

同時市場の制度に関する論点について⑥

(取りまとめ方針等)

2025年8月28日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

本日の議論

- 前回は、前日市場及び時間前市場の開催時刻等や、実需給直前の取引機会の確保方法について御議論をいただいた。これをもって、本検討会で議論が必要とされた検討事項については、いずれも一定の方向性が得られたと考えられる。
- 以上を踏まえ、本検討会については、これまでの議論の取りまとめを行うこととし、本日は、**取りまとめ案の作成方針**や、取りまとめに必要な**補足的な検討事項等**について御議論をいただきたい。
- また、2025年7月22日には、**第3回電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ**（以下「制度設計WG」）が開催され、今後の制度設計の一部として、本検討会の検討状況に基づき、同時市場の導入に関する議論が行われた。
- 本資料では、制度設計WGでいただいた御意見についても可能な範囲で参照し、議論を整理したので、この点についてもあわせて御議論をいただきたい。

(参考) 検討論点

- 本検討会は、中間取りまとめの後、第13回検討会（2025年2月19日）において検討を再開し、以下の論点について議論を行った。
なお、右欄は、本検討会において論点として整理を行った回を示したものであり、当該議論の前提として、各論点に関し、技術検証（検証 A）及び価格算定方法の検証（検証 B）を継続的に実施している。

1	週間運用に関する論点		起動時間が長い電源の起動の仕組みの検討	第15回、第17回
2	前日市場・ 時間前市場 に関する論 点	市場制度	開催時間、参加資格、取引単位等 時間前市場の仕組み、開催回数、開催タイミング	第15回、第18回
		入札	売り入札の論点（入札義務、自己計画電源、運転パラメータ、再エネ電源の入札方法） 買い入札の論点（地点特定の要否、入札義務） 時間前市場の入札対象 時間前市場における ΔkW の取引の有無 入札内容の変更の時間的・内容的限界	第15回～第17回
		約定	電源約定における小売・TSO想定需要の扱い方	第16回、第17回
		価格算 定・精算	kWh価格：系統混雑発生時の市場価格の算定方法 ΔkW 価格：価格算定方法、シングルプライス化の是非 精算の考え方（kWh、 ΔkW ） アップリフト：対象費用、算定方法、負担方法	第17回
3	実需給に関する論点		調整力kWh価格の算定方法 インバランス料金の算定方法	第17回

(参考) 制度設計WGにおける御意見①

- 同時市場の検討について、入札約定や精算などの具体的な仕組みも当然重要であるが、前提として、**同時市場導入後の各事業者の役割についても正確に共有しておくことが重要**。中央で全てを管理するような全く新しい市場を作るわけではなく、発電、小売、送配電の各事業者が引き続き安定供給のための役割・責任を果たす制度かと思う。この点は認識の乖離がないように進めていく必要がある。
- 同時市場はkWhとΔkWを同時に実際のコストを踏まえて約定させるというコンセプトであり、現状の電力取引に関する課題を抜本的に解決する手段の一つではないか。一方、実装までには時間がかかると思われるので、それまでの間、既存の市場制度の下で打てる施策を検討するべきではないか。例えば、スポット市場の限界費用入札をThree-Part Offerに拡張するとか、過渡期的な措置を考えることも必要ではないか。
- SCUC・SCEDロジックなどの技術的要素については、実際にどこまで実装・運用が可能か、技術的な検証が引き続き深まると認識。あわせて、実務的な観点から、全体としての実行可能性についても今後慎重に見極めながら、検討がさらに進むと期待している。
- 同時市場に関して、電力制度を熟知している電力のスペシャリストだけではなく、業界の関係者が理解できる、使われる制度にすることが予見性改善の観点からも重要。同時市場と中長期市場の関係性といった論点も将来的には整理してほしい。
- 電源の設備投資や燃料調達の観点、中長期的な取引との整合性については事業予見性の確保の観点から非常に重要。また、同時市場の導入は市場取引の枠組みを大きく変えるもので、市場参加者のシステムや運用面にも多大な影響がある。**引き続き実務的な検証をしっかりと行うとともに、導入する場合には、十分な準備期間や試行期間を設けるなど、慎重かつ丁寧な対応をお願いしたい。**

(参考) 制度設計WGにおける御意見②

- 同時市場制度と中長期取引に係る制度との間で整合性を取るとともに、発電事業者にとって自らの電源運用に対する裁量が低下することを可能な限り低減することが、電源投資のインセンティブや予見性を確保するために必要。**電源投資を考えている事業者としては、同時市場の導入で自前の電源がどのように運用されるか、今の市場と比べて約定価格の水準がどの程度になるか、それらが投資判断を大きく左右するものと考えている。この点について、現段階ではどの程度の裁量が発電事業者側にあるのかが分かりにくく不安。**今後の検討に当たっては、電源投資インセンティブをなるべく削ぐことのないような制度の建付けにし、導入に当たっては、投資判断に必要な定量的な見通しが早期に立ちうるような情報を、十分に時間的な余裕を持って提供してほしい。
- **理念として同時市場が各事業者の果たすべき役割、あるいは責任にどのように影響を与えるのかということが明記されたことは大変良い。**自らのアセットを事業者がしっかり使って電力供給に貢献する姿が作れるように、今後のシステム改革の基盤再構築も併せて進めていくべき。また、同時市場の検討の間に、需給調整市場がさまざまな問題を起こした点に起因し、さまざまな取り組みが追加的になされてきたと認識。例えば、水力の随契化など余力活用契約の改善や、需給調整市場の前日化、次世代中給の導入など、さまざまな取り組みがこの間に進んできた中で、同時市場がない場合の現状で行っている手だてをさらに進めることによって、どこまでが改善できて、どこまでが改善できないのか。改善できない場合に同時市場以外の方法がないのかという点は、前提条件としてしっかり検討されるべき。**同時市場については費用対効果の分析がされているが、その論点は、必ずしも見え切れる資料ではなかったと思われるので、同時市場のメリット、デメリットはしっかり検討されるべきだ**と思う。併せて、この同時市場が適正にシステム運用ができるのか、あるいは信用できる運用主体が運用するのか、そうした点も含めないと、なかなか机上の議論だけでやるべきと判断することは難しい。そのあたりの現実的なところも考えた上で、今後の導入検討の議論を深めていくということではないか。

1. 第二次中間取りまとめ（案）の作成方針

2. 補足検討事項

- （１）各事業者の参加の在り方
- （２）開設市場の概要
- （３）調整力（ ΔkW ）の差分精算
- （４）約定結果の通知等
- （５）今後検討を要する事項
- （６）本検討会の費用便益分析について

取りまとめ案の作成方針

- 本検討会では、これまで、同時市場における入札、約定、価格算定、精算の仕組みについて、特に議論を要すると考えられる論点ごとに議論を行ってきた。
- 一方で、今後は、本検討会の議論の結果を総合的に考慮し、同時市場の導入準備段階に移行すべきかどうかを判断する必要がある。
- また、同時市場の導入は、本検討会の議論にこれまで参加していない事業者を含め、多くの関係者に影響のある大きな制度変更となりうる。
- 以上を踏まえると、本検討会の取りまとめを行うに当たっては、本検討会における議論をそのまま取り扱い順に整理するのではなく、各論点についての議論の結果を体系的に再構成し、同時市場に関するこれまでの議論を熟知していない関係者においても、同時市場の全体像を把握しやすい形とすることが有意義ではないか。

