

第14回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 議論要旨

日時：平成30年5月14日（月）18:00～19:50

場所：電力広域的運営推進機関 会議室A・会議室B

出席者：

大山 力 主査（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）

辻 隆男 主査代理（横浜国立大学大学院 工学研究院 准教授）

加藤 浩二 委員（東京電力パワーグリッド(株)系統運用部 広域給電グループマネージャー）

佐藤 幸生 委員（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 スタッフ課長）

高垣 恵孝 委員（関西電力(株)電力流通事業本部 給電計画グループ チーフマネージャー）

オブザーバー：

和田 憲明 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス業部 基盤整備課 電力供給室 室長補佐）

久保田 唯史 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室 室長補佐）

佐久間 康洋 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 新エネルギーシステム課 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）

配布資料：

（資料1）議事次第

（資料2）需給調整市場におけるkWh単価の提出・変更期限について

（資料3）細分化した調整力の必要量算出方法について

議題1：需給調整市場におけるkWh単価の提出・変更期限について

・事務局より、資料2により説明を行った。

〔主な議論〕

・共通認識を合わせるために申し上げるが、kWh単価が変更になるというのは例えば調達する燃料の単価が変わるイメージだ。先月は1万円だったところが、月が替わって当日は落とすものが変わって数日だけ1万5千円に変わるなどでkWhの費用が変わってくるイメージで考えている。週間の話で申し上げると、電源I・IIのkWh単価の登録が週間であり、ここまではもともとニーズがあるというのが前提である。他方、前日までのニーズにどういったものがあるのかというのは正直把握しきれないところがあるが、これまでの需給調整市場検討小委員会（以降、検討小委）でご意見としていただいたところも踏まえて得失を評価し、なるべくオプションが多い方が良いとしている。どういった動機で変更するのかということでは考えが及んでいない。

→（辻主査代理）例として1万円が1万5千円まで高くなるというケースをご説明いただいたが、例えば将来の検討事例として9ページのところで、 ΔkW だけでなくkWhも考慮に入れた約定方法を考える場合は、少なくなる方はともかく、高くなるという方向の変更は認めないという理解で良いか。

→（事務局）以前ご提案した時はそのように整理した。

・将来の拡張性という観点で検討しているのは、システムにどこまで機能を持たせておくのかということだと理解しているが、そういうことでよろしいか。

→（事務局）2つ話を申し上げていて、1つは2021年段階でどう作るか。2つ目は将来どう変更していくかということ議論している。

→（オブザーバー）将来のことについてコメントしたいが、9ページにあるように様々なケースがあり得ると思っていて、マルチプライスからシングルプライスというところもマルチプライスのままで行くということもあるだろうし、どこかでシングルプライスに変えるということもあり得ると思っている。また調整力提供者についても、発電事業者の競争が増えていけば旧一電以外も調整力を提供するケースも出てくると考えている。そのときに現行の電源Ⅱのように、 ΔkW の契約はしていないがGC時点で発電余力があるので、調整力として使ってほしいというプレーヤーがいて、しかもマルチプライスだとすると、時間前市場の価格も睨んだうえでkWh単価の登録をしたいという新電力もいるのではないかと考える。そういうところまで考えると、せっかくシステムを作るのであればkWh単価の変更期限が前日までとGCまでとで、システムの値段が大きく変わるのであればそれはまた考えればいいと思うが、純粋に考えて変わらないのであれば、なぜGCまで変えられるというシステムを作っておかないのかがよく分からない。

→（事務局）GCまでは考慮していない。

→（オブザーバー）GCまでというよりは、むしろGC後まで変えられるようにということだ。

→（事務局）いろんな視点があろうかと思うが、1つは制御系の運用側のシステムにデータを反映しないことにはそもそも調整ができないという話がある。そのため、サイバーセキュリティなどの議論もした上でだが、市場側のシステムが制御系と切り離して開発をしようという議論をしているところで、より制御系システムに近いものを作っていく中でどのように反映させるかは議論があると考えている。GC後まで仕組みとして作れないことはないと思うが、どこまで考えるかということだ。前日までなり週間までなりをもともと考えているところの背景としては、調整力とはいえ週間計画というのはある程度確からしいものを構築した方が、実務的に、より安定的に運用できるだろうという認識があって、週間を今回提案しているわけだが、それもより至近まで変更できた方が良いというご指摘があればそこは考えないといけない。

→（オブザーバー）一般送配電事業者の立場からすればオペレーション上、1週間前なり前日に計画がある程度できている方がやりやすいというのはそうだと思うが、むしろ調整力を提供しようという側の人でしかも ΔkW は支払われていない、kWhだけで収益を得ようという新電力がこれから現れてきたときに、シングルプライスであれば自身の限界費用で登録しておいてその約定価格に任せれば良いので、あまり直前に変更する必要が無い気がするが、マルチプライスだとすればやはり戦略的に時間前市場の価格などを見ながらkWh単価を変更したいというケースも出てくるのではないかと。

→（事務局）発電計画との差分をkWh単価で精算すると考えている。時間前市場までの状況が発電計画に反映してくると思えば、出力帯が変わると発電単価が変わるので、時間前市場で売れ残ることも見越して出力帯毎のkWh単価をあらかじめ登録しておけばいいのではないかと考えている。ご指摘いただいたことが、その出力帯毎の単価も差替えられるようにした方が良いのではということだとすると、そ

こまで正直考えていない。

→ (オブザーバー) 旧一電であれば市場支配力があるので、戦略的に価格を設定するのは当面やめていただきたいということだと思うが、新電力であればコストとかい離れた kWh 単価を登録しても競争という面では問題ないし、新電力が市場の状況を見ながら調整力でも収益を得られる環境を作ることについて、それはそれで重要だと考える。そのため、その日の朝に何かがあったから夕方の kWh 単価を変更することはあっても良いと考える。

→ (事務局) 9 ページで書いているマルチプライスというのは、 Δ kW の方である。kWh の方は、基本的には各発電機の kWh 単価が登録されてきていて、それを安いものから順番に使っていくということなので、自動的にマルチプライスになっていると考える。

→ (大山主査) kWh に関してはシングルプライスを考えてもいなかったということか。

→ (事務局) そのとおり。

→ (オブザーバー) シングルプライスも是非考えていただきたいと思うが、マルチプライスだとすればより正に登録した単価で支払われるわけだから、新電力がそのときどきに自由に変えられるようにしておくというのは、将来の発展形としては十分考えられる。他方で kWh の場合でシングルプライスというのは、需給調整市場システムがそこに関係するのかどうかはよく理解できていないが、むしろシングルプライスというのはよりもっと重要な論点としてはあるかと考える。

→ (大山主査) それはそうかと考える。今の議論を聞いていて考えていなかったことを確認しただけで、考えなくていいと言ったつもりではない。

6 ページを見ると、週間と前日で○と△が入れ違っていて、明らかに週間というのは送配電視点では良いのだけれど、市場参加者視点ではより近い方が良いということがはっきりここに書いてあるのを考えると、この表だけで週間に決めるのは少し乱暴ではないか。ただ、いろいろ聞いていると、結局需給調整市場システムと現行の中給システムとの繋がりがどうなっているかということや、どういう性質なのかが、明示的に書かれていないので、そこが問題になっているとすればしっかりどういう問題があるのかというのを書いていただいて、その上で 2021 年度は仕方なく週間にするという議論ならば致し方ないと考える。そうでないとすると話が分かりにくい。発電事業者はどうせ旧一電しかおらず、シングルセラーだから良いという論理展開になっているのならば好ましくない。

