

## 第10回需給調整市場検討小委員会 議事録

日時：平成31年3月28日（木）10:00～12:00

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）  
市村 拓斗 委員（森・濱田松本法律事務所 弁護士）  
辻 隆男 委員（横浜国立大学大学院 工学研究院 准教授）  
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）  
林 泰弘 委員（早稲田大学大学院 先進理工学研究科 教授）  
樋野 智也 委員（公認会計士）  
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）  
市村 健 委員（エナジープールジャパン(株) 代表取締役社長）  
今井 伸一 委員（東京電力パワーグリッド(株) 常務取締役）  
久保田 泰基 委員（大阪ガス(株) エンジニアリング部 電力ソリューションチームマネジャー）  
高橋 容 委員（(株)エネット 取締役 技術本部長）  
野村 京哉 委員（電源開発(株) 執行役員）  
平岩 芳朗 委員（中部電力(株) 専務執行役員 コーポレート本部 副本部長 ICT戦略室、ITシステムセンター統括）  
渡邊 修 委員（九州電力(株) エネルギーサービス事業統括本部 企画・需給本部 部長（需給調整担当））

### 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））  
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）

### 欠席者：

大橋 弘 委員（東京大学大学院 経済学研究科 教授）

### 配布資料：

- （資料1-1）議事次第
- （資料1-2）需給調整市場検討小委員会 用語集
- （資料2）容量市場開設後における発動回数制約電源の取扱いについて
- （資料3）需給調整市場における三次調整力②の事前審査およびアセスメントについて
- （資料4）二次調整力①広域運用の現状活用案の検討状況について\_送配電網運用委員会提出資料
- （資料5）広域需給調整システム（運用）の開発状況について\_送配電網運用委員会提出資料
- （資料6）本小委員会における議論の方向性と整理

## 議題 1：容量市場開設後における発動回数制約電源の取扱いについて

- ・事務局より、資料 2 により説明を行った後、議論を行った。

### 〔主な議論〕

(林委員) この場が相応しいのか分からないが、6 ページにおける仕組みはよいと思うが、右下の赤枠で囲まれた「落札されなかった場合の支払の仕組み」については、※で「需給ひっ迫時に、一般送配電事業者の指示があった場合にその対価を支払う仕組みについては別途検討が必要」とある。これは容量市場が 2024 年度からとすると、事業者は 4 年前の 2020 年度に準備する必要がある中、考慮されていると思うが、これをどのようにやるのか、是非しっかり準備して頂き、早めに周知していただきたい。プレイヤーが何人もおられると思うので、その方に対して早めにアナウンスしていただきたい。なかなかイメージが湧きづらく、安心してビジネスを展開していただくためには必要かと考える。

→ (事務局) 今回はこういったフローを示したことで少しは明らかになったと思う。容量市場側の契約の話でもあり、どちらでどう示していくのか、広域機関内で相談して考えたい。

(市村拓斗委員) 1 点確認したい。5 ページで、容量市場開設後は小売も kWh を活用できることが示されている。ここはあまり想定されないと思うが、相対で取引をするというようなことについて、何か制約されているのか、教えていただきたい。

→ (事務局) そこまで考えていなかったが、年 12 回のタイミングにしっかり供給力として使われることが大事であると考え。その時の kW に貢献していることが重要であり、容量市場の考え方に立てば、その使われ方が、相対であっても可能ではないかという気がする。そこは容量市場側に確認しておく。

→ (市村拓斗委員) 仮に相対も認められるとすると、「落札されなかった場合」の確認の仕方について、実務的に影響が出てくると思うので、確認をお願いしたい。

→ (事務局) その点は容量市場のアセスメントの話になるかと考える。

(高橋委員) 7 ページについて確認したい。発動回数等に余裕のある場合で、容量確保契約に基づく発動が無い時期において市場をどう活用するのか、という点について、市場で落札した後に発動指令があった場合、対応できなければペナルティが課されるものかどうか、あと発動指令があった場合に、例えば 3 時間という基準があると思うが、それを満たせない場合にもペナルティが課されるのであれば、逆に市場取引しない方がよいという判断もあると考える。その辺りの整理が今後必要ではないか。

→ (事務局) 容量市場のアセスメントやペナルティに係るところかと思うが、まずは年初に容量市場で約定されているということは、先に容量市場のリクワイアメントやアセスメントが掛かっている状態であり、これを前提に他の市場において、需給ひっ迫の指示が来ていない時にどのように行動するかということかと考える。まずは先に契約を結んだ容量市場のリクワイアメントをしっかり満たしていただくことが大事ではないか。

(松村委員) むしろ容量市場で議論すべき事なのかもしれないが、話題として出てきたので確認させていただきたい。基本的な思想としては、容量は、必要な時に動いてもらわないと困る訳で、電源 I' もその意味で同じで、回数と時間の制限があるというだけ。キャパシティを確保しなければいけない時に発電機が動いていなければ、容量市場の意味がなく、これをもとに必要なだと一般送配電が判断した時に動いていないと困る。