(参考) 第3回制度設計WGにおける御意見(抜粋)

- 同時市場に関して、電力制度を隅々まで熟知している電力のスペシャリストだけではなく、業界の関係者が理解できる、使われる制度にすることが予見性改善の観点からも重要。

第二次中間取りまとめ構成案

- 前ページの作成方針に基づき、第二次中間取りまとめの構成案として、例えば、以下のような項目立てに従って議論の取りまとめを行うこととしてはどうか。

1. 同時市場導入の意義
2. 同時市場の基本的な考え方
 - 同時市場の位置付け
 - 発電事業者、小売電気事業者、送配電事業者の参加の在り方
3. 同時市場の取引の仕組み
 - 開設市場の概要
 - 入札、約定、価格算定、精算
4. 約定結果の通知等
 - 約定結果の通知・公表、年間見通し等の情報提供、情報公開
5. 他制度との関係
 - 容量市場、FIT・FIP等
6. 追加検討を要する事項
7. 今後の進め方

- また、第二次中間取りまとめにおける同時市場の全体像を、今後は、本検討会が導入を提案する**同時市場の骨子案**と位置付け、将来、同時市場を導入する場合の基本方針として、制度設計WGや、次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会等に報告を行い、導入に向けた議論を行うこととしてはどうか。

1. 第二次中間取りまとめ（案）の作成方針

2. 補足検討事項

- （1）各事業者の参加の在り方
- （2）開設市場の概要
- （3）調整力（ ΔkW ）の差分精算
- （4）約定結果の通知等
- （5）今後検討を要する事項
- （6）本検討会の費用便益分析について

補足的な検討事項について

- 前記のとおり、本検討会においては、前回の間取りまとめや再開後第1回（第13回）検討会において、今後検討が必要とされた論点については、おおむね一定の方向性が得られたと考えられる。
- 一方で、これまでは、同時市場のあるべき姿を検討する上で重要な論点を中心に議論を行ってきたため、同時市場の骨子案を作成する上で、同時市場の仕組みに関する若干の補足や考え方の確認が必要な点もあると思われる。
- このため、以降では、これまでの本検討会や制度設計WGでいただいた意見や疑問も踏まえ、補足的な検討事項や今後検討を要する事項について整理を行った。

1. 第二次中間取りまとめ（案）の作成方針

2. 補足検討事項

（１）各事業者の参加の在り方

（２）開設市場の概要

（３）調整力（ ΔkW ）の差分精算

（４）約定結果の通知等

（５）今後検討を要する事項

（６）本検討会の費用便益分析について

(1) 各事業者の参加の在り方について

- 同時市場は、実需給の一週間前頃からの電源の調達・運用を最適化する市場として、多くの関係者が参加する市場となる。
- 一方で、同時市場の導入については、電源投資・燃料調達といった中長期的な取引との関係で、発電事業者の裁量の余地が減少することについての懸念が継続的に示されている。また、小売電気事業者や送配電事業者にとっても、同時市場の導入により、電力や調整力の調達の在り方や負担内容が変わりうる。
- このため、本検討会の取りまとめを行う上で、まずは、同時市場における各事業者の参加や負担の在り方について、基本的な考え方を示しておくことが望ましいのではないかと。

(参考) 第3回制度設計WGにおける御意見(抜粋)

- **前提として、同時市場導入後の各事業者の役割についても正確に共有しておくことが重要。**中央で全てを管理するような全く新しい市場を作るわけではなく、発電、小売、送配電の各事業者が引き続き安定供給のための役割・責任を果たす制度かと思う。この点は認識の乖離がないように進めていく必要がある。
- 電源投資を考えている事業者としては、同時市場の導入で自前の電源がどのように運用されるか、今の市場と比べて約定価格の水準がどの程度になるか、それらが投資判断を大きく左右するものと考えている。**この点について、現段階ではどの程度の裁量が発電事業者側にあるのかが分かりにくく不安。**

発電事業者の参加の在り方について①

- 発電事業者の参加の概要は以下。発電事業の予見性や、中長期的な取引との整合性を確保する観点から、本検討会では、自己計画電源の入札や登録も可能とするなど（※）、発電事業者の裁量の余地を可能な限り広く確保する制度設計としている。ただし、系統の供給余剰時や混雑時、需給ひっ迫時には発電計画に一定の制限がある（次ページ）。

※ 発電事業者が自ら起動を確定させる電源を自己計画電源と呼ぶ。自己計画電源については、市場外取引に基づく発電計画を同時市場に登録する方法（自己計画電源の登録）と、原則として発電計画どおりに約定させる電源として同時市場に売り入札を行う方法（自己計画電源の入札）のいずれも選択可能。後者は成行入札と同様の扱いとなる。

項目	概要
同時市場への入札・ 情報提供	➤ 発電事業者は、同時市場に対し、原則として、発電余力全量の供出が求められる。 ➤ 売り入札は、原則として、電源単位で、価格情報（起動費、最低出力費用、増分費用カーブ）と電源の運転パラメータ（出力容量、起動時間、起動停止回数制約等）を登録して行う。 ➤ 同時市場の約定処理や、需給ひっ迫時等対応のため、入札を行わない電源についても、発電計画や、運転パラメータ等の電源情報の情報提供が求められる。
市場外取引	➤ 市場外の相対取引に基づく供給は原則として自由であり、発電事業者は、相対契約に基づく供給量の範囲で、稼働電源や発電量を自由に設定することが可能。その場合には、発電事業者は、当該電源を自己計画電源として同時市場に登録する。
自己計画電源の入 札・登録方法	➤ 自己計画電源の入札・登録時には、発電計画と、Three-Part 情報を含む電源情報を登録することが必要。 ➤ 入札においては、自己計画電源と市場計画電源（市場の約定結果に起動停止を委ねる電源）を任意に選択可。

