

# 市場価格算定方法（検証B）に関する進捗報告について （調整力 $\Delta kW \cdot kWh$ の精算）

2025年5月20日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第13回本検討会（2025年2月19日）において、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響検証）の中間取りまとめ（2024年8月19日）では未着手（あるいは要深掘り）であり、今後検証が必要と考えられる追加論点として「地内混雑発生時のkWh市場価格」「各課題等を考慮した $\Delta$ kW市場価格」「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」等を挙げ、今後の検証の進め方について整理を行った。
- また、第14回本検討会（2025年3月24日）において、「各課題等を考慮した $\Delta$ kW市場価格」については、機会費用なし（逸失利益のみ）のシングルプライスオークション化を $\Delta$ kW価格決定方法の有力な候補としつつ、追加で $\Delta$ kWに対する適切な対価の支払いについて検討を深めていくこととしており、具体的には、「調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬」「調整力kWhのシングルプライスオークション化（ $\Delta$ kWと別の収益機会の設計）」を挙げたところ。
- 今回、上記の「調整力のパフォーマンスに応じた評価方法」ならびに「調整力kWhのシングルプライスオークション化（それにより問題が生じないかといった論点）」について、検討を実施したため、ご議論いただきたい。

## まとめ (今回の検証から得られた示唆)

31

- 今回、新たに2通りの $\Delta$  kW価格決定方法(案)を提案し、「 $\Delta$  kW価格とUplift規模感の定量評価(試算)」、ならびに「Two Settlement精算時の影響評価」について検討を行い、下記のような示唆が得られた。

- ケース①: 「起動費」「最低出力費用」全て(機会費用そのもの)を「起動等に関する費用」と見做し、 $\Delta$  kW価格に反映しない
- ケース②: 「起動費」を「起動等に関する費用」と見做し、 $\Delta$  kW価格に反映しない(「最低出力費用」のみ反映)

### 【 $\Delta$ kW価格とUplift規模感の定量評価(試算)】

- ケース①(機会費用なし)については、マルチプライス・シングルプライスともに $\Delta$  kW価格は顕著に低くなる(他方で $\Delta$  kW価格が低減する分だけ、他案に比べupliftの割合は増加傾向となる)
- 一方、ケース②(最低出力費用のみ)は起動費が含まれない分、マルチプライスでの $\Delta$  kW価格は低減するものの、シングルプライスとした場合は価格高騰する傾向が見受けられた。(前回検討で採用を見送った例Ⅰ～Ⅲと同様)

### 【Two Settlement精算時の影響評価】

- ケース①(機会費用なし+SPA)で影響評価した結果、前回( $\Delta$  kW価格は例Ⅳ:逸失利益はSPA、機会費用はMPA)と比較すると、当該電源におけるTwo Settlement精算そのものは変わらない一方で、 $\Delta$  kW価格として機会費用を扱っていないことから、価格指標が変化するケースで生じていたような、電源間の不公平は解消されており、市場価格の精算制度として平仄が取れた状態になるとは考えられる。

- 上記を踏まえると、今回提案した方法のうち、**ケース①(機会費用なし+SPA)についても $\Delta$  kW価格決定方法の有力な候補として、関連論点(ex.増加するupliftの扱い・負担等)の検討を深めていくことが考えられるか。**

## 今後の進め方について

32

- また、現行の需給調整市場における $\Delta$  kW費用の構成要素には、「①機会費用」「②逸失利益」の他に、「③その他（一定額）」が含まれているところ。
- この点については、第8回本検討会（2024年4月19日）において、Three-Part情報を用い機械的に算出される「①機会費用」「②逸失利益」と異なり、「③その他（一定額）」は別途、 $\Delta$  kW入札価格に反映する必要があることから、 $\Delta$  kW入札価格の影響評価を行い、「全ての電源が同じ一定額を選択した場合は、事後的に一律加算しても同じ結果になる」「一部の電源が高い一定額を選択した場合、逆に当該電源の $\Delta$  kW収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう」といった結果（傾向）をお示した。
- これは言い換えると、「③その他（一定額）」を別途、 $\Delta$  kW入札価格に反映する（同時最適ロジックで取り扱う）方法では、 $\Delta$  kWに対する適切な対価が受け取れない可能性があることを示しており、それらの結果も考慮しつつ、 $\Delta$  kWに対する（他の）適切な対価の支払い方法を検討する必要があるとしていたところ。
- 具体的には、中間取りまとめでもお示した、以下のようなやり方も考えられるため、引き続き、こういったことも念頭に置きつつ、 $\Delta$  kWに対する適切な対価の支払いについて検討を深めていくこととしたい。
  - ✓ 調整力 $\Delta$  kW市場のシングルプライスオークション化
  - ✓ 米国のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える
  - ✓ 調整力kWhのシングルプライスオークション化等、 $\Delta$  kW市場とは別の収益機会の設計を工夫する
- 上記に加えて、今後検証が必要と考えられる残論点として「地内混雑発生時のkWh市場価格」「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」等があるため、引き続き検討を深め、次回以降結果をお示しすることとしたい。

1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討
  - － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
  - － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）
2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討
  - － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 3. 市場構造のケーススタディ
3. まとめと今後の進め方

## 1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討

- － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
- － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）

## 2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討

- － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
- － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
- － 3. 市場構造のケーススタディ

## 3. まとめと今後の進め方



## 論点②： $\Delta kW$ 価格の算定方法

### 課題

- 現行の需給調整市場では、 $\Delta kW$  価格については、原則として、①機会費用（起動費等）、②逸失利益、③その他（一定額）に基づいて事業者が入札価格を設定し、これに基づいてマルチプライス方式で精算が行われている。
- この点について、本検討会では、同時市場の導入後はThree-Part 情報から $\Delta kW$  価格を算出することを前提として、 $\Delta kW$  価格の算定方法を検討することとされ、シングルプライス化も含め、 $\Delta kW$  の供出に適切なインセンティブを与える方法も検討することとされている。

### 検討の方向性

- 現行制度においては、 $kWh$  市場と $\Delta kW$  市場が異なるタイミングで開催されており、発電事業者は、それぞれの入札機会において取り漏れのない回収を図ることが合理的。このため、現行制度において、 $\Delta kW$  価格の入札価格として起動費、逸失利益、その他が考慮されることは合理的といえる。
- これと比較すると、同時市場は、 $kWh$  市場と $\Delta kW$  市場を合わせた市場であり、両方の市場から同時に発電費用の回収が期待できる。すなわち、 $\Delta kW$  価格として発電費用を全て回収する必要はなく、**同時市場全体から適正な収益が得られる制度**であることが重要。その観点から $\Delta kW$  固有の費用を考えると、本来は出力が可能にもかかわらず、調整力として対応するために設けた余力（＝逸失利益）については、 $kWh$  市場からは費用回収ができないため、 $\Delta kW$  価格としての回収が必須と考えられる。他方で、起動費等については、 $kWh$  市場と $\Delta kW$  市場の両方から回収が可能であり、取り漏れが生じた場合には、どちらかに寄せるのではなく、アップリフトとして不足のない回収を図る仕組みも考えられるか。
- 加えて、 $\Delta kW$  電源としての性能の違いに着目し、性能や実際の応動状況に応じたインセンティブ設計等の検討も重要ではないか。

## 1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討

- － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
- － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）

## 2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討

- － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
- － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
- － 3. 市場構造のケーススタディ

## 3. まとめと今後の進め方



- 同時市場における $\Delta kW$ 市場の設計の基本的な考え方として、今後の変動性再エネ大量導入に伴い、より変動幅が増加しうるなかでは、 $\Delta kW$ の持つ調整機能の価値（ $kWh$ には無い付加価値）はより高まっていくため、この価値に適切な対価を支払い、調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点から、容量市場といった他市場の設計も含め、 $\Delta kW$ の価値（高速な出力調整等）を適切に評価し、調整力提供者が適切な対価を得られる形とすることが重要としていた。
- この点、現行の需給調整市場における $\Delta kW$ 費用の構成要素には、「①機会費用」「②逸失利益」の他、「③その他（一定額）」が含まれている一方、Three-Part情報をを用い機械的に算出される「①機会費用」「②逸失利益」と異なり、「③その他（一定額）」は $\Delta kW$ 入札価格に反映する必要がある、この方法では「全ての電源が同じ一定額を選択した場合は、事後的に一律加算しても同じ結果になる」「一部の電源が高い一定額を選択した場合、逆に、当該電源の $\Delta kW$ 収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう」といった $\Delta kW$ に対する適切な対価が受け取れない可能性があることもお示してきたところ。
- 上記を踏まえると、まずは、**同時市場（将来の変動性再エネ大量導入時代）における、 $\Delta kW$ の持つ調整機能の価値（ $kWh$ には無い付加価値）とは何かを明確にした上で、その価値に対する適切な対価の支払い（正しい評価）方法を検討することが重要**と考えられる。

②ΔkW市場の設計に関する視点

- ＜基本的な考え方＞
- 今後、変動性再エネが大量導入され、より変動幅が増しうる中では、ΔkWのもつ調整機能の価値（kWhには無い付加価値）はより高まる。この価値に適切な対価を支払い、調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点からは、kWhから得られる利益と比較してΔkWに対する十分な供出インセンティブを持たせることを念頭に制度設計を行うことが肝要か。
- ＜機会費用・逸失利益＞
- 現行制度において、調整力供出事業者が設定している機会費用・逸失利益については、Three-Part情報をうい、機械的に算出が可能。
- ＜供出インセンティブ＞
- 機械的に算出した機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、更なる供出インセンティブは必要か。必要な場合、どのような設計があり得るか。（以下、例）
    - － ΔkW市場のシングルプライスオークション化。検証Bの結果を踏まえると、機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、逸失利益のシングルプライスオークション化をまずは検討か。
    - － 米国のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える。
    - － 調整力kWhのシングルプライスオークション化等、ΔkW市場とは別の収益機会の設計を工夫する。
    - － マルチプライスだとしても、ΔkWに対する一定の報酬額を事後加算するなど、何らかの処理を行う。

- ΔkW市場の「供出インセンティブ」関係の記載については、第8回検討会（2024年4月19日）での議論を踏まえ、他市場（特に容量市場）も含めた全体像として価格算定方法を設計する必要があることや高速な出力変動対応といった価値を評価する重要性に言及する形に修正したが、どうか。

③市場価格算定・費用回収（続き）

- 同時市場においては、kWh市場とΔkW市場が同時に開催される点や、入札価格情報が発電機の費用特性を踏まえたThree-Part情報（起動費、最低出力費用、増分費用カーブ）になる点等が現行と異なる。これを踏まえ、検討会においては、前日から実需給までの価格算定の全体像として、以下を提案。今後、より詳細な算定方法の検討が必要。

|        | 前日同時市場                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 実需給                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                    |
|--------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|        | ①kWh市場                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | ②ΔkW市場                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | ③調整力kWh市場                                                                                                                                                                          | ④インバランス                                                                                                                                                                            |
| 入札価格規律 | <ul style="list-style-type: none"><li>● Three-Part Offerを元に、kWhとΔkWを同時最適した電源選定におけるシャドウプライス（系統全体で+1kWh出力したときの価格）で算定。</li><li>● 価格算定は増分費用カーブを採用。</li><li>● ただし、上記の価格算定は、起動費や最低出力費用を織り込んだ価格算定に比べると、低くなるのが想定されることを踏まえ、入札価格は、増分費用カーブに一定程度のリスク等（±10%程度）を織り込むことを可能とする。</li><li>● 一部電源については、リスク等を織り込んで、なお、起動費等の取り漏れ（Uplift）が発生しうるため、この費用については、確実に回収できる制度を設ける。（例：全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課、等）</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>● 調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点から、容量市場といった他市場の設計も含め、ΔkWの価値（高速な出力調整等）を適切に評価し、調整力供出者が適切な対価を得られる形とすることが重要。</li><li>● 機会費用・逸失利益は、Three-Part情報を用い、機械的に算出。</li><li>● この機械的に算出した機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、適切な対価性や事業者の入札行動の変化等を総合的な観点から、シングルプライスオークション化（※）や調整力のパフォーマンスに応じた追加報酬、調整力kWhのシングルプライスオークション化（右欄）等も要検討か。（※）機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、まずは逸失利益だけのシングルプライスオークション化を検討か。</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>● 調整力kWhに対する対価としては、シングルプライスとマルチプライスの両方が考えられる。</li><li>● 前述の①（P.35、36）の入札規律がかかり、より調整力も含めて市場に供出されやすい状況を前提にすれば、シングルプライスの方が望ましいのではないか。</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>● 現行制度と同様の制度設計（調整力kWhの限界価格＋需給ひっ迫時価格補正）。</li><li>● BGに不足インバランスを回避することを促す観点からは、Upliftの一部を賦課するといった形や、現行制度における需給ひっ迫時価格補正の取扱の検討などあり得るか。</li></ul> |
| 価格算定   | <ul style="list-style-type: none"><li>● シングルプライス</li></ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | <ul style="list-style-type: none"><li>● マルチプライス（必要に応じて、シングルプライスも要検討）</li></ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"><li>● シングルプライスの方が望ましいか。</li></ul>                                                                                                                | <ul style="list-style-type: none"><li>● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）</li></ul>                                                                                             |

## 今後の進め方について

32

- また、現行の需給調整市場における $\Delta kW$ 費用の構成要素には、「①機会費用」「②逸失利益」の他に、「③その他（一定額）」が含まれているところ。
- この点については、第8回本検討会（2024年4月19日）において、Three-Part情報を用い機械的に算出される「①機会費用」「②逸失利益」と異なり、「③その他（一定額）」は別途、 $\Delta kW$ 入札価格に反映する必要があることから、 $\Delta kW$ 入札価格の影響評価を行い、「全ての電源が同じ一定額を選択した場合は、事後的に一律加算しても同じ結果になる」「一部の電源が高い一定額を選択した場合、逆に当該電源の $\Delta kW$ 収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう」といった結果（傾向）をお示した。
- これは言い換えると、「③その他（一定額）」を別途、 $\Delta kW$ 入札価格に反映する（同時最適ロジックで取り扱う）方法では、 $\Delta kW$ に対する適切な対価が受け取れない可能性があることを示しており、それらの結果も考慮しつつ、 $\Delta kW$ に対する（他の）適切な対価の支払い方法を検討する必要があるとしていたところ。
- 具体的には、中間取りまとめでもお示した、以下のようなやり方も考えられるため、引き続き、こういったことも念頭に置きつつ、 $\Delta kW$ に対する適切な対価の支払いについて検討を深めていくこととしたい。
  - ✓ 調整力 $\Delta kW$ 市場のシングルプライスオークション化
  - ✓ 米国のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える
  - ✓ 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化等、 $\Delta kW$ 市場とは別の収益機会の設計を工夫する
- 上記に加えて、今後検証が必要と考えられる残論点として「地内混雑発生時の $kWh$ 市場価格」「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」等があるため、引き続き検討を深め、次回以降結果をお示しすることとしたい。



- 同時市場におけるΔkW商品区分としては、第8回本検討会（2024年4月19日）において、現行の5商品から、一次、二次（二次①）、三次（二次②・三次①・三次②の集約）の3商品に集約する方向で整理されている。
- ここで、一次や二次については時間内変動に対応する商品であり、需要・再エネ予測誤差に対応する三次に比べ、応動時間要件が短いため、供出可能なΔkWも小さくなりやすく、また、実際の応動量（ΔkWh）も小さくなりやすいため、高速な出力調整等が可能といった価値がある反面、対価性が比較的過小になっているともいえる。
- この点も踏まえ、今回、対価付与を検討する対象商品として、まずもって一次（GF）と二次（LFC）を考える。

論点整理・検討状況<商品区分の見直し>（7 / 7）

最終（今回）報告内容43

■ 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。

| 対応事象              | 現行商品区分 | 検討結果（まとめ）                                                                                                     |
|-------------------|--------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 時間内変動             | 一次     | 調整力公募（電源Ⅰ-a）における考え方の整合や、一次オフライン枠の取り扱いといった課題があることを踏まえ、商品集約については実施しない方向性としてはどうか。                                |
|                   | 二次①    |                                                                                                               |
| 需要予測誤差<br>再エネ予測誤差 | 二次②    | 同時市場において、並列要件が不要となることから、二次①・二次②を集約せずとも、揚水や蓄電池等の経済的活用は可能と考え、集約しないこととしてはどうか。                                    |
|                   | 三次①    |                                                                                                               |
|                   | 三次②    | 中間点評価によるPerformance Scoreに基づき、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商品を集約することとしてはどうか。 |
|                   |        |                                                                                                               |

電力広域的運営推進機関  
Electric Power Research Institute (EPRI)

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.epri.or.jp/infokai/chousai/vyoku/saigyosaku/2023/files/chousai\\_sagyosaku\\_58\\_02.pdf](https://www.epri.or.jp/infokai/chousai/vyoku/saigyosaku/2023/files/chousai_sagyosaku_58_02.pdf)

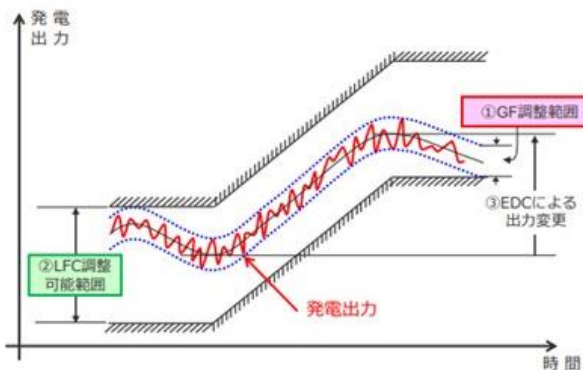
出所）第8回 同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料4をもとに作成・一部加工  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/doji\\_shijo\\_kento/pdf/008\\_04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_04_00.pdf)

- 一次（GF）および二次（LFC）は、需要予測が困難な負荷変動や、GFに関してはLFCでも追従できないような負荷変動等の時間内変動に対応するための商品であり、共に周波数変動に起因して応動する類の調整力である。

## 1 GFおよびLFC機能の概要

5

- GF機能は、発電機の回転速度（周波数）を一定に保つよう、同期発電機の調速機（ガバナ）が系統周波数の変化に追従して、発電出力を増減することをいう。
- LFC機能は、系統周波数を一定に保つよう、中央給電指令所で周波数および連系線潮流の偏差から、偏差を解消する発電出力を計算し制御することをいう。



電気学会技術報告 第1100号を元に作成

①GF：LFCでは追従できないような負荷変動（数秒から数分程度の周期）や需給ミスマッチへ対応するため、発電機の調速機により発電出力を調整。

②LFC：需要予測が困難な負荷変動（数分から十数分程度の周期）や需給ミスマッチへ対応するため、中央給電指令所で変動量を計算し、これに追従するよう発電出力を制御。

③EDC：比較的長時間の負荷変動（十数分から数時間程度の周期）に対応するため、中央給電指令所で、需要予測に合わせ先行的に発電出力を制御。

## 1 GFおよびLFC機能の概要（需給調整市場の商品要件との関係）

7

- 一次調整力および二次調整力①は、現状の調整力公募で「電源 I -a」として調達している発電機の「ガバナフリー（GF）機能」および「負荷周波数制御（LFC）機能」に相当

（参考）需給調整市場における商品の要件

第18回 需給調整市場検討小委員会（2020.8.7）資料4より抜粋

|       | 一次調整力<br>Frequency Containment Reserve (FCR) | 二次調整力①<br>Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR) | 二次調整力②<br>Frequency Restoration Reserve (FRR) | 三次調整力①<br>Replacement Reserve (RR)     | 三次調整力②<br>Replacement Reserve for FIT (RR-FIT) |
|-------|----------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------------|
| 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 | ① オフライン（自端制御）                                | ① 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 <sup>※2</sup> ）              | オンライン                                                        | オンライン                                         | オンライン                                  | 専用線：オンライン<br>簡易指令システム：オフライン                    |
| 回線    | 専用線 <sup>※1</sup><br>（監視がオフラインの場合は不要）        | 専用線 <sup>※1</sup>                                            | 専用線 <sup>※1</sup>                             | 専用線 または<br>簡易指令システム                    | 専用線 または<br>簡易指令システム                            |
| 応動時間  | ② 10秒以内                                      | ② 5分以内                                                       | 5分以内                                          | 15分以内 <sup>※3</sup>                    | 45分以内                                          |
| 継続時間  | ③ 5分以上 <sup>※3</sup>                         | 30分以上                                                        | 30分以上                                         | 商品ブロック時間（3時間）                          | 商品ブロック時間（3時間）                                  |
| 並列要否  | 必須                                           | 必須                                                           | 任意                                            | 任意                                     | 任意                                             |
| 指令間隔  | ① -（自端制御）                                    | ① 0.5～数十秒 <sup>※4</sup>                                      | 数秒～数分 <sup>※4</sup>                           | 専用線：数秒～数分<br>簡易指令システム：5分 <sup>※6</sup> | 30分                                            |
| 監視間隔  | 1～数秒 <sup>※2</sup>                           | 1～5秒程度 <sup>※4</sup>                                         | 1～5秒程度 <sup>※4</sup>                          | 専用線：1～5秒程度<br>簡易指令システム：1分              | 1～30分 <sup>※5</sup>                            |