一方で、これは調整力ではないので、定めた時間にその規模で動いていないと困るが、変な言い方をすればどのような動き方をしても良い。市場で買われた結果として、小売事業者のインバランスが減った形で動いても良いし、結果的に一般送配電事業者が買い取って調整力として使われる形でも良い。そういう発想と理解してよいのか確認したい。

その発想で、先程の時間前市場の話だとこの整理はとてもよく分かる。時間前市場で売ったは良いが、もしその時間帯と発動された時間帯が食い違っていると、発動された時間帯、一般送配電事業者から要請された時間帯はきちんと対応しなければならない。別の時間帯に動かしたとしてもそれはカウントしないが、それが丁度重なっていた時は、一般送配電事業者が買い取らなくても、一般送配電事業者の要請に応じたものと見做す。それだと基本思想と一貫しているのが分かる。不明確なのは相対取引や卸市場の場合である。もしこれが発電機で、ピーク時だったとして、危機的な状況でも卸市場で売ったのできちんと動いているとすると、もちろんリクワイアメントは満たしている。突き詰めると、電源 I' 相当も DR も卸市場に売ることにはできる。ただ、売って約定して実際に発電する時間とずれているのであれば、そちらも実行してもらわないと困るが、重なっていたらきちんと卸市場に出して供給力として動かし、実際に行ったのでリクワイアメントを満たしていると考え、と整理すれば、先程の基本的な考えとぴったり合う。

ところが、ここでは、発動されることが予想されない時期や余裕がある時、ということになっていて、食い違いがあるような気がする。この資料の意図は、例えば卸市場に供出しているも、その時間帯に仮に一般送配電事業者から指令が出ていたとしても、その時間帯においてはきちんと供出しているのでリクワイアメントを満たしており、その指令が来た時に限って 1 回とカウントされる、ということなのか、時間前市場では良いが前日スポット市場ではダメということなのか。どちらなのか確認したい。

→ (事務局) 発動回数が 12 回しかなく、実態としては取引が決まってしまうという点が、火力発電機などとは相当異なっている。つまり発動回数が 12 回しかない中、相対契約が存在していると、発動指令が来る時に対応できずリクワイアメントが果たせなくなる、というのが、火力発電機などと相当異なるのではないか。

→ (松村委員) その回答では分からないので教えて欲しい。そういう制約があり、しかも 1 日何回も連続して対応することが難しい、ということだとすると、そう簡単に前日スポット市場には供出できないし、簡単に相対取引はできない。それを 1 回にカウントしてもらえない時間帯、例えば自分は 3 時から 5 時に卸市場に売ったとして、一方で一般送配電事業者から、5 時から運転するように言われれば、連続で長い時間やることを強いられるので、実際にやることはとても難しい。それから、回数の制限があるのでそもそも要請するのも相当リスクがある。だから可能性が少ないとか、そういうことはあまり使わないだろうとかいう理解に関しては、今の発言はよく分かるが、私が聞いたのはリクワイアメントを満たしたか否かの整理の問題である。仮に前日スポット市場で売るのはとてもやりにくいとは思いますが、スポット市場で売って、その売った

時間帯に危機的な状況となり、発電を要請されたが、その要請された時間帯がちょうど売った時間帯であれば、これはリクワイアメントを満たしたとしてカウントしてもらえるのか、ということである。

- (事務局) ご指摘のとおりだと思っている。その時に、しっかりと供給力として果たしたということなので、カウントされてもよいのではと考える。つまり、9 ページに記載している「活用時期の決定権」が、容量市場は一般送配電事業者にあり、一般送配電事業者が判断した 12 回にしっかりと動いているということがまず大事だということなので、それがたまたま卸市場でつながった時間帯であれば、それと重なっているのだから両方リクワイアメントを満たしているということになるだろうし、ずれていたのであれば、それはもちろん前日スポット市場で約定していても、一般送配電事業者の指定した 12 回ではないので、それはダメだということと考える。
- (松村委員) もしそうだとすると、少し心配なのだが、現実には起こり得ないと思うが、DR を買った結果、発電機を停止するといったような差替えが行われると、本来予備力として活躍してもらわなければならない時期に、結果として発電機が停止することになってしまう。要請された後に時間前市場に供出する場合は、ひっ迫していることが明らかな状況なので、そのような場合に、時間前市場で買ったから発電機を停止するというのは、そちらのリクワイアメントを果たせなくなるのはわかるが、前日スポット市場などでは原理的に有り得ると考える。これはあまり起きそうもない、ということで整理するということか。
- (事務局) 前日スポット市場で kWh を供出したとしても、基本はひっ迫時に発動するものなので、その時は発電機も収益を得る機会があるはずで、普通は発電機を停止する状況にない状態というのが発動される時だろうということがまず大前提である。ひっ迫が予想される場合は、通常の電源にも容量市場側のリクワイアメントがかかる場合があり、その際は市場に供出するというものもある。

