

第44回制度設計専門会合 議事録

日時：令和元年12月17日 10：00～12：10

場所：経済産業省 本館17階 第1～第3共用会議室

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

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○恒藤総務課長 では、定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス取引監視等委員会第44回制度設計専門会合を開催いたします。

皆様、本日もご多忙のところご出席いただきまして、まことにありがとうございます。

本日の議事の模様は、インターネットで同時中継も行っております。

それぞれは、議事に入ります。以降の進行は、稲垣座長、よろしく願いいたします。

○稲垣座長 皆さん、おはようございます。本日の議題は、議事次第に記載した7つでございます。ということで、12時まで、タイトな中でやっていきたいと思っております。

それでは、議題1について、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 それでは、ご説明をさせていただきます。

資料3-1の4ページをごらんいただけますでしょうか。

こちら、前回、需給ひっ迫時の補正インバランス料金について議論を行い、複数の委員から、事務局提案のご理解、ご賛同のご意見をいただいた一方で、Cの設定については新電力の経営への影響等を勘案し、一定程度の暫定的な措置を設けることを検討すべき等のご意見をいただきました。今回は、暫定的な措置の導入の是非についてご議論いただきたいと思っております。

5ページのように、前回における主なご意見を記載しております。

6ページでございますが、この補正インバランス料金の上限価格、Cの設定が卸電力取引市場に与える影響ということでございますが、前回の会合において、この上限価格Cの設定が事実上の卸市場価格の上限となるため、Cの設定を低くし過ぎる場合のデメリット

も考慮すべきとのご指摘をいただきました。

スポット市場や時間前市場における小売事業者の行動として、インバランス料金がCより上がることはないだろうと考え、計画停電や電力使用制限が実施されるようなケースにおいても、Cよりも高い価格では買いを入れないという行動を取る可能性が高い。そのため、このような状況下においても、時間前市場やスポット市場の価格はC以上にはならない可能性が高いと。

したがって、Cの設定を低くした場合、ひっ迫時においても時間前市場やスポット市場の価格が十分上昇しないことなどにより、小売事業者と需要家が協力して需要を調整するというような取り組みなど、新たな取り組みの普及を阻害することが懸念をされます。

以上を踏まえ、暫定的な措置を導入する場合においても、こうした影響にも配慮した必要最小限の期間とすべきと考えられます。

次に、7ページをごらんいただけますでしょうか。

今年度より、新たに電力先物市場、ベースロード市場が創設され、スポット市場や時間前市場以外にも多様な電源の調達手段が整備をされてきています。新たなインバランス料金制度では、各BGがこうした市場も活用して、あらかじめ必要な量の電源を調達することが経済合理的となるため、インバランス発生量が抑制されることが期待をされます。

さらに、現状では、制度開始後間もないこともあり、必ずしも取引規模が大きい状況にはありませんが、新たなインバランス料金制度が適切に機能することで、これらの市場が活性化していくことも期待をされます。

以上を踏まえ、新たなインバランス料金制度の導入に当たり、一定の暫定的な措置を導入することも考えられますが、過度な措置の導入はこれらの市場の発展に影響を与える懸念もあることから、暫定的な措置を長期にわたって継続することは避けることが望ましいと記載をしております。

8ページ、9ページ、10ページは、新たな市場の整備の例ということで記載をしております。

それでは、11ページをごらんいただけますでしょうか。

こちら、Cの設定の暫定的な措置の具体案ということでございますが、以上の議論を踏まえ、補正インバランス料金の上限のCの設定については、新たな需給バランス確保への取り組みや市場の発展に大きな影響を与えないことを前提とし、激変緩和のため、一定期間の暫定的な措置を設けてはどうか。

まず、Cの設定については、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格が201円/kWhであることから、激変緩和として実績ある価格を参考とする観点から、暫定的に200円/kWhとすることとしてはどうかということでございます。

次に、暫定措置期間につきましては、2022年度から新たなインバランス料金制度が開始され、2024年度には容量市場が開始されることも踏まえ、2022年度から2023年度までの2年間としてはどうかということでございます。

暫定措置期間終了後は、Cの価格を600円に変更することを原則としてはどうか。ただし、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認した上で、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更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。

12ページでございますが、こちら、暫定的な措置の設定を用いて、現行制度下でのインバランスの発生実績に当てはめて改めて新電力小売BGの負担額を試算したところ、補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金単価は48～98円/kWhとなっております。

この平均単価の水準は、過去のスポット市場の最高価格である100円/kWhと比較しても、新電力の経営への影響を勘案する観点からは、暫定的な措置として十分であるのではないかと考えられます。

13ページをごらんいただけますでしょうか。

こちら、今年度の2020年度向け調整力公募の落札結果から、電源I'の調達価格をもとにC及びDの設定を再計算したところ、上限価格Cの設定は約750円/kWh、Dの設定は約33円/kWhと算出をされました。

この結果についてでございますが、電源I'の広域的調達はまだ1年しか実績がなく、将来にわたり大きく乖離するかどうかについては現段階では判断が困難であります。

以上を踏まえまして、システムの準備期間や制度の周知期間等も考慮しまして、2022年度からの新たなインバランス料金制度においては、Cの設定は200円/kWh、Dの設定は45円/kWhで開始することとした上で、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認した上で、必要に応じ、C及びDの設定についても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。

15ページをごらんいただけますでしょうか。

15ページ、こちら、補正インバランス料金の設定（案）のまとめと今後の方針ということで、以上の事務局の提案をまとめると以下のとおりということで記載をしております。

続きまして、16ページ、17ページ、沖縄エリアのインバランス料金についてということでございます。

17ページをごらんいただきますと、沖縄エリアのインバランス料金につきましては、2019年5月、第38回専門会合におきまして、17ページ記載のとおり事務局案をお示しし、ご議論いただいたところでございます。

前回までの議論の中で、沖縄エリアは広域運用が導入されないことから、エリア内で稼働した調整力の限界的なkWh価格を引用してインバランス料金を算定する。

エリア内調整力は、インバランス対応と時間内変動対応の両方のために稼働することから、以下のように算定することとするということで、エリア内で稼働した調整力のうち、kWh価格の高いものから順に一定量の加重平均価格を算出することということで、その一定量XkWhの値を決定するというのが今回の論点となっております。

18ページをごらんいただけますでしょうか。

この18ページの下の方にありますとおり、時間内変動分を控除する観点から、30分コマ内に上げ調整と下げ調整が両方あった場合には、この図にありますとおり、それを相殺しまして、残ったものの限界的なkWh価格というのをインバランス料金とするということにしてございます。

19ページをごらんいただけますでしょうか。

さらに、19ページにありますとおり、インバランス料金に引用する調整力につきましては、そのコマにおいてインバランスが1単位発生した場合におけるコストということを反映することが適当ではございますが、このXの値を大きくすると限界的なkWh価格からの乖離が大きくなる可能性があるかと。

他方で、インバランス料金にはインバランスに対応する調整力のkWh価格を反映することが適当ではありますが、Xの値を小さくすると、インバランス対応ではない時間内変動対応の調整力の影響が大きくなる可能性がありますので、Xの値につきましてはこれらのバランスをとった形で決定することが適当でございます。

それにつきまして、20ページのような試算を行いまして、Xの値を沖縄エリアにおけるインバランス量の約5%における10MWhとした場合と、約10%における20MWhとした場合について、それぞれのインバランス料金の試算を行ってございます。

Xの値を10MWhとした場合は、この20ページの左の下にあるように、インバランス料金が高騰するコマが発生をする一方で、20MWhとした場合というのは、インバランス料金が高騰

する問題はおおむね解消をされております。

この20ページの右の表のほうをみていただきますと、含まれるユニット数ということにつきましては、10MWhとした場合においてもユニット数についてはほぼ1～2台、20MWhとした場合もほぼ1～2台ということで、含まれるユニット数が過度に多くなることもないということになっております。

以上を踏まえますと、Xの値が20MWhであれば、インバランス対応の限界的なkWh価格をおおむね反映していると考えられるため、当分の間はこの案を採用してはどうかということでございます。

21ページ、22ページでございますが、21ページ、沖縄エリアの補正インバランス料金の価格設定につきましては、こちら、需給ひっ迫時におけるインバランス料金について、沖縄以外の本土における補正インバランス料金の価格設定についての事務局の提案ということにつきましては、Cは新たにDRを追加的に確保するコスト=200円/kWh（暫定的な措置）、Dは確保済みの電源I'のコスト=45円/kWhということになっておりまして、沖縄エリアについても上記の考え方にに基づき補正インバランス料金を設定することとしてはどうかということございまして、特に沖縄エリアについては卸電力取引市場がなく、小売事業者の調達手段が限られていることも踏まえ、補正インバランス料金の設定について一定の配慮が必要と考えられるがどうかということでございます。

また、22ページでございますが、需給ひっ迫の範囲の設定についての考え方ということにつきましても、B、B'、Aに記載のとおりということとが本土における基本的な考え方としておりますので、沖縄エリアにおいても基本的に上記の考え方にに基づき、需給ひっ迫の範囲を検討することとしてはどうかということで、沖縄エリアの具体的な状況も踏まえて、需給ひっ迫の範囲の具体的な水準を今後議論してはいかがかということでございます。

23ページでございますが、沖縄エリアにおける Δ kWh・kWh価格を設定する際の規律ということにつきましては、これは後ほど別の議題において議論いたしますが、沖縄エリアにつきましては、当分の間は需給調整市場の競争が十分に機能しない状況と予想されるものですから、市場支配力を有する事業者については一定の規律を設け、それを遵守するように要請するといった方法について検討してはどうかということでございます。

こちら、以上、資料3-1ということになっておりますが、こちら、資料3-2のほうをごらんいただけますでしょうか。

資料3—2のほうでございますが、こちら、2022年度以降のインバランス料金制度について中間とりまとめということでございまして、インバランス料金制度につきましては、本年2月に第36回制度設計専門会合を開いてから第44回までの9回にわたりまして活発なご議論を行っていただいていたところでございます。したがって、こちら、資料3—2の形で、インバランス料金制度につきましては大枠のところについての検討がなされてきたということでございますので、これを中間とりまとめという形にしまして、資源エネルギー庁の審議会に報告をするということを想定してございます。

こちらでございますが、1ページ、「新たなインバランス料金の基本的考え方」というところについてでございますが、こちらにつきましては6月のときにも同じようにワードファイルの形で報告、中間的なとりまとめという形で行っておりますが、そのときから記載は特に変更してございませんので、説明は割愛をさせていただきます。

同じく、2ページ目、「2. インバランス料金の算定方法の詳細」のところにつきましても、大きくは変わってございません。

「(1)インバランス料金の算定方法」「(2)インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的なkWh価格」、3ページに行ってくださいまして「(3)卸市場価格による補正」、4ページに行ってくださいまして「(4)太陽光等の出力抑制のケースの扱い」、ここにつきましては6月の時点でのとりまとめと記載は変わっておりません。

(5)からが今回追加をしております、「需給ひっ迫時補正インバランス料金」ということで、こちら、Cの価格、Dの価格、A、B'、Bにつきましては、これまでご議論いただきましたとおり、A、B、B'については3%、8%、10%、CとDにつきましては、Dは45円、Cにつきましては600円を原則とするが、2年間の間、暫定的な措置として200円ということにしております。

続きまして、6ページに行ってくださいまして、こちらの「(6)需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の取扱いについて」ということでございますが、こちら、これまでご議論いただきましたとおり、7ページの165行にありますとおり、需給ひっ迫時に講じられる各種の対策について、インバランス料金の計算方法ということでとりまとめてございます。

I'につきましては、稼働したI'につきまして広域運用された調整力の一部とみなして、通常インバランス料金の限界的なkWh価格に含めるということで、自家発につきましては、その自家発がなければどの程度補正料金算定インデックスが低下していたかを計算し、その値に基づいて補正インバランス料金の計算を行うと。電力使用制限につきましては、

