

第2回制度設計・監視専門会合

日時：令和6年10月15日(火) 10:00～12:45

※オンラインにて開催

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

(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○田上総務課長 定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第2回制度設計・監視専門会合を開催いたします。

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

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

また、大橋委員は遅れて御参加の予定でございます。

それでは、議事に入りたいと思います。以降の議事進行は武田座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 おはようございます。本日の議題は、議事次第に記載した4つでございます。

それでは、早速、議題の1つ目「インバランス料金制度について」に関しまして、まず事務局から御説明をよろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料3を御覧ください。インバランス料金についてということでございます。

前回会合では、2025年度以降の補正インバランス料金C値及びD値の検討について議論のキックオフを行ったということでございます。今回の会合では、一般送配電事業者、発電事業者、小売電気事業者、DR事業者からプレゼンをいただき、検討の視点等についてさらに御議論いただきたいということでございます。

3ページ以降は前回の議論の内容ということで、前回の資料。3ページは、C値、D値の検討に当たっての視点の考え方の資料を載せさせていただきまして、4ページ、5ペー

ジも前回の資料を載せさせていただいております。

6ページ以降は、前回の委員、オブザーバーの意見ということで、御参考までにまとめたものを掲載させていただいております。

11ページ目以降は、参考資料として一般送配電事業者におけるインバランス収支の実績値を載せさせていただいております。

御案内のとおり、12ページにありますとおり、インバランスと調整力の精算の流れにつきましても、上段の不足インバランスが発生した場合につきましても、発電事業者、小売事業者から一般送配電事業者がインバランス料金を受け取り、それを調整力提供者に対して上げ調整の調整力kWh対価を支払うという流れになります。反対に余剰インバランスの場合は、調整力提供者から調整力kWh対価を受け取り、それを基に発電事業者、小売事業者に対してインバランス料金を支払うということになっているということでございます。

この収支の実績を13ページ以降に示させていただいてまして、まず2022年度でございまして、一番上の収支というところが合計になるわけですけれども、赤字の会社、黒字の会社でございますけれども、全体では一番右の合計というところで、10社合計で144億円の赤字というのが実績でございました。23年度につきましても、10社合計で94億円の赤字ということになってございます。

15ページ、24年度の第1四半期のみでございまして、こちらにつきましても、10社で収支がほぼ均衡しておるといような状況になっているということでございます。

簡単ではございますけれども、私からの説明は以上になります。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、事務局からの説明を受けまして、本日は、本議題に関しまして各事業者様から順に説明をお願いしたいと思います。

プレゼンターといたしまして、東北電力株式会社事業戦略部長・齋藤靖浩様、E-Flow合同会社社長・川口公一様、東京電力パワーグリッド株主会社取締役副社長・岡本浩様に御参加いただいております。

また、本会合にオブザーバーとして御参加いただいておりますS Bパワー株式会社代表取締役の中野様、株式会社エネット需給本部長の小鶴様におかれましても、本日は、本議題に関して御説明いただきたいと思っております。

それでは、まず東北電力株式会社・齋藤様より御説明をお願いできればと思います。よろしく願いいたします。

○齋藤オブザーバー 東北電力の齋藤でございます。本日、私からは、発電事業者の立場として発言させていただければと思います。

弊社資料の右肩1ページのスライドを御覧ください。本日の御説明の骨子をまとめてございます。補正インバランス料金につきましては、下に示します2つの理由におきまして、将来に向けて段階的にC値を引き上げることが望ましいというふうに考えてございます。1つ目の観点でございますけれども、電源の安定稼働、燃料消費の予見性の向上の観点でございます。2つ目につきましては、追加供給力の積み上げの観点によるものでございます。段階的な実施が望ましいと考える理由につきましては、各市場の成熟度合い、事業環境の継続的な変化の観点によるものでございます。

次のスライドから詳細な説明を行ってまいりたいと思います。右肩2ページのスライドを御覧ください。電源の安定稼働、燃料消費の予見性向上につきまして考え方を記載してございます。C値の引上げによる効果でございますけれども、C値が引き上げられますことによって、インバランス料金の本来の目的であります価格シグナルの効果が発揮されて、系統利用者に適切な計画遵守インセンティブが働くことが期待できるものと考えてございます。

不足インバランスを回避するインセンティブが高まりまして、各事業者がより蓋然性の高い供給力を事前に確保するというような動きが強まりますと、相対取引の引き合いが多くなるということも予想されるところであります。

また、C値の引上げに伴います市場価格への影響として需給逼迫が予想される場合には、卸電力取引市場の価格が高騰しまして、各事業者の市場調達費用が上昇する可能性も考えられるところであります。この価格高騰リスクを回避するための事業者の行動といたしまして事前の調達行動が促進されることになりまして、やはり先物市場、相対取引の活性化につながるのではないかと考えられるところでございます。

相対取引が活性化されまして、事前にまとまった電力量の消費見込みが立つことになりまして、電源の安定稼働、燃料消費の予見性向上につながりまして、トータルといたしまして電力システムの安定性が高まるというふうに考えられるところでございます。

続きまして、右肩3ページのスライドを御覧ください。こちらは追加的な供給力確保の面からの考えについて記載しているものでございます。電源の停止作業を行うに当たりましては、安定供給に支障がないことを確認した上で実施時期を選定してございますけれども、近年は設備の経年化並びに作業員の確保などの面から調整市場が非常に少なくなって

きておりまして、時期選定に苦慮している状況でございます。定期点検などある程度の日数を要するような作業におきましては、1年中のどの時期に設定しても、夏、冬の高需要期に停止期間が重なることが避けられない状況であります。

また、需給逼迫時におきましては、一般送配電事業者から需給状況の改善のため、あらかじめ計画していた停止作業の調整を求められることもありますけれども、実施直前での調整が必要となった場合には、その困難性がより一層大きくなることになりまして、発電事業者として大きな負担になっているところでございます。

需要逼迫が起きにくい状況とするためには、容量市場におきます必要量を引き上げまして、絶対的な設備量を増加させるということが考えられますけれども、必要量を満足するためには新たな電源を建設する等の必要があり、そのためには多大な時間とコストを要しますことから、最終的に国民負担の増大につながる懸念があると考えてございます。

容量確保の必要量を引き上げることなく需給逼迫時に供給力を積み上げるためには、電源側及び需要側の能力を限界まで引き出すことが必要と考えられますけれども、C値を引き上げますことは、潜在的なDR、自家発の供出促進につながりまして、追加的な供給力確保に有効な手段であるというふうに考えられます。

右肩4ページのスライドを御覧ください。こちらは発電事業者の立場からというよりも、より一般的な観点からの意見を記載しているところでございます。今年度のC値につきましては、インバランス料金の高騰に備えました電源の調達を行う市場が未成熟でありまして、リスク回避の手段が限られていたこと、それから24年度は事業環境に大きな変化が予想されるという理由から、価格が200円に据え置かれたものと認識してございます。

一方、来年度に向けました状況変化といたしましては、電源先物市場、卸相対取引がある程度進展いたしまして、市場の厚みが増してくると考えられます。また、容量市場の実施開始から1年が経過いたしまして、ある程度の予見性が増してくるというふうに考えられるところでございます。

事業者を取り巻く環境、変化し続けているというところではございますけれども、補正インバランス料金につきましては、電力システムのトータルとしての安定性などの観点も踏まえまして、丁寧な御議論をいただければと思いますので、よろしく願いいたします。

私からの発言は以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きまして、SBパワー株式会社・中野様より御説明をお願いできればと思

います。

○中野オブザーバー　　S Bパワーの中野でございます。まず、このような機会をいただきまして、誠にありがとうございます。私どもの考えを述べさせていただきます。

次のページ、お願いいたします。こちらサマリでございます。これは皆様御承知のところもあろうかと思えますけれども、まずC値は、緊急的に供給力を1 kWh追加確保するコストとして電源1 〃の価格を参考に原則600円、暫定措置200円というのが設定されておりました。

今回、DRが一定程度普及しているという現時点において、600円が適切な水準であるかというのをきちんと精査していただくということだと考えてございます。これは私どもとしての考えですけれども、結論として、調整力公募あるいは容量市場の実績を踏まえますと、以下を条件として、300円程度まで最終的に上げるというのが妥当ではないかと思えます。

条件としましては、1つは需給調整市場の流動性、これは後で説明いたします。2つ目が、災害時等で小売事業者ではいかんともし難い事態が発生した場合、そのときの措置の導入。また、先般、先生方もおっしゃっていたかと思いますが、供給力の追加確保コストを適切にC値に反映させるために、一旦決めたらこれで未来永劫というわけではなく、ある程度の期間で定期的の実態を見てモニタリング、場合によっては修正ということもあり得るのではないかと考えております。

次のページ、お願いします。まず、C値設定の経緯。これは繰り返しになりますので簡単に御説明いたします。右側に書いてございますように、基本的には緊急時の供給力の追加確保コストの考え方に近いものがこの電源1 〃の公募結果というものだったと考えています。

次のページ、お願いいたします。今、この供給力の追加確保コストの状況というのはどうなっているかという、左側がDRの価格推移、電源1 〃及び発動指令電源の推移。右側がDRの落札容量推移です。これは見てのとおりでございますけれども、左側のDR価格は低下傾向と言えます。電源1 〃は価格低下傾向、これはマルチプライスとシングルプライスで若干意味合いが変わりますけれども、その延長線上として容量市場の価格というのを書いてございます。

2024年は、皆さん御存じのとおり逆数入札があって、約定価格がほかの年度よりもかなり高くなっています。ですから、これはしっかり見ていただかなければいけない年度で

ございまして、それ以外は低下傾向と言ってよいと思います。右側は、細かいところまで我々も分からないところがあり、DR以外の火力とか電池というのにも入っていますけれども、容量は確実にこれだけ増えてきているというのが実態でございます。

次のページをお願いいたします。C値が上昇するとどういふ影響があるのかを考えますと、まず1つ、需給調整市場です。C値が上昇しますと、我々としては需給調整市場及びインバランス価格が上昇するというふうに考えています。これはどういうことかという、左側は、これも専門会合の資料ですけれども、蓄電池事業者の方々が、需給調整市場にてC値の200円を登録したことでインバランス料金が高騰したという事例が、かつてございました。単純に300、400に引き上げた場合、C値を上昇させると、同じ事象が発生する可能性があるのではないかとすることでして、したがって、需給調整市場の流動性をしっかり確保した上でC値の上昇変更を行うべきだと考えています。

次のページ、お願いします。これは我々小売りへの影響ではないですが、発電事業者の皆さんへの影響を考えてみました。結論としては、発電事業者の方が、焚き増し運転をしにくくなるのではないかと、勝手ながら心配しております。これは実際の例ですけど、今年の7月8日と7月30日、東京エリアです。計画外で停止した発電所が幾つかありました。こちらは公表データから取ってございますけれども、ここでもし計画外停止しますと、その分多額の支払いが発生しますので、リスクが増大するというところで、場合によっては焚き増し運転というものをしにくくなるのではないかと考えております。つまり電気で出てこなくなる可能性があるのではないのかと、思って心配しています。

次のページです。DRのことを、価格が上がるとDRの参加者が増えるというふうに感覚的に思うことがあるかもしれません。私もそう思うことがありますけれども、こちらを参考にいただければと思います。これと全く同じになるということを申し上げているわけではなくて、私どもは家庭用でDRを実際やっています。価格の弾力性を実績としてグラフ化したものがこちらでございます。家庭のお客様に節電とかピークシフトといったものをお願いして、対価として、私どもの場合はPayPayのポイントを翌日に出しています。

一番左側から参加率、成功率、削減量。家庭用なのでごく少ないですけれども、報酬は、左が基準、2倍、3倍、4倍、5倍にしてやった場合の実績です。御覧の通り、ある程度DRというものが浸透していると、価格を5倍にしても結果はさほど変わりません。ですので、まずDRというのは、もちろん価格が高ければ高いほどいいんですけれども、

高くしたからといって、2倍にしたからといって2倍に参加者が増えるというわけではないですね。これは母数も、我々の場合は100万以上の世帯のお客様でやっていますから、100、200の話をしているわけではありません。一般論として、価格を上げれば参加者が増えると考えられますが、実績としては、きちんとDRが浸透していれば、これは1であろうが5であろうがさほど変わらないということは、頭の片隅に入れておいていただけたらと思います。

次、お願いします。最後ですけれども、申し上げましたように、基本的には緊急的に供給力1kWh追加確保するコストだと考えています。本当に実際にこれを取れるのかということ、そうそう簡単じゃない中で、かつてであれば電源1〳でした。こちらのほうがどちらかというところとシングルプライスの容量市場よりよいのではないかと思いますけれども、今でしたら、現状では例外的なところを除いて、容量市場の実績が近いと思うんですね。そうすると、そこを参考にして御議論いただくのがいいんじゃないかと。

ただし、先ほど申し上げたような需給調整市場の流動性がない状態でC値の引き上げをすると、一部の事業者の方がその価格で当然入れてくる可能性はあるということです。実コストと関係ないところで。もう一つは、これが連続して長期に発生してしまう可能性というのはゼロではもちろんありません。そのとき、全て小売事業者の取組で対処できるかということ、そうではないので、この辺りの措置の導入をお願いしたいというか、それを条件として上げていくというのがいいのではないかと考えます。

最後ですけれども、1回上げたからといって、あるいは300円だからって、もしかしたら400円になるかもしれませんし、250円になるかもしれませんので、定期的にこの場やそれに相当する場で御議論いただくのがいいのではないかと考えてございます。

私からは以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、続きまして株式会社エネット・小鶴様より、御説明をよろしく願いいたします。

○小鶴オブザーバー　　エネットの小鶴でございます。本日、このような機会をいただきまして、ありがとうございます。小売事業者の視点から御説明させていただければと思います。

次のページをお願いいたします。今回、C値、D値の見直しに関する検討がありますけれども、まずは小売事業者が今置かれている状況、現状認識についてお話しさせていただ

ければと思います。

次のページ、お願いいたします。上に3つ四角で囲ってありますが、電源調達環境については、卸市場ですとかBLなど制度的措置をしていただいたり、内外無差別も進展してきているということで、徐々に調達環境も改善していると認識しています。

系統利用についてですけれども、こちらについても中立性は保たれつつあると思っておりますけれども、一方で系統全体の需給状況の信頼性、いわゆる広域予備率の信頼性がちょっと揺らいでいるんじゃないかという課題感を持っています。

