

## 第20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要旨

日時：平成31年2月8日（金）9:00～11:00

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：

- 市村 健 氏（エナジープールジャパン（株） 代表取締役社長）
- 平田 卓也 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）
- 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 専門職）
- 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2-1）アセスメントにかかる海外事例調査結果について\_資源エネルギー庁提出資料
- （資料2-2）RTEによるRIの実績評価方法について\_エナジープールジャパン株式会社提出資料
- （資料2-3）既存発電機の事前審査、応動実績の評価\_一般送配電事業者3社（東京電力パワーグリッド株式会社、中部電力株式会社、関西電力株式会社）提出資料
- （資料2-4）海外事例を踏まえた事前審査・アセスメントに関する検討の方向性について
- （資料3）需給調整市場の参入にあたり提出が求められる需要家リストについて
- （資料4）中給システムの抜本的改修が必要となる項目に関する検討結果について\_一般送配電事業者10社提出資料
- （資料5）下げ調整力の調達の必要性について（継続審議）

議題1：需給調整市場における事前審査・アセスメントに関する検討の方向性について

- ・佐久間オブザーバーより資料2-1について、市村オブザーバーより資料2-2について、高垣委員より資料2-3について、事務局より資料2-4について説明を行った後、議論を行った。

〔主な議論〕

- ・資料2-2の5ページで、3つの指標があることを教えていただいたが、Stabilityの追従性の話は、赤の理想ラインに対して、遅れ時定数 $T_f$ は許容するということだと思いが、これは制御が行き過ぎた側では厳しく見るということか。

- (オブザーバー) それは、ペナルティの観点からそうお考えか。
- (辻主査代理) Envelope の中に収めるという話が、遅れ側は見込んでいて、逆にオーバーシュートする側は見込んでないよう見えたので、その点についてお聞きしたい。
- (オブザーバー) 本日の資料では、そこまでしか作り込んでいないだけで、当然オーバーシュートの分についても制限は課されている。ただ、その内容はこの資料には含まれていないが、その部分についても一定のレギュレーションは RTE にはあると考えている。
- (辻主査代理) Gain の方でも両方が見込んだマージンが設定されているように見える。
- (オブザーバー) 補足すると、R1 の明確なルールが出来たのは 2 年前で、実運用を行いながら常に補正しているのが現状である。事業者である我々と、TSO である RTE とは定期的にコミュニケーションを取っており、例えばペナルティ 1 つ取っても、5 ページにあるように、3 回以上の逸脱があった時には、定格出力の 33% が減らされるということだが、10 回やったらどうするか、は決まっていない。今のところ、当社しかこの事業に参画していないので、3 回以上の逸脱がなく、3 回という線引きになっているだけで、市場が今後成熟した時にどうなるかは、これから考えていく状況である。
- (辻主査代理) 今、実際に事業をされていて、このレギュレーションで何か問題だと思われる点はあるか。
- (オブザーバー) 本当に色々なことがあり、今ここで何か求められれば、何から言えばよいのかというほどたくさんある。ただ、やってみなければ悪さ加減は見えてこない。所詮 1 億 kW の系統規模の中の一部であり、まずは実施しながら、動きながら考えていこうというのが、フランスのフィロソフィーである。
- ・資料 2-3 の 17、18 ページについて賛同する。特に機器個別計測については、不正防止対策の策定が大前提だと思うが、需要を抑制するデマンドレスポンスというのは、機器別計測をすることでより正確に供出量を評価できる方法になり得るのではないかと考えていて、それは結果的に需給調整市場の円滑な運用にも貢献すると思うので、この辺は検討の余地という形で残しておくことが今の時点では重要だと考える。
- (事務局) 機器個別計測について、何らか不正防止対策は必要である。ERAB 制御量評価 WG でも、事業者から不正防止対策はマストであるとの意見があったところで、現実問題として、2021 年度にルールの運用が間に合うかどうかという点については、メーターを機器に付けていけなければならないという話であるし、物理的に設置が間に合うか、もあるが、機器個別計測を求めている事業者から話を聞くと、需要家の中には、蓄電池や発電機を制御する一方で受電点以下の別の需要が悪さをする、つまり機器の動作と需要を合計すると評価がよく分からなくなるという悩みを持っている、と聞いている。他方、調整力を評価していくにあたっては、DR つまり需要の基準をどうするかという問題があり、発電機や蓄電池であれば、基準は今の発電機と同様に考えられ、機器個別に測定することはこのソリューションにもなるとも考える。そういう両面と、コストや機器個別のメーターをどうするか、不正防止等どこまで作りこめるのかを 2021 年度の時間軸を考慮しながら考えていきたい。
- (事務局) 計測を機器個別で行うときも、受電点で行うときも、アグリゲートしたものに対して、事前の審査や評価をすると思うが、機器個別のときは、受電点の情報を全く使わず、機器個別をアグリゲートしたものを合計して事前審査、契約の単位、アセスの単位にするというイメージで良いのか。

