

同時市場における調整力に関する タスクアウト項目の報告について (最終報告)

2024年4月19日

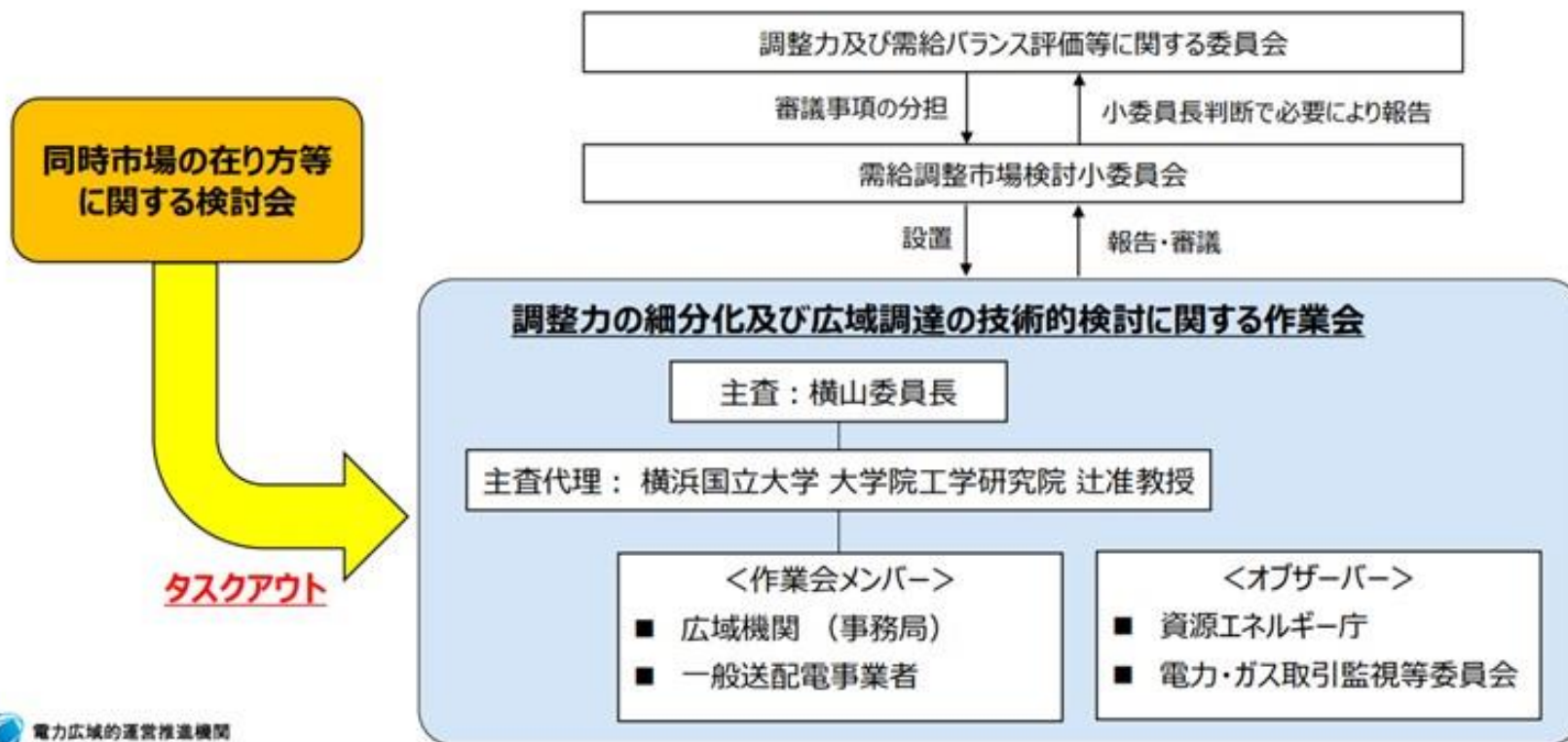
資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第2回本検討会（2023年9月20日）において、同時市場における調整力の区分・必要量については、数値検証等も踏まえた技術的な検討が必要であることから、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（以下「作業会」という。）にタスクアウトすることとしており、その検討状況については、適宜、報告・フィードバックすることとしていた。
- この点、第5回本検討会（2023年12月27日）において、タスクアウト項目に係る検討状況について、作業会から中間報告があり、ご議論をいただいたところ。
- 今回、タスクアウト項目に係る検討状況について、作業会から最終報告があったため、ご議論いただきたい。

今後の検討の進め方について

47

- 同時市場における調整力確保に関する今後の検討項目のうち、調整力の区分・必要量については、数値検証等も踏まえた技術的な検討が必要であることから、「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」にタスクアウトした上で、適宜、本検討会に報告・フィードバックする進め方としてはどうか。
- その他の検討項目については、他論点とも合わせ、引き続き本検討会にて深掘り検討を進める。

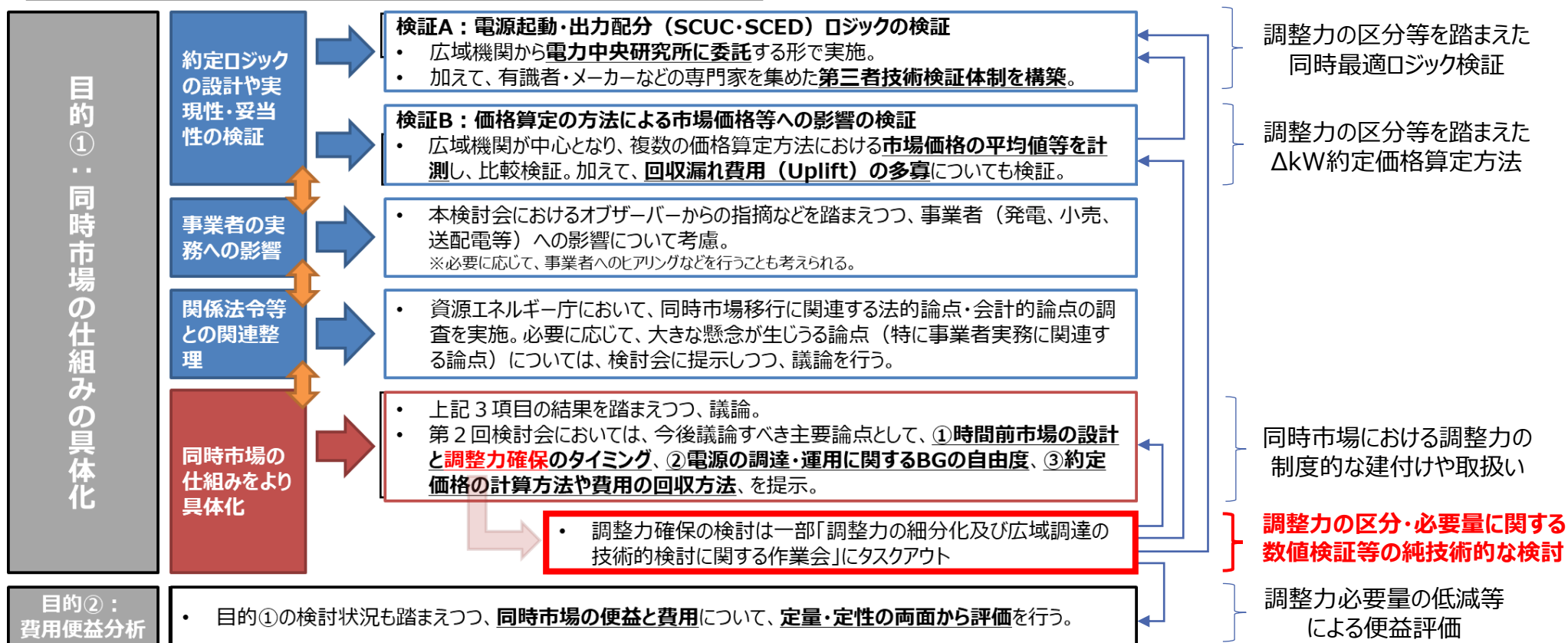


1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

- 第2回本検討会（2023年9月20日）において、同時市場で前日以降も都度SCUCを行う（以下「イメージ②」という。）とした場合の調整力の考え方については、その区分・必要量の数値検証等の純技術的な検討が必要であるため、作業会にタスクアウトしたところ。
- それら純技術的な検討結果を踏まえて、今後、検証A（SCUC・SCEDロジック検証）、検証B（価格算定方法）、費用便益評価、ならびに同時市場における調整力の制度的な建付け・取り扱い（負担）等の検討に活用する。

【同時市場における調整力の検討イメージ（関係図）】



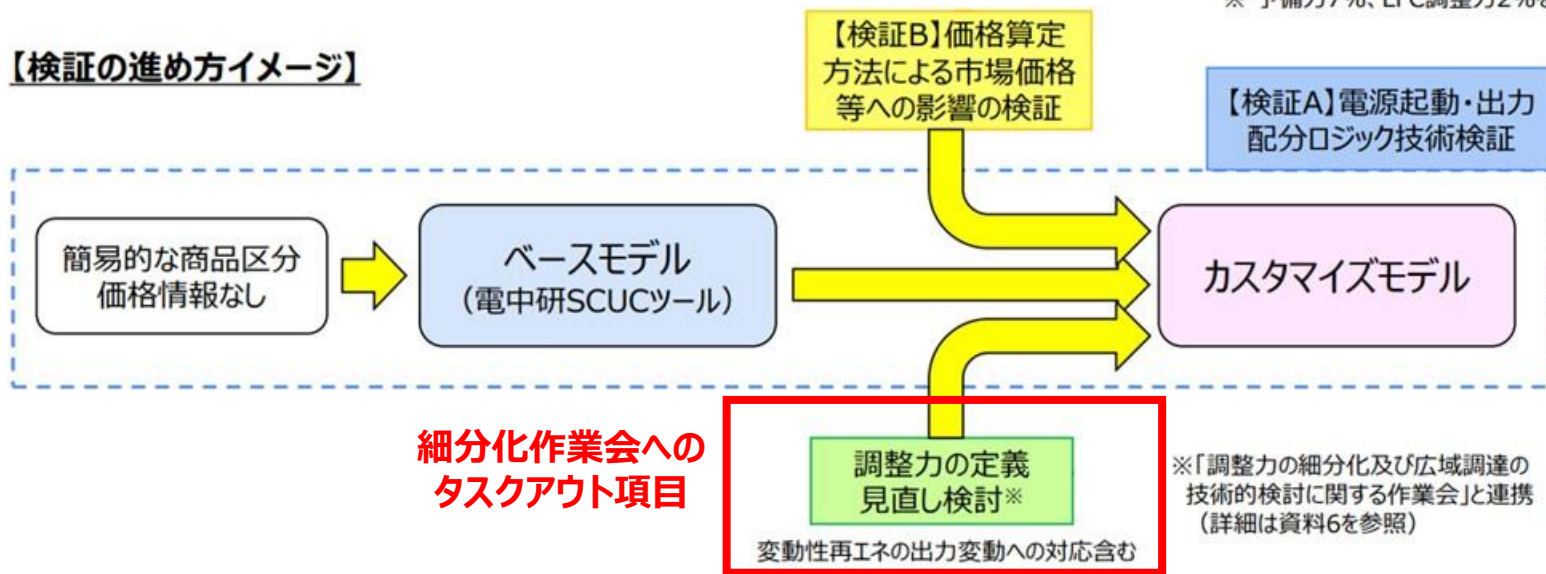
調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック(検証の進め方)

48

- 前述のとおり、「Ⅰ.目的関数にどのような費用項目を織り込むか」「Ⅱ.制約条件として(各商品区分に合わせて)何を課すか」によって、kWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性が大きく変わるとも考えられ、それらについては検証B(価格算定方法による市場価格等への影響の検証)ならびに調整力の定義見直し検討(変動性再エネの出力変動への対応含む。)等を通じて議論を進めていく予定。
- これら検討結果が得られるまでには一定の時間を要することから、電中研SCUCツールのベースモデルでの同時最適ロジックにおいては、まずは、調整力については、簡易的な商品区分※で、かつ、Three-Part情報(起動費・最低出力費用・限界費用)以外の価格情報なしで、技術検証を行い、一定の検討結果が得られた暁には、必要なΔkWの費用項目や制約条件等を追加するといったカスタマイズを行った上で、改めて詳細なkWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性評価を行うこととしたい。

※ 予備力7%、LFC調整力2%を確保。

【検証の進め方イメージ】



- 具体的なタスクアウト項目として、同時市場においてイメージ②（前日以降も都度、SCUCを行う）となった場合の調整力確保の考え方に関して以下の論点を提示したところ。
- 各論点について、これまで作業会で合計6回（第53回、第55回、第56回、第58回、第60回、第61回）議論されており、今回は前回報告（2023年12月27日）から新たに検討・議論された内容を主として最終報告を行う。

第53回作業会（10/5）議論内容

第61回作業会（3/26）議論内容

中間（前回）報告内容

最終（今回）報告内容

※ 同時市場における調整力に関する議題があった実施回のみを記載。

No.	論点	詳細
1	現行商品（5区分）の必要性 （「予備力」としての扱い含む）	<ul style="list-style-type: none">・ 現行商品（5区分）のGC時点（ΔkWとして）の確保は必要か・ 現行商品（5区分）の前日時点（予備力として）の確保は必要か
2	商品区分の見直し （再エネ誤差対応含む）	<ul style="list-style-type: none">・ EDC成分に二次②、三次①のような区分は必要か・ 「予備力」と「電源脱落」（あるいは「予測誤差」）の一体確保は可能か
3	各商品必要量の算定式 （調整力・予備力必要量）	<ul style="list-style-type: none">・ 同時市場の仕組みを考えた場合に、調整力必要量の算定式を変える必要があるか（予備力必要量の考え方はどうなるか）・ 現行はエリア毎の必要量としているが、広域大（または同期連系系統毎）の必要量へ変更可能か
4	電源起動・出力配分ロジック における制約条件	<ul style="list-style-type: none">・ 上記論点の検討結果に伴い、電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件はどのようなものとなるか

第55回
作業会
（11/9）
議論内容

第58回
作業会
（1/12）
議論内容

第56回
作業会
（12/7）
議論内容

第60回
作業会
（2/7）
議論内容

第58回
作業会
（1/12）
議論内容

I. 時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

- これまでの勉強会や作業部会で提示してきた同時市場全体のイメージは次ページのとおり。作業部会においては、前日断面においてThree-Part情報を基にkWhとΔkWを同時約定させることについては一定のコンセンサスは得られているものの、**特に、時間前市場の設計**(現行のようなザラバ中心の市場か、時間前同時市場か)や**調整力を確保するタイミングについては、複数案を提示しているところであり、参加者のイメージにばらつきがあると考えられる(※)**。

(※) 週間断面については、作業部会において、「毎日の同時市場の中で、1週間先まで考慮して、起動停止計画を策定する」形を提案しているところ。

- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまで議論のたたき台として、以下のとおり、異なる2つのイメージを提示する。

① 前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場(スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時時間とすれば、現行制度に近い仕組みともいえるか。)

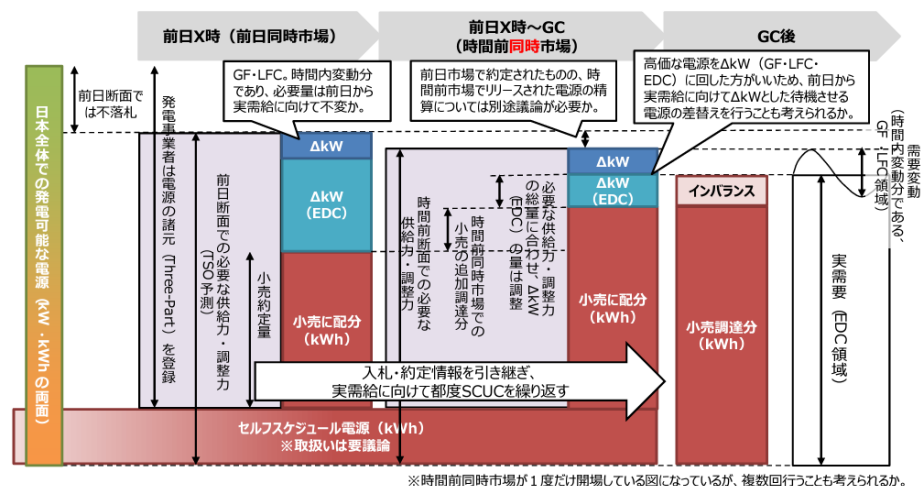
② 前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場(米国の市場制度に近い仕組みともいえるか。)

- なお、後記①②のイメージは、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでしかなく、前日から実需給に向けての需要や再エネの予測誤差の発生具合、BG(特に小売電気事業者)の買い入札の量によって図は大きく異なるものとなる。また、分かりやすさの観点から2つのイメージを提示したものの、①と②の二元論ではなく、その中間的な形を検討することもあり得る。

- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けての将来的な日本の電力市場の仕組みとしてどういったものが望ましいか、御意見をいただきたい。

「②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」のイメージ

- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体に必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。



同時市場における調整力の位置付け(検討の前提)

33

- 現行の日本の調整力は、調整力の確保(約定)タイミングが前週と前日、また、GCが実需給1時間前を前提とした必要量となっており、具体的には、以下の種類に区分される。
 - i. 30分コマ内における時間内変動量(一次・二次①)
 - ii. GC(実需給の1時間前)計画値と実績の差分(二次②・三次①)
 - iii. 電源脱落量(一次・二次①・三次①)
 - iv. FIT制度による再エネ予測誤差対応(GCまでは三次②、GC以降は二次②・三次①)
- 資料3において、時間前市場の設計と調整力確保のタイミングのイメージとして、二つのイメージ(①、②)を提示したところ。イメージ①については、スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 ΔkW を前日断面で現行制度のような考え方で確保すると考えれば、調整力の位置付けは大きく変わらないとも考えられる。
- 一方で、イメージ②の場合、前日以降も都度、SCUCを行うことができることを考えると、米国のような調整力の確保が合理的となることも想定されるため、日米の差異も踏まえながら、上述の i ~ iv の在り方について検討を行った。



- EDC領域の色々な予測技術が進んでおり、EDCが非常に精度がよくなれば LFCが少なくなってあまり確保しなくてもいい等の状況になっていたのではないかと。EDCとLFCが混在してしまう状況であるならば、将来、分けること自体に意味があるのか
⇒どういった区分がよいか見直すことについても徹底した議論が必要と考えており、将来の状況変化、そこに適したものなのか、調整力の考え方について一緒に議論させていただきたい
- 中給システムの運用実態は、LFCで動きながらEDCでも指令を出すというのが基本。約定した調整力が中給システムの2区分の領域でどのように活用されるか等も踏まえた上で検討していく必要がある
⇒どういった組み合わせでどういった効率化が図れるのかはそういったシステムの仕様にも着目して検討を進めていきたい
- 広域的に同時市場で調整力を確保するようになると、実際は使わないものの、事故の際、調整力または予備力を使う時にマージンがないと大変なことになるのではないかと。この作業会でもマージンの検討をするのか
⇒運用の考え方、あるいはマージンの設定方法で対応すべき領域もあると考えており、今後は連系線のみならず、地内系統でも混雑が起こり得る中でどのように対応すべきかは本作業会における必要量の範囲に絡むところでもあり、事務局として整理したい
- 日本でも12時間もあれば動くユニットもかなりあり、本当に Δ kWで全部確保しておかなければいけないかは論点と考えている
⇒調整力公募においては、調達していない調整力もあり、同時市場に移行した場合に現行を踏襲すべきか検討したい
- 今後、再エネが拡大していく中で、より高スペックな調整力に対するインセンティブが必要か
⇒より一層ハイパフォーマンスを出していただく対価を払うPJMのハイパフォーマンススコアなどを参考に検討したい
- 現行の複合約定がかなり複雑なロジックになっていると認識している。魅力ある市場にするためには、シンプルで分かりやすい約定とすることは、参入事業者にとっても重要
⇒投資の予見性、市場参加のインセンティブ等を考えてもsimple is best はかなり共感を得られる考え方とも認識しており、今後の議論を進めていきたい

- 三次①によって二次②を代替する提案に賛同。インセンティブ設計については、インセンティブを得られるリソースの偏りや、約定処理におけるインセンティブ設計による約定ロジックが複雑化するという課題がある
⇒具体的なインセンティブ設計については今後検討したい
- 二次①と二次②はほぼ同じ要件のため、これらを統合させて二次調整力として扱うことができるのではないか
⇒二次①と二次②の商品集約についてもしっかり検討していきたい
- 数分で起動可能な揚発や蓄電池があれば、電源脱落の瞬時分も対応可能であることから、平常時分と緊急時分両方は不要とも考えられないか
⇒今回の整理から更に踏み込んだ示唆であり、今後、検討したい
- 見直した考え方での必要量がどの程度になっているか、その必要量の変化・推移を見極めた上で、どういう商品要件が一番効率的かを判断する必要がある
⇒現行の商品区分でなくなると、必要量の算定式自体、考え方も変わり得る
- 日本ではN-1電制で平常時運用容量最大200%のぎりぎりの運用となっている。運用容量の考え方、設備増強の考え方とセットで ΔkW の調達の考え方も議論する必要がある
⇒運用のみならず、系統増強ともセットで考えていきたい

- 前回の商品区分の議論を踏まえて、必要量の考え方を整理いただき、方向性に異論はない。予備力の確保の考え方として、案1～3を示しており、時間前市場の設計次第であるが、案2のように時間前市場で適切に確保していくことが望ましいと考える
⇒案2が現実解かとも考えており、起動可能な電源数や部分負荷ユニットなど、ファクトや数値を見極めながら、今後、案2の予備力とSCUC追加分の割合を検討していきたい
- ΔkW 確保エリア内の対象は地内系統・地域間連系線両方か。現在、連系線増強計画が予定されており、また、地内はノンファーム接続が増えていくことを踏まえると、系統増強とセットで検討する必要がある
⇒地内系統、地域間連系線両方が対象であり、具体的に混雑に対応するには、まずは、各社の送電線の運用容量の考え方等のファクトを確認しながら、技術的にどのようにすれば、混雑に対応できるのか、今後、検討を進めたい
- ΔkW 確保エリアに関して、許容できない系統制約をどのように定義するかがポイントであり、フリンジやマージンで対応する方法もあるし、設備上限の考え方にもよるか考える。日本の現状の連系線などの使われ方を踏まえると、結局、sub-zoneの分割が多くなる
⇒許容できない系統制約としては、SFTによる補正が不可能なものの一例として、負荷遮断があり、これは日本における信頼度基準に関わるものと認識、ファクトと合わせて、今後整理していく
- 案2に関しては起動特性に加えて、予測精度向上も1つのポイントになる。また、 ΔkW 確保エリアに関しては、日本では熱容量以外で運用容量がきまっているところもあり、エリア内はエリア毎で考え方が異なっているとも考えるため、丁寧な調査が必要
⇒定性論としては実需給に近づけば予測精度は向上するが、起動可能ユニットが減少するので、バランスのいい点を探す必要がある
また、各系統の特徴、系統への影響度合いを確認して、市場で扱うにあたって、どういったことが統一できるか、今後、検討を進める
- 予備力の確保時刻を可変にすれば、調整力をかなり減らすことができるのではないか
⇒SCUCの頻度次第であるものの、柔軟な運用ができれば予備力・調整力を減らすことができる、望ましい姿としては可能な限りSCUCを回すこととなるが、技術的にどこまでできるかは総合的に判断する必要がある

- インセンティブ設計における中間点評価について、バンド幅をもつ火力機においてはリニアな出力変化ができないことも考えられることから、バンド幅をもつ火力機のような特殊な応動特性を持つリソースの取り扱いについては、別途検討の必要があると思料
⇒SCUCロジックにおいてバンド幅毎の変化レートを扱うことができるのか等、検証Aの検討結果を踏まえつつ、検討していきたい
- 約定インセンティブだけではなく、金銭的インセンティブについても応札実態等を踏まえ、引き続き検討いただきたい
⇒ ΔkW 価格の決定方法(検証B)の議論を踏まえつつ、金銭的インセンティブについても検討していきたい
- 低スペックリソースのみとならないよう、インセンティブ設計におけるグループ分けの閾値や制約条件等については、応札実態や必要量の考え方等を踏まえ、引き続き検討が必要と思料
⇒閾値等の検討と並行し、必要スペックを設備要件とするアプローチ等も含め検討していきたい
- 一旦、制度全体の検討が完了した後に、過去の検討の方向性が適切であったのか(例えば、2グループに分けるインセンティブ設計が適切なのか等)について振り返るべきと思料
⇒制度全体の整合性から、過去の検討を振り変えることが必要な点について認識した
- 複合約定量を廃止した最適化計算ができるのか、本当に簡易複合約定で問題がないのか等、同時発生した部分に関して予備力で賄えるのかという点は、定量的評価を含め検討いただきたい
⇒最適化計算の実現性については、検証Aや電中研と連携しながら実現可否を検証していきたいところ。また、予備力で賄えるかに関しては、今後検討のうえ、定量的にお示しいたいところ
- 下げ調整力については、これまであまり議論されていなかったところ、さらなる深掘り検討が必要と思料
⇒下げ調整力について、さらなる深掘り検討が必要な点をご認識のとおり
- 提示の制約式のもと、同時最適として ΔkW が一意に定まるのかが疑問である
⇒余力を設けたうえで最も安価な電源態勢を整えるという意味で、同時最適は実現されていると考えられるところ。一方で、コストとして何を加味するかは別途議論が必要と思料。

- 予備力確保量に関する検討において、現時点の試算においては3年前の起動特性データを用いることで問題ないとするものの、同時市場への本格的な移行を検討する際は、電源態勢が変わっていることも考えられるため、改めて確認する必要があると思料
⇒現時点での試算という意味では、今と3年前で大きく乖離しているものではないと考えられるものの、同時市場においては改めて電源態勢を含めその起動特性を確認する必要がある、その時々に応じた必要量を算定する必要があると認識している
- 起動時間に関しては、ホットスタート・コールドスタート等によって変わってくるため、実際の運用断面で一定比率を確保するためには、深掘り検討すべき課題がある認識
⇒今回の試算は必要量の規模感の把握が目的であり、実際の運用断面での確保方法に関しては別途検討と考えている
- 同時市場においては、現行の広域予備率を指標とした「効率的な調達」の概念は成り立たないのではないか
⇒同時市場における広域予備率が、現行と異なる意味合いとなる可能性はあるため、同時市場における効率的な調達の指標に関しては別途検討が必要と考える
- 現状フリンジを考慮していないエリアにおいて、フリンジを考慮する整理として問題ないかという点は今後検討いただきたい
⇒現状フリンジを考慮していないエリアにおける影響は課題として認識している。フリンジの取り扱いを統一するという考え方のもと、その具体的な方法について今後各社と検討を進めていくものと認識している
- フリンジの取り扱いに関し、一律で（末端の配電線等に対しても）フリンジを考慮するということか、あるいは一定の線引きをするのか
⇒一律でフリンジを考慮するか、あるいは影響が限定的となる点を見極めたうえで、同一の考え方のもと配電系統等で扱いを変えるということはいずれもあり得ると思料
- 現状、エリア毎に異なる緊急時の系統制御ルールがあることを踏まえると、必ずしも一律でフリンジを考慮できない可能性はないか
⇒系統制御ルールも含め、今後は幅広くフリンジの取り扱いについて検討を進めていきたい

