏まえた見直しを検討することとしてはどうかということでございます。

28ページは事務手続の例を載せておりますけれども、人間系での対応が多くなっているということで発電事業者からは聞いておりまして、最経済な計画を作りかえるといったようなところで、それを限られた時間の中でやるというところで負担になっている部分があるということを伺っているところでございます。

次に、29ページでございますが、利益の精算方法ということで、こちら技術的な話で恐縮なのですけれども、現行の運用では、経済差替えを実施する場合に、実需給の1時間前までに差替え後の Δ kW価格を需給調整市場システム・MMSに再登録するとされておりますけれども、時間的制約の中での作業となって、価格再登録が経済差替えの障壁となっているという声もありますので、差替え後の Δ kW価格の需給調整市場システムの再登録までは求めないことを可能とし、後日、発電事業者において差替え後 Δ kW価格を算定し、一般送配電事業者と事後精算することとしてはどうかという案とさせていただいております。

次に30ページ、3点目、監視方法でございまして、落札電源の実需給断面における経済

差替えについて、これを確認なく認めとした場合は、例えば、発電事業者が意図的にコストの高い電源で応札すること等により利益を得るといった行動も可能となる懸念があるということでございます。

このため、まずは利益の事後精算時において、発電事業者が経済差替えを行う理由及び諸元を提出し、一般送配電事業者が確認することとしてはどうか。

経済差替えを行う合理的な理由としては、例えば以下のようなケースが考えられるのではないかとということで、週間商品の応札時点から前日のスポット市場入札時点にかけて、想定需要の減少や太陽光発電予測量の増加等があつて、スポット市場や三次②の約定量が想定を下回ったということで余力が生じたというようなことは合理的じゃないかということで載せているところでございます。

経済差替えを行う合理性が認められない場合や理由に疑問がある場合は、一送から監視等委に報告することとし、さらに監視等委においても事後監視を行うということで、必要に応じて本会合で経済差替えの実績を報告することとしてはどうかということとさせていただいております。

以上でございまして、31ページ、今の内容をまとめておりますけれども、この内容で問題なければ、2025年度から運用見直しを実施することとしてはどうかということでお示しさせていただいたところでございます。

次に、価格規律の②ということで、持ち下げ供出時の Δ kW価格ということでございます。

こちらややテクニカルな話で恐縮なのですが、持ち下げ供出というものがございまして、1ポツの下※で書いてあるとおり、起動供出というのは、最低出力を維持するために、ほかのユニットの出力を下げることでバランスを調節するという場合のその調整力として活用するユニットでございます。こちらを約定させる場合は、要は下げ余力側の持ち下げ供出機については、起動供出側とセットで約定するのが前提であるということでございますので、このために起動供出機の約定価格以上での入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後に持ち下げ供出機のコストを反映した Δ kW単価となるよう、当事者間で精算をするという整理を以前の制度設計専門会合でさせていただいております。

これについて、広域機関の需給調整市場検討小委員会で事業者からの意見が紹介をされておりまして、下の2つの案なのですが、1つは、起動供出側のみが不落とならないように起動供出側と持ち下げ供出側をリンクさせて約定処理をする。2つ目は、それが

困難な場合には、費用の取り漏れが発生しないような誘導的措置の導入ということでございますけれども、システム改修等の検討も必要になることから、国とも連携して検討を深掘りしていくということになっているというふうに承知しております。

36ページでございますけれども、持ち下げ供出時の入札価格につきましては、従前の算定方法に加えて以下の算定方法も考えられるのではないかとということで案を示させていただいてまして、起動供出機及び持ち下げ供出機の Δ kW単価から算出した加重平均単価を全ユニットの入札単価とするということで、例えば左下のもので、G 1が起動供出機で、G 2～G 4が持ち下げ供出機であると。この収益が全部で1万950円というところを、調整後の案としましては、これを全て加重平均としてG 1からG 4全てを109.5円で入札すると。そうすると、全てが約定か全てが不落になるということで、一部だけが約定するというものもなくなってくるのではないかとということです、これが事後精算も不要になるというメリットもできる可能性がございますので、実務負担の軽減に資するものとして示させていただいたところでございます。

続きまして、3. の高値落札案件の調査状況報告ということで、38ページは9月の本会合での資料の再掲になっておりますけれども、一番下に書いてあるとおり、「なお」で書いてあるとおり、この高値落札案件の調査を継続的に実施しておりまして、今後も周知が必要な事案については本専門会合で報告を行い、かつガイドラインの改定も実施していくということを示させていただいております。

今回、39ページなのですが、調査の結果新たな事案が整理されましたので、これを報告するという趣旨でございます。現状、事案といたしましては、固定費回収後の Δ kW価格の一定額を0.33円/ Δ kW・30分以上で計上していたというものもございまして、需給調整市場ガイドラインにおきましては、 Δ kW価格は機会費用＋一定額と。この一定額に計上する金額は、0.33円/ Δ kW・30分というのがA種電源では定められておりまして、またはB種電源においては、固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲とされていると

一方でB種電源については、事前的措置の対象事業者の場合は、監視等委員会事務局との協議を経まして一定額を設定できるのですが、当年度の固定費回収後は0.33円とするという整理がされているということでございます。

今回のヒアリングした事業者につきましては、事前的措置の対象事業者じゃない事業者なのですが、自主的にB種電源の考え方を適用しているという事業者で、これは複数の事業者でございまして、その複数の事業者におきまして、当面分の固定費回収後も Δ

kW価格の一定額の見直しを実施せず、固定費回収前の額あるいは0.33円以上で計上しているということが確認されたということでございまして、以上を踏まえて、今回改めて固定費回収後のΔkWの一定額は0.33円／ΔkW・30分とすることを明確化して、該当事業者に見直すことを促すこととしたいということでございます。

次に、4. のB種電源協議についてということでございます。

先ほどもB種電源出てまいりましたけれども、需給調整市場ガイドラインにおいて、B種電源の一定額については、監視等委員会事務局との協議を経て決定した額とされております。今回、新たに事業者から申請がありまして、蓄電池VPP2件なのですけれども、こちらは今年の3月に報告をした電源に含まれていた部分で、こちらもリソースの追加が行われたので、その価格を変更するという事で申請があったというものでございます。

こちらにつきましては、一定額の諸元の確認を事務局で行わせていただきました。追加となる固定費は、新たにリソースに係る減価償却費、委託費、損害保険料のみということでございまして、44ページにあるとおり、一定額が1.64円を超えているということで、事務局のほうで、以下の3つの観点からより厳正に個別精査を行ったということで、提出された固定費の総額に問題はないですとか、2023年度の応札額水準との違いの理由、さらには他市場収益等の算定で恣意的に算定してないかという確認をいただいたところ、不適切と見受けられる点はなかったということでございます。

また、2つ目のポツに書いてあるとおり、協議事項ですね、逼迫のおそれがあるときには余力を需給調整市場に応札するといったようなことについて対応する方向であるということを確認しておりますので、今回、B種電源につきましては、不適切な点は発見されなかったことから、事業者と監視等委員会事務局で確認した数値を認めることとしたいということで、3か月に1度、回収状況の報告を予定していきたいと思っております。

最後、5. が揚水の調整力確保の在り方についてということでございます。

47ページでございすけれども、電力広域的運営推進機関で開催されている調整力及び需給バランス評価に関する委員会で、先ほどインバランスの議題でも議論になっておりました広域予備率の状況に基づく需給運用の課題整理として、調整力不足時の揚水発電の余力活用についての議論が行われているということでございまして、まさに先ほどもありましたとおり、週間・翌々日断面での調整力の調達不足、翌日・当日断面での揚水発電の余力範囲が調整力提供者により異なることなどがあるということで、3つの対策案が挙げられているのですけれども、このうちの2つ、②の調整力不足時における揚水発電の一時的

なTSO運用の考え方の整理と、③の一般送配電事業者による揚水発電の随意契約については、監視等委員会と連携して検討を進めるということが整理をされているということでございまして、今回、この2と3について検討を行っているということでございます。

この各論です。5-1の揚水発電の運用主体の変更についてということで、まず経緯を御説明差し上げます。50ページでございますけれども、揚水発電の運用主体につきましては、2023年度まではエリアによって一般送配電事業者が運用主体となるところもあれば、調整力提供者が運用主体となるところもあり、混在をしていたと。このため、揚水発電機の調整力kWh価格を登録するに当たって、ポンプアップコストを加味するかどうかということで登録価格に差異が生じているということでございました。

こうした差異は、調整力がエリア内公募で調達、運用されていた頃は特段の支障はなかったのですけれども、広域調達というものが行われていくことを踏まえて、こういったエリア間の差異が競争環境に影響を与えるのではないかという懸念から整理を行った結果として、需給調整市場での全商品の取引が開始される2024年度からは、揚水発電の運用主体を調整力提供者に統一するという整理をしていたということでございます。

一方で、52ページなのですが、運用主体の変更により顕在化した課題ということでございまして、まず1つ目のポツでございますけれども、調整力提供者、すなわち発電BGのほうで、例えば太陽光発電の増加によるスポット市場でのボラティリティ拡大というものもあり、揚水発電をスポット市場に応札し値差収益を得ることが経済合理的であるという判断。こちらは経済合理的な判断ということだと思いますが、それに加えて需給調整市場における週間商品の応札障壁ということで、並立要件や週間断面での水利管理の難しさといった問題があり、需給調整市場に供出される揚水発電が減少したと。こちら、ちょっと後でデータもお示ししますが、そういった課題が出てきております。