- (事務局) 細かなところは整理しないといけないが、機器個別で評価するということは、事前審査も機器個別になるだろうと考えている。
- (事務局) 受電点は使わないということで良いか。
- (事務局) 海外の事例を見ていると、不正防止のために、機器個別メーターと受電点メーターを比べて、機器個別で動いたものが、それなりに受電点で出力を系統に出していることをチェックしている、という事例がある。どういう不正があるかという、負荷を機器個別のメーターの下で付け替えることで機器個別点では調整力を出しているふりをしながら、実質的には受電点以下では負荷は変わっておらず全く調整をしていないといったことなどが考えられる。他にも、蓄電池はきちんと出力を出したり吸収したり調整力の応動をしながら、それに合わせて自分の EV を充電するような事例も考える。その場合は機器個別メーターと受電点メーターの両方を見るのかもしれない。こういった不正防止策は考えていくべき今後の課題である。
- (事務局) 契約や評価の単位は、そういうものをアグリゲートした1つの単位で見るとということか。例えば、機器1個1個に対して審査やアセスメントをする、つまり、足りないもの1個1個に対してペナルティを払うということではなく、1個1個を合計したアグリゲートに対して事前の評価やアセスメントを行うということによいか。
- (一般送配電メンバー) そのように考えている。TSOとしては、1軒1軒の需要家に直接対応したくないと考えている。
- (事務局) アグリゲート効果を考えれば、TSOはアグリゲーターと契約・精算し、アグリゲーターが需要家と個別に調整するということを確認したかった。
- (オブザーバー) 機器個別計測なのか受電点計測なのかという話は神学論争であり、ヨーロッパでも一時期議論になったところである。一般論で言えば相対的なものであり、系統の規模感と制御する量の相対的なものと、市場の成熟度という2つの軸でディスカッションされていると認識している。我が国では需給調整市場をこれからやるということで、まさに緒に就いたばかりである。一方で、需給調整市場の整理は、TSOの協力がないと絶対にできない話であり、我々のような事業者としては様々なリソースが様々な場面で活躍できるようにするために、個別機器毎に計測する方が将来的には良いと考える。今の断面では、まずスタートとして上手くいくかどうかというところで、上手くいくかどうかもやってみないと分からない断面であり、スモールスタートということで考えれば、まずはアグリゲートした受電点レベルで始めるということかと思うが、いずれ市場の成熟度合いに応じて送電会社と配電会社が分かれる場合も想定される。配電会社に分かれる断面になれば、個別でやらないといけないのではないか、というのが欧州委員会で実際になされた議論の内容だと認識している。
- ・旧一般電気事業者は既存の発電機の応動実績を今までしっかりチェックしてきたということはあるが、応動が速いものもあれば遅いものもある。これまではそれを全部飲み込んで、速いものをどうするか、遅いものをどうするかと対応してきたが、今後のことを考えると、何にいくら払うのかという話になる。大きな問題になるので、今日の話ではないが、是非宜しく願いたい。
  - ・資料2-1の2ページ、6ページに「指令値への追従性の確認方法」について記載がある。一次調整力と二次調整力については、確認を行っている国がそれなりにある一方、三次調整力については、PJMを

除けば基本確認を行っていない。三次調整力の方は、技術的、時間的に追従性は大丈夫だという前提で、追従性の確認方法を設定していないということなのか。それとも当日市場との裁定が働くので一次調整力や二次調整力と同じような扱いでわざわざ厳しく見る必要がないので設定されていないということなのか。

→ (オブザーバー) 一次調整力及び二次調整力は応動が速いので、こういう形での評価を採用している。三次調整力は 15 分程度の応動となっていて、ある基準点からの差分で評価できるという形で、直前負荷という評価方法が一般的ではないか。

→ (事務局) 三次調整力における指令値への追従性確認方法について、イギリス、ドイツ、フランス、ベルギーは追従できているということが既に確認できていることから「-」と記載しているのか。

→ (オブザーバー) 追従性確認方法について、現状は分かっていない。確認した中で明確に分かった情報が、ベースラインの設定方法ということである。

→ (事務局) 「-」と記載しているところは、事実がない個所と、調べきれていない個所ということである。分かるように資料は修正したい。

→ (オブザーバー) もしかしたら新しい情報が分かるかもしれないし、何もしていないということも分かるかもしれない。

・資料 2-2 について 2 点確認したい。実際にフランスがどうなっているか確認したい。1 つ目は 7 ページにおいて、膨大な毎月 100 時間以上のデータが評価対象となっているが、これは、RTE が決めてデータを取るようになると思うが、データの取り方について、予め DR 側の方と予見性が持てるように、両端を切った形で、平均的ないしは中央的なデータを取るという、なんらかのデータ抽出方法が予め決まっているのか。それとも完全には決まっていなくて、突然ランダムに選ばれて、場合によっては 100 時間なのか、毎月全時間のデータを取るという、DR 側には全く予見が立たないものなのか。