発電事業者の参加の在り方について②

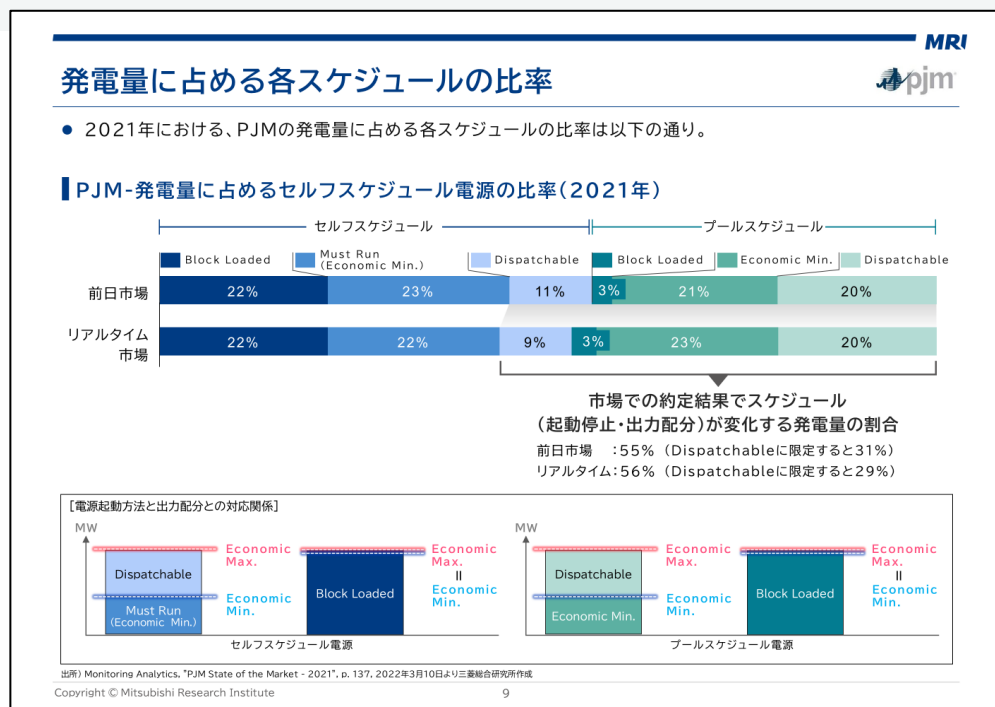
- 電力系統の物理的な制約として、系統の供給余剰時や混雑発生時には、電源の出力を抑制する必要がある場合があり、現行制度においても、需給バランス制約や系統制約に基づく出力制御が行われている。同時市場においても、やむを得ない場合には、以下のとおり、自己計画電源として入札・登録された電源の運用についての制限がありうる。
- 予見性確保の観点から、自己計画電源の制限については、年単位での見通しを公表する仕組みの導入を検討している。

項目	概要
制限の要否の判断基準	➤ 市場計画電源の出力を抑制してもなお、 再エネ電源の出力抑制 や 下げ余力不足 が生じる場合に自己計画電源の制限を必要と判断する。
制限の要否の判断時点	➤ 原則として一つ前の市場のSCUCで判断する。例えば、前日市場の制限の要否は週間SCUCで判断する。
制限の内容	➤ 制限時には、自己計画電源として入札・登録された電源についても、あらかじめ登録された価格情報に基づき メリットオーダー で公平に起動・出力が決定される（※）。 ※ 現行の優先給電ルール等も踏まえ、長期固定電源や再エネ電源等はその他の火力発電等に優先すると整理。
実施の事前公表等	➤ 制限される場合、どの地点・時間帯において制限されるかが事前に公表される。 ➤ 加えて、年単位での燃料調達計画や、長期的な電源投資計画の策定に資するよう、発電事業の予見性を確保する観点から、年単位で、需給バランス等の想定に基づき、 どの時期にどの地域で自己計画電源入札・登録が制限される可能性が高いか等の見通し を策定、公表する仕組みを設けることを検討する。

※ 以上は抑制側の制限であるが、焚増側の制限もありうる。SCUCの結果、広域予備率不足が生じうる場合には、自己計画電源として設定された出力容量上限にかかわらず、原則として定格出力の範囲でメリットオーダーで出力配分を行う。もっとも、制限が発動されていない場合でも、発電余力は出力配分可能領域として市場に供出されていることが原則である。

(補論) 発電事業者の裁量と市場の効率性

- 本検討会では、発電事業者の裁量を広く認める方針とした場合、市場の効率性が低下するのではないかと御意見もあった。しかし、一例として、PJMでは発電量の多くをセルフスケジュール電源が占め、市場が出力変更できる部分（Dispatchable）は三割程度であるが、混合整数計画（MIP）による最適化を約定処理に導入したことにより大きな便益が生じていると推計されている。
- 発電事業者が経済合理性に基づいて行動するならば、自己計画電源として入札・登録される電源は、市場調達に比して有利な電源であるか、他の理由で稼働の必要がある電源である。それ以外の、**市場動向を踏まえた最適化の余地があると判断された出力量が市場計画電源**として供出されることや、**相対契約に基づく供給**についても市場を通じた電源の差替えが行われることにより、**同時市場のSCUC・SCEDによる効率化の効果**は十分に得られると考えられる。



Helman, et al. (2008) によると、PJM は MIP を前日市場に導入することによって1年あたり 5,400 万ドルのコスト節約ができたと推計している。MIP による節約は総発電費用の 1~4%の割合であるが、アメリカ全体では年間 10~20 億ドルの節約になる。これらの数字はそれほど大きなものではないと考える読者がいるかもしれないが、ソフトウェア改善のコストは便益に比較すると極めて小さく、便益費用比は多くのケースにおいて 100 を超え、場合によっては 1000 を超えると言われている (O'Neill; 2019)。

MIP 導入後、PJM においては Perfect Dispatch と呼ぶ取り組みが行われている。これは完璧な給電指令が出されていたらどうなっていたかをシミュレーションして、実際の給電をそれと比較することによって、給電指令の改善を図るものである。PJM (2022c) の推計によれば、2008 年に始めて以来、この取り組みによって達成した電力供給コストの削減は約 13.4 億ドルであり、PJM 経常予算の 3.5 年分にのぼっている⁶¹。

金本良嗣『電力システムの経済学Ⅲ：発電における非凸性と電力市場設計』p.28,29から引用

小売電気事業者の参加の在り方について

- 小売電気事業者は、同時市場への入札義務は負わないものの、計画値同時同量義務に基づき、ゲートクローズまでに、自社需要分を市場等を通じて調達する必要がある。小売電気事業者の参加や負担の概要は以下のとおり。

項目	概要
買い入札の方法	- 小売電気事業者の買い入札については、現在の卸電力市場と同様に、エリア単位で希望する量と価格を登録して行う方法のほか、希望量のみを登録する買い入札や、受電地点を特定した買い入札も可能とすることが想定される。 - データセンター等個別の地点における大規模な需要の買い入札における地点特定の要否等については、今後の検討が必要か。
市場外取引	- 発電事業者と同様、市場外の相対取引に基づく調達は自由。ただし、小売電気事業者も、需要調達計画として、市場外で調達を行う電力量を含め、提出・登録等を行う必要があると考えられる。 - その点も含め、市場外取引の登録方法等の詳細は、同時市場の詳細設計時に検討が必要と考えられる。
アップリフト分の負担	同時市場の導入後は、市場取引に関して、電力量（kWh）の対価に加え、アップリフトに関する応分の負担も求められる。これは、同時市場が電源の起動費等も考慮した約定処理を行うことに基づくものであり、起動費等の取り漏れを許容し個別補償を行う方が全体の発電費用が低減するとの考え方に基づく。アップリフト分の負担の配分方法等の詳細は今後検討を行う。

(参考) アップリフトの試算結果

- 本検討会の検証Bの試算では、アップリフトの年間取引総額はkWhの年間取引総額の1.8%と算定された。

ΔkW価格算定に関する試算結果について

13

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

基本試算ケースにおける増分費用等カーブの案B-2を基準にした比率

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

送配電事業者の参加の在り方について

- 同時市場は、電力量と調整力の取引を最適化する市場であり、送配電事業者も、調整力の調達のため市場参加者として同時市場に関与することになる。参加の在り方の概要は以下のとおり。

