

第43回制度設計専門会合 議事録

日時：令和元年11月15日 15:00～18:10

場所：経済産業省 本館17階 第1～第3共用会議室

出席者：稲垣座長、林委員、圓尾委員、安藤委員、岩船委員、大橋委員、草薙委員、新川委員、辰巳委員、武田委員、松村委員、山内委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○恒藤総務課長 では、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43回の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、本日もご多忙のところご出席いただきまして、まことにありがとうございます。

本日は、2部構成といたしまして、第1部はガスに関する議題、第2部は電気に関する議題となっております。途中、オブザーバーの方々には交代をお願いすることとなっております。よろしくお願いいたします。

なお、本日の議事はインターネットで同時中継も行っております。

それでは、議事に入ります。以降の議事進行は稲垣座長、よろしくお願いいたします。

○稲垣座長 皆さん、こんにちは。それでは、議事に入ります。本日の議題は議事次第に記載した6つでございます。

まず議題の1、ガス導管事業者の法的分離に伴う行為規制の検討について、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 それでは、ご説明をさせていただきます。資料3をごらんいただけますでしょうか。

こちら、資料2ページでございますが、改正ガス事業法において2020年度から導管規模が一定以上であること、その他制定に定める要件に該当するガス導管事業者の法的分離を行うとともに、あわせて法的分離されたガス導管事業者と特定関係事業者、グループ内の小売・製造事業者との間での人事・業務委託等に関する行為規制を導入することが規定されているところでございます。

ページをめくっていただけますでしょうか。4ページでございますが、本日ご議論いた

だきたい論点①といたしましては、1つ目、兼職に関する規律ということになっております。

5ページ目をごらんいただけますでしょうか。改正ガス事業法におきましては、改正電気事業法と同様、特別、一般、ガス導管事業者とグループ内の小売・製造事業者等との間での取締役及び従業員の兼職規制が規定されております。その対象となる従業員の範囲や禁止の例外について、省令で規定するとされているところ、電気事業法の省令と同様の内容とすることが適当ではないかといったところでございます。

次項、6ページをごらんいただきます。行為規制における兼職規制の趣旨でございます。改正ガス事業法54条におきましては、情報の目的外利用の禁止、差別的取り扱いの禁止等の競争関係を阻害する行為の禁止が規定されてございます。これらの行為規制に加えて、兼業規制を導入する趣旨といたしましては、中立性阻害行為の誘発を的確に防止するため、そのような行為を誘発する兼職形態を禁止することとなっております。

7ページをごらんいただきますと、中立性阻害行為を誘発する兼職といたしましては、下をごらんいただきますと、導管で非公開情報を知り得るポストにいる者がグループ内の小売、製造の重要な決定に参画できるポストを兼職していると、非公開情報を踏まえて他社よりも有利になるよう、グループ内の小売、製造の業務運営に関する意思決定を行うおそれがあるというのが類型1でございます。小売、製造の業務運営における重要な決定に参画できるポストにいる者が、小売・製造事業に影響を及ぼし得る導管業務に従事するポストを兼職していた場合に、他社よりも有利になるよう導管業務を実施するといったおそれがあるというのが類型IIでございます。

8ページをごらんいただけますでしょうか。以上の類型を踏まえまして、以下のAとCを兼職した場合、以下のBを兼職した場合が中立性阻害行為を誘発するとして禁止すべき兼職ではないかといったところでございます。

9ページをごらんいただけますでしょうか。こちら省令に定める兼職規制に係る内容ということでございまして、類型I、IIのいずれにも該当しない兼職については、中立性阻害行為を誘発するとはいえなため、取締役等の兼職禁止の例外は下記①の場合と考えられるかどうかということで、電気の場合の行為規制と同様の内容となっております。①といたしましては、非公開情報を知り得ないということが確保されている場合、②としましては、小売、製造の重要な意思決定に関与できないことが確保されている場合としております。

また、兼職禁止の対象となる従業者の範囲につきましては、類型Ⅰ、Ⅱのいずれにも該当するものと考えているが、どうかということをごさいますて、こちらも電気の行為規制と同様の内容となっております。なお、確保されている場合ということにつきましては、9ページの下黄色と青の枠囲みにあるような措置が講じられている場合を想定しております。

10ページをごらんいただけますでしょうか。事業者の説明責任についてでございますが、行為規制違反となる兼職を未然に防止するため、導管事業者はグループ内の小売・製造事業者と兼職するものがある場合には、その兼職の内容、中立性阻害行為が発生しないと考える根拠等について、監視等委員会に説明するとともに、対外的にも公表することが適当ではないかということをごさいますて、こちらにつきましても電気に係る行為規制と同様の内容ということになっております。

以下、11ページ、12ページ、13ページ、14ページ、20ページまでは参考資料となっておりますので、説明は割愛させていただきます。

次に、22ページをごらんいただけますでしょうか。本日2番目の論点としまして、人事交流規範の策定でございます。

23ページをごらんいただけますでしょうか。改正ガス事業法におきましては、2022年の法的分離後における導管事業者とグループ内の小売・製造事業者等との間の人事交流、出向、転籍等を規制する規定を設けてございません。これは人事異動を抽象的かつ広範に規制することは、労働者の基本的な権利に対する制約でもあり、今回の法改正に盛り込むことは適当ではないと判断されたものでございます。国会審議においては、事業者自身が中立性確保に疑念をもたれないよう、自主的な中立性を確保される方策について検討することとされております。

24ページをごらんいただけますでしょうか。現行の人事交流に関する規律についてでございますが、適正なガス取引についての指針、適取ガイドラインにおきまして、託送供給部門と他部門との人事交流に係る行動規範を作成し、それを遵守させることが望ましい行為として規定されてございます。

25ページをごらんいただけますでしょうか。こちら、2020年の法的分離以降における導管事業者とグループ内の小売・製造事業者等との人事交流につきましては、導管事業者の中立性をより一層確保するという法の趣旨を踏まえ、導管事業者及びグループ内の小売・製造事業者等が自主的に方針を検討し、適切に取り組むことが重要ではないか。こうしたことから適取ガイドラインを改定し、以下の事項を望ましい行為として規定してはどうか

といったことをごさいますて、電気に係る行為規制でも同様の内容となっております。

具体的には特別一般導管ガス事業者がその特定関係事業者、グループ内の小売・製造事業者等との間で人事交流について情報の目的外利用の禁止及び差別的取り扱い禁止の確実な確保の観点から行動規範を作成し、それを遵守すること。また、小売・製造事業者においても同様の行動規範を作成するといったこととしております。

26ページをごらんいただけますでしょうか。行動規範において定めることが望ましい内容としまして、導管事業者及びグループ内の小売・製造事業者は、法的分離までに例えば以下の措置を含む行動規範を策定することが望ましいと考えるがどうかということで、26ページの下①、②、③にあるようなことを行動規範として策定することが望ましいと考えられます。

①といたしましては、従業員の人事交流に関する措置といたしまして、情報の目的外利用を確実に防ぐため、導管事業者において小売、製造の参考になり得る非公開情報を知り得るポストに従事している者が、グループ内の小売、製造における非公開情報を活用するポストに直接異動する人事交流を行わないこと。

②として、取締役等の人事交流に関する措置といたしまして、情報の目的外利用に加え、差別的取り扱いをより確実に防ぐため、一般導管ガス事業者において会社の業務執行を決定し、中立性確保に責任を有する立場にある取締役及び執行者が上記①に加えて、グループ内の小売・製造事業者の取締役等に異動、過去一定期間を経過せずに当該ポストに就任することを含む人事交流は行わないことといった内容を行動規範に策定することが望ましいということをごさいますて、こちらにつきましては、電気に係る行為規制でも同様の内容となっております。

以下、27ページから32ページにつきましては参考資料ですので、説明は割愛させていただきます。

私からの説明は以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、本件については笹山オブザーバーからご説明の求めをいただいておりますので、最初にそれを伺ってから皆様のご意見を賜りたいと思います。それでは、オブザーバー、お願いします。

○笹山オブザーバー ありがとうございます。東京ガスは、今回、事務局に例示いただきました案に基づきまして、人事交流にかかわる行動規範を作成いたします。具体的には、異動規制の対象となる取締役につきましては、一定期間の就任に期間を求めるとともに、

従業者の人事交流についても今後定められるガイドラインにのっとり、しっかり対応すべく検討を進めてまいります。

これらの方針は、法的分離対象の各事業者も同様と聞いておりまして、法的分離後も行為規制の趣旨を踏まえ、導管事業のより一層の中立性確保に努めてまいります。

以上でございます。よろしく願いいたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、委員及びオブザーバーの皆様からのご発言を求めます。ご質問、ご意見をどうぞお願いいたします。では、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。資料3の本日の論点でございます兼職規制につきまして、定めるべき事項、その内容につきましては、事務局案に異存ございませんし、このような対応につきましても支持したいと思っております。これは、基本的に電力の場合のミラーになってございますので、問題ないのではないかと思います。

論点②でございますけれども、先ほども東京ガスの笹山オブザーバー様から明確なお話がありましたので安心しておりますが、念のためということで申し述べます。

適正取引ガイドラインの改正につきましては、法的分離を念頭に置いて、特別一般ガス導管事業者及びそのグループの小売事業者のほうで、適切に社内規定等で定めていただくべきさまざまな措置について、前回、前々回の議論も踏まえまして若干申し述べます。

具体的には、26ページの行動規範に定めることが望ましい内容であります。例えば①の従業者の人事交流に関する措置ですけれども、直接の異動を避けるという意味でワnkッションを置くといったしまして、その置き方が短い場合には、こういったことは罰則つきで法令によって規制されるという類のものではありませんし、また具体的に期間が何年といったことを今のところこだわるものではございませんが、ワnkッションを置かれるということであれば、その期間は社内規定等でなるべく長くとっていただくべきであろうかと思っております。まずは、先行する電力各社の状況をご覧いただきまして、それを参考にして、各社が適切に年数を含めてご判断いただけたらと思っております。

26ページの①から③の措置が社内規定等にきちんと定められていないというときには、望ましい行動規範を十分に規定できていないと推定されますので、そのようになっている場合には、当然に、理由をこの場でご説明いただければと思います。この趣旨も事務局案に盛り込まれておりますので、安心しておりますけれども、やはり特別一般ガス導管事業者の従業員の育成について思うところがございます。

行動規範定立の趣旨を踏まえて、パイプラインネットワーク会社の人材でほとんどの社内の業務が賄えるという形になるよう、従業員をしっかりと育て上げるという体制づくりもこの際求められるのではないかと考えております。社員数が少な目となる企業様には面倒な要望かもしれませんが、後でよからぬ疑念を招かないようにするためにも、ぜひともよろしくお願いいたします。

以上であります。

○稲垣座長 ありがとうございます。辰巳委員、よろしくお願いいたします。

○辰巳委員 ありがとうございます。以前、時間をかけてここで検討を行った電気事業法が前例として存在しておりますので、しかもそれに準拠しているということなので、私もこれでほとんどいいと思っております。

ただ、電気の小売の状況をみたときに、この文章の中でグループ内の小売・製造事業者という言葉がたくさん使われておりまして、グループ内という言葉の範囲の意味が不確かなような気がします。つまり、現在、電気の小売の状況をみたときに、通常グループ内といったときは前に検討したように子会社のようなところを想定していると思うのですが、全くそうではない事業者が販売する電気は東電からですという格好で、小売として仕事をしていらっしゃるという場合が見受けられますので、そのようなときにグループ内という単語の範囲がとても曖昧なような気がしております。

今後、そういうところの取り扱いというか、今ここで定めている対象の小売事業者等は、このままでいいのかなと疑問に思っておりますので、そのあたりも明確にご説明いただけるといいかなと思いました。

○稲垣座長 今後の議論にもかかわりますので、田中課長、お願いします。

○田中NW事業監視課長 ただいまご質問のありましたグループ内の小売・製造事業者等ということでございますが、この等には小売・製造事業者の子会社なども含む形になっておりますので、そういう意味で等の中にはそういう関係会社も含めて広く入る形ということになってございます。

○辰巳委員 よくわからないのですけれども、関係会社等も含みというところ辺で、例えば明確な会社の名前を出すわけにはいかないのですが、ガスの事業者で東京電気？は東京電力のものを売っていますという会社は、もともと東京電力の子会社では全くないわけですね。そういうところはこのグループには含まれないということでしょうか。

○稲垣座長 では、総務課長、お願いします。

○恒藤総務課長　この趣旨は、小売、製造が導管に対して影響力を行使するようなことを防止するという観点ですので、例えば東京ガスの小売部門がほかの別の小売会社なりと人事交流するというところまでここでは論じておりません、あくまで導管部門とグループ内の小売事業者との関係を法律はもともと規制しているものでございます。

グループ内の小売・製造事業者というのは、法律で定める特定関係事業者を念頭に記載をしてございます。

○辰巳委員　ガスのお話をしているのですけれども、電気に変えたときに電気の場合のそういう売り方をしている事業者をグループ内とはいわないのですね。例えば電力の方がそういう会社に異動してくることもあり得ると思うので。

○恒藤総務課長　電気の場合もまずもとの趣旨は、送配電部門の方が直接グループ内に異動すること、兼職は一定のものについては規制しましょうと。それから、ガイドラインで会社内の規範で直接グループ内に異動することもルールを入れましょうということを議論しております。

それ以外の小売事業者については、そもそも送配電部門に親会社なりからのプレッシャーがかかるという心配されないということもあり、およそ送配電会社の方がほかの小売会社と行ったり来たりするということは、蓋然性がもともと余りないということで、そういう規制はしていないということでございます。

○辰巳委員　では、心配がないということで了解です。

○恒藤総務課長　ですので仮にそういうことが今後頻発するようなことがあれば、またそこで考えていくということではないかと理解しております。

○稲垣座長　それでは、新川委員、お願いいたします。

○新川委員　全体に提案いただいているとおりで特に異存はなく、兼業規制の考え方は電気のときはかなり議論したところだと思いますので、ご提案いただいている考え方で特に問題ないと思えました。

ポイントは、結局例外で兼業できるケースを認めるわけなので、その部分についてきちんとルールをこれに沿ってつくられるのだと思います。あとは事業者さんのほうでもきちんとルールが遵守されていて、問題のない形で運用されているかをきちんと確認していく。要するにルールの整備だけではなくて、それがきちんと運用されているところの確認を社内でする体制を当然構築されるのだと思いますけれども、構築して確認していただく。

あと、自社内でのチェック体制とともに、監視委員会に対して説明をするわけなので、その段階で疑問がある点があれば、適宜確認していただいて、適正に運営されていることを確保する体制をとって運営していく。法令上のルールと社内チェックと監視委員会によるチェックという形で運営していくことが必要なのではないかと思います。

人事交流のところも26ページあたりでご提案されているとおりで異存はないですけれども、草薙委員もおっしゃったとおり、結局、直接かどうかは重要なのではなくて、例えば情報の目的外利用の禁止をするために一定の規定を入れるのだったら、その情報が情報としての価値をもたなくなる期間を置くということがポイントだと思うので、一定の期間を置くという側面もあわせて必要になってくるのだと思いますので、それぞれの措置の目的に照らして、適正なクッションを置いた上で異動していくという形をとる必要があるのではないかと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、ほかにご意見よろしいですか。では、田中課長から何かコメントありますか。

それでは、この議題については大方のご賛同を得ておりますので、原則事務局案のとおりとして、また取りまとめの際に全体を通じて確認をすることにしたいと思います。

それでは、オブザーバーの入れかえをお願いします。

それでは、議題2に進みたいと思います。議題2について事務局から説明をお願いいたします。

○日置NW事業制度企画室長 それでは、資料4、発電側基本料金の詳細設計についてでございます。

まず、2ページをごらんいただけますでしょうか。本日は発電側基本料金の算定に用います最大受電電力のキロワットの取り扱い、そして割引制度、最後に転嫁ガイドラインの骨子案についてご議論いただければと思っております。

