

同時市場の導入に向けた検討状況について

2025年7月22日

資源エネルギー庁

本日の検討事項

- 本日は、次世代電力・ガス基盤構築小委員会で整理された下記検討事項のうち、**短期の最適な需給運用を可能とする市場整備**（検討事項④）として、電力（kWh）と調整力（ΔkW）を同時に取引する仕組みの新たな電力市場（**同時市場**）の導入について御議論いただきたい。

制度設計の検討事項

- 「電力システム改革の検証結果と今後の方向性」において整理された電力システムが直面する課題と対応方針を踏まえ、次世代電力・ガス基盤構築小委員会において議論がなされ、**制度設計の検討事項が下記のとおり整理**された。

※制度検討作業部会（TF）において既に検討が開始されている事項を含む。

1. 安定供給確保を大前提とした、電源の脱炭素化の推進

- ✓ 大規模な電源の脱炭素化に向けた事業環境整備【TFで検討開始済】
- ✓ 安定供給を大前提とした非効率石炭火力のフェードアウトや火力脱炭素化の推進【TFで検討開始済】
- ✓ 安定供給に必要なとなる燃料の確保【検討事項①】

2. 電源の効率的な活用に向けた系統整備・立地誘導と柔軟な需給運用の仕組構築

- ✓ 地内系統の計画的な整備を促す仕組み【検討事項②】
- ✓ 大規模系統整備に係る資金調達の円滑化等【検討事項③】

- ✓ **短期の最適な需給運用を可能とする市場整備【検討事項④】**

3. 市場を通じた、安定的な価格での需要家への供給に向けた小売事業の環境整備

- ✓ 量的（kWh）な供給能力の確保含む小売電気事業者の責任・役割の遵守を促す規律【検討事項⑤】
- ✓ 中長期取引を促進する市場等【検討事項⑥】
- ✓ 経過措置料金の解除に係る課題等の整理【検討事項⑦】

4. 共通する課題

- ✓ 電源・系統への投資に対するファイナンス【検討事項⑧】

同時市場の検討の経緯

- 現在、電力の安定的・効率的な調達について、卸電力市場や需給調整市場における市場価格高騰、応札不足や、一般送配電事業者の系統運用業務における不確実性の拡大など、様々な課題が顕在化している。また、実需給直前まで出力予測が変化する変動性再生可能エネルギー電源を大量に導入すると、これらの課題は更に深刻化することが想定される。
- 同時市場は、以上の課題認識を踏まえ、**変動性再生可能エネルギーの大量導入下においても、安定的・効率的な電源の調達・運用を可能とする市場制度**として、以下の検討会等において、その仕組みや費用便益分析、技術検証等が進められてきた。
 - 卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2021年12月28日～2022年6月20日）
 - 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7月29日～2023年4月25日）
 - 同時市場の在り方等に関する検討会（以下「検討会」。2023年8月3日～）
- こうした検討を踏まえ、2025年2月に閣議決定された「**第7次エネルギー基本計画**」及び電力・ガス基本政策小委員会の「**電力システム改革の検証結果と今後の方向性**」（2025年3月）では、**同時市場の導入に向け本格的に検討を行っていくこととされ**、引き続き、検討会において、制度設計や導入に向けた議論が行われている。

(参考) 検討会委員等構成・開催実績

委員等名簿

※五十音順、敬称略、◎は座長

(委員)

秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー
五十川 大也 大阪公立大学 経済学研究科 准教授
市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 パートナー 弁護士
◎金本 良嗣 政策研究大学院大学 客員教授
河辺 賢一 東京工業大学 工学院 電気電子系 准教授
小宮山 涼一 東京大学大学院 工学系研究科 教授
松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授
横山 明彦 東京大学 名誉教授

(オブザーバー・事務局)

市村 健 エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長兼CEO
國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長
齊藤 公治 関西電力株式会社 執行役員 エネルギー・環境企画室長
新川 達也 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長
永田 真幸 電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門長
西浦 寛 一般社団法人日本風力発電協会 政策部会 副部会長
野澤 遼 株式会社enechain 代表取締役
東谷 知幸 株式会社JERA 企画統括部 経営環境部 上席推進役
福元 直行 一般社団法人電力需給調整力取引所 代表理事 事務局長
増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 事務局長代理兼企画部長
山本 竜太郎 一般社団法人送配電網協議会 専務理事・事務局長
渡邊 崇範 東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー 電力事業部長

大山 力 電力広域的運営推進機関 理事長
長窪 芳史 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 制度企画調整官
小柳 聡志 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室長
筑紫 正宏 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長

開催実績

- 2023年8月3日 第1回
- 2023年9月20日 第2回
- 2023年10月23日 第3回
- 2023年11月27日 第4回
- 2023年12月27日 第5回
- 2024年2月5日 第6回
- 2024年3月18日 第7回
- 2024年4月19日 第8回
- 2024年5月22日 第9回
- 2024年6月19日 第10回
- 2024年8月19日 第11回
- 2024年9月25日 第12回
- 2024年11月8日 中間取りまとめ
- 2025年2月19日 第13回
- 2025年3月24日 第14回
- 2025年4月22日 第15回
- 2025年5月20日 第16回
- 2025年6月25日 第17回

1. 電力市場の現在の課題

2. 同時市場の概要と主要な仕組み

3. 同時市場導入後の各事業者の役割

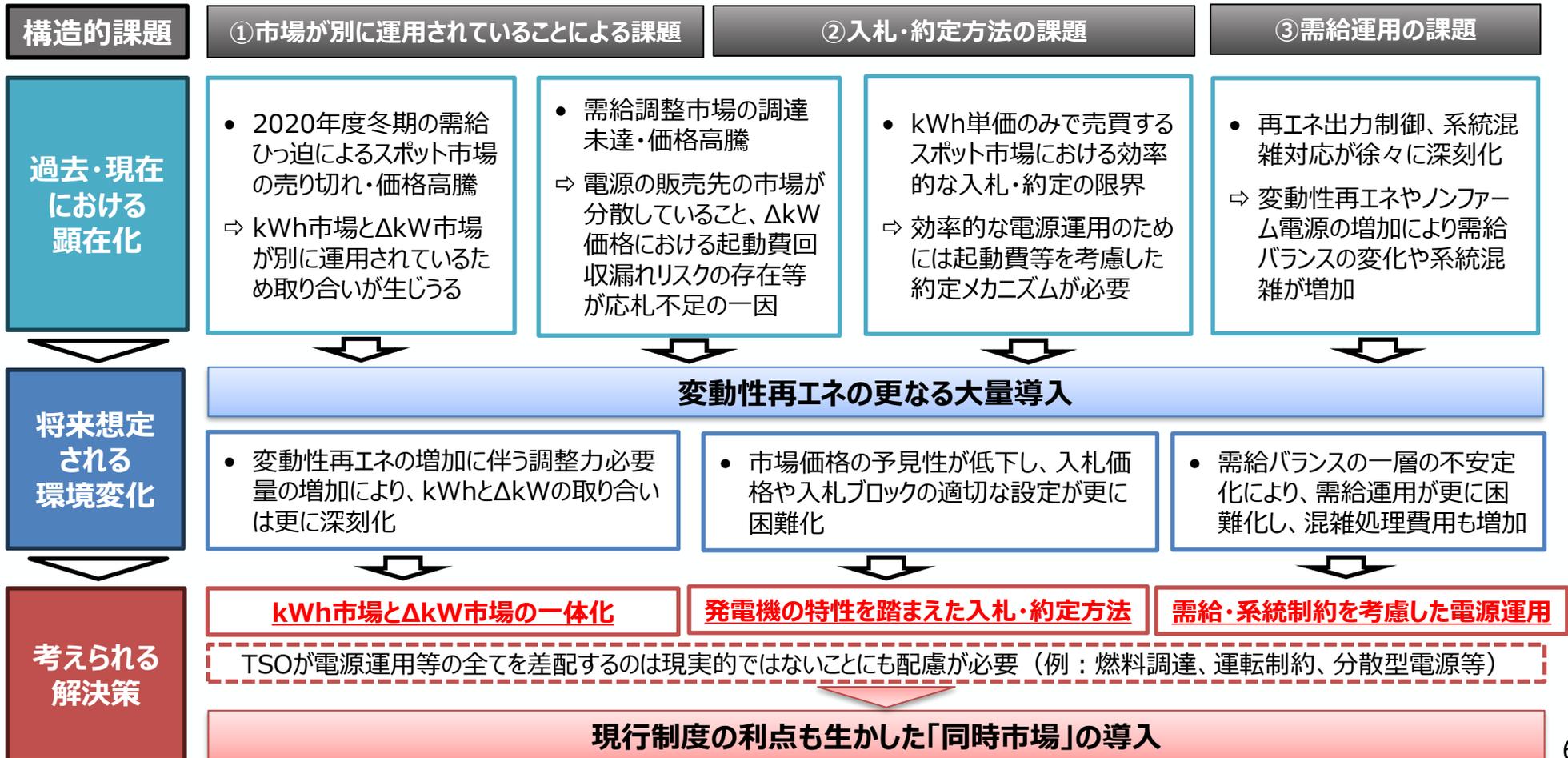
参考1 同時市場における市場価格算定

参考2 費用便益分析

参考3 実現可能性に関する検討

電力取引に関する構造的課題

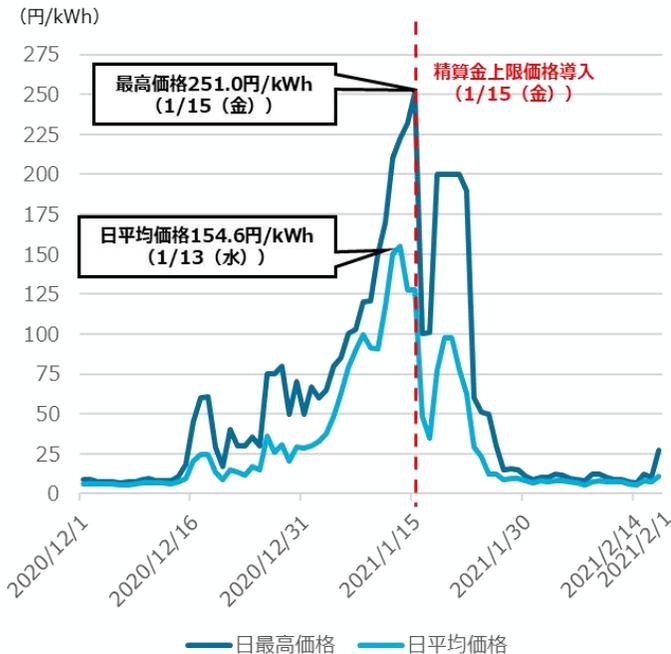
- 現在、電力取引に関して様々な課題が顕在化しており、今後、変動性再生エネルギーが大量導入されると更なる深刻化が想定される。その対応策として、同時市場を導入することには大きな意義があると考えられる。



需給ひっ迫・市場価格高騰

- 2020年度冬期、寒さによる需要増と燃料制約等に起因して、JEPXスポット市場価格が高騰。最高価格が250円/kWh、1日の平均価格が150円/kWhを超える水準まで高騰した。市場連動型料金メニューの需要家の料金高騰、小売事業者の撤退による無契約の需要家の発生、数百億円にも及ぶ託送料金・インバランス料金の未回収等、社会的にも大きな問題が生じた。

<スポット市場価格の推移>



<2020年度冬期の需給逼迫・市場高騰を巡る時系列整理>

	①12月中旬	②12月下旬～1月初旬	③1月上旬	④1月中旬
概要	需給が厳しく、LNG消費進む 市場価格は落ち着いて推移	需要低下も、厳しい需給状況 燃料制約で売り切れ常態化	需給が最も厳しい時期 価格高騰	需給緩むものの、市場 売り切れ・価格高騰継続
需要	需要増 ※過去4年平均：4%増 (12/11~12/25)	需要例年並み ※過去4年平均：2%増 (12/26~1/5)	需要増加日が継続 ※全国にわたって厳しい日あり (1/8,12) ※過去4年平均：11%増 (1/6~1/12)	需要落ち着く ※過去4年平均：1%減 (1/13~1/25)
供給力	LNG消費進む 川内②稼働 (12/24)	燃料制約実施 石炭火カトラブル停止	燃料制約継続 石炭火カトラブル停止 ※日によっては太陽光出力低下発生	燃料在庫量増加傾向 大飯④稼働(1/17)
市場	価格は比較的 落ち着いて推移 市場平均価格：13.3円 (12/11~12/25) (2019年度：8.25円)	売り切れ状態常態化 市場平均価格：34.7円 (12/26~1/5) (2019年度：6.8円)	価格高騰 市場平均価格：102.7円 (1/6~1/12) (2019年度：7.9円)	売り切れ・価格高騰継続 市場平均価格：74.6円 (1/13~1/25) (2019年度：8.1円) ※日平均・コマ別最高価格発生、透明けから沈静化
エネ庁・広域 機関対応	関西への融通実施 (12/15,16)	関西(12/27,28) ・東京(1/3,4)への 融通実施	全国的に電力融通指示 ※計162回実施	効率的な使用呼びかけ インバランス料金上限設定

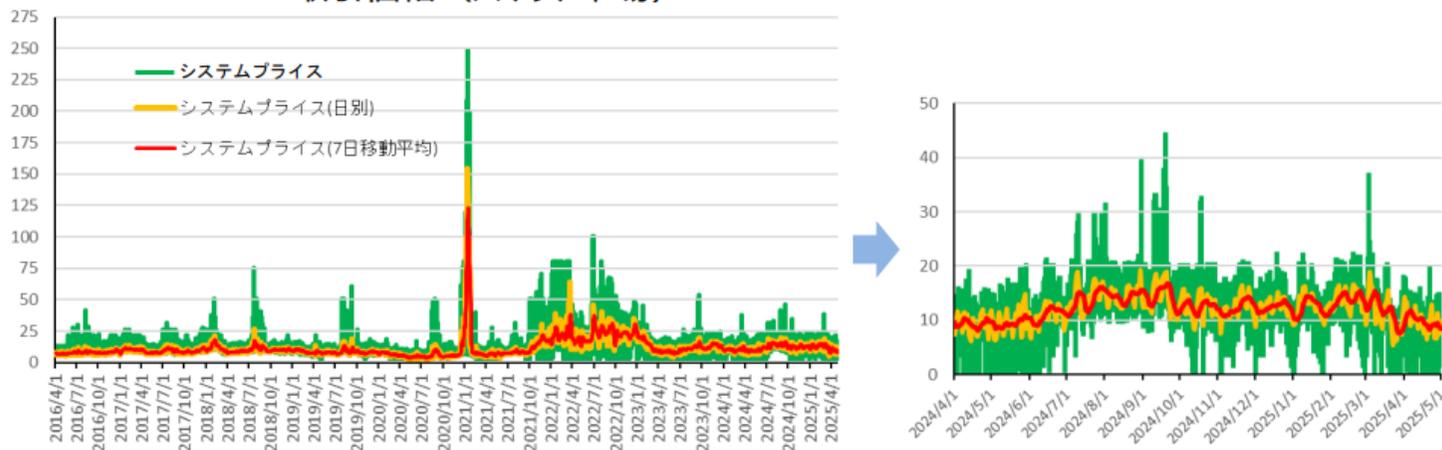
※10月実施の冬期需給検証では、厳気象にも対応できる予備率確保を確認(※kW評価)

(参考) スポット市場価格の推移

スポット市場価格の推移

- スポット市場の価格は全面自由化以降、**年間平均で10円/kwh弱で推移。**
- **2020年度冬季の需給ひっ迫や2021年度後半からの燃料価格の高騰等で価格高騰や変動が発生。**
- **2023年1月以降は、燃料輸入価格の低下に伴い、市場価格は低下傾向。**

取引価格（スポット市場）



	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
平均価格 (円/kwh)	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.4	10.7	12.3	9.8
最高価格 (円/kwh)	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0	52.9	45.0	20.3
200円/kwh越えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	0.3%	0	0	0	0	0
100~200円/kwhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	1.6%	0	0.04%	0	0	0
(参考) 0.01円/kwhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0.1%	1.5%	1.6%	3.3%	4.7%	2.4%	6.5%

※2025年度の平均価格は2025年5月1日時点までの価格

(出所) JEPXホームページ 28

市場価格高騰のメカニズム

- 2020年度冬期の市場価格高騰の要因について、監視等委の検証によれば、燃料枯渇を懸念した発電事業者が発電量を抑制したことにより、スポット市場で売り切れが発生。買い入札価格で約定価格が決定される状況となり、スパイラル的な高騰が発生した。
- このとき、発電事業者が抑制した電源が、結局は調整力として使用されたケースがあり、電源が電力と調整力に適切に配分されていれば、売り切れ状態が緩和された可能性がある。

これらを踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会では、市場価格高騰期間の系統運用は、全体として以下のような状況であったと推察している。