「GF機能」に相当

- ①系統周波数偏差の検出とGF調達率に基づく自端制御
- ②周波数変動に即応し、10秒以内で規定値に到達
- ③周波数変動補償機能

「LFC機能」に相当

- ①短い指令間隔のLFC信号による遠隔制御
- ②連続的な需給変動に対して連続的に出力

まとめ（2 / 5）

中間（前回）  
報告内容

最終（今回）  
報告内容

88

<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<br>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               |

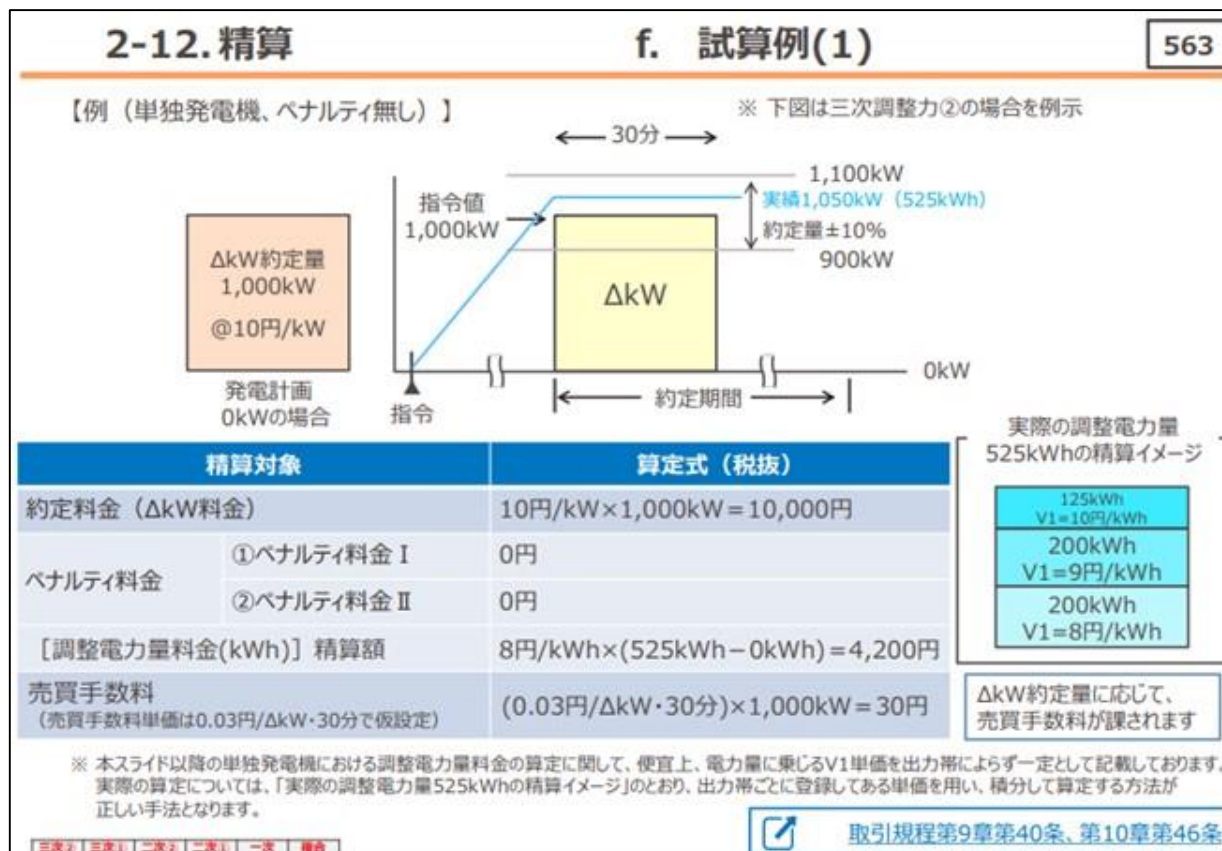
 ：現行からの主たる変更点

<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。
- ✓ まとめて、**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。



- 現行の需給調整市場における $\Delta kW$ 約定に伴う精算においては、 $\Delta kW$ 面では $\Delta kW$ 約定量 (kW : いわゆる高さ)、kWh面では実際の応動量 ( $\Delta kWh$ ) に応じた精算となるため、高速商品となる程、これらの量は小さくなりやすいといえる。(機敏な応動ゆえkWh面でみると下図のような箱型の応動になりにくいといえる)
- 同時市場における具体的な精算方法は検討中ではあるが、基本的には現状と同様に、 $\Delta kW$ 約定量 (kW) や実際の応動量 ( $\Delta kWh$ ) が影響すると考えられるため、同時市場においても上述と同様のことがいえるか。





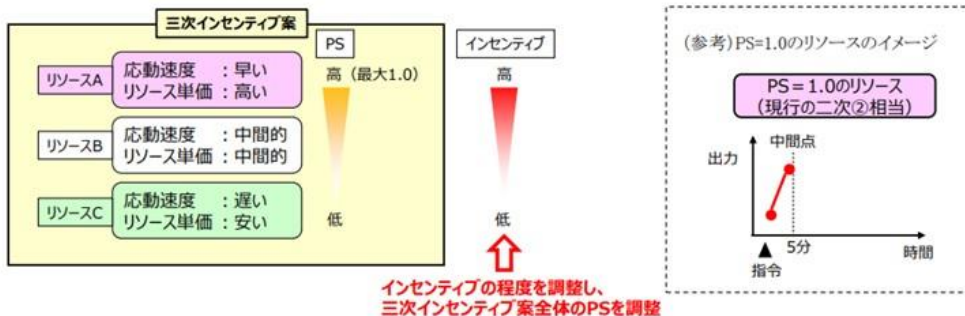
- 二次②・三次①・三次②の3商品を集約した三次(EDC)については、米PJMのハイパフォーマンス設計を参考に、その三次インセンティブ案として、最も早い指令に対応可能な二次②相当のリソースに対してインセンティブを与える(パフォーマンススコアを最大値の1.0とする)方向であり、三次(EDC)商品の中において応動の早いリソース程、高いインセンティブを与えられる方向性となっている。

## 設計案選択の基本的な考え方 (3 / 4)

19

- 前頁の検討を踏まえると、三次インセンティブ案として二次②相当の早い指令に対応可能が重要と考えられることから、二次②相当のリソース(中間点の設定を指令から5分後とした場合、PS=1.0に近いリソース)に対してインセンティブを与えつつ、指令から5分時点で必要な応動量を確保できるような設計案を選択する方向性が基本と考えられる。
- 上記を踏まえ、安定供給の観点から、具体的には以下の判断基準で各案を判断してはどうか。
  - 当該案を選択した場合、二次②相当のリソースに対してインセンティブを与えつつ、三次インセンティブ案全体のPS※を5分時点で必要な応動量を確保できるように調整することは可能か
- なお、三次インセンティブ案全体のPSを実際にどの程度に設定すべきかについては、今回の検討(具体的な設計案の選択検討)のスコープ外であるものの、後段の補論にて検討を行う。

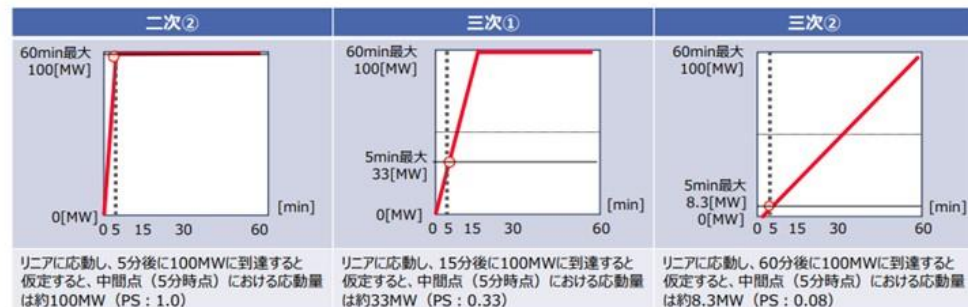
※ 制御指令から一定時間後(ここでは5分後)を中間点として設定し、中間点における調達した調整力全体の応動実績量をPSとする考え方。



## 補論：三次インセンティブ案全体のPSの設定について (1 / 4)

33

- また、三次インセンティブ案として案Cを採用した場合、三次インセンティブ案全体のPSをどの程度に設定すべきか、言い換えると、どのように中間点の調整力比率(閾値)を算定するかについて整理が必要となる。
- この点、三次インセンティブ案は現行の二次②、三次①、三次②を集約した商品であることを踏まえると、二次②、三次①、三次②における必要量を参考に、中間点の調整力比率(閾値)を算定する方法が考えられる。
- 前述のとおり、三次インセンティブ案としては二次②相当の早い指令にも対応可能が重要であることから、中間点を5分時点で定義し(二次②のPSを1.0と見做し)、それぞれの商品群はリニアな応動を示すと仮定した場合(実際の商品群におけるPSは上振れも下振れもあり得ると考えられることを踏まえリニアと仮定)、現行の二次②、三次①、三次②の応動時間要件を踏まえると、それぞれおよそ以下のPSで表現されると考えられる。
  - 二次②：1.0、三次①：0.33、三次②：0.08



## 1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討

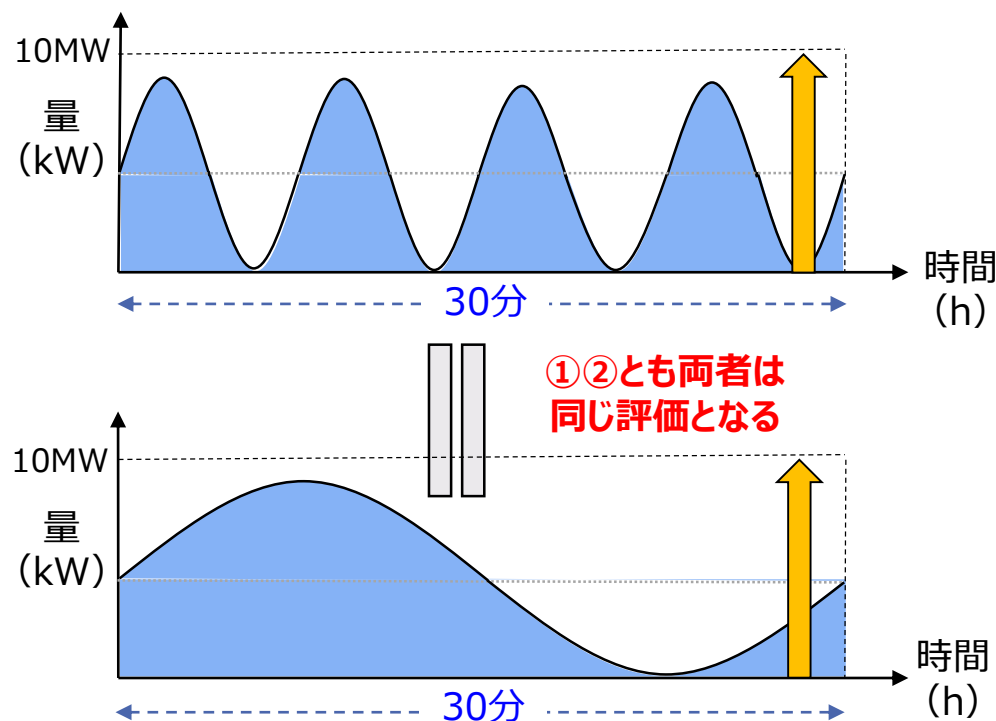
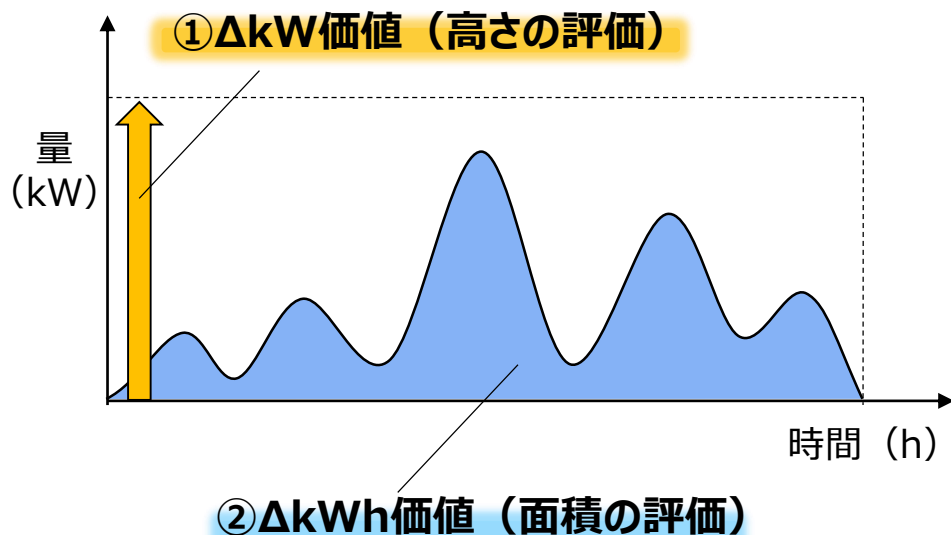
- － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
- － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）

## 2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討

- － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
- － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
- － 3. 市場構造のケーススタディ

## 3. まとめと今後の進め方

- 現状の需給調整市場における調整力商品の価値としては、「① $\Delta kW$ 価値」と「②30分単位での $\Delta kWh$ 価値」により評価され、それらの対価が付与されている。（左下図参照）
- ここで、実際に商品が応動した価値としては、② $\Delta kWh$ 価値は30分単位で平均化（計量）されたものとなるため、仮に30分の間で何度も上げ下げ応動していた場合であっても、現状の評価としては、あくまで平均化された $kWh$ 値での評価となるため、応動した距離（マイレージ）に関する評価がない状態であるともいえる。（右下図参照）
- この点、需給調整市場においては、事前審査の実施により、そのリソースが商品要件に沿った応動ができるかどうかを事前に確認しており、実運用時に指令が来た際には指令どおりに応動できる見込みを確認している。加えて、事後的にはアセスメントⅡにより、指令に応じた応動が出来ていたかの確認（評価）を実施しており、一定程度の差別化は実施できていると考える。（ただし、アセスメント不適合によるペナルティ評価であり減点評価ともいえる）



需給調整市場で調達する  $\Delta kW$  について

5

- 実需給時点で発生し得る変動に備え、出力を調整できる状態の電源等を必要な量だけあらかじめ確保しておく必要があり、実需給時点では調整した量に応じた  $kWh$  が発生することが調整力の調達と運用であることを念頭におくと、  
需給調整市場では、「実需給時点で各時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保すること」を「 $\Delta kW$ 」として取引し契約することになるのではないかと。
- なお、 $kWh$  は実績に応じた精算となる。これは実需給断面で調整する実誤差が事前には分からないため、卸取引市場のように  $kWh$  受電を契約することができないためである。 $kWh$  単価(可変費等)はあらかじめ適切な時期に契約しておく必要がある。

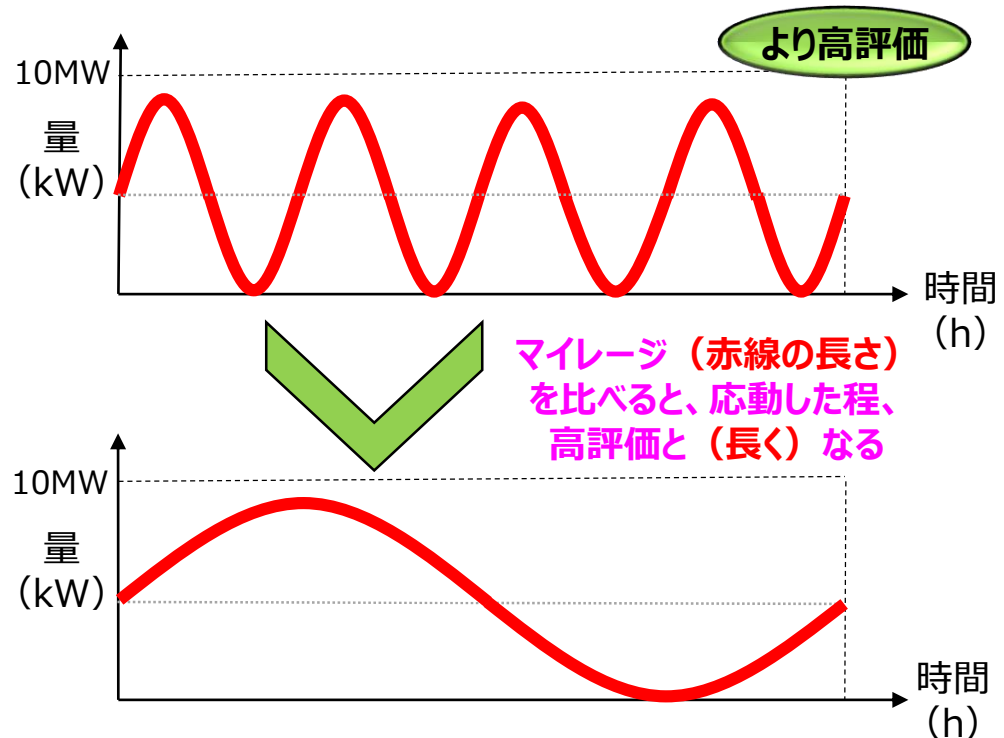
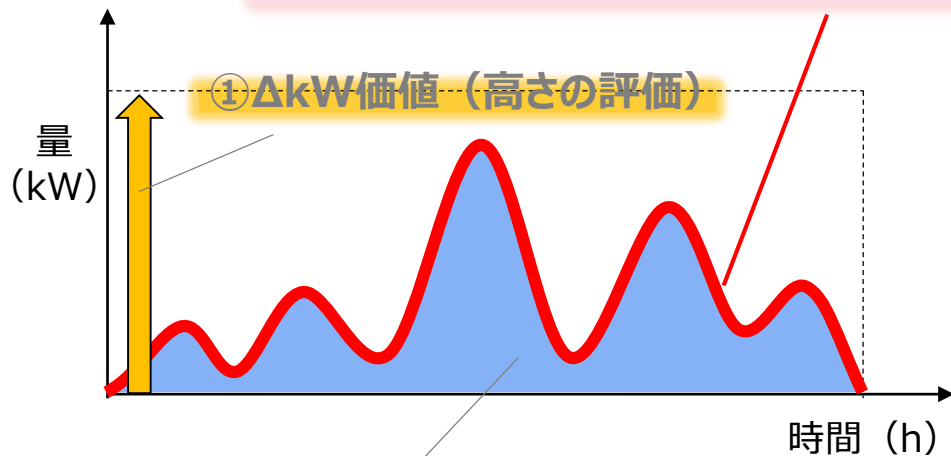
|              | 調達 | 運用 |
|--------------|----|----|
| 卸取引市場        |    |    |
| 需給調整市場       |    |    |
| (参考)<br>容量市場 |    |    |



- 今回、同時市場における一次（GF）と二次（LFC）に対する適切な対価を検討するにあたっては、前述のとおり、これらの商品は時間内変動に対応する商品であり、共に周波数変動に応じて応動する（高速に出力調整する）性質があり、三次（EDC）が主として変動性再エネや需要予測誤差の「量」（大きさ）に対応しているのに対し、一次や二次はより「質」（高速性や精密性）の部分に対応している調整力であるともいえる。
- ここで、同時市場は、将来的な変動性再エネの大量導入に伴う需給運用面等の課題解決に向けた仕組みであることを踏まえると、将来的にはより一層、調整力の「質」の部分が必要になってくる（適切に評価すべき）といえる。
- これらを踏まえ、同時市場においては「① $\Delta kW$ 価値」と「② $\Delta kWh$ 価値」に加え、将来的により重要性が増すであろう商品の応動性を適切に評価できるよう、新たに「③パフォーマンス価値（マイルージの評価）」を設けることが考えられる。

NEW !