(鍋島オブザーバー) この話題は、需給調整市場で議論するのがいいのか、容量市場で議論するのがいいのか分からないが、そもそも容量市場の DR 調達は、アデカシーの確保というか、ピーク時の供給力確保のためである。若干微妙なのは、容量市場のリクワイアメントにおいては、需給ひっ迫が起きそうな時は、一般送配電事業者等が、何らかのひっ迫状態にあると宣言し、容量市場側で通常の発電機も含めてしっかりと供出するというリクワイアメントが掛かる。

今回の事務局提案は、需給ひっ迫宣言とは微妙に違い、例えば DR は、需給がひっ迫していても、再エネ予測誤差等何らかの理由で使わなければならない場合もあるので、一般送配電事業者の指示の下、12 回は使わせてもらう、と容量市場側で契約してしまう。従って、アルバイトで経済 DR のようなことが出来るとの指摘があったが、容量市場との関係で言うと、一般送配電事業者の指示によって 12 回発動することはある。それが出来ないと、容量市場の支払いが行われないということもある。DR 事業者がアルバイトをするのであれば、自己責任で一般送配電事業者から指示が出ないような時にアルバイトするのはよいが、一般送配電事業者が使いたい時に、例えば「4 時間前に他の事業者から要請があったので、一般送配電の要請に対応できない」といったことがあると、役に立たない DR となるので、それはダメだということではないか。

- (事務局) その点については、先ほどの議論で動いていればよい、ということになったため、問題ないのではないか。

- (鍋島オブザーバー) 一般送配電事業者が使いたいときに動けないのはまずいのではないか。
- (事務局) 松村委員が指摘されたように、市場に出すのはよいということになると、市場に出すのはよいが相対はダメで、一般送配電事業者が指令したときに動くのはよい、というのはおかしいのではないか。
- (松村委員) 鍋島オブザーバーの指摘について確認したい。仮にアルバイトで 14 時から 15 時まで動いており、これで DR 原資が尽きたので一般送配電事業者が 15 時から発動指令を出したときに対応できなかった、というように、指令の前に動かしたので無理、というのはダメだという意味なら正しい。アルバイトで 12 時から 15 時まで動き、一般送配電事業者も 12 時から 15 時まで動かしてほしいと言った、という場合は OK という意味か。その点の齟齬がなければ、指令された時点で動いていなければリクワイアメントを満たしていないというのはすべての調整力商品について当てはまると思われる。鍋島オブザーバーはその点を確認されたということではないか。
- (事務局) 例えば DR 事業者が前日市場に 80 円/kWh でビッドし続ける。80 円になったときには発動して儲かる。そういう世界があったとして、市場が高騰する時間帯はおそらく、一般送配電事業者が発動を指令する時間帯に合致しているだろうから、そうならなくて、発動指令が出たときに対応できず、ペナルティをもらうことがたまにあったとしても、トータルとしては儲かるかもしれない。こういう市場行動が許容されるということだと考える。

(久保田委員) JEPX の時間前市場を使うというコンセプトは、あるものを有効活用するという意味で望ましい。時間前市場で落札されなかった場合の価格についてはこれから検討ということになるが、そのプライシング次第で事業者の行動が変わってくるので慎重に検討いただきたい。先ほど話題になったが、電源の経済差替についてもこの単価が低すぎると時間前市場で経済差替すなわち DR を調達し自社電源を停止するという行動が予見される。もう 1 つ、時間前市場は全国市場であるので、あるエリアでひっ迫が起きたとして、紐付次第では DR が他エリアに流出してしまう。トラッキングをしっかりとしないと DR がせっかく発動したのに他エリアの電源差替に使われてしまう。約定システムを改修するのは不毛だと思うので、管理、監視する仕組みを今後考えていただきたい。

- (事務局) 価格の付け方については、電力・ガス監視等委員会にて調整力 kWh 価格について GC まで差替可能にするかどうか等について検討されていると認識しており、広域機関としても協調して検討してまいりたい。紐付については、調整力が広域的に運用されていくので、需給ひっ迫を広域的に判断するかどうか、ということについてもいずれ検討していく必要があると思っており、そういった論点との兼ね合いの中で考えていきたい。

(市村健委員) 既に現実にマーケットで運用されているフランスの事例を簡単に紹介したい。先程理事長の方から、そういう経済行為が起り得るか否かという点について、我々事業者としての一つのメルクマールを示したいと思っている。

