

同時市場の在り方等に関する検討会への 中間報告について

2023年12月7日

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 事務局

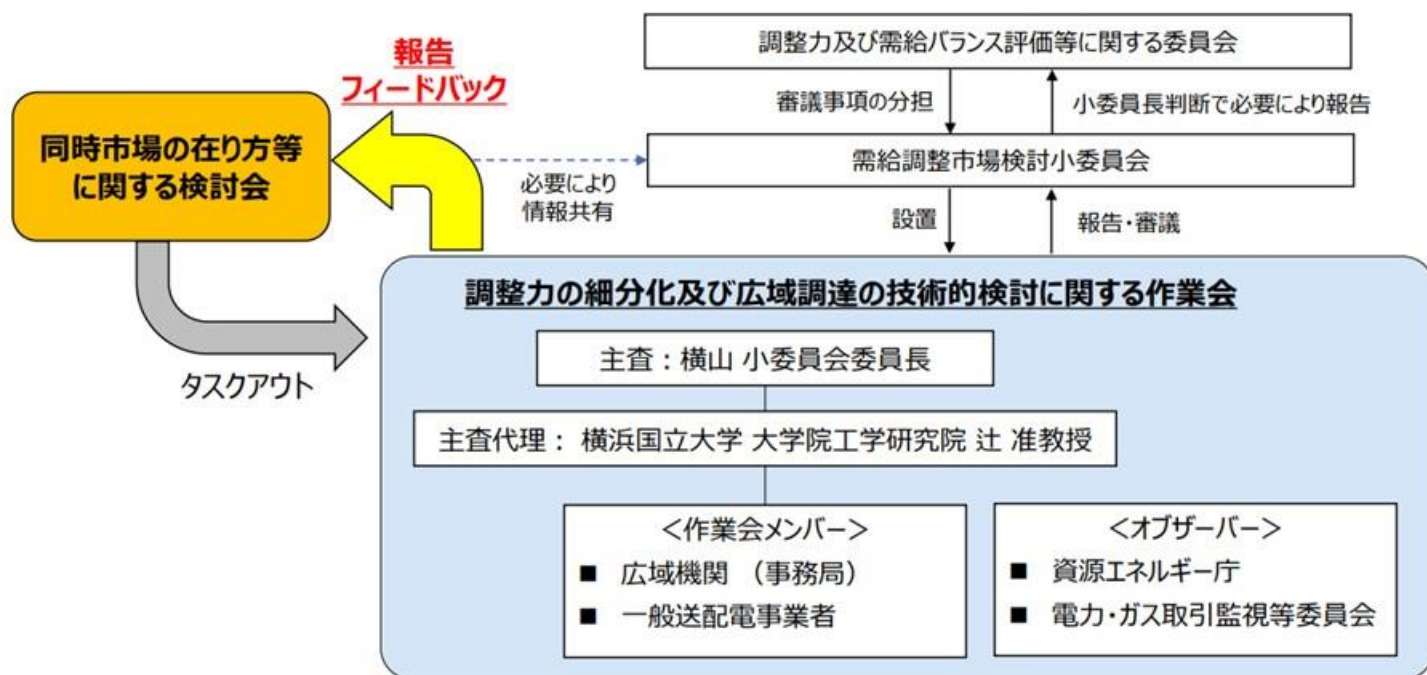
- 同時市場の在り方等に関する検討会（以下、「同時市場検討会」という。）において、同時市場における調整力の区分・必要量については、数値検証等も踏まえた技術的な検討が必要であることから、本作業会にタスクアウトすることとされており、タスクアウト項目に関しては、今回を含め、これまで3回（第53回、第55回、第56回）にわたり、ご議論いただいていたところ。
- また、第2回同時市場検討会（2023年9月20日）にて、タスクアウト項目については、適宜、報告・フィードバックすることとされている。
- このため、タスクアウト項目について、現時点における検討の進捗状況を取り纏めた上で、次回の同時市場検討会（2023年12月27日）へ中間報告を行うこととしたい。（また、合わせて次回の需給調整市場検討小委員会（2023年12月21日）に対しても情報共有を行うこととしたい。）

- 同時市場検討会からのタスクアウト項目の検討結果については、直接、同時市場検討会に報告・フィードバックすることとされている。(また、必要に応じて需給調整市場検討小委員会に情報共有を行う。)

同時市場検討会への報告およびフィードバックについて

17

- また、タスクアウト項目については、同時市場検討会から直接作業会にタスクアウトされていること、ならびに同時市場検討会の議論が遅延しないよう迅速に回答することが望ましいことから、作業会における検討結果についても、直接(小委員会を通さず)、同時市場検討会に報告・フィードバックすることとしたい。



これ以降の資料は、同時市場検討会における報告資料として作成している。

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 (中間報告)

2023年12月27日

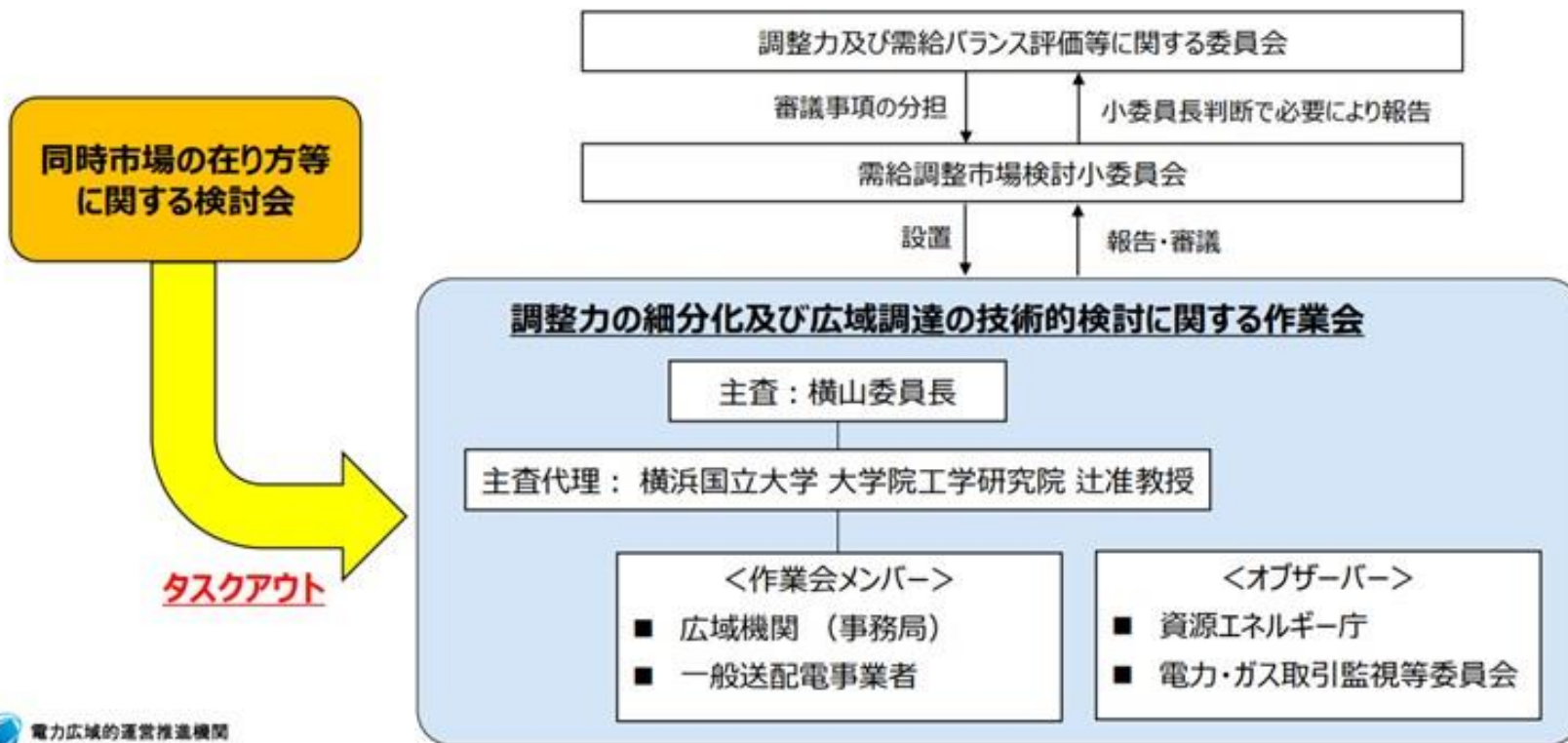
資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 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。
- 今回、作業会から、それらの検討状況について中間報告があったため、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。

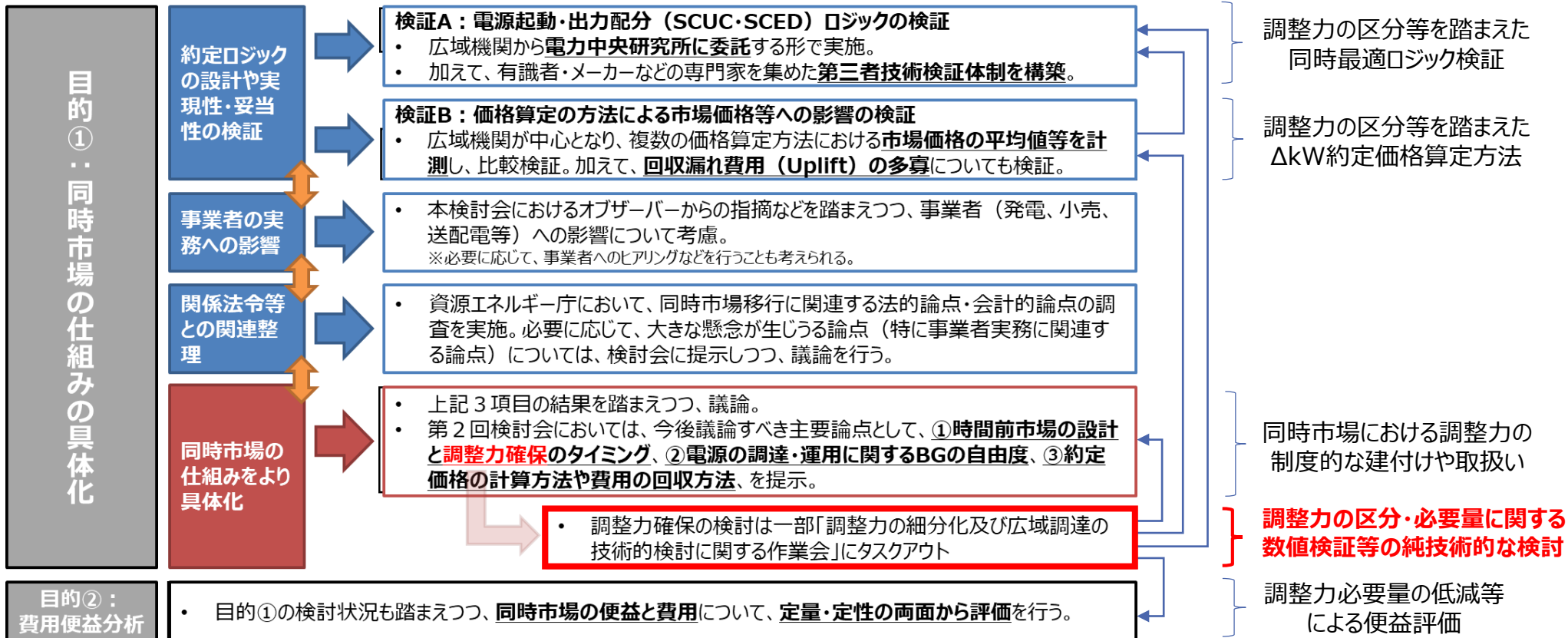


1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

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回本検討会において、同時市場で前日以降も都度SCUCを行う（以下「同時市場（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）や費用便益評価、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）】



