

第11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2月22日（木）10:05～12:05

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（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（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（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 課長）

配布資料：

（資料1）議事次第

（資料2）需給調整市場で取引される ΔkW について

（資料3）需給調整市場に係わるシステム構築にあたり整理が必要な事項について

議題1：開会

・事務局より、資料1により説明を行った。

議題2：需給調整市場で取引される ΔkW について

・事務局より、資料2により説明を行った。

議題3：需給調整市場に係わるシステム構築にあたり整理が必要な事項について

・事務局より、資料3により説明の後、資料2と併せて議論を行った。

〔主な議論〕

・資料2は三次調整力②の広域化が大前提にある。18ページでは「※各商品毎」と書いてあり、資料3の26ページにはその約定イメージが書いてあるが、全ての商品を市場調達する必要があるかは検討の余地があると相当思っている。三次調整力②については、広域調達を2020年から行うことにしているため、買い手も売り手も多数になる可能性は相当あるのではないか。そのようになると、これ以外に方法が無い訳ではないが、ある意味真の意味でのマーケットを作って約定するというのが、一番効率が良いし、恐らく安く調達できると思う。

二次調整力②より応動時間が早い調整力は少なくとも 2020 年には広域化する予定がなく、2020+X 年以降も広域化することになっていない。2020 年はエリアの旧一般電気事業者の発電部門だけが売り手で、エリアの一般送配電事業者だけが買い手となる中で、本当に市場調達する必要があるかは疑問である。そうするよりは、電力・ガス取引監視等委員会の監視の下で公募を続けた方が遥かにまとめた金額にもなるし、きちんとした調達ができるのではないかと。ただし、早目にシステムを構築しておいた方が良いという考え方もあるから、構築しておいて動作させなければ良いような気もするが、少なくともこれは整理しておいた方が良いと思う。

何回も言っているように、資料 2 は広域調達・広域運用を予定している三次調整力②が大前提となっている。買い手と売り手が 1 社の状況では、資料 3 の 26～30 ページのような約定にはならない。そういったことを考えると、2020+X 年より更に将来では売り手と買い手が多数になるので、このような約定イメージになるかもしれないが、2020+X 年の時でも広域調達しない商品があるとしている一方で三次調整力②と同じように書いていることは、少なくとも 2020 年時点では適切ではなく、とてもミスリーディングではないかと考えている。資料 2 の 18 ページの「※各商品毎」についても、やはり同様に書いてあったため、このような発言をした。

- (事務局) 現在の電源 I・II という仕組みから、需給調整市場という場を使って調達をするように変わること論じており、いわゆる競争が働く市場となっているかはこの資料では全く論じていない。ご指摘のとおり、広域化されていない中でどこまで競争が進むのかという論点は勿論あると思う。競争されない中でも、調達的手段としてこの市場の仕組みを使うことはできるとは思っているが、価格に関して監視しやすいかという課題は残ると考えている。それについては別の論点として議論しなければいけないのかもしれない。
- (事務局) 資料 3 のシステムについても、現時点では公募を続けるのかどうかという論点とは切り離して、もしシステムを構築するのであればという観点から検討をしている。システム構築しておいて必要量を 0 にしておくなど、当面は一部の機能を使用しない方法もあると思っているので、検討自体は進めていく方が良いのかと考えている。
- (一般送配電メンバー) 仮に三次調整力②だけの広域調達をシステム化するとしても、恐らくほかの商品と約定ロジックはあまり変わらなく、三次調整力②については広域調達も予定しているので、システムの複雑さは変わらないと考えている。三次調整力②だけをシステム化するとしても、ある程度のシステムは必要なのかと思っている。
- (事務局) 後から広域化するものも含めてシステム構築することで、三次調整力②だけの広域調達のシステムを構築したときと比べて、開発費も期間もかかるとはならないということか。それが確認できればいいのだが。
- (一般送配電メンバー) 予めシステムの機能として作っておけばそうなる。予めシステム化しないで、三次調整力②の約定をマクロのようなもので対応しようとする、その次の段階でシステム化が必要となり、時間が掛かかってしまう。
- (事務局) 第 24 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において平岩委員の方からプレゼンがあったが、広域化は順次拡大していくということであるから、予め市場側の機能を作っておけば順次使用開始していくということも可能かと思うので、そういう意味ではシステムとしては用意しておいた方が広域調達の開始を早くできていいのではないかと。