小売側でございますけれども、こちらでも競争が進展してきているという中でありますけれども、今後カーボンニュートラルを実現するためということで、コスト増なども懸念されていると、こんな状況かと理解しています。

その中で、インバランス料金を見直すときの課題として3つ挙げさせていただいております。計画値同時同量、これは義務もございますので、遵守するために電源調達環境ですとかリスク回避手段が整ってきてはおりますけれども、まだまだ限定的かなと思っております。

これが1つと、2つ目でございますけれども、需給調整市場、これは調達不足などが続いておりますけれども、そういったものを原因として、広域予備率を出すには、こちらでも補正インデックスでもって予備率が使われますけれども、シグナルとして機能できていないんじゃないかという課題感を持っています、こういった状況下で変更しますと、インバランス負担という形になって最終的には需要家負担になると。

あと3つ目ですけれども、再エネ導入ですとか火力の退出等、端境期による厳気象だとかで需給が不安定化していると。先ほどもございましたけれども、小売事業者の努力の範疇では克服できない厳気象も自然災害もありますし、地政学的リスク、こういったものも増大していることで、こちらでも収支に影響があるということで課題感を感じているということでございます。

それぞれの項目について、次のページから少し詳しく御説明できればと思います。まず、1点目の電源調達環境ですとかリスク回避手段の整備状況でございますけれども、上です、当初の思想ということで書かせていただいておりますけれども、それぞれのBGが正確に計画を策定して、それに合わせていくということで需給が全体として一致に向かって、その需給状況というのが適切に市場に反映されるということを期待して実行されてきたと。さらには、逼迫時には適切にインバランス料金が上昇することでもって、必要な量の電源

を調達することが経済合理的となつて、インバランス量も抑制されるということでやってきていると思っています。

それに対して、下の現在の状況というところになりますけれども、先ほども申しましたとおり、いろいろな調達手段が増えてきて、内外無差別も徐々に進展しつつありますけれども、調達手段として利用可能な通告変更オプションが存在しないエリアというのが大半を占めている中で常時バックアップが廃止されたということで、同時同量を遵守するために新電力としては、このオプション価値というのは非常に大きな調整手段となるわけですが、これがむしろ減っている状況で非常に厳しい状況になっているというところでございます。

それからリスク回避手段ということで、先物取引ですとかB Lなど、こちらも各市場とも改善を進めていただいている、先物についても、直近月ですとか半年先の商品が増えたなど、売り玉も増えてきていると認識はしていますけれども、まだまだより一層の活性化が重要だというふうに考えております。

一番下です。同時同量の義務はありますけれども、計画値を一致するために日々の需給オペレーションをやっておりますけれども、こちらはインバランス量を減らす行動自体は、実際の価格によって日々実施をしているという今の状況でございます。

次のページをお願いいたします。逼迫時のインバランス料金、C値についてということになりますが、こちらは当初の思想、先ほどもございましたけれども、追加的に十分な価格ということで決まってきたと。

2ポツ目になりますけれども、これを引き上げることでDR事業者インセンティブ、需給を一致させることを期待、計画値同時同量のインセンティブを付与という形でやってきておりますけれども、こちらも現状、1ポツ目に書いてありますけれども、補正料金算定インデックスとなる広域予備率ですけれども、需給調整市場による調達不足等で実態に即した値になっていないと感じております。また一方で、広域機関のほうで広域予備率の実績検証ですとか今後の在り方が整理をされ始めた段階ということで、シグナルとして機能できてない状況だというふうに理解をしています。この値を引き上げるとしても、確保したDRが結果として無駄に終わる可能性もあるのではないかと。

2ポツ目になりますけれども、一方でという形になりますが、需給調整市場では、先ほど中野オブザーバーからもありましたけれども、今年1月、次のページを先に御覧いただければと思いますけれども、同じ引用になりますけれども、蓄電池の発電指令電源におい

てインバランス料金の予測が難しいからということで、損失リスクを排除するため、kWh単価を上限値200円として登録されていたというような事例があったかと思います。これによってインバランス料金を予測することを求めていますけれども、C値引き上げに影響が懸念されるという委員の先生からも御発言があったのは、記憶に新しいかと思っています。これが2点目でございます。

ちょっと戻っていただいてもよろしいでしょうか。今のが2ポツ目でございます、3ポツ目でございますけれども、現在の補正インバランス料金カーブでも実際の限界費用と乖離がありということで、余剰インバランスを出す事業者に必要な以上の対価が支払われているということで、次の次のページを御覧いただければと思います。

これも昨年の専門会合の資料を引用しておりますけれども、特に左下、北海道エリアとか東京エリア、黄色に丸してはいますが、実際インデックスのカーブがあって、青ポチのほうが限界費用という形になりますが、この間で予備率が下がってきたときに、より空白、ギャップが大きくなるということで、この分というのが、ある意味余剰インバランスが事業者に必要な以上の対価が支払われていると、こんなことも今起きているといった状況と認識をしております。

次のページをお願いいたします。小売事業者の事業環境への影響ということで、こちらでも当初の思想としますと、1[〃]の発動、各エリアに年1回程度のケースにおいてということで算定されたと理解しておりますのと、昨年度、事業環境が変わるということで据え置きになったと理解しています。

実際、下が、これも現状になりますけれども、発動指令の発動回数は、東京エリアだけで今年度半年だけで9回と、その他のエリアでも4～5回発動となっていて、これもかなり増加していると。

それから容量拠出金、これも引用してはいますが、年度ごとの負担額に相違があるというのがありますし、今運用が始まっていますが、電力会社さんごとに算出の考え方が異なったり、推計検証がなかなか難しいということで、今後も、25年度以降も混乱が継続するというふうに思っています、引き続き今年度と同様に不安定な状況が続くというふうに理解しています。

3ポツ目でございますけれども、脱炭素化のための追加コスト、こちらの増も懸念されるということで、最終的には需要家さんの電気料金上昇につながるということで、これも懸念しているというところでございます。そちらにさらにインバランス料金が上増しにな

るということで、それも懸念しているというところがございます。

次のページをお願いします。これ以降は、実際にC値、D値見直しに対する弊社の考え方ということで御説明できればと思います。

まず、4点にまとめております。また個別に後で御説明できればと思いますが、1つは、先ほどから申しますとおり、同時同量を遵守するための手段の充実が求められるということで、先ほどもありました通告変更オプションがないエリア、販売していないエリアというのが大半だという中で、非常に貴重だったBUがなくなったというところ。あとは先物活性化の話ですね。

2点目ですけれども、予備率自体の適正化、適切な情報開示が必要だということで、広域予備率自体が実態とかけ離れていて、機能できていないのではないかと。これらの課題が解決された後に実施すべきということで、それまでは200円を継続してはどうか。

3つ目でございますけれども、C値、D値の算出の考え方ということで、600円は過去の算定ということですが、こちら現状で見てどうかということもありますけれども、この数値ですとか算出方法について丁寧な議論が必要だろうと。D値についても同様と考えております。

最後、先ほどもございましたけど、セーフティーネットです。高騰が継続発生した場合というのは、収支影響というのは甚大でございます。除外規定なども含めてセーフティーネットが必要だというふうに考えております。

次のページ、お願いします。ちょっと長くなっていますので簡単にいければと思いますが、手段の充実ということで、同時同量のため調達して合わせていくわけですが、これらの手段の充実が必要だということで、下、内外無差別の判定のときにありましたオプション価値に係る確認結果ということになりますが、御覧いただきますと、オプション価値自体は設定なし、または販売なしという事業者が大半ということで、非常に貴重だったのですが、前日の9時までに変更が可能ということで、需要の変動とかにも追従できていたのですが、これが今は使えなくなっているという状況などもございますので、こういったところも含めて引き続き流動性が必要だということと、また先ほども申しました先物についても、まだまだ引き続き活性化が必要というところがございます。

次のページをお願いします。続いて、広域予備率の適正化ですとか情報開示についてということでございます。1ポツ目の途中からですが、小売事業者がスポット市場や時間前市場、DRなどを活用して需給を一致するための行動というのをやっているわけで

すけれども、これをやること自体が収支面において逆効果を招くおそれということで、この下に時系列で書いてございますけれども、ここ数年から数か月前は、こちらは調達をやってきてということになって、前日までに常時BUですとかそういうことに対応するわけですけれども、その前に広域予備率を当然ながら参照してやっていますが、この週間から前日断面で広域予備率が低下するといった場合、低下というか大きく変わることが非常に多くなっています。

もっと言うとマイナスの値など増えているような状況で、私どもとすると、それを見て、吹き出しにも書いておりますけれども、それを参照して高値で下げDRを確保したりするわけですけれども、実際には需給は緩和して損失が発生していくといったことが、スポット処理したところで損失が発生するといった影響が出るということで、※で書いていますけれども、C値が200円であっても量を一致させるという行動は我々としては不変でやっておりますのと、現状ですと、少なくとも広域予備率をどう見ていいのかわからないというのが実情でございまして、傾向を見て推察などしてバランスを確保しますけれども、それが結果的にこういうふうにマイナスに働くこともあるということで、非常に運用のしづらさ、需給バランスを取るのも難しくなっているというのが実態というところでございます。

次のページをお願いいたします。こちらは広域機関のほうで今検討を開始されました予備率の在り方とかを検証するというものの抜粋でございます。割愛させていただきます。今始まったというところかと思えます。

次のページをお願いします。実際のC値、D値の算定の考え方でございますけれども、前述の課題は解決した後に幾らにするかというところで、600円というのは先ほどもありましたけど、過去の2018、19年のというところで決まっておりますけれども、こちらは現状には特化していないのではないかと。

あと、前回の会合で390円というのが御提示、案として出されましたけれども、これはシングルプライスで上限に張りついた実需給、2024年度の容量市場の初回オークションの値を参照しているということで、極端に高い値、価格だと認識しています。それについては、先ほどもありましたけれども、その後、逆入札が廃止された、要は制度の変更が見直されたということですので、2024年度を参照すること自体が適切ではないのではないかと。そうしますと、特異点として除外をした上で、25年度以降の各エリアの発動指令電源の価格を加重平均するとか、上下一定の値をカットした上で加重平均するとか、もしくは

は高い価格から一定程度カットした上で最大値とするといったものも考えられるのではないかと、本案を示させていただきました。

D値についても記載しておりますけれども、こちらも私ども義務を負っていますので、繰り返しになりますが、インバランス量を減らす取組自体は日々実施しているということで、価格引上げによるインセンティブはないということで、45円が妥当ではないかと記載をさせていただいております。

最後、セーフティーネットの件になりますけれども、長期期間にわたって価格高騰が続いた場合ということで、冒頭もお話ししました事由、再エネの導入、火力の休止・廃止、端境期における厳気象による需給の不安定化、あと小売事業者の努力の範疇では克服できない自然災害もそうですし、地政学的リスク、昨今の中東情勢などを踏まえると、ホルムズ海峡が閉鎖されるんじゃないかといったことも頭をよぎりますけれども、事業者の責によらないリスクが増大してきているというところもあり、そういう意味ではリスク回避手段が整備されなければいけない。

これがまだ不十分ということで甚大な影響が発生するというので、下に参考で内容を書かせていただいておりますが、200円が2週間継続した場合の影響額ということで、2週間は2020年の冬、ほんの2週間程度でしたけれども高騰しましたが、2週間で、8時間と書いておりますけれども朝夕価格、不足になりがちですので、この時間合計8時間としてインバランスが3%発生して、200円だとしても13億円。この発生するときというのは、供給力が不足している事態というのが多いと思いますけれども、そもそも買えるかも心配ではありますが、200円で仮に買えたとして、14日間で8時間です。市場調達率が10%で、相対で20円もともと買うとしたときの差額とすると45億円ということで、これぐらいの純損失が計上されるというのは非常に甚大な影響があるということで、試算を示させていただいております。ということで、こういった高騰に備えるために、除外規定も含めてセーフティーネットが必須ではないかと考えております。

ちょっと長くなりましたが、御説明は以上となります。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きましてE-Flow合同会社・川口様より、説明をお願いできればと思います。

○川口オブザーバー よろしく申し上げます。E-Flowの川口です。本日は、DR事業者としての意見を述べさせていただく機会をいただきまして、誠にありがとうございます。

弊社、DR事業者としてインバランス単価について、現状の暫定措置である200円よりも上げる方向で御検討いただきたいと考えておりまして、その背景について御説明させていただきます。

次のページ、お願いします。御参加いただいている皆さん御存じだと思いますけど、今回説明対象となりますデマンド・レスポンス、DRの種類について簡単にお話しします。下の絵のとおり、DRには大きく類型1①と1②があります。類型1①は、主に小売電気事業者が高い電源調達の削減であるとかインバランス回避のために行うDRになります。今回の御説明の対象になる類型1につきましては、主にアグリゲーターが行うDRで、DRを行うことによって生み出されたネガワットを市場で取引することになります。

次、お願いします。ここでは類型1②の活用先についてです。先ほども一部の方御説明されておりましたけれども、基本的には容量市場の発動指令電源として活用されているケースが大半となっております。また、毎年発動指令電源の増加の状況を踏まえますと、DRにはまだ拡大の余地、かなりのポテンシャルがあるのではないかなというふうに考えてございます。ただし、このリソースの活用先については、この容量市場以外、例えばJEPXへのkWh取引ということを行っている事業者は少ないのが実態でございます。

右の表のとおり、登録事業者数で見ますと、DR活用事業者である特定卸供給事業者、いわゆるアグリゲーターについては80社余りという状況でございますけれども、実際にDRを活用して違った取引を行ういわゆる類型1②の実施事業者は20社足らずと、2割程度にとどまっているのが現状でございます。これを見ても、DRを活用したkWh取引が広がっていないという状況がうかがえます。

次のページ、お願いします。こちらは、2022年1月19日に開催されましたビジネス検討会において野村総研さんが御報告されました2030年のDRリソースのポテンシャルの試算でございます。暫定的な数字、それといろいろな前提でございますけれども、JEPXの活用ポテンシャルは年100億kWh近くと、非常に大きな推計値となっております。