電力使用制限を調整力とみなし、kWh価格を100円/kWhの調整力が稼働したとみなして計算を行うと。計画停電につきましては、計画停電を調整力とみなして、この補正インバランス料金の上限価格の調整力が稼働したとみなし、インバランス料金の計算を行うということにしておりまして、なお、節電要請については、その発動をインバランス料金に反映させる特別なルールを導入しないということにしてございます。

続きまして、7ページの「(7)ブラックアウトが発生した場合のインバランス料金及び卸電力市場のあり方」というところでもございまして、こちらにつきましては、次のページの8ページの187行目のところにまとめてございまして、ブラックアウトが発生した場合につきましては、ブラックアウト～ネットワーク機能が復旧するまでの間につきましては、卸電力取引市場を停止をします。インバランス料金の扱いにつきましては、ブラックアウト発生当日についてはブラックアウト発生直前スポット市場価格、ブラックアウト発生翌日以降につきましてはブラックアウト発生直前1週間のスポット市場の価格の平均値をインバランス料金とすることにしております。

8ページの「(8)沖縄エリアにおけるインバランス料金」につきましては、先ほど資料3-1においてご説明をしたとおりの内容となっております。

9ページの「3. タイムリーな情報公表の詳細」ということにつきましても、こちらもこれまでご議論いただいた内容というのを記載しておるところでございます。

以上、3-2ということで、中間とりまとめということにしてありますが、こちらのほうにつきましては、12月26日のほうに資源エネルギー庁の基本政策小委員会のほうが開催をされる予定ということにしておりますので、当会合においてこちらの案ということでご了承を得られましたら、資源エネルギー庁の基本政策小委員会のほうに報告をすることをしたいということで考えているところでございます。

以上、私からの説明は以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、10時半までの時間でご議論いただきたいと思います。資料3-1については15ページ、それから沖縄は議論継続。それから、資料3-2については、これを当専門会合の意見としてとりまとめて報告してよいかという点でございます。

では、ご意見をお願いいたします。

○野崎オブザーバー　　ありがとうございます。いわゆる最大値Cにつきまして、2年間200/kWhとするという、こういう暫定措置をご提案いただきまして感謝申し上げます。

ただ、足元の実績と比べますと相当に高い水準ということもいえますけれども、それでも新電力の経営にご配慮いただいた結果ということで受けとめております。

ただ、今後の詳細制度の設計に当たりましては、何らかの要因によってインバランス価格が長期に最高価格に張りついた場合等々のセーフティーネットについてご議論いただけますと幸いですということ。

それから、暫定措置期間終了後につきましてですけれども、600円という記述がございますけれども、これにこだわることなく、今後の市場の状況をみきわめた上で、期間の延長なども含めて慎重なご検討をお願いできればと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。ほかにご意見をお願いいたします。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。私も事務局案に賛成の立場でございます。

野崎オブザーバー様からございました、Cの値の200円という議論でございますけれども、今回、そもそも新たなインバランス料金制度を設けるということで、今回のやり方というのは、その時点の電気の価値を反映すべきであって、その価値が正しく反映されることで追加的なDRや供給力を引き出すということが出来ますし、また、発電事業者や小売事業者におかれては、ベースロード市場や時間前市場あるいは電力先物取引市場といったところでリスクヘッジをされていくということが期待されるところでございます。

2年間の暫定期間が終了した後に600円ということに決めてしまうということにつきましては、先ほど野崎オブザーバーからございましたとおり、暫定が終わったらすぐにそうなるというふうに原則論で捉まえるということよりも、資料3-1の13ページから14ページにございますように、電源I'の発動を複数回行った場合の算定で、2018年度、2019年度、2020年度はいずれも600円を超えており、2020年度に至っては749円という数字もございます。ですので、余り600円という原則に固執し過ぎることなく、暫定期間中のインバランス料金の状況や、スポット市場、時間前市場、電力先物取引市場、ベースロード市場の活性化の状況などをみつつ、総合的に検討していただきたいと考えます。その結果、もしかしたら原則の値としての600円に近づくための、例えば400円といったレベル感の再度の暫定措置の設定というようなことも妥当ということになることは、可能性としてはあろうかと思っております。

それから、補正インバランス料金の上限を設けてほしいとか、さらなる追加的な措置を

設けてほしいといった形でご意見があるかとも思いますけれども、今回の暫定的な措置を設けることで新電力の負担というのは相当程度軽減されておりますし、必要なリスク回避策も論じられておるところでございます。したがって、まずは、2020年度からは今回の事務局案で実施することとして、2020年度以降に暫定措置期間中のインバランス料金の状況などを確認した上で、さらなる将来的な措置を選択肢に入れた必要な検討を行っていくべきだろうというふうに考えます。

以上です。

○稲垣座長　それでは、神田オブザーバー、お願いいたします。

○神田オブザーバー　大口家懇です。

自家発を保有する会社が余剰電力を卸電力市場に出しているような場合、例えば需給ひっ迫になれば、例えばですが工場の生産を抑制してでも取引市場に供給する電力量をふやすようなことは期待されると思うんですが、今回設定されようとしている料金レベルですと、万一、当日になって発電設備がうまく動かないといった、供給できなかったようなことを想定すると、そのデメリットは非常に大きいので、リスク回避の観点から供給はやはり見合わせようかというような会社が出るのではないかという声もちょっと聞こえてきております。もしそういうことが起きますと本来の目的に沿わないと思われまので、今後の検証におかれましては、自家発保有者の行動についてもフォローしていただいて、必要に応じ適切な見直しにも反映していただければと考えているところです。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、鮫島オブザーバー、お願いいたします。

○鮫島オブザーバー　どうもありがとうございます。それでは、前回に引き続いてこの場に出席させていただき、本当にありがとうございます。加えて、先週の13日金曜日には、新電力連絡会に専門会合の事務局の方が来られて、需給ひっ迫時におけるインバランス制度へのこの新たな取り組みについて事前説明いただきました。こういうふうに事前説明をいただいたのは、その場に声をかけた新電力7社ほどだったと思いますけれども、事後的な説明は今まであったにしても、今回のように事前に説明をいただける、そして少しでも質問ができる、そういう機会をもたせていただいたのは初めてだったかと思います。改めて感謝申し上げたいと思います。

とはいえ、ここにいるF-Powerを初め、丸紅新電力さん、それからイーレックスさん、

600社強存在する新電力の代表でも何でもないということを改めてつけ加えたいと思います。実際は、新電力連絡会という、これも限られた新電力の中であって、その中でも多様な意見があり、その中で出ている大きな声も、小さな声であっても、皆様に検討していただく意味があると思われれば、その声をこの場にお届けするのがまずは大きな役割だというふうに考えております。

そこで、とりあえず、他の新電力の声ということで皆様にお伝えしたいと思います。

1つ目は、2018年3月にインバランス料金と常時バックアップについての関係者向けの意見募集を実施したことがあります。今回の高額なインバランス料金が発生する仕組みの導入に当たっても、同様に慎重なアプローチをお願いしたい。

2つ目になりますが、暫定措置後の姿を原則600円とするのはいかがか。それでピンどめされると、暫定措置期間を経て得られた多くの知見をもとにした議論が大変しくくなる。むしろ、2年後は白紙としてほしい。いただいた説明では、長期間、例えば1ヵ月間におわたって高額なインバランス料金が発生する可能性についての言及がなかった。震災等の災害時に、高額なインバランスが長期間継続することが新電力の経営に重大な懸念を生じるのみならず、不足インバランスを生じないために、小売契約を強制的に打ち切る等の消費者にとっても望ましくない状況を生じかねさせない。長期間需給ひっ迫時のインバランスが継続する可能性や影響について、十分な検討と議論をお願いしたい。こういった点は数社から疑問の声が上がっていました。

そのほかにも、暫定期間中、Cの価格が200円に下がったといっても、新電力の経営に対する影響は大きい。200円と決めるに当たって参考にされた社会的コストとは具体的に何だろうか。また、どういう理由で時間前市場で200円がついたか、このあたりも説明いただきたい。そのほかに、ご当局や委員の関係者は、インバランス料金を高くしたらDRができる、結果的な供給力がふえると考えていらっしゃるのかもしれない。しかし、200円が続くとなれば、DRができるような余裕は事業者になく、事業者は身を守るために恐らく小売契約を切るという行動に出る。事業者の行動にどう影響を与えるか、そういうことも制度全体を考える中で取り上げてほしい。追加的な供給力を引き出すのがインバランスの趣旨だとお聞きしたが、本当に追加的な供給力を出すことになるのか、供給力を出そうと思った途端、思わぬ事故等がかえって高額なインバランス価格を払うことを思えば、余計なことはやらないということも考えられる。この点は神田オブザーバーから今いただいた話と非常に符合すると思いますが、こういう意見も出ました。

そのほか、資料の15ページの2ポツにある「暫定措置期間中のインバランス発生状況やインバランス料金の状況など」ということで、この「など」の中には、そういった事業者の行動も含めて考えてほしいという話がありました。この「など」の範疇に、実は市場の活性化に向けた環境をちゃんと見直してほしいと、そういったことを前回の専門会合にF-Powerの意見として私から述べさせていただいたことがあります。こういったアプローチについても、実は新電力の連絡会では慎重に行うべきだという話がありました。市場の活性化と高額インバランス導入のテーマを双方持ち出して議論すると、これは鶏と卵である。当局の議論に乗りかねない。慎重にすべきだと、私も随分新電力連絡会の中でもいわれました。

ここからは、むしろF-Powerとしての意見になります。

確かに、他の新電力のメンバーの方が示したような慎重論には私も首肯するような点があります。例えば、資料の7ページから10ページまで、各市場の状況の説明があります。十数年、電力自由化を経過しても、いまだ不十分な状況だというような説明にこれらの資料が使えても、曲がりなりに市場の活性化は進んでいるという意味であるなら、全く私が問題提起した前回と筋違いだと思っています。ベースロード市場は始まったばかりです。来年度の1年間に対して、半年近く先の価格を一気に――とはいっても3回に分けてですけども、一気に決めるのは、先行きが不透明になるビジネス環境では大変酷な話です。ベースロード市場が活性化されれば、長期の調達見込みが立ち、それならインバランス価格は高くてもよいといったような見え方にもなり、ベースロード市場がここで引き合いに出されるのはおかしいといった話も、さきの事前説明会の後にあったディスカッションで他の新電力から出たくらいです。

先物取引についても、器はつくったものの鳴かず飛ばずです。将来の経済行為に値段をつける、それで売買するのに、その経済行為に関連する、他の経済行為について値段をつける必要があるのかどうか。電力ビジネスにかかわるそういったアプローチの影響について、議論や会計の整理、社内規則やルール、体制、事務処理、必要最低限なシステムの整備、情報管理や相場操縦等の社会が求めるコンプライアンスの観点、対外説明が求められる水準、その必要性等々、まだまだ器の中身が参加者側で十分に整っていない状態だと思っています。暫定措置期間の2年間に、先物市場とかベースロード市場とか、この両市場がどこまで利用度の高い市場になっているのか、まだ見当がつかない状況です。

ましてや、時間前市場のテーマは、ちょっと私にとっては想定外でした。確かに系統ク

ローズ直前の市場を改善に向けて見直すのは好ましい姿勢だと思い、それを否定するものではありません。しかしながら、スポット市場やインバランス生産に大量のエクスポージャーを持ち込まないようにする先渡し、先物、相对市場の活性化、その流動性向上や適正価格の形成、これらを念頭に前回発言を行ったつもりです。スポット市場や時間前市場を通じて持ち込む需給のミスマッチを減らしてインバランスに回さざるを得ない量が全体のごく一部であれば、平時でも取扱量やリスク的には例外的なオペレーションとしてインバランスをみることができます。例えば需給ひっ迫が起きたとしても、通常は長期間にわたらず、短期間でおさまるという見通しや実績、それに裏付けられた安心感が醸成されていれば、需給ひっ迫時であっても、今回いただいているような事態はやはり例外的なケースとしてみなせるのではないかと思います。

