

# 同時市場における価格算定方法の 検証（検証B）の中間取りまとめについて

2024年8月19日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第1回本検討会（2023年8月3日）では、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）として考えられる複数の価格算定を実施し、算出された市場価格の比較（影響）分析の実施や、起動費や最低出力費用について回収漏れ費用の補填（Uplift）がどの程度発生するかについての検証を行うこととされた。
- その後、第2回本検討会（2023年9月20日）、第5回本検討会（2023年12月27日）、第6回本検討会（2024年2月5日）、第7回本検討会（2024年3月18日）、第8回本検討会（2024年4月19日）ならびに第9回本検討会（2024年5月22日）において、検証状況の進捗報告を行った。
- またこれらの検証状況の進捗状況の概要について、第77回電力・ガス基本政策小委員会（2024年6月24日）への報告も行われたところ。
- 本検討会では、約1年程度での取りまとめを目指していたことから、同時市場における価格算定方法の検証（検証B）に関する内容についても中間とりまとめを行う。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 市場価格の計測・比較検証
  - － 1. 前日同時市場のkWh価格
  - － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
  - － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
  - － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
  - － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

## 1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方

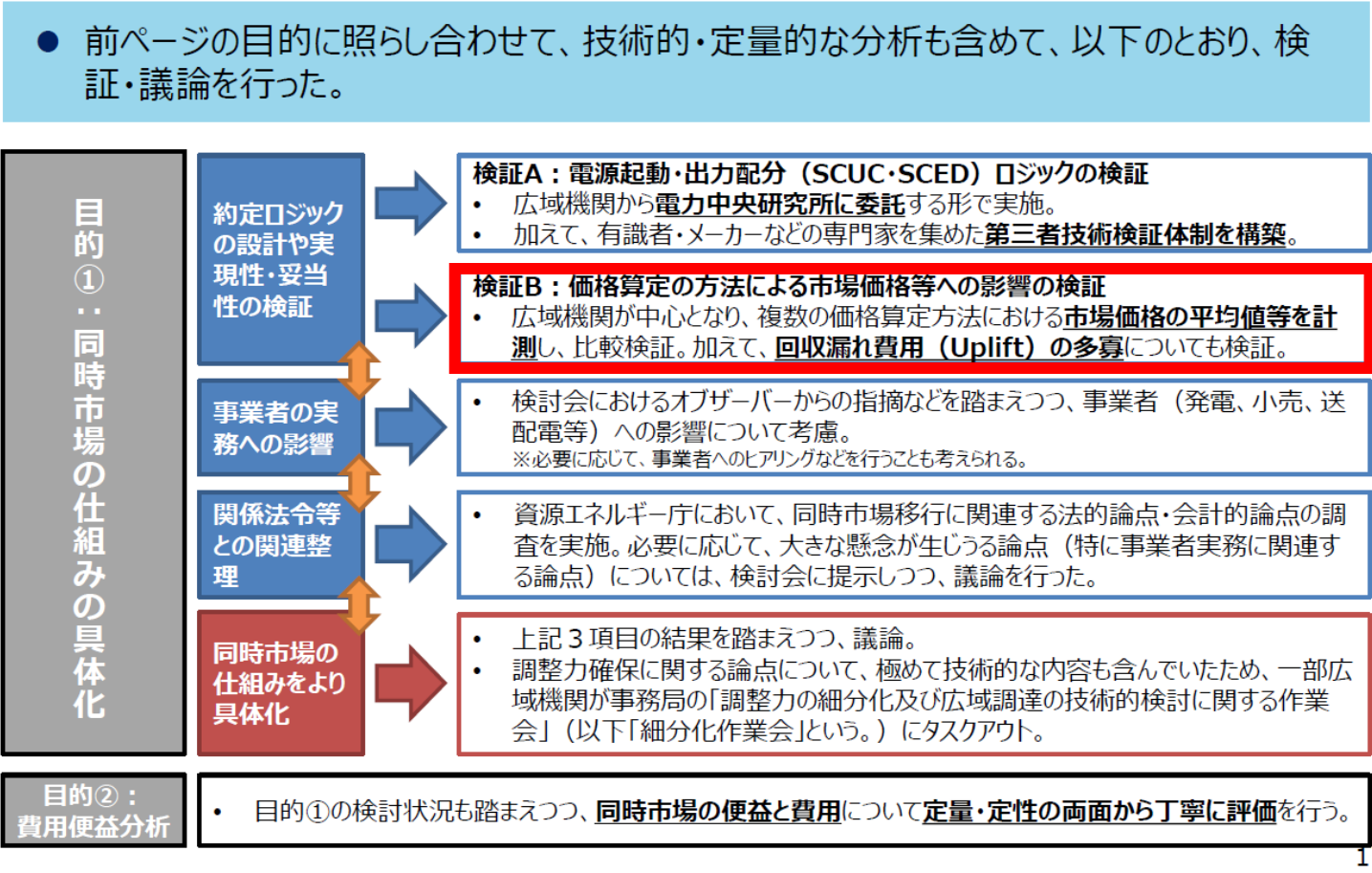
### 2. 市場価格の計測・比較検証

- － 1. 前日同時市場のkWh価格
- － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
- － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
- － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
- － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い

### 3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

■ 検証Bは、同時市場の仕組みを具体化ならびに実現性・妥当性に関する議論を行うにあたり、価格算定の方法による市場価格等への影響の検証を行ったものである。

同時市場に関する検討の全体像



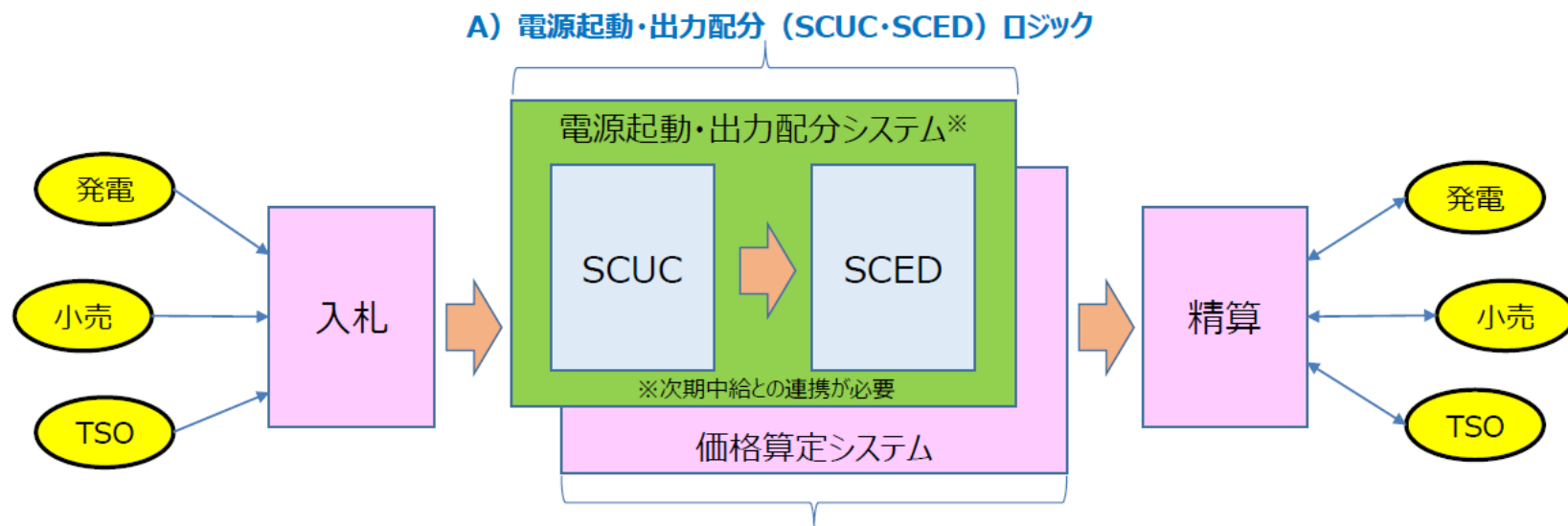
## 約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

### A) 電源起動・出力配分 (SCUC・SCED) ロジック

### B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

※SCUC：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること。  
Security Constrained Unit Commitmentの略。  
※SCED：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。  
Security Constrained Economic Dispatchの略。



### B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

13

■ **検証Bとしては**、大きく分けて「kWh・ΔkWそれぞれの市場価格（平均値やボラティリティ）の計測、比較検証」と「回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡の検証」の二つの項目から、**前日市場・時間前市場・インバランス価格（前日から実需給まで）の全体像の検証を行った。**

【本検討会で実施した検証の概要】

|                   | 前日市場                                                                                                                                   | 時間前市場                                                                                                                                                                   | インバランス価格 |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| kWh価格             | <ul style="list-style-type: none"><li>価格決定方法でΔkWを考慮するかどうか（同時最適結果で行うかどうか）</li><li>価格決定方法は最低出力に係る平均費用カーブと増分費用カーブのいずれで行うか</li></ul>       | <ul style="list-style-type: none"><li>前日市場からの需要増減によって市場価格傾向が合理的であるか（BGの同時同量インセンティブを生む市場価格構造であるか）</li><li>インバランス価格の価格決定方法は、前日市場と同じThree-part情報とするか、V1/V2単価とするか</li></ul> |          |
| ΔkW価格             | <ul style="list-style-type: none"><li>ΔkW約定量の特定方法に応じて約定価格がどのように変化するか</li><li>Three-part情報以外のΔkW入札情報を与えた場合に、同時最適結果にどのように影響するか</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>前日以降にΔkWの差替えが行われる場合、機会費用・逸失利益の扱いをTwo Settlement（差分決済方式）でどのように扱うか</li></ul>                                                        |          |
| 回収漏れ費用の補填(Uplift) | <ul style="list-style-type: none"><li>起動費等の回収漏れの多寡が判定期間により、どのように変化するか</li></ul>                                                        |                                                                                                                                                                         |          |

- また、検証Bについては、検証A（電源起動・出力配分ロジック）と同一の需給データ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aと同時並行で効果・効率的に比較（影響）分析を実施した。

## 補足：検証AとBの関係性

- 「A）電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック」と「B）価格算定の方法による市場価格等への影響」については、本来的には密接にかかわるため（※）、2つに分けるのではなく同時に検証を行うことも考えられる。  
（※）Aのロジックで算出された電源ラインナップは、Bで算出される市場価格の前提であるため。
- 一方、Aについては、週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）や買い入札の考慮、 $\Delta kW$ を目的関数に含める等の技術検証をトライ＆エラーで行う必要があり、Bについては、いくつかの価格計算の方法を比較検証していく必要があるため、どちらもシミュレーションのシナリオの数やそれに伴う作業負荷は大きなものだと考えられる。
- そのため、作業をスムーズに進めるためにも、分析の所与となる入力データ等は同一のものを使うものの、**Aによる計算ロジックのカスタマイズ（国内研究機関等が実施）やそれに伴う第三者検証と、Bによる市場価格等への影響分析（広域機関が中心となり実施）を並行的に実施することで、効果・効率的に進めることとしたい。**

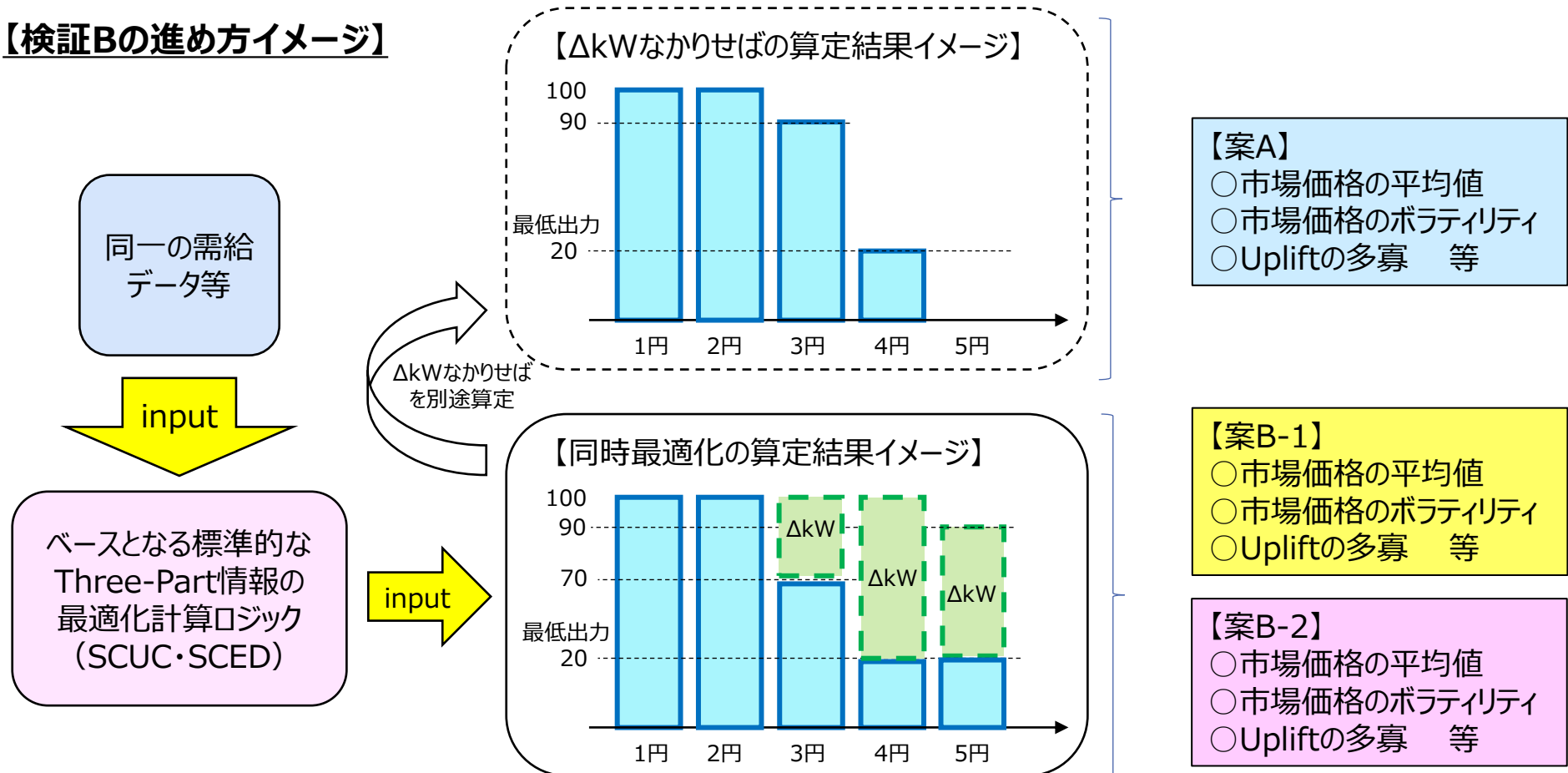
### <イメージ>



21

- 標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（同時最適化）としては、一つの（下中図）算定結果が一意に求まるだけであり、この算出結果に対して、複数の価格算定の考え方を踏まえて、各シナリオにおける市場価格の平均値やボラティリティ、ならびに回収漏れ費用の補填（Uplift）等を計測・比較検証した。

## 【検証Bの進め方イメージ】



- 全国需給データについては、検証A（ロジック技術検証）と同様のデータを準備。
- 市場価格の動向（平均値・ボラティリティ）を掴むために、年間365日（8,760時間）のシミュレーション※を実施。
- また、調整力については簡易的な区分、調整電源の固定運転は模擬せずに、まずは作成。

※ 簡単のため、1週間分のシミュレーションを約52回計算することで実施。

## SCUCのデータ取り扱いに関連する主だったシミュレーション条件

- ✓ 年間365日（8,760時間）
- ✓ 予備力7%、LFC調整力2%を確保

調整力について、まずは  
簡易的な区分で作成

## 電源データの作成

調整電源について  
まずは固定運転  
（セルフスケジュール）  
なしで作成

- ✓ 調整電源
  - 火力：石炭、LNG、石油
  - 水力：揚水・貯水式水力
- ✓ 固定出力電源
  - 再エネ（将来想定）
  - 固定供給力（原子力、一般水力等）

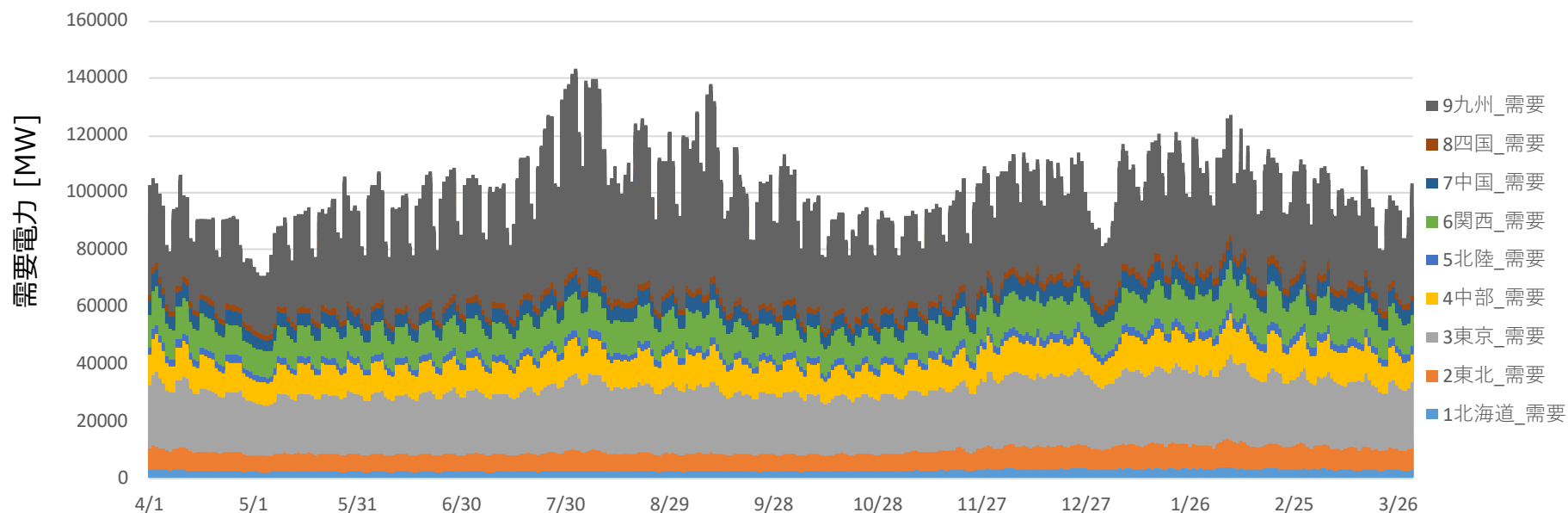
## 需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

- ✓ 電力需要
  - エリア需要の時系列（将来想定）
  - エリア需要を負荷ノードに配賦  
（過去の需要ピーク断面実績の比率で按分）

- 需要データについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の想定需要（kWh）を元に、2019年実績の需要カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。（最大需要は約143GW）

|      | 1 北海道 | 2 東北   | 3 東京   | 4 中部   | 5 北陸  | 6 関西   | 7 中国  | 8 四国  | 9 九州   | 総需要     |
|------|-------|--------|--------|--------|-------|--------|-------|-------|--------|---------|
| 最大需要 | 4,519 | 12,679 | 48,536 | 22,484 | 4,564 | 24,660 | 9,433 | 4,387 | 13,776 | 143,156 |
| 最低需要 | 1,995 | 5,441  | 17,373 | 7,724  | 1,736 | 8,909  | 3,840 | 1,602 | 5,542  | 55,477  |

単位  
[MW]



※ グラフについて、九州エリアの需要が大きいように見えるが、グラフの色・データ処理の関係でこのような描写となっている。  
具体的な各エリアの最大需要・最低需要については上の表を参照されたい。

- 再エネデータについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の導入見込量（kW）を元に、2019年実績の出力カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。
- これにより、晴天の日（出力大）から曇天・雨天の日（出力小）まで傾向を網羅した検証が可能となっている。

| 電源<br>(設備量) | 9エリア合計<br>(MW) |
|-------------|----------------|
| 太陽光         | 116,879        |
| 陸上風力        | 17,881         |
| 洋上風力        | 5,701          |
| 地熱          | 1,499          |
| 水力          | 23,956         |
| バイオ         | 7,906          |
| 原子力         | 37,376         |
| 揚水          | 26,744         |
| 石炭          | 51,964         |
| LNG (MACC)  | 37,934         |
| LNG (ACC)   | 20,865         |
| LNG (CC)    | 10,328         |
| LNG (Conv)  | 16,155         |
| 石油          | 6,847          |

2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

| GW(億kWh) | 2030年度の野心的水準                   | H27策定時                   |
|----------|--------------------------------|--------------------------|
| 太陽光      | 103.5～117.6GW<br>(1,290～1,460) | 64GW (749)               |
| 陸上風力     | 17.9GW (340)                   | 9.2GW (161)              |
| 洋上風力     | 5.7GW (170)                    | 0.8GW (22)               |
| 地熱       | 1.5GW (110)                    | 1.4～1.6GW<br>(102～113)   |
| 水力       | 50.7GW (980)                   | 48.5～49.3GW<br>(939～981) |
| バイオマス    | 8.0GW (470)                    | 6～7GW<br>(394～490)       |
| 発電電力量    | 3,360～3,530億kWh                | 2,366～2,515億kWh          |

※2030年度の野心的水準は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用  
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2参照

- 調整電源データ（火力・揚水）については、燃料特性や起動費等の特定を防ぐため、実データを用いることはせず、2030年頃（2021年度供給計画最終年度）の想定設備量に対し、燃種毎にいくつかの出力帯毎に平均化した諸元で模擬している。
- 一方、調整電源の諸元平均化については、計算収束性の観点や、現実に即した確からしさの観点から、平均化し過ぎない（丸め過ぎない）ことも大切であることから、石炭やConv等、小容量機（100MW以下）から大容量機（1000MW）に亘る多様な設備量がある燃種※<sup>1</sup>については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。
- また燃料費については、市況によって変動があるため、基本試算ケースとして平均的な価格の条件、追加試算ケースとして燃料費が高騰した価格の条件を採用することによって、燃種間の価格比率が変わるときに市場価格（傾向）にどのような影響を与えるかという点についても評価を行えるようにした。

※1 また、LNG（液化天然ガス）については、効率毎に以下の4種類に分類。  
 MACC: More Advanced Combined Cycle（1500℃級コンバインドサイクル）  
 ACC :Advanced Combined Cycle（改良型コンバインドサイクル）  
 CC : Combined Cycle（コンバインドサイクル）  
 Conv: Conventional（従来型）

|         | 石炭  |     |      | MACC | ACC | CC  | Conv |     |      | 石油  |
|---------|-----|-----|------|------|-----|-----|------|-----|------|-----|
|         | 小   | 中   | 大    |      |     |     | 小    | 中   | 大    |     |
| 最大（MW）  | 100 | 600 | 1000 | 500  | 300 | 200 | 100  | 600 | 1000 | 300 |
| 最小（MW）  | 50  | 200 | 350  | 150  | 150 | 50  | 50   | 150 | 150  | 100 |
| LFC幅（%） | 5   | 5   | 5    | 5    | 5   | 5   | 5    | 5   | 5    | 5   |
| 起動費（万円） | 250 | 650 | 990  | 160  | 140 | 130 | 100  | 160 | 200  | 150 |

- 燃種間の価格比率が異なるため、基本試算ケース（2015年3月CIF価格を元に作成）に比べ、追加試算ケース（2022年9月CIF価格を元に作成）では最も安価な石炭とそれ以外の燃種の価格差の比率は相対的に小さい。

【基本試算ケースの増分費用等カーブ】

|                    | 石炭   |      |       | MACC | ACC  | CC    | CONV  |       |       | 石油    |
|--------------------|------|------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                    | 小    | 中    | 大     |      |      |       | 小     | 中     | 大     |       |
| 最大(MW)             | 100  | 600  | 1,000 | 500  | 300  | 200   | 100   | 600   | 1,000 | 300   |
| 最低出力費用<br>(円/kWh)  | 3.87 | 4.08 | 3.93  | 9.69 | 9.56 | 12.60 | 11.74 | 13.17 | 15.62 | 12.64 |
| 第二区分燃料費<br>(円/kWh) | 3.20 | 2.91 | 2.84  | 8.07 | 8.75 | 9.84  | 10.81 | 10.22 | 9.81  | 9.39  |
| 第三区分燃料費<br>(円/kWh) | 3.30 | 3.00 | 2.89  | 8.28 | 8.96 | 10.31 | 11.18 | 10.59 | 10.14 | 9.43  |
| 第四区分燃料費<br>(円/kWh) |      | 3.09 | 2.95  | 8.48 | 9.16 | 10.79 |       | 10.97 | 10.48 | 9.47  |
| 第五区分燃料費<br>(円/kWh) |      | 3.19 | 3.01  | 8.69 |      |       |       | 11.34 | 10.81 |       |
| 第六区分燃料費<br>(円/kWh) |      |      | 3.07  |      |      |       |       |       | 11.14 |       |
| 第七区分燃料費<br>(円/kWh) |      |      | 3.13  |      |      |       |       |       | 11.47 |       |

【基本試算ケースの平均費用カーブ】

|                    | 石炭   |      |       | MACC | ACC  | CC    | CONV  |       |       | 石油    |
|--------------------|------|------|-------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                    | 小    | 中    | 大     |      |      |       | 小     | 中     | 大     |       |
| 最大(MW)             | 100  | 600  | 1,000 | 500  | 300  | 200   | 100   | 600   | 1,000 | 300   |
| 最低出力費用<br>(円/kWh)  | 3.87 | 4.08 | 3.93  | 9.69 | 9.56 | 12.60 | 11.74 | 13.17 | 15.62 | 12.64 |
| 第二区分燃料費<br>(円/kWh) | 3.76 | 3.89 | 3.80  | 9.39 | 9.46 | 11.91 | 11.58 | 12.54 | 14.21 | 11.99 |
| 第三区分燃料費<br>(円/kWh) | 3.60 | 3.61 | 3.60  | 8.99 | 9.32 | 11.07 | 11.40 | 11.71 | 12.36 | 11.06 |
| 第四区分燃料費<br>(円/kWh) |      | 3.48 | 3.48  | 8.83 | 9.27 | 10.90 |       | 11.45 | 11.75 | 10.64 |
| 第五区分燃料費<br>(円/kWh) |      | 3.41 | 3.40  | 8.78 |      |       |       | 11.38 | 11.50 |       |
| 第六区分燃料費<br>(円/kWh) |      |      | 3.36  |      |      |       |       |       | 11.40 |       |
| 第七区分燃料費<br>(円/kWh) |      |      | 3.33  |      |      |       |       |       | 11.38 |       |

【追加試算ケースの増分費用等カーブ】

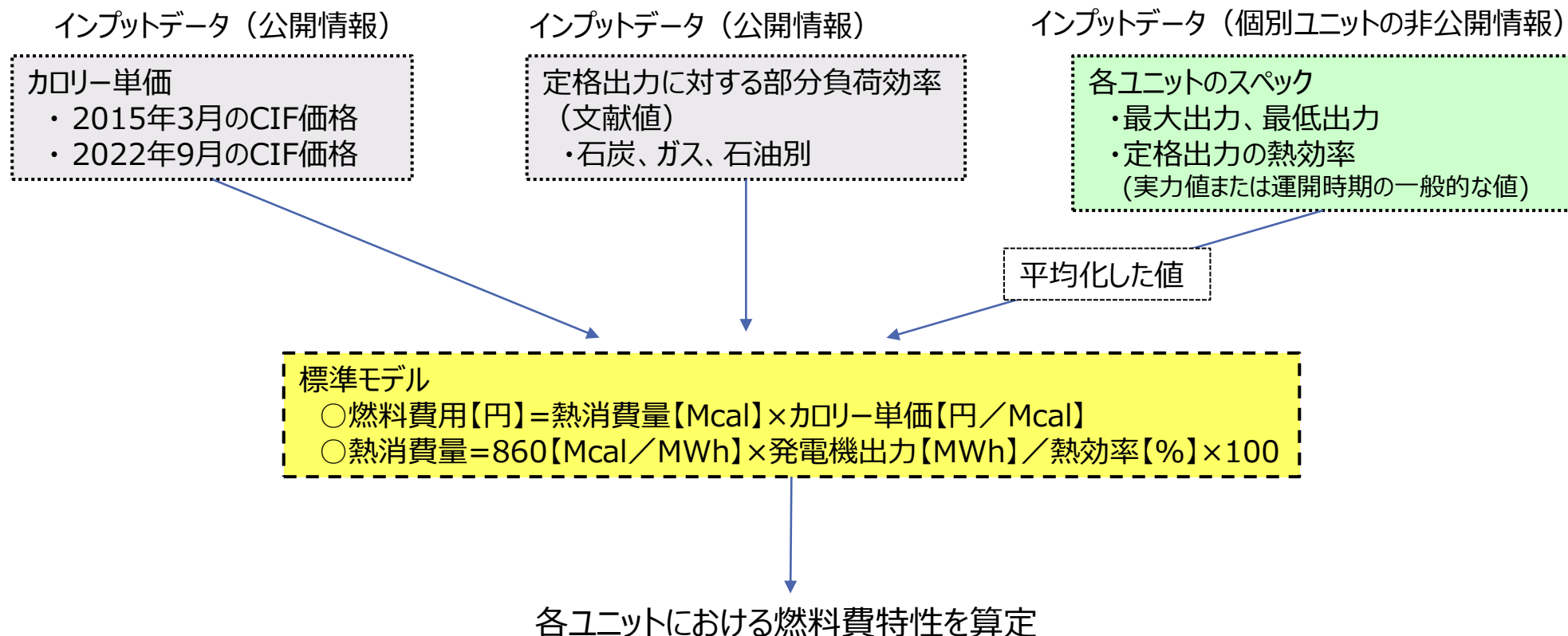
|                    | 石炭    |       |       | MACC  | ACC   | CC    | CONV  |       |       | 石油    |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                    | 小     | 中     | 大     |       |       |       | 小     | 中     | 大     |       |
| 最大(MW)             | 100   | 600   | 1,000 | 500   | 300   | 200   | 100   | 600   | 1,000 | 300   |
| 最低出力費用<br>(円/kWh)  | 20.03 | 21.14 | 20.35 | 21.15 | 20.86 | 27.49 | 25.60 | 28.74 | 34.07 | 29.81 |
| 第二区分燃料費<br>(円/kWh) | 16.56 | 15.06 | 14.67 | 17.62 | 19.10 | 21.46 | 23.58 | 22.30 | 21.40 | 22.14 |
| 第三区分燃料費<br>(円/kWh) | 17.10 | 15.54 | 14.98 | 18.06 | 19.54 | 22.49 | 24.40 | 23.11 | 22.13 | 22.23 |
| 第四区分燃料費<br>(円/kWh) |       | 16.02 | 15.28 | 18.51 | 19.99 | 23.53 |       | 23.92 | 22.85 | 22.33 |
| 第五区分燃料費<br>(円/kWh) |       | 16.49 | 15.58 | 18.96 |       |       |       | 24.74 | 23.58 |       |
| 第六区分燃料費<br>(円/kWh) |       |       | 15.89 |       |       |       |       |       | 24.31 |       |
| 第七区分燃料費<br>(円/kWh) |       |       | 16.19 |       |       |       |       |       | 25.03 |       |

【追加試算ケースの平均費用カーブ】

|                    | 石炭    |       |       | MACC  | ACC   | CC    | CONV  |       |       | 石油    |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                    | 小     | 中     | 大     |       |       |       | 小     | 中     | 大     |       |
| 最大(MW)             | 100   | 600   | 1,000 | 500   | 300   | 200   | 100   | 600   | 1,000 | 300   |
| 最低出力費用<br>(円/kWh)  | 20.03 | 21.14 | 20.35 | 21.15 | 20.86 | 27.49 | 25.60 | 28.74 | 34.07 | 29.81 |
| 第二区分燃料費<br>(円/kWh) | 19.45 | 20.12 | 19.68 | 20.50 | 20.64 | 25.98 | 25.26 | 27.36 | 31.00 | 28.27 |
| 第三区分燃料費<br>(円/kWh) | 18.65 | 18.67 | 18.63 | 19.61 | 20.33 | 24.14 | 24.86 | 25.55 | 26.97 | 26.10 |
| 第四区分燃料費<br>(円/kWh) |       | 18.00 | 18.00 | 19.27 | 20.22 | 23.78 |       | 24.98 | 25.63 | 25.10 |
| 第五区分燃料費<br>(円/kWh) |       | 17.67 | 17.61 | 19.16 |       |       |       | 24.83 | 25.08 |       |
| 第六区分燃料費<br>(円/kWh) |       |       | 17.37 |       |       |       |       |       | 24.86 |       |
| 第七区分燃料費<br>(円/kWh) |       |       | 17.21 |       |       |       |       |       | 24.83 |       |

- 市場価格に最も影響すると思われる、燃料費特性※の作成においては、過去のCIF価格（公開情報）に加えて、平均的な部分負荷効率、個別ユニットの非公開情報（出力・熱効率）を平均化した値を元に、各ユニットにおける燃料費特性を算定している。

※ 燃料費については、市況によって変動（幅）があるため、複数ケースの検証を行った。



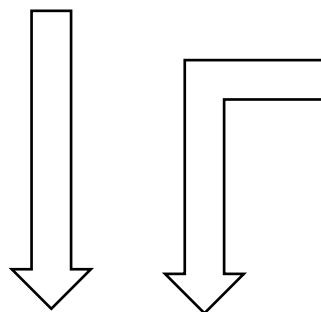
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元にして、各シナリオにおけるkWh・ΔkWそれぞれの市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価した。

### 最適化変数

- ✓ 計画停止（エリア,燃料種,月）
- ✓ 発電量（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 最低出力（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 連系線通過量（時刻,連系線,方向）

### 制約条件

- ✓ 発電量 < 設備量 - 計画停止 - 上げ代
- ✓ 連系線通過量 < 空容量
- ✓  $0 < \text{揚水池水位} < \text{上限}$
- ✓ **予備率制約**：需要×107%  
< 原子力・再エネ発電量+火力・揚水供給力
- ✓ **調整力制約**：需要×2%  
< 火力調整力（上げ代）+揚水調整力



目的関数（総電源エネルギー費用最小化）

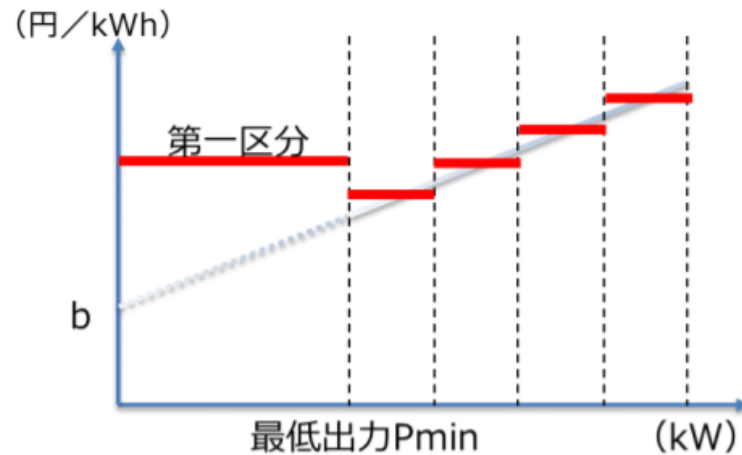
発電量×可変費（円/kWh） + 起動量×起動費（円/kW・回）

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 市場価格の計測・比較検証
  - － 1. 前日同時市場のkWh価格
  - － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
  - － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
  - － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
  - － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

- 「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめにおいて、**kWh約定価格はシングルプライスオークションを基本線にしつつ、検討すべき論点（シナリオ）が提示されている。**
  - 最低出力費用の取扱い（増分費用等カーブと平均費用カーブ）
  - $\Delta kW$ の考慮有無での複数の価格決定方法
  - kWhの約定価格への起動費の織り込み方法
  - 価格弾力性の考慮
- この点、まずもって**起動費等の取漏れはUpliftでの補填とし、また価格弾力性は考慮せず需要は固定した**うえで、複数の論点（最低出力費用の取扱い、 $\Delta kW$ の考慮有無）に関するkWh約定価格の決定方法について、検討を進めることとした。
- これらの論点（シナリオ）の考え方を整理のうえ、**パラメータを変化させながら定量評価（検証）することで、kWh価格算定方法について特徴を洗い出す（傾向を把握する）**こととした。

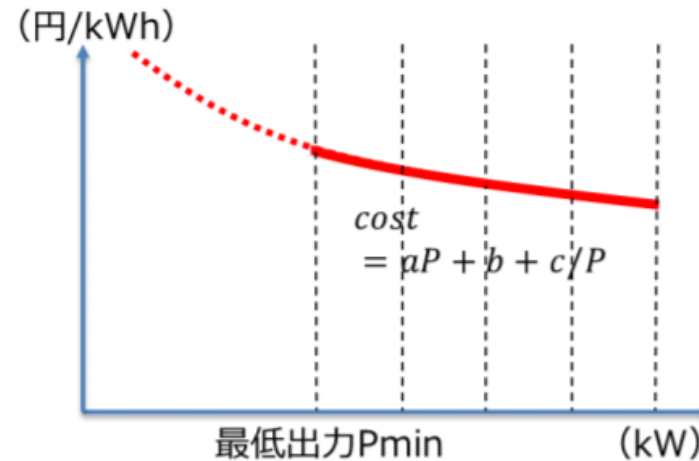
- 価格算定時の最低出力費用の取扱いについては、「①最低出力にかかる平均費用と増分費用カーブ（以下「増分費用等カーブ」という。）」ならびに「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、それぞれ得失があることから、いずれの考え方をとることが適切かは、最終的に日本の電源特性も踏まえつつ、シミュレーションを行った上で決定する必要があるとされた。

## ①最低出力にかかる平均費用と増分費用カーブ



- ①-1：第一区分が高価な場合、約定価格を第一区分で決定  
⇒第一区分の取漏れが生じないが、市場価格が著しく高くなる可能性が存在。
- ①-2：第二区分以降で決定  
⇒第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能だが、第一区分の費用が取漏れて費用補填を行う必要がある可能性が存在。

