

第3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：2020年11月26日（水）10:00～12:00

場所：Web開催

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）
園田 光寛 委員（中部電力パワーグリッド(株) 系統運用部 給電計画グループ 課長）
黒井 浩二 委員（関西電力送配電(株) 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：

菅野 藍 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 課長補佐）
伊藤 優理 氏（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 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）
市村 健 氏（エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長兼 CEO） 議題1のみ参加

配布資料

- （資料1）議事次第
- （資料2）RTEによるR1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3）三次調整力②市場開設に向けた準備状況等について
- （資料4）需給調整市場三次調整力①の取引規程等に関する意見募集の結果について_一般送配電事業者9社提出資料

議題1：一次調整力に関する海外事例等について

- ・市村オブザーバーより資料2について、説明を行った後、議論を行った。

〔主な議論〕

- （一般送配電メンバー）海外事例は断片的には分かるが、ストーリー立てて文献を探すのも大変なので今回は勉強になった。トランスデューサーについては、電力計についても三次①のときにTSOで指定させていただいたので、周波数計についても同様と考えている。こちらはメーカー指定というよりはJISやJECに則り、ある程度選択可能にして、誤差率や時間遅れはどうしても周波数に影響与えるのでその辺りをしっかり指定し、過度な負担がないような形で準備したい。
- （オブザーバー）電気事業者としてヨーロッパで調整力が託送料金のパススルーになっていないところはどこもない。そういったことを考えると再生可能エネルギーは予見性のない電源なので、そういうものが系統に溢れてきたときに適時適切に調整力を供出できる状況にTSOがなっていないと系統崩壊を起こすので、そこは大切なポイントだと考えている。

- (一般送配電メンバー) そういったところでパススルーであれば、DR で専用枠みたいなもので、将来に向けた周波数の調整能力に関して、今は価格高くても将来安くなるだろうという DR 枠や再エネで周波数を調整してみるといったことを織り交ぜながら将来に向けたことも出来るのではないかと考えている。
- (オブザーバー) 一般送配電メンバーからの発言に補足させていただくと、先ほど、我が国はガバナフリー大国と申し上げたが、フランスはガバナフリーがない国なので、DR に対する期待値は高く定量的に申し上げた方が分かり易いので説明する。フランスの最大電力は大体 9000 万 kW で計算しやすいように約 1 億 kW とさせていただくと、フランス RTE が今セキュアしているガバナフリー電源は約 400 万 kW であり、約 4%になる。その 4%の内、需要サイドのリソースで RTE が R1 として許容しているのが大体 16 万 kW ある。すなわち 400 万 kW のうちの 16 万 kW は 4%となる。しかしフランスはガバナフリーがない国なので、猫の手も借りたい状況になっており、それで照らし合わせて見たときに、例えばガバナフリー全体のなかに、2~3%の DSR 枠みたいなものを作るとマーケットに奥行きが増す。当然アセスメントのペナルティなども電源と同じに課していかななくてはならないというリクワイアメントもありつつ、そういうことを行うことにより幅広の奥の深い電気事業に進化していくのではないかと個人的には考えている。例えばガバナフリー全体の中に 2~3%くらいは DSR を活用するというのも打ち出しの形としては悪くないものとする。

(オブザーバー) 2点質問と1点コメントする。1点目は一般送配電メンバーの指摘にも関連するが、評価対象は今回 ΔkW を指しているということでしょうか。トランスデューサーを使っているとのことだが、これは契約した kW に対して応動性、追従性、安定性を確認しているのか kWh は確認していないという理解で良いのか。2点目は 11 ページの追従性の評価方法について、月 100 時間以上のデータを評価対象とするとなっているが、月 100 時間だと 1 日 3 時間は出すことになり結構長い時間となるがその点どうか。

- (オブザーバー) 1点目の評価対象は、 ΔkW を指している。2点目は、8760 時間出し続けている。
- (オブザーバー) それは年間契約か、それとも毎週の契約かどちらか。
- (オブザーバー) 毎週の契約である。
- (オブザーバー) 3点目はコメントである。パススルーや専用枠といった発言があったが、ERAB 検討会においても DSR の特性というのは、瞬動性など電源と異なる点があると議論されている。安定供給にしっかり貢献することが大前提と考えているが、そういったマインドを持ちつつも特性を踏まえて制度設計していくところは ERAB 検討会の議論と同じ方向性と考えており、賛同する。
- (オブザーバー) フランスでは R1 のマーケットが出来て 4 年経過し、初年度の頃は kWh の評価基準はあったのだが、行ってみるとほとんどネグリジブルであった。 ΔP と ΔF は相関関係にあり、上げと下げにより kWh が相殺されていく。相殺されるものに機会費用をかけることは無駄ということで 2~3 年目くらいに kWh 評価を止めた経緯がある。
- (オブザーバー) 電解槽を上げ下げする中で、kWh のところは相殺されることであるが、 ΔkW を応札する際は kWh のロスがあるかは分からないが、大体ネグリジブルなもの想定しつつ、kWh の費用を含めての ΔkW の応札をするということか。
- (オブザーバー) 現状そういうことになる。

