

## 第2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 議事メモ

日時：平成31年4月10日（水）10:00～12:00

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） 送配電カンパニー 系統運用部 給電計画グループ チーフマネージャー）

オブザーバー：

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 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）

鈴木 太一 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補佐）

配布資料：

（資料1）議事次第

（資料2）余力活用の仕組みについて

（資料3）三次調整力②のアセスメント・ペナルティ等について2）について\_提出資料

議題1：余力活用の仕組みについて

・事務局より資料2について、説明をおこなった後、議論をおこなった。

〔主な議論〕

（事務局）今の説明を補足する。念頭に置くべきは2点ある。

1点目はインバランス料金についてである。最後に発動した発電機のマージナルプライスで決めるべき、となると、需給調整市場のプライスベースで付けられた最後の価格が極めて重要ということ。

もう1点はオブザーバーが最近気にしている点について、私も気になった点がある。2021年度から始まるインバランス料金は、今のところ、需給ひっ迫時にスポット市場、時間前市場、需給調整市場の一番高かった価格に見直す動きがあるのだが、本当にそれで良いかということ。

例えば、冬季において1週間前から凄く寒くなると予想されていた日に、実際にスポット市場の価格が60円/kWhになったことがあり、時間前市場の価格も相当高くなったようだが、仮に天気予報が変更され、気温が12℃などまで上昇し寒さが緩むようになれば、需給調整市場の実需給におけるkWh価格は暴落すると思う。この状況は需給ひっ迫時ではあるが、インバランス価格が高いままというのは少しおかしいのではないか。つまり、スポット

市場価格が 60 円/kWh で、実需給においてそれほど需給ひっ迫せず、需給調整市場の実需給における kWh 価格が 30 円/kWh となった時に、インバランス料金を 60 円/kWh とするのはどうか、ということである。

夏で考えても、例えば 1 週間後に過去最高気温 40℃まで上がると言われていて、当日予想は 39℃となり、結局 35℃で留まれば、kWh 価格は安くなっていく。その時でも、今の考え方の通りで、需給ひっ迫時は各市場の最高値として良いのか。そういうことを考えた時、需給調整市場の実需給における kWh 価格は、スポット市場や時間前市場と異なる価格を最後まで登録できることが重要である。需給調整市場の実需給における kWh 価格もプライスベースでスポット市場、時間前市場と同じ次元で価格が変更できなければ、比較にならず、オブザーバーの懸念も解消できない。やはり需給調整市場の実需給における kWh 価格というのは少なくとも、スポット市場とか時間前市場と同様にプライスベースとして考え、なるべく最後まで価格を変更できるしくみにならないと、いつまでも経過措置の状態が続くことになるので、ここは資料のように決めるべきではないか。この点について議論したい。その意味では、43 ページのまとめのところで、監視等委員会でインバランスを含めて議論するのは良いと思うが、具体的な価格の変更締切をどうするか、ということはシステム面からくる制約であり、議論して上でこのような制約上対応できないことを決められても困るので、作業会の場でシステム面からくる制約からこういった選択肢しかない、ということがあれば提示した方がよい。

→ (オブザーバー) 事務局から私の考えを上手く説明いただいて、そのとおりだと思っている。仮に前日に非常に寒くなると想定されて 60 円になったが、当日暖かくなって 30 円になった場合、やはり需給調整市場の実需給における kWh 価格から決まるもインバランス料金が、実需給の価値を反映して 30 円になることが適当だろうと思う。例えば何か事情を抱えている家庭が、60 円であれば電気を使うのを我慢したが、30 円であれば使うというケースも当然ありうる。仮に需給が緩んで 30 円になったのであれば、その人が使えるようにするほうが、より国民的には良い。実需給の電気の価値を反映するしくみが望ましいと思う。

具体的にプライスベースにするというのは、その方向性であると思うが、あとはどの程度競争が起きるか、を見極めて決めていくものと思っている。その観点で単価の変更締切は、事務局から説明があったように、技術的な制約などでどこまでできるか決めればよいと思っている。仮にゲートクローズが対応できる限界でそれ以上遅くはできないということであれば、ゲートクローズ時点を変更締切と決めればよいと思う。遅ければ遅いほど望ましいと考えているので、監視等委員会で議論する必要性はないと思われる。