③パフォーマンス価値（マイルージの評価）

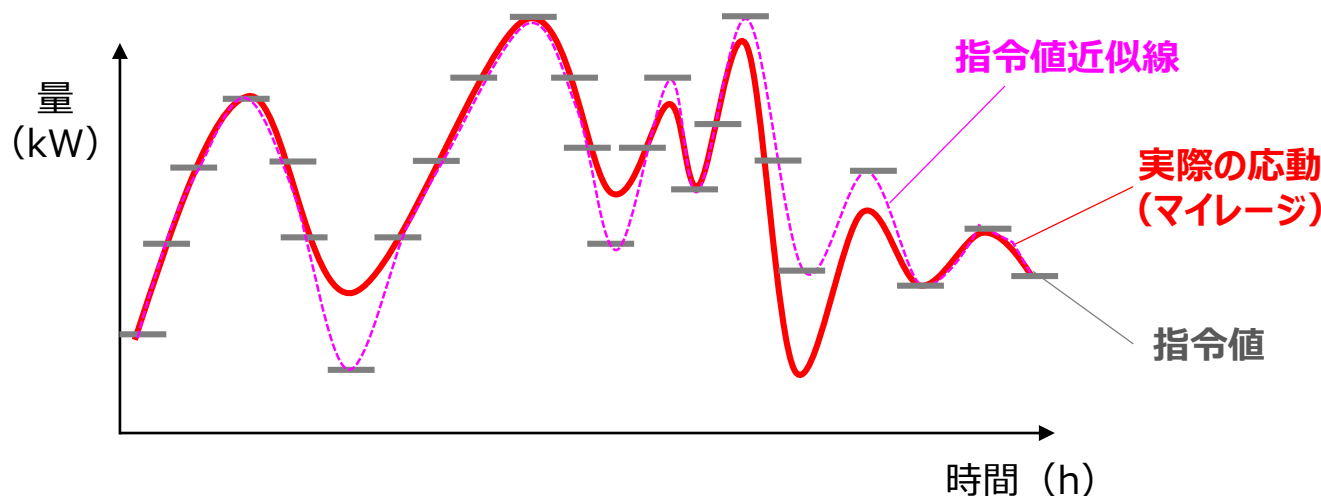
① $\Delta kW$ 価値（高さの評価）② $\Delta kWh$ 価値（面積の評価）

- 他方で、マイルージ評価を導入するにあたり、マイルージとして単純に応動した量（線形距離）だけの評価した場合、指令値から上下振れした際や、指令がないのに応動した場合（常習的なブレ）等も高く評価されてしまうことになる。
- この点、例えば、下図のように実際の指令値の近似線（下図のピンク線）を設け、実際の応動線（下図の赤線）と比較することで、上述のような指令値からのブレにも対応した評価を行うことが考えられるか。
- あるいは、簡易的な方法としては、指令値からのブレはアセスメントによるペナルティで対応するとし、マイルージの評価自体はブレも含めてそのまま評価するという方法もありえるか。
- 今後、このような点も踏まえ、「パフォーマンス価値（マイルージの評価）」の評価方法※について深掘り検討していくこととしたい。

※ 一次（GF）は指令値制御ではなく、周波数変動に伴う自端制御となるため、評価方法には工夫が必要と考えられる。

## パフォーマンス価値（マイルージの評価）

<評価のイメージ（案）>



■ 中給システムの抜本改修に伴い、LFCの指令間隔は1秒に統一される予定となっている。

## 中給システム抜本改修に関する仕様統一の方向性

3

- 今回検討を行った中給システムの抜本改修に関する仕様統一の方向性は以下のとおり。  
主な検討項目（LFC・EDCの指令間隔、通信方式 等）について詳細をご報告する。

|                               | 検討事項                      | 現状仕様                 | 仕様統一の方向性                                       |                                     |
|-------------------------------|---------------------------|----------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------|
| LFC機能                         | 広域LFC指令間隔<br>(シミュレーション分析) | —                    | ・広域LFC機能の指令間隔は3秒                               |                                     |
|                               | 中給システム<br>LFC指令間隔         | 0.5~数十秒              | ・二次①の指令間隔は1秒                                   | シミュレーション分析<br>⇒P4<br>LFC指令間隔<br>⇒P5 |
|                               | 地理的範囲                     | —                    | ・同期系統毎に広域運用（システムは9エリアで広域運用も可能となるよう設計）          |                                     |
| EDC機能                         | EDC配分対象                   | 最低出力基準               | ・稼働している電源等の制御可能範囲を対象                           |                                     |
|                               | EDC指令間隔<br>(定周期)          | 数秒~数分                | ・二次②、三次①の指令間隔は5分<br>・三次②の指令間隔は30分（今後見直しの可能性あり） | EDC指令間隔<br>⇒P5                      |
|                               | 指令方法                      | 出力指令値                | ・出力値指令・差分指令の両方に対応                              |                                     |
| 発電機とのI/F<br>(LFC・EDC<br>共通事項) | 伝送方式                      | IP、CDT等              | ・IP方式で統一                                       | 通信方式<br>⇒P6                         |
|                               | 通信方式                      | 各社で異なる               | ・IEC61850を選定                                   |                                     |
|                               | 事業者を求める情報<br>項目           | 各社で異なる               | ・IEC61850により現在出力、変化速度、上下<br>限值等を取得             |                                     |
|                               | 指令単位・桁数                   | 各社で異なる               | ・整数10桁＋小数点下6桁のkW単位で指令                          |                                     |
|                               | 既存発電機の対応                  | —                    | ・中給システムにI/F装置を設置し既存信号に変<br>換のうえ制御              |                                     |
| 前回報告済み                        | 制御信号の内容                   | 個別 or 一括<br>数値 or 比例 | ・EDCとLFC信号をそれぞれ個別に送信<br>・数値信号を送信               |                                     |

in Grid Council



## 2-9. アセスメント

## e. アセスメントⅡ(2/10)

499

- アセスメントⅡに用いる供出電力（属地周期）および供出電力（1秒）は、属地TSOが取引会員から受信した瞬時供出電力から下記のとおり算出します。

## ○監視方法がオンラインの場合の供出電力（属地周期）の算定※1

## a 単独発電機の場合

(a)補正計測電力を瞬時供出電力として受信しているとき：  
受信した瞬時供出電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値

(b)補正計測電力から属地周期発電計画電力を差し引いた値を瞬時供出電力として受信しているとき：  
受信した瞬時供出電力

## b 各リスト・パターンの場合

受信した瞬時供出電力

## ○監視方法がオフラインの場合の供出電力（1秒）の算定※2

受信した瞬時供出電力

※1 平常時のアセスメントⅡにおいては、遅れ時間(2秒)および取引会員と属地TSOの間で協議のうえ定める上り伝送遅延時間の補正を行い、異常時のアセスメントⅡにおいては取引会員と属地一般送配電事業者の間で協議のうえ定める上り伝送遅延時間の補正を行うものとする。

※2 平常時のアセスメントⅡにおいては、属地TSOは遅れ時間(2秒)の補正を行うものとする。

- なお、監視方法がオンラインの場合、取引規程第13条（リソース等が満たすべき要件）に定める瞬時供出電力が当該時間の終了時刻から1秒から5秒程度以内に送信されなかった場合で、属地TSOから求めがあった日の翌営業日までに通知が行われなかったことにより、供出電力（属地周期）が算定できなかったときは、当該供出電力（属地周期）について許容範囲を逸脱したものとして扱います。
- また、供出電力（属地周期）または供出電力（1秒）を30分コマごとに平均した値が、欠測等により託送計量器により計量された電力量を2倍して電力に換算した値と一定の閾値を超えるかい離があった場合は、取引会員と属地TSOにおいて協議を行うこととし、かい離の原因が取引会員が用いる計量器と託送計量器の計測誤差または取引会員が用いる計量器と託送計量器の異常等にもとづくものと属地TSOが認めるときに限り、取引会員に対し、アセスメントⅡに用いる実績の代用データの提出を求め、あらためて供出電力（属地周期）または供出電力（1秒）を定めます。属地TSOが認めないと判断した場合は、アセスメントⅡの不適合等の処置を実施します。

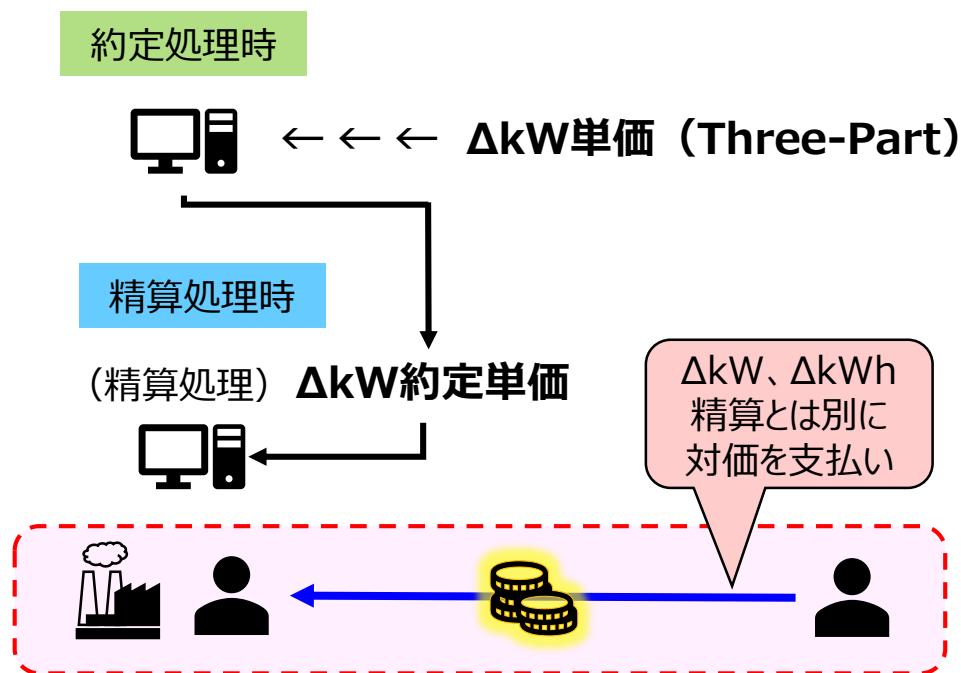


取引規程第8章第39条

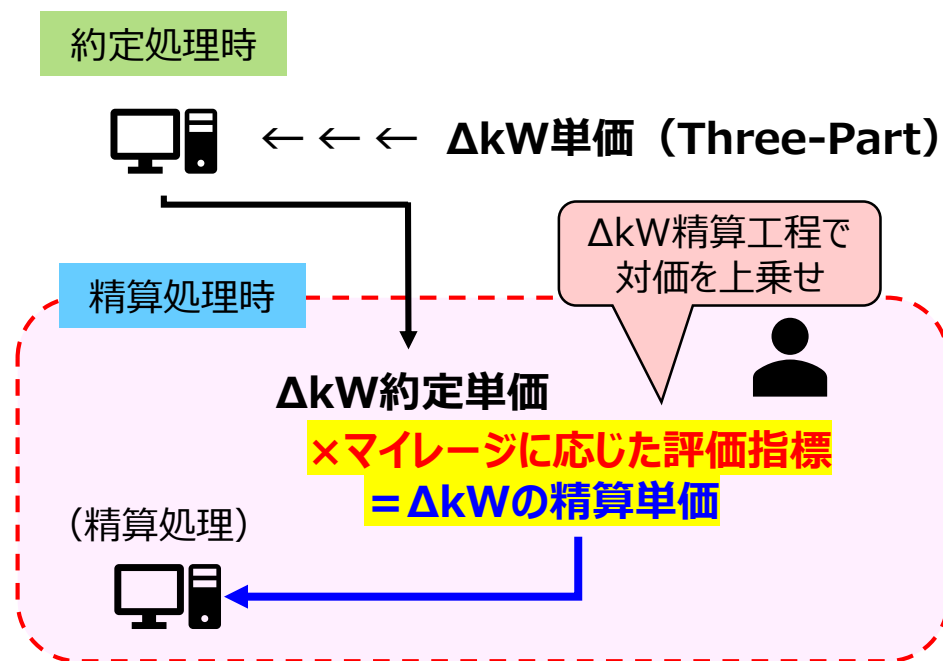


- 続いて、「パフォーマンス価値（マイルージの評価）」の対価を付与する方法として、まずは、 $\Delta kW$ 価値・ $\Delta kWh$ 価値と同様に、精算時の報酬とする形で対価（お金）を付与する方法を考えることとする。
- この場合、マイルージ（実際の応動）に応じた評価そのものを追加的対価として付与する方法（直接的付与）と、マイルージに応じた評価を $\Delta kW$ 約定単価に上乗せすることで対価を付与する方法（間接的付与）が考えられる。
- 具体的な対価の付与方法についても今後、海外の知見や計量法への影響等を含めて詳細検討していくこととしたい。

## <直接的付与のイメージ>



## <間接的付与のイメージ>



- 電気の計量制度において、計量法によって定められている特定計量器としては、「最大需要電力計 (kW) 」、「電力量計 (kWh) 」、「無効電力量計 (kvarh) 」がある。
- パフォーマンス価値の付与方法に関して、精算工程と別に対価を支払う直接的付与、精算工程に対価を組み込む間接的付与いずれにしても、また、上記の特定計量器でなく、仮にテレメータ値等を活用した場合であっても、その値そのものを使用せず、指標化したものによって対価を付与する等、計量法等に反しないように整理する必要がある。

**Q** 1. 電気の計量制度において、計量法に定める特定計量器として計量法の適用を受けるものの範囲について教えてください。

**A** 計量法第2条第4項において、「取引若しくは証明（以下「取引等」という。）における計量に使用され、又は主として一般消費者の生活の用に供される計量器のうち、適正な計量の実施を確保するためにその構造又は器差に係る基準を定める必要があるもの」を「特定計量器」として規定しており、同法施行令第2条において電気の計量に関する特定計量器として以下の3種類が規定されております。

▶ 最大需要電力計：

需要家の1か月の間の最大需要電力（キロワット [kW] ）を計量する計器で、検針月を含む過去1年間の最大需要電力を「契約電力」として「基本料金」の算定に使用されます。

▶ 電力量計：

需要家等が使用した電力量（キロワットアワー [kWh] ）を計量する計器で、1か月の使用電力量によって「電力量料金」の算定等に使用されます。

▶ 無効電力量計：

需要家の負荷の無効電力量（キロバールアワー [kvarh] ）を計量する計器で、1か月の無効電力量と電力量によって「力率」を計算し、基本料金の割引、割増し率を算定するために使用されます。

1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討
  - － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
  - － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）
2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討
  - － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 3. 市場構造のケーススタディ
3. まとめと今後の進め方

- 同時市場においては、Three-Part Offerが行われることや、調整力kWhとして供出する（GC後の指令に応じる）ことに対する適切なインセンティブの観点を検討し、シングルプライス化を基本的な方針とする方向性をお示した。
- 一方で、その場合、同一時間帯においてSCEDの上げ調整・下げ調整が混在する場合や、ある電源が上げと下げの両方の動きをした場合について問題が生じないかを検討しておく必要があり、検討を深めることとしていた。
- 今回、現状の調整力kWh市場・インバランス料金の仕組みを踏まえつつ、同時市場において何が変わり得るのか、また、その際の市場構造（電気とお金の流れ）について問題が生じないかケーススタディを行い、整理を行った。

## 実需給に関する論点

### 課題

- **調整力kWhの価格**：現行制度では、TSOにより、実需給の時点における需給運用に用いる電源が、調整力として確保した電源や余力活用電源の中から発電事業者が登録した単価（上げ単価、下げ単価）に基づいて選定され、利用された分が調整力kWhとしてマルチプライスで精算が行われている。同時市場においては、電源の売り入札においてThree-Part 情報が登録されるため、改めて上げ単価、下げ単価を設定する必要はなく、Three-Part 情報から調整力kWh価格を算出することが可能となる。このため、本検討会では、この算出方法を前提として、シングルプライスとする（前日市場と同様にkWh価格を電源態勢のシャドウプライスとする）ことが提案されている。また、前回検討会では、30分同時同量の仕組みについて、より短い時間単位の電源の動きと連動させる必要性を指摘する意見もあった。
- **インバランス料金**：インバランス料金については、現在は、調整力kWhの限界価格を参照して算定されるシングルプライスであり、必要に応じ需給ひっ迫時補正が行われる。同時市場においても基本的な考え方は同様と思われるが、検討を要する部分はないか。

### 検討の方向性

- **調整力kWh**：同時市場においてThree-Part Offerが行われることや、調整力kWhとして供出することに対する適切なインセンティブの観点を検討すると、これまで提案のとおり、シングルプライス化を基本的な方針としてはどうか。ただし、その場合、同一時間帯において、上げ調整電源、下げ調整電源が混在する場合や、ある電源が上げと下げの両方の動きをした場合について、シングルプライス化により問題が生じないかを検討しておく必要があると考えられるため、その点も含め検討を深めることとしてはどうか。
- **インバランス料金**：同時市場によって事業者の売り入札や買い入札の在り方が変わりうることも踏まえ、変更を要する部分がないか、引き続き検討することとしてはどうか。



1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討
  - － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
  - － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）
2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討
  - － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 3. 市場構造のケーススタディ
3. まとめと今後の進め方

- 現状の調整力kWh市場・インバランス料金の仕組みとしては、調整力kWh取引はマルチプライス、インバランス取引はシングルプライスという異なる仕組みとなっている。

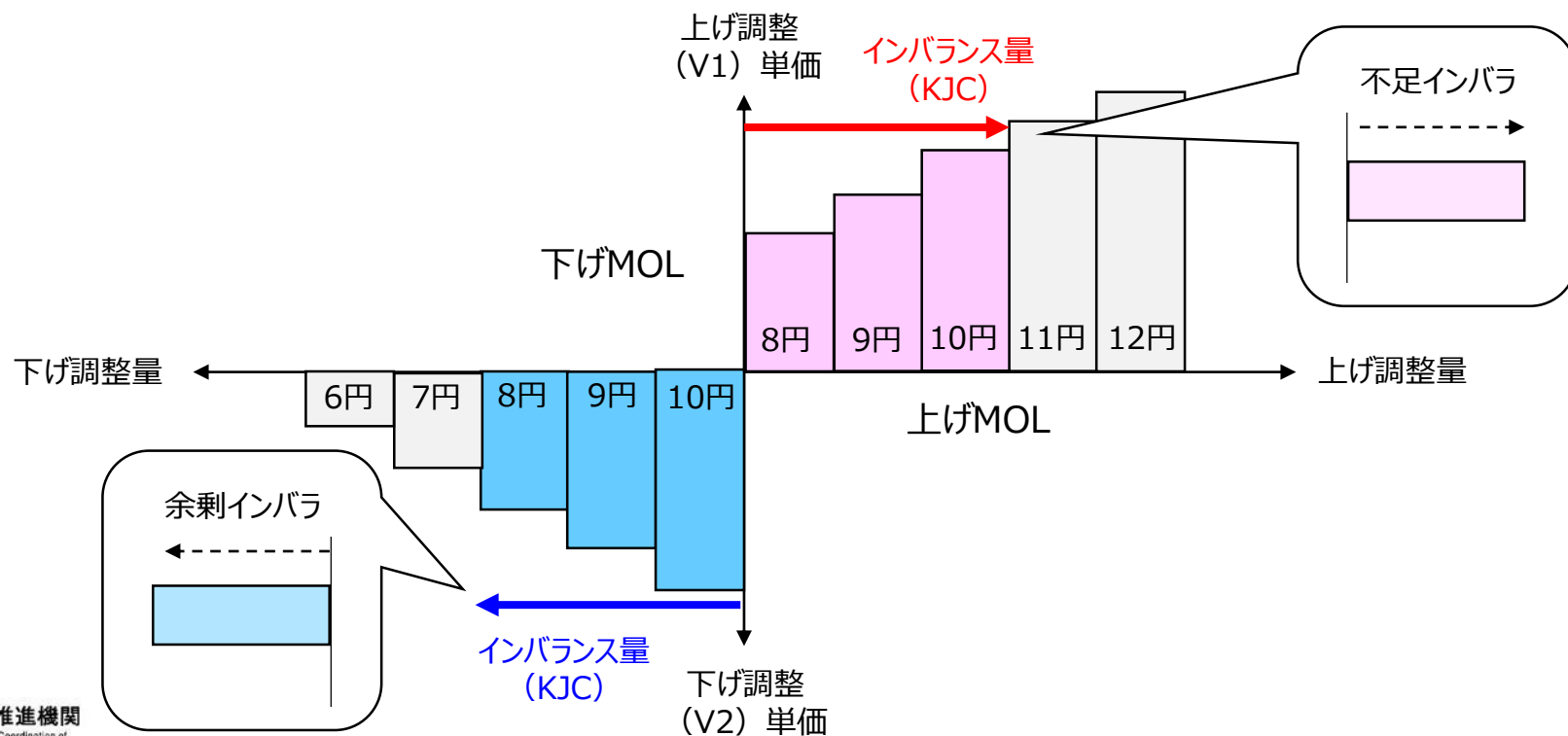


|           | 調整力ΔkW市場                                | 前日スポット市場         | 時間前市場   | 調整力kWh市場                                     |
|-----------|-----------------------------------------|------------------|---------|----------------------------------------------|
| 実施形態      | オークション<br>(前週・前日一括)                     | オークション<br>(前日一括) | ザラバ     | オークション<br>(GC後一括)                            |
| 価格規律<br>※ | 逸失利益 (機会費用)<br>+ 一定額<br>(0.33円 or 個別協議) | 限界費用             | なし      | 限界費用±10%                                     |
| 約定方法      | マルチプライス                                 | シングルプライス         | マルチプライス | (調整力取引)<br>マルチプライス<br>(インバランス取引)<br>シングルプライス |

