

市場価格算定方法（検証B） に関する進捗報告について

2024年4月19日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第2回本検討会（2023年9月20日）において、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）として、考えられる複数の価格算定方法において、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。
- また、第7回本検討会（2024年3月18日）においては、米PJMにおける ΔkW 価格算定方法を参照の上、 ΔkW 価格に関する検討結果（機会費用・逸失利益の規模感、調査・検討を進める中で新たに生じた論点）、ならびに得られた示唆や今後の進め方を整理した。
- 今回、 ΔkW 価格算定に関する追加の試算結果や影響評価、ならびに今後の時間前市場価格・インバランス価格検証の進め方等について整理したため、ご議論いただきたい。

今後の検討の進め方 (Δ kW価格算定)

39

- 前回もお示したとおり、 Δ kW費用の構成要素としては、以下の3点が基本になると考えられる。
 - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
 - ② 持ち下げで 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）
- 「①機会費用」「②逸失利益」については、 Δ kW約定量の特定方法に応じて、 Δ kW約定価格（それに伴う収入）が変わり得るため、いくつか考えられる例に対して、シングルプライス・マルチプライスの両面で検討を進め、定量的な観点からも示唆を得てはどうか。
- 前日以降の同時最適も踏まえた取り扱いについては、仮に前日取引以降、需要変化等が何もなければ（時間前市場での取引がゼロであれば） Δ kW差替えが生じず「①機会費用」「②逸失利益」も確定することから、まずもって前日取引より後ろの取引が存在しない前提で検討を進めてはどうか。
- その上で、 Δ kW差替えが生じた際の取り扱い等については、市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方の検討に合わせて、引き続き検討を進めていきたい。
- また、「③その他（一定額）」については、検証Aにおける Δ kW入札情報を加味した同時最適手法の検証結果等も踏まえながら、引き続き定性的な視点からの議論と並行して、検討を進めていきたい。
- これらの考え方を整理のうえ、 Δ kW収入のみならず、kWh収入やUpliftの規模感も合わせて定量評価（検証）しながら、 Δ kW価格算定方法について絞り込んでいくこととしてはどうか。

1. ΔkW 価格算定に関する検討
 - － 1. kWh価格・ ΔkW 価格・Upliftに関する試算結果
 - － 2. ΔkW 入札価格の影響評価
2. 時間前市場価格・インバランス価格検証
 - － 1. 現行制度の振り返り
 - － 2. 具体的な検証方法について
3. 得られた示唆と今後の進め方

1. ΔkW 価格算定に関する検討

- － 1. kWh価格・ ΔkW 価格・Upliftに関する試算結果
- － 2. ΔkW 入札価格の影響評価

2. 時間前市場価格・インバランス価格検証

- － 1. 現行制度の振り返り
- － 2. 具体的な検証方法について

3. 得られた示唆と今後の進め方

- 前回お示した検討の進め方に則り、ΔkW約定量の特定方法（いくつか考えられる例）に対して、ΔkW収入のみならずkWh収入やUpliftの規模感について定量評価を行った。
- また、Three-Part情報以外のΔkW入札情報を加味した場合、ロジックの収束性に与える影響※が考えられる一方、同時最適結果自体も変え得るため、それらが事業者に与える影響等について、本検証Bにおいても評価を行った。

※ 別途、検証Aにおいて検討を進めているところ。

今後の検討の進め方（ΔkW価格算定）

39

- 前回もお示したとおり、ΔkW費用の構成要素としては、以下の3点が基本になると考えられる。
 - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
 - ② 持ち下げでΔkWを確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
 - ③ その他（一定額）
- 「①機会費用」「②逸失利益」については、ΔkW約定量の特定方法に応じて、ΔkW約定価格（それに伴う収入）が変わり得るため、いくつか考えられる例に対して、シングルプライス・マルチプライスの両面で検討を進め、**定量的な観点からも示唆を得てはどうか。**
- 前日以降の同時最適も踏まえた取り扱いについては、仮に前日取引以降、需要変化等が何もなければ（時間前市場での取引がゼロであれば）ΔkW差替えが生じず「①機会費用」「②逸失利益」も確定することから、**まずもって前日取引より後ろの取引が存在しない前提で検討を進めてはどうか。**
- その上で、**ΔkW差替えが生じた際の取り扱い等については**、市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方の検討に合わせて、**引き続き検討を進めていきたい。**
- また、「③その他（一定額）」については、検証AにおけるΔkW入札情報を加味した同時最適手法の検証結果等も踏まえながら、引き続き定性的な視点からの議論と並行して、検討を進めていきたい。
- これらの考え方を整理のうえ、**ΔkW収入のみならず、kWh収入やUpliftの規模感も合わせて定量評価（検証）しながら、ΔkW価格算定方法について絞り込んでいく**こととしてはどうか。



1-1. kWh価格・ΔkW価格・Upliftに関する試算結果



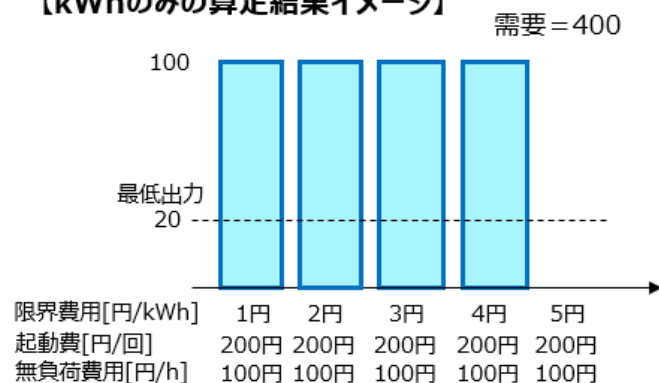
1-2. ΔkW入札価格の影響評価

Δ kW約定量特定の必要性

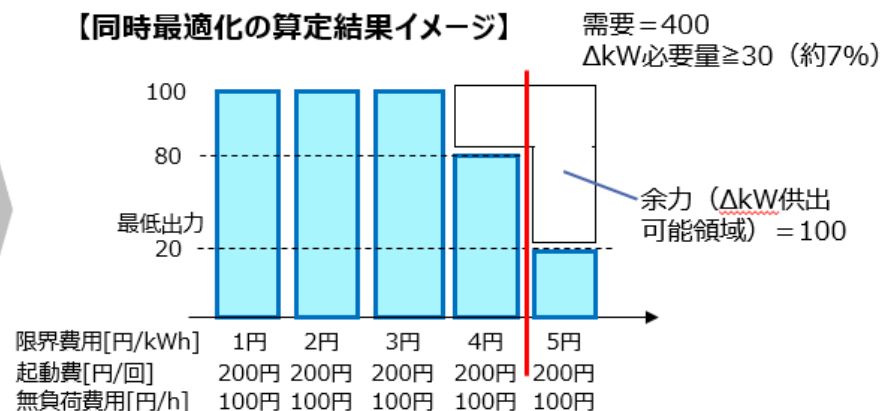
23

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

【kWhのみの算定結果イメージ】



【同時最適化の算定結果イメージ】



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

1. Δ kW価格算定に関する検討
 - － 1. kWh価格・ Δ kW価格・Upliftに関する試算結果
 - － 2. Δ kW入札価格の影響評価
2. 時間前市場価格・インバランス価格検証
 - － 1. 現行制度の振り返り
 - － 2. 具体的な検証方法について
3. 得られた示唆と今後の進め方

- 第5回本検討会（2023年12月27日）でお示した基本試算ケースの詳細結果としては以下のとおり。
- 今回のΔkW価格算定に関する試算は、基本試算ケースのうち「案B-2:同時最適のシャドウプライス」「限界費用等カーブ参照」パターン（kWh収入）をもとに、ΔkW収入・Upliftの規模感試算を行った。

【基本試算ケース（全18パターン）】

基本試算ケースにおける限界費用等カーブの案Aを基準にした比率

（東京エリアを含む広域ブロックの値）

ΔkW考慮		案A（ΔkWなかりせばのマーヅナル）			案B-1（同時最適のマーヅナル）			案B-2（同時最適のシャドウプライス）		
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
限界費用等カーブ	市場価格 平均値	1.00			1.77			0.97 → 1.0		
	年間卸 取引費用	1.00			1.73			0.96 → 1.0		
	Uplift※ (割合)	0.03 (2.6%)	0.02 (2.2%)	0.02 (2.1%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%)	0.03 (3.6%)	0.03 (2.7%)	0.03 (2.7%)
平均費用カーブ	市場価格 平均値	1.04			1.77			1.06		
	年間卸 取引費用	1.04			1.75			1.05		
	Uplift※ (割合)	0.02 (2.2%)	0.02 (1.8%)	0.02 (1.7%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%未満)	0.001 (0.1%未満)	0.03 (2.6%)	0.02 (1.8%)	0.02 (1.8%)

※ Upliftについては、kWh収入しか見込んでいないため、今後議論予定のΔkW収入を見込めば、全てのケースにおいて額（割合）は変わり得る（減る）と考えられる。
また、セルフスケジュール電源の設計次第でUpliftへの影響は変化すると考えられる。

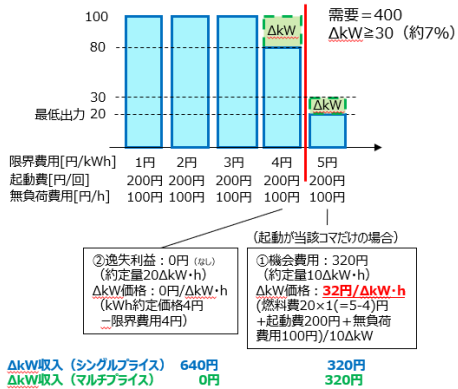
- また、ΔkW約定量の特定方法については、第7回本検討会（2024年3月18日）で、いくつかの例をお示した。
 - 例Ⅰ：限界費用の安価な順に割り当て（単位量あたりのΔkWコストが高額になる課題がある）
 - 例Ⅱ：限界費用の高額な順に割り当て（逸失利益が取り漏れる課題がある）
 - 例Ⅲ：ΔkW供出可能量すべてΔkW約定とみなす（必要量以上に対価を与えることが課題）
- 一方で、定量評価（試算）を進めるにあたり、それぞれの例に課題があることを踏まえ、考え方として他に取得可能な例がないか、米PJMの実態ならびに日本の差異も踏まえて検討を行った。

ΔkW約定量の特定方法について（1 / 2）

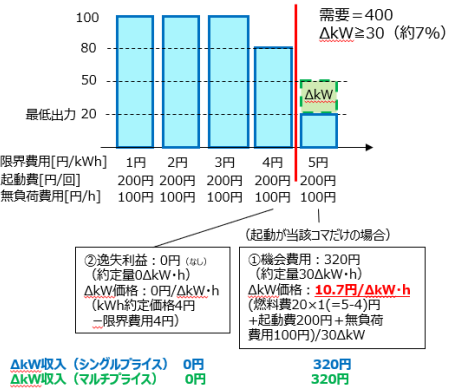
26

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

【例Ⅰ：限界費用の安価な順に割り当て】



【例Ⅱ：限界費用の高額な順に割り当て】

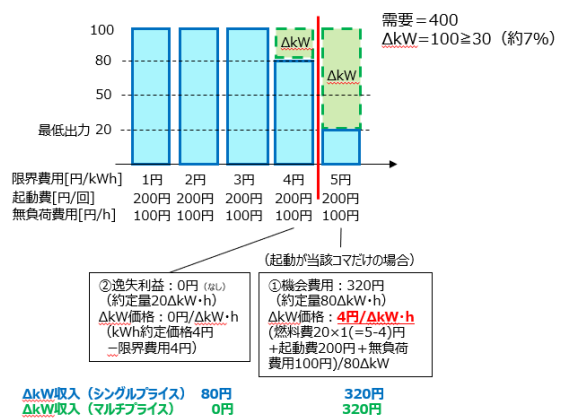


ΔkW約定量の特定方法について（2 / 2）

27

- 単位量（ΔkW・h）あたりのΔkWコストを低減させつつ、逸失利益の取り漏れを防止する観点からは、同時最適の結果、余力（ΔkW供出可能領域）になったものを全てΔkW約定量として扱う方法（例Ⅲ）も考えられる。一方、ΔkWの必要量以上に対価性を与えていることに対してどのように観念（定義）するかが課題と考えられるか。
- このあたり、引き続き検証を進める中で、今回挙げた例以外にも含め、どのような方法が考えられるか深掘りしていく。

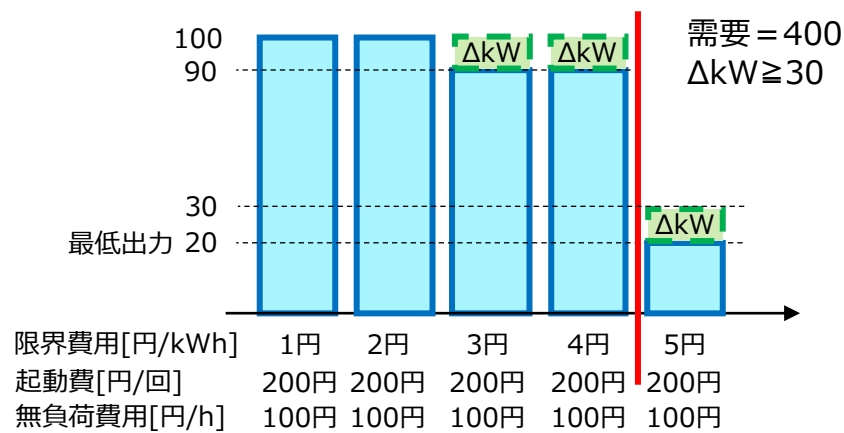
【例Ⅲ：ΔkW供出可能量すべてΔkW約定したものと扱う】



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

※ 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数（ΔkW・h）あたりのΔkWコストをSCUC（同時最適）において最小化する（ΔkW約定量を特定する）必要があるが、このようなロジックの確立は困難であるため。

【例Ⅳ:シングル・マルチのハイブリッド精算】



（起動が当該コマだけの場合）

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

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

Reserveの約定方法: 約定リソース・約定価格の決定



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

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

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

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

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

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

PJMにおける調整力の取り扱い: まとめ



- 調整力の種類に応じて市場応札義務と入札方法が異なるが、Regulation・Reserveの場合は、応札された登録項目を踏まえて調整力必要量を満たすまで、メリットオーダー順にリソースを約定させる。調整力調達費用は、原則として1時間ごとに要した費用を当該1時間コマの需要シェアに算分負担となる。(更に相対取引の調達分を補正し、事業者別の最終的な調達費用負担額を算定する。)
- 日本の需給調整市場と比較すると、逸失利益やその他 (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ように思われる。一方、機会費用 (起動費や最低出力費用のためにかかる費用) は Δ kWの入札・約定価格では、一見考慮されておらず、おそらく Uplift等、他の方法で回収されているものと思われる。この点は引き続き調査が必要である。

区分	市場応札義務	入札方法	約定方法	約定価格	調達費用負担
Reserve	容量市場で約定した電源: Reserve市場への市場応札義務有 ※容量市場で約定したDRには市場応札義務はない	火力等の電源: Reserveの提供機能を持つ場合、発電オファーを提出した電源は自動的に登録※1 DR/リソース、水力、蓄電池: 任意で応札可能	オファー価格・逸失利益 (※2) から構成される実効コストを算出し、必要量を満たすまで実効コストのメリットオーダー順に約定	マージナルなリソースの実効コストを参照してシングルプライスで決定 (※3)	原則として、1時間毎に要した調整力費用を、当該1時間コマの需要シェアに応じ小売事業者が算分負担 ※PJMでは調整力の相対取引 (Bilateral transaction) による調達・販売分を考慮し、最終的な負担比率が補正される。詳細はp.12, p.23参照。
Regulation	全てのリソース: 応札義務なし	Regulationオファーを提出	オファー価格 (容量価値、応動価値) と逸失利益 (※4) の合計額であるRankを算出し、各リソースのパフォーマンス値でRankを補正 調整力必要量を満たすまで、補正後Rankのメリットオーダー順に約定	応動価値: マージナルな約定リソースの応動価値を、シングルプライスとして決定。その後、パフォーマンス値とマージン比率で対価を補正 容量価値: マージナルな補正後Rankから、応動価値のシングルプライス約定単価を差し引くことで決定。その後、パフォーマンス値で対価を補正。 ※逸失利益 (※4) の取り漏れが発生した場合、当該リソースに補填	
Frequency Response	強制供出	—	—	—	—

※1: 太陽光・風力・原子力は通常、応札義務の適用外とされている。PJMの承認を得た場合、これらの電源もReserve市場に応札可能。

※2: Reserveにおけるリソース別の逸失利益 (Opportunity cost) の考え方については別途調査が必要である。

※3: ご議論の参考となる情報を提供するため、前日市場における Reserveの約定方法を基に作成した。リアルタイム市場も基本的な考え方は同様だが、より複雑な約定・価格算定方法が採用されている。