4ページをごらんいただければと思います。まず、契約超過金の取り扱いということでございますが、1つ目のぼつ、前回のおさらいでございます。前回は発電側基本料金の算定に当たりまして、最大受電電力の値を用いてはどうかということ、そして最大受電電力を超過して逆潮した場合には、契約超過金を設けまして、その水準として発電側基本料金の単価を乗じて得た額の1.5倍としてはどうかと提示させていただいております。

これに関しまして3ぼつ目でございますが、そもそも発電側基本料金は需要側の託送契

約のキロワットを上回る逆潮分のキロワットとなっておりますところ、最大受電電力を上回ってもなお託送契約のキロワットを下回る場合も想定されます。そうした場合にどのように契約超過金を扱うのかというのが論点になりまして、今回、事務局からの提案といたしましては太字の部分、発電側基本料金の契約超過金といたしましては、最大受電電力のキロワット、もしくは需要側の託送契約のキロワットのうち、いずれか大きいほうを超過したキロワット分について求めることとしてはどうかというのがこの回の事務局からの提案でございます。

最後の4ぽつ目でございますが、系統管理上、最大受電電力をむやみやたらに超過することがよいということでもございませんので、超過した場合はその理由を確認の上、最大受電電力を見直すかどうかについて協議を行うことになると考えられます。

続きまして、飛びまして6ページ目をごらんいただければと思います。前回の会合におきましては、力率に従いますと最大逆潮が抑制されることになるといったご指摘もございました。その点に関しまして2ぽつ目でございます。最大受電電力を協議で決めるに当たりましてはそうした点も考慮して決めると。その点をこちらのスライドで明確化させていただいております。

次の7ページ目でございます。最大受電電力のキロワットについてですが、こちら太字で書いている部分でございますように、一旦最大受電電力のキロワットを設定または変更した場合には、特段の事情がない限り、最低1年間は当該キロワットを維持する、変更しないこととしてはどうかとしてございます。こちらの取り扱いは、需要側の託送料金の契約キロワットの扱いと同様と理解してございます。

続きまして、割引制度でございまして、9ページ目をごらんいただけますでしょうか。発電側基本料金につきましては、立地地点に応じた負担に濃淡をつけることとしておりまして、それを割引制度と呼んでございます。これには2種類ございまして、下のぽつに書いてございますが、まず割引Aと書いております。下にイメージ図が描いてございますが、基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引という名称のものでございまして、図でいいますと、赤い矢印で示している潮流を削減する効果がある場所に立地する発電所、すなわちオレンジで囲われたエリアに立地する発電所についてですが、こちらについては基幹系統の投資を減らす効果がある発電所であるということでもちまして、割引対象ということで整理してございます。

これに加えて、配電系統につながっている電源につきましては、図でいいますと赤

く囲ってあります割引Bのエリアでございます。こちら特別高圧系統投資効率化割引と呼んでございまして、ここに立地する発電所については特高系統の投資を減らす効果があるということで、さらに追加で割引を行うという2つの制度を送配電WGには提案してございました。

今回、まず割引Bに関しまして、ページを飛んでいただきまして、13ページ目でございます。割引Bの対象地域の区分方法についてでございますが、こちらにつきましましては行政区分で分けることも検討するというようにされておりました。この点についていろいろ議論させていただいたのですけれども、実際の系統の状況を把握すべく、配電用変電所単位で区分するとしてはどうかと提示させていただいております。

続きまして、次の14ページ目でございます。割引地域の見直しに伴います扱いについてでございます。送配電ワーキンググループの中間取りまとめにおきましては、割引地域の見直しに関しまして、投資の予見可能性の観点から、経過措置を設けるかどうかについて検討を行うとしてございました。

これに関しては2つございます。下の表をごらんいただいたらと思いますが、まず1つ目、2023年度を目指して発電側基本料金の導入を目指すとしておりますところ、それに伴いまして廃止される現行の需要地近接性評価割引についてどのように扱うのか。2つ目の論点が、2023年度から5年ごとに見直すとしております割引地域の定期見直しにおきまして、割引対象から外れたような場合にどうするかといった論点でございます。

これを考えるに当たりまして、前回の制度変更時にどうしたのかということで、次の15ページ目でございます。2016年でございますが、その際には需要地近接性評価割引の制度変更がなされておまして、それまでは都道府県単位で区分していたものを、市町村単位で区分するという制度変更が行われました。その際は経過措置として割引の延長といったものが手当てされてございます。

その際の理由として掲げられておりましたが、2つ目のぽつに簡単にまとめさせていただいております。割引の延長そのものは、公平性の観点から論点が生じ得るものではありますが、割引制度が潮流改善に資する電源投資が進み、そしてそれが適切に維持されることを前提として、効率的な送配電投資につなげていくと。制度はそういったことを目的にしておりますので、割引の延長を手当てしたということでございました。

したがいまして、次の16ページ目でございます。発電側基本料金の導入に際して廃止されます需要地近接性評価割引につきましましては、前回の制度変更時の取り扱いも踏まえまし

て、需要地近接性評価割引の適用を受けていました電源については、暫定措置といたしまして引き続き割引対象としますこと、また暫定措置の期間はその次の割引対象地域の見直しのときまで。暫定期間中は、新制度における接続系統でみた割引単価のうち一番大きい単価を適用すると。そのように提案してございます。

続きまして、17ページ目でございます。2つ目の論点でございます。発電側基本料金の割引地域の定期的な見直しに際しての取り扱いでございます。この場合でありましても、先ほどと同様の理由で経過措置を設けてはどうかというのが今回の提案でございます。その際の考慮事項といたしまして、中ほどに幾つか書かせてでございます。やはり電源投資の予見可能性という点からは、割引地域を5年ごとに見直す、5年間を固定するということに加えまして、1つ目、まず投資回収の期間の長さでありますとか、2つ目の丸、割引地域の見直しの相場観が今はまだ形成されていないという点、3ぽつ目、割引を期待して立地した電源がその翌年には割引対象から外れるという電源に配慮する余地もあると考えられること、そういったことを考慮事項として考えてございます。

このため、事務局からのご提案でございますが、下の太字の部分に3つほど書かせてございます。割引対象地域の見直しによりまして、割引対象から外れる、もしくは割引単価が低い区分に変更となった場合は、割引の延長措置を投じるということ。延長期間はその次の割引対象地域の見直しのときまでとすること。延長措置の期間中の単価についてでございますが、こちらは見直し前の割引区分で新たに設定される単価を適用するということとさせていただきます。

18ページ目、19ページ目につきましては、今お話しした内容を図式化したものとなっております。

続きまして、21ページ目でございます。前回ご議論いただきました送配電都合により逆潮できない場合の取り扱いについてでございます。この扱いについては、需要側につきましては、電気の供給が停止した場合に、その停止時間に応じて基本料金が割り引かれるといった措置が講じられております。

では、発電側はどうするのかということにつきまして、23ページ目でございます。結論といたしましては、3ぽつで太字で書いてございますように、送配電設備に起因し、かつ出力制御に予見性がない場合において割引を手当てすることとしてはどうかというご提案でございます。その理由といたしましては、発電側基本料金はあくまで送配電設備の費用負担を求めるものですから、割引についても事故や作業停止など、送配電設備が利用でき

ない場合に限って講じることとしてはどうかということでございます。

ただし、大規模な修理やメンテナンスの場合は、3年前から作業停止の計画があったりもします。そうした場合は予見可能性もあるということで、割引対象とはしない。そういった考え方、下の対応例に書かせていただいておりますが、例えば需給要因による出力抑制でありましたり、調整力契約に基づく出力抑制は、送配電設備に起因して逆潮できないということではなく、需給バランスの観点から逆潮できないということでございますので、こうした場合は設備要因ではないということで、割引の対象とはしないと。具体的にはそのように整理してはどうかと考えてございます。

いずれにいたしましても、本日いただいたご意見なども踏まえまして、具体的な割引対象でありましたり、割引の具体的な中身につきましては、今後検討を深めることとしたいと思います。

続きまして、その次、ノンファーム接続の取り扱いについてでございます。

送配電ワーキンググループの中間取りまとめにおきましては、ノンファーム接続につきまして、今後、運用面、制度面の検討状況を踏まえて適切な負担となるよう、発電側基本料金における料金的措置について、具体的似検討を進めるとさせていただいております。

これに関しまして前回の専門会合におきまして、ノンファーム接続は送電容量を確保せず、フルに流せることを前提とした設備増強も必要としないといった観点から課金しないという整理もあり得るのではないかというご指摘もございました。その点も含め、以下のような視点も含めて料金的措置についてどのように考えるかについてご議論いただければと思っております。

1つ目のぽつとしましては、ノンファーム接続につきましては、系統にあきがある場合にだけ出力を認めるものでございます。このため、通常の接続形態とは違いまして、送配電設備の増強費用は増加しない、もしくは増加してもその増加分は総体的に小さくなると考えられるのではないかという点。ノンファーム接続であっても、送配電設備の維持や運用に係る費用は発生させているという事実もありますが、そういった点も含めてどのように考えるのか。

2つ目のぽつ、ノンファーム接続でございますが、こちらは系統にあきがある時間帯に逆潮することでもって、送配電設備の利用効率を高める役割も果たす点で寄与するものでございます。これによって送配電関連費用の増大を抑制する一定の効果が期待されるのではないかという点をどう評価するのかといった視点。

3つ目、先ほどご説明しました割引制度のように、潮流改善効果に基づく投資効率化に資する電源といったものへの割引との関係についてどう考えるかといった視点でございます。例えばノンファーム電源よりも先ほど例示いたしました割引対象のファーム電源のほうが投資効率化への寄与という点では大きいと考えられます。そういった中でどのようにノンファーム接続を取り扱うのが合理的と考えるかといった視点。

最後、4つ目のぼつ、送電容量を確保しているファーム電源と送電容量を確保しておらず、混雑時の出力制御を前提としてのノンファーム電源の違いについてどう評価するのか。またこれに関しまして、先ほどご説明しました送配電都合により逆潮できない場合の取り扱いとの関係についてどう考えるかといった点でございます。

この点を含めてご議論いただければと思いますし、本日いただいたご意見も踏まえて、具体的な割引対象でありましたり、割引内容につきましてどのように考えるのかといった点については、今後さらに検討を深めていけたらと思っております。

最後、転嫁のガイドラインについてでございます。28ページ目でございますが、前々回も転嫁について議論いただきましたが、発電側基本料金の導入は、発電側にとって新たな負担になる一方で、小売側が負担する託送料金は減額されることとなります。この発電側の負担が小売側に円滑に転嫁されることが期待されるわけでございますが、そのためにも事業者間で誠実に協議が行われるように、ガイドラインに示していきたいと考えております。

その骨子案というものが29ページ目以降でございます。まず、指針の目的でございますが、1つ目のぼつの2つ目のぼつでございます。この指針の目的は、既存契約の見直し協議に関する基本的な考え方を示すことで、事業者が適切かつ誠実に協議を行うことを求めるものとしてございます。

続きまして、次の30ページ目でございます。基本的な考え方でございますが、2つ目のぼつのところに具体的にはとございます。まず1つ目、契約当事者は発電側に負担の増額分と小売側における負担の減額分、これらの情報を適切に共有して、公平を旨として協議を行い、相対契約に基づく取引金額を見直すということ。特にということで2つ目のぼつでございます。小売事業者における需要側託送料金の減額分につきましては、卸料金への転嫁に充当されるべきと記載させていただいております。また、仮に転嫁を受けられないような場合は、その事情も含めて発電側に説明していくことを記載してございます。

以上が骨子案の主な内容でございますが、本日いただいたご意見でありましたり、また

今後寄せられる事業者サイドからの声にも耳を傾けながら、今後ガイドラインの成案を得ていきたいと考えております。

長くなりまして済みません。私からの説明は以上となります。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆さんからご意見を賜りたいと思いますが、3つ論点があります。契約超過金の問題は、ページでいくとスライド4と7ページ、割引の問題が13、16、23、24ページ、それから転嫁の円滑化については29ページ以降ということですので、ご発言の際はテーマを示していただくか、スライド番号でお話を特定していただくようお願いできればと思います。どうぞお願いいたします。白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー ありがとうございます。まず、発電側基本料金のためのシステム開発に必要な事項についての優先度ということも考慮しながら、整理を進めていただいているということに感謝申し上げます。

今回、13ページで整理いただいております割引対象、地域の区分方法につきまして、発電事業者様にとってわかりやすいということが大切であると考えておりました、その観点から資料に記載されているとおり、行政区分に基づく割引区分の方法も選択肢の1つとして比較検討を進めていただいたということで、その結果、今回系統の状況を反映した配電用変電所の単位が合理的であると明確に整理していただいております。この方向に基づいて今後各事業者様へのわかりやすい公表、通知の方法など、具体的な運用につきまして委員会事務局と協力いたしまして検討を進めてまいりたいと思います。どうぞよろしくお願いいたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、菅野オブザーバー、お願いいたします。

○菅野オブザーバー 私から今回の転嫁の円滑化のところでコメントさせていただきたいと思います。

今回骨子を示していただきまして、まことにありがとうございます。今後、成案に至りますときに、転嫁の問題は発電と小売を同じ企業グループ内でやっている事業者と発電と小売はそれぞれ分かれて、まさに競争相手同士でやっているような事業者同士ですと、協議のシビア度合いが変わってくると思いますので、最後にございます紛争といいますか話し合いがつかない場合の取り扱いも含めまして、その辺の公平性をお願いして、成案にさせていただきたいと思います。

もう一点、転嫁の問題と関係するのでございますが、発電側課金の制度が導入されるこ

とで、相対契約についての転嫁はこうした道筋があることで取り組んでいくことになりませんが、スポット市場の投入については、長期的にはスポット市場の価格がこうしたものを取り込んだ価格に落ちついていくのだと思いますが、当社に関していいますと、スポット市場で発電側課金での負担を回収できるかどうか。特に限界費用で今売り札を入れさせていただいている私どもとしては、そこは懸念が最初は生じてくると思います。ということは、発電側課金の導入によりまして、スポット市場よりも相対取引を志向するというインセンティブが働く可能性が高いということをお場での専門会合の皆様にご認識いただければと思っております。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー　ありがとうございます。まず、スライドの6枚目、最大受電電力キロワットの協議方法に力率の考慮というところがございますけれども、前回の会合で私どもの発言を汲み取っていただきまして、こういう形で整理していただいてどうもありがとうございました。まずそれが1点目でございます。

続きまして、スライドの9ページ目でございますけれども、割引A、それから割引Bとあるわけですが、割引Bにつきましては、送電ロスが含まれていないと。これは私どもの理解は、そもそも発電側基本料金が配電ネットワークより上の設備に関する対象にした課金であるがゆえに、仮に配電ネットワークでいろいろな送電ロスの改善とかがあっても、そこは含まれていないのかなと理解しているのですが、その辺のところをご説明いただくとありがたいと思いました。

それから、スライド24以降、ノンファーム接続の考え方につきましては、前回も我々ぜひ割引を考慮してほしいと申し上げましたけれども、考え方といたしましては、そもそもノンファームが設備を必ずしも利用できないということを考えれば、そもそも課金しなくてもいいのではないかという発言も委員からございました。その考え方に立てば、全く負担しないというのはあり得ないと思いますので、負担する場合であっても、私どもの理解では全体で見ますと変動費分は大体2割と聞いておりますので、発電側基本料金そのものは資本でございますけれども、割引前の発電側基本料金の2割程度、変動費分程度は負担するのかなというイメージをもっております。

それから、スライドの27枚目以降でございますけれども、転嫁の円滑化につきましては、既存の契約に関する見直しのガイドラインを主に検討されております。将来的には再エネ

がほとんどF I Tで入っておりますけれども、F I Tでない設備も近い将来たくさん出てくるのではないかと想定しております、その場合は既存というより新規の契約になります。その場合、F I Tの設備、特に太陽光は出力はそんなに大きくないのでございますので、大手の皆さんと交渉するのは大変苦労されるのではないかと心配もあるのですけれども、新規の相対契約を結ぶ場合についても、何らかのガイドラインをつくっていただけると大変ありがたいと思いました。