※ 市場支配力の有無等によってルールは異なるが、本表では基本的なものを整理

- 調整力kWh市場（需給調整市場の一つ）は、GC以降、発電・小売（市場参加者）が出したインバランス量に対して、一般送配電事業者が、広域需給調整システム（以下「KJC」という。）を用いて、調整力のメリットオーダーリスト（以下「MOL」という。）からメリットオーダー順※に調整力を発動させる構図となり、この時の調整力の限界的なkWh価格がインバランス料金となる。
- この時、全体が不足インバランスであれば上げMOL、余剰インバランスであれば下げMOLから約定量（均衡点）を決めるため、同一時間帯（KJCの計算対象コマ）であれば、上げ調整・下げ調整が混在しない仕組みとなっている。

※ 不足インバランスに対する上げ調整であれば（TSOからの支出が最小となるよう）安価な順に約定させ、余剰インバランスに対する下げ調整であれば（TSOへの収入が最大となるよう）高価な順に約定させる。



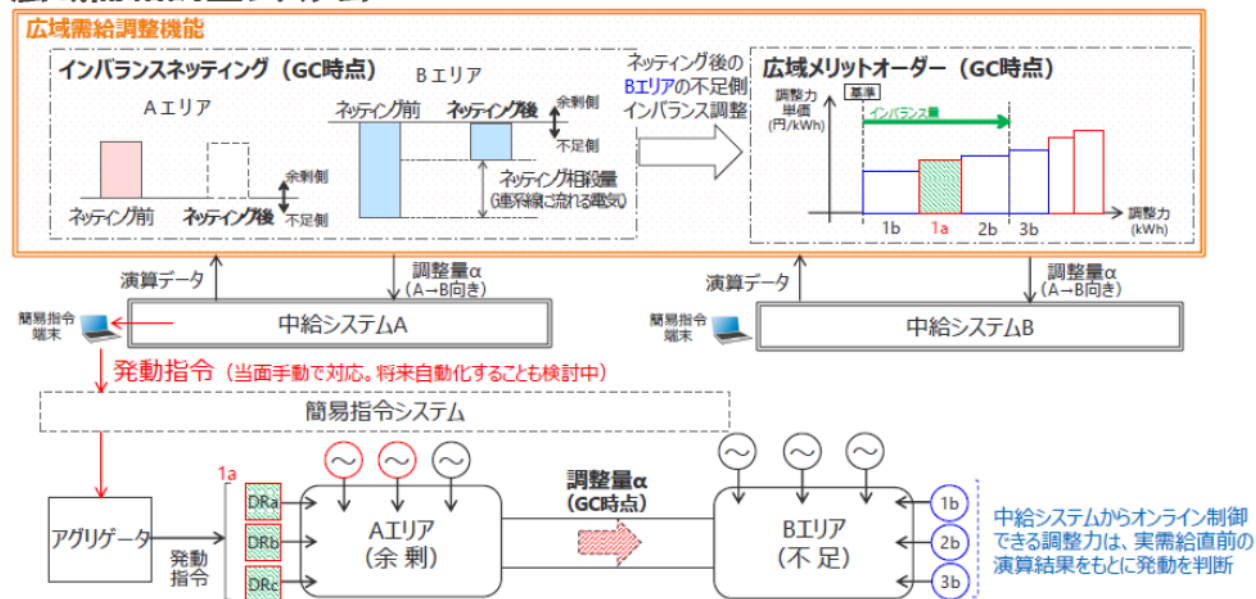
## 需給調整市場で調達された調整力の運用について

修正有

2

- TSOは、全国一市場となる需給調整市場で、「三次調整力②」などの調整力を調達※し、電源Ⅱ契約等として調達した電源等とあわせ、全国広域的に上げ調整および下げ調整を行うことで全国大で最経済となることを目指します。（需給調整市場については、沖縄電力株式会社の供給区域を除く。）
- ※ 全国一市場となる需給調整市場での調達方法は、取引ガイド「2. 具体的な方法と注意事項」の通りです。
- 全国広域的な上げ調整および下げ調整は、広域需給調整システムを用いて、インバランスのネットティングにより調整量を削減の上、原則として、上げ調整指令はV1単価の安いものから順に、下げ調整指令はV2単価の高いものから順に行います。

### 広域需給調整システム



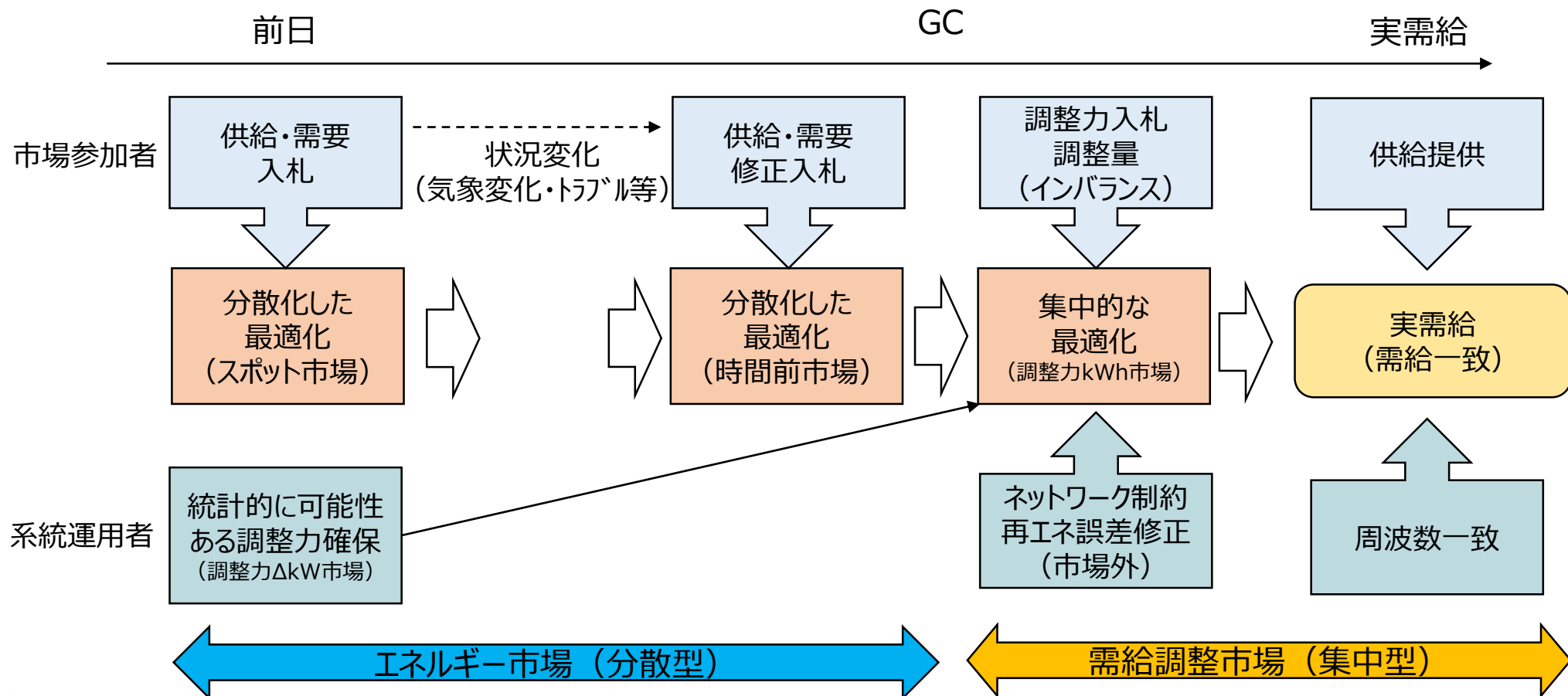
出所) 第10回需給調整市場検討小委員会 (2019.3.28) 資料5をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/files/jukyushijyo\\_10\\_05.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/files/jukyushijyo_10_05.pdf)



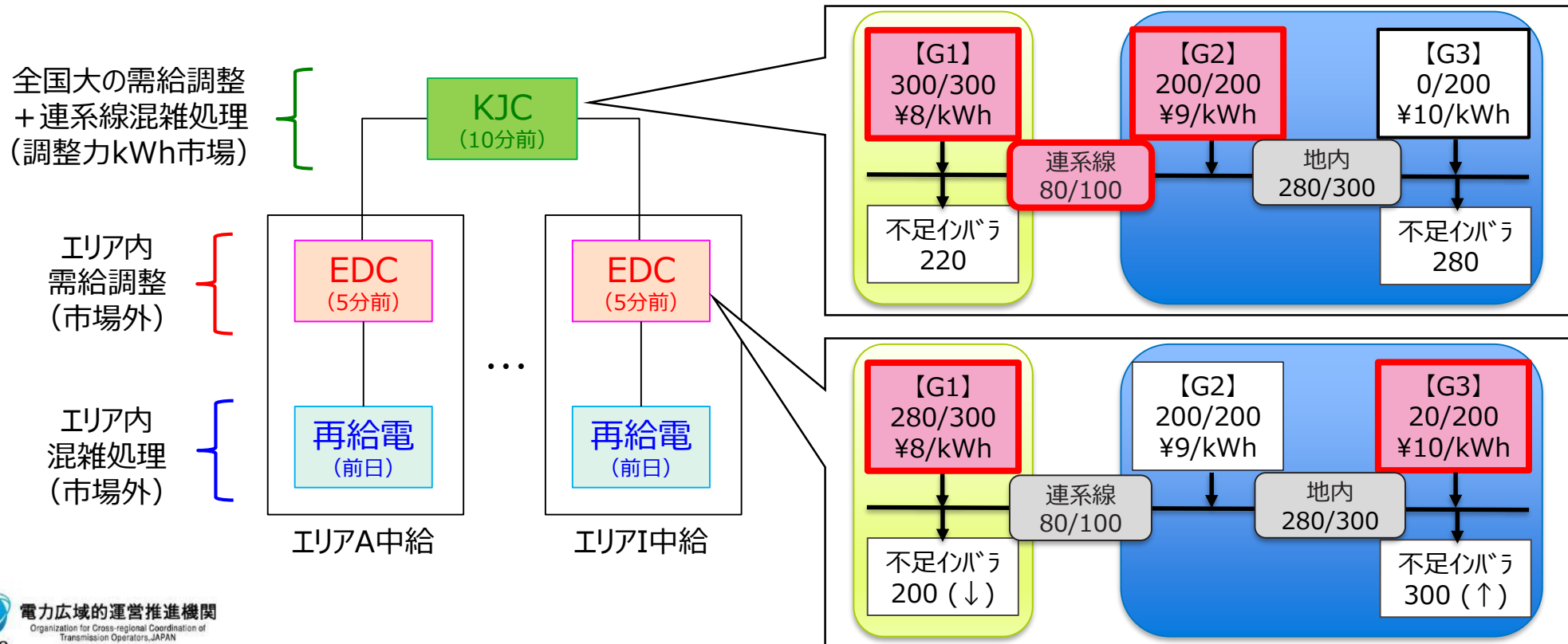
取引規程 第1章 第1条、第7章 第35条



- 需給調整市場（調整力kWh市場）は、GC以降、発電・小売事業者（市場参加者）が出したインバランス量を入札と見做し、系統運用者である一般送配電事業者が、広域需給調整システム（以下、KJC）を用いて、予約電源（ $\Delta$ kW電源）および余力活用電源の中から、メリットオーダー上、最適な電源を約定させる構図となっている（その約定結果がインバランス料金に反映される）。

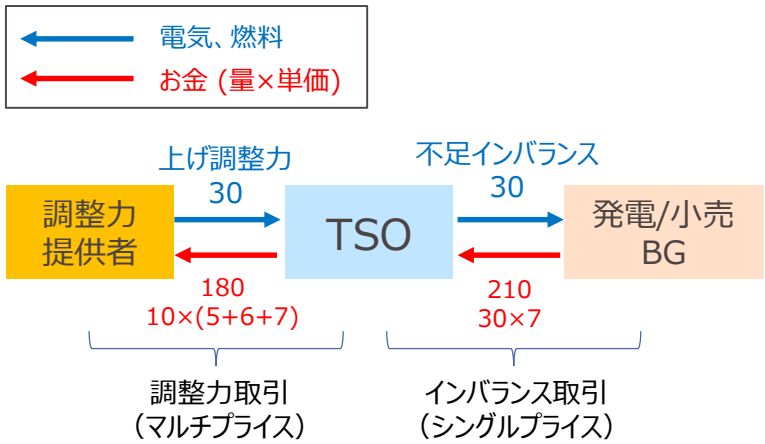


- 現状は9つの中給があることから、KJCを用いて全国大の需給調整（広域運用）を行ったうえで、システム間の時間遅れに伴う誤差をEDC（エリア内需給調整）で調整している。
- 具体的には、2024年度以降においてKJCは実需給約10分前の各エリアインバランス想定量をもとに、連系線混雑（空き容量）のみ考慮して全国大メリットオーダー運用（調整力kWh市場）を行い、その約定結果がインバランス料金として精算される。
- 一方、各エリアの中給は実需給約5分前のエリア需要（≒BG計画+インバランス量）を元に、地内混雑は考慮せず、エリア内メリットオーダー運用（経済差替え）を実施している。



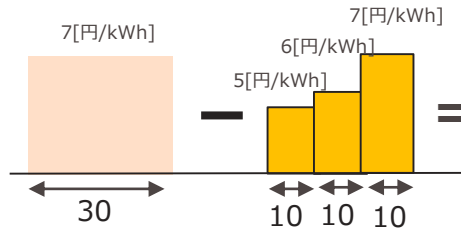
- 他方で、現状の調整力kWh市場は、調整力取引がマルチプライスとなっており、この際、調整力提供者にとって限界費用のままである上げ下げ調整に応じる（売り買い入札に出す）インセンティブがないため、燃料費（限界費用）にスプレッド（10%マージン）が加算されたV1/V2費用を元に、調整力発動（精算）される構図となっている。
- この点、インバランス取引はシングルプライス、調整力取引はマルチプライスになっているため、TSOのインバランス収支（調整力kWh市場の収支構造）としては、余剰が発生する（調整力価格とインバランス価格の値差はTSO収益となる）可能性が高いとされている。

【調整力kWh市場での入札・約定】



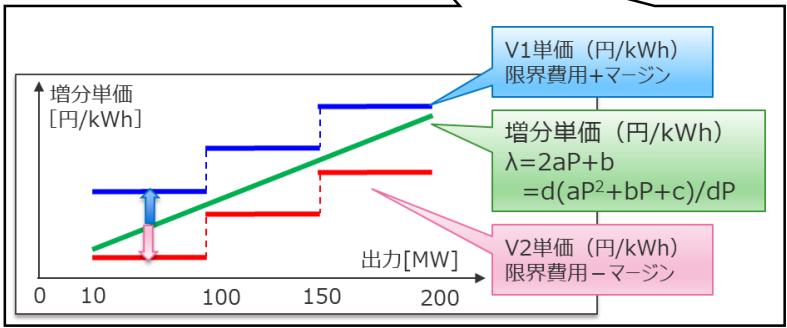
【TSOの収支】

- : 調整力取引のkWhコスト (マルチプライス)
- : インバランス取引の収入 (シングルプライス)

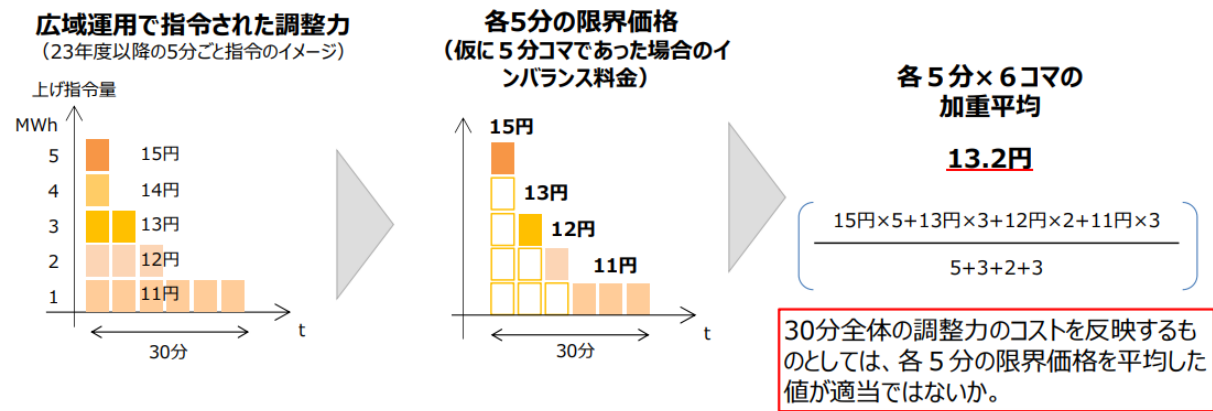


TSOに収益発生

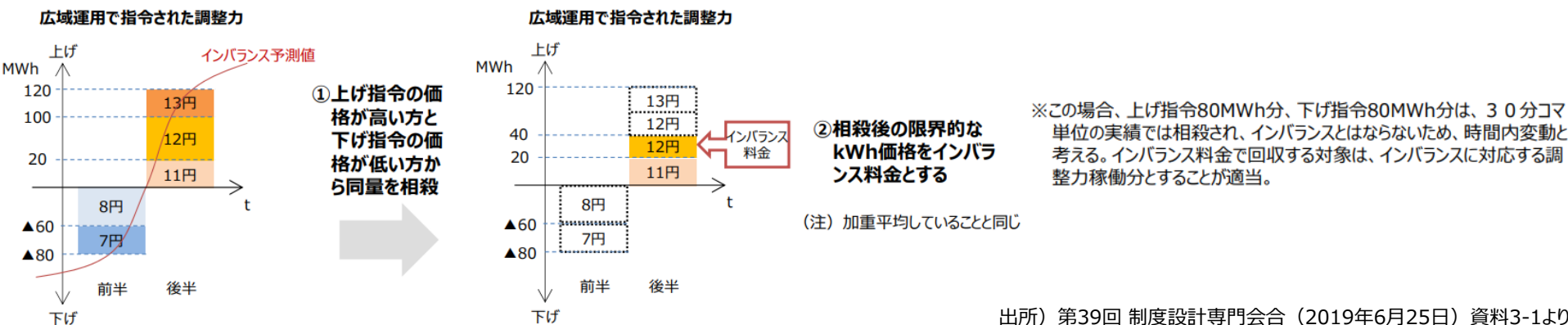
2022年度以降、インバランス料金は調整力の限界的なkWh価格を引用する一方、調整力提供者へのkWhの支払については、当面の間、登録された価格に基づき精算（pay-as-bid方式）することから、インバランス収支には余剰が発生する可能性が高い。



- また、KJCは5分単位で演算が行われることから、30分コマ内において、5分×6コマ分の限界的なkWh価格が存在することになる一方、インバランス取引ならびに調整力取引は30分単位で計量（精算）される。
- そのため、インバランス料金は、各5分の限界的なkWh価格の加重平均により、その30分コマの精算価格としている。
- ただし、30分コマ内において、上げと下げの両方の動き（発動）がある場合には、上げ調整量と下げ調整量を相殺したうえで、相殺後の限界的なkWh価格を、その30分コマのインバランス料金と定めている。



