

第 38 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：2019 年 4 月 19 日（金）15:00～17:00

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）
飯岡 大輔 委員（東北大学大学院 工学研究科 准教授）
大橋 弘 委員（東京大学大学院 経済学研究科 教授）
加藤 丈佳 委員（名古屋大学大学院 工学研究科 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）
塩川 和幸 委員（東京電力パワーグリッド(株) 技監）
志摩 洋一 委員代理（中部電力(株) 電力ネットワークカンパニー 系統運用部 給電計画グループ長）
野村 京哉 委員（電源開発(株) 執行役員）
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：

大久保 昌利 氏（関西電力(株) 執行役員 送配電カンパニー担任（工務部、系統運用部））
大田 悠平 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室 室長補佐）
高木 駿平 氏（経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会事務局 取引制度企画室 課長補佐）
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）
和仁 寛 氏（九州電力(株) 送配電カンパニー 電力輸送本部 系統運用部長）

欠席者：

小倉 太郎 委員（(株)エネット 取締役 技術本部長 兼 ICT システム部長）
花井 浩一 委員（中部電力(株) 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長）

配布資料：

- （資料 1－1）議事次第
- （資料 1－2）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）調整力公募で供給力確保を行う場合のリクワイアメント等について
- （資料 3－1）太陽光出力の予測誤差低減に向けた取り組みについて_九州電力株式会社提出資料
- （資料 3－2）再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて
- （資料 4－1）電力需給検証報告書について（概要）
- （資料 4－2）電力需給検証報告書（案）
- （資料 4－3）2018 年度冬季における電源 I 〳の発動実績について

議題1：調整力公募で供給力確保を行う場合のリクワイアメント等について

- ・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〕

- ・特別調達電源を、調整力公募で調達する場合、一般送配電事業者が、経済産業省の「一般送配電事業者の調整力の公募調達に関する考え方」に基づき、募集要綱を策定して調達する
- ・募集要綱やリクワイアメント等について、経済産業省および一般送配電事業者と引続き詳細を検討する

〔主な議論〕

(塩川委員) 言葉の意味の確認を含めて3点質問がある。

1点目、10ページの一番最後に「発動回数に制約があるDR」とあるが、「制約がないDRは対象とする」のか、一般的に制約があるDRが多いので「DRは全て対象外」なのか。

2点目、11ページに、応札時に掲示板等で相対契約を締結したものは、それを控除して応札価格を設定するとあるが、この特別調達電源について、常時の制御権は発電事業者にあるのか、一般送配電事業者にあるのか。廃止電源なのでエネルギー市場で売れないかもしれないが、例えば発電業者に制御権があり、一般送配電事業者が必要ないときは、発電事業者がエネルギー市場で販売して、シングルのプライスで約定すると固定費も含めてある程度回収できるようなケースもあると思う。その場合、記載されているように、相対契約が締結できた場合だけではなく、その後何らかの固定費の回収ができた場合には、その部分を精算するかどうか、そのあたりをどう考えているのか。

3点目、17ページに必要エリアと調達エリアが異なる場合とある。制御権の話とも関係するが、連系線を考慮した上で全国的に電源不足となった場合に、例えば必要エリアと調達エリアとは全く別のエリアで不足が発生した際、不足エリアの一般送配電事業者がこの特別調達電源の発動を依頼できるのか。つまり、常時あるいはひっ迫時が必ずしもそのエリアでは無い場合に、制御権とあわせてどう考えるか。あくまでも必要エリアだけが起動や並列の指示ができるのか。今後詳細を検討していくと思うが、現時点で考えがあれば教えてほしい。

→ (事務局) 1点目の発動に制約のあるDRについて、制約のないDRも対象外なのか、制約のあるDRについて対象外なのかについては、実質的にリクワイアメントを見るとある意味同じ事であり、このリクワイアメントを満たせるようなDR事業者というのは、ここでは厳密に評価して定義をしているわけではないが、現実的には難しいだろうと思っている。