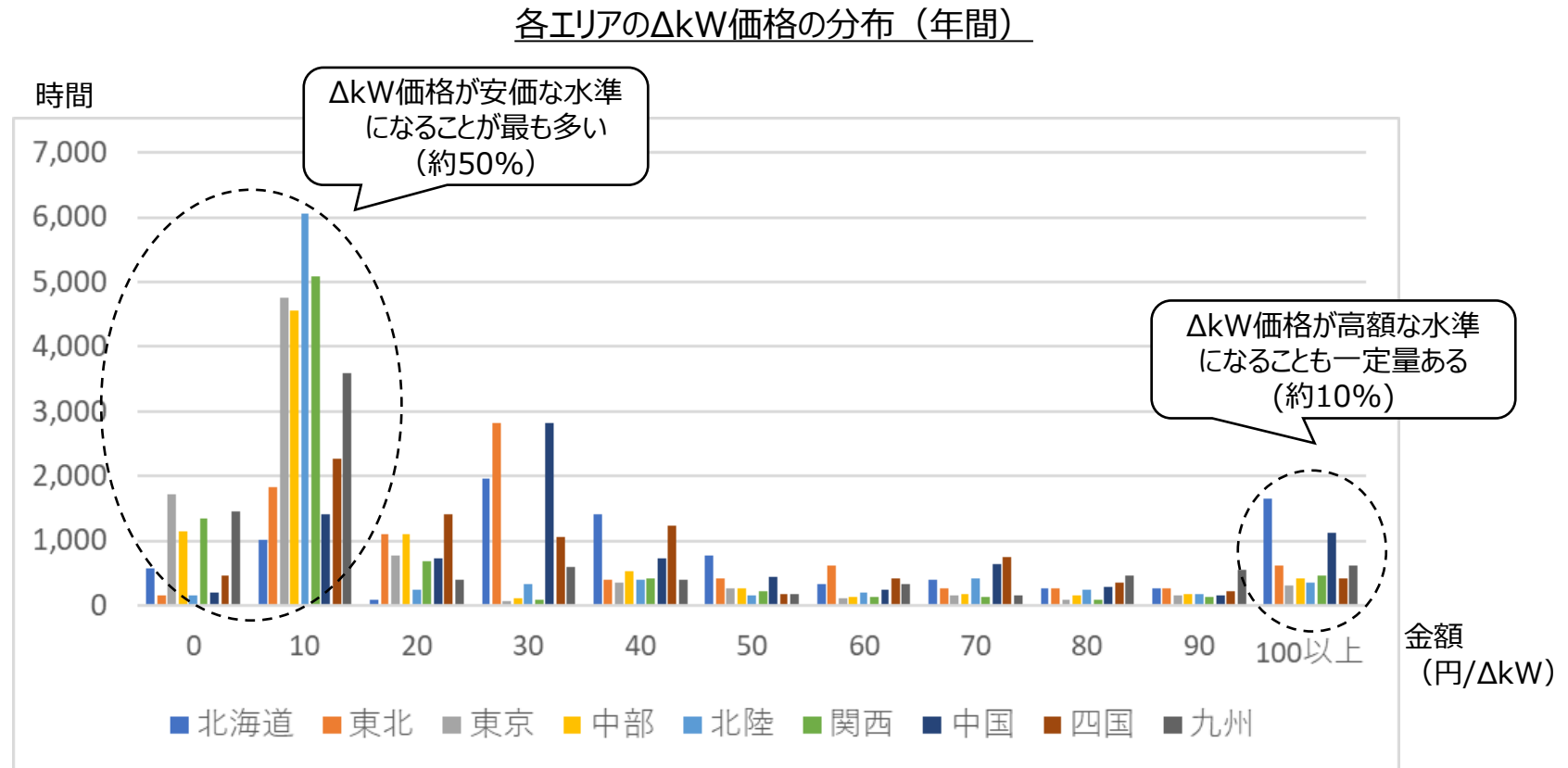
※4: Regulationにおける逸失利益の考え方は、リソース約定時・価格算定時・リソースへの対価の精算時によってそれぞれ異なる。詳細はp.19を参照。

- kWh価格、ΔkW価格、ならびにUplift規模感も合わせた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限界費用等カーブの案B-2を基準にした比率

ΔkW特定方法		例Ⅰ（限界費用の安価な順）			例Ⅱ（限界費用の高額な順）			例Ⅲ（すべてΔkW約定）			例Ⅳ（ハイブリッド精算）			
Uplift判定期間		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	
Δ k W S P A	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	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			
	Uplift 年間総額	0.007	0.001	0.000	0.007	0.001	0.000	0.007	0.001	0.001	0.009	0.003	0.001	
Δ k W M P A	kWh価格 平均／年間 取引総額	1.0 / 1.0										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)						
	Uplift 年間総額	0.011	0.006	0.005	0.011	0.006	0.005	0.011	0.006	0.005				

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

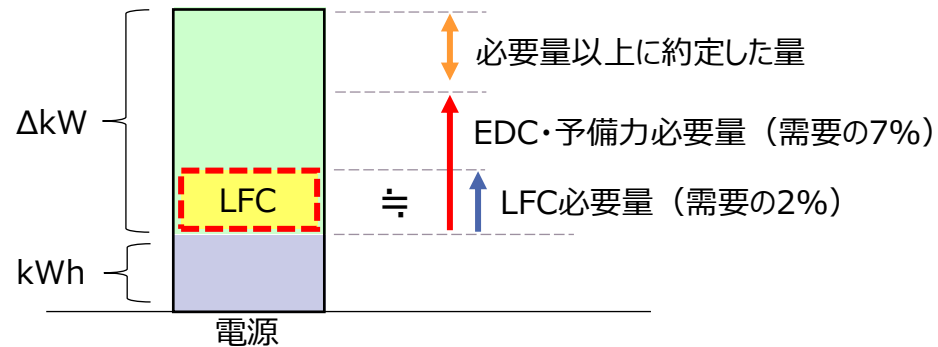


- 例Ⅲ（すべてΔkW約定）の場合、ΔkW必要量に対して、ΔkW必要量以上に約定するケースが考えられ、実際に予備力・LFCに対して、どの程度多めに約定したかは、それぞれ下表の通りとなっている。
- LFC自体はそこまで多めに約定している訳ではないが、LFC必要量を充足させるために発電機態勢を整えた（追加起動を行った）結果として、上げ余力が大きくなることからEDCにおいては必要量以上に約定した量は多くなる。

【単位：GWh】

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

【必要量以上に約定するケース（イメージ）】



1. ΔkW 価格算定に関する検討

- － 1. kWh価格・ ΔkW 価格・Upliftに関する試算結果
- － 2. ΔkW 入札価格の影響評価

2. 時間前市場価格・インバランス価格検証

- － 1. 現行制度の振り返り
- － 2. 具体的な検証方法について

3. 得られた示唆と今後の進め方

- 現行（2024年度から適用）のΔkW費用の構成要素のうち、「③その他（一定額）」は、Three-Part情報には含まれておらず、追加的な情報となるため、別途入札させることが考えられる（以下、この別途入札させる価格を「ΔkW入札価格」という。）。
- この点、現行の「③その他（一定額）」では、0.33円の固定マージン（A種）あるいは個別協議の未回収固定費（B種）といった費用の計上が認められており、まずはこれら費用をΔkW入札価格に反映した（同時最適の目的関数に加えた）場合の影響について検証を行った。

【調整力ΔkW市場の価格規律（上限値）】

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

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

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

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

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

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

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

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

【既存ロジックの改修（青字部分）】

最適化変数

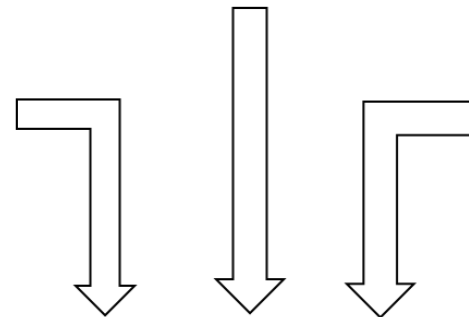
- ✓ 計画停止（エリア,燃料種,月）
- ✓ 発電量（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 最低出力（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 連系線通過量（時刻,連系線,方向）

制約条件

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

計算諸元

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



目的関数（総電源エネルギー費用最小化）

Ⅰ.一律0.33円
Ⅱ.一部火力5円

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

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

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

（※）他市場収益を控除した未回収固定費を、想定 Δ 約定量で除して算出

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

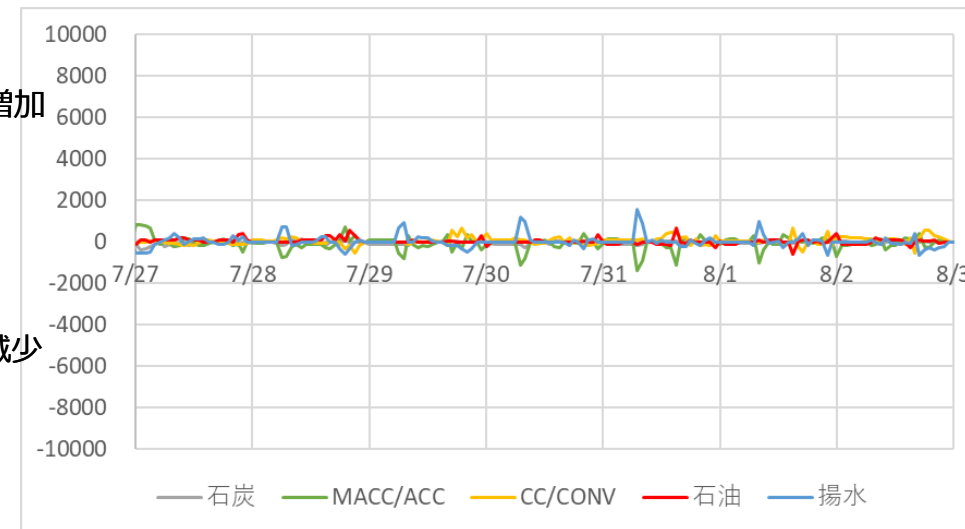
発電形態/燃種等	運転開始時期 (※1)	発電所/ユニット数 (※2) (括弧内は電源Ⅰ 応札ユニット数)	固定費回収となる一定 額の水準（全電源） (円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分)	電源Ⅰ 応札価格帯 (2023年度向け) 円/ kW	備考
揚水	2010年～	3 (2)	約1.0～3.0円	約15,000～約30,000円	
	2000年～2009年	3 (3)	0.33～約1.0円	約12,000～約15,000円	
	1990年～1999年	2 (1)	約0.38円	約6,000円程度	
	～1989年	9 (0)	0.33円	電源Ⅰへの応札なし	
重油・原油等	1980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

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

- まず第5回本検討会でお示した基本試算ケースにおいて、ケース I として夏期 (7/27~8/2) に、全ての電源の Δ kW 入札価格を一律0.33円にした場合の影響等について検証した。
- 本ケースにおいては、全電源が同じ Δ kW 入札価格である (優劣がない) ため、 Δ kW 入札価格がない場合と比較し殆ど同じ発電機態勢・エネルギーコスト (燃料費 + 起動費) となり、影響が生じないことが確認できた。
- 言い換えると、(ロジックの収束性に影響を与えないよう) Δ kW 入札価格なしで同時最適を行い、 Δ kW 約定電源に対し、事後的に一律0.33円 (固定マージン) を加算しても同じ結果になることが分かる。

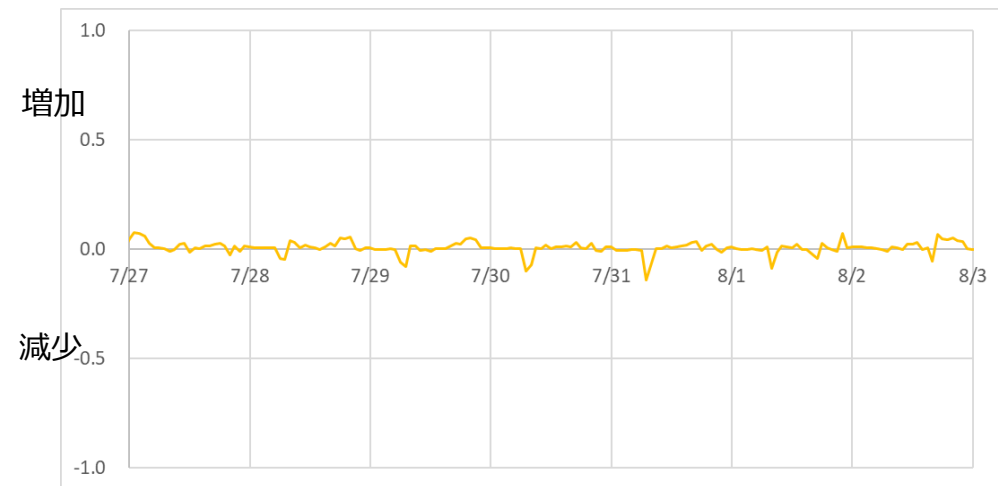
発電機態勢 (一律0.33円)

発電[MW]



エネルギーコスト (一律0.33円)

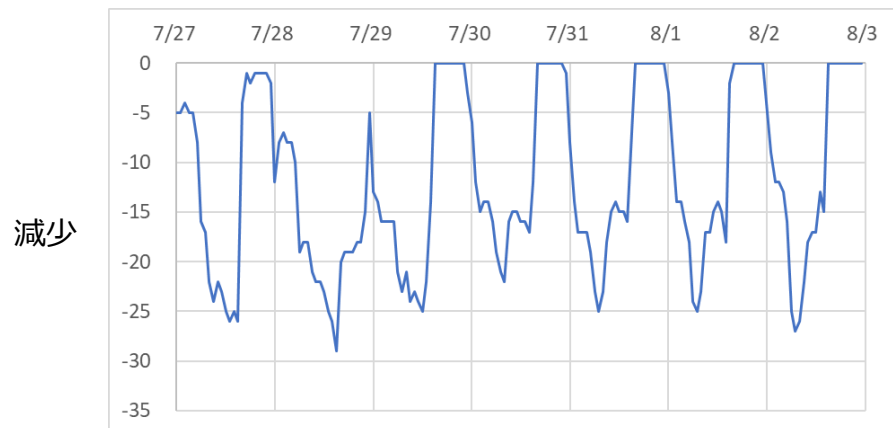
金額[億円]