2 つ目は、2 ページの実績評価に基づいて、警告や調整力電源の低減、認定取り消し等の厳しい措置も実施するとあるが、実際に実施されているものなのか。

→ (オブザーバー) 1 つ目について、まず R1 のマーケットが、現在フランスでどういう形になっているかということ、R1 に限らず需給調整市場的なものは 1 年前に全部、コマを予約してしまう。1 年前で 55 週あって、平日と週末でコマを 2 つに分けて 110 のコマがあり、時間ごとに分けていく。R1 の場合は追従性が求められ、基本的に「1 日 24 時間、週 7 日間」を前提に考えている。2 年前の開始当初は、当社と需要家、例えばフェロペンやエアリキッドなど大手需要家が自社のリソースを使ってそれを行うが、自分で行うのは大変だからエナジープール社にやって欲しい、と要請し、当社が需要家を代行して実際のオペレーションを行っていたということで現在でもマーケットが動いている。

そういう前提で申し上げると、エナジープールの名義で行っているリソースのものが、初めの段階から、「お宅はこの辺で良いですよ」と言ってターゲットを絞ってデータの拠出が認められた。ところが、エアリキッドやフェロペンが落札されていた時は、当社が代行で入っているとは知らないため、全部のデータを求められた。全部のデータを求められたとき、それが当社から出て行ったので、エナジープールがやっているということが分かり、そうであれば、シックス・シグマではないが、端のものは不要なのでこの部分のデータを提供して欲しいということになり、色々な議論を行うようになって毎月 100 時間をデータの評価対象とすることが決まったというのが今までの経緯である。

RTE の立ち位置として、開始当初は全データを提出する必要がある、見る方も本当に大変だった。我々もデータを送るのが大変だった。膨大な量のデータを電子的に送るため、結構負荷がかかってしまい大変であったという経緯もあり、今は 100 時間になっている。

2 点目について、実際に実施されているというのが答えである。一番多いのは、availability 情報が事前に行かないとエラーが生まれてしまう。ここで言うと、エンティティ単位の availability 情報とある。このリソースを使って、R1 の運用ができるか否かというのは、生産ラインの稼働状況によって変わってくる。当初は availability 情報の拠出が求められていなかったのもそのまま動いていたが、ある大規模需要家で、当社が代行しているもののその需要家の名前で行っていて、その需要家が連絡をせず、全体の量からみたら微々たるものだが、実際に R1、いわゆる調整可能電力が拠出できなかったということがある、それに対してペナルティを受けた。その結果、契約調整電力がゼロになったが、これに対していつ、もう一度手を挙げられるかというのは、今議論しているところである。したがって、質問に対しては、そうした事象が生じたことは当然ある、ということである。

## 議題 2：需給調整市場の参入にあたり提出が求められる需要家リストについて

- ・事務局より資料 3 について説明を行った後、議論を行った。
- ・これまでの例を見ると、各事業者が苦勞している点は、末端の需要家が複数のアグリゲーターと契約していると、複数のアグリゲーターの需要家リストに重複する点であり、何か対応策はあるのか。
- (事務局) 重複チェックは考えられる。
- (一般送配電メンバー) 需要家番号を受領するので、重複があれば確認はできる。ただ問題は、重複していても、例えば、A 事業者と B 事業者に半量ずつ供出している、という可能性もある。重複して両事業者との契約の合計が元の契約電力を超過していると NG と判断するが、合計が超過していなければ半量ずつの可能性もあり、確認に手間がかかる。今は重複チェックの対象が電源 I´ だけであり量は多くないが、今後、調達量が膨大になった際に、対応しきれぬのか、という課題はある。
- (オブザーバー) 明らかに疑わしいケースが出てきた場合に、どのタイミングで抽出し NG とするのか。事前審査時あるいは応札時か。
- (事務局) 容量市場では事前審査時である。11 ページに「X-2 年度」に実効性テストを行う。その前の「X-3 年度」に需要家リストを提出すると記載があるが、これは「X-2 年度」と訂正する。実効性テストの直前に需要家リストを提出し、テストの結果で kW 価値を決定するという順序にしており、このリストでダブルチェックを行い、その後、アグリゲーター毎の kW 価値を実効性テストで決める。応札時ではなく、需要家リスト提出のタイミングでそのチェックを行うものと考えている。容量市場は 1 年に 1 度しか応札しないため需要家リストから対象の組み合わせを都度選ぶ必要はないので、リストの全ての需要家でテストや発動を行う。需給調整市場も基本的にダブルチェックが必要であることは同じであろう。
- (一般送配電メンバー) 容量市場で取引する電源は、容量市場でチェックし、需給調整市場で取引するものは、ダブルチェックで 2 回チェックを受けることになる。
- (オブザーバー) 容量市場開始前はどうか。
- (一般送配電メンバー) 容量市場開始前は、電源 I´ の公募が継続する。電源 I-b に応募する事業者がある場合、電源 I´ と同様、需要家を特定する番号で 1 個ずつチェックすることになる。

