

## 第61回制度設計専門会合 議事録

日時：令和3年5月31日 13：00～16：13

※オンラインにて開催

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、武田委員、松村委員、村上委員、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、定刻になりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第61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。

本日もオンラインでの開催とし、傍聴者、随行者は受け付けない、そしてインターネットで同時中継を行ってございます。

また、本日は、安藤委員、山内委員は所用のため御欠席でございます。

それでは、議事に入りたく存じます。以降の議事進行は稲垣座長、よろしく願いいたします。

○稲垣座長 皆さん、こんにちは。それでは、始めます。

本日の議題は、議事次第に記載した5つでございます。まず、議題1「2020年度冬期スポット市場価格高騰を踏まえた検討について」、事務局から説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長 取引制度企画室長の黒田でございます。資料3に基づいて御説明させていただければと思います。

本日、この中に大きく2つ論点がございまして、1点目が発電情報公開について、2点目がヘッジ市場の活用についてということでございます。まず、発電情報公開の件から御説明させていただければと思います。

3ページを御覧ください。今般のスポット価格の高騰に際しまして、発電所の稼働状況や稼働見通しに関する情報公開の重要性が指摘をされたということでございます。この声を踏まえまして専門会合で議論いただきまして、この3点、まずHJKSへの登録要件・方法の見直し、2点目がHJKS登録時の理由、これは燃料制約等の開示、3点目が発電実績の公開について、事業者の実態を踏まえ検討を進めることとされたところでござい

す。

今般、事業者の実務上の負担や事業所の影響について発電事業者に調査を行いましたので、その結果を御報告させていただくとともに、これを踏まえて発電情報開示のあり方について御議論いただきたいということでございます。

資料の5ページに行ってくださいまして、今回の調査でございますけれども、発電事業者へのアンケートを実施いたしております。具体的には、H J K Sに発電ユニットを登録している、すなわち出力10万kW以上のユニットを有する全64事業者、こちら旧一電、J E R R A、電発に加えてガス系の発電事業者や石油・製鉄系の共同火力、技術実証プラント等々というところが入ってございます。こういった会社アンケートを行い、回答率90%ということにいただきまして、これを踏まえまして、必要に応じて事業者ヒアリングを実施して実態を把握したということでございます。

各論でございますが、6ページ以降、まずH J K S登録要件・方法の見直しでございます。この中でも7ページで、H J K Sの登録対象となる出力低下についてでございます。まず1.でございますが、この冬の燃料制約におきましては、事業者の朝夕のピーク時間帯にフル出力に近い水準で運転をして、その他の時間帯で燃料制約を行うといった運用がとられておりまして、現行の出力低下の要件である10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合という、この24時間というところに該当しないケースが存在をしていたということでございました。

これを踏まえまして、この登録対象となる出力低下の要件の変更案として、以下2点で調査しております。①が、24時間のところの継続時間を短縮する、12時間、6時間、3時間、1時間といったふうに短縮したらどうかという点。2点目が、24時間で合計240万kWhの低下が見込まれる場合ということで、 $24 \times 10$ の現行の要件を掛け算して、アワーベースで登録の要否を判断するというものでございます。

まず、①の案1のほうについては、1時間や3時間といった短時間の低下になると登録頻度が膨大になるというような声がございまして、点検作業による停止を登録しなければいけないので作業負担が増えるという声がありました。出力低下は6時間未満の日中作業が多いので、6時間といった基準であれば実務負担も一定程度抑えられるという意見もございました。

案2、240万kWhというほうでございますけれども、こちらについては小規模事業者からは、登録対象となるケースは現行とほとんど変わらないので、実務負担は限定的であると

という回答が多く、大手事業者も、運用の詳細が明確化されれば受容可能であるという回答が多かったということでございます。

なお、この冬の燃料制約の発生状況との関係が11ページでございまして、シミュレーションをして登録要件を変更した場合、どれだけカバーできるかということなのですが、まず現行の基準では、この冬の燃料制約の50%程度しかカバーできていなかったということなのですが、この案のうちで一番カバー率が高くなるのが、先ほどの24時間で240万kWhという②の場合でありまして、この場合であれば97%ということで、①の例えば6時間に引き下げる場合よりもカバー率は高かったということでございます。

以上踏まえまして12ページでございすけれども、今後の検討の方向性についてですが、1. で見たとおり、この冬の燃料制約のカバー率との関係では、24時間に240万kWhという要件が一番カバー率は高いと。また、事業者のヒアリングにおいても、小規模事業者への影響は限定的であり、かつ大手事業者からも、オペレーション上の詳細を調整すれば受容可能であるということでございますので、H J K Sの登録対象となる出力低下の対象要件については、これを、今後24時間で240万kWhの出力低下が合理的に見込まれる場合とすべく電力適正取引ガイドラインを改正する方針で、より詳細な検討を進めていくこととしてはどうかということでございます。

次に、13ページ以降は停止・出力低下の見込み時期の登録方法ということでございます。この点につきまして、まず14ページですが、H J K S登録の際に停止・出力低下の期間を登録するのですが、この情報は市場参加者が解消時期の見通しを得る観点から重要な情報であると。他方で、先般の制度設計専門会合で説明をしたとおり、この冬においては、一部事業者がユニットの低下・停止として見込む期間を1週間単位で燃料計画等見直しを行っているので、これに合わせて1週間分を登録し、それより先の情報については1週間後の計画見直し時に洗い替える、1週間ずつ登録していくというようなことを行っていることが確認されました。

この点につきまして、今回改めて調査を実施したところ、多くの大手電力・新電力の事業者は、燃料制約の設定時に合理的に継続する期間を登録しているという回答だったのですが、一部の事業者では、4. ですが、燃料制約の設定の期間ではなくて日々の需要見通しが確定するタイミングを踏まえて、1日単位ですとか1週間単位でH J K Sに登録し、延長していくという運用をしていたということございました。

具体的には15ページの3. 以降で書いてございますけれども、ここに書いてあるようなJ

E R A、東北電力、関西電力、九州電力、電源開発といったところが、日次もしくは週次で登録をしていたということでございます。

こちらを踏まえまして17ページでございますけれども、今後の検討の方向性につきましては、一部事業者で、この冬に見られた需要見積もりを反映するために日次、週次でH J K Sの洗い替えを行うという開示方法については、市場参加者側から見れば実態以上に短期間の情報しか得ることができず、解消時期の見通しを得ることは困難であったと。この点、H J K Sはインサイダー取引規制でございますので、その趣旨を踏まえると、一部の市場参加者、発電事業者などのみが需給の逼迫に関わる停止・出力低下の解消時期の見込の事実を認識して取引をする一方で、他の参加者、小売事業者等が事実の情報を持たないまま市場取引を行うとすると、他の市場参加者が損失を被る中で、一部の事業者が情報を有することに基づき利益を獲得できるといった状況が生じるおそれがあるということでありまして、市場取引の公正性の観点からは懸念があると考えられるのではないかと。

このため、市場参加者の見通しのために実態を反映した情報開示をするという趣旨から、停止・出力低下が解消すると合理的に見込まれる時期を登録するということが適切である点、考え方を明確化するべきではないかと。

具体的には、発電事業者がある時点の情報、燃料在庫、配船計画、今後の需要見通し等に基づいて燃料制約の実施を決定する際には、この燃料制約量がH J K Sにおける開示要件、先ほどの24時間で240万kWhの出力低下が合理的に見込まれる場合等に該当する場合には、この状況が解消すると見込まれる時期をH J K Sに登録すべきことを明確化してはどうかということでございます。

次に、大きな2つ目のH J K S登録時の理由（燃料制約等）の開示という論点でございます。19ページ御覧いただければと思いますけれども、現状、H J K S登録時の停止・出力低下の理由の開示は任意となっているということでありまして、実際、この冬も全体の4割程度のみが理由を登録していた、残りは空白であったということでございます。

このため、H J K Sに登録された停止や出力低下の理由は、故障等によるものなのか燃料制約によるものなのかといったことが明らかではなく、電力調達の予見性が高まらなかったという指摘がございまして、このため、任意となっている理由の登録を義務化すべきではないかという議論もございました。これを踏まえて、理由を開示した場合の影響等について調査を実施してございます。

3. でございますけれども、開示した場合の影響としまして、大手電力・ガス会社系の発

電事業者からは、燃料制約であるという理由を公開すると、上流の燃料調達交渉において足元を見られるということで、調達価格に影響が出るという懸念が多く聞かれたということでございます。また、その他の石油系・製鉄系等の親会社の副生ガスを燃料として利用している新電力からは、このことによって燃料供給元となる親会社の事業状況が判明するという懸念があるという声も出ております。

一方で、これらの事業者へのヒアリングによれば、今般の事象を踏まえた情報開示の重要性ですとか、また小売電気事業者との情報格差の解消の観点からは、燃料制約等の理由を開示するという整理であれば、これを受容すべきという声も一定程度聞かれているということでございます。

一番下のポツなのですけれども、なお、発電事業者の燃料在庫の開示という別の論点については、今般の需給逼迫を踏まえて資源エネルギー庁において、大手電力におけるLNG月末在庫量の合計値、個社ではなく合計値を公開するということが燃料情報の公表が進められているところでございます。

それを踏まえまして25ページでございます。今後の検討の方向性についてでございますけれども、現行、適取ガイドライン上は停止・低下の理由は任意とされているということは1.に書いてございますが、しかし2.で、今冬のスポット価格高騰事象を踏まえまして、停止や出力停止に至る燃料不足という要因は、市場価格の形成に大きな影響を与える可能性を現に有する重要な情報であるということを改めて考慮する必要があるのではないか。この点、先ほどの停止・低下の見込み時期の議論と同様に、一部の市場参加者のみが事実を認識し、他の市場参加者はその事実の情報を持たないまま取引を行うということがあり得るとすると、市場取引の公正性の観点から懸念があると考えられるのではないかとということで、4.で、この冬の事象も踏まえまして、電力適正取引ガイドラインによるインサイダー情報の開示の規制におきまして、市場の価格形成への重要な要因となり得ることを踏まえ、停止や出力低下の原因理由についても開示を必要とするということについて検討することが適切ではないかということでございます。

なお、その下のポツで、燃料在庫の開示については、前述のとおり、資源エネルギー庁の審議会において、上流の燃料調達への影響の観点から、大手電力の月末在庫の合計値の公表ということになってございますけれども、他方で、実際に燃料制約に伴う停止・出力低下が発生した場合の情報開示ということにつきましては、上記のインサイダー開示規制の趣旨も踏まえまして、それとは別段の検討が必要だと考えられるのではないかとこの

とでございます。

最後、大きな3点目の発電実績の公開でございます。27ページを御覧ください。こちらにつきましては、新電力をはじめとして、今回の高騰に際して発電に関する情報を広く公開してほしいということで、実績の公開ということについても多くニーズがあったところでございます。

このことを踏まえまして、発電の実績をユニットごと、コマごとに公開した場合に生じる懸念等について実態の調査をしております。この調査の結果でございますが、事業者からは、ユニットごとの運転状況とシステムプライスのエリアプライスの状況を照らし合わせることにより、限界費用や運転パターンが一定程度類推可能となり得る、これらの情報によって、相対卸の交渉等における立場への懸念があり得るといような声が聞かれてございます。

また、個社特有の懸念といたしましては、技術実証用のユニットでの技術的な試験運転のパターンの判明ですとか、親会社の副生ガスを燃料とするユニットでの親会社の事業状況の判明を懸念する事業者もいたということでございます。

一方で、このような懸念はありつつも、この冬の価格高騰を踏まえた情報開示の必要性を考慮すると、発電・小売の双方を抱える新電力の立場としては、発電実績の公開を進めるべきというような前向きな回答もいただいております。また、2024年度には容量市場が開始をされるということも踏まえれば、その後の情報開示については前向きに考える必要があるのではないかという回答もございました。

なお、最後のポツの公開方法につきましては、これは個社の発電事業者が公開するのではなくて、TSOや広域機関が集計し公開をしてほしいという声が多くございました。

あと、諸外国なのですけれども、32ページにありますとおり、過去の制度設計専門会合でもお示しいたしましたが、例えばヨーロッパではEntso-e、TSOが100MW、10万kW以上の発電実績については、5日後にユニット別、コマ別の実績を公開しているということでございます。

これを踏まえまして33ページでございますけれども、発電実績の公開をすると、限界費用や運転パターンの類推による相対卸交渉への影響ということを懸念する声が聞かれたわけですけれども、この点を検討するに当たっては、2024年に容量市場が開始されることを考慮する必要があるのではないか。すなわち、容量市場開始後は、小売電気事業者が供給能力を確保する費用として、発電事業者の小売事業者から容量拠出金が支払われるという

ことも踏まえて、容量市場の開始前と容量市場開始後24年以降に分けて発電情報公開のあり方を検討していくべきではないか。特に②の開始後のほうにつきましては、容量払出金という対価が支払われることも踏まえ、なお開示することが適当でないということであれば、その具体的な理由を確認することが必要ではないかということでございます。この点も踏まえまして、まずは容量市場開始後の24年以降の発電情報の公開のあり方を検討し、それを踏まえて開始前の情報公開のあり方を検討してはどうかということでございます。

最後、35ページでございますが、この3つの論点で本日御議論いただきまして、これを踏まえつつ、引き続き検討を進めてはどうかということでございます。

次に、大きな2つ目の固まりのヘッジ市場の活用に関する論点でございますが、こちらにつきましても事業者アンケート調査を行い、それを踏まえて御検討いただきたいということでございます。

37ページで調査概要でございますが、この冬のスポット高騰を受けまして、先物・先渡・ベースロード市場といったヘッジ取引の重要性が改めて認識をされたところ、各取引所を経由してこういったヘッジ市場の活用状況やニーズに関するアンケートを実施しております。JEPX、TOCOM、EEXに御協力いただき、253社に手分けをして調査票を送りまして、回答をいただいております。発電、小売双方の事業者が含まれてございます。

こちらの結果でございますが、40ページ以降でございます。まず、小売事業者の利用の動向というところでございますが、41ページ御覧いただくと、スポット市場の取引割合でございます。左右にグラフがありまして、左側が全小売事業者、N=143ということで、右側が販売電力量上位50社ということで、2020年度、20年4月から21年2月における販売電力量上位50社でクロスをした結果を右側に載せてございます。棒グラフ3本ずつそれぞれありますが、2020年度の計画値、2020年度の実績値、2021年度の計画値の比較でございます。それぞれ見ていただくと、全体、50社を見ても、一番下の市場調達0%というオレンジのバーですとか、その上のグレーの1~20%といった20%以下に抑えようとする事業者が、21年度の計画値では増加傾向にあるというところが見てとれるところでございます。

42ページ、ここはかなり象徴的なスライドになってございますが、各社の電力取引市場に係るリスク把握の状況についてということでございます。こちら見ていただきますと、

左の全体のうち青の部分が24%ですが、この青というのはリスクを把握していないという方々でございます。その下のオレンジの23%、これは定性的には把握しているが定量的に管理はしていないということで、定量的にリスクを管理できていないを割合で見ると、全体の約半分弱ということになってございます。右側の上位50社で見ても、約4分の1は定量的に管理できていないという層になっております。

43ページ、先ほどはスポット調達割合とリスク管理のクロスを集計になっておりまして、市場調達0%のところではリスク管理ができていない割合が高いのは、いわゆる子BGが入っていて、親BGに全量調達を委任しているという事業者が入っていることによるものと思われまけれども、これを除くと、市場調達比率が高まるにつれてリスク管理ができていないという傾向が見てとれるところでございます。