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

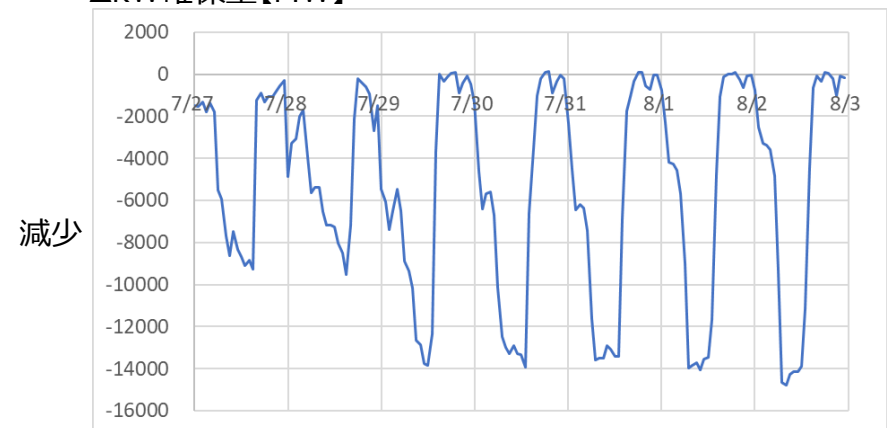
運転台数（MACC、ACC）

運転台数【台】

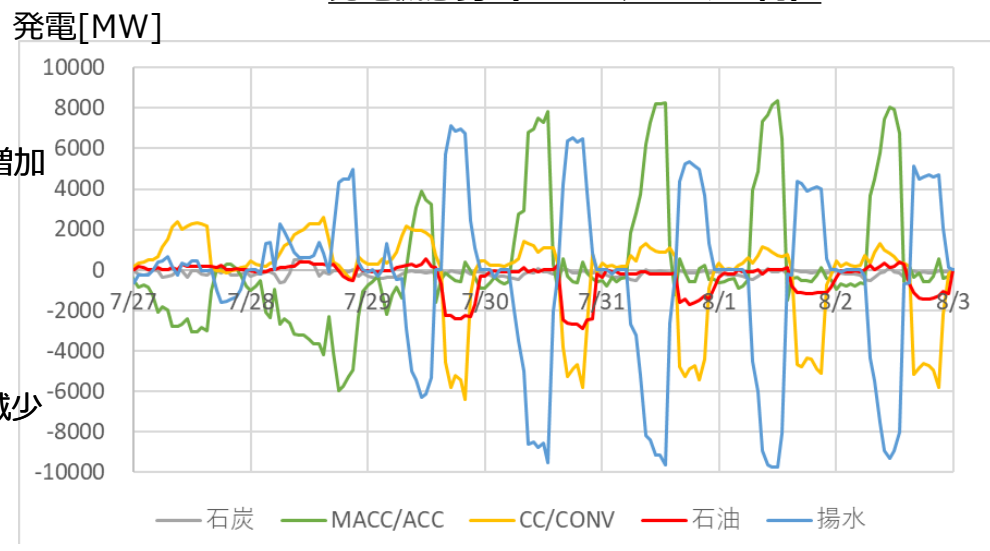
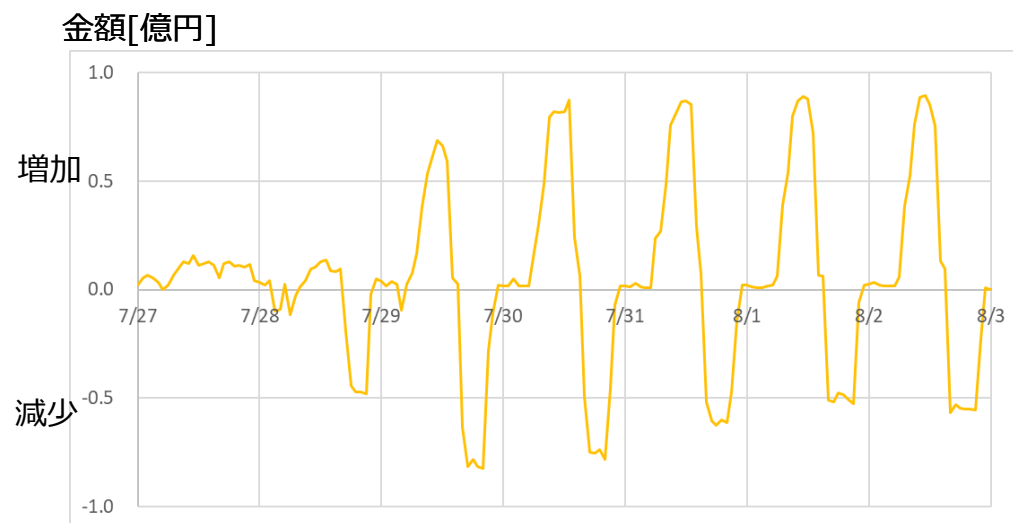


Δ kW確保量（MACC、ACC）

Δ kW確保量【MW】



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

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

- 全ての電源がA種（0.33円）を選択した場合は、発電機態勢・エネルギーコスト（燃料費＋起動費）に影響は生じず、言い換えると、ΔkW入札価格なしの同時最適結果（ΔkW約定電源）に対し、**事後的に一律0.33円（固定マージン）加算しても同じ結果になる**ことが分かった。
- 他方、一部の電源がB種を選択している場合について、ΔkW入札インセンティブのための措置としての「③その他（一定額）」が逆にB種電源のΔkW収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう可能性があることが分かった。（また、発電機態勢自体も変わり、エネルギーコスト（燃料費＋起動費）増加に繋がるといった影響も考えられる）
- こういった結果も考慮しつつ、**ΔkWに対する適切な対価の支払い方法を検討する必要があるのではないか。**
- 具体的には、ΔkWの約定ロジックや価格算定の検討にあたって、現行の需給調整市場の約定方法の他に、例えば以下のようなやり方も考えられる。加えて、今後、再エネ大量導入によるフレキシブルなリソースのニーズが高まることや、このニーズに応えるための電源投資を促す必要性といった観点も重要ではないか。引き続き、こういったことを念頭に置きつつ、検討を深めるのが良いのではないか。
 - ✓ 調整力ΔkW市場のシングルプライスオークション化。前述の1－1.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。

1. Δ kW価格算定に関する検討
 - － 1. kWh価格・ Δ kW価格・Upliftに関する試算結果
 - － 2. Δ kW入札価格の影響評価
2. 時間前市場価格・インバランス価格検証
 - － 1. 現行制度の振り返り
 - － 2. 具体的な検証方法について
3. 得られた示唆と今後の進め方

- 今後検証が必要な論点として、市場全体（前日同時市場、時間前市場、インバンス）の合理的な価格決定の在り方等についても、検証を進めていくこととしており、今回、具体的な検証の進め方について整理した。

市場価格に関する検証の進め方について

27

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

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

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

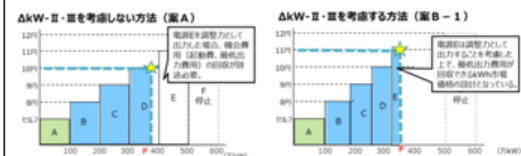


図39 ΔkW -II及び ΔkW -IIIの取扱いと費用回収（例）

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

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

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

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

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

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

1. ΔkW 価格算定に関する検討
 - － 1. kWh価格・ ΔkW 価格・Upliftに関する試算結果
 - － 2. ΔkW 入札価格の影響評価
2. 時間前市場価格・インバランス価格検証
 - － 1. 現行制度の振り返り
 - － 2. 具体的な検証方法について
3. 得られた示唆と今後の進め方

- 現状は、時間が異なる複数の市場があり（調整力ΔkW市場・スポット市場・時間前市場・調整力kWh市場）、その実施形態や価格規律、約定価格の決定方法に至るまで、各々、異なっている。



	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

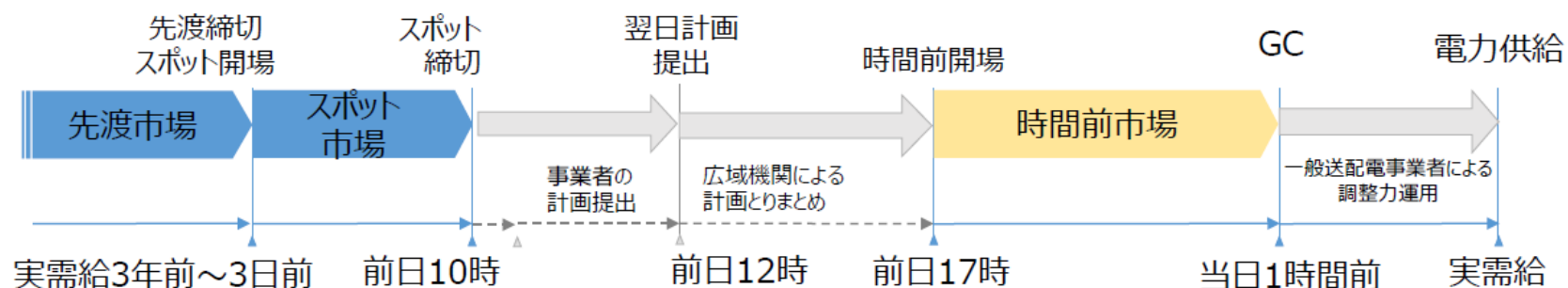
※ 市場支配力の有無等によってルールは異なるが、本表では基本的なものを整理

- 現状の時間前市場の役割としては、スポット市場後にbalancing groupが需給を極力一致させるために最終的な需給調整を行う場として位置づけられている。

現行の時間前市場の位置づけ

- 現在の卸電力市場では、実需給前日のスポット市場において、その時点の想定需要に基づいて実需給に必要な供給力（発電機の起動量）のベースが決定される。**時間前市場は**、スポット市場後、balancing groupが需給を極力一致させるために**最終的な需給調整を行う場**として位置づけられている。

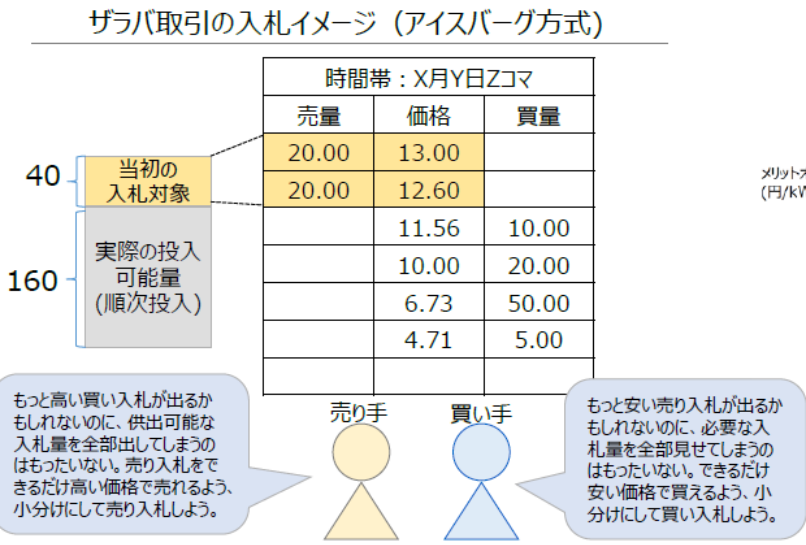
ゲートクローズまでの電力取引の流れとメリットオーダーの関係性のイメージ



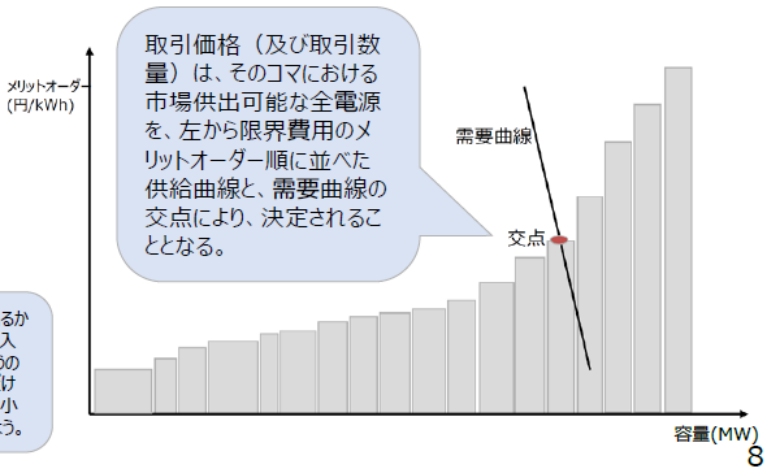
■ 現状の時間前市場取引方法はザラバ方式となっており、「随時約定（マッチング）」「入札価格が約定価格となる」「場に出ている札（価格・量）や約定の情報が見える」といった特徴がある。

（参考）時間前市場における入札方法について

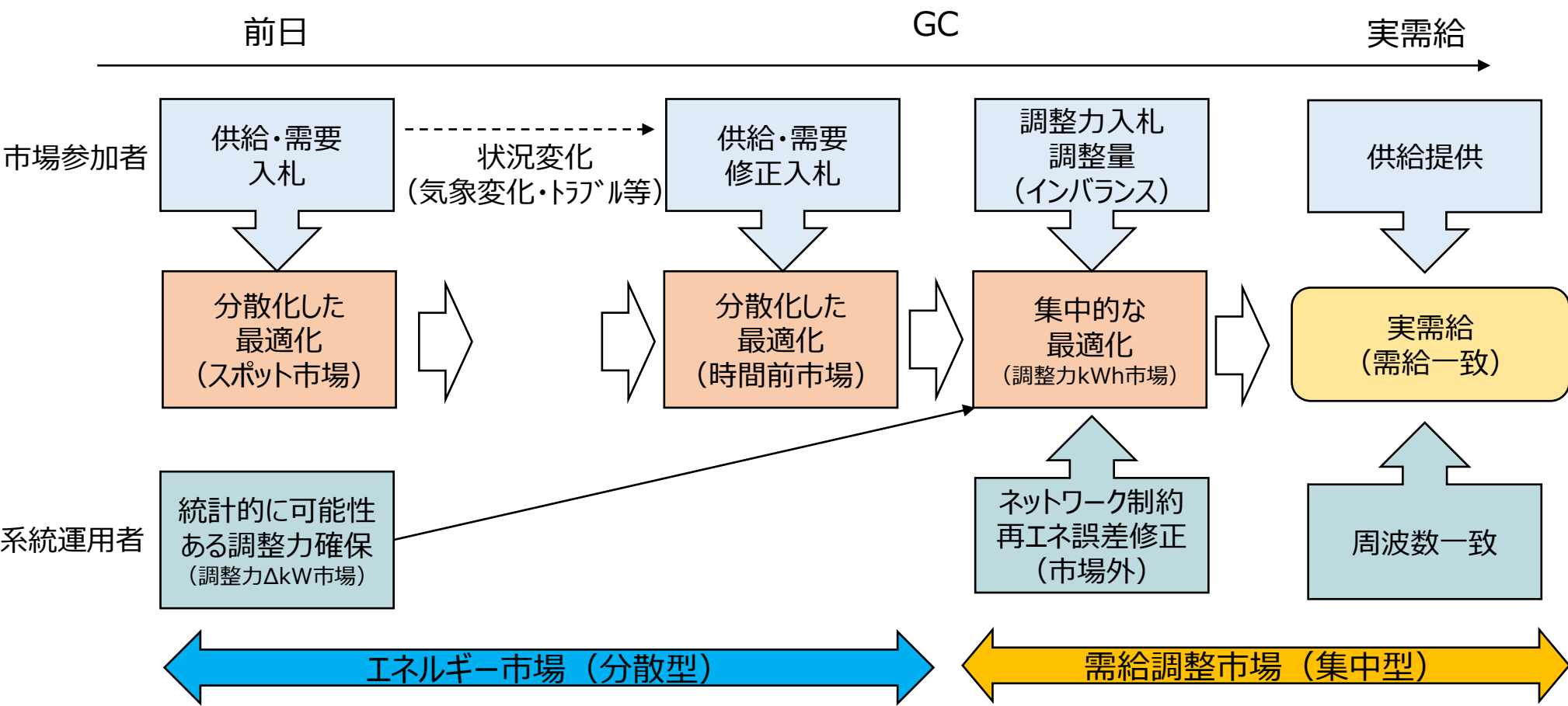
- 現状の時間前市場の取引方法はザラバ方式であり、2016年4月の計画値同時同量制度導入に伴い、需給計画を精緻化するニーズに応えるため、短時間で必要量の売買を容易にする目的で設定されたもの。ザラバ方式においては、各参加者が場に出した札がマッチングされ、随時約定が行われることとなる。
- ザラバ方式の市場では、①入札価格が約定価格となること、②場に出ている札（価格・量）や約定の情報が見えることから、市場参加者は、札や約定の情報から当該商品の需給状況を判断しながら、入札を行うことが想定され、投入可能量を小分けにする「アイスバーグ方式」による入札が主となっている。