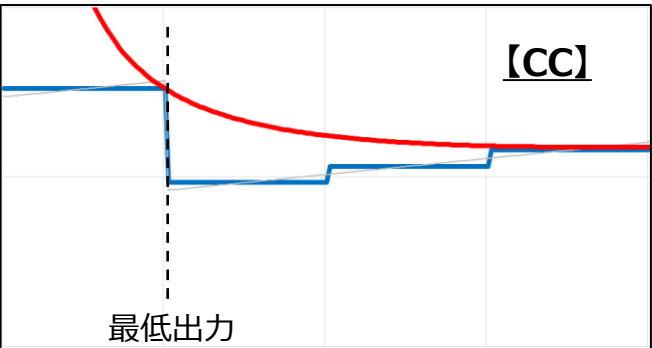
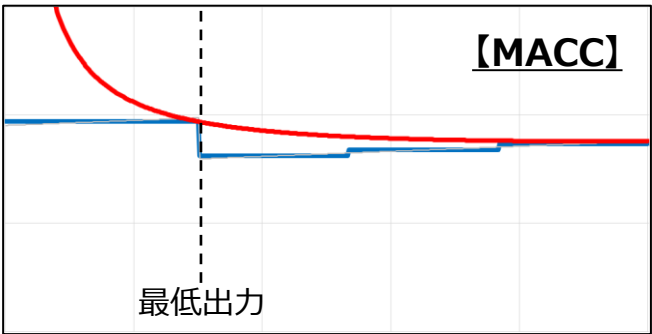
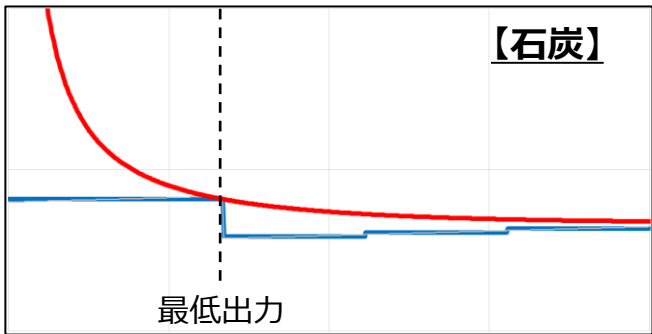
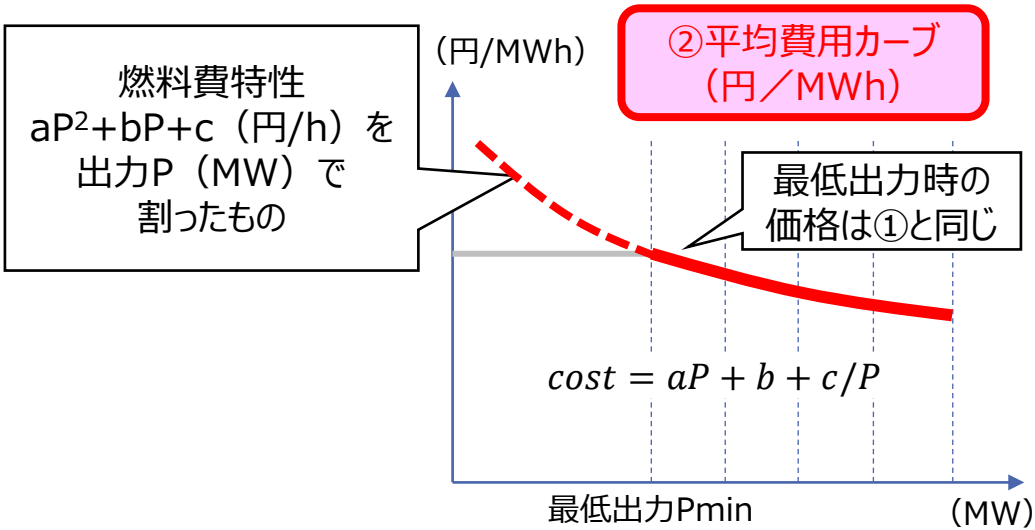
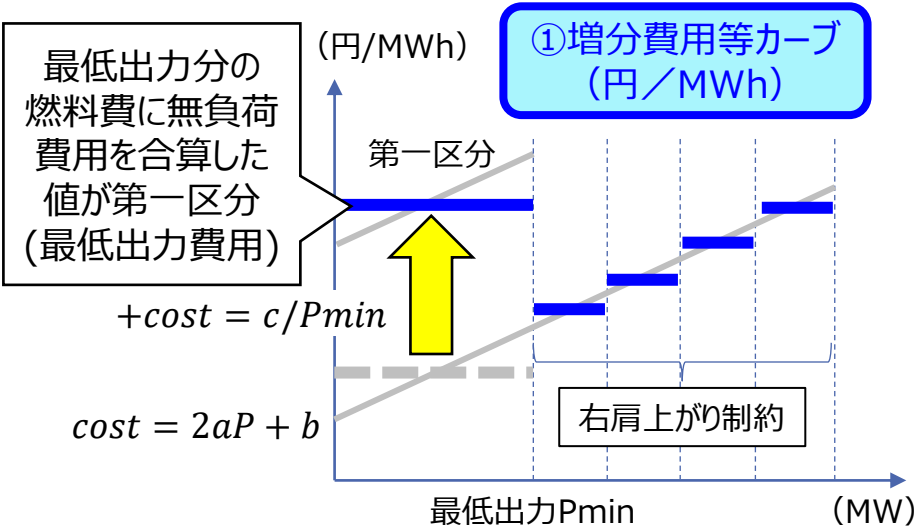
## ②平均費用カーブ



- 第一区分の取漏れが生じず、かつ、第一区分により市場価格が高くなる可能性を回避することが可能。
  - Three-Part Offerを前提としつつ、平均費用カーブで約定価格を決定する諸外国の事例は確認できておらず、約定価格の計算負荷等の課題がないか、検証が必要。
- (※) 平均費用カーブは出力量を確定しないと費用が決まらないことから、一旦は、限界費用カーブを用いて各電源の出力量を確定し、その上で、平均費用カーブに直して供給曲線を作成の上約定単価を計算することになる。

図 24 限界費用カーブと平均費用カーブの留意点

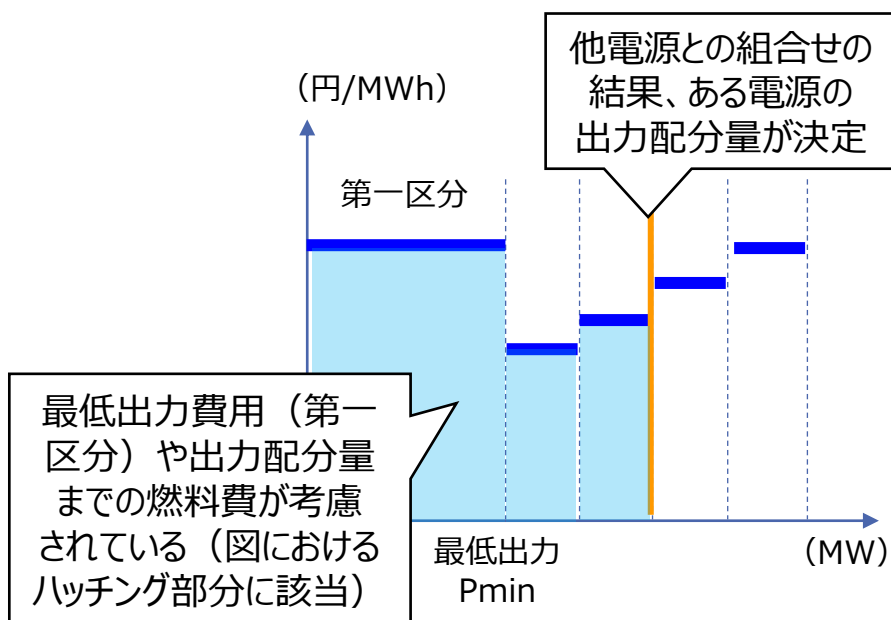
■ 「①増分費用等カーブ」「②平均費用カーブ」については、どの燃種においても基本的に②が高くなる傾向があるため、どの程度の差異となるかについて、市場価格（平均値やボラティリティ）の計測を行い、比較検証を行った。



- 約定電源を決定する際は、電源起動・出力配分ロジックにおいて、当該電源の最低出力費用（第一区分）や、出力配分量までの燃料費（ならびに起動費）を考慮して、総電源エネルギー費用が最小となる他電源との組合せ（起動有無、出力配分量）を算定している。
- 一方で、今回の「①増分費用等カーブ」と「②平均費用カーブ」のどちらにするかについては、ある電源の出力配分量（約定結果）自体は同じだとしても、価格の算定方法（①or②）が変われば、約定価格の方は変わり得るため、どちらの方法を選ぶかという価格決めの問題となる。

### 【約定電源決定時】

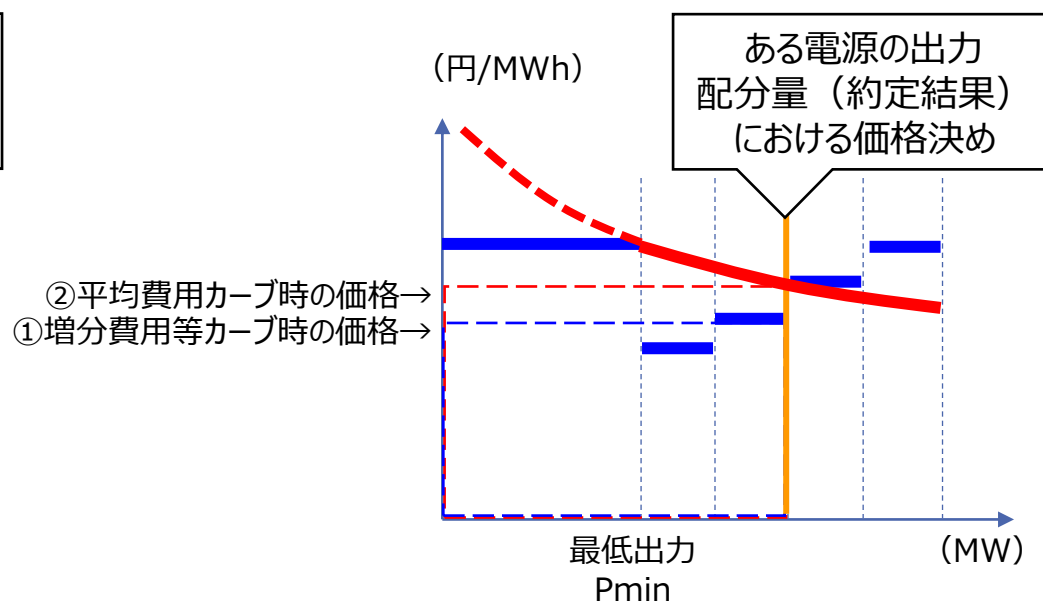
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

### 【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当



- 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックを用いて最適化計算をすることで、kWhとΔkWの同時最適結果が算出される。
- 「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめにおいては、kWh価格を決定するにあたり、ΔkWの考慮有無や費用カーブの取扱いに応じて、複数の案が示されていた。
  - 案A：ΔkWなかりせばの増分費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
  - 案B-1：同時最適結果の増分費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
  - 案B-2：同時最適結果に対して、米PJM同様、シャドウプライスを適用する案

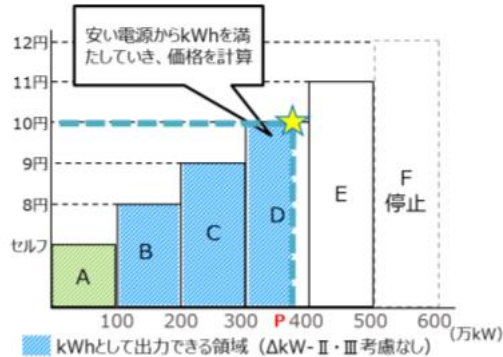


図 31 ΔkW-II・IIIを考慮しない方法（案A）

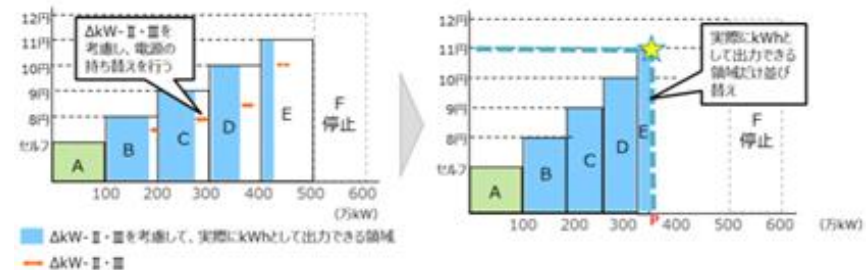


図 32 ΔkW-II・IIIを考慮する方法（案B-1）

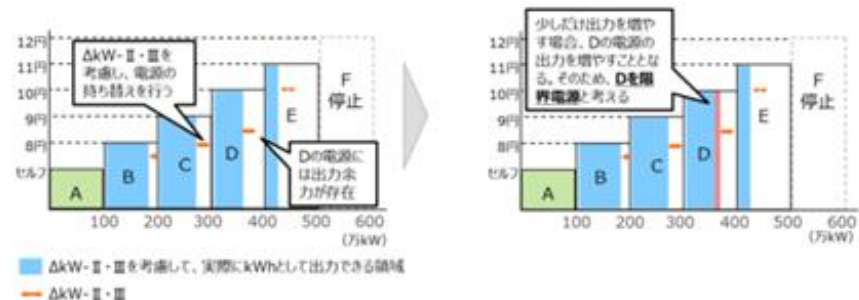


図 33 ΔkW-II・IIIを考慮する方法（案B-2）

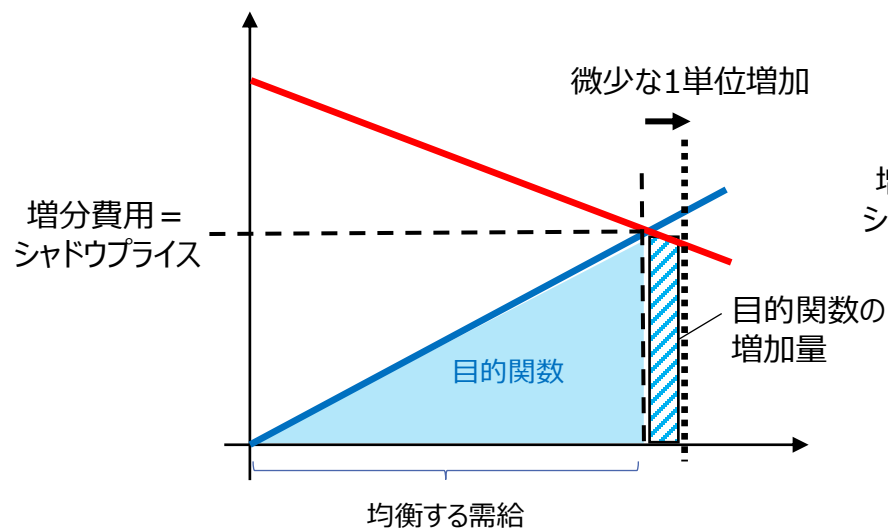
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における増分費用となる。

### 【シャドウプライスの定義】

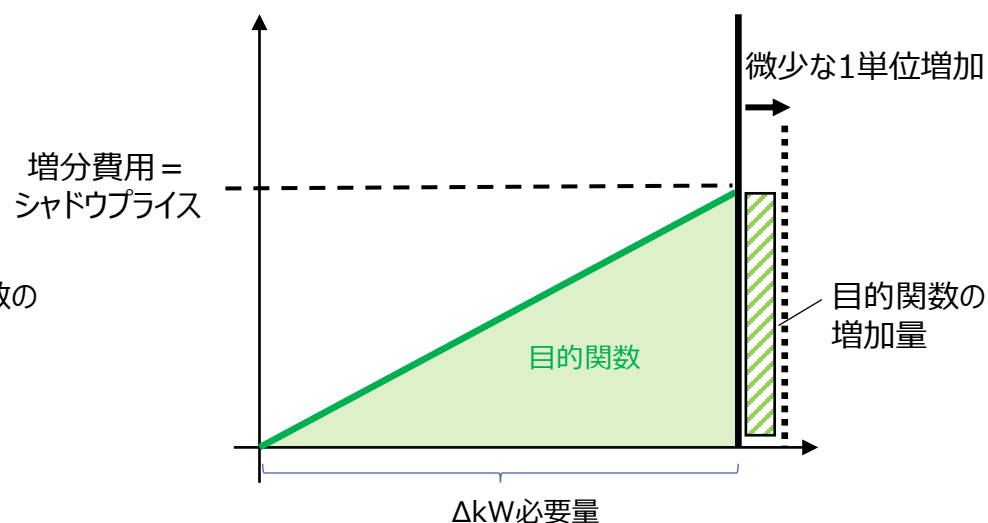
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される<sup>50</sup>。この制約条件のシャドウプライス<sup>51</sup>が、その市場における均衡価格を示す。

<sup>51</sup> 数理計画上、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。

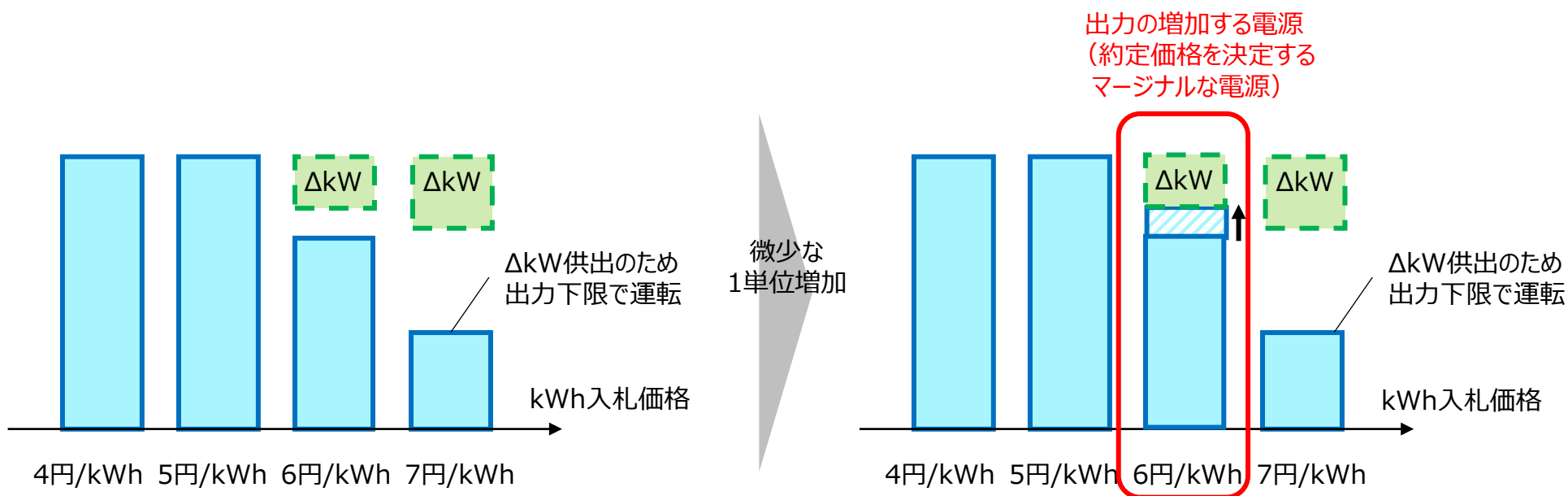
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



調整力（ $\Delta kW$ ）確保制約に対応するシャドウプライス



- 需給均衡点における増分費用は、前述どおり、需要（供給）が微少に1単位増えた時に出力増加する電源となる。
- そのため、例えば、調整力確保制約等により出力下限で運転している増分費用が高い電源がある場合等は、それが約定価格を決定するマージナルな電源（需給均衡点における増分費用電源）になるとは限らない。



■ 最低出力費用の取扱い（増分費用等カーブか平均費用カーブ）とΔkWの考慮有無（案Aか案B-1か案B-2）の組合せについて、基本試算ケースと追加試算ケースの燃料価格の下でkWh価格を算定した結果は下表の通り。

基本試算ケースにおける増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率

追加試算ケースにおける増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率

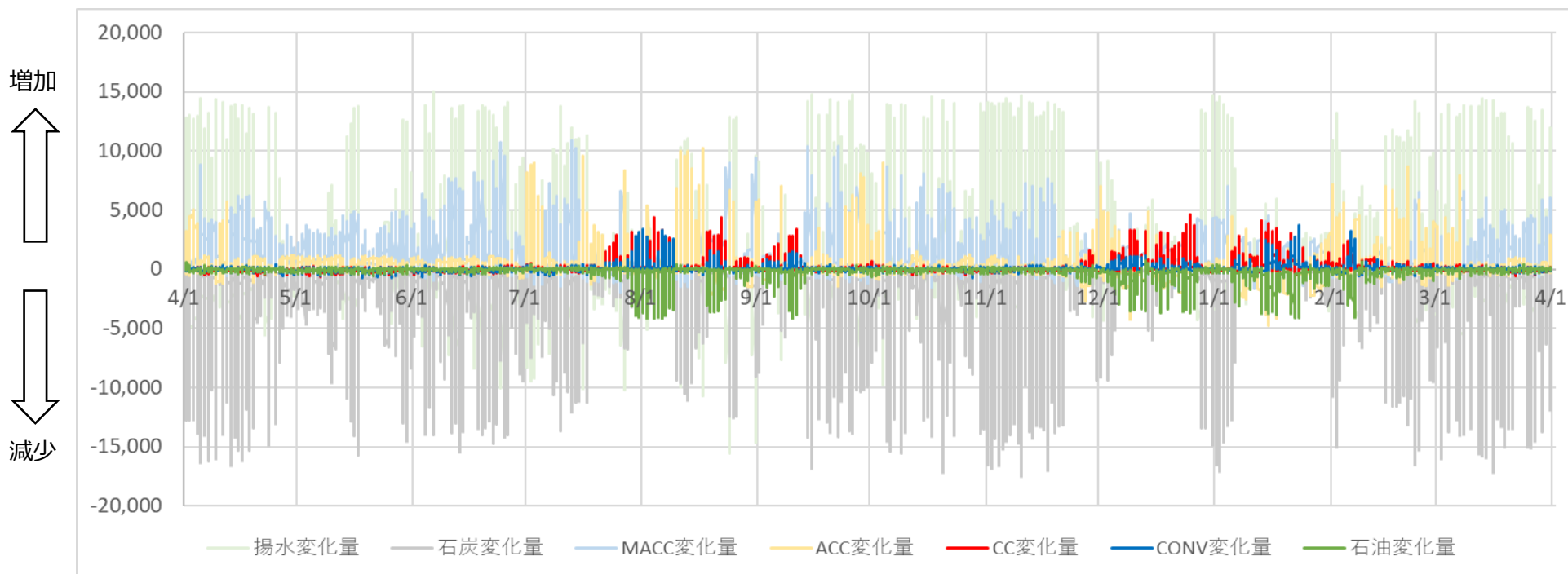
(東京エリアを含む広域ブロックの値)

|             | ΔkW考慮        |         | 案A<br>ΔkWなかりせばのマージナル | 案B-1<br>同時最適のマージナル | 案B-2<br>同時最適のシャドウプライス |
|-------------|--------------|---------|----------------------|--------------------|-----------------------|
| 基本試算<br>ケース | 増分費用<br>等カーブ | 市場価格平均値 | 1.03                 | 1.83               | 1.00                  |
|             |              | 年間卸取引費用 | 1.05                 | 1.80               | 1.00                  |
|             | 平均費用<br>カーブ  | 市場価格平均値 | 1.07                 | 1.83               | 1.10                  |
|             |              | 年間卸取引費用 | 1.09                 | 1.81               | 1.10                  |
| 追加試算<br>ケース | 増分費用<br>等カーブ | 市場価格平均値 | 1.08 2.69            | 1.65 4.10          | 1.00 2.48             |
|             |              | 年間卸取引費用 | 1.09 2.69            | 1.63 4.05          | 1.00 2.48             |
|             | 平均費用<br>カーブ  | 市場価格平均値 | 1.12 2.77            | 1.66 4.13          | 1.10 2.74             |
|             |              | 年間卸取引費用 | 1.12 2.78            | 1.65 4.08          | 1.10 2.73             |

※ 年間卸取引費用とは、各コマにおける「市場価格×総需要」を1年間分足し合わせたもの。

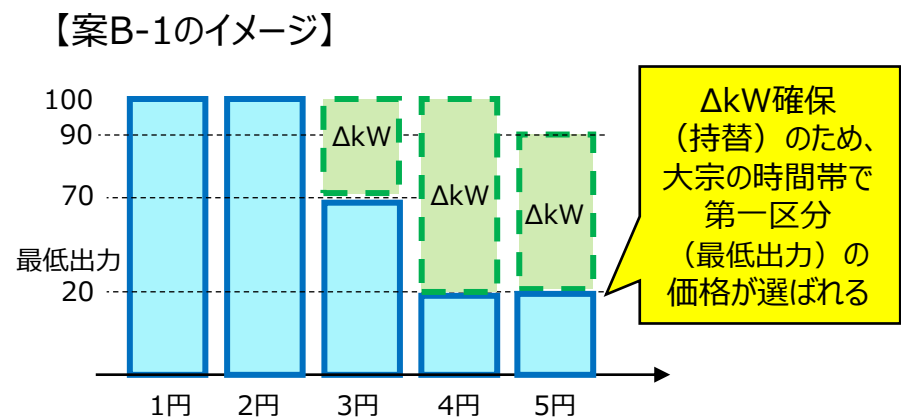
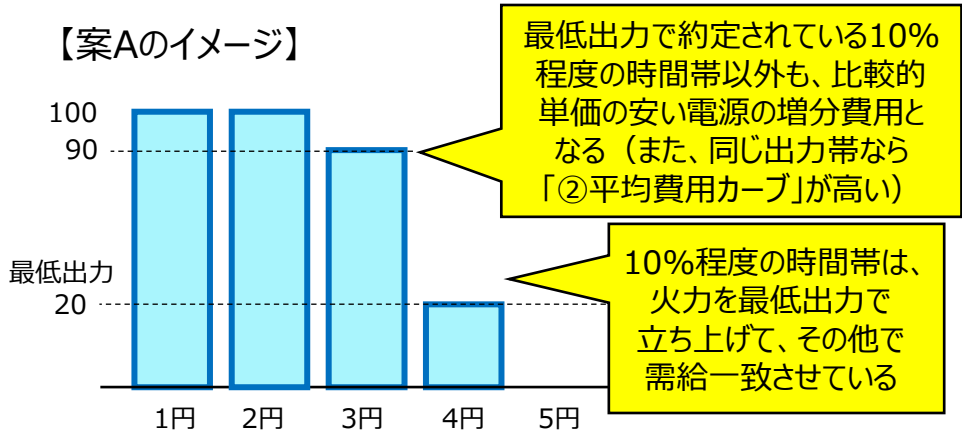
- 燃料費（パラメータ）を変えた結果として、発電機態勢（同時最適化結果）自体も変わり得る。
- 基本試算ケースと追加試算ケースにおいて、発電機態勢の差（燃種別の発電量の差）を分析した結果は以下の通りである。
- 基本試算ケースと追加試算ケースの比較において、LNGは石炭・石油に比べ、価格の上昇比率が小さいため、MACC・ACC・CC・CONVの発電量が増加し、石炭・石油の発電量が減少するという結果となった。

発電量【MW】 ※コマ毎のMW変化量



・全国の発電量の合計値  
・基本試算ケースから、発電量が増加した場合を正としている

- 基本的には、どの電源種においても最低出力費用が含まれる第一区分の価格が最も高いため、市場価格平均値の傾向（多寡）は、第一区分（最低出力）で約定する時間帯がどの程度存在するかに大きく依存する。
- この点、案B-1においては、 $\Delta kW$ 確保（持替）のために大宗の時間帯において最低出力の電源が存在するため、市場価格平均値が最も高くなり、また「①増分費用等カーブ」「②平均費用カーブ」共に最低出力時の価格は同じとなるため、両者で大きな差がついていないと考えられる。
- また、案Aにおいても、最低出力の電源が存在するケースはあるが、その時間が少ないことや、そもそもがkWhのみのバランスであり単価の高い電源が起動していない等の要因により、案B-1と比較すると低廉になっていると考えられる。

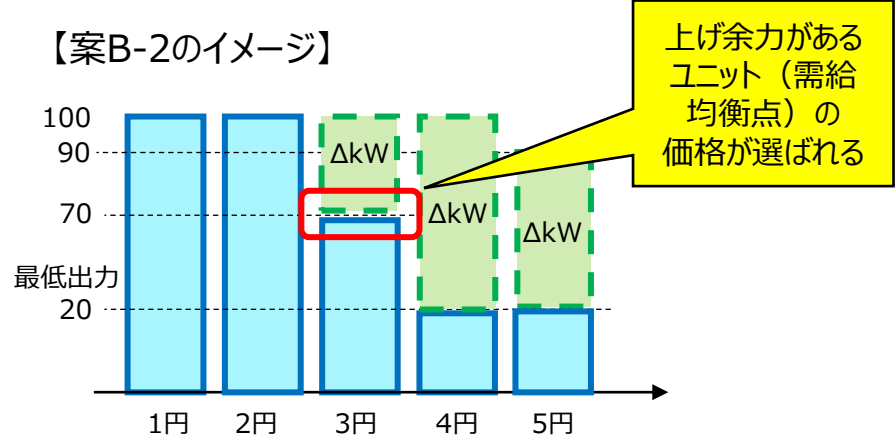
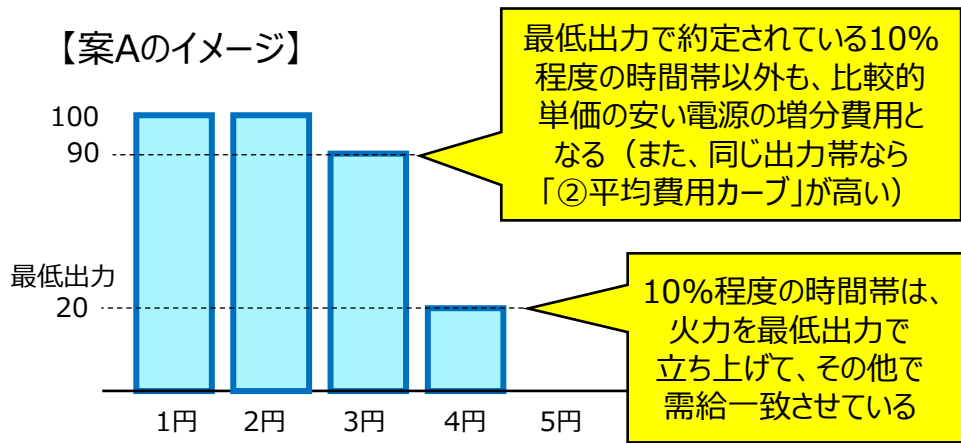


【基本試算ケースの場合】

| $\Delta kW$ 考慮 |          | 案A（ $\Delta kW$ なかりせばのマージナル） | 案B-1（同時最適のマージナル） |
|----------------|----------|------------------------------|------------------|
| 増分費用等カーブ       | 市場価格平均値※ | 1.03                         | 1.83             |
|                | 第一区分約定時間 | 1075時間（12%）                  | 8547時間（98%）      |
| 平均費用カーブ        | 市場価格平均値※ | 1.07                         | 1.83             |
|                | 第一区分約定時間 | 1003時間（11%）                  | 8440時間（96%）      |

※ 増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率。

- 一方で、案B-2はマージナル（最高）価格ではなく、シャドウプライス（需給均衡点における増分費用）で決まり、需要（供給）が微少に1単位増えた時に出力増加する電源が選ばれる。
- この点、同時最適（ $\Delta kW$ 確保）の結果としては、比較的単価の安い電源にも上げ余力が存在することから、それらが約定価格として選ばれる等の要因により、案B-1と比較すると低廉になっていると考えられる（案Aと同じ水準感になったのは、結果論と考えられるか）。



【基本試算ケースの場合】

| $\Delta kW$ 考慮 |          | 案A（ $\Delta kW$ なかりせばのマージナル） | 案B-2（同時最適のシャドウプライス） |
|----------------|----------|------------------------------|---------------------|
| 増分費用等カーブ       | 市場価格平均値※ | 1.03                         | 1.00                |
|                | 第一区分約定時間 | 1075時間（12%）                  | 0時間（0%）             |
| 平均費用カーブ        | 市場価格平均値※ | 1.07                         | 1.10                |
|                | 第一区分約定時間 | 1003時間（11%）                  | 0時間（0%）             |

※ 増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率。

- また、追加試算ケースにおける市場価格平均値の傾向（構造）についても、案B-1が案A、案B-2に比べ高くなる構造的要因※については変わらなかった。

※ ΔkW確保（持替）のために、大宗の時間帯において最低出力の電源が存在することで市場価格平均値が最も高くなり、また「①増分費用等カーブ」「②平均費用カーブ」共に最低出力時の価格は同じとなるため、両者で大きな差がつかない

- 他方、基本試算ケースと比較して、案B-1と案A、案B-2の価格差が小さくなっており、この点は、最安価な石炭とその他電源の燃料費の差が小さくなったことで、第一区分で約定していることの影響が小さくなったものと考えられる。

【追加試算ケース】

| ΔkW考慮        |           | 案A<br>(ΔkWなかりせばのマーヅナル) | 案B-1<br>(同時最適のマーヅナル) | 案B-2<br>(同時最適のシャドウプライス) |
|--------------|-----------|------------------------|----------------------|-------------------------|
| 増分費用<br>等カーブ | 市場価格平均値※1 | 1.08                   | 1.65                 | 1.00                    |
|              | 第一区分約定時間  | 1433時間（16%）            | 8547時間（98%）          | 0時間（0%）                 |
| 平均費用<br>カーブ  | 市場価格平均値※1 | 1.12                   | 1.66                 | 1.10                    |
|              | 第一区分約定時間  | 1349時間（15%）            | 8218時間（94%）          | 0時間（0%）                 |

※1 追加試算ケースにおける増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率。

【基本試算ケース】

| ΔkW考慮        |           | 案A<br>(ΔkWなかりせばのマーヅナル) | 案B-1<br>(同時最適のマーヅナル) | 案B-2<br>(同時最適のシャドウプライス) |
|--------------|-----------|------------------------|----------------------|-------------------------|
| 増分費用<br>等カーブ | 市場価格平均値※2 | 1.03                   | 1.83                 | 1.00                    |
|              | 第一区分約定時間  | 1075時間（12%）            | 8547時間（98%）          | 0時間（0%）                 |
| 平均費用<br>カーブ  | 市場価格平均値※2 | 1.07                   | 1.83                 | 1.10                    |
|              | 第一区分約定時間  | 1003時間（11%）            | 8440時間（96%）          | 0時間（0%）                 |

※2 基本試算ケースにおける増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率。

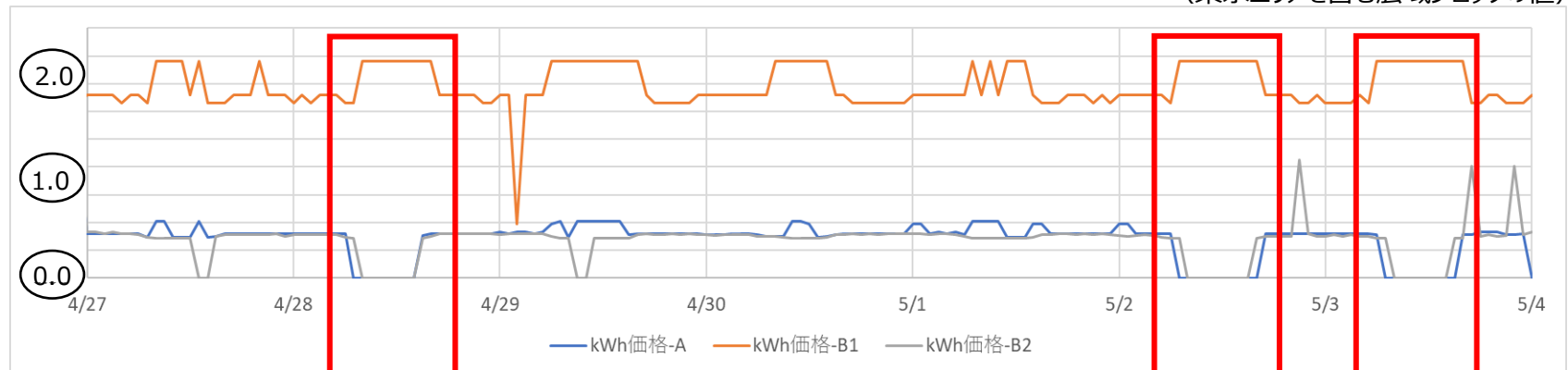
- 続いて、 $\Delta$ kWh価格算定等その他の論点の検証を進めるにあたり、組合せのパターンが膨大にならないよう、ひとまずの検証の前提として、kWh価格の算定方法の絞り込みを行うこととした。
- まず、案B-1については、案A、案B-2と比較し、市場価格平均値は相当高くなる傾向があり、全体コストが高くなる。
- また、個別の傾向を見ても、案B-1は軽負荷期等の再エネ余剰時に逆に価格が上がる※等、再エネ余剰時に電力需要を増加させるといった行動を促す価格シグナルを発していると言い難いことから、まずもって案B-1は除外した。

