

第13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4月16日（月）18:00～20:00

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）

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）2021年度以降の調整電源の確保の仕組みについて

（資料3）需給調整市場システム（調達）の開発に向け整理が必要となる論点とシステムの拡張性・柔軟性での対応について

（資料4）商品設計の再検討について

（資料5）需給調整市場に関する意見募集について（案）

議題1：需給調整市場システム（調達）の構築工程の見直しに係わる検討について

・事務局より、資料2により説明を行った。

〔主な議論〕

・24ページ、25ページの厳気象対応について、2023年までのある意味期限付きの措置とも読み取れるが、他方で容量市場が始まって厳気象が発生しなくなるということではない。そこをあえて2023年で期限を切ったところはこういった整理か。

また、20ページの余力活用の仕組みというのは、厳気象対応と別に書かれているということで、現状の電源Ⅱの仕組みを想定して書いていると理解したが、厳気象対応と分けなければいけない理由は何か。

→（事務局）まず電源Ⅰが期限付きの書き方でいいのかということのところだが、2024年以降については容量市場の中で電源Ⅰも含めて容量の確保が年初にされるということなので、世の中には容量としては存在しているということになり、そういった意味でそれまでの間どう引き継ぐかということだと思う。容量市場が創設されてそこで落札されれば、年間費用のうちある程度の支払いがされるというこ

と。現行は電源Ⅰの仕組みの中で年間費用の支払いがされているが、第2回需給調整市場検討小委員会で事業者からキャッシュ繰りが困難になるというコメントもあったことも踏まえ、少なくとも2021年から2023年までの間を年間支払いが全くない状態としないようにするため、その期間に限るとしている。それ以降も容量市場だけとするのかというところは、まだ議論があるのかもしれないが、少なくとも2023年までの間は電源Ⅰに相当する仕組みを残すことでどうかということこのように書いている。

また、電源Ⅰは厳気象の高需要時に対応する電源であり、一方の余力活用というのは例えば当日もしくは明日のためにそれ以前に確保していた調整電源等があったとして、実需給にもう少し安い電源等が余っているのであれば、それはしっかり使っていきたいということだから、電源Ⅰの仕組みである高需要時に電源充足を担保する仕組みとはまた話が別ではないか。そういうことで分けて書いている。

- (オブザーバー) そうすると、容量市場での必要量算出の考え方は、厳気象を想定した容量を確保することとなっているか。
- (事務局) そのとおり。国の審議会では小売電気事業者が確保する電源、現行の電源Ⅰで確保している電源、その上に電源Ⅰ、これらを合わせたものを調達するという整理になっている。
- (大山主査) 容量市場の設計次第である。少なくとも容量市場が機能するまでは電源Ⅰ相当が必要だということを言っているだけで、容量市場ができたからといって、それを全部無くして良いのかというのはまだ決まっていない。
- (オブザーバー) 大山主査が言われているとおりであり、H1 想定 of 103%まで本当に容量市場で確保するのであれば、論理的には三次調整力②として確保すれば良いだけの話で、もし2021年から2023年までの間はH3 想定 of 108%しか確保しないのにH1 の103%まで本当に必要なのであれば、その部分は現行の電源Ⅰの仕組みなのかはよく分からないが、確保する仕組みは別途必要だと考える。しかし、それはまだ決まっていないから2023年までは資料2の案で良いかと言っているだけの話で、2024年以降は廃止するともしないとも言っていないということだと考える。
- (大山主査) 「年間を通じて必ず必要となる量」をこれまで議論したのか。これまで電源Ⅰ・電源Ⅱとしていたものが、電源Ⅰは需要ピーク時に必要となるもの、電源Ⅱは需要ピークではないときに卸電力取引市場で設備費を回収できるであろうことから、それは支払わないで使っているものと認識している。そうであるならば、需要ピークでないときに本当に需要ピーク時と同じ量の電源Ⅰというか調整力が本当に必要なのかは分からない。これについては検証したことがないのではないかと。どちらかというとならば電源Ⅰは需要ピーク時1点でしか使えない電源ということなので、当然kW 価値を支払わないといけない。そうではなく、需要ピーク以外のときに調整力として使う電源は、kW 価値については別途回収できるかもしれないから支払わない。全く支払わないで良いかどうかは疑問があるが、少なくともピーク時対応に比べると安くいいのではないかと。ということが恐らく現行制度の裏にあったと考える。それを考慮すると電源Ⅰは需要ピーク対応電源そのものなので、kW 価値を考えないで週間で確保するというのは実はあまり採用し得ない気がする。要するに、「年間を通じて必ず必要となる量」という表現が少しミスリーディングではないか。
- (事務局) ご指摘のとおり、電源Ⅰの必要量については電源Ⅱに期待できる部分は除くということで確保していることもあり、少し説明が不足しているところがあるかもしれない。