→ (オブザーバー) 今私が申し上げたのは全て将来の拡張性についてのコメントである。

→ (大山主査) 大事な論点である。

→ (オブザーバー) 我々も同じ意見で、kWh 単価の変更のタイミングは、実需給断面に近づけば近づくほど望ましいと思っているが、それが 2021 年度までにやるべきとまでは言わないが、基本ができるだけ実需給に近い方が良いという設計思想はむしろ確認しておくべきではないか。その上で更に言うと、三次調整力②は前日調達なので、2021 年度時点ではそれが結局どの発電機になるかというのは前日まで分からないと考える。例えば、現行の電源Ⅱのような仕組みが残るという仮定で議論すると、そういうものまで前日に kWh 単価を変更されては一般送配電事業者からすると自動化されていないから耐えかねるとするのは理解するが、三次調整力②までも前日に変更できないのかということ、若干疑問に思う。調達量にもよるし、どのくらいの量が応札するかは現時点では分からないから約束できないという趣旨であればまだ分からなくもないが、それが手動で追いつかないほどの量だとも思わない。いずれにしても週間計画を立てる時点でそのような発電機があるかどうか分からないはずなのに、なぜ

変更ができないことになるのかというのが良く理解できない。どうしてもできないということであれば 2021 年度の段階で週間案になるということを否定はしないが、もう少し部分的にもやるというか、工夫する余地があるのではないか。また、市場参加者の視点という書き方になっているが、絶対コスト安になるとはいかないけれども、どちらかという送配電側から見ても前日の方がコスト安になる可能性もある。正に先ほど言われたように、時間前市場と自分で裁定して少し時間前市場より高くすればもともと登録している kWh 単価より安くなるという旧一電はいないと思うが、新電力であればそういう事業者はいるはずなので、DR 事業者でもできるはずだし、コスト安があり得ないということではなくて、手動で対応できるのであれば対応すればいいのではないのか。

→ (事務局) 事務局としては、旧一電と旧一電以外では、kWh 単価の変更可否を分けずに議論するものと考えている。新規参入者の kWh 単価の変更を認める以上は、旧一電にも認めるのだろうということだ。そうすると数が少ないと言いはない。もっとも旧一電を認めないという仕切りを、広域機関以外のどこかの場で仕切っていただき、その上で議論することはあると思う。

→ (オブザーバー) 旧一電以外が旧一電よりも高い単価を登録してくれば動かないで支払われないという話だけなので、そこはむしろそのために ΔkW の応札をするときに kWh 単価も参考に入れて、不自然な価格を入れれば指摘することにしてある。そこは若干監視の運用の話があるので、今ここで結論を出せという気はないが、もう少し議論の余地があるのではないか。

→ (一般送配電メンバー) 我々としては安い電源を動かしたいという思いがあるが、kWh 単価を高い方向に変更するインセンティブがある一方で、安い方向のインセンティブがあるかどうかというところだと考える。

→ (オブザーバー) 前日より、3 時間前とか 5 時間前とかの変更が認められていれば、どうせ動いている発電機を少し焚き増せば良いということになり、kWh 単価をコストベースで登録していると思えば変更する事業者はいないが、もともとの kWh 単価に利益を乗せている事業者であれば、少し価格を下げれば動くのであれば下げるとするのは論理的にはあり得るし、そういったことを制度設計上あり得ないという理屈もない。したがって少なくともまず確認すべきなのは設計思想としてはできるだけ前日ということであり、そのときに 2021 年度はコストとベネフィットの関係でそこまでやる必要が無いという議論を経て週間に行くのであれば反対しない。結論が週間になることは反対しないが、若干その間の議論が抜けているのではないか。

→ (一般送配電メンバー) 将来のシステムの構造としては kWh 単価の変更期限が機能ロックと書いてあるが、単純に登録する場所が用意してあっていつ書き込みに行くのかだけであり、それが GC まで書き込みに行けるようにしておくか、週間までしか書き込まないでそれ以降を禁止にするかという設定の問題なので、ここに書いてあるとおり正に機能ロックの話。後々の議論としては、なるべく実需給段階に近づけられれば良いし、そうは言っても例えば一次・二次調整力などを調達するときに ΔkW と kWh を評価するとすれば、先ほど事務局が言われたように下げ方向の kWh 単価の変更しかできないようにするのもシステムで対応できる。また、その前段として中給への取り込みは各社それぞれであり、どこまで自動化できるかなどの兼ね合いがあると考えている。

→ (オブザーバー) 確認だが、そもそも論として、需給調整市場システムと広域需給調整システムがフルスペックで運開したときを想定すると、恐らく需給調整市場システムのどこかに市場参加者が kWh 単価の書き込みをして、それが中給に飛んできて、それを広域需給調整システムの方に吐き出すというの

が基本的なフローとなるか。そうすると一次調整力まで広域調達されると膨大な量の作業になるので、このフローが自動化されないなんてことがそもそもあるのか。今すぐできないのは理解するし、中給を直さなければいけないということも理解するので、今すぐ自動化しろとは言わないが、それは必ずするという理解で良いか。

→ (一般送配電メンバー) タイミングの問題。

→ (オブザーバー) 自動化の対象範囲となる会社が多すぎるとすぐには自動化できないというのもよく分かるが、どこかできちんと、前日なのかそれとも GC 後までとするのか、技術的に無理だから GC の 2 時間前なのかというのはもう少し議論するのではないか。まず大前提として、将来は自動化されるという理解で良いか。必ずしもこだわらないが、そうなるまでの間に三次調整力②だけなど、できるものだけでも自動化すればいいのではないか。三次調整力②は当然前日に調達するのだから、それほどコストが高くなるかは若干疑問だ。三次調整力②に参入する事業者も事前にシステム登録する過程があるから、 Δ kWh として調達されようがされまいが、もともと kWh 単価が登録されているということは前提にあって、だから三次調整力②を前日調達すればいずれにしても手動で kWh 単価を入力することは起きるのではないか。

→ (事務局) 一次調整力から三次調整力①まで週間市場に、三次調整力②だけは前日市場にしようという議論をしていたときは、週間市場の前に全ての電源等の kWh 単価を一度登録したうえで、 Δ kWh だけに単価を入れることを事務局はイメージをして議論を進めていた。ご指摘のとおり三次調整力②だけであれば数が限られるとしても、2021 年度は手動入力可否を実務の観点で考えないといけない。将来は自動化しないと仕事が回らないと思う。

→ (オブザーバー) 私の認識も同じだが、制度検討作業部会ではそのような議論をしてきていない。三次調整力②に応札するものの kWh 単価を 1 週間前までに登録しているのはそうだと思うが、三次調整力②は前日でないと調達できないので、週間計画には組み入れないという認識で良いかということ。現行の電源Ⅱの仕組みがそのまま残り、事前予約も無いところで、三次調整力②の電源が電源Ⅱになり得るかもしれないという議論を始めると週間計画に出てき得るが、そうでない限り週間計画に三次調整力②の発電機は出てこないのではないか。

→ (一般送配電メンバー) イメージであるが、現行は電源Ⅰで年間 H3 需要の 7%分を調達していて、そうすると電源Ⅱというのは必ず必要になってくるので我々は事前並列というか、並列をして余力を作るというのは恐らく今後も変わらないと考えている。そうすると余力を作る発電機は、やはり週間計画の kWh 単価を見て決めているつもりだ。

→ (オブザーバー) それは電源Ⅱの中から選ぶということか。

→ (一般送配電メンバー) そのとおり。週間で並列する発電機を決めていたのに、実需給間際になってその発電機の kWh 単価が高くなってしまった場合、単価の安い発電機を並列したくても、既に並列が間に合わず、結局はその kWh 単価の高い発電機を使わざるを得なくなる。

→ (オブザーバー) それは発電機を止める方ではないのか。三次調整力②が調達されて、三次調整力②の方が kWh 単価が安ければ、正に言われたとおり kWh 単価の高い発電機は全て止めて差替えるのではないか。そうすると、ある電源 A が三次調整力②として調達されたら、それを計画の中にいずれにしても組込まないといけない。

