

## 第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録

日時：平成30年3月5日（月）17:00～19:30

場所：電力広域的運営推進機関 会議室A・B・C

出席者：

大山 力 委員長（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）  
大橋 弘 委員（東京大学大学院 経済学研究科 教授）  
荻本 和彦 委員（東京大学 生産技術研究所 特任教授）  
合田 忠弘 委員（同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授）  
馬場 旬平 委員（東京大学大学院 新領域創成科学研究科 准教授）  
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）  
沖 隆 委員（㈱F-Power 副社長）  
加藤 和男 委員（電源開発㈱ 経営企画部 部長）  
塩川 和幸 委員（東京電力パワーグリッド㈱ 技監）  
高橋 容 委員（㈱エネット 取締役 技術本部長）  
平岩 芳朗 委員（中部電力㈱ 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長）  
増川 武昭 委員（(一社)太陽光発電協会 事務局長）

オブザーバー：

来海 和宏 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課 課長補佐）  
恒藤 晃 氏（経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業監視課長）  
鍋島 学 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長）  
橋本 聡 氏（北海道電力株式会社 工務部 部長）

配布資料：

- （資料1-1）議事次第
- （資料1-2）検討スケジュールについて
- （資料1-3）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集
- （資料2）2018年1月22日～2月2日および2月22日の東京エリア需給状況について
- （資料3）北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定及び今後の活用方法の検討について
- （資料4）確率論的必要供給予備力算定手法による必要供給予備力の検討について
- （資料4参考資料）電源の計画外停止率の調査結果
- （資料5）電源入札等の検討開始の判断基準について

議題1：開会

- ・事務局より、資料1-1、1-2、1-3により説明を行った。

議題2：2018年1月22日～2月2日および2月22日の東京エリア需給状況について

- ・事務局より、資料2により説明を行った後、議論を行った。

〔確認事項〕

- ・引き続き需給状況の確認等を実施の上、課題の抽出および検討を行い、適宜、本委員会へ報告する。

〔主な議論〕

(高橋委員) 1点コメントをさせていただきたい。1月下旬から2月の初めにかけては、厳寒H1を超える需要であり、かつ、市場も非常にタイトだったため厳しい状況だったと考える。一方で2月22日は、資料によれば厳寒H1想定は超えていない状況だが、データを見ると、一般送配電事業者が市場調達できないため、融通を実施したようにみえる。2月22日の市場の状況を見ると、前日の調達では、スポット市場価格が18円程度、当日の時間前市場も高値でも22～23円程度という状況で、買い札量が売り札量を上回ってはいたが、売り札がなく非常に高騰した市場状況でもない。融通における電力価格がいくらか分からないが、市場の動向も踏まえながら検討を進めていただきたい。

(合田委員) FIT予測が外れていたことについて、東京電力管内の太陽光発電導入の比率からすれば60%程度という膨大な量を外していることになり、しっかり予測できている量の方が少ない。これから課題を抽出されることなので是非お願いしたいが、その原因が大気の状態によるのか、地上の状態によるのか、もし分かるのであれば、そういったところまで是非調べていただきたい。

もう1点、第22回の本委員会でも質問したが、もし太陽光発電の出力を、例えば6時間前にある程度正確に予測できたら対策が取れるのか。前回は、「エリア内の火力発電がバランス停止しており、揚水発電の上池容量が限られていたことから、対応は難しかったのではないか」とのお話だったが、今後とも現状の予測手法を踏襲する限り最近のような大幅な予測外れが発生する。これを前提にもう1度ご検討いただきたい。

(増川委員) 今後の対策についてコメントさせていただく。太陽光インバランスが、FIT特例制度①で相当発生した件について、1つ考えられる原因は積雪による発電出力低下だと事務局から説明があったが、その辺の状況は我々としても非常に興味があるので、分析する場合には私どもも何らかの形で協力させていただきたい。具体的には、東京電力パワーグリッド㈱や事務局に対して、発電所のデータ等を用いて協力させていただきたい。

(荻本委員) 7ページ、9ページの状況について、全体がまだよく見えていない。12ページ、14ページに要因が挙げられているが、この要因ごとの影響をそれぞれ数値化するとどの程度で、事務局からあったように、なぜ最後にFITインバランスが背中を押したと解釈できるのか、定量的なご説明をいただけないか。最後にFITインバランスがあったのは事実だと思うが、予測が外れれば必ずこのようなことが起こるのか、よく理解できないため、原因をもう少し

詳しく教えていただきたい。

→ (大山委員長) まとめて最後に事務局より答えていただく。

(松村委員) まず、今回事務局がこの話題を出してきたことの目的を知りたい。広域機関が融通指示を行ったことに対する妥当性を確認するために出てきているのか、あるいは厳しい需給のひっ迫が発生したため情報の共有をしたいのか。

→ (事務局) まず、需給ひっ迫の融通について、かつてないほど長時間にわたり実施していることから、中身をよく調べてみなければならないと考え、まずは調べてみた。それから、今回は実際の需要が想定を上回る等、色々な要素があるため、今後の制度設計にも参考になることも色々あると考え、そういう目的で事実を並べ、報告を行った。

→ (松村委員) 今後のために色々と情報を提供いただいたのはとてもありがたいが、今後のためにももう少し確認したい。以前、九州電力が電源Ⅰを発動したときに、その詳細を報告いただいたが、今回の場合、もし電源Ⅰを発動していたとしたらそれほどのようなタイミングで、どの程度の量をどのような状況で発動したのかも、制度設計等を考える折にはとても有用な情報と考える。来年度になってからでも構わないので、結果的にどのように発動されたのか明らかになると、制度をこのように改善すれば、よりうまく使えたのではないかな等の検討に役立つため、もし可能であれば今後何らかの機会に報告いただきたい。