44ページでリスク管理のための社内体制でございますが、全体の約2割、上位50社の約1割強が、リスクを管理する担当部門がない、もしくは担当者がいないという事業者になってございます。

45ページで、必要なヘッジ取引が実施できているかという問いでございますが、全体の約6割弱、上位50社の約半分弱が必要なヘッジ取引が実施できていないという回答になっております。その内訳でございますけれども、46ページでありまして、一番多い理由は商品の条件・価格が合わない。これは交渉によるものということかと思いますが、それ以外の丸をつけた部分は、十分な社内体制ができていないとか、どれだけヘッジすればいいかわからない、人員が不足しているといった、ヘッジに対する理解や人員体制の不足に対する回答が多くなっているということでございます。

48ページ以降は、各ヘッジ市場の具体的な利用動向とニーズについてというところでございます。まず、先渡市場でございますけれども、こちらについては左が小売、右が発電でございますが、小売の約1割、10%が現在利用しており、25%、グレーのところは、今後利用に向けて準備中であるということでございます。

先渡市場の課題についてということでございますが、小売、発電それぞれに聞いておりますが、一番多いのは市場の流動性が低いということでございます。青の枠で囲った、商品の区分が合わないといったような課題も一定程度指摘されておりますし、緑の社内体制、例えば、ザラ場なので人的コストがかかるといった課題も一定程度ございます。

51ページで、先渡市場の見直しに関する具体的な意見でございますけれども、丸をつけているような商品区分の関係。例えば右から4つ目、日中商品の対象に17時から22時とい

ったような区分も設けてほしい。それによって太陽光発電の発電が落ちる時間帯も取引させてほしいというようなニーズですとか、エリアの追加だったり四半期商品の導入、ザラ場による取引コストの低減ということで、商品を大きくくり化した上でシングルプライスオークションを導入するといったような項目に小売側のニーズがあるというのが見えております。

52ページ以降は先物市場でございまして、まずTOCOM（東京商品取引所）でございますが、現状の利用は12%ということなのですが、約4割の事業者が今後利用に向けて準備中。これが小売でございまして、発電につきましても、約3割の事業者が利用に向けて準備中という回答でございました。

53ページの見直しのニーズでございまして、小売で一番大きいニーズが先物商品の勉強会の開催ということで、ここでもやはり理解の促進が重要であるというのが見えておりまして、それ以外であれば、手数料の引き下げやヘッジ会計の明確化というニーズでございまして。

54ページがEEXでございまして、TOCOMと傾向は同じでございまして、それぞれ3割以上の事業者が、今後利用に向けて準備中であるということでございますし、課題についても、勉強会、手数料、ヘッジ会計というところが多くなってございます。

56ページがベースロード市場でございまして、小売の約3割が今後利用に向けて準備中であるというような回答でございまして、ニーズといたしましては、預託金の引下げですとかオークションの日程の追加というところが多くなってございます。

最後、今後の進め方でございまして、59ページで、まず今回見えておりますこととして、特に小売事業者のリスク管理の体制、あとはヘッジニーズの認識というところが多く見えておりまして、定量的に管理できていないという事業者がかなり多くなっていることですとか、社内でも体制が構築できていないと。実際、こうした具体的なアンケートでもそれが見えておりますし、先物ニーズにおいても勉強会の開催が最も多く挙がっているという点を踏まえると、市場取引に係るリスク認識やヘッジの方策について理解を促進することがまずは重要であると考えられるということでありまして、この点を踏まえ、資源エネルギー庁においてもリスクマネジメントガイドラインの検討を進めているところで、実態に即したガイドラインになるよう検討していくことが重要ではないかということでございます。

60ページで先物商品の勉強会というニーズがございましたが、TOCOM、EEXそれ

ぞれオンライン上でコンテンツを公開したり勉強会に対応しているということを既に行っておられるということでございますので、参考にさせていただければいいと思います。

最後、61ページでございますが、各ヘッジ市場については一定の利用意向があり、かつ活性化に向けて具体的なニーズも挙がっている、商品区分の見直し等々が挙がっているところでございますので、これらのアンケート結果も踏まえ、各取引所において商品区分の見直し等のニーズに対応する取組を進めるとともに、政策的に必要な取組についても引き続き検討していくこととしてはどうかということでございます。

私からは以上になります。

○稲垣座長 ありがとうございます。事実関係を非常に詳細に拾った、分かりやすい説明でした。

それでは、ただいまの説明について、皆様からの御質問、御発言をいただきたいと思えます。御発言については、Skypeのチャットに御発言を希望される旨を御記入の上、お伝えください。どうぞ。

それでは、草薙委員お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。ありがとうございます。丁寧な御説明に感謝します。

発電情報公開に向けた検討についてということと、ヘッジ市場の活用状況に関するアンケート調査結果及び今後の進め方についてという、この両方について、1つずつ意見を申し述べたいと思えます。

まず、発電情報公開に向けた検討についてでございますけれども、事務局の御提案に異存はございません。特に11ページにございましたH J K Sの登録要件を変更した場合のシミュレーションということで、登録要件が、24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合だったケースで、97%という高いカバー率で今冬のLNG燃料制約の発生量のカバーがなされていたということですので、こちらを用いるということが妥当であろうというふうに考えます。

ただ、17ページのほうで、私としましては事業者による洗い替えのペースのことが若干気になっております。17ページの一番下にございます事務局案、異存はないのですけれども、もしかしたら事態は逐次推移しているのに表記は1週間変わらないままで、例えば、状況が改善して問題が解消されるというふうに見込まれるようになりましたとか、状況はもっと延びてしまかなか改善しそうもありませんとか、そういうような逐次情報を更新していただくというような、安心感があつたほうがいいと思います。やはり毎日更新と

いうことを標準としていただくべきだということだと思います。事業者におかれましては毎日洗い替えをされているというところもあるということですので、週1回にとどまるというような洗い替えでは、やや改善の余地があるのではないかと思います。ですので、そのように週1回ぐらいの洗い替えということをしつとされてきた事業者におかれましては、何とか改善できないのかなというふうな感想を持ちました。

17ページ、25ページ、33ページ、いずれも事務局案で異存はございませんので、このように進めていただきたいというふうに思っております。

続きまして、ヘッジ市場の活用状況に関するアンケート調査結果及び今後の進め方のほうでございますけれども、こちらにも異存はないのですけれども、例えば57ページとか59ページのところあたりで、電力の需給逼迫という状況は待たないという認識の下で、例えば、この夏どうするのか、この冬どうするのかというようなことを考えたときに、利用者の状態、ニーズがかなり明確に分かってまいりましたので、先物・先渡市場にうまくまだちゃんと対応できていない方々を誘導していただく。こちらは国のほうで積極的に動いていただきたい。例えば、勉強会をやっていますというアナウンスがございましたけれども、その勉強会についてもフォローをしていただく。こういったことが国によってなされるというのは大変有意義ではないかというふうに思っております。

以上であります。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

ほかには、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　　岩船です。ありがとうございます。今回事務局に整理していただいた内容に関して、この方向で進めていただければいいと思いました。

私が発言したいのは1点だけ、発電情報の公開です。33ページだと思うのですが、ここで検討するという話はあるのですけれども、ここの問題、ずっと事業への影響等でどうしても進んでこなかった部分ではあるのですけれども、欧州の公開水準ということ、そして容量市場開始後、容量払出金という対価に対して、やはり運用状態をしっかりと確認する必要もあるだろうということで、公開に応じていくのだというふうに思います。特に容量市場が確立する前のほうが、むしろ需給の逼迫が懸念されているという事情もありますので、そこを前倒しで公開するということに関しては問題ないのではないかと思いますので、早急に御検討いただきたいと思います。

かつ、ここは恐らく従来の大型発電所が中心になると思うのですけれども、ある程度の

規模の再生可能エネルギーに関しても、FIT案件ですとかに関しても、しっかり発電実績の情報公開を同じようにしていくように制度を設計していただければと思いました。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、圓尾委員お願いいたします。

○圓尾委員　ありがとうございます。まず、前半の事務局の御提案はいずれも合理的だと思いますので、賛同したいと思います。特に市場は、参加者によって情報の公平性が担保できないと市場そのものが成り立たないので、このような整理で仕方ないと思います。理由の開示に当たっては、事業者さんからはいろいろおっしゃりたいこともあるのは分かりますけれども、市場の公正性を担保する意味で、仕方ないのだと私は思います。ぜひ事務局の提案の方向で進めていただきたいと思います。

草薙先生がおっしゃった毎日とか1週間という点は、何日ごととかを決めるのが大事なのではなくて、重要事象が認識できた段階で直ちに更新していくことがとても大事で、それによって情報の偏りが市場参加者間でないように考えていく、それが趣旨だと理解しております。

それから後半のほうは、今回のことでリスクが非常に大きいことを認識し、発電事業者も小売事業者もリスクヘッジに向けていろいろな勉強を重ねていくのは大事だと思います。この方向でいいと思いますが、59ページにあるエネ庁でリスクマネジメントガイドラインを作っているというのは、中身によってはちょっとひっかかります。リスクマネジメントを自らの能力できちっとコントロールできる会社が、淘汰されずに生き残っていくのが正しい姿だと思いますので、その内容・程度によりますけれども、そういう意味で余り過保護にならないように、エネ庁でぜひ考えてコントロールしていただきたいと思います。以上です。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、九州電力・松本オブザーバーお願いいたします。

○松本オブザーバー　松本です。発電事業者のアンケート調査、ありがとうございました。これによって、各社の実情・実務の理解が進んだと思います。発電情報の公開につきましては、市場参加者ニーズを踏まえて適切に対応していきたいというふうに考えております。その上で3点ほど発言させていただきます。

まず1点目は、スライド25、H J K S登録時の理由の開示についてでございます。発電所の停止・出力低下の原因としましては、燃料制約、設備トラブルが考えられると思います。燃料調達を行う側にとっては、燃料制約があるというのが広く公開されてしまいますと上流側で売り手有利の交渉となりますので、必要以上に高値の調達というのを強いられまして、結果としてスポット市場価格が上がってしまうというふうな懸念をこれまでも申し上げているところでございます。

この点、スライド25の一番下の黒ポツのところにあると思いますけれども、基本政策小委での燃料在庫の開示に関する議論におきまして、上流の燃料調達への影響に配慮いただきまして、恒常的に全体のL N G在庫量の公表が進められるというふうに認識しております。本審議会の議論においても同様の配慮が必要ではないかと考えまして、理由の開示という点については、任意であることが望ましいというふうに考えております。もちろん市場取引における予見性の観点からは、停止や出力低下がいつごろ解消される見込みなのか、こういう重要な点につきましては、今回提示いただいております内容に従い、適切に対応していきたいというふうに考えております。以上が1点目。

2点目は、スライド33のところですが、今後の検討の方向性（発電実績の公開）というところですが、この点について。まず、黒丸の1点目に関するものでして、ユニットごと、コマごとの発電実績の公開につきましては、市場価格等の確認によりましてユニットの限界費用が推察できるということがあります。発電事業者にとっては卸販売競争上の不利益がございます。特にスポット市場における地域間連系線の分断が起こりますと、特に頻繁にエリア単独の市場価格となるような端っこのエリアにおきましては、限界費用がほぼほぼ推察されてしまうというふうな形になりまして、リスクが大きくなります。公正な競争上の観点からも、配慮というのが必要になるかと思っています。

次に3点目です。これもスライド33についてでございます。発電実績公開のあり方について、小売事業者から容量市場の拠出金が支払われることを踏まえて検討すべきとの記載がありますけれども、費用負担をするので情報開示もすべきという論理は一見妥当なようには聞こえますけれども、少し違和感がございます。なぜならば情報開示につきましては、適取ガイドラインにもありますように卸市場の健全性と公正性の確保、この2つの観点から考えるべきものであって、費用の負担の観点とは少々筋が異なるのではないかと考えております。先ほどちょっと委員さんからもありましたように、国民負担で成り立っているF I T電源につきましても、各事業者さんの発電所の実績とかトラブル情報とか復旧見込

み、コスト情報などというのは開示されるような仕組みにはなっていないかというふうに思いますし、また、費用を負担しているから情報を開示すべきという論であれば、その費用の多い少ないにより開示される情報には差異があるのではないかというふうなこともあり得るかと思います。

それから容量市場におきましては、中長期的な供給力不足、それに起因する電気料金の高止まり等の問題を解決するために最も効率的な手段というふうにされておきまして、中長期的に見た小売事業者の負担は抑えられるというふうな整理がなされておきまして、容量市場の支払いの意義は整理されているものかというふうに認識しております。

したがって、このような視点から考えますと、費用負担の対価として情報開示を迫るといのは、考え方として適切ではないのかなと考えますので、市場の健全性、公正性の確保という点から考えるべきものではないかというふうに考えます。

発言は以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、広域機関・都築さんお願いします。

○都築オブザーバー　広域機関の都築でございます。前段のほうの論点について申し上げたいと思います。

特に発電実績の公開のところでございますけど、方向性につきまして、まず賛同いたします。先般、冬期の需給逼迫時のときもそうでしたが、また今年度においても需給対策についての論点がある中で、弊機関といたしましても、小売事業者に対して供給力の早期の確保、見極めをお願いしているところがございます。こうした状況もありまして、発電所の情報も含めまして需給状況に関する公開可能な情報を積極的に出していくことで、需給状況とか市場動向の予見性も高まってくるものだと考えております。

今回の資料では、容量市場との関係についても論じられております。弊機関では、全国の系統情報を公開するシステムを持ち、また、容量市場の市場管理者の立場でもあるので、こうしたところとの関係でも、一覧性であるとかワンストップ性について十分に念頭に置いていくことが重要ではないかなと考えております。実際にどうやっていくのかという点につきましては、手続等議論すべきところは多くあるとは思っておりますけれども、こうした検討においても、今申し上げたような点を意識して対応してまいりたいと思っております。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、草薙委員お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。ありがとうございます。

先ほど圓尾委員がおっしゃった洗い替えの期間短縮の件でございますけれども、インサイダー情報の取扱いが含まれることを踏まえた環境の整備という意味では全くそのとおりでございます、異存ございません。それが基本だろうというふうに思うのですけれども、燃料制約の下で今冬の市場価格の高騰といったことを踏まえて今後の対応を検討するということに関して言えば、心構えとしては、洗い替えがなされる期間の短縮というのは理想的である、そういう趣旨で申しましたのでよろしくお願いいたします。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

では、武田委員お願いいたします。

○武田委員 情報公開について、先ほどオブザーバーの方から発電実績について、容量市場の必要性について正当性はないのではないかという話がありましたけれども、私は余り説得的には思いませんでした。すなわち、やはり事務局に御提案いただいたように、容量拋出金を支払われることでその公共性が高まる、それゆえに情報公開の必要性が高まるというこの論理というのは、私は説得的だと思います。これが1点目です。

2点目は、ヘッジ市場の活用状況に関するアンケート調査についてでありますけれども、今冬のスプレッド市場の価格高騰、まずは小売事業者の供給力確保義務の問題であるというように思います。もちろん供給力確保義務があるとしても、それだけでは問題は解決できなかったのではないか、制度設計の問題があったのではないかということでもありますけれども、しかしスタートは小売事業者の供給力確保義務であって、それを小売事業者はしっかり果たすというところがスタートだと思いますので、それを前提に今回、ヘッジ手段の利用を後押ししていくという政策というのは大変合理的であるというふうに思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。事務局の提案、いずれの項目についても支持します。事務局が提案してくださったとおりの方向で整理が進んでいくことをとても期待しています。