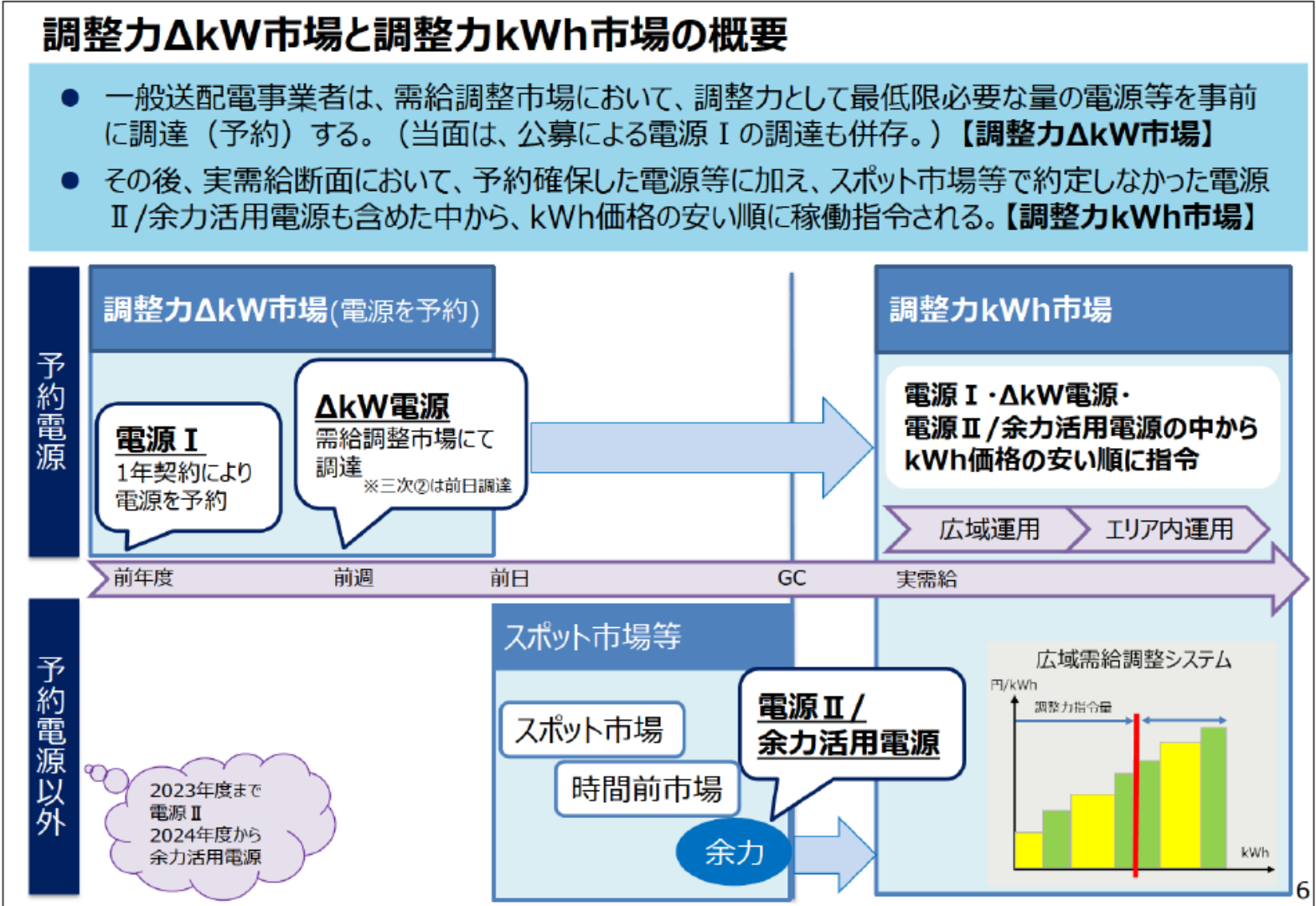
（参考）シングルプライスオークションの例について



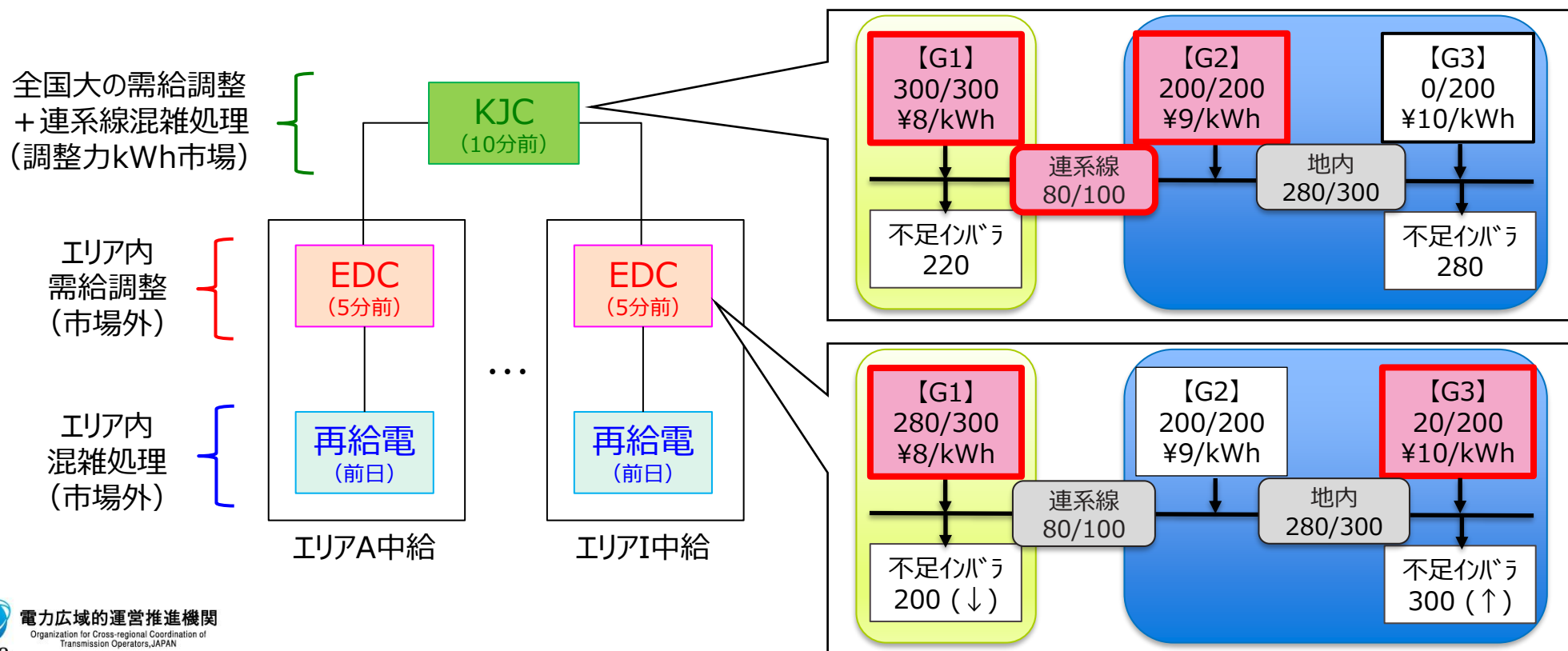
■ 需給調整市場（調整力kWh市場）は、GC以降、発電・小売事業者（市場参加者）が出したインバランス量を入札と見做し、系統運用者である一般送配電事業者が、広域需給調整システム（以下、KJC）を用いて、予約電源（ΔkW電源）および余力活用電源の中から、メリットオーダー上、最適な電源を約定させる構図となっている（その約定結果がインバランス料金に反映される）。



■ 需給調整市場には、調整力 Δ kW市場（調達）と調整力kWh市場（運用）の2つがある。

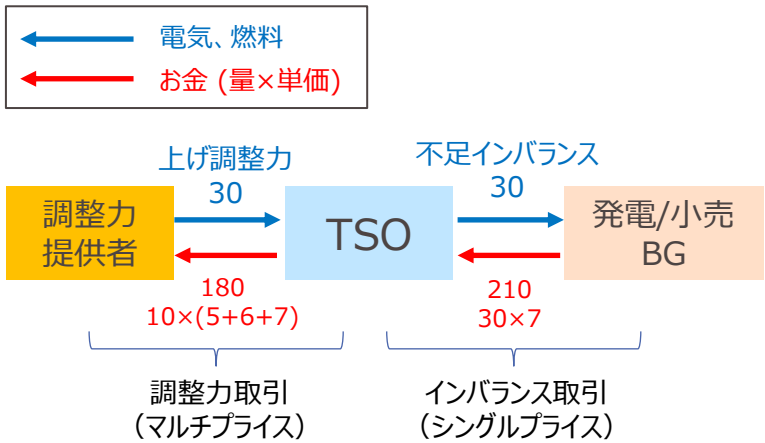


- 現状は9つの中給があることから、KJCを用いて全国大の需給調整（広域運用）を行ったうえで、システム間の時間遅れに伴う誤差をEDC（エリア内需給調整）で調整している。
- 具体的には、2024年度以降においてKJCは実需給約10分前の各エリアインバランス想定量をもとに、連系線混雑（空き容量）のみ考慮して全国大メリットオーダー運用（調整力kWh市場）を行い、その約定結果がインバランス料金として精算される。
- 一方、各エリアの中給は実需給約5分前のエリア需要（≒BG計画+インバランス量）を元に、地内混雑は考慮せず、エリア内メリットオーダー運用（経済差替え）を実施している。



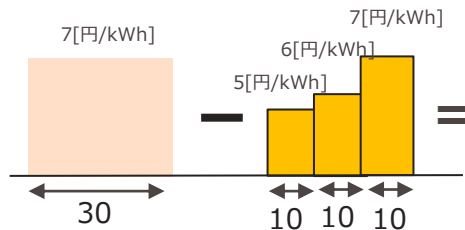
- また、TSOが売るための原資（調整力kWh）については、燃料費（限界費用）にスプレッド（10%マージン）が加算されたV1/V2費用を元に、調整力発動（精算）される構図となっている。
- この点、インバランス取引はシングルプライス、調整力取引はマルチプライスになっているため、TSOのインバランス収支（調整力kWh市場の収支構造）としては、余剰が発生する（調整力価格とインバランス価格の値差はTSO収益となる）可能性が高いとされている。

【調整力kWh市場での入札・約定】



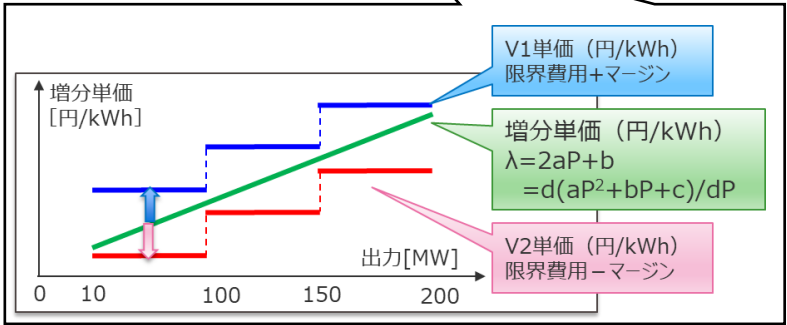
【TSOの収支】

- 黄色い箱: 調整力取引のkWhコスト (マルチプライス)
- オレンジ色の箱: インバランス取引の収入 (シングルプライス)

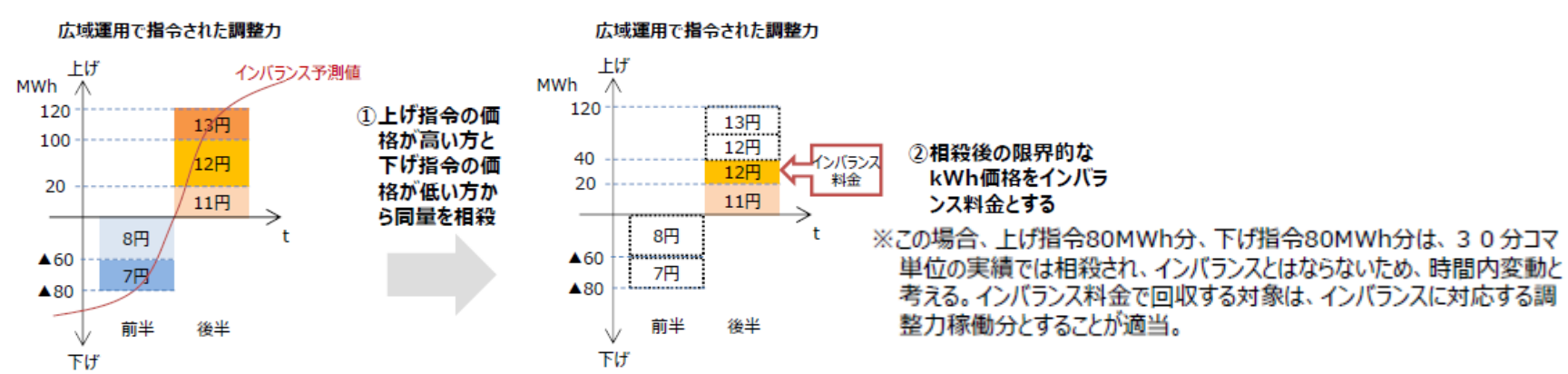
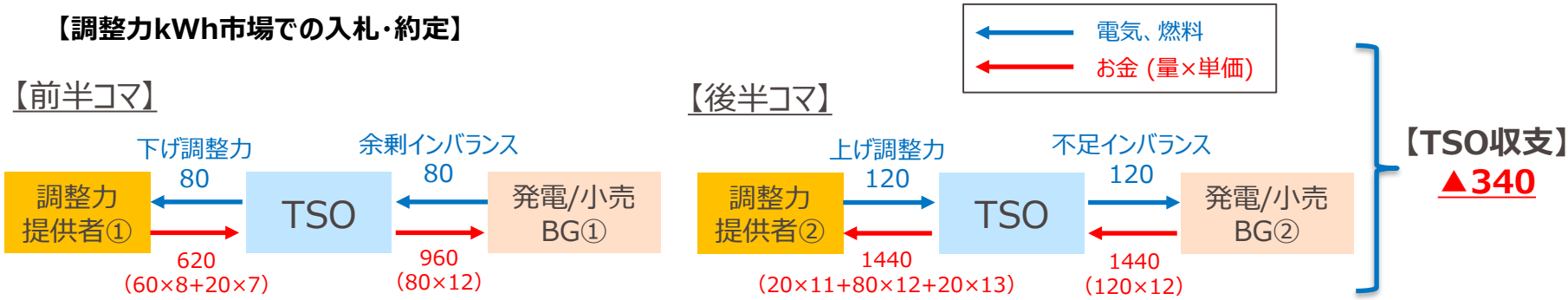


TSOに収益発生

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



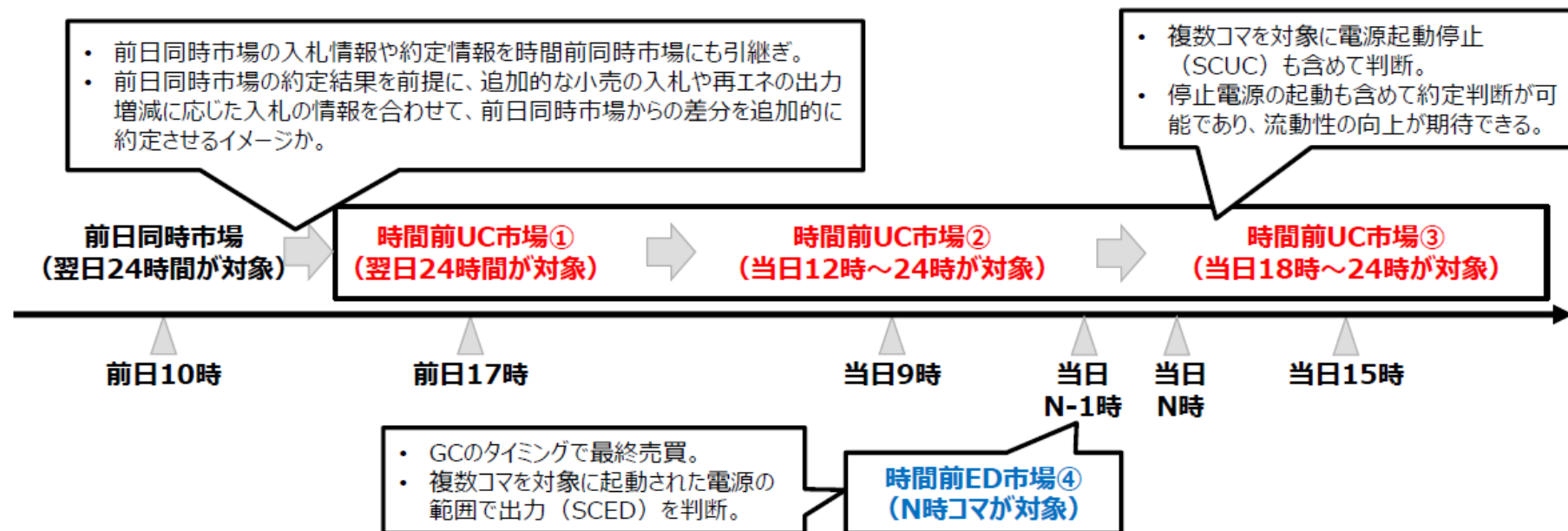
- 一方で、例えば、調整力実績が前半後半コマで上げ下げ混在時にはインバランス料金は相殺後価格となることから、調整力kWh市場であっても差損が出るケースもあり得る。
- 上記は、余剰インバラBGと不足インバラBGが異なる（インバランス実績として相殺されない）場合に、インバランス収支に赤字として計上されることとなる（同一BGで相殺される場合は、インバランス収支ではなく、時間内変動対応として赤字計上されることとなる）。



1. ΔkW 価格算定に関する検討
 - － 1. kWh価格・ ΔkW 価格・Upliftに関する試算結果
 - － 2. ΔkW 入札価格の影響評価
2. 時間前市場価格・インバランス価格検証
 - － 1. 現行制度の振り返り
 - － 2. 具体的な検証方法について
3. 得られた示唆と今後の進め方

- 時間前市場の仕組みとしては、①現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバの取引）と②前日同時市場と同様の仕組み（Three-Part情報による約定）の二つのイメージが示されている。
- このうち、イメージ①であれば現状と大きく変わらないとも考えられることから、イメージ②、いわゆる時間前同時市場となった場合の実施形態や価格規律、約定価格の決定方法等を検証することとしたい。

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



(※)