- (大山主査) 電源Ⅱというのとはもとも存在している電源であり、それ以外のその上に需給調整に本当に必要な量を確保しておくという考え方がある中で、固定費を支払うべき電源と調整力として必要な電源は違うので、整理しないといけないのではないかと。
- (一般送配電メンバー) だが、一方でアデカシーとして必要な H3 需要の 108%の電源のうち、101%は小売電気事業者が確保するとして、残りの 7%はどうするのか。
- (大山主査) 小売電気事業者が確保しないといけないということ別途決めてある。それ以外のところを電源Ⅰとしているので、それが果たして本当に機能するのかというのは別の話だが、そこであれば決めの問題で、調整力という話ではないかもしれない。とにかく必要な容量として 7%はあり、需要ピーク対応だという認識である。
- (事務局) 表現のご指摘はあるとは思いますが、もし仮に現状よりも年間で最低限必要な量というのが減るのであれば、今まで固定費を負担していた分が支払えなくなるということなので、そうすると週間調達の部分にその分の固定費が流れ込んでくることになる。
- (大山主査) 年間の需要ピークの 1 点というか僅か数時間のための電源に対しては、固定費を支払うべきという考え方があり、それを考えると電源Ⅰに対して固定費を支払わないという整理は必要ないのではないかと。

- ・調整力の商品区分との関係で資料 2 の議論をどう考えたらいいかというと、年間・週間・前日調達という分類があって、調整力の商品ごとにそれぞれ分類があると理解すれば良いのか。
- (事務局) 年間を通じて必ず必要な量というのは商品ごとに当然ある。現行では商品ごとというよりは電源Ⅰ-a、Ⅰ-bともう少し大きな分類としているが、年間・週間・前日調達のそれぞれについて分類しようと思えばできるものだと考える。分類の仕方も含めて、どのような量を調達していくかについては今後の課題である。
- (オブザーバー) 2021 年以降の商品区分は資料 5 の 4 ページで考えているという認識で良いか。この分類で商品を調達しようとするときに、調達期間をどうするのかというのが資料 2 の 25 ページの案だとすれば、商品ごとに年間・週間調達の量を決めて調達するという認識で良いか。
- (事務局) 調達する量の話をする中で今後議論していかなければならないが、現行は大きな分類で 7%という量を年間調達している。商品を細分化して変動周期に応じてそれぞれ必要量を出していくと、例えば一次調整力の必要量と二次調整力の必要量が同時に発生する可能性が相殺されているというか、不等時性を考慮して量が算出されて現行の 7%となっている。これらを独立して計算すると当然必要量は増えていくと考える。このことも含めてどういった量をどういった単位で算出していくのかというのは、エリア内調達では調達する事業者も調達される事業者もほぼ 1 対 1 であることも考慮しつつ、引き続き考えていかなければいけない論点だと考える。
- (一般送配電メンバー) そういう意味では、10 種類の商品をこの後議論するが、更にその後の意見募集案を見ると、まずは需給調整市場では三次調整力②から開始して他の商品は今後細分化されるかもしれない中で意見募集する、という書き方をしている認識である。つまり 2021 年に資料 5 の 4 ページの商品に細分化するとはまだ決めていない認識である。
- (オブザーバー) 現行の電源Ⅰを一次調整力から三次調整力②まで細分化することを議論すると、1 つの電源が複数の能力を持っているというのが実態で、年間調達しようとするときに細分化すると、恐ら

く調達される複数電源が複数商品にわたって互い違いになる。調達しないといけないアデカシーの量が増えてしまうので、年間で調達するときは現行と同じく kW の量としたとして、週間調達については先に先ほどの議論があって、引き続き現行の電源Ⅱのように kW の量として調達するのか、きちんと細分化した商品区分で調達するのか恐らく議論の余地がある。年間で kW のアデカシーを支払うとすれば、恐らく発電機ごとに調達することが最も望ましい形である気がしており、そういう意味では細分化商品と調達期間について正面からお答えするのであれば、細分化せずに現行の電源Ⅰと同じ調達をするということになる。それはなぜかということに監視の観点があり、その方が返ってコスト効率的ではないかという議論をしたいのではないかというのが、私の理解である。

→ (オブザーバー) 足元の状況を監視している立場からすると、2021年という時期を考えても極めて現実的だ。ただ、それを10種類の商品に細分化することがこれまでの資料に載っていて、2021年当初は10種類の商品ができてそれぞれを調達するという理解に多くの事業者はなっている。もし先ほど現行の電源Ⅰと同じ調達をすることを事務局が考えているのであれば、どこかで事業者の理解を変えていかないと、10種類の商品がそれぞれ年間と週間に分かれて調達されるという認識になってしまう。現実的には大きな分類の電源で調節していることや、むしろ本音をある程度出していかないとフィクションばかり生まれてしまうのではないか。

