資料４

電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の中間取りまとめについて

２０２４年８月１９日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

はじめに

■ 第2回本検討会（2023年9月20日）において、「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（以下「技術検証会」という。）」を設置したこと、また、同時市場に関するロジック技術検証（検証A）の進め方、ならびに具体的な技術検証項目（アウトプットの評価方法やロジックのカスタマイズ等）について、報告を行った。

■ その後、以下の技術検証会ならびに本検討会において、検証状況の進捗報告を行った。

- 第2回技術検証会（2023年11月13日）と第4回本検討会（2023年11月27日）
- 第3回技術検証会（2024年1月25日）と第6回本検討会（2024年2月5日）
- 第4回技術検証会（2024年3月25日）と第8回本検討会（2024年4月19日）
- 第5回技術検証会（2024年5月29日）と第10回本検討会（2024年6月19日）
- 第6回技術検証会（2024年8月2日）と第11回本検討会（2024年8月19日）

■ 本検討会では、約1年程度での取りまとめを目指していたことから、電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）に関する内容についても中間とりまとめを行う。

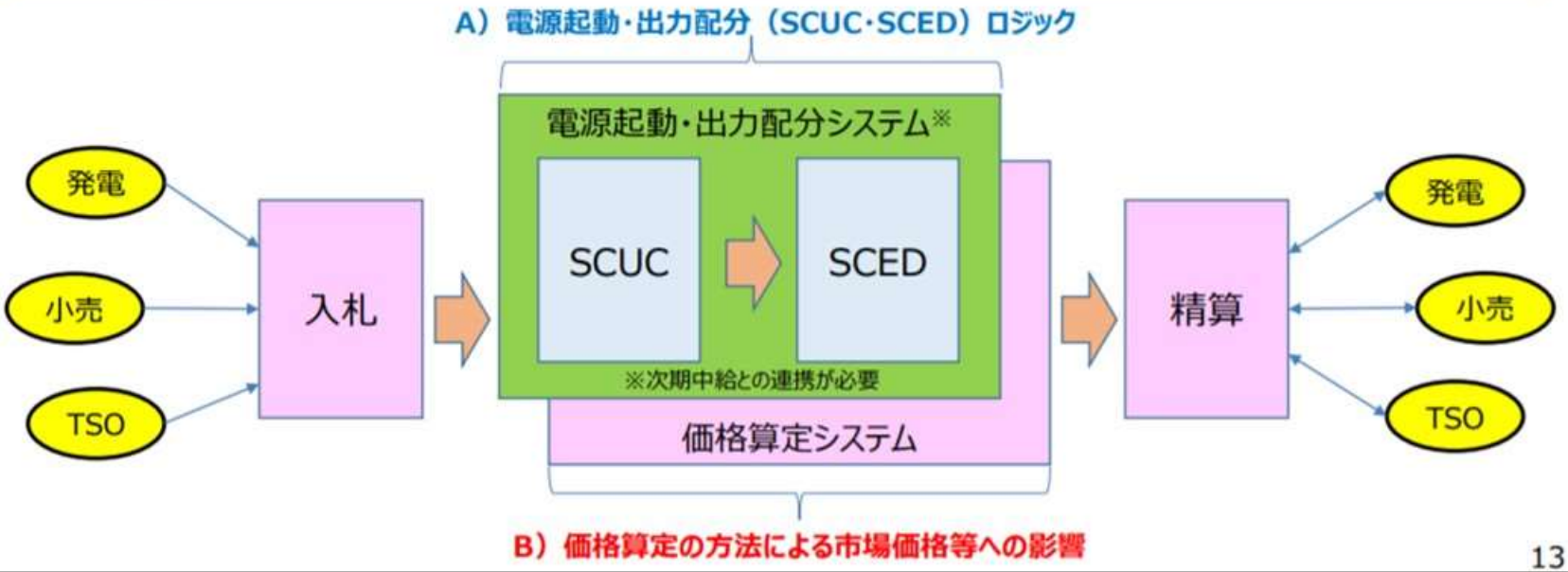
約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

A) 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック

B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

※SCUC：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように起動停止計画を策定すること。Security Constrained Unit Commitmentの略。
※SCED：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。Security Constrained Economic Dispatchの略。



13

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

今後のスケジュール（案）

- １年間程度での取りまとめを目指して、約定ロジックの検証や費用便益分析、それらを基にした検討会での議論を実施。

10

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

目次

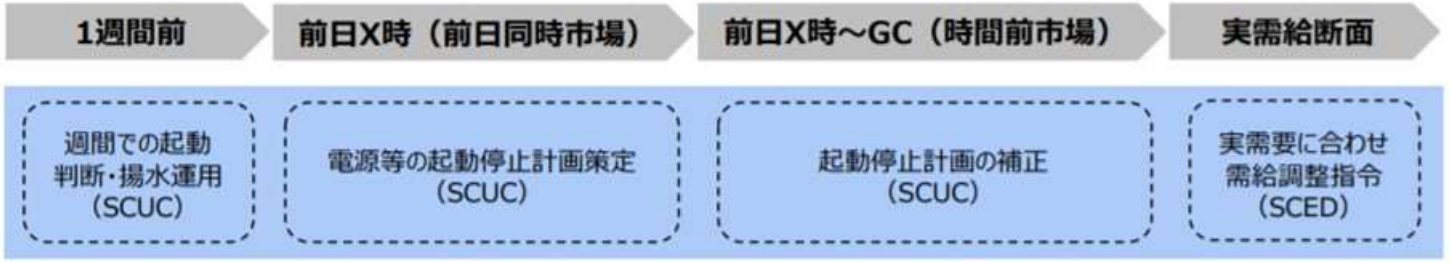
１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

A）電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証

- 本検証における主な論点や考慮事項（資料６を参照）としては以下のようなものが考えられる。
- また、ロジック検証においては、相当程度に高度な計算を行うことが想定されるため、次ページのとおり、**第三者検証体制を組み、検討会実施前にロジックの実現性や妥当性について、事前検証を行ってはどうか**。



<主な論点や考慮事項（例）>

- **買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック※**
- 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
- ΔkWも目的関数に含めたSCUC・SCEDロジック
- 調整力の定義（細分化の程度）や取扱い（確保タイミング等）
- 変動性再エネの出力変動への対応
- セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
- 系統制約の取扱い

※どの論点も重要であるが、この点は現行のTSOが予測した価格弾力性の無い需要に対するSCUC・SCEDロジックとは大きく異なる点であり、特に留意が必要であると考えられる。

14

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

技術検証会における検証内容（２／３）

起動費等の回収方法（本検証項目の建付け）

62

- 市場価格においては、起動費や最低出力費用に関する回収漏れの論点が存在し（詳細後述）、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）の中でも、Uplift（回収漏れ費用の補填）の多寡について算出する予定。
- その上で、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※）の改良が必要になると考えられる。
- そのため、検証Bと並行して、検証A（電源起動・出力配分ロジックの検証）においても、起動費等の回収方法について検証・議論を進めていくこととしたい。

※ 電源起動・出力配分そのものではないが、価格算定においてもSCUC・SCED結果を元に、目的関数値の増減（シャドウプライス）を見ることがあるため。

B）価格算定の方法による市場価格等への影響の検証

- 作業部会においては、価格算定について、起動費や最低出力費用、ΔkW等の取扱い方法について、複数の案を提示していたところ。
- 本検証においては、広域機関が中心となり、限界費用や平均費用での価格算定、ΔkWを考慮した価格算定等、複数の価格算定を実施し、**算出された市場価格の平均値やボラティリティなどを計測した上で、比較検証を行うこととしてはどうか**。
- 加えて、起動費や最低出力費用については、回収漏れの論点も存在。米国の電力市場においては、Uplift という形で、回収漏れ費用を補填しているが、この回収漏れ費用がどの程度発生するかは、価格算定方法の決定において重要な考慮要素と考えられる。そのため、**回収漏れ費用の多寡についても検証を行ってはどうか**。