このために、一般送配電事業者が調整力として揚水発電を予約確保することが難しくなっておりまして、また、調整力提供者による余力の範囲の考え方も異なるということで、一般送配電事業者による余力活用においても、運用主体の変更前より制約されるようになっているということでございます。

こうした点を踏まえて、先ほどの対応策2つの検討に移りますけど、まず5-2として調整力不足時の揚水の余力活用についてということでございます。

広域機関で検討された対応策として、調整力不足時における揚水発電の一時的なTSO運用ということでありまして、調整力不足時には、以下の条件をトリガーに、一時的に揚

水発電の運用主体を一般送配電事業者に変更するというものでありまして、要件として2つございまして、1つ目が、需給調整市場での調整力の調達未達が発生している、2つ目が、余力活用電源の追加起動を行い、調整力を確保しても、必要量を充足できない場合、この2つでございます。

55ページなのですが、こちらはこの冬に向けた追加供給力対策の発動基準の変更ということなのですが、この冬に向けて広域予備率の改善、暫定的な対応が並行して進められている中で、追加供給力対策としても揚水発電のTSO運用切替えというものがあり、これの発動基準をこれまでの広域予備率5%未満から8%未満に変更されるというのが別途示されているということでございまして、これと54ページの関係がどうなっているかということでございます。

56ページでございますが、先ほどの5%から8%という対応は、あくまでこの冬の暫定対応ということでございます。他方で、今回お示しさせていただいている案としましては、この冬以降も継続的に実施される措置として今回検討するのだということでございます。

というのが1点と、あとは、調整力不足時における揚水発電の一時的なTSO運用は、広域予備率の改善や供給力提供通知の適正な運用に資するということを踏まえると、運用切替えの判断タイミングについては、翌日の広域予備率の計算に加味されることが必要ということで、それを踏まえると、判断タイミングとして、一般送配電事業者の翌日計画の作成断面での余力活用電源の追加起動を行ってもなお調整力の調達不足が発生すると判断される場合には発動ということですが、この発動のタイミングが、3ポツで書いてある供給力提供通知が出る前に発動できるというところで違いがあるということでお示しをしております。

57ページ以降は、本案に対する考え方ということで、これをやると発生頻度がどれくらいになるかということなのですが、発動要件①の需給調整市場で調整力の調達未達が発生については、前半でも見たとおり、現在の需給調整市場の調達状況を踏まえますと、かなりの頻度で、これだけ実は発動してしまうということになるのですが、②の余力活用電源の追加起動を行い、調整力を確保しても必要量を充足できない場合ということをつけますと、運用変更の機会は一定程度制約されるということで考えておりまして、具体的には2つ目のポツで書いてあるとおりなのですが、4月1日から8月31日までを踏まえると、東京エリアでは138コマ発生するのですが、中部や関西では1コマも発生しないということになります。

こういった状況でございますので、また上の行に戻っていただいて、「また」というところですけども、一時的なT S O運用中の調整力kWh価格は、一般送配電事業者各社において、B Gが登録した価格を適用すると整理されているということです。ポンプアップコストの有無による調整力kWh市場での公平性の欠如については発生しないということでございます。

58ページから、広域機関の審議会で審議されたデータになっております。

59ページは調整力提供者、すなわち発電B G側に不利益が生じるかどうかという話でございますけれども、T S Oの運用切替えが生じた場合に、発電B G側でB G計画に乖離が生じるということになるのですが、これについてはインバランスとはみなされずに調整力の稼働とみなされております。ですので、それに対する対価は払われているということも踏まえ、かつインバランスも発生しないということで、調整力提供者に特段の不利益は生じないのではないかということを示させていただいております。

3つ目、61ページです。これはこの後御説明しますけれども、揚水の随意契約、こういった対策が重複し、過剰な対応とならないかということでございますけれども、後で御説明する揚水発電の随意契約による調達は、需給調整市場における調整力確保の代替措置として一定期間、揚水発電の運用権をあらかじめ確保するというところでございます。他方、今回のT S Oの運用切替えは、調整力不足時の一時的な運用権の確保ということなので、時間的なフェーズが異なっているということでございます。

また、随意契約のほうは、対象とする揚水発電機が限定されていくということですが、この運用切替えのほうは一般送配電事業者の管轄エリア内の全ての揚水発電機が対象となり、範囲も異なっているということで、対策としては重複しておりませんし、過剰な対応ということでもないのではないかということでございます。

62ページですけども、波及効果ということで、まさに先ほどのインバランスの議題でもありましたとおり、広域予備率の信頼性の問題というものがあるわけですが、そういった観点から見ても、本対策によって広域予備率は改善をするということで、ついでにインバランス料金制度の運用にも貢献するというような意義があるのではないかとということでございまして、書かせていただいているところでございます。

