

第 58 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：2024 年 1 月 12 日（金）10:00～12:00

場所：電力広域的運営推進機関 第二事務所会議室O（Web 併用）

出席者：

横山 明彦 主査（東京大学 名誉教授）

辻 隆男 主査代理（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）

岡田 怜 メンバー（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）

鈴木 孝治 メンバー（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）

木村 圭佑 メンバー（関西電力送配電(株) 系統運用部 給電制度グループ チーフマネージャー）

鍋島 学 オブザーバー（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）同時市場における商品区分の見直しについて

（資料 3）電源起動・出力配分ロジックにおける ΔkW 約定方法等について

議題 1：同時市場における商品区分の見直しについて

・事務局より資料 2 について、説明を行なった後、議論を行なった。

〔主な議論〕

（一般送配電メンバー）これまでの本作業会の議論を踏まえ、調整力の商品区分の見直しについて検討いただき感謝する。その上でいくつかコメントさせていただく。一つ目は論点 1、論点 2 のインセンティブ案についてである。今回、資料にあるとおり、PJM のハイパフォーマンス設計をそのまま参照する手法ではなくて、簡易的な手法とすることをご提案いただいた。その方向性については賛同したい。一方で、今回は三次②も入れるということで 34 ページに要件イメージを記載いただいている。応動時間を 60 分以内とした上でインセンティブ案が提示されているが、火力機等では最低出力から最大出力に達するまでに複数の出力帯幅、一般的にバンド幅と呼んでいるが、それが複数あり、各出力帯で変化速度が異なる特徴がある。更にその出力帯の切り替え時間、バンド幅の切り替え時間というものがあり、これらを考慮すると出力変化がニアにできず、31 ページのような形ではなくて階段が若干発生するというような特性を持っている。また、最低出力の付近では変化速度が若干遅く、ある出力以上になると変化速度が速くなるというようなことも考えられ、制御指令時間を 5 分として評価した場合には変化速度が遅い部分が評価されてしまい、パフォーマンススコアが低くなってしまふ恐れがある。このため、今後詳細設計する際には、実機の特性を考慮した上でインセンティブ方法を検討する必要がある。加えて、EV が大量導入される等で同時市場導入時における調整力供出リソースのラインアップが現状から大きく変化する可能性があるため、今後の調整力供出リソースの調整能力がどのように推移していくのかということも確認しながら、インセンティブ設計を検証し、必要に応じて再検討していく

必要があると考えている。二つ目は28ページの“精算”パートについてである。その前のインセンティブ案にも関係するところであるが、今回ご提案いただいたもの等を踏まえて、“約定”パートで優先的に約定したとしても、これで競争が十分に働くのかという観点や、“精算”パートにおいてインセンティブを与えた場合に社会コストがどの程度影響するのか等も踏まえながら、引き続き検討していく必要があると考えている。最後に、論点3の一次と二次①の集約についてだが、EDC機能である二次②から三次①までの集約とは異なり、一次はGF機能で自端制御、二次①はLFC機能で指令制御であるため、役割や指令方法が大きく異なることも考えると、資料にあるとおり、商品集約は行なわないということに賛同したい。

→ (事務局) いくつかいただいたご知見に対し、現時点で答えられる範囲で回答させていただく。まず、火力のバンド幅、切り替え、出力帯毎の変化レートを加味したうえで、今回の提案内容がどのようにワークするのかというご指摘だと認識した。この辺りは実際のSCUCロジックにおいて、バンド幅あるいは出力帯毎の変化レートを扱うことができるのか、検証A側の検討結果とも平仄を取る必要があるとも考えるため、今後、そういったところの検討にも着手したい。また、EV等も含めてリソースのラインナップが増えるというところは仰るとおりであり、そういった意味で三次②を排除することなく、幅広に門戸を広げるという現行の考え方を踏襲しているところ。そういった世界観の中で、システムの周波数を維持する観点からこういった閾値、スペックがいいのかをしっかりと見える化して、将来的にはシミュレーション等も含めた上で要求スペックを決めていくべきだと考えている。2点目にいただいた“精算”の話に関しては、そもそも Δ kW価格の決定方法の議論自体がまだこれからであるため、そちらとの連携も図りながら、ご指摘の内容はしっかりと詰めていくべきと考える。最後、一次と二次①を集約しない方向性に賛同いただき感謝する。ご指摘のとおりと見え、今回の結論として提案させていただいているところでもある。

(一般送配電メンバー) インセンティブという提案について大きく2点と、三次②について1点、発言させていただく。まず、今回お示しいただいたインセンティブ案は、対応案の一つとしては当然取り得ると考えている。その中で1点目、28ページの“精算”パートにおけるインセンティブ付与については引き続き検討と書いていただいているが、今回お示しの“約定”パートのインセンティブのところでは、皆さんご存じのとおり、現状の需給調整市場では応札量が少なく、応札された札が全て約定されるということもある。同時市場においてはまだ議論途中で、特にセルフスケジュールの扱い、セルフスケジュールを多くするようなことを認めていくと、調整力を供出するリソースが多くはないため、調整力の約定においてあまり競争が働かないということがあり得る。その場合、約定に関してインセンティブを付けても、全て約定してしまうと期待している効果が全くでないということも起こり得る。そうなってくると精算側のインセンティブの設計、強度にも影響してくると考えるため、同時市場全体の設計と調整力のリソース量の実態から想定される効果によって、最終的にインセンティブの強度、設計を決めていく必要があると感じている。2点目、インセンティブは当然あったほうがよく、そちら側のほうがより何かしらの価値を付けるとして誘導していく仕組みだと認識している。加えて、調整力の動静は将来的に再エネがまだ増えていく傾向にあり、洋上風力等の話もあって、自然変動電源が増えていく。そうなってくると、周波数の変動は当然増えてくるものだと認識しており、調整力はそれを抑え込む重要なものだと理解している。その時に、インセンティブはこちら側のほうがより価値が付くとして誘導する方向だけで本当に大丈夫なのか、低スペック側に偏ってしまった場合のことをある