11 ページに、我々が事業を行っているフランスのマーケットの事例が示されている。いわゆる三次調整力②に該当するのが「Complementary Reserve」であり、DR はほとんどマーケットに参入していない。フランスの場合は分散型の容量市場となっているので、RTE 以外

にも相対契約のキャパシティーメカニズムが実際に運用されている。例えば EPEX について、日本という所の JEPX に該当するような市場での容量市場のようなものもある。

我々としては、リソースが限られているので、基本的には電気事業の安定供給あるいは周波数への追従といったリクワイアメントを達成できない限り過大なペナルティを課されるということで、そのリスクを負えないという事業者としての健全な政策判断がある。外形標準的には、先程、本業とアルバイトというレトリックがあったが、出来る形にはなっているものの、事業者としての適正な経済判断としてキャパシティーマーケットにしっかりと参入し、三次調整力②に該当する「Complementary Reserve」には、結果的にはコミットしていないのが実情である。

→ (事務局) その点をまさにお伺いしようと思ったのだが、容量市場の価格を考えると、アルバイトを全くしないというか、全く相対契約も市場取引もしないということではペイしないように感じる。その点はどう考えているか。今の DR の契約金額と比べて容量市場の金額がいくらになるか分からないが、普通の落札額だととてもペイしないように感じる。需給調整市場に参入して、変なタイミングで発動されてペナルティになるという点については、どう考えているのか。

→ (市村健委員) 現実問題として、三次調整力②の価格形態は決して generous ではない。したがって、ペナルティのリスクを負ってまで経済的に見合うという判断が今のところ出来ないというのが現実である。

一方で、バラシニング的な機能を DR に求められているマーケット、我々が R1 と呼ぶ「Primary Reserve」は、日本の一次調整力と同じカテゴリーであるが、ここは十分に generous と考える。従って、本業とアルバイトという言い方をすると、同じリソースを使うのであれば、よりリスクが低くてリターンが見込めるマーケットに入りたいということで、三次調整力②ではなく一次調整力のようなものに参入することになる。

→ (事務局) 容量市場のリクワイアメントは 12 回なので、もし限界費用がそれ程高くないのであれば、例えば 20 回発動できる場合に、12 回分は TSO のために発動し、残り 8 回はかなり高い金額で相対契約を締結するということをすれば、容量市場からも収入が入るし、8 回分は一番高い所で使えば儲かるような気がするが、そのようなことは考えられないのか。

→ (市村健委員) それは現実に行っている。マーケットに拠出する形なのか、サードパーティアグリゲーターとして拠出する形なのか、日本で言うところの旧一般送配電事業者と組んで経済 DR として拠出するのは事業者の判断だと考える。

(大久保オブザーバー) 今回の整理いただいた取り扱いについて、1 点だけ気になった点があるので申し上げる。6 ページの業務イメージにある、アグリゲーターが時間前市場に札入れすることについて。こういったことはないと思うが、例えば DR 事業者が、マーケット価格が上がりそうだとすることで、ベースラインを上げる時間的余裕があるのではないかと、と思われる点である。この辺もリクワイアメント等で制約すればよいと思うが、そういった細かな点については、もう少し検討する余地があるのではないかと考える。その点について、一般送配電事業者も広域機関と協力していきたいと考えている。

→ (事務局) こちらも容量市場側での検討であると思うが、現状、電源 I 〃 はベースラインを High 4 of 5 の直前補正型などでやっていると思うが、そういった客観的な指標に基づいて設定するの

ではないかと思っており、その点は容量市場側の方で決めるものとする。

(大山委員長) 時間前市場に供出して落札されなければ、一般送配電事業者から支払いを受けるという大きな方針については、反対意見はなかった。詳細設計については今後の検討課題ではあるが、基本的にはこの内容でよろしいか。

→ (一同、異議なし)

議題 2 : 需給調整市場における三次調整力②の事前審査およびアセスメントについて

・事務局より、資料 3 により説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

(今井委員) 26 ページの供給力型に関するデメリットはここに記載のとおりだと考える。一方で 28 ページの一番下で、アセスメントを供給力型にすることによる悪さについて言及頂いていて、他の調整力必要量が増加する可能性があるということは、26 ページのデメリットにもあると理解している。先程の説明にあったが、安定供給とか、調整力をより低コストで調達する、という我々一般送配電事業者の使命を考えると、中々性善説には立ちにくいところがある。決して厳しい性悪説で著しく不公平になることはあってはならないと思うが、27 ページの図にあるように、事前審査では右の特性で確認できていたが、実際に動いたときには左のような形になってしまった、というような系統運用面からの悪さを定量化すべく、事前にシミュレーションしようと思っても物凄く大変だし、想定を著しく悲観的にすると悪さが過剰評価になってしまうので、中々悩ましいところはあるが、今後実務レベルでペナルティを検討していく中で、広域機関とともに検討させていただきたい。