したがって、例外中の例外になる災害や長期ひっ迫時の長期化対応も含めて、今回のような政策提案を受け入れる素地ができるのではないのでしょうか。足の長い電力取引に対する安心した市場運営や、市場参加者もそういったものに対する信頼感があれば、高額インバランスの議論を冷静にされる余地が生まれると思います。

常時バックアップを解消するときに当たっては、市場環境を検討する余裕が皆さんにあったような気がします。今回、システム開発とか、限られた時間であることや、そういう制約があるとはいえ、市場関係者の行動状況やバランスのとれた市場活性化状況を暫定期間終了の検討の題材に入れ、それをにらみながら高額インバランスの妥当性を議論することができないかと思っております。

金融にも為替にも適正水準を意識した政策運営があって、市場参加者もそのことを意識しています。日本の電力価格についても適正価格を示す機能、逆に何かあったときには関係者にそれを知らせたり必要な行動を促す価格シグナル機能、こういった市場本来の機能が発揮されることについての手当を後回しにしては、また一方で市場に需給調整機能を優先させるあまりにそういうことが行われるようだと、今回のような状況になるのではないかと感じています。

長くなりましたが、新電力連絡会を通じて新電力からの意見をある程度まとめさせていただいたつもりです。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー　　ありがとうございます。風力発電協会の者でございます。サブシ

ートから恐縮ですけれども、本件に関してもコメントさせていただきたいと思います。

まず最初に、今の新電力のオブザーバーのお話の中で、過去の議論の中では意見募集のようなプロセスもあったということでした。関係者の合意形成のプロセスとして有効かと思っておりますので、ぜひご検討いただければと思います。

次に、再生可能エネルギーの電源の扱いに関して事務局のご見解を聞かせていただければと思います。今後、FITの再エネ電源の増加が見込まれますし、FITのインバランス特例の廃止というのも議論されております。このインバランス料金制度が第5次のエネルギー基本計画に定める再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取り組みを阻害しないかという観点から、ご見解をいただきたいものでございます。

去る12月12日に資源エネルギー庁で開催されました再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委においては、中間とりまとめ案が示されております。そちらのインバランスについての項においては、引用しますが、発電予測技術や小売電気事業者、アグリゲーターとの契約ノウハウをもっていなかった再エネ発電事業者が新たに市場に出てくることを踏まえ、環境整備を進めるとともに、現行FIT制度では買取事業者インバランスリスク量が交付されていることも参考に、再エネ事業者のインバランス負担軽減のための経過措置等も検討すべきであると言及されております。前半の発電予測技術や小売電気事業者、アグリゲーターとの契約ノウハウをもっていなかった再エネ発電事業者というご指摘、恥づかしながら間違っていないかと思っております。それが新たな市場に出てくることを踏まえて環境整備を進める。再エネ発電事業者のインバランス負担軽減のための経過措置等も検討すべきということについては、今の料金制度の設計主体として本会合において今後引き続きご検討いただけるものでしょうか。あるいは、資源エネルギー庁に検討を任されるということであれば、経過措置等として、例えば当面この料金制度を適用しないという判断をされても問題ないとお考えでしょうか。

なお、今回示された需給ひっ迫時におけるインバランス料金、Cの設定の暫定措置は、11ページにおいてその容量市場が開設されることを踏まえて2年間の経過措置期間と。その後、暫定措置終了後は600円に変更されると、変更するものを原則とするということですので、先ほども申し上げた再生可能エネルギーの市場への統合に向けた環境整備のことは、現時点で少なくともスケジュール上は全く考慮いただけていないと理解しております。

以上となります。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、橋本オブザーバー、お願いいたします。

○橋本オブザーバー　ありがとうございます。先ほど幾つかのオブザーバー等からも表明されておりますけれども、やはり高額な料金の連続というところに対する懸念はありますので、私、前回の本委員会でも当方から言及させていただきましたけれども、価格が連続した際のセーフティーネットということについては、ぜひ検討していただきたいと思っております。

それから、200円の根拠について、時間前市場の過去の価格ということで参照されておりますけれども、これを調べたところ、2017年1月の価格ではないかと認識しております。行政の多大な努力で、タマだし基準の明確化ということがなされたのが1年前かと思えます。その基準が明確化されて、ワークした後、ワークされているかどうかということ的前提と踏まえて、そういうことで参照価格を決めていただいてもよろしいのではないかとというふうに考えております。参照価格については、前回この場でも他のオブザーバーから意見があったところかと思えます。

それから、時間前市場について等々、市場の改革について資料に3ページほど記載がございます。ありがとうございます。ただ、時間前市場については行政において詳細な検討をしていただいておりますけれども、資料をごらんいただければわかるとおり、2018年12月の資料でございます。1年たっている状況でございますけれども、時間前市場について、例えばこの資料にあるような——ほかの案でも結構ですけれども、これらについてJPEXで具体的に検討が進められたということは私は認識しておりません。時間前市場についてもそうでございますし、2022年度スタートしてからも暫定措置が導入されるということでございますけれども、その中には当然市場環境の進捗状況というものについてもレビューがされるものと理解しております。したがって、2022年度からの新制度が仮に導入されたとした場合等はもちろんですけれども、今年度あるいは来年度からにおいても、この新しいインバランス制度に向けて、この市場整備状況についても含めて、この場で——この場がいいのか、例えばこの場で、例えば半年に1回とか定期的にレビューをしていただくことをお願いできればと思います。

また、最後になりますけれども、前回参加させていただきまして、新電力の懸念について配慮していただいたことに大変感謝を申し上げます。第39回の専門会合でも、行政側の事務局のほうから新電力への懸念については影響するご発言があったかと認識しております。そういうご配慮をいただけるということで大変ありがたく思っておりますので、引き

続きバランスのとれた検討をお願いできればと存じます。

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、松村委員、お願いいたします。

○松村委員　　事務局の提案、合理的だと思いますので、このとおりに進めていただければと思います。

検討する2年間の暫定措置の間にいろいろな市場がちゃんと機能しているのかをみた上で、デフォルトとしては2年間で予定どおり引き上げるけれども、状況に応じて考えるというのは合理的な整理だと思います。

その上で、新電力から多くの指摘があったのですが、F-Powerからの指摘があった点に関しては、まず、事業者の意見、自分の意見ではないけれどもこういうことをいう事業者もいたという発言があった。以前にも別の委員会でF-Powerからそういう発言はあった。そのときに、その意見が非論理的で制度設計に重大な悪影響を与えることを指摘しても、自分の意見ではないから知らないともともな説明も反論も返ってこなかった。今回も同様だと思うので、今日はもう問題点をいちいち指摘はしません。指摘はしませんが、きょう公開の場でいっていただいた。論理的にもっともだと思われる発言ばかりではなかったと私は思っているので、こういう公開の席で出てきたのはとてもよかった。つまり、今後新電力が何か要求してくることがあったとしても、本当にそれはロジカルな、あるいは社会全体のためなのか、あるいは単に自社の利益のためだけなのかは、今回の発言を思い出しながら、強く疑われることになる。事業会社なのだから自社の利益のためだけに非論理的でも社会の役に立たなくても強行に主張する事はあってもしかたないのですけれども、もしそうだとすれば、そのまま発言をまともに受け取ることはできないことになると思います。今後もこういうご発言をされるのは構わないのですが、今後は責任をもって発言する方が新電力全体のためにもなるのではないかと。こんないい加減な発言をするところの意見はもう聞かなくてもいいのではないかと、などと周りの人に思われなくて済むように、きちんと考えた上で、正しい、あるいは今主張すべきことを慎重に考えた上で発言していただけると、お互いにとって生産的だと思います。

その上で、新電力から懸念があったもっともな点は、高騰するインバランス料金が一瞬あるということだとすると打撃は小さいかもしれないし、それに対応していろいろ対策をすることが社会コストを下げることになるのかもしれないけれども、長期に続くことがあ

ると大きな打撃だ、というのは全くそのとおりだと思います。しかし、これは、インバランス料金の高騰が長期に続くという状況だとすると、それは恐らくスポット市場も高騰しているはず。需給がひっ迫しているから長期にわたって高価格が続く。これは先物でヘッジする、あるいはベースロード電源市場で調達するメリットが大きくなる事を意味する。そうすると、ベースロード電源市場だとか先物市場だとかがある程度発達していれば、その打撃を一定程度軽減できるということ。将来のことはわからないのだから調達できないなんて、何をいつているんだと私だけでなく呆れた人はいると思います。それは、将来のことはわからないからこそ、リスクをヘッジするために調達する価値があるということなのであって、将来がわからないからそれが使いにくいって一体どういうことなのかと私には理解しかねたのですが、しかし、いずれにせよ、今使いにくい市場だとすれば、それを改革していくことが将来インバランス料金を上げることの打撃を軽減することになると思いますので、ベースロード電源市場がちゃんと機能するかはぜひみていただきたい。

その上で、ベースロード電源市場については、出すほうも出すほうだけれども、買うほうも買うほうだと思っている。これだけ商いが低調なのは、出すほうの問題でもあるけれども、買うほうの問題でもある。こういうリスクをヘッジする手段があるにもかかわらず、ほとんど買わない人がインバランス料金に関してそういうことをいうのは、理不尽、身勝手ではないかといわれても仕方がないと思います。買い手の側のカルテルじゃないかと疑われるような買い行動が今後ももし継続してみられたとすれば、発言に対する共感はほとんど得られないと思います。その点については十分考えて、みずからの行動が正しいかもきちんと考えた上で、今後必要な発言を続けていただきたい。

長くなって申しわけないのですが、ベースロード電源市場も先物市場も今低調。先物市場に関しては、私はもうほとんど大手電力事業者のボイコットではないかと思うぐらいにすごく低調。ボイコットは言い過ぎだとは思うのですが、こんな低調な状態が続いている、2年後にもまだ続いているという状況で、本当にインバランス料金を3倍に引き上げてもいいのかということは、先物市場もみながら考えていただきたい。

ベースロード電源市場に関しては、今まだ監視が続いている最中だとは思いますが、一応スポット市場の平均価格からみて著しく高くはなっていないということは示されている。ところが、実際の約定価格は北海道ではすごく高い状況が続いている。これがおかしくみえないのは、北海道でのスポット価格がすごく高いから。これはまだ新北本ができる前だった、LNG火力がまだ稼働する前だったとか、あるいはブラックアウトがあった、

そういう特殊要因があったから高かったと書いていても、その要因がなくなっても、少しは価格が下がったものの、ずっと他地域よりかなり高い状態が続いているということだとすると、時間前市場にも大きな影響を与えるし、ベースロード電源市場にも大きな影響を与えるし、間接的にはインバランス料金にも影響を与えることになる。一番監視しやすいスポット市場においてすら、そのような市場ではひょっとしたらブロック入札の入れ方が相当変ではないかとか、あるいは入札制約の入れ方が変ではないかだとかという、そういうようなことによってもし北海道のスポット価格が高騰することがあったとすると、ほかの市場は推して知るべし。とても信頼に足る市場などできようはずがない。ここの市場って一体どうなっているのかを、丁寧にみていただきたい。

北海道の場合には系統の端っこだから恒常的にそうなものかもしれないのだけれども、もし系統の端っこでそういうことが普通に起こってしまうとすると、中西では、ふだんは連系線の容量が一定程度あいているから顕在化しないかもしれないけれども、ひっ迫時で本当にインバランス料金が高くなるのがずっと続く状況だと、北海道電力の状況とすごく近い状況があらわれかねないわけで、そこでちゃんとした監視によって真っ当な価格にならないということだとすると、やはり高騰時のインバランス料金もとても心配になる。この点の監視は、少なくとも多くの人ができるような、本当に正しい価格がついていることが示されるような市場設計をしていただきたいし、監視も、今までも十分やっていたと思っていますが、今後もさらに考えてやって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す。

