

**同時市場の詳細論点について②
(同時市場におけるkWh・ Δ kWの
入札義務・価格算定・費用回収)**

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

本日御議論いただきたい内容

- これまで同時市場における価格算定については、検証Bを通じて、議論を進めてきた。本日の資料3-1のとおり、kWh・ΔkWの定量分析も一定程度進んできたところではあるので、本日は前日同時市場及び実需給断面におけるΔkWも含めた入札義務や価格算定方法について、事務局から一案として全体像をお示しする。同時市場の全体設計を見据えた上で、kWh・ΔkW両面について、どのような制度設計が望ましいか、御議論いただきたい。

今後検討が必要と考えられる詳細論点

論点項目	詳細
時間前市場の設計、調整力の確保方法	<ul style="list-style-type: none">● 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」と、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」について、どちらが考えられるか（折衷案もあり得る）。● ②の場合の調整力確保の在り方については、一部「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」でも検討中。
入札と電源の調達・運用 ⇒ 第7回検討会（2024年3月18日）において議論	<ul style="list-style-type: none">● 入札義務● 入札規律● 自己計画電源を選択した場合の入札方法● 自社電源の余力の活用● 電源差替
市場価格算定・費用回収	<ul style="list-style-type: none">● kWh価格の算定方法：調整力の考慮の是非、限界費用／平均費用、等● ΔkW価格の算定方法：機会費用・逸失利益等の取り扱い、マルチプライス／シングルプライス、等● Uplift：（導入する場合）算定方法（期間、等）、負担者・回収方法、等 ※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）の結果とも連携。
その他	<ul style="list-style-type: none">● インバランス料金制度、他制度・他市場への影響、費用便益分析、同時市場運営主体の役割、等

本日の議論内容

1. 入札義務

2. 価格算定・費用回収

kWh市場・ΔkW市場への入札義務

- 前回の検討会において、平常時においては、入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場に供出することが望ましいとしたところ。一方、実際に同時市場に供出するとき、同時市場におけるどの市場に供出するか（kWh市場か、ΔkW市場か）については、まだ議論できていない。

第7回同時市場の在り方等に関する検討会
(2024年3月18日) 資料3-1より抜粋

同時市場における市場供出の考え方（続き）

- 以上を踏まえると、発電事業者からは、相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場（※1）に対して、以下のような供給力の供出が望ましいのではないか。
（※1）相対契約がある場合の同時市場への入札・情報登録の詳細については、後述。
 - **平常時：入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量（※2）**
（※2）現行制度においては、「予備力や入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量」
 - **緊急時：供給力全量**
- また、これは売り惜しみ等の相場操縦がより発生しにくい設計ともいえるのではないか。
- もっとも、予備力に関する議論は、容量市場など同時市場以外の他市場の設計や供給能力確保義務の在り方等にもかかわるものであるため、電力システム改革の検証（電力・ガス基本政策小委員会）において議論を深め、最終的な結論を出すことにしたい。
- さらに、入札（市場供出）・約定・発電するか否かに関わらず、系統混雑・需給ひっ迫時対応等のため、各電気事業者が電源等情報を市場へ提供することを通じた、一元的な情報の把握・管理の仕組みを合理的に構築することが必要ではないか。

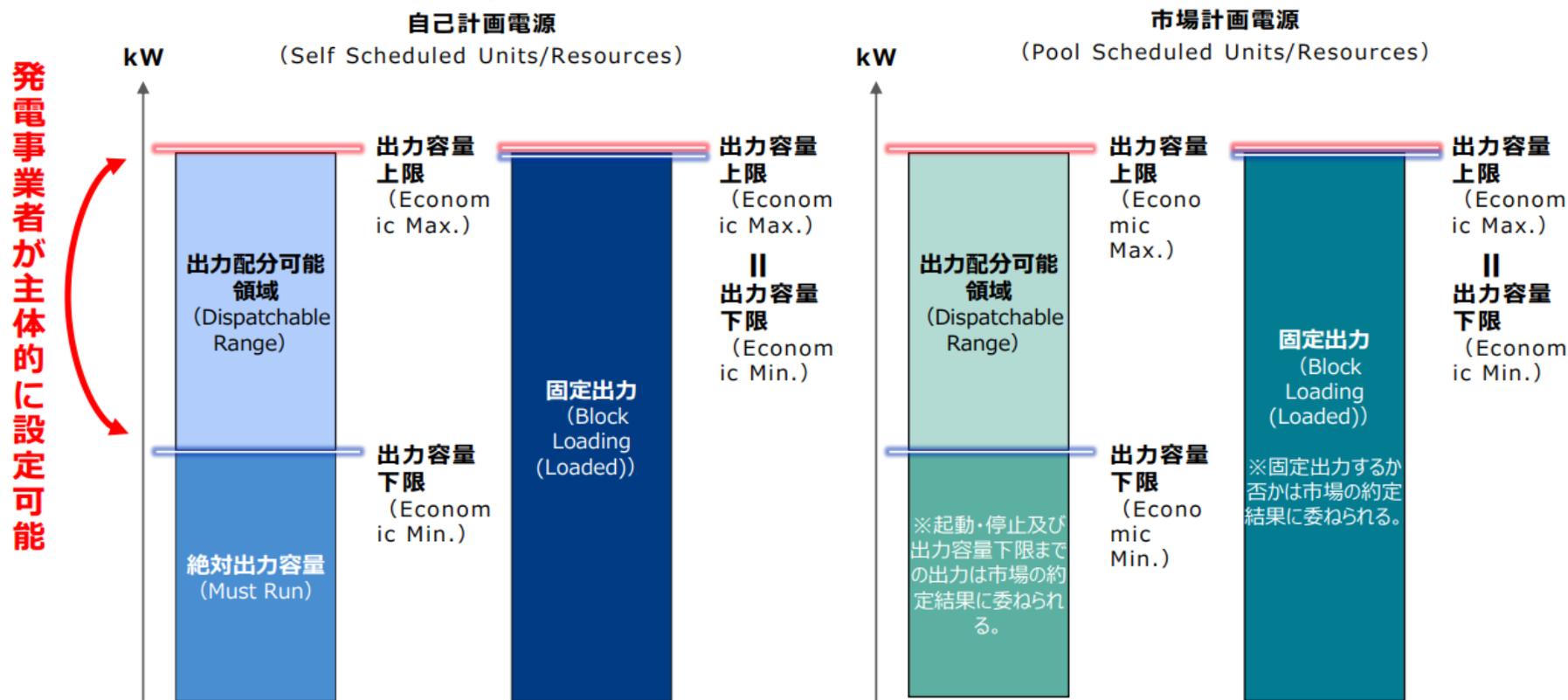
(参考) 発電事業者における入札区分決定の主体性と規律

第7回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年3月18日）資料3-1より抜粋

入札区分（まとめ）

- 以上をまとめると、以下のとおり。

発電事業者が主体的に選択



ただし、①相場操縦や売り惜しみ等の防止の観点からの取引規律や監視、②容量市場のリクワイアメントへの対応、③需給ひっ迫等の緊急時の一般送配電事業者による電源運用、④再エネ出力制御や混雑対応、については、引き続き、議論が必要。

(参考) 現行制度における市場供出義務の取り扱い

- 現行制度においては、相場操縦の防止等の観点からスポット市場への余剰電力全量供出が求められている（適正な電力取引についての指針（令和6年4月1日、公正取引委員会・経済産業省）（以下「適取GL」という。））。
- また、容量市場リクワイアメントとして、安定電源については、卸電力取引所（スポット市場、時間前市場）または需給調整市場（ Δ kW市場）への発電余力の供出が求められている。さらに、調整機能「有」の電源については、余力活用契約を締結し、GC後の調整力kWh市場におけるTSOによる電源運用が義務付けられている。
- 現行制度においては、余力活用契約により、（設備としてのkW、燃料としてのkWhは確保されている前提があれば、）実需給断面で電力不足になることは基本的にはないものの、需給調整市場（ Δ kW市場）への入札については、卸電力取引所（スポット市場、時間前市場）との選択制であることもあり、売り入札不足の懸念が生じている。

