

需給調整市場に係る技術的な課題の整理について

2018年6月20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

- 本作業会および需給調整市場検討小委員会で提起された事項を中心に、引き続き検討することとしていた技術的な課題をまとめたうえで、
 - ① 需給調整市場システム（調達）に係る業務フロー
 - ② 広域需給調整システム（運用）に係る業務フロー
 - ③ 需給調整市場検討小委員会における議論の方向性に沿って確認した。
- 併せて、第4回需給調整市場検討小委員会にて需給調整市場システム（調達）の発注が承認されたことを受け、需給調整市場に係る業務フロー全体像を確認した。
- 最後に、中央給電指令所システム（以下、中給システム）の抜本的な改修に係る課題については、各々について現行システムでは解決できないことを確認した。
- 本日は、今後検討すべき事項と需給調整市場システム（調達）に反映すべき事項に過不足が無いかがご議論いただきたい。

■ 今後検討すべき課題と時期についてまとめると以下のとおりとなる。

	2020	2021	2022～ 2023	2024 (容量市場によるkW価値の発行)	202X	202Y (中給システム改修後に細分化の判断となれば)
広域運用	三次①相当 (3社～)	三次② 三次①相当(9社※ ²)	二次②相当 (9社※ ²)		三次①・二次②	二次①・一次
広域調達		三次②			三次①・二次②	二次①・一次
広域調達に伴う 連系線確保		スポット市場後			スポット市場前 (三次②は後)	スポット市場前 (三次②は後)
当該年度に向けて 解決しておくべき課題※ ¹	①契約・精算 (TSO-TSO) ②直流設備の扱い ③業務スケジュール (運用段階)	④契約・精算 (TSO-BG) ⑤余力活用契約の詳細 ⑥商品設計 ⑦単価登録の自動化 ⑧業務スケジュール(調達段階) ⑨事前審査 ⑩リクワイアメント ⑪アセスメント ⑫ペナルティ ⑬調整力必要量 ⑭下げ調整力の調達 ⑮ΔkW未達時・減少時の扱い ⑯アグリゲーター要件 ⑰情報公開 ⑱調整係数		⑲特定地域立地電源の調達方法	⑳複合約定ロジック ㉑連系線容量確保	㉒広域化是非 ㉓広域調達量 ㉔制御方式・演算周期の統一要否 ㉕単価登録の細分化 ㉖V1/V2による直接的な運用 ㉗中給制御の最大数 (㉔～㉗：中給システム抜本改修時に反映判断の必要)

※¹ 冒頭の数字は課題番号。年度内の課題番号は優先度順ではなく順不同

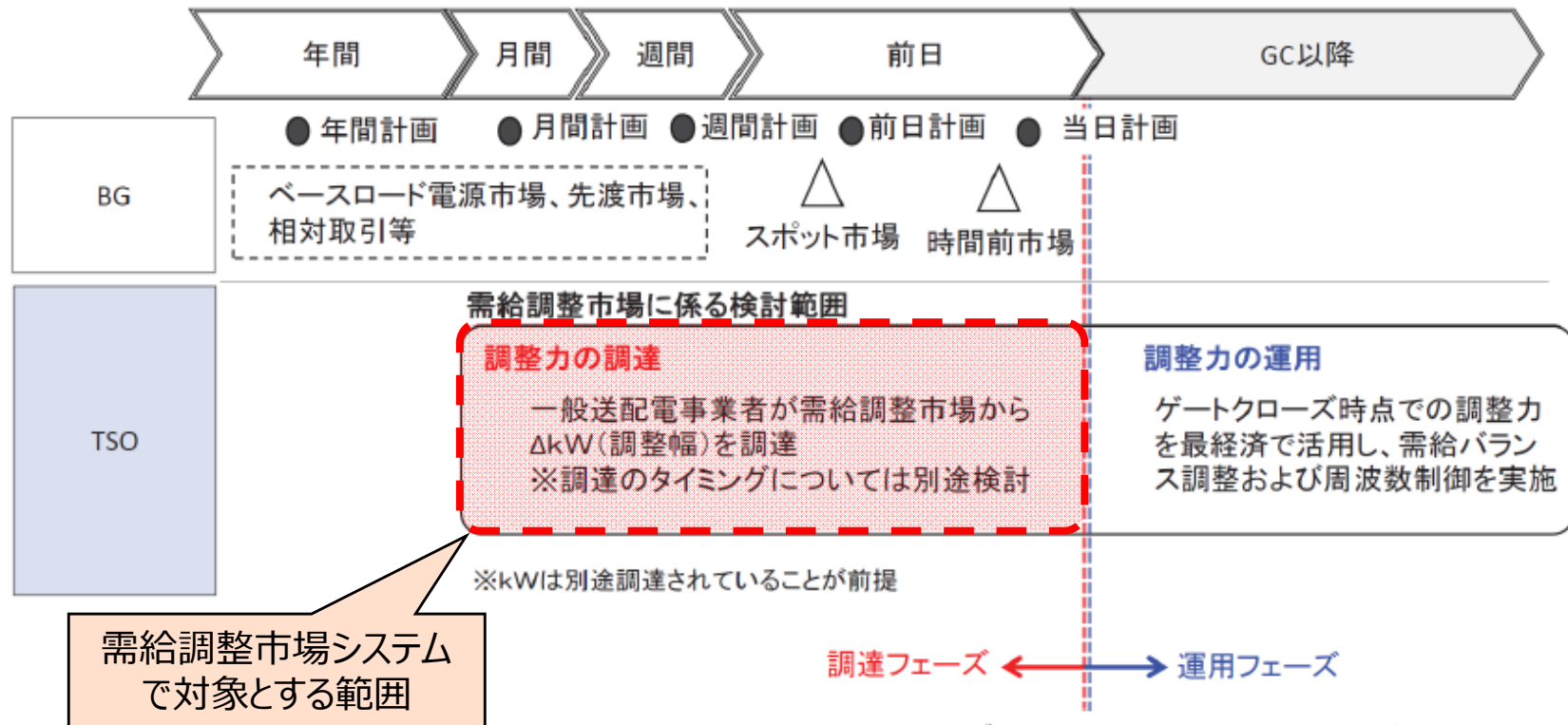
※² 具体的なスケジュールについては、広域需給調整システムの製作メーカーが決まり次第、各社中給対応の調整等も踏まえ今後検討