- 同時市場検討会における議論の中で、調整力に関する課題が新たに生じた場合は、本作業会で再度議論する可能性があるのか、念のため確認させていただきたい
⇒同時市場検討会では、現在、同時市場の移行判断のための大枠検討を行っているところであり、実際の運用が近付いてきた際は、より詳細な点について再度ご議論いただく可能性はあると考えている
- 制度変更に伴う大規模な運用の切り替えが生じる場合、時間的に余裕のないスケジュール感とすると、運用の切り替えタイミングで想定外の事象が発生するリスクがあると考えている。今後、同時市場への移行に向けて検討を深めていくうえで、安定供給の観点から、運用切り替えの準備期間を設けるといった観点も重要と考えている
⇒安定供給の観点から、運用面に影響がないよう十分な準備期間を設けることが必要である点をご認識のとおりであり、現実的な運用切り替えの準備期間等について、今後ご議論させていただきたい
- 簡易複合約定等について、実際のSCUC計算負荷への影響度を踏まえ、より精緻化した形（割り切らない形）でSCUCロジックに組み込むようなこともありえるのか
⇒ご指摘の点は、同時市場検討会における検証A（電源起動・出力配分ロジックの検証）に連携の上、今回提案したロジックについて評価を実施し、今後の更なる深掘り検討を進めていきたいと考えている
- 同時市場への移行時期については、過去の経験から移行時期直前に様々な課題が顕在化することを前提に、移行時期ありきとなり必要な詳細検討やシステム対応が疎かになることがないよう、慎重に見極める必要があると考えている
⇒同時市場への移行時期について検討を進めるにあたり、後工程を意識する必要があるという点をご指摘のとおりと考える
過去の反省を活かしつつ、同時市場への移行時期について検討を進めていきたい
- 今後、実運用に向けて詳細な検討を進めていく可能性があること踏まえ、あらかじめ残課題を抽出して整理しておいてはどうか
⇒ご指摘のとおりと考えるため、残課題を一覧でまとめたものを用意することを検討させていただく（最終頁参照）

1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

- 需給調整市場と同時市場（イメージ②）の違いは多岐に亘るものの、対応すべき事象やその必要性等を検討するうえで最も影響があるのは、**一般送配電事業者が調整力を確保するタイミング（柔軟性）の違い**となる。
- 需給調整市場においては、一般送配電事業者は前週※1および前日において調整力を確保、言い換えると、電源態勢をほぼ決定することとなり、前日以降は調整力を確保する機会がないため、前日あるいはGCから実需給までの予測誤差等も踏まえ必要量を算出している。
- 一方、同時市場（イメージ②）においては、**前日取引終了後も**、前日～GC（現行の時間前市場）にて、一般送配電事業者の残余需要予測等に合わせたSCUCにより、電源態勢の補正、言い換えると、**調整力の追加調達が可能になる**ことから、これらの違いにより対応すべき事象や必要量の考え方も変わってくると考えられる。

【同時市場（イメージ②）での取引イメージ】

※1 週間取引から前日取引へ変更を検討中。（導入目標時期：2026年度）

	前週	～	前日			当日
			10時	15時	17時	GC → 実需給
需給調整市場 および 卸電力市場	需給調整市場		SP市場	需給調整市場	時間前市場	
	調整力の調達可能		調整力の調達不可	調整力の調達可能	調整力の調達不可	
同時市場 (イメージ②)			同時市場(前日)		同時市場(時間前)	※2
			調整力の調達可能		調整力の調達可能	

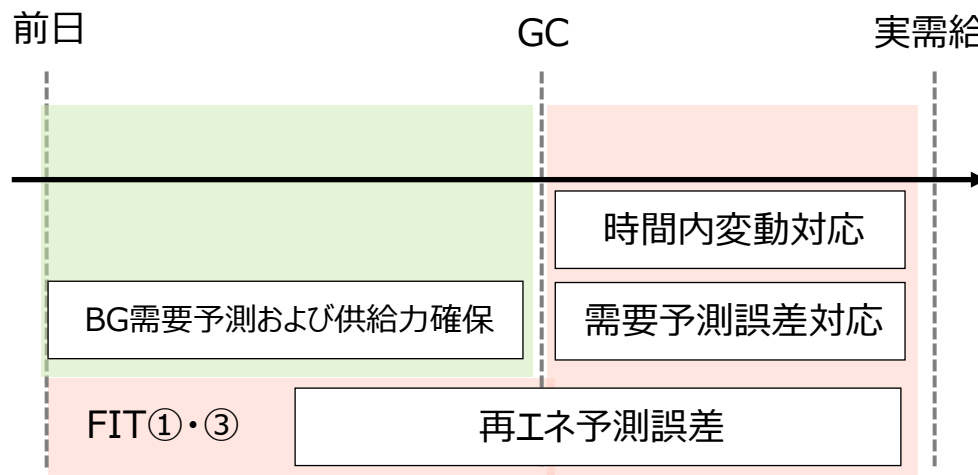
※2 SCEDのみ可能（追加起動はできない）

- また、同時市場（イメージ②）においては調整力の確保タイミングが変わるとともに、一般送配電事業者が対応する**調整力必要量を考える上での需給バランス（計画）の作成主体も変更**になると考えられる。
- 現行の需給調整市場における需給バランスの基準はBG計画となっており、BG計画と実需要との差（予測誤差）に対し、一般送配電事業者が対応を行っている。
- このため、一般送配電事業者は、前日以降の再エネ予測誤差（FIT①・③分）や、GC以降の需要予測誤差といったBG計画の変更できない部分（BGが調整できない部分）に対応する調整力を確保※¹している。
- 一方で、同時市場（イメージ②）においてはTSO計画も踏まえた上で、前日以降もSCUCを行うことが可能となる。言い換えれば、**調整力・予備力を調達する基準がTSO計画へ変化する**のと同義※²であり、前日以降のTSO需要予測誤差を含めて対応すべき量を検討する必要があり、この点も考慮すべき大きな違いとなる。

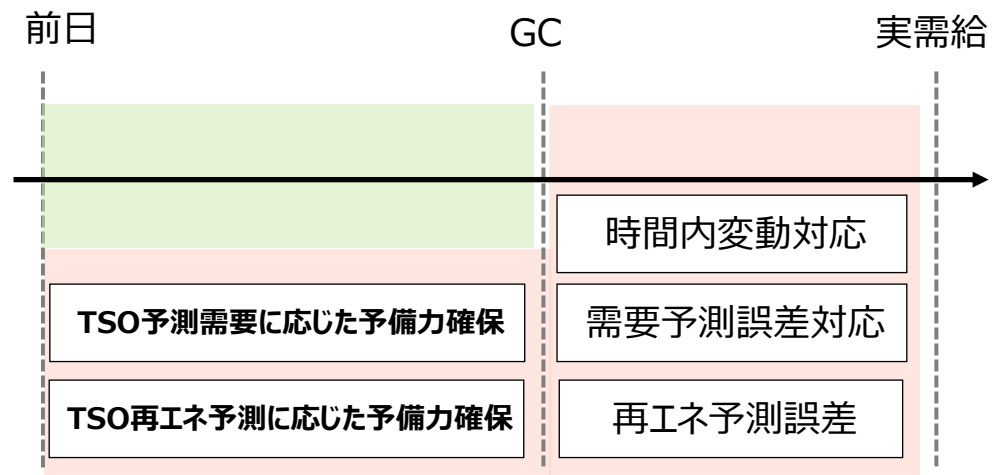
※1 時間内変動等のBG計画に反映されない部分についても別途確保している。

※2 BG計画とTSO計画の差（ $\Delta kW - I$ ）の取り扱いについては別途整理が必要。

【需給調整市場でのイメージ】



【同時市場（イメージ②）での対応イメージ】



：一般送配電事業者において対応が**不要**な領域

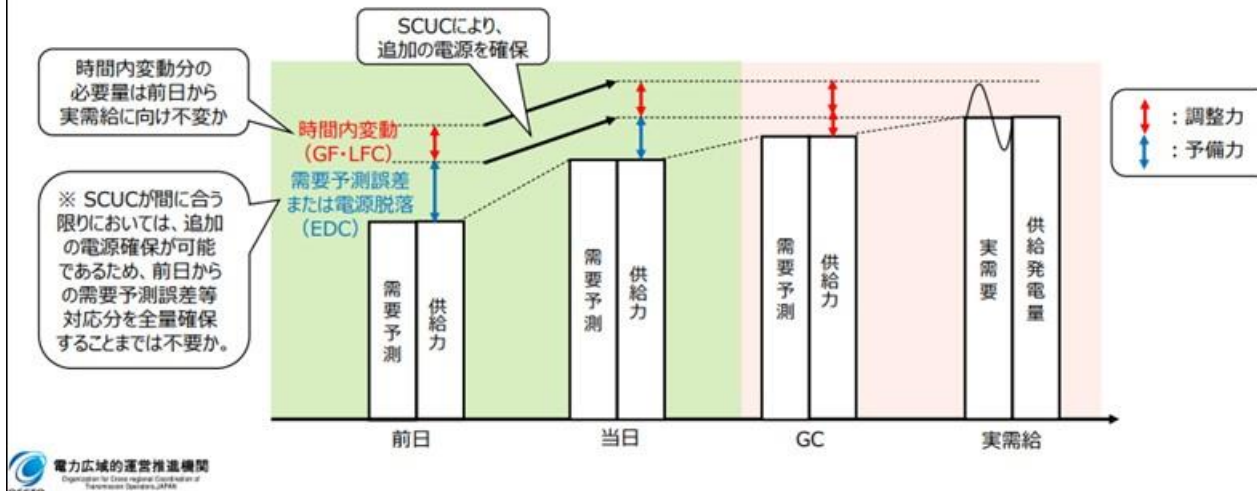
：一般送配電事業者において対応が**必要**な領域

- また、第2回本検討会において、前日以降もSCUC（GC以降はSCED）によって追加起動を行うにあたり、日本は比較的起動時間が長い電源も相応にあることから、追加起動リソースの不足が生じないよう、**GC以前から一定の「予備力」を確保する必要性**についても取り上げたところ。
- このため、これらの違いを踏まえたうえで、各論点（タスクアウト項目）について検討が行われた。

資料3におけるイメージ②の調整力確保イメージ

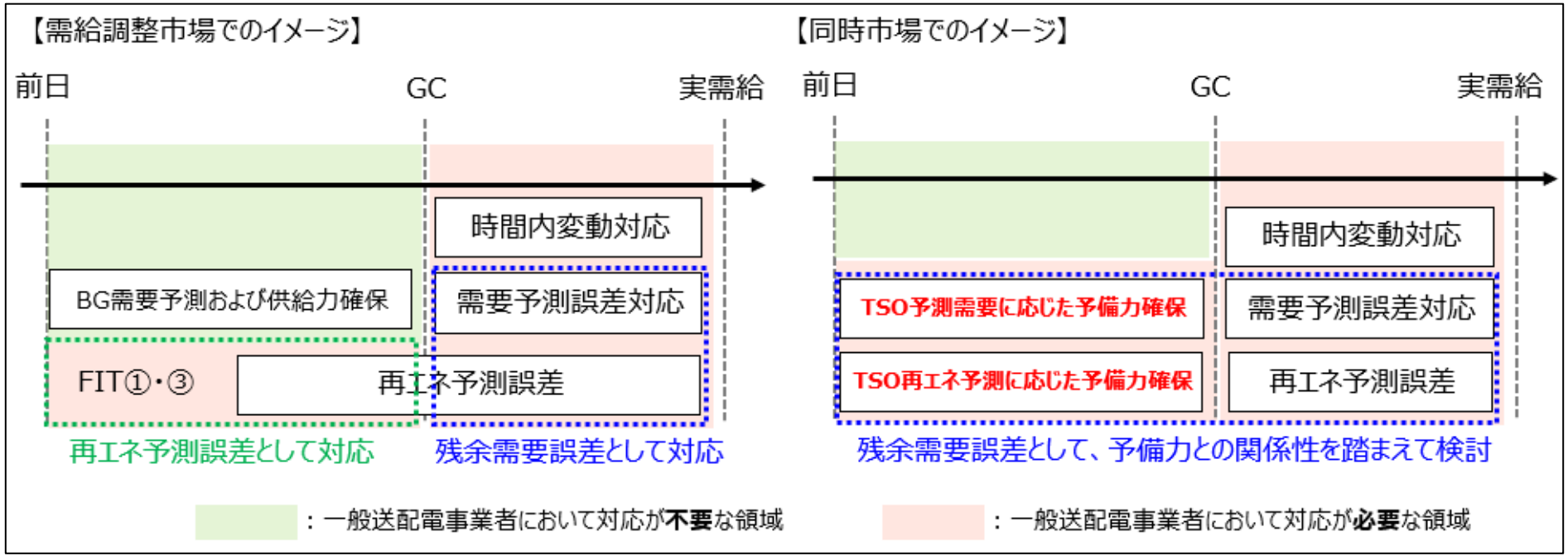
35

- 資料3におけるイメージ②の調整力確保イメージを図示すると以下のとおりか。
- PJMにおいては、比較的起動時間が短い電源が多く、需要予測変更に合わせて、細かくSCUCができる一方、日本は比較的起動時間が長い電源も相応にあることから、GC以前の予測誤差に対し予め対応する量（所謂、予備力と呼ばれるものであり、GC以降の調整力とは別）の確保が一定程度必要※になると考えられる。
- このGC以前の「予備力」とGC以降の「調整力」について、米PJMでは一体的に扱っている（例えば、電源脱落分についてGC前後の区別がない）とも考えられることから、確保の方法（内数に含めるかどうか等）含めて、同時市場における調整力の定義自体を見直すことが考えられるか。



1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

- 現行商品の必要性については、調整力が対応すべき事象（時間内変動や予測誤差）に着目し、それぞれに対応する調整力（商品）が必要かどうかについて検討が行われた。
- まず、平常時の時間内変動については事前に予測するのが困難なものであり、現行同様に必要と整理された。
- 他方、平常時の予測誤差について、現行においては、FIT制度に伴う前日～GCの再エネ予測誤差、GC～実需給の残余需要誤差（再エネ予測誤差と需要予測誤差の合成）に対応しているところ、同時市場（イメージ②）においては前日以降もTSO計画を基準にSCUCを行うこととなり、前日～GCにおいても再エネ予測誤差および需要予測誤差の両方に対応する必要がある、このような変化を踏まえると、同時市場（イメージ②）においては、前日～GCについても、残余需要誤差として対応を行うことが整合的と整理された。

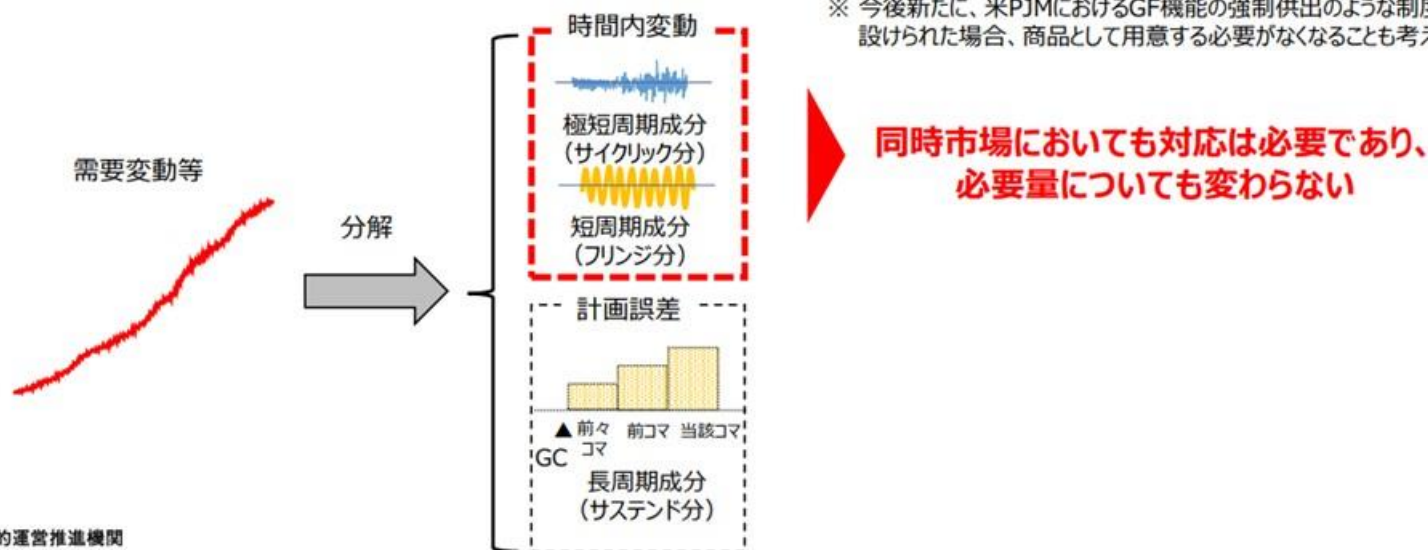


(平常時) 時間内変動対応について

13

- 平常時の時間内変動について、極短周期成分であるサイクリック分（GF）・短周期成分であるフリンジ分（LFC）に分けられるものの、どちらも事前に予測するのが困難なものであり、需給調整市場における必要量は、過去の予測誤差実績ではなく、変動量実績をもとに算定されているところ。
- これらの変動については、同時市場となり調整力確保のタイミングが変更になったとしても引き続き発生し、また事前に予測が困難であることに変わりはないことから、引き続き対応が必要であり、その必要性についても変わるものではないと考えられる※。
- また、短周期成分（極短周期を含む）であることを踏まえると、対応可能なリソースが限定されることが想定され、尚且つ必要量については確保タイミングをGCへ近づけたとしても変わらないことから、前日市場において確保することが望ましいと考えられるのではないかな。

※ 今後新たに、米PJMにおけるGF機能の強制供出のような制度が設けられた場合、商品として用意する必要がなくなることも考えられるか。



(平常時) 需要予測誤差対応および再エネ予測誤差対応について (2 / 3)

15

- 現在、FIT制度により前日以降のBG計画における再エネ予測値(FIT①・③のみ)が固定されることから、前日～GCまでの再エネ予測誤差への対応を行っている。一方で、GC～実需給にかけては再エネ予測誤差と需要予測誤差の両方に対応する必要があり、これを合成した残余需要誤差として対応を行っている。
- この点について、同時市場においては前日以降もTSO計画を基準にSCUCを行うこととなり、前日～GCにおいても再エネ予測誤差および需要予測誤差の両方に対応する必要があるところ。
- このような変化を踏まえると、同時市場においては、前日～GCについても、GC～実需給と同様に需要予測誤差と再エネ予測誤差を合成した残余需要誤差として対応を行うことが整合的と考えられるのではないか。

【需給調整市場でのイメージ】



【同時市場でのイメージ】

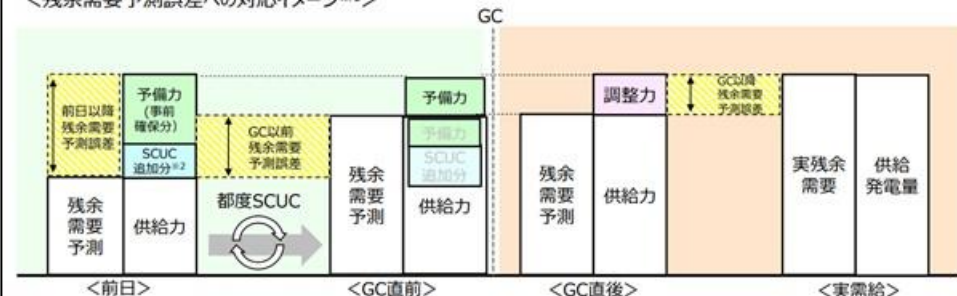


(平常時) 需要予測誤差対応および再エネ予測誤差対応について (3 / 3)

16

- また、前述のとおり、同時市場において調整力の確保タイミングが変更になったとしても、残余需要予測時から実需給までの時間的乖離があれば残余需要予測誤差は発生することとなる。このため、同時市場においても残余需要予測誤差(EDC)に対応していく必要がある。
- 一方で、同時市場においては前日以降もSCUCが行われるものの、追加起動リソースが不足する可能性も踏まえると、前日以降の残余需要予測からの誤差も含め、どの程度の量を事前に確保すべきかといった検討も必要となる。
- この点については、現在対応を行っているGC以前の再エネ予測誤差や、新たに検討が必要となる予備力の考え方等とも関連する項目となるため、これらも含めて検討を行っていくこととしたい。

<残余需要予測誤差への対応イメージ※1>

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※1 残余需要に特化したイメージであり、時間内変動対応等の調整力は別途必要
 ※2 SCUCにおいて起動が必要と判断された場合に使用可能なユニット(時間的な裕度あり)

- 次に、緊急時に対応する調整力（商品）の必要性について、現行においては、主に電源脱落時に周波数を維持するため、GF・LFC・EDCの調整力の受け渡していくこととされており、この点、イメージ②においても、電源脱落“直後”の周波数回復を図るGF・LFC（瞬時分）は基本的には必要※1と考えられる。
- また、電源脱落により喪失した供給力の補填（継続分）については、短時間（数コマ）ではBGの対応ができない（計画変更できない）部分があることから需給調整市場で調達することとしているが、イメージ②においては、一般送配電事業者によるSCUC（起動停止）が可能になるという状況変化も踏まえて再検討が行われた。
- 具体的には、一般送配電事業者が起動停止権を有していた調整力公募以前の運用においては、電源脱落後の一時的な予備力低下は許容（平常時のEDCで対応）した上で、一般送配電事業者による追加起動（確保）で対応していたことから、同時市場においても、電源脱落“継続”対応のEDCについてはSCUCによる対応とすることで調整力としての調達は不要※2とすることが合理的と考えられる。

※1 一部、平常時のGF・LFCを活用できないか等、要否については検討中。
※2 過去は、平常時・電源脱落のどちらか大きい方を確保していたが、電源脱落対応分を同一周波数連系単位で確保するとした（量を減らした）ため、平常時分で電源脱落分は対応できると考えられる。

【電源脱落対応分の確保状況】				
		電力システム改革以前	調整力公募	需給調整市場
対象エリア		自エリア	同一周波数連系系統	同一周波数連系系統
事前 確保	GF	運転予備の内数として確保	系統規模按分のうえ確保	系統規模按分のうえ確保
	LFC	EDCと合わせて確保	系統規模按分のうえ確保	系統規模按分のうえ確保
	EDC	未考慮または平常時・電源脱落の どちらか大きい方を確保	確保していない (連系系統内の平常時で対応し、 その後、追加起動等で確保)	系統規模按分のうえ確保 (平常時用、電源脱落用の両方を確保)
備考		電源脱落後の一時的な 予備力低下は許容	電源脱落後の一時的な 予備力低下は許容	電源脱落後も平常時対応分を確保

(緊急時) 電源脱落対応について (5 / 5)

24

- 電力システム改革以降の電源脱落対応分の確保状況をまとめると下表のとおりとなる。
- 調整力公募以前においては一般送配電事業者が起動停止権を有していたため、一時的に平常時対応分のEDC調整力に対応（一時的に予備率が低下）したとしても、その後、一般送配電事業者による追加起動（確保）で対応できる※ため、問題は無かったと考えられる。
- 一方、需給調整市場においては基本的に一般送配電事業者に起動停止権は無く、これを前提とした制度設計は望ましくないことから、平常時対応分（EDC）に加えて、「電源脱落（継続）」分を予め確保しておくとの考え方は整合的と考えられる。
- この点、同時市場においては前日以降もSCUCが行われることから、追加での調整力確保が可能であるため「電源脱落（継続）」については事前に確保せず、まずは平常時対応分のEDC調整力により対応し、その後SCUCによる追加起動により対応していく等の方法が合理的と考えられるのではないか。

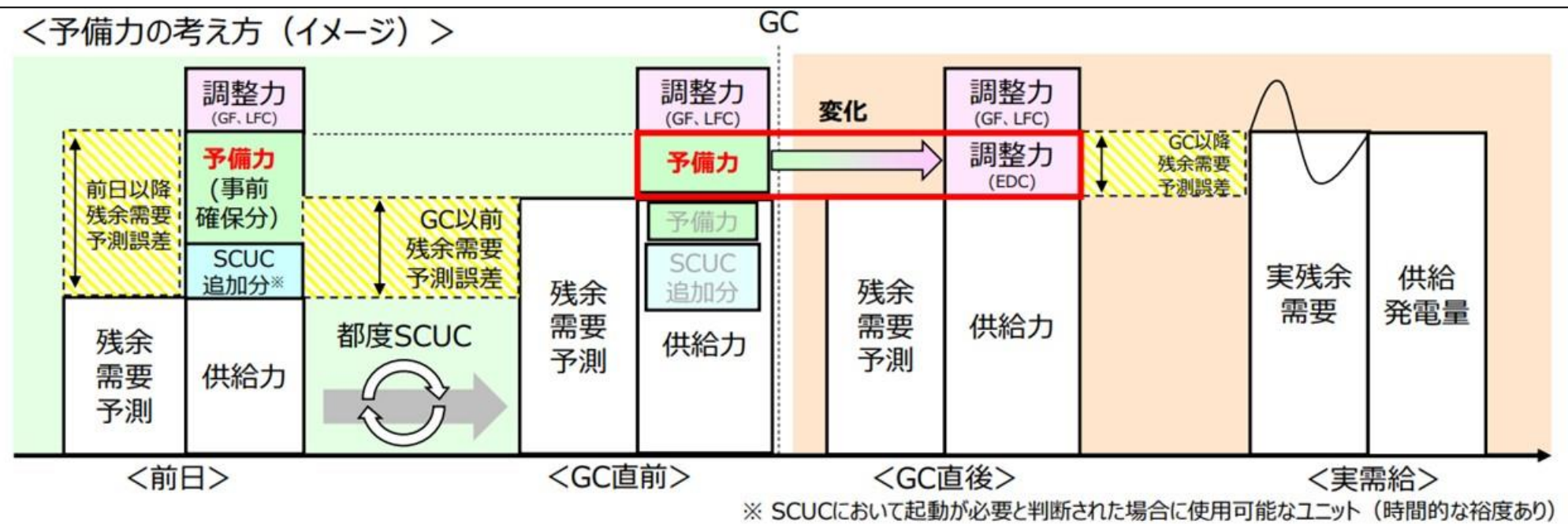
※BGの代替電源確保が無いまたは時間を要する場合

【電源脱落対応分の確保状況】

		電力システム改革以前	調整力公募	需給調整市場
対象エリア		自エリア	同一周波数連系系統	同一周波数連系系統
事前 確保	GF	運転予備の内数として確保	系統規模按分のうえ確保	系統規模按分のうえ確保
	LFC	EDCと合わせて確保	系統規模按分のうえ確保	系統規模按分のうえ確保
	EDC	未考慮または平常時・電源脱落の どちらか大きい方を確保	確保していない (連系系統内の平常時で対応し、 その後、追加起動等で確保)	系統規模按分のうえ確保 (平常時用、電源脱落用の両方を確保)
備考		電源脱落後の一時的な 予備力低下は許容	電源脱落後の一時的な 予備力低下は許容	電源脱落後も平常時対応分を確保