→ (事務局) 確かに計量器を付けなければ、これを証明することもなかなか難しいことが裏腹にあると思っている。とは言え、実際アグリゲーターも制御する上で細かな計量値を持っていると思うので、その細かな値を提出してもらおうとか、相談できるようにすることを考えていかないといけないという示唆をいただいた。

(鍋島オブザーバー) 先程の議題との関係で確認したい。今回三次調整力②のアセスメントについて、ERAB 検討会と連携しながら DR に鑑みて基準を設定する自体は、とても良いことだと思うが、先程から、DR 事業者は基本的には容量市場の容量契約に基づき発動していて、三次調整力②に参入してくる人は中々いないという議論もあった訳だが、その三次調整力②のアセスメントについては DR 事業者と連携を密にして、基準を作っているということがどういうことなのか、消化しきれておらず混乱している。もしかすると DR 事業者は主に三次調整力②に入ってくることを念頭に、将来的なビジネスプランを描いているような気もしていて、そうだとすると先程の議論の中で、三次調整力②ではなく容量市場側で収益を上げていくこととの関係、認識のギャップが起きているのかどうなのかが気になる。先程の議論との関係で言うと、容量市場の契約に基づいて発動した場合にも、容量市場側の何らかのアセスメントも出てくると思うが、そういうアセスメントと三次調整力②のアセスメントは全く別物と考えてよいのか。別物だとは思いますが、或いは今回議論した内容がそちらの方にも適用されていくのか、その辺り、どういう文脈でこれ

を議論しているのか確認させていただきたい。

→(事務局) 前半の説明で少し混乱させてしまったかもしれない。年 12 回という限られた回数であれば、容量市場に入っている訳なので、まずその責務をしっかりと果たしていただくというのが先ほどの話である。現状の DR を考えると、多分そちらに応札する方が多いのだらうと思っている。ただ、事業者と話をしていても、そのようなリソースの中でも三次調整力②として使える部分もあるのではないかと考えている方もいる。そのような方のために、三次調整力②市場をどのように見ていくのかしっかりと決めておく必要があるだろうということで、そこは数が多いか少ないかは蓋を開けてみないと分からないが、間口としてはしっかりと広げて、受け入れるよう検討しているということである。

次に容量市場のアセスメントと三次調整力②のアセスメントが一緒か別か、という話については、容量市場のアセスメントは容量市場の契約をしっかりと果たしたかどうかのアセスメントを行うし、三次調整力②は  $\Delta kW$  を約定した人に対して、それを果たしたかどうかをアセスメントするので、そこは別と考えていただければよい。

(平岩委員) 先ほどの説明における DR の場合の事前審査について、直前の需要のレベルを出していただければ、変なことは起きないだろうとのことであった。一方で、実際に発動されるケースだと、43 ページの三次調整力②のアセスメント II の方法の記載の右下の出力変化量のイメージ図において、上の黒い線は事業者の想定する需要でこれがベースラインとして設定されていると考える。それを、例えば 1 時間前くらいに想定する場合、これは議題 1 にも絡むが、例えば発動回数が限られたものについては、3 時間前に時間前市場に出すことになると、需給がひっ迫している状況が知れ渡っている中で、1 時間前までにベースラインを設定するということになり、おかしな行動が起きてしまわないか。慎重すぎるかもしれないが、どのタイミングでベースラインを設定するかも含めて、今後容量市場との関係もあるかもしれないが、ご検討いただきたい。

→(事務局) 43 ページに示しているのは、先ほども申し上げた通り、需給調整市場は基本、オプション取引ということで、指令が出るかどうかは予め分からないから、指令が出る前に想定を出させる分には不具合は起こらないだろうという前提に立っており、事前審査も同じ考えである。では容量市場と三次調整力②の関係だが、容量市場はそちらで何らかベースラインを設けるので、まずはそれを果たしてもらうことが大事である。容量市場側で整理されると考える。そこでしっかりと  $kW$  を果たしているかどうかの適切なベースラインが決められるものと理解している。

→(平岩委員) 補足すると、例えば 3 時間前に、「これは需給がひっ迫するぞ」と思うと、意図的にベースラインのレベルを上げて、発動されたらそこから下げるといった行動をとられると、結局上げ調整力として期待している部分がなくなってしまう。少し考えすぎかもしれないが、そういうことが無いような仕組みが必要ではないかと考える。

→(事務局) 三次調整力②の  $\Delta kW$  を応札する前日のタイミングで、必ず明日調整力が使われるだろうとわかっていた場合、ということ想定されているのか。翌日三次調整力②で逼迫で必ず使われるからずしょう、と思うためには、 $\Delta kW$  を応札していないといけないため、 $\Delta kW$  を応札するタイミングとの関係がある。需給ひっ迫の判断は、 $\Delta kW$  をすでに調達してしまっ後ででするとすると、ひっ迫するか分からないタイミングでその時のオプションを決めている訳である。また後ほど補足させていただきたい。