※ 案A（火力なしでkWh上バランスする）と案B-2（再エネ制御量が1MW変化することを評価）では0円/kWhになる。

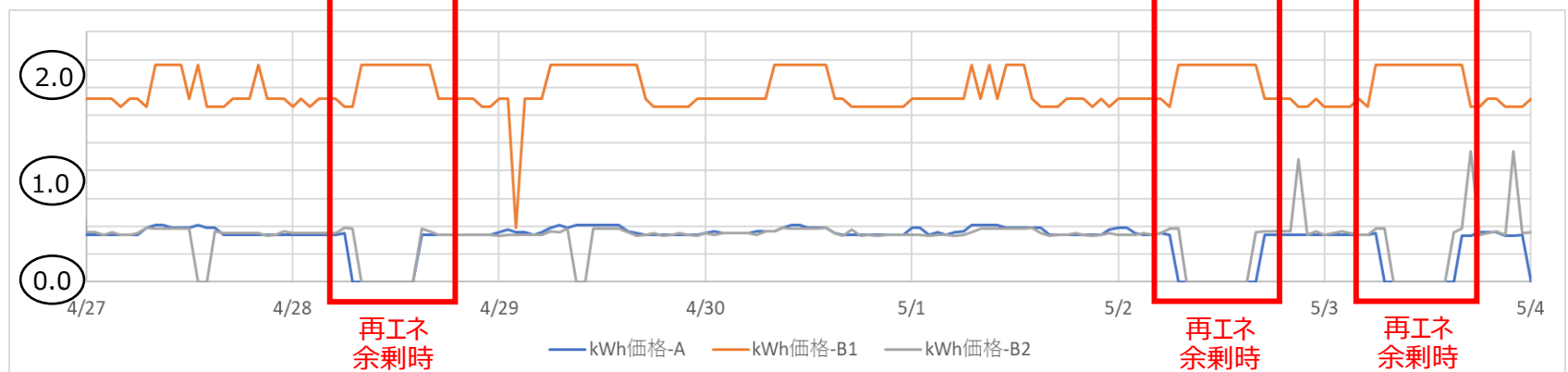
## 【基本試算ケース（春期）】

（東京エリアを含む広域ブロックの値）

増分費用  
等カーブ

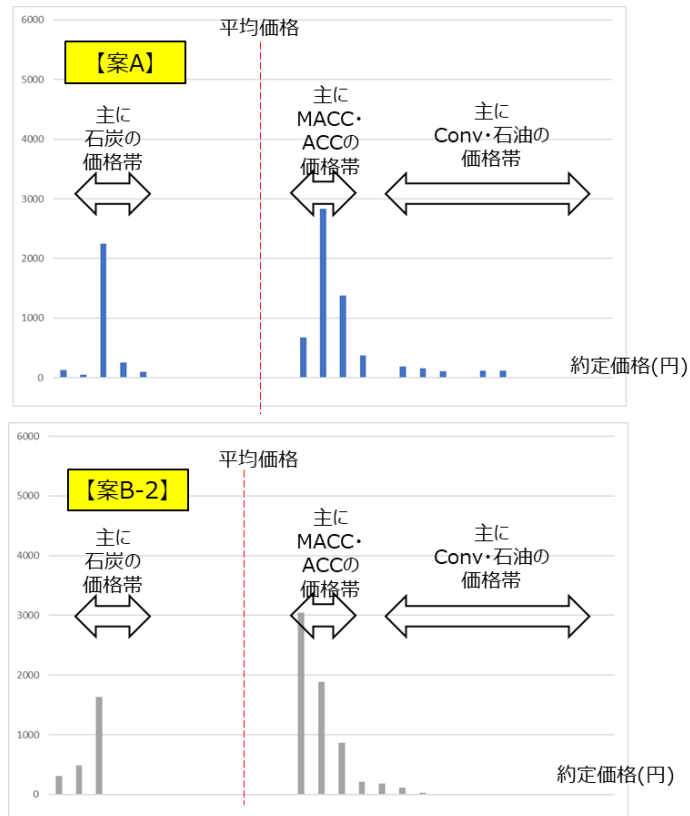


平均費用  
カーブ

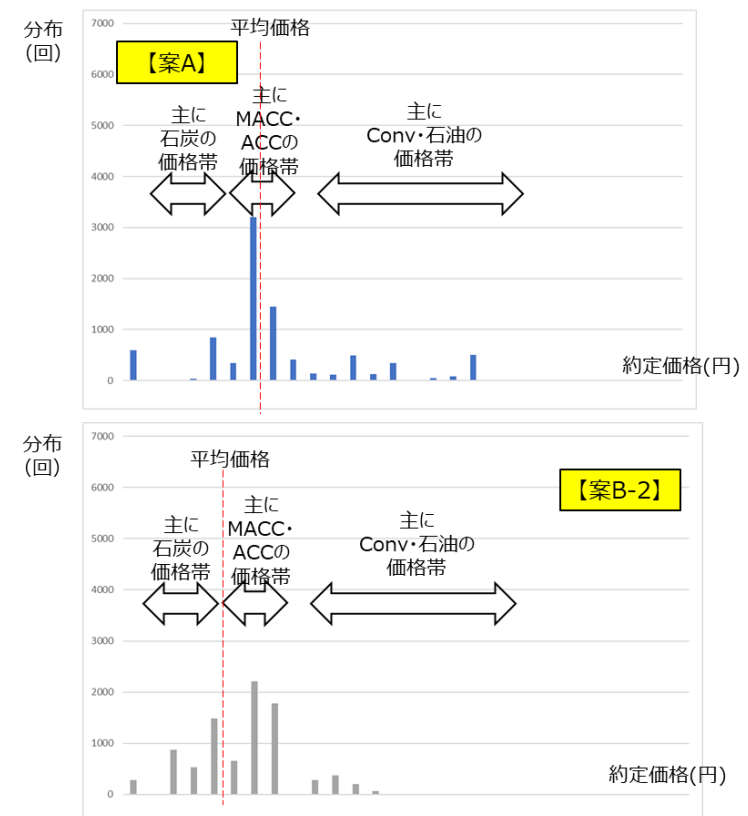


- 続いて、案Aと案B-2の比較について、基本試算ケース・追加試算ケースともに、第一区分約定が存在する分（案Aで10%程度）、案Aの方が若干、高価格帯の約定が多いものの、市場価格平均値の傾向は大きく変わらない。
- そのため、まずもっては $\Delta$ kWなかりせばを別途算定するロジック等を必要とせず、検証簡略化が図れる案B-2をベースに更なる検証を進めることとした。

## 【基本試算ケース（平均値・分布）】



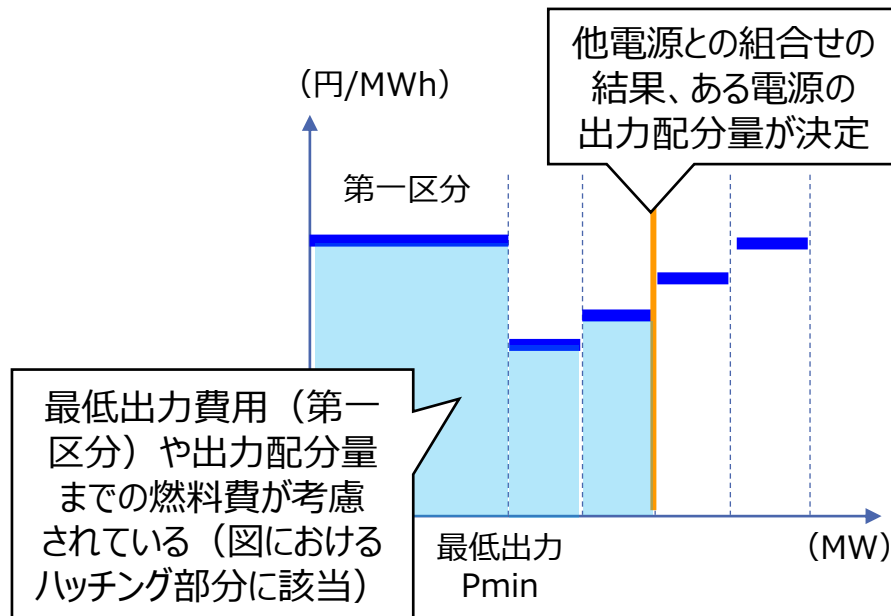
## 【追加試算ケース（平均値・分布）】



- 次に、「①増分費用等カーブ」「②平均費用カーブ」の比較について、若干、「②平均費用カーブ」の方が算出される市場価格が高い場合が多いものの、全体の傾向としてあまり大きくは変わらない。
- そのためこちらも、まずもってはThree-Part入札情報（約定電源決定時）とkWh約定価格決定時で異なる単価を用いる必要がなく、検証簡略化が図れる「①増分費用等カーブ」をベースにΔkW価格の検証を進めることとした。

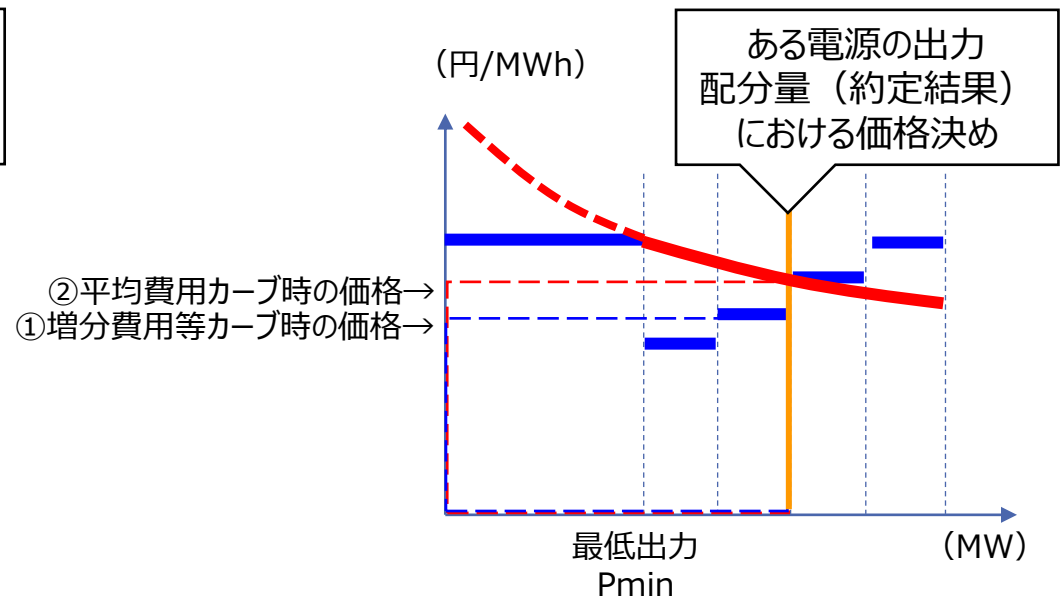
## 【約定電源決定時】

電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



## 【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当



※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

- kWh価格の決定方法として、最低出力費用（増分費用等カーブ、平均費用カーブ）と $\Delta kW$ 考慮の有無（案A、案B-1、案B-2）を組み合わせた6通りの算定方法が考えられるところ。
- これらの案に対して、複数の燃料価格の下で市場価格構造を比較検証したところ、**案B-1の場合には $\Delta kW$ 確保（持替）のために大宗の時間帯において最低出力の電源が存在するため市場価格平均値が最も高くなる一方、案Aと案B-2は同程度の水準感**であった。
- 個別の傾向を見ても、案B-1は軽負荷期等の再エネ余剰時に逆に価格が上がる等、再エネ余剰時に電力需要を増加させるといった行動を促す価格シグナルを発していると言い難いことから、まずもって案B-1は除外した。
- さらに案Aと案B-2の比較については、市場価格平均値の傾向は大きく変わらないことから、まずもっては $\Delta kW$ なかりせばを別途算定するロジック等を必要とせず、**検証簡略化が図れる案B-2を今後の価格検証におけるベース**とした。
- また増分費用等カーブ平均費用カーブの比較について、若干、平均費用カーブの方が算出される市場価格が高い場合が多いものの、全体の傾向としてあまり大きくは変わらないことから、まずもってはThree-Part情報（約定電源決定時）とkWh約定価格決定時で異なる単価を用いる必要がなく、**検証簡略化が図れる増分費用等カーブを今後の価格検証におけるベース**とした。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 市場価格の計測・比較検証
  - － 1. 前日同時市場のkWh価格
  - － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
  - － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
  - － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
  - － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

- 現行の需給調整市場におけるΔkWの費用の構成要素としては、以下の3点に分解される。
  - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
  - ② 持ち下げでΔkWを確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
  - ③ その他（一定額）
- この点、①②について、同時市場においては、Three-Part情報が事前に入札情報として登録され、ΔkWの確保と同時にkWhの約定も行われるため、kWh価格は、ΔkWの入札事業者が事前に予想する必要はなく、事後的に同時最適の結果として、算出することが可能である。
- また、ΔkW約定量の特定方法に応じて、ΔkW約定価格（それに伴う収入）が変わり得るため、**いくつか考えられる例に対して、シングルプライス・マルチプライスの両面で検討を進め、定量的な観点からも示唆を得る**ことにした。
- なお、前日取引以降の同時最適も踏まえた取り扱いについては、仮に前日取引以降、需要変化等が何もなければ（時間前市場での取引がゼロであれば）ΔkW差替えが生じず「①機会費用」「②逸失利益」も確定することから、**まずもって前日取引より後ろの取引が存在しない前提で検討を進める**ことにした。
- 一方、③については、Three-Part情報に含まれておらず、追加的な情報となるため、まずは、現行の需給調整市場ガイドラインで認められている費用などを参考に検証を行った。
- これらの考え方を整理の上、**ΔkW収入のみならず、kWh収入の規模感も合わせて定量評価（検証）しながら、ΔkW価格算定方法について特徴を洗い出す（傾向を把握する）**ことにした。

※ 本ページの「限界費用」は増分費用と同じ意味となるが、需給調整市場ガイドラインにおいて「限界費用」と記載されているため、そちらの記載に合わせた。

- 「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめにおいて、ΔkW 入札にあたって、Three-Part 情報以外でどのような情報を追加で提出を求めることが必要かといった観点や、約定価格の決定方法はシングルプライスか、マルチプライスカといった観点について検討が必要とされている。

以上を踏まえた上で、前日同時市場における kWh の約定価格との関係も考慮しつつ、機会費用、逸失利益、固定費のそれぞれについて、今後、検討を深めることが必要である<sup>60</sup>。具体的には以下のような論点が考えられる。

- 機会費用における起動費については、同時市場の kWh 価格として織り込む起動費の取漏れとの関係も論点であり（詳細は、第 3.3.1.2 目を参照されたい。）、ΔkW 単価に起動費を織り込むかについては当該論点とも整合をとった検討が必要。
- 機会費用における最低出力費用については、第 3.3.1.5 目の案 A、案 B-1、案 B-2、案 A'、案 B' のいずれを選ぶかによって、発生の有無が変わるため、kWh 価格の計算方法と整合を取った検討が必要。
- 現在の需給調整市場における逸失利益の考え方を踏まえると、同時市場における kWh 価格よりも限界費用が安い電源が ΔkW として約定する場合に限って、逸失利益が発生すると考えられるのではないか。
- 固定費を織り込むことを認めるかについては、容量市場での固定費回収や現在の需給調整市場における課題、約定価格の決定方法（シングルプライスカ、マルチプライスカ）等も踏まえた検討が必要。また、固定費については、前日同時市場における kWh の約定価格での回収の観点も含めて全体を整理する必要があるか。

また、前日同時市場において ΔkW・Ⅱ 及びⅢを約定処理するにあたっては、上記の点を踏まえ、どのような費用をどのように加味して決定することが必要かといった観点や、前日同時市場においては、機会費用（最低出力費用及び起動費）については、Three-Part 情報に含まれており、逸失利益については、市場運営者が算出することが可能となっていることを踏まえて、入札にあたって、Three-Part 情報以外でどのような情報を追加で提出を求めることが必要かといった観点、約定価格の決定方法はシングルプライスカ、マルチプライスカといった観点についても、今後検討が必要と考えられる。<sup>61</sup>

<sup>60</sup> なお、この論点については、ΔkW・Ⅰの単価を考える際の論点とも近いため、前目も参考にされたい。

<sup>61</sup> その他、作業部会では、以下のような意見もあった。

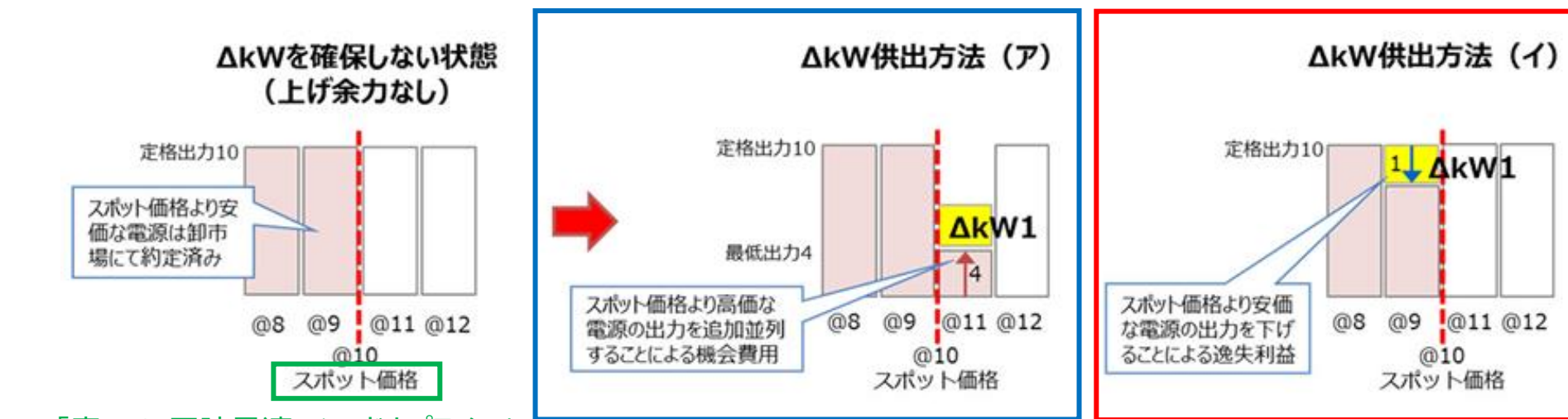
- ・ 固定費の織り込みについて、固定費は容量市場からの回収が望ましいが、設備は kWh を供するためにも必要であり、容量市場や kWh 市場での回収の観点や、現状の ΔkW 価格には逸失利益分が考慮されていることも踏まえて、全体の整理が肝要。
- ・ スポット市場はシングルプライスであり、限界費用を上回る価格であれば、そこで固定費を回収できる。また、同時市場であれば、限界費用が高過ぎる電源が調整力のほうに回ってくるのが太宗で、かつ、kWh 市場との関係で、機会費用を補填することが可能であることからすれば、固定費を別途回収するという議論は理屈に合わない。
- ・ ΔkW・Ⅰも含め、調整力の待機の価値や発電の価値が適切に評価される必要。

- $\Delta$ kW価格の検証を進めるにあたり、まずは機会費用・逸失利益の規模感を下記の考え方に則り、算出した。
  - 「案B-2:同時最適のシャドウプライス」「増分費用等カーブ参照」により、当該コマの卸電力市場価格を算定
  - 「①機会費用」については、 $\Delta$ kW確保電源が、卸電力市場価格よりも限界費用が高い電源の場合、起動費ならびに最低出力までの発電費用（卸電力市場価格と限界費用との差額）を計上（下図（ア）に該当）
  - 「②逸失利益」については、 $\Delta$ kW確保電源が、卸電力市場価格よりも限界費用が安い電源の場合、 $\Delta$ kWの確保量（kWh）について、卸電力市場価格と限界費用との差額を計上（下図（イ）に該当）
  - 燃料単価としては基本試算ケースを用いて、「①機会費用」「②逸失利益」の年間総額について算定

※ 本ページの「限界費用」は増分費用と同じ意味となるが、需給調整市場ガイドラインにおいて「限界費用」と記載されているため、そちらの記載に合わせた。

## 「①機会費用」

## 「②逸失利益」



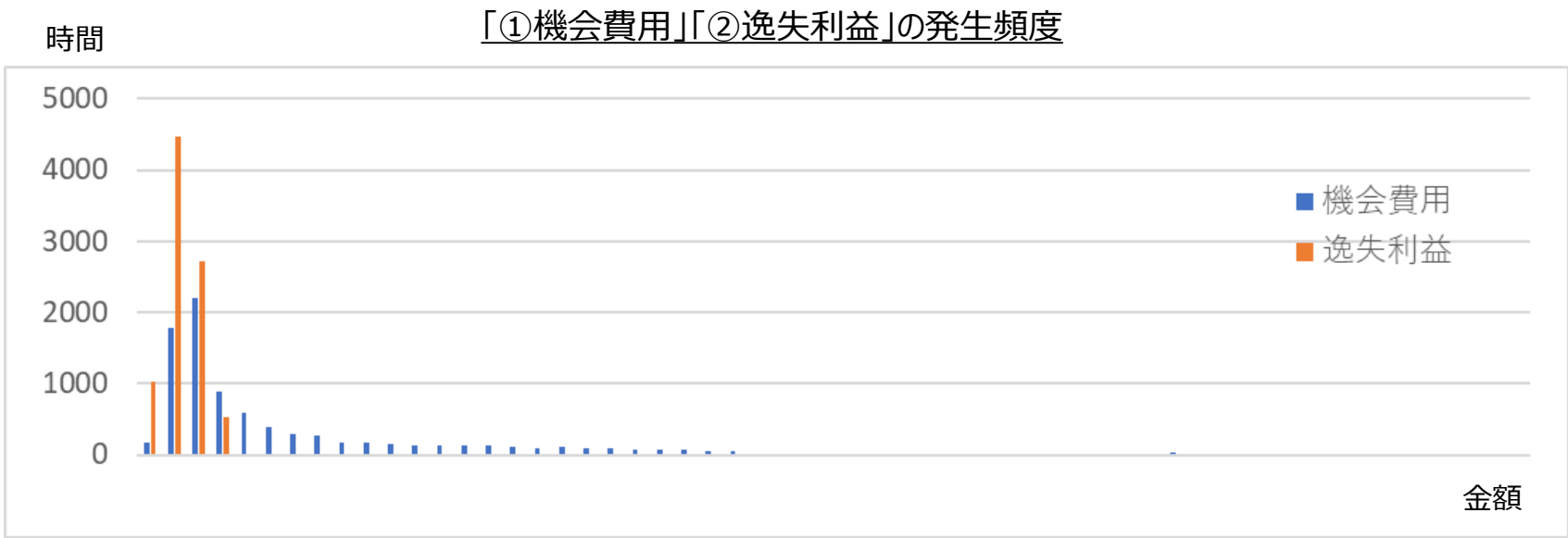
「案B-2:同時最適のシャドウプライス」  
「増分費用等カーブ参照」で求まるkWh価格  
を当該コマの卸電力市場価格とする

- 機会費用・逸失利益の試算結果（年間総額）については以下の通り。
- 傾向としては、「②逸失利益」に比べ「①機会費用」が占める割合が大きくなっており、また、「①機会費用」ならびに「②逸失利益」の合計額については、コマ単位で算定するUplift※総額（3.6％）の約80％程度となった。  
（「①機会費用」に該当しない電源の起動費・最低出力費用の未回収分などが残っていると考えられる）

※ ここでいうUpliftは、kWh収入のみ見込んだ場合の回収漏れ費用を指す。

|                         | ①機会費用 | ②逸失利益 | 合計   |
|-------------------------|-------|-------|------|
| 年間総額<br>（年間卸取引費用に対する比率） | 2.4%  | 0.3%  | 2.7% |

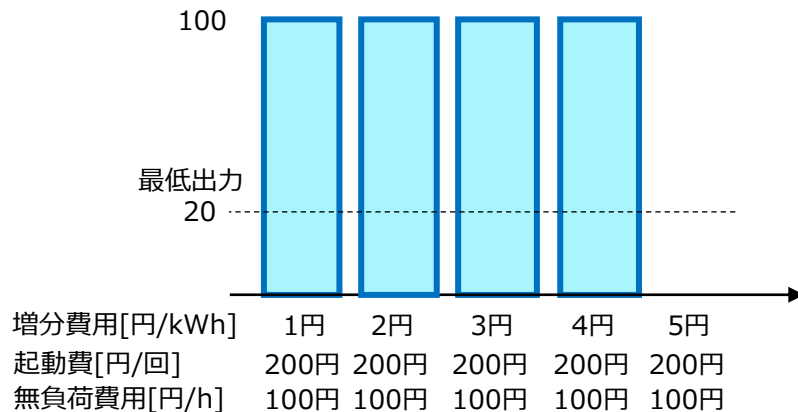
※ 年間卸取引費用とは、各コマにおける「市場価格×総需要」を1年間分足し合わせたもの。



- また、kWhとΔkWの同時最適化においては、ΔkW確保制約を満足する発電機態勢のうち、Three-Part情報に基づくエネルギーコストが最も安価となる発電機態勢が求まる。
- 一方、需要と供給の一致制約に加えて発電機には起動停止や最低出力など離散的な要素があることから、ΔkW確保制約は、等式条件でなく、不等式条件（ $\sum \Delta kW \text{ 供出量} \geq \Delta kW \text{ 必要量}$ ）となる。
- この場合、余力（ΔkW供出可能領域）はΔkW必要量を上回ることから、ΔkW約定量をどう割り当てるか（特定するか）、それを踏まえて、ΔkW約定価格をどのように算定するかについて整理が必要になると考えられる。

【kWhのみの算定結果イメージ】

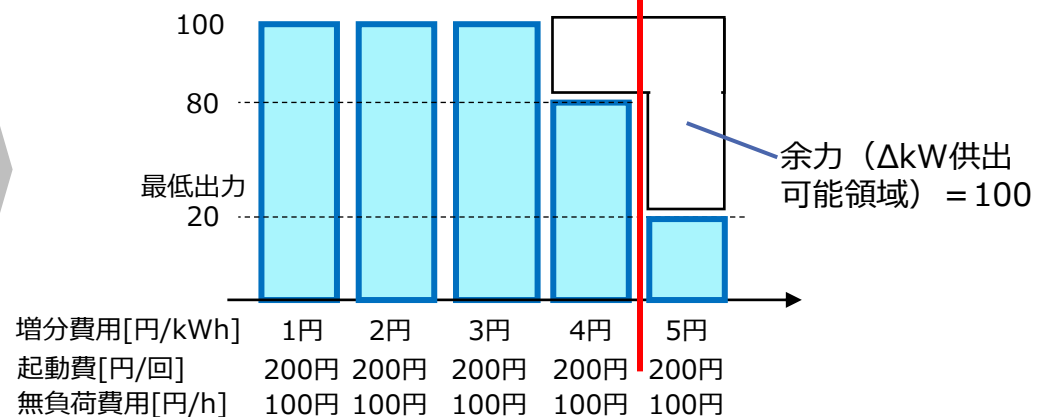
需要 = 400



kWh約定価格：4円/kWh

【同時最適化の算定結果イメージ】

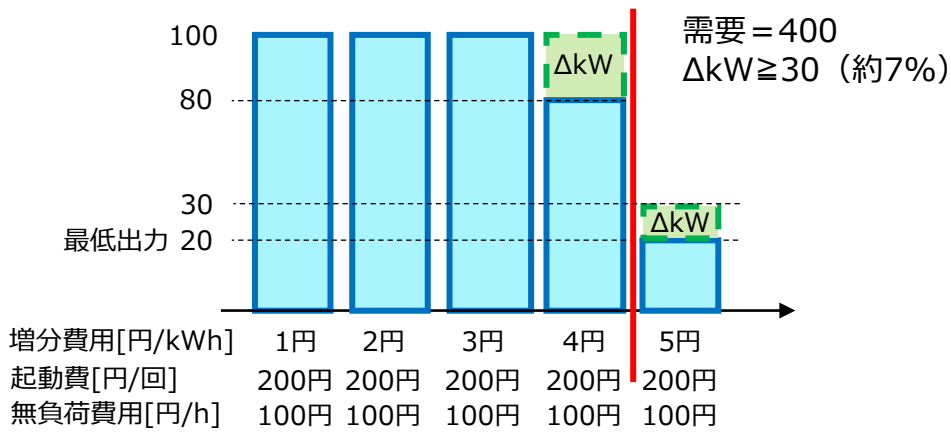
需要 = 400  
ΔkW必要量 ≥ 30 (約7%)



kWh約定価格より高い5円電源の追加起動をした結果、余力（ΔkW供出可能領域）は100に増える（ΔkW必要量30を上回る）

- まず、調整力発動（ΔkWh）費用含め安価とする考え方から、増分費用の安い順に割り当てる方法（例Ⅰ）が考えられる。一方で、「①機会費用」電源のΔkW約定量が少量となり、単体量（ΔkW・h）あたりのΔkWコストが高額になる（シングルプライスの場合、マージナルとして引用されると全体コスト高となる）課題が考えられる。
- この点、「①機会費用」支出自体が確定しているのであれば、単体量（ΔkW・h）あたりのΔkWコストを低減させる観点から、増分費用の高い順に割り当てる方法（例Ⅱ）も考えられる。一方、「②逸失利益」電源にΔkW約定量が割り当てられず、逸失利益が取り漏れる課題も考えられる。

【例Ⅰ：増分費用の安価な順に割り当て】



（起動が当該コマだけの場合）

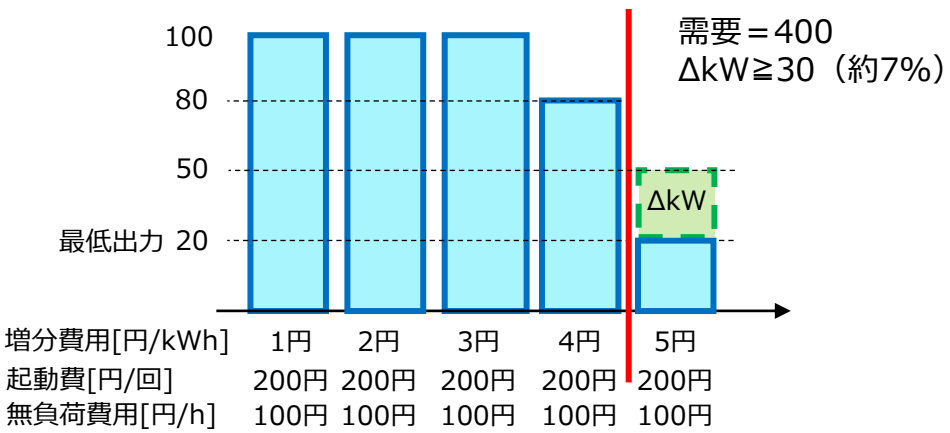
②逸失利益：0円（なし）  
（約定量20ΔkW・h）  
ΔkW価格：0円/ΔkW・h  
（kWh約定価格4円  
－増分費用4円）

①機会費用：320円  
（約定量10ΔkW・h）  
ΔkW価格：**32円/ΔkW・h**  
（燃料費20×1（=5-4）円  
＋起動費200円＋無負荷  
費用100円）/10ΔkW

ΔkW収入（シングルプライス） 640円  
ΔkW収入（マルチプライス） 0円

320円  
320円

【例Ⅱ：増分費用の高額な順に割り当て】



（起動が当該コマだけの場合）

②逸失利益：0円（なし）  
（約定量0ΔkW・h）  
ΔkW価格：0円/ΔkW・h  
（kWh約定価格4円  
－増分費用4円）

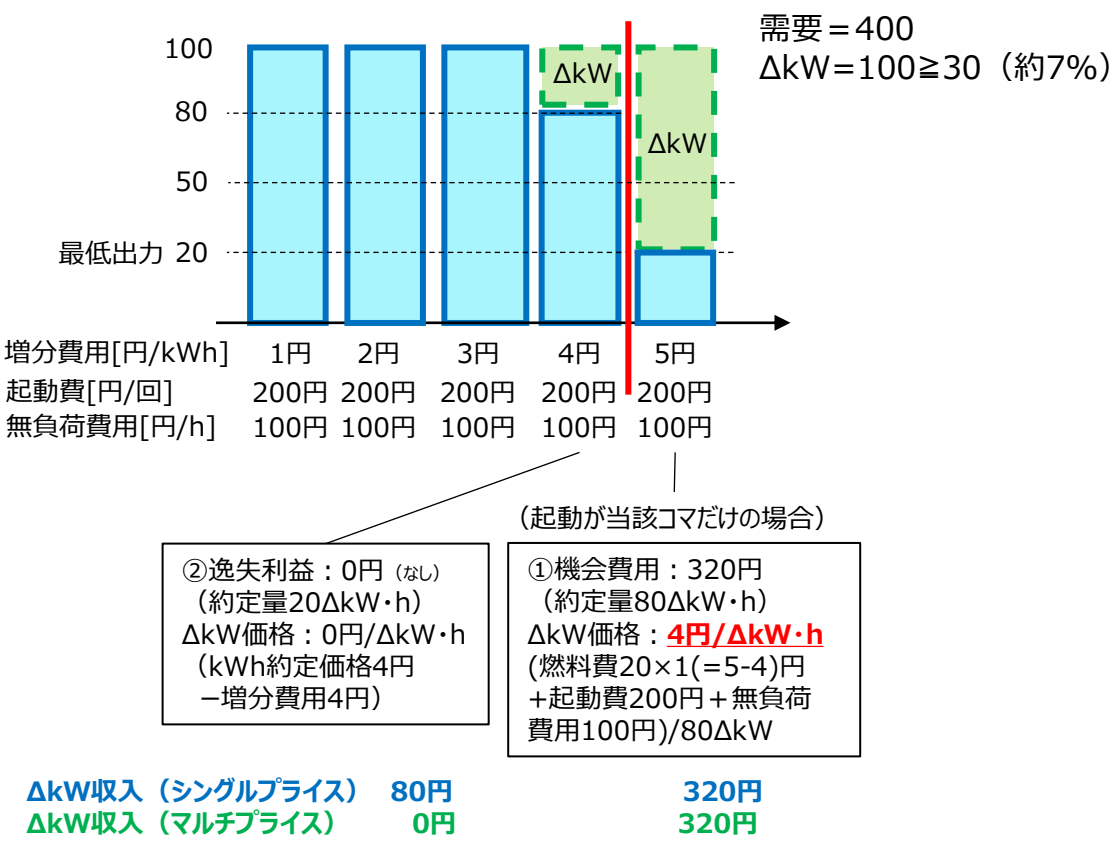
①機会費用：320円  
（約定量30ΔkW・h）  
ΔkW価格：**10.7円/ΔkW・h**  
（燃料費20×1（=5-4）円  
＋起動費200円＋無負荷  
費用100円）/30ΔkW

ΔkW収入（シングルプライス） 0円  
ΔkW収入（マルチプライス） 0円

320円  
320円

■ 単体量（ΔkW・h）あたりのΔkWコストを低減させつつ、逸失利益の取り漏れを防止する観点からは、同時最適の結果、余力（ΔkW供出可能領域）になったものを全てΔkW約定量として扱う方法（例Ⅲ）も考えられる。一方、ΔkWの必要量以上に対価性を与えていることに対してどのように観念（定義）するかが課題と考えられる。

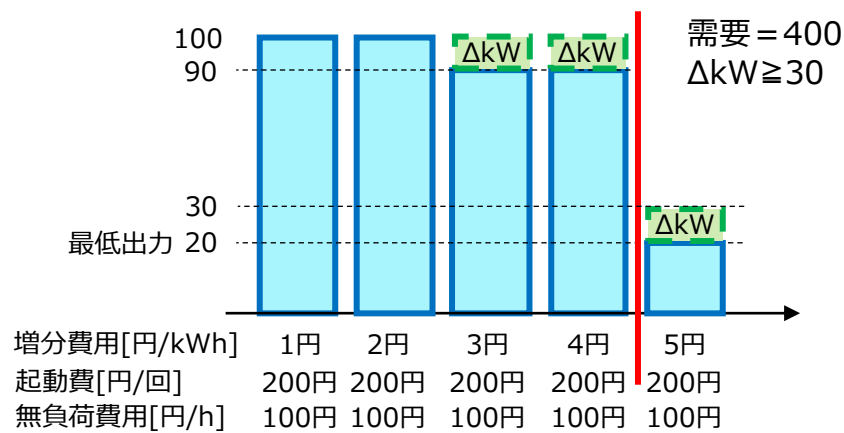
【例Ⅲ：ΔkW供出可能量すべてΔkW約定したものと扱う】



- 米PJMでは、「②逸失利益」や「③その他（一定額）」については、形は違えど、一定の配慮はなされている一方、「①機会費用」については考慮されていない（おそらくUplift等で回収）といった日本との違いがある（言い換えると、「①機会費用」の存在が、ΔkW約定量特定の論点を複雑にしている※ともいえる）。
- この点、例えば、米PJM同様に「②逸失利益」のみをシングルプライス精算とし、「①機会費用」はΔkW供出のために支出自体が確定している（実コスト）と考えれば、個別に「①機会費用」のみをマルチプライス精算するハイブリッド型の方法（例Ⅳ）なども考えられる。

※ 機会費用も含めてシングルプライス精算を採用する場合、起動費[円/回]含む機会費用の単位数（ΔkW・h）あたりのΔkWコストをSCUC（同時最適）において最小化する（ΔkW約定量を特定する）必要があるが、このようなロジックの確立は困難であるため。

【例Ⅳ:シングル・マルチのハイブリッド精算】



（起動が当該コマだけの場合）

②逸失利益：10円  
（約定量10ΔkW・h）  
ΔkW価格：1円/ΔkW・h  
（kWh約定価格4円  
－増分費用3円）

②逸失利益：0円（なし）  
（約定量10ΔkW・h）  
ΔkW価格：0円/ΔkW・h  
（kWh約定価格4円  
－増分費用4円）

①機会費用：320円  
（約定量10ΔkW・h）  
（燃料費20×1（=5-4）円  
＋起動費200円＋無負荷  
費用100円）

【ハイブリッド精算の具体的考え方】

- ΔkWについては、調整力発動（ΔkWh）費用含め安価とする考え方から、増分費用の安い順に割り当て（特定）  
⇒これにより、逸失利益の取漏れはなくす
- ΔkW価格（シングルプライス）としては、「②逸失利益」により算定した価格のマージナルを引用（左例ではΔkW価格：1円/ΔkW・h）
- 「①機会費用」はマルチプライスとして（追加で）個別精算する  
⇒5円電源としてはマルチ（機会費用）＋シングル（逸失利益）のΔkW収入となることから、ΔkW供出インセンティブも期待できる

|                 | 3円電源          | 4円電源          | 5円電源          |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|
| SPA精算<br>（逸失利益） | 10円<br>（1×10） | 10円<br>（1×10） | 10円<br>（1×10） |
| MPA精算<br>（機会費用） | 0円            | 0円            | 320円          |
| ΔkW収入           | 10円           | 10円           | 330円          |

