

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5月22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8回本検討会（2024年4月19日）においては、 ΔkW 価格算定に関する検討（ kWh 価格・ ΔkW 価格・Upliftに関する試算結果・ ΔkW 入札価格の影響評価）、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。
- 今回、時間前市場価格・インバランス価格に関する試算結果や市場価格構造に関する考察、ならびに前日以降の ΔkW 価格の取り扱い（Two Settlementのケーススタディ）について検討したため、ご議論いただきたい。

得られた示唆と今後の進め方 (2 / 2)

47

【 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。

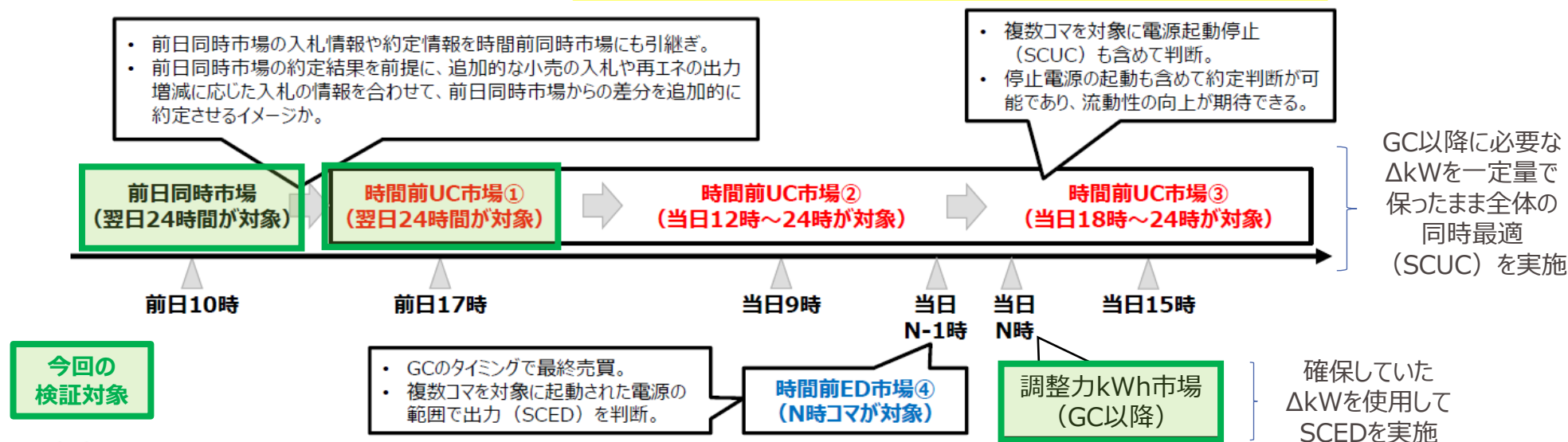
1. 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. 市場価格構造に関する考察
2. 前日以降の ΔkW 価格の取り扱い
 - － 1. Two Settlement（差分決済方式）とは
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
3. 得られた示唆と今後の進め方

1. 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. 市場価格構造に関する考察
2. 前日以降の ΔkW 価格の取り扱い
 - － 1. Two Settlement（差分決済方式）とは
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
3. 得られた示唆と今後の進め方

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

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

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



（※）

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

- 検証としては、需要増減に伴い電源バランス自体が変わり得ることから、まずは電源起動・出力配分シミュレーションを実施する必要がある。
- この際、時間前同時市場は前日同時市場と同じSCUCロジックで算定可能である一方、調整力kWh市場は電源起動や調整力制約の取り扱いが変わるため、新たにSCEDロジックを新規構築の上、算定を行った。

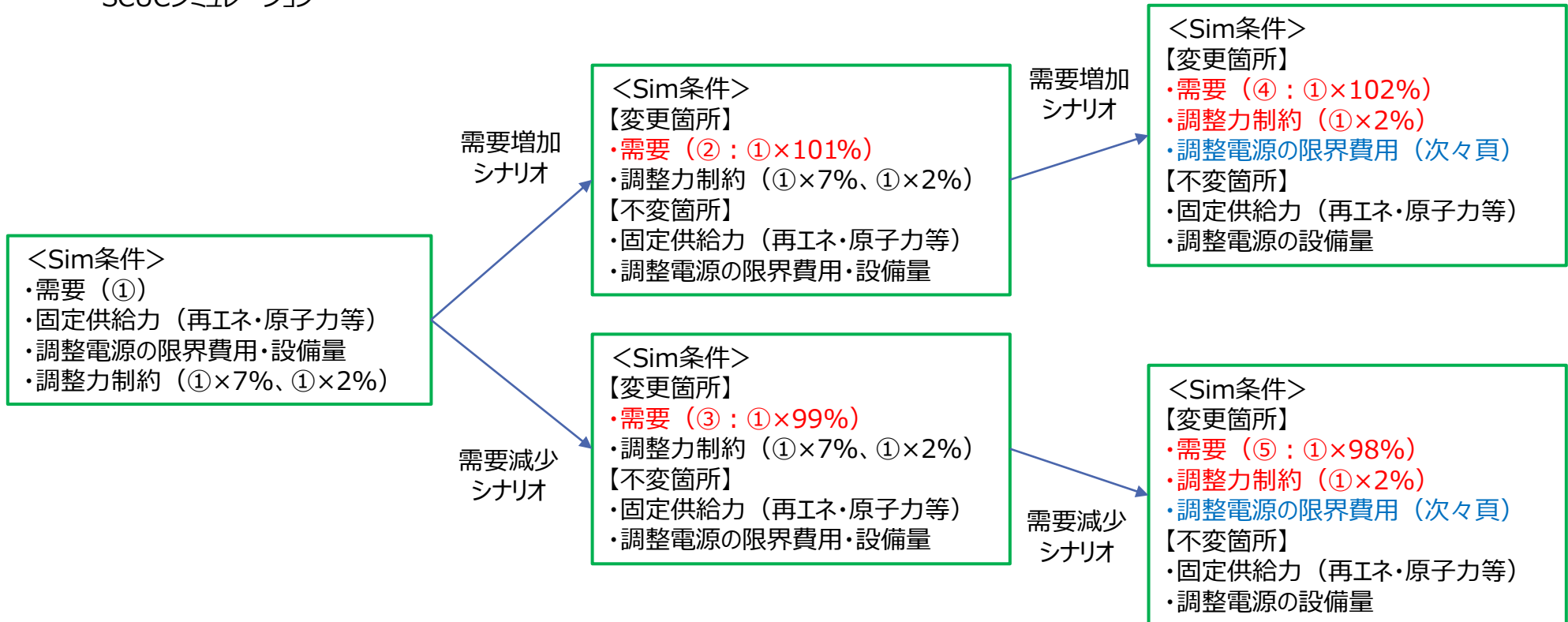
前日同時市場
(実施済み)
SCUCシミュレーション

時間前同時市場
SCUCシミュレーション

調整力kWh市場

SCEDシミュレーション（新規構築）

※ 時間前同時市場の結果（電源態勢）を引き継いで計算



- 前日想定需要については、小売想定の場合、平均的に±2%（98%～102%）の誤差が存在している。
- 前日同時市場の価格および時間前市場価格については、小売想定需要（買い入札）を元に算定されることから、今回、前日同時市場～時間前市場の需要増減を±1%、時間前市場～調整力kWh市場（実需給）の需要増減を±1%と条件設定した上で、検証を進めることとした。

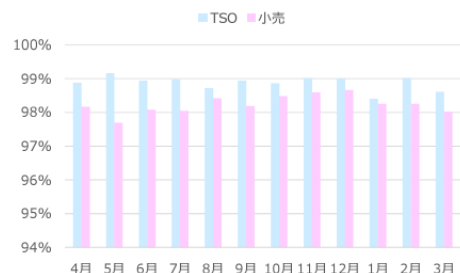
前日想定需要の正確性について（2/3）

全体データ 過小データ 過大データ

14

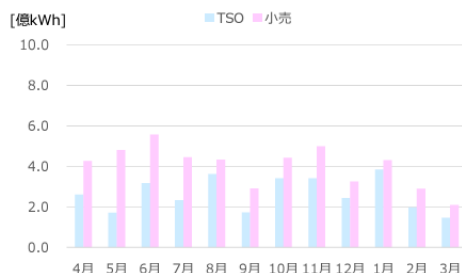
- 次に、「全データ」から「過小データ」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要は、年間を通して小売想定需要より高く、年平均で小売想定需要に比べ約0.7%精度が高かった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、TSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、年間合計で約17億kWh少なかった。これは、安定供給面で不足分が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【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 |

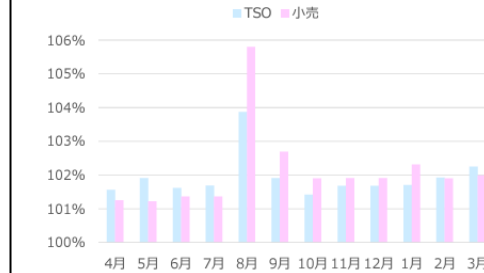
前日想定需要の正確性について（3/3）

全体データ 過小データ 過大データ

15

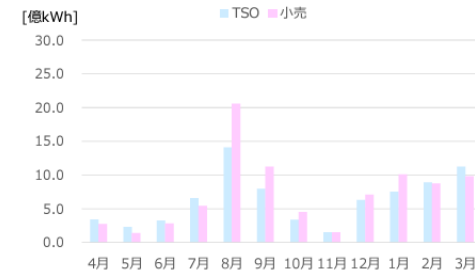
- 最後に、「全データ」から「過大データ」のみを対象して、同様の分析を行った。
- 実需要に対する前日想定需要の比率において、TSO想定需要が、小売想定需要より高い場合もあれば、低い場合もあり、特に傾向は見られなかった。
- 実需要と前日想定需要の差分の累積値については、比率と同様の傾向であった。一方で、年間合計ではTSO想定需要の方が小売想定需要より少なく、約4億kWh少なかった。これは、不要となる電源起動が少なく、TSO想定需要の方が全体的に高い精度で想定していたことを表していると考えられる。

【実需要に対する前日想定需要の比率（月平均）】



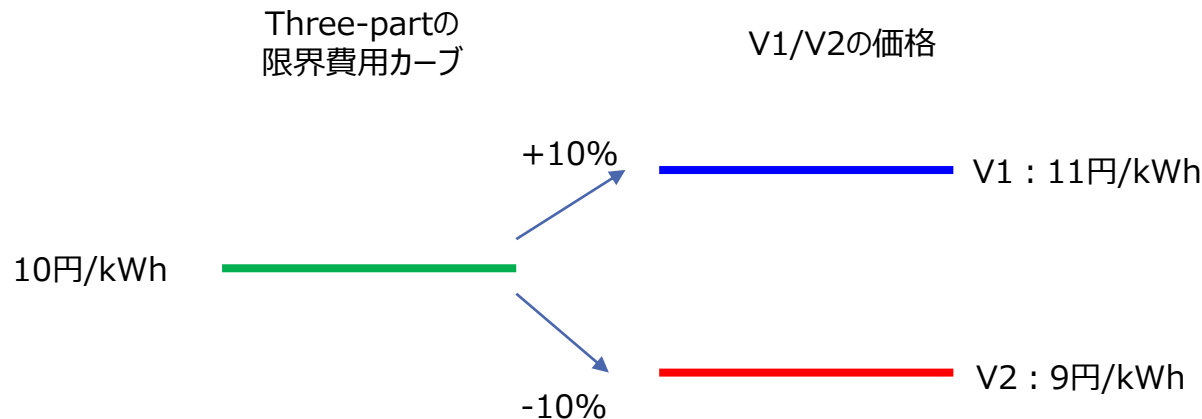
(算定式) 前日想定需要/実需要

【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 |

- また、市場価格検証としては、時間前市場価格については前日同時市場と同様のkWh価格決定方法（案B-2：同時最適のシャドウプライス）とし、前日同時市場からの数量偏差に対してシングルプライス精算で検証。
- また、インバランス価格（調整力kWh市場の約定価格）については、下記の2ケースについて検証を実施した。
 - ① 現行の調整力kWh市場と同様の方式
 - ✓ V1/V2単価（10%スプレッドあり）による出力配分を行い、マージナル価格で精算（インバランス：シングル、調整力取引：マルチ）
 - ✓ V1/V2単価は、時間前市場での約定量（≒計画値）を元に、計画値よりも上の領域は限界費用+10%の単価を、計画値よりも下の領域は限界費用－10%の単価を用いる
 - ② 前日同時市場（時間前同時市場）と同様の方式
 - ✓ Three-Partの限界費用カーブによる出力配分を行い、kWh価格決定（シャドウプライス）し、シングルプライス精算（インバランス取引・調整力取引ともに）



- 前述の検証条件に基づき、時間前市場価格・インバランス価格について試算した結果は下表のとおり。
- まず、需要上振れ時には、基本的には価格は上昇（下振れ時は低下）し、「前日市場価格 < 時間前市場価格 < インバランス価格」（下振れ時は逆）といった傾向になるといった試算結果が示された。

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

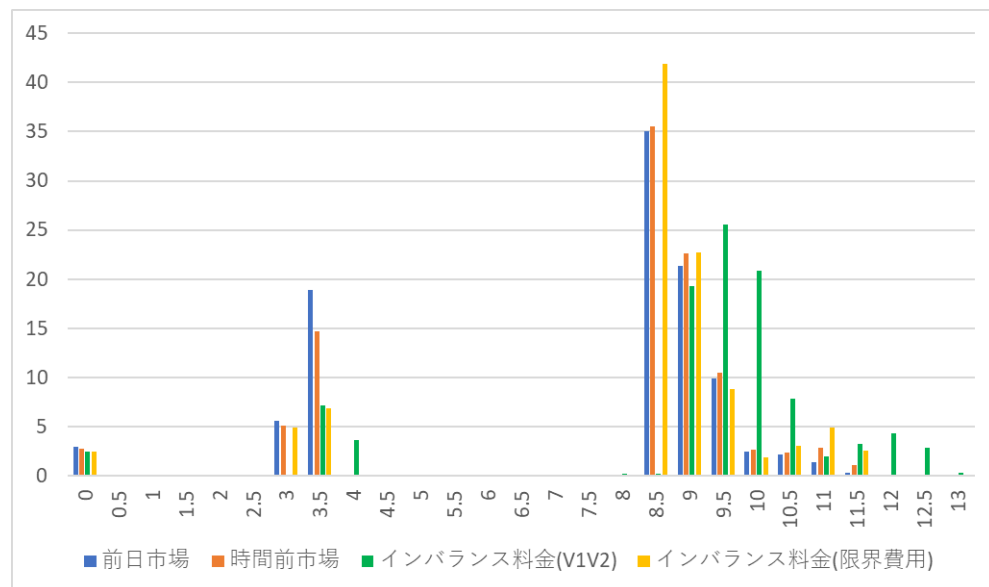
	前日市場価格 (前日同時市場)	時間前市場価格 (時間前同時市場)	インバランス価格（調整力kWh市場）	
			V1/V2単価	Three-Partの 限界費用カーブ
需要増加ケース (時間前101%・ 実需給102%)	1.00	1.05	1.23	1.12
需要減少ケース (時間前99%・ 実需給98%)		0.95	0.86	0.87

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

【各市場におけるkWh価格の分布】

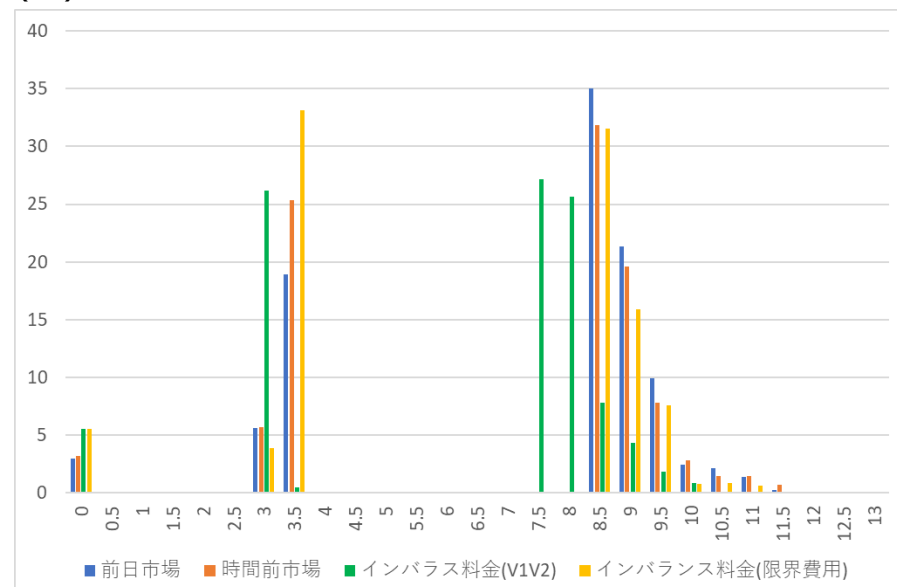
発生割合
(%)