(参考) 適正な電力取引についての指針 (令和6年4月1日、公正取引委員会・経済産業省) (抄)

第二部 適正な電力取引についての指針

Ⅱ 卸売分野等における適正な電力取引の在り方

2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

(3) 卸電力市場の透明性

ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

③ スポット市場における売り札

スポット市場においては、シングルプライスオークション方式の下、市場支配力を行使することができる供給者（プライスメーカー）が存在しない状況を前提とすれば、**市場支配力を有さない供給者（プライステイカー）にとっては余剰電力の全量（注1）を限界費用（注2）で市場供出することが利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動**と考えられる。一方で、プライスメーカーが存在する場合、当該プライスメーカーが入札価格の引き上げ行為や売惜しみ行為により約定価格を上昇させるおそれがある。したがって、卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、**スポット市場において売り札を入れる事業者は、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが望ましい**。このように行動している限りにおいて当該事業者は、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当しないものとする。

また、スポット市場において売り札を入れる事業者のうち、**市場支配力を有する可能性の高い事業者（注3）においては、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが特に強く求められる**。したがって、当該事業者がこれに反して、合理的な理由なく、限界費用に基づく価格よりも高い価格で市場に供出した場合や、余剰電力の全量を市場に供出しなかった場合においては、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当することが強く推認される一要素となる。

(注1) **余剰電力の全量とは、スポット市場への入札時点において算定される各コマの自社供給力から、自社想定需要（自社小売需要と他社への相対契約に基づく供給量等の合計）・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力**のことをいう。

(注2) 限界費用とは、電力を1 kWh追加的に発電する際に必要となる費用をいい、燃料費等がこれに当たる。なお、限界費用における燃料費について、卸電力市場への入札によって燃料が消費されることで将来的な需要に対応するために追加的な燃料調達を行う必要が生じるときであって、当該価格・量での燃料の追加的な調達が合理的であると客観的に確認可能な場合には、燃料の追加的な調達費用を考慮し得る。また、限界費用の考え方について、燃料制約の発生時においては、非両立性の関係（スポット市場で約定すると他の機会では販売できないという関係）が成立することを前提とし、当該価格・量の妥当性が客観的に確認可能な場合には、将来における電力取引の価格を機会費用として考慮し得る。

(注3) 市場支配力を有する可能性の高い事業者とは、地域間連系線のスポット市場入札時点における月別分断発生率が継続して高い連系線（具体的には、北海道本州間連系設備、東京中部間連系設備、及び、中国九州間連系線）により4区分した地理的範囲において、当該範囲における総発電容量に対して保有する発電容量（発電事業者との長期かつ固定的な相対契約により確保している発電容量を含む。）が20パーセントを超える、又は、当該範囲における主要な供給者（Pivotal Supplier：当該範囲の年間ピーク需要を満たすために当該供給者が保有する供給力が不可欠とされる供給者）と判定される電気事業者のことをいう。

kWh市場・ΔkW市場への入札義務（続き）

- 同時市場においては、kWh市場とΔkW市場が同じタイムラインで実施される。以下を踏まえると、基本的には、同時市場においては、調整機能がある電源については、kWh市場とΔkW市場の両方に入札する義務を課す（市場支配力の観点（適取GL）や容量市場のリクワイアメントを念頭）ことが求められるのではないか。
 - kWh市場とΔkW市場を同時に開催してkWhとΔkWの確保の最適化を図るといふ同時市場の制度趣旨を踏まえると、調整機能がある電源については両市場において活用可能とされることが望ましいこと。
 - 現行制度においては、需給調整市場（ΔkW市場）への入札についてはBGの選択の余地があるものの、最終的なGC以降の断面では余力活用契約による供出（調整力kWh市場への供出）が容量市場のリクワイアメントにおいて義務付けられていること（つまり、最終的にはkWh市場（スポット市場・時間前市場）だけでなく、調整力kWh市場にも供出することになること）。
 - 現行制度において発生している需給調整市場（ΔkW市場）の売り入札不足や価格高騰などの課題を解決する必要があること。
 - その他、海外における制度設計（※）を参考にすると、前日市場において同時最適がされている商品については、kWh市場・ΔkW市場両方に供出が求められていること。
 - （※）米国PJMにおいては、太陽光・風力・原子力などの一部の電源を除いて、容量市場のリクワイアメントとして、全電源がkWh市場とReserve市場の両方に入札することが義務付けられている。なお、Regulation市場については、供出義務は課されていないものの、リアルタイム市場のみの商品であり、また、Frequency Response（GF機能）については、市場が無く、強制供出となっている。

kWh市場・ΔkW市場への入札義務（続き）

- 一方、仮に上記義務付けを行ったとしても、調整機能のある電源が日本全体で不足している場合、調整力不足の問題は引き続き発生しうる。そのため、調整機能を有することに対するインセンティブ設計も重要。この点に十分に配慮しつつ、ΔkWの価格算定方法を検討する必要がある（詳細は後述の2. に記載）。
- また、DRといったkWhとΔkWのどちらか片方にしか入札できない電源や、調整機能を持っていない電源、逆に調整機能に特化している電源（揚水等）等、様々な電源種が存在していることも踏まえつつ、市場への入札義務を課す場合に、何を根拠に（例：市場支配力、容量市場リクワイアメント）、どの対象の電源に義務を課すかは、今後、丁寧に整理していく必要がある。

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案分負担となる。(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案分負担 ※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イレージ比率で対価を補正。 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精査が必要である。

※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市場・ΔkW市場への入札義務（続き）

- 前ページまでの内容をまとめると以下のとおり。

	適取GL（相場操縦の観点） ※支配的事業者：以下を満たさなければ相場操縦と強く推認、その他：望ましい行為	容量市場リクワイアメント ※容量市場で落札した安定電源
現行制度	<ul style="list-style-type: none">● 予備力や入札制約（燃料制約等）、自社想定需要を除いた余力の全量を <u>スポット市場</u> に入札	<ul style="list-style-type: none">● 発電余力（※）を <u>スポット市場・時間前市場又は需給調整市場</u> に入札 （※）応札時に登録した供給力－発電計画値
同時市場	<ul style="list-style-type: none">● 入札制約（燃料制約等）を除いた供給力全量を相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場に供出し（※）、<u>同時市場においては、kWh市場とΔkW市場の両方</u>にThree-Part入札 （※）第7回同時市場検討会（2024年3月18日）で議論済み	

1. 入札義務
2. 価格算定・費用回収

(参考) 現行制度における価格算定

	前日	週間～前日	実需給	
	スポット市場	ΔkW市場 (需給調整市場)	調整力kWh市場	インバランス
入札価格規律	<ul style="list-style-type: none"> ● 限界費用（コストベース） （※）ブロック入札の場合は、起動費等もkWh単価に含まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 以下の3つの費用を事業者が見積もって入札可能。 ① 機会費用：電源を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 逸失利益：電源の持ち下げでΔkWを確保する場合の卸電力市場価格（予想）と限界費用の差 ③ その他（一定額） 	<ul style="list-style-type: none"> ● 上げ調整力：限界費用（コストベース）＋10%マージン ● 下げ調整力：限界費用（コストベース）－10%マージン 	<ul style="list-style-type: none"> ● 以下のうち、高い価格を採用。 ① インバランスを埋めるため用いられた調整力の限界的なkWh単価 ② 需給ひっ迫時価格補正（上限200円/kWh） （※）厳密には、出力制御時やブラックアウト時などの特定の状況下における細かいルールが存在。
定価格算方法	● シングルプライス	● マルチプライス	● マルチプライス	● シングルプライス（不足インバランスも余剰インバランスも統一の単価で精算）

※ 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。

同時市場における価格算定・費用回収の全体像（案）

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

*中長期断面における先物・相対取引動向も踏まえた価格水準の在り方については、現行制度における取り扱いも含め、システム改革検証（電力・ガス基本政策小委員会）において、議論を行ってはどうか。