1. 需給調整市場システム（調達）に係る業務フローにおける確認
2. 広域需給調整システム（運用）に係る業務フローにおける確認
3. 需給調整市場検討小委員会における議論の方向性における確認
4. 抜本的な中給システム改修に関連する課題

1. 需給調整市場システム（調達）に係る業務フローにおける確認
2. 広域需給調整システム（運用）に係る業務フローにおける確認
3. 需給調整市場検討小委員会における議論の方向性における確認
4. 抜本的な中給システム改修に関連する課題

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 ΔkW 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と。



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

需給調整市場の概要 <業務フローイメージ①>

<当ページ以降のフロー図の出所（一部修正）>

第1回需給調整市場検討小委員会（2018年2月23日）資料5

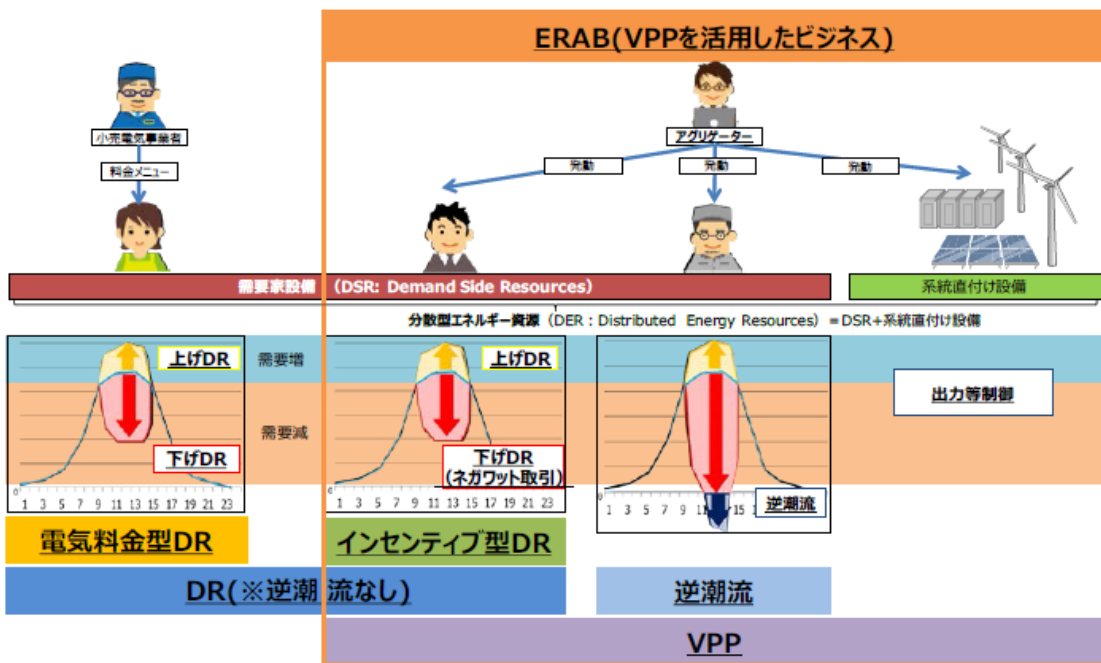
http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2017/2017_jukyuchousei_01_haifu.html