それでは、都築オブザーバー、お願いいたします。

○都築オブザーバー　ありがとうございます。何か、座長が10時半までという中で済みません。

○稲垣座長　大事な話ですので。後で協力いただきます。

○都築オブザーバー　ちょっと札を立てたことを若干後悔しているのですけれども。申し上げようと思っていたことは、今、松村先生がおっしゃったことと少しかぶる部分もあるかなと思っています。

皆さん、ご議論をいただいているスライド11のところについて、私も一言申し上げたいというふうに思っております。

ここで上限価格600円としつつ、暫定的に上限価格200円としていますと。必要に応じて

暫定措置の延長、段階的変更についてという、そういう記載もあります。本件、何も、何かここでヒートアップしているわけではなくて、1年ぐらい前からずっと議論をしてきて、延々やってきて、議論百出だったということだと思います。私どもも広域機関としても何度か発言の機会をいただいて、プレゼンもさせていただいたりだとか、コメントもしてきたというふうに思っております。

ただ、これ、なぜこのような措置を講ずる必要があったのかとか、もっといえば、なぜこれが議題になっているのかという背景のところというのはきちんと踏まえていかなくてはいけないというふうに思っております。そういう中で、需給ひっ迫時に必要な対応が系統利用者によって適切になされていくというのを促進していくということが何よりも重要ではないかというふうに考えております。これは、現在の系統利用者の方々が現在のビジネスモデルの中で活動することだけを予定しているものではなくて、創設されている市場、あるいは今後創設される市場やDRの活用も含めて、クリエイティブに対応を検討していくということを促進するという、そういう側面もあるのではないかというふうに思っております。

こうした点から、このページの資料をみると、暫定措置の延長とか、段階的変更の具体的な判断要素についての記載というのは余り書かれていない。いろいろなことは懐深くやれるよということなのかもしれませんが、その中で、いろいろな方々の不作為が暫定措置の温存につながりかねないという懸念も、逆に反対解釈としては出てくるわけでございます。もちろん、上限価格がスタンドアローンで評価されるべきではなくて、各種市場の市場設計の改善なども含めて俯瞰的に捉えられていくべきだということではあると思いますが、例えばこれ、2024年とかそういうタイミングを想定しますと、今から逆に4～5年前と今と比較していただければというふうに思うのですけれども、制度も事業環境も大きく変化をしてきているし、今後も変化していくことが予定されています。そうした中で、現状の市場認識のもとでやってきた議論、それでも結構大変だったのですけれども、これを何年後かにもう一回それを更地からやるようなことではなくて、やっぱりいろいろな方のクリエイティブな対応の上に立った見直しであったりとか、原則への回帰であったりとかということ議論されるべきだというふうに思っております、こうした点を切に願うということを一言コメントをさせて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す。

それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　済みません、時間がないのに。

私も今の都築オブザーバーの意見に賛成で、そもそもやはり、今回も新電力さんからいろいろな意見が出されましたが、ただ、やっぱりインバランスを減らしていかななくてはいけないというのは皆さん合意されていることだは思うんです。ただ、ではそのために代替手段というのが提案されるわけでもなく、600円はだめだといわれるばかりでは、やはりそれは受け入れられないのではないかと私は思います。今回、暫定的な措置をとるということはわかりましたし、この案で進めていただければいいと思うのですが、2年後は、やはり先ほどのさまざまな事業者さんのアクティビティという、先物の活用ですとか他の市場の活用の努力を事業者さんが進めることによって、何とかスムーズに、2年間の暫定期間というのを終えて、本来あるべき600円前後——まあ、600円ギリではないですけども、13ページにありますように、このCの設定のほうがむしろ社会的には意味のある、きちんと計算されたコストだと思いますので、そこになるのだという見込みで、2年間の間にきちんとした努力をするような体制をつくっていただきたいなというふうに思います。

新電力さんというか、競争環境を守らなくてはいけないとは思いますが、競争の活性化というのは我々の手段ではあるけれども目的ではないはずなので、本来安易にインバランスを出さずに、さまざまな手段を使って電力のシステムを安定化させるほうが重要ではないかなと思います。なので、本来あるべき価格のボラティリティを抑制するというのは、日本全体の安定的な電力供給という観点から考えると本末転倒になるおそれもあると思います。DRですとか貯蔵システムの活用といった新しい取り組みが、このままでは全然進まないという懸念もあります。ですので、安易に暫定期間の延長というようなことを念頭に置くのではなく、終了後は適正な価格になるという見込みで事業者側も努力すべきだと私は思いますし、努力した事業者が勝ち残っていくというのが市場を通じた電力システム改革なのではないかと思えます。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、上手オブザーバー、お願いいたします。——いいですか。ありがとうございます。

それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー ありがとうございます。あんまりマイルドなことをいうと隣に怒られてしまうかもしれないのですけれども、私はこの議論にずっと参加をさせていただいて勉強してつもりでございます。したがって、趣旨は理解しておりますし、一定の期間を設けていただいたということに関しては大変感謝しております。今2019年で、2024年の話をしているわけですから、当然その期間内に私どもとしてはやるべきことをしっかりやらなければいけないというのは自覚しております。

ただ、一方でいろいろな意見があるというのは事実かと思っておりますので、これは前回も書いていただいておりますけれども、その時々々の環境に応じて柔軟に見直していただけないかというふうには思っておりますし、また、リスクヘッジの手段とかは徐々に整備されていくことを期待しておりますので、特段私のほうは事務局意見に異論はございません。

1点だけ、沖縄なのですけれども、ちょっと沖縄の話は全く出ていないのですけれども、沖縄、21ページに書いてございますけれども、当日に手段がございません。したがって、もちろん事業者努力で、例えばお客様に需要を抑えていただいたりとか、することはするのですけれども、ちょっと手だてがないのはどうなのかなというふうに感じます。私どもの場合、特に家庭用なので、大きなお客様であれば需給調整的なことというのはしやすいのですけれども、なかなかどうして当日ということになりますと厳しいところもございまして、中期的には考えていただきたいというふうには思っております。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 ありがとうございます。私は、事務局の提案に賛成です。

資料3—1の11ページ、多くの方から既に何度もあったお話ですが、新電力の経営に配慮することと、需給がひっ迫したときに価格メカニズムによる需給の改善のバランス、これが今回の大きなテーマだと感じております。その点で、11ページにあるとおり、ある程度根拠がある形で200円という数字が出てきたのは納得がいくものだと思います。

この2年間の暫定的措置というのは、この間に対策をとることが前提であって、先ほど新電力の方から「セーフティーネットを検討すべき」という発言がありましたが、そもそもは事業者のほうでも先に考えていただくことが必要かなと思っております。

1点のみ、11ページにある、この「必要に応じ、延長や段階的変更」という記述がございまして、今回の話はこれで決定したとしても、特にどういう形でこの暫定措置の終わっ

た後の姿を考えるのかというのは、早い段階から議論を進めていく必要があると思っています。個人的には、200円から600円にポーンと跳ね上がるというのだと、さらに延長してほしいというような圧力にもつながりかねず、価格メカニズムを機能させるという観点から、あえて逆説的ですが、200円の後に段階的に上がっていくようなプロセスを最初から明示してしまって——先ほど400円という数字もありましたが、200、400、600でもいいですが、その形のロードマップを示しておいて、適切にこの2年間を有効活用していただく、こういうことが必要かと思っています。

資料3—2の7ページ目に、例えば電力使用制限例があるときには100円/kWhとか、計画停電時にC円、こういう話も全て私はこれで結構だと思っています。特に、計画停電については長期にわたると心配だという話もございましたが、逆に、この金額が安過ぎると需給改善のインセンティブが働きにくいということで、ここの数字がある程度あることによって価格が上昇し、早期に計画停電から脱出できるというようなメカニズムもありますので、全体のバランスを考えて、長期化することを前提としてというのではなく、計画停電を終わらせるという観点からもこの数字を十分に評価すべきかと思っています。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員　皆さんおっしゃったので、もう申し上げることはないのですが、私も事務局の提案には完全に賛同いたします。

それで、大事なことは、需給バランスから得られる適正なマーケットの価格と、このインバランス料金をきちんと一致させることで、それができないが故にDRの活用を十分に引き出せないとか、場合によってはインバランスを発生させたほうが特になる、といったことが起きるのがまずいのです。それを解決するのが、一番大事なポイントだと思います。だから、新電力の方々は自分たちの経営が上手くいくようにとの観点で発言されるのは仕方ありませんが、それが一番ではないと思います。新電力の経営を守るのは、制度ではなくて、あくまで新電力自身です。そこを、さきほどの発言を聞いていると、甘えているのではないかと思うコメントがたくさんあったのは非常に残念です。

ただ、新電力が自分自身で自社の経営を守るとしても、リスク回避手段が非常に限られた状況だったらさすがに難しい。だから、私は前回も発言しましたが、例えば、先物市場であったりベースロード電源市場であったり、十分に市場が機能していなくてリスク回避

が難しい状況であれば、暫定的な措置を考えざるを得ないと思います。したがって、2年後にチェックするのは、一つはそのポイントであるべきです。それから、200円とか600円といった数値も本当に適正なのか、その観点でチェックすべきだと思います。要するに、この2年間の間に、何らかの要因でスポット価格が200円を超えることだってあり得ますよね。そうすると、200円でずっと据え置くのも不健全な状況を引き起こしてしまいます。繰り返しますと、リスク回避手段が有効に機能し始めているか否かという点と、200円や600円という数値がマーケットの適正な需給バランスから得られる数値なのか否かをチェックしていくのが、私はこの2年間で必要なことだと思っています。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー ありがとうございます。

取引所で運営しております市場のお話、出てきてございます。スポットの最高価格というのはこれまで100円、時間前が200円、入札者のエラーによって800円というのをつけたことがございますが、200円と考えて、両方ともスポットの100円、時間前の200円も、やはり売り手が、売りが無い状態までひっ迫している状態で起こるものであって、買い手の買い争いによって起こると。これを退避するためには、買い手にとっていけば、DRを発動させながら自社需要をどれだけ減らせるのか、また、自社需要を減らせれば、その分浮いたものを売っていくということをしていただかないと、どうしてもこの部分というのは回避できない問題だと思っています。ただ、それが正しく起きているのかというのに関しましては、ご指摘いただいておりますとおり、私どもの監視と委員会様のほうとしっかり協調し合いながら、ひっ迫時に玉を出さない事業者、わざとひっ迫を起こすような事業者がないことを、まだまだ不十分かもしれませんが、しっかりと監視していく所存でございます。またいろいろご指摘を頂戴できれば改善をしてみたいと思っています。

ただ、時間前取引で申せば、現在、通常時においては、安い売りであれば必ず買う事業者が自動的に出る、高い買いに対しては売る事業者が出てくるというような状況でございます。上と下というのは、抑える事業者が出てきています。通常時においては、ひっ迫時は、上がいなくなります。高い価格で買いを入れたとしても、売る人が、売るものがなくなってしまえば、もうそれは上がり続けるわけですけども、そういう状況下は通常時においては少しずつあらわれてきてございますので、それで満足はしていませんが、しっ

かりみてまいりたいと思っております。

このインバランスに関して、1点、済みません、前回は質問させていただきましたが、計画停電時がC円だと現在200円だとして、電力使用制限が100円。これはどっちがインバランスを起こしやすいのか、外部要因でインバランスを起こしやすいのかというと、計画停電をするかしないかというのが直前までわからない状態で、それを新電力に強いるとなると、かなりここは難しい状態になる。もう計画停電をするというのであれば、1日前に決めて、絶対その時間にしてくれるのであれば予測しやすいのだと思うのですが、これがするかしないかわからないという状態で計画を出された中で新電力が計画を合わせに行くというのは非常に困難で、インバランスを起こしやすい。それを回避するためにはどうするのかというと、計画停電をしない予測で調達をしなければいけない。その場合の余剰インバランスが、実際に計画停電して余剰インバランスが起こった場合の買取価格がどうなるのか。KとLが残るようなことになれば、またそれはそれで、同じ価格であれば結局買い取ってもらえるのでいいかもしれませんが、結構計画停電時のインバランス予測というのは難しいと思いますので、このあたり、200円というのは、C円というのは少し新電力さんにとっては難しいのではないかなと思いました。