程度考えなくても大丈夫なのかを懸念している。将来的にはシミュレーション等で設計、詳細を確認していくとご発言いただいているが、今回、中間点の評価をお示しいただいている中で、例えば指令値の50%をしきいにしてグループA、グループBに分けるとして、実はこれは50%ではなく、70%、80%のような高スペックを求めなければいけない可能性がある。場合によっては高スペックのグループAを一定量以上確保しようという仕切りも必要かも知れないと考えている。この点については、二次②、三次①の集約だけではなくて、三次②の集約についても同じだと考えており、特に三次②は応動時間が60分と一番長い。そうやってきた時に、皆がその応動時間60分側に偏ってしまうと相当影響は大きいと考えるため、そういった調整力リソースの実態も踏まえて設計していくことが必要である。特に三次②は今でも複合約定の対象外となっているため、集約するメリット、デメリットを比較して最終的に判断していくことが必要である。最後に、三次②の集約の観点で発言させていただく。三次②はご存じのとおりFIT特例制度であり、前日時点で計画を確定して、そこからゲートクローズまでの予測誤差に対応するものである。その予測誤差を対象とし当日の気象予測も踏まえて、三次②の必要量を決めている。これは、二次②と三次①とは必要量の考え方が大きく違うため、集約した時のトータルな必要量をどう考えるかについては改めて検討が必要だと認識している。併せて、三次②の必要量の関係も踏まえて、本作業会の範疇ではないかも知れないが、三次②はFIT特例制度ゆえに生じる予測誤差の対応というところなので、その費用はFIT交付金で賄うという整理になっていて、インバランス自体の仕組みが変わらなければ、同時市場においてもこの構図は変わらないと認識している。そうすると、今、議論している商品設計と費用負担は別物と切り分けて議論する必要があるため、その点は混ざることがないように議論を進めていただきたい。

→ (事務局) 1点目は仰るとおりで、そもそも同時最適をすることのよさは、定性論的には応札不足が当然減る方向だろうというところである。他方、ある意味では全ての電源がセルフスケジュールになってくると何もできなくなってくるのは自明でもあるため、セルフスケジュールの考え方をどうしていくのかは今後の検討会の議論だと考えている。そういった制度設計を経て、セルフスケジュールの割合がどの程度になりそうか、あるいはそれも含めた上で、しっかり競争が働くような同時市場の ΔkW 市場になっているかを勘案しながら考えていくべきとのご指摘はごもっともである。2点目についても、今後は再エネが増えるとハイスペックなりソース、量が必要であるというところはお指摘のとおりで、門戸を広げる良さはありつつも、低スペックなりソースばかりになってしまうと大変なことになるというところも仰るとおりである。この辺りは“約定”パート、“精算”パートも含めて、同時市場の約定の話だけでカバーすべき話なのか、あるいは設備を作る時の要求として入れるべきなのか、色々なアプローチ、観点があると考えている。同時市場だけで全てを実現するものではないと考えつつも、いただいた内容自体はごもっともであるので、そういったところから、中間点の要求レベル50%が70%、80%、あるいはAの比率をもっと高めにする等、将来の状況も見据えながらシミュレーションも含めて系統側として要求すべきスペックが出てくるものと考えている。最後にいただいたところは前回ご議論させていただいたとおり、ゲートクローズ以前に扱う予備力に関しては再エネ予測誤差だけではなく需要予測誤差も包含して扱うとしたこともあって、需給運用上、確保方法としての効率性は追及しつつも、ご指摘のとおり、制度上は成分分解して、しっかり現在との連続性も踏まえた上で整理していくべきというのはごもっともである。この点はお指摘のとおり、この場ではないとは認識して

いるが、FIT 特例制度が同時市場においてどうなっていくのかも含めて、今後、検討すべき論点だということをご認識のとおりであるため、いただいたご意見を踏まえながら、しっかりやっていきたい。

(オブザーバー) 一般送配電メンバーから発言のあった三次②の話を含め、28 ページにおける先程の論点である“約定”パートと“精算”パートの意味について確認したい。“約定”パートは Δ kWの価格設定の仕方はまだ決まっていないが、例えば 10%、20%価格が高いような調整力があつたとき、安いものではなく高いものを約定させるということと理解した。“精算”パートについては今後の検討ということだが、例えば 20%高いものを約定させて、更にそれに 1.2 倍のインセンティブをかけるという議論なのか、あるいは 20%高いものを買ったけれども精算は 20%高いということにせず、別の精算をするという論点なのか。“約定”パートにおいて何%高いものを約定するのかということも社会コストの問題なので、色々議論が必要だとは認識するが、今ご提案されているような技術的なことで決めていくとして、精算というのは何が論点なのかを確認させていただきたい。また、先程も話のあった三次②のところについては、現行の三次②は FIT 交付金から支払われており、三次①を前週取引から前日取引にする際には安いものから三次②で使ったということにしようという資源エネルギー庁との整理になっている。必要に応じて見直してくれと電力・ガス取引監視等委員会から発言したものの、そのような状況であるため、色々な点において資源エネルギー庁でよく考えていただくことだと認識している。

→ (事務局) いただいたご質問に関してはこれからの検討であるため、現時点で決まったものはないという前提ではあるが、認識としてはご理解のとおりである。“約定”パートにおいては先程の制約条件を満たす範囲において最安にしてはいるものの、その制約がなければコストが安くなっていたものが、その制約があるからこそ、コストが上がっても約定されるようになっていくという意味で、20%高いリソースのほうが受かるような状況になっているという“約定”パートの処理自体は仰るとおりとなる。その上で“精算”パートに関しては、そこで約定した単価が 1.2 倍になっているということであれば、更にそれを 1.1 倍、1.2 倍とかけていくというような案も考えられるが、全体コストに与える影響等は先程メンバーの方々からいただいたところでもあり、本当にそこまでやるのかということも含めての検討だと考えている。2 点目に関してはご指摘のとおりであるため、先程の一般送配電メンバーへの回答と重複するが、資源エネルギー庁とも連携してしっかりやっていきたいと考えている。

(一般送配電メンバー) 何点かコメントさせていただく。まず、論点 4 つ提示いただいた中で、論点 3、論点 4 に関しては概ね違和感はない。論点 2 については他の一般送配電メンバーからもご指摘があつたように、もう少し深掘りが必要かと感じた。論点 1 に関しては、今回、事務局で PJM のハイパフォーマンスの詳細を深掘りしていただき、非常に分かり易く、こういう仕組みがあるのだということが分かった。一方で、2 グループに分けて最終的にはグルーピングという形になってしまうところは若干もったいないと感じている。元々このパフォーマンス設計の話をした背景として LFC でも EDC でもより高スペックのものが入る際に、最低要件を取ってしまうことは今一つなので、何か考えられないかと提案したところ。事務局でパフォーマンス設計を考えた際に、この 2 グループに分けてしまうというのは、ある意味で 2 グループの最低ラインのところには全部が集まってしまうということであり、例えば LFC のスピードが 2%動くところを 2.1%にするインセンティブが、このままのグルーピング分けだとあまり発揮されないのではないかとい