内容	市場参加者 (BG)	一般送配電事業者 (市場運営主体)	課題の内容
<p style="writing-mode: vertical-rl; text-orientation: upright;">前年度まで ΔkW 他 の提供に係る契約（仮称） ※1 技術要件の認証・ の締結</p>	<p>入札者情報提出 電源等性能データ提出</p> <p>以下の項目を盛り込んだ市場参加契約と余力活用契約を締結</p> <ul style="list-style-type: none"> ・市場参加資格 ・入札可能区分 ・最大提供可能量 <p>DER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>以下の詳細を提示</p> <ul style="list-style-type: none"> ・市場参加資格 ・入札可能区分 ・最大提供可能量 <p>DERリスト確認</p>	<p><課題④> 契約・精算 (TSO-BG) <課題⑤> 余力活用契約の詳細 <課題⑥> 商品設計 <課題⑨> 事前審査 <課題⑯> アグリゲーター要件 <課題⑲> 特定地域立地電源の調達方法</p>

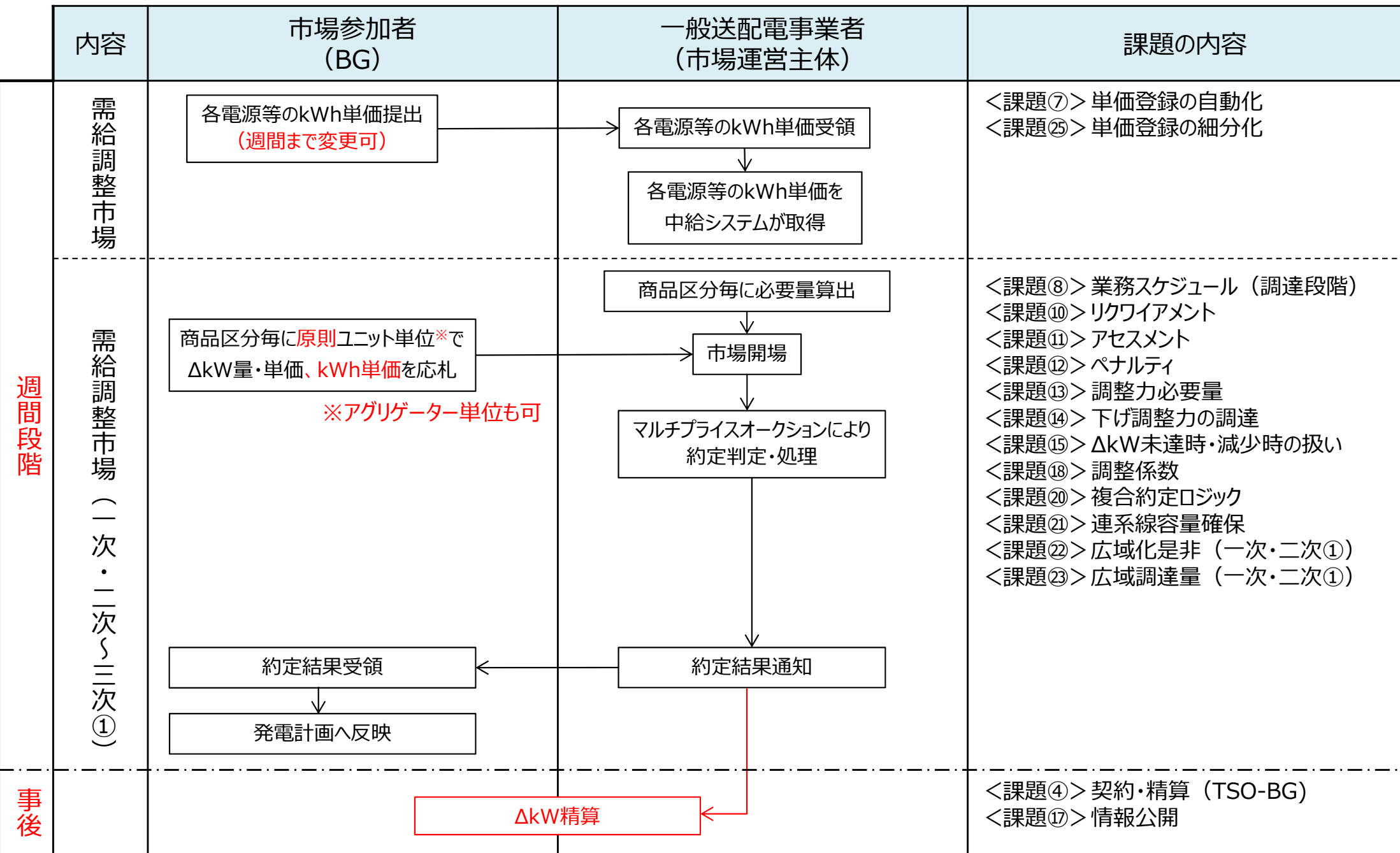
※1 「ΔkW価値の提供とそれに伴うkWh価値の提供およびGC後の余力活用に伴うkWh価値の提供に係る契約」(仮称)のこと。