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

I. 時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

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

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

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

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

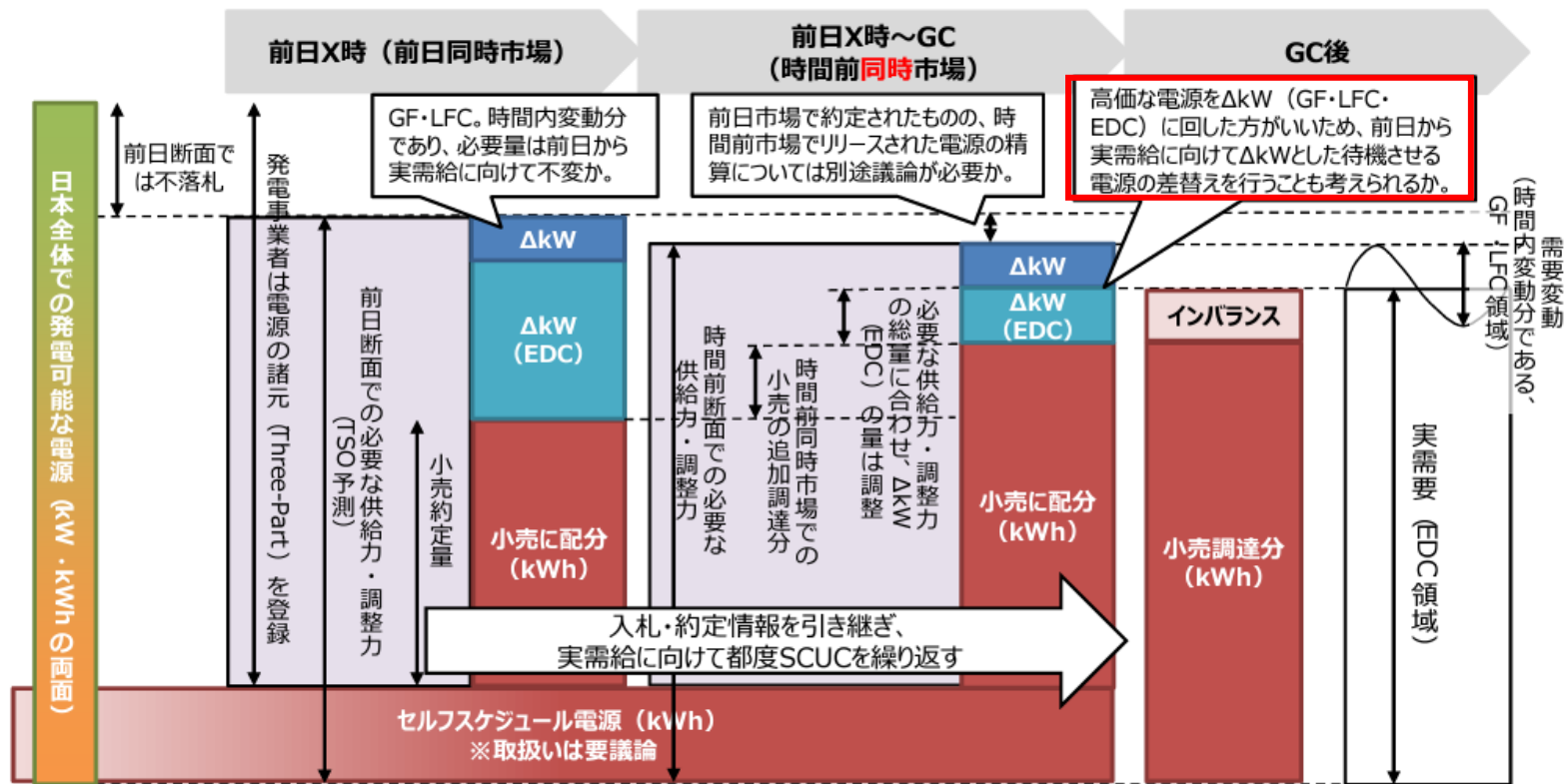
- なお、後記①②のイメージは、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでしかなく、前日から実需給に向けての需要や再エネの予測誤差の発生具合、BG（特に小売電気事業者）の買い入札の量によって図は大きく異なるものとなる。また、分かりやすさの観点から2つのイメージを提示したものの、①と②の二元論ではなく、その中間的な形を検討することもあり得る。
- 以上を踏まえ、**前日から実需給に向けての将来的な日本の電力市場の仕組みとしてどういったものが望ましいか、御意見をいただきたい。**

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



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

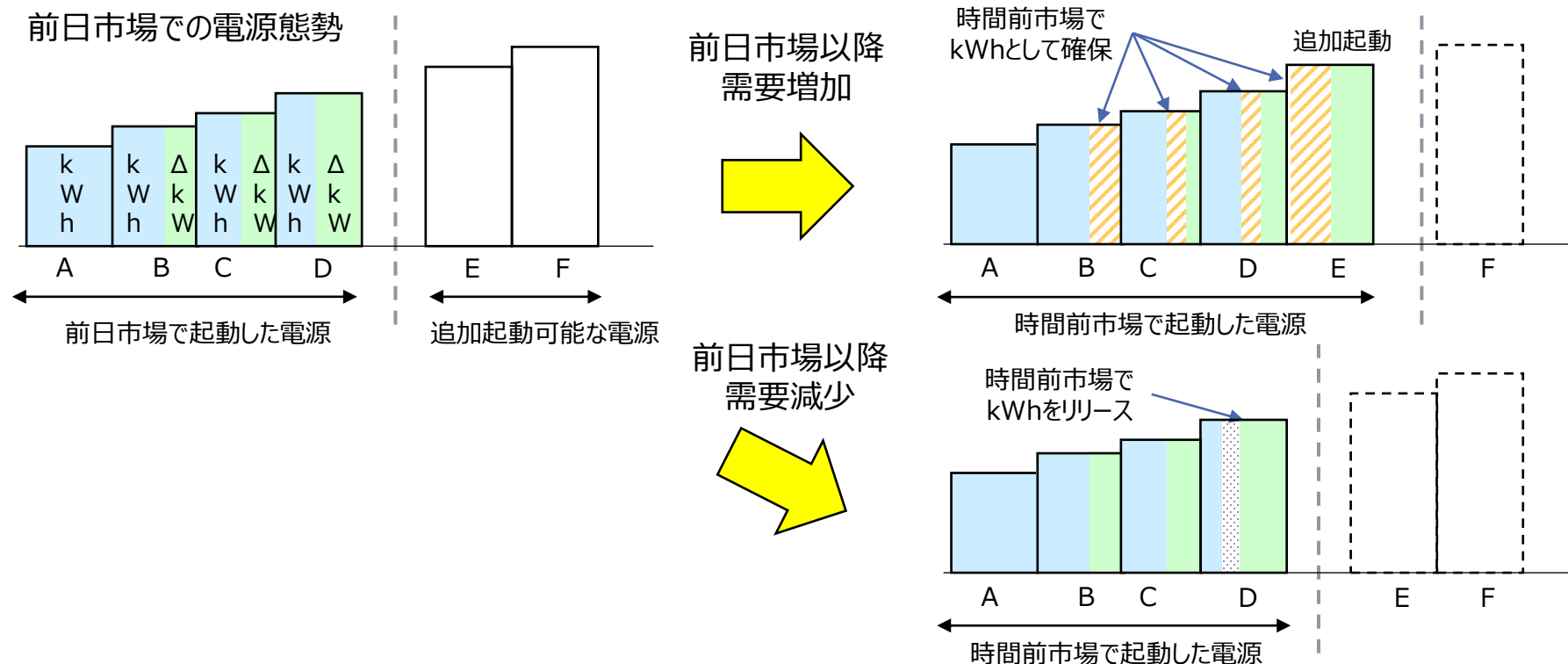
- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体で必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。



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

14

- 時間前同時市場（イメージ②）の場合、前日市場以降の需要増減に対してThree-part情報に基づいて都度SCUCを行うことで発電機態勢を更新していくことになる。
- そうしたなか、第6回本検討会（2024年2月5日）では、「案B-2:同時最適のシャドウプライス（シングルプライス精算）」をベースに Δ kWh価格検証を進めることとされたところでもあるため、これを踏襲し、時間前同時市場におけるkWh価格決定方法としても、案B-2をベースとすることが考えられる。
- この際の精算対象について、全ての発電・需要を対象とするのか、前日（あるいは前回の時間前）からの数量偏差のみ対象とするのかが論点であるところ、あくまでも時間前同時市場における取引は偏差分のみと考えられることから、後者をベースとし、時間前同時市場のkWh価格（前日市場取引からの精算額）の合理性を検証してはどうか。



- 米国では、前日からの数量偏差のみを差分決済方式 (Two Settlement) と呼ばれる方法で精算している。

卸電力市場の運営の流れと個別の市場の役割

R 電力中央研究所

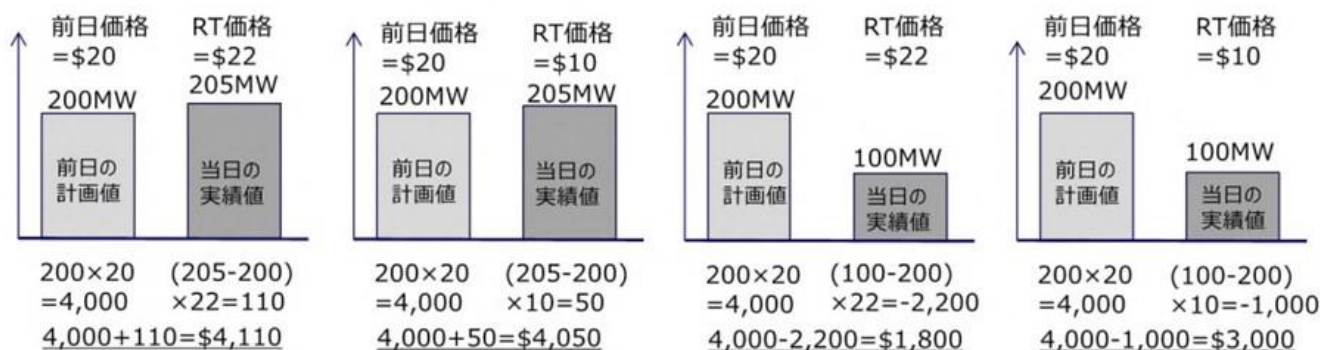
米国における個別の市場の役割・機能

◆ 前日市場

- 前日市場は、発電事業者と小売電気事業者に需給計画のための十分なリードタイムを提供し、発電と消費について経済的に拘束力のあるスケジュールを作成する。
- リアルタイム価格の変動リスクをヘッジするための先渡し市場ともいえる。

◆ リアルタイム市場

- リアルタイム市場は追加的にエネルギーを供給できる市場参加者に入札の機会を提供するとともに、前日市場のスケジュールと実需給断面の負荷の差を調整する。リアルタイム市場の価格は5分毎に計算され (事後的に公表)、実需給断面の発電量や需要量が、前日の取引で確定した値と異なる場合、その差分の精算に適用される (Two settlement)。



出典：FERC (2020), PJM (2016)に基づき作成

© CRIEPI 2022

10

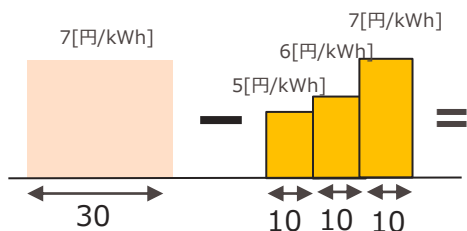
- 現状の調整力kWh市場は、インバランス取引がシングルプライス、調整力取引がマルチプライスとなっており、この際、調整力提供者にとって限界費用のままであれば上げ下げ調整に応じる（売り買い入札に出す）インセンティブがないためV1V2スプレッド（10%マージン）を乗せている状態。
- 一方、前日同時市場における価格決定方法と同じ考え方にするのであれば、同じ価格規律（Three-Part情報）のまま、インバランス取引・調整力取引ともにシングルプライスで精算することも考えられる（これにより売り買い入札に出すインセンティブを高める）。

現状の調整力kWh市場



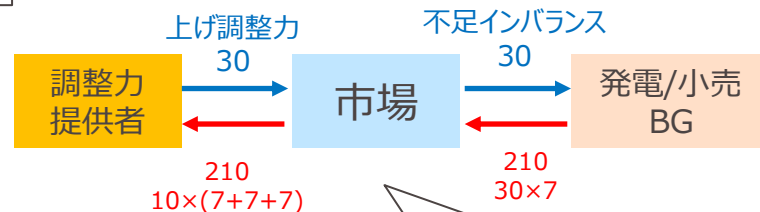
【市場の収支】

- : インバランス調整のためのkWhコスト
- : インバランス補填収入



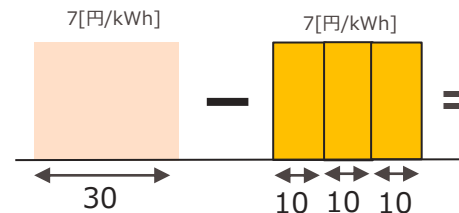
市場運営者に
収益発生

両取引ともSPAの場合



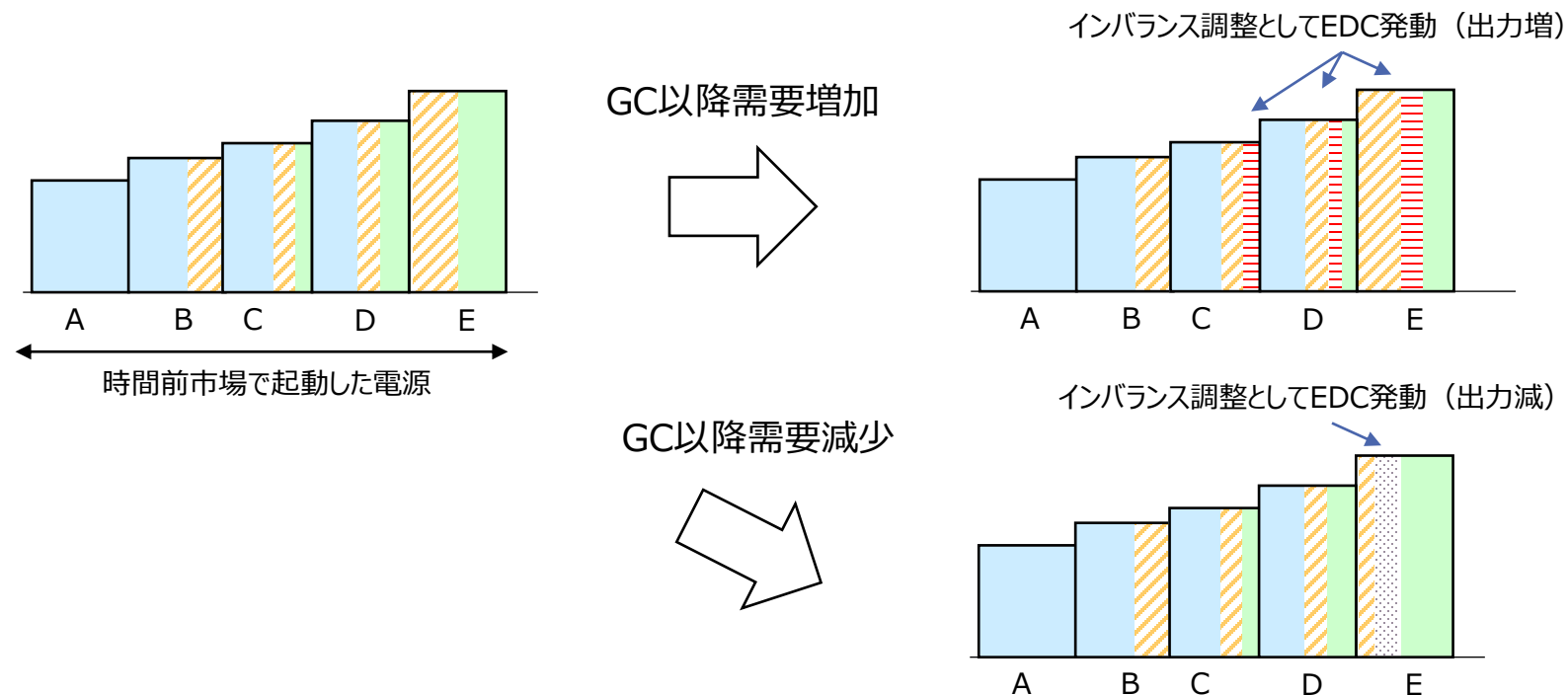
【市場の収支】

- : インバランス調整のためのkWhコスト
- : インバランス補填収入



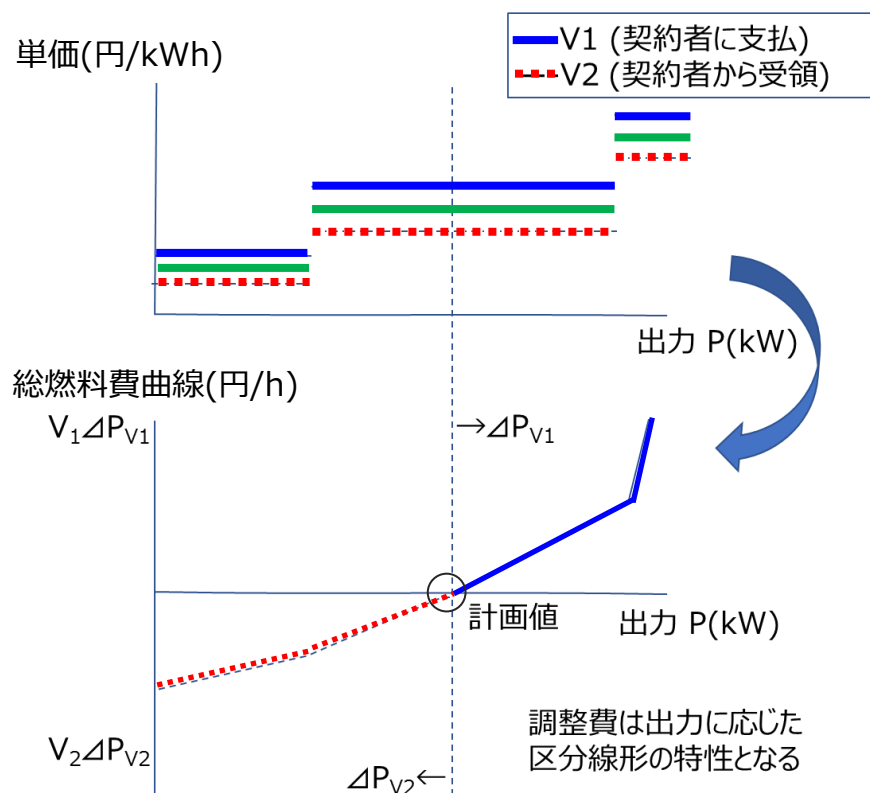
市場運営者の
収支は±0

- 調整力kWh市場（インバンス料金連動）においては電源の起動停止は行わず、GC以降の需要増減に対して、あらかじめ決まった発電機態勢のもとでSCEDを行うことになる。
- その上で、インバンス料金の価格決定方法としては、V1/V2単価（スプレッドマージン込み）のマージナル価格でマルチプライス精算（調整力取引のみ）とするか、前日同時市場と同じ規律（Three-Part情報）、同じ価格（案B-2:同時最適のシャドウプライス）でシングルプライス精算（両取引とも）とするか等が考えられる。
- この際の精算対象について、あくまでも発生したインバンスに対する取引であることから、GC時点計画値からの数量偏差を対象とした差分決済方式（Two Settlement）とするのが基本と考えられるところ、これら複数の案に対し、インバンス価格（前日市場取引からの精算額）の合理性を検証してはどうか。