私からは以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。お答えについては後ほどまとめたいと思います。武田委員、お願いいたします。

○武田委員 ありがとうございます。私はテーマの3つ目ということで、既存契約の見直しガイドラインについて発言させていただきます。

ここで事業者が誠実かつ適切に協議を行うことを求めるといいますけれども、仮に事業者が誠実かつ適切に協議を行わずに、制度変更に伴う費用負担を発電側が一方的に負わされるということがあれば、独占禁止法のほかに取引の相手方に不利な形で取引の条件を設定、変更、取引を実施することを優越的地位の乱用として禁止すると規定しておりますので、状況に応じてこれに該当すると思えます。

優越的地位の乱用の規定の中には、正常な商慣習に照らして不当にという要件がありますけれども、このガイドラインはその評価において参照される、重みをもってみられるというものであると思えます。これは既存契約だけではなくて、先ほどご発言にありましたけれども、新規の取引についても同じであると思えます。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、山内委員、お願いします。

○山内委員 今回の関係なのですけれども、転嫁についてガイドラインで記載するという事は非常によいことだと思っております、事務局提案に賛同したいのです。今もいろいろ出ていましたが、具体的にどのように転嫁をするのかということについて、もう少し検討する必要もあるのかなと思っております、今の独禁法の話もありますし、あるいは事業者間のお金のやりとりは可能なかどうかということもあろうかと思っておりますので、その辺を詰めていただければと思います。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー　ありがとうございます。2つ目のテーマの割引について、2点ほどお願いさせていただきたいと思います。

まず、13ページにございます割引対象地域の区分方法に関してでございますけれども、系統の状況を反映してという方向で進めていくということでございますが、小売事業者の立場といたしましては、相対契約先である発電所が割引対象かどうかというのは非常に重要な情報でございます。またこれらの発電所に投資する事業者にとっても必要な情報であると考えております。どの地域が割引対象なのかということが誰にでもわかるような形で周知もしくは公表していただく方向でぜひともご検討をお願いしたいと思います。

もう一点が14ページの割引対象地域の見直しに関しての経過措置についてでございますけれども、発電所の建設のリードタイムは何年にも及びますし、運転開始後も15年以上運用するものでございますので、こちらにお示しいただいております経過措置①、②、いずれも非常に重要で、必要なものだと考えております。

既存の発電所の収支計画への影響や、新規投資の予見性確保の観点から、いずれの経過措置につきましても前向きにご検討いただけますようお願い申し上げます。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　ありがとうございます。先ほど菅野さんがおっしゃられたことと少しかぶるのですけれども、最後の指針の話です。2つありまして、1つは発電と小売が一体となっている事業者間のやりとりと私どもみたいに小売に専念している事業者とは大分交渉の仕方が違うのだらうなと考えています。それがまず1点。

それから、ここは発電側の目線で書かれてはいますが、実態としては期中ならともかく、例えば翌期であるとか新規という話になりますと、これも含めて発電の卸の料金は交渉していくわけです。そうすると、当然ですけれども、両社のバーゲニングパワーによって交渉力によって変わってきてしまって、必ずしも発電側だけの目線ではなくて、こういうものがお互い誠実に交渉、これは当たり前の話なのですが、きちっと示されていることはいいと思います。

ただ、必ずしも発電側ではなくて、実態としては事業者間の関係性によって先ほどの発子？一体となっている、あるいはなっていない、そういう関係性によってこういうものは決まってくるということをご認識いただきたいと思います。

したがって、ここに書かれていますけれども、透明性であるとか公平性であるとか情報の開示というのは非常に重要になってくるだろうと。実際にどういうやりとりがなされるかというのは具体的にイメージできていないのですけれども、託送契約もありこれもありというのが複雑に絡んできますので、そのあたりはじっくりご議論いただけたらと考えています。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー　ありがとうございます。私からは割引制度の論点について2点コメントさせていただきます。

まず、今回割引対象地域の定期見直しにより、割引対象から外れる地域等についての経過措置が論点となっております。その中でも電源投資の予見可能性の確保の必要性について触れていただきました。この電源投資の予見可能性の確保ですけれども、発電側課金の最初の制度導入の時点においても、同じく大変重要なことと考えております。

これまで料金レベルの目安として平均単価キロワットアワーで150円程度という数値は示されておりますけれども、この料金制度には割引、あるいはその分の負担は他の発電者に寄せられる設計になっていると理解しております。委員会事務局にはぜひ定量感をもった議論をお願いしたいと考えております。

もう一点、ノンファーム接続の取り扱いについてです。皆さんもご存じかと思いますが、主力電源化が期待されながら、現実にはなかなか系統空き容量の問題によって導入が進んでいない再生可能エネルギー電源の導入促進の突破口になり得る非常に重要な仕組みと理解しております。まず、その意義を十分ご理解いただきたいというところで、その上でキロワット課金の考え方に限定されることなく、取り扱いをご検討いただきたいと希望いたしますところ です。

以上であります。

○稲垣座長　ありがとうございました。それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員　まず、割引に関してなのですが、今回の提案は全て合理的な提案だと思いますので、この方向で進んでいただければと思います。

ノンファームに関しても、具体的に割引引くという考え方で、どれだけになるかというのはこれからの議論ということだと思いますが、いろいろな考えるべき要素がきちんと考えられている。

それから、経過措置に関しては、投資の予見可能性という点からみて一定程度は必要だけれども、これをずるずるとやるということをする、ほかの人、つまり本来は割引されるべきでないという状況になったにもかかわらず割引かれ続けるということは、ほかの人が余分に負担しているということなのだということを明確にいていただいて、その点にも公平性という点で問題があるので、そのバランスをとるということで、今回の提案が出てきたということは全く合理的だと思います。全く余計なことですが、ここに書かれている割引にける暫定措置や延長措置は、ほかの発電者にその分負担を寄せることになるというのはあらゆる経過措置で同じなわけです。例えば間接的送電権というときに10年丸々認めるということをするのか、全く認めないでほかの人と同じように買ってくるのかということをするれば、もっている人は得をしたのかもしれないけれども、ほかの人に負担をかけているわけです。

何で広域機関でこういう議論をするときにこういう合理的な意見が出てこなくて、こういうときだけ出てくるのか。出てくるのが正しいからこの整理は正しいと思うのですけれども、若干じくじたる思いがありますが、全くいっているとおりでと思います。

私自身は経過措置には比較的否定的で、あらゆるところでそのように述べているつもりです。これに関しても予見可能性ということはあるかもしれないけれども、合理的な制度に変わっていくというときに、前の整理をいつまでも引きずっているということをする、移行がスムーズに進まないのではないかとことはいつも懸念しておりますが、今回のようなかなり限定的な年限を区切るというやり方で、逆の意見もワーキングであったことを考えれば合理的な提案ではないかと思えます。

次に、ノンファームのところと送電事業者の理由によって抑制されたというところが出てきた整理はとても合理的だと思うのですが、私ちょっと気になっているのは、N-1電制の電源で抑制されたというのと、ほかのところの抑制と同じかという、N-1電制のほうはもっと厚く割引があってもいいのではないかという気がします。

ということなのかというと、ノンファームのときと同じなのですが、N-1電制で電制を引き受けてくれた電源があるから、大幅な増強をしなくてもほかのところは接続できるという意味では、設備投資を効率化することに絶大な貢献をしてくれているわけです。貢献をしているところというのは、ある意味で逆の方向に発電所があるというときには割引くというのと同じような発想はできないのだろうかということで、ここは瞬間抑制された量に関してだけではなくて、そもそもそういう対象の電源は設備の負担

をむしろ軽減している方向だと整理する余地はあるのかと思います。

ただ、N-1電制を引き受けてくださる電源に関して、これで手当てすべきなのか、別のやり方で手当てすべきなのかというのは議論の余地があるので、余りこだわらざるつもりはありませんが、引き受けてくれた電源が不利にならないようにということを何らかの形で考える必要があるかと思います。

これも蒸し返して申しわけないのですが、最大でも半額の割引という整理になったのは、ワーキングの長い議論を経てこうなったということなのですけれども、私自身はゼロになるというところがあっても当然、ノンファームという文脈ではなくても、潮流の改善に役に立つというところがゼロになる、あるいはマイナスになるということがあったとしても、理論的には決しておかしくないのではないかということはずっといつてきたのだけれども、結果的に受け入れられなくてこういうマイルドな割引になったということなのですが、この後恐らくいろいろな形で、例えば地点別料金という格好に巻き取られていくということは十分あり得ると思います。

そのときに、さっきもいいましたが、経過措置が邪魔をして、新たな合理的な制度に移るのに阻害するということがないように、注意深く制度は設計していかなければいけないのだろうと思います。

次に、電化についてこの整理に反対することは何もありません。ただ、私は繰り返し出ている先ほどのJ-POWERのオブザーバーからの発言は出てくるたびに必ず同じことをいっているので、今回もいわせていただきます。

相対契約だったら電化できる。取引所に出したら限界費用で出すことになるから電化できない、不利だ。そうすると、取引所から相対取引のほうに移っていくということがあり得るということはちゃんと認識してくださいというご発言だったので、そのような発言は全ての委員、オブザーバーは聞いたというのはいいのですけれども、そのまま素直にナイーブに受け取る知的レベルの委員ではないということを期待しています。

どうということなのかというと、これは当然市場なので、売り手と買い手がいるわけですから。売り手にとって相対市場がとても有利だということになり、スポットがとても不利だということになるということは、買い手は逆だということですから、当然需要のほうは相対契約から取引所にシフトするということもあり得るわけです。それから、マージナルコストで入れるといっても、スケジュールというのはそれで与えられるのかもしれないのだけれども、需要が変われば当然価格は変わってくる。

それから、有利、不利ということがあれば、どちらに出すのかということによって、そのスケジュール自体もマージナルコストで入れていても変わってくる。したがって、出てくることは、そこでご説明になったような単純なことではなく、もっとはるかに複雑なことだということなので、単純な頭の整理でこれからの制度設計をされたらかなわないということなので、出てくるたびに繰り返していますが、もう一度いわせていただきました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、新川委員、お願いいたします。

○新川委員 1点だけなのですが、転嫁の部分でご質問なのですが、考え方としては、今ある卸の価格のままにしておいて、発電した基本料金でかかった分だけを後から返してもらうという姿にもっていくのがいいと。恐らくそう単純な問題ではないからいろいろ書いてあるのかなと思うのですが、そういった姿にもっていくとされているのでしょうか。31ページのなおという部分の3点目のところをみると、一旦今の料金で払って、後から転嫁分を小売側から発電側に払うという方法があると書いてあるので、計算上そのようになるなら交渉しろといているのかどうかというのを伺いたかったので、そんな単純なことではないのかなとは思いますが、何をどういった姿にもっていくといているのか確認させていただきたいのが1点。

もう一点目なのですが、30ページに書いてある減額想定とか増額想定、これは想定だから確定値ではないわけで、それに関する情報を双方全部開示し合えていっているわけですが。世の取引を考えると、価格情報を両方が出し合うというのは生データみたいな、そういった交渉を余りみかけないので、そういったことは本当に起こるのかなというのは若干疑問に思いました。

3点目で結局、当事者間でまとまらないときに、調停調とかあっせんとかやって、第三者が入って解決をはかるプロセスが最後にあって、そこで一定の考え方が積み重なってくれば、どうせ最後こういったらそうなるわけだから、当事者間でもそういった交渉に進んでいくということが起こるのだと思います。そういった意味で30ページの最後の4に書いてある紛争解決の利用が実務上意味があると思うのですが、具体的に想定しておられる紛争解決の機関、どこでやるかというのは、委員会のあっせん調停、あそこで行うということですね。もしそうだとすると、そこでは具体的にどういったプロセスで最後の合意までもっていくということをお予定されているのか、考えがあればお伺いできればと思い

ました。

○稲垣座長 ありがとうございます。後でまとめてお話をさせていただきたいと思えます。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。私は3つ目の発電側基本料金に関する既存相対契約の見直しの指針について申し述べます。

既にたくさん議論が出ておりますけれども、資料4の29ページから30ページの誠実かつ適切に協議を行うということを要請することに関して、若干の懸念が表明されているようにも受け取っております。

それから、JEPXに供出する以外の内容として、J-POWERの菅野オブザーバーと松村先生のコメントもございましたけれども、30ページの3、基本的な考え方の一番最後のぽつにございますようなもの、発電側基本料金を市場で回収するということは、容量市場が固定費回収市場としての性格をもっていると認識しておりますし、需給調整市場やベースロード市場も固定費相当分を含めて入札するということがむしろ自然だと思っております。

もちろん事業者間の協議においては、差金決済まで含めて結構複雑な相対の協議をされるということになると思います。それについてトラブルが起こるのではないかと懸念もあろうかと思うのですが、もともと民衆の契約ですので、発電事業者と小売事業者の協議が転嫁ガイドラインに従って粛々に行われると。基本的には31ページの見直し方法などを参考にして行っていただくということで、契約の見直しをしていただきたいと思います。

ただ、あまたあります小売事業者が交渉のスタンスというレベルを超えて、全て誠意をもってこのような協議に応じるかというのは、私としても若干懸念をもつところでございますので、まずは協議をしていただいて、うまく協議が進まないときは、何らかの規制を入れることを将来的には含めていくという対応を考えていただくことになるのかもしれないと思います。その可能性も踏まえた転嫁ガイドラインの整備を進めていただければよろしいのではないかと思います。

先ほどから菅野オブザーバーとか新川委員が言及されております30ページの4番の既存契約の見直しに関連する紛争解決の利用とはまた別のこととして、そのようなことを考えました。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。それでは、神田オブザーバー、お願いいたします。

○神田オブザーバー　　ありがとうございます。私も転嫁の円滑化のところでは1点なのですが、ワンポイントになります。30ページの骨子案の中に記載していただいている内容なのですが、趣旨はきちっとした協議を行い、取引金額を見直すということをはっきり明確に書いていただいているのですが、2つ目のぽつの3行目のところに、発電側基本料金の転嫁を受け入れられない事情を含めという言葉を読んで若干気になっておりまして、それでも受け入れられない場合はちゃんと説明すればいいのだと読んでしまう人もいないかなと思いますので、円滑に転嫁の協議が進むということを考えて、4番の紛争のところもそうですが、こういったことがなるべく利用されずに、円滑に進むようにということからみると、これを実際に実行される多くの方がみたときに、違った意味に読み取れないような、わかりやすい表現で事務局さんでまとめていただければありがたいと思っております。

もう一点だけ、また詳細のところになりますが、割引制度の23ページになります。逆潮できない場合の取り扱いということで、対応例の案の表をつけていただいて、今後さらに検討を深めるということで記載していただいておりますので期待しているのですが、作業停止のところでは計画的なものとはそれ以外のものという形で分けております。恐らく実行に入ってみたときに、どれぐらい前までだったら計画的だといえるのか、そうでないのかといったところが恐らく実務に入っていくと結構曖昧だともめていくこともあるのかなと思いますので、そのあたりの事例についてわかりやすく仕組みをつくっていただければと思っております。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　　既にいろいろな委員の方からご発言があったので、2点だけです。

1つは契約超過金に関して4ページですけれども、やはり最大受電電力を超えて逆潮しているということについては、若干異例なのかなという感じもしますので、ここはしっかり理由を確認して、最大受電電力のキロワットを見直すかどうか協議をしっかりと速やかに検討していただけるのがいいのかなと思っています。

もう1つは、ノンファームのところではいただいている24ページ目なのですが、2つ目の丸のチェックで3つ目のところがありますけれども、潮流改善効果に基づく投資効率化にかかわる割引とノンファームが託送する際の託送サービスの対価として支払うものに関する