- (一般送配電メンバー) 10 ページについて質問する。一番左のエナジープール DR 管理システムと DR ボックスの関係は、説明を受けてトランスデューサーで周波数を検出し DR ボックスから電解槽制御盤に指令を出すので、DR 管理システムから見るとオフラインで動いているのではないかと理解したがその認識で正しいか。
- (オブザーバー) そこはデフォルトしているもので、管理はオフラインとなっている。
- (一般送配電メンバー) 計測自体も DR ボックスで何かタイムスタンプ管理なども行い、稼働した情報だけが DR 管理システムに送信されるということか。
- (オブザーバー) その通りである。
- (一般送配電メンバー) Modbus 送信の 1 秒から 10 秒の時間遅れがもたないが、ここは直接電解槽制御盤を制御することは出来なく、DR ボックスで記録しながら行うのがフランスの標準というイメージでよいか。
- (オブザーバー) その通りである。しかし一秒単位の周期でもデータはとっているが、この事業者は正しく事業を行っているということはある程度 RTE から認知され始めると 10 秒単位で良いとなった経緯がある。どちらにしても 1 か月分データをまとめて送ると 1 秒単位になると相当な量になる。それを一つ一つチェックする RTE に負担もかかり大変ということもあり、現状は 10 秒単位になっていると聞いている。
- (一般送配電メンバー) 制度が変更になるときや新規参入事業者の参入状況によっては、この周期も再度検討される可能性があるかと認識した。
- (オブザーバー) その通りである。
- (一般送配電メンバー) 10 ページの一般送配電メンバーからの発言は、トランスデューサーで周波数を検出し、そのまま電解槽制御盤を制御した方が、時間遅れがなく、この制御盤から情報を貰う方が良いと理解した。DR ボックスに時間遅れがなければ良いと考えるが、弊社の水力も過去にこの DR 制御盤の位置に監視システムがあり、周波数を一度、監視システムを経由してから発電所に送信すると 10 秒から 15 秒の時間遅れがあったため、それはもたないということで改造して周波数を直接、制御盤に接続し監視用は並行して取るようにしたといったことがあるので、DR 制御盤に時間遅れがなければ全く問題ないが、もし遅れがあるのならそういったこともあるのかという発言と理解した。
- (オブザーバー) 一般送配電メンバーの発言にポイントは 2 つあり、1 つ目は DR ボックスと制御盤の時間遅れはほぼない。ネグリジブルと考えても結構である。2 つ目は制御盤に直接、制御をしていくというのは、需要家のメンタリティ上まだハードルがあり、自身の生産ラインであるため電力の安定供給のためと言いつつも心理的なハードルがあり、1 つガジェットを介せということになる。これが馴染んできて需要家も良いと言っただけのようになれば、そういった考えもあるかもしれないが、現状ではそのハードルは高いと考えている。
- (オブザーバー) 電解槽は評価対象だが電解槽の追従のところだけを評価されており、他の需要の変動は除いて周波数調整の評価をしているということでしょうか。
- (オブザーバー) 資料は機器点管理の印象を与えてしまうのかもしれないが、フランスにおいては R1 を受電点管理で行っている。我々が 2024 年に向けて需要家のリソースでトランスデューサーを置

いてモニタリングしているのはこの絵に書いている通りだが、最終的に R1 として需給調整市場に供出する場合は、フランスでも我々は受電点管理で行っていきたいと考えている。

- (オブザーバー) 最終的にというと、今後変わっていくことになるのか。
- (オブザーバー) 我々は広域機関や資源エネルギー庁に従うのみ。機器点管理では TS0 の負担は大変なのではないかと個人的に感じている。
- (オブザーバー) フランスでの評価方法はどこで行っているか。
- (オブザーバー) それは受電点で評価している。
- (オブザーバー) DR ボックスのところを受電点ということか。
- (オブザーバー) その通りである。

(辻主査代理) 8 ページについて、安定性の評価に際して Envelope に入っていないといけないということで、時定数が 20 秒程度で大体数分経つと黒と青の線が一致するという位置づけになっているが、評価は 15 分継続出来ているかということかと思うので数分から先のところはこの絵だけを見ると目標値に一致しないといけないと見えてしまうが、その辺りの許容範囲はどうなっているのか教えていただきたい。