- 最後に、需給調整市場と同時市場（イメージ②）の違いでも取り上げた、GC以前からの「予備力」に関しては、SCUCにおける起動可能リソースが不足することへの対応として、新たに必要となる（需給調整市場では取り扱っていない）ものとなる。
- この点について、GC以降は調整力により対応することを踏まえると、GCを境に予備力が調整力へ変化するのと同義であり、予備力と調整力は連続性を持った商品と捉えるのが自然と考えられる。
- また、予備力はあくまでGC以前に発生する事象への対応であることから、時間内変動対応分（平常時、緊急時用のGF・LFC）については、予備力に含めないと整理された。

＜予備力の考え方（イメージ）＞

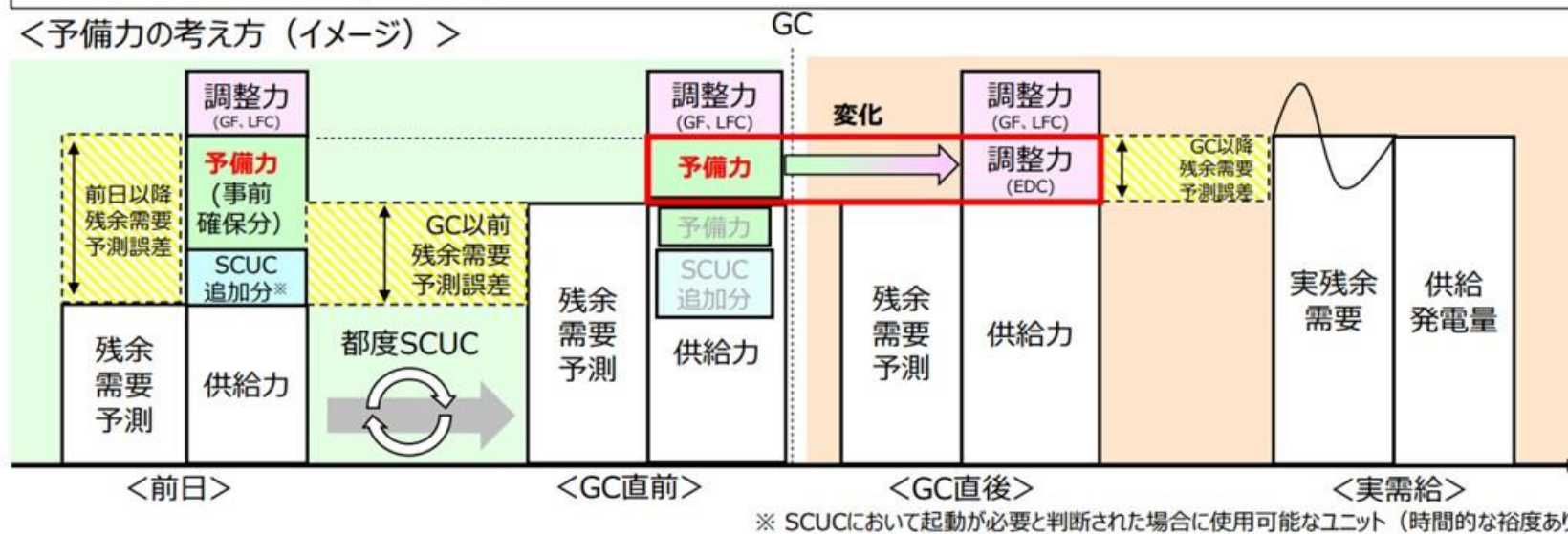


同時市場における予備力の考え方について

25

- 同時市場においては、SCUCにおける起動可能リソースの不足への対応が新たに必要となる。本事象に対しては、第2回同時市場の在り方等に関する検討会において示されたとおり、予備力により対応していくことになる。このため、GC以降に確保する調整力と予備力の関係性について整理を行った。
- この点について、GC以降は調整力により対応することを踏まえると、GC以降は予備力は不要となるため、GC時点で確保していた予備力は一旦リリースし、新たに調整力として確保することとなる。言い換えれば、GCを境に予備力が調整力へ変化すると同義であり、予備力と調整力は連続性を持った商品と捉えるのが自然ではないか。
- 一方で、予備力はあくまでGC以前に発生する事象への対応と考えれば、GC以降の変動量実績のみによって決まる時間内変動対応分（平常時、電源脱落時ともに）については、予備力に含めないことが自然ではないか。（対応可能なリソースが限定され、前日から確保することが望ましいとした場合、あくまでも“調整力”を早めに確保しているという位置付けになると考えられる）

<予備力の考え方（イメージ）>




- 前述の検討結果をまとめると、現行商品の必要性については、以下のとおりとなる（一部検討中の項目あり）。
- なお、現行商品においては、同一（類似）事象に対して、複数の商品区分が設定されている状況であることから、同時市場（イメージ②）における商品区分については、更なる深掘り検討が行われた（次章で詳細説明）。

【現行商品の必要性の検討状況】

対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		対応する 現行の商品区分
	予備力としての確保	調整力としての確保	
時間内変動 (極短周期成分)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、 予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要※ 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と 同様に対応は必要となる	一次（GF）
時間内変動 (短周期成分)			二次①（LFC）
需要予測誤差	必要 残余需要誤差として対応するものの、SCUCに おける追加起動リソースの不足も懸念されるため、 一定程度は予備力として確保する必要がある	必要 残余需要誤差として対応するのが整合的 1つの事象に対し、対応する商品が複数あるため、 各商品の必要性については要検討	二次②・三次① (GC以降のEDC) 三次② (前日～GCの再エネ)
再エネ予測誤差			
電源脱落 (瞬時)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、 予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要 ※一部要否検討中 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と 同様に必要となる	一次・二次①
電源脱落 (継続)	不要 ※平常時の方が多いため、そちらで対応するという意味 一時的には平常時必要量により対応し、その後 SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	不要 ※平常時の方が多いため、そちらで対応するという意味 一時的には平常時必要量により対応し、その後 SCUCにより対応する方法が合理的ではないか	三次①

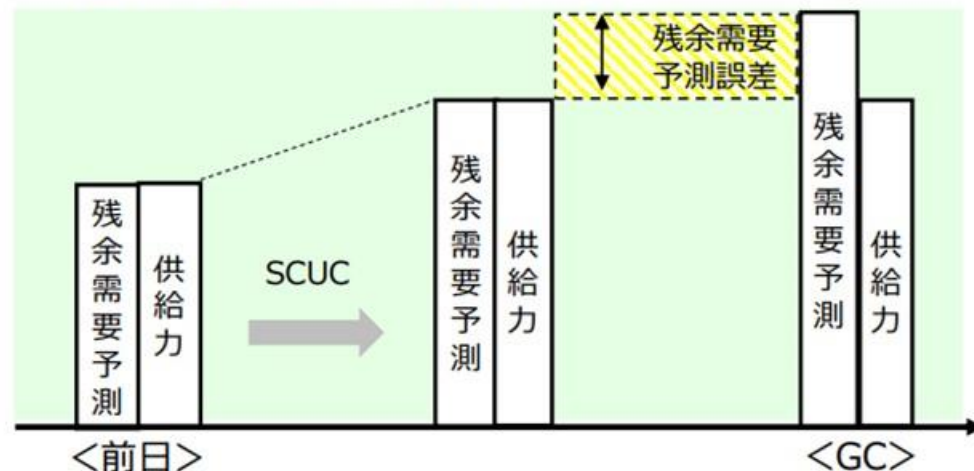
※ 今後新たに、米PJMにおけるGF機能の強制供出のような制度が設けられた場合、商品として用意する必要がなくなることも考えられるか。

 : 現行からの主たる変更点

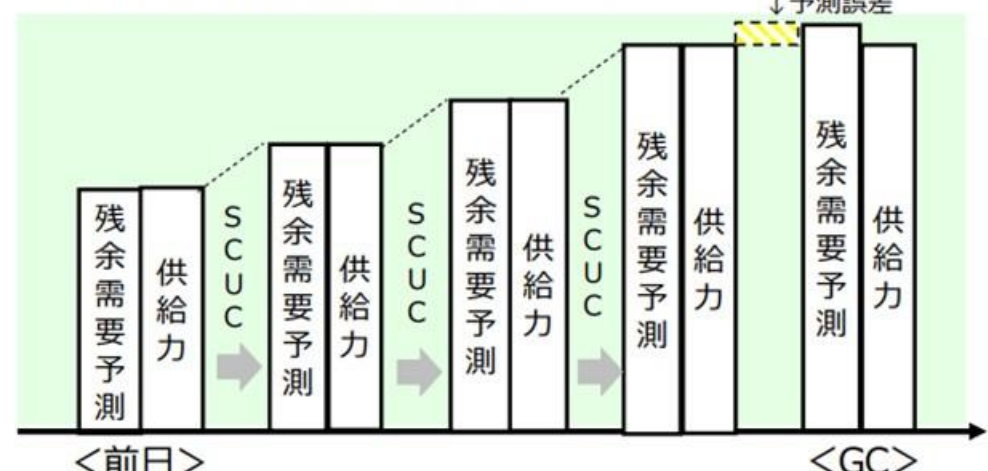
1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

- イメージ②においては、前日以降も一般送配電事業者がGCまで都度SCUCを実施することになり、追加起動可能なりソースを余さず活用する観点から、より細やかに対応できるよう、高頻度でSCUC実施が可能な体制を整えておくことが望ましいと考えられる。
- この点、SCUC実施頻度については一度のSCUCの所要（計算）時間に依存するため、極力SCUCロジックの計算時間を短くする（計算負荷を低減する）方向、言い換えると、**現行の商品区分から集約する（減らす）方向性**が求められる。
- 一方で、商品集約については、様々な課題（新規参入を阻害することにならないか等）が想定されることから、過去経緯等にも一定の配慮が必要と考えられる。

＜SCUC頻度が低頻度の場合（イメージ）＞



＜SCUC頻度が高頻度の場合（イメージ）＞



現行の商品区分・要件と同時市場における変更点について(検討の前提)

28

- 今後、商品区分の見直しに係る検討を実施するにあたり、前提となる現行の商品区分および要件(将来的に要件変更が予定されているものは赤字)は下表のとおり。
- また、同時市場移行後は、一般送配電事業者がSCUCを実施する(実質的に起動停止権を一般送配電事業者が持つ)ことから、要件として(事業者側行動として)「並列要否」を定める必要はないと考えられるのではないかと。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン(自端制御)	オンライン(LFC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※1)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	専用線 または (簡易指令システム)※2	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※4
応動時間	10秒以内※8	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内※5
継続時間	5分以上※8	30分以上※3	30分以上※3	3時間※3	3時間※4
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	—(自端制御)	0.5～数十秒	専用線:数秒～数分 (簡易指令システム※2:5分)	専用線:数秒～数分 簡易指令システム:5分	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線:1～5秒程度 (簡易指令システム※2:1分)	専用線:1～5秒程度 簡易指令システム:1分	1～30分※6
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	45分以内※5に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW※7 (オフライン監視の場合は1MW)	5MW※7	専用線:5MW※7 (簡易指令システム※2:1MW)	専用線:5MW※7 簡易指令システム:1MW	専用線:5MW※7 簡易指令システム:1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 事後に数値データを提供する必要あり

※2 休止時間を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中給システム改修の完了後に開始

※3 将来「30分」に変更予定。システム改修内容を踏まえ、2026年度変更を目指し検討中

※4 2025年度より「30分」に変更予定

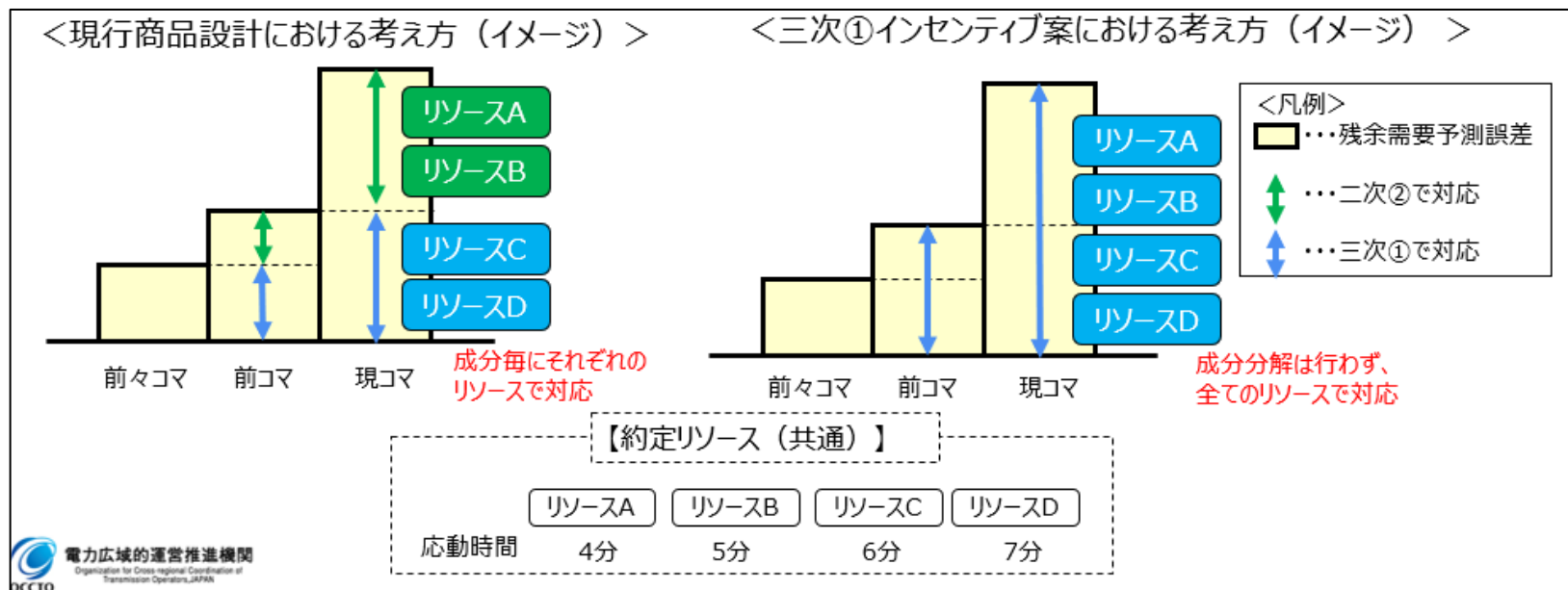
※5 2025年度より「60分以内」に変更予定

※6 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容

※7 2024年度に「1MW」に変更予定

※8 2025年度にオフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」に変更予定

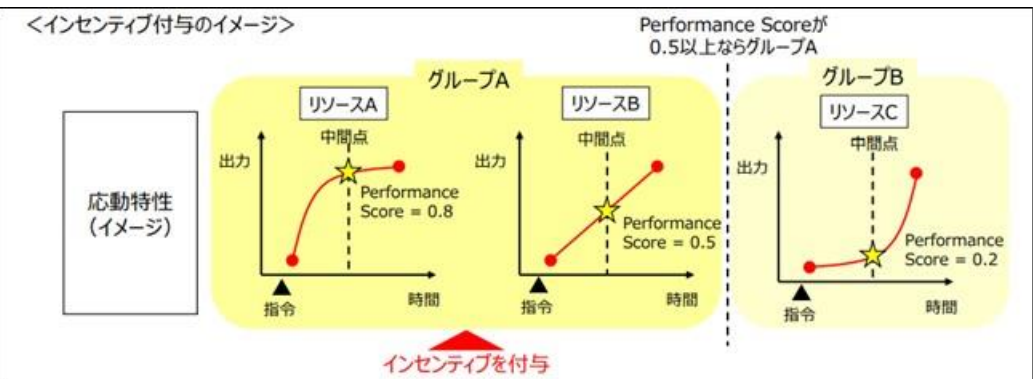
- 商品集約について、まずもって機能・要件の近いEDC領域の商品である二次②、三次①の集約が検討された。
- 具体的には、主に新規参入を阻害しないよう、応動時間の長い三次①に二次②を集約する方向が考えられるが、単純に三次①に集約してしまうと、これまで二次②が担ってきた事象（変化の速い段差）に対応できなくなる。
- その対策として、要件としては幅広く用意しておきつつ単一商品として取り扱い、約定したリソースのハイパフォーマンス部分（最低要件より高いスペックの部分）を上手く活用することで、残余需要予測誤差に対応する（成分分解は行わず、全てのリソースで対応）方向性が考えられるところ。
- 一方で、どのように上手く活用するのか（一案として、「インセンティブ設計」のようなものも考えられる）、その具体的な内容をどうするのかといった課題もあることから、前回報告においては、米PJMにおけるハイパフォーマンス設計等も参考にしながら、引き続き詳細な検討を進めていくとされたところ。



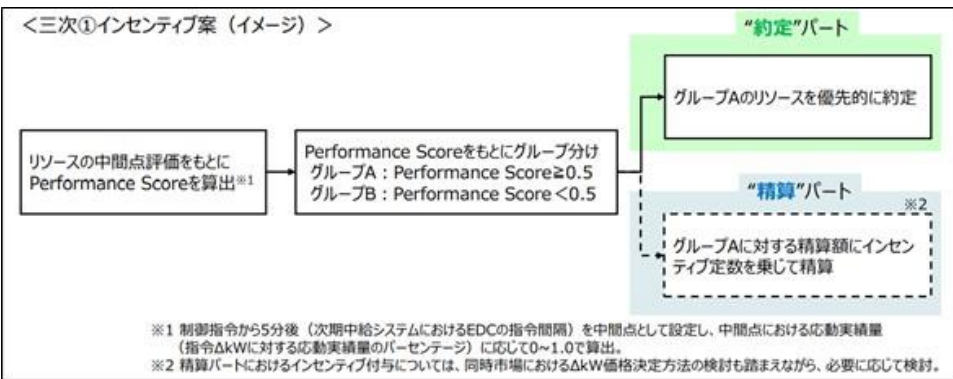
- 前頁のとおり、二次②・三次①の商品集約について検討を進めるため、まずもって、米PJMにおける調整力商品（Regulation）に導入されている、リソースのパフォーマンスを“**約定**”や“**精算**”に反映させるインセンティブ設計（ハイパフォーマンス設計）について調査が行われた。
- 調査の結果、ハイパフォーマンス設計における各リソースのRank評価（コスト評価）等が相当程度複雑であり、ハイパフォーマンス評価をそのまま参照すると、同時最適ロジックに組み込むことが困難となる虞があることから、よりシンプルなインセンティブ設計とすることができないかについて検討が行われた。
- 検討の結果、インセンティブ設計の案として、中間点までの応動速度（リソースのパフォーマンス）に応じて、比較的性能の高いリソースと比較的性能の低いリソースとで大きく二分して、比較的性能の高いリソースを優先的に“**約定**”させるといったインセンティブ※を付与する案が提示された（ロジックの実現性等については引き続き検討）。
- また、“**精算**”における金銭的インセンティブの導入についても、同時市場におけるΔkW価格決定方法（検証B）の検討を踏まえ、必要に応じ検討を行う必要があるとされた。

※ 比較的性能の高いリソースの約定割合を一定以上（周波数シミュレーション結果等から算出）とする、あるいは性能の低いリソースが約定すると目的関数（ペナルティ項）が大きくなるようにする等の方法が考えられる。

＜二次②・三次①集約商品におけるインセンティブ付与イメージ＞



＜二次②・三次①集約商品におけるインセンティブ設計イメージ＞



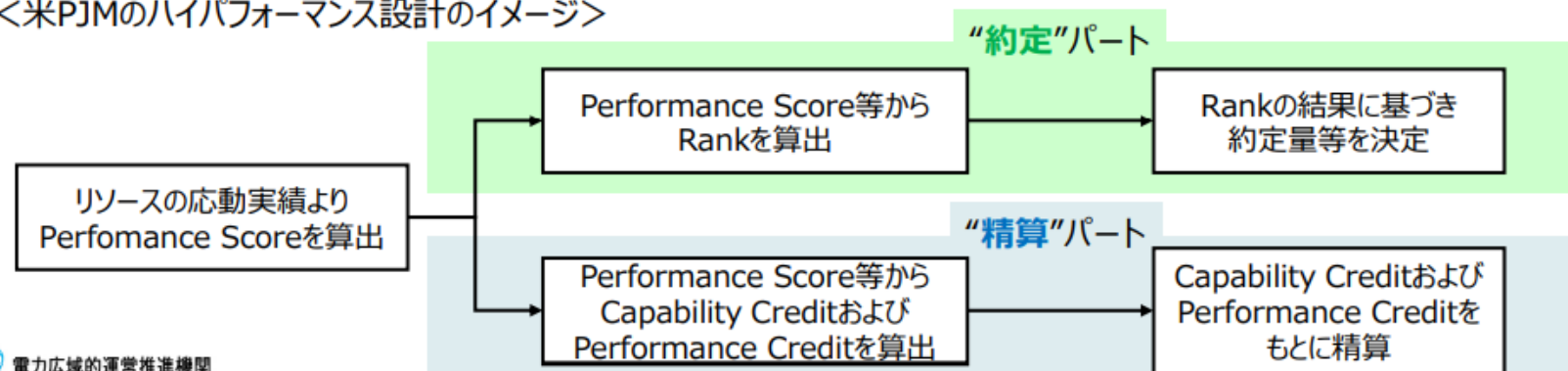
論点1：二次②、三次①の商品集約（米PJMハイパフォーマンス設計）（2/3） 12

- ハイパフォーマンス設計とは、リソースのパフォーマンス（応動実績）が、“**約定**”や“**精算**”に対するインセンティブ付与に活用される設計のことを指している。
- 米PJMにおいては、まず、リソースのパフォーマンスは、Performance Score（0.0000～1.0000）として、下式のとおり算定される。
 - $\text{Performance Score} = 1/3 \text{ Accuracy} + 1/3 \text{ Delay} + 1/3 \text{ Precision}$
 - ✓ Accuracy : 正確性（制御指令とリソース応動の関係性）
 - ✓ Delay : 時間遅延（制御指令点と応動点間の遅延）
 - ✓ Precision : 精度（制御指令値とリソース応動値の誤差）
- その後、算定されたPerformance Scoreやその他のコスト情報等を用いて、各リソースのコスト評価であるRankを算定し、よりRankの低い（コストの低い）リソースから“**約定**”する仕組みとなっている。
 - $\text{Rank} = \text{Adjusted Capability Offer Cost} + \text{Adjusted Performance Offer Cost} + \text{Adjusted Lost Opportunity Cost}$
 - ✓ リソースのPerformance Scoreは、Rankを構成する各コスト算定式の分母に組み込まれており、Performance Scoreが高ければ高いほどコスト（ひいてはRank）が低くなる算定式となっている。

論点1：二次②、三次①の商品集約（米PJMハイパフォーマンス設計）（3/3） 17

- また、Performance Scoreは約定のみならず、“**精算**”にも影響を与える。
- “**精算**”は、約定リソースの容量確保価値および応動価値に対して行われ、それぞれ下式のとおり算定される。
 - Capacity Credit = Five minute-integrated Raw Regulation MW
(容量確保価値) * Five minute **Performance Score**
* Five minute Regulation Market Capacity Clearing Price / 12
 - Performance Credit = Five minute-integrated Raw Regulation MW
(応動価値) * Five minute **Performance Score**
* Mileage Ratio
* Five minute Regulation Market Performance Clearing Price / 12
- 上式の通り、容量確保価値および応動価値はPerformance Scoreによって補正される（Performance Scoreが高ければ高対価を得られる）仕組みとなっている。
- ここまでの調査を踏まえると、米PJMにおけるハイパフォーマンス設計のイメージは下図の通りと考えられる。

＜米PJMのハイパフォーマンス設計のイメージ＞



22

- リソース性能の「高い」「低い」を分類するにあたり、周波数品質への影響を軽減する観点から、リソース応動特性等を加味した指標、具体的には、第14回需給調整市場検討小委員会（2019年11月5日）において議論された中間点や出力変化率等（以下「中間点等」という。）の考え方が参考になると考え、過去整理の振り返りを行った。
- 第14回需給調整市場検討小委員会（2019年11月5日）において、蓄電池のような出力を高速制御できるリソース（分散制御型リソース）の増加による周波数品質への影響を低減させるため、中間点等の応動に係る規律を需給調整市場の参入要件として定めることについて議論された。
- 過去議論においては、分散制御型リソースの量が少なければ系統の品質への影響は限定的である等の理由により、三次①の市場開設時点で中間点等の設定は行わないことと整理されたものの、周波数品質への影響を低減させる一案として、中間点等の設定は効果的であると考えられるところ。

14

- 調整力は従来、発電機のように一定のランプレートをもって応動するリソース（以下「連続制御型リソース」）が中心であったが、近年は蓄電池のように出力を高速に制御できるリソース（以下「離散制御型リソース」）が出てきている。
- 今後、離散制御型リソースが増加した場合、高速な出力変化による周波数変動への影響を低減させるため、中間点や出力変化率等の調整力の応動に係る規律を定めることにより、調整力を連続的に変化させた方が利便的でないかという課題が提言された。



出所) 第17回 調整力及び買電バリエーションに関する委員会 (2017.5.26) 資料2
https://www.enecho.go.jp/fuelcell/committee/2017/20170526committee/20170526committee_02.pdf

18

- 今後の諸調整型リソースが増加するとを想定すると、固定費変動の低減にあり、中間点等の一定の規律は必要であると考えられる。
- 他方、諸調整型リソースの量が少なければ、系統の品質への影響は限定的であると考えられる。
- また市場が先行している諸外国では、一部の国・商品で一次調整力においては中間点等の制約が定められている例はあるものの、三次調整力のような変動速度が遅い商品についてはその事例が確認できなかった。
- 現時点ではある給調市場に参入する調整力のリソース種別や規模が見えておらず、また諸外国においても市場開設の初期段階においては、中間点や出力変化率等の設定は定められていない様にも見受けられる。
- このことから、三次以上の市場開設段階においては、三次までに係る中間点や出力変化率等の設定は行わず、三次次の参入状況や諸外国の状況も注視しながら、最終検討することとしようか。

出所) 第14回需給調整市場検討小委員会 (2019年11月5日) 資料3をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_14_haifu.html

