

# 需給調整市場に係わるシステム構築に あたり整理が必要な事項について

2018年2月22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

(空白)

(空白)

(空白)

- 第14回制度検討作業部会(2017年11月10日)において、2020年に向けた共通プラットフォームの開発は一般送配電事業者の代表会社が行うこととされた。
- 2020年に向けて一般送配電事業者がシステム開発を進めるにあたり、以下を整理していく必要がある。
  - ✓ 需給調整市場等に係わる業務
  - ✓ システム化する業務
  - ✓ システム化する業務に必要な機能

## 論点⑩：広域化を踏まえた需給調整市場の在り方（共通プラットフォーム④）

- 2020年に向けた共通プラットフォームの開発については、品質の高いシステムを構築することにより利益を受ける主体が一般送配電事業者であることや、開発作業が一般送配電事業者の実運用と密接に連携することが想定されることから、一般送配電事業者が開発し、費用負担することが妥当ではないか。
- 具体的には、一般送配電事業者において、代表会社を選定し、開発することとしてはどうか。
- 他方で、開発における透明性を確保するため、システムの仕様等については、本作業部会における検討を踏まえ、広域機関等の場において、開発を担う代表会社が検討状況を報告し、客観的な審議を行うこととしてはどうか。
- また、上記の検討や審議にあたっては、2020年に向けた共通プラットフォームを開発するにあたって、2020 + X年の絵姿に最短で近づけることを常に念頭におきつつ進めることを確認してはどうか。また、それに向けて各事業者における中給のシステム改修の整合性なども確認していくこととしてはどうか。

## 2020年および2020+X年の商品設計のイメージ

21

- 基本的な商品メニューは以下のとおり。ただし、DRなど新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値およびその他要件は引き続き検討。

	一・二次調整力(GF・LFC)※1		二次調整力② (EDC-H)	三次調整力① (EDC-L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線※2	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム 等も可
発動までの応動 時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※3	240秒以上	15分以上	7～11時間以上	7～11時間以上	3時間程度
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	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
商品区分	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4	上げ／下げ※4

※1 一次・二次(GF・LFC)の細分化については参入状況等を考慮して検討

※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

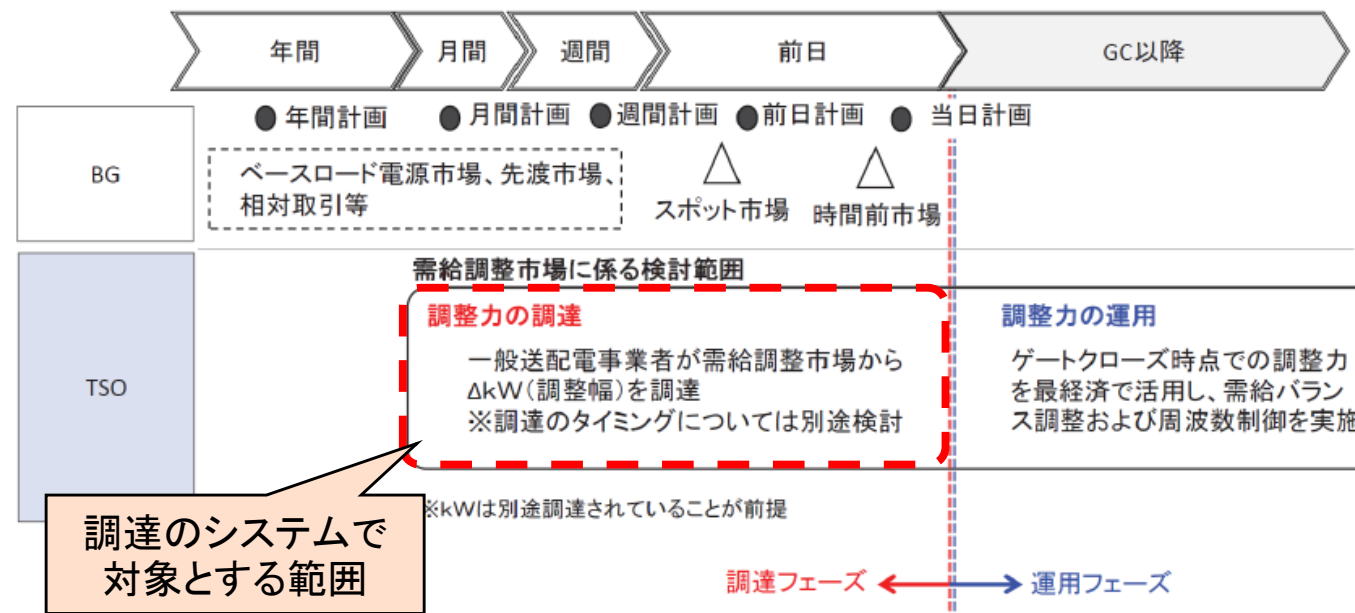
※3 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前送配電が確保しておく必要性は少ない。

# 調達のシステム（需給調整市場システム）に係わる業務フローおよびシステム構築にあたって整理が必要な事項

## 需給調整市場に係る検討範囲について

- 需給調整市場に関しては、ゲートクローズ（GC）までの間に需給調整市場における $\Delta kW$ の確保という側面と、実運用において調達した調整力を運用する（実際に運用した調整力に対し $kWh$ 価値を支払う）側面が存在する。
- 調整力の調達フェーズ及び運用フェーズにおいて、確実性・透明性や効率性、柔軟性を高めていくことが可能な枠組みを構築していくことが重要になるのではないか。



2017年8月第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資料より抜粋

12

## 2. 開設当初(2020年時点)の需給調整市場の概要<業務フローイメージ①>

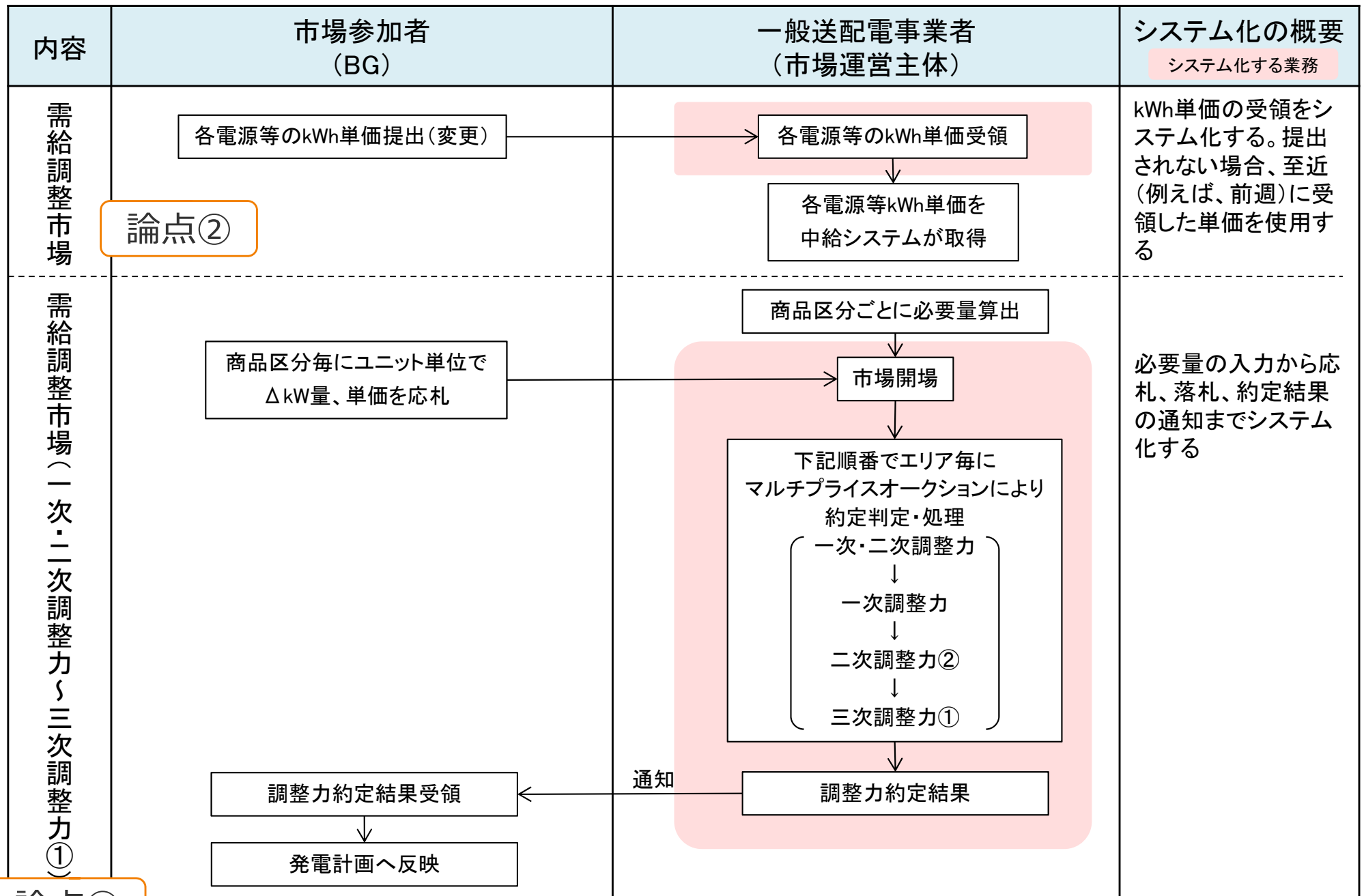
内容	市場参加者 (BG)	一般送配電事業者 (市場運営主体)	システム化の概要 システム化する業務
<p>△kW他の提供に係わる契約(仮称)※ の締結 技術要件の認証</p>	<p>【新規参加時】</p> <p>入札者情報提出 電源等性能データ提出</p> <p>市場参加資格 入札可能区分 最大提供可能量</p> <p>市場参加契約 余力活用契約</p> <p>DR需要家リスト提出</p>	<p>電源等性能確認 入札可能区分、最大提供可能量判定</p> <p>市場参加資格 入札可能区分 最大提供可能量</p> <p>市場参加契約 余力活用契約</p> <p>DR需要家リスト確認</p> <p>締結</p>	<p>入札可能区分、最大可能量の登録をシステム化する。区分等は、市場開場時に活用する</p>
<p>kWh価値の支払い</p>	<p>今後検討</p>		<p>容量市場の契約発効までの間のkW価値の支払いは、取り扱いを決める必要がある</p>

論点①

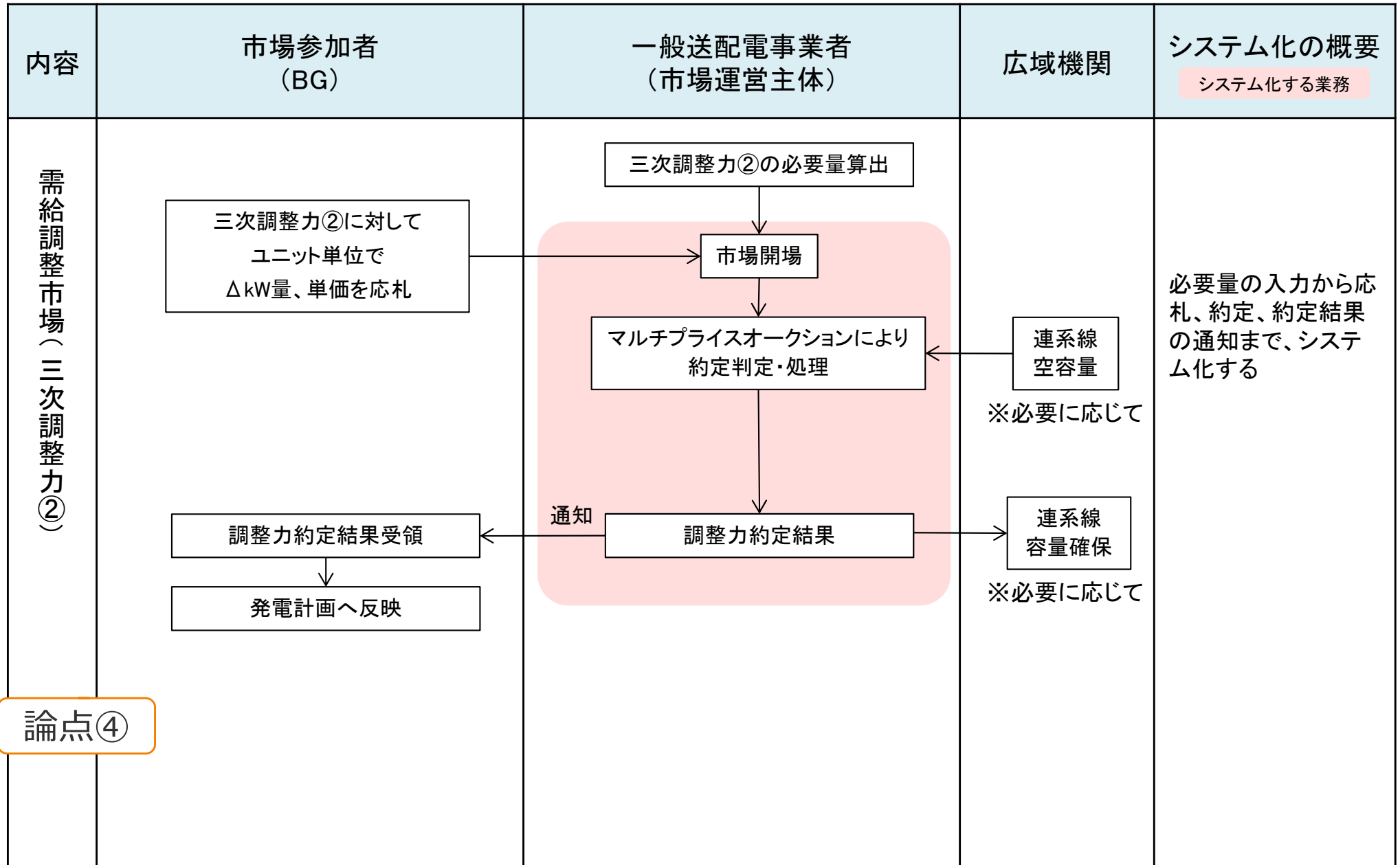
※「△kW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。契約形態など、具体的な事項は今後検討。



## 2. 開設当初(2020年時点)の需給調整市場の概要<業務フローイメージ②>



## 2. 開設当初(2020年時点)の需給調整市場の概要<業務フローイメージ③>



### 3. 需給調整市場システム構築に当たって整理が必要と考える課題一覧(論点①②) 10

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
①-1	・容量契約発効前のkW価値の支払い (右の通りに整理済みと認識)	2020～2023年におけるkW価値の扱いについては、需給調整市場でkW価値を支払う方向	同左
①-2	・容量市場における取引対象外となることが想定される期間(2020～2023年)のkW価値の支払い ・現行の電源I'や特定地域立地電源への支払い	2020～2023年におけるkW価値の扱いについては、需給調整市場でkW価値を支払う方向(再掲) 特定地域立地電源は各一般送配電事業者が手続きの透明性を確保した上で、相対契約や公募で調達することも含め検討 <b>特定地域立地電源の調達期間等は広域機関において検討</b>	・kW価値、電源I'及び特定地域立地電源についてシステム化せず、システム外の仕組みで支払うか 【参考】 ・kW価値について年間を通じて支払うか等の詳細は今後検討か
①-3	【参考】容量契約発効後の容量市場におけるリクワイアメント (同右の通りの整理済みと認識)	＜平常時からのリクワイアメント＞ ①年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること②計画外停止をしないこと ＜追加的なリクワイアメント＞ ③需給ひっ迫のおそれがあるときに、小売電気事業者との契約により電気を供給、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札すること、加えて、一般送配電事業者の指示等があった場合に電気を供給すること等	同左
②	・各電源等のkWh単価提出	ΔkWの応札時に併せて提出されたkWh単価に基づいて精算	・kWh単価は、TFにて、応札時の単価に基づき精算とされており、ΔkW他の提供に係わる契約(仮称)*の契約者は出力帯毎の上げ調整単価(V1)、下げ調整単価(V2)等を市場システムに登録するか

※「ΔkW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。  
契約形態など、具体的な事項は今後検討。

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
③-1	<ul style="list-style-type: none"> <li>商品区分</li> <li>各商品の必要量の考え方と算出方法</li> <li>ブロック商品の時間</li> </ul>	<p>商品区分は制御区分毎に「一次調整力」「二次調整力」「三次調整力」(上げ・下げ別)という計10区分を基本とする方向で検討</p> <p><b>一次・二次(GF・LFC)の細分化、各商品区分に求められる要件、必要量の考え方については、広域機関において検討</b></p> <p>ブロック商品(数時間)の必要性については、細分化作業会で「必要量変化に応じてコマ毎の調達も考えられるが、業務効率性の観点から適正なブロックを検討する(継続時間は商品ブロックの長さが最大)」という議論がなされた</p>	<p>・2020年は、10区分(一次調整力～三次調整力②)とするか</p> <p>【拡張性】システムとしては、区分増加にも対応できるように12区分、ブロック商品は縦方向48ブロック設定可能とするか</p> <p>【参考】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>以下は今後作業会で検討するか</li> <li>下げ調整力を調達するケース、必要量の考え方、具体的な必要量、具体的なブロック商品(数時間商品)について</li> </ul> <hr/> <p>【将来】一次・二次を区分することも検討か</p>
③-2	<ul style="list-style-type: none"> <li>一次・二次調整力～三次調整力①の調達時期</li> <li>需給調整市場開催時間、入札受付期間</li> </ul>	<p>調整力は前週に調達</p> <p>1年間や季節規模で調達するベース部分については、年度、季節毎に調達</p> <p>GC(ゲートクローズ)後の実運用については、電源等の余力など前週以前に確保したもの以外も含めてkWhのメリットオーダー順に発動する仕組みを創設</p> <p><b>調達時期(年度、季節毎等)の詳細については、広域機関において検討</b></p>	<p>・エリア内で調達する三次調整力①までは、電源等の並列時間も考慮して前週調達とするか。年度、季節毎の調達は実施しないことでもよいか</p> <p>・前週に一週間分まとめて実施する方向で、開催時間はBGやTSOから広域機関への週間計画提出を半日程度後ろ倒しする等、計画作成に影響しないように考慮するか</p> <hr/> <p>【将来】調達の合理性を鑑みて実需給に近づけることも検討か</p>