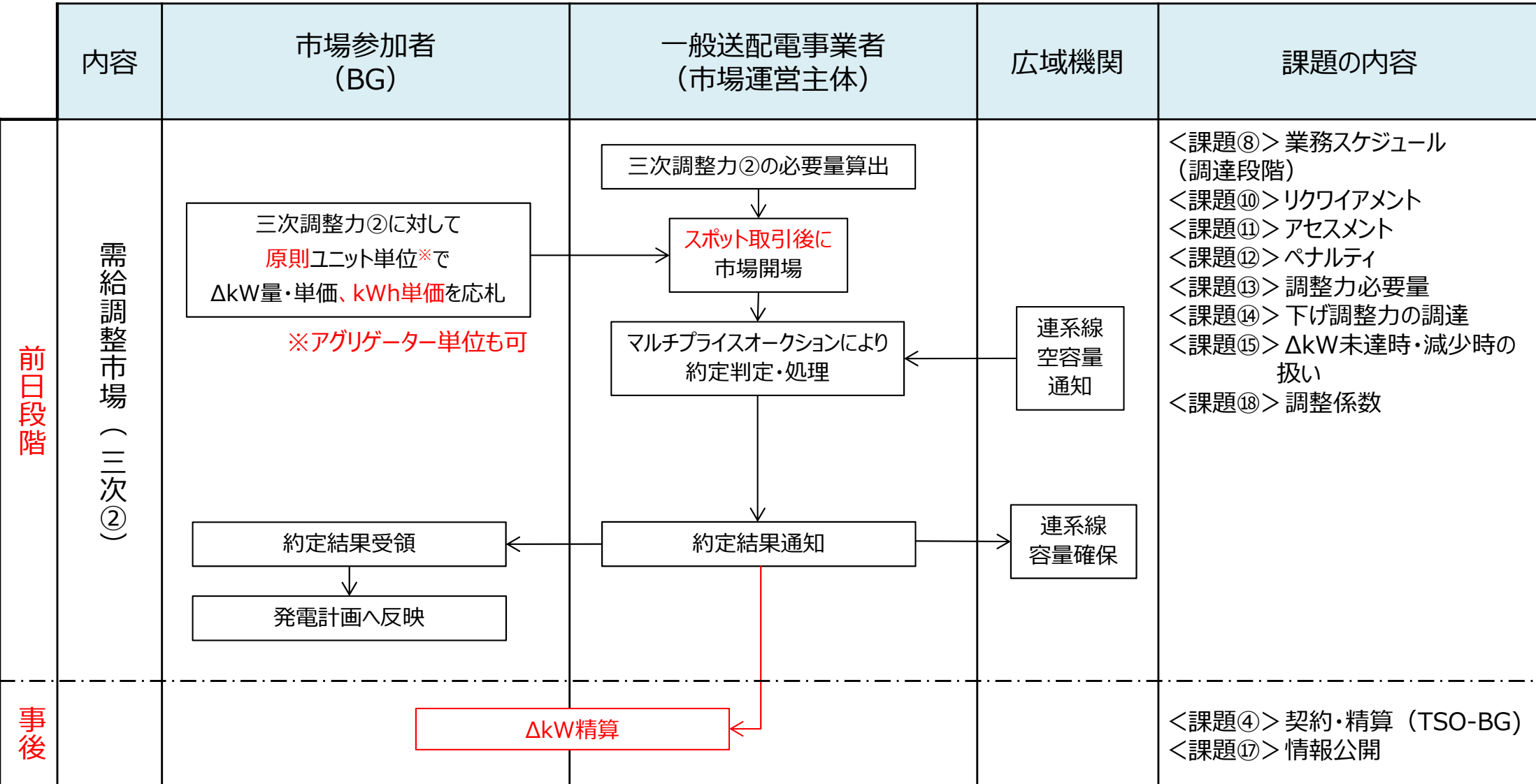
※ 課題以外の部分における赤字は追記・修正箇所（当ページ以降のフロー図も同様）

- エネルギー・リソース・アグリゲータ・ビジネスに関するガイドラインによると、DRやVPPといった機能を提供する事業者をアグリゲーターとしている。
- VPPのエネルギーリソースであるDERには、系統に直接接続される発電設備・蓄電池設備とDRのエネルギーリソースであるDSR（需要家の受電点以下の発電設備、蓄電設備、需要設備）が含まれる。



用語	定義
エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス (ERAB: Energy Resource Aggregation Businesses)	VPPやDRを用いて、送配電事業者、小売電気事業者・需要家、再エネ発電事業者といった取引先に対し、調整力、インバランス回避、電力料金削減、出力抑制回避等の各種サービスを提供する事業のこと。
需要家エネルギーリソース (DSR: Demand Side Resources)	需要家の受電点以下 (behind the meter) に接続されているエネルギーリソース (発電設備、蓄電設備、需要設備) を総称するもの。
分散型エネルギーリソース (DER: Distributed Energy Resources)	需要家エネルギーリソース (DSR) に加えて、系統に直接接続される発電設備、蓄電設備を総称するもの。
ディマンドレスポンス (DR: Demand Response)	需要家エネルギーリソース (DSR) の保有者もしくは第三者が、需要家エネルギーリソース (DSR) を制御することで、電力需要パターンを変化させること。
バーチャルパワープラント (VPP: Virtual Power Plant)	分散型エネルギーリソース (DER) の保有者もしくは第三者が、分散型エネルギーリソース (DER) を制御 (DSRからの逆潮も含む) することで発電所と同等の機能を提供すること。
電気料金型DR	小売電気事業者が、ピーク時に電気料金を値上げするなど多様な電気料金を設定することで、需要家にDRを促すもの。
インセンティブ型DR	事前の契約に基づき、送配電事業者、小売電気事業者、アグリゲーター等が指令により需要家にDRを促し、対価としてインセンティブ (報奨金) を支払うもの。
アグリゲーター	需要家エネルギーリソース (DSR) や分散型エネルギーリソース (DER) を統合制御しDR、VPPの機能を提供する事業者。
下げDR	DRのうち、需要を抑制させるもの。(特に、インセンティブ型の下げDRを「ネガワット取引」という。)
上げDR	DRのうち、需要を増加させるもの。需要創出型DRともいう。