項目	概要
調整力必要量の登録・情報提供	➤ 送配電事業者は、調整力の調達のため、調整力必要量を算出して同時市場に登録することが必要。 ➤ 同時市場の約定・精算処理に必要な系統情報等についても、継続的に提供することが求められる。
調達・精算方法	➤ 調整力（ΔkW）の調達については、同時市場の約定結果として、約定量が送配電事業者に配分される。 ➤ 配分された調整力について、電力量の取引と同様に同時市場との間で約定、精算処理を行うか、現在の需給調整市場と同様に発電事業者との間で直接精算を行うか等の詳細については、同時市場の詳細設計時に検討し、合理的に決定すればよいのではないか。
余力活用契約の取扱い	➤ 同時市場導入後の余力活用契約の取扱いについては今後の検討が必要であるが、同時市場の導入後は、調整力の調達・運用の在り方として、市場において安価な電源から約定されることにより、市場で調達された調整力が優先的に活用されることが想定される。 ➤ これにより、調整力の調達や精算に関して、より高い透明性と公平性が確保されと考えられる。具体的には、ゲートクローズ前の時点において調整力としての機能が期待されている電源には、その時点で待機に対する対価が適切に支払われることになり、対価の算定方法や精算方法も明確かつ公平な形となる。 ➤ ただし、余力活用契約の取扱いは、将来の調整力確保の在り方にかかわるものであるため、本検討会だけでなく、関連する審議会等とも連携の上、検討することが必要と思われる。

1. 第二次中間取りまとめ（案）の作成方針

2. 補足検討事項

（1）各事業者の参加の在り方

（2）開設市場の概要

（3）調整力（ ΔkW ）の差分精算

（4）約定結果の通知等

（5）今後検討を要する事項

（6）本検討会の費用便益分析について

(2) 開設市場の概要

- 前回の議論を踏まえ、同時市場における開設市場又は電源起動の仕組みについて、概要を整理した。なお、分かりやすくする観点から、時間前UC市場を「時間前市場」とし、時間前ED市場を仮に「直前市場」とした。

1	週間運用	➤ 同時市場においては、毎日、一週間先までの需給バランスを考慮した電源の起動停止計画を行う想定であり、その結果を使用して、揚水発電の効率的な運用や、起動に長時間を要する電源を事前に起動し前日市場への入札を可能とする仕組みを導入する。
2	前日市場	➤ 実需給の前日時点で市場参加者が電力量と調整力の売買を行う市場。各事業者の入札及び市場外の発電・需要計画に基づき、系統制約等も考慮して、発電費用を最小化するように起動停止計画・出力配分を行い、約定処理及び価格算定を行う。
3	時間前市場	➤ 実需給の前日及び当日に複数回（合計3回程度）開催される電力量・調整力の取引市場。前日市場と同様に、入札情報等に基づき、電源の起動停止計画・出力配分を行い、約定処理及び価格算定を行う。時間前市場においては、一つ前の市場からの約定量の変化分について、当該時間前市場の価格で精算が行われる。
4	直前市場	➤ ゲートクローズの直前に開催される電力量・調整力の取引市場。事業者の入札情報等に基づき、原則として電源の出力配分のみを行う。小売電気事業者、変動性再エネ事業者が実需給直前で計画修正を行うなどの取引ニーズが想定される。時間前市場と同様に差分精算を行う。

※ ゼラバ方式の取引市場の開設についても引き続き検討

1. 第二次中間取りまとめ（案）の作成方針

2. 補足検討事項

（１）各事業者の参加の在り方

（２）開設市場の概要

（３）調整力（ ΔkW ）の差分精算

（４）約定結果の通知等

（５）今後検討を要する事項

（６）本検討会の費用便益分析について

(3) 調整力 (ΔkW) の差分精算

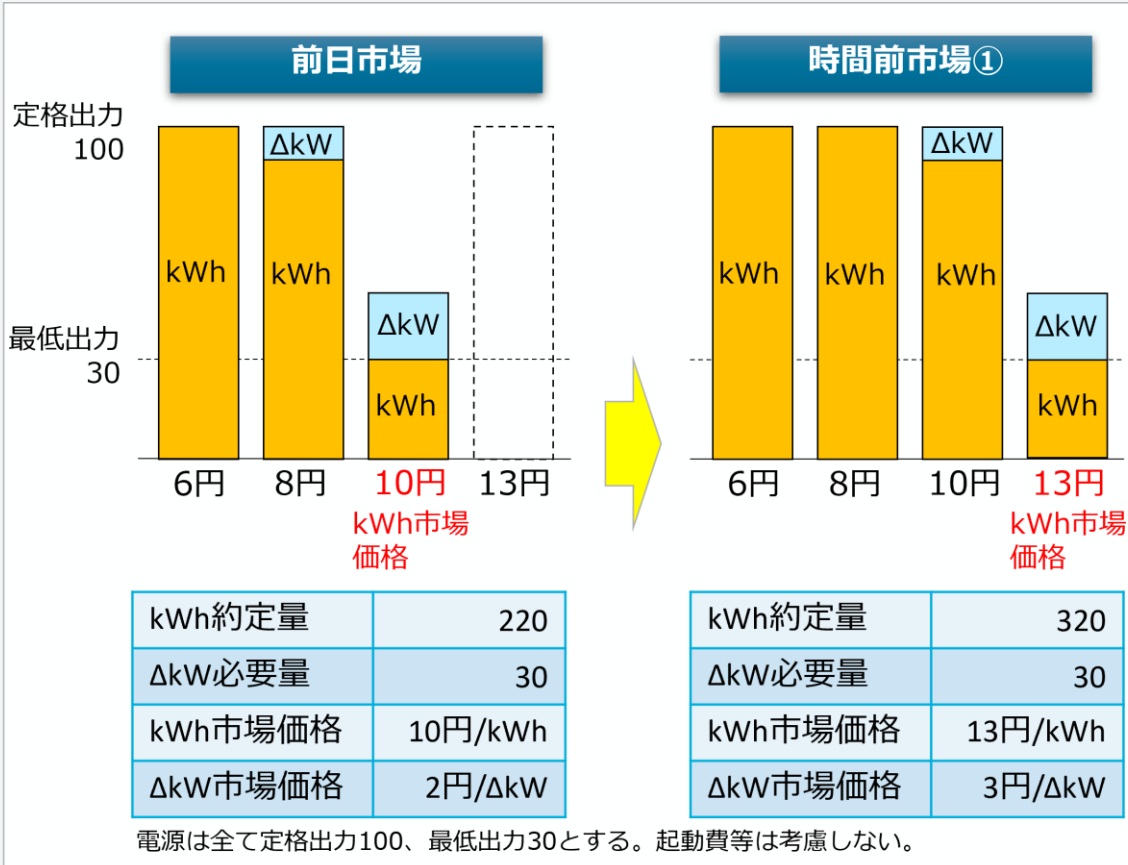
- 第17回検討会では、調整力 (ΔkW) の時間前市場における精算について、電力量 (kWh) と同様に、同一コマについての一つ前の市場からの約定量の変化分 (差分) に対して当該時間前市場の ΔkW 価格で精算を行うこととした。
- この点について、前回検討会では、時間前市場の約定結果次第で、前日市場で約定した調整力がその後の取引で不落になる可能性があると考えられるため、精算方法を具体的に示しておくべきとの御意見があった。
- 差分精算そのものは、前日市場・各時間前市場における取引確定の要請 (各市場の時点で、売り買い双方の事業者が、約定量とその対価を確定・把握できること) から必要な仕組みであると考えられる。
- 他方、御指摘のとおり、調整力についても、前日市場で一定量が約定した場合に、その後の想定需要の変化等により時間前市場で約定量が減少する場合はあり、想定需要の減少によって他の電源で調整力が確保されることとなった場合だけでなく、想定需要の増加によって調整力に代えて電力量として約定する場合等、様々な場合が考えられる。
- この点について、参考として、次ページ以降で簡単な例をお示しした。なお、次ページの例は時間前市場①までを記載しているが、実際には、直前市場まで差分精算が行われ、それらを通算して精算が行われる。