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

技術検証会における検証内容（３／３）

同時市場における時間前同時市場について（２／２）

48

■ 時間前市場に対する基本的な方針として、「時間前同時市場の導入を第一目標」としつつ、都度SCUC・SCEDの計算をするシステム設計のハードル（実現性）の高さも示されているところ、時間前同時市場の開場時間や頻度等の仕組みの詳細については、そもそも時間前同時市場のロジックが技術的にどの程度実現できるかにも依存するため、ロジック技術検証（検証A）においても技術的な検証を行うこととしたい。

時間前市場の設計に関する基本的な方針

- 第２回検討会（2023年9月20日）において、事務局から時間前市場の設計として、以下２つのイメージを提示していたところ、後者に対する賛成の意見が多かったところ。
  - 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
  - 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（以下「時間前同時市場」という。）
- 一方、北米や欧州の市場において、時間前の断面で、kWhとΔkWの同時約定を行いつつ取引の決済を複数回行う、②のような仕組みを採用した例は見当たらない。実際、前日同時市場の後、実需給に近づいていく中で、都度SCUC・SCEDの計算をしつつ、適切に決済を行い、適切な価格シグナルを発して適切な市場参加者の行動を促す仕組みを導入することは、制度設計・システム設計のハードルが高いことも事実。
- これを踏まえ、**時間前市場の設計に関する基本的な方針としては、「時間前同時市場の導入を第一目標としつつ、実現性に乏しい場合は、現行の時間前市場と同様にザラバ中心の取引を行う市場を導入する」としてはどうか**。
- 以下のスライドでは、時間前同時市場を導入することを念頭に置いた場合の制度設計について御議論いただきたい。

10

電力広域的運営推進機関 OCCTO

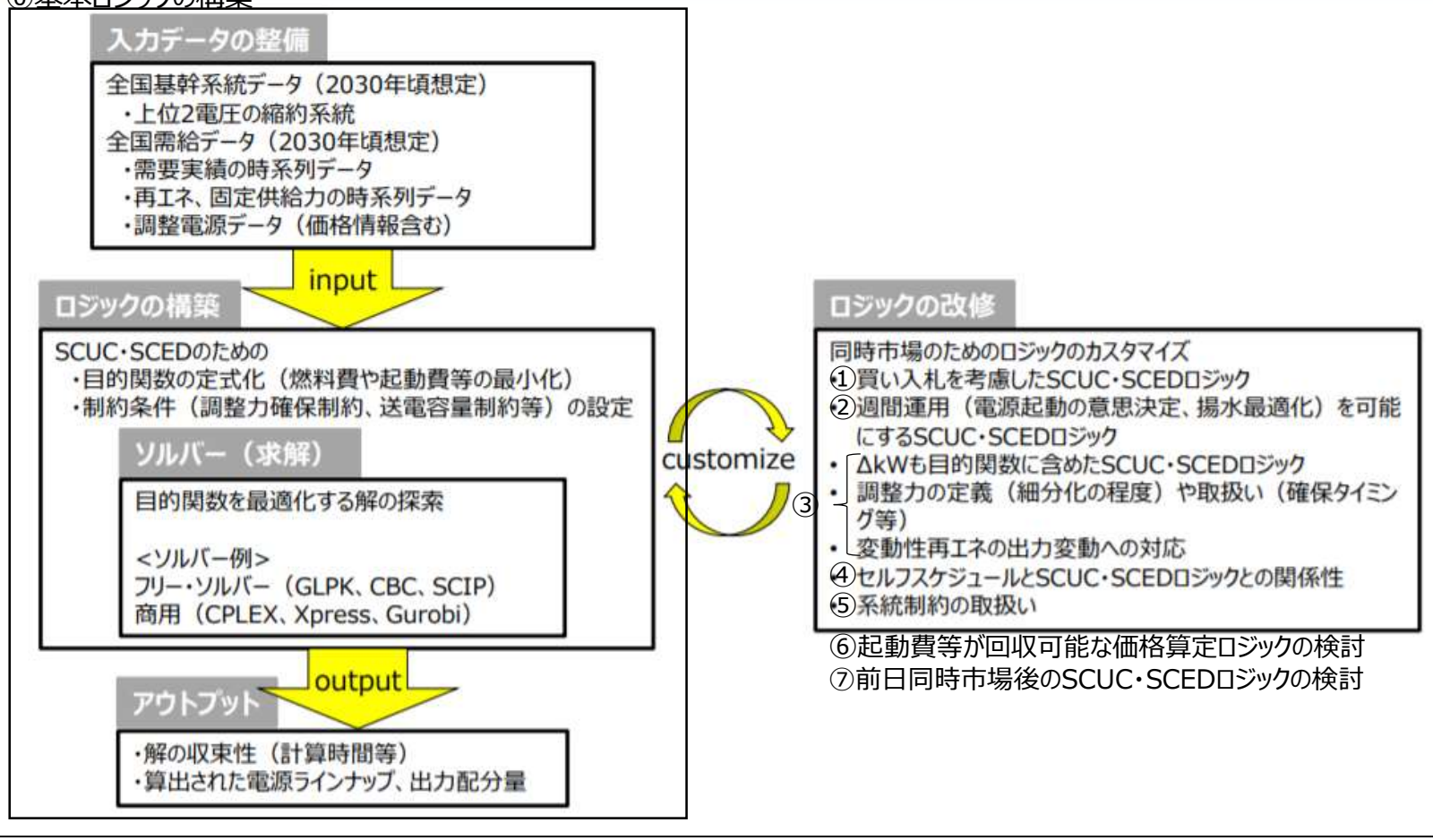
出所）第9回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年5月22日）資料4をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/009_04_00.pdf

出所）第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料4をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/010_04_00.pdf

ロジック技術検証の具体的なイメージ（全体像）

（参考）Aの検証の具体的なイメージ（全体像）

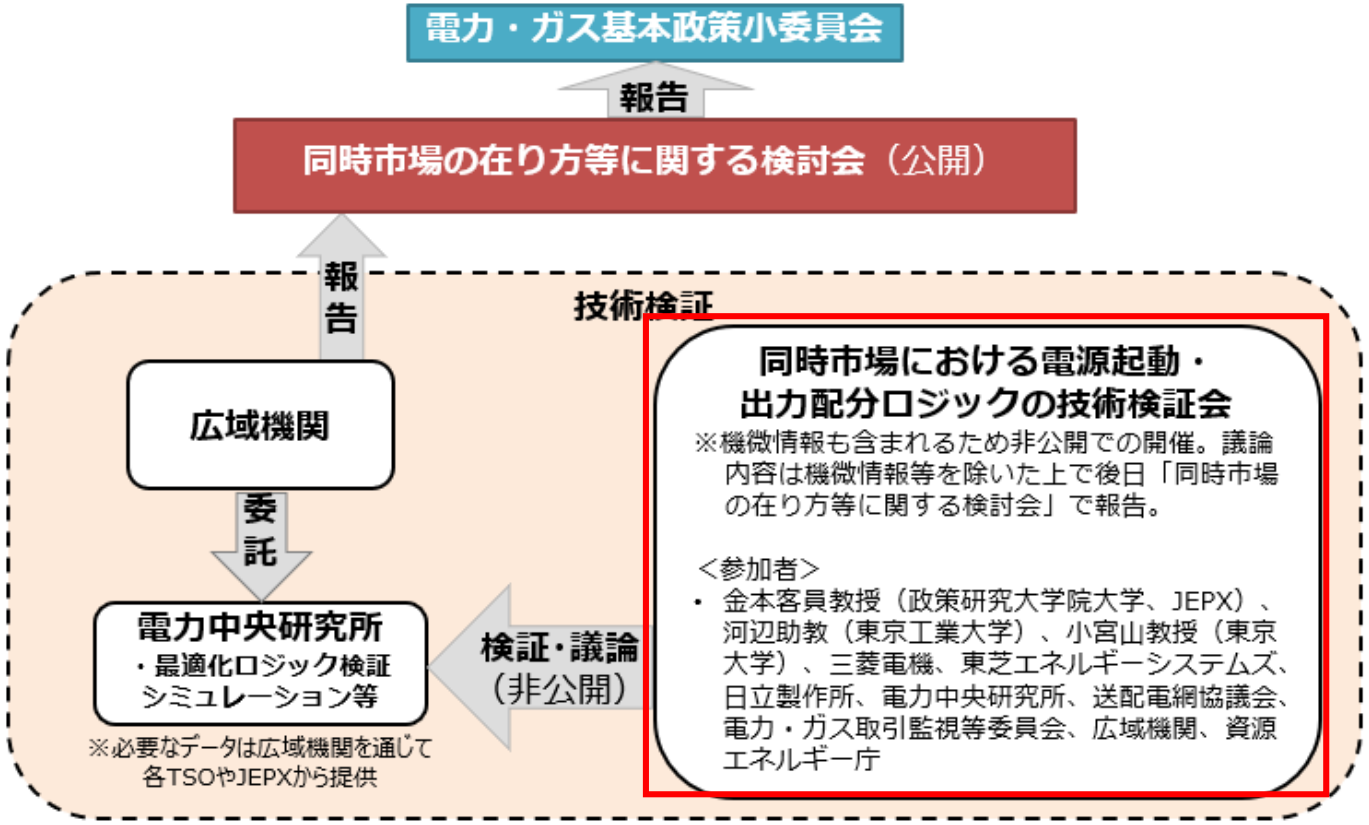
- 全国の需給・系統データの模擬（2030年頃の将来想定）を行い、長期に亘り活用が見込まれる同時市場の最適化ロジックとしての実現性・妥当性を検証。



