

第19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12月25日（火）18:00～20:00

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)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：

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）

竹谷 政彦 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 係長）

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） ΔkW 調達不足や調達後に ΔkW が減少した場合の対応方法について

（資料3）運用段階での設備トラブル時等の対応について_一般送配電事業者9社提出資料

（資料4）直流設備を用いた一次調整力・二次調整力①の広域運用可否について_一般送配電事業者9社提出資料

（資料5）下げ調整力の調達の必要性について

議題1： ΔkW 調達不足や調達後に ΔkW が減少した場合の対応方法について

・事務局より資料2について説明を行った後、議論を行った。

〔主な議論〕

・1点確認である。エリア内→エリア外の順番でやるということは、エリア外の方が経済性が良くても、エリア内から調達するということが良いか。

→（事務局）そのとおり。まずは連系線の空容量をなるべく確保するためである。

→（大山主査）調整力で調達したものと少し運用が異なるということか。

→（事務局）市場での調達は、ご指摘のとおり、 ΔkW の安価なものから調達するということになるが、その後にトラブルを起こしているケースの議論であり、経済性よりも連系線への影響をなるべく少なくすることを優先した。加えて、オンラインであることがやはり大事なので、オンラインであることも優先した。

→（大山主査）反対するという意味ではないが、「市場とは違う」という記載にした方が、小委員会で

は委員から理解を得やすいと感じた。

→ (辻主査代理) 10 ページのフローだと、エリア外のオンラインとエリア内のオフラインでは、エリア外のオンラインを優先するということと理解した。オンラインを優先することの意義は 11 ページで説明があったが、エリア内のオフライン電源を活用することでオンラインの電源に余力を作って、そこに調整力を確保でき、連系線に影響を与えずに ΔkW を回復できるようなケースもあると考える。そういう場合もある一方で、オフラインの電源を活用すると、周波数調整上、機能が少し劣るというケースもあると考える。そういう様々なケースがある中で、「統一的にルールを決めるとすれば、オンラインを優先する」という理解で良いか。

→ (事務局) そのとおり。11 ページの表でエリア内オフライン電源を優先する場合には、連系線容量の追加的な確保が不要であることから、空容量への影響が及びにくいというメリットがある。一方で、エリア外のオンライン電源を優先することは、まずは発電事業者と一般送配電事業者の連絡体制が確立していることが非常に大きなメリットであり、調達手続きが迅速に行える。加えて、実需給段階の運用のしやすさという観点で、システムで柔軟に運用できるというメリットがある。最後に、仮に需給調整市場前に電源トラブルがある場合に、エリア外のオンライン電源が優先して調達されるだろう、ということが一般的に考えられるので、こういったメリットを考えて、エリア外のオンライン電源を優先したい。

・ 17 ページの発電事業者が代替電源等を供出する場合について、DR 事業者を想定すると、需要家にトラブルがあり、DR 事業者が予定していた供出量を提供できない場合も、需要家を差し替えるという形であればよしとする、という理解で良いか。

→ (事務局) DR 事業者の需要家リストの扱いについては、細かい整理はできていない。したがって、そのままそうなるかどうかは明確には申し上げられないが、基本的には同じ考えである。

→ (オブザーバー) 最初に登録した需要家リストのうち 100% を制御対象としていると、差し替えができない状態となる。その場合は、一般送配電事業者が代替電源で対応することになる。仮に制御対象の需要家を制御断面で少し減らせるとなれば、予備となっている需要家リストで代用することが可能かもしれないが、それに対しては別途検討する、ということか。

→ (事務局) 登録期限は今後の議論だが、どこかのタイミングで締め切ることになる。理由は、偶然指令と同じ方向に需要が変動していた需要家を、応動評価するときに意図的に選び直し、それを制御対象だったとされると好ましくないためである。

・ 17 ページに、BG トラブル時は代替電源を登録する期限が GC 時点、という記載がある。22 ページに代替電源の供出が不可である、ということについて、例えばケース 1 では大分早い時期に登録され、その後、一般送配電事業者が代替電源を調達することに時間をかける印象である。一般的には、早期に代替電源供出が不可能ということが分かった方が、より調達できる蓋然性が高まると考えられる。できるだけ早いタイミングで期限を切る、つまり「トラブルが起こった時点から一定のインターバルで登録する」という考え方ではなく「GC まで」ということで本当に良いのか。

