

同時市場における価格算定方法の検証（検証B）の 第二次中間取りまとめについて

2025年7月29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、複数回に亘り検証状況の進捗報告を行い、第11回本検討会（2024年8月19日）にて、同時市場における価格算定方法の検証（検証B）に関する中間取りまとめを、また第12回本検討会（2024年9月25日）以降において、それら内容も包含した本検討会の中間取りまとめを報告したところ。
- その後、第13回本検討会（2025年2月19日）において、検証Bの中間取りまとめ（2024年8月19日）では未着手（あるいは要深掘り）であり、今後検証が必要と考えられる追加論点として「地内混雑発生時のkWh市場価格」「各課題等を考慮した Δ kW市場価格」「約定電源（青）と 約定価格（黄）の相互関係性」等を挙げた。
- さらにその後、以下の本検討会において、検証状況の進捗報告を行った。
 - 第14回本検討会（2025年3月24日）： Δ kW市場価格に関する追加の試算および市場価格構造
 - 第15回本検討会（2025年4月22日）：地内混雑発生時のkWh市場価格
 - 第16回本検討会（2025年5月20日）：約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性①
調整力のパフォーマンスに応じた評価方法
調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - 第17回本検討会（2025年6月25日）：約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性②
- 前回中間取りまとめから約1年が経過したことから、今回、これらの価格算定方法（検証B）に関する内容について第二次中間取りまとめを行う。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. これまでの検討状況
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. ΔkW 価格の追加検証
 - － 3. 調整力 ΔkW のパフォーマンス
 - － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
3. まとめ

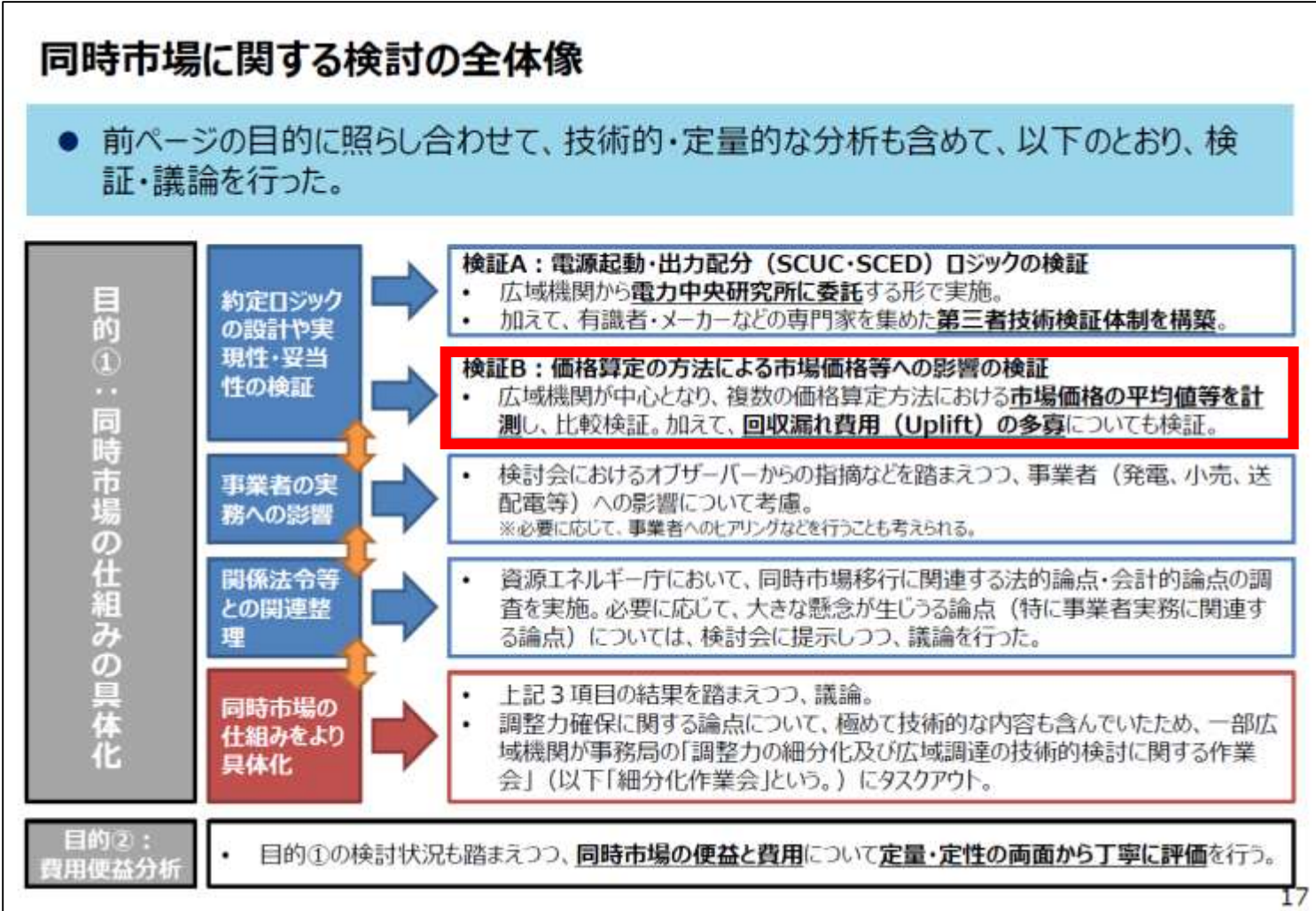
1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方

2. これまでの検討状況

- － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
- － 2. ΔkW 価格の追加検証
- － 3. 調整力 ΔkW のパフォーマンス
- － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
- － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性

3. まとめ

■ 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うものである。



約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

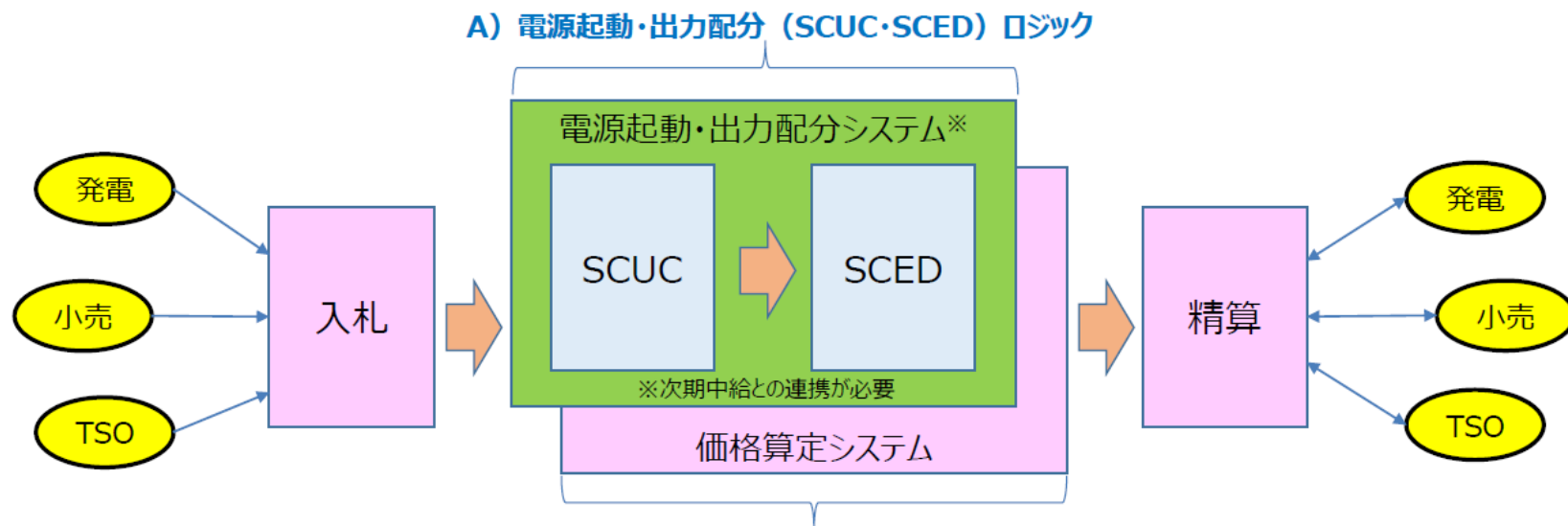
- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

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

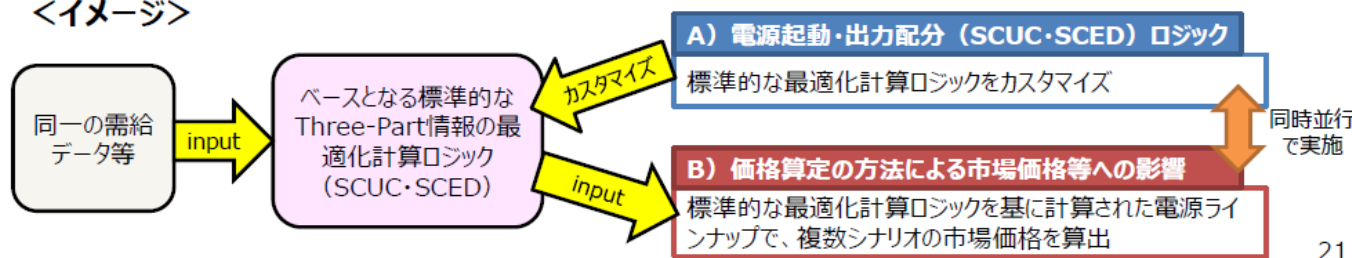
13

- 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）に対して、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）分析を実施している。

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、 ΔkW 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

まとめと今後検証が必要と考えられる論点

98

- 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、 ΔkW 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。

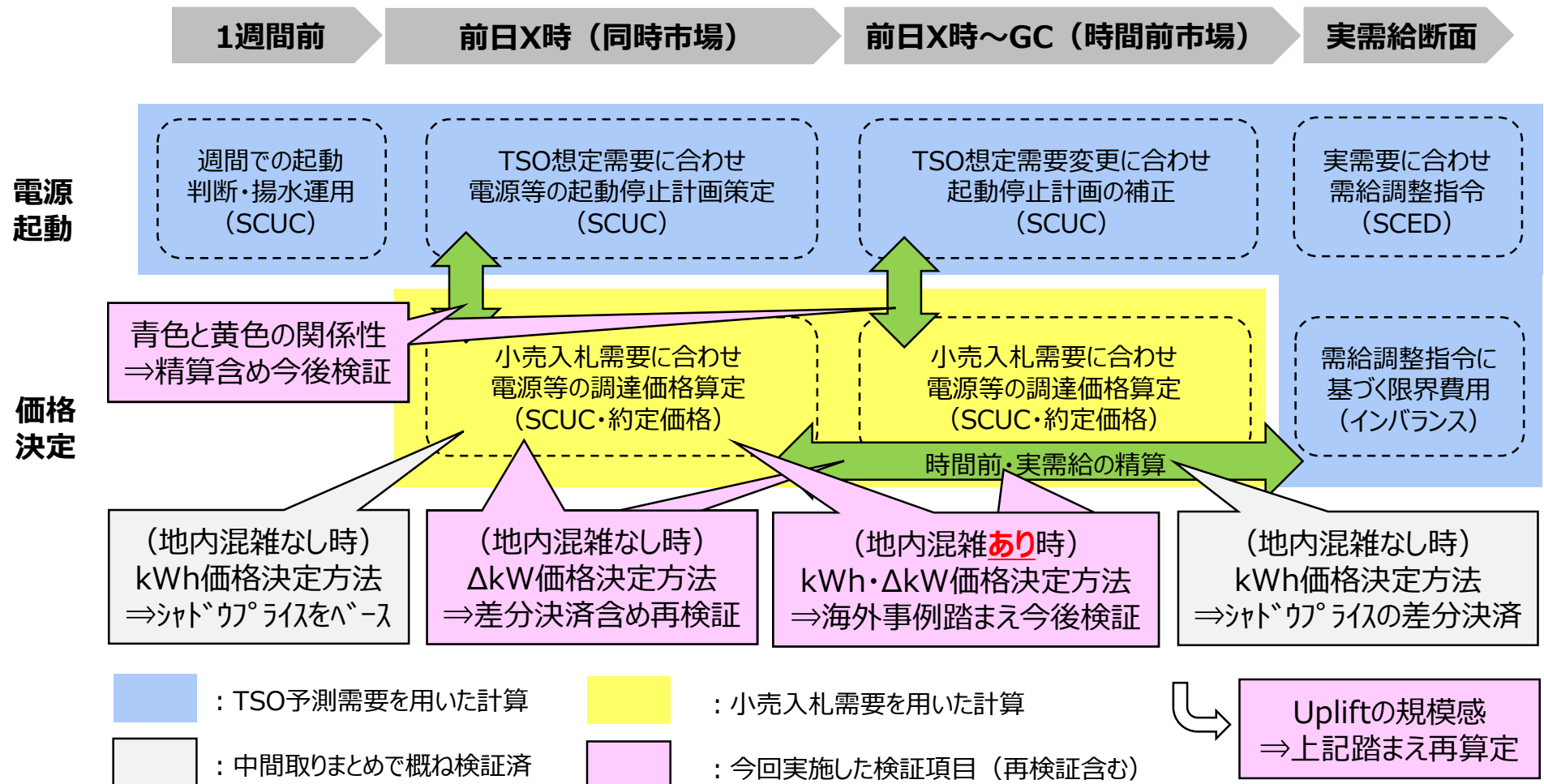
【これまで実施した検証Bのまとめ】

	前日市場	時間前市場	インバランス価格
kWh価格	- 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、ΔkWな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) - 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)	- 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 - 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 - 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	
ΔkW 価格	ΔkW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 - 一部電源がΔkW入札価格を計上すると、逆にΔkW収入機会自体の減少に寄与する可能性がある ΔkWに対する適切な対価の支払い方法の検討が必要である	ΔkW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 ΔkW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ΔkW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	⇒ 今後の課題： ΔkW 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)	- kWh収入とΔkW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 - 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	⇒ 今後の課題：判定期間と費用負担の在り方	

- 第14回本検討会以降、第17回本検討会にかけて、以下の論点について、検討を行ってきたところ。
- 次章以降で、各論点に関するこれまでの検討状況を取りまとめた。

項目	課題・論点
地内混雑発生時のkWh市場価格	✓ エリア内で系統混雑が発生すると、混雑箇所とそれ以外の地点とで異なる電源態勢となることから、複数のkWh価格を観念しうることとなるため、そのような場合のエリアプライスの算定方法を検討する必要がある
ΔkW市場価格の追加検証	✓ 同時市場は、kWh市場とΔkW市場を合わせた市場であり、市場全体から適正な収益が得られる制度であることが重要である ✓ 調整力として対応するために設けた余力（＝逸失利益）はΔkW固有の費用であるものの、起動費等についてはkWh市場とΔkW市場の両方から回収が可能であり、取り漏れが生じた場合には、upliftとして、不足なく回収を図る仕組みも考えられる
調整力のパフォーマンスに応じた評価方法	✓ ΔkWとしての供出可能な性能（高速な出力調整等）の違い等に着目し、性能や実際の応動状況に応じて適切な対価が得られるインセンティブ設計等を検討する必要がある
調整力kWhのシングルプライスオークション化	✓ 調整力kWhの精算はシングルプライス化を基本方針としつつ、同一時間帯において、上げ調整電源、下げ調整電源が混在する場合、ある電源が上げと下げの両方の動きをした場合について、シングルプライス化により問題が生じないか等を検討する必要がある ✓ 同時市場によって事業者の売り入札や買い入札の在り方が変わりうることも踏まえて、インバランス料金に変更を要する部分がないか検討する必要がある
約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性	✓ 市場の約定処理を事業者の入札需要で行いつつ、電源の起動停止計画はTSO想定需要で策定又は補正することとしている。これは、市場約定・価格算定のためのSCUCと、電源の起動停止計画策定のためのSCUCの2種類の計算処理を行う必要があることを指す ✓ 市場ごとに行われる2種類のSCUCの結果を相互に連携させていく仕組みを構築することが必要である

- 中間取りまとめまでの検証状況に加えて、今回整理を進めた検証の全体像は下図の通り。
- それぞれの論点（ならびに既存論点）は相互に影響を及ぼすことから、制度全体を俯瞰しながら、整合性・連続性を踏まえた議論を行った。



- 検証に用いる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）

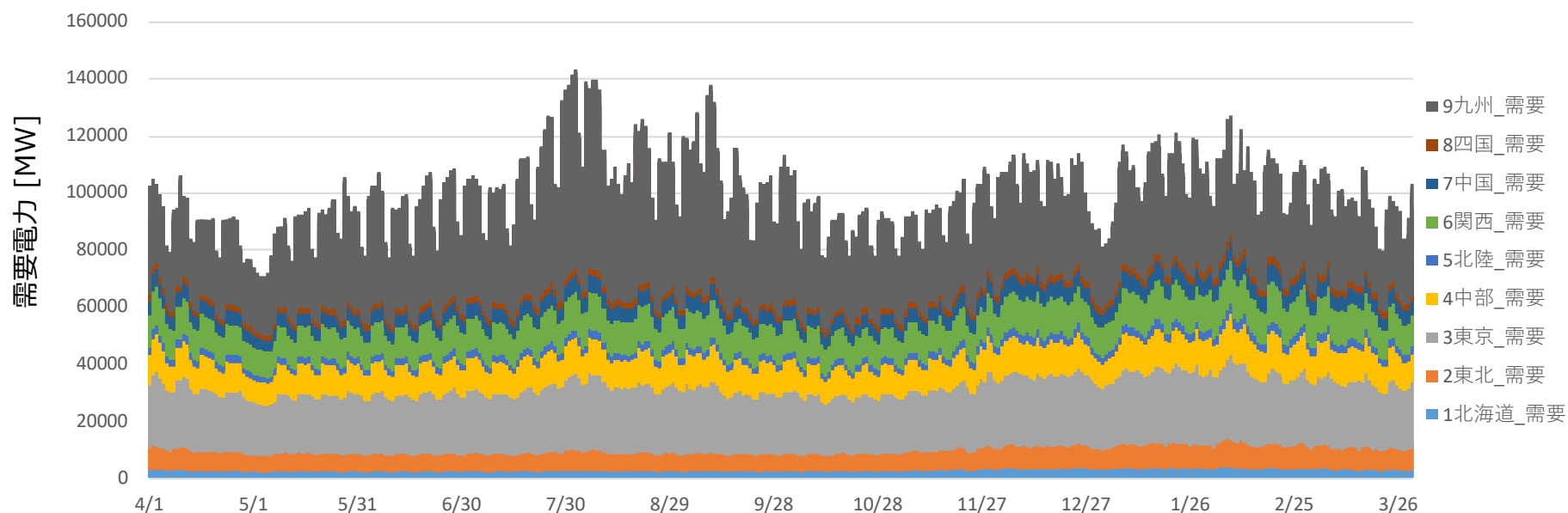
需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

- ✓ 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のに見えるが、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 (設備量)	9エリア合計 (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 (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 (102～113)
水力	50.7GW (980)	48.5～49.3GW (939～981)
バイオマス	8.0GW (470)	6～7GW (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7 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、現実には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※¹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）

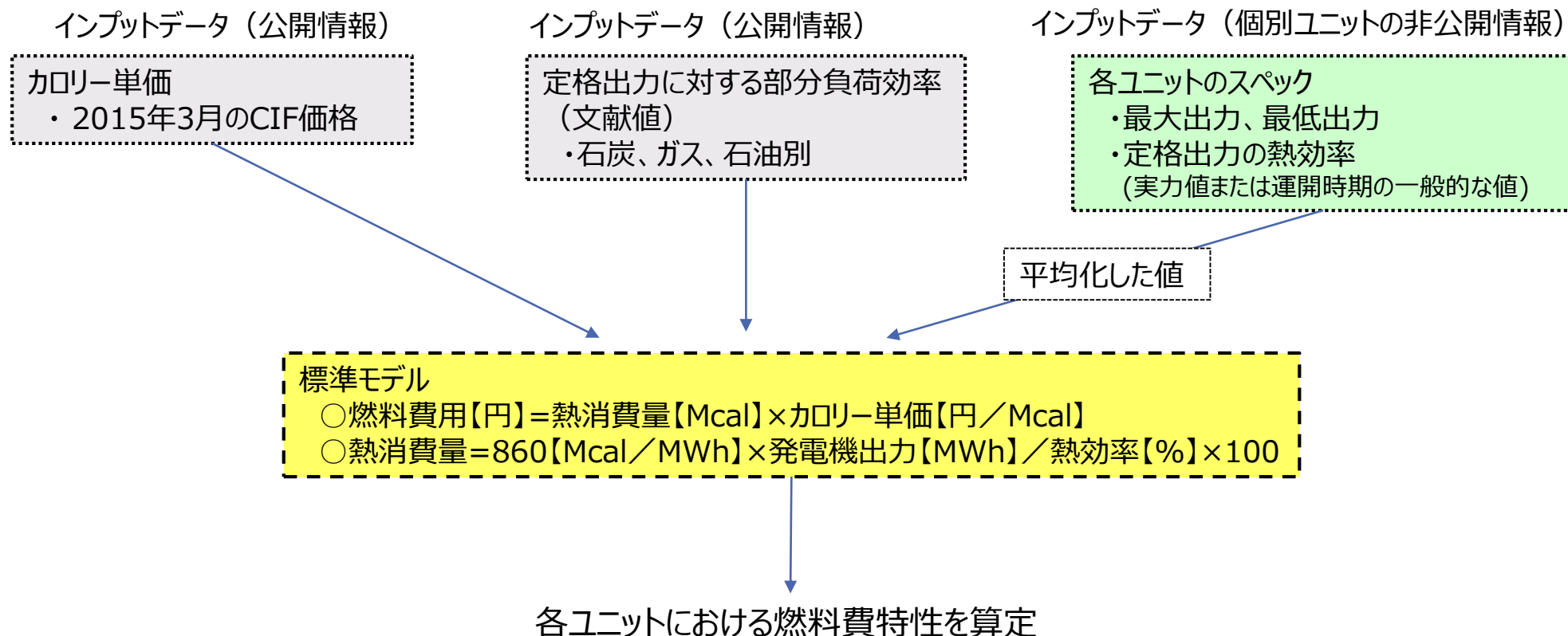
	石炭			MACC	ACC	CC	Conv			石油
	小	中	大				小	中	大	
最大（MW）	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最小（MW）	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
LFC幅（%）	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
起動費（万円）	250	650	990	160	140	130	100	160	200	150

■ 各電源の増分費用は2015年3月のCIF価格を元に定めている。

		石炭			MACC	ACC	CC	CONV			石油
		小	中	大				小	中	大	
最低出力費用	無負荷費用／最低出力(円/kWh)	0.83	1.31	1.22	1.90	1.22	3.24	1.49	3.39	6.15	3.30
	燃料費(円/kWh)	3.05	2.77	2.71	7.80	8.34	9.36	10.24	9.79	9.47	9.34
	合計(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(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(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(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(円/kWh)			3.19	3.01	8.69				11.34	10.81	
第六区分燃料費(円/kWh)				3.07						11.14	
第七区分燃料費(円/kWh)				3.13						11.47	

- 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。



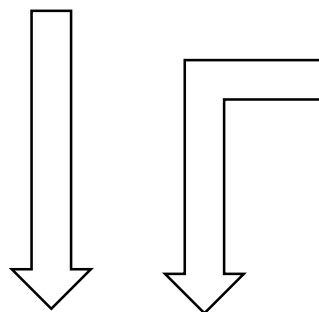
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算している）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元にして、各シナリオにおけるkWh・ΔkWそれぞれの市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価した。

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 $\times 107\%$
< 原子力・再エネ発電量 + 火力・揚水供給力
- ✓ **調整力制約**：需要 $\times 2\%$
< 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 $\times$ 可変費（円/kWh） + 起動量 $\times$ 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. これまでの検討状況
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. ΔkW 価格の追加検証
 - － 3. 調整力 ΔkW のパフォーマンス
 - － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
3. まとめ

- 中間取りまとめの検討では、全国9エリアでエリアプライスを算定する現行制度をベースとして検討を行ってきたところ。
- 他方で、エリア内で系統混雑が発生すると、混雑箇所とそれ以外の地点とで異なる電源態勢となることから、複数のkWh価格を観念しうることとなる。そのような場合のエリアプライスの算定方法について、検討を行うものである。

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、 Δ 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。

- 海外事例を参考に系統混雑時の市場価格決定方法の検討を行った。
- 北米の代表的混雑管理である市場主導型を構成する要素は、大きく分けて以下2点に分類される。
 - ① 市場統合によるCentral Dispatchと混雑管理を踏まえた「スケジューリング&ディスパッチ（SCUC・SCED）」
 - ② 混雑を市場価格に反映させ、価格シグナルを出す「ノードプライシング（LMP）」
- 価格シグナル（市場価格）の仕組みとして、LMPを用いる米国ISO型、シャドウプライスは計算するが市場価格に反映しないカナダIESO型、LMP・シャドウプライスともに導入しない欧州アイルランド型と大きく三つの考え方がある。

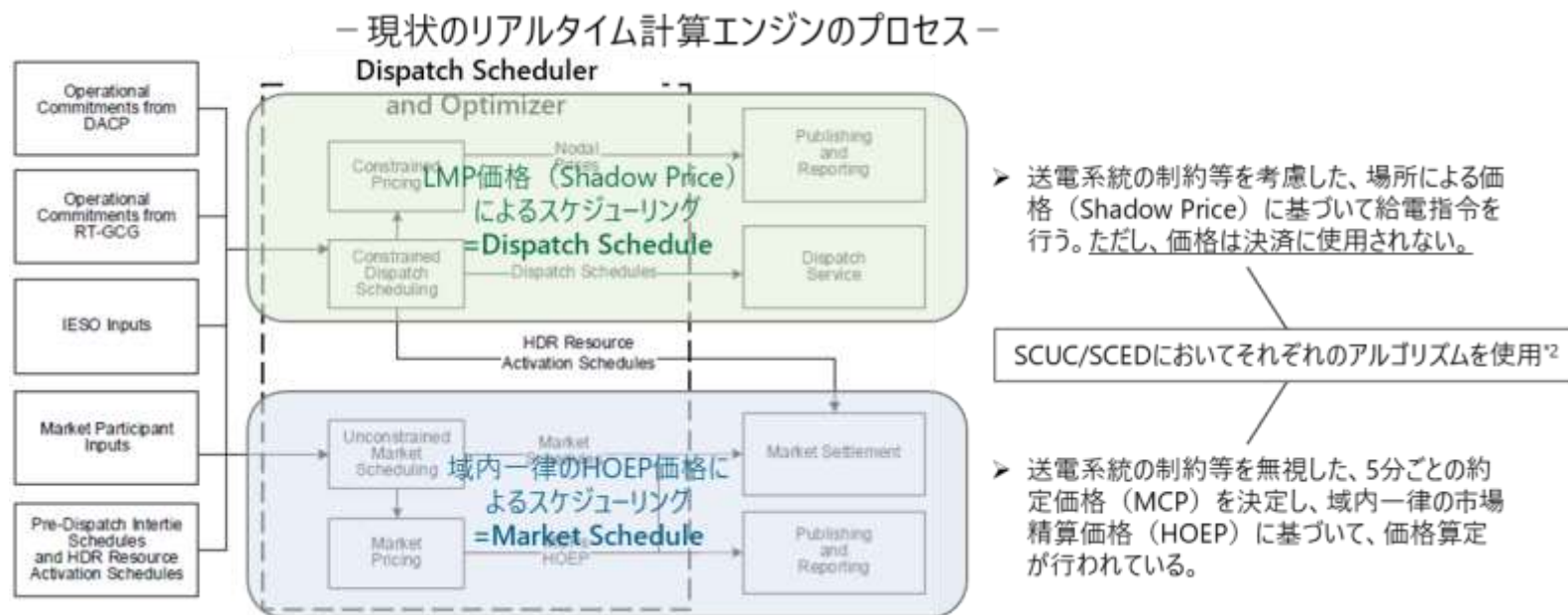
ノード制の要素				ノード制の導入タイプ（参考情報）		
No.	機能の切り分け	機能の内容	対応する機能	米国ISO型	カナダIESO型	欧州アイルランド型
①	スケジューリング & ディスパッチ	市場統合によるCentral Dispatchと、系統制約を考慮した同時最適化による混雑管理*2	SCUC	電源単位でスケジュール (kWh電源とΔkW電源の同時最適運用、 混雑管理を含む)		発電単位で スケジュール*3
			SCED	電源単位でディスパッチ (kWh電源とΔkW電源の同時最適運用、 混雑管理を含む)		発電単位で ディスパッチ*3
②	価格シグナル・精算	地点別の混雑を価格に 反映するノードプライシング	LMP/ Shadow Price	○ (LMPの計算を行い精算 に用いている)	△ (Shadow Priceの計算は 行っているが、市場価格へ の反映は行っていない)	× (LMP、Shadow Price共 に導入されていない)

*1 出所：各国のISO/RTO、規制機関、TSO等の公開情報を基にトーマツ作成

*2 入札情報を基にした計画及び給電指令の同時最適化と、系統制約を考慮した上で混雑エリアの電源は約定されないという約定ロジックを含む混雑管理の仕組みは切り離せない要素であると思慮

*3 アイルランドでは、市場で約定された結果（事業者の発電及び需要計画）からの乖離がコスト的に最小となるよう目的関数が設定されている。

- カナダIESOは1999年に設立された、カナダ・オンタリオ州の独立系統運用機関であり、カナダIESOの設立と同時に Market Design Committee（政府機関）によって、Two-schedule systemを採用することが決定された。
- Two-schedule systemとは、電源起動・出力配分については系統制約を考慮したSCUC・SCEDを行う一方で、価格決定においては系統制約を無視した出力配分を別途計算し、それに基づいてカナダIESO域内の統一価格を算定・精算する仕組み（プロセス）である。



*1 出所：Market Renewal Program: Energy Real-Time Calculation Engine Detailed Design Issue2.0、2021年1月、https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_RT-Calculation-Engine_Chapter_V2.ashx

*2 出所：Queen's Economics Department, A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/training/mrp/Day-Ahead-Market-Quick-Take.ashx>

*3 出所：現在のリアルタイム市場の中にOperating Reserveとして予備力が含まれている、IESO、Operating Reserve Markets、2025年1月、<https://www.ieso.ca/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Operating-Reserve-Markets>

- カナダIESOが設立時にTwo-schedule systemという域内統一の市場価格を導入した背景としては、歴史的にオンタリオ州では数十年にわたって域内統一価格を採用しており、米PJMのようなLMPを導入するといった制度変更に対して大きな抵抗感があったためとも言われている。
- 他方で、地点毎に価格決定する手法（LMP）がシステム全体として効率的であるという観点からは、設立当初より最終的に目指す制度と位置付けており、Two-schedule system導入当初においては、18か月間のトライアルに限り、域内統一価格を用いることにしていた（LMPへの早期移行を図る予定であった）。
- その後、2002年にシステムが稼働して以降、適宜システム改修等を繰り返すことで、結果的に今日までこの運用の継続を行っているが、Two-schedule systemには系統混雑のリスクと信頼性の問題があるとされており、カナダIESOでは、MRP（市場改革プログラム、Market Renewal Program）が進められており、取組みの一つとして、**2025年5月にTwo-schedule systemを廃止しSingle-schedule system（LMP）への移行を予定。**

MRPの基本方針

効率性	競争	実現可能性	確実性	透明性
市場外の支払いを減らし、効率的な成果（電力）を提供することに重点を置き、システムコストを削減する。	進化し続けるシステムのニーズを満たすために、参加者にオープンで公正かつ差別のない競争の機会を提供する。	ステークホルダーと協力し、実現可能かつ実用的な方法で市場を発展させる。	明確で効率的な価格シグナルを伝え、安定かつ永続的な市場ベースのメカニズムを確立する。	参加者が効果的に市場に参加できるよう、正確でタイムリーかつ適切な情報が入手可能であること。

MRPが市場の効率を向上させるための要素

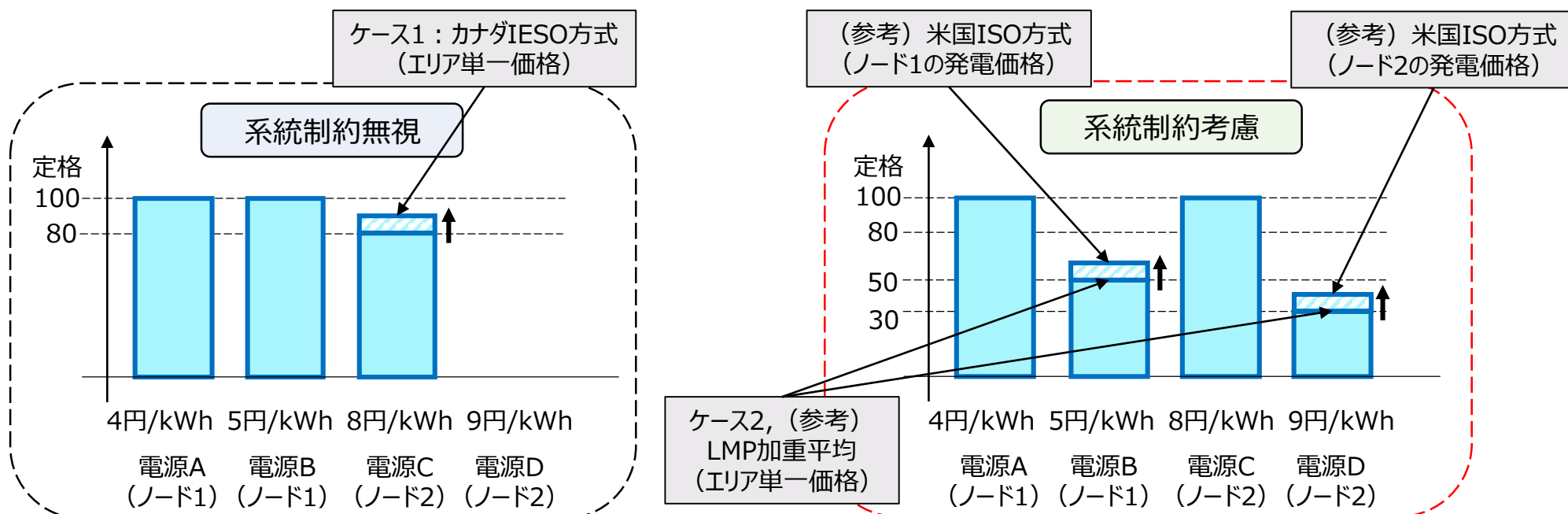
Two-scheduleシステムの廃止	1日前市場の導入	拡張リアルタイムユニットコミットメントの実施
Two-scheduleシステムをSingle-scheduleシステム（単一スケジュール）に置き換え、価格とスケジューリングとディスパッチの不一致を解消し、不要な市場外の支払いの必要性を排除する。	運用上の確実性を高め、IESOと市場参加者の財務上の確実性を向上させることにより、発電コストが下がり、システムのニーズを満たすために最適なリソースを投入することができる。	現在のリアルタイム発電コスト保証（RT-GCG）プログラムに代わる拡張リアルタイムユニットコミットメント（ERUC）イニシアチブを実施し、1日前からリアルタイムに変化する際の需要を満たすためのスケジューリングとディスパッチのコストを削減する。

*1 出所：APPRO、The IESO's Market Renewal Project、2022年5月、https://www.appro.org/index.php?option=com_mdfiles&c=files&task=download&id=24

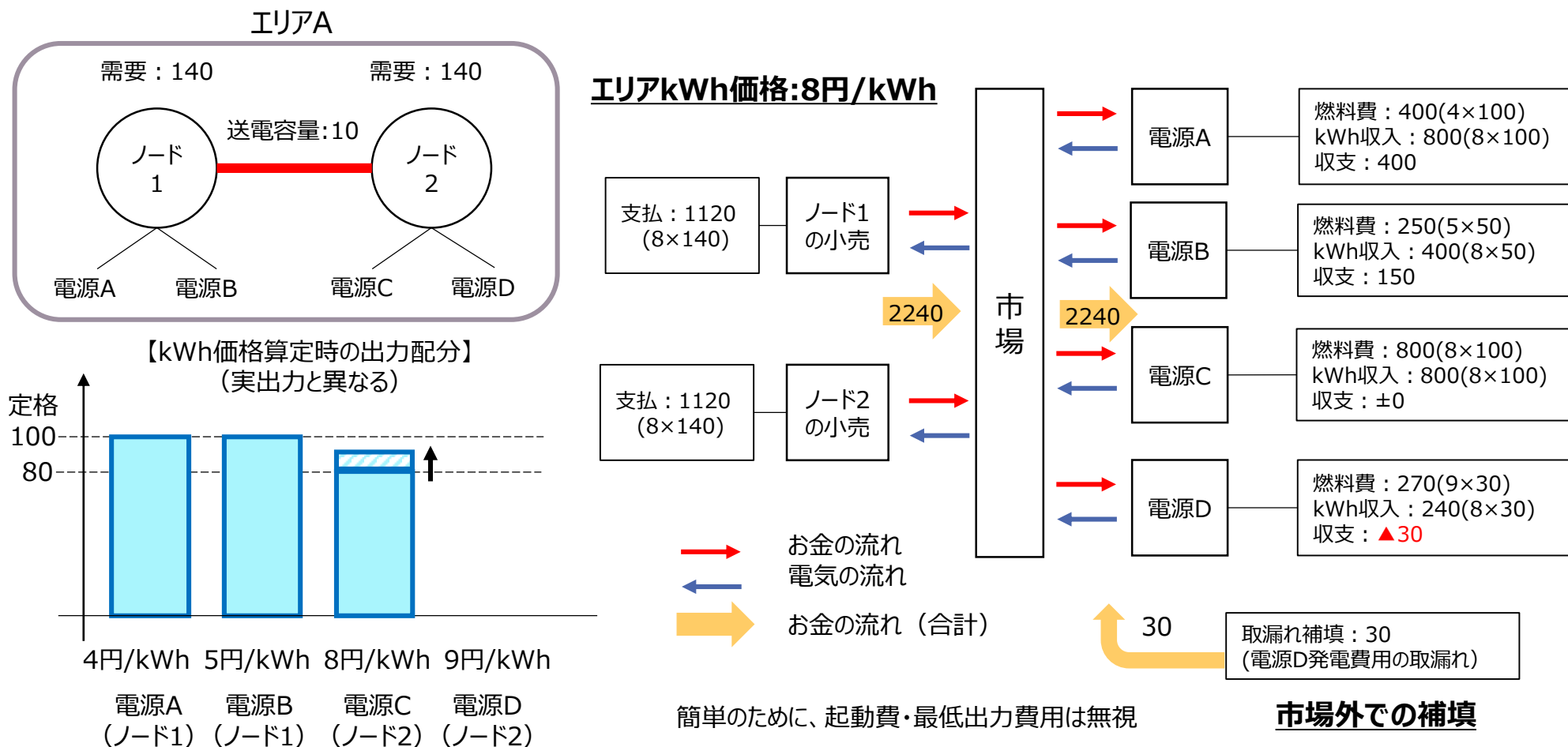
*2 出所：IESO、Market Renewal Mission and Principles、2024年9月11日閲覧、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/market-renewal-mission-principles.pdf>

- カナダIESO方式と米PJM方式も参考に、全国9エリアでエリアプライスを算定する前提の日本の同時市場において、いくつか考えられる手法についてケーススタディを行うことで、まずは各手法の得失を洗い出すことにした。
1. 系統制約を無視した出力配分（そのシャドウプライス）により、エリア単一のkWh価格決定を行う（カナダIESO方式）
 2. 系統制約を考慮した出力配分におけるノード毎のLMPから、加重平均したエリア毎のLMPで精算（kWh価格決定）を行う（参考）系統制約を考慮した出力配分におけるノード毎のLMP算出の上、発電側はノード毎のLMPで、需要側は加重平均したエリア毎のLMPで精算（kWh価格決定）を行う（米PJM方式）

【各手法におけるkWh価格のイメージ】

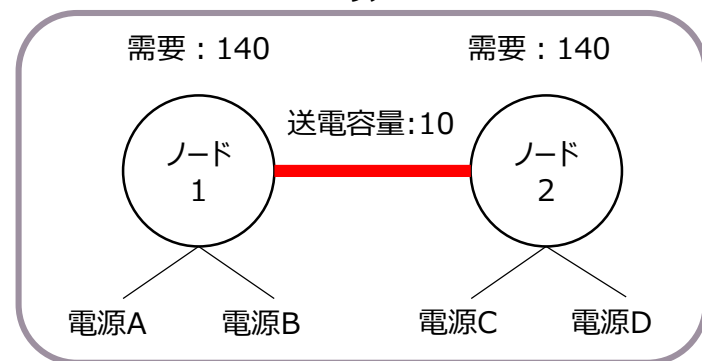
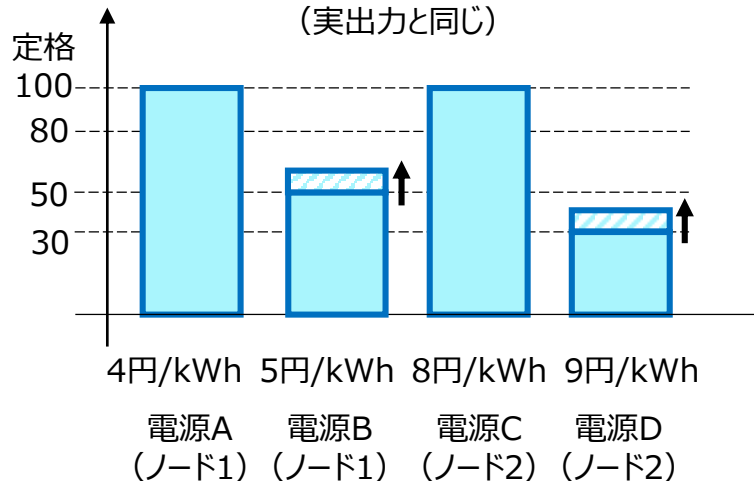


- カナダIESO方式による市場価格は、系統制約を無視した出力配分結果に基づくシャドウプライス（≒マージナル）で算出されることで、エリア単一（域内統一）価格となる。
- その際、下図の電源Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、これらの取漏れ費用等を、市場外で補填する仕組みが合わせて必要となる。

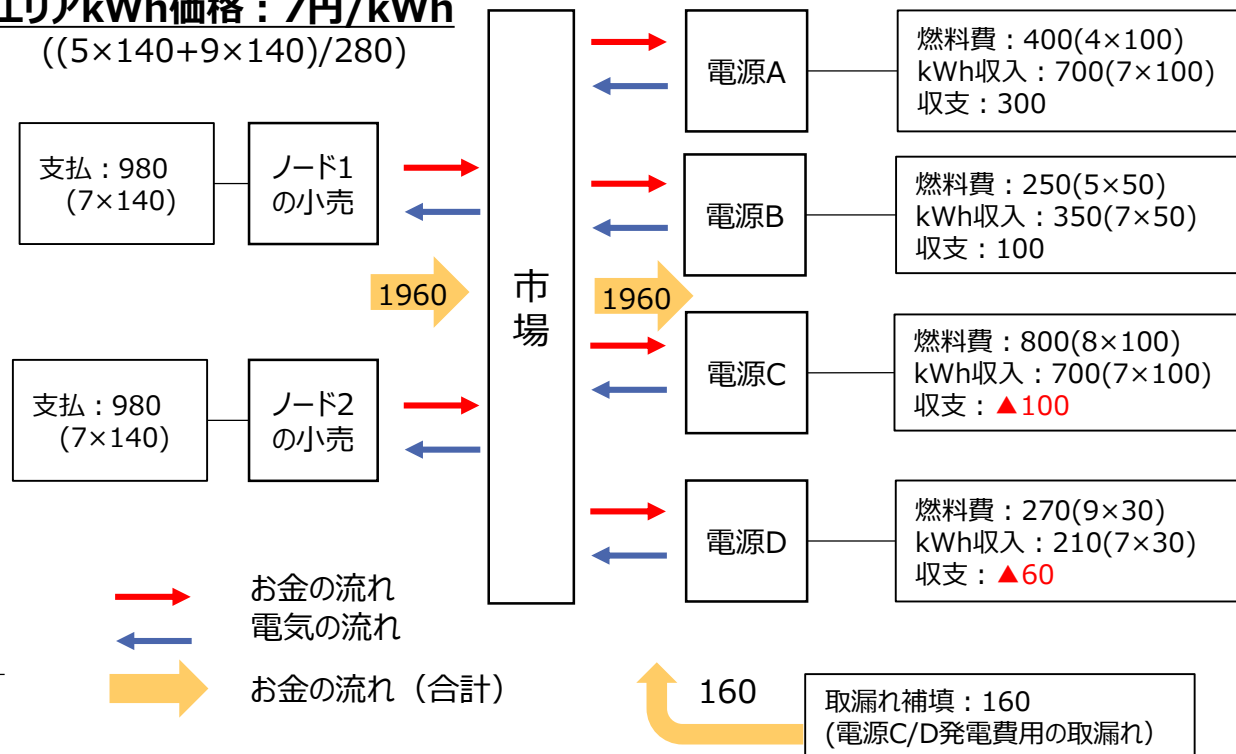


- 価格決定方法の一案として、ノード毎のLMP価格を算定しつつ、各LMPをノード毎の需要で加重平均をとることでエリア単一価格決定を行う方法も考えられる（米PJMのゾーン別需要側料金を発電側にも適用するイメージ）。
- この場合、下図の電源C・Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、取漏れ費用等を市場外で補填する仕組みが合わせて必要となる。

エリアA

【kWh価格算定時の出力配分】
(実出力と同じ)

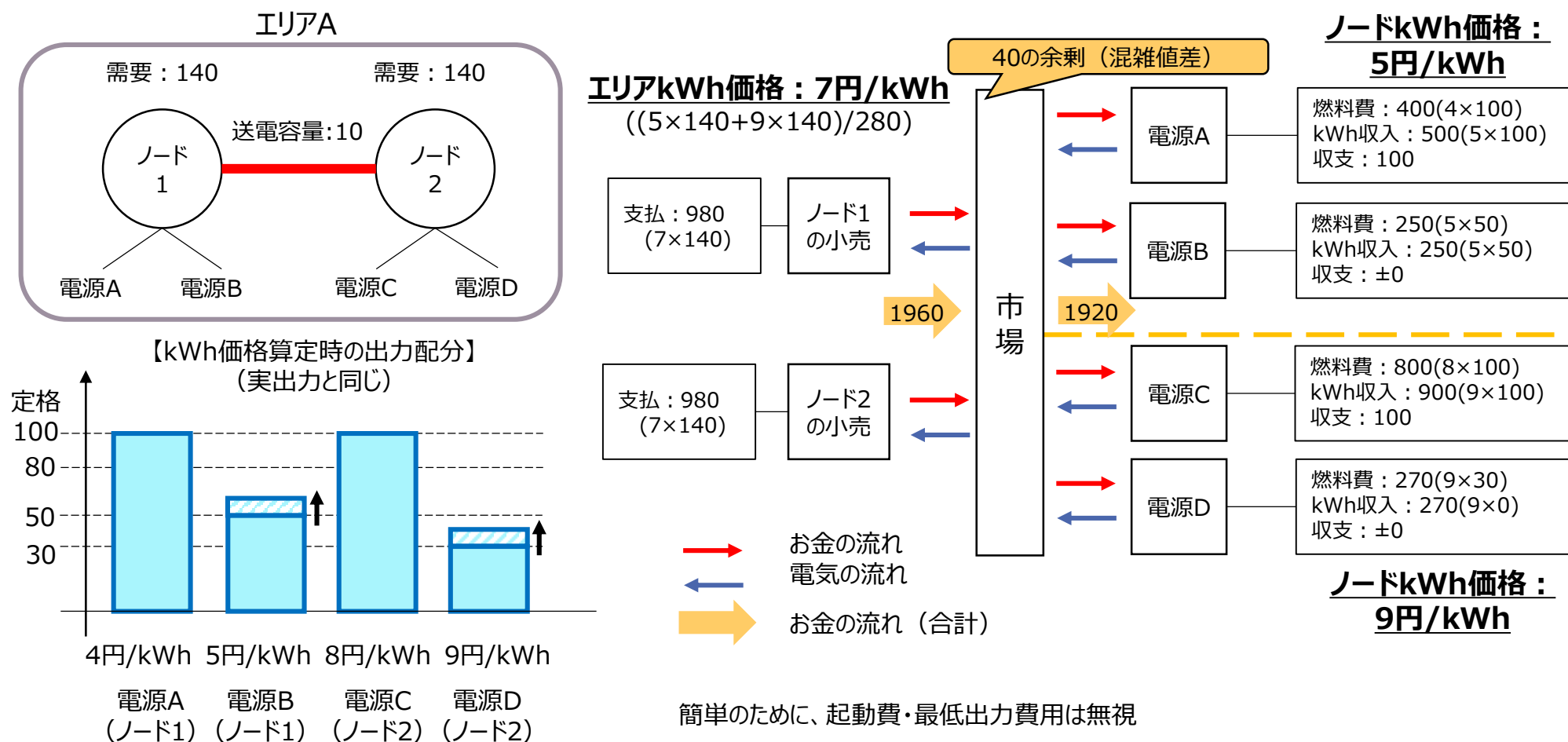
エリアkWh価格 : 7円/kWh
 $((5 \times 140 + 9 \times 140) / 280)$



簡単のために、起動費・最低出力費用は無視

市場外での補填

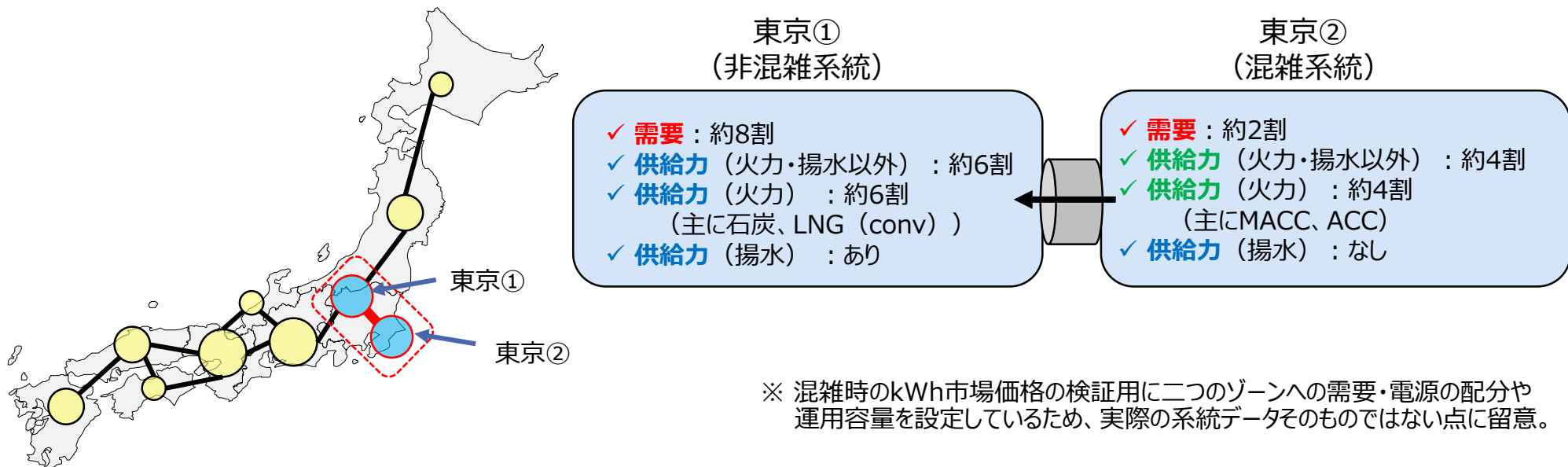
- 参考事例ではあるが、米国ISO方式のようにノード単位で価格（LMP）算定を行う場合、各ノードのkWh価格と事業者間のお金の流れのイメージは下図のようになる。
- 混雑が発生していることから、市場運営者に余剰（混雑値差）が発生することに加えて、（起動費等を除けば）発電費用の取漏れ等も発生しない構図となる。



- 地内混雑発生時のkWh価格決定方法の検証の進め方としては、従来の9エリアを模擬した検証をベースに、1エリア（東京エリア）を二つのゾーンに分割することで比較検証した。
- 二つのゾーンの概要イメージは以下の通りであり、地内送電線の混雑は高需要期において発生しており（模擬されており）、特に、比較的再エネ出力が低い（火力の稼働率が高い）冬季に多く発生する。
- 具体的には、年間8760時間のうち、168時間（約1.9%）で地内混雑が発生する検証用モデルとなっている。

【今回の検証の概念図】

東京エリアを分割して、それぞれのゾーンで価格検証



- 地内混雑が発生していた17週の期間中における東京エリアのkWh価格および市場取引額は以下の通り。
- ケース1（カナダIESO方式）では地内系統制約を考慮しない出力配分に基づき市場価格を算定することに対し、ケース2（LMP加重平均）では地内系統制約を考慮した出力配分に基づき市場価格を算定するため、混雑時の市場価格や取引額に多少の差異は発生しているものの、傾向として大きな差はなかった。
- 一方で、本来的には価格が一致するはずの非混雑時の市場価格や取引額においても差異が発生しており、この点については、後段の市場価格構造に関する考察において深掘りした。

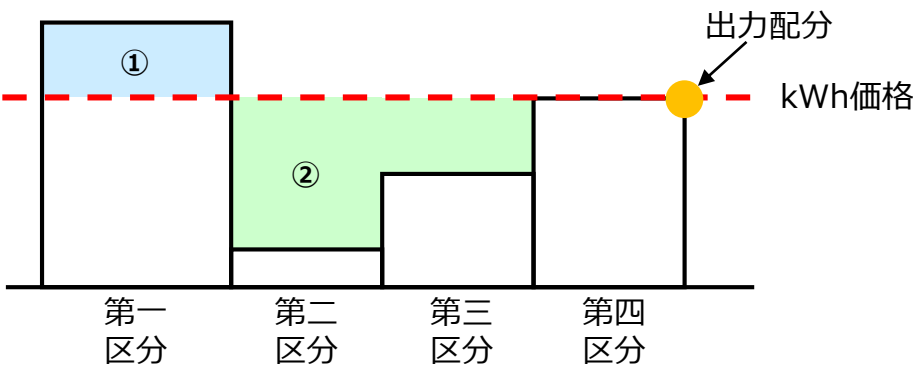
ケース1の合計値を基準にした比率

	ケース1	ケース2	参考ケース		
	カナダIESO方式	LMPの加重平均	系統① (非混雑系統)	系統② (混雑系統)	(参考) 発電側収入合計
混雑時（168時間） kWh価格平均／取引総額	1.141 / 0.083	1.148 / 0.084	1.158 / 0.045	1.109 / 0.038	0.083
非混雑時（2688時間） kWh価格平均／取引総額	0.991 / 0.917	0.990 / 0.916	0.990 / 0.543	0.990 / 0.373	0.916
合計 (17週間、2856時間) kWh価格平均／取引総額	1 / 1	1.000 / 1.000	1.000 / 0.588	0.997 / 0.411	0.999※