需要増加ケース



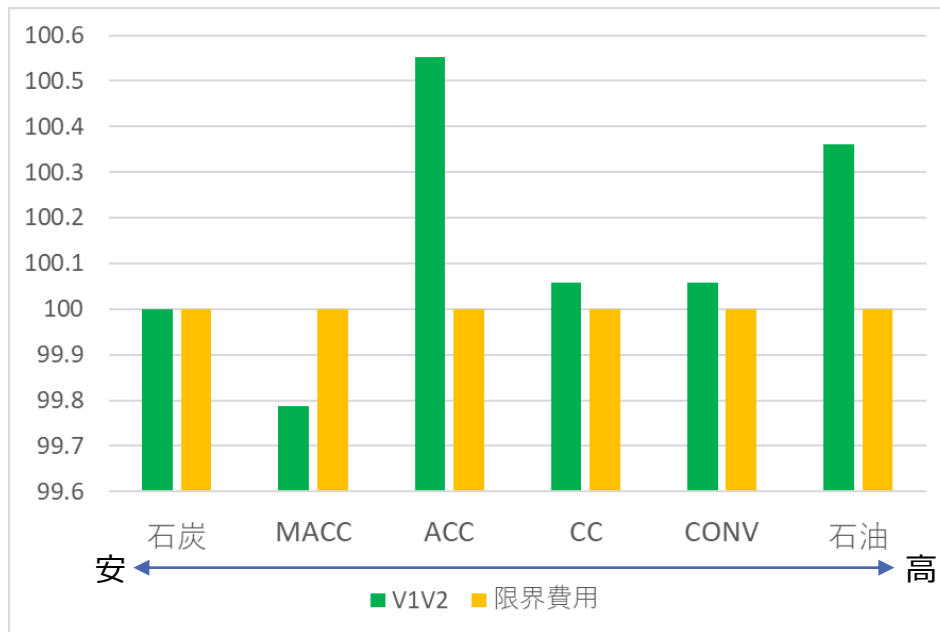
発生割合
(%)

需要減少ケース

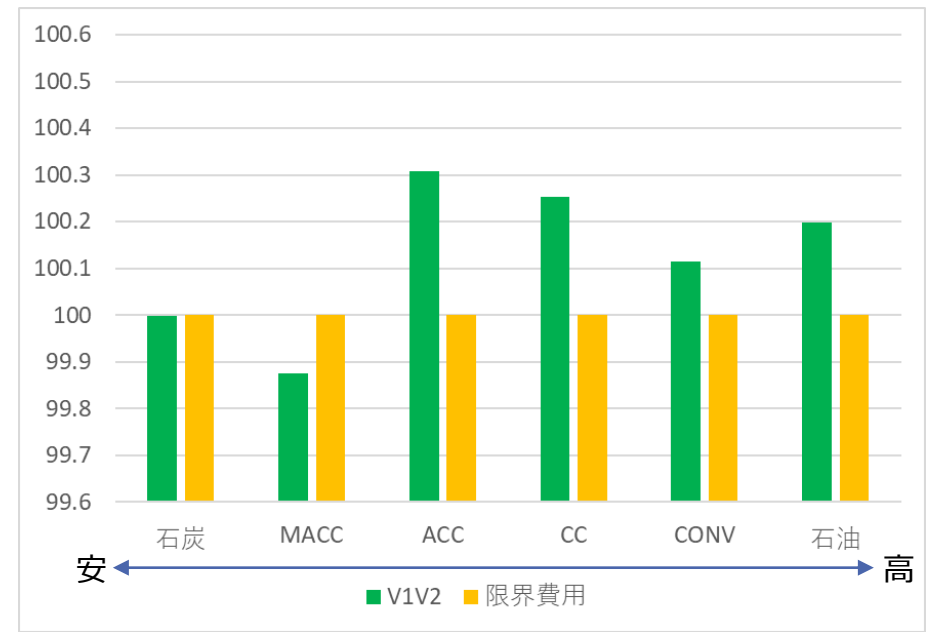


- また、インバランス価格のそれぞれの案（V1/V2単価、限界費用カーブ）については、価格水準が変わるだけでなく、そもそも異なる単価を用いていることから、出力配分（SCED）の結果自体が異なっており、**調整力kWh市場でV1/V2単価を用いた場合は、燃料費が最小となるような電源運用にならない**といった試算結果が示された。

需要増加ケース



需要減少ケース

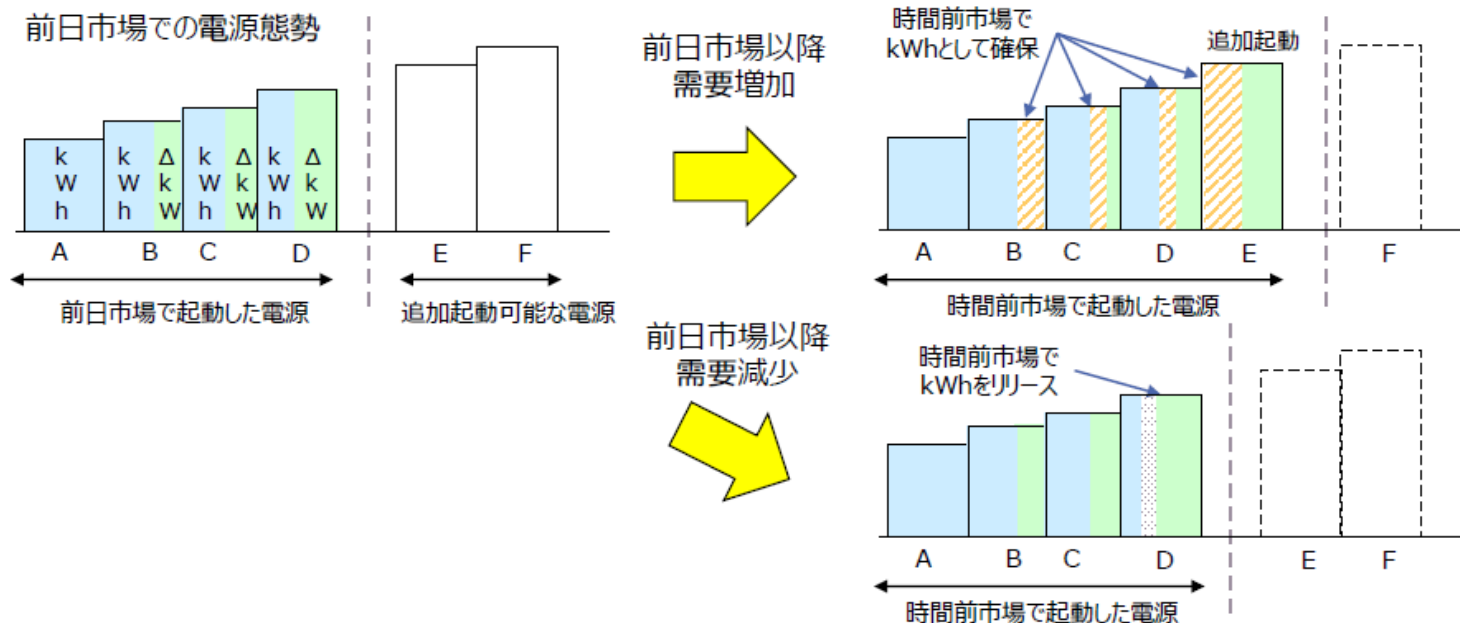


（いずれも限界費用カーブの場合の発電量を100とした場合の比率を記載）

時間前同時市場での発電機態勢とkWh価格のイメージ

40

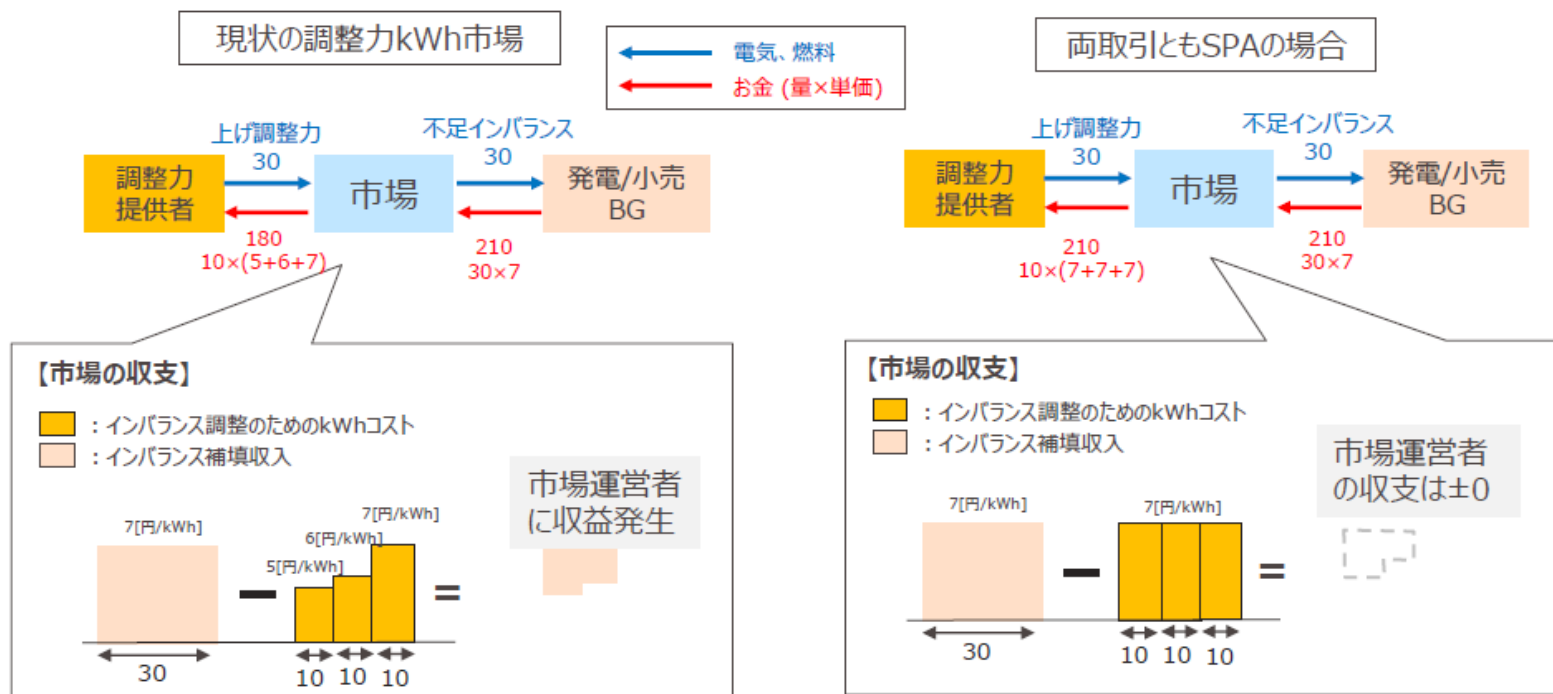
- 時間前同時市場（イメージ②）の場合、前日市場以降の需要増減に対してThree-part情報に基づいて都度SCUCを行うことで発電機態勢を更新していくことになる。
- そうしたなか、第6回本検討会（2024年2月5日）では、「案B-2:同時最適のシャドウプライス（シングルプライス精算）」をベースに Δ kWh価格検証を進めることとされたところでもあるため、これを踏襲し、時間前同時市場におけるkWh価格決定方法としても、案B-2をベースとすることが考えられる。
- この際の精算対象について、全ての発電・需要を対象とするのか、前日（あるいは前回の時間前）からの数量偏差のみ対象とするのかが論点であ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



インバランス価格検証の前提条件について

42

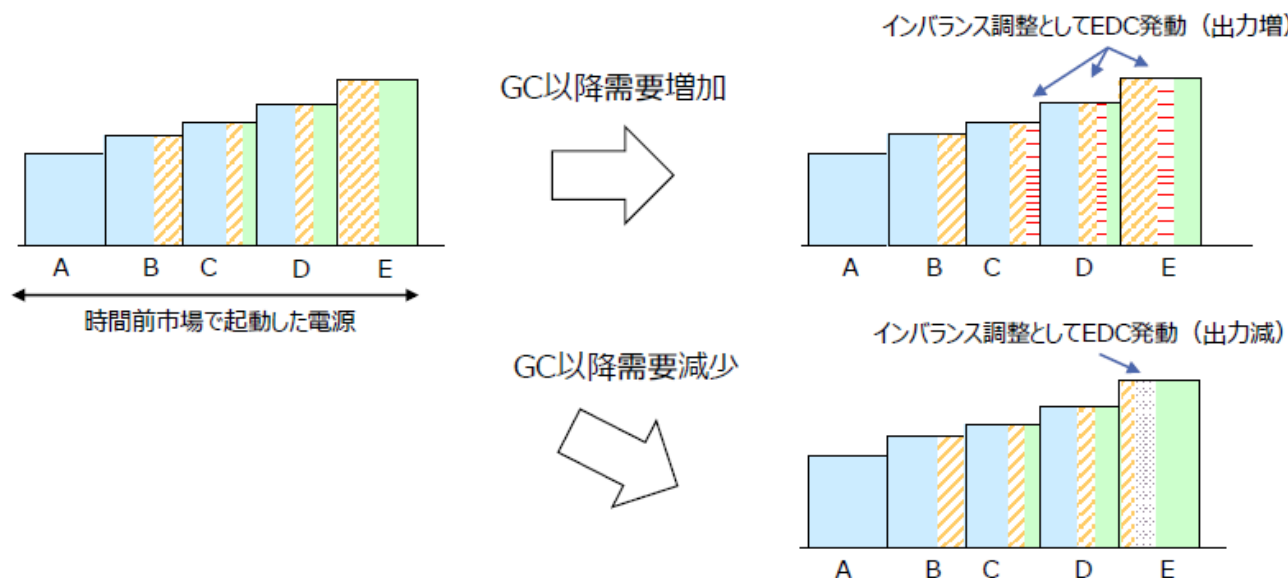
- 現状の調整力kWh市場は、インバランス取引がシングルプライス、調整力取引がマルチプライスとなっており、この際、調整力提供者にとって限界費用のままである上げ下げ調整に応じる（売り買い入札に出す）インセンティブがないためV1V2スプレッド（10%マージン）を乗せている状態。
- 一方、前日同時市場における価格決定方法と同じ考え方にするのであれば、同じ価格規律（Three-Part情報）のまま、インバランス取引・調整力取引ともにシングルプライスで精算することも考えられる（これにより売り買い入札に出すインセンティブを高める）。



調整力kWh市場での発電機態勢とインバランス価格のイメージ

43

- 調整力kWh市場（インバランス料金連動）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、インバラ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ラ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、インバランス価格（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。

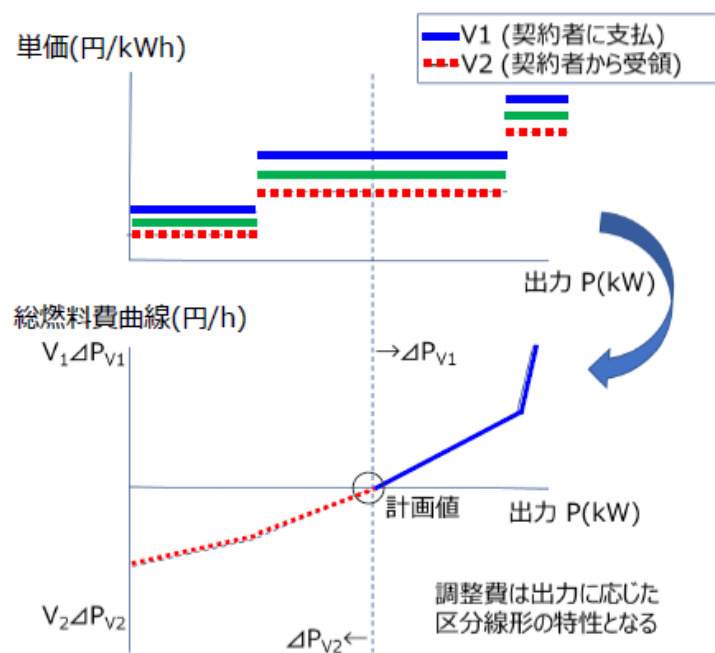


(参考) V1/V2単価とThree-Part情報の差異について

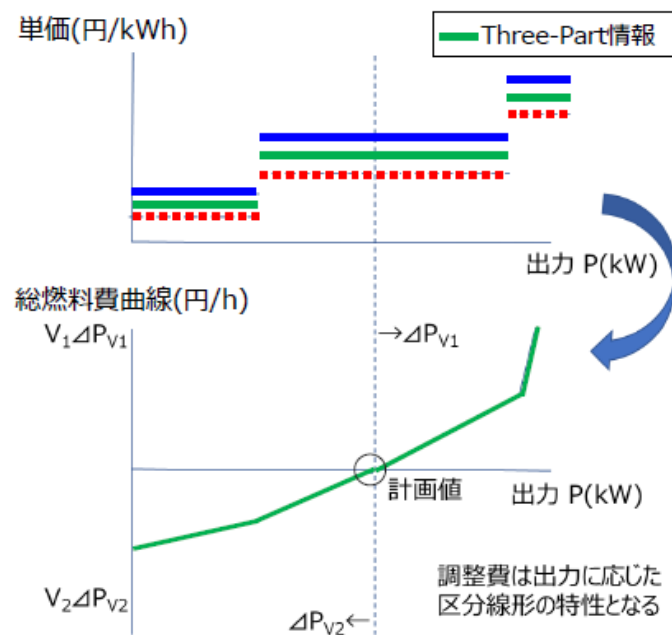
44

- 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. 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. 市場価格構造に関する考察
2. 前日以降の ΔkW 価格の取り扱い
 - － 1. Two Settlement（差分決済方式）とは
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
3. 得られた示唆と今後の進め方

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

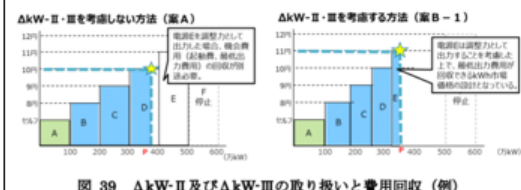
市場価格に関する検証の進め方について

27

- まずは、前述の複数シナリオ（最低出力費用の取扱い、 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（インバランス）の価格での回収を志向することも考えられるが、最低出力費用については、前日同時市場における kWh の約定価格に反映されているため、調整力の機会費用として回収をする必要はない。