→ (事務局) そういった話も当然していかなければいけないと思っていて、少なくとも年間というのはありえないという意見も前回の需給調整市場検討小委員会の中で出ていたので、まず調達時期ということとこういう整理もあるかということを書きたかった。ご指摘のことも続けてやらなければと認識している。

→ (オブザーバー) 少なくとも調達時期を整理する前に、「商品区分を現実的に見直す」という一文を入れた方が良いのではないか。

→ (オブザーバー) 13ページの議論を年間調達でもしなければいけない。13ページは正に週間調達の仕組みも含めて考えることになっているが、年間の方にそれが書いていないというのはご指摘の通りである。資料5の4ページの商品区分のままのように見えてしまう。

→ (事務局) そういうことも追記する。

・資料5の4ページの商品区分で電源Ⅰに相当する部分が分からず、一体どう考えればいいのかというのが資料2の議論からよく理解できなかった。要するに、H3需要の108%が必要だとしても基の100%に相当する電源が存在しているという保証が無いときに、上澄みの7、8%だけ確保したところで、100%の部分が無ければ必ずしも厳気象に対応できるとは思わないが、どのように理解すれば良いか。

→ (事務局) 100%の部分は現状と同じで小売電気事業者が支えているはずで、現行と何も変わらないということである。

→ (オブザーバー) 需給調整市場の議論としてはそういうことではないか。小売電気事業者がきちんと供給力確保義務に則っているはずだという前提であるはず。

→ (事務局) 現行もそうだから、そこは容量市場が始まるまでの期間もそう言わざるを得ないのではないか。

→ (オブザーバー) そうすると、容量市場が始まるまでは小売電気事業者が何とか100%を支えるということか。

- (オブザーバー) 需給調整市場外の議論として、先月の供給計画の取りまとめにあったように、2021年にも供給力が不足してしまうかもしれないから別途措置を講ずるか否かというのはあるが、需給調整市場の議論ではベースとなる100%相当の電源があることを前提に、 $(8+\alpha)\%$ の電源をどうするかという整理ではないか。
- (オブザーバー) そうだとすれば、厳気象が発生しそうな時期だけ電源Ⅰ´相当を調達すればいいのではないか。要するに、夏季と冬季だけきちんと確保すれば問題ないということにはならないか。
- (大山主査) 厳気象というのは既にある需要ピークの上にあるので、電源が無い方が普通だとは思いますが、それに対応する電源があるかないか分からないこととなっている。
- (オブザーバー) 春季や秋季は年間需要ピークの100%以下であるわけだから、なぜ秋季にも108%まで必要ということになるのか。
- (大山主査) 秋季は不要だ。ただ、コストを支払うという意味からすると、電源が存在しなくては意味が無いので固定費を払わなければいけないと言っただけだ。
- (オブザーバー) 夏季だけ固定費が安いDR等の事業者が出てくることはあり得るわけであり、あくまで固定費は夏季と冬季だけ支払えばいいのではないか。固定費を1年間必要な事業者とそうでない事業者がいるわけである。
- (オブザーバー) 夏季と冬季の定義にもよるが、今年と3年前がそうであったように厳気象はいつ発生するか分からない。厳気象は10年に1回という説明をするためになかなか分からないが、もしかすると供給力の脱落がたくさんあって電源Ⅰ´を発動しないといけない日が来るかもしれない。3年前のように4月に突然大雪が降ることもあるかもしれないと思うと、ご指摘の通り発生するのは夏季と冬季が多いだらろうと思うし、実際に発生し得るのは冬季ではないかとも思うが、それは結局いつ厳気象が起こるか分からないという整理で、年間何回発動できるのかも含めて年間で確保しておくのが理屈ではないか。
- (オブザーバー) それは電源Ⅰ´は1年間と決まったわけではないということか。先ほどの議論では1年間かと思ったがそういうわけではなかったということか。
- (大山主査) 1年間というか固定費を支払わないといけないということである。

- ・電源Ⅱについては様々な意見があるのかもしれないが、現行の運用を見ていると、やはり必ずGC後に余力がある電源はみな電源Ⅱに登録される方が良い。要するにイギリスのように電源Ⅱへの登録は強制した方が良いのではと思っているが、そういうニュアンスは出さないのか。
- (事務局) 容量市場のリクワイアメントでもこのような話はしているので、そういう意味ではあえて需給調整市場では書いていない。
- (オブザーバー) むしろ、需給調整を行う一般送配電事業者を含めこの事務局が大事だと言わないといけないのではないか。
- (大山主査) 容量市場に要望を出すということか。
- (オブザーバー) 電力・ガス取引監視等委員会としても、需給調整市場のコストをできるだけ安くしていく観点では、kWh単価が安い事業者ができるだけ電源Ⅱに登録される仕組みが望ましい。
- (事務局) 20ページにもう少し長い目で見た意味でも書いているが、足元も含めて先ほど言われたことも追記したい。長い目で見ると、発電事業者は現行の電源Ⅱ相当に本当に登録し続けるのかという心