2点目について、制御権は基本的には発電事業者側が持つと考えており、発電事業者がバランス停止でも良いと思っても、一般送配電事業者側が必要と思えば動かす、ということなので、発電事業者側がエネルギー市場等で固定費を回収することもあるかもしれない。これは「応札のときにアワー収入等の見込みがある場合は減じてください」と書いてあるので、そのように対応すると考えている。

3点目の17ページで記載している中身について、全く別のエリアで不足した場合に使えるかということについては、今後の詳細の検討の中で整理していきたいと思っている。

- (塩川委員) 1点目は、DRを排除しているのではなく、発動回数に制限があるものは、結果としてリクワイアメントによりできなくて、仮に制限がなければ応札できるという理解で良いか。2点目について、このくらいエネルギー市場で儲かるだろうと差し引く、という方法もあると思うが、特別調達電源の調達はあまり競争的な市場にはならないと考えられ、その場合、少ない電源の中で優劣を判断すると、売り手市場になることも想定される。そうなると、普通であれば売り手はkWコスト全てを回収することを考えると思う。これが例えば容量市場のようになると、あまり高いコストで応札すると約定せず、結局何も回収できないことになるが、この市場があまり競争的ではないことを懸念しており、応札するときには発電事業者が上手くコントロールするだろうという想定が正しいかどうか、また課題ではないか、という意味で質問した。
- (事務局) 1つ目については、ご指摘のとおりであり、リクワイアメントで可能な限り並解列指令に応じてもらうことが可能であれば参加できるということだが、現実的には難しいだろうと思っている。2つ目の、実際のアワー収入等は見込まずに応札してくるのでは、という点については、ある点では現在の調整力公募のスキームに似ていると考えているため、事後監視をおこなうというしくみとしている。ただしご指摘のとおり、現実的に、休廃止予定電源やすでに休止中の電源がどれだけアワー収入を見込めるのか、ということ自体がそもそも難しいだろうと思うので、その中で事後的にコスト監視をしていくものと考えている。
- (大山委員長) 難しそうだという気はするが、事前にどうするかというのも難しそうな気がする。
- (塩川委員) このような限定的な市場で事後精算という方法が可能かどうか。適切かどうかは少し疑問だが、落札後に得た収益の一部は、落札時の応札価格から返還してもらうような方法もジャストアイデアとしてある。個人的な考えとなるが、ご指摘のように事前に想定することが難しい場合には、このような方法もあるように思う。
- (事務局) 1点目に関係するが、事務局から「ない可能性が高い」と説明した理由は、2020年度は調達する必要はないと考えており、2021年度から2023年度の限られた期間の対応だからである。永続的に続く制度であれば、事後精算のような方法も含めて徹底的にした方が良いと思うが、3年間だけの内容であるため、それを念頭に置きながら役所とも相談していきたいと考えている。
- (松村委員) 事後精算については、しようと思えば比較的簡単にできると思う。限界費用だけをしっかりと監視できれば、これよりもスポット市場の価格が一定以上高かった場合に、市場に売りに出したかどうかは関係なく、その差額を事後的に精算することも考えられる。コントロール権が発電事業者にあるのだから、売るかどうかは事業者の判断ということになり、スポット市場に自然体で入札していれば、これくらいの収入が得られたということが事後でも判断できれば、そこから差し引くこと自体はそれほど難しくないように思う。ただし、あまりに厳密にしまうと微妙な判断を求められるときにできなくなる可能性がある。また、発電事業者は猛暑を見込んで応札したが冷夏となったために全く収益が得られなかった、その逆も当然あり得る。つまり、事後精算の方がリスクが小さい可能性もあるように思う。

(野村委員) 10 ページの 2 つ目のレ点で「応札条件として、発電設備等の情報掲示板に一定期間掲載することを要件とする」と記載されている。電源の休廃止という情報は、地元との関係において非常に機微であり、※にあるように、情報の掲示は事業者の判断であることを改めて確認したい。

また、19 ページにスケジュール感についても記載があるが、掲載タイミングについても発電事業者の意見を確認しつつ、慎重な議論をお願いしたい。

→ (事務局) 補足説明となるが、応札の条件として、すでに供給計画において廃止済電源もしくは休止中電源または休止予定電源として届出されている電源が対象となる。その電源が応札する場合、応札前に情報掲示板への掲示してもらっただけであって、地元自治体等との調整をおこなう前に掲載することを求めているわけではない。