- 多くの発電事業者において燃料不足となる懸念が発生。これらの事業者は、次の燃料到着まで在庫量を持たせるため、各日の発電電力量を一定以下に抑制することを決定。それにより、スポット市場への売り札が減少し、売り切れが発生。
- その結果、多くの新電力が必要に応じた量の電気を調達できなくなり、不足インバランスが発生。
- これらの不足インバランスを解消するため、一般送配電事業者は調整力を用いて上げ調整を行う必要があった。電源Ⅱの余力が限定的であったため、主に電源Ⅰを活用していたが、電源Ⅰも次の燃料到着までの燃料枯渇リスクの懸念があったため、これを可能な限り軽減するため、以下のような工夫を組み合わせ対応していた。

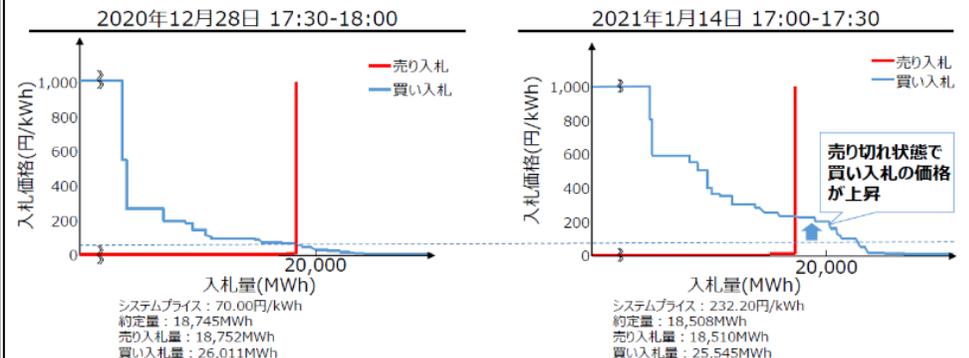
【一般送配電事業者が行った需給対策】

- 電源Ⅰ'の活用
- 電源Ⅱのオーバーパワー運転
- 緊急的に、電源Ⅲや自家発電設備の増稼稼働を依頼
- 比較的余裕のある他のエリアの電源Ⅰを活用して融通受電
- 発電事業者が燃料不足懸念から抑制していた電源Ⅱの火力電源を活用
- 揚水発電のポンプアップに必要な電気を市場から調達

今冬の事象の特徴は、燃料不足が主要因の一つであったため、燃料到着までに燃料在庫が枯渇するリスクという観点では余力はなかったが、その瞬間だけ(あるいは数時間だけ)乗り切るといった観点では十分に余力があったという状況が生じていた点にある。

(参考) 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

- 今冬の価格高騰期間において**売り切れが発生**していたコマでは、**買い入札価格により約定価格が決定**される状況となっていた。売り切れ状態が続く中、**買い入札価格が徐々に上昇し、それによって約定価格も上昇**。
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金は安いことから、**限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生した**と考えられる。



※ 入札量および価格の推移については調整を実施。
※ 999円部分の買い入札には、既存契約の自動入札分(ベースロード市場・先進市場)、買いブロック約定分、クロスレンジ高値買戻し分等が含まれる。
※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分(ベースロード市場・先進市場)、売りブロック約定分、再エネ・クロスレンジ高値買戻し分等が含まれる。

需給調整市場の調達未達・価格高騰

- 調整力（ΔkW）の取引を行う需給調整市場では、2024年4月から全5商品の取扱いが開始されたものの、約定量が募集量を大幅に下回る状況が発生。これにより価格高騰も発生し、市場を通じた調整力の確保について、安定性及び効率性の両面から課題が生じている。
- 現在は、三次調整力②について、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮した募集量削減をするとともに、2026年度からは、全商品の前日取引化（※）等の対応が予定されている。

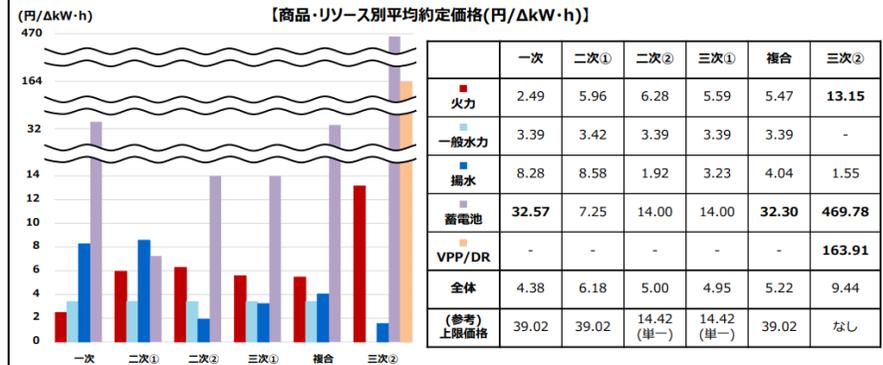
※ 現在は、一次調整力～三次調整力①は、週間商品として実需給日の前週火曜日に入札締切り・約定が行われ、三次調整力②は前日に取引が行われている。

約定量の動向（2024年4月）（1 / 5）

- 本年4月の需給調整市場における約定量の動向は、エリアにより差があるものの、**一次から三次②までのすべての商品について、総じて募集量に比べて応札量が少なく、約定量が募集量を大幅に下回る傾向が続いている。**
 - 商品別では、二次②の未達率が比較的低い水準である一方、**一次及び二次①の未達率が約7～8割程度と極めて高くなっている。**
 - エリア別では、東北、北陸、四国において約定率が比較的高く、これらのエリアでは、二次②・三次①及び複合商品の約定率が100%に近い水準となっている。
 - 一方、**東京及び中部**では約定率が極めて低く、特に**一次及び二次①については約定量がほぼゼロ**となっている。
- 約定量の内訳について、火力、揚水、蓄電池等のリソース別に見ると、エリアにより差があるものの、**火力が最も多く、次いで揚水となっており、蓄電池やDRの約定量は僅かである。**
 - 火力**は、すべての商品について幅広く約定しているが、エリア別では、**東京及び中部**において約定量が極端に少なくなっている。
 - 揚水**は、本来、応動時間の短い一次や二次①に適したリソースであるが、**北海道以外では一次及び二次①での応札が極めて少ない。**また、北陸及び中国では、全商品について揚水の約定がほとんどなく、東北、関西、九州においても約定量が少なくなっている。
 - 北海道で蓄電池が少量約定しているが、その他エリアにおいては、**蓄電池やDR等の新規リソースの約定量はほとんどない。**

約定価格の動向（2024年4月）（2 / 3）

- 一次や複合商品においては、蓄電池リソースによる上限価格に近い水準での約定が確認できる。
- 三次②においては、蓄電池やDRリソースについて価格の高騰が見られる他、**火力リソースについて他商品より平均価格が高く、より高値で応札している事業者が存在することが確認できる。**



(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（課報値）

(参考) 需給調整市場の応札障壁 (起動費の取漏れ等)

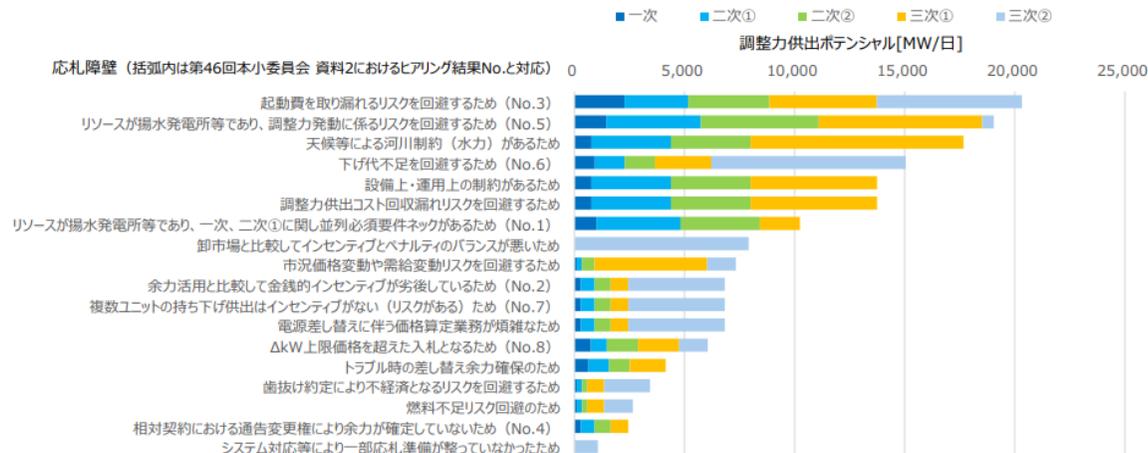
- 広域機関において、需給調整市場の取引会員にアンケートを実施したところ、応札可能なリソースを所有する会員（下記において「会員A」と分類）の回答として、調整力供出に与える影響が最も大きいと考えられる応札障壁は、**起動費の取漏れリスク**であった。

会員Aからのアンケート結果：(3) 応札障壁 (2 / 2)

35

- 応札を見送ったリソースに対し、応札を見送った理由（以下「応札障壁」という。）についてアンケートを行った。
- 合わせて各応札障壁における調整力供出に与える影響度を確認するため、仮に、応札障壁がなかった場合に期待できる調整力供出量（調整力供出ポテンシャル）を試算※のうえ、応札障壁と紐づけ下図のとおり整理した。
- 整理を行ったところ、調整力供出に与える影響が最も大きいと考えられる応札障壁は、**起動費取り漏れリスク**であり、次点で**調整力発動リスク**や**水力発電所における河川制約**といった結果であった。
- 本結果については、対応優先度や制度変更による対応可否等を含め、次章で深掘り検討を実施する。

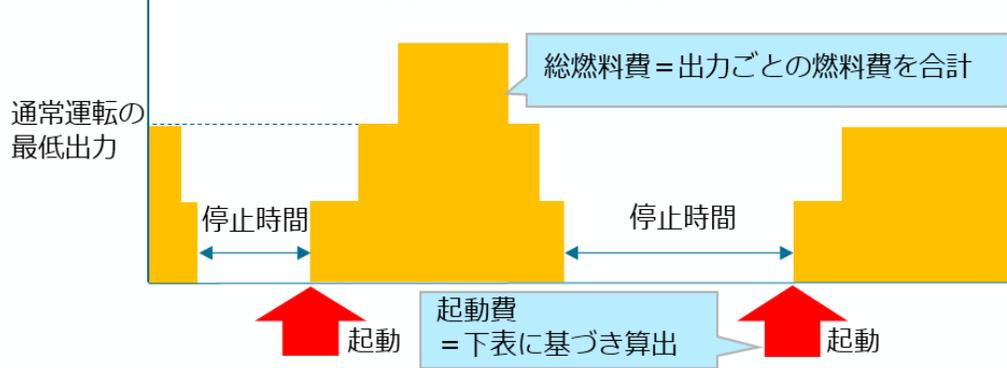
※ 最大供出可能量（規模感）と応札実績の差分を、応札障壁の数に応じて按分して試算。
なお、調整力供出ポテンシャルがゼロ（あるいは不明）のものは図から削除。



起動費等を考慮した市場入札・約定

- 火力電源を効率的に運用するためには、電源の**起動費**と**総燃料費**を考慮する必要がある。例えば、下記パターンの運転費用は、起動費2回分とオレンジ色部分の燃料費の合計となる。
- 現在、市場を通じて電力を取引するには、発電費用を1つの単価（円/kWh、円/ΔkW）で表現し、入札する必要がある。その場合に、起動費をどのように入札価格に織り込み、適切な約定や取漏れの無い費用回収を実現するかは、両市場に共通した難しい課題となっている。

電源出力パターン（例）



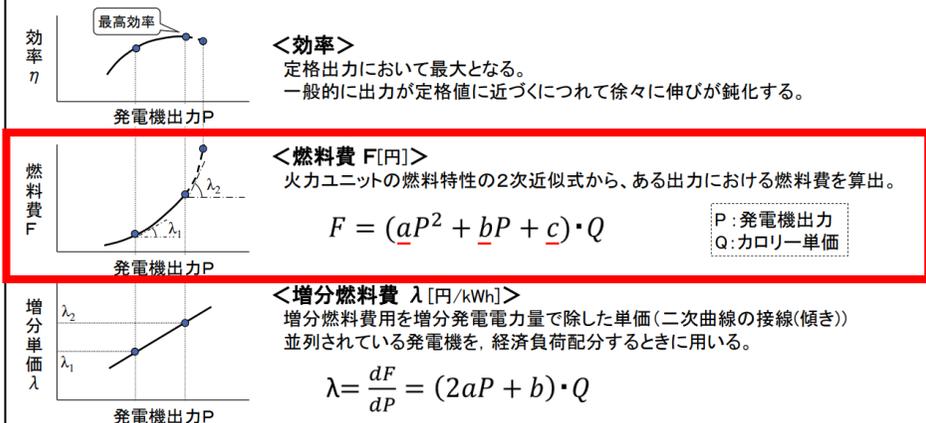
起動費（例）

停止時間	2時間以内	8時間以内	56時間以内	56時間超
起動費単価（円/回）	100万円	200万円	300万円	400万円

（参考）火力ユニットの経済負荷配分

6

- 中給システムは以下のような2次曲線により燃料費を認識している。このため、式を表すための係数(a、b、c)を中給システムへの入力が必要。
例) 東京電力の場合 全110ユニット×3=330項目
- 複数台の発電機が運転している場合、各発電機の増分燃料費が等しくなる点(傾きが等しい点)が燃料費最小の点となるため、これを目指して経済負荷配分を実施。



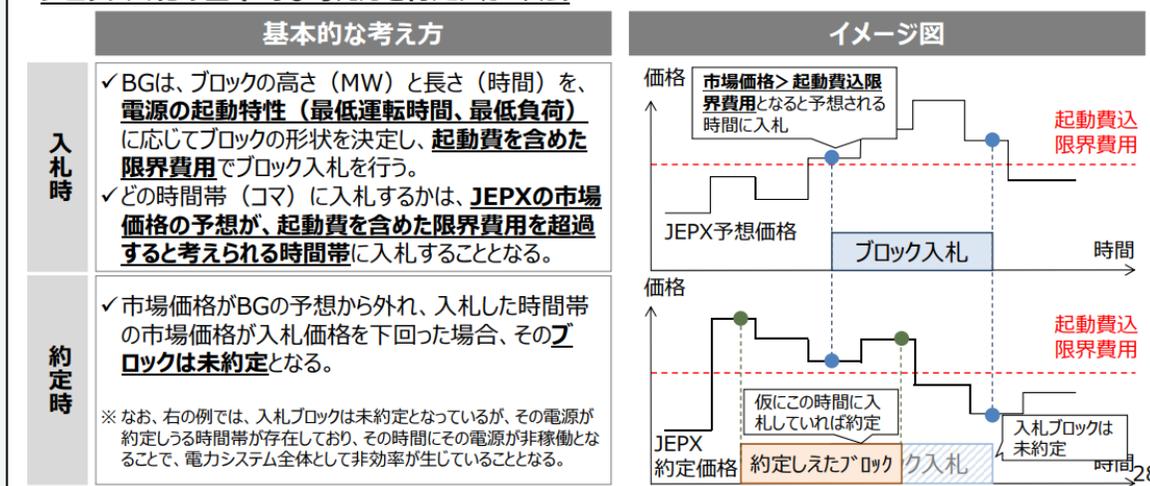
スポット市場におけるブロック入札の課題

- スポット市場では、発電機の歯抜け約定を防止し、起動費の取漏れを防ぐため、複数のコマをまとめて入札する**ブロック入札**が可能。
- ブロック入札では、複数のコマを指定し、コマごとの量、加重平均価格を指定して入札し、入札量全量が約定するかしないかのどちらかとなる。

(参考) ブロック入札の基本的な仕組み

- ブロック入札とは、**複数のコマをまとめて入札**する手法。2時間以上の時間値を指定し、その時間を通じた価格、量を指定して入札を行う。
- ブロック入札は「**全量約定の制約**」があり、**指定する時間帯を通じて入札量全量が約定する／しないのどちらか**となり、一部の量や時間帯だけが約定することはない。

ブロック入札の基本的な考え方と約定メカニズム



- このため、発電事業者が市場価格を予測して適切にブロックを設定することが必要であり、市場価格が入札価格を下回ると、ブロック全てが不落となる。
- 発電事業者としては収益機会を逃し、社会全体としても電源の有効活用が図れないこととなる。

(参考) 需給調整市場における起動費算入の課題

- 需給調整市場においても、起動費の入札価格への織込み方法や、回収方法が課題となっていた。入札価格への起動費の過大な算入を防止しつつ、取漏れを防ぐ観点からは、起動費の全部又は一部を事後精算とすることが考えられる。しかし、入札価格に起動費が反映されなくなると、相対的に起動費の高い電源が約定してしまうなど、約定電源を適切に選定できないことが問題とされていた。
- 2025年度以降、以上の点も勘案し、起動費1回分のみを入札ブロックに按分して割り付け、取り漏れた分は事後精算とする方法（次ページ参照）が導入されている。