配もあり、調整機能を備えない電源ばかりになってしまうとどうしようもない。そういう長い目で見た仕組みも当然併せて必要であり、強制登録が制度としてできるのであればそういったものもあると思うので、もう少し追記したい。

- (一般送配電メンバー) 資料にも記載されているが、これまで電源Ⅱのインセンティブについても議論があったと思う。現状、電源Ⅱについては契約上存在するので、その余力を活用できているということだと考えているが、この契約が減ってくるような断面になってくると、仰ったような検討がとても重要になると思う。
- (大山主査) それは減る前に議論しておかないといけないのではないかな。
- (オブザーバー) 需給調整市場が開始した時から義務化しておかないと、途中で義務化するのとは相当難しいのではないかな。
- (事務局) 義務化した時に事業者が困るようなデメリットは何か。
- (オブザーバー) どちらかというところ、電気事業法で強制でもしない限り、需給調整市場や容量市場の制度で義務化する理屈が無いのではないかな。
- (一般送配電メンバー) 義務化されるとペナルティが発生するのではないかな。そうすると普段は余力活用されないであろう石炭火力発電は、ペナルティを回避して市場には参加しない。それはそれで問題ないのかもしれないが、普段から余力活用される電源とされない電源で分かれていざという時の調整力が減少してしまうかもしれない。
- (事務局) 基本的には、強制する理屈があるのか無いのかということだと思う。無いのであればリクワイアメントとして設定し、アセスメントしてペナルティを支払うということになる。そのアセスメントが実効的にできるかということ、特に現行の電源Ⅲについては非常に不確実性があると感じている。要は、指令に対して応じるかどうかでアセスメントをするのであって、発電実績を見るわけではないので、そこがなかなか難しいのではないかな。一方でペナルティも課されるため、インセンティブが無い場合は参加することがない。結局は、電源Ⅱや需給調整市場に参加するようなインセンティブが必要だと思う。強制をしても機能しないルールになるのではないかなと感じている。
- (オブザーバー) 容量市場に仮に提言できるとして、問題はその義務の強度ではないかな。指令に応じたかどうかまで確認すると、まず監視がそこまでできるかどうかという気もするし、そうだとすれば現行の電源Ⅱのような契約を一般送配電事業者と結んでおくというリクワイアメントがあれば、余力があれば出せば良いということになる。それでいいと割り切るのも1つあるような気もするし、これについてはもう少し議論が必要なのではないかな。いずれにせよ大山主査が言われたように、そういったところが必要だというのはそうだと思うが、インセンティブという形をとるかリクワイアメントという形をとるか、そこはもう少し議論が必要ではないかな。
- (一般送配電メンバー) オンライン電源だと指令に応じているのか分かるのだが、事務局が言われたように電源Ⅲの余力があるのかが分からない。電源Ⅲについてどのようにペナルティチェックをすれば良いのだろうか。
- (オブザーバー) イギリスではどうしているのか。私が知る限りでは原子力発電にも余力活用の契約をさせているが、とてつもなく高い余力活用の kWh 単価を登録しているので、原子力発電には事実上は指令が出ないようだ。
- (事務局) 少なくとも通信設備で指令を受けられるものは繋がっていないといけな。

- (オブザーバー) 電話では代替できないか。
- (事務局) 応動時間の遅い調整力であれば電話も可能ではある。
- (オブザーバー) それも認めればいいのではないか。
- (事務局) 欧米は大陸系統で規模が大きいのでロードカーブの負荷率も良く、一方で日本は三次調整力でも機械で自動的に指令を出さないと調整が間に合わないようなロードカーブなので認めるのは難しい。
- (事務局) そういう意味で容量市場のリクワイアメントについて言うと、給電指令に応ずることというのが少なくとも緊急時のリクワイアメントに入っているの、それに電話指令は含まれている。ただ、常時余力を活用できるという仕組みではなくて、あくまでも需給ひっ迫の恐れがあるときに限定している。

議題 2 : 需給調整市場・広域需給調整に係る精算方法について

- ・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]

- ・基本的に TSO と BG は V1/V2 単価で精算するしかなく、TSO 間の取り決めは広域機関と TSO で確認するだけだと思う。資料 6 の意見照会にはあまり関係ないと思うので、資料 3 の内容が変わるとしても当事者間で調整できれば問題ないのでないか。
- (事務局) 言われたとおり、TSO と BG の間は単価と量でしか計算ができないし、TSO 間も同様であるが、単価をどう決めるのかという課題はある。
- (大山主査) あとは、インバランスネッティングで出る利益をどう TSO 間で分配するかについて、決め方は一意ではないと思うが決めなければならない。
- (事務局) 5 ページの例で説明すると、広域メリットオーダーを行った際の単価を広域需給調整機能の中に残すようにしているが、ご指摘のように単価をどう決めるのかというものはある。
- (大山主査) それを考えないとシステムができないのではないか。
- (事務局) システムの仕様確定にはシステムに残すデータを定めるまでで問題ないのではないか。精算の方は単価を別途きちんと考えるということで進めさせていただければと思う。
- ・確認だが、インバランスネッティングをしてコストが増加する場合はインバランスネッティングをしないという議論があったが、当然そういう場合への対応も問題ないか。
- (事務局) 資料 3 は広域メリットオーダーを行う場合の例であり、行わなければエリア間の精算がなくエリア内で収まるということ。