出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

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）の設置　8

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



電力広域的運営推進機関 OCCTO

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋（一部修正）
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

（参考）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　参加者名簿

※敬称略

金本　良嗣	政策研究大学院大学　客員教授、一般社団法人日本卸電力取引所　理事長
河辺　賢一	東京工業大学　工学院　電気電子系　助教
小宮山　涼一	東京大学大学院工学系研究科　教授
マルミローリ　マルタ	三菱電機株式会社　電力システム製作所　電力デジタルエナジーシステム開発部長（2024年3月まで）
広瀬　公一	三菱電機株式会社 電力システム製作所 電力ICT システム部　次長（2024年4月から）
南　裕二	東芝エネルギーシステムズ株式会社　技師長
荒木　健介	日立製作所　電力エネルギー営業本部　エネルギー第１営業部　担当部長（2024年3月まで）
佐藤　康生	株式会社日立製作所　制御プラットフォーム統括本部　エネルギー事業企画センタ　センタ長（2024年4月から）
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
花井　悠二	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　上席研究員
伊佐治　圭介	送配電網協議会　電力技術部　部長
鍋島　学	電力・ガス取引監視等委員会　ネットワーク事業監視課長（2024年6月まで）
黒田　嘉彰	電力・ガス取引監視等委員会　ネットワーク事業監視課長（2024年7月から）
大山　力	電力広域的運営推進機関　理事長
下根　孝章	電力広域的運営推進機関　企画部マネージャー
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
五十嵐　康博	資源エネルギー庁　電力・ガス事業部　政策課　電力・ガス事業戦略専門官
二宮　翔平	資源エネルギー庁　電力・ガス事業部　電力産業・市場室　室長補佐（2024年6月まで）
杉原　裕子	資源エネルギー庁　電力・ガス事業部　電力産業・市場室　室長補佐（2024年7月から）
榊　裕太	資源エネルギー庁　電力・ガス事業部　電力基盤整備課　課長補佐
川口　広城	資源エネルギー庁　電力・ガス事業部　電力基盤整備課　係長

目次

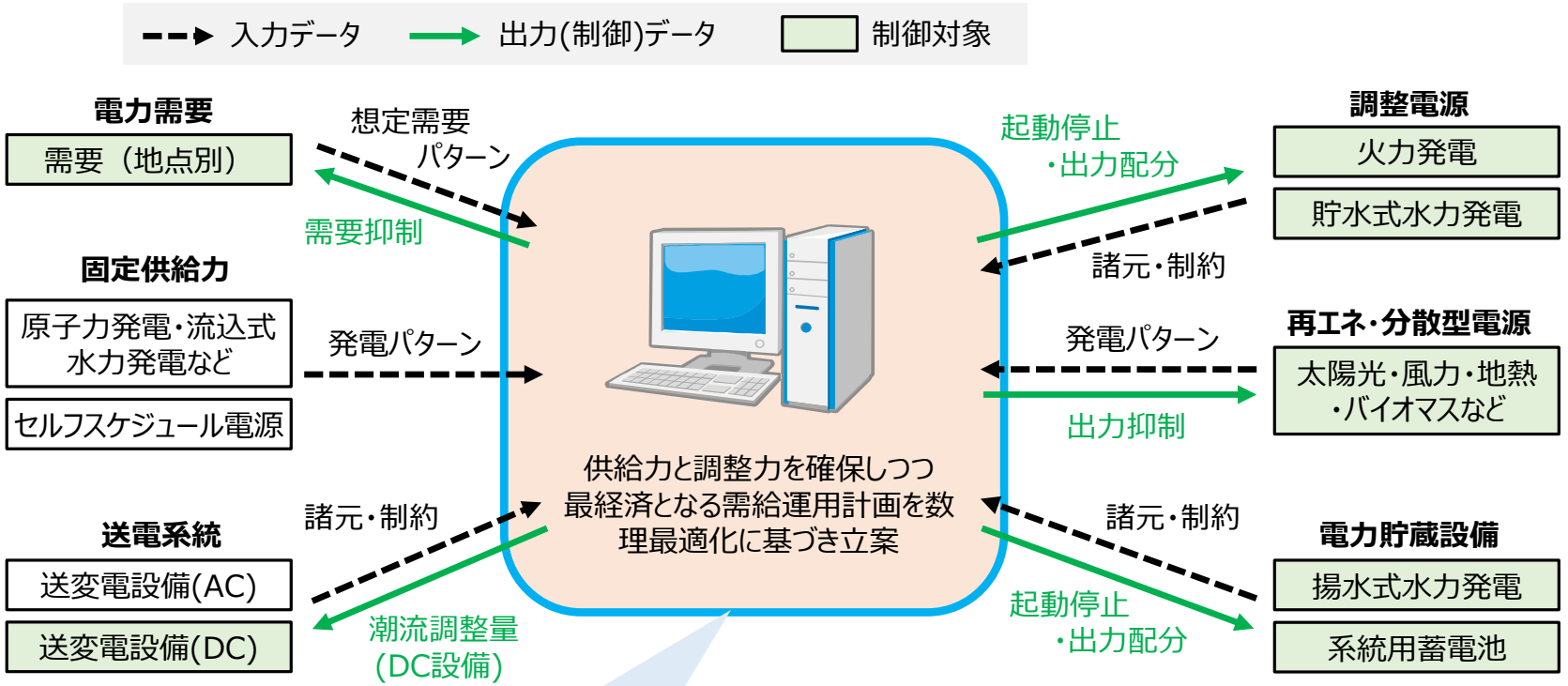
１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

入力データの整備・基本ロジックの構築

- 検証に用いる入力データについて、2030年頃の系統・需要・再エネ・電源等を想定して整備を行った。
- 基本ロジックについては、系統混雑を考慮した発電コスト最小となる電源スケジュールを全国一括で算定することが可能な、電中研SCUCツールをベースモデルとして構築した。