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

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

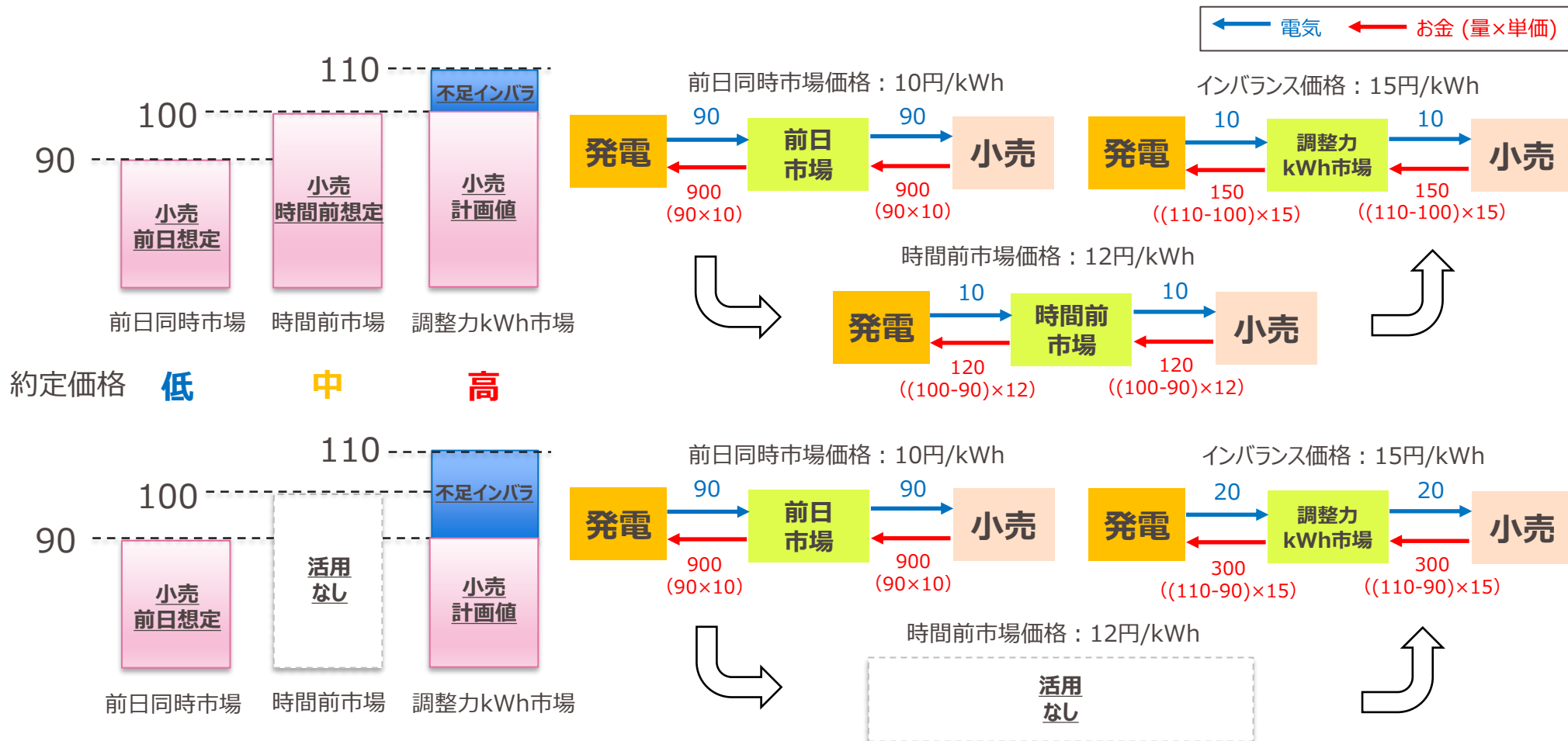
また、BGの計画値同時同量のインセンティブの観点からは、小売電気事業者が前日同時市場や時間前市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度⁹⁶や余力活用契約に基づく精算制度とすることが必要である。

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。

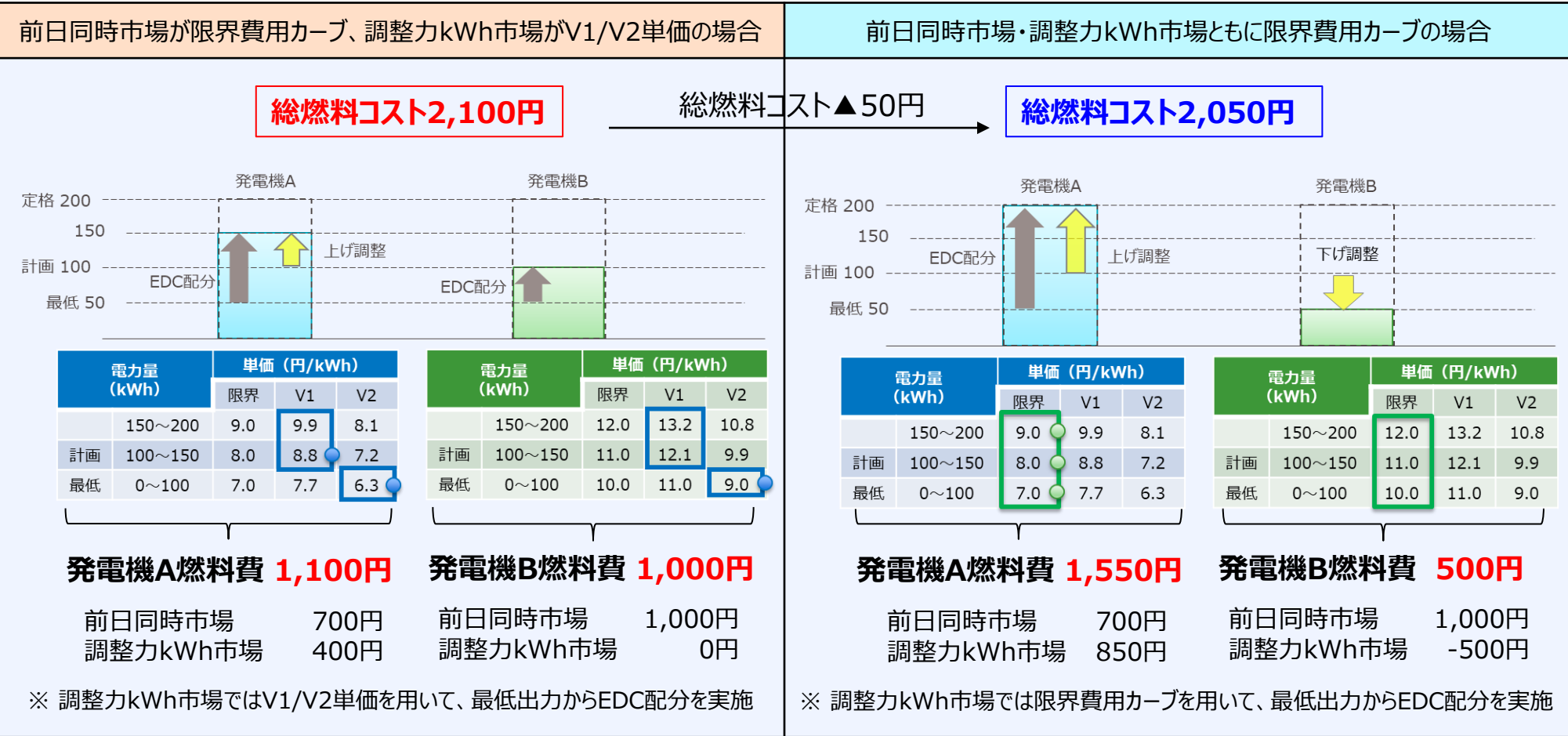
出所）あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会 取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_lukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

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

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



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



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



総燃料コスト
2,100円

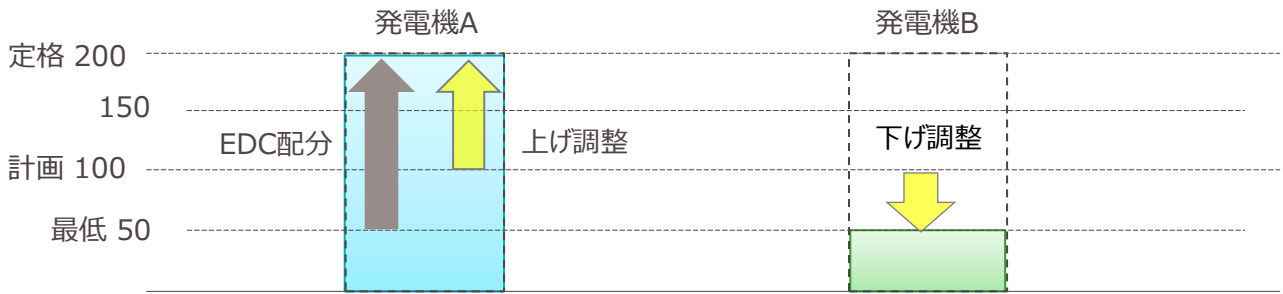
電力量 (kWh)		単価 (円/kWh)		
		限界	V1	V2
	150～200	9.0	9.9	8.1
計画	100～150	8.0	8.8	7.2
最低	0～100	7.0	7.7	6.3

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

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

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

■ 前日同時市場（または時間前市場）が限界費用カーブ、調整力kWh市場も限界費用カーブの場合。



総燃料コスト
2,050円

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

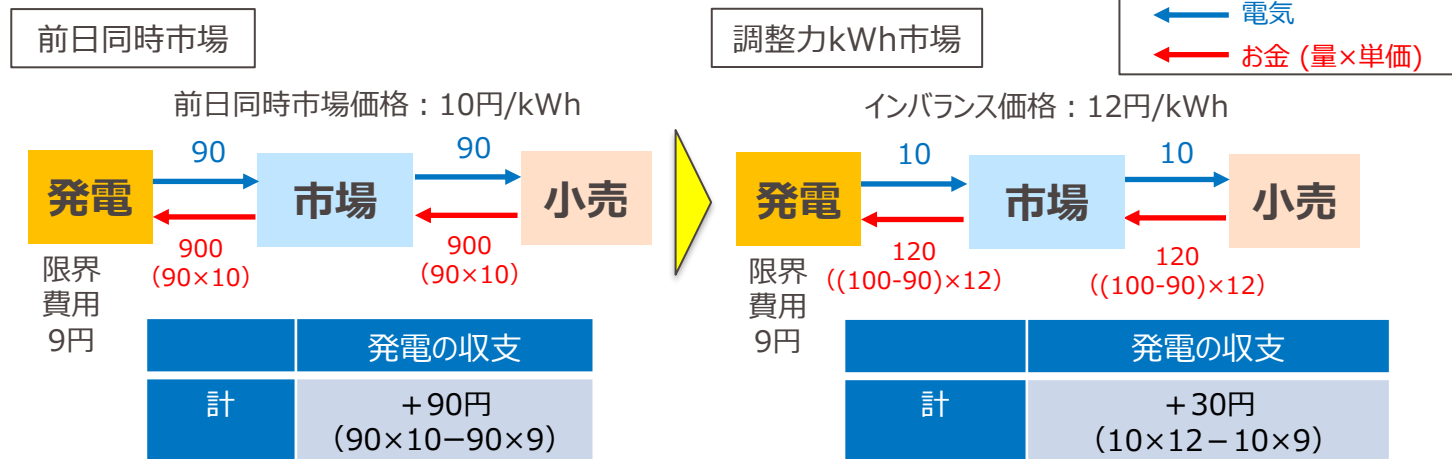
電力量 (kWh)		単価 (円/kWh)		
		限界	V1	V2
	150～200	12.0	13.2	10.8
計画	100～150	11.0	12.1	9.9
最低	0～100	10.0	11.0	9.0

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

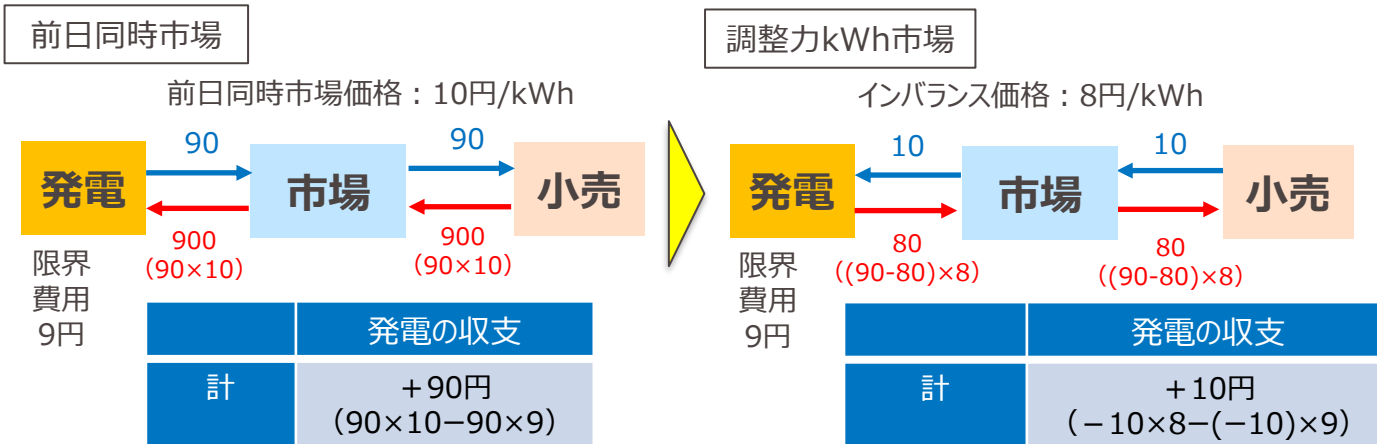
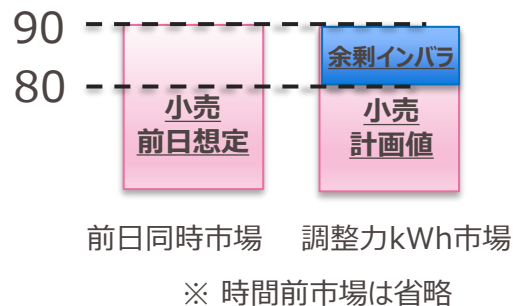
	発電機A	発電機B
前日同時市場 （需要200）	約定：100（0～100） 燃料コスト：7×100=700円	約定：100（0～100） 燃料コスト：10×100=1,000円
調整力kWh市場 （需要+50）	約定：100（100～200） 燃料コスト：8×50+9×50=850円	約定：-50（0～100） 燃料コスト：10×(-50)=-500円
合計燃料コスト	700+850=1,550円	1,000+(-500)=500円

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

【不足インバランス】



【余剰インバランス】



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

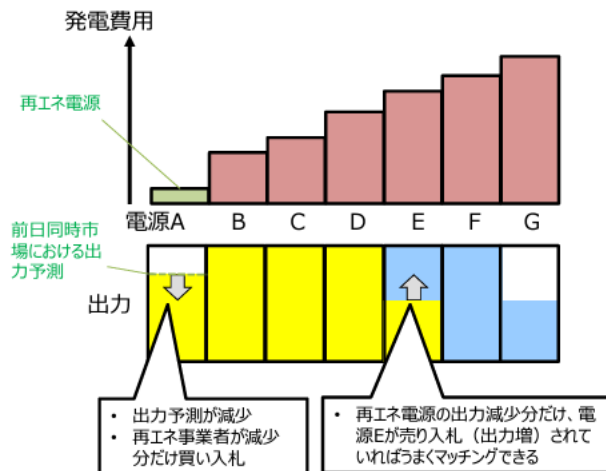
- 再エネ出力予測が減少：再エネ事業者は減少分の買い入札を行い、売り入札（発電出力増）とマッチングすれば、確保可能
- 再エネ出力予測が増加：再エネ事業者は増加分の売り入札を行い、買い入札（別小売の購入 or 電源の差替え）とマッチングすれば売却可能も、系統余剰時に別小売の購入は期待できず、電源差替えができない場合は再エネ出力制御をする必要
- この点、現行の時間前市場（ザラバ）の取引量は、電力総需要の1%未満※であり、経済性・流動性に課題があるといえるか。

※ 2023年度取引総量より計算。

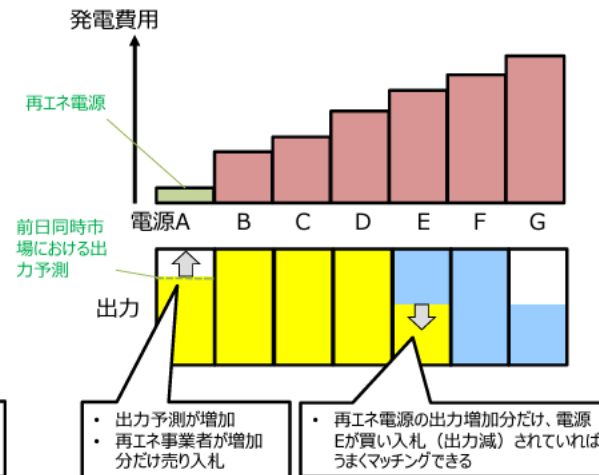
ケーススタディB：再エネ変動対応の売買

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

再エネ出力予測が減少



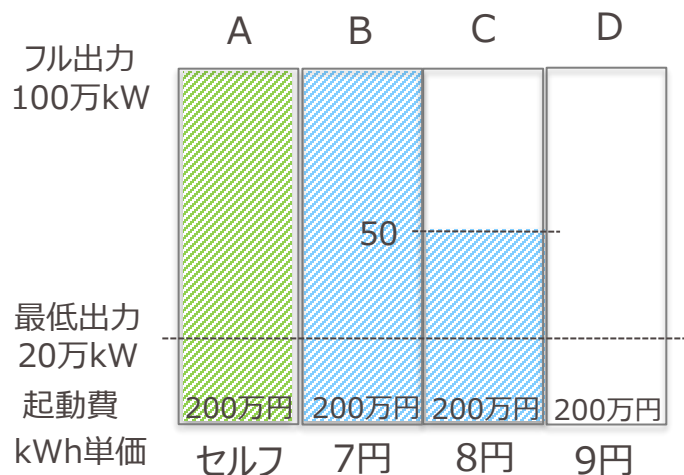
再エネ出力予測が増加



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

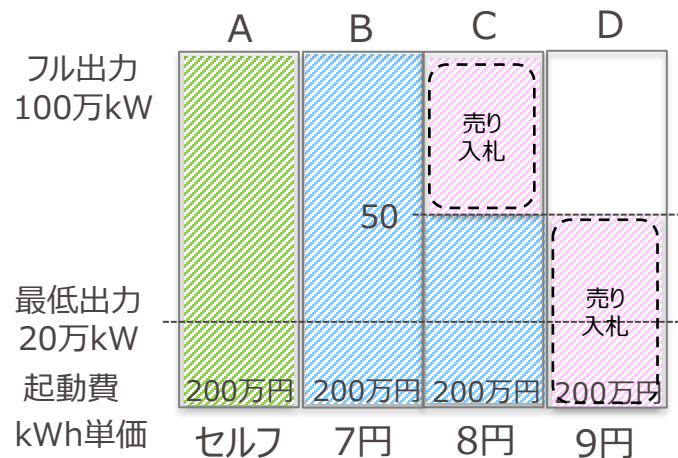
- この点、前日同時市場と同様の仕組みにすることは、電源（市場計画可能領域）全てが売り入札（実質、上げ調整）・買い入札（実質、下げ調整）の両方に玉出しされている（**流動性が最大**である）ことと同義であり、前述の再エネ出力増加時（系統余剰時）においても不要な電源は確実に停止させることができる（**経済的**）。