※ ケース2の市場取引額（小売の支払額）と参考ケースの発電側収入の合計の差額は混雑値差による市場運営者の余剰によるもの。

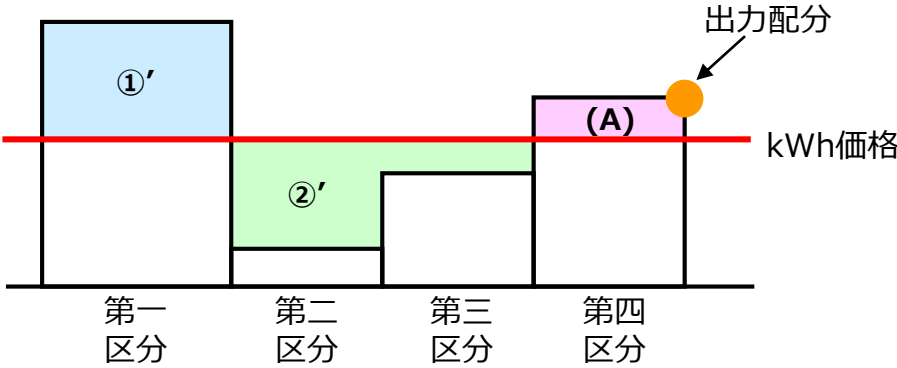
- 同時市場においては、kWh市場価格を同時最適結果のシャドウプライス（シングルプライスオークション）とした場合、ΔkW市場の費用回収を同時に行うとしても、電源によっては起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）の回収漏れが生じるため、費用の取り漏れが生じないようUpliftの仕組みが必要としていた（左図イメージ）。
- 一方で、第13回本検討会でもお示した通り、ケース1（カナダIESO方式）・ケース2（LMP加重平均）ともに、kWh市場価格よりも高い増分費用の電源が、混雑対応のために焚き増しされていることがあり（以下「焚増電源」という。）、従来のUpliftに加えて、この焚き増し分についても市場外での補填が必要となる（右図イメージ）。
- 地内混雑が発生していた17週の期間中について、これら市場外補填についての多寡の検証を行った。

従来のUpliftのイメージ



✓ $\text{Uplift} = \text{① (最低出力費用の取漏れ)} + \text{起動費} - \text{② (kWhの収益)}$

ケース1・2の市場外補填のイメージ



✓ $\text{Uplift} = \text{①' (最低出力費用の取漏れ)} + \text{起動費} - \text{②' (kWhの収益)}$
✓ 追加的な市場外補填 = (A)

- 地内混雑が発生していた17週の期間中における東京エリアの市場外補填については以下の通り。
- 起動費等の取漏れ費用への補填（従来のUplift）に比べると、焚増電源への補填（新たな補填）は相当軽微となっているが、これはあくまで本検証用モデル（年間168時間（約1.9%）で1箇所混雑発生）による値であり、混雑時間・箇所が増えると増加する費用項目であることには留意が必要。
- 一方、ケース1（カナダIESO方式）とケース2（LMP加重平均）で、相対的にケース1の方が焚増電源への補填（新たな補填）が大きくなっており、この点については、後段の市場価格構造に関する考察において深掘りを行う。
- なお、今回の試算では Δ kW収入を計上していないため、それらの考慮で補填多寡が変わりうる点にも留意が必要。

ケース1の市場取引額を基準にした比率

		ケース1（カナダIESO方式）			ケース2（LMP加重平均）			参考ケース（米国ISO方式）		
		コマ単位	日単位	週単位	コマ単位	日単位	週単位	コマ単位	日単位	週単位
市場取引額		1			1.000			0.999		
補填額	起動費等の取漏れ費用への補填（従来のUplift）	0.0176	0.0077	0.0050	0.0175	0.0076	0.0050	0.0177	0.0076	0.0050
	焚増電源への補填（新たな補填）	0.000004			0.000001			0※		

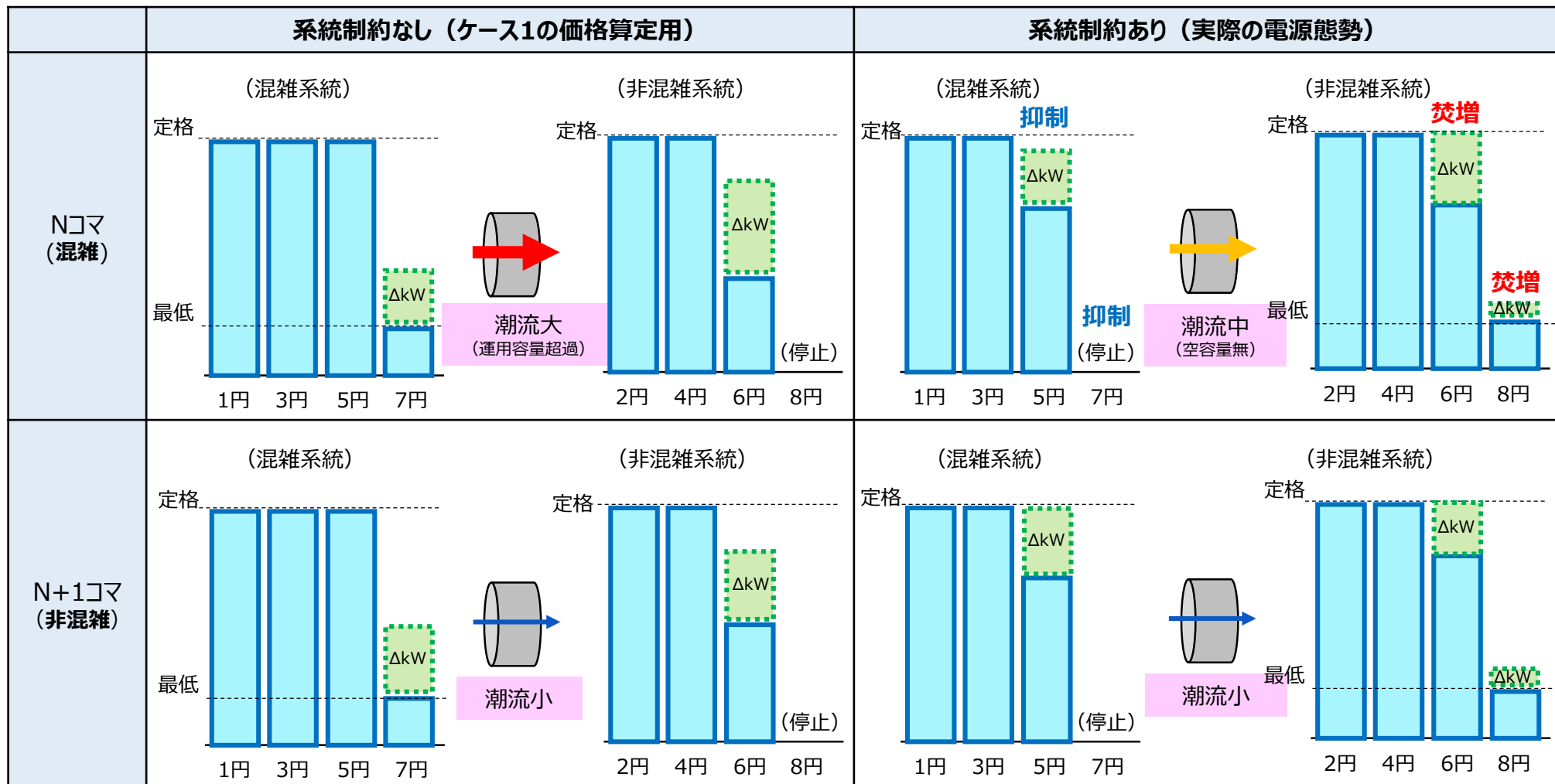
※ 参考ケースの場合にはLMPで価格算定する（焚増電源のシャドウプライスでノード価格を決定する）ため、焚増電源への補填は発生しない。

- 前述の焚増電源への補填（新たな補填）の差異について、混雑時・非混雑時における混雑系統（系統②）と非混雑系統（系統①）それぞれの発生状況（内訳）を分析した結果は以下の通り。
- 分析結果より、ケース2（LMP加重平均）の場合には、混雑時における非混雑系統側（混雑対応のために焚増されて電源）のみ補填が生じているため、地内混雑発生時の補填として正しい状況になっていると考えられる。
- 他方で、ケース1（カナダIESO方式）の場合には、非混雑時においても両系統（①②）で、焚増の補填（正確には増分費用の取漏れ）が生じており、これは地内混雑発生時の補填としては歪な構造だと考えられる。
- この点、前述の、本来的には価格が一致するはずの非混雑時の市場価格や取引額においても差異が発生していることとも同一の要因が考えられるため、次頁以降で要因についての調査を行った。

ケース1の混雑時・非混雑系統の補填額を基準にした比率

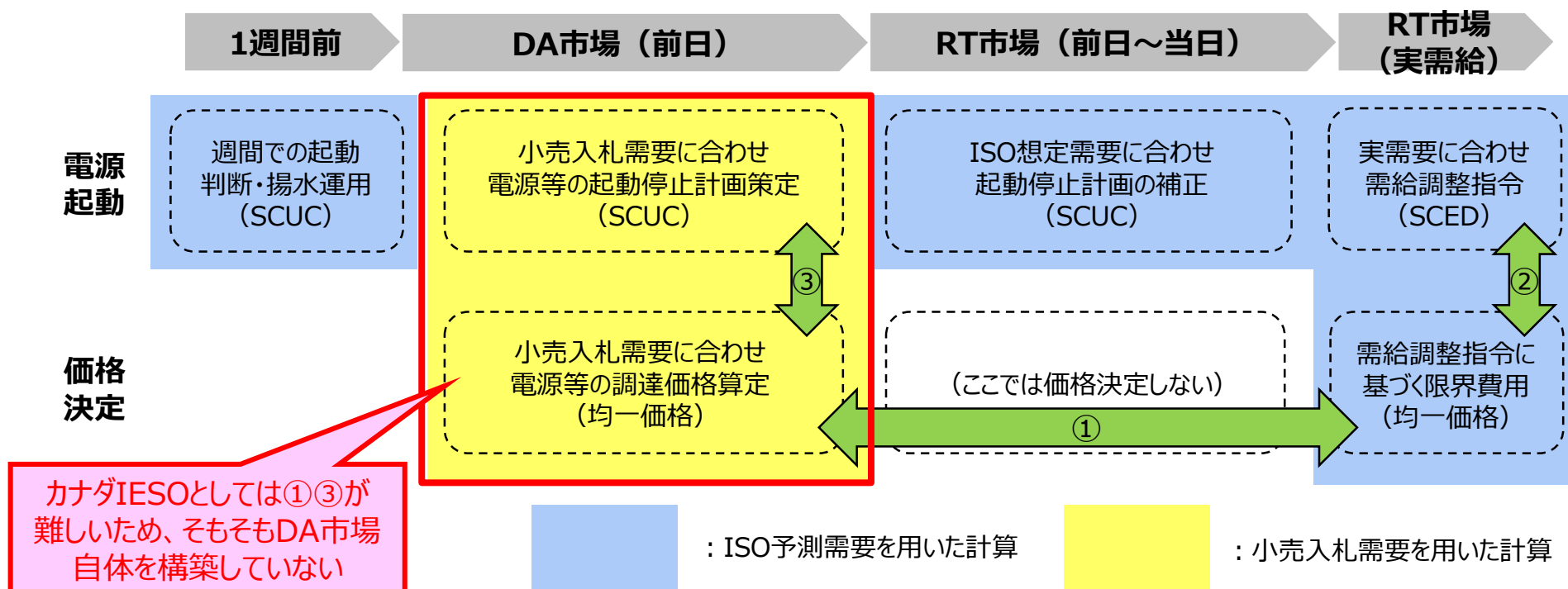
	ケース1（カナダIESO方式）		ケース2（LMP加重平均）	
	混雑系統（系統②）	非混雑系統（系統①）	混雑系統（系統②）	非混雑系統（系統①）
混雑時 （168時間）	0	1	0	0.62
非混雑時 （2688時間）	1.22	1.38	0	0

- 調査の結果、SCUCロジックは単一コマの最適計算ではなく、連続コマ（48コマ）の最適計算を行うため、例えば、混雑対応（Nコマ）に伴う電源起動（あるいは停止）を継続した方が最適（安価）の場合、同じ非混雑断面（N+1コマ）でも系統制約なし・ありの2つのロジックで電源態勢が異なる結果となる場合があることが分かった。



- 同じ非混雑断面で系統制約なし（ケース1の価格算定用）・系統制約あり（実際の電源態勢）の2つのロジックで電源態勢が異なる結果となる場合、当然、ケース1（カナダIESO方式）・ケース2（LMP加重平均）のkWh市場価格や市場取引額において差異が発生することとなる。
- また、kWh市場価格が異なる以上、ケース1（カナダIESO方式）においては増分費用の取漏れが発生する断面も存在するため、非混雑時における焚増電源の補填（地内混雑発生時の補填）という本来有り得ない概念の費用が発生することに繋がったと考えられる。
- この点、Two-schedule systemを採用しているカナダIESOにおいても、厳密にはRT市場（実需給）にしか適用しておらず（カナダIESOはそもそも前日市場が存在しておらず）、電源態勢が概ね固定されたRT市場のSCED（出力配分）であれば上記のような課題は発生せず、電源態勢自体変わり得る前日市場のSCUC（電源起動・出力配分）に適用した場合特有の課題とも考えられるところ。
- 上記を踏まえると、電源起動も取り扱う（SCUCロジックで最適化計算を行う）**日本の同時市場においては、地内混雑発生時の補填として歪な構造となるケース1（カナダIESO方式）は望ましくなく、実際に起動する電源態勢に基づきエリアのkWh価格を算出するケース2（LMP加重平均）が実態を反映した価格に近く（価格シグナルとしての信頼性も高く）、合理的な算定方法になっている。**

- ここまでカナダIESOのTwo-schedule systemを参考に検討を進めてきたが、実際のところ、カナダIESOでは前日市場は存在しておらず（Two-schedule systemはあくまでRT市場のみ）、その理由をヒアリングした結果、**Two Settlement（異なる時間の差分決済）とTwo-schedule systemの両立が難しい**ためという回答であった。
- つまり、同時市場の検討においては、今後、前日同時市場において地内混雑発生時の市場価格精算を行った上で、時間前・RT市場（実需給）でも同様のことを行うにあたっては、世界でも類を見ない複雑な精算制度の構築（①）が必要になると考えられるところ。（また、RT市場ではkWh取引しか行わないため、前述の単純な仕組み（②）で対応できたが、前日のkWh・ΔkW同時最適時のTwo-scheduleをどうするか（③）といった課題もある）



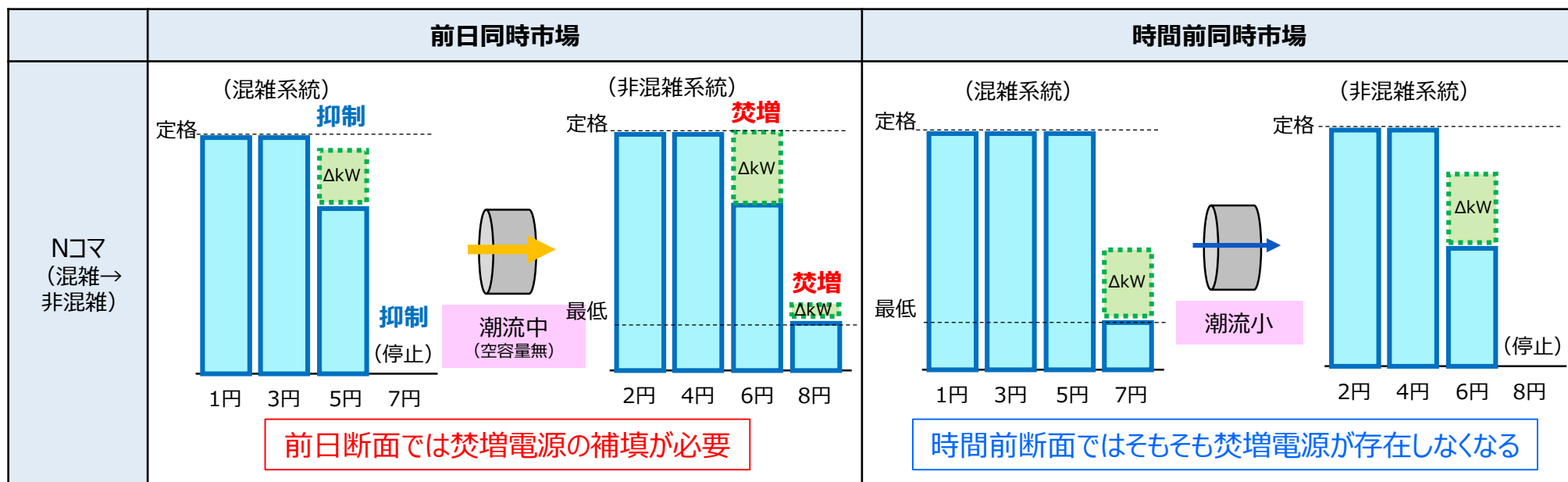
- カナダIESOでは1990年代後半に初めて電力市場が設置されたが、当時は、米国においても前日市場は一般的なものではなかった。
- そのため、前日市場の有効性は当初より認識されていたものの、2002年の**Two-schedule system導入時に****おいて一旦は前日市場は除外して市場運営をスタート**した。
- その後、前日市場の導入に向けた検討が行われたが、Two-schedule systemの複雑性が障害と認識され、2006年に前日市場ではなく、DACP（Day-Ahead Commitment Process）の導入が決定された。
- 他方で、**MRPによってSingle-schedule移行も予定しており、カナダIESOでも前日市場の導入が可能**となる。
- カナダIESOも前日市場の導入によって、前日とリアルタイムの両方において約定価格が決定されるため、供給者にとっては燃料確保などの手配をより適切に管理できるようになり、消費者にとっても（リアルタイム市場のみの場合と比べ）想定外に高いリアルタイム価格にさらされる可能性が低下するという点でメリットがあるとしている。

	旧システム（DACP）	新システム（Day-Ahead Market）
参加目的	発電事業者は主にリアルタイム市場における稼働状況を知らせるために入札を実施（IESOが稼働状況を把握するため、リアルタイム市場の参加にはDACPの入札を義務付けている）	発電事業者は1日前市場の価格及びスケジューリングを目的として他参加者と競うために入札を実施
スケジューリング	域内の需要（IESO想定需要）を満たすようにスケジューリングを行い、翌日の運営を大まかに把握できる。	市場全体の需要を満たすようスケジューリングを行い、翌日の運営をより正確に把握できる。
価格競争	市場原理による価格競争がない。	市場原理による価格競争がある。
参加者へのインセンティブ	前日断面において域外とのやり取りを行う事業者（Exports）は参加可能であるが、インセンティブはない。	前日断面において域外とのやり取りを行う事業者（Exports）は参加可能であり、インセンティブがある。

*1 出所：IESO、Day-Ahead Market High-Level Design、2019年8月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/dam/DA-M-High-Level-Design-Aug2019.pdf>

*2 出所：IESO、Quick Takes: Day-Ahead Market（DAM）、2023年10月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/training/mrp/Day-Ahead-Market-Quick-Take.ashx>

- 今回、まずもって前日同時市場（単一の市場取引断面）を対象に、地内混雑発生時のkWh市場価格ならびに市場外補填について検証を行ったが、実際にはそれ以降の時間帯（時間前断面・実需給断面）においても市場取引が行われることとなる。
- kWh市場価格については、地内混雑発生時においてもTwo Settlement（直前市場との数量偏差を対象とした差分決済方式）とすることで特段問題ないと考えられる一方、市場外補填（焚増電源の補填）についてどのように取り扱うかは整理を要する。
- この点、地内混雑は前日断面で発生して時間前断面で解消すること（あるいはその逆）もあり得ること、ならびに市場外補填という性質を考えると（取り漏れが生じないように留意しつつ）不要に増大させないことも重要であることから、Upliftと同様（あるいはUpliftの一項目として扱い）、都度の精算対象とするのではなく、他市場（ ΔkW 市場等）収入や他コマ収入も加味した上で事後的に補填する（取り扱う）ことが考えられる。



- 従来の9地点を模擬した検証をベースに、1エリア（東京エリア）を二つのゾーンに分割した場合のkWh市場価格と市場外補填の多寡（傾向）について、複数のkWh価格算定の考え方に基づいて試算ならびに比較検証を行った。
- ✓ ケース1（カナダIESO方式）とケース2（LMP加重平均）で、混雑時の市場価格や取引額に多少の差異は発生しているものの、傾向として大きな差はなかった一方で、本来的には価格が一致するはずの非混雑時の市場価格や取引額においても差異が発生
- ✓ 市場外補填については、ケース1（カナダIESO方式）とケース2（LMP加重平均）で、相対的にケース1の方が 焚増電源への補填（新たな補填）が大きくなっていた
- 上記結果に対して、市場価格構造の考察を行った結果、SCUCロジックは単一コマの最適計算ではなく、連続コマ（48コマ）の最適計算を行うため、例えば、混雑対応（Nコマ）に伴う電源起動（あるいは停止）を継続した方が最適（安価）の場合、同じ非混雑断面（N+1コマ）でも系統制約「なし」「あり」ロジックで電源態勢が異なる結果となる場合があることが分かり、それがケース1（カナダIESO方式）における非混雑時における焚増電源の補填（地内混雑発生時の補填）という本来有り得ない概念の費用が発生することに繋がったと考えられる。
- 上記を踏まえると、同時市場においては、地内混雑発生時の補填として歪な構造となるケース1（カナダIESO方式）は望ましくなく、実際に起動する電源態勢に基づきエリアのkWh価格を算出する**ケース2（LMP加重平均）が実態を反映した価格に近く（価格シグナルとしての信頼性も高く）、合理的な算定方法になっている**と言える。
- また、前日以降取引も踏まえた市場外補填の取扱いについて、Uplift同様（あるいはUpliftの一項目として扱い）、都度の精算対象とするのではなく、他市場（ Δ kW市場等）収入や他コマ収入も加味した上で事後的に補填する（取り扱う）ことが考えられる。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. これまでの検討状況
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. Δ kW価格の追加検証
 - － 3. 調整力 Δ kWのパフォーマンス
 - － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
3. まとめ

- これまで同時市場における Δ kWの約定価格については、現行の需給調整市場における Δ kWの費用の構成要素に基づき、主に「①機会費用」と「②逸失利益」の観点から検証を行ってきた。
(現行の需給調整市場における Δ kW費用の構成要素)
 - 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 Δ kW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）
- 具体的には、kWhと Δ kWの同時最適における発電機態勢での余力に対して Δ kW約定量をどのように割り当てるか、価格決定をシングルプライスとマルチプライスどちらにするかといった複数の前提条件に基づいて、 Δ kW価格の水準感の検証を行ってきた。
- この点、時間前同時市場における差分決済を行った場合、価格指標（機会費用or逸失利益）が変化するものの適切な精算がなされないといった課題も見受けられたため、 Δ kW約定タイミングや対価性を踏まえた価格決定方法については今後の課題としていたところ。
- また、 Δ kW価格の決定方法については、起動等に関する費用はkWh・ Δ kW同時最適による発電機態勢である（どちらの用途にも使用される）ことを踏まえると、 Δ kW価格のみに転嫁する（ Δ kW価格の構成要素に含める）のはおかしいといったご意見や、kWh価格の決定方法（シャドウプライスのシングルプライス）と同様に、シンプルに出来ないかといったご意見もいただいているところ。
- 上記の追加論点（新たな Δ kW価格の決定方法）に対し、具体的にどのような Δ kW価格決定の考え方（案）があり得るのか、また、その際の Δ kW価格やUpliftの水準感がどうなるかについて検討を行った。
- 更に、 Δ kW価格決定における機会費用の取扱いの見直しによって、Two Settlementの精算の関係性も変わることになると考えられるため、改めてケーススタディ（試算）を行い、特徴の洗い出しを行った。

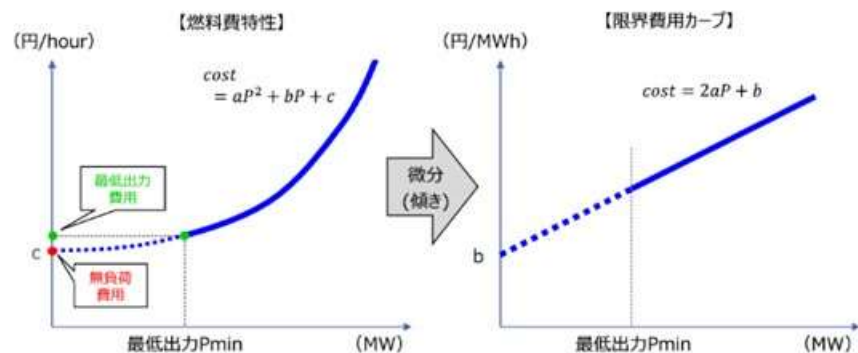
- 頂いたご意見を踏まえると、kWhとΔkWのどちらの用途にも使用される「起動等に関する費用」をΔkW価格の構成要素に含めない方向が考えられるところ。
- 一方、いわゆる「機会費用」には、「**起動費**」と「**最低出力費用**」が含まれており、どこまでを「起動等に関する費用」と見做すかによってΔkW価格の決定方法は複数存在することとなる。
 - 「機会費用」= 「**起動費**」 + 「**最低出力費用**」

（参考）最低出力費用と無負荷費用

65

- Three-Part情報の一つとして、最低出力費用の代わりに、無負荷費用を登録させる地域（米PJM等）も存在。
- 最低出力費用と無負荷費用の関係は以下のとおりであり、どちらかを登録させれば、理論上は同様の電源起動や出力配分結果を出すことが可能。

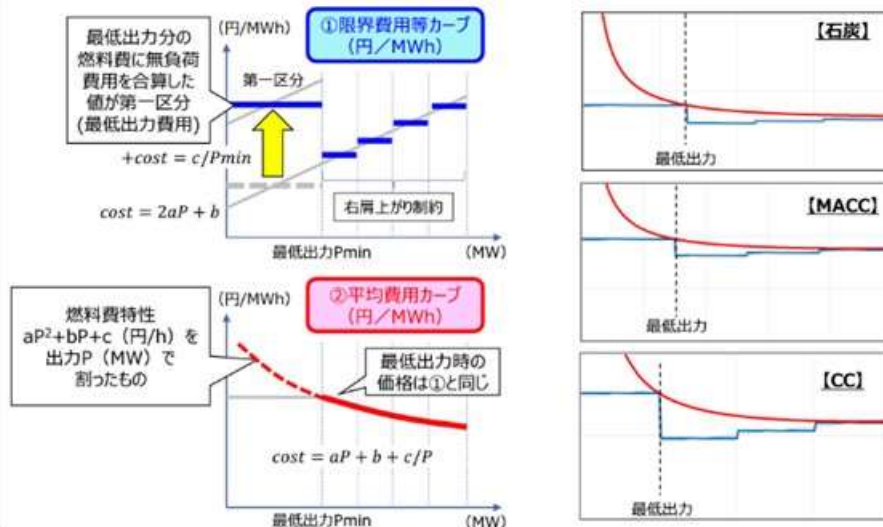
- ・ 発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用を、燃料費特性として、「 $aP^2 + bP + c$ 」（ P は出力（MW）。 a 、 b 、 c は発電機のコスト特性に合わせた定数。）の二次関数で表現する。
- ・ PJMで登録している無負荷費用（円/h）は、 $P=0$ とした際の費用「 c 」を意味する。一方で、最低出力費用（円/h）は、最低出力時の燃料費特性から算出される費用となる。
- ・ また、燃料費特性を一階微分した「 $2aP + b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。



最低出力費用の取扱いについて（2 / 2）

19

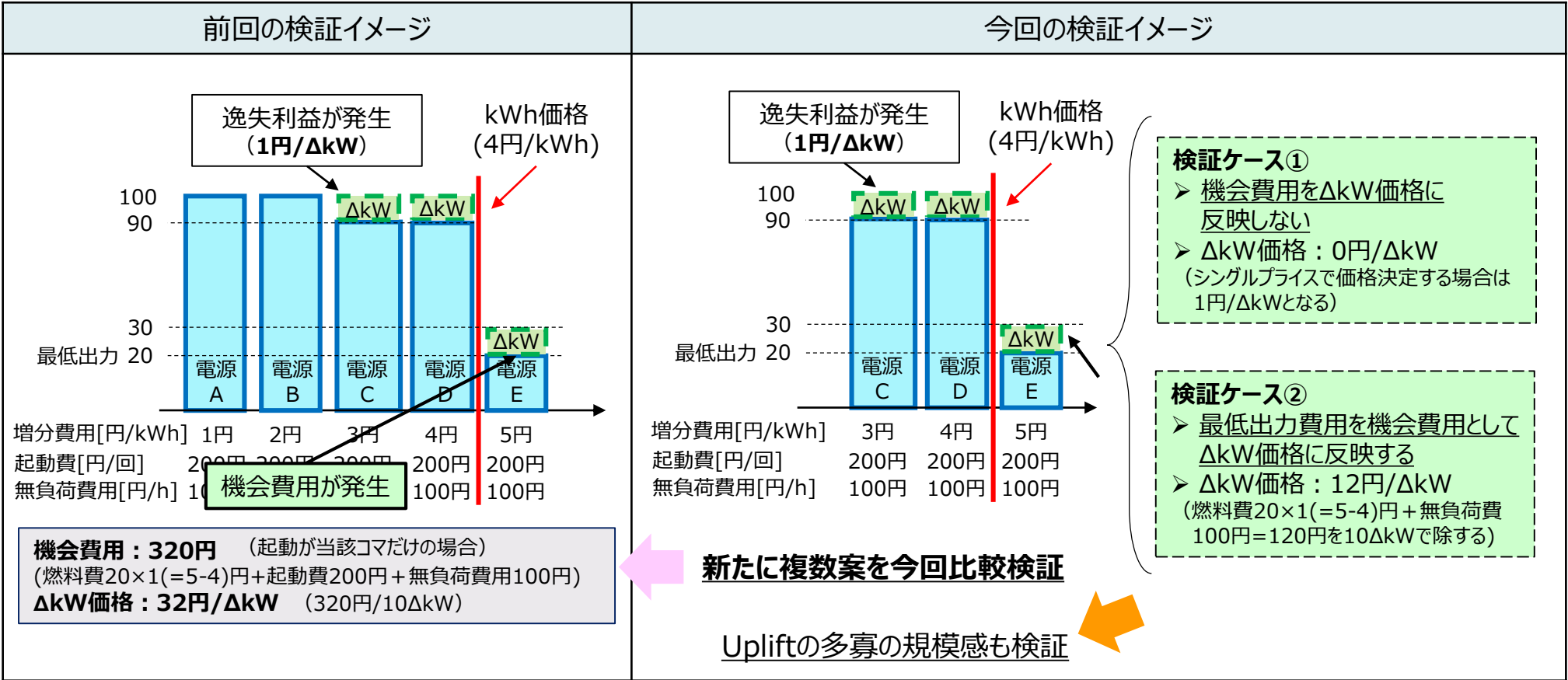
- 「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」については、基本的に②が高くなる（定格付近で逆転することもある）ため、どの程度の差異となるかについて、市場価格（平均値やボラティリティ）の計測を行い、比較検証を行っていく。



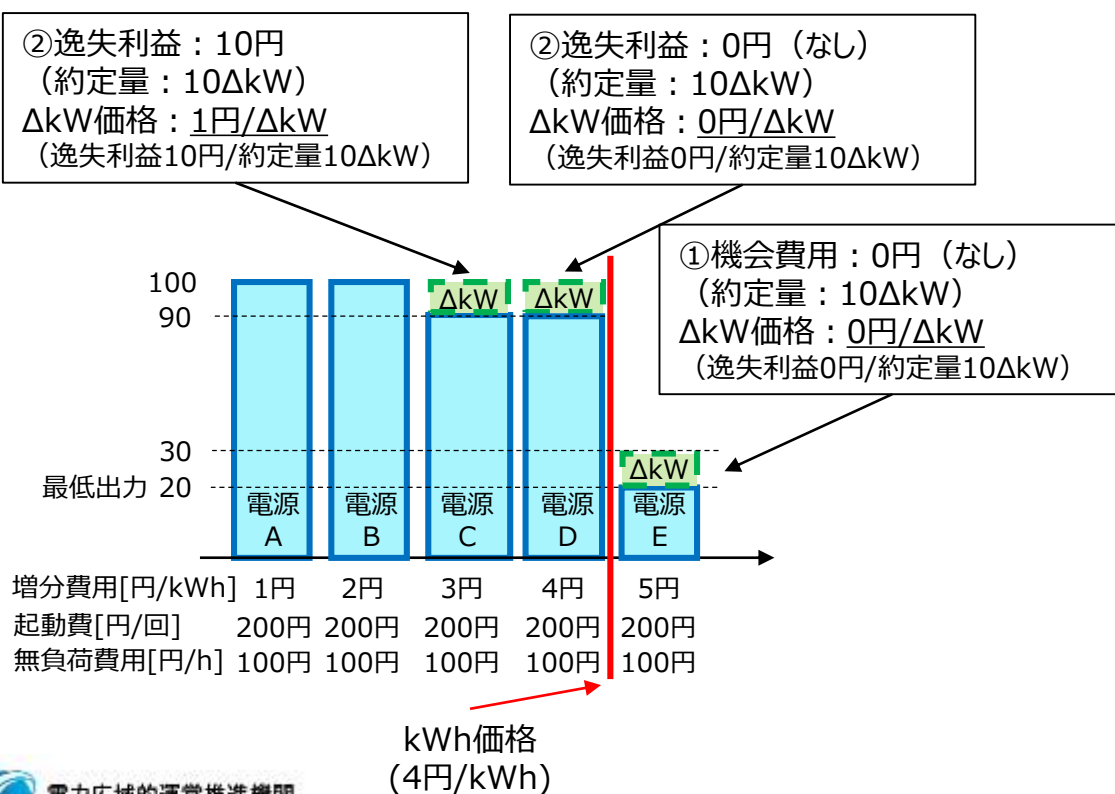
出所）第2回 同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

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

- 「起動等に関する費用」を含めないΔkW価格の決定方法については、以下の2案が考えられる。
 - ① 「**起動費**」「**最低出力費用**」全て（つまり機会費用そのもの）を「起動等に関する費用」と見做し、ΔkW価格に反映しない
 - ② 「**起動費**」を「起動等に関する費用」と見做し、ΔkW価格に反映しない（「**最低出力費用**」のみ反映）
- それぞれのΔkW価格とUpliftの規模感を**従来の試算結果と比較検証**することで**特徴の洗い出し**を行う。



- 検証ケース①は ΔkW 価格として機会費用を考慮しないものであり、今回の検証ケースのなかでは ΔkW 価格が最も安くなる傾向にあると考えられる。
- 他方で、このときに、 kWh 価格より高価な増分費用となる5円電源は取漏れ費用が多くなることから、Upliftによる補填の規模が大きくなる傾向にあるとも考えられる。



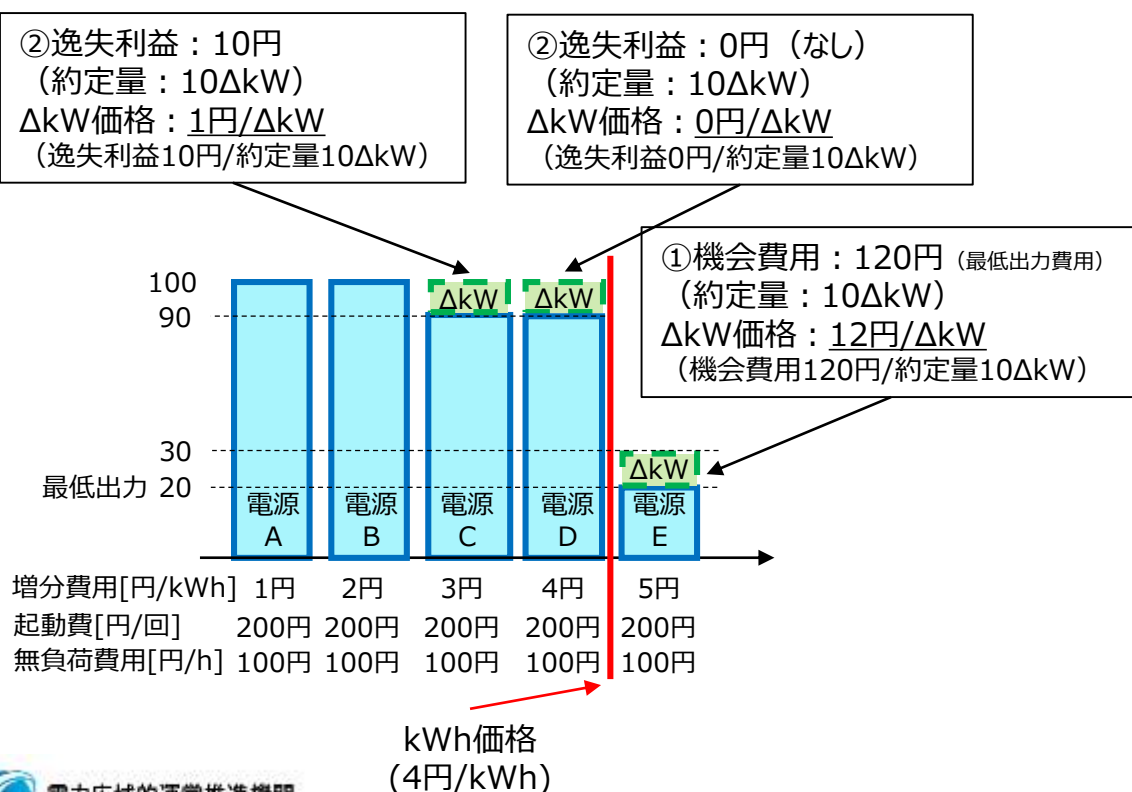
ΔkW の精算

	3円電源 (電源C)	4円電源 (電源D)	5円電源 (電源E)
SPA精算	10円 (1円/ ΔkW)	10円 (1円/ ΔkW)	10円 (1円/ ΔkW)
MPA精算	10円 (1円/ ΔkW)	0円 (0円/ ΔkW)	0円 (0円/ ΔkW)

<5円電源の収支構造 (SPAの場合)>

- ・発電コスト: 400円 (起動がこのコマのみの場合)
(起動費200円+無負荷費用100円+燃料費20×5円)
- ・ kWh 収入: 80円
(発電量20× kWh 価格4円)
- ・ ΔkW 収入: 10円
(約定量10× ΔkW 価格1円)
- ・Uplift: 310円 (このコマのみで算定する場合)
(発電コスト400円- kWh 収入80円- ΔkW 収入10円)

- 検証ケース②は ΔkW 価格で機会費用として「**最低出力費用**」のみを考慮するものである。
- 今回の検証ケースの中では ΔkW 価格が最も高くなる傾向にあると考えられ、また、5円電源は取漏れ費用が減少し、Upliftによる補填の規模が最も少なくなる傾向にあるとも考えられる。
- そのため、 ΔkW 精算をシングルプライスとする場合には、3円電源・4円電源の精算価格も大幅に上昇することから ΔkW の取引総額の規模が大きくなると考えられる。

 ΔkW の精算

	3円電源 (電源C)	4円電源 (電源D)	5円電源 (電源E)
SPA精算	120円 (12円/ ΔkW)	120円 (12円/ ΔkW)	120円 (12円/ ΔkW)
MPA精算	10円 (1円/ ΔkW)	0円 (0円/ ΔkW)	120円 (12円/ ΔkW)

<5円電源の収支構造 (SPAの場合)>

- ・発電コスト：400円 (起動がこのコマのみの場合)
(起動費200円+無負荷費用100円+燃料費20×5円)
- ・kWh収入：80円
(発電量20×kWh価格4円)
- ・ ΔkW 収入：120円
(約定量10× ΔkW 価格12円)
- ・Uplift：200円 (このコマのみで算定する場合)
(発電コスト400円-kWh収入80円- ΔkW 収入120円)

- 各検証ケースについて、ΔkW価格およびUplift規模感の試算結果は以下の通り。
- このうちケース①（機会費用なし）については、マルチプライス・シングルプライスともにΔkW価格は顕著に低くなる。
（他方でΔkW価格が低減する分だけ、他案に比べupliftの割合は増加傾向となる）
- 一方、ケース②（最低出力費用のみ）は起動費が含まれない分、マルチプライスでのΔkW価格は低減するものの、シングルプライスでは価格高騰する傾向が見受けられた（中間取りまとめで採用を見送った例Ⅰ～Ⅲと同様）。

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		前回（機会費用全て、SPAはハイブリッド精算）			ケース①（機会費用なし）			ケース②（最低出力費用）		
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
ΔkW SPA	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0								
	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	0.77 / 0.05			0.33 / 0.02			2.4 / 0.24		
	Uplift 年間総額 (割合)	0.009	0.003	0.001	0.030	0.018	0.015	0.008	0.002	0.001
ΔkW MPA	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0								
	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	0.47 / 0.03			0.07 / 0.003			0.44 / 0.03		
	Uplift 年間総額 (割合)	0.011	0.006	0.005	0.035	0.028	0.026	0.013	0.008	0.007

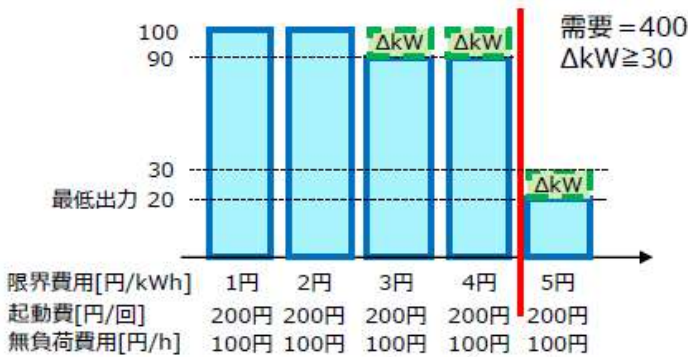
ΔkW 約定量の特定方法について (2 / 2)

11

- 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) など考えられるか。

※ 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量 (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 - 限界費用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 - 限界費用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、限界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ギナルを引用 (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 (逸失利益)	10円 (1×10)	10円 (1×10)	10円 (1×10)
MPA精算 (機会費用)	0円	0円	320円
ΔkW 収入	10円	10円	330円

ΔkW価格算定に関する試算結果について

44

- 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。

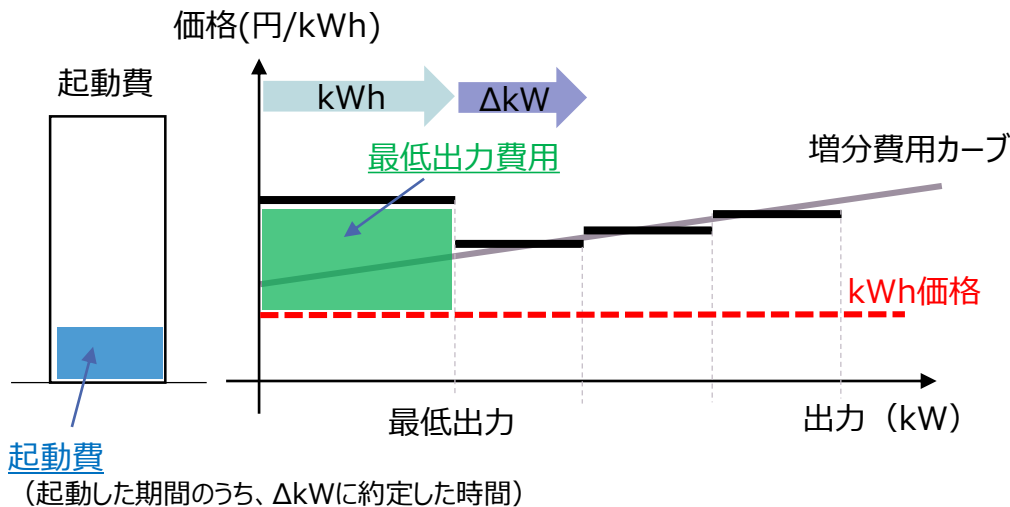
基本試算ケースにおける増分費用等
カーブの案B-2を基準にした比率

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 k W	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0			
S P A	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	4.5 / 0.30	2.8 / 0.19	0.64 / 0.07 (ΔkW約定量が他より多い)	0.77 / 0.05
Δ k W	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0			
M P A	ΔkW価格 平均／年間 取引総額	0.47 / 0.03	0.47 / 0.03	0.24 / 0.03 (ΔkW約定量が他より多い)	シングル・マルチの ハイブリッド精算のため 上の枠に包含

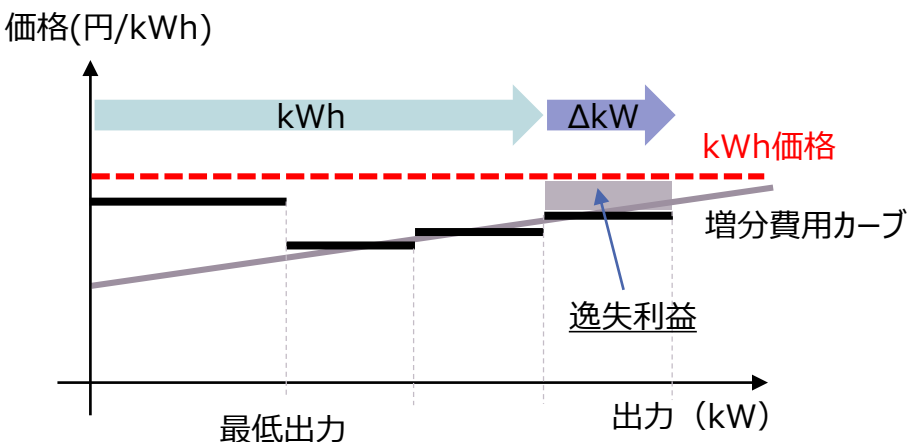
- ΔkWを確保した電源のうち、現行の需給調整市場におけるΔkW費用の構成要素である「①機会費用」とその内訳、ならびに「②逸失利益」の年間総額は以下の通りである。
- 傾向としては、「②逸失利益」に比べ「①機会費用」が占める割合が大きくなっており、また、「①機会費用」の内訳としては、「起動費」に比べて「最低出力費用」が占める割合が最も大きくなっている。

	①機会費用			②逸失利益
	起動費	最低出力費用	合計	
年間総額 (年間卸取引費用に対する比率)	0.24%	2.21%	2.45%	0.33%

①機会費用のイメージ
(増分費用がkWh価格より高価な電源)

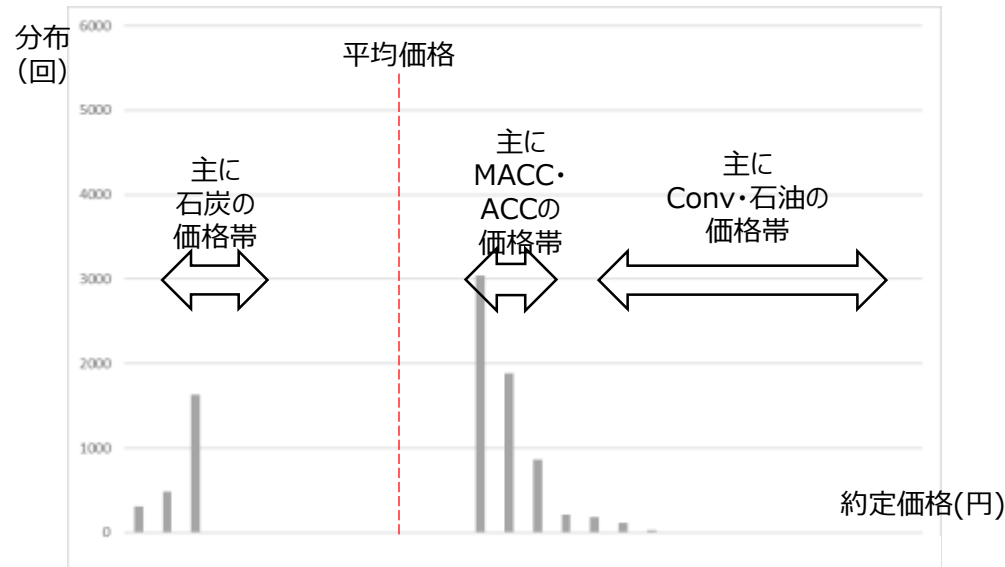
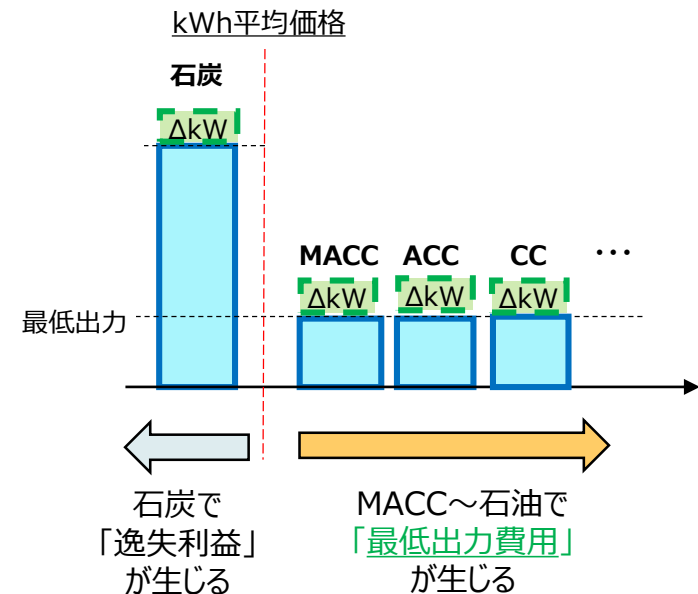


②逸失利益のイメージ
(増分費用がkWh価格より安価な電源)



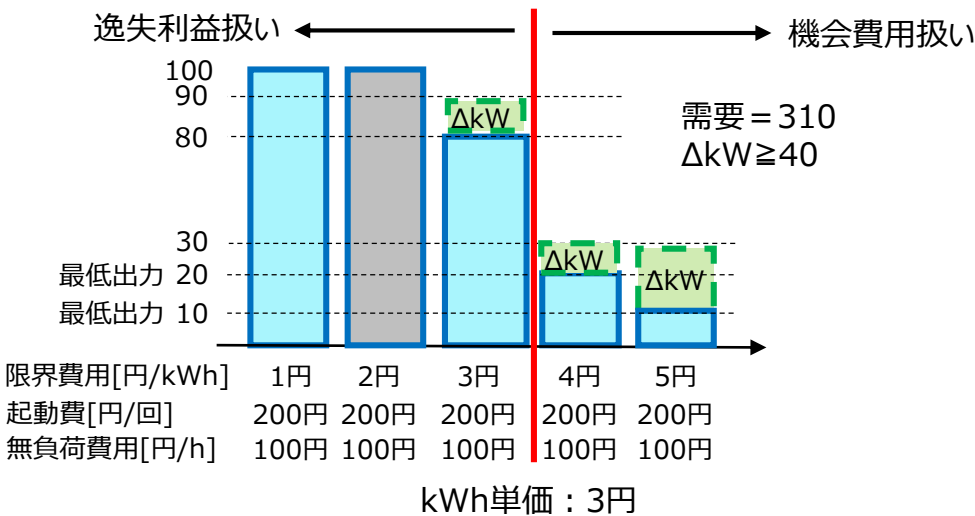
- Δ kW価格として、「**最低出力費用**」が最も大きな要素となった理由についても深掘り（分析）を実施した。
- kWh価格の傾向として、平均価格は、最も安価な石炭の増分費用と次に安価なMACCの増分費用の間にある。
- これにより、逸失利益が生じ得る電源（主に石炭）よりも、機会費用が生じ得る電源（主にMACC・ACC・CC）の方が対象数として多くなり、これらの「**最低出力費用**」に係る費用が相対的に大きくなっている。

kWh価格の分布


 Δ kW費用の傾向


■ 続いて、ΔkWの差分決済方式（Two Settlement）について、前回検証を実施した下記3ケースに対し、ΔkW 価格決定方法を「ケース①（機会費用なし）+SPA」とした際の影響（特徴）の洗い出しを行った。（ケース②の SPAは価格高騰傾向が見受けられたことと、差分決済において前回同様の課題が想定される※ことから検討省略）

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】 需要：300 ΔkW：30	【電源態勢②】 需要：400 ΔkW：30	当該電源のΔkW確保量が変化（確保あり→なし） （1円電源に着目）
ケースⅡ	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW：30	【電源態勢③】 需要：470 ΔkW：30	当該電源のΔkW確保量は変化しないが、 ΔkW価格指標が機会費用から逸失利益に変化 （4円電源に着目）
ケースⅢ	【電源態勢②】 需要：400 ΔkW：30	【電源態勢①】 需要：300 ΔkW：30	当該電源のΔkW確保量は変化しないが、 ΔkW価格指標が逸失利益から機会費用に変化 （4円電源に着目）



※ 起動費の織り込み有無は異なるが、大きく「逸失利益」と「機会費用」の二つの項目を扱っているという意味では前回と同じ状況であるため。

電源（限界費用）	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）

- ケース I において、1円電源は、前日市場でΔkW確保したため、逸失利益として20円の収入があった一方、時間前市場においては、ΔkWをリリース（数量偏差が発生）したため、Two Settlementの精算がなされるも、時間前のΔkW約定価格が0円のため、精算額（還元額）も0円となる。（ここについては前回と同様の結果）

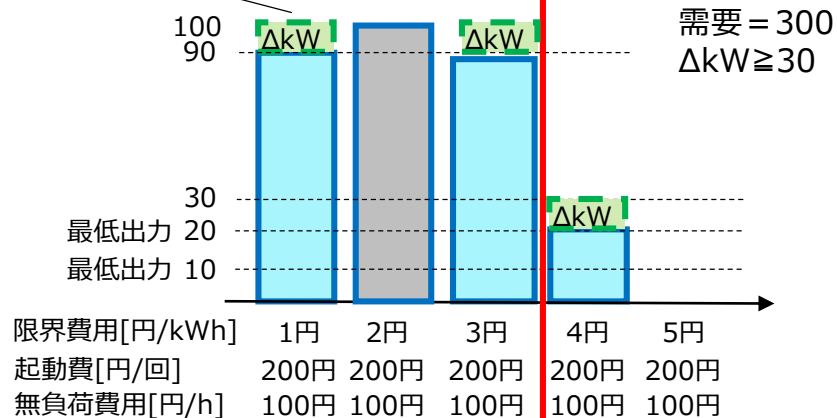
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

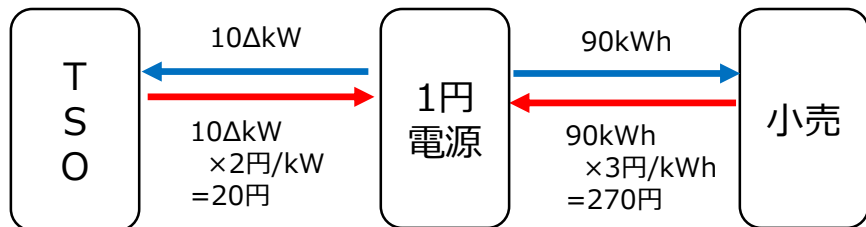
ΔkW単価：2円/kW
(逸失利益のSPA)