- 米PJMでは、例えばReserveの場合、入札価格を元に、同時最適化に係る逸失利益を上乗せした実効コスト（effective Cost）を算出し、 $\Delta$ kW必要量を満たすまでメリットオーダー順に約定（ $\Delta$ kW約定量を特定）させ、そのマージナルのコストが $\Delta$ kW約定価格となり、シングルプライスとして適用される。
- 一方で、実効コストに機会費用は含まれておらず（Upliftで回収していると考えられる）、 $\Delta$ kW費用の構成要素に機会費用を含む日本においては、別の考え方（特定方法）が必要になる。

## Reserveの約定方法: 約定リソース・約定価格の決定



- PJMでは、卸電力市場(kWh取引)とReserve市場が同時最適化されている。その為、Reserveの約定時に、事業者が登録したReserve入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(※1)をPJM側で算定・上乗せして、リソース毎に実効コストが算定されている。  
※1: PJMのマニュアル等においては、Opportunity Cost(機会費用)と表現されているものの、日本の需給調整市場ガイドライン(2023年3月10日改定、経済産業省)においては、kWhの持ち下げで $\Delta$ kWを確保する場合の卸電力市場(kWh市場)価格(予想)と限界費用の差のことを「逸失利益」と表現しているため、本資料でも「逸失利益」と記載。以下のページの資料でも同様。
- PJMは、Reserve必要量を満たすまで実効コストが安いリソースから順に、メリットオーダーで約定させる。
- Reserveとして約定したリソースのうち、最も高い実効コストがReserve市場の約定価格(下表青枠内)となり、シングルプライスで決定される。

### Reserveの約定方法(イメージ※3) | Reserve必要調達量: 35MWとした場合

| リソース  | Reserve入札量(MW) | 実効コスト(※2)  | 約定量(MW)      | 約定価格       |
|-------|----------------|------------|--------------|------------|
| リソースA | 10             | 0.10\$/MWh | 10           | 0.20\$/MWh |
| リソースB | 10             | 0.10\$/MWh | 10           |            |
| リソースC | 10             | 0.15\$/MWh | 10           |            |
| リソースD | 10             | 0.20\$/MWh | 5<br>(マージナル) |            |
| リソースE | 10             | 0.50\$/MWh | 0<br>(不落札)   | —          |

※2: Reserveオファーの入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(Opportunity Cost)を上乗せし、実効コスト(Effective Cost)として算定されていると表現されているが、その考え方は明確に確認できていないため、追加確認が必要である。

※3: 議論の参考となる情報を提供するため、前日市場におけるReserveの約定方法を基に作成した。リアルタイム市場も同様の考え方を採用しているが、PJMでは実需給65分前～実需給10分前にかけて複数回の約定タイミングが存在するため、約定リソースや約定価格の決定方法がより複雑となっている。

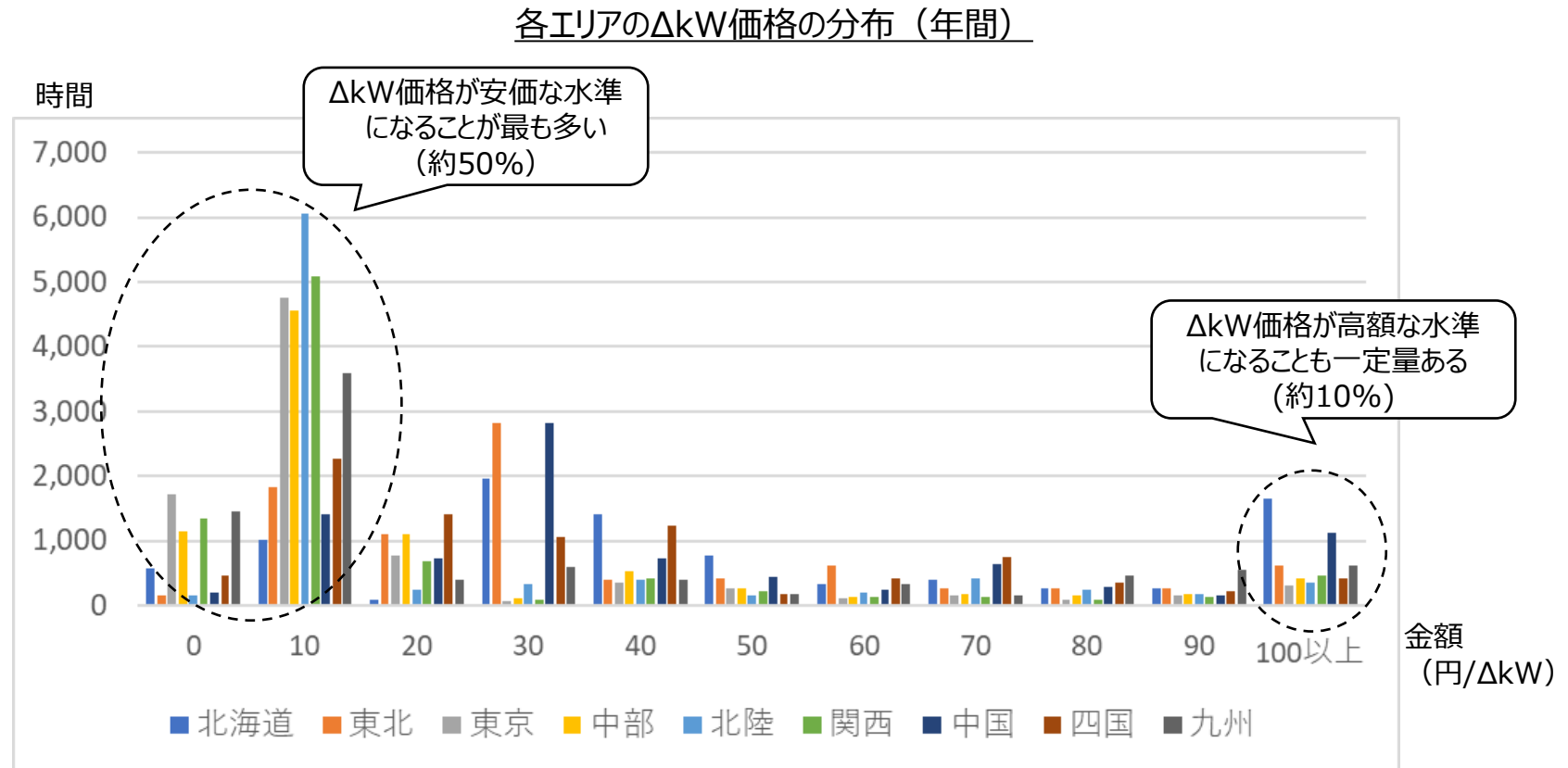
出所) PJM, "Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve", p.15, 2023年11月26日より三菱総合研究所作成 ※価格算定の概念を簡略化して示したものである点にご留意頂きたい。

- kWh価格、ΔkW価格に関する試算結果については下表のとおり。
- ΔkW精算をシングルプライスとした場合、Ⅰ＞Ⅱ＞Ⅲの順に平均価格・年間取引総額（コマ単位の約定量・約定価格を年間で総計）ともに高額となり、マルチプライスとした場合、年間取引総額に変化はないが、Ⅲについては、ΔkWの約定量が増えるため、平均価格としては低くなった。
- また、例Ⅳ（ハイブリッド精算）の場合、マルチプライスに一定程度インセンティブが上乗せされた水準感となった。

基本試算ケースにおける増分費用等  
カーブの案B-2を基準にした比率

| ΔkW特定方法                        |                        | 例Ⅰ（増分費用の安価な順） | 例Ⅱ（増分費用の高額な順） | 例Ⅲ（すべてΔkW約定）                  | 例Ⅳ（ハイブリッド精算）                       |
|--------------------------------|------------------------|---------------|---------------|-------------------------------|------------------------------------|
| Δ<br>k<br>W<br><br>S<br>P<br>A | kWh価格<br>平均／年間<br>取引総額 | 1.0 / 1.0     |               |                               |                                    |
|                                | ΔkW価格<br>平均／年間<br>取引総額 | 4.5 / 0.30    | 2.8 / 0.19    | 0.64 / 0.07<br>(ΔkW約定量が他より多い) | 0.77 / 0.05                        |
| Δ<br>k<br>W<br><br>M<br>P<br>A | kWh価格<br>平均／年間<br>取引総額 | 1.0 / 1.0     |               |                               | シングル・マルチの<br>ハイブリッド精算のため<br>上の枠に包含 |
|                                | ΔkW価格<br>平均／年間<br>取引総額 | 0.47 / 0.03   | 0.47 / 0.03   | 0.24 / 0.03<br>(ΔkW約定量が他より多い) |                                    |

- 例Ⅰ（増分費用の安価な順）の場合、「①機会費用」電源の $\Delta kW$ 約定量が少量となり、単位量あたりの $\Delta kW$ コストが高額になることが課題として想定され、実際の各エリアごとの $\Delta kW$ 価格の分布（年間）は下図の通り。
- 全体の半数程度の断面では $\Delta kW$ 価格の著しい高騰はないが、残りの断面では $\Delta kW$ 価格が上昇することがあり、高額な水準となる断面も10%程度の時間で存在した。

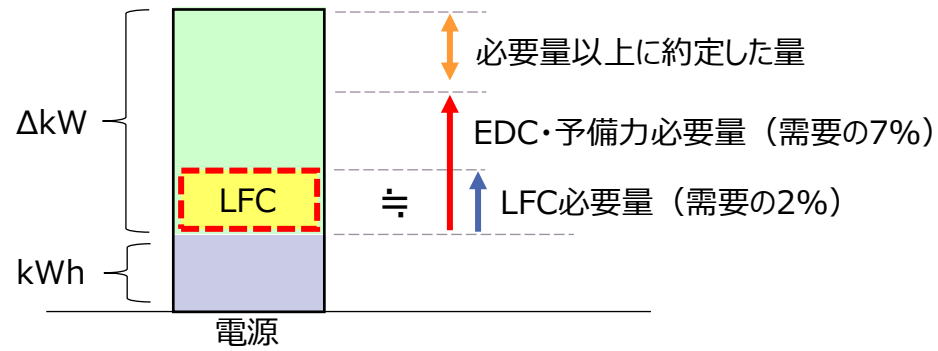


- 例Ⅲ（すべてΔkW約定）の場合、ΔkW必要量に対して、ΔkW必要量以上に約定するケースが考えられ、実際に予備力・LFCに対して、どの程度多めに約定したかは、それぞれ下表の通りとなっている。
- LFC自体はそこまで多めに約定している訳ではないが、LFC必要量を充足させるために発電機態勢を整えた（追加起動を行った）結果として、上げ余力が大きくなることからEDCにおいては必要量以上に約定した量は多くなる。

【単位：GWh】

|            |             | 北海道            | 東北             | 東京            | 中部            | 北陸            | 関西            | 中国            | 四国             | 九州            | 全国             |
|------------|-------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|----------------|
| LFC        | 必要量         | 531            | 1412           | 4954          | 8144          | 1766          | 2502          | 1046          | 471            | 1474          | 15220          |
|            | 必要量以上に約定した量 | 14<br>(2.6%)   | 6<br>(0.4%)    | 19<br>(0.4%)  | 9<br>(0.4%)   | 9<br>(1.8%)   | 7<br>(0.3%)   | 5<br>(0.5%)   | 10<br>(2.1%)   | 7<br>(0.5%)   | 86<br>(0.6%)   |
| EDC<br>予備力 | 必要量         | 1859           | 4942           | 17338         | 8144          | 1766          | 8756          | 3659          | 1648           | 5159          | 53271          |
|            | 必要量以上に約定した量 | 3403<br>(183%) | 5243<br>(106%) | 6598<br>(38%) | 4261<br>(52%) | 1578<br>(89%) | 3383<br>(39%) | 3635<br>(99%) | 2288<br>(139%) | 4311<br>(84%) | 34699<br>(65%) |

【必要量以上に約定するケース（イメージ）】



- 現行のΔkW費用の構成要素のうち、「③その他（一定額）」は、Three-Part情報には含まれておらず、追加的な情報となるため、別途入札させることが考えられる（以下、この別途入札させる価格を「ΔkW入札価格」という。）。
- この点、現行の「③その他（一定額）」では、0.33円の固定マージン（A種）あるいは個別協議の未回収固定費（B種）といった費用の計上が認められており、まずはこれら費用をΔkW入札価格に反映した（同時最適の目的関数に加えた）場合の影響について検証を行った。

【調整力ΔkW市場の価格規律（上限値）】

| 電源種             | 現状                              | 変更案                           |
|-----------------|---------------------------------|-------------------------------|
| A種<br>固定費回収済電源等 | 逸失利益orマージン（「限界費用」×10%×電源I稼働率5%） | 機会費用（逸失利益）+ 一定額（0.33円）        |
| B種<br>未回収固定費有電源 | 機会費用（逸失利益）+ 固定費回収のための合理的な額等     | 機会費用（逸失利益）+ 一定額（監視等委員会と協議し決定） |

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

| 限界費用 | 現状   | 変更案                      |
|------|------|--------------------------|
| 安い   | 市場価格 | 限界費用+ マージン(上げ「限界費用」×10%) |
| 高い   | 限界費用 | 限界費用+ マージン(上げ「限界費用」×10%) |

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

| 固定費 | 現状             | 変更案                   |
|-----|----------------|-----------------------|
| 済   | 限界費用±マージン(10%) | 限界費用±マージン(「限界費用」×10%) |
| 未   | 限界費用±固定費       |                       |

※「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を2回分までとする。  
※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。  
※揚水機及び蓄電池の限界費用は以下の算定式とする。  
$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量－ロス量）}}$$

- 既存ロジックをΔkW入札価格を考慮できるようにしたうえで、価格面の検証を行った。
- ケーススタディとして、「Ⅰ.全ての電源がA種（0.33円）を選択した場合に、どのような影響が生じるか」「Ⅱ.一部の電源がB種を選択した場合※に、どのような影響が生じるか」について検証を行った。

※ 一部の電源としてΔkW約定が想定されるLNG（MACC、ACC）、ΔkW入札価格を固定費回収となる一定額の水準（最高値の平均）である5円とした（次頁参照）。

## 【既存ロジックの改修（青字部分）】

### 最適化変数

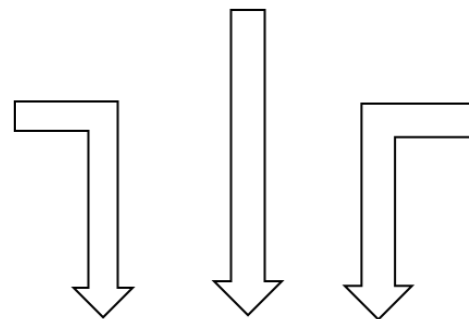
- ✓ 計画停止（エリア,燃料種,月）
- ✓ 発電量（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 最低出力（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 連系線通過量（時刻,連系線,方向）

### 制約条件

- ✓ 発電量 < 設備量 - 計画停止 - 上げ代
- ✓ 連系線通過量 < 空容量
- ✓  $0 < \text{揚水池水位} < \text{上限}$
- ✓ 予備率制約：需要×107%  
< 原子力・再エネ発電量+火力・揚水供給力
- ✓ 調整力制約：需要×2%  
< 火力調整力（上げ代）+揚水調整力

### 計算諸元

- ✓ 起動費（燃料種）
- ✓ 可変費（燃料種）
- ✓ ΔkW入札価格（燃料種）



目的関数（総電源エネルギー費用最小化）

Ⅰ.一律0.33円  
Ⅱ.一部火力5円

発電量×可変費（円/kWh） + 起動量×起動費（円/kW・回） + ΔkW約定量×ΔkW入札価格（円/ΔkW）

- B種（未回収固定費）を選択する電源として、未回収固定費が比較的残っており、かつ $\Delta kW$ 約定の頻度が多いと想定されるLNG火力（運転開始時期的にMACC、ACCLレベルと想定）を選定。
- また、それら電源の固定費回収となる一定額の水準（最高値）が約2.0円（4発電所/ユニット数）～約6.0円（12発電所/ユニット数）であるため、平均を取って $\Delta kW$ 入札価格を5円とした。

- 事務局において、データ提供された電源について、「固定費が回収可能となる $\Delta kW$ の一定額の水準」を試算（※）したところ、以下のとおりであり、発電形態・運転開始時期・運転方針によって、0.33～約60円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分とばらつきが大きかった。

（※）他市場収益を控除した未回収固定費を、想定 $\Delta$ 約定量で除して算出

- 前回会合で提示した案で試算した場合に、減価償却費等を含む固定費が回収できないと想定される年度がある電源について、**2024～2026年度合計で固定費回収**となる一定額の水準を試算した結果（赤枠）。

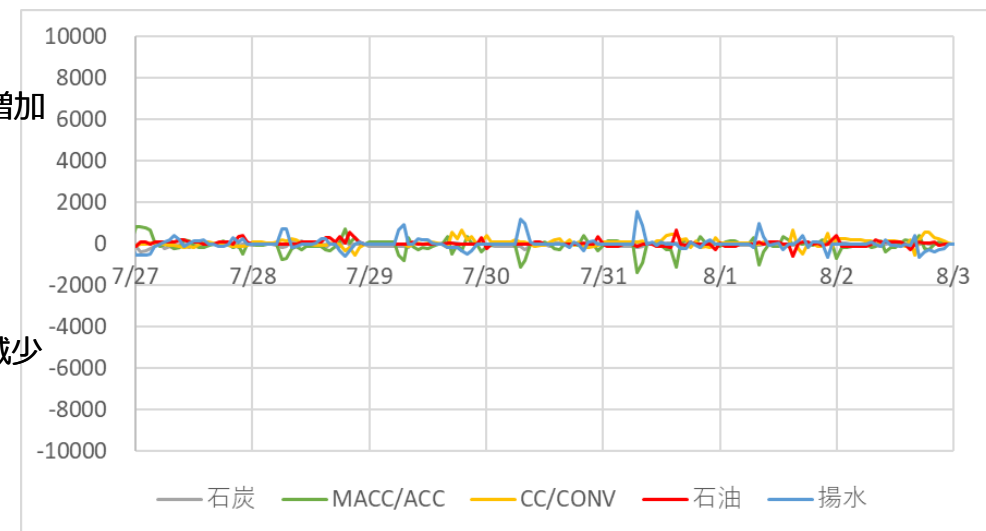
| 発電形態/燃種等 | 運転開始時期<br>(※1) | 発電所/ユニット数<br>(※2)<br>(括弧内は電源Ⅰ<br>応札ユニット数) | 固定費回収となる一定<br>額の水準（全電源）<br>(円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分) | 電源Ⅰ 応札価格帯<br>(2023年度向け) 円/<br>$kW$ | 備考                         |
|----------|----------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------|------------------------------------|----------------------------|
| 揚水       | 2010年～         | 3 (2)                                     | 約1.0～3.0円                                              | 約15,000～約30,000円                   |                            |
|          | 2000年～2009年    | 3 (3)                                     | 0.33～約1.0円                                             | 約12,000～約15,000円                   |                            |
|          | 1990年～1999年    | 2 (1)                                     | 約0.38円                                                 | 約6,000円程度                          |                            |
|          | ～1989年         | 9 (0)                                     | 0.33円                                                  | 電源Ⅰへの応札なし                          |                            |
| 重油・原油等   | 1980年～1995年    | 6 (1)                                     | 稼働予定なし                                                 | 約8,000円程度                          |                            |
|          | 1970年～1979年    | 4 (4)                                     | 0.33～約8.0円                                             | 約6000円～約23,000円                    | 容量市場収入がない電源含む              |
| 石炭       | 2010年～         | 2 (0)                                     | 0.33円                                                  | 電源Ⅰへの応札なし                          |                            |
|          | 1970年～2009年    | 5 (0)                                     | 0.33～約28円                                              | 電源Ⅰへの応札なし                          | $\Delta kW$ の約定量想定が少ない電源含む |
| LNG      | 2010年～         | 12 (1)                                    | 約0.5～約6.0円                                             | 約8000円程度                           |                            |
|          | 2000年～2009年    | 4 (1)                                     | 約0.5～約2.0円                                             | 約7,000円程度                          |                            |
|          | 1990年～1999年    | 9 (6)                                     | 約6～約60円                                                | 約8500円～約13500円                     | $\Delta kW$ の約定量想定が少ない電源含む |
|          | 1970年～1989年    | 3 (1)                                     | 約9～約56円                                                | 約8000円程度                           | $\Delta kW$ の約定量想定が少ない電源含む |

※1燃料転換をした電源は、燃料転換後の運転開始時期 ※2発電所単位かユニット単位かは事業者提出単位による。（注1）原子力・地熱発電除く  
（注2）単年度では固定費が回収できないが、2024～2026年度合計で固定費回収となる電源については、「固定費が回収可能となる $\Delta kW$ の一定額の水準」を0.33 5  
円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分とし記載した。（注3）個別電源の他市場収益、需給調整市場の想定 $\Delta$ 約定量、変動される調整力 $kWh$ 想定は、事業者のシミュレーションによる

- まずケース I として、夏期（7/27～8/2）に、全ての電源の $\Delta kW$ 入札価格を一律0.33円にした場合の影響等について検証した。
- 本ケースにおいては、全電源が同じ $\Delta kW$ 入札価格である（優劣がない）ため、 $\Delta kW$ 入札価格がない場合と比較し殆ど同じ発電機態勢・エネルギーコスト（燃料費＋起動費）となり、影響が生じないことが確認できた。
- 言い換えると、（ロジックの収束性に影響を与えないよう） $\Delta kW$ 入札価格なしで同時最適を行い、 $\Delta kW$ 約定電源に対し、事後的に一律0.33円（固定マージン）を加算しても同じ結果になることが分かる。

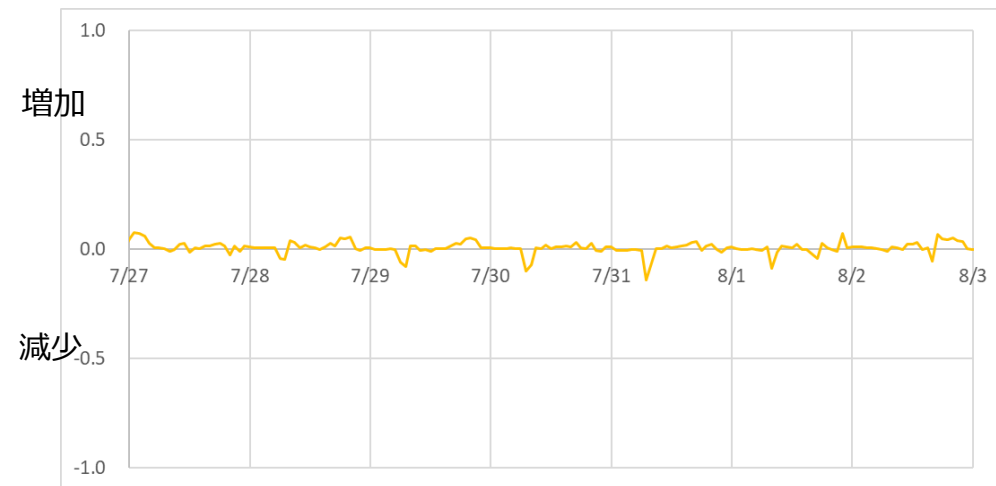
発電機態勢（一律0.33円）

発電[MW]



エネルギーコスト（一律0.33円）

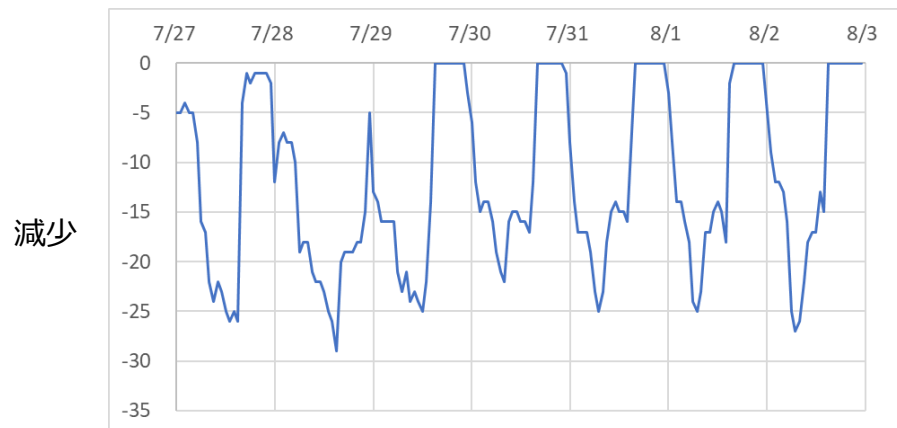
金額[億円]



- 続いて、ケースⅡとして夏期（7/27～8/2）に、一部の電源（MACC、ACC）の $\Delta kW$ 入札価格を5円にした場合の影響等について検証した。
- 本ケースにおいては、調整力必要量の多い昼間に、 $\Delta kW$ 単価の高い一部電源（MACC、ACC）の $\Delta kW$ 確保量は減少（kWh発電量は増加）し、 $\Delta kW$ 単価の安い揚水等の $\Delta kW$ 確保量は増加（kWh発電量は減少）する等の結果が得られた。
- 同時市場においては、kWhと $\Delta kW$ が同時最適される結果、「③その他（一定額）」により、約定電源は大きく変化し、「③その他（一定額）」が積まれた電源については、 $\Delta kW$ での約定ではなくkWhでの約定が増える（もしくはkWhも $\Delta kW$ も未約定になる）という結果になることが分かった。
- つまり、 $\Delta kW$ 入札インセンティブのための措置としての「③その他（一定額）」が、逆に一部電源（MACC、ACC）の $\Delta kW$ 収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう可能性がある。

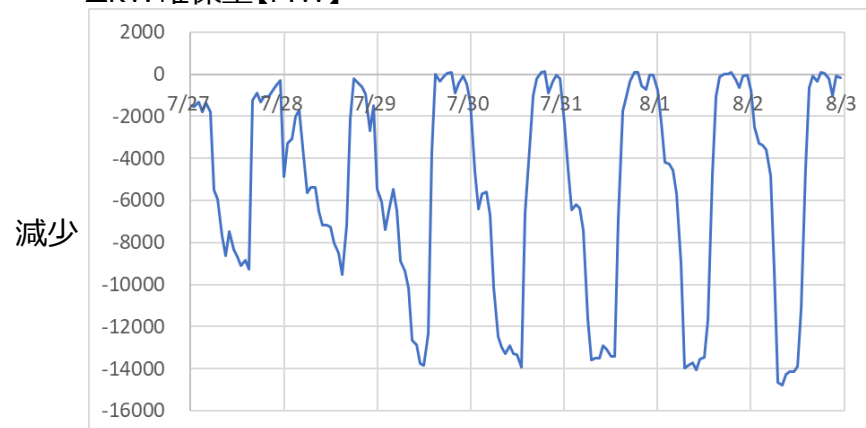
運転台数（MACC、ACC）

運転台数【台】

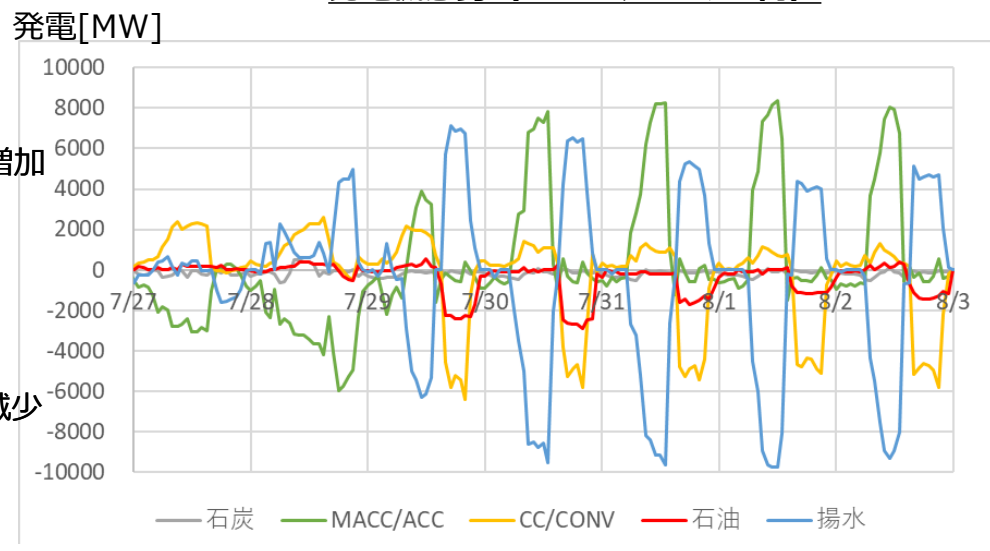
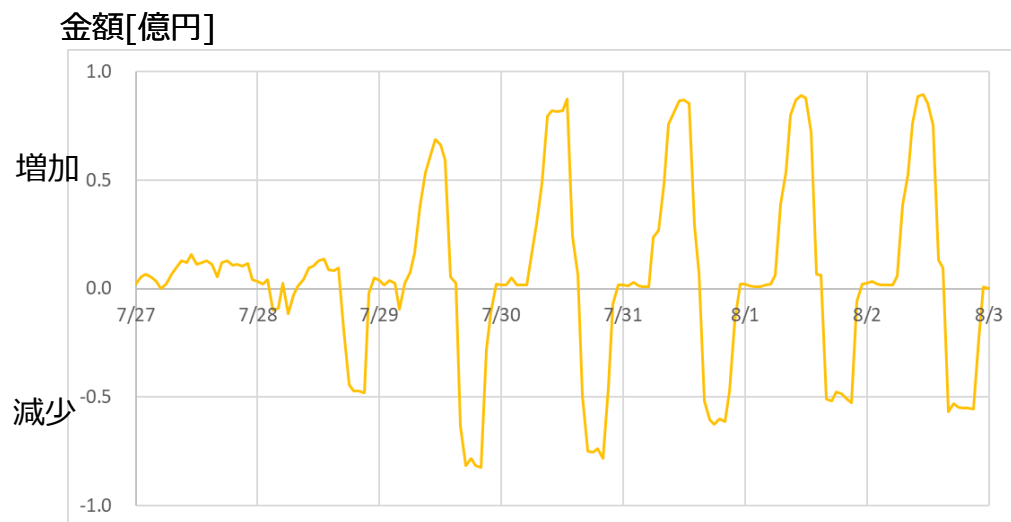


$\Delta kW$ 確保量（MACC、ACC）

$\Delta kW$ 確保量【MW】



- また、一部電源（MACC、ACC）の $\Delta$ kW入札価格を5円にした場合、基本試算ケースと比べると、調整力必要量の多い昼間に $\Delta$ kW単価の安い揚水等で調整力（ $\Delta$ kW）確保すべく、揚水の発電量を減少（火力の発電量を増加）させる等、発電機態勢に影響を与えていることが分かる。
- この結果、燃料費の高い電源の稼働率が高まることに繋がり、本期間中のエネルギーコスト（燃料費＋起動費）としても、基本試算ケース（448億円）に比べ、1.8%（8億円）の増加に繋がった。
- このように、 $\Delta$ kW入札インセンティブを、 $\Delta$ kW入札価格に反映する案と、反映しない案を比較した場合、前者の案（ $\Delta$ kW入札価格に反映）は、発電機態勢自体が変わることによって、エネルギーコスト（燃料費＋起動費）の増加に繋がるといった影響も考えられることが分かった。

発電機態勢（MACC、ACCが5円）エネルギーコスト（MACC、ACCが5円）

## 【機会費用・逸失利益の規模感】

- 「①機会費用」「②逸失利益」の年間総額について、傾向としては、「②逸失利益」に比べ「①機会費用」が占める割合が大きくなり、また、「①機会費用」「②逸失利益」の合計額はコマ単位で算定するUplift※総額の約80%程度となった。（「①機会費用」に該当しない電源の起動費・最低出力費用の未回収分などが残っていると考えられる）

※ ここでいうUpliftは、kWh収入のみ見込んだ場合の回収漏れ費用を指す。

## 【kWh価格・ΔkW価格に関する試算】

- ΔkW約定量の特定方法について4つの例をお示した。
  - 例Ⅰ：増分費用の安価な順に割り当て（単位量あたりのΔkWコストが高額になる課題がある）
  - 例Ⅱ：増分費用の高額な順に割り当て（逸失利益が取り漏れる課題がある）
  - 例Ⅲ：ΔkW供出可能量すべてΔkW約定とみなす（必要量以上に対価を与えることが課題）
  - 例Ⅳ：ハイブリッド型（特定自体は増分費用の安価な順とし、逸失利益をシングル、機会費用をマルチで精算）
- その試算結果（傾向）として、ΔkW精算をシングルプライスとした場合、Ⅰ＞Ⅱ＞Ⅲの順に、平均価格・年間取引総額ともに高額となり、マルチプライスとした場合、年間取引総額に変化はないが、ⅢについてはΔkWの約定量が増えるため、平均価格としては低くなった。また、Ⅳの場合、マルチプライスに一定程度インセンティブが上乗せされた水準感となった。

## 【ΔkW入札価格の影響評価】

- 全ての電源がA種（0.33円）を選択した場合は、発電機態勢・エネルギーコスト（燃料費＋起動費）に影響は生じず、言い換えると、ΔkW入札価格なしの同時最適結果（ΔkW約定電源）に対し、事後的に一律0.33円（固定マージン）加算しても同じ結果になることが分かった。
- 他方、一部の電源がB種を選択している場合について、ΔkW入札インセンティブのための措置としての「③その他（一定額）」が逆にB種電源のΔkW収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう可能性があることが分かった。（また、発電機態勢自体も変わり、エネルギーコスト（燃料費＋起動費）増加に繋がるといった影響も考えられる）
- こういった結果も考慮しつつ、ΔkWに対する適切な対価の支払い方法を検討する必要がある。
- 具体的には、ΔkWの約定ロジックや価格算定の検討にあたって、現行の需給調整市場の約定方法の他に、例えば以下のようなやり方も考えられる。加えて、今後、再エネ大量導入によるフレキシブルなリソースのニーズが高まることや、このニーズに応えるための電源投資を促す必要性といった観点も重要ではないか。引き続き、こういったことを念頭に置きつつ検討を深める。
  - ✓ 調整力ΔkW市場のシングルプライスオークション化。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。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 市場価格の計測・比較検証
  - － 1. 前日同時市場のkWh価格
  - － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
  - － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
  - － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
  - － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

- 市場価格においては、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点が存在し、本検証においては、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うことにしていた。
- 一方、何をもって回収漏れと見做すか、その費用の多寡については、起動費の取漏れの判定期間等によって変わり得るため、本検証においてどのような考え方とするか整理を行った。

## 起動費の取り扱い（詳細論点）

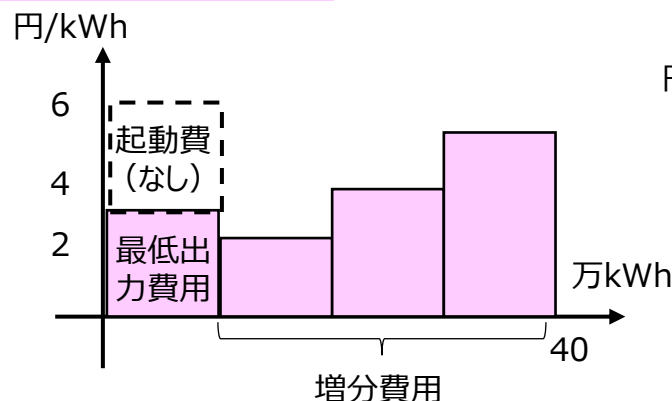
- 起動費について、以下のような論点が考えられるが、それぞれどう考えるか。その他、どのような論点があるか。

| 論点                                                                                                                                                                                                        | 詳細                                                                                                                                                                                                                                                              |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| i) 起動費の取漏れが発生しないように、市場価格を計算できるか。                                                                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>前ページの通り、PJMにおいては、市場価格（LMP）の計算では起動費を考慮しないため、取漏れが発生しうる。<b>本来的には起動費が確実に回収できるようにするため、起動費の取漏れが発生しない形で市場価格の設定が望ましい</b>と考えられるものの、P.35の通り、<b>計算負荷等との関係で、そのような約定ロジックを組みうるかは検証が必要</b>。</li> </ul>                                  |
| <div style="text-align: center;">  </div> i) が取り得ない場合、PJMのように、 <b>市場価格は限界費用カーブのみを用いて算出した上で、取漏れた起動費の回収を別途行う方法</b> が考えられる。 |                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| ii) 起動費の取漏れの判定期間                                                                                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li><b>起動費の取漏れが発生しているか否かを判定する期間はどの程度とするか。</b><br/>(例)<br/>               ✓ 起動した電源が起動してから停止するまでの期間とする。<br/>               ✓ ユニット単位や事業者単位で一定の期間（1日、1週間、1か月、それ以上、等）において、起動費の取漏れがないか（「Σ市場価格－Σ起動費等の各種費用≥0」が否か）を判定する。</li> </ul>   |
| iii) 起動費の取漏れの負担者                                                                                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li><b>調整力を供出するために電源を起動させる場合の起動費を除いた、同時市場で入札され約定した電源の起動費の未回収分については、受益者負担の趣旨からすれば、kWh市場に参加している者で負担することが適切ではないか。</b></li> <li>この場合、起動費の取漏れが発生した電源が稼働していたコマにおいて市場で約定した事業者に限定して負担するか、起動費の取漏れの判定期間に市場で約定した事業者全体で負担するか。</li> </ul> |
| iv) 負担割合                                                                                                                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>負担割合の設定方法として、<b>kWhの約定量で比例配分するか。</b></li> </ul>                                                                                                                                                                          |