### 3. 需給調整市場システム構築に当たって整理が必要と考える課題一覧(論点③)

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
③-3	<ul style="list-style-type: none"> <li>・約定処理の考え方 (一電源等で複数の商品区分を兼ねる場合の約定方法など)</li> </ul>	<p>ΔkWはメリットオーダーに基づいて落札効率性の観点から、一電源等で複数商品区分を兼ねることも許容(ΔkWの総コストで評価)                      応札時にはΔkWに加えkWh価格も併せて応札対価の和(ΔkW価値+kWh価値)を最小化する組み合わせの詳細</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・市場創設時はΔkW価値のみを評価する</li> <li>・効率性の観点から各商品の応札では全部または一部重複する容量の応札を許容する</li> <li>・一次・二次調整力から順番に約定処理を行うか</li> </ul> <p>【将来】商品区分の他の組合せやΔkW価値+kWh価値の最小化などの約定処理を検討か</p>
③-4	<ul style="list-style-type: none"> <li>・共通プラットフォーム開発主体、管理主体、価格決定方式 (同右の通りの整理済みと認識)</li> </ul>	<p>2020年に向けては、一般送配電事業者が代表会社を選定した上で共通プラットフォームを開発し、その上で需給調整市場を開設                      2020年時点における市場運営主体や共通プラットフォームの管理主体は、一般送配電事業者                      価格決定方式については、当面マルチプライスのオークションシステムを採用                      2020+x年時における需給調整市場の組織形態や契約形態</p>	同左
③-5	<ul style="list-style-type: none"> <li>・応札・契約単位 (同右の通りの整理済みと認識)</li> </ul>	<p>原則電源単位                      複数の調整電源等で連携して調整力を供給することが効率的となる場合における応札・契約単位</p>	同左

### 3. 需給調整市場システム構築に当たって整理が必要と考える課題一覧(論点③)

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
③-6	・応答能力の高い電源等に対するインセンティブ	調達時に電源等の性能に応じて応札電源等を評価(応札価格×調整係数で評価)する仕組みの検討 調整係数の詳細については、広域機関において検討	・応答能力の高い電源等を評価する仕組みとして、調整係数を考慮する仕組みを実装するか ・応答能力の高い電源等を落札可能とするため1以下を入力することが基本か 【拡張性】減点側の評価も可能とできるように1以上も入力可能とし、設定範囲を0.00～100.00としておくか また、調達時にkWh価格を考慮する可能性も踏まえ、kWh価格にも調整係数を設定できるようにしておくか
③-7	・約定後における電源等の差替の可否、差替期限	電源等の差替については、広域機関において検討	・応札・契約は原則電源単位。電源等の差替は可能とし、差替期限は翌日計画の提出までとするか
③-8	・kWh単価の変更可否と変更期限	未議論	・kWh単価の変更は可能とし、変更期限は週間段階(一次～三次①の調達)での入札までとするか

### 3. 需給調整市場システム構築に当たって整理が必要と考える課題一覧(論点④)

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
④-1	・三次調整力②の需給調整市場の開催時期	スポット市場後に募集することについて図が記載あり(細分化作業会)	<p>・広域調達する三次調整力②は、TSOがエリア外から調達した際に、連系線の容量を確保する。2020年はスポット市場への影響を回避することとし、三次調整力②はスポット市場後(前日)に調達するか</p> <p>・三次調整力②の需給調整市場の開催時間とBG計画提出締切について整理が必要か【P】</p> <hr/> <p>【将来】市場調達の合理性と確実性を鑑みて実需給に近づけることも検討するか</p>
④-2	・三次調整力②(広域調達)の紐づけ方法の考え方	2020年の広域的な調整力の調達・運用は限定的(3次調整力②(低速枠))であることを踏まえると、2020時点においては、エリアの一般送配電事業者が、優先的に安価な調整力を確保することが考えられる	<p>・エリア外との紐づけ方法は、2020年では連系線容量に出来るだけ影響しないよう、隣接優先とするか</p> <p>また、連系線の運用容量が比較的大きい交流連系線を優先して紐づけするか</p> <hr/> <p>【将来】エネルギー市場と需給調整市場での費用の合理性を考慮し、連系線の容量の事前確保や紐づけを検討するか</p>
④-3	・三次調整力②以外の広域化は同右	2020年においては、低速域の三次調整力②の広域調達・運用を目指す 2020+X年においては、二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指す	同左

### 3. 需給調整市場システム構築に当たって整理が必要と考える課題一覧(論点⑤)

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
その他 ⑤-1	・運用開始時期	基本的には2020年の開設を予定しているが、需給調整の実際の運用にも密接に関わるものであり、2020年に予定されている東京オリンピック・パラリンピックとの関係等も踏まえ、検討を行う	・オリンピック・パラリンピックへの影響回避や、市場参加者との接続試験や習熟に要する期間を十分に確保する観点から、開設を2020年春より後とするか
その他 ⑤-2	・ペナルティの扱い (ペナルティの項目とチェック方法など)	参入要件・ペナルティは、監視等委員会での議論を踏まえつつ、引き続き監視等委員会と広域機関の連携のもと検討	【参考】 ・システム化の要否を検討中
その他 ⑤-3	・監視・公表の在り方 (監視等委員会に必要なデータなどの整理が必要)	監視は、監視等委員会での議論を踏まえつつ、引き続き監視等委員会において検討  市場支配力を有する事業者に対する一定の規律については、監視等委員会において検討  ΔkW価格およびkWh価格の公表内容については、監視等委員会において検討	・現時点で必要な処理等が具体化しておらず、2020年はシステム化を見送るか

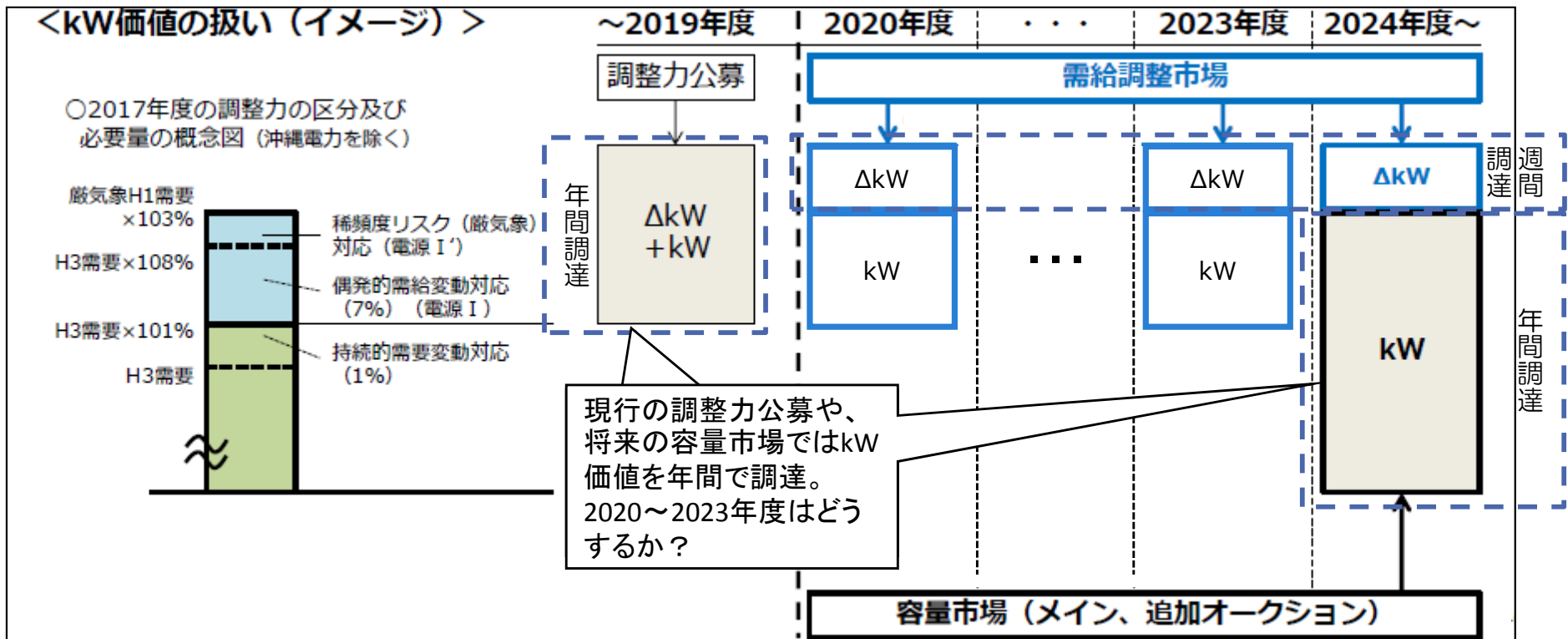


論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
その他 ⑤-4	・ $\Delta kW$ 調達時に調達量が未達であった場合の対応	市場で必要量を確保しきれなかった場合はどのような対応になるか(細分化作業会)	<p>・週間段階の調達(一次～三次①)での未達は以下のように処理するか ⇒2020年は、<math>\Delta kW</math>他の提供に係わる契約(仮称)*を締結した事業者に対して、提供可能な電源等とその価格を確認して調達する</p> <p>・前日段階(3次②)での未達は以下のように処理するか ⇒時間的余裕がないため、給電指令、広域機関による供出指示により調達する</p>
その他 ⑤-5	・調整力調達後に、トラブル等により調達した $\Delta kW$ が減少した場合の対応	市場で必要量を確保しきれなかった場合はどのような対応になるか(細分化作業会)	<p>電源等のトラブルにより<math>\Delta kW</math>が減少した場合には、同一BGで差替を基本とする(電源等差替した場合、約定済みの<math>\Delta kW</math>単価を上限として変更は可)</p> <p>同一BG内で差替出来ない場合には、減少したBGにペナルティを課すとともに、他の電源等で代替する</p>

※「 $\Delta kW$ 価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。  
契約形態など、具体的な事項は今後検討。

調達システム(需給調整市場システム)構築にあたって  
整理が必要な事項 【詳細説明資料】

- 容量市場では実需給の約4年前にメインオークションを開催するため、2020年度の容量市場開設時に取引される2024年度のkW価値については2024年度に対価が支払われることとなる。
- 他方、2020年度の需給調整市場開設後は、現在の調整力公募で取引されているkW価値分について、2020～2023年度の取引がされないこととなるため、この期間のkW価値の扱いについて整理が必要となる。
- この対応として、第16回制度設計作業部会において、2020年度から2023年度までのkW価値の扱いについては、「需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う(調整電源等の一部のkW価値が対象)」と整理。
- 容量市場契約発効前(2020～2023年度)のTSOによるkW価値の支払いについては引き続き検討が必要。



出所) 第16回制度検討作業部会 資料3をもとに作成

[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas\\_kihon/seido\\_kento/pdf/016\\_03\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/pdf/016_03_00.pdf)

(参考) 電源 II が調整力を提供した場合、ΔkW価値の対価として、調整力の提供に要した費用(電源持替費用等)を支払っている

### 論点 16 : 他制度との整合性 (需給調整市場との関係) (1/3)

- 第10回制度検討作業部会において、国全体で必要な供給力 (kW価値) は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする調整力 ( $\Delta$ kW価値) は全て需給調整市場で取引することと整理した。
- 容量市場では実需給の約4年前にメインオークションを開催するため、2020年度の容量市場開設時に取引される2024年度のkW価値については2024年度に対価が支払われることとなる。
- 他方、2020年度の需給調整市場開設後は、現在の調整力公募で取引されているkW価値分について、2020～2023年度の取引がされないこととなるため、この期間のkW価値の扱いについて整理が必要となる。

#### <需給調整市場と容量市場の開設スケジュール>



45

出所) 第16回制度検討作業部会 資料3

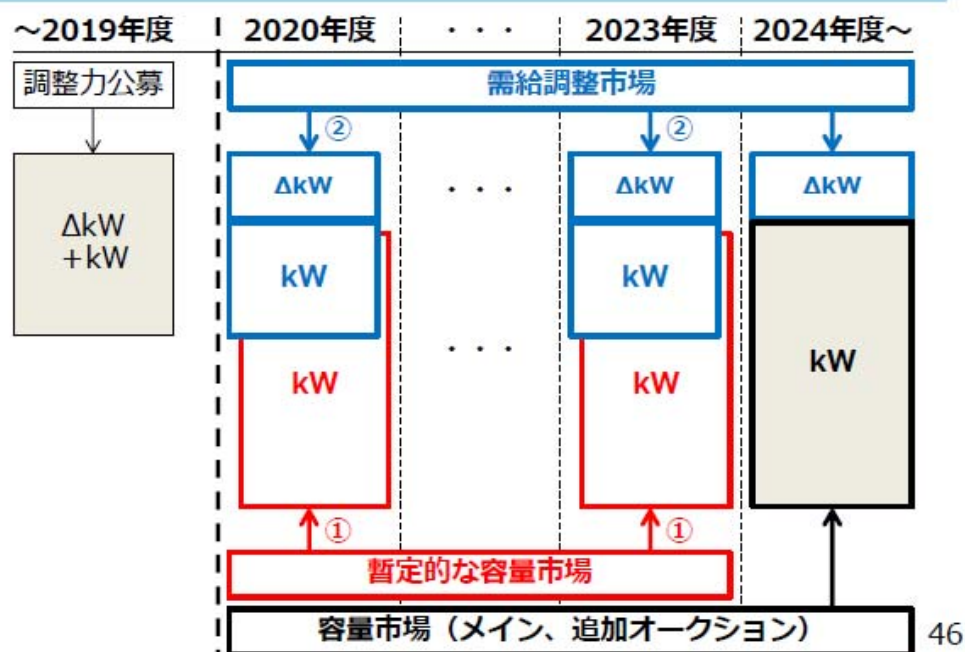
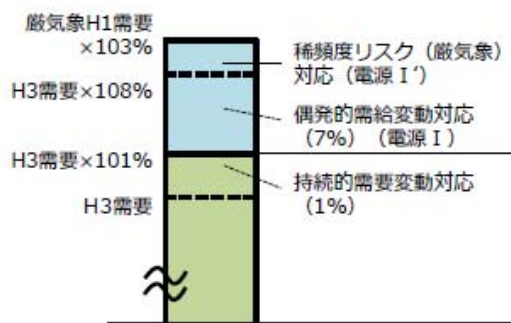
[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas\\_kihon/seido\\_kento/pdf/016\\_03\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/pdf/016_03_00.pdf)

### 論点 16 : 他制度との整合性 (需給調整市場との関係) (2/3)

- 2020年度以降、需給調整市場の開設が予定されている。
- 2020年度から2023年度のkW価値の扱いについては、以下の2案が考えられる。
  - ① 2020年の市場開設時に1年～3年先までを受渡しの対象とする暫定的な容量市場を開設する (調整電源等以外も含め全てのkW価値が対象)
  - ② 需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う (調整電源等の一部のkW価値が対象)

#### <kW価値の扱い (イメージ) >

○ 2017年度の調整力の区分及び必要量の概念図 (沖縄電力を除く)

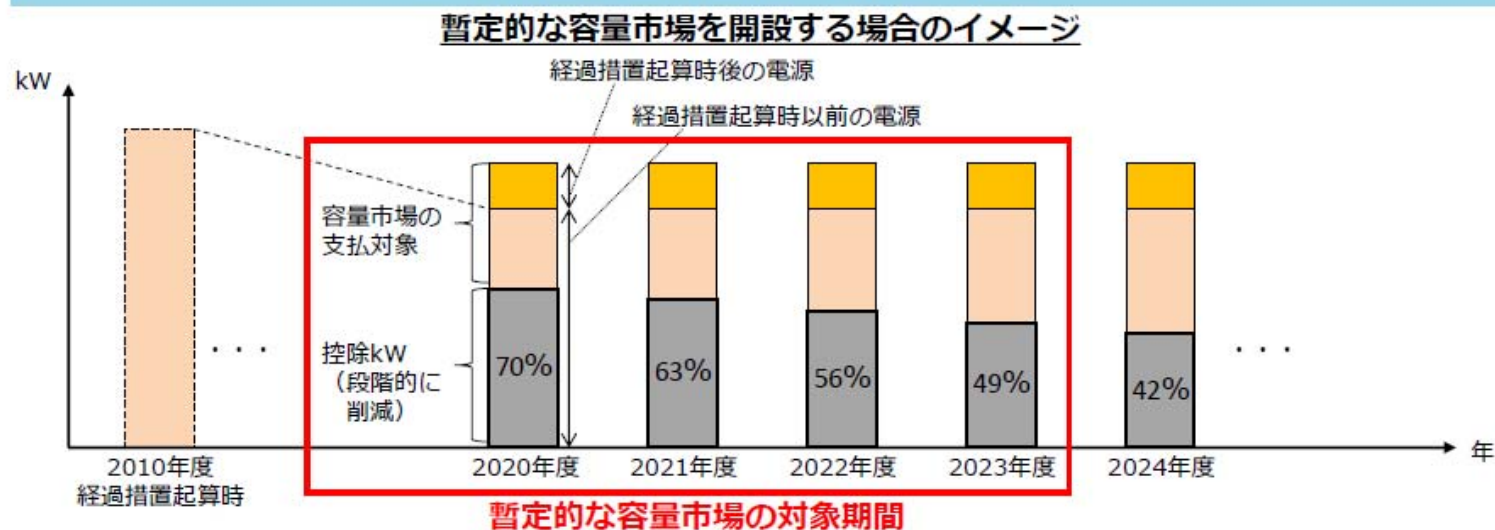


出所) 第16回制度検討作業部会 資料3

[http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas\\_kihon/seido\\_kento/pdf/016\\_03\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/pdf/016_03_00.pdf)

### 論点 16 : 他制度との整合性 (需給調整市場との関係) (3/3)

- 仮に「①暫定的な容量市場を開設する (調整電源等以外も含め全てのkW価値が対象)」とした場合、小売電気事業者の費用負担軽減の観点から、当該期間において一定の経過措置を導入することが適当と考えられる。
- しかしながら、受渡期間が短い場合、容量確保の機能が十分に発揮されないという観点や、経過措置を設けた場合でも、当該期間における小売電気事業者の費用負担が完全に免除されるわけではなく、小売電気事業者の事業環境変化に対する十分な準備期間を設ける観点からは、2020年度から2023年度までの取扱いとして、「②需給調整市場でkW価値も含めて対価を支払う (調整電源等の一部のkW価値が対象)」の方が望ましいのではないか。