逸失利益扱い

機会費用扱い



ΔkW単価：2円/kW（逸失利益のSPA）



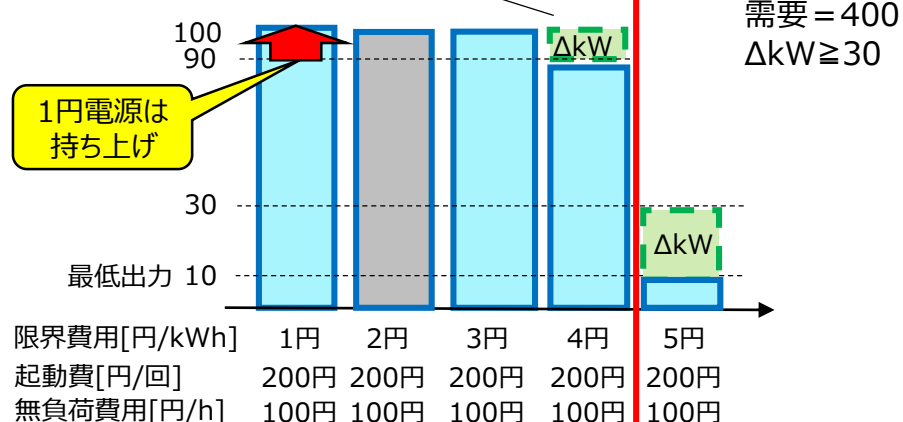
【電源態勢②】

kWh単価（シャドウプライス）：4円/kWh

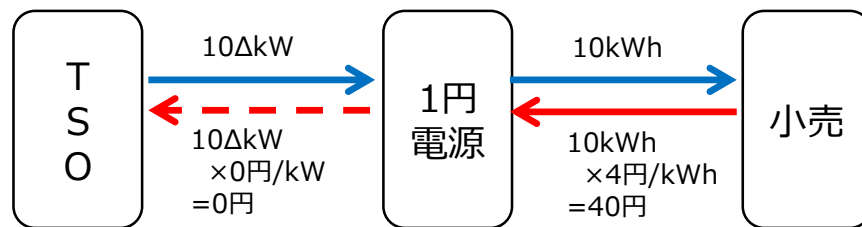
ΔkW単価：0円/kW
(逸失利益のSPA)

逸失利益扱い

機会費用扱い



ΔkW単価：0円/kW（逸失利益のSPA）



※ Two Settlementによる精算

【ケース I】当該電源の ΔkW 確保量が変化

41

- ケース I において、1円電源は、前日市場で ΔkW 確保したため、逸失利益として20円の収入があった一方、時間前市場においては、 ΔkW をリリース（数量偏差が発生）したため、Two Settlementの精算がなされるも、時間前の ΔkW 約定価格が0円のため、精算額（還元額）も0円となる（また逆に、時間前の ΔkW 約定価格が前日以上となる場合も想定される）ことをどのように考えるか。

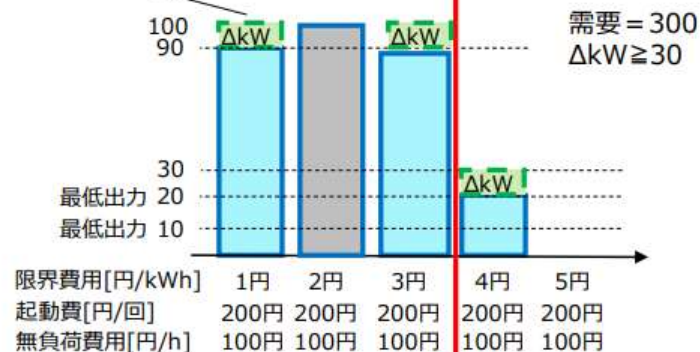
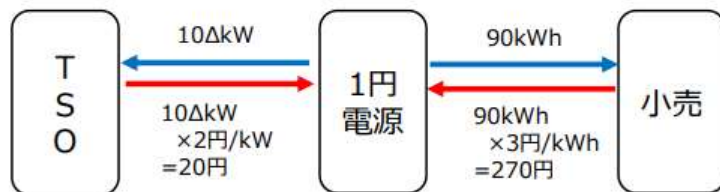
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

 ΔkW WSPA単価：2円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

機会費用扱い

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：32円/kW

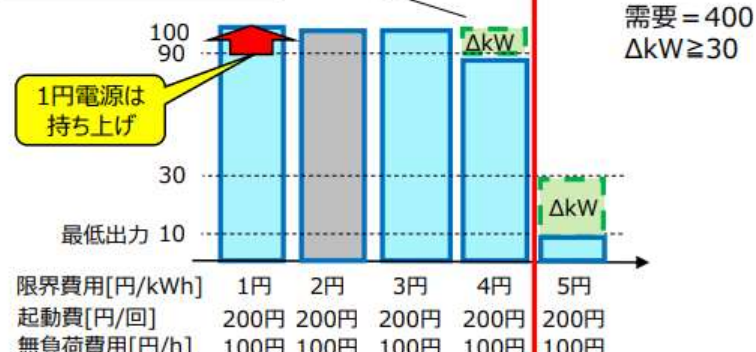
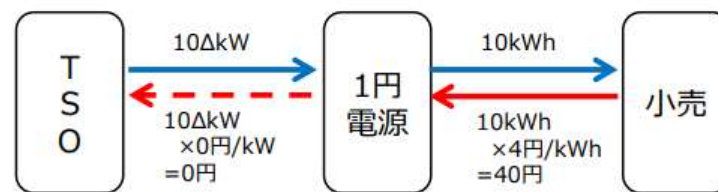
【電源態勢②】

kWh単価（シャドウプライス）：4円/kWh

 ΔkW WSPA単価：0円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

機会費用扱い

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：15.5円/kW

※ Two Settlementによる精算

- 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り、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精算としては実施されない結果となった。この点、前回と比較すると、価格指標が変化しない他の逸失利益電源と同じ精算方法になることから、電源間の平仄は取れている（公平性が向上した）状態になると考えられる。

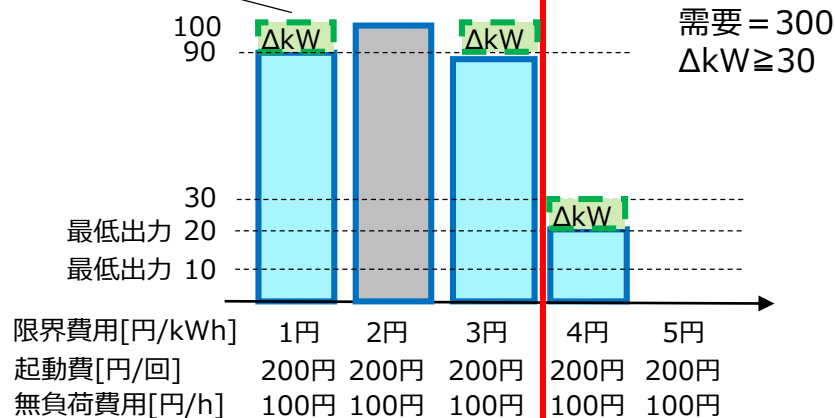
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

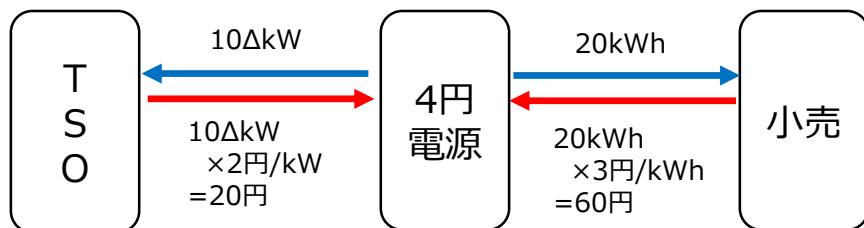
ΔkW単価：2円/kW
（逸失利益のSPA）

逸失利益扱い

機会費用扱い



ΔkW単価：2円/kW（逸失利益のSPA）



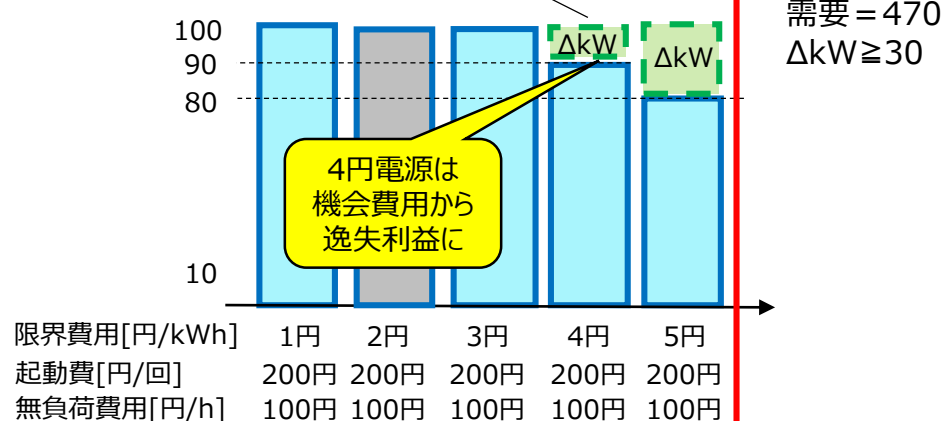
【電源態勢③】

kWh単価（シャドウプライス）：5円/kWh

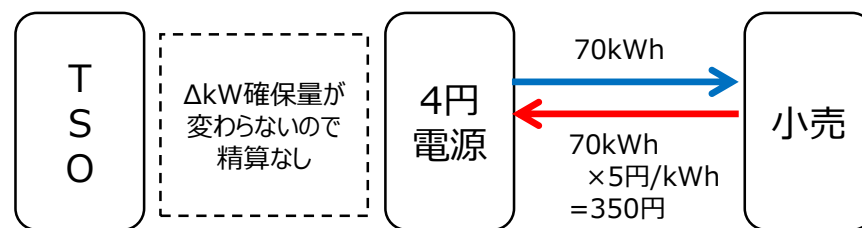
ΔkW単価：1円/kW
（逸失利益のSPA）

逸失利益扱い

機会費用扱い



ΔkW単価：1円/kW（逸失利益のSPA）



※ Two Settlementによる精算

【ケースⅡ】 ΔkW 価格指標が機会費用から逸失利益に変化

42

- 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。

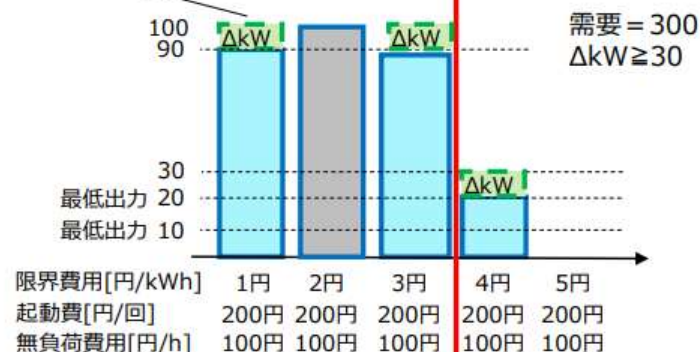
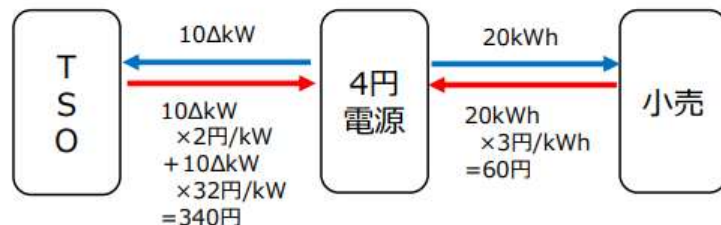
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

 ΔkW SPA単価：2円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

機会費用扱い

 ΔkW MPA単価（機会費用）：32円/kW

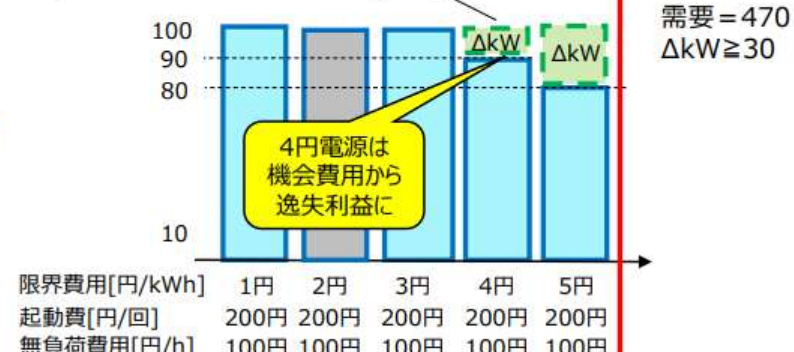
【電源態勢③】

kWh単価（シャドウプライス）：5円/kWh

 ΔkW SPA単価：1円/kW
(逸失利益)

逸失利益扱い

機会費用扱い

 ΔkW MPA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の精算がなされない。この点、前回と比較すると、価格指標が変化しない他の機会費用電源と同じ精算方法になることから、電源間の平仄は取れている（公平性が向上した）状態になると考えられる。

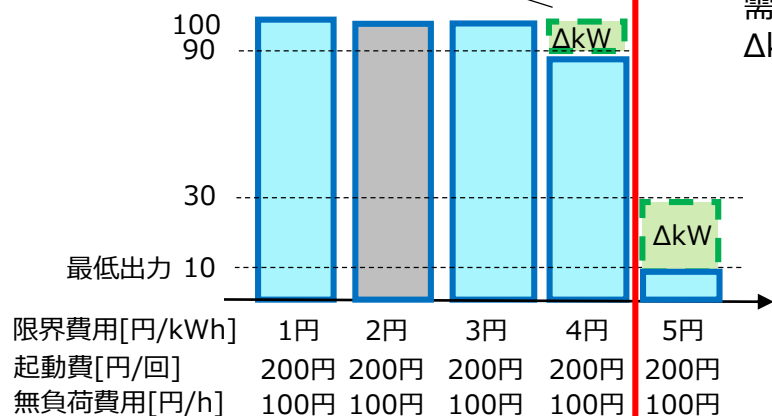
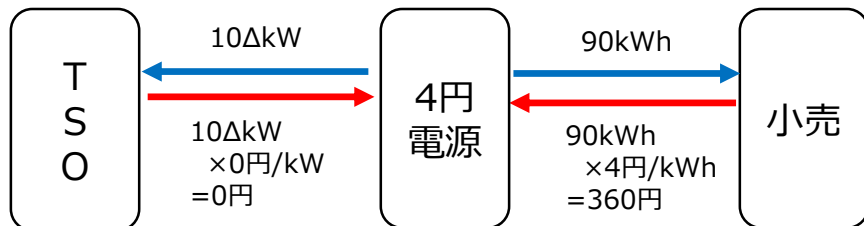
【電源態勢②】

kWh単価（シャドウプライス）：4円/kWh

 ΔkW SPA単価：0円/kW
（逸失利益）

逸失利益扱い

機会費用扱い

需要 = 400
 $\Delta kW \geq 30$  ΔkW 単価：0円/kW（逸失利益のSPA）

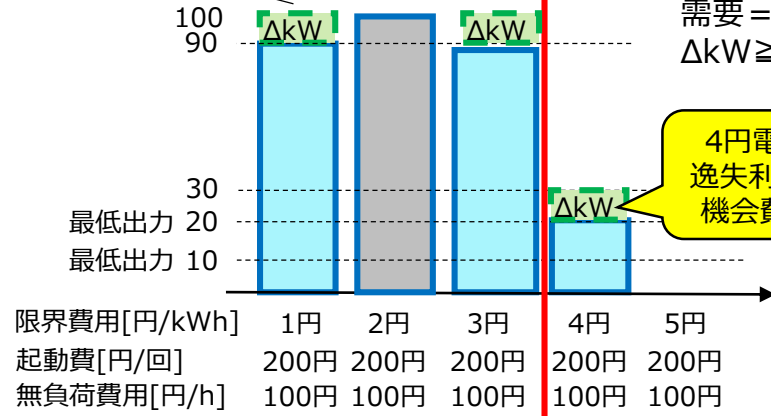
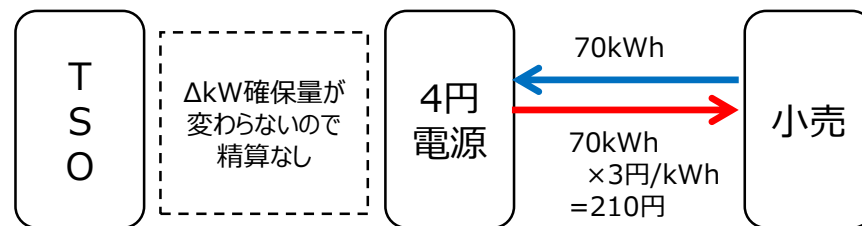
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

 ΔkW SPA単価：2円/kW
（逸失利益）

逸失利益扱い

機会費用扱い

需要 = 300
 $\Delta kW \geq 30$  ΔkW 単価：2円/kW（逸失利益のSPA）

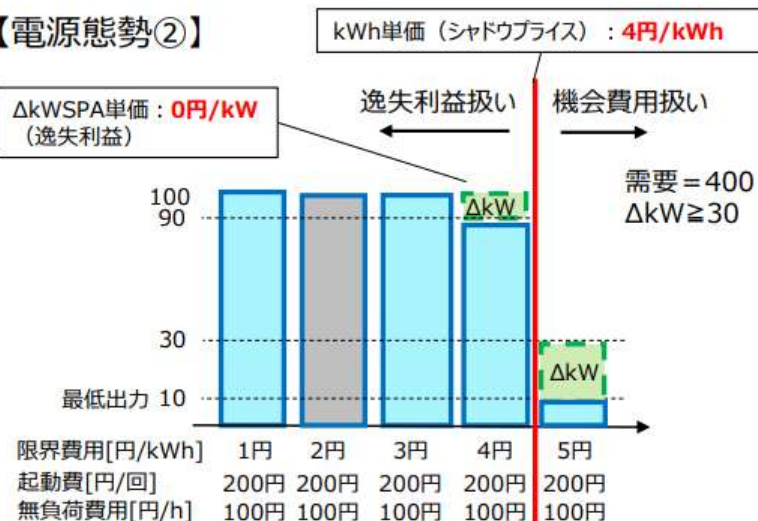
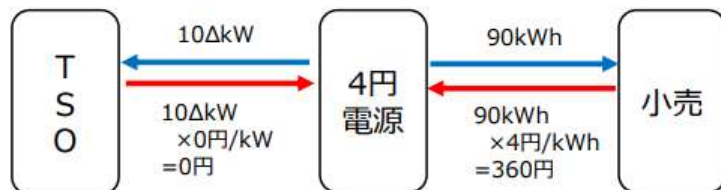
※ Two Settlementによる精算

【ケースⅢ】 ΔkW 価格指標が逸失利益から機会費用に変化

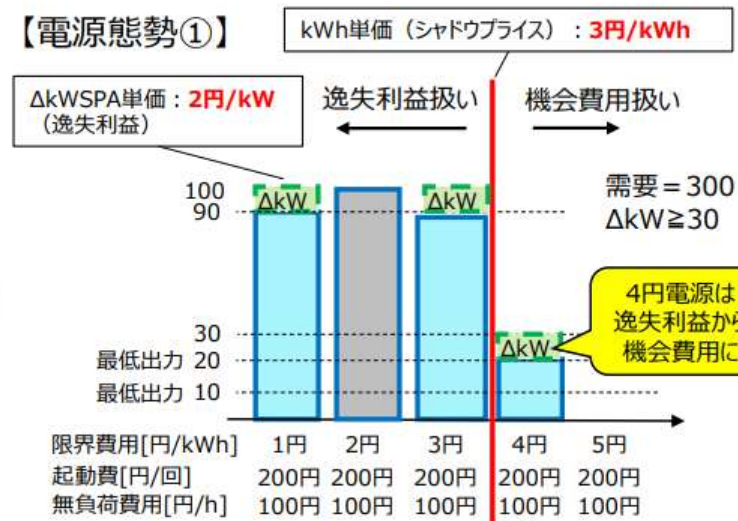
43

- 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】

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：15.5円/kW

【電源態勢①】

 ΔkW WMPA単価（機会費用）：32円/kW

※ Two Settlementによる精算

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

【ΔkW価格とUplift規模感の定量評価（試算）】

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

【Two Settlement精算時の影響評価】

- ケース①（機会費用なし+SPA）で影響評価した結果、前回（ΔkW価格は例Ⅳ：逸失利益はSPA、機会費用はMPA）と比較すると、当該電源におけるTwo Settlement精算そのものは変わらない一方で、ΔkW価格として機会費用を扱っていないことから、価格指標が変化するケースで生じていたような、電源間の不公平は解消されており、市場価格の精算制度として平仄が取れた状態になるとは考えられる。
- 上記を踏まえると、ケース①（機会費用なし+SPA）についてもΔkW価格決定方法の有力な候補として、関連論点（ex.増加するupliftの扱い・負担等）の検討を深めていくことが考えられる。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. これまでの検討状況
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. ΔkW 価格の追加検証
 - － 3. 調整力 ΔkW のパフォーマンス
 - － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
3. まとめ

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

②ΔkW市場の設計に関する視点

<基本的な考え方>

- 今後、変動性再エネが大量導入され、より変動幅が増しうる中では、ΔkWのもつ調整機能の価値（kWhには無い付加価値）はより高まる。この価値に適切な対価を支払い、調整機能を持つ電源を多く市場に参入させる観点からは、kWhから得られる利益と比較してΔkWに対する十分な供出インセンティブを持たせることを念頭に制度設計を行うことが肝要か。

<機会費用・逸失利益>

- 現行制度において、調整力供出事業者が設定している機会費用・逸失利益については、Three-Part情報を用い、機械的に算出が可能。

<供出インセンティブ>

- 機械的に算出した機会費用・逸失利益をベースにマルチプライスとする案も考えられるが、更なる供出インセンティブは必要か。必要な場合、どのような設計があり得るか。（以下、例）
 - ΔkW市場のシングルプライスオークション化。検証Bの結果を踏まえると、機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、逸失利益のシングルプライスオークション化をまずは検討か。
 - 米国のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える。
 - 調整力kWhのシングルプライスオークション化等、ΔkW市場とは別の収益機会の設計を工夫する。
 - マルチプライスだとしても、ΔkWに対する一定の報酬額を事後加算するなど、何らかの処理を行う。

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

③市場価格算定・費用回収（続き）

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

	前日同時市場	当日同時市場	実需給
入札価格算定	① kWh市場	② ΔkW市場	③ 調整力kWh市場
	④ インバランス		
入札価格算定	⑤ シングルプライス	⑥ シングルプライス	⑦ シングルプライス
	⑧ シングルプライス	⑨ シングルプライス	⑩ シングルプライス

31

43

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

論点整理・検討状況＜商品区分の見直し＞（7 / 7）最終（今回）報告内容 43

- 今回、SCUCロジックの計算負荷軽減等の観点から、商品区分の見直し（商品集約）について検討が行われた。
- これまでの検討結果をまとめると以下のとおりとなり、インセンティブ設計の詳細等について一部継続検討が必要な点はあるものの、**技術的には現行の5商品から3商品（一次、二次①、二次②・三次①・三次②の3商品）に商品を集約する方向性**が考えられるところ。

対応事象	現行商品区分	検討結果（まとめ）
時間内変動	一次	調整力公募（電源Ⅰ-a）における考え方の整合や、一次オフライン枠の取り扱いといった課題があることを踏まえ、商品集約については実施しない方向性としてはどうか。
	二次①	
需要予測誤差 再エネ予測誤差	二次②	同時市場において、並列要件が不要となることから、二次①・二次②を集約せずとも、揚水や蓄電池等の経済的活用は可能と考え、集約しないこととしてはどうか。
	三次①	
	三次②	中間点評価によるPerformance Scoreに基づき、グループ分けを実施し、より性能の高いグループに対して、優先約定のインセンティブを付与することで、周波数品質維持を図りながら3商品を集約することとしてはどうか。

 電力広域的運営推進機関
Electricity Grid Regional Operational Promotion Agency

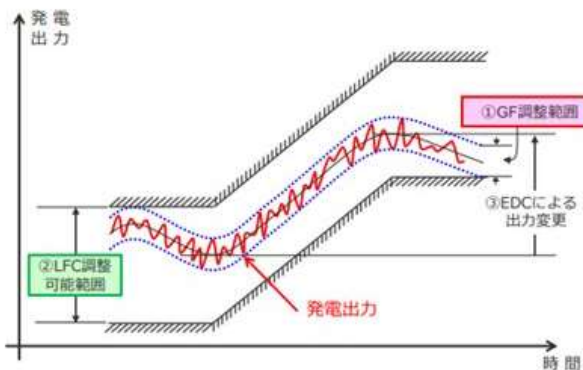
出所）第58回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2024年1月12日）資料2より抜粋
<https://www.bactp.or.jp/wp-content/uploads/2024/01/2024-01-12-58-02.pdf>

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

1 GFおよびLFC機能の概要

5

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



電気学会技術報告 第1100号を元に作成

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

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

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

1 GFおよびLFC機能の概要（需給調整市場の商品要件との関係）

7

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

（参考）需給調整市場における商品の要件

第18回 需給調整市場検討小委員会（2020.8.7）資料4より抜粋

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (SFRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve for FIT (RR-FIT)
指令・制御	① オフライン（自働制御）	① オンライン（LFC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン
監視	オンライン（一部オフラインも可 ^{※2} ）	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン
回線	専用線 ^{※1} （監視がオフラインの場合は不要）	専用線 ^{※1}	専用線 ^{※1}	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	② 10秒以内	② 5分以内	5分以内	15分以内 ^{※3}	45分以内
継続時間	③ 5分以上 ^{※3}	30分以上	30分以上	商品ブロック時間（3時間）	商品ブロック時間（3時間）
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	① -（自働制御）	① 0.5～数十秒 ^{※4}	数秒～数分 ^{※4}	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分 ^{※6}	30分
監視間隔	1～数秒 ^{※2}	1～5秒程度 ^{※4}	1～5秒程度 ^{※4}	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分 ^{※5}

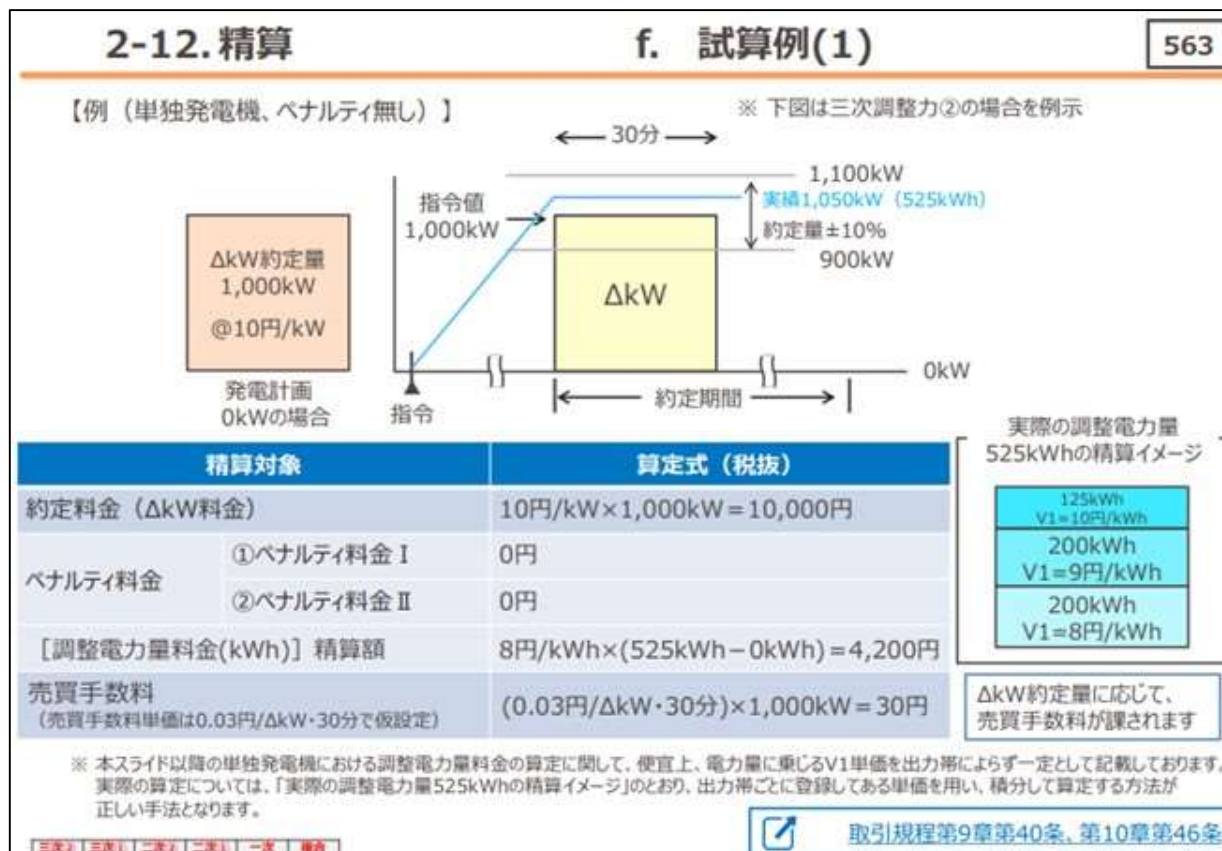
「GF機能」に相当

- ①系統周波数偏差の検出とGF調達率に基づく自働制御
- ②周波数変動に即応し、1.0秒以内で規定値に到達
- ③周波数変動補償機能

「LFC機能」に相当

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

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



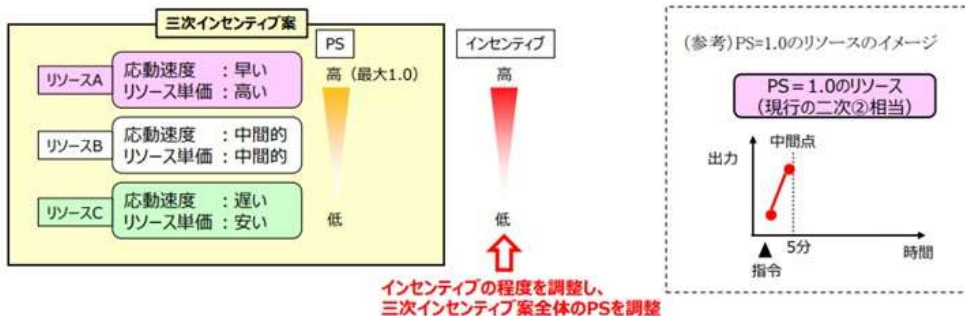
- 二次②・三次①・三次②の3商品を集約した三次(EDC)については、米PJPMのハイパフォーマンス設計を参考に、その三次インセンティブ案として、最も早い指令に対応可能な二次②相当の資源に対してインセンティブを与える(パフォーマンススコアを最大値の1.0とする)方向であり、三次(EDC)商品の中において応動の早いリソース程、高いインセンティブを与えられる方向性となっている。

設計案選択の基本的な考え方 (3 / 4)

19

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

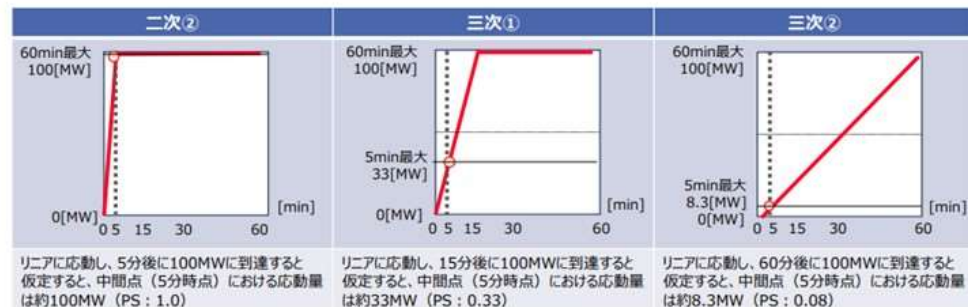
※ 制御指令から一定時間後(ここでは5分後)を中間点として設定し、中間点における調達した調整力全体の応動実績量をPSとする考え方。



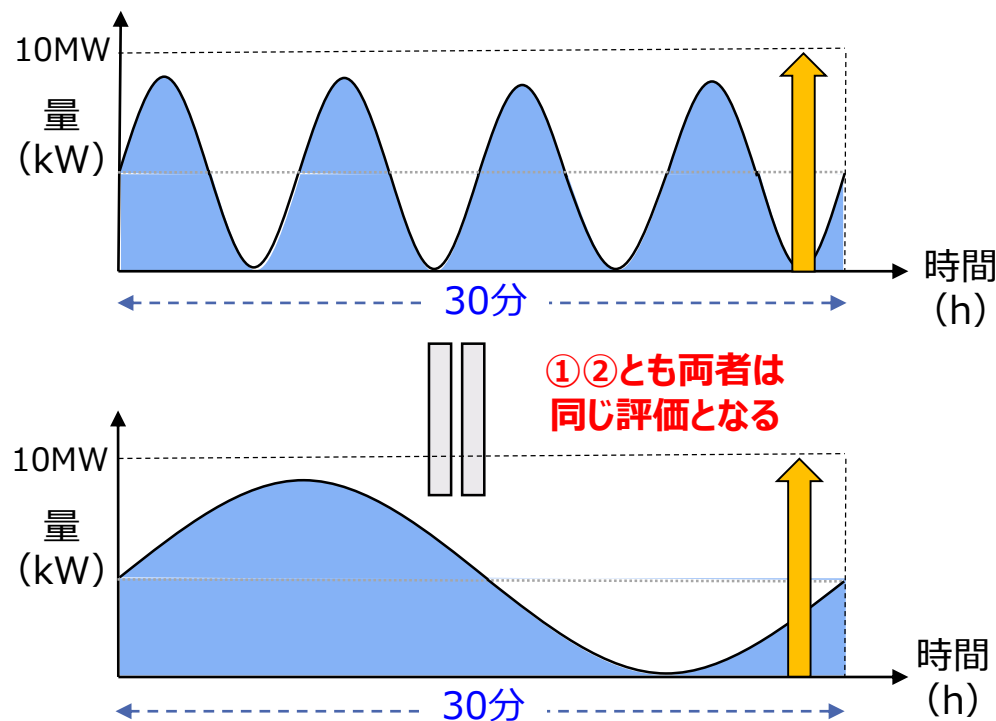
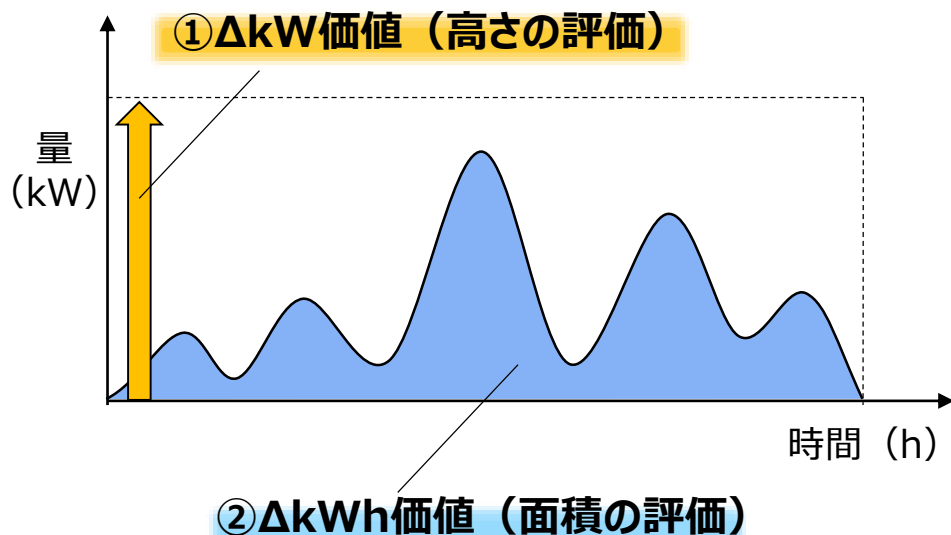
補論：三次インセンティブ案全体のPSの設定について (1 / 4)

33

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



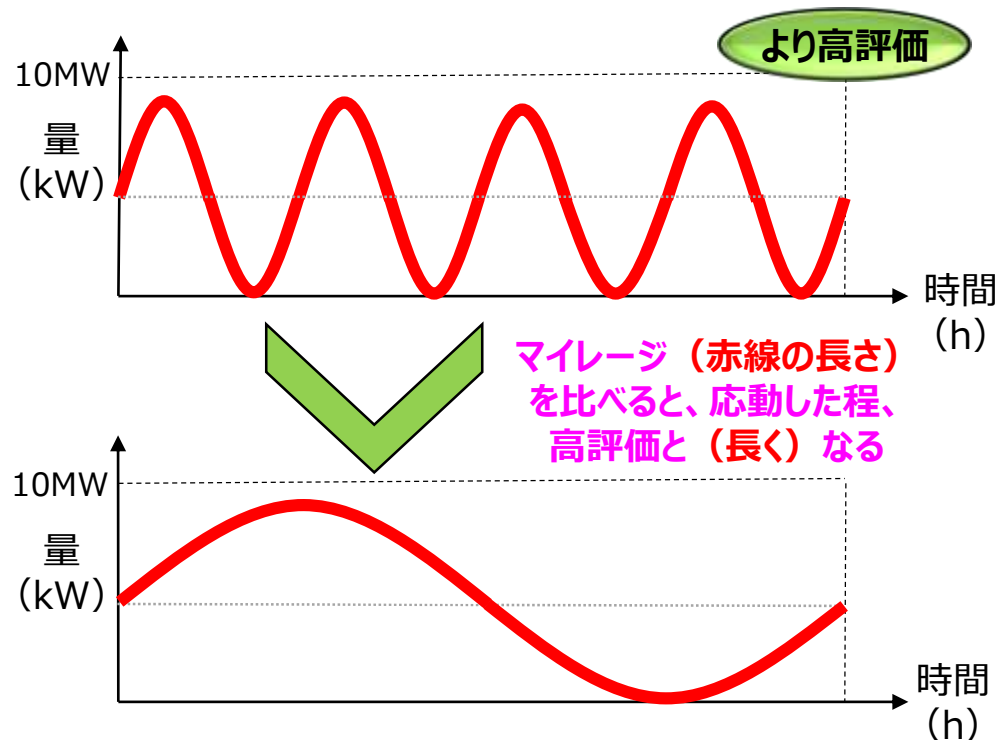
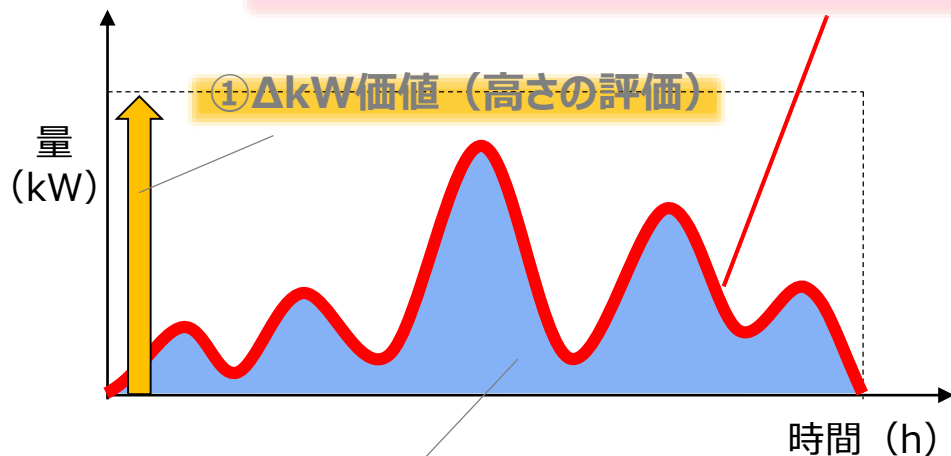
- 現状の需給調整市場における調整力商品の価値としては、「① ΔkW 価値」と「②30分単位での ΔkWh 価値」により評価され、それらの対価が付与されている。（左下図参照）
- ここで、実際に商品が応動した価値としては、② ΔkWh 価値は30分単位で平均化（計量）されたものとなるため、仮に30分の間で何度も上げ下げ応動していた場合であっても、現状の評価としては、あくまで平均化された kWh 値での評価となるため、応動した距離（マイレージ）に関する評価がない状態であるともいえる。（右下図参照）
- この点、需給調整市場においては、事前審査の実施により、そのリソースが商品要件に沿った応動ができ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



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

NEW !

③パフォーマンス価値（マイルージの評価）

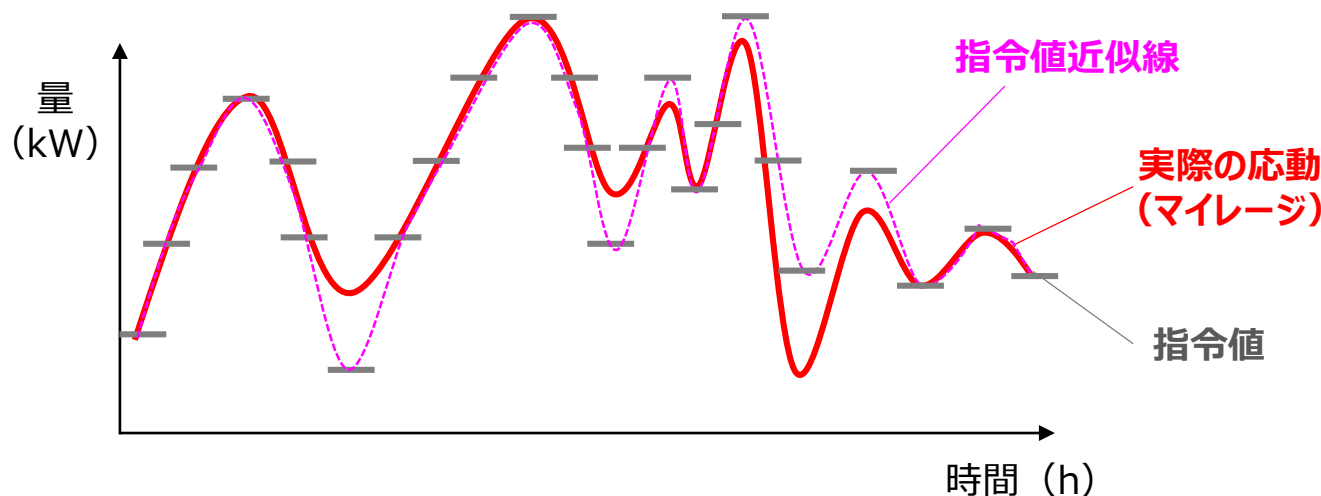
① ΔkW 価値（高さの評価）② ΔkWh 価値（面積の評価）

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

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

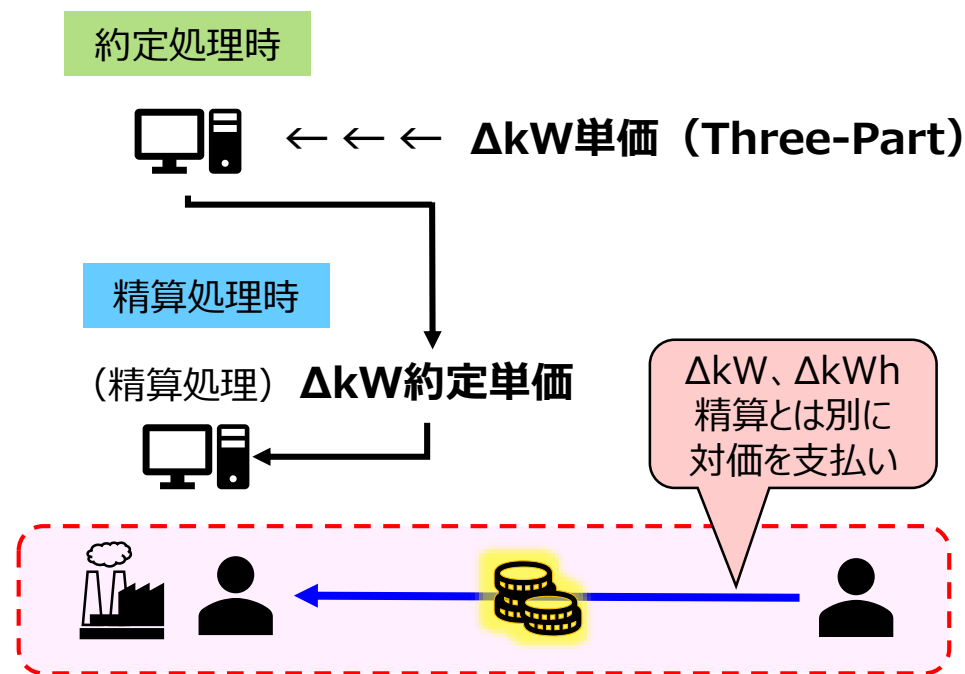
パフォーマンス価値（マイルージの評価）

<評価のイメージ（案）>

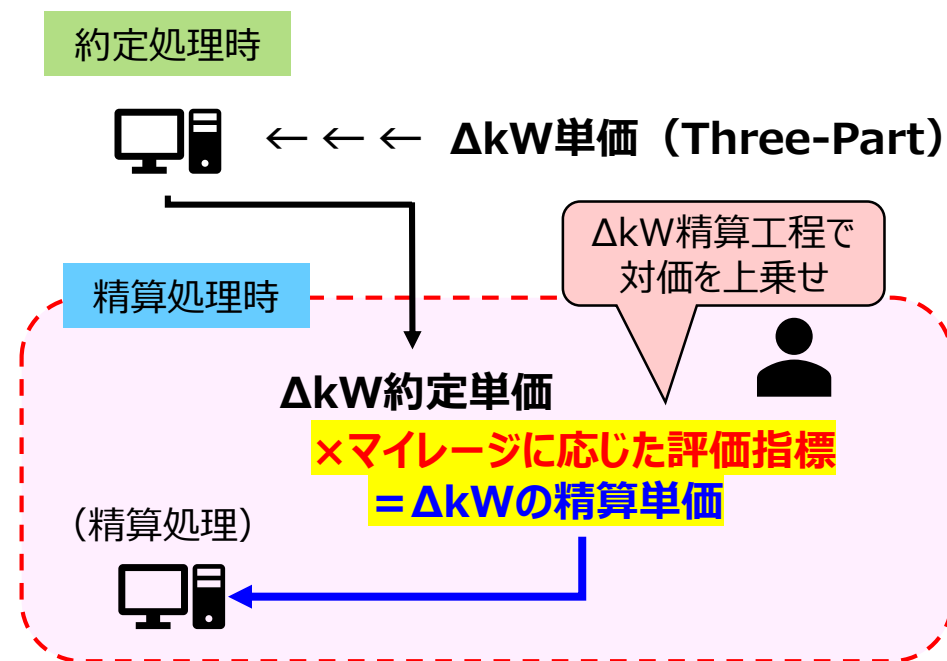


- 続いて、「パフォーマンス価値（マイルージの評価）」の対価を付与する方法として、まずは、 ΔkW 価値・ ΔkWh 価値と同様に、精算時の報酬とする形で対価（お金）を付与する方法を考える。
- この場合、マイルージ（実際の応動）に応じた評価そのものを追加的対価として付与する方法（直接的付与）と、マイルージに応じた評価を ΔkW 約定単価に上乗せすることで対価を付与する方法（間接的付与）が考えられる。
- 具体的な対価の付与方法についても今後、海外の知見や計量法への影響等を含めて詳細検討していく。

<直接的付与のイメージ>



<間接的付与のイメージ>



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

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

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

▶ 最大需要電力計：

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

▶ 電力量計：

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

▶ 無効電力量計：

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

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

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. これまでの検討状況
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. ΔkW 価格の追加検証
 - － 3. 調整力 ΔkW のパフォーマンス
 - － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
3. まとめ

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

実需給に関する論点

課題

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

検討の方向性

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

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

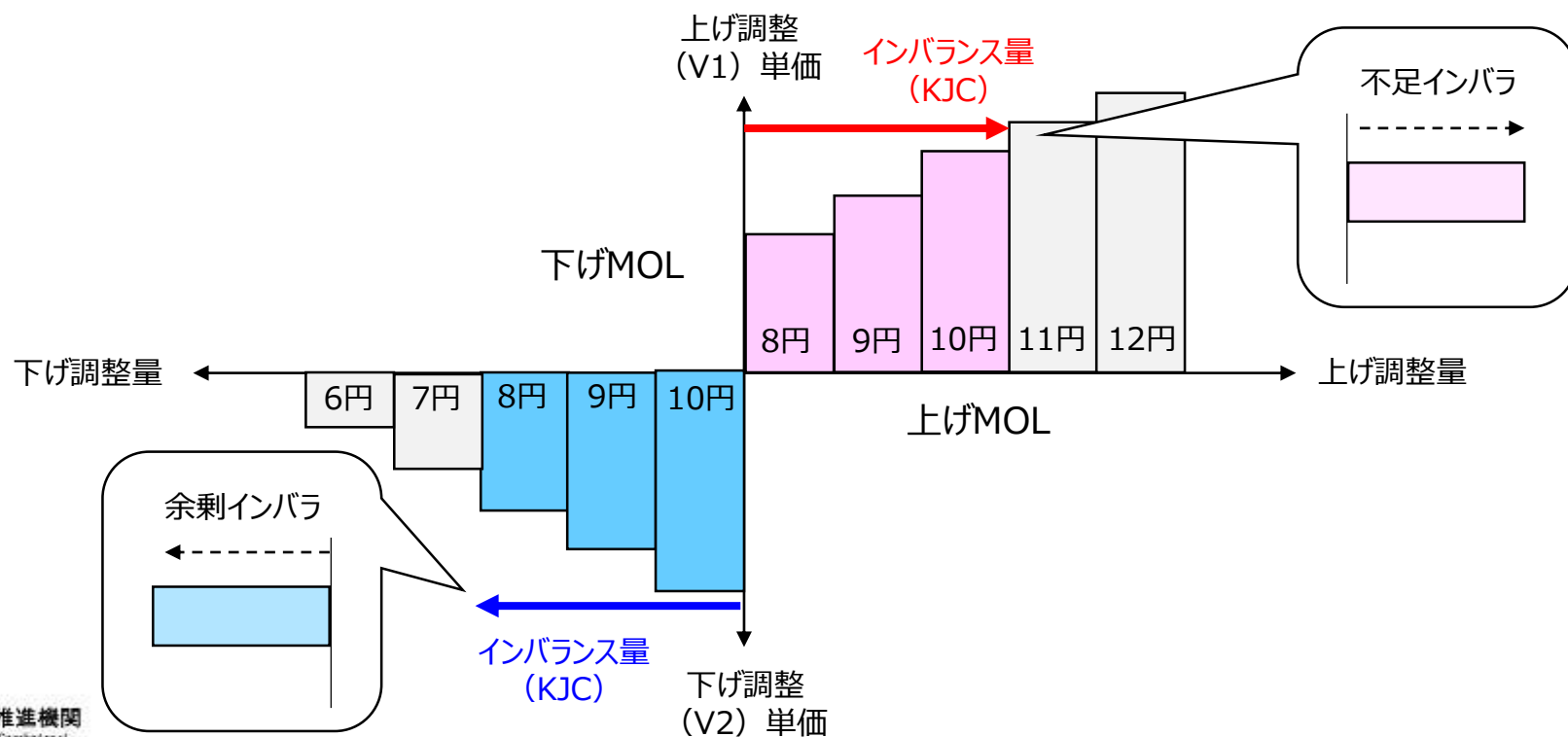


	調整力ΔkW市場	前日スポット市場	時間前市場	調整力kWh市場
実施形態	オークション (前週・前日一括)	オークション (前日一括)	ザラバ	オークション (GC後一括)
価格規律 ※	逸失利益 (機会費用) + 一定額 (0.33円 or 個別協議)	限界費用	なし	限界費用±10%
約定方法	マルチプライス	シングルプライス	マルチプライス	(調整力取引) マルチプライス (インバランス取引) シングルプライス

※ 市場支配力の有無等によってルールは異なるが、本表では基本的なものを整理

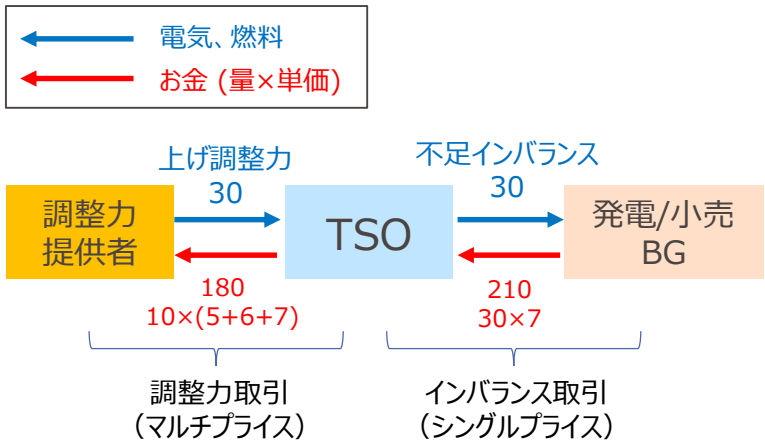
- 調整力kWh市場（需給調整市場の一つ）は、GC以降、発電・小売（市場参加者）が出したインバランス量に対して、一般送配電事業者が、広域需給調整システム（以下「KJC」という。）を用いて、調整力のメリットオーダーリスト（以下「MOL」という。）からメリットオーダー順※に調整力を発動させる構図となり、この時の調整力の限界的なkWh価格がインバランス料金となる。
- この時、全体が不足インバランスであれば上げMOL、余剰インバランスであれば下げMOLから約定量（均衡点）を決めるため、同一時間帯（KJCの計算対象コマ）であれば、上げ調整・下げ調整が混在しない仕組みとなっている。

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



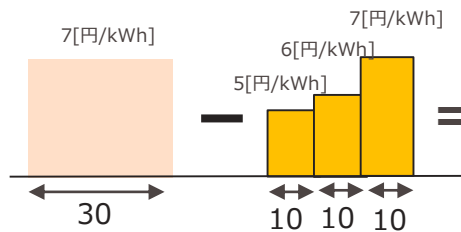
- 他方で、現状の調整力kWh市場は、調整力取引がマルチプライスとなっており、この際、調整力提供者にとって限界費用のままである上げ下げ調整に応じる（売り買い入札に出す）インセンティブがないため、燃料費（限界費用）にスプレッド（10%マージン）が加算されたV1/V2費用を元に、調整力発動（精算）される構図となっている。
- この点、インバランス取引はシングルプライス、調整力取引はマルチプライスになっているため、TSOのインバランス収支（調整力kWh市場の収支構造）としては、余剰が発生する（調整力価格とインバランス価格の値差はTSO収益となる）可能性が高いとされている。