(松村委員) 今回念頭に置いているのは、あくまで老朽火力であり、揚水発電は念頭に置かれていないことを確認しておきたい。ここで対象にしているのは、設備維持費が得られなければ廃止するような電源と認識をしている。仮に揚水発電も対象に含まれるのであれば、他の政策と関連することになる。そのような恐れがある場合は、本委員会のマターではなくなるが、素早く情報をエネ庁とも共有しないと多方面で混乱が生じる。揚水発電を念頭に置いた議論ではないことを確認したい。

→ (事務局) ご指摘のとおり、揚水発電は明確に対象外である。その意味において、先ほどの塩川委員の発言にあるように、この定義では対象電源がかなり限定されると指摘が正しく、そのために事後精算や何らかの方法も考え得るのでは、という意見も正しいと思う。

(高木オブザーバー) 2 点述べる。1 点目は、10 ページに意図的な休廃止の防止について記載があるが、旧一般電気事業者のように老朽火力を複数所有している事業者が、そのうちの 1 つの発電機が特別調達電源で落札した場合に、落札したものと別の老朽火力を廃止する場合には、事前に広域機関等のヒアリングで確認を得ることを義務付けるのも 1 つの考え方ではないかと思う。

2 点目は、15 ページに記載されたリクワイアメントの概要で、「電源Ⅱの運用要件と同様」とあるが、本電源がやむを得ず一般送配電事業者の負担によって確保するものであることを踏まえると、電源Ⅱよりも電源Ⅰに近いリクワイアメントが求められるべきであると考えている。回避が困難だと思われるような事象は別だと思うが、例えば、燃料制約等による出力抑制も、高需要期ではペナルティの対象とすることが適当だと考えており、今後詳細を検討していく中で配慮をお願いしたい。

(大山委員長) いくつかご意見はあったが、大筋反対の意見は無かったので、引続き検討を進めていきたい。

→ (一同、異議なし)

議題 2：再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて

- ・和仁オブザーバーより資料 3-1、事務局より資料 3-2 により説明を行った後、議論をおこなった。

〔確認事項〕

- ・三次調整力②の ΔkW の低減に向けて一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的におこなわれているかを広域機関が監視・確認する仕組みとして一般送配電事業者各社の取り組みについて確認し、好事例の展開・共有化に努める。
- ・社会全体で再エネの調整にかかるコストを低減するためには ΔkW の低減が重要であり、そのためには再エネ予測の大外しを減らすことが重要となる。
- ・一般送配電事業者の努力だけでは達成できない気象情報の精度向上については、資源エネルギー庁と協力し、気象庁や気象会社を含めた取り組みを進めていく。

〔主な議論〕

(事務局) 補足となるが、68 ページのまとめの 4 つ目の■で「広域機関としては、本委員会において上記の一般送配電事業者の取り組みについて確認し、好事例の展開・共有化に努める。実質的にこれが広域機関による監視となるのではないか。」と説明した。どのようなことを監視・確認しなくてはいけないかということは、一般送電事業の再エネ予測誤差の削減を単に監視・確認するためではなく、2 ページに記載されているように効果的に行われているかを監視・確認しろということ。

好事例の展開・共有化については、本当に効果的かどうかは、まだ事例としてないため、その段階には至っていない。国と相談し、気象庁とも本質的にどうすれば良いかということ、相談し、相当考えていかないと、効果的な ΔkW の低減とまでは言えない状況である。1 点、和仁オブザーバーへの質問だが、いま九州電力がおこなった出力抑制の検証を広域機関がおこなうため、昨年度にどのような出力抑制を実施したかについて広域機関で勉強している。資料 3-1 の 9 ページにあるように、2017 年度に発生した太陽光予測誤差の下ブレが、2018 年 4 月 1 日から 9 月 30 日では、かなり低減されているデータとなっているが、今年の冬については、相当下ブレのあった日が相当あったように記憶している。この点について、どうか。