議題 3 : 需給調整市場システム (調達) の開発に向け整理が必要となる論点とシステムの拡張性・柔軟性での対応について

- ・事務局より資料 4 により説明を行い、内容について異論は無かった。

議題 4 : 商品設計の再検討について

議題 5 : 需給調整市場に関する意見募集について (案)

・事務局より、資料 5、6 により説明の後、併せて議論を行った。

[主な議論]

・4 点質問がある。1 点目は資料 5 の 4 ページについて、三次調整力②の応動時間が 45 分以内という変更案となっているが、GC 後に DR が調整力を提供する場合について、手続きの流れというのを整理すべきではないか。つまり現行の電源 I Ⅰでは、一般送配電事業者から指令が出た時に需要を抑制した分を、需要が増えそうな分を抑えることができたとして整理している。一方で、上げの三次調整力②の場合は、DR を発動した時にアグリゲーターは一般送配電事業者にネガワット分を供給することになる。しかし、そのネガワットというのは小売電気事業者が需要家に提供した分をアグリゲーターが提供する流れとなると考えるが、GC 後に DR を発動する場合、小売電気事業者が需要計画を提出した後に DR 発動からのネガワットを供出することとなるため、手続きの流れが整理できていないと考える。小売電気事業者がネガワットを提供する場合、GC 前であるので小売電気事業者は販売計画としてアグリゲーターにネガワット分を提供し、ネガワットした分をアグリゲーターは小売電気事業者に提供する流れだと思われるが、GC 後に DR を発動した場合、本当に拠出できるのか、整理が必要ではないか。

2 点目について、三次調整力②以外の最低容量は 5MW とあるが、例えば蓄電池等が今後増えていくことを考えられる。小型蓄電池を使いたいという事業者がいた際に、家庭用蓄電池が 5kW であった場合、5MW となると 1,000 台の蓄電池を束ねる必要があるので、ここで GF 相当の最低容量を 5MW とするのは将来の可能性を摘んでしまうのではないか。

3 点目について、三次調整力②における上げ DR を提供するスキームを別途検討すべきかと思っている。つまり上げ DR はアグリゲーターが需要家の需要を創出するのであり、それに対しての電力を供給するには小売電気事業者が計画の中で拠出して、小売電気事業者が増えた分の需要を調達するという形になると思うので、間接的に下げ調整力を提供するという動きになると考える。そのような場合、上げ DR として DR から三次調整力②の下げ調整力を出すという仕組みもきちんと考えないといけないのではないか。

4 点目について、資料 5 の 18、20 ページのオンラインの専用線のところで、「(簡易指令システムを用いたものを除く)」と書いてあり、資料 5 の 22 ページでは「当面」ということで技術的な接続方法が証明されれば採用されるということだと思うが、18,20 ページの記載ぶりは将来の可能性を摘むことになるため、あえてこれを書く必要は無いのではないか。

→ (事務局) 1 点目の DR の業務が GC 後で間に合うのかというご指摘について、現行の電源 I Ⅰでは応動時間が 3 時間となっているため、それがそのまま参加できるとは思っていないが、もともと議論の出発点として DR と電源を区別しないということになっていたため、今回の商品区分の中にも例えば GF や LFC など応動時間の早いものであっても、対応できる DR があれば参加できると整理してきた。そういう意味では、もともと三次調整力②の応動時間を 1 時間以内としていたところもあるため、対応できなければ参加できない事業者もなかにはいると思っていた。今回の変更案で、三次調整力②の応動時間は 1 時間から 45 分間に短くしているので、短くしたことでどれだけ厳しくなったかは逆に意見をいただき、その結果として短くできるかどうかは商品設計の中で反映していくと考えていた。ご質問の答えとなっているか。