→ (事務局) 議論をしていただくとしても、技術的な制約があり、こうすべきではないか、ということを広域機関から意見した方がよいと考える。

- （一般送配電メンバー）そういう意味では、単価の変更はゲートクローズまでであれば、システム的には対応可能。単価を読み込むまでに各中給で時間が掛かることもあるもののゲートクローズまでは大丈夫だと思っている。それ以上実需給に近づけると、中給に単価をシステム上読み込める会社と読み込めない会社が出てきてしまうかもしれない。まずはゲートクローズでスタートとするのであれば、対応可能と考える。
- （事務局） 実際の中給システムでは経済配分の指令を出す。三次調整力①であれば15分先。だからといって15分前までに単価を変更して運用が本当にできるのかというところが、疑問に感じる。極端に言うと、システムが単価を認識できるからといって、15分前に価格を変えて運用できるのかというと、おそらくそうではないと思われる。中給システムは例えば、30分先や1時間先の大きな需要の変化を見ながら最後の微調整を含めた指令値を15分前や直前に出すというような制御をしているようであれば、やはりゲートクローズの1時間程度前には単価を登録してもらわなければならない。こういったこともあるため、システム上受け付けられる、受け付けられないだけであるのか、運用をしていくために、この程度前に価格の登録が必要であると言うのか、システム上、運用上の両方あるのであれば、両方考慮した方がよいと思われる。
- （一般送配電メンバー） ご指摘のとおりであり、システム上はゲートクローズまでであれば、読み込むことは可能。読み込んですぐに単価に合わせて自動で出力が入れ替わると周波数を乱すことにもつながりかねないので、今の中給の基本的なつくりは、単価を入れ替えても、直ぐに出力は入れ替わらない。下げ調整が発動される場合には、次に下げる際に費用が安くなるものを下げていくという制御の仕方と、少し先の時点である3時間先や点灯以降に着実に入れ替わった単価でのメリットオーダーになるようにゆっくりと入れ替わっていくシステムがある。したがって、単価を急に入れ替えても、すぐに入れ替われないため、その単価変更が反映されずに計算されるという事象が起こる場合がある。その点が少し心配であるため、やはりまずは1時間でスタートしたい。
- （事務局） 単価の細かな上げ下げが繰り返されると、安い単価で発動されたところで、高い単価に置き換えて精算されることやその反対もあり、鞘抜きも可能となってしまう。そういったゲーミングを避けるためには、ある程度の手前のタイミングで単価登録期限を設定しなければならない。
- （一般送配電メンバー） 関西と中部で開発している広域需給調整システムも、商品別に考えた場合、三次①の15分（将来は二次②の5分）単位で発動していくにあたり、インバランスネットティングやメリットオーダーの諸元を各社中給から集めることになる。15分で運用する場合は、その諸元は20～30分程度前にデータを送信してもらい演算する。前回説明した三次②についても、低速枠発動支援機能を省略して広域需給調整機能に取り込むが、45分前に発

動判断することになる。その段階までに単価が決まっていることが理想的。商品毎に特性は異なるが、発動判断に係る技術的な締切のタイミングは概ね GC 時点となる。

- (大山主査) 基本的には運用のサイクルがあり、それによって GC が決まっている。だからそれに合わせてほしいということである。この時間をもっと短くできるということは、つまり GC をもっと短くできるのではないかという話につながり、将来的には議論して、それに合わせて単価登録のタイミングを実需給に少しでも引きつける、ということはあると思う。GC が前にあるというのはどういう意味かという、運用するためのリードタイムがそういうタイミングだからである。したがって GC 時点にしてくれ、となる。と考えると、まずは GC を変更締切で始めて、今後、GC が実需給前 1 時間で本当によいのか、45 分、30 分にできないのかを議論したらよいと考える。
- (事務局) 運用が開始されるまでに自由にできる変更し打ち切る時点を GC と名付けているので、その定義上、GC 後は変更のやりようがないということになる。
- (事務局) 運用面の制約も小委員会に向け整理したい。
- (一般送配電メンバー) 単価を自由に換えられるということのイメージとして、 $\Delta kW$  を供出した電源なども自由に換えられるということだと思う。そこで気になる点として、 $\Delta kW$  を供出した電源などの kWh 単価を異常に上げると、その事業者は  $\Delta kW$  だけをかすめ取ることができる。その辺りは、監視をしていくということになるか。
- (オブザーバー) そこは 1 つの大きな論点である。 $\Delta kW$  をどのタイミングで確保するのか、1 週間前が基本だと思うが、特に実需給まで時間が離れていると、その懸念はある。kWh 価格の上限値を申告してもらい、それも  $\Delta kW$  の調達の参考にするというのも、アイデアとしてあると思う。今は  $\Delta kW$  の値段だけで確保するという大きな方針になっている中で、それをどうしていくのかは今後の検討課題である。
- (事務局)  $\Delta kW$  は機会損失であると考え、卸市場が幾らの収益になるかを想定して、機会損失を回収できるような  $\Delta kW$  価格が付く、ということだと思う。 $\Delta kW$  で落札されているにも関わらず、kWh 単価が変更される、ということは、機会損失にそのリスクは見込まれていなかったのかということになる。市場価格が上がった時は調整単価も上げるが、では市場価格が下がった時は下げるのか、ということではないと思われる。したがって、応札時に、単価の上限を設定して、その範囲内では変更できるようなしくみが必要かもしれない。
- (事務局) 時間前市場とスポット市場の 5 倍以内にする、といった話になるのか。つまり、変に価格の上限を設定してしまうと、スポットや時間前市場以降、更に需給ひっ迫しているのに、ある単価以下に制約されるのはおかしい。その考え方は相当難しい。ただ、本当に需給ひっ迫し