次のページ、お願いします。ここでは、DRが容量市場以外での活用が進まないという背景にありますDRのコスト構造についての御説明になります。基本的にDRのコストにつきまして、大きく顧客報酬、アグリゲーター報酬、ネガワット調整金の3つがございます。まず、顧客報酬と一言で言いますが、DRには制御が容易な自家発から、難しい生産調整等多数のリソースがございます。このため、燃料費の安い自家発を活用したDRでは、10円程度と安価でございますけれども、逸失利益などが発生します生産調整等では

数百円となり、かなり高額になるなど、コストに幅が広いのが実態でございます。

アグリゲーターの報酬は、基本的にはシステム費用であるとか人件費になります。これに加えて、DRを行うことによって電気の売上げが減少する小売電気事業者に支払うネガワット調整金もでございます。

次のページ、お願いします。こちらは御参考まで、顧客であるとかアグリゲーターの報酬のイメージでございます。個々の事業者報酬をこの場でお示しすることはできませんので、過去に監視委さんがとりまとめておられます審議会の中で示した調整力公募電源1「のDRの約定価格を参考に参照しているものでございます。電源1「の入札価格には、顧客とアグリの両者の報酬が含まれているというふうに推察されています。あくまで試算であり、状況によって各年度ごと大きく異なってございますけど、およそ200～400円。こういったところが水準だということ、比較的高い水準というふうになってございます。

次のページ、お願いします。こちらにつきましては、もう一つの費用でございますネガワット調整金の水準です。我々アグリゲーターは、エネ庁さんが示されていますDRガイドラインにのっとりまして、毎年、DRリソースの電力販売を行う各小売電気事業者に対して契約を締結しているところでございます。

右の表の調整金の例では、これは東電EPさんでございますけれども、公表ベースの受電電圧ごとの料金であるとか託送料金を基にネガワット調整金を算定しているところでございます。おおむね16円～17円というところの水準になります。基本的には、どこの小売電気事業者でも同等の水準が必要となってくるというところでございます。

次のページ、お願いします。こちらはネガワット調整金の必要性についてですので、御参考までということではございます。

続きまして、8ページお願いします。こちらからDR活用拡大の必要性についてになります。ここでは昨今の電源の状況など踏まえたところになりますけれども、先ほどの御説明のとおり、DRというものは、既存の大規模電源に比べて決して安価な供給力、調整力でないというのは事実でございます。ただし、新たに設備を造るとか、そういったリードタイムは必要ではございません。既存の大規模電源が不足した際の需給逼迫時において、柔軟にDRリソースを活用できるようになっていることが安定供給上も必要であるというふうに認識してございます。特に昨今は温暖化の影響もあるのか、夏季、冬季の厳気象時期に限らず端境期においてもかなりの高温気温となることが多くて、需給逼迫が頻発しているというのが実態でございます。

下のところでございますけど、ちょっと小さくて恐縮ですが、30日に広域機関が公表しました2025年の需給見通しにおきましても、東京エリアでは秋の需給は厳しくなっているというところでございます。また、今回におきましても、下のほうですけど、西日本、需給は問題ないと言われておりましたけど、実際には、緊急融通を行うなど非常に逼迫したのは記憶に新しいところでございます。さらに言いますと、建設企業における2024年問題があって、火力の定期検査も影響を受けてございますので、定検期間が延長する機会があり、端境期の供給力はより厳しくなるという可能性も十分ございます。

こういった状況を踏まえれば、やはりさらなるDRの活用というものの拡大というものは必要不可欠だというふうに考えているところでございます。

次、お願いします。DRのさらなる活用拡大に向けたインバランス料金の在り方について、アグリ事業者としての考え方を御説明します。先ほどもお話ししたとおり、DRリソースには機動的な対応が可能なリソースも多くございます。そのため、実需給に近いタイミングでの活用が可能になります。広域機関が公表している当日の広域予備率の状況などを踏まえながら、時間前市場での活用も十分と可能でございます。しかしながら、足元の時間前市場の水準ではかなり安価ということもありまして、DRの参入余地というのは限られているというのが実態でございます。

本来であれば、数時間後の広域予備率が低く需給逼迫が予見される状況におきましては、インバランスの高騰を懸念する小売電気事業者が、不足インバランスを発生させないように時間前市場で調達するというところで、市場がインバランス単価に近づくような上昇ということが自然でございますが、現実はそのようなところも発生しておりません。これについては、次のページで少し具体的に説明させていただきます。

次ページお願いします。こちらは今年の夏の東京エリアにおける発動指令電源の発動時のインバランス料金で、あとは時間前市場をまとめたものになります。特に右のほうの9月10日から12日にかけては、細い青線の広域予備率が8%となる時間帯が結構発生しているというところでございます。結果としてオレンジ色のインバランス単価も100円を超えるコマが複数発生しているところでございます。

一方で、その状況を家電も時間前市場はそこまで上昇していないというところが状況でございます。この時間帯につきましては、下の2時のところ、点線を囲っているところが、不足インバランスが発生しているところでございます。ただ、この不足の要因が需要要因なのか、もしくはFIT遅れの再エネ要因なのかは、正直、我々にとって分からないので

すけれども、実態としては、不足は発生しているのですけれども、先ほど御案内したとおり、そこまでインバランス単価に比べて時間前の取引単価が上がっていないというのが実態でございます。

なお、このインバランスのところ、昼間はかなり厳しい予備率があったものが、夕方になると解消しているというようなこともあるので、この辺りも含めて小売電気事業者は難しさがあったというのは事実かとは思いますが、こういったところも含めて少し考える必要があると思います。

すみません、もう一度前のページにお戻りください。3つ目のところに記載のとおり、時間前市場の役割は、皆さん御存じのとおり、前日の計画提出以後のいろいろな調整変化を計画と一致させるために活用されるものでございます。ただ、日々の取組であまり活用されていないというのが実態です。その要因は幾つかあると思いますが、補正インバランスの単価、C値、D値が低く抑えられていることも一因ではないかというふうに考えてございます。C値やD値の水準を見直すことで時間前市場の活性化が図られるのであれば、結果としてDRの市場活用機会が増えてくると考えてございます。容量市場以外にもkWh取引で収益化が図られれば、参入するDRリソースはさらに拡大するというふうに考えてございます。

また、時間前市場が活性化した結果、インバランス量が減少していけば、中長期的にはTSOが調達する調整力の減少にもつながるのではないかというふうに思料いたします。

11ページお願いします。ここは御参考まで、最近普及が進む系統用蓄電池でございます。今回の見直しの結果、仮にC値、D値が引き上げられたとしても、JEPX市場、取引市場のボラティリティーが大きくなったとしても、このような系統蓄電池が昨今増えてございますので、こういったところがJEPX価格の抑制であるとか電力需給安定に貢献するのではないかというふうに考えているところでございます。

最後、次のページお願いします。まとめになります。端境期の需給逼迫が顕在化するなど、足元において電力需給の不透明性、不確実性が高まる状況において、将来の効率的な電力システムの構築のためには、機動的な対応が可能なDRを電力システムに有機的に取り込むことの重要性がますます高まっているというふうに考えてございます。

DR運用を担うアグリゲーターとしては、卸電力市場等における市場原理が適切に機能し、需給バランス上必要とされる場面において、DRが十分活用できるような状況になっていることが理想というふうに考えてございます。

C値、D値を引き上げることを含めまして、インバランス料金単価を適切に見直すこと
によって、価格シグナルとしての役割が明確となりまして、時間前市場の活性化、ひいて
は需給逼迫時のさらなるDRリソースの活用拡大につながるようになるのではないかと
いうふうに考えてございます。本議論において、DRの普及拡大並びに産業の育成の観点か
ら御議論いただければ、非常に幸いです。

なお、本日の内容につきまして、特定卸事業者の団体、アグリゲーターの団体でござい
ますエネルギーリソースアグリゲーション事業協会の理事各社においても賛同を得ておる
ことも申し添えておきたいと思っております。参考までに次のページに団体の概要も書いてござ
いますので、よろしく申し上げます。

御説明、以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、最後に、東京電力パワーグリッド株式会社・岡本様より御説明をお願いでき
ればと思います。

○岡本オブザーバー 岡本でございます。すみません、ちょっと遅くなりまして大変失
礼いたしました。それでは、資料3-1に基づきまして御説明させていただきます。よろ
しく願いいたします。

このたびは、この機会に私どもの考えをお話しさせていただく機会をいただきまして、
本当にありがとうございます。このページに本日お話しする概要をまとめておりますけれ
ども、まず、そもそもといいますか私どものほうで需給バランスを管理している時間軸に
ついて少し御紹介申し上げた上で、今夏の需給の状況、それから私どもとして感じました
課題の振り返りということをお話をさせていただきまして、そこも踏まえましてC値、D
値に対する考え方を申し述べさせていただきたいというふうに思っております。

では、次、お願いいたします。こちらに需給バランスの管理の時間軸ということでまと
めさせていただいています。実は非常に長い時間軸で考えなければいけなくて、設備形成
から当日のリアルタイムの需給運用まで、一連の流れということで私ども捉えております。
大きく言うと3つです。下に時間のチャートが書いてありますけれども、要素があると思
ってございまして、まず必要な設備量を確保するという部分があります。供給力ですとか予備
力、調整力といったものをここで確保するというのが①でございます。

②は、下の絵で見るとちょっと右のほうに行ってください、ゲートクローズまで適切
なタイミングで供給力を確保する仕組みが要る、こういうふうに考えております。

③として、ステークホルダーとの連携ということで、特に広域機関さんと一送と小売・発電事業者様間の連携というのが非常に大事になってくるというふうに考えていまして、この3つの要素が非常に重要だというふうに考えています。

私どもTSO、需要と再エネ想定を更新いたしまして、広域的にBGさんの供給力を把握しまして、必要な供給力対策もリードタイムを考慮しつつ速やかに発動して、必要最低限の調整力を確保するというこも、この3つを適切に行えればできますし、結果としてインバランスも少なくなるというふうに考えております。

あと、この下の絵で見ていただくと分かるのですが、実は、今だと容量停止調整ということで広域機関さんが大変御苦心されていますけれども、そこから実際の運用にかけて補修停止の取りやめということが大分行っていただくということが増えておりまして、その辺りの課題があるというふうに考えております。

次、4ページお願いいたします。こちら今夏の一つの代表日ということで、予備率が低くなった7月8日月曜日の需給状況をお示ししてございます。左側にロードカーブが出ておりまして、最大需要は5,511万kWなのですが、いわゆる私ども残余需要と言っております需要から太陽光を引いた部分。こちらで見ると、それに対してほかの供給力の予備率といえますか、太陽光も含めた予備率ですかね、残余需要が非常に大きくなるというところで、いわゆる広域予備率が圧縮になりますので、それは実際には夕方になるというのを見ていただくと想像がつくというように思います。現状、揚水をうまく点灯帯にかけて使うということで需給バランスを維持しているといったところがございます。

あと、今年度以降、BG側で運用をかなり主体的に行っていただくということが基本になっていますのと、広域予備率による需給運用というのが本格化してきております。その中、例えば右下のこの日の広域予備率の変化の推移を見ていただきたいのですが、あるタイミングまでは11%あったものが、ある時間に段差が生じていまして、5%~3%まで落ち込むといったことがあります。今度、その後しばらくじわじわ上がってきて、実際に昼以降になると今度また急激に回復して、今度は大きくなると、こういったようなことが起きておりまして、このような状況ですと、予備率を見ていろいろな方が動いておられると思うのですが、なかなかこれだと余力があるのか全然ないのか分からないということが1日の中でも起きてしまう。こういうことが実態として起きております。

これは広域機関さん、それからTSOが適切なタイミングで正確な広域予備率の情報を把握、発信できているかといった点で、やはり検証が要るんじゃないかというふうに思っ

ておりまして、そこをお願いしたいと思います。例えば私ども、これ非常に少ないというふうに言うておいて、実際にリアルタイムでもって見ると、実は相当余裕がありますねということになると、いわゆる狼少年みたいな形になっているといったところを懸念しております。

次のページをお願いいたします。これはこの日ですかね、同じ7月8日の需要側のインバランスというのを見ていただきたいのですが、需要実績が赤のグラフで描いています。バランスグループの需要想定というのが棒グラフで描いていまして、最大479万kWという非常に大きなインバランスが発生してしまっているという実態があります。発電BGにより適切に供給力が稼働されたのかということ、小売BGにより適切に供給力が前日スポット市場なので確保されているのかということ、TSOが広域的にBG供給力を把握できているのかということについて検証をお願いしたいというふうに考えております。

6ページをお願いいたします。広域予備率が低下するというに伴いまして、TSOが追加的に供給力対策を実施して供給力の上積みを実施する、こういったことを広域機関さんと連携して進めているということで、実際にどういう発動をしているかというところは、各メニューと効果量と実態としての実施時間といったところを右下の表にまとめております。

改めて左下のこの日の需給バランスということを見ていただくと分かるのですが、実際、追加供給力対策を想定した時点で需要が高めであったのですが、需要想定が、下振れがあったというのがこの日はあります。これはまだしっかり検証できていませんけれども、恐らく小売事業者様の実施されている経済DRの効果が発現している可能性はあるんじゃないかというふうな見方もしておりまして、需給バランス実績は実際には余裕が出てくると、こういったような時間帯があったということがございます。

また、夏季以外も含めた高需要の発生というのがあります。いわゆる従来で言うと8月から9月の第1週とかといったところを夏季で見えていましたけれども、それ以降も高需要が出るということで、当然火力等含めて発電事業者様は補修にどんどん入っていかれるのですけれども、補修で停止するのを取りやめていく。それから先ほどお話ありましたけれども、発動指令電源の回数が非常に増加すると、こういったことが実際に起きております。必要な設備量、予備力・調整力が十分であったのかと。これは設備形成のリードタイムが確保されないか確保できないのですけれども、そういったこと。それから適切に容量停止調整が行われていたのか。発動指令電源の回数は適切か。先ほど来、これは多過ぎると、

こういった話がありますけれども、そういった点の検証をお願いしたいというふうに考えております。

7ページで、今夏の経験を踏まえましたC値、D値に対する考え方ということでお話しさせていただきます。需給運用を行う上では、先ほど申しました一連の流れの中で確保されているものですので、あるところを直せば全部直るといったことは無いということがございます。ですので、この①から③というのが、先ほどからお話ししてはいますが、これを包括的に解決するということが必要であるというふうに私ども考えております。