- (事務局) 私は監視が全く好きではなく、無理に市場を開設したのだから公募で監視するのではなく、市場競争の下調達するというのは逆ではないかと考えている。非常に不自然な商品は、原価を監視した上で公募形式とする方が良いと思う。商品特性をきちんと見た方が良いのではないか。いわゆるマーケット形式の約定処理というのが最も効率的な資源配分がされるのか、監視をした上で公募形式の方がより効率的な調達や資源配分ができるのかは、別途考えた方が良いと思う。
- (事務局) 市場としてやるのか公募としてやるのかとなった時に、公募でも調達行為は発生するので、今回構築するシステムの一部を使うということになれば具合が良い。
- (事務局) 資料 3 の 30、31 ページは明らかにそのように書いていない。
- (事務局) 資料 3 の 30、31 ページは商品細分化した後に、それぞれの商品を別に調達するイメージで書いている。どのような形式で公募するか次第で、イメージの中身が変わってくるかと思う。
- ・事務局が言われたことは基本的に私も同じ認識だが、論理的には広域運用ができていないと、事実上競争が働かないので結局公募と変わらないとか、場合によっては現在の公募より悪化する可能性もあると思う。広域運用が何を意味するかにもよるが、今議論しているシステムでやろうとしていることは全エリアでインバランスネットティングや広域メリットオーダーで運用することを広域運用と言っていると考えている。しかしながら、別に全エリアで広域運用ができなくても、例えば東北エリアの調整力を東京エリアで確保していて、東北エリアとメリットオーダーで発動することができなかつたとしても、調達段階で広域化することはできるのではないかと。
- (事務局) ご指摘いただいたことは、三次調整力②の仕組みである。調達は広域的に行って運用は広域メリットオーダーではないかもしれないが、各エリア内でのメリットオーダーの中で発動する仕組みを三次調整力②の支援機能の中で用意しようと考えているものに近く、当然やり方としてはあると思う。
- (オブザーバー) それは別に三次調整力②に限らなくてもできるのではないかと。一次調整力までできるかとなると別かもしれないが、論理的にはできるのではないかと。インバランスネットティングまでは無理というのは間違いなくそのとおりで、連系線の話は今無視すると、他エリアの電源を自エリアに紐づけしていれば、狭義の意味での広域運用はできるかと思うが。
- (事務局) ご指摘いただいたことは、調整力の提供元を自エリアに限らず、幅広いエリアの事業者から確保するということか。
- (オブザーバー) インバランスネットティングができないと広域調達ができないという訳でもないのではないかと。
- (事務局) 恐らくご指摘のとおりで、インバランスネットティングも広域メリットオーダーもできなくても広域調達はできるが、ただその効果が高いか低いかだけの話である。
- (一般送配電メンバー) そのとおりである。今、2020年の広域化が三次調整力②のみで、それ以外を次のステップとしているのは、現状 30 分の kWh で連系線運用をしていることによる。例えば東北・東京間で 2020年に三次調整力①までの広域化をしようとしたら、相馬双葉幹線の連系線潮流をどのように制御するかということが課題となり、ステップを踏んで進めていくものだと考えている。2 エリアでの広域化のネックはそういうところではあるが、全国で事業をしている新規参入者の事を考慮すると、一部のエリア間だけでやるのが良いのかは何となく懸念している。

- ・三次調整力②の広域調達に2020年に間に合うのなら、1対多の競争となる可能性があるのではと思うが、間に合わないのなら無理にやる必要は全くないどころか、かえって悪影響が出る気がする。何故ならば、広域調達できなければ買い手1社に対して売り手1社であり、それは資料3の30、31ページの約定方法では全くない。
- (一般送配電メンバー) 新規参入者に門戸を開くという意味で、今まで応動時間の遅い商品の広域調達と細分化した商品のエリア内調達をできるように検討を進めてきたつもりである。
- (事務局) 買い手は1社で、売り手が7社とか8社にならないのであれば、正に公募がふさわしいのではないかと感じる。そこがやはり気になる。例えば東京・東北エリアで市場化されるのであれば、2対多になるため問題ないような気がするが、買い手が1社で売り手に例えばJERAとそれ以外の事業者がいたとしても、1対3だったとしたら、電力・ガス取引監視等委員会が原価を監視して公募を行うのがふさわしい気がする。
- (オブザーバー) 私はむしろ現在の公募の続きというか、実態上現在の公募と変わらないことが2020年以降も行われると理解していた。単に公募の回数が増えて、それがシステム化されるだけで中身は同じで、電力・ガス取引監視等委員会が行う監視も恐らく変わらないが、 ΔkW の値付けのルールは何か決めなければならないと考えていた。
- (事務局) 資料のとおりシステムを構築しても全く使えないシステムだということではないから良いと思う。単に2020年で使用しない機能にはロックをかけておけば良いだけの話であるから。
- (一般送配電メンバー) 市場調達をあえてすることによって、各時間帯の起動費を含めた ΔkW 価格が毎週明確になるのではないかと感じる。公募でも問題ないかとは思いますが、その場合でも公募をするたびに各エリアで ΔkW の入札があるということが毎週分かるということだけではないか。
- (一般送配電メンバー) 商品を細分化して要件を定めることにより応札者が参入しやすくなる面がある一方で、ご指摘のとおり、エリア内には買い手が1社しかないため、競争原理という観点で整理しておく必要があるかもしれない。公募が良いのか市場が良いのかという論点はあると考える。
- (事務局) 結局は、価格が高すぎても低すぎても適当ではないということになり、監視というよりも、公募にとっても親和性があるのではないかと感じる。需給調整市場システムを利用しても、毎週公募を行い、その価格を公表していることと同じと思ってしまう。現在の公募でも価格を公開するよう意見が出ているため、需給調整市場でも当然公開することになるのではないかと感じる。
- (一般送配電メンバー) 応札者が絶対的に増えるわけではないかもしれないが、応札者がいくらか増えることで、プライスの世界になったら、応札者間での競争が働くようになるのではないかと感じる。これまでと同様に人手を使った公募をしても同じかもしれないが、事務局が言われたように週間段階でシステムを使って精緻に行うことが今回の狙いかと考える。
- (事務局) 先程の発言のように、毎週公募を行い、現在の公募と同じように手間を掛けて監視することと同じではないか。
- (事務局) ΔkW として日々確保した容量とコスト、 kWh 単価は、今よりかは透明になるというメリットはあるのだろう。ただし、価格形成というのが競争原理によって行われるのか、原価の監視によってコストベースで行われるのかということが問題としてまだ残る。市場化には、競争が促され、最後は監視者が監視しなくても自ずと安くなることを期待するが、その状態となるのはまだ先である。