【前日断面】
小売想定需要=250 [万kW]
(うちセルフ100万kW)



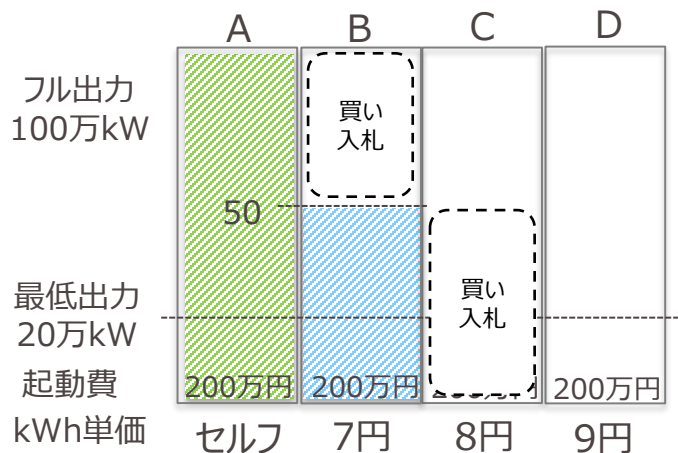
【時間前断面】
小売想定需要=350 [万kW]
(小売が100の買い入札)

【小売想定需要が増加】



【小売想定需要が減少】

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



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

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

1. 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. 市場価格構造に関する考察
2. 前日以降の ΔkW 価格の取り扱い
 - － 1. Two Settlement（差分決済方式）とは
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
3. 得られた示唆と今後の進め方

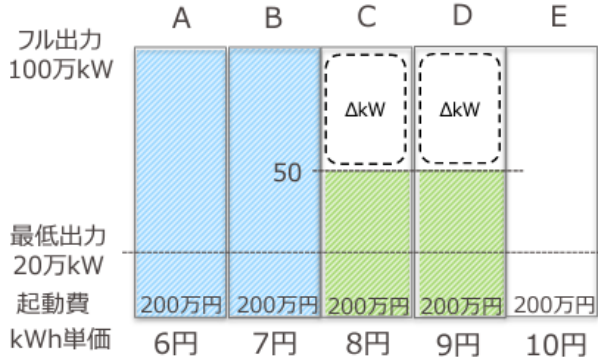
■ 続いて本章では、前日以降（時間前同時市場）にΔkW差替えが生じた際の取り扱いについても、検討を行った。

前日以降の同時最適も踏まえたΔkW価格の取り扱い

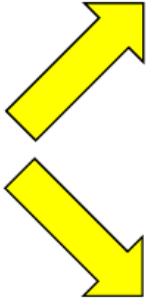
30

- 前述のとおり、米PJMでは、ΔkW価格の精算（取り扱い）については、前日からの数量偏差をリアルタイム市場で精算する差分決済方式（Two Settlement）を採用している。
- この点、同時市場においても、イメージ②（前日以降、都度SCUC）では、エネルギーコスト最小化の目的関数に従い、kWhだけでなく、ΔkWの差替えが都度行われることも考えられ、その場合の「①機会費用」「②逸失利益」についてどのように取り扱うべきか整理が必要と考えられる。

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

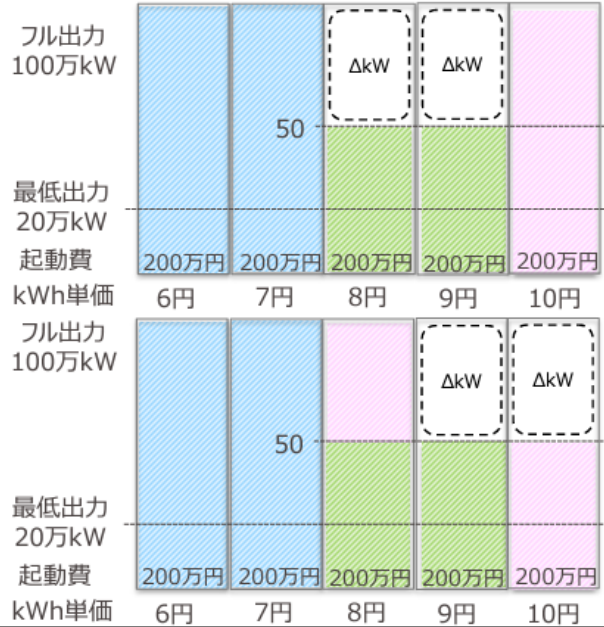


【イメージ①】
※時間前市場でΔkW
が売買されない場合



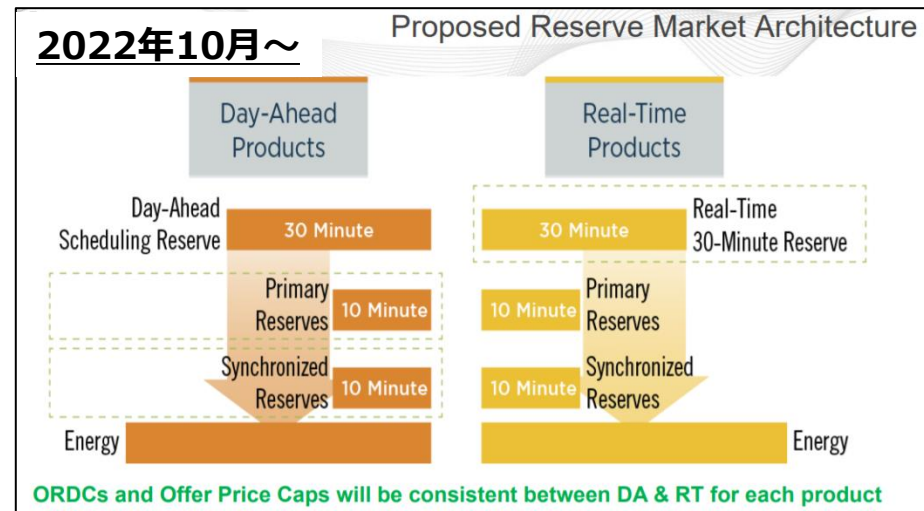
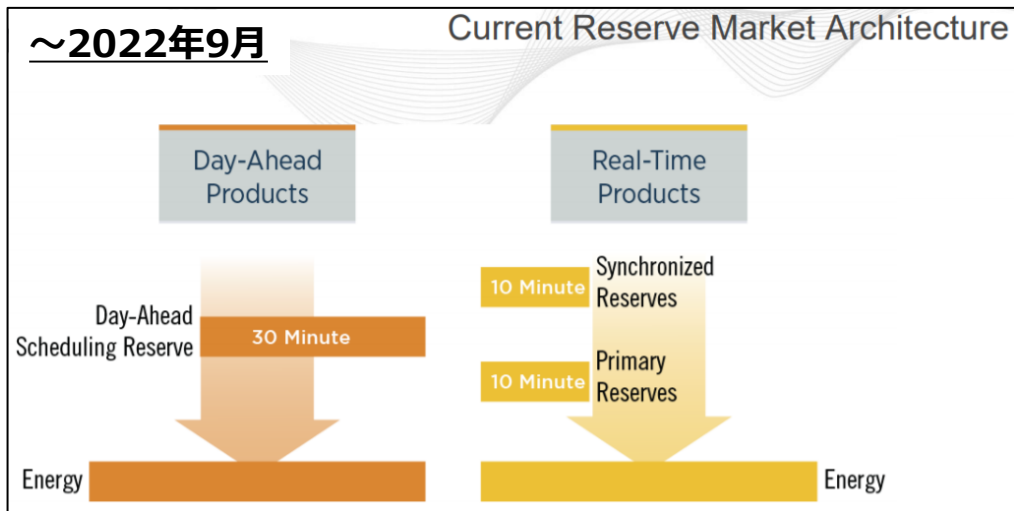
【イメージ②】

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



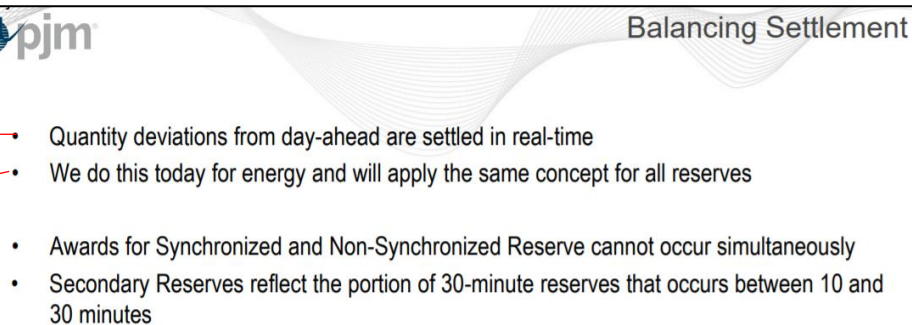
1. 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. 市場価格構造に関する考察
2. 前日以降の ΔkW 価格の取り扱い
 - － 1. Two Settlement（差分決済方式）とは
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
3. 得られた示唆と今後の進め方

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



前日からの数量偏差は、リアルタイムで決済

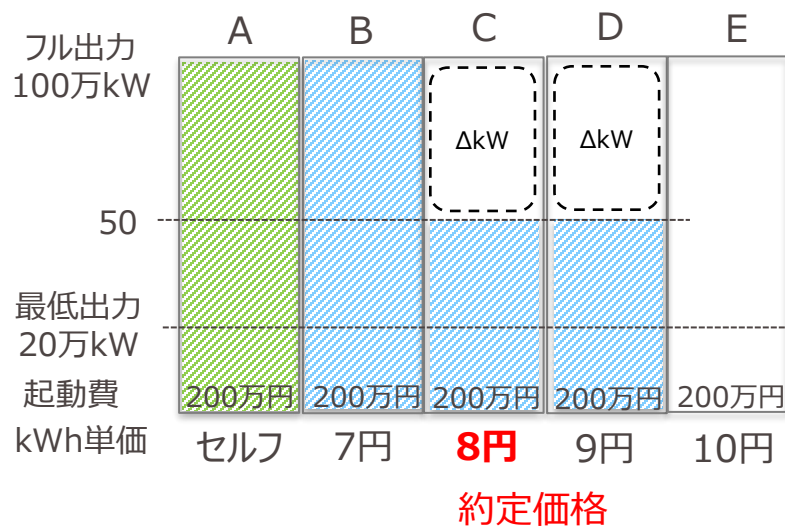
kWhに対しては既に行っており、全てのReserveに同じコンセプトを適用



- 調整力 (ΔkW) 市場のTwo Settlementを検討するにあたり、まずは、kWh市場におけるTwo Settlementの意味（お金の流れ）を改めて確認する。
- 一例として、前日市場に比べ、リアルタイム市場で需要が増加した場合、傾向としてリアルタイム市場の約定価格（シャドウプライス）は上昇し、前日市場より増加した量（数量偏差）に対して精算がなされる。
- これは、（前日市場結果を計画値と見做すなら）需要側の不足インバランスに対する精算と同じ構図となる。

【前日市場】

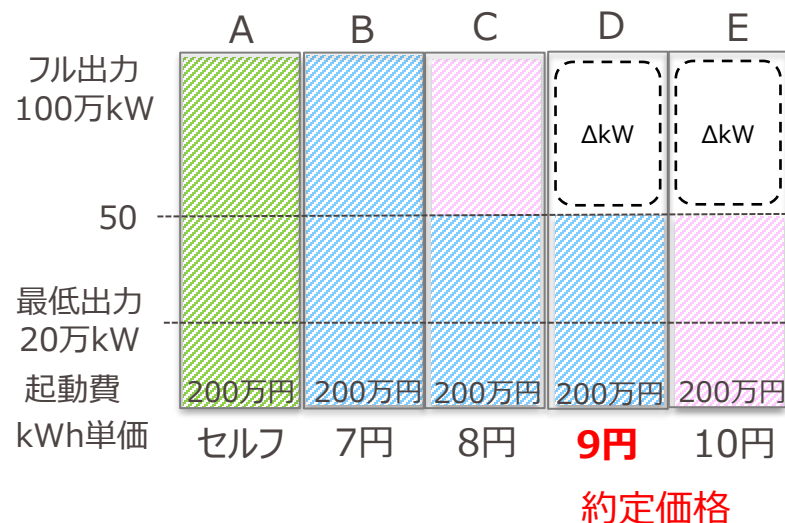
需要=300 [万kW], ΔkW 確保量=100 [万kW]



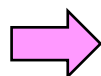
精算 : 8円/kWh $\times$ 300万kW = 2,400万円 (1時間コマ)

【リアルタイム市場】

需要=400 [万kW], ΔkW 確保量=100 [万kW]



精算 : 9円/kWh $\times$ (400万kW - 300万kW) = 900万円 (1時間コマ)

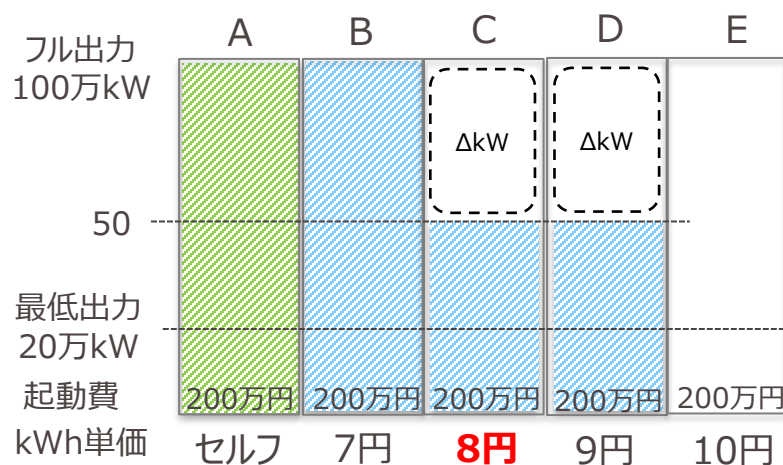


kWh精算 (合計) : 3,300万円

- また、前日市場に比べ、リアルタイム市場で需要減少した場合についても、傾向としてリアルタイム市場の約定価格（シャドウプライス）は低下し、前日市場より減少した量（数量偏差）に対して精算がなされる。
- これは、（前日市場結果を計画値と見做すなら）需要側の余剰インバランスに対する精算と同じ構図となる。
- どちらもリアルタイム市場のみで取引する場合と比較し、リアルタイム市場の価格変動リスクのヘッジに繋がり、米国においても前日市場で太宗の取引を行うインセンティブになっているものと考えられる。

【前日市場】

需要=300 [万kW], ΔkW確保量=100 [万kW]

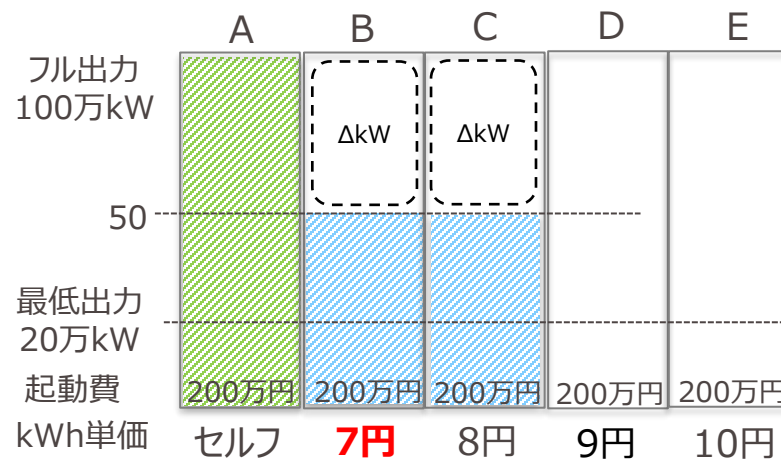


約定価格

精算：8円/kWh × 300万kW = 2,400万円（1時間コマ）

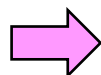
【リアルタイム市場】

需要=200 [万kW], ΔkW確保量=100 [万kW]