→ (和仁オブザーバー) 2018 年度の下期は、初めて出力制御を実施したが、やはり一定程度下ブレ・上ブレが発生しており、鋭意原因を究明しているものの、未だここが具体的に肝だということまで至っていないため、引続き分析していく。

(飯岡委員) 質問が 2 つある。

1 つは、予測精度の向上について、見込みはどのようなものか。九州電力では、計測点を増やす努力により予測精度を向上させるとのことだが、やはりコストもかかるように思う。その割に、 3σ が減るかもしれないが、意外と減らないこともあり得るように思う。どのくらい計測点を増やせば、 3σ はどこまで減る見込みがあるのか教えてほしい。一方、資料 3-2 の 46 ページに各一般送配電事業者の計測地点数が記載されており、関西電力は 3 万

と、突出して多いが、このように地点数が多くなると、予測精度が良くなるといった事例があるのか、も教えていただきたい。

もう1つは、資料3-2の3ページの、下から2つ目の●で「インセンティブの働く仕組みにする必要があるのではないかと記載されているが、このような仕組みを作ることを目指すのか、教えていただきたい。もし作るのであれば、定量的に評価する方法が必要だと思うが、その手法はなかなか難しいように思うので、何か考えがあれば教えていただきたい。

→(事務局) 1つ目の質問の、予測精度の向上の見込みについては、先ほどの補足説明のように、現時点では、あと何パーセント向上できるかといったようなものはないので、国や気象庁と一緒に取り組んでいきたいと考えている。

地点数について、確かにエリア間にばらつきはあるものの、精度については気象の誤差が支配的だと思っている。エリアの供給力として考える際には各地点で異なる出力予測をそれぞれ想定していくことで、 ΔkW の量がより正確になる方向に効いてくると考えている。一方で、細かくすれば良いというものでは必ずしもないというのは仰る通りだと思う。

インセンティブの働く仕組みについては、国の資料に記載されていることであり、今後国に確認していく。

(増川委員) 質問が2つある。1つ目は、資料3-1の4ページに出力予測と出力制御の流れが記載されているが、前々日10時の気象データから再エネ出力を想定し、それが16時にFIT特例①の計画値として小売電気事業者に配分される。聞いたところによると、出力抑制が必要と見込まれる場合には、想定される抑制量を反映したあとの数字が発電計画値として配分されている。また、スポット市場に入札するFIT特例③についても同様と聞いているが、これは事実なのか。もし事実であれば、改善方法はあるのか、どうすれば良いか教えていただきたい。

2つ目は、広域機関が出力抑制に関する検証結果を公表しているが、2月24日について、想定される予測誤差が合計175万kWだった。内訳は、太陽光の予測誤差が83万kW、需要の予測誤差が92万kWで、850万kWの需要に対して1割以上の予測誤差が発生することを前提に再エネの出力抑制をする計画を作られている。一方で、需要についても相当大きな予測誤差が想定されているが、これを小さくする方法はあるのか。もちろん太陽光発電の 3σ 相当値をいかに小さくするかについても重要だと思うので、説明いただきたい。

→(和仁オブザーバー) まず1つ目の業務フローに関する質問について、ご指摘の通り、前々日の段階で需給当日の出力制御がどのくらい必要かを想定し、それを差し引いた上で配分している。このような手続きを踏まないと、各BGにおける業務フローの流れが厳しいため、このような方法を取らせていただいている。

→(事務局) 2つ目の質問について、第36回の本委員会で検証した1月10日の中部エリアの件でもあったように、特に冬場で太陽光の下ブレがある場合、事実として需要が上ブレしてしまうので、 3σ 相当値を減らすしか、ある意味仕方がないように思う。