次に、高橋委員もご指摘されていたが、今後もし送配電事業者が市場にアクセスできるようになったとすれば、今回のような事態はどれだけ改善していたのかという点も1つの関心事項である。今回はそういう制度ではなかったもので、ルールにしたがって行動されたのは分かるが、もしルールが違っていたらよりうまく対応できたのかを知るためにも、もう少し情報がほしい。

最後に、今回、FITインバランスが主な原因だったというのにはあまり納得していない。今回は、きわめて長い時間にわたる融通が実施されており、したがって、何回にも分けて融通指示が実施されたのでなければ、かなり先まで不足していたという状況である。我々が元々想定していた状況とは異なるため、更に色々な情報が欲しい。今後、情報をアップデートするだけでなく、追加の情報の提供をお願いしたい。

(加藤委員) 今回、こういった事象を広域機関にまとめていただいたことに改めて感謝する。色々とし唆を与えていただいたと考えているため、その観点から、先ほどから出ている課題の抽出について2点ほどコメントをさせていただく。

1点目は、7ページのインバランスについて、例えば1月23日であれば600万～800万kWのインバランスが出ているが、これは数時間かけて継続して供給力が低下することによって不足のインバランスが発生していると考えている。今後、最大3日平均電力の7%という現状の調整力公募調達の数値を決める上で、この事象が一体どのようなかわりを持っているのか。7%と数値を決めるうえで、今回の事象が一体どのような影響を持つのか、あるいは、このような事象を考慮して数値決めなければならないのかという点を改めて確認していただきたい。加えて、FIT①インバランスがインバランスの太宗を占めているとある

が、このように大きなインバランスが FIT 特有のものであるのかという視点も含めて、確認いただけるとありがたい。先日、「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」において、「『ピーク需要の 7%』という調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検証が必要」と指摘されている。その際あわせて、「揚水発電については、設備維持を図る方策についても検討が必要」と課題提起がされている。今回の事象に対する広域機関の考察がそういった課題への対応にも通じていくと考えるので、ご検討をお願いできればという主旨。

2 点目は、本件と需給調整市場の商品区分に関連することで、参考資料として 17～20 ページに書かれている内容だが、広域機関によって融通指示が行われて、ある意味強制的に揚水動力が確保されたため、例えば 18 ページや 20 ページにあるようにアワー切れを回避できたと理解している。需給調整市場の検討では、全て週間で容量を確保することになっているため、容量確保の心配はないのかどうか、これを踏まえて何か変えることはあるのかどうかという点、あるいは、上げと下げを別の商品区分としているが、別々に調達をされていた場合、今回のように適切なタイミングで融通指示がかかれば良いが、発電可能量を回復できないということが起こり得るのかどうか、こういった面も含めて、需給調整市場の中で揚水発電を調達するのであれば、揚水発電が持っている機能・役割を十分に果たせる仕組みが必要と考えるため、もし参考になるのであればそれも踏まえて検討していただきたい。

(沖委員) 5 ページに東京電力パワーグリッド殿の需給状況の記載があるが、ここに記載された「予備力」とは、融通後の予備力なのか。

→ (事務局) 融通後の予備力であると考えている。

→ (沖委員) つまり、最大 200 万 kW が供給された後の予備力ということか。

→ (事務局) 融通電力の最大 kW 値を 2 ページに示しているが、例えばこの 1 月 26 日の 19 時が必ずしもその値とは限らないのでそこはご注意ください。

→ (沖委員) それはそのときのものとして、5 ページに記載された数値は他社からの融通分が全て加味された数字ということか。

→ (事務局) こちらは東京電力パワーグリッド殿が公表された需要と供給力であり、おそらくそうであると考えている。

→ (沖委員) 今回の 1 月後半の 1 週間の件は、典型的な kW の不足ではなく kWh の不足の例だと考える。今回は kW もぎりぎりだったが、まず kWh が足りなくなったため、kWh の融通を行ったというのが今回の件の本質だと考える。まずポイントが、週間計画において、一般的には土日に揚水発電の可能量が回復するため、火力の稼働率を高めながら kWh を稼ぎ、1 週間つなげることがこのような需給ひっ迫の際にはあるが、このような 1 週間の運用ができなくなり、最後に電力融通を受けるということになる時、送配電事業者は、kWh の 1 週間の運用そのものが難しいということをどの時点で判断されるのか、kW だけでなく kWh の問題を検討していくことは重要と考えるため、ご検討いただきたい。

また、気象について、今回のような 30 年に 1 回程度の厳気象を、今後計画の中で考えて

いく必要があるのかどうかという点も、重要だと考えるので検討していただきたい。それから、2月22日の事例について、FIT①インバランスの話もあったが、2月22日に東京電力パワーグリッド殿の前日および当日のでんき予報を見たところ、需要予想そのものが、前日と当日で約400万kW程変わっていたと記憶している。前日の予想だと4,300~4,400万kWだったのが、当日になると400万kWほど増えており、要するにこれは気温の予想が全く外れて当日には5~6℃下がってしまったというようなことによる影響が大きかったと我々は思っている。今回、FITは200万kW程度予測から外れているが、気象のずれが原因となって2月22日のような状況が発生したとすれば、今後もおそらくこのようなことが起こると考える。気象が予測からずれたときに今回のようなことがあってもクリアできるかというのが今後の課題だと考えているため、FITだけでなく需要の予測についても調査していただきたい。

(大橋委員) 今回の事例を機会として、徹底的に分析されたら良いと考えている。融通に至るまでの市場の状況、スポットと時間前、あるいはインバランスの $\alpha$ 値等を含めて見ることも重要である。また、融通が実施されたときの融通先の電源は何が使われていたのかということも、小売電気事業者の情報もチェックされるということだが、そういったことも見たときに、先ほど加藤委員からもあったが、究極的には供給予備力の在り方がどうなるのかということも、ちょうどいい機会なので、分析されると良い。その際、データが色々なところに散ってしまっている可能性があるため、それらをうまく組み合わせて全体像を明らかにする作業が必要と考えるが、是非進めていただきたい。