**前半15分が下げ調整、後半15分が上げ調整の場合**





- 現行、電力量やインバランス量等は計量法により定められた計量器により30分単位で計量されており、精算としても30分単位で実施されている。（需給調整市場における応動実績の評価時の間隔等とは別物となる）

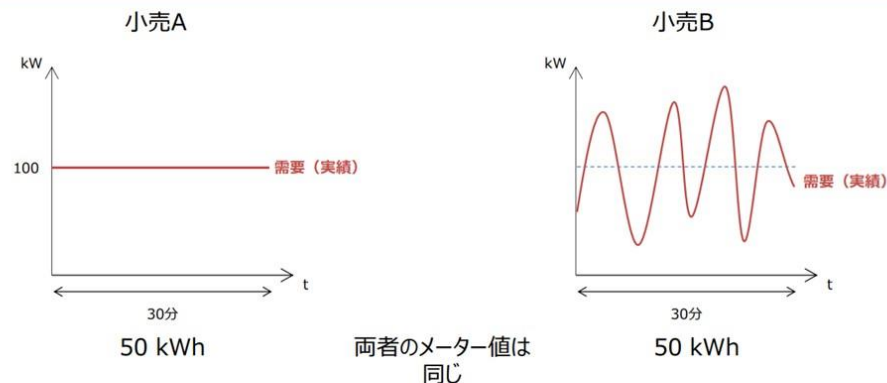
### 30 計 量

(1) 当社は、発電量調整受電電力量および最大連系電力等は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

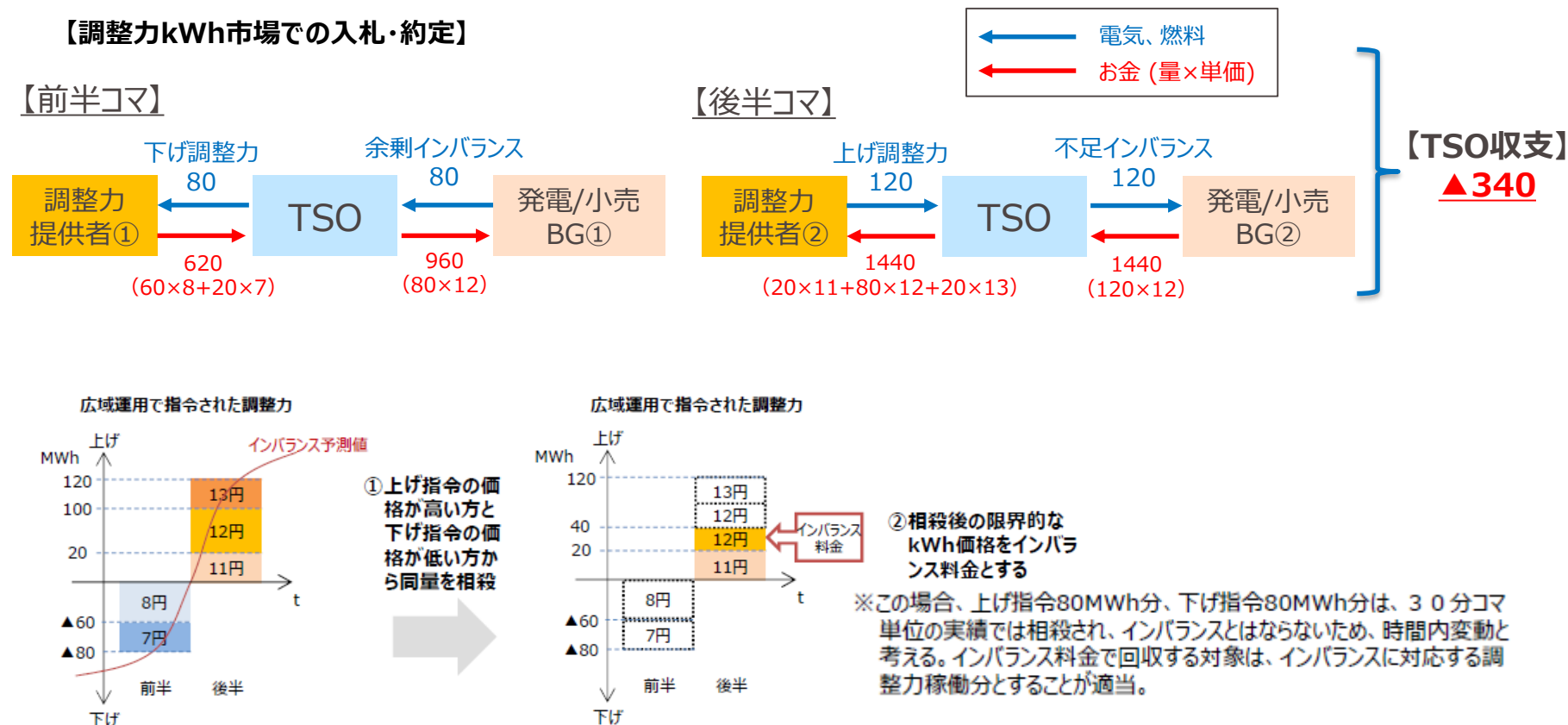
### インバランス量の計量単位（30分コマ内での変動は把握されない）

- 各BGの需要実績や発電実績はスマートメーターにより30分単位で計量される。（30分コマ内での変動は把握されない。）
- 各BGのインバランスはあくまで30分単位であり、それより細かい動きは把握されない。



各BGの30分コマ内での変動は把握されないため、インバランス料金によってそれを抑制するインセンティブを与えることはできない。また、そのコストを適切に起因者に負担させることもできない。

- 一方で、例えば、調整力実績が前半後半コマで上げ下げ混在時にはインバランス料金は相殺後価格となることから、調整力kWh市場であってもTSOに差損が出るケースもあり得る。
- 上記は、余剰インバラBGと不足インバラBGが異なる（インバランス実績として相殺されない）場合に、インバランス収支に赤字として計上されることとなる（同一BGで相殺される場合は、インバランス収支ではなく、時間内変動対応として赤字計上されることとなる）。



- 現状の調整力kWh市場・インバランス料金の仕組みについて纏めると下表の通り。
- 次章以降では、同時市場の調整力kWh市場・インバランス料金の仕組みがどうなるのか（何が変わり得るのか）を整理の上、その際の市場構造（電気とお金の流れ）について問題が生じないかケーススタディを行い、確認する。

|    | 入札単価                  | 調整力取引<br>(精算単価)       | インバランス取引<br>(精算単価)         | 同一時間帯<br>(各5分)の<br>上げ・下げ混在時 | インバランス料金           |                   |
|----|-----------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------------|-------------------|
|    |                       |                       |                            |                             | 通常                 | 30分コマ内の<br>上げ下げ混在 |
| 現状 | V1/V2単価<br>(限界費用±10%) | マルチ<br>プライス<br>(入札単価) | シングル<br>プライス<br>(インバランス料金) | KJCの原理上<br>発生しない            | 各5分の限界的なkWh価格の加重平均 | 調整量を相殺後の限界的なkWh価格 |

計量法により定められた計量器により  
30分単位で計量（精算）されるため、  
このような算定が必要となる

1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討
  - － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
  - － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）
2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討
  - － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 3. 市場構造のケーススタディ
3. まとめと今後の進め方

- 第9回本検討会（2024年5月22日）において、時間前市場価格・インバランス価格ともに、前日同時市場と同じ価格規律（Three-Part情報）・同じ価格決定方法（シャドウプライス）で、調整力取引・インバランス取引ともにシングルプライス精算とすることで、BGの同時同量インセンティブ（あるいはインバランス価格ヘッジ）を生む市場価格構造、経済性の観点からの懸念解消、ならびに調整力応動のインセンティブを生む構造になることを確認している。
- これにより、第14回本検討会において、シングルプライス化を基本的な方針とする方向性をお示したところ。

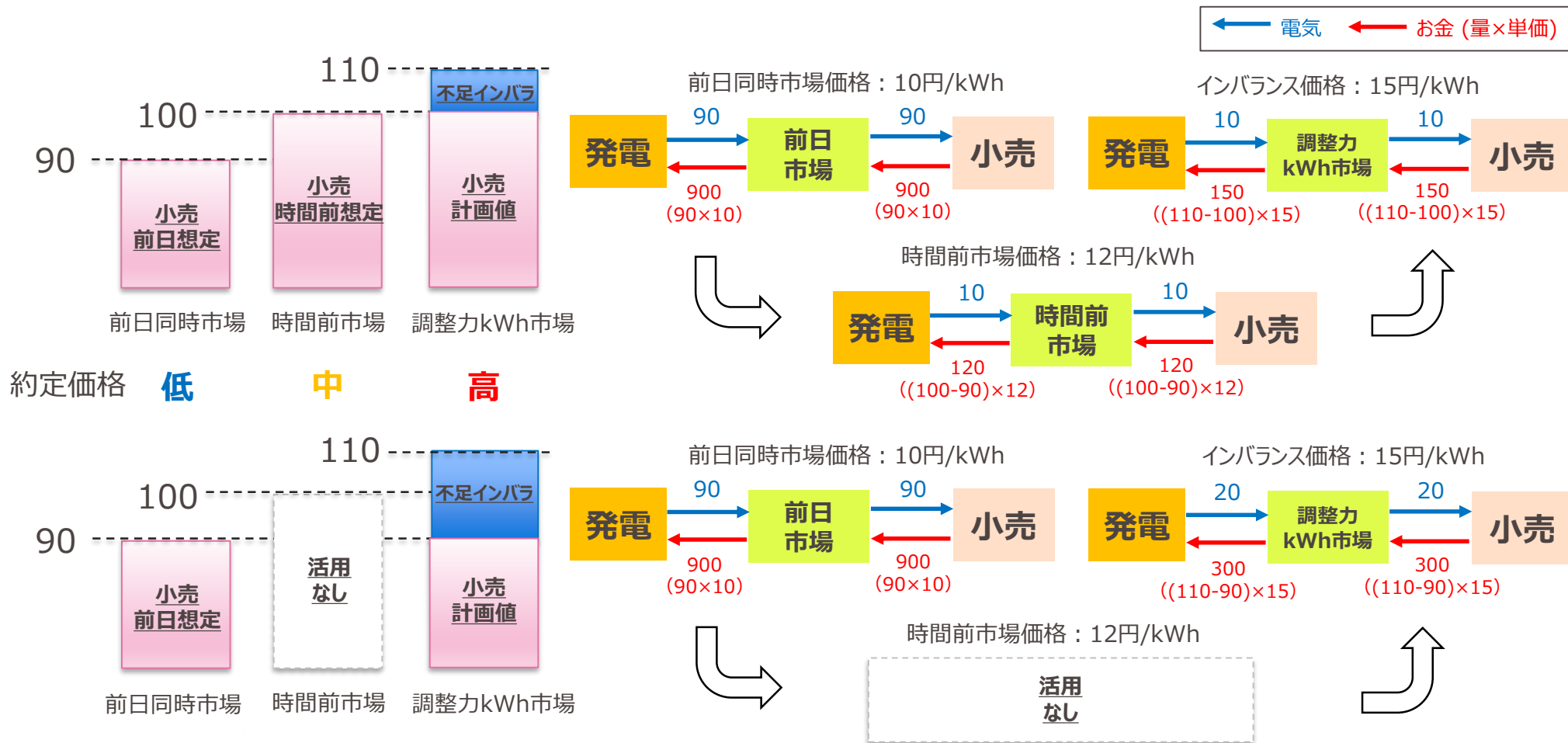
## 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証（得られた示唆）

26

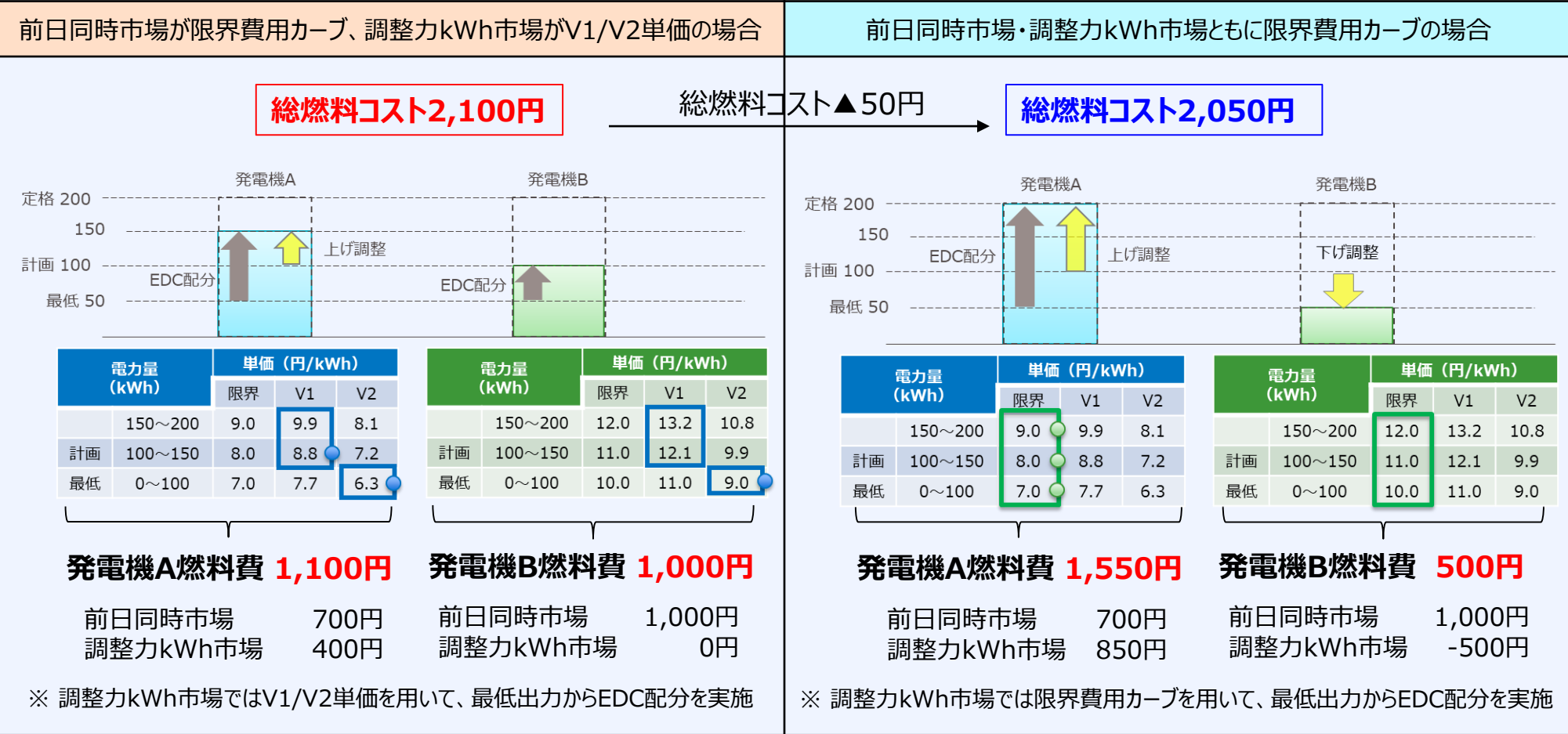
- インバランス価格決定方法としては、V1/V2単価（スプレッドマージン込み）のマージナル価格でマルチプライス精算（調整力取引のみ）とする案、前日同時市場と同じ規律（Three-Part限界費用カーブ）・同じ価格決定方法（案B-2:同時最適のシャドウプライス）でシングルプライス精算（両取引とも）とする案が考えられるところ。
- どちらの案であっても需要上振れ時は基本的に価格上昇（下振れ時は低下）し、「前日同時市場価格<時間前市場価格<インバランス価格」（下振れ時は逆）になるといった、**BGの同時同量インセンティブ（あるいはインバランス価格ヘッジ）を生む市場価格構造**になっていることが確認できた。
- 他方で、前者（前日同時市場・時間前市場と価格規律が異なる）の場合、燃料費最小となるような電源運用にならないといった経済性の観点からの懸念が示され、言い換えると、**後者（時間前市場・調整力kWh市場ともに、前日同時市場と同じ価格規律、精算方式）とした場合、経済性の観点からの懸念解消**されることが確認できた。
- その際、発電（調整力提供者）にとっても、限界費用より市場価格が高ければ売り（上げ調整）、安ければ買い（下げ調整）を行うことで収支プラスになることから、**調整力応動のインセンティブを生む構造**になっているといえる。
- 更に、時間前市場を、前日同時市場と同様の仕組みにすることは、再エネ変動対応に対して売買のマッチングが図りやすい（流動性が高い）といった効果、また、系統余剰時に不要な電源は確実に停止させることができるといった経済的な効果が得やすいということが想定される。



- 需要上振れ時には、基本的には価格は上昇（下振れ時は低下）し、「前日同時市場価格＜時間前市場価格＜インバランス価格」（下振れ時は逆）といった傾向になるといった試算結果が示された。
- これにより、小売電気事業者は、需要予測精度を高め、前日同時市場・時間前市場を活用した方が経済合理的となるため、同時同量インセンティブ（あるいはインバランス価格ヘッジ）を生む市場価格構造になっているといえる。

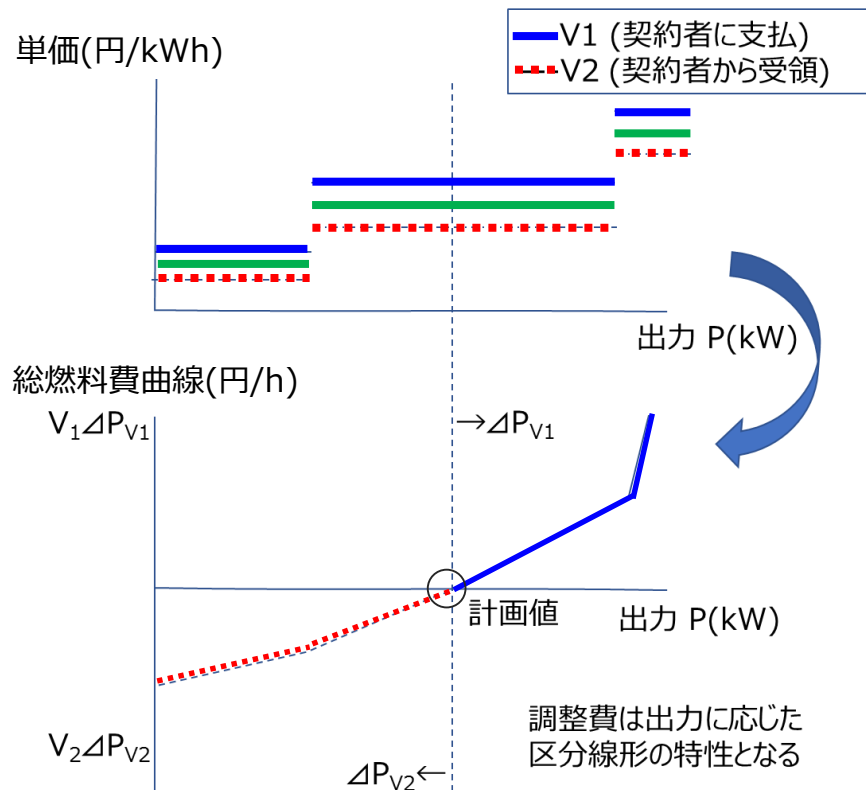


- 他方、各市場の価格規律が異なる場合、燃料費が最小となるような電源運用にならないといった結果が示された。
- これは、調整力kWh市場でV1/V2単価を用いた場合、計画値からの上げ側（V1）と下げ側（V2）で、異なる単価が用いられることで、最低出力からのEDC配分が必ずしも、前日同時市場において登録された限界費用カーブにおける安価な順での配分にならないためと考えられる。