・先程あった市場で他エリアからも調達するという話について、ヨーロッパでは連系線の空容量の範囲内であれば使って良いという条件の下、LFC 相当の調整力について調達していると聞いたことがある。そういう意味で言うと、空容量が確定するのは GC 時点なので、GC 後に発動するより速い調整力の方が本当は広域化をしやすいく感じた。だから、応動時間が 10 分程度の調整力であれば、GC 時点で空容量が確定しているので、空いている容量が使えるのではないかという気がしている。

そのようなときは、買い手は各エリア 1 社であるが、例えば売り手である東北エリアの発電事業者は東京エリアにも応札できる。利益の出そうなエリアに応札するという裁定の話になるかと思っていて、システム上は難しいかもしれないが、実は広域化しやすいのは応動が速い調整力なのかもしれない。

→ (一般送配電メンバー) 連系線の使い方という意味では、調整力の必要量のうち一部をエリア外から調達する場合に、連系線の枠が後でなくなっているということになると、必要量が足りないということになるので予め確保しておく必要がある。

→ (大山主査) 調達も GC 後に行うイメージだ。システムが完全に自動化されていないと、全くできないことではあるが。

→ (一般送配電メンバー) そうなるとかなり運用に近い時間軸となってくる。

→ (大山主査) そのとおりである。加えて、現状の連系線は 30 分単位で管理しているかもしれないが、それをもっと短くして、例えば 5 分単位のブロックを調達するのであればできる気がしている。

→ (事務局) やはり、前日段階で発電機が十分並列しているという前提をどう作るかという課題は残る。調達という意味では、発電機を起動できるタイミングで必要量を確保しておかなければならない。そのため、 Δ kW の確保は前日または前日以前にしなければならず、運用は広域運用の中で行うこととなる。GC 以降に発動できるのは発動までの応動時間から三次調整力①から一次調整力までであるため、連系線に空きがある限りは他エリアの調整力を使うことができるのではないかと。

→ (一般送配電メンバー) 大山主査が言われたようなことが、2020+X 年に二次調整力②まで広域化するコンセプトとなっている。広域調達はできなくても広域運用はするというつもりで検討をしている。

・コメントではあるが、三次調整力②が非常に注目を集めていて、その理由に FIT 特例制度①③がある気がする。FIT 特例制度①③があるためにどのような需給調整に関する運用をしているかを明らかにしておくべきではないか。例えば、細分化された商品毎の継続時間があるが、FIT 特例制度①③が無ければ本来は小売電気事業者がインバランスを発生させないようにするため、調整力の継続時間は 1 時間程度が良いのではないかと。それにもかかわらず継続時間が数時間でなければいけないのは、前々日に予測した再エネ出力の予測が大きく外れることがあり、外れても計画の変更ができないことが理由ではないかという気がしている。このような説明をしておかないと、何のために長い継続時間の調整力を必要としているかが分からなくなってしまう気がしている。

・資料 2 の 25 ページのところ、仮にということではあるが一般送配電事業者が時間前市場で調達することについて整理がされており、非常に参考になる。GC 前に調整力の発動を見極められる誤差は正に再エネ予測誤差だけだということ、仮にそのときに一般送配電事業者が時間前市場を使うとなると、

落札した時点で既に発動することが決まり、事実上は ΔkW という権利ではあるが、必ず全容量が発動する運用になるという理解で良いか。 ΔkW というのは事前に調整力を調達することであり、運用時は発動するとは限らないという理解で良いか。

→ (事務局) ΔkW としては調達した調整力は運用時に発動するとは限らない。例えば、前々日の段階で晴れと予想して再エネ出力を100と予測した時に、当日も晴れであれば100の出力となり、上げ調整力は発動しないことになるが、雨となれば極端に言うと再エネ出力が0となり、100の上げ調整力を発動する必要がある。これに備えておくために ΔkW として調整力の権利を確保しておくということであり、曇りであれば確保した100のうちの50しか発動しないかもしれないし、晴れが続けば発動しないかもしれない。 ΔkW として調達するという事は運用時に発動するとかしないとか決めたわけではなく、発動するかもしれない調整力を権利として買うということである。

一般送配電事業者が時間前市場で調達することについては、例えば前々日に晴れと予想して100の出力をすると予測したときに、当日の朝から雨となったような場合には、雨が止んで幾分再エネの出力が増加するかもしれないけど、50の上げ調整力はさすがに必要なと予測できる部分について、時間前市場で買ってkWh受電を確定してしまうことができる部分が一部あるのではないかということである。これは調整力の発動を決めてしまうイメージである。

→ (事務局) 前々日の晴れ予想に対して当日が晴れであれば、一般送配電事業者が時間前市場で自由に売買できたとしてもやはり買わない。しかし、快晴にならないと予想を変更したのであれば、時間前市場が使えるとすれば一般送配電事業者は結構活用するのではないか。一方で、一般送配電事業者が時間前市場を活用できないとすると、どう考えても当日が雨や曇りが続く予想しても、需給調整市場で調達するしかないということであり、ここが違う。だから、時間前市場を活用できるとしても完全に晴れだと思えば、結局活用しないということである。予想が合っているとほとんど発動しないかもしれないが、万が一を考えて需給調整市場で念の為権利だけは確保しようとするだけである。しかし、前々日から引き続き、当日も晴れと予想しない日は多いと考えられるため、時間前市場を活用するという選択肢はあるはずだ。