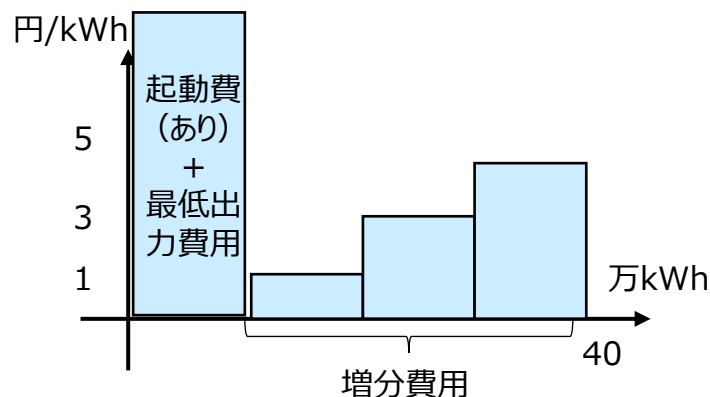
33

- 例えば米PJMにおいては、起動費等も考慮した同時最適化結果であっても、市場価格は「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」から算定されるため、起動費等は市場価格に関係せず、増分費用のみが反映されることとなる。
- その結果、市場価格と増分費用の差分の利潤だけでは、起動費等を賄えない（市場内では全額回収できない）場合があり、不足分を補填するために、米国ではUpliftという制度を設けている。

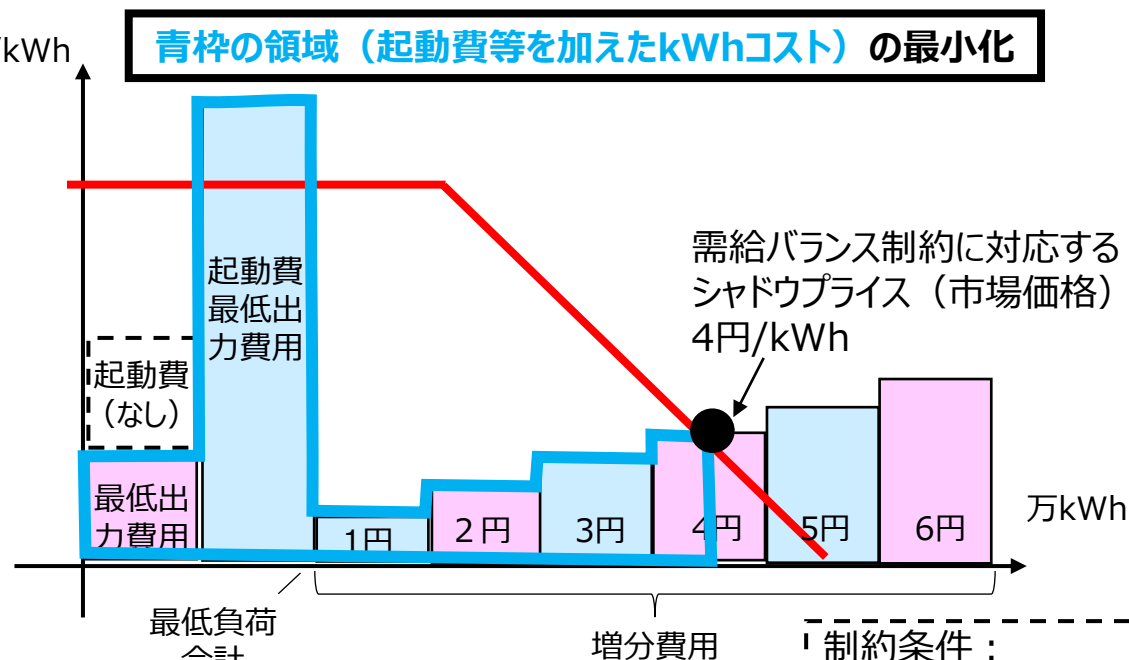
電源A（起動済み）



電源B（停止中）

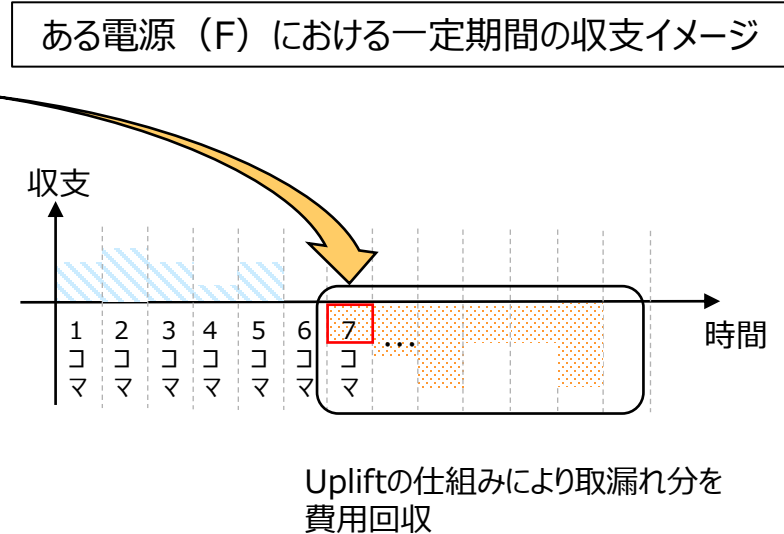
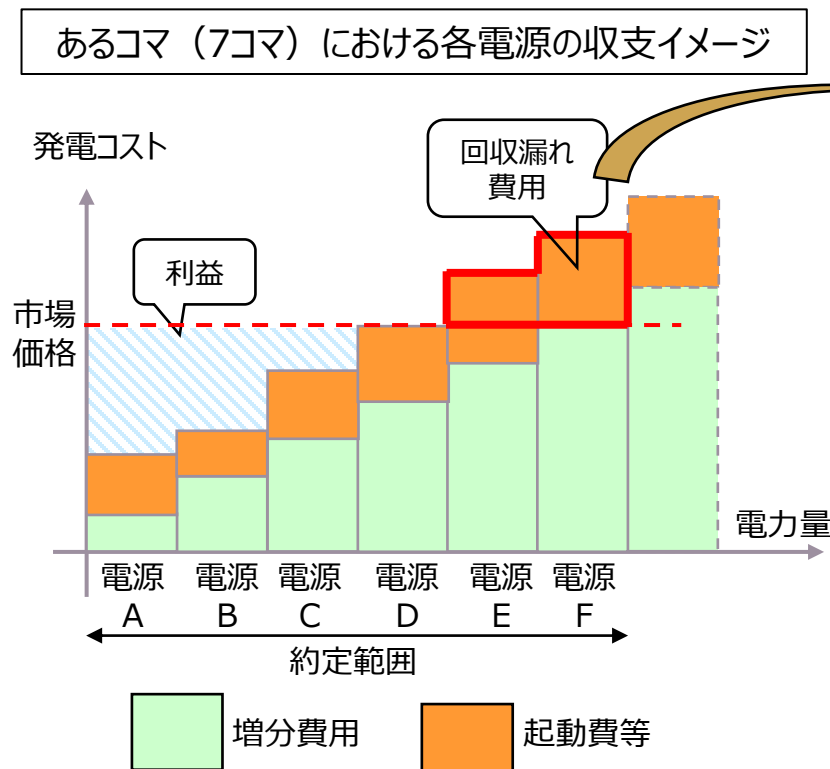


3-Part情報を用いた同時最適化（簡略化のため、価格反応需要価値・調整力確保費用は省略）



制約条件：  
 需給バランス制約  
 送電容量制約  
 リソース能力に関する制約  
 調整力確保制約

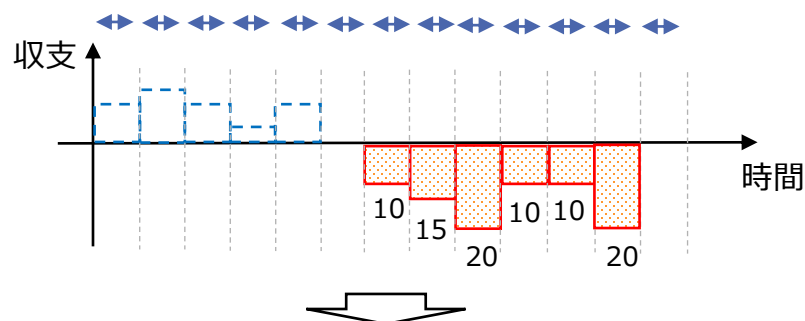
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、増分費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で、市場価格に起動費等が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費等の各種費用} \geq 0$ ）ことを判定するかということが論点となる。



**<論点>**  
**起動費等の取漏れ判定期間（コマ単位、1日、1週間等）**  
**をどのように定めるか**

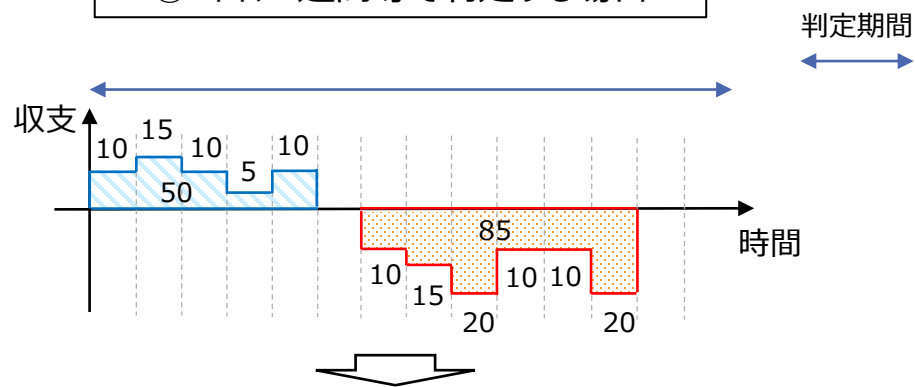
- 起動費等の取漏れを判定する期間は、大枠の分類として、「①コマ単位で判定する場合」と、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」の二つが考えられる。
- 「①コマ単位で判定する場合」には、あるコマの収支で費用回収できていない場合にはその量をupliftとして回収することになり、この時、市場価格によって費用回収できたコマについては、そのまま発電事業者の利益となる。
- 他方、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」は、その判定期間において総収支がマイナスになったとき、その量をupliftとして回収することとなる。
- したがって、「①コマ単位で判定する場合」の方が、発電事業者の利益が大きくなる（発電事業者目線では望ましいものとなる）ものの、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡によっては過度に補填費用が増加する懸念もある。
- これらについては、**今回の各シナリオにおいて、それぞれ定量評価して、判定期間（コマ、1日、1週間）の方向性を整理を行う**ことにした。

①コマ単位で判定する場合



取漏れのあるコマの取漏れ分をupliftで回収  
 $(10+15+20+10+10+20=85)$

②1日、1週間等で判定する場合



判定期間内の総収支がマイナスになった分をupliftで回収  
 $(85-50=35)$

- kWh収入のみを見込んだ場合の各算定方法におけるUpliftは下表の通りとなっている。
- Upliftの総額ならびに卸取引費用における割合は案B-1が最も少ない結果になっている。これは約定電源自体は変わらない中、市場価格のみ上がることに伴い、電源の回収漏れ費用が減少することが要因と考えられるが、市場価格が上がることに伴い卸取引費用自体は上昇している。すなわち、市場価格とUpliftはトレードオフの関係であり、Upliftが少なければ良いという単純な話ではなく、双方の取引の合計にも着目する必要があると考えられる。
- また、基本試算ケースに比べ、追加試算ケースのUpliftの割合が減少傾向であるが、これは燃料費が上昇したことで市場価格が上昇した一方で、試算条件として起動費は据え置いているため起動費の取漏れ分が相対的に減少したことが要因の一つと考えられる。
- 起動費等の取漏れを判定する期間については、どの案においても、「コマ単位＞1日単位＞1週単位」の費用規模となり、利益と相殺する期間が長いほど、Upliftの規模が減少する傾向であることが分かった。

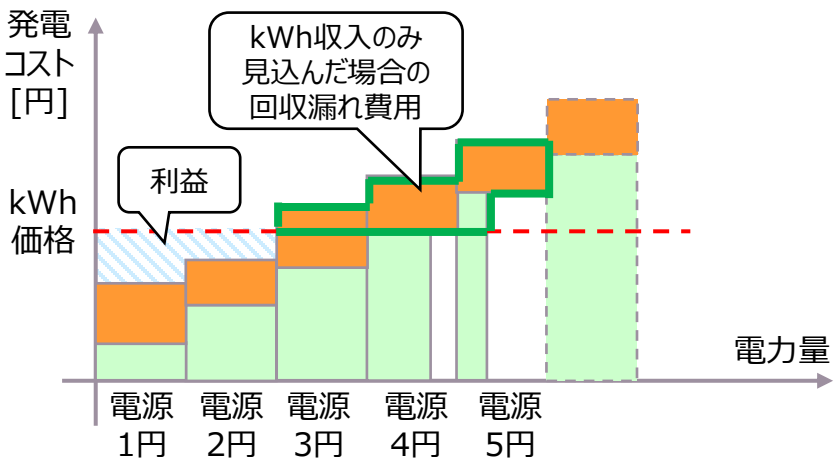
|             |              |               | 案A<br>ΔkWなかりせばのマーヅナル |      |      | 案B-1<br>同時最適のマーヅナル |        |        | 案B-2<br>同時最適のシャドウプライス |      |      |
|-------------|--------------|---------------|----------------------|------|------|--------------------|--------|--------|-----------------------|------|------|
| Uplift判定期間  |              |               | コマ単位                 | 1日単位 | 1週単位 | コマ単位               | 1日単位   | 1週単位   | コマ単位                  | 1日単位 | 1週単位 |
| 基本試算<br>ケース | 増分費用等<br>カーブ | Uplift※<br>割合 | 2.6%                 | 2.2% | 2.1% | 0.1%               | 0.1%   | 0.1%   | 3.6%                  | 2.7% | 2.7% |
|             | 平均費用<br>カーブ  | Uplift※<br>割合 | 2.2%                 | 1.8% | 1.7% | 0.1%               | 0.1%未満 | 0.1%未満 | 2.6%                  | 1.8% | 1.8% |
| 追加試算<br>ケース | 増分費用等<br>カーブ | Uplift※<br>割合 | 2.0%                 | 1.4% | 1.3% | 0.1%未満             | 0.1%未満 | 0.1%未満 | 3.0%                  | 1.9% | 1.8% |
|             | 平均費用<br>カーブ  | Uplift※<br>割合 | 1.6%                 | 1.2% | 1.1% | 0.1%未満             | 0.1%未満 | 0.1%未満 | 1.5%                  | 1.0% | 0.9% |

※ kWh収入しか見込んでいない場合の金額であり、ΔkW収入を見込む場合（次頁）の数値とは異なる。

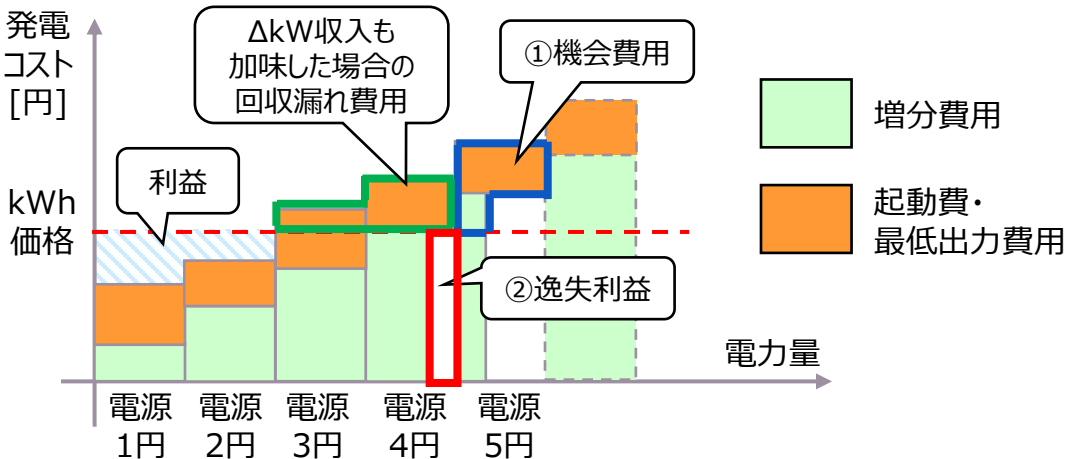
- また基本試算ケースでkWh価格算定方法を増分費用等カーブによる案B-2とした場合において、ΔkW収入も加味した場合のUpliftは下表の通りとなり、前ページのkWh収入のみ見込んだ場合と比較して減少することになった。  
(この場合においては、大宗のケースにおいて、卸取引費用の0～1%程度の規模感となった)
- また、起動費等の取漏れを判定する期間については、どの案においても、「コマ単位＞1日単位＞1週単位」の費用規模となり、利益と相殺する期間が長いほど、Upliftの規模が減少する傾向であることに変わりはない。

| ΔkW特定方法    |          | 例Ⅰ（増分費用の安価な順） |      |      | 例Ⅱ（増分費用の高額な順） |      |      | 例Ⅲ（すべてΔkW約定） |      |      | 例Ⅳ（ハイブリッド精算）                 |      |      |
|------------|----------|---------------|------|------|---------------|------|------|--------------|------|------|------------------------------|------|------|
| Uplift判定期間 |          | コマ単位          | 1日単位 | 1週単位 | コマ単位          | 1日単位 | 1週単位 | コマ単位         | 1日単位 | 1週単位 | コマ単位                         | 1日単位 | 1週単位 |
| ΔkW SPA    | Uplift割合 | 0.7%          | 0.1% | 0.1% | 0.7%          | 0.1% | 0.1% | 0.7%         | 0.1% | 0.1% | 0.9%                         | 0.3% | 0.1% |
| ΔkW MPA    | Uplift割合 | 1.1%          | 0.6% | 0.5% | 1.1%          | 0.6% | 0.5% | 1.1%         | 0.6% | 0.5% | シングル・マルチのハイブリッド精算のため上記ケースに包含 |      |      |

【kWh収入のみ見込んだ場合のUpliftイメージ】



【ΔkW収入を加味した場合のUpliftイメージ】



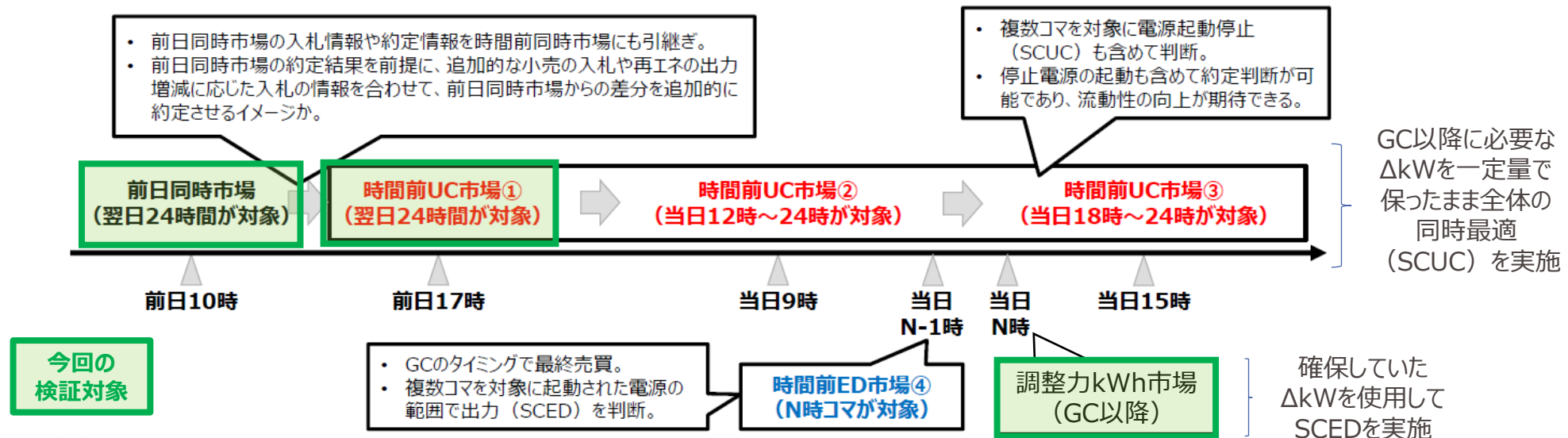
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、増分費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることになる。
- 市場価格が上昇し卸取引費用が増えるほどUpliftが減少するというトレードオフの関係性であるため、Upliftが少なければ良いという単純な話ではなく、双方の取引の合計にも着目する必要があることが確認できた。
- また、 $\Delta$ kW収入も加味した場合、kWh収入のみ見込んだ場合と比較して減少し、大宗のケースにおいて、卸取引費用の0～1%程度の規模感となった。
- 起動費等の取漏れを判定する期間については、どの案においても、「コマ単位＞1日単位＞1週単位」の費用規模となり、利益と相殺する期間が長いほど、Upliftの規模が減少する傾向であることに変わりはない。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 市場価格の計測・比較検証
  - － 1. 前日同時市場のkWh価格
  - － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
  - － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
  - － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
  - － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

- 時間前市場（イメージ②）においては、GC以降に必要な調整力（ $\Delta kW$ ）を一定量で保ったまま、需要（または再エネ）増減等に合わせて、都度SCUCを行う形態が考えられる。
- また、GC以降の調整力kWh市場においては、確保していた調整力（ $\Delta kW$ ）を使用※して、需要（または再エネ）増減等に合わせて、SCEDを行う形態が考えられる。
- 時間前市場については、複数回の開催も見込まれるが、今回、検証を単純化する観点から、**前日同時市場の後に最初に開催する時間前同時市場のみを対象に、調整力kWh市場含めて、価格検証を行うこととした。**

※ SCEDで使用するのは、あくまでEDC（予測誤差）成分であり、SCED後の実需給で必要なLFC（時間内変動）成分等は保ったままとなる。

## ②前日同時市場と同様の仕組みのイメージ ※一つのイメージであり、現行のザラバ中心の仕組みもあり得る。



（※）

- ・ 時間前UC市場：電源の起動停止も判断できるSCUCの計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 時間前ED市場：実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算するSCEDを行い、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

## I. 時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

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

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

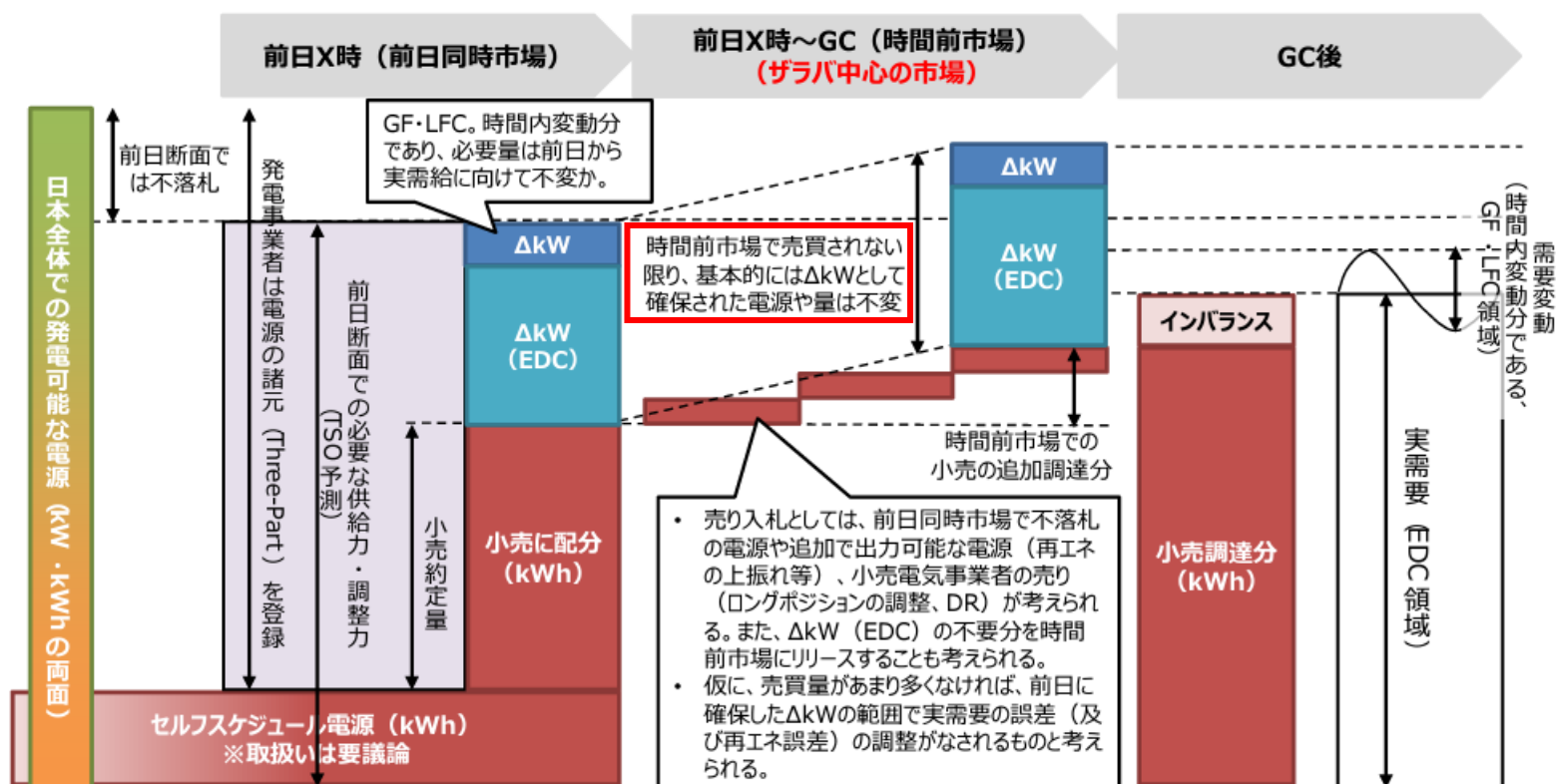
- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまで議論のたたき台として、以下のとおり、異なる2つのイメージを提示する。

- ① **前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場**（スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とすると考えれば、現行制度に近い仕組みともいえるか。）
- ② **前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場**（米国の市場制度と近い仕組みともいえるか。）

- なお、後記①②のイメージは、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでしかなく、前日から実需給に向けての需要や再エネの予測誤差の発生具合、BG（特に小売電気事業者）の買い入札の量によって図は大きく異なるものとなる。また、分かりやすさの観点から2つのイメージを提示したものの、①と②の二元論ではなく、その中間的な形を検討することもあり得る。
- 以上を踏まえ、**前日から実需給に向けての将来的な日本の電力市場の仕組みとしてどういったものが望ましいか、御意見をいただきたい。**

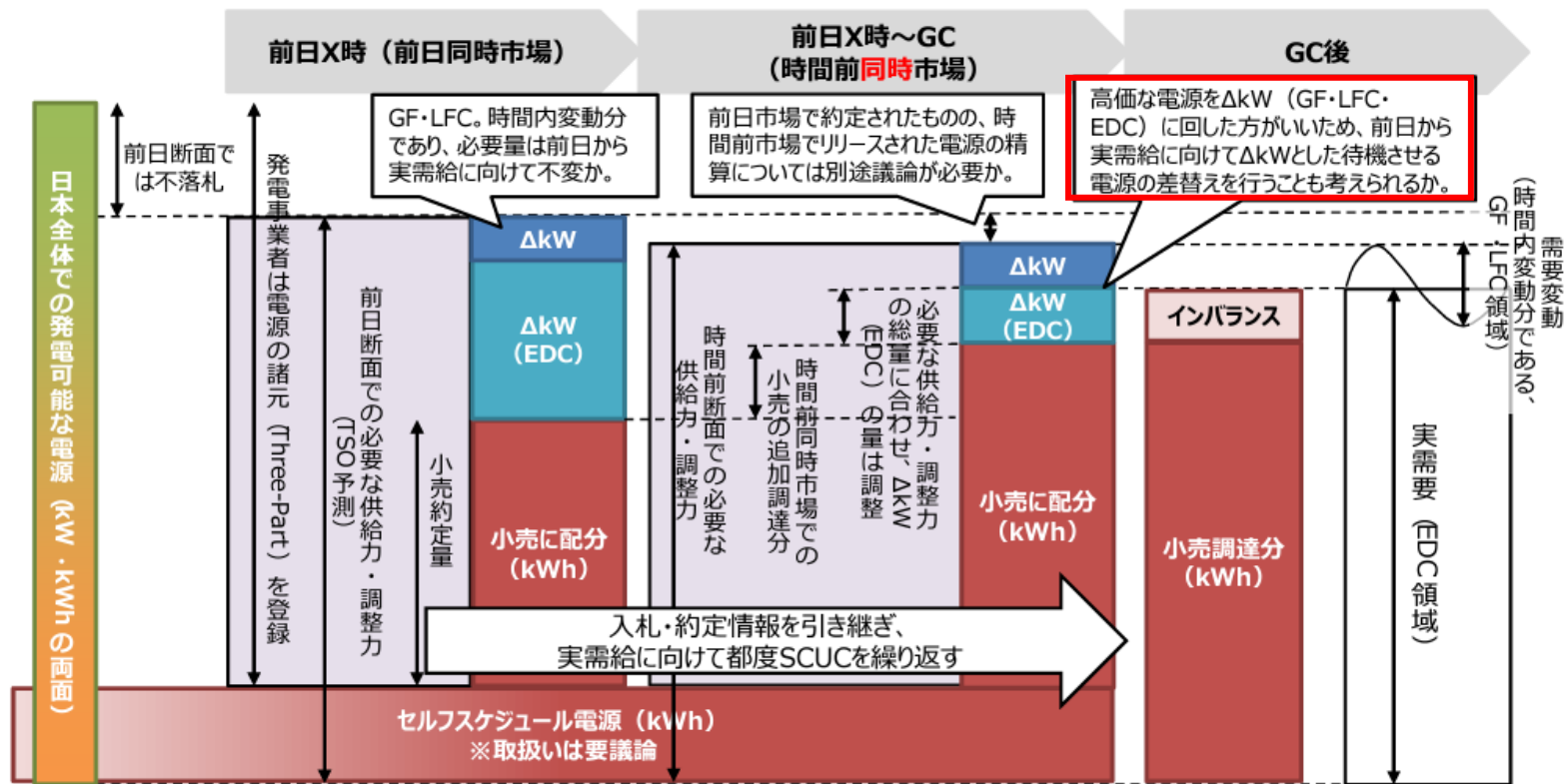
## 「①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ

- スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 $\Delta kW$ を前日断面で現行制度のような考え方で確保し、時間前市場をザラバ中心の市場にするのであれば、以下のようなイメージになるか。



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

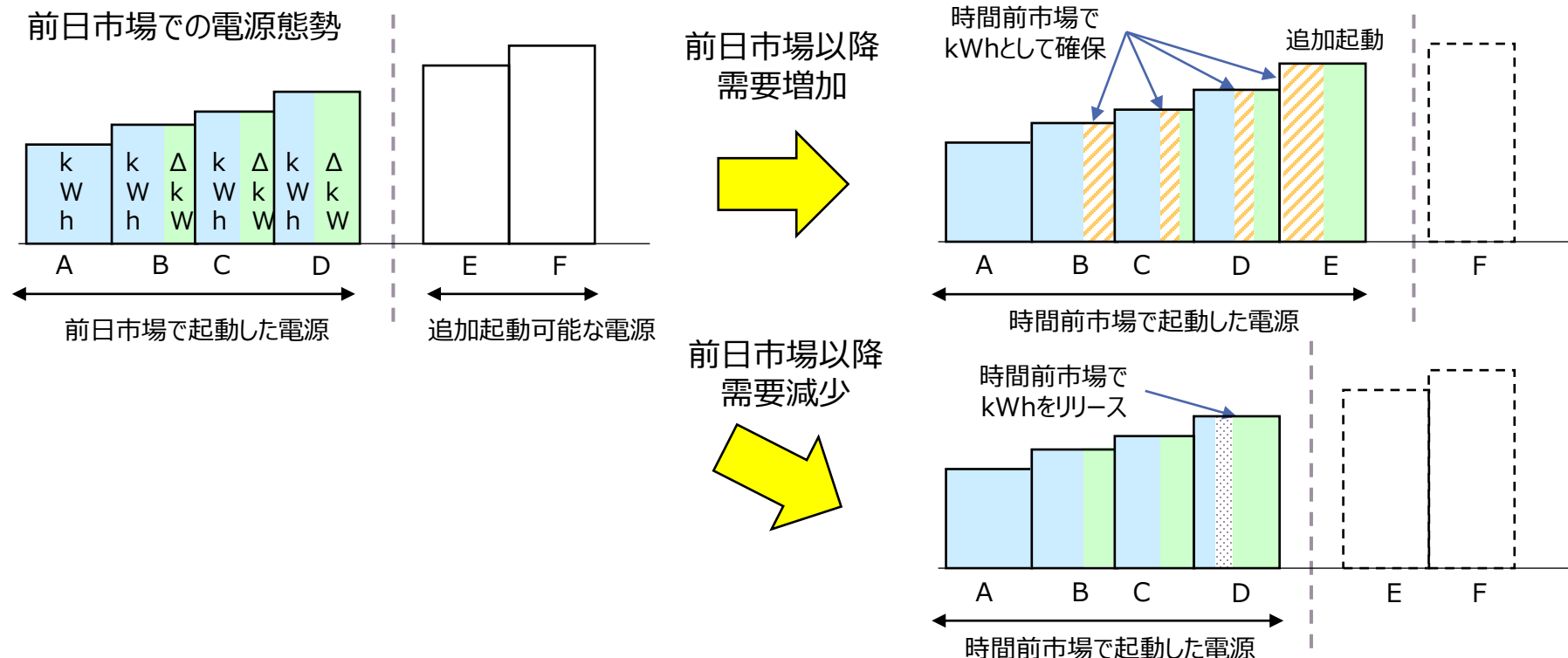
- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体に必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。



※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

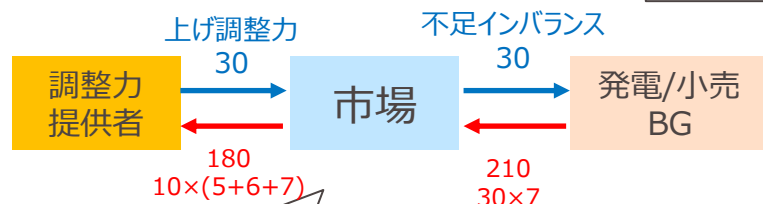
14

- 時間前同時市場（イメージ②）の場合、前日市場以降の需要増減に対してThree-part情報に基づいて都度SCUCを行うことで発電機態勢を更新していくことになる。
- そうしたなか、時間前同時市場におけるkWh価格決定方法としては、前日同時市場のkWh価格決定方法を踏襲して、「案B-2:同時最適のシャドウプライス（シングルプライス精算）」をベースとすることが考えられる。
- この際の精算対象について、全ての発電・需要を対象とするのか、前日（あるいは前回の時間前）からの数量偏差のみ対象とするのかが論点であるところ、あくまでも時間前同時市場における取引は偏差分のみと考えられることから、後者をベースとし、時間前同時市場のkWh価格（前日市場取引からの精算額）の合理性を検証した。



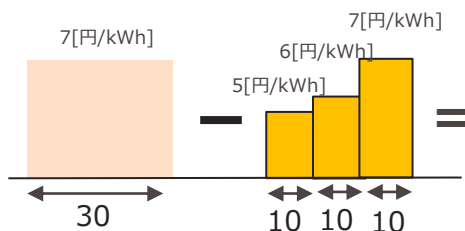
- 現状の調整力kWh市場は、インバランス取引がシングルプライス、調整力取引がマルチプライスとなっており、この際、調整力提供者にとって増分費用のままであれば上げ下げ調整に応じる（売り買い入札に出す）インセンティブがないためV1/V2スプレッド（10%マージン）を乗せている状態。
- 一方、前日同時市場における価格決定方法と同じ考え方にするのであれば、同じ価格規律（Three-Part情報）のまま、インバランス取引・調整力取引ともにシングルプライスで精算することも考えられる（これにより売り買い入札に出すインセンティブを高める）。