63ページでございますけれども、まず本案に対する考え方でございますけれども、今回の揚水発電の一時的な運用主体の変更案につきましては、電源の所有者である発電事業者の事業活動に大きな影響を与えることなく広域予備率の改善及び計上可能な供給力を考慮

した供給力提供通知の発出に資する措置になっていると考えられることから、一定の条件の下、一般送配電事業者の判断により発電事業者と調整の上、本案を実施してもよいと考えられるがどうか。

なお、23年度までの揚水発電の一般送配電事業者運用主体の契約上の根拠は電源Ⅱ契約に基づいていたということですがけれども、現在、電源Ⅱ契約は既に存在しませんので、余力活用契約に基づき運用されることとなると想定がされる場所、余力活用契約の解釈上、問題がないかというのは、事前に確認をして、必要に応じて余力活用契約の見直しも検討するよう一般送配電事業者各社に求めることとしてはどうかということとさせていただいております。

最後、5－3ということで、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約でございます。

こちらは98回の制度設計専門会合、今年の6月でございますけれども、中部電力パワーグリッドから、需給調整市場の週間商品の未達実績が24年度ベースで8割を超えているという状況を受けて、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水発電機の Δ kWを随意契約で調達したいという相談がありまして、監視等委員会事務局で内容の確認を行い、これを認めることとしたということでございます。

その後、中部電力パワーグリッドでは、本会合での整理を受けて、ブラックスタート機能契約のある揚水発電機の Δ kWを随意契約によって調達をしまして、7月から運用を開始しているということで、今般、夏季、7月、8月の運用状況の報告がありましたので、その内容を踏まえて、今後の揚水発電機の調整力確保の在り方について検討を行っているものでございます。

その運用状況が67ページでございまして、7月20日に契約を開始しております。契約の中身という意味では、揚水機の貸与に伴って発電事業者に発生する逸失利益及び供給力の減少に伴う代替調達コストの実績に対して事後精算を行うという考え方で、精算額は、発電事業者が別途運用する他の揚水発電機ユニットの実績を基に算定をしているということでございまして、契約容量は61万kWということでございます。

7月、8月の運用状況でございますけれども、前提として夏季の揚水発電の調整力指令は限界的なkWh価格が低い火力発電の機会が多かったということ等もありまして、揚水機の発動機会がそれほど多くはなかったということで、稼働率は低かったという状況があったということでございます。ということではあるのですが、支払実績としては、同期間の中部エリアの週間市場の調達単価、中部エリアは4.2円／ Δ kWh、全国加重平均は6.6円な

のですが、これよりも安価となっており、かつ総合的な需給調整費用、余力活用とか含めての費用が、レベニューキャップ申請単価2.3円を下回る水準に抑制ということでございます。

なお、※のところで書いてあるとおり、重負荷期の夏・冬は、限界費用の諸元となるポンプアップ原資の調達コストが相対的に高く、市場収益が得られにくい傾向となるということもあるので、経済性の評価は重負荷期と軽負荷期を通して確認をすることが必要という前提ではありますが、こういったような結果になっているということでございます。

意義についてということでございます。68ページですけれども、揚水発電は、短時間での起動停止が容易ということ、かつ負荷追従性も高いということで、需給調達に用いる電源として非常に有用な電源ということです。一方で、現状は一部のエリアを除けば、一次調整力、二次調整力①の調達率は低い状況が続いていると。

この理由としては、週間断面で需給予測を踏まえて需要をまず予測して、かつそれに合わせて水位をどう管理するかというのを1週間前に管理するのは非常に難しいというものもありますし、仮に出せるとしても、一次、二次①であれば並列要件を満たさないといけないので、経済性が下がるということもありまして、ハードルが高いという意見をいただいております。

こうした点につきましては、26年度以降は需給調整市場の全商品がスポット市場後に実施される前日取引に移行ということで、これまで週間取引に応札することが難しかったりソースが需給調整市場に供出されることが期待されるという効果があるのですけれども、一方で、需給調整能力の高い揚水発電がスポット市場で先取りされ、調整力として十分に活用できないという懸念も生じるとの声もあるということでございます。

こういった観点を踏まえれば、今回の中部エリアにおける随意調達を含めて、一般送配電事業者が揚水発電等の必要な調整力の一部を需給調整市場とは別の方法で一定期間あらかじめ確保するということは、安定的な需給運用の観点から一定の意義があると考えられるのではないかとということでございます。

69ページ以降で、各エリアの約定量の動向としてエネ庁の制度検討作業部会の資料を載せさせていただいておりますけれども、北海道は唯一例外的といえますか、揚水発電が週間の一次とか二次①に出ている。この青が揚水です、赤が火力なのですが、北海道では揚水発電が一次とか二次①でも出ているというエリアになっておりますが、ほかのエ

リアは、ほぼほぼ青は一次、二次①には出ていない。

これは東北なのですが、二次②以降に出ているということでもありますし、これはほかのエリアもほぼ同じ状況が見てとれるということでございますので、こうした課題があるということを確認しております。