→ (事務局) まず、早く連絡いただくことが必要かと考えている。その上で期限をどう切るのかということである。今回は一番遅くても許容できる時点をまずは示したいと考え、記載している。実際には

調達量の話でもあろうかと思う。例えば、不足が 0.1 万 kW であれば、GC まで待っても十分対処できるが、これが 10 万 kW、20 万 kW となるとそうとも限らない、ということもあると思うので、その場合は、GC まで待たずに対応するかもしれない、というのはあると考えている。

→ (辻主査代理) そこは状況に応じて柔軟に対応していただきたい。

→ (一般送配電メンバー) 市場に ΔkW として供出し、落札された電源がトラブルになった場合は、まず、供出事業者に代替していただくのが基本だと考える。早く連絡いただければ、送配電側も対応する時間が取れるかもしれないが、ある程度時間的余裕を持っておかないと供出事業者側も対応できないし、インセンティブが発生しないと考える。供出事業者側に代替供出を尽力してもらって、どうしても代替電源を用意できないということになれば、送配電側の当該フローに行くのではないか。

議題 2 : 運用段階での設備トラブル時等の対応について

・佐藤委員より資料 3 により説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

・広域需給調整システムのトラブルの場合、エリア内の調整力でまず対応することを目指して、不足する場合は、電話等でエリア外からということになるが、この場合の優先順位表における「オンライン」というのは、このシステムが既にトラブルを起こしているので、オンラインもオフラインもあまり区別がないという位置付けになるのか。それとも、このような状況であれば、オンラインで元々使える電源の方が活用しやすいということで、エリア外のオンラインというものをできるだけ使おうということなのか。

→ (事務局) トラブルがなければ、オフライン電源より先に調達した ΔkW つまりオンライン電源をエリア内、エリア外含めてメリットオーダー順に使っていたはずである。広域需給調整ができなくなったので、メリットオーダーの順番は変わるかもしれないが、他エリアで準備していたオンライン電源である調整力を受電して、エリア内で運用するということなので、元々の使うものと変わらないはずである。システムがトラブルを起こしたからエリア外のオンライン電源よりエリア内のオフライン電源を優先する、ということではなく、トラブルがない場合を同じ順番でよい、と考えている。オンライン電源の中で使う順番が少し変わるだけである。何故なら広域メリットオーダーを実施するシステムがトラブルを起こしているから、ということだと考えている。

議題 3 : 直流設備を用いた一次調整力・二次調整力①の広域運用可否について

・高垣委員より資料 4 により説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

(オブザーバー) ・直流設備というのは、直流送電線と理解すれば良いか。

→ (一般送配電メンバー) 送電設備と交直変換設備である。阿南紀北連系設備や北本連系設備には送電線もあり、それらの総称である。FC も含めて、日本にある直流設備は 3 ページに記載したとおり。

→ (オブザーバー) 10 ページについて、一次と二次①は東京東北間でしか広域運用できず、中部東京間では運用ができないということか。東京エリアで一次として調達された電源は東京東北間でしか運用

できないということか。

→（一般送配電メンバー）そのとおり。

→（事務局）一次と二次①は最初から市場が3つに分断されているということだ。北海道、東北東京、中部以西である。

→（オブザーバー）北海道も単独市場なのか。

→（事務局）そのとおり。

・結論に異論はないが、如何にも聞かれそうなのは海外事例である。海外事例が参考資料としてあった方がより説得力があるのではないか。

→（事務局）イギリスとヨーロッパ大陸は直流で繋がっているが、三次②と三次①相当くらいしか、ヨーロッパ全体の調整には参加しておらず、それ以外は実際にはできないということなので、そういった事例も含めて小委員会で紹介したいと考えている。