需給調整市場参加者の 応札項目	社名, 提供電源等, エリア, 応札時間帯, 【商品区分毎の】 供出可能量, ΔkW単価
ΔkW他の提供に係わる 契約(仮称) <sup>※1</sup> に基づくkWh 単価の登録項目	社名, 提供電源等, エリア, 【出力帯毎の登録(現状のV1V2単価相当等)】 kWh単価 <sup>※2</sup>

※2 TFにて「ΔkWの応札時に併せて提出されたkWh単価に基づいて精算」、「GC後の実運用については、電源等の余力など(略)も含めてkWhのメリットオーダー順に発動する仕組みを創設」と整理されていることから、市場参加者に加え、GC後の余力を活用する電源等もkWh単価を登録する必要がある  
ただし、2020年には中給システム的大幅改修が出来ないことから、実運用において、中給システムで演算可能な二次式を用意する必要がある

【参考】V1,V2 (設定イメージ) } [ 上段：V1 (上げ側単価)  
下段：V2 (下げ側単価) [円/kWh]

(万kW)	発電機A	発電機B	発電機C
90以上~100	12.0 11.5	… …	… …
80以上~90未満	11.5 11.0	… …	… …
70以上~80未満	11.0 10.5	… …	… …
…	… …	… …	… …

※1 「ΔkW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。  
契約形態など、具体的な事項は今後検討。

- 調整力を細分化し、より多くの事業者が市場参入することで、経済的・効率的な調整力確保が可能となる。
- 細分化は、現状の運用を考慮し、制御機能毎に以下のような10区分をベースに検討する。
- 新規参入への障壁等も考慮した上で、詳細な数値を広域機関において継続検討する。
- システムの機能は、将来の拡張性も考慮し12区分まで応じられるようにすることでよいか。

論点②：需給調整市場の商品区分

- 広域機関における技術的検討では、現在の周波数制御・需給バランス調整において各種制御機能（LFC、EDC等）を用いて運用していること等を理由に、制御機能毎に各商品を区分することが妥当とされたところ。
- これら技術的見解も踏まえ、需給調整市場では、制御区分毎に「一次調整力」「二次調整力」「三次調整力」（上げ・下げ別）という計10区分を基本的な区分として商品設計を進めることとしてはどうか。

<広域機関での検討内容>

	一・二次調整力（GF・LFC）※3		二次調整力②（EDC-H）	三次調整力①（EDC-L）	三次調整力②（低速枠）
	一次調整力（GF相当枠）				
指令・制御	-	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線※4	-	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※1	240秒以上	15分以上	7～11時間以上	7～11時間以上	3時間程度
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	発電機蓄電池・DR等	発電機DR・自家発余剰等	発電機DR・自家発余剰等
商品区分	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2	上げ/下げ※2

※1 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

※2 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない

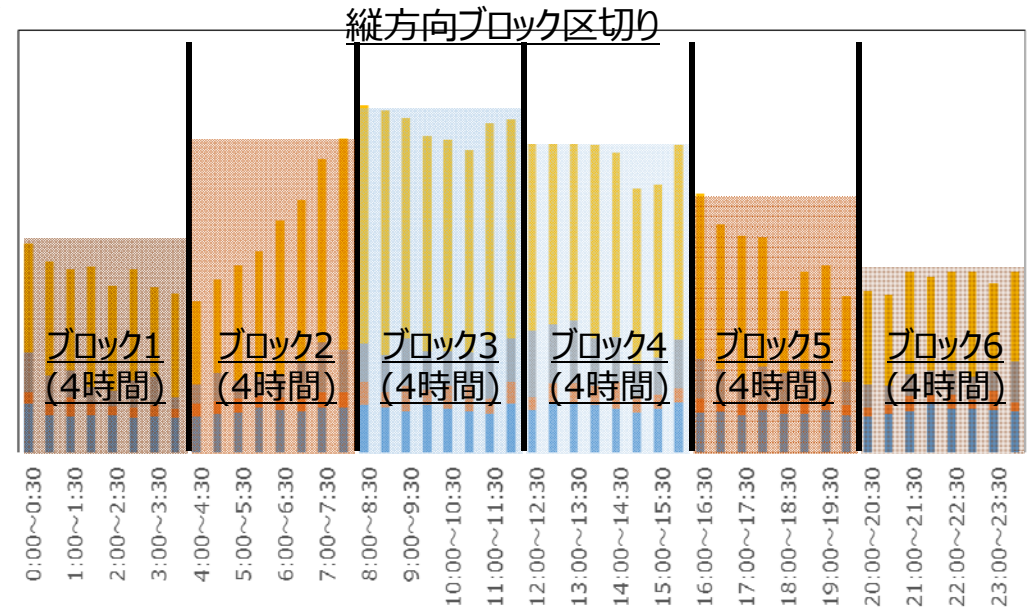
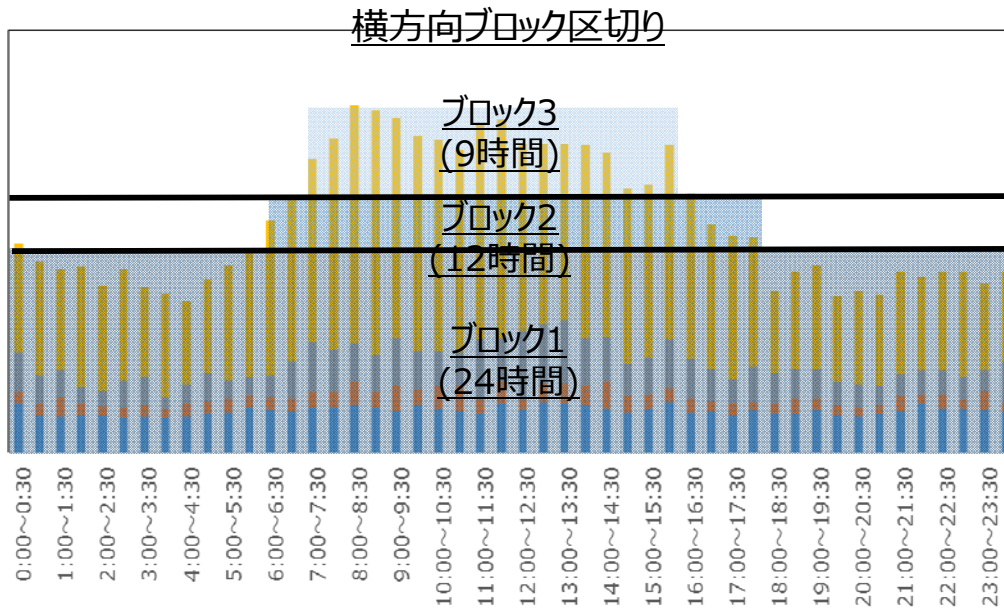
※3 一次・二次（GF・LFC）の細分化については参入状況等を考慮して検討

※4 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

2017年8月第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事務局提出資料より抜粋



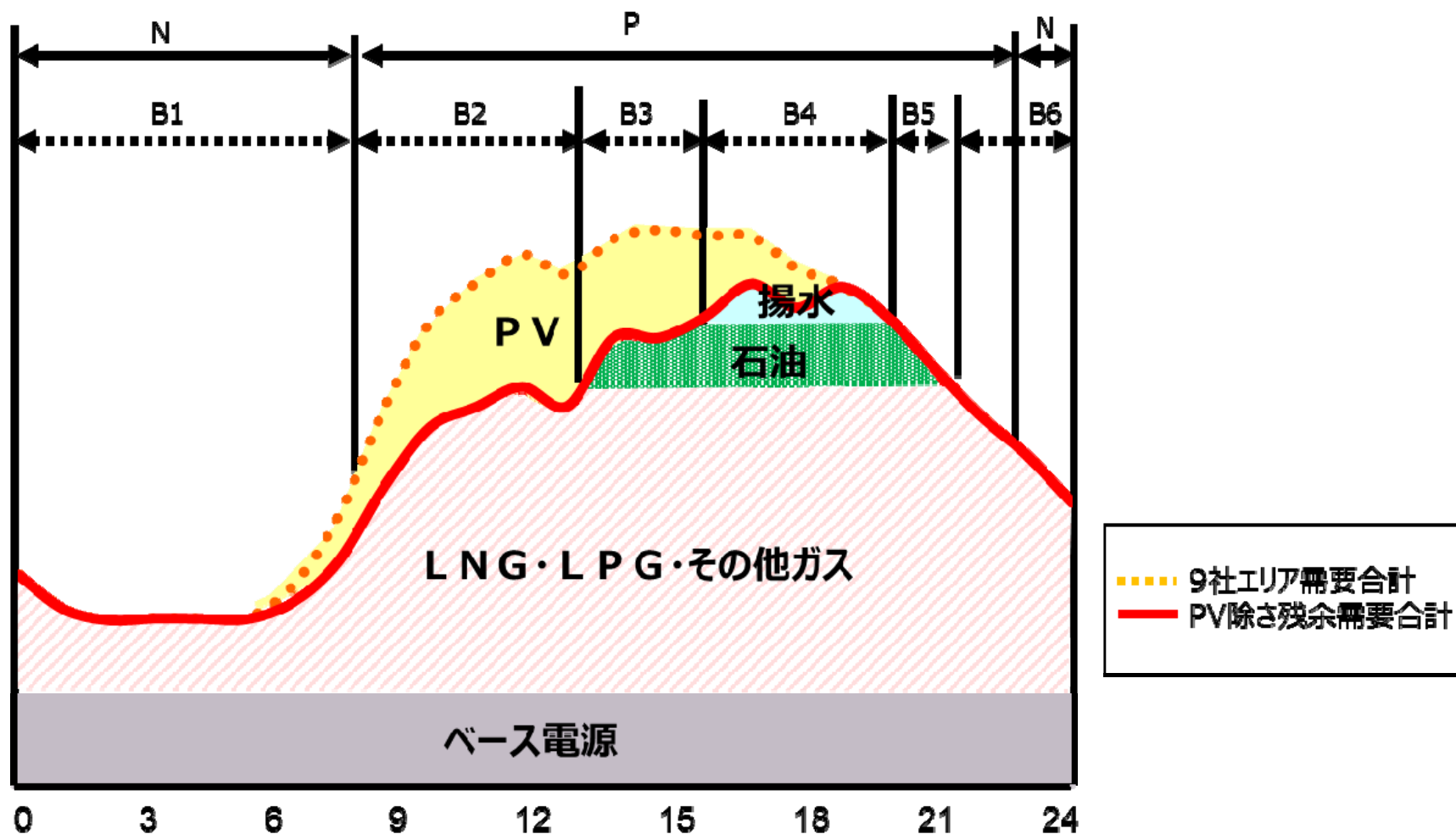
- 調整力必要量は、一日の中で大小があり需要の大小に応じて調整力を供出し得る発電機は変化していく。
- 運用面を考慮してブロック分けを考えた場合、下図のように縦・横に区切るケースが考えられる。
- 新規参入の容易さと限界費用に相当する電源等による経済的な調整力確保を考慮し、縦方向に区切ることでよいか。
- システムの機能は、将来の拡張性も考慮し、48区分まで応じられるようにすることでよいか。



	横方向	縦方向
メリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>・24時間一定調達が可能なものがあり、調整力対象機の入替が限定的</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・短時間商品の量が横方向に区切る場合と比較して多く、新規事業者の参入可能幅が広がる</li> <li>・限界費用相当の電源等での経済的な調整力確保を考慮した区切り方が可能</li> </ul>
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> <li>・短時間商品の量が限られ、新規事業者の参入可能幅が少ない</li> <li>・限界費用相当の電源等での経済的な調整力確保を考慮した区切り方ができない</li> <li>・速い調整力に落選した場合、他の調整力への応札が限定される</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・区切りの時間で調整力対象発電機が入替わり、調整力の引継ぎが上手くいかない場合は周波数が乱れる恐れがある。(約定コマ前後で供出する仕組みを作ることに対応可能か。)</li> </ul>

- 基本的に調整力電源等はその時点での限界費用に相当する電源等で確保することが経済的。
- BGに $\Delta$ kW費用を抑えて調整力を供出させるため、調整力対象発電機を考慮した時間区切りとすべきか。
- 調整力対象発電機のイメージは下図の通り。

【調整力対象発電機を考慮したブロック分けイメージ】



- ΔkWはメリットオーダーに基づいて約定する。(2020年はΔkW価値のみで評価)
- 週間段階では、一次・二次、一次、二次②、三次①を同時開場・閉場したうえで、順番に約定処理することが考えられるが、詳細については引き続き検討する。
  - ✓ 基本的には約定処理は速度の速いものから実施する。
  - ✓ ただし、一次調整力は一次・二次調整力の約定処理をした後、一次調整力が不足する場合に追加的に調達することが合理的であることから、一次・二次調整力から順番に約定処理を実施する。
- 三次調整力②は前日段階で開場し、約定処理する。(論点④-1にて後述)

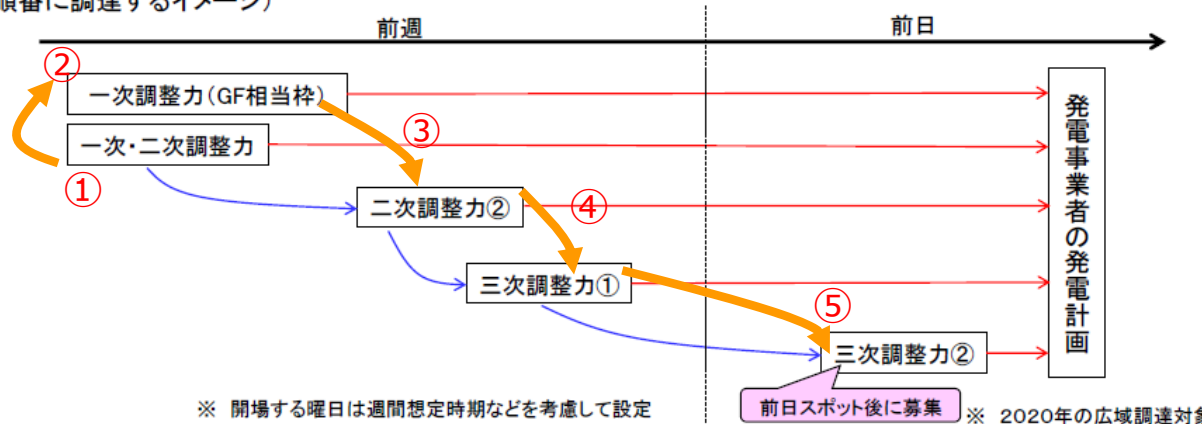
調達タイミングについて(調達時期)②

28

第7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 資料2

- 各商品の調達については、全商品を一齐に調達する方法や、順番に調達する方法が考えられる。
- また、FIT特例制度①は、一般送配電事業者が前々日に発電量を通知し、発電実績との差を一般送配電事業者が調整する仕組みである。再エネ出力の予測精度は実需給に近づくほど向上することを考慮すると、実需給に近づくほど調達量を低減できる可能性があることから、三次調整力②(低速枠)の調達は実需給に近い前日(スポット後)に行い、連系線の空き容量内で広域調達も実施することとしてはどうか。
- なお、各商品の調達方法については、各事業者の週間の発電計画など運用に対して配慮した設計が必要であり、業務フローを検討する中で詳細を詰めていくこととする。

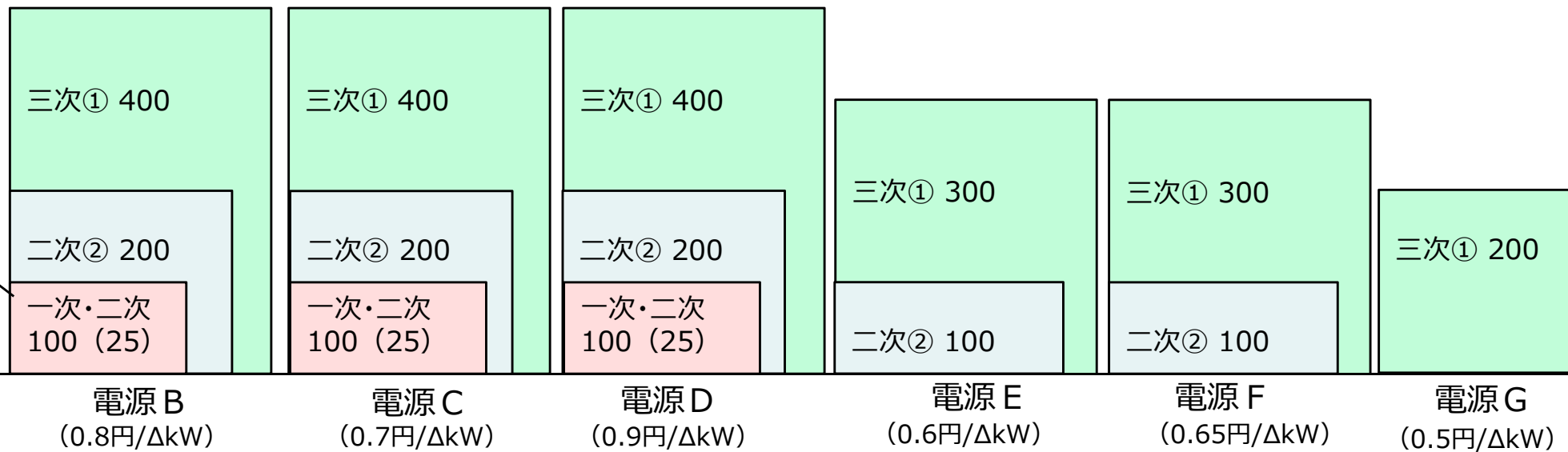
(順番に調達するイメージ)