る割引の2つは趣旨が違うものなのかなと思っていて、よってこの2つはきちっと整理して割引のあり方を検討していただくのがいいのかなと思います。

本当は定量的にはかかれるといいのかなと思いますが、そういうことができない場合にどのように取り扱うというのは一部えいやの部分もあるかもしれませんが、なるだけしっかり説明できるような割引のあり方が望ましいのだろうと思います。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、佐藤事務局長、お願いします。

○佐藤事務局長 菅野さんに質問させていただきたいのですけれども、ガイドライン関係のところでは相対契約だから見ず知らずのわけではないのですが、確かに完全な社内と社外は違うと思う。ただ、お聞かせいただきたいのは、普通相対契約をしているのは同じバラシンググループであって、そもそも相当密接な関係にあるところではないかと。もしバラシンググループということであるならば、制度設計上、むしろ発電課金だってバラシンググループの小売にかけてむしろそっちを徴収するということだってあるかもしれない。相対契約の見直しはバラシンググループの同じく普通はあるということも余り考えずにさらっと書いてあるのですが、実際は相当密接な関係がある人たちでやっているということを念頭に置いても、今までご発言されたような、それでも相当心配事があるかどうかということをお知らせいただきたいということです。

○菅野オブザーバー 私どものケースでいいますと、私どもの複数の発電所で発電バラシンググループを組んでいて、小売バラシンググループとの相対契約があるというケースなので、そういう意味でいえば同じバラシンググループに属しているということではないケースのほうが多いということです。同じバラシンググループに属しているケースも、電源によっては例えば水力ですと同じ河川の中に違う会社をもっている場合は、そこについては同じバラシンググループを形成しているケースもございますけれども、火力電源ですと少なくとも今私どもは発電バラシンググループをJ-POWERとしてもって、受電会社側の小売は小売のバラシンググループなので、バラシンググループをともにしているケースは少なくなっております。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆さんからのご発言も一巡したようですので、事務局から質問、意見に対するご説明をお願いします。

○日置NW事業制度企画室長 まず、新川委員からご質問いただいた点でございます。何を交渉の姿として期待しているのかという点がございましたが、繰り返しにもなります

けれども、今回発電側基本料金を導入しますと、小売側の負担している託送料金は減額されますので、その分についてはもともと送配電料金として小売が100%負担していたものが1割程度減るということになります。その1割の負担を発電側が別途負うということになりますから、需要家にとってみれば効果は同じなのですけれども、ここの取引がどうなされるかということが大事ということで、まずはここの転嫁が大事と考えて、今回のガイドラインの骨子案を示させていただいているということでございます。

実際にいろいろな取引があり、いろいろな情報もある中で、どのように転嫁交渉ができるのかというのは、聞いていますと複雑な面もあるのかなと感じるところも正直ございます。ただ、そこは事業者の皆様の声も聞きながら、ただ一つ一つ細かくこうすべきということを示せるものではなくて、基本的な考え方として、やはり減額相当分と増額相当分を照らし合わせてどう転嫁するかということを実実に協議していただくという考えをよりどころとして示していくということは、基本として大事なのかなと考えております。

いずれにいたしましても、きょういただいたコメントも踏まえまして、何をどのようにガイドラインに盛り込んでいくことができるのか、そして具体的に転嫁の交渉が進む過程の中でいろいろ課題が出てくれば、そのガイドラインを見直すということも含めまして対応していけるのではないかと考えておりますので、いろいろご意見をもらえればと思っております。

ガイドラインにつきまして、既存のもののみならず、新規のものもというご意見がございましたが、スタート地点として既存のものを出発としてガイドラインをつくっておりますけれども、誠実に転嫁の交渉をするということについては、新規も同様のことかなと考えてございます。ガイドラインをつくるに当たりましては、その点もどう表現できるか工夫を考えてみたいと思います。

割引に関しましていろいろご意見をいただきました。特にノンファーム電源への割引の考え方、今回ヒントもいただいたと思いますので、また議論を深めさせていただいたらと思います。ありがとうございます。

○稲垣座長　さまざまご意見、ご示唆いただきました。これについては、引き続き次回以降、また議論を深めたいと思います。特に異論のなかったところについては、原則この案で進めることとして、また取りまとめのときに全体で確認することにしたいと思えます。本当にいろいろご意見、ご示唆ありがとうございました。

それでは、ここで一部のオブザーバーの入れかえを行いますので、よろしくお願ひいた

します。

それでは、次の議題、2020年度以降のインバランス料金制度についてに移りたいと思います。議題3について事務局からお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　それでは、資料5についてごらんいただけますでしょうか。

2ページでございますが、今回のお題といたしましては、需給逼迫時のインバランス料金、その他競争が十分でない場合の調整力キロワットアワー価格の規律のあり方となっております。

ページをめくっていただけますでしょうか。3ページは前回と同じ資料ですので、5ページに進んでいただきますと、前回需給逼迫時に講じられる各種の対策の取り扱いをどのようにインバランス料金に反映させるかについて議論を行い、電源1、緊急に確保した自家発については以下のとおり整理したところでございます。また、卸取引市場については、ブラックアウトの発生からネットワーク機能が復旧するまでの間は一旦停止することとし、それ以外については卸電力取引市場は閉じないことと整理をしたところでございます。

今回、節電要請や計画停電のインバランス料金への反映方法、ブラックアウト及びその後の期間のインバランス料金やスポット市場の取り扱い等についてご議論いただきたいと思っております。

それでは、ページをめくっていただきまして、7ページをごらんいただけますでしょうか。こちらインバランス料金の反映方法、節電要請、電力使用制限でございますが、電力需給逼迫時には節電要請、または電気事業法34条に基づく電力使用制限が設定されます。節電要請は、現在の供給力や今後の需給の見通しなどの分析や社会的影響などを考慮した上で、需要家に対して任意の節電の協力を求める措置でございます。

他方で電力使用制限につきましては、電気の需給制限を行わなければ国民生活等に悪影響を及ぼすなどのおそれがある場合に、法律に基づき需要家に対し電気の使用量等を制限することを命じるものでございます。

これらの対策は通常の調整力とは異なり、一般送配電事業者にコストは発生しませんが、社会全体にとっては大きなコストを発生させるものでございますので、節電要請や電力使用制限の実施期間における不足インバランスは、社会コストのさらなる増大をもたらすものであり、そのコストをインバランス料金に反映することが適当か検討が必要でございます。

8ページをごらんいただけますでしょうか。節電要請、電力使用制限のインバランス料金への反映は、自家発と同様に以下の案1というのが考えられるところではございますが、案1につきましては、節電要請や電力使用制限が実施されなかった場合には、どの程度補正料金算定インデックスが低下していたかを算定し、それを補正インバランス料金のカーブに当てはめてインバランス料金を算定する。例えば節電要請量を想定需要掛ける節電要請率掛ける達成見込み率などが考えられるところではございます。しかしながら、節電要請や電力使用制限などの状況において、そのように節電要請率や達成見込み率などで節電要請量を算出することにつきましては、実際には困難ではないかという意見がございます。

これを踏まえ、以下のように扱ってはどうかということで、案2といたしまして、節電要請や電力使用制限を一種の調整力とみなして、通常のインバランス料金カーブ、調整力の限界的キロワットアワー価格に算入する。調整力の限界的キロワットアワー価格は、節電要請、電力使用制限中の電気の希少価値を踏まえると、節電要請、電力使用制限にまで至らないときの需給逼迫時の電気よりは効果があると考えられます。したがって、当面は需給要因により高騰したと考えられる過去の卸電力取引市場の最高価格を参考に、100円キロワットアワーとしてはどうかといったところでございます。

9ページをごらんいただけますでしょうか。それでは、インバランス料金に反映する節電要請等につきましては、どの範囲までを対象とするかということについてでございますが、9ページ、2番目のぽつにありますとおり、節電要請はあくまで任意の協力を求めるものであり、またその効果は定量的に把握することは困難なため、案2のように一種の調整力としてみなすことは難しいと考えられます。しかしながら、節電要請期間中は供給力として電源Ⅰや自家発が稼働しているケースが多いと想定され、このうち電源Ⅰは通常のインバランス料金に算入され、また自家発についても将来的には通常インバランス料金に算入することを志向しております。このため、節電要請期間中は通常インバランス料金を通じ、ある程度需給状況を適切に反映するものとなることが期待されます。

他方、電力使用制限につきましては、法律に基づくものであり、また節電要請に比べ定量的に効果を把握しやすいとも考えられます。したがって、インバランス料金に反映する対象といたしましては、電力使用制限のみにしてはどうかということが今回のご提案でございます。

10ページは参考資料ですので、11ページをごらんいただけますでしょうか。計画停電の時間帯におけるインバランス料金につきましては、計画停電を一種の調整力とみなして、

通常のインバランス料金カーブ、調整力の限界的キロワットアワー価格に算入してはどうかということでございます。このとき、調整力の限界的価格は、計画停電中は電気の価値が極めて高いことを踏まえ、補正インバランス料金の上限価格、Cの価格を適用してはどうかといったこととございます。

12ページ、海外の例でございますが、イギリス、アイルランドでは、需給逼迫時の負荷遮断などにおける需給、需要削減などの需要管理が行われておりまして、そういった際のインバランス料金はVOL L、バリュー・オブ・ロスト・ロード、停電の価値として特別な価格が設定されております。

13ページをごらんいただけますでしょうか。こちら需給逼迫時に講じられる各種の対策の取り扱いについてということで、全体を整理しますとこのような整理になるところでございます。

それでは、14ページ以下、ブラックアウトが発生した場合のインバランス料金及び卸電力取引市場のあり方についてご説明いたします。

15ページをごらんいただけますでしょうか。ブラックアウト及びその後の期間のインバランス料金についてでございますが、前回ブラックアウトの発生からネットワーク機能が復旧するまでの間については、卸電力取引市場を一旦停止することとし、それ以外については原則として卸電力取引市場は閉じないことと整理いたしました。

さらに、先週水曜日に開催されました新エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会においては以下のように整理されまして、ブラックアウトの発生からネットワーク機能の復旧までの間については、卸電力取引市場を停止する。市場再開の基準となるネットワーク機能復旧については、流通設備の損壊等により送電できない箇所を除き、一般負荷の送電が完了した時点と定義する。市場停止期間中のインバランス料金につきましては、市場停止当日は停止直前のスポット市場価格、市場停止当日以降は停止直前1週間のスポット市場価格の平均値とするといったことと整理されております。

2022年度以降においては、調整力の限界的キロワットアワー価格を参照するといったことも考えられるのですが、一般送配電事業者がブラックスタートや系統復旧の作業を行っている間は、調整力の限界的キロワットアワー価格をシステム上算定することは困難ではないかとの指摘、懸念がございます。

以上を踏まえると、2022年以降のインバランス料金制度においても、引き続き上記の整理を適用するのが妥当ではないかということでございます。

16ページ、17ページ、18ページにつきましては、電力・ガス基本政策小委員会での資料の参考になってございます。

19ページをごらんいただけますでしょうか。ブラックアウト及びその後の期間のスポット市場の取り扱いについてでございますが、前回ブラックアウトの発生からネットワーク機能の復旧までは、卸電力取引市場は一旦停止することと整理いたしました。スポット市場の取り扱いについては、ネットワーク機能の復旧タイミングも考慮すべきではないかのご意見をいただきました。例えばネットワーク機能がスポット市場入札締め切り直後の時間帯で復旧した場合、翌日のBG計画ではスポット市場を通じた調達は織り込めないこととなりますが、この場合、ネットワーク機能の復旧が高い確度で見込めるのであれば、復旧の完了を待たずにスポット市場を再開することも案としては考えられるところでございます。

しかしながら、BGへの周知期間や計画策定に必要な時間、復旧が完了しなかった場合のBGの業務コスト負担等を考慮すると、運用上は困難と考えられます。したがって、スポット市場の再開はBGへの周知期間等も考慮し、ネットワーク機能の復旧完了よりも後とすることでどうかといったことでございます。

20ページにつきましては、以上のまとめということになってございます。

それでは、21ページ以降、需給逼迫時におけるインバランス料金の具体的な水準についてでございます。

22ページは、前回資料ですので割愛させていただきまして、23ページ以下、需給逼迫の範囲についてご説明をさせていただきます。

24ページにありますとおり、需給逼迫時の補正インバランス料金の算定が行われる範囲である需給逼迫の範囲A、B¹、Bの水準について検討を行いました。

25ページをごらんいただけますでしょうか。広域機関の議論では、広域的な予備率8%未満を需給逼迫のおそれとされておりまして、さらに3%を下回る水準になりますと、政府は需給逼迫警報を発令することとされています。以上を踏まえまして、Aについては3%程度、B¹については8%と設定することとしてはどうかといったことでございます。

26ページをごらんいただけますでしょうか。Bの水準についてでございますが、これまで電源I¹が発動されたケースをみると、広域予備率では10%程度以下で発動されているケースが多いところでございます。したがって、Bの水準については10%と設定することとしてはどうかということでございます。

27ページをごらんいただけますでしょうか。事務局提案により需給逼迫の範囲の設定と
いうことでいきますと、Aが3%、B¹が8%、Bが10%ということにしてはどうかとい
うことでございます。

次に28ページ、29ページでございますが、縦軸の補正インバランス料金の価格設定につ
いてでございます。

30ページをごらんいただけますでしょうか。補正インバランス料金におけるDの価格の
設定でございますが、こちらにつきましては、確保済みの電源I¹のコストのキロワット
アワー価格の各エリア最高価格の全国平均としてはどうかということでございます。この
価格につきましては、直近の2019年度向け電源I¹公募結果から試算すると、約45円キロ
ワットアワー価格でございまして、当面はこの価格を前提に検討を進めつつ、I¹の価格
など市場環境等に大きな変化があった場合には、必要に応じ見直しを行うこととしてほ
うかということでございます。

31ページをごらんいただけますでしょうか。次に、補正インバランス料金におけるCの
設定の検討方法ということでございますが、上限価格Cの設定につきましては、緊急的に
供給力を1キロワットアワー確保するコストといたしまして、1つの方法として全国の
I¹の応札額を参考とすることが考えられます。直近の電源I¹公募結果から試算します
と、1回の発動で固定費込みでコスト回収するということでございますと、約1,900円キロ
ワットアワー、複数回の発動での回収ということでございますと、約600円キロワットア
ワーとなるところでございます。

32、33ページは参考資料ということでございますので、34ページをごらんいただけます
でしょうか。こちら過去実績データに基づく補正インバランス料金の試算を行っておりま
して、過去の需給逼迫時の実績データからインバランス料金の試算を行ってございま
す。

具体的な試算結果等につきましては、35ページをごらんいただけますでしょうか。こち
ら電源I¹発動日の各こまの補正インバランス料金の試算をしておりまして、ケース1と
いたしましては、Cの上限価格については1,900円キロワットアワーで設定して試算して
ございます。この四角囲いの中がどれくらいの補正インバランス料金が各水準が何こま発
生しているかといったことを示しております。

36ページは補正インバランス料金の試算のケース2ということで、Cの上限価格を600
円とした場合の各こまの補正インバランス料金の試算をしてございます。

37ページをごらんいただけますでしょうか。こちらケース2につきまして、新電力小売

B Gの支払いということを試算してございます。補正インバランス料金発生こまの平均インバランス料金単価は57円から242円ということになっておりますが、個々にみていきますと37ページの白いところをごらんいただきますと、東京の2017年度につきましては、2018年1月の寒い時期、厳寒期におきまして補正インバランス料金の平均インバランス料金の単価につきましては68円になるということをございまして、ちなみに現行のインバランス料金での実績値ということにつきましては34円ということになっております。そのときの新電力全体の不足インバランス量につきましては、0.47億キロワットアワーということでございますので、このときの新電力の補正インバランス料金の支払額の総額につきましては、32億円という試算になっております。

さらに、東京の2018年度の夏の需給逼迫時ということにつきましては、補正インバランス料金発生こまの平均インバランス料金につきましては242円キロワットアワーとなってございます。このときの現行のインバランス料金の実績値は27円ということになっておりまして、そのときの新電力の不足インバランス量につきましては0.44億キロワットアワーとなってございます。そのときの新電力の補正インバランス料金の総支払額につきましては、107億円ということになる試算となっております。