九州電力の松本さんの発言については、武田委員と同様に支持しかねます。支持しかねますが、一方で、このように容量市場でお金をもらうにもかかわらず、それでもなおかつ

情報開示にこれだけ消極的な事業者がいることが全ての人に明らかになったことは、よかったですと思います。支払うほうの観点から見たら、これほど支払うほうの感覚とかけ離れた意見を持っている支配的事業者がいることが分かったこと自体は、大きかったと思います。このような発言を聞けば、容量市場に対する懐疑の意見というのが、今でも少なからず存在していると思いますが、こういうのが強まってしまわないかと懸念します。このような声に負けないでちゃんと情報開示の制度が整備されて、そのような声がこれ以上大きくなることを期待しています。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　ありがとうございます。1点だけ、一番最後にいただいたヘッジに関するお話ですけれども、こうしたアンケート調査をやっていただくことは意味があるなあとは思いますが、社内体制が整っていないとか、あるいはリスクヘッジの方法が分からないというのはほぼ事業者の責任であって、必ずしも行政が何かそれに対してしてあげるべきものなのかというのは、若干どうなのかなと思います。先ほど圓尾委員はそういう趣旨だったのではないかと思いますけれども、私も同様に思います。

ガイドラインを作る、これは検討が始まってしまっているのであれば、作られるのかもしれない。本当に必要なものなのかというのはよく分かりませんが、ここまでぐらいなのかなというのが私の感覚ではあります。あとは事業者様のほうでしっかり御検討いただいて、リスクに対してはしっかり最後まで責任を持つというふうなことが一番重要なのではないかなというふうに思います。

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、國松オブザーバーお願いいたします。

○國松オブザーバー　日本卸電力取引所の國松でございます。ありがとうございます。

私のほうから、H J K Sに関することとリスクヘッジに関すること、1点ずつ私どもの考えを述べさせていただきます。

まず、H J K Sのほうに関しての発電情報公開なのですが、いろいろ工夫をいただきながらですけれども、分かりにくいというか、これは登録しなければいけないのかどうなのかがまだ分かりにくいところがあるかなと思いますので、もう少し単純にしてもいいのか

など。止まるというのはゼロになるということと出力低下。燃料制約の場合は、下限とか上限とかというよりは、できる限り燃料を節約したいというお気持ちだけなので、そこに低下量を入れさせるのがどのくらい正しいのかもなかなか分かりづらい。厳しいのだということが伝わるのでいいのではないのかなど。ないしは、厳しいというのが決まった時点ですぐに登録していくことが、レベルの標準化というか事業者ごとの偏りをならすのではないかなど。それを発電機まで落とし込んで低下量まで考えるということをやった時点で、そこはもうリードがありますので、どういふことを入れさせるのかはもう少し簡単に考えて、事業者にお任せするという形でもいいのではないのかなとも思っています。

市場に関してアンケートの結果を教えてくださいまして、私どもで運営しております先渡市場については、私どもの検討会でしっかりと議論をして、多くの方のニーズに応えられるように進めてまいりたいと考えております。

ただ、先渡というものの売買が成り立つ理由でございますけれども、今回のアンケートにもございましたが、流動性というのでくくられているのですけれども、私どもの先渡で言えば、市場の流動性が低い、同じように希望する価格の売り札がない。これは多分買い札もないというのと同じことだと思うのですけれども、事業者同士の売買だとこの部分が非常に大きく外れてしまう。売り手とか発電者は高く売りたい、買い手は安く買いたいというお気持ちがやはり強い。その間にヘッジャーと言われる金融事業者が入ることによってフォワード価格というものができ上がっていくという部分かと思っています。

私どもの先渡市場においては金融事業者の参加はできない市場になってございますので、このあたりはどうかクリアしていかなければいけないのかなとは思っているのですけれども、逆に言えば、TOCOMさんやEEXさんが金融の先物のお取引をやっているところ。事業者は金融の契約と現物の契約では、会計整理上大きな違いがある。現物でも、例えば3年の長い電力需給契約があれば、ポジションというものは、本来はしっかりと会計上に整理していくものだけでも、現在の会計の中ではそれは整理しなくてよいことになっている。逆に金融商品に関しては、正しく計上しなければいけない。そこに差があっただけというところで、金融商品のほうが不利になっているところもあろうかと思っています。

どちらがどちらに合わせていくのかというのがありますけれども、同じような取引、同じような実効性のあるものであれば、そこは合わせて考えていけば、先渡・先物というも

のはもう少し融合してしっかりと活性化していくのではないかなと考えておりますので、私どももTOCOMさんやEEXさんとよくお話をしながら、全体としての先物・先渡市場の活性化を進めていきたいと考えております。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、竹廣オブザーバーお願いいたします。

○竹廣オブザーバー エネットの竹廣です。まず、このたびの冬の高騰を踏まえた検討ということで、このように事業者のニーズにつきまして詳細に調査、御報告をいただきまして、ありがとうございます。新電力小売でのオブザーバーの立場で参加させていただいている身としても、このように検討いただいたことにお礼申し上げます。結論から申し上げまして、事務局のこの整理の方向感に全て賛成したいと思います。

HJKSにつきましても、市場取引に影響を与え得る出力低下の規模感に着眼した見直しという観点で、有効なものだと理解をいたしました。また、停止や出力低下の解消見込みの登録ですとか、原因、理由の開示についても、市場参加者間での公平性という点で、この方向感での整理に賛同させていただきたいと思います。

また、ヘッジ手段につきましては、これは各事業者によって考え方やリスク対策を検討するリソースにも当然差があるものと思いますので、統一的な意見は申し上げにくいですが、少なくとも我々は、38ページに例示いただいたような高需要期の先渡商品の充実にも非常に関心がございますので、このようなニーズ調査の結論を含めて検討を進めていくことに賛同させていただきたいと思います。

ありがとうございます。以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

林委員、お願いいたします。

○林委員 林でございます。ありがとうございます。私も事務局の方針に賛成します。

特に私のほうから1点だけ、HJKSの登録対象となる出力低下ということで、12ページのなお書きのところが私ちょっと気になっています。今後、24時間で240万kWhを登録する案ということで、こういう方向でいいと思っている中で、ここにコメントがありますけど、夜間とか祝祭日の登録にタイムラグがあるとか、事業者側から削除できないとか、ユニット群の登録をできるようにしてほしいとか、いろいろ周期的な停止・低下は繰り返し登録をできるようにしてほしいということで、これは多分システムへの要望がかなりある

と思っています。

ここもぜひ実態をはっきりしてほしいと思うのですけれども、これだけシステムにいろいろなものがデジタル化でつながっていく中で、詳しいことは私もよく把握していないのでぜひ把握してほしいのですけれども、手作業的なものが入らないように、簡易的にしっかりシステムティックにできるようなシステムの構築をしていただかないと、このHJKSそのもののシステムの構築によって残念なことが起きてしまう。ということは、簡単に言えば、システム的なことが波及してしまうということのリスクが非常にあると、システムのいろいろな研究をしている立ち位置で個人的に思いますので、ぜひここはしっかり予算を投じて、システム構築に早急に対応していただきたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、SBパワーの中野オブザーバーお願いいたします。

○中野オブザーバー 中野です。ありがとうございます。私も事務局のまとめていただいたことに、いずれもオブザーバーとして賛同いたします。

リスクヘッジのほうだけ少しコメントしますと、この700社で言うところの形になるのだろうというふうに思いましたけれども、基本は、従前から申し上げておりますように、リスクヘッジというのは事業者の自己責任だというふうに考えております。ただ一方で、先物になりますと、先ほど國松さんがおっしゃられたように、会計の問題とかがあってなかなか、我々含めて中小の事業者がすぐ取引をするというのは、そんな容易ではございません。したがって、勉強会等々御配慮いただけるのは非常にありがたいと思います。

基本は自己責任で、適度なところまで結構かと思っておりますけれども、そういったところを御配慮いただく点とか、あとは、選択肢は少しでも多いほうが良いというふうに思っています。先渡、なかなか量はないのですけれども、例えば非常に実務的な話を申し上げますと、預託金の問題はやはり事業者というのは気にするところがありまして、市場が分かれていると預託金が重なって必要になってくるわけですが、先渡であればJEPXの中で合算して管理できるという点もありますし、メリットはそういうところもあるわけです。

したがって、いずれにしても引き続き選択肢をそろえていただき、適切なヘッジができるような環境の整備をお願いしたいというふうに考えているところでございます。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、九州電力・松本オブザーバーお願いいたします。

○松本オブザーバー　　先ほど私の発言に関しまして、松村委員のほうからかなり強い御批判をいただいたわけなのですけれども、少し誤解があるかもしれませんので言いますと、我々、情報開示をしたくないからと言っているわけではなくて、ここの発電情報の開示というのは、卸市場の健全性と公正性の確保という観点から考えるべきものであって、費用負担を前面にというよりは、こちらのほうが主ではなかろうかというところから違和感があるというふうに発言したもので、決して情報開示をしたくないからという意味ではございませんので、今後ともよろしくお願いします。開示についてはしっかり対応していきたいとも考えております。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

事務局長、お願いします。

○佐藤事務局長　　今、松本さんが言った関係なのですが、位置づけはこちらのガイドラインでどう書くかというのもあるのですが、確かに容量市場の中でどういうふうにするかというのはあります。例えば、今おっしゃっていたように、いろいろな理由で情報開示を容量市場として出したいということであれば——当然今、容量市場で原則、電源は出してくれ、出さない場合は監視等委員会に説明をしてくれということになっていますが、例えば、容量市場に情報開示との関係で非常に機微な経営情報があってもどうしても出せないというのならば、容量市場のガイドラインのほうで、監視等委員会が出さなくていいという理由の一つとして、機微な経営情報が入る、だからこの電源に関してはどうしても容量市場に出せないというのも認めることにしようかと思えます。

となれば、松本さんがおっしゃっていますように、まさに容量市場の中でもできるわけになりますので、今私が申し上げたようなことも検討したいというふうに思います。ということもありますので、33ページにあるような、極力出していただくということは我々としてはやらせていただくというふうに考えています。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

皆さん、御発言いただきましたでしょうか。

それでは、本件については、本日いただいた意見を踏まえて、次回以降さらに検討を深めていくことにいたします。

事務局から何かありますか。

○黒田取引制度企画室長 活発な御意見ありがとうございました。いただき御意見を踏まえまして、次回以降、詳細な検討をさせていただければと思います。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは需給調整市場、次の議題に行きます。資料4-1「需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について」、事務局から御説明いただきます。なお、これについては、その次に関係事業者2社からのプレゼンテーションがございます。

まず、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 ネットワーク事業監視課長の田中でございます。よろしくお願いをいたします。

それでは、資料4-1「需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について」という資料のほうを御覧いただけますでしょうか。

2ページ目でございますが、4月1日から需給調整市場が開設されまして、三次②の運用が開始をされてございます。したがって、4月から5月中旬までの状況について事務局で分析した結果を御報告するとともに、速やかに修正すべきと考えられる点について御審議をいただきたいものでございます。

3ページ目と4ページ目、5ページ目、6ページ目については、三次調整力②の概要の資料ということになってございます。

7ページ以降、需給調整市場(三次②)の運用状況についてということでございます。

8ページでございますが、4月1日から5月15日までの全国の募集及び応札の状況ということになってございます。8ページ左下のグラフにございますとおり、全国合計で見ると募集量の1.2~1.3倍程度の応札がある日が多いわけですが、応札量が募集量に満たない日もあったというところでございます。

9ページでございます。エリアごとの募集量、応札量の状況でございます。東北、中部、北陸、中国では応札量が少なく、募集量を下回っているところもございます。なお、市場参加者数については、応札事業者数については全国計で11社ということになってございます。

10ページ、広域機関における分析におきましても、東北及び中部エリアについて調達不足が多く発生しておりまして、全エリア平均で12%程度の調達不足が継続的に発生しているということになってございます。

11ページ、エリアごとの調達不足の発生状況ということをごさいますして、表にごさいますとおり、東北や中部のあたりというのは不足量が多くなっているところをごさいます。

12ページ、13ページにつきましては、広域機関における検討資料ということになってございます。

14ページでごさいますけれども、エリアごとの落札価格でございます。エリアによって比較的大きな価格差が発生しているところをごさいますして、特に北海道の価格が高く、次いで北陸、関西が比較的高くなっており、東京については比較的低い価格になっているところをごさいます。

15ページ、16ページ、17ページ、18ページにつきましては、各日の平均落札価格及び最高落札価格のデータということになってございます。

19ページでごさいますけれども、需給調整市場におきましては、 $\Delta$ kw価格が低いものから広域的に約定されております。これまでのところ、エリアによって応札状況に差があることから、連系線を活用した約定はかなり行われているところをごさいます。また、連系線確保量が十分なかったため、19ページのように市場分断が発生したブロックも多くあったところをごさいます。

20ページ以下につきましては、それぞれの各日の一定の時のブロックでの断面の取引状況ということになってございます。20、21、22、23、24までということになってございます。

25ページでごさいますけれども、これまでの運用状況の分析のまとめということをごさいますして、全国合計では募集量の1.2~1.3倍の応札があるが、エリアによって応札量が少ないエリアがあると。エリアによって約定量が募集量に満たないケースが発生していると。エリアによって約定価格に比較的大きな差があると。連系線を通じた他エリアからの約定が広く起きていて、連系線の枠が足りずに市場分断が発生するケースも多く発生しているというのが全体の状況のまとめというところをごさいます。

26ページ以下、応札量が少ない状況についてということをごさいます。

27ページ、28ページ、29ページについては、先ほどまでの資料をもう一度載せているところをごさいます。

30ページでございますけれども、広域機関におきまして、三次②調達不足に関する現時点で想定される要因や課題がまとめられております。要因や課題として、市場参加者数が少ない、BG最経済計画における余力のみを供出している事業者が存在する、ブロックを通じての最小値を応札するため、等の理由が挙げられているところでございます。

31ページ、応札量を増やすための市場ルールの改善等については、広域機関を中心に検討が行われるとのことでありますが、速やかに進められることを期待したいということでございます。例えば、商品設計については以下が考えられるのではないかとということでございます。

32ページ、33ページ、34ページにつきましては、それぞれ広域機関における検討資料というのを参考資料として載せてございます。

36ページでございます。前述のとおり、幾つかのエリアでは応札量が少なく、募集量を下回っている状況が続いているということでございまして、これらのエリアでの応札量が少ないことについて、大手発電事業者の電源の稼働状況について分析を行ったところ、次頁以降のように、調達不足が発生している昼間の時間帯において、応札量の増加が可能なように見受けられたというところでございます。これについては、資料4-2及び4-3において、大手発電事業者による補足説明をこの後予定しているところでございます。

37ページでございますが、東北電力のある特定の日での火力発電計画値及び三次②への応札量というところでございまして、4、5ブロックにおいては、より多くの応札を行うことができる可能性があるように見受けられるところでございます。後ほど、東北電力さんより詳しく御説明があるところかと思いますが、地震により供給力が減少していたりするというところでございますけれども、37ページの紫のところあたりというのは応札が可能だったのではないかと、または緑のあたりにつきましては、ブロックの商品設計を工夫すれば三次②への応札が可能になるのではないかとということで、制度創設時に十分検討して設定されたものでありますが、現状を踏まえて再検討する余地はないかということでございます。

38ページ、こちらについてはJERA（中部エリア）の特定の日での火力計画値及び三次②への応札量ということで、こちらについても、東北電力のケースと同様の可能性というのがあるのではないかとということでございます。