→ (一般送配電メンバー) 前々日は気象予報データから晴れだと予想して出力値を配分したが、今日のように天候が悪く、再エネが出力しないときはどう対応しようかという話になり、基本的には事務局が言われたように、需給調整市場で ΔkW を調達していくことになる。今日のような天候で夕方まで確実に天候が悪いと判断したら、時間前市場を活用できることも考えられるが、買うと必ず発動することになるため、少しでも午後から晴れる可能性があるのならば活用するのをためらう可能性はある。

→ (オブザーバー) やはり、それは ΔkW という形で調達し、時間前市場を活用した発動を考えないということか。

→ (一般送配電メンバー) ΔkW はきちんと確保しておけばいつでも発動できるということになる一方で、時間前市場で買えば必ず発動するため、一般送配電事業者としては使い勝手としてやや難しいところがあると感じている。

→ (一般送配電メンバー) 今から時間前市場で14時の商品を買おうと思うか、もう少し待って14時の天候が本当に悪くなると判断してから買おうと思うかとの検討がある。そもそも買おうかと判断に悩むのであれば、時間前市場を活用しようとは思わないのかもしれない。その判断に差があるかと思う。

→ (事務局) 前々日の気象予報では終日晴れとなっていたのに、予報が変わって1日中雨で予想が外れ

る日もあるのだから、そのときは時間前市場で売買できるのであれば、わざわざ需給調整市場から調達しなくても、時間前市場で買えばいいということではないか。

→ (一般送配電メンバー) ΔkW を需給調整市場で調達するかわりに、 kWh を時間前市場で買えばいいという話もあると思う。

→ (大山主査) 一般送配電事業者ではなくて、発電事業者または小売電気事業者が FIT 予測にも責任を持つ考え方もある。それを仮定した場合、事業者は予測の一番蓋然性の高いところで計画を立てるはずだ。天候に合わせて、大体 1 時間前に予測できるところまで計画を合わせようとする。そこまでは時間前市場でできるはずだ。それでも合わせられないところが当然需給調整市場の対象になるということが、あるべき姿かと思う。一般送配電事業者がこれをやろうとすると、どの程度まで時間前市場で合わせるかが、調整力があることによっても変わってくるということではないか。

→ (一般送配電メンバー) 現状は予め前々日や前日に一般送配電事業者が予測して、それを発電事業者と小売電気事業者に配分して、そこからの予測誤差を一般送配電事業者が調整する仕組みになっていることが要因。

→ (大山主査) 現状はそうであるが、小売電気事業者や発電事業者がインバランスを払いたくないから、なるべくインバランスを少なくしようと計画を合わせようと考えているのであれば、時間前市場で合わせようとするはずで、そこまでを一般送配電事業者がやるのかどうかという議論である。

→ (事務局) 資料 2 の 6 ページの 3■目に書いているが、一般送配電事業者が対応している再エネ出力予測誤差は、計画を配分した時から GC までの誤差と、GC 時点での計画と実績の誤差との 2 種類であり、その両方に対応していることが話を少し複雑にしている。前者は小売電気事業者でも対応できるのではないかというところがあるにもかかわらず、それも一般送配電事業者が対応しているから、小売電気事業者と同様に時間前市場という手段もあるのかと思えてしまうところが、検討のオプションを増やしてしまっているところなのかと感じている。

・資料 3 の 26 ページでは、前週に三次調整力②以外は全て約定することになっている。先程大山主査が言われたことと関係するが、三次調整力②はなるべく広域調達としたいこともあり、前日スポット後の連系線の空容量が分かる前日段階の約定となっている。一方で、前週で約定するのは前日スポット前であるから、原則広域調達をしないということが前提にあるのではないか。だから、この約定タイミングの違いは前提が決定的に異なる。このように整理してしまったら、東北東京間連系線の東京→東北向きのように確実に空いているものがあるから全く可能性が無いということではないが、2020 年に三次調整力②以外は原則広域調達をしないというのが前提にあるのではないか。だから、やはり公募しかないのではないか。

→ (事務局) 前週調達としているのは広域調達をしないことを前提としているのではなく、三次調整力②の約定はエネルギー取引である前日スポットを優先した結果である。

→ (事務局) 確かにそうであるが、連系線を考えると先程の議論に戻って、連系線の確保が課題となるのではないか。

→ (事務局) 前週に調達しようとしているのは、いくつか理由がある。将来広域的に調達するという仕組みはシステム上には用意しておこうと考えており、当面はその機能の一部を使ってエリア内で調達しようと考えている。前週に調達するのは、前日スポットというエネルギーの大宗がやり取りされる市場