さらに、関西の2018年度の需給逼迫時につきましては、平均インバランス料金単価につきましては57円、現行のインバランス料金の実績値といたしましては、平均35円ということになっておりまして、不足インバランス量については0.04億キロワットアワーですので、補正インバランス料金の支払額については2.3億円ということになっております。

37ページの青い枠囲みの2番目の黒ぼつをごらんいただきますと、今回は現行制度の実績に当てはめて試算しましたが、新たなインバランス料金制度では、需給逼迫時には適切にインバランス料金が上昇し、各B Gは市場等を通じてあらかじめ必要な量の電源を調達することが経済合理的となるため、インバランス量は抑制される、支払い総額は減少することが期待されるということをございまして。

それでは、39ページ、まとめでございますが、補正インバランス料金におけるCの設定につきましては、今回提示した方法により試算を行いました結果、需給逼迫時の補正インバランス料金が発動されるこま数は、その際の状況によって大きく変化する可能性はあるものの、電源I 〳の発動など各エリアで年に1回程度の需給逼迫のケースにおいて、多くとも100こま程度であるといったことがわかっております。

新たなインバランス料金制度では、実需給における電気の価値をインバランス料金に反

映させることで、各B Gが需給の見通しを踏まえて電源の調達など経済合理的な行動をとることにより、系統全体のインバランス量、調整力、稼働量は抑制されることが期待されます。さらにこれが定着し調整力の必要量が減少すれば、社会全体のコスト抑制にもつながることが期待されます。

こうした行動を可能とするためには、卸電力取引市場は可能な限り閉じないこととした上で、それ以外にも多様な電気の調達手段が確保されていることが重要でございます。この点につきましては、新たに先物市場やベースロード市場が開設され、時間前市場の改革の検討なども進められていることとございます。

以上を踏まえると、ケース2の設定、過去の需給逼迫のケースで平均インバランス料金単価57円から242円、Cの上限価格600円ということであれば、各B Gの経済合理的な行動を促す上で十分な価格シグナルとなることが期待でき、かつ諸外国の事例からみてもそれに必要な負担額も非合理的なものとはならないと考えられます。したがって、当面の間Cについてはケース2の料金を設定することとしてはどうかといったこととございます。

いずれにせよ、需給調整市場開設後、新たなインバランス料金制度のもとでのインバランスの発生や広域エリアでの需給の見通しは、現時点で不透明でございます。当面はこの案を前提とするものの、今後関係機関における検討や変化があった場合には、機動的に見直しを行うこととしてはどうかといったこととございます。

40ページ、本日の事務局の提案をまとめると以下のとおりとなっております。

続きまして、41ページ、需給調整市場の監視と価格規律のあり方についてでございますが、42ページをごらんいただきますと、需給調整市場開設当初は、旧一般電気事業者以外の発電事業者からの参加も期待されるものの、競争は限定的と予想されます。したがって、需給調整市場において市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その者が合理的な入札を行うなどの一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要かと思われま。

43ページをごらんいただけますでしょうか。デルタキロワット、キロワットアワー価格を設定する際の規律のあり方ということとございますが、現在、需給調整市場におきましては、三次調整力②以外は週間調達により週1回の入札、三次調整力②は前日調達により毎日入札が行われ、デルタキロワットの総費用が最小となるよう、順に入札が約定されることとなっております。

また、調整力のキロワットアワー価格につきましては、調整力提供者が事前に登録を行

うこととされており、キロワットアワー価格の安い順に稼働するといったこととなっております。

44ページをごらんいただけますでしょうか。調整力のデルタキロワットの入札価格及びキロワットアワー価格の登録価格につきましては、需給調整市場が十分に競争的である状況においては、基本的には自由な価格設定を認めてはどうかといったこととございます。需給調整市場開設当初は、旧一電以外の発電事業者からの参加も期待されるものの、競争は限定的と予想されます。ただし、広域調達及び広域運用が行われ、広域エリアで競争が行われる状況においては競争的といえるのではないかといたこととございまして、マルチプライスである点で共通している時間前市場においても、現在入札価格に規律は設けられてございません。

また、キロワットアワー価格の変更期限については、基本的に実需給に近いタイミングでゲートクローズまで可能とすることとしてはどうかといったこととございます。

上記の運用を基本としつつ、市場が十分に競争的でないと考える場合には、一定の規律を設けることとしてはどうかということとございまして、今後の検討事項としましては、市場が十分に競争的でないと考えられる場合の定義などについて、今後さらに検討を進めていくということにしたいと考えております。

以上、資料5に対する私からの説明でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆様からご意見を賜りたいと思いません。鮫島オブザーバー、お願いいたします。

○鮫島オブザーバー ありがとうございます。F-Powerの鮫島と申します。

新電力連絡会というものがあまして、その代表ということで本日、3社呼ばれております。新電力連絡会というのは、現在20社で構成されていまして、一部発電事業を営みつつ、小売事業を中心に、2000年代の初めから有志で活動していた団体でございます。制度的な課題等で意見交換したり、互いに連絡する場ということで始まってございました。必ずしも意見統一するためというわけではないのですが、むしろ自分たちでそういうことを意見交換するというところで、対外的な活動はどちらかというところと控え目だったと考えております。F-Powerは今年度の事務局ということですので、今回ここに座らせていただきました。

今回お声をかけていただいたのが先週の金曜日の夜で、13日の水曜までに3社を募ってほしいということで、なかなかチャレンジングだったのですが、丸紅新電力さんとイーレ

ックさんが一緒に参加していただいております。

ということで、新電力連絡会の中で余り説明ないし議論する場がまだもたれておりません。そうはいいながら、実は10月24日に新電力連絡会でインバランス制度、わかっている限りで話をして、実は非常に多くの不満というか不安の声があったということで、それは少しご報告したほうがいいかなと思っております。新電力の声ということでご理解いただけたらと思いますし、一部発電事業を営んでいる方の声です。

とりあえず1,900円の話もありましたし、経営とか財務状況に与えるインパクトが大変大きいという意見、一般送配電事業者に生じたむしろ余剰収支があるのではないか。それはむしろ還元すべきだとか、そもそも市場の売り玉が少ない状態、ふだん小売事業者が球出しする体制、その中での高額なインバランス料金という話になると、実はかなり限界があるのではないかという意見。JEPXさんの運営するHJKSというホームページがありますけれども、その充実がもっと望まれるということです。例えば火力の供給力もちゃんと区分別に、また個別の発電所の発電実績もタイムリーな形で公表してほしい。3ヵ月先より長期における定期点検等の停止情報の制度もまだ低いのではないかということで、健全な市場形成に向けた積極的な情報公開がいまだ整備されていないのではないかという声だったと思います。

そのほかにも小売事業者や発電事業者にとっては、事業リスクの不合理な増大を招き、電力システム全体としては効果よりも弊害のほうがはるかに大きいのではないか。ひょっとしたら限られた情報とか偏った情報かもしれませんが、そういう印象をおもちの新電力の方もいらっしゃると思います。

または、自家発を含む発電事業者は高額な不足インバランス料金の発生を恐れて、保守的な創電計画を進行する心理が働いてしまうのではないか。その分小売事業者はかえって多くの市場調達を行う必要が出てくるのではないか。

また、現状で需給逼迫時に多様な手段が本当に利用できるのか。海外事例を安直に参考とするのではなく、言い方もきついですけれども、そういう発言がありまして、参考にするのはなく、日本の現状とこれからの電力業界をどうしたいのか。影響をよく考えて対応してほしいという発言もありました。

海外では、ゲートクローズ前までにヘッジツールが充実している。それに比べて日本の現状はいかがなのかという言葉でした。そういう意味では簡単に賛同するわけにいかないような発言が続いていたと思います。

これからがF-Powerとしての意見になります。海外をみると、確かに高額なインバランスの上限価格を設定していることがあります。ただ、ふだんの電気のお値段がそれなりに安価である。キロワットアワー当たり2円から5円とか3円から7円、場合によっては太陽光などで需給が緩むとマイナス10円という価格帯で動いている中での高額のインバランス料金という理解です。

そういった安定した日々の価格が通常でかつ正常だと思う安心感、ないしは市場運営に対する信頼感というものが欧米にはあるような気がします。日本においてまだそういった安心感や信頼感が醸成されない中で、高額なインバランス料金の設定が議論される、そういったことで市場参加者、特に新電力の不安や不満が醸成されているような気がします。

ふだんから価格の形成のされ方や関連する情報の開示、市場運営者の役割に公平だという安心感、信頼感があればもっと建設的な議論ができるのではないかと考えています。海外でもそれら市場環境が運営されている中での高額なインバランス料金、価格を需給帯との価格シグナルとして積極的に利用していると考えています。

例えば日銀の政策金利や為替監視と同様に、日本の電力価格に対する適正水準の感覚が政策当局の方々もまた市場に参加するの方々にも醸成されてくると、またそのための情報開示やマーケットの規律を守られていること、具体的なコントロールの手法として先物や先渡し、先々まで取引されて、関連して相対契約もできている。これらが適正水準でそれなりに電力の過不足が将来にわたって調整できるということになれば、高額なインバランスの上限価格も受け入れられる余地が生まれるような気がします。

高額なインバランス料金が議論を呼ぶのは、ある意味では整合性のある市場環境が整っていないことが背景だと考えています。きょうこの場で資料とか皆さんのご意見を聞き、新電力連絡会に持ち帰ってぜひ議論してみたいと思います。ある意味議論の余地はまだあると思っています。

最後に、本件初め新電力に影響が大きい政策があるならば、できれば早目に新電力連絡会でも結構ですし、連絡を入れてほしいと思います。それにあわせて新電力連絡会でも今後の運営や対応の仕方を考えてみたいと思います。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。委員の皆様、ご意見ございますか。それでは、橋本オブザーバー、お願いいたします。

○橋本オブザーバー　　ありがとうございます。丸紅新電力の橋本でございます。

今、鮫島オブザーバーと同じ思いを一部共有して参加させていただいております。新電力連絡会においても、事務局の方々から今回の新しいインバランス制度についてはグラウンドデザインの中の1つであるということでご説明をいただいております。

今、鮫島さんからお話がありましたけれども、今回価格メカニズムを使って供給力の評価をしていくということについて、総論として反対する意見はありませんで、全くそのとおりだと考えております。

具体的にご披露したい点がありまして、例えば12ページで過去にもありましたけれども、参考事例として海外等の事例、VOL Lの事例が出ています。VOL Lの上限価格というのはまさにこのとおりで、例えば英国ではこうでしょうし、オーストラリアとかでは1万ドルパーメガワットアワーという設定がされているのでございますけれども、それはあくまでも上限価格でございまして、これに対してはセーフティーネットが行われていまして、連続してこういう価格が発生すると、強制的に値段を一定下げるという制度がありまして、なぜかというまことに小売電気事業者の支払い負担が非常にふえてしまうので、それに対して配慮されたセーフティーネットが導入されています。

海外事例を参考にさせていただくのは大変結構なのですけれども、上限価格だけではなくて、その裏側にあるセットで導入されているものについても検討していただけると大変ありがたいと思います。

それから、今鮫島さんからもありましたけれども、安心感というところで若干抽象的な話でございますが、事務局の方からご説明がございましたスポット市場の玉出し基準について、予備力基準を設定されて導入されたということで、これについては大変敬意を表するところでございます。

ただ、導入されたばかりでございまして、厳しいことをいわせていただくと、行政がこのようなルールを設定しなければいけなかった状況もあるかと思っております。そこについてはいま一度ご認識いただければありがたいと思います。

それから、39ページのまとめでございましてけれども、いろいろな市場環境の整備がされているというところで、先物市場の話が言及されております。9月に導入されましたけれども、ご存じのとおり9月に導入されてまだ2ヵ月ほどでございまして、参加者についてはまだまだ限定的というところでございまして、需給逼迫に備えてヘッジ負担の1つになっているかというままだというところが全員一致するところかと思っております。

市場の環境については、総合的にごらんいただいて、慎重に議論をお願いできればと思

っております。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、上手オブザーバー、お願いいたします。

○上手オブザーバー ありがとうございます。新電力連絡会の一社として今回参加させていただきました。

大体のことは鮫島オブザーバー、橋本オブザーバーからもありましたとおりでございますけれども、一部当社としての意見も申し上げさせていただきたいと思っております。

まず、8ページで節電要請が発生したときのインバランス料金の反映の方法というところでございまして、節電要請、それから計画停電時の扱いを今回区別されているというところには、違和感といったものを感じております。通常、インバランス料金ではなくて、補正インバランス料金のカーブを適用することが自然なのではないかと考えてございまして、こちら違和感というか納得感のところのご指摘をさせていただきました。

それから、やはりインバランス価格のところですが、海外の仕組みについては、全体的な仕組みで検討されている中でございまして、今回のインバランス価格について、ここだけが先行して導入されているという印象がございまして、小売事業者としては大きな負担が生じるのではないかと不安を感じております。これに関連する需給調整市場は2024年、それから時間前市場についても改革の検討はあるということではございますけれども、まだ利用できる量は現状では限られていると理解しておりますので、かつてのオブザーバーさんの意見にもあったと思っておりますけれども、スモールスタートで始める、あるいは激変緩和措置を講じていただくということが必要と考えております。

その上で、どういった市場のプレイヤーが行動していくか、それから電力システムが健全に機能しているかどうかというレビューを行っていただいた上で、必要に応じて現行の案に寄せていくという方法が現実的なやり方なのではないかなと考えております。

それから、最後に卒FIT電気など予測が困難な電源の調達は今後ふえてくると考えているのですが、発電事業者、または出なり電源を調達する小売事業者にとっては、こういった取引を今回のインバランス価格によって躊躇してくるケースも発生してしまうのではないかと危惧しております。

再エネ電源については、こういった予備率のカウントの方法を別の設定をしていただくとか、こういった方法をご検討いただけないかと考えております。このままでは再エネ取引の拡大に支障が出るのではないかと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。それでは、辰巳委員、お願いいたします。

○辰巳委員　　ありがとうございます。きょうのインバランス料金のお話なのですけれども、小売さんのその先にいる私たちのような需要家への影響がどのようなことが起こり得るのかというのが全くみえないと思っております。

小売さんのインバランス料金がどのように小売料金に反映されることになるのか、あるいは全くならず、小売事業者さんの中で吸収していかなければいけないのかとか、そのあたりもよくわからなくて、私たちがたまたま需要家で選んだ小売事業者の経常の見通しが甘く、もしかして破綻するようなことが起こるようなことがあっては私たちも困るわけで、そのあたり小売事業者の方々が安定的に破綻が起こらないようなことを検討していただけるというのが非常に重要なことと思っているのですけれども、私たちがかわれることというのがあるのかどうかというのを教えていただきたい。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。國松オブザーバー、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。スポット市場の停止に関しまして、お決めいただいたと認識しております。私のほうでいろいろ申し上げさせていただきました。できる限りあけるといふところであれば、解消される、復旧されるのであればあけるべきではないかということをお述べさせていただきます、ご検討いただいたと。

ただ、やはり全復旧後から始めるのだといふところでいただいていると思います。この理由のところなのですが、ブラックアウトして市場を停止している間のインバランス料金の設定がございまして、それが前日の価格を使う、平均価格を使うということになっています。これというのは、恐らく復旧したときは需給逼迫時でインバランス料金が大きくはね上がる。そこに対して上がるのを少し抑える期間をつくるということで、10時を過ぎたら翌日までインバランス料金は平均価格になってしまうわけですね。安くなると。市場が開場したら、恐らくインバランス料金はブラックアウトからの復旧ですからかなり上がるはず。どちらがいいかというのはいろいろ考えるのだと思うのですけれども、特に新電力、小売電気事業者の側からすれば、インバランス料金は比較的抑える期間がある程度続いたほうがいいと思えばそういう考え方になるかと思っております。