約定価格

精算：7円/kWh × (200万kW - 300万kW) = ▲700万円（1時間コマ）



kWh精算（合計）：1,700万円

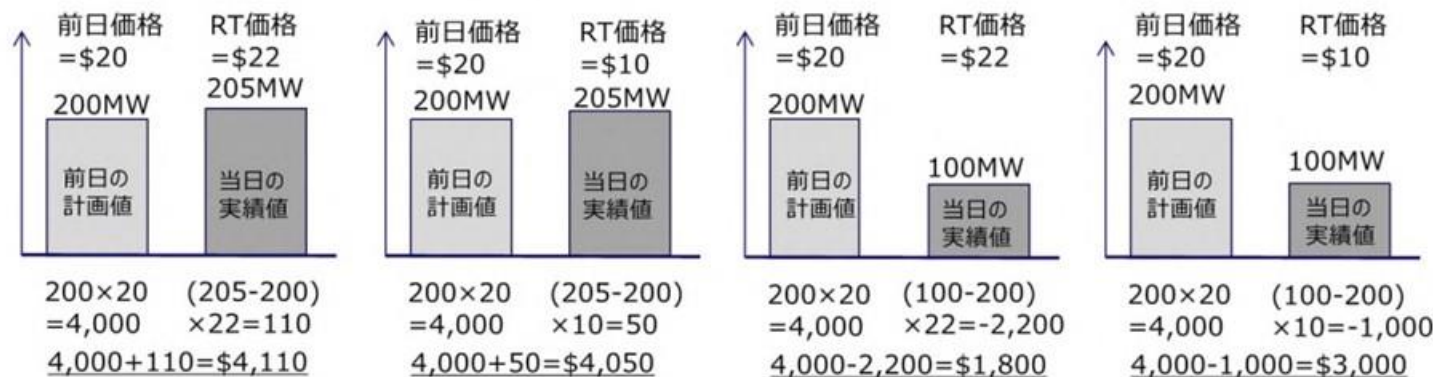
米国における個別の市場の役割・機能

◆ 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）。



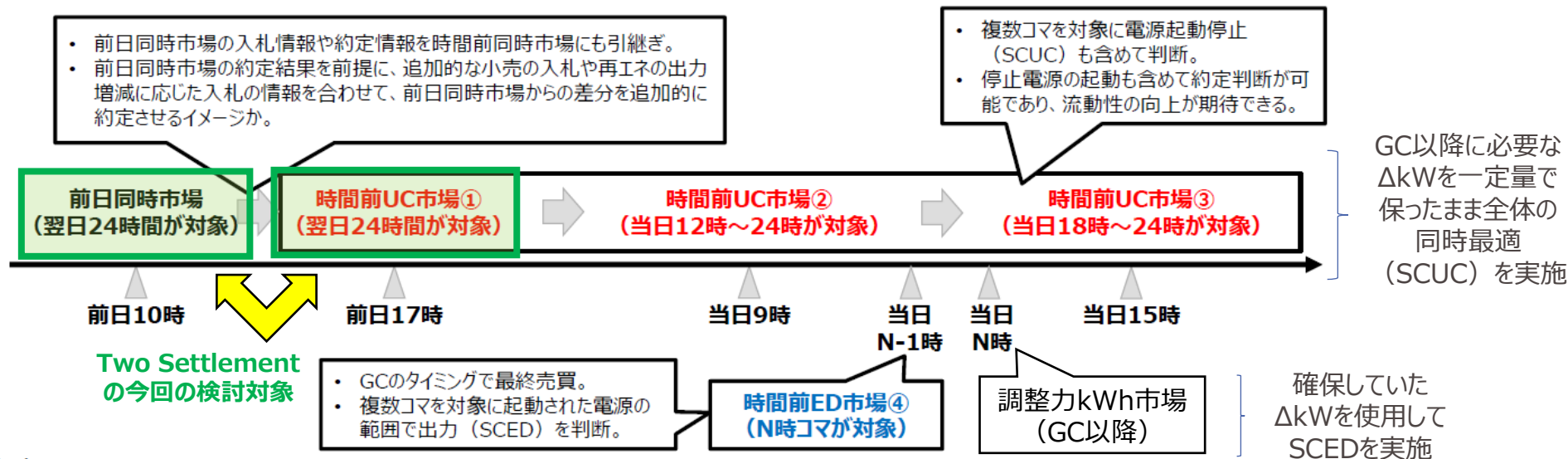
出典：FERC (2020), PJM (2016)に基づき作成

1. 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. 市場価格構造に関する考察
2. 前日以降の ΔkW 価格の取り扱い
 - － 1. Two Settlement（差分決済方式）とは
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
3. 得られた示唆と今後の進め方

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

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

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



(※)

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

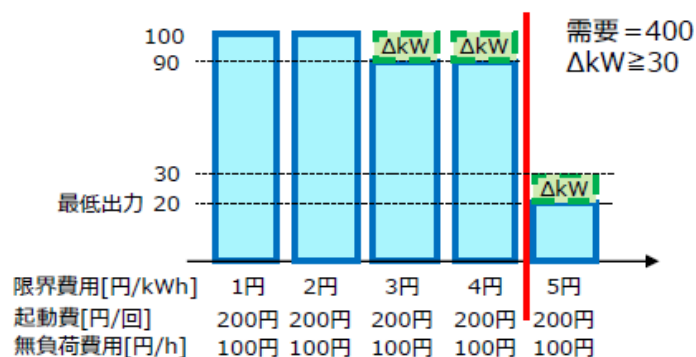
ΔkW 約定量の特定方法について(2/2)

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量($\Delta kW \cdot h$)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10 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: 1円/ $\Delta kW \cdot h$
(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10 $\Delta kW \cdot h$)
 ΔkW 価格: 0円/ $\Delta kW \cdot h$
(kWh 約定価格4円
- 限界費用4円)

①機会費用: 320円
(約定量10 $\Delta kW \cdot h$)
(燃料費20 $\times$ 1(=5-4)円
+ 起動費200円 + 無負荷
費用100円)

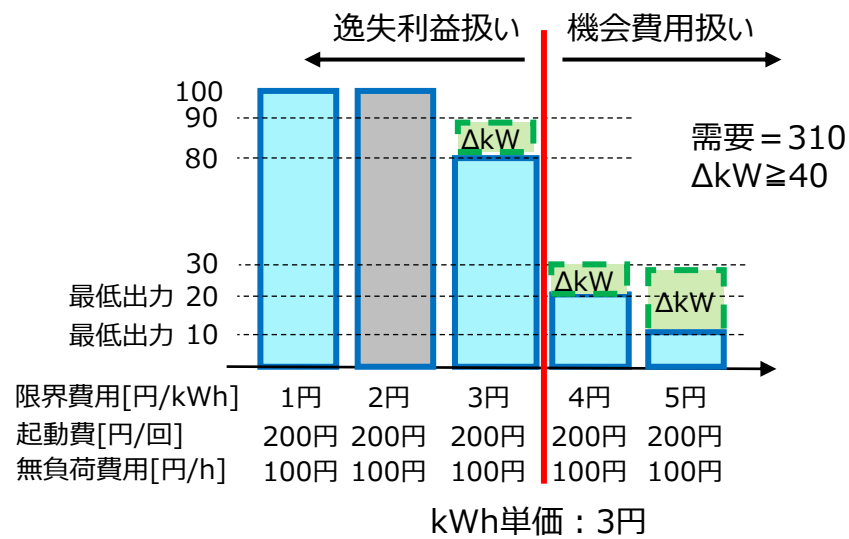
【ハイブリッド精算の具体的考え方】

- 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ジナルを引用(左例では ΔkW 価格: 1円/ $\Delta kW \cdot h$)
- 「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 $\times$ 10)	10円 (1 $\times$ 10)	10円 (1 $\times$ 10)
MPA精算 (機会費用)	0円	0円	320円
ΔkW 収入	10円	10円	330円

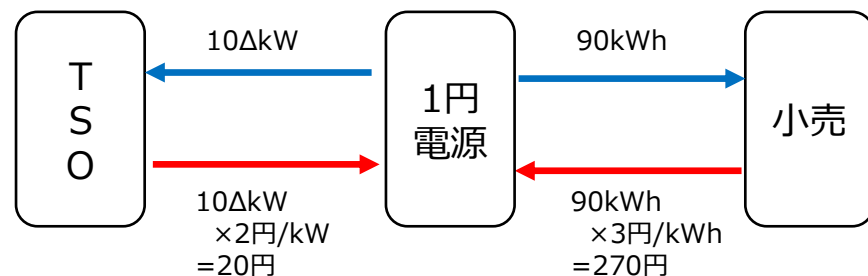
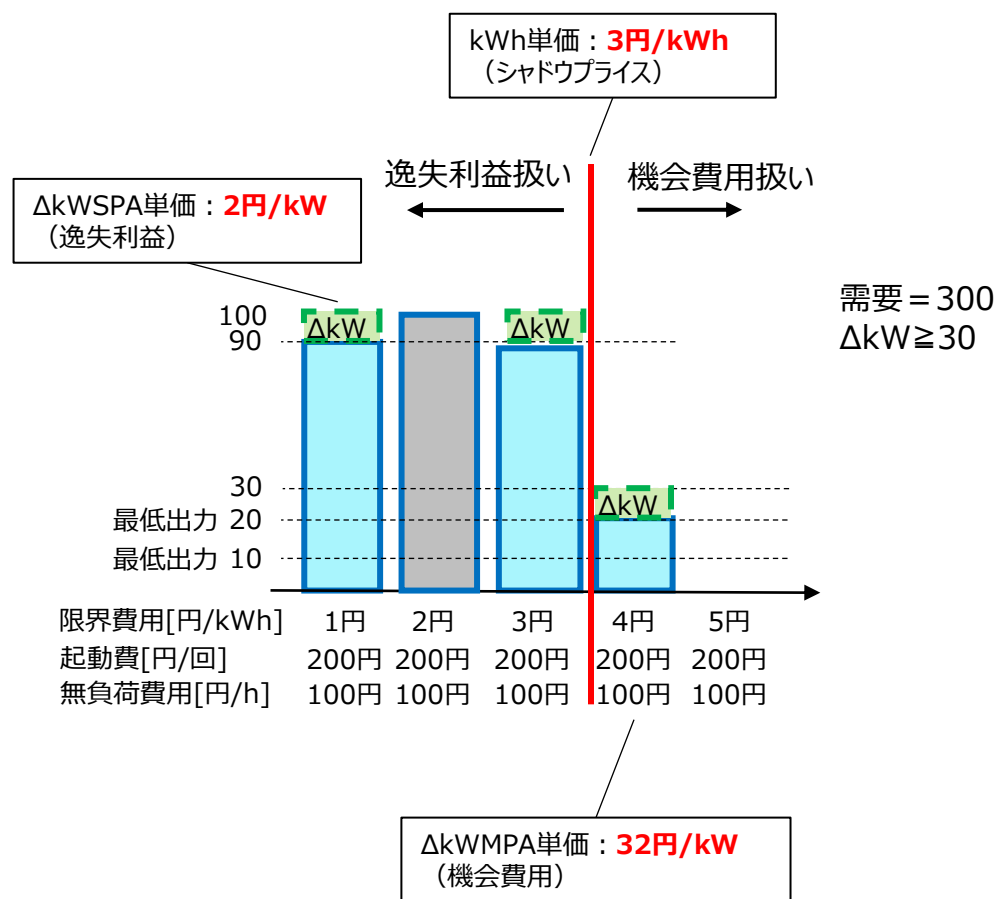
■ 今回、ΔkWのTwo Settlementの意味（お金の流れ）を検討するにあたり、以下3ケース（評価軸）を設定。

No	前日同時市場	時間前市場（初回）	評価軸
ケースⅠ	【電源態勢①】 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）



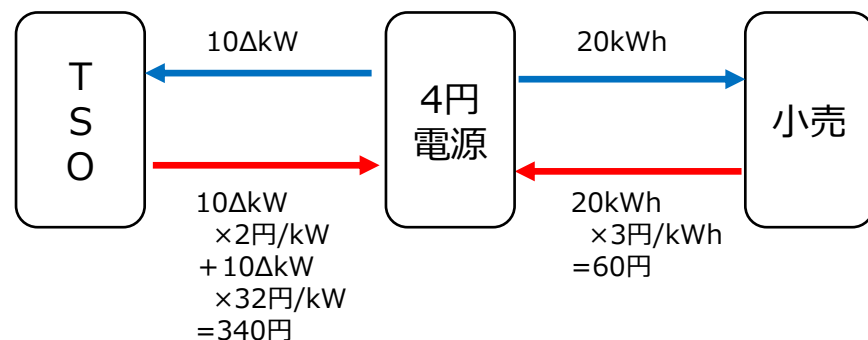
電源（限界費用）	最低出力	ΔkW供出可能量
1円	20	10（最大）
2円	20	0（非調整電源）
3円	20	10（最大）
4円	20	10（最大）
5円	10	20（最大）

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



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

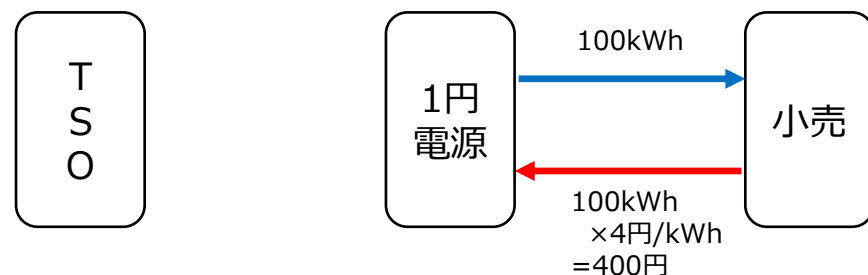
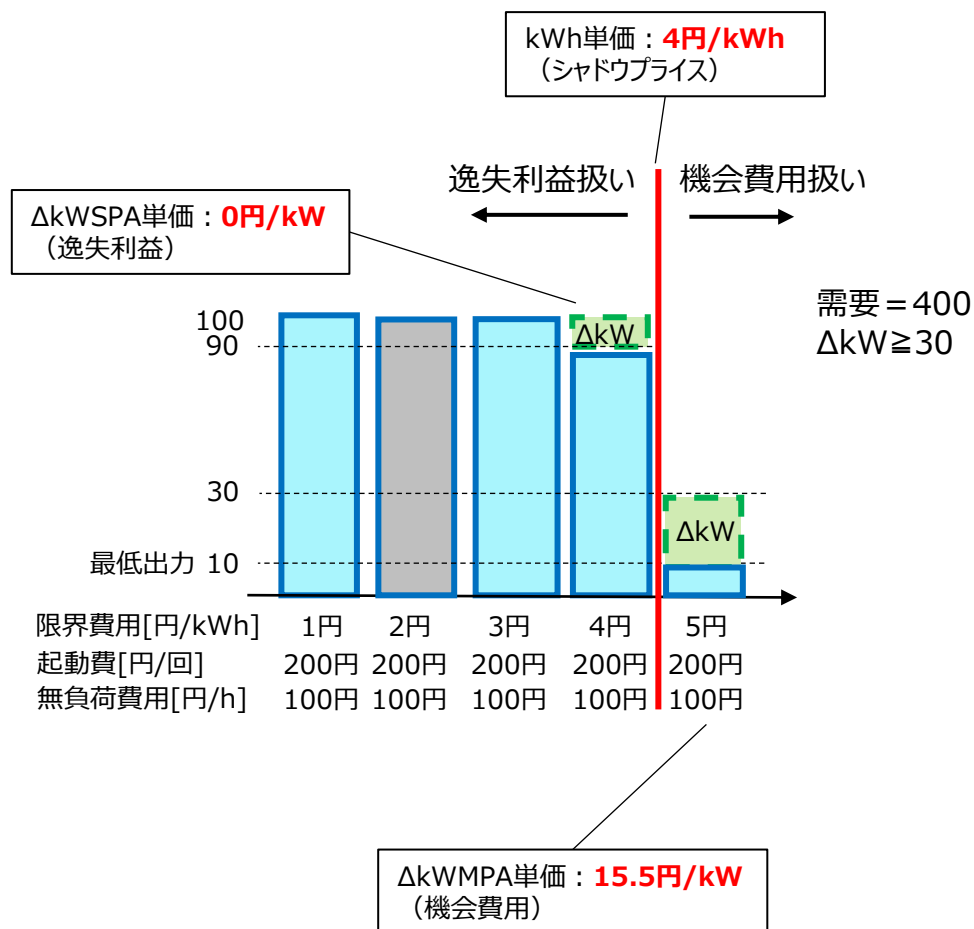
逸失利益電源のため、限界費用とkWh単価の差分が利益となる
(逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)



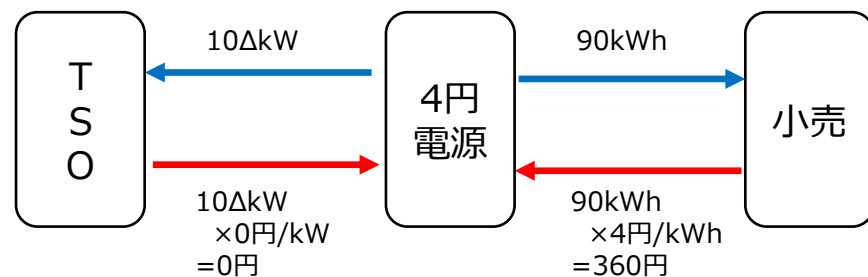
$$(\text{収支}) 60 + 340 - 80 - (200 + 100) = \mathbf{20} + 0$$