(馬場委員) ひっ迫の状況が時系列で分かる、貴重なデータを開示していただきありがたい。ただ、他の委員も言われていたとおり、どうしてこのようになってしまったのかという点に関してはまだこれから精査していかなければならないと考えるため、その点はまたご報告いただきたい。もう1点、18ページに「固定供給力が週を通じて50万kWあった場合」とあるが、これだけだとどのような運用をしているのか分からないところがあり、本当に50万kWあればよかったのかどうか判断し兼ねる。それから、どのように使えばよかったのかという点も、後で検討されると今後のためになるのではないか。今回は、時間のない中で用意されたためこのような資料なのだと考えるが、今後も、是非どのようにすれば良かったのかという点も含めて検討および報告をしていただけると、今後のためになると考える。

(事務局) 先ほど荻本委員からあった数値的なオーダー感についてについて、これはkWhの話なので難しいが、電源の停止による影響が5割程度、需要の増による影響が4割弱、残りは太陽光発電等の影響かというところまでしか分析ができていない。

→ (荻本委員) つまり、今の説明からすると、kWの問題ではないということは、現段階で明瞭だということか。

→ (事務局) kWhの問題であることは間違いないと考える。

→ (荻本委員) また、今言われたのは、14ページでいうと、一番下の「固定供給力トラブル停止」が5

割、「前日からの気象予報の変動」が4割、上の2つの影響が1割ということか。

→ (事務局) これは1月22日～2月2日の部分の話で、2月22日の方はまだ分析していない。

→ (荻本委員) 1月22日～2月2日の方では、「固定供給力トラブル停止」が5割、「前日からの気象予報の変動」が4割、残りの「FIT 特例制度①想定誤差」及び「小売電気事業者の行動」の影響が1割ということで良いということか。

→ (事務局) 無理くり出した数字だが、そのとおりである。

→ (荻本委員) ちなみに、「固定供給力トラブル停止」とは何万kWのものだったのか。

→ (事務局) 複数日にわたっており一概には言えないが、大まかに100万～200万kW程度、また、それ以上であった日もあると考えている。

→ (荻本委員) であれば、私は今聞いた範囲で、直接の原因は明らかというだけだが、ここで拙速に結論を出そうとしているわけではなく、この場で出せるものは出した上で、この次は、本当に考えないといけないところはどこかという議論に持っていきたいと考えるため申し上げている。この場で全て決めようとしているわけではなく、ただ、切り分けはしなければならないと考えるが、そこに関しては何かあるか。今は全ての原因が並列に並んでおり、先ほどはFIT 特例制度①の予測誤差が影響しているのではないかという話もあったが、今の話だとそうではなさそうである。したがって、事象の切り分けは可能なのか、現時点では全く不可能な状態なのか確認したい。

→ (事務局) 日と時間により異なるので、より詳細に示さないといけないのではないか。1月22日～2月2日の事象と、2月22日の事象は完全に異なると考えているため、そういったところを切り分けて考えていかなければならない。したがって、あまり簡単に「これが原因だ」と断定するものではないと考える。

→ (荻本委員) それでは、今言われた日ごとの分析結果が後日出るということによろしいか。

→ (事務局) まずはどのような形にまとめるか検討しなければならないと考えている。

(鍋島オブザーバー) 事務局から、5割、4割、1割という数字が出ていたが、現時点では必ずしもそこまで原因が特定されているという印象を持っていない。12ページないし14ページの図を見ると、インバランスと供給力の減少という2つのルートを描いているが、こういった需給ひっ迫が起こるときに、そもそもインバランスが発生していなければ、それぞれの小売電気事業者がしっかり供給力を確保していれば需給ひっ迫は起こらないが、では、なぜインバランスが発生したのか特定する必要がある、そこにはFIT 特例制度の想定誤差の影響もあったと考える。次に、供給力という話がなぜ出て来るのかという点だが、仮にインバランスが発生したとしても、送配電事業者がきちんと調整力でそれをカバーすることができれば問題は起きないはずだが、今回は何らかの理由によってその調整力が十分に確保できない事象が生じた。今回の事象の要因はこのように複合的なものだと思っているため、定量的に何割・何割・何割と今の段階で確定的に申し上げることは難しいのではないか。

→ (荻本委員) この場では、誰からどのような場所で後日それを説明していただけるのかがはっきりしていれば良い。それは、この場で広域機関からということによろしいか。

→ (事務局) 言われたとおり、広域機関が説明することを検討している。

議題3：北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定及び今後の活用方法の検討について

- ・事務局より、資料3により説明を行った後、議論を行った。

〔確認事項〕

- ・「1. 北海道本州間連系設備増強後のマージンの設定について」は、事務局提案通りの内容で設定することです承を得た。
- ・「2. 北海道本州間連系設備の今後の活用方法の検討について」は、今回の意見を踏まえ、事務局にて系統WG（ワーキンググループ）向けの報告用資料を作成し、大山委員長の承認を得た後、系統WGへの回答を行う件について了承を得た。

〔主な議論〕

（塩川委員）51ページの結論は候補②ということであるが、下の表の意味がよくわからない。例えば、候補①の上の「○」とか下の「△」とか、「△」というのは改修が必要になるものが「△」、必要のないものは「○」ということだと理解するが、そもそも平常時AFCを使って変動幅を±6万kWで運用する場合、先ほどの上の例にあるとおり、上が3万kWしかなくなってしまうと、必要要件を満たしていないのではないかと。この観点からは、このケースだと変動幅を±6万kWよりも大きくするという下の「△」のところしか評価はないのではないかと。併せて、逆に言うと候補②の方はこの例であえて±6万kWを今ここで増やすことはないとする上での「○」のところしか評価はないのではないかと。そうするとこの「従来から活用してきた機能」というのは、例えば短周期の平常時AFC相当の変動幅±6万kWを確保しようとする、候補①は「△」で候補②は「○」になるだけのように考えている。評価のところについてはそういう理解でよいか。