できるできないというよりは、インバランス料金はこれだけ差がつくことが予測される中で、その期間を明確にするという考え方であるのであれば、この考え方で市場は運営す

べきだとは思いますが。あけることを至上命題として考えるのであれば、できる限りいろいろ予測しながら、速やかな開場というものを狙っていくべきだと思うのですが、あけるあけないによってインバランス料金が大きく動くというのであれば、それは恣意的に考えてはいけないもの、機械的に考えなければいけないものとするれば、この考え方に従って取引所は運営していくものと思います。ですので、その考え方で合っているのだということの確認をしたいと思います。

もう一点が11ページのところで計画停電時にCの価格を使うと。通常インバランス料金カーブというのが出てきているのですが、通常インバランス料金のカーブというのがないのではないかと考えていて、このときの調整力があって、それと補正インバランス料金カーブのどこかに当てて、高いほうを選択するという考え方ですよね。ですので、通常インバランス料金カーブの中にCの価格を入れるとなると、補正料金算定インデックスで横軸がどんな状態でもそれが多分一番高くなって、予備率が十何%あったとしても、ここでいうと600円というのが掛けることになるということ。だとすると、先ほどの100円の部分、電力使用制限例を書かれたときの100円の考え方の単価と同じ程度になるのではなかろうか、ここの差の部分はどう考えるのかなと。600円でどんな予備率になったとしても、600円なのだということになると、かなり大きなお話になりますので、そこのあたりの確認をさせていただきたいと思いました。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。後ほどまとめてお話をさせていただきたいと思います。中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　　これは従前からの議論で基本的な考え方であるとか方向性は理解しているつもりですし、それに異を唱えるつもりはございません。小売事業者として責任をもって需要予測の精度を高めたりとか、リスク管理をしっかりやっていきたいと考えています。ただ、何点かだけお願いというかコメントをさせてください。

ここで出されているものは、基本的に今の、あるいは過去の実績を基準に考えられたものかと思っておりますので、これから広域という概念で運用がなされたときに、例えば電源I¹の発動タイミングというのがもしかしたら変わってくるかもしれない。そういう意味で、それを全て織り込んでこれを全部決めるというのは現実的には無理だと思っておりますから、書いていただいていますけれども、今後柔軟に対応を検討いただくという前提と考えております。システム設計を含めて硬直的なものであると、非常に厳しいだろうと考

えています。

2つ目は、600円が高いか低いかという高いのですけれども、いずれにしても新しい制度になって、努力はするものの、一定の習熟する期間はオペレーションとしてどうしても必要になってくると思うのです。したがって、可能であればある種段階的に考えていただけるとありがたいですし、結果として消費者というかお客様を考えたときには、一部の新電力で経営が行き届かないということがあった場合には、少なくとも混乱はしてしまうのではないかと考えています。小売料金に直接転嫁というのは現実的には無理ですから、恐らく混乱するだろうと予測されます。したがって、可能であれば段階的、柔軟に考えていただければと思います。

それから、最初申し上げましたとおり、緊張感をもってやりますけれども、リスクヘッジする手段があるという前提だと考えています。幾つか意見が出ていますけれども、時間前であるとか、さまざまなリスク手段があって初めてリスク管理ができますので、それを同時並行的に考えていただけると信じております。

インバランスを出さないという点においては、具体的になってしまいますけれども、計画停電というのはここにも書いていただけていますが、需要予測はほとんど無理ではないかと考えています。一定の期間と書かれていますけれども、1日前に計画停電の話が出たとしても、現実的にその日の需給状況によって、時間であるとか、エリアは恐らく小さくするように努力なさると思うのです。

したがって、そもそも需要予測すること自体が、例えば20時で終わるところが18時に終わるということはいいことなのですけれども、それによって需要はどんと上がるということになると、当然インバランスを出さざるを得ない状況に恐らくなると思います。ですので、早く教えていただければいいという問題でも必ずしもないかなと思っておりますので、コメントに近いですが、ご理解いただければと思っています。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 何点かありますが、まず節電要請、電力使用制限に関する8ページ目の案1、案2に関してですけれども、非常に丁寧な議論を積み上げた上で、結局案2は価格がどうなっているかという、JEPXのシステム価格に関連させると、非常に議論の積み上げの割には最後までいいなという気がしてしょうがないです。

私としてはできれば案1がいいなと思っているのですが、これがどの程度難しいのかな

ということと、先ほど鮫島オブザーバーからありましたけれども、やはり J E P X の市場の信頼が置けないとおっしゃったのかもしれませんが、上限価格とか下限が 0.01 円という縛りというか、もう少し尤度をもって需給に合わせてシステムをもう少し柔軟に変えてもらえないのかというご要望でもあったのかなと思っています。今後自由化を迎えているわけですから、価格形成の仕組みがこれだけ再エネもふえてくると、システムで上限なり下限の価格がつけられるような現在のシステムでは問題があるなど。こういうところをしっかりと速やかに変えていただくのがいいのではないかと思います。

次に、A、B、C とありますが、A と B と比較して、B というのは 10% というのは現在の発動されている実績からつくられたということだと思っていますが、多分各エリアでそれぞれ基準があるなりしてやられているという認識でいて、これがほかの A とか B と比べると数字の置き方が違うのかなと。つまり、今後、エリアの事業者の運用の仕方によって変わる部分なのかなと思います。そういう意味で、この 10% というのはあくまで仮置きなのかなという感じはして、そこのあたり私の認識が正しいかどうかということをお教えいただければと思います。

ケース 1 か 2 かというところが 600 円から 1,900 円かというお話があったわけですが、これまでの議論の積み上げ、中野オブザーバーがおっしゃったとおりで、やはりインバランス料金が若干緩かったというところがそもそもの発端としてあって、電力システムというのはその部分でしっかり締めておかないと、つけというのは結局消費者に回ってくるということなので、よってしっかり需給逼迫時におけるインバランス、あるいは補正インバランス料金を考えていこうということなので、そういう意味で従来よりも高い料金がつくのは致し方ないのかなと思っています。

私は 1,900 円か 600 円かというのはわからなくて、本来この数字は諸外国の数字と比較する類いの話ではなくて、我が国における停電時間の確率なり専門的には E U E とマッチした数字が何なのかという話にとどのつまりは尽きるのかなと思っています。それが 1,900 円であれば 1,900 円なのだろうと思いますし、そこは論としてしっかり詰めていくべき点なのかなと思います。

書かれていただいたように、やはり高い価格がそのまま何億という形で乗ってくるということではなくて、回避行動をとるということでこの額はかなり減ると。もちろんそのための先物なり時間前市場をしっかり育成していくということもあわせてだと思いますが、論的にしっかりしたものをつくっておかないと、あとの負担は国民に返ってくるというこ

とはしっかり認識しておかないといけないなと思いました。

最後細かい点ですけれども、一番最後、キロワットアワーの単価を変更期限は直前までにするという話がありました。私はこれに賛成なのですけれども、システム的にきちっとできる形になっているのか、そういうところの確認はぜひ教えていただければと思いました。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。松村委員、お願いします。

○松村委員 まず比較的問題が小さいと思われる市場の開場のことに関してです。事務局の提案でもっともだと思のですが、スライド19でほかの委員会でもいったのですが、復旧したということがあったとき、復旧が10時半ということが確実に予想されるのだったら、その直前の10時に札入れして、復旧した後の取引ができるようにということも1つの考え方としてはあり得るし、10時半に復旧したのだから、翌日の札入れから正常化するというやり方もあり得るといったときに、私はその委員会でその翌日ということだってあり得るのではないかとということを申し上げました。したがって、國松さんがいっているのと真逆の方向なのです。

どういうことなのかというと、10時30分に復旧だということならいいのですけれども、例えば9時59分に復旧したというときには10時の札入れで、これが10時1分になったら翌日の札入れかとか、そんなもとまできちっとコミットしなければいけないのか、もっと柔軟に対応できないのか。

北海道のときに問題になったのは、いつまでも市場が開かないということがとても重要だったわけで、閉じている時間が1日延びるとということがそんなに本質的なことかということは少し考える必要があるのではないかと思います。

真逆の方向で申しわけないのですが、ある程度裁量の余地があったとしても、例えば復旧してからどんなに遅くても36時間以内に開場するという格好、あるいは48時間なのかもしれないませんが、そのような格好でずるずるといかないということさえ縛っておけば、あとは取引所が決めるということだったとしても、あるいはケース・バイ・ケースで判断するということがあったとしても、それなりにワークするのではないかと思います。

ここで全く裁量の余地がないようにということで、復旧した後の一番早い10時からと決めてしまうのは本当にいいかなというのは、若干疑問に思っています。ただ、いずれにせよずるずるいかないということがとても重要なことだと思うので、重要なのはこれ以降に

はしないということをきちんとコミットすることなのではないかと思っていました。

次、先ほど辰巳委員から消費者はという意見があったのですが、消費者に対する影響を考えると時には必ず2点考えていただきたいのです。1点目は、市場全体が非効率的になるということがあれば、最終的には消費者が負担をこうむることになるということ。それから、市場が非競争的になるというか、コンペティターが全部駆逐されてしまって、その結果としてもとの独占状態になり、選択肢がなくなるということになれば、確かに消費者の影響だということはあるのだと思います。したがって、もし消費者の影響は何なのだという事を考えるのだとすると、これによって本当に市場全体が競争的になるのか、市場が効率的になるのかというようにみていただきたい。

それで、そのときにご指摘になった自分が契約している新電力がつぶれてしまったらこまる。そうだからといって、まず停電するという事はないわけです。確かにつぶれてしまったらもう一回契約し直さなければいけないわけで、契約するというのはとても大変なことなので、確かに消費者にとって切実な問題だというのはわかるのですけれども、そんなことを言い始めたら、どんな会社も絶対に入った以上つぶれないような制度設計をするといったら、どんな非効率的な事業者も生き残れるようにするということであり、とてつもなく市場全体が非効率的になって、最終的には消費者の負担はどこまで膨れ上がるかわからないということを考えれば、お気持ちはよくわかりますが、そういう発想をすべきではなく、市場全体がこれによってどう効率化するのですかということにぜひ注目していただきたい。

その意味でいうと、もともと600円、あるいは1,900円という議論が出てきたときに、低いところでいったほうがいいのではないかとことを散々いつてきたのに、矛盾したことをいうようなのですが、例えばCの価格が600円ということになったら、スポット市場の上限価格を事実上600円と決める。絶対そうだとはいわない。今のシステム上は999円まで大丈夫なので、システム上の上限ということでは999円なのですが、インバランス料で600円で済むというときに、無理やり999円で調達する人は多分いないと思うので、そうすると事実上の上限を決めてしまうことになる。そうすると、この価格がむやみに低くなるということは、例えばDRの発展をひよっとしたら阻害するかもしれないし、あるいは電源が大きく稼げる機会を失わせるということは、その分だけ電源の参入のインセンティブが減って、ひよっとしたら容量価格とかにも影響を与えるかもしれないとか、結構複雑な要素があるので、ここだけピンポイントでみて、これで負担が大きくなるのか小さ

くなるというのは若干ミスリーディングなのではないのか。

もちろんここでリスクが大きくなるということは深刻な影響だということは、きょう新電力の方にも十分いただいたので、これについて慎重な制度設計が必要だということはわかりますが、一方でこれを下げることのデメリットもあるのだということは十分考えた上で、メリットとデメリットを比較考慮しながら決めるということだと思えます。したがって、一方的に低くするのがよいということではないと理解しています。

その上で、例えば習熟するまでの経過措置は確かにそうかもしれない。あるいは、例えばDRというのがすごく高くなるというチャンスなら参入してこようかというところがひよっとしたら出てくるかもしれないといっても、制度を入れた瞬間にすぐ入ってくるというのではなくて、徐々に入ってくるということですから、一定の時間を置いて、だんだん上げていって、600円にしていくということは考える余地は十分あるのではないかと思います。

一方で、これは市場が整備されるまで待っているという発想をすると、例えば常時バックアップみたいな世界、これは暫定的な措置なのだけれども、整備されるまで、それは確かにもっともなのですが、これは限りなくずっと未来永劫低いところにとどまってしまうというのは、さっきいったような弊害まで考えるといいのかということを考えて、仮に暫定措置を入れるとしても、暫定措置をどう入れるのかということもとても重要な問題になってくるのではないかと思います。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー　ありがとうございます。インバランス料金の詳細設計につきまして、改めて3点ほど申し上げさせていただければと思います。

まず1点目ですけれども、8ページと11ページに若干違和感を覚えておりまして、8ページには節電要請は通常インバランス料金に反映すると記載されておりますし、11ページには計画停電についても同様の記載ということで書かれておりますけれども、そもそも節電要請とか計画停電のような差し迫った事態というのは、通常インバランス料金ではなくて、補正インバランス料金のカーブに反映するほうが整理としてわかりやすく自然ではないかと考えていることをまず申し上げさせていただきたいと思えます。

それから、2点目でございますが、議論がたくさんございましたけれども、いわゆるCの価格600円を含めた数値設定全般について申し上げさせていただきたいと思えます。今

回、定量的な試算をお示しいただいたということに関しましては、深く感謝申し上げますけれども、その結果、明らかになりましたのが、鮫島オブザーバー初め新電力各社の方がおっしゃっておりますように、この数値設定では新電力の経営体力が著しく毀損されるということが懸念というところだと考えます。

私ども新電力は、需給の一致に最大限の努力を払ってまいりましたがけれども、自然災害ですとか大規模な停電、脱落等による需給逼迫というのは、私ども新電力の努力ではどうにもできないものでございます。需給逼迫のたびに経営体力が大きく削られるということであると、新電力の参入意欲が薄れまして、最終的には需要家の選択肢の拡大という電力自由化の理念にも反することになってしまうということを非常に懸念しているという状況でございます。

このようなことから、新制度導入におけるインパクトは緩和することが望ましいというご意見がたくさん出ておりますし、松村先生からも経過措置というお言葉をいただいておりますけれども、スモールスタートという考え方も十分にあり得ると考えております。例えば制度の立てつけについては、ご提案のとおりといたしまして、具体的な数値につきましては、現状のインバランス価格の水準から大きく変わらないような設定として、状況をみながら数値のファインチューニングを継続していくという方法もあるということをご議論いただいているところでございます。ぜひとも数値設定の見直しをお願いしたいというところでございます。

それから、最後に鮫島オブザーバーからのご意見がございましたけれども、600円パーキロワットアワーの数値設定に関しまして、別の視点でも意見を申し上げたいと思います。この数値設定というのは、鮫島さんがおっしゃったとおり、発電事業者にも影響を及ぼすと考えておりまして、発電事業者が高額の不足インバランスを恐れて、低目の計画をつくるということが考えられますが、このような状態が系統利用者に対する適切なインセンティブを実現していることになるかどうかというところにも疑問が残るかと思えます。

また、今後インバランスリスクを負う再エネ発電事業者にとっては、大きな事業リスクと受けとめられてしまうのではないかとこのところも懸念しております。発電事業者の視点、それから電力システム全体の視点でも、どういった影響があるのかというところの確認が必要であると考えておりますので、ぜひとも慎重かつ詳細なご検討をお願いしたいところでございます。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、林委員、お願いいたします。

○林委員 ありがとうございます。新電力の皆様方のいろいろなコメントをいただきまして、いろいろな意味でよくわかったなと思います。ただ、一方で電力システム改革って何だったのだろうなと考えたときに、大きく3つあったなと思っていて、1つが安定供給の確保、2番目が電気料金の上昇の最大限の抑制、そして3つ目が事業機会の確保だったと思っています。

それで、1番目にある安定供給の確保ということを考えてときに、インバランス料金は安定供給の本丸になるということだと思っています。それは新電力さんもよくご存じだと思います。