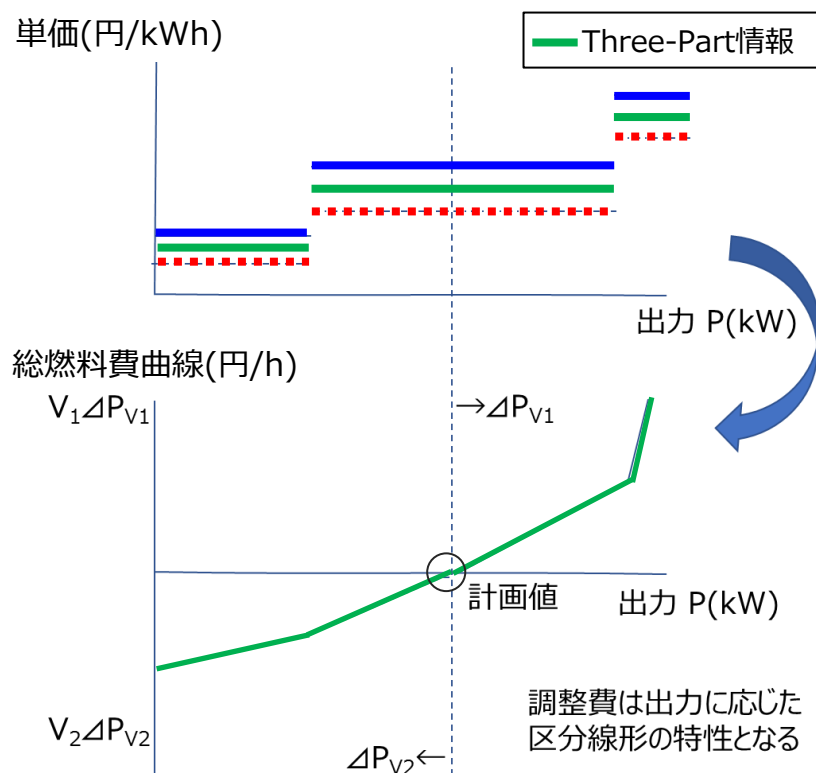


- V1/V2単価を用いる場合、GC時点計画値より上げ側はV1単価、下げ側はV2単価を参照してSCEDを行うこととなるため、Three-Part情報を用いる場合と比べると、インバランス料金だけでなく、発電機出力（調整力kWh市場の約定結果）自体も変わり得る。

【V1/V2単価】



【Three-Part情報】



1. Δ kW価格算定に関する検討
 - － 1. kWh価格・ Δ kW価格・Upliftに関する試算結果
 - － 2. Δ kW入札価格の影響評価
2. 時間前市場価格・インバランス価格検証
 - － 1. 現行制度の振り返り
 - － 2. 具体的な検証方法について
3. 得られた示唆と今後の進め方

- 今回の各種検討結果から得られた示唆と今後の進め方については以下の通り。

【kWh価格・ΔkW価格・Upliftに関する試算】

- まず、ΔkW約定量の特定方法について、いくつかの例をお示した。

- 例Ⅰ：限界費用の安価な順に割り当て（単位量あたりのΔkWコストが高額になる課題がある）
- 例Ⅱ：限界費用の高額な順に割り当て（逸失利益が取り漏れる課題がある）
- 例Ⅲ：ΔkW供出可能量すべてΔkW約定とみなす（必要量以上に対価を与えることが課題）
- 例Ⅳ：ハイブリッド型（特定自体は限界費用の安価な順とし、逸失利益をシングル、機会費用をマルチで精算）

- 試算結果（傾向）として、ΔkW精算をシングルプライスとした場合、Ⅰ＞Ⅱ＞Ⅲの順に、平均価格・年間取引総額ともに高額となり、マルチプライスとした場合、年間取引総額に変化はないが、ⅢについてはΔkWの約定量が増えるため、平均価格としては低くなった。また、Ⅳの場合、マルチプライスに一定程度インセンティブが上乗せされた水準感となった。

- また、Upliftについて、ΔkW収入も見込んだ場合、大宗のケースにおいて、卸取引費用の0～1%程度の規模感となった。（傾向として、コマ単位＞1日単位＞1週単位となることは全ケース共通であった）

【ΔkW入札価格の影響評価】

- 全ての電源がA種（0.33円）を選択した場合は、発電機態勢・エネルギーコスト（燃料費＋起動費）に影響は生じず、言い換えると、ΔkW入札価格なしの同時最適結果（ΔkW約定電源）に対し、事後的に一律0.33円（固定マージン）加算しても同じ結果になることが分かった。
- 他方、一部の電源がB種を選択している場合について、ΔkW入札インセンティブのための措置としての「③その他（一定額）」が逆にB種電源のΔkW収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう可能性があることが分かった。（また、発電機態勢自体も変わり、エネルギーコスト（燃料費＋起動費）増加に繋がるといった影響も考えられる）

【 Δ kW入札価格の影響評価（続き）】

- 前述の結果も考慮しつつ、 **Δ kWに対する適切な対価の支払い方法を検討する必要があるのではないか。**
- 具体的には、 Δ kWの約定ロジックや価格算定の検討にあたって、現行の需給調整市場の約定方法の他に、例えば以下のようなやり方も考えられる。加えて、今後、再エネ大量導入によるフレキシブルなリソースのニーズが高まることや、このニーズに応えるための電源投資を促す必要性といった観点も重要ではないか。引き続き、こういったことを念頭に置きつつ、検討を深めるのが良いのではないか。
 - ✓ 調整力 Δ kW市場のシングルプライスオークション化。機会費用のシングルプライスオークション化は過剰な調整力調達費用の増加になりうるため、逸失利益のシングルプライスオークション化をまずは検討か。
 - ✓ 米国のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える。
 - ✓ 調整力kWhのシングルプライスオークション化等、 Δ kW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、 Δ kW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。

【時間前市場価格・インバランス価格検証】

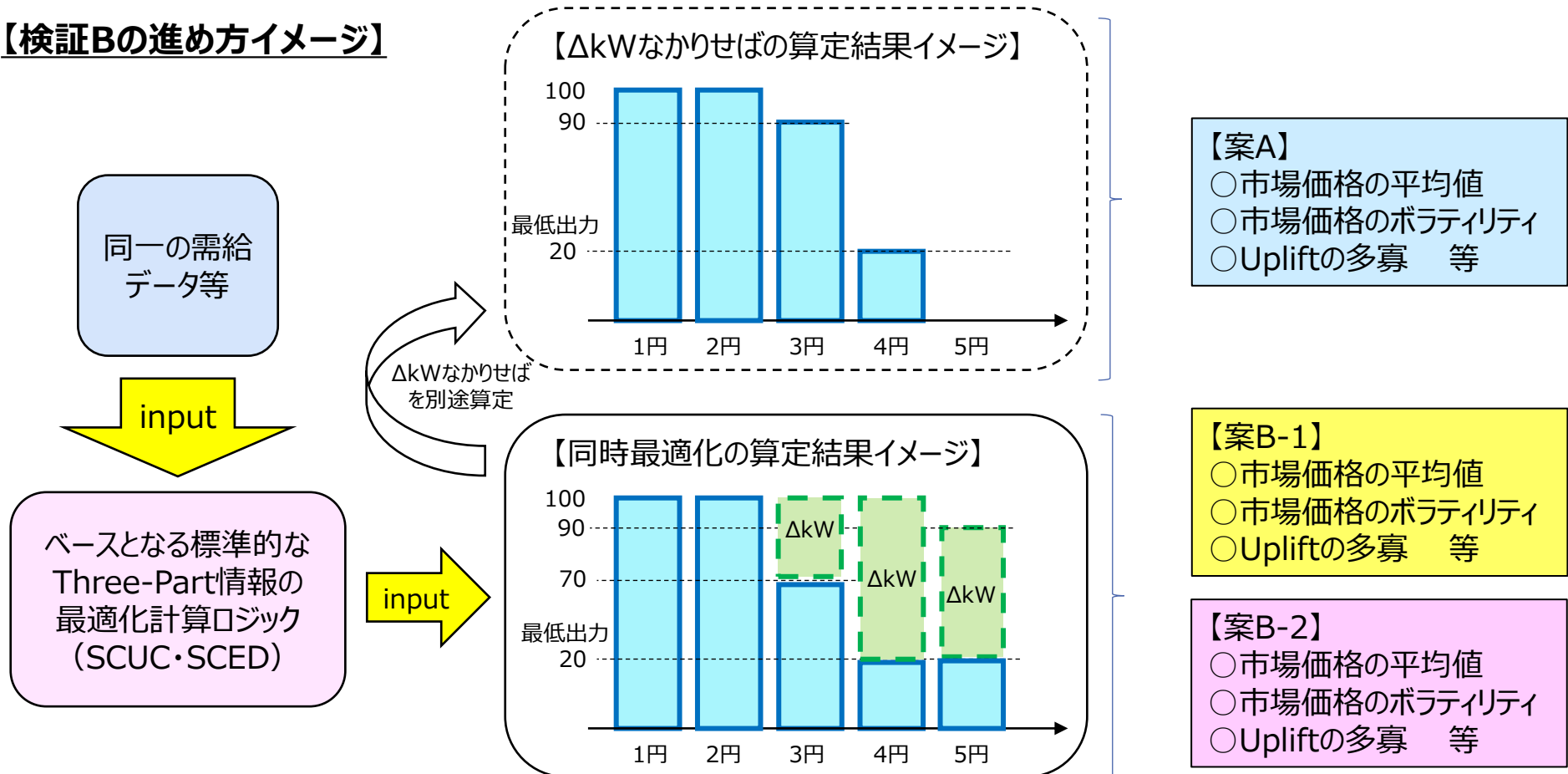
- 時間前同時市場（イメージ②）の場合は、都度SCUCを行うことで発電機態勢を更新、また、調整力kWh市場（インバランス料金連動）の場合は、予め決まった発電機態勢のもとでSCEDを行う形態が考えられる。
- その際の**kWh価格（時間前市場価格・インバランス価格）算定方法について、いくつかの案が考えられるところ、定量評価（検証）しながら、それらkWh価格の算定方法について絞り込んでいくこととしたい。**
- また合わせて、その際の **Δ kW価格（ Δ kW差替えが生じた際の取り扱い等）についても、引き続き検討を進める。**

以 上

検証Bの進め方（参考）

- 検証Bの進め方としては、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（同時最適として一意に求まる算定結果）に対し、複数の価格算定の考え方を踏まえて、各シナリオにおける市場価格の平均値やボラティリティ、ならびに回収漏れ費用の補填（Uplift）等を計測・比較検証していくこととしていた。

【検証Bの進め方イメージ】

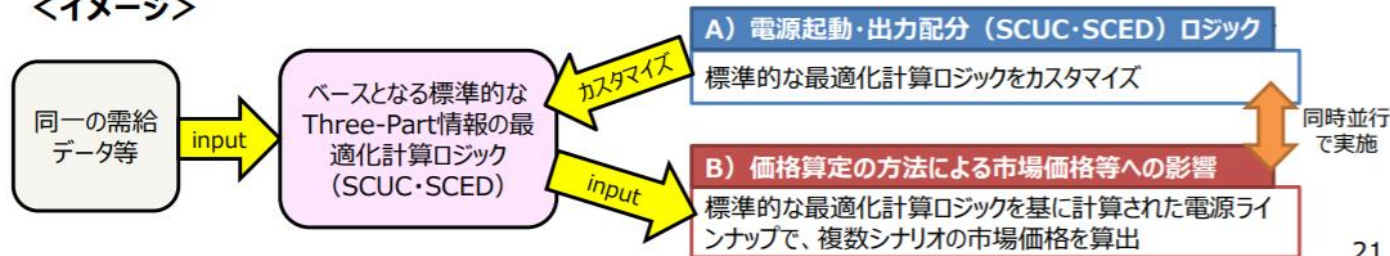


- 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データを用いつつ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aとも同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を進める方法としていた。

補足：検証AとBの関係性

- 「A）電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック」と「B）価格算定の方法による市場価格等への影響」については、本来的には密接にかかわるため（※）、2つに分けるのではなく同時に検証を行うことも考えられる。
（※） Aのロジックで算出された電源ラインナップは、Bで算出される市場価格の前提であるため。
- 一方、Aについては、週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）や買い入札の考慮、 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

- 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、まずは作成に着手。

※ 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着手

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）
なしで作成着手

- ✓ 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）

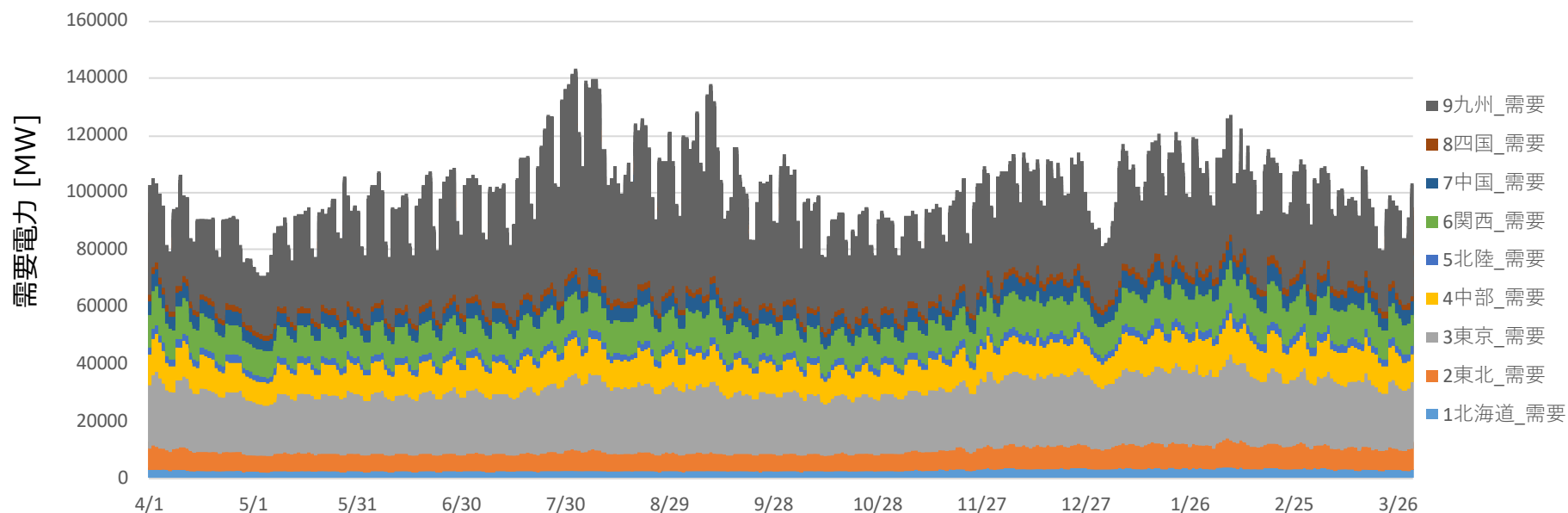
需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