(参考) 第18回本検討会における御意見 (抜粋)

- 時間前市場における調整力の精算方法に関して、時間前市場の約定結果によっては、前日市場で一度約定した調整力がその後の取引で不落となる可能性もあると考えられるため、精算方法を具体的に示しておく必要があるのではないか。

(参考) 差分精算の例① (想定需要増加ケース)

- 調整力の市場価格をkWh市場価格に対する逸失利益等から算定する方法とした場合、約定電源としては、電源の応動速度等を考慮した上で、基本的には、増分費用が安価な電源からkWh、 Δ kWの順で割り当てられる。以下の例では、前日市場の Δ kW価格は8円電源の逸失利益に基づき2円/ Δ kW、時間前市場①の Δ kW価格は3円/ Δ kWとなる。

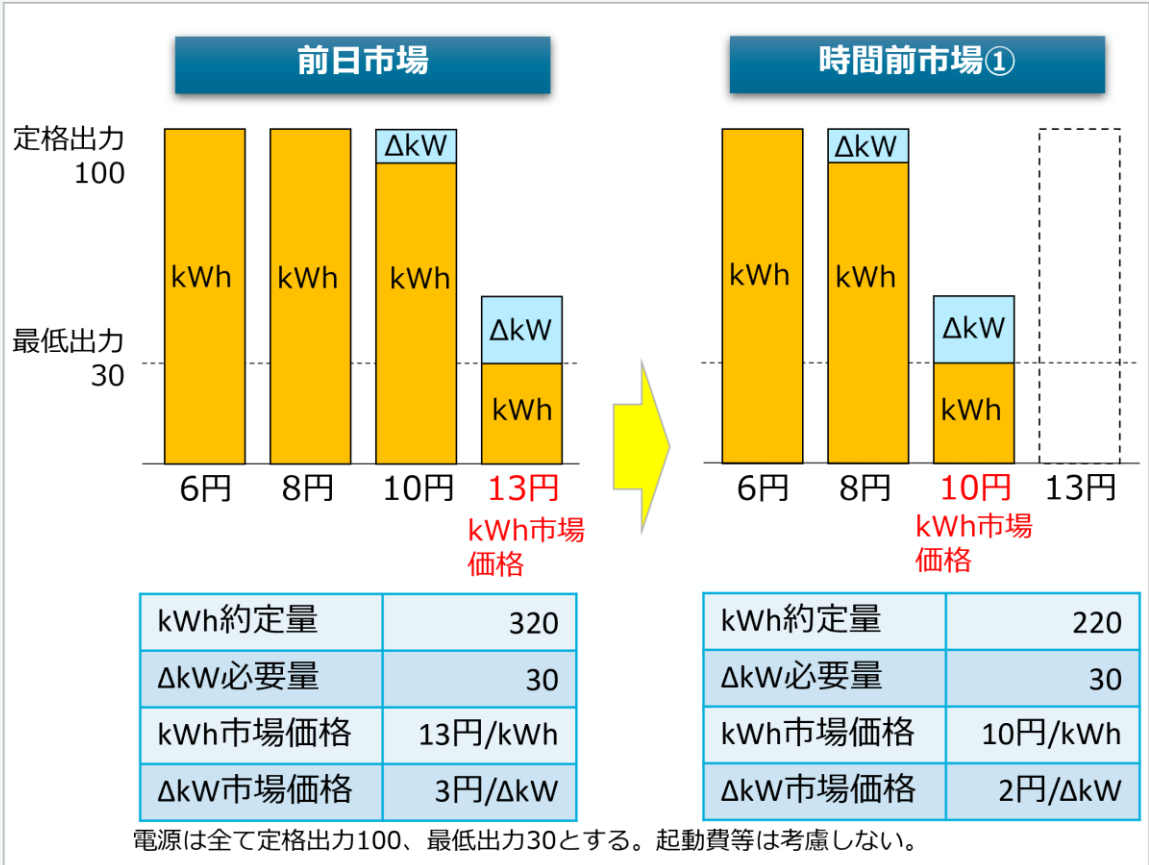


- 8円電源を例にとると、時間前市場で、 Δ kWの約定量が10減少し、kWhの約定量が10増加しているため、時間前市場収入100円からkWh追加約定分の燃料費80円を差し引いた20円が利益に加算され、通算利益が220円となる。

電源	前日		時間前①					計
	収入	燃料費	kWh 約定	ΔkW 約定	kWh 収入	ΔkW 収入	燃料費	利益
6円	1000	600	-	-	-	-	600	400
8円	920	720	+10	-10	130	-30	800	220
10円	340	300	+60	-10	780	-30	900	190
13円	0	0	+30	+20	390	60	390	60

(参考) 差分精算の例② (想定需要減少ケース)

- 下記は、前ページとは反対に想定需要が減少したケースである。なお、本ケースでは起動費を考慮していないため、13円電源が解列されるが、実際には各電源の起動費も考慮した最適化となる点に留意が必要。以下の例では、前日市場ΔkW価格は3円/ΔkW、時間前市場ΔkW価格は2円/ΔkWとなる。



- 13円電源を例にとると、時間前市場で、kWhの約定量が30減少し、ΔkWの約定量が20減少しているため、kWh減少分の燃料費減少分390円を考慮すると時間前市場では50円がプラスとなり、通算利益が110円となる。

電源	前日		時間前①					計
	収入	燃料費	kWh 約定	ΔkW 約定	kWh 収入	ΔkW 収入	燃料費	利益
6円	1300	600	-	-	-	-	600	700
8円	1300	800	-10	+10	-100	20	720	500
10円	1200	900	-60	+10	-600	20	300	320
13円	450	390	-30	-20	-300	-40	0	110

(4) 約定結果の通知等

- 同時市場の導入に当たっては、約定結果の通知・公表の仕組みや、同時市場や他の機関が、各種の情報提供・情報公開を行う仕組みを設けることも必要と考えられる。この点については、以下の方向性を踏まえ、同時市場の詳細設計時に詳細を決定することとしてはどうか。