→ (オブザーバー) そうすると、容量市場開始前はあまり心配せずに、容量市場開始後の議論をすれば良いと考える。

容量市場で対価を得た事業者に求められることは、「必ず入札しなければいけない」ということが、入札する時に 16 ページのケースだと、容量市場ではパターン①で登録して多くの容量価値を受領し、実際の需給調整市場の応札はパターン⑩しかししない、というのは許容されるのか。

→ (事務局) 容量市場については、今の電源 I 〳と同じリクワイアメントを求めており、年間 12 回、3 時間前に発動して、3 時間継続することとしている。これはあくまで kW 価値に対してのリクワイアメントとアセスメントを行うもので、それをどの場で提供するのか、kWh で売するのか、ΔkW を売するのか、もしくは相対契約として提供するのか、市場を使うのかは、事業者を選択の自由がある。違うアグリゲーターとの組み合わせになっていても、構わない。容量市場では、アグリゲーター単位でアセスメントをして、そのアグリゲーターがリソースの合計で kW 価値を提供できていたかを確認していく。需給調整市場と容量市場は別で提供することになり、個別に考えれば良いのではないかと。

→ (一般送配電メンバー) それは、例えば、需要家リストが 10 件入っているアグリゲーターが、50 という量を提供することが容量市場で契約していたら、アグリゲーターが色々な市場に合計 50 という量を提供していればよいのか。それとも、10 件の需要家が何らかの活動をすればよいのか。どちらか。

→ (事務局) 前者である。アグリゲーター単位で、ベースロードと実績で判断することになる。

→ (一般送配電メンバー) アグリゲーターが 50 という量を提供していれば、個別需要家は関係ないということか。

→ (事務局) 個々の需要家が提供しているかどうかは関係ない。

→ (オブザーバー) 色々細かい問題がありそうなので、よく議論していただきたい。

→ (事務局) 今後、電源 I 〳が容量市場に参入しどのように活用されていくのかについては、次回以降整理していきたい。

・ 8 ページで、需要家リストの記載に「需要抑制契約」とあるが、ここでもダブルチェックされると認識していた。小売 BG 行動がどうかどうなるかわからないが、仮に、需要家に対する小売電気事業者がアグリゲーター以外の他社である場合、このアグリゲーターが小売電気事業者に問合せをする必要が出てくるのではないかと。そうすると、その小売電気事業者とアグリゲーター間の調整が必要になることで、参入障壁になるのではないかと懸念した。

→ (事務局) ネガワット調整金の支払いが必要となるので、いずれにせよアグリゲーターと小売事業者の間の調整が必要であり、参入障壁という問題ではないのではないかと。

→ (オブザーバー) それは理解するものの、1 年前の需要家リストの提出タイミングで、そういった色々な小売電気事業者とアグリゲーターが事前にコンタクトすると、「取戻し営業」が行われることにもなり得ないので、その辺のリスクを懸念している。

→ (事務局) 結局は把握していないとネガワット調整金の契約もできない。インバランスの関係もあり、TSO は必ずどのリソースがどのアグリゲーターで調整されどの小売事業者に属しているのか把握しておかなければならない。どのタイミングで提出するのかは議論が必要かもしれないが、情報に応じて小分けに締切りを設けても双方にとってあまりメリットはないとも考えられる。何か良いアイデアがあれば教えていただきたい。