- ✓ 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

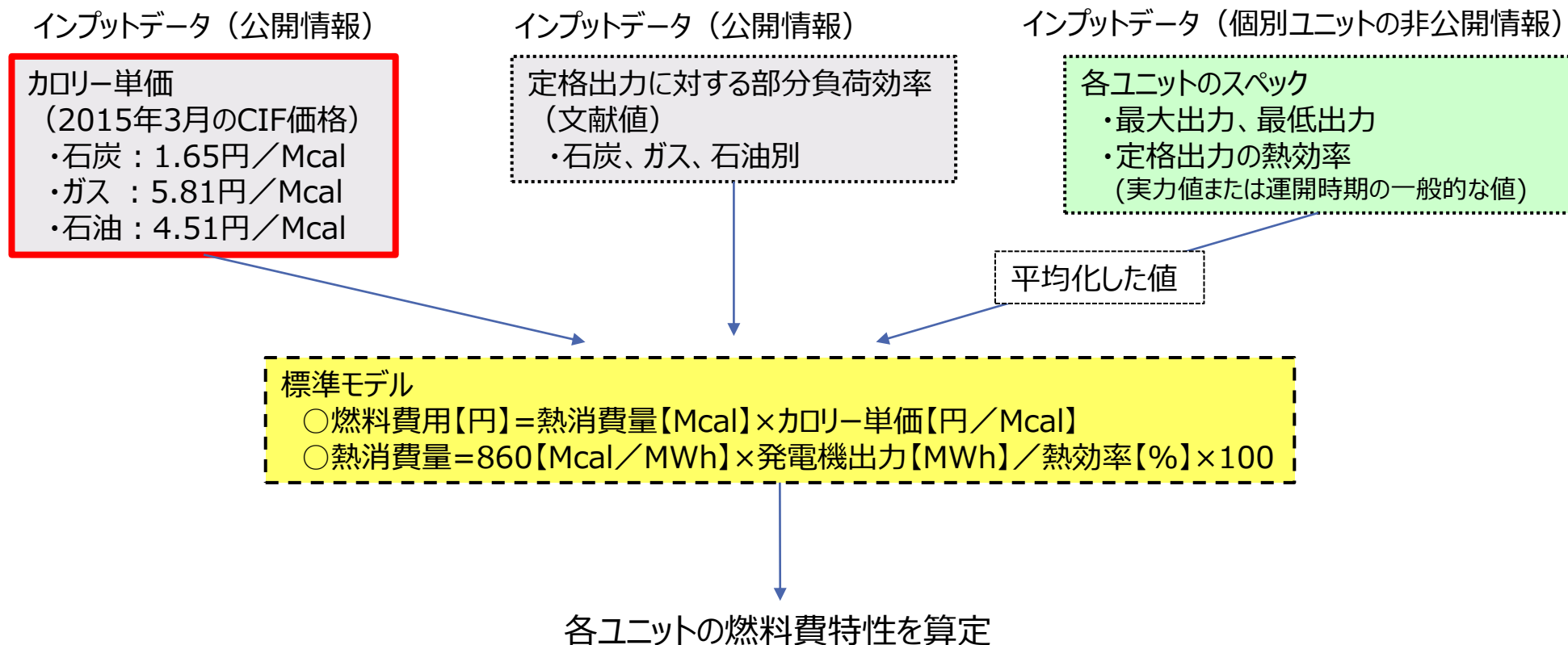
※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2 参照

30

- 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については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。

日本語名称	石炭(小容量)	石炭(中容量)	石炭(大容量)	MACC	ACC	CC	Conv(小容量)	Conv(中容量)	Conv(大容量)	石油
発電所名	Coal_S	Coal_M	Coal_L	MACC	ACC	CC	Conv_S	Conv_M	Conv_L	Oil
地域	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国	全国
燃種	石炭	石炭	石炭	MACC	ACC	CC	Conv	Conv	Conv	石油
設備量(MW)	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最低起動時間(時間)	8	8	8	4	4	4	8	8	8	8
最低停止時間、一度停止してから次の運転までのダウンタイム(時間)	8	8	8	4	4	4	8	8	8	8
一日あたりの最大起動回数(回)	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1
最大出力時の発電端効率(%)	40	42	43	57	54	46	44	44	44	37
最大出力(MW)	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最低出力(MW)	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
DSS起動費(円)	1,600,000	4,200,000	6,400,000	1,000,000	900,000	800,000	600,000	1,000,000	1,300,000	1,000,000
WSS起動費(円)	2,400,000	6,100,000	9,200,000	1,500,000	1,300,000	1,200,000	900,000	1,500,000	1,900,000	1,400,000
CSS起動費(円)	2,500,000	6,500,000	9,900,000	1,600,000	1,400,000	1,300,000	1,000,000	1,600,000	2,000,000	1,500,000
DSS-WSS時間(時間)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
WSS-CSS時間(時間)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
LFC調整力(MW)	5	30	50	25	15	10	5	30	50	15
最低出力費用(第1区分)(円/kWh)	3.87	4.08	3.93	9.69	9.56	12.6	11.74	13.17	15.62	12.64
第2区分費用(円/kWh)	3.2	2.91	2.84	8.07	8.75	9.84	10.81	10.22	9.81	9.39
第3区分費用(円/kWh)	3.3	3	2.89	8.28	8.96	10.31	11.18	10.59	10.14	9.43
第4区分費用(円/kWh)		3.09	2.95	8.48	9.16	10.79		10.97	10.48	9.47
第5区分費用(円/kWh)		3.19	3.01	8.69				11.34	10.81	
第6区分費用(円/kWh)			3.07						11.14	
第7区分費用(円/kWh)			3.13						11.47	
第1区分(MW)	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
第2区分(MW)	75	300	458	238	200	100	75	263	292	167
第3区分(MW)	100	400	567	325	250	150	100	375	433	233
第4区分(MW)		500	675	413	300	200		488	575	300
第5区分(MW)		600	783	500				600	717	
第6区分(MW)			892						858	
第7区分(MW)			1000						1000	

- このうち、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、各ユニットの燃料費特性を算定している。
- この点、燃料費については、市況（例えばCIF価格）によって変動（幅）があるため、この辺りのパラメータを変えた上での傾向把握も、今後重要になると考えられる。



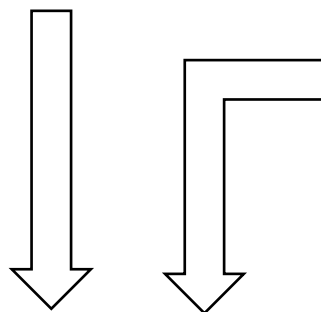
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

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）

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

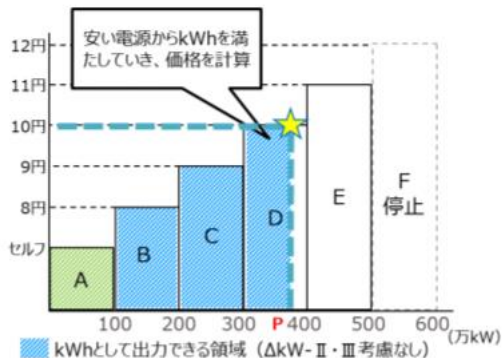


図 31 ΔkW -II・IIIを考慮しない方法（案A）

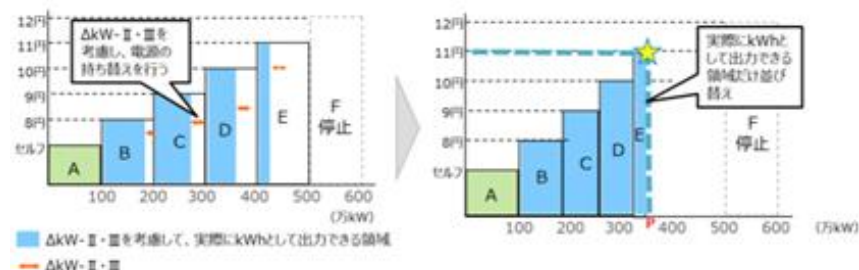


図 32 ΔkW -II・IIIを考慮する方法（案B-1）

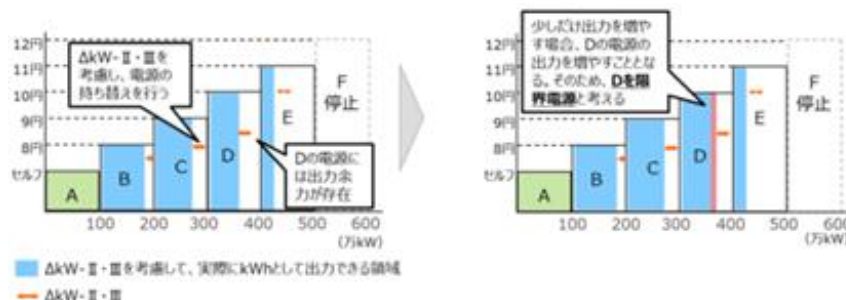


図 33 ΔkW -II・IIIを考慮する方法（案B-2）

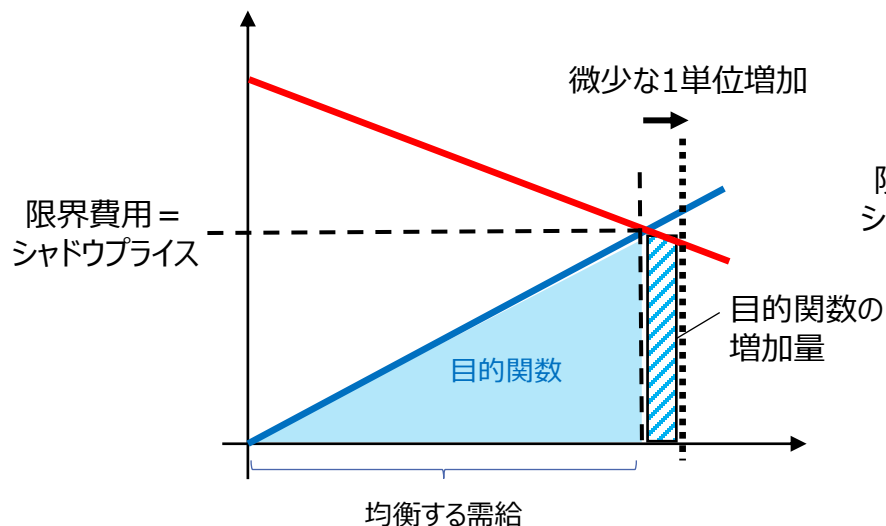
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

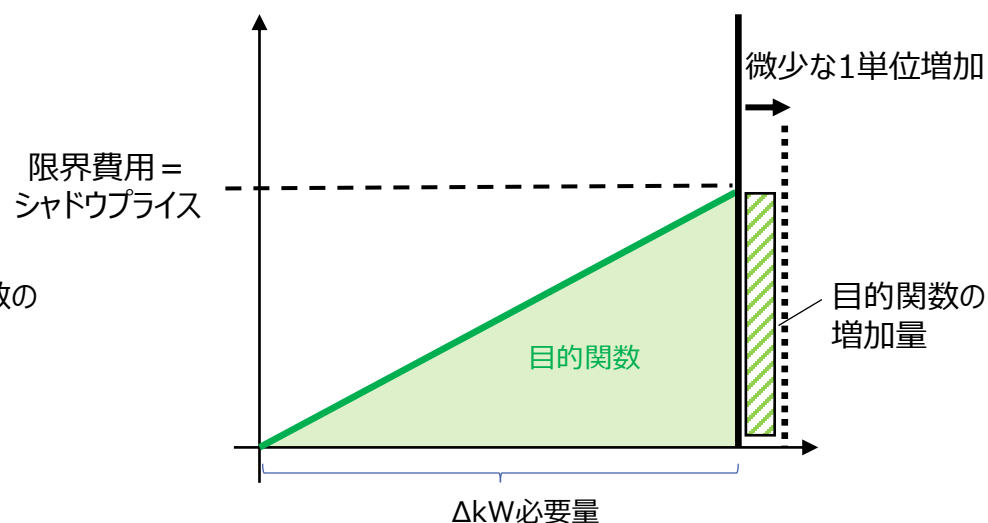
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵⁰。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

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

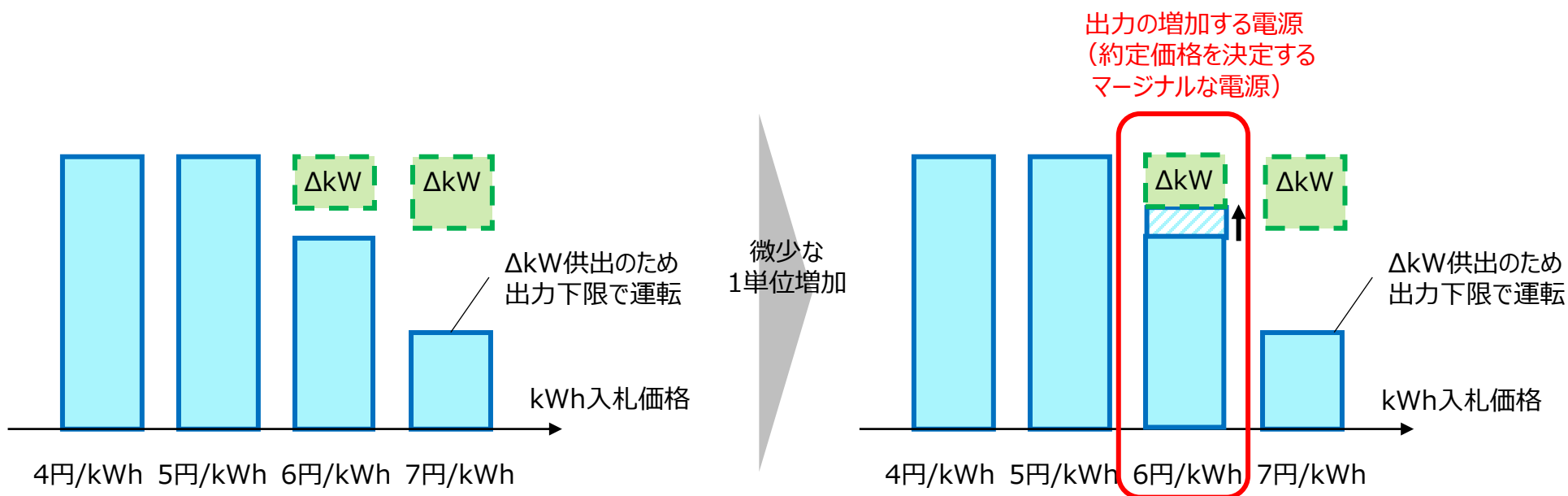
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