一方で、インバランス料金が安くなると、インバランスをしても、ある意味需要家への安定供給が恒例化になると思うのですけれども、インバランスがそんなに高くなければ、インバランスを出しても、そっちのほうがもうかるという動きになっていること自身は非常に避けなければいけないという一方で、37ページみたいなインバランス料金の試算みたいな金額が出ますと、すごい額なのでびっくりするということは我々も思うのですけれども、一方でインバランスさせないためのある意味シグナルだと思っています、それがシグナルとしてちゃんと機能しないと、安定供給に支障を来してしまうということ、電力システムの研究者として、そこは強くいたいと思います。

ただ一方で、何が一番いいかということも考えなければいけないと思うのですけれども、例えば40ページの中できょう話がどうしても縦軸の話にばかりなっていると思うので、振り返っていただきたいのですが、AとかB¹とかBとか広域機関さんとかいろいろな方でこの値は議論してきたと思っていますので、ある意味そういったところはしっかりコミットして、進めていかないと困ると思います。

あと、Cの価格については、松村委員などからもありましたけれども、結局これまで日本では価格の基準がないという中で、何かエビデンスベースで決めなければいけないという中でいろいろ立ち返っていくと、600円から1,900円の幅になったということになるのだと思っています。

先ほど海外ではなくて日本の実情をみてくださいという話をおっしゃっていたと思うのですが、それをみた中で我々が取り入れるエビデンスというのが600から1,900だったのではないかと考えております。その中で600という案は下限値を今回事務局として出されているなということだと思っています、海外の事例は先ほど大橋委員もおっしゃっていま

したけれども、あくまで参考ということだと理解しておりますので、一番危惧しなければいけないのは、日本のシステム改革を時間をかけてしっかり組み上げてきたものとかエビデンスを先延ばしするという事はやめたほうがいいということです。皆さんいろいろな思いがある中で数値をしっかりと決めてきた部分、特に横軸も含め縦軸もまあまあある中で、先延ばしにし過ぎること自身が本当にいいのか。

重要なのは慎重な議論とか丁寧な議論はすべきだと思いますけれども、がらがらぼんにするような話はぜひやめていただきたいというのが私としての思いです。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。資料5につきまして、事務局からのご説明に加えて、本日は3名の新電力様からのお話もいただけて、大変有意義でございます。

先ほど林委員のお話もありましたし、大橋委員、丸紅新電力の橋本オブザーバー様、それからイーレックスの上手オブザーバー様がおっしゃった今回の資料にはないような国の例も教えていただきましたけれども、結局、事務局の資料には我が国との比較も入れながらも、本日余り言及がなかったというのは、外国の例をもってCの値を600円ぐらいだったというお話にするのは論拠が弱いという思いもおありだったのではないかと思います。

さはさりながら、参考にはなるということで、しっかりと他国の特徴と我が国の特徴をきちんと踏まえた議論をする。もちろん違いを前提とした議論ということになるかと思っておりますけれども、そこをしっかりとするというのは大変有意義なことだと思っております。

今回の資料ですと、12ページで英国とアイルランドの例がありますし、33ページにドイツ、テキサス、ニュージーランドもさらに加わって出されております。計画停電となった場合のインバランス料金の水準を、卸電力取引市場が開いている状況でどうなのかとみたとき、いわゆる需要管理がされたときの例として、12ページによりますと英国ではキロワット時約900円、アイルランドではキロワット時約450円となっているということですが、33ページによりますと米国テキサス州のインバランス料金は約1,000円と桁がちょっと違うわけでございます。米国テキサス州では容量市場を用いないという形で、スポット市場で人為的にスパイクさせていると思います。

一方、日本の場合はこれから容量市場を入れていくわけで、将来的には日本の全需要の115%を容量市場で確保するという計画でございますので、想定可能な多くの場合、需給逼迫に対応できるレベルになると思います。このようなことを踏まえた議論は非常に重要

で、国によって特徴が違うということを踏まえた議論をした上で決定いただければよろしいのではないかと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 事務局含めた皆さんのお話は、それぞれにごもつともだと思います。AからB´、B、C、Dと、何かしらの根拠を持って数値を決めようとしたときに、事務局がご説明になった数値はそれなりに根拠があって、1つの考え方だと思います。しかし、それをベースに影響額をはじめたところ、2018年の東京で107億円というのは中立的にみても結構インパクトのある数字だと思います。

事務局がお話になったように、こういう価格になれば、当然事業者さんはいろいろな行動を起こして影響額を小さくする方向に行動されるので、このままではないと思いますけれども、ただ新電力の方がおっしゃったように、回避するための手段に何があるのかといえば、極めて限られている状況であり、決して無視はできない数値だと思います。

一方、大橋先生や松村先生がおっしゃったように、3%を切るような非常にタイトな状況では、価格がしっかりスパイクして高い値段をつけることも非常に大事です。ということ考えると、ある意味経過措置なのかもしれませんが、B´とAの間とか、CとDの間を完全なる直線で結ぶことにどれだけ意味があるのかをもう一回考えたほうがいいのではないかと思います。つまり、3%に近づくにしがって、もっとせり上がるような曲線、下に凸の曲線で適切なもの考えることも1つのアイデアではないかと思いました。

107億円の影響額が何%ぐらいのところ積み上がっているかによりませんが、もしかしたら、そういう曲線を考えることによって、解決できるかもしれない。検討する価値はあるのではないかと思います。

ただ、曲線はいっぱいあるので、学問的に経済学的に何が適切なかわかりませんが、1つの考え方かなと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、佐藤事務局長、お願いします。

○佐藤事務局長 37ページと39ページに書いてあるのですけれども、いろいろな先生方から指摘があったのです。まずインバランス料金というかインバランス量自体、37スライド目にも書いたのですが、インバランス料金が上昇するということがわかればというか、インバランス料金が逼迫時は必ず最も高い市場価格になるということ。いわんや補正料金

が入ったら、インバランス発生量は期待されると書きましたけれども、相当抑制されると思います。

それで、先ほど野崎さんがおっしゃった話なのですけれども、エネットさんみたいな会社は、広域機関とよくみていましたが、相当スポット価格が高くても、相当な割合で市場から調達されて、インバランスが会社の規模と比べて極めて小さい会社であったと。今もそうだと思いますが、というところだったら、インバランス量は変わらないのですが、先ほど林先生がモデルとおっしゃっていますが、私が広域機関をみていたところによると、インバランス料金のほうが安いと思ったら、スポット価格が高いとき、買わない事業者も山ほどいたと。そういう状態を考えると、これまで決めたことですが、逼迫時は市場価格の一番高いところをインバランス料金にする。いわんや補正価格を入れたら、インバランス量自体は相当減ると思います。

そうなる、ということになるかという、市場で買うということになりますから、途中でも話があったけれども、スポット価格は制度を入れるか入れないかということに比べると、総体的に高くなるということです。ただ、そうなる、新電力というか市場を相手にされている事業者の方の真の意味の全体をみるべきだというお話もありましたが、本当にふえるかどうかということを見ると、例えばスポット価格等が上がれば、容量拠出金はネットコーンが普通に考えると下がりますから、少なくなるのではないかと。

何がいいかということですが、例えば容量市場を決めたときに、小売の方も含めて全体の固定費というのは電源の固定費は払う。市場が完璧に動かないときっていろいろありますが、相当ちゃんと動けば一定量の固定費は何らか必ず払わなければいけない。そうなる、容量拠出金で払うか、こういったスポット市場等に入るところの価格というか、そこの支払いに入るか、どこかで払うということになると、結局支払い総額は変わらないとも考えられるということで、先ほど松村先生もおっしゃられたこともありますが、全体としてどう考えるかということだと思います。

ただ、市場が常に完璧に動くわけでもありませんし、来年から始まる制度ではないですが、22年度からであります、制度の定着がどうかといったことも重要だと思いますので、きょういただいたご意見を参考に考えていきたいと思っております。ほかは担当課長からお答えいたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。時間が押していますので、本日はさまざまなご意見を賜りましたので、論点については本日いただいた意見を踏まえて、次回以降、また

改めて議論することとしたいと思います。事務局においては必要な準備をお願いいたします。あと30分となりました。

議題の4について、事務局から今後はなるべく手短かにお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　それでは、資料6をごらんいただけますでしょうか。調整力公募ガイドラインにおける逆潮流アグリゲーションの取り扱いについてでございます。

調整力公募ガイドラインにおきましては、電源は原則としてユニット単位で応札することとされておりまして、現在、複数の発電ユニットを組み合わせで応札することは認められていないという状況でございます。

他方で、分散型リソース、蓄電池、コジェネ等の普及や技術進歩を背景に、複数の電源を組み合わせる逆潮流アグリを調整力として活用するニーズが拡大しておりまして、これの調整力化を公募ガイドラインにおける取り扱いについてご議論いただきたいということでございます。

ページをめくっていただきまして、3ページでございますが、こちら逆潮流アグリゲーションを調整力として活用することのニーズが3ページのとおり拡大してきているところでございます。

続きまして、5ページをごらんいただきますと、逆潮流アグリゲーションを期待される事例といたしまして、5ページの左下にあるような夏だけ稼働できない電源と夏だけ稼働できる電源を組み合わせるケースであったり、あとは右にありますとおり、最低入札容量に満たないような小さな電源を積み上げて、最低容量を満たすような電源にアグリゲーションするといったところが考えられるところでございます。

ページをめくっていただきまして、7ページをごらんいただきますと、現在、調整力公募ガイドラインで募集単位につきましては、電源Ⅰは原則としてユニットを特定した上で、容量単位による応札を受け付ける、電源Ⅱは、原則としてユニット単位で募集となっているのですが、こうされてきたことの理由といたしましては、7ページの2番目のぽつにありますとおり、ユニットを特定せず、スペック単位や事業者単位で確保した場合には、発電事業者の規模による公正性が低いことであったり、コストの透明性が低い、または電源の確保、維持に関する保証がないといったことが懸念があるということで、ユニット単位を原則としておりました。

しかしながら、8ページにあるように、逆潮流アグリゲーションの調整力利用に関するニーズが拡大してきておりますので、調整力に求められる確実性、透明性、公平性を確保

できるような一定の要件を設けた上で調整力の入札を認めるよう、調整力公募型のガイドラインを見直す方向で検討してはどうかということでございます。

その具体的な見直しの内容につきましては、エネ庁、送配電事業者、広域における逆流アグリゲーションの調整力利用に関する技術的な課題への検討を踏まえまして、改めて本専門会合において議論を行っていただくことにしたいと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、皆さん、ご意見をお願いいたします。林委員、お願いいたします。

○林委員 ご説明ありがとうございます。非常にわかりやすい説明だと思います。特に5ページがいいのかなと思うのですけれども、逆流アグリゲーションって何となくぴんとこないと思うのです。簡単にいうと5ページの右側に太陽光発電だとかEVなどケースと書いていろいろ世界的にもEVの普及があるとか、蓄電池、そういったものが逆流として分散型のエネルギーリソースの価値を束ねて出したいときに、1個では弱いけれども、束ねて束ねればネットワークに対して戻せば安定供給などとかいろいろな意味での貢献にもなりますし、将来的にはレジリエンス的なもののリソースの原資になり得るという中で、こういった動きというのは、今時代的な流れとしてぜひ進めていただくほうがいいなというのは個人的に思います。我々もこういう研究などとかいろいろやっている中で、海外ともつき合っていますけれども、海外に負けないぐらいこういうのをやっていく必要があるなと思いました。

そういった中でコメントとしては、先ほど8ページに今後の取り扱いとありますが、おっしゃるとおり、これまでない話でもありますし、しっかり技術的な面とかいろいろなことはやっていただければいいと思うのですけれども、最後の8ページの2つ目のぽつにございますように、資源エネルギー庁、一般送配電事業者並びに広域的機関などいろいろな課題を進めていただきまして、ここにも上げていただいて、ぜひ小さい電源である意味CO₂排出が少ないものを積極的に入れるなど、これはある意味主力電源化ということにもなってくると思いますので、小さいものをしっかり束ねてやっていくことだと思います。

特に情報社会でこういうことが技術的にできますので、技術が間に合わないからだめということではなくて、制度を先につくる。ニワトリと卵だと思うのですけれども、制度が決まれば一気に技術メーカーさんなども入ってきますので、そういった意味でこういう制度をしっかり先にやるという事がこれからの時代大事だと思っています。

以上です。

○稲垣座長　それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　今林委員がおっしゃったこととほぼ同等なのですけれども、基本的にこういったリソースをどう活用していくかというのがこれから重要になってくると思われまので、これは当然あってしかるべきルールではないかと思えます。

確実性等で問題があるということであれば、例えばペナルティー等を設けていくという方法もあると思えますので、そうやって確実性を担保していくことをルール化すればいい話でありますので、こういったリソースをしっかりと活用していく方向性で検討していただきたい。

実は最低入札容量自体が今物すごく大きいというそもそもの話もありますので、そういったところの見直しとあわせて、さまざまなリソースを今後調整力として活用していくことがいつまでも火力に頼ってられないですとか、そういった方向とつながっていくことだと思えますので、積極的に取り組んでいただきたいと思えます。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。それでは、草薙委員、お願いします。

○草薙委員　ありがとうございます。そもそも論としまして、これまでの状況をみますと、調整力の区分によっては、旧一電が100万キロワット単位で安く入札してしまって、ほとんどそれで終わって、新規参入者は落札できないということになりがちでございました。この際、たくさんのユニットをアグリゲートして契約できるようになるという制度設計を歓迎したいと思えます。

特にガスコージェネレーション、とりわけエネファーム等の導入拡大が近年期待されておりますけれども、工夫次第でこれらが調整力と認識されるということは非常に望ましいことと思っております。これらが調整力として活用できるとなりましたら、アグリゲーターにとってもビジネスチャンスがふえて、彼らの創意工夫も期待できると思えます。

そこで、この機会に逆潮流アグリゲーションの技術的問題を克服していただきまして、調整力公募ガイドラインを事務局案の方向で改定していただきたいと思えます。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。それでは、皆さんよろしいですか。今後議論していくということでございますので、事務局提案への特段のご意見はなかったと思えますので、この方針で進めることにしたいと思えます。事務局においては関係機関での技術的

な検討が進んだ段階できょうのご意見、コメントを踏まえて改めて本専門会合で議論できるように、必要な準備をお願いします。

それでは、次ですけれども、申しわけありません。時間の関係で議題の5と6については、事務局まとめてご説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長　それでは、説明させていただきます。

まず、資料7の相場操縦規制③からでございます。

2ページをご確認ください。5月に議論キックオフいたしまして、9月に市場間の相場操縦をご議論いただきました。今回は論点①に書いてございます相場操縦行為の概念の明確化について議論を進めたいということでございます。

8ページまで飛んでいただきまして、今回の検討の前提でございますけれども、卸電力取引市場の中心であるスポット市場についてまず検討するということでございます。ザラ場である時間前については、別途整理をさせていただきたいと考えてございます。

9ページをご確認ください。まず、価格支配力を行行使するもの、プライスメーカーが存在しない場合の供給者の構造について整理してございますが、完全競争に近い状況でございますので、この場合については限界費用で余剰電力を全量市場供出するということがシングルプライスオークション制度のもとで最も利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動であるということございまして、下に表をつけておりますが、限界費用で入札する場合と、プラスaで入札する場合を比べると、いかなる場合であっても、限界費用での入札が利益と約定機会を最大化しているということがわかるということでございます。

10ページに行ってくださいまして、この場合にスポット市場における取引価格というのは、市場供出可能な限界費用のメリットオーダーを並べた供給曲線と需要曲線の交点によって決定されるということございまして、この取引価格は1単位の追加的な需要に要する追加的な費用、すなわち取引対象エリアの各コマの需給を反映した価格形成と考えられるのではないかとございます。

11ページでございますけれども、プライスメーカーが存在する場合の供給者の行動については、これとは異なるものでございまして、その場合には入札価格の引き上げによって供給曲線を上に移動させるですとか、もしくは出し惜しみによって供給曲線を左に移動するといった行動が合理的な行動となるということでございます。

以上を踏まえまして、12ページでございますけれども、これまでの議論を踏まえれば、プライスメーカーが価格支配力を行行使して、市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行