【応札】

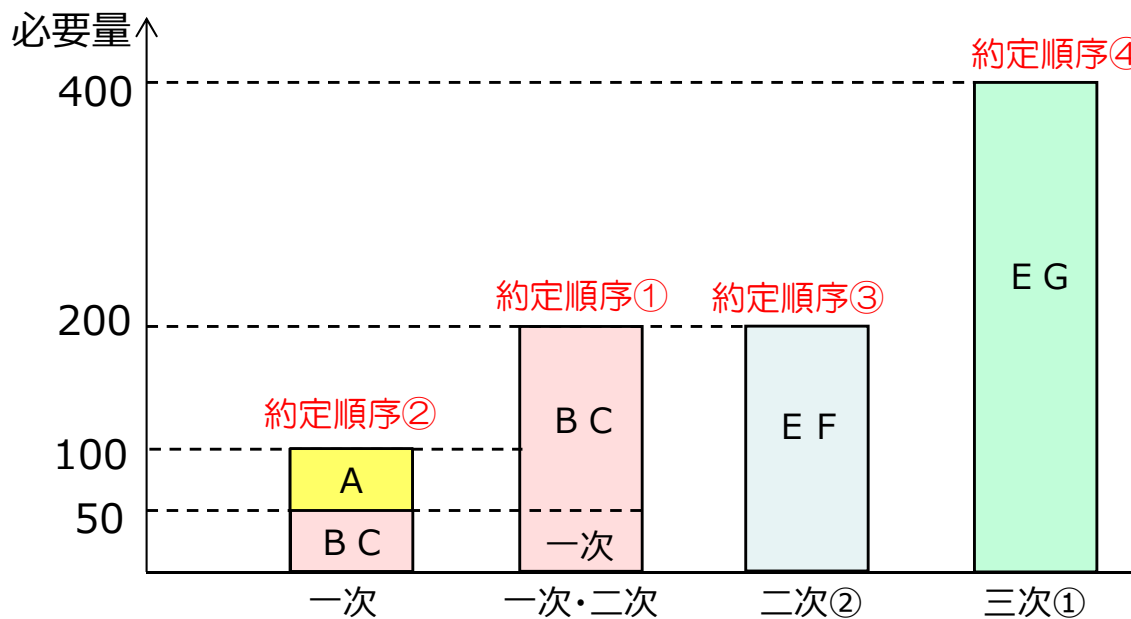
( ) 内は一次・二次調整力の内数として含まれる一次調整力の量

一次 100



※簡単のため、各事業者が全商品を同一のΔkW単価で入札すると仮定

【落札】



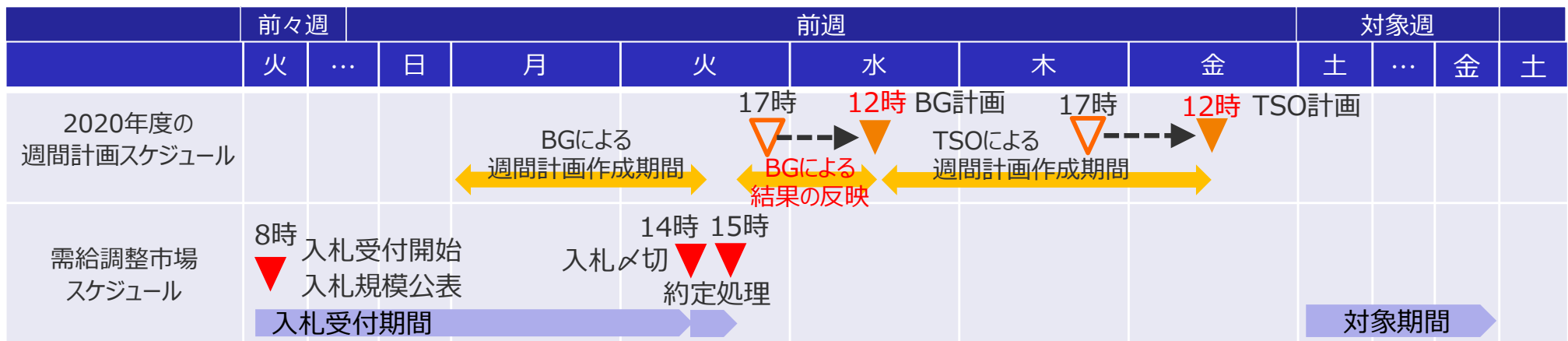
【約定順序】

- ①一次・二次必要量200を落札 ( B、C )  
※その内数で一次調整力50を確保
- ②一次調整力必要量100に対して不足分を50を一次調整力で確保 ( A )
- ③二次調整力②必要量200を落札 ( E、F )
- ④三次調整力①必要量400を落札 ( E、G )  
※ E は三次①300のうち、二次②100を控除した200落札

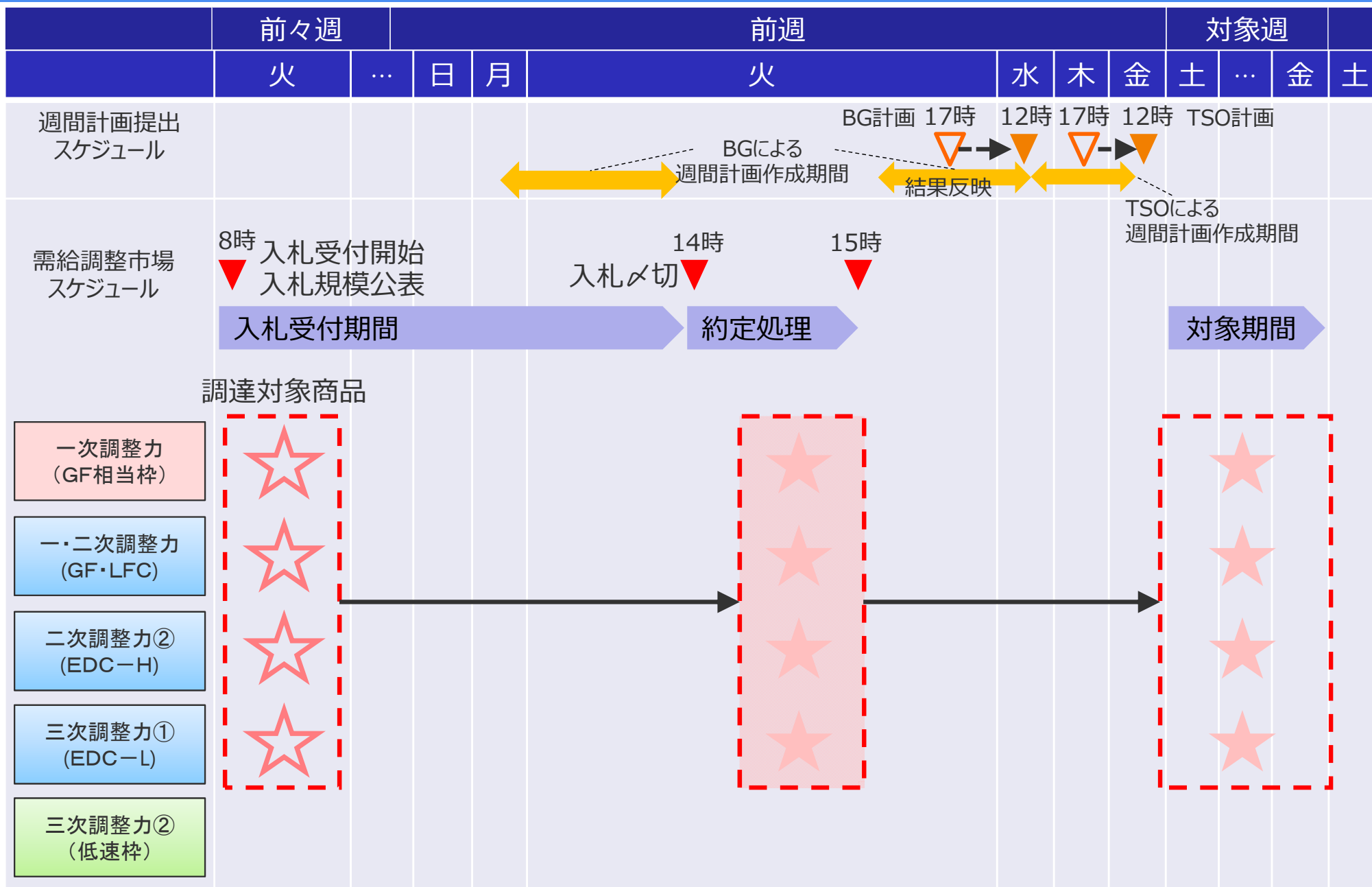
- 三次調整力②以外のΔkWは週間で調達する。
- 具体的な週間調達のタイミングは、広域機関に報告している週間計画スケジュールとの整合が必要である。
- 現状の週間計画は、BGは毎週火曜17時まで、TSOは毎週木曜17時までに広域機関に提出することとしている。



- 2020年における週間の需給調整市場は、BGの週間計画の策定期間を踏まえ、**前週の火曜14時～15時に約定処理**を行う。
- なお、BGが約定結果を週間計画に反映する時間を十分に確保できるよう、**広域機関への提出期限の後ろ倒し(半日程度)の可否を検討する。**
- 入札受付開始ならびに入札規模の公表は、入札の期間を1週間程度確保するため、前々週の火曜とする。



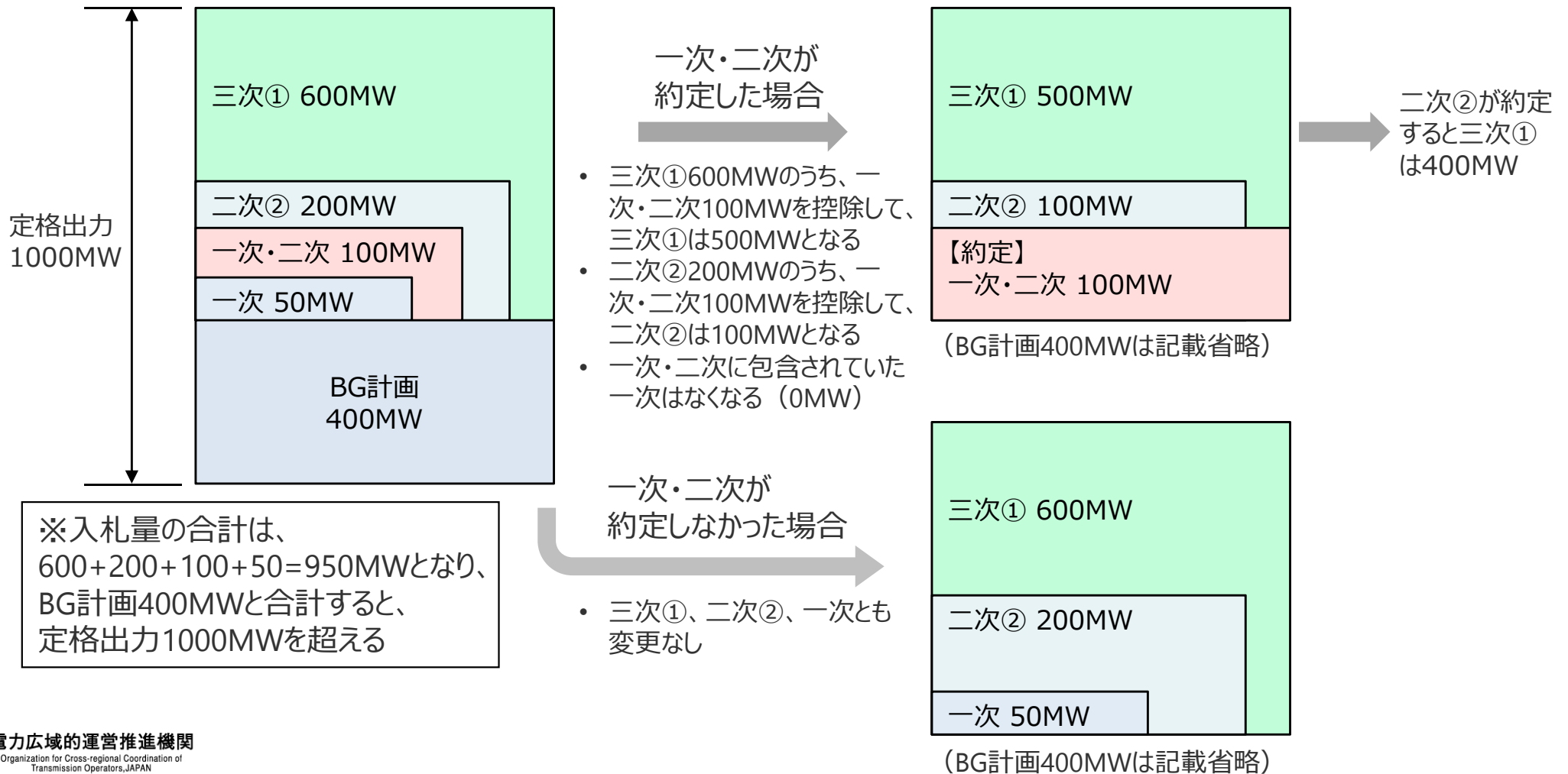
※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある。

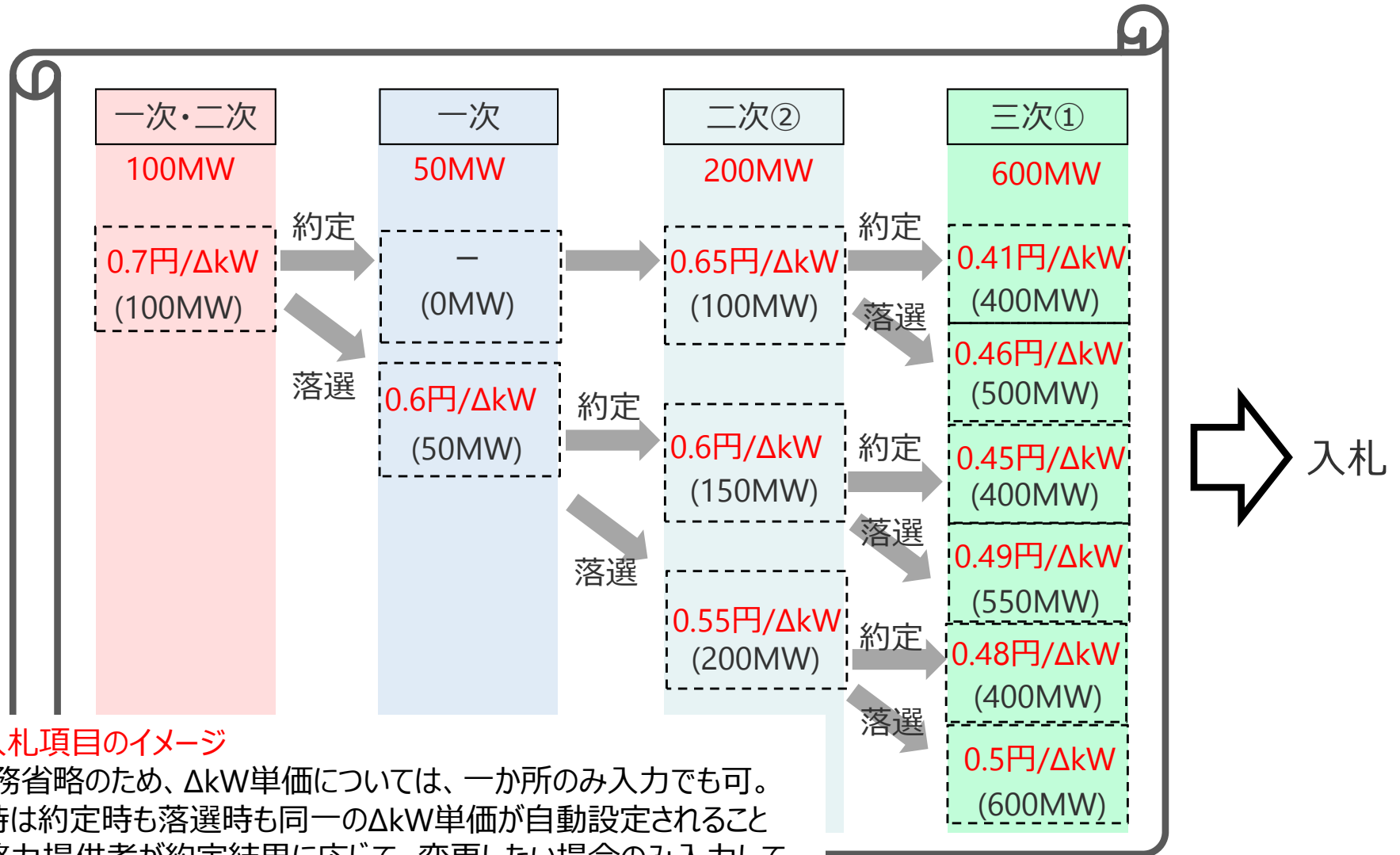


※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある

- 応札にあたっては、先に約定する商品の約定結果に応じて、応札者が応札量、応札価格を変更できるオプションを設定することが考えられる。
- 一次・二次、一次、二次②、三次①の順番に約定処理するので、先行して処理する商品で約定した結果を踏まえて、応札量や応札価格を参照し、以降の商品の約定処理を行う。

【一次から三次①まで提供できる電源で重複する容量を応札した例】





**朱書きが入札項目のイメージ**

※入力業務省略のため、ΔkW単価については、一か所のみ入力でも可。  
 未入力時は約定時も落選時も同一のΔkW単価が自動設定されること  
 とし、調整力提供者が約定結果に応じて、変更したい場合のみ入力して  
 おくことでいかがか。

※なお、括弧内のMWは前頁の通り自動判定されるため、入力の必要なし。



- それぞれの商品区分で加点側・減点側の評価にも対応できるように、システムでは調整係数  $\alpha$  の値を 0.00～100.00の範囲で設定できる仕様としておくことどうか。  
(0.00～0.99:加点側 1.01～100.00:減点側)

## 論点⑥：需給調整市場の商品設計（要件評価②）

- 各一般送配電事業者の中央給電指令所（以下、「中給」という。）からの指示により制御される調整力の中で、今後既存電源に加えて様々なリソースの参入が予想される中、この商品区分の中においても、応動時間・継続時間等の違いがある。
- 需給調整を安定的に行う観点から、各調整電源の応動時間、継続時間の整合は重要であり、これらについては、調達時に性能に応じて応札電源を評価する仕組みが必要になるとも考えられる。
- 例えば、こうした調整力の調達にあたり、入札価格に各要件に係る評価を反映した係数を乗じ、これを入札電源等の価値として総合的に評価することも一案と考えられる。
- なお、どのような調整係数とするか等については、電源等の性能を踏まえた技術的な検討が必要であることから、広域機関において詳細を検討することとしてはどうか。