① kWh市場の設計に関する視点

<案A・案B-1・案B-2>

- 検証Bにおいて、案B-1は再エネ余剰時に価格が上がるという結果が出ていることから、電気が余剰しているにも関わらず、需要を抑制するシグナルを出していると考えられ、他案（案A、案B-2）に比べて劣後するか。
- 案A、案B-2については、検証Bの結果、1年を通した平均値としては価格の大きさはあまり変わらず、価格の分布としては案Aの方がややLNG（Conventional（従来型））や石油が価格をつける時間帯が多かった。検証Bの結果だけであれば、あまり両案に優劣はないものの、案B-2については、SCUC・SCEDによる Δ kWも考慮した電源態勢を元に市場価格を算定しており、より現実の電源運用に沿った価格シグナルであることや、米国などでもこの算出方法を取っており、参考になる前例があること等を踏まえると、案Aより案B-2の方が優位か。

<起動費及び最低出力費用の取り扱い>

- 技術的な観点（計算の収束）からは、限界費用カーブのみを引用した価格算定以外に前例はない。
- 起動費や最低出力費用が取り漏れる市場価格についてどう考えるか。
 - 実需給断面においては、すでに起動されている電源の出力配分が変更されるだけであり、限界費用カーブによる算出の方が実態に沿うか。
 - 前日断面以前の断面においては、起動費・最低出力費用も考慮して電源のラインナップを決定。特にピーク・ミドル電源は頻繁な起動停止がなされ、発電に係る費用としては、起動費・最低出力費用も考慮した費用が実態に沿うか。
 - 更に中長期の断面（数か月～数年、十数年）に対する価格シグナルとして適切な水準をどう考えるか（先物取引・相対取引の相場、それらの取引を通じた燃料調達、等）。
 - 検証Bにおいて、平均費用カーブ（最低出力費用を考慮した価格）を用いた価格算定と限界費用カーブを用いた価格算定を比較すると、約10%の差がある。

① kWh市場の設計に関する視点（続き）

- 米国においては、起動費・最低出力費用・限界費用カーブのそれぞれに+10%の上乗せを認めている。Monitoring Analytics社（PJMにおける取引監視機関）のレポートによると、10%の上乗せは、燃焼タービンの限界費用算定に不確実性が伴うことに基づいて認められたものとされている。

（参考）Monitoring Analytics. (2016) "PJM State of the Market - 2015," Volume II, Section 3 - Energy Market, P.118
All generating units, including coal units, are allowed to include a 10 percent adder in their cost offer. The 10 percent adder was included in the definition of cost offers prior to the implementation of PJM markets in 1999, based on the uncertainty of calculating the hourly operating costs of CTs under changing ambient conditions.

<Uplift>

- 技術的には、どう市場設計しても取り漏れ（Uplift）が発生しうる。これについては確実な回収が必要か。Upliftの算定期間（同時市場が1日単位で行われることや米国の事例を参考にすると1日単位がよいか。）や、回収・負担方法（例：全買い約定に均等に配分、全小売電気事業者に均等に配分、インバランスに賦課、等）をどうするか。

ΔkWの考慮有無について (1 / 3)

■ 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が、kWh価格を決定するにあたり、ΔkWの考慮有無で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 (次頁以降参照)

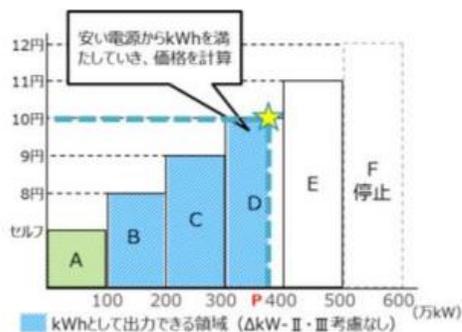


図 31 ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮しない方法 (案A)

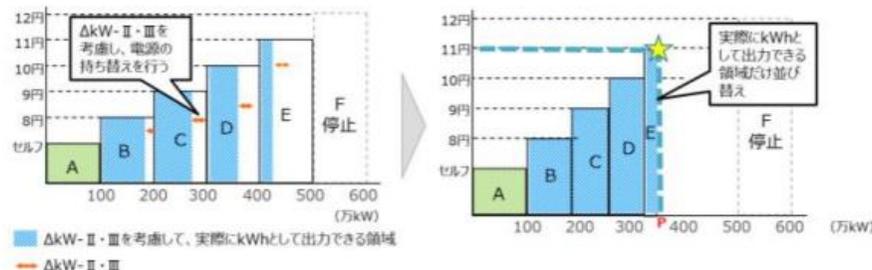


図 32 ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法 (案B-1)

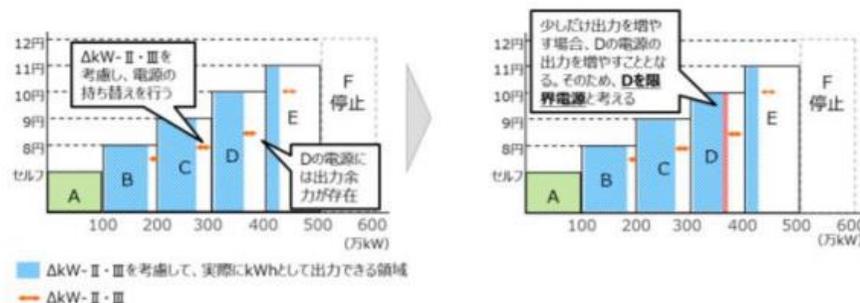


図 33 ΔkW-Ⅱ・Ⅲを考慮する方法 (案B-2)

今後の価格検証におけるkWh価格の算定方法の絞り込み (1 / 4)