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

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

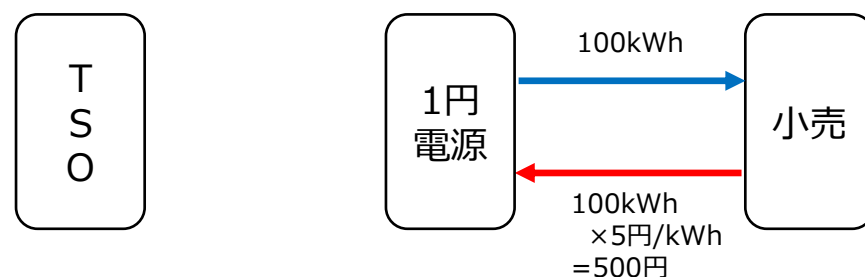
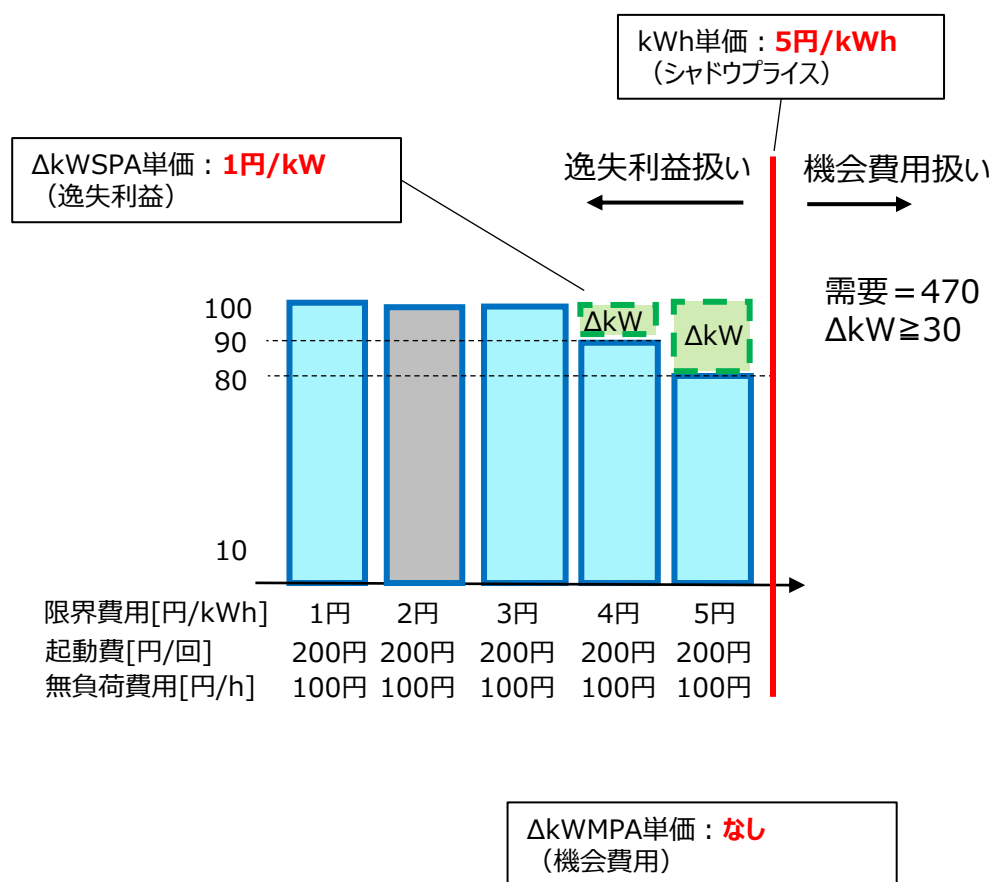


(収支) $400 - 100 - (200 + 100) = \mathbf{300} - (200 + 100)$
 逸失利益電源のため、限界費用とkWh単価の差分が利益となる
 (逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)

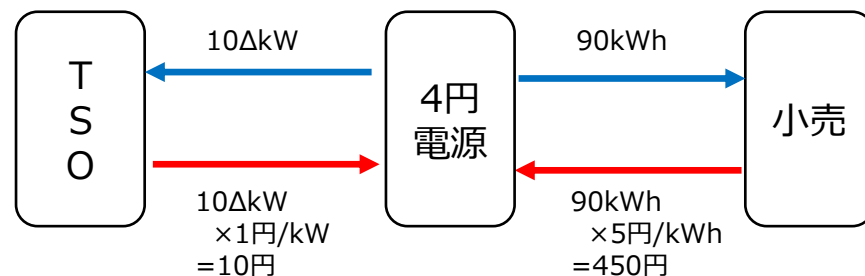


(収支) $360 + 0 - 360 - (200 + 100) = \mathbf{0} - (200 + 100)$
 逸失利益電源であるが、限界費用とkWh単価の差分がなく、利益なし
 (逸失利益電源のため、起動費・無負荷費用は別計上)

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



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



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

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

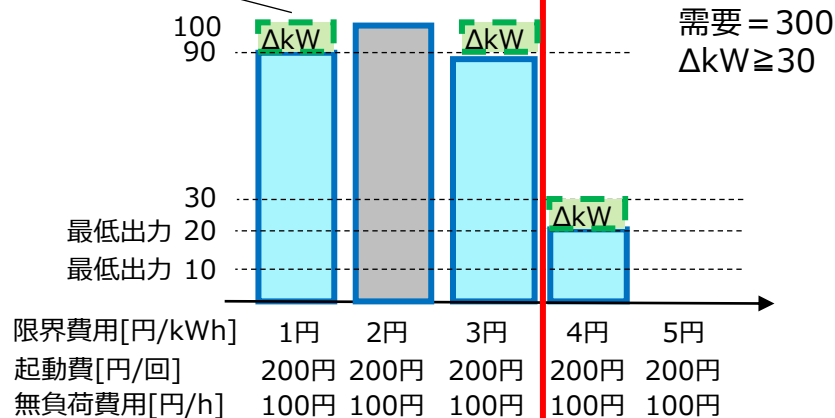
【電源態勢①】

kWh単価（シャドウプライス）：3円/kWh

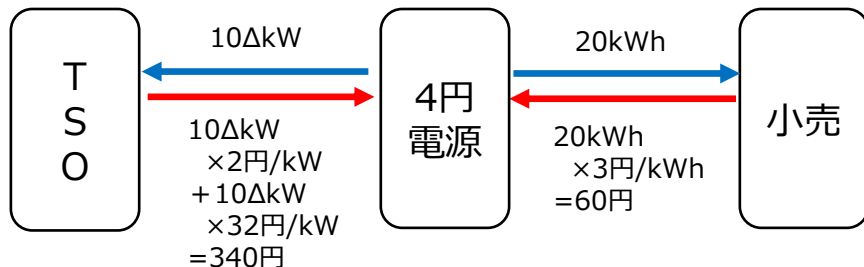
ΔkWSPA単価：2円/kW
（逸失利益）

逸失利益扱い

機会費用扱い



ΔkWMPA単価（機会費用）：32円/kW



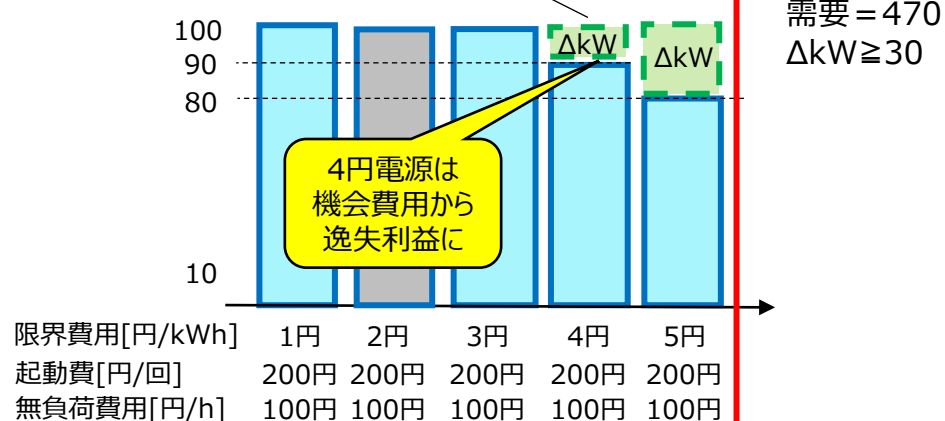
【電源態勢③】

kWh単価（シャドウプライス）：5円/kWh

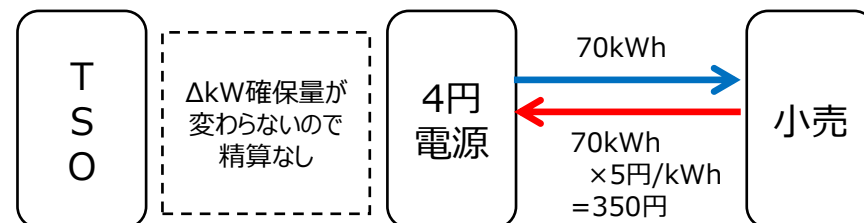
ΔkWSPA単価：1円/kW
（逸失利益）

逸失利益扱い

機会費用扱い



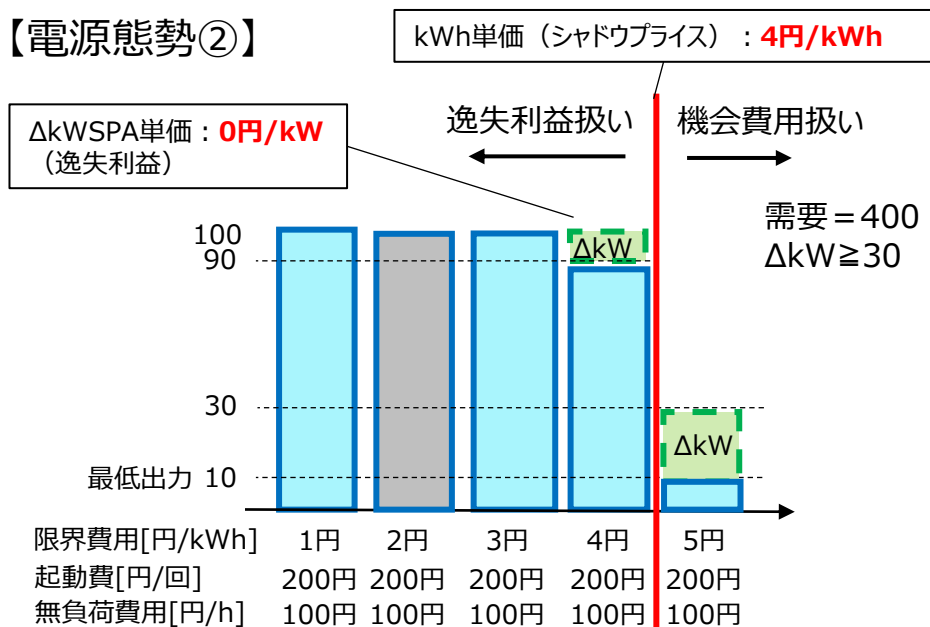
ΔkWMPA単価（機会費用）：なし



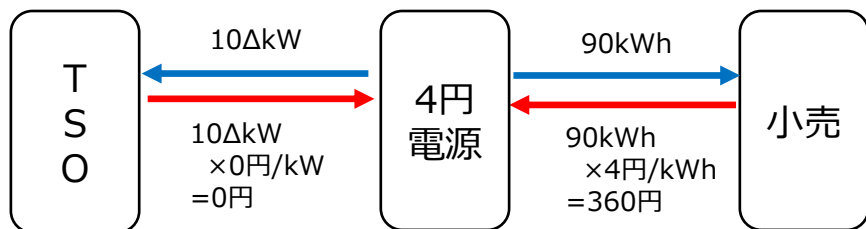
※ Two Settlementによる精算

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

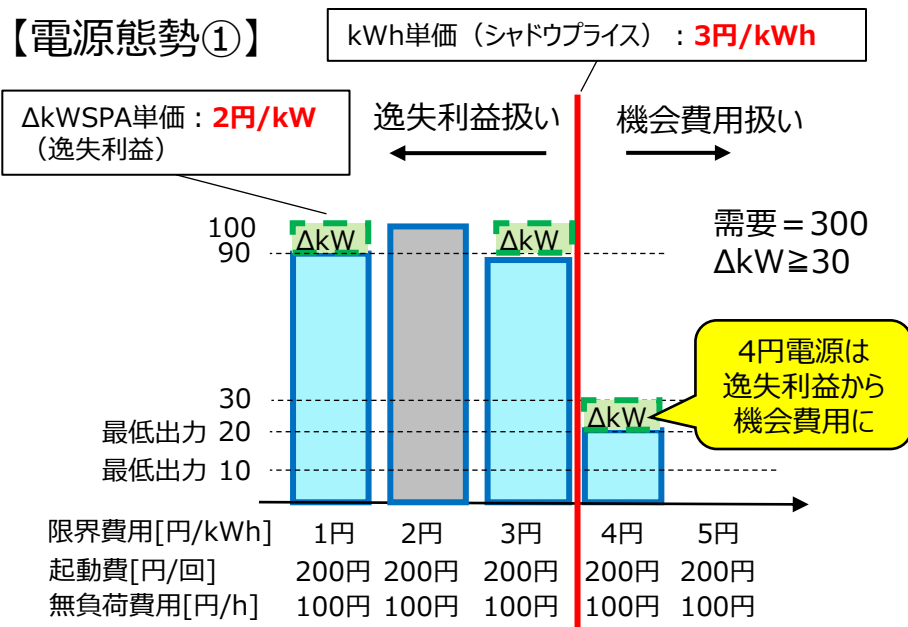
【電源態勢②】



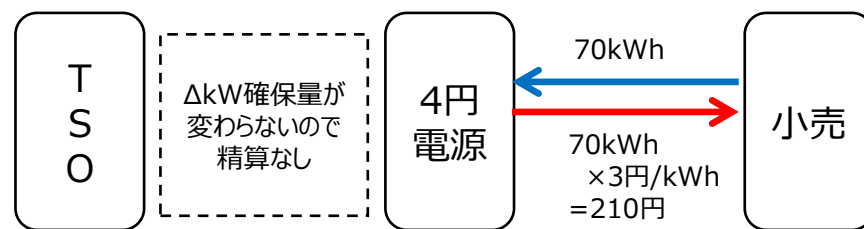
ΔkWMPA単価（機会費用）：15.5円/kW



【電源態勢①】



ΔkWMPA単価（機会費用）：32円/kW



※ Two Settlementによる精算

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

1. 時間前市場価格・インバランス価格に関する検証
 - － 1. 各ケースにおける試算結果
 - － 2. 市場価格構造に関する考察
2. 前日以降の ΔkW 価格の取り扱い
 - － 1. Two Settlement（差分決済方式）とは
 - － 2. ΔkW のTwo Settlement（ケーススタディ）
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。

【時間前市場価格・インバランス価格に関する検証】

- インバランス価格決定方法としては、V1/V2のマージナル価格でマルチプライス精算（調整力取引のみ）とする案、前日同時市場と同じ規律（Three-Part）、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）とする案が考えられるところ、どちらであっても需要上振れ時は基本的に価格上昇（下振れ時は低下）し、「前日同時市場価格<時間前市場価格<インバランス価格」（下振れ時は逆）になるといった、**BGの同時同量インセンティブ（あるいはインバランス価格ヘッジ）を生む市場価格構造**になっていることが確認できた。
- 他方、前者の場合、燃料費最小となるような電源運用にならないといった経済性の観点からの懸念が示され、**後者（時間前市場・調整力kWh市場ともに前日同時市場と同じ価格規律、精算方式）の場合であれば、経済性の観点からの懸念解消ならびに調整力応動のインセンティブを生む市場価格構造**になることが確認できた。

【前日以降の Δ kW価格の取り扱い】

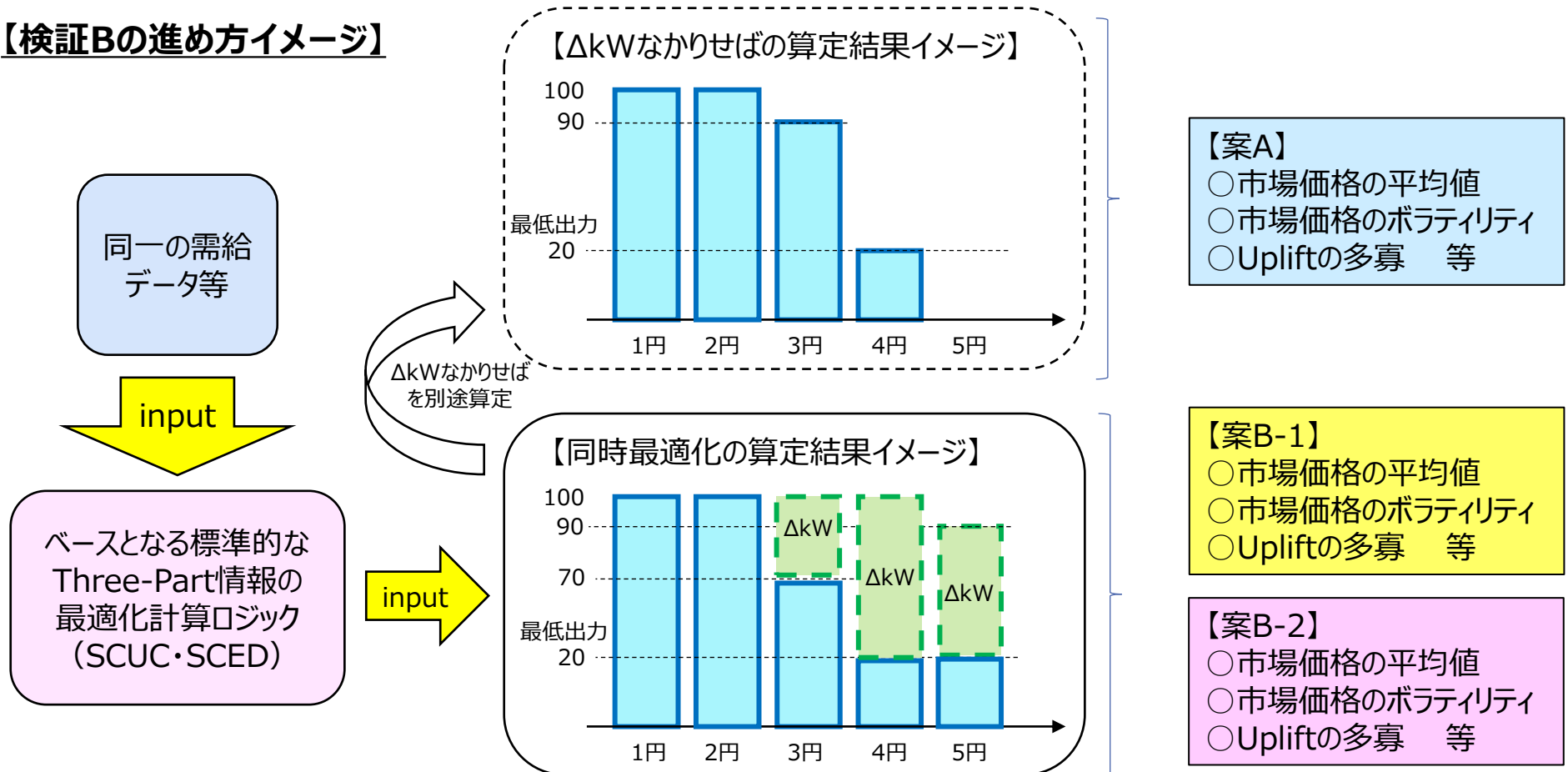
- Δ kWのTwo Settlement（前日同時市場と初回時間前市場）についてケーススタディした結果は以下の通り。
 - ✓ 電源の Δ kW確保量が変化（逸失利益→確保なし）となった場合、 Δ kWリリース（数量偏差の発生）に伴う精算がなされるも、時間前の Δ kW約定価格次第で還元の過不足が両方有り得ることをどのように考えるか
 - ✓ Δ kW価格指標が機会費用から逸失利益に変化した場合、当該コマだけでは、起動費等の全回収はできない（利益と相殺の上、事後補填のUpliftでしか回収できない）他の逸失利益電源と比較して、どのように考えるか
 - ✓ Δ kW価格指標が逸失利益から機会費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