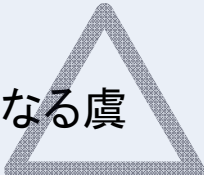

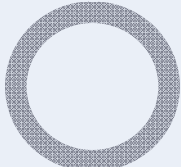
< 応札電源の評価（イメージ） >

$$\text{応札電源の評価} = \text{入札価格} \times \alpha$$

$\alpha$ ：性能に応じた調整係数

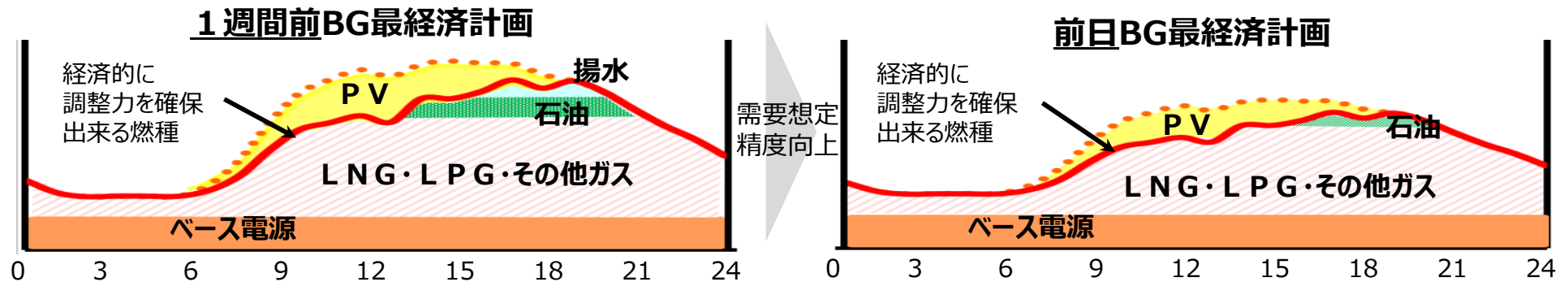
※今後の検討状況によっては、調整係数が複数となることもありうる

- 調整力はその時点での限界費用に相当する電源等で確保することが経済的である。
- 電源等の差替を認めない場合、実需給に近づくとつれ需要想定精度が向上して、限界費用相当の電源等が変わっても、週間段階の需給調整市場で約定した電源等を中間出力帯で運転する必要があるため、不経済となる虞がある。
- 対応策として、「BG単位での入札とする」、もしくは「電源単位の入札で一定期間の差替を認める」が考えられるが、BG単位での入札では価格が不透明となる虞があることから、電源単位で入札することとし、一定期間の電源等の差替を認めることでどうか。

	(案 1) BG単位での入札	(案 2) 電源単位の入札 + 差替あり
メリット	限界費用相当の電源等で調整力が確保できる 	同 左 
デメリット	価格が不透明となる虞 	電源等の差し替えを認識する必要がある  → システム化することで 

- 実需給断面に近づくにしながら需要想定精度が向上し、BG最経済計画が変更となることで調整力として活用することが最適な電源等が明確になる。従って、週間の需給調整市場にて約定した電源等についても、翌日の発電販売計画を提出する前まで、差替を可能とすることでどうか。(市場システムにて登録を変更)
- 電源等差替を行った場合、 $\Delta$  kW単価は約定時の単価を上限として変更を可能とすることでどうか
- また、電源等の差替によりkWh単価が変化する場合、2020年は需給調整市場においてkWh単価を評価していないことから、差替えた電源等の電源単価(出力帯毎のV1・V2単価)により精算してはどうか
- 加えて、調達時に性能に応じた応札電源等の評価( $\alpha$ )を行い、約定電源等を決定することから、電源等差替にあたっては、同等以上に評価( $\alpha$ )できる電源等でのみ差替を可能とすることでどうか(同等の性能以上の電源等と差替ができない場合、ペナルティを課してはどうか)

下図の例の場合、1週間前の段階では揚水発電所が調整力電源として活用される計画であるが、前日想定では需要想定が下方修正され調整力対象電源は揚水発電所と比較して安価な石油機に変更。



- 現在の電源 I あるいは電源 II に係わる契約では、原則として、前週火曜12時までにkWh単価(出力帯毎のV1・V2単価)をBGから一般送配電事業者に提出することとしている。
- kWh単価の提出(変更)期限は、週間段階の需給調整市場との整合が必要である。

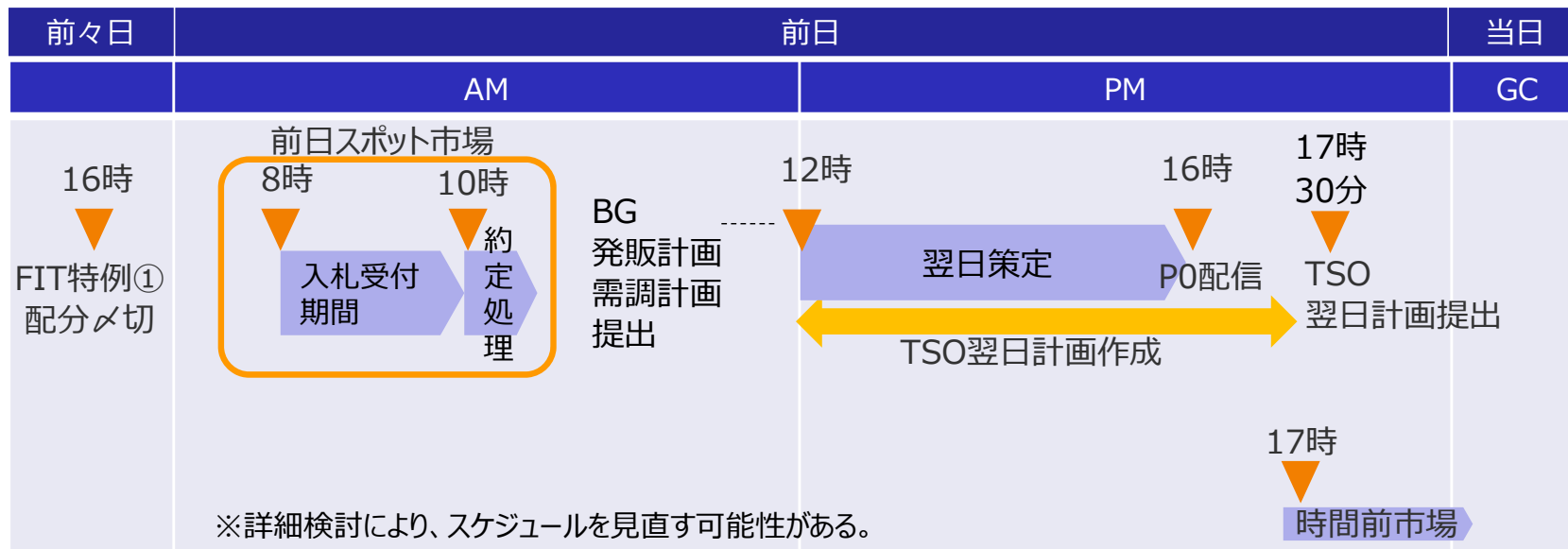
	前々週				前週				対象週			
	火	...	日	月	火	水	木	金	土	...	金	土
現状の kWh単価提出スケジュール					12時 ▼ kWh単価提出(BG⇒TSO)							

- ΔkWに応札する電源等ならびに余力を活用する電源等のkWh単価(出力帯毎のV1・V2単価)の提出(変更)は週間の需給調整市場の入札×切(14時)まで、としてはどうか。(市場システムにて登録を変更)なお、提出(変更)がない場合、至近に登録されたkWh単価を使用する。

	前々週				前週				対象週			
	火	...	日	月	火	水	木	金	土	...	金	土
2020年の kWh単価提出スケジュール					12時 14時 ▼→ kWh単価提出(BG⇒TSO)							
需給調整市場スケジュール	8時 ▼ 入札受付開始 入札規模公表 入札受付期間				14時 15時 ▼▼ 入札×切 約定処理							対象期間

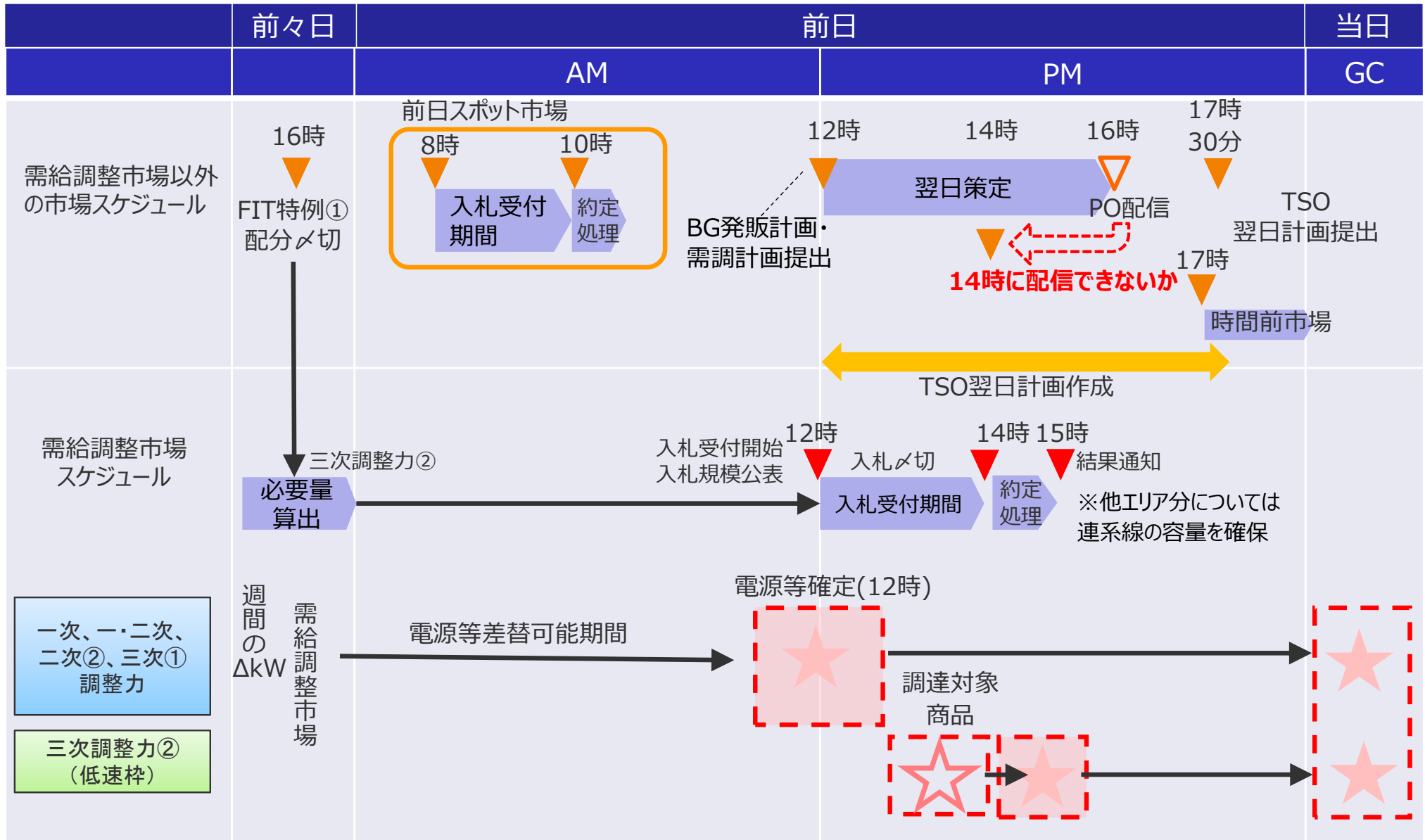
※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある。

- 広域的な調整力の調達は、以下の理由からスポット市場終了後から時間前市場開場までの間で実施することでどうか。
  - ✓ 地域間連系線の空容量確保に伴うエネルギー市場への影響を可能な限り抑える。
  - ✓ 三次調整力②はFIT想定誤差への対応が目的であるため、想定後に可能な限りGC近くで調達する。
  - ✓ BGの調整力提供を考慮し、発電機の並解列の所要時間を考慮する。
- 具体的な広域調達のタイミングは、広域機関に報告している翌日計画との整合が必要である。
- 現状のスケジュール
  - ✓ スポット市場閉場：前日10時
  - ✓ 発電販売計画の、需要調達計画等の提出期日：前日12時
  - ✓ 広域機関から一般送配電事業者への地域間連系線のPO配信：前日16時頃
  - ✓ 一般送配電事業者から広域機関への翌日計画の提出：前日17時30分まで
  - ✓ 時間前市場の開場：前日17時～



- 2020年における前日の需給調整市場は、以下を踏まえ毎日14時～15時に約定処理を行う。
  - ✓ 電源等の $\Delta$ kW単価設定タイミング(発電販売計画提出(12時)後に設定可能)
  - ✓ 一般的な企業の営業終了時刻(17時)
- 上述の時間で約定処理を行うために、14時までに前日スポットの約定結果を反映した地域間連系線の空容量が必要となるため、PO配信時間の前倒しなど空容量の算出に係る業務の短縮等について検討が必要である。
- 入札受付ならびに入札規模の公表から入札 $\times$ 切までは、ドイツの事例を参考に2時間を確保した。
- 約定処理後においては、約定結果に基く連系線の容量の確保および調整力提供事業者への約定結果通知後の発電販売計画変更等を考慮した業務フロー・スケジュールの検討が必要である。

※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある。



※詳細検討により、スケジュールを見直す可能性がある。

(空白)



- 2020年における三次調整力②の約定処理は以下の考え方を基本としてはどうか。
  - ✓  $\Delta$  kWのメリットオーダーで約定。(単価順に約定処理)
  - ✓ 約定した電源等とTSOとの紐づけは、連系線の容量確保の影響を考慮し、エリアを跨ぐよりも、エリア内での紐づけを優先。
  - ✓ 送電ルートが複数ある場合等では、連系線の容量確保の影響を考慮し、連系線の運用容量が比較的大きい交流連系線を優先。  
(例えば、東地域が三次調整力②を調達する際には、中西地域の調整力より東地域にある調整力を優先して約定させる)
  - ✓ 複数エリアと紐づける場合は、近接エリア優先。
  - ✓ JEPXの約定ロジックを参考とする。
    - 〈JEPXの約定ロジックを参考とする項目〉
    - 送電ルートが複数ある場合、交流優先でルート選定。
    - 買い札の両端に売り札がある場合は、売り札残量に基づく比率で配分。

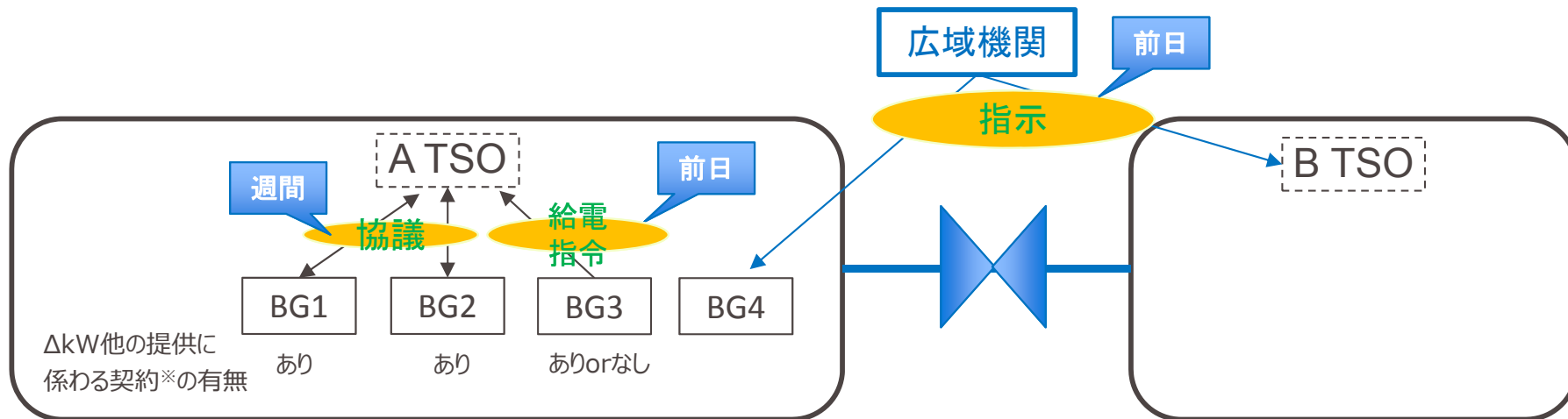
直流連系

[円/ΔkW]	Aエリア 必要量30MW	Bエリア 必要量20MW	Cエリア 必要量50MW	Dエリア 必要量20MW	Eエリア 必要量40MW		
1.0		①自エリア優先 20		①自エリア優先 10			
1.5	①自エリア優先 10	必要量確保	①自エリア優先 10				
2.0	(10) 必要量確保	②隣接優先 30	(20)	10 必要量確保			
2.5	①自エリア優先 10						
3.0	②隣接優先 10		(10)	③交流優先 20	(20)		
3.5		②隣接優先 10	(10) 必要量確保		①自エリア優先 10		
4.0		②隣接優先 10			(10) 必要量確保		
約定量	30	10	50	10	20	30	40

※実際には連系線の空容量の範囲内で約定処理を実施

- 週間段階の調達(三次調整力②以外)での未達は、ΔkW他の提供に係わる契約(仮称)\*を締結した事業者に対して、提供可能な電源等とその価格を確認し、調達してはどうか。
- 前日段階(三次調整力②)での未達については、時間的余裕がないため、給電指令、広域機関による供出指示により確保してはどうか。

トラブル事象	対応案
週間段階の市場で未達発生	エリアTSOがΔkW他の提供に係わる契約(仮称)*を締結した事業者に対し、 <u>エリアの供出可能な電源等とそのΔkW単価を確認し、調達。</u>
前日段階の市場で未達発生	①エリア内の電源等に対し <u>給電指令を実施する。</u> ②上記対策を行っても調整力が不足する場合は、 <u>広域機関からの供出指示により調整力を確保する。</u>