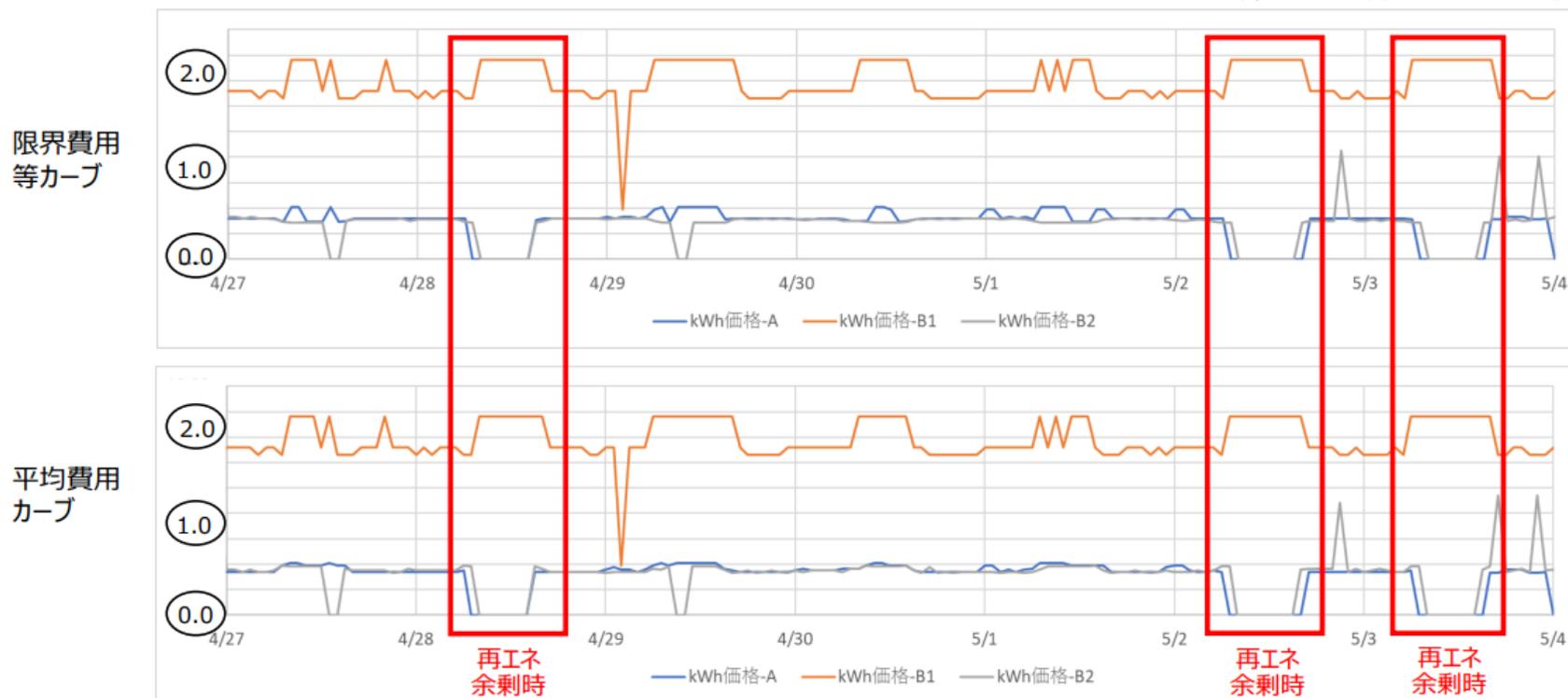
19

- まず、案B-1については、案A、案B-2と比較し、市場価格平均値は相当高くなる傾向があり、年間卸取引費用とUplift双方の取引合計（全体としてかかるコスト）を踏まえても最も高くなっている。
- また、個別の傾向を見ても、案B-1は軽負荷期等の再エネ余剰時に逆に価格が上がる※（最低出力の並列台数が多くなるため）等、再エネ余剰時に電力需要を増加させるといった行動を促す価格シグナルを発していると言い難いことから、まずもって案B-1は除外することとしてはどうか。

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

【基本試算ケース（春期の市場価格傾向）】

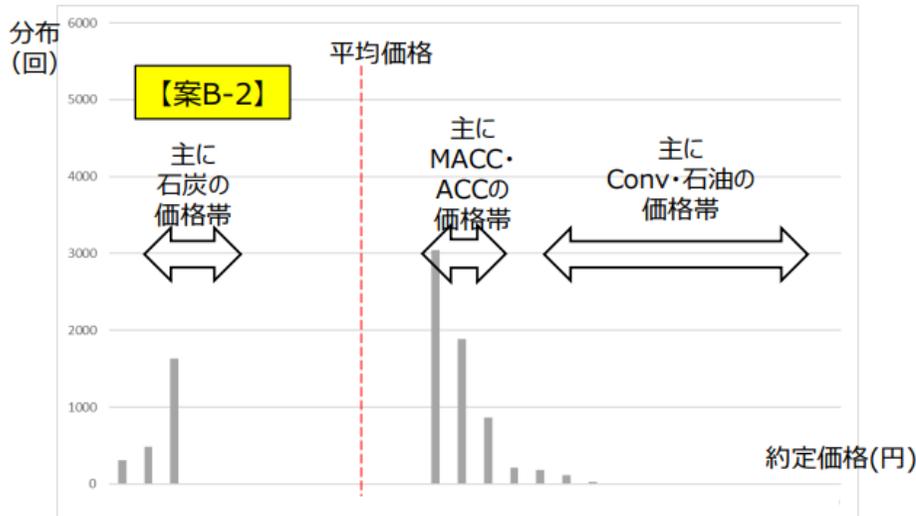
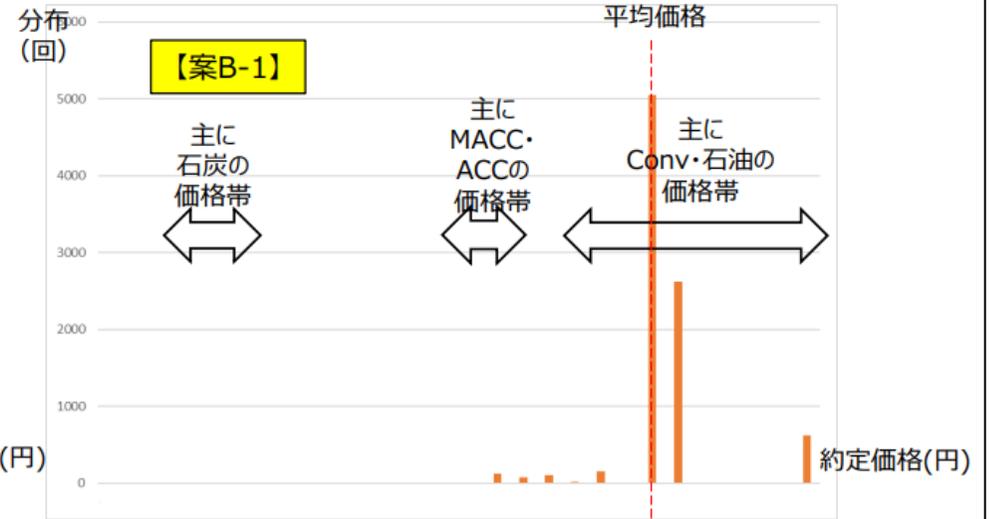
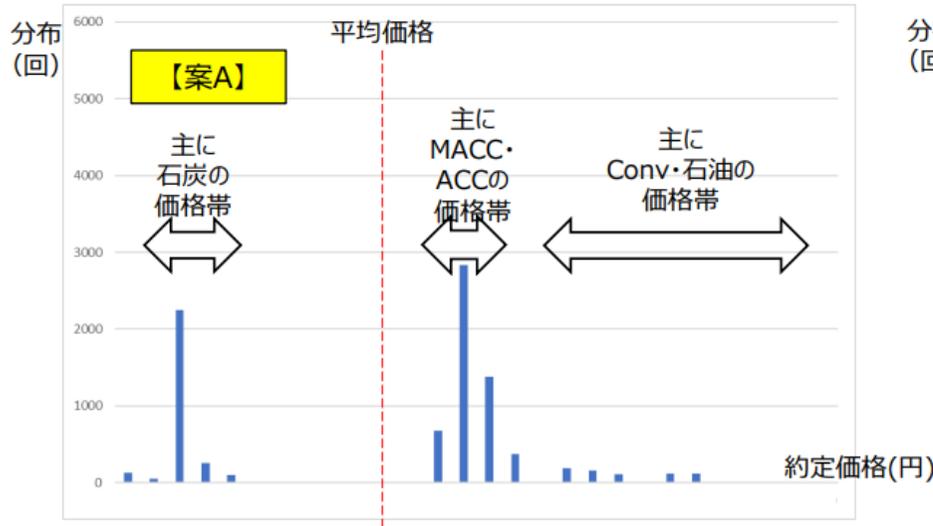
(東京エリアを含む広域ブロックの値)



(参考) 案A・B-1・B-2における価格の平均値・分布

(参考) 基本試算ケースにおける市場価格の平均値・分布(限界費用等カーブ)

14



※ 横軸は0円/kWh刻みとして、ヒストグラムを作成。

(参考) 起動費の取り扱い

「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

表 10 起動費の取り扱い（詳細論点）

論点		詳細
i)	起動費の取漏れが発生しないように、市場価格を計算できるか。	<ul style="list-style-type: none"> ● PJM においては、市場価格の計算では起動費を考慮しないため、取漏れが発生しうる。<u>本来的には起動費が確実に回収できるようにするため、起動費の取漏れが発生しない形での市場価格の設定が望ましいと考えられるものの、計算負荷等⁵³との関係で、そのような約定ロジックを組みうるかは検証が必要。</u>
<p>↓</p> <p>i)が取り得ない場合、PJM のように、市場価格は限界費用カーブのみを用いて算出した上で、取漏れた起動費の回収を別途行う方法が考えられる。</p>		
ii)	起動費の取漏れの判定期間	<ul style="list-style-type: none"> ● 起動費の取漏れが発生しているか否かを判定する期間はどの程度とするか。 (例) ✓ 起動した電源が起動してから停止するまでの期間とする。 ✓ ユニット単位や事業者単位で一定の期間（1日、1週間、1か月、それ以上、等）において、起動費の取漏れがないか（「Σ市場価格 - Σ起動費等の各種費用 ≥ 0」か否か。）を判定する。
iii)	起動費の取漏れの負担者	<ul style="list-style-type: none"> ● 調整力を供出するために電源を起動させる場合の起動費を除いた、同時市場で入札され約定した電源の起動費の未回収分については、受益者負担の趣旨からすれば、kWh 市場に参加している者で負担することが適切ではないか。 ● この場合、起動費の取漏れが発生した電源が稼働していたコマにおいて市場で約定した事業者に限定して負担するか、起動費の取漏れの判定期間に市場で約定した事業者全体で負担するか。
iv)	負担割合	<ul style="list-style-type: none"> ● 負担割合の設定方法として、kWh の約定量で比例配分するか。