よりも前に、調整力を予め確保しておくことが適当でないかと考えているためである。

- (事務局) そうなると、やはりそれはエリア内の 1 対 1 の取引が大原則ということであり、私はそれを言いたいだけである。それが悪いとも言っていない、やはり 2020 年に三次調整力②以外は広域調達をしないということであり、そうすると正に言ったようにエリア内の 1 対 1 の取引になり、市場ができようがないのではないかといいたいだけである。別にそれは間違いでは全くなく、例えば九州電力の送配電部門は三次調整力②以外を九州エリアからしか調達しないということが大原則としようとしていることは間違いない。そうであるならば、買い手はやはり 1 社しかなく、売り手もおおよそ 1 社で場合によっては新電力が参入してくるかもしれないといった状況であることが、もはや 2020 年では確定しているのではないか。これは全く良い悪いという話ではなく、このような前提のもとに検討しているということが良いかと言っているだけである。
- (事務局) システムを検討する中では、BG 単位ではなく電源単位で応札することを前提としているため、1 事業者であってもそれぞれの電源毎に応札するイメージを持って検討した。ご指摘のとおり、電源を提供している事業者は 1 社なので、市場形式とするか公募形式とするかは別途ご議論いただきたい。
- (事務局) 良いか悪いかということではなく、先程大山主査も言われたから、それに関しては少なくとも 2020 年はこれまでの議論とは異なる制度設計をしていると言うしかないと思う。
- (事務局) 一次調整力から三次調整力①までを広域調達しようと思うと、連系線を需給調整市場のために一部割当ての議論をしなければならなくなると思う。
- (事務局) 2020 年に向けて、需給調整市場の調整力のための枠を別途作るという方法もある。
- (事務局) 連系線を割り当てておけば競争もできる。

・いくつかコメントしたい。1 点目は資料 3 の 52 ページのインバランスネッティングについて、インバランスネッティングの後に広域メリットオーダーをすることになっているが、監視していると kWh 単価は現在でもエリアによりやはり差があり、インバランスネッティングをやることでむしろ損するケースが考えられる。要するに、あるエリアの上げの kWh 単価が、他のエリアの下げ単価より安いということがあり得て、そのような状況ではインバランスネッティングをしない方がむしろ全体コストが掛からない。これは現在でも恐らく起きているし、需給調整市場後も起こり得る。わざわざインバランスネッティングしても全体コストが上がるというおかしなことが起こり得る一方で、上げの kWh 単価と下げの kWh 単価を見て、むしろ両方のインバランスを増やした方が、全体コストが掛からないケースも実際にはある。したがって、インバランスネッティングが必ず正しいというのは、エリア間の上げ下げの kWh 単価差を恐らく意識していない議論ではないかという気がする。

2 点目は資料 3 の 61 ページについて、GC 後に余力がある電源でも kWh 単価が安いものは恐らくあるはずであり、そういったものを是非活用できるようにした方が良いと思うため、このページは非常に大事である。ただし、資料 3 の 63 ページにあるように調整力に関する kWh 単価を同一ユニットで同一単価としてしまうと、同じユニットで調整力として需給調整市場で落札されたうえで発動された kWh と GC 後に小売の計画として余力があって発動された kWh があっても、同じ kWh 単価で精算することになり、それが良いのかという論点があるのではないかと。また、GC 後の余力があって発動された場合には、発生した kWh に対する変動費分しか補填されないことになり、GC 後に余力を

提供するインセンティブが無いことが悩ましいと考えており、どのようにインセンティブ設計するかという論点があるのではないかと。

3点目は、情報公開という観点で価格情報などはタイムリーに出した方が良いと思っているので、価格や量などに関する情報をすぐ抽出できることを意識してシステムを作っていただきたい。

→ (事務局) データの公表については、基本的にシステム内にあるものは抽出できるように考えている。

余力の活用と予め ΔkW を提供した分との kWh 単価差がそもそもなくて良いのかというご指摘については、一般送配電事業者側の目線で申し上げると、 ΔkW の支払いは実需給時には恐らくサックコストになっているので、 kWh 単価の安いものから活用した方が全体コストを下げる方向になると思うため、 ΔkW として調達したユニットと他のユニットの余力を同列に並べて、運用する方が良いではないかと考えている。そのときに、余力を提供するユニットが ΔkW を受けとっていない分だけ kWh 単価を少し高く設定して良いかどうかは、この場で議論するのは少し難しいのではないかと。また、仮にあるユニットの中に、 ΔkW を提供した容量と余力の容量があるときに、その容量によって kWh 単価を変えて精算できるかといったところが悩ましい。どうしても現状は kWh の計量しかできないが、出力帯毎に kWh 単価を変えて登録する機能は今回用意しようと思っているので、出力帯毎に入力する単価を変えてれば近い対応ができるのではないかと。

→ (オブザーバー) ユニット単位で同一単価と書いてあるものの、実際は出力帯毎に kWh 単価が変わるということか。そうすると、出力帯毎に一次調整力、二次調整力と実際は分かれているかもしれない、商品区分によらず同一 kWh 単価という状況はあまりないのかもしれないということか。

→ (事務局) 提供する側はそのように分けて応札しているとは思うものの、例えば100万 kW の発電機があって、発電事業者が60~70万 kW が一次調整力に応札し、70~80万 kW が二次調整力②に応札したつもりでいた場合に、結果として発動した容量帯が60~70万 kW であったときを考えると、発動した調整力が特定できるのかという問題があり、同一 kWh 単価で処理をしてはどうかということを書いてある。

→ (オブザーバー) 恐らく資料の通りで問題ないとは思いますが、システムを構築するときによく相談をしつつ、もう少し検討する。

→ (事務局) インバランスネッティングをすると全体コストが掛かるケースがあるのではというご指摘については、そういったケースがあるかは分からないが、資料3の52ページのケースで説明すると、中部・関西エリアは不足インバランスがあるため、調整力の発動をしない2社は少なくとも発動量を減らせることでコストを減らせるのではないかと。北陸エリアからは連系線潮流の偏差分ということで、不足していた分が流れ込んでくるので、その価値をどう評価するのが、難しいところ。そこは現状どう整理するかが決まっていない。