- (大山委員長) いずれにしても発動されることがわかってから変えられるベースラインはあり得ないということであり、発動されるかわかる前に提出されなければ話にならない。
- (平岩委員) 発動される前に、これは需給ひっ迫しそうだ、ということがわかる可能性がある。
- (大山委員長) それはそういう賭けをする人がいるかもしれないが、いずれにしても、どれだけ前に出してもらおうかということは考えないといけない。

(野村委員) 35 ページの「過去の試験データ等に基づく事前審査について」というところだが、商品要件に適合することを確認できる書類ということで、メーカー試験成績書等の提出とある。それが出来ない場合は実働試験とされているが、例えば、運転している電源等については、稼働実績を以て事前審査に替えるというようなことも検討いただきたい。

- (事務局) 事前試験は、能力の有無を見るのが目的であって、試験することが目的ではないため、能力がわかるものであれば可能だと考える。その辺りは一般送配電事業者が詳細を決める時期にご相談いただきたい。

(辻委員) 43 ページについて、許容範囲が落札された  $\Delta kW$  から  $\pm 10\%$  とある。これを制御指令に対する  $\pm 0\%$  としていないのは、小さい制御信号が来た時に非常に細かい粒度になってしまうことが考慮されていると考える。逆に言うと、同じ制御指令が来たとき、多く落札している方が緩く見える。一応この枠組みとした場合に不公平感が生じることがないかどうか、今後留意して、必要に応じて見直しを検討してはどうか。

もう 1 点であるが、同様に事前審査時にも、「落札 kW」の  $\pm 10\%$  という文言があった。事前審査の場合、落札されたという表現だと意味が通じないのではないか。その辺りは、定義、意味を明らかにしていただきたい。

- (事務局) 確かに、事前審査時点では、「落札された」という概念が無い段階である。どれだけ出せるかという kW の  $\pm 10\%$  であり、そういう形に資料を修正させていただく。

(馬場委員) 事前審査、アセスメントについてコメントさせていただく。最初に今井委員が言われたとおり、こういうやり方で実施するのは仕方がないと思うが、モラルハザードが起らないように、何らかの歯止めが必要ではないかと考える。

それから今まであまり話に出ていなかったが、37 ページのサイバーセキュリティの観点での事前審査について、これは非常に重要な部分であると考え。本来まずは中給システムに接続するかしないかということもあるかと思うが、例えばこういった部分に注力できないような中小の事業者などが入ってきた場合、例えば物理的な kW や kWh の誤差の影響が小さいと言っても、通信やサイバーセキュリティに関しては、そこは 1 つのものになっていて、そこを狙って何かやられることも考えられる。今巷ではサプライチェーンアタックが結構話題になっていて、まだ審議中でどうするか決まっていないが、早くきっちりとした取り決めを作る必要があるので、是非検討していただければ有り難い。

(事務局) 先ほど鍋島オブザーバーがコメントしたことは確かに面白くて、需給ひっ迫時で一般送配電事業者が発電機へ発電指令を出した時は、どういう市場で応札していたとしても発電すればよく、

鍋島オブザーバーが指摘したように、需給調整市場と容量市場のリクワイアメントが異なる場合、需給ひっ迫時に需給調整市場で応札して発電していて、そこに一般送配電事業者からの発電指令が来てのでよかったと思ったが、どちらかのリクワイアメントを達成していなかったからペナルティだ、ということもあり得るのではないかと。少し違うくらいならよいが、もし矛盾しているリクワイアメントの場合、応札したら絶対駄目になるということも考えられ、平岩委員が指摘したように、ベースラインとして微妙に違うリクワイアメントを作った場合など、後に問題となりそうなことが想定される。今後よく考えていかなければならない。

→ (事務局) 基本は平常時をイメージしていて、そこが重なるのはレアケースだと考える。少し時間がずれていた場合に両方実行しなければならないというのは、ハイリスクな話である。契約関係でいえば、両方の契約を持っているのだから、双方とも満たすことが必要と考えるのが自然である。ただその両者のリクワイアメントにおけるベースラインが異なるという点は、それぞれが要求していることを果たせるか、そのための基準の出し方がどうかということであり、容量市場側とも連携をしておく。

(松村委員) 鍋島オブザーバーの指摘と別の点が気になっている。確かに DR 事業者が三次調整力②に、この条件なら参入できる、という声があったことを記憶している。しかし、最初に三次調整力②を議論した時に、容量市場導入前のことか、導入後のことかは、少し微妙な気がする。つまり容量市場で kW の対価を得て、更に乗せで対価を得ることになる。普通に考えれば、ここに応募する事業者は容量市場にも応募しているはずで、おそらく事務局としては、容量市場側で基本的に対価を得、乗せで三次調整力②の形で対価を得るのは相当限定的ではないか、このため参入してくる量が相当少ないであろうから、まずは性善説に立ったとしても、滅茶苦茶なことにはならないのではないかと考えたと思う。しかし、これが物凄く増えることになり、実際に挙動がかなり怪しいということになると、きちんとしなければならないので、将来のことは留保する、ということだと考える。したがって、認識としてはあまり入ってこないという見通しなのではないか。