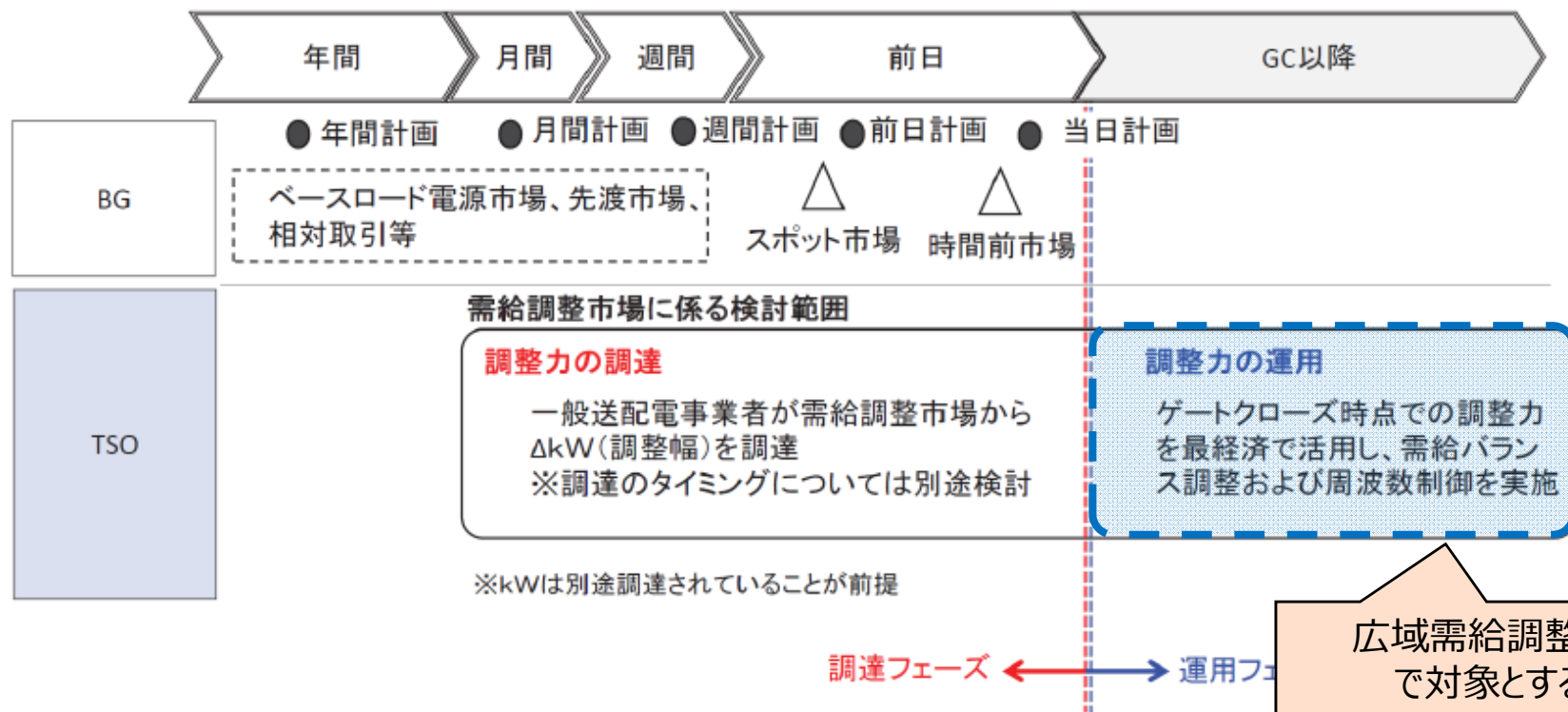




1. 需給調整市場システム（調達）に係る業務フローにおける確認
2. 広域需給調整システム（運用）に係る業務フローにおける確認
3. 需給調整市場検討小委員会における議論の方向性における確認
4. 抜本的な中給システム改修に関連する課題

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 ΔkW 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と。