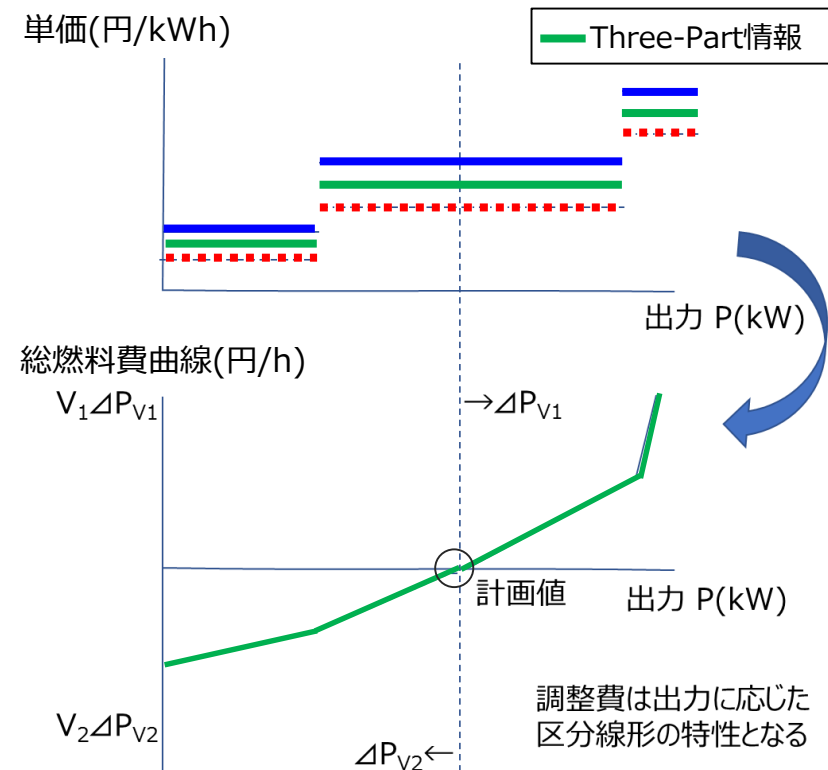


- V1/V2単価を用いる場合、GC時点計画値より上げ側はV1単価、下げ側はV2単価を参照してSCEDを行うこととなるため、Three-Part情報を用いる場合と比べると、インバランス料金だけでなく、発電機出力（調整力kWh市場の約定結果）自体も変わり得る。

## 【V1/V2単価】

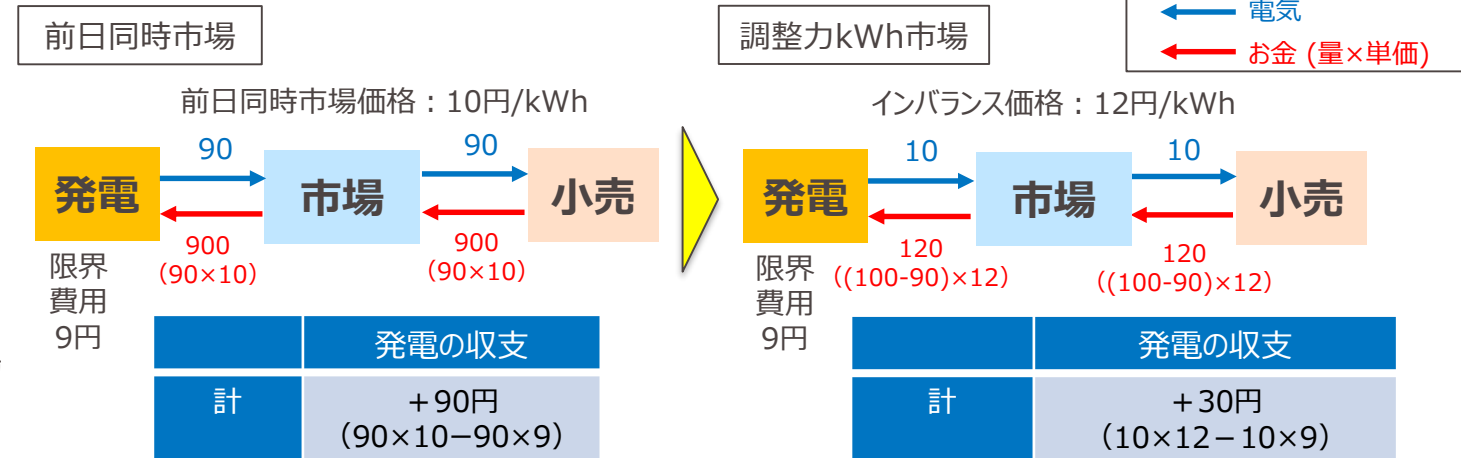


## 【Three-Part情報】

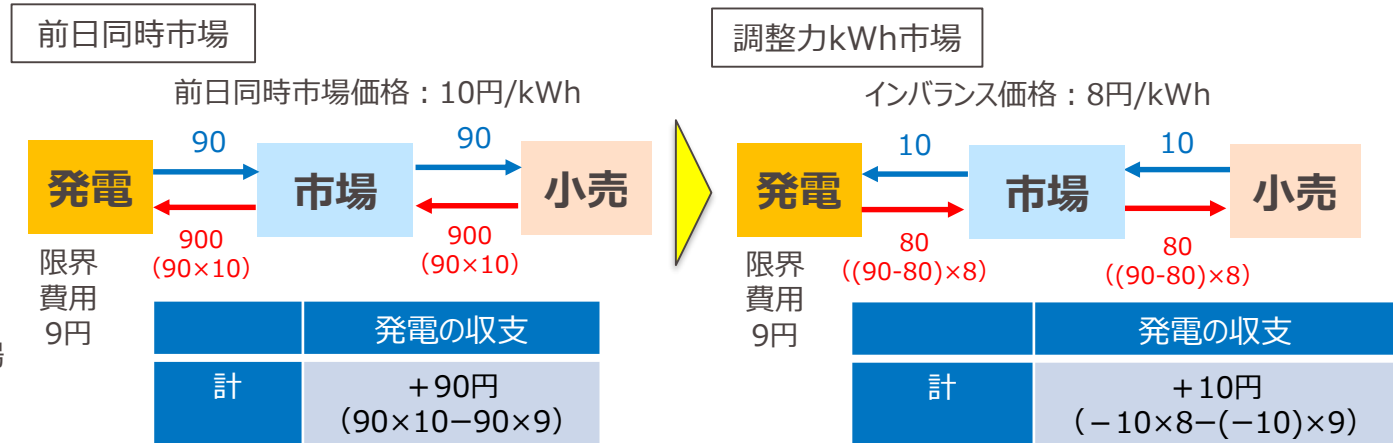
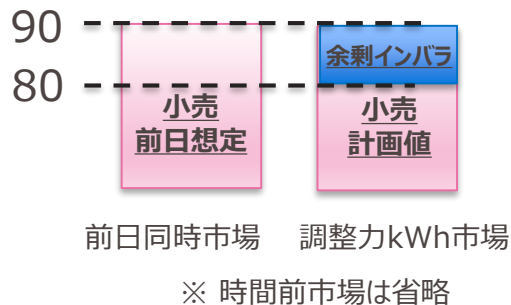


- V1/V2単価の精算でなく、前日同時市場における限界費用カーブを調整力kWhとして引用したとしても、シングルプライス精算の仕組みを導入することで、需要上振れ時には、基本的には価格は上昇（下振れ時は低下）し、「前日同時市場価格<時間前市場価格<インバランス価格」（下振れ時は逆）といった価格構造になっているのであれば、発電（調整力提供者）にとっても限界費用より市場価格が高ければ売り（上げ調整）、安ければ買い（下げ調整）を行うことで収支プラスになることから、調整力応動のインセンティブを生む構造になっているといえる。

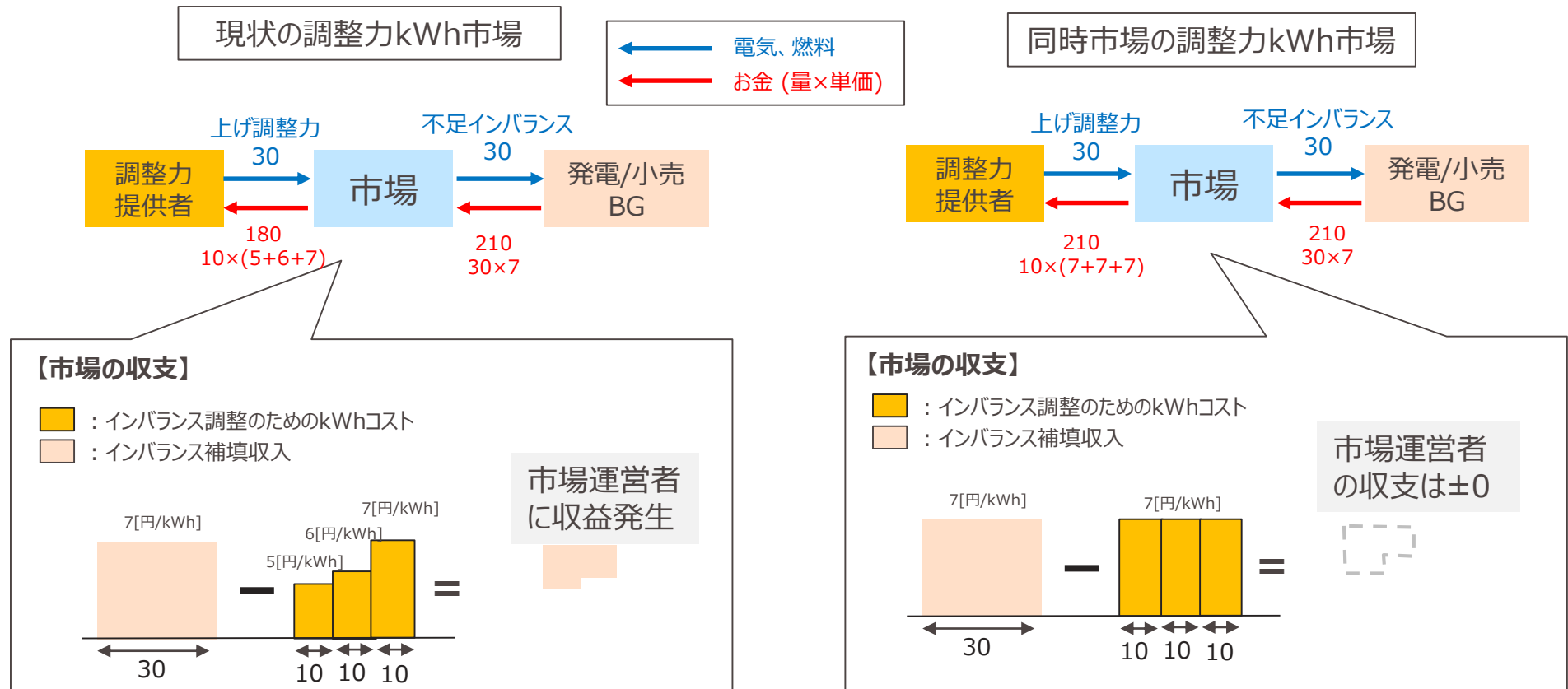
## 【不足インバランス】



## 【余剰インバランス】



- インバランス価格について、前日同時市場と同じ価格規律（Three-Part情報）・同じ価格決定方法（シャドウプライス）で、調整力取引・インバランス取引ともにシングルプライス精算にした場合は下図のとおり。
- 調整力kWh市場の収支構造としては、余剰・不足は発生せず（収支は±0となり）、限界費用が安い電源ほど、収益が上がることから、これにより売り買い入札に出すインセンティブを高める構図となっている。





- 一方で、現行の上げ or 下げどちらかのMOLから約定量（均衡点）を決めるKJCであれば、同一時間帯（KJCの計算対象コマ）であれば、上げ調整・下げ調整が混在しない仕組みとなるが、同時市場の調整力kWh市場では、稼働している電源等の制御可能範囲※でSCEDを行うことになるため、同一時間帯においても上げ調整電源と下げ調整電源が混在することが起こりえる。

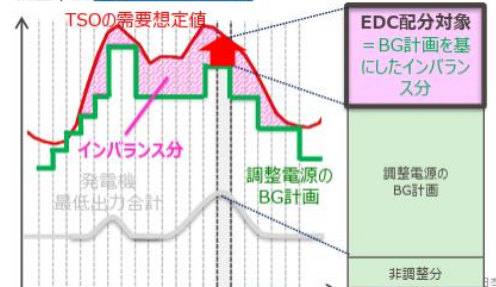
※ 現状の余力活用契約においては、調整機能を有する余力活用電源の「運用下限（最低出力）～定格出力」が制御可能範囲となる。

## ②EDC機能の仕様見直しの方向性

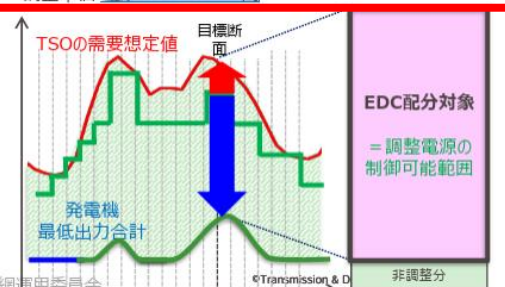
5

- 仕様統一時には、インバランス対応に要した調整力コストをインバランス料金で回収する制度に鑑み **BG計画を基にしたインバランス分のみをEDC配分対象とする**ロジックも考えられるが、余力活用の仕組みの整理において、容量市場開設後も経済性向上を目的とした出力増減を行うこととなっており、社会全体の燃料コスト低減の観点から、**稼働している電源等の制御可能範囲をEDC配分対象とする**方向で検討。  
※現状も調整電源の制御可能範囲をEDC配分対象としている
- また、今後のエリア内混雑発生に備えて、送変電設備を最大限活用したメリットオーダーを実現すべく、潮流制約を考慮したEDC機能として構築する方向。

EDC配分対象 = BG計画を基にしたインバランス分



EDC配分対象 = 稼働している電源の制御可能範囲



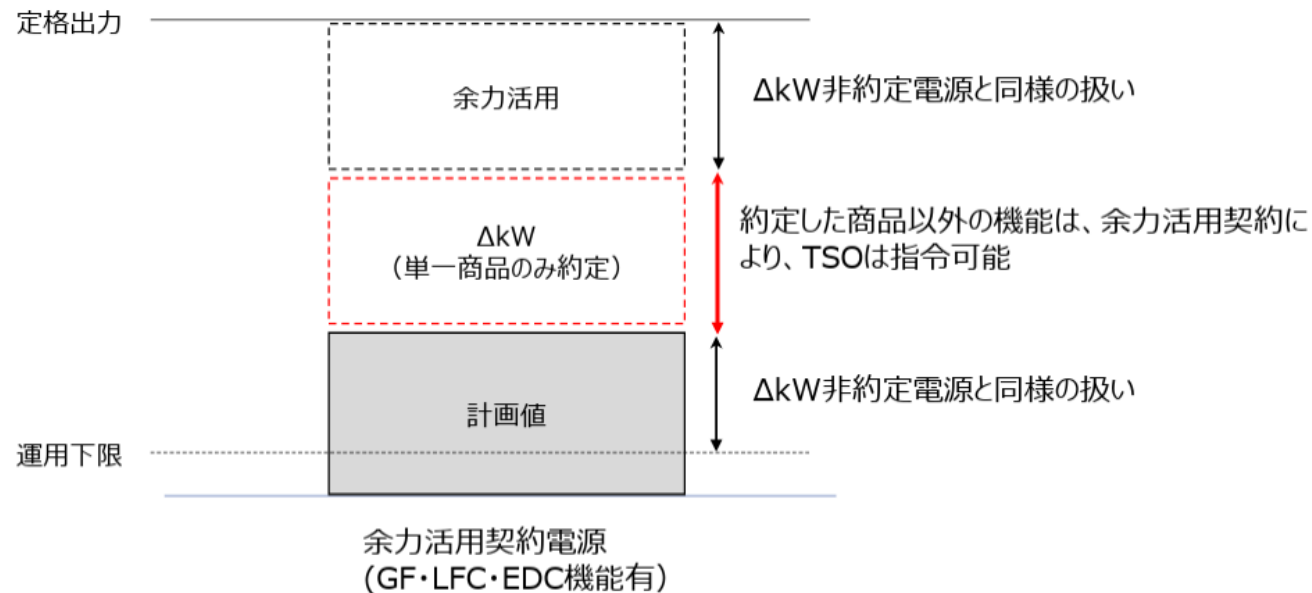
SCEDによる  
制御イメージ

- 現状の余力活用契約においては、調整機能を有する余力活用電源の「運用下限（最低出力）～定格出力」が制御可能範囲となる。

(参考) 余力活用の指令範囲について

10

- 余力活用における指令範囲については以下のとおり（運用下限～定格出力）であり、余力活用電源に対し、全ての調整機能の指令が可能となる。



- 同時市場の調整力kWh市場（次期中給システムを用いたSCED）は、稼働している電源等の制御可能範囲でSCEDを行うことから、より実需給に近い電気の価値を参照することが可能と考えられる。

#### 4. 実装する機能に関する諸検討（仕様統一案から発展する機能）

12

### インバランス制度との関係（実需給の電気の価値の反映）

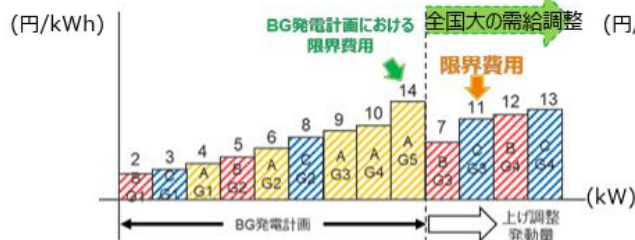
- 2022年度以降のインバランス料金制度（中間とりまとめ）において、インバランス料金は、「実需給の電気の価値を反映するようにし、関連情報をタイムリーに公表することが重要」と整理されている。
- このため、現在、インバランス料金に用いる調整力の限界的なkWh価格はKJCで算出している。ただし、KJCによる全国大の需給調整対象は、各エリアで調達した調整力とGC後の電源等の余力の範囲としている。
- 次期中給システムによる全国大の需給調整対象は、稼働中の電源等の制御可能範囲（EDC配分対象）とすることから、インバランス料金に用いる調整力の限界的なkWh価格は、より実需給に近い電気の価値を参照することが可能※となる。

※指令間隔よりも短い変動分や、地内混雑による持ち替え分を考慮しない限界的なkWh価格となる。

また EDC、5分毎の実指令値と単価を中央算定システムに連係することで、インバランス料金の公表に影響を与えないようシステム構築する。

【上げ調整時の例】  BGの発電計画と単価

<KJC>

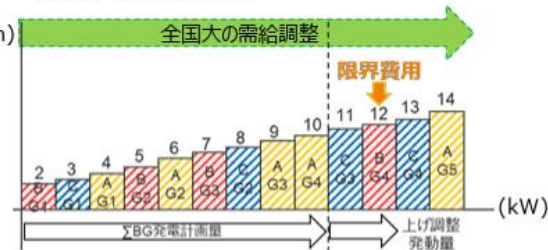


- ・BGの発電計画を基にメリットオーダーに配置
- ・調達した調整力やGC後の電源等の余力を広域メリットオーダーにて制御



送配電協議会

<次期中給システム>



- ・稼働中の電源等の制御可能範囲でメリットオーダーに配置
- ・制御可能範囲で広域メリットオーダーにて制御

©Transmission & Distribution Grid Council

- 現状ならびに同時市場の調整力kWh市場・インバランス料金の仕組みについて纏めると下表の通り。
- 前述のとおり、SCEDになると同一時間帯においても上げ調整と下げ調整が混在するため問題ないか（論点①）、また、SCEDも5分単位（予定）で演算が行われることから、30分コマ内において、5分×6コマ分の限界的なkWh価格（シャドウプライス）が存在するため、30分単位のインバランス料金をどのように算定するか（論点②）といった論点が存在する。
- 上記については、次章において、市場構造（電気とお金の流れ）について問題が生じないか含め、ケーススタディを行い、どのような考え方となるか整理を行った。

|          | 入札単価                  | 調整力取引<br>(精算単価)            | インバランス取引<br>(精算単価)         | 同一時間帯<br>(各5分)の<br>上げ・下げ混在時    | インバランス料金                   |                           |
|----------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|--------------------------------|----------------------------|---------------------------|
|          |                       |                            |                            |                                | 通常                         | 30分コマ内の<br>上げ下げ混在         |
| 現状       | V1/V2単価<br>(限界費用±10%) | マルチ<br>プライス<br>(入札単価)      | シングル<br>プライス<br>(インバランス料金) | KJCの原理上<br>発生しない               | 各5分の限界的<br>なkWh価格の<br>加重平均 | 調整量を相殺<br>後の限界的な<br>kWh価格 |
| 同時<br>市場 | Three-Part<br>(限界費用)  | シングル<br>プライス<br>(インバランス料金) | シングル<br>プライス<br>(インバランス料金) | 論点① SCEDの<br>原理上発生するが<br>問題ないか | 論点②<br>どのように<br>算定するか      |                           |