→ (オブザーバー) もう一度説明すると、インバランスネッティングは当然実需給直前に行く。そうすると調達する ΔkW 量自体はこれにより減るわけではない。減るのは発動する kWh 量である。他エリアからネッティング分が流れ込んでくるとすれば、一般送配電事業者間の精算はする必要があり、何らかの単価で別途行うことになる。要は、自エリアで上げ調整力を発動してそれを支払う方が、隣の一般送配電事業者から流れ込んできた量に対して支払うより安いことはあり得るのではないかとということである。比較的 kWh 単価の安いエリアと高いエリアがある場合は、下げ単価が高いエリアはより下げて、上げ単価が安いエリアはより上げると全体コストが安くなるため、インバランスネッティングしない

方が良いこともあるのではないかと。

- (一般送配電メンバー) 小売電気事業者が時間前市場で安い電源をきちんと調達しなかった結果、調整力の上げ下げ単価にそういったアンバランスが出てしまうということではないか。
- (オブザーバー) 現状では FIT のインバランスは時間前市場で調整しないので、そういったことは十分あり得る。要するに、GC まで計画を合わせてくるという行動が今は無く、FIT の予測誤差は発生したまま GC を迎える結果、地域によって kWh 単価に差が生じる。
- (一般送配電メンバー) 例えば A・B・C エリアがあり、2 エリアが上げ調整で 1 エリアが下げ調整をしようとしたときに、メリットオーダーリストでは全ユニットの上げ単価の安い電源から順番に並べていて、下げも同様であるため、ネッティングで調整量を減らしたうえで安い電源から発動すれば全体コストは下がるのではないかと。
- (事務局) インバランスネッティングをするとコストが上がるという話は、広域メリットオーダーをせずにインバランスネッティングするときだけのときについてであり、可能性としてはあり得ると理解し始めた。例えば、北陸エリアでは当日太陽光発電で大きな不足インバランスが発生していて、とても単価の高い調整力が使われていたとする。中部・関西エリアはそれほど調整力の単価の高くないとしたときに、北陸エリアでは調整力の出力を抑制して、中部・関西エリアでは調整力の出力を増加させた方が全体として電源の良いところにバランスが落ち着くのではないかと指摘されているという気がして、あり得ると思った。
- (事務局) やはり図をかいてシミュレーションしてみないと分からないところがあるが、インバランスネッティングをするとコストが上がるという話は、各エリアの調整力の単価が違うことが先ず前提としてあり、その前提でインバランスネッティングするとご指摘のことが起こると思っている。しかし、その後に併せて広域メリットオーダーもやると考えており、調整力コストと言うのは、エリア間で同一になってくるはずだと思うと、調整量を減らしておいた方が良いのではないかとこの気がしている。だから図をかいてみて、インバランスネッティングも広域メリットオーダーもしないとうなるのか、インバランスネッティングをせずにメリットオーダーだけ入れたらどういうコストになるのか。インバランスネッティングも広域メリットオーダーもするとどうなるのか。頭の中だけでなく、並べて数字を書いてみないと分からない。
- (オブザーバー) そういう意味では、広域メリットオーダーの図を描くと良いのではないかと。資料 3 の 53 ページでは上げのコストしかないけれども、下げのコストもあって、上げ下げの価格に大きなアンバランスがあるケースというのは、敢えてエリアごとに上げと下げの調整をした方が全体としてコストが下がるケースもあると思う。
- (一般送配電メンバー) 上げ側が V1 単価で上げて精算するのと、下げ側を V2 単価で精算するのがどういう関係にあるのかというのを一度示した方が良いと思う。加えて、相殺されるとどうなるかということも含めて一度お示しした方が良いと認識した。
- (事務局) 現在はグロスビディングをしていて、広域的に最上澄みの電源がほぼ一緒になるであろうという前提があると、インバランスネッティングが経済的であるという話が成り立つと思っていた。更にそのメリットを高めるために、広域メリットオーダーをやると更に良くなると思っており、そういう理解のもと議論をしていたつもり。ご指摘いただいたとおり、そこはよく整理・検討をしないといけないと思ったところである。機能としてはこういったものを用意するというところで、システムの検討を進め

ていくのかと思っているが、そういうことで良いか。

→ (オブザーバー) 用意してもやらないということであれば別に構わない。

→ (事務局) インバランスネッティングと広域メリットオーダーを同時に開始する方が良いのか、あるいはインバランスネッティングだけを行う検証の段階を踏もうとしているところについて、懸念をされているということか。

→ (オブザーバー) 私も図を描かないと分からないが、インバランスネッティングとか広域メリットオーダーの組み合わせでも最適化しないケースがあるような気がしている。

→ (事務局) 整理したいと思う。

→ (事務局) 先程お話していた余力活用の仕組みについて、コストが安くできるので作った方が良いのはそのとおりだと考えているが、余力の提供側のインセンティブってあるのかという話のご指摘のとおりと考えており、自分たちの発電機を自由に使われる契約でもあることから、恐らく発電事業者側にモチベーションはあまり無いと思っている。そこは、GC後の余力を供出することを容量市場かもしれないがリクワイアメントか何かで決めてしまわないと、恐らく自主的にやりますという話にはなかなかならないのではと考えている。エネルギー市場のように利益の出る仕組みにならない限りはインセンティブにならないと考えており、需給調整システムに kWh 単価を登録するなどの負担は出てくると思うので、国の審議会などの場で、リクワイアメントを決める必要があるのではないと考えている。