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、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 時間のない中済みません、2点だけですが。

1つは、不確実性が高まっているので、シナリオベースで柔軟に制度を考えていこうというふうな姿勢の中で、もしかすると暫定的な措置の延長であるとか、段階的な変更ということを加えられているのかなというふうな気もするのですけれども、本来、そうしたシナリオベースの趣旨というのはそういうことというよりは、この600円なら600円という価格をそのときの時価に反映させるとか、そういうことではないかと思っています。インバランスの制度自体がしっかりしないと、その数年先のことを見据えて皆さん事業活動をしているので、ここが変更するということになる、全体の制度がぐらついてしまって、そもそも制度の議論をしている意味がなくなってしまうので、フレキシブルに対応するといふときの対応の変えるところというのはしっかり考えてほしいなど。つまり、現実に併せて制度ではなく、価格を変えるんだと。これはたしか2018年の価格をみているわけですが、2024年になれば2020年ぐらいの、もう少し後の価格が出てくるはずですから、そ

れを反映させるということなのかなというふうに思っています。

もう1点は、この600円という数字が決まった経緯も忘れてはいけないと思っ
て、そもそも需給ひっ迫時に同じDRが複数回行われるということは通常ないだろうと。
だけれども、その支払時に事業者が大変だから600円にしよう。本来1,900円が適正では
ないかというふうな議論をしていたはずで、そのあたりというのは忘れてはいけないと
思います。私は本来1,900円だというふうに思っています。——が、事業者が大変なので600
円にしようというふうなことだったので、ちょっとそのあたりの経緯というのは常に、
どこかに小さく注釈で書いていただくのがいいのではないかとさえ思っています。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、林委員、お願いいたします。

○林委員 どうもありがとうございました。多くの委員の方々と私も同じ意見でござい
ますし、この11ページの詳細案がございすけれども、先ほど大橋委員からもありました
けれども、私は、日本の電力システムの安定供給ということとインバランスというのは非
常に大事であり、一方で事業者の方々も入るという中で考えていくときに、やはり大事だ
と思いますのは、このCという価格をしっかりと決めていかないと、振り回されていると、
結局日本の制度設計が全然できなくなるということで、ある意味根幹であると思っていま
して、そういった中でずっと1年間議論をしてきて、1,900円から事業者を配慮して600円、
そして、とはいっても、さらにいろいろな方々のご意見も踏まえて200円にして、経過措置
を2年間するという形にさせていただきましたので、ここ以外にも、ある意味この落と
しどころがもうギリギリのところではないかなと思います。

気になるのは、例えば需給ひっ迫があったときに、我慢の節電みたいな話で節電要請す
るのではなくて、逆にこの価格はインセンティブにもなるわけですから、自家発電とか、
DRさんとか、蓄電池とか、EVとか、いろいろなものが今後多分イノベーティブに入っ
てくるよう、日本の活力を見出しながらエネルギーのシステムをつくっていくというこ
とが大事だと思っている中で、今の現状の需要の方の目線だけではないものというのを先取
りする長い目での視点というのは非常に大事だと思いますので、私は発言させていただきます
けれども、この案でぜひ進めていただければと思います。

以上です。

○稲垣座長 それでは、皆さん、ご意見ありがとうございました。大事な議論ですので、

時間を超過いたしました。ご協力いただきました。

では、事務局としてコメントをお願いします。

○田中NW事業監視課長　　ご議論ありがとうございます。

幾つかご質問があった点についてちょっとお答えをさせていただきますが、FITインバランス特例の話に関しましては、こちらにつきましては資源エネルギー庁の再エネ主力化小委等において議論されているものと承知をしておりますので、それに伴う経過措置等についても資源エネルギー庁を中心に検討がなされるものと考えてございます。

あと、意見募集といった点についてもご質問ありましたけれども、こちらにつきましては、本中間とりまとめにつきましては本制度設計専門会合におきまして2月から9回にわたって各委員に活発なご議論を行っていただいた結果をとりまとめたものでございまして、十分な審議を行ってきたものと考えてございます。なお、今回の中間とりまとめにつきましては、エネ庁の基本政策小委に対して報告をすることとしてございまして、制度化を含めたその後の手続等につきましては資源エネルギー庁を中心に検討がなされるものと考えております。

いずれにしましても、暫定措置期間中のインバランス料金の発生状況、インバランス料金の状況等なども確認した上で、しっかりと検討してまいりたいというふうに考えてございます。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。よろしいですか。

それでは、今回の事務局の提案については、新電力の一部のオブザーバーからさらに新電力に具体的な配慮をしてほしいというご意見もございましたが、委員の皆様のご意見については、まずこの案で進めると。問題があれば見直すということによいという、そういうご意見であったと思います。したがって、この点については事務局の提案どおりというのがきょうの結論だと思います。

その他、幾つか表現ぶりなどで修正すべき点がございましたが、これは後ほどということで。

したがって、資料3-2については、この5ページの134行の「インバランス料金の状況」の後に「、」を入れて、「リスク回避のための手段の整備状況」というのを、さまざまご意見がございましたので、これを入れて、そうした修正を加えた上で、これを本専門会合の中間とりまとめとしたいと思いますが、よろしいでしょうか。——それでは、委

員の皆様からのご同意をいただきましたので、ただいまの案で報告をさせていただきたいと思っております。

なお、細かい文言については、座長にご一任いただけますでしょうか。——ありがとうございました。

また、資源エネルギー庁の審議会の報告についても、私と事務局で相談して対応することとさせていただきます。

また、沖縄については、引き続き検討が必要なところについては、次回以降引き続き議論することになります。事務局においては、よろしく準備のほどお願いいたします。ありがとうございました。

それでは、次の議題、電力卸市場における相場操縦規制等について、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　それでは、資料4、相場操縦規制の在り方について、簡潔にご説明させていただきます。

前回、スポット市場における相場操縦の考え方に関して一定の整理を行っていただきましたので、今回は時間前市場（ザラ場）における考え方についてご議論いただくということでございます。

4ページをごらんください。

時間前市場の役割と特徴でございますが、スポット市場は実需給の枠を決める場であるのに対して、時間前市場はスポット市場後の変化に応じて発電・小売が取引を行って需給を調整する場ということでございまして、前日17時から当日1時間前までの需給調整をするということでございます。

5、6、7ページは飛ばさせていただきます、8ページでございます。

時間前市場の平均価格についてはおおむねシステムプライスと連動しておりまして、グラフの緑が時間前の約定価格、点線がシステムプライスですが、おおむね連動しているというのがみてとれるところでございます。

8ページでございますが、時間前市場、ザラ場ということでございまして、各参加者が場に出した札がマッチングをされて随時約定がされると。ブラインドシングルプライスオークションと異なりまして、入札価格が約定価格となることですか、場に出ている札や約定の情報が参加者から見えるということですので、そういった状況をみながら入札を行っていくと。このため、現行の時間前市場では投入可能量を小分けにする「アイスバーク

方式」というのが主となっているということでございます。

続きまして、11ページのほうに行ってくださいまして、時間前市場の活性化のための取り組みということで、昨年12月の本会合において、旧一般電気事業者に対して下記の取り組みの要請をしてございます。例えば、板に示す売り札の数については、入札可能量がある場合は、全てのコマに対して原則常時3件以上の売り入札を行うということですか、入札量についても、3件の合計が現状の売り入札量を上回るようにする。価格についても、不当に高い価格を故意に示す行為は行わない。売り札の補充については、約定が発生した場合には速やかに補充を行うといったようなことについて要請をしているということでございます。

13ページに行ってくださいまして、先ほどの常時3件という要請について、今回状況の検証を行わせていただきました。下のグラフにつきましては、特定日3日間におきまして48コマ、それぞれ1時間ごとにどれぐらい札が出ているかということをご各旧一事業者に関して検証したということでありまして、みとれますように、0札の割合が多い事業者ですか、3札未満の割合が多い事業者というものがみられるということがわかりますので、こうした事業者については入札可能量が存在していたかなど状況を確認して、必要に応じて対応を求めていくこととしたいということを考えてございます。

次に、相場操縦の考え方として、15ページのほうに行ってくださいまして。

検討の前提ということでございまして、現行の適取ガイドラインでの「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引」と、前回スポット市場でみていただいた規定については時間前市場にも適用されるということでございます。

他方で、時間前市場における売り側、発電側の支配力行使については、上記の記載以上に具体的な記載がないと、考え方が明確化されていないということから、今回ご議論いただければというものでございます。

飛んでいただいて、20ページまで行っていただければと思いますが、時間前市場とスポット市場の比較をしてございます。

6項目ほど挙げておりますが、例えば市場の位置づけについては、冒頭申し上げたとおり、実需給の枠を決めるスポット市場に対して、スポット市場後の変化に応じた調整を行う時間前市場ということでございますし、入札を行う時点での市場価格という意味では、スポット市場はなくて、初めて各コマでの市場価格が形成されると。それに対して、時間前市場はスポット市場の約定価格が既にあるということでございます。取引方式について

は、スポットがブラインド・シングルプライスオークションに対して、時間前はザラ場であるということ。約定価格については、スポットは需給の交点で単一に決まるのに対して、時間前はそれぞれの取引で決まるということでございます。入札情報については、スポットはほかの参加者からはみえないのに対して、時間前はみえている。

市場相場への影響については、約定価格が同エリア・コマの全取引に影響するスポットに対して、基本的にはその取引のみ影響するのが時間前という違いがございます。

以上を踏まえまして、時間前市場における売り手の行動、プライステイカー、プライスメーカーそれぞれを21、22ページで検証してございます。

まず、プライステイカーの場合、21ページでございますが、入札価格につきましては、ザラ場ですので、自己の入札価格が約定価格となる。このため、限界費用で入札しては利益が確保できませんので、限界費用に加えて一定の利益が確保できる範囲で入札を行うことが想定されるということでございます。

他方で、市場に競争事業者が多数存在する状況ですので、相場を大きく上回る価格で入札をすると約定機会を逸するということになりますので、相場の数字に応じた価格設定を行うということが想定されることでございます。

また、入札量につきましては、相場をみきわめた上で自社電源をできるだけ高く約定させたいということで、アイスバーグ方式で投入可能量を小分けにして入札を行うことが想定されますが、入札可能量を市場に供さない状況では約定機会を逸することになりますので、それを確保できる合理的なタイミングで入札可能量を供出することが想定されるということでございます。

他方で、プライスメーカーの場合でございますが、22ページで、入札価格については、例えば市場分断等によって他の競争事業者が十分に存在しないような場合では、相場を大きく上回るような高い価格でも約定機会が確保できるケースも想定されますので、そのような価格で価格設定することが想定されるというのが1点。

また、入札量につきましては、同様にアイスバーグ方式で行うのですが、市場分断等で競争事業者が十分にいないような場合には、直ちに入札可能量を市場に供さないとしても約定機会の逸失につながらないことから、例えば市場開始直後は意図的に売り入札を絞り、買い札の価格上昇を待つといった行為も想定されるところでございます。

以上を踏まえまして、23ページの相場操縦の基本的な考え方でございますが、2つ目のポツで、先ほど考察したとおり、連系線の制約により実質的な市場分断が生じているケー

スなどにおいて、当該市場で相当程度の電源を有する一部の事業者が支配力を行使している状況は起こり得ると。このような事業者が市場相場を変動させることを目的として、高価格での入札や供出可能な電源の出し惜しみ行為を行って価格や約定量に大きな影響があった場合には、「市場相場に重大な影響をもたらす取引」に該当するケースもあると考えられるのではないかとということでございます。

入札価格について、具体的に24ページのほうでさらにみております。

スポット市場後の変化に応じた調整の場である時間前市場については、発電事業者はスポット市場の約定価格ですとか、その後の需給状況の変化——これは想定されるインバランス価格も含めて、場に出ている札の状況ですとか、みずからの発電ユニットの限界費用等を考慮して入札価格を設定することになると考えられます。