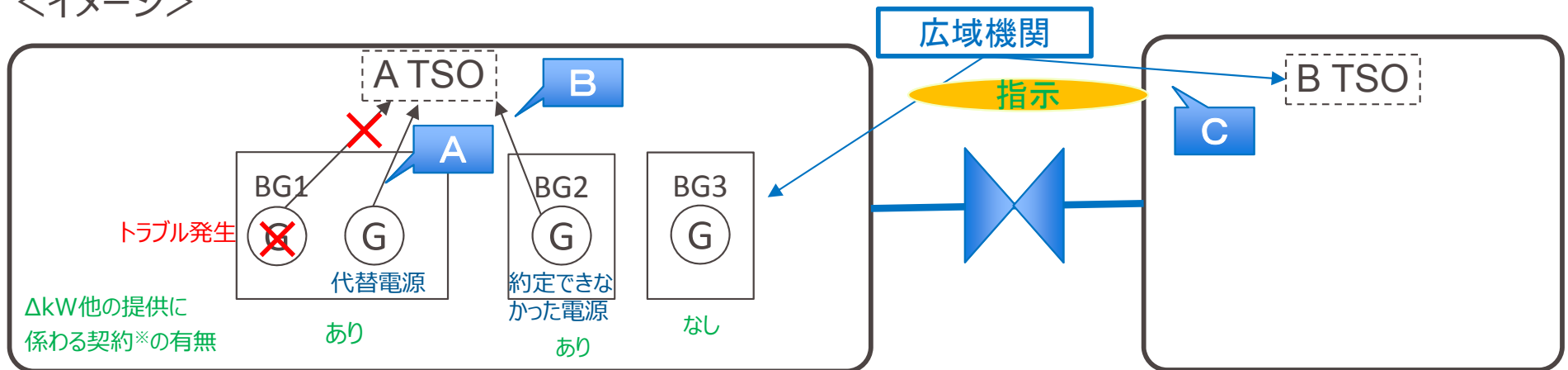


※「ΔkW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。契約形態など、具体的な事項は今後検討。

- 発電機トラブル等によりΔkWが減少した場合には、同一BGの差替を基本とし、出来ない場合には減少したBGにペナルティを与えるとともに、約定できなかった発電機の中の安価な電源等に代替してはどうか。
- 前日断面において、当該BGから代替ユニットの供出ができない場合、時間的余裕がないため、給電指令、広域機関による供出指示により確保してはどうか。

トラブル発生時点	対応方法
週間～前日断面で発生	①当該BGが代替ユニットを供出する。…A ②代替ユニット供出不可で、調整力が不足する場合には、TSOは約定電源等の次の電源等から供出可否を確認して調達。…B
前日～実需給で発生	①当該BGが代替ユニットを供出する。 ②代替ユニット供出不可で、調整力が不足する場合には、エリア内の電源等に対し給電指令を実施する。 ③上記②の対策を行っても調整力が不足する場合は、広域機関からの供出指示により調整力を確保する。…C

<イメージ>

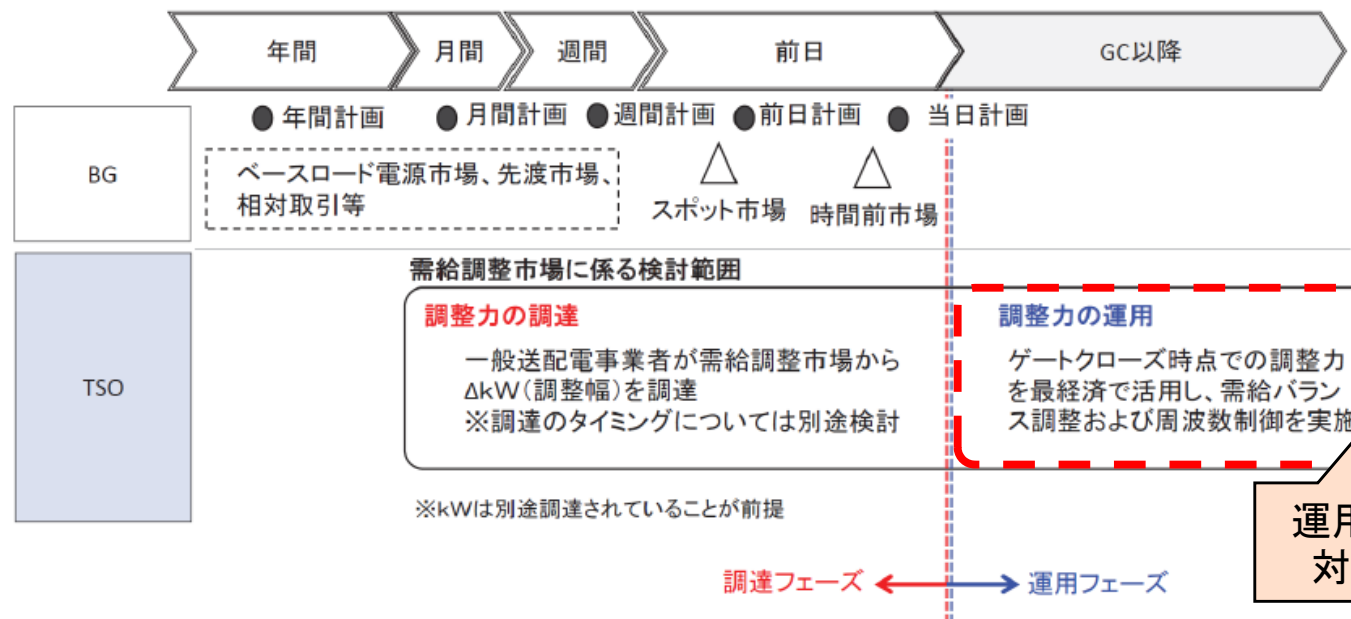


※「ΔkW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。契約形態など、具体的な事項は今後検討。

# 運用のシステム（広域需給調整システム）に係わる業務フローおよびシステム構築にあたって整理が必要な事項

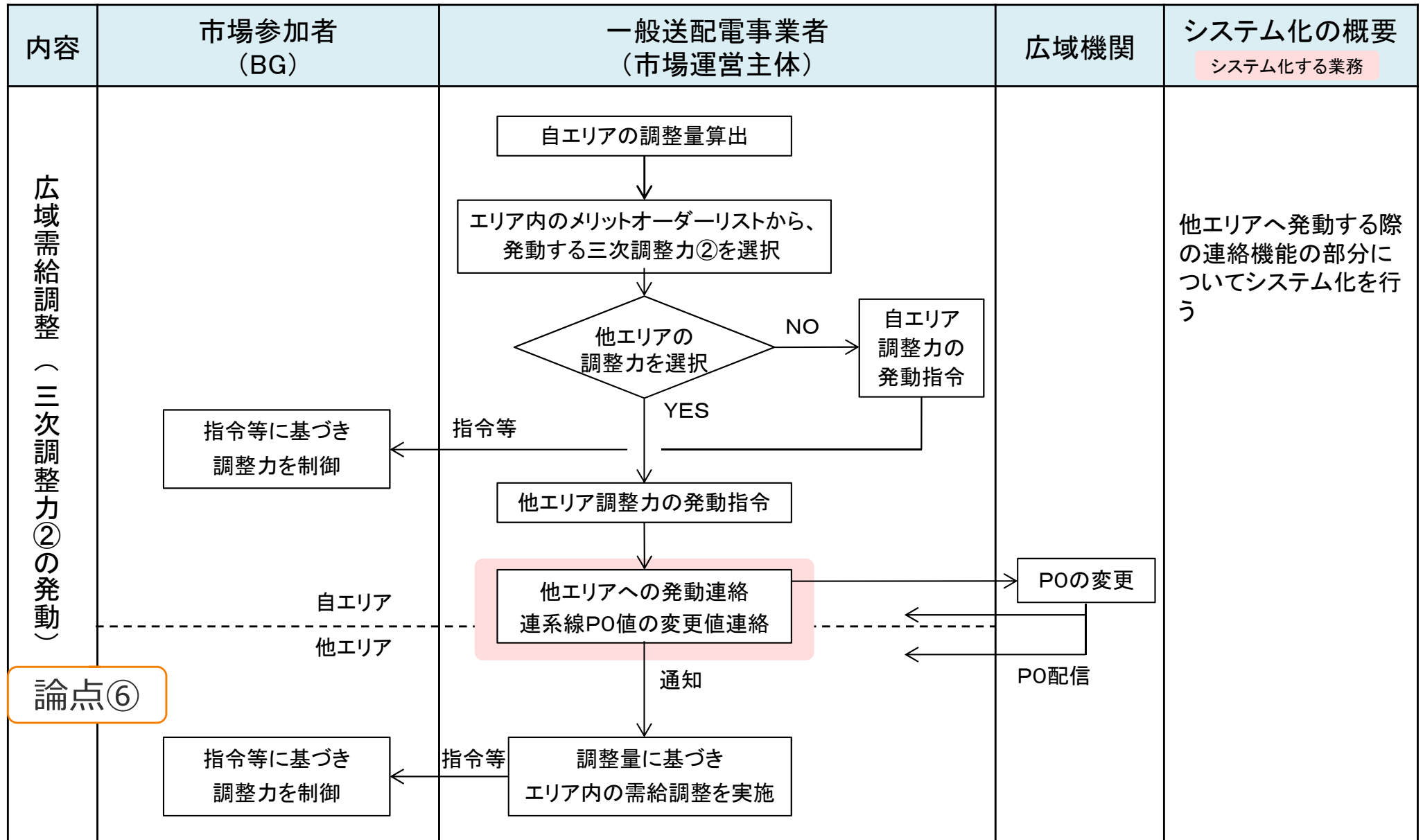
## 需給調整市場に係る検討範囲について

- 需給調整市場に関しては、ゲートクローズ（GC）までの間に需給調整市場における $\Delta kW$ の確保という側面と、実運用において調達した調整力を運用する（実際に運用した調整力に対し $kWh$ 価値を支払う）側面が存在する。
- 調整力の調達フェーズ及び運用フェーズにおいて、確実性・透明性や効率性、柔軟性を高めていくことが可能な枠組みを構築していくことが重要になるのではないか。



2017年8月第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資料より抜粋

12



内容	市場参加者 (BG)	一般送配電事業者 (市場運営主体)	広域機関	システム化の概要 システム化する業務
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">広域需給調整</p> <p style="border: 1px solid orange; border-radius: 10px; padding: 5px; display: inline-block;">論点⑥</p>	<p>指令等に基づき調整力を制御</p>			<p>複数エリアの調整量から各エリア間の調整量を通知するまでシステム化を行う</p>

※平成32年4月に、中地域での試行的な運用開始を目指す。試運用結果を評価・検証し、段階的に対象調整力の範囲および地理的範囲の拡大を図る（H30.1.23調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料から引用）

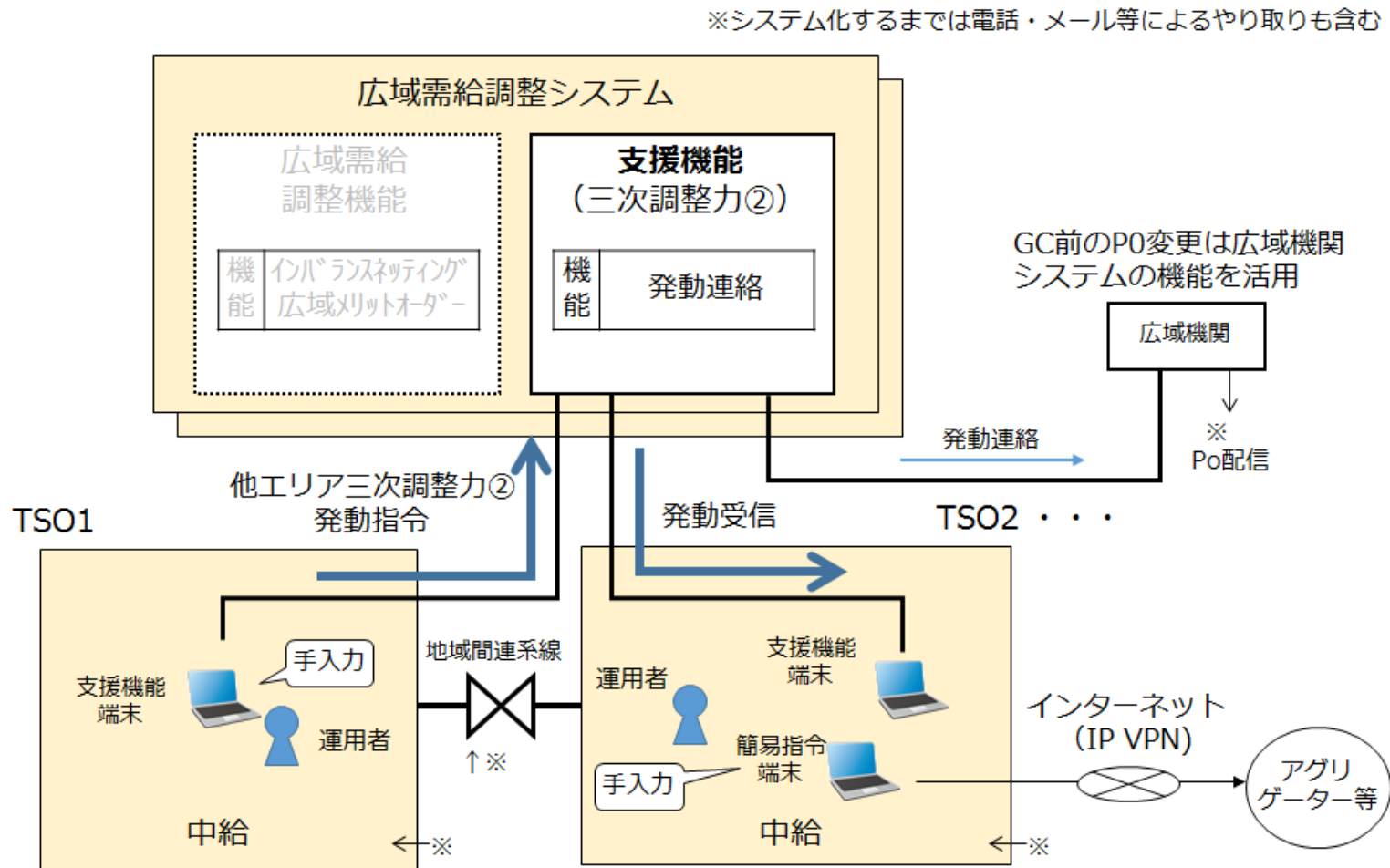
論点	整理が必要な事項	TFでの方向性	整理(案)
⑥-1	三次調整力②の広域運用	2020年は期近であり、三次調整力②の広域調達・運用を行うにあたって、システムによる自動化等が間に合わないことが考えられる。この場合、広域調達・運用については電話やメール等を使った簡易なものになることも考えられる。	三次調整力②の広域運用は、他エリアから調達した調整力に対する発動指令をTSO間で連絡する機能として、「支援機能」を広域需給調整システムに構築して、対応する
⑥-2	広域需給調整機能の内容	複数の一般送配電事業者が協調し、エリアを跨いで広域的に調整力を運用することにより、運用コスト(kWh)が低減	広域需給調整機能は、各エリアのインバランス想定量に対して、TSOが各々で調達した調整力と、GC後の電源余力とを合わせて、広域メリットオーダーに基づいて発動することで、広域的に需給バランス調整を行う なお、発動までに1時間以上を要する調整力は広域需給調整機能で対応せず、「支援機能」で対応する
⑥-3	広域需給調整機能の基本業務フロー	未議論	複数エリアのTSOから送られたインバランス想定量をインバランスネットティングして調整するインバランス量を算出する。その後、広域メリットオーダー演算により、各エリア間の調整必要量 $\alpha$ を算出し、その結果を各エリアのTSOに伝送する なお、広域メリットオーダー演算に必要なデータは、各エリアのTSOから伝送する
⑥-4	インバランスネットティングの方法	未議論	複数エリアのTSOから送られたインバランス想定量(余剰側、不足側)を集約し、それらの量を相殺することで、調整力の発動量を減少させる



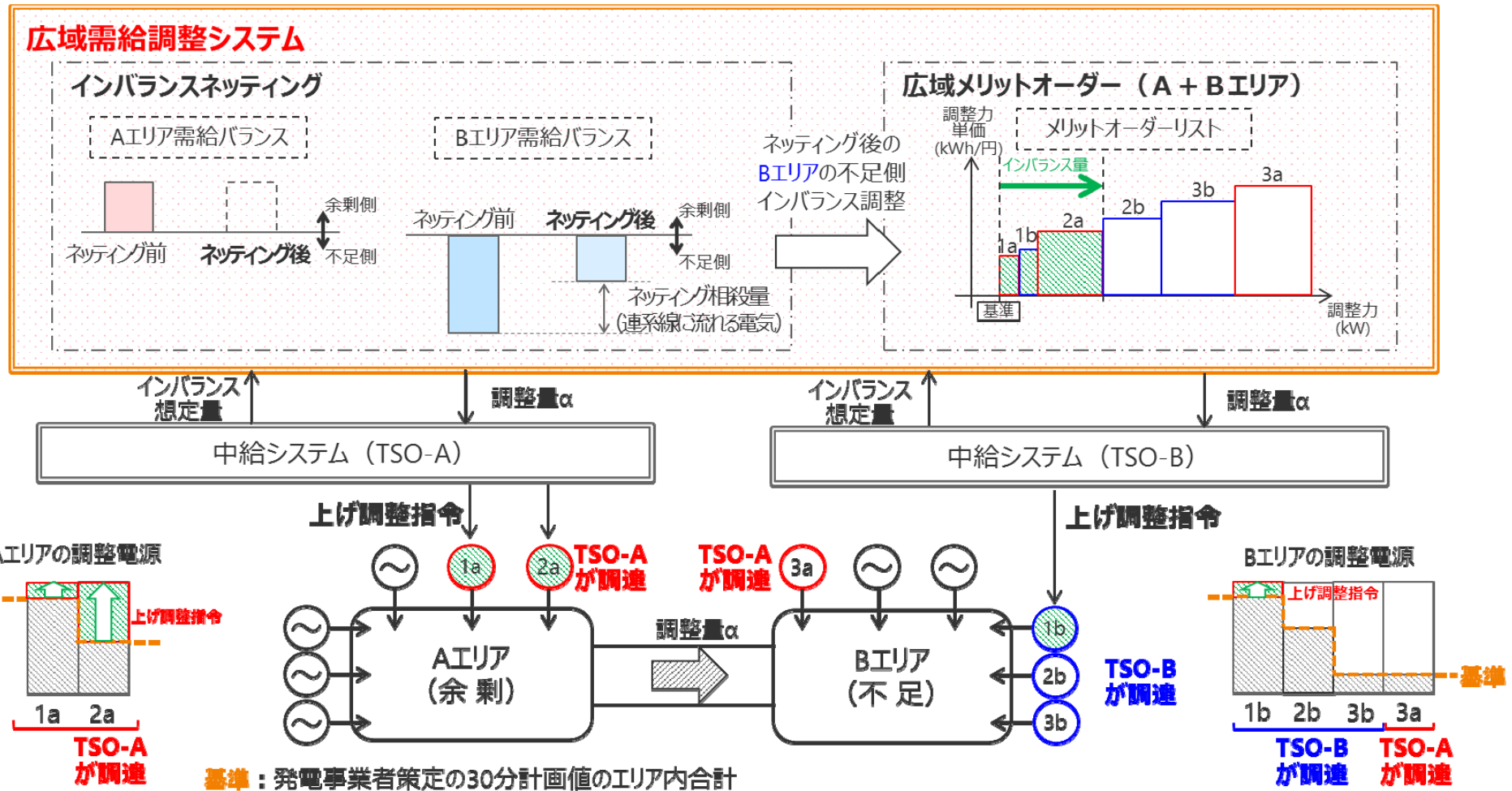
論点	整理が必要な事項	TFでの方向性	整理(案)
⑥-5	広域メリットオーダー運用の方法	未議論	各エリアのTSOでは中給にてエリアのメリットオーダーリストを作成していることから、各エリアのメリットオーダーリストを合成することで、広域メリットオーダーリストを作成する 広域メリットオーダーリストを基に、基準となる点からインバランス調整に必要となる量までを各エリアの必要調整量として算出することとする
⑥-6	広域需給調整における演算処理チャート	未議論	広域需給調整は、インバランス量やメリットオーダーリストの精度を高めるため、極力実需給に近い時間帯で実施する
⑥-7	実現に向けた検証ステップ	未議論	広域需給調整システムは発電機のオンライン制御系の一部であり実需給に直結することから、周波数などの電力品質を維持するためにも、インバランスネッティングから始め、続けて広域メリットオーダーを進めていくように、段階を踏んで、検証を進めながら確実に進めていくことがよいのではないかと また、広域需給調整機能の地理的な拡大についても、段階的に進めていくべきではないかと