②のゲートクローズまで適切なタイミングで供給力を稼働する仕組みという手段について、BG運用をより適切にしていくということでは、計画値の同時同量のインセンティブを強めるということも重要であるというふうに考えておりました、インバランス料金制度のC値やD値を上げる検討等をお願いしたいというふうに考えております。

※に書いておりますけれども、私どもの会社、トヨタで改善をずっとやってこられた内川さんに改善指導をお願いしているのですけれども、中給の現状について御指導いただいたところ、今のやり方というのは、インバランスの十分なインセンティブがないんじゃないかと。通常、普通に考えると、インバランス量に応じたペナルティーの強度といったところを考えるべきではないかといった御助言もいただいております、そういったこともあり得るのかなというふうに考えております。

ただし、①から③の包括的な課題解決に時間を要するのであれば、広域機関やTSOが連携しまして、ゲートクローズまでに適切なタイミングで供給力を把握・稼働できるように、例えば揚水のBG運用からTSO運用への切替えですとか、余力活用電源の追加起動というところを広域予備率が今5%のところを判断してはいますが、例えば8%にするといったことの検討もお願いできればというふうに考えております。

8ページは改めて課題をリストアップしておりますので、こちらは省略させていただいて、9ページをお願いいたします。まとめとしまして、需給運用を行う上で必要な設備量確保とゲートクローズまでに供給力を適切なタイミングで稼働できる仕組み、③として各ステークホルダーの皆様との連携が重要でございますので、関係する課題を包括的に解決することが必要であるというふうに考えております。

また、②の手段としまして、BG運用をより適切に運用するということを考えますと、計画値同時同量のインセンティブを強めるということが重要であると考えておりました、C値、D値を上げるといった検討もお願いしたいと思います。結果として、それは調整力

費用の低減にも寄与するものと考えております。

今後は、インバランス料金制度を含めました需給運用に関する課題について優先順位を持って、国、広域機関様と連携いたしまして、実務に向けた対応を行ってまいりたいと思っております。特にこの冬に向けてかなり寒くなるといったような予報も耳にしておりますけれども、太陽光発電の出力が小さいということですか、揚水発電や火力燃料のkWh面の対策も必要になってくると。それから、見かけ上で一旦低い予備率になっていると。先ほど申し上げましたけれども、こういったものがお客様に対してミスリーディングになっているということで、情報公開の在り方の改善といったところは速やかに手を打っていく必要があるんじゃないかというふうに考えておりますので、今からできる準備を関係各所様と協力して検討を進めてまいりたいというふうに考えてございます。

以下、10ページ、11ページは参考でおつけしましたので、省略させていただきます。どうもありがとうございました。

○武田座長 どうもありがとうございました

それぞれのお立場から丁寧にプレゼンいただきました。お礼を申し上げます。ありがとうございました

それでは、ただいま事務局及び事業者様からの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思っております。事業者様からの個別の説明について御質問がある場合には、回答を求める事業者様のお名前を示した上で御質問いただければと思っております。御発言の御希望がございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思っております。指名させていただきます。

それでは、山口委員、よろしく願いいたします。

○山口委員 山口です。よろしく願いします。

皆様、丁寧に御説明いただきまして、ありがとうございました。大変よく勉強になりました。考えさせられました。ありがとうございました。私から、ちょっと長いのですが、コメントさせていただきます。

まず、市場の流動性ですけれども、低いからインバランス料金を上げられないのか、インバランス料金を上げて設備投資が増えれば流動性が高まるのか、ちょっとよく考えていくといいと思っております。ちょっと私は分からなくなりました。

時間前市場、需給調整市場、容量市場、先物市場の流動性の低下だとか供給コストとの乖離した価格の発生というのは、電源の売り切れというようなことを考えると、電源やD

Rの事業性を上げる環境をつくるという意味でも、インバランス料金の引上げをしてもよいということに考えられるんじゃないかなというふうに思います。インバランス料金の引上げを先送りもしくは引上げ幅を過度に抑え込むことで、これらの市場の活性化が進むとは思えないので、活性化を待って、その後だということになるとなかなか進まない。やはり市場の活性化は、それはそれとして重要なことなので、これはいろいろ考えて、もっと取り組んでいくことだなというふうに思います。

次に、発電事業者の計画外停止が増えるということの指摘がありまして、あ、そうなんだと勉強になったのですけれども、発電所の事業性の低下が原因でメンテナンスに十分なコストをかけられなく、リソースが割当てられなくて計画停止が増えているということももしあるのであれば、やはり電源投資だとか維持を促進するためにも、インバランス料金を引上げしてもよいというふうな解釈になってしまうのかなということも考えてほしいと思います。

それから需要家への料金負担の増大というのは、本当に重大な懸念であるとは思いますが。しかし、一方で停電を引き起こすことこそが消費者負担の増大であるということで、これが一番大きな懸念です。消費者の負担も本当に持ち出すのであれば、停電コストの分析だとかそういったことも考慮すべきだと思います。家庭向けのDRというのはなかなか難しい。額面水準の感度が低いということは、私もそういうことをやって計算したことがあるので、そうだなと思いましたけれども、ここは工夫のしどころなので、いろいろな工夫があるのかなと思いました。例えばですけれども、家庭であってもV2Hをやったりとかしたり、外出を促進するだとか、昔から言われていますけれども、今そういうことができてくるんじゃないかなというふうに思います。

それから長期間の価格高騰時のセーフティーネットについてもお考えをお示しいただいた方もおられまして、理解が進みました。ありがとうございます。事業者の責によらない原因へのケアというのは非常に大切だと思いますけれども、その原因というのは何なのかということ、今後検討を深めていくといいかなというふうに思います。私がちょっと思ったのですが、浅知恵ではないんですけれども、短絡的なんですけれども、端境期の気象が予測できないというようなことなんですけれども、天気予報の精度もどんどん上がってきていますし、端境期、毎年春がなくていきなり冬から夏になったり、秋がなくて夏からいきなり冬になったりとかということは最近の傾向でもありますので、対策できる部分もあるんじゃないかなというふうに思います。

最後になりますけれども、広域予備率の精緻化について進めていただいているのだと思うのですが、それはそれとして、それであっても時間展開的に予備力を回復するという対策はどんどん打たれていくので、幾ら精緻化を進めていっても、結局DRの空振りがゼロになるということはないと思います。もちろん空振りして、せっかくやったのに何なのだということはあるのですが、停電にならなければよかったという考え方もありますので、天気予報だとか災害の警報のように外れたから悪いとか、あまりそういうふうに過度に言うのもおかしいことかなと思います。情報の受け止め側の慣れだとか、そういったことも必要だと思います。これをあまりインバランス料金の引上げと強く結びつけて、要するに広域予備率の精度が低いからDR空振りになってよくないので、インバランス料金は引き上げるべきでないというのは、ちょっと強く結びつけて考えることはできないのではないかなというふうに思いました。

私からは以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、松田委員、よろしく願いいたします。

○松田委員 どうもありがとうございます。各御説明者の方に対して、どうもありがとうございます。感謝申し上げたいと思います。

今回の論点については、TSOの収支ですとか全体の需給の安定に加えて、様々なステークホルダーの事業に大きな影響を与えることになるものだという理解いたしました。そのため、今回のプレゼンで各事業者の方からそれぞれのお立場で懸念や御要望をお伺いできたというのは、非常によかったのではないかと感じております。今回のプレゼンで多くの事業者の方が共通して認識になっているかと思いましたが、広域予備率について課題があるというところではないかと思えます。なので、この課題については当然、今後解決されていくべきものであると認識しております。

その上で、インバランス料金を議論する前提として、関連する制度やインデックスについて有機的に効率的に連動していることというのが非常に大事ではないかと思いました。1つのインデックスのみ変動させるだけではどこかにゆがみに生じてしまうのではないかと、そういう懸念を感じました。

また、机上の議論にとどまらず、今回いただいたような御意見を踏まえて、理論的にはこう、というところだけにはとどまらず、実際の蓋然性も考慮した上でC値、D値を検討していくことが必要ではないかと思えます。

また、小売事業者の方からセーフティーネットについても御提言ありましたけれども、これは非常に重要な点ですので、十分に議論していくことが重要だと思いました。

他方で、各事業者に予見できない稀頻度の事象が生じた場合に、最終的にどこかで結局コストや帳尻を誰かが合わせているということになるのではないかと思いますので、その点も含めてもし手当てが必要であれば、その点も考慮して決めていくべきではないかと思いました。

1点、今回の御説明をいただいたSBパワーの中野オブザーバーに御質問できればと思いますが、今回のプレゼンテーションの中で様々なデータを出していただいて、非常に分かりやすい御説明、ありがとうございました。その中で、値として300円程度に引き上げるというようなお話があったかと思いますが、この数値、これを一定程度適切とお考えになる理由について、もう少しだけ伺いできれば幸いに思います。よろしく願いいたします。

○武田座長 どうもありがとうございます。中野様からの御回答も含めて、質問等に対する回答は後ほどお願いしたいというふうに思います。

それでは、続きまして草薙委員、よろしく申し上げます。

○草薙委員 草薙でございます。丁寧な事務局の御説明と真摯な各事業者のプレゼンに感謝いたします。私は特段、質問とか異論というのはございませんので、資料3の2ページを見つつ総括的にコメントさせていただきます。

1つ目のポツにありますように、まずは2025年度以降の補正インバランス料金について、C値とD値の両方について議論してきているわけなのですが、D値の議論がやや後回しになってきたという感がございました。しかし、今回は充実していたというふうに思います。現状維持がよいとの御主張もありましたし、D値を上げるべきとの議論もございましたけれども、私は、2024年度上期の調整力の限界的なkWh価格の各エリアの最高価格の全国平均は、45円よりももっと高く、50円台に乗ると思います。そういったところで上昇させるということの根拠にできるのかと思ひまして、それも論点の一つかというふうに思いました。

それから多くの事業者のプレゼンによりまして、C値の上昇を求めておられるということが分かったと思います。例えば、先ほども御質問という形でも要望があったわけですが、ソフトバンクパワー様は条件付ながらC値を300円というふうにされたわけでありまして、これは新しい提案だというふうに私も受け止めました。

また、エネット様が、もはや600円という原則を維持すべきではないというふうに言及されていましたが、この御意見は真摯に受け止め、分析すべきというふうに考えました。

そもそも原則の600円の根拠というのは、事業者のプレゼンにもありましたように、おむね2018年度、2019年度の電源I´の価格に求められると思います。しかし、エネット様の言及によると、第1回の制度設計・監視専門会合で事務局から提案された390円というのは極端に高いということでございましたが、容量市場を考慮したということですので、その考慮の仕方についてさらに工夫を求めておられたと受け止めました。

そしてさらに、各社に対してなのですけれども、kWh価格をより考慮して、それを加味するといったようなことをするとどうなるのかとも思いました。こういったことも論点化できるのではないかと思います。しかし、もちろんkWh価格を考慮したから単にC値を上げるといったような単純なものではなくて、例えば前回も私から申しましたような、災害時等の長期に上限に張りつくような場合の救済策、こういったことを考えていただくことも重要ではないかと思います。

かつて、燃料制約を主原因とする電力の需給逼迫を背景として大きなインバランスが発生したときに、C値を200円に急遽前倒しで設定したときに、スポット市場においても価格が落ち着いていったということがございました。本来は2022年度から実施するとしていたものを急遽前倒したというわけですけれども、そのような臨機応変な対応をしてきたという過去の経験にも自信を持って今後の審議に臨めるのではないかとというふうに考えております。あのときは、計画値でC値を200円に設定するというのを2019年度時点の制度設計専門会合でしっかりと考えていたことも大きかったのであって、事実上、その準備が事業者のほうでもなされていたということは記憶にとどめるべきことかと思えます。今回もそのようにしっかりとした議論というものが必要なのだというふうに改めて思いました。

それから、今回多くの事業者が言及されましたように、インバランス料金制度では事業逼迫時には適切にインバランス料金が上昇することで、価格シグナルを通じてこれまで市場に出てこなかった自家発やDRなどが出てくるようになり、市場メカニズムにより需給改善が図られるし、万一の場合の、例えば電力使用制限令を回避できる、あるいは早期にそういった電力使用制限令を解除できるといったようなことではないかという期待があります。そのような期待を裏切らない値の設定が求められると思っております。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きまして岩船委員、よろしく願いいたします。

○岩船委員 各社様、プレゼンありがとうございました。非常に様々な問題が絡み合っているということを改めて認識させられました。その上で、安定的にどうインバランス料金を設定していくかというところを検討するのに様々な情報を提供していただいたと思っております。

私としましては、TSO様からのプレゼンもあったのですけれども、追加的な供給確保に貢献できるという点は理解できたのですけれども、もう少し定量的に例えば望ましいレベル。東北電力様におかれましては、足元の状況を踏まえた段階的な引上げが望ましいというようなお考えは示していただいたと思うのですけれども、であればどの程度。例えば600円までは必要ないのかとか、具体的にもう少し定量的にもしお答えいただける範囲でお考えを示していただけると、もう少しありがたいかなと思いました。

エネット様におかれましては、私は質問があるのですけれども、セーフティーネットの整備というお話があったと思うのですけれども、例えばセーフティーネットの整備とセットであれば、ある程度上限価格の引上げというのは御賛同いただけるというふうに考えてよいのかということをお質問させていただきたいと思います。

また、今回のインバランスC値、D値の引上げに関しましては、DRというのが非常に重要だと思っております。SBパワー様からは、家庭向き用のDRは、たとえ報酬を上げてもあまり効果がないというお話があったと思うのですけれども、一方でE-Flow様のほうからは、生産調整にはかなりコストがかかるので、こういうところはもう少し広げられる可能性があるというようなお話があったかと思いました。

その上でE-Flow様に関して、まだまだ生産調整の余地というのがどのぐらい、生産調整によるDRというものの余地がどの程度あるのか。3ページにポテンシャルについてありましたけれども、それと照らして今の時点でどのぐらい活用されているのかというような整理がありましたら、教えていただきたいと思いました。たとえインバランスC値、D値引き上げても、DRのポテンシャルとしてなかなかこれ以上増えないというのであれば、最初の目的とあまり合っていないところもあると思います。そういう意味で、その辺りの見積りというのも重要なこととお伺いさせていただきたいと思いました。