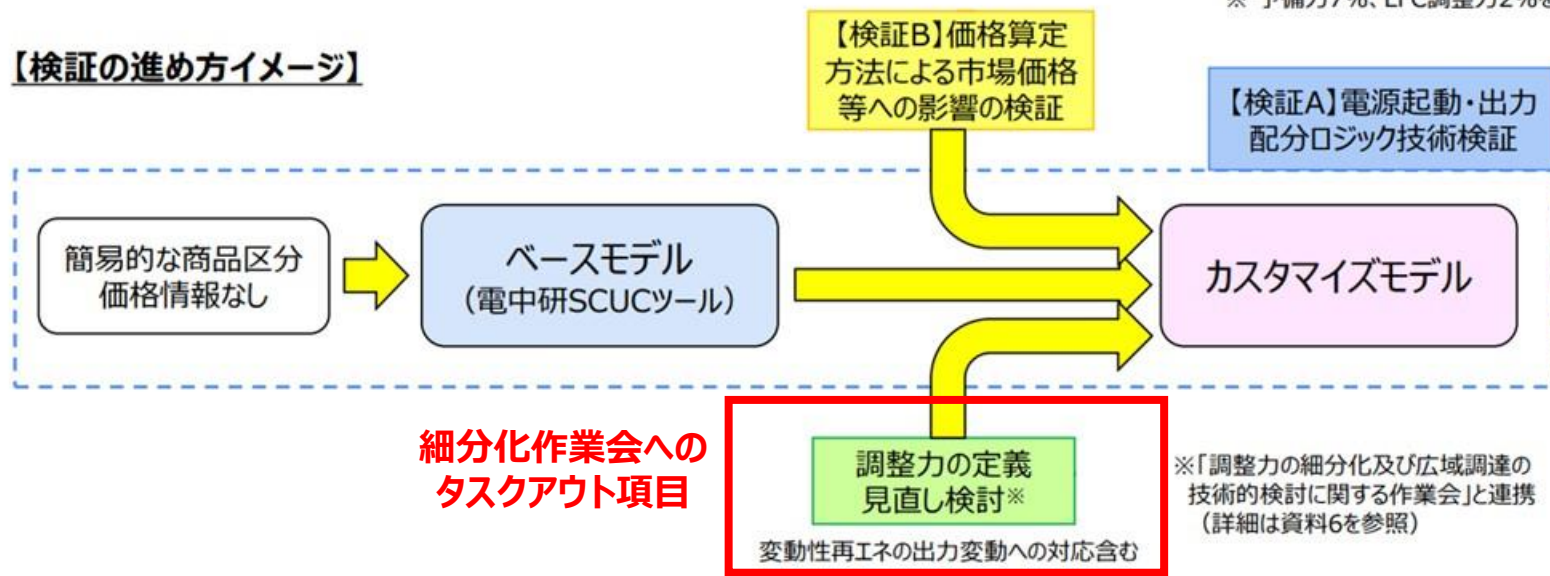
調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック (検証の進め方)

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際には、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】



○市村委員

すみません、最後ありがとうございます。1点ちょっとお伺いしたいのは、45スライド目の所との関係と、今後の調整力細分化の技術検討作業会のスコープとの関係なのですが、いわゆるこれは $\Delta kW-I$ という前日段階でのTSO予測需要と小売需要との差っていうところはこの作業会のところでは取り扱うご想定があるのでしょうか。どちらかというところと現行の商品区分というところをどういうふうに見直していくのが良いのかといった技術的な検討というふうになれば、ここで書いてある $\Delta kW-I$ と $\Delta kW-I$ ということの必要な検討ということなのかなというふうに思っていて、 $\Delta kW-I$ も予備力に近い位置づけではないかと整理いただいていると思うので、その意味ではそういうことなのかなと思ったのですが、一応調整力ってところが色々多義的にここで使われているところかと思しますので確認をさせていただければと思います。

○事務局（広域機関）

(中略) 続きまして市村委員の方に頂きましたご質問でございますが、こちらは、 $\Delta kW-I$ というところは予備力に近い位置付けという様に書かせて頂いた通り、今回、前日断面から安定供給に必要な電源起動をどのように行うのかという観点から、作業会等々におきましても効率的かつ必要な電源起動をどのように実行するのかというところで純技術的な量とか方法論としては検討させていただこう、フォーカスに入れようというふうに思っております。他方で、 $\Delta kW-I$ に関しましては、ここにも記載してございます通りその権利義務でございますとか、その取り扱いをどうするのかというところは制度的な別論点だというふうに考えてございますので、量とかそういった取り方を技術的に効率的にというところを検討するところでございますが、制度的な建付け、取り扱いをどのようにするのかに関しましては本検討会の方でしっかりやっていくというふうに考えています。そういった建付け・関係性ということでございます。

- 具体的なタスクアウト項目としては、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する下記の論点を提示。
- これらについては、これまで作業会で3回ほど議論されており、現時点における検討状況を中間報告する。

第53回作業会（10/5）議論内容

※ 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はあるか（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56回
作業会
（12/7）
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は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。

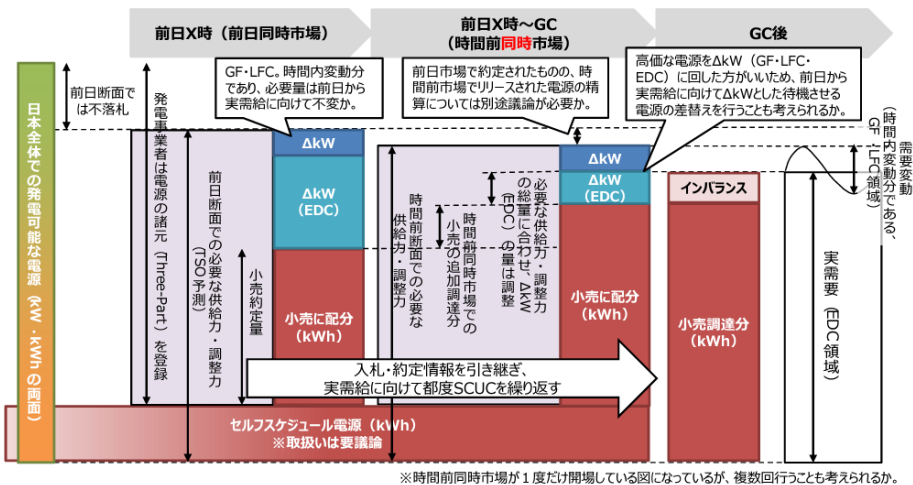
- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまで議論のたたき台として、以下のとおり、異なる2つのイメージを提示する。
 - ① 前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場（スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時時間とすると考えれば、現行制度に近い仕組みともいえるか。）
 - ② **前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場**（米国の市場制度と近い仕組みともいえるか。）

● 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、市場全体で必要な供給力・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。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。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と
⇒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 の調達の考え方で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

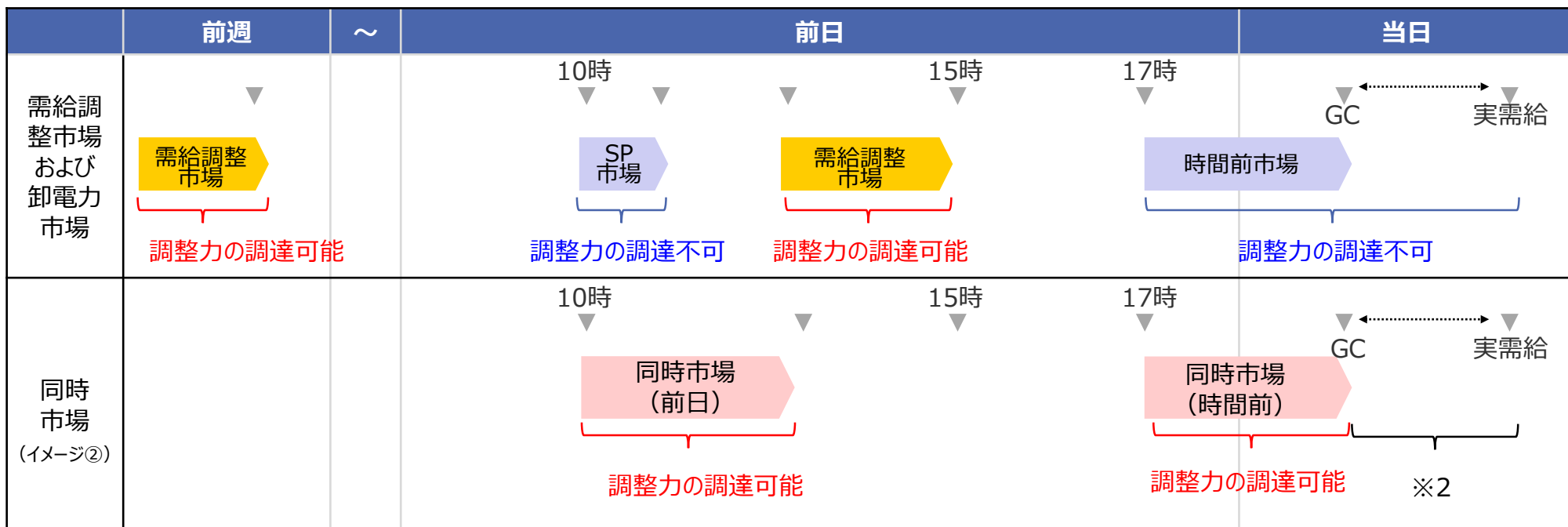
本日(2023年12月7日)の作業会議論を踏まえて作成予定

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）の違いは多岐に渡るものの、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）