→（事務局）ご指摘いただいたとおりである。短周期変動対策を±6万kW以上確保するという点については、いずれも、何か対処が必要となり、平常時AFCの機能を維持する観点であれば候補②が良いのではないかと評価している。

→（塩川委員）そういう意味では、±6万kWを増やすというのは色々と調整力をこれから増やすのだと考えるが、平常時AFCのところの±6万kWを維持したままのところは「○」というのが、前提条件を満たしていないため「○」ではなくて、評価対象にならないのではないかと考えている。これだと、先ほどの平常時AFCが確保できない、つまり±6万kWを維持するのだとすると確保ができないので、「○」という評価が何を意味しているのか分からない。

→（事務局）記載振りはあまり適切でなかったかと反省しているが、短周期変動対策として活用してしまうと、平常時AFCの機能を維持できないということで、「○」ではなく「△」に置き換えて評価していただければと考える。

（合田委員）46ページのところで、AFCの変動幅は、新北本でも±6万kWとするとのことであるが、新設のタイプと既設のタイプは機種が違うので、±6万kWを増やせる可能性があるとい

うことであれば、増えた方がいいのではないかと考えていたが、北海道電力殿にはそういうニーズはないのか。

それから、この計算のベースになっている北海道エリアの系統定数が 6%MW/Hz になっているが、この 6%MW/Hz という値をこのまま使っていて良いのか。再生可能エネルギー電源が増加し既設火力機が停止されてくると電源の構成比が変わると考える。そうになると系統定数も変わってくるのではないかと考える。もっと大きな値の方が良いのではないかと考えるがいかがか。

- (橋本オブザーバー) 平常時 AFC の幅について、新北本については自励式の新しいタイプが入るが、新北本を設置する周辺の電圧変動の影響があるため、まずは現状と同等の±6 万 kW で考えている。また、平常時 AFC については交流連系を模擬している機能であり、特段これを広げなければならないというニーズはないことから現状と同等の±6 万 kW というところで進めている。
- (合田委員) ±6 万 kW 以内にしないといけないのは、既設設備が他励式なので電圧変動への影響があることに起因した制限量ではないのか。
- (橋本オブザーバー) それもあるが、実はこの地域(函館)についてはかなり電源が遠いため、電圧の変動がある。それから 6%MW/Hz についてはまだデータがなくて具体的なことが申し上げられない。今後の検討としたい。
- (合田委員) 現状の検討では全て系統定数 6%MW/Hz をベースに計算している。量が足りるとか足りないという計算値もこの系統定数を使っている。前提が変わると検討結果が変わってくるのではないかと。
- (橋本オブザーバー) そうではあるが、電源構成は数年来大きくは変わっていないということで、6%MW/Hz を採用している。

(荻本委員) 平常時 AFC とこの短周期広域周波数調整機能の違いは 49 ページの記載のとおり、「広域機関から連系線潮流の目標値を送信(2s 毎)し・・・」ということによいか。これはこれで分かったとして、平常時 AFC の運用においても、潮流点がだんだんずれていくということはよくあるのではないかと。したがって、いつも計画潮流にいるわけではない。どうやってこれを区別できるのかが良く分からない。何が原因で計画潮流からずれたのかが、なぜ分かるのか。

- (事務局) 短周期広域周波数調整機能については、北海道エリア側で不足する調整力の量を北海道電力殿より広域機関に送信することになっている。北海道電力殿でどのくらいの量が不足したかを算出するということだと考えている。
- (荻本委員) 調整力の量というのは何の合計値か。
- (事務局) 手元に数字はないが、北海道電力殿において必要な調整力、GF(ガバナフリー)や LFC 等があると考えますが、その発動が進み、潮流の偏差を元に戻せない状態になると、広域機関へ潮流の偏差を戻すために必要な量を送信する。この潮流の偏差を元に戻すために必要な量が調整力の量だと考えている。
- (荻本委員) それはそれでいいような気もするが、平常時 AFC が対象としている現象が元々ある。こ

ここで、短周期変動とは何なのか、どこに定義があるのか。今言われたことは元々平常時 AFC が相手にしているものの一部に過ぎない。したがって、今のは十分な答えではないように感じる。短周期変動のせいで中央の計画潮流から潮流がずれたということがなぜ分かるのか。つまり、短周期変動の定義は何なのかという質問である。これが分からないと、ここに色々書いてあるが、これがはっきり分からない。理屈では書いてみたものの、分けられないものは分けられないということになってしまわないか。北海道電力殿からもらうのであればもらって構わないが、北海道電力殿はそもそもどうやってその値を作るのかという話でも良い。