論点1：二次②、三次①の商品集約（インセンティブ設計）（4 / 5）

26

- 次に、“**約定**”パートにおいて、グループAに対してどのようにインセンティブを付与するか検討を行った。
- 基本的にグループAに属するリソースの方がグループBより高いリソース性能を持つと考えられるため、周波数品質維持の観点から、グループAに属するリソースを優先約定させるインセンティブを与えることが考えられる。
- 一方、上記インセンティブを同時最適ロジック上で必要以上に複雑なロジックとならないようどのように定式化するかが課題であるところ、例えば、下図のとおりグループBの割合を一定未満とする（グループAの割合を一定以上とする）制約を設ける、あるいは目的関数の一項にグループBの割合に応じたペナルティ項を付け加えることが考えられるか（K値 or P値の設定や、ロジックの実現性、その他の制約条件がないか等は引き続き検討）。

【三次①インセンティブ案の制約条件（イメージ）】

$$\text{制約式 1 : } \sum_{n=1}^N T_n \geq T$$

$$\text{制約式 2 : } \sum_{n=1}^N T_n = \sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j$$

$$\text{制約式 3 : } N = N_a + N_b$$

$$\text{制約式 4 : } K > \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j} \quad \text{or} \quad \text{Group B ratio} = \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j}$$

(下段はペナルティ項を加える場合)

（記号の説明）

記号	説明
T	三次①インセンティブ案における必要量
T_n	三次①インセンティブ案における供出可能量
N	三次①インセンティブ案のリソース台数
TA_i	三次①インセンティブ案のうちグループAにおける供出可能量
TB_j	三次①インセンティブ案のうちグループBにおける供出可能量
N_a	三次①インセンティブ案のうちグループAのリソース台数
N_b	三次①インセンティブ案のうちグループBのリソース台数
K	三次①インセンティブ案のうちグループBの割合上限値
P	ペナルティ定数（円）

【目的関数（ペナルティ項を加える場合のイメージ）】

$$\text{Minimize} \{ \text{Resource Energy Costs} - \text{Price Responsive Demand Value} + \text{Costs} + P \times \text{Group B ratio} \}$$

- 次に、二次②・三次①を集約した商品に、更に三次②を集約することができないか検討が進められた。
- 検討の結果、現行の三次②要件をベース（最低要件）としたうえで、前述のインセンティブ設計案を踏襲することで、新規参入を阻害することなく、商品集約が可能※と考えられるところ。
- これらの二次②・三次①・三次②を集約した商品（EDC領域）の具体的な要件イメージは下表のとおりであり、本商品と予備力商品としての連続性を踏まえると、予備力の要件も下表の商品要件と同一になると考えられる。

※ あくまでも技術的に商品集約が可能としているだけであり、その場合、託送料金（二次②、三次①）とFIT交付金（三次②）の棲み分けをどうするかといった制度上・精算上の論点は残っている。

項目	三次インセンティブ案 要件イメージ※
指令・制御	オンライン（EDC信号）
監視	オンライン
回線	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	30分
応動時間	60分以内
継続時間	30分
並列要否	任意
指令間隔	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分
監視間隔	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分
供出可能量（入札量上限）	60分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）
最低入札量	1MW
刻み幅（入札単位）	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ

※2026年度以降の要件として記載

- 次に、両方とも時間内変動に対応するための高速商品である一次・二次①の商品集約ができないか、具体的には、調整力公募の考え方を参照し、一次（GF）は具備のみ求める方向で商品集約ができないか検討が行われた。
- この点、調整力公募の考え方を再整理した結果、調整力公募（電源Ⅰ-a）ではkWのみを確保し、運用断面で電源Ⅱ契約（追加起動・持ち替え）を活用することで、ΔkWを確保・運用している状況であった。
- 上記を踏まえると、kWhとΔkWの同時最適によって、ΔkW確保を取り扱う市場である同時市場において、GF機能の具備のみを求める（ΔkWとして確保しない）ことは不自然であると考えられた（また、沖縄エリアでは、将来的にGF・LFC必要量を確実に確保する観点から、むしろ電源Ⅰ-aを細分化している経緯もあった）。
- 上記の考え方、ならびに一次・二次①集約時に一次オフライン枠をどう取り扱うかといった課題もあることも踏まえると、一次・二次①の商品集約については実施しない方向性が合理的と考えられる。

論点３：一次、二次①の商品集約（２／２）

37

- 過去の調整力公募（電源Ⅰ-a）においては、GF機能は具備のみを求めている（ΔkWとして確保はしていない）ことから、運用断面でGF機能が活用できない虞があったとも考えられる。
- この点、調整力公募（電源Ⅰ-a）は、年間の長期契約を前提としたkW確保契約であると考えられ、実際の運用においては、電源Ⅱ契約（追加起動・持ち替え）を活用してΔkWを確保していたことから、運用断面でGF機能が活用できない等の問題は生じなかったと考えられる。
- 他方、2024年度以降の需給調整市場や同時市場においては、短期契約を前提としたΔkW確保契約になることを踏まえると、調整力公募における電源Ⅰ-a（kW確保契約）を参照し、同時市場（ΔkW確保契約）の商品要件としてGF機能の具備のみを求めることは不自然と考えられるか。
- また、第85回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年4月19日）において、沖縄エリアにおける電源Ⅰ-aの要件を、将来的にGF・LFC必要量を確実に確保する観点から、電源Ⅰ-a（GF機能）と電源Ⅰ-a（LFC機能）に細分化すると整理された経緯もある。
- 上記の経緯、ならびに一次オフライン枠の取り扱いといった課題もあることも踏まえると、一次・二次①の商品集約については実施しない方向性が合理的と考えられるのではないか。

(参考) 調整力公募(電源 I -a)の細分化

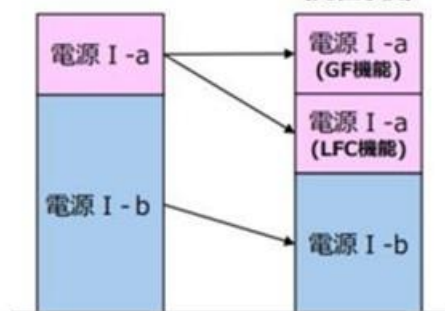
38

調整力公募(電源 I -a)の細分化について

13

- 周波数制御にはGF機能とLFC機能が必須であり電源 I -aの要件とされているものの、沖縄エリアにおける電源 I -aの必要量は最低限必要なGF必要量としており、LFC必要量については電源 II の余力のみで確保している。
- 周波数制御にはGF機能およびLFC機能の双方を適切な量確保する必要がある、**LFC必要量を今後も確実に確保するためにも、LFCについても電源 I として確保することが望ましいと考えられる。**
- 以上から、**電源 I -aを細分化し、GF機能とLFC機能それぞれを電源 I として確保すること**としてはどうか。

現在の電源 I 公募

沖縄エリア公募
(見直し後)

(参考) 2023年度向け調整力公募の要件

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスピーク・高速発動		ロースピーク・低速発動
電源 I	【I-a】 周波数制御用 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I-b】 3次調達不足への対応として算定的に調達 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【I'】 需給象対応用 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【II-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【II-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可※ ・最低容量：0.5万kW	【II'】 ・発動時間：45分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
	【I-a (GF機能)】 ・発動時間：〇〇 ・周波数制御機能（GF）あり ・自端制御	【I-a (LFC機能)】 ・発動時間：〇〇 ・周波数制御機能（LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可	※事務局にて作成要件の詳細については、今後検討

- なお、要件が近い二次①および二次②の商品集約については、二次②が前述のとおり、二次②・三次①・三次②の集約商品に包含される（できる）ことを踏まえると、商品集約の検討（論点）自体が不要になった。

40

- 前回議論において、二次①・二次②の商品集約について、揚水や蓄電池の経済的活用の観点から、その他の論点と並行して検討を進めてはどうかとご示唆をいただいたところ。
- この点、同時市場移行後はリソース並列を要件として定める必要がなくなることから、二次①・二次②を集約せずとも、揚水や蓄電池等の二次①での活用（経済的活用）は可能と考えられる。
- また、ここまでの議論において、二次②が三次インセンティブ案に包含される（できる）ことを踏まえると、そもそも集約対象の商品（二次②）が存在しなくなるため、二次①・二次②の集約（論点）自体が不要となるか。

46

- 二次①（LFC）および二次②（EDC）は制御機能や商品の設計目的自体が異なること、ならびに前述の三次①インセンティブ案を採用した場合、そもそも商品集約の検討対象となる商品（二次②）がなくなることから、本論点（二次①および二次②の商品集約）については、三次①インセンティブ案の結果も踏まえた上で、深掘り検討することとはおよび。

[illegible]

出所〕第2回所収資料の検討から整理した。〔2013年4月27日〕 資料5-2-1

28

- 今後、商品区分の見直しに係る検討を実施するにあたり、前提となる現行の商品区分および要件（将来的に要件変更が予定されているものは赤字）は下表のとおり。
- また、同時多発移行行為は、一般送配電事業者がSCUCを実施する（実質的に起動停止権を一般送配電事業者が持つ）ことから、要件として（事業者側が行動した）と判断可能な決定する必要はないと見られるのではないかと。

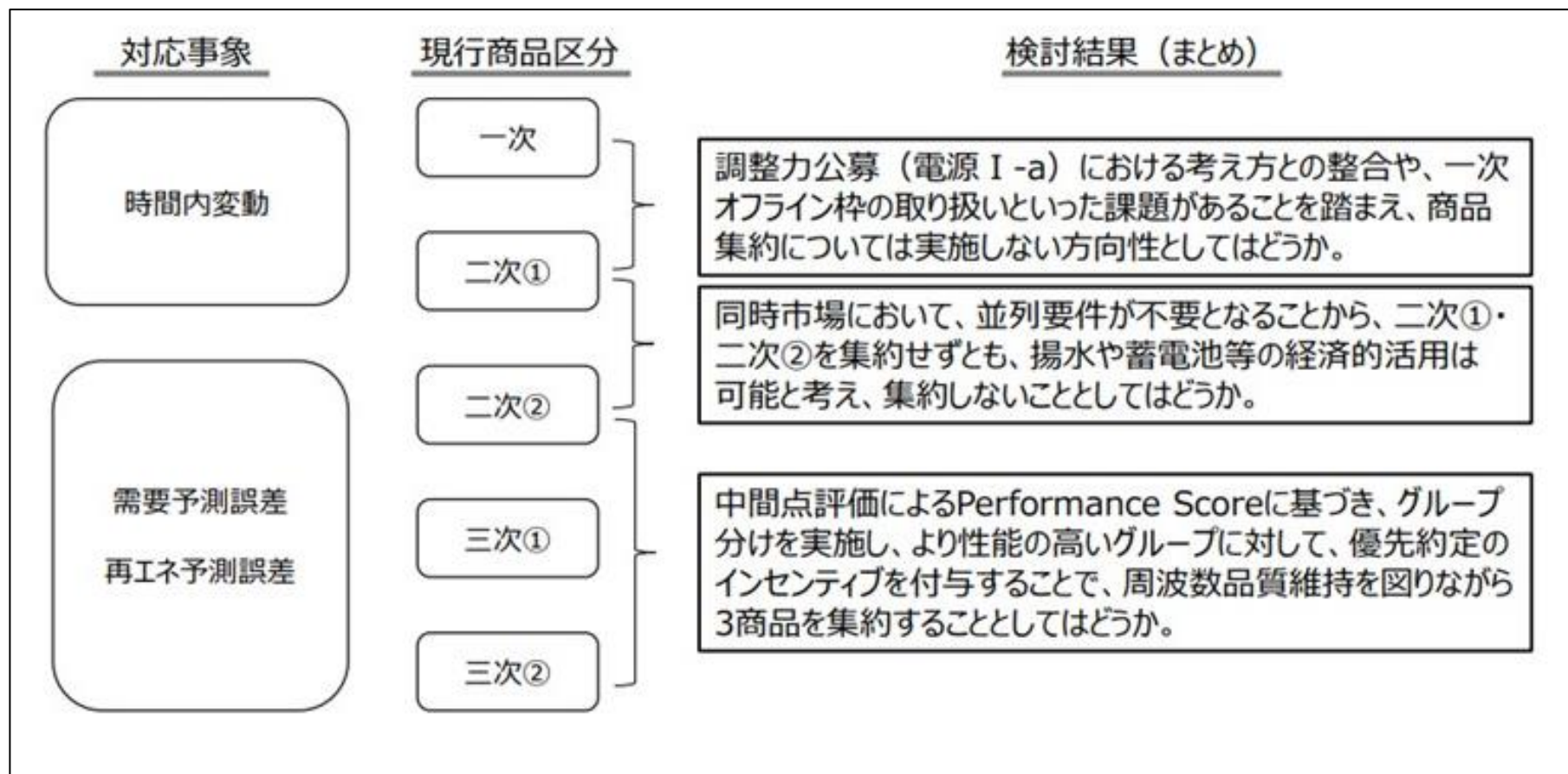
	一歩進歩力	二歩進歩力	三歩進歩力	四歩進歩力	五歩進歩力
	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Reserve (SFR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Apportionment Reserve for F2T (AR)	Apportionment Reserve for F2T (AR-F2T)
自由・制御	オフライン (オフライン)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (二歩進歩力に準ずる)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回復	常時待機 (F2Tに準ずる(下層))	常時待機	常時待機 2段階 (常時待機から3段階へ)	常時待機 2段階 (常時待機から3段階へ)	常時待機 2段階 (常時待機から3段階へ)
入札時間単位	30秒単位 ¹⁾	30秒単位 ¹⁾	30秒単位 ¹⁾	30秒単位 ¹⁾	30秒単位 ¹⁾
支払時間	10分以内 ²⁾	10分以内 ²⁾	10分以内 ²⁾	10分以内 ²⁾	45分以内 ²⁾
継続時間	5分以内 ³⁾	30分以内 ³⁾	30分以内 ³⁾	30秒単位 ³⁾	30秒単位 ³⁾
出力単位	10MW	10MW	10MW	10MW	10MW
出力範囲	～ (10MW制御)	0.5～10MW	常時待機・数秒～数分 (常時待機から3段階へ) (1MW)	常時待機・数秒～数分 (常時待機から3段階へ) (1MW)	30分
監視範囲	1～数秒 ⁴⁾	1～5秒程度	常時待機・1～5秒程度 (常時待機から3段階へ) (1秒)	常時待機・1～5秒程度 (常時待機から3段階へ) (1秒)	1～30分 ⁴⁾
通信可能数	10MW出力能力を有する発電所を10MW出力能力の上限として1台	10MW出力能力を有する発電所を10MW出力能力の上限として1台	50MW出力能力を有する発電所を50MW出力能力の上限として1台 (オフライン(常時待機)から入札)	150MW出力能力を有する発電所を150MW出力能力の上限として1台 (オフライン(常時待機)から入札)	450MW出力能力を有する発電所を450MW出力能力の上限として1台 (オフライン(常時待機)から入札)
参加入札数	027台(常時待機から10MW)	50台 ⁵⁾	50台 ⁵⁾ (常時待機から3段階へ) (10MW)	50台 ⁵⁾ (常時待機から3段階へ) (1MW)	50台 ⁵⁾ (常時待機から3段階へ) (1MW)
支払額 (入札単位)	10W	10W	10W	10W	10W

[illegible]

出所) 第55回調整力の細分化及び広域連携の技術的検討に関する作業会(2023年11月9日)資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/jinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2023/chousei_sagyoukai_55_haifu.html

出所) 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(2024年1月12日)資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/jinkai/chouseirivoku/sagvokai/2023/files/chousei_sagvokai_58_02.pdf

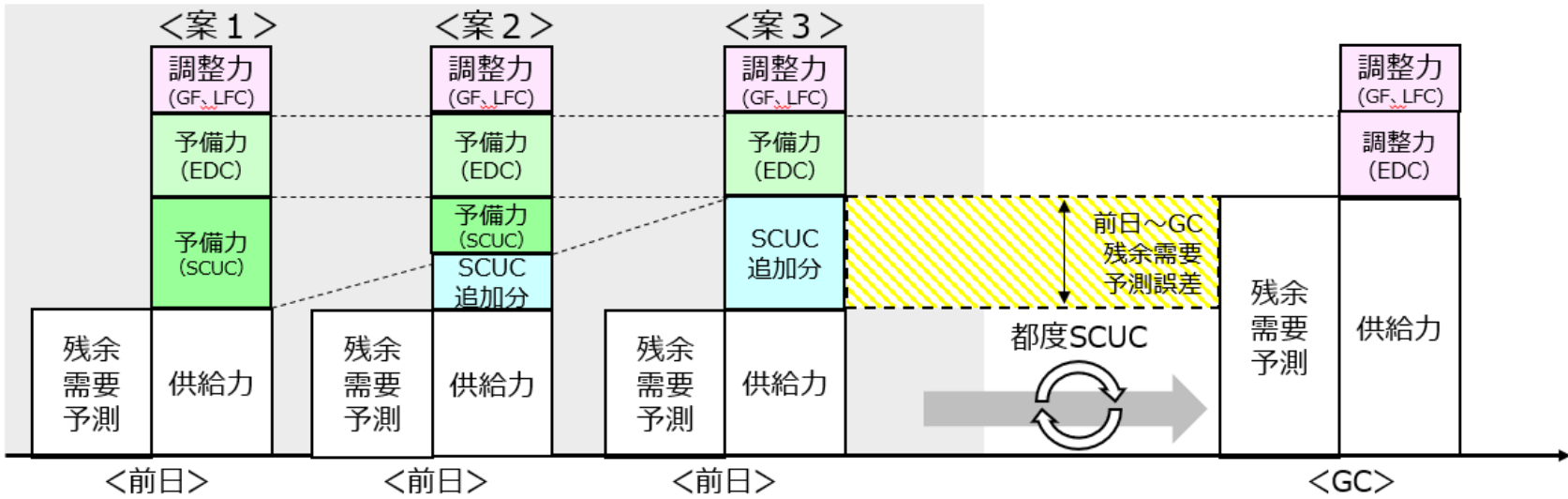
- 今回、SCUCロジックの計算負荷軽減等の観点から、商品区分の見直し（商品集約）について検討が行われた。
- これまでの検討結果をまとめると以下のとおりとなり、インセンティブ設計の詳細等について一部継続検討が必要な点はあるものの、**技術的には現行の5商品から3商品（一次、二次①、二次②・三次①・三次②の3商品）に商品を集約する方向性**が考えられるところ。



1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

- 商品の必要性については、同時市場（イメージ②）においても、平常時の時間内変動および電源脱落（瞬時）は現行と大きく変わらないとした一方で、予測誤差については現行と大きく変更があることから、主に予測誤差（残余需要予測誤差）必要量算定の考え方について検討が行われた。
- 具体的には、SCUCにより起動可能なユニット（SCUC追加分）がどの程度存在するかによって、予備力の必要量が変わり得ることから、以下3案に分けて、必要量の試算が行われた。

＜予備力必要量案のイメージ＞



- 案 1：SCUC追加分は存在しないとする案
「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の全量」
- 案 2：SCUC追加分が一定程度存在するとする案（案 1、3 の中間案）
「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の一部」
- 案 3：SCUC追加分が十分存在するものとする案
「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当」

- 同時市場（イメージ②）における必要量について、一定の前提条件の下、試算結果をまとめると下表のとおり。

■

現時点で同時市場（イメージ②）に移行した場合の必要量（規模感）としては、現行必要量の50～80%程度と考えられ、前述の予備力必要量（SCUC追加分）の考え方によって大きく左右すると考えられるところ。

【各商品必要量（規模感）の試算結果（東京・中部・関西3エリアの合計値）】

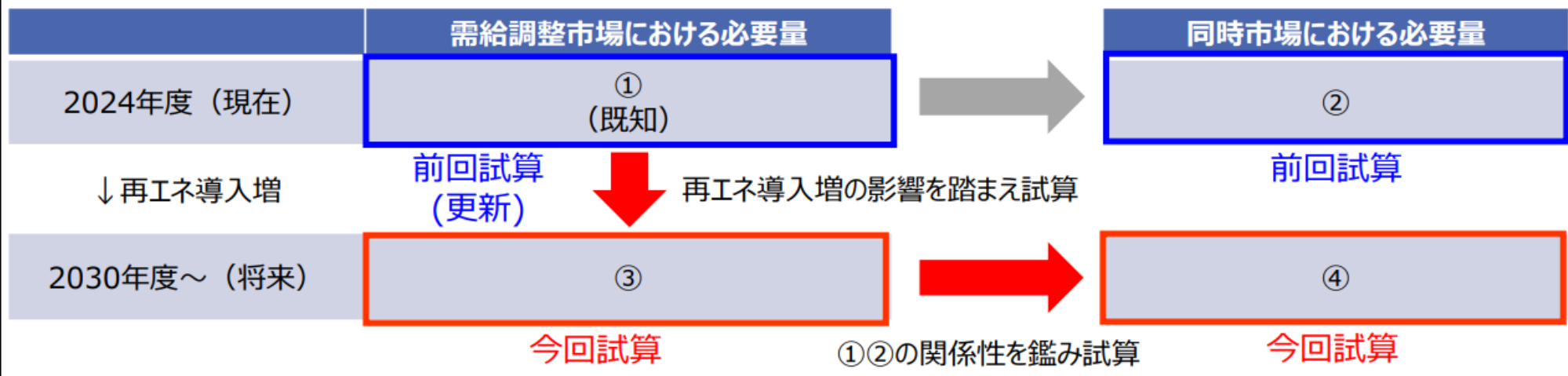
赤字…現行の需給調整市場からの変更点

対応する事象	需給調整市場		同時市場	
	必要量算定式	必要量[MW]	必要量算定式	必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」 の3σ相当値（一次）	600（一次）	現行と同様	600（同左）
時間内変動 (短周期成分)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」 の3σ相当値（二次①）	400（二次①）	現行と同様	400（同左）
需要予測誤差※	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」 の3σ相当値（二次②） +	合計：9,000 (内訳) 2,300（二次②） +	「GC以降の残余需要 予測誤差30分平均値」 の3σ相当値 +	合計：3,400～7,900 (内訳) 3,400 +
再エネ予測誤差	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する 量の差」の3σ相当値（三次①） +	4,800（三次①） +	「前日～GCの 残余需要誤差30分 平均値」 の3σ相当値	0～4,500 (SCUC追加分見合い)
	「前日予測値－実績値」の3σ相当値－「GC後 予測値－実績値」の3σ相当値（三次②）	1,900（三次②）		
電源脱落 (瞬時)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（一次） + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値（二次①）	2800 (内訳) 1,400（一次） + 1,400（二次①）	現行と同様	2,800（同左）
電源脱落（継続）	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（三次①）	1,400	－（不要）	0
必要量合計	－	14,200	－	7,200～11,700

※ 今後、効率的な調達（「3σ」→「1σ+追加調達」）が開始予定であり、本試算結果はあくまで市場構造上の必要量（規模感）の差異であることに留意が必要。

- なお、前頁の試算は、あくまでも同時市場における必要量の規模感（ならびに低減効果）の把握や、前述の商品区分見直しの検討に役立てることを目的とした試算であり、具体的には、下表における現在（2024年度）の需給調整市場での必要量（下表①）をベースとし、現時点で同時市場への移行を実現したと仮定した場合の必要量（下表②）を比較したものとなる。
- この点、今後の同時市場の導入に係る便益試算等を実施するために、**将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での将来必要量の試算**が必要であることから、前述の商品区分見直しの検討結果等を踏まえつつ、下表③、④の試算が行われた。

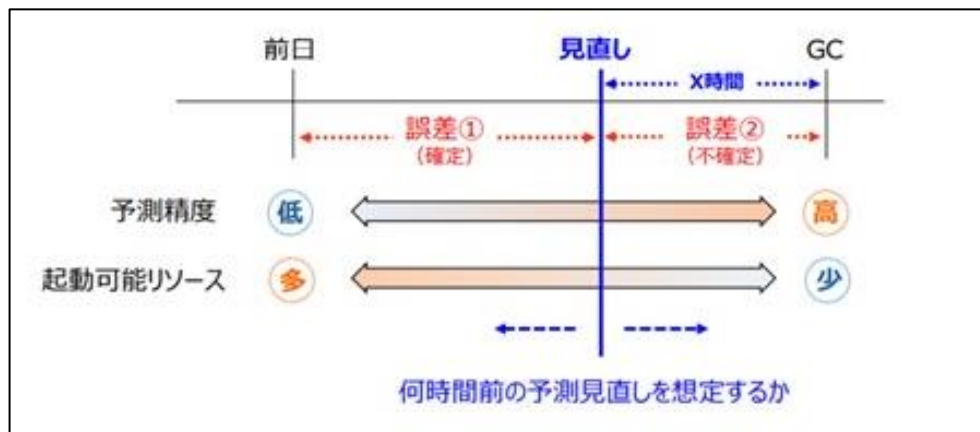
＜今回の必要量試算の位置付けについて（イメージ）＞



- 将来的な必要量に係る試算の前段として、まず予備力の必要量について追加検討が行われた。
- 前回報告においては、予備力必要量としてSCUC追加分をどう考えるかにより、3案が考えられると整理されたところ、案の絞り込みにあたっては、安定供給の観点からは予備力が不足しないよう、コストの観点からは予備力を過剰調達しないよう、前日時点での確保量の検討を進めることが重要。
- この点、GCに近づけば近づくほど予測精度は向上する一方、起動可能なリソースは減少することを踏まえて、ケーススタディが実施され、予備力の必要量としては、GC以降のEDC必要量相当に加え、「前日からGCの残余需要予測誤差の30%程度を確保する（案2）」ことが安定供給・コストの両面から現時点では適切である※と整理された。

※ 今後、仮に同時市場の導入が決まり、将来の運用開始が近づいてきた際には、電源態勢（リソースの起動特性）が変わっていることも考えられるため、改めて確認する必要がある。

〈予測精度と起動可能リソースの関係性イメージ〉



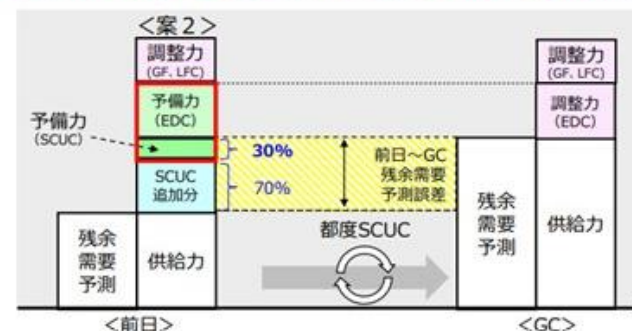
〈予備力必要量のイメージ〉

【予備力必要量の考え方（算定式）】

案2：SCUC追加分が一定程度存在する案（案1、3の中間案）

「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の一部」

⇒ 「予備力必要量 = GC以降のEDC必要量相当 + 前日からGCの残余需要予測誤差の30%」



(論点①) 予備力必要量の考え方 ～ リソースの起動特性 (2/2) ～

13

- 需給状況により追加起動が行われる蓋然性が高い火力※1・水力（揚水含）に関する起動時間を確認したところ、総容量に対して、3時間後には50%程度、6時間後には70%程度のリソースが起動可能との結果になった。
- 言い換えれば、3時間前では50%程度、6時間前では30%程度のリソースの起動が間に合わないこととなる。