①電源起動停止計画(UC)
・電源運用の制約を考慮し，対象期間での系統全体の発電コストが最小となる電源運用を算出

②電力潮流計算
・①の需給データを用いて，送変電設備（AC・DC）の有効電力潮流
・過負荷量を算出

③系統運用制約付きUC
・①に系統運用の制約とペナルティコストを加味し，電源運用・有効電力潮流・過負荷量を算出

（参考）基本ロジックの入力データ（系統データ・需給データ）

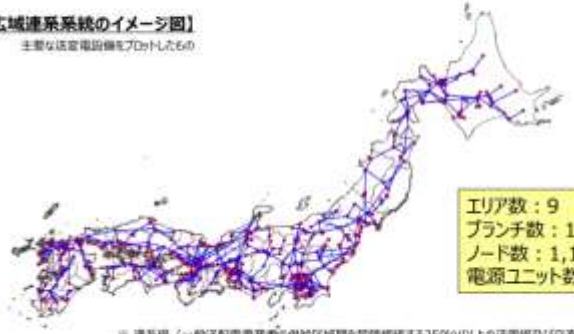
入力データの整備について（1／4）

11

- 第2回本検討会で示した考え方や頂いたご意見等を踏まえて、入力データの整備を行った。
- 全国基幹系統データについては、2030年頃（2021年度供給計画最終年度）における広域連系系統を模擬（主要な箇所）し、地域間連系線および地内の主要送電線における系統混雑を考慮している。

【広域連系系統のイメージ図】

主要な送変電設備をプロットしたもの



エリア数：9
ブランチ数：1,384
ノード数：1,191
電源ユニット数：1,750

※ 連系線（一般送配電事業者の供給区域間を常時接続する250kV以上の送電線及び交直変換設備）
地内基幹送電線（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）の送電線）
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）の母線
最上位電圧から2階級を連系する変圧器（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは対象外）

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

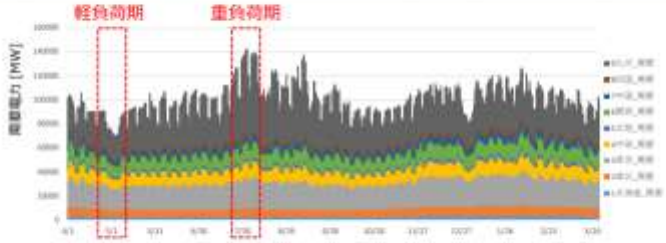
入力データの整備について（2／4）

12

- 需要データについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の想定需要（kWh）を元に、2019年実績の需要カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。（最大需要は約143GW）
- ロジックの傾向を見るために、まずもって軽負荷期（春期），重負荷期（夏期）の2つの期間に着目し、それぞれの1週間（168断面）を対象期間として検証シミュレーションを実施することとした。

	1 北海道	2 東北	3 東京	4 中部	5 北陸	6 関西	7 中国	8 四国	9 九州	総需要
最大需要	4,519	12,679	48,536	22,484	4,564	24,660	9,433	4,387	13,776	143,156
最低需要	1,995	5,441	17,373	7,724	1,736	8,909	3,840	1,602	5,542	55,477

単位 [MW]



【春期】2030年4月27日（土）～2030年5月3日（金）
【夏期】2030年7月27日（土）～2030年8月2日（金）

出所）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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/004_04_00.pdf

入力データの整備について（3／4）

14

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

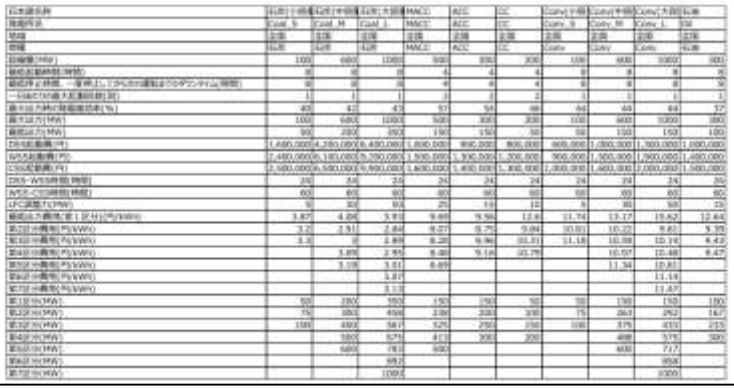
電源（設備量）	9エリア合計（MW）
太陽光	116,879
陸上風力	17,881
洋上風力	5,701
地熱	1,499
水力	23,956
バイオ	7,906
原子力	37,376
揚水	26,744
石炭	51,964
LNG（MACC）	37,934
LNG（ACC）	20,865
LNG（CC）	10,328
LNG（Conv）	16,155
石油	6,847

出所）2030年度における再エネ導入の見通し（関連資料）（2021年10月22日）より抜粋
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_01.pdf

入力データの整備について（4／4）

15

- 調整電源データ（火力・揚水）については、2030年頃（2021年度供給計画最終年度）の想定設備量に対し、燃料特性や起動費等の特定を防ぐため、燃種毎にいくつかの出力帯毎に平均化した諸元で模擬している。
- 一方、調整電源の諸元平均化については、計算収束性の観点や、現実に即した確からしさの観点から、平均化し過ぎない（丸め過ぎない）ことも大切であることから、石炭やConv等、小容量機（100MW以下）から大容量機（1000MW）に亘る多様な設備量がある燃種については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。



基本ロジックの検証について（１／２）

- 前述の入力データを整備した「広域連系系統モデル」に対し、電中研が構築した基本的なSCUC・SCEDロジック（基本ロジック）がどのような挙動（応動）を示すのか検証・評価を行った。
- SCUC・SCEDロジックによる最適化計算結果（アウトプット）の具体的な評価方法は以下のとおり。
  - 最適化には、商用ソルバー（Gurobi Optimizer）を利用
  - 計算打ち切り時間を「7200秒（2時間）」に設定し、最適化ロジックの実現性（計算時間）を確認

    ⇒電中研が所有する汎用PCスペックによる演算のため、計算打ち切り時間自体に絶対的な意味はなく、あくまでも今後のカスタマイズモデル評価のための相対的な目安
  - 計算精度目標を「双対ギャップ0.1～0.3%」に設定し、最適化ロジックの妥当性（最適解への収束性）を確認

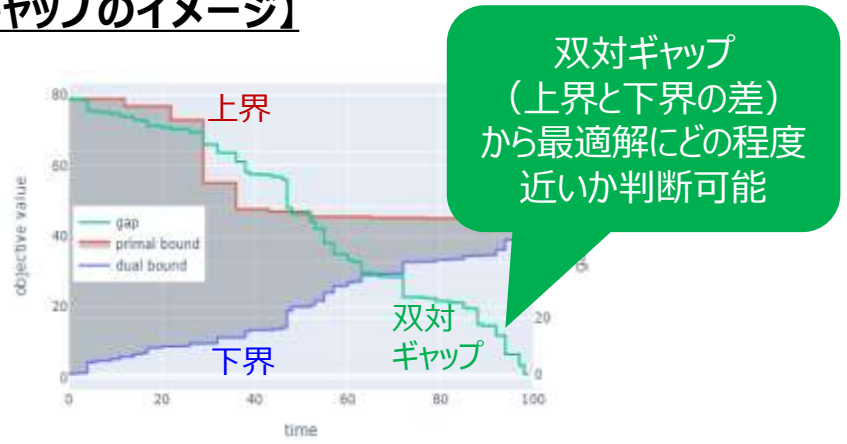
    ⇒最適化ロジックの収束性を評価する指標として、解探索過程における双対ギャップ（MIP Gap）を用いる

    ⇒0.1～0.3%という数値は仮値であり、今後、この数値の妥当性も議論の対象になりうる
  - 合わせて、全体の需給バランス（電源ラインナップや出力配分量）も確認することで、運用上の妥当性も評価