1	約定結果の通知	- 同時市場の約定後速やかに、市場価格、約定量（発電事業者には発電スケジュール、小売電気事業者には各コマの調達量）等の通知を行う。 - 通知方法としては、透明性及び迅速性の観点と、可能な限り多様な参加者のアクセスを可能とする観点から、入札の実行や約定結果・精算金額等の確認が一元的に可能な専用プラットフォームを構築し、これを通じて行うほか、API連携等も可能とすることが考えられる。また、市場参加者の運用業務の観点から、タイムラインの明確化も必要。
2	年間見通し等の情報提供	- 自己計画電源入札・登録の制限に関し、年単位で、需給バランス等の想定に基づき、どの時期に、どの地域で制限される可能性が高いか等の見通しを策定し、公表する。 - 具体的な策定・公表の方法や実施主体については今後検討を行うこととしてはどうか。
3	情報公開	- 市場参加者の予見性の向上を図る観点から、事業者の市場取引の動向や市場約定結果、約定価格等の情報を整理し、定期的に公表することが考えられる。 - また、同時市場の約定処理の透明性・効率性の向上のため、同時市場において、市場約定結果を検証し、約定ロジックの改善について継続的に検討を行うこと等も検討すべきか。

(参考) PJMにおける約定結果の通知

- PJMでは、Markets Gatewayと呼ばれるシステムを通じ、市場参加者は、入札情報の登録から約定結果の確認等市場取引に必要な一連の作業が可能であるほか、約定結果の電子ファイルのダウンロードや、専用の通信リンクを介した利用も可能とされている。

参考 | 前日市場でセルフスケジュールで入札した電源がリアルタイム市場で入札情報を変更する場合



- PJMでは、前日市場でリソースをセルフスケジュールとして登録していた場合、前日市場の約定結果の公開から前日14:15までのリアルタイム市場の入札期間中、起動方法をブールスケジュール(Economic)へ変更することはできない。
- その後、前日22:00以降から実運用65分前までセルフスケジュール電源のスケジュール調整が可能である。

前日市場～実運用65分前までの市場タイムライン

前日11:00	- 前日市場の入札期間終了。すべての買い入札と売り入札はPJMに提出されなければならない。 - PJMは11:00時にDay-ahead market clearing softwareの実行を開始し、前日市場の1時間ごとの約定スケジュールと市場価格を決定。 - Fixed demand, price sensitive demand bid, demand reduction bid, Day-ahead Scheduling Reserveの目標調達量を満たす、発電機起動停止計画を策定し、エネルギーとリザーブの総コストは最小化される(一定の制限を受ける)。 - この起動停止計画分析は、PJMの外部の相対取引スケジュールや前日市場への外部リソースの売入札も含まれる。
前日13:30まで	前日13:30までに、PJMはMarkets Gateway Systemに、前日市場の毎時間のスケジュールと市場価格の約定結果を掲載する。PJMは、これらの結果をダウンロード可能なファイル、Markets Gateway System、または専用の通信リンクを介して利用可能にする。
前日市場結果公開～前日14:15	- PJMがリアルタイム市場の入札期間を開始する(rebid period)。 - 期間中、市場参加者は売入札を修正して提出することができる。 - ただし、市場参加者が前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、再入札期間中にユニットのステータスを“Economic”に変更することはできない。
前日14:15	- リアルタイム市場の入札期間が終了。 - PJMは、Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)と呼ばれる第2の発電機起動停止計画の策定を行う。 - このリソースコミットメントには、更新された売入札、更新されたリソースの利用可能性(availability)情報、更新されたPJM需要予測情報と需要予測偏差が含まれる。 - この発電機起動停止計画の焦点は信頼度(reliability)であり、追加的に起動停止計画の対象とされる発電機の起動コスト(start-up cost)と最低出力コスト(no-load cost)を最小限に抑えることを目的としている。
前日14:15～実運用日	- PJMは、更新されたPJM需要予測と最新のリソース利用可能性情報に基づき、必要に応じて追加の発電機起動停止計画を策定することができる。 - PJMは、必要に応じて、特定の発電所有者に対して個別に更新された発電スケジュールを送信する。
前日18:30～実運用65分前	- 前日18:30以降のReliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)完了後から実運用時間の65分前までに、修正された売入札がPJMに提出される可能性がある。 - 前日22:00以降、セルフスケジュールリソースはスケジュールを調整することができる。ただし、緊急時にはPJMがセルフスケジュールリソースをスケジュールし、ディスパッチする権利に従う必要がある。

- PJMにおいては、実需給前日の12時に入札が締め切られ、約定結果は13時30分までにMarkets Gatewayに登録される。
- PJMの約定結果の通知として提供される情報としては、前日市場においては、時間・地点ごとの電力価格、発電量、需要量、調整力の約定量等が提供されている。

1. 第二次中間取りまとめ（案）の作成方針

2. 補足検討事項

- （1）各事業者の参加の在り方
- （2）開設市場の概要
- （3）調整力（ ΔkW ）の差分精算
- （4）約定結果の通知等
- （5）今後検討を要する事項**
- （6）本検討会の費用便益分析について

(5) 今後検討を要する事項（技術的な実現可能性）

- 同時市場については、SCUC・SCEDを行うための高度な計算処理機能を具備するシステムが必要となることから、技術的な実現可能性に対する懸念も多く指摘されている。
- ただし、SCUC・SCED等による約定処理は、北米の電力市場で広く導入され、実績のある方法である。このため、我が国においても理論的には導入は可能と考えられる。
- 他方、本検討会の当初から示されているとおり、我が国における同時市場の導入には、固有の実情や特殊性を考慮した検討の必要がある。また、本検討会では、時間前同時市場の導入も目標としており、このような独自の技術的要請について、引き続き検討を行っていく必要があると思われる。

5

検討上の考慮事項②（燃料調達等）

- 米国と日本での燃料調達の差として、米国はパイプラインが張り巡らされ燃料調達の不確実性が少ないのに対して、日本は燃料を外航船で輸入する必要があるため、リードタイムの観点から燃料調達の不確実性が存在するといった違いが存在する。
- この点、同時市場は短期的な視点（週間以降）のみならず、これら燃料調達面や、中長期的な電源投資等の観点も含めた安定と競争に資する市場・取引環境の整備の議論とも整合を取っていくことが必要となる。

【米国の燃料調達】

米国のパイプライン網
全米で総延長が45万km（2008年時点）
1970年から2000年までの間に建てた米国の石油パイプラインの総延長は25万km、天然気のパイプラインの総延長は20万kmであった。

発電所

産ガス地

【日本の燃料調達】

外航船

2～3か月程度

発電所

産ガス国

検討上の考慮事項④（系統容量と電圧階級）

10

- SCUC-SCED（混雑処理）の実装には、発電・需要だけでなく系統模擬も必要であることから、系統容量が大きくなると、その分だけ最適化の処理時間が肥大化する。すなわち、海外で導入されているロジックが、日本においてもそのまま導入できる訳ではないことにも留意が必要となる。
- また、系統模擬対象の電圧階級が混雑処理対象になることから、対象系統が下位階級に行くほど、ノード数が多くなり、計算負荷の大幅な増加に繋がる。そのため、ローカル系統の取りこみにより、ノード数を多くしようと、最適化ロジックを簡素なものにする必要があることに留意が必要である。逆を言う、最適化ロジックを複雑にしようとすると（電源の様々な発電制約を反映できるようにする等）、計算負荷の軽減のために対象系統の減少が必要になるといった、トレードオフの関係が生じる。