→（一般送配電メンバー）二次②も実施していないと思うので、きちんと調べて紹介できたらと考えている。

・以前から出ているとおり、交流連系している系統の場合は、インバランスがネッティングされるといふ議論がある。直流連系を介した場合、他地域に対して調整力を融通するという話とは別に、インバランスがネッティングされるかどうかという話もあるのではないか。例えば長い間隔のインバランスについて言うと、現状、平常時 AFC 動作中のように片方の地域で周波数維持が非常に厳しいとき、自然ともう片側に流して、ある種ネッティングを実施するイメージに近いと考えていた。片方が余剰で、片方が不足というようなことがあると、自然と平常時 AFC で流せるような機能があるのだと考えている。

→（一般送配電メンバー）北海道と本州の話か。

→（辻主査代理）そのとおり。つまり、北海道で周波数が揺れるようなことがあると、片側から流すということで、ある種ネッティングのイメージに近いと考えている。調整力の融通ではなくてインバランスをどう均していくか、という話は、現行でも対応しているような方式をそのまま踏襲して、それ以上のことは特にしないという考えもあるが、どうか。

→（一般送配電メンバー）我々も、北海道の扱いをこの資料にどう書くかは悩んだところである。北海道で現在運用しているのは、平常時 AFC であれば6万kWだけ交流連系のように振る舞っているように見せているということである。系統容量も計算の中に入れていて、周波数が低下したら、周波数が合うように6万kW分を上限に融通している。それが今回の広域調達・運用に該当するかというと、調達したものを運用していることにはならないと考えている。名称が「平常時 AFC」なので紛らわしいが、ネッティングを実施しているというより、6万kWを上限に応援をしつつ周波数が乱れたときには、緊急時 AFC として設備容量分応援するという機能がある。そのため、今回の一次と二次①の調達に関連していない、という整理をさせていただいている。

→（辻主査代理）私の理解もそのとおりだが、念のため確認させていただいた。

議題4：下げ調整力の調達の必要性について

- ・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。

〔主な議論〕

- ・13ページについて、どうして下げの ΔkW が確保されるのか。確保されないこともあるではないかと結構心配なのだが、なぜ確保されるのか。
 - （事務局）まず、再エネを抑制する段階でどういったものを考えて抑制するか、という話になると考えている。現在は前日17時に再エネの抑制をするかの判断をするが、その際に何で判断するのかというと、まず1つ目として翌日再エネが上振れする可能性をリスクとして織り込むこととしている。もう1点、需要が下振れすることも織り込んでいる。そこで下げの調整力を織り込んだ上で、抑制する量を決めている。この他にLFCの幅ということで、需要の2%程度確保することを運用で行っていると聞いており、その分についても下げの分が確保されている、ということだと考える。そのため、再エネの抑制量を決める段階で折り込んでいるものと考え、下げ調整力がやはり確保できると考えている。
 - （オブザーバー）今言われた話だと、抑制をした分を誰かが埋める、その埋めるのは必ず火力だという前提で話を進めていると考える。前日スポット後に需要計画と発電計画が一致した、その時に火力がすべて最低出力だった、要するに、前日スポットでちょうど売り切れた、売り切れて全ての火力が最低出力となったという時だと下げ余力はないことになるのではないか。
 - （事務局）元々小売電気事業者に再エネの発電計画を配分する際に、先ほど申し上げた抑制の必要量のようなものがあれば、それを差し引いて配分しているので、ちょうど売り切った結果として最低出力になる状況はないと考えている。
 - （オブザーバー）差し引いて配分するというだけで問題ないのか。
 - （事務局）そういったルールだと理解している。
 - （オブザーバー）むしろ差し引くことはやめようと、先日の制度設計専門会合で議論しており、売れ残った分を抑制することが正しいと考えている。
 - （事務局）現状の優先給電ルールに則って整理しているが、言われているような売れ残った分を抑制するような仕組みが変わっていくと、優先給電ルールの仕組みそのものが大きく変わると考えている。
 - （オブザーバー）優先給電ルールで抑制するのは、スポット市場の前で考えているか、後で考えているのか。
 - （事務局）抑制するのはスポット市場後である。
 - （オブザーバー）スポット市場後だとすると、抑制された小売電気事業者はその分をどうやって埋めるのか。火力で埋めることを前提としているのか。
 - （事務局）まず、再エネの予想誤差が全くないとの仮定の下でいうと、2日前の16時に想定した計画を一度配分することになる。仮に抑制された計画で、全ての火力が最低出力になるのであれば、最低出力とならないような量にして配分することになる。
 - （オブザーバー）そのルールはどこで決まり、それは今後も問題ないのか。そのときの需要予測を一般送配電事業者はどのようにしているのかということや、連系線を通じて流れていく量をどう計算するのかということを見ると、需要予測は本来、小売電気事業者がすべきである。先日の制度設計専