う思いもある。今のこの PJM のやり方がいいのかどうかは別にして、パフォーマンススコアで数値化されれば、2 グループの階段上ではなく線形的なところでパフォーマンスを評価されるということになり、少しでも上げるインセンティブが働くのではないかと考えたときに、このまま取り入れるのは難しいというのは分かりつつも、このパフォーマンススコア的な要素を完全に排除してしまうのは今の時点ではもったいないというのが正直な感想である。約定ロジックにおいて、パフォーマンススコアを計算しながら最適化計算をするのはかなり無理な話であることは実態として認識しているが、例えば実績でパフォーマンススコアを出しておいて、応札価格に乗じるような形にできれば前処理で終わるため、評価できる。先程の“精算”パートの話で活用するという方法もある。一旦、今の考えで進むのはいいが、全体を通して深掘りした時にはもう少し検討の余地があると考えている。26 ページ左下に制約式があるが、B グループの量に完全に上限をかける案と、ペナルティコストをかけて割り引く案を、二つ並べて記載しているものと理解している。上限をかける案は少なくともそれだけしか認めない、B グループの量を完全に何%以下にするという案であるが、レシオでやるようなところはこの容量に対してコストを乗じているので、応札価格を割り引くような形と大差ないと考えた時に、先程のスコアのほうで入れ込むというのも一つの案だと考えた。色々なものが決まらなると全体設計ができていかないというのも事実であるので、先程、他メンバーからコメントのあった、精算のところにインセンティブを設けるかどうかというところは、一旦は全体を今の一定の方向で並べた後に振り返ってみて、例えば精算にペナルティの要素をかけるのであったら約定方法にインセンティブを織り込むかというところの全体を見た上で、再評価することも大事だと考える。論点は色々あるが、一旦、仮の整理ができた中で、振り返ってこの論点がこの方向でいいかどうか、再度確認するような場があってもいいと個人的には感じている。

→ (事務局) 今回の検討内容の大前提として、同時市場の約定が難しくならないよう重きを置いているところから、こういったシンプルなグルーピングというのをご提案させていただいたが、先程の話のように 2.0 を 2.1 にするようなインセンティブが働き辛くなるというのはご指摘のとおりで、この点は他の一般送配電メンバーへ回答したように、このロジックだけで実現する話なのかという観点もあるが、いただいたように、もう少しできることもあり得るのではないかと考える。純粋な約定ロジックとしてはこれぐらいのシンプルなレベルかとは認識しつつも、プラス α の仕組みとして、精算側でももう少し細分化したスコアで評価できないか、あるいは先程いただいた応札価格のほうで見込めないかということに関しても、参考ページにつき説明を割愛したのだが、23 ページに記載をしている。ご指摘のとおり、中間点の検討と併せて調整係数の考え方についても当時は検討していたところであるため、こういったところを入れ込むことによって“約定”パートのほうでもシンプルにできないかというご提案だと理解している。この点に関しては、 Δ kW の価格をどう決めるかによるところもあり、同時市場において Δ kW を約定させる際に応札価格を入れる必要があるのかないのかという議論からと認識するため、一旦は仮置きしながら進めつつも、一般送配電メンバーからいただいたように、過去を振り返って他のものとも整合を取った上で、本当に全体がマッチしているのかを振り返ることは大事な観点であり、こういったところをしっかりと留意点として認識しながら進めていきたい。色々アドバイスをいただき、感謝する。

(辻主査代理) 先程からたくさんのご意見があった論点1、論点2のところでは気になったことがある。皆様と重複するところにはなるが、グループAとグループBに分けて今回ご提案のような進め方をした時に、当初からの目的であった計算時間をある程度軽くするといった目的に対してどのくらい効いてくるのかを、併せてしっかりと検討していかないといけないと考えている。例えばグループAとグループBに分けたとして、26ページにあるBの比率、あるいはAを一定以上取る等の量に関する制約も含めていくと、先程ご指摘もあったように、結局は現行の二次②と三次①と分かれている中で、二次②に必要な一定量を確保するという考え方で計算ロジック上ではあまり大きく変わらないという可能性もあると考える。AとBに分けた上で量の制約を付けるというところまでいくと、計算時間がだいぶかかるのではないかとということ、本来の目的と併せて考えていく必要がある。それを回避するためにも、これまでもあった調整係数の考え方のように、入札価格を約定ロジックに入手前のところで補正しておいてそれ以降は考えないということにすれば、計算時間上は早くなるであろうが、高性能なリソースが確実に入ってくるかどうかについては不確実性が残るとするのはこれまでもあったご指摘である。そういったところのバランスが様々あり、非常に難しい課題だと改めて認識した。最後、一般送配電メンバーからご指摘いただいた、そもそもAとBに分けることで考えていくと、同じグループの中で性能をよくしていこうというインセンティブが働かないというのは非常に重要なところだと認識しており、特に0.5を超えたところのスコアのしきい値の考え方、合理的、ベストな数値のしきい値を決めるのは難しい問題だと理解しているため、資料の中でも必要に応じて見直していくことが案として考えられる。他方、一度しきい値を決めてしまうとそこに合わせてリソースの開発が進むという部分があるため、頻繁に変えるということも実際には難しいところがある。こうした時に離散的にグループ分けをすると、どこかの性能に偏ってきてコントロールが難しくなり、また、三次②まで含めるということになると、グループBのほうの要件の幅が広がってしまう。その中で、できることなら性能を少しでも上げておいて欲しいという部分を考えると、先程あったように、線形に効いてくるようなインセンティブという方法もあると考える。検討を先に進めるために、今回ご提案のような形で一度固めて進めていくというのはいいが、そういった別のアプローチということも継続して検討を進めていければいいと感じた。