系統容量

0 4,000 8,000 12,000 16,000 [万kW]

電圧階級

上位2電圧

ローカル系

配電系

NYISO

ERCOT

PJM

日本(次期中給)当初

将来

12

検討上の考慮事項⑥（揚水運用）

- 日本は諸外国に比べて、揚水発電設備が多く、また1週間単位で池水位を管理するといった運用上の特徴もある。
- 一方、系統規模が日本とは同じく米PJMにおいては、わずか5台しか揚水発電機がなく、池水位管理に伴うSCUC計算対象は24時間と短い設定にも関わらず、計算負荷課題※が報告されており、簡易最適化（最適解から乖離するものの計算時間が大幅に短縮）の工夫等がなされている。
- 今後、日本においても同様の（あるいは更に大きな）課題が顕在化することが想定されるため、最適化ロジック検討においては一定の割り切りを許容する等、現実的に実現可能なロジックとなるよう検討していくことが必要となる。

※ 殆どのケースでは10〜25分で求解可能だが、求解が難しいケースでは1時間以上を要することもある。



- 5 Pumped Hydro Plants in PJM
 - Over 5,500 MW of generating capacity
- Pumped Hydro Optimized in DA only
 - Optimized over 24 hours
 - Objective is to maximize total social welfare
 - Optimize energy and ancillary service hourly dispatch
 - Guarantee profitable - protects owners from losing money when LMP deviates from forecasted

Pumped Hydro in PJM



3,003 MW Bath Country Pumped Hydro, built in 1985 in Virginia

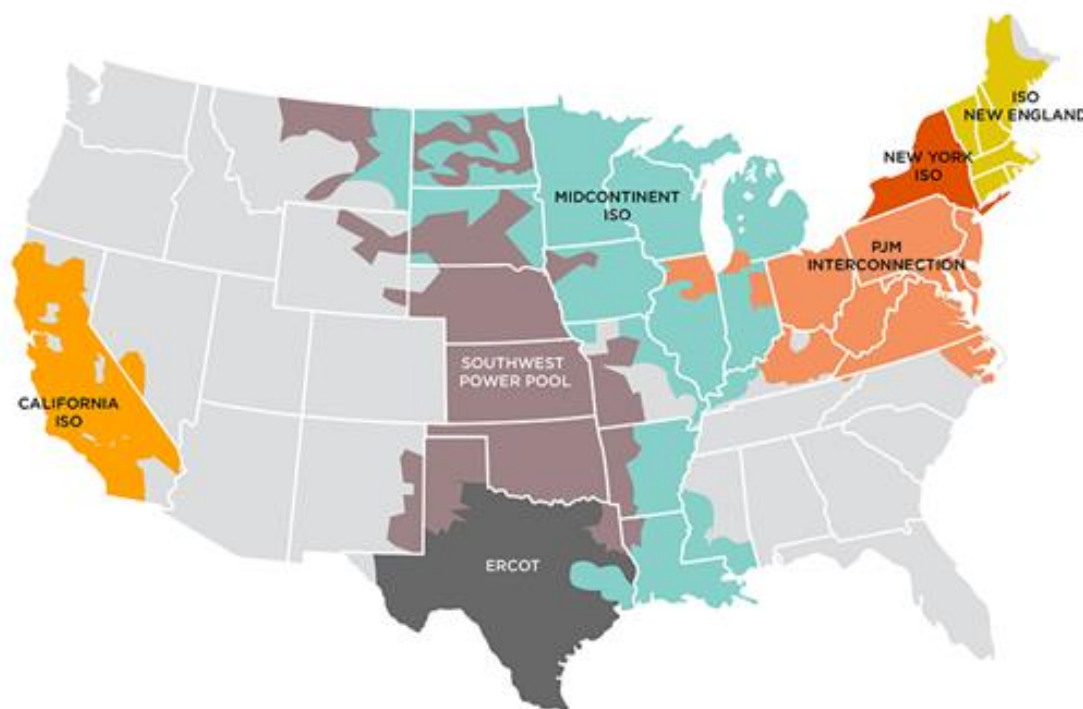


電力広域的運営推進機関

出所) PJM, “Optimizing Hydroelectric Pumped Storage in PJM’s Day-Ahead Energy Market” (2020年6月23日) をもとにしたもの。

(参考) 北米等における同時最適ロジックの導入状況

- 米国では、以下の各ISO/RTOの全ての市場において、約定処理に同時最適ロジックが導入されている（ERCOTではリアルタイム市場のkWhとΔkWの同時最適化は2025年12月から導入予定）。また、欧州でも、ACER（欧州エネルギー規制当局間協力庁）において、電力量と調整力の同時最適化の導入に関する検討が行われている。



CAISO	California ISO
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ISONE	ISO New England
MISO	Midcontinent ISO
NYISO	New York ISO
PJM	PJM Interconnection
SPP	Southwest Power Pool

(5) 今後検討を要する事項（その他）

- 前項のほか、本検討会の主要論点の整理を踏まえると、主に以下の事項について今後の検討が必要と考えられる。

1	入札義務・情報提供義務の詳細	➤ 同時市場では、発電事業者は原則として発電余力の全量供出及び全電源の情報提供が求められており、義務の詳細内容、対象事業者、義務の根拠等の検討を要する。
2	小売入札需要と送配電想定需要に基づくSCUC	➤ 前日市場及び時間前市場におけるSCUC・SCEDの実施方法について、小売入札需要に基づくSCUC・SCEDと送配電想定需要にもとづくSCUC・SCEDをどのように組合せ、電源態勢や価格算定を行うかについて、想定需要の分析や技術検証等が必要。
3	アップリフト	➤ 市場価格から回収できない発電コストの個別補償（アップリフト）について、補償の対象や負担の配分方法等について詳細検討が必要。
4	BG計画の作成・提出方法	➤ 同時市場では、電源単位での売り入札・約定が行われるため、発電事業者は、インバランス算定の基礎となるBG計画とは別に、同時市場との間で、電源（又は発電所）単位での発電計画を作成する必要があると考えられる。この点については、入札及び約定結果を簡易にBG計画に引用する仕組み等の導入が既に提案されているが、その仕組みを含め、発電計画の詳細内容及び提出方法についても検討を要する。
5	揚水発電・DERの取扱い	➤ 同時市場導入後の揚水発電の随意契約等の取扱いや、その場合の調整力必要量の考え方について検討が必要。随意契約調達分について市場に供出することや、供出しない場合市場の調整力必要量から控除することが考えられるか。DERについては、各リソースの特性に応じた入札・価格算定方法の検討が必要。
6	取引規律・監視	➤ 同時市場における取引について、入札方法等に関する取引規律や、監視機関が行う監視の在り方、同時市場自身が行う市場モニタリングの方法等について今後検討する必要がある。