運用のシステム(広域需給調整システム)構築にあたって  
整理が必要な事項 【詳細説明資料】

- 広域調達した三次調整力②の発動連絡は、広域需給調整システムの「支援機能」を介して行う。

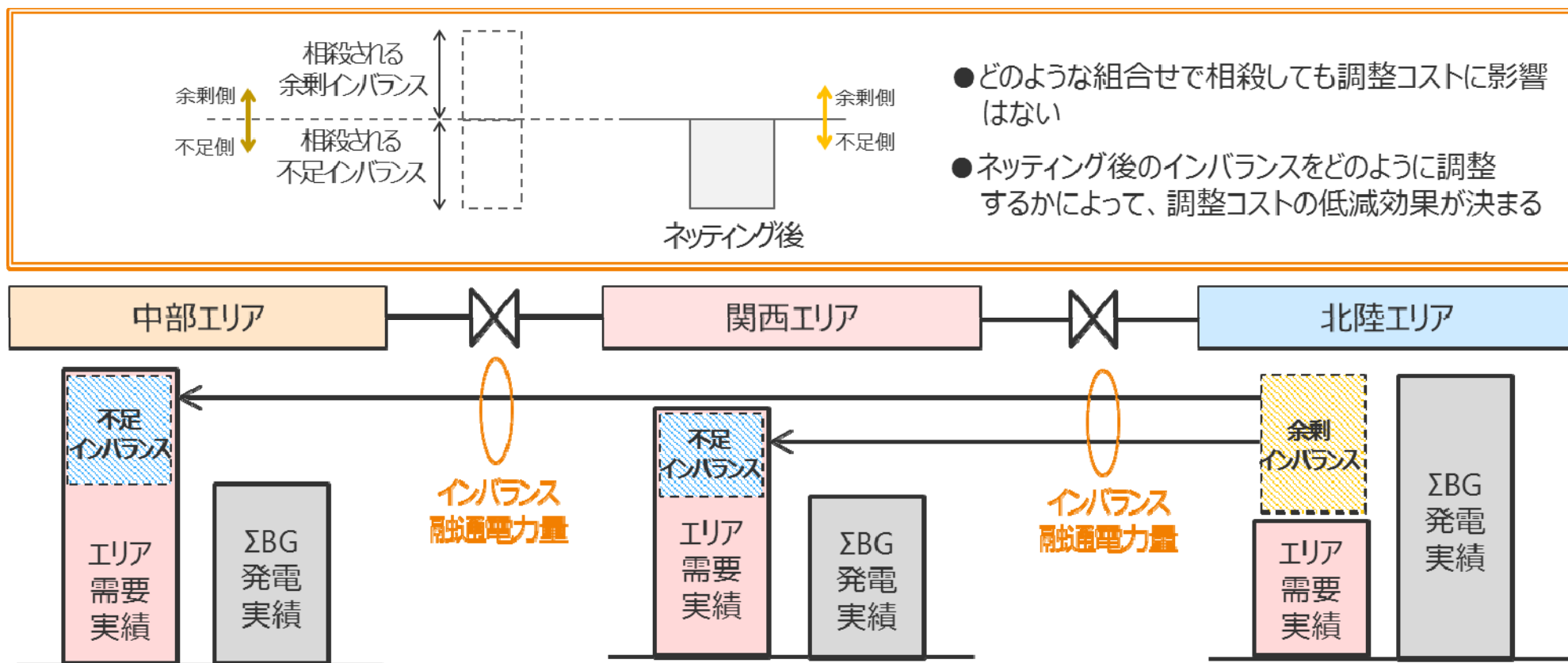


- 広域需給調整においては、対象エリアが各々で調達した調整力とGC後の電源余力を、広域メリットオーダー(kWh単価の安い順)に基づき発動することで、広域的に需給バランス調整を実施する。
- 自エリアの調整力必要量を確保するために調達した調整力やGC後の電源余力を、他エリアとの需給バランス調整に活用する。



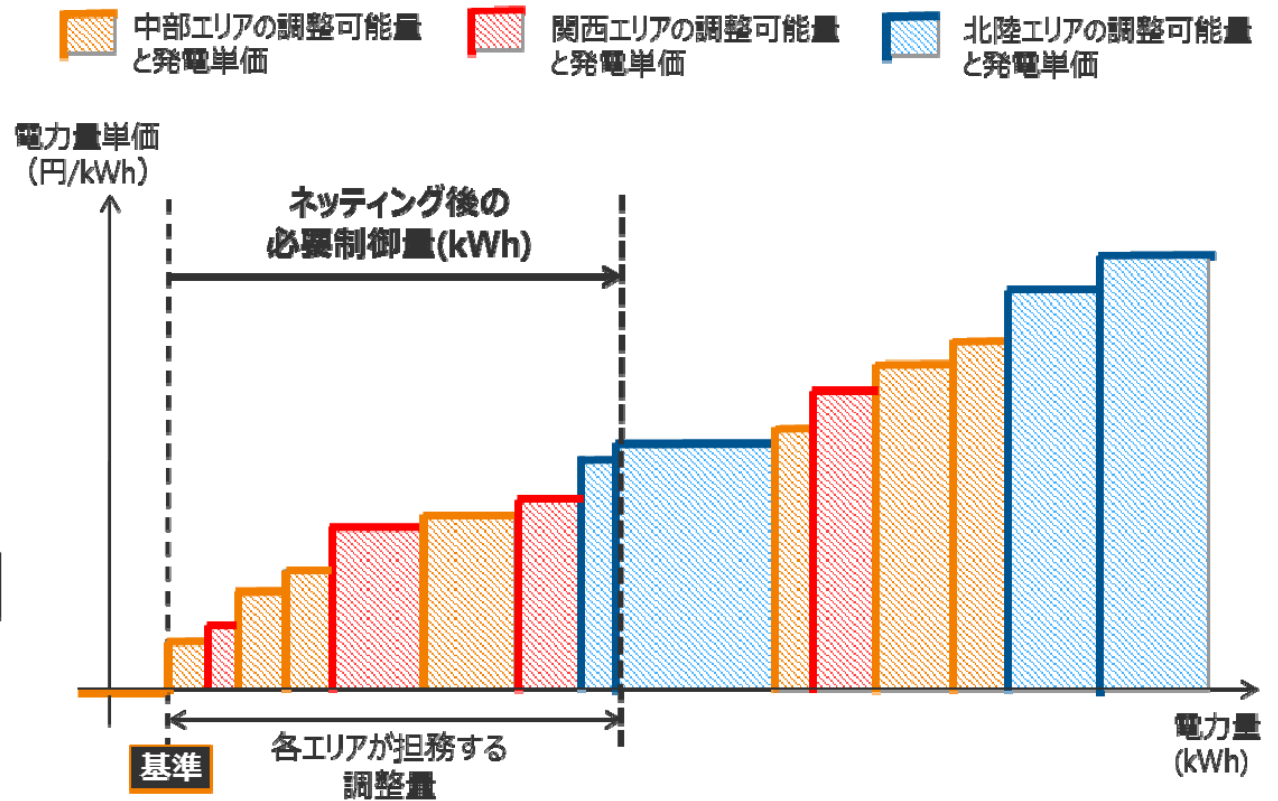
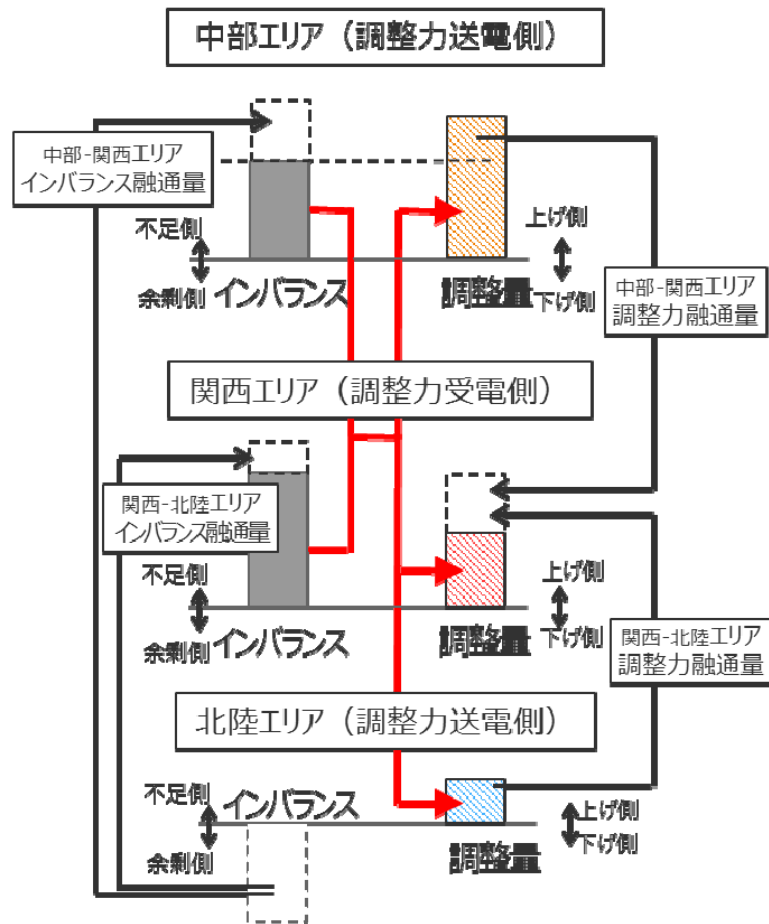
※当面、三次調整力①より速い商品は広域的に調達しない。

- インバランスネッティングは、エリア間でインバランスの発生方向が逆の場合に、それらの量を相殺することで、調整力の発動量を減少させるものである。
- 各エリアのインバランス量のうち、ネッティングにより相殺した電力は「インバランス融通電力(仮称)」として連系線に流れるが、調整力発動の結果ではないため、調整力の発動結果とは分けて扱えるようにしておく。
- また、残ったインバランス量を広域メリットオーダーに基づき調整することを前提とすれば、相殺するインバランスをどのように配分しても(連系線に流す「インバランス電力量」をどのように配分しても)、調整力の低減コストは変わらない。

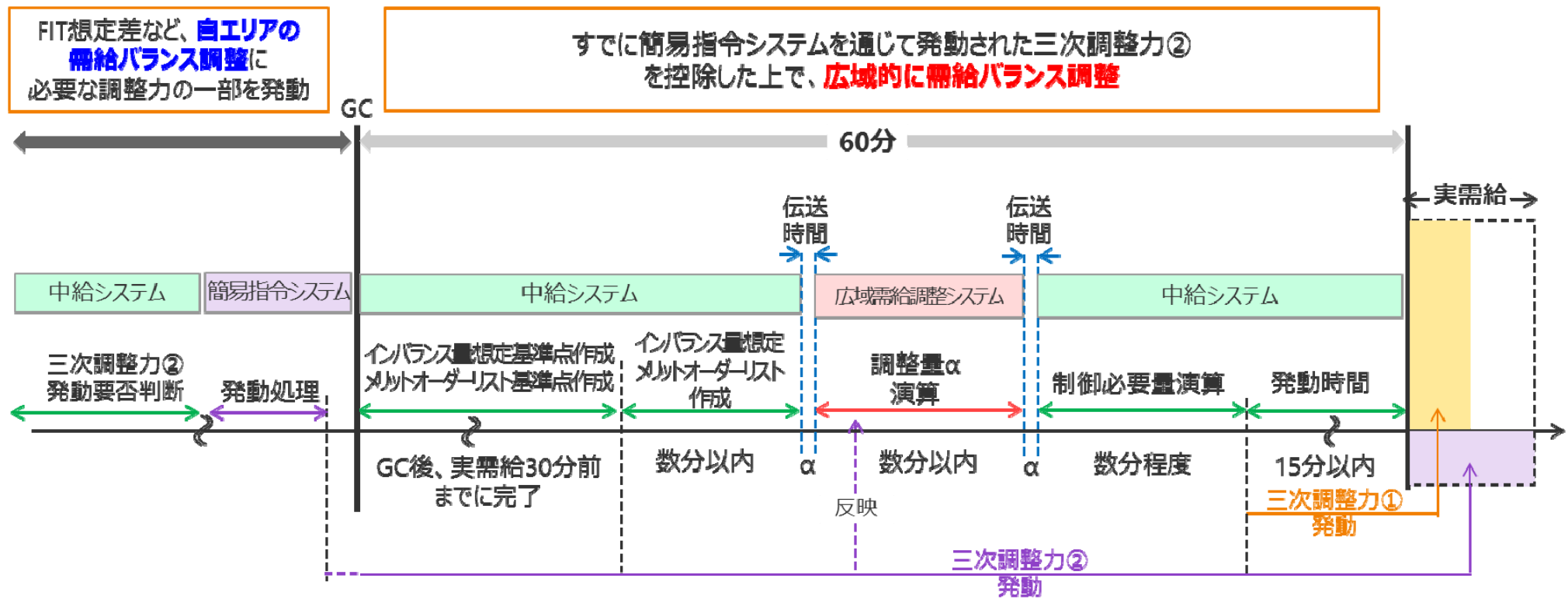


- 各エリアの中給システムで作成されたメリットオーダーリストは、広域需給調整システムで合成する。基準点から順にインバランス調整に必要な量を満たすまでの、各エリアの必要調整量を算出する。
- ネットィング後のインバランス量に対し広域的に調整量を調整することで、エリア間で調整力を融通する。

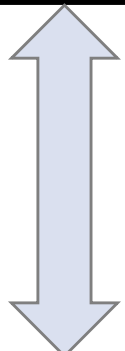
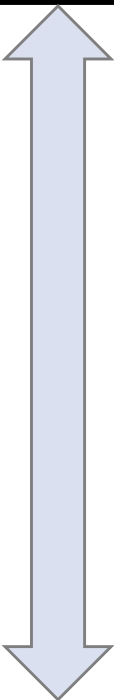
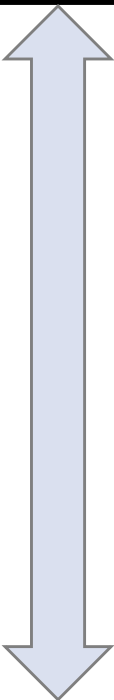
・上げ調整における広域需給調整システムのメリットオーダーリスト



- 広域需給調整機能は、インバランス想定量やメリットオーダーリストの精度を高めるため、極力実需給に近い時間に一連の演算処理を行う。
- なお、三次調整力②は、現状の整理では実需給の1時間前までに発動する必要があるため、当分の間、広域需給調整の演算と切り分けて発動する。



- 周波数調整を確実に維持するため、広域需給調整機能は、①インバランスネットティング、②広域メリットオーダーの段階的な導入とし、ステップ毎にシステム等の確実な動作を検証しつつ進める。
- また、広域需給調整機能を適用する地理的範囲についても、段階的に拡大し、検証しつつ進める。