→ (オブザーバー) 質問は、GC 前と後に DR が発動する場合、手続きが異なると考えられるので整理が必要という趣旨である。

→ (オブザーバー) 託送約款の中で DR の発動量をどう捉えるかという議論であって、需給調整市場の取引の仕組みとは若干異なるのではないか。

現行のルールでは計画値同時同量の中で抑える需要抑制計画がイメージできないということに対する懸念と理解した。それは託送約款の計画値同時同量とどう整合を取るかというような議論であるため、これは DR と託送約款をどう整理するかということかと考える。技術的に需給調整市場システムをどう構築するかという今回の話とは直接的に関係ない。要するに、50 の需要計画の事業者を GC 後に DR で 40 に下げるというのを、計画値同時同量と DR の拠出というところでどうバランスを取るかということとなる。これは制度の話であり、電力産業・市場室の方でどう託送契約と整理するかということとなる。現行の DR は 3 時間前におおよそ発動が分かっている、需要計画を下げるとなれば観念できた話であったのが、計画を出し終わった後にどうするかという話なのかと思うため、きちんと検討しなければならない一方、需給調整市場の議論とは少し分けた方が良くはないか。

また、需給調整市場システムはセキュリティと関係があるので、並行して別のところでしっかり議論しなければならないと思う。資料に書いてある内容は、様々な制約がある中でということの文言を入れなければいけないのではないか。

→ (オブザーバー) 答えをここでということではなくて、資料 2 の 21 ページのように単純に電源 I 〃が三次調整力②相当だとは言えないと思っており、応動時間が 45 分以内となることで、電源 I 〃とは異なる状況になるのではないかと考え、事実上 DR が参入できなくなるのではないかと憂慮している。そこは別途議論をさせていただきたい。

→ (事務局) 資料 2 の 2021 年からの暫定の話でもあったが、2024 年度以降は容量市場の中で現行の電源 I 〃相当の受け皿になるものを作るのだと考えている。その細かな数字は決めていないが、現行の電源 I 〃と同じようなリクワイアメントを基本として、GC より前の段階で指令を出すことや継続時間についてもある程度同等のものが必要と考えている。だから電源 I 〃の受け皿を議論するのであれば、三次調整力②ではなく、容量市場側にあると理解していただきたい。その上で更に現行の電源 I 〃の中でも三次調整力②の要件に対応できるものについては、kW 価値だけでなく ΔkW 価値もあるということではないか。需給調整市場の商品の要件次第で現行の電源 I 〃の行き場がなくなるというわけではなく、ひとまずは容量市場側で受け皿を設けているというイメージを持っていただければと思う。

→ (事務局) 付け加えると、電源 I 〃の受け皿というのが年間である程度お金を払っているという意味での「受け皿」と、それともスペック的に活躍できる場という意味での「受け皿」の 2 種類があると思っている。支払いの方であれば資料 2 での暫定措置や容量市場がある。活躍できる場の方では、需給調整市場の三次調整力②に対応できるのならばここに参入する方法もあるし、数時間の応動時間が必要だということであれば基本 30 分単位とか数時間単位で卸電力取引市場に参入する方法も当然あるので、選択肢として複数あるのではないか。現時点は組合せの問題として、年間の支払いと指令のタイミングなどを組み合わせた策として電源 I 〃があるのではないか。今後は、様々な場で活躍していただくことはできる。

→ (事務局) もう 1 点申し上げると、資料 3 の 2 ページに精算の計量イメージを示している。電源をイメージしているから分かりにくいかもしれないが、DR の場合だと BG の計画が需要側の計画になり、それに対して計量した結果どれくらい差分があるのかというところで調整に応じた結果を計量することができるため、計量の仕組みだけで言うと参入できないことはないのではないか。

2 点目の最低容量について、大きな発電所でも小さな発電所でも 1 箇所あたりの通信コストに差が無い場合、通信コストという観点では大きな発電所に設置する方が効率が良いというのは間違いないと考える。逆に最低容量を大きくし過ぎてしまうと、DR 等を活用しにくくなるのはご指摘の通りだと思があるので、今回は通信コストや中給システムの改修を念頭に置いて、まずは 5MW としている。現在の DR もそうだと思うが、アグリゲートすること自体は恐らく否定されていないと思うので、5kW の蓄電池を 1,000 台アグリゲートすることが現実的かどうかという話はあるかと思うものの、そういった中でアグリゲートして参入するのが良いのかと考えている。GF に限定して話していたが、小容量のものが入ってきたときの監視の方法も含めて今後議論していかなければならないと考えている。

3 点目の上げ DR について、これについても特に上げ下げを区別せずに議論してきているので、上げ DR における kWh 評価は先ほどの計量の話と同様で、計画に対して需要が増えた量で評価していくのではないかと。ΔkW 価値についても同様に、常に提供できるのが分かれば ΔkW の支払いも場合によっては受けられるのではないかと。

・三次調整力②については、継続時間の中で指令値が上がることも下がることもあり、一定ではないという理解で良いか。

→（事務局）上げ指令が来ることもあるし、下げ指令が来ることもあるということで、指令の中で上がったたり下がったり 30 分の枠の中であるということをおっしゃっているのか。