39ページでございますが、幾つかのエリアで応札量が少ないことの分析ということで、東北電力についてでございます。先ほど申し上げたように、改めて事業者のほうから後ほ

ど詳しく御説明をしていただきますが、東北電力においては地震による供給力喪失に影響があるところ、供給力が回復すれば三次②の応札量が増加すると期待されるというところでありまして、また現状、システム面の制約により最経済計画をベースに供出可能な範囲のみで応札しているとしているところ、今後システムを構築することで、より応札が可能となることも期待されるのではないかとということで、その状況をフォローすることとしてはどうかというものでございます。

40ページでございます。J E R A（中部エリア）についてということで、こちらにつきましても改めて事業者のほうから詳しく御説明をしていただく予定でございますけれども、J E R Aの説明によれば、下記のような理由により、最経済計画を変更することも含め、応札量をできるだけ増やせるように取り組んでいるということですが、供給余力の全量を応札できないのは以下の理由によるということでございまして、①のように、下げ代を確保する必要があるということであったり、②のように、応動時間を確実に満たすことができる範囲のみ応札しているということであったり、ブロック内で全ての時間帯に対応できる量しか応札しないということであったりということでございまして、これについては以下のような検討が必要ではないかということで、他社も同じような影響を受けていると考えられるところ、なぜJ E R Aの応札が他社と比較して少ないのか、より詳細に分析する必要があるのではないか。また、内外の小売事業者はどのような契約をしているかも含め、そのような点も確認する必要があるのではないかとというようなところでございます。

続きまして41ページでございますが、太陽光の発電量が大きくなる昼間時間帯における応札量の増加に向けて、以下を検討する必要があるのではないかとということで、全ての事業者が影響を受けている可能性のある事項ということでいきますと、1番のブロック（3時間）の設計についてということで、ブロックの商品設計の工夫により応札を増やすことができるのではないかと。先ほど申し上げたように、制度創設時に十分検討して設定したものでありますが、現状を踏まえて再検討する余地はないか。あとは、2番の応動時間に関する要件であったり、3番のように、下げ代確保のために応札を減らしている事業者がほかにいるか、どの程度影響を与えるかということ进行分析してはどうかということでございます。

42ページでございますけれども、本日の今後の対応方針でございますが、本日の専門会合での議論も踏まえ、需給調整市場の活性化・公正性の確保、ひいては効率的な需給調整の仕組みという観点から、以下の点について分析を行っていくこととしたいということで、

先ほど申し上げたような応札量が少ない事業者の分析であったり、全ての事業者が影響を受けている可能性のある事項についての分析であったり、市場参加者が少ないことについての分析等を行っていききたいというふうに考えているところでございます。

続きまして43ページ、三次調整力②向け連系線確保量の見直しについてということでございます。

44ページでございますけれども、三次②の調達につきましては、毎日、スポット市場終了後、時間前市場開始前の前日12時から14時に入札が行われまして、14時から15時の間に約定処理が行われるというスケジュールになってございます。このため、スポット市場後の連系線の空き容量を三次②と時間前市場にどのように配分するかを決める必要がありまして、3月の本会合におきまして、過去のデータを基にした分析により、44ページの下のような考え方をもって算定をしていたところでございます。すなわち、スポット市場後の空き容量について、時間前市場向けにあらかじめ残しておく $\alpha$ というのを設定して算定をしていたところでございます。

45ページ、46ページは、3月のときの資料になってございます。

47ページでございますけれども、4月から5月中旬までの状況を見ると、前述のとおり、応札量にエリア間の偏りがあるなどの理由から、三次②の調達における連系線利用の意義が大きい状況が続いていまして、このように当初の想定と異なる状況となっていることから、4月から5月中旬までの実績に基づき、スポット市場後の連系線空き容量の配分を変更することとしたいというものでございます。具体的には、48ページにございますとおり、4月～5月中旬における実績値から、時間前市場の約定に影響を与えずにどこまで $\alpha$ を減らせたか算出しまして、これを新たな $\alpha$ とするということでございます。注のところに書いてございますが、あくまで4月～5月中旬の実績でございます。今後の状況によっては時間前市場へ影響を与える可能性もありますが、まずは以下で開始することとしてはどうかということございまして、48ページの下の方にあるような形で、上の段が修正前ということでございますが、実績値に基づきまして、 $\alpha$ を下の方の欄のような形で再設定をすることとしてはどうかというものでございます。

49ページでございますが、本四連系線の時間前市場向け連系線確保量 $\alpha$ の設定誤りについてということで、3月の専門会合において設定をいたした連系線確保量 $\alpha$ のうち、本四連系線（中国－四国）の $\alpha$ の算出について誤りがあったことが判明をいたしました。深くおわびを申し上げます。

49ページの下のところの表にございますとおり、2021年度向け $\alpha$ を算出するに当たりまして、過去の潮流実績について順方向と逆方向を逆に用いてしまったため、 $\alpha$ が誤った数値となっていたものでございます。今回、正しく計算をし直したわけでございますけれども、再発防止策として事務局内でダブルチェックを行うとともに、広域機関や送配電協議会に協力を求め、可能な範囲で外部からもデータの妥当性を確認することとしたものでございます。改めてお詫び申し上げます。

50ページでございます。今回の見直しの結果見込まれる効果ということで、50ページの下のように、調整量の枠が拡大するブロック数というのが見込まれているところでございます。

51ページでございます。北本連系線については、段差制約により三次②向け連系線利用可能量150MWが上限となっております、それが原因となって三次②の市場分断が発生したケースもあるということで、今後、これによる影響を分析しまして、必要があれば見直しを提言することとしてはどうかというものでございます。

最後、今後の対応ということでございますが、需給調整市場につきましては4月の開始から2か月が経過したところでございまして、今回これまでの分析の結果を御報告しまして、それを踏まえて、速やかに講ずるべき措置について御議論をいただくものでございます。今後、引き続き状況を把握・分析しまして、応札の状況であったり連系線の活用状況の把握・分析を行い、本会合において審議し、遅滞なく必要な措置を講じていくこととしたいものでございます。

事務局からの説明については以上でございます。

○稲垣座長　それでは、佐藤事務局長からお願いします。

○佐藤事務局長　ちょっと補足で発言させていただきますと、まず私の問題意識としてありますのは、10ページと11ページです。これまで送配電網協議会からも出していたり、広域の需給調整市場検討委員会でやったものなのですが、これで見させていただくと、太陽光の運用が最も大変なのは、皆様御案内のように四国と九州であります。ただ、四国と九州で見ると、どちらの表もそうなのですが、ここがすごく調達不足が大きいのだと、制度的に相当問題があるのではないかという気がするのですが、四国、九州は調達不足が一番低いんですね。10ページもそうですけど、11ページを見ても、約定のほうで見ても、きちんと約定されているのが一番大変なはずの四国と九州。それで、非常に調達不足が大きいというのが、太陽光の調整に関してそれほど大変とは言われていない中部、そ

れも数%ではなくて31%とか41%という極めて大きな数字である。そうなると、普通に考えると、個別会社の何らかの運用であるのかどうか。5月いっぱいということなので決して非難しているわけではなくて、まだ始まったばかりなので問題があれば直せばいいと思うのですが、それは個別各社の何かに大きな問題というか理由があるのではないかと。普通、そう考えざるを得ないというところで、どう考えるかということであります。

あと、特に需給調整市場の設計に関しましては、今日来ていただいたのですけれども、これはいい意味で中部電力、関西電力が中心的にやられて、よくぞここまでできたと思うのですが、今日来ていただいた平岩事務局長と白銀執行役員というのは、実際の制度設計で実務的にまさに中心でやられた方ですので、個人的にも、今回のこういうところを技術的にどう考えるかというのをぜひコメントいただければというふうに思います。

以上です。

○稲垣座長　それでは、後ほどお願いいたします。

続いて、関係事業者からプレゼンテーションをいただきたいと思います。最初に、東北電力株式会社の沼畑様からお願いいたします。

○説明者（沼畑）　東北電力の沼畑でございます。私のほうから、当社の応札状況等について御説明させていただきます。

1 スライド目を御覧ください。弊社の応募量が少ないということ、先ほど資料4-1のほうでも御説明いただいておりますが、主に3つの要因があると考えてございます。1つ目が、最も影響の大きい当社特有の要因であります。2021年2月13日に発生しました福島県沖地震の影響によりまして供給力が減少しているということでございます。右下のほうに記載のとおり、弊社が受電する複数の火力発電所が停止してございます。需給調整市場の取引が開始された4月以降も復旧ができませんで、4月は当社需要の6分の1相当に当たる約150万kWの供給力が減少しまして、厳しい需給状況が今も継続しているところでございます。

2 スライド目を御覧ください。ある1日の東北エリアの三次②募集量と弊社の応札量をお示したものでございます。具体的に申し上げますと、青い棒グラフが火力の計画値、横に引いております青いラインが火力の供給力の合計、応札量が黄色い四角で出しているところでございます。青い棒グラフの上の薄い桃色の棒グラフが東北エリアの募集量となっておりますが、先ほど申し上げました地震の影響による供給力の減少によりまして、赤い囲みの部分でございますけれども、青いラインの供給力合計を上回っております、募

集量に対して供給力が大幅に不足していた状況となっております。

弊社の応札量が少ない2つ目の要因は、先ほども御説明ございましたが、制度面での要因と考えられますが、応札量がブロック内の最小供出可能量に制限されるというところでございます。例えば、こちら4ブロック目では9時から9時半のコマ、これが $\Delta$ kW供出量のリミットとなりますので、9時30分以降、余力が出てきましても、応札量としてはこのコマの部分、9時半までのところに制限されるというところでございます。

続きまして、3スライド目を御覧いただきたいと思います。3つ目の要因でございますけれども、これも先ほど資料4-1の39ページで御説明いただいておりますけれども、応札量の算定を当社のBGとしての最経済計画に基づいた余力の範囲内で行っているというところでございます。計画の代表日は、先ほどの資料4-1の37ページと同じ日でございます。この日は、メリットオーダーの実現とPVの受入れ量確保のために、昼間帯にLNG火力を短時間停止して供給力を減少しておりますので、応札量も少なくなっております。 $\Delta$ kWの供出量を増やすためには、メリットオーダーを一旦崩しまして、LNG火力の短時間停止を取りやめて石炭火力の出力を低下させることが必要になりますが、弊社では差し替えに伴う費用を計算するシステムが整っておりませんで、現段階では対応ができていないという状況でございます。

資料の説明は以上になりますが、福島県沖地震の影響によりまして停止していた火力が順次復旧してきておりますので、残りの被災火力についても復旧を急ぐとともに、先ほど3つ目の要因の差し替えに伴う費用計算を行うシステムの整備等も進めてまいりまして、三次②への応札量の増加に取り組んでまいりたいと存じます。

東北電力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した。

それでは、次に、JERAの野口様からお願いいたします。

○説明者（野口）　株式会社JERA最適化本部・野口でございます。よろしくお願いたします。弊社のほうから、需給調整市場の当社応札量の考え方について御説明させていただきたいと思います。

ページ1をお願いいたします。当社からは、中部エリアで実施している $\Delta$ kW応札量算定の考え方ですとか応札量の増加に向けた課題について御説明をさせていただければと思っております。

スライド2をお願いいたします。先般の需給調整市場検討小委において、大きく2つの

応札量の考え方が示されております。資料を引用させていただいておりますが、このうち中部エリアにおきましてはBの考え方で応札量を算定しております。ちなみに東京エリアでは、弊社、直接応札は行っておりませんが、現在のところ、システム制約等により、Aに基づいた応札量を発電契約者に連携しているところでございます。次のスライドをお願いいたします。

中部エリア応札量の考え方、詳細を御説明させていただきます。まず、左図のStep 1において、左側から電源をメリットオーダー順に並べまして、最経済計画における運転余力を応札する対象といたします。次に、右の図のStep 2において、最経済計画を変化させまして、電源AとBによる電源持ち替えですとか、電源Cによる追加起動も含めた余力を応札対象としまして、応札量をできる限り出せるよう取組を進めておるところでございます。

また、Step 1 とStep 2、共に全出力帯で最も遅い変化速度で応動時間を達成できることを前提としておりまして、ブロック商品に対応するための各電源の6コマ最小の余力を応札対象としております。次のスライドをお願いいたします。

Step 2において、応札量増加に向けた課題を御説明させていただきます。応札量につきましては、BGの発電販売計画のイメージでございます。そのうち左側の棒グラフが販売計画、右側の棒グラフが発電計画を指してございます。Step 2における $\Delta$ kWを見込んだ需給バランスの場合、中央に示す棒グラフの黄緑色の部分、「最低出力増加分」と記載しておりますが、 $\Delta$ kW落札時点では火力機特有の最低出力が積み上がりまして、最経済計画よりも下げ代が減少していく傾向になります。

さらにその後、落札後からゲートクローズまでの間の需給変動によるイメージを右側の2つの棒グラフに示しております。販売量と発電量それぞれで落札後、ゲートクローズまで変動が起こってしまいますと、発電計画と販売計画がバランスせず、計画内不一致となるリスクがございます。このため、当社では最低出力に上記リスクを回避するためのバッファを加算し、市場ルールや設備制約を踏まえて応札量を決定しているということでございます。次のスライドをお願いいたします。

こちらは4月のサンプル日の応札事例でございます。横軸に応札ブロック時刻をとりまして、縦軸に当社の運転出力を示してございます。Step 1の運転余力は凡例の青塗りの部分、青実線で運転余力、発電計画を黒破線で示させていただいております。その差分が応札できる上限量となります。Step 2の追加起動等は凡例の橙塗り部分、すなわち発電計画と、下げ代不足リスクを考慮した最低出力を赤実線で示しておりますが、下げ代不足リ

スクを考慮した最低出力との差分が応札できる上限量となります。ここから市場ルールや設備制約を踏まえて最終的に応札量が決定します。Step 1 と Step 2 の着色部分が、最下段の茶色の棒グラフの高さに近似していることがお分かりいただけるかと思います。一部例外はありますけれども、その理由につきましては矢印において補足してございます。次のスライドをお願いいたします。

こちらは別の日の対応事例となります。先ほどよりも青いところ、オレンジのところが見やぶくなっておりますけれども、考え方は先ほどのスライドと同様でございます。2つの事例で共通となりますのは、応札量が上限出力と発電計画を単純に差し引いた余力そのものとはならず、相当程度まで目減りするというところでございます。次のスライドをお願いいたします。

最後に、応札者として、今後の応札量増加に向けた課題、対応案について挙げさせていただいてございます。当社としても  $\Delta kW$  の調達未達については課題と認識しておりまして、需給変動リスクの精査などを通じまして応札量の増加に向けた継続的な検討を行ってまいりたいと思います。対応案として、大変僭越ではございますけれども2点記載させていただいてございます。

まず1点目につきましては、応札量算定上の出力変化速度の取扱いでございます。現状ではアセスメントの遵守のため、各電源の出力帯で最も遅い変化速度で応札量を見積もっておりますが、電源Ⅱ契約を有する事業者であることを必要条件に、応札時点で認識する負荷変化速度による応札を認めていただけると非常に効果的かと考えてございます。

もう一点は、供給力余剰時の計画内不一致の取扱いでございます。現状は、計画値同時同量の遵守のため、一部の発電機の応札を見送っておりますけれども、供給力余剰時の運用、すなわち計画内不一致の扱いや時間前市場の活用について、市場リスクとして確認をさせていただきたいと考えてございます。