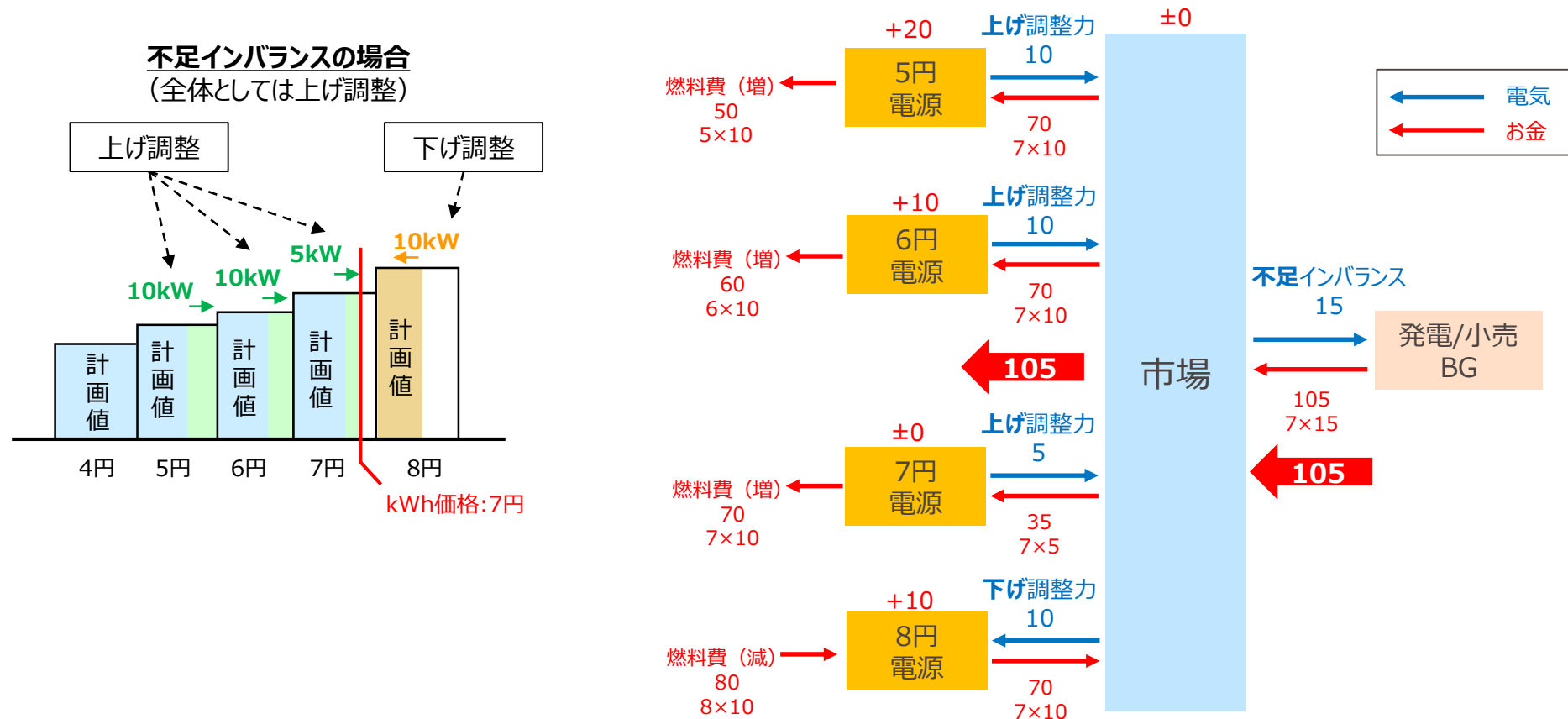
計量法により定められた計量器により  
30分単位で計量（精算）されるため、  
このような算定が必要となる



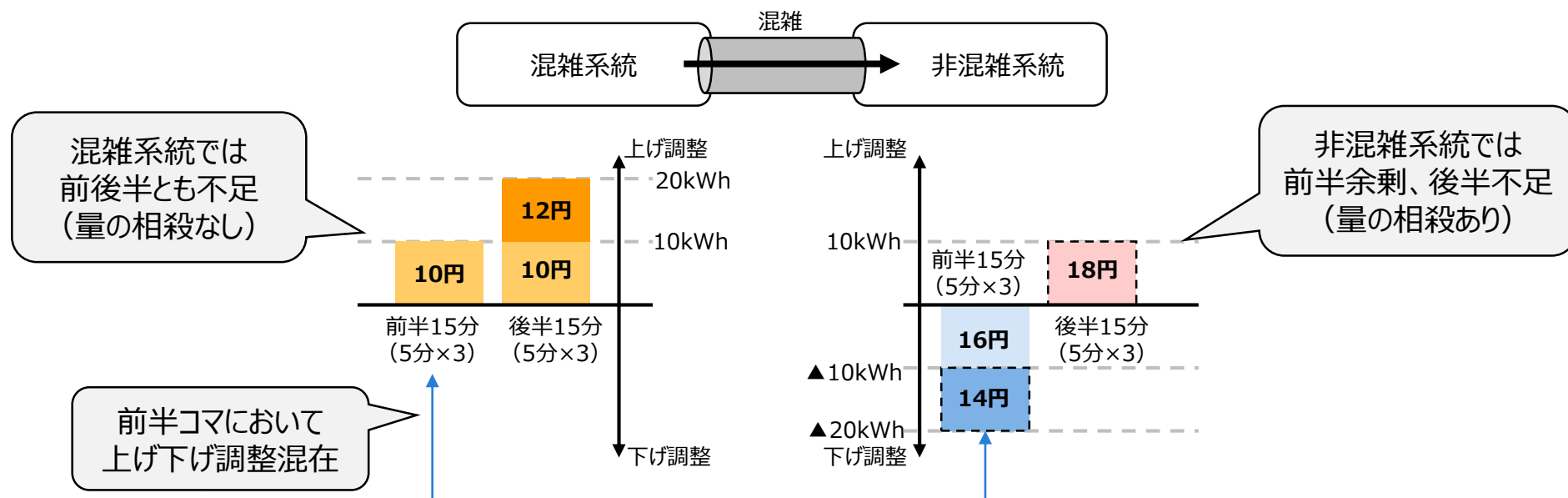
1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討
  - － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
  - － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）
2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討
  - － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 3. 市場構造のケーススタディ
3. まとめと今後の進め方



- 調整力kWh市場（SCED）において、全体としては不足インバランスの中、上げ調整電源（5円電源・6円電源・7円電源）と下げ調整電源（8円電源）が混在した場合の市場構造（電気とお金の流れ）は以下の通り。
- Three-Part情報によるシャドウプライスでインバランス料金を決め、調整力取引をシングルプライス精算とすることから、市場収支は発生せず（±0となり）、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。
- したがって、同一時間帯で上げ・下げ調整が混在した場合においても、適切な精算が行われると考えられる。

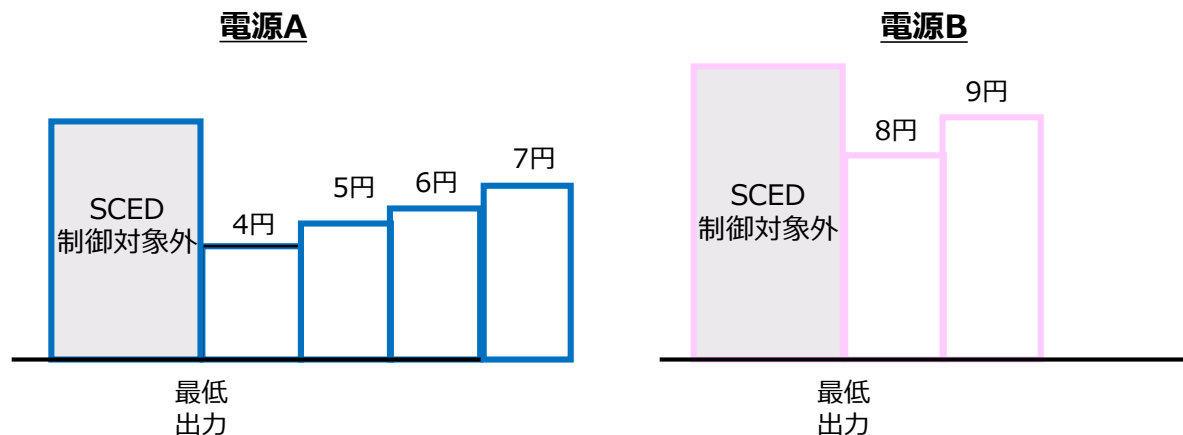


- 調整力kWh市場（SCED）が5分単位で行われ、30分コマ内において、5分×6コマ分の限界的なkWh価格（シャドウプライス）が存在するなかで、30分単位のインバランス料金をどのように算定するか。
- 通常時（6コマとも同じ傾向）であれば、現状同様、各5分の限界的なkWh価格の加重平均により、その30分コマのインバランス料金とすることが考えられる。
- 一方、30分コマ内において、上げと下げの両方の動き（発動）がある場合には、現状は上げ調整量と下げ調整量を相殺した上で、相殺後の限界的なkWh価格をその30分コマのインバランス料金と定めているが、SCEDにおいてはノード単位で傾向（相殺の有無）が変わり得ること、また、同一5分コマ内でも上げ・下げ調整が混在することから、相殺後の限界的なkWh価格が必ずしもその時間（実需給）における電気の価値を表しているとは言い難いか。
- この点、30分コマ内の上げ下げ混在時も、通常時（6コマとも同じ傾向）と同様、シンプルに各5分コマの限界的なkWh価格（シャドウプライス）の加重平均により、インバランス料金とすることも考えられるのではないか。



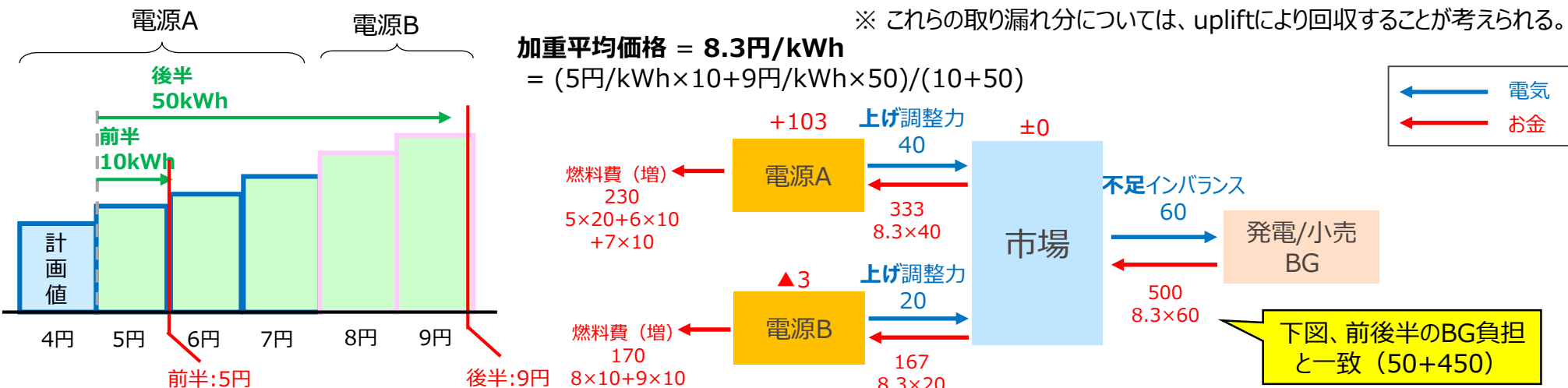
- また、通常時・30分コマ内の上げ下げ混在時ともに、各5分コマの限界的なkWh価格（シャドウプライス）の加重平均とした場合に問題が生じないかについて、市場構造（電気とお金の流れ）のケーススタディを行い、その特徴・傾向の確認を行った。
- ここでは簡単のため、二つの電源（電源A・電源B）があり、（5分×6コマ分ではなく）前半15分と後半15分でSCEDによる制御量が異なるという状況下での検討を行った。

| No   | 観点                            |
|------|-------------------------------|
| ケース1 | 前半・後半で異なる上げ調整量（下げ調整量）の場合      |
| ケース2 | 前半が下げ調整、後半が上げ調整で全体としては上げ調整の場合 |
| ケース3 | 前半が下げ調整、後半が上げ調整で全体としては下げ調整の場合 |

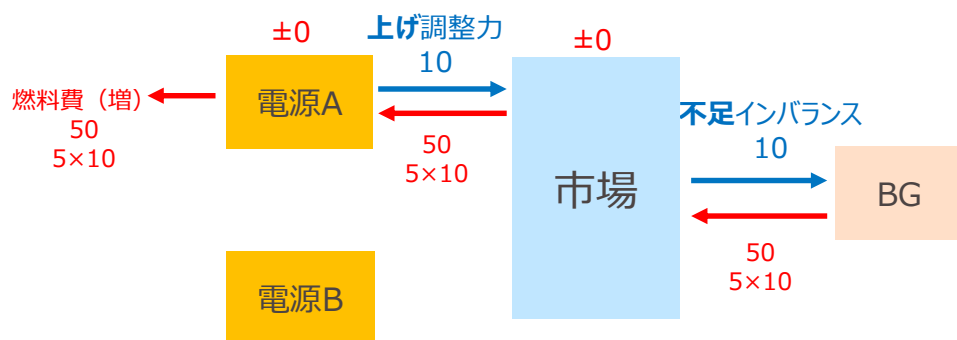


- 前半15分で10kWh、後半15分で50kWh、それぞれ上げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（同じ方向の場合、中間的な値となる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。

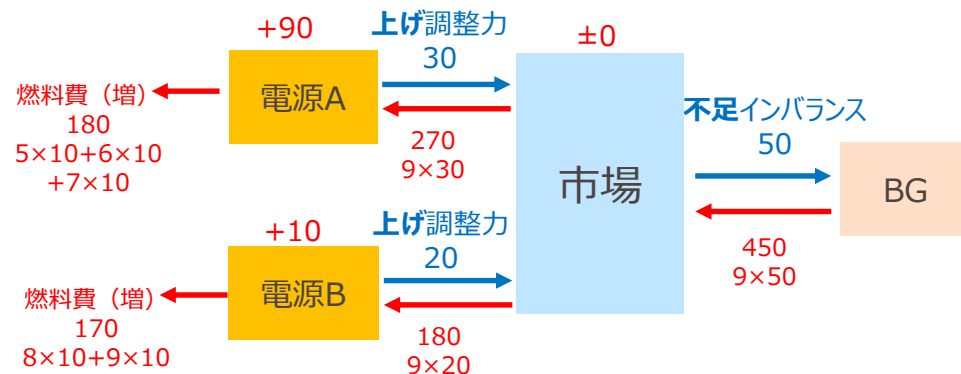
※ これらの取り漏れ分については、upliftにより回収することが考えられる。



前半15分のSCED結果 (価格 = 5円/kWh)



後半15分のSCED結果 (価格 = 9円/kWh)

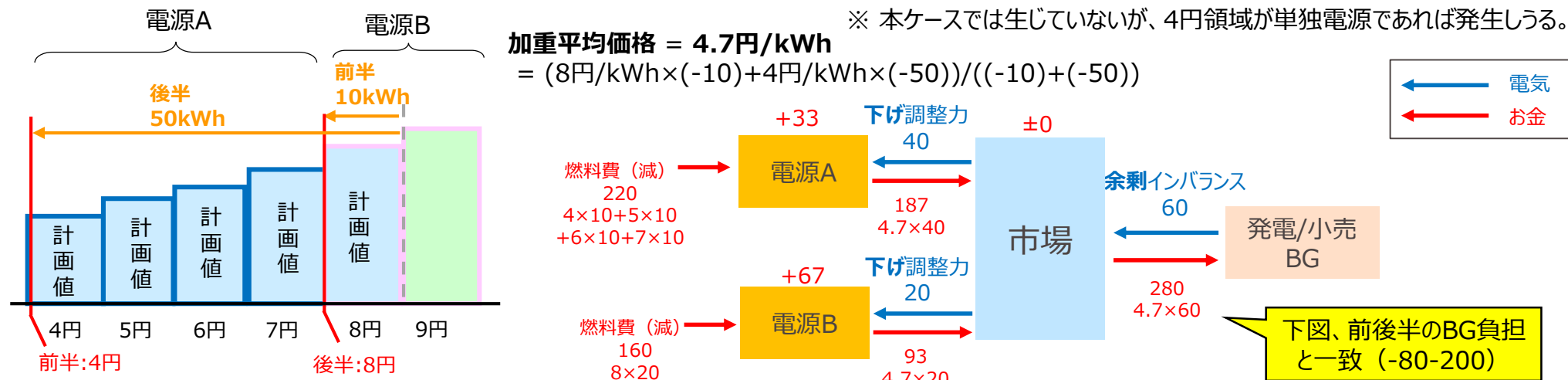


- 前半15分で10kWh、後半15分で50kWh、それぞれ下げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（同じ方向の場合、中間的な値となる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。

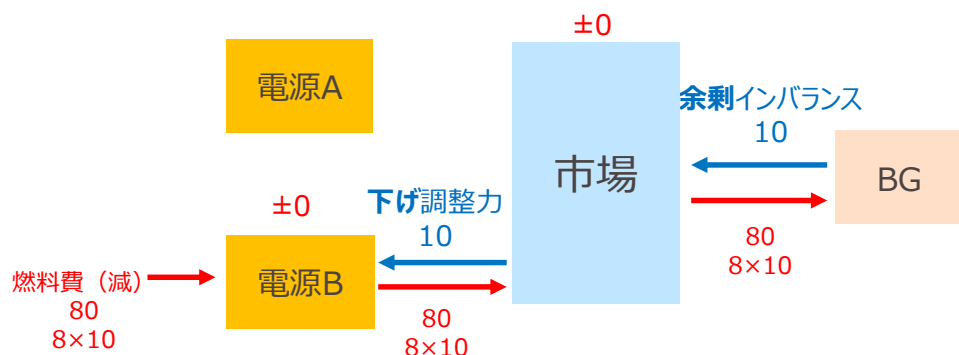
※ 本ケースでは生じていないが、4円領域が単独電源であれば発生しうる。

加重平均価格 = 4.7円/kWh

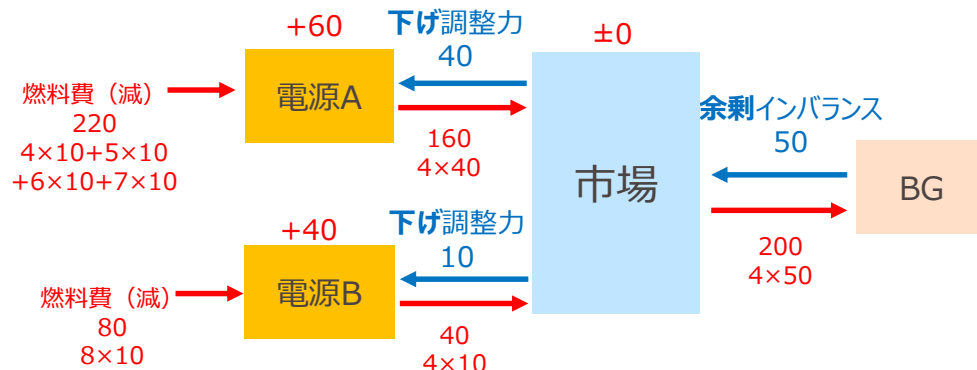
$$= (8\text{円/kWh} \times (-10) + 4\text{円/kWh} \times (-50)) / ((-10) + (-50))$$



前半15分のSCED結果 (価格 = 8円/kWh)