※1 石炭火力については起動停止の蓋然性が低いため除外、また定検等も稀頻度のため除外した。

【火力・水力リソース起動特性】

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動可能リソース			
			3時間後		6時間後	
			割合※2	容量	割合※2	容量
石油・ガス・揚水	117GW	—	53%	62GW	69%	81GW
コンバインド式 ガス火力	46GW	日次停止	81%	37GW	87%	40GW
		週末停止	34%	16GW	71%	33GW
		平均	58%	26GW	79%	36GW
汽力式 ガス火力	30W	日次停止	19%	6GW	45%	14GW
		週末停止	0%	0GW	18%	5GW
		平均	10%	3GW	32%	9GW
石油火力	9GW	日次停止	19%	2GW	66%	6GW
		週末停止	0%	0GW	8%	1GW
		平均	10%	1GW	37%	3GW
水力・揚水	32GW	—	100%	32GW	100%	32GW

※2 総容量に占める割合

出所) 第62回制度設計専門会合(2021年6月29日)資料7をもとに事務局で作成
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/062_07_01.pdf

出所) 第60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(2024年2月7日)資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2023/files/chousei_sagyoukai_60_02.pdf

(論点①) 予備力必要量の考え方 ～ ケーススタディ (1/4) ～

15

- これらリソースの起動特性を踏まえたうえで、予備力必要量の最適化の観点から、下記的前提条件の下、Xを6時間および3時間とした場合のケーススタディを行い、予備力必要量の考え方について検討を行った。

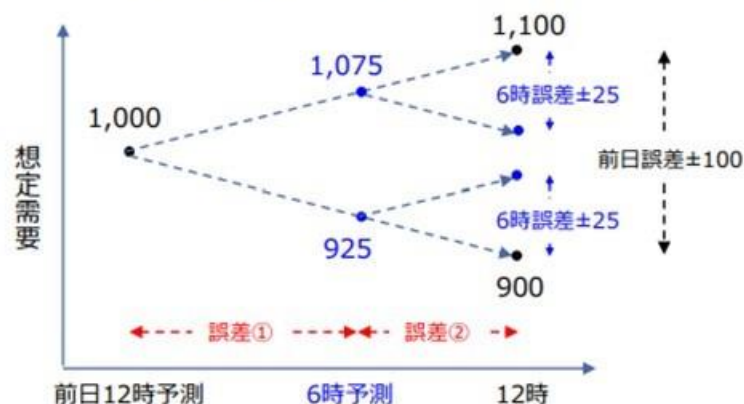
【前提条件 (共通)】

- ・GC時刻：当日12時
- ・前日12時時点の想定需要 (24時間前)：1,000
- ・前日12時以降の予測誤差： ± 100

【ケース①】
X=6時間の場合【ケース②】
X=3時間の場合

【当日6時見直し (6時間前)】

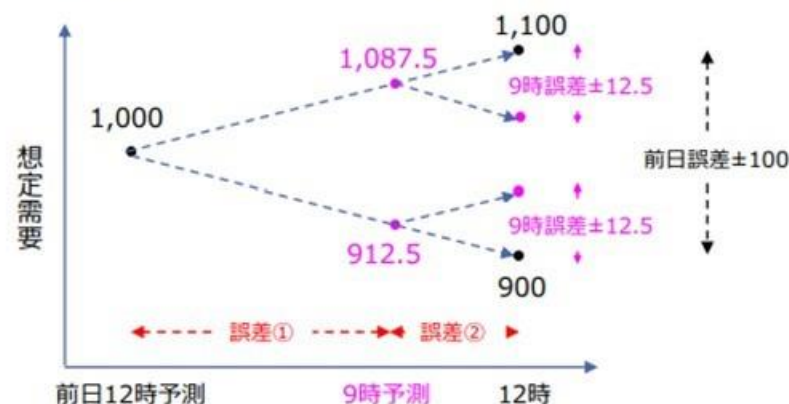
- ・6時時点の想定需要：925～1,075^{※1}
- ・6時以降の予測誤差： ± 25 ^{※1}
- ・6時時点の起動可能リソース：70%



※1 既に前日予測誤差の $\pm 75\%$ 相当の誤差が発生したと仮定

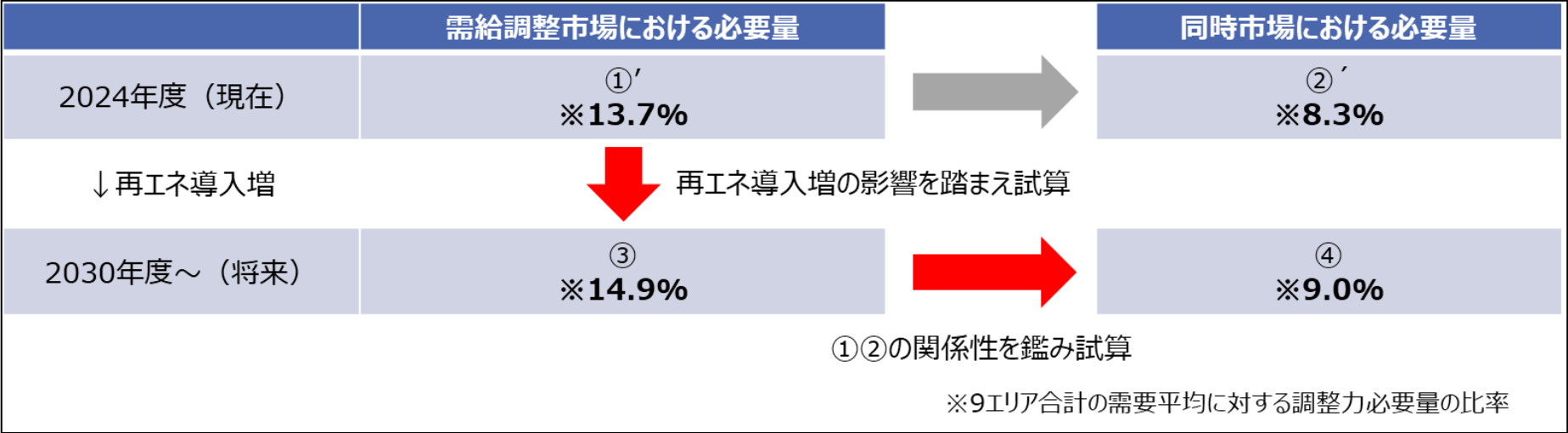
【当日9時見直し (3時間前)】

- ・9時時点の想定需要：912.5～1,087.5^{※2}
- ・9時以降の予測誤差： ± 12.5 ^{※2}
- ・9時時点の起動可能リソース：50%



※2 既に前日予測誤差の $\pm 87.5\%$ 相当の誤差が発生したと仮定

- 前述の予備力の必要量の整理等を踏まえて、試算のベースとなる現在の需給調整市場における必要量（①）や同時市場における必要量（②）の試算値を更新（①'、②'）した上で、将来的な必要量について検討を実施。
- 将来的な需給調整市場における必要量（③）試算にあたっては、①'の試算値をベースとして、必要量のエリア毎の変化割合（2030年における需要・再エネ想定を踏まえた2019年時点必要量からの倍率）を用いて、各事象毎に必要な調整力必要量の試算を実施。そのうえで、複合約定ロジックならびに効率的な調達の導入による補正（足元の低減の取組みの効果）を加え、③の試算が行われた。
- また、将来的な同時市場における必要量（④）については、①と②における必要量の変化率を③に乗ずることにより試算が行われた。
- 調整力必要量の比率としては「領域①'：13.7%」「領域②'：8.3%」「領域③：14.9%」「領域④：9.0%」となり、**再エネの導入量が増加する中で調整力必要量の増加が見込まれるが、同時市場への移行（追加起動の仕組みや計画基準の変更、商品集約といった前提条件の変更）によって低減可能といった結果が得られた。**



現在の需給調整市場における必要量(領域①)のデータ更新(1/2)

27

- 現在(2024年)の需給調整市場における必要量(領域①)の試算において、第56回本作業会では規模感の把握のため、一部エリア(東京・中部・関西)での算定とし、また一次～三次①(週間商品)および電源脱落については2021年度データをもとに算出した必要量を採用していた。
- 今回、領域③ならびに領域④を算定するにあたり、改めて、9エリア対象ならびに最新(2022年度)データをもとに、領域①のデータ更新を行った。

【現在(2024年)の需給調整市場における必要量(領域①)の変更点】

項目	需給調整市場における商品区分	第56回本作業会	今回試算
エリアの拡大	全商品	東京・中部・関西 エリア	9エリア
必要量算出における過去実績	一次～三次① (電源脱落成分含む)	2021年度実績値	2022年度実績値

※ 一次～三次①については効率的な調達(「3σ」→「1σ+追加調達」)の取組があるが、別途考慮するため、領域①の試算においては未考慮とする。

現在の需給調整市場における必要量(領域①)のデータ更新(2/2)

28

- 現在の需給調整市場における必要量(領域①)のデータ更新結果(以下、領域①'という。)は以下のとおり。
- 以降の検討においては、領域①'を元に検討を進めていく。

対応する事象	第56回本作業会	変更点	更新後	※参考 (3エリア) 単独必要量
	必要量[MW]		必要量[MW]	
時間内変動 (極短期成分)	600 (一次)	・3エリアから9エリアへ拡大 ・データの最新化 (2022年度実績)	1,100 (一次)	600 (一次)
時間内変動 (短期成分)	400 (二次①)		800 (二次①)	400 (二次①)
需要予測誤差	2,100 (内訳) 2,300 (二次②) + 4,800 (三次①)		12,000 (内訳) 4,500 (二次②) + 7,500 (三次①)	2,500 (内訳) 2,500 (二次②) + 5,000 (三次①)
再エネ予測誤差	1,900 (三次②)	・3エリアから9エリアへ拡大	3,800 (三次②)	1,900 (三次②)
電源脱落 (瞬時)	2,800 (内訳) 1,400 (一次) + 1,400 (二次①)	・3エリアから9エリアへ拡大 ・データの最新化 (2022年度実績)	4,400 (内訳) 2,200 (一次) + 2,200 (二次①)	2,800 (内訳) 1,400 (一次) + 1,400 (二次①)
電源脱落(継続)	1,400	・3エリアから9エリアへ拡大 ・データの最新化 (2022年度実績)	2,200	1,400
必要量合計	14,200		24,300	14,600

(参考) 現在の需給調整市場における必要量(領域①')の補正

36

■ また、領域①'について、領域③と同様に複合約定ロジックおよび効率的な調達による補正を踏まえると、領域①'は以下のとおりとなる。

対応する事象	現在の需給調整市場における必要量 (領域①') [MW]	複合約定を考慮した 領域①'必要量[MW]	複合約定・効率的な調達を考慮した 領域①'必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	1,100 (一次)	9,700 (複合3σ)	
時間内変動 (短周期成分)	800 (二次①)		
需要予測誤差	12,000 (内訳) 4,500 (二次②) + 7,500 (三次①)		
電源脱落 (瞬時)	4,400 (内訳) 2,200 (一次) + 2,200 (二次①)	同左	9,800
電源脱落 (継続)	2,200	同左	
一次～三次① (異常時対応含む) 必要量合計	20,500	16,300	
再エネ予測誤差	3,800 (三次②)	同左	同左
領域① 必要量合計	24,300	20,100	13,600

※ 調整力の効率的な調達を考慮して、0.6倍

(参考) 領域①'、領域②'の9エリア需要に対する調整力必要量の比率

41

■ また、領域③、④との比較のため、領域①'、②'についても9エリア需要に対する調整力必要量の比率を算出した。
■ なお、領域②'については、対象エリア等、領域③、④と前提が異なるため、今回の試算で修正をした領域①'に対し領域④同様の必要量の変化割合(0.6倍)を用いて算出することとした。
■ 本試算結果として、現在(2024年)の9エリア合計の需要(平均 0.99億kW)に対する調整力必要量の比率については、領域①'で13.7%、領域②'で8.3%となった。

対応する事象	領域①' (需給調整市場) 必要量[MW]	領域②' (同時市場) 必要量[MW]
時間内変動 (極短周期成分)	9,800 (複合約定ロジック・効率的な調達による補正後)	
時間内変動 (短周期成分)		
需要予測誤差		
電源脱落 (瞬時)	3,800 (三次②)	8,200 (複合約定ロジック・効率的な調達による補正後)
電源脱落 (継続)		
再エネ予測誤差		
必要量合計[MW]	13,600	8,200
将来需要に対する 調整力の比率[%]	13.7%	8.3%

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※1 第56回本作業会における需給調整市場(領域①)から同時市場(領域②)への必要量の変化割合で補正

将来の需給調整市場における必要量(領域③)の試算(1/5)

29

- 2030年度前後の導入が見込まれる同時市場に係る便益の試算等を実施するためには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での必要量試算が必要となるため、まずもって、再エネ導入の増加を踏まえた2030年頃の需給調整市場における必要量(領域③)の試算を行った。
- また、試算を行うにあたり、前提条件(将来の想定方法)については以下のとおりとした。
 - 第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2023年3月22日)において、2019年時点から2030年時点の一次～三次①必要量の変化割合が推計されているため、これを用いて現在の需給調整市場における必要量(領域①')をベースに、必要量の変化割合で補正することで、領域③を算出した。
(領域①'は2022年度をもとに算出した必要量であり、第84回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会では2019年度をベースとしているため、設備量変化を過大に考慮した(リスク目的)試算となる点に留意)
 - 続いて、電源脱落については単機最大脱落量に依存するが、再エネ導入の増加があったとしても、大きく規模感是不変わらぬとの前提に立ち、据え置きとした。
 - また、第92回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2023年10月16日)においては、2021年度以降の2カ年実績を踏まえると三次②募集量は増加しておらず、なおかつ、効率的な調達等の取り組みにより今後必要量が減少する可能性もあることから、2030年度の三次②必要量は2023年度必要量の3σを据え置きとしていることを踏まえ、三次②必要量については領域①'の値のままとした。

(参考) 将来の調整力必要量の変化について(1/2)

31

- 将来の調整力必要量の変化について、各エリア別の割合は下表のとおり。
- なお、本試算は第6次エネルギー基本計画における2030年度想定需要や再エネ導入量(2030年度の野心的水準)を使用している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
将来の調整力必要量の変化割合(2030年/2019年)	1.4	1.6	0.97	1.1	1.5	0.8	1.1	1.5	1.5

(2) コストメリットの試算について
【検討範囲の前提条件について】(2) コストメリットの試算について
【検討範囲の前提条件について(調整力必要量)】

- 電圧変動の設備対策は、相応の需要が必要となること、および、新設大型送電設備と受電設備との間で電圧変動を抑制する観点から、2030年度想定需要の範囲でシミュレーションを実施した。
- 設備利用には、第6次エネルギー基本計画における2030年度想定需要や再エネ導入量(2030年度の野心的水準)を使用し、再エネ以外の設備量は供給計画における2030年度の値を使用した。

- 需給シミュレーションに設定する調整力必要量については、検討範囲の再エネ導入量を踏まえ、再エネの予測需要と時間内変動を算出した上で算定する。
- 検討範囲の再エネの予測需要と時間内変動については、第72回本委員会(2022年4月12日)で整備した「将来の再生可能エネルギー導入拡大に伴う調整力の検討」で用いた推計方法と同様に算定した。

2030年度想定需要の範囲で電圧変動を抑制する設備の必要量

エリア	設備容量(MW)	設備数(台)	設備単価(万円/台)	設備総額(億円)
北海道	10,000	100	100,000	10,000
東北	15,000	150	100,000	15,000
東京	5,000	50	100,000	5,000
中部	12,000	120	100,000	12,000
北陸	8,000	80	100,000	8,000
関西	3,000	30	100,000	3,000
中国	6,000	60	100,000	6,000
四国	4,000	40	100,000	4,000
九州	7,000	70	100,000	7,000
合計	70,000	700	100,000	70,000

(1) 調整力必要量の推計について
【調整力必要量の推計方法について】

■ 調整力必要量の推計は、調整力必要量の推計方法に基づき、以下の調整力必要量を算定する。

調整力必要量の推計方法

- 調整力必要量の推計は、調整力必要量の推計方法に基づき、以下の調整力必要量を算定する。
- 調整力必要量の推計は、調整力必要量の推計方法に基づき、以下の調整力必要量を算定する。
- 調整力必要量の推計は、調整力必要量の推計方法に基づき、以下の調整力必要量を算定する。

将来の需給調整市場における必要量(領域③)の試算(2/5)

30

- 前述の前提条件(将来の想定方法)を踏まえた、将来の需給調整市場における必要量(領域③)の試算結果については、以下のとおり。

対応する事象	現在の需給調整市場における必要量 (領域①) [MW]	将来の需給調整市場における必要量 (領域③) [MW]
時間内変動 (極短期成分)	1,100 (一次)	1,300 (一次)
時間内変動 (短期成分)	800 (二次①)	1,000 (二次①)
需要予測誤差	12,000 (内訳) 4,500 (二次②) + 7,500 (三次①)	13,800 (内訳) 5,400 (二次②) + 8,400 (三次①)
再エネ予測誤差	3,800 (三次②)	3,800 (三次②)
電源脱落 (瞬時)	4,400 (内訳) 2,200 (一次) + 2,200 (二次①)	4,400 (内訳) 2,200 (一次) + 2,200 (二次①)
電源脱落(継続)	2,200	2,200
必要量合計	24,300	26,500

※1 将来の調整力必要量の変化割合で補正
※2 領域①から掘り置き

将来の需給調整市場における必要量(領域③)の試算(5/5)

35

- 前述の複合約定ロジックおよび効率的な調達による補正を踏まえると、領域③の試算結果は以下のとおり。

対応する事象	将来の需給調整市場における必要量 (領域③) [MW]	複合約定を考慮した 領域③必要量[MW]	複合約定・効率的な調達を考慮した 領域③必要量[MW]
時間内変動 (極短期成分)	1,300 (一次)	11,300 (複合3σ)	
時間内変動 (短期成分)	1,000 (二次①)		
需要予測誤差	13,800 (内訳) 5,400 (二次②) + 8,400 (三次①)		
電源脱落 (瞬時)	4,400 (内訳) 2,200 (一次) + 2,200 (二次①)	同左	10,700
電源脱落(継続)	2,200	同左	
一次～三次① (異常時対応含む) 必要量合計	22,700	17,900	
再エネ予測誤差	3,800 (三次②)	同左	同左
領域③ 必要量合計	26,500	21,700	14,500

※1 複合約定を考慮して、0.7倍
※2 調整力の効率的な調達を考慮して、0.6倍

将来の同時市場における必要量(領域④)の試算(1/2)

37

- 最後に、これまでの試算結果を踏まえ、2030年頃の同時市場における必要量(領域④)の試算を行った。
- また、試算を行うにあたり、前提条件(将来の想定方法)については以下のとおりとした。
 - 需給調整市場から同時市場といった市場構造の変化に伴う必要量の規模(低減効果)は、大きくは変わらないと考えて、現在の需給調整市場(領域①)から同時市場(領域②)への必要量の変化割合で補正する。
 - この際、前述のとおり、予備力必要量は案2(30%)としたことに伴い、変化割合は0.6となる(次頁参照)。
 - 複合約定ロジックの低減効果については、第58回本作業会でお示したとおり、同時市場における簡易複合約定ロジックは、需給調整市場における複合約定ロジックと同程度の必要量低減効果が期待できるとしたため、今回の試算においても、同様の低減効果があると見做した(上の変化割合は変わらない)。
 - また、調整力の効率的な調達については、当初は少なめに調達しておき、不足すると見込まれる場合は、以降の断面で追加調達する仕組みであり、詳細方法は今後の検討となるが、同時市場(前日以降も都度SCUC)においては、不足予見性や追加調達はより一層実施しやすくなる(効率的な調達は可能)と考えられることから、本試算においても、効率的な調達による必要量低減効果があると見做した(上の変化割合は変わらない)。
 - ΔkW確保エリアの拡大については、不等時性により必要量が低減する方向と考えられるが、どの程度低減するかについては現時点の算定が難しいため、本試算では織り込まないこととした。

将来の同時市場における必要量(領域④)の試算(2/2)

40

- 前述の前提条件を踏まえた、将来の同時市場における必要量(領域④)の試算結果については、以下のとおり。
- 本試算結果として、将来(2030年頃)の9エリア合計の需要(平均 0.97億kW)に対する調整力必要量の比率については、領域③で14.9%、領域④で9.0%となった。

対応する事象	領域③(需給調整市場)必要量[MW]	領域④(同時市場)必要量[MW]
時間内変動(極短期成分)	10,700 (複合約定ロジック・効率的な調達による補正後)	
時間内変動(短周期成分)		
需要予測誤差		
電源脱落(瞬時)		
電源脱落(継続)	3,800(三次②)	
再エネ予測誤差		
必要量合計[MW]	14,500	8,700
将来需要に対する調整力の比率[%]	14.9%	9.0%

※1 需給調整市場(領域①)から同時市場(領域②)への必要量の変化割合と等価

(参考) 現在の需給調整市場(領域①)から同時市場(領域②)への必要量の変化割合

38

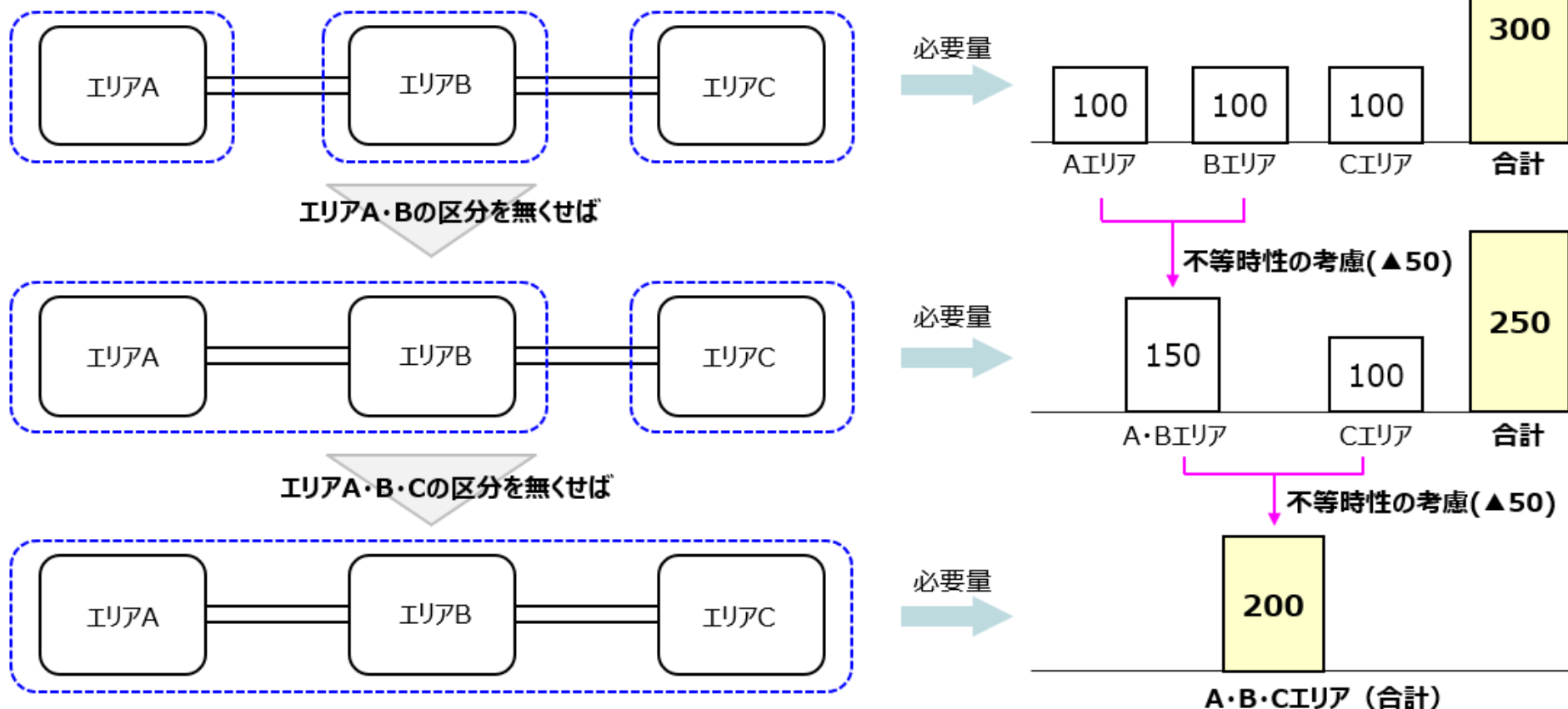
- 第56回本作業会で試算した、現行の需給調整市場の必要量(領域①)と、現行の同時市場の必要量(領域②)との関係性から、必要量の変化割合は、下表のとおり「0.6」となる。

(前日～GCまでの残余需要予測誤差の30%を確保すると整理したことから、予備力として確保する前日～GC予測誤差対応分は1,350MWとした)

対応する事象	第56回本作業会の数値を引用		③→④の試算に必要な数値
	現在の需給調整市場における必要量(①)[MW]	現在の同時市場における必要量(②)[MW]	
時間内変動(極短周期成分)	600(一次)	600(同左)	0.6 $=8,600(②)/14,200(①)$
時間内変動(短周期成分)	400(二次①)	400(同左)	
GC～実需給予測誤差	合計: 7,100(内訳) 2,300(二次②) + 4,800(三次①)	GC～実需給の残余需要予測誤差量 3,400	
前日～GC予測誤差	1,900(三次②) ※再エネ予測誤差のみ	前日～GCまでの予測誤差の30% 1,350(=4,500×0.3) (前日～GCまでの予測誤差は4,500)	
電源脱落(瞬時)	2800(内訳) 1,400(一次) + 1,400(二次①)	2,800(同左)	
電源脱落(継続)	1,400	0	
必要量合計	14,200	8,600	

- 調整力の必要量は、不等時性といった要素が関係することから、 ΔkW 確保エリアならびに関連する発動制限 ΔkW の扱いに関しても、米国および日本の違いを踏まえて検討が行われた。

【確保エリアの分割と必要量イメージ】 青枠： ΔkW 確保エリア



- 具体的に、米国ではN-1事故発生時の潮流解析および制約違反時の補正（SCUCスケジュールの変更）を行う Simultaneous Feasibility Test（SFT）ならびに補正では対応（許容）できない系統制約の発生有無などを基準にΔkW確保エリア（sub-zone）の細分化を行っていることが確認された。
- 一方、現行の日本では「連系線しか混雑が発生していない」かつ「エリア単位の調整力必要量が存在している」ことを前提に、エリア外から広域調達する時のみ、連系線にΔkWマージンを設定することで発動制限を回避しており、米国との違い、ならびに地内混雑発生に伴う将来課題（際限なく細分化）や現行手法の非効率性等が指摘された。