最低出力費用の取扱いについて (1 / 2)

18

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

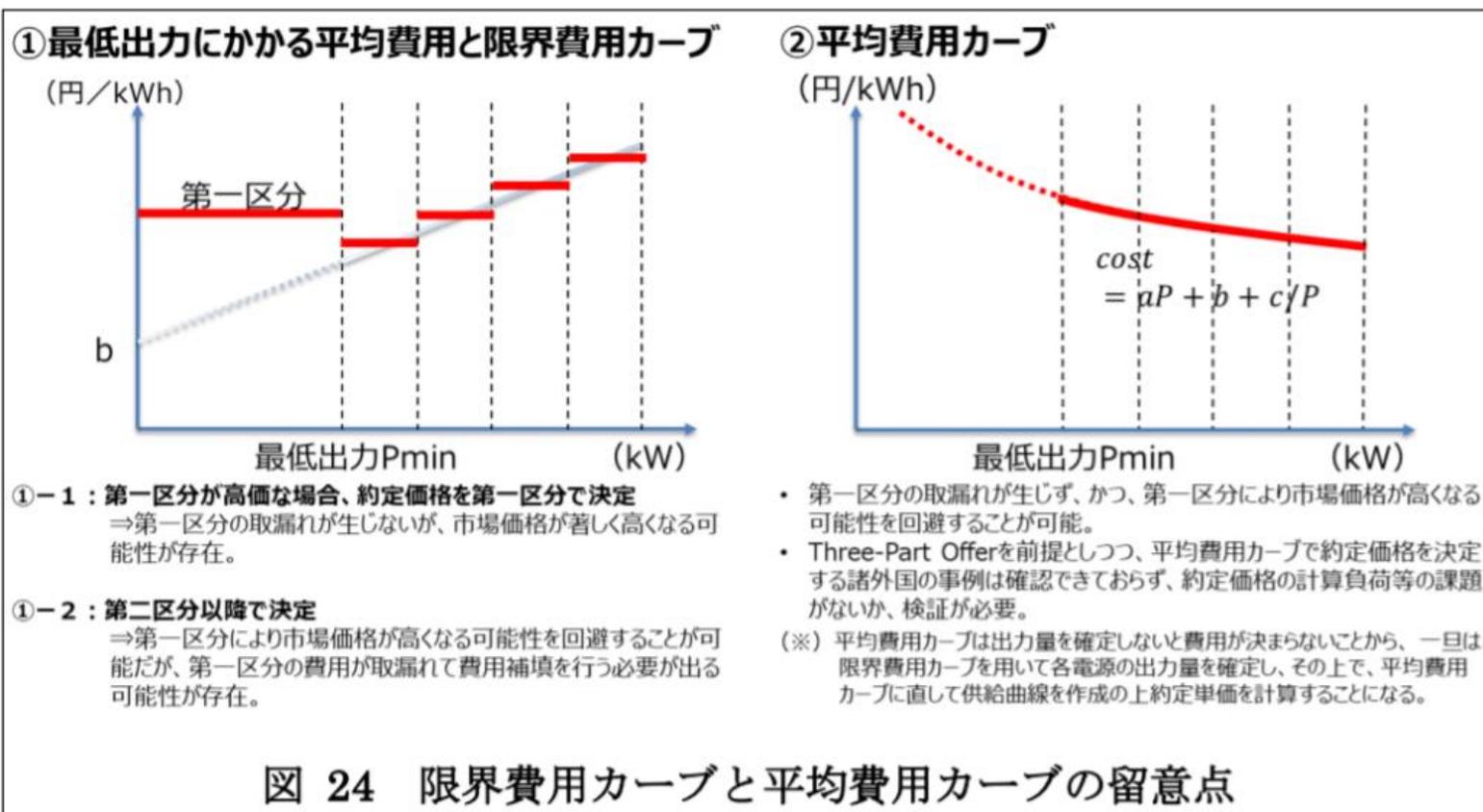


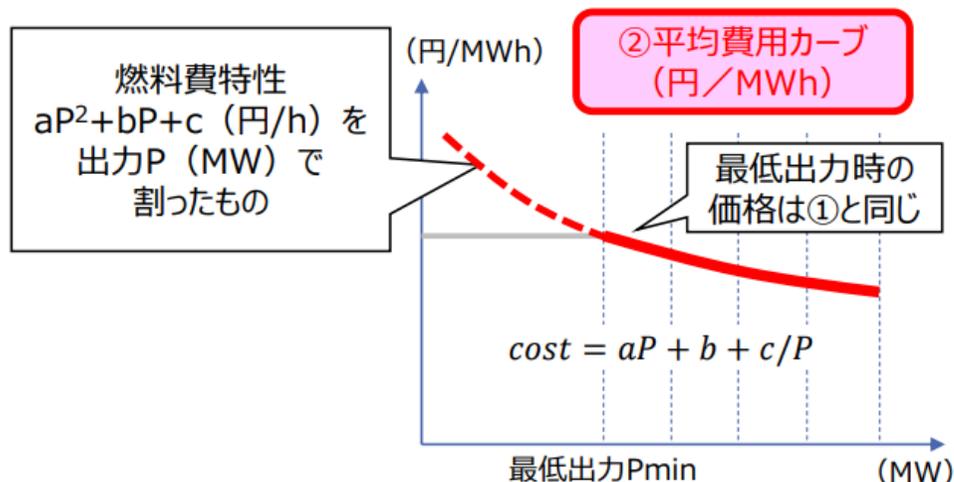
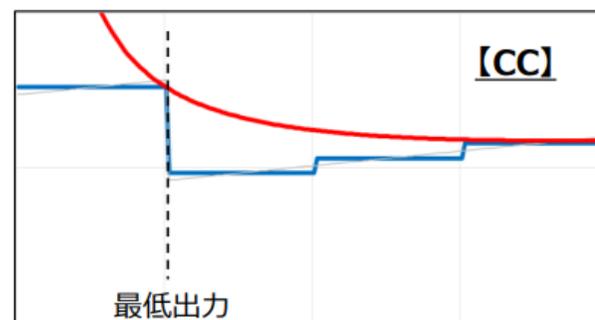
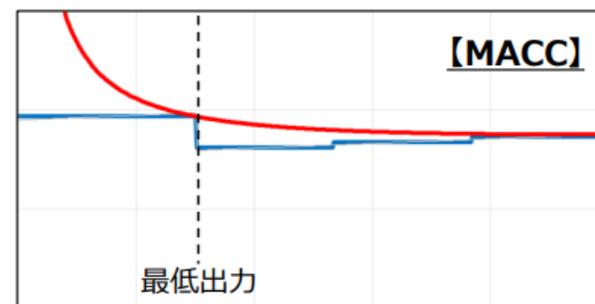
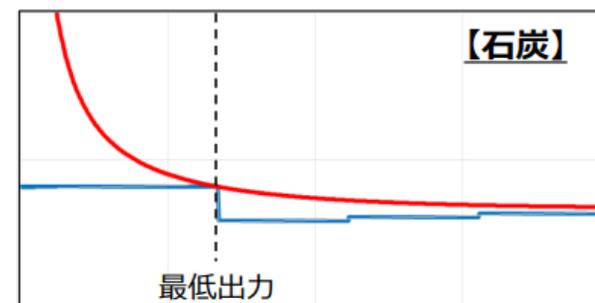
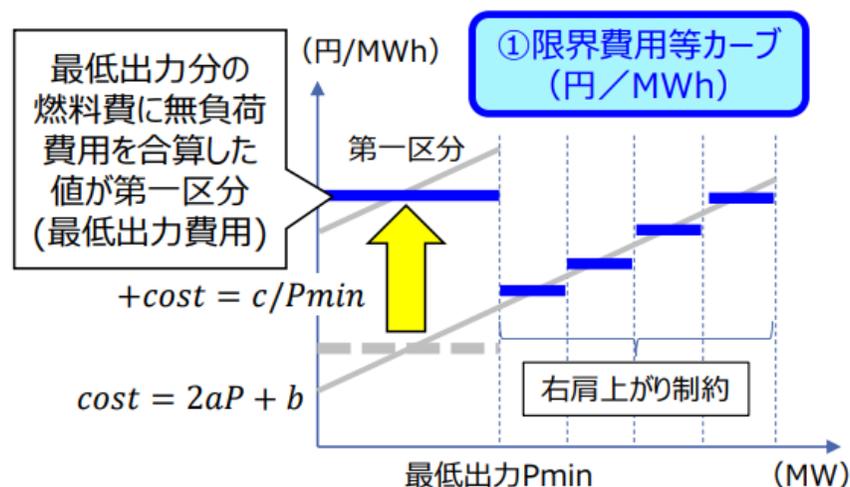
図 24 限界費用カーブと平均費用カーブの留意点