→(増川委員) 九州電力が出力抑制をしているのは、下げ調整力が不足するから、という理解をしている。

- (事務局) それに関しては、来週の系統ワーキンググループにおいて、検証結果を広域機関から示すので、そこで詳細に説明させていただきたい。上ブレ・下ブレ 2 つのケースがあるので、両方に分けて説明する。
- (増川委員) もう 1 つ、前日のスポット市場に入札されるときも出力抑制を前提に数値が入れられているが、これは私としては優先給電ルールとは違う方法になっているのか懸念しているので、これについても事実確認をいただきたい。
- (和仁オブザーバー) 優先給電ルールでは、電源Ⅲも含め全ての火力を最低出力まで絞った上で、需給バランスが取れない部分で出力制御の量を算定するので、その意味ではルール通りではないかと考える。
- (増川委員) 私の理解では、スポット市場に販売するときは出力抑制した数量ではなく、あくまでも想定される出力を数量として入札されることが通常であり、市場原理をうまく使うことだと考えている。それでも需給バランスが取れない見込みのときは出力抑制となる、という理解なので、そこは違うのではないかと思う。
- (松村委員) 1 点だけ。色々な所で大規模な出力抑制が起こっているにも関わらず、スポット市場価格がゼロ円近傍になっていないことについては、電力・ガス取引監視等委員会において整理がされたにも関わらず、まだ相当数残っていることに対して、資源エネルギー庁の審議会です事務局が回答していたが、それは正確でなかったのではないかと。つまり、そこで整理されたことが実現されておらず、前日時点で大規模な出力抑制が予想される状況で、増川委員が指摘されたことがおこなわれているのであれば、常にそうとは限らないが、本来はスポット市場価格はゼロ円近傍になるはず、という自然で効率的な状況の実現の弊害になっている。この原因として、一般送配電事業者の FIT 特例の配分値にあるのではないかと。これは早急に解決されるはずと理解しているにも関わらず、未だに解決していない。その原因が九州電力なのか、広域機関なのか、資源エネルギー庁なのかは分からない。しかし、どこかがのんびりと対応してるのではと、憤慨している状況である。だから、どこかがしっかり説明する必要があると思うが、この委員会の役割だとは思わない。恐らく資源エネルギー庁の委員会等で発言していくことになると思う。ただ、そのような不満が増していることは是非認識していただきたい。
- (事務局) 今の松村委員、増川委員からの指摘も念頭に置きながら、来週プレゼンテーションをおこなう。勿論、市場価格のことを広域機関が全ては説明できないが、このような事象もあるため、松村委員の発言のように必ずしもゼロ円近傍の価格とならないこともあり得る、ということを示唆できるような資料にしていきたいと思う。
- (松村委員) 社会的に見ても本来このような状況であればゼロ円近傍にならない、という状況に限定された説明になっているかどうか、事前に確認していただきたい。前回の資源エネルギー庁が説明したような内容では、もうほとんどの人が納得しないと思う。
- (加藤委員) 大外しをなくすのはもちろん重要だが、恐らく相当難しいと思う。そうすると、一歩手前で、明日大外しが出そうだとするところまでは、もう少しやり易いと思う。これは確率予測を入れるということだが、このあたりに関して、どのような取り組みを考えているのか。また

それに関連し、3σでまとめているが何の3σかということ把握していないが、確率予測を入れるとなると、確率分布が非対称のものにならざるを得ないので、それに関してどう考えているか教えてほしい。

加えてもう1点、資料3-2の48ページに記載している今後の取り組みの中で、広域機関の取り組みとして不等時性を考慮とあるが、大外しが出たのは想定より晴れたとか雨だったといった状況だと思うので、需要の誤差も大きい可能性が高く、それとの関連性も把握できると有効な対応ができると思う。

→ (事務局) 大外しを減らすことが難しいというのは、気象関係者も悩んでいると聞いている。明日は大外しは少ないのではないかと、という確率的な付加価値や数字にプラスアルファで出てくるようなものがあるか等については、気象関係者含めて話をする中で確認していきたい。

次に何の3σか、確率分布が非対称ではないかという点について。今まで行ってきた中では、この3σは正規分布にして3σをとっているわけではなく、3σ相当値としており、データ母数を並べたときに3σ、99.数%に相当するような実績に出た数字を使う方法をおこなっている。正規分布でないものを正規分布にしてしまうと、データが無いような点が出てきたりもするため、これを考慮しているということ。