この際、市場相場を変動させることを目的として、スポット市場のエリアプライス・時間前市場における札や約定価格、予想されるインバランス料金または当該発電ユニットの限界費用等では合理的な説明がつかない高価格の水準での入札を行う行為は、それによって約定価格や約定量に大きな影響があった場合には、相場操縦行為に該当し得る問題となる行為といえるのではないかとということでございます。

また、25ページでございます。

入札量でございますが、こちらはアイスバグでの入札行動をとるとということが想定されるわけですが、これにつきまして、供出可能な電源がありながら市場相場を変動させることを目的として、そもそも入札を行わないですとか、売り入札が約定した後に適時に補充の売り入札を供しない、また、合理的な説明がつかない高価格な札のみを場に存置して、より安価に入札可能な札を供しないといったような出し惜しみ行為を行うことは、それによって約定価格や約定量に大きな影響があった場合には、相場操縦行為に該当し得る行為といえるのではないかとということでございます。

最後、26ページ、論点でございますが、前ページまでの考え方を踏まえて、例えば以下のような点についてどのように考えるかということで、具体的にどのようなケースが市場相場を人為的に操作する行為として業務改善命令や勧告の対象とすべきか。また、合理的な説明がつかない高価格での入札や出し惜しみ行為によって、約定価格や約定量にどの程度の影響があったかが重要な考慮要素になると考えられますが、これについて基準を設けることは可能かというようなことを書かせていただいております。

今後につきましては、以下の論点、ガイドラインの見直しの見直しが必要かどうか、モニタリン

グ・執行のあり方を含めて、引き続き次回以降も議論いただければと思います。

以上でございます。

○稲垣座長 今後の議論に続けていくということで、皆さんご意見をいただきたいと思っています。どうぞ。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員 今回は時間前市場も対象にいろいろ考えていくことを最初に出していただいた。時間前市場はシステムプライスではないのでとても難しいということも率直に出していただいて、それでも今後インバランス料金の制度の改革等に伴い時間前市場の重要性は今よりもさらに増すことになるので、何もしないというわけにはいかない。だから、今後きちんと考えていきますということをいつていただいたのだと思います。

価格が余りにも高くなり過ぎないかということと、出す量に関して、出せるものがあるのにもかかわらず出さないという行動がないかどうかをみていくことはいつていただいたけれども、具体的にどういう基準がいいのかはとても難しいので、今はまだ具体的には出せない。けれどもこれから検討すること。合理的な整理だと思います。この方針で進めていただきたい。

出し惜しみに関しては、出さないというのは要するに無限大の価格をつけているのと同じなので、これはある意味で高価格と見なせる。しかも、相当変な高価格ということ。この出し惜しみについては、できるだけタイムリーにというか、明らかにおかしい行為だと思いますので、きちんとみていただきたい。

それから、玉がないといっても、それはバランス停止させたら玉がないというようなことだとすると、それって本当に合理的なバランス停止だったのでしょうかということもみなければいけない。一方でバランス停止自体は合理的な経済行為なので、原則としては自由にできるはず。原則自由の範囲で、それでも極端におかしいものがないかをみるのは、とても難しいというのはわかりますが、この点についてもぜひみていただきたい。

それから、今後の検討のときには、マーケットメイクという発想はできないのかということ、ザラ場の取引ですから少し考えていただきたい。つまり、高い値段で出すことがあったとしても、それは本当に売り札がないから物すごく高い値段でしか出せないのだけれども、ということは、自分のところも電気が足りないぐらいの状況なので、むしろ買いたいぐらいだとすると、必然的に買い札の価格も高くなる。そうすると、売りも買いも出てきて、それなりのスプレッドであれば、合理的に行動していることがある程度推察でき

と思います。先ほど出てきた例でも、売り札を3つ出してくれといったのに、それが出ていないとかいう資料が出ていたのですけれども、それは自分のほうが足りなくて、むしろ買いたいぐらいだというようなときには売り札は出せないということなのかもしれない。そうだとすれば、自然体買い札のほうが出ていってもおかしくないはずなので、そういうことも総合的にみることを今後検討していただきたい。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、新川委員、お願いいたします。

○新川委員 相場操縦のところですけども、基本的に、卸市場で支配力を行使する地位にある者の作為や不作為を規制するときに、一つは独禁法上の視点があって、もう一つがそれと別に、今ここで問題にしている相場操縦という、人為的に市場価格を変動させる行為について一定の者を規制しようということだと理解しています。適取ガイドラインでも、独禁法上の、問題として競争に実質的制限があるようなおそれがあれば、当然排他的私的独占だとか不公平な取引方法取引法で規制されるわけですけども、それよりも、より直截に、別の観点というんですかね、市場における競争に影響がなくても市場相場を動かすという行為自体を別途規制するという整理なのだと思っております。

事務局の案にありますとおり、23ページから25ページに書いてあるこの一般論はこのとおりだと思うので全く異存ないのですけれども、松村先生もおっしゃったとおり、では具体的にどうやって規制するのかというのは結構難しい問題になると思っております。投入量の規制については、基本的にはスポット市場と同じで支配的地位にある者が出せるものは全部出すというのが望ましいのは間違いないと思うので、ここで検討されているように、基本的には出すと考えた上で、入札制約というのをいろいろなパターンで分けて考察したと思うのですけれども、どういったものが出さないことの合理的な正当化理由になるのかというのをみていくというような形で検討していくのかなというふうに思いました。

ただ、アイスバーグというのが基本的に問題で、全量がみえない中でこれが出てくるので、もっと出てくるのか出てこないのか、買い手サイドにわからないというところに問題があると思うので、そのアイスバーグ——ただ、全量を開示するというわけにもいかないので、そのあたりをどういうふうに規律していくのかというのを、今後検討しなければいけないかなというふうに思いました。

もう一つの、価格を規制するというほうが、さらに私は難易度が高いなと思ったのです

けれども、これの次の資料でも、調整力のところでも同じように限界費用プラスアルファという考え方が出ていて、要するに、限界費用にプラスアルファを乗せていくこと自体は合理的な経済活動だと思いますので、乗せていい。特に固定費の回収は限界費用だけだとできないわけなので、そのアルファを乗せていいのだと思うんですが、そのアルファというのが一体どの幅だといいのかというのをどうやって決めるのかなというのが、正直私は、この2つの資料——次の資料も同じですけども、みて思ったところです。

同じ問題というのはヨーロッパだとかアメリカでも議論されてきたというふうに理解していますので、どういう議論があって、価格規制している例とかも次の資料に出ていたけれども、どういう論拠に基づいてその価格幅というのが妥当な上乘せ量だというふうに考えられていったのかというあたりの議論までご紹介いただくと、今後の議論の参考になるのかなというふうに思いました。

というわけで、今回答は出ないのですが、方向性としては示されている方向で、一般論としてはそのとおりだと思いますので、異存はないところですが、今後の検討をもうちょっと慎重にやっていく——要するに、3つの市場に影響するところですので、検討していきたいなというふうに思いました。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　　時間前市場の全体の活性化というのは、先ほどのインバランスの話にも絡んで非常に重要な点だと思いますので、これは非常に難しいなと思いつつも、ぜひ検討を進めていただきたいというふうに思っております。

13ページに各電力会社さんですか、これは売り札の件数が出ておりますけれども、恐らく合理的な理由があって、3つ以上ないところもあるのだと思いますけれども、やはり各社さん対応がまちまちなのではないかなというふうに想像されますので、ぜひこのあたり、どうやってこれを確認していくのかというのはちょっと私もわからないのですけれども、ぜひ検討を進めていただけたらというふうに思っております。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー　　ありがとうございます。時間前市場の活性化について、買い側と

売り側のそれぞれについて少し意見を申し上げさせていただきたいと思います。

まず、買い側についてでございますけれども、買い手が購入しやすくなるように、売り札のエリア情報の表示というようなことを検討してはどうかというふうに考えております。スポット取引の結果がございましたので、市場分断の有無というのは予見できるというふうに思います。ですので、買い手が購入できないエリアの札に無駄な買い札を入れなくて済むというようなメリットもあるというふうに考えております。

○佐藤事務局長　　済みません、もう一回いっていただけますか。ちょっとボーッと聞いていなかったのです。済みません。もう一回。

○野崎オブザーバー　　売り札情報の、売り札のエリア情報の表示というのを検討してはどうかというふうに考えています。スポット取引の結果から市場分断の有無というのは予見できておりますので、買い手は購入できないようなエリアの札に無駄な買い札を入れるということがなくなるというようなメリットがあるかと考えております。

その場合に、拋出者の匿名性というのが懸念されますけれども、例えば50Hzの東と60Hzの西の2つに区分する程度でエリア情報を提供するという事で、拋出者の特定がされるということもなくなるのではないかとこのように考えておりますので、もしよろしければご検討をお願いいたします。

それから、続いて売り側についてでございますけれども、12ページのグラフを拝見いたしますと、松村先生からお話ございましたとおり、入札可能量に対して約定量がごくわずかであるということで、売り札の余力というのはまだまだあるというふうに見てとれます。事業者の行動といたしまして、アイスバーグとして量を小分けにして出すということは理解できますが、それは売りの絶対量が少ないことの理由にはならないというふうに考えております。発電事業者としての利潤最大化というのを考えれば、おのずと札の数及び量はもっと出てくるのではないかとこのように考えております。

したがって、旧一般電気事業者におかれましては、売り札の領野増加に積極的に取り組んでいただくようお願いいたしますとともに、監視等委員会様におかれましては、入札可能量を余らせている事業者にどんな経済合理性があるのかも含めて厳しく監視していただけますようお願いを申し上げます。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。スポット市場における相場操縦のみならず、時間前市場においてもやはり相場操縦ということが考えられる以上、しっかりと検討すべきであるというふうに考えます。したがって、事務局案に賛成いたします。

ただ、これまでのご意見でもたくさん出ておりますけれども、どのように基準を設けていいのかわからないとか、どのように詰めていくのかまだよくわからないというふうにおっしゃっている意見が多かったというふうに思うのです。結果的に相場を人為的に操作する行為として電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となるわけでございます、出てくる結果は大変重いものがございます。プレーヤーにチリング・エフェクトを生じさせ、競争が活性化していかないということにならないように、丁寧な議論が必要なのかなというふうに思います。

資料4の17、18、19のスライドで、適正取引ガイドラインのことが抜粋的に述べられており、現行ガイドラインの見直しが必要なのかどうかという論点も事務局として挙げてくださっていますけれども、そのようなところも、必要なところは直していくということがどうしても必要なら、そうだろうというふうに考えております。

いずれにしても、時間前取引が今回の議論の対象となるというのは当然のことであって、支持したいと思っております。よろしく申し上げます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、武田委員、お願いいたします。

○武田委員　ありがとうございます。簡単に3点だけ述べさせていただきます。

1点目ですけれども、結局問題は、資料にあります「意図的に」の、この立証だと思います。これは、欧米では客観的に立証するというので、その典型が、前回でしたでしょうか、前々回だったでしょうか、出てきました市場間にまたがる相場操縦であると思います。これが1点目。

2点目ですけれども、ここで問題となっているのは、直接的には市場支配力の問題ではない。ヨーロッパでは、市場支配力を対象とした競争法規制で相場操縦を解決しようと思ったのだけれども、それがうまくいかなかったということでREMITができたことを押さえないといけないと思います。

それで、26ページに、どのような場合を「人為的に操作する行為」とするか。そして、どのようにそれをみきわめるかという話になるのですけれども、ヨーロッパでは、取引数量に占める割合が一定程度ある場合等には、それに対して人為的な価格を形成していると