起動費全てを事後精算とする案

案2において起動供出札0.33円が多数応札することの問題点

- 案2を適用した場合、本来は起動費等を考慮して応札価格が形成されるのが望ましいところ、起動費等は事後精算となるため、起動供出札の価格は一定額（0.33円）が並ぶことが想定される。このため、メリットオーダーが機能しなくなり、市場を通じた効率的な電源等の確保が困難となる。
 - 0.33円の起動供出札が募集量を超えた場合、現在の約定システム（MMS）上は、どの0.33円の札を預札するかはランダムに決まる。

0.33円の応札が多数発生するイメージ（調達エリアをAエリアとする）



(参考) 需給調整市場の起動費事後精算

起動費事後精算案のまとめ

- 前回会合で整理した大枠と、今回の個別論点をまとめると以下のとおりとなる。
- この内容で問題なければ、需給調整市場ガイドラインに反映することとしたい。

起動費事後精算案

1. 起動費の精算範囲

「起動費」及び「最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額」を事後精算の対象範囲とする。ただし、入札の結果、歯抜け約定が発生し、歯抜け約定部分を最低出力で待機させるより、一度停止して、再度起動させる方が経済的であれば、停止・再起動にかかる費用を事後精算の対象とする。

なお、最低出力で待機するか、停止・再起動をかけるかの経済性判断の妥当性については、一般送配電事業者において確認を行い、必要に応じて電力・ガス取引監視等委員会事務局が事後監視を行う。

2. 起動費の計上方法

起動費の入札価格への計上は、1回分までとし、各入札ブロックに約定確率を考慮して按分計上する。

3. 起動費の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた起動費の事後精算額は、需給調整市場システムにおいて、不落ブロックに計上されている起動費を積算した額を基本※とする。

なお、入札価格に起動費を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

4. 最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の精算方法

入札の結果、取り漏れが生じた最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の事後精算額は、不落ブロックに計上されている当該差額を積算した額を基本※とする。ただし、事後精算時は卸電力市場価格（予想）には、スポット市場価格の実績を用いる。

なお、入札価格に当該差額を計上していない場合は、事後精算の対象としない。

※一般送配電事業者と応札事業者とで事後精算額について個別協議を行うことは妨げない。
ΔkW価格に起動費を計上して約定したものの、実需給断面で起動費が発生しなかった場合（例：2日間以上連続で約定し、前日からの連続運転により起動費が生じない場合など）も事後精算の対象とする。

34

系統混雑の増加

- ノンファーム型接続の再エネ電源等の増加により、系統混雑が徐々に増加することが想定されている。2029年度には、基幹系統においても、24設備で混雑発生の可能性が示されており、**混雑処理（再給電）費用の増加も懸念される**。このため、**系統混雑を考慮した電源運用の仕組み**を導入することが望ましいと考えられる。

ノンファーム型接続による受付を行った再生可能エネルギー等の状況

5

- 再エネ電源等の導入増加等により、平常時の系統制約による出力制御を前提とした新規電源の系統接続申込は増加傾向にあり、**2023年12月末時点で、今後の系統接続予定(契約申込)の電源は約1,450万kW**となっている。
- **基幹・ローカル系統に新たに連系する電源はノンファーム型接続**となることから、さらに電源の系統接続が増加すると、これらの系統で**系統混雑が徐々に増加することが想定される**。



第78回広域系統整備委員会（2024年4月10日）資料1から抜粋

2029年度時点の系統混雑想定結果（混雑設備数）

20

- 2029年度の系統混雑は、全国基幹・ローカル系統の**約60設備**（総設備数の**約0.5%**）の見通しであることを確認。
- なお、エリア毎に2028年度の見通しと比較すると、新たに混雑箇所が増加・減少しているが、いずれも算出方法の違いによるものが大半であり、**2028年度からの傾向を示すものではない**点に留意が必要。

全国合計

	基幹系統	ローカル系統	合計
混雑設備数	24	39	63
総設備数比率	2.0%	0.3%	0.5%

【備考】
 ・混雑設備数は各一般送配電事業者が公表している「空き容量マップ一覧表」の設備単位で集計。
 ・基幹系統は最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による）、ローカル系統はそれ未満の電圧階級（配電用変圧器及び配電設備を除く）。

北海道

	基幹	ローカル
混雑設備数	12	17
総設備数比率	9.7%	1.8%

沖縄

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0%	0.0%

中国

	基幹	ローカル
混雑設備数	1	2
総設備数比率	1.3%	0.3%

北陸

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0%	0.0%

東北

	基幹	ローカル
混雑設備数	3	13
総設備数比率	2.9%	0.6%

九州

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0%	0.0%

四国

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	1
総設備数比率	0.0%	0.2%

関西

	基幹	ローカル
混雑設備数	4	2
総設備数比率	2.2%	0.1%

中部

	基幹	ローカル
混雑設備数	1	1
総設備数比率	0.6%	0.0%

東京

	基幹	ローカル
混雑設備数	3	3
総設備数比率	1.8%	0.2%

第83回広域系統整備委員会（2024年9月10日）資料3から抜粋

将来の調整力必要量の増加

- 広域機関の検討によれば、変動性再エネ電源の導入等により、全国における**2034年度の調整力必要量は現在の119～129%**となることが想定され、**中長期的な観点での調整力設備の充足状況見通しについては楽観視できない状況**であるとされている。
- このため、電力と調整力への**効率的な電源配分の必要性**は、今後一層高まると考えられる。

中長期の調整力必要量の変化見通しについて

18

- 足元と将来の調整力必要量の変化について、各エリア別の割合は下表のとおりとなり、エリア毎に変化割合に差異はあるが、全てのエリアで増加傾向がみられる結果となった。

調整力必要量の推移（複合必要量+三次②必要量の平均値）

（前半の数値は平滑化・予測精度向上を織り込んだもの、後半の数値は織り込まないもの）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
調整力必要量の変化割合 (2028年度/2024年度※)	108～111%	114～118%	106～110%	107～111%	122～124%	105～110%	108～114%	103～109%	105～111%	107～112%
調整力必要量の変化割合 (2034年度/2024年度※)	116～122%	151～160%	111～119%	113～123%	183～188%	112～123%	121～133%	109～120%	113～127%	119～129%

※_データ諸元年度を揃えるため2024年度必要量と比較。ただし異常時必要量は13スライドの見直しを反映している。



確認結果を踏まえた今後の対応について（1 / 2）

43

- 2034年度までの調整力必要量、調整力設備量および充足状況については、以下の確認結果が得られた。

（調整力必要量について）

- 将来の調整力必要量について、エリア毎に変化割合に差異はあるものの多くのエリアで増加傾向がみられた。

（調整力設備量について）

- 調整力設備量については、現状と同程度で推移する見通しが得られた。

（充足状況について）

- 2028年度については、調整力必要量に対する調整力設備量は、全てのエリアにおいて充足する見通し。
- 2034年度については、一部エリアにおいて、平滑化・予測精度向上を織り込む・織り込まない場合の幅の間に収まる状況も見られるほか、エリア単独で充足していたとしても2028年度よりも設備量の余裕が小さくなる傾向がみられた。
- 以上より、**中長期的な観点での調整力設備の充足状況見通しについては楽観視できない状況**であると考えられる。

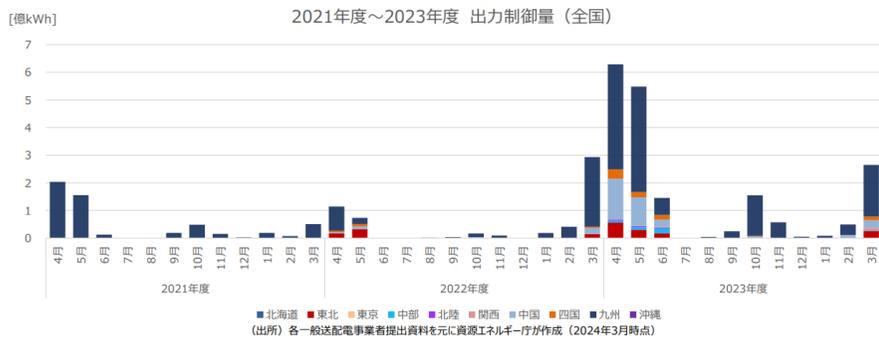


再エネ出力制御等の増加

- 変動性再エネ電源の導入拡大により、需給バランスを維持するための出力制御（再エネ出力制御）の実施工リア・量は増加傾向にある。また、供給余剰時における電源の下げ余力の不足も顕在化し始めており、今後、需給運用の一層の困難化が想定される。
- このため、実需給に近いタイミングで電源態勢の柔軟な組替えを可能とする仕組みの導入も必要と考えられる。

再エネ出力制御の実施状況について

- 再エネの導入拡大により出力制御エリアは全国に拡大、複数エリアでの同時出力制御の増加による域外送電量の減少や電力需要の減少等もあり、足元の出力制御量は増加傾向。
- 3月～5月は、全国的に出力制御が行われている。九州エリアにおいては、昨年3月に比べ、気温低下による需要の増加と揚水の補修停止の減により制御量は減少。

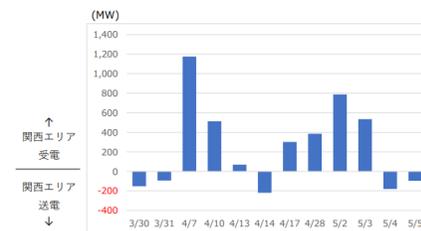


3

課題①：連系線を介した供給量の増減（時間前取引）

- 今春、関西エリアでも3月末から再エネの出力制御が実施されており、下げ代が厳しい状況が続いている。その中で、**時間前市場取引等の影響により、前日の計画と比較して連系線を通じた供給力が増加し、当日のエリア内の下げ代が不足する可能性が生じた。**
- この状況を受けて、関西エリアでは、**時間前取引による連系線増加リスクを想定誤差に織り込み、当日の下げ代不足に備える運用を行っている。**
- 時間前市場取引等の影響による連系線を通じた送電量の増減は、数字の多寡はあるものの、**関西エリアのみならず、他のエリアでも見受けられ、実績を踏まえながら、必要な対策が取られてきている。**

連系線を介した供給量増加実績（関西）



・2024/3/30～5/5のうち関西エリアで再エネ抑制を実施した日、コアは11:30～12:00
 ・連系線変動量は翌日計画の策定時点と最終更新時点との差を抽出（広域機関HPより）
 ・関西エリア受電がプラス、関西エリア送電がマイナス

時間前取引による潮流変化が当日指令の一因となった例（北海道）

4. 10/8、13のオンライン自然変動電源の当日指令について 8

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則した電源Ⅰ・Ⅱの出力抑制で、下げ調整力を確保できたため、電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑制は不要と判断。
- 当日段階で、太陽光出力・風力出力の上振れ、時間前取引による連系線の送電量の減少等から、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を実施。
- 当日指令のため、前日指示に必要な電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整、バイオマス抑制を行えず、やむを得ずオンライン自然変動電源の抑制を実施。
- 北海道エリアにおいては2022年度に当日指令が2回あったことから、**時間前取引による連系線潮流の変化についても想定誤差に織り込むこととしていたが、今回の変化量は想定を越えていた。**

※引き続き、太陽光・風力出力予測および時間前潮流の想定について精度向上検討を要請

（出所）北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果（2023年10月抑制分）（電力広域的運営推進機関） 7

1. 電力市場の現在の課題

2. 同時市場の概要と主要な仕組み

3. 同時市場導入後の各事業者の役割

参考1 同時市場における市場価格算定

参考2 費用便益分析

参考3 実現可能性に関する検討

同時市場の意義

- 以上のような課題に対応するために提案されたのが同時市場である。

① 市場が別に運用されていることによる課題への対応

- 卸電力市場と需給調整市場が分かれていることによる**電源の取り合い等の問題**を解消するため、**電力と調整力を同時に取引し、約定させる仕組み**を導入することにより、電力と調整力の安定的かつ効率的な調達を可能とする。

② 入札・約定方法の課題への対応

- 電力と調整力の売り入札を1つの入札情報（kWh単価、 Δ kW単価）により行うことに基づく非効率性を解消するため、**入札情報として、発電機の費用特性（起動費、増分燃料費）の登録を可能**とし、市場約定における発電コストの効率化を可能とする。
- また、**起動費等の取漏れリスクを防止**するため、発電費用が市場価格から回収しきれない電源には未回収分を個別に補償する仕組みを設ける。

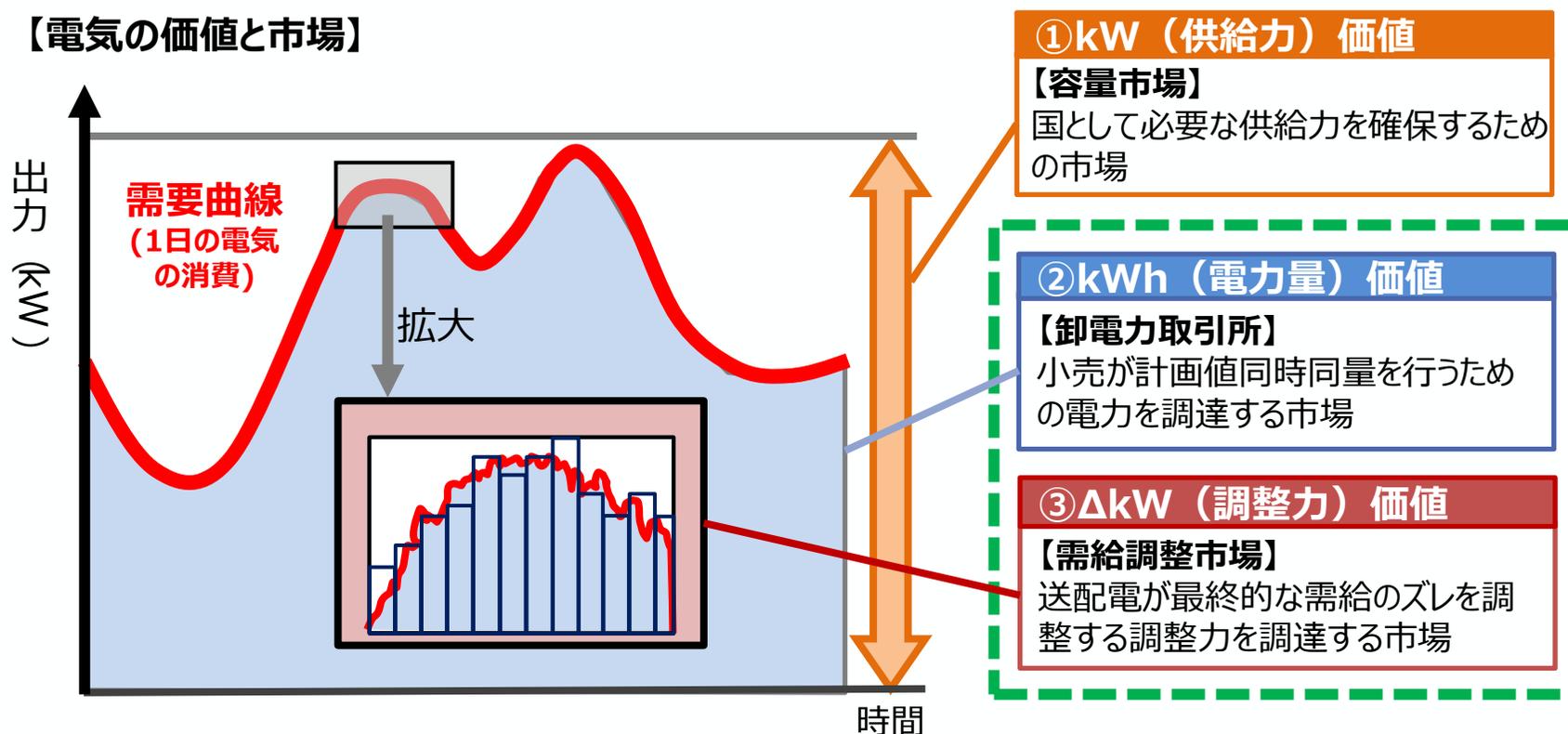
③ 需給運用の課題への対応

- 将来の需給バランスの変動幅の拡大や、系統混雑の増加に対応するため、市場約定において、**需給バランスや系統の送電容量制約を考慮した上で約定電源と発電量を決定する仕組み**を導入することにより、変動性再生電源が更に大量に導入された状況においても、効率的な電源運用や、混雑処理費用の低減を可能とする。