- (橋本オブザーバー) 今後詳細検討が必要であるが、北本の平常時 AFC については、計画潮流からずれたときに偏差を 0 に戻すようにエリア内の調整力でもって調整している。そして、このエリア内の調整力がなくなると、このときにはじめて、短周期広域周波数調整機能を使うことになるかと考えている。
- (荻本委員) 従来は緊急時 AFC で対象にしているわけだから、今言われたのは、短周期変動とは何かということには全く触れず、とにかくずれたら何とかすると言っているのではないか。どこに短周期変動というのが定義されているのか。
- (大山委員長) まず、平常時の AFC があり、それで対処する。本来であればその動作分をエリア内調整力で元のセットポイントに戻すような運用をしている。エリア内調整力ではそれが戻せなくなってしまうと、上下でアンバランスになってしまうため、下手をすると張り付いてしまう。それでは調整ができなくなるためまずいということで、今の運用を正当化するというか、現状を容認してしまっただけで、今流れている潮流をセットポイントにしてしまおうというのが、短周期広域周波数調整機能ということになっていると考える。そもそも戻せなくなってしまったことを容認してしまうという、ずるずるになってしまうような機能ではある。したがって、ある意味、今、荻本委員が言われていた、短周期の定義とかそういうのではなく、本当にずれてしまっただけなので、短周期もへったくれもないというのが私の感覚だが、それだとまずいのか。定義しなくても動いてしまうものではないか。
- (荻本委員) 周期と記載されているので、何 Hz の短周期なのかという質問であり、今言われたものは直流分なので、そうであれば上げ代が足りないと言った方が分かりやすいのではないか。
- (大山委員長) 私も、短周期という言葉よりはもっと直流分に近いような話かと考えており、名前が悪いというのはあるかもしれない。
- (荻本委員) 前も申し上げたが、名前が間違っていると理屈も一緒に間違える可能性があるため、正しい名前を付けて、制度や運用を考えていく必要がある。したがって、これでは何をやっているのかよく分からない。ところで、北海道電力殿は信号を出せるのか。上げ代がないため欲しいというのであれば話は簡単であるが。
- (事務局) 上手くお答えできていない可能性があるため補足をさせていただく。49 ページの記載のように、北海道電力殿から、具体的な周期は検討が必要だが、秒オーダーで不足量を送信いただくという機能になっている。偏差が一方向に溜まってしまった場合については、それを秒オーダーで北海道電力殿から配信していただくので、直流分に近いようなものであろうかと考えるが、短い時間でどんどん偏差を変えていくというようなものである。北海道電

力殿が具体的に短周期の周波数変動というのをどのように調整されるかはお答えしづらいが、実際に足りなくなった分をお送りいただくので、秒オーダーで繰り返し信号を送るということはできるのではないかと考えている。

- (荻本委員) EDC も 5 秒おきに信号は出している。だからといって、これを短周期変動の調整とはいわない。何をやるのかというところが、誰かから信号をもらえば良いというところでプツツンとしているのではないかと懸念しているが、北海道電力殿はどのようにこれを出すのか。
- (橋本オブザーバー) 出すとすると、平常時 AFC の偏差に対してエリア内の調整力のありなしということが大事になってくると考えており、調整力のありなしを判断して、ないということであれば、短周期広域周波数調整の信号を出すという形になるかと考える。
- (荻本委員) 全然分からない。調整力は測定できないと考えているが、調整力のありなしをどのように測定するのか。
- (橋本オブザーバー) エリア内の調整力のありなしは TSO 側で管理している。
- (荻本委員) それは上げ余力ではないのか。
- (橋本オブザーバー) TSO 側の上げ余力である。
- (荻本委員) 上げ余力であればよく分かるが、調整力をとということであればよく分からない。
- (橋本オブザーバー) 計画潮流からの偏差を 0 に戻すための上げ余力がなくなったら広域機関に信号を送るということである。
- (荻本委員) だとすると、これは短周期変動なのか。今度は広域機関側。何を短周期変動とするのか。
- (事務局) 元々念頭にあるのは、系統 WG で議論されている短周期変動であり、20 分以内の短い周期の変動となる。この短周期変動を北海道電力殿でエリア内調整力を発動して最大限対応していただく。そのうえで、不足があれば、不足した分の信号を送信いただき、それを各協力エリアに配分する。そして、短周期変動なので、その不足分というものがずっと固定値で続くわけではなく、例えば 20 分以下の周期でその不足分が変わっていくため、それを時時刻刻と北海道電力殿から送信していただいて、その機能を使い続けて連系線潮流を変えていく。短周期の定義として荻本委員のご質問にお答えできているか分からないが、そういうことと考えている。
- (荻本委員) 上げ余力がある、または下げ余力があるというところまでは良い。それが不足するので、さっきの 1:4 くらいの比率で割って応援してもらおうということを対策だとよんでいる。恐らく短周期かどうかというのはどこにも保証はないのではないかと。今までは、今言われたように 20 分窓で見ましようということにしているが、相手は風なので、本当にそうなのかというのはよく分からなくて、手元に火力等の札が尽きているとすれば、風任せという話になる。そういう問題なんだということがはっきりして、制御の方式とか制度を作っていないかなければならないと考えるが、これは大丈夫なのか。ここでどこまでが詰められているのか。短周期だからそのうち戻るだろうと考えていても、戻らないときもある。風任せであるため、ほぼ戻るが、保証がないとかもある。そのときに最終的な kWh の精算をどのようにするかとかも、この場の話ではないが、これを導入するということはそこまで見ておかなければならないのではないかと。

→ (大山委員長) 私も上げ余力か下げ余力かの問題だと思っている。したがって、短周期かどうかは分からないというのも、そのとおりだと考える。ただ、問題はそもそもこの「短周期広域周波数調整」という名前は既に付いている名前であり、それをそのまま使っているという大きな問題がある。大丈夫かという質問については、私も大丈夫ではない部分もあると考えている。というのは、上げ余力があったら応援してもらえるが、連系線容量があるので、常に市場をとおして使っていたら、ある限度にぶつかったら終わりなので、空いていればそっちの方向に寄るといっているだけだと考えるので、絶対大丈夫だという答えは有り得ないと考えている。ただ、もし空きがあつて、POを変えられるとすれば変えておいた方が、その後の短周期に耐えられるようになるという状況かと思っている。書き方は別として、この「短周期広域周波数調整」という名前を今変えるのは難しいと思うが、それはどうなのかということであれば考えた方が良いのかと思う。

(馬場委員) やはり今のところがよく分からなかったが、今の議論を伺っていて、だいたいそんなものかなと理解した。要は短周期変動量とは周波数調整をするのに必要なリアルタイムで調整しなければならない量のことをいっており、長周期変動になるともう少しユニットコミットメントとかそういうようなものが入ってくるということかと理解した。その中で、北海道エリアの中で調整しきれない量だけを短周期広域周波数調整機能でやるのかというのは疑問がなきにしもあらずだが、そういうようなことだとの説明なので、それはそうなのだと受け取っている。