→ (一般送配電メンバー) kWh 単価が安ければそのとおり。

- (オブザーバー) そのときに、メリットオーダーで並べて kWh 単価が安ければ三次調整力②を発動させるのではないか。そのメリットオーダー表を作るところには、三次調整力②の電源 A を調達したら、結局その表の中に組込まないといけないのではないか。
- (一般送配電メンバー) そのとおり。
- (オブザーバー) それをどうせ手作業ですることになるのならば、三次調整力②の kWh 単価が直前に変わってもメリットオーダー表に入れられるのではないか。
- (一般送配電メンバー) 現在検討しているのは、三次調整力②を発動するかしないかにかかわらず、全ての kWh 単価表を中給で持つことにしているということだ。
- (オブザーバー) 三次調整力②の電源を並列するというか、発動することが分かった段階で、格上げされるというかメリットオーダーを並べるときに制御対象に入れるということか。運用者がどういう実務作業をしているのかよく分からずに話しているが、いずれにしても三次調整力②を組み入れる作業があるのであれば、kWh 単価が変更されることと作業量は同じではないのか。
- (一般送配電メンバー) 恐らくそこは自動化できていると思っていて、もともと週間で kWh 単価を仮登録していたとして、それを中給で把握しているとすると、あとは三次調整力②を調達して使用しても良い発電機と決まれば、その kWh 単価を使用できるようになり、kWh 単価表に自動に入ってきて計算するだけだ。
- (オブザーバー) では手間が増えるのは間違いないということか。

・9 ページに「2021 年度で必要な仕様」について、このシステムは広域調達する三次調整力②だけに使うシステムなのか。

- (事務局) 2021 年度段階では電源 I・II と三次調整力②の組合せで調整力を調達しようと議論をしている。
- (オブザーバー) このシステムは調達だけなので三次調整力②だけに使うということか。
- (事務局) 調達の機能はそのとおり。
- (オブザーバー) そうすると「kWh の変更期限」と書いてあるが、三次調整力②は毎日調達するのではないか。
- (事務局) kWh 単価の登録は、三次調整力②だけではなく、電源 I・II も含めると考えている。
- (オブザーバー) そうすると三次調整力②に応札しないと初めから思っている、kWh 単価は登録しておかなければいけないということか。
- (オブザーバー) そのとおり。参加要件を満たすには kWh 単価を登録しないといけない。
- (オブザーバー) 三次調整力②に応札する事業者がどこまで広がるか分からないが、現在の調整力公募の悩みは競争が無いことだと思えば、旧一電以外の事業者にできるだけ参入してもらえようとしていくことが結構大事だと思えば、特に三次調整力②も旧一電以外の事業者ができるだけ入ってもらうことが大事だと考える。そこで、1 週間 kWh 単価を変えてはいけないというのは結構厳しくて、三次調整力②に応札するにあたっては、kWh 単価を直近の状況に応じて変更できる仕組みにしてあげて、新電力がそれで収益を上げられるようにした方が良くはないか。
- (オブザーバー) そうしても kWh 単価はメリットオーダーで並ぶので、収益を上げようとしても旧一電がコストベースで入れていけば意味が無いのではないか。

- (オブザーバー) しかし、需給がとてもひっ迫して調整力がもう尽きているというときもあるわけだ。
- (事務局) 今言われた話は市場支配力の行使と聞こえるが、それは許容されるのか。
- (オブザーバー) 新電力が自由な kWh 単価を登録するのは全く構わない。
- (オブザーバー) 旧一電とそれ以外の事業者は区別して監視を行うということか。
- (オブザーバー) それは独禁法に関することであり、2 者がやることの影響に差が出るのは当然だ。
- (事務局) 古い話で恐縮だが、2000 年頃にアメリカで大きくない市場シェアを持っている事業者が市場支配力を行使したという事例があり、それが問題になった記憶がある。
- (オブザーバー) それは程度の問題で公正取引委員会に聞かないと分からないが、本当に小規模の事業者たちが自由に kWh 単価を登録するのは構わない。むしろ DR 事業者のような方をどんどん参入させようと思えば、DR 事業者が、ある時間帯にいくらで応札するかというのは正に状況によるし、DR 事業者が抱えている需要家の状況にもよるので、それを 1 週間変えないでくださいというのは DR 事業者が参入することを考えると結構厳しいと考える。DR 事業者にすれば「寒いし需要家も困っているから、今は 150 円/kWh ならば DR を発動しても良いけど」ということもあるし、「今は需要家の工場のラインも緩いから 70 円/kWh でも良い」ということもあるだろうから、そういうところまで考えてみると、需給調整市場の競争というのを少しでも促進しようと思えば、2021 年度も本当に週間で良いのか。三次調整力②は毎日調達するのだから、kWh 単価も当然毎日変わると思っていた。
- (事務局) ΔkW 単価を安くして kWh 単価を高くすることを歓迎するということか。それを防ぐために ΔkW 単価と kWh 単価を総合的に評価することも新しく考えなければいけないという議論も一方でしていて、矛盾しているのではないか。
- (オブザーバー) それはそうかもしれない。それはむしろ、本当に ΔkW 単価だけで調達するのかということにもなるのかもしれない。
- (事務局) 需給がひっ迫しているのであれば、ΔkW 単価を高くしても調達されるチャンスが出てくると考える。逆に、必ず発動されるから kWh でたくさん稼ごうと考えると、ΔkW 単価を安くして kWh 単価を高くして後で差替えさせるという構造になるのではないか。
- (オブザーバー) そのとおり。そういう意味で言うと私が申し上げたのは、どちらかという電源Ⅱに最も効いてくるのかもしれない。
- (事務局) 電源Ⅱの間口を広げるとということか。
- (オブザーバー) そのとおり。ΔkW 単価だけで決めるとすれば、kWh 単価の変更期限を週間にしたとしてもその問題は解決しないのではないか。
- (事務局) 直前を見て必ず発動されると信じているから、ΔkW 単価を安くして必ず発動される、つまり他の事前に待機しているものに割り込んで、kWh 単価だけを高くつけて絶対発動されて収益を得ようとするというのは無くなる。そうなると、本当に調達される事業者は ΔkW で収益を得ようということなのかもしれない。ただ、ΔkW 単価を安くして kWh 単価をとて高くするものばかりになると、需給調整がとてもハイコストとなる構造になると思うので、どちらを選ぶのかということなのかもしれない。
- (事務局) 調整コストは最終的に託送収支なりインバランス収支なりに影響するので、そこをどう見るのか。安くなる方向で kWh 単価を変更してもらう分には素直に歓迎するが、そういう目線で考えた時になるべく至近まで kWh 単価を変更できた方が、リスクが少なくなるというのはそうかもしれないの

で、検討するという事だとは思いますが、リアルタイムでメリットオーダー表を作るというのは、先ほどお話しした制御系との棲み分けといったところは議論した方が良いのではないかと。