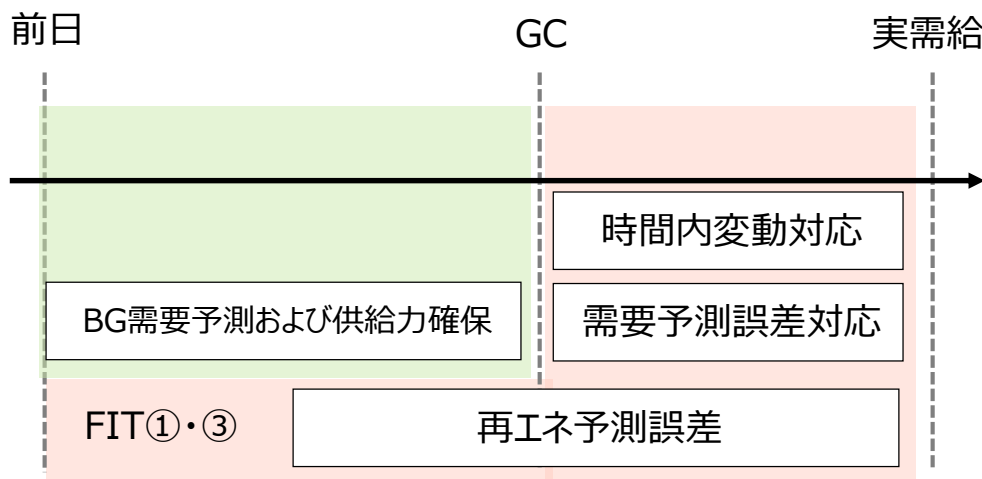


※2 SCEDのみ可能（追加起動はできない）

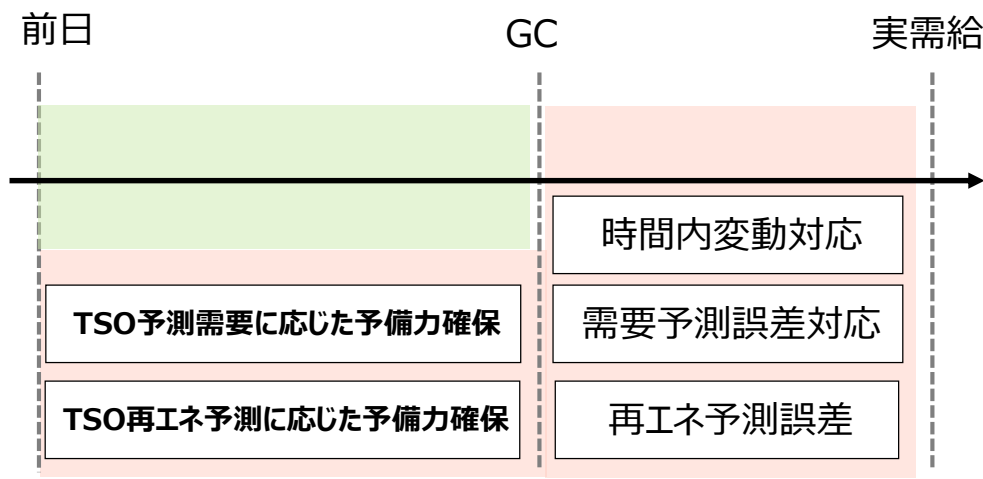
- また、同時市場（イメージ②）においては調整力の確保タイミングが変わるとともに、一般送配電事業者が対応する調整力必要量を考える上での需給バランス（計画）の作成主体も変更になると考えられる。
- 現行の需給調整市場における需給バランスの基準はBG計画となっており、BG計画と実需要との差（予測誤差）に対し、一般送配電事業者が対応を行っている。
- このため、一般送配電事業者は、前日以降の再エネ予測誤差（FIT①・③分）や、GC以降の需要予測誤差といったBG計画の変更できない部分（BGが調整できない部分）に対応する調整力を確保^{※1}している。
- 一方で、同時市場（イメージ②）においてはTSO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】



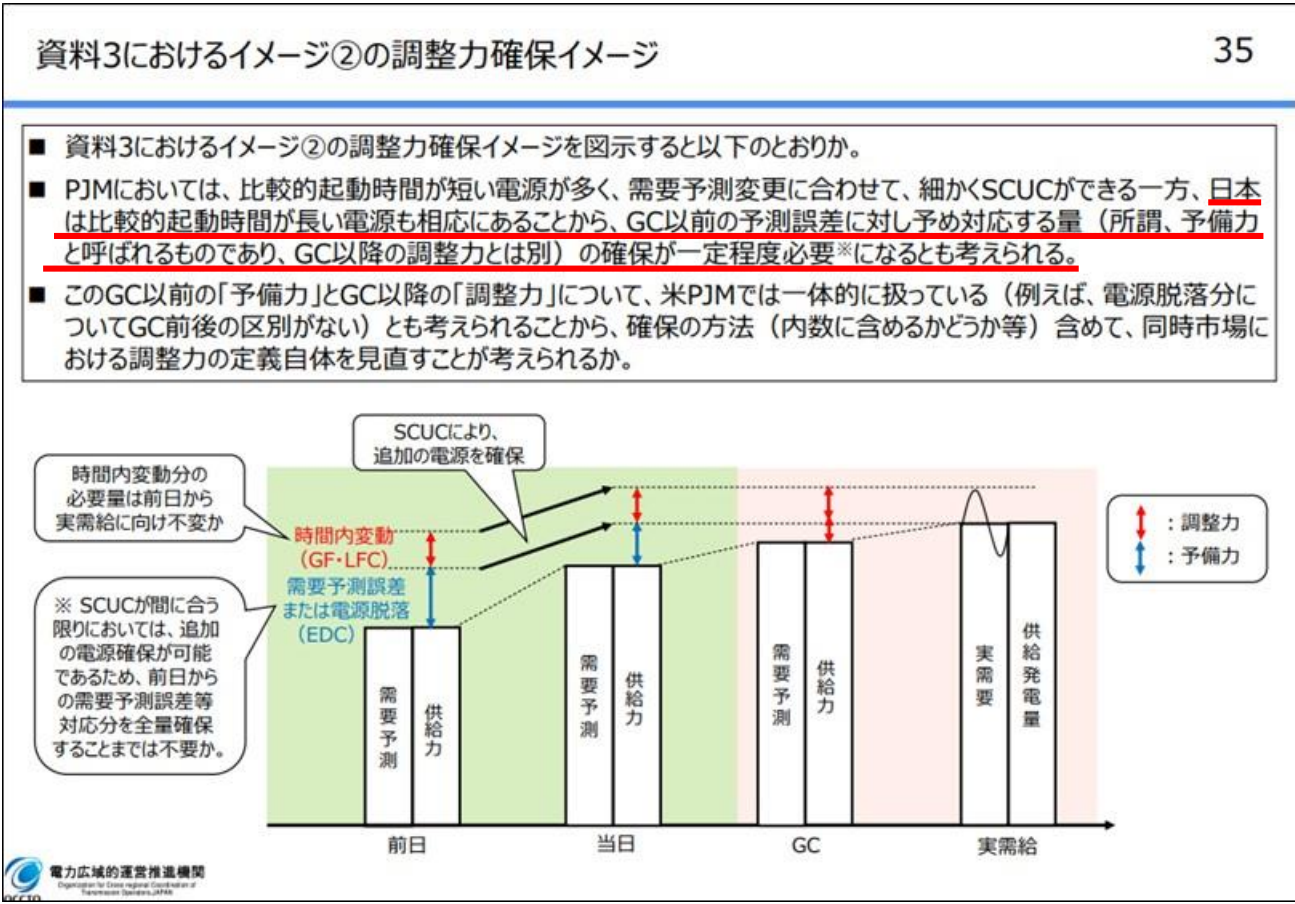
【同時市場（イメージ②）での対応イメージ】



：一般送配電事業者において対応が**不要**な領域

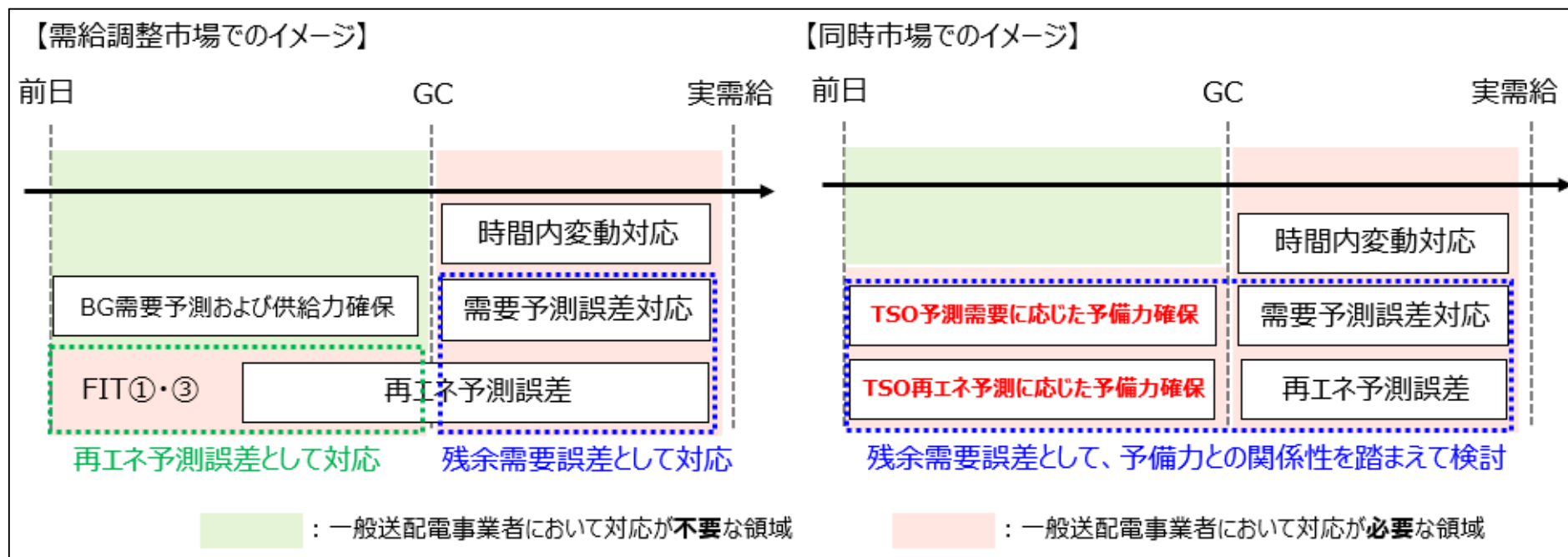
：一般送配電事業者において対応が**必要**な領域

- 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に、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）について検討を行う必要がある。



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

- 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を行った。
- 具体的には、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。
- 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り、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した。

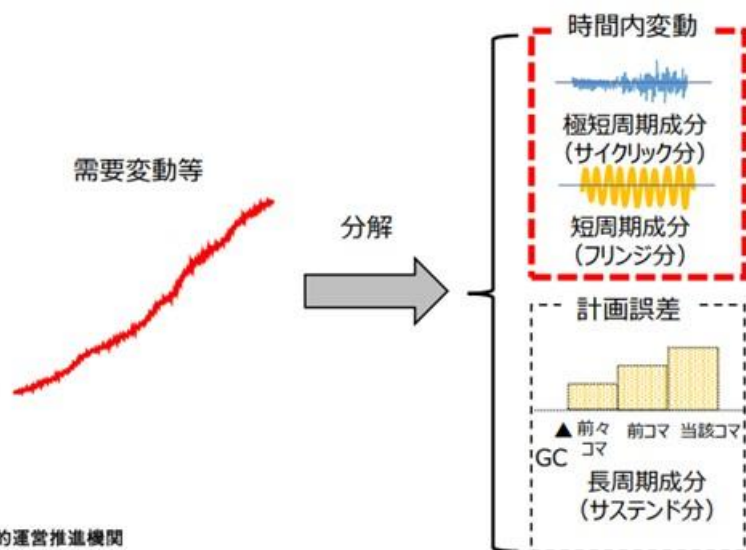


(平常時) 時間内変動対応について

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と。

* 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。

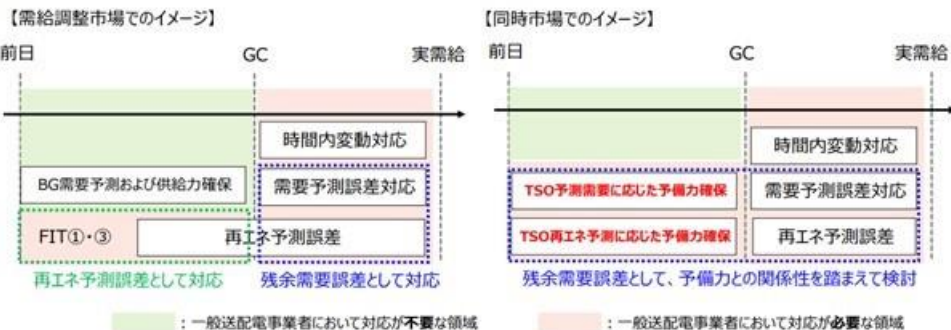


同時市場においても対応は必要であり、必要量についても変わらない

(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る。また、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。