弊社からの説明につきましては以上でございます。ありがとうございました。

○稲垣座長      ありがとうございました。

それでは、ただいまの事務局からの説明と関係2事業者様のプレゼンテーションについて、委員及びオブザーバーの方からの御質問、御発言をいただきたいと思っております。Skypeのチャットに御発言の御要望をお知らせください。

平岩オブザーバー、お願いいたします。

○平岩オブザーバー      送配電網協議会事務局長の平岩でございます。発言の機会をいた

だきまして、ありがとうございます。

電力需給調整力取引所の運営者である一般送配電事業者として、三次調整力②の調達不足が継続している状況について、関係機関、関係者の皆様に御心配をおかけし、おわび申し上げます。一般送配電事業者としては、市場の厚みが確保できていないことや市場を通じて調整力確保が十分できないことにより、市場単価の高騰といった影響や、追加調達手段を講じることで公平性、透明性が低下しているなどの課題認識を持っており、三次調整力②の調達不足の解消は喫緊の課題と捉えております。

今回、調達不足の状況や調整力供出事業者に対する聞き取り調査結果を丁寧に御説明いただきまして、ありがとうございます。市場取引開始以降、未達が継続的に発生していることから、4月26日の制度設計検討作業部会において電力需給調整力取引所から説明したとおり、各一般送配電事業者は調整力供出事業者とコミュニケーションを図り、応札量が不足している要因について確認し、改善を要請しております。

現状は、足元での調達不足に対する一般送配電事業者の対応として、5月24日の広域機関の需給調整市場検討小委員会で事務局より御提案いただきました運用、すなわち調達不足時の当面の対応として、電源Ⅱの余力等による対応可否を確認した後、それでも三次調整力②調達量が不足する場合には、追加調達する運用を早速翌日の5月25日から実施しております。この運用は、追加調達量の軽減や一般送配電事業者の実務者の負担軽減にも寄与しており、広域機関及び関係する皆様に感謝申し上げます。

先ほど各エリアを比較したときに、例えば太陽光の比率が多そうな九州、四国エリアのほうであまり未達が出ていないのはどういった事情か、実質的な御説明をという佐藤事務局長からの御意見がございました。これに関しまして、東北電力様、J E R A様から御説明いただいたとおり、調整力供出事業者が置かれている電源の状況やシステム開発状況の違い、また余力に対する考え方の違いなどがあるかと思いますが、一例として、東京エリアでは系統規模に比較して揚水発電の保有量が多いなど、各エリアによる電源構成によるところも要因の一つかと考えております。

また、系統規模の大きな東京エリア、中部エリア、関西エリアを比較しますと、系統規模に対する太陽光発電の導入の比率が中部エリアが一番大きく、必要量が大きくなっている可能性はあると考えております。ただ、固有の事情はあるとは思いますが、より多くの調整力を供出していただけるよう、一般送配電事業者としても、各供出事業者様と継続的にコミュニケーションをとりながら改善を働きかけて、関係箇所と相談しながら適

切な対応をしていきたいと思っております。

九州エリアにつきましては、本日オブザーバー様が御出席ですので、御発言はそちらにお願いしたいと思っておりますが、御指摘のありました四国エリアに関しましては、四国エリアのBGは、必要とされる三次調整力②に対して基本的に調整力を出していくというスタンスであるということを経由で聞いております。

次に、私から調達不足の解消に向けて2点申し上げますが、1点目としましては、需給調整市場は調整力の供出事業者の競争を通じて効率的な調達を目指すものであり、一般送配電事業者が必要とする調整力が市場からきちんと調達できることが重要と考えております。その意味で今回挙げられた提案に賛同であり、三次調整力②に活用できる連系線容量の拡大は調整力の増加や調達市場の低減が期待できるため、一般送配電事業者としては御検討をお願いしたいと思います。

また、スライド31の商品設計については、現行の商品要件は市場運開前の意見募集における要望を踏まえて決められたものでありますが、市場の状況を見ながら改善の余地がないかなど検討されていくものと考えております。これは広域機関さんの議論次第でございますが、システム対応が必要になるものについては、改修の規模に合わせて一定の準備期間は必要と思っておりますが、一般送配電事業者としても協力してまいりたいと思っております。

2点目は、今回、JERA様など調整力供出事業者側の需給バランス維持のため、需給変動の不確実性から一定の余力を確保しており、前日の需給調整市場の時点では $\Delta$ kWの供出量に制約があること、またシステム改修の制約を認識しております。他方で、足元で必要な $\Delta$ kWが市場で調達できていない現状を踏まえ、調整力供出事業者様には余力の確保量が適正かどうか改めて御確認いただき、最大限需給調整市場に供出する努力をお願いしたいと思います。また、調整力供出事業者様のシステム対応等、早期の対応を改めてお願いしたいと思います。

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した。

それでは、関西送配電の白銀オブザーバーお願いいたします。

○白銀オブザーバー 白銀でございます。先ほど佐藤事務局長からも意見をとりましたので、需給調整市場の設立に向けまして中部PG様、東電PG様と一緒にこの市場に関わらせていただいた立場から、推測の域も含まれてしまうのですけれども、少しコメントをさせていただきます。

今回、事務局の資料で大変詳細にいろいろな分析、評価いただきまして、本当にありがとうございます。その中で、ブロックの商品設計の工夫でもう少しこれを緩和できるのではないかという話がありました。その点に関して、もともと需給調整市場の議論のときにこの辺りをどんなふう考えておったかということを少しコメントさせていただきます。御承知の方もたくさんおられますけれども、まず2018年から、この商品ブロックとしては4時間のブロックというので検討開始してございましたけれども、これをもう少し刻みを短時間にするということで、経済的な調整力確保と新規参入の容易さといったような観点から検討を進めて、結果的に3時間というブロックになったと。

どういう観点で3時間だったかということについては、さまざまな観点があつたと思えますけれども、初めての需給調整市場の運用をやるに当たって、応札の回数が増えることに関して、どのぐらい増やしてもちゃんと業務が回るだろうかと、余りにも煩雑になってしまつてうまくいかないことはないだろうかという観点、それから、コマとコマとの段差、連続性の観点で応札側のことも含めてちゃんと対応できるだろうか、影響は出ないだろうかといったような観点も含めての議論と、経済的な調整力確保とのバランスということから、3時間というところで一旦決まったのだったかなと思つてございます。

一方で、その時点の議論でこんなに未達が多く発生するということは想定していなかったというのは事実です。そういう意味では今回の実績を踏まえて、事務局御提案のようにブロックの商品設計の工夫という、実績を踏まえてこういう議論をさせていただくということで、一般送配電事業者としてもこの議論に協力させていただきたいと思つます。

その一方で、まだ運用してあまり時間がないのですけれども、系統運用側に4月1日以降の運用を聞いてみますと、周波数の滞在率、これは中西で言うと60.0Hz±0.1Hzにどれだけ滞在できていたかといったような指標ですけれども、それが4月1日以降少し悪化しているといったような声も聞いております。これがこのブロックの設計に関係するものなのかどうかというのはまだ何とも言えないと思つておりますので、検討して大丈夫だというのだったらそれでいいし、もし何か関係しているのであれば、それをどうすれば改善できるのかといったような議論も含めて、今後の検討に協力させていただきたいと思つております。

以上です。

○稲垣座長      ありがとうございました。

それでは、委員の皆様、オブザーバーの皆様、引き続き御意見をお寄せください。42ペ

ージ、53ページについてもお願いいたします。

林委員、お願いいたします。

○林委員　林でございます。まず、事務局が書いている今後の対応でございますけれども、もともと需給調整市場の②って、私も多くの会合に参加させていただいているのですが、やや再エネの予測誤差を補填するために、利用側のリソースを束ねてそこに出してもらおうと、それをネットワーク事業者が中立公平な観点から利活用するということがあったということで、制度としては非常にいい方向だと思っておりました。ただ、御承知のとおり、先ほど御説明ありましたけれども、各エリアにおいても未達ということと——本来は、未達でも、場合によっては連系線をうまく使って隣のエリアに助けに行くとか、そういった広域の調整力の融通ということも考えた、ある意味俯瞰で見たネットワークの融通も含めた、非常に広域でいい考え方だと思っています。

ただ、今回ございますけれども、私もこの会合にも参加させていただいてはいたけれども、さっき白銀様からも説明があったのですけれども、ブロックの話という話です。4時間から3時間にしたという話の中で、実際の事実が分かってくると、ブロックをもう少し細かくしなければいけないのではないかという議論に多分なってくると思うので、私も実際、エビデンスベースでこういう状況が出たということは、それに対してまず対応しなければいけないという話。

あと、私がちょっと思っていたのは、三次の調整力②の最低入札容量が1,000kWだったのでですね。私は、これから多分散型のいろいろなリソースを束ねて集めていかないといけない時代になるのではないかと考えていまして、そういったものをすくい上げていかないと応札量そのものが広がっていかないのではないかと。電力システム改革の3番目の大事な目的で事業機会の拡大ということもある中で、今ではなくてもいいのでしょうか、3時間ブロックの話もいいのですけれども、システムも余り細かくかけると運用が大変というのは分かるのですけれども、本当に1,000kWを出せるというか、もっと小さい量だったら出せるダブルゲッターなどが出てくるのではないかと。そういった制度設計も現状の改革で入っていますので、ここは短時間の対応でかわすというのは非常にやりやすいのですけれども、これからのグランドデザインを考えた上で、ぜひもう一度しっかり検討したほうがいいのかなというのは個人的には思っております。

あと、方法としては、応札の状況ということとか連系線の活用状況ってエビデンスベースでこれからはルールメイキングする時代でございますので、事務局の方針に従っていき

たいと思っています。あとの事業者側、東北BGさんとJERAさんの説明からもありましたけれども、そもそもBGとしての役割と需給調整市場に玉を出すということの整合性みたいなことも、しっかりルールメイキングの中で整理していくべきだということを思いました。

以上です。ありがとうございました。

○稲垣座長　ありがとうございました。

いかがでしょうか。松村委員、お願いいたします。

○松村委員　松村です。まず、事務局の提案、全て合理的であると思います。賛成します。この方向で改革が進んでくれればと思います。

私、正直、何でこんなことが起こっているのかは、まだ完全には理解できていないのです。理解できていないというのは、そもそもこの三次調整力②の市場をつくる時に、どのタイミングで開場するのか自体が議論になったときに、スポットの直後にすると決まった。スポットの後でできるだけ早い時間ということに決まった。それは、スポットで出せる電源が、そのまま基本的には全部出てくることを想定していたと思っています。価格は別として、2つの市場の性質が違うので価格は別として、量としては売れ残った調整力のある電源が全て出てくると思っていました。先ほどJERAさんからも丁寧な説明を受けたのですが、私、まだ完全には理解できていなくて、そもそもこの商品を生設計したときに説明されたことと、今言われていることは大事違うのではないかという点に関して少し懸念を持っています。しかし、これからシステム対応をして対応してくださるということであれば、早晚問題は解決するはず。早晚問題が解決するというのであればこれ以上言う必要はないと思いますので、この事務局の案のとおり進んでいただければと思います。

商品設計についても、ブロックのものとか、今回の資料を見れば、商品の作り方はすごくまずい。供給力がすごく小さくなるけれど、三次調整力②の必要量自体が小さくなるというところと、供給力に一番余裕がない状況で必要量が大きくなるかという組み合わせを考えれば、細分化すればはるかに合理的に玉が出てくると思われるのに、どうしてこんな商品設計をしたのだろうかということを、この資料を見た人はきっと不思議に思ったと思います。

しかし、今、白銀さんがとても丁寧に説得力のある形で説明してくださった。ファーストステップとして、最初にやる段階として、そのほかにもいろいろな懸念があって、出発点としてはこのやり方、いかにもまずいやり方に見えるのだけれども、合理的なやり考え

としてそのように判断したと。その時点での情報を基にすれば、そのような判断は間違っていないかと思いますが。しかし、これも白銀さんが正しく説明したとおり、これだけ未達がある状況を見れば、当然その状況は変わったということなので、細分化する方向で議論が速やかに進むと思います。システム的には本来大丈夫なはずだと認識していますので、速やかに合理的な対応をしていただければと思います。この点も速やかに対応が進むことを期待しています。

その上で、未達がずっと問題になっているのですが、未達にならないければ問題ないわけではない。もちろん未達は、問題が相当深刻な形で出てきたということですが、競争的な市場によって効率的な調達にしていこうというときに、入札量が余りにも少なく、常に玉切れになるという状態にはもちろん今なっていないわけですが、そういう状況にならなかったとしても、応札量が少なくて常にぎりぎりというような状況になっているとすると、競争性が働いたとは到底見えない市場になってしまう。この点については、未達だけが問題であって、未達が解決されれば問題がなくなったのだと誤認しないように。そもそも応札量がこれだけ少ないというのを合理的なやり方で改革していくことを今検討しているのだということは、決して忘れないでください。

最後に、私は、そもそもこの商品を実設計したときからとても不思議に思っていたのですが、これは基本的に太陽光の予測外しというのに主に対応する市場だという説明を受けていました。予測外しというのが一番深刻になる、したがって、一番量を調達しなければいけないのは、そもそも太陽光がたくさん照ると期待しているような時間帯。基本的に昼間の時間帯。日没よりも前の時間帯だし、照り始めたというときよりはずっと後の時間帯ということなのだろうと思います。

そういうことだとすると、例えば1時から3時ぐらい、4時ぐらいというのが多くの調達が必要だということになったとして、その必要量は、朝照り始めた、お日様が出た後ではかなりの程度正確に予想できるので、45分前に指令するというのではなく、かなりの部分はずっと前に対応する、指令することで対応できるはず。具体的に言えば、I'でボランティアに登録してあるようなDRを使えるはず。12回の制約があるので、その枠内でそれを使うのは問題あると思いますが、ボランティアに出してくれるものについては使えるのではないかという点は指摘していたのですが、結局、これは調整力なのだから、45分よりも前の指令は不適切だという整理で、採用はされませんでした。

しかし、これだけ未達が起こる、あるいは未達が解決したとしても札が少ないというこ

とだとすると、そのようなボランタリーなI'の量を一定程度把握し、それで、最低限とらなければならない量はどれだけかを考える形で対応する余地は十分あると思います。合理的な市場の改革のためには、もし本当に未達が続くのであれば、あるいは供給量が余り増えないことが続くのであるならば、その方向でも再検討をぜひお願いします。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　　ありがとうございます。今回2社の御発表に対して、事務局が分析も事前にしていただいて、その資料が、例えばJ E R Aでいうと38ページと40ページにあるのだと思いますけれども、この資料は、事前に事務局に大変丁寧にやっていただいたと思っています。この形でぜひ、特にJ E R A様のほうについてしっかり進めていただければと思います。

38ページ目の事務局の図は、正確ではないのではないかというのがJ E R Aの図で意図されているものの、結局下げ代不足リスクというものをどう見積もるのかというのでかなり供出量が変わってしまうという認識を私持っているのですけれども、そのあたりが、今回口頭だけの説明ではよく分からないところなのかなと思っています。

40ページ目にいただいているように、これまで太陽光の予測の外れにどう備えていたのかという観点も含めて、事務局にはお手数ですが、ぜひこのあたりしっかり調べていただいて、その上で連系線の議論なりというものに進んでいただく。その上で、というか同時にかもしれませんが、やっていただければいいなというふうに思っています。

ありがとうございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

ほかに御発言はいかがでしょうか。広域機関・都築さんお願いします。

○都築オブザーバー　　ありがとうございます。広域機関の都築です。

今般の状況につきましては、今日の資料でも引用をいただいておりますが、我々としても、データを基に要因分析を行っているところであります。この問題、ソリューション次第では、三次の②だけではなくて、今後順次入ってくるほかの需給調整市場の商品にも影響を及ぼしかねないので、市場活性化に向けた必要な市場ルールの見直し、いろいろやる必要があると思いますので、その取組を加速していきたいと考えています。

今回、応札量が少ないということで、この両エリアについては我々も早い段階で認識しておりましたが、今日もいろいろな取組についての言及がございましたかと思いますが、我々としても確認をしてまいりたいというふうに思っております。

最後に、連系線の配分を見直すことについてですが、経緯的に、我々、システム設計上の不備もございました関係もあり、自分のところを棚に上げて他人にお願いをするということを申し上げにくく、そういう意味では言い出しにくかった論点でした。なので、ここで取り上げていただいたことに感謝しております。時間前取引の足元の実績を踏まえて最適値を再算定するという考え方だと思いますが、時間前市場の取引を阻害しない範囲で三次②の広域調達が進むということで、現状で継続している調達不足の緩和も期待できるのではないかと考えております。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。よろしく申し上げます。

竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー 竹廣です。この調達不足時の対応について、資料4-1の13ページを見ましても、追加調達や電源Ⅱの余力活用で不足に対応できたということではあるのですが、今日いろいろとプレゼンで御紹介をいただいたのですが、まだいまいち、正直よく理解できていないところがございます。例えばJERA様のプレゼンの4ページに、供給力の下げ代のバッファを実績から算出して確保されていて、その分応札できないという御説明がありましたけれども、発電事業者としての利潤の最大化を考えますと、応札不足が起きそうなタイミングを想定して供出につなげていくことも、もう少しできたのではないのかと思ったところです。

また、9ページに時間前市場の市況への影響という記載がございますけれども、かねてから時間前市場は売り札が少ないことで指摘も出ていたくらいですので、余剰を最大限供出していただくという観点では、時間前市場に余り配慮いただかなくてもいいのかなと思いました。ここは理解違いがあれば、ぜひ御指摘いただきたいと思えます。

事務局の資料4-1の40ページの下の方に、小売事業者の販売量の減少に対応するような契約形態が内外の差別といった観点で問題にならないかという点は確認いただけたということで、ここも非常に気になったところでございました。ぜひ御確認をお願いしたいと思います。

とりも直さず小売の立場からでは、このような調達不足が常態化した場合の売り惜しみ

や価格釣り上げが懸念されるわけですがけれども、まずはこの調達不足をなしている根っこの部分について解明していただきたいと思いますので、ぜひこの内容で御検討いただければと思います。

以上です。

○稲垣座長      ありがとうございました。

どうぞ。

○佐藤事務局長      何回もすみません。まずお礼で、白銀オブザーバーにはまさに御説明いただいたようなことをお聞きしたかったので、非常に的確に答えていただいております。

あと、平岩オブザーバーからもあったのですが、J E R Aの御説明のようなことで懸念点というか課題のところでは書かれていたけれども、ちょっと御担当違うかもしれないのですが、非常に結果としてはうまく運用されている九州電力の松本オブザーバーから、計画不一致とかこういうのは、当然九州電力もB Gもこういった問題には直面したと思うのですか、どういうふうに対処されたのか、もし御発言いただければ、教えていただければと思います。これは平岩さんもおっしゃっていたことですが、もし御発言いただけるならよろしくをお願いします。

○稲垣座長      松本さん、いかがですか。

○松本オブザーバー      では、詳細を把握しているわけではないのですがお答えします。まず、当社の場合、非常に再エネ、特に太陽光の比率が多いのは御存じのとおりで、送配だけでなくB G側も相当その運用には苦勞しております。特に御指摘のあった太陽光の大外しという外しに関しては、非常に切迫した問題がございます、いろいろな事態も経験しております。そういう観点で今回の三次②に関しましては、送配に任せるというだけではなくB Gとしても、最終的には自分のところも被害をこうむってくるということもありまして、ここの供出については精いっぱい努力しているという状況でございます。

もう一つは、太陽光がこれだけ入ってきますと、調整力である火力のほうの設備利用率が極端に下がってきていまして、発電機の維持というところ、経済的な側面からの維持という問題も結構ございます。そういう面では、この制度の仕組みというか制度上、使えば幾分固定費の回収にも寄与するというので、ここを入れたほうが、少しでも発電機の経済的な運用という意味でもメリットがあるかなというふうに考えました。

そういう点で、今のところこの仕組みは、少なくとも九州エリアに関しては機能してい

るのかなと思っています。ただし、今後、この4－5月の契約はありますけれども、その後、夏場はどうなるかといったところまでしっかり見ていく必要があるかなと思っています。また、そういう点からは、もう少し商品設計という面では、実務の面からもいろいろな提案とかも今後考えていきたいと思っています。

簡単でございますが、以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、本件については、これで今日の議論を終わりたいと思います。

事務局からコメントをお願いします。

○田中NW事業監視課長　　ありがとうございます。連系線確保量 $\alpha$ については、今回御提案させていただいたように、速やかに見直させていただきつつ、引き続き分析等行って、必要な対応を検討してまいりたいと思います。

○稲垣座長　　それでは、ただいま事務局からありましたように、三次調整力の連系線枠については、事務局の提案について特に異論はなかったと思いますので、そのとおりに変更することといたします。残りについては、本日の議論を踏まえて事務局において引き続き分析を進めていただいて、報告をお願いいたします。

それでは、次、議題3「今年度実施する調整力公募調達等について」、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　　事務局でございます。資料5－1を御覧いただけますでしょうか。今年度実施する調整力の公募調達についてでございます。

2ページ目でございますが、調整力公募については3月の制度設計専門会合で結果報告を行ったわけですが、今回は、その分析や次の公募に向けた改善等について御議論いただきたいというものでございます。

3ページ、4ページ、5ページは、この調整力公募の概要資料ということになってございます。

7ページでございます。7ページ、8ページは3月のときにも御報告をした内容で、3月のときの資料でございますが、1'の21年向け入札については旧一電からの応札、DR、広域調達の割合などは増加しまして、平均価格は全国で前回より低下をしたということで御報告をしていたものでございます。

9ページで総評ということでございますが、電源1'については、今申し上げたように平均価格としては前回より下降したところでございまして、個別はエリア別で見ると、中

部エリアのように上昇したところもあれば、北海道エリアのように下降したところもあるわけですが、総じて言いますと、今回の公募では、これまでの制度見直し等の成果が一定程度発現したものと考えられるところでございます。1'の運用について、昨年冬の需給逼迫を踏まえた課題として浮き彫りになった事項などにつきましては、24ページ以降で検討を行ってございます。

10ページでございますが、電源1'の広域調達の公募結果とコスト削減効果は10ページのような形になってございます。

11ページでございます。今回の公募におけるリアルの内訳についてでございますが、11ページの左の円グラフのように、1'の全体に占めるDRの割合というのは4割になっているのですが、そのDRの内訳としてはどうなっているかということでいきますと、11ページの右のように、工場ラインの一部停止等の需要抑制が約8割ということで、その受電する電力が減った意味ということではDRなのだけでも、中身は自家発の稼働だったというのは2割弱ということで、また、若干ではありますが蓄電池もあったというところでございます。

続きまして12ページでございますが、21年度向け調整力公募の結果から、電源1'の調達価格を基に、逼迫時補正料金のCとDの価格を再計算したところ、Cは490円でDは37円ということでございまして、昨年のスポット価格高騰の分析・検討の取りまとめにおきまして、2022年度から新たなインバランス料金については、今後、現行の制度設計のままではよいのか、あるいは変更する必要があるかについて検討を行うこととしていることから、今回のC及びDの価格の検証結果も踏まえ、検討を進めていきたいと考えてございます。

14ページ、今回の公募におきまして、1'、旧一電がどのような考え方で応札したか等を各社から聴取をしております、電源の選定の考え方及びkWの価格設定の考え方、現時点では特に問題となる点はないと評価できるのではないかと考えております。

16ページ、17ページは電源1'の公募結果で、こちらは3月に御報告をした内容でございますが、3月に御報告したとおり、18ページにあるように、電源1-a及び1-b、過年度と同様、旧一電以外の事業者による応札、落札は非常に少なく、特筆すべき動きはなかったところでございます。

19ページでございますけれども、今回の公募において旧一電がどのような考え方で電源1'を応札していたか等を各社から聴取をいたしております、電源の選定の考え方及びkW価格設定の考え方、現時点では特に問題となる点はないと評価できるのではないかと

うところでございます。

20ページ以降、調整力公募に関するアンケート結果ということで、今回、21ページのよ  
うな形でアンケートを実施しております。大体200社以上のところにアンケートを行って、  
半分ぐらいのところから回答を得ているところでございます。

22ページのようなアンケート回答者の属性ということになってございまして、23ページ  
のように改善を望む点として、昨冬の需給逼迫を踏まえた1'の運用見直しや簡易指令シ  
ステムの工事申込みの改善に関する意見が寄せられたところでした、逼迫を踏まえた調整  
力全般に関する意見も寄せられたところでございます。

24ページ以降が、2022年度向け調整力公募の改善についてということでございます。

25ページでございますけれども、昨年の逼迫した課題やアンケートや広域での議論の状  
況を踏まえ、以下の点について公募に向けた改善を行うこととしてはどうかということ  
です。各具体的には、26ページにあるように、電源1'の想定発動回数の見直しについまし  
ては、1'、需給の厳しい期間において、一送より発動指令が行われ、現在、その想定発動  
回数、年間3.6回を見込んで募集が行われておりまして、落札事業者の評価でも、年間3.6  
回を基にした評価での算出が行われてございます。

他方、昨冬の需給逼迫対応では、多くのエリアで想定発動回数を超える発動指令が行わ  
れてまして、一部の1'事業者で赤字が発生したとの声も聞いていまして、事業者の入札価  
格の検討において想定発動回数も考慮されているとの声があることなどを踏まえ、次回公  
募に向けて、想定発動回数の見直しについて検討をしてはどうかということで、27ページ  
にございますとおり、2017年3.6回ということは、実際は2017年の年度ですね、制度設計  
専門会合で整理が行われたものですが、当時は過去の発動実績等から設定するには十分な  
実績がなかったため、一定の仮定を置いた推計により期待値を算出しまして、年間3.6回  
とされたものでございます。

28ページのように、今年の冬のスポット価格高騰期間における1'の発動状況というの  
はかなり多かったわけでございます。したがって、29ページにございますように、今  
後、至近の実績を踏まえた年間発動回数の期待値を算出しまして、次回公募に向けて想定  
発動回数を見直すこととしてはどうかというものでございます。

30ページは電源1'のペナルティーの見直しについてということございまして、昨年  
冬の需給逼迫対応では、1'は、1日複数回で連日発動があったのですが、こういった連  
続発動指令に対して、完璧に応動ができずにペナルティーを発生せざるを得ないDR事業

者が存在したということです。現行のペナルティー制度では、発動指令に対して90%以上の応動ができれば未達率に応じたペナルティーが発生し、90%未満では未達率100%と評価されペナルティーが発生されるわけですが、89などであっても需給に貢献していることを踏まえれば、達成度合いに応じたペナルティー設定のほうが公平性の観点で適切ではないかということで、DR事業者からも改善要望の意見が寄せられていますし、24年からの発動指令電源では達成度合いに応じたペナルティーが設定されていることを踏まえると、1'についても22年から発動指令電源と同様の考え方によるペナルティー設定とするよう見直してどうかということでございます。

31ページにつきましては、簡易指令システムの適用対象の拡充ということで、簡易指令システムについては三次①についても対応するように、一送、資源エネルギー庁において実証試験を行ったわけですが、このたび、三次①と同じ応動時間であるI-b、II-bについても、対応は一部のエリアに対応が可能となるとの報告があったということでございますので、これらのエリアについて、簡易指令システムによるI-b及びII-bの応札を可能とすることとしてはどうかというものでございます。

32ページ、1'の必要量の算出方法の変更に伴う広域調達への影響についてということで、33ページ、広域の調整力委員会におきまして1'の必要量の議論が行われまして、1'の必要量は、これまでH3需要とH1需要を踏まえてエリアごとに算定されていたのを、今後、発動指令電源と同様に、供給信頼度を満たす範囲で、全国で3%として、各エリアでH3需要の3%を確保することとなったものでございます。今回の変更において、1'の広域調達においては、公募前に事前に連系線容量の上限値を設定するのではなく、落札評価プロセスにおいて供給信頼度を算出して、この信頼度を満たす範囲で広域調達を行うこととされたものでございます。

今回の変更につきましては、広域調達はどのような影響を与えるかについて広域機関に確認をしたところ、次のページのように、昨秋に実施した2021年度向け公募における広域調達の契約量を上回る広域調達が可能な見通しを得ているとのことでした。したがって、今回の変更は、供給信頼度の観点及び連系線容量の有効活用の観点から合理的な調達方法と考えるがどうかということでございます。

続きまして38ページ、需給逼迫を踏まえた調整力に関する課題の検討についてということで、39ページにありますように、今回、継続的なkWh不足に対応するための調整力の確保について、広域機関及び資源エネルギー庁での議論を踏まえ検討を行ったものでござい

して、40ページ、広域機関ではkWh不足に対応するための調整力確保について、4月の調整力委員会において、電源1'における運転継続時間の長時間化等について検討を行っているものでございます。

41ページのような形で運用要件として検討が行われてございまして、42ページのように、1'の長時間化の実施方法として以下の4案が検討され、当面は案Aで対応することとされてございます。

45ページでございませけれども、当委員会事務局としても継続的なkWh不足に対応するための調整力について、広域機関で議論された実施方法案や運用要件を基に検討を行ってございます。

46ページでございませけれども、以下の基本的な観点に基づき検討すべきではないかと考えるがどうかということで、46ページの下にあるように、一送が継続的なkWh不足に対応するための調整力をどの程度までそもそも調達すべきか、小売事業者の供給力調達への影響にも留意。仮に一送が調達する場合は、1'は短時間のkW不足に対応するための調整力であり、昨年冬のようなkWh不足に対応するための調整力とは商品設計が異なる。このため、電源1'とは区分し、新商品とすることもあり得るのではないかとということでございます。

47ページのほうは、この場合、例えばどのような案が考えられるかということで、参考までに載せております。

48ページ、ブラックスタート機能公募についてということでございます。ブラックスタート機能公募につきましては、49ページにあるとおり、5月上旬に落札案件が決定したところでございますが、平均価格、落札価格及び最高落札価格は低下したところでございます。なお、前回公募と同様に、落札は全て旧一電であり、旧一電以外からの応札は東京エリアのみであったということでございます。

50ページでございますが、東京エリアにおいて旧一電以外の事業者からの応札があったものの、全て不落となったということで、確認をしたところ、東京エリアの不落となった旧一電以外の平均入札価格は同エリアの落札価格よりも低かったと。このため、入札価格では優位でありながら不落となった理由を調査したところ、入札の条件である技術的検討が未了であるためとの回答を東電PGから得てございまして、不落となった応札事業者にヒアリングをしたところ、下のように、事前にどのような検討項目があるのか一送から明示されないため、準備スケジュールが事前に計画できないであったり、必要なデータが都度

指示されるため、計画に対応することが困難といったことを聞いております。今後事務局において、公募の公正性について問題がなかったか、技術的検討項目や必要なデータを事前に明示できないか等について調査を行うこととしたいということでございます。