もう一つ、あとはE-Flow様だと思うのですが、時間前市場の活性化が重要というお

話があったと思うのですけれども、それはシングルプライスオークションのようなものでなくても、今のようなザラ場のままでも時間前市場の活性化というのは、ゲートクローズ前の調整にかなり役に立つというふうにお考えでしょうかということをお伺いしたいと思いました。

以上です。よろしくお願いします。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、松村委員お願いいたします。

○松村委員　　ありがとうございます。松村です。有益な情報をいろいろ教えていただき、ありがとうございました。

まず、引上げに対する懸念に関して、広域予備率に関する混乱というのと、調整力市場の機能に関する不安ということをお指摘いただいたと思います。全くもつともだと思いません。空振りが多いかという、そういうレベルの問題ではなく、広域予備率というのは直接インバランス料金、特に今回議論しているC値、D値という議論と直接リンクしている。それが適用されるかどうかというのはその予備率で決まるということなので、そのところに信頼性がないということだとすると、事業者としてはとても不安だ、リスクが大きいというようなことは、全くもつともだと思いません。

ただ、これに関しては、かなり早いスピードでもっと合理的な情報を出せるというようなこと、広域機関も含めて整理しているし、TSOの方も努力して協力してくださっていると思います。これについての改善というのを見るということとはとても合理的な指摘ではあると思いますが、逆に言えば、この議論というのを合理的な方向に持っていくためにも、その議論というのは加速しなきゃいけないということを自覚して、広域機関のほうでは一刻も早くこの対応というのがなされて、信頼性を回復するということが重要かと思いました。

それから調整力市場に関しては、具体的にインバランス料金を引用して無茶な価格を入れてくるという事業者がいたというのは、まさに事実で、相当に大きな弊害というのをもたらす可能性があります。実際に落札され、すごく高い値段になるということはもちろんあり得るわけですが、それは本当に需給が逼迫して、それしかないという状況なので、そのようなときには高い値段がつくべきだと。ごくわずかなコマというのであれば、つくことによってはいろいろなリソースを出してもらおうというようなことのほうが重要だとは思いますが、一方で、これは今回の議題とは直接関係ないことなのかもしれませんが、そこ

でも無茶な価格というのをつけると、普通の常識的な状況ではほとんど発動されない。ほとんど発動されないのだけど、 Δ kWのお金だけは高値でもらっていくという、こういうすごい弊害というのが足元で既に起こっているし、今後も潜在的に起こり得る。その問題をひどくするという可能性があるのだという指摘というのは、私たちは真摯に受け止めなければいけないと思います。

短期的には監視で対応できるということだと思いますが、調整力市場の完全な改革というのをするには相当な時間がかかる。相当な時間がかかるのでC値の引上げができないということだと、弊害があまりにも大き過ぎると思います。この問題は、先ほどの広域準備率の話とは切り離して、今できることはおっしゃるようにちゃんとやるということ为前提として、まず刻んで様子を見るというような提案というのは、とても合理的だと思います。

その意味でソフトバンクさんが具体的に300円という水準を出してくださったことに関しては、私たちは真摯に検討すべきではないかと思います。前は390円というのと200円の間を取って300円ぐらいという提案が出てくるのではないかというのをすごく危惧するということを言っていたのに、言うことコロッと変わってとても申し訳ないのですが、今回のプレゼンを聞けば、それはそういう間を取ってというような議論ではなくて、いろいろ考えた結果として出てきた提案かなと思います。先ほど言ったようないろいろな弊害というのが顕在化しないというのを確認するためにも刻んで様子を見ていくというようなことだとすると、まず一定程度引き上げる、意味ある程度引き上げるというようなことを優先するというのも一つの考えかなというふうに思いました。また、容量市場の価格も、実際に第1回よりは下がってきているというようなことも考えるという余地は、確かにあるかもしれないというふうに思いました。

最後に、ソフトバンクさんから価格弾力性について議論がありました。あれが正しいかどうかというのには、私はちょっと疑いを持っていて、一定程度センシティブに反応するのではないかと思っはいるのですが、しかし価格弾力性が低いということを受け入れたとすれば、なおさらC値は大幅に上げなければいけないのだと思います。本当に需給が逼迫して厳しい状況になったというときに、適切に出してもらうためには需要の価格弾力性が低いということは相当に価格を上げないと駄目だということの意味しているということなので、あの資料というのは、むしろ価格を大幅に引き上げない、上限を引き上げないことの弊害というのを端的に示していただいたというふうに理解すべきだと思います。

最後に、前回と全く同じことを言いますが、セーフティーネットの議論とセットでない

と具体的な水準というのに対して受け入れられないと思います。こちらの提案というのが具体的にできるだけ早期に出てくるということを期待しています。全てコメントですので、回答は不要です。

以上です。

○武田座長　　ありがとうございます。

それでは、続きまして二村委員、よろしくお願いいたします。

○二村委員　　御説明ありがとうございました。多面的に理解をすることができました。

何人かの方がおっしゃっていましたが、御説明の中で広域予備率についてのコメントがありました。この部分についての検証や改善というのは非常に重要だと思います。社会全体で見ても広域予備率はいろいろなところで多くの人の目に触れております。この部分がどれだけ信頼性に足るかということは非常に重要です。今回一般的なことだけではなく、事業者の皆様にとっても非常に影響を与えているということがよく分かりました。これが1つ目のコメントです。

それから、値をどうするかということについては、私は正直、どの数字がいいということとは申し上げられないのですが、この制度の目的として、全体が効率化をしてコストが下がっていくことがとても重要だと思っています。その点を共有した上で、どういう制度にしていくかということを検討していただきたいと思っています。

それとの関係になりますが、小鶴さんだったかと思うのですが、過去の状況を基に算定することの妥当性というなお話があったかと思います。そういう意味では、非常に変化が激しい中で機動的に見直す必要がある部分と、そうはいつでも制度の設計の根幹として変えない部分というのを、切り分けておくことが必要だと思います。そういう形での制度の整理をしていただければと思います。

以上です。

○武田座長　　ありがとうございます。

それでは、続きまして大橋委員、よろしくお願いいたします。

○大橋委員　　ありがとうございます。今回C値、D値という議題でいただいているのですが、そもそもインバランス料金というのは、インバランス料金の支払いなりを回避するために事前に行動を促すというところがその本旨と思っています。そういう意味でこの目的は何かということ、必要なkWなりΔkWをしっかりと設備量として持っていくということと、そうした設備量から出てくる調整力が適切なタイミングで出てくるということが重要なことな

のだろうと思っています。

よって、C値、D値を幾らにするというこの金額の話というのは、恐らくそのほかの制度と合わせて考えていかないと、この値だけ議論してもあまりしようがないのかなという点で、この値自体重要ですけども、重要なのかなと思います。仮にC値を上げないという選択肢、あるいは必要な分だけ上げないという選択肢もあるのだと思いますが、それは例えば予備率をどう考えるとか、あるいは容量市場をどう考えるとか、そういうところとセットで議論するのかなと思いますので、ある意味そうした中で適切なC値、D値というものを議論するような、そうした議題の設定をしていただくのが重要かなと思っています。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、菅オブザーバーよろしく願いいたします。

○菅オブザーバー　九州電力の菅です。発言の機会をいただきまして、ありがとうございます。私からは、インバランス料金のC値につきまして、発電事業者BGの立場で発言させていただきます。

私どもとしましては、先ほど東北電力様よりプレゼンをいただきましたとおり、C値を引き上げることが望ましいと考えてございます。インバランス料金によりペナルティー性を持たせることで、相対取引のニーズの高まりにつながる可能性があり、そうなれば発電した電力の販売にも予見性が立ちやすくなることから、一定程度、既存電源の維持や燃料消費の予見性向上につながると考えてございます。

また、これは電力システム改革の検証で検討課題に挙げられている小売料金の安定性確保、急激な変動抑制にも一定程度資するものと考えてございます。

以上のような点も考慮いただき、C値の引上げにつきまして御検討いただければと思っております。

私からの発言は以上です。ありがとうございます。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、大山オブザーバーよろしく願いいたします。

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

皆様から広域予備率の件、いろいろと御発言いただきました。東京電力パワーグリッド

の岡本様からは、供給力確保策についての御発言がございました。その辺り、広域機関としましても現在、鋭意検討中で、皆様の御意見もありましたので、加速させていただきたいと思っております。どうぞよろしくお願いいたします。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きまして中富オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○中富オブザーバー ありがとうございます。エネ庁電力供給室の中富です。

本日は、事業者の皆様からのプレゼンの中でも予備率の信頼性といったところ、御指摘をいただいたところです。今の広域機関のほうからの御発言同様ですけれども、エネ庁としましても、広域機関ともよく連携をしながら広域予備率の見直し・検討を進めてまいりたいというふうに思います。

また、現在、電力・ガス基本政策小委員会あるいは基本政策分科会、こういったエネ庁の審議会の場で、システム改革検証の見直しの議論も進めているところであります。こういった中で、様々な市場制度全体も含めて、全体として統合的な制度というふうになるように引き続き検討していく考えでございます。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、ほかに御質問等ございませんでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、委員の先生方からいただいた御質問につきまして、事業者の皆様にご回答いただきたいと思います。

まず、松田委員から中野オブザーバーに御質問がありました。松村委員から、質問ではなくコメントであるということでもございましたけれども、もし簡単に御意見等あればお願いしたいと思います。

中野オブザーバー、どうぞよろしくお願いいたします。

○中野オブザーバー 御質問ありがとうございます。私の説明が、急いだこともあって丁寧にできていませんでした。申し訳ございません。

まず、松田先生に頂戴いたしましたご質問の300円の件ですけれども、私ども資料の「供給力の追加確保コストの状況」というページにDRの価格推移がございしますが、これはほかの方も出していらっしゃいましたけれども、追加供給力コストとして見るのにDRの価格推移が参考になるだろうということで、かつては電源1℃、今は容量市場ということで挙げさせていただきました。22年、23年あたりの価格というのが300円程度というの

が、まず1つです。それから容量市場では、2024年は393円ですけれども、前回、これをもって390円というお話でしたが、これは小鶴さんもおっしゃっていましたが、逆数入札により金額が相当に上がったということは、議論がなされたところだと思っております。

したがって、これを除くと25年、26年。ただ、当然ここに一定のkWhの価格が乗る。それを45円程度と考えたときに、一番高いところで243+45ですから288、丸めて300円ということで、おおむね電源1「の22年、23年の価格に近いものになるんですね。したがって、結論を急いだけではございませんが、我々も相当程度考えてみて、参考になり得るのがこの辺りなので、300円程度と。真ん中を取って300円と申し上げているわけではなく、私どもの考えでございます。

松田先生、よろしいでしょうか。

○武田座長 松田先生。

○松田委員 ありがとうございます。数値に基づいての御説明、大変よく分かりました。

○中野オブザーバー あと、誠に申し訳ございませんが、幾つか説明不足がありましたので、コメントをさせていただきます。

まず、山口先生から指摘いただいた電源の計画外停止の話です。私が申し上げたのは、焚き増し運転をすることによってトラブルという可能性が出てくるのではないかとということでございます。発電事業者さんに以前教えていただいたことがありますけれども、焚き増しするとトラブルが起きやすいということは聞いております。そうすると、極端にこの価格を上げてしまうと、トラブルが発生したときのリスクを考えれば、やはり焚き増しがしにくくなるのではないかと。そうすると電源の供出や焚き増しがしにくくなるんじゃないかということを申し上げました。ですので、私の説明不足により誤解されたところもあるかもしれませんが、申し上げた理由というのはそういうところでございます。

それから家庭用の御質問も幾つか話がありましたけど、私、これがあくまで参考というのは先ほど申し上げたとおりで、これがこのまま何かに適用されるとは思っていません。ですが、申し上げたように、倍にしたからといって倍になるようなことはないということですね、それは覚えておいていただきたいと思います。

あと、松村先生の御指摘はごもっともで、私もそう思っています。それは、これだと1ポイントが1円相当ですね。これを1,000円にすれば、恐らく上がると思うのです。つまり200円のを2,000円ぐらいにすれば、きっと家庭用の感覚からすれば上がると思いますけど、これは実態の供給力コストとはかけ離れてしまうということを申し上げたいと

思います。

あと、御不明の点があれば、改めて御説明する用意はございますので、遠慮なくおっしゃっていただければと思います。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きまして、岩船委員からエネットの小鶴様に御質問ございました。また、二村委員からコメントございましたし、その他も含めて簡単に御回答いただければと思います。小鶴様、よろしく願いいたします。

○小鶴オブザーバー エネットの小鶴でございます。御質問としては、岩船先生からいただいたかと思っています。セーフティーネットの整備とセットであれば引上げは賛同できますかといった御質問だったと理解をしております。

私どもとしましては、セーフティーネットの話と引上げの話は、セットというよりばらばらで基本的には考えておまして、プレゼンの中でも申し上げましたとおり、インバランスに直結する予備率の課題など解決できないと、上げることには賛同と言えないかなというのが今現時点での御回答となります。

以上でございます。

それから二村先生からありました制度の部分と分けて考えるというのは、おっしゃるとおりだと思いますので、今後の検討の際にも考えていきたいと思います。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、同じく岩船委員からE-Flowの川口様に2つ質問があったと思います。その他も含めて簡潔にお答えいただければと思います。川口様、よろしく願いいたします。

○川口オブザーバー それでは、コメントさせていただきます。まず、そもそも我々と団体のところで取り組んでいるところの大多数というのは、DRと申しましても、先ほどソフトバンクパワー様がおっしゃったような低圧ではなく、高圧とか特高とか割と大きなリソースが対象ということをまずお伝えさせていただきます。

その意味でDRリソース、当然ながらここの部分、お支払いする単価が増えることによって増えていくというのは当然のところでございます。ただし、足元でいくと、例えば自家発みたいな割と単価で安いところというのは、かなり使いやすくなるのだろうなというところでは。一方で生産調整につきましては、この辺りについてはかなり事業者さんと

もいろいろ調整をしないと難しい部分があるかと思いますが、こういったところも、とはいえ比較的在庫を持ちやすいとか、そういういろいろな事業形態によっては、比較的數字によっては御対応可能な事業者もございますので、そういったところは増えていくんじゃないかなというふうに考えているところでございます。