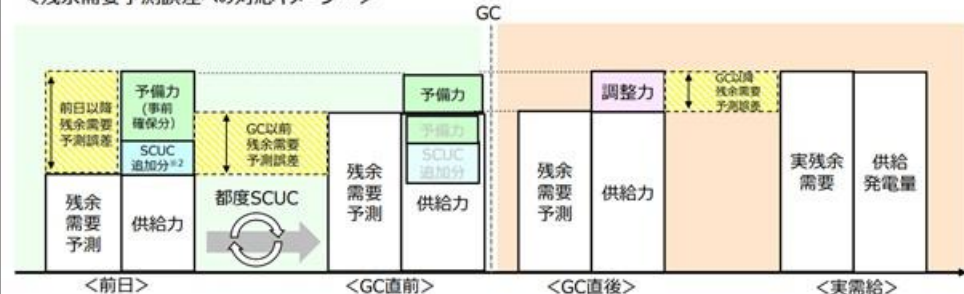


(平常時) 需要予測誤差対応および再エネ予測誤差対応について (3 / 3)

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>



※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、同時市場（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、同時市場（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を行った。
- 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た。

※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

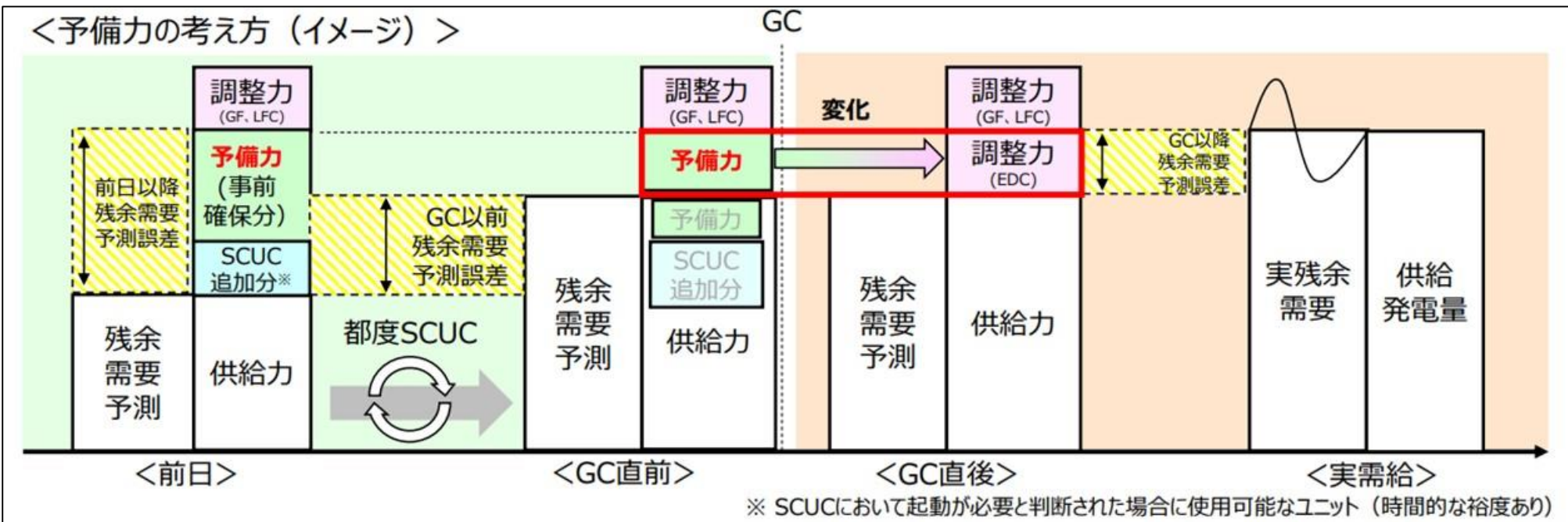
- 電力システム改革以降の電源脱落対応分の確保状況をまとめると下表のとおりとなる。
- 調整力公募以前においては一般送配電事業者が起動停止権を有していたため、一時的に平常時対応分のEDC調整力に対応（一時的に予備率が低下）したとしても、その後、一般送配電事業者による追加起動（確保）で対応できる※ため、問題は無かったと考えられる。
- 一方、需給調整市場においては基本的に一般送配電事業者に起動停止権は無く、これを前提とした制度設計は望ましくないことから、平常時対応分（EDC）に加えて、「電源脱落（継続）」分を予め確保しておくとの考え方は整合的と考えられる。
- この点、同時市場においては前日以降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

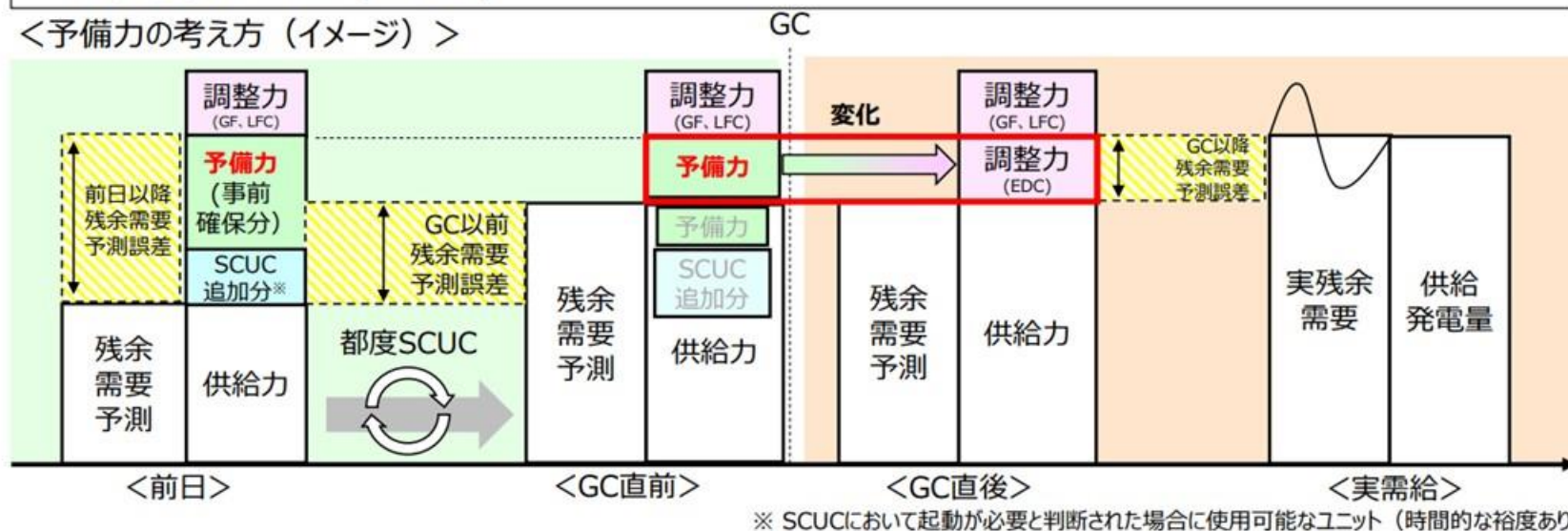


同時市場における予備力の考え方について

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、更なる深掘り検討を行った（次章で詳細説明）。

【現行商品の必要性の検討状況】

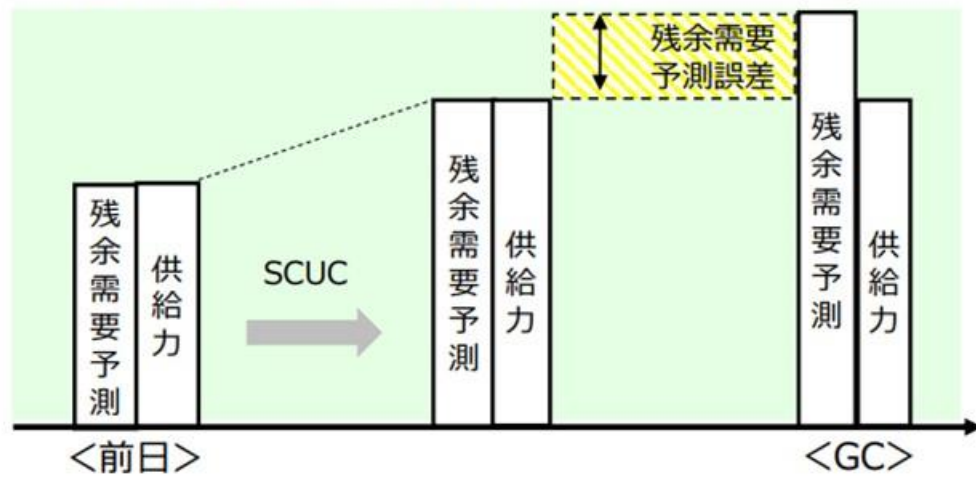
対応する事象	同時市場における商品の必要性の論点		対応する 現行の商品区分
	予備力としての確保	調整力としての確保	
時間内変動 (極短周期成分)	不要 対応可能なリソースが限定されることが想定され、予備力とは別に前日から確保することが望ましい	必要 ※ 都度SCUCを行うとしても、発生するため、現行と同様に対応は必要となる	一次 (GF)
時間内変動 (短周期成分)			二次① (LFC)
需要予測誤差	必要 残余需要誤差として対応するものの、SCUCにおける追加起動リソースの不足も懸念されるため、一定程度は予備力として確保する必要がある	必要 残余需要誤差として対応するのが整合的 1つの事象に対し、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)
再エネ予測誤差			三次② (前日～GCの再エネ)
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。

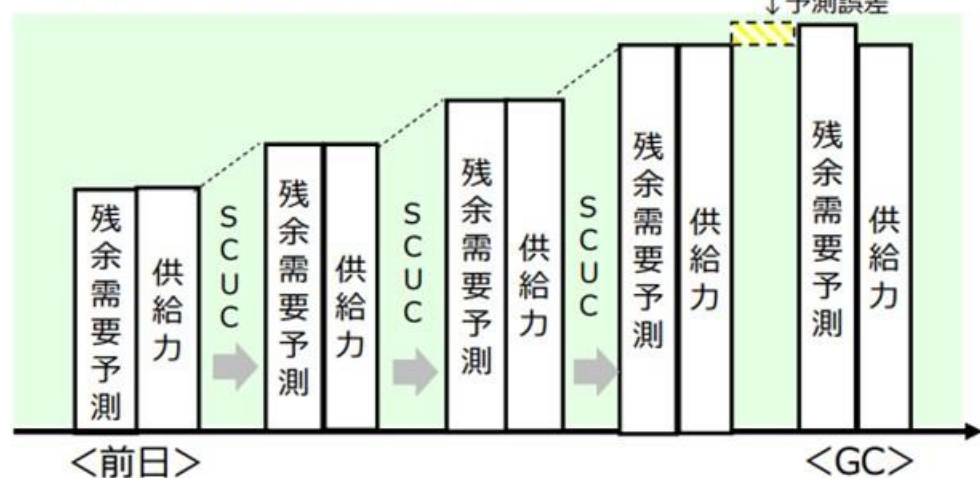
1. 作業会の位置付けおよび開催状況について
2. 論点整理・検討状況
 - (1) 現行商品の必要性
 - (2) 商品区分の見直し
 - (3) 各商品必要量の算定式
 - (4) 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件
3. まとめ