して、事業者側にその説明を求めるといふ、そういう形になっています。

ここで注意しなければいけないのは、この取引数量に占める割合というのは、経過措置料金等で議論されている「市場支配力」という問題とは別であるということでもあります。

3点目として重要な点は、取引について情報をもっているのは事業者ですので、事業者側に説明させる、そういう制度を検討しなければいけないと思います。

○稲垣座長 実態法だけではなくて、手続法も、また照合収集手続についても、その環境についても同時に検討を進めろというご示唆だったと思います。ありがとうございます。

それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 13ページの、売り札の数が少ないのではないかと。中野オブザーバー、エネットの野崎オブザーバーからもご発言がありましたけれども、それについて少しだけ。

まず、個社の状況については承知しておりませんが、今回の集計方法については、1時間ごとに、その時点での売り札の数を確認したものであるというふうに承知しております。実は、約定したことにより確認時点では場にたまたま存在していなかったとか、余力がなく入札可能量が乏しいとか、さらにはゲートクローズが近づいたので、発電計画をまとめなければいけませんので、その点で札を取り下げたなどの理由が考えられます。こういったところも確認していただければなと思います。私どもとしましては、時間前市場の活性化の重要性というのは理解しているところでございますので、真摯に努めてまいります。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、事務局からコメントをお願いします。

○黒田取引制度企画室長 ご意見ありがとうございました。

最後に松本オブザーバーからご指摘いただいた点については、まさに旧一般電気事業者さんに状況を確認させていただきまして、対応していければと思っております。

また、今後も時間前市場のモニタリングのやり方等も含めて引き続き議論させていただければと思いますので、よろしくお願いいたします。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、本件については、本日いただいた意見を踏まえて、次回以降引き続き検討を深めてまいります。事務局は、本日の議論を踏まえて必要な準備をお願いいたします。

それでは、時間の関係で、議題3、需給調整市場の監視と価格規律の在り方については、先に議題4について事務局から説明をお願いいたします。

○日置室長　では、資料6、発電側基本料金の詳細設計についてでございます。オブザーバーの方の入れかえがありますが、説明を続けさせていただきます。

まず、4ページ目をごらんいただければと思います。

この1ポツ目、発電側基本料金についてですが、これは発電量調整供給契約の枠組みを活用して課金・回収することとしてはどうかと考えております。その根拠、理由といたしましては3点掲げさせております。

まず、1点目、この発電側基本料金については、系統側に逆潮する全ての電源に応分の負担を求めるというものでございますが、現状既に系統側に逆潮する全ての発電機については、この発電量調整供給契約の枠組みに参加しているという実態があるという点でございます。

2点目といたしましては、この発電量調整供給契約は、系統側に逆潮させるに当たっての基本的な契約になっているという点でございます。

3点目といたしましては、この発電側基本料金の水準、これは経産大臣の認可にかからしめることが適当であるという点でございます。これに関しましては次の5ページ目をごらんいただければと思います。

電気事業法を引用してございますが、この下段のほうに第十八条とございまして、こちらに、一般送配電事業者は電力量調整供給に係る料金について大臣の認可を得なければならないとございます。発電側基本料金については、この電力量調整供給に係る料金と位置づけたいと考えてございます。

続きまして、次のページ、6ページ目でございます。

具体的な課金・回収についてでございますが、まず1つ目のポツ、この発電側基本料金につきましては、系統利用者であります発電者にも送配電費用に係る影響に応じた費用負担を求めるというものでございまして、したがって、その支払い義務については個別の発電者が負うというのが基本と考えております。

これに関しまして、下の1つ目の矢羽根でございます。一般送配電事業者と直接発電量調整供給契約を提携している発電者については、その契約に基づきまして、直接発電側基本料金を支払うこととなりますし、仮にこの料金を支払わない場合は逆潮をとめると、そのようなこととなります。これが原則的な考えでございます。

これに加えまして、太字の部分でございますが、発電者が2つの条件、まずは発電側基本料金を支払うということ、そして、この料金を支払わない場合には逆潮をとめること、そしてBGからも退出すること、これに同意する場合においては、この発電量調整供給契約を直接締結せずに逆潮するということを認める、その旨を託送供給約款に規定してはどうかと考えております。これを図示したものが下の右の図になってございます。

なお、こちらの青字のリード文の星が4つほどございますが、一番下でございます、この下の右の図におきます料金の支払い方法につきましては、BGの代表者を經由して支払うということの基本として今後検討してまいりたいと考えてございます。

次のページでございます。課金・回収に当たって請求書をどのように通知していくのかということでございまして、まず、その請求書に記載する内容といたしましては、請求金額、支払期日、そしてこの発電側基本料金の課金額の算定根拠、これらを個別の発電者に通知をするということを考えてございます。

その通知方法につきましては、先ほどと同様に、発電BGに属して直接発調契約を提携していない場合においては、発電BGの代表者経由で通知することを基本として今後検討したいと考えてございます。

1枚飛びまして、割引対象地域の公表・通知方法ということでございます。

ここでは、割引対象地域そのものでございまして、基幹変電所や配電用変電所に関する情報、これに関しましては発電側もしくは発電設備を設置する者が必ずしもその情報を把握できていないというような条件がございますので、これらの情報、発電計画を立てるに当たっても通し計画を立てるに当たりまして重要なものと考えられますので、この情報を把握できる仕組み、基本的な方法について、一般送配電事業者に検討を要請してはどうかとしております。具体的な対応の例につきましては下に2つのポツで書いてございますが、その他、こういった案があればということがあればご意見いただければと思います。

続きまして、11ページ目をごらんいただければと思います。

こちら、転嫁の在り方についてでございます。前回の会合では、発電・小売間における転嫁の円滑化ということで、転嫁ガイドラインへの骨子案についてご議論をいただきました。

その際に、この1つ目のポツでございます、発電側基本料金の導入によりまして小売が負担する託送料金は減額されるということになるわけでございますが、この減額分につきましては、卸料金、発電と小売間の取引価格に適切に充当されるべきと、そのような考え

方を提示させていただきました。

この考え方につきましては、電源種にかかわらず相対契約を締結している全ての電源に適用すべきと考えられまして、こちら、制度上、買取価格、調達価格が固定されているF I T電源についても、その調達価格とは別に価格を上乗せして転嫁していくべきではないかということでございます。今後、調達価格等算定委員会でF I T電源に係る調整措置について検討がなされることとなっておりますが、その検討に際しては今申し上げましたような考え方も踏まえてご議論いただいております。どうかと考えてございます。

最後、14ページ目でございます。

容量市場における発電側基本料金の取り扱いについてということでございますが、こちらは9月の制度設計専門会合におきまして資源エネルギー庁及び広域機関に検討を要請していたところでございます。検討結果がまとまったということでのご報告になります。

結果としては、この資料の下に記載してあるとおりでございますが、この発電側基本料金についていいますと、新規電源の建設総コストであるGross CONE、そしてその総コストのうち容量市場で回収する金額であるNet CONE、この双方に含まれると整理されたということでございます。すなわち、発電側基本料金については、容量市場からも回収し得るものとして整理をされたということでございます。

私からの説明は以上となります。

○稲垣座長　それでは、皆さん、ご意見をお願いいたします。

西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー　ありがとうございます。風力発電協会の者です。私からは2点要望させていただきます。

まず1点目ですが、11ページの図ですけれども、発電側基本料金の転嫁につきまして、以下の2つの理由から、この図をそのままF I T電源に当てはめるのは適切ではないと考えております。調達価格等算定委員会に提示される前に、何らか提示されるかどうかを含めまして、丁寧にご議論いただければと思います。

まず、理由の1点目ですけれども、F I T法改正後のF I Tの買取義務の形態は、小売買取だけではなく、送配電買取もでございます。今回、送配電買取には全く触れられておらず、そのF I T電源に係る調整措置に言及するには片手落ちになってございます。

理由の2点目ですが、調整措置は課金額がしっかりと補填される仕組みにさせていただく必要があると考えております。ところが、この図のようにF I T電源と同様に小売事業者

と発電者が個々に協議するということになりますと、松村委員がたびたび指摘されているように、課金により回避可能な費用が、スポット市場価格ですが、上昇するのであれば、小売側は発電側に払うYへの原資が生まれないということを理由として、このYへの支払いを拒絶するという可能性もあるかもしれません。小売事業者と発電者の間に規模や力関係、情報の格差があると、なおさらと考えます。したがって、FIT電源の調整スキームには、国あるいは費用負担調整機関にも関与していただく必要があると考えており、この図では不適切あるいは不十分だと考えるところです。

要望の2点目ですが、15ページにおいて今回参考としてエリア別でみた平均単価を示していただきました。定量感をもった議論を要望していた者として、まずは感謝申し上げます。その上でのさらなる要望となりますが、本料金は割引制度があり、割引対象外の電源を含めて、その割引分も薄く負担するということになっております。その割引対象量、電源量が、ふたをあければ——ふたをあけないとよくわからないと、あろうかとは思いますが、一定の仮定のもとでも試算の工夫のしようはあると思いますので、ぜひ割引の影響なども考慮して試算をお願いしたいと考えます。要望するところです。

以上となります。

○佐藤事務局長　ちょっとよろしいですか。重要なご指摘ですので私がお答えしますが、1点目、調整力調達価格算定委員会に出す前にしっかり議論しろというのは、まさにおっしゃるとおりで、調達査定委員会の事務局たる資源エネルギー庁の新エネ部とはしっかり議論をさせ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した。

それでは、野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー　ありがとうございます。ちょっと最初に申し上げようと思ったのですが、まず私のほうからは、この実務のほうに関して少しお願いがございまして、発言させていただきたいと思います。

6ページ、7ページでございますけれども、通常、当たり前でございますけれども、契約というのは、契約の当事者で結ぶものであるということでございますが、この発電側基本料金の契約に発電星バランスンググループの代表者というのは実は基本的には無関係というところがございますので、この契約というのは、大原則としては一般送配電事業者と発電者の間で結ぶことが必要だというふうなところを原則だというふうにご覧いただいております。

ここにご提案いただいておりますように、B Gの代表者が介在するというスキームであってもよろしいのですが、この形が基本形ということになると、かなり違和感を覚えている次第でございます。

それから、7ページの通知及び情報提供の宛先についても同様に違和感を覚えておりまして、個別の発電所への通知をB Gの代表者が代表するということになりますと、それはそれ相当のコストがかかりますので、本来は当事者ではないbalancingグループの代表者がそのコストを肩代わりするのであれば、それがどういう義務に基づいて行われるのか等々、納得できる説明が必要ではないかというふうに考えておりますので、そういうところを考慮いただいた上でご議論をお願いしたいと思います。

それから、もう一つ、9ページ目の割引対象地域の公表・通知方法でございますけれども、この通知に関しましては、発電者や発電設備の設置予定者だけではなくて、小売の事業者にとっても、相対契約先である発電所が割引対象かどうかというのは非常に重要な情報でございますので、割引対象地域に関する情報は誰からでもわかるような形で公表もしくは周知することが非常に重要だというふうに考えておりますので、こちらもご検討をお願いできればと思います。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございました。

それでは、山内委員、お願いいたします。

○山内委員 済みません、今いおうと思っていたことと関係しているのですが、6ページ目の下の図で、右のようなケース、balancingグループが介在するケースというのは、今、事務局の説明は「原則として」という言葉を使ったのだけれども、外形的にみれば、個々の発電者ってたくさんいるわけで、それと一々やるのは非常に社会的コストがかかるような気がして、balancingグループで代表していただくのがよいのかなというふうに思うわけなんですけれども、今のご指摘のように、実務的にどこまでというのは、ちょっと我々は現場の感覚がないのであれなのですけれども、社会的にみればこれはまとめたほうがいいのではないかと、こういうふうに思うのが1点ですね。

それから、これも先ほどご指摘があったのですが、FITのケースで、転嫁の問題ですね。これをどういうふうにするかというのは具体的に議論——私も関係していますので、そちらでやらせていただきますが、確かにさっきのご指摘のような点はあるのだけれども、基本的にはこれは買取価格外出しでやるということになるので、そうすると、ご

指摘のような点は回避できるのかなとちょっと思いましたけれども、詳細はちょっと議論させていただこうというふうに思っています。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。私からは3点申し上げます。