- ・参加要件を事前に登録するというのは、今までのどこの議論に出てきたのか。つまり三次調整力②は前日の入札が前提だと思っていたが、それに参加するために登録というのを前週に入れるということか。
- (一般送配電メンバー) 4 ページにあるように、一番初めに必ず何の商品に応札するかというものを事前に登録することになる。
- (オブザーバー) そのときの登録内容に kWh 単価が入ってくるのか。
- (一般送配電メンバー) そのとおりだが、単価は週間で変えられる。
- (オブザーバー) 実際の登録は、応札の意思表示という意味での登録ということか。
- (オブザーバー) 参加登録という間口に kWh 単価の登録があって、それを毎週変えられるというのはどこかに書いてあったと思う。
- (一般送配電メンバー) そのため、参加登録の時に kWh 単価は登録して、後でそれを変えられるということだ。
- (オブザーバー) では、kWh 単価を三次調整力②であれば前日に変えられるということか。
- (一般送配電メンバー) 今回はそれを週間でどうかという議論をしている。
- (オブザーバー) 現在の DR の話から引っ張ってくると、先日の東京電力管内の需給ひっ迫で連続で DR を発動した時に kWh 単価をどうしようという話があったことを踏まえると、これは儲けたいという話ばかりでもなく、さすがに連続で発動していると需要家との関係がもたない DR 事業者が、発動されなくても良いという前提に少し kWh 単価を上げておきたいニーズや、本当に需給ひっ迫していれば 150 円/kWh で対応することもあるけれども、例えば週 1 回を想定して 50 円/kWh で入れていたところが、3 日連続となると需要家との関係で持たないから 150 円/kWh にしたいユースケースはあるのではないかと。
- (一般送配電メンバー) 電源Ⅰの契約をしている DR 事業者には固定費を支払っているのに、そのようなニーズがあるのか。
- (事務局) それは Δ kWh の応札をするときに考えることではないか。何日も発動してももう供出できないということであれば、 Δ kWh 単価を高くするという事ではないか。
- (オブザーバー) 三次調整力②の議論であれば、そのような事業者は本当に無理ならば応札しなければ良いのではないかと。
- (オブザーバー) そういう意味では電源Ⅱも視野に入れてということかもしれない。
- (一般送配電メンバー) 電源Ⅱも三次調整力②と一緒に、余力があれば応札して、余力がないということであれば応札しないということでは問題ない。ただ、電源Ⅰはあくまでも年間契約しているわけだから、契約に応じて供出しないという話なので、今回の議論とは切り話した方が良いのではないかと。
- (オブザーバー) 容量市場のリクワイアメントとの関係では、落札されたものは何かあれば現行の電源Ⅱのように発動しなければならないというリクワイアメントが掛かるという理解をしていたもので、こういった発言をした。
- (一般送配電メンバー) 余力が無いのに電源Ⅱというわけにはいかない。恐らくそこは無理なので、定格出力をしているときに、更に出力しろというのは無い。

- (オブザーバー) 電源との関係では正にそうだが、DR はどうなのか。
 - (一般送配電メンバー) DR も余力が無ければ出せないということで良いのではないか。
 - (事務局) それは容量市場のリクワイアメントの中で、DR をどう扱っていくかという議論がされているのではないか。
 - (オブザーバー) それで良いのかもしれないが。
 - (オブザーバー) 前回辺りに大山主査からご指摘があったかと思うが、容量市場側で現行の電源Ⅰ´をどう扱うかという議論が収束しない限り、この議論は恐らく決着しない。
 - (大山主査) そもそも DR を毎日使うのは厳しすぎると思う。それは実際に使っている電源も毎日使えば燃料が枯渇してしまうのと全く同じで、揚水にも同じ制約がかかってくる。容量市場で揚水発電が認められるのであれば、DR も認められるはずだ。
 - (一般送配電メンバー) 加えて、どういったリクワイアメントと制約と kW 価値を設けるかということだ。
 - (事務局) 容量市場検討会の議論を言うと、電源Ⅰ とか電源Ⅱ のように調整機能を有している電源については、GC 後については余力を活用するという整理だと認識している。一方で電源Ⅰ´については、発動回数に制約を与えるというリクワイアメントをかけているので、調整機能を有しているという考え方もできるかもしれないが、GC 後に余力があるから活用できるかということではないと考えている。それはあくまで電源Ⅱ 活用の義務的なリクワイアメントだと思っていて、電源Ⅰ´が電源Ⅱ になれないとか三次調整力②に応札できないということを行っているわけではない。
 - (大山主査) 加えて、電源Ⅰ´は年間何回としていたが、今冬に使用した際に DR 事業者からは年間何回は良いけど毎日はやめてほしいという意見が出てきているので、それはまた別途考える必要がある。
- ・6 ページの表について、前日の場合の業務負担については△となっているが、システム上ではそのうち自動化されることを考えれば将来的には○として解消されることとして、ユニットコメントが少し変わるということの影響が実際どれくらいあるのか。現在の需給ひっ迫の時は問題ないが、平常時のユニットコミットメントが変わることの影響について、もう少し例示した方が良いのではないか。
- (オブザーバー) 私も若干同じ疑問がある。需給調整市場が全て運開した時に、そもそもユニットコミットメントの運用の仕方が今のままなのかというのは若干疑問があり、三次調整力②だけであれば大して変わらないということは直感的にそうかなとは思いますが、他の商品が始まるとそもそもこのような考え方なのか。
 - (一般送配電メンバー) 6 ページの 2■目に「稼働指示を不要とする可能性がある。」と記載がある。そういった世界になれば恐らくユニットコミットメントも消え得るのかもしれない。
 - (事務局) 事務局の思いとしてはその 2■目に込めている。表の案 2 のユニットコミットメントの欄に「⇒○」を書いていなかったが、将来ここが○になる可能性がある。検討が進んでいないので、今回は書いてはいない。
 - (一般送配電メンバー) ΔkW を BG に供出させる代わりに、我々が並列という選択肢を選べなくなる世界となるか。
 - (事務局) 需給調整市場の結果をもって週間計画が決まる可能性があるのではないかと考えている。
 - (一般送配電メンバー) そうすると、将来はユニットコミットメントはもうないのかもしれない。そう

なる可能性はご指摘のとおりあるので、そこを考慮しながら中給も当然直しながら、更には約定に Δ kW に kWh も組み合わせるかということも考慮しながら、継続議論ではないか。

→ (辻主査代理) いずれにしても、前日とか時間前とか至近になればなるほど、少し長い目を見た時の起動停止の効率性というのは意図した経済的な計画から少しずれていく可能性もあると思うので、その影響がどのくらいあるのかというのを少し把握した方が良いのではないか。

議題2：細分化した調整力の必要量算出方法について

・事務局より、資料3により説明の後、議論を行った。

[主な議論]

・いくつかお願いしたいこととしては、三次調整力②についてである。他の審議会の議論でもあるが、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（以降、大量導入小委）と電力・ガス基本政策小委員会で FIT の計画見直しの論点を入れているところだ。FIT 特例制度①の発電計画を前々日 16 時に配分することについて、三次調整力②が入る 2021 年度頃には、配分値を変更しないという現在の運用を見直そうと正に議論しているところであるので、その点は少し留意頂きたい。今でこそ FIT 特例制度①が大宗を占めているわけだが、送配電買取となる FIT 特例制度③の前日 9 時予測のタイミングが大宗を占めてくるときも視野に入れなければいけない。本作業会で数回にわたって議論してから検討小委に上げるという形だったので、このあたりは正にここから議論できるのだと思うが、様々な制度が輻輳化している部分であるので、これは役所として申し訳ないかなと思いつつ、実務をされている運用者の観点でどうしていくのが良いのか議論いただきたい。逆に前々日 16 時の予測値をもとに三次調整力②を調達してしまうと、せっかく小売電気事業者が調整することになっても玉が無くなり、玉の取り合いが小売電気事業者と一般送配電事業者の間で起きてしまうのは、詮無いと思う部分である。そこは是非この場でも意見をいただければと思っているところだ。

もう 1 点は質問だが、需要インバランスを基本的には三次調整力①までで対応するような形で書いてあるが、1 時間前の小売電気事業者の計画と実際の需要の差が出ると分かっていた場合は、応動時間が 45 分の三次調整力②でも対応できる部分はあるのではないか。だから三次調整力②で対応してくれという意味ではないが、どう考えたらよいか。今回の資料では結構速い三次調整力①までで全部対応しきりとしているが、本当にそうなのか。