- (オブザーバー) 許容範囲について、この絵が誤解を招きかねない部分もあるが、現実問題として RTE は許容している。
- (辻主査代理) 明確に何%といった数値を設けてはいないのか。
- (オブザーバー) RTE ではパフォーマンスの評価基準というのがあり、時定数 Tf の 20 秒の設定を含めて応動の 95% が 60 秒以内に 50% が 15 秒以内になるように条件が設定されている。

(辻主査代理) 定常的なところはいかがか。周波数が高いレベルでも落ち着いているような、最終的には黒と青が一致するような話になるが、その黒と青が完全に一致してないといけないかということとは、過渡的な部分では時定数で決まってくるということだが定常値のところは別途あるのか。

- (オブザーバー) そこは確認する必要があるが、別途あると認識している。そうでないと完全無欠の需要サイドのリソースとなるので、それは蓋然性が低いと考えている。

(辻主査代理) 今回 F2、F3、F4 と 3 つ評価の観点を説明いただいたが、事業者の視点からすると、こういう評価のなかでどの点が技術的に厳しいなどあれば教えていただきたい。

- (オブザーバー) どの 3 つのエLEMENT も大変だと聞いているが、特に大変なのは負荷安定性と聞いている。安定的に周波数を定量的なベンチマークをクリアしたうえで供出するというのは、R1 目的で設備が作られているのではなく、あくまでも生産設備の副次利用ということで R1 があり安定性は一番大変と聞いている。一概には言えないが F2 から F4 までのうち F2 の負荷安定性の部分についてはベンチマークから RTE は比較的緩めにしているという認識でいる。

(辻主査代理) 今回の検討について、事務局においては一次に関する今後の詳細検討に繋げていただくようお願いする。

議題 2：三次調整力②市場開設に向けた準備状況等について

- ・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。

〔主な議論〕

(一般送配電メンバー) 三次②市場開設に向けた準備は、あと数か月というところまで来ており佳境に入っている。三次②の共同調達で、不等時性を考慮した低減の取り組みについて、24 から 25 ページに記載の通りだと考える。25 ページで共同調達して必要量を減らした結果の配分については、連系線の空容量の状況に応じて各エリアで確保できる量が決まると考えられる。共同調達の結果として、例えば 25 ページであれば、A エリアでは 50 の再エネ出力変動が起こりうるということだと考えるが、時間前市場で連系線の空容量がなくなると再エネ変動に耐えられなくなるので、このマージン確保は必要となると考える。共同調達の量を決めた結果の配分を決めると同時にマージンを確保するとことも一緒に考えていく必要があるのではないか。具体的なイメージを我々と広域機関で詰めた上で検討を進めていきたい。

→ (事務局) 三次②の取引が来年度から始まるので、その約定状況や連系線の使われ方がどうかというのを見た上で具体的に共同調達としてどういったやり方が取れるのか引き続き考えていきたい。

(一般送配電メンバー) 前半の検証プロセスについて賛成する。我々も間違いのないよう適正量を確保したいと考えているので、必要量の検証もしていただきオープンで調達させていただきたいと考えている。共同調達については一般送配電メンバーの先ほどの連系線の発言に補足して、25 ページで A エリアと B エリアで共同調達しているが、B エリアが一番単価が安く、A エリアがその次に単価が安く、C エリアが一番単価が高い場合に、A エリアと B エリアで共同調達することにより、本来は C エリアを減らしたいのに A エリアと B エリアの共同調達をすることで全国的にコストが高くなるようなことがないのか懸念しており、事務局の説明の通り、まずは取引を始めてみて、様子を見てということでしたら安心したが、任意に共同調達を結ばせるのではなく全国的にコストが安くなる共同調達の結び方を考えなくてはいけない。

→ (辻主査代理) 共同調達のところについては、私も同じようなことを感じた。例えば連系線のマージンの確保が見えていれば連系線のマージンの制約のなかで全体の調達コストが一番安くなるような約定を決めることが現状あるのかと理解している。調達コストも含めて検討いただきたい。

(辻主査代理) 15 ページで、データ数が足りないので特異値が出ているという説明だったが、データ数が足りないことにより特異なテーブルが出来てしまっている場所はたくさんあるのか。たくさんあるとしたらデータの数が蓄積するまで補完するというやり方でも良いと考える。例えば、この量のパーセンテージは予測出力帯の刻みが 10%刻みで行っているが、データ数が十分でなければ 20%ごとなど刻みを粗くして、その分 1 つ当たりのデータ数を増やして数字のばらつきがあるように調整するようなやり方はあるかと考えるので、実際の状況を見ないと何とも言えないが、こういう特異な数値が非常にたくさんあり困っている状況なのかどうかを教えてください。

(一般送配電メンバー) 予測出力帯の刻みが 10%、20%刻みについては広域機関と一般送配電事業者 10 社で共同しながら試みたが、刻みを粗くすると 3 σ 相当値を抽出すると実際の気象予測からその出力帯の値をとるので、刻みを粗くすると量が多く出てしまうので、10%くらいがある程度の