(参考) 電気の価値と取引市場

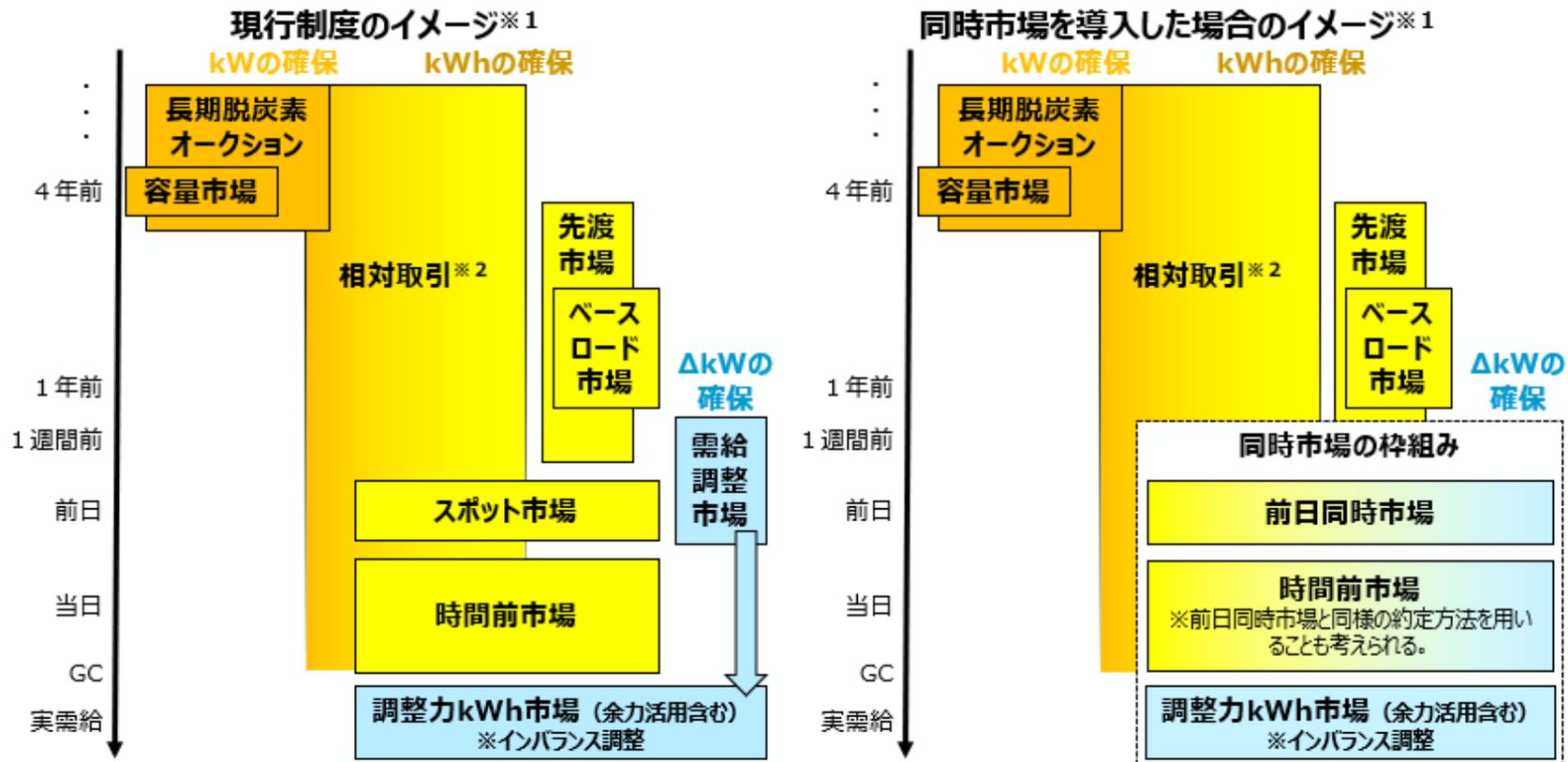
- 電気の価値は、エネルギー量（電力量）としてのkWh価値だけでなく、発電能力（供給力）としてのkW価値、30分より短い需給変動に対応する能力（調整力）としての Δ kW価値の3つに分けられ、それぞれ異なる市場で取引されている。
- 同時市場は、主としてkWh価値と Δ kW価値を取り扱う市場となることが想定されている。

【電気の価値と市場】



同時市場の位置付け

- 同時市場は、実需給に近いタイミングの需給運用を最適化するものとして、現在のスポット市場や需給調整市場に代替する市場となることが想定されている。



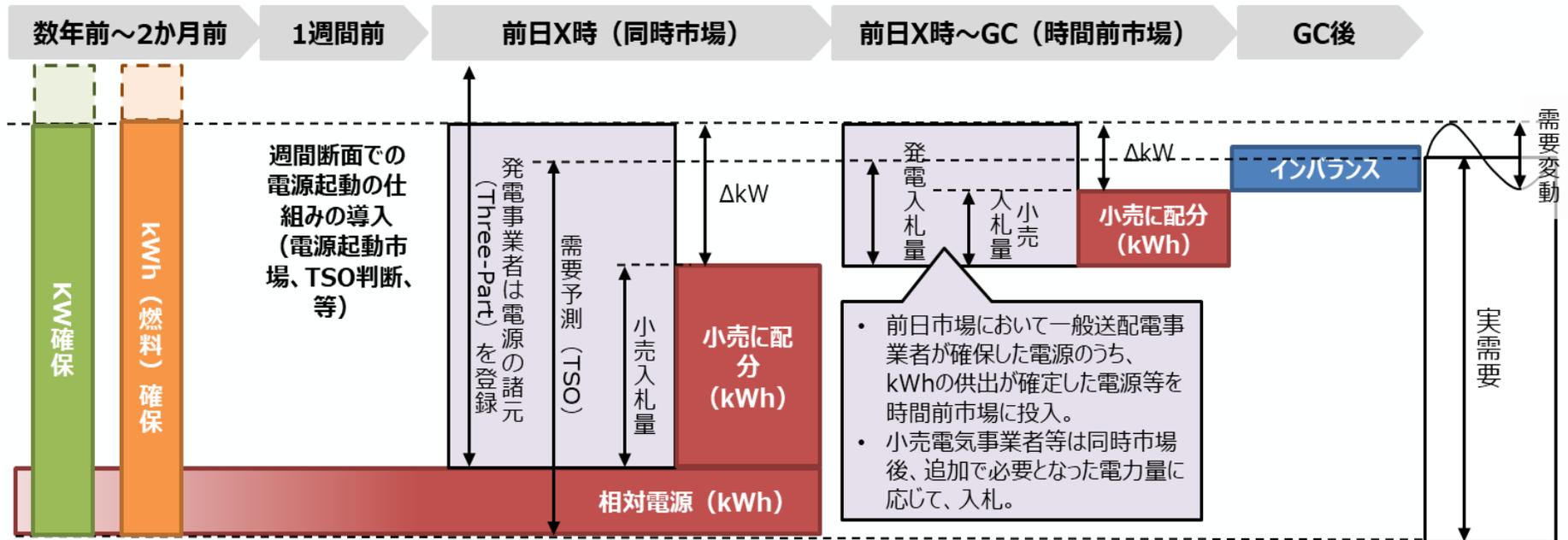
※1：図には代表的な市場・取引について記載。図に書かれていない市場・取引（容量市場の追加オークション等）もあれば、必ずしも価値（kW、kWh、ΔkW）が明確に区別できない場合もあることに注意。
 ※2：相対取引はGC直前までの通告変更や新規の取引も考えられるため、図ではGCまで箱を伸ばしている。一方、相対取引の契約締結のタイミングとしては実需給の数年前から数か月前の流動性が高いものと考えられる。

(参考) 勉強会で提案された同時市場のイメージ

具体的な仕組みのイメージ(※)

- 週間断面での電源起動の仕組みを設ける。
- 前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。
 - ✓ 発電事業者が電源諸元(①起動費、②最低出力費用、③限界費用カーブ)を市場に登録(Three-Part Offer方式)。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入札価格・量(kWh)を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる(kWhとΔkWを確実に確保)。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う**。
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

(※) 必要なkWh及びΔkWが確保されていることを前提。



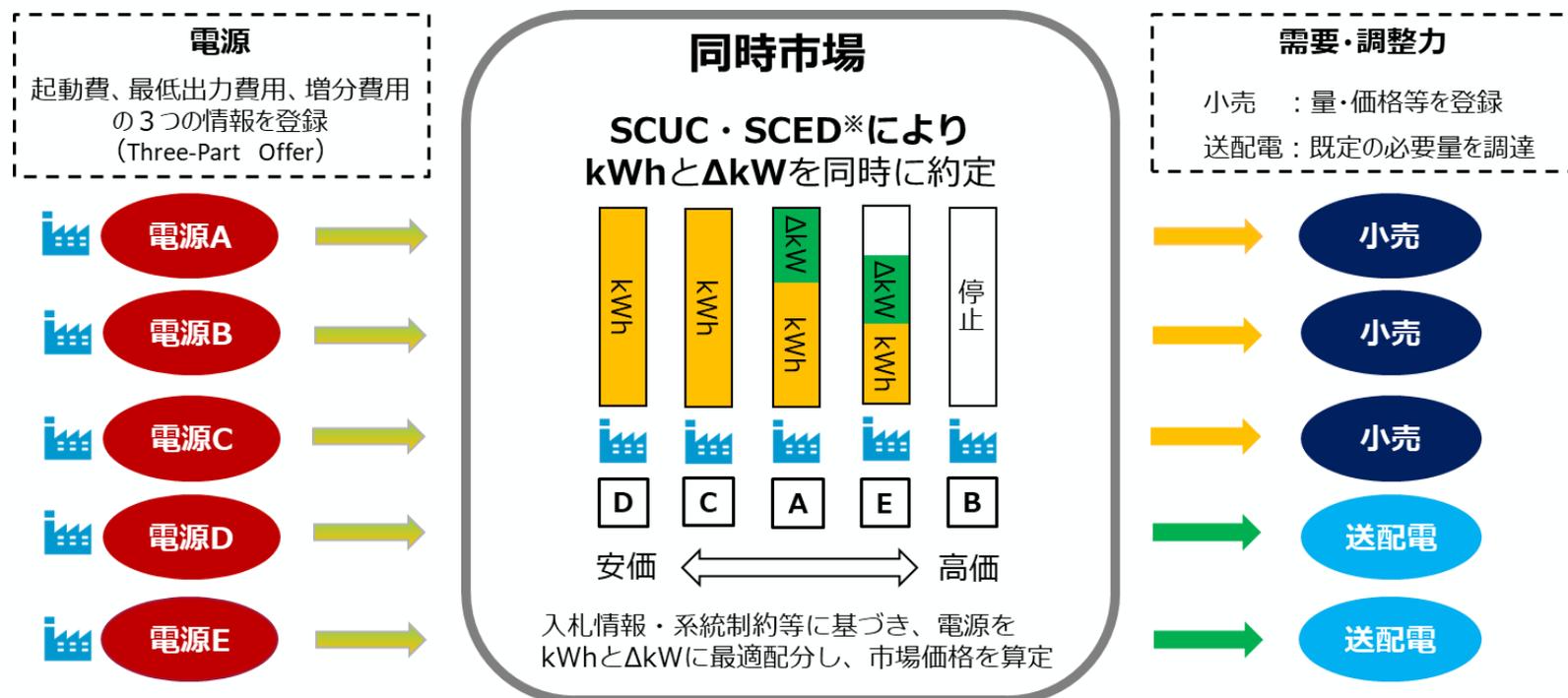
同時市場の主要な仕組み

- 現在検討中の同時市場は、以下の仕組みを主要な要素としている。これらの仕組みを導入することには、後記のとおり様々なメリットがあり、各課題への対応を図ることが可能となる。

	項目	内容	対応する課題
①	同時約定	<ul style="list-style-type: none">• 電力 (kWh) と調整力 (ΔkW) を同時に取引し、約定させる。	課題①
②	入札義務・自己計画電源	<ul style="list-style-type: none">• 発電事業者は、原則として、電力市場と調整力市場の両方に発電余力全量の入札義務を負う。また、需給ひっ迫時等の対応のため、同時市場が電源情報を一元的に把握する仕組みを設ける。• 電源の売り入札について、発電BGが自ら電源起動・出力量を確定させる入札方法も原則として自由に選択可能とする。	課題①
③	Three-Part Offer	<ul style="list-style-type: none">• 電源の売り入札を、①起動費、②最低出力費用、③増分費用カーブの3つの情報を登録する方法 (Three-Part Offer) で行い、約定電源は、入札情報に基づき、発電費用を最小化するように最適化を行い決定する。	課題②
④	アップリフト	<ul style="list-style-type: none">• kWh価格は、約定電源の入札価格のうち最も高いものではなく、電源態勢全体で追加で1kWhを出力する場合の増分費用とし、起動費等の回収不足が生じる電源に対しては、個別の支払により不足分を補償する。	課題②
⑤	SCUC・SCED	<ul style="list-style-type: none">• 約定電源と出力量は、Three-Part 情報に基づき、系統制約、需給バランス制約等を考慮して決定する。	課題③
⑥	時間前同時市場	<ul style="list-style-type: none">• 時間前同時市場を導入し、前日市場から実需給までの間にSCUCを繰り返し行い、発電・需要BGによる取引を可能とする。	課題③

① 同時約定

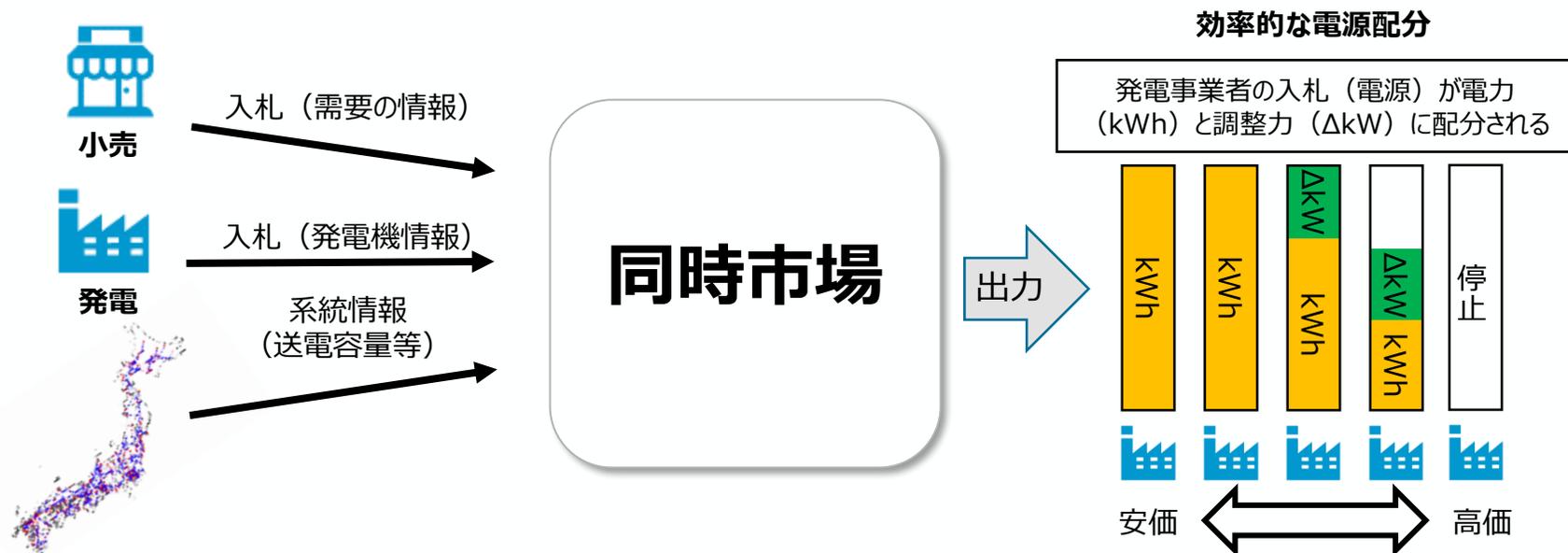
- 同時市場は、電力と調整力を同時に取引し、約定させる市場である。このような市場を導入することで、卸電力市場と需給調整市場の電源の取り合いが解消され、**電源を電力と調整力に適切に配分**することが可能になり、売り入札不足を原因とする**価格高騰の防止**や、変動性再エネ電源の増加に対応するための**十分な調整力の確保**等の効果が期待できる。



※ SCUC、SCEDとは、Security Constrained Unit Commitment、Security Constrained Economic Dispatchの略。
系統制約等を考慮した上で、電源の起動停止計画 (UC)、最も経済的な出力配分 (ED) を行うことをいう。