→ (事務局) 先程の一般送配電メンバーへの回答とも重複するが、いただいた観点としてはこういったロジックが簡易的だと考えて提案したが、そもそも回るのかということが大事だというのはご指摘のとおりである。この点は今回一案として提案し、仮置きとして進めているところではあるが、何れにしても、検証Aにおいて、電中研とも連携をした上で、本当にできるのかについてを確認していく必要がある。そういった中で、入札価格を補正するという事で、もう少し線形にグルーピングする良さがだせないかといった先程の調整係数のような考え方も一案かと認識するが、逆にそれをする事によってロジックが回り辛くなる可能性もあるという意味で、検証Aの検討項目として設けている。あるいは、入札価格を入れるということが及ぼす影響について検証Bで検証すべき内容もあると考えているので、検証A、検証Bとも連携しながら決めていく話だと考えている。何れにしても、先程、一般送配電メンバーからいただいたように、振り返って合理的になっていることが評価できるように、まずは一旦仮置きだということを確認しながら進めていくということと理解しているため、いただいたご指摘も踏まえてしっかりとやっていきたい。

(横山主査) 一般送配電メンバー、オブザーバーからの話を聞いていて感じたことであるが、26 ページのインセンティブ設計のところ、下方に目的関数 (ペナルティ項を加える場合のイメージ) として、*Minimize {Resource Energy Costs - Price Responsive Demand Value + ○○ Costs + P × Group B ratio }*との記載があって、このPはペナルティ定数 (円) であるとの記号の説明がある。オブザーバーのご質問にしても皆さんは目的関数にΔkWのコストが入っている、価格が入っていると理解しているように見えて、私もそのように理解していたが、実はこの大前提は目的関数にΔkWの価格が入っていないということである。その中でコストが入っているというイメージで皆さんが議論していると、オブザーバーのご質問にあった28ページの“約定”パートにおいて、Aのリソースが優先的に約定されるというのは、パフォーマンスはいいがコストは高いということであるが、目的関数にはコストが入っていないからパフォーマンスで選ばれ高いものが選ばれ、そして後で精算するということになる。26ページの一番下の式にはAグループとBグループの比が明示的に入っている。一般送配電メンバーの仰った線形的にやるというのは各調整力の費用を段階的に細かく入れて決めるわけである。その辺は次の議題に関わってくるので、今の目的関数にΔkWのコストまたはプライスを入れなくてもいいのかどうかについて、後で議論させていただきたい。

(辻主査代理) 他にご意見等ないか。宜しいか。様々のご意見をいただいたが、先程の話にもあったように、検証A、検証Bとの連携、あるいは国との連携というところも含めて、引き続き検討を進めていただきたく、宜しくお願いする。

議題2：電源起動・出力配分ロジックにおけるΔkW約定方法等について

・事務局より資料3について、説明を行なった後、議論を行なった。

[主な議論]

(一般送配電メンバー) 背景について再度確認させていただきたい。現在、複合約定ロジックを開発し、3月に運開させる予定で動いている。その中で9ページに示している通り、需給調整市場で採用している複合約定ロジックの演算としては最適であるのだが、計算機のスペック等の課題もあるため、同時市場の演算ロジックについてはそのまま搭載するのは非現実的だということで今回、簡易的な複合約定についてご検討いただいたものと理解している。念のための確認だが、複合約定ロジックを否定されているということではないということでしょうか。また、課題として挙げられている計算機のスペック等についてはこれまで辻主査代理からも何回か発言もあったが、仮にこの数年間で大幅に計算機のスペックが向上した場合は複雑だが最適と考えられる複合約定ロジックをそのまま搭載するという方向性もあるのか、それとも可能な限り簡易的なものとして短時間で演算できるようにしていこうという考えで検討を進めていくのか、方向性について確認させていただきたい。

→ (事務局) 1点目に関しては記載したとおりであるが、現行の複合約定ロジックを否定しているわけではない。原理的、理論的なところでは現行のやり方が最適であるということは理解しつつも、ロジックの実装、kWhとの同時最適を考えた時には一定の割り切りが必要という背景で検討に着手しているということをご認識のとおりである。そういったところから2点目の説明にも繋がるが、逆説的に、サーバーの性能が向上すれば最適な複合約定をkWhと同時最適するという方向も考えられるのではないかとご指摘はそのとおりである。ただ、ここ数年以内にとというのは

実際問題として現実的ではなく、裏を返せば次期中給においてそれが搭載できるかということと等価の話だとも考えているため、現実解としては、まずは同時市場の運開時期として見込まれる 2030 年頃に向けては、こういった簡易的な方法で対応するのが現実的かとは考えているが、その更に次のシステム改修ということで、プラス 10 年、20 年という先のシステムという時期・断面においては、サーバースペック等も勘案しながら、より一層できることが増える背景も踏まえて再検討をするということをご指摘のとおりと考えている。

→ (一般送配電メンバー) それを踏まえての意見であるが、前回の第 44 回需給調整市場検討小委員会において一般送配電メンバーから複合約定ロジックについての報告をしたが、その中で最適化計算が長時間となるケースの要因として、一次から三次①必要量が複合必要量の内訳で広範囲に重複している場合に最適解までの組み合わせが複雑化し、計算時間が増加している旨を紹介をした。今回の提案の場合、14 ページの右下にあるとおり、商品毎の必要量の重複が大きくなるということであるため、複合約定ロジックから得られた知見を考えると、場合によっては計算時間が増加して長時間になるケースもあるかも知れないと懸念している。また、今回ご提案いただいた簡易的な複合約定の制約条件ということで、17 ページの赤点線枠で記載いただいているが、今のご発言のとおり、複合必要量というのをなくしてこのやり方で本当に最適化計算が行なえるのかどうかについては現在私のほうでは確信が持ててはいない。従って、今回の簡易的な方法の妥当性や実現可能性について引き続き検討していただき、検証もしていく必要があると考えている。次に、22 ページ以降の下げ調整力についてであるが、今回、確保するというのを記載いただいております、そのとおりかと考えるが、もう一方で、本作業会の範疇ではないと認識はしているものの、下げ調整力の ΔkW の対価の点について、これまでとおり V1 単価で持ち上げた形で一般送配電事業者が事業者に対価を支払うという今の構図と変わらないと考えると、現時点においては同時市場に移行した後においても下げ ΔkW の対価は発生しないのではないかと考えている。本作業会の範疇ではなく、資源エネルギー庁とともに今後も引き続き検討されるということと理解しているが、その認識で合っているかを確認させていただきたい。