最後は、19 ページの絵が非常に分かりやすくイメージ化していただいたと思うところで、一次調整力は 10 分の変動量から必要量を算出して、一次・二次調整力は 30 分の変動量から必要量を算出しているが、この重複のところをどう考えるのか。重複と捉えるのかも別の議論としてあるが、これはすごく乱暴な議論をすれば一次・二次調整力の必要量から、一次調整力の必要量を控除するというのもあり得るのではないか。だからそうしてくれという意味では全くないが、どういうふうに考えればよいか。この考え方で問題ないということが腑に落ちていなくて、今回の案がやはり必要だということであればそれでいいと思うが、そのあたりの確からしさを教えていただけるとありがたい。

→ (事務局) 1 点目の大量導入小委などでの議論については、考慮できていない資料になっていてご指摘いただいたとおりである。今後一般送配電事業者が分担すべき変動量が変われば、調整力の必要量はそれを踏まえて見直していくものだと考えている。

2 点目については、今回の資料は調整力の必要量の算出方法をどう定めるかというところであり、実

運用上ではどう使うかというところとは関連付けていない。実運用上で前から明らかに需要インバランスが発生しそうだという場合は、三次調整力②を需要インバランスに使うケースというのが全くないとは思わない。ただ、三次調整力②の応動時間が45分ということで現在意見照会しているところだが、仮に1時間であれば、需要インバランスが実需給の1時間前以上に分かるというのは制度上の立て付けとしていかがなものか。つまり、GCまでは小売電気事業者と発電事業者がなるべく需給を一致させるように行動すると思えば、その前に発動しなければいけない調整力はあまりないだろうと考える。そのため、実態としては使うのかもしれないけれども、必要量を算出する中ではそれを考えてはいけないのではないのか。

3点目については、実際に重複しているように見える式になるわけだが、対応している時間帯が違っている。例えば一次調整力であれば10分までしか持ちこたえられないし、一次・二次調整力であればそれ以降の30分までは持ちこたえられる。それ以降は三次調整力①に持ち替えていくので、短い時間帯で発動できる電源等が参入できるようにすると思えば、どうしてもこうなってしまう。一方で、最適約定や複数商品の要件を兼ね備える調整力があるようにという議論を何度かしていた際は、今回は12ページで少し出しているが、全ての調整力を併せ持つものが安いのであれば、1個でまとめて調達してしまうというのは一案だと考える。ただ、細分化した後は約定ロジックを相当工夫しなければならないので、検討してはいるが必要量については個別に算出すると考えている。約定の中であれば工夫するところがあるのではないのか。

- (オブザーバー) 需要インバランスが出ないことを期待したいというのはそのとおりにかと思いつつ、確率的に出る誤差量というのはファクトベースには出てくるのではないのか。事業者にはインバランスを出すなど言う一方でゼロにするのは理論的に無理な以上、出ているファクトはファクトとして、あるいはパーセンテージとして、再エネに関しての振れの範囲が議論できるのであれば、柔軟性を持ってやっていただけるとありがたい。三次調整力①より三次調整力②の方が ΔkW としては安いイメージが頭にあるから申し上げているのだが、安い調整力で対応できるのであれば、需要インバランスがでないことを理想とすること三次調整力②の必要量を算出するのは少し無理があるのではないのか。
- (事務局) 需要インバランスが出ないことを理想として算定するわけではなく、GCまでなるべく合わせてくれると思えば、前もって発動できるというケースは稀だと考えている。
- (事務局) 三次調整力①の必要量は、ある程度誤差の実績があるから算定できる。それを発動するのをGC前に判断ができるかということが難しいということだ。だから、三次調整力②ではなく三次調整力①で対応したらどうかと言われているところではないということだ。実際に使うことはあるのかもしれないが、必要量と発動量は違うということだ。
- (一般送配電メンバー) 需要インバランス量は実需給後に初めて分かるものであり、誤差が発生するときに、その1時間前に統計的に量が分かるものではないのではないのか。
- (オブザーバー) 言われていることは理解していて、実運用時に誤差が発生しているのが見えてくるのはその時々なので、三次調整力①は使わないでくれとか、運用のところで申し上げているわけではなく、結構輻輳的に逆に厄介だなと思うが、だからと言って三次調整力②の必要量の算出に需要インバランスを全く考慮しないとして良いのか。そういう意味でも、宿題ばかりお願いするのは恐縮だが、諸外国はどうしているのか。日本の事例からすると今回の積上げ方も最適として考えているとも思うところだが、諸外国では需要インバランスをどのように対処しているのか。再エネの予測をどのようなボ

リウムで見るのが諸外国のスタンダードなのかというのは、少し我々も考えなければいけないと思うが、今回 FIT の運用を変えるのもドイツであれば実需給の 15 分前とか、GC を切ってぎりぎりまで系統利用者に調整させるというが、正直今の日本の常識から考えると不可能なことをやっているようにも感じる。そこに需給調整も考慮するということだとすると、日本がワールドスタンダードになっていくというときに、諸外国で行っている極端な例を日本はどうしていくのかというのは、あってもいいのではないかな。だから今こうしてくれというところでもないが、風呂敷を広げすぎているかもしれないが、様々な視点を入れてほしいと思った次第だ。

→ (事務局) 諸外国では責任を持つ主体が違うということもあるので、なかなか同じということを言いにくいのではないかと感じている。とはいえ、一般的な調整力と言われている区分の話で行くと、GC 前に発動できるものを用意しておくとは聞いたことが無いので、恐らくそれは日本独自の仕組みではないかと漠然と感じている。

・ 12 ページのところでは 1 点確認だが、エリア毎に毎日必要量を算出するということか。実際の運用に際しては、三次調整力②は広域運用されるので、調達した中で安いものから発動していくという理解で良いか。

→ (事務局) 三次調整力②の必要量の考え方としては、例えば晴れの日のあり得そうな誤差量、曇りの日の誤差量、雨の日の誤差量を各エリアで予め算出しておいて、翌日の天気予報が晴れであれば晴れの誤差量を三次調整力②の必要量として各エリアが広域調達するということだ。その上で、各エリアが調達したものを全部持ち寄って安いものから運用することが 2021 年度から始まる。

→ (オブザーバー) 2021 年度という意味ではないが、理想を言えば、他エリアからの融通を期待して全国大での必要量は将来的には算出できるイメージで良いか。

→ (事務局) 将来の検討課題か。

→ (事務局) 三次調整力②は各エリアが必要量を算出する。それをもとに需給調整市場で ΔkW を調達するわけだが、そのときは各エリアの必要量全部を各エリアが出せる玉の中から上から順番に選んでいくので、ある意味全国の中から安い順に選んでいると見れば言われたとおりとも考えられる。

→ (オブザーバー) 必要量が全国で 1+1 が 2 ではなくて 1.5 で済む可能性というのは、確率論の話になってくる。三次調整力②の必要量の算定についてはネッティングするところまでの議論ができていないが、仕組みを運用側のシステムとしてはネッティングを取り入れるようとしているのでそれをやるということか。