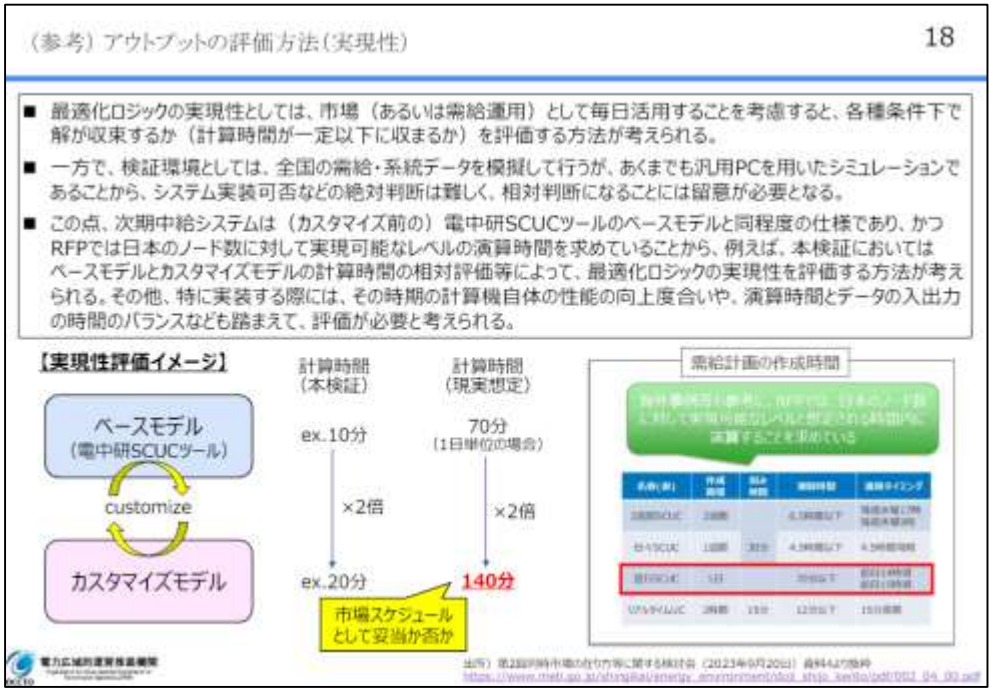
【電中研が所有する汎用PCスペック】

OS：
Windows 10 Pro
実装RAM：
128 GB
CPU：
AMD Ryzen 7 7700X 8-Core Processor 4.50 GHz

【双対ギャップのイメージ】



（参考）アウトプットの評価方法

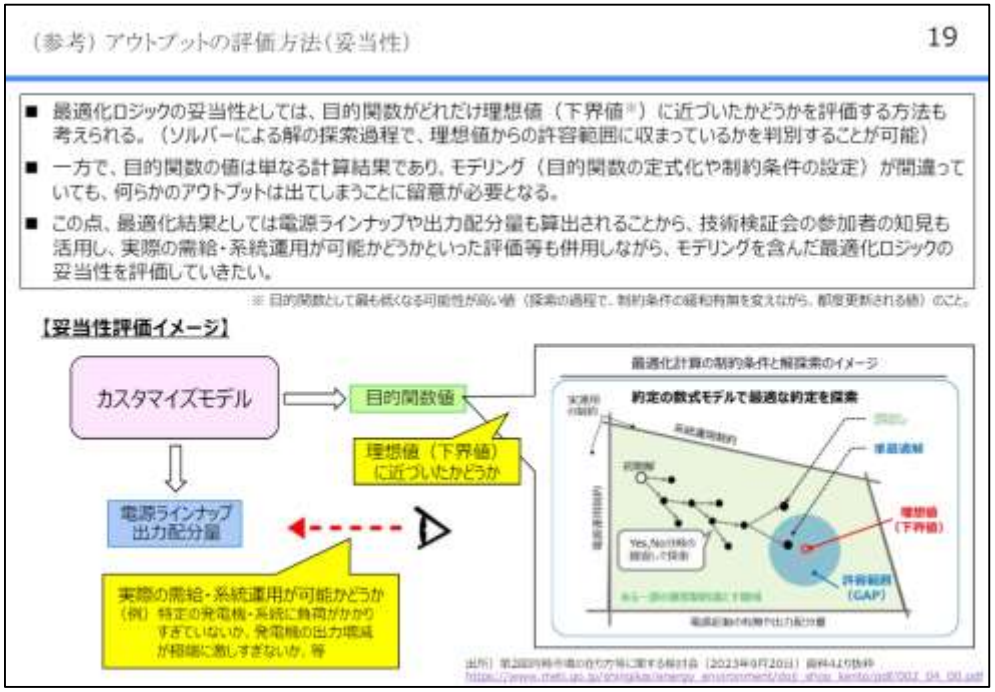


（参考）アウトプットの評価方法（実現性） 18

- 最適化ロジックの実現性としては、市場（あるいは需給運用）として毎日活用することを考慮すると、各種条件下で解が収束するか（計算時間が一定以下に収まるか）を評価する方法が考えられる。
- 一方で、検証環境としては、全国の需給・系統データを模擬して行うが、あくまでも汎用PCを用いたシミュレーションであることから、システム実装可否などの絶対判断は難しく、相対判断になることには留意が必要となる。
- この点、次期中給システムは（カスタマイズ前の）電中研SCUCツールのベースモデルと同程度の仕様であり、かつRFPでは日本のノード数に対して実現可能なレベルの演算時間を求めていることから、例えば、本検証においてはベースモデルとカスタマイズモデルの計算時間の相対評価等によって、最適化ロジックの実現性を評価する方法が考えられる。その他、特に実装する際には、その時期の計算機自体の性能の向上度合いや、演算時間とデータの入出力の時間のバランスなども踏まえて、評価が必要と考えられる。

【実現性評価イメージ】

出所）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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/004_04_00.pdf



（参考）アウトプットの評価方法（妥当性） 19

- 最適化ロジックの妥当性としては、目的関数がどれだけ理想値（下界値※）に近づいたかどうかを評価する方法も考えられる。（ソルバーによる解の探索過程で、理想値からの許容範囲に収まっているかを判別することが可能）
- 一方で、目的関数の値は単なる計算結果であり、モデリング（目的関数の定式化や制約条件の設定）が間違っていても、何らかのアウトプットは出てしまうことに留意が必要となる。
- この点、最適化結果としては電源ラインナップや出力配分量も算出されることから、技術検証会の参加者の知見も活用し、実際の需給・系統運用が可能かどうかといった評価等も併用しながら、モデリングを含んだ最適化ロジックの妥当性を評価していきたい。

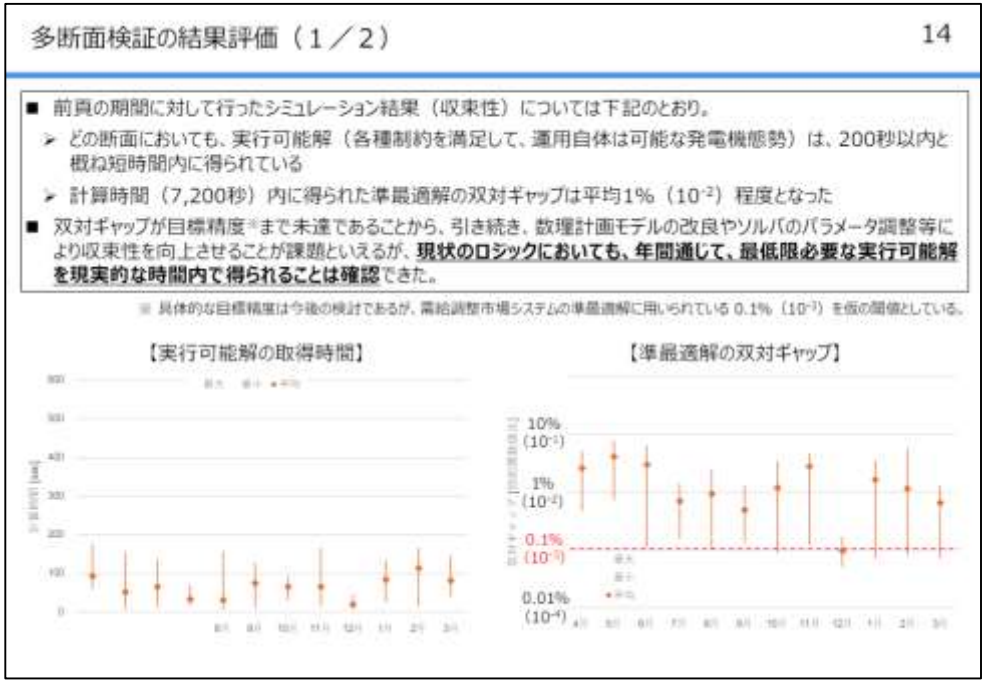
※ 目的関数として最も低くなる可能性が高い値（探索の過程で、制約条件の緩和有無を変えながら、都度更新される値）のこと。