→ (事務局) 追加でのご示唆、ご指摘をいただき感謝する。1 点目は非常に重要な観点だと考えており、この点、先程の一つ目のところとも重複するが、シンプルで簡易的だとして、一旦、仮置きとして基本的な路線にしたいということであるが、検証 A、電中研ともタグを組みながら、本当にこれは実現できるのかという検証は、この後段には絶対に必要と考えている。そこにおいては現行の複合約定ロジックで得られた知見として共有いただいたところは大変参考になる。まだ実際の検討に着手したわけではないが、今回、一つ目の資料、二つ目の資料ともに電中研とも事前にある程度の感触のほうは確認しており、こういった内容であればいけるのではないかと感じるが、それを明示的にお示しすることは大事な話だと理解しているため、検証 A のほうでしっかりやっていきつつ、本作業会の場合でもフィードバックする等お示しして、先程の振り返りをしながらしっかり議論をしていくというステップでやらせていただきたい。二つ目に関して、この場ではないということをご指摘のとおりであるが、物理的なところではこういったロジックで実際に確保する必要があるということ自体は自明かと考え、そもそも対価性というところに関しては違う場での論点になり得るというご指摘もそのとおりである。上げ側の対価をどうするのかという話自体もこれからだということであり、下げに関しても、現行、概念が存在していないような領域での話でもあるため、今時点で何か明言できるものではないが、

進め方の認識として、別の場で資源エネルギー庁とも連携しながらしっかりやっていく話だというご理解はそのとおりである。

(一般送配電メンバー) 全体的、定性的にはこの方向だという同じ感触を持って資料を読んでいたが、一方で、これは定量評価が引き続き必要か、項目によっては詳細検討が引き続き必要かという印象も受けている。先程の資料の議論でもあったとおりで、何かしらの方向性を示さないと議論が進んでいかないということで、一旦、案をお示しいただいたものと理解し、必要に応じてのシミュレーションや定量的な検討、周辺の議論が進んできた後の振り返りは継続してやっていく必要があると受け止めている。その辺の認識齟齬がないか、確認させていただきたい。また、個別のところでもいくつか気になった点について発言させていただく。まず、13 ページ、14 ページの論点 2、重なり部分の割り切りについて、傾向として同時発生は起こりそうになく、予備力で十分賄えるのではないかとお示しいただいており、定性的に考えると確かにそのとおりであろうと認識はしているが、実際、同時発生した場合に充足する定量評価がなくて大丈夫かという不安を感じた。続いて、20 ページの論点 3 の 3 項目に、「電源起動・出力配分 (SCUC) ロジックにおいては、広域調達の制約条件を設ける必要はない」という記載をいただいているが、特別な制約式をあえて入れる必要はなく、できるものはできる、できないものはできないという切り分けの整理がされている中で SCUC を回すだけなので、特別な制約条件を作る必要はないという認識でよいかを確認したい。また、24 ページ、下げ調整力の取り扱いのところであるが、同じような考え方でやっていると先程の論点 2 にあった重なり部分がトータルの下げ可能量で足りているのか、そこの検討が必要なかが自分の中で整理しきれていない。実は下げ必要量については予備力ほどあまり議論されていないのではないかと認識しており、再エネ抑制をするような時は最低限の 2% にしようという整理は当然あると理解するが、常時 2% でよいかというと、そうではないと考えている。その辺の議論等も含めて、下げのところについては予備力と調整力と同じように、下げ可能量と下げ側の調整力という意味合いでもう少し深掘りが必要との印象を持っている。最後、29 ページで現行、あるいはイメージ①への展開可否をまとめていただいているが、例えば 29 ページの表の上から 2 行目、予測誤差の対応でイメージ①のザラ場の場合でも TS0 計画基準への見直しは適用可能となっているところは、イメージ①のザラ場で追加起動がないかも知れないが、そもそも同時市場になっていると最初から予備力の状態から確保しているため TS0 計画なので大丈夫だという意味なのか、追加起動ありだったら TS0 計画でも大丈夫というところと照らしてどう解釈すればいいのか追いついていないため、確認したい。

→ (事務局) まず、全体の進め方に関しては先程来申し上げているところ、今いただいた内容とも相違ないので、まずは一旦、仮置きという形で進めさせていただきつつ、検証 A、検証 B、そういったところでしっかり定量的な評価もしながら、振り返ってしっかり全体が整合的であることを確認していくところをご指摘のとおりである。一定の割り切りに関しても定性論的には傾向がこのような形かというところをご理解のとおりでもあり、あるいは追加でいただいたご指摘ではあるが、何らかの定量評価が必要ではないかというのは我々もそのとおりであると考えている。この点に関しては説明を割愛したが、14 ページ中央に※書きで記載をしている。この影響量というところも現行のケースにおいては全体の 10%~20%だと認識しており、予備力で対応できるのかに関してそもそも予備力を何%ぐらい取るのかについては次のページにもあるように、起動特性等も踏まえた上で、これから決めていくべき話だと考えている。これらの検討

が落ち着いた暁にはそういったところもしっかり着手していきたい。20 ページに関してはご理解のとおりで、結局のところ最も広域化した暁には右下図にもあるように、50Hz は東北、東京で、60Hz は中西 6 社ということである。これ以上はないという取り方をしており、SCUC を通じて融通できないということもあるため、何一つ条件は要らないということをお願いしているというご理解で結構である。24 ページに関しての上げ代制約要件を設ける必要性は申し上げたとおりだが、先程ご示唆いただいたように、この中に入れる数字は何かというところ、上げ代とは逆にこれまであまり深く議論されていなかったというのはご指摘のとおりである。現行の優先給電ルールにおける 2% というのも上げ代の逆の考え方になっているかというところ、おそらくない。今後こういった扱いをするのであれば、パラメータなのか、必要量なのか、扱いをどうするのかというところは対価性の話とも絡むのだが、今後しっかり検討が必要であることはご指摘のとおりである。何れにしろ、箱を持っておく必要性というところでは今回ご理解いただいたとおりである。最後、29 ページのマッピングのところであるが、こちらに関しては事前に想定したものをどの程度確保しておくのかという話、事前の算定のルールの話だと認識しており、前日の TSO の予測誤差からのゲートクローズ時点の予測誤差、その過去実績を踏まえた上で必要量を出すという方法の中で、イメージ①だと追加起動の確実性がないという、ある意味では前日以降全ての TSO 予測誤差を取っておくということに包含されると考え、こうした整理にさせていただいている。