- ・12ページの④項で応札時に登録されたパターンを1つ選択し提出するとあるが、必ずしも1つではなく、リソースが重複していなければ、パターンを2つ提出することもあると考える。
- (一般送配電メンバー) 例えば三次調整力②の市場であれば、16ページで需要家が全く重複していないのであれば、例えばパターンの③と④を2つ提出してもよいと思うが、パターンの③と④を1パターンとすれば1つでよいのではないか。2つ提出されることになると、重複していないか否かのチェックをTSOがしなければならない。それ手間を回避するために10パターンと整理したので是非とも提出は1つにしていきたい。
- (事務局) 組合せを考えると、100のリソースがあれば2の100乗の組合せがある。本当に1年間、どこまで選択するかというものである。まだやったことのない試験、登録、精算の手間等を全てのアグリゲーターとやらないといけないことを考えると、まずはこの程度、年間40パターンを選べるようにしたこともTSOは相当踏み込んで検討いただと考えており、最初のスタートはこの程度から、という提案である。お互いに手間が増えるし、管理が大変である。
- (一般送配電メンバー) パターンを増やした場合、例えばリソースAが両方に入っていない、というチェックをシステムで行うことが必要となってくることも考えられ、可能であれば、需要家リストの提出は1つで10パターンとしていただきたい。
- (オブザーバー) 同じkWでも価格に差も出てくると考えられる。
- (事務局) パターンの中で需要家が重複しているかどうかをチェックするかは手間を考えると結構難しいのではないか。そもそもリソースの段階で重複している事業者は徹底的にマークするのではないか。
- (オブザーバー) リソースが重複しているパターンが同時というのは確認が必要だと思うので、厳しく対処するというのはあるが、リソースが違うものであれば、当然パターンも2つということがあってもおかしくないのではないか。
- (事務局) パターンでチェックというのは、リソースAが2つのところで重複しているとしても、使う時間帯が違うからよい、という点をチェックするかどうかである。その手間を増やすことに対しどれだけのビジネスチャンスが増えることになるのか。この効果を考えると、どこかでパターン数を決める必要があるのではないか。
- (オブザーバー) 実市場や実態の把握について課題があるのではないか。
- (事務局) 10パターンの数が最終ではなく、まずはこれで始めたいという提案である。実際に始まってからどれ位の参加者が増加するのか、手間がどれだけかかるのか、上手く運用ができるのか、現時点では分からなく、開始当初から複雑な制度にして失敗するとよくないので、事業者の意見を聞きつつ、まずはこれで進めたい。四半期ごとに10パターン試験するだけでもかなり大変であり、TSOは10パターンでも譲歩しているものと思われる。

### 議題3：中給システムの抜本的改修が必要となる項目に関する検討結果について

- ・加藤委員より資料4について説明を行った後、議論を行った。
- ・9ページで、kWh単価を直接入れるのはリプレースまでできないため、提出されたkWh単価を中給システム側でabc定数相当に変換する、との記載がある。可能な限り対応していただいていると思うが、

これを前提に 6 ページの「30 分毎に単価を差替える」ということをしようとすると、30 分毎に単価を差替えられたら、その時点ですぐに abc 定数相当値を見直すということか。

→ (一般送配電メンバー) そのとおり。対応案②には、kWh 単価から abc 定数相当値に変換して中給システムに取り込むまでの改修費用を記載している。

→ (オブザーバー) それでもリプレースはしないのか。

→ (一般送配電メンバー) リプレースはしない。制御にあたっては、あくまで abc 定数相当値に変換するということである。

→ (オブザーバー) 対応案①と②の違いが 1 点理解できない。1 日あたり 1 単価というのと、30 分ごと単価というのは、どのような違いがあるのか。

→ (一般送配電メンバー) 1 日あたり 1 単価というのは、ある時間になったら、全時間帯で同一の出力帯ごとの単価が変わるということである。例えば、当日 12 時に、翌日の 12 時までの単価を上書きすることが対応案①である。そのため、将来段階では、実は前の単価でずっと検討していて、12 時になった段階で単価が差替えられたら、その時点で将来もその単価に書き換わっていくということである。

対応案②は、30 分ごとの単価を全て先まで見て調整する対象を決めていく。そのため、その単価が差し替われば、将来も時間ごとの単価を見て調整していくということである。

→ (オブザーバー) 対応案①では、引き続き、時間帯によって kWh 単価を変えることはできないということか。

→ (一般送配電メンバー) できない。

→ (オブザーバー) 要するに昼 12 時と夜中 12 時の値段は同じになってしまうのか。

→ (一般送配電メンバー) 同じになってしまう。

→ (オブザーバー) それはどうなのだろうか。発電所なり、調整力を提供する側がどういうものかということにもよるが、DR 等だとやはり昼間と夜間で kWh 単価が違うため、対応案①は結構受容しにくいと考える。

→ (事務局) 対応案①内の実際のやり方としては、限られた中給の制御枠を多く使うことになるが、1 つの事業者が制御枠を昼型と夜型の 2 つを持つような方法はあるかもしれない。

→ (一般送配電メンバー) 例えば、2 つの発電機だと考えて、昼間と夜間を使い分けるとすると、制御最大数の制約にかかることになり悩ましいところだが、そこを活用して、必要な事業者だけ 2 台の発電機とみなす案もありうる。

・対応案①は前日が期限ということだが、前日の何時頃に入れなければならないのか。

→ (一般送配電メンバー) これからの検討事項である。基本的には三次②の市場のタイミングと考えられる。

→ (事務局)  $\Delta kW$  を応札するタイミングで合わせて登録していただくことになるか。

→ (一般送配電メンバー) そうすれば、応札するときと別に設ける単価変更期限のときの 2 回で登録する必要はない。 $\Delta kW$  応札時に kWh 単価を登録してもらう方がスムーズではないか。