時間前市場につきましては、活性化することによって参入可能な事業者さんというのは増えてくると思います。特に今の容量市場の取扱いというのが、基本的にはエリアで分割して2分の1とか活用するという、2分の1ずつ発動するというようなケースであれば、連続して発動するというケースが今の容量市場を見ているとかなり蓋然性が高いので、例えば今日発動あったので、翌日の逼迫のときにそういった本来発動かけられないようなリソースを供給力として追加的に参入する、そういったところも可能でございますので、やはり時間前市場で取扱いするということは十分可能じゃないかなというふうに考えてございます。

以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございました。

私のほうで把握しております委員の先生方からの御質問は以上でございますけれども、よろしいでしょうか。事業者様から、委員の先生方からの御意見等受けて、追加でコメント等あればと思いますけれども、よろしゅうございますでしょうか。

それでは、中野オブザーバー、どうぞよろしく願いいたします。

○中野オブザーバー　　何度もすみません。今日は供給力全体の確保の話が幾つかなされていたと思うのですが、供給力全体を確保するのと、インバランスのC値を高めるという話が本当に直接的に関係するのかというのは、よく見ていただいたほうがいいと思って聞いておりました。もちろん相対契約は我々もやっていますけれども、あらかじめ確保する電源というのと、本当の最後に需給が逼迫したときの出てくる電源というのは、扱いが異なるんじゃないかなと思っております。供給力全体の話と、追加的に供給力を確保するために200円～300円に、あるいは400円にすることを一緒に議論するのかその辺りは整理の上、御議論深めていただけたらなと思いました。

何度も失礼いたしました。以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、事務局からコメントでございますでしょうか。

○黒田NW事業監視課長　　ありがとうございました。まず、プレゼンをいただきました

事業者の方々、誠にありがとうございました。今後の検討にしっかり踏まえていきたいと思っております。それから御意見いただきました委員、オブザーバーの方々もありがとうございます。

時間の都合もあるので詳細に個別に回答することは差し控えますけれども、まず広域予備率の件について、広域機関、資源エネルギー庁も検討を加速していくといった御発言もありましたけれども、監視等委員会としてもこの検討にしっかり協力していきたいというふうに思っております。

それから、本日も様々な御意見ありました。C値の水準の話もございましたし、電源の安定稼働や補修をしっかり行っていくという観点、調整力の確保の観点、DRの発展の観点、セーフティーネット等々様々な御意見いただきましたので、本日の御意見踏まえまして、次回以降もしっかりと検討をしていければと思っております。

私からは以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございました。

本件につきましては、本日の実りある議論を踏まえて事務局において準備を進めていただきますよう、どうぞよろしくお願いいたします。どうもありがとうございました。

それでは、議題の2つ目に移りたいと思います。こちらは大変重要な議題でございますけれども、「スポット市場への限界費用価格での供出が求められる対象事業者の考え方」についてでございます。

○石井取引制度企画室長　　それでは、資料4をお開きいただければと思います。スポット市場への限界費用供出が求められる対象事業者の考え方でございます。

2ページ目でございます。本日御議論いただきたい内容、2つございます。まず背景ですけれども、適取ガイドラインの中では、従来、旧一般電気事業者による自主的取組とされてきました余剰電力の限界費用供出については望ましい行為とした上で、その行為については、市場支配力を有する可能性の高い事業者として判定される事業者に特に強く求められ、反した場合には相場操縦該当性を強く推認するというふうにしています。

この対象事業者ですけれども、ガイドラインの中に定められています以下のAまたはBの基準によって判定しています。Aでございますが、月別分断発生率が継続して高い連系線により4区分した地理的範囲、既に※で書かれておりますけれども、それにおいて発電容量におけるシェア20%を超える、または年間ピーク需要を満たすために当該供給者の供給力が不可欠、P S Iでございます。これが本則です。

それと経過措置としまして、Bのほうですけれども、直近5年間、月別分断発生率が一定の値、5%を超える月がある場合には、連系線は分断しているものとして区分した地理的範囲において、総発電容量の50%を超える発電容量を保有しているというものでございます。

このうちBで示される一定の値については、当初5%としまして、1年ごとに分断発生状況を確認して見直しを検討するとしています。昨年10月ですけれども、対象事業者を改めて判定するとともに、この見直しの要否を検討しました。今般、その後1年が経過するので、2つございます。1つ目、次の1年間、すなわち今年の11月以降における市場支配力を有する可能性の高い事業者について判定した結果を報告するというもの。2つ目です。今後の判定方法の変更要否を含む検討の方向性について議論いただきたいというものです。これについては今日がキックオフですので、見直しすべき、しないとか、見直し案についてお示しをしていません。今日は、委員からフラットにコメントいただければと思っています。

3ページ目から5ページ目は指針の抜粋ですので、割愛をいたします。

6ページ目でございます。現在の対象事業者でございます。昨年10月の制度設計専門会合において、以下の表のとおり整理をしています。北海道から九州でございます。

7ページ目です。本日の1点目でございますけれども、11月以降の1年間における対象事業者についてでございます。先ほど申し上げました本則と経過措置に示されたそれぞれの基準に基づいて検討を行います。ここでお示ししておりますのは、本則で全国を4つに区分した市場、既に固定化されているものですけれども、これにおける発電容量を基準としたシェア、それからPSIにより判定を行います。

次のページ、8ページ目でございます。8ページ目のほうは、経過措置に基づく基準でございます。先ほどのBに当たるものですけれども、過去5年間の分断率について、一度でも閾値、当初5%としておりますので現在5%ですけれども、これを超える場合に分断されているものとみなして、画定した市場でシェア50%を超える場合に対象事業者として整理を行います。

点線枠囲いを御覧ください。今回分断として扱う連系線を抽出しました。そこの括弧内にありますように、結果としましては、今回は全ての連系線が分断という形になります。画定される対象地域は、そこにありますように北海道から九州までの9地域でございます。

9ページ目でございます。これらに基づいて11月以降の対象事業者を整理しました。

ここにありますが、今年の11月から来年の10月において市場支配力を有する可能性の高い事業者として整理されるのは、以下の表のとおりでございます。結果としまして、昨年度に整理された結果と同一ということでございます。

続いて、10ページ目でございます。こちらは2つ目の論点でございます。経過措置における市場画定基準（一定の値）についてでございます。背景と経緯でございますけれども、まず1番です。直近5年間の隔月において連系線の月別分断発生率が一定の値を超える月がある場合は、連系線は分断しているものとして地域を区分し画定するとしています。この値は、先ほど申し上げたとおり、当面の間5%として、1年ごとに見直しを検討するとしています。

第90回の専門会合、これは昨年10月ですけれども、閾値の見直し要否の検討を行った際は、旧一電による不適切事案に伴う集中改善期間の最中であったことから、当該一定の値を据え置く一方で、特段の問題が確認されない限りは、今後、閾値を段階的に上昇させていくことが適当とされました。

それからその専門会合では、足元の分断状況を踏まえまして、経過措置のみならず本則を含めた市場画定の在り方を検討すべきとの御指摘もいただいたところです。ちょうど下の点線枠囲いにありますように、当時の議事録を抜粋したものがございます。

続きまして、11ページ目です。基準変更要否の検討に当たっての視点でございます。先ほど申し上げました不適切事案に伴う集中改善期間については、今年の8月に終了しています。そして第1回の先月の専門会合では、その後の最後のフォローアップが終了しておりまして、各事業者は改善に向けた取組を着実に実施していると整理されました。その他特段の問題が生じていないと考えられる場合には、市場画定に係る一定の値を上げることも考えられるのではないかと。

2点目です。先のページで御紹介した松村委員の御指摘もありましたけれども、その際御指摘いただいたように、市場分断の実態が現状の適取ガイドラインに記載された市場画定方法にそぐわない場合には、本則を含めた基準の見直しについても検討する必要があると。

こうした点を踏まえまして、最新の連系線の分断状況は、当初4市場区分として整理していたときからどのように変化しているか、一定の値を5%から段階的に引き上げた際、現状の発電容量を前提とした場合、対象事業者はどのように変わり得るか、現行の対象事業者による相場操縦といった具体的事案が認められているかについてお示しをして、具体

的な市場画定基準に関する御意見を賜りたいと思っています。

12ページ目です。まず、連系線の分断状況でございます。2022年のガイドライン改定時には、その当時お示しをしたスライドが左下のグラフになりますけれども、特に北海道ー本州間、東京ー中部間、中国ー九州間の連系線分断が、その他の連系線と比較して継続的に目立っていた状況。これらを踏まえて、当時4区分と固定をしました。

他方で、直近のトレンドは大きく変化しています。具体的には右のグラフのとおりでございますけれども、中部ー関西間、中部ー北陸間、東北ー東京間の分断頻度が継続的に上昇している一方で、中国ー九州間の分断は緩和されているという状況でございます。

続いて、13ページ目です。閾値を変化させた場合の経過措置に基づく市場区分でございます。過去5年間の分断率の閾値の超過月数については、右の表のとおりでございます。例えば15%のところを見ていただければと思います。これが意味するのは、1か月のうち15%以上のコマにおいて分断が生じていれば、分断したというふうにカウントをします。つまり北海道と東北間は、それに該当した月が5年間のうち28回あるというのを意味しています。

仮に閾値を15%~20%としますと、関西ー中国間が接続されて1市場になります。また、閾値を25%以上にしますと、関西・中国・北陸・四国で1市場というふうになる、そういう状況でございます。

続いて、14ページ目でございます。経過措置検討時の前提条件でございます。ガイドライン改定当時ですけれども、継続して分断発生率が高い3か所の連系線を分断しているものとして扱って、4つの市場区分を基準としました。その上で経過措置における一定の値の閾値を毎年見直して行って、最終的には本則の4市場区分と経過措置上の市場が同一となるというところで経過措置は終了することを想定していました。

他方で、昨今の分断状況を踏まえると、閾値を段階的に上昇させたとしても、4市場区分に収斂する結果とはならない可能性もございます。つまり、本則における固定化された4市場区分については、足元の市場分断状況を反映した基準とは言い難いと、そういう現状でございます。

続いて、15ページ目です。事業者行動等に関する年間レビューでございます。第90回の専門会合では、対象から外れた事業者の行動について確認することが重要としました。もっともこれについては、現在に至るまで対象から外れた事業者は存在していなくて、入札行動の変化を確認すべき事業者はいないという状況でございます。

現在対象となっている事業者のうち関西電力については、誤って過剰な買い入札を行ったために、昨年12月付で同社に対する業務改善勧告を実施すると。また、関西電力以外にも、現状一部調査中の事案はありまして、現在も事業者行動に関する懸念は残るといった状況でございます。

続いて、16ページ目でございます。市場画定に関する論点でございます。以上お示しましたとおり、本則における固定化された4エリアを前提とした評価基準は、近時の分断率を踏まえた市場区分とはなっていません。また、閾値を5%から10%に変更したとしても、市場画定の結果に変更は生じないという状況です。

したがって、一定の値を具体的に幾つとするかといった議論もさることながら、市場支配力を有する可能性の高い事業者を整理する前提となる市場画定の考え方について、そもそも本則で示す4区分の在り方も含めて、本専門会合において検討いただきたいと考えています。

具体的には、次回以降の専門会合におきまして、市場画定に関しまして、例えばということ以下お示しをしております論点について御議論いただきたいと考えています。1つ目が、分断率については経過措置では5年としておりますけれども、どの程度の期間を考慮すべきか。2つ目が、判定する上で分断率の閾値や超過月数、現状5%を超える月が1回でもあれば分断とみなすということですが、この1回に相当するものでございませぬけれども、これをどのように設定すべきか。それから市場画定について、どれくらいの頻度で評価すべきかというものでございます。4点目が、対象事業者の判定に用いるシェアですとかPSIについて、どのように整理すべきかというものでございます。

以上でございます。以下、参考でございます。

○武田座長 どうもありがとうございました。市場支配力のコントロールの基本的考え方を示すもので、大変重要な問題でございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思っております。御発言の希望がございましたら、チャットでお知らせいただければと存じます。

それでは、松田先生よろしくお願いたします。

○松田委員 ありがとうございます。今回の御説明について、議論の土台を整理していただいて、どうもありがとうございます。私のほうからは、さらにこの論点のその基となる事情について、少し確認をさせていただきたいと思っております。

今回、A、Bの基準の変更、見直しが必要かどうかというところで検討されているとい

うことですが、基準を変えることによって変更後の基準から外れた事業者がいる場合に、その事業者に対する監視やその事業者の取引行動に対する許容性というものに具体的にどのような違いが生まれるのかというところを、少し前提としてお伺いしたいと思っております。

例えば、仮にA、Bの基準が変更されて、その基準から外れた事業者がいた場合にも、その事業者がその後、入札価格に対して大きなマークアップが見られたような場合には、その行動こそが市場支配力を有していることの証左ではないかとも思います。そういう意味で基準A、Bというのは、あくまで推認するための事情ということでして、事業者を絞り込むという役割を果たすものだと思いますので、基準から外れるか外れないかによって大きく市場操作に対する考え方や取引行動に関する原則ルールが変化しないとは思ってはいるのですが、その前提で、今回の議論が実際の監視委などにおいてどのような差異を設けることを目的としたものなのか、具体的な議論を開始する前にいま一度確認させていただければ幸いです。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、続きまして草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員　草薙でございます。御説明ありがとうございました。

この13ページのスライドのところからコメントをさせていただきたいというふうに思います。経過措置で用いております閾値を5%から10%に上昇させていくというようなことをしましたところで、市場画定の結果に影響しないですし、閾値をもっと上げていって70%台にしても、本則でもともと考えていた4エリアに収斂しないという可能性が高まることを今回知ることができたというふうに考えております。

すなわち、もともとの対象地域である北海道、東日本、西日本、九州ということにはならないということでありまして、総じて申しますと、恐らく中部エリアの分断状況が大きく変わったということではないかと思えます。

そこで、16ページでございます論点なのですが、私としては、経過措置における一定の値を云々するという必要かもしれませんが、むしろそれよりは、本則において改めてファインチューニングを目指すほうがよろしいのではないかという感想を持ちました。情報提供いただきまして感謝いたします。