- 同時市場（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、追加起動可能なリ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）が考えられるため、それらの過去経緯等にも一定の配慮が重要。

〈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

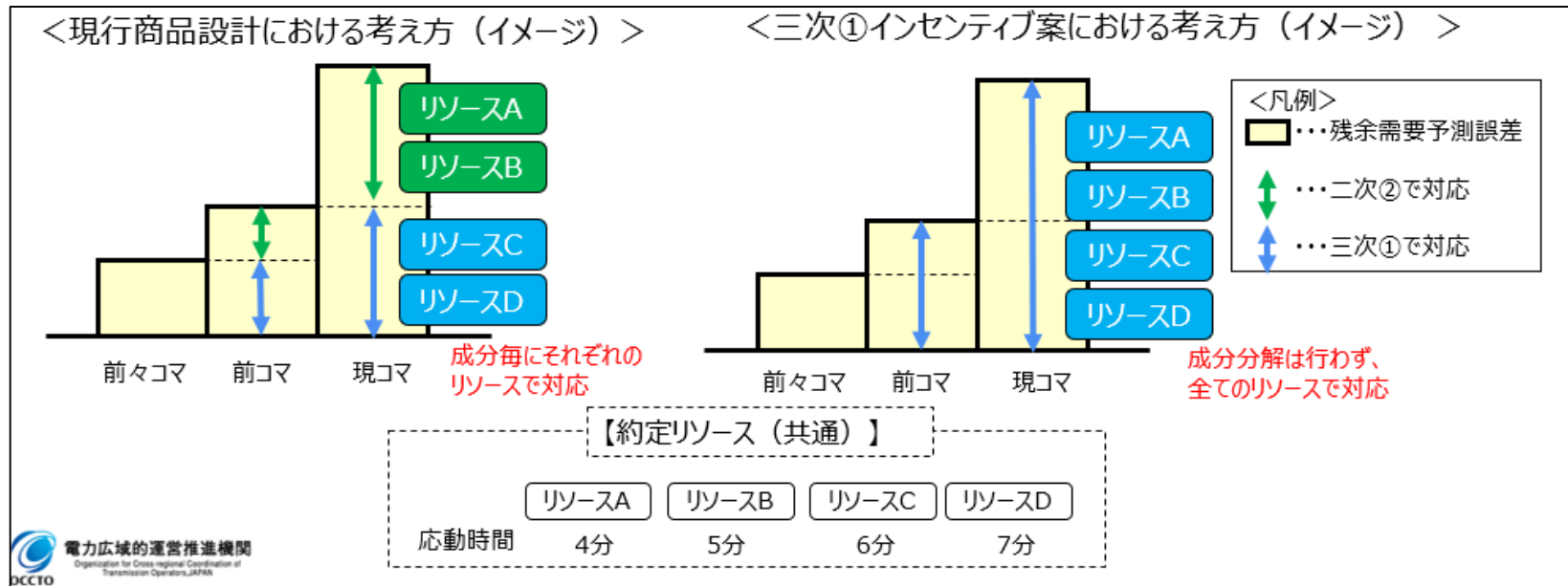
※5 2025年度より「60分以内」に変更予定

※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

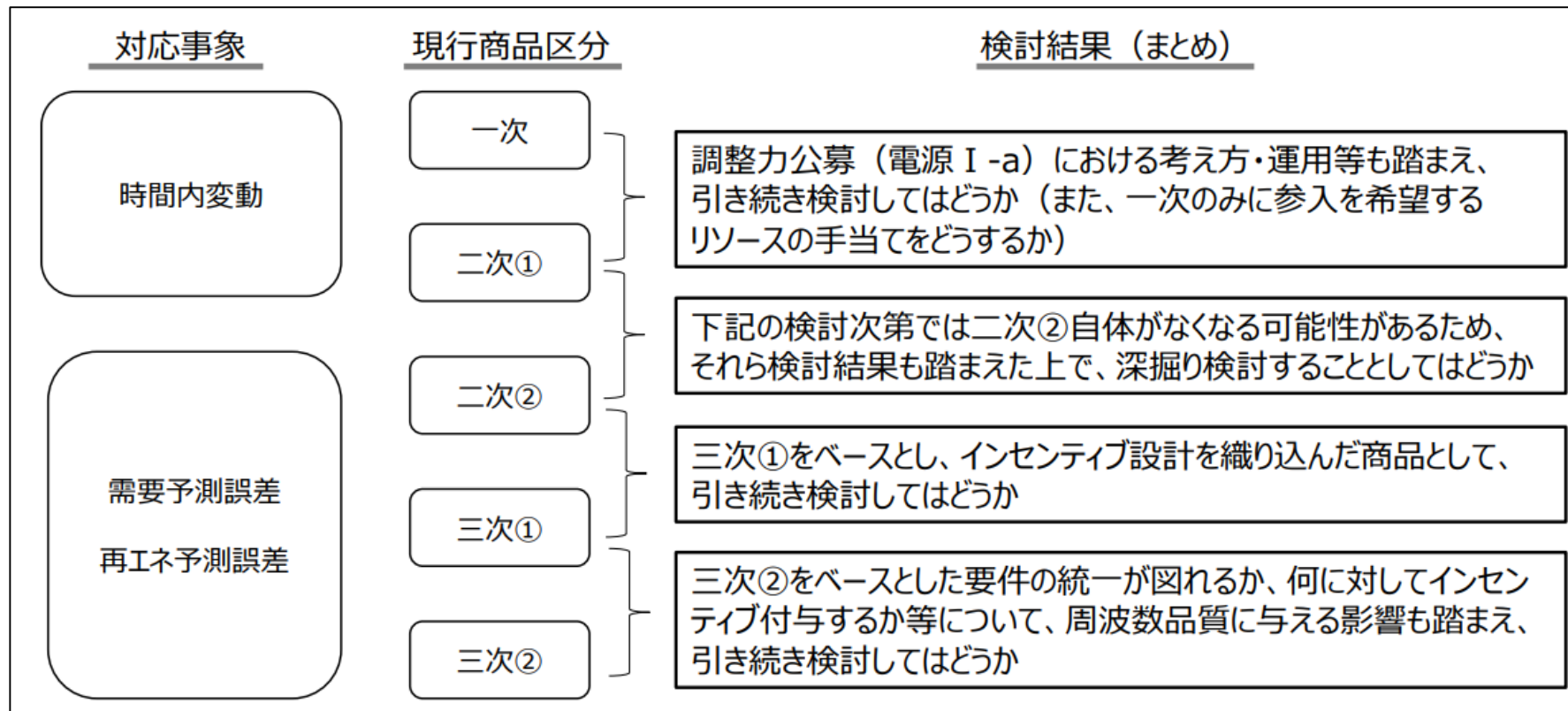
- 商品集約について、まずもっては機能・要件の近いEDC領域の商品である二次②、三次①の集約を検討。
- 具体的には、主に新規参入を阻害しないよう、応動時間の長い三次①に二次②を集約する方向が考えられるが、単純に三次①に集約してしまうと、これまで二次②が担ってきた事象（変化の速い段差）に対応できなくなる。
- その対策として、要件としては幅広く用意しておきつつ単一商品として取り扱い、約定したリソースのハイパフォーマンス部分（最低要件より高いスペックの部分）を上手く活用することで、残余需要予測誤差に対応する（成分分解は行わず、全てのリソースで対応）方向性が考えられるところ。
- 一方で、どのよう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）、その具体的内容をどうするのかといった課題もあることから、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。



- 前述の検討結果をまとめると、商品区分の見直しの方向性については、以下のとおり（一部検討中の項目あり）。
- 商品集約については、まずもって二次②・三次①の集約検討に着手したところ、その他の商品集約※可否についても、引き続き、作業会において検討が進められる予定。

※「電源 I -a（同じ枠）として確保していた一次・二次①の集約ができないか」「三次②についても二次②・三次①と同じEDC領域として集約できないか」等の観点で検討。

【商品区分見直しの検討状況】



【検討対象1】二次②、三次①、三次②の商品区分見直し（5 / 6）

38

- ここまで検討を行ってきた三次①インセンティブ案は、商品を集約し、SCUCロジック計算負荷の低減が期待できるのみならず、調整力提供者にとっては、リソースの機能改善のインセンティブになるとも考えられ、将来に亘る継続的な調整力機能の維持・向上が期待できること。
- また、将来的には、より高スペックな調整力の台頭により、安価で低スペックなリソースを活用する余裕が生まれるとも考えられ、全体的な調整力調達コストの低減も期待できるか。
- 他方で、仮にインセンティブ付与を約定ロジックで実現させようとするれば、SCUCロジックの複雑化や計算負荷が増大する懸念もあることから、具体的なインセンティブ設計については、慎重に検討を進める必要があると考えられる。
- 上述のとおり、三次①インセンティブ案については、検討すべき課題（具体的なインセンティブ設計等）は多いものの、将来的な社会便益に資する可能性などもあることから、米PJMにおけるハイパフォーマンス設計等を参考にしながら、引き続き詳細な検討を進めてはどうか。

【検討対象1】二次②、三次①、三次②の商品区分見直し（6 / 6）

42

- 続いて、三次①インセンティブ案と三次②について集約する余地があるかについて検討を行う。
- 先述の議論と同じく、三次①スペックを最低要件とすると、これまで三次②に参入していたリソースにとって、参入障壁が高くなる（応動時間15分以上のリソースは参入不可となる）ことが課題となる。
- この点、三次①インセンティブ案に三次②を取り入れることによって（三次①インセンティブ案を拡張するイメージ）、対応することも考えられるのではないかと。インセンティブ設計における基本的考え方は、要件を広く（緩く）設定することにより幅広くリソースを受け入れることであるため、三次②における要件をベース（最低要件）としてインセンティブ設計を検討することとなるか。
- 一方、現行の三次①と三次②における要件の差については、「応動時間」のみならず「指令・制御」もあることから、要件の統一が図れるか、何に対してインセンティブ付与するか等については、周波数品質に与える影響等も踏まえ、引き続き検討を進めていくこととしたい。

< 現行の商品要件（抜粋） >

	三次調整力①	三次調整力②
指令・制御	オンライン(EDC信号)	オンライン
監視	オンライン	オンライン
回線	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⇒30分 (2026年度目標)	3時間⇒30分 (2025年度～)
応動時間	15分以内	45分以内⇒60分以内 (2025年度～)
継続時間	3時間⇒30分 (2026年度目標)	3時間⇒30分 (2025年度～)
並列要否	任意	任意
指令間隔	専用線：数秒～数分、簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	専用線：1～5秒程度、簡易指令システム：1分	1～30分