し、かつその取引が市場相場を変動させることを目的として行われていると認められる場合には、相場操縦行為に該当することになると考えられるということでございます。

個々の事案ごとの当てはめについては、個々の事案ごとに判断されるということでございます。13ページ割愛しますが、東京電力エナジーパートナーの事例がありますけれども、一方でこういった相場操縦に確実に該当しないことを明確化することは比較的容易にできるのではないかと。セーフハーバーを示すということについては比較的容易にできるのではないかとということでございます。すなわち供給者が余剰電力の全量を限界費用で市場供出している場合には、プライステイカーとしての経済合理的な行動をとっているということから、市場相場を変動させる目的を有しておらず、また相場に重大な影響をもたらす取引を行っていないと考えられるため、供給者がこうした取引行動をとっている場合には、相場操縦行為には該当しないとみなしてよいのではないかとということでございます。

なお、旧一般電気事業者が今自主的な取り組みとして行っているスポット市場における限界費用ベースでの余剰電源の全量市場供出というものは、上述の考え方に照らせば、適切に実施されている場合には、相場操縦行為には該当しないとみなされるのではないかとということでございます。

駆け足で恐縮ですが、16ページに行ってください、スポット市場における相場操縦規制のあり方については、今回の議論も踏まえて以下の現行ガイドラインの見直しの要否ですとか、取引参加者に対するモニタリング、執行のあり方等の論点を今後の制度設計で検討していきたいと考えてございます。また、時間前市場における相場操縦の考え方も並行して検討していきたいということでございます。

駆け足で恐縮ですが、続きまして資料8の公営電気事業における売電契約の実態調査についての説明に移らせていただきたいと思います。

2ページでございますが、こちらの39回、6月の専門会合において、地方公共団体の公営電力の売電状況の契約の見直しの状況について実態調査を行うとされました。この趣旨としては、平成27年に解消協議に関するガイドラインが出ているのですけれども、このガイドライン制定以降、既存契約を中途解約して、競争入札に移行した事案がないということがありましたので、実態調査をするということになったものでございます。今回、10月に実態調査を行いましたため、結果について報告をさせていただきたいということでございます。

8ページまで飛んでいただいて、今回の調査の概要でございます。今回調査対象とさせ

ていただきましたのが、公営電気事業経営者会議の会員事業者26自治体でございまして、米の1についておりますけれども、主として水力発電を実施されている自治体、1自治体を除いて都道府県により構成されております。その方々にアンケートをしております。ちなみに発電所数は347、出力総数は約250万キロワットで、このうち230万が水力という状況でございます。このうち25の自治体から回答をいただいているという状況でございます。

10ページ以降にサマリー等を入れておりますが、内容で説明させていただきたいと思っておりますので、12ページまで行っていただいて、まず現在の売電契約の状況でございますけれども、25のうち東京都、新潟県の一般競争入札に移行した2自治体を除きまして、23自治体で旧一般電気事業者との随意契約を継続しているという状況でございます。

14ページに行ってくださいまして、23のうち7の自治体については、今年度末に既存の契約期間満了を迎えまして、既に一般競争入札ですとか公募型プロポーザルによる手続が進められているということでございます。残りの16自治体については、下の表にありますとおり、2024年から2026年まで契約期間が続いていきますので、一般競争入札等へ移行するためには、旧一般電気事業者との既存契約の解消協議を行う必要があるという状況でございます。

15ページは、一般競争入札等への移行の事例でございまして、新潟、東京が既に移っておりますし、今年度末で移行する北海道ですとか京都については、一般競争入札の手続きをしている。ほかは公募型プロポーザルの手続きを実施してございます。

17ページに行ってくださいまして、2020年度以降に期間満了となる16の自治体についての状況確認をしたところ、既存契約の解消を何らかの形で検討したが、解消に至らなかったという自治体が14でございました。解消を検討したことがないと回答された自治体が2あったということでございます。

18ページに行ってくださいまして、検討したという14のうち検討状況なのですが、12の自治体が契約解消した際に支払う違約金について試算、または確認を行っていたということでございます。他方で売電収入側は、他社に売った場合とかJEPXに売った場合の売電側の試算を行った自治体は4にとどまっていたという状況でございました。

19ページに行ってくださいまして、売電収入や違約金の確認の方法を書いておりますが、売電側と違約金の双方を確認した自治体は4自治体あったのですけれども、今回将来の収入見込みが違約金を上回ると回答した自治体は今回なかったということでございます。

20ページに行っていたいただきまして、違約金や売電収入見込みを把握するに当たっての課題ということなのですが、特に違約金について旧一般電気事業者が自治体側から正式な解約の申し込みがないと違約金の試算を行わないとした回答ですとか、具体的な金額を提示されなかったといった回答が複数みられたという点が上がってきているところでございます。

それから、21ページなのですが、既存契約の解消に至らなかった理由ということで、先ほどの違約金の問題があるのですけれども、それ以外には長期安定収入を確保できなくなるといったことへの懸念ですとか、売電先の新電力の与信、事業継続性等への不安というものが上げられました。ただ、後者について既に一般競争入札に移行している自治体からは、入札参加者の資格要件として財務状況等に係る要件を設けることで、これによって与信面の担保は一定程度できているといった声もあったということでございます。

23ページ、今後の対応でございますけれども、2つ目ですが、今回まとめますと、2020年度以降に契約期間満了となる16のうち、違約金の試算または確認を行っている自治体は12あったと。他方で、先ほどご紹介したとおり、一部自治体からは旧一般電気事業者が正式な解約がないと試算を行わないとか、具体的な金額を提示しないという回答もありましたので、こうした対応は上記ガイドラインの指針に照らして適当なものとはいえないということから、旧一般電気事業者に対し、現行の対応状況を改めて確認の上、適切な対応を求めることとしたいと考えてございます。

また、検討を行っていなかった4自治体については、上記ガイドラインの趣旨を踏まえて、検討、協議を進めるよう促すと。これは、公営会議とも連携しながら対応していきたいと考えているところでございます。

24ページに行っていたいただいて、さらに収入側の検討を行う自治体は4にとどまっていたということなのですが、この点については一部新電力さんへヒアリングさせていただいたところによれば、来年度から非化石価値取引市場の取引も始まりますし、また高度化法目標の達成、需要家の意識、特に非化石の中でも水力については訴求価値が高いという声もありますので、こういったことを背景といたしますと、小売事業者側の非化石電源、特に水力電源へのニーズは高まっているということなので、現在、必ずしも織り込まれていない非化石電源価値としての価値を考慮していきたいという声もあったということでございますので、自治体等にはこういったニーズの高まりを踏まえつつ、改めて検討が期待されるのではないかと考えてございます。今後も実態を把握して適切な対応を検討してい

きたいと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、資料7については今後も議論を深めたい。それから、8についてはご報告ということでございます。残り時間少ないのですが、どうぞご意見をお願いいたします。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。まず、資料7のご説明を受けて思いますに、現在の、例のグロスビディングというのは、自主的取り組みとして旧一般電気事業者に限界費用相当額で余剰電力の全量玉出しをしていただいておりますけれども、これは最も合理的な経済活動を自主的にしていただいているということにほかならないことが資料7で示されていると思います。

これは、完全競争に近い状況においてプライスメーカーが利潤を最大化するためのシナリオになるものですが、旧一電のみならず多くの市場参加者がそのように行動すれば、価格操作からは距離を置いているということになります。これは、電力市場が相場操縦が可能な市場ではなくなることの証明にもつながりますので、JERAをはじめ電源をもたれている旧一電以外の方々におかれて、そのように余剰電力の全量を限界費用相当額で卸市場に供給するといった行動をとられていくことを強く促されるよう、監視等委員会に求めたいところだと思いました。

続きまして、資料8です。公営電気事業は、旧一般電気事業者に安く電力を供給してきたといえると思うのですが、この電源もそろそろ普通の電源に変えていく時期に来ているのだろうと思っております。安価な電力によって卸市場の活性化ができますので、監視等委員会におかれては、ぜひヒアリングを進めていただきたいと思っております。

ヒアリングでは、ここに挙げてくださった違約金の問題等に加えて、ぜひ自治体の思いをしっかりと汲み取っていただきたいと思います。金沢市ではガス事業と発電事業をあわせて株式会社に事業譲渡するという方向で検討されているようですが、自治体のさまざまな事情を絡めて、今回のことを考えていただくことも可能で、売電契約の解消協議に当たっては、自治体として自らをよりよい方向にもっていくことを考えていただくきっかけとしていただくとよろしいのではないかと考えています。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。辰巳委員、お願いいたします。

○辰巳委員 資料8の件ですが、今回詳細にヒアリング等を含めて調べていただ

いて、このように公表して下さったことはとてもいいことだったと思っております。恐らく今回、いろいろ検討を十分まだされていないような自治体も、こういうことが公表されることによって、自分たちはまだ不十分ではなかろうかということに気づかれると思いますので、ぜひ大きな声でお外に向けて公表していただきたいと思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。國松オブザーバー、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。相場操縦の規制等についてでございますけれども、1つの考え方としましては、スポット市場における限界費用ベースへの余剰電源の全量市場供出は、該当しないとよしとこの時点で判断していいようなものにも思えなくて、例えば発電所の運転計画というものが入札時点の計画と実際の運転が合っているかどうかとか、多くの事業者は発電供給力と需要予測を両方やっているわけですから、余剰の取り扱いも変わってくると思います。1つの方法としてこれをしっかりみていくというのはあり得る方法だと思いますけれども、このレベルの書きぶりで市場操縦行為には該当しないと言い切れるものでもないように思っておりますので、もう少し慎重な議論が必要かと思えます。

また、今行っていておりますグロスビディングに関しましても、まだしっかりした形になっているという認識を取引所としてはもってございません。これもやり方等々は詰めていって、価格支配力をおもちの方は、その考えに従ってやっていただく必要がある。まだブラッシュアップしなければいけないと考えてございます。

引き続きの検討に関しましては、取引所も一緒になって検討に加えていただければと思います。

資料8の公営電気事業についてですけれども、以前公営電気事業の方とお話をしたことがございますが、公営として電気事業をやっているときの事業目的は何ぞやというところが一番の問題かもしれません。昔やったときには県の中の供給力不足については、自分のところで発電所を用意して、県民に対する電気供給の1つに役立てるという中で発電所を用意してきた経緯と聞いております。特に水力に関しましてはこういう経緯だと。

今自由化されて、公営の発電事業で利益を得るために公営として電気事業をするのかどうかということに関しましては、各自治体としてお金もうけのために税金を投入したのかといった考えもあろうかと思えます。このあたりの考え方はしっかりとどこかで議論して、指針として示すべきなのではなかろうかとも考えてございます。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、武田委員、お願いいたします。

○武田委員　ありがとうございます。相場操縦について今後議論を深めるということですが、諸外国をみてみますと、限界費用を上回る札入れについて、相場操縦としてどこまで規制できるかということが議論されていると思います。

それで、1ついえることは、幅広い電源ポートフォリオをもって、投資費用の回収の機会をもつ者以外、すなわち市場における限界費用電源のみをもつ者が容量市場であるとか、先物市場の機能とかの利用を前提に、投資費用を回収するために限界費用を上回る札を入れるということについて、相場操縦に当たらないという実務でありますとか、議論があると思いますので、それらの場合も含めて、今回は限界費用で入れている限り大丈夫だというセーフハーバーの話ですが、今度はどういう場合に正当化されるのかということについて議論を深めていくことになると感じました。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　私も簡単にですけれども、相場操縦については先ほど武田先生がおっしゃった点もありますし、需給がタイトなときに必ずしも支配的事業者以外にもタイトなときになり得るし、札だけでなく、先ほど國松さんがおっしゃたように、発電機の稼働をどうするのかというところでも操作できるので、もう少しいろいろみるところはあるのかという感じがします。今後のご検討だと思いますけれども。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。松村委員、お願いいたします。

○松村委員　今回の資料はこれなら白だというのを整理したというので、相当に広い狭い範囲だけをいっていると理解しています。その上で限界費用で出していればオーケーといっても、限界費用を具体的にぎりぎり詰めていくと、どのコストが限界費用なのか、余剰電力ってどれだけなのかということが当然議論にはなり得ると思うのですが、限界費用が正しいということ整理されて、それで出していれば問題ないといっているだけであって、事業者が一方的にこれが限界費用ですといったとしても、全然限界費用という概念が合っていなければもちろんセーフにはならないというのは当然のことなので、そういう点でも実際に運用するときには相当に詰めなければいけないし、実際に今までも随分やられていると理解しています。

いろいろな制約だとか起動費の乗せ方はどうなるのかなという議論は今までも積み重ねてきたし、それが自然に反映されてブラッシュアップされてくるということになるのだろうと思います。

武田委員のご発言は、私の誤解でなければ、限界費用でやらなくても例外的に大丈夫なケースがあると聞こえたと思うのですけれども、私の理解では相当に限定的だと。かなり正直にいうとほぼないというのに近い状況なのだろうと思っています。つまりどういうことなのかというと、本当に常に限界電源になっているということがあります、しかもその電源しかもっていないということがあります、常に限界電源になるのでマージナルコストで出し続けるとコストが回収できないというときに、ある種価格支配力を行使しないと、その電源の固定費を回収できませんというケースは絶対にはいないとはいわないけれども、支配的事業者、電源のポートフォリオという言い方をおっしゃっただけけれども、支配的事業者で限界でない電源をたくさんもっている人がいたとすると、そこでつり上げた価格は全ての電源の利益をふやすということになるので、この電源単位で1つの支配的事業者1個の電源をもっていて、この電源単位でいうと多少落札の可能性が落ちたとしても、ここでつり上げないと、この電源では収支が合わないのですなどというのはほとんど認められる余地がない。実際の欧州の運用でもそうだろうと思っています。

つまり、ほかのところでそこに到達していない限界電源以外の価格もつり上げているわけですから、その効果まで全部含めてということなのですが、私は今までのいろいろな委員会の発言からすると、そこを完全に誤解して、限界電源になっているところをつり上げて、限界電源単位で収支が合っていればいだろうと勘違いされる事業者がいるのではないかと相当強く疑っているのです、その点についてはおいおいの整理というので、それは資料にはなりませんよということをきちんと示していくということがとても重要になってくるのではないかと思います。

それから、大橋委員がご指摘になったとおり、本当に需給が逼迫しているときの価格つり上げ効果というのは、支配的事業者でなくてもできるというよりも、ほぼ諸外国がモニタリングで多くの労力を投入しているところはそこなのではないかと思っています。逆にいうと、ある程度コンペティティブで、本当に需給が逼迫しているとき以外は市場支配力を行使しようがないというほどのコンペティティブなマーケットであれば、主にそこだけを重視していればいい。そこは市場支配力がなくなると相当に注意しなければいけない。

もちろん日本だって注視しなければいけないし、これからますます重要性は高まってく

る。だけれども、日本の場合にはそこまで到達していなくて、ふだんだって恒常的に特定のエリアは限界費用から乖離したような入札を起こしてないかということに心配されているような意味で、諸外国以上にある種のモニタリングが必要な市場だということは認識する必要があるかと思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、事務局から。

○黒田取引制度企画室長 いろいろなご意見、ありがとうございます。今後もモニタリングのあり方等、いろいろと検討していきたいと思いますので、本日いただいたご意見も踏まえて、議論を深めていきたいと思います。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、まとめですが、議論5についてはさまざまご意見いただきましたので、事務局で整理して引き続き議論を進めたいと思います。また6については、この方針で進めたいと思います。本日は不手際で延びましたが、申しわけありませんでした。ご協力ありがとうございました。

それでは、事務局に返します。

○恒藤総務課長 本日の議事録につきましては、案ができ次第送付させていただきます。ご確認のほどよろしくお願いいたします。

次回会合については、日程が決まり次第またご連絡を申し上げます。

本日は長時間どうもありがとうございました。これにて43回の制度設計会合を終了いたします。

——了——