て市場が止まる一歩手前ぐらいの時は、単価が相当高くないとおかしいものであり、せっかく申告単価をプライスペースにするのに、そこに上限値があると、コストベースで良かった、となってしまうかもしれない。例えば5年に1回しかない需給ひっ迫で固定費を回収しようとする時は、相当価格が高くなるはず。ただ、そこまでの需給ひっ迫ではないのに、どうして単価をそこまで高くするのか、という事業者の行動があり得るので、それが懸念される。

→ (事務局)  $\Delta kW$  で費用回収するののか、 $kWh$  で費用回収するののかである。需給調整市場の場合、 $kWh$  は指令が来なければ対価が得られない。 $\Delta kW$  は対価を得られる。 $kWh$  市場は、 $kWh$  対価を約束する市場である。固定費などをどちらの市場で回収しに行くのか、ということもあるかもしれない。少なくとも、余力活用については  $kWh$  の対価しか得られないので、それは必要に応じて単価を上げられるしくみにしないとおかしい。

→ (大山主査) 基本的には、先ほど事務局が指摘したように、直前の価格が反映されることが望ましいと思うが、その価格が歪んだ価格となれば話にならないということであるが、現状はコストベースで単価設定するようになっており歪み過ぎている状況である。需給調整市場運開後、 $\Delta kW$  を応札している電源などの単価が、直前の状況を反映しない価格となると、やはり制度を歪めるから、どうするか、という話である。多少歪むのは仕方がないかもしれないが、なるべく歪まないように制度を決めたいという話かと思う。

→ (事務局) そういう制度間の整合を見なければならぬとも考えられる。

(辻主査代理) 少し話が変わり 20 ページ。余力活用の場合、ペナルティはないと理解と思うが、この 2 つ目■の「また」以降のところ、インバランスではなく、調整力で後方した指令値と実績のズレというものが精算されるということになっている。ペナルティがない、という条件のもとでは、この大きく差が生じた時に、インバランスと同様の精算方法が入らないとおかしいと感じる。この整理はまだ検討されていないと思うので、今後検討いただいた方がよい。

→ (事務局) 今の電源Ⅱはこういった精算をしていると理解している。余力活用はペナルティがないから、自由に発電機が運用できるのかというのがまず 1 つある。ただ余力活用には幾つか条件があり、必要な機能を使用できる状態にしておく必要がある。機能を使用していれば、そもそも中給からの指令と全然違う出力に動くはずがない。基本は指令に応じて動くので、実績は調整力として支払う、ということが基本的な考えである。ただ、性能が足りずに、指令から大きく外れていた場合に、それを全部調整力で精算するか、一定範囲は調整力とし範囲外はインバランスで精算するのか、という区分けは、発電機をいかに監視できるかに依る。基本的には GC 後に指令ができるという運用権限が TSO に移っており、発電事業者は出力を自由に変わることができないことから、このように考えている。指摘のとおり、全量を調整力の精算としない考え方も、機械が壊れた場合などに大きく外れる場合にはあり得る。その場合に、1 つ 1 つチェックができるのであれば区分することになると思われる。

→ (一般送配電メンバー) オンライン電源については、画面で動作を監視できている。また、現状は指令値に従えない事象が発生した場合は、事業者から自主的に修理作業の申請がある。今後新規参入者がこのような対応を実施してもらえるのか想像がつかない。kWh で利益が上がるから修理せずにそのまま運転を継続するようなことがどれだけおこなわれるのか。将来的には全数チェックしようと思うが、当面はサンプル的なチェックにならざるを得ない。余力活用契約の内容に、そういった対応を認められた場合には、作業申請のうえ修理をさせるとか、契約不履行で契約解除とか、そういった内容を盛り込むしかない。

→ (事務局) 余力活用の機能を停止して原因を調査するなどの処置ではないか。契約解除は厳しすぎるように感じる。

→ (オブザーバー) 大きな外れ以外にも、小さなずれについても論点としてある。現状の電源Ⅱにおいても、指令値と実績の差が完全にゼロということはないはずである。発電機は、指令をしていなくても、計画から少し上下に出力が振れることがある。現在は kWh 単価がプライスベースでなくコストベースとしているので、そのブレを調整力として支払っても大した金額にはならないと思うが、プライスベースになると、1万円/kWh などのような単価の登録ができ、発電計画から少しずれた分を調整力として支払うのか。おそらく、指令したか否かを細かくチェックして、精算しなければならない。少しでも応動したと主張し調整力として対価を支払うべきという事業者が出現しかねないため、どうするかの詳細検討が必要と考える。