先ほど市村健委員からも発言があったが、三次調整力②に入ってくるのは、相当レアになるような気がする。リクワイアメントはそれなりにある訳で、容量市場のリクワイアメントよりも更に相当きついため、事業者としてはあまり想定していないということと、事業者との間で認識にギャップがあると、確かに問題。この点、容量市場とはどういうもので、DR にどれだけ期待しているかという説明を含めて、誤解のないようにする必要がある。しかし、事務局が説明したように、門戸を閉ざす必要はない訳だし、リクワイアメントを満たしているものを排除する必要はないため、しっかりとルールを考えるということ。更に佐藤事務局長がお話しされたとおり、乗せについて、より厳しくなるというのは当然であると思うが、矛盾するのはさすがにあってはならないと思うので、その点もし万が一あるのであれば、十分注意が必要と考える。

この委員会で言うことではないが、この議論で、調整力に関してリクワイアメントが結構きついていると思っている。このリクワイアメントがあり、更に三次調整力②は主に太陽光の予測外れに対応するために取っておくものだとすると、太陽が相当照ると予想している、すなわち電源が相当余っている状況で沢山調達されるということになる。そうするとそもそも無茶苦茶高い価格が付く訳ではなく、DR 事業者にとって旨みのある市場にはならないことが十分予想される。だから

ら参入してくる事業者が少ないということだろうと考える。ということは、昨日別のところ（電力・ガス基本政策小委員会）で議論になったのだが、FITの予測外れの部分のインバランス調整に関して、これだけきついリクワイアメントがかかるDRは限定的かもしれないが、実際の予測精度は、例えば朝9～10時ならば、当日の13～14時にどうなるかはかなり正確に予想でき、そうすると、ここにリクワイアされるようなものには対応できないかもしれないが、そういう予測外れに対しては十分対応できるDRはそれなりにあっても不思議はない。BGの方に調整を委ねる方が、コストが低くなるのが、このリクワイアメントであれば十分あり得る。ここで出てきた議論は、そういう議論にも重要になるので、情報を共有して、どちらの委員会でも「こういう方向になっている」ということが知られることが重要。

（市村健委員）1点確認だが、28ページの上から4つ目のリード文に、「事前審査については、精算を伴わないことから計量法を考慮する必要がなく、計量器を暫定的に設置することや事業者が設置している計量器によって実施することも選択肢となり得る」とある。1つは例えば事業者が設置している計量器というのが、パルス検出器のようなものでもよいのかということを確認したい。

もう1点は要望と言うか、これからの議論の中で色々と深めていただきたいと思うが、同じような考え方が、当然、一次調整力、二次調整力で出てくると考える。一次調整力、二次調整力、三次調整力、各々リクワイアメントも変わってくるし、当然のことながら事前審査も変わってくるため、一概には言えないと思うが、やはり二重投資とか、社会コストを最終的に増やさないように、既存のもののある程度活用できるように、今後の市場設計の中で検討いただきたい。

→（事務局）今後おそらく一般送配電事業者の方で考えられると思うが、事前審査もどの程度の精度の計量器であれば大丈夫等、何でもよいということにはならないと思うので、それとの兼ね合いで、今設置されているパルス変換器、その大元にある計量器がどういったものなのか、そういった事情との相談になると考える。

（大山委員長）三次調整力②の事前審査およびアセスメントについて、事務局案に対する反対意見はなかったと思うが、この内容で進めることでよろしいか。

→（一同、異議なし）

### 議題3：二次調整力①広域運用の現状活用案の検討状況について

・大久保オブザーバーより、資料4により説明を行った後、議論を行った。

#### 〔主な議論〕

（事務局）確認と質問である。8ページにあるように、制御分担量をあくまでプロラタ的に比率按分し、 $\Delta kW$ のメリットオーダーは、例えばTSO1が一番メリットオーダー順に安いのなら、そのエリアで全量の150を配分すればよいように思うが、それを行わないというのは、4ページの4つ目のリード文に「二次調整力①は周波数変動に対応するため応答速度が重要であることを踏まえつつメリットオーダーについては仕様統一案の検討において引き続き検討していくが、現状活用案においても簡易的方法について継続検討する」とあるように、将来的には考えるが、間に