(参考) 最低出力費用の取り扱い (続き)

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。



(参考) 最低出力費用の取り扱い (続き)

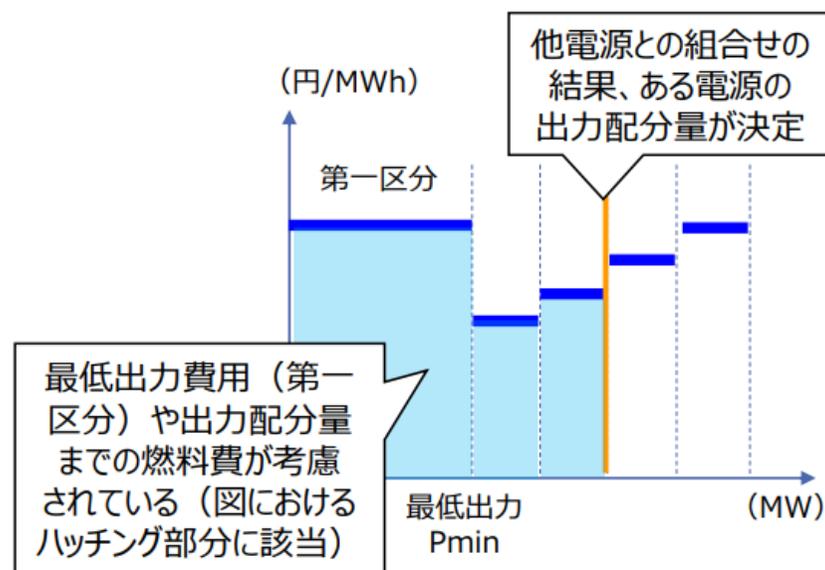
(参考) 約定電源決定時と約定価格算定時の費用の取扱いの違い

20

- 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。

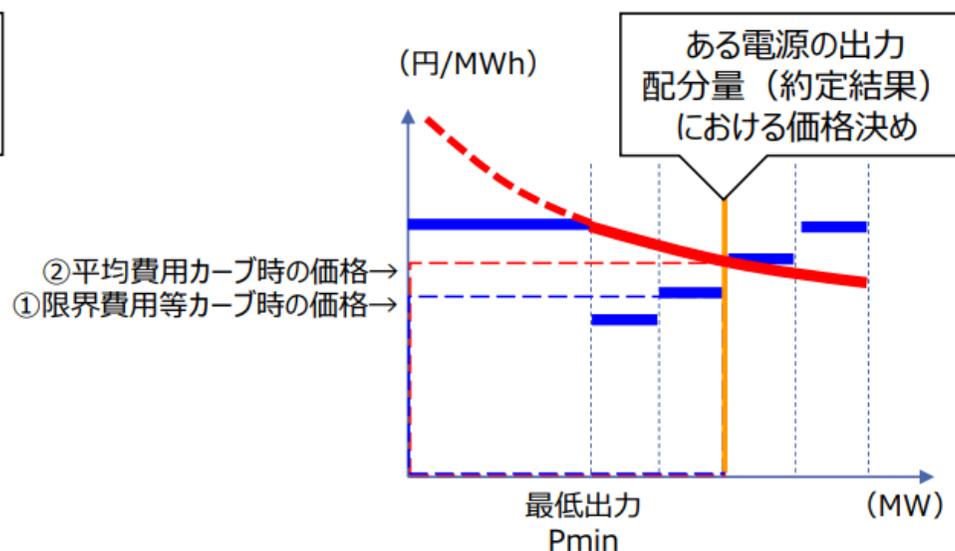
【約定電源決定時】

電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当

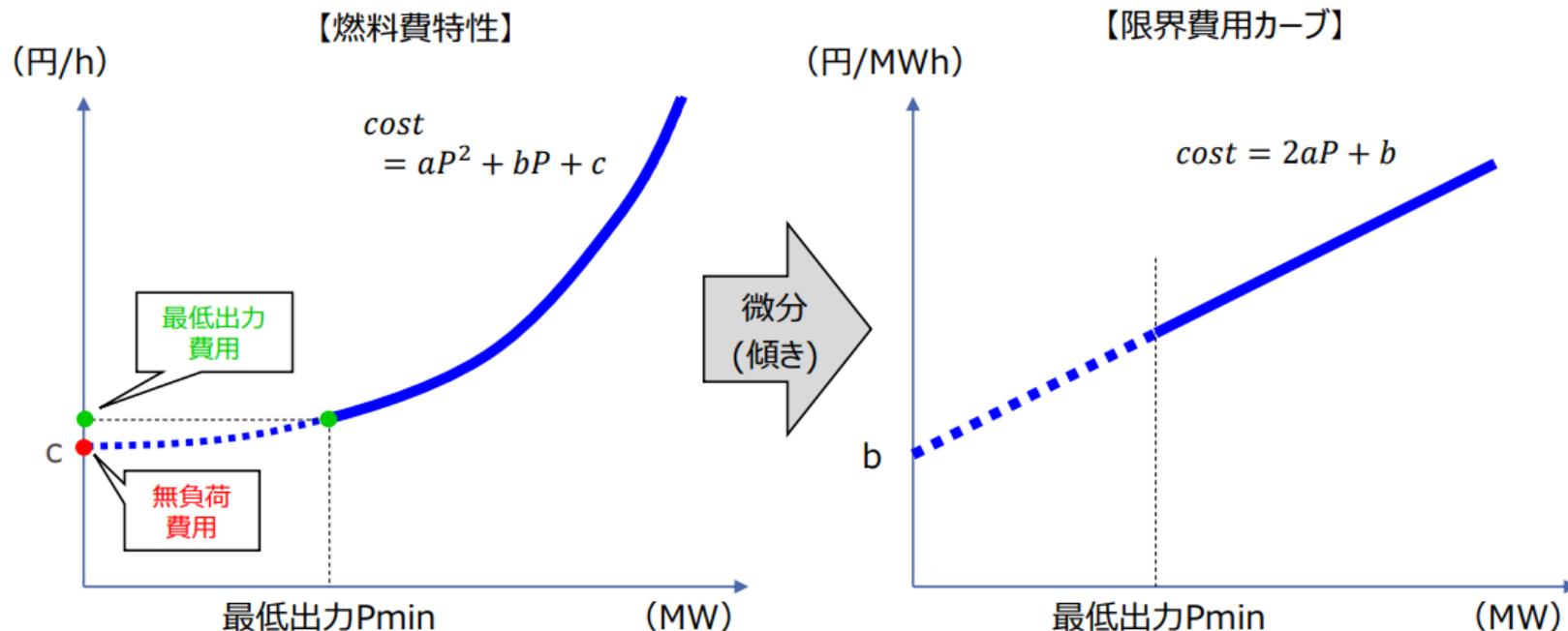


(参考) 最低出力費用の取り扱い (続き)