【検討対象2】一次、二次①の商品区分見直しについて (2 / 3)

44

- この点、過去の調整力公募においては、電源 I-a (周波数調整機能) が、一次・二次①双方の機能を包含していたともいえることから、その要件設計の考え方について確認を行った。
- 電源 I-a の具体的な要件としては、GF機能 (一次相当) は具備のみ求めており、応動時間等の要件は定められていないことから、GF機能 (一次相当) に関しては具備のみ要件とすることも一案と考えられる一方、 ΔkW (余力) として確保する必要がないか (何故それで問題ないか) 等、調整力公募における考え方・運用等も踏まえた検討・整理が引き続き必要と考えられる。

(参考) 調整力の区分ごとの要件について

- 各一般送配電事業者が設定した電源等 (I-a、I-b、I'及びII) の主な要件は以下のとおり。

	電源 I-a	電源 I-b	電源 I'	電源 II
オンライン 発停対応	必要	必要	原則必要*	必要
周波数調整 機能	必要	不要	不要	必要
応動時間	5分以内	1.5分以内~ 3.0分以内	3分以内	-**
継続時間**	7時間~11時間	7時間~16時間	2時間~4時間	-
継続容量**	0: 5.7kW~ 1: 5.7kW	0: 5.7kW~ 2: 5.7kW	0: 1.7kW以上	-**
提供期間**	平成29年4月1日~ 平成30年3月31日	同左	適年 (7月~9月)	適年 (ゲートクローズ後の 余力のみ)

*1 オフライン発停については、発動より応動可能な範囲で発動容量 (5分~10分)。
*2 応動の継続性に満たない場合でも応力は可能であり、その場合は継続評価に反映。
*3 出力の割合、容量率等に応じてオフライン発停の継続時間を定める。
*4 各社ごとに発動の継続時間と応動時間を定め、また電圧については、発動回線が異なる。
*5 電源 I-a については応動時間と出力割合は異なる。各社ごとに出力割合として、例えば、5分以内(連続)、5分以内(出力変動)であることを要件として設定

2020年および2020+X年の調整力細分化の方向性

9

- 2020年は、新規参入機会を増やす観点から、制御の時間領域毎に商品ができるよう細分化する。なお、それぞれの名称については後述の検討状況により適切な名称に変更する。
- 2020+X年は、二次領域の調整力の量を確保するため、新規参入状況を考慮して見直しを要する検討する。細分化が実現可能な各技術的課題について検討を行った。
- 下図は現在の電源 I について記載しているが、電源 II の細分化の扱いも同様。(なお、ゲートクローズ後の発給ギャップの構造は、発給調整市場で調達した調整力に加え、ゲートクローズ時点の余力も活用し、フリットオーダーで経済運用を図る。)



出所) 第16回制度設計専門家会 (2017年3月31日) 資料6を元に作成
https://www.emsc.mst.go.jp/activities/emsc_system/2016_06_00.pdf

出所) 第5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 (2017年8月18日) 資料2を元に作成
https://www.occto.or.jp/inikai/chouseiryoku/sagyokukai/2017/chousei_sagyokai_05_hafu.html

【検討対象2】一次、二次①の商品区分見直しについて (3 / 3)

45

- また、仮に電源 I-a (周波数調整機能) のような集約の方向性とした場合、現行の一次のみに参入を希望するようリソースにとっては、参入が阻害される虞がある。
- 特に、一次オフライン枠への参入を希望するリソースにとっては、専用線の構築が大きな障壁となると考えられ、何らかの手当が必要と考えられるところ (この点は三次①インセンティブ案にはなかった課題)。
- 手当の案としては、大きく以下2案が考えられるところ、先ほどの要件の統一と合わせ、引き続き検討することとしたい。
 - 現行と同様、集約した商品内のオフライン枠として取り扱う
 - 現行のオフライン枠を別商品として取り扱う (市場外商品として扱うことも含む)

【検討対象3】二次①、二次②の商品区分見直しについて

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してはどうか。

(参考) 二次調整力① (LFC) と二次調整力② (EDC-H) の要件に関する差異について

6

- 二次調整力①と二次調整力②は要件に関して差は見られないが(左表参照)、LFCおよびEDCについては、その目的等について、明確な差がある(詳細は以下のとおり)。

【主な要件(再掲)】

	二次調整力① (LFC)	二次調整力② (EDC-H)
指令・制御	指令・制御	指令・制御
回線	専用線等	専用線等
監視の通信方法	オンライン	オンライン
応動時間	5分以内	5分以内
継続時間	30分以上	30分以上
供出可能量 (入札上限)	5分以内に出力変化可能な量とし、機器性能上のLFC幅を上限とする	5分以内に出力変化可能な量とし、オンラインで調整可能な幅を上限とする
最低入札量	5MW	5MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW
応札が想定される主な設備	発電機・蓄電池・DR等	発電機・蓄電池・DR等
商品区分	上げ/下げ	上げ/下げ

【LFC・EDCの概要】

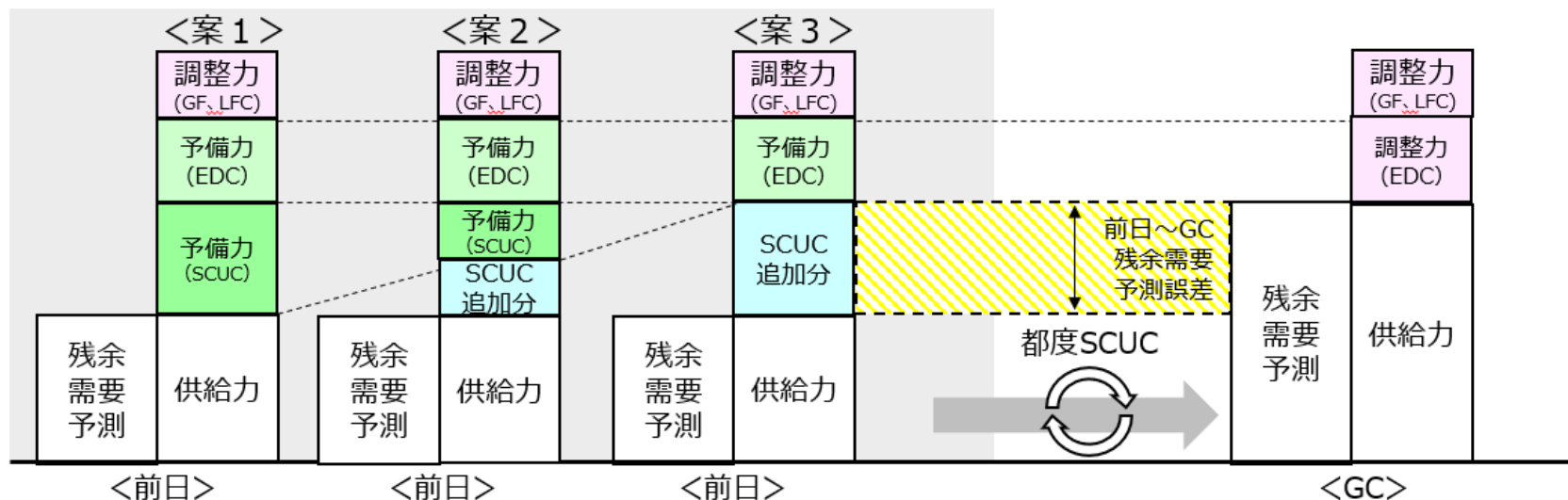
	二次調整力① (LFC)	二次調整力② (EDC-H)
目的	基準周波数および連系線潮流基準値を維持するため	需給バランス調整を経済的に行うため
中央給電指令所からの指令・制御間隔	0.5～数十秒 ^{※1}	1～数分 ^{※1}
落札コマでの発電機等の状態	発電機:並列が必須 DR:瞬時に発動できること	応動時間内に指令値に達するのであれば、停止していても可

※1 エリアにより違いがある。統一化については将来検討。

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

- 前述のとおり、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（残余需要誤差）必要量算定の考え方について検討を行った。
- 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り得ることから、以下3案に分けて、必要量の試算を行った。

<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、先述の予備力必要量（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）】

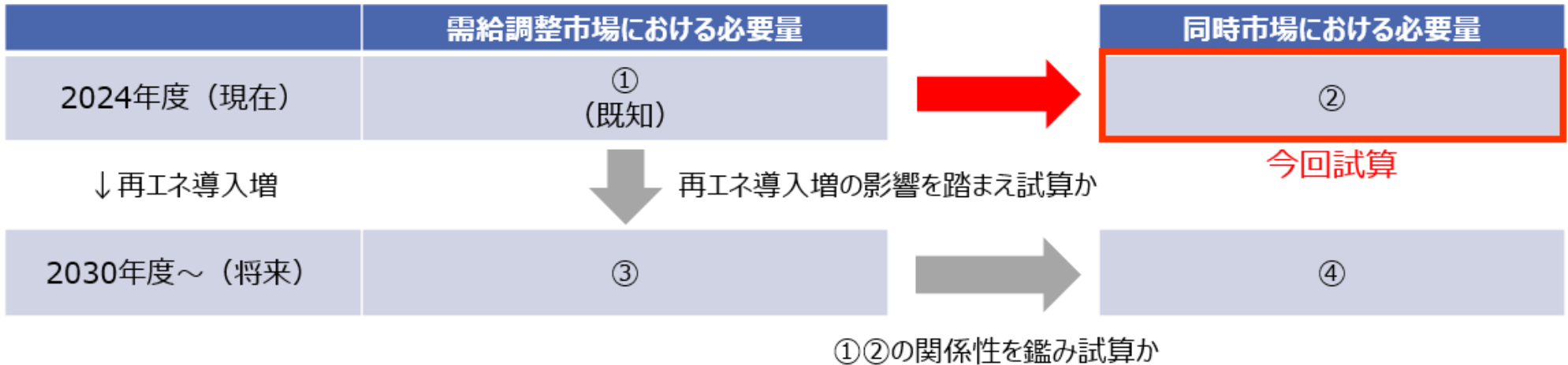
赤字…現行の需給調整市場からの変更点

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 + 「前日～GCの 残余需要誤差30分 平均値」 の3σ相当値	合計：3,400～7,900 (内訳) 3,400 + 0～4,500 (SCUC追加分見合い)
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。