→ (オブザーバー) その後のリソース等の状況は反映できないということか。

→ (一般送配電メンバー) 対応案①だと、そのとおりである。

→ (オブザーバー) 天気に変化する中、揚水発電なども状況が変わると kWh 単価を変えたいケースもあるのではないか。

→ (一般送配電メンバー) 現状の週間登録よりかはだいぶ柔軟になってきてはいる。

→ (事務局) 前日に汲み上げる計画を立てることを考えると、前日には kWh 単価が分かるのではないか。

・ひとまず対応案①を採用した場合は、対応案②はいつ実現するのか。

→ (一般送配電メンバー) 全エリアの中給がリプレースする段階となる。

→ (オブザーバー) ここで一旦対応案①としてしまうと、10年ぐらい対応案①の状況が続くのではないか。

→ (一般送配電メンバー) 実際に事業者からのニーズがあるのなら、対応案②を採用するのはあっても良いかと考える。ただ、今はニーズがどの程度あるのか分からない中で、どこまで実施するかが悩ましい。

→ (一般送配電メンバー) 最初は、三次調整力②からのスタートだと考えると、夜間の調整力必要量が小さい。よって昼間と夜間との kWh 単価差をつけるニーズは、ほとんど無いという気はする。そこをどう判断するかはあるかと思う。

・旧一電が調整力の大宗を占めている中、旧一電もプライスベースで調整力の kWh 単価を入れることを前提にすると、対応案②を選択し直前まで差替えられる方が、時間前市場の価格と調整力の kWh 単価が一致する。そうすれば、インバランス制度の見直しが調整力と時間前市場の高い方を選択する、という議論をしていることを踏まえると、実際に調整力として安いものが動いているのに、高い時間前市場でインバランス価格が決まる、ということに対する心理的な壁も越えられ、良いのではないかということである。kWh 単価がプライスベースになっていないと結局のところ、この直前に kWh 単価を変えられる仕組みを作っても、事実上ほとんど変わらないことになってしまうので、それでは改修にコストをかける意味がないということだと考える。

また、2年前に意思決定すれば対応案②を実施できるということであれば、極端に言えば、今後も2年前に決めればできるということとも言える。ただ、中給システムのリプレース等が徐々に今後各社に入ってくる中、リプレースが入った後に「やはり対応案②を実施してほしい」と言われると無駄な費用がかかるというデメリットが考えられる。

→ (一般送配電メンバー) リプレース時には、本日や前回の小委も議論もあり、対応案②を実施できるように考えていくものと思っている。

→ (一般送配電メンバー) 元々、中給システムでは、頻繁に単価が変わるという発想は全くない。根本的な思想が出されれば、リプレース時にそういう方向で製作していくはずである。

→ (一般送配電メンバー) 従来は発電機のコストベースで、abc 定数を設定してきたので、月単位で燃料調達計画に変更がない限り、あまり変更がない。

・kWh 単価を abc 定数相当に変換する場合、概ね abc 定数相当に合致するような kWh 単価が入力されれば変換しやすいが、合致しないような kWh 単価が登録されたら困るのではないか。kWh 単価から abc 定数相当には機械的に変換すると思うので、場合によっては、「abc 定数に基づいて多く動いたが、

精算時では高い kWh 単価だった」ということが起きてしまうかもしれない。そういう点はチェックしなければならないのではないかと。

→ (一般送配電メンバー) ご指摘のとおり。

→ (大山主査) 本質的な問題ではないが、意外に大きい問題かもしれない。

→ (一般送配電メンバー) 8 ページの V1 単価の段差が大きくなってくると、近似した時のずれが出てくる。

→ (大山主査) 自由な設定が可能になると、出力が上がるにつれて単価を上げたり下げたりもできてしまうのではないかと。

→ (事務局) せめて一次直線か二次曲線が引けるような形にはしてもらいたい。凸凹があつては不可と条件を付ける必要があるか。

→ (一般送配電メンバー) そういう場合への対応は、引き続き検討させていただきたい。

・先ほどの話だが、いずれは、対応案②に移行するとは思っており、あとはいつ移行するかという問題だと考える。

→ (一般送配電メンバー) 改修には 2 年程度必要であるため、対応案②にすべきという議論の結果になっても 2 年かかることはご了承ください。

→ (オブザーバー) いずれコストをかけて実施するなら、早くやればよいのではないかと。

→ (事務局) 数億の回収費用がかかるということだが、リプレースに同調して改修した場合についても通常のリプレースよりも数億円多く費用を要するのか。

→ (一般送配電メンバー) 先ほど少し話が出たとおり、中給制御の考え方をどうしておくか、というコンセプトになるので、リプレース時であれば、元々そういう前提で製作することから、費用に差が生じることはない。