→ (辻主査代理) 実際に指令値に追従できているかという話は、三次②では、 $\Delta kW$  約定量の $\pm 10\%$ といったアローワンスがあるが、余力活用する場合は、約定した  $\Delta kW$  は無いため、発電機自身の性能から考えて、どの程度の範囲は仕方ない、というアローワンスを同様に考えることが必要。発電機の場合と DR の場合と両方あるかもしれない。どの程度の範囲が妥当か、また教えていただきたい。

(オブザーバー) 方向性は概ね資料の通りだと思っている。細かな所で気になった点をコメントさせていただく。

1 つは、27 ページの経済差替え。これはあくまで、一般送配電事業者が調整力をできるだけ安く運用するために記載があると理解している。必ずしも、発電事業者の経済性を高めるためにおこなうということでは無いと思うが、「経済性の向上を目的として」と記載しているので、そこはわかりにくいという印象を持った。

27 ページの下げ調整力の運用はこの通りだと思うが、優先給電ルール発動の際も、登録された価格で精算することになるのか。プライスベースで登録された価格で優先給電ルールに基づいて精算すると、メリットオーダーとルールの順番が逆になるケースも出るので、その点も将来的には検討が必要かもしれないと思った。

35 ページの緊急時の起動について、起動費の価格は事前に登録させておくのか整理する必要がある。

表現振りとして、34 ページの下の「なお書き」で「電源の起動停止を自由にできる契約とすると  $\Delta kW$  を市場で調達する必然性がなくなるため、市場は機能しなくなる可能性があるため、必要な  $\Delta kW$  は需給調整市場で確保することを基本とし…」とあるが、ここは市場を作ることが目的になっているかのように読める。元々の目的は、最も効率的に  $\Delta kW$  やホットな電源を確保するためだと思うので、電源の起動停止を自由にできたとしても、 $\Delta kW$  が確実に調達できるのか。より確実かつ効率的に  $\Delta kW$  を確保するために市場を使う。だからそれを基本とするが、そうは言っても予想外のことが起きたときには、TSO が発電機を起動できるようにしていくという方が、論理的なつながりとしては良いと思う。

36 ページの記載の余力活用するために必要な要件はこの通りだと思うが、この要件を満足しない事業者は、「調整機能を有しない」と申告されてしまうと、契約されなくなることや、免除されることになってしまう。そうすると、「オンラインで監視できる機能はない」と申告する事業者は免除されるとことになり、余力活用契約を締結しなくて良いということになる。要件を明確に記載してあるが故に、「調整機能を有しない」ということになってしまう。

- (事務局) 発電機に現在、どれだけの余力があり、その単価が幾らか、常に把握できないと、余力として使いようがない。かつ、余力を発動する手段が必要。だから簡易指令システムまで作っている。
- (事務局) 先ほどオブザーバーが、単価が 1 万円/kWh のように高いときには、細かくチェックが必要、と指摘したが、オフラインの電源が対象となっていれば更に複雑となる。単価が 1 万円/kWh のときに出力が 50%もずれていることを把握していなければ、社会的に大きな問題になる可能性があるため、オフラインの電源は対象とはできない。
- (オブザーバー) 先ほどの指摘のうち、支払額については、応動した量を計量する際、計画からずれを調整力とするのか、指令した量を調整力とするのか、ということ。指令した量で精算するのであれば、事業者の応動量ではなく TSO の指令した量だけ把握して「TSO は 10 指令したので、10 しか支払わない」という方法もあると思う。
- (事務局) そうすると、オフラインに対し指令して繋がるのであれば、オンラインというのではないか。
- (オブザーバー) 確かにそうである。指令に対し正しく応動しているか監視が必要となる。そうすると、やはりグリッドコードか何かで、「こういうものを具備せよ」ということを義務化していくことが必要ではないか。