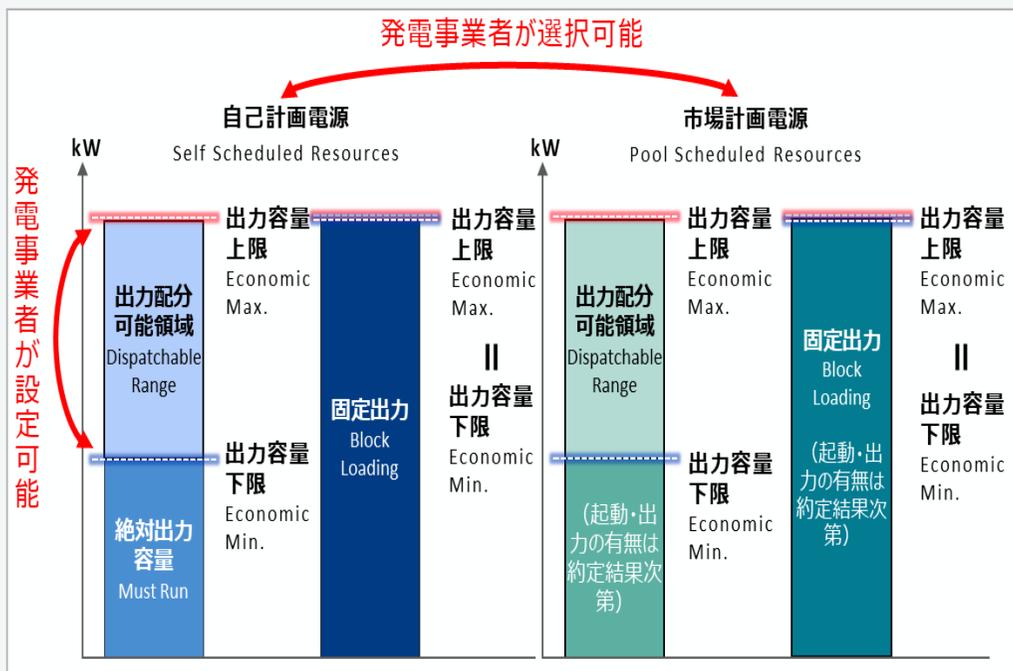
② - 1 入札義務

- 電力市場と調整力市場において売り切れの防止や十分な調整力の確保を図るといふ同時市場の趣旨を踏まえ、発電事業者は、原則として、**発電余力の全量**を**電力市場と調整力市場の両方に入札する義務**を負う（※）。
 - ※ 現在は、容量市場リクワイアメントにおいて、発電余力を「卸電力市場等」に応札することが求められており、両方の市場への入札義務までは課されていない。
- 入札義務の内容、対象電源、根拠等の詳細については、現在の容量市場リクワイアメントや、「適正な電力取引についての指針」の内容を踏まえ、引き続き検討を行う。



② – 2 自己計画電源としての入札

- 同時市場の仕組みには多くのメリットがある一方で、発電事業者の観点からは、Three-Part 情報に基づく約定方法（後記③参照）となることにより、従来のkWh単価による約定と比較して、約定結果の見通しが立ちにくくなり、発電事業の予見性が低下するおそれが指摘された。
- 同時市場は短期的な取引の最適化を図る枠組みであり、**電源の設備投資**や**燃料調達**の観点からは、**中長期的な取引との整合性**や、**発電事業の予見性**の確保も重要である。また、電源の運転制約には、多様かつ詳細なものがあり、SCUCロジックで全てを考慮することは難しい。



- これらを踏まえ、発電事業者の電源運用上の裁量を一定程度確保するため、**自己計画電源**（自ら起動を確定させる電源）としての入札と、**出力容量の上限・下限**の設定は、原則として自由と整理された。これにより、発電BGは、前もって立てた発電計画に基づく運転も可能である。
- ただし、①相場操縦等の防止、②容量市場リクワイアメント、③需給ひっ迫等緊急時の運用、④再エネ出力制御や混雑対応等の観点から必要な場合には、自己計画電源としての入札は制限されると整理された。

② - 3 電源情報の一元的な把握

- 同時市場においては、電気事業者等が、市場に入札をしない電源についても電源情報の登録を行い、同時市場がこれを一元的に把握・管理する仕組みを設けることが提案されている。
- これにより、需給ひっ迫時等においてより安定的・効率的な対応が可能となると考えられる。

2. 一般送配電事業者が把握している電源等の情報

10

- 一送が把握している代表的な電源等の情報は以下のとおり。
需給調整に活用する電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'は調整単価等多くの情報を把握しています。
- また、一送は調整電源等（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'）に対し起動・停止の指令が可能であり、2021年度の電源Ⅰ・Ⅱの電気事業者の発電設備出力合計に占める割合は約54%（電源Ⅰ：約4%、電源Ⅱ：約50%）

	電源Ⅰ 一送の専用電源として、 常時確保する電源等	電源Ⅱ 小売の供給力等と一送の調 整力の相乗りとなる電源等	電源Ⅰ' 厳気象III需要における電源 トラブル等に備えた供給力等	電源Ⅲ・自家発 一送からオンラインで 調整ができない電源等
一送が把握している電源等の情報				
定格出力	○	○	○	○※1
最低出力	○	○	-	○※1
運転継続可能時間	○	○	○	-
運転制約	○	○	○	-
調整単価 (V1,V2)	○	○	○	-
起動費 (V3)	○	○	-	-
起動カーブ	○	○	-	-
起動時間	○	○	-	-
出力変化速度	○	○	-	-
一送による起動停止可否	可	可	可	否
設備量※2	1,111万kW (約4%※3)	13,381万kW (約50%※3)	427万kW※4	-

※1 電源の系統連系に伴い取得

※2 2021年度向け調整力公募結果（第58回制度設計専門委員会 資料6-1参照）

※3 電気事業者の発電設備出力の合計27,059万kW（エネルギー調査統計（2021年9月）参照）に対する該当設備出力の割合

※4 DR含みの量

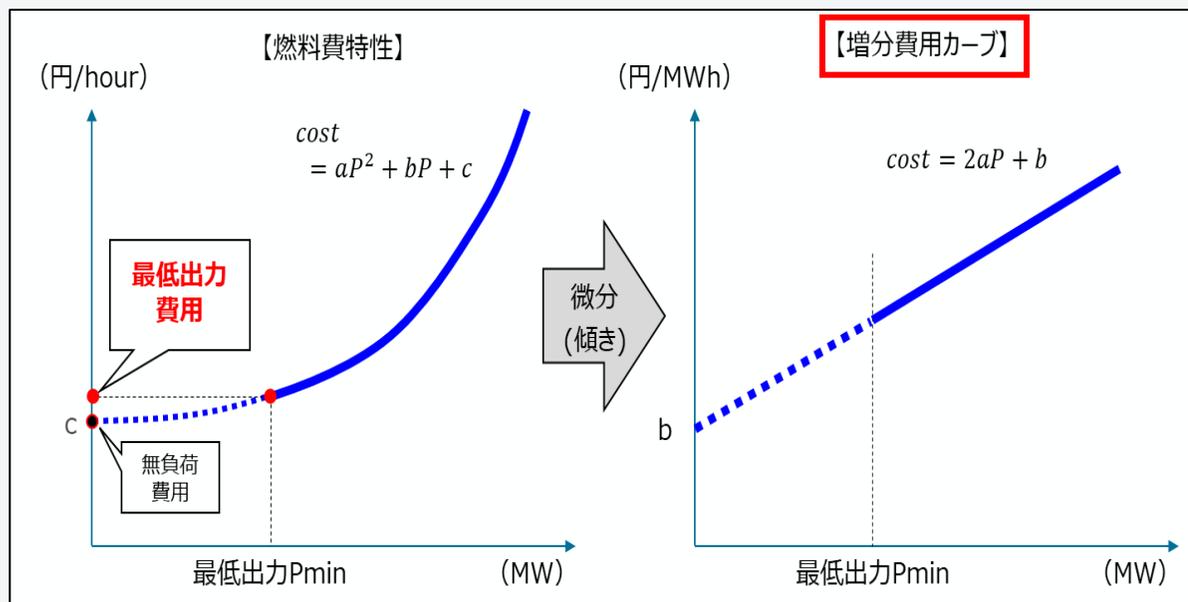
nemission & Distribution Grid Council

3.7.3 電源等情報の一元的な把握・管理/長期固定電源等を前提とした制度設計⁷⁸

前日同時市場においては、売り手・買い手の入札だけでなく、TSOの想定需要や日本全体の電源の起動状況等も踏まえて約定結果を決めるため、前日段階での全体の需給の状況の把握が必要となる。加えて、系統混雑管理の観点からは、系統運用者が把握しない形で発電計画変更（差し替え）が行われると再混雑発生などに伴う不確実性・非経済性が課題となりうる。また、需給ひっ迫時の対応のため、電源Ⅲの発電余力を把握する⁷⁹等の観点からも市場で一元的に発電情報を収集することは望ましい。このような電源情報の一元的な把握・管理の観点からは、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する仕組みとすることが効率的と考えられる。なお、前日同時市場を通じて必要な情報を把握する具体的な方法としては、入札情報の一つとして求めるか、前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求めるか、いずれもありうる。

③ 発電機特性に応じた入札 (Three-Part Offer)

- 電源の運転費用は、伝統的に、**起動費**と**総燃料費**に基づいて算出されている。同時市場の基本的な考え方は、この算出方法をそのまま採用し、電源運用の最適化を行うものである。
- まず、発電事業者は、売り入札を、3つの費用情報（①**起動費**、総燃料費を算出するための②**最低出力費用**及び③**増分費用カーブ**）を登録する方法で行う（Three-Part Offer）。



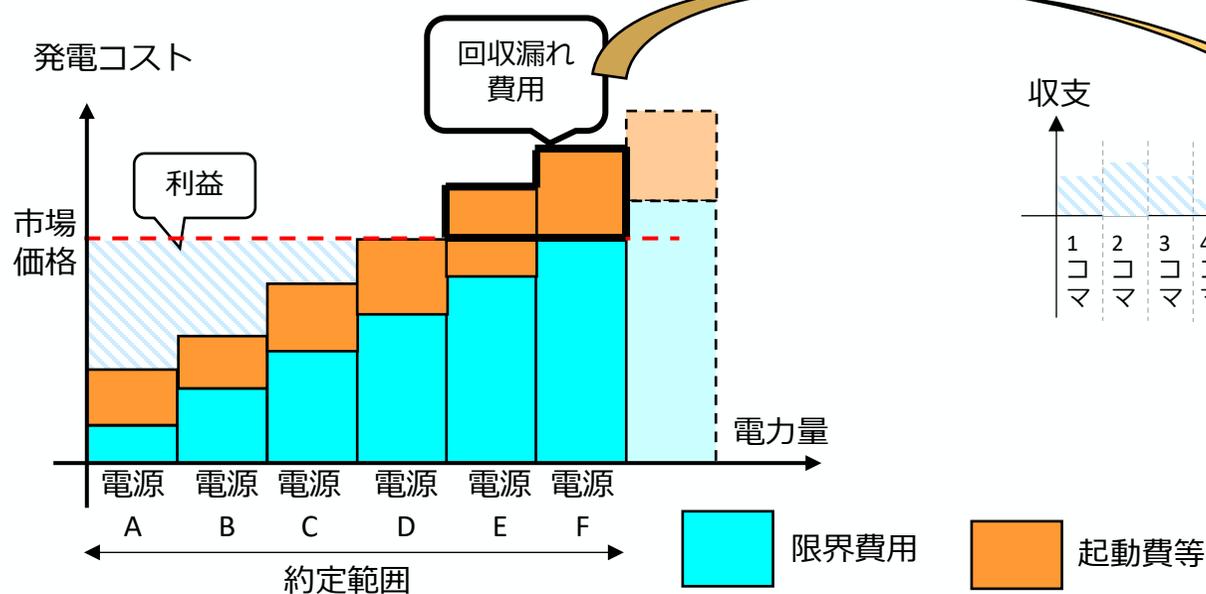
第2回 同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料5から抜粋、一部修正

- 同時市場は、3つの費用情報に基づき、入札電源の起動費と総燃料費の合計が最小となるように組合せ最適計算を行い、電源態勢・出力配分を決定する。
- この方法により、起動費も考慮した上で、発電機の運転費用の観点から**最も経済的な電源態勢**を求めることが可能となる。

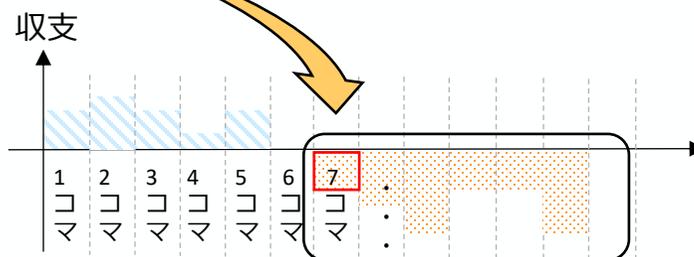
④ アップリフト（起動費等の取漏れ防止）

- 現在検討中の同時市場では、海外市場の例も参考として、約定電源につき、kWh価格と Δ kWh価格を通じて発電費用が回収しきれない場合には、不足分を個別に補償する仕組み（アップリフト）を導入することとされている。
- この方法により、市場への応札障壁となる起動費等の取漏れリスクを防止することができる。

あるコマ（7コマ）における各電源の収支イメージ



電源 F の一定期間の収支イメージ

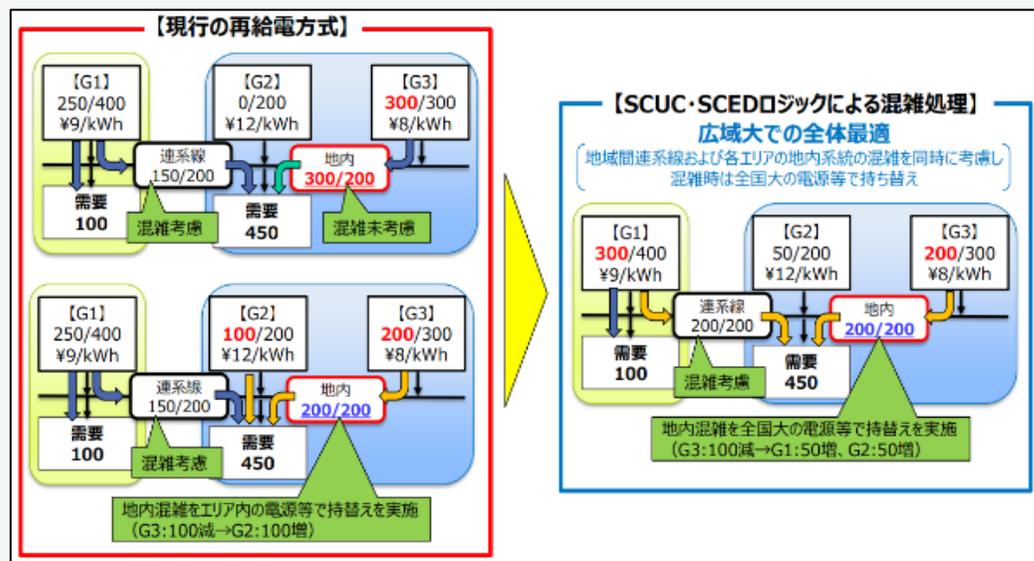


アップリフトの仕組みにより
取漏れ分を費用回収

※ 1日を通算して取漏れ額を算定

⑤ 系統制約等を考慮した約定（SCUC・SCED）

- SCUC・SCEDとは、系統制約や需給バランス、電源の運転制約を考慮した上で、発電コストが最も小さくなるように計算処理を行い、電源の起動停止計画（UC）や出力配分（ED）を行うことをいう。前者は、Security Constrained Unit Commitment、後者はSecurity Constrained Economic Dispatchの略である。
- 前記のとおり、発電事業者は、現行制度上、需給バランスや系統制約は考慮せずに発電計画を作成する。供給余剰や系統混雑が生じると、送配電事業者が、出力制御や電源の持ち替え（再給電）を行う必要があり、変動性再エネの導入拡大が進む中で業務負担や費用の観点から課題が生じ得る。



- 同時市場は、SCUC・SCED機能により、系統制約や需給バランスを考慮した上で、約定電源や出力量を決定する。
- その約定結果が、発電BGを通じてあらかじめ発電計画に織り込まれることにより、出力制御や、混雑処理費用を低減することができる。

(参考) 検討会におけるSCUCロジック①

- 検討会の技術検証に使用したSCUCロジック（電力中央研究所）の概要は以下のとおり。

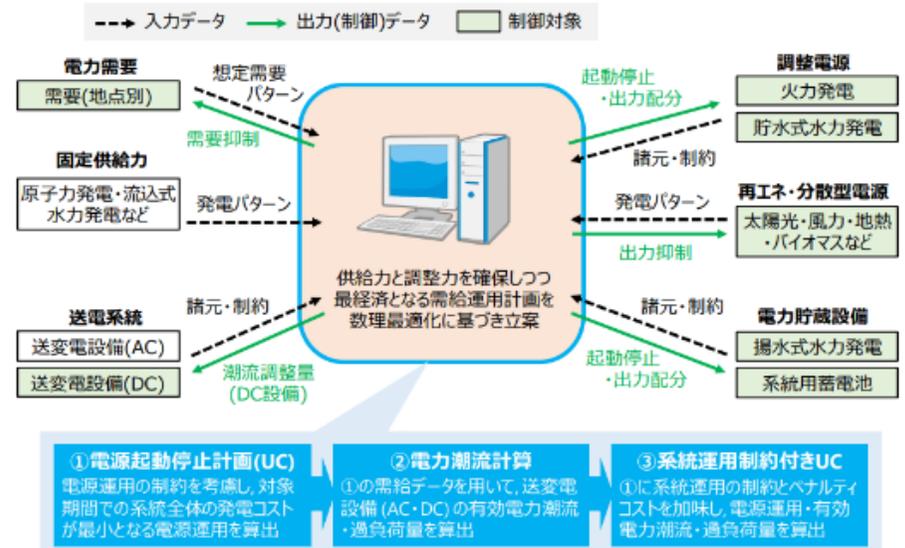
どのようなプログラムか？

- ◆ 電源運用と系統運用 (送電容量) に関する制約を考慮し、供給力と調整力に対する需要に見合った、最も経済的な需給運用計画 (≒ 電源運用スケジュール) を立案