→ (オブザーバー) kWh をネッティングしたら 1+1 が 1.5 になるのは分かるが、 ΔkW をネッティングすることはできるのか。

→ (事務局) 将来の検討課題か。

→ (一般送配電メンバー) 上げの ΔkW の調達のみで、ネッティングという議論にはならないのではないかな。

→ (オブザーバー) そこに例えば、各エリアが最大リスクを取って積上げということか。

→ (一般送配電メンバー) 不等時性がある。各エリアの 3σ 値が出る時間帯が違うので、全体の 3σ 値の方が小さければその量で必要量を調達する考え方もある。

→ (事務局) ただ、予測を各エリアで行っていて、その諸元となる天気予報がエリアにより異なる。全国

- 大で必要量を減らすということがあるのであれば、全国大の予測をするのかという話になりかねない。そうすると、晴れから雨を予測しているエリアと雨から晴れを予測しているエリアで、そういう意味では調達量の中でネッティングされているようなものだとは思いますが、発射台をなにかから考えるかということではないか。各エリアが予測をしている以上はエリア毎に実績を出さざるを得ないのではないか。
- (大山主査) 基本的には、9 エリアがあって各エリアが 3σ 値を算出する。全エリアで 3σ 値の誤差が出る可能性はほとんどゼロだ。そのようなことにならないので、調達量を減らせる可能性は大いにあるとは思いますが、将来の議論にしてほしいということであればそれはそれで良い。
- (一般送配電メンバー) 調達量を減らすときは確実に連系線の容量を押さえるとか、様々なルールとセットではないか。
- (オブザーバー) 何をもって必要量を減らすかというのは思い浮かばないが、理屈上はできるのではないか。
- (辻主査代理) 地域間で誤差の相関が低いので調達量が減らせるのではないかという話になると、特にエリアが離れるほど相関が減ってくるというのがあるので、割と遠くまで流さなければいけないケースが増えそうではある。
- (オブザーバー) ロス率とのバランスでどれだけコストメリットがあるのかということのも恐らくあるのではないか。経済的な話では最初にコスト検証をしていたりするので、カウンターアクションとしてむしろロス率まで見込めばそれほど意味が無いということであれば、 3σ 値の積上げの方が良いのではないか。
- (事務局) 連系線をよく考えておかないと、それだけ不等時性に期待しているということは、他エリアから融通を受けるということが、応援をするエリアの必要量よりも多く期待することだから、連系線はより多く確保しておかないと成り立たないかもしれない。

・2021 年度からだとすると、今回の内容は大きな考え方を示しただけであって、すぐ決めるというものでもないという理解で良いか。

- (事務局) 具体的な数字をすぐに決めてしまうということではなく、考え方をこれで進めていきたい。
- (オブザーバー) そういう意味でちょっとまだ期間があれば是非検討すべきということで私が考えるのは、予測量のバンドで 3σ 値を算出するという提案を 7 ページでしているが、同じ晴れの予測でも必ず晴れるというときと、やはり晴れるか心配だというときがあるのではないか。同じ晴れについて、同じだけ三次調整力②を調達するというのはあまりに工夫が無いのではないか。そのため、過去 3 年の平均なりを使って同じ晴れだとしても同じだけ持つのかどうかというのは、2021 年度までの間でもう少し検討できないのか。どう考えても明日晴れだろうというときに、需要の 60% も 70% も調整力として調達して本当に良いのかと感ずる。
- (一般送配電メンバー) 厄介なのは、 3σ 値を算出するというのはそういう日が選ばれるということだ。必ず晴れるだろうという日に曇る日の誤差量が選ばれてしまう。そのときに需給ひっ迫融通を受けてよしいのであればいいが、それも望ましくないとするとその分を調達するのかという話との兼ね合いになる。
- (オブザーバー) 私が申し上げたかったのは、あまり今回の内容で決めきらずに 2021 年度に向けてそういった検討をしてほしいということだ。

→ (一般送配電メンバー) 是非我々も減らしたいと考えている。
→ (一般送配電メンバー) 先ほどオブザーバーが言われたことは我々も思っているものの、必ず晴れるのかどうかの判断がなかなか難しいと思っていて、これ以外の指標があるのであれば検討したいと思っ
ているが、今のところはまだ今回の案しかない。

・17 ページについて、三次調整力①が残余需要 1 分値と 30 分平均値との差を取るというのは単純に理
解できなかったが、なぜ 1 分との差なのか。

→ (事務局) GF は秒オーダーで応動するため、一次調整力の算出にはそのぐらい短い細かな変動量が必要
ということで、1 秒値を使っていた。三次調整力①まで持ち替えるときは、1 秒値と 1 分値の間の細
かな変動は解消されているだろうということで 1 分値を使っている。

→ (オブザーバー) なぜ 2 分や 3 分でないのか。

→ (事務局) 2 分や 3 分でない理由はこれから検討するところかと思うが、何分ぐらいが適当なのかは悩
ましくて、三次調整力①とは言えなるべく持ち替えた方が安いといったところがあるので、持ち替えを
最大限考慮しようと思うと 1 分くらいではないかと思って検討している。ご指摘のとおりもう少し削
れるのではないかというのは議論ができていないので、今後の課題としたい。

→ (オブザーバー) 1 分とは決めていないということで、引き続きの検討課題ということで良いか。この
値によって結構必要量が変わるのではないかと思って発言した。

→ (辻主査代理) 1 分というのは、二次調整力までで対応できる変動周期を除くという思想で良いか。そ
れが今回の算出例として出てきている。きれいに二次調整力までを除くには、何分が最適なのかの判断
は確かに難しいとは思いますが、思想としてはそういうことか。

→ (事務局) そのとおり。

→ (オブザーバー) そうであるとすると、一次・二次調整力は 15 分×2 の移動平均になっているのはな
ぜか。

→ (事務局) 15 分×2 の移動平均になっているのは、一次・二次調整力から三次調整力①に持ち替える
ことを考えていて、三次調整力①が発動するまでの 15 分は少なくとも必要であり、一次・二次調整力
が発動した直後に三次調整力①に持ち替えるかどうかはすぐに分からないので、その判断のために更
に 15 分が必要と考えた。

→ (オブザーバー) 30 分までは一次・二次調整力で持ちこたえられるのだとすれば、1 分平均でなくて
も良いのではないか。

→ (事務局) どのくらいの時間が良いか知見が無いので、別途検討する。

・7 ページのところも個人的には 3 σ 値で違和感はないが、2 σ 値として東京が 2 σ 値外でも東北・中部
が 2 σ 値内であれば応援できて必要量を減らせるのではないかという意見に対しては、例えば 2 σ 値で
試算してみたら 10 回に 1 回は停電が起こるなどの、素人が分かるようなロジックの詰めが必要ではな
いか。

三次調整力②のところはご指摘があったとおりで、大量導入小委なりで議論されていること考慮し
ながら議論するということだと思う。若干気になるのは小売電気事業者に誤差の責任を寄せた時に、
FIT 特例制度①の誤差がどれだけ残るのかということだ。短絡的に小売事業者に寄せたから調整力が

全くいらぬかという、そうでもないような気もして、1~2年経って統計を取ってから、その3σ値や2σ値を取っていけば良いのかもしれない。しかし、そこは何かやったから減るといふ単純な議論ではないといふことはきちんと考慮すべきではないか。

最後に単純な疑問だが、12ページの一次調整力の必要量は個別に算出するが、一次・二次調整力の必要量はセットで算出されるといふのが腑に落ちない。一次調整力と二次調整力①として必要量を算出して、一次調整力として調達したもののうち一次・二次調整力も兼ねられるものを控除するといふイメージだったが、算出の段階からわざわざ一次・二次調整力の必要量を出す方に合理的な理由があるのか。