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

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	課題の内容
広域需給調整 (三次②の発動)		<p>自エリアの三次②の調整量算出</p> <p>↓</p> <p>エリア内とエリア外から調達した電源等を合わせたメリットオーダーリストから、発動する三次②を選択</p> <p>↓</p> <p>他エリアの調整力を選択</p> <p>NO → 自エリア調整力の発動指令等</p> <p>YES → 指令・制御に基づき調整力を発動</p> <p>↓</p> <p>低速枠発動支援機能を用いて他エリア調整力の発動指令</p> <ul style="list-style-type: none"> ・他エリアへの発動連絡 ・連系線PO値の変更値連絡 <p>↓</p> <p>POの変更</p> <p>↓</p> <p>PO配信</p> <p>自エリア PO受信</p> <p>他エリア PO受信</p> <p>↓</p> <p>指令等</p> <p>エリア内の需給調整を実施</p> <p>↓</p> <p>指令・制御に基づき調整力を発動</p>	<p>POの変更</p> <p>PO配信</p>	<p><課題②> 直流設備の扱い</p> <p><課題③> 業務スケジュール (運用段階)</p> <p><課題⑩> リクワイアメント</p> <p><課題⑪> アセスメント</p> <p><課題⑫> ペナルティ</p>
事後		<p>kWh精算</p>		<p><課題①④> 契約・精算 (TSO-TSO, TSO-BG)</p> <p><課題⑰> 情報公開</p>

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	課題の内容
広域需給調整 (三次②以外※ ₁ の発動)	<p style="text-align: center;">広域需給調整システム (運用) 内のフロー</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px auto; width: 80%;"> 三次②以外を用いた複数エリア調整量の送信 ↓ インバランスネットティング ↓ 広域メリットオーダー演算 ↓ 調整量αの決定 ↓ 調整量αの送信 </div> <div style="margin-top: 20px;"> 指令等に基づき調整力を発動 </div>	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">三次②以外の複数エリア調整量の送信</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">インバランスネットティング</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">広域メリットオーダー演算</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">調整量αの決定</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">調整量αの送信</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">調整量に基づきエリア内の需給調整を実施</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">三次②以外のメリットオーダーリスト送信</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">広域メリットオーダーリスト作成</p> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">連系線空容量通知</p> </div> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <p style="text-align: center;">調整量αの受信</p> </div>	<p style="text-align: center;">連系線空容量通知</p>	<ul style="list-style-type: none"> <課題②> 直流設備の扱い <課題⑩> リクワイアメント <課題⑪> アセスメント <課題⑫> ペナルティ <課題⑳> 制御方式・演算周期の統一要否 <課題㉒> V1/V2による直接的な運用 <課題㉓> 中給制御の最大数
事後		<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px auto; width: 80%;"> kWh精算 </div>		<ul style="list-style-type: none"> <課題①④> 契約・精算 (TSO-TSO, TSO-BG) <課題⑰> 情報公開

※1 中給からオンラインで制御できる電源等を三次調整力②で落札した場合、広域需給調整機能で制御することがある。

1. 需給調整市場システム（調達）に係る業務フローにおける確認
2. 広域需給調整システム（運用）に係る業務フローにおける確認
3. 需給調整市場検討小委員会における議論の方向性における確認
4. 抜本的な中給システム改修に関連する課題

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
①商品区分	<ul style="list-style-type: none"> ● 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>課題②④</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 一次・二次（GF・LFC）の細分化については、広域機関において検討。 ● 各商品区分に求められる要件については、広域機関において検討。課題⑥ 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 基本となる2区分に加えて予備領域18区分を設けて、最大20区分に対応できる予備領域を確保したシステムとする。
②商品設計	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 ● 調達時に電源の性能に応じて応札電源を評価（入札価格×調整係数で評価）する仕組みの検討。 	<p>課題⑥</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 各商品区分に求められる要件の詳細については、広域機関において検討。 ✓ 商品ブロック区分は必要調整力の状況変化や新規参入への対応を踏まえて検討。課題⑱ ● 調整係数の詳細については、広域機関において検討。課題⑲ ● 特定地域立地電源の調達期間等については、広域機関において検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 商品ブロック区分は縦割りで最大48区分に対応できるシステムとする。 ➤ 調整係数は0.00～100.00まで設定できるシステムとする。 ➤ 特定地域立地電源および電源I'の調達は需給調整市場システム（調達）のシステム外で対応する。