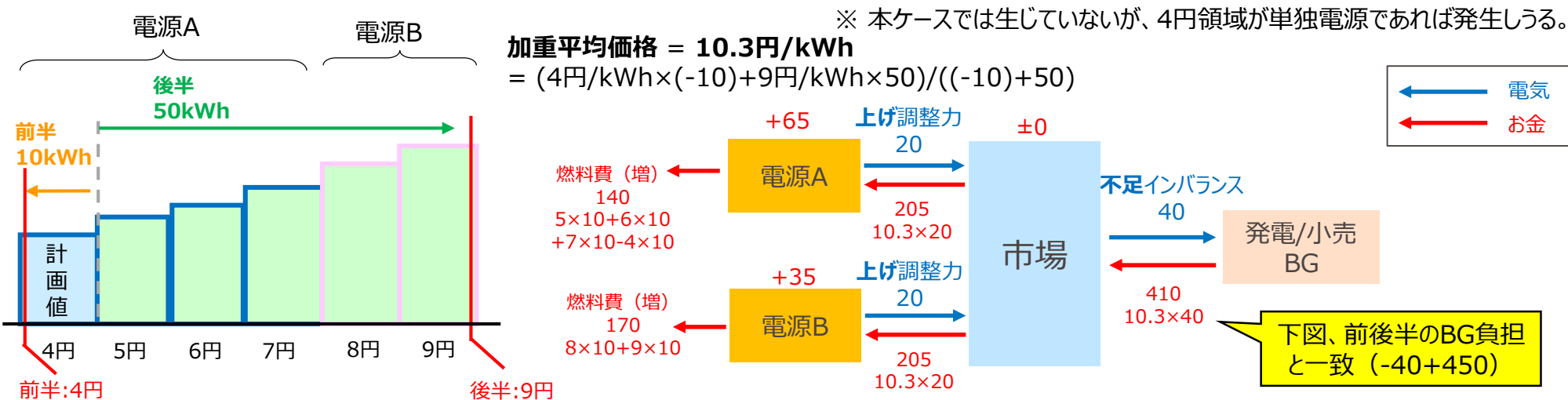


後半15分のSCED結果 (価格 = 4円/kWh)

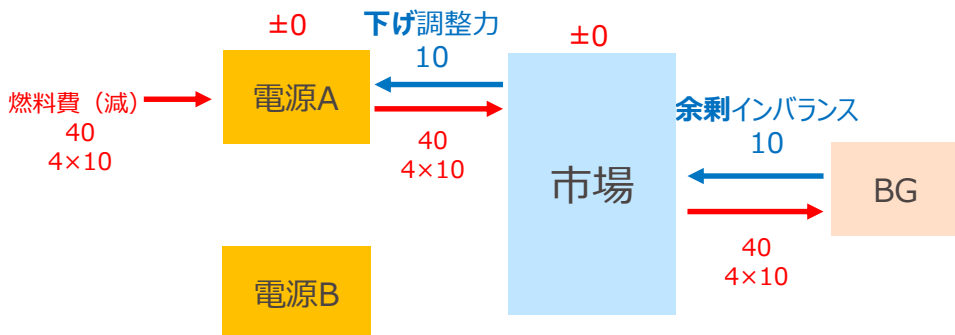




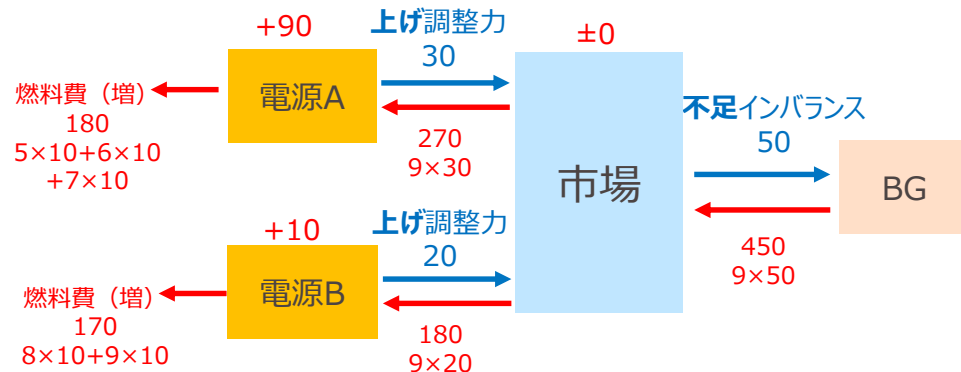
- 次に、前半15分で10kWhの下げ調整、後半15分で50kWhの上げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（状況次第で、中間的な値となりうる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。



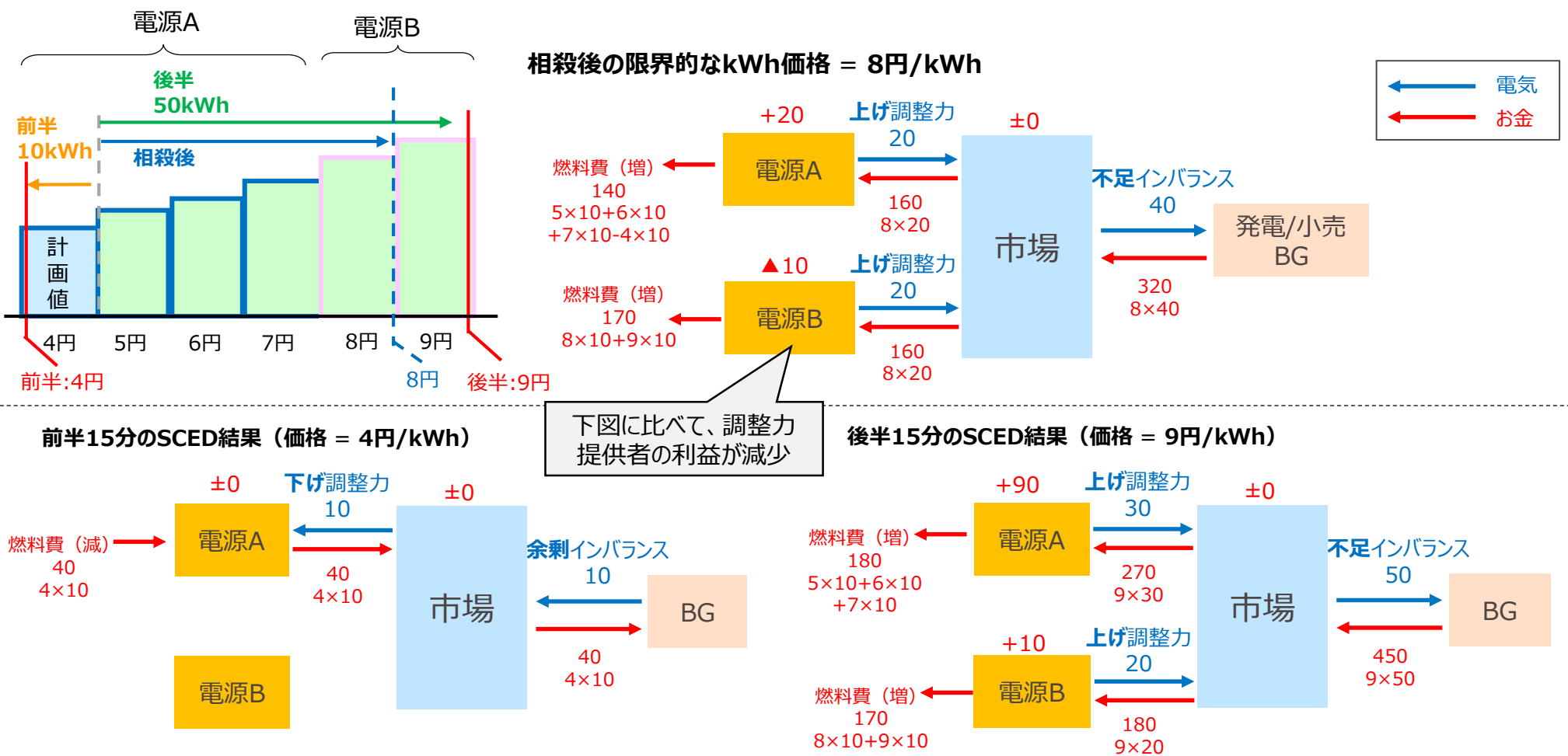
前半15分のSCED結果（価格 = 4円/kWh）



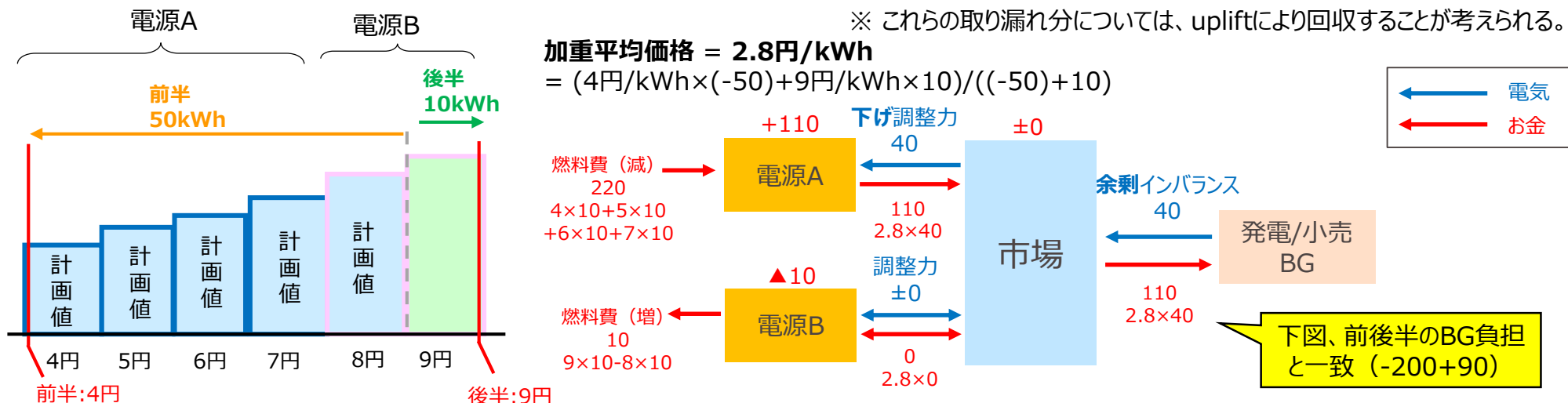
後半15分のSCED結果（価格 = 9円/kWh）



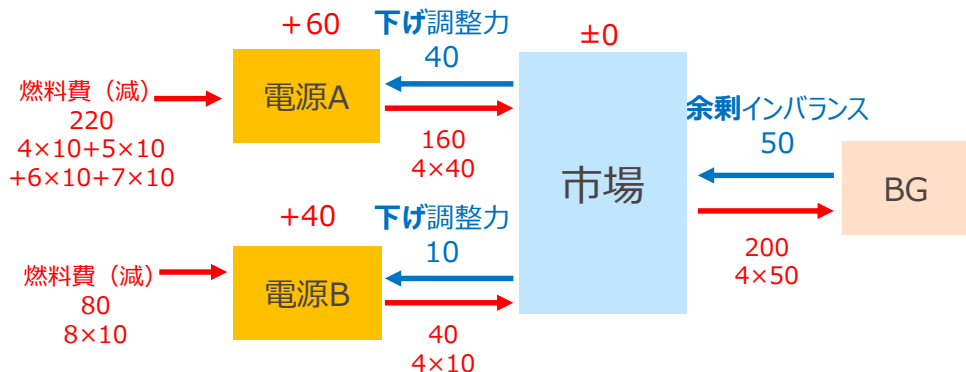
- 仮に、ケース2において、現状と同様に、上げ調整量と下げ調整量を相殺した上で、相殺後の限界的なkWh価格で精算した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 前頁（今回提案方法）と比較して、調整量を相殺した（kWh価格が下がった）分だけ、調整力提供者の上げ調整に応じた利益が減少する結果となり、適切な対価の支払いとならない可能性が高くなる。



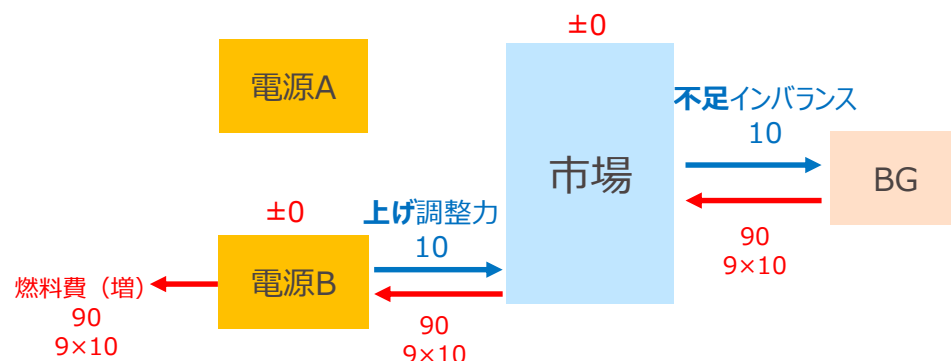
- 次に、前半15分で50kWhの下げ調整、後半15分で10kWhの上げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（状況次第で、中間的な値となりうる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。



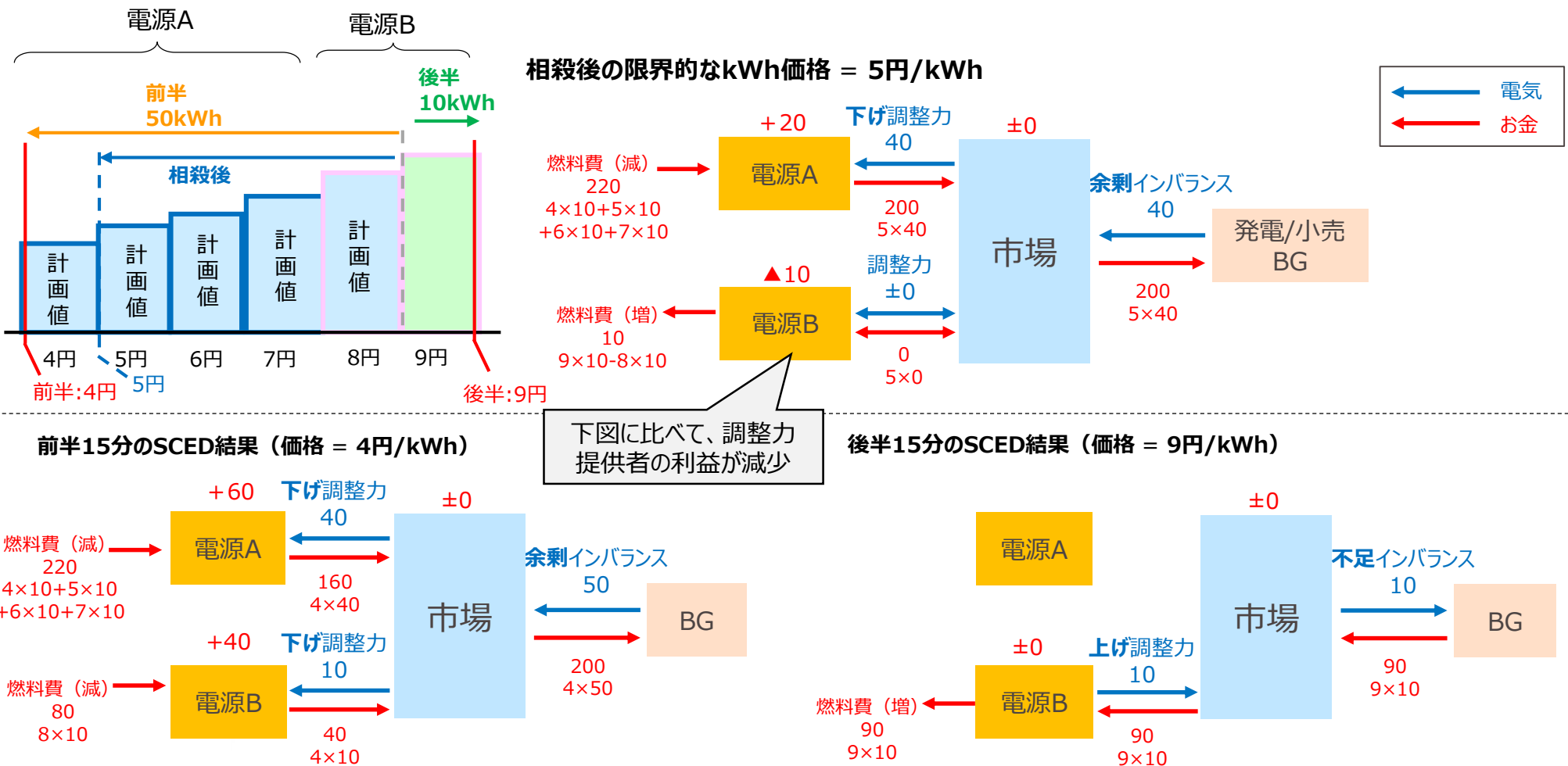
前半15分のSCED結果 (価格 = 4円/kWh)



後半15分のSCED結果 (価格 = 9円/kWh)



- 仮に、ケース3において、現状と同様に、上げ調整量と下げ調整量を相殺した上で、相殺後の限界的なkWh価格で精算した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 前頁（今回提案方法）と比較して、調整量を相殺した（kWh価格が上がった）分だけ、調整力提供者の下げ調整に応じた利益が減少する結果となり、適切な対価の支払いとならない可能性が高くなる。



- 同時市場の調整力kWh市場の市場構造についてケーススタディを行った結果は以下のとおり。
  - 論点①（同一時間帯の上げ下げ混在）については、適切に精算され問題ないことが確認できた
  - 論点②（30分単位のインバランス料金をどのように算定するか）については、全ての断面、シンプルに各5分コマの限界的なkWh価格（シャドウプライス）の加重平均によってインバランス料金を算定することで、適切に精算され問題ない（ただし一部電源の取り漏れ分については、upliftによる補填が必要）ことが確認できた
- 上記により、同時市場における調整力kWhのシングルプライスオークション化についても、下表の仕組みとすることで、大きな問題はないと考えられるのではないかと。

|          | 入札単価                  | 調整力取引<br>(精算単価)            | インバランス取引<br>(精算単価)         | 同一時間帯<br>(各5分)の<br>上げ・下げ混在時       | インバランス料金                                    |                           |
|----------|-----------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------|
|          |                       |                            |                            |                                   | 通常                                          | 30分コマ内の<br>上げ下げ混在         |
| 現状       | V1/V2単価<br>(限界費用±10%) | マルチ<br>プライス<br>(入札単価)      | シングル<br>プライス<br>(インバランス料金) | KJCの原理上<br>発生しない                  | 各5分の限界的<br>なkWh価格の<br>加重平均                  | 調整量を相殺<br>後の限界的な<br>kWh価格 |
| 同時<br>市場 | Three-Part<br>(限界費用)  | シングル<br>プライス<br>(インバランス料金) | シングル<br>プライス<br>(インバランス料金) | SCEDの原理上<br>発生も問題なし<br>(適切に精算される) | 各5分の限界的な<br>kWh価格の加重平均<br>⇒問題なし※ (適切に精算される) |                           |

※ 一部電源の取り漏れ分については、upliftにより回収することが考えられる。

計量法により定められた計量器により  
30分単位で計量（精算）されるため、  
このような算定が必要となる



1. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンスに関する検討
  - － 1. 調整力 $\Delta kW$ に対する適切な対価の必要性
  - － 2. 調整力 $\Delta kW$ のパフォーマンス評価方法（案）
2. 調整力 $kWh$ のシングルプライスオークション化に関する検討
  - － 1. 現状の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 2. 同時市場の調整力 $kWh$ 市場・インバランス料金の仕組み
  - － 3. 市場構造のケーススタディ
3. まとめと今後の進め方

### ■ 今回の各種検討結果から得られた示唆は以下の通り。

#### 【 $\Delta kW$ に対する適正な対価（調整力のパフォーマンスに応じた評価の方法）】

- 時間内変動に対応する商品（GF・LFC）と需要予測・再エネ予測誤差に対応する商品（EDC）の商品別の特徴を踏まえ、将来的な変動性再エネ大量導入時代にはより一層、調整力の“質”の部分を適切に評価すべきという考え方の元、対価付与を検討する対象商品として、同時市場において時間内変動に対応する商品である「一次（GF）」と「二次（LFC）」を考えることでどうか
- 同時市場における調整力価値としては、現行同様の「① $\Delta kW$ 価値」、「② $\Delta kWh$ 価値」に加えて、将来的により重要性が増すであろう商品の応動性をより適切に評価できるように「③パフォーマンス価値（マイルージの評価）」を新たに設ける方向としてはどうか
- 具体的なパフォーマンス価値の評価方法や対価の付与方法については、海外知見等も参考に、今後深掘り検討していくこととしたい

#### 【調整力kWh市場・インバランス料金】

- 同時市場における調整力kWh市場について、全ての断面、シンプルに各5分コマの限界的なkWh価格（シャドウプライス）の加重平均によってインバランス料金を算定することで、市場構造についてケーススタディを行った結果、適切に精算され問題ないことが確認できた
- 上記により、同時市場における調整力kWhのシングルプライスオークション化について、大きな問題はない（かつ、売り買い入札に出すインセンティブを高める構図となっている）と考えられる

以 上