→（事務局）資料 5 の 24 ページにイメージがあるが、指令から 45 分以内に指令値に追従してもらいたい。結局応動に 45 分かかるといふことだから、指令値が繰り返し変化するとは言え、1 分ごとに変化するということではなく、指令値に達したところから順次、次の指令値に向けて出力が変化していくことになろうかと考えている。まだその具体的なイメージがあまりないものの、現時点では持続時間を 3 時間としているところ 3 時間の中でも滞在する数値が変化する可能性はあるとは考えている。

・資料 5 の 4 ページの調整力の要件について、表では二次調整力①と二次調整力②の数値が同じになっていて、この差が表から分かるようにしないといけないと思うが、これらの差は何か。

要件が同じ値であるとする差は LFC と EDC だと思うので、電源としては従来の LFC と EDC にどれだけ調整力を割当てて運用していたかという観点もあるのではないかと。DR 事業者を考えると、LFC と EDC が対等であるとするならばどちらに自身の資源を入れたら良いのかが分かりづらいため、ご説明いただきたい。

→（事務局）資料を取りまとめた結果として、差が全くないと読めるようになってしまった。差は LFC と EDC なので、ご存じだとは思いますが、LFC については電源であればオンラインで並列して運転し続けているものを念頭に置いている。EDC については火力発電機であれば並列して運転し続けているものかもしれないが、水力発電機が入札することを考慮すれば、事前では停止していても 5 分以内に並列して運転できれば良いと考えているところであり、実機を考えると違いがあるのではないかと。指令・制御については秒オーダーになろうかと思うが、LFC は比較的短い周期で繰り返し指令が出る方式であるのに対して、EDC はもう少し長い周期で指令が出る方式であることが違うので、そういったところがはっきり分かるように次回の需給調整市場検討小委員会に向けて修正していく。

また、DR 事業者が二次調整力①と二次調整力②のどちらに向けて資源を注入するかという観点につ

いては、分かりやすくなるように工夫する。

・LFC と EDC は制御指令があるということでこれは良いが、GF は自端で情報を検出して動くため通信も不要と整理している。以前にも議論があったが、GF は速度調定率に相当するものを指定して動くというイメージになるとすれば、速度調定率はどのような形で指定される前提かという部分も記載しなければいけないのではないかと。また、どのような数値になるか。

→ (事務局) 調定率を指令の代わりとして指定するというのは確かにご指摘のとおりである。「定性的に求める要件」の中で工夫したい。数値については、現状の周波数制御の中で定められている値があるかと思うので、それも参考になるかと思う。速度調定率を定めていくということを本資料に記載していく。

→ (辻主査代理) 周波数が様々な動き方をするにしても、先ほど要件として資料 5 の 15 ページのイメージでもあるように、10 秒以内に必要な分だけきちんと立ち上がるような、いわゆる最大速度のイメージとしてこれを少なくとも満足していれば、それ以上に周波数が仮に変動して追従できなかったとしても問題ないという認識で良いか。

→ (事務局) そのとおりである。

・三次調整力②は ΔkW 単価が安いものから約定していくイメージか。

→ (事務局) そのとおりである。

→ (オブザーバー) 三次調整力②は要するに次の日のことを踏まえて、ある程度天気予報が外れたら使うかもしれないと想定して調達するものという認識だ。kWh 単価がとても高かったとしても支払うつもりか。

→ (大山主査) 現状案ではそのとおりである。考えてみると確かに、三次調整力②より早い応動時間の商品は結局ネッティングというか動いているうちに kWh の積分値が 0 に近くなるけれど、三次調整力②は積分値が恐らく 0 にならないので、kWh 単価も約定評価として最初から考慮すべきか。事務局としてはまだ検討していないか。

→ (事務局) まずは、 ΔkW 単価と kWh 単価の組合せで約定するというのも将来あり得るというのは、以前国の方で取りまとめたとおりだが、当面は ΔkW 単価で評価して落札されていくことになるかと思う。

→ (オブザーバー) 晴予想だけどどうも明日は雨だということになれば、ほぼ 0 円/ ΔkW で入札して kWh 単価をととても高くすれば、その事業者はとても儲かるのではないかと。

→ (一般送配電メンバー) 調達は ΔkW 単価の順で行うが、運用するときは他の電源 II なども含めて kWh 単価の最安値の運用をする。

→ (事務局) 機会損失費用が安いにもかかわらず kWh 単価が異常に高いものにどういったものがあるかは分からないが、そういったものがあるならば監視の際にきちんとチェックするという方法もあるか。

→ (オブザーバー) そういう意味では、今後は kWh 単価も価格監視の対象となるか。どうやって監視するかは別の議論であり、必ずしもコストベースである必要もないが、明らかに 10 円/kWh で発電できるであろうものが 60 円/kWh で入札してきた場合にどうするのかというのは、監視の在り方なのか需給調整市場のリクワイアメントの作り方なのかは分からないが、そこは議論が必要ではないか。