- (事務局) 今回の算定方法が不等時性を考慮したものになっているので、一次・二次調整力の必要量としては少なくなる方向の計算となっている。ご指摘のように、一次調整力と二次調整力の必要量を別々に算定する方法も当然あるので算定することは可能だと思うが、併せ持った商品を考えているので、別々に算定することはあまり考えないでも良いかと考えている。
- (オブザーバー) 現在は一次・二次調整力の能力を持っている電源がほとんどで今後も当面そうなのだろうと思うので、今回の算定方法が合理的なのだろうと直感的には思っているが、本当にそうなのか。
- (事務局) 将来分けて調達することを考えると、別々に算定しなければいけないので、それはそうだと思う。
- (オブザーバー) 常にどちらが得かといふのを毎年・毎週必ずしも確認すべきとまではないが、そこさえも今決めてしまい変えないといふこともないような気がするので、今回の資料を根底から見直せとは言わないが、その思考の跡を残す必要があるのではないか。
- (事務局) 最初のご質問の2σ値、3σ値のところを改めてご質問されたのだと思うが、現時点の事務局のイメージを申し上げると、2σ値にすると95%くらいの値の区間に入っているといふことで20日に1度くらい区間外に外れる。3σ値にすると99.7%くらいになるので、300日に1度程度といふことになりあまり外れない。ご指摘のように、論点は20日に1度エリアを跨ぐような融通をする仕組みを用いて良いのかといふところではないか。現時点の事務局のイメージとしては、週間のように年間よりきめ細かに調達することを思えば、当日は連系線に頼らない運用とすると思ひ、3σ値としている。2σ値とすると必要量は確かに減るが、連系線を跨いだ応援といふのが20日に1度くらい起こりそうだといふことになるので、それをどう考えるのかと併せて検討することが必要と思う。そのためにマージンを取るといふ議論にも及ぶはずである。
- (オブザーバー) 大山主査と辻主査代理が違和感が無いのならばそういうことだと思うが、1週間見たときの2σ値と1年で見たときの2σ値といふのは恐らく異なる。予測を外す確率も若干変わるのではないか。確かに20日に1度外すといふと外し過ぎかと思ふものの、それも感覚でしかない。何度も申し上げるが基本的に3σ値だと思ふ上でだが、効率的にやるべきだといふ主張との関係で言ふと、2σ値で本当に運用できないのかといふと、9エリアが2σ値ずつでと思ふと、結局連系線を跨いだ応援が起こるのは3σ値くらいの確率なのではないか。2σ値でも良いではないかといわれた時に、2σ値では危険度が上がるといふことを定量的に示せるかといふと、若干疑問だ。
- (事務局) 2σ値だと3σ値より外しやすいので、外した時の対処として連系線跨ぎで他エリアから応援されることに尽きるはずである。調整力向けに連系線の容量を取っておくこととの比較もした上で得失をみると考える。

- (オブザーバー) それはまずマージンを確保しておかなければいけないのかというところから議論が多少あるような気がしていて、そうすべきという訳ではないが、現在の需給検証でもマージンがあるかどうかというよりは、予備力が当日需要の3%あるかということを検証しているだけだ。どこまで安全性に拘るのかということと、マージンを含めたコストのことが考慮されて、どのくらいの危険性であるのかというのは1度定量的に議論した方が良いのではないか。
- (一般送配電メンバー) 今回はEUEなどの難しい計算をしているわけではなくて、ある時間帯の30分コマの量を並べて単純に3σ値を選んでいるだけなので、議論の結果は事務局の言われるとおりになるだけではないか。
- (事務局) どこかのエリアで不足した時に、他のエリアから応援しなければならないことには変わりはない。
- (一般送配電メンバー) そのとおり。それが良いのか悪いのかというのは、連系線が空いていればよしとするのか、それとも、予測誤差で需給ひっ迫を起こしてはいけないということかもしれない。
- (オブザーバー) そこにはそもそも論が若干あると考えている。需給ひっ迫融通に頼るべきではないと思うと、恐らく3σ値とした方が良いという結論にしかならず、議論としてはそのほうが普通ではないかと思うが、逆に議論としては2σ値でも良いではないかというのは絶対あり得るので、きちんと議論して決めるべきだ。
- ・必要量を算定する際に、電源Ⅱにどこまで期待するのか、それとも期待しないのか。
- (事務局) 電源Ⅱの余力が残っているとすれば、需給調整市場はΔkWの対価を得る市場なので、ここに応札してくるだろうと考える。現行の電源Ⅱの事前予約は基本的にこの中に吸収されていくが、それでも更に残っているものはあるかもしれない。
- (オブザーバー) 予約というのはいわゆる電源Ⅱのことか。
- (事務局) 電源Ⅱ相当で余力が残ると考える小売電気事業者や発電事業者がいれば、ここに応札してくるのではと考えている。
- (オブザーバー) それはそのとおり。
- (事務局) そうすると、ここに応札した結果として電源Ⅱ相当の余力がどんどん少なくなっていく、現在よりは少なくなるだろうが余力があるとは言いつらくなるのではないかと考えている。
- (オブザーバー) 2021年度に現行の電源Ⅱの制度が残っていて、もし電源Ⅱの余力に期待できるのであれば、わざわざ三次調整力②を調達しなくても良いのではないか。
- (事務局) 電源Ⅱに期待するということは、余力が常に残っているイメージでの発言か。
- (オブザーバー) 例えば現行の電源Ⅰの必要量の算定方法についても、電源Ⅱの余力がたくさんある春や秋は除いて、電源Ⅱが少なそうな冬と夏だけを考えているのではないか。その考え方は電源Ⅱも頼りになる存在としてある程度考慮して、電源Ⅰの必要量を考えようとしている。同じように2021年度になっても状況がそれ程変わらないとすれば、電源Ⅱに期待する部分は固定費ゼロなのだから、是非頼れば良いという考え方も当然あり得るかと思うがいかがか。
- (一般送配電メンバー) 余力が残っていても他のエリアが三次調整力②を欲しいと思えば、余力は売れてしまうので自エリアの余力に期待することはできないのではないか。
- (一般送配電メンバー) まず三次調整力②という商品ができて、ΔkWを確保できる商品ができるので、

- 恐らく電源Ⅱの余力は全てそこに応札してくるだろう。そして更に余った電源Ⅱの余力の話をしているのか。
- (オブザーバー) 三次調整力②を調達しなければ、電源Ⅱの余力は全て残っていることにならないか。
 - (一般送配電メンバー) そうすると三次調整力②が必要なくなって、現行の運用に戻ることにしないか。
 - (オブザーバー) そこまで考えた時に、三次調整力②の約定は時間前市場より前にあるというところにポイントがあって、三次調整力②は時間前市場で他エリアに売られないように止めるというだけの効果しかない。
 - (一般送配電メンバー) 三次調整力②を広域的に調達するという事は、電源Ⅱの余力が他エリアから買える、もしくは他エリアに売られてしまうというメリット・デメリットがある。
 - (一般送配電メンバー) 卸電力取引市場なしに一般送配電事業者が広域調達できる対象に三次調整力②が入るので、広域調達できるというメリットがある。
 - (オブザーバー) そもそも三次調整力②をどのエリアも調達しないとすれば、別に他エリアに調達されてしまうこともない。
 - (事務局) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で議論中の話になるが、九州電力のように再エネ導入量の多いエリアは電源Ⅰだけでは足りないことがあるので、三次調整力②のような仕組みを今も運用しているエリアはいくつかあるのではないか。
 - (オブザーバー) 九州電力は何に困っているのかというと、自エリアの電源Ⅱが全てスポット市場なり時間前市場なりで他エリアに売られてしまうことを恐れていると理解している。だからスポット市場で自エリアの電源Ⅱが他エリアに売られてしまったから、調整力として取り戻しに行くということが必要なものであり、自エリアの電源がスポット市場で売れていないのならばわざわざこれを確保しなくても良いのではないか。
 - (事務局) そこは考え方によるかもしれないが、もし自エリアに電源Ⅱの余力が売れ残っている状況になっているとしたら、機会損失費用に相当する ΔkW は極めて安いものになっているはずではないか。そうすると ΔkW を自エリアから調達しようが他エリアから調達しようが、安いものは必ずあるはずで、そうであれば調達した方が確実に運用できるのではないかと思う。
 - (オブザーバー) そこで ΔkW が競争的になるかどうかというところが悩みで、本当に競争的になれば言われたとおりに余っているということになるのかもしれないが、その考え方の整理が本質的なところかと思っている。自エリアの電源Ⅱが無くなるのが心配だから ΔkW を調達することが本質だと思えば、自エリアの電源がスポット市場で他エリアに出ていないのであればわざわざ ΔkW を調達しなくても良いのではないか。
 - (一般送配電メンバー) スポット市場の結果を見て ΔkW の調達量を決めても良いのではないかということか。
 - (事務局) オペレーションの話が出てきたが、今言われているように必要量は必要量としてあり、そこから控除する要素があるのではないかと指摘されていると認識している。例えば必要量としては100万kWあるが、70万kWまでは控除できそうだから30万kWでも調達すれば良いのではないかということか。
 - (オブザーバー) 70万kWを電源Ⅱから取れているのであれば、その分は控除して良いのではないか。