その意義②ということですが、これは先ほどの繰り返しになりますけれども、広域予備率の改善ということで、広域予備率が実態に即していないという課題がある中で、2ポツですけれども、中部エリアにおける随意契約では、随契で調達した揚水発電機の供給力については、広域予備率の供給に計上されるとともに、その Δ kWは需給調整市場の募集量から控除されるということでございますので、広域予備率の運用改善にも資するということですし、需給調整市場の約定率にも資するということでございます。

80ページでございますが、以上を踏まえまして、揚水発電機の随意契約調達の今後についてということですが、今回、中部エリアで実施されたブラックスタート機能契約のある揚水発電機の Δ kWを随意契約で調達するという方法については、安定的な調整力の事前確保及び広域予備率の改善の観点からも意義のある取組だと考えられると。また、一般送配電事業者の創意工夫によるこのような調整力の調達安定化・費用低減の取組は評価に値するということでもあります。

本来、安易に随意契約を行うことは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性・透明性の観点から望ましくないため、一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方に基づいた対応が求められるところでございますけれども、しかしながら上記の意義を踏まえて、今後、中部エリアのブラックスタート機能契約のある揚水発電機の Δ kWの調達事例を参考に、他の一般送配電事業者においても、次年度に向けて必要に応じ揚水発電機の Δ kWを随意契約にて調達することを検討する余地はあるのではないかとさせていただいておりまして、監視等委員会事務局において、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性等について一般送配電事業者の説明を求め、確認を行うことを前提とするということでございます。

なお、他の一般送配電事業者の検討に資するよう、次回以降の会合において、中部エリアにおける随契調達された揚水発電機の夏以外の、秋（軽負荷期）を通した運用状況についても報告できればと思っております。

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。大部な資料の御説明、ありがとうございます。

す。

それでは、ただいまの御説明につきまして、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。よろしくお願いいたします。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した。私は、今このページにも上がっております、揚水の随契調達の今後についてということで意見を述べさせていただきたいと思います。

全体最適を考えれば、本来、TSOが揚水を運用し、調整力として活用するほうが、その価値を最大限経済化できると思います。競争上ですとか電源等の参加機会の公平性、コストの適切性・透明性ということから、一旦は競争環境に置くべしとされたわけですが、ここは今再エネがどんどん増えてきて調整力が足りなくなっていく状況においては、揚水の価値を最大限顕在化させるというのは非常に重要だと思いますので、何とかなるべくTSOが揚水を使いやすいようなルールの構築をお願いしたいと思います。

揚水をどうするかという議論は、今だんだん増えつつあります系統用蓄電池の運用に関しても、恐らく同じような問題が顕在化する可能性がございますので、その辺りも意識して制度設計を進めていただきたいと思います。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

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。

経済差替えの運用見直し案について発言させていただきたいと思います。前回は起動費などの事後精算についてまとめていただいたのに続きまして、今回はΔkW約定時の経済差替えに関する精算方法を詳細に御検討いただきました。御検討ありがとうございました。

今回案で、差替えメリットの精算が必要な場合は、前回の内容も併せまして事業者の皆様と適切に精算できるよう準備を進める必要があると考えてございます。御提案の内容を踏まえまして、精算に誤りがないよう実務面の業務フローや精算確認の方法など、関係機関と連携しながら検討を進めてまいりたいと思います。よろしくお願いいたします。

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。

ほか、いかがでしょうか。ほかにございませんでしょうか。

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。まず、今出てきた経済差替えに関してですが、私自身は、長期的にはシングルプライス化して——シングルプライス化すれば、必然的にというか、この利益、差替えの利益は全部発電事業者が取るといようなことが自然な制度設計だと思います。現在の状況でそんなこと言っても相手にされないということは十分理解はしていますが、将来、十分コンティティティブになって、それでも十分回るというようにほどに信頼性が増した後にそのような制度になるということ、そういう将来が来ることをとても期待しています。

次に、長期契約というか、随意契約という格好で出てきたのですが、毎日毎日調達するというような市場になった後でも長期契約と組み合わせるといのは、必ずしも市場メカニズムに反すると考える必要はないのではないかと思います。もちろん足元の提案としてもとても重要な提案をしていただいて、こうしていただきたいし、揚水が一番自然だとは思いますが、揚水に限らなければいけないのかといようなことも今後問題になり得ると思います。こういう電源を毎日毎日の調達ではなく、もう少し長期の契約に調達したいというニーズが出てきたとすれば、その都度丁寧に対応していくということがあってしかるべきだと思います。