以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、続きまして山口委員、よろしく願いいたします。

○山口委員　　ありがとうございます。御説明どうもありがとうございました。今日はキックオフ的な位置づけだということで、私も草薙委員と同じ意見で、最終的に4区分に収束していくかどうかというのは非常に疑わしいところだと今回御説明で分かりましたので、常に修正していく方向になっていくのかもしれないなというふうに思ったのですけれども、やはり連系線の使い方によって分断が変わってくると思いますので、その連系線の使われ方をもう一步よく見た上で、どの程度の期間を考慮すべきかとか、超過月数はどうするかとか、そういったことを考えていく必要がある。つまり、連系線の使われ方がこれからのこの論点を左右する一因になるのかなというふうに思いました。

単なるコメントです。ありがとうございます。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、続きまして大橋委員、よろしく願いいたします。

○大橋委員　　ありがとうございます。この会合は2回目ということで、また今回のテーマについては自由に討議するというをおっしゃっていただいているので、若干大きな議論をさせていただきたいと思います。

1つ目なのですが、まず、そもそも今回の市場画定というのは市場シェアを計算するために行っていると思いますが、この市場シェアが高いことが市場支配力を恒常的に発揮していることにつながっているのかどうかということというのは、恐らくほかの産業とか競争政策の実態を考えてみたときには、必ずしも明確ではないということなのではないかと思います。

そうした中において市場シェアが高いので、事前に規律を強く求め、それをチェックするというのは、恐らく競争政策に照らしても若干見当たらないプラクティスなのだろうなというふうに思っています。逆に監視の観点ですごく重要だと思われるのは、この分断を所与として考えるのではなくて、分断を恣意的に生じさせているようなことがあるのかどうか。あるいはそうした結果として、価格がどうなって、要するにビットがどうなっているのかというところをしっかりと監視していただくというのが本筋だと思っていまして、起こらないのに事前に何か規律を設けるとか事前規制をやるというのは、監視のミッションでは恐らくないのではないかなというふうに思います。

電力システム改革も一定程度こなれてきた中において、監視の在り方というのも一旦見

直していただくことが重要と思います。今回会場も仕切り直しということになっていますので、一回本質的なところの議論をしていただくのがいいのかなというふうに私は思っています。市場シェアを計算すること自体に反対するものではないですけども、このシェアをどう解釈し、それに対してどう政策的な対応を取るのかというのは、一旦考え直してもいいんじゃないかというふうに思っている次第です。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、松村委員よろしくお願いたします。

○松村委員　　松村です。発言します。まず、この規制のそもそも論の話をして申し訳ないのですが、ここで事前監視し規制しているといっても、限界費用で入札してくれと言っているだけということは、私たちはちゃんと認識しなければいけないと思います。シングルプライスのオークションで限界費用で出すというのは、価格支配力という部分を除けば基本的に固定費の回収を最大にするような行動、ある意味で非常に自然な行動で、そのような自然な行動を取ってくださいと言っているだけのこと。市場支配力の行使などというのは心配ないような市場であれば、自然体でやられるようなことをやってくれと要請しているだけのことということなわけです。

だから、これが著しく厳しい規制になっているのだとすれば、それは価格支配力を行使する気が満々なのね、つり上げというのを行う気が満々なのねということのある意味で示しかねないような、そんなある意味で勇気と言うと変なんですけど、例えば合併の制限だとかというような何か物すごく厳しい制約を課すものではないということは、私たちは認識しなければいけないし、独禁法や一般的な発想ということを持ち出すのは結構ですが、一般的な発想というので、もしそこにひっかかったとすれば、どんな不利益が生じるのかということを考えれば、それはかなりレベルの違う話だということは、私たちは認識しなければいけないのではないかと思います。

一方で、スポットマーケットとすごく密接に関連している調整力市場に関しては、ほとんどボイコットなのではないかと疑われかねないような行動も頻発している。つまり、それと同じことをスポットマーケットでやれば、幾らでも価格は上げられるという、そういう構造になっているのではないかということ疑わせるような、そういう事態というのがこれだけ頻発しているのにもかかわらず、何か余分な規制をしているというような発想をすれば、それはあまりにも実態を見ていないのではないかという気がします。

スポットのマーケットと調整力の市場というのはとても強くリンクしているというようなことに関しては、事業者の今までの発言からしてもまさに明らかだし、経済学的に考えたってもちろん明らかということなので、そのような問題が起こっているということは頭の隅には入れる必要があるかと思います。

次に、本則に関してですが、もちろん昨年度の段階で中部一関西間というのはすごく詰まっているということを具体的に指摘して、今回ちゃんとそれを示していただいたということだと思います。実際そういうことになっているということですが、本則に関しては、そもそもずっと未来永劫この4地域でやるということではなかったと思っています。つまり、逆の方向になりますが、連系線が大増強されるということがあったとして、それで市場分断というのがほぼなくなつたという状況になつても、なおかつ維持しなければいけないということはないということだと思います。北本が大増強されれば、ひょっとして北海道は別と考える必要はなくなるのかもしれないし、関門が大増強されてしばらく様子を見たけど、分断率って著しく下がったということであれば別と考える必要もなくなるというようなことで、当然状況が大きく変われば見直すということはもともと入っていたのだと思います。

本則に関しても、もちろんそのような設備の大きな変更というのがあったり、需要構造の大きな変更というのがあったりして変われば、柔軟に見直すべきだというふうにもともとと思います。

その上で、中部に関しては確かにこれだけ大きな分断になっている、だから本則を見直すというのは一つの筋のいい考え方だと思いますが、もう一つは、中部一関西間は南福光のループ化というのと第二中部一関西間の連系線の増強というのを控えているということを考えれば、経過措置のほうで拾えるのであれば、このまま変えないという考え方もどちらもあり得ると思います。どちらの選択肢を取るにしても、今後検討していければと思います。

最後に、今回の規制に関して、そもそも事前規制というのがあるのだけれども、限界費用というのを実際に見るのはとても大変。起動費だとかというようなことがあったり、あるいは機会費用だとかというのをどう計算するのかというのはとても大変で、事業者のほうから、このような不合理な限界費用の計算の仕方だといろいろな弊害が出てきますということがあれば、それは積極的に聞くべきであるというふうに思います。それは改善しなければいけないということだと思いますが、監視の話とは本質的に違う話なのではないか

というふうに思います。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、大橋委員よろしくお願いたします。

○大橋委員　ちょっと言い損ねたかもしれないのですが、私が言っていることは、競争阻害行為があるのであれば、その競争を阻害する行為者を摘発すべきだというふうに思っているということです。競争阻害行為があるかもしれないので事前に何かするというのは、監視委員会のやるべきことでは本来はないのではないかとというふうに申し上げているということです。

以上です。

○武田座長　どうもありがとうございます。

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

それでは、松田委員から御質問あったと思いますので、事務局からコメント等いただければと思います。

○石井取引制度企画室長　どうもありがとうございます。まず、各委員の皆様、御指摘いただきましてどうもありがとうございます。今日はキックオフですので、いろいろ御意見いただいたものも踏まえながら、次回以降お示しできればと思いますけれども、最初に松田委員から御指摘いただいた点についてコメントさせていただきます。

例えば日々の監視の中で価格競争が発生すれば、対象外であってもこれは調査対象になり得ると、対象外事業者であったとしても調査対象になり得るというふうに我々は考えています。なぜなら、対象外事業者であったとしても余剰全量供出ですとか限界費用供出は望ましい行為とされていますし、相場操縦のおそれもあることから、調査対象から外れるということはないものと考えています。

それに加えてこの対象事業者については、これは継続的に見直しを実施していくものでありまして、仮に一旦対象外となったとしても、見直しの結果、再度対象となる可能性は十分にありますので、事業者には常に緊張感を持って対応していただく必要があるというふうに考えております。

事務局からは以上でございます。

○武田座長　どうもありがとうございます。

それでは、本件のうち今後1年間の対象事業者につきましては、こちらはルールの変更ございませんので、本日御報告のあったとおりに事務局において対応いただくことにいたします。また、今後の判定基準の考え方につきましては、本日の議論を踏まえて、継続してこの場で検討いただくということにしたいと思っております。どうもありがとうございました。

それでは、議題の3つ目でございます。こちらも大変重要でございます。「内外無差別な卸売の実施に向けた取組状況について」、引き続き石井室長から御説明をお願いします。
○石井取引制度企画室長　すみません、時間が押していますので、手短に進めたいと思っております。資料5でございます。

1枚おめくりいただきまして2ページ目でございます。本日御議論いただきたい内容、2つです。1つ目、九州エリアにおける内外無差別な卸売の再評価です。これは第7回のフォローアップで、九州エリアについては持ち越しとしました。当時は24年度秋頃をめどに再度確認をし、評価を行うというふうにした経緯がございます。今般、今年の8月末までの期中販売実績を基にして確認を行った結果を踏まえまして、内外無差別な卸売が担保されていると評価されるかどうか確認いただきたいというものです。

2つ目が、25年度以降に向けた各社の取組状況についてです。第8回フォローアップになります。第7回のフォローアップで、24年度以降を契約期間とする単年卸、長期卸の内外無差別性について評価を行った上で、25年度以降に向けて各社に対してさらなる取組を期待すること、または求めることを具体的に示しました。現在、各社で25年度以降の卸売のプロセスが進んでおります。このため、各事業者の取組が内外無差別な卸売のコミットメントの趣旨に沿ったものとなっているか、中間的な確認をいただきたいというものです。

おめくりいただきまして5ページ目でございます。九州エリアからです。結論から申し上げますと、現時点で内外無差別が担保されているというふうに評価したいと考えています。上から2つ目のチェックのところですが、具体的には24年度中を受渡し期間とする相対交渉、ブローカーを通じた販売について、交渉スケジュール、卸売標準メニュー等に関する確認項目について、プロセス、結果について内外無差別が担保されていることを確認したこと。残った供給力につきましても、全量スポット市場を通じて販売しておることから、一定量が約定していることを確認したというものでございます。

その下のチェックですけれども、したがって、現時点で二重丸評価というふうにしたいというふうに考えております。

6 ページ目、7 ページ目が、その詳細な各評価項目に沿った評価の結果でございます。割愛をいたします。

続いて、9 ページ目でございます。第8回のフォローアップでございます。

10 ページ目でございます。各社の25年度以降の卸売の全体像でございます。こちらは20年7月に旧一電及びJ E R Aが内外無差別な卸売等に関するコミットメントを表明しました。それ以前に締結した長期契約が25年度も継続している事業者、具体的には東電グループ、中電グループ、J E R Aですけれども、これらを除く8事業者については、供給力の大宗を卸売へ供出予定でありまして、社内・グループ内小売向けに供給力を確保していないと。そして8事業者については、販売量の約1割～2割以上を長期卸に配分しておりまして、今後その割合を拡大予定というところでございます。各社の概要は、10ページ、11ページに示したとおりでございます。

12 ページ目でございます。単年交渉に向けた動きでございます。交渉スケジュールについては、一部の事業者、中電ミライズさんですけれども、それを除きましてウェブサイトにて公表することとしております。既に4社は公表済みです。交渉についても、内外問わず同一のスケジュールで実施するということが予定されています。

13 ページ目です。標準メニューについてでございます。昨年度の卸売スキーム、商品設計を基に検討がなされています。J E R Aについては、卸標準メニューの販売をJ E R Aパワートレーディングに一元化していて、中国電力については、ベース型（市場連動型プラン）と定形型を追加しております。

15 ページ目でございます。単年交渉に向けた動きでございます。容量確保契約金額については、売手がコストベースの卸価格から明示的に控除を行う事業者と、プライスベースの交渉のため、別途控除しない事業者に大別されますけれども、いずれも内外無差別に対応される予定でして、控除方針についても買手に対して通知予定というふうになっています。

続いて、16 ページ目でございます。こちらは卸標準メニュー以外の販売概要ですけれども、卸標準メニュー以外についても、社内・グループ内のみ異なるメニューの販売を予定している事業者は確認されませんでした。例えばJ E R Aですけれども、期中の新規商品を展開する予定でございます。

続きまして、17 ページ目でございます。卸標準メニュー以外の容量確保契約金額の控除方針でございます。卸標準メニューを販売する場合と同じ考え方で控除される予定にな

っています。卸標準メニューと異なる控除方針を取る事業者もおりますけれども、内外無差別に対応していく予定ということを確認しています。

続きまして、18ページ目でございます。制約条件と価格以外の評価基準でございます。制約条件については、東北電力、関西電力の2社のみ設定されています。東北電力については、他のエリアで内外無差別な卸売が開始される年度以降、制約条件を設定しないという予定です。関西電力は、今年度も段階的に制約条件を緩和していく予定と。価格以外の評価基準については、3社を除いて前年度と同様になっています。

続きまして、20ページ目でございます。交渉スケジュールについてですけれども、こちら長期卸についてでございますけれども、交渉スケジュールについては短期と同様になっております。

続きまして、21ページ目でございます。長期の卸標準メニューの販売概要ですけれども、事業者の多くは、昨年度のスキーム、それから商品設計を基に検討しています。東北電力については、契約期間について顧客ニーズを踏まえ2年に変更していて、関西電力は、電源稼働状況や顧客ニーズを踏まえて、今年度はベース型のみを販売する。中国電力については、今年度は一律の価格により販売。九州電力は、今年度は入札によって販売するというふうにしています。

続きまして、23ページ目でございます。容量確保契約金額の控除方針でございます。全事業者において、容量確保契約金額相当の控除を行い、控除する旨について通知をする予定というふうにしています。

続きまして、24ページ目でございます。長期の卸標準メニュー以外についても、社内・グループ内のみ異なるメニューの販売を予定している事業者は確認されませんでした。

続きまして、25ページ目でございます。こちらは容量確保契約金額の控除方針でございます。P17でお示しをしております短期と同様になっております。

続きまして、26ページ目でございます。制約条件と価格以外の評価基準ですけれども、長期卸については、全事業者が制約条件を設定しておりませんでした。評価基準については、単年卸と同様の基準とする事業者が大半を占めていまして、社内・グループ内小売にとって実績に有利となる評価基準を設定する事業者は、現時点では確認されていません。

続きまして、29ページ目でございます。こちらは第7回フォローアップで委員の皆様からいただいた指摘への対応状況でございます。

30ページ目でございます。こちらは第98回の今年6月の会合で御指摘いただいた内容になっています。第7回フォローアップ、これは今年の6月ですけれども、23年度に締結をされました、24年度以降を契約期間とする単年長期卸を中心に評価を行っています。その結果としまして、内外無差別に向けた取組は総じて前進していると評価できるのではないかというふうになりました。各エリアについて、北海道、北陸、関西、中国、四国、沖縄ですけれども、現時点で内外無差別が担保されているというふうに評価をしています。また、九州については、先ほど御説明しましたように、再度確認し評価を行うこととしてはどうかということで前段のところで御説明をいたしました。