まず、資料6の6ページのところですけれども、今回、事務局からご提案されたこの実務のやり方でありましたらば、前回私から民一民の契約に任せるだけではうまくいくか懸念があるというふうに申しましたけれども、これでうまく機能するかなというふうに考えております。今回の措置で託送供給等約款の存在が発電者に一定の規律を与えるということになりますので、これでトラブルの発生はうまく抑えられるだろうというふうに思っております。私の懸念は解消する方向にあると安心しております。その点に関して申し上げたいと思います。

それから、7ページのほうですけれども、これ、※印のところで、個別発電所の通知方法ということできれいに整理していただいております。ちょっと野崎オブザーバー様のご意見とは対立するようでありますけれども、発電BGの代表者というのは発電者のとりまとめが仕事のようなものだというふうに考えておまして、それを踏まえて協議をしていただきたいというふうに思います。発電者全員の口座情報をTSOが知っているわけはありませんので、この位置づけは非常に重要ではないかなというふうに思っております。

それから、課金対象kWの算定に当たっては、契約上の需要場所と発電場所が同じであっても契約者名が異なるといったことで、その情報の扱いが個人情報保護と関係で論点になり得るかと思えます。こういった点もきちんと検討の材料に入れて協議していただきたいというふうに思っております。

それから、最後ですけれども、9ページのところであります。割引対象地域の公表通知方法についてであります。3つ目のポツで、具体的な方法について一般送配電事業者に検討を要請するというので、この2点につきまして賛成いたします。発電側基本料金というのは2023年度の導入を目指すわけですので、それに間に合うような、具体的で、また現実的な方法論というのを各TSOが出してくださるのが一番いいというふうに考えておまして、ぜひそのようにお願いしたいと思っております。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

それでは、増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー　　ありがとうございます。太陽光発電協会から2点コメントがございます。

まず1点目は、転嫁の円滑化、発電側基本料金の転嫁につきましてですけれども、スライドの11枚目につきまして、風力発電協会さんからもご指摘ありましたけれども、このFIT電源についても、その調達価格とは別に価格を上乗せすることで転嫁してはどうかということで、この場合は、発電事業者と小売事業者の交渉に委ねられるという点をご指摘のとおり。それから、送配電買取についてどうするかということも検討の課題であるということをご承知しております。ただ、もしこういう措置をとらないと全て賦課金で解決せざるを得なくなってしまうということを考えますと、賦課金のふえることを、上昇を抑えるという意味では、こういう小売側に転嫁するというのはぜひ、1階部分というか、1段目としては、我々としては必要な措置ではないかというふうに考えます。

ただ、やはりこれだと不足する可能性があるので、この事務局資料の11ページの図の下の※印の2つ目のセンテンスに書いてございますけれども、「それに加えて、FIT電源については、回避可能費用（スポット市場価格）の上昇や買取主体である小売に上記X円とY円に差分が生じた場合の取扱い等を考慮する必要がある」ということで、この辺、実際に差が出ると思いますので、そこの調整をどうするかということ、恐らくは調達価格算定委員会でご議論いただくのが適切ではないかというふうに考えております。これが1点目でございます。

2点目につきましては、実務上の、実際に発電側基本料金の課金・徴収の実務的な話でございますけれども、皆さんもご承知のとおり、太陽光発電設備は大変数が多いでございます。既に稼働済み、10kW以上だけでも60万件近くございます。それだけのものを実際に徴収して支払うと大変なことになりますので、そこはいかに簡略化してコストあるいは実務的な負担を減らすかというのが大変な重要な課題になりますので、その辺につきましてはぜひ前向きにご検討いただきたい。例えば相殺決済を可能とするとかということもあると思いますので、その辺をぜひご検討いただきたいと思います。

私どもからは以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

それでは、新川委員、お願いいたします。

○新川委員 発電側基本料金の課金・回収実務という、最初の論点に関してだけコメントを申し上げたいと思います。

基本的に、この6ページにあるとおり、発電側基本料金を発電者が負う——相手方というんですか、直接、この一般送配電に対して負担するという形を基本形にするということなので、私はそれでいいと思っています。ただ、それを個別契約で全部やっていると非常にコストがかかるので、社会的コストを軽減するという観点からは、今ある発電側BGというグループを使って徴収を行うというほうが合理的というか、コストやお金がかからないので、そちらのほうがいいのではないかなというふうに私も思います。

ただ、この仕組みでやろうと思うのであれば、ここで書いていらっしゃるとおり、全発電、事業者がどこかの発電BGに入っていないとワークしないところ、多分、今の託送供給等約款では必ずしも、例えば特定契約を締結するためにはどこかのBGに入っていないよとか、そういう規定が明示的には書いていないので、そういったことを追加して、必ずどこかに組み込む形をまずつくると。あとそこをつくれれば、発電者と代表者というのは必ずしも関係なく、発電者がどうするかは代表契約者とは関係ないというわけではなくて、今の約款でも発電契約者というのは発電者に約款上の義務を遵守させて、その約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾書をとれということが発電調整供給契約を締結するときの前提条件になると明記されているので、代表契約者が発電者からその承諾書をとって、それでこの右側の仕組みを回すようにすればいいのではないかと思います。

取得する同意書の内容というのは、まずはこの6ページのところに書いていらっしゃるとおり、一般送配電事業者に対して直接発電事業者が、発電側基本料金の支払い義務を負うことに関する同意、それから、払わなかったときに逆潮をとめられるということ、それからBGから追い出されるというあたり、このあたりも全部その承諾書の中に入れておき、その承諾書の宛名を代表契約者のみならず、一般送配電事業者も契約の宛先として加えれば契約関係が直接発生しますので、そういった形で、発電BGの仕組みを使って同意書をとっていくというのが最も効率がいいのではないかと思います。従って、基本的にこの事務局提案のとおりでいいのではないかなというふうに思っております。

仮に発電事業者が倒産して回収できなかったときの回収リスクまでを代表契約者が負うということにする必要はなくて、基本形は左側にあるとおり、直接一般送配電に対して負うという形になるので、回収リスクを負う主体というのは一般送配電にするというほうが、この仕組みを使うときの抵抗も少なくてよろしいのではないかなと思いました。

あと、請求書の出し方というのは、別に紙でみんなに渡すわけではないと思うので、それも全て代表契約者経由で、お金の回収と請求書が出るというのをやったほうが効率がいいし、そんなに難しいことではないのではないかなと素人的には思いますので、ここで示されているような方向で請求書のインボイスの仕組みを構築したらいいのではないかなというふうに思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー 議論になっています6ページのところですが、現在もそのような制度かどうかはわかりませんが、一発電所複数BGに属する、1個の発電所が複数のBGに属して、優先度で振り分けをしている例というのはかなり多く存在していて、余ったときだけ小売のB社さんに売るとかというので発調規約の中に組み込まれている発電所というのはかなり多くあると思っております。そういったのが実在する中で、このBGの代表者、どの代表者に幾らの、この発電所——発電者Aが3つのBGに属している場合にはどういう料金課金をするのかとかというのは、いろいろ詰めなければいけない点はあるのかなと思ってございまして、やはり原則の部分で発電者が直接払う方法しか、今の一発電所複数BGの制度がある中では難しいのではないかなと思っております。

また、ここで書いてございます真ん中のところ、発電基本料金を支払わない場合には逆潮をとめるというところですが、これ、BGの親からすると、売りの入金はBGの親に入ってきて、それを発電者に渡さなければいけないという流れ、その中で恐らく発電側基本料金というのを差引いた中で渡すということが実の流れでは発生、それがベースだと思いますので、この「発電者が支払わない場合」というのはBGの中では存在しないのかなと思ってます。何にしても、その契約の中で発電BGの代表者が、この発電者の発電側基本料金を払う義務がどう存在するのかというのは難しいのではないかなとは思ってございます。

済みません、以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー ありがとうございます。今回、9ページで、割引対象区域の公表・通知につきまして、具体的な方法を送配電事業者に検討要請してはということで、ご指摘

いただきましたように2023年までにシステムをしっかりとって運用していくというのは大切だと思ってございます。

また、書いていただいているように、発電者や発電設備の設置予定者など、さまざまな事業者がみずからこの割引対象地域に関する情報を容易に把握していただけるということが大切だと思ってございますので、今後、この仕組みとしましては具体的にどんな方法がよいのか、事務局とご相談させていただきながら検討を進めさせていただきたいと思しますので、よろしくお願いいたします。

○稲垣座長 ありがとうございました。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 事務局の提案に異議ありません。このとおり、粛々と進めていただければと思います。

この委員会でいうことではないとは思うのですが、念のため、ひょっとして誤解がないかを確認するために、余計なことを発言させていただきます。

スライド11のところで、風力協会と太陽光協会から両方言及があったかと思うのですが、風力協会が正しくいったとおり、取引価格に影響を与える可能性があるというのは私がずっといっているとおり。まさにそのことが書いてあって、その分の乖離が出てくるかもしれないからこれから検討しますというのは、要するに小売のほうからの補填額はその分影響分減額される可能性があるということです。太陽光協会がちゃんと認識しておられればいいのですが、全く別の文脈で、むしろ調整で補填を増額してもらえると勘違いしているような気がして、ちょっと心配になりましたので発言しました。

太陽光協会が、もしこれが少なくなれば賦課金での負担がふえるとおっしゃったのですが、それが事実として正しいかどうかは全く別問題。この委員会が決めることではないと思います。別の委員会で議論すること。つまり、あたかも差額分については何らかの形で補填されて当然だという前提あって、したがって、小売からの補填が減れば賦課金からの補填がふえるはずだと当たり前のように思っているのではないか。そう信じておられるのは勝手ですが、そのような議論にはなっていないと私は理解しています。少なくともほかの委員会では、例えば利潤配慮期間に設定された高い買取価格のもとで多額の収入を得ている既設のFITに対して、そもそも事後的に費用増加分を補填するために賦課金から払い出すことが合理的なのか。補填には強い批判がある。この点については少なくとも自明に補填されるということではないと理解している。太陽光協会の理解が間違っていたの

ではないかと懸念しています。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、事務局から、この点については。

○日置室長 ありがとうございます。

F I Tの転嫁に関する議論のところにつきましては、先ほど事務局からもコメントございましたように、しっかりとエネ庁とも議論しまして、調整措置そのものは調達価格等算定委員会で議論されるというものでございますので、そちらで検討されるものと思っております。

あと、國松オブザーバーから指摘のありました点につきましては、10月の制度設計専門会合で、契約が複数に分かれる場合の課金の算定方法についても議論させていただいております。最終的なまとまった姿としては、何らかの整合性のある形としてご提示できるのではないかと考えております。

その他、いただいたコメントにつきましては、今後の検討に生かしてまいりたいと思います。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、本件については、さまざまご意見をいただいた部分については引き続き次回以降また議論したいと思います。また、特に異論のなかったことについては、原則この案で進めることとし、また、とりまとめの段階でまた全体を通して確認をすることとしたいと思います。

では、残りの議題について、一言事務局からお願いします。

○田中NW事業監視課長 資料5の需給調整市場の監視及び価格規律の在り方についてでございますが、こちら、時間の都合上、議論は次回といたしますが、卸電力市場の相場操縦とあわせまして、需給調整市場における問題となる行為などの基本的な考え方について事務局の考えをまとめてございます。次回以降、こちらにお示しした論点に基づき検討を進めていきたいと考えておりますので、どうぞよろしくお願いいたします。

○恒藤総務課長 残り、議題の5～7については報告事項でございます。済みません、説明は割愛させていただきます。資料をごらんいただいて、質問、コメント等ございましたら、個別に事務局にご連絡をいただければというふうに存じます。よろしくお願いいたします。

○稲垣座長　それでは、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、案ができ次第送付させていただきますので、ご確認のほどよろしくお願いいたします。

次回日程については、決まり次第ご連絡をいたします。

本日は、長い時間どうもありがとうございました。これにて制度設計専門会合を終了いたします。

○稲垣座長　ありがとうございました。

——了——