もちろん電源Ⅱは並列されていないといけないので、起動費だけは払っておく必要があるのかもしれないが、起動費さえ払えば別にスポット市場で他エリアに売られていない以上、自エリアに期待できるということになる。

- (一般送配電メンバー) 起動指令をして売れていないことを確認して、 ΔkW はその分要らないということか。
- (オブザーバー) 電源Ⅱが売れ残っているのに三次調整力②を調達する上に、しかも晴れの日も全量きちんと調達するというのはどういうことか。確かに自エリアに電源Ⅱの余力が無いと困るので、自エリアに十分な量の電源Ⅱが残っていない日はもちろん取りに行かないといけない。
- (オブザーバー) 需給調整市場で三次調整力②の調達が開始したときに、そんなに都合よく発電事業者が電源Ⅱの契約をしてくれるかという問題もあるのではないか。電源Ⅱの余力を控除するのは言われたとおりだと思う一方で、控除することになったら直ちに電源Ⅱ契約をしなくなるのではないか。
- (オブザーバー) 私は電源Ⅱ契約は強制にすべきだとずっと考えている。イギリスなどの諸外国には電源Ⅱを強制にしているところもある。
- (オブザーバー) それは容量市場があることとセットだ。容量市場が無ければさすがに義務化する根拠が弱い。
- (事務局) よく分からなかったが、三次調整力②は広域調達ができるので例えば九州電力は中国エリアの電源Ⅱを調達しても良いし、九州エリアの電源Ⅱは中国電力に取られてしまうということもある。だから各々のエリアが必要量を出さないで他のエリアも取らずに、電源Ⅱが売れ残ることに期待するということか。
- (事務局) オペレーションの話だと思うので整理はできていないが、ご指摘について理解はできた。ただ、事務局が申し上げた観点もある。
- (オブザーバー) 確かに、自分は大丈夫だと思っていたのに、いきなり横からやってきて買われることもある。ただ、 ΔkW を調達するためだけに高額な支払いをするのも、実は電源Ⅱが余っていたのではあれば話が変わってくる。
- (事務局) そこはどちらかということ事後監視のイメージを持っていたのだが、そういった状況でも ΔkW に価値が付くというのはおかしいのではないか。日常的に電源Ⅱの余力があるということは、どのくらい適正な利潤を ΔkW 単価に乗せるのかという議論はあるが、 ΔkW の安い玉が基本的にあるはずだということではないか。
- (オブザーバー) スポット市場と時間前市場の間に ΔkW を調達するとすれば、時間前市場に出せないオプションが減るといえるか、機会損失をどう ΔkW に反映させるかということかもしれない。電源Ⅱが余る日は晴れの日だと思えば、晴れるから太陽光の出力が高い形で出力が予想されているわけで、時間前市場で電源Ⅱがほぼ売れないと思えばほとんど無料だと思うので、それに ΔkW を支払うというのは納得できない。
- (一般送配電メンバー) そのときに ΔkW の価値が無いのではないかというのが事務局の意見で、私もそう思っている。
- (一般送配電メンバー) とても安くなるから、算出された必要量に応じて機械的に調達するのが良いのか、そういう時には調達しないとするのが良いのかということか。
- (事務局) 調達の透明性という観点もあろうかと思うが、調達量の話も議論があるのだと考える。例え

ば、調達の仕方が恣意的ではないということが市場から一般送配電事業者が信頼されることだと思うので、恣意性のない仕組みが志向されるのだと考える。それが今言われたみたいに、明らかにこの天気予報であれば大丈夫だということの恣意性を排除した仕組みができるのであれば採用されると感じる。

- (オブザーバー) 難しい論点かもしれないが、そういう場合は ΔkW は1円/kWhだとかそういうルールを作っていく必要がある。
- (事務局) 時間前市場と三次調整力②のkWhの裁定が働ける仕組みなどがあれば、その中で三次調整力②の ΔkW は下がっていくと思うので、両方アクセスできるとか市場原理の中でどうなるかということではないのか。それともルールで1円/kWhと決めてしまうのか。裁定のある仕組みを作らないとどこかにひずみが残ると思うので、需給調整市場だけでなく他の仕組みも含め全体をもう少しパッケージ大で考えないといけないのではないかと感じるし、そこに関連したインバランス料金に発電事業者や小売電気事業者も裁定しに行動すると考える。発電事業者はどこに玉を出すかを選ぶし、小売電気事業者は卸電力取引所から調達するのかあえてインバランスを発生させるのかでどちらが安いのかを見る。さらに、インバランス料金は調整力の価格とリンクするし、この中でうまく均衡しながら値段が決まっていくことを考えないと、どこかのひずみで利益を上げる事業者が出てくるのではないかと。
- (オブザーバー) 全部合わせた時にどこで考えるのかについては、正にそういう意味では電源Ⅱ、三次調整力②、時間前市場くらいか。プレーヤーがどのように参入して、 ΔkW がほぼ二束三文という状況がなく上手く流れる状況を作る必要がある。
- (一般送配電メンバー) 事前並列もできるから確かに ΔkW はあまり価値が付かない。
- (事務局) 事前並列として費用を支払っている。
- (一般送配電メンバー) だからあまり ΔkW に価値は当面はつかないのかもしれない。
- (事務局) スポット後であればなおさら。現在は時間前市場が薄いので、そういう意味では売れないリスクというのは少なく、機会損失は少ない。

・電源Ⅱ契約を義務化することについて、ともかくインセンティブが必要だと考えている。これは前から議論をしていて電源の接続料金が当然変わるべきだと思っていたが、以前この場でその議論をした直後に送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループで、発電側基本料金を地域によって変える話が急に出ていて、電源Ⅱを安くするのは当然だろうと感じた。そういった議論は無いのか。

- (オブザーバー) むしろ義務にすれば1円も払う必要が無いと考えている。
- (大山主査) それでもいいが、容量市場ができる前に義務化するのが難しいのであれば、それまでは発電側基本料金でも是非議論をお願いしたい。
- (オブザーバー) 当委員会事務局で検討している制度も、すぐ実施できるものでもないかもしれない。
- (大山主査) 1つの案としてはそういうのもある。

・回答は後日でも良いが、1点目は7ページの3つ目の矢じりのところで、これは太陽光の想定出力がとても低いときもこうするのか。要するに、太陽光の想定出力が小さくて上げ調整の出る可能性がないときは、風力ベースで算定するのではないかと。

2点目は12ページのところで、これは先ほどもあった議論だが、 2σ 値か 3σ 値かというのは、結局のところはベストなところというのがどこにあるかということであって、 2σ 値とか 3σ 値に限らず 2.5σ 値とかも含めてどこかにあると感じる。連系線の確保の方法も踏まえて、どこが一番良いのかという考え方が先にあり、それに近いのは 3σ 値とか 2σ 値とかだという整理になると思うので、そういった考え方を少し議論すると良いのではないかな。

3点目は今後教えていただきたいということも含めた。12ページで事故時対応調整力を付けているが、一次調整力、一次・二次調整力、三次調整力①で本当は必要な大きさが少しずつ違うのではないかな。一次調整力は現在のGFの容量の決め方に近いような考え方で系統崩壊しないようにまず周波数を持ち上げて、その後の一次・二次調整力、三次調整力①で最大ユニット相当の容量分を持つというイメージだが、この決め方は様々で簡単なことではないと思うがクリアにしていきたい。

→（事務局）検討して次回以降紹介したい。

以上