合わないので、この方法を行うという意味か。

→ (大久保オブザーバー) 今の中給システムを活用することが大前提であるので、スピードを重視するとこういうやり方となる。ただメリットオーダーについては考えないといけないという認識であり、それを正確に実現しようと思うと、仕様統一案を考えないといけない。簡易的な方法はこれから議論させていただこうと思うが、例えば、各エリアの平均単価を踏まえて配分することも考えられないかと思っている。色々なやり方があると思うが、メリットオーダーに近づくような方法を模索していきたい。

(鍋島オブザーバー) 4 ページの AR ネットティングは、いわゆるインバランスネットティングとよく似ている。AR ネットティングを行うと、各 TSO の制御量が減っていくように思うが、ここでもあまり  $\Delta kW$  の安いもの順に使うという記載がなく、それぞれのエリアの中で  $\Delta kW$  の安いもの順に使われていくことのようにだが、全国大で  $\Delta kW$  の安価なものから使っていくというのは、いわゆる広域的な需給調整市場とはあまり関係がないような気がする。AR ネットティングは、実施すれば、インバランスネットティングと同様に効率的になると思うのだが、これを行うことによって、広域的な二次調整力①の需給調整市場ができるようになるというイメージがわからなかった。そこはどう関係あるのか。

→ (大久保オブザーバー) 基本的に、AR をネットティングすることによって全体で必要な量をまず算出して、それを配分するので、全体の調達量が減ることになる。合わせて発動量が減るので、広域運用することによって全体のコストを下げていくことになると考える。ただ、各エリアの今の制御方式を活用するとなれば、弊社の場合だと、待機ユニットのすべてに、周波数が下がれば、上げの指令を出す。そこがメリットオーダーでできていないので、メリットオーダー的なことをやろうと思うと、先ほど言った簡易的な方法を考えられればと思っている。全体をネットティングすることによって (将来的に) 調達量を減らすことになるのが、広域運用の意味である。

→ (鍋島オブザーバー) 広域運用を行うことによって効率化していくというのはまったくその通りであるが、別の課題としてある  $\Delta kW$  をなるべく安いものから活用しようということについては、これだけだと手当できないので、引き続き課題として残っているという理解でよいか。

→ (大久保オブザーバー) ご指摘の通りで、その点については課題が残っているので、今のやり方で簡易的な方法はないかと考えている。一方、もう 1 つは仕様統一案があると思うが、これができれば基本的にメリットオーダーが可能だが、非常に時間がかかるので、その検討はすぐにはできないと思っている。

→ (事務局) それもあるので、2 ページに「具体的な広域調達、広域運用の方法に係るシステム面の検討、周波数面の影響評価 (シミュレーションによる評価) などの検討を進めていく。」とあり、「現状活用案 (中給システムの抜本改修なし) の実現を目指す場合においても、更なる将来に向けては、仕様統一案 (中給システムのリプレースに合わせた抜本改修) の検討を進めていく。」ともある。これは淡々とやっていくということか。

→ (大久保オブザーバー) そのとおり。

→ (事務局) 少し補足させていただくと、4 ページの 4 つ目のリード文にも、「二次調整力①の広域調達 ( $\Delta kW$  の広域調達) の課題の一つが解決でき」と記載がある。以前、事務局の方から出させていただいたが、一次調整力と二次調整力①を広域運用していくためには、 $\Delta kW$  の偏在など他の

問題を解決する必要がある。ただ少なくとも、広域運用できないと話にならないということで、そういう意味で「課題の1つ」と記載されていると認識している。安い $\Delta kW$ を少しでも使う、という点については、広域機関も入って引き続き検討していきたい。

(辻委員) ARの各エリアへの配分について、「LFC動作可能量」で配分すると記載されているが、電源へのLFCの配分について、LFCの容量比率で配分したり、制御のスピードで配分したりと、方式がいくつかあると思うが、「LFC動作可能量」というのは容量と制御スピードの両方を含んだ意味か。

→ (大久保オブザーバー) そのとおり。

(林委員) 4ページの今後の話について、まずは現状中給をベースに検討にご尽力いただき感謝する。仕様統一については、電力レジリエンス等に関する小委員会などでナショナルネットワークとして、再エネが分散して導入される中で日本のネットワークをオールジャパンで対応していくということで、体制の検討がかなり進んでいるので、こういった大きな流れの中で是非二次調整力①の広域運用をきちんと検討していただきたい。一般送配電事業者の素晴らしい組織(送配電網運用委員会)も作られたようなので、是非期待したい。実現に向けて、仕様統一案をどう展開していくのかというところまでも踏まえて、期待したい。

(大山委員長) 本日の議論を踏まえて引き続き検討していただきたい。

議題4：広域需給調整システム(運用)の開発状況について

- ・平岩委員より、資料5により説明を行ったが、委員からの意見は無かった。

議題5：本小委員会における議論の方向性と整理

- ・事務局より、資料6により説明を行ったが、委員からの意見は無かった。

以上