(オブザーバー) そもそもこのところ、目指すところも含めてお伺いしたい。1 点目、この約定ロジックにおいては今の需給調整市場だと ΔkW と kWh の約定ロジックが若干分離していて、 ΔkW は一番安いものから選ぶというようにしているが、その時に kWh 価格が高いかどうかは横に置いておくとして、とにかく ΔkW から安いものを買うというようにしているのを、この新しい約定ロジックにおいては ΔkW と kWh を一緒にして最適化計算をするのか、そうではなくて今と同じように ΔkW が一番安いものから取ろうとしているのか。2 点目、 ΔkW の安いものからという時に最適化という話もあるが、 ΔkW というのは今の価格規律の議論を踏まえると、逸失利益(機会費用)になると、固定費、インセンティブ関係、加えて起動費というように分解されていくわけである。 ΔkW の札入れ価格の中で逸失利益や機会利益というのは同時市場で決まる市場価格と V1、V2 の差で割り出されると理解し、インセンティブのようなものは政策的、各事業者の枠があるであろうから数字を決めるしかないという理解しているが、起動費というのはどのように考えられるのか。 ΔkW の価格は最適化計算ということでインセンティブや固定費は任意で入れるのだが他は機械的に最適化して約定していくというイメージなのか、決まっていなかった中ではあるが、今のイメージというのはどういうものなのか教えていただきたい。3 点目、起動費用について資料後半にイメージ①、イメージ②という話があるのだが、起動費用というのはどこでどう回収されていくというイメージを持っていればいいのか。同時市場の kWh のほうで回収されていくのか、それとも ΔkW の費用の中に入れていくという考えでいいのか、その辺のイメージを持っているようであれば教えていただきたい。4 点目、18 ページにある先程の横山主査の話、論点の制約式のところであるが、*Resource Energy Costs* と書いてあり、これを最小化するというようなことが書いてある。これは kWh のほうの最小化を目指すということをイメージしているのか。kWh と ΔkW が同じ調整力関係とはいえ混在しているので、これをどう考えればいいのか、ここで言っているのは kWh の話なのかということを確認させていただきたい。

→ (事務局) 重複する回答になるかも知れないが、いただいた質問に対し回答させていただく。同時市場における同時最適の意味としては、目的関数を最小化するよう three-part 情報を組み合わせて起動費、最低出力コストと燃料費の組み合わせが最小となるような結果を生み出す。その際に ΔkW の確保制約が一切存在していない状況において、例えば 1,000 という需要を満足しようとするると端的には単価の安い電源が全部定格に張り付いて終わりというような結果が出てくるような状態となる。そうなる ΔkW が存在しない世界になってしまうので、そういった中で ΔkW の制約条件を入れることによって、それを満足しない限りにおいては、いくら目的関数が低くても解として選ばないという形を取るの、その場合 ΔkW の確保を一定量以上にすべく単価の高かったユニットに関しては半分ぐらいの出力にした上で追加起動をして持ち替えをする。そういった組み合わせの中で最も安いものを選んできているということで、kWh と ΔkW の同時最適をやっている。その上で ΔkW の約定方法に関しては先程の議論にもあり、横山主査からいただいたところとも重複するが、そもそも応札価格として事前に入れておくべきなのか、今、オブザーバーからいただいたように固定費的なインセンティブ等を入れるのかに関しては、18 ページ下方の〇〇Costsに入るような項目になるのだが、この項目自体をどう取り扱うのかはこれからの議論であり、仮に取り扱うのであれば先程のResource Energy Costsと同じく、three-part に基づく起動費、最低出力コストと燃料費の組み合わせプラス〇〇Costsの合算値が最も低くなる組み合わせを選んでいくというやり方になってくる。最後、起動費をどう回収するのかについても、検討会にて検証Bを通じて議論させていただいているところであるが、PJM のやり方等を参考にとすると、アップリフトにて最終的には補填する内容になってくると考えており、アップリフトの概念自体がリソースに関して kWh の収入、 ΔkW の収入、両方を合算した上で実際にかかった起動費、無負荷コスト、燃料費の差し引きでマイナスになった時に補填するという考え方になるため、まずは kWh と ΔkW の合算収益で起動費も含めて利益を出していただくことを目指しつつも、それがマイナスとなった暁には補填する形でカバーするという複合的なやり方で、今の方向性としては検討を進めている。

→ (オブザーバー) だいぶ理解は進んだが、そうすると、 ΔkW が別の市場があるというよりはそれも同時市場になっていて、インセンティブや固定費をどう入れるかぐらいは札入れをする人に裁量権はあるけれども、あとは基本的な最適化計算がされて約定される電源も決まり、価格も決まっていくということかと理解した。その時に DR や火力機でないものがどうなるのかということと分からないが、大きな意味ではそういうことかと理解した。

(横山主査) 今のオブザーバーのご発言で ΔkW も決まるのではないかという話があったが、この目的関数に ΔkW の価格の項が入っていないということは 0 円入札をしていることになるので、 ΔkW がこの最適化計算で本当に決まるのかというのが非常に懸念しているところである。同時最適はしていないのではないかと。 ΔkW は結局、kWh を燃料費が最小になるように決めた後の残りが制約条件を満足するように確保されているだけであって、 ΔkW はその後また何かの手法で決めないと最適に決まらないのではないかと考えた。 ΔkW の項が 0 円入札になっているので、ここでペナルティとして A 群と B 群の比は入れるということも可能と考えるが、 ΔkW が一意に決まるのか疑問である。決めるためには、約定させるためには何か別のロジック、最適な計算をしないといけないのではないかと懸念している。最適化計算、 ΔkW が一意に決まらないのではないかと考えた。

→ (事務局) この点に関しては調整力の制約条件として、18 ページの制約式 1 に関して Σ の T_n が $\geq T$ としているので、これが仮に T ということであれば一意に決まるということだが、 \geq であれば例えば T が 3% で T_n が 3 でも 3.1 でも 3.2 でも何でもできてしまう。例えば 5% という結果が決まった際に、その 5% のうちのどれが約定の対象なのかをどう確定するのかというご質問なのだと認識している。そもそもなぜ $=$ でなく \geq にしているのかという点に関しては、全てが連続変数なりリソースばかりであれば $=$ でもワークするのも知れないが、起動等も含めて離散的な変数が多いということもあるため、例えば 3% とすると必ず制約を満たせるかというところではないところから、こういったものを設けている。実際、今、電中研にて SCUC ツールで色々回していただく際にも仮置きで LFC2% で回していただいているところであるが、実際問題としてどういう結果になっているかを聞くと、確かに 2% に近い断面か、2.1%、2.2% という断面はあり得るとのことである。それが倍以上違う 3%、4% を確保していると全体のコストで追加起動が多くなって無駄となり、そもそも選ばれないという点があるため、2% から大きく乖離する領域ではないが、0 円入札においては 2.1%、2.2% になっていてもおかしくない、実際そういった結果になっているというところは仰るとおりである。この辺りに対するアプローチは大きく二つあり、一つは Costs 、先程来オブザーバーにいただいている固定費のインセンティブを何らかの入札項に入れることによって領域が確定する。全てが 0 円入札だと 2.2% の中で 2% をどう確定させるのかに関しては横山主査のご指摘のとおり、事後的に LOC を算定した上で安いものを確定させていくという処理が必要と考えている。実際まだ調査が及んでいないが、PJM においても LMP、LOC の算定に関しては同時最適をした後の処理を別立てでやっているところもあるため、やり方としてはそうした方法論もあり得ると考える。何れにしろ、いただいたご指摘は重要な観点だと理解するため、 Costs の ΔkW の入札コストを入れるのか入れないのかも踏まえた上で議論していくべき話だと考える。