大外しの際の需要との関係については、先の話でもあったが、特に冬季であれば、太陽光発電が下に大ブレするときは雪が降っている可能性もあり、そうすると需要側は上ブレとなることが考えられる。気象のブレに対し太陽光の発電出力も需要も大ブレするため、ダブルパンチになったというのが、中部エリアで今年の1月に発生した事象であり、このようなところも加味していくべきというのは、別のテーマのときにも議論をしている。

(大田オブザーバー) 国として、いずれにせよ気象データが良くならない事にはどうにもならないというところで、気象協会の計算に原因があるのか、気象庁の元データに原因があるのかという部分も含め、検討していくべきと考えており、国としてもできることを最大限協力したいと考えている。

加えて、国によりFIT特例制度の見直しに関して検討されていると紹介いただいたが、今回の議論を踏まえて検討事項を整理し、引続き資源エネルギー庁の審議会でも議論していきたい。

(野村委員) 68ページのまとめ部分で、社会的コストを減らすためにΔkWを低減することは重要なので、ここに書いてある3つめ■の①から③を進めることは賛成する。特に、①にあるエリア毎に確保しているΔkWの必要量については、エリア間の不等時性を踏まえた見直しということだが、これは調整力の広域調達・運用をおこなうことにより、全国のΔkW調達コストを減らすことで、結果的に社会コストを低減することに繋がると認識している。今回の議論は再エネ予測精度向上に向けた取り組みで、三次調整力②の話をしているが、需給調整市場で検討されている他の商品メニューにおいても広域調達・広域運用を前提に、調整力のエリア間の不等時性を考慮することによりΔkWの必要量を減らすことができると思うので、このようなことについても今後検討いただきたい。

(松村委員) 「大外し」という表現がずっと出ており、その表現は正確だとは思いますが、考えなければならぬのは、大きく予想を外したときの全てに対応することではない点を認識していただきたい。今回の資料でも、例えば中部電力の1月10日の例があり、これは 3σ を超えているのでその対象ではないのは明らかだが、中部電力のあの日は相当異常なケースであり、実際に広域融通を受けた。もしあの状況で広域融通を受けないなら、いつ広域融通を受けるのかというくらいの深刻な状況であった。だから、あれはある意味適正な広域融通の結果で、そのようなときのためにこの制度があることを考えると、それに備える為に三次調整力②の量を考えているのではないことを考える必要がある。最後の砦は広域融通なのかもしれない。そこまでの状況でなくても、中部電力の場合には電源Ⅰ´が冬の契約になっていないため使えなかったが、九州電力では9月に予測外れの状況で電源Ⅰ´を使用した前例もある通り、場合によっては電源Ⅰ´で対応するも事もできるはず。しかし、電源Ⅰ´の場合、容量市場ができた後であっても同じだが、回数に制約があり、頼れる回数には限界があるので、頻繁にお世話にならないように、この三次調整力②で対応する。「大外し」というのは正しいが、文字通り一番ひどいケースではなく、本当に一番ひどいケースをいくつか除いたかなりの数の部分にはこれで対応できるようにという発想であることを考えなくてはいけない。それは本当に 3σ で良いのか、ということの議論に繋がるものだと思う。いま現在、一部の一般送配電事業者だけにはあるが、電源Ⅱの事前予約という方法でこれに備えている。その量はどの程度が適正なのかを色々な気象条件等を予想しながら知見を蓄えてきているので、そういった知見も活かしながら必要量を考えていただきたい。この資料では、具体的に日射のパターンや気温のパターンなど、いろいろ考えながら必要調達量を考えると、丁寧な議論となっており大丈夫だとは思いますが、機械的におこなわず、それぞれの状況、それぞれの知見を合わせた適切な量を考えていただきたい。これについて広域機関で考えるように言われたのは、今後このコストに賦課金を投入することになった場合、コストを節約するというインセンティブが今以上に弱くなることを意味しており、量などが過大とならないことも重要になってくるので、国民的な理解を得るためにも、合理的な最小限度の効率的な量を調達していることを示す必要があるし、その為の体制を広域機関でも示していく必要があると思う。 3σ 相当のこの式に関しては、丁寧に見ていくと記載されているので大丈夫だと思うが、一般送配電事業者がこの予測外しに対して調達する一つのメリットは、他の目的で調達した調整力との間でうまく使える、範囲の経済性があり、別のインバランスを調整する主体がこれもやったほうが効率的だという面もあると思う。ところが三次調整力②の調達量を予測外しだけの式で出すとすると、そのシナジーの効果がないように見える。決してそんなことはなく、これは送配電部門が調達する方が他とのシナジーがある結果として調達量を減らすことができることをもっと分かるよう、これから詰めていくべき。