門会合では、スポット市場より前に抑制を想定するのをやめて、一度抑制しない量で全部配分し、スポット市場後に売れ残った分を抑制に回すということが最適なアロケーションだと議論していた。私が言いたいのは、抑制された再エネ以外の供給力分を必ず火力が埋めて、そこで下げ余力ができるのか、これが本当に問題ないのか聞きたい。火力が必ず抑制した分を埋めてくれるはずだ、と言われてるように感じる。

→（事務局）下げ余力が残るような形で再エネが配布されるはずだ、と言っている。

→（オブザーバー）どの断面で下げ余力が確保されているのか。

→（事務局）現行の優先給電ルールでそのように配布することになっているので、先ほど言われたような仕組みになっていくのだとすると、その優先給電ルールは変わるのだろうと考える。現状の優先給電ルールに基づいて議論をしているので、このように整理している。

→（オブザーバー）優先給電ルールで決めているのは順番だけであって抑制量は決めてない。

→（事務局）抑制量を決めるときには、そういうのを含めて抑制量を決めることになっている。

→（オブザーバー）優先給電ルールでは順位を決めているだけで、その量はどこで決めているのかというと、必ずしも優先給電ルール内では決まっていなくて考えている。

→（事務局）抑制する際には、必要な調整力を確保した上で抑制していくということが、これまで繰り返し系統ワーキンググループ等で検討されてきているはずである。言われているのは、優先給電ルールそのものには抑制する量をどうするか、というのが書いていないということだと思うが、優先給電ルールの運用をどうするかというのは、系統ワーキンググループで繰り返し議論をされているはずである。その中で、下げの調整力を確保した上で抑制するという議論もされていると考えている。

→（オブザーバー）下げ調整力を確保するというのは、抑制しなければ誰かが火力を必ず立ち上げるだろう、ということか。

→（事務局）下げの調整力というのが再エネを吸収する調整力なのか、最後の周波数調整をする調整力のことを言っているのか。その話が混ざっているのではないか。

・再エネの抑制量を少し減らして足りなくなった分をエリア外から買ってくることもできるはずである。

→（事務局）優先給電ルールの中で、再エネの抑制が最初に指令しないといけないのでその量決めないといけない。そのため他エリアでどれだけ再エネの余剰を吸収してくれるかを約束するタイミングが前日にある。実際、他エリアでどれだけ吸収してもらえるかというときに、他エリアで買ってもらえるのか、ということ言われているのか。

→（オブザーバー）例えば、発電計画内に太陽光分と最低出力の火力分があり、需要計画に対して残りの隙間があり、その分を他エリアから買ってくることも論理的にはあり得るはず。そういうときは、下げ余力がないと考えている。

→（事務局）外から買ってくるというのは、この優先給電ルールでいう長周期広域周波数調整として他エリアに期待する分のことか。

→（事務局）今言われたのは、再エネの配分値と火力の最低出力分だけということで、私が先ほど言ったのは、下げ余力の分に相当する分だけがあれば上げの方向には炊き上がるだろうが、実際は炊き上がらないのではないかと、ということだ。

→ (オブザーバー) 焚き上がらないで、他エリアからからもっと安い電源を買ってくる可能性があるのではないか。

→ (事務局) その点が実態の話と若干混ざっている。理屈でいくと、その可能性があるとは思いますが、現実の問題として再エネが余っているエリアの方が kWh 単価は自然に安くなるはずで、その段階ではそもそもエリア外に潮流が流れているだろうと考えている。そうすると、エリア外に潮流が流れるだろうという分も含めて配分することになり、連系線の容量も全て使ったうえで火力が炊き上がることになる。