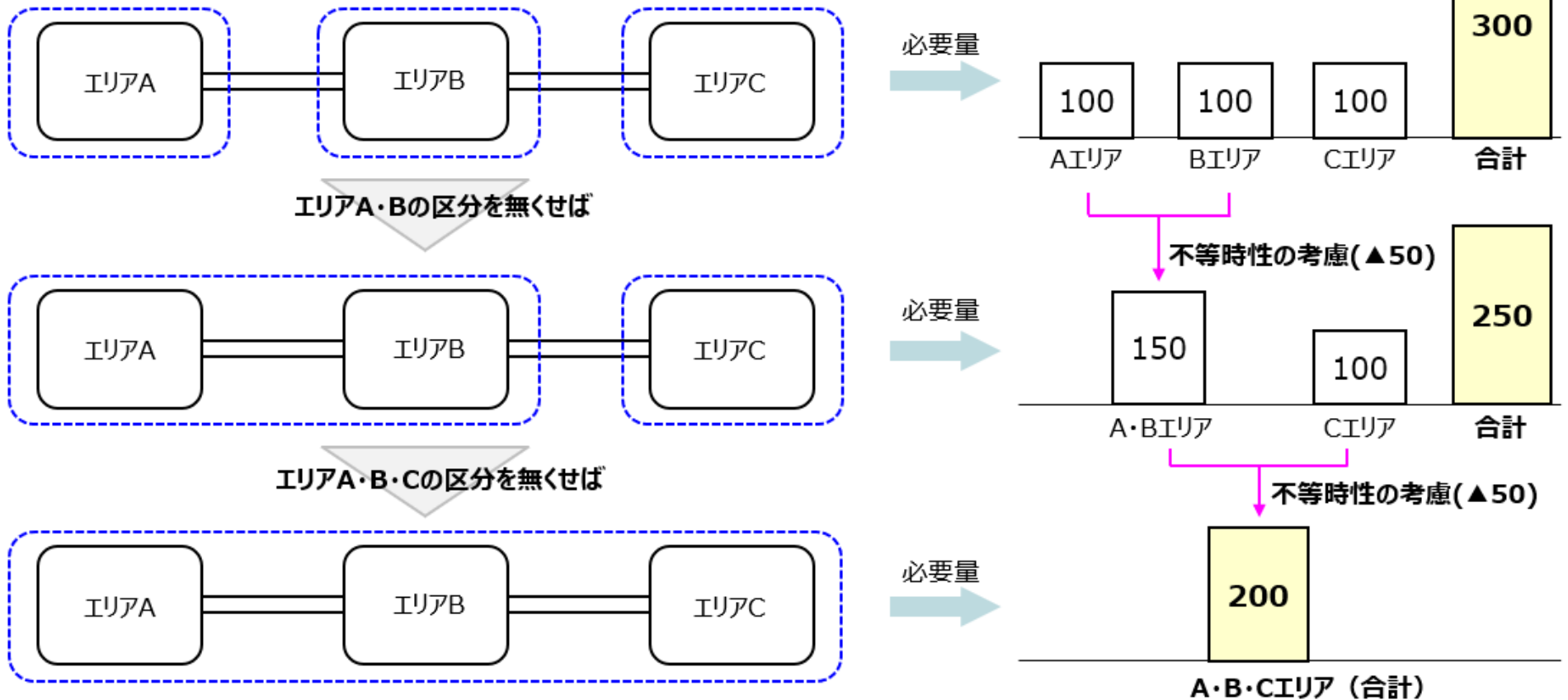
- 一方、今回の試算は、あくまでも同時市場における必要量の規模感（ならびに低減効果）の把握や、今後の商品区分見直しの検討に役立てることを目的に、現在（2024年）の需給調整市場での必要量（下表①）をベースとし、現時点で同時市場への移行を実現したと仮定した場合の必要量（下表②）の試算という位置付けであることに留意が必要。
- 今後、同時市場の導入に係る便益の試算等を実施するためには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での将来必要量（下表③・④）の試算が必要であり、引き続き商品区分見直しの検討とも並行しながら検討を進める。

<今回の必要量試算の位置付けについて（イメージ）>



■ また、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進められている。

【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】

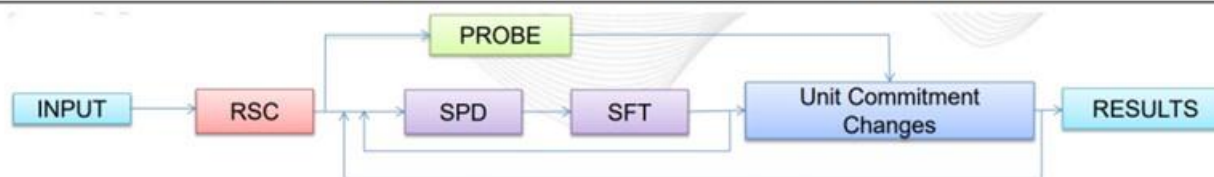
対応する事象		米国		現行の日本（連系線）		同時市場（連系線・地内）	
		判断基準	発動制限 ΔkWへの対応	判断基準	発動制限 ΔkWへの対応	判断基準	対応の方向性
平常時	時間内変動 (極短周期成分)	平常時 運用容量 (110%)	<ul style="list-style-type: none"> 考慮されていない (平常時運用容量 の瞬時超過であり、 許容されている) 都度のSCUC・ SCEDにより対応 (kWh容量制約 として考慮) 	平常時 運用容量 (100~ 130%)	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達時は連系 線ΔkW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) 広域調達時は連系 線ΔkWマージンを 設定することで、 発動制限を回避 	平常時 運用容量 (最大 200%)	<ul style="list-style-type: none"> フリンジの考え方を 整理することで ΔkW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)						
	予測誤差						
緊急時	電源脱落 (瞬時)	緊急時 運用容量 (150%)	<ul style="list-style-type: none"> 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%)	<ul style="list-style-type: none"> 広域調達時は連系 線ΔkWマージンを 設定しているが、 エリア内調達が 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%)	<ul style="list-style-type: none"> (考えられる案) ΔkW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)						

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】



Resource Scheduling and Commitment (RSC)	前日市場の決済プロセスの初めのステップ。主要な送電制約をモデル化して、各事業者の入札情報（増分・減分入札情報、価格と需要の反応、経済的な需要反応、輸出入の入札）を基に発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）を提供する線形混合モデル（mixed linear program）。
Scheduling Pricing and Dispatch (SPD)	RSCの次のステップ。主要な送電制約だけでなく、全ての制約をモデル化し、LMP価格も含むディスパッチソリューションを導出。
Simultaneous Feasibility Test (SFT)	SPDに続いて実行される分析。ベースケースと 事故発生時の潮流解析 （contingency power flow analysis）も実施する。SPDに対して過負荷制約も導出する。
PROBE	SPDとSFTと同時に実行される。前日市場の運用者に対して、RSCに基づく発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の結果に変更が必要である可能性がある場合に、推奨を行う。PROBEは全ての制約をモデル化する。また、潜在的な局所的市場支配力を計測するためのThree Pivotal Supplier（TPS）テストを含み、揚水発電の最適化運用も考慮する。
Unit Commitment Changes	PROBEにより指摘された推奨事項、リアルタイムの系統制約状況、運転時間の調整を踏まえて、 発電機起動停止計画（ユニットコミットメント）の変更 を行い、最終的な結果に反映する。



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>



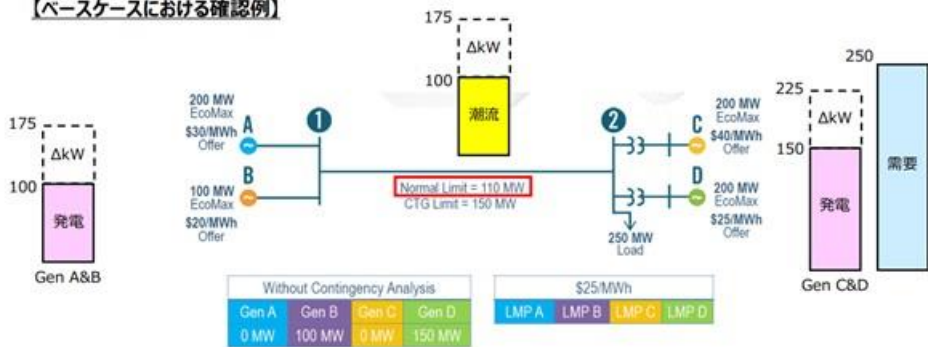
電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

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.pdf>

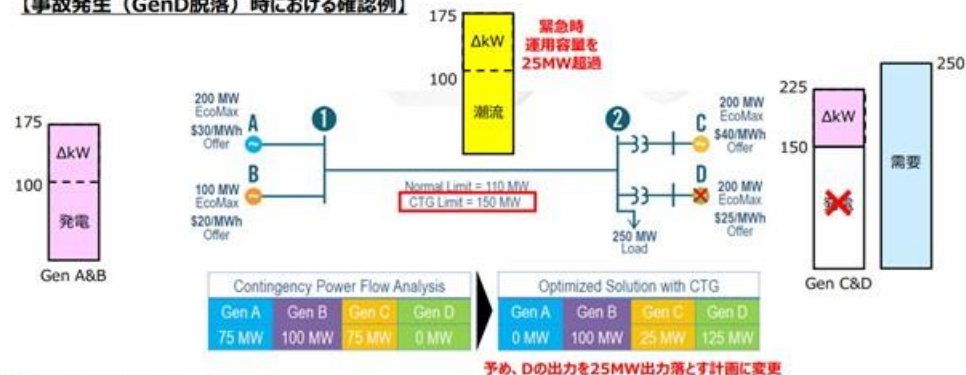
SFT (Simultaneous Feasibility Test) 概要について (2 / 2) 11

- 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.pdf>

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 teaway as soon as possible. Only one sub-zone will be active communicated in the Markets Gateway application. Reserve 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>