【調整力kWh市場での入札・約定】



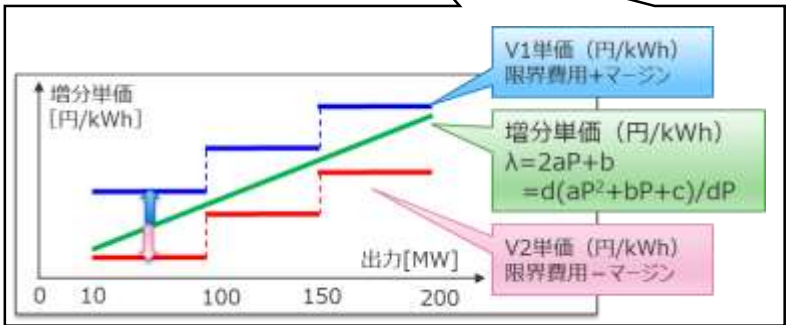
【TSOの収支】

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

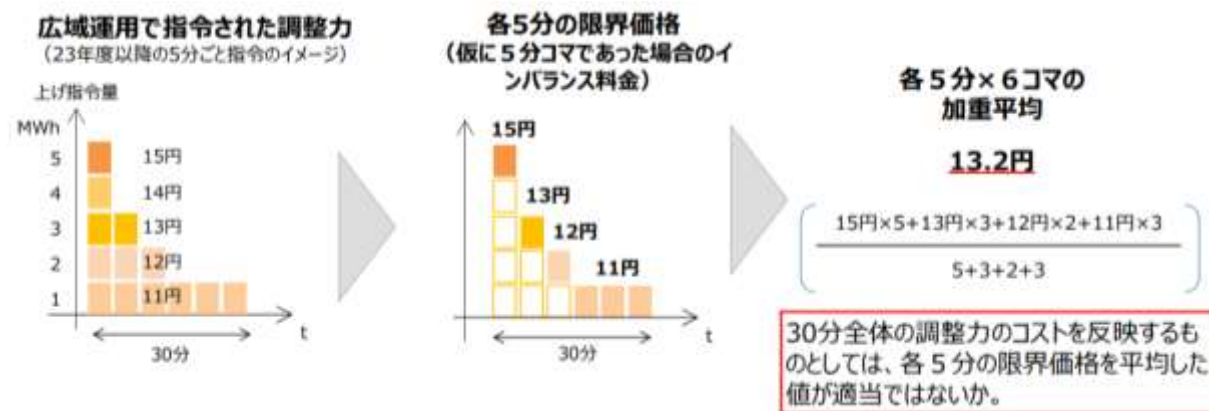


TSOに収益発生

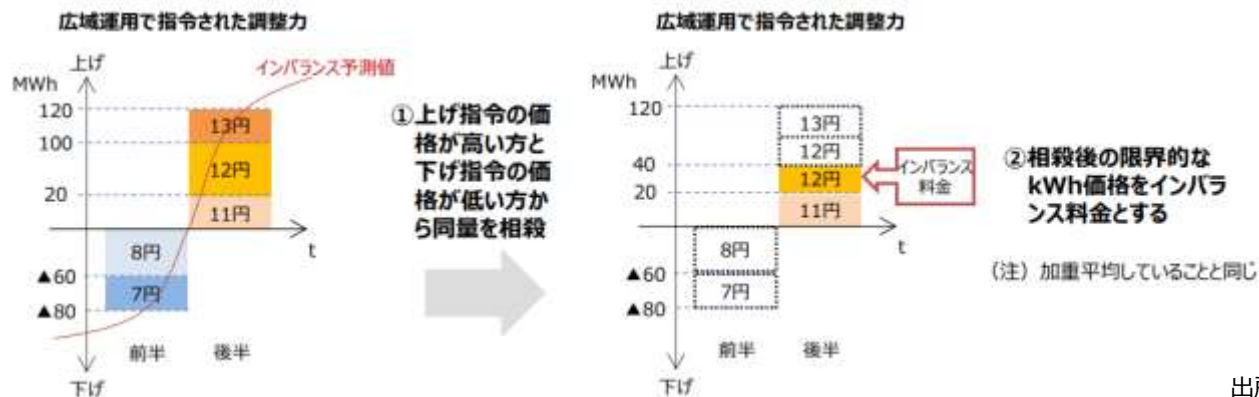
ー 2022年度以降、インバランス料金は調整力の限界的なkWh価格を引用する一方、調整力提供者へのkWhの支払については、当面の間、登録された価格に基づき精算（pay-as-bid方式）することから、インバランス収支には余剰が発生する可能性が高い。



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



前半15分が下げ調整、後半15分が上げ調整の場合



※この場合、上げ指令80MWh分、下げ指令80MWh分は、30分コマ単位の実績では相殺され、インバンスとはならないため、時間内変動と考える。インバンス料金で回収する対象は、インバンスに対応する調整力稼働分とすることが適当。

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

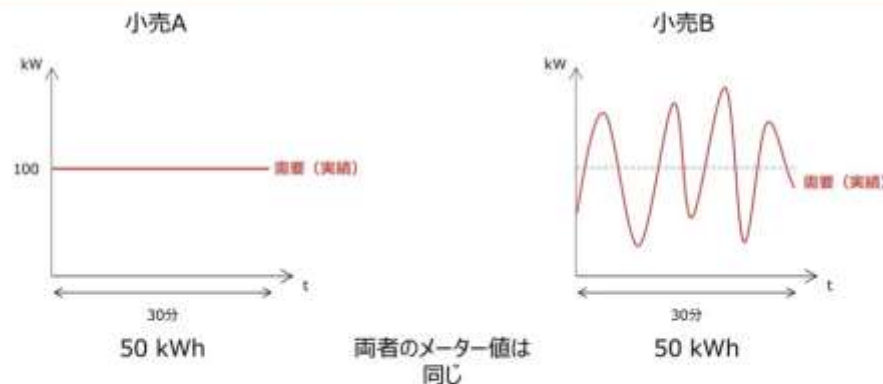
30 計 量

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

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

インバランス量の計量単位（30分コマ内での変動は把握されない）

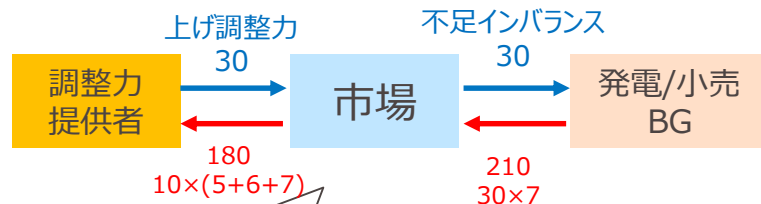
- 各BGの需要実績や発電実績はスマートメーターにより30分単位で計量される。（30分コマ内での変動は把握されない。）
- 各BGのインバランスはあくまで30分単位であり、それより細かい動きは把握されない。



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

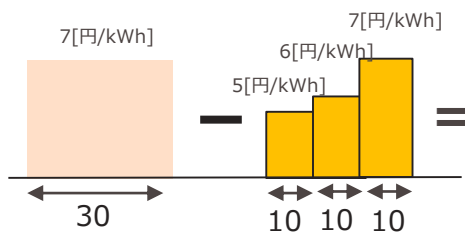
- これまでに、調整力kWh市場をシングルプライス化を基本的な方針としている。
- この場合の市場価格算定について、前日同時市場と同じ価格規律（Three-Part情報）・同じ価格決定方法（シャドウプライス）で、調整力取引・インバランス取引ともにシングルプライス精算にした場合は下図のとおり。
- 調整力kWh市場の収支構造としては、余剰・不足は発生せず（収支は±0となり）、限界費用が安い電源ほど、収益が上がることから、これにより売り買い入札に出すインセンティブを高める構図となっている。

現状の調整力kWh市場



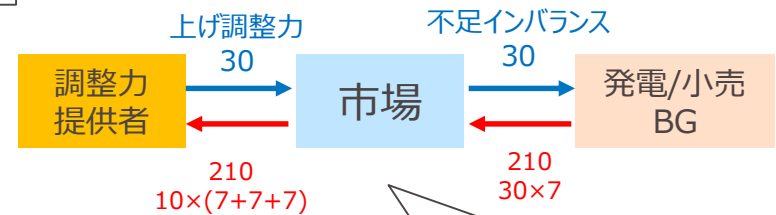
【市場の収支】

- 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



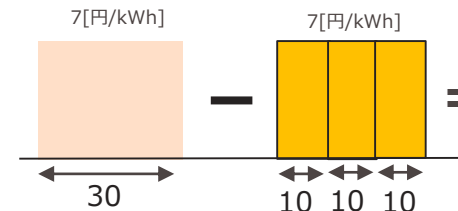
市場運営者に収益発生

同時市場の調整力kWh市場



【市場の収支】

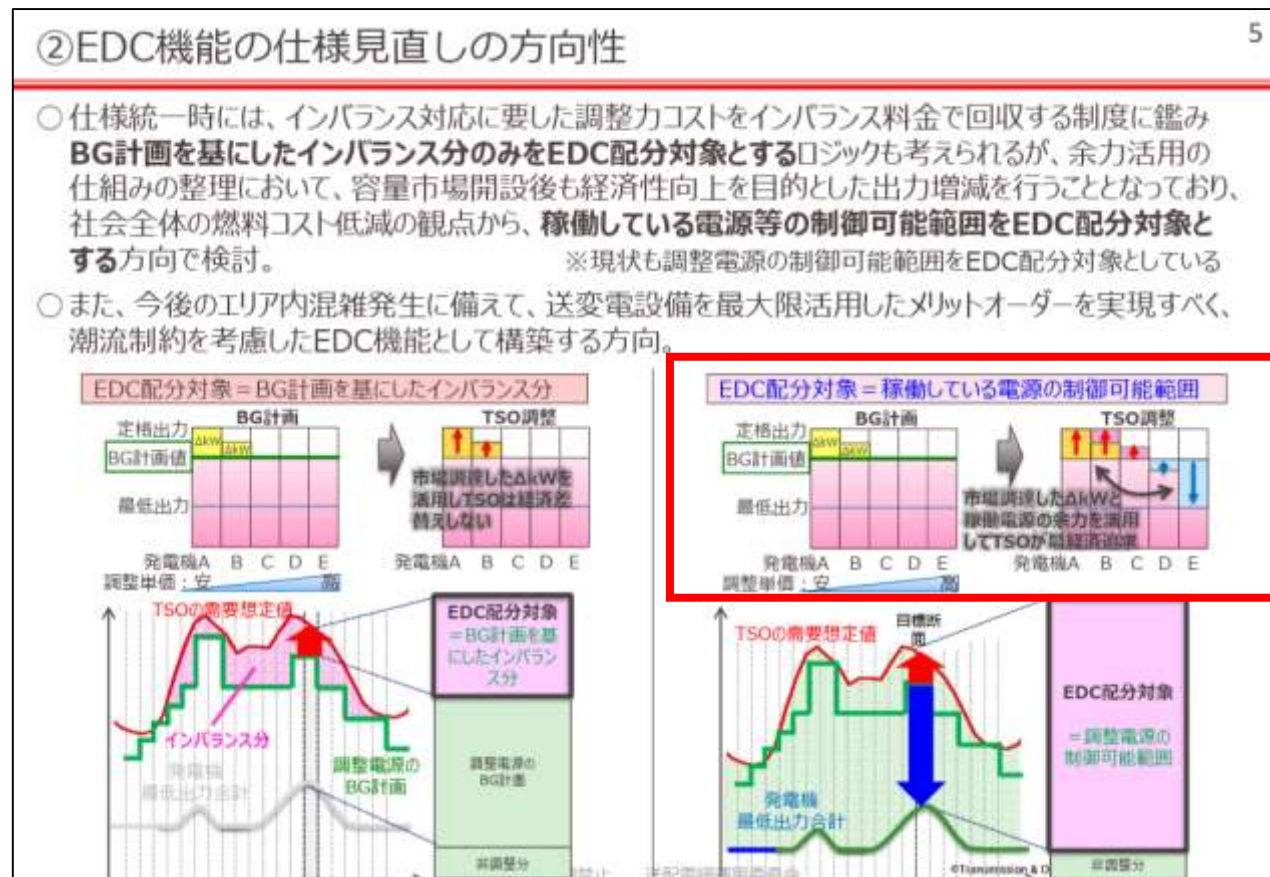
- インバランス調整のためのkWhコスト
- インバランス補填収入



市場運営者の収支は±0

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

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



SCEDによる
制御イメージ

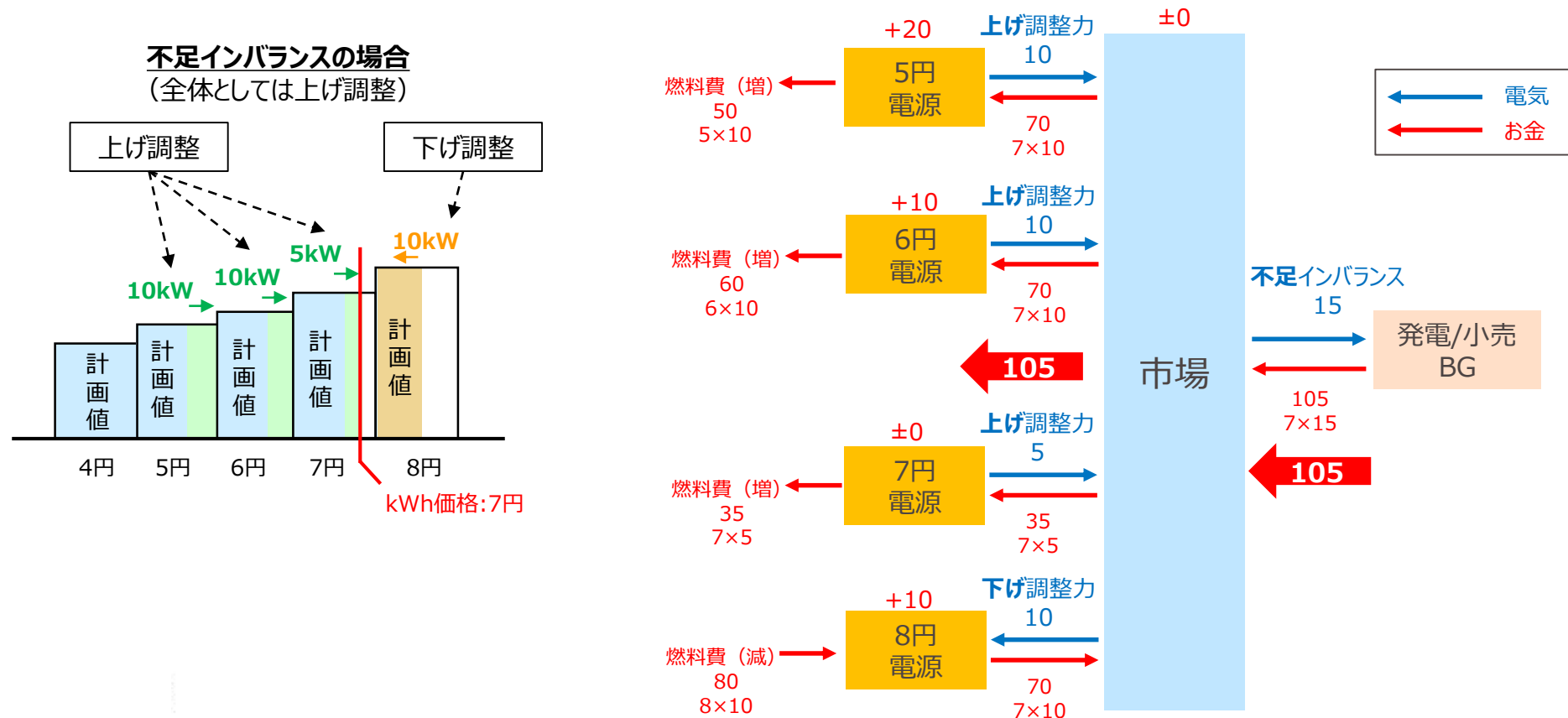
- 出所) 第33回 需給調整市場検討小委員会(2022年11月2日) 資料4より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/jukyu_shiyo_33_04.pdf

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

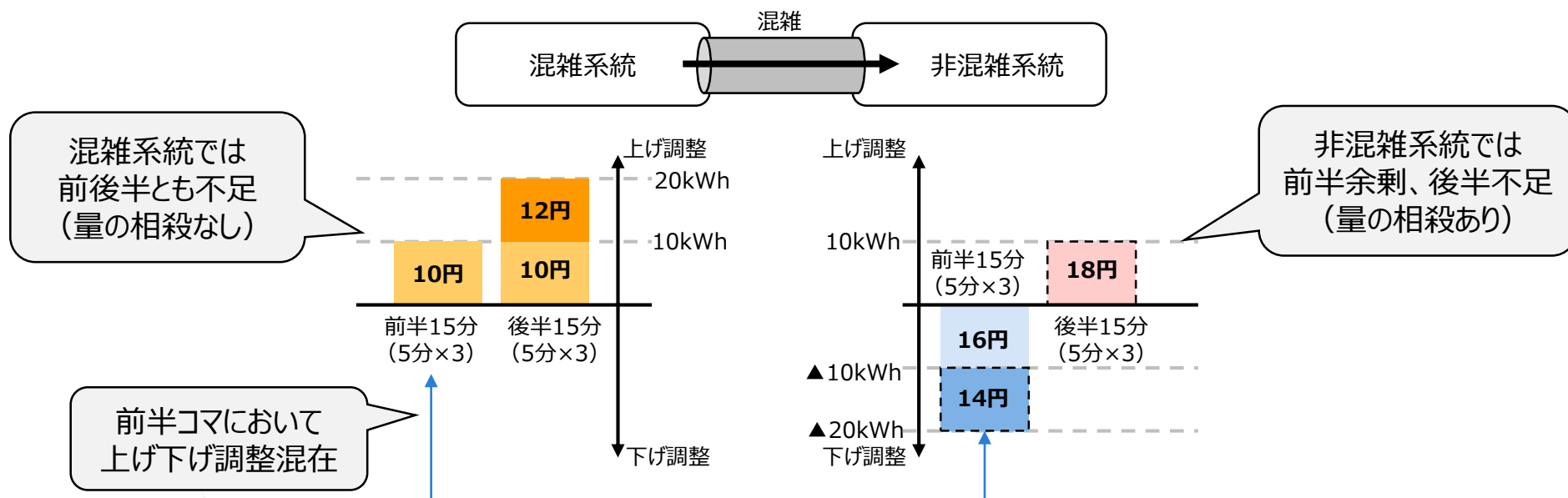
	入札単価	調整力取引 (精算単価)	インバランス取引 (精算単価)	同一時間帯 (各5分)の 上げ・下げ混在時	インバランス料金	
					通常	30分コマ内の 上げ下げ混在
現状	V1/V2単価 (限界費用±10%)	マルチ プライス (入札単価)	シングル プライス (インバランス料金)	KJCの原理上 発生しない	各5分の限界的 なkWh価格の 加重平均	調整量を相殺 後の限界的な kWh価格
同時 市場	Three-Part (限界費用)	シングル プライス (インバランス料金)	シングル プライス (インバランス料金)	論点① SCEDの 原理上発生するが 問題ないか	論点②	どの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

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

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

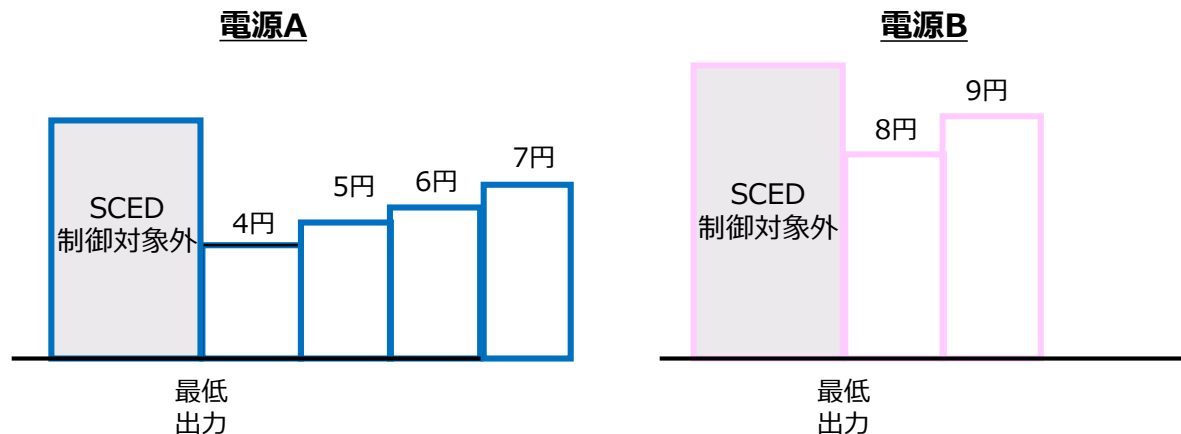


- 調整力kWh市場（SCED）が5分単位で行われ、30分コマ内において、5分×6コマ分の限界的なkWh価格（シャドウプライス）が存在するなかで、30分単位のインバランス料金をどのように算定するか。
- 通常時（6コマとも同じ傾向）であれば、現状同様、各5分の限界的なkWh価格の加重平均により、その30分コマのインバランス料金とすることが考えられる。
- 一方、30分コマ内において、上げと下げの両方の動き（発動）がある場合には、現状は上げ調整量と下げ調整量を相殺した上で、相殺後の限界的なkWh価格をその30分コマのインバランス料金と定めているが、SCEDにおいてはノード単位で傾向（相殺の有無）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



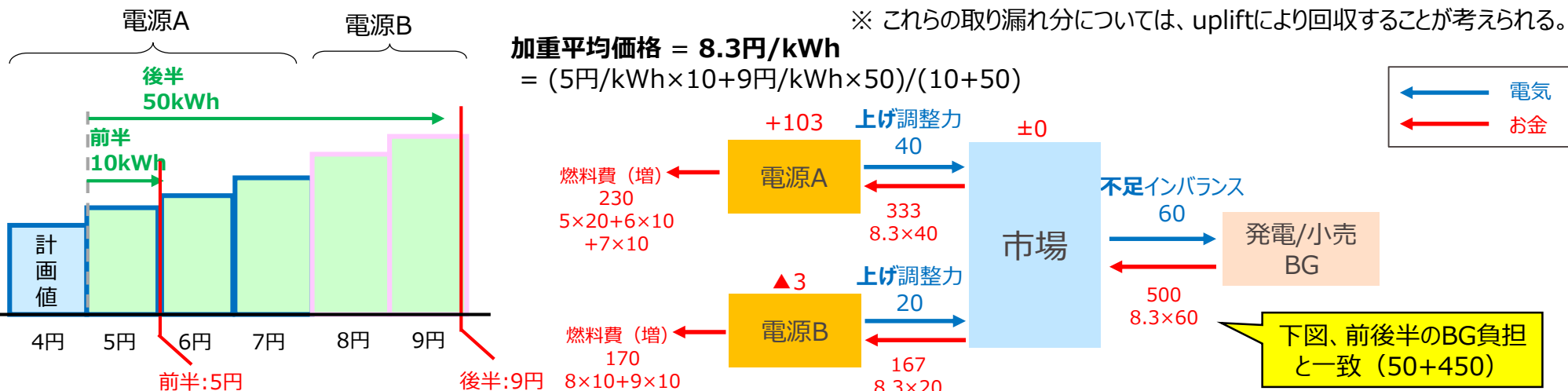
- また、通常時・30分コマ内の上げ下げ混在時ともに、各5分コマの限界的なkWh価格（シャドウプライス）の加重平均とした場合に問題が生じないかについて、市場構造（電気とお金の流れ）のケーススタディを行い、その特徴・傾向の確認を行った。
- ここでは簡単のため、二つの電源（電源A・電源B）があり、（5分×6コマ分ではなく）前半15分と後半15分でSCEDによる制御量が異なるという状況としている。

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

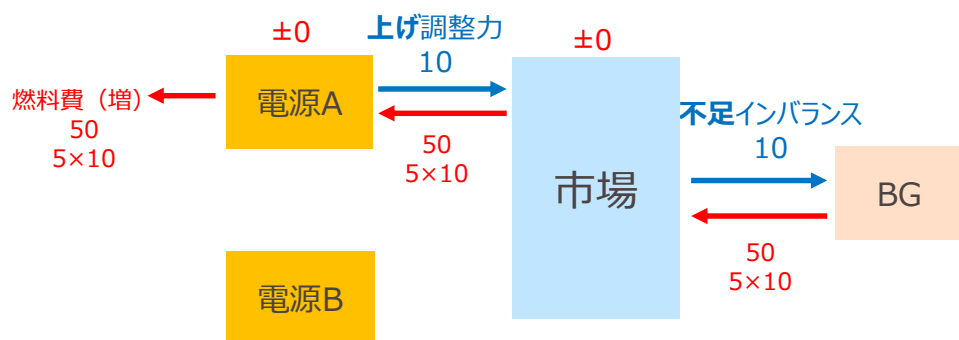


- 前半15分で10kWh、後半15分で50kWh、それぞれ上げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（同じ方向の場合、中間的な値となる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。

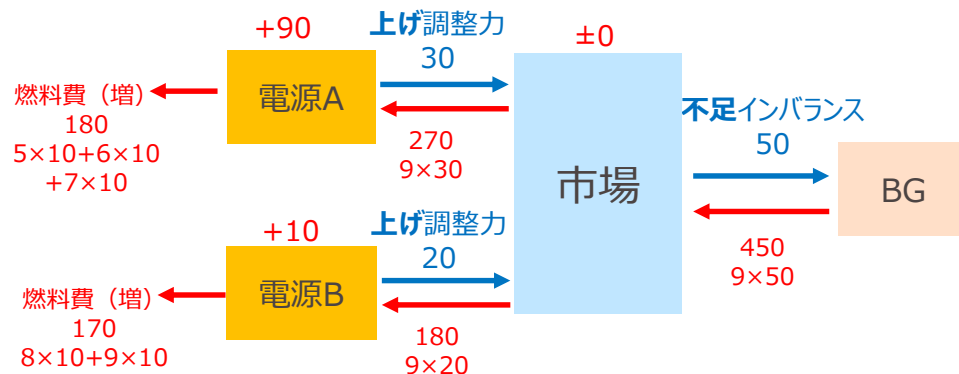
※ これらの取り漏れ分については、upliftにより回収することが考えられる。



前半15分のSCED結果 (価格 = 5円/kWh)



後半15分のSCED結果 (価格 = 9円/kWh)

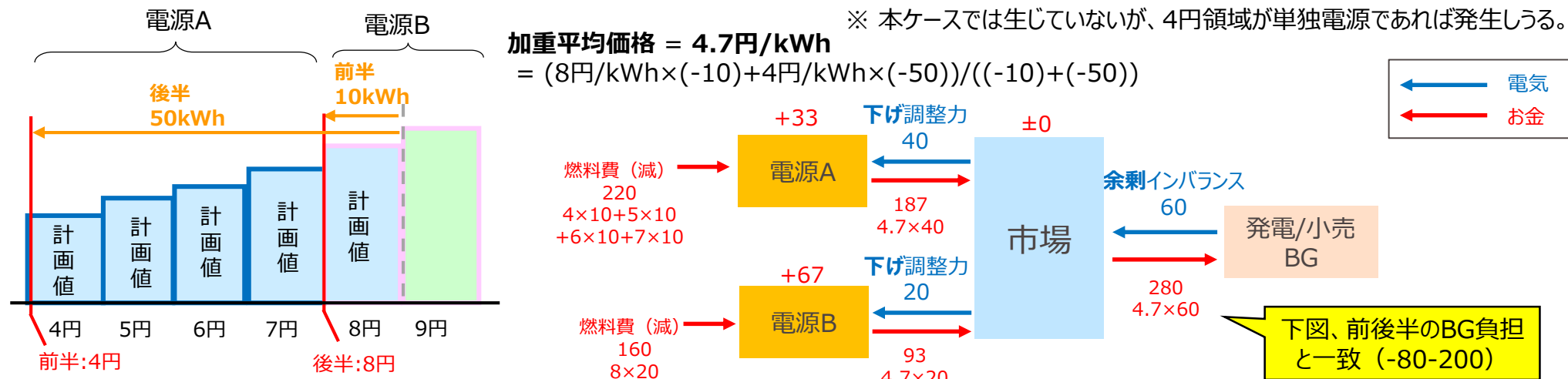


- 前半15分で10kWh、後半15分で50kWh、それぞれ下げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（同じ方向の場合、中間的な値となる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。

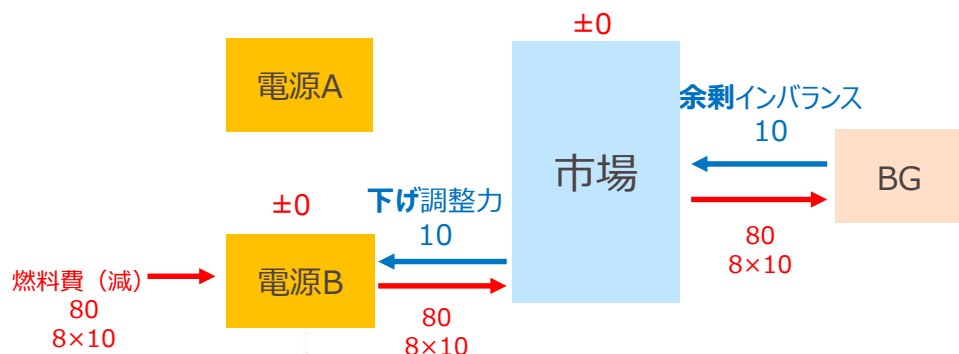
※ 本ケースでは生じていないが、4円領域が単独電源であれば発生しうる。

加重平均価格 = 4.7円/kWh

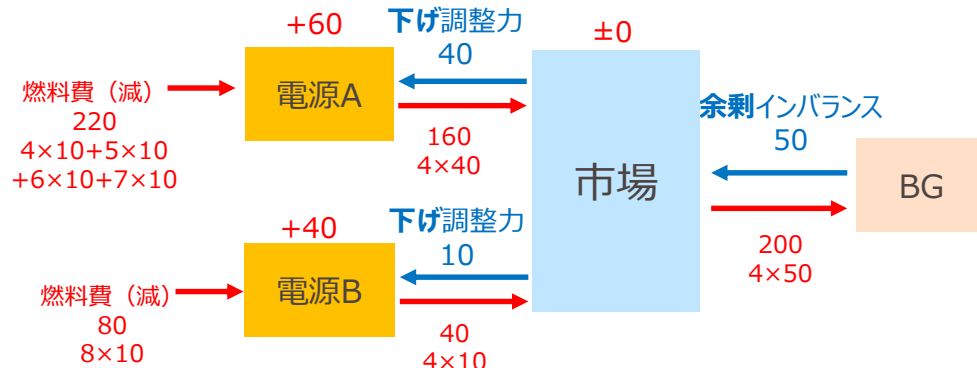
$$= (8\text{円/kWh} \times (-10) + 4\text{円/kWh} \times (-50)) / ((-10) + (-50))$$



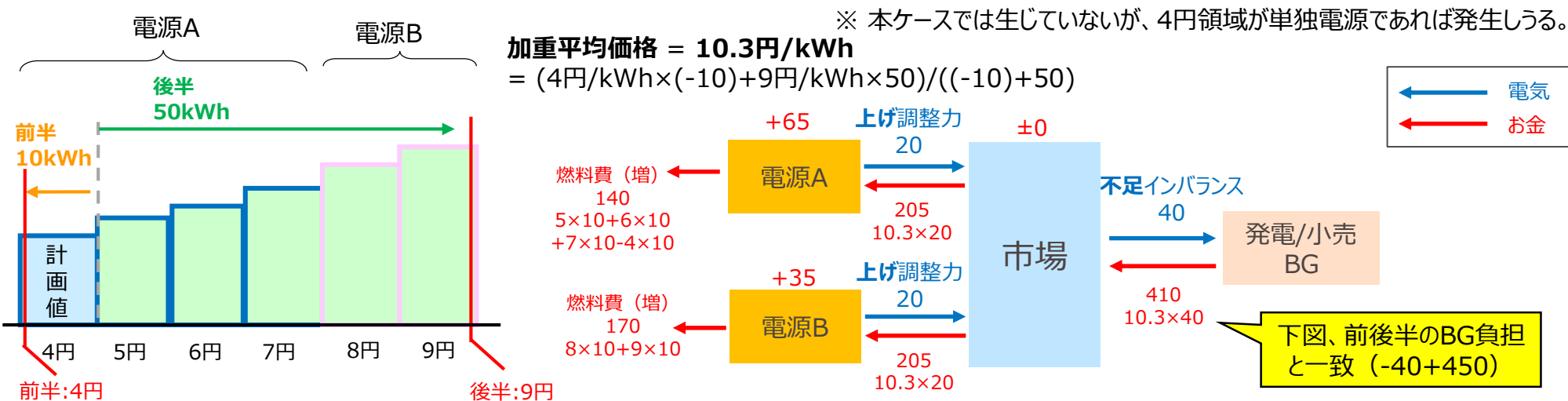
前半15分のSCED結果 (価格 = 8円/kWh)



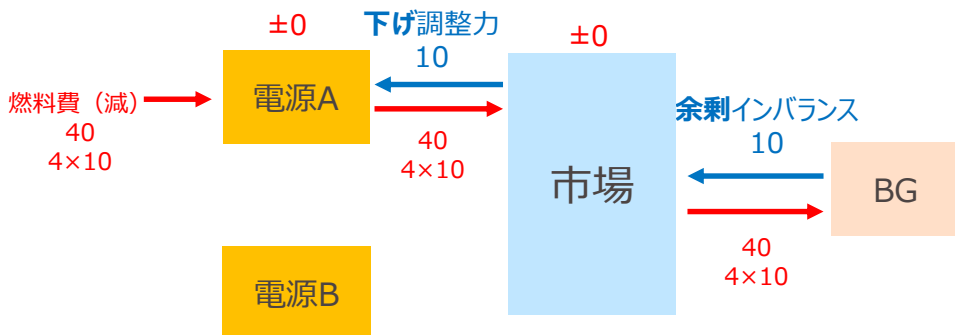
後半15分のSCED結果 (価格 = 4円/kWh)



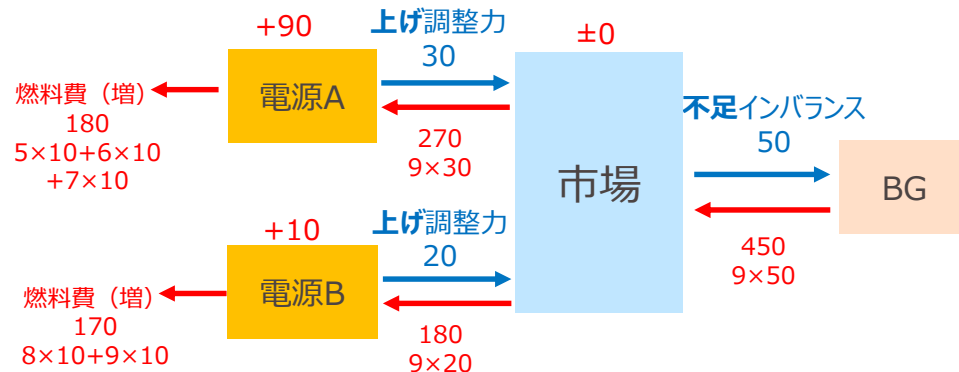
- 次に、前半15分で10kWhの下げ調整、後半15分で50kWhの上げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（状況次第で、中間的な値となりうる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。



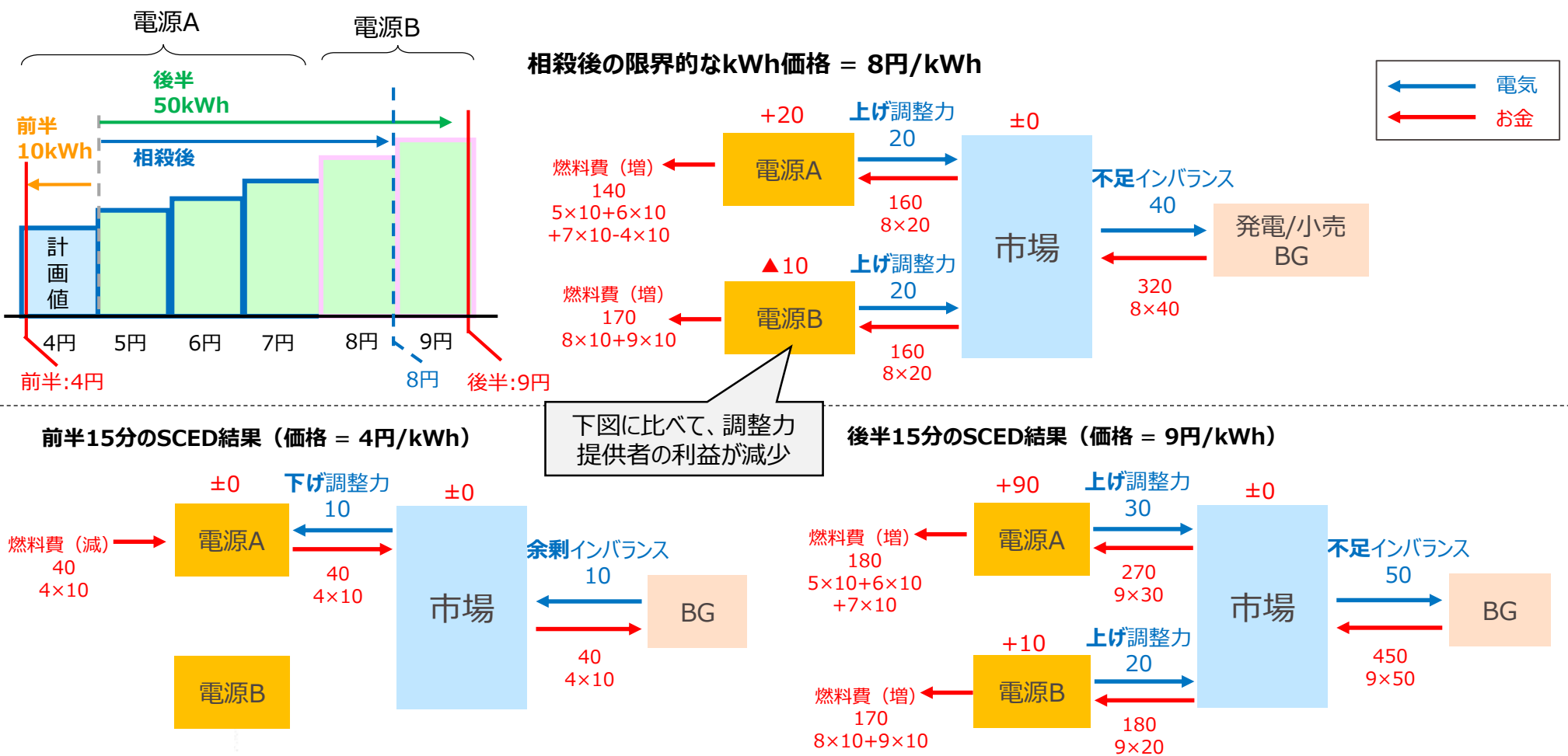
前半15分のSCED結果 (価格 = 4円/kWh)



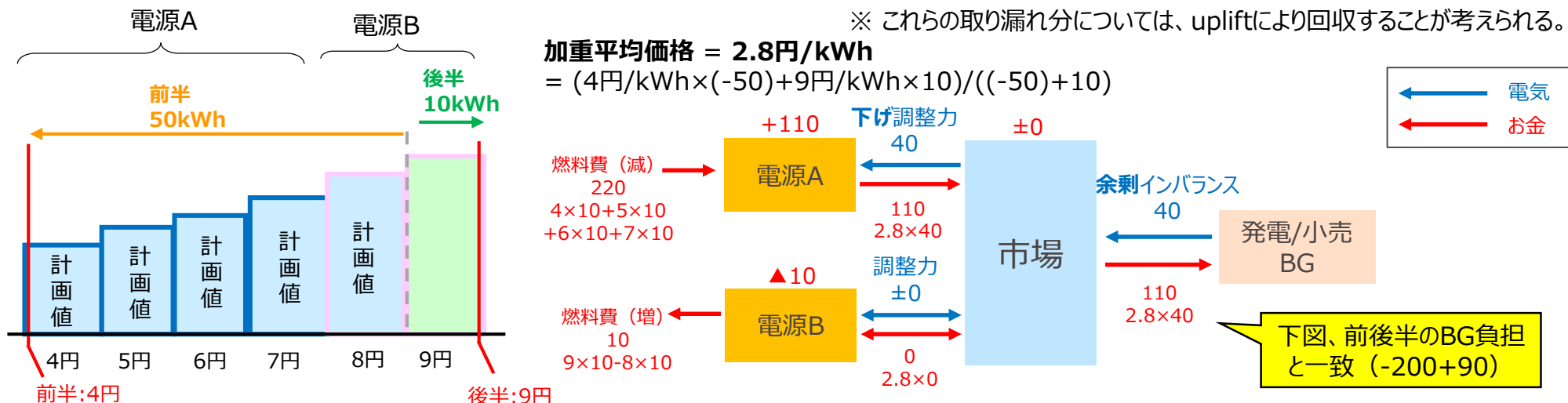
後半15分のSCED結果 (価格 = 9円/kWh)



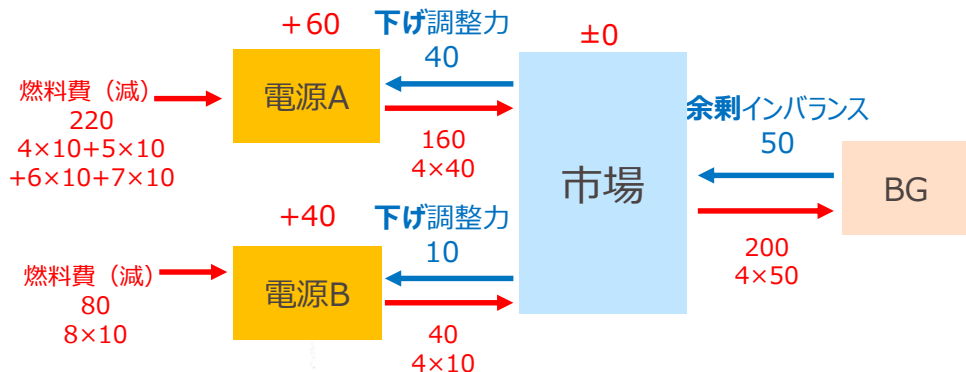
- 仮に、ケース2において、現状と同様に、上げ調整量と下げ調整量を相殺した上で、相殺後の限界的なkWh価格で精算した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 前頁（今回提案方法）と比較して、調整量を相殺した（kWh価格が下がった）分だけ、調整力提供者の上げ調整に応じた利益が減少する結果となり、適切な対価の支払いとならない可能性が高くなる。



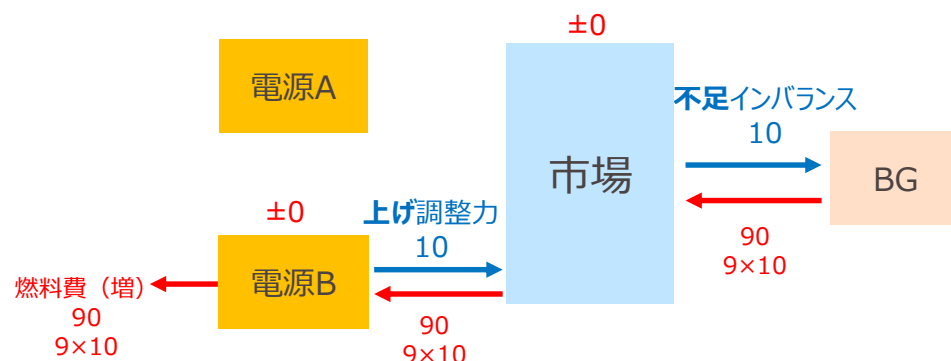
- 次に、前半15分で50kWhの下げ調整、後半15分で10kWhの上げ調整した場合のお金の流れは以下のとおり。
- 加重平均の特徴（状況次第で、中間的な値となりうる）により、一部マージナル電源の取漏れが発生する可能性はある※が、インバランス起因者（BG）の負担は変わらず、かつ、調整力提供者に対しては差分精算となることで、基本的には適切な対価の支払い（上げ・下げとも調整に応じた利益を得る構図）になっていると考えられる。



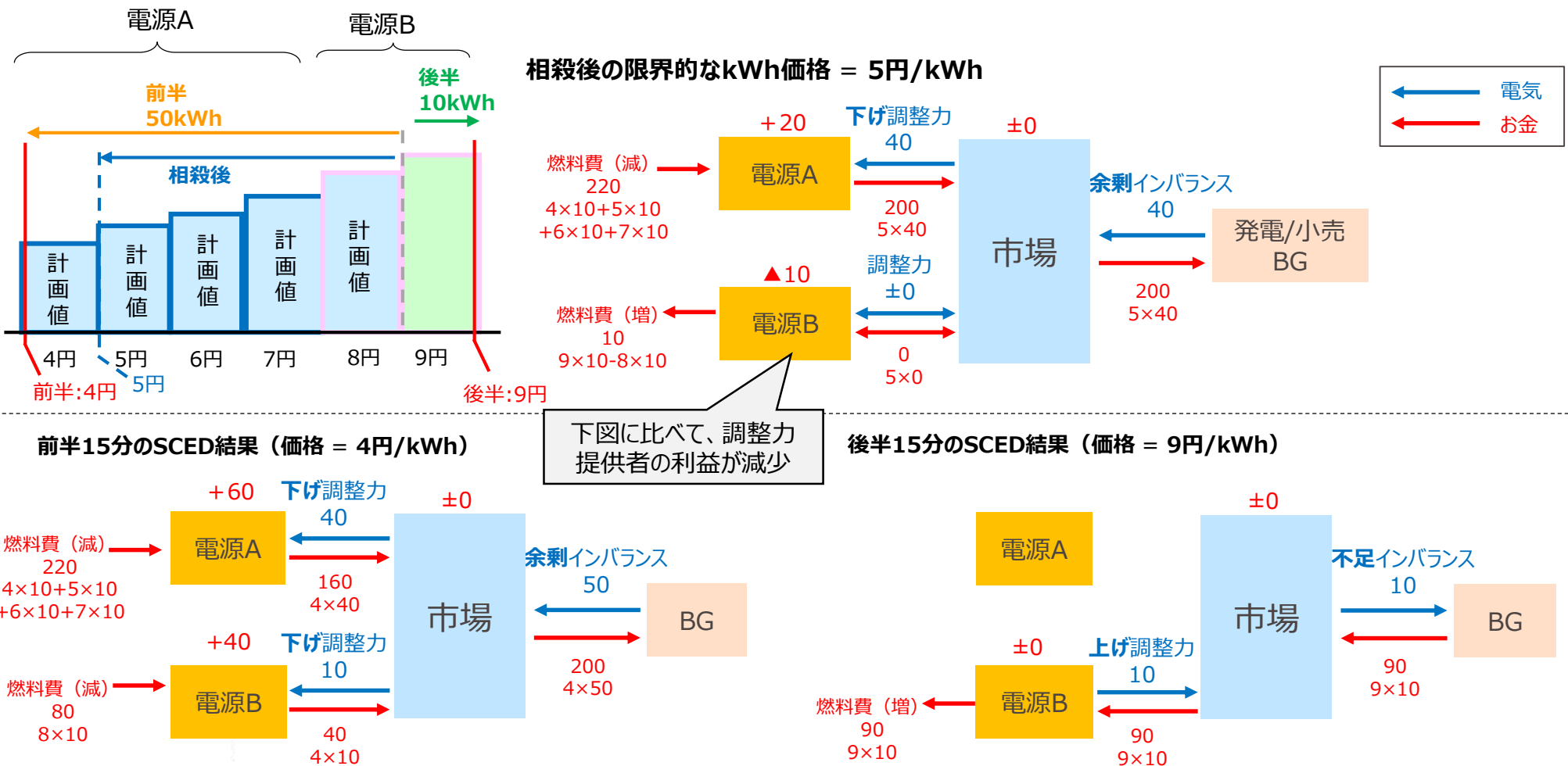
前半15分のSCED結果 (価格 = 4円/kWh)



後半15分のSCED結果 (価格 = 9円/kWh)



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



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

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

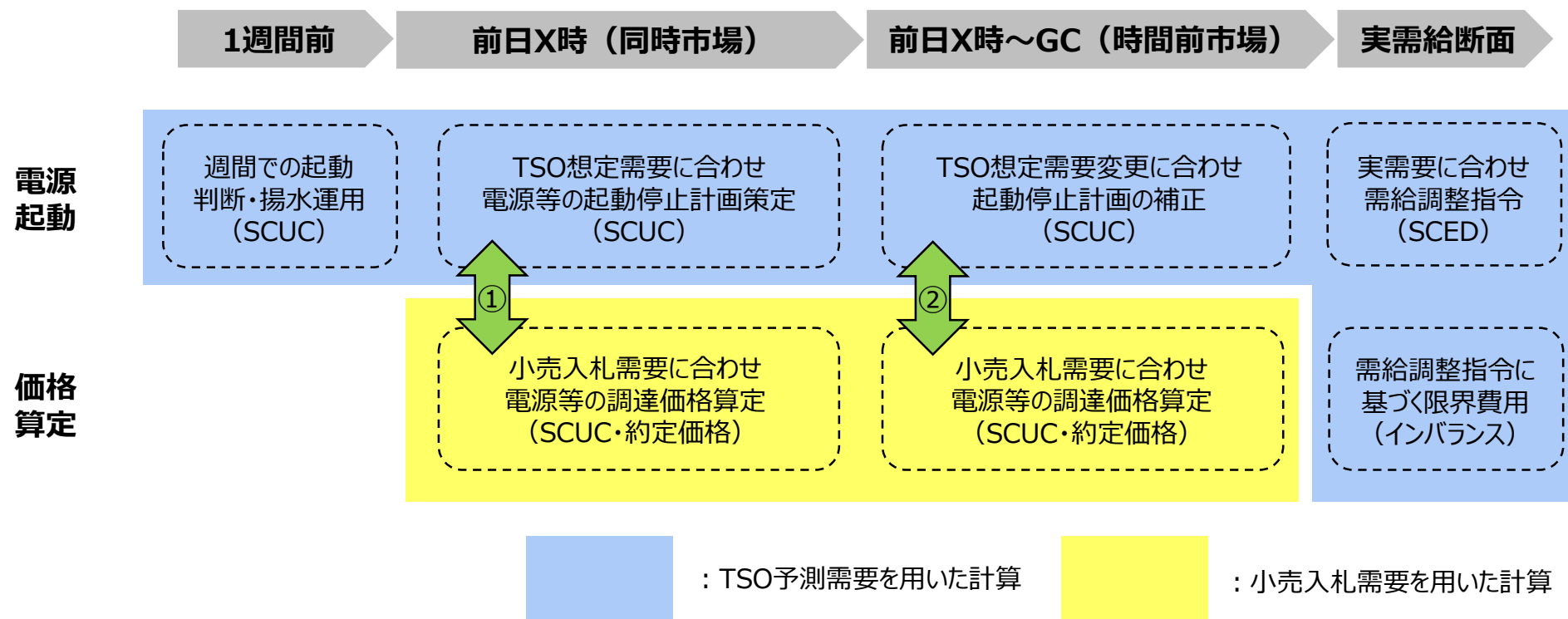
※ 一部電源の取り漏れ分については、upliftにより回収することが考えられる。

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

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. これまでの検討状況
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. ΔkW 価格の追加検証
 - － 3. 調整力 ΔkW のパフォーマンス
 - － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
3. まとめ

- 一方、日本においては、前述のとおり、前日同時市場においてTSO想定需要を用いた電源起動（安定供給）と、小売入札需要を用いた価格算定（市場取引）を両立させる（相互関係性を整理する）必要（①）がある。
- また、米国と異なり、GCまで時間前市場を開場するのであれば、TSO想定需要を用いたSCUC補正（安定供給）と、小売入札需要を用いたBG計画補正（市場取引）も両立させる必要（②）もある。
- この際、前日断面・時間前断面における電源起動ロジックと価格算定ロジックの差異（①②の相互関係性）について、どのように取り扱うのか検討を行う必要※がある。

※ 小売入札需要を用いた価格算定（市場取引）において電源差替等も行われるため、完全に独立した関係とすることも困難と考えられる。



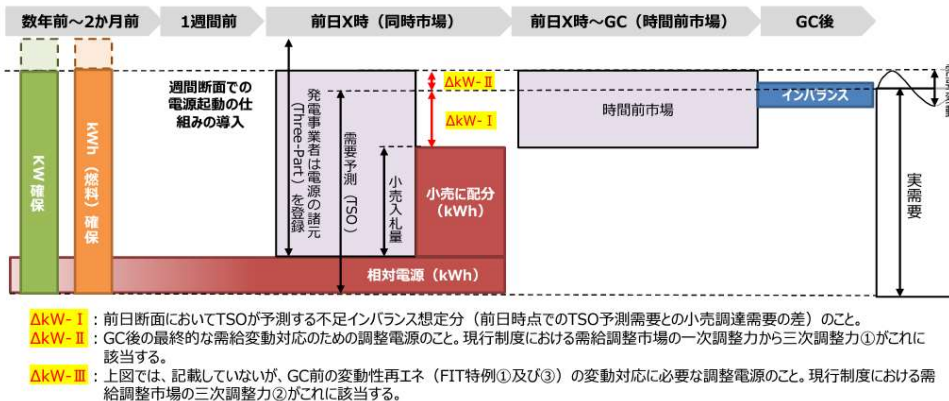
- 前述の議論をまとめると、「青色ロジック」と「黄色ロジック」の建付け（意味合い）としては以下の通りとなる。
 - 「青色ロジック」：安定供給のため、TSO想定需要に合わせて、実際の電源起動を決めるロジック
 - 「黄色ロジック」：市場取引のため、小売入札需要に合わせて、価格算定（市場約定価格）を行うロジック（また、上記の違いから、黄色ロジックでは価格弾力性のある需要を扱う必要が出てくる）
- この際、下記のような場合において、決定方法をどのように組み合わせるか（取り扱うか）が継続課題となっている。
 - 【TSO想定需要＞小売入札需要】
 - ✓ 安定供給のため、実際の電源起動はTSO想定需要に基づいて実施する（青色ロジック）
 - ✓ 市場約定価格は小売入札需要に合わせて算定する（黄色ロジック）が、TSO想定需要のために追加確保した領域（いわゆる $\Delta kW-I$ ）の金銭的な取り扱いをどうするか
 - 【TSO想定需要＜小売入札需要】
 - ✓ 市場約定価格は小売入札需要に合わせて算定する（黄色ロジック）
 - ✓ TSO想定需要を用いた計算（青色ロジック）においては起動されない（実際に必要ない蓋然性が高い）電源の物理的な取り扱いをどうするか（実際に起動させるのか否か）
- また、安定供給のためTSO予測需要を用いた電源起動（青色ロジック）を行う際に、市場取引（黄色ロジック）による電源差替等（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札）の結果を反映（連携）した上で、計算する必要もある（具体的にどのように組み合わせるかの設計が肝要）。
- 上記を踏まえ、海外事例（米PJM）も参考に、日本の同時市場において具体的にどのような論点が有り得るのか、今回整理を行った。

1. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
 - － 1. 問題構造の深掘りと運用・精算案
 - － 2. 案①の概要とケーススタディ
 - － 3. 案②の概要とケーススタディ
 - － 4. 電源差替等の反映（連携）
2. まとめと今後の進め方について