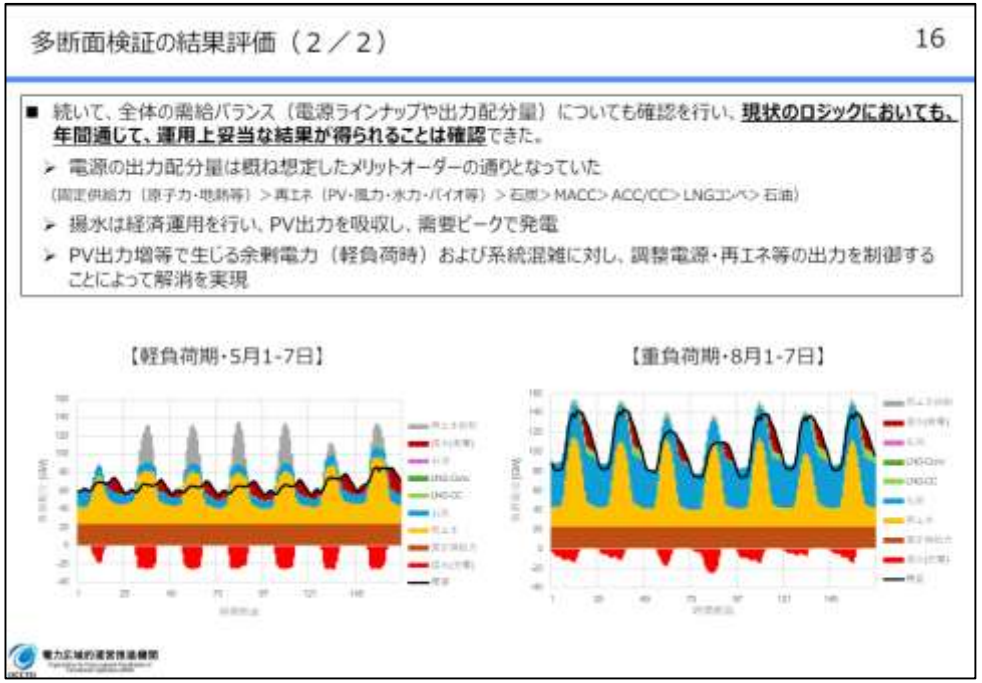
【妥当性評価イメージ】

出所）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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/004_04_00.pdf

基本ロジックの検証について（２／２）

- 検証結果として、双対ギャップが目標精度まで未達であることから、引き続き、数理計画モデルの改良やソルバのパラメータ調整等により収束性を向上させることが課題といえるが、**現状のロジックにおいても、年間通じて、最低限必要な実行可能解を現実的な時間内で得られることは確認**できた。
- また、全体の需給バランス（電源ラインナップや出力配分量）についても確認を行い、**現状のロジックにおいても、年間通じて、運用上妥当な結果が得られることは確認**できた。

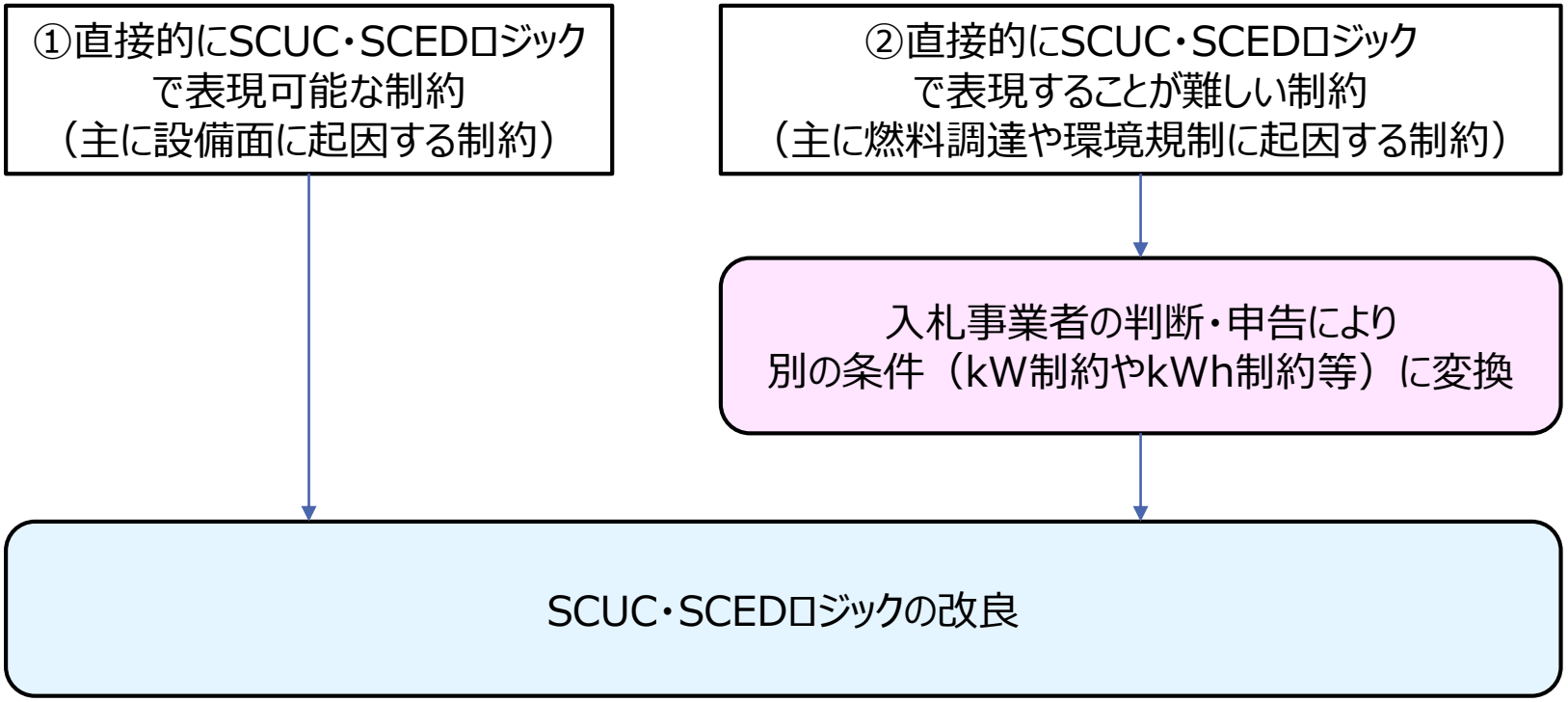




出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

同時市場における電源運用制約について（１／３）

- 一方、発電事業者が所有する電源には、燃料調達・設備面に起因する制約等、様々な電源運用制約が存在し、そうした電源運用実態も踏まえつつ、最適な仕組みの検討が求められていることから、電源運用制約としてどのようなものが存在するかを考慮の上、追加の技術開発・検証要素等を整理した。
- 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックと関係する電源運用制約への対応としては、「①制約を直接的にロジックに組み込むという方法（設備面に起因する制約に多いと考えられる。）」と、「②燃料調達や環境規制など個別性が強い制約で事業者により制約がケースバイケースであり、直接的にロジックに組み込むことが難しい場合、入札事業者の判断・申告により、制約を別の条件（kW制約やkWh制約等）に変換した上で、その条件をロジックに組み込むといった間接的な方法」が検討された。



■ 事業者オブザーバからは、燃料調達に起因する制約、設備面に起因する制約等、様々な電源運用制約が存在し、そうした電源運用の実態も踏まえつつ、最適な仕組みの検討が必要とのご指摘を頂いているところ。