それからもう1点、平常時 AFC と短周期広域周波数調整機能は、どちらも新しい方の直流の設備でやるのか。もしやるのだとすれば、もう一方の設備を使わないのであればそちらに分けてもいいのかなという気もしたが、そういったことは難しいのか。

→ (橋本オブザーバー) 平常時 AFC については新しい方の北本でやることを考えている。残った方の短周期広域周波数調整機能は、既設の北本でやることを考えている。

(事務局補記：平常時 AFC 及び短周期広域周波数調整機能は、新北本が作業停止等で使用できないケースを除き、いずれも新北本を優先的に使用する方向で検討しているため、この発言は、訂正させていただきます。)

→ (馬場委員) 今のを見ていると、どちらも新設の方でやるのかなというように見えてしまい、他の方を平常時 AFC として使わないのであれば有効に使った方が良いのではないかと思ひ質問をさせていただいた。

(大橋委員) あまり重要な点ではないが気になったので2つ質問をさせていただく。1点目は、この短周期広域周波数調整機能というのは過去使われたことがあるのか。2点目は、今回は改修をしないことを前提にこの議論をしているわけだが、改修をするというのがどういうことなのか、今一つ分からなかった。改修とは何を意味しているのか。

→ (事務局) まず短周期広域周波数調整機能の使用実績はない。改修については、既設、新設共に変動幅は±6万kWで設計しているため、その幅を大きくするというのであれば、制御系の改修なり、あるいは周辺の電力設備の改修も必要と考えており、そういうものをイメージして

いる。

→ (大橋委員) それはかなり大変な作業なのか。

→ (橋本オブザーバー) 改修の規模を具体的には検討していないが、その北本設備の周辺の電圧調整対策だけでも多分数億円のオーダーになると考えている。そうすると、新設・既設ともに変動幅は±6万kWということで設計されているため、その幅を広げるといふこと、それからやり方によっては計画潮流を真ん中に入れたい、つまり±6万kWではなく+3万kW、-9万kWとか、そういうことをやろうとしても大きな改造が必要になると考えている。

(沖委員) 現状ある機能というのは、北本の中では平常時 AFC であり、平常時 AFC が何をしているかといえ、ある偏差を超えて周波数が動いたときに、まるで交流連系かのように、直流設備の連系線潮流目標値を例えば 20 万 kW であれば 22 万 kW にする等ずらしながら、実際少し多めに連系線潮流を引っ張ったり、逆に戻したりしながら、交流連系のように、その吸い込みの量を変えたりしながら調整量の分を増やしたり減らしたりする、これが連系線の平常時 AFC だと理解しているがよいか。

→ (橋本オブザーバー) 連系線潮流目標値を変えるという部分が違っており、連系線潮流目標値は変えず、北海道エリアと本州エリアの周波数の差に基づき流れるものである。

→ (沖委員)  $\Delta f$  と系統容量で計算されたものが流れ、連系線潮流目標値は変わらないということで理解した。そうすると普段なら量が変わってしまうが、それを積算してそれを 30 分の P0 に合わせるように押し戻したりしながら、最終的には P0 がきちっと合うように 30 分値の中で調整されているというのが、今の平常時 AFC の姿ということか。それから、50 ページの真ん中の図は、短周期変動対策としてこれを使うというのが何をいっているのかということ、偏差が溜まってきてだんだん元に戻す力がなくなってしまったときには、仕方がないので P0 の値を、つまり基準となる連系線潮流目標値を変えてしまえば戻さなくていいから、この短周期変動対策、簡単にいうと周波数調整をやっているということだと考えるが、連系線潮流目標値を変えることによってチャラにしようというのが既存の設備でもできることではないかと考えるがどうか。

→ (橋本オブザーバー) 既存の設備でできるかということは別・・・。

→ (沖委員) それはまた別にして、その考え方が正しいかどうか確認をしたい。

→ (橋本オブザーバー) 計画潮流に対して、連系線潮流目標値をシフトするところでは正しい。

→ (沖委員) そのために逆にいうと、調整量が上がった分だけ変動幅の余力が減ってしまうため、±6万kWではなくなってしまうというのがこの意味か。それから一番右の方はそれではなく、短周期変動対策を広域的にやるということで、足りない分はエリア外から引っ張るといふことで、その連系線潮流目標値は変えるが、エリア外から応援がくるので、±6万kWのところは維持できるようにしてあげることで、その調整量の分は確保しようといふのがこの 3 番目だと理解しているが、それでよろしいか。