- 過去の議論において、**青色ロジック**と**黄色ロジック**の相互関係性については、専ら「前日同時市場」における「kWh取扱」（前日段階でのTSO想定需要と小売入札需要との差分）のみに着目して検討を進めていた。
- この場合、各ロジックにおけるkWh取扱の有無（ $2 \times 2 = 4$ 通り）に応じて、以下のような論点提起をしていたところ。
 - 青色ロジック「kWhあり」、黄色ロジック「kWhなし」・・・TSO想定需要のために追加確保した領域（ $\Delta kW-I$ ）の取り扱い
 - 青色ロジック「kWhなし」、黄色ロジック「kWhあり」・・・実際に必要ない蓋然性が高い電源の物理的な取り扱い
 - 「kWhあり・あり」 or 「kWhなし・なし」・・・青色ロジックと黄色ロジックで取り扱いが一致しているので論点なし

前日同時市場：調達する電力の範囲

- 作業部会においては、前日時点におけるTSO予測需要と小売電気事業者の需要想定とのそれぞれの精度について、確認が行われ、前者の精度が高いことが分かった。これを踏まえると、**TSO予測需要に合わせての電源起動が合理的**。便宜的に、調達する電力の用語は下図のとおり定義した。
- また、**小売調達需要の方がTSO予測需要よりも大きい場合は**、市場での売り切れを回避する観点から、**小売調達需要に合わせて約定させることが適切**。一方、その結果、過剰な電源起動が発生する場合、その取り扱い（余力活用契約等の整理）は別途検討が必要。



15

ΔkW-Iの取り扱い（論点）

① ΔkW-Iの性質（kWhか、ΔkWか）

- 仮に、kWhとして約定処理をする場合、小売電気事業者に対して、需要予測をより正確にし、前日同時市場において、できる限り、電気を調達するインセンティブを生じさせる観点からは、同時市場における小売約定分と $\Delta kW-I$ のkWh単価は、別々に設定することが適切ではないか。
- 一方で、 ΔkW として約定処理する場合、小売約定分のkWh単価とは別に ΔkW 単価とkWh単価をそれぞれ設定することとなる。
- また、 $\Delta kW-I$ は前日段階でのTSO想定需要と小売約定量との差分であって、実需給との間の予測誤差が生じる可能性があり、小売電気事業者の需要を満たすためのkWhとして出力されるとは限らないため、予約電源として、 $\Delta kW-I$ は、 ΔkW として確保することとしてはどうか。

56

出所）第62回電力・ガス基本政策小委員会（2023年5月30日）資料4-1より抜粋

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/062_04_01.pdf

出所）第3回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（2022年12月2日）資料5より抜粋

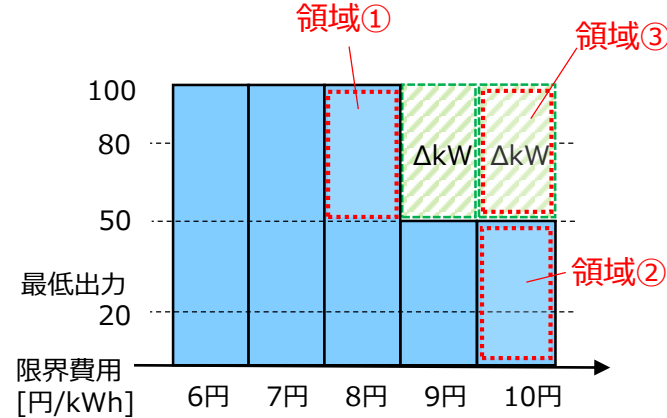
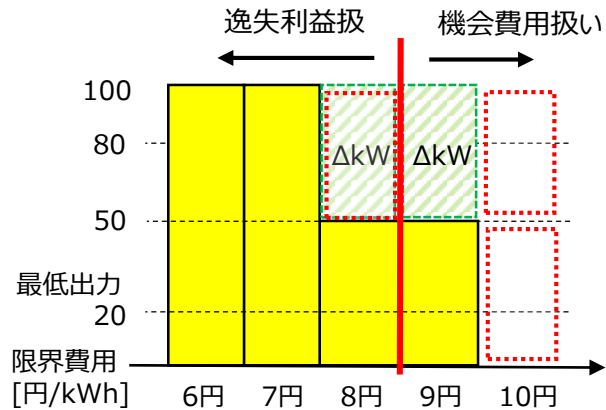
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/003_05_00.pdf

■ しかしながら、同時市場においてはkWhとΔkWの同時最適を行うことから、実際の各ロジックにおいてはkWh取扱とΔkW取扱両方が存在し、本来的にはΔkW取扱も含めた組合せ（3×3=9通り）について整理する必要がある。

【小売入札需要：300】

<

【TSO想定需要：400】



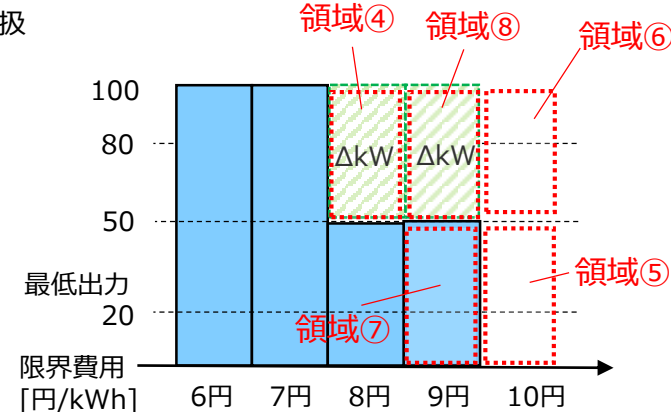
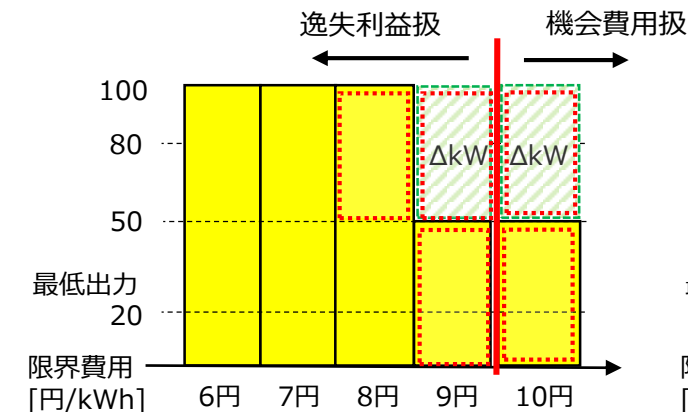
領域	黄色ロジック	青色ロジック
①	ΔkW	kWh
②	なし	kWh
③	なし	ΔkW

(=当初論点)

【小売入札需要：400】

>

【TSO想定需要：300】



領域	黄色ロジック	青色ロジック
④	kWh	ΔkW
⑤	kWh	なし
⑥	ΔkW	なし

(=当初論点)

領域	黄色ロジック	青色ロジック
⑦	kWh	kWh
⑧	ΔkW	ΔkW
⑨	なし	なし

計画通り

- TSO想定需要が小売入札需要より高く、実需要がTSO想定需要以上であった場合の金銭の流れは以下の通り。
(実需給断面の出力配分 (SCED) は、GC時の電源態勢 (ここでは青色ロジックの電源起動) において、最も安価となるよう持替を行うため、実需要がTSO想定需要と一致していたとしても青色ロジック結果とは一致しない)
- ここで、青色ロジックがTSO想定需要のために追加確保した領域② (あるいは領域①) については、起動済のためインバランス料金の差分決済対象となり、何らかの上げ収益が発生する (かつ、取漏れ時はupliftで回収できる)。

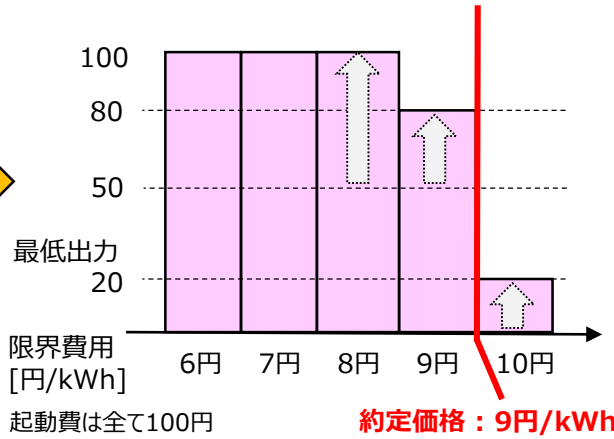
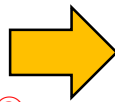
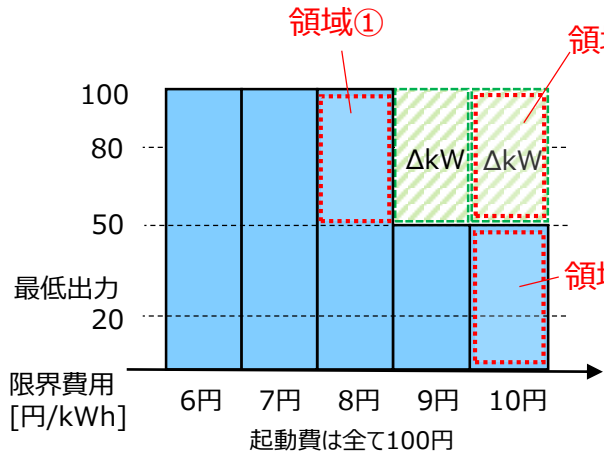
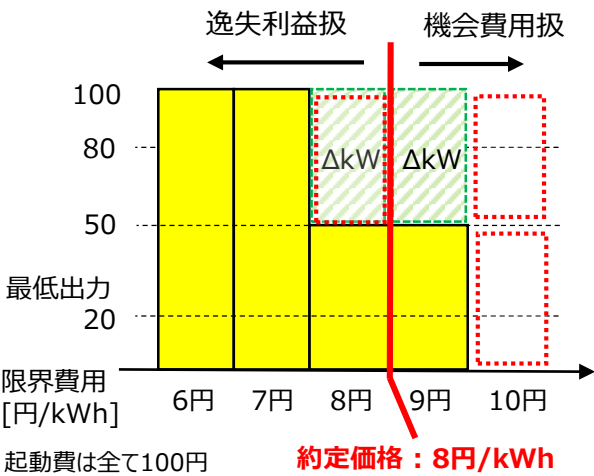
【小売入札需要 : 300】

<

【TSO想定需要 : 400】

【実需要 : 400】

・実際にはGF/LFC用のΔkWを一部確保



kWh収入	800	800	400	400	0
ΔkW収入	0	0	0*	0*	0
費用 (起動費込)	700	800	500	550	0
収支	+100	±0	▲100	▲150	±0

領域	BG計画	TSO計画
①	ΔkW	kWh
②	なし	kWh
③	なし	ΔkW

(=当初論点)

インバランス kWh収入	0	0	450	270	180
追加費用 (起動費込)	0	0	400	270	300
収支	±0	±0	+50	±0	▲120
uplift (前日含め)	-	-	50	150	120

※ 50ΔkW×0円/kWh(約定価格-限界費用)=0円

- TSO想定需要が小売入札需要より高く、実需要がTSO想定需要未満であった場合のお金の流れは以下の通り。
（実需給断面の出力配分（SCED）は、GC時の電源態勢（ここでは青色ロジックの電源起動）において、最も安価となるよう持替を行うため、実需要が小売入札需要と一致していたとしても黄色ロジック結果とは一致しない）
- ここで、青色ロジックがTSO想定需要のために追加確保した領域②（あるいは領域①）については、起動済のためインバランス料金の差分決済対象となり、何らかの上げ収益が発生する（かつ、取漏れ時はupliftで回収できる）。

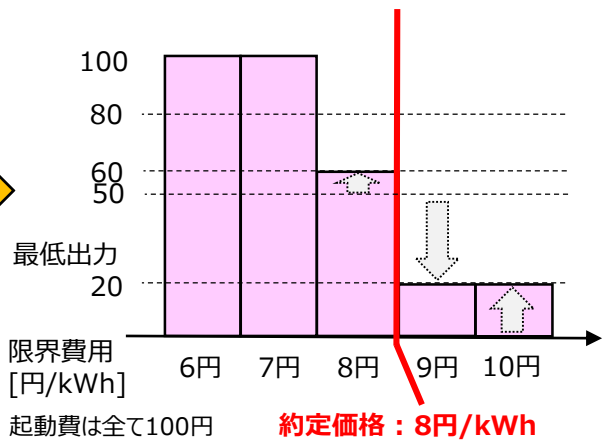
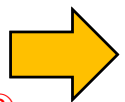
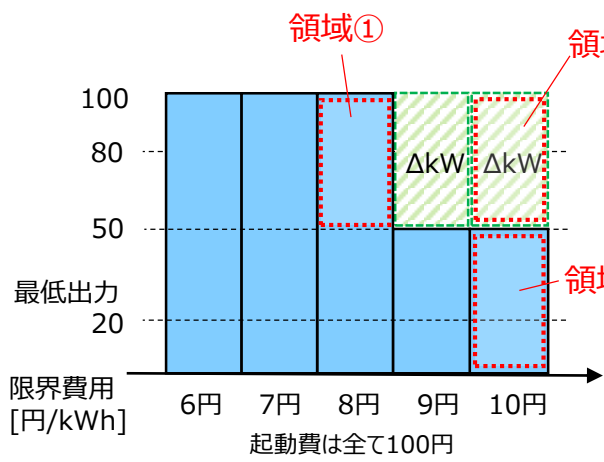
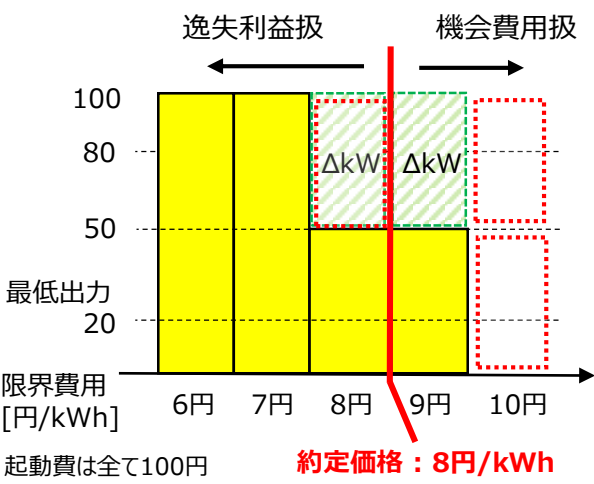
【小売入札需要：300】

<

【TSO想定需要：400】

【実需要：300】

・実際にはGF/LFC用のΔkWを一部確保



kWh収入	800	800	400	400	0
ΔkW収入	0	0	0*	0*	0
費用 (起動費込)	700	800	500	550	0
収支	+100	±0	▲100	▲150	±0

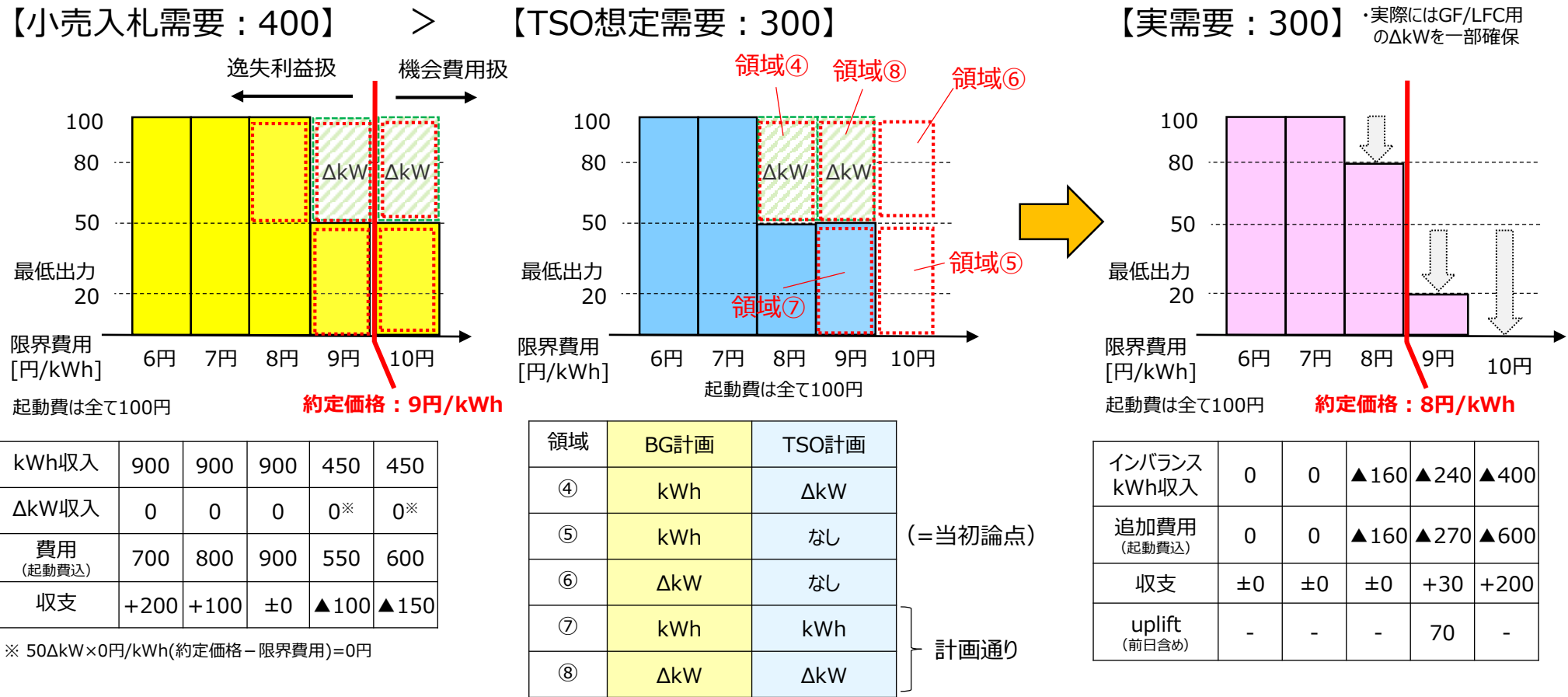
※ 50ΔkW×0円/kWh(約定価格-限界費用)=0円

領域	BG計画	TSO計画
①	ΔkW	kWh
②	なし	kWh
③	なし	ΔkW

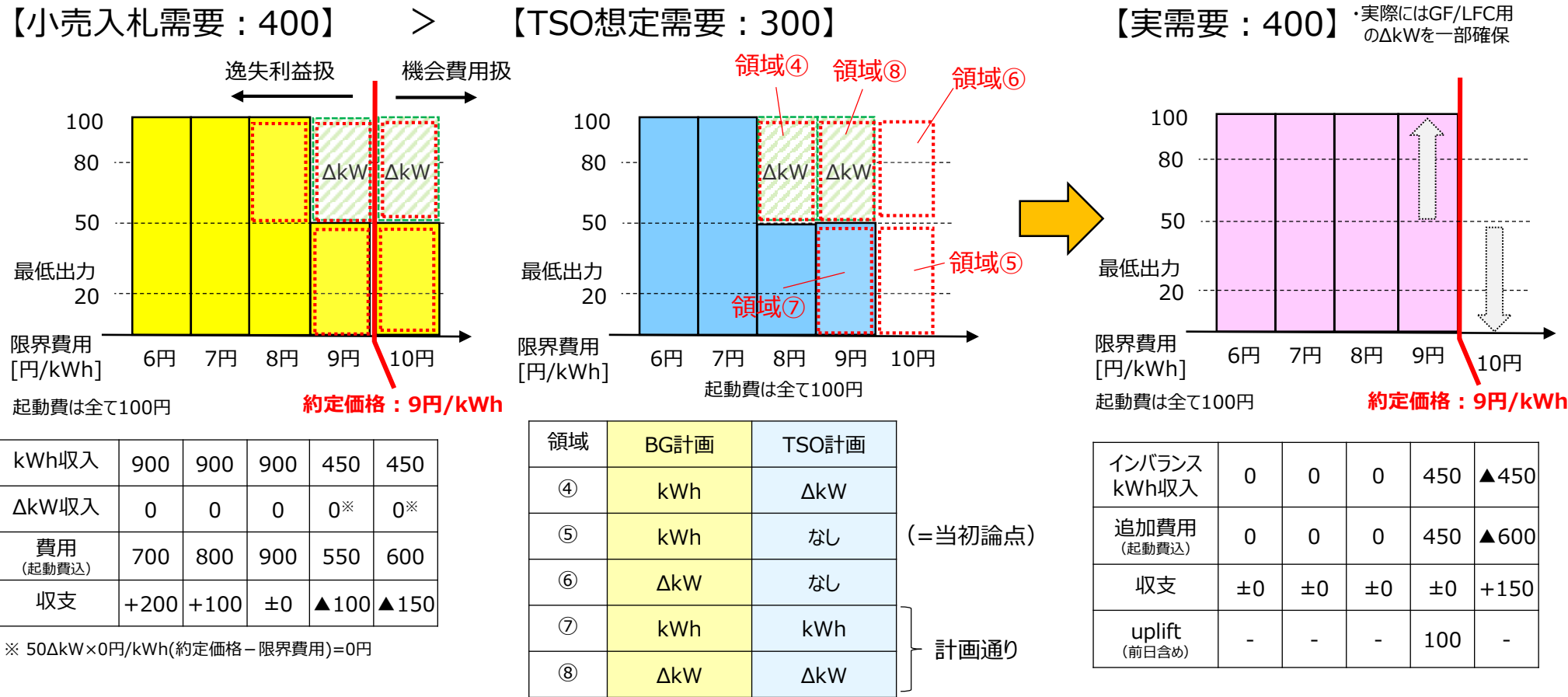
(=当初論点)

インバランス kWh収入	0	0	80	▲240	160
追加費用 (起動費込)	0	0	80	▲270	300
収支	±0	±0	±0	+30	▲140
uplift (前日含め)	-	-	100	120	140

- TSO想定需要が小売入札需要より低く、実需要がTSO想定需要以下であった場合のお金の流れは以下の通り。
(青色ロジックにおいて起動されない電源を物理的に立ち上げるのは、総エネルギーコストの観点では非効率なため、ここでは青色ロジックの電源態勢とした場合の精算が不明瞭にならないかといった観点で確認を行った)
- ここで、黄色ロジックが小売入札需要に基づき精算した領域⑤ (あるいは領域④) については、インバランス料金の差分決済対象となり、何らか下げ収益が発生する。



- TSO想定需要が小売入札需要より低く、実需要がTSO想定需要より大きかった場合のお金の流れは以下の通り。
(実需給断面の出力配分 (SCED) は、GC時の電源態勢 (ここでは青色ロジックの電源起動) において、最も安価となるよう持替を行うため、実需要が小売入札需要と一致していたとしても黄色ロジック結果とは一致しない)
- ここで、黄色ロジックが小売入札需要に基づき精算した領域⑤については、インバランス料金の差分決済対象となり、何らか下げ収益が発生する。



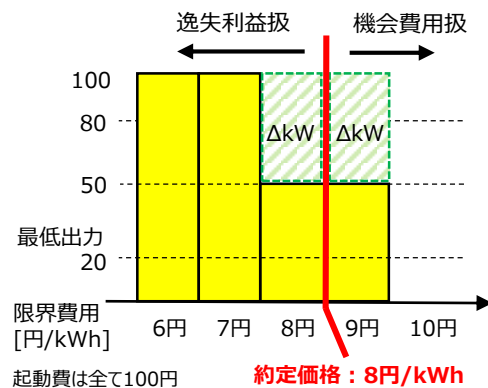
- TSO想定需要と小売入札需要が異なる場合の、全ての組合せ（9通り）について検討した結果は以下のとおり。
- いずれのパターンにおいても、**インバランス料金**の差分決済対象となり、何らかの上げ収益あるいは下げ収益が発生（かつ、取漏れ時はupliftで回収）し、不合理な金銭の流れとなる（事業者に損失が発生する）ことはなかった。

領域	黄色□ジック	青色□ジック	実需給（出力あり）	実需給（出力なし）
①	ΔkW確保	kWh確保	前日ΔkW精算 + 上げ調整精算	前日ΔkW精算 + （調整なし）
②	確保なし	kWh確保	（前日なし） + 上げ調整精算 ※起動費はupliftで精算	（前日なし） + （調整なし） ※起動費はupliftで精算
③	確保なし	ΔkW確保	（前日なし） + 上げ調整精算	（前日なし） + （調整なし）
④	kWh確保	ΔkW確保	前日kWh精算 + （調整なし）	前日kWh精算 + 下げ調整精算
⑤	kWh確保	確保なし	※未稼働のため該当領域なし	前日kWh精算 + 下げ調整精算
⑥	ΔkW確保	確保なし	※未稼働のため該当領域なし	前日ΔkW精算 + （調整なし）
⑦	kWh確保	kWh確保	前日kWh精算（調整なし）	前日kWh精算 + 下げ調整精算
⑧	ΔkW確保	ΔkW確保	前日ΔkW精算 + 上げ精算調整	前日ΔkW精算 + （調整なし）
⑨	確保なし	確保なし	※未稼働のため該当領域なし	未稼働電源

- この点、シンプルに**黄色ロジック（SCUC①）**と**青色ロジック（SCUC②）**をそれぞれ独立して（並行で）計算し、**SCUC①**で価格算定とBG計画策定を、**SCUC②**で実際の電源起動・出力配分を行い、追加起動が必要な電源（10円電源）には起動のみ指示し、費用は事後精算とする方法（案①）が考えられる。
- この場合でも、10円電源の起動費・最低出力費用は事後的に補償される（取り漏れはない）一方で、実際の ΔkW 価値が正しく評価されない点や、実際の電源態勢と発電計画が整合しない点が課題と考えられる。

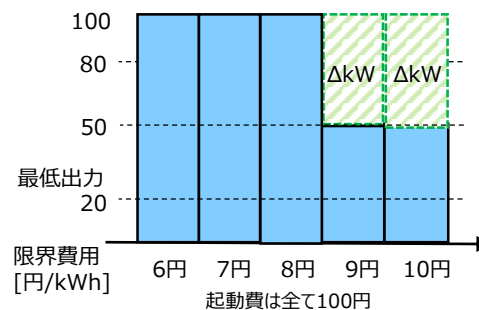
SCUC①（黄色ロジック）【価格算定】
【BG計画】

小売入札需要：300
調整力必要量：100



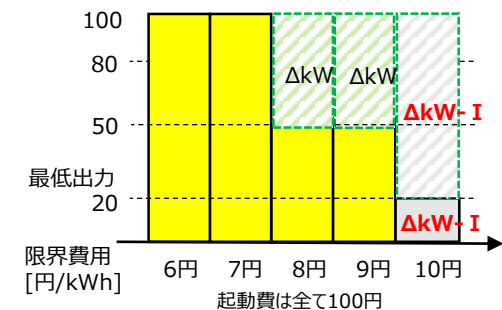
SCUC②（青色ロジック）【電源起動・出力配分】

TSO想定需要：400
調整力必要量：100



実際の取り扱い（前日断面）

小売入札需要：300
調整力確保量：100
 $\Delta kW-I$ は並列指示のみ
(費用は事後精算、計画上の取扱いが不明瞭)



各ロジックは独立して（並行で）計算

- 前述の課題（ ΔkW 価値が正しく評価されない、電源態勢と発電計画が整合しない）を踏まえると、本質的には「同時市場の約定結果の通知をもって、BG計画を組めるようにする」ことが重要だと考えられる。
- 上記の考え方を踏まえると、青黄ロジックの運用・精算としては、例えば下記2案が考えられるのではないか。

案①：黄色ロジック（SCUC①）と並行で青色ロジック（SCUC②）を計算し、安定供給の観点からSCUC②の電源起動（態勢）を前提として、小売入札需要に基づく緑色ロジック（SCUC③）を改めて計算のうえで、SCUC③で価格算定とBG計画策定、ならびに実際の電源起動・出力配分を行う案

案②：黄色ロジック（SCUC①）と青色ロジック（SCUC②）をそれぞれ独立して（並行で）計算し、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ （+時は買い、-時は売り）と観念して、SCUC①で価格算定、SCUC②でBG計画策定と実際の電源起動・出力配分を行う案

- 各案それぞれについて、「TSO想定需要＞小売入札需要」・「小売入札需要＞TSO想定需要」時の処理、また、系統混雑が発生した時の処理など様々なケーススタディを行い、各案の特徴や得失などを整理する。

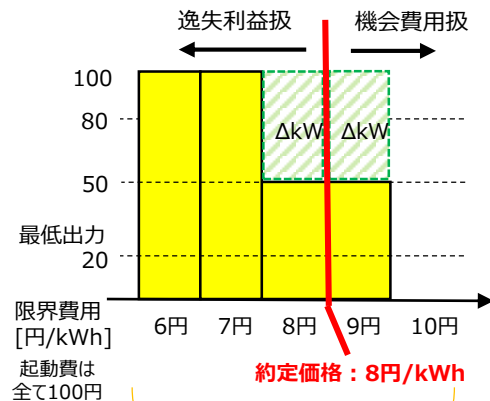
■ 案①のSCUCロジックの概要については以下のとおり。

案①：黄色ロジック（SCUC①）と並行で青色ロジック（SCUC②）を計算し、安定供給の観点からSCUC②の電源起動（態勢）を前提として、小売入札需要に基づく緑色ロジック（SCUC③）を改めて計算のうえで、SCUC③で価格算定とBG計画策定、ならびに実際の電源起動・出力配分を行う案

■ 本ケース（TSO想定需要＞小売入札需要）では、 ΔkW を含めTSO想定需要に基づき安定供給に必要な量は確保されており、かつ、同時市場の約定結果の通知をもってBG計画を組めるようにする点は満足しているといえる。（追加確保領域である ΔkW - I と調整力である ΔkW をどのように区別し、約定・精算するかは別途整理を要する⇒詳細は次頁）

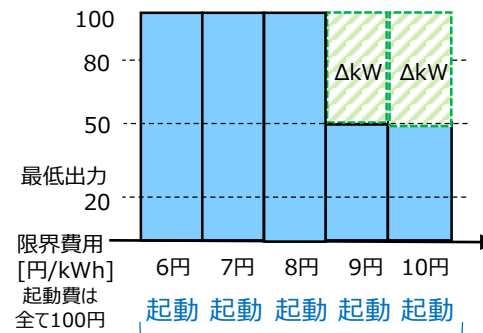
SCUC①（黄色ロジック）

小売入札需要：300（弾力性有）
調整力必要量：100



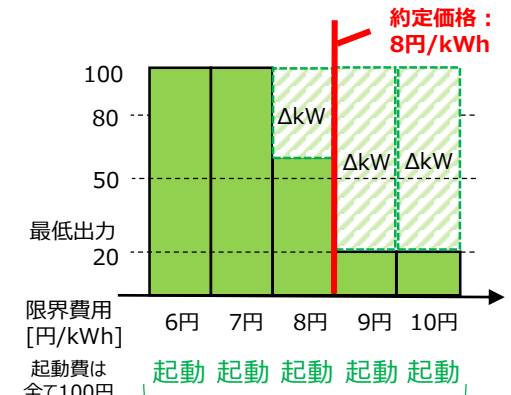
SCUC②（青色ロジック）

TSO想定需要：400
調整力必要量：100



SCUC③（緑色ロジック）【価格算定】

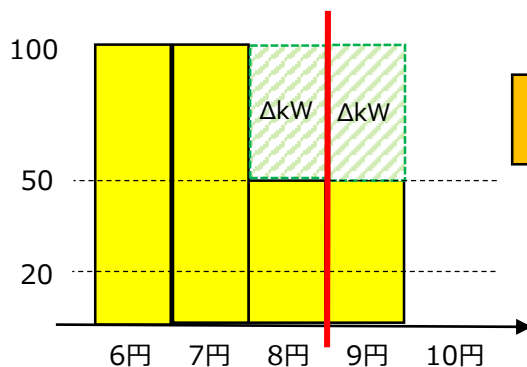
小売入札需要：300 【BG計画】
調整力確保量：100+ α 【電源起動・出力配分】
（ ΔkW の区別は別途整理）



- **緑色ロジック (SCUC③)** の処理としては、**青色ロジック (SCUC②)** の電源起動 (態勢) を前提とした上で、「小売入札需要」「 ΔkW 必要量」に基づく**緑色ロジック**を回す ($\Delta kW-I$ については差分を事後で割り当て) 方法 (**SCUC③-1**)、ならびに「小売入札需要」「 ΔkW 必要量」「 $\Delta kW-I$ の量 (**SCUC①**と**SCUC②**の結果から算定)」に基づく**緑色ロジック**を回す方法 (**SCUC③-2**) が考えられ、本案を深掘りする際には別途整理を要する。

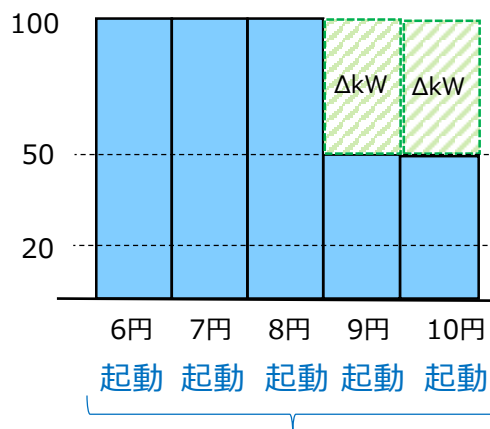
【SCUC①】

小売入札需要 : 300 (弾力性有)
 ΔkW 必要量 : 100



【SCUC②】

TSO想定需要 : 400
 ΔkW 必要量 : 100

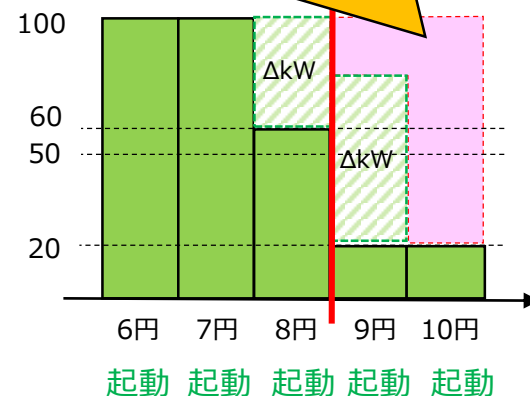


TSO需要予測に基づく電源態勢

【SCUC③-1】

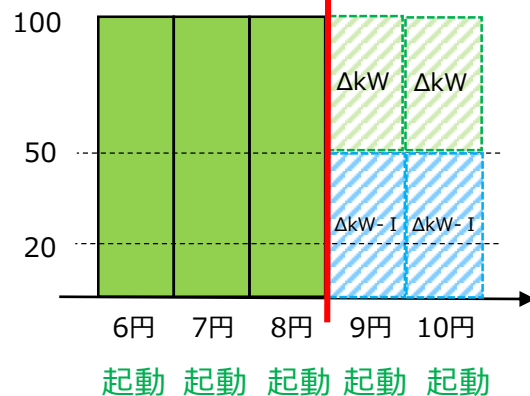
小売入札需要 : 300
 ΔkW 必要量 : 100
 (差分を $\Delta kW-I$ と事後認識)

差分を事後で割り当てたものを $\Delta kW-I$ と観念



【SCUC③-2】

小売入札需要 : 300
 ΔkW 必要量 : 100
 $\Delta kW-I$ の量 : 100
 (=400-300)



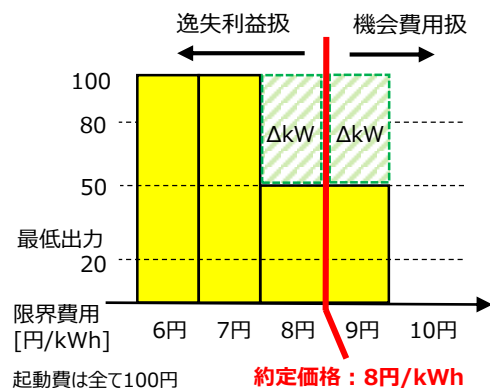
■ 案②のSCUCロジックの概要については以下のとおり。

案②：黄色ロジック（SCUC①）と青色ロジック（SCUC②）をそれぞれ独立して（並行で）計算し、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ （+時は買い、-時は売り）と観念して、SCUC①で価格算定、SCUC②でBG計画策定と実際の電源起動・出力配分を行う案

■ こちらの案であっても、同時市場の約定結果の通知をもってBG計画を組めるようにする（実際の電源態勢と発電計画が整合する）点は満足しているといえる。

SCUC①（黄色ロジック）【価格算定】

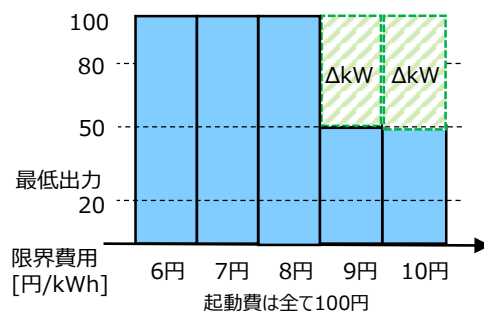
小売入札需要：300（弾力性有）
調整力必要量：100



SCUC②（青色ロジック）【電源起動・出力配分】

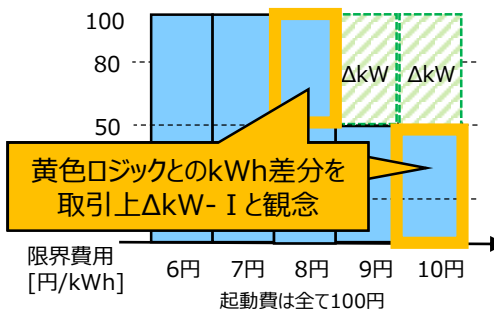
TSO想定需要：400 【BG計画】
調整力必要量：100

案①との違い



実際の取り扱い（前日断面）

小売入札需要：300
調整力確保量：100
差分を $\Delta kW-I$ として確保
(kWhとして取り扱い、費用は差分精算)



各ロジックは独立して（並行で）計算

- 一方、前述の処理方法は $\Delta kW-I$ をkWhとして取り扱っていることに他ならず（ ΔkW として取り扱った場合に比べ）TSO負担が極端に増加しないかの懸念、ならびに実際に発電・需要を有しないTSOが前日同時市場で売買したkWhがどうなるのか（適切に処理できるのか）について、整理を要すると考えられる。

$\Delta kW-I$ の取り扱い（論点）

① $\Delta kW-I$ の性質（kWhか、 ΔkW か）

- 仮に、kWhとして約定処理をする場合、小売電気事業者に対して、需要予測をより正確にし、前日同時市場において、できる限り、電気を調達するインセンティブを生じさせる観点からは、同時市場における小売約定分と $\Delta kW-I$ のkWh単価は、別々に設定することが適切ではないか。
- 一方で、 ΔkW として約定処理する場合、小売約定分のkWh単価とは別に ΔkW 単価とkWh単価をそれぞれ設定することとなる。
- また、 $\Delta kW-I$ は前日段階でのTSO想定需要と小売約定量との差分であって、実需給との間の予測誤差が生じる可能性があり、小売電気事業者の需要を満たすためのkWhとして出力されとは限らないため、予約電源として、 **$\Delta kW-I$ は、 ΔkW として確保**することとしてはどうか。

- 案①、案②の技術的な課題、制度的（建付けの）課題、TSO収支の影響評価や、そもそもの想定需要分析などの検討を行った。

大項目	中項目	概要
TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握	前日想定需要の正確性	・TSO・小売想定需要の正確性の検証（作業部会議論の振り返り）
	TSO想定需要と小売想定需要の関係性	・実需要含めた大小関係の把握
案①に関する検討	案①のケーススタディ	・需要の大小関係などに基づく特徴・得失の把握
	SCUC③（緑色ロジック）の処理方法	・各種ケースを想定したロジック処理方法の検討
	SCUC③（緑色ロジック）の収束性	・広域連系系統を模擬したシミュレーションの実施
案②に関する検討	需要予測精度がTSO収支に与える影響	・需要傾向把握を踏まえたTSO収支の影響確認
	需要以外の要因がTSO収支に与える影響	・電源差替、再エネ変動等による影響確認 ・TSOによるゲーミングリスク確認
	TSOによる市場取引の建付け	・現行制度も踏まえたTSOによる市場取引の建付け
案①と案②の傾向分析	市場価格傾向（uplift含む）	・電源態勢が変わることによる市場価格の傾向
	電源差替等の関係性	・黄色ロジックによる電源差替等の結果を青色ロジックに反映（連携）する方法

- 案①、案②の技術的な課題、制度的（建付けの）課題、TSO収支の影響評価や、そもそもの想定需要分析などの検討を行った。

大項目	中項目	概要
TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握	前日想定需要の正確性	・TSO・小売想定需要の正確性の検証（作業部会議論の振り返り）
	TSO想定需要と小売想定需要の関係性	・実需要含めた大小関係の把握
案①に関する検討	案①のケーススタディ	・需要の大小関係などに基づく特徴・得失の把握
	SCUC③（緑色ロジック）の処理方法	・各種ケースを想定したロジック処理方法の検討
	SCUC③（緑色ロジック）の収束性	・広域連系系統を模擬したシミュレーションの実施
案②に関する検討	需要予測精度がTSO収支に与える影響	・需要傾向把握を踏まえたTSO収支の影響確認
	需要以外の要因がTSO収支に与える影響	・電源差替、再エネ変動等による影響確認 ・TSOによるゲーミングリスク確認
	TSOによる市場取引の建付け	・現行制度も踏まえたTSOによる市場取引の建付け
案①と案②の傾向分析	市場価格傾向（uplift含む）	・電源態勢が変わることによる市場価格の傾向
	電源差替等の関係性	・黄色ロジックによる電源差替等の結果を青色ロジックに反映（連携）する方法

- 前身の実務検討作業部会においては、TSO想定需要が精度が高いという分析結果にもとづき、TSO想定需要を用いて電源の起動判断を行うことが合理的と整理した。
- 案①と案②のいずれが適当かを検討するためには、TSO・小売の想定需要と実需要との関係や傾向の精査、それらが将来どうなるかの検討等が必要と考えられる。
- このため、検討の前提として、作業部会の分析結果（TSO想定需要の正確性検証）において、実需要（真値）も含めてTSO想定需要と小売想定需要がどのような傾向（大小関係）となっていたのかについて、詳細分析した結果をお示しする。
- なお、作業部会の分析結果においては、小売の需要想定と市場価格・インバランス料金との関係は分析対象としておらず、市場価格やインバランス料金の予測が、小売想定需要に影響を与えている可能性もあるため、今後の検討においては、この点の考慮も必要と考えられる。

同時市場で調達する電力の範囲（続き）

- 前日時点におけるTSO予測需要と小売の需要想定については、広域機間の分析によると、**TSO予測需要が精度が高い**という結果が出ている。（詳細は参考資料3を参照）
- TSO予測需要に対し、小売調達需要が不足する場合において、前日市場においてTSO予測需要を基準として電源起動をする案（以下「TSO予測需要基準」という。）と、小売の需要想定に基づき小売が入れする量を基準に電源起動する案（以下「小売入れ基準」という。）のそれぞれにおけるメリットとデメリットは、下表のとおり。他にメリットやデメリットは考えられるか。
- 安定的な電源運用の観点重視するのであれば、TSO予測需要基準が合理的と考えられる。他方で、**小売入れ基準とする場合は、調達した調達力で不足する場合は市場外の余力活用契約により確保を図ること**で対応することと考えられるところ。下表のメリット・デメリットを踏まえ、どのように考えることが適切か。

電源の起動判断	メリット	デメリット
TSO予測需要基準	● 予測精度が小売想定需要に比べ、正確であるため、確実な電源の起動がなされ、安定的な電源運用に資する可能性が高い。	● 自ら調達をせずにインバランス精算をしなければならない事業者が増加し、前日市場における小売電気事業者の調達インセンティブが阻害される可能性。 →小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うコストを生むインバランス料金制度とすることが必要。 ● 現行制度と比べて一節送電事業者が確保する量が増加する可能性。 →具体的な対応策は、P.45、46。
小売入れ基準	● TSO予測需要に合わせる場合のデメリットが生じない。	● 2024年度以降は、市場を通じた電源の確保が必須と見込まれない。（前ページを参照） ● 需給ひっ迫において、小売電気事業者の入れ量（予測需要）が大幅に下回ると、需給運用に深刻な影響が発生する懸念が存在（例：2022年6月30日）。（P.22を参照）

（参考）市場WG（9月）における主な意見

- TSO予測需要をベースとすることが適当。
- TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検証を進めて欲しい。
- TSOの予測需要の方が小売の需要よりも精度が高いが、小売の予測需要の方が大きい場合も一定存在。この場合のメリットを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検証をすべき。
- TSO予測需要に合わせることで一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。

- 作業部会及び今回の想定需要分析では、2021年4月1日～2022年3月31日までの、沖縄を除く9エリア合計の前日小売想定需要（前日12時に提出された需要計画値）と前日TSO想定需要（前日17時に提出された計画上の供給区域需要値）を分析対象とした。

(参考) 分析に用いたデータについて

7

- 今回の分析に用いたデータは以下のとおり。
- 今回の分析においては、2021年度の年間データ（以下、**全体データ**）を対象に分析を行うとともに、全体データを、供給過小となりうる「**実需要>TSO想定需要かつ実需要>小売想定需要となっているコマのデータ（以下、過小データ）**」、供給過大となりうる「**実需要<TSO想定需要かつ実需要<小売想定需要となっているコマのデータ（以下、過大データ）**」、「その他」に分類して分析を行った。

【分析データの概要】

項目	期間	エリア	諸元
前日小売想定需要	2021年4月1日 ～2022年3月31日	沖縄を除く9エリア合計	前日12時締めで広域機関システムに提出された各BGの需要調達計画のうち需要計画値の合計※
前日TSO想定需要			前日17時締めで広域機関システムに提出された供給区域の需要及び供給力並びに調整力に関する計画のうち供給区域需要値※
実需要			TSO保有データの需要実績（30分h値）

※前日時点で提出された計画の需要値を前日同時市場における需要想定と見なして分析を行った。

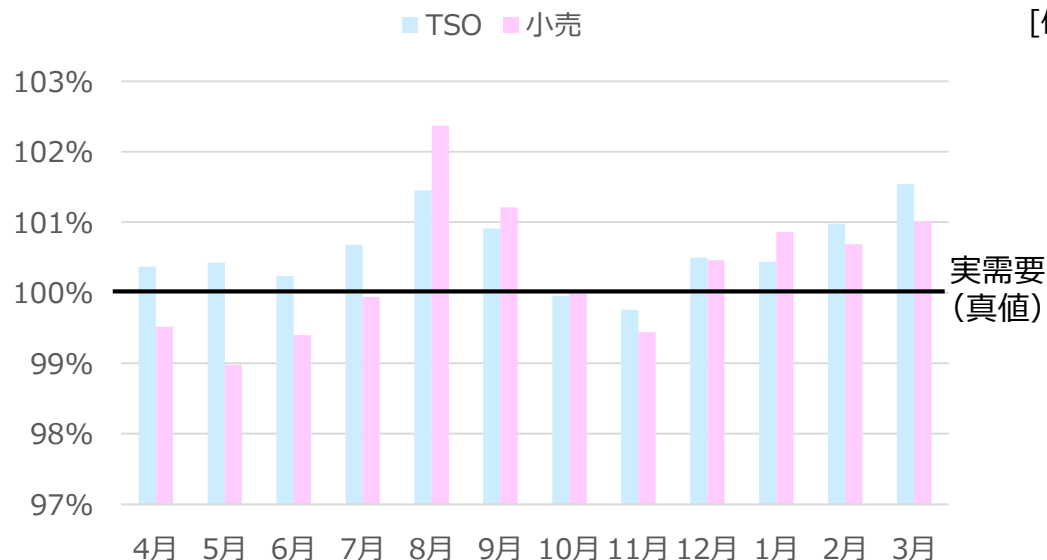
【分析データの分類ごとの割合】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
全体データ（コマ数）	1440	1488	1440	1488	1488	1440	1488	1440	1488	1488	1344	1488
過小データ	35%	33%	40%	29%	33%	22%	42%	51%	29%	26%	24%	13%
過大データ	36%	19%	30%	47%	49%	58%	34%	22%	46%	53%	59%	69%
その他	30%	48%	30%	24%	19%	20%	24%	26%	25%	21%	17%	18%

太字：月内での最大%

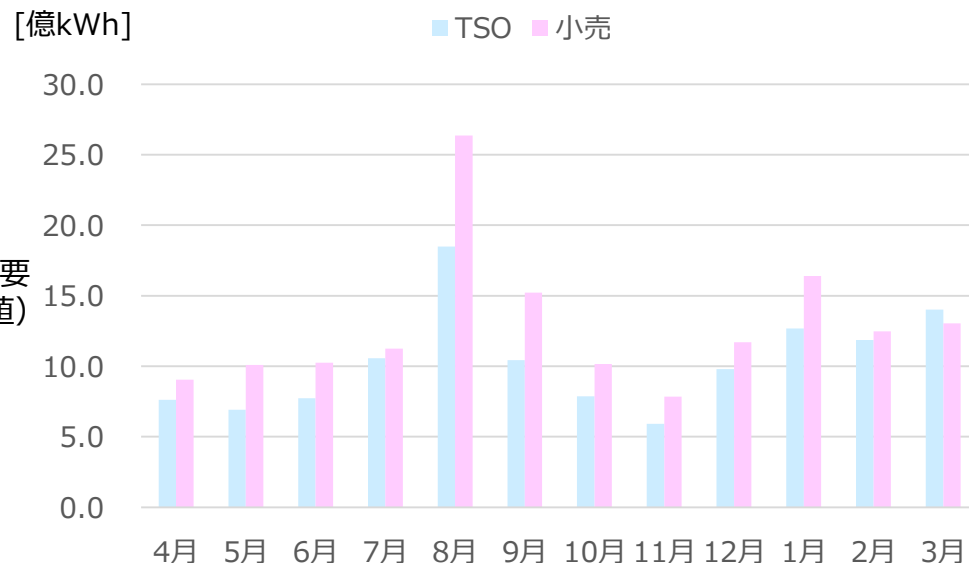
- 前日時点におけるTSO想定需要と小売想定需要の正確性を確認するため、実需要に対する前日想定需要の比率、および実需要と前日想定需要の差分の累積値（kWh換算）を確認した。
- TSO想定需要、小売想定需要ともに、実需要に対して、高く想定していた場合（100%以上）、低く想定していた場合（100%未満）ともに存在しており、高需要期（夏・冬）においては比較的高く想定していた。
- また、実需要と前日想定需要の差分（誤差）の累積値については、TSO想定需要の方が小売想定需要に比べて少なく、年間合計で約30億kWh（平均35万kW）少なかった。
- これは、**TSO想定需要の方が平均すると高い精度で想定していたことを表している**と考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



(算定式) 前日想定需要 / 実需要

【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】



(算定式) Σ | 前日想定需要 - 実需要 |

- 前日想定需要の正確性の検証については、**全体データ**（2021年度の年間データ）を更に細分化して、供給過小となりうる「**実需要>TSO想定需要かつ実需要>小売想定需要となっているコマのデータ（以下、過小データ）**」、供給過大となりうる「**実需要<TSO想定需要かつ実需要<小売想定需要となっているコマ（以下、過大データ）**」、「その他データ」に分類しての分析も行っている。
- 結果としては、実需要と前日想定需要の差分（誤差）の累積値については、過小・過大データのいずれにおいてもTSO想定需要の方が小売想定需要に比べて少ない（TSO想定需要の方が高い精度であった）ことが分かった。

前日想定需要の正確性について (2/3)

全体データ 過小データ 過大データ 14

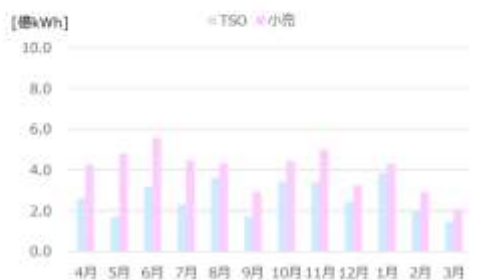
- 次に、「**全データ**」から「**過小データ**」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要は、年間を通して小売想定需要より高く、年平均で小売想定需要に比べ約0.7%精度が高かった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、TSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、年間合計で約17億kWh少なかった。これは、安定供給面で不足分が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



(算定式) 前日想定需要/実需要

【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】



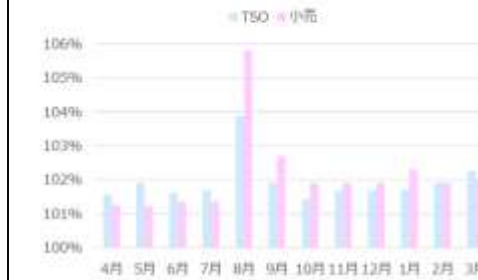
(算定式) Σ | 前日想定需要 - 実需要 |

前日想定需要の正確性について (3/3)

全体データ 過小データ 過大データ 15

- 最後に、「**全データ**」から「**過大データ**」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要が、小売想定需要より高い場合もあれば、低い場合もあり、特に傾向は見られなかった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、比率と同様の傾向であった。一方で、年間合計ではTSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、約4億kWh少なかった。これは、不要となる電源起動が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



(算定式) 前日想定需要/実需要

【実需要と前日想定需要の差分（月累積）】

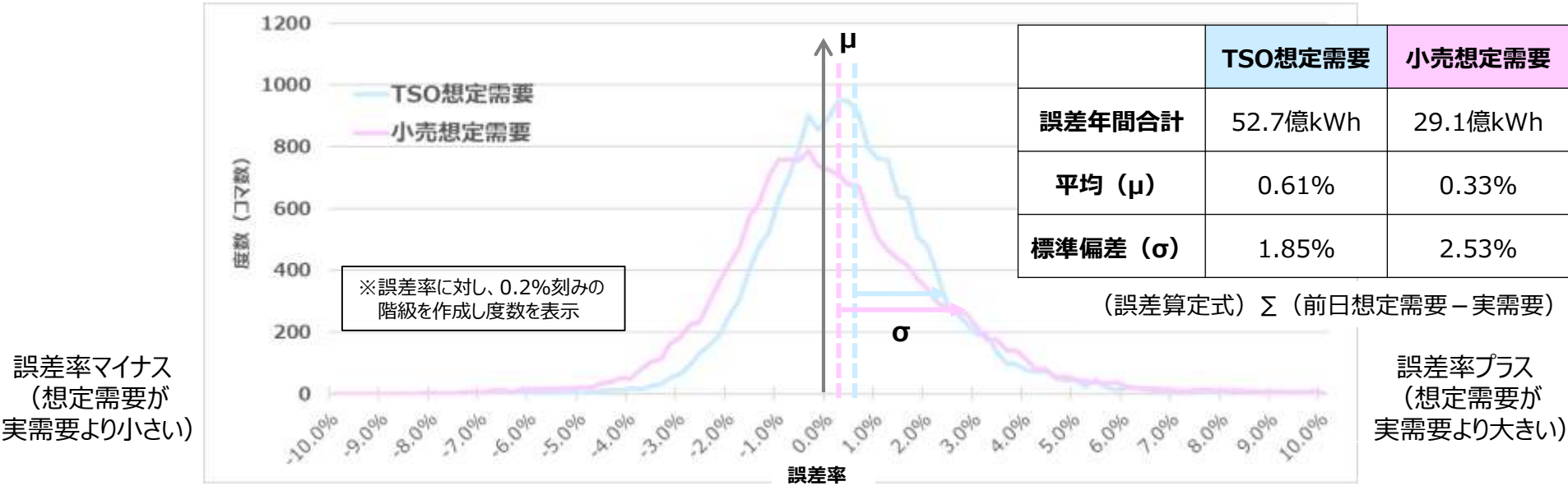


(算定式) Σ | 前日想定需要 - 実需要 |

- 加えて、前日時点におけるTSO想定需要と小売想定需要の傾向を度数分布（ヒストグラム）にて確認したところ、TSO想定需要の標準偏差は1.85%、小売想定需要は2.53%であり、小売想定需要の方が若干分布が広く、TSO想定需要の方が誤差のばらつきが少ないことが分かった。また、小売想定需要の方が誤差率マイナス方向に分布しており、TSO想定需要の方が多めの需要想定を行っていることがこの点からも確認できた。
- この点、小売想定需要については、同時市場において前日から実需給にかけて想定需要が増加していく場合、市場価格も上昇する（想定需要が減少していく場合は、市場価格も減少する）構図であることから、前日の需要予測精度を高め、前日市場で必要量を調達するインセンティブが働くことが期待※される。
- 他方で、TSO想定需要についても、基準（ベース）が高い傾向が見受けられるため、何らかの前日の需要予測精度を高める仕組みについて検討することが重要と考えられるか。