＜今後検討が必要な事項＞

- : 中給システムの抜本改修に係るもの
- : 上記以外

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
③広域化による効率化	<ul style="list-style-type: none"> ● 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年 + X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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 一次・二次調整力 (GF・LFC) の広域調達・運用。 課題②④ ● 広域調達・運用に係る技術的な事項については、広域機関において検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 広域調達・運用における連系線の容量確保では隣接エリアおよび運用容量の大きい交流連系線を優先するシステムとする。 ➤ 広域需給調整システム (運用) を以下のシステム仕様により一般送配電事業者の代表会社が発注手続きを行う。 <ul style="list-style-type: none"> ・インバランス想定量の算出 各エリア毎のインバランス想定量を集約および相殺 (インバランスネットティング) することで、全体として調整すべきインバランス想定量を算出。 ・広域メリットオーダーに基づく運用 各エリア毎のkWhのメリットオーダーリストを合成して広域メリットオーダーリストを作成し、GC余力と合わせて広域的に需給バランス調整を行う ・対象エリアは9社とし、中地域三社 (関西電力・中部電力・北陸電力) は2020年度から運用開始し、対象調整力および地理的範囲を拡大。 ・2020年4月時点では、広域需給調整機能における三次調整力①相当の運用の機能を運用開始し、二次調整力②相当の運用の機能は機能ロックで対応。 ・三次調整力②相当の運用は、低速枠発動支援機能を活用。なお本機能は需給調整市場システム運開に合わせ、2021年度までに実装。 ・二次調整力①相当の運用の機能はモジュール追加、変更で対応。 ・メリットがないときには一時的にインバランスネットティング機能を停止できる仕組みとする。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
<p>④ 広域化を踏 まえた市場の 在り方</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 ● 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。 ● 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。 ● 調達・運用の考え方、調整力必要量の考え方、商品設計などの見直しや、応札・落札結果などの取引情報の適切な公開等については広域機関における委員会にて行う。 ● 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2020 + X年時における需給調整市場の組織形態や契約形態。 ✓ 対象エリア数など現時点では確定的な事項についても、将来の状況変化への対応可否を検討。 (9エリア以上のエリア数への対応要否) 	<p>課題①④</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 9エリアに対応したシステムとする ➤ システム開発の代表会社 <ul style="list-style-type: none"> ・広域需給調整システム(運用)は中部電力および関西電力 ・需給調整市場システム(調達)は東京電力パワーグリッドおよび中部電力 ➤ 需給調整市場システム(調達)について第4回の本小委員会で整理した拡張性・柔軟性を備えたシステム仕様により一般送配電事業者の代表会社が発注手続きを行う。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑤ 開場時期	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力は前週に調達。 ● 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。 ● GC（ゲートクローズ）後の実運用については、電源の余力など前週以前に確保したものを以外も含めてkWhのメリットオーダー順に発動する仕組みを創設。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 三次調整力②はスポット市場終了～時間前市場開場までの間に調達するシステムとする。 ➤ [再掲]年間を通じて必要となる量（現在電源 I 公募で固定費を負担している量）は電源 I（I -a, I -b）公募による。 ➤ 電源の余力活用は年初の公募に基づく契約による。

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
----	-------------------	---------------	-----------

- | | | | |
|-------------------|--|---|---|
| ⑥
メリットオーダーの考え方 | <ul style="list-style-type: none"> ● ΔkWはメリットオーダーに基づいて落札。 ● kWhは発電事業者等の余力も活用した上で、メリットオーダーに基づいて調整力を発動する市場の仕組みの検討。 <small>課題⑳</small> ● 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。 <small>課題⑦</small> | <ul style="list-style-type: none"> ● 対価の和 (ΔkW価値 + kWh価値) を最小化する組み合わせの詳細。 ✓ <u>約定方法 (約定処理の順番など) について検討</u> ✓ <u>kWh単価を登録するタイミングについては電源等差替との整合を踏まえて検討</u> | <ul style="list-style-type: none"> ➤ ΔkWでメリットオーダーを評価するシステムとする。 ➤ 2021年度時点では三次調整力②のみの広域約定ロジックを構築し、その他の調整力を含めた複合約定ロジックについてはモジュール追加により対応できるシステムとする。 <small>課題⑳</small> ➤ kWh単価の変更は可能なシステムとする。 <ul style="list-style-type: none"> ・2021年度におけるkWh単価変更期限は週間計画策定時点とする。 ・前日、当日(GC前)に対応できるシステムとし、2021年度時点は機能ロックする。 ・kWh単価の変更期限については中給システム改修やFIT特例①の発電計画見直しなどの動向を踏まえて引続き検討する。 <small>課題⑦</small> |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ➤ kWh単価の変更は可能なシステムとする。 <ul style="list-style-type: none"> ・2021年度におけるkWh単価変更期限は週間計画策定時点とする。 ・前日、当日(GC前)に対応できるシステムとし、2021年度時点は機能ロックする。 ・kWh単価の変更期限については中給システム改修やFIT特例①の発電計画見直しなどの動向を踏まえて引続き検討する。 <small>課題③⑧</small> |

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑦ 調整力の調達・運用方法	<ul style="list-style-type: none"> ● 応札・契約単位は原則電源単位。 ● 2020年の暫定的な契約形態は、電源等が立地する一般送配電事業者を經由して契約を締結。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 <small>課題⑬</small> ● 電源の差し替えについては、広域機関において検討。 <small>課題③</small> ✓ <u>[再掲] kWh単価を登録するタイミングについては電源等差替との整合を踏まえて検討</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ (BG単位ではなく) 電源単位での入札に対応できるシステムとする。 ➤ 翌日計画提出を期限として、電源等の差し替えに対応できるシステムとする。<u>約定の結果ΔkW未達となった場合および約定後にΔkWが減少した場合はシステム外で対応する。</u> <small>課題⑮</small>