SCUC: Security Constrained Unit Commitment

- 数理最適化、オペレーションズ・リサーチの技術を活用
- 発電設備の燃料消費特性、最低出力、出力変化速度、ダウンタイム、慣性エネルギーなどの運用スペックを考慮
- 需給バランスの維持を前提に、予備力・調整力の確保、送変電設備の運用容量を考慮
- 対象期間内における燃料費、起動停止費、CO2排出費、系統運用制約に関するペナルティ費用の総和を最小化

開発プログラムの概要



(参考) 本検討会におけるSCUCロジック②

- 検討会のSCUCロジックで考慮可能な制約条件は以下のとおり。

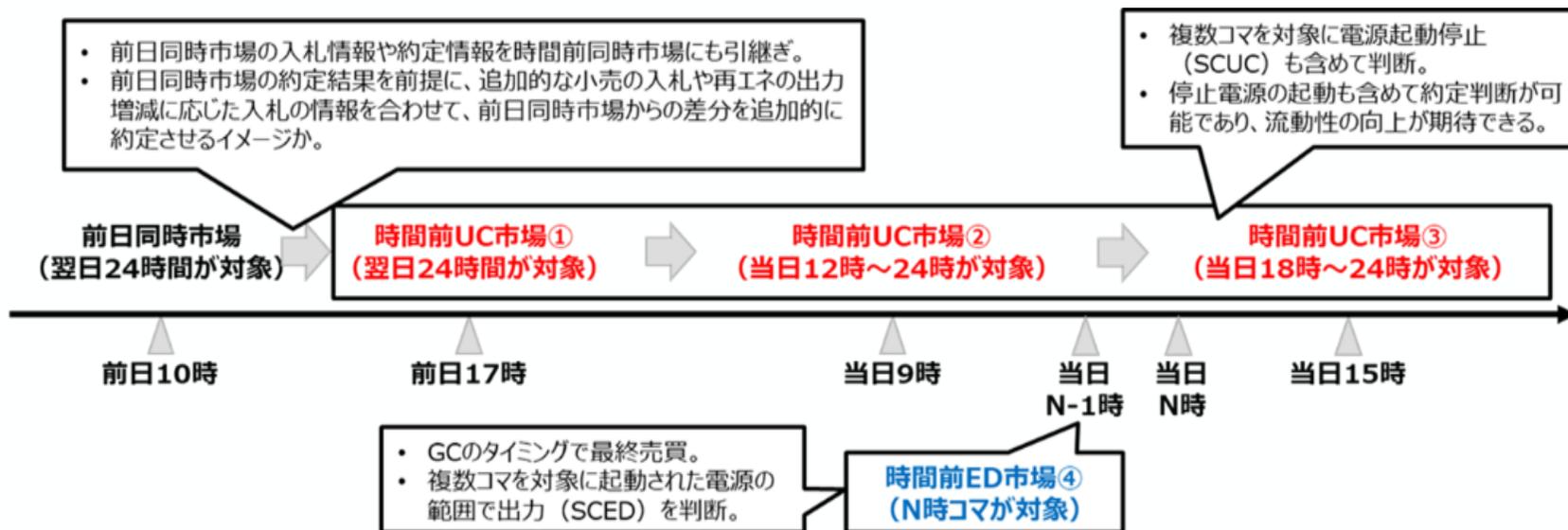
	項目	内容
電源運用制約	出力上下限制約	電源出力 (発電, 充放電) を指定範囲に制限
	出力変化速度制約	直前 (t-1) の時間断面からの出力変化量を指定値以下に制限
	運転継続時間制約	運転継続時間 (MUT) と停止継続時間 (MDT) を指定断面数以上に制限
	日間起動回数制約	日間の起動回数を指定値以下に制限
	サイト運用制約	指定の電源グループに対し、並解列台数・合計出力を指定範囲に制限
	蓄電量上下限制約	充電設備 (揚水, 蓄電池) の電力貯蔵量を指定範囲内に制限
系統運用制約	需給バランス制約	各エリア・各ノードにおいて電力需要と「電源出力合計 + 流入電力」が一致
	予備力制約	各エリアの運転予備力が指定値以上となるように対象電源の上げ代を確保
	調整力制約	各エリアの調整力が指定値以上となるように対象電源の上げ代・下げ代を確保
	ネットワーク潮流制約	各ブランチ (地域間連系線・地内送電線等) の潮流および各フェンス潮流を運用容量の範囲に制限
	系統慣性制約	系統容量に対する系統全体の慣性エネルギーを指定値以上に制限

© CRIEPI 2019-2023 8

⑥ 時間前同時市場

- 変動性再エネ電源を更に大量に導入すると、需給予測の時々刻々の変動幅は一層拡大することが想定される。
- このため、**時間前同時市場**を開催し、前日市場後、SCUCを繰り返しながら実需給を迎える仕組みを導入することにより、需給予測の変化に応じた柔軟な電源態勢の組替えが可能となり、安定的かつ効率的な電源運用や、調整力必要量の低減を図ることが可能と考えられる。

時間前同時市場の開催イメージ（開催時刻等は今後検討）



- 
1. 電力市場の現在の課題
 2. 同時市場の概要と主要な仕組み
 - 3. 同時市場導入後の各事業者の役割**

参考1 同時市場における市場価格算定

参考2 費用便益分析

参考3 実現可能性に関する検討

同時市場の位置づけと役割分担

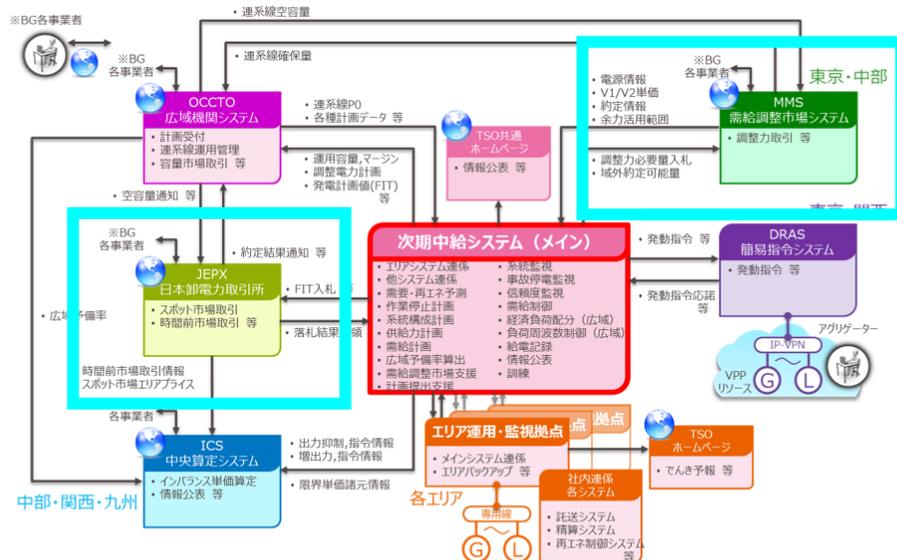
- 同時市場は、電力量 (kWh) と調整力 (ΔkW) を同時に取引し、約定させる市場であることから、**卸電力市場 (スポット市場や時間前市場) を運営するJEPX、需給調整市場を運営するEPRXが担う機能を代替する主体**となる (下図水色部分の市場を統合するイメージ)。

3. 次期中給システム開発の前提条件

検討状況 ▶ 前提条件 ▶ SCJIC ロック ▶ 11

次期中給システム開発の前提となる関連システムとの関係

- 次期中給システムは、各社中給システムの更新後のシステムとして、現行の制度を前提とし、**関係先システムとの関係性を維持するシステム構成^{※1}**とした上で、**より効率的な広域需給運用^{※2}**を実現することを目指している。



※1：現在、各社中給(9社)は関連システム(N)と9対Nで個別に連携しているが、システム共有化により1対Nでの連携を実現。

※2：次期中給システムのEDC機能により全国メルトオーダーを実現することから広域需給調整システム(KJC)は廃止。

- 具体的には、BG、次期中給システム、広域機関等との間で、主に以下の役割を担うことが想定される。

- 入札情報の受付・管理
- 系統情報や調整力必要量等の情報の受領
- 電力と調整力の取引・約定
- 電源情報、約定結果等をBGや次期中給に通知・連携

同時市場の位置づけと役割分担（続き）

- 同時市場は、小売入札需要とTSO想定需要を用い、需給バランスや系統制約も考慮した電源態勢を算出する点では、これまでの市場と性質が異なる。
- 他方、同時市場は、あくまでも電源の効率的な調達や柔軟な運用を可能とする市場であり、発電、小売、送配電の各事業者が、安定供給のために果たすべき以下の役割や責任を変更するものではなく、同時市場の導入後も、引き続き役割・責任を果たすことが求められる。

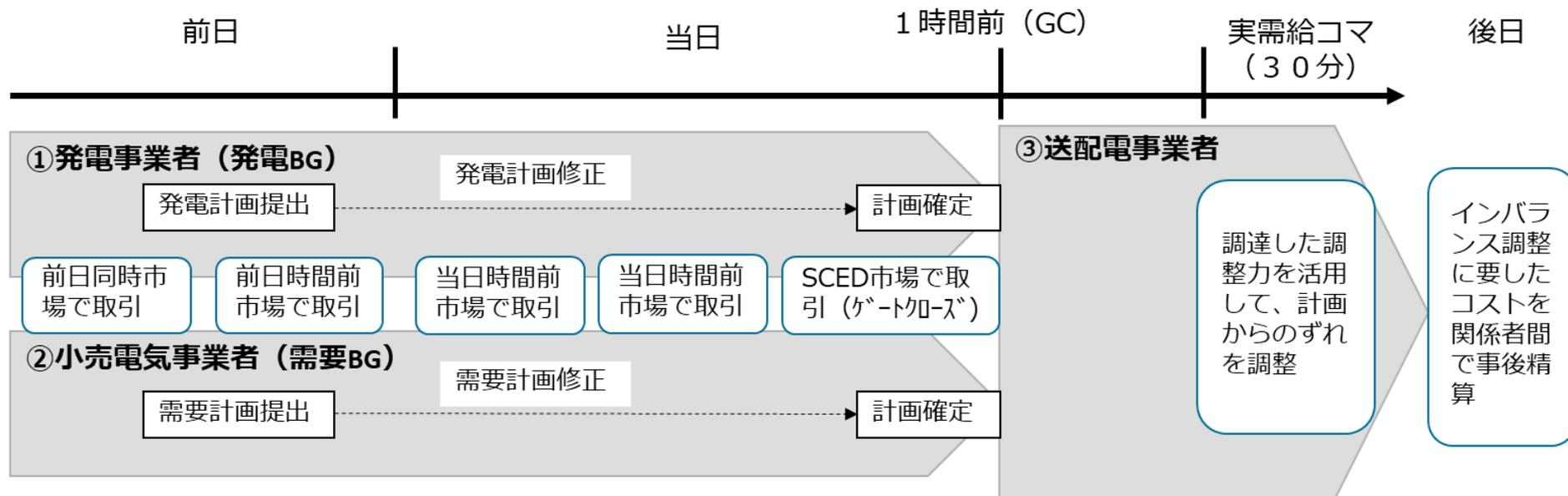
【各事業者が果たすべき役割・責任の基本的な考え方】

発電事業者	<ul style="list-style-type: none">• 小売電気事業者等との相対契約、市場取引に基づき、発電計画を策定し、その計画どおりに発電することが求められる。• 同時市場の導入後は、市場への電源の供出義務（発電余力の入札義務）を負う。
小売電気事業者	<ul style="list-style-type: none">• 発電事業者との相対契約や市場取引によって、自社の顧客需要に応じた電力量を調達した上で、需要計画を策定し、計画どおりに顧客需要を管理することが求められる。
送配電事業者	<ul style="list-style-type: none">• 同時市場で約定した電源態勢を前提に、必要に応じて電源の追加起動や差し替えも行いつつ、引き続き、各エリアの周波数維持等に責任を持つ。• なお、現在、一般送配電事業者が行う需給調整業務等を高度化・効率化するものとして、次期中央給電指令所システムの構築が進められている。

(参考) 市場取引・計画提出イメージ

- 発電事業者（発電BG）と小売電気事業者（需要BG）は、同時市場の約定結果を踏まえて発電販売計画と需要調達計画を策定し、ゲートクローズまで取引を行い、必要に応じ修正する。
- この点では、現行制度と基本的な仕組みは同様であり、同時市場の最適計算の結果は、BGの計画を通じて、電源運用や需給管理に反映されることになる。

【同時市場導入後の各BGの役割（イメージ）】



同時市場と送配電事業者の役割分担

- 同時市場と送配電との役割分担については、以下のように考えられる。
- 同時市場は、電力と調整力を同時に取引・約定する市場として、事業者の入札等に基づき、需給バランスや系統の送電容量など安定供給面も考慮した最適な電源態勢を提供する。
- 送配電は、周波数維持義務等に基づき、約定結果等を踏まえてBGが策定した発電計画・需要計画を前提に、ゲートクローズ以降の系統運用、需給運用を行う。
- 現在、実需給断面における需給運用は、送配電から発電BGの調整電源に対する稼働指令の形で行われている。また、BGに生じたインバランスの補給等は、送配電がBGと締結している託送供給等契約に基づき行われている。この仕組みは、上記の役割分担を踏まえると、同時市場の導入後も基本的に変わらないと考えられるのではないかと。

同時市場導入後の役割分担

前日 ~ ゲートクローズ	実需給
同時市場 (前日市場・時間前市場でkWh・ΔkWを同時に約定)	送配電が系統・需給運用
同時市場の約定結果等を踏まえてBGが計画策定・運用	

参考

- 
1. 電力市場の現在の課題
 2. 同時市場の概要と主要な仕組み
 3. 同時市場導入後の各事業者の役割

参考 1 同時市場における市場価格算定

参考 2 費用便益分析

参考 3 実現可能性に関する検討

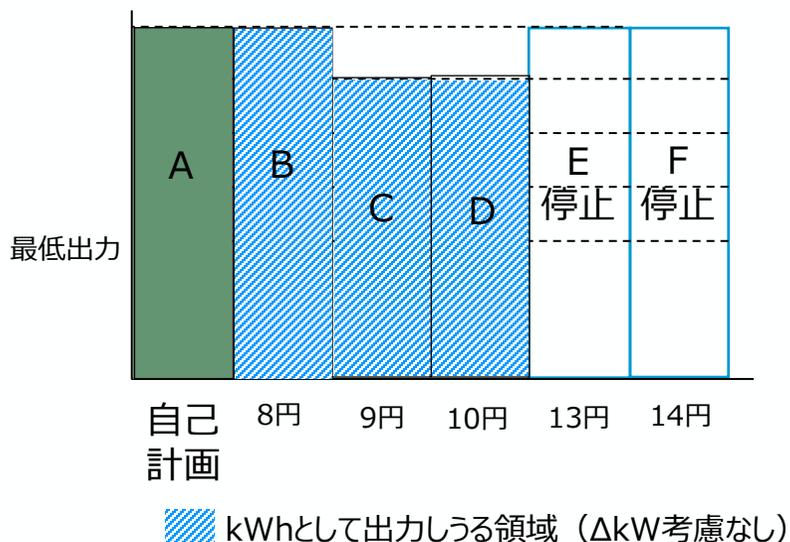
価格算定方法①：kWh価格

- 同時市場（前日市場、時間前市場）におけるkWh市場価格については、以下のとおり整理された。
 - Three-Part Offer等の電源側入札情報や需要情報等に基づいて、全体費用最小化を目的関数として、電力と調整力を同時に最適化した結果（電源態勢）のシャドウプライス（※）とし、シングルプライスで精算する。
 - ※ 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。ここでは、電源態勢全体で追加で1kWhを出力する場合の費用となり、結果として、需給均衡点の電源の限界費用と一致する（次ページ参照）。
 - したがって、kWh価格は、Three-Part 情報の中の増分費用カーブにより決定される。
 - 上記の算定方法は、起動費や最低出力費用を織り込んだ算定方法や、約定電源の中で最も高価な電源の限界費用を市場価格とする方法と比較すると市場価格が低くなると想定されること等を踏まえ、増分費用カーブには、一定程度のリスク（+10%程度）を織り込むことを可能とする。
 - また、上記の算定方法では、エリア内で系統混雑が発生すると、混雑系統と非混雑系統でkWh価格が異なりうる。この場合については、地点ごとの価格を加重平均し、エリアのkWh価格を算定する。