【日米における発動制限ΔkWの対応の違い】

対応する事象		米国		現行の日本（連系線）		同時市場（連系線・地内）	
		判断基準	発動制限 <u>ΔkWへの対応</u>	判断基準	発動制限 <u>ΔkWへの対応</u>	判断基準	対応の方向性
平常時	時間内変動 (極短周期成分)	平常時 運用容量 (110%)	・考慮されていない (平常時運用容量 の瞬時超過であり、 許容されている)	平常時 運用容量 (100～ 130%)	・広域調達時は連系 線 <u>ΔkW</u> マージンを設 定することで、発動 制限を回避 (フリンジと二重確保 になる課題)	平常時 運用容量 (最大 200%)	・フリンジの考え方を 整理することで <u>ΔkW</u> マージン不要 とする方法もあるか
	時間内変動 (短周期成分)				・広域調達時は連系 線 <u>ΔkW</u> マージンを 設定することで、 発動制限を回避		
	予測誤差		・都度のSCUC・ SCEDにより対応 (kWh容量制約 として考慮)				
緊急時	電源脱落 (瞬時)	緊急時 運用容量 (150%)	・SFT補正にて対応 (影響緩和) ・多少の超過は 許容(5分後に SCEDによる潮流 調整で解消)	緊急時 運用容量 (100～ 130%)	・広域調達時は連系 線 <u>ΔkW</u> マージンを 設定しているが、 エリア内調達分が 運用容量を超過 することは割り切り	緊急時 運用容量 (最大 200%)	（考えられる案） ・ <u>ΔkW</u> 送電容量 制約 ・SFTによる厳密な 補正 ・事前マージン確保
	電源脱落 (継続)						

(参考) Δ kW送電容量制約・SFTによる補正・事前マージン確保の違い

36

■ 同時市場における発動制限 Δ kWの取り扱い（検討の進め方）として考えられる各案の違いは下表の通りとなる。

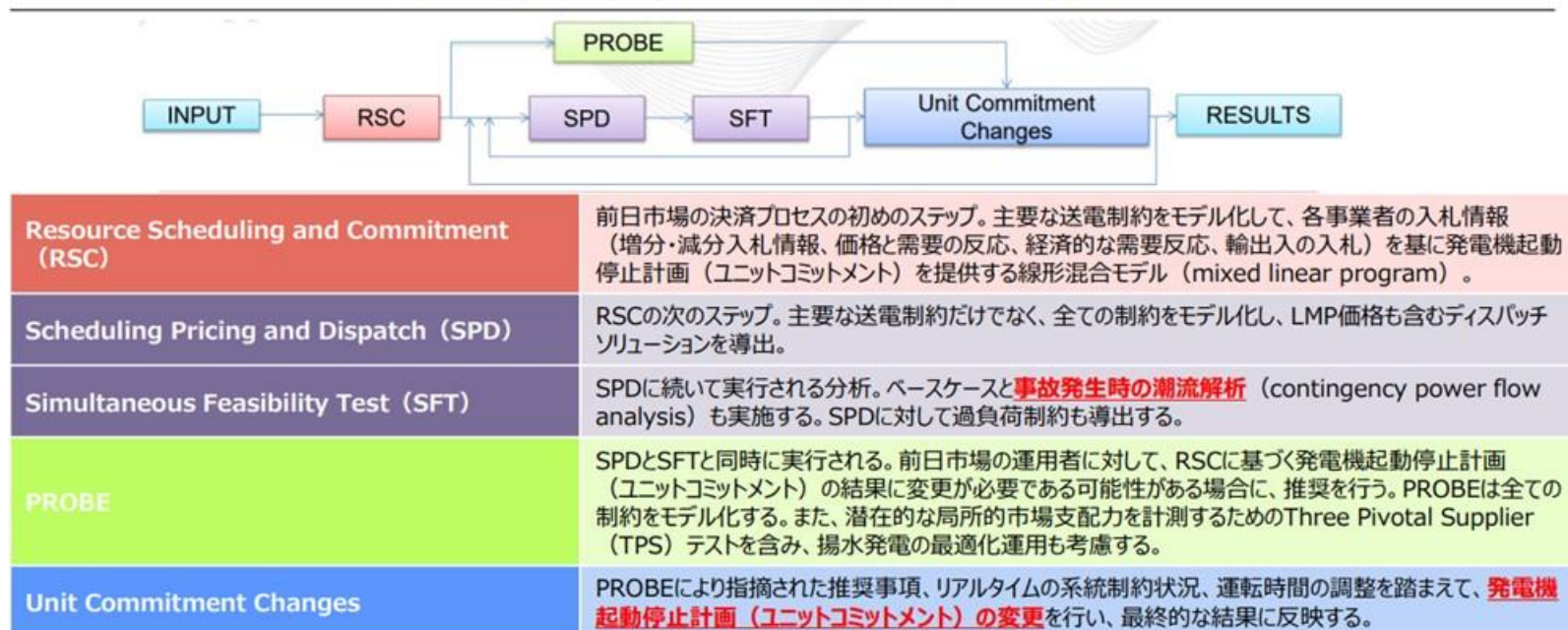
	概 要
Δ kW送電容量制約	平常時・緊急時とも同一の運用容量とすることを前提とし、kWhのみならず Δ kWも含めて送電容量以内に収まるように制約条件を設定したうえで最適化（SCUC・SCED）計算を行う手法
SFTによる補正	平常時・緊急時の運用容量を使い分けることを前提とし、最適化（SCUC・SCED）計算とは別プロセスにおいてN-1事故時等の潮流解析を行い、制約違反時は最適化計算結果を補正する手法（米PJMで採用） なお、最適化（SCUC・SCED）計算における制約条件はkWhのみとなる
事前マージン確保	平常時・緊急時とも同一の運用容量とするものの、事前に Δ kW用のマージンを確保したうえで、制約条件をkWhのみとし最適化（SCUC・SCED）計算を行う手法。なお、 Δ kW発動時はマージンを使用

米PJMにおける前日市場（SCUC）決定プロセスについて

9

- 前日11時に前日市場の入札が締め切られ、前日市場における1時間ごとのSCUCスケジュール（信頼度制約付き起動停止計画）とLMP（地点別の卸電力料金）が決定される。
- このうち、SFT（Simultaneous Feasibility Test）というプロセスにおいて、N-1事故発生時の潮流解析ならびに制約違反時の補正（SCUCスケジュールの変更）等を実施している。

【信頼度制約付き起動停止計画（SCUC）の決定プロセス】



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

出所) PJM「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」をもとに作成

<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180511-special/20180511-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.ashx>

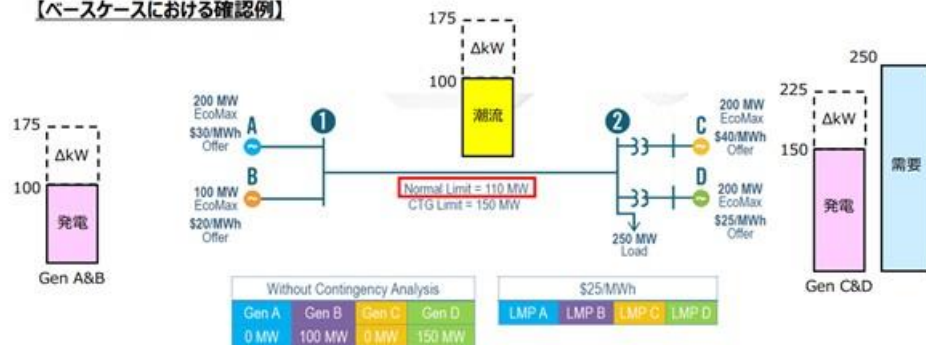
SFT (Simultaneous Feasibility Test) 概要について (1 / 2)

10

- 前述のSFT (Simultaneous Feasibility Test) において実行される「ベースケースと事故発生時の潮流解析 (contingency power flow analysis)」とは、具体的には以下の通り。
- ベースケースでは、経済的な出力配分を行った場合、平常時運用容量※内に収まるかどうかを確認している。

※ 送電線故障 (2回線→1回線) 時に設備損壊しない運用容量 (熱容量の約100%~110%)

【ベースケースにおける確認例】



電力広域的運営推進機関 出所) PJM「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」をもとに作成
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20180311-special/20180311-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.aspx>

SFT (Simultaneous Feasibility Test) 概要について (2 / 2)

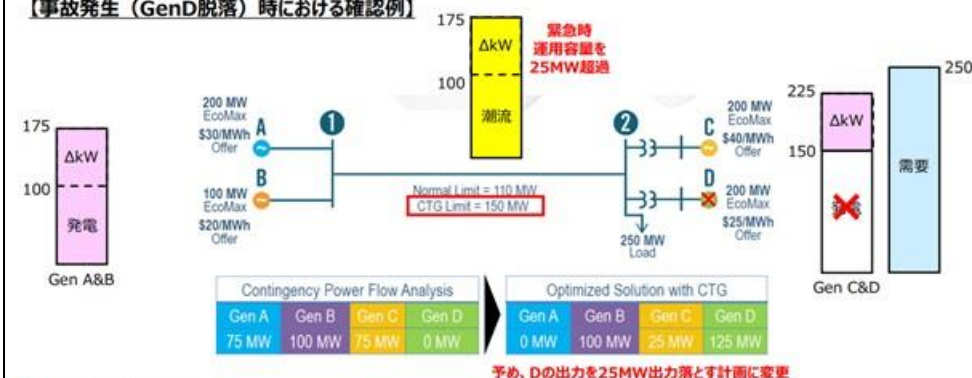
11

- 一方、事故発生時の潮流解析ではN-1事故 (単機ユニット脱落等) 発生時に緊急時運用容量※1内に収まるかどうかを確認している。
- この時、運用容量超過をする場合は、ユニット持ち替え等の補正 (SCUCスケジュールの変更) を行っている。 (ただし、下記の例でも厳密には過負荷解消になっておらず※2、影響緩和した上で割り切っている可能性もある)

※1 送電線故障 (2回線→1回線) 時に設備損壊防止対策が必要となる運用容量 (熱容量の約150%~200%)

※2 抑制した電源D (125MW) が脱落すると、電源Aから約60MW流れ、緊急時運用容量を約10MW超過する。

【事故発生 (GenD脱落) 時における確認例】



電力広域的運営推進機関 出所) PJM「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」をもとに作成
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20180311-special/20180311-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.aspx>

ΔkW確保エリアの細分化について（sub-zoneの設定）

12

- また、米PJMでは、電源脱落成分「Reserve」の発動時にゾーン間送電線が過負荷とならないように、sub-zoneと呼ばれるエリアの概念が存在している（Reserve必要量は、sub-zone毎に単機最大ユニット量等を元に設定）。
- ΔkW確保エリアの細分化（sub-zone設定）の際には、実際に系統制約が発生しているか（ゾーン間として予め分断させておいた方が望ましいか）という観点と、電源脱落時にゾーン内で発生する過負荷の量が負荷遮断を伴うレベル（SFTによる補正が不可能なレベルか）まで至らないかという観点から判断されている。

4.3.1 Locational Aspect of Reserves

Due to transmission security considerations on the PJM system, it is necessary to carry a minimum amount of Synchronized Reserve, Primary Reserve, and 30-Minute Reserve in a specific sub-zone in PJM such that loading 100% reserve will not result in an overload of any of the PJM transfer interfaces. The main goal of procuring locational reserves is to not overload critical transmission constraints when reserves are deployed.

- While PJM can model multiple subzones, only one will be active at any given time.
- 30-minute Reserves will not model a sub-zone by default. In the event one is modeled, it will be communicated to participants via Markets Gateway.
- Active subzones will be communicated to the Market Participants via Markets Gateway.

Analysis to determine the lists of generation and load buses with respect to the defined reserve subzones is performed at least once with each quarterly network model update. The current sub-zone list resulting from this analysis can be found in [pjm.com](https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services) at this link: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services>.

4.3.2 Creation of New Reserve Subzones

As system conditions dictate, PJM may need to model new sub-zones into the Reserve Markets to better support reliable operations and produce market results that are more consistent with system operating conditions. New reserve sub-zones may be defined for constraints in three categories:

- Reactive transfer interfaces (AP South, BED-BLA, etc.)
- 230kV or above actual overload constraint (i.e. Conastone-Peach Bottom 500kV actual overload)
- Contingency overload exceeding the load dump limit on a 230kV or above facility

New reserve sub-zones will be defined as far in advance as possible, but will not be created on a same-day basis. Sub-zones will be modeled each day on a day-ahead basis. Changes to the reserve sub-zone in use can be made after the close of the day-ahead market (including intraday) on an exception basis. Stakeholders will be notified of all switches in the modeled teway as soon as possible. Only one sub-zone will be active in the Markets Gateway application. Reserve sub-zone changes are modeled quarterly coincides with the network model builds.

4.3 Reserve Requirement Determination

PJM models a reserve requirement at the RTO and sub-zonal level in whole MW for each hour of the operating day based on the greatest MW loss of all potential Largest Single Contingencies on the system. The table below describes the reliability and reserve requirements for each Reserve Service.

	Reserve Service		
	Synchronized Reserve (SR)	Primary Reserve (PR)	30-Minute Reserve (30-Min)
Reliability Requirement	<u>Largest Single Contingency</u>	150% of Synchronized Reserve Reliability Requirement	Greater of (Primary Reserve Reliability Requirement, 3000 MW, or largest active gas contingency)
Reserve Requirement	SR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	PR Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement	30-Min Reliability Requirement + Extended Reserve Requirement

出所) PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 122 (2022年10月1日) をもとに作成
<https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>

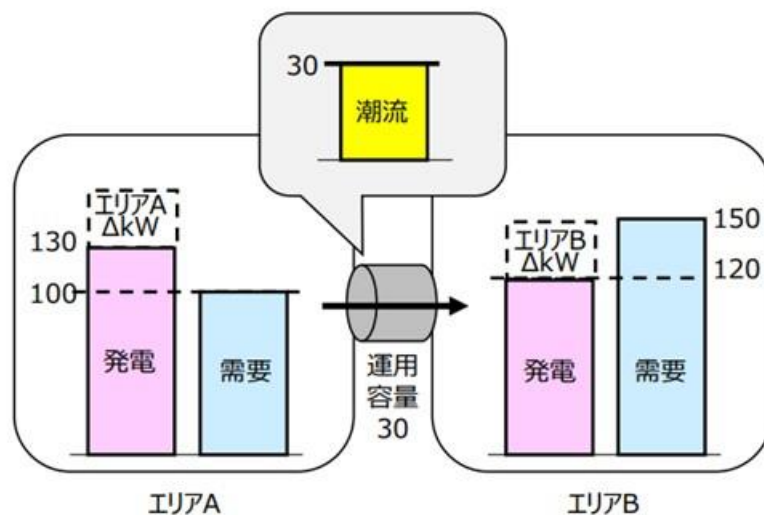
現行の日本における発動制限 ΔkW への対応について

20

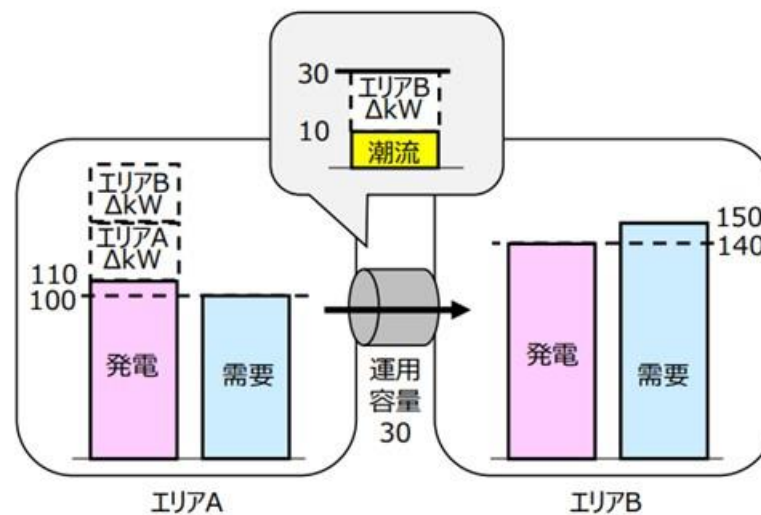
- 現行の日本は、「連系線しか混雑が発生していない」かつ「エリア単位の調整力必要量が存在している」ことを前提に、エリア外から広域調達する際に、連系線に ΔkW マージンを設定することで発動制限を回避している。
- 「調整力必要量をエリア単位に分けてエリア内調達する」というのが、前述の米 PJM における「 ΔkW 確保エリアの細分化 (sub-zone の設定)」と同義であり、 ΔkW 確保エリアを細分化した上で広域調達するというのは、ある意味で日本が先行した (あるいは海外から見ると矛盾した) 取り組みを実施している状態とも言える。

【 ΔkW 確保エリアの細分化】

(必要量をエリア単位に分け、エリア内調達)



【調整力の広域調達】

(連系線 ΔkW マージン設定し、発動制限回避)

- 日本は今後、ノンファーム型接続とN-1電制を同時適用していくことから、同時市場の実現が想定される2030年頃においては、平常時運用容量200%で地内混雑が発生することも考慮して検討する必要がある。

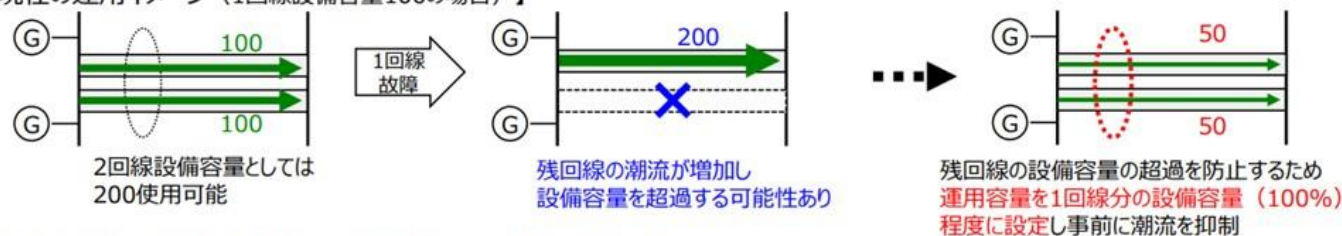
(参考) N-1電制適用後の運用イメージ

35

- 熱容量等によって運用容量が決まる※2回線送電線における平常時の運用容量は、1回線故障発生時においても残回線の設備容量を超過しないように設定されている。このため、2回線送電線であっても、1回線分の設備容量(100%)程度が運用容量として設定されている。
- 一方、N-1電制適用後においては、1回線故障発生時に残回線の設備容量を超過しないように電源制限(潮流抑制)を行うことを前提に、現行の平常時の運用容量を拡大(2回線設備容量を超えない範囲)したうえで運用を行うこととなる。
- このため、2回線分の設備容量を使用することが可能となり、現在の平常時の運用容量(1回線分の設備容量)の2倍程度(200%)の潮流が流れる可能性がある。

※熱容量、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因の限度値のうち最も小さいものを運用容量としている。

【現在の運用イメージ(1回線設備容量100の場合)】



【N-1電制適用後の運用イメージ(1回線設備容量100の場合)】



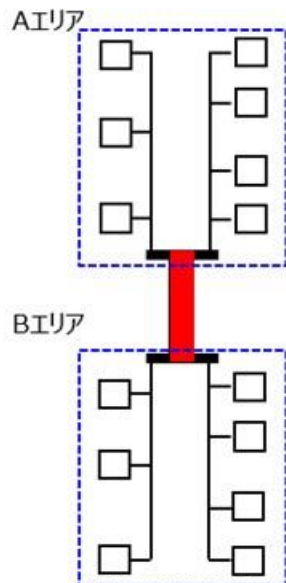
現行の需給調整市場における ΔkW 確保エリアの細分化の考え方（2 / 3）

37

- 一方で、系統制約が発生している（空き容量がない）場合には、広域調達や共同調達を行っていないということは、言い換えると、地内混雑が発生した場合、エリア内において ΔkW 確保単位を細分化することと同義になる。
- この点、現行の混雑発生状況としてはフェーズ0（地域間連系線のみで混雑）であるものの、今後（同時市場の時期）においてはフェーズ2（不特定多数の箇所で地内混雑）へ移行することも想定され、現行の考え方を踏襲し続けると、不特定多数の混雑発生に合わせ際限なく ΔkW 確保エリアを細分化する必要が出てくる（将来課題）。

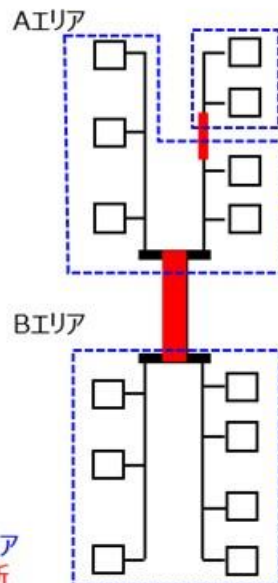
フェーズ0

（地域間連系線のみで混雑）



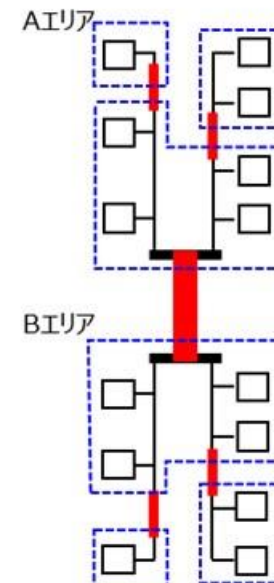
フェーズ1

（特定の少数の箇所で地内混雑）



フェーズ2

（不特定多数の箇所で地内混雑）



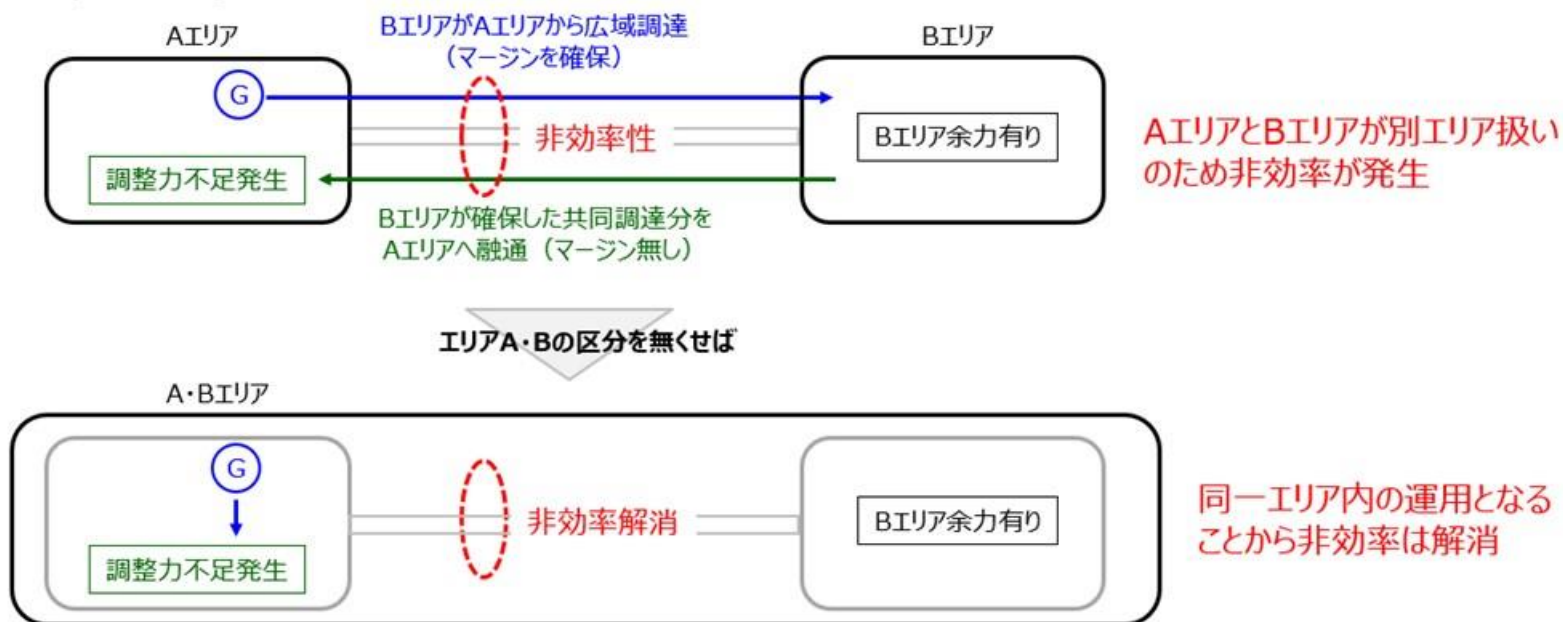
青枠： ΔkW 確保エリア
赤線：混雑発生箇所

現行の需給調整市場における ΔkW 確保エリアの細分化の考え方 (3 / 3)

40

- また、他エリアから調整力を調達する広域調達と他エリアへ調整力を送る共同調達は、どちらも調整力の広域調達を行う取り組みではあるものの、この2つが併存することによる一定の非効率性も存在している。
- 具体的には、下図のBエリアでは、Aエリアから広域調達した調整力を、発動断面においてAエリアに送り返すといった非効率な事象が発生する場合がある。
- これらの非効率性や前述の将来課題(際限なく細分化)は、エリアの分割方法(細分化単位)を変更することで解消するとも考えられるため、同時市場においては、これらを踏まえた上で検討を行う必要がある。