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑧ 運用の 広域化	<ul style="list-style-type: none"> ● 2020年の調整力の調達・運用に係る精算については、以下のような方向で検討。 ΔkW : 共通メリットオーダーリストの単価に基づき精算（エリア内は当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、エリア間は関係する一般送配電事業者間において精算） kWh : ΔkWの応札時に併せて提出されたkWh単価に基づいて精算（エリア内は当該エリア内の一般送配電事業者と電源等が、エリア間は関係する一般送配電事業者間において精算） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2020 + X年の精算方法。 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 精算にあたり必要となるデータを抽出可能なシステムとする。 （必要なデータ項目については精算の仕組みと合わせて今後検討が必要） ➤ TSO-BG間の精算 <ul style="list-style-type: none"> ● ΔkWは調達段階の商品区分に応じて精算する。 ● kWhは商品区分によらずユニット単位（計量単位）で調整の結果発生した電力量（kWh）に対し、V1/V2単価に応じて精算する。 ➤ TSO-TSO間の精算 <ul style="list-style-type: none"> ● ΔkWは需給調整市場システムから抽出した約定情報を用いて精算する。 ● kWhは広域需給調整機能、低速枠発動支援機能から抽出した融通情報を用いて精算する。

● : TFの論点
 ✓ : 小委で出た論点

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑨ 管理運用 (参入要件・ペナルティ、監視等)	<ul style="list-style-type: none"> ● 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。 ● 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。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 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、<u>監視等委員会において検討。</u> ● <u>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。</u> ● <u>一般送配電事業者が確保する調整力の必要量。</u> 	
今後の検討の進め方	<ul style="list-style-type: none"> ● 基本的には2020年度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。 	課題⑬	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 広域需給調整システムの運用開始を2020年4月として進める。 ➤ 需給調整市場システムの運用開始を2021年4月として進める。なお、システム発注に向けた仕様確定の検討を2018年6月末までに行う。

● : TFの論点
 ✓ : 小委で出た論点

論点	TFの中間論点整理で示された方向性	さらに検討を深めるべき事項	現在の議論の方向性
⑱ 他制度との整合性	<ul style="list-style-type: none"> ● 2020年度から2023年度の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方向で検討 ● 容量市場で落札された電源等が、調整力として活用される場合、需給調整市場に入札し、落札されることが必要。 (一部抜粋) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <u>kW価値の調達期間（年間）について検討</u> ● 主に調整力等に用いられる電源等については、調整力として活用されることを念頭に、リクワイアメントにおける要件を変更することとし、詳細については広域機関において検討。 <p style="text-align: center;">課題⑩</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 2021年度以降の調整電源等の確保は以下のとおりとし、今後広域調達・運用が進む中で適宜見直す。 ● 広域運用・調達されるものは市場調達、エリア内で調達されるものは公募調達。 ● 年間を通じて必要となる量（現在電源I公募で固定費を負担している量）は電源I（I-a, I-b）公募による。 ● 三次調整力②は需給調整市場による。 ● 上記以外は電源IIの仕組みによる。 ● 電源の余力活用は年初の公募に基づく契約による。 ● 電源I'相当の仕組みは少なくとも2021年度から2023年度は継続する。

1. 需給調整市場システム（調達）に係る業務フローにおける確認
2. 広域需給調整システム（運用）に係る業務フローにおける確認
3. 需給調整市場検討小委員会における議論の方向性における確認
4. 抜本的な中給システム改修に関連する課題

抜本的な中給システム改修に関連する課題

- 今回整理した課題のうち、抜本的な中給システム改修※¹に関連する課題をまとめると、下表のとおりとなる。
- 下記課題への対応は今後検討していく。

【抜本的な中給システム改修課題】

課題	内容	現行システムを継続した場合
＜課題⑳＞ 制御方式・演算周期の 統一可否※ ²	各発電機制御方式の統一要否を含めた 検討	二次①の広域運用ができない
	LFC演算周期の統一要否を含めた検討	二次①の広域運用ができない
＜課題㉑＞ 単価登録の細分化	現状の出力帯別の単価から、出力帯別・ 時間帯別の単価への変更検討	時間帯ごとにリソースの変わる事業者のニーズに応えられない
＜課題㉒＞ V1/V2による直接的な 運用	現状のa,b,c項を用いた近似的な運用か ら、V1/V2での運用への変更検討	a,b,c項を用いた近似的な運用でも一定のメリットオーダーが実現できるが、より厳密なメリットオーダーの実現ができない
＜課題㉓＞ 中給制御の最大数	制御数上限の拡大について検討	監視/制御可能数以上の参入事業者の制御ができない

※¹ ソフトウェア改修などの軽微な変更ではなく、ハードを含む中給システムのリプレースを必要とするなどの大規模な改修のこと。

※² 一次・二次調整力の広域化については、技術的検討が必要であり時間を要する。