（同時市場の在り方等に関する検討会 議事録抜粋）

■ 関西電力　斎藤オブザーバ（第1回）

我が国は米国とは事情が異なりまして、化石燃料のほぼ全てを輸入に頼ってございます。そういったことから、調達までのリードタイムがあるため、燃料消費に起因する運用制約が生じやすいことが考えられます。ほかにも、例えば、設備面では、同一発電所における複数の発電機を同時に起動できないケースがあるなど、発電事業者は様々な運用制約の下で電源を運用している実態がございます。こうした発電事業者の電源運用の実態を踏まえつつ、最適な仕組みを検討いただければと思います。

■ enechain　野澤オブザーバ（第2回）

通常、発電事業者さんって、日々変わりゆく需給であったりとか、あと市況ですね、これ市況というのはグローバルの燃料の市況とかになるのですけれども、ある意味日本の需給と全く関係のない動きをする、その両方を睨みながら、いわゆるこの燃料の貯蔵設備の制約であったりとか、発電設備のオペレーション上の制約というのをみながら、かつ、燃料調達の契約で、これは相手もある話なんですが、コマーシャル上の制約というのも考慮して燃料調達、配船、そして裏でヘッジ取引というのは、これデリバティブ中心にやっているというような実態があります。

■ JERA　東谷オブザーバ（第2回）

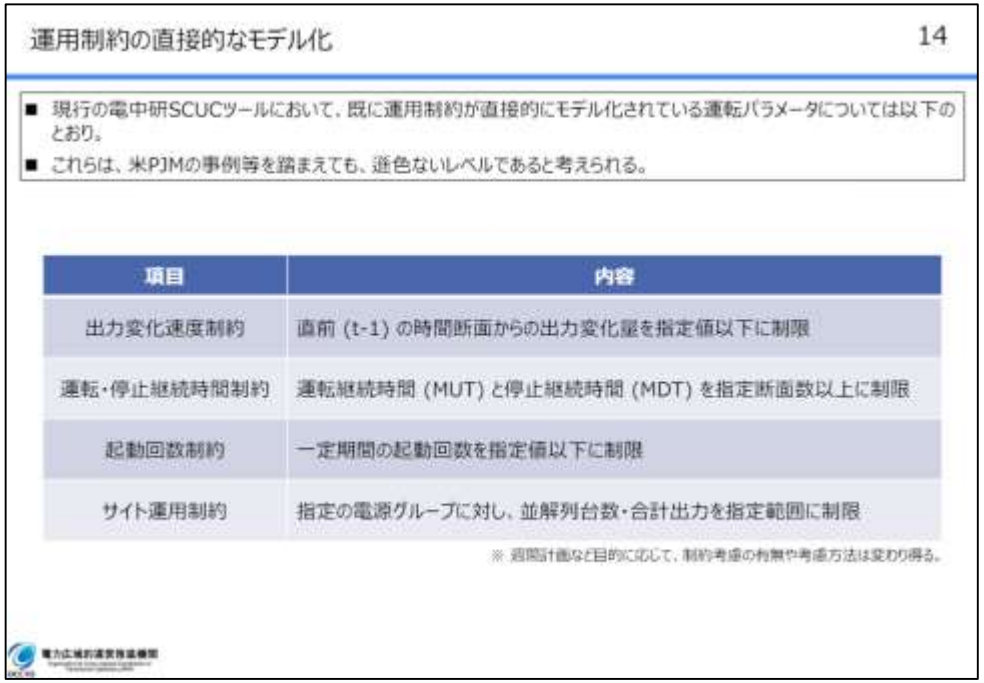
我々発電事業者は、燃料運用や設備運用において、平常時やトラブル時などの様々な制約を加味しながら、1日ないしは、週間断面だけではなくて、年間などの長いスパンでも安定供給の確保を前提としつつ、最経済となるような運用に努めております。このような運用制約をすべて特定して、かつ、市場の約定ロジックに組み込んで解決するというのは非常にこう現実的に厳しいんじゃないかなというふうに感じております。

■ JERA　東谷オブザーバ（第4回）

この対応策として、問題の簡単化というのが検討メニューとして挙げられておりますけれども、第2回検討会でも申し上げましたとおり、発電事業者の運用には考慮すべき様々な制約条件というものがございますので、ぜひ慎重なご検討をお願いできればと思います。

同時市場における電源運用制約について（２／３）

- 「①制約を直接的にロジックに組み込むという方法」に関し、現行の電中研SCUCツールにおいては既に、米PJMの事例等を踏まえても遜色ないレベルで、運用制約・運転パラメータが直接的にモデル化されている。
- 他方で、火力機の代表的な応動特性として「出力帯毎の出力変化速度」「出力帯毎のキープタイム」といった制約も存在するが、これらについて、現行はモデル化できていないため、今後、SCUCロジックでのモデル化（運転パラメータモデル化）が可能かどうか検討していくこととした。

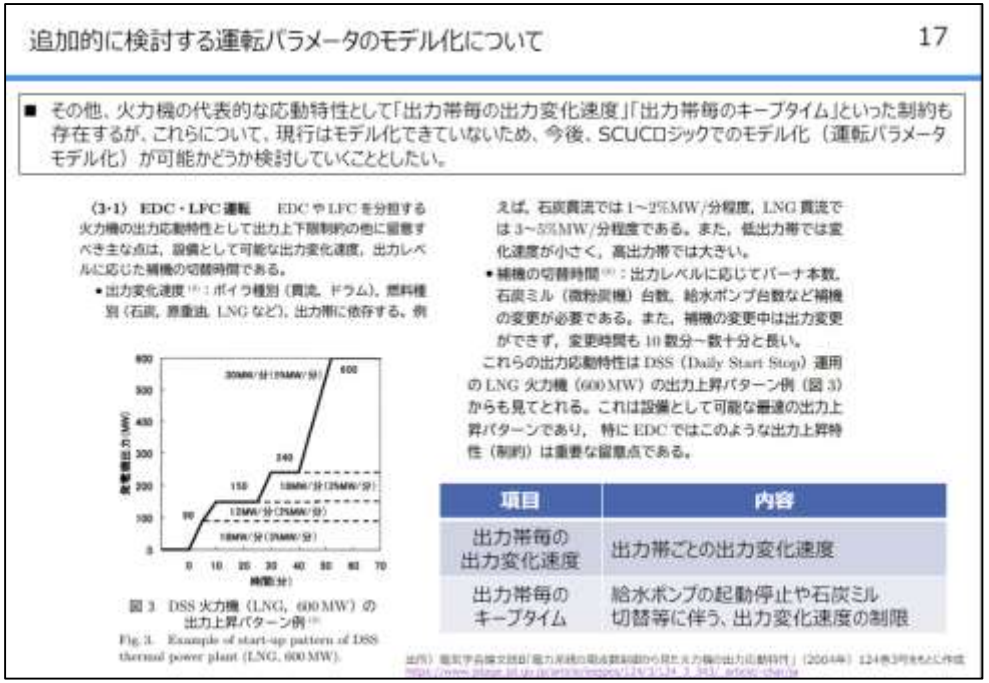


運用制約の直接的なモデル化 14

- 現行の電中研SCUCツールにおいて、既に運用制約が直接的にモデル化されている運転パラメータについては以下のとおり。
- これらは、米PJMの事例等を踏まえても、遜色ないレベルであると考えられる。

項目	内容
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・停止継続時間制約	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
起動回数制約	一定期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

※ 週間計画など目的に応じて、制約考慮の有無や考慮方法は変わり得る。



追加的に検討する運転パラメータのモデル化について 17

- その他、火力機の代表的な応動特性として「出力帯毎の出力変化速度」「出力帯毎のキープタイム」といった制約も存在するが、これらについて、現行はモデル化できていないため、今後、SCUCロジックでのモデル化（運転パラメータモデル化）が可能かどうか検討していくこととしたい。

(3-1) EDC・LFC運転　EDCやLFCを分担する火力機の出力応動特性として出力上下限制約の他に留意すべき主な点は、設備として可能な出力変化速度、出力レベルに応じた補機の切替時間である。

- 出力変化速度[9]：ボイラ種別（貫流、ドラム）、燃料種別（石炭、原重油、LNGなど）、出力帯に依存する。例えば、石炭貫流では1～2%MW/分程度、LNG貫流では3～5%MW/分程度である。また、低出力帯では変化速度が小さく、高出力帯では大きい。
- 補機の切替時間[9]：出力レベルに応じてバーナ本数、石炭ミル（微粉炭機）台数、給水ポンプ台数など補機の変更が必要である。また、補機の変更中は出力変更ができず、変更時間も10数分～数十分と長い。

これらの出力応動特性はDSS（Daily Start Stop）運用のLNG火力機（600MW）の出力上昇パターン例（図3）からも見てとれる。これは設備として可能な最速の出力上昇パターンであり、特にEDCではこのような出力上昇特性（制約）は重要な留意点である。

図3　DSS火力機（LNG、600MW）の出力上昇パターン例[9]
Fig. 3　Example of start-up pattern of DSS thermal power plant (LNG, 600 MW).