現状の調整力kWh市場



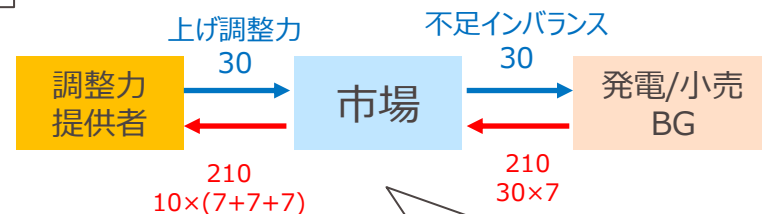
【市場の収支】

- : インバランス調整のためのkWhコスト
- : インバランス補填収入



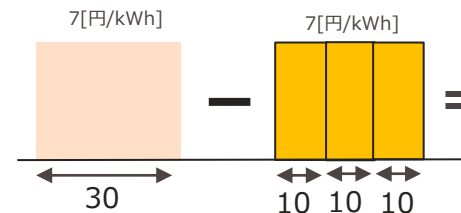
市場運営者に  
収益発生

両取引ともSPAの場合



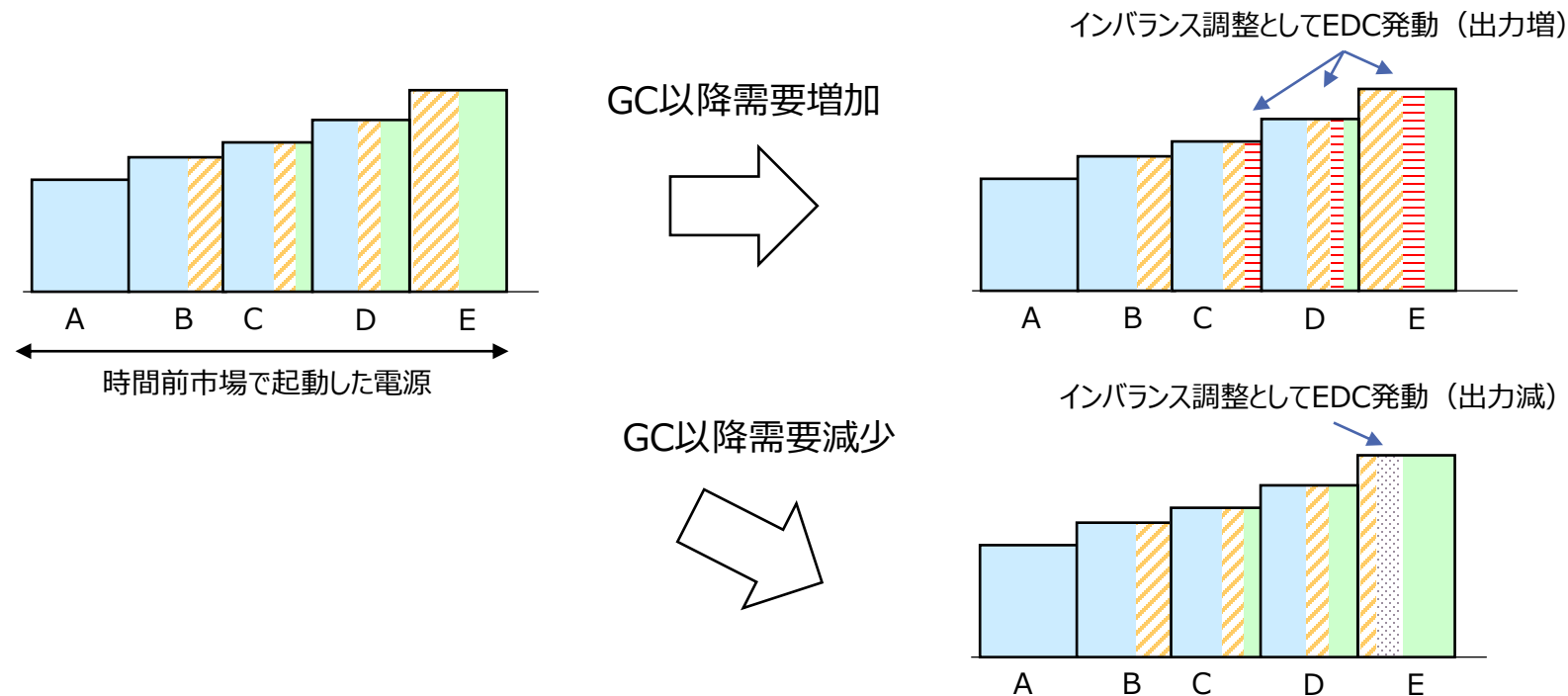
【市場の収支】

- : インバランス調整のためのkWhコスト
- : インバランス補填収入



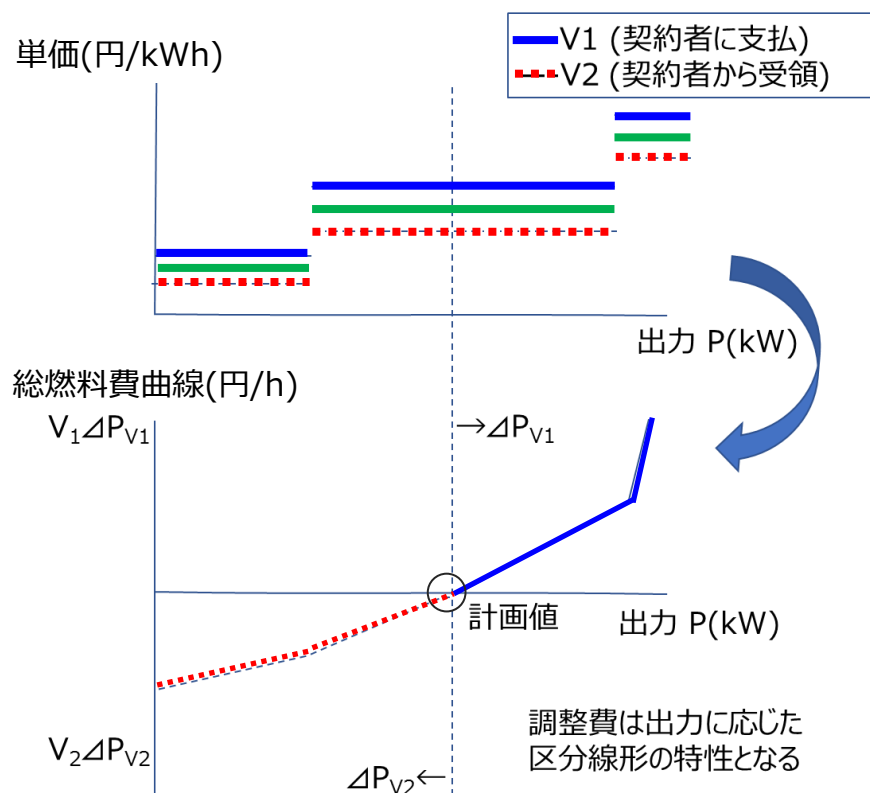
市場運営者の  
収支は±0

- 調整力kWh市場（インバンス料金連動）においては電源の起動停止は行わず、GC以降の需要増減に対して、あらかじめ決まった発電機態勢のもとでSCEDを行うことになる。
- その上で、インバンス料金の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）とするか、前日同時市場と同じ規律（Three-Part情報）、同じ価格（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）とするか等が考えられる。
- この際の精算対象について、あくまでも発生したインバンスに対する取引であることから、GC時点計画値からの数量偏差を対象とした差分決済方式（Two Settlement）とするのが基本と考えられるところ、これら複数の案に対し、インバンス価格（前日市場取引からの精算額）の合理性を検証した。

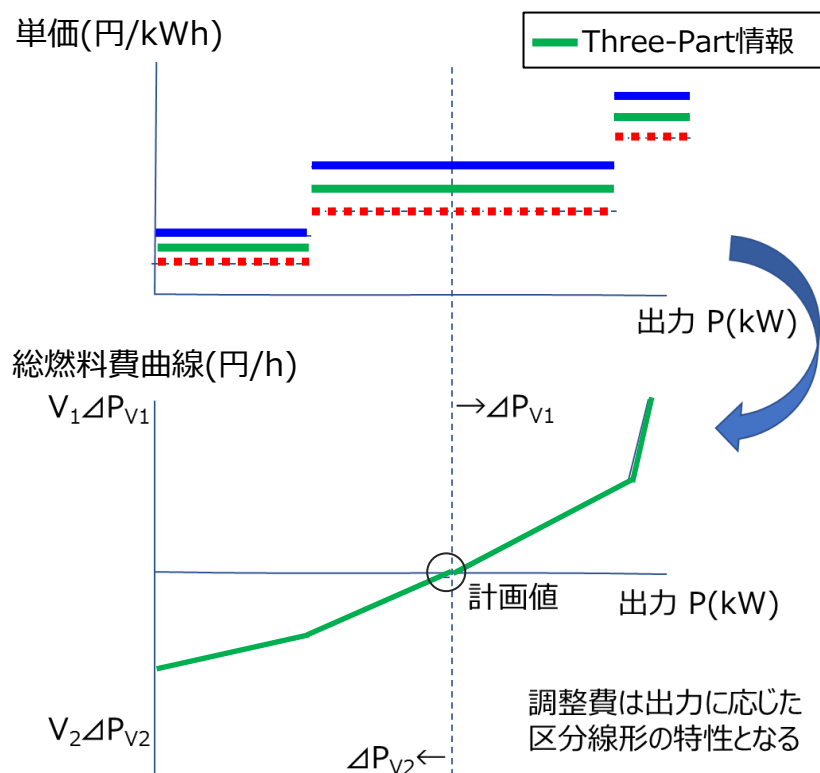


- V1/V2単価を用いる場合、GC時点計画値より上げ側はV1単価、下げ側はV2単価を参照してSCEDを行うこととなるため、Three-Part情報を用いる場合と比べると、インバランス料金だけでなく、発電機出力（調整力kWh市場の約定結果）自体も変わり得る。

## 【V1/V2単価】



## 【Three-Part情報】



- 
- ```
graph LR; A["<Sim条件>  
・需要①  
・固定供給力(再エネ・原子力等)  
・調整電源の費用・設備量  
・調整力制約①×7%、①×2%"] -- "需要増加シナリオ" --> B["<Sim条件>  
【変更箇所】  
・需要② : ①×101%  
・調整力制約①×7%、①×2%  
【不変箇所】  
・固定供給力(再エネ・原子力等)  
・調整電源の費用・設備量"]; A -- "需要減少シナリオ" --> C["<Sim条件>  
【変更箇所】  
・需要③ : ①×99%  
・調整力制約①×7%、①×2%  
【不変箇所】  
・固定供給力(再エネ・原子力等)  
・調整電源の費用・設備量"]; B -- "需要増加シナリオ" --> D["<Sim条件>  
【変更箇所】  
・需要④ : ①×102%  
・調整力制約①×2%  
・調整電源の増分費用(次々頁)  
【不変箇所】  
・固定供給力(再エネ・原子力等)  
・調整電源の設備量"]; C -- "需要減少シナリオ" --> E["<Sim条件>  
【変更箇所】  
・需要⑤ : ①×98%  
・調整力制約①×2%  
・調整電源の増分費用(次々頁)  
【不変箇所】  
・固定供給力(再エネ・原子力等)  
・調整電源の設備量"];
```
- The diagram illustrates a sequence of simulation scenarios based on changes in electricity demand. It starts with a base scenario and branches into two main paths: demand increase and demand decrease.
- Base Scenario (Leftmost Box):**
- <Sim条件>
  - ・需要 ①
  - ・固定供給力（再エネ・原子力等）
  - ・調整電源の費用・設備量
  - ・調整力制約（①×7%、①×2%）
- Demand Increase Path:**
- Scenario 1 (Top Middle Box):**
- <Sim条件>
  - 【変更箇所】
  - ・需要 ② : ①×101%
  - ・調整力制約（①×7%、①×2%）
  - 【不変箇所】
  - ・固定供給力（再エネ・原子力等）
  - ・調整電源の費用・設備量
- Scenario 2 (Far Top Right Box):**
- <Sim条件>
  - 【変更箇所】
  - ・需要 ④ : ①×102%
  - ・調整力制約（①×2%）
  - ・調整電源の増分費用（次々頁）
  - 【不変箇所】
  - ・固定供給力（再エネ・原子力等）
  - ・調整電源の設備量
- Demand Decrease Path:**
- Scenario 3 (Bottom Middle Box):**
- <Sim条件>
  - 【変更箇所】
  - ・需要 ③ : ①×99%
  - ・調整力制約（①×7%、①×2%）
  - 【不変箇所】
  - ・固定供給力（再エネ・原子力等）
  - ・調整電源の費用・設備量
- Scenario 4 (Far Bottom Right Box):**
- <Sim条件>
  - 【変更箇所】
  - ・需要 ⑤ : ①×98%
  - ・調整力制約（①×2%）
  - ・調整電源の増分費用（次々頁）
  - 【不変箇所】
  - ・固定供給力（再エネ・原子力等）
  - ・調整電源の設備量

- 前述の検証条件に基づき、時間前市場価格・インバランス価格について試算した結果は下表のとおり。
- まず、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。

前日市場価格（基本試算ケースにおける増分費用等カーブ・案B-2の市場価格平均値[円/kWh]）を基準にした比率

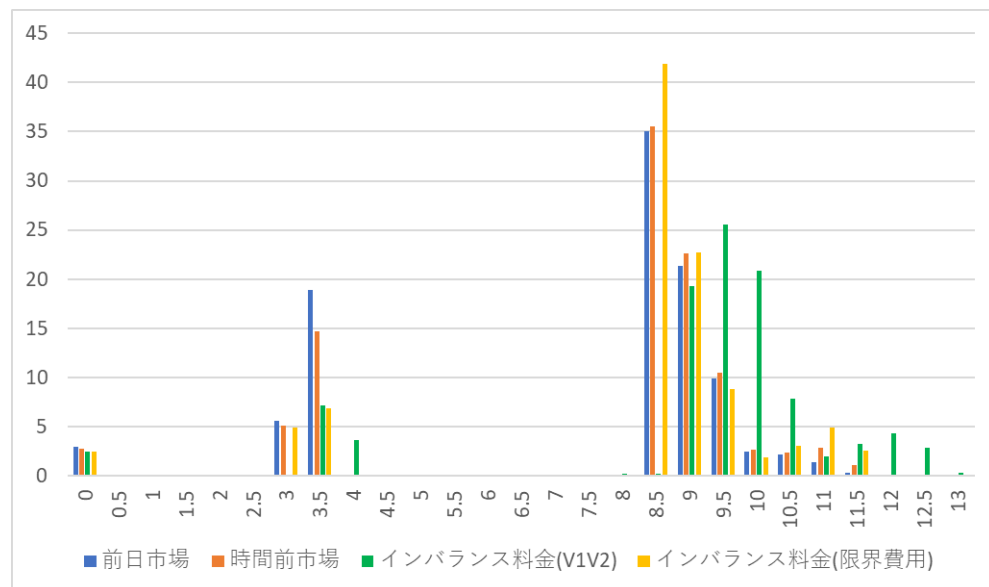
|                                  | 前日市場価格<br>(前日同時市場) | 時間前市場価格<br>(時間前同時市場) | インバランス価格（調整力kWh市場） |                        |
|----------------------------------|--------------------|----------------------|--------------------|------------------------|
|                                  |                    |                      | V1/V2単価            | Three-Partの<br>増分費用カーブ |
| 需要増加ケース<br>(時間前101%・<br>実需給102%) | 1.00               | 1.05                 | 1.23               | 1.12                   |
| 需要減少ケース<br>(時間前99%・<br>実需給98%)   |                    | 0.95                 | 0.86               | 0.87                   |

- 需要上振れ時には、価格上昇（下振れ時は低下）し、「前日市場価格＜時間前市場価格＜インバランス価格」（下振れ時は逆）といった傾向を示す分布（発生割合）となっている。
- 一方、V1/V2単価を用いたインバランス価格（下表緑グラフ）については、他ケースと少し異なる傾向を示している。

### 【各市場におけるkWh価格の分布】

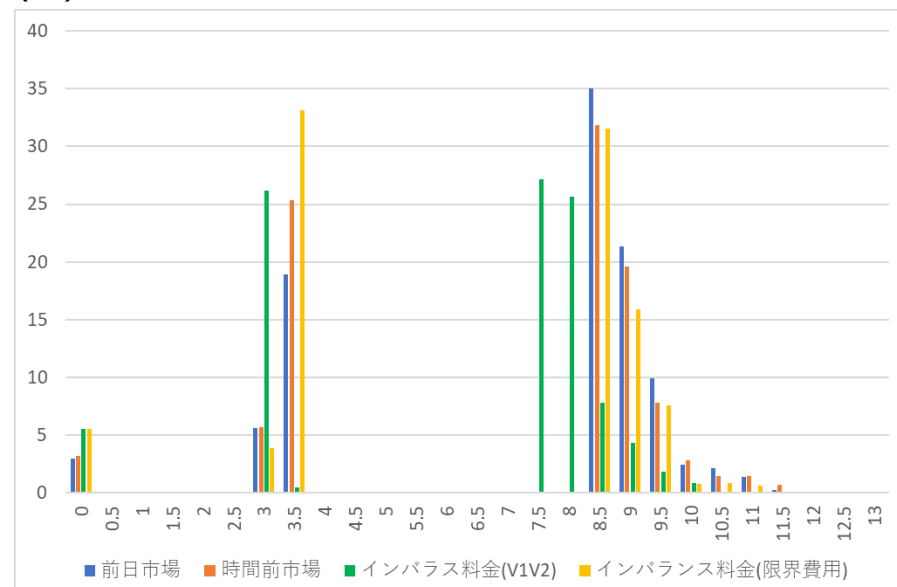
発生割合  
(%)

需要増加ケース



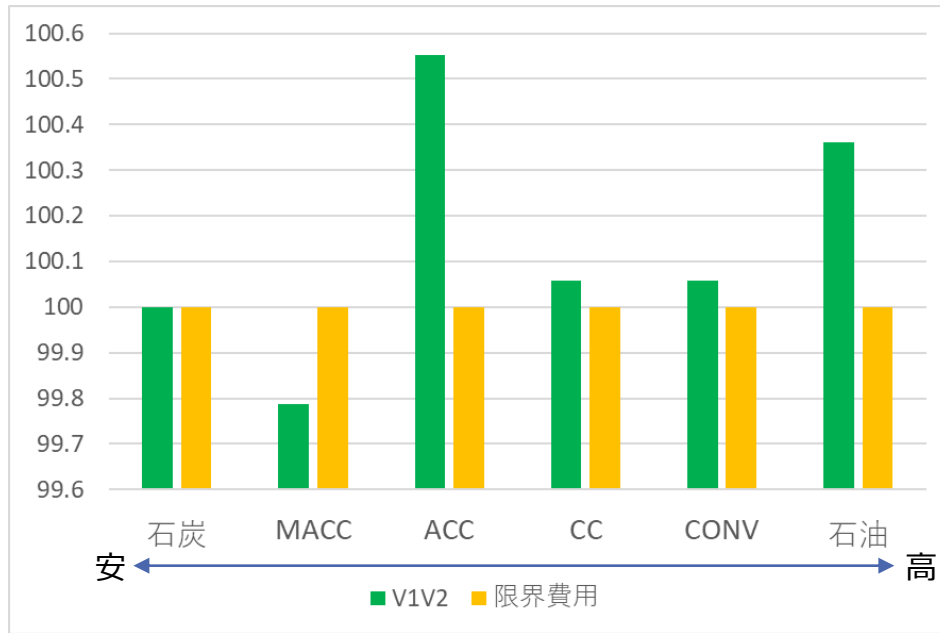
発生割合  
(%)

需要減少ケース

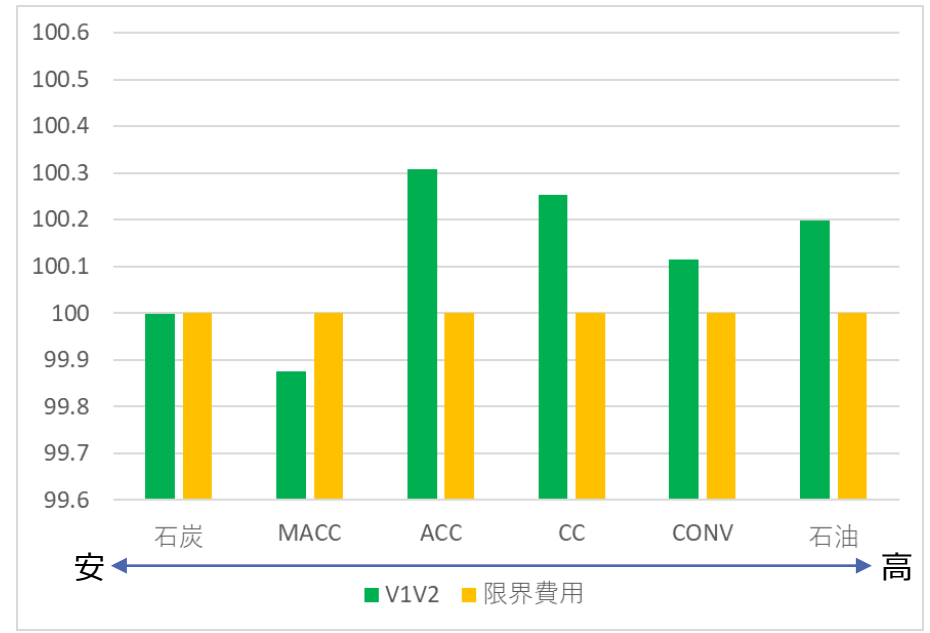


- また、インバランス価格のそれぞれの案（V1/V2単価、増分費用カーブ）については、価格水準が変わるだけでなく、そもそも異なる単価を用いていることから、出力配分（SCED）の結果自体が異なり、調整力kWh市場でV1/V2単価を用いた場合は、燃料費が最小となるような電源運用にならないといった試算結果が示された。

需要増加ケース



需要減少ケース



（いずれも増分費用カーブの場合の発電量を100とした場合の比率を記載）

- 試算結果を踏まえて、当初より示されていたBGの同時同量インセンティブ、経済性の観点、あるいは調整力応動のインセンティブ等について、どのような示唆が得られるか、市場価格構造に関する考察を実施した。

## 市場価格に関する検証の進め方について

27

- まずは、前述の複数シナリオ（最低出力費用の取扱い、 $\Delta kW$ の考慮有無）に対し、それぞれ市場価格（平均値やボラティリティ）の計測・比較検証を行い、 $kWh$ 約定価格の決定方法について検討を進めていくこととしたい。
- また、 $\Delta kW$ 約定価格については、 $kWh$ 約定価格決定方法によっても変わり得るため、上記を踏まえて検討を進める。
- 加えて、ここまでは前日同時市場における約定価格の議論であったが、作業部会においては、各市場（前日同時市場、時間前市場、調整力 $kWh$ 市場、余力活用契約）の価格規律が異なる場合の経済性の観点からの懸念、BGの同時同量インセンティブ達成のための前日同時市場・時間前市場でヘッジを行うニーズを生む価格決定といった観点に着目しつつ、合理的な価格決定の在り方を検討していくことが必要とされており、こちらについても今後、検証を進めていくこととしたい。

前日同時市場においては、第3.3.1.5目の案A、案B-1、案B-1、案A及び案B'のいずれを選ぶかによって、以下の例や図39のとおり、機会費用や逸失利益が発生するかどうかや、発生する費用・利益の大きさが変わります。

- 例えば、案Aの電源E（図39）については、調整力のために追加的に起動を行うため、機会費用は $\Delta kW$ の価格で回収が必要と考えられる。
- 一方、案B-1の電源E（図39）については、調整力も考慮した上で、市場価格を決定するため、起動費については、取崩れが発生した場合、前日同時市場における $kWh$ の約定価格でなく、 $\Delta kW$ の価格や実際に $kWh$ として実需給断面で稼働した調整力（インバランス）の価格での回収を志向することも考えられるが、最低出力費用については、前日同時市場における $kWh$ の約定価格に反映されているため、調整力の機会費用として回収をする必要はない。

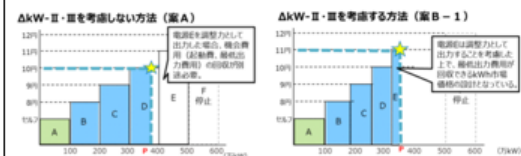


図39  $\Delta kW$ -II及び $\Delta kW$ -IIIの取扱いと費用回収（例）

### 3.7.6 市場全体（前日同時市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方

前日同時市場での約定価格、時間前市場での約定価格、インバランス料金での約定価格で異なる価格の決定方式の場合（例えば、①前日同時市場では電源の平均費用カーブで価格が決定し、インバランス料金は限界費用単価が用いられる、②前日同時市場のみ起動費も考慮した価格設定となっている、等）や前日同時市場でのThree-Part情報での入札の価格規律と余力活用契約の価格規律が異なる場合、費用が最小となるような電源運用が可能かといった経済性の観点から懸念が存在する。

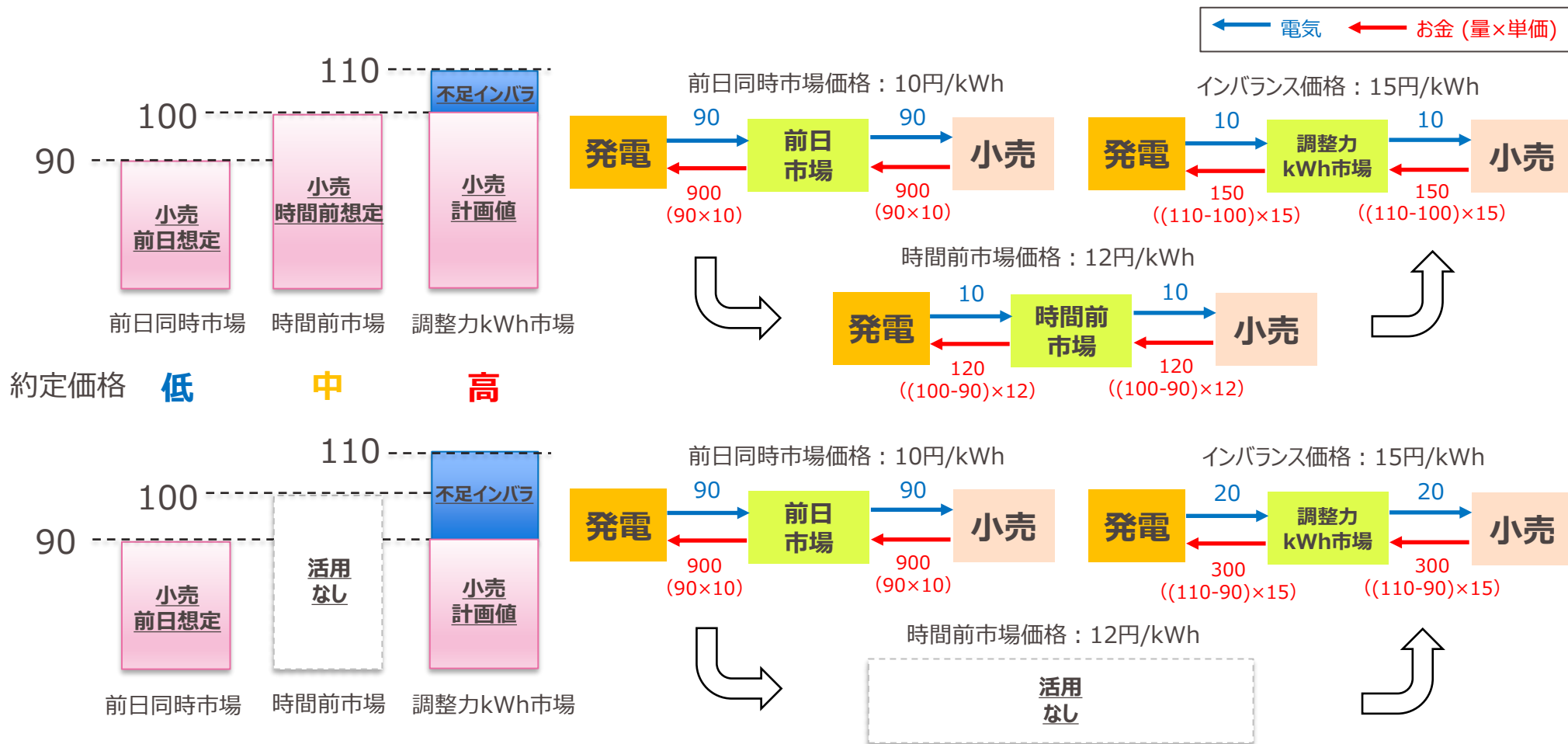
また、BGの計画値同時同量のインセンティブの観点からは、小売電気事業者が前日同時市場や時間前市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度<sup>96</sup>や余力活用契約に基づく精算制度とすることが必要である。

このような観点に着目しつつ、実際の約定システムの構築やシミュレーションの過程で十分に検証をしつつ、合理的な価格決定の在り方を検討していくことが必要と考えられる。

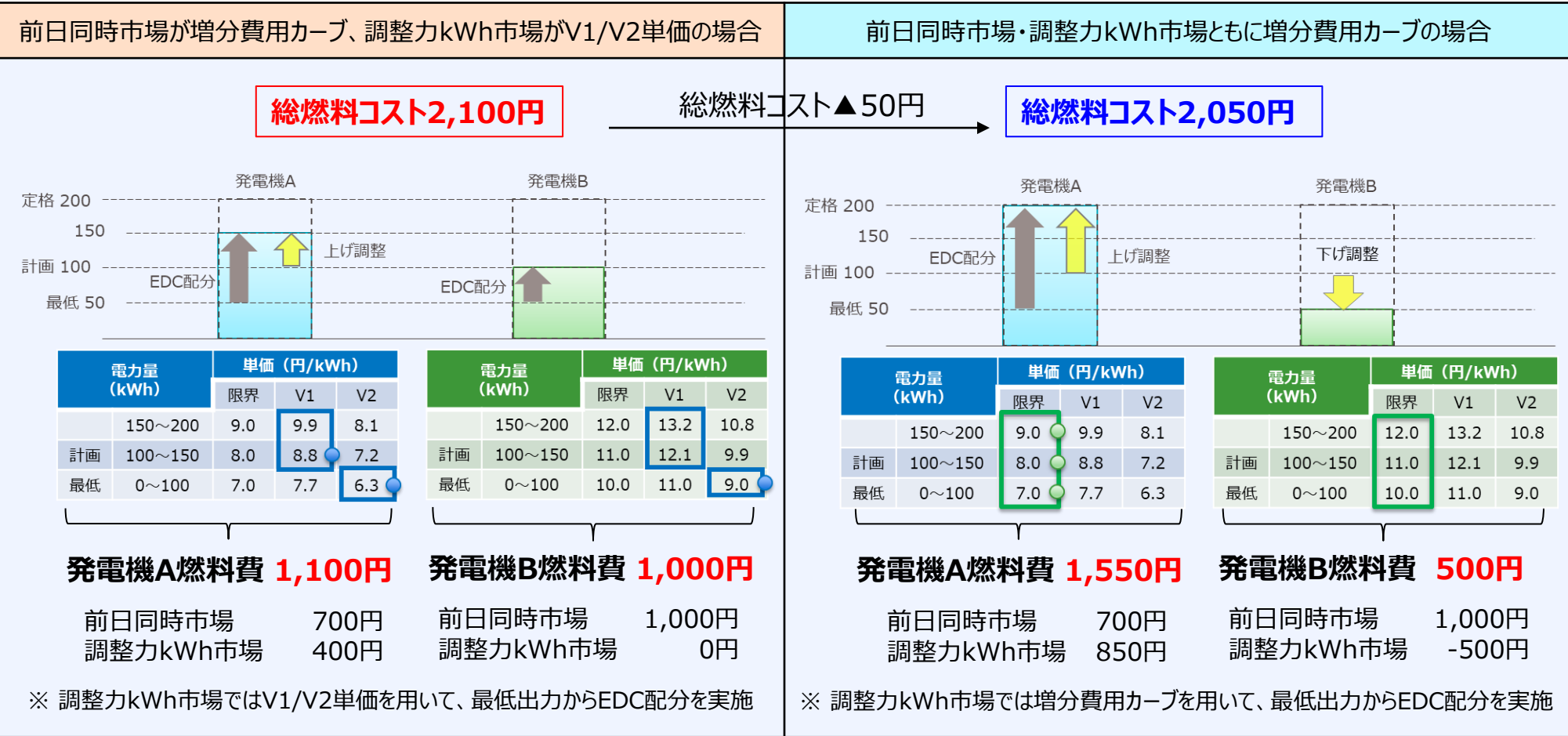
出所）あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会 取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/oroshi\\_lukyu\\_kento/pdf/20230425\\_1.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_lukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf)

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料5より抜粋  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/doji\\_shijo\\_kento/pdf/002\\_05\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_05_00.pdf)

- 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増分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。



■ 前日同時市場（または時間前市場）が増分費用カーブ、調整力kWh市場はV1/V2単価の場合。



総燃料コスト  
2,100円

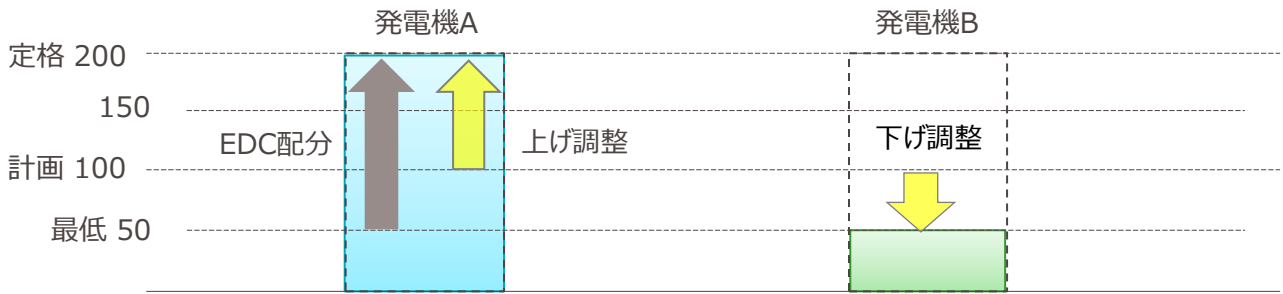
| 電力量<br>(kWh) |         | 単価 (円/kWh) |     |     |
|--------------|---------|------------|-----|-----|
|              |         | 限界         | V1  | V2  |
|              | 150～200 | 9.0        | 9.9 | 8.1 |
| 計画           | 100～150 | 8.0        | 8.8 | 7.2 |
| 最低           | 0～100   | 7.0        | 7.7 | 6.3 |

| 電力量<br>(kWh) |         | 単価 (円/kWh) |      |      |
|--------------|---------|------------|------|------|
|              |         | 限界         | V1   | V2   |
|              | 150～200 | 12.0       | 13.2 | 10.8 |
| 計画           | 100～150 | 11.0       | 12.1 | 9.9  |
| 最低           | 0～100   | 10.0       | 11.0 | 9.0  |

※ 前日同時市場では、ΔkW確保制約等によって、発電機A（安価な電源）が定格出力まで至っていないものとした。  
（調整力kWh市場では、確保したΔkWも使用して、SCEDを実施）

|                     | 発電機A                              | 発電機B                                 |
|---------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| 前日同時市場<br>（需要200）   | 約定：100（0～100）<br>燃料コスト：7×100=700円 | 約定：100（0～100）<br>燃料コスト：10×100=1,000円 |
| 調整力kWh市場<br>（需要+50） | 約定：50（100～150）<br>燃料コスト：8×50=400円 | 約定：なし<br>燃料コスト：0円                    |
| 合計燃料コスト             | 700+400=1,100円                    | 1,000+0=1,000円                       |

■ 前日同時市場（または時間前市場）が増分費用カーブ、調整力kWh市場も増分費用カーブの場合。



総燃料コスト  
2,050円

| 電力量<br>(kWh) |         | 単価 (円/kWh) |     |     |
|--------------|---------|------------|-----|-----|
|              |         | 限界         | V1  | V2  |
|              | 150～200 | 9.0        | 9.9 | 8.1 |
| 計画           | 100～150 | 8.0        | 8.8 | 7.2 |
| 最低           | 0～100   | 7.0        | 7.7 | 6.3 |

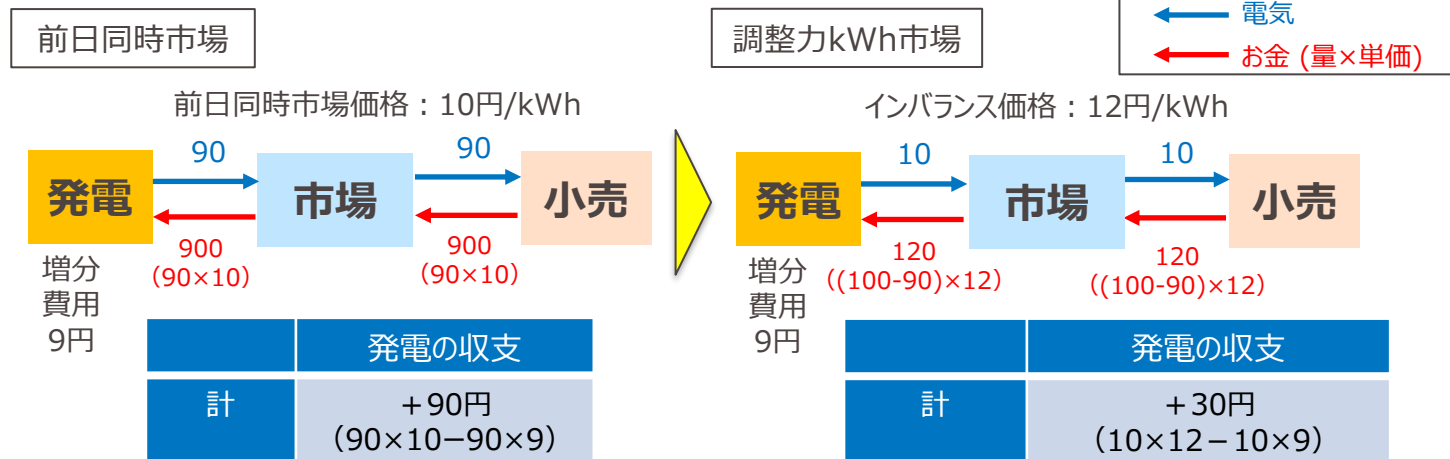
| 電力量<br>(kWh) |         | 単価 (円/kWh) |      |      |
|--------------|---------|------------|------|------|
|              |         | 限界         | V1   | V2   |
|              | 150～200 | 12.0       | 13.2 | 10.8 |
| 計画           | 100～150 | 11.0       | 12.1 | 9.9  |
| 最低           | 0～100   | 10.0       | 11.0 | 9.0  |

※ 前日同時市場では、ΔkW確保制約等によって、発電機A（安価な電源）が定格出力まで至っていないものとした。  
（調整力kWh市場では、確保したΔkWも使用して、SCEDを実施）

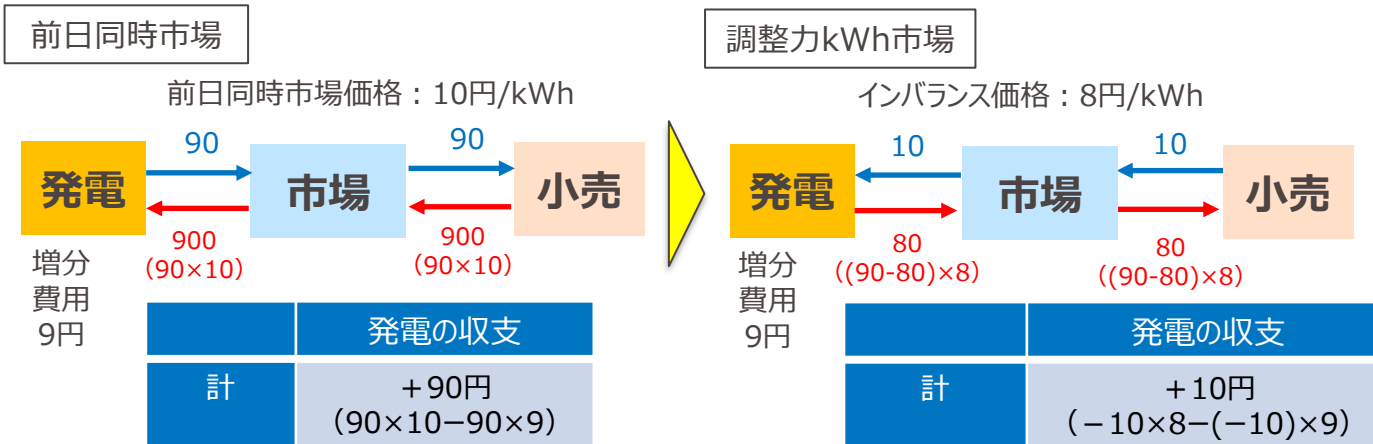
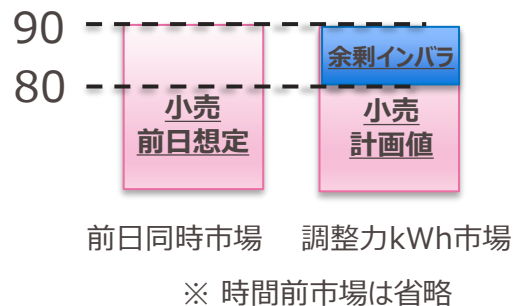
|                     | 発電機A                                    | 発電機B                                  |
|---------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------|
| 前日同時市場<br>（需要200）   | 約定：100（0～100）<br>燃料コスト：7×100=700円       | 約定：100（0～100）<br>燃料コスト：10×100=1,000円  |
| 調整力kWh市場<br>（需要+50） | 約定：100（100～200）<br>燃料コスト：8×50+9×50=850円 | 約定：-50（0～100）<br>燃料コスト：10×(-50)=-500円 |
| 合計燃料コスト             | 700+850=1,550円                          | 1,000+(-500)=500円                     |