→ (横山主査) 承知した。検討を宜しく願います。

(一般送配電メンバー) 先程来、議論になっている部分について確認したい。 ΔkW の価値の話で元々システム改革が始まった時に電気の価値を kW 、 ΔkW 、非化石に分けた中で、その一つとして ΔkW という価値が出てきた。先程来のコメントを聞いていると、一つは、同時市場の中では kWh 最適の形になっていて、 ΔkW に関しては考慮するかどうかは後の話として、同時最適の中には ΔkW のところが含まれていない形になると理解した。別立てでまたプライシングの計算をすると、横山主査が仰ったとおり、同時の最適にはなっていない仕組みになっていると認識した。 ΔkW の確保は制約条件で全部入ってくるので確保はできると理解するが、価値としての考え方というところが消えてしまう部分がある。別立てでまた議論ということになると、確保ができていけば技術的な検討としては問題ないが、本作業会としてはプライシングや ΔkW の価値をどう考えるかについて別議論の論点があると認識しておきたい。もう 1 点、オブザーバーから発言のあった起動費のところだが、こちらも前回か前々回の本作業会において、アップリフトで見ることが議論としてあると認識していたが、そこは確定ではないという話もあがっていたと記憶している。起動費部分を清算側で事後的にアップリフトを用いてやるという方法もあるが、起動費側を今の ΔkW のように織り込んでやるようになった時に、先程の同時市場の時は ΔkW というものの評価がなく織り込みようがないということになると、こちらもやり方としてはあると考える。アップリフトでいくのであれば考え方を整理する必要がある。この辺に関しては先程の資料 2 で

コメントさせていただいたが、色々なところを仮置きで組んでいくしかないというところなので、それを振り返った時にここはこういうことになっているのだということを改めて見た上で、それでいいという評価をしていただきたい。また、論点 1 に関しては一般送配電メンバーからも話があったが、複合的にやるのが難しいのでなるべく簡略化するという方向性に関して異論はない。一方、色々注釈を入れていただいているのでその後のボリューム感を定量評価してというところだが、全部割り切るとなると、基本的にはその割り切ったボリュームがどのくらいあるか。14 ページに注釈で書いていただいた予備力側で見ると、例えば一次を予備力側で見られるかといったら話は違うところだと考えるため、この辺のボリューム感とスピードを考慮した上で、こういう数字でというものを出していただければと考える。これでいいと言われるとまだ定量評価がなく数値感が分からないのでいいともわるいとも言えないが、進め方としてはこういう形かと認識している。論点 3 についても前回のところで言及させていただき、事務局からも発言があったが、この許容できないというところをどう考えるかによって、その後どうなるかが変わってくると理解している。この許容できない系統制約の考え方によって 2 項目に関する判定も変わってくる部分があると考えため、許容できない系統制約について詳細検討になった段階で、こちらのほうにあたりがないかどうかを確認していくものと考え。最後に、下げ調整力について 24 ページに限界費用の安いものから確保すると書かれているのだが、先程の話からするとよく分からなくなった。こちらに関しては、同時市場の中では価格要素は織り込まずに制約式で入るとなると、価格要素ではなく、あくまで下げ調整力の必要量という制約だけが入るイメージと理解していた。限界費用の安いというところが影響を受けるのかどうか若干分からなくなってしまった部分になる。前段で事務局から整理のあったように、下げのほうを市場化して取るというのはどうかという話が元々あったと認識しているため、そうなった時に下げのほうを限界費用で安く、上げのほうも限界費用で見るとなると、場合によっては上げと下げで確保するリソースが変わってきたりするとなると、量も増えたりする可能性があると考えたため、この辺の整理はもう少し詳細が見られてからにしたほうがよいと考えた。最後に、29 ページに関して確認なのだが、詳細部分がイメージ①で全部回るかどうかに関してはザラ場のところ、イメージ①の部分をこれまで本作業会で深掘って検討をしていない部分なので、抜け漏れがあるかも知れない。前日からゲートクローズにかけて予備力を見ながら最小化していくやり方がイメージ②であるが、イメージ①の場合には前日で元々必要なものを全部取っておかなければならないということもあるため、この辺が 29 ページの表のようにきれいに整理できるかはまだ理解できていない。イメージとしては 30 ページのように、現行制度に対してイメージ②の SCUC と比べてイメージ①でやると効果量として調整力の必要量が下がるのだが、それほど下がらない案になっているイメージを見ているという意味ではそのとおりかと認識している。その部分はそういう認識でよいかを確認させていただきたい。

→ (事務局) 先程の横山主査の質問とも重複するところであるが、同時最適になっているのかというご指摘であり、ここは目的関数、そもそも同時最適とは何を以って同時最適と見なすのかという定義の問題にも関わってくる。例えば起動費、無負荷コスト、燃料費等に関しては、実際に発動機を起動して燃料を焚いて実際にかかっているコストという概念だと理解している。一方で、 Δ kW で出てくる概念としては逸失利益であり、世の中の的に存在するかは分からないが、事業者から事業者へ渡ってお金という話でもあるため、観念として一緒に扱うべきなのか、あるいは実際にかか