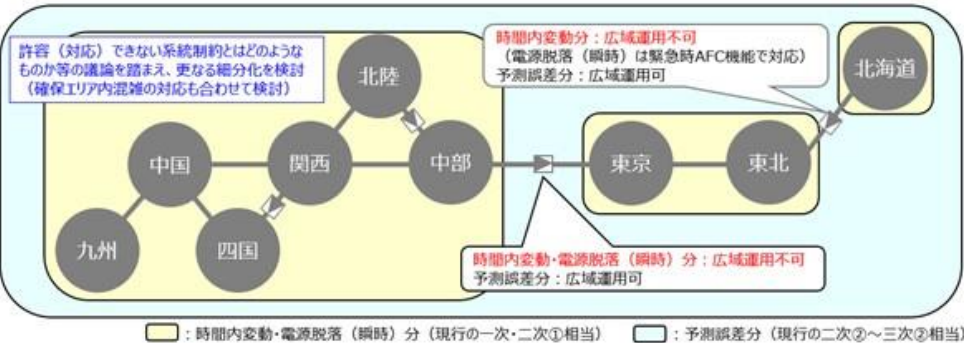
【非効率性イメージ】



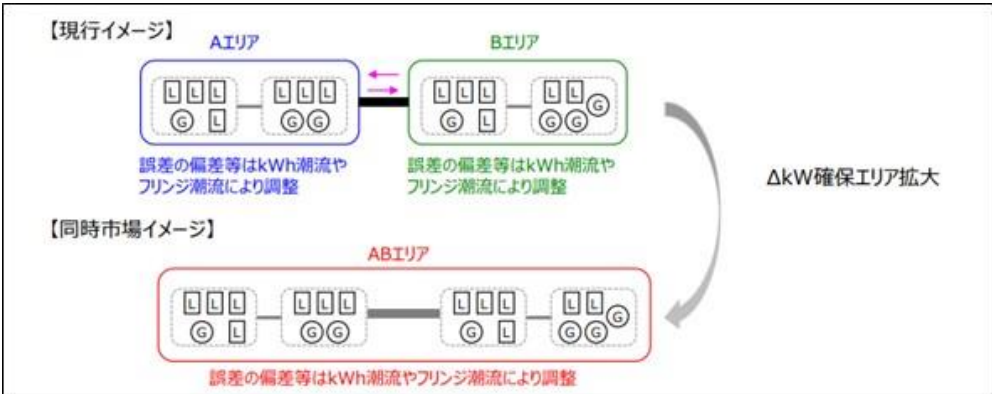
- 前述の米国の考え方、ならびに同時市場（次期中給システムと連携）において調整力の広域運用可能なプラットフォームが整っていることを踏まえると、許容（対応）できない系統制約が存在しない限りにおいて、広域運用単位で一括して調達することが考えられる。
- これにより、広域運用単位における不等時性を考慮した必要量算定が可能になることから、現行に比べ（全商品に対し）、調整力必要量が低減できるメリットが享受できるとも考えられるため、まず広域運用単位で ΔkW 確保エリア（sub-zone）の細分化を行うことを基本とし、許容（対応）できない系統制約とはどのようなものか、また、 ΔkW 確保エリア内の混雑をどのような考え方で対応するか※といった方向性で検討を進めることと整理された。
- なお、上記の方向性を基本とすると、拡大した ΔkW 確保エリア単位で必要量を算出し、調整力を調達することとなることから、現行の各エリアで行われている需給調整方法を、 ΔkW 確保エリアへ拡大すると考えるのが整合的であり、言い換えれば、現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなるのが基本的な考え方となる。

※ 現行の地内運用の考え方等を踏まえ、フリンジ（マージン）を設定するといった対応などが考えられる。

【 ΔkW 確保エリア細分化の基本的な考え方】



【 ΔkW 確保エリア拡大に伴う考え方の変化イメージ】



現行の地域間連系線の運用容量におけるフリンジの扱い

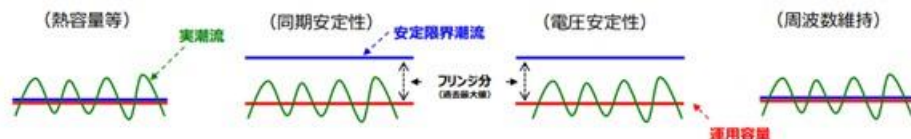
12

- 地域間連系線を流れる潮流は、時々刻々と変化する需要変動や発電機制御遅れによる応動等が瞬時的な潮流変動(フリンジ)として表れ、連系線の指令実績(P0)と潮流実績が完全には一致しないといった特徴を有する。
- そのため、現行でも、同期安定性・電圧安定性の限度値で運用容量が決まる連系線は、想定事故時の安定性を維持する上での限界潮流(安定限界潮流)からフリンジ分を減算しており、平常時においては、一瞬たりとも安定限界潮流を超過させない※1(発動制限ΔkWへ対応する)といった考え方になっている。
- なお、フリンジは連系線潮流実績値(GF・LFC・EDC・kWh)と計画値※2(EDC・kWh)の差分を正規分布に置き換えた時の3σ(99.7%)の値より設定しており、主には時間内変動(GF・LFC)成分が、フリンジとして設定されている。

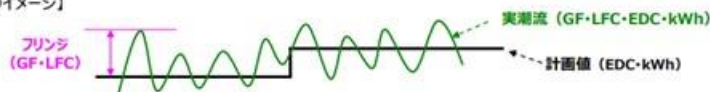
※1 熱容量等については積分量として超過しなければ機器寿命に影響を与えないこと、周波数については常時周波数変動(±0.2Hz)を考慮していることから、フリンジ分については考慮していない(一瞬の安定限界潮流の超過は許容している)。

※2 地域間連系線については卸取引市場での約定結果やエリア間インバランス(調整力kWh市場)等をもとに随時更新される計画値が存在。

【地域間連系線(平常時イメージ)】



【フリンジのイメージ】



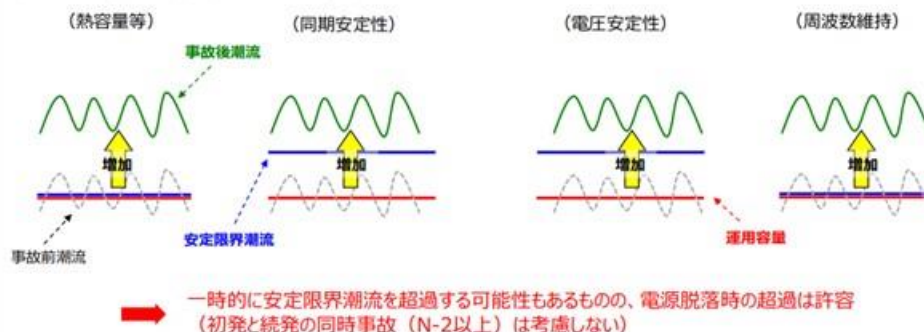
現行の地域間連系線における電源脱落の扱い

14

- 一方で、前述の4つの制約要因を検討するにあたっての想定故障は、連系線等のN-1故障またはN-2故障であり、電源脱落による潮流の増加※は織り込まれておらず、ΔkWマージンも確保されていない。
- このため、電源脱落発生時は下図の通り、一時的に安定限界潮流を超過する可能性も考えられ、言い換えれば、電源脱落(初発)と送電線故障(続発)の同時発生(N-2以上)は考慮していない(電源脱落時の超過は許容している)ことになると考えられる。

※ 電源脱落時に対応する調整力は同期連系系統単位で各エリアの系統容量按分で調達しているため、電源脱落時は他エリアから入ってくる潮流が増加することとなる。

【地域間連系線(電源脱落時イメージ)】



- 制約要因の考え方や電源脱落の取り扱いについては踏襲することとした一方で、フリンジの取り扱いについて、同時市場においては現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなることを踏まえると、考え方を統一することが望ましく、この点、地域間連系線では（同期安定性・電圧安定性に対し）フリンジ考慮しており、また北米でも同種の考え方（TRM:信頼度マージン）があることを踏まえると、地域間連系線と同様にすることで、発動制限ΔkWに対応する方向性が提示されたところ。
- まずはこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深掘り検討を行い、解決が困難な課題が顕在化した場合は、必要に応じて見直しを行っていく予定。

制約要因	安定限界潮流の考え方		同時市場の方向性
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	地域間連系線と同じ	現行から変更なし
同期安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
電圧安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
周波数維持	系統分離時（N-2）に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	地域間連系線と同じ	

制約要因	フリンジの扱い		同時市場の方向性
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	未考慮	未考慮	未考慮 (N-1電制適用箇所はどうか)
同期安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：4社 考慮：3社 (GF・LFC・EDC成分)	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
電圧安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：2社 考慮：4社 (GF・LFC・EDC成分)	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
周波数維持	未考慮	未考慮	未考慮

	地域間連系線	エリア内送電線	同時市場の方向性
電源脱落の扱い	初発と続発の同時発生（N-2以上）は考慮しない (潮流増加による運用容量超過は許容)	地域間連系線と同じ	現行から変更なし (N-1電制適用箇所はSFT補正と組合せ)

同時市場における考え方の方向性(制約要因)

26

- 運用容量を検討するにあたっての制約要因(安定限界潮流)については、現行における地域間連系線もエリア内送電線も同じ考え方となっているところ。
- この点については、同時市場において ΔkW 確保エリアの拡大がされたとしても、考え方が大きく変わるものではなく、熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持の4つの制約要因について検討を行い、これらの安定限界潮流の最小値を選ぶのが基本的な方向性となるのではないか。

制約要因	安定限界潮流の考え方		同時市場の方向性
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	地域間連系線と同じ	現行から変更なし
同期安定性	想定故障(N-1,N-2)発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
電圧安定性	想定故障(N-1,N-2)発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	地域間連系線と同じ	
周波数維持	系統分離時(N-2)に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	地域間連系線と同じ	

同時市場における考え方の方向性(電源脱落の扱い)

29

- また、電源脱落後の潮流増加に伴う一時的な運用容量の超過については、現行の地域間連系線ならびにエリア内送電線ともに割り切っている(許容している)ところ。
- 言い換えれば、電源脱落と送電線事故の同時発生(N-2以上)は考慮しておらず、仮に電源脱落により一時的に運用容量を超過した場合は、その後の潮流調整により運用容量以内に回復させるといった考え方になるか。
- この点について、海外では緊急時SCED機能等で対応しており、同時市場においても同じような対応(緊急的なSCED計算)は可能と考えられる。
- このため、同時市場においても現在と同様、電源脱落による一時的な運用容量超過は許容する(割り切る)方向で検討を進めてはどうか。

	地域間連系線	エリア内送電線	同時市場の方向性
電源脱落の扱い	初発と続発の同時発生(N-2以上)は考慮しない (潮流増加による運用容量超過は許容)	地域間連系線と同じ	現行から変更なし

同時市場における考え方の方向性(フリンジの扱い)

27

- フリンジに含まれる成分について地域間連系線はGF・LFC成分のみに対してエリア内送電線はGF・LFC・EDC成分が含まれたものとなっている。
- 今後、同時市場においては、現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなるということを考えると、フリンジの扱い(≒発動制限ΔkWへの対応)については統一することが望ましい。
- この点、現行の地域間連系線では(同期安定性・電圧安定性に対し)フリンジを考慮していること、あるいは北米においてもTRM(信頼度マージン)という形で安定限界潮流から減算していることから、同時市場においても、現行の地域間連系線と同様にすることで、発動制限ΔkWへ対応する方向性が考えられるのではないか。
- そのため、フリンジの算定方法^{※1}であったり、現行はフリンジ考慮していないエリア内送電線の扱い等について、今後、検討を深めていくこととしてはどうか。

※1 フリンジに一定の尤度を織り込むか、具体的な算定式をどうするか等の検討が考えられる。

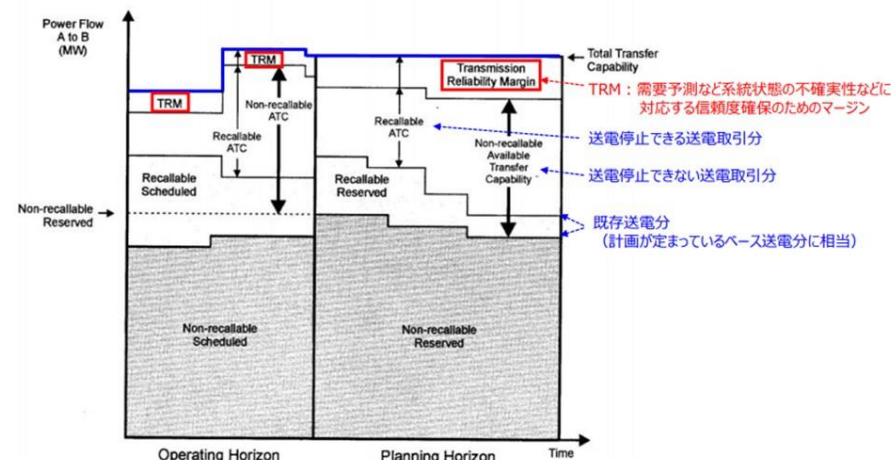
制約要因	現行の考え方		同時市場の方向性 ^{※2}
	地域間連系線	エリア内送電線	
熱容量等	未考慮	未考慮	未考慮
同期安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：4社(影響は限定的なため) 考慮：3社(GF・LFC・EDC成分)	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
電圧安定性	考慮 (GF・LFC成分)	未考慮：2社(影響は限定的なため) 考慮：4社(GF・LFC・EDC成分)	考慮 (GF・LFC・EDC成分)
周波数維持	未考慮	未考慮	未考慮

※2 地域間連系線において、EDC成分のフリンジをどうするかについては、同時市場においてPoの扱いがどうなるかによっても変わら得る。

(参考) 北米におけるTRM(信頼度マージン)

28

- 北米における送電可能容量(運用容量)の算出においても、需要予測など系統状態の不確実性などに対応する信頼度確保のためのマージン(TRM: Transmission Reliability Margin)を安定限界潮流から減算している。



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

出所) NERC "available transfer capability definitions and determination"をもとに作成
<http://www.ece.ill.edu/~fueck/ece562/atcdfinal.pdf>

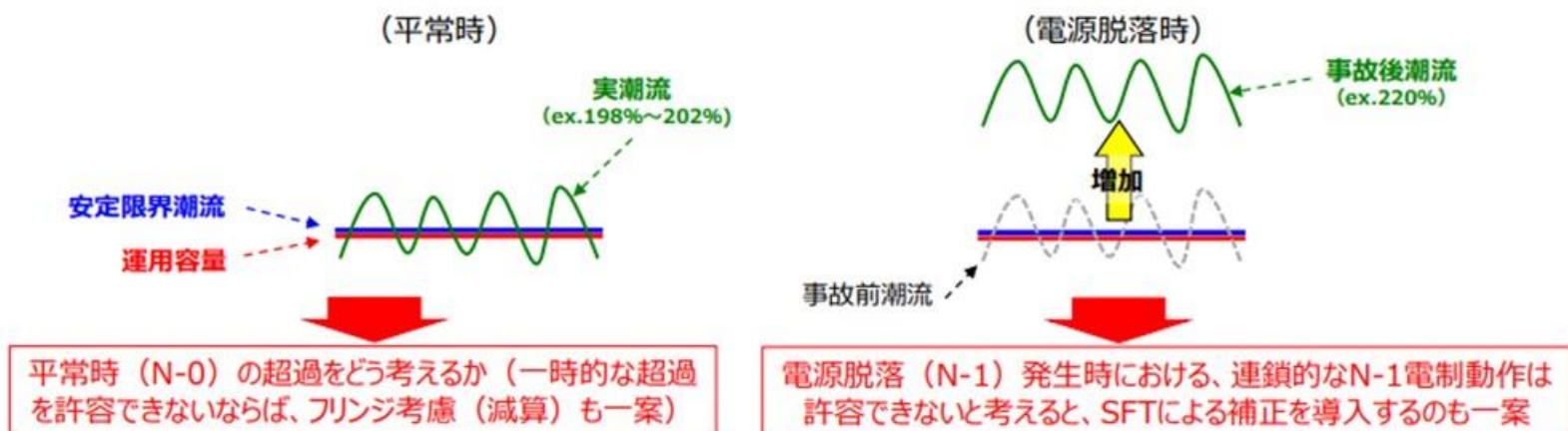
(補論) 平常時運用容量200%における熱容量等の扱い

30

- 一方、N-1電制適用箇所(平常時運用容量200%)における熱容量等の扱いについては更なる検討が必要。
- 具体的には、現状は、1回線故障(N-1)が発生しない限り設備容量は超過しないものの、N-1電制適用箇所(平常時運用容量200%)は平常時(N-0)においてもフリンジにより設備容量を超過することをどう考えるか。(一時的な設備容量超過を許容できないのであれば、フリンジ分を考慮(減算)することも考えられるか)
- また、電源脱落(N-1)発生時は、フリンジ分(平常時の過去実績)を上回る潮流増加となり、N-1電制動作する可能性も考えられるところ、それが許容できない※のであれば、米PJMにおけるSFTのように、最適化(SCUC・SCED)とは別プロセスでN-1事故時等の潮流解析を行い、制約違反時はSCUC・SCED結果を補正するといった手段と組み合わせることも考えられるか。

※ 初発の電源脱落(N-1)に連鎖して、事故後潮流が過負荷になった箇所のN-1電制が動作すると更なる周波数低下を招き、最悪の場合、大規模停電に至る可能性も考えられる。

【N-1電制適用箇所(平常時運用容量200%)における熱容量等の扱い(イメージ)】



- 第76回広域系統整備委員会(2024年2月26日)においては、日本版コネクト&マネージの実現に向けた、制御システムの開発状況について紹介があった。
- 上記の中で、想定潮流の予測誤差を考慮し、送電線ごとに適切なマージン量を算定・確保したうえで、出力制御量を算定する考え方が示されており、作業会における今回の整理と同種の内容が既に実装されている。

想定潮流の誤差に備えた対応(マージンの確保)

12/22

- 系統制御に関する出力制御量の算出に用いる、**想定潮流***では**自然変動電源や需要変動の影響による想定誤差が不可避なため、適切なマージンを確保した上で出力制御量を算定することが必要**である。

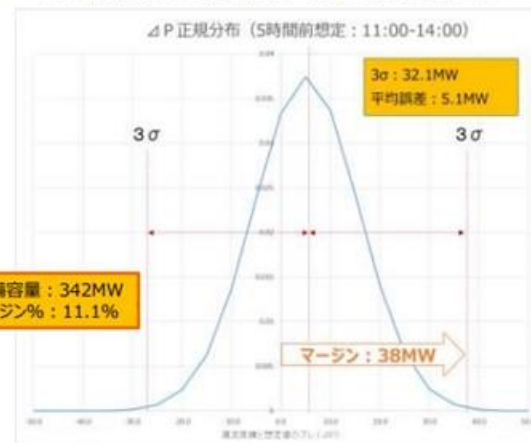
* 個々の電源や需要の予測誤差と比較して、想定潮流の予測誤差が小さい実態にある。

- ただし、**送電線に接続する電源や需要等により、想定誤差の生じやすさが異なる***ため、**マージン量は一律とせず、送電線ごとに設定可能とし、送電線ごとの実態に応じてマージン量を定めていく。**

* 自然変動電源等での“ならし効果”がより小さくなるローカル系統では想定潮流に対する誤差が大きくなりやすく、マージン量が大きくなる可能性がある。

- 右図は、ある送電線でのマージン量の算定例である(現時点で11%程度)。
具体的には、時間帯ごとの想定潮流と実績潮流の誤差(ΔP)を求め、これを正規分布とみなして、 3σ 値(99.7%)からマージン量を算出している。

$\Delta P = (\text{実績潮流}) - (\text{想定潮流})$
実績潮流が想定潮流よりも大きくなるとリスクが顕在化するので、プラス側に着目する
マージン量 = (平均誤差) + 3σ
= $5.1 + (3 \times 10.7) = 37.2 \approx 38$
運用容量比で11.1%



©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved.

無断複製・転載禁止 東京電力パワーグリッド株式会社

1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

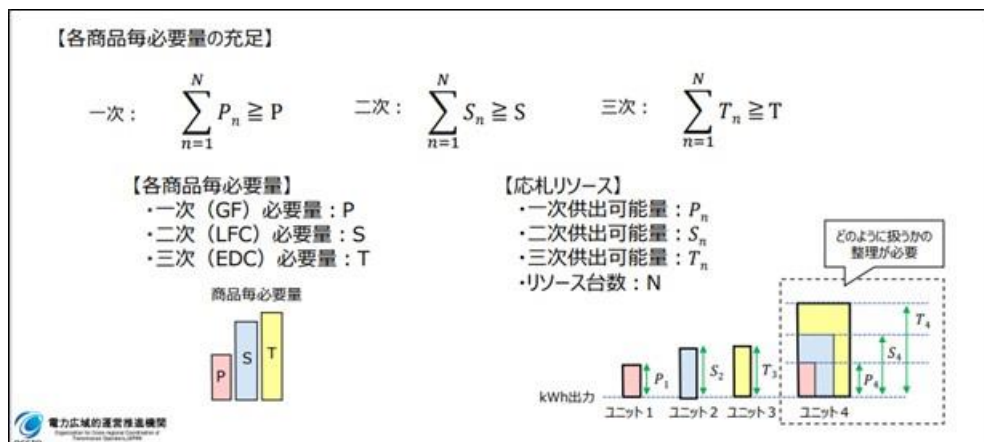
- 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件に関する下表の各論点については、米PJMの電源起動・出力配分ロジック（同時最適化ロジック）を参照しつつ、前述の調整力の必要性や区分・必要量（ΔkW確保単位含む）の検討と並行して検討が行われた。

【電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件に関する論点整理】

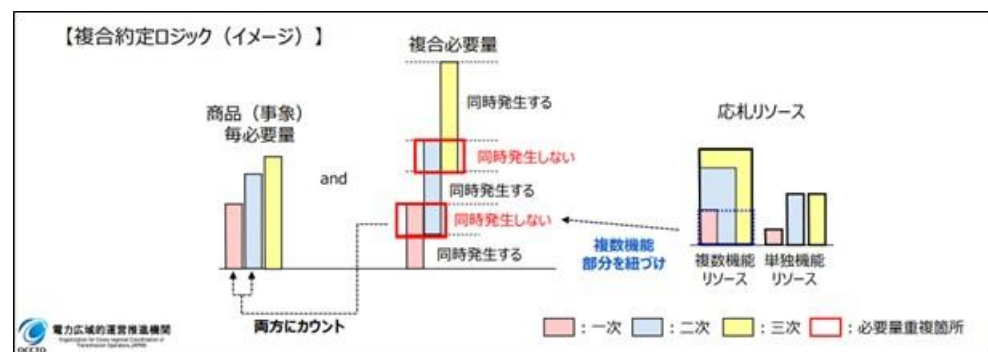
項目	論点
複数商品の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・複数の単独リソース（例えば、GF・LFC・EDCの三つ）を同時最適化する際に、調整力確保制約の条件式はどのようなものとなるか ・調整力確保制約以外に必要な入力条件は何か（例えば、リソース能力に関する制約）
簡易的な複合約定	<ul style="list-style-type: none"> ・同時最適ロジックと共存可能な簡易的な複合約定ロジックは考えられるか（例えば、同じ量の受け渡しにより100%不等時性が考慮できる＝必要量が全て重なっている電源脱落対応分にのみ対応するなど）
広域調達の方法	<ul style="list-style-type: none"> ・仮に単独エリア毎の必要量とした時に、同時最適化ロジックにおいて、広域調達をどのように実現するか（単独エリア毎に必要量＝調整力確保制約を定めたら、広域調達ではなくエリア内調達するだけにならないか）

- 前述の商品区分見直しに係る検討状況を踏まえ、商品が一次（GF）、二次（LFC）、三次（EDC）の3商品となった場合を仮定して、複数商品を取り扱う際の論点（主に制約条件）について検討が行われた。
- まずもって、各商品（事象）毎の必要量を充足させる必要があることから、各リソースの供出可能量が、商品毎の必要量を上回るような制約条件を設けることが考えられる。
- 他方で、火力等の複数機能を有するリソース（単一リソースで複数商品に入札可能なリソース）については、供出可能量の内数において各機能（GF・LFC・EDC）の供出可能量が重複することになるため、各商品毎の必要量を満たすこととしてよいか等、その取り扱いについては深掘り検討する必要がある。
- この点、現行の需給調整市場においては、複数機能を有するリソースに対して、商品（事象）の不等時性を考慮した複合約定ロジックを採用しているものの、複合約定ロジックが複雑であることから、同時最適化ロジックにそのまま採用することは難しいと考えられる。

＜商品毎の必要量を満たす制約条件のイメージ＞

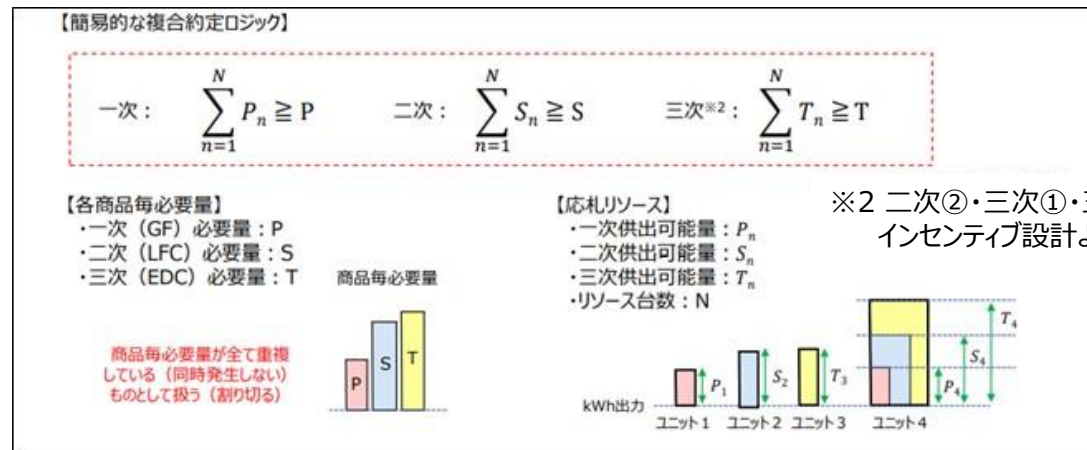


＜需給調整市場における複合約定ロジック（イメージ）＞



- 一方、同時市場においても火力等の複数機能を有するリソースを有効活用し、調達量低減を図ることが望ましいと考えられることから、何らかの簡易的に（一定の割り切りのもと）複合約定を実現できないか検討が行われた。
- 検討の結果、以下3点を踏まえると、同時市場においては、複合必要量を廃止したうえで、“商品毎の必要量を全て重複しているものとして扱う（一定の割り切りを許容した）簡易的な複合約定ロジック”の導入が可能と整理された。
 - 過去実績調査の結果、GF・LFCについては同時発生しない傾向があり、EDCについても一部エリアを除き大宗のエリアにおいては、GF・LFCと同時発生しない傾向であった点
 - 同時市場においてはΔkW確保エリアを拡大する方向であることを踏まえると、最大誤差が同時発生する可能性は現状より低減する方向になると考えられる点
 - 同時市場においては、前日に「予備力」を一定程度確保し、余った部分を活用することが可能と考えられる点
- 上記の考え方としたとき、同時最適化ロジックにおける制約条件は下記のとおり※¹となり、**ロジックの簡略化と実質的な調達量の低減の両立が期待できる**ところ。

※¹ 同時市場においては、広域運用単位で一括して調達することが基本と考えると、広域調達の制約条件は設ける必要はないと考えられる。



(論点②) 簡易的な複合約定について(1/3)

13

- 同時市場においても、複数機能を有するリソースの有効活用(同時発生しない部分には複数機能を紐付け全体の調達量低減)を図りつつ、なんとか簡易的に(一定の割り切りのもと)複合約定を実現できないか検討を行った。
- この点、そもそも調整力必要量において、不等時性(同時発生する度合いと発生しない度合い)がどのような傾向を示すのか確認したところ、以下の傾向が見受けられた。
 - 一次(GF)と二次①(LFC)については、大宗の領域で必要量の重なり(同時発生しない傾向)があった
 - 三次①(EDC)については、一次(GF)・二次①(LFC)との重なりが少ない(同時発生する)一部エリアの傾向はあったものの、大宗のエリア・領域においては必要量の重なり(同時発生しない傾向)があった