- (事務局) オブザーバーの議論に従えば、36 ページに「オフラインも積極的に活用する」という記載をすれば、むしろおかしくなる気がする。よって、どちらかを論理的に決めないと整理ができない。
- (オブザーバー) 方向性としては、これをグリッドコードで求めていくということだと思う。
- (事務局) グリッドコードに入れるとしても、小規模発電機などは対象外になると思う。一方、容量市場は平常時も含め、余力については市場で応札することをリクワイアメントにしているので、バランス停止機を除いて一旦は、余力は全部応札されるが、その後、ゲートクローズ後の余力活用の話であり、その手前では一旦は応札されるもの。
- (オブザーバー) オンライン監視できる機能を持っていない発電機などはどうなるのか。
- (事務局) ゲートクローズ前の市場へ余力を応札はできる。またそこへは応札される。
- (大山主査) 以前、この場で発電機の系統連系技術要件の話題が出て、「こういう機能も含めて」ということを申し上げたことがあったと思う。そういったことも含め、それをグリッドコードにするのかはわからないが、需給調整市場側ではなく、設備として具備していなければ、その発電事業者が損するようなくみを作らないといけないのではないか。
- (一般送配電メンバー) 東京電力 PG のグリッドコード (系統連系技術要件) で求めているのは、一定容量以上の発電機に周波数調整機能を具備することまで。具備した機能を使用することや、通信回線を繋ぐことまでグリッドコード化はできていない。現状はあくまで機能を具備してもらい、本当に足りなくなったら使用までお願いするもので、そのときは大規模改修をせずに使えるようにしておく、ということとしている。これを今回、一步踏み込んで、機能の使用や通信を繋ぐことまでグリッドコード化するかは、議論していただければと思う。
- (事務局) 1 点目は経済差替えの話であり、ご指摘の通りである。基本は調整力を安価なものから使うので、余力があれば安いものに差替えていくことになる。分かりにくい記載については補足したいと考えている。当面は、BG が計画したものも含め、全調整電源を対象に、安価な電源から発動するしくみ。BG 計画を固めてその残りだけ動かすといった経済配分はまだできておらず、当分は残るのではないかと考える。
- (一般送配電メンバー) その通りである。その点は中給システムの根本の制御であり、今は abc 定数運用するものを、BG 計画を見て V1、V2 単価で運用するには、ほぼシステムの作り直しが必要になるので、システム更新時でないといけない。
- (事務局) 下げ調整力の運用の話については、優先給電ルールが発動されればメリットオーダー順にならないのは指摘の通りである。メリットオーダー順とするためには優先給電ルール自体を変



更し、プライスで抑制していくしくみに変えなければならない。そこは国の議論が必要と考える。

緊急時の起動費の登録は必要であり、それをどこでおこなうかは、一般送配電で検討していただきたい。市場設立の目的は、指摘のとおり、調整力の確保を、透明性をもって効率的かつ確実に確保していくことであり、アングラでおこなうとその点が崩れることになる。いただいたご意見を反映して資料を修正したい。

(大山主査) 設備と機能の維持について、この場では一般送配電の委員しかいないため意見は出ないが、その点はしっかり説明しないと理解が得られない。

→ (事務局) kWh 単価を逆にコストベースにせず、プライスベースにすることから、殆どの発電事業者は賛同を得やすいのではないか。

→ (大山主査) その点はどうなるのか分からない。kWh 単価をプライスベースではあるが、高い価格を付けると、市場支配者となる旧一般電気事業者の発電部門や電源開発が指導されるのではないか。というあたりに懸念がある。

→ (事務局) そういうこともあるので、旧一般電気事業者も含めてプライスベースとしてはどうかと記載している。

→ (大山主査) その辺、旧一般電気事業者の発電部門や電源開発に納得できるのか、聞くだけ聞かないといけない。

→ (事務局) 最初のところは、送配電事業者の立場を加味して発電事業者は高い価格を付け過ぎるのではないかという論調があって、むしろ、発電事業者が賛同するように検討したつもりである。

→ (辻主査代理) 先程の議論のように、別の形でインセンティブ、ディスインセンティブの形でカバーしなければならないか。

→ (事務局) 選択肢があるからインセンティブが必要という議論になる。グリッドコードであれば選択肢がないし公平なのでインセンティブの有無は関係ない。次に、対価を支払うとした場合、一律で支払うのか、それとも日々活用される中に回収してもらえようにするのかが選択肢であり、プライスベースにするということは日々活用される中で回収してもらいたいという趣旨で記載している。仮に一律で支払うとすると、原資はどこから回収するのかという別の問題も出てくることになるし、日々であれば市場で競争原理も働く。

(辻主査代理) いずれにしても、引き続き小委で議論していただきたい。議題 2 に進む。

議題2：三次調整力②のアセスメント・ペナルティ等について

・事務局より資料3について、説明をおこなった後、議論をおこなった。

[主な議論]

(オブザーバー) 43 ページの「アセスメントについても BG 単位で実施」との記載について、アセスメントがアグリゲーターの  $\Delta kW$  のアセスメントを指すのであれば、BG 単位ではなくアグリゲーター単位で実施することになるのではないか。

→ (事務局) ご指摘の通りで、各 BG に対してペナルティの有無を判定するのではなく、アグリゲーターとしてペナルティ判定することとなる。

(オブザーバー) 33 ページの「アセスメントⅡのペナルティは発電機またはアグリゲーター単位で課す」との記載について、ここで言うアグリゲーター単位の意味を確認したい。

→ (事務局) 入札単位、アセスメントをおこなう単位と考えている。

(オブザーバー) 35 ページの図について、現時点の状態を確認したい。

→ (事務局) 現時点の状態は破線囲いの部分であり、目指すことが赤囲いで示されている。

(オブザーバー) 36 ページの変更案について、最終的には需給調整市場検討小委員会に諮ったうえで決まるとの整理かと思うが、簡易指令システムのオンライン化については、セキュリティ対策側とも平仄を合わせる必要があるのではないか。