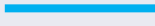
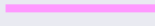
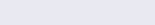
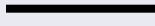
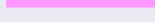
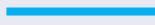
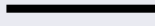
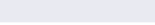
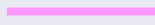
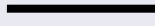
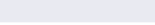
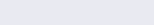
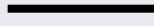
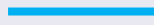
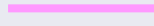
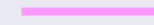
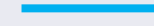
※ この仕組みだけで十分か、あるいは何らかの規律を設けて小売電気事業者が前日市場において適切に買い入札を行う仕組みの検討も必要かといった論点も存在。

【実需要に対する前日想定需要の比率（度数分布）】

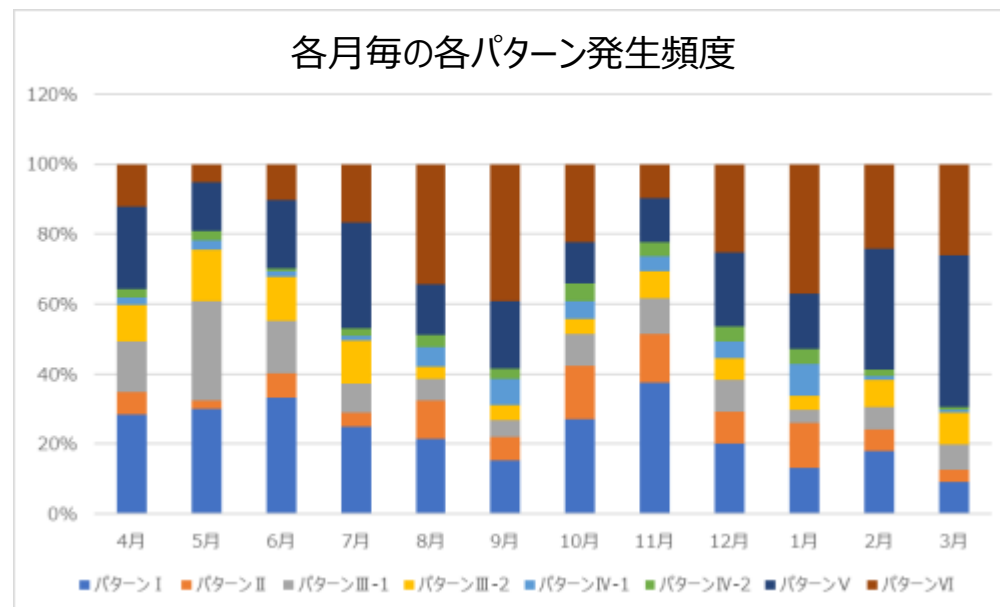
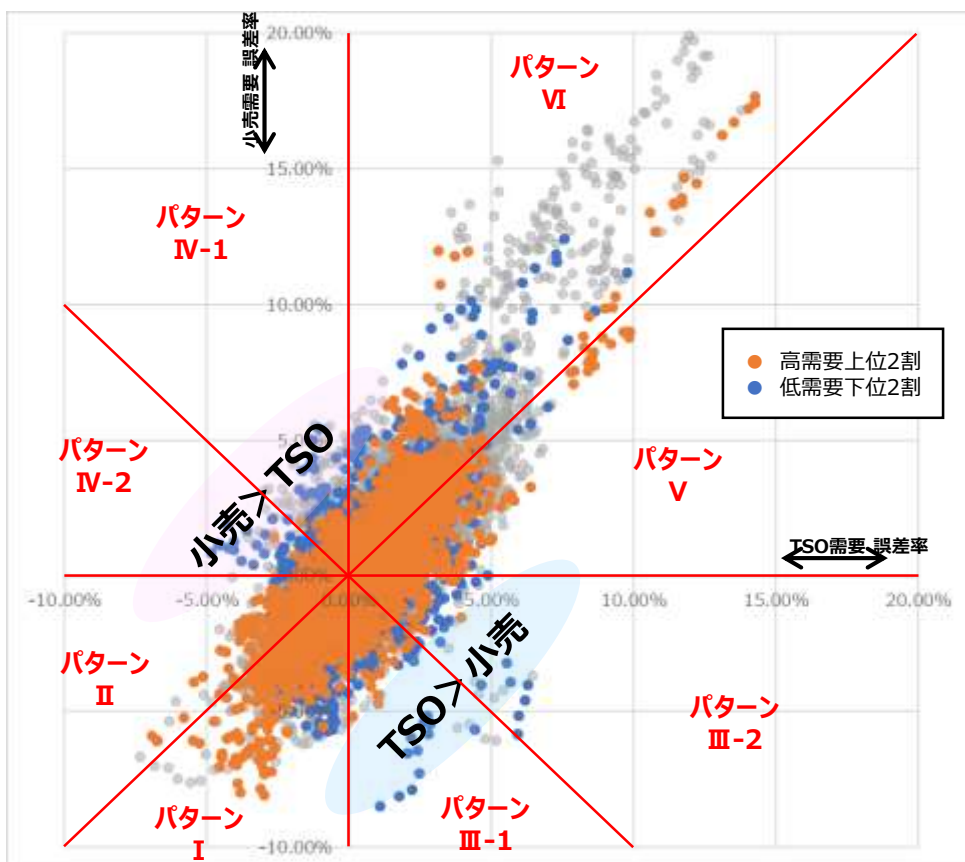


- また、今回新たに、実需要（真値）も含めて、TSO想定需要と小売想定需要がどのような傾向（大小関係）となっているのか、各パターンのコマ数（頻度）および誤差率を抽出した詳細分析結果については以下のとおり。
- 全体としては、「TSO想定需要＞小売想定需要」であることが多く、年間の63%程度（11,054コマ）であった。
- 加えて、誤差率（絶対値）でみると、TSO想定需要の方が小さい（精度が良い）パターンが合計約59%、小売想定需要の方が小さい（精度が良い）パターンが合計約41%であった。



	パターン Ⅰ	パターン Ⅱ	パターン Ⅲ-1	パターン Ⅲ-2	パターン Ⅳ-1	パターン Ⅳ-2	パターン Ⅴ	パターン Ⅵ
分類	過小データ		その他データ				過大データ	
傾向 (大小関係)	  	  	  	  	  	  	  	  
コマ数 (頻度)	4,053コマ (約23%)	1,441コマ (約8%)	1,802コマ (約10%)	1,407コマ (約8%)	692コマ (約4%)	498コマ (約3%)	3,790コマ (約22%)	3,837コマ (約22%)
TSO 誤差率	▲0.98%	▲1.45%	0.46%	1.17%	▲0.46%	▲1.02%	1.98%	1.96%
小売 誤差率	▲2.01%	▲0.88%	▲1.28%	▲0.46%	1.36%	0.42%	1.21%	3.23%
特徴	・TSO＞小売 + TSO高精度 ・割合11月 (軽負荷) に 多く見られる	・小売＞TSO + 小売高精度	・割合5月（軽負荷）に 多く見られる ・逼迫時にも見られる傾向		・各月の低需要コマで多く見られる		・TSO＞小売 + 小売高精度 ・割合2,3月 (冬季) に 多く見られる	・小売＞TSO + TSO高精度 ・割合8,9,1月 (重負荷) に 多く見られる

- TSO想定需要と小売想定需要の分布状況（通年）を示したもの（分布図）は下左図のとおり。
- また、各月毎に各パターンの発生頻度を示したものが下右図となり、月の1/3以上を占める場合に、当該パターンについて、割合多く見られると表現した。



- 需給ひっ迫時（供給力提供準備通知発信日）には、重負荷期（8,9月）の傾向（パターンVI）とまた異なり、パターンⅢ（TSO想定需要＞実需要＞小売想定需要）となる傾向が見受けられた。
- なお、小売想定需要が小さい時にしか広域予備率が小さくならない（ひっ迫にならない）ため、下記傾向については、全体的な（月の平均的な）傾向からずれている可能性がある点に留意が必要。

【No. I - 2】小売事業者・一般送配電事業者の需要想定傾向による影響 週間・翌々日計画 7

- 東京エリアについて分析したところ、小売事業者は低めに、一般送配電事業者は需要を大きめに想定する傾向が確認された。
- 特に、週間・翌々日計画（供給力提供準備通知発信日）では、両者の需要想定に大きな違いがあり、週間・翌々日計画の需要の想定と実績の乖離は一般送配電事業者より小売事業者の方が大きいと言える。また、それぞれの翌日計画（供給力提供準備通知発信日）の想定と実績の乖離は同程度である。

週間・翌々日計画の小売BG・TSO需要想定と広域予備率
(東京エリア・平日最小予備率時)



需要想定と需要実績の乖離(東京エリア・最小予備率時)

週間・翌々日計画 小売BG想定 << 実績 < TSO想定
翌日計画 小売BG想定 < 実績 < TSO想定

	TSO想定誤差 (準備通知日平均)	小売BG想定誤差 (準備通知日平均)
週間計画	需要実績比 + 2.6% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲6.0% (小売BG需要想定が小さい)
翌々日計画	需要実績比 + 0.8% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲6.3% (小売BG需要想定が小さい)
翌日計画	需要実績比 + 1.1% (TSO需要想定が大きい)	需要実績比 ▲0.9% (小売BG需要想定が小さい)

集計期間：4月1日～8月31日

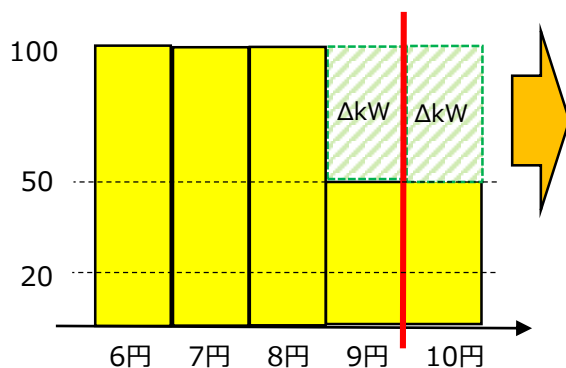
- 案①、案②の技術的な課題、制度的（建付けの）課題、TSO収支の影響評価や、そもそもの想定需要分析などの検討を行った。

大項目	中項目	概要
TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握	前日想定需要の正確性	・TSO・小売想定需要の正確性の検証（作業部会議論の振り返り）
	TSO想定需要と小売想定需要の関係性	・実需要含めた大小関係の把握
案①に関する検討	案①のケーススタディ	・需要の大小関係などに基づく特徴・得失の把握
	SCUC③（緑色ロジック）の処理方法	・各種ケースを想定したロジック処理方法の検討
	SCUC③（緑色ロジック）の収束性	・広域連系系統を模擬したシミュレーションの実施
案②に関する検討	需要予測精度がTSO収支に与える影響	・需要傾向把握を踏まえたTSO収支の影響確認
	需要以外の要因がTSO収支に与える影響	・電源差替、再エネ変動等による影響確認 ・TSOによるゲーミングリスク確認
	TSOによる市場取引の建付け	・現行制度も踏まえたTSOによる市場取引の建付け
案①と案②の傾向分析	市場価格傾向（uplift含む）	・電源態勢が変わることによる市場価格の傾向
	電源差替等の関係性	・黄色ロジックによる電源差替等の結果を青色ロジックに反映（連携）する方法

- 「小売入札需要（400）＞TSO想定需要（300）」となる場合のケーススタディは以下の通り。
- この時、SCUC③の処理として、青色ロジック（SCUC②）の電源起動（態勢）を前提とした上で、緑色ロジックを回す方法（SCUC③-1）だと起動台数が足らず解が収束しないこととなる。
- 一方で、過去の議論では、こういった場合に市場での売り切れを回避する観点から、小売入札需要に合わせて約定させることが適切としたため、ロジックとしてはSCUC①とSCUC②を比較し小売入札需要の方が大きい場合はルールベース（条件式）としてSCUC①を再計算する方法（SCUC③-3）が考えられる。

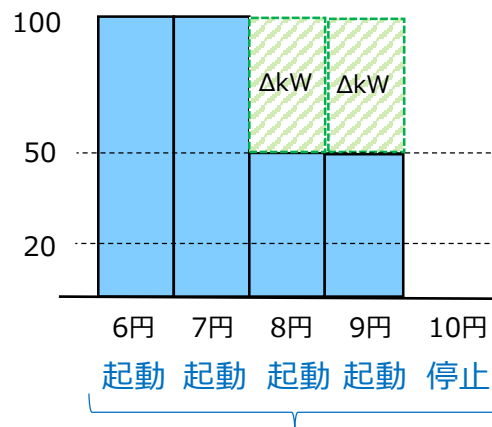
【SCUC①】

小売入札需要：400（弾力性有）
ΔkW必要量：100



【SCUC②】

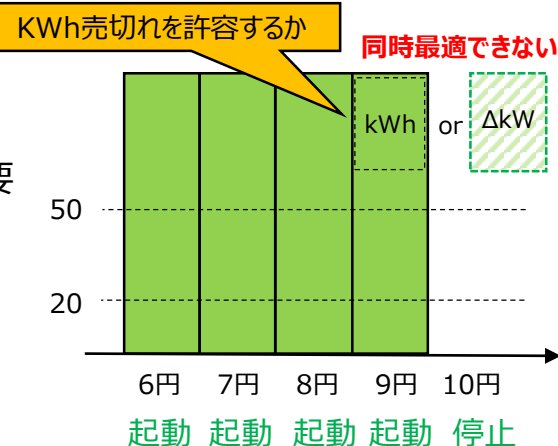
TSO想定需要：300
ΔkW必要量：100



TSO需要予測に基づく電源態勢

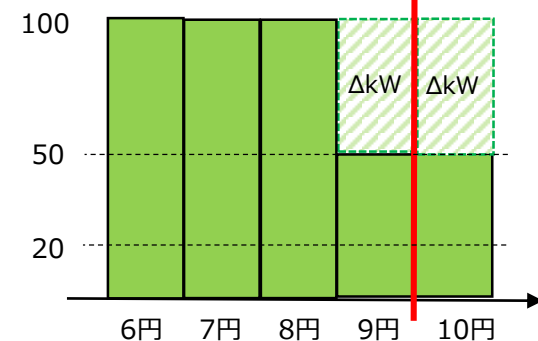
【SCUC③-1】

小売入札需要：400
ΔkW必要量：100



【SCUC③-3】

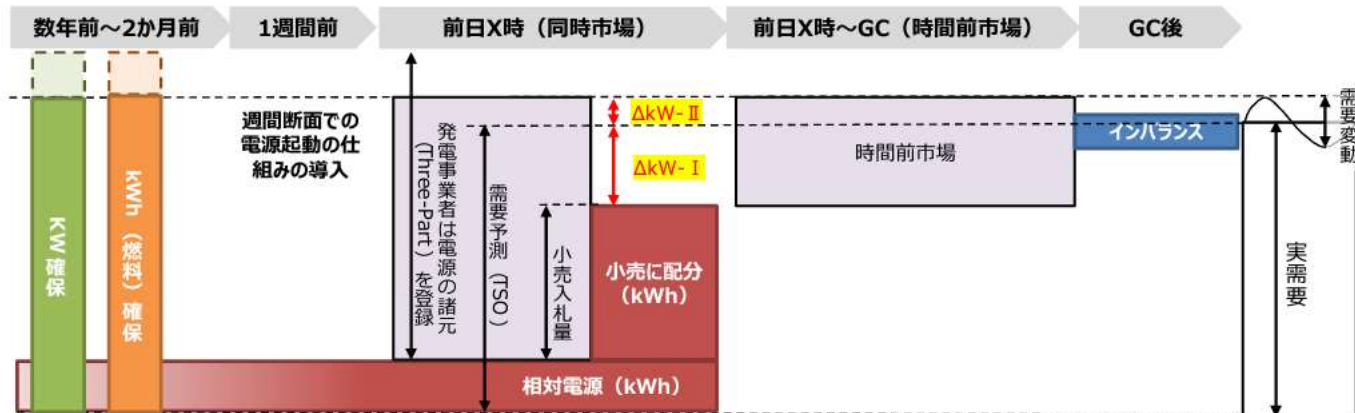
小売入札需要：400
ΔkW必要量：100
（SCUC①の再計算に該当）



- 過去議論においては、前日同時市場で調達する電力の範囲として「TSO想定需要に合わせた電源起動が合理的」である一方で、小売調達需要の方がTSO予測需要よりも大きい場合は、市場での売り切れを回避する観点から、「小売調達需要に合わせて約定させることが適切」と整理されている。

前日同時市場：調達する電力の範囲

- 作業部会においては、前日時点におけるTSO予測需要と小売電気事業者の需要想定それぞれの精度について、確認が行われ、前者の精度が高いことが分かった。これを踏まえると、**TSO予測需要に合わせての電源起動が合理的**。便宜的に、調達する電力の用語は下図のとおり定義した。
- また、**小売調達需要の方がTSO予測需要よりも大きい場合は、市場での売り切れを回避する観点から、小売調達需要に合わせて約定させることが適切**。一方、その結果、過剰な電源起動が発生する場合、その取り扱い（余力活用契約等の整理）は別途検討が必要。



$\Delta kW-I$: 前日断面においてTSOが予測する不足インバランス想定分（前日時点でのTSO予測需要との小売調達需要の差）のこと。

$\Delta kW-II$: GC後の最終的な需給変動対応のための調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の一次調整力から三次調整力①がこれに該当する。

$\Delta kW-III$: 上図では、記載していないが、GC前の変動性再エネ（FIT特例①及び③）の変動対応に必要な調整電源のこと。現行制度における需給調整市場の三次調整力②がこれに該当する。

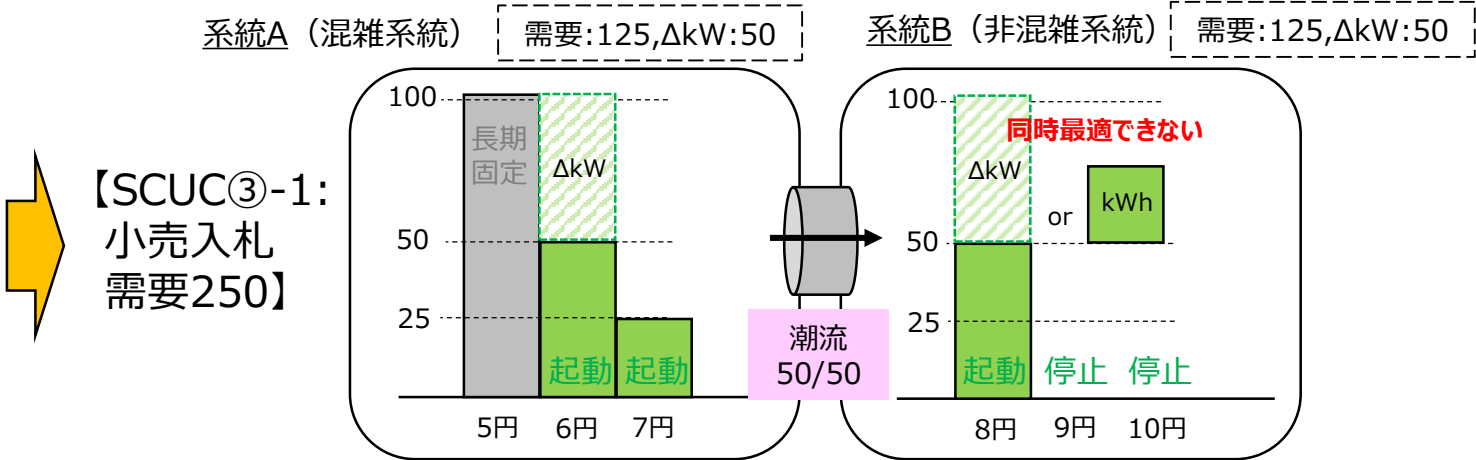
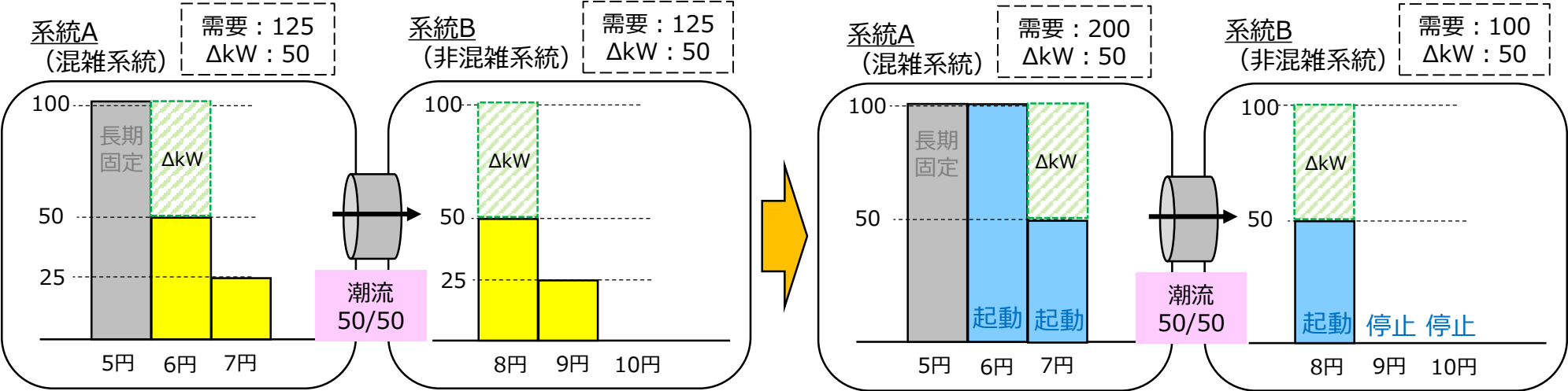
■ 一方、前述のルールベースにおいて、地内混雑が発生した場合、本ケース※では、TSO想定需要 > 小売入札需要のため、SCUC②で電源態勢確定も、SCUC③-1を計算すると解が収束しない可能性が考えられる。

※ 実際にはSCUC①②で混雑箇所そのものが異なり、混雑・非混雑毎の大小判別が困難と考えられるため、エリア全体の大小関係で判別したケースを例示。

【SCUC①:小売入札需要250】

<

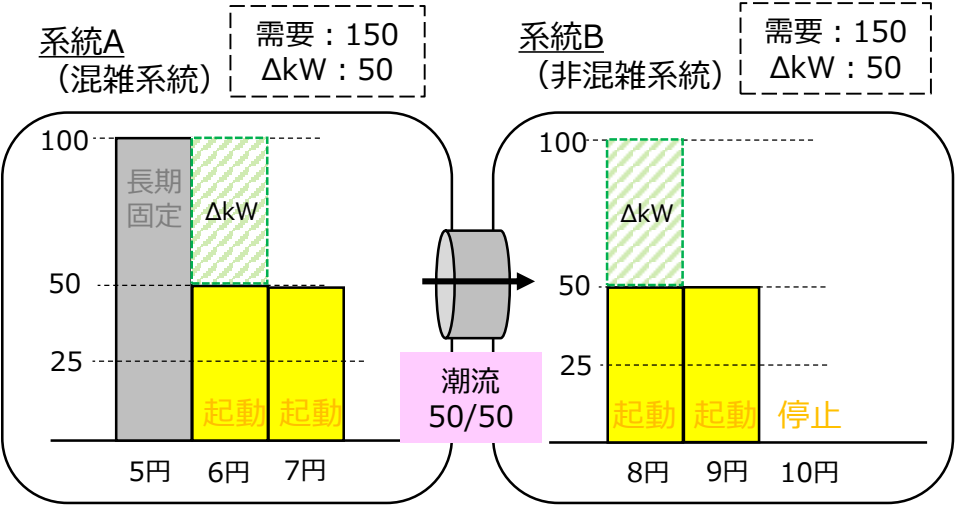
【SCUC②:TSO想定需要300】



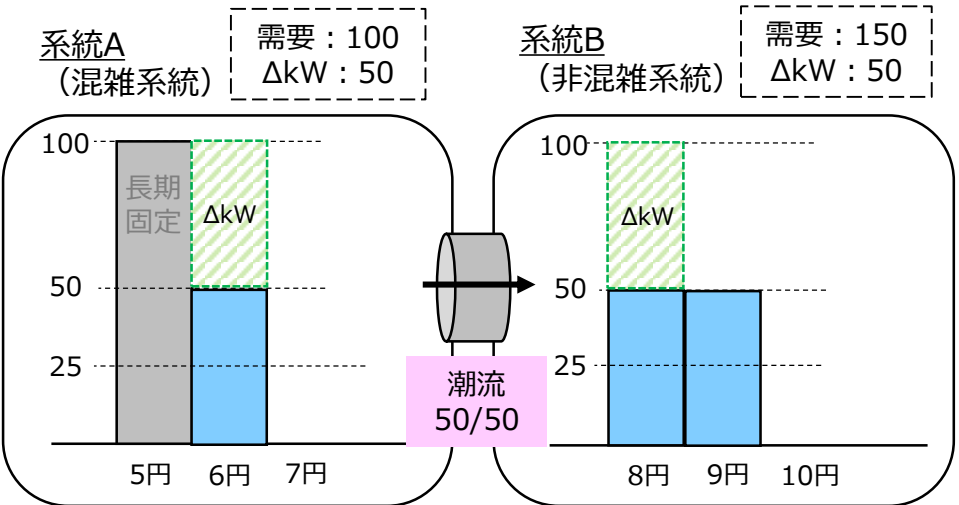
■ また、こちらのケース※においては、小売入札需要 > TSO想定需要のため、SCUC③-3で電源態勢確定も、実需給断面でSCED計算すると、下げ代不足で解が収束しない可能性が考えられる。

※ 実際にはSCUC①②で混雑箇所そのものが異なり、混雑・非混雑毎の大小判別が困難と考えられるため、エリア全体の大小関係で判別したケースを例示。

【SCUC①:小売入札需要300】

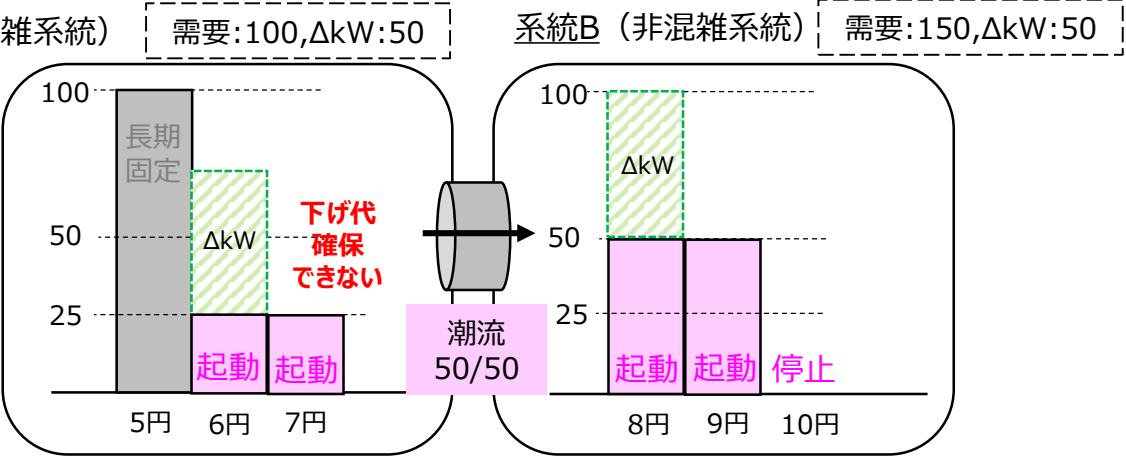


> 【SCUC②:TSO想定需要250】



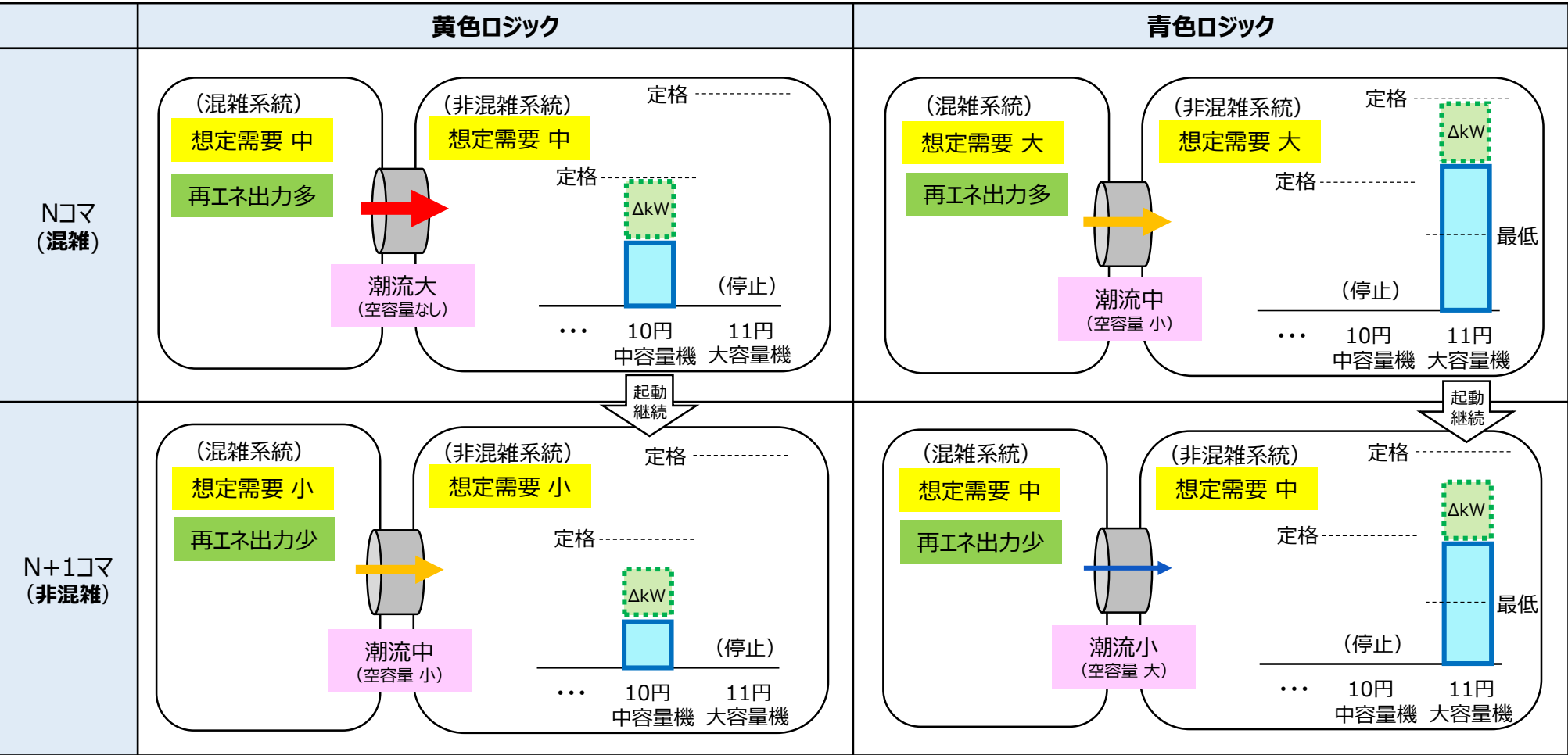
➡ 【SCUC③-3: 小売入札需要300】 ※SCUC①と同じ ➡

【実需給 SCED: TSO想定需要250】

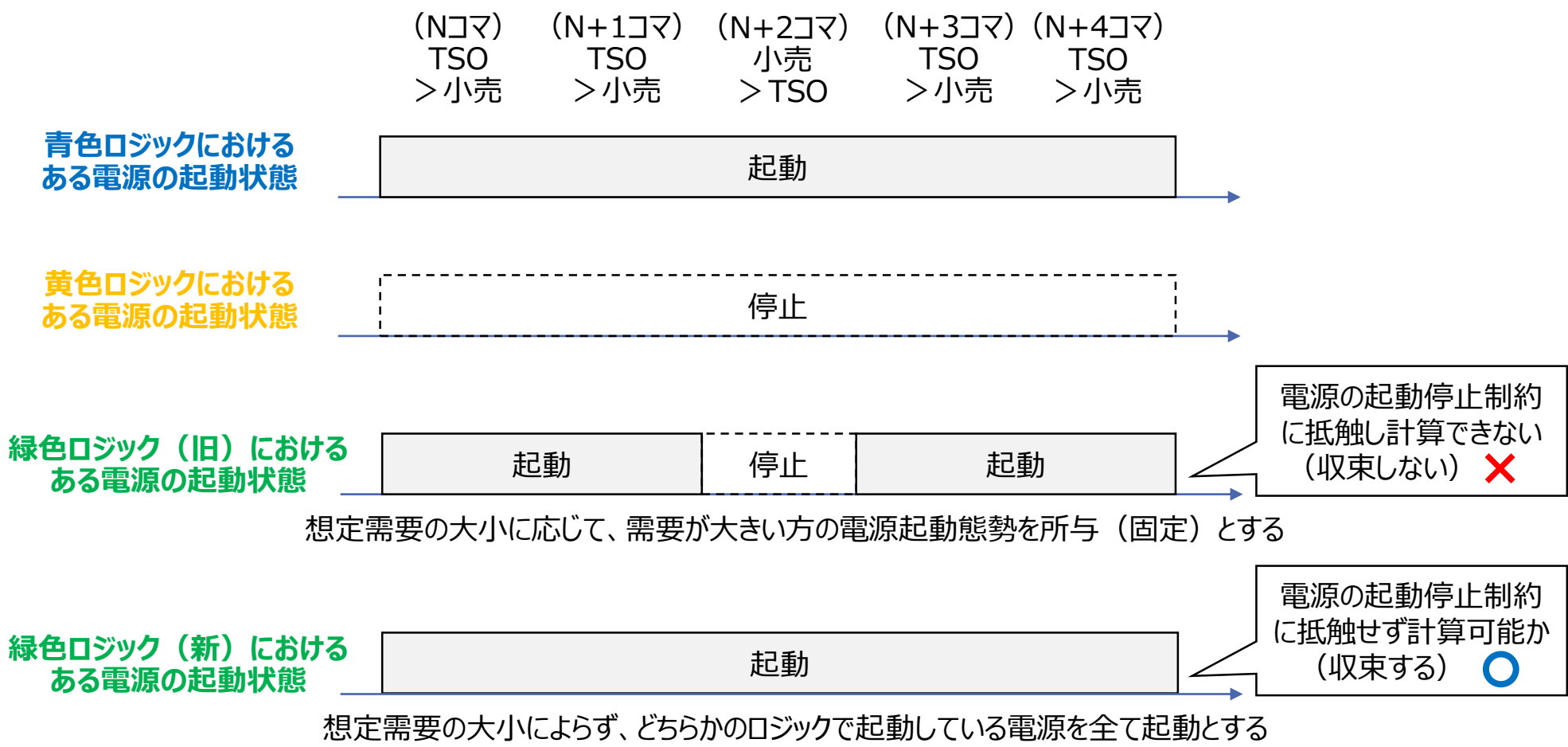


- 案①については、逐次処理で実施する必要があることや、計算時間長期化の懸念があることや、TSO想定需要 < 小売想定需要の場合、小売想定需要を用いて電源態勢を決めるとすると、系統混雑時の対応について問題が生じる懸念があること、ならびに解の収束性に課題がある懸念があり、更なる技術検証が必要でもある。
- これらを踏まえ、今回は、案①の処理方法の一つの案として、小売想定需要に基づく**黄色ロジック（SCUC①）**とTSO想定需要に基づく**青色ロジック（SCUC②）**のいずれかの電源態勢において起動している電源については全て起動する条件で**緑色ロジック（SCUC③）**を行うこととしシミュレーションを実施したので、そのシミュレーション結果と、そこから得られた課題（示唆）についてお示しする。
- なお、案①の処理方法としては、上記の方法のほかにも、例えば、**青色ロジック（SCUC②）**で得られた電源態勢の起動のみ固定し、停止は固定しない条件で**緑色ロジック（SCUC③）**を行う方法等、様々な方法が考えられるため、この点については、今回の検討から得られた課題（示唆）も踏まえ、引き続き検討が必要。

■ SCUCロジックの特徴として、連続コマでの最適計算のため他コマの影響（電源の起動継続等）を受けること、また、実際の系統には小容量機から大容量機までの電源が存在する（同じ定格スペックの電源だけではない）ことから、想定需要が大きい側の計算結果だからといって、必ずしも想定需要が小さい側の計算結果で起動している電源が全て起動している訳ではない（また、想定需要が同じでも違う電源が起動している）状況となりうる。

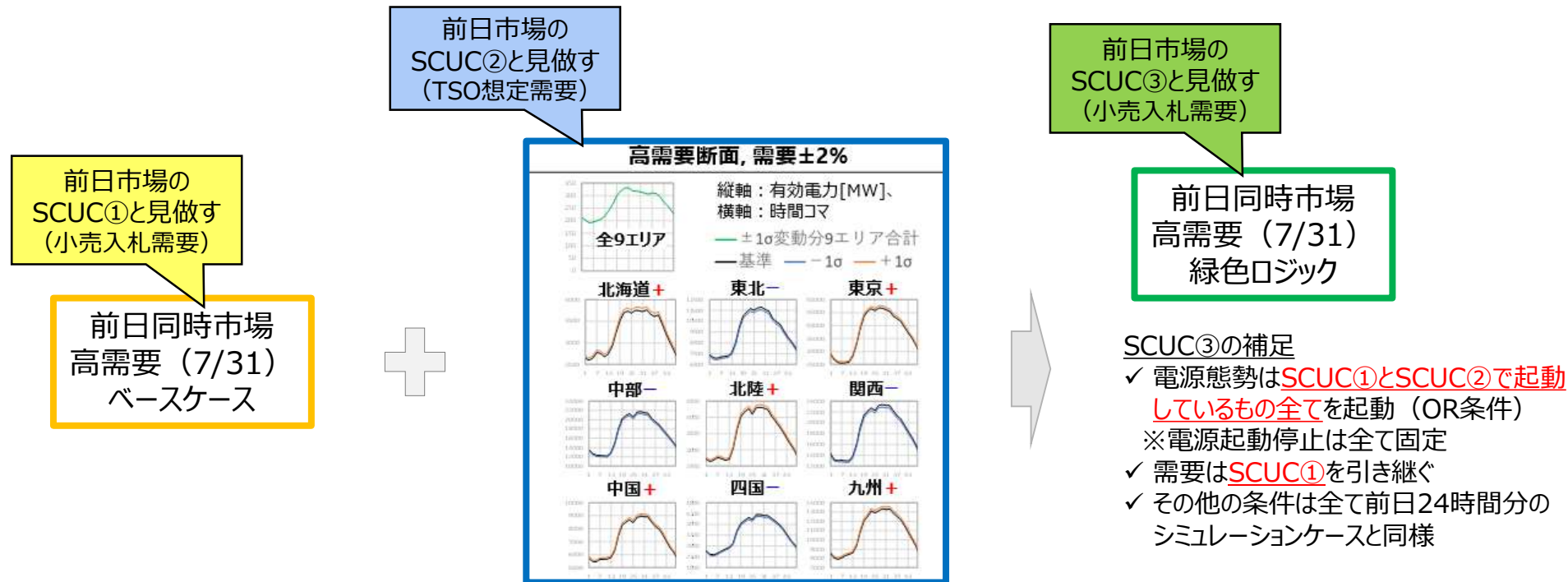


- また、一日を通じて想定需要の大小関係は必ずしも同一傾向とも限らず、想定需要の大小関係が入れ替わる場合、歯抜け約定のような状態となり、電源の起動停止制約に抵触し計算できない（収束しない）状況となりうる。
- このような課題を解決すべく、例えば想定需要の大小によらず、両方（青黄ロジック）の結果を踏まえて必要な電源（どちらかのロジックで起動している電源）を全て起動するといった処理方法の工夫が考えられるところ。



- 前述の処理方法の工夫を施した緑色ロジック（新）の挙動を確認すべく、過去実施した広域連系系統でのSCUCシミュレーションデータを活用し、エリア単位で需要大小が入れ替わるケースを設定の上、SCUC①（黄色ロジック）とSCUC②（青色ロジック）で起動している電源全てを起動する条件で、SCUC③（緑色ロジック）のシミュレーション（高需要断面・低需要断面）について実施した。

※ 下記は「高需要断面」のみ記載しているが、同様の条件で「低需要断面」も実施した。



【需要断面】

- ・2断面：低需要断面 4/27、高需要断面 7/31

【シミュレーション対象期間】

- ・前日24時間（30分×48コマ）、当日0時（30分×48コマ）、当日6時（30分×36コマ）、当日12時（30分×24コマ）、当日18時（30分×12コマ）

【電力系統・発電機模擬】

- ・系統：広域連系系統モデル（ノード単位）
- ・需要価格弾力性：なし
- ・火力燃料費関数：二次関数を区分線形化（abc定数を基に7区分）

【制約条件】

- ・発電機関係
 - 起動停止に関わる制約（MUT、MDT、起動停止回数、起動費切替）
- ・系統関係
 - 線路潮流・フェンス潮流の運用容量制約

【ペナルティ】

- ・予備力、調整力
- ・ブランチ潮流、フェンス潮流

【最適化計算の設定】

- ・要求精度 MIP Gap = (上界値 - 下界値) / 上界値：高需要断面0.3%、低需要断面1.0%、

- シミュレーション結果として、SCUC③（緑色ロジック）の計算時間（収束性）については、下表のとおり、短時間で解が得られていることが確認できた。
- これは、前述の処理方法の工夫により、電源の起動停止制約等に抵触する（解が求まらない）状態が、概ね回避できたことに伴い、実質的に電源態勢が固定されたSCED（LP問題）の計算になった※ためと考えられる。
- 一方、この方法を採用した場合、SCUC①（黄色ロジック）に基づく電源態勢に比べ、SCUC③（緑色ロジック）に基づく電源態勢では、再エネ余剰断面において、再エネ抑制量が増加する傾向が見られたため、次頁において、その原因について分析を行った。

※ SCUC①とSCUC②で起動しているもの全てを起動（OR条件）すれば、電源の起動停止制約等が概ね回避できることが分かったため、更なるロジックの工夫（改善）としてSCUC②（青色ロジック）の電源起動のみ固定して、停止は固定しない（SCUC③での追加起動を許容する）ロジックとすると、今回の結果に比べて、電源の起動停止制約等は回避しつつ、起動台数の減少・再エネ抑制量増加幅の縮小が図れるとも考えられる。

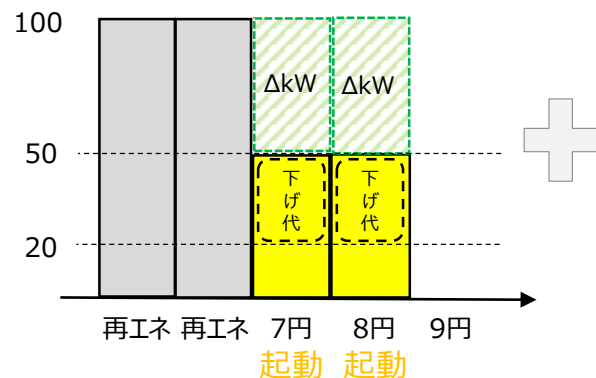
需給断面	離散変数の削減 (Presolve後)	計算時間	解精度 MIP Gap
高需要 (7/31)	60,227 → 1,872	48.69秒	0.00%
低需要 (4/27)	60,227 → 1,872	158.58秒	0.00%

- 前述の、SCUC③（緑色ロジック）で再エネ抑制量が増加した原因としては、再エネ余剰断面（系統）において、別ロジック（SCUC②）による電源起動を追加したことで、最低出力分の差替が必要になるものの、下げ代不足（確保制約）により、火力ではなく再エネ抑制で対応したためと考えられる。
- この点については、実需給に向け、時間前同時市場等を通じ、想定需要とこれに基づく電源態勢は収斂していくことも期待されるため、前日同時市場における再エネ抑制量の多寡自体が直ちに問題とはならないと考えられる※ものの、SCUC①（黄色ロジック）とSCUC②（青色ロジック）の起動電源を全て起動するロジックの場合、このような課題もあると考えられる。

※ 前日夕方に出力制御指示が必要なオフライン事業者や、市場を通じたFIP電源等の約定には影響することもあると考えられる。

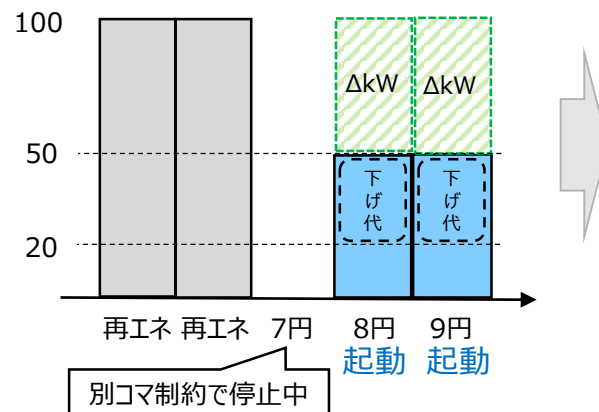
【SCUC①（黄色ロジック）】

小売入札需要：300
調整力必要量：100
下げ代必要量：60



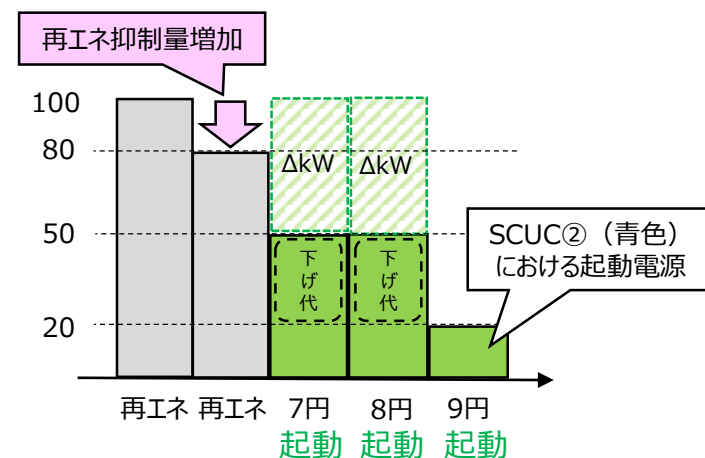
【SCUC②（青色ロジック）】

TSO想定需要：300
調整力必要量：100
下げ代必要量：60



【SCUC③（緑色ロジック）】

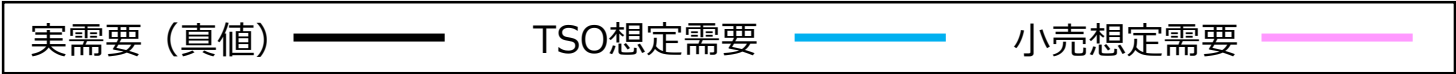
小売入札需要：300
調整力必要量：100
下げ代必要量：60

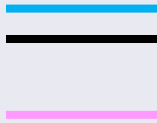
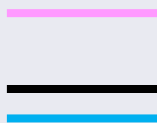
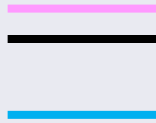


- 案①、案②の技術的な課題、制度的（建付けの）課題、TSO収支の影響評価や、そもそもの想定需要分析などの検討を行った。

大項目	中項目	概要
TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握	前日想定需要の正確性	・TSO・小売想定需要の正確性の検証（作業部会議論の振り返り）
	TSO想定需要と小売想定需要の関係性	・実需要含めた大小関係の把握
案①に関する検討	案①のケーススタディ	・需要の大小関係などに基づく特徴・得失の把握
	SCUC③（緑色ロジック）の処理方法	・各種ケースを想定したロジック処理方法の検討
	SCUC③（緑色ロジック）の収束性	・広域連系系統を模擬したシミュレーションの実施
案②に関する検討	需要予測精度がTSO収支に与える影響	・需要傾向把握を踏まえたTSO収支の影響確認
	需要以外の要因がTSO収支に与える影響	・電源差替、再エネ変動等による影響確認 ・TSOによるゲーミングリスク確認
	TSOによる市場取引の建付け	・現行制度も踏まえたTSOによる市場取引の建付け
案①と案②の傾向分析	市場価格傾向（uplift含む）	・電源態勢が変わることによる市場価格の傾向
	電源差替等の関係性	・黄色ロジックによる電源差替等の結果を青色ロジックに反映（連携）する方法

- 案②は反対売買によりTSO収支が変動する仕組みであり、売買量は小売入札需要との差で決まる一方で、価格については経済差替や再エネ変動等、他の要素でも変動し得る。
- この点、まず需要想定誤差がもたらす影響については、各パターンごとに下表のような傾向となる（詳細次頁以降）。

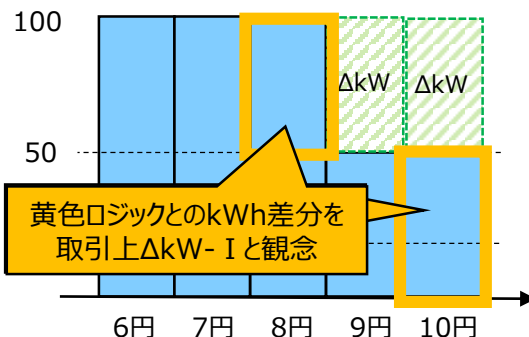
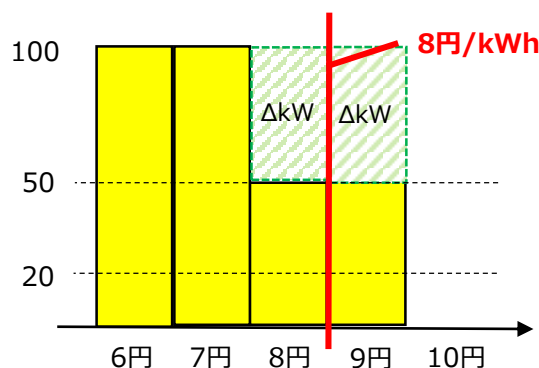


	パターン Ⅰ	パターン Ⅱ	パターン Ⅲ-1	パターン Ⅲ-2	パターン Ⅳ-1	パターン Ⅳ-2	パターン Ⅴ	パターン Ⅵ
分類	過小データ		その他データ				過大データ	
傾向 (大小関係)								
コマ数 (頻度)	4,053コマ (約23%)	1,441コマ (約8%)	1,802コマ (約10%)	1,407コマ (約8%)	692コマ (約4%)	498コマ (約3%)	3,790コマ (約22%)	3,837コマ (約22%)
TSO 誤差率	▲0.98%	▲1.45%	0.46%	1.17%	▲0.46%	▲1.02%	1.98%	1.96%
小売 誤差率	▲2.01%	▲0.88%	▲1.28%	▲0.46%	1.36%	0.42%	1.21%	3.23%
TSO 収支影響	TSO収支は 概ねプラス	TSO収支は 概ねマイナス	TSO収支は 概ねフラット ※誤差率上はプラス寄り		TSO収支は 概ねフラット ※誤差率上はプラス寄り		TSO収支は 概ねマイナス	TSO収支は 概ねプラス

- 【小売入札需要：300】

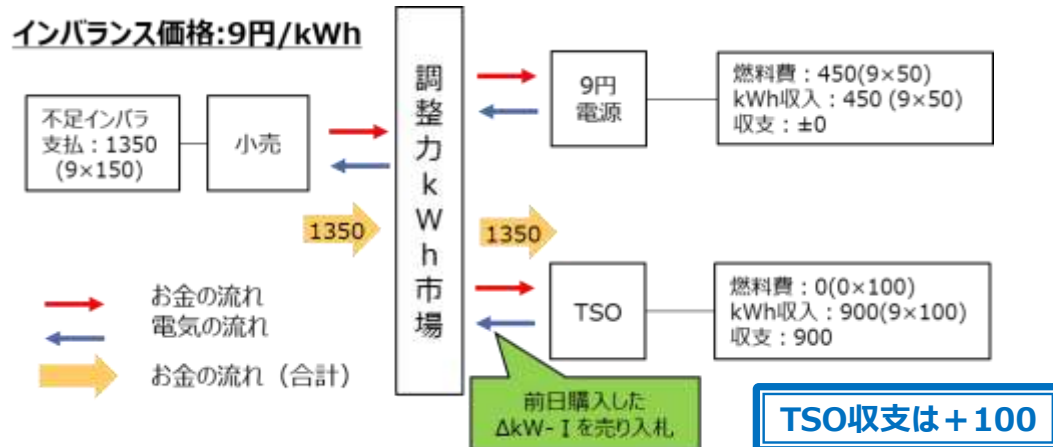
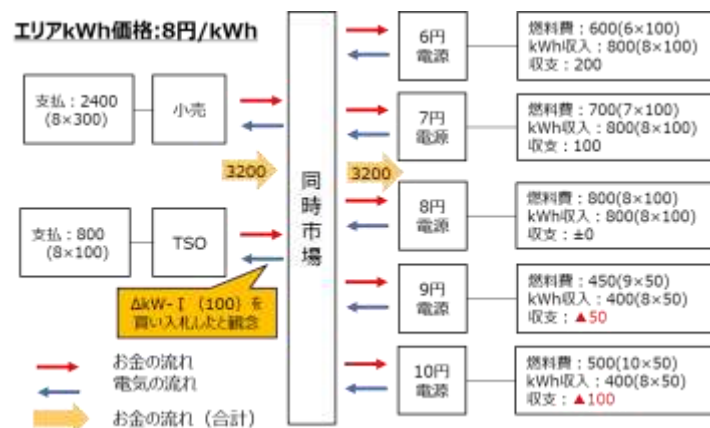
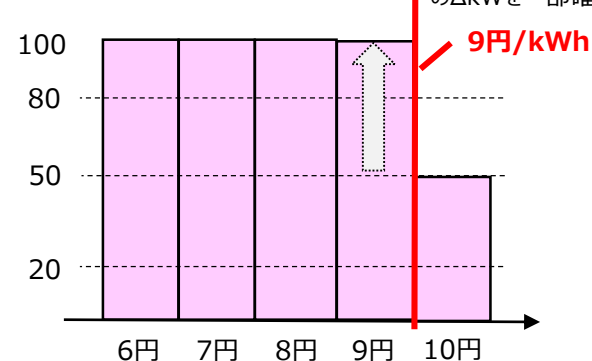
 $\angle$