→ (橋本オブザーバー) 具体的には連系線潮流目標値 (計画潮流の設定値) そのものを変更するという考え方である。

- (松村委員) 増設後に、瞬動予備力の積み増しを減らして連系線空き容量をマージンの方に活用するという議論に関して、そちらの方のコストが低いということは、一応今回の資料で納得した。これはシミュレーションに基づいているわけだが、上限になるかと思うが、取引所の価格での値差データを使って、値差が発生しているときの値差×占拠したマージンの量というのでも計算はできるわけだが、そうするとそれはだいたい同じくらいの額になるのか。
- (事務局) 松村委員からご指摘のあった試算をすると、北海道電力殿の試算が 2016 年度の値を使っているので、同じ年度でやると 3.5 億/年かかると試算している。
- (松村委員) それをばらすと、というに変だが、コマ数がどれくらいで、値差がどれくらいで、それにマージンの量を掛けるということか。
- (事務局) 計算の式としては、広域メリットオーダーの結果で分断するコマの数と、そのときに確保しているマージンの量を掛け算して、試算上 30 分コマの計算はできなかったため、1 時間単位で計算すると、マージンと分断したコマ数を掛けて、年間で 3.5 億となった。値差の方は、2016 年度の平均的な値差を掛けさせていただいている。
- (松村委員) 値差というのは北海道の方が高くなっているときのものか。
- (事務局) 逆方向が混雑した場合の値差で計算しており、北海道の方が高くなっている時の値差で計算している。
- (松村委員) シミュレーション以外の方法でも確認しているということについて承知した。マージンを取った方が良いというのは分かったが、このやり方をそのまま使うと、北海道電力が大きな電源を持っていることによってマージンを占拠し、それが経済的にどれだけ負担をかけているのかは同じやり方で計算できる。それで、実際それを負担させるというルールはないわけなので、変なことをしているわけではないが、広域機関の事務局長も席を外されているので言いづらいが、事務局長は少なくとも 2 度にわたって別の委員会でも再生可能エネルギーが増えた結果として、これだけコストがかかっているのだからそれを明示せよと言われている。一方で、明らかに原因者が特定される類のコストを明示するという観点では、例えば北海道電力が大きな電源を持っているためマージンを占拠しており、それによってコストをかけているということもあるはず。広域機関の情報の範囲で計算できるはずなのに、そういうものは明示せよと言わないで、再生可能エネルギーの分だけ明示せよと事務局長が繰り返し言われるというのは、まるで広域機関が再生可能エネルギーいじめをしているように見えてしまう。そうではなく、あらゆる電源についてそういう明らかな原因者負担とするべきものがあるのだとすれば、それは同じように言っていくべきではないか。このやり方でできるはずなので、もしもう 1 回、それを明示すべきだということを広域機関から発信する際には、他のこともちゃんとやっていることを是非今回のものを使って示していただければと考える。どう負担させれば良いとか悪いとかそういう制度設計の話ではなく、明示することは可能だということを示唆していただきたい。
- それから 2 点目は後半の件。用語についてはこう決まっているのでこれを使わざるを得ないというのは、多分ほかのところでも出てくるとまた混乱をしてしまって、もし系統 WG で同じ議論が出てきて、萩本委員と馬場委員と大山委員に説明していただかないと、私たち素人はきっと分からない。そのときに、この用語ではまずいと言われると、何のことだか

全く分からないということになるので、適切な用語があるのであれば、変更することも含めて考えていただいて、説明しやすいような用語と説明しやすいような仕方を工夫していただきたい。

→ (大山委員長) その点については色々と考えていきたい。

(荻本委員) 特に後半の部分について、これをやったらどういう効果が得られるかというところがよく分からない。委員長もいろんな風の吹き方をするとということに言及いただいた。効果をどう見れば良いのか。

→ (事務局) 必要量を具体的にどう決めるかという議論の延長線上にあるものと考えて。短周期変動に応じる調整力の必要量というのは対象としている風力の変動等の実績から定まってくるものと想像している。それを期待していく中で、費用がどのくらい、あるいは容量がどのくらいかを決めていくのではないかと考える。そうした議論は、このスキームを実際に実施する際にはあると考えている。

→ (荻本委員) これは感想であるが、この資料に書いてあるとおり、これで導入量がどうなるという影響もあるので、そこがなかなか辛いところだと感じる。

→ (大山委員長) いずれにしても先ほどの短周期広域周波数調整機能という新しい機能を使うということは、空容量がある範囲ではいくらでもいけるということになっているということだと考えるが、逆に言うと、空容量がなければいけないわけで、そういうところをシミュレーションに入れるのは相当難しいと考えるが、そういったことをやらなければどのような効果があるのか分からないのではないかと考える。少なくとも、片側には絶対にいけるので、必ず効果がないということはないと考えるが、必ずいつでも万能に効くかということ、それは空容量に依存すると考えている。

→ (荻本委員) なので、どう折り合いをちゃんとつけられるか、制度もそうだし運用もそうだし、折り合いを付けるということが前提であれば、こういうプラスのキャパシティというのは必ずいい方向に働くということだと考える。

→ (大山委員長) だから、あくまで空容量があったら使えるという話であれば、それを使わないのはもったいないという方向の話ではないか。

(事務局) ご説明が前後してしまうが、北海道風力実証試験ということで長周期変動対策は既にマージンを設定している。これは長周期なので、予測の誤差がどのくらいあるのかを北海道電力殿に算定していただき、その量を上げ方向下げ方向のマージンとして設定している。短周期の方もこの仕組みを使うのであれば、どれくらい配分するのかというのを同じように試算した上で、その量を設定していくと考えている。空容量だけに期待すると、空容量がない場合が問題と考えており、マージンの設定をしていくことになると考えている。

(大山委員長) これから考えることは色々あるというのはもちろんのことだが、とりあえず系統 WG への報告をしなければならぬことになっており、そちらについてはそれほど大きなご意見は特になかったと理解している。もちろん、用語を考えた方が良いとかそういうのはある

が、そういう意味では方向性の変わらない範囲で、事務局が作成する報告用の資料は、時間の関係もあり、委員長の方に一任いただきたいと思うが、よろしいか。

→（一同、異議なし）

#### 議題4：確率論的必要供給予備力算定手法による必要供給予備力の検討について

- ・事務局より、資料4および資料4参考資料により説明を行った。なお、議事進行の大幅な遅れにより、この議題については事務局による説明のみとし、委員の質問・意見は別途提示いただいたものがあれば、今後の委員会にて紹介することとした。

#### 議題5：電源入札等の検討開始の判断基準について

- ・事務局より、資料5により説明を行った後、議論を行った。

##### 〔確認事項〕

- ・容量市場の導入までは、以下を電源入札等の検討開始の判断基準とする。  
初年度：需給バランス評価として「供給計画取りまとめ」、需給変動リスク分析として「電力需給検証」のそれぞれの結果をもって、電源入札等の検討開始判断（STEP1）の判断基準とする。  
第2～10年度：需給バランス評価として「供給計画取りまとめ」の結果のみをもって、電源入札等の検討開始判断（STEP1）の判断基準とする。（ただし、これまで行ってきた「需要上振れリスクの把握」、「供給力下振れリスクの把握」については、引き続き供給計画取りまとめ等によりデータを蓄積し、傾向等を分析していく。また、今後、新たに分析すべき事項を確認した場合は、関係するデータを蓄積し、傾向等を分析する。）