っているコストのみ扱うべきなのかという観点も含めて目的関数としてどのように扱うべきなのか、 ΔkW のところを併せて追加起動、余力を設けた上で、その中で発電機態勢として最も安くなっているという意味では同時最適ができていてと観念している。ただ、色々な考え方もあるため、先程あった〇〇Costsの必要性等は今後の議論だというのは理解している。二つ目に関しては他の一般送配電メンバーへの回答と重複するが、事務局としても、今後、予備力の必要量を見据えた上で、もう少し深掘りが必要かと考えているため、現時点においては仮置きとして、17 ページに記載したとおり、一つの方向性の基本として示したところであるが、認識自体は同じだと理解している。三つ目にいただいた許容できない制約条件によって深掘りする要素があり得るところはご指摘のとおりで、この点、先程の一般送配電メンバーへの回答にもあったように、特に深掘りすべき内容がなければ制約条件を設けなくていいので何もやることはないのだが、どちらかというところ許容できない制約を整理した上で、例えば 60Hz を二つに分けた時に、分けたのだが 8760 時間を全部広域調達しないのはもったいないのではないかとということで、部分的にできないのかということで、追加で制約条件を入れるという検討はあり得るのかも知れないが、現時点で全部広域化ができているのであれば設ける必要はないということ自体は変わらないというところで、許容できない制約次第によって追加の論点はあり得るというご指摘はごもっともである。四つ目に関して下げ ΔkW は限界費用が安いというのはどういう意味であったかというのは、先程の目的関数、社会コスト的な観念と同じことを言っているのだが、下げ ΔkW を作るためにあえて持ち上げた電源というのは、以前よりいただいている再エネを抑制して火力を立ち上げているという状況自体があまり宜しくないというご指摘の裏返しでもあり、three-part の最も安い発電態勢の中で下げ ΔkW を確保するという SCUC を回すと、最適化の結果としては下げ能力を有する限りにおいては 0 円に近い電源のほうが持ち上がっているという結果になるということを行っている。 ΔkW の応札コストがあるかないかという話とは別の発電機態勢側の話だにご理解いただきたい。最後いただいたイメージ①に関するご認識のとおりであり、そもそもイメージ①で運用が回るかどうかの検討はしていないというのは我々自身もその認識であり、まずはイメージ②がどの程度メリットがあって実現できるのかという検討に注力しているという話でもあり、そういうところが難しいのではないかと話になればイメージ①の検討に着手することにはなる。何れにしろ、イメージ①、②に関するこの2案しかないという話ではなく、イメージ①と②の間もあり得る中での両極端の案を示しているところでもある。イメージ①で運用の詳細検討ができていない中、最大リスクを見込むとほぼ低減できず、事前に持つ量を最大限のリスクを見て持とうという意味で、今回の提示をさせていただいた。30 ページでお示したとおり、イメージ②に比べるとメリットは相当程度減る可能性があるというところをお示しする意図は仰るとおりであり、認識は合っているということである。

(辻主査代理) 13 ページ、14 ページの必要量の重なりをどのように簡易化するかというところで、重なりを割り切ったことで計算負荷がどうなるかという先程の一般送配電メンバーのご指摘の点は私も気になるところである。そこがうまく計算負荷の低減に繋がるものだと割り切りを持つというのは一つの在り方としていいと考えるが、一方で、13 ページで事例を引用しているように、重なりが広い時もあるれば狭い時もある。本日の主眼ではなく過去の資料の引用ではあるが、この左右の図にある重なりが狭いケースと広いケースは逆ではないかと認識している。GF と LFC の重なりに関しては左右とも共通してうまく重なっているという趣旨だと理解している

が、EDCのところは右側の東北エリアを見ると、一次、二次とがほぼ重複していないということで、トータルの調達量をだいたい増やさなければいけない事例という趣旨だと理解した。こういうところを見ていると先程からご指摘のあるとおり、割り切りをしたことによって本来必要であった調整力が少なくなり、その影響が大丈夫かどうかという定量的な議論は避けられないところと考えるため、引き続きお願いしたい。一方でこういった事例を見ていくと、一次、二次はまんべんなく重なることが多いということであれば、一次、二次は割り切って全部重なっていると考え、三次のところは重なっていないということも含めて、一次、二次、三次の全部を個別に考えるのではなく、一次、二次のセットと三次という二つに分けて整理するという考え方もある。それで計算負荷がどうなるのかというのがまだうまく想像できないというのは私も同感なので、その辺りは開発に関わった方の知見もよく聞きながら効果的な在り方というのを検討していただきたい。もう1点は29ページ、イメージ①への展開可否について、ここも先程からご意見いただいているが、イメージ①の場合は特に予備力の必要量が追加起動の確実性がないために案1になって非常に大きくなるという整理で数字も作っていただいている。今ご説明にあった極端なケースということでもいいが、イメージ①を本格的に着手するという話になると、現行の時間前市場をもう少し効率的にしていこうという従来から話の出ているシングルプライスオークションを併設する等の取り組みというのも動くことになるかと考える。そういったところのイメージ①の場合も、更なる高度化のアプローチ等がありそうだとするところは念頭に置いておく必要があると考えた。

→ (事務局) 1点目に関しては先程来ご説明させていただいているように、こういった簡易的としつつも本当に簡易かということについてはしっかり検証Aのところでも連携してやらせていただく。EDCについても予備力の必要量を算定した上でカバーできるのかという定量評価もしっかりやっていきたい。その上で、仮にGF・LFCはいいがEDCは難しいということであれば、ご示唆いただいたとおり、完全に別な商品にするのか、あるいはEDCを多めに取るのか等、色々なアプローチはあると理解するが、そういったところは一つのアドバイス、方向性としていただいたと認識している。2点目についても仰るとおりで、あくまでも現行制度の両極端な案としての比較論であり、他の一般送配電メンバーからのご指摘にもあったように、30ページにあるような大体の規模感をお示しするだけの目的であるため、本当にイメージ②が難しくイメージ①を深掘りして、イメージ①の中で何が効率的にできるのかを検討しようという話になれば、時間前の領域において何ができるのかを深掘りしていくところもアプローチとしてはあり得るということのご指摘のとおりである。まずは両極端の中での規模感のお示しだということでご理解いただきたい。

(辻主査代理) 他にご意見等あるか。宜しいか。では、議題2についても以上とさせていただきます。様々なご意見をいただいたが、技術的な観点も含めて色々な課題が見えてきたということである。本日の議題としては Δ kW側の約定の話ではあったが、先程の本当に同時最適になるのかどうかという議論については、同時市場全体の課題にも繋がってくると思う。議題1のほうも含めて同時市場全体のデザインと強く関係するところが一層増えてくるということかと認識するため、引き続き関係各所と連携を取っていただき、検討を進めていただきたく、宜しくお願いする。本日は以上とさせていただきます。

以上