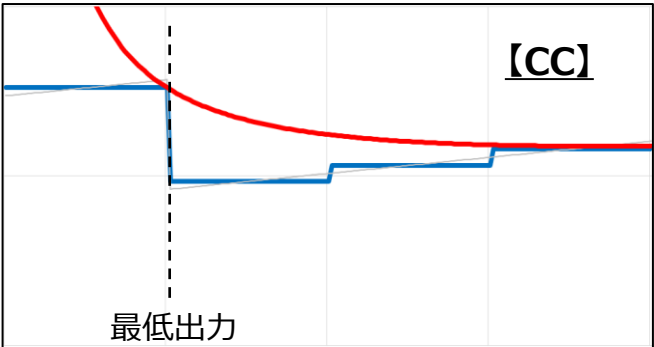
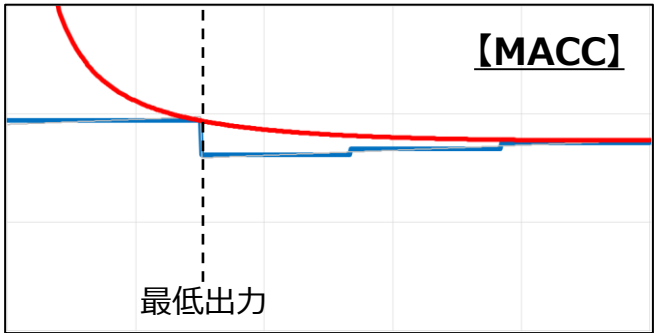
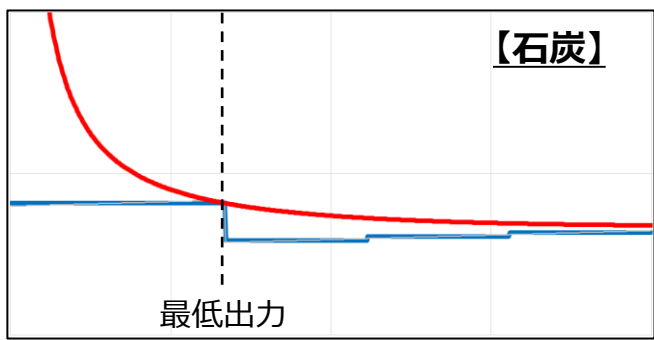
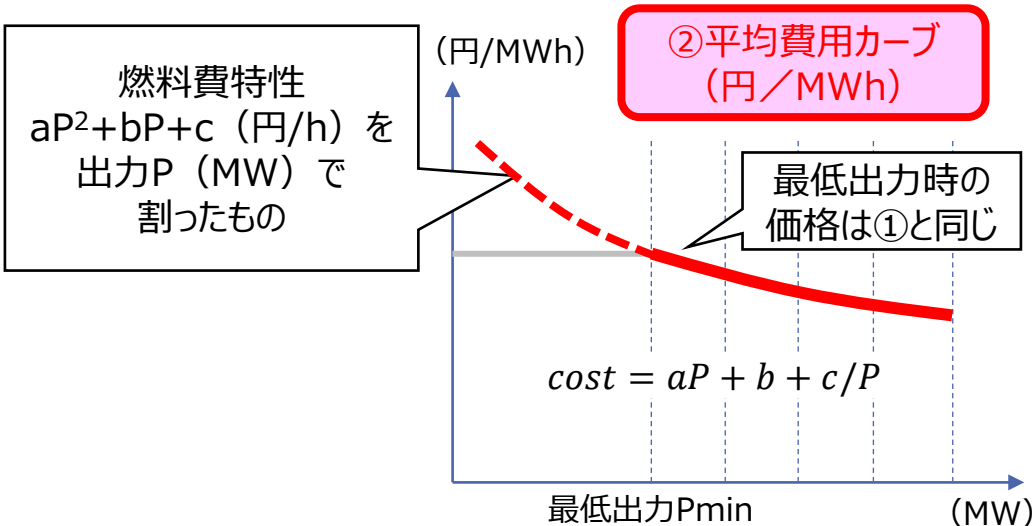
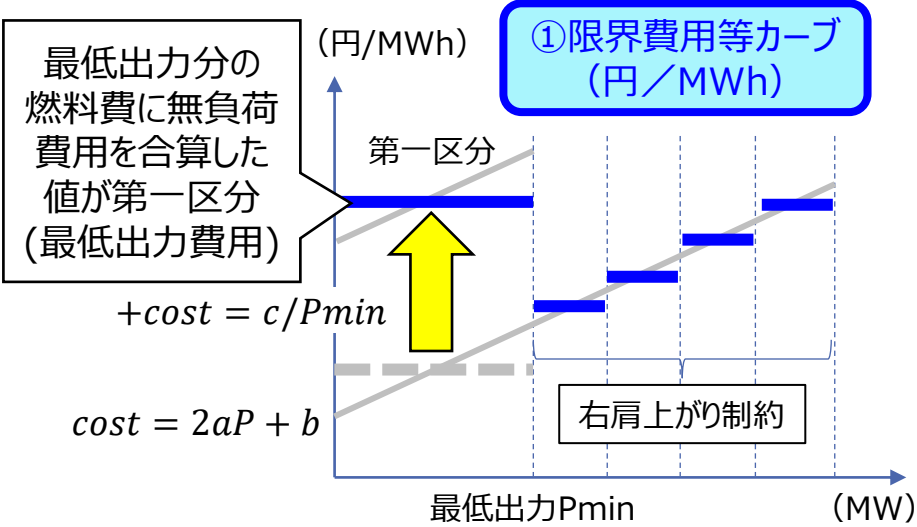
調整力（ΔkW）確保制約に対応するシャドウプライス



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



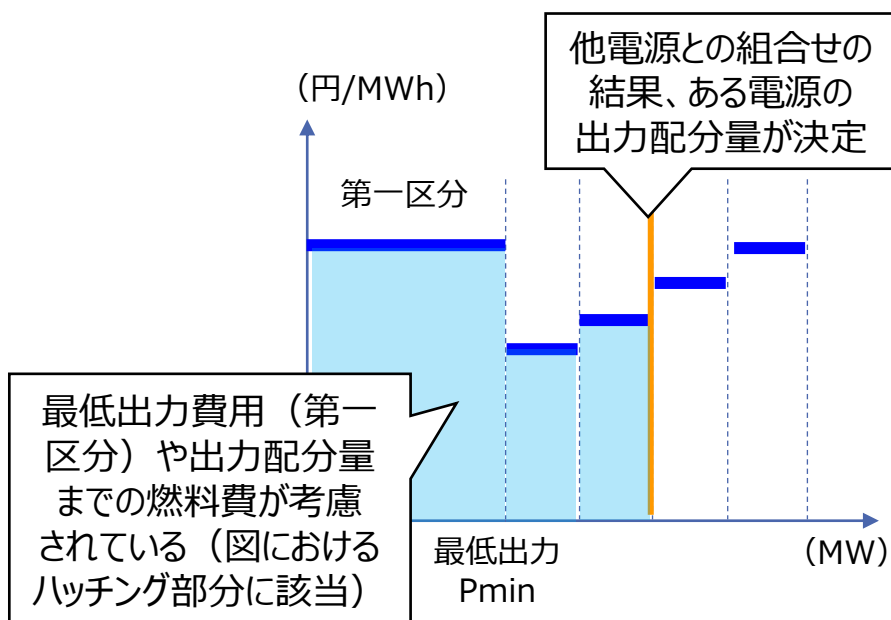
■ 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、どのような傾向となるか、こちらも比較検証を行うこととされていた。



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

【約定電源決定時】

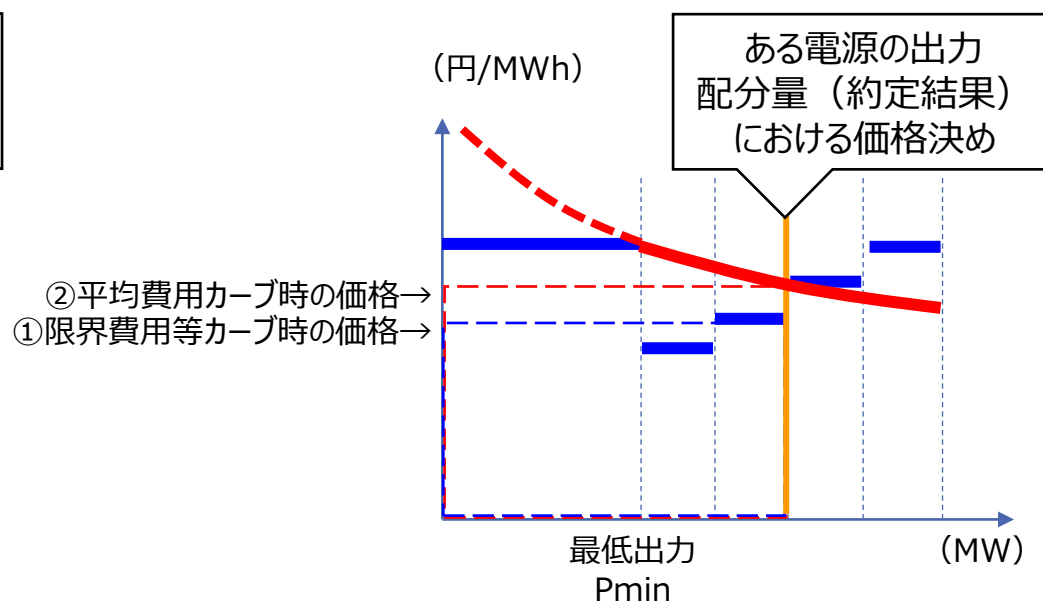
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



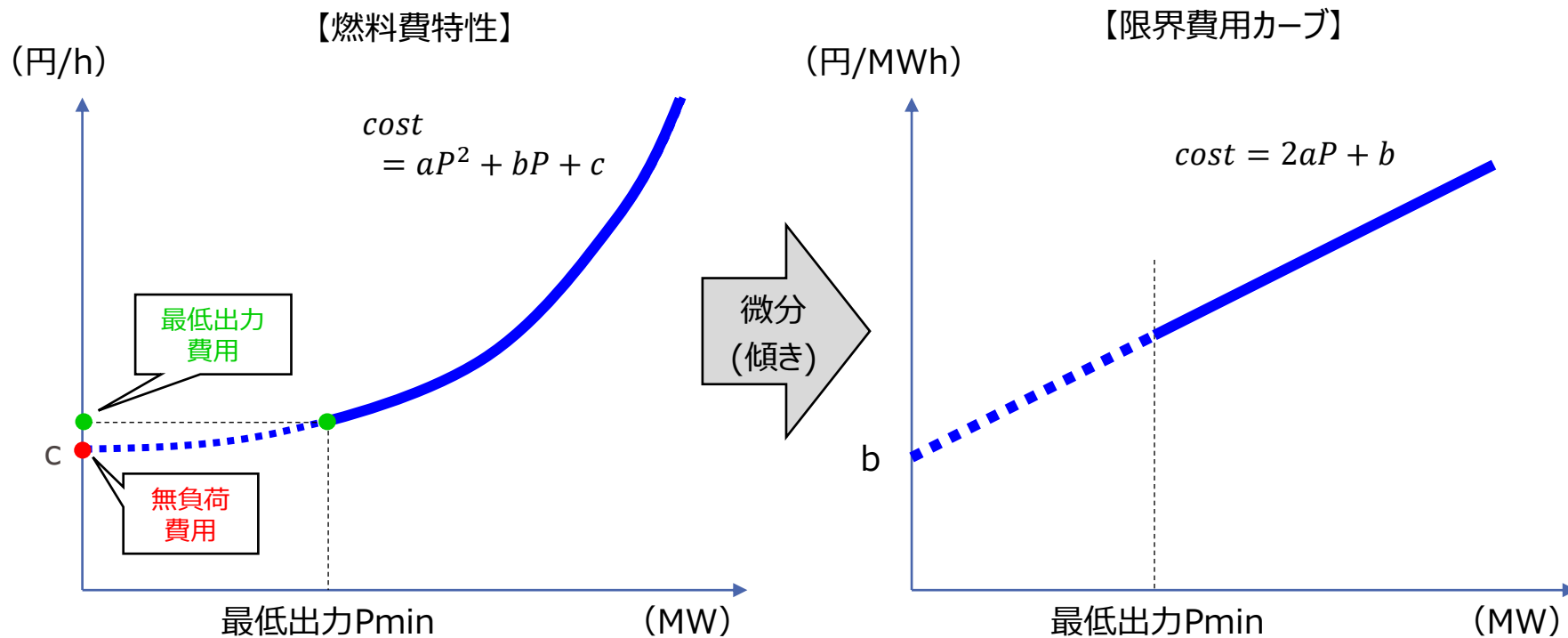
※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当

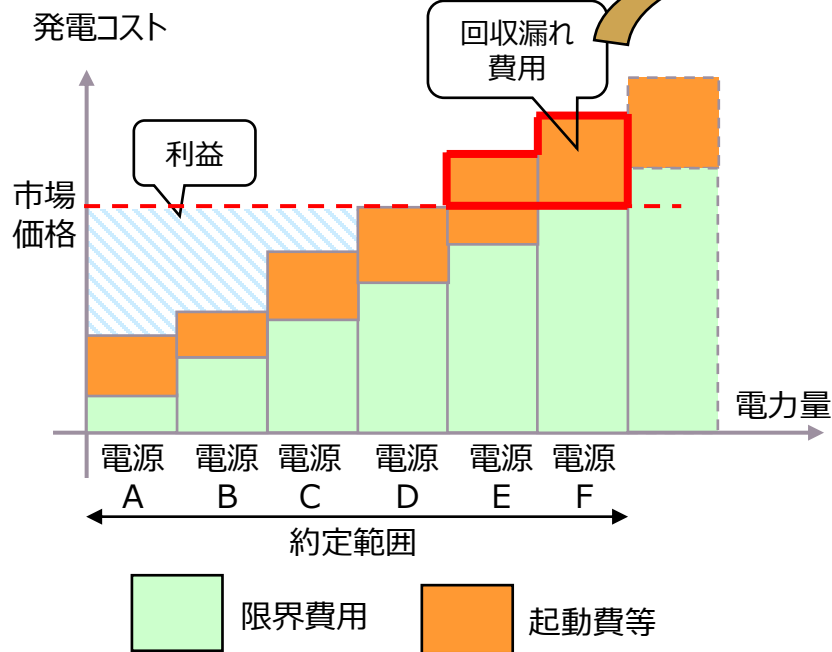


- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。

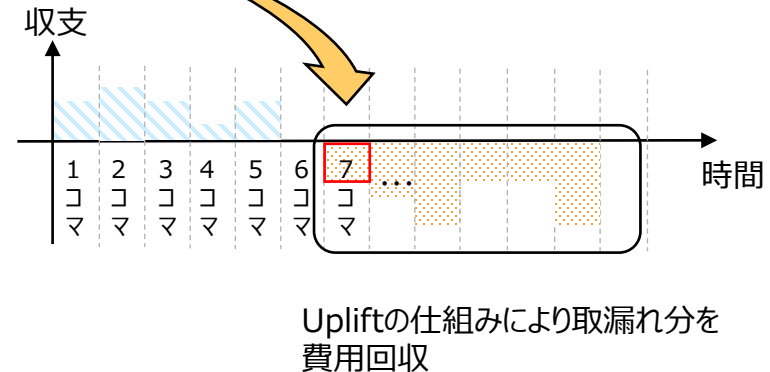


- また、市場価格には、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点も存在し、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うこととなっている。
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、限界費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費等の各種費用} \geq 0$ ）ことを判定するかということも論点となっている。

あるコマ（7コマ）における各電源の収支イメージ



ある電源（F）における一定期間の収支イメージ

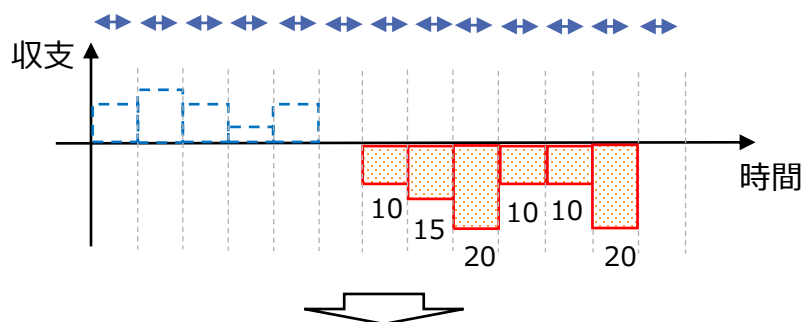


<論点>

起動費等の取漏れ判定期間（コマ単位、1日、1週間等）をどのように定めるか

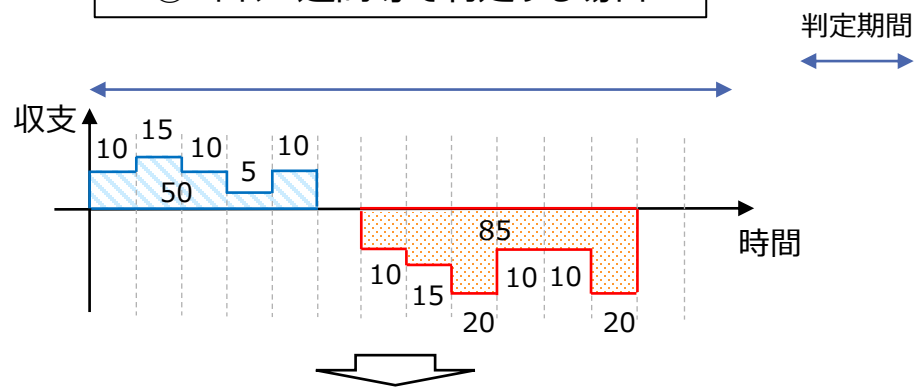
- 起動費等の取漏れを判定する期間は、大枠の分類として、「①コマ単位で判定する場合」と、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」の二つが考えられる。
- 「①コマ単位で判定する場合」には、あるコマの収支で費用回収できていない場合にはその量をupliftとして回収することになり、この時、市場価格によって費用回収できたコマについては、そのまま発電事業者の利益となる。
- 他方、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」は、その判定期間において総収支がマイナスになったとき、その量をupliftとして回収することとなる。
- したがって、「①コマ単位で判定する場合」の方が、発電事業者の利益が大き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

①コマ単位で判定する場合



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

②1日、1週間等で判定する場合



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