→ (一般送配電メンバー) そのコンセプトを入れて競争入札できるためである。

→ (事務局) 改修するから数億円かかるのであって、リプレース時であれば、それほどコストは変わらないということが良いか。

→ (一般送配電メンバー) 競争発注の中に入れ込めばそういうことである。既に改修のメーカーが決定しているところで、本改修を加えるのとは大きく異なる。

#### 議題 4 : 下げ調整力の調達必要性について (継続審議)

・事務局より資料 5 について説明を行った後、議論を行った。

・優先給電ルールで実施すれば問題ないのではないかと、という説明であったが、本当に大丈夫なのかと心配している。19 ページの発電事業者の発電計画立案プロセスとしては、前日市場が終了して最も安くなるように計画を立てるので、最も安価な計画を立てた時点では、①や②の計画にはならず、可能な限り燃料費を抑制して残りは自然変動電源で埋める、というのが普通の計画になると考える。そこから右の状態に持っていくためには、発電計画を変える必要があり、その際には電源 I・II を上げると指令を出さなければならないと思うが、どうか。

→ (事務局) 19 ページの図の②は、下げ調整可能なものが存在する前提で書いているが、それが無いケースの話が指摘されているものと理解した。その場合は自然変動電源をより多く抑制する、ということ

になる。結局、最後に電源Ⅰ・Ⅱで調整をするということは変わらない。自然変動電源は前日に抑制指令することが必要であり、実施することは同じになると考えている。ご指摘のケースは図中の①、②が、ほとんど何もできずに進んでいく場合であるということであると理解したが。

- (オブザーバー) 抑制指令を出した後、発電事業者が、代替としてバイオマスや電源Ⅲを持ち上げると言ったら、電源Ⅰは立ち上がってこないであろう。
- (事務局) 小売事業者は前々日段階で自然変動電源の出力を受領し、それを自身の供給力として計画に埋め込む。FIT 特例制度下ではそこが変えられるということではなく、小売電気事業者としては、自然変動電源が抑制されても供給力としてはあるものだ、と思い込んでおり、最後は TSO がいかに調整するか、という話となる。
- (オブザーバー) TSO はこの電源Ⅰ・Ⅱに上げ指令を出している、と理解してよいのか。
- (事務局) そのとおり。これは小売電気事業者が電源Ⅰ・Ⅱを調達しているということではなく、小売電気事業者は自然変動電源が元々の予定通りの出力であると思い込んでいて抑制した分を TSO が補てんしているということである。
- (オブザーバー) そうすると、電源Ⅰ・Ⅱの上げ調整のコストは TSO が払うということか。
- (事務局) そのとおり。
- (オブザーバー) どれが一番安いかは、一般送配電事象者が判断するということか。
- (事務局) メリットオーダーで運用するということである。今後広域運用ができるようになれば、広域的なメリットオーダーで上げ調整していくことになると思う。
- (オブザーバー) 出力を上げた分は、発電事業者はどれかを下げる訳だが、下げ指令も合せて出すということか。
- (事務局) 元々、発電事業者は電源Ⅰ・Ⅱを少な目に見込んでいる。それが発電事業者元々の計画である。そこから出力をもち上げる分だけが TSO の持ち出しということかと考える。
- (オブザーバー) 下げないと合計が合わないのではないかと、元々発電計画は販売計画と合っているはず。
- (事務局) 販売計画と合致しているのは、自然変動電源が抑制されない状態で発電計画を立てたときの電源Ⅰ・Ⅱの出力である。小売電気事業者の自然変動電源の計画は、様々なプロセスが進んで最終的な実需給段階に至っても、一番左の棒グラフのままである。小売電気事業者は、一度自然変動電源の通知を受領したら、その供給力を自身の供給力だと思い込んでいいということになっている。
- (オブザーバー) 電源Ⅰ・Ⅱを上げると同時に何かを下げないと帳尻が合わないが、そこが理解できていない。
- (事務局) それは再エネが抑制されている。
- (オブザーバー) 再エネ抑制指令と合わせて電源Ⅰ・Ⅱの上げの指令を出すという事か。
- (事務局) そのやり取りは一般送配電事業者電と発電事業者の間だけで、小売電気事業者の計画は元の状況のままである。その点で少し混乱を招くか。
- (オブザーバー) メリットオーダーで指令を出すから、それで合致するということか。そうすると、メリットオーダーで持ち上げる最安の電源が、他の発電事業者という可能性もあるのではないかと。
- (一般送配電メンバー) 調整電源として供出されていれば、あり得る。