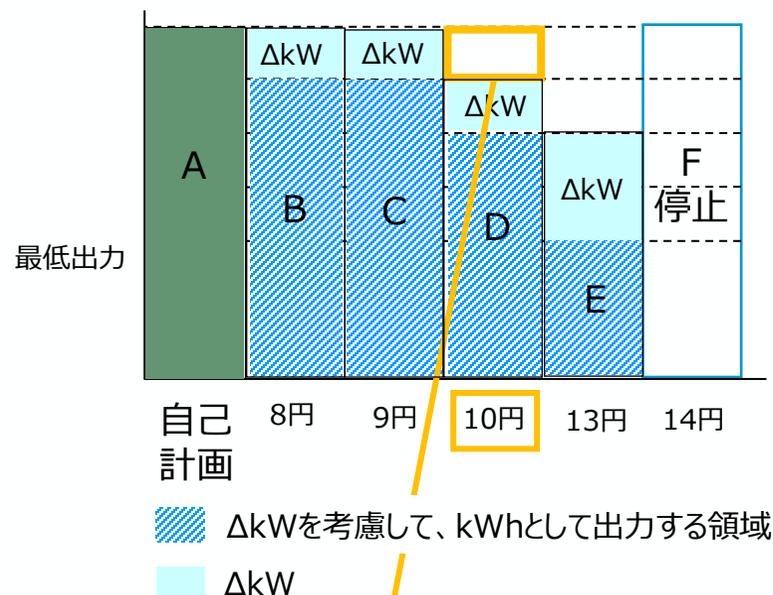
(参考) kWhの価格算定について

- 約定電源の中で最も高い費用の電源で約定価格を決定するのではなく、**電源態勢全体で追加で1 kWhを出力するときの費用**で約定価格を決定することが合理的とされた。

① kWhのみの電源ラインナップの決定イメージ



② 同時最適結果の電源ラインナップのイメージ



電源Dには出力余力が存在するため、少しだけ出力を増やす場合、電源Dの出力が増加する。そのため、電源Dの増分費用がkWhの市場価格となる。

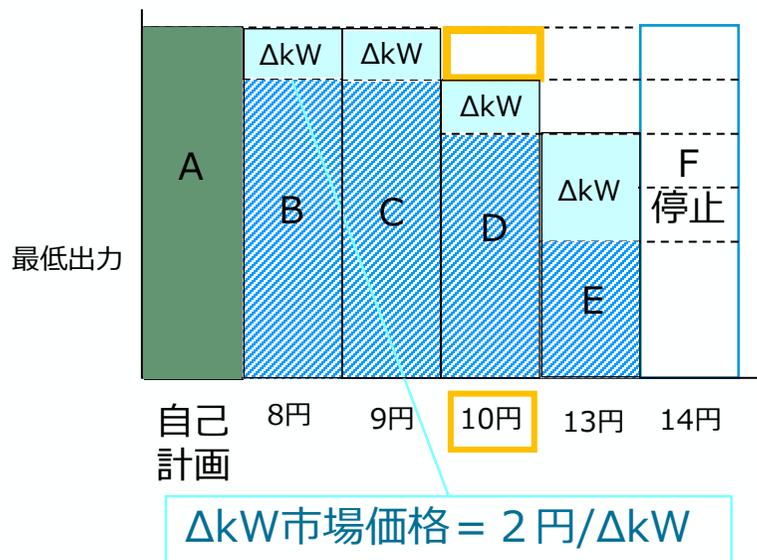
価格算定方法②： Δ kW価格

- 現行の需給調整市場においては、入札事業者が、電源の起動費、最低出力費用及び限界費用と市場価格（予想）を踏まえて入札価格（円/ Δ kW）を設定し、約定した電源についてマルチプライス精算が行われている。
- これに対し、同時市場においては、起動費、最低出力費用、限界費用（増分費用）については、事業者が入札価格を設定しなくとも、Three-Part Offerから情報が得られることから、 Δ kW価格はThree-Part 情報に基づいて自動的に算出するものとされた。
- また、同時市場では、kWh市場と Δ kW市場が同時に開催されることから、 Δ kW価格のみから起動費や最低出力費用を回収する必要はない。このため、 Δ kW価格については、調整力固有の費用、すなわち、調整力を確保するために発電余力を設けたことによる**逸失利益（kWh市場から得られなかった利益）**のみに基づいて算出することを基本的な方針とした（※）。
※ この算定方法により起動費等に取り漏れが生じた場合にはアップリフトにより補償される。
- ただし、現在の一次調整力、二次調整力に該当する応動速度の速い電源については、当該商品の需給の状況やパフォーマンス評価を踏まえて、価格算定を行うことも検討されている。
- また、上記の算定方法で適正な水準の価格となるかどうかについては、一定の検証を行ったところであるが、引き続き確認を行う。

(参考) ΔkW の価格算定について

- ΔkW 価格については、調整力を確保するために生じた逸失利益に基づいて算定し、シングルプライス精算とすることを原則とした。
- すなわち、 ΔkW として約定した分の発電可能量について、kWhの市場価格と、電源の限界費用との差額を逸失利益とし、各電源の逸失利益の中で、最も大きいものを ΔkW の市場価格とする。この方法で検証を行った結果は次ページのとおり。

同時最適結果の電源ラインナップのイメージ



- ΔkW を考慮して、kWhとして出力する領域
- ΔkW

- kWhの市場価格は電源Dの増分費用である10円/kWh
- 各電源の逸失利益は、10円とその電源の限界費用の差額
- 左図の場合では、電源Bの逸失利益が最も大きく、2円となる。この2円が ΔkW の市場価格となる。
- なお、電源Eは、調整力を確保するために起動された電源である。電源Eは、kWh価格として10円、 ΔkW 価格として2円を得られるが、限界費用が13円であり、起動費も考慮すると、発電費用の回収不足が生じる可能性が高い。取漏れが生じた場合には、その部分はアップリフトで補償される。

(参考) ΔkW価格等の試算

- 前ページの算定方法をとると、kWh価格平均に対してΔkW価格平均は0.33、kWhの年間取引総額に対してΔkWの年間取引総額は0.02となった。kWh価格を10円/kWhと仮定すると、ΔkW価格は3.3円/ΔkW、kWhの年間取引総額を5兆円とすると、1000億円に相当する。

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）		
	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					
	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					
	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	

- また、この場合、アップリフトの規模感は、kWhの年間取引総額に対して、アップリフトの年間総額が0.018となる。
- これは、kWhの年間取引総額を仮に5兆円とすると、900億円に相当する。

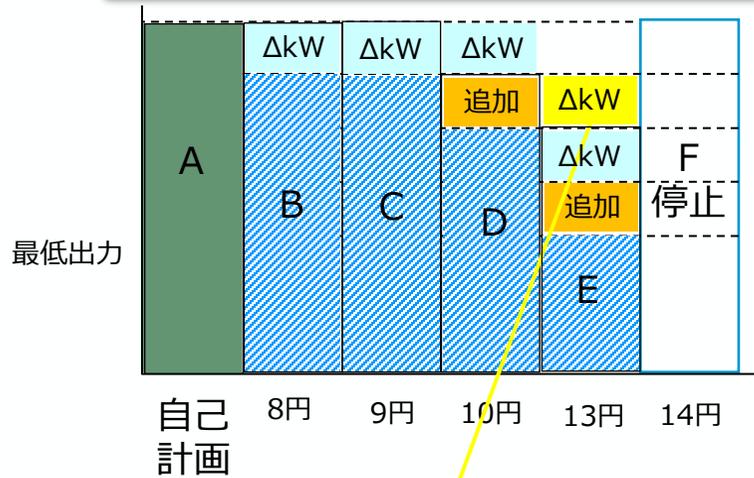
価格算定方法③：調整力kWh価格等

- 現行の需給調整市場においては、調整力kWh価格は、事業者が設定した出力上げ単価（V1単価）、出力下げ単価（V2単価）に基づいてマルチプライスで精算されている。V1単価、V2単価は、調整力供出インセンティブの観点から、限界費用に±10%のマージンを乗せて設定することが可能。
- 同時市場においては、電源の費用情報がThree-Part Offerで提供されることから、V1単価、V2単価を改めて設定する必要はない。また、実需給断面におけるkWhの価値も、前日市場や時間前市場におけるkWhと同様に、その時点における電源態勢のシャドウプライスによって評価することが合理的であると思われる。
- このため、同時市場における調整力kWh価格は、実需給における電源態勢のシャドウプライスとし、現行制度とは異なり、シングルプライスで精算する方針とされた。
- インバランス料金については、現行制度では、調整力kWhの限界価格を参照し、ひっ迫時補正等が行われる。この点は、基本的な考え方は同様とし、インバランス料金は、原則としては調整力kWh価格（同時市場ではシングルプライス）とし、ひっ迫時補正等の在り方については、同時市場の詳細設計時において検討するものとされた。

(参考) 調整力kWhの価格算定について

- 調整力kWhについても、前日市場・時間前市場のkWh価格と同様に、その時点での同時最適結果のシャドウプライスとし、シングルプライス精算とする。これにより、前日市場から実需給の運用まで、一貫したロジックで価格算定が行われることになる。
- なお、調整力kWhによる運用は、確保していた調整力 (ΔkW) を使用して、SCED (系統制約等を考慮した出力配分) により需給運用を行うものであるが、SCEDで使用するのは、調整力のうち予測誤差に対応するための部分である。時間内変動に対応する部分は確保したままとなる。

実需給断面の電源ラインナップのイメージ



調整力kWh価格 = 13円/kWh

- ΔkW を考慮して、kWhとして出力する領域
- ΔkW (時間内変動対応)
- 時間前市場で追加調達されたkWh

- 左図の場合、実需給における需給運用には、電源Eにおいて確保された調整力 (ΔkW) のうち、調整力kWhとして使用可能な部分 (黄色の ΔkW) が用いられる。
- すなわち、少しでも出力を増やす場合、電源Eの出力が増加する。そのため、電源Eの電源の増分費用が調整力kWhの市場価格となる。
- なお、実際には実需給の運用は5分単位の計算処理によって行われると想定される。このため、5分単位の調整力kWh価格を加重平均し、30分コマの調整力kWh価格とする。

- 
1. 電力市場の現在の課題
 2. 同時市場の概要と主要な仕組み
 3. 同時市場導入後の各事業者の役割

参考1 同時市場における市場価格算定

参考2 費用便益分析

参考3 実現可能性に関する検討

費用便益分析

- 検討会においては、同時市場の仕組みの具体化に係る議論の結果を踏まえ、同時市場の導入の可否の判断に資するため、費用便益分析を行い、その妥当性についての評価を行った。
- Three-Part Offerによる入札や、供給力と調整力の同時最適を市場の仕組みとして既に採用している米国でも、市場移行時には費用便益評価を実施している。こうした諸外国の評価事例も参考にしながら、費用便益項目として何が適切なのか、何が評価可能なのかを議論した上で、抽出された費用便益項目について、定量・定性の両面から、具体的な分析を行った。
- 具体的には、便益については、定量評価可能と考えられる以下の便益項目①、②に関するシミュレーションを行い、費用については、海外事例等に基づく評価を実施した。
 - **便益①（調整力確保費用の低減）**：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算定
 - **便益②（混雑処理費用の低減）**：混雑処理における電源の持替えをより安価な電源で実現できることに伴う、燃料費・CO2対策コスト低減費用を算定
 - **費用**：米ERCOTを元にした英Ofgemの算定結果（2022年）を、系統容量・物価上昇等で補正

便益①：調整力確保費用の低減

- 同時市場の導入に伴い、調整力必要量が低減する場合、調整力確保のための高価な電源の稼働が不要になることに伴い、燃料費・CO2対策コストが低減する。
- 具体的な調整力必要量の低減効果については、将来の需給調整市場における必要量14.9%に対し、同時市場への移行によって、9.0%（▲5.9%）に低減可能といった結果が得られた。
- 調整力必要量が需要比で5.9%低減される場合、高価な電源の起動が不要となることにより、燃料費・CO2対策コストは、602～737 [億円/年] 低減した。

(参考) 現在の需給調整市場(領域①)から同時市場(領域②)への必要量の変化割合 38

■ 第56回本作業会で試算した、現行の需給調整市場の必要量(領域①)と、現行の同時市場の必要量(領域②)との関係性から、必要量の変化割合は、下表のとおり「0.6」となる。
 (前日～GCまでの残余需要予測誤差の30%を確保すると整理したことから、予備力として確保する前日～GC予測誤差対応分は1,350MWとした)

対応する事象	第56回本作業会の数値を引用		③→④の試算に必要な数値
	現在の需給調整市場における必要量(①) [MW]	現在の同時市場における必要量(②) [MW]	
時間内変動(極短期成分)	600(一次)	600(同左)	0.6 =8,600(②)/ 14,200(①)
時間内変動(短期成分)	400(二次①)	400(同左)	
GC～実需給予測誤差	合計:7,100(内IR) 2,300(二次②) + 4,800(三次①)	GC～実需給の残余需要予測誤差 3,400	
前日～GC予測誤差	1,900(三次②) ※再工予予測誤差のみ	前日～GCまでの予測誤差の30% 1,350(=4,500×0.3) (前日～GCまでの予測誤差は4,500)	
電源脱落(瞬時)	2800(内IR) 1,400(一次) + 1,400(二次①)	2,800(同左)	
電源脱落(継続)	1,400	0	
必要量合計	14,200	8,600	

便益①(調整力コスト低減)の分析結果(3/3) 10

- 前頁の調整力必要量の低減効果を踏まえ、シミュレーションした分析結果を下表に示す。
- 同時市場への移行によって、調整力必要量が需要比で5.9%低減されるため、調整力確保を目的として稼働していた比較的高価な電源の稼働が不要となり、**燃料費・CO₂対策コストは602～737 [億円/年] 低減した。**

	現行(需給調整市場)	同時市場	差分
確保エリア	エリア単位	エリア単位	---
調整力必要量[%] (エリア需要比率)	14.9%	9.0%	5.9%
総燃料費[億円/年]※ (燃料費+CO ₂ 対策コスト)	38,830～47,820	38,228～47,083	602～737

※ 沖縄を除く9エリアの総燃料費の合計額

便益②：混雑処理費用の低減

- 便益②については、同時市場の導入により、混雑管理方法がエリア単位の再給電方式から SCUC・SCEDロジック（広域大での全体最適）になることに伴う燃料費・CO2対策コストの低減費用をシミュレーションした。
- 分析方法としては、再給電方式を模擬したシミュレーション結果と、SCUC・SCEDロジックを模擬した結果の燃料費・CO2対策コストの差額を便益として算定した。
- 同時市場においては、SCUC・SCEDロジックにより、再給電方式と比較して、混雑処理の持替えをより安価な電源で実現できることにより（※）、燃料費・CO2対策コストは959～1,252 [億円/年] 低減した。

※ 再給電方式では、インバランス料金への影響を避けるため、混雑処理はエリア内の電源を用いて行うこととされている。同時市場では、市場の約定結果を通じ、系統混雑を生じさせない形で、他のエリアも含め、より安価な電源が自動的に起動・出力されるため、比較した場合の費用低減効果が大きい。

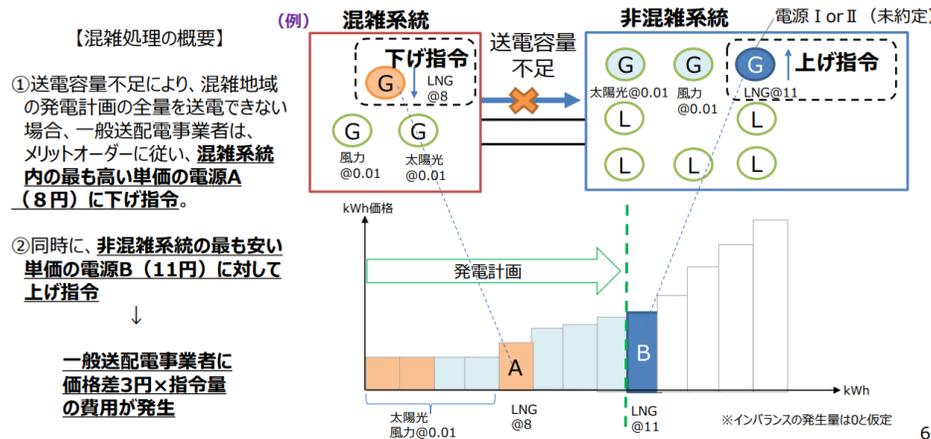
	現行の再給電方式を模擬	SCUC・SCED
模擬対象	再給電方式	同時市場
制約条件	連系線制約：再給電前の状態の潮流値 地内制約：あり	連系線制約：運用容量 地内制約：あり
総燃料費 [億円/年]（燃料費+CO2対策コスト）	39,789～49,072	38,830～47,820