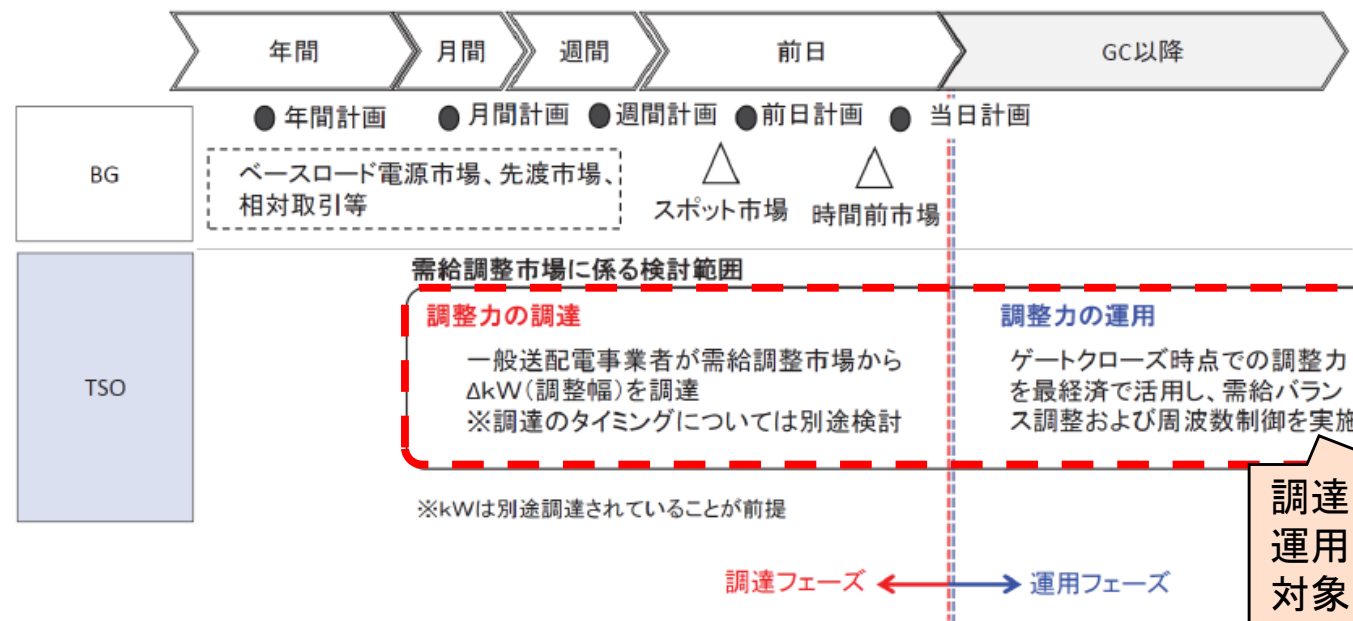
方 策	概 要	ステップ1	ステップ2
インバランス ネットティング	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 複数のエリア間でエリアインバランス量を相殺し、差分量をエリア間で調整</li> <li>• エリア間のインバランス量の偏りは連系線を介して相殺されるため、空容量の範囲で実施</li> </ul>		
広域 メリットオーダー	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 各TSOが調達した需給バランス調整力(ゲートクローズ後における発電余力を含む)をkWh単価に基づき一元的にリスト化</li> <li>• インバランスの発生エリアとは無関係に、広域メリットオーダーで調整電源を発動</li> </ul>	—	



# 調達システムと運用システムの構築にあたって整理が必要な事項

## 需給調整市場に係る検討範囲について

- 需給調整市場に関しては、ゲートクローズ（GC）までの間に需給調整市場における $\Delta kW$ の確保という側面と、実運用において調達した調整力を運用する（実際に運用した調整力に対し $kWh$ 価値を支払う）側面が存在する。
- 調整力の調達フェーズ及び運用フェーズにおいて、確実性・透明性や効率性、柔軟性を高めていくことが可能な枠組みを構築していくことが重要になるのではないか。



2017年8月第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資料より抜粋

12

## 6. 両システム構築に当たって整理が必要と考える課題一覧(論点⑦その他・共通) 57

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
その他 ⑦-1	GC後の余力の活用	実運用においては、あらかじめ一般送配電事業者が確保した調整力(現状における電源Ⅰ相当)以外も含め、発電事業者等の余力(現状における電源Ⅱ相当)も広く活用した上で、基本的にはkWhのメリットオーダーに基づいて調整力を発動する仕組みを設けることとしてはどうか	・TSOは発電事業者等とΔkW他の提供に係わる契約(仮称)※をあらかじめ締結し、電源等のGC後の余力を活用して、需給調整を実施する
その他 ⑦-2	・調整力の使用実績の計量・精算(同一電源等内での商品区分毎のkWh単価の考え方)	実務でどのように計量をして精算を行うのか整理が必要(細分化作業会)	・kWhの実績は、どの調整力によるものかを区別出来ないため、商品を切り分けた計量・精算ができない そのため、可変費であるkWhについては、商品区分によらずユニット単位(計量単位)で同一の単価(出力帯により単価が異なる場合は出力帯ごとに同一の単価)とする
その他 ⑦-3	・2020+X年の時期	本格的な広域調達・運用を行う時期(2020+X年)について、可能な限り早期に実現するため、中給システム等のシステム改修との関係も含め、検討を行う必要がある	同左

※「ΔkW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。  
契約形態など、具体的な事項は今後検討。

論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
その他 ⑦-4	・システムの拡張性	細分化作業会にて拡張性についての議論がなされた	<p>将来の需給調整市場の姿を見据えて、システムに拡張性を持たせておくことが必要か</p> <p>【需給調整市場システム】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・より速い商品の広域化対応</li> <li>・商品区分増加に対応できるよう12区分の準備</li> <li>・ブロック商品を48ブロック設定可能とする</li> <li>・調達時にkWh単価を考慮する可能性も踏まえ、kWh単価にも調整係数を設定できるようにする</li> </ul> <p>など</p> <p>【広域需給調整システム】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・将来的に対象エリアを拡大することへの対応</li> <li>・広域的な運用においては、直流設備も活用できるように設計</li> <li>・調整機能の対象を将来的により速い商品まで拡大することを踏まえ、制御周期の短縮を考慮</li> </ul> <p>など</p>

## 6. 両システム構築に当たって整理が必要と考える課題一覧(論点⑦その他・共通) 59

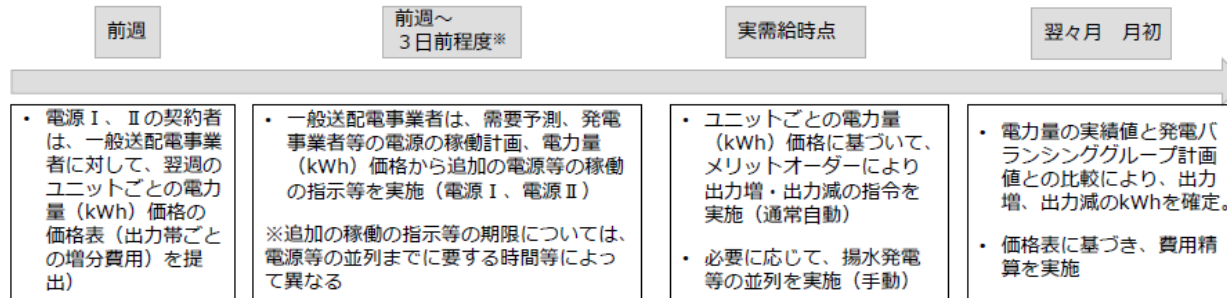
論点	整理が必要な事項	TFでの方向性 (朱書きは更に検討を深めるべき事項)	整理(案)
その他 ⑦-5	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TSO-BG間の精算について ⇒<math>\Delta</math>kWhについては、市場約定価格と約定量にて精算することになるか。kWhについては、申し出単価と発電計画値と実績値との差異(DRはベースラインとの差異)にて精算することになるか</li> <li>・TSO-TSO間の精算について ⇒詳細が決まっていないことから、今後検討か</li> </ul>	<p><math>\Delta</math>kWh: 共通メリットオーダーリストの単価に基づき精算 kWh: <math>\Delta</math>kWhの応札時に併せて提出されたkWh単価に基づいて精算 <b>2020+x年の精算方法</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・TSO-BG間の精算について ⇒<math>\Delta</math>kWhは、約定価格と約定量にて精算。kWhは、kWh単価と、発電計画値と実績値との差異(DRはベースラインとの差異)にて精算する</li> <li>・TSO-TSO間の精算について ⇒システム化の可否を含め、検討中</li> <li>・システムにて保有している精算に関する情報はシステム外に抽出する機能を具備する</li> </ul>
その他 ⑦-6	<ul style="list-style-type: none"> <li>・セキュリティ対策について ⇒電力制御システムセキュリティガイドライン(日本電気技術規格委員会:JESC)等を考慮する必要があるのではないか(詳細なセキュリティ対策が公開されることは機密保持の性質上望ましくないことから、非公開の場での審議が必要か)</li> </ul>	<p>システムの仕様等については、開発を担う代表会社が広域機関等の場において検討状況を報告し、客観的な審議を行う方向で検討</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電力制御システムセキュリティガイドライン(日本電気技術規格委員会:JESC)を考慮する</li> <li>・詳細なセキュリティ対策が公開されることはシステムの性質上望ましくないことから、非公開の場での審議を検討するか</li> </ul>
その他 ⑦-7	<p>システムの仕様書(ベンダ発注前の公平性の観点および機密情報が含まれていることから、非公開の場で審議が必要か)</p>	<p>システムの仕様等については、開発を担う代表会社が広域機関等の場において検討状況を報告し、客観的な審議を行う方向で検討</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発注前の公平性の観点および機密情報が含まれていることから、非公開の場での審議を検討するか</li> </ul>

調達システムと運用システムの構築にあたって整理が必要な事項  
【詳細説明資料】

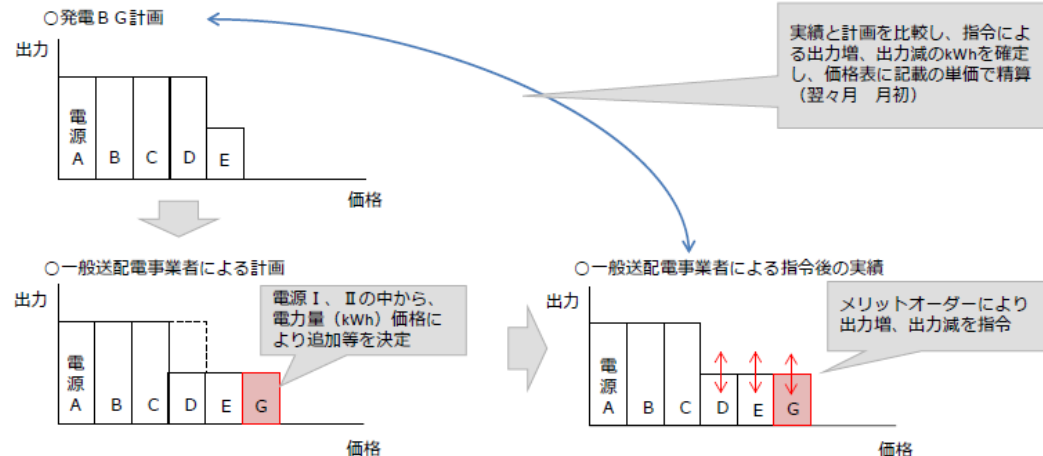
- 制度設計専門会合で整理された通り、現時点のGC後の実運用では一般送配電事業者が電源Ⅱの余力を把握し、電源Ⅰ、電源ⅡのkWhのメリットオーダー順に調整力を発動している。
- 需給調整市場創設後も、GC後の実運用では電源等の余力も含めてkWhのメリットオーダー順に調整力を発動することが適切である。

⇒需給調整市場創設後も、調達した調整力以外の電源余力も活用できる契約が必要である。

(参考) 電源Ⅰ及びⅡの運用について

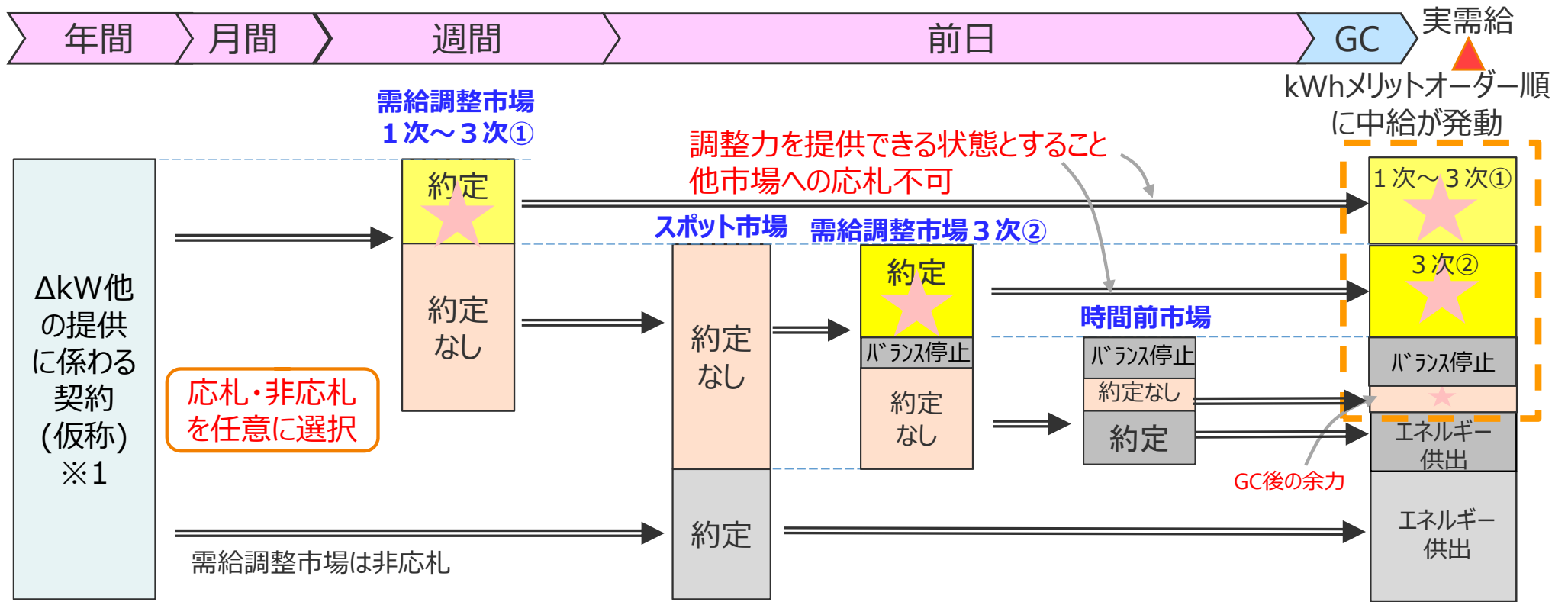


【イメージ】



- ΔkW他の提供に係わる契約(仮称)<sup>※1</sup>を締結した電源等は、需給調整市場に応札できる。
  - ✓ 需給調整市場で約定した電源等は、実需給で調整力を提供する義務を負う。
- また、卸電力取引市場にも応札できるが、いずれの市場でも約定せず、GC後において稼働可能な電源等がGC後の余力として活用できる。

契約を締結した電源等の振る舞い (イメージ)



※1 「ΔkW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係わる契約」(仮称)のこと。契約形態など、具体的な事項は今後検討。

※2 他の制度のリクワイアメントとの整合性の精査が必要。

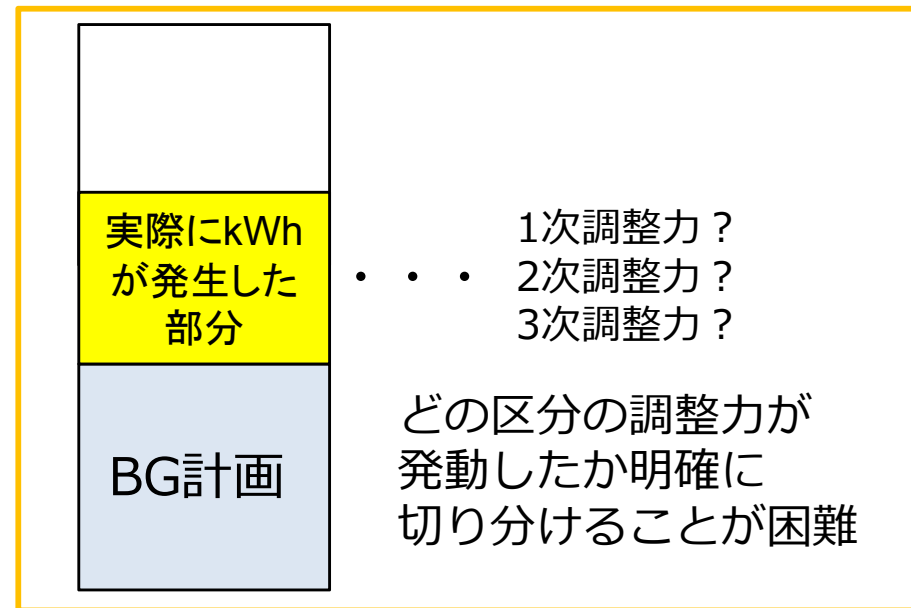
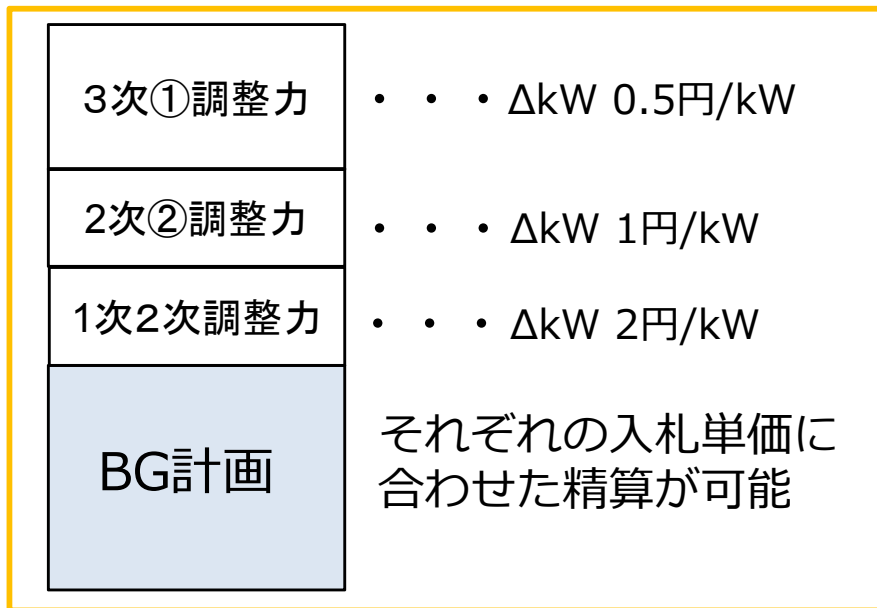
- $\Delta kW$ は事前の調達のため、商品区分ごとに入札単価を区分して精算することが可能（下図左）であるが、実応動であるkWhについては、商品を切り分けて計量・精算することは不可能である。（下図右）  
 ⇒ 可変費であるkWhについては、商品区分によらずユニット単位（計量単位）で同一単価とする。

発電機	区分	$\Delta kW$ 単価	kWh単価	容量
A	1次2次	2円/ $\Delta kW$	10円/kWh	10
A	2次②	1円/ $\Delta kW$	11円/kWh	10
A	3次①	0.5円/ $\Delta kW$	12円/kWh	30

※kWh単価は出力帯毎に異なるイメージであるが簡単のため単一価格で表現

調達

運用



- 基本的にkWhが発生しない商品(GFなど)に対して、 $\Delta kW$ のみを支払うべきか、応動実績を考慮した「マイレージ評価」を導入するかなどについては将来の検討項目とする。