- (事務局) 余力活用も含めて、基本は調整可能なものすべての中から最も安価な順に上げていく、ということになる。それが今後、広域的に行われるということ。
- (オブザーバー) 下げ代を作るために上げ指令を出す。その上げ指令は、メリットオーダーが分かっているため、それで実施すればよいということか。
- (一般送配電メンバー) kWh の運用を行えばよく、 $\Delta kW$  として事前の調達は不要、ということである。
- (事務局) 本来はその電源Ⅰ・Ⅱより電源Ⅲの方が kWh 単価も安いものがあるかもしれないが、先に電源Ⅲに対して指令を出さなければならない。そうしないと、自然変動電源の出力上振れなどが起きた時に電源Ⅲを下げ調整していると、調整が間に合わない。自然変動電源の出力上振れなどが起こるかどうかに対応するために、実需給ではどうしても電源Ⅰ・Ⅱで調整することになる。
- (オブザーバー) 電源Ⅱも書いてあるのは、余力活用の上げ指令も単価が安ければ使うということと理解した。  
 説明文では、優先給電ルールがあるから問題ない、ということであるが、TSO が上げ調整コストを負担するというイメージがこの文章では読み取れない。今後、再エネが増加することによって、結構大きな kWh 費用を TSO 側で負担することになると考えられる。再エネの関係で負担が増えるにも関わらず、優先給電ルールがあるから問題ないということになるがその説明で問題ないか。
- (事務局) 念のため確認させて頂くが、上げ指令で生じた kWh はインバランス料金で何らかの精算が行われているのか。全て持ち出しになるのか。
- (事務局) FIT のインバランスリスク料だけが補填されているが、ほぼゼロ円/kWh である。
- (オブザーバー) 自然変動電源のインバランスが当該時間に発生していなければ、それ以外の電源を差替えているだけであり、単なる持ち替えに過ぎない。持ち替え費用は TSO が全て支払うことになっている。
- (事務局) 再エネで生じた誤差については、回避可能費用との差分が持ち出しになっているという認識である。ただし、抑制分については把握していない。
- (事務局) 19 ページの電源Ⅲが実需給時点の発電が 5 になれば、TSO は給電指令時補給電力料金を受け取っている。その分焚き増した発電機には、逆に対価を支払っている。
- (オブザーバー) 自然変動電源の抑制が起こる時間帯は電気が余剰にあり、市場価格は安いはずであり、市場価格が 0 円近くだとすれば、給電指令補給電力料金単価は結局 0 円/kWh である。0 円を受け取って高い単価で持ち上げているため、持ち替えコストは発生する。
- (事務局) ただ下げ  $\Delta kW$  を調達すると、その分にさらに対価を払わなければならない。
- (オブザーバー) 下げ調整力の調達が不要という主張を否定しているわけではなく、同じ効果があることをわかったうえでコストがすごくかかるということをプレゼンしないと、この書き方だと優先給電ルールがあるから問題ない、というだけになる。
- (事務局) 運用は可能であるとはいえ、上げ・下げ調整を行い、費用負担は生じる点はやはり問題だということ、またそれが今もあることや、今後もその量が増えていくため問題だ、という点を問題があるのであれば少し追記させていただく。
- (オブザーバー) 21 ページに、自然変動電源を抑制すれば下げ代を確保できる、と書いてあるが、本質は抑制するから確保できるのではなく、上げ指令で電源Ⅰ・Ⅱを上げることによって確保できるとい

うことだと思ったので、むしろ、上げ指令することによって確保することができ、同時に再エネを抑制するということと理解した。

→(大山主査) 優先給電ルールがあるから自然変動電源を抑制する TSO は悪者か、という感じになるが、そういうことではなく、TSO は優先給電ルールに従わざるを得ないということである。ただ、電源 I・II を上げずに自然変動電源を上げれば、つまり抑制したものを戻したら済むだけのものだが、オンラインでは自然変動電源を制御できないからこのようなことになっているということである。

→(オブザーバー) 上げ指令によって下げ代を作るということか。

・上げ指令を出すときに広域メリットオーダーでやるということであったが、その際のメリットオーダーの話と、事前に織り込んでいる②の長周期広域周波数調整との関係はどうなっているのか。

→(事務局) 長周期広域周波数調整は、どれだけ上げられるかという枠を確認する、 $\Delta kW$  に近い話であり、単価を考慮しているわけではない。これを先んじてひっ迫時に箱型で送電しなければならないのであれば、どこかのタイミングで決めなければならず、経済的に順番を決めることはできない。今後、広域メリットオーダーの仕組みができれば、エリア外で上げるほうが安いのか、エリア内で上げるほうが安いのか、比較しながら配分されるということになる。

・この議題の議論を聞いて kWh 価格はすごく重要だと思ったので、中給システムをどうするかは悩ましいが、これを考えると、2021 年度に間に合うように、GC の直前まで kWh 価格を差替えられるようにしておいた方が良く改めて感じた。

以 上