(参考) 燃料費特性と限界費用カーブ

21

- 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。



起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討（検証の進め方）

69

- Upliftは市場外精算の仕組みでもあり、透明性の観点からは、なるべく低減させることが望ましいとの考え方のもと、海外においてもUpliftの低減方法について研究されているが、殆ど実用化には至っていない。
- 一方で前述のとおり、仮に起動費等を市場価格に反映する（Upliftを可能な限り減らす）となった際は、価格算定ロジック（SCUC・SCEDロジックと同種のロジック）の改良を要することから、海外の研究動向等も参考に、upliftの低減方法の研究動向、および実装可能性についても検証していくこととしたい。

	凸包プライシング	ELMP（整数緩和）	AIC	Non-uniform pricing
考え方の概要	非凸な総費用曲線を、凸に近似	起動1or停止0ではなく、0~1に制約を近似 結果的に、限界費用単価に、起動費/設備量を加算したことと等価	最適化後、約定価格に、起動費/稼働量を加算	どの入札者も損失を被らない制約のもと、入札者のUplift負担の最大額を最小化するような約定価格を決定
適応事例	なし	PJMのfast-start	なし	なし（R&D段階）
起動費回収漏れ	△あるが最小化	△ある	○なし	○なし
その他の評価	×計算時間を要し、実用に耐えられない ○最適稼働から乖離するインセンティブが小さい	○容易に計算可能 △整数緩和する量が多いほど、最適稼働から乖離 △起動費を稼働時間で割り付けるロジックではないため、fast-startなど最小運転時間の短い電源にしか適用されていない	○容易に計算可能 ×約定価格で起動費を回収でき、フル運転するインセンティブが生じることで、最適稼働から乖離	? 計算負荷は不明 ○最適稼働から乖離するインセンティブが全くない

(参考) 最低出力費用の取り扱い

複数の価格算定方法毎の試算結果

22

■ 前章の検証の進め方を踏まえると、検証ケース（複数の価格算定方法の組合せ）は全18ケースとなり、今回の（一定の）前提条件の下で試算した各価格算定方法毎の結果については、下表のとおりとなった。

【検証ケース（全18ケース）】

(東京エリアを含む広域ブロックの値)

ΔkW考慮		案A (ΔkWなかりせばのマージナル)			案B-1 (同時最適のマージナル)			案B-2 (同時最適のシャドウプライス)		
		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		1.00			1.77		0.97		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.6%	2.2%	2.1%	0.1%	0.1%	0.1%	3.7%	2.9%	2.8%
平均費用カーブ	市場価格 平均値※1		1.04			1.77		1.06		
	年間卸取引 費用に対する Uplift割合※2	2.2%	1.8%	1.7%	0.1%	0.1%未満	0.1%未満	2.7%	1.9%	1.8%

※1 限界費用等カーブの案Aを基準にした比率。

※2 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。

(参考) 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

第4回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年11月27日）資料5-2より抜粋

MRI



電源に求められる規律： 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(2/2)

オファー区分	容量市場(PJM)		Three-parts情報の価格規律			運転パラメータの登録規律 (PLS or Non-PLS)
	約定した電源 (Capacity resource)	約定していない電源 (Energy resource)	起動費 (start-up)	最低出力費 (no-load)	増分燃料費 (incremental energy offer)	
コストベースオファー (Cost-based Offer)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストに <u>マージン10%を上乗せ可能</u>	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストに <u>マージン10%を上乗せ可能</u>	合計が\$2,000/MWhを超えない範囲で、 <u>マージン10%または\$100/MWhのどちらか小さい方を上乗せ可能</u> (\$2,000/MWhを超える場合、マージンは上乗せできない)	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約付き プライスベースオファー (Price-based PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持つ場合、オファー提出が義務	プライスベースの入札資格を持つ場合、どちらか一方、または両方を提出可能	コストベース又はプライスベースのいずれかを選択可能	コストベース又はプライスベースのいずれかで選択可能	原則\$1,000/MWhを上限に設定可能 ※ただし、コストベースの増分燃料費が\$1,000/MWhより大きい場合、コストベースの増分費と\$2,000/MWhのどちらか小さい方を上限とする。	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約無し プライスベースオファー (Price-based Non-PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持ち、かつPLS offerを提出している場合、オファー可能		※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	※\$1,000/MWhを超える場合、PJMマニュアルに従い価格の妥当性を証明する必要がある他、様々な規則が課されている。規則を満たさない場合は、上限\$1,000/MWhに制限される。	電源が設定可能(non-PLS)

※PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

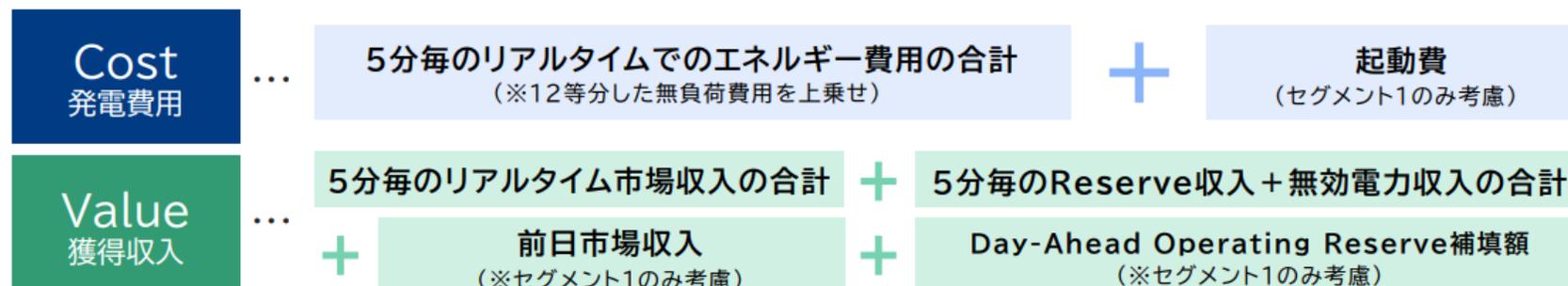
出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日
PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

リアルタイムにおける Balancing Make Whole Creditの計算方法と算定単位(2/2)

- Balancing Make Whole Creditは、セグメント別に算出したリアルタイムでの発電費用(12等分した無負荷費用を含む)から、リアルタイム市場収入・前日市場収入・Reserveや無効電力収入等の合計を差し引くことで、発電費用の取り漏れの有無を確認する。計算結果が負となった場合は取り漏れは発生していないため、ゼロとなる。
 - ▶ ただし、起動費と前日市場収入、Day-ahead operating reserve補填額についてはセグメント1計算時のみ考慮され、セグメント2では考慮されない。
- Balancing Make Whole Creditは、1日毎に該当するセグメント別に費用補填額を計算する。
 - ▶ 前日市場時点でのコミットメント又は最小稼働時間のより大きいコマに対するCredit(セグメント1)と、リアルタイムディスパッチに伴うCredit(セグメント2)を個別に算定され、セグメント間でのCredit額はオフセットされない。

Balancing Make Whole Creditの計算方法

Make Whole Credit = Cost minus Value (floored at zero)



出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashx>

PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(1/2)

- RTO/ISOは、Uplift費用の負担方法として前日市場の買い入札や実需要等のMWhで案分する受益者負担、前日市場での約定結果とリアルタイムでの発電量・実需要の乖離を発生させた発電・小売等へ配分する原因者負担、またはその組み合わせを採用している。しかし、RTO/ISOの現在のUplift費用配分方法は、その粒度等の点で大きく異なっており、何をもって差分とするかの定義も異なる。
- FERCは、FERC Order 844の草案において、RTO/ISOにリアルタイム・Uplift費用をその発生の原因となったと合理的に予想される取引を行う市場参加者のみに配分するよう求めていたが、大きな懸念を示す意見が出されたり、RTO/ISOからも実現性に懸念が示されたため、FERC Order 844のうち費用配分を原因者負担にする案については撤回された。