【TSO想定需要：400】



【実需要：450】

- ・実際にはGF/LFC用の ΔkW を一部確保



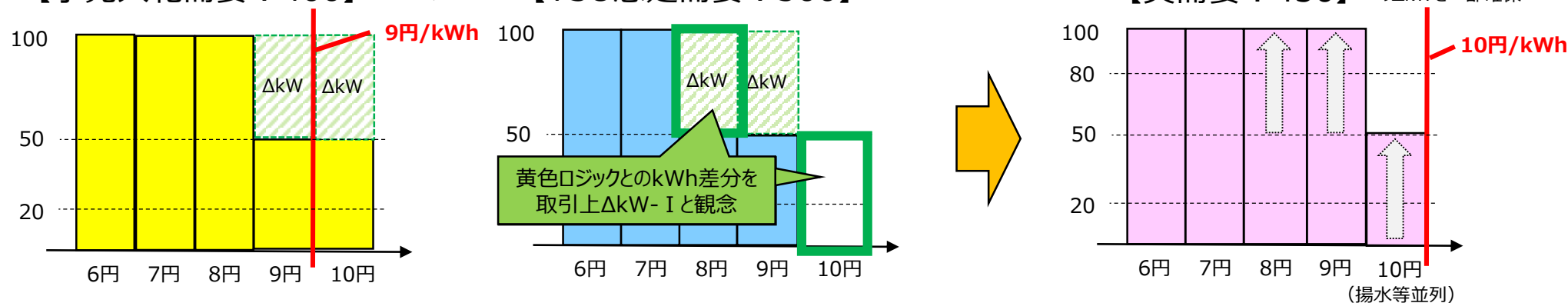
- 需要想定傾向が「実需要>小売入札需要>TSO想定需要」であった場合の金銭の流れは以下の通り。
- TSOは、前日に $\Delta kW-I$ を売電したと観念される一方、実際には発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を買い入札（反対売買により相殺）する形となり、本ケースにおいては概ね上げ調整に活用される。
- 上記、前日～実需給取引により、TSO収支はマイナスとなり、これは $\Delta kW-I$ 確保費用について前日予測を外したTSOが収支相殺の形で最終的に負担していることと同義であり、負担の考え方としても整合している。

【小売入札需要：400】

>

【TSO想定需要：300】

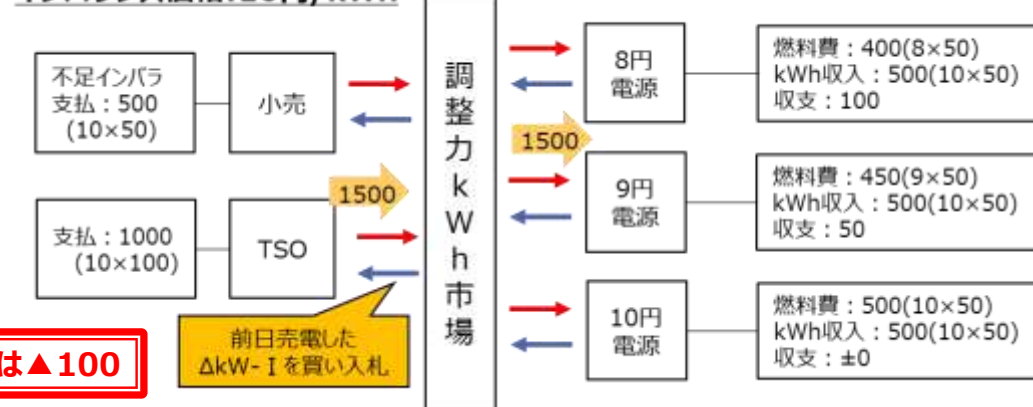
【実需要：450】

・実際にはGF/LFC用の ΔkW を一部確保

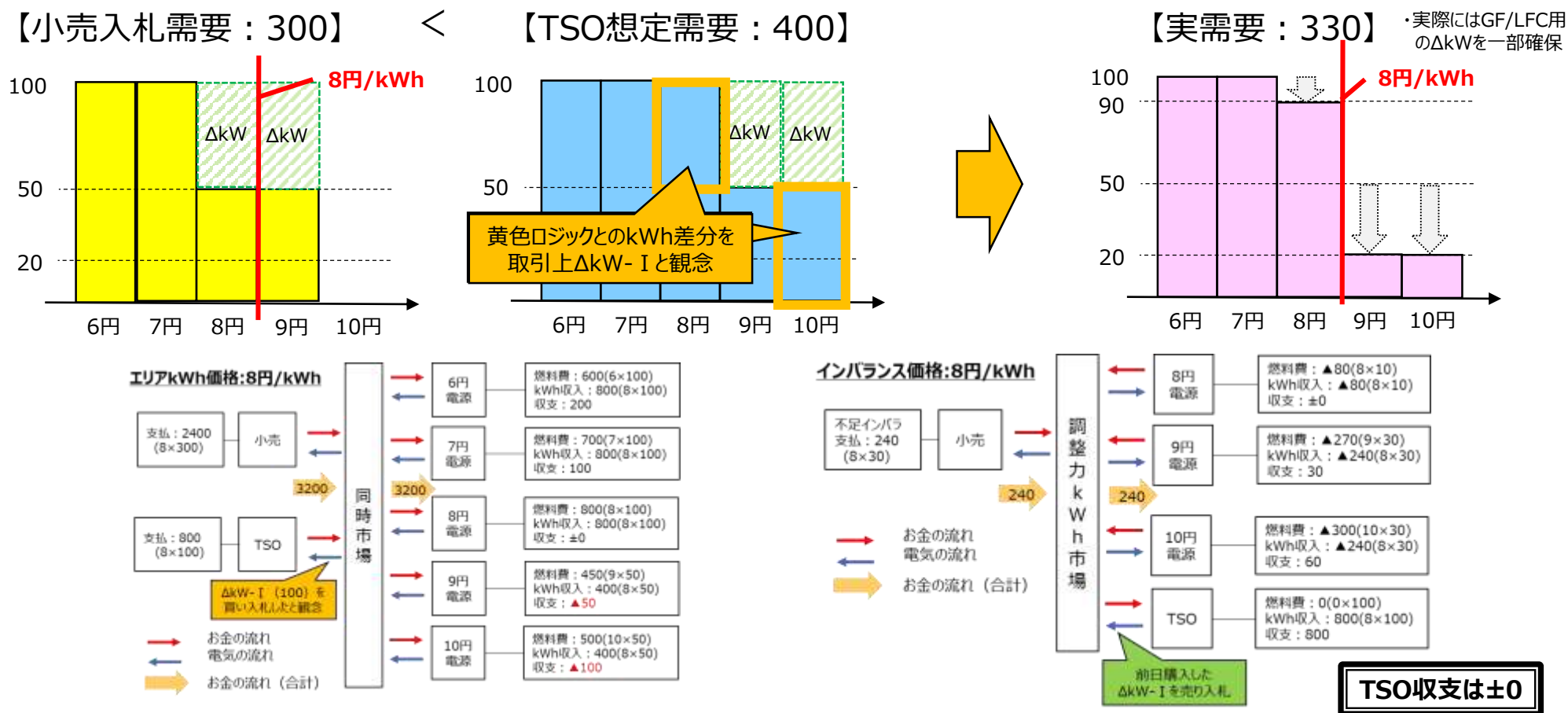
エリアkWh価格:9円/kWh



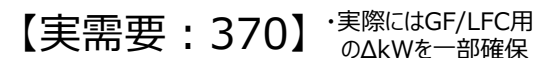
インバランス価格:10円/kWh



- 需要想定傾向が「TSO想定需要>実需要>小売入札需要」であった場合の金銭の流れは以下の通り。
- TSOは、前日に $\Delta kW-I$ を購入したと観念される一方、実際には発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を売り入札（反対売買により相殺）する形となり、不足インバランス充当と下げ調整両方に活用される。
- 上記、前日～実需給の取引により、TSO収支はフラットとなり、これは前日予測精度についてTSO・小売双方ともに一定程度当てている（外している）ため、負担がフラットになっている状態で、負担の考え方としても整合している。

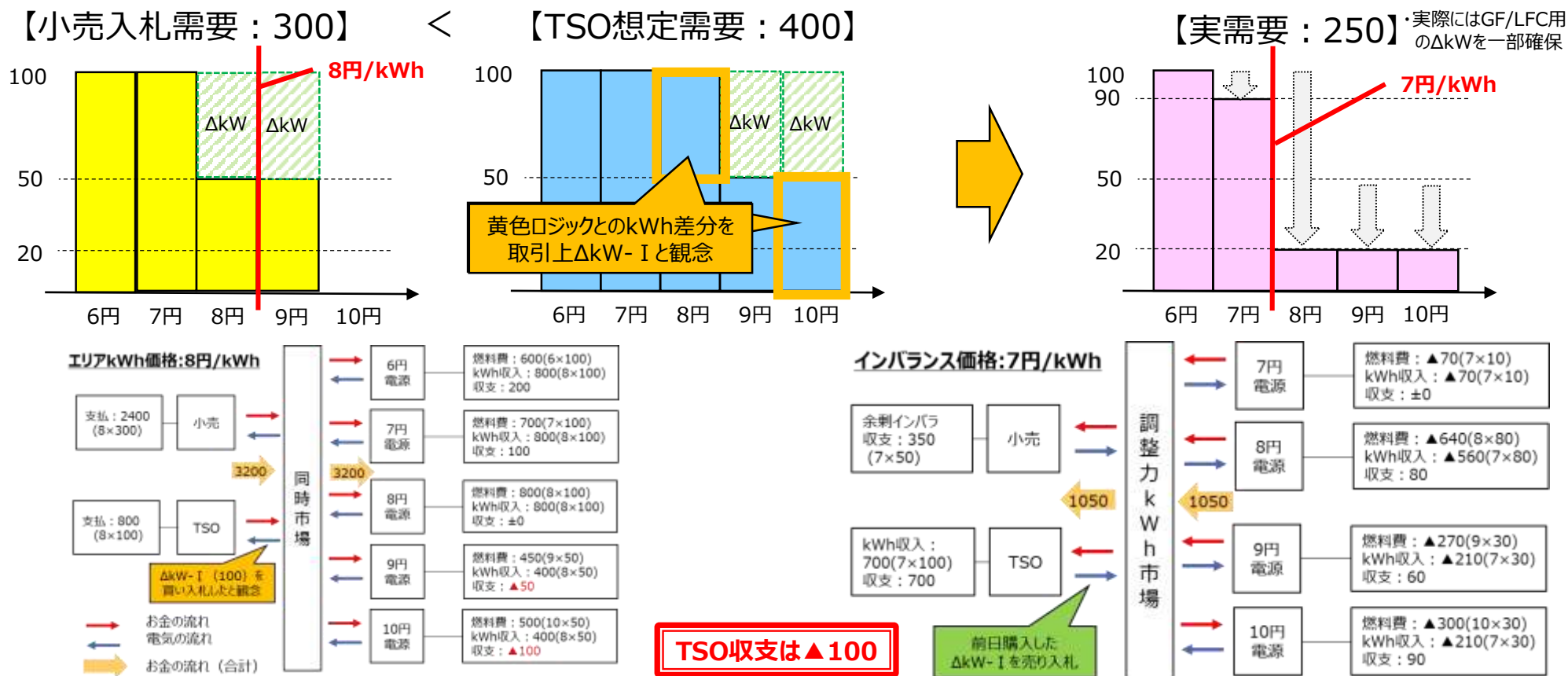


- 【小売入札需要：400】 > 【TSO想定需要：300】



TSO収支は±0

- 需要想定傾向が「TSO想定需要>小売入札需要>実需要」であった場合の金銭の流れは以下の通り。
- TSOは、前日に $\Delta kW-I$ を購入したと観念される一方、実際には発電・需要を有しないため、実需給断面において $\Delta kW-I$ を売り入札（反対売買により相殺）する形となり、本ケースにおいては概ね下げ調整に活用される。
- 上記、前日～実需給取引により、TSO収支はマイナスとなり、これは $\Delta kW-I$ 確保費用について前日予測を外したTSOが収支相殺の形で最終的に負担していることと同義であり、負担の考え方としても整合している。



- 【小売入札需要：400】 > 【TSO想定需要：300】 【実需要：250】・実際にはGF/LFC用のΔkWを一部確保

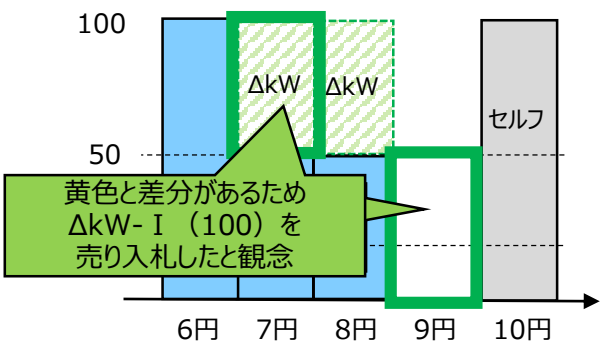
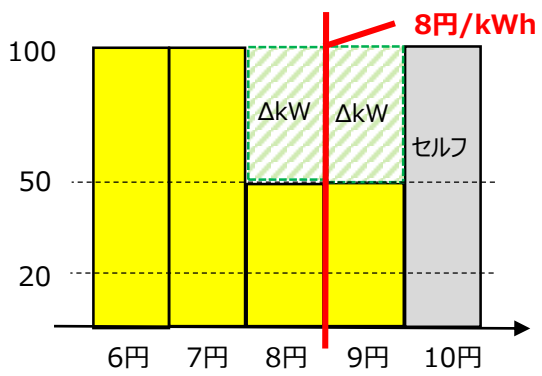


- 続いて、SCUC①の入札に小売買い入札だけでなく、経済差替用の発電買い入札が存在する場合の影響を検討。
- 経済差替により、SCUC①の入札需要とSCUC②の想定需要に乖離 (ΔkW - I 取引) が発生することもあり得るが、経済差替対象であるセルフ電源はプライステイカーであり、かつ、経済差替成立後はセルフ電源・発電買い入札共になくなる (次の断面で相殺される) ため、経済差替行動は ΔkW - I のお金の流れに影響を与えないと考えられる。

前日同時市場

【入札需要 : 300+100 (差替)】

> 【TSO想定需要 : 300】



【 ΔkW - I のお金の流れ】
(前日同時市場断面)
・8円で100売り (800円収入)
(時間前同時市場断面)
・8円で100買い (800円支出)
(実需給断面)
・青黄の差分がないため取引なし
⇒TSO収支は±0

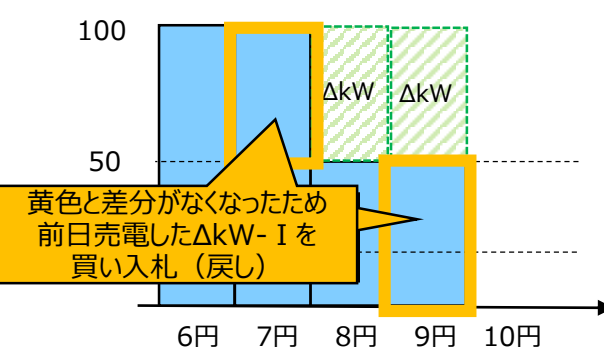
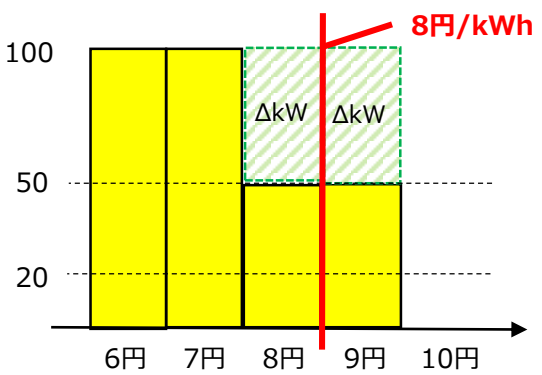
※ 経済差替用の買い入札が約定したことで
セルフ電源 (10円) は次の断面で停止

【入札需要 : 300】

=

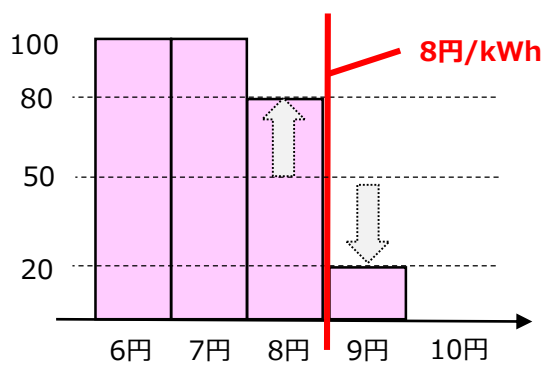
【TSO想定需要 : 300】

時間前同時市場



【実需要 : 300】

・実際にはGF/LFC用の
 ΔkW を一部確保



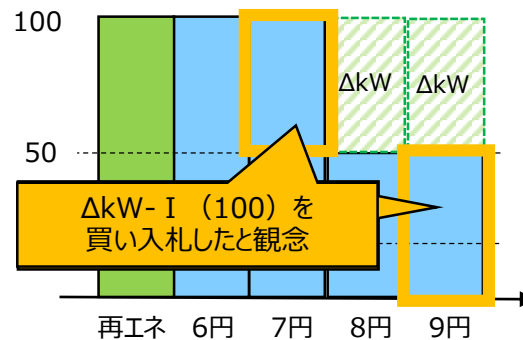
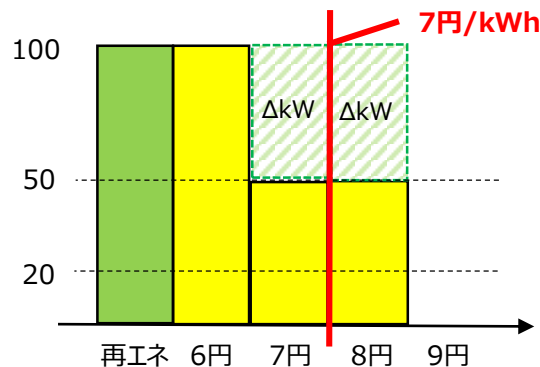
- また、SCUC①の約定価格は、小売入札需要だけでなく、変動性再エネの上振れ・下振れによっても影響を受ける。
- この点、 ΔkW -I 取引量はSCUC①の入札需要とSCUC②の想定需要の差によって決まる一方で、 ΔkW -I 取引価格が変動性再エネの上振れ・下振れ等その他要因によって変わることによって、 ΔkW -I のお金の流れがどのようなのか（整合的となっているか）次頁以降において確認を行った。

前日同時市場

【入札需要：300】

<

【TSO想定需要：400】



【 ΔkW -I のお金の流れ】

（前日同時市場断面）

・7円で100買い（700円支出）

（時間前同時市場断面）

・9円で100売り（900円収入）

（実需給断面）

・青黄の差分がないため取引なし

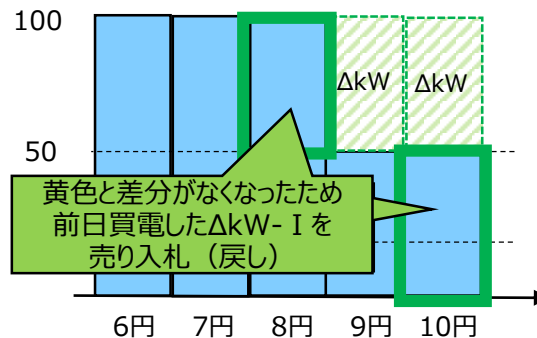
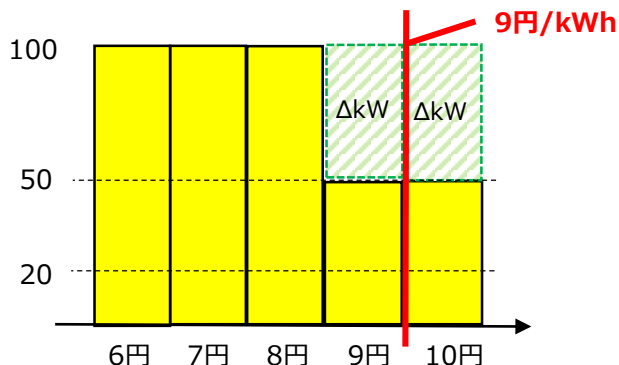
⇒TSO収支は+200円

※ 前日～時間前にかけて変動性再エネが下振れ（100→0）した場合

【入札需要：400（想定見直し）】

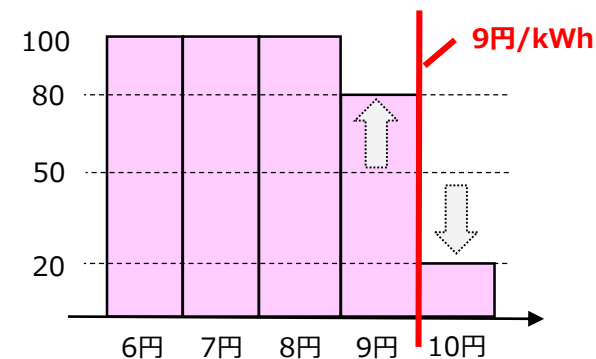
=

【TSO想定需要：400】



【実需要：400】

・実際にはGF/LFC用の ΔkW を一部確保



- TSOの昨日予測が当たっていることを前提に、再エネ上振れ・下振れの大小、「TSO想定需要>小売入札需要」「小売入札需要>TSO想定需要」時の処理など様々なケーススタディを行った結果は下表のとおり。
- 「TSO>小売における再エネ上振れ量>小売見直し量」・「小売>TSOにおける再エネ下振れ量>小売見直し量」の一部ケースにてTSO収支が赤字になるも、再エネの上振れ・下振れは機会均等であり、それ以外のケースも含めて平均化するとTSO収支は黒字となることから、ΔkW- I のお金の流れとしては概ね整合的になっていると考えられる。

		ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥	ケース⑦	ケース⑧
前日 同時市場	小売入札需要	300	300	400	400	300	300	400	400
	TSO想定需要	400	400	300	300	400	400	300	300
	再エネ予測	100	100	100	100	100	100	100	100
	約定価格	7円	7円	8円	8円	7円	7円	8円	8円
	ΔkW- I 取引	700円支出 (100買い)	700円支出 (100買い)	800円収入 (100売り)	800円収入 (100売り)	700円支出 (100買い)	700円支出 (100買い)	800円収入 (100売り)	800円収入 (100売り)
時間前 同時市場	小売入札需要	350	350	350	350	400	400	300	300
	TSO想定需要	400	400	300	300	400	400	300	300
	再エネ予測	200 (上振れ)	0 (下振れ)	200 (上振れ)	0 (下振れ)	150 (上振れ)	50 (下振れ)	150 (上振れ)	50 (下振れ)
	約定価格	6.5円	8.5円	6.5円	8.5円	7.5円	8.5円	6.5円	7.5円
	ΔkW- I 取引	325円収入 (50売り)	425円収入 (50売り)	325円支出 (50買い)	425円支出 (50買い)	750円収入 (100売り)	850円収入 (100売り)	650円支出 (100買い)	750円支出 (100買い)
実需給断面 (調整力 kWh市場)	実需要	400	400	300	300	400	400	300	300
	再エネ実績	200	0	200	0	150	50	150	50
	インバランス価格	7円	9円	6円	8円	7.5円	8.5円	6.5円	7.5円
	ΔkW- I 取引	350円収入 (50売り)	450円収入 (50売り)	300円支出 (50買い)	400円収入 (50買い)	取引なし	取引なし	取引なし	取引なし
TSO収支		▲25円	+175円	+175円	▲25円	+50円	+150円	+150円	+50円

※ 約定価格は簡単のため、残余需要（需要－再エネ）が50変化すると0.5円ずつ変化するものとした。

- 参考として、TSOによる変動性再エネの前日予測値については、GCまでの（GC予測値に対する予測誤差として）上振れ・下振れがほぼ同程度発生していることが確認されている。
- また、再エネの上振れ・下振れにより、残余需要（需要－再エネ）が変化し、これに伴って市場価格が変化すると考えると、需要増加（再エネ下振れ時）による価格上昇率と、需要減少（再エネ上振れ時）による価格低下率については概ね同程度の変化になるといった傾向（試算結果）も得られている。

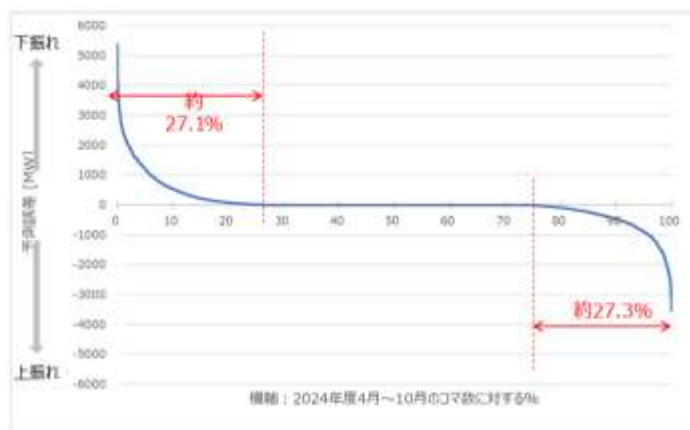
1. 実績比較

【参考】GC予測値に対する前日予測値（予測誤差）

3

- GC予測値と前日予測値の誤差実績を確認した結果、2024年度4月～10月の下振れと上振れがほぼ同程度発生していることを確認。

GC予測値に対する前日予測値のデレーションカーブ
(縦軸：前日予測値－GC予測値)



©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved



時間前市場価格・インバンス価格に関する試算結果（1 / 2）

10

- 前述の検証条件に基づき、時間前市場価格・インバ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限界費用等カーブ・夏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 (前日同時市場)	時間前市場価格 (時間前同時市場)	インバンス価格（調整力kWh市場）	
			V1/V2単価	Three-Partの 限界費用カーブ
需要増加ケース (時間前101%・ 実需給102%)	1.00	1.05	1.23	1.12
需要減少ケース (時間前99%・ 実需給98%)		0.95	0.86	0.87

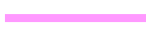
出所) 第54回需給調整市場検討小委員会（2025年3月4日）資料3別紙をもとに作成

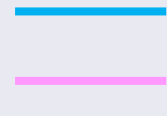
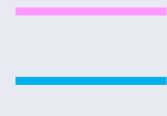
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/jukyu_shijyo_54_03_bessi.pdf

出所) 第9回 同時市場の在り方等に関する検討会（2024年5月22日）資料3をもとに作成

https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/009_03_01.pdf

- 前述の想定需要分析に基づく、電源の経済差替や再エネ出力予測の変動を考慮しても、TSO想定需要の方が小売想定需要よりも精度が高いと考えられるため、TSO収支がマイナスとなる場合の発生頻度は、プラスとなる場合の発生頻度と比較して低いと考えられ、また、誤差率（絶対値）もより小さいため、マイナス幅の方がプラス幅よりも小さい場合が多いと考えられることから、平均すると、TSO収支はプラスになると考えられる。
- また、このように少しでも実需要（真値）に近い想定をした方がプラス収支になる構造であることから、仮に、情報の非対称性があつたとしても、TSOによるゲーミングリスクについては殆ど考えづらいか。

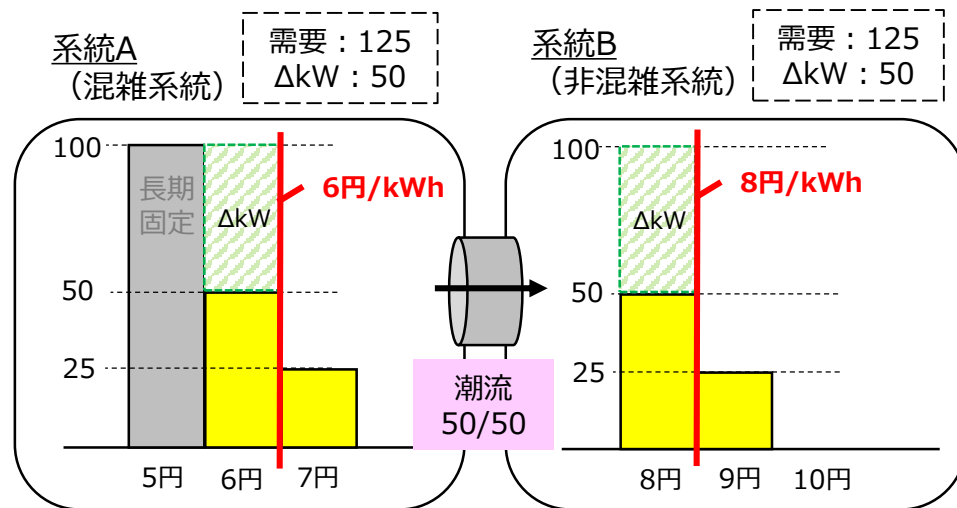
実需要（真値）  TSO想定需要  小売想定需要 

	パターン Ⅰ	パターン Ⅱ	パターン Ⅲ-1	パターン Ⅲ-2	パターン Ⅳ-1	パターン Ⅳ-2	パターン Ⅴ	パターン Ⅵ
分類	過小データ		その他データ				過大データ	
傾向 (大小関係)								
コマ数 (頻度)	4,053コマ (約23%)	1,441コマ (約8%)	1,802コマ (約10%)	1,407コマ (約8%)	692コマ (約4%)	498コマ (約3%)	3,790コマ (約22%)	3,837コマ (約22%)
TSO 収支影響	TSO収支は 概ねプラス	TSO収支は 概ねマイナス	TSO収支は 概ねフラット ※誤差率上はプラス寄り		TSO収支は 概ねフラット ※誤差率上はプラス寄り		TSO収支は 概ねマイナス	TSO収支は 概ねプラス

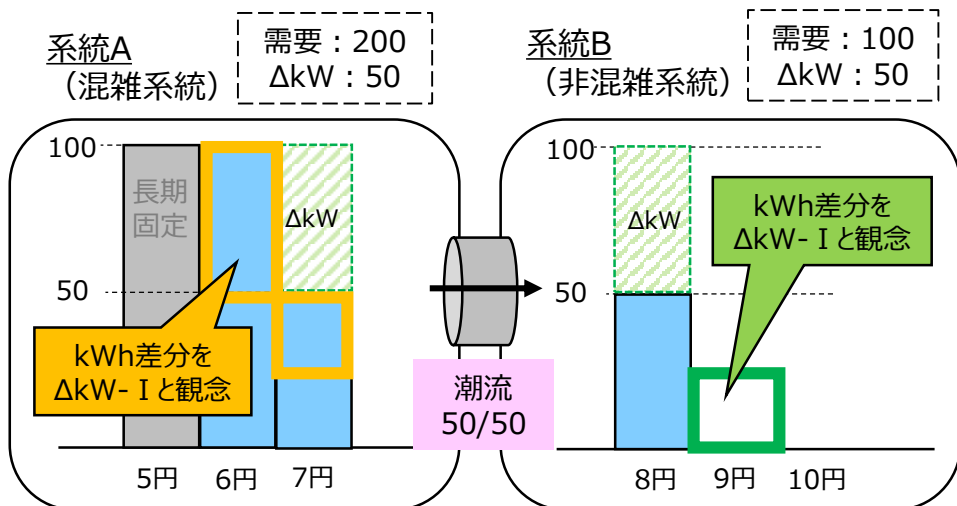
平均するとTSO収支はプラスになると考えられる
※ ただし、BGの収入補填をする場合、その影響も考慮する必要がある。

- 案①で課題となった混雑発生時も、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ （+時は買い、-時は売り）と観念して、青色ロジック結果で市場取引を行えば、約定・精算ならびにBGの同時同量計画は一致する。

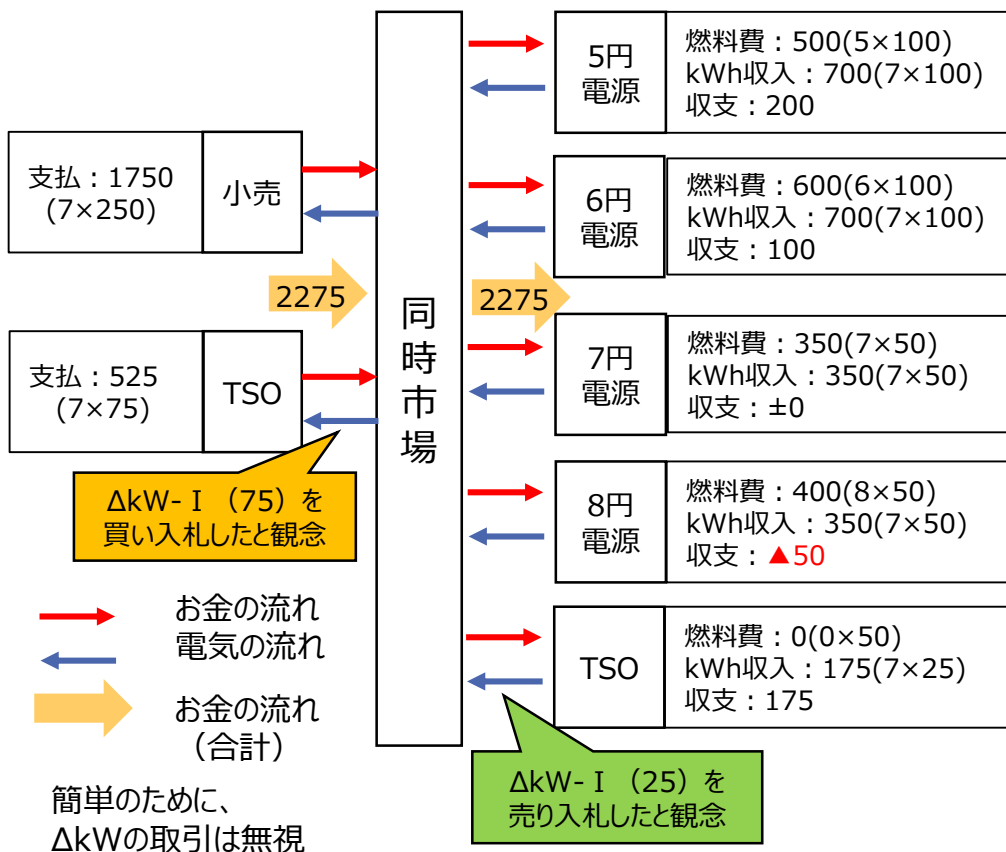
【SCUC①:小売入札需要250】



【SCUC②:TSO想定需要300】

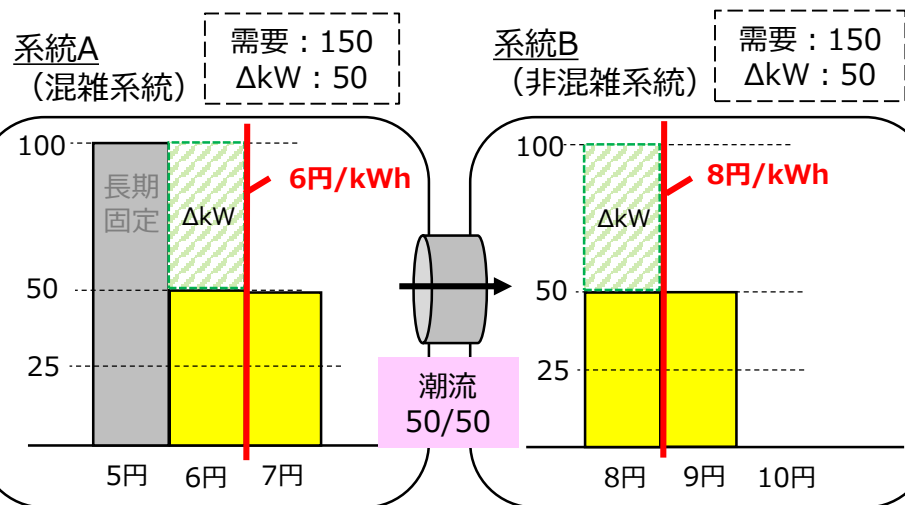


エリアkWh価格: 7円/kWh
 $((6 \times 125 + 8 \times 125) / 250)$



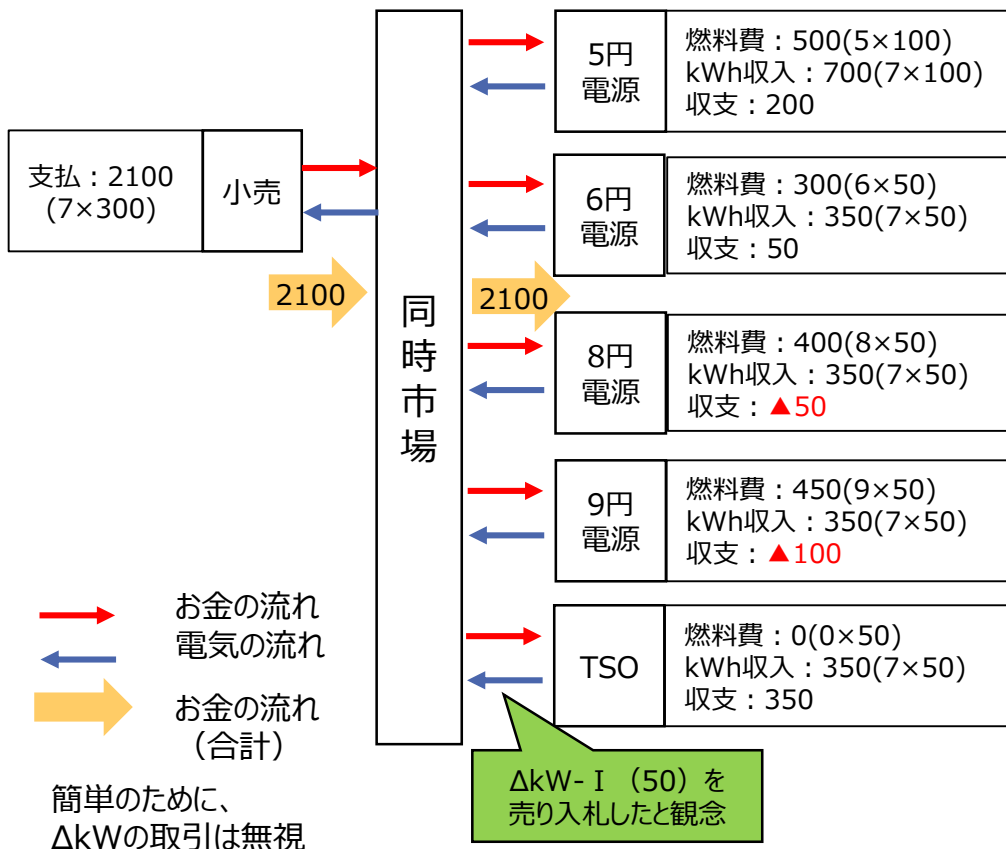
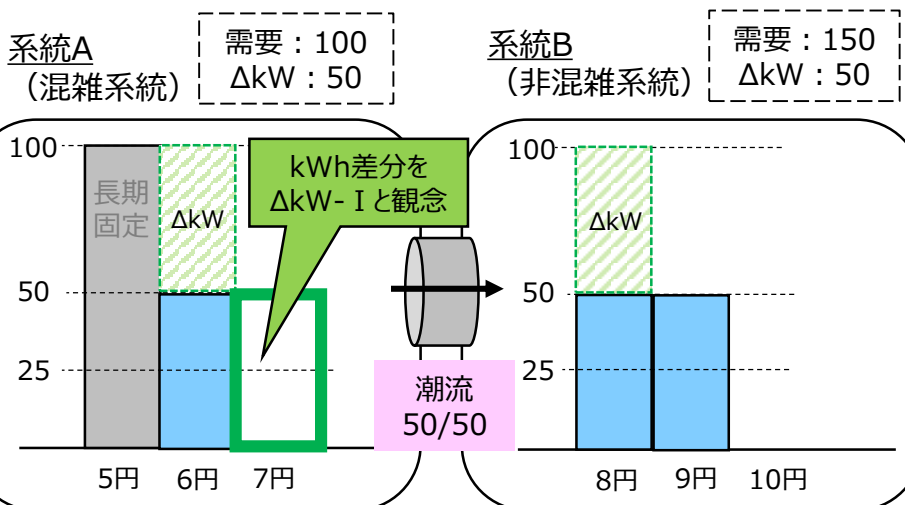
- 案①で課題となった混雑発生時も、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ (+時は買い、-時は売り)と観念して、青色ロジック結果で市場取引を行えば、約定・精算ならびにBGの同時同量計画は一致する。

【SCUC①:小売入札需要300】



エリアkWh価格: 7円/kWh
 $((6 \times 150 + 8 \times 150) / 300)$

【SCUC②:TSO想定需要250】



- 前述の通り、小売とTSOの負担の考え方としては整合的となるものの、青黄ロジックで電源起動・出力配分が異なる電源（増分となる領域）について、前日の当該電源の起動が織り込まれていない価格で精算され、 $\Delta kW-I$ として追加起動した価値（対価性）が正しく評価されていない点が課題となりうる。
- この点、例えば、市場取引（反対売買）の剰余金であるTSO収支の一部を用いて、前日価格とインバランス価格の差額分（下図例では100円（ $= (9円 - 8円) \times \text{増分領域} 100$ ））を補填することも考えられる※ののではないか。

※ 混雑発生時など、増分・減分両方あり得る場合は剰余金では賄えない（原資が不足する）状況になるため、剰余金の範囲内にする等別途工夫が必要。

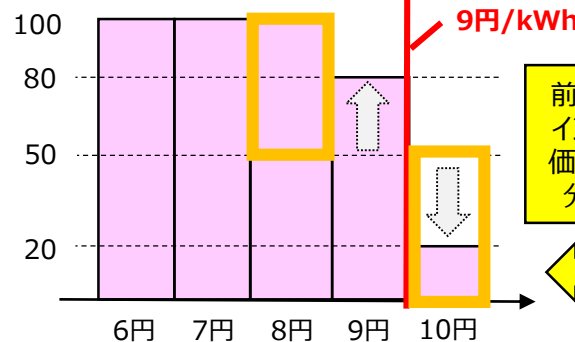
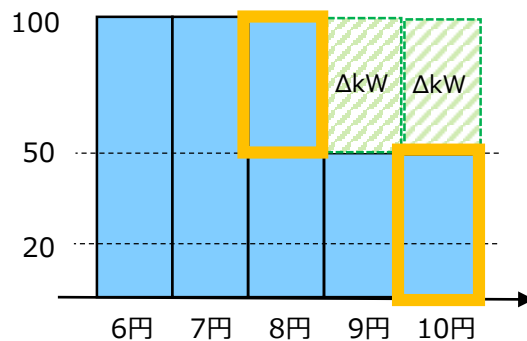
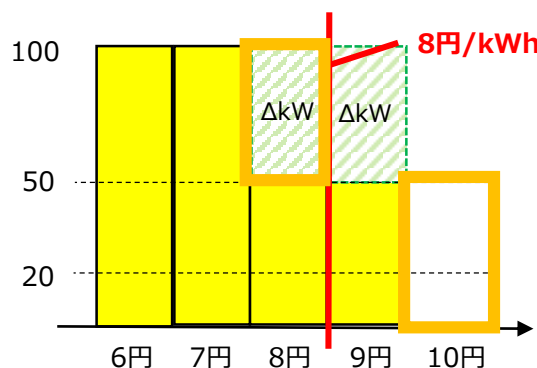
【小売入札需要：300】

<

【TSO想定需要：400】

【実需要：400】

・実際にはGF/LFC用の ΔkW を一部確保



前日価格と
インバランス
価格の差額
分を補填

エリアkWh価格: 8円/kWh

支払: 2400
(8×300)

支払: 800
(8×100)

同時市場

ΔkW-I (100) を
買い入れしたと仮定

→ お金の流れ
← 電気の流れ
→ お金の流れ (合計)

6円 電源	燃料費: 600(6×100) kWh収入: 800(8×100) 収支: 200
7円 電源	燃料費: 700(7×100) kWh収入: 800(8×100) 収支: 100
8円 電源	燃料費: 800(8×100) kWh収入: 800(8×100) 収支: ±0
9円 電源	燃料費: 450(9×50) kWh収入: 400(8×50) 収支: ▲50
10円 電源	燃料費: 500(10×50) kWh収入: 400(8×50) 収支: ▲100

インバランス価格: 9円/kWh

不足インバ
支払: 900
(9×100)

調整力kWh市場

前日購入した
ΔkW-Iを売り入れ

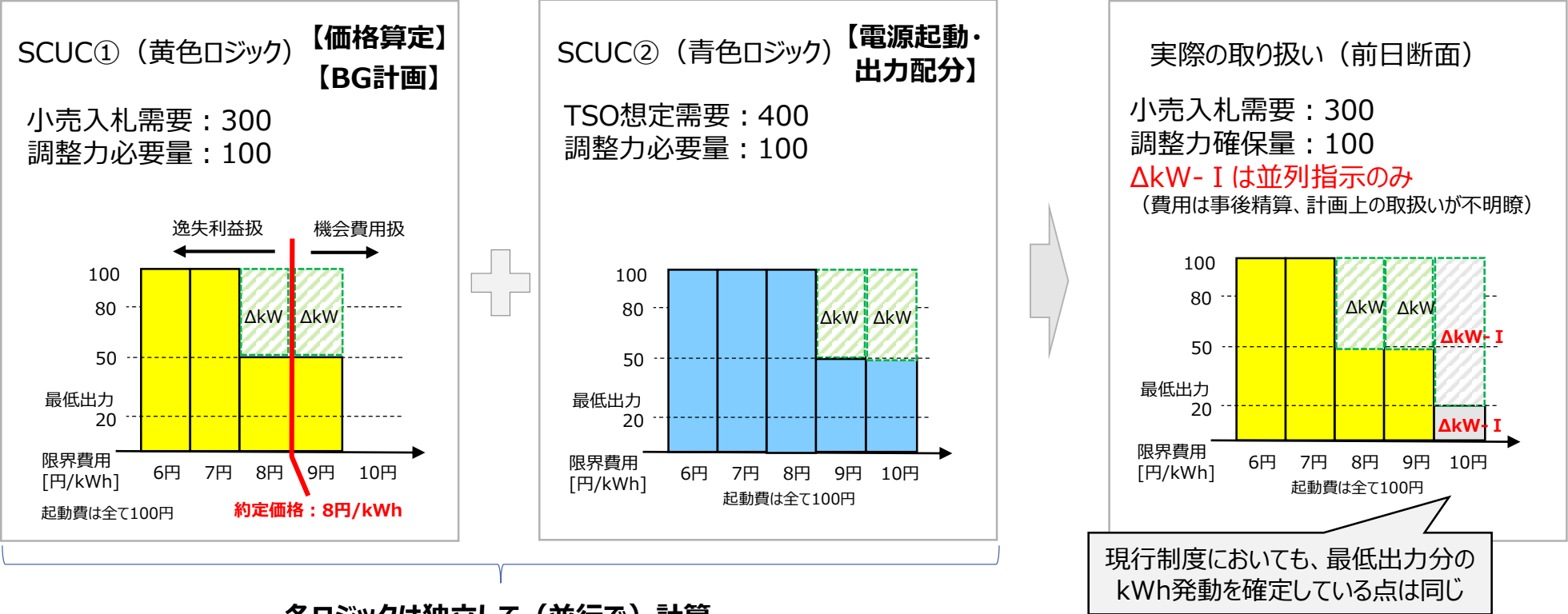
→ お金の流れ
← 電気の流れ
→ お金の流れ (合計)

9円 電源	燃料費: 270(9×30) kWh収入: 270(9×30) 収支: ±0
10円 電源	燃料費: ▲300(10×30) kWh収入: ▲270(9×30) 収支: 30
TSO	燃料費: 0(0×100) kWh収入: 900(9×100) 収支: 900

TSO収支は+100

- また、前回はTSOがkWh取引を行うことの是非についてご議論があったところ、現行制度においても、調整力不足・供給力不足に対応した余力活用による電源起動が可能であるところ、電源起動（並列指示）をした段階で最低出力分のkWhとしての発動が（改めて解列指示をしない限り）確定している点は同じ※となる。
- この点、GC前に発動を確定させた（そして発動キャンセルも可能な）調整力、すなわち調整力kWh価値の取引と考えれば、同時市場において新たなTSOの役割（kWh取引）が増えるということではなく、現行制度において実施している調整力kWh取引を同時市場を通じて実施するといった建付けになるとも観念できるか。

※ 同時市場においては、その電源起動（並列指示）を、市場を通じてBG計画に反映させるという点が異なるだけである。



- 現行制度から、TSOは需給調整市場を通じて、調整力 ΔkW 価値だけでなく、調整力 kWh 価値を取引する主体と整理されており、同時市場においてその役割（建付け）が大きく変わるものではないと考えられる。

2017年9月第10回制度検討作業部会
事務局提出資料

(参考) 容量市場と需給調整市場との関係（ kW 価値の取引）

- 需給調整市場という別個の市場で、一部の kW 価値を取引することとすれば、 kW 価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的な kW 価値の調達がしにくくなるとともに、 kW 価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下する。
- このため、国全体で必要な kW 価値は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とする ΔkW 価値は全て需給調整市場で取引することとしてはどうか。
- 容量市場で取引される kW 価値の対象範囲、需給調整能力を持つ電源の確保、事業者の費用負担範囲については、別途検討が必要。

市場	役割	主な取引主体
容量市場	● 国全体で必要となる供給力（kW価値）の取引	市場管理者（広域機関等） ※分散型の場合は小売電気事業者
卸電力市場	● 計画値に対して不足する電力量（kWh価値）の取引	小売電気事業者
需給調整市場	● ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力（ΔkW価値+kWh価値）の取引	一般送配電事業者

10

(緊急時の追加起動)

第32条 次の各号に定める場合（各号に定める事由について発生のおそれがある場合を含む）において、属地エリアの一般送配電事業者が必要と判断した場合、契約電源等に対し追加起動の指令を行うことができるものとし、指令にもとづいた起動が可能な契約電源等を有する契約者は追加起動の指令に対して速やかに従うものとする。

供給力不足対応

(1) 需給ひっ迫時の供給力確保に必要となる場合

調整力不足対応

(2) 必要な $\Delta k W$ が需給調整市場で調達できず、調整力の確保に必要となる場合

(3) N－1 故障時の残回線過負荷解消に必要となる場合

(4) N－2 故障時の単独系統維持に必要となる場合

(5) ブラックアウト復旧時の供給力確保（系統から受電した発電機の立ち上げ）に必要となる場合

(6) 試験時等の短期間作業時に系統安定上必要となる場合

(7) 発雷時等における重潮流線路の潮流抑制、または系統保安ポンプに必要となる場合

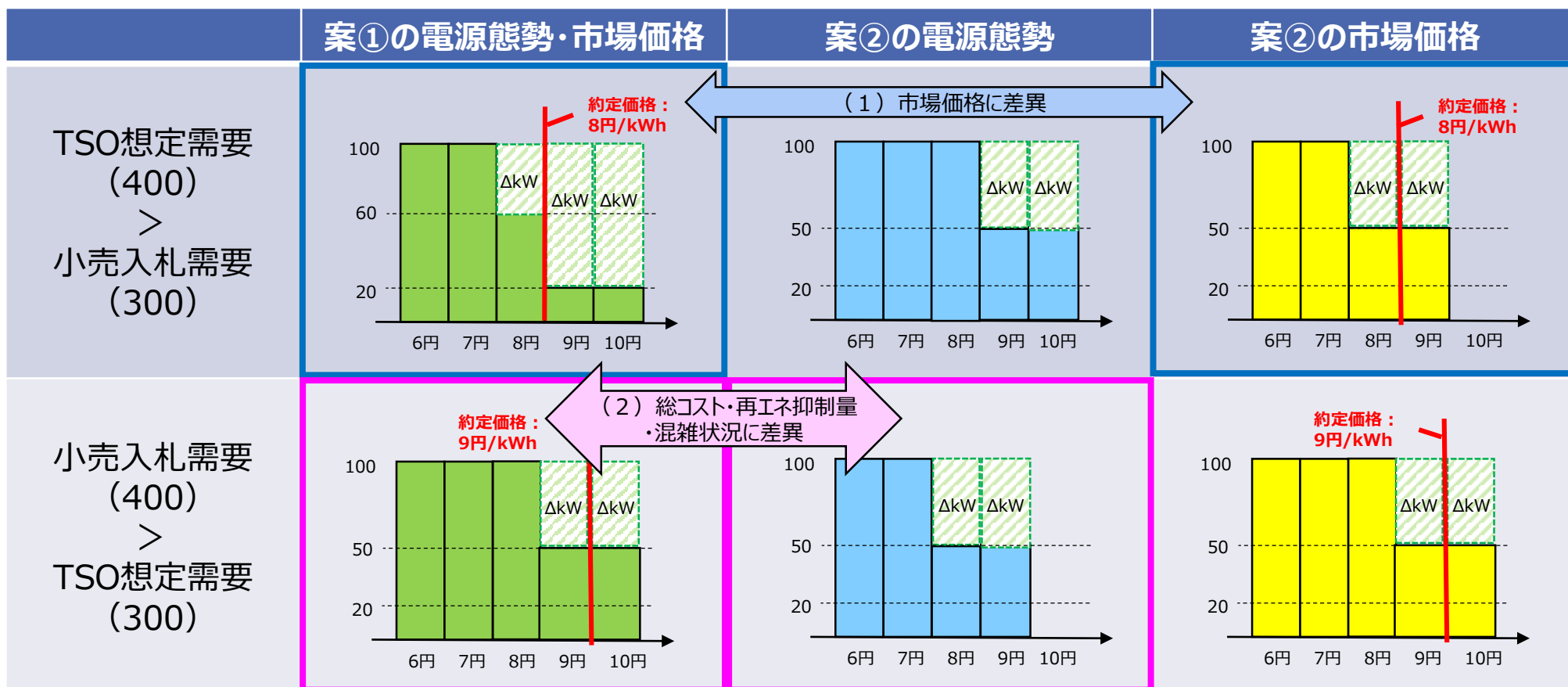
(8) 特異日（想定以上に再エネ変動影響が大きくなるGW等の軽負荷期）の電圧調整に必要となる場合