【参考】ケース1：必要量の重なりが狭いケース ※同時発生する部分が多い

8

■ 必要量の重なりが狭いケースは「10月2ブロック」の必要量(2022年度実績データ)で検証。



【参考】ケース2：必要量の重なりが広いケース ※同時発生しない部分が多い

9

■ 必要量の重なりが広いケースは「1月4ブロック」の必要量(2022年度実績データ)で検証。



□：一次 □：二次① □：三次①

出所 第44回需給調整市場検討小委員会(2023年12月21日) 資料3をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2023/2023_jukyuchousei_44_haifu.html

出所 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(2024年1月12日) 資料3より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyoukai/2023/files/chousei_sagyoukai_58_03.pdf

(補論) 予備力必要量を踏まえた簡易複合約定ロジック影響評価

20

- 第58回本作業会(2024年1月12日)でご議論いただいたとおり、同時市場においては、現行の複合必要量を廃止したうえで、一次～三次それぞれの商品毎必要量が全て重複しているものとして扱う簡易複合約定ロジックを導入する方向を基本としたところ。
- これにより一次(GF)および二次(LFC)と三次(EDC)必要量について、現行の複合必要量においては重複が無い(同時発生する)としていた領域の一部が重複あり(同時発生しない)として扱われることとなる。
- これによって影響がある部分については、新たに導入(調達)する予備力の前日～GCまでの予測誤差対応分※の余った部分(余力)の活用も考えられ、下記的前提のもと規模感を確認したところ、“余力期待値>影響量”となったことから、安定供給への影響は軽微(簡易複合約定ロジック導入は問題ない)と言えるのではないか。

※ 前日～GCまでの予測誤差の30%を確保

(前提条件)

- ・簡易複合約定ロジックの導入に伴う影響度合: 10%～20% (EDC必要量比) ※第58回本作業会資料3より引用
- ・同時市場におけるEDC必要量: 3,400MW (年間平均) ※第56回本作業会資料2より引用
- ・予備力として確保する前日～GC予測誤差対応分: 1,350MW (年間平均) ※第56回本作業会資料2をもとに算出
- ・三次②使用率: 30%程度 (未使用分: 70%程度) ※使用率は三次②と同程度と仮定

【簡易複合約定ロジック導入に伴う影響量】
・ $3,400\text{MW} \times 0.2 = \underline{\underline{680\text{MW}}}$



【前日～GC予測誤差対応分の余力期待値】
・ $1,350 \times 0.7 = \underline{\underline{945\text{MW}}}$

(論点③) 広域調達の方法について

20

- 同時最適化ロジックにおいて、広域調達をどのように実現するかについて検討を行うにあたり、第56回本作業会でご議論いただいた、 Δ kW確保エリアに関する議論状況を踏まえたうえで検討を行った。
- 同時市場においては許容(対応)できない系統制約が存在しない限りにおいて、広域運用単位で一括して調達することを基本としており、言い換えると、 Δ kW確保エリア間においては許容できない系統制約が存在していることとなるため、 Δ kW確保エリアを跨いだ広域調達は行わない(行えない)ことになるのではないかな。
- 上記を踏まえると、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(各 Δ kW確保エリアごとに簡易複合約定ロジックを設けるだけでよい)と考えられる。

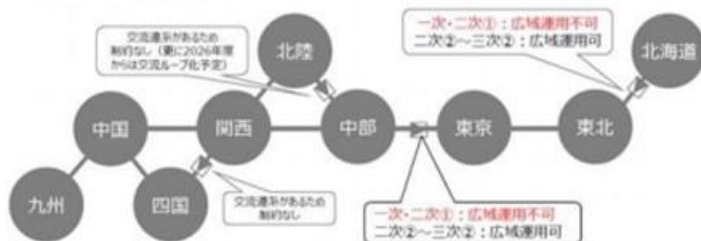
同時市場における Δ kW確保エリアの細分化の方向性(1/2)

42

- 前述のとおり、安価な調整力の活用(広域調達)や、不等時性を考慮した必要量の低減(共同調達)といったメリットを継承しつつ、地内混雑発生時の課題(際限なく細分化)や現行手法の非効率性といったデメリット解消のためには、確保エリアの細分化方法を見直すことが望ましい。
- この点、前述の米PJMの考え方、ならびに同時市場(次期中給システムと連携)において調整力の広域運用可能なプラットフォームが整っていることを踏まえると、**許容(対応)できない系統制約が存在しない限りにおいて、広域運用単位で一括して調達することが自然と考えられるのではないかな。**

※ 現行においても広域調整システム(KOC)により二次②～三次②の広域運用は可能であり、また2026年度運用予定の広域FCFにより二次①の広域運用は可能となる。

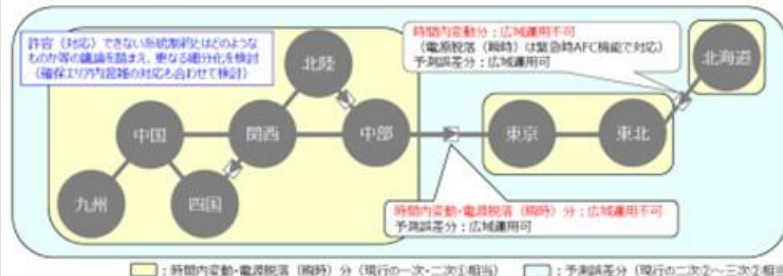
【直流設備による広域運用の可否】

同時市場における Δ kW確保エリアの細分化の方向性(2/2)

43

- 前述の考え方への見直しによって、広域運用単位における不等時性を考慮した必要量算定が可能になることから、現行に比べ(全商品に対し)、調整力必要量が低減できるメリットが享受できるとも考えられる。
- そのため、まずは広域運用単位で Δ kW確保エリアの細分化を行うことを基本とし、許容(対応)できない系統制約とはどのようなものか、また Δ kW確保エリア内の混雑をどのような考え方で対応するか(割り切るか)といった方向性で検討を進めることとしてはどうか。
- この場合、具体的には、**直流設備を跨いだ広域運用が不可能な時間内変動分は同期連系系統単位、可能な予測誤差分は全国単位**が、 Δ kW確保エリア細分化の基本的な考え方となる。

※ 電源脱落(瞬時)分については、北本連系設備の緊急時AFC等の考慮によって、50kV系での一括確保が可能(平常時と異なる整理)

【同時市場における Δ kW確保エリア細分化の基本的な考え方】

出所) 第56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(2023年12月7日)資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyokai/2023/chousei_sagyokai_56_haifu.html

出所) 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(2024年1月12日)資料3より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/sagyokai/2023/files/chousei_sagyokai_58_03.pdf

- また、実際の需給調整（運用）においては、不足インバランスだけでなく余剰インバランスも発生することから、上げ ΔkW （上げ調整力）のみならず、下げ ΔkW （下げ調整力）の確保についても検討が行われた。
- この点、現行の卸電力市場と需給調整市場が別々に存在する分散市場においては、その優位性を見出せなかったことから、需給調整市場で下げ ΔkW を確保することはせず、優先給電ルールによって対応している状況。
- 一方で、同時市場においては、供給力（kWh）と調整力（ ΔkW ）の同時最適、つまり一括管理が行われることとなり、市場メカニズムによる合理的な下げ ΔkW 確保が可能となると考えられる。
- 具体的には再エネ・火力等のリソース種別に関係なく、kWh出力を基準に限界費用の安いリソースから確保することを目指し、同時最適化ロジックに下げ ΔkW を確保するための下記制約条件を追加することが考えられる。

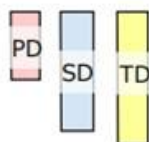
【下げ ΔkW を確保するための制約条件】

$$\text{GF成分: } \sum_{n=1}^N PD_n \geq PD \quad \text{LFC成分: } \sum_{n=1}^N SD_n \geq SD \quad \text{EDC成分: } \sum_{n=1}^N TD_n \geq TD$$

【下げ調整力必要量】

- ・GF成分：PD
- ・LFC成分：SD
- ・EDC成分：TD

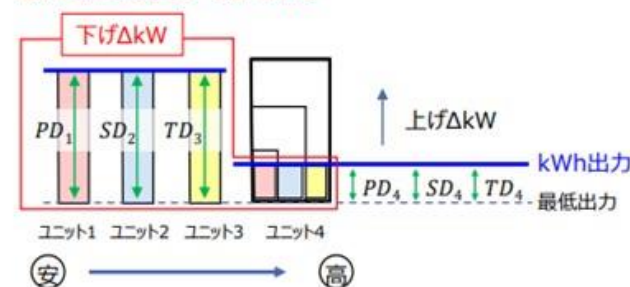
成分毎必要量



【応札リソース】

- ・GF成分下げ供出量： PD_n
- ・LFC成分下げ供出量： SD_n
- ・EDC成分下げ供出量： TD_n
- ・リソース台数：N

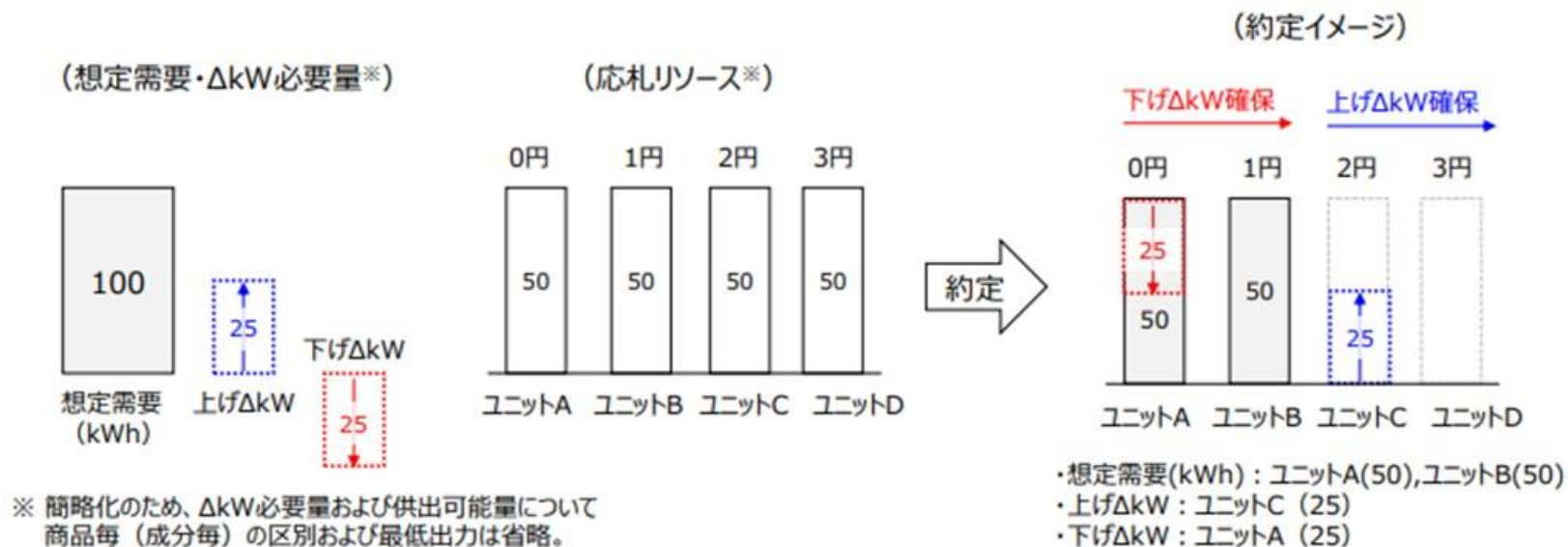
再エネ・火力等のリソース種別に関係なく、kWh出力を基準に
限界費用の安いリソースから確保



(参考) 同時最適による下げ Δ kW確保イメージ

25

- 電源起動・出力配分 (SCUC) ロジックにおいては、上げ Δ kWおよび下げ Δ kWともに、kWh出力 (想定需要) を基準とし、限界費用が安いユニットから順次確保していくこととなる。
- これらをまとめると、kWhと Δ kWの同時最適による下げ Δ kW確保イメージとしては下図の通りとなる。

【同時最適による下げ Δ kW確保イメージ】

- これまでイメージ②を前提に検討をしてきた項目について、現行制度やイメージ①に展開することが可能か否か検討が行われた結果は以下のとおり。

イメージ②検討項目の現行制度・イメージ①への展開可否 (3 / 3)

29

- これらを踏まえると、イメージ②検討項目の現行制度・イメージ①への展開可否は下表の通りとなるのではないかと。

第58回本作業会 までの検討項目		予備力 確保	調整力 確保	現行制度の場合	イメージ①の場合
対応すべき 事象・商品 の必要性	極短周期成分	不要	必要	— (現在から変更なし)	— (現在から変更なし)
	短周期成分				
	需要予測誤差	必要	必要	現行のBG計画基準から変更なし	TSO計画基準への見直しは適用可能
	再エネ予測誤差				
	電源脱落(瞬時)	不要	必要 (一部要否検討)	— (現在から変更なし)	— (現在から変更なし)
	電源脱落(継続)	不要	不要	電源脱落後の追加起動の確実性が ないため、 反映は困難	電源脱落後の追加起動の確実性が ないため、 反映は困難
商品区分 見直し	EDC商品の集約(二次②・三次①・三次②)			商品区分見直しに伴うMMS抜本 改修が必要※となり、 実質的に困難	EDC商品の集約は可能
予備力 必要量	前日～GCの残余需要予測誤差 (SCUC起動リソース不足対応)			— (現在から変更なし)	追加起動の確実性が ないため、 前日～GCの誤差の全量(案1)
確保 エリア	広域運用単位でのΔkW確保エリアを基本			ΔkW確保エリア見直しに伴うMMS抜本 改修が必要※となり、 実質的に困難	ΔkW確保エリアの見直しは可能
出力配分 ロジック	簡易的な複合約定ロジック			— (複合約定ロジックがあるため必要なし)	前日同時市場のみ適用可能
下げΔkW 調達	市場メカニズムによる下げΔkW確保			— (現行制度では、優位性を見出せない)	前日同時市場のみ適用可能

※ 約定処理に影響しMMS抜本改修が必要となる(運用が2028年度以降になる)。

1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

- 第2回本検討会（2023年9月20日）から作業会へのタスクアウトした項目（以下4点）について、これまで計6回（第53回、第55回、第56回、第58回、第60回、第61回）の作業会において、検討・議論され、今回最終報告を受けた。
 - ✓ 現行商品の必要性
 - ✓ 商品区分の見直し
 - ✓ 各商品必要量の算定式
 - ✓ 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件

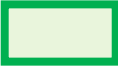
- なお、作業会においては以下の前提をもとに検討が行われた。
 - ✓ 同時市場（イメージ②）においては、前日～GCまでの間、一般送配電事業者の残余需要予測等に合わせたSCUCにより、調整力の追加調達が可能になる
 - ✓ 同時市場においてはTSO計画を基準にSCUCを行う
 - ✓ 前日以降もSCUCによる追加起動を行うにあたり、追加起動リソースの不足が生じないよう、GC以前から一定の「予備力」を確保する

- 各タスクアウト項目の検討状況に係る最終報告内容については、次頁以降のとおり。

＜現行商品の必要性＞

✓ 調整力が対応すべき事象（時間内変動等）に着目し、調整力（商品）の必要性について以下のとおり整理。

対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		対応する 現行の商品区分
	予備力としての確保	調整力としての確保	
時間内変動（極短周期成分）	<u>不要</u>	<u>必要</u>	一次（GF）
時間内変動（短周期成分）			二次①（LFC）
需要予測誤差	<u>必要</u>		二次②・三次①（GC以降のEDC） 三次②（前日～GCの再エネ）
再エネ予測誤差			
電源脱落（瞬時）	<u>不要</u>	<u>必要</u> ※一部要否検討中	一次・二次①
電源脱落（継続）	<u>不要</u> ※平常時の方が多いため、そちらで対応するという意味		三次①

：現行からの主たる変更点

＜商品区分の見直し＞

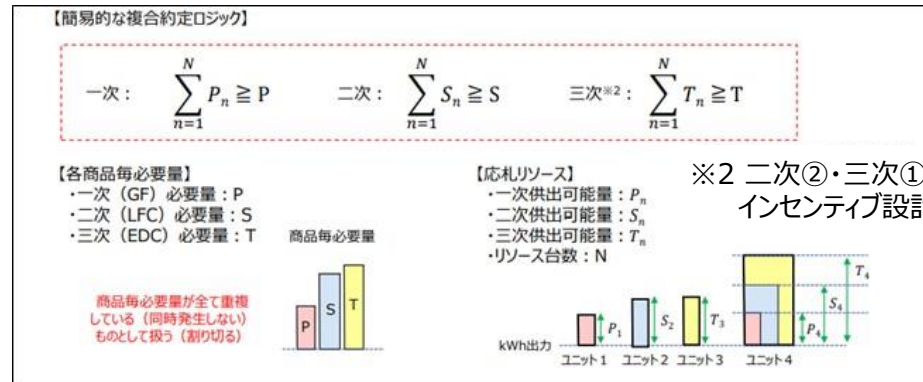
- ✓ 極力、SCUCロジックの計算時間を短くするよう、現行の商品区分から集約する（減らす）方向性を基本とし、商品集約による様々な課題は、過去経緯等を踏まえながら慎重に検討。
- ✓ 二次②・三次①・三次②については、新規参入を阻害しないよう、三次②を最低要件としたうえで中間点評価に基づいてグループ分けを実施し、より性能の高いグループに対して、優先約定のインセンティブを付与することで、周波数品質維持を図りながら3商品を集約する方向性が提示された。
- ✓ 一次・二次①については、集約を実施しない方向性が考えられると整理された。
- ✓ まとめると、**技術的には現行の5商品から3商品（一次、二次①、二次②・三次①・三次②の3商品）に商品を集約する方向性**が考えられるといった結果が示された。

<各商品必要量の算定式>

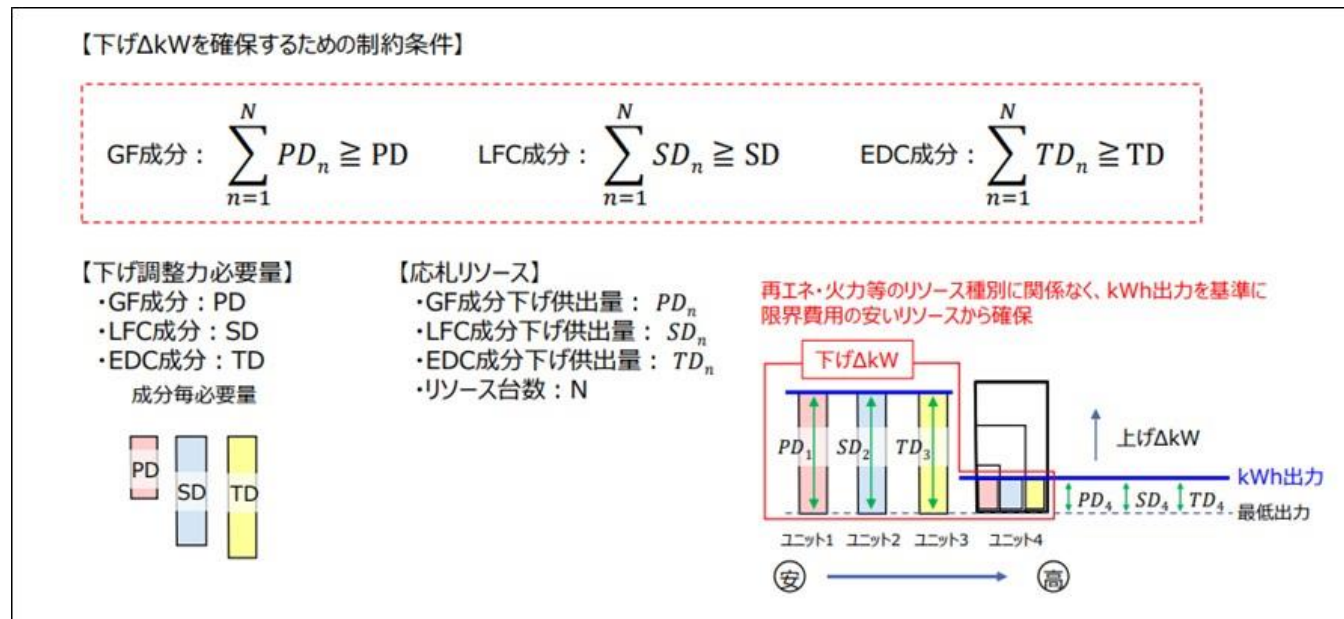
- ✓ 現在（2024年）の需給調整市場での必要量をベースとし、同時市場へ移行したと仮定した場合の必要量の試算結果としては、現行必要量の50～80％程度となることが確認された。
- ✓ 日本におけるリソース起動特性等を踏まえて、予備力の確保量を検討した結果、GC以降のEDC必要量相当に加え、「前日からGCの残余需要予測誤差の30％程度を確保する」ことが、安定供給・コストの両面から現時点では適切であると整理された。
- ✓ 上記を踏まえ、将来的な需給調整市場における必要量（③）ならびに、将来的な同時市場における必要量（④）を試算したところ、調整力必要量の比率としては「領域③：14.9％」「領域④：9.0％」となり、**再エネの導入量が増加する中で調整力必要量の増加が見込まれるが、同時市場への移行（追加起動の仕組みや計画基準の変更、商品集約といった前提条件の変更）によって低減可能といった結果が得られた。**
- ✓ 米国と日本の違い、ならびに地内混雑発生に伴う将来課題や現行手法の非効率性を踏まえ、まずもって広域運用単位での Δ kW確保エリア（sub-zone）の拡大を基本とした際、現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなるのが基本的な考え方となる。
- ✓ こういった中、同時市場における Δ kW確保エリア内の混雑対応（発動制限 Δ kWへの対応）として、現行同様、フリンジで対応する方法について検討された。
- ✓ 制約要因の考え方や電源脱落の取り扱いについては踏襲することとした一方、フリンジの取り扱いについて考え方を統一することが望ましく、この点、地域間連系線と同様（同期安定性・電圧安定性に対してフリンジ考慮）にすることで、発動制限 Δ kWに対応する方向性が提示されたところ。
- ✓ まずはこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深掘り検討を行い、解決が困難な課題が顕在化した場合は必要に応じて見直しを行っていく予定。

＜電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件＞

- ✓ 前述の商品区分見直しに係る検討状況を踏まえ、商品が一次（GF）、二次（LFC）、三次（EDC）の3商品となった場合を仮定して、複数商品を取り扱う際の論点（主に制約条件）について検討が行われた。
- ✓ まずもって、各商品（事象）毎の必要量を充足させる必要があることから、各リソースの供出可能量が、商品毎の必要量を上回るような制約条件を設けることが考えられる。
- ✓ 検討の結果、以下3点を踏まえると、同時市場においては、複合必要量を廃止したうえで、“商品毎の必要量を全て重複しているものとして扱う（一定の割り切りを許容した）簡易的な複合約定ロジック”の導入が可能と整理された（これにより、**ロジックの簡略化と実質的な調達量の低減の両立が期待できるところ**）。
- 過去実績調査の結果、GF・LFCについては同時発生しない傾向があり、EDCについても一部エリアを除き、
 大部分のエリアにおいては、GF・LFCと同時発生しない傾向であった点
- 同時市場においてはΔkW確保エリアを拡大する方向であることを踏まえると、最大誤差が同時発生する
 可能性は現状より低減する方向になると考えられる点
- 同時市場においては、前日に「予備力」を一定程度確保し、余った部分を活用することが可能と考えられる点



- ✓ また、同時市場においては、供給力（kWh）と調整力（ΔkW）の同時最適、つまり一括管理が行われることとなり、市場メカニズムによる合理的な下げΔkW確保が可能となると考えられることから、リソース種別に関係なく、kWh出力を基準に限界費用の安いリソースから確保することを目指し、同時最適化ロジックに下げΔkWを確保するための下記制約条件を追加することが考えられる。



- 本検討会から作業会へタスクアウトした項目の検討については、本報告をもって一旦、最終報告とする。
- 他方で、同時市場における調整力の在り方等については、今後、仮に同時市場の導入が決まり、将来の運用開始が近づいてきた際には、さらに深掘りすべき検討項目もあると考えられるため、今後の同時市場に係る検討状況等も踏まえ、実際の運用が可能か、全体整合的な考え方（整理）となっているか等について、しっかり確認していくこととしたい。

- 今後、仮に同時市場導入が決まり、将来の運用開始が近づいてきた（実運用に向けた詳細検討が必要になった）際に備えて、あらかじめ、今後さらに深掘りすべき検討項目一覧について整理を行った。
- これまでの検討状況を踏まえ抽出したが、今後の議論状況により、これ以外の検討項目も有り得る旨、留意が必要。

<今後さらに深掘りすべき検討項目一覧> ※ 作業会でこれまで検討してきた項目を中心に抽出

No.	論点区分	残課題	説明
1	現行商品（5区分）の必要性 （「予備力」としての扱い含む）	電源脱落対応におけるGF・LFC （瞬時分）の要否検討	電源脱落直後の周波数回復を担うGF・LFC（瞬時分）は、基本的には必要と考えられるものの、平常時のGF・LFCについて電源脱落分として活用できないか等について、継続して検討が必要。
2	商品区分の見直し （再エネ誤差対応含む）	三次インセンティブ案における インセンティブの詳細検討	三次インセンティブ案におけるインセンティブ設計において、ロジックの実現性に関する詳細検討に加えて、金銭インセンティブを付与する必要があるか否か、検証Bの結果等を踏まえ検討が必要。
3		特殊な応動特性を持つリソースの 取り扱い検討	バンド幅のような特殊な応動特性を持つリソースに対し、適切なインセンティブ評価ができない虞があることから、SCUCロジックにおいてバンド幅毎の変化レートを扱うことができるのか等、検証Aの検討結果等を踏まえ検討が必要。
4	各商品必要量の算定式 （調整力・予備力必要量）	適切な予備力確保量の確認	現時点の検討においては、予備力確保量は30%程度が適切と考えられるものの、今後、仮に同時市場の導入が決まり、将来の運用開始が近づいてきた際には、電源態勢（リソース起動特性）が変わっていることも考えられるため、改めて適切な予備力確保量を確認することが必要。
5		フリンジの考え方の統一	フリンジの取扱いについて、地域間連系線の考え方に統一することを基本的な考え方としたうえで、発動制限ΔkWへの対応可否について深掘り検討を行うことが必要。 （解決が困難な課題が顕在化した場合は、考え方の見直し等が必要）
6	全論点共通	過去検討結果の振り返り	同時市場に係る制度全体の検討が進展次第、これまでの作業会で検討・整理した事項について、方向性が適切であったか改めて振り返ることが必要。