→ (事務局) ご指摘の通り、どのような必要量を持つていくのかについては丁寧に見る必要がある。今後広域的に運用していくとなると、ひっ迫融通の前に広域的運用があるので、仕組みが変わることも踏まえて考えていく必要がある。

三次調整力②の必要量については、ゲートクローズから前々日までの間のことだが、この間の3 σ をとっているのではなく、前々日から実際に出た3 σ から、ゲートクローズから実際に出た3 σ を引いており、その引き算をすることによってゲートクローズ以降の大ブレ、大外しから出る3 σ と、ゲートクローズ前までの3 σ が同時に発生しないということを考慮した式にしており、少し減らしている。これは、その後ろ側で、しっかりと他の調整力で持っていることを考慮したものである。

→ (松村委員) 再エネ予測誤差のことだけではなく、三次調整力②の調達方法はともかくとして、予測外し以外に使ってはいけないということはないと考える。他の理由で突発的に必要になり、他の目的のために調達していたものが不足する場合にはそれを使うことがあり得る、その逆もまたあり得る、ということが経済性につながるので、予測外しだけで本当は完結しないはず、という趣旨で発言した。

→ (事務局) 三次調整力②以外の必要量の議論についても今後していくので、指摘内容を念頭に置きながら検討していく。

(大橋委員) 資料3-1の61ページにある、BG側での対応について、確かにBG側でおこなった方が創意工夫できる余地があるのではという議論がある一方で、その創意工夫が仮に気象の予測に伴うものであれば、送配電部門で対応することとほぼ同じになることを考えると、BG側が上手く対応できない場合に備えて一般送配電事業者が余計に調整力を確保するのは二重コストになってしまう懸念があるのではないかと。本当にBG側に対応させるのが良いのかというのは、どういう対応をするかにもよるとは思うが、あまり正しい方向でもないのかもしれないという指摘は、私もそのように思う。

前後するが、今回「社会コスト」という観点から非常に丁寧に資料をまとめており、資料が非常に分かりやすくできていると思う。結局、予測が気象の地点だとすると、気象庁は地点がまばらにしかなく、地点の間は統計的に補完しているという理解をした。予測精度の向上のためには予測地点を増やす必要があるが、コストがかかるためにできないのであれば、お金をつけてあげることが国が補助することだと思う。当初、気象庁のデータが粗い部分を、民間事業者が補完しており、そういうことに反対すると思っていたが、今日の事務局の説明で、気象庁のデータが向上することは民間事業者もウェルカムと言っているとのことなので、そうすると是非進めたら良いと思う。

また、先ほど飯岡委員の発言にあったが、九州電力の取り組みは赤字を減らそうとするものだと思うが、同時にインセンティブとして前向きに取り組めるような事も考えていかなくてはならないと思う。

→ (松村委員) BG側の創意工夫というのは、予測方法もあるかもしれないが、調整力や調整方法の創意工夫が主力になっていると思う。三次調整力②のスペックでは、45分前の発動で対応できなければいけないが、インバランスの調整ならば2~3時間前の発動で対応できるものも使える。つまり、今の電源I'のようなものも使えることになるので、そういった創意工夫を期待しているのだと思う。従って、メリットもデメリットもあるという整理が正しいと思う。

(大山委員長) いろいろ意見はあったが、特に反対の意見はなかったので、引続き検討を進めていただきたい。

→ (一同、異議なし)

議題3：電力需給検証報告書について

・事務局より資料4-1、4-2、4-3により説明を行った後、議論を行った。

〔確認事項〕

・「電力需給検証報告書(案)」について、修正意見はなく、誤記訂正や分かりやすさ向上などのために事務局が行う趣旨が変わらない範囲での修正については大山委員長に一任する。