遠い先ということだったとしても、極端なことを言えば、長期契約で一旦ネットワーク部門が確保したものを毎日毎日の市場で、極端な状況だと将来の同時市場といことなのかもしれませんが、そちらの市場で出していくといようなことだってあり得る。そうしなきゃいけないとは思わないのですが、そういうこともあり得るということを考えれば、これは緊急避難的にとい、本来はやるべきではないのだけれども、やむを得ずと考える必要はなく、十分重要的ピースの一つとしてこういう発想があってもよいといことを今後の制度設計でも考えていく余地はあるかと思いました。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。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。

○黒田NW事業監視課長 ありがとうございました。

まず、岩船先生、松村先生から揚水発電の随意契約でしたり、それに限らず長期契約であらかじめネットワーク部門が調整力を確保するということについての肯定的な御意見をいただきました。さらに揚水が典型的だと思うのですけれども、こうした調整力に使うのが最適な電源について、どのように一般送配電事業者から確保して調整力として適切に使っていただけるかと、そういったような方策は、引き続き事業者ともコミュニケーション、専門会合でも議論しながら整理していければと思います。

また、経済差替えにつきまして、山本オブザーバーに、今後、適切に検討準備いただくというコメントもいただきまして、誠にありがとうございます。

松村委員からいただいた調整kWh市場のシングルプライス化というのは、31ページの下※のところにとちょっと小さく書いてあるのですけれども、こういった将来的検討の余地があるということだと思っておりますので、引き続き状況を見ながら検討していければと思っております。

私からは以上です。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、本件につきましては、事務局案のとおり進めることといたします。どうもありがとうございました。

それでは、議題の5番目と6番目に移りたいと思います。5番目と6番目は合わせて説明をお願いすることになります。5番目は、「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」、6は「インバランス料金単価の誤算定等に係る報告について」となっております。黒田課長、よろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 時間も限られておりますので、手短に御説明させていただきます。いずれも報告事項になっております。

まずは、資料7が「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」ということでございます。

御報告内容でございますけれども、第98回の専門会合、本年6月におきまして、業務改善勧告及び業務改善指導の対象事業者である東京電力パワーグリッド株式会社及び東京電力リニューアブルパワー株式会社の内部統制の強化に向けた取組について、事務局としてモニタリングを実施するというのを御報告させていただいたところでございます。

第1回のモニタリングとして、監視等委員会において両社の社長との面談を実施したこ

とから、その概要を御報告させていただくというものでございます。

具体的には本年10月15日に実施をしております、業務改善勧告の対象である東京電力パワーグリッド株式会社には、委員長、委員、事務局で対応させていただき、業務改善指導の対象であるリニューアブルパワーについては事務局で対応させていただいたということで、社長から、既にどのような取組に着手したのかとか、今後どのようなことを意識しながら計画を実行していくのかといったような点について面談をさせていただいているということでございます。

4 ページは、「両社社長による決意表明」と書かせていただいておりますけれども、両者からこのような形で表明をいただいております、しっかり取り組んでいくというような御発言をいただいているということでございます。

5 ページでございますけれども、今後のモニタリングということで、今後は両社の内部統制の強化状況について、実地確認やヒアリング等を通じてモニタリングをしていくということでございます。

原則として、昨年度に処分対象事業者に対して実施したモニタリング、集中改善期間ということで実施させていただきましたが、その手法、頻度、内容を踏襲して、1年間の集中改善期間にわたりモニタリングを実施していくという予定。昨年度は各社4回、社長面談の後に現地ヒアリングやオンラインヒアリングを実施させていただいておりますけれども、そういったものを念頭に実施していき、集中改善期間の最後には、両社の再発防止に向けた取組を点数化して評価するということを予定しております。

なお、4 ポツで書いてある内容でございますけれども、当モニタリングの対象となっていない事業者、すなわち既に集中改善期間を終了した14社プラスほかの旧一般電気事業者及びみなし小売も含めてですけれども、こういった事業者につきましても、前回モニタリングにおいて論点となった点を中心として、年1回程度のオンラインヒアリングによるモニタリングを実施していく予定であるということで、御報告でございます。これが1点でございます。

引き続きまして、資料8でございますけれども、「インバランス料金単価の誤算定等に係る報告について」ということでございます。

インバランス料金単価、趣旨は本日の議論にもあったとおりでございますけれども、2 ポツにあるとおり、インバランス料金単価の誤算定が、昨年ですけれども継続的に発生しているという問題意識がありまして、昨年の10月に一送全社、10社及び送配協が出席した

一送会合というものを開催させていただいて、インバランス料金単価誤算定に係る対応についての進捗状況の確認をさせていただきまして、3ポツですが、91回の制度設計専門会合で報告をしたということです。24年度の上期を目途に、状況を再度事務局が確認することになっておりましたので、本年9月25日に再度一送会合を開催し、各社の状況を確認したということに加えて、10月29日には、その会合の状況を踏まえて、送配協から事務局にそれぞれの取組について説明がございましたので、その概要の御報告ということでございます。