以上、事務局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、本議題については一般送配電事業者からも説明がございますので、よろしくお願いいたします。

白銀オブザーバー、資料5-2でお願いいたします。

○白銀オブザーバー それでは、白銀から資料5-2につきまして御説明させていただきます。

5-2の2ページを御覧ください。簡易指令システムの接続工事に関しましては大変御迷惑をおかけしておりまして、申し訳ございません。事業者様へのアンケートを今回実施いたしましたので、その結果を本日御説明いたします。

3ページのように、前々回の会合においてこれらの対応策をお示した上で、事業者様へのアンケートを踏まえて評価していただくということとしてございました。

4ページを御覧ください。今回のアンケートにつきましては、事務局にも御協力いただきながら延べ490事業者にアンケートを実施いたしました。御回答いただいた事業者のうち51の事業者様が、接続工事申込みの意思ありとの回答でした。

5ページのように、51事業者の11月以降の申込み予定としましては、新規接続が赤の棒グラフ、複数エリアへの拡大は青の棒グラフです。これが合計132件。既に受付済みのものが18件ございますので、合わせますとこのグラフのような見通しということになってございます。第6試験サイクルの試験数、一番左の棒グラフですけれども、これが合計40件。このうち新規接続試験が38件となっておりますので、試験数の上限と想定しております20件を上回るということになります。

ただ、6ページのように実際の試験におきましては、前回も説明いたしましたけれども、テストサイトで実施するものと本体システムを用いる試験の2種類の組み合わせで実施可能な試験数が決まります。1件当たりの試験時間は新規接続のほうが長いということから、左側の20件を受付可能上限の目安としておりますけれども、実際には、申込みの内訳に応じて最適な組み合わせ、組み替えを行った上で受付をするということとなります。

その結果、7ページのように、今回のアンケート結果から算出しました所要の日数とい

うのは18日かかるということになります。試験に確保している日数が30日でございますので、左下のよう、まだ12日の余裕があるという結果でございます。したがって、今のところお申し込みには対応可能であるというふうに考えております。

8ページのように、その次の第7サイクル以降の見通しについても2倍以上の余力があるという見通しも踏まえますと、さらなる対策までは不要ではないかというふうに考えてございますけれども、これについて御意見をちょうだいできればと思います。

9ページにつきましては、接続試験の先ほどの受付数の評価とはまた別の観点で評価を行いました。アンケート結果から、今後、簡易指令システムが対応すべき累積の接続数は、この折れ線グラフのように、これは時期未定のものも入っておりますけれども、それを合わせました248件という見通しになります。これに対しまして現行の簡易指令システムのハードウェア性能上の上限は、赤点線で示しております500件となっております。

10ページのように、今回のアンケートを踏まえますと、2025年断面でも接続上限の半分以下に収まっているということにはなりません。この上限を拡大する場合には、システムリプレース相当の増強が必要になる可能性があるということ踏まえますと、当面は現システムのままで運用を行いながら、これについても定期的にアンケートを実施するという事としまして、ほかのシステムのリプレースのタイミング等も踏まえながら、拡大要否につきましては別途お示ししたいと考えてございます。

11ページでございます。アンケート結果を踏まえまして、これらの2点は受付上限拡大のさらなる対策は不要ではないかということ、システムの接続上限数については、当面は拡大せず、現システムで運用するという事としまして、このような方向で今後も定期的にアンケートを実施して、本会合で御報告差し上げたいと考えております。

以上、御議論いただきますようよろしくお願いいたします。

もう一点、先ほど事務局資料の中で御説明いただきました簡易指令システムを電源Ⅰ－b、Ⅱ－bに適用するという事に関しまして、本日、その方向で決定いただきましたら、第6、第7サイクルの受付枠については空き枠がございますので、電源Ⅰ－bの接続工事を第7サイクルまでにお申込みいただけましたら、2022年度向け公募から適用可能となると考えてございます。本日決定いただきましたら、今回アンケートを行った事業者様に改めてスケジュールをお示しして、申込み意向の確認というものを行いたいと思っております。

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、ただいまの事務局からの説明と関係事業者のプレゼンテーションについて、皆様から御意見、御発言をいただきたいと思います。事務局の提案は、資料5-1、25ページから31ページ、36ページ、46ページにございます。どうぞよろしく願いいたします。

林委員、お願いいたします。

○林委員 林でございます。白銀オブザーバー様、丁寧な御説明ありがとうございました。特に私、資料5-2の10ページ、接続上限数というのは今倍とっているということで、多分倍以上は超えないという御判断ということで、これは最大限の御配慮だと思うのですが、一方で、これがまた500を超える上限が本当はないのかということ。これからますます需給調整市場とかいろいろなところで動き出す中で、私、個人的にそこは懸念しております。

私の個人的な感覚としましては、例えば8ページ、御提案として3つお示しいただいていると思うのですが、これまた委員の皆様にも御意見をお伺いしたいと思っているのですが、上限を500と設定してしまったゆえに、また超えてしまうと同じような案件になってしまいます。そうすると、前回何人かの委員の方々からの、信頼できる市場システムをしっかりとつくってくださいという話とか、受け入れをしっかりとくださいというところに対して、せっかく御対応いただいたのにもったいないかなとか、非常に残念なことになる可能性があるのでは、私は個人的なイメージとしては、予算がかかっても案2というものを考えておけば、ある意味蓋然性の高い要因だと思うのです。さっきの事務局の資料の話もありましたけれども、新しい取組をするときというのは、どうしてもある程度のバッファをとっておかないといけないと私も思っていて、試験制約などが非常に大変になってくる中で、私はシステムも考えて案2というのものではないかということなのです。

ただ、案2を最初からというわけではなくて、案1と案2の、先ほど10ページでも御説明あったと思いますけれども、リプレイス相当の増強となることもあるのだけれども、タイミングを見据えつつ現システムのままというところもあるので、そこは折衷案的なところが何かできないのかということころは、もし白銀さんお答えいただけるなら、何かありますでしょうか。

ちょっと長々と話してしまいまして申し訳ありません。よろしく願いいたします。以上です。

○稲垣座長 白銀さん、今の林委員に端的にお答えいただくことはできますか。

○白銀オブザーバー 白銀でございます。それでは、簡単に。この10ページで示しております上限500件、これはいわゆる本体システムが常時指令を受け付け、計算をして指令を出すというもののスペックが500件でつくっていると。これは過去のNEDOの補助金事業でつくっているもので、その補助金の枠の中で500件というものをつくったということですが、先ほどの8ページの案2というのは、作業を受け付けるために、常時使う本体システムとは別に、さらにもう1系増やすということでして、常時指令を出すシステム自体の上限を持ち上げることにはならないという見方をさせていただくのがいいかと思えます。

その上で、10ページに提案してございますが、これは絶対に500件を超えないという自信があるというわけではないと思っていますので、あえて本日、それをお示ししました。仮に工期2年かかるとしたら、2年以前に見通しを御説明して御判断を伺うということではないかという資料です。

以上です。

○稲垣座長 それでは、ほかの委員の方の御発言をいただきたいと思えます。

林委員、お願いします。

○林委員 白銀オブザーバーから丁寧な御説明、ありがとうございました。先ほどの8ページの中身のこと、非常によく分かりました。そういった意味で8ページの中の話ですと、案1と案2で考えた場合に、件数が160件、130件ということですね。そういった場合は、そんなに件数が増えるわけではないし、コストが数億円もかかってしまうという話も多分あるということで、そこは案1、案2ということでどちらがいいかということの判断になると思うのですが、私は、どうしても系を強化するという、コスト的な増は年に数億円か、費用の増ということがあると思うのですが、少し案2というものもありがたかったです。

あと、先ほどの白銀オブザーバーからのコメントで、10ページの方針はよく分かりました。その方針ということで超過しないということですが、リプレース相当ということも考えてやっていくということで、上限を拡大ということをどこまで考えるかというのは議論だとは思いました。

ありがとうございました。以上です。

○稲垣座長 事務局の提案についての皆様の御意見をいただきたいと思えます。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　ありがとうございます。資料のボリュームが多くて、完全についていけないような気がするのですが、事務局資料についてです。まず1点、事業者さんにアンケートをとっていただいたとか、あと11ページ、私、DRのリソースの内訳を案外自家発に頼っているのではないかというような話も聞いたことがあったので調べてほしいという依頼に対して、内訳を調べていただいたことを感謝いたしたいと思います。予想よりも、本物のDRといますか自家発ではないDR、需要抑制が8割を占めているというのは結構驚きだったのですが、今後、蓄電池なども増えてくると思いますので、こういった中身をしっかりと把握していくことが重要だと思いますので、継続的にデータを収集していただければと思います。ありがとうございました。

途中の方向性に関することとおおむね異論はなかったのですが、46ページ、アワー不足に対応するための調整力の調達のあり方という点です。また、今までの調整力の商品では対応できないかもしれないので、また新商品を開発する必要があるのではないかというようなことが46ページに書かれておまして、分からなくはないのですが、自由化といますか電力システム改革の全体像として、困ったことがあると商品を増やすというやり方が余りにもいっぱい続いてきて、本当に全体像これでよかったのかなというようなことも時々不安になるのですね。

そういう意味でもう少し全体像から、本当にその商品を作らないとどうしても対応できないのかというような、一遍立ち返ったような議論もどこかで必要なのではないかなという気がしています。今の電力システム改革の結果がアワー不足に本当に対応できないような状況になっていて、どうしてもその商品が必要なのか。結局商品が増えると、さっきの三次の②ではないですけど、実際、商品は作ったけれども応札が足りないとか、結構そういうのが多くて、もちろんそれは、市場を設計している以上、途中経過としてよくしていくために仕方ないプロセスだとは思いますが、とはいえ余り商品が分散すると、結局事業者さんは、どこでお金を稼ぐために応札していけばいいかとかいうのも、すごく判断が難しくなりますよね。という意味で、せつかく効率化のための電力システム改革が非効率なものの組み合わせになっていないかなというような視点も常に持っていただいて検討していただきたいと思います。

ちょっと抽象的な意見ですが、以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、松村委員お願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。まず、岩船委員が今御指摘になった点です。新しい商品ということを広域機関で言及したのは私だと思うので、多分諸悪の根源は私だと思います。私がどういう発言をしたのかというのを念のために申し上げます。

もともとI'を、kWhにも対応できる、kW不足にも対応できる、どっちにも対応できるように、ある意味で要件を厳しくするというのか、そういうことが検討されているときに、そんなことをしたら、肝心のkWに対応できるDRだけれどkWhにも対応できなきゃいけないと言われたら、応札できなくなるなどというようなことが出かねず、ただでさえkWの不足が問題になっているときに、供給の可能性を減らすなどというようなばかなことを考えるのではなくて、もし本当に必要だったとすればだ、別の商品として考えるべきではないのか、ということをお願いしました。

しかし私自身は、岩船委員がおっしゃっていることはもっともだと思います。この資料も、仮に発電部門が、ネットワーク部門が調達しなければいけないとすればどんな商品かということを行っているのであって、そもそもそういう追加の商品が必要ですか、ということから議論するという提案になっている。その後、スライドに案まで出ているので、まるでこういう新たな商品を開発するということが既定路線のように思われるとすると、それはすごくよくないと思います。私は、作らないほうがはるかに自然だと思っています。これは、本当にネットワーク部門が調達しなければいけない新たな商品を必要としているのかどうかということ自体からちゃんと議論すべきだと思います。

次に、kWhが不足しているという局面で、本当に足りないのは、普通の意味で言う調整力なのでしょうか。TSOが調達しなければいけない調整力が足りなかったのでしょうか。そもそも市場で使える玉が足りないというか、玉が出ていない、そういう状況というのではないのか。極端なことを言うと、調整力として送配電部門が調達してしまうと、ただでさえ不足しているkWhがもっと足りなくなる。送配電部門が困り込んだ結果として、そういうことになりかねない。

そうすると、もちろんそのことは当然考えるので、それは容量市場後のI'と同様に市場に出すというような格好で、供給力として調達するというのに近い電源の調達の仕方を前倒しにして行う。今、kW不足に対応して議論されているようなことを同時に考えるのだと思うのですが、もしそうだとすると、それって本当に系統部門が調達しなければいけないものなのかという疑問がさらに深まると思います。何らかの対応によって、例えばBG

が対応する、調達するというのが自然で、そのためにDRの登録制度を整備して、マッチングをしやすくするようなインフラを作るといような、そういうようなことも含めてさまざまな対応策があり得る中で、今回出てきた案1、案2というのがまるで決め打ちのように出てくるのではなく、もっと広く議論すべきだと思います。この点については、拙速に新たな商品を生設計するなどという議論にならないように、幅広い議論をきちんとしていただければと思います。

次に、同じ資料の50スライドのところです。ブラックスタートのところ、旧一電以外が応札してくれたというのはとてもありがたい事態だった。にもかかわらず、実質的に門前払いに近い状況になってしまったのは、非常に強い危機感を覚えています。これに関しては、ほぼ決め打ちで、特定の電源を調達するとはなから決めつけていたのではないかと。形だけの入札だったのではないかと。後から後からいろいろな条件をつけて、どんな電源が応札したって、最終的に、頭に入っている電源以外は技術的検討が未了になる仕組みになっていたのではないかと強い疑いが持たれて当然だと思います。

この点については、本当に公正だったのかどうかということ相当丁寧に検証しないと、この市場が完全に死んでしまう。手を上げてくれる人が完全になくなることになりかねない。この点については、まさに事務局の提案のとおりちゃんと調査していただいて、問題がなかったかどうか。ここに書かれている一送の言い分は一定の合理性はあると思うのだけれども、本当にこれでほかの電源が入ってこられるような状況になっていたのでしょうか。一送のもともとのスケジュール感なり、あるいは技術的対応だというのがかなり無茶だったのではないかとこの観点も含めて、きちんと調査していただきたい。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、林委員お願いします。

○林委員　林でございます。何度もすみません。事務局側の資料の改善事項1の29ページ、あと2、3についてそれぞれコメントしたいと思っています。

まず改善事項1ですけれども、実績のエビデンスベースでしっかり丁寧に評価していただいて、ありがとうございました。想定発動回数の件ですけれども、しっかり至近の実績を踏まえた期待値を算出ということで、この発動回数を見直すということに賛同したいと思います。

続きまして次のページ、改善事項の②でございますけれども、これも事務局の提案のと

おりだと思うのです。従来は90%以上を応動ができるかできないかという、ある意味0・1のような形で、イエスかノーみたいな判断で評価されてペナルティーがあったということで、例えば、89%供給しているということであれば貢献しているということでもありますので、そういったものが90という閾値を超えていなかったからペナルティーというのは、非常に実際の貢献に即していないと思っております。ですから、達成度合いに応じたペナルティー設定ということに賛同したいと思います。

あと、改善事項の③でございます。次のページ、よろしく申し上げます。こちらもしっかり三次調整力①と同じ応動時間15分ということであって、電源Ⅰ－b、Ⅱ－bについても同じように対応が可能ということも含めて、これからの公募では電源Ⅰ－b及びⅡ－bの応札も可能にするということで、こちらも賛成したいと思います。

私のほうからは以上です。ありがとうございました。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、竹廣オブザーバーお願いいたします。

○竹廣オブザーバー　竹廣です。資料5－1の12ページに、2021年度の電源Ⅰ'公募結果を受けたCとDの価格の検証について記載がございます。3ポツ目に2022年度からの新たなインバランス料金制度についても検討していくということで御記載いただいておりますので、この点、ぜひお願いをしたいと思います。