→ (オブザーバー) 実態を考えるとそのとおりでというのは分かるが、実態がそうだとって下げ調整力の調達をしないのは本当に問題ないのか。要するにそのエリアの方が安いから、外向きに潮流が流れているはずなので火力を立ち上げると言われているが、他エリアで原子力や石炭が大量に余っていて、それを買ってくることも基本的にはあり得る。だから、九州に最低出力の火力と太陽光があって、更に発電計画で不足しているところに石油や LNG が来るのは、本当にあり得るのか。最低出力にある火力を炊き上げるということになるが、本当に問題ないのか。

→ (事務局) 相変わらず頭が固いのかもしれないが、自身の需要より多くの再エネが配分されれば、それは市場の成行き価格で取引されることになる。そこについては、市場の価格が例えば原子力よりも下がるのではないかと想像するが、それは考え過ぎか。

→ (オブザーバー) 再エネの分はもちろん成行きだと思うが、それを出力抑制して減らすことになる。

→ (事務局) 先ほど申し上げたように、連系線の空容量を流れる分については元々配分されている。

→ (オブザーバー) その上で隙間ができた分を LNG の最低出力から炊き上げるということで、下げ余力ができるということと言われているということの良いか。LNG が最低出力から上げるよりかは、例えばエリア外から買ってくるかエリア外に売る量を減らすということもあり得る。なぜ LNG が最低出力から炊き上がるという確信があるのかがよく分からない。

私が考えているシチュエーションを簡単に言うと、最低出力の LNG と原子力と太陽光からなる発電計画が、需要計画とちょうど一致した時は下げ余力が無いのではないかということだ。

→ (事務局) 繰り返しとなるが、最低出力の LNG と太陽光とで需要とぴたりと一致することはないだろうということが今回の前提だと考えるが、ちょうど一致して再エネの抑制が無いというケースは可能性としてはあると考えている。そのときに、火力はまず最低出力にするのか、炊き上がるのかという話は、言われるようにスポット市場である程度決まっていく。発電事業者としては、火力を最低出力にしておくことにメリットがあるのと感じるのか、炊き上げた方がメリットがあるのと感じるのかというのは、他エリアから流入してくる電気の方が、グロスビディングしているから一般的には高くなることになるか。そうでないと再エネの配分の理屈が合わない気もする。そこがもしかしたら私の話が飛躍しているのかもしれない。

→ (オブザーバー) もしかしたら実態上、本当のところは考えなくて良いということかもしれない。そうだとすれば、13 ページも 15 ページもそういった説明をする必要があって、出力抑制をしても必ず下げ代が発生するという説明を省略していると感じる。

→ (一般送配電メンバー) 例えば、前日スポットを 10 時に行い、その後に下げ調整力を残した上で 16 時にバイオマスから抑制に入る。その段階では下げ余力が残っているが、例えば時間前市場を考えるとどうか。