##### 〔主な議論〕

- （平岩委員）23 ページの見直し案について、表中の記載では、予備力8%以上確保とか、厳気象 H1 に対して3%以上確保とか、ここでの書き振りは安定供給ができることの確認の目安のようなものが書いてあるが、ここでの命題は、電源入札等の検討開始判断の判断基準であるため、安定供給の目安を STEP1 の判断とするよりも、せつかく基準を明確にするのであれば、もう少し明確な表現にした方が良いのではないか。例えば、論点1の第一年度では供給計画ベースで予備力を8%以上確保できていないこと、もしくは、需給検証ベースで厳気象 H1 需要に対して3%以上を確保できていないこと、のいずれかの場合、STEP1 の判断基準とするという解釈でよろしいか。
- （事務局）今平岩委員からご指摘いただいたとおりだが、例えば需給バランス評価だと、平年 H3 需要に対して予備力を8%以上確保できなかった場合が STEP2 に移行するという様に判断しているように考えている。
- （平岩委員）この表に当てはまらない場合 STEP2 に移行するという判断基準ということか。

→(事務局) この表に記載しているものを満たせない場合、STEP2に移行するという事で考えている。

(荻本委員) 22 ページに 3 つ■があり、一番下に 2020 年度の「容量市場導入までに新たに詳細な判断基準を設定する必要性は高くない」と書いてあるが、それは電源入札等を検討する上でのスコープ外であるから検討不要と言っているのか、既に現行の基準で十分だから検討不要と言っているのか。容量市場なので、電源が必要か否かについて誰かが判断しなければならず、それを判断してしまうと例えば 1 千億円のプラントを新設するという話に直結することから、「新たに詳細な判断基準を設定する必要性は高くない」というのがよく分からない。

→(事務局) 電源入札等の話なので、容量の確保が念頭にあると考える。具体的に新たに基準を設定するものが何かあれば、容量市場の検討の中でも反映されていくものかと考えるが、現時点では、当面の話かもしれないが、新たな判断基準は設定する必要はないと考えている。

→(荻本委員) 先ほど申し上げたとおり、既に適切な判断基準があるので検討不要と言うのか、それともその判断基準は本委員会ですべて決めるものではないので、適切かどうかはさておき、現状では良いと言っているのか。後者の場合、少なくともどこかには判断基準が必要であり、それはいつまでに作るのかというのを決めておかないといけないのではないのか。

→(事務局) 本委員会なのか、別途広域機関が事務局となっている「容量市場の在り方等に関する検討会」なのか、連携して検討していくものだと考えるが、需給検証の在り方や信頼度評価の在り方については、容量市場創設後にどうすべきかという点について議論すべき課題だという認識はしている。資源エネルギー庁とも連携して、供給計画の在り方、需給検証の在り方、信頼度評価の在り方、そしてそれらは容量市場導入後にどうあるべきかという課題を議論していきたいという意味であり、判断基準について、現段階で良いものがあるのかと言われると、これから検討するという事にはなるが、進め方としてはそういうものを検討している。

→(松村委員) もし荻本委員が気にされているのが、この理屈がよく分からないということであれば私も確かにそう考える。だが容量市場の検討が進んだ後の段階ではもう一度詳細に検討しなければならないが、現時点では大幅な見直しは必要ないという結論は私もそのとおりで考える。この理由づけが納得できないということだけであれば、結論は受け入れるということではいかがか。

→(荻本委員) 「容量市場の導入までに」と書かれているので、この結論で構わない。

→(大山委員長) 22 ページのこの記載は、容量市場が導入された時点でしっかりと検討していくということの意味している。

→(荻本委員) つまり、容量市場がワークするまでの 2 年間はやむなしということか。

→(大山委員長) それまでの期間は、これまでどおりの方法を継続するという事ではないのか。

→(荻本委員) 承知した。そのように読める記載としていただきたい。結論はこれで結構。

もう 1 つは、結局、本日議題 2 の東京エリアの例でも分かるように、おそらくアデカシーの話では足りていたはずだったが、それだけでは判断できないことがたくさん起こっているということだと考える。それは議題 4 のモンテカルロ法でやることにも波及しており、

1点バランスではなく8,760点バランスになったのでだいぶ進化はしたが、要は、あるものが全部使えていれば何とかあったはずのものがそうではなく色々な問題が起こる時代になってきたということではないか。STEP1 および2を検討した結果、仮に基準を満たさないため発電機を作ると判断されたとしても、もしかすると問題は解決しないかもしれない。よって、そういうところにも立ち返って、どう評価すればいいのか考える必要があり、また、そういった容量の不足は急に起こることではないので、その予兆を早くつかまなければならぬ。不足の予兆をつかまなければ、電源の建設は時間的に間に合わない、あるいは莫大な費用を伴うため、必要性は高くないかもしれないが、その点について別途ご検討いただきたい。それはモンテカルロ法やアデカシーの確保を含め、全ての議論につながってくる。

(大山委員長) 容量市場創設後のことはもちろん考えていかなければならないが、当面の対策として、事務局の提案は、初年度については供給計画取りまとめおよび電力需給検証の結果をもってSTEP1の判断とし、その後の第2～10年度については、供給計画取りまとめの需給バランス評価によって検討実施済みとする(ただし、これまで行ってきた需要上振れリスクの把握、供給力下振れリスクの把握、その他新たに分析すべきと判断した事項のデータ蓄積・傾向分析を実施していく)ということだが、それでよろしいか。

→ (一同、異議なし。)

以上