(9) 想定外の再エネ変動等に伴う混雑解消のための上げ調整力確保に必要となる場合

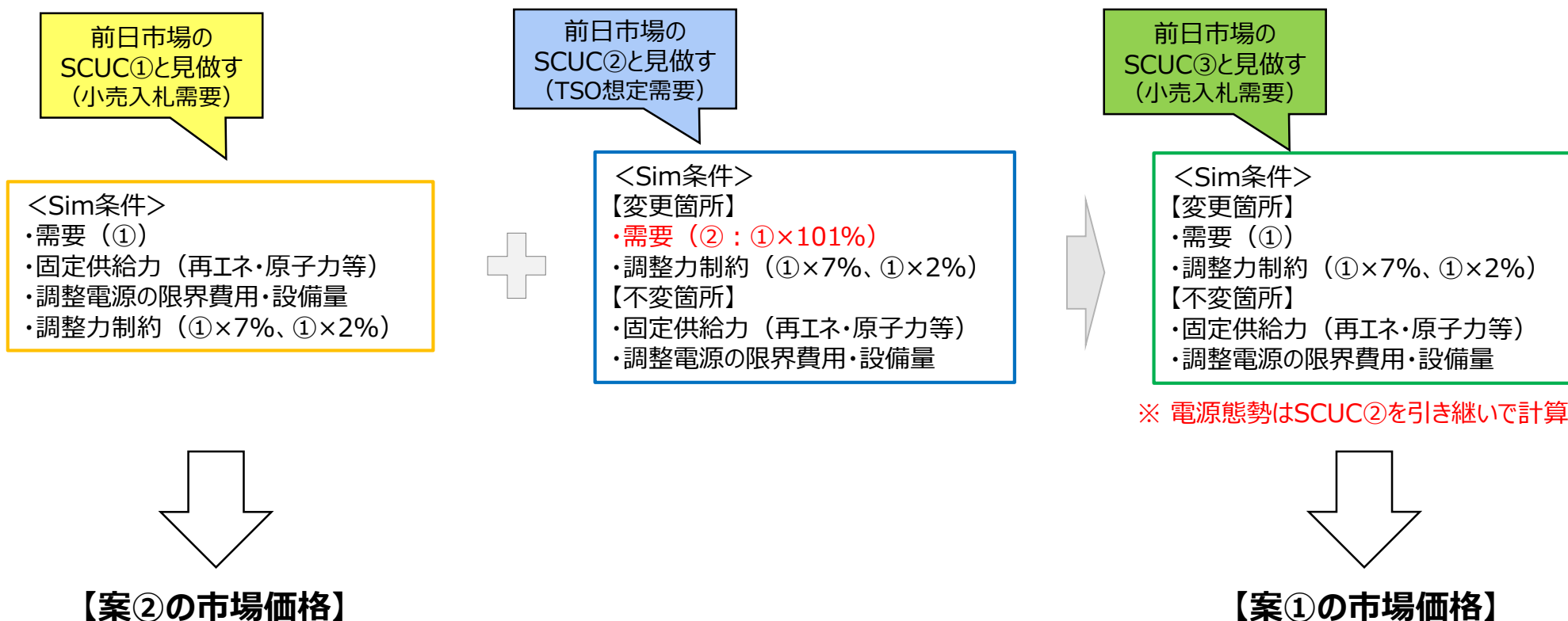
- 案①、案②の技術的な課題、制度的（建付けの）課題、TSO収支の影響評価や、そもそもの想定需要分析などの検討を行った。

大項目	中項目	概要
TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握	前日想定需要の正確性	・TSO・小売想定需要の正確性の検証（作業部会議論の振り返り）
	TSO想定需要と小売想定需要の関係性	・実需要含めた大小関係の把握
案①に関する検討	案①のケーススタディ	・需要の大小関係などに基づく特徴・得失の把握
	SCUC③（緑色ロジック）の処理方法	・各種ケースを想定したロジック処理方法の検討
	SCUC③（緑色ロジック）の収束性	・広域連系系統を模擬したシミュレーションの実施
案②に関する検討	需要予測精度がTSO収支に与える影響	・需要傾向把握を踏まえたTSO収支の影響確認
	需要以外の要因がTSO収支に与える影響	・電源差替、再エネ変動等による影響確認 ・TSOによるゲーミングリスク確認
	TSOによる市場取引の建付け	・現行制度も踏まえたTSOによる市場取引の建付け
案①と案②の傾向分析	市場価格傾向（uplift含む）	・電源態勢が変わることによる市場価格の傾向
	電源差替等の関係性	・黄色ロジックによる電源差替等の結果を青色ロジックに反映（連携）する方法

- 案①の案②の違いとしては、価格算定を行うロジックと、実際の電源起動（態勢）を決定するロジックが異なりうることによる差異・影響が考えられ、具体的には、「TSO想定需要＞小売想定需要」の時に（１）市場価格に差異が発生しうることや、「小売想定需要＞TSO想定需要」の時に、実需給に向け想定需要とこれに基づく電源態勢が収斂されなければ（２）総コスト・再エネ抑制量・混雑状況に差異が発生しうるということが考えられる。
- そのため、これらの差異がどのような傾向を示すのか、今回まず市場価格について、シミュレーションを通じて分析した。



- 案①と案②で、市場価格にどのような差異が発生しうるのか確認すべく、過去実施した広域連系系統での市場価格シミュレーションデータを活用し、傾向をより把握しやすくするため、年間通じて「TSO想定需要＞小売想定需要」となったケース（実際は年間の63%程度）を設定の上、案①と案②の市場価格に関する比較検証を実施した。



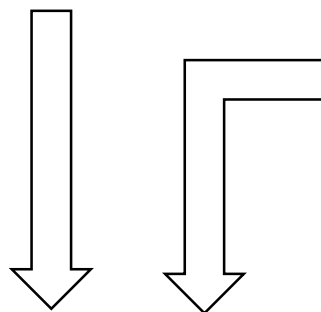
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

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



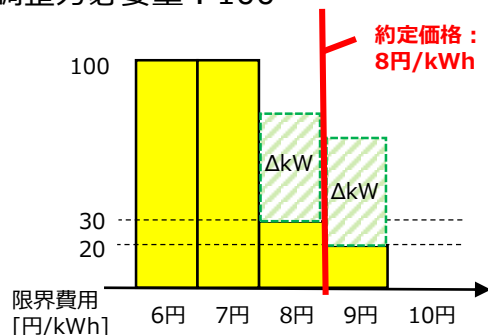
目的関数（総電源エネルギー費用最小化）

発電量×可変費（円/kWh）+ 起動量×起動費（円/kW・回）

- 年間通じて「TSO想定需要＞小売想定需要」となったケースのシミュレーション結果として、案①の市場価格と案②の市場価格では、平均すると案①が安価になる（「案①の市場価格」＜「案②の市場価格」）傾向が見られた。また、それに伴い、uplift（市場外補填）についても案①の方が多かった結果となった。
- これは、下図のとおり、同じ小売入札需要を用いて価格算定を行うにあたり、「TSO想定需要＞小売入札需要」時は基本的には案①（緑色ロジック）の方が電源起動台数が多いことから、最低出力台数増加に繋がり、最低出力機は市場価格を構成しないことから、市場価格（シャドウプライス）としては低下する方向になったと考えられる。
- 「小売入札需要＞TSO想定需要」時は同じロジックで価格算定する（逆の傾向とならない）ことから、**市場価格の傾向としては、基本的には「案①の市場価格」＜「案②の市場価格」になりやすい**と考えられる。
- ただし、実際にどの程度の頻度で「案①の市場価格」＜「案②の市場価格」になるか、及び、その場合の市場価格の差がどの程度のものかは、今回のシミュレーションでは分からず、また、案①と案②について、発電の収入・小売の支払が全体としてどのようになるかについては、kWh価格だけでなく、ΔkW価格、調整力kWh価格の水準や、アップリフト等個別補填の額にもよるため、総合的な考慮が必要と考えられる。

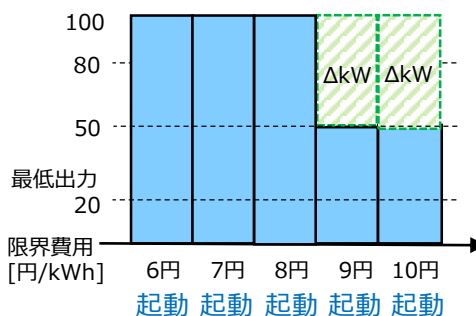
SCUC①（黄色ロジック）【案②の市場価格】

小売入札需要：250（弾力性有）
調整力必要量：100



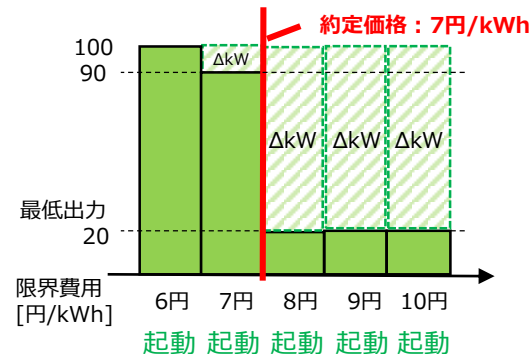
SCUC②（青色ロジック）

TSO想定需要：400
調整力必要量：100



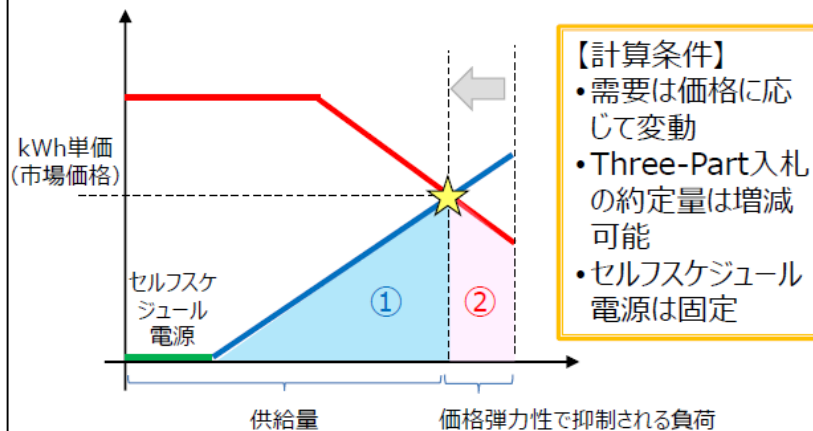
SCUC③（緑色ロジック）【案①の市場価格】

小売入札需要：250（ΔkWの区別は調整力確保量：100+α 別途整理）



- また、市場取引（**黄色ロジック**）による電源差替等（小売電気事業者の売り入札や発電事業者の買い入札）については、例えば、セルフスケジュール電源解列や揚水ポンプ負荷増加に繋がる等、電源起動・出力配分ロジック（**青色ロジック**）の計算条件自体が変更になることと同義になる。
- そのため、**黄色ロジック**による電源差替等の結果について、**青色ロジック**に反映（連携）する方法についても、検討を行った。

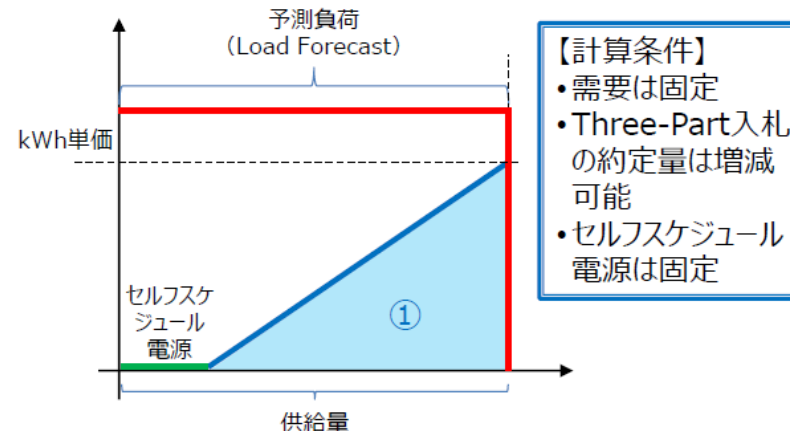
価格弾力性を考慮した電源起動・出力配分の最適化ロジック



買い入札の価格弾力性を考慮して、総起動費や燃料費等が最小となる電源起動・出力配分を算出。

⇒需給の交点を求めることや社会的余剰を最大化することと同義

従来の電源起動・出力配分の最適化ロジック



「予測負荷量 = 供給量」を満たし、かつ、総起動費や燃料費等が最小となる電源起動・出力配分を算出。

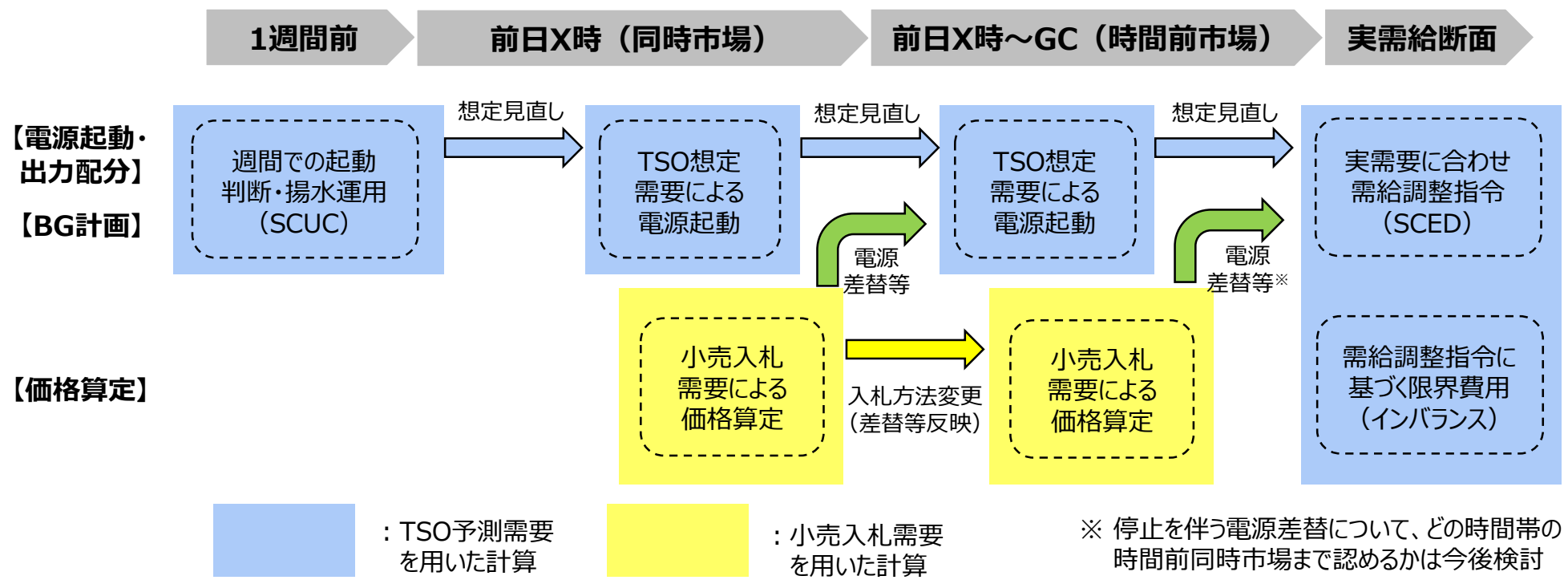
黄色ロジックによる電源差替等の結果

青色ロジックの計算条件自体の変更に該当

※セルフスケジュール電源：発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するものをいう。発電量を自社で確定させたい電源の入札の要否や入札の方法については、作業部会取りまとめの第3.7.3項を参照されたい。詳細な設計は今後の検討会で議論が必要。）

- この点、例えば前述の案②とした場合、**黄色ロジック（SCUC①）**・**青色ロジック（SCUC②）**はそれぞれ独立して（並行で）計算するため、**青色ロジック**の計算条件として、**黄色ロジック**による電源差し替等を反映する場合、下図の通り、シンプルに次の時間帯の同時市場に反映することが考えられるのではないかと。（現行制度において、市場取引後に電源差し替等を反映した発電計画を提出することと同じ構図となる）
- この点、次の時間帯まで反映できない遅延時間分だけ、追加起動できる電源が減少する懸念も有り得ることから、特に停止を伴う電源差し替について、どの時間帯の時間前同時市場まで認めるかについては、技術的観点を含めた検討が必要と考えられる。（今後、詳細検討の際に、実際の影響等を踏まえて深掘りしていく）

【同時市場における約定電源等の決定方法と約定価格の決定方法の相互関係性（イメージ）】



- 「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」について、青黄ロジックとして、本質的に「同時市場の約定結果の通知をもって、BG計画を組めるようにする」ことが重要であり、その運用・精算として、下記2案がある、
 - 案①：黄色ロジック（SCUC①）と並行で青色ロジック（SCUC②）を計算し、安定供給の観点からSCUC②の電源起動（態勢）を前提として、小売入札需要に基づく緑色ロジック（SCUC③）を改めて計算のうえで、SCUC③で価格算定とBG計画策定、ならびに実際の電源起動・出力配分を行う案
 - 案②：黄色ロジック（SCUC①）と青色ロジック（SCUC②）をそれぞれ独立して（並行で）計算し、SCUC①とSCUC②のkWh差分を取引上 $\Delta kW-I$ （+時は買い、-時は売り）と観念して、SCUC①で価格算定、SCUC②でBG計画策定と実際の電源起動・出力配分を行う案
- 青黄ロジックの運用・精算案（案①・案②）に対して検討した結果は以下の通り。
 - 【TSO想定需要と小売想定需要の傾向把握】
 - 全体としては、「TSO想定需要＞小売想定需要」であることが多く（年間の63%程度）、誤差率（絶対値）でみると、TSO想定需要の方が小さい（精度が良い）傾向が見られた。
 - 市場価格が小売の需要想定に与える影響や、小売・TSOの需要想定が将来的にどのように変化するかについては、今回は分析の対象外であり、今後の検討が必要。

【案①に関する検討】

- 処理方法の工夫（どちらかのロジックで起動している電源を全て起動等）により、電源の起動停止制約等に抵触するといった収束性の課題（解が求まらない状態）は、概ね回避可能と考えられる。
- ただし、今回検討したロジックは再エネ抑制量増加の傾向も見られた（電源起動の追加分に対して、火力ではなく再エネ抑制で対応したため）ため、今後、更なるロジックの工夫（改善）を行う必要がある。

【案②に関する検討】

- 今回の想定需要分析に基づくと電源経済差替や再エネ出力予測変動を考慮しても、TSO想定需要の方が精度が高いと考えられるため、TSO収支がマイナスとなる発生頻度は、プラスとなる発生頻度と比較して低いと考えられ、また、誤差率（絶対値）もより小さいため、マイナス幅の方がプラス幅よりも小さい場合が多いと考えられることから、平均すると、TSO収支はプラスになると考えられる。
- TSOによる市場取引の建付けについては、現行制度において実施している調整力kWh取引を、同時市場を通じて実施するといった建付けになるとも観念できるか。

【案①と案②の比較検証】

- 案①と案②の違い（差異）のうち、市場価格傾向としては、基本的には「案①の市場価格」＜「案②の市場価格」になりやすいと考えられる。
- 電源差替等の反映について、案②の場合、次の時間帯の同時市場に反映することが考えられ、これら方法の詳細については技術的観点を含め引き続き検討が必要である。

1. 同時市場に関する価格算定方法の検証の進め方
2. これまでの検討状況
 - － 1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 2. ΔkW 価格の追加検証
 - － 3. 調整力 ΔkW のパフォーマンス
 - － 4. 調整力kWhのシングルプライスオークション化
 - － 5. 約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性
3. まとめ

■ 検証Bにおける各検証項目の検討状況については下表の通り。引き続き、残る課題等について検討を深める。

項目	検討状況
地内混雑発生時の kWh市場価格	✓ 1エリアを二つのゾーンに分割した場合のkWh市場価格と市場外補填の多寡（傾向）について、複数のkWh価格算定の考え方にに基づき試算・比較検証を実施 ✓ このうち、ケース2（LMP加重平均）が実態を反映した価格に近く（価格シグナルとしての信頼性も高く）合理的な算定方法になっていると言える
ΔkW市場価格の 追加検証	✓ 新たに2通りのΔkW価格決定方法を提案し、「ΔkW価格とUplift規模感の定量評価」、ならびに「Two Settlement精算時の影響評価」について試算・比較検証を実施 ✓ このうち、ケース①（逸失利益＋SPA）が、ΔkW価格として高騰せず、市場価格の精算制度として平仄が取れた状態になるため、ΔkW価格決定方法の有力な候補となり得る。
調整力のパフォーマンス に応じた評価方法	✓ 対価付与を検討する対象商品は時間内変動に対応する商品である「一次（GF）」と「二次（LFC）」に限定すると整理の上、「③パフォーマンス価値（マイルージの評価）」を新たに設ける方向とし、評価方法等は今後検討
調整力kWhの シングルプライス オークション化	✓ 調整力kWh市場構造についてケーススタディを行い、同一時間帯の上げ下げ混在時は適切に精算され問題ないことを、インバランス料金については各5分コマの限界的なkWh価格（シャドウプライス）の加重平均により算定することで適切に精算され問題ないことが確認できた（シングルプライスオークション化について、大きな問題はないことを確認）
約定電源（青）と 約定価格（黄） の相互関係性	✓ 青黄ロジックの運用・精算方法として2案を定め、技術的な課題、制度的（建付けの）課題、TSO収支の影響評価や、そもそもの想定需要分析などの検討を実施

(参考)

検証Bに関する検討会での意見概要

- kWhについてもそうだが、 Δ kW価格についてはどのような枠組みの下で考えるべきかについても、まだまだ議論が必要。アップリフトもそうだが、価格シグナルとして信頼できるものが提示されるような形で、適用を行うことが必要。(五十川委員)
- kWh価格、 Δ kW価格、アップリフトは書かれているとおり検討していくことは重要だが、同時市場という制度全体とし3つを合わせて事業者報酬が適切なものになっているかなど、3つ合わせて市場メカニズムがきちんと働く仕組みになっているかという観点での確認が不可欠。だと思っております。例えば Δ kWの市場供出インセンティブにつながっていることなど、赤字補填の意味合いが強いアップリフトは、あまり高くないほうが良いなど、そういうところの検討も引き続きお願いしたい。(東京ガス)
- Δ kW価格の決定方法を考えていくに当たって、 Δ kWのリソースでの発電機や、もしくは蓄電池やDRといったさまざまなものが含まれると思っているが、これらのリソースの Δ kWとしての性能の違いというのを、どのように考慮していくかという観点も重要。リソースによって出力変更の指令に対する応答速度など、性能という観点では実際にはさまざまなものがあるので、やはり性能によって支払う対価を変えろといったような工夫も、必要になってくるのではないかな。例えば蓄電池のように、 Δ kWの提供によって費用回収を目指すリソースにとっては、特にそういった仕組みがあるということが必要になってくる。(河辺委員)
- 33スライドのカナダIESO方式と、34ページのLMPの加重平均価格、その次の35ページの米国のISO方式を比較すると、35ページの米国ISO方式も、いわゆる市場外での補填というものがなく、非常に合理的にできているような気がして、発電のゾーンに分けるといって、混雑しているところでゾーンに分けることはやるわけですけども、今の日本でも9エリア、混雑すればエリアごとに分けて価格が決まるわけですから、それを地域内でまたもう1つ何かゾーンをつくるというような、2つに分けてゾーンをつくるというようなイメージで、非常に合理的な考え方である。参考と書いてあるが、これも検討の対象になるのではないかな。(横山委員)
- 現行制度と同様に全国9エリアでのエリアプライスを算定するという前提に立つと、まだ日本では導入されていないノーダル制を前提としたPJMの仕組みを参考に、ケース2のようにLMPを用いることに違和感がある。地内の系統混雑管理の選択肢として、市場主導型にも柔軟に対応できるように技術検証を行うことに関しては、全く異論はないが、制度としてこれを組み込むかどうかに関しては、慎重な判断が必要。(JERA)
- 34ページのLMPの加重平均方式は、PJMでも似たような議論が今でも行われていると認識している。例えば上位系統のノードの数が数百と想定した場合に、これ加重平均方式になればある意味ノードの数が減っていくというか、ある意味では加重平均になるわけですから、価格シグナルは減っていく方向になっていく。複数ノードを束ねる場合は、加重平均が複数ノードを束ねるわけではないにしても、市場に発信されるシグナルとしては、束ねられるのと同義だと思っていて、これがLMPの精度に影響を与えて、ある意味では価格シグナルとして誤ったメッセージを送る可能性もある。その場合、結局は地内混雑の回避にならない可能性もある。例えばこれは少し次元が違いますが、PJMでアグリゲーターが事業をやる時に、FERC Orderの2222でも議論されましたが、ノードを指定しない場合は、LMPの精度に影響が出て問題だという議論は、PJMで行われている(エナジープールジャパン)
- 35スライドの米国ISO方式が、最も経済合理的な方式だと認識している。しかしながら現行の制度と比較すると、かなり大幅な変更を伴うので、実際社会実装する観点からは、非常にハードルが高いと認識しているが、大変理論的には経済合理的な最も美しい絵姿。最終目標としては米国ISO方式を目指すということで、その移行過程の中で、例えばカナダの方式であったり、加重平均であったり、あと36枚目でご提案いただいたような形でマイルストーンとしながら、米国ISO方式を長期目標として据えるという、そういう考え方もある。(小宮山委員)

- 33スライド目や、34スライド目ですが、ここでいずれの方式にせよ、発電費用の取り漏れが生じるケースがある。一方で ΔkW のところでは別途いわゆるアップリフトの議論がされている。アップリフトは基本的に起動費とか、最低出力費用とか、これを取り入れるかどうかということで、そこがある意味起動費の回収漏れ等をカバーすると、そういった思想かというように理解している。ここで言う発電費用の取り漏れは、最低出力費用とか、起動費は無視した上での話ということだとすると、これはいわゆる通常の変費というか、その取り漏れを意味するという理解で良いでしょうか。実際のところ私の認識では、PJMなどでこの辺を補填しているという認識がなかったが、実際に今どういった仕組みになっているかを教えていただけないか。青と黄色の相互関係性に関連して、52スライド目の青と黄色の関係ですが、もともと過去の議論の中で、TSOの予測需要のほうが大きい場合についてはTSO予測需要に合わせる、一方で小売り需要のほうが大きい場合については、約定は小売り需要に合わせる、こういうことになっていた。あまり電源起動に関してどうするかという議論は、明確にはされてこなかった。それは合理的だと思います。今の資料の前提では、黄色と青というのは、どちらかというそういった形で小売り需要が大きかった場合でも、基本的にはこれはTSO需要想定に合わせて電源を起動していく考え方なのか。これについて今後の議論、整理することなのか。（市村委員）

- 市場価格の算定に関して、系統混雑発生時のkWh価格の算定に関して、記載のとおり方向性でよい。基本的には、SCUC、SCEDで、しっかり系統制約を考慮することが、制度の趣旨でもございますので、系統制約を考慮した価格算定のほうが計算の複雑性が増す可能性はあるかとは思いますが、実際の電源運用を反映した価格形成ができますし、また市場参加者の皆様に対しても適切な価格シグナルを提供する面でもメリットがあるので、系統制約を考慮した価格算定を軸にして、今後検討を深める方向性が大切だ。その上で、恐らく今後、エリアの数や地点の数などが、重要な検討課題になる。基本的には、地点の数やエリアの数は、粒度を細かくすればするほど、より電力系統の実態を表す価格シグナルになるもの。細かい、荒い、その粒度によって価格の水準も変わり得るかと思しますので、今後、シミュレーションの結果も踏まえながら、検討を深めていく方向性が大変大切ではないか。(小宮山委員)
- ΔkW 価格を構成する三つの要素のうち、現状、機会費用と逸失利益の部分を中心にシングルプライス化に向けた検討が進められている。一方、その他(一定額)の部分については、A種電源の固定額であれば、事後的に織り込み可能との検証結果が示されておりますが、取扱いがまだ明確に定まっていない。この点についても、引き続き検討をお願いしたい。(JERA)
- TSO想定需要に基づき追加起動された電源、すなわち $\Delta kW - I$ については、小売事業者の需要予測誤差に対応する性質のものであり、安定供給の観点からは必要な調達であるものの、過剰に調達されれば、託送料金の負担増につながるおそれがある。このため、小売事業者が需要予測を適切に行うインセンティブ設定が必要であり、 $\Delta kW - I$ の負担を事業者負担の観点から、需要予測を外した小売事業者に、その一部を求めるのも一案である。合理的な負担方法の検討をお願いしたい。また、TSOによる $\Delta kW - I$ の調達は、コスト効率的なものであることが必要であることから、市場の状況によっては市場外での調達も可能な余地を設けるなど、柔軟な制度設計をお願いしたい。(監視等委)
- 36ページのアップリフトの費用負担につきまして、対象としてはkWh市場における起動費等の取り漏れや、 $\Delta kW - I$ の確保費用などが挙げられておりますけれども、それぞれの発生要因を踏まえて、受益に応じた合理的な負担の仕組みをご検討いただきたい。(送配電網協議会)
- 変動性再エネを調整力として活用する場合を想定すると、特に太陽光の場合というのは、市場価格が0円のときに使うことが想定されるので、そのときには機会費用もそもそもゼロなので関係ないとか、逸失利益はもともと再エネなのでゼロというふうに評価されてしまう。ただ一方、調整力として活用してもらうような再エネにもインセンティブを与えることによって、それを適正に使えるようになるかというのも、今後の検討課題に入っていると思うので、ぜひその点についてもよろしくをお願いしたい。(JPEA)
- ΔkW 価格に反映し切れない点に関しては、他のところで回収というか、その利益を獲得するということで、例えば、調整力 ΔkW あるいは調整力kWhのシングルプライス化、それからパフォーマンスに応じた報酬なども念頭に検討を深めていくと記載されている。 ΔkW シングルプライスオークション化の検討においても、逸失利益のみとすることによって、価格を極力抑える方向で検討が進めておられている。その他(一定額)に相当するものが一体どの部分に織り込まれているのかというのが、よく分からない部分があるので、今後検討を深めていく中で、この辺りを明らかにしていただきたい。(JERA)
- ΔkW の市場価格に関しては、同時市場全体から適正な収益が得られる制度を構築することが肝要である。その点で、今回の起動等に関する費用を抜いた形はあり得るところですし、意味のある分析である。ここでは、起動等に関する費用として、起動費と最低出力費用が挙げられているが、起動費だけに着目するケースは、そもそも概念的に合理性が低い。起動費だけを別枠として価格から除くような処理は、どのように根拠づけられるのか。その点で、ケースIのほうが分かりやすく、13ページの結果も見ると、 ΔkW 価格高騰も抑えられるということで、これを有力な候補とする今回のまとめは理解できる。ただし、この ΔkW 価格を仮に採用するとしても、同時市場全体で回収できない収益がどの程度発生するのか、upliftがどうなるのかという点は、今後、議論を進めていく必要がある。いずれにせよ、過不足なく収益が得られる制度を全体として、どのように構築するのかという視点で議論が進めばよい。(五十川委員)

- 前回にも案は複数あって、有力な案にならなかったものもあるというのは承知しているが、13スライドと31スライド目に書いてあるハイブリッド案は、現在も有力候補の一つであって、今回提案のケースの①、SPAとともに、今後、検討を深めていくという理解でよいかということを確認したい。その前提で、今回提案のケース①は、ハイブリッド案を比較すると、価格は確かに低減されているが、Upliftは逆に相当大きくなっているということで、発電事業者に適切な収益が得られるかとか、市場価格の信頼性がどうかという観点からはそれなりに、それはそれで課題がある。いずれの案を検討するにしても、報酬等をいろいろ工夫することによって、Upliftはできるだけ低減する方向でご検討いただきたい。(東京ガス)

【第15回検討会】

- 前回資料の20ページや21ページの例を見ますと、右下の市場外での補填額が、ケース1のカナダ方式よりもケース2のLMP加重平均価格のほうが大きい額になっている。これは注釈にもあるとおり、起動費それから最低出力費用は無視しているので、通常の変費の補填である。一方で、今回の検証では焚き増し電源への補填という部分がこの変費の補填に該当すると思うが、24ページを見ると、ケース1のほうが逆に4倍ぐらい大きい額になっている。この違いについて改めてご教示をいただきたい。(JERA)

【第16回検討会】

- この検討は、分かりやすく説明するために小さなモデルで検討して、案の違いをいろいろな混雑発生や小売の入札需要、TSO想定需要の大小関係で評価していてよく分かったが、最後の26枚目のスライドにある案①の得られた示唆で、新たな課題というのが出ている。その辺はやはり、大きな実際に近い系統で、どれぐらいこの技術的な課題が発生するのかというところを見てみたい。これは大変なシミュレーションになるかと思うが、できるだけ大きなネットワーク系統で、この検討をしていただきたい。例えば、逐次処理を3回やらなきゃいけないわけですけども、この計算時間長期化ということも、実際本当に起こるのか起こらないのか、どれぐらいの増分なのかというところを、3回やることによる増分について評価をいただきたい。それから、案②のほうなんですけれども、やはり一番気になるところは、31枚目のスライドや33枚目のスライドにあるように、TSO収支がマイナスになるケースが発生し得るところが、多分一番の懸念事項。そういう意味では大きなネットワークでシミュレーションしていただいて、どのぐらいTSO収支がマイナスになることがあるのかとか、それが結局1年間を通じてシミュレーションした時にどれぐらい差し引きでゼロに近づくとか、TSOの人にとってはプラスのほうがいいとは思いますが、どの程度のバランスになるのかというところをきちっと評価をした上で、案①、案②の比較というのを議論したほうが良い。調整力 ΔkW のパフォーマンスに関する検討は、まさにこの ΔkW のいわゆる高速な応答性というものを評価するということは、今後の蓄電池の大量導入で、蓄電池にこういう ΔkW を任せるという意味で、非常に重要。ただ、1点、リクワイアメントと最後のこの評価ということで、例えば一次調整力のリクワイアメント評価というのは、周波数が上がれば出力を下げに行き、周波数が下がれば出力を上げに行くという、そういう方向だけを見ているような理解をしている。そういうリクワイアメントと、実際こういう細かな応答をした時の評価というのが、本当にどういうふうに対応するのか。リクワイアメントはもうそれでいい、でも評価はきちっと最後にしてあげて、応答性の早いものに対価をあげるのかとか、その辺の整理を少ししていただきたい。(横山委員)

- ロジックの運用、精算案について、18ページにあるような形で案①と案②を提示いただいております。それぞれ固有の難しさがあると感じておりまして、案①については地内混雑が発生した場合に解の収束に問題がある可能性が指摘されています。これが運用上どの程度深刻なのかという点が、一つはあるかと思います。また、そもそもアイデアとして個人的にややしっくりきていない点がありまして、案①では20ページにあるように、SCUC③、これで価格算定とBG計画策定を行うわけですね。これは、電源態勢は②で固定した上で、そこに小売入札需要を割り当てたような形になっています。ここで付く価格というのがいったいそもそも何なのかという論点があるのではないかと。一方で案②についてです。検証では予測を外した主体に負担が生じる点が示されており、インセンティブの方法としては合理性があるということで理解しました。仕組みとしてはあり得るというふうに思うのですが、後の資5でもまた論点としてありますように、kWhとして確保することになると、送配電事業者が前日市場において常にその取引を行うということになりますので、市場運用の考え方として、かなり大きい話になるのではないかと。この点で、各市場参加者として違和感がないのであれば、検討の余地が十分あるのではないかと。続いて資料3-2についても簡単にコメントします。調整力 ΔkW に対する適切な対価についてですが、20ページにありますように、パフォーマンス価値の考え方を設けるということに賛同します。具体的にはこれから詰める必要があるわけですが、その評価方法について深掘り・検討していくということでよいのではないかと思います。もう一つ、後半の調整力kWhのシングルプライスオークション化についてです。49ページにまとめられている、懸念としてあった論点についてケーススタディーを行って、大きな問題が生じないということを確認したというのは、今回の一つ有用な結果ではないかと。(五十川委員)
- 案①、案②いずれも採用し得る方針だというふう認識している。そうした中で、案①に関しましては、ロジックとしては、全体としてとても整合の取れた良いロジックかなと思います。まず、黄色と青色、小売需要とTSO需要それぞれを踏まえてSCUCロジックを走らせて、その上で実際の電源起動・供給に関わる青色ロジックでのこの計算結果を踏まえて、改めて緑色のロジックを回して、市場取引とも整合する形で全体最適で計算するということで、ロジックとしては大変整合の取れた良いロジックかと思う。実際にこの緑色のロジックで改めて計算することが、計算時間長期化等で、なかなか社会実装の観点から難しい面がないのかどうか。技術検証の場におきましても、おそらく、これまでの計算を振り返りますと、直観では非常に、この青色ロジックで起動停止での得られた結果を前提に何かしら計算しても、より時間が長期化するような計算結果も、検証のところで見られた。なかなか扱う問題自体が非凸計画問題でございますので、やはり直観に相反するような形で計算時間が長期化する面もあるかと思います。この点は注意深く検証することが大事ではないかと。また、案②に関しましても、やはりTSOの需要が収支マイナスになる可能性がある。TSOの需要のほうが比較的大きい場合にもあると、6対4ぐらいだというお話も少しあったかと思う。この点についても少し、実証を深めることも大切。もう少し深掘りした上で、総合的に見て案①、案②いずれかを選択することをいま一度考えてもよい。パフォーマンス価値に関して、大変良いご提案。高速商品について価値を付与するという、そういう方向性については賛同させていただきたい。実際の市場とは少し離れたことを申し上げますけれども、おそらく ΔkW というのは、もっと、実際の現状の市場取引よりも細かい時間解像度で、価値というのは変動しているのではないかと。おそらくもっと細かい時間解像度で、実際のところは ΔkW というものもそれぞれで、より細かい時間で価値が変動している。そうした実際の ΔkW の価値を、ご提案いただいたマイルージ評価、パフォーマンスの価値で補完するという、そういう考え方で今後検討を深めることが大事。一次商品、二次商品の実態により即した価値の在り方をどういうふう考えていくべきかということで、より ΔkW の、もう少し物理的な価値に踏み込んだ上で、今後のこのパフォーマンス価値の織り込み方について検討することが大変大事ではないかと。(小宮山委員)

- 資料3-1で案①、案②ということで今回ご提案いただいております。将来の系統運用において、 ΔkW の発動制限を含んだ系統混雑を避けるというためには、地点ごとの需要や地点ごとの再エネ出力に関するできるだけ正確な予測値というものに対して、適切な電源態勢を決めておくということが重要になる。その点では、両案とも基本的にTSOの想定した需要や再エネ出力に基づきまして電源態勢を決めるという方法になっている。TSO想定が比較的精度が高いという、そういった前提に立てば、両案とも安定供給にも配慮した案になっている。その上で、1点だけ案の①のところで気になったが、スライド22のところで例示いただいている、SCUCの③-3というもの。こちらは、TSO想定需要に対して小売想定需要が大きい場合におきましては、小売の想定需要を用いて電源態勢を決めることもあり得るということ。その理解の下では、これをすると系統混雑への対応といった観点では支障が生じ得るようにもちょっと思いましたので、今回資料の中で提示いただいている収束性の課題とか、それから計算時間の課題といったものに加えて、こういったSCUCの③-3といった形のことをした時に、系統混雑とかそういった観点でも問題が生じないかということころは、慎重に検討していく必要がある。(河辺委員)
- 小売需要とTSO需要で乖離が生じ得ることはとても重要な点だし、実際に起こっているわけなので、これが起こった時にどう対応するのかはとても重要な点だということは、十分分かっている。これはそもそも、小売需要とTSO需要と、それから真の需要の間にどういう関係があるのか、あるいはどういう傾向があるのかということがファンダメンタルな情報で、そのような情報を共有しないで、本来はこの議論というのを進めることはとても難しい。別の委員会で行われてきたものの紹介だけでなく、今後、おそらくその時の状況と大きく変わってきていると思うので、これが足元で、あるいは将来ではどうなりそうなのかというようなことも情報としてないと、議論がすごく難しい。具体的に言うと、間違えているというのが、本来ちゃんとしていれば、間違えるということは当然あるのだけれども、システムチックに間違うということはないはず。つまり、TSOのほうが大きいということもあるし小売のほうが大きいということもあるし、真の需要がその間に入るとということもあるし、両方が外しているということもある。ある意味で、予想できないような何かショックが起こった時に、外すということは当然だと思し、TSOの予想がより正確でその外れの絶対値がTSOの方が小さいこともあり得ると思う。しかし例えば夏とか冬とかの需要期は、小売のほうが過小に予想している傾向があるとか、あるいは春とか秋とかの不需要期には逆だとかって、そういう変なことがあるのだとすると、むしろそっちのほうが大きな問題なのではないかということも、当然あり得る。そのようなことを是正することなしに、こういう議論が、当然ある種の傾向があるものとして議論が進んでもいいのかということについては、少し問題意識を持っている。インバランス料金のところの議論で、200円という価格でもう十分なインセンティブが与えられていると新電力の方が多く主張されたということからして、現状でも小売のほうが間違うことがあったとしても、ある種システムチックに間違うというようなこと、需要期には常に少なめに予想しているなどというようなことは絶対ないはずだし、もしあったとすれば、あの議論は本当に恥ずかしい議論だったということになる。そんなことは決してないとは思いますが、そういうことは起こっていないということ、ある種システムチックな間違いではなく、本当にある種ランダムな間違いであるということは先に確認しなければいけないのではないか。(松村委員)

- 地内系統が混雑する際にTSO想定需要と小売入札需要の大小関係が逆転する場合に、案①で解が収束しないのご説明をいただいた。資料に示されたケースで収束しないというのは理解できるが、前回の検討会で、小売の入札方法は原則地点を特定せず、エリア単位とする方向で整理されたと認識しており、この前提の下では、TSO想定需要の系統ごとの比率などを参考に小売入札需要配分するといった方法が想定され、その場合は24ページのようなケースは起こらないのではないかと。もしデータセンター等の大規模需要など、地点を特定した入札を求める制度設計となる場合を想定しての課題認識ということであれば、ロジック側での対応だけでなく、地点を特定して入札される需要の情報をTSOに連携いただいて、そういった情報を基にTSO需要を想定することで、24ページのようなケースが生じないようにして、市場における収束の課題を解決するといった対応策もある。実需給断面における下げ代不足となるケースは、市場の結果と実運用の電源構成をどこまでマッチさせることを目指すのかという課題でもある。これらは、基本的には一致することが望ましいが、一方でこのようなケースにおいては、優先給電ルールなど運用面で対応する方法もあり、この点については、今後の制度設計の中でよく検討していくべき。(送配電網協議会)
- 案①について、資料20ページを見ると、SCUCを3回計算するようになっていて、SCUC①で小売入札需要が決まれば、TSO想定需要との差し引きで、この $\Delta kW - I$ というものが求まる。これを調整力の必要量に上乗せしてSCUC③を計算すれば、2回のSCUCで最終的な電源ラインアップが決まるのではないかと。つまり、この案ではSCUC②というのが不要ではないか。この考え方に基づいて、ルールベースとしてTSO想定需要の方が小売入札需要よりも大きい場合、すなわち $\Delta kW - I$ がプラスの場合、調整力必要量にこれを上乗せし、SCUC③で電源ラインアップを決め、逆に小売入札需要の方がTSO想定需要よりも大きい場合、すなわち $\Delta kW - I$ がマイナスの場合、上乗せせずにSCUC①だけで電源ラインアップを決めれば、24、25ページに記載されているような混雑発生時の課題も一定程度は解消されるのではないかと。また、仮に $\Delta kW - I$ が大きい場合、調整力を過大に調達する懸念はあるが、過去の検討会でも示されたように、時間前同時市場で ΔkW を含めた取引が行われることを前提にすると、実需給に近づくにつれて、 $\Delta kW - I$ が徐々に小さくなっていくのではないかと。(JERA)
- 全体の検討結果を通して、一次・二次の調整力についてマイルージ評価のようなパフォーマンスに対する報酬を検討していくという方向性は、適切な電源の収益と、効率的な調整力の調達という観点で考えますと、これらを両立させるという観点から大切な取り組みだというふうに受け止めさせていただいております。今後、同時市場の全体の検討を進めていく中で、三次のインセンティブも含めた ΔkW の価格ですとか、あるいは調整力側も含めた kWh の価格など、全体感を持ちながら、電源価値の評価というものを適切に検討いただければと思う。(東京ガス)
- もとものの議論の発端としては、TSO想定需要と小売需要というところを分析した中で、やはりTSO想定需要のほうが基本的には正確性が高いというか、信頼性がある。そういう前提の中で、電源の起動に関して、基本的にはTSO想定需要を前提とする。それで、 $\Delta kW - I$ ということが、取るという議論がされたと理解している。その上で、この案の①、3-1、3-2いずれも、基本的にはそれを前提としている内容ではある。あとは実運用のところを見ていくということと思っています。その上で、先ほど松村委員にご指摘いただいた点については、それだけではなくて、より詳細な需要の実態というところを、より分析し考えていく必要があるんじゃないかという問題提起だったのかなと理解しています。これは足元というか、まさにこの場という問題ではないような気はしているんですが、システマチックな誤りという話もありましたし、実際のところ、最近でも意図的なインバランスの発生の問題と、こういったようなところもあると思っています。そういった時に、インバランス設計全体として、同時市場のこの議論の中も、なるべくインバランスを発生させないような仕組みを前提とすると。それは読みにくいようなインバランス設計をしていくというところ。そこは、経済的なところを含めて、きちんとそれを担保していくということは重要だということだと思っています。これは、現状の仕組みの延長線上で考えていっているわけですが、一方で足元でもいろんな課題が発生してきているところがあると理解しておりますので、その中長期的な、今後の同時市場のところと足元のところ両方を、実際の需要の傾向ですとか、こういったインバランスの発生の状況、インバランスというか需要想定です。需要想定ですとか、こういったところが、同時同量の前提がどうなっているのかというところは、やはり足元でも非常に大事ですし、今後、それを踏まえても中長期的な在り方としても非常に重要な議論だろうと考えております。(市村委員)

- 案の②についてなんですけれども。事務局の資料中にもあったと思うんですけれども、TSOが売買の主体になるというところ。これにどういうリスクがあるのかというのは明らかにする必要があるように感じました。横山先生もおっしゃたとおり、そもそもTSOがもうかる、損をするみたいなリスクを一応抱えていること自体が、TSOの位置付けを考えると、本当にそれでいいのかというところがあるのと、もう一つ、ちょっと情報の非対称性みたいな観点も出てくるのではないかなというふうに考えておまして。この電源起動を決める需要想定を行う主体としてのTSOと、取引の主体としてのTSOの顔がある中で、情報の非対称性の整理というのが論点としては出てくるのかなというふうに感じました。最終的なインバランスはTSOの想定需要ではなく実需要でもって決まりますので、大きな問題はないのかもしれないんですけれども、他方で、コスト構造を把握した上で起動を決めるのはTSOなので、その点は情報管理の整理なんかというのも、これはあまり世界的にも例がないような気がしますので、必要があるのではないかなというふうに感じました。(enechain)
- 最初の3-1のほうで、案①も案②も両方、黄色と青色を同時にやるということにしているが、なぜそれが必要なのか、ちゃんと私は理解できない。最後の46スライドのところにありますけれども、アメリカのISOは、最初は黄色で価格を付けて、入札価格の変更とかあるいは差し替えとかはその後申請ができて、その後にISOの想定需要に合わせてもう一回回すと。価格については、ここで変更になった部分というのは、アメリカの場合はあとはリアルタイムのマーケットしかないので、リアルタイムの価格で精算をするということになっています。これから時間前市場を作るとすると、次の時間前市場の価格で精算というのも可能かなと思います。そうすると、シンプルになります。あと、スケジュール的にも午前中に黄色を回して、変更があって、その後午後にISO想定需要で回して、翌日に行くといったので合理的かなという気がしました。その辺はどうお考えになるかということが一つ。もう一つは、3-2のところ、スマートメーター30分ごとに合わせてやるために5分の計量を全て30分の平均価格でみたいな話のように見える。それは、普通の家庭についてはそれでいいと思うが、大きな発電機とかは5分でメータリングができますので、そういうところは5分ごとの価格データでちゃんと計算したほうがいいのではないかな。アメリカではどこのISOもそれをやられているということですので、それをお考えにならなかったのかなというのがもう一つのご質問です。(金本座長)

- 53ページのT S Oによる市場取引の建て付けについて。電源起動を指示した時点で最低出力分のk W hが発動しているという点はそのとおりと理解。ただ、これは調整力確保のために必要に応じて追加起動した結果として発生するもので、T S Oがk W hの取引主体として日々市場でk W hの売買を行うこととは位置付けが異なると認識。このため、新たにT S Oの役割が増えるということではないとまでは言い切れないのではないかと思います。T S Oの役割を踏まえた仕組みを検討する必要があるのではないかと。また51ページで、平均するとT S O収支がプラスとなるとの記載があるが、一般送配電事業者としては、規制部門として設備の維持・運用を担っている立場で、収支の安定性というのはとても重要だと考えております。案②のような仕組みを導入した場合、まだ分かりませんが、1日あたりに数億～十数億円規模のk W h取引を日々行う可能性も出てくるのではないかと考えており、結果として、一般送配電事業者の事業運営に一定の不確実性をもたらすということも考えられますので、こうした影響を踏まえた上で、引き続き丁寧なご議論をお願いしたい。(送配電網協議会)
- まず小売想定需要とT S O想定需要の比較について。今回、過去の作業会で分析したデータを用いて詳細分析をされたことにより、データが多少古くなっていること、かつ単年度での分析であるということが少し気になっております。重要な論点に影響する分析でもありますので、実務上もし可能であれば、至近のデータでかつ複数での分析ができると、より実態を反映した結果が得られると思いますので、ご検討いただければ幸いです。2点目は、31ページのS C U C③の処理方法について。リード文のほうに、 $\Delta k W - I$ と $\Delta k W$ は要件等が異なると記載をされておりますが、 $\Delta k W$ の中でも特に三次調整力は、 $\Delta k W - I$ と同様、k W hに近い性質を持つため、同じように取り扱えるのではないかと思います。また、 $\Delta k W - I$ を調整力として扱った場合、技術的な理由から送電容量を100%確保できず、送電可否判定ができないことは承知しておりますが、それは他の $\Delta k W$ も同様かと思えます。また、 $\Delta k W - I$ が大きい場合、過大にマージンを確保してしまう懸念も指摘されておりますがけれども、その時点の想定で必要と判断された調整力であることを踏まえると、一定の合理性はあるのではないかと考えております。(JERA)
- 案①に関して。今は想定需要の精度は議論の途中であると理解したが、まずここでは、T S Oの想定需要の精度が高いという前提に立つと、小売の想定需要が、T S Oの想定需要よりも高い時には、今回の検討方法だと、結果的には必要以上に電源を起動する、並列する結果になると理解。起動台数を必要以上に増やすと、それによって最低出力分は必ず発電することになる。そうするとまず1つ、案の①、案の②のところで違いとして出てき得ると思うのは、同じ需要に対しても発電効率が変わってくるので、それによる運用コストの変化というところが、比較の視点としてあるかと思えます。2つ目は、再エネがたくさん発電していて、需要が比較的軽いというような時には、余剰電力の発生という課題があるかと思うが、その需給バランスの観点で、並列台数の違いによって再エネの余剰電力の発生量、言い換えれば再エネの出力制御量ということでも評価できるかと思う。これは今回も、黄色ロジックに対して緑色ロジックのところでは出力制御量が多くなったということと同じと理解。3点目は、実際よりも小売想定需要が高いという時に、その小売想定需要に基づいて並列する発電機が増えたという時に、その追加の並列発電機が仮に混雑系統において並列されるという結果になった時に、S C U Cを通してあるので、その計画の下では系統混雑は起きていない計画になっていると思うが、予測が外れたことによって生じる系統混雑については、混雑系統における電源の並列数が多ければ多いほど、その予測が外れることによる系統混雑のリスクというのは高まると思っている。その観点でも比較を行っていくというのも、重要なのではないかなと思っています。(河辺委員)

- 案①に関して、どちらかで起動を決める、大きいほうで決めるということをするれば、当然、今までのやり方と差異があるとすれば、必然的に起動台数が増えるというほうに行くはずで、その時に、価格がどうなるのか、アップリフトがどうなるのかというのはもちろん重要な点ではあるのですが。本来、効率的な起動台数というのがあって、それよりも増えるということになれば、コストが増えていくわけですから。誰かの損得になるということは当然あり得るのだけれども、全体としてコストが増えて非効率的になっているということが、まず第一義的に出てきていること、その分の非効率性が出てきているということを、きちんと認識しなければいけないと思います。しかし一方で、真逆のことを言っているようですが、この案①を強行してこのやり方で収束させるということを仮に行ったとしても、例えば前のラウンド、前の前のラウンドで上限価格・下限価格という議論もしていたが、かなり強烈なネガティブプライスが入るということだとすると、恐らく出力抑制の局面で、自主的に止めるという電源が、変動再エネも含めてだいぶ出てくるのではないかと思います。そうすると、今言った弊害というのはかなり小さくなるかもしれない。つまり、そのような状況で、なおかつ再エネが調整力市場にちゃんと出ていくということをきちんと整備する。その2つがセットで強力に推進されて出てくるということだとすると、結果的に見ると、増分のコストというのは、最低出力分のコストがなどというようなことをほぼほぼ心配しなくてもよいような、比較的小さなコストというので出てくるかもしれない。それなら案①というのはあり得るかと思います。もしこれで強行するのであれば、私は少なくとも、強力なネガティブプライスというのは必要不可欠ではないかと思います。もちろん、案②だったらネガティブプライスは要らないと言っているわけでは決していないのですが。そちらに反対しながら案①がいいというのは、相当にまずい制度設計というのに向かうのではないかということを懸念しています。(松村委員)
- 19スライド目の前日想定需要の傾向について。今後想定需要の傾向について分析を深めていくということがあるとすれば、例えば小売想定需要のほうでは、いわゆる自社の需要を持たないでトレーディングだけをやっている事業者さんがいると思う。いわゆる、そういったトレーダーの入札行動とこの想定需要との関係というところが、何か考慮すべきところがあるのかないのかというところは、一応、小売の想定需要の正確性といったところを議論していると思いますので、ここは制度論とも関わってくるところだと思いますが、少し検討いただく際には頭の片隅に入れておいていただければなと思っています。もう1点は、TSOの想定需要については、基準ベースが高い傾向が見受けられたということで。ここについては、どちらかというと安定供給サイドに予測をされているということなのかと理解しました。一方で、現状がこうだとした上で、これを安定供給寄りにとるといったところが、 $\Delta kW - I$ として取るのか調整力として取るのかと。こういったようなところの中で、予測精度のやり方みたいなところが、少し工夫すれば、傾向として安定供給寄りということであれば、予測の仕方を多少基準点になるよう出していくことで、より正確な予測になるということもあるのかなと思いました。こちら辺については、この高い傾向が見受けられるというところの原因というか、背景にあるようなところ、そういったところを検討していただければなと、今後精査していただければなと思っています。もう一点案①と案②について、これも引き続き、今後検討していただくということだと思っています。案①についても今回お示しいただいたのは、私の理解ではあくまでも計算性を収束させるための一つの方法として、両方の中で最大のところを取って起動態勢を検討したということだと理解しております。25スライド目のところでも書いていただいているところかと思いますが、これ以外の方法ということも当然あるということだと思うので。案①というところの検討に当たっても、それ以外の計算の収束の仕方、それとの社会経済的な効率性の観点と、こういったところで引き続き検討していただければなと思っています。(市村委員)