→ (事務局) 少なくとも市場参加者にセキュリティを求める点は明確であり、事前審査の要件にもなる。一方、セキュリティ要件の詳細は、別途実務的に定める必要があると考えている。なお簡易指令システムにつなぐセキュリティのガイドラインは現行のものがあるはずであり、将来的に中給と簡易指令システムがつながるタイミングでも新たなガイドラインが定められるはずであるから、その時点での最新のガイドラインを守っているかどうか、事前審査の中で確認するという事かと思う。

→ (一般送配電メンバー) 今の最後の点であるが、ここでの記載は、中給と簡易指令システムが接続される、されないは実は関係が無い。簡易指令システムと中給が接続されなくても、監視指令システムは上り情報をテキストで受領できる。そういうことを 35、36 ページで記載している。アグリゲーションコーディネーターから簡易指令システムへデータを上げることにすれば、少なくとも 1 か月か 2 か月で精算できる。中給と接続する、ということは分けて考えている。

→ (一般送配電メンバー) 簡易指令システムと中給が接続されなくても、上り情報を乗せて貰えないかということ。あくまで監視方法だけのオンラインということ。

(事務局) 前日昼間に翌日 48 点分の  $\Delta kW$  を確保することになると思うが、調達以降に電源トラブルなどが発生した場合、アセスメント I は 48 点全部クリアできないということになるか。

→ (事務局) 基本的にはそうなるが、電源の差し替えは認めている。したがって、卸市場のために調達した電源を需給調整市場向けに振替えるなどの対応は可能となる。

(事務局) 三次②の  $\Delta kW$  は一旦前日に確定した後、以降の時間前市場の応札結果を踏まえて差替えて発動したらよいのか。さらに、アセスメント I で不合格となるのは具体的にどのようなケースを想定しているのか。

→ (事務局) 電源を差替えた結果、GC 時点で  $\Delta kW$  が量として担保できていれば問題ない。アセスメント I での不合格となるケースとして、事業者が裁定して他の市場に転売するケースなどが考えられる。なお、これは事業者の意図をもっておこなう場合が多いと考えられることから、ペナルティ対象も事業者と整理している。

(事務局) 調達からのタイムラインを書くと、アセスメント I が何に対するアセスメントをしているのか分かりやすいと思われる。

(一般送配電メンバー) 「ペナルティ強度」と「ペナルティ対象」の用語の定義について、もう少し明確に示したほうが良いのではないか。

→ (事務局) ご指摘の通り、今後は表現を工夫していきたい。

(辻主査代理) ペナルティに関して、様々なバランスを考慮して本提案に至っていることを理解したうえで念のために確認したい。アセスメント I では、意図的に  $\Delta kW$  を確保しないようなケースがあり得るということで、意図的である場合は未達率なども考慮せず、より厳しくペナルティを課すとの考え方もあると思うが、いかがか。

→ (事務局) ご指摘の通り、その点については議論があった。基本的には、少量であっても利用できる電源は利用すべきとの考えであるが、例えば一定値を超えた途端に罰則としてみようと、一部でも  $\Delta kW$  を確保する能力がある事業者が罰則を科されることで、全く調整力を供出しなくなる可能性等を思慮し、アセスメント I は従量制を取り入れた。一方、悪意を持った行動を抑制するという観点では、値を 1.5 倍から順次増やしていく手段は当然あり得る。現時点では具体的指標がないので、まずは電源 I' 程度での開始を検討するが、海外事例では高い倍率のペナル

ティを課している場合もあるようなので、ペナルティの水準については継続して確認する必要があると考えている。

(辻主査代理) アセスメントⅡのペナルティに関する許容範囲は約定した  $\Delta kW$  に対する $\pm 10\%$ となっており、通常は問題ないと思うが、約定量が小さい場合にはそれに対する $\pm 10\%$ の中に収めるといのは技術的には難しいケースもあり得るのではないか。

→ (事務局) 応札事業者が最低落札量を決めることができれば、クリアできるかもしれない。また、部分約定の是非も影響するのではないか。仮に部分約定がなされるのであれば、最後に約定する札だけこの問題が起きるはずである。

→ (一般送配電メンバー) 今のところ応札最低単位は 1MW であり、1MW より小さい単位での約定はおこなっていない。大容量の電源が 1MW だけ落札した場合に $\pm 10\%$ の中に収めるといのは技術的には難しいかもしれない。

→ (事務局) 約定ロジックの話かもしれないが、もし価格順位が僅差で劣っていても、量がちょうど一致するならば、そちらを約定させる方が全体のコスト最小という考え方もあると思われる。また、最後の落札は端数が発生する可能性があり、約定ロジックの整理が必要となるのではないか。

→ (一般送配電メンバー) 落札量が 1MW となれば、対応が困難となる発電機はあるかもしれない。

→ (オブザーバー) JEPX のブロック入札ロジックを参考にすることもできるのではないか。

→ (一般送配電メンバー) 部分約定を有無が混在すると約定ロジックが複雑化するデメリットがあるが、なるべく要望を聞き、部分約定を許容する入札としない入札をうまく組み合わせることができるかどうか、引き続き検討が必要である。