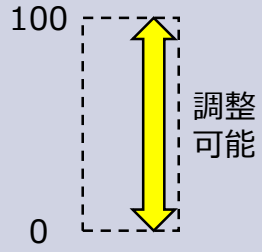
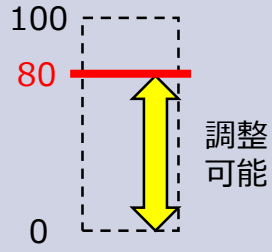
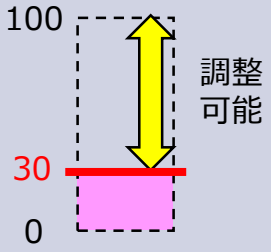
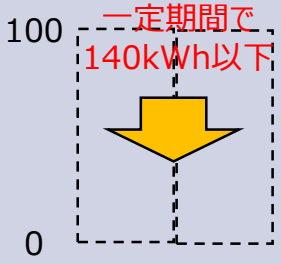
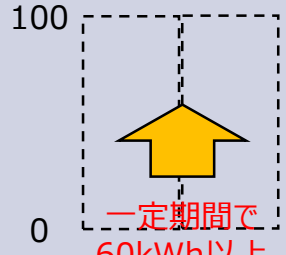
項目	内容
出力帯毎の出力変化速度	出力帯ごとの出力変化速度
出力帯毎のキープタイム	給水ポンプの起動停止や石炭ミル切替等に伴う、出力変化速度の制限

出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_04_00.pdf

同時市場における電源運用制約について（３／３）

■ 続いて、「②直接的にロジックに組み込むことが難しい場合で、事業者の判断・申告により、別の条件（kW制約・kWh制約等）に変換した上で、その条件をロジックに取り込むという間接的な方法」に関しては、現行の電中研SCUCツールにおいて既にモデル化できている制約条件であり、各発電制約（燃料制約・環境制約等）を踏まえた設備ステータスとしては下表のような分類になることを整理した。

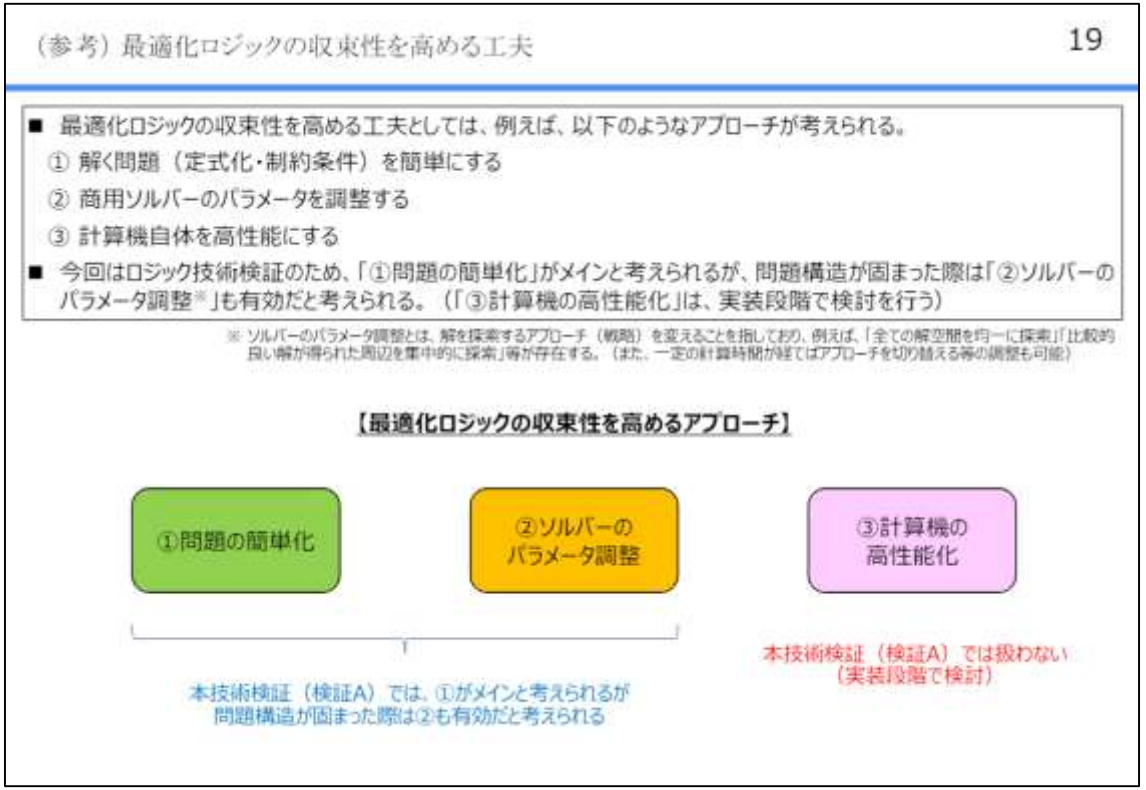
【各発電制約を踏まえた設備ステータス（イメージ）】

	制約なし	kW制約（上限）	kW制約（下限）	kWh制約（上限）	kWh制約（下限）
設備ステータス					
概要	・起動停止も含めて0～100で調整可	・一定の出力以下でしか調整不可	・一定の出力以上でしか調整不可	・一定期間における燃料消費量が、一定以下の必要	・一定期間における燃料消費量が、一定以上の必要
代表的な制約事項	なし	・機器不具合 ・軸点検	・BOG制約 ・マストラン	・LNGタンクの在庫不足	・配船計画 ・take or pay条項

※ これ以外にも、各制約の組合せや特殊制約等も有り得る。

今後の検証について

- 基本ロジックの構築については、引き続き、**収束性を高める工夫**（例えば、問題の簡単化やソルバーのパラメータ調整）が重要となるため、これまで頂いたご指摘等を踏まえ、それらに関する更なる検討（工夫の効果確認）を進めていく。
- また、電源運用制約に関しては、現行モデル化できていない火力機の代表的な応動特性（「出力帯毎の出力変化速度」「出力帯毎のキープタイム」）についても、**SCUCロジックでのモデル化（運転パラメータモデル化）**が可能かどうか検討していく。



（参考）最適化ロジックの収束性を高める工夫 19

■ 最適化ロジックの収束性を高める工夫としては、例えば、以下のようなアプローチが考えられる。
① 解く問題（定式化・制約条件）を簡単にする
② 商用ソルバーのパラメータを調整する
③ 計算機自体を高性能にする
■ 今回はロジック技術検証のため、「①問題の簡単化」がメインと考えられるが、問題構造が固まった際は「②ソルバーのパラメータ調整※」も有効だと考えられる。（「③計算機の高性能化」は、実装段階で検討を行う）

※ ソルバーのパラメータ調整とは、解を探索するアプローチ（戦略）を変えることを指しており、例えば、「全ての解空間を均一に探索」「比較的良い解が得られた周辺を集中的に探索」等が存在する。（また、一定の計算時間が経てばアプローチを切り替える等の調整も可能）

【最適化ロジックの収束性を高めるアプローチ】

出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

目次

１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