- V1/V2単価の精算でなく、前日同時市場における増分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）にとっても増分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】



## ■ また、時間前市場における再エネ変動対応の売買については、現行（ザラバ）だと下記のような特徴が存在するか。

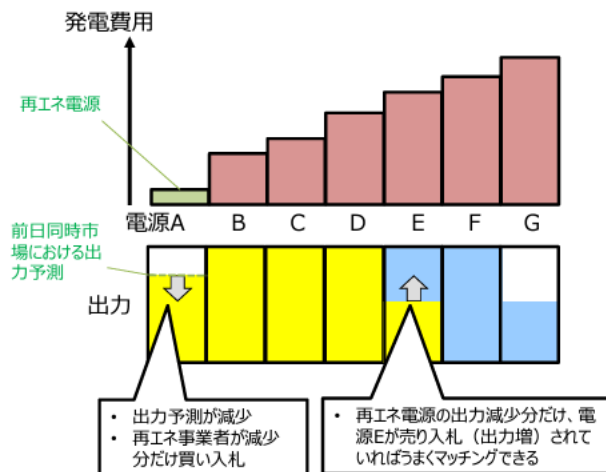
- 再エネ出力予測が減少：再エネ事業者は減少分の買い入札を行い、売り入札（発電出力増）とマッチングすれば、確保可能
- 再エネ出力予測が増加：再エネ事業者は増加分の売り入札を行い、買い入札（別小売の購入 or 電源の差替え）とマッチングすれば売却可能も、系統余剰時に別小売の購入は期待できず、電源差替えができない場合は再エネ出力制御をする必要
- この点、現行の時間前市場（ザラバ）の取引量は、電力総需要の1%未満※であり、経済性・流動性に課題があるといえるか。

※ 2023年度取引総量より計算。

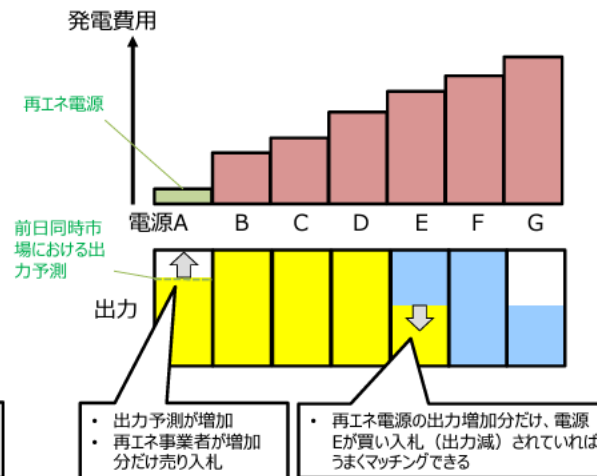
### ケーススタディB：再エネ変動対応の売買

- 再エネ出力予測に合わせた売買量に応じて、Three-Part電源の売買量がマッチング。

#### 再エネ出力予測が減少



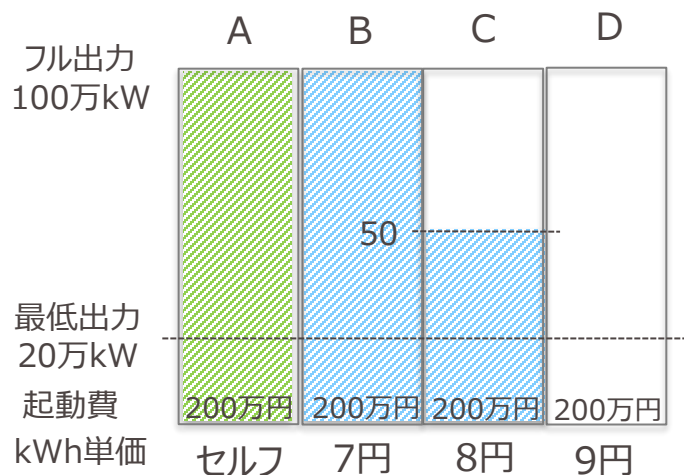
#### 再エネ出力予測が増加



（※） 簡単のため、図にはkWhでの約定のみを図示（ΔkWについては記載していない）。また、最低出力についても考慮していない。

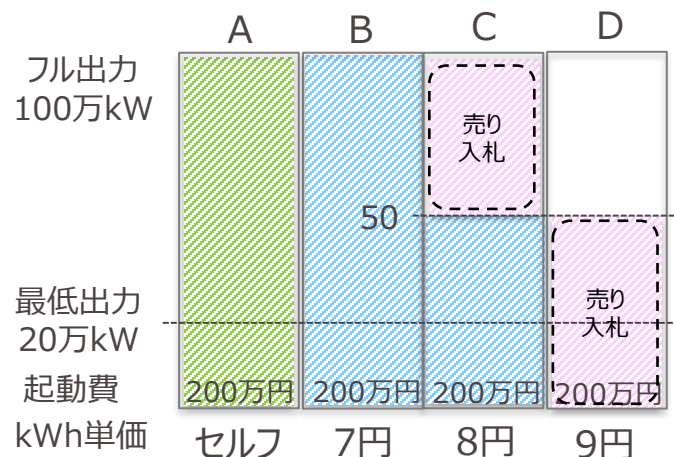
- この点、前日同時市場と同様の仕組みにすることは、電源（市場計画可能領域）全てが売り入札（実質、上げ調整）・買い入札（実質、下げ調整）の両方に玉出しされている（流動性が最大である）ことと同義であり、前述の再エネ出力増加時（系統余剰時）においても不要な電源は確実に停止させることができる（経済的）。

【前日断面】  
小売想定需要=250 [万kW]  
(うちセルフ100万kW)

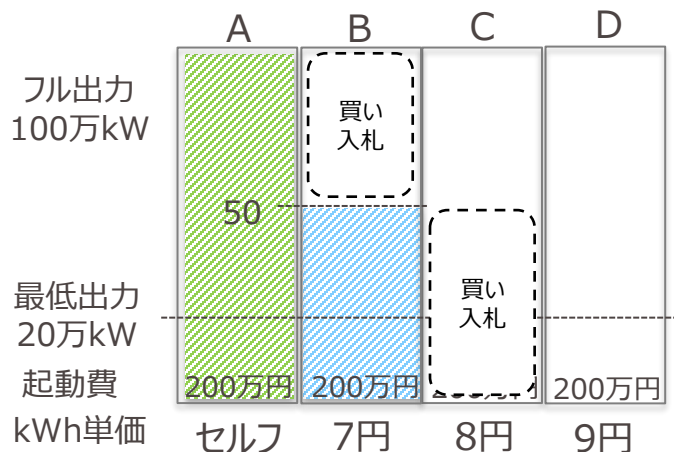


【時間前断面】  
小売想定需要=350 [万kW]  
(小売が100の買い入札)

【小売想定需要が増加】



【小売想定需要が減少】



電源（市場計画可能領域）全てが  
時間前市場に玉出し（売り買い両方）  
されているのと同義（流動性最大）

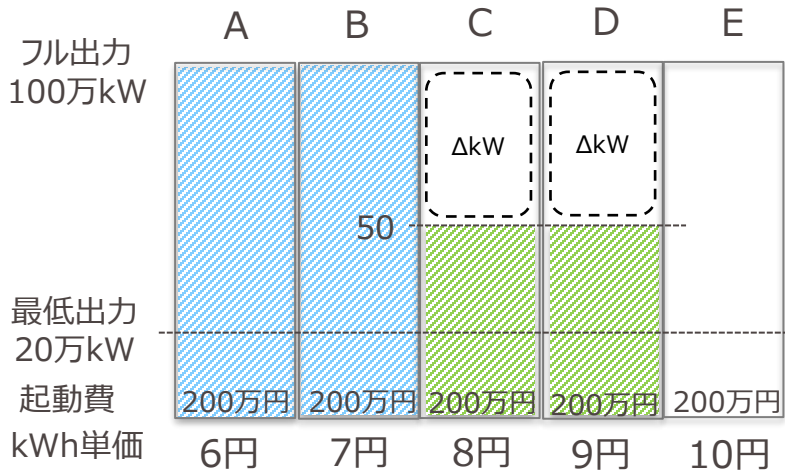
【時間前断面】  
小売想定需要=150 [万kW]  
(小売が100の売り入札)

- 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増分費用カーブ）・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、増分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ということは、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。

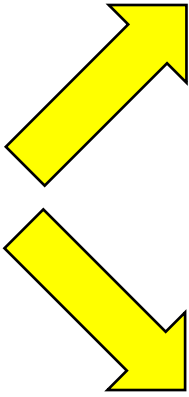
1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 市場価格の計測・比較検証
  - － 1. 前日同時市場のkWh価格
  - － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
  - － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
  - － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
  - － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

■ 前日取引以降、**時間前同時市場（イメージ②）**では、エネルギーコスト最小化の目的関数に従い、kWhだけでなく、ΔkWの差替えが都度行われることも考えられ、その場合の「**①機会費用**」「**②逸失利益**」についてどのように**取り扱うべきか整理が必要**と考えられる。

【前日断面】  
小売想定需要=300 [万kW], ΔkW確保量=100 [万kW]

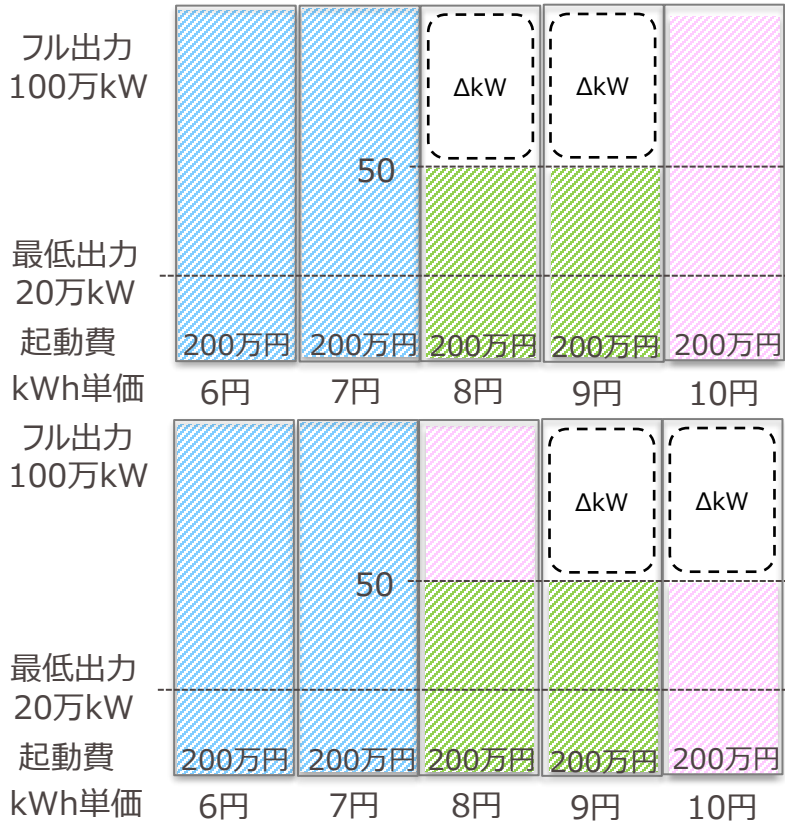


【イメージ①】  
※時間前市場でΔkW  
が売買されない場合

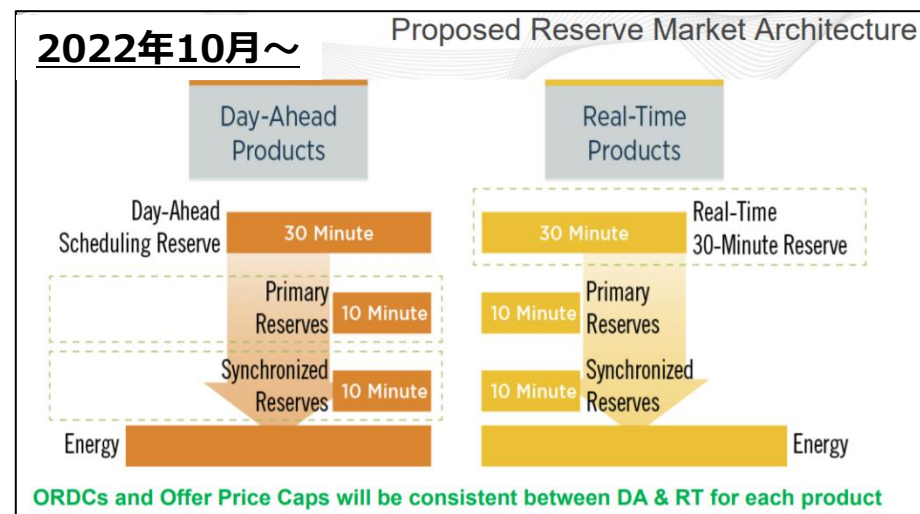
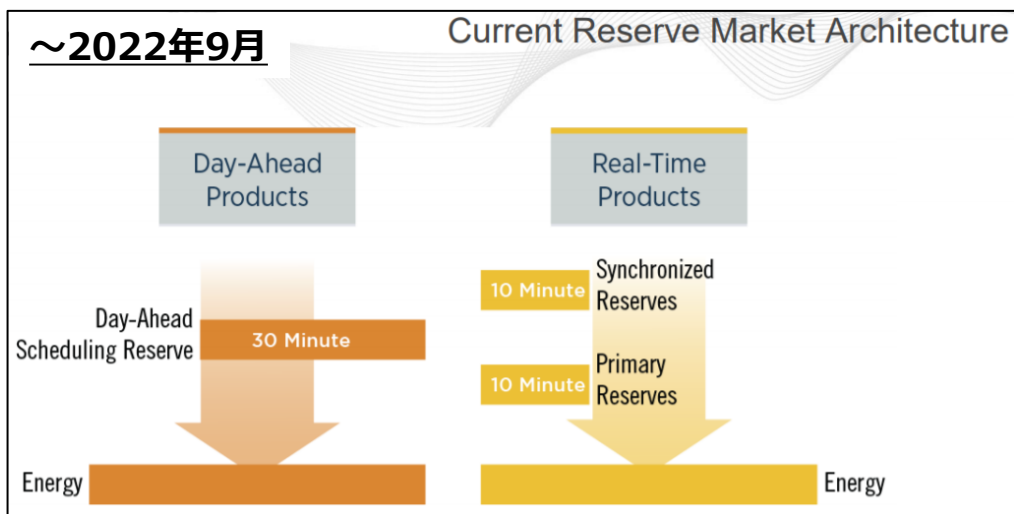


【イメージ②】

【前日以降～実需給断面】  
小売想定需要=**400** [万kW], ΔkW確保量=100 [万kW]



- 同時最適の対象であるReserveについて、従来は前日市場で30分応動商品、リアルタイム市場で10分応動商品（2つ）を取引していたが、近年、それぞれの商品を前日・リアルタイム市場の両方で取引するように変更されている。
- また、 $\Delta kW$  (Reserve) 価格の精算については、前日取引からの数量偏差を、リアルタイム市場で精算する差分決済方式 (Two Settlement) が採用されており、これは、エネルギー (kWh) 市場で既に行われている方式であり、全てのReserve商品に対して、同じコンセプト（考え方）が適用されたものとされている。



前日からの数量偏差は、リアルタイムで決済

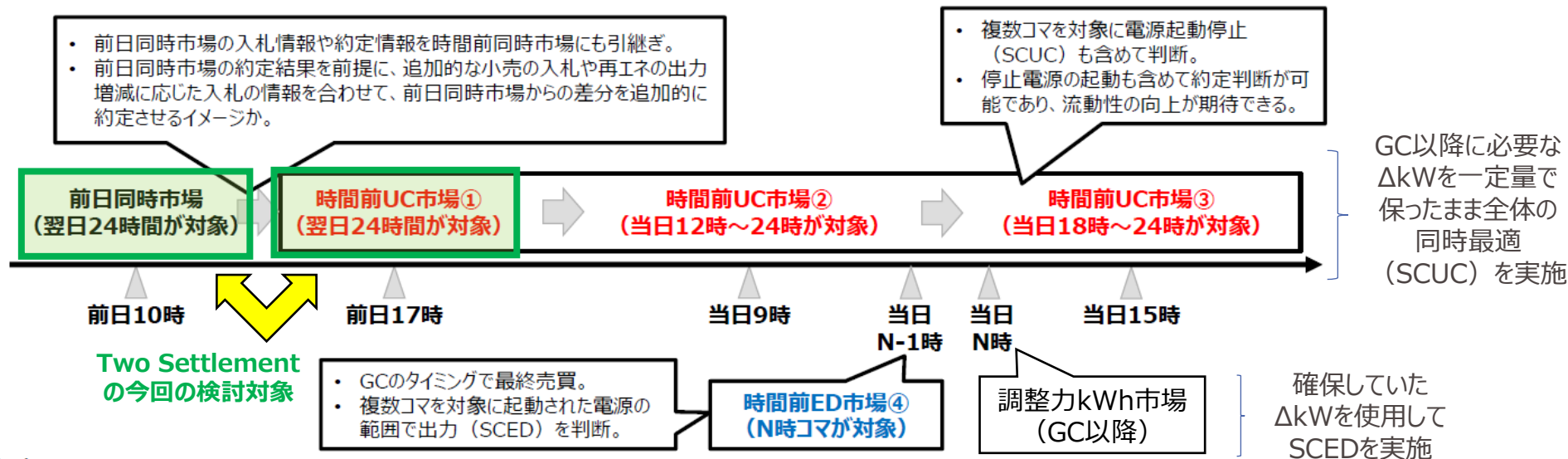
kWhに対しては既に行っており、全てのReserveに同じコンセプトを適用

- pjm Balancing Settlement
- Quantity deviations from day-ahead are settled in real-time
  - We do this today for energy and will apply the same concept for all reserves
  - Awards for Synchronized and Non-Synchronized Reserve cannot occur simultaneously
  - Secondary Reserves reflect the portion of 30-minute reserves that occurs between 10 and 30 minutes

- 時間前同時市場（イメージ②）においては、GC以降に必要な調整力（一定量のΔkW）について、前日同時市場以降の需要変動に応じて、ΔkWの差替えが都度行われることが考えられる。
- 今回、ΔkW市場におけるTwo Settlementの意味（お金の流れ）を把握すべく、簡単化のため、前日同時市場ならびに時間前市場（初回）の2市場のみを対象※とし、検討を行うこととした。
- この際、便宜的に、ΔkW費用としては「①機会費用」「②逸失利益」のみを取り扱うこととし、ΔkW価格の精算方法については例Ⅳ（逸失利益はSPA、機会費用はMPA）を用いてケーススタディを実施した。

※ SCUC（時間前UC市場）が複数回行われた場合、今回検討したTwo Settlementの精算自体も複数回行われることとなる。

## ②前日同時市場と同様の仕組みのイメージ ※一つのイメージであり、現行のザラバ中心の仕組みもあり得る。

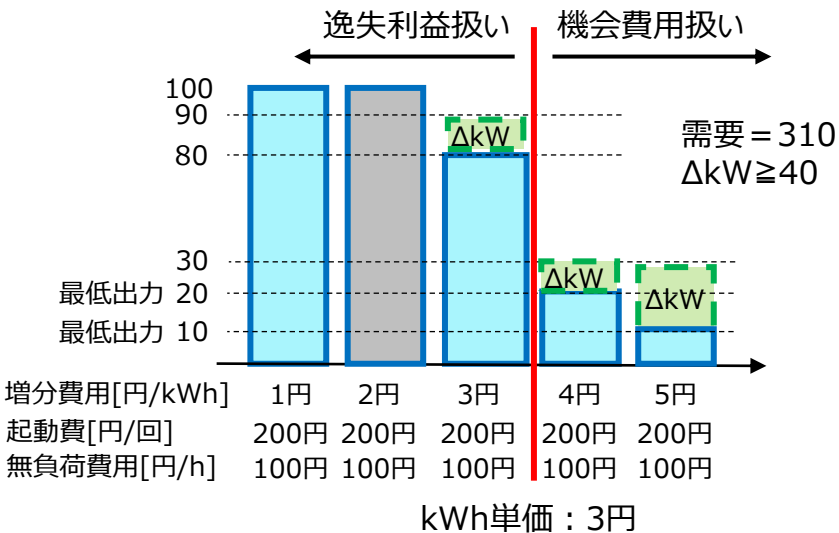


(※)

- ・ 時間前UC市場：電源の起動停止も判断できるSCUCの計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 時間前ED市場：実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算するSCEDを行い、これを元にした売買を行う市場。
- ・ 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

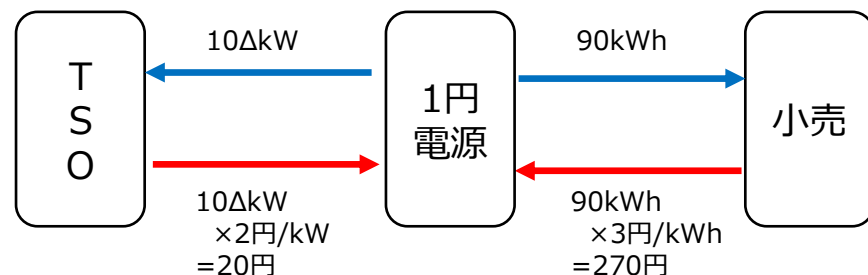
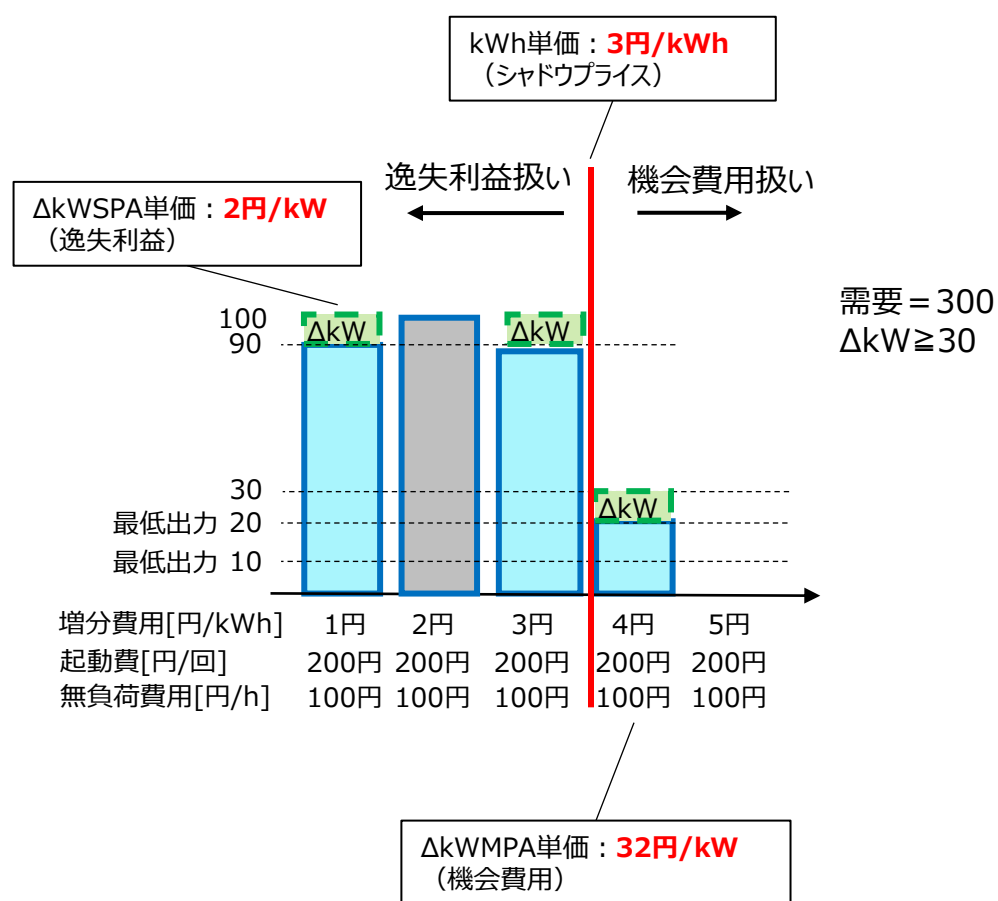
■ ΔkWのTwo Settlementの意味（お金の流れ）を検討するにあたり、以下3ケース（評価軸）を設定。

| No   | 前日同時市場                   | 時間前市場（初回）                | 評価軸                                                       |
|------|--------------------------|--------------------------|-----------------------------------------------------------|
| ケースⅠ | 【電源態勢①】<br>需要：300 ΔkW：30 | 【電源態勢②】<br>需要：400 ΔkW：30 | 当該電源のΔkW確保量が変化（確保あり→なし）<br>（1円電源に着目）                      |
| ケースⅡ | 【電源態勢①】<br>需要：300 ΔkW：30 | 【電源態勢③】<br>需要：470 ΔkW：30 | 当該電源のΔkW確保量は変化しないが、<br>ΔkW価格指標が機会費用から逸失利益に変化<br>（4円電源に着目） |
| ケースⅢ | 【電源態勢②】<br>需要：400 ΔkW：30 | 【電源態勢①】<br>需要：300 ΔkW：30 | 当該電源のΔkW確保量は変化しないが、<br>ΔkW価格指標が逸失利益から機会費用に変化<br>（4円電源に着目） |



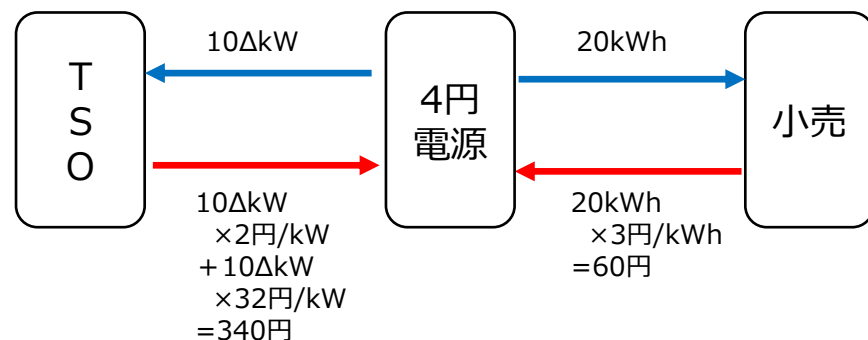
| 電源（増分費用） | 最低出力 | ΔkW供出可能量 |
|----------|------|----------|
| 1円       | 20   | 10（最大）   |
| 2円       | 20   | 0（非調整電源） |
| 3円       | 20   | 10（最大）   |
| 4円       | 20   | 10（最大）   |
| 5円       | 10   | 20（最大）   |

- 電源態勢①のイメージならびに単独の精算については以下のとおり。
- 精算については、概念上、kWhは小売と、 $\Delta$  kWはTSOと精算するイメージとしており、今回の検討は1円電源および4円電源に着目しているため、この2電源以外の精算の流れは省略した。



$$(\text{収支}) 270 + 20 - 90 - (200 + 100) = \mathbf{200} - (200 + 100)$$

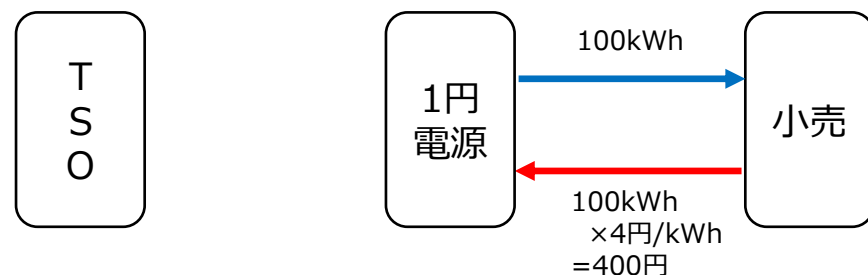
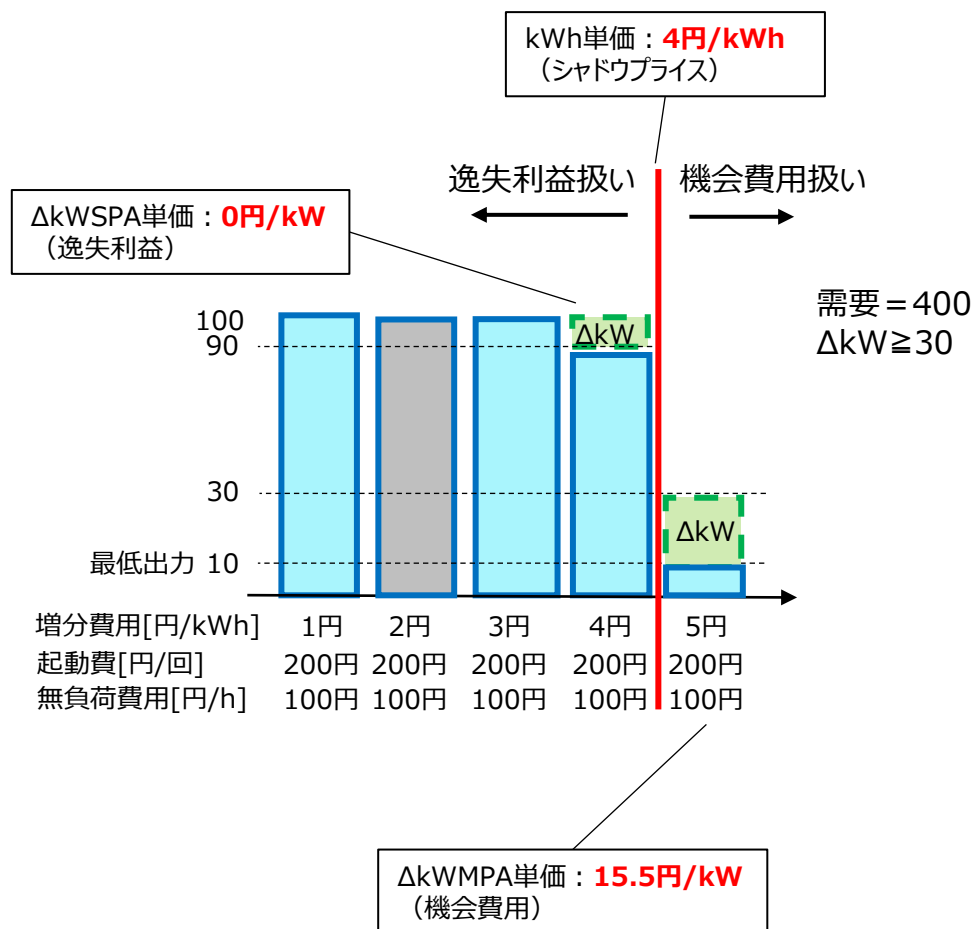
逸失利益電源のため、増分費用とkWh単価の差分が利益となる  
(逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)



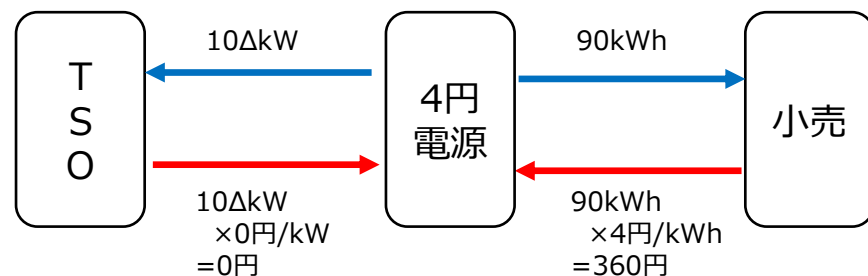
$$(\text{収支}) 60 + 340 - 80 - (200 + 100) = \mathbf{20} + 0$$

機会費用電源のため、全コストの回収可能  
(機会費用電源のため、 $\Delta$  kWSPAのインセンティブ分が利益となる)

- 電源態勢②のイメージならびに単独の精算については以下のとおり。
- 精算については、概念上、kWhは小売と、 $\Delta$ kWはTSOと精算するイメージとしており、今回の検討は1円電源および4円電源に着目しているため、この2電源以外の精算の流れは省略した。

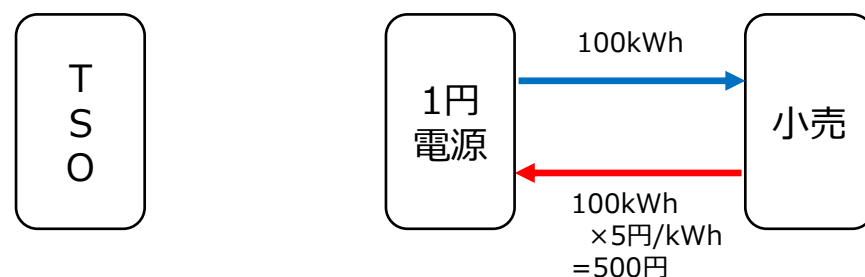
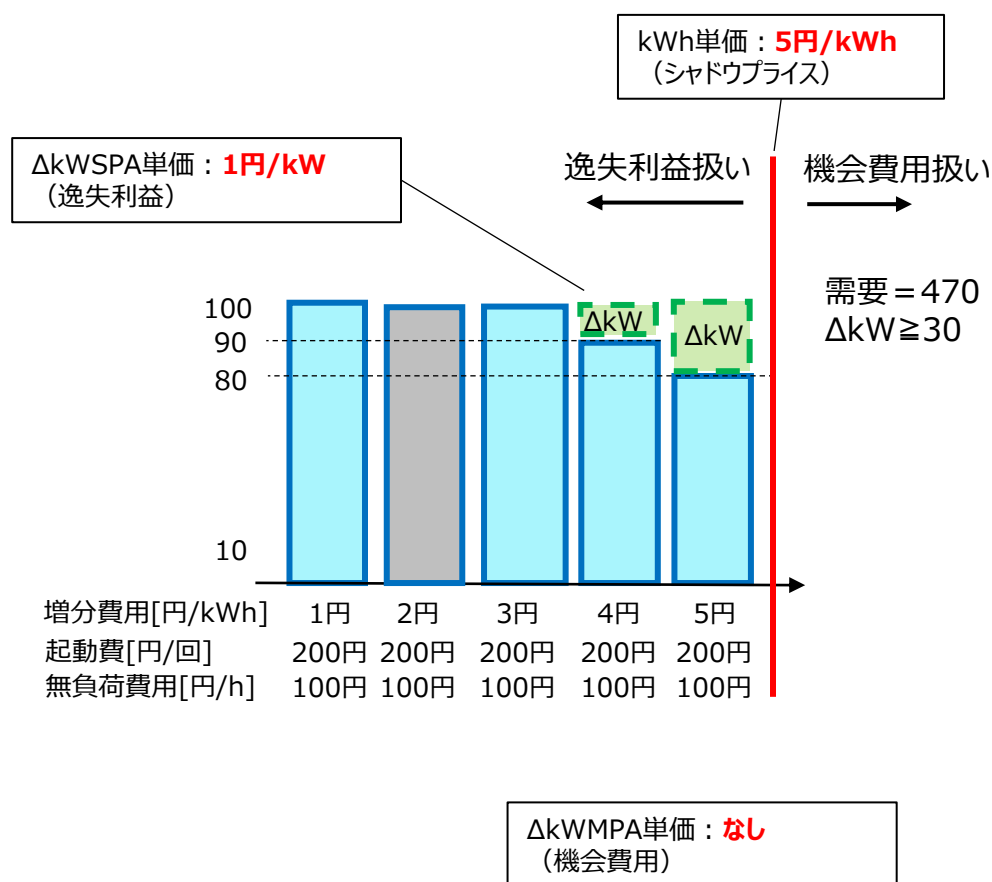


(収支)  $400 - 100 - (200 + 100) = \mathbf{300} - (200 + 100)$   
 逸失利益電源のため、増分費用とkWh単価の差分が利益となる  
 (逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)

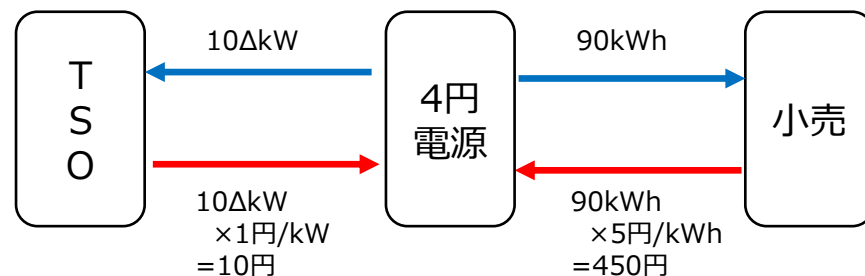


(収支)  $360 + 0 - 360 - (200 + 100) = \mathbf{0} - (200 + 100)$   
 逸失利益電源であるが、増分費用とkWh単価の差分がなく、利益なし  
 (逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)

- 電源態勢③のイメージならびに単独の精算については以下のとおり。
- 精算については、概念上、kWhは小売と、 $\Delta$ kWはTSOと精算するイメージとしており、今回の検討は1円電源および4円電源に着目しているため、この2電源以外の精算の流れは省略した。



(収支)  $500 - 100 - (200 + 100) = \mathbf{400} - (200 + 100)$   
 逸失利益電源のため、増分費用とkWh単価の差分が利益となる  
 (逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)