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法①（次ページに続く）

RTO/ISO	概要	
PJM	<ul style="list-style-type: none"> ■ PJMは、信頼性を理由に発生したUplift費用は、前日市場での買い需要やリアルタイムでの実需要で案分する。(受益者負担) ■ 信頼性以外の理由で発生したUplift費用を、前日市場取引からの発電量・実需要等の乖離量 (deviation)、Virtual bid[*]に案分している。(原因者負担) 	<div style="background-color: #008080; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> 受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ </div>
CAISO	<ul style="list-style-type: none"> ■ Upliftには多くのカテゴリーがあり、系統運用者が送電制約、エネルギーインバランス、リアルタイム混雑のいずれに対処するためにディスパッチ決定を行ったかに応じて、Uplift費用を送電所有者(需要家負担)、買い需要、域外輸出に配分している。 	<div style="background-color: #008080; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> 受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ </div>
NYISO	<ul style="list-style-type: none"> ■ 通常、受益者負担の原則に基づいてUplift費用が発生した時間帯のリアルタイム需要を用いて、リアルタイムUplift費用を案分している。 <ul style="list-style-type: none"> ■ 州全体の信頼性に関連するUplift費用を、ISO全需要に案分 ■ 地域の信頼性に関連するUplift費用を、信頼性アクションが実施された送電地区内の需要に案分 	<div style="background-color: #008080; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> 受益者負担 </div>

^{*}前日市場とリアルタイム市場の精算価格における金融的ヘッジを目的とした入札。前日市場の売り・買いのvirtual bidの入札に対し、RT市場で反対売買が発生するため、前日市場の約定量に対する乖離が発生する

出所) FERC, "Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators", 閲覧日2023年9月15日, <https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(2/2)

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法②

ISO/RTO	概要
ISO-NE	<ul style="list-style-type: none">Uplift費用の約半分は、発電機・負荷・Virtual bid・域外輸入の前日市場のスケジュールからの乖離量(deviation)に案分している。
SPP	<ul style="list-style-type: none">SPPは、原因が特定可能で、そのためのコストが利益を上回らない場合、原因に基づいてUplift費用を配分している。例えば、リアルタイムUplift費用は、前日スケジュールやSPPのディスパッチ指示からの乖離量(deviation)に対して配分される。
MISO	<ul style="list-style-type: none">MISOは、Uplift費用の配分にきめ細かなアプローチを採用しており、可能な限り、コスト起因性の判断に基づいている。MISOがUpliftの原因と判断するものに基づき、定義された一連のカテゴリに従ってUplift費用を配分する。MISOは、リアルタイムの容量コミットメントに起因するUplift費用は、物理的な需給の乖離量、Virtual bid、域外輸入・輸出の物理的スケジュールを含む乖離量に主に配分される。送電制約の緩和から生じるUpliftの一部は、混雑の原因となった乖離量に割り当てられる。



受益者負担・原因者負担の組み合わせ



原因が特定可能な場合は原因者負担



可能な限り原因者負担

出所) FERC, "Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators", 閲覧日2023年9月15日, <https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>

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。

②ΔkW市場の設計に関する視点（続き）

<その他の視点>

- DR等の取り扱いをどうするか。ΔkWのみの入札だとしても、Three-Part情報を登録してもらい、約定すれば、機会費用及び逸失利益を支払うということも一案。こういった案はDR等の実態上、実現可能か否か。
- 現行の需給調整市場の取引動向について、どう考えるか（調達未達、価格高騰、等）。

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案分負担となる。（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案分負担 ※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イレージ比率で対価を補正。 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精査が必要である。

※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。

(参考) 米国PJMにおけるDRの入札

- 米国PJMにおいては、エネルギー市場（kWh市場）の入札情報ではあるが、DRにおける入札項目は、火力等の電源の入札情報と概ね同様であり、Incremental Cost（限界費用カーブ）やShutdown Cost（入札単位としては起動費と同じであり、1回発動するときにかかる費用）が入札されている。

DRにおける入札項目は発電側の入札情報と概ね同様であり、Incremental CostやShutdown Costの他、最小停止時間等の制約条件に関する項目等がある

第2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10月4日）参考資料5より抜粋

エネルギー市場におけるDRの主な入札情報^{*1,2}

米国(PJM) 

入札項目	概要
Incremental Cost (\$/MWh)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 任意の最大10点から構成される、DRの削減量（最小単位0.1MW）毎の価格 ■ 日毎の値に加えて、時間毎の値を設定することが可能である（任意項目）
Shutdown Cost^{*3} (\$)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対象のDRにかかる固定費用であり、人件費、設備費、機会費用等が含まれる^{*2}（任意項目） ■ 発電設備におけるStart-Up Costと同様に6か月毎に変更が可能であり、4~9月、10~3月に分けて登録する ■ Shutdown Costは、提出されない場合0に設定される
最小停止時間 (Hour)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対象のDRでのコミットメント、ディスパッチにおける、連続した最小時間数（任意項目） ■ 最小停止時間は、提出されない場合0に設定される
通知時間 (Hour)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対象のDRがディスパッチを行う上で必要な、事前の通知時間（任意項目）
運転制約 (MW)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 対象のDRにおける、時間毎のエネルギー、アンシラリーサービスの合計に対する上方/下方制限値

*1 出所：PJM, PJM Markets Gateway User Guide, 2022年2月, p.143~150, <https://www.pjm.com/~media/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

*2 出所：PJM, Manual 11, 2022年3月, p.153~158, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>

*3 出所：PJM, Shutdown Costs for Demand Response Resources, 2012年8月, p.2, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/subcommittees/cds/20120813/20120813-item-03b-shut-down-costs.ashx>

③調整力kWh市場の設計に関する視点

- 現行はV1・V2単価（コストベースに±10%）をベースにマルチプライス。引き続き、マルチプライスが良いか。それともシングルプライスカ。
- 単価の設定をどうするか。

シングルプライスとマルチプライスの比較

価格算定方法	評価
<p>シングルプライス ※現行のように上げ調整単価と下げ調整単価で別の単価を設定するという形にしないことを前提。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 前日同時市場と同様の方法を用いることで、Three-Part情報（現行においては、V1・V2・V3単価）について、前日と実需給で違う情報を登録する必要が無いため、 <ol style="list-style-type: none"> ① 市場運営者や電力事業者にとって簡便な情報登録・管理となる、 ② 約定ロジックの構築が前日と実需給で整合的に設計でき、前日と実需給で電源の出力配分の優先順が異なる（前日に想定していた指令と当日の指令が異なる）といったことが生じなくなる、 ③ 監視がより効率的に可能、といった利点があると考えられる。 ● シングルプライスオークション化により、調整力提供事業者は現行よりも報酬が高くなるとも考えられ、これは、調整力供出のインセンティブが高まる設計と考えられる。 ● 一方、価格がスパイクすると、調整力kWhに支払う価格全体が高騰するため、調整力使用費用の増大につながるおそれがある。 <p>※ΔkW市場はマルチ、調整力kWhはシングル、という設計も考えられるか。</p>
<p>マルチプライス ※限界費用（コストベース）だけでなく、一定額のマージン（±10%マージン）を載せることを前提。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 現行と似た制度であるため馴染みがある。 ● 価格がスパイクしたとしても、調整力kWhに支払う価格はコストベース（±10%マージン）であるため、調整力使用費用は抑えられる。 ● 上欄の1ポツ、2ポツのような利点が無い。

④インバランスの設計に関する視点

- 現行制度（調整力kWhの限界価格 + 需給ひっ迫時価格補正）をベースにすると、現行のインバランス制度における調整力kWhの限界価格については、調整力kWh市場の約定価格（シングルプライス価格 or マルチプライスの限界価格）に変換することが考えられる。
- その上で、同時市場全体を俯瞰し、BGに適切なインセンティブを働かせるためにどのような制度設計が考えられるか。（以下、例）
 - Upliftの一部をインバランスに賦課。
 - 現行制度における需給ひっ迫時価格補正の設計。