数値もありながら量が減らせると広域機関と設定している。データ数が少ないことで補正するかは、何か年のデータを使うかがポイントになり、1年間分だとこの時間帯に曇りが殆どない年など、そこが0や小さな値になるのでそこは補正する必要があり、単年度だと補正が出てくる。複数年にすると気象予測を外した年などや気象の予測誤差を改善するのが現れるのに3年かかるとすれば結果が出るまで3年の年数が必要になるというジレンマもあり、ここについては単年で補正するのが良いのか複数年で多いデータが残るなど、気象改善したものがすぐに反映されないのが良いのか、どちらを選択するのかといったところについては、今後、広域機関と議論することを考えている。

→（事務局）毎年実績が積み重なり次のテーブルへ反映していくフローになる。2018年に算定式を決めた関係で、今回の採録データはそれ以降の実績になるが、今後、実績が積みあがってきたときに3年にするのが良いのか、4年にするのが良いのかというのは見ていくことになる。

（辻主査代理）予測の技術革新の反映などをどう反映させるのか難しいところもあるが、引き続きお願いする。

→（事務局）毎年必要量を低減しているにも関わらず、過去のデータを積み上げていってしまうと過去の誤差分も残ってしまう。ΔkWの調達量が減っていく傾向があるのであれば至近何年かを毎年繰り返すというやり方もあるので、ここは必要量の削減の取り組み状況、実績状況を見ながらデータ採録期間を何年にするのが最良かを考えていきたい。

（辻主査代理）三次②の必要量の事前評価や不等時性を考慮した必要量の低減については次回の作業会でも引き続き検討をお願いする。

議題3：需給調整市場三次調整力①の取引規程等に関する意見募集の結果について

・一般送配電メンバー：園田委員より資料4について、説明を行った後、議論を行った。

〔主な議論〕

（辻主査代理）17ページ絵の作り方について、三次①と三次②を連続して約定した場合、商品としては別だが一体化して指令していくので妥当な対応だと考えるが、この絵のイメージだと三次②は指令値一定というイメージで描いてある。三次①の方は指令値が変わるものと理解しており、2つ目のスロットのところでは三次①で動いており、三次②に向けて15時の45分前から出力を調整していくという段階においては、三次②に移行しながらも引き続き15時までの間は三次①としての指令を受け、青線で記載のある三次①としての応動は引き続き最後まで行っているのか確認したい。

→（一般送配電メンバー）この事例だと三次②の約定の高さが2万kWで、15時から再エネの予測誤差が2万kWあり、発動は45分前から準備して発動しないと間に合わないということだが、そのときは約定したリソースが2万kWに到達するために45分前に指令する必要がある。DRを想定すると15時に向けて2万kWの発動指令が出たら準備に入ってしまうことも考えられるので、それ以降の三次①については別のリソースで対応せざるを得ないと考える。三次①の対応が必要であれば連続約定しているブロックの次のブロックの三次②について、別のリソースで対応するなどの対応が必要になる。そこは事業者側へ一旦出した指令を変えることは難しいと考えている。

- (辻主査代理) 切れ目のところで繋ぎをする都合上、一時的に元々必要だと考えられて調達した調整力が一時的に不足するといった、例えば三次①として 14 時 15 分以降は三次①としては活用しないということになると純減になってしまうイメージがあったので、そういった問題が出ないよう上手く調整していただきたい。
- (一般送配電メンバー) イメージは合っているが、例えば 17 ページの 14 時 15 分に今回の場合は指令を出すとは三次②で動いてほしい、指令を出さないで上げ下げをするのであれば三次①で動いてほしいとしているので、その選択は我々で出来ると考えている。供給力が欲しい場合には早く上げてほしいや、これが安いということであれば上げを出す。専用線であれば上げている途中であっても上げ下げ出来るということだが、今回簡易指令システムということもあり、一応選択は出来るがまずはこれでスタートさせていただきたい。
- (辻主査代理) 簡易指令システムということもあり、重複して動かすというのは簡単なことではない。その辺りはリソースを運用する TSO 側で上手く調整するという事で承知した。

(辻主査代理) 全体を通じて何か意見はあるか。

- (大山主査) 議題 1 で辻主査代理が発言されていた定常偏差は認めないかどうかという発言については私も気になっており、手持ちのデータがなかったということで、事務局の方で調べた方が良かったと感じたのでよろしく願います。
- (辻主査代理) 貴重な情報をいただいたのでしっかり活かすよう、引き続き連携して検討いただきたい。
- (事務局) 議題 1 に関しては、事務局で一次及び二次調整力の技術要件の詳細設計を進めているところなので、今回頂いた情報も参考に、引き続き検討していきたい。

以 上