5 ページが、9月25日に開催した一送全社と送配協の会合ということで、送配協と各社から事例の報告を受けまして、前回以降に発生した27事案の概要や原因とか取組状況、さらには再精算、誤算定のみならず再精算まで発生したような事案について、再発防止策等々を報告いただいて、それについてどう対応するかということを議論したということがあります。

それを踏まえて、6 ページでございますけれども、10月29日には送配協から詳細な分析と、誤算定を減らすための一送全体としての横断的な取組について御報告があったということでございます。

発生の状況でございますけれども、10月29日の週で少し御説明させていただくと、10ページなのですが、インバランス料金誤算定発生の件数につきましては、左側の前回、昨年の一送会合があった15か月、これは46件発生をしていて、再精算7件ということでした。その後の15か月で見ると、27件で再精算4件ということで、数としては減少傾向にあるということが確認をされているということでございます。

事案の管理や原因の分析もやっていただきまして、見えてきていることとしては、一部でシステム、全てシステム化するというわけではないので、ヒューマン系の処理も入っていてヒューマン系のエラーがあるということと、あとは発生するタイミングとしては、仕様・設計の不備でしたり設計変更、改修、新規の連系に伴う設定変更ということで、新しく何かシステムを変更したり、新しい連系を行ったタイミング、何か変化をしたタイミングで多く発生しているということが分かったということです。これにどう気づいて、エラーが発生したとしても、早期にどう対処できるかという仕組みが重要ということで評価されております。

これに基づきまして、送配協のほうで6つのベストプラクティスということで選定をさせていただいて、チェック体制を構築していくということで整理をいただいているというこ

とですとか、あと◆の3つ目のところになるのですけれども、次の注意すべきタイミングとしては、2025年度向けのシステム改修ということでございますので、送配協は今年度中にエラー発生の可能性のある項目やシステム改修内容の洗い出しを進めて各社に展開をし、次年度早々にシステム運開後に重点的に検証を行い、誤算定を発生させないように継続してPDCAを回していくといったような報告もいただいているところであります。

以上を踏まえまして、8ページ、今後の対応でございますけれども、今回の一送会合、送配協の報告から、一送各社が社内周知の徹底、マニュアルの改善等に継続的に取り組んでいるということが確認できましたし、また、単価誤算定等の発生件数は減少していることは評価できるということでもあります。

一方で、再精算事案を含む単価誤算定事案が引き続き発生している状況も踏まえまして、さらに事案の発生を減少させる取組に加えて、発生した事案に対して速やかな対応により単価誤算定による影響を小さくすることが重要ということで、送配協と一送各社が俯瞰的・横断的に対策に取り組んでいくことが必要と考えられるということで、事務局としても、送配協各社の取組を継続的に確認していくこととし、2025年中を目途に取組の進捗状況もまた確認をさせていただいて御報告したいと思っております。

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、ただいまの説明につきまして、まず送配電網協議会様から御発言等あればお願いしたいと思いますけれども、いかがでございましょうか。

○山本オブザーバー 送配電網協議会の山本でございます。発言の機会をいただきまして、ありがとうございます。

卸電力市場における重要な指標の一つでありますインバランス料金単価につきまして、誤った単価の公表、また再精算に至るような事例を発生させておりまして、事業者の皆様にご迷惑をおかけしておりますこと、この場を借りて改めておわびを申し上げます。

再発防止対策と今後の取組につきましては、ただいま御説明いただいたとおりなのですが、少し補足をさせていただければと思います。これまでの一送大での再発防止の取組を継続することにより、誤算定事例は減少しておりまして、対策の効果は一定程度表れていると考えております。一方で誤算定事例は継続しておりまして、今回の要因分析を踏まえてシステム要因やヒューマンエラー要因を俯瞰的に評価して、ベストプラクティスを設定しております。

例えば、14ページのシステム構成のとおり、中給システムと関連システムが複雑に連系している構成の中で、インバランス料金制度以前から運用している中給システムを改修しながら対応しているというのが実態でありますので、18ページ、19ページに例示しておりますように、システム改修をする際には、各工程でシステム以外にも含めて業務全体を俯瞰した設計ができるように、第三者的なチェック体制の構築について検討を進めてまいります。

また、システム改修には相応の期間が必要でありまして、手入力や人的なチェックが一定程度残りますので、24ページ、25ページで例示しておりますように、制度変更、設備や契約条項などの各種設定が変更となる際は、社内関係箇所とも連携して、チェックリスト項目、設定変更手順や業務フローを整備するということとしてございます。こうした横断的・俯瞰的な観点でベストプラクティスを展開して、今後も各一送の取組状況を確認しながらフォローアップして、各社が着実に再発防止対策を継続できるようにPDCAを回してまいりたいと考えてございます。