〔主な議論〕

(飯岡委員) 資料4-1の10ページに記載されているように、今年の北海道エリアは極寒となった時期があり、最大電力が大きかったという実績がある。質問は、このような実績が出ると、次の冬の見通しを考えると想定する厳気象 H1 需要が大きくなるのかということ。そうすると、近年、厳寒や猛暑により厳気象 H1 需要が大きくなり、その需要に対応するために確保する電源の規模も大きくなっていくのか。あわせて、平年 H3 需要は最高気温の平均的なものだと思うが、どういう傾向にあるのか。そのように考えると、将来的に電源はどのように増えているのか、太陽光発電があるため、あまり増やす必要が無い等の傾向があれば教えてほしい。

→ (事務局) 実績に対して今後の想定がどうなるのかについて、厳気象 H1 需要と平年 H3 需要の話があったが、厳気象 H1 需要自体は、供給計画で取り扱う平年 H3 需要をベースに想定している。北海道で542万kWという数字が出たからといって、来年も542万kWと確定的に想定するのかということ、そうではなく、その年の気象影響量を分析し、気象の感応がどの程度あったのか、またその年だけではなく、至近年の実績も分析したうえで気象の影響度合いを想定に織り込む。平年 H3 需要でも同様だが、経済動向のような需要の基盤となるところの動きによっても厳気象 H1 需要も変動し得る。つまり、厳気象 H1 需要は実績が出たからといって、それ以下にならないということではない。

→ (事務局) 厳気象、つまり寒くなる暑くなるということが続くと、平年 H3 需要に対する厳気象対応の余力を持つ必要が出てくる。ただ、経済影響を考慮すると、必ずしも H1 需要の実績が次の年の厳気象で想定する需要と一致するかといえばそうではなく、経済ベースが下がれば当然翌年の冬の厳気象 H1 需要はそれだけ下げている。ただし、気象条件は同じ条件で想定する。あと、平年 H3 需要への影響は、ご指摘のとおり、寒い H1 需要を更新し続けるような場合は、当然至近10か年での平温が変わってくるため、平温ベースが厳しい方向に変わると平年 H3 需要も気温の影響を受けるということになる。つまり、平年 H3 需要は経済影響や平温も考慮して評価している。

→ (塩川委員) 平年 H3 需要は10年を見るのではなく、30年ではなかったか。

H1 需要については一昨年、東京エリアで出たときに本委員会でも議論になった。少なくとも過去 10 年間の実績に対しては備えておくべきではないかと、1 度発生した実績、厳気象 H1 需要の気象条件というものは更新していくということ。平年 H3 需要は 10 年の平均気温をベースに算定しているのか。

- (事務局) 10 年と記憶しているが、確認する。ただ 10 年か 30 年かという違いはあるものの、ご指摘のとおり、厳気象が続けば、当然その影響は平温ベースでいくらか受ける。
- (事務局) 飯岡委員からの質問は、542 万 kW が出たら、次の年も厳気象 H1 需要においてこれを考えるのか、というもので、これについては「考える」という答えとなる。しかし、それはずっと 10 年間続くのかというと、以前、塩川委員からも同様に、少し違う気もするが続いてしまうという発言があったことも踏まえ、EUE を入れ、減るときは少しずつ減るという考え方を容量メカニズムに入れることとした。需給検証においてもこの考え方に変わっていきたいと考えている。今回、少なくとも低温になっただけではなく最大需要も 542 万 kW になっており、記録的な低温であったが最大需要が上回らなかったのであれば厳気象 H1 需要は上回らないことになるが、最大需要自体が上回っているため、次の年以降は厳気象 H1 需要になる想定をする、こととなる。
- (事務局) 先ほどの塩川委員からの質問のあった平年ベースとなる気象条件、平温については、30 年で算定している。

(大山委員長) 特に修正意見はなかったと思う。誤記訂正、わかりやすさ向上のために事務局がおこなう趣旨が変わらない範囲での修正については、委員長の私に一任いただきたい。

- (一同、異議なし)

以上