1. 第二次中間取りまとめ（案）の作成方針

2. 補足検討事項

- （1）各事業者の参加の在り方
- （2）開設市場の概要
- （3）調整力（ ΔkW ）の差分精算
- （4）約定結果の通知等
- （5）今後検討を要する事項
- （6）本検討会の費用便益分析について**

(6) 本検討会の費用便益分析について

- 本検討会や制度設計WGにおいては、本検討会で実施された費用便益分析に関して、**需給調整市場の見直し等を踏まえ、分析結果についても再検討が必要ではないか**といった御意見もいただいた。
- この点についての前提として、本検討会の費用便益分析は、あくまでも同時市場の導入判断の参考として実施したものであり、全ての便益項目を定量評価したものではなく、定量評価が直ちには難しいと思われる項目については定性的な評価を行っている（※）。

※ 費用については、海外の費用評価の事例を参考に、同時市場システムの導入費用に市場参加者システムの導入費用を加えた全体の概算を行った。

- 同時市場の導入によって得られる便益には、例えば、**卸電力取引所の売り切れに起因する価格高騰の抑止や、需給調整市場の売り入札不足・価格高騰の改善、需給運用の安定化・効率化による再エネ電源の導入拡大、週間断面での電源の確実かつ効率的な起動、時間前市場の流動性の向上**など様々なものが考えられる。また、現在は余力活用契約で対応されている部分の調整力の調達・運用についても、同時市場で取引が行われることにより、調達方法や対価の算定・支払に一層の透明性・効率性が確保されると思われる。
- これらは、費用便益分析における定量評価の結果（便益／費用＝6.4～9.2）においては考慮されていないものの、同時市場導入の必要性を根拠づける重要な要素であると考えられる。

(6) 本検討会の費用便益分析について（続き）

- その上で、定量評価結果について補足検討を行うと、本検討会の費用便益分析における定量評価は、同時市場の導入により調整力必要量が低減し、高価な電源稼働が不要になることによる総燃料コストの低減費用（便益①：調整力コスト低減）と、同時市場のSCUCにより系統混雑時の電源の持ち替えをより安価な電源で行うことによる総燃料コストの低減費用（便益②：混雑処理費用低減）を算定したものである。
- すなわち、便益①と便益②の定量評価とは、調整力必要量の低減及び混雑処理方法の改善に伴う総エネルギーコストの低減費用を算定したものであり、需給調整市場の応札不足や価格高騰の解消等を便益として評価したものではない。
- さらに、便益①の算定に当たっては、需給調整市場の運用改善をあらかじめ考慮し、将来の調整力必要量については**調整力の効率的な調達**（週間断面では1σを調達すること）を行う前提で算定し、それと同時市場導入後の調整力必要量を比較する形で便益①を試算している。
- 以上を踏まえると、需給調整市場の見直し等を踏まえても、便益①の評価結果にはそこまで大きな影響はないのではないか。
- また、仮に便益①が減少するとしても、同時市場SCUCによって混雑処理費用が低減すること（便益②）も考慮すると、需給調整市場や余力活用契約による調整力確保の運用改善等を考慮しても、現時点では、同時市場の導入によって、導入費用に比して大きな便益が得られる可能性があるとの想定は変わらないといえるのではないかと。

(参考) 本検討会、制度設計WGにおける御意見 (抜粋)

- 以前の本検討会の中で、費用便益分析の結果をご提示いただいたことがあったと思います。この時には一定の仮定を基に試算したものであって、今後精査が必要というような議論があったと認識してございますので、今後費用便益の算定方法につきましては、精査検討をぜひお願いしたいと思っています。また、足元では需給調整市場のほうの見直しの議論が進められているということでございますが、同時市場に期待される効果も、需給調整市場側の見直しの議論の中で一部見込まれることも踏まえまして、改めて同時市場導入による費用便益分析の結果をご提示いただいた上で、今回の導入是非の判断に必要な検討事項を踏まえまして、導入判断がなされるものと認識してございます。(第13回本検討会)
- また、同時市場の検討の間に、需給調整市場がさまざまな問題を起こした点に起因し、さまざまな取り組みが追加的になされてきたと認識。例えば、水力の随契化など余力活用契約の改善や、需給調整市場の前日化、次世代中給の導入など、さまざまな取り組みがこの間に進んできた中で、同時市場がない場合の現状で行っている手だてをさらに進めることによって、どこまでが改善できて、どこまでが改善できないのか。改善できない場合に同時市場以外の方法がないのかという点は、前提条件としてしっかり検討されるべき。同時市場については費用対効果の分析がされているが、その論点は、必ずしも見え切れる資料ではなかったと思われるので、同時市場のメリット、デメリットはしっかり検討されるべきだと思う。(第3回制度設計WG)

(参考) 調整力必要量の低減に伴う便益評価

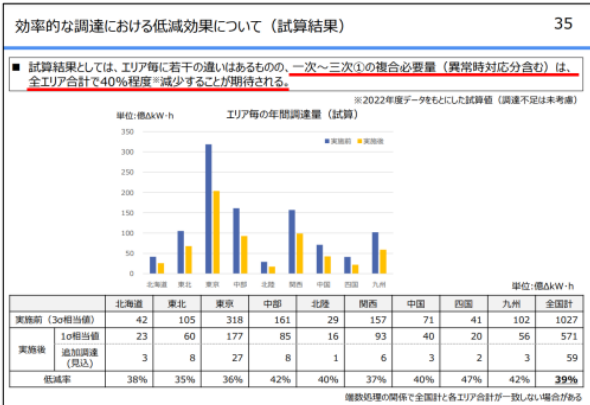
- 本検討会の費用便益分析における定量評価項目の一つは、同時市場の導入によって、調整力必要量が低減し、高価な電源稼働が不要になることに伴う総燃料コストの低減費用をシミュレーションにより算定したものである。需給調整市場の価格高騰等はそもそも考慮していない。また、評価の前提となる将来の調整力必要量については、需給調整市場における調整力の効率的な調達が行われている前提で試算を行っている。

将来の需給調整市場における必要量（領域③）の試算（4 / 5）

34

- 続いて、調整力の効率的な調達について試算への反映を行う。
- 効率的な調達とは、メイン取引（週間断面）において1σ相当値を調達し、不足すると見込まれる場合は、以降の需給調整市場（前日断面）で追加で調達する取り組みとなる。
- 第40回需給調整市場検討小委員会（2023年6月29日）では、効率的な調達を導入すると、一次～三次①の複合必要量（異常時対応含む）が約40%低減されるとの試算結果が示されたことから、本試算においても40%の低減効果を加味して、領域③の一次～三次①および電源脱落分の必要量を補正※することとする。

※ 本来的には1σ相当値で充足する断面（年間84%程度）と3σ相当値まで追加調達する断面（年間16%程度）があるが、年間平均の低減効果として一律40%減で補正した。



便益①（調整力コスト低減）の分析結果（1 / 3）

8

- 同時市場の導入に伴い、調整力必要量が低減する場合、調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コスト低減費用をシミュレーションにより算定する。