- (オブザーバー) スポット市場後に下げ余力が無い可能性がなぜ無いのか。
- (一般送配電メンバー) それは抑制するときに下げ調整力を取るようにして抑制量を決めているからである。
- (オブザーバー) 言われているのは、その量は必ず LNG で埋まるということか。
- (一般送配電メンバー) 抑制量を決めるときに、確かに我々は火力で抑制量を取れるだろうと思っていて、きちんと取れているのが実態で、そこは指摘されているとおりである。ただし、残したい下げ余力を決めたうえで前日 16 時に抑制量を決めている。
- その後と言われるとおりで、今は九州の方が kWh 単価が安いので、それからスポット調達分で埋まることは絶対に無いが、仮に四国も中国も中部も、どこもかしこで再エネの抑制が起こるときには、もしかすると、そういった可能性はないことはない。それは時間前市場で埋まるのだろうか。
- (事務局) 全エリアで再エネの抑制が行われるときは、全エリアで下げ調整力が残るような量が配分されると考えている。
- (オブザーバー) まず 1 つは、説明をもう少し丁寧にする必要があるということである。発言を聞いていると、一体会社だから火力部門が付き合ってくれるだろう、と見なしている感じがする。発電事業者は発電機を起動する義務もないし、最低出力から焚き上げる義務も何もなく、一番安価なところから調達すればよい。だから出力抑制したら勝手に LNG 火力が立ち上がるという前提に、本当に問題ないのかということ。
- (事務局) そういう意味で言うと、火力が全て停止しているわけではなく、LFC 分を残す話もあるので、必ず下げ調整力は確保されていると考えられる。その他、全プラントを停止してしまうのは発電事業者としてもリスクがあるので、そうしないことを考えると、「実態として」残るのではないかと、ということかもしれない。
- (オブザーバー) とりあえず私が感じた懸念事項をコメントさせていただいた次第である。
- (大山主査) 私もそのあたりに違和感がある。今の話だと、「優先給電ルールに従い出力抑制してもよく、火力の下げ代が残るように先に再エネを抑制してしまう、ということだから問題ない」という主張である。今考えている再エネの導入可能量を最大にしようとする、現在の給電体制で実施しているのは、最低出力の大きい電源を先にバランス停止してしまって、最低出力の小さい電源を残している。それは必ずしもメリットオーダーではなく、安い電源を先に落として、高い電源を残しているという運用となっているはずである。それは実は下げ代を確保するためにやっているのだが、それを普通に市場取引でやったら出てこない解であり、それは指令でやっていることになる。それを、下げ代を持っている電源に優先的に対価を払えば、石炭火力がバランス停止になって LNG 火力が並列して残るといった可能性が出てくると考える。そのために下げ調整力の市場が必要になるのではないかと、というのが、今の話を聞いて思ったことである。
- 要するに、「抑制するので不要」という最終的な結論はそのとおりでと思うが、抑制量を減らすためには、下げ調整力に対価を支払わないと、どの事業者も下げ調整力を増やしてくれず、石炭火力ばかり動いている状況になる。一応、LFC の下げ分が足りていればそれでいいだろうということになるのではないかと。そうすると、最終的には下げ調整力を残すように運用するということがいいのだが、抑制量を減らすという努力はしていないということなのではないか。
- (一般送配電メンバー) 系統ワーキンググループの議論では、そこについては結構厳しく指摘されて

いるようである。

- (大山主査) 系統ワーキンググループでは、経済ルールに基づかない運用をするよう議論している。それはそれで今はいいが、今後を考えるとそういうことをずっとやり続けるのか。そうではなくて、経済ルールでそれができるようにするためには、下げ調整力に対価を払う以外に何があるのか、という質問である。
- (事務局) もしかすると「当面」という言葉が抜けているということかと思い始めた。優先給電ルールや FIT がそもそもなければ、ということが将来の話としてあると考える。FIT がある状況では、例えば 30 日までは補償せずに抑制できるが、それを超えると補償しなければならないような再エネがたくさんあるとして、30 日を超えて抑制するというのは、買い取る事業者としてはデメリットがあるので、なるべくそれを回避したいと考えるはずである。しかも接続可能量を算定する際には、石炭火力のような最低出力の大きいものは停止して、最低出力の小さい LNG 火力は運転しているのを前提に接続可能量が計算されていると思うと、抑制量を増やしてしまうと、結果として補償金を支払うリスクが高まるのではないかと。よって、当面、FIT が存在する間は、この仕組みで成り立つと考えている。
- (大山主査) 先ほどの九州の話だと、安い石炭火力を停止して、高い LNG 火力を運転させることをどのように実現するのかということ、今は給電指令を実施してそれに対価を払って、市場ではないところで実施しているのが今のルールである。それが本当いいのか、ということである。そういうことになると、「必要ない」ではなくて「必要になることも考えられるが当面はこれで運用することとした」という記載が良いのではないかと。
- (オブザーバー) 確かにそのとおり。将来は再エネを主力電源化と言っているので、多くの人の発想が 100%再エネという状況もあるとすれば、LNG も大事だという観点からも、「原則下げ調整力も必要だが当面はいらぬ」という記載が良いのではないかと。
- (大山主査) 少なくともそうしていただきたい。
- (事務局) 優先給電ルールは、経済性を考えずにあらかじめ決めた順番で抑制するという大きな政策的ルールである。一方で、 ΔkW に価値をつけていけば、最経済になっていくはずだ、という流れがある。そうだとすれば今のご指摘のとおり、むしろ下げ調整力の市場を作れば、経済合理的に抑制されていくように変えていけるかもしれない。ただ、今は再エネの kWh を優先すべきだという優先給電ルールの考えがある。そういう意味では「下げ調整力は必要ない」ということではなく、「やることをやれば経済性の世界に変えることはできる。ただ、優先給電ルールという意味では、下げ ΔkW の必要量は式にしたがって算定はされるものの、調達の際は必要量をゼロとした運用をするしかない」ということかと考える。
- もう 1 点、先ほど石炭と LNG のどちらを差し替えるか、という議論があったが、これは優先給電ルールの前段の自主的取り組みのようなものか。
- (大山主査) 石炭を LNG で置き換えるのなら、一般送配電事業者がその分を支払わないとおかしい。
- (事務局) 何かの費用を持ち出しているルールが優先給電ルールの手前であって、そのルールがきれいに無くなるタイミングがおそらく 2024 年度であり、それをどう考えるか。その費用負担をどうするかということになるのではないかと。そういう意味では下げ ΔkW に価値を付ければ、その費用負担