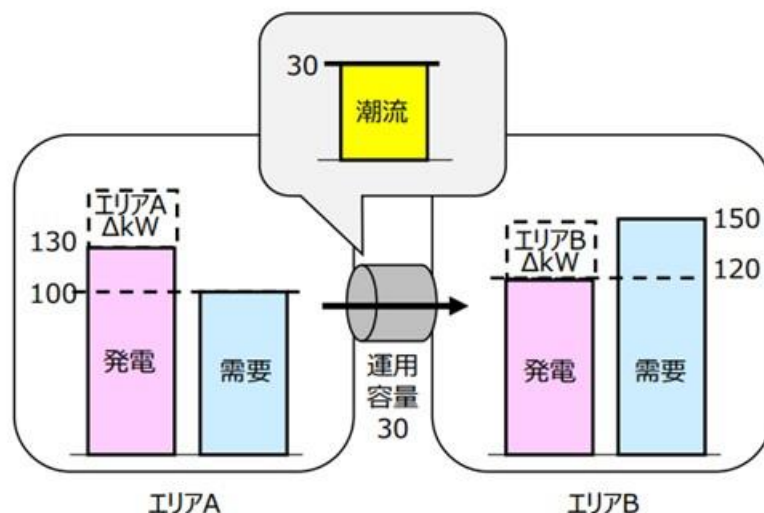
現行の日本における発動制限 ΔkW への対応について

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。

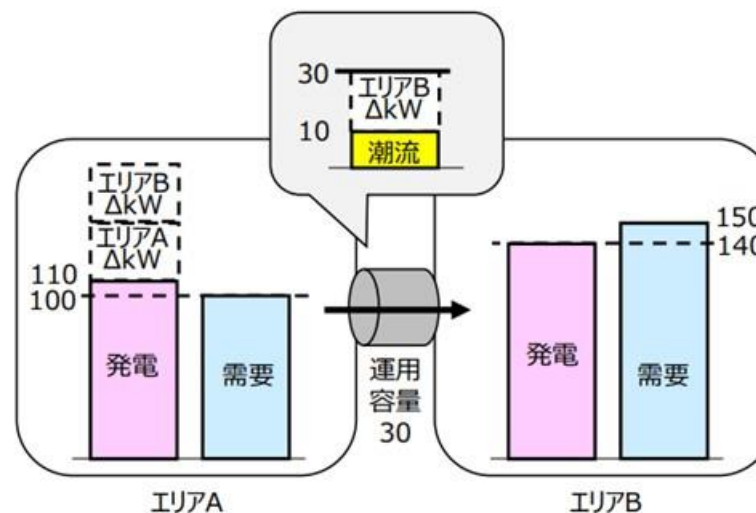
【 ΔkW 確保エリアの細分化】

(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。

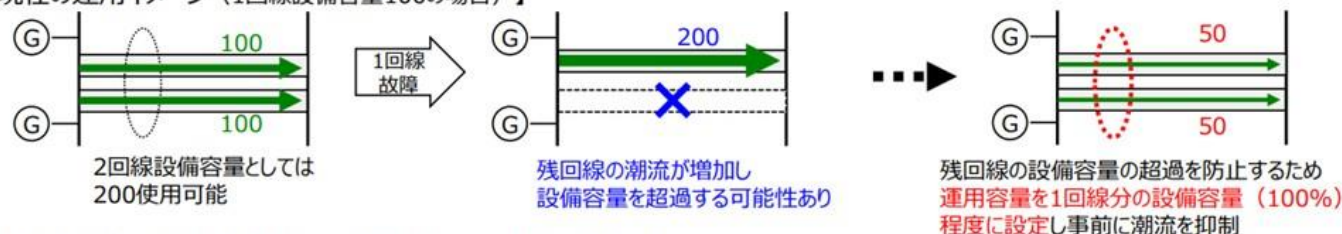
(参考) N-1電制適用後の運用イメージ

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)】



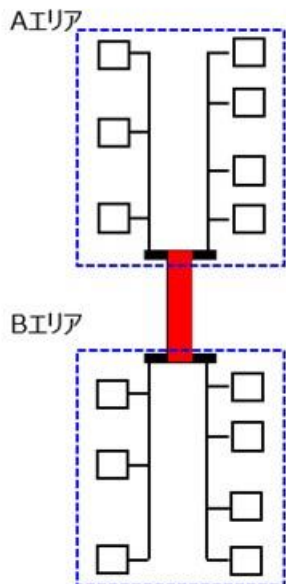
現行の需給調整市場における ΔkW 確保エリアの細分化の考え方 (2 / 3)

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）。

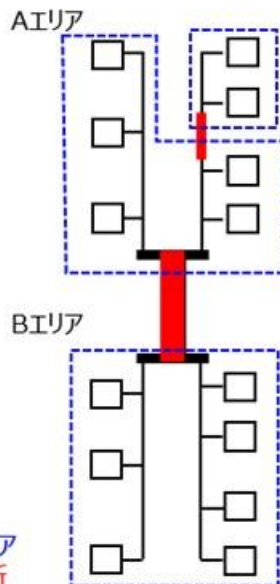
フェーズ0

(地域間連系線のみで混雑)



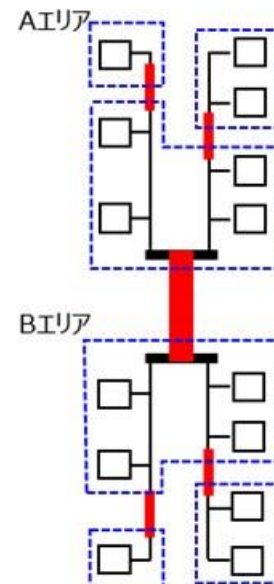
フェーズ1

(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)



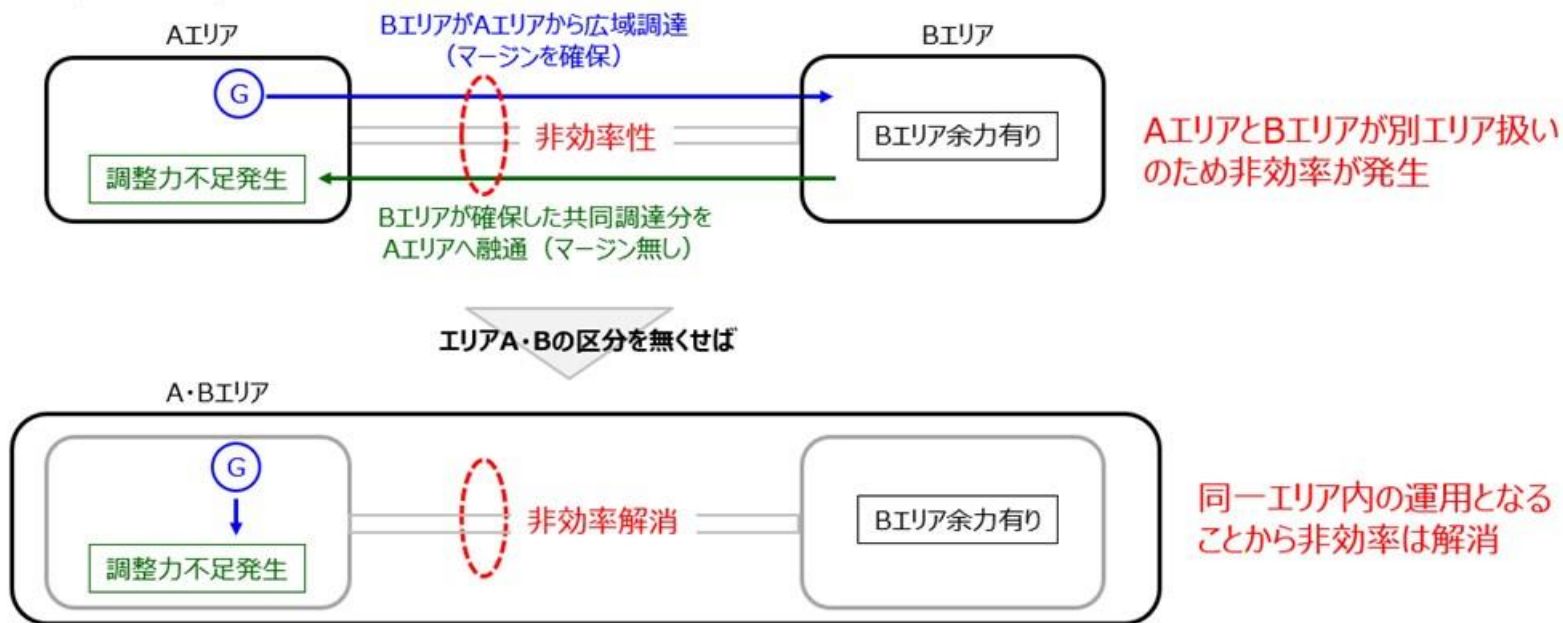
青枠： ΔkW 確保エリア
赤線：混雑発生箇所

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ります。
- 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。

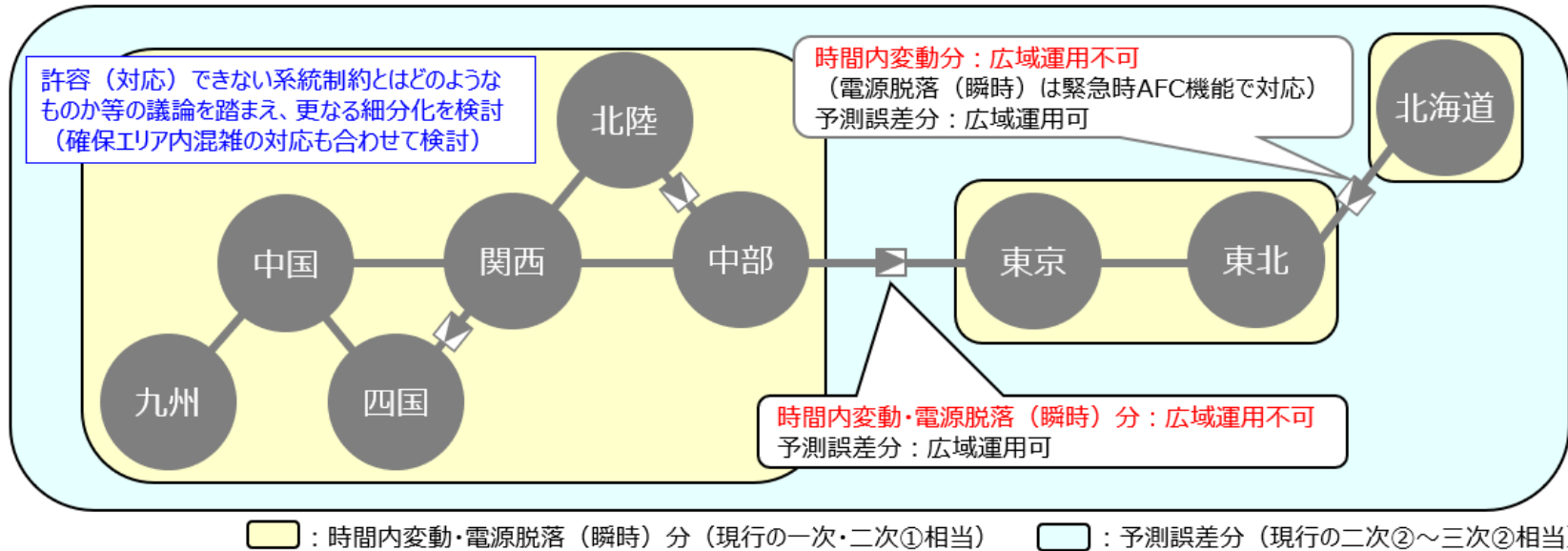
【非効率性イメージ】



- 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。

※ SCUCロジックの送電容量制約に組み込む（検証A内容）あるいは現行の地内運用の考え方等も踏まえ、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。

【同時市場における ΔkW 確保エリア細分化の基本的な考え方】



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を検討するにあたっては、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）の検討とも並行し、以下のとおり、論点整理がなされており、引き続き、検討を進めていく予定。
- 今後は、これらの検討結果を連携の上、検証Aにおける「調整力の定義も踏まえたkWh・ ΔkW 同時最適ロジック」に関しても、検討を深掘りしていく予定。

【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、<u>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</u>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 （<u>単独エリア毎に必要量 = 調整力確保制約</u>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）

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

- 今回、第53回、第55回、第56回作業会における同時市場の調整力の検討状況について、中間報告を行った。
- 作業会においては以下の前提をもとに検討を進めている。
 - ✓ 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ついては、以下のとおり。

<現行商品の必要性>

- ✓ 調整力が対応すべき事象（時間内変動や予測誤差）に着目し、調整力（商品）の必要性について検討

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	必要	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		二次②・三次①（GC以降のEDC）
再エネ予測誤差			三次②（前日～GCの再エネ）
電源脱落（瞬時）	不要	必要 ※一部要否検討中	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	三次①

<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
- ✓ 機能・要件の近いEDC領域の商品である二次②、三次①について、新規参入を阻害しないよう、三次①に集約する方向で検討（リソースのハイパフォーマンス部分を、「インセンティブ設計」等により活用）

<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%程度となることを確認（今後精緻化の上、便益試算にも活用）
- ✓ 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、まずは広域運用単位での ΔkW 確保エリア（sub-zone）の細分化を基本とする

<電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件>

- ✓ 電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件は、調整力の必要性や区分・必要量（ ΔkW 確保単位含む）の検討とも並行し、引き続き検討

■ なお、これらタスクアウト項目の検討状況については、検討途上のものもあるため、引き続き検討を進める。