一方で東京と中部については、グループ内にコミットメント以前からの既存の長期契約が存在するため、内外無差別が担保されているとは評価できないというふうにしております。また、東北エリアについては、昨年度指摘された制約条件の解除が行われていないため、担保されているとは評価できないのではないかと、改善の検討を求めていますというふうにいたしました。

その上で31ページ目でございます。具体的に以下7点、個別の論点という形で、①から⑦という形で事業者に対して検討を求めることにいたしました。

次のページ、32ページ目でございます。こちらが今御説明しました第7回フォローアップにおける指摘への対応状況でございます。これまでのスライドから分かることとして、対応策を検討中の1社と昨年度から方針について変更なしとしている2社を除く各社において、対応策が措置済みであるということが分かりました。具体的に変更なしとしている2社、東北電力と東電ホールディングス、リニューアブルパワーですけれども、東北電力については、下の表にありますように、購入量の上限について指摘が前回なされたわけですが、例えば他事業者の既存の長期契約が満了した年度以降、すなわち内外無差別な卸売が開始されてからですけれども、上限を設定しない意向でありまして、東北エリアの単年卸についてはこのような形になっていると。

一方、東電ホールディングスとリニューアブルパワーについては、下の表のところ③のところでございますけれども、与信評価について指摘をいただいていたわけですが、卸標準メニューは金額規模が大きいという特殊性があることを踏まえまして、前払いは困難、当事者による保証のみでは回収漏れリスクが大きいということから、与信補完手段として引き続き第三者保証のみを採用する予定というふうにしています。事務局ではこれらの理由について確認をしております、いずれも一定の合理性があるというふうに考えて

おります。

続きまして、34ページ目でございます。現時点における評価、今後の論点でございます。多くの事業者が専門会合における指摘を受けて対応策を措置済みまたは検討中であり、一定の評価ができると。一方で、当然ではありますけれども、内外無差別な卸が実際に行われたかについて事後的に確認を行うことが重要であり、従来どおり25年度上半期を目途にフォローアップを実施したいと考えています。

各論でございます。スケジュールについては、買手の検討期間に十分な日数を確保すべきという御指摘がありました。各社については、その点に留意した検討期間を設定予定であるということを確認しております。具体的にはということで、全社において少なくとも10営業日以上を検討期間が設定されている。次回フォローアップにおいても、実際に十分な検討期間が確保されていたかについて、重点的に確認することとしたいと考えています。

35ページです。主要な商品、販売方法を変更する予定の事業者については、創意工夫により多様なメニューを多様な方法で販売することとしており、小売電気事業者の購入機会を広げるという観点から望ましいと。こうした販売について、内外無差別な卸売が担保されていたかを重点的に確認する必要があると考えています。

北陸電力については、優先的に交渉を行う小売電気事業者については、これまで取引実績に基づき基準を定めてグループ分けを実施していました。今般、25年度向けの卸から新たに4つ目の基準としまして、前年度期中の追加卸販売の契約実績というものを追加しております。次回フォローアップでは、社外小売にとって実績に購入不可な商品、条件ですとか価格ではなかったという観点で、この新たな基準が実績に自社小売に有利となる固定的な基準ではないかについて確認したいと考えています。

それから子会社が保有する電源については、これも6月の専門会合で示しましたけれども、原則として内外無差別な卸売を明示的に求めてフォローアップを行うことというふうにしています。次回フォローアップにおいて、新たに確認を行うこととしたいと考えています。

※にありますように、この専門会合では、子会社が保有する電源のうち、例外として内外無差別な卸売の対象外と考えられる電源を例示したところです。例外に該当する電源の範囲について、年内を目途に、本専門会合においてお示しをして御審議いただきたいと考えております。

最後、40ページ目でございます。今後の進め方でございますけれども、下の表にありますように、旧一電、J E R Aによる卸売が実際にどのように行われたかなど、監視等委が事後的に確認を行うことが必要であることから、速やかに次回のフォローアップを行いたい。今回は、25年度上半期に実施したいと考えています。その際、直近の契約締結プロセスの内外無差別性を確認して、仮に担保されてない場合は、早急に状況を改善させることを目的に、24年度に締結された25年度以降を契約期間とする単年長期卸、期中契約の評価を中心に行いたいというふうに考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問・御意見等ありましたらよろしく願います。いかがでしょうか。

それでは、小鶴オブザーバーよろしく願います。

○小鶴オブザーバー 御説明ありがとうございました。卸売のスケジュールについて弊社からお話しさせていただいたことについても改善が見られていると認識しておりまして、感謝いたします。

今回、ページ10～11に記載されています2025年度以降の卸売の全体像について、全供給力に占める25年度の卸売予定量の割合が示されておりますけれども、自社供給力全体に対する割合が9割を超える会社もあれば40%～50%台の会社もあって、各社に開きがあるなど見ております。この中で、例えば関西電力さんでいきますと、「電源脱落リスク等を考慮した自社供給力」との記載もあって、一定量を控除した上で供給力が供出されていると推察いたしました。

予定量に含まれていない電源や控除された電源については、グループ内で優先的に利用されていないか十分に確認していただけたらと思っておりますけれども、仮にその電源が安価にグループ内で利用されていたり、通告変更可能な電源として自社グループ内で利用されたりしますと、内外差別となります。予定量に含まれていない電源や控除された電源が誰にどのように販売されているか、使われているかについて、より踏み込んだ調査をお願いできればと思います。また、仮に売れ残りが生じた場合についても、同様の確認をお願いできればと思います。

それから容量確保契約金の控除についても記載ございますけれども、こちら内外無差別の話とは少し離れますけれども、単年度商品については多くの会社様が、プライスベース

のため別途控除しないと記載されております。既存の相対契約については、容量市場に関する既存契約見直し指針において、小売事業者の二重負担を防ぐ意味からも誠実に見直し協議を実施するということが記載されておりますけれども、単年度の卸協議においては特段の指針等もなく、小売事業者の負担増につながっているのではないかと懸念をしております。小売事業者のコスト増は最終的には需要家様のコスト増となりますので、内外無差別の話と少し離れますけれども、何らか改善できないか検討いただけますと幸いです。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。御意見・御質問等ございませんでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○石井取引制度企画室長 コメントいただきまして、どうもありがとうございます。今、小鶴オブザーバーからいただきましたけれども、売れ残りの期中販売分についても、社内グループ内のみ有利に販売を行っていないかというところについて確認対象としています。今御指摘いただいたとおりですけれども、来年度の上半期に実施するフォローアップでも、委員にもしっかりと御確認いただきたいというふうに考えております。

控除されている電源についても、スポット市場に供出されているということについて別途確認などしておりますけれども、いずれにせよ、次回フォローアップの中でしっかり確認していきたいというふうに考えております。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、本件につきましては事務局案のとおり進めることといたします。

最後の議題でございます。4番目「内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方（案）について」、こちらにつきまして、まずは事務局から説明をよろしく願いたいいたします。

○石井取引制度企画室長 資料6-1を御覧いただければと思います。時間が押している中、大変申し訳ありません。内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方（案）についてでございます。案としておりますけれども、先ほどの議題で実際に各社の内外無差別性を評価しておりますように、評価基準はこれまでの過去の専門会合において御議論いただいて、中身を全てフィックスしてきていますので、したがって、評価の考

え方自体は既に存在をしております。

では、この資料は何かということですが、2ページ目御覧いただければと思いますけれども、2つ目のポツですけれども、評価方針の案ですとか評価結果案については各回の専門会合において、今お話ししたとおりですけれども、御審議いただいて了承を得て、資料、議事録を通じて公表してきております。ただ他方で、事業者等が全体像を理解するには、これら各回の資料を全て確認する必要があります。こうした現状を踏まえまして、事業者等の利便性向上を図りまして、関係者間で改めてこの取組に係る認識を共有していくということを目的に、これまでの本専門会合における議論を整理し、とりまとめた文書を作成し、公表したいという趣旨でございます。

具体的には、第45回の専門会合（2020年の2月）の議論から、98回の専門会合、24年の6月までですけれども、その議論のうち内外無差別な卸売に係る内容を整理し、とりまとめたものでございます。これを委員会にも付議をしまして、パブコメを実施して、その後セットしていきたいというふうに考えています。

4ページ目、お開きいただければと思いますけれども、文書の構成でございます。具体的には資料6-2を見ていただければと思いますが、まず「はじめに」というものがあります。これまでの経緯です。それから背景といったものをお示した上で、第1というところで内外無差別な卸売等のフォローアップに至る経緯、その中でも不当な内部補助の防止に関する議論。2つ目がコミットメントに関する議論、3つ目がコミットメントの実効性確保に関する議論という形で第1を構成しています。

第2が、各社のコミットメントに基づく取組に関する評価の考え方でございまして、この2つに分かれておりますが、まずは対象電源の考え方、各社のコミットメントに基づく取組に関する評価方針というふうにしてあります。そして最後に「おわりに」ということで、昨今の電力システム改革を含めたいろいろなエネルギーに関する環境変化というものもありますので、そういったものに触れつつ「おわりに」というものを構成しております。

そして別紙ということで、項目別の評価方針とそれに基づく過去の評価例というものをお示したものでございます。

5ページ目でございます。今後のスケジュールですけれども、先ほど申し上げましたとおり、この専門会合終了後に委員会に文書を付議しまして、パブコメを実施した上で、委員会に文書を再度諮った上で公表したいというふうに考えてございます。

簡単ではありますが、以上でございます。

○武田座長　　ありがとうございます。

急いで御説明いただきましたけれども、議論の時間はございますので、先生方から御質問いただければと思います。いかがでございましょうか。

それでは、大橋委員よろしくお願いたします。

○大橋委員　　ありがとうございます。内外無差別のコミットメントについて、前の議題とこの議題で見せていただいて、改めて相当複雑なコミットメントになっているなというふうなことを確認させていただきました。

そもそも内外無差別については、需要家の利益のために競争環境整備をするという中において、当時の一般電気事業者内の取引と、あと外の取引、新電力ですけれども、その外の取引が平等になるようにというアイデアから発せられたのだと思います。それが監視の観点では監視の容易さを追求したのだと思いますけれども、そうした中において、例えば商品タイミングの事前明示とか、あるいは商品の標準化をすることで、当時の思いとずれが生じてしまっているのかなというふうなことを若干懸念しています。

例えばですが、需要家が望む商品設計が既存電源でできているのかどうか、できなくなっているのではないか。あるいは商品タイミングを規格化することによって、実はさやが抜きやすいようなことも、機会として他事業者に与えてしまっているのではないかとか。さやというのは先物とか合わせてですけれども、そうした観点から見てみたとき、一旦ここでまとめていただくのは重要だと思いますが、一旦こうしたものも根っこから考えてみて、本当に需要家に資する仕組みは何なんだろうかということを考えていただくのは大変重要なのかなと思っています。

ちょっとこの資料自体というよりは、この資料を踏まえて今後どうしたものかいいのかなということで思ったことを申し上げました。失礼いたしました。

○武田座長　　ありがとうございます。

それでは、松田委員よろしくお願いたします。

○松田委員　　ありがとうございます。簡単なコメントだけさせていただければと思います。

今回、事務局におかれましては、内外無差別に関する考え方、従来の議論の経緯も含めてまとめていただいて、どうもありがとうございました。複数回にわたり議論した重要な論点については、今回のように情報や考え方を一元的に整理するというところに、それ自体に非常に価値があるのではないかと考えております。この論点以外でも多岐にわたる事実

を整理したり、複数回の議論をとりまとめたりしたものについては、ぜひ適宜にテキストとして明示していただければと思っております。

事業者さんの担当者にも人事異動などあると思いますので、考え方について将来的に曖昧なところや不明確なことが生じないように、パブコメ後に成案となって公表されましたら、ホームページの見やすい箇所に掲示していただくなどして、入手しやすい情報にさせていただくことも重要かと思いました。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、二村委員よろしく願いいたします。御質問ですね。

○二村委員 はい、そうです。ありがとうございます。今お示しいただいている今後のスケジュールのところ、パブリックコメントを募集して、その後、文書が確定した後の取扱いなのですが、位置づけ的にはどういう文書になるのか。規程など文書管理の段階があると思いますので、どういうものに当たるのか確認をさせていただければと思います。よろしく願いいたします。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかにかがでございましょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、御質問があったかと思えますけれども、事務局からコメント等いただければと思います。

○石井取引制度企画室長 どうもありがとうございます。大橋委員からいただいた御指摘ですけれども、委員御指摘のとおり、電力システムを取り巻く環境は日々変化をしております。このため、今回の文書というのは、あくまでこれまでの制度設計専門会合で整理された内容を文書としてとりまとめたものではありませんけれども、新たに「はじめに」と「おわりに」、途中のパワーポイントの資料を説明する中で少し触れましたけれども、その中でも、今後見直しをしていくという旨をうたっておりますので、見直しを行う際には、いろいろな委員からいただいた御意見も考慮に入れながら検討してまいりたいというふうに考えております。

二村委員から御指摘いただいた点ですけれども、この文書はどのような位置づけになるのかということですが、これは当然ながら行政文書になります。既に我々、制度設計専門会合の頃から整理をしてきました評価基準に基づいて、その上で内外無差別性を評価してき

たわけですけれども、それをきちんと整理をし、行政文書としてとりまとめてお示しをしたものということになりますので、ある意味行政指導の指針に該当し得るというものになります。

以上でございます。

○武田座長　　どうもありがとうございました。

それでは、本件につきましては制度の機能について根本的な御意見もございましたけれども、これまでの議論をまとめるということにつきましては賛同いただいたところでございます。委員の先生方から全て御賛同いただきましたので、本日お示しいたしました考え方につきましては、今後開催されます電力・ガス取引監視等委員会において確認いただいた後、パブリックコメントに付していくという流れで進めたいと思います。どうもありがとうございました。

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

○田上総務課長　長時間にわたり御議論いただきまして、ありがとうございました。

本日の議事録につきましては、案ができ次第送付をさせていただきますので、御確認のほどよろしくお願いいたします。

それでは、第2回制度設計・監視専門会合はこれにて終了といたします。本日は、ありがとうございました。

——了——