→ (事務局) 2020 年は広域メリットオーダー運用をすと言っても三次調整力②だけである。様々な電源がエネルギー市場に応札している中で、それが全て完璧にメリットオーダーで中部・関西・北陸エリアで落札されていると、上げも下げも価格がほぼ統一されるだろうが、三次調整力②だけを広域メリットオーダー運用をすとしても、3 エリアに関して価格が集約されるのか。全ての電源が対象となるならば別かもしれないが、集約される方向に向かっているとしても、2020 年段階ぐらいではまだエリアによって相当価格差があるような気がする。

・2020 年と 2020+X 年の書き分けはこの資料では間違いなく必要だと考えている。検討されている事務局および委員の皆さんの趣旨は、先程事務局が言われたとおり、2020+X 年の分まで見据えてシステムを構築しないと、二度手間になって更にコストがかかるということを前提にどちらかと言えば理想の世界を描いていると理解している。したがって、資料の構成としては、2020 年の段階ではこういった状況であるから、この機能はロックしていて、結局はこの機能しか動かさないということを、別途きちんと整理した方が良いのではないかと考えている。少なくともこの資料を作られた方々が表現したかったことは、最終的なゴールとしてこの内容を見据えてシステムを作りたいが問題ないかということを確認したかったということか。

・資料 3 の 61 ページで今まで我々が繰り返し言ってきた GC 後の電源の余力というものが何かということを確認しておきたい。現在の電源 II とこれは等価ではないというのが私の理解である。例えば 100 万 kW の電源があって、BG 計画では 80 万 kW となっているので、残りの 20 万 kW は上げ余力として供出するという場合と、バランス停止をしているけれども、一般送配電事業者が起動費を負担して並列だけをしておいて、全て余力として活用できる場合という恐らく 2 パターンの発電事業者がいるは

ずである。61 ページで説明している余力というのはどちらかというと前者を指しているはずで、後者のバランス停止していて、起動指令を出して起動させないと出力を出せない電源というのは、三次調整力②になるのか何になるのか分からないが、それは誰か買い手があって、約定して ΔkW として起動費を貰わない系統に並列しないことになっているはずである。既に起動しているからこそ、先程事務局が言われたように、固定費は sunk cost になっていて、その後は $V1 \cdot V2$ 価格で一般送配電事業者が自由に活用できる。したがって、こういう場であえて悪い言い方をすれば、今の調整力公募の世界と比べると、これをやった方が見かけ上費用が増えているように見えるが、現在一般送配電事業者が負担しているコストを総合的に見れば、発電事業者が経済合理的に行動している限り論理的には同等か少なくなるのではないかと考えている。コストが少なくなることをやっているのだから、電源Ⅱとここでの余力は必ずしも等価ではないという認識で良いか。

→ (事務局) 例えば、余力の活用を広域的にやるメリットがあれば、ご指摘のとおり現在よりもコストが下がるのではないかと考えている。当面エリア内の余力しか活用できなかった場合は、恐らく現在のコストと同等のものが需給調整市場の kWh の中でやり取りされることだとすれば近いコストになると考えている。

→ (事務局) 現在も電源Ⅱに対して、起動費は $V3$ 費用として支払っているが、調達という形で見えているわけではなく、直接起動の指示をして支払いをしており、内部で精算しているような状態である。それが今後需給調整市場に置き換わっていくということだと思うので、コストが増えるのではなく、支払いの仕方が変わるだけではないかと考えている。

→ (一般送配電メンバー) 事務局が言われたとおり、支払いが需給調整市場によって明確化されるということで、余力活用自体は同じだからそのまま使い、kWh が発生すれば、その分対価を払うというのは同じだと考えている。

→ (一般送配電メンバー) 私のイメージでは、もしかすると少しコストが増えてしまうかもしれないと思っている。広域化されればコストは減るはずなので、例えば三次調整力②は間違いなく減って、電源Ⅱとして内部で精算している kWh の価格が減って、その分は減るかと考えている。しかし、他の ΔkW を確保する分については、どちらかというところと起動費と使った分だけ kWh を支払っている現状と変わって、 ΔkW としてしっかりと契約することになるので、現在の実費精算に近い状態から事前に確保するようになる分がもしかすると増えるのではないかと考えている。

また、今回、細分化して商品を募集するので、細分化した商品毎にそのまま必要量を調達すると、性能の良い 1 個の発電機が全部の機能を満たしているので一括して調達している現在と比べると、調達量が増えてしまうはずである。必要量の算出はこれからだが、当面はそういう発電機が多いのであれば、そういう発電機は分けずに、今までどおり一括して調達するということをしないと調達量も増えてしまうかと考えている。必要量の議論はこれからだとは思いますが、その辺の考え方を工夫しないと調達量と額が増えてしまう可能性がある。

→ (オブザーバー) そうであるならば、資料 3 の 27、31 ページの約定の仕方が良いのかは、やや不安になってくる。31 ページは正に先程私が申し上げた問題があって、仮にバランス停止中の電源が応札するのであれば、起動費を回収しないといけないので自分がどこで約定されるかによって、応札するやり方を変えてくるということを言いたいのだろうと理解している。何回考えてもこの数字の作り方の理由は分からないが、趣旨としてはそう理解している。しかし、電源が 31 ページの行動をする場合、27 ページの約定処理のイメージが費用最小化になっているのかがよく分からない。最小化する関数がと

でも複雑で解けるのかどうかというのは、2、3日考えただけでは分からなかったが、これはベストではないけど、解けるものとしてはベターなのかもしれない。そうであるならば、ベターであることを証明して説明できるようにしないと、これが本当に今出せる最適解なのかが今一つよく分からない。ただ今言われた問題があるならばなおさらである。これがおかしいとは思わないものの、これがベターだということの理由についてはもう少し説明が必要である。現時点で、答えがあるものではないが、そこはもう少し議論が必要なのではないか。

・三次調整力②についてはコスト下がるというのは、インバランスネッティングをするから確保する量が下がるという理解で良いか。どういう理解で、三次調整力②は下がるが、他は細分化することにより量が増えるかもしれないとなるのか。

→(一般送配電メンバー) 現在既に予測誤差が大量に発生していて、それについては電源Ⅱで対応していて、電源Ⅱは kWh をそのまま使っており、要は ΔkW をあまり払っていないと考えている。場合によっては何機か並列するための起動費は支払っているイメージかと考えている。三次調整力②についてはそのコストのうち実際の kWh が、広域化することにより恐らく下がるのではないかと考えている。

→(事務局) 広域化すると kWh のコストがなぜ下がるのか。

→(一般送配電メンバー) インバランスネッティングすると調整量も減るし、あとは広域メリットオーダーで発動する電源の kWh 単価も下がるかと考えている。

→(事務局) インバランスネッティングするから調整量が減るということで良いか。

→(事務局) 三次調整力②についてはインバランスネッティングする・しないにかかわらず、広域化することで ΔkW が下がる可能性がある。

・三次調整力②以外は広域化しないのであれば、現状と同じとしか考えられない。むしろ公募でなく市場制になれば、相互独占の場合どっちになるかは難しいが、買い手と売り手の力関係で決まるものであるから、相当高くなる場合もあり得るのではないか。

→(オブザーバー) そこはもう単価について何らかのルールを作るしかないと考えている。

→(事務局) 売り手 1、買い手 1 なので相互独占にしかならない。

・システムの問題ではないが、応動の早い商品は前週に調達するということになると、上げも下げも一定量はきちんと持つておくということなるかと考えている。たまたま上げも下げも調達したのが火力発電機で、様々なユニットに分かれていると、それぞれが最低出力を保持しなければいけないのではないか。再エネが大量に導入されてきて、再エネ抑制の指示をしようと思ったら、一次調整力で契約していたからそれは止められないとか、そういう煩雑な話は出てこないのか。

→(オブザーバー) そこは差替の話があるから、最経済で運用していれば差替をすれば良いのではないか。

→(オブザーバー) 差替をするように BG 側にお願いをするということか。

→(オブザーバー) BG 側が損をするので自ら差替をするのではないか。自身の経済合理性を害するので、経済合理的な BG であれば差替をするはずである。

・資料3の24ページの商品ブロックだが、これは三次調整力②だけを想定しているわけではなく、全商品が対象で良いか。

→（事務局）そのとおりである。

→（事務局）最終形はそうだとすることか。

→（オブザーバー）このブロックの中で電源を積み上げていくということか。

→（事務局）そのとおりである。

・先程事務局が言われたように、2020年をどうするかというのは必ず考えなければいけないが、広域調達ができていない状態が本当に最経済になっているのかということと、資料3の18ページのkW価値の支払いの問題もあるので、それとセットで考えると、自ずと公募という選択肢もありなのかなという気がするが、議論が必要と考えている。どちらかというとも18ページの事も踏まえて、議論が必要なのかと思っている。

→（事務局）三次調整力②だけが市場であれば、現在の公募とほぼ同等だから、そこだけをどうするかというファインチューニングだけの話になるのではないか。

→（事務局）ご指摘のとおり、2020年から最初の4年間はkW価値の支払い方と、三次②以外に競争があるかということと、両方合わせて良いやり方を考えて、そこから先は広域化されているものと無いもので、容量市場で支払われているものがあるとことを前提にどうなるのかを検討する必要がある。

→（事務局）万一需給調整市場を開設しても、九州エリアであれば九州電力の発電部門がkW価値を Δ kWに上乘せして応札してくることになるだけで、それに意味があるのかという感じがする。そういうときはある意味での市場があったとしても、東京エリアであれば3社くらいは発電事業者がいるかもしれないけど、当然2023年まではkW価値も上乘せして応札することになるだけではないか。そうでなければ売らないことになるが、買い手独占であるため、価格がいくら高くても買わなければいけない。三次調整力②の広域化のところだけは取り漏れてしまうかもしれないから考えなければいけないけれど、買い手は1社だけだから、kW価値を上乘せして終わりではないか。

→（事務局）公募という仕組みを残すかどうかといったところも含めて、資源エネルギー庁とご相談して今後検討を進めていきたい。

→（オブザーバー）事務局が何度もご指摘しているのを資源エネルギー庁側から申し上げると、広域運用は一体いつからできるのかということがスケジュールの解になるような気がしており、どのような検討状況になっているのかということを確認したくなるが、どうか。

→（事務局）広域運用ができるにつれて、約定のタイミングは前日スポット後になる。

→（オブザーバー）したがって、三次調整力②の広域運用を始めるというのは分かったが、それ以外のところは一体いつからになるのか。2社から始めるのか、9社から始めるのかいろいろ方法はあると思う。その線表が無いと結局スケジュールを検討することができないと考えている。今日は無いと思うが、時系列の話をするのであれば議論の出発点はそこになる。

→（辻主査代理）間近に迫っている仕様の策定という中で、その部分が将来性に向けてどのような拡張性を持たせるのかということともリンクしてくるのだと思うので、スケジュールがタイトですがその辺も見据えた整理を引き続きしていただきたい。

以上