- (オブザーバー) 電源Ⅱが強制でない中で三次調整力②を調達するというのは、他の電源の余力が無くなったときの最後の砦として三次調整力②を使うということである。本当に他に余力が無ければ kWh 単価が高くてでもそれを使うしかないと思うが、強制でない電源Ⅱが無くなっていった時に、最後に残っているリソースの kWh 単価がとて高いというのは納得感が無くて発言した。制度を運用していくうちに考えていくということか。
 - (事務局) 市場のシグナルに期待するというのもかもしれないが、高い kWh 単価が発動されたとなれば、逆に電源Ⅱの参入意欲が湧くのではないか。
 - (オブザーバー) その話を裏返すと、電源Ⅱの事業者がどんな kWh 価格を登録してきているかは実際のところは分からない。現状は漠然とコストベースとなっているが、将来的に 50 円/kWh を提示してもそれを止められない仕組みということか。
 - (オブザーバー) プレイヤーが増えて競争が起これば別に問題ないとは思ったが、確かに一度高い値段が付けば参入してくる気もする。
 - (事務局) エリア内で 1 対 1 の関係であれば、足元を見られることはあるかもしれない。
 - (一般送配電メンバー) 広域化すれば競争が起これやすくなることを期待している。
 - (一般送配電メンバー) いくら翌日の天気が予測から悪くなることを予想していても、調達した調整力を全て使うことはほとんどなく、半分ほどしか使わないことが多い。kWh 単価が安価な順に調整力を発動することを考えると、調達する調整力の一部は kWh 単価が高くてでも問題ないかとも思うし、 Δ kW 単価と kWh 単価をどういう比率にして約定させればいいのか少し難しく感じる。
- ・資料 6 の 3 ページでシステム発注に触れて 19 ページ以降の内容で意見募集をする際に、商品設計のイメージが最初にあるが、重きをどこに置いているのか。需給調整市場全体について意見募集を行うように読み取れるのだが、3 ページを見るとシステムを作るために意見募集をしたいとも読める。そうすると先ほど言われたように、商品設計を細分化することが前提で意見募集をするのかという気もするので、重きを置いているのはどちらか確認したい。
- (事務局) いずれにしても、商品設計については一度意見を聞かなければならない。資料が混在していたかもしれないが、2021 年の段階で一次調整力から三次調整力①までを仮に需給調整市場システムに具備するとすれば商品設計が固まらないとシステムは作れないし、そのあたりのところもシステムを作っていく上では考えておかなければいけないと考えている。
- また、先ほどご指摘いただいたとおり、全商品が 2021 年から開始されるかは分からないということを繰り返し書いていくしかない。一方で一番関心があるのは商品設計だとも思うので、最初にした。
- (大山主査) 2021 年で必要なことを最初にまとめて、更に将来のためにということで商品設計の話が出てくる構成でも良いのではないか。
 - (事務局) 年間・週間調達において細分化した他の商品が無くなるのか無くならないのかについてもまだ不明瞭ではあるが、当面はなにかしら分けるといえるのはあるのかもしれない。表現は工夫したい。
- ・1 点確認だが、一次調整力から三次調整力①は 2021+X 年で、実際に細分化して調達されるということか。そうすると大型蓄電池を使って参入したい事業者がより早期に出てきたときに、資料 5 の 4 ページの商品ではなくて、現行の電源 I-a のような商品に入札するということか。

- (オブザーバー) 2021 年以降のいつまでを現行の電源 I-a、I-b、電源 II-a、II-b とするかや、電源 II-a、II-b の部分だけ資料 5 の 4 ページの商品区分とするのかは今後の議論という理解である。
- (事務局) 現状では年間・週間・前日調達の 3 通りの案となっていて、年間調達の部分は大きな分類の電源という単位との話もあったが、週間調達の部分はどういう単位でやるのかというのはこれから考えるということだ。大型蓄電池であれば応動時間が早い商品から少し遅い商品まで対応できるということであろうから、電源 I-a という単位でも入札できるかもしれない。
- (一般送配電メンバー) 継続時間が厳しいかもしれない。
- (オブザーバー) 資料 5 の 4 ページの商品は既存技術の組み合わせで対応でき、それ程先の技術でないに対応できないということはないのではないか。実際 2021 年から入札したい事業者が出てくるのではないかと。
- (オブザーバー) それは別に需給調整市場で使わなくても、どこで使っても構わないのではないかと。需給調整市場に参入できるのであれば当然に使うということではないかと。
- (事務局) 技術的には色々できると思うが、短期間で投資回収できるようになるのはごく近い将来の話か。
- (オブザーバー) 既に電池を保有している事業者はそれなりに入札したいと考えると思う。新規事業者には当然敷居が高いと思うが、既に大型蓄電池を保有している事業者は様々いると思うので、そういう事業者が入札したいと思った時に参入できるようにしておくべきである。

以上