私からは以上です。ありがとうございました。

○武田座長　引き続きよろしくお願いいたします。

それでは、議題5及び議題6に関して、御質問・御発言希望がございましたらお知らせいただければと思います。

それでは、熱海委員、よろしくお願いいたします。

○熱海委員　熱海と申します。よろしくお願いいたします。

ベストプラクティスの中に、システム上の例えば改修、オペレーティングの部分の見直し、こういった部分でヒューマンエラー、システムエラー、こういった部分を俯瞰的に見ていくというようなところが非常に重要なのかなというふうに思うと同時に、システムエラーに加えてオペレーターの手入力があるといった部分に関しては、サイバー攻撃といたしますか、そういった部分のシステムの障害ということも今後念頭に入れるべき項目の一つなのかなというふうに思っております。

そのときに、システムの障害なのかサイバーにおけるシステムの障害が発生するのかといった部分の切り分けというところも、全体のシステムが複雑になればなるほど、もしくは担当者の入れ替えとか新しい人が来ることによって、従来のシステムが分かりにくくなってしまいうことで全体の構成図、先ほどありましたけれども、ああいう部分の学習といたしますか、今後そういうシステムをきっちり理解できるような人材育成も含めて考慮

していただければいいのかなというふうに思いました。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、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。御説明ありがとうございます。

私は、資料7のほうから1点質問をさせていただきたいのですが、まずは6ページのところでございますけれども、そもそ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、監視等委員会による4回にわたるモニタリングの結果が示され、それをもって、ヒアリングや実地確認等による各社の取組状況の確認がなされ、そして採点という形で評価がされましたし、さらにはかなり詳細な電取委としての評価が文章でも示されたために、事業者にとっても非常に有益な展開であったと考えておりますところ、個別には、今回のように2社様の各社長からきちんとした決意表明も促されたということで、関係各位の御努力を多としたいと思えます。

その上で6ページのところでの質問なのですが、こちらのほうで、第1回から第4回まで極めて精緻なヒアリングがなされました。モニタリングでどのようなものがなされたのか非常によく分かるのですが、「前回モニタリングにおける主な論点」として参考として抽出され、もう一つ前の5ページを見ていただきたいのですが、5ページの4つ目のポツで、「前回モニタリングにおいて論点となった点を中心として」というようなことで、これからは年1回程度のオンラインヒアリングなど予定されているということで、例えば2つ目のポツにも「前回モニタリング」ということがございます。

こういった「前回モニタリング」ということを掲げられているというのは、結局のところは、いろいろと質問をされたりした中で、およそ必要だというふうに思われる論点は全て網羅されて「前回モニタリングにおける主な論点」というような表現になっているというふうに判断してよろしいのでしょうか。

以上が質問でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございます。

それでは、御質問もございましたけれども、それに対するものも含めて、コメントございますでしょうか。

○黒田NW事業監視課長 ありがとうございます。まず、草薙委員の今の御質問、前回のモニタリングを踏まえてというところなのですが、5ページに示しておりますように、全体像としては東電パワーグリッドと東電リニューアブルパワーにつきましては、今回、年4回のモニタリングを実施していくということになっていまして、一方で前回、集中改善期間の中で4回のヒアリング等で調査して実施した事業者につきましても論点が残っているというところで、継続して検討していくという部分もあるものですから、この前回でのモニタリングで抽出された課題につきまして確認をするために、年1回程度のモニタリングを、オンラインヒアリングを引き続き実施していきたいということであります。

それから2行目にも「前回モニタリング」というのが書いてあるというのは、前回、14社で1年間やってきた中で、事務局としてもいろいろなノウハウもたまってきていると。ポイントとなるところも抽出できているということもありますので、今回の2社のモニタリングにつきましては、そういった点も踏まえながら実施させていただくという意味で書かせていただいているということでございます。

熱海委員におっしゃっていただいた、インバランスのシステムエラーですとかサイバー攻撃といったような点もありましたけれども、送配協とも連携しながらどういう対応がされるかというところは、我々としても見ていきたいというふうに思っております。

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。

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。先ほど熱海委員からいただいたサイバー攻撃の件ですが、こちらにつきましては、今回のインバランスの事例だけでなくシステム全体に関わることでございまして、その後も電力各社とも連携してウイルス対策やファイアウォール等の構築などを行い、また会社によっては専門組織をつくりながら対応しているといったところもございます。

とはいえ、今回と同じように、おっしゃるとおり全体を俯瞰して見ていくということとはとても大事かと思しますので、今後の対策についても、その点を踏まえながら連携して取り組んでまいりたいと思います。ありがとうございます。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。熱海先生の御意見にもお礼を申し上げます。

それでは、本件につきましては報告事項となりますので、以上とさせていただきます。

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いたします。

○田上総務課長 ありがとうございました。本日の議事録につきましては、案ができ次第送付を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3回制度設計・監視専門会合はこれにて終了といたします。本日は、長時間にわたりましてありがとうございました。

——了——