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】

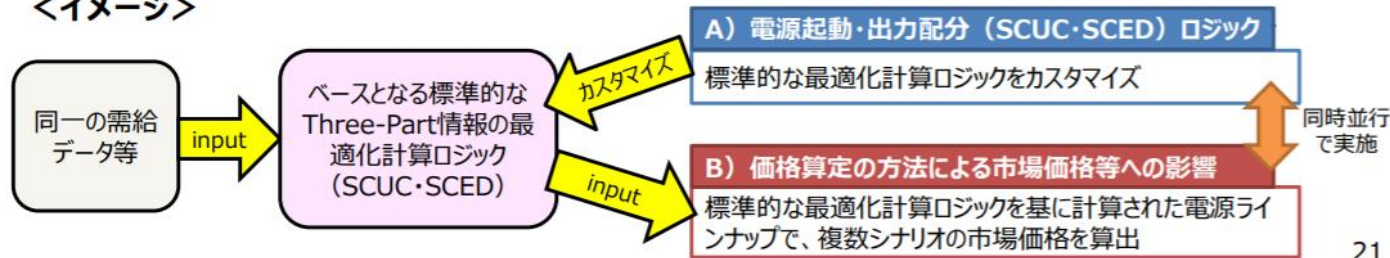


- 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データを用いつつ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aとも同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を進める方法としていた。

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）

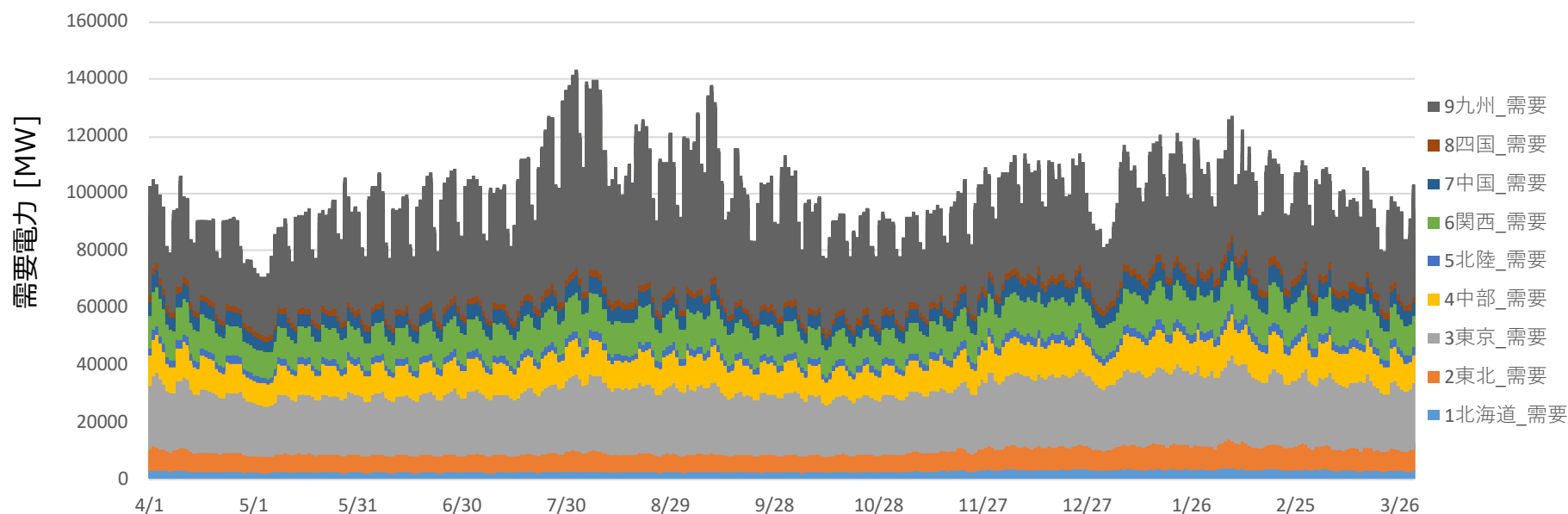
需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

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

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

電源 (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

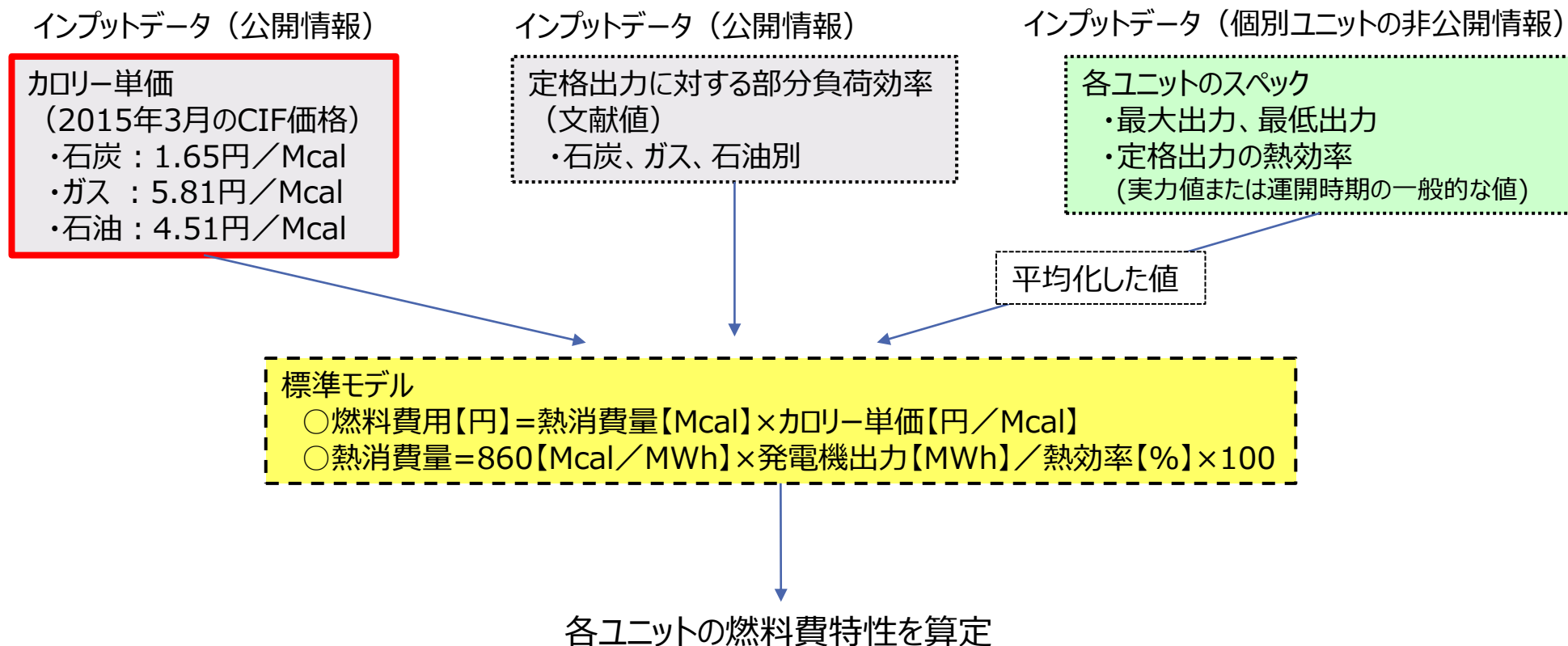
※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2 参照

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。



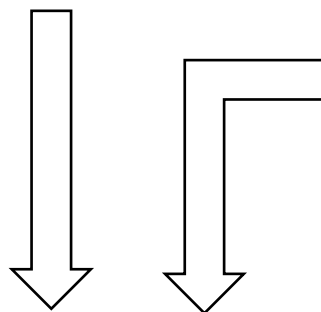
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

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

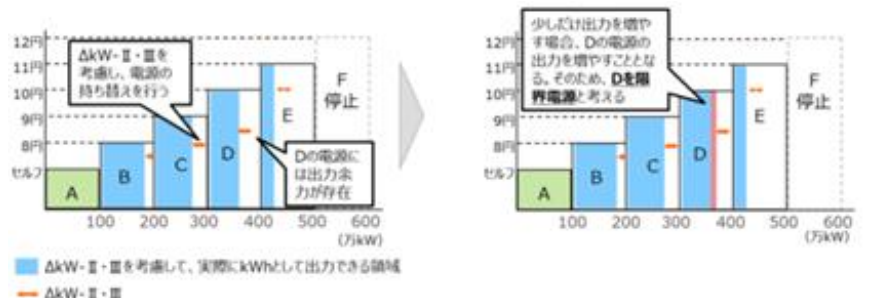
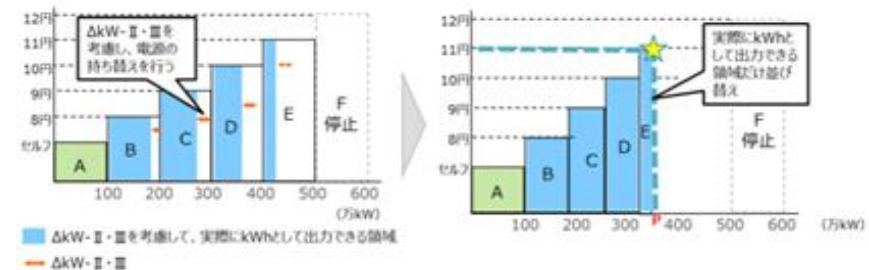
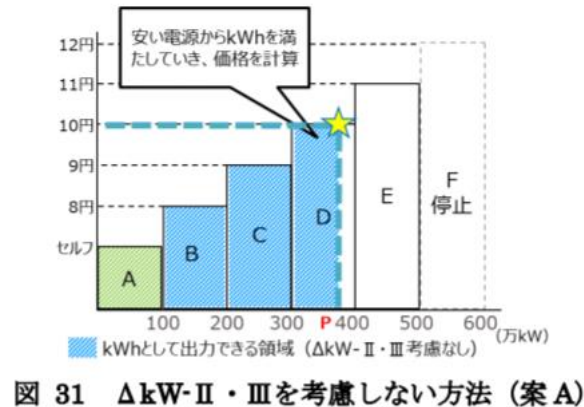
- ✓ 発電量 < 設備量 - 計画停止 - 上げ代
- ✓ 連系線通過量 < 空容量
- ✓ $0 < \text{揚水池水位} < \text{上限}$
- ✓ **予備率制約**：需要×107%
< 原子力・再エネ発電量+火力・揚水供給力
- ✓ **調整力制約**：需要×2%
< 火力調整力（上げ代）+揚水調整力



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



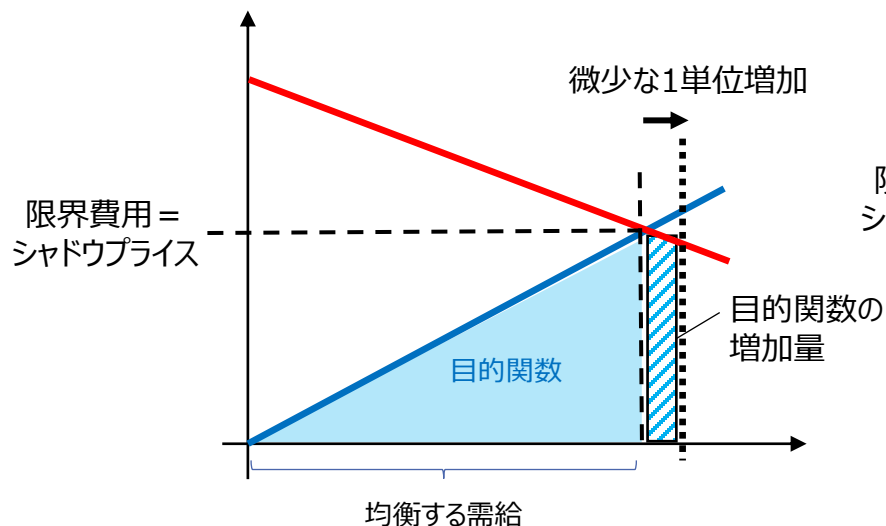
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

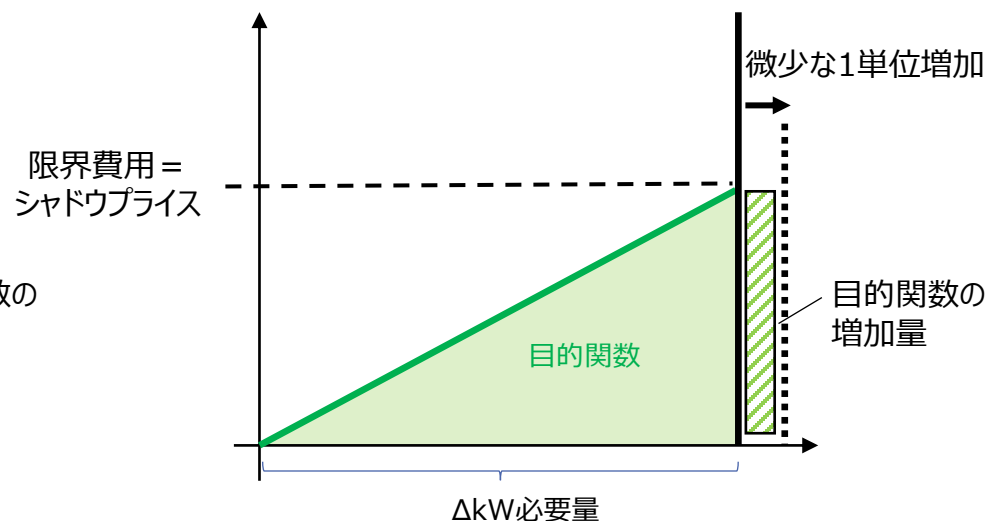
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵¹。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

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。

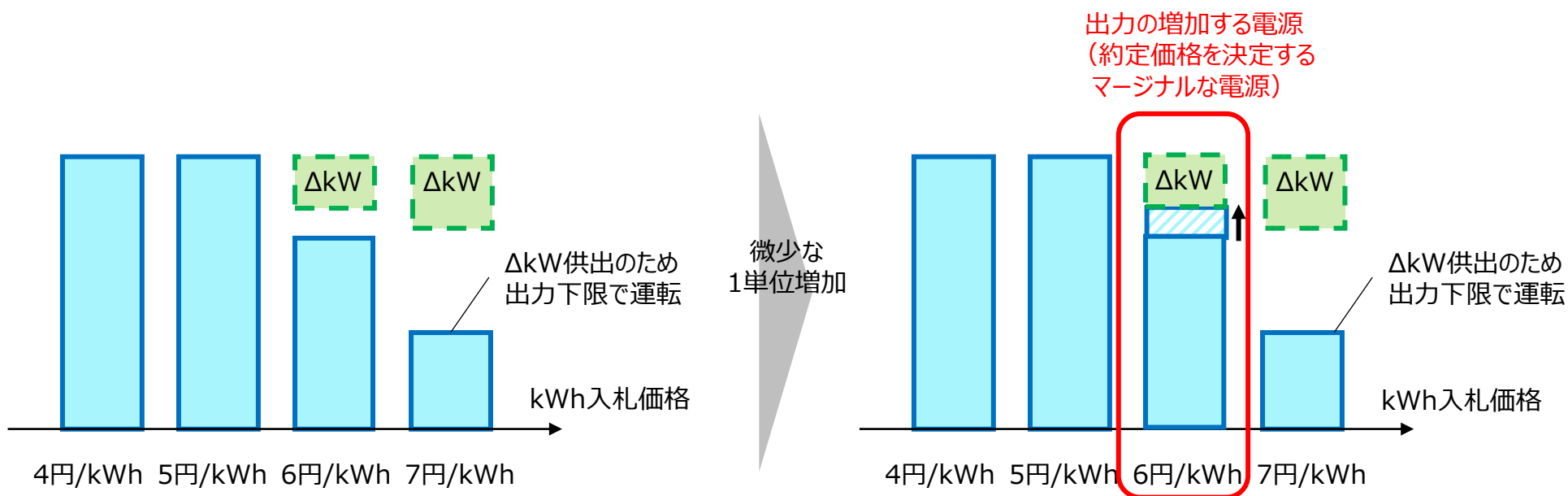
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