がどのようにあるべきかという議論があるのかもしれない。

→ (一般送配電メンバー) それでは下げ ΔkW の価値とか、最低出力がどこまでの発電機かとか、いろいろな価値が出てくるということか。

→ (大山主査) 優先給電ルールは、確かに変動再エネを保護して発電させるようにしているが、いざ抑制しようとするとき「30日までは無補償」というのがまた問題で、変なルールとなっているから変なことになる。

・海外だと、下げのメカニズムがもう少し市場ベースで動いている事例があると思う。広域機関でも今年、海外市場の状況を取りまとめていると思うので、それらから引用していただき、「市場ベースで動くとするときこういったイメージだ」というのを整理すると議論がしやすいと考える。

→ (事務局) ご指摘のとおりであるが、悩ましいのが、海外と日本で再エネ抑制ルールが少し違うことである。例えばドイツでは、抑制したものは、ほぼ全て補償しなければならない。このため一般送配電事業者には抑制しないインセンティブが逆にあるはずである。さらにドイツの場合は、下げ調整力として使うものはあらかじめ確保しておかなければいけないというルールがある。その両面に対価がきちんと支払われているかどうか。その記載ぶりが少し悩ましく、そういったものを全部書いた上で海外はこうだと説明する必要がある。海外は対価がついているという部分だけ取り上げられると誤解を生む。

→ (大山主査) 先日伺った話だと、ドイツとイギリスは下げ調整力に価格がついていて、他はついていない。

→ (事務局) フランスはそもそも下げ調整力を調達していない。

→ (大山主査) だから勝手に下げろということである。イギリスについて、日本でいう FIT 予測誤差に対応するため、石炭の代わりに LNG を運転するというのに対してどのように対価を支払うか、若干気になる。

→ (事務局) もしかしたら、買取義務者と発電事業者が一体でないと起きにくい現象かもしれない。

→ (一般送配電メンバー) そのとおり。

(オブザーバー) ・下げ調整力は、商品メニュー表との関係はどうなるのか。

→ (事務局) 下げ商品については、調達すべき量はないが発動はされるということであり、商品としてはある。

→ (一般送配電メンバー) ΔkW は必要量がゼロだが、 kWh の発動はある。

→ (事務局) ΔkW の必要量がゼロなだけである。

・当面の運用はそれで実施しようということであれば、了承されると思うが、それで実施していったとき、 ΔkW が不足することがあれば、それには価値が付くということを記載すれば良いのではないか。「当面は市場で調達することはないと想定される」ということになるか。

以 上