今、林先生からもありましたけれども、電源Ⅰ'の発動回数について、この冬3.6回を大幅に超える実績がございましたので、26ページに記載のとおり、電源Ⅰ'の契約事業者側の声からの見直しとともに、この実績を踏まえた定数Cの再計算につきましても、合わせて必要ではないかと考えております。

需給状況も変化してございますし、これまで蓄積された実績を踏まえて、一旦、一定の仮定を置いて定められた3.6回という想定発動回数もこの機会に見直していただきまして、ぜひ納得感ある形でインバランス料金のことも含めて改善をお願いしたいと思っておりますので、何とぞよろしくお願いいたします。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、本件についてはこれで閉じたいと思います。この議題について活発な御意見、ありがとうございました。事務局提案への大きな修正意見はなかったと思いますので、この方針で進めることといたします。一般送配電事業者におかれては、本日整理された公募

の改善事項を踏まえ、本年度の調整力公募の実施に向けた準備を進めていただくように、どうぞよろしくお願いいたします。

また、継続的なkW不足に対応するための調整力の調達方法、その他もろもろについて、本日多くの委員の皆様からいただいた御意見を踏まえて、次回以降、引き続き検討することにしたいと思っております。事務局は準備をよろしく願いいたします。

また、資料5-2については、林委員のコメントを踏まえ、白銀オブザーバーにおかれては再検討をお願いすることをどうぞよろしくお願いいたします。

それでは、次に議題4「配電事業者に係る行為規制の詳細について」、事務局からお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 資料6-1を御覧いただけますでしょうか。「配電事業者に係る行為規制の詳細について」でございます。

3ページでございますとおり、改正電気事業法において配電事業が新たに位置づけられまして、資源エネルギー庁の審議会において、監視委と連携して検討することとされたものでございます。

8ページでございますとおり、行為規制に係る項目については監視委にて詳細設計を行うこととされているものですから、今回御議論をいただくものでございます。

9ページでございますが、配電に係る行為規制につきましては、9ページにある項目のとおり、これまでこの制度設計専門会合で御議論いただいてきた一送に係る行為規制の規制というのが全て準用されております。

したがって、その詳細を省令で定めることになるわけですが、10ページでございますとおり、基本は一送での整理を踏襲することが適当であるのですけれども、配電事業者においては、配電事業の一部を一送に委託することがあること、比較的小規模な事業者の参入が想定されることがありますので、それらにつきましては、(4)の委託と(5)の体制整備については一送と異なる規制にすることが適当と考えられる、それ以外の項目については一送と同じ規制で問題ないのではないかとということでございます。

まず、業務の委託についてということでございますが、13ページでございますとおり、資源エネルギー庁の審議会において、事業の一部については一送に委託することが合理的と整理されています。配電事業者が特定関係業者に委託することは原則禁止となっているわけですが、この部分につきましては、配電から一送へ業務を委託する際には、適正競争関係を阻害するおそれがないと認められる場合には、禁止の例外としてはどうかという

ことでございます。

したがって、15ページにあるような形で、配電事業者の業務委託の禁止の例外としては、一送へ業務を委託する場合と、配電事業者において一送が委託を受けた業務で知り得た情報を目的外利用しないことを確保するための措置を講じている場合、秘密保持契約措置を締結している場合などについては、これは禁止の例外としてはどうかということでございます。

続きまして、体制整備については同じように一送の規定が準用されているわけですが、配電事業は小規模な事業者の参入が想定されることから、一送と同じ体制整備を求めることが適当か検討する必要があるということございまして、19ページのような項目に、一送に対して体制整備の義務を課しているのですが、20ページ、ガスの導管事業者について議論したときと同様に、執務室の物理的隔絶、システムの論理的分割、独立した監視部門の設置については相当の費用が発生し、それは最終的には需要家の負担になると考えられること等から、体制整備のうち①、②、⑦については、一定規模以上の配電事業者のみに義務を課してはどうかということで、それについては兼業許可基準と同じ5万軒としてはどうかということでございます。

したがって、需要家件数5万軒以下の配電事業者に対しては、体制整備の①、②、⑦については、ガイドライン上望ましい行為として位置づけることとしてはどうかということでございますが、この後、大きな環境変化、中立性に疑念が生じた場合は、速やかに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。

続きまして、それ以外の項目でございますけれども、26ページでございますように、それ以外の(1)の兼職に関する規律、(2)の商号規制、商標規制、広告・宣伝規制、(3)の通常取引条件に関する規律、(4)②の業務の委託に関する規律については、一送の規制と特段違った規制にする理由もないことから、一送と同様の規制とすることで問題ないのではないかということで、27、28、29で個別に記載をしているところでございます。

まとめということで、32にございますとおり、委託と体制整備に関しては、一送と配電事業者の特徴を踏まえ、一送と異なる規制としてはどうかということで、それ以外については一送と同じ規制としてはどうかということでございます。

資料の6-2のほうでございますが、一送やガス導管事業者の行為規制と同様の形で取りまとめとして作成してございまして、本日、本案について御了解いただきましたら、電力・ガス取引等監視委員会、本体のほうに報告の上、経産産業大臣に建議をするとともに、同

時並行で資源エネルギー庁の審議会にも報告することとしたいと考えております。こちらのほうの内容に関しては、パワーポイントのほうで説明させていただいたのと同様の内容ということになっております。

1.のところが兼職の規制ということをごさいますて、次のページ数で行きますと66行目以下が社名、商標、広告・宣伝に係る規律ということで、99行目以下のところはグループ内の取引に係る条件、4.の124行目以下は業務の受委託に関する規律ということになってございまして、171行目以下のところは情報管理のための適正な体制整備ということになってございまして、216行目以下というのは人事交流についてということで、パワーポイントの内容と同じ内容というのを今回取りまとめとしてまとめているものでございます。

事務局からの説明は以上でございます。

○稲垣座長　それでは、皆様からの御意見をいただきたいと思ひます。内容については事務局、特に田中課長以下のチームがきめ細かく検討した結果でございます。本委員会及びエネ庁に6－2という形で出していきたいと思ひております。御意見いかがでしょうか。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　草薙でございます。御丁寧な説明に感謝します。資料6－2の取りまとめ案、異存ございません。賛成させていただきます。

1点コメントさせていただきます。資料6－1で見せていただいております4ページの配電事業制度の概要のところ、今回新たに位置づけられております配電事業者への期待というのは、やはり大きいものと認識しております。4ページの2つ目のポツで、「自治体や地元企業が高度な技術を持つIT企業と組んだ上で配電事業を行い、災害時には特定区域の配電網を切り離して、独立運用するといったことが可能」なのだ。その次のポツでも「新規事業者によるAI・IoT等の技術を活用した運用・管理が進展する事が期待される。」ということで、この期待は大きいというふうに認識いたします。

10ページのスライドの3つ目のポツの2つ目の➤のところですけれども、事務局からも御説明がございましたように、「比較的小規模の事業者の参入が想定される」ということではございますが、事と次第によっては、AI、IoTというようなこともありますので、小さいといつても比較的大き目の事業者が参入されるということもあるのではないかとつうふうに思ひます。

そういったことを考えますと、一番最後でまとめてくださいました32ページのスライドなのですが、まとめで2つ目のポツ、ここが重要だと思ひておりまして、「制度開始前時

点において得られる情報から検討を行ったものであり、今後、発電事業者を取り巻く環境に大きな変化があった場合や、その中立性に疑念が生じた場合には、速やかに、見直しを検討する」という点、この点は非常に重要ではないかと思えます。AIとかIoTを用いた配電線の高度利用とか、あるいは管理、あるいは高度なサービスの開発といったことを目指すような、何か特徴的なことにコミットするスキームができた場合に、そういったスキームを阻害せず、なおかつ適正な競争環境を維持するという方向で新しい時代に対応するということの大きな意義も踏まえ、必要に応じて果敢に見直していただきたい、見直しを検討されるべきだろうというふうに思います。

例えばですけれども、兼業規制、適用除外基準で5万軒といった御説明がございましたが、フィンランドやオーストリアといった例、このあたりを基準に開始してはということだと理解いたしました。異存はございませんけれども、今後、必要なら変更いただくということも果敢に検討するという形で行っていただけることを期待したいというふうに思います。

以上でございます。ありがとうございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

ほかに御意見はいかがですか。

それでは、ただいまの事務局の提案について特に御異論がないようでございますので、資料6-2を本会合の取りまとめにしたいと思いますが、いかがでしょうか。

(「異議なし」の声あり)

御異議がないようですので、そのようにさせていただきます。

なお、細かい文言については、恐縮ですが私に一任いただければと存じます。また、その際に、ただいまの制度開始時点、要するに今後状況に応じて細かくメンテをしていくということについては、今、草薙委員からの御発言にあった論点ですが、記載ぶりは私のほうに任せていただいて、資料6-2にこの内容を追記する形で作りたいと思います。この点についても、どうぞ御了承を願います。

今後、この取りまとめを電力・ガス取引等監視委員会に報告し、経済産業大臣への建議など、省令の制定に向けた手続を進めていくようにいたします。

また、事務局においては、資源エネルギー庁の審議会への報告をよろしく願いいたします。どうもありがとうございました。

それでは、議題5「発電側課金の詳細設計について」、事務局から説明をお願いいたし

ます。

○仙田NW事業制度企画室長 ネットワーク事業制度企画室長の仙田です。資料7を御覧ください。お時間が押していますので、少し説明をスピードアップさせていただきます。

まず、7ページでございます。「論点1 発電者が発電BGに属する場合の支払期日」でございます。今回、論点として提示させていただきたいのは右下の図の場合でございます。青枠の中の3つ目の●のところでございますとおり、一般送配電事業者から発電BG代表者に対して発電側課金の代理受領権限を付与し、発電BG代表者への支払いをもって一般送配電事業者との関係で債務を履行したものにすることとしてはどうか、この代理受領権限の付与につきましては、託送供給等約款に規定することとしてはどうか、ということでございます。

その上で、※で記載させていただいていますが、発電BG代表者の一般送配電事業者に対する支払期日は、両者間の個別合意を通じて設定されることを想定しております。発電BG事業者間の公平性の観点や各事業者の事務負担を軽減する観点から、原則的には、発電BG代表者の一般送配電事業者に対する支払期日は全国的に同等の水準であることが望ましい、としております。

続きまして、8ページでございます。「論点2 発電BG代表者の実務負担軽減策」でございます。これまで、社会的なコストを軽減させる観点で、相殺の活用を念頭に起きながら、発電BG代表者経由で支払うと整理いただいています。一方で、相殺を実施しても発電側課金の全額を回収できない場合、支払期日後も回収を継続しなくてはなりません。この場合、発電BG代表者が回収を継続することとすると、債権者ではない発電BG代表者に個別対応を求めることとなり、その実務負担が重くなるものと考えております。このため、青枠の中の2つ目の●にありますとおり、発電BG代表者の実務負担軽減の観点から、発電者が支払期日までに発電側課金を支払わない場合は、未収分についての以後の発電者に対する回収業務は、発電BG代表者に代わって一般送配電事業者が行うこととし、この旨、託送供給等約款に規定することとしてはどうか、という御提案でございます。

続きまして、論点3でございます。13ページを御覧いただければと思います。指定区域供給制度の適用地域における割引制度の取扱いでございます。指定区域供給制度につきましては、15ページに概要を添付しておりますが、独立系統化する方が送配電網のコストの観点やレジリエンスの観点から改善する地域において、一般送配電事業者の申請に基づい

て国が指定するものとなります。発電者から電気を買取るとか、需要家に直接供給を行うという意味で、基本的には離島供給約款適用地域と同じような取扱いとなる地域でございます。ただ、離島との違いは、指定時に需要家との小売契約が存在するために、これが維持できるように、一般送配電事業者が小売事業者に卸供給を行うことが求められる、ということでございます。こちらは法改正の中で新しく電気事業法で盛り込まれたものでございまして、エネ庁の審議会において2022年度からの法施行に向けた制度設計が進められております。

この指定区域供給制度の適用地域における割引制度の取扱いにつきまして、①から④のようにしてはどうか、という御提案でございます。まず、①にありますとおり、主要系統から切り離して独立系統化されるということで、基幹系統や特別高圧系統が存在しないことが想定されますが、その場合の割引の取扱いについては、以前御議論いただいた離島と同じ取扱いとすることとしてはどうか、ということでございます。

②については、この離島と同じ取扱いになる場合、いつそれを適用させるかという御議論でございますが、5年に1回の定期見直し時を待つことなく、区域の指定日から、ないしは区域の指定解除日から切り替えることとしてはどうか、ということでございます。

この②の取扱いが原則的な取扱いとなるのですが、例外的な取扱いとして③・④を記載させていただいています。③と④については、割引の延長措置や需要地近接性評価割引の経過措置でございますが、端的に申し上げますと、これらについては、先ほど申し上げたとおり、独立系統化は一般送配電事業者の判断で行われるということで、電源側で左右できるものではないことを踏まえ、引き続き措置を受けられることとしてはどうか、ということでございます。

私からの説明は以上でございます。

○稲垣座長 これも事務局の中で、仙田室長以下のチームが、非常にきめ細かく目的の実現と事業者の負担を調整して皆さんに御提案させていただいたものでございます。御意見いかがでしょうか。

竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー 竹廣です。本件、特に論点1、論点2につきましては、弊社からお願い申し上げてきたところでございます。このように実務に御配慮いただきまして整理をいただいて、感謝を申し上げます。ぜひこの整理で進めていただきたいと思いますと思っております。

1点だけ、7ページの※印のところ、先ほど御説明でも触れていただいたのですけれども、BG代表者から一送への支払い期日につきまして、資料にも全国的に同等の水準であることが望ましいと整理をいただいております。全ての一送さんが同一のルールとしていただくことで当事者双方の運用がスムーズになりますので、これはぜひ送配電網協議会様にもお力添えをお願いしたいと思っております。どうぞよろしく願いいたします。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、SBパワーの中野オブザーバーお願いいたします。

○中野オブザーバー　　先生方の後でも結構だったのですが、私も竹廣さんとほぼ同じ意見です。論点の1つ目、2つ目、これは実務的なことを考えていただいて、本当にありがとうございます。実際は一般送配電事業者様とのやりとりということになるわけなのですが、これも竹廣さんおっしゃったように、これは事務局の皆様というよりも送配電事業者様、あるいは協議会の皆様をお願いなのですが、それぞれの地域で余り異なった運用がなされると、これはお互い、私どもだけではなくて送配電事業者様のほうも手間がかかるのではないかと感じておまして、基本的なところで結構ですが、統一的な運用を御検討いただければと思います。

実際は、細かいことを申し上げますと、例えば一部だけ相殺し切れずに回収が必要なケースとか、いろいろなケースが多分出てくると思うのです。都度それぞれの地域でお話をしなければいけないとなると、多分我々だけではなくて送配電事業者様のほうも大変なのではないかと思っております。したがって、基本的なルールのものは御検討いただければ効率的な運用ができるのではないかなと思っておりますので、お願いいたします。

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。

事務局からありますか。

○仙田NW事業制度企画室長　　特にございませぬ。

○稲垣座長　　それでは、本件については皆様から御異存ございませんので、事務局案で進めていくことといたしたいと思います。

本日予定してい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。

○恒藤総務課長　　本日の議事録につきましては、案ができ次第送付をさせていただきます。

す。御確認のほどよろしくお願いいたします。

それでは、第61回制度設計専門会合をこれにて終了いたします。長時間、どうもありがとうございました。

——了——