(オブザーバー) 48 ページについて、落札ブロック内においては、相応の強度を有したペナルティを設けることを前提に、全て調整力として kWh 精算となっているが、指令をしていないのに、発電計画からずれた分を全部調整力の kWh として払うのか。

→ (事務局)  $\Delta kW$  を落札されている時間においては、指令が来なければゼロ指令とみなし、ゼロからのずれが許容範囲を超えるとペナルティが発生すると整理をしている。

→ (オブザーバー) 10%の許容範囲内に収まっても、0 からずれた分は kWh を調整力として払うということか。

→ (事務局) 現在はその整理である。

- (大山主査) 発動されていないということは、そのときの調整力単価より高く入札したという状況だと思うが、入札単価より安く精算されると理解した。
- (オブザーバー) そこは入札単価で精算するべきではないかと思う。指令が出ていないということは、メリットオーダー順には上の方にある。
- (事務局) 上側にずれていれば、調整力の単価で、TSO が例えば 5%分払うことになるし、下側にずれていれば 5%分対価をもらうということになる。
- (大山主査) 単価について、調整力の単価が決まっていながら発動されていないということは、それより高い単価で入札していたわけであるが、精算に用いる単価は何が適用されるのか。Pay as bid とは異なるのではないか。
- (事務局) 今のしくみでは、Pay as bid で払われる。
- (大山主査) 発動していないものに Pay as bid で払われることは説明が難しいのではないか。
- (オブザーバー) 指令をしていない状態で、0 からずれた状態というのはインバランスのようなもので、入札価格で精算するのは、違和感がある。
- (大山主査) もし Pay as bid で精算するとなれば、意図的に kWh 単価を高く入札しておきながら、少しだけ実績を上側にずらすことで利益を得ることも起こり得てしまうのではないか。
- (事務局) この議論については DR 事業者がより難しい問題を抱えている。需要の計画値に一致させない限り、全て小売のインバランスに転嫁されてしまう。するとインバランス調整金の扱いについても問題となるはずである。
- (一般送配電メンバー) アグリゲーターが間に入る場合、精算が発生した際に BG 内部での調整金の処理について揉めごとが想定される。
- (事務局) 本来はご指摘の通り、指令に応じた分と、それからずれた分について、インバランスと調整力できれいに仕分けるべきであるが、現実的には、一定の許容範囲の設定と併せて整合をとる必要があるのではないか。
- (オブザーバー) 80 を指令して 82 になった場合は払えばよいと思うが、0 を指令して 2 になった場合に払うというのはやはり違和感がある。

- (事務局) そこは指令値の考え方を整理するしかなく、具体的指令値が 0 の場合もあれば一定値の場合もあり、指令値からのずれが生じることがあれば、精算するという考えである。
- (事務局) オブザーバーが指摘した 80 と 82、0 と 2 の違いは、どのように整理されるのか。
- (オブザーバー) それは 80 の指令をすることというのは、メリットオーダー上、安いところに入っていたということ。しかし 0 というのは、メリットオーダーより高かったということになる。
- (事務局) しかし、82 のうち 2 はメリットオーダーより高かったという意味でもあるのではないか。
- (オブザーバー) その通り。したがって、下にずれたときはいいが、上にずれた分は払わない、という整理もある。指令量を超えた場合は払わず、指令量に満たない場合はその実績で精算するという選択肢はあると考える。
- (事務局) そこまでアセスメントしてインバランスを明確に仕分けることが実際できるのかどうかということ、DR 側が果たしてそれで参入できるのかという視点は重要である。 $\Delta kW$  のアセスメントはこれで整理するとして、インバランスの切り分けについては議論が必要と考える。
- (オブザーバー) 支払いに関しては、継続課題とする方が良いのではないか。
- (大山主査)  $\Delta kW$  を安く入札し、 $kWh$  単価を高く入れて、ゼロ指令が来たときも、少しだけ上げておくということで利益を得るという行動が発生してしまう懸念があるのではないか。
- (事務局) DR はコントロールが難しいと思われる。DR の参入が難しいから、アセスメントを 30 分平均値で実施するなど、どんどん緩和してきたという実態がある。 $kWh$  市場や電源 I' と共通する問題でもあるため、資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部で検討いただき、実際のアセスメントについて一般送配電事業者と相談させていただきたい。
- (大山主査) コントロールが難しい事業者には制度面の手当をしているが、コントロールできる事業者が悪意を以てコントロールすることに対しての手当ができていない。それはそれで考えないといけない。
- (事務局) ご指摘の通り。一方で、そのためには正確な計量による切り分けが必要となる。海外を見ていると  $kWh$  の精算は、全て調整力として払っているようであり、実際にできることとそうでないことの両面での検討が必要と考える。
- (事務局) 33 ページに契約不履行が繰り返された場合などの記載におけるアセスメント I について確認をしたい。2 つ目■に契約解除などを含めた措置について一送にて検討するとなっている。こ