(収支)  $450 + 10 - 360 - (200 + 100) = \mathbf{100} - (200 + 100)$   
 逸失利益電源のため、増分費用とkWh単価の差分が利益となる  
 (逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)



- ケースⅡにおいて、4円電源は、前日市場では機会費用電源であったことから、ΔkW収入として起動費等を回収した上で、更に逸失利益SPA分の20が利益としてあった一方、時間前市場において、逸失利益電源に変化したものの、ΔkW確保量が変わらず、Two Settlementの精算がなされない。他の電源は逸失利益電源として、Uplift（利益と相殺の上、事後補填）でしか、起動費等の回収はできないことと比較して、どのように考えるか。

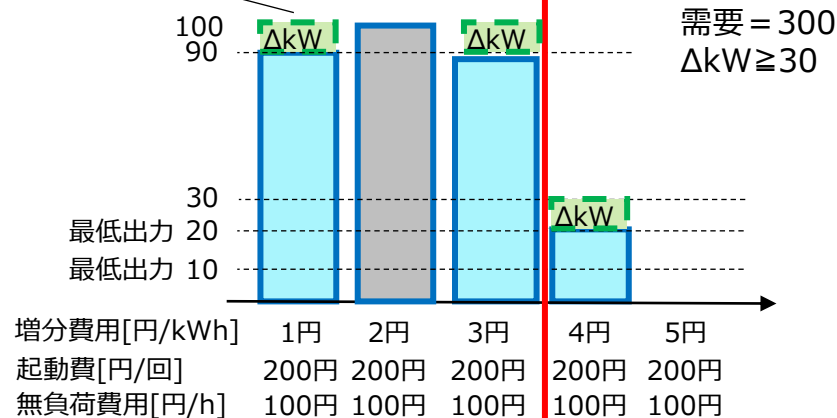
## 【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

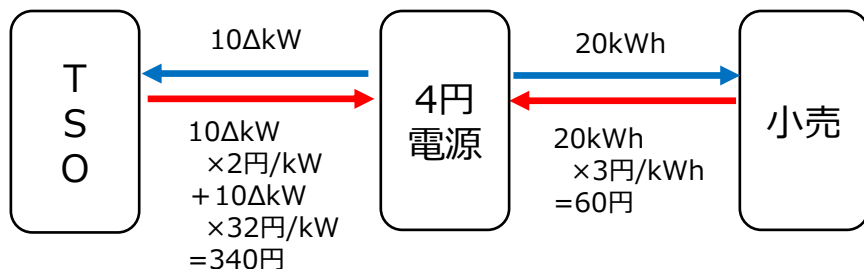
ΔkWSPA単価：2円/kW  
（逸失利益）

逸失利益扱い

機会費用扱い



ΔkWMPA単価（機会費用）：32円/kW



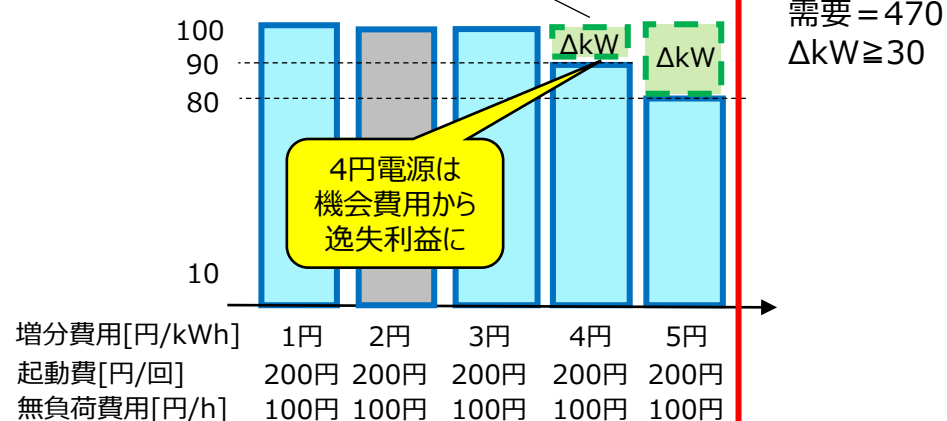
## 【電源態勢③】

kWh単価（シャドウプライス）：5円/kWh

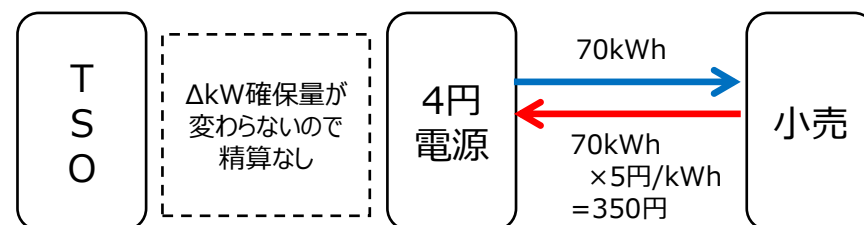
ΔkWSPA単価：1円/kW  
（逸失利益）

逸失利益扱い

機会費用扱い



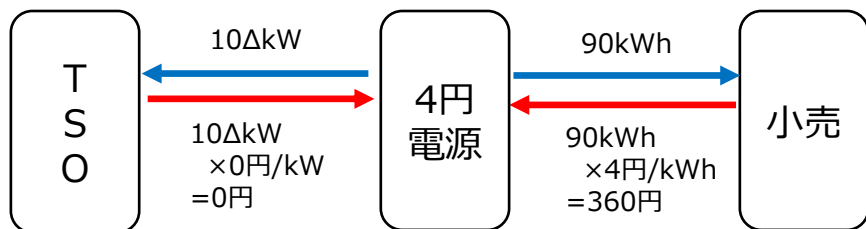
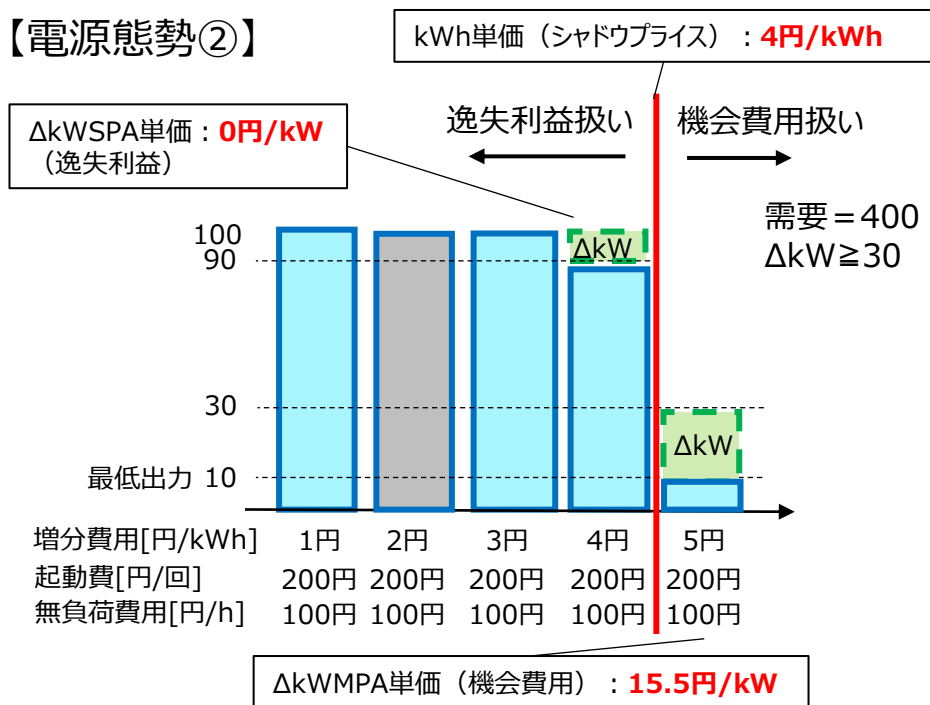
ΔkWMPA単価（機会費用）：なし



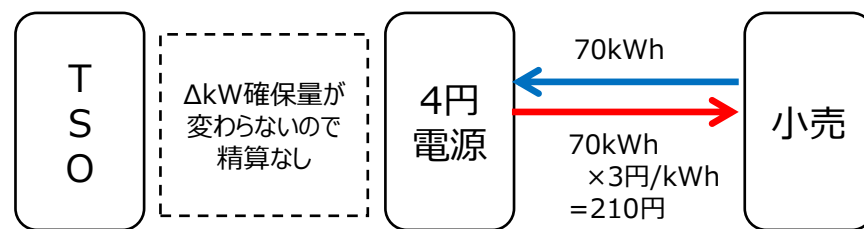
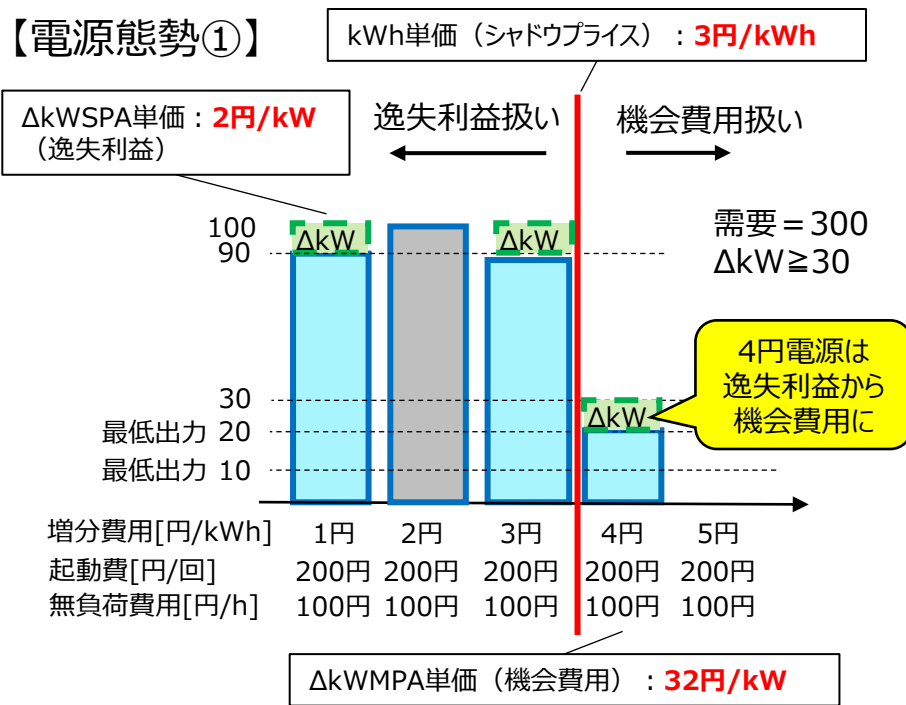
※ Two Settlementによる精算

- ケースⅢにおいて、4円電源は、前日市場では逸失利益電源であり、ΔkW収入ゼロ（逸失利益が0円のため）であった一方で、時間前市場においては、4円電源は機会費用電源に変化したものの、ΔkW確保量が変わらないことから、Two Settlementの精算がなされず（ΔkW収入はゼロのままとなり）、ΔkW収入では機会費用の回収ができない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）ことをどのように考えるか。

## 【電源態勢②】



## 【電源態勢①】



※ Two Settlementによる精算

- $\Delta kW$ のTwo Settlement（前日同時市場と初回時間前市場）についてケーススタディした結果は以下の通り。
  - ✓ 電源の $\Delta kW$ 確保量が変化（逸失利益→確保なし）となった場合、 $\Delta kW$ リリース（数量偏差の発生）に伴う精算がなされるも、時間前の $\Delta kW$ 約定価格次第で還元の過不足が両方有り得ることをどのように考えるか
  - ✓  $\Delta kW$ 価格指標が機会費用から逸失利益に変化した場合、当該コマだけでは、起動費等の全回収はできない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）他の逸失利益電源と比較して、どのように考えるか
  - ✓  $\Delta kW$ 価格指標が逸失利益から機会費用に変化した場合、 $\Delta kW$ 供出のために追加起動したにも関わらず、 $\Delta kW$ 収入が変わらないため、 $\Delta kW$ 収入では機会費用の回収ができない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）ことをどのように考えるか
- 上記については、 $\Delta kW$ 費用では回収できない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）電源の起動費・無負荷費用との平仄も踏まえて、**その断面における $\Delta kW$ の取引や対価性がどういった意味があるのか、機会費用・逸失利益をいつ確定（定義）するか**等、今後更に整理を進める必要がある。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. 市場価格の計測・比較検証
  - － 1. 前日同時市場のkWh価格
  - － 2. 前日同時市場の $\Delta$ kW価格
  - － 3. 回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡
  - － 4. 時間前市場価格・インバランス価格
  - － 5. 前日以降の $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. まとめと今後検証が必要と考えられる論点

- 検証Bの各項目について検証状況をまとめると以下の通りとなり、**ここまで全体像の方向性について整理を行ったが、 $\Delta$ kW約定のタイミングや価格決定方法など、今後深堀検証が必要**と考えられる。

【これまで実施した検証Bのまとめ】

|                   | 前日市場                                                                                                                                                                                                                                                     | 時間前市場                                                                                                                                                                                                                                                                            | インバランス価格                                    |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| kWh価格             | <ul style="list-style-type: none"> <li>同時最適のマージナル（案B-1）は、市場価格が最も高くなった一方、<math>\Delta</math>kWなかりせばのマージナル（案A）と同時最適のシャドウプライス（案B-2）は同水準となった（→検証上は案B-2をベース）</li> <li>増分費用等カーブと平均費用カーブでは、平均費用カーブの方が市場価格が高いものの、全体の傾向は大きくは変わらなかった（→検証上は増分費用等カーブをベース）</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>インバランス価格決定方法でマルチプライス精算とシングルプライス精算のどちらもBGの同時同量インセンティブを生む市場価格構造になっている</li> <li>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（案B-2）にすることで経済性の観点の懸念が解消される</li> <li>その場合にはさらに発電事業者（調整力提供者）にも調整力応動のインセンティブを生む構造になる</li> </ul>                             |                                             |
| $\Delta$ kW価格     | <ul style="list-style-type: none"> <li><math>\Delta</math>kW精算をシングルプライスとした場合には高額になる傾向になっている</li> <li>一部電源が<math>\Delta</math>kW入札価格を計上すると、逆に<math>\Delta</math>kW収入機会自体の減少に寄与する可能性がある</li> <li><math>\Delta</math>kWに対する適切な対価の支払い方法の検討が必要である</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li><math>\Delta</math>kWのTwo Settlement（前日同時市場と時間前同時市場）についてケーススタディを行い論点を抽出</li> <li><math>\Delta</math>kWでは回収できない（Upliftでしか回収できない）電源の起動費、無負荷費用との平仄を踏まえて、その断面の<math>\Delta</math>kWの取引、対価性にどういった意味があるか、機会費用・逸失利益をいつ確定するか等の整理が必要である</li> </ul> | ⇒ 今後の課題： $\Delta$ kW約定のタイミング、対価性を踏まえた価格決定方法 |
| 回収漏れ費用の補填(Uplift) | <ul style="list-style-type: none"> <li>kWh収入と<math>\Delta</math>kW収入の両方を見込むと、卸取引費用の0～1%程度の規模感となる</li> <li>市場価格とUpliftはトレードオフであり双方の取引合計に着目が必要である</li> </ul>                                                                                               | ⇒ 今後の課題：判定期間と費用負担の在り方                                                                                                                                                                                                                                                            |                                             |

- これまでは基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行ったが、混雑が発生したときの処理方法等についても、一部定量評価を行いながら検討を進める必要があると考えられる。

### Ⅲ. 約定価格の計算方法や費用の回収方法

- 作業部会の取りまとめを踏まえると、kWh市場の約定価格の計算方法（起動費や最低出力費用のkWh単価への織り込み方法、買い入札価格を考慮した約定価格の計算方法）、Upliftが発生した場合の回収方法、 $\Delta$ kW価格の算定における機会費用・逸失利益・固定費等の取扱い、等が中心的な論点として考えられる。
- また、本検討会は同時市場（同時最適）の仕組みを検討するものであるため、基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行う。一方、検証Aのとおり、技術的には全国大のSCUC（系統制約付き電源起動停止）は可能であると考えられるため、同時市場における、混雑も一定程度考慮した市場価格の設定の仕方等や混雑が発生したときの処理方法については、一部検討が必要か。

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コスト特性を踏まえた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、<b>kWhとΔkWを同時最適した電源態勢におけるシャドウプライス</b>（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<b>増分費用カーブ</b>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、低くなることが想定されること等を踏まえ、入札価格は、<b>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。</b></li><li>● 一部電源については、リスク等を織り込んでなお、<b>起動費等の取り漏れ（Uplift）</b>が発生しうするため、この費用については、<b>確実に回収できる制度を設ける。</b><br/>（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、<b>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。</b></li><li>● <b>機会費用・逸失利益は、Three-Part情報を用い、機械的に算出。</b></li><li>● この機械的に算出した<b>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。</b><br/>（※）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、<b>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。</b></li><li>● 前述の①（P.28、29）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、<b>シングルプライスの方が望ましいのではないか。</b></li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>● <b>現行制度と同様の制度設計</b>（調整力kWhの限界価格＋需給ひっ迫時価格補正）。</li><li>● BGI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もあり得るか。</li></ul> |
| 価格算定方法 | <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>                                                                                                      |

(参考)

## 検証Bに関するこれまでの検討会の意見概要

## 【第1回検討会】

- 価格算定、精算の仕組みは非常に重要であり、再経済運用のメリットを需要家に還元でき、かつ、発電事業者のコスト回収ができるようにする必要。  
(横山委員)
- 回収漏れ費用の多寡の検証は極めて重要な論点。(五十川委員、JERA)
- SCUC・SCEDの結果をどのように価格算定に織り込むかは非常に重要。電源投資回収、電気料金の低減、日本特有の市場環境等を踏まえて検討することが重要。(小宮山委員)
- $\Delta kW$ における固定費回収の取り扱いに注目。仮に、既定路線を超える固定費回収を考えているのであれば、それは容量市場の他市場収益に織り込むべきで、早急に容量市場の方も対応する必要。(松村委員)
- 回収漏れ費用の回収については、kWにまつわる費用ではないことを明確にすべき。(松村委員)
- ネガティブプライスの議論が進むことを期待。(松村委員、JPEA)
- 発電に支払う価格と小売から受け取る価格が同じ約定価格である必要はない。ユニットごとに発電事業者を支払う金額はある程度決まっていて、それをどう小売から回収するかがポイント。(JEPX)

## 【第2回検討会】

- 費用の回収漏れに関する検証について、まずは実態整理が大切だが、個人的には、週間単位程度が合理的のように思う。(市村委員)

- 価格算定方法の案B-1（同時最適のマージナル）はかなり高く、 $\Delta kW$ は別にあるとすると、この約定方法は不適切で、案A（ $\Delta kW$ なかりせばのマージナル）か案B-2（同時最適のシャドウプライス）という感じがする。一方、案Aと案B-2の結果の値が近いが、なぜ近いのかももう少し検証が必要か。（秋元委員）
- 案B-2は、コストが安く、上げの余力が存在する電源が選択されて価格が決まる点から、システムティックで、数学的にも美しく、非常に合理的な解であることが簡易的な計算の中でも現れていて、今後検討する際にも大変有用な方法。また、Upliftと市場価格はトレードオフの関係がみられるので、市場全体のコストを見る視点は非常に大事。加えて、LNGと石炭価格を熱量等価で見たときの値差によって最適な起動・運転パターンが異なると思うため、この相対的な価格比率にも着目して、市場価格がどのように推移するか、可能であれば分析いただきたい。（小宮山委員）
- 案Aから案B-2について、市場価格がシングルプライスで、Upliftで補填されるとなると、市場における総支払コストも含めて検討すべき。（市村委員）
- 定量的な評価も重要だが、実際に決まる価格がそもそもどうあるべきかという点が本来の話であり、この点、価格算定においては実際の限界費用を捉える仕組みがよいのではないかと。補填が少ないからという理由で、案B-1や平均費用の考え方を取るのには疑問がある。また、取漏れ判定期間については、日々最適化を行うので、コマ単位ではなく、PJMと同様に1日単位で判定するのが自然ではないか。（五十川委員）
- 案Aは $\Delta kW$ の制約を無視して、マージナルコストを計算しており、最適化の前提条件とは異なっている。一方、案Aと案B-2が同程度の価格となるのは、偶然なのか、一般的にこのような性質があるのか、今後の検証で考察が必要。（河辺委員）
- 価格算定の検証結果を踏まえて、最終的にどの案を採用するかは単純に各案の価格が低いものではなく、 $\Delta kW$ 価格を含めた価格算定方法全体としての合理性や電源の起動特性を踏まえた適正な価格シグナルを考慮の上、検討いただきたい。（JERA）
- $\Delta kW$ 価格がどう決まるのか、 $kWh$ 価格とはどのような関係なのか、ボラティリティはどのような傾向を示すのかなど、全て見ないと事業者としてはどう影響が出るのかわからないため、明らかにしていただきたい。（東京ガス）
- 価格の動向を突き詰めて、卸取引や先物・先渡取引を行うので、プライスシグナルの観点や価格の傾向（ボラティリティ等）は非常に大事。（enechain）
- 発電事業を今後も維持していくためには、必要なコスト回収が可能かどうかを評価することが必要であり、最終結果を報告する際には検証の前提条件とともに価格の絶対値も提示いただきたい。（関西電力）
- 案B-2の場合、発電事業者としてはUpliftや $\Delta kW$ の収入がないと成り立たないと思うので、トータルでどういう価格になるかを考えることが重要。また、例えば、出力制御時にほとんどの発電所が最低出力で運転している際には、どの電源が $\Delta kW$ を確保するための電源なのか、自己都合のマストラン運転の電源なのかという選別方法も議論になってくると思慮。（監視委）

- 資料5のP.19の同時最適のマージナル電源を用いた価格算定（案B-1）について、再エネ余剰時でも $\Delta kW$ を確保するために多くの電源を動かすことで限界費用が高くなっていることは興味深く、実際にはこの程度高い発電機が運用されていることを認識できる。シャドウプライスを用いた価格算定（案B-2）を採用すると、 $kWh$ 収入で高い起動費を回収することが難しくなるため、 $\Delta kW$ の機会費用で回収するのには気になる。また、 $\Delta kW$ なかりせばのマージナル価格（案A）と案B-2の比較で、なぜ案B-2の価格が低いのかや、 $\Delta kW$ との関係で案B-2におけるマージナル価格の決定方法がどうなっているかにも関心がある。（横山委員）
- 今後は案B-1を除外するという方向でよいと思う。ただ、各火力機の停止時の価値を表す重要な指標であり、計算上の意義は大きい。 $\Delta kW$ の価格算定に関しても、P.31の方針でよいと思う。調整力の必要量と供給に関するバランス式のシャドウプライスも $\Delta kW$ の価値に相当する指標になるのではない。（小宮山委員）
- 燃料費の変化による試算について、平均価格だけではなく分散についても違いがあれば、評価軸として加える考え方もありえるか。案B-2の方針で異存はない。 $\Delta kW$ 価格と合わせて最終的に評価するのだと思う。（五十川委員）
- 案B-2が案Aと比較して若干安くなる傾向について、この傾向は $\Delta kW$ の確保量が多くなるほど顕著になるのではないか。 $\Delta kW$ の確保量を増やせば、安い発電機が部分負荷運転することになるので、シャドウプライスも低くなると思慮。需要家と発電事業者の双方の視点から、バランスの取れた価格算定方法を最終的に検討していただきたい。（河辺委員）
- 出力抑制が起こる時間帯について、案B-1では火力機の調整力が必要で高価になるとのことだが、変動性再エネ等の調整力が考慮されていない。出来るだけ全体のコストを下げるためにも変動性再エネの調整力が活用可能であれば、その活用の重要性も示されているものと理解。再エネの出力を下げて $\Delta kW$ を確保するなど、変動性再エネの活用も検討いただきたい。（JPEA）
- 案B-2の場合、調整力確保のために約定価格よりも高い限界費用の電源が運転するケースもあるため、Upliftや $\Delta kW$ 価格で確実に費用回収できる制度設計を検討していただきたい。（JERA）
- 調整力の効率的な調達には、調整力が安定的に存在することが必要であり、発電事業者側の調整電源の維持や確保に対するインセンティブの観点からも検討を深めていただきたい。（関西電力）
- $\Delta kW$ の機会費用・逸失利益は、Three-Part情報と実際の市場約定結果をもとに算出し、実態に即した価格になると思慮。 $\Delta kW$ のその他の費用は、需給調整市場ガイドラインや海外の事例を参考にして、合理的な価格設定となるように検討いただきたい。（送配電網協議会）
- （ $\Delta kW$ の）一定額等とされている部分、すなわちインセンティブなどをどのように取り扱うかは、何を最適化するかという論点と密接に結びつくと認識。 $\Delta kW$ と $kWh$ が同時に決定される同時市場においては、現行の需給調整ガイドラインの逸失利益を応札価格に織り込むことの是非も検討するべきではないか。我が国の調整力市場の実態や他市場の関係も踏まえつつ、外国の制度も参照して丁寧に議論いただきたい。（監視等委）
- 全体の進め方には異論はなく、 $\Delta kW$ の算定も、実態や海外の状況を踏まえて進めることでよいと思う。価格規律が市場によって異なるのが現行制度であり、同時市場の枠組みの中で、どのような価格規律・市場設計の在り方がいいかは、実態を踏まえてゼロベースで考えていくべき。（市村委員）

- $\Delta kW$ 約定量の特定方法については、シングルプライスにするか、マルチプライスカに大きく関わってくると思う。TSOの調整力確保費用の最小化と、発電事業者のコスト回収をうまく調和させ、シングルかマルチかを検討してほしい。(横山委員)
- $\Delta kW$ 調達費用がどのように変わるかは、マルチプライスの場合との費用比較も含めて気になる。 $kWh$ 収入やUpliftの規模感とも合わせて定量評価いただきたい。 $\Delta kW$ の割り当ては、応動能力の違いも踏まえる必要があると思うが、今後、どのように扱っていく予定なのか。(河辺委員)
- $\Delta kW$ もメリットオーダーで電源を割り当て、価格もそれに対応させるのが自然という印象。価格が高すぎる、低すぎるといった点を調整するために制度自体が理屈と合わない形で歪まないようにすべき。(五十川委員)
- SCUC・SCEDロジックで、制約を入れながら最適化を行うときに、その制約のシャドウプライスが $\Delta kW$ の価値を表す指標になり得、その指標や電源の起動状況等も確認しながら、どのような方法が適切か、考察を深めていくことも大事。(小宮山委員)
- シングルプライスだと高くなり、マルチプライスだと安くなる、という発想はやめるべき。プライシング方法により、入札の戦略などが一般論として変わり得、同時市場でも同じことが起きる。シングルであれば価格に影響を与えるのは限界電源だけだが、マルチプライスなら全ての電源であり、監視の負荷も全く異なる。また、調整力市場の価格を抑えることは重要。一方で、他の市場(容量市場等)とリンクしており、同時市場でコストがかさんだとしても、(容量市場の)他市場収益になるため、必ずしもシステム全体のコストが増えるとは限らない。現在の調整力市場は調達不足が頻発しており、シングルプライスだと、価格が高騰するおそれがあるが、その問題を引き起こしているのはマルチプライスという懸念もあり、難しい状況に直面していることを認識すべき。(松村委員)
- $\Delta kW$ の価格はUpliftとの整理が重要な論点であり、 $\Delta kW$ だけを取り出してシングルかマルチかという議論しても仕方がない。Upliftと $\Delta kW$ は同時に議論すべき。(東京ガス)
- 変動性再エネにおける $\Delta kW$ の扱いは今後の検討課題。特に出力制御の際に上げ調整力・下げ調整力を上手く活用すれば、全体の調整力のコストを下げることに繋がると思慮。(JPEA)
- 今後、 $\Delta kW$ やUpliftの費用負担を議論する際には、 $kWh$ よりも限界費用が高い電源は、全体として見れば、 $kWh$ と $\Delta kW$ の両方のために動かしている点を考慮し、検討いただきたい。(送配電網協議会)
- $\Delta kW$ 価格の算定方法の検討にあたり、発電事業者が調整電源を確保、維持するための健全なインセンティブの在り方を含めて検討いただきたい。(関西電力)
- コマ単位では費用回収が出来ても、日や週単位では相殺されて費用回収が出来ない事も起こり得る。回収漏れがないような形で全体の仕組みの設計をお願いしたい。(JERA)

- 現行の需給調整市場に比べて、同時市場の調整力確保費用が小さいことが同時市場の役割であり、今回の試算（シングルプライス・マルチプライス）と現行の調達価格との比較結果を知りたい。複合約定の場合に、例Ⅰ（限界費用の安価な順）と例Ⅱ（限界費用の高額な順）のような形で簡単に計算できるのか、新たな最適化計算が必要になるのか、が気になる。また、同時市場において、kWhとΔkWの両方に入札義務を課すと、ΔkWの供出インセンティブは関係なくなるのではないか。（横山委員）
- 実務の観点からも、ハイブリット清算（逸失利益をシングルプライス、機会費用をマルチプライスで精算）の検討を深めていくことが大事。また、同時市場の趣旨からもkWhとΔkWの両方に供出義務を課するのは、同時市場自体の前提条件となる極めて大事な条件であり、賛同。加えて、調整力のある電源自体がなければ同時市場がワークしない可能性もあるので、容量市場も含めた全体感のある議論が大事。前日市場でThree-Part Offerで最適化している中で、時間前市場でもSCEDで最適化する提案にも賛同。（小宮山委員）
- 約定量の特定については、実際に使われる電源への対価性を満たすことが基本と認識。例Ⅰはわかりやすいが、今回の試算を踏まえて、ΔkW価格の水準が許容できないレベルで高い場合は留意せざるを得ない。また、起動費や最低出力費用の取り漏れについて、Upliftとして確実に回収できる枠組みをしっかりと詰めていく必要。（kWh市場の）10%の議論について、限界費用への上乗せを大きくして、市場価格をUpliftの生じにくい水準にするアイデアも有り得る。ただし、市場価格がシグナルとして意味を持つことが原則であり、10%という水準が適切なら良いが、この点は軽視されることがないように設定していくことが重要。（五十川委員）
- 限界費用が高いものの、高速な出力調整能力により、電力システムの周波数安定化のために並列運転することが求められる同期電源もあると理解。限界費用が高い電源は、利用率を踏まえると、kWh収入は大きくなりづらいと思慮。高速なΔkWの提供に対する適切な対価を付与することが安定供給のための電源維持という観点では重要。この点は他の市場も併せて考える必要。加えて、パフォーマンスに応じた報酬を追加で与えるといった方法も一案。（河辺委員）
- DSRの実態（バッチ処理の可否、企業行動、蓄電池との組み合わせ、アグリゲーターのノウハウ、等）によって、限界費用カーブや起動費（シャットダウンコスト）は変わり得、この千差万別の違いを理解しながら議論を深めてほしい。（エナジープール）
- 全ての火力発電所が需給調整市場に供出できるわけではなく、通信設備や制御設備などの追加設備投資が必要であったり、オペレーション体制も専用に作らなければならないという面もあるため、供出インセンティブはΔkW市場に参加できる体制を整えるインセンティブと理解。Upliftについては、最終手段としての赤字補填であり、発電事業者としては、収入を依存することはできないため、Upliftが極力少ないような制度設計にしてほしい。マルチプライスの場合のΔkW価格が市場参加のインセンティブにつながるかどうかは確認する必要があり、また、Upliftも大きな数字になっていることは気になる。故に、マルチプライスの場合は、適切なマージンを検討せざるを得ないと思慮。一方で、シングルプライスの例Ⅲ（ΔkW供出可能量を全てΔkW約定とする）では、単価も総額も抑えられているので、シングルプライスでも、設計の仕方によっては、検討の価値があるのではないか。（東京ガス）
- 資料3-1の結果で、ΔkWの精算方法の違いによる価格水準の違いの一定の傾向をつかむことはできるものの、発電事業者の視点では電源維持にどのように影響が生じるのか把握しにくい状況であるため、絶対値のレベル感を含めて結果を提示してほしい。また、同時市場の導入により、市場約定価格にどの程度の変化が出るのか、仮に影響が生じるのであれば、制度全体の中で発電事業の持続性をどのように確保していくか、別の審議会も含めて検討してほしい。（関西電力）

- 入札義務について、余剰電力の供出を求めるとした場合に当該電源の調整力もセットで供出することは一定程度理解するものの、あくまで現行制度同様に相対取引分や入札制約を除く余剰電力が対象であることを確認したい。 $\Delta kW$ の入札不足に対しては、入札義務化よりも適切な費用回収など市場の魅力を高める方が市場の流動性が増すのではないかと。  $\Delta kW$ に十分な供出インセンティブを持たせることは重要。限界費用カーブに10%程度のリスク等を織り込むことが認められれば、 $\Delta kW$ の機会費用・逸失利益にも適用することで、 $\Delta kW$ 価格の改善につながると思うが、これまで計上が認められていた一定額が織り込まれない場合、供出インセンティブは限定的になるのではないかと。十分な供出インセンティブを持たせるために、シングルプライスも有効な手段の一つかと思うので、高速商品へのインセンティブを含めて検討してほしい。(JERA)
- 費用の取り漏れ分をUpliftで回収するのは賛成だが、Upliftは出来るだけ抑えて、可能な限り市場の価格を適正な水準にすることも重要。短期取引の約定価格は市場参加者がヘッジ取引を検討する際のプライスシグナルとして非常に影響が大きく、この整合性を視点として織り込んでいくことがよい。+10%マージンのオファー上限が取り漏れを構造的に発生しない水準として適正なのかは気になるので、発電事業者の意見や実務的な観点も入れて検証してほしい。もちろんやみくもに高い水準はよくなく、コストを抑えながら合理的な水準を検討する必要。(enechain)
- 調整力提供者に対して、どのようなインセンティブを課すかは、容量市場などの他市場収益の存在も勘案した上で、安定供給上からも価格の安定化からも重要な調整力について、必要十分な費用を過不足なく支払うという観点から、社会コストの最小化と安定供給を両立していく上で重要。また、限界費用に一定のリスクを織り込むかどうかといった判断は、事業者にゆだねる場合に、事業者ごとに判断が異なれば、本来の限界費用のメリットオーダーがゆがんでしまい、同時市場が目指す最適化の達成を妨げることにならないか懸念。加えて、容量市場やUpliftの対応もある中で、何に対するリスクに備えるのかを明確にする必要がある。また、中長期的な観点からの価格水準については、燃料価格のフォワードカーブの影響を受け、また長期相対契約は短期とは異なる価格契約・価格決定が行われていることを踏まえると、同時市場における価格が先物取引や相対取引の相場を決める支配的な要因とも考えられないことから、慎重な議論をお願いしたい。(監視等委)
- 同時市場における電源起動は $kWh$ と $\Delta kW$ の両方のために動かしているケースも考えられるので、今後の費用負担を議論する際は念頭においてほしい。また、時間前市場も同時市場として差分決済方式とする場合には、前日以降のSCUCで並列ユニットが変わって $\Delta kW$ が差し替わることもあるので、その時の清算の扱いや、調整力 $kWh$ のシングルプライス化による、インバランスが同一コマで上げ下げ混在する場合の扱いなど、色々な課題が出てくると思慮。各事業者が受益に応じた適切な費用負担・回収が出来る仕組みになっているか確認する必要。(送配電網協議会)

- 時間前市場価格・インバランス価格の検証について、論点としては参加主体に十分なインセンティブが与えられるかどうか及び効率的な電源運用が実現できるかの2点で整理できる。誘因確保に問題ないかを確認した上で、効率性を最大限実現できるような設計が望ましいと考える。 $\Delta kW$ 価格の取扱いに関しては、対価性等の観点を入れながら、誘因を適切に確保できる形で、今後整理していく必要がある。(五十川委員)
- 時間前市場価格・インバランス価格の検証について、(事務局資料のとおり) V1/V2単価を用いる方式は燃料費が最小となる最適な電源運用にはならないので、時間前同時市場と同様の方式(一つの単価)が非常にいいと感じる。 $\Delta kW$ 価格の取扱いについて、時間前同時市場を何度か行うときに、機会費用と逸失利益が入れ替わるのは非常に大変な印象。(横山委員)
- 時間前市場で逸失利益と機会費用のポジションの変化が複数回起こりうる場合、事業者にどのような影響を与えるかはよく考える必要。一方でSCEDの最適化ロジックの実施自体は合理的な手法であり、市場全体のコスト最小化の観点からは意義のあるもの。(小宮山委員)
- 時間前の $\Delta kW$ 約定価格が前日以上となる場合に、事業者からするとマイナスの費用(支払い)が生じる。仮に入札義務を課して、最適化を目指す観点から、入れ続けていただくことを前提として、マイナスが発生していくと設計としては難しいと思うので、権利義務関係や精算関係等を整理していく必要。 $\Delta kW$ の価格において、ある断面で機会費用や逸失利益と割り切って考えるのは、一つの考え方としてあると思っているが、先ほどの点を今後検討していく必要がある。(市村委員)
- 時間前市場の決済対象の取引について、発電事業の予見性の観点から前日市場の約定結果は尊重されるものと理解。 $\Delta kW$ の決済についても前日段階で必要な $\Delta kW$ を市場から調達した結果から前日市場は決済対象となると考えられる。逸失利益や機会費用は都度決済することで煩雑になることは理解するが確実に手当てされるように検討してほしい。また、再エネ大量導入にあたり、柔軟に起動停止ができる揚水を調整力として活用するとともに、自社の供給力として活用していくことの両立が必要。(関西電力)
- 同時市場においては安価な電源を優先的にkWhに割り当てた上で、 $\Delta kW$ のための余力があるかないかを確認しながら、全体最適化するため、各市場での確保状況や構成要素が変わり得る $\Delta kW$ の清算については、GC時点を決済タイミングとする方法がよいのではないと思う。(送配電網協議会)
- PJMのtwo-settlementは妥当性があると感じる。オペレーション上、前日の計画は重要であり、前日の時点で1回決済して、収益を含めて確定させることが重要。その上で、当日に差替えがあれば都度決済することが合理的ではないか。差替えは事業者も検討すると思うし、逆に決済をしないと分かりづらいのではないか。他方で、出納はある程度まとまったタイミングでネットして支払うのがいいのではないか。(enechain)