(参考) 再給電費用

- 再給電においては、混雑系統の電源に下げ指令、非混雑系統の電源に上げ指令を行うため、差額が送配電事業者の負担となる。2029年度の再給電電力量は約240GWhの見通しであり、増加傾向にある。
- 同時市場では、この再給電が必要な場合が減少し、広域メリットオーダーによる混雑処理が可能となることから、混雑処理費用が大きく低減されると考えられる。

再給電方式による混雑処理のイメージ②

- 混雑処理が必要になった場合、一般送配電事業者は登録された各電源のkWh価格に基づきメリットオーダーで下げ・上げを指令。
- 混雑地域の電源については、下げ指令時のkWh価格を限界費用ベースで登録（具体的な仕組みは、需給調整市場における価格規律を踏まえつつ、今後検討）。



第55回制度設計専門会合（2021年2月5日）資料3から抜粋

2029年度における再給電電力量の見通し

24

- 全国の系統制約に伴う出力制御電力量は約310GWhであり、そのうち**再給電電力量^{※1}は約240GWhの見通し**（上げ・下げ調整の値差を2円/kWhと仮定した場合、全国で約5億円/年の再給電費用が発生する規模）。
- なお、この再給電電力量は、第60回制度設計専門会合（2021年4月27日）で一般送配電事業者により試算された2027年度の見通し（77GWh）の約3倍にあたり、算出方法や需要・供給力の見通しの違いはあるものの、**2027年度から2029年度にかけて再給電電力量（再給電費用）は増加傾向にあると考えられる**。
- この点、第32回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク推進委員会において示されている通り、再給電はあくまでも暫定的な措置であり、**できるだけ速やかに再給電費用は増加傾向にあるとされている。** よう検討を進めることが重要と考えられる。

※1 本試算では、あくまでも再給電方式（一）を試算

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
延べ混雑時間 ^{※2} (時間)	基幹系統	891	429	907	6	0	277	9	0	0	0	2,216
	ローカル系統	1,513	1,982	221	2	0	7	367	2	0	0	3,324
	(合計) ^{※3}	1,919	2,190	1,128	8	0	284	376	2	0	0	4,516
出力制御電力量 (GWh)	基幹系統	51.8	74.2	67.9	0.4	0.0	48.3	0.2	0.0	0.0	0.0	242.7
	ローカル系統	10.2	57.6	3.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	71.2
	(合計)	62.0	131.8	70.9	0.4	0.0	48.3	0.6	0.0	0.0	0.0	313.9

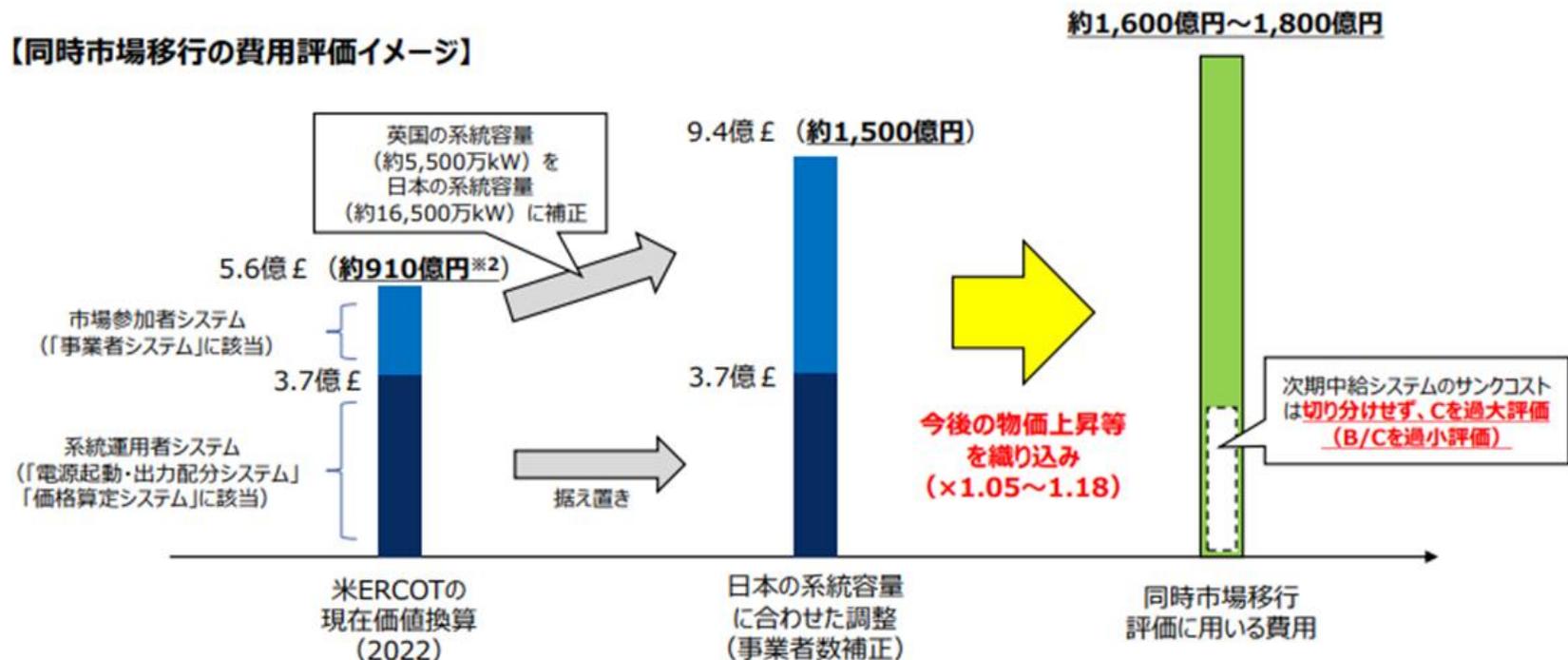
※2 全国あるいはエリアにおいて、系統制約による出力制御が発生している時間の合計値

※3 基幹系統・ローカル系統で同時に系統混雑が発生している時間は1時間とするため、必ずしも基幹系統とローカル系統の延べ混雑時間とならない

第83回広域系統整備委員会（2024年9月10日）資料3から抜粋、加工

費用評価結果

- 同時市場移行の費用については、海外事例に基づく推定値に今後の物価上昇等を織り込み、割引率、年経費率で換算し、1,389～1,562億円と評価した。
- 物価指標については、一般的に用いられる国内の消費者物価指数を用い、2022年（英Ofgemが費用便益評価した年次）の消費者物価指数からの上昇比率である1.05～1.18を今回の費用評価に用いている。



※2 為替は2022年平均値 (TTM) を使用 (162円/£)

定量的な費用便益分析のまとめ

- 定量的な便益分析（シミュレーション）結果及び定量的な費用評価結果を踏まえ、10年評価（2030年頃から10年）に換算した結果は以下の通り。
- 同時市場への結果、**費用便益分析（B/C）としては6.4～9.2**という結果が得られ、費用を大きく上回る便益が期待できるとされた。

		初年度評価 [億円]	10年評価 [億円]
便益	①調整力コスト低減	602 ~ 737	3,880 ~ 4,734
	②混雑処理費用低減	959 ~ 1,252	6,138 ~ 7,992
	合計（①+②）		10,018 ~ 12,726
費用	割引率・年経費率で換算		1,389 ~ 1,562
費用便益分析（B/C）結果			6.4 ~ 9.2

定性的な費用便益項目の整理

- 定量的な費用便益分析に加えて、定性的な費用便益項目についても整理を行い、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価や、同時市場を導入する際の留意点の示唆について検討を行った。いずれの項目も、費用便益分析を安全側にする方向、または同時市場参加者のメリットにつながるものと考えられる。

定性的な便益（1 / 2）

- **卸電力取引所の売り切れによる価格高騰の改善**
kWh市場とΔkW市場が別々に運用され、調整力を事前に確保すると、需給ひっ迫時にkWh市場が売り切れ、価格高騰が生じ得る（2020年度冬期価格高騰で発生した事象）。この点、同時市場においては、供給力と調整力を一体で取り扱うことで、このような事象の発生を抑える効果があることが期待できる。
- **需給調整市場（ΔkW市場）の売り入札不足等の改善**
kWh市場とΔkW市場を同時に開催することにより、kWh市場とΔkW市場両方への入札義務を効果的に課すことができ、現行制度における需給調整市場への売り入札不足やそれに伴う価格高騰の改善が期待できる。
- **非効率的な電源態勢（ブロック入札の限界）の改善**
Three-Part情報等の電源情報を元にしたSCUC・SCEDにより、最経済な電源稼働が期待される。定量評価には、ブロック入札よりも改善されるであろう電源態勢による効果を織り込んでいないため、その評価結果は安全側となる。
- **ブロック入札による逸失利益の改善**
Three-Part情報等の電源情報を元にしたSCUC・SCEDにより、最経済な電源稼働が期待されるため、ブロック入札を原因とする事業者の逸失利益の改善が期待される。

定性的な費用便益項目の整理（続き）

定性的な便益（2 / 2）

- **便益評価側における今後の物価上昇等の織り込み**
費用評価側で織り込んだ今後の物価上昇について、燃料費・CO2対策コストの物価上昇想定が困難であることから、便益評価では織り込んでいないことにより、その評価結果は安全側に働くと考えられる。
- **週間断面での電源の確実な起動等**
同時市場における週間断面での電源の起動・停止計画の策定により、起動に時間のかかる電源の確実な起動や、揚水発電等の効率的な運用による経済性の追求が期待できる。
- **時間前市場の流動性の向上**
今後の時間前市場設計にもよるが、前日同時市場と同様の仕組みとする場合には、より札を集約した形で流動性高く取引を行うことができると考えられるため、流動性の向上が期待される。加えて、時間前の断面においても効率的に供給力と調整力を売買することによる経済性の向上も期待される。
- **需給調整市場用の連系線利用枠の解放による電源稼働の改善**
同時市場では、 ΔkW 確保エリアを広域運用単位に拡大し、地域間連系線と地内系統を区別なく扱うことに伴い、新たな運用容量（管理）の考え方になるため、現行の連系線利用枠の取り合いは不要になる予定。
- **事務手続の低減**
同時市場の約定結果をBG計画に簡易に引用できる仕組みを導入するなど、事務手続のフローを工夫することで、事業者の手間の低減も期待できるか。

- 
1. 電力市場の現在の課題
 2. 同時市場の概要と主要な仕組み
 3. 同時市場導入後の各事業者の役割

参考1 同時市場における市場価格算定

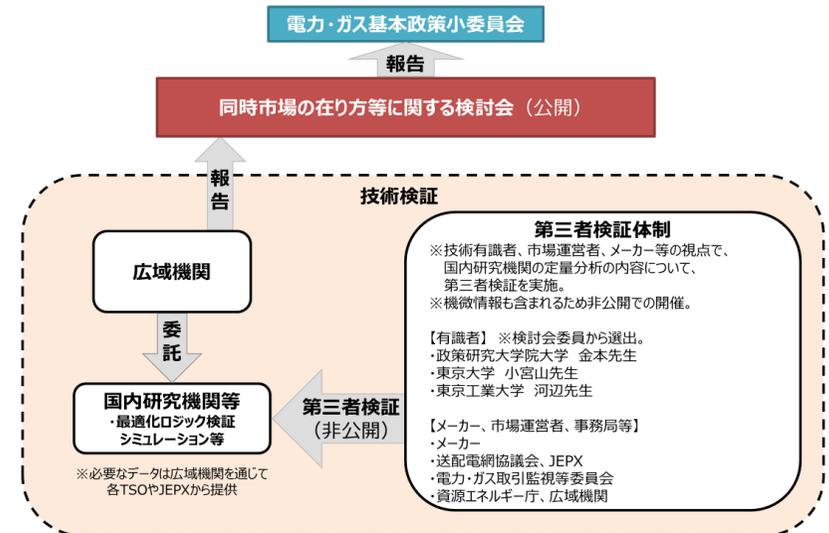
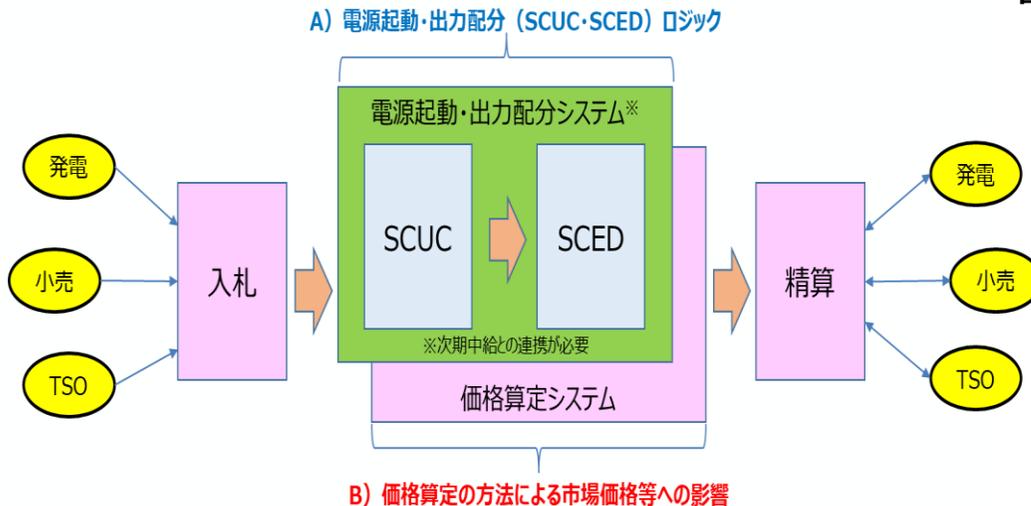
参考2 費用便益分析

参考3 実現可能性に関する検討

同時市場の導入に向けた技術検証について

- 同時市場の導入の可否を判断するには、市場における約定ロジック等の課題や実現性等について検証を行う必要があるため、**検証A**として**電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証**を、**検証B**として**価格算定の方法による市場価格等への影響の検証**を行った。
- 検証Aについては、高度な計算等を行うことが想定されたため、学識者やメーカー技術者等により構成される第三者検証体制（同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会）において事前検証を行った。

A) 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証にかかる第三者検証体制の構築



(参考) 検証Aにおける検証項目について

- 同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会で当初設定した論点は以下。各論点について、基本的なロジックを構築・実装し、動作検証を行った。

検証項目	検討状況
①基本ロジックの構築	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジックを構築・実装し、動作検証済み (完了) ・収束性向上策の検討、火力応動特性をモデル化して動作検証済み
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施 ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済 (完了)
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み (完了)
③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック (変動性再エネの出力変動への対応含む)	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札価格を考慮したロジック、三次インセンティブのロジックを構築・実装し、動作確認済（後者は今後、細分化作業会で深掘り予定） (完了)
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	<ul style="list-style-type: none"> ・電源差替を小規模システムモデルで模擬し、動作検証を実施 (完了)
⑤システム制約の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・厳密なロジック（制約条件）による対応は困難な見込み (完了) ・適切なフリンジ（マージン）を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆を得た（今後、運用容量等作業会で深掘り予定）
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	<ul style="list-style-type: none"> ・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理 (一旦完了) （今後、制度論として将来の日本での導入可否を深掘り予定）
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施 (完了) ・時間前同時市場に関する更なる検証（一部固定化等）も今後精査

各国・地域における導入状況

- 各国・地域における、電力（kWh）と調整力（ΔkW）の同時最適化の対応状況は以下。
- 米国電力市場では、PJMに限らず複数の独立系統運用機関（ISO/RTO）において、**Three-Part Offer**等の入札情報に基づき、**市場約定を通じて電源態勢を最適化する仕組みが導入済み**であるほか、欧州エネルギー規制機関間協力庁（ACER）においても、前日市場における電力と調整力の同時最適化に向けた費用便益等の検討が進められている。

電力市場の全体像（各国整理）*1

	米国（PJM）	英国	アイルランド	ドイツ	日本
kWh電源とΔkW電源の同時最適運用（起動停止）	あり	なし	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ）	なし	なし
	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は同一市場、SCUCで最適化	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別	balancing市場は全電源が参加、SCUCで最適化	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別	エネルギー市場と調整力ΔkW市場は別
kWh電源とΔkW電源の同時最適運用（給電指令）	あり	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ）	あり （混雑管理とGC後の需給調整のみ）	なし	なし
	エネルギー市場と調整力kWh市場は同一市場、SCEDで最適化	大型の電源はbalancingメカニズムに参加	balancing市場は全電源が参加、SCEDで最適化	-	-
需給調整と混雑管理の関係	同時に実施（SCUC、SCED）	同時に実施（balancingメカニズム）	同時に実施（SCUC、SCED）	別で実施*2	別で実施*2
その他の特徴	-	調整力ΔkW市場以外に、公募でΔkWを調達	-	<ul style="list-style-type: none"> 実需給の5分前まで、時間前市場取引でインバランスの解消を図っている balancing市場で約定されなかった電源は、時間前市場に参加可能 	調整力ΔkW市場以外に、公募でΔkWを調達