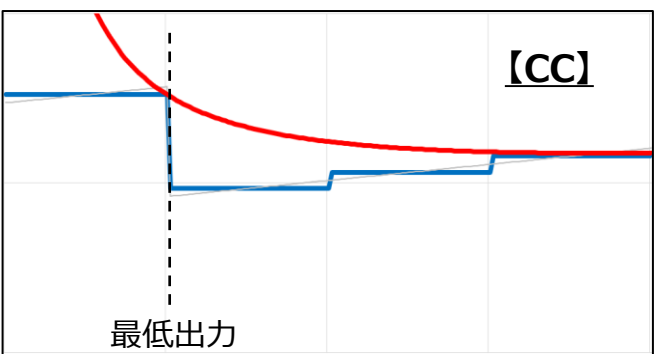
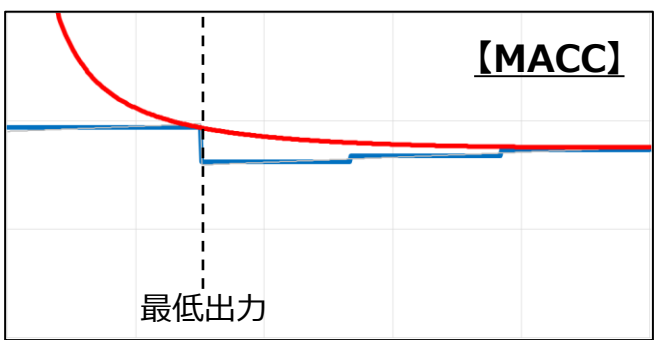
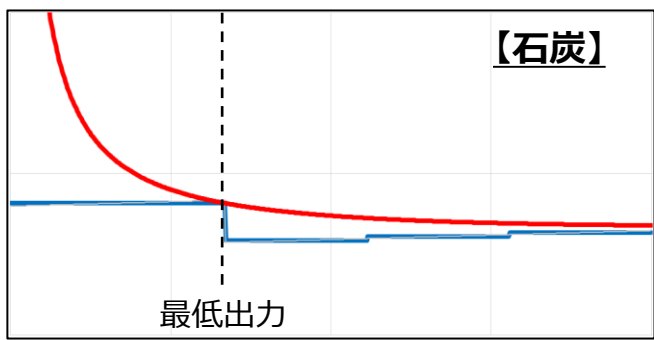
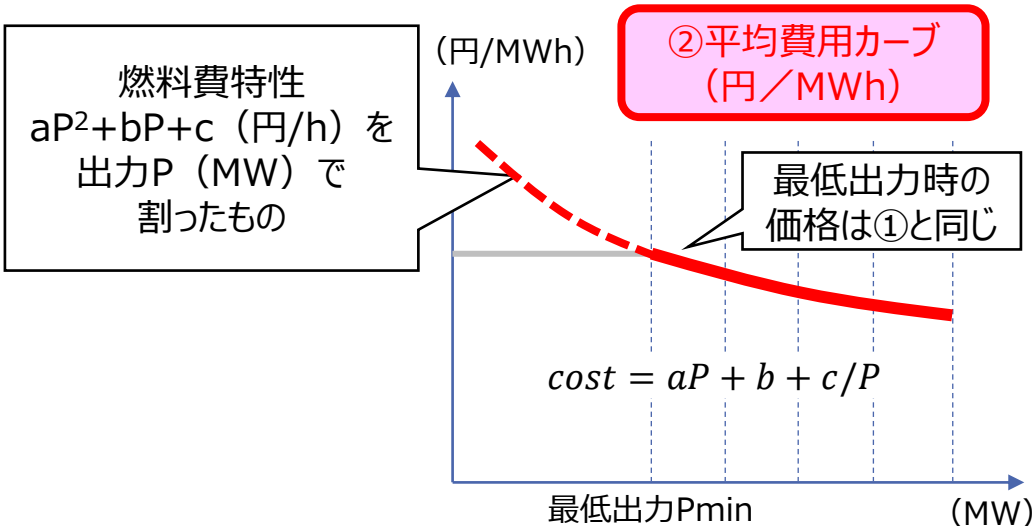
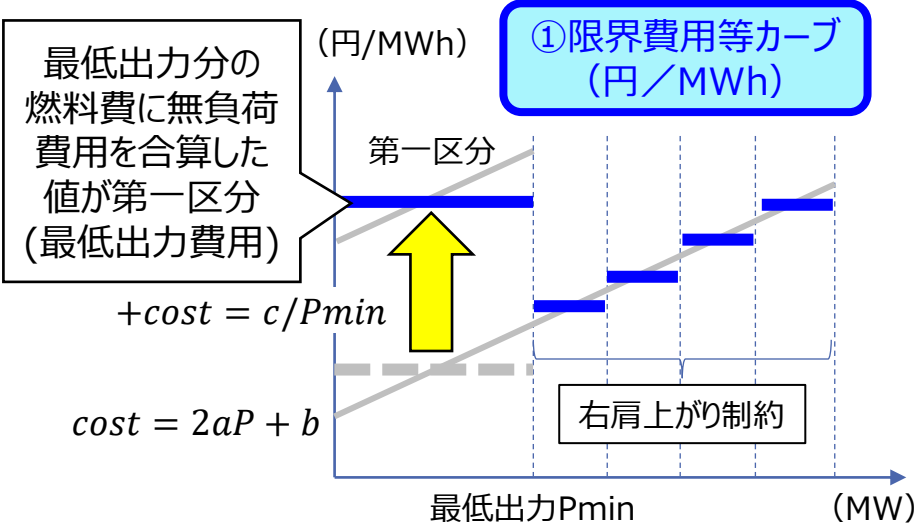
調整力（ΔkW）確保制約に対応するシャドウプライス



- 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。



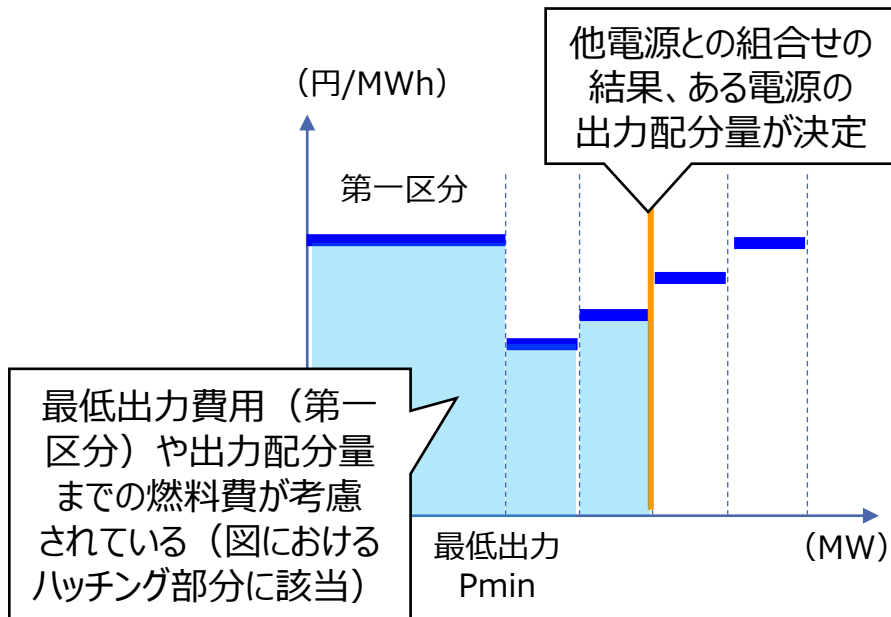
■ 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、どのような傾向となるか、こちらも比較検証を行うこととされていた。



- 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】

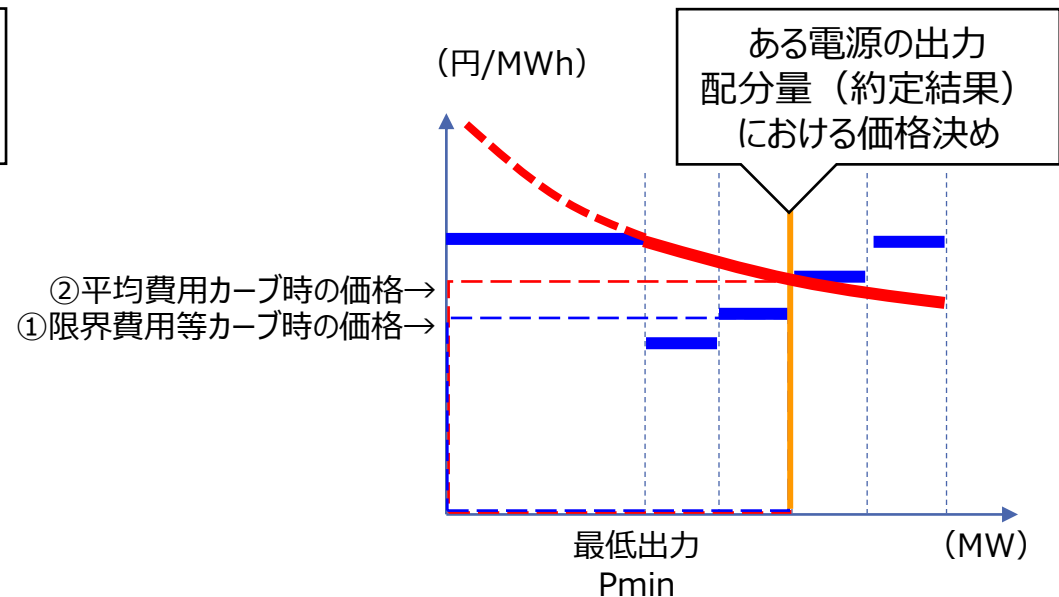
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



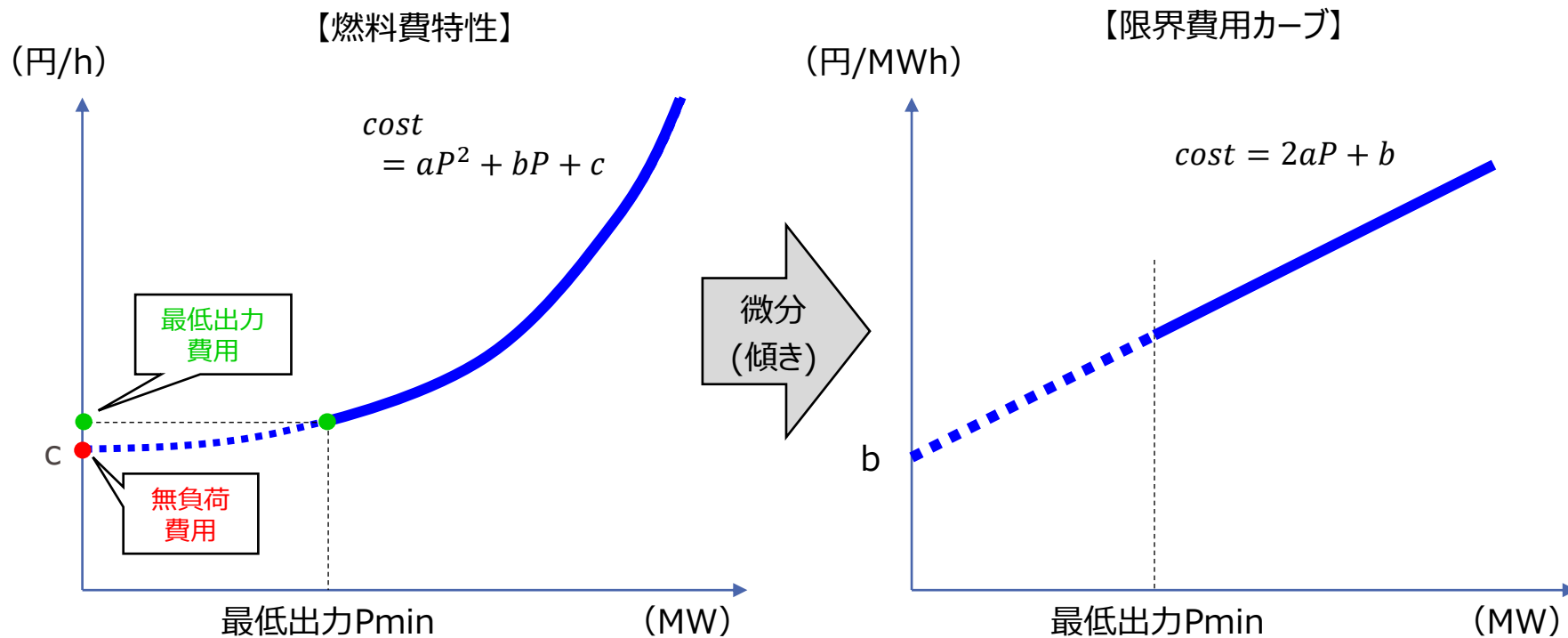
※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当

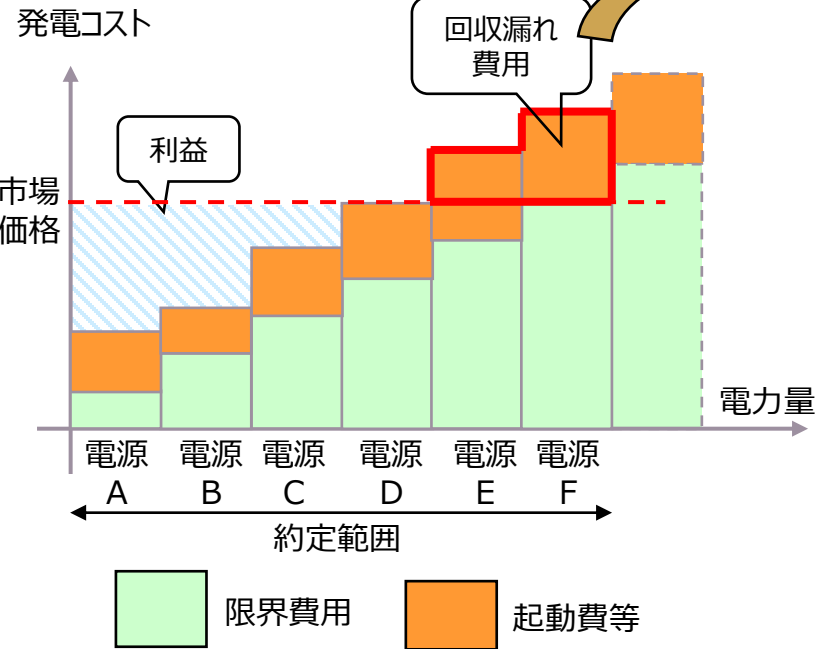


- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。

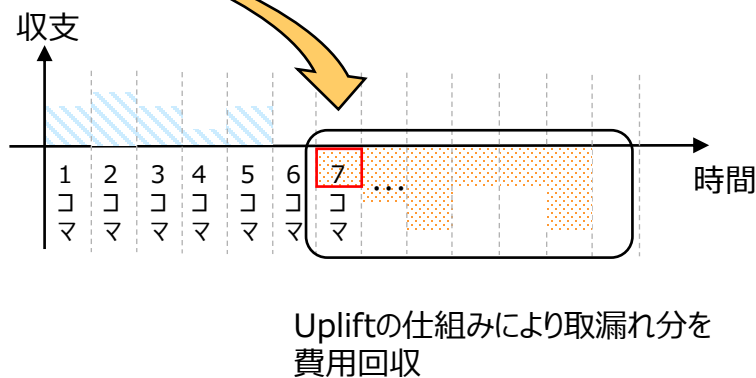


- また、市場価格には、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点も存在し、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うこととなっている。
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、限界費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費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



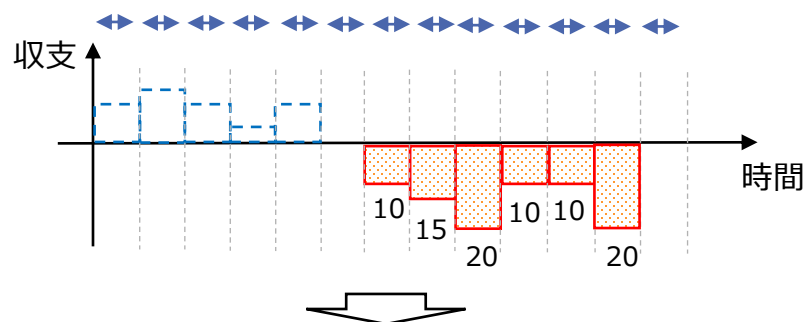
ある電源（F）における一定期間の収支イメージ



<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

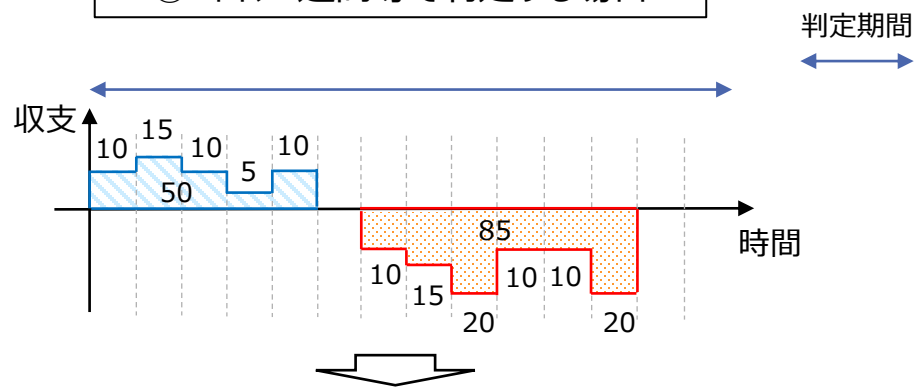
- 起動費等の取漏れを判定する期間は、大枠の分類として、「①コマ単位で判定する場合」と、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」の二つが考えられる。
- 「①コマ単位で判定する場合」には、あるコマの収支で費用回収できていない場合にはその量をupliftとして回収することになり、この時、市場価格によって費用回収できたコマについては、そのまま発電事業者の利益となる。
- 他方、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」は、その判定期間において総収支がマイナスになったとき、その量をupliftとして回収することとなる。
- したがって、「①コマ単位で判定する場合」の方が、発電事業者の利益が大きくなる（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
($85-50=35$)