の契約解除は、年間単位で契約していて、その事業者はこの契約が解除となると、1年間は全く参加できないというイメージか。

→（事務局）これから詳細を決めていくことになる。

→（事務局）ペナルティーは厳しい対応とも思うが、諸外国を見ると同様なので理解はできる。一方、旧一般送配電事業者が契約解除となれば、それ以外の事業者だけで市場が成立するかどうかの懸念があり、実際不履行が繰り返された場合のアセスメントⅠのペナルティは、制度として決めるのは難しさが伴うと考えている。容量市場においても同じような問題があり、事業者に対して市場退出させてしまうと、旧一般送配電事業者が市場退出となれば、そもそも市場が成り立たなくなる懸念を踏まえ、翌年度以降の減額のようなしくみを取り入れているところである。それによりインセンティブは下がるので、容量市場では一定の効果があると考えが、需給調整市場に関しては、kWhを他の方法も含めて売ることもできるため、そのあたりの課題を引き続き詳細に検討する必要はあるのではないか。

→（事務局）その点は理解しており、アセスメントⅡは月3回と明記している一方、アセスメントⅠは複数回と表現している。回数を明確に規定してしまうと、アセスメントⅠ時点で意図せず規定回数を超えてしまった場合に、市場参加者が誰もいなくなる懸念があるため、必要に応じた判断をおこなえるよう整理したいと考えている。

（一般送配電メンバー）資料に記載の通りアセスメントⅡは事前審査を再実施するとなっている。これは明らかに機器的な問題であるためと理解できる。しかし、アセスメントⅠは意図せぬシステムトラブル以外は何か意図があると考えられるのではないか。

（事務局）ペナルティの強度が1.5倍という数字について、根拠づけが難しいのは確かだが、おそらく諸外国よりは緩めだと見ている。一方、故障などの意図せぬ事象と、裁定のための恣意的な行為を明確に線引きすることが難しい状況で、最終的に契約解除までとなる点は課題となるのではないか。

→（事務局）よって、ただし書きとして、そういった不可避なものについてはカウントから排除できると整理している。そのような事由を排除したうえで複数回繰り返したときというのは、それは意図があって複数回繰り返すということになるので、何らかの指導をしなければいけないということである。

→（事務局）是正勧告もあってその次に契約解除があるということで、そもそも作為的ではないトラブルであれば是正勧告の対象とはならないと理解した。

- (事務局) 補足として、何らか悪質な行為と判断され、旧一般送配電事業者が市場退出することになれば、そもそも需給調整が成り立たなくなる懸念も残るため、例えばペナルティ強度を強くするといった制度面と、市場退場とを総合的に考えたペナルティを与えるという事かも知れない。仮にペナルティの強度が 1.5 倍程度で悪意のある行動が確認されるようであれば、さらに強度を強めるようなことも考えてはどうか。
- (一般送配電メンバー) 広域機関や監視等委により、公の場で当該事業者に対し是正勧告までおこなうことも一つの方法である。
- (事務局) 戒めとしての効果はあっても実質発動できないのでは意味がないため、考え方はこの内容でよいと考えるが、ペナルティの順序や重さのバランスが適切かどうかは引き続き議論があるのではないかと思う。
- (事務局) もしくは極端に重度の金銭的ペナルティを設けること策の一つかもしれない。
- (一般送配電メンバー) 一般送配電の立場としても、実際には市場退出の発動判断は難しさを伴うと考える。余程の事がないと発動は難しいと思っており、広域機関や監視等委から何らかの後押しがないと発動は実行できないのではないかと考える。罰則を大きくするようなステップを間に入れてもいいのかもしれない。
- (事務局) 金銭的ペナルティの強さが 1.5 倍ではペナルティの強さとして弱いということであれば、例えばその事業者に対して、より多くの金銭的ペナルティを科すのも一つの方法である。
- (一般送配電メンバー) まずはこの制度で開始し、そのような課題があれば、相談をしながら金銭的ペナルティの強度を強めるように見直ししていくことでどうか。市場退出の発動判断は一般送配電として安易にはできないという意識は持ち続けることになる。
- (事務局) 一般送配電としての発動判断は、条件が明確化されていないと実際の発動が難しいのではないか。
- (一般送配電メンバー) この現状の制度だけでなく、他にも何か加えて明確にしておく方がいいということか。
- (事務局) 今後詳細検討をおこなう中で、要件を明確にしておいてはどうか。
- (事務局) 制度のフレームとしては現時点ではここまでとし、詳細は取引規程の中で市場運営者である一般送配電事業者にてご検討いただきたい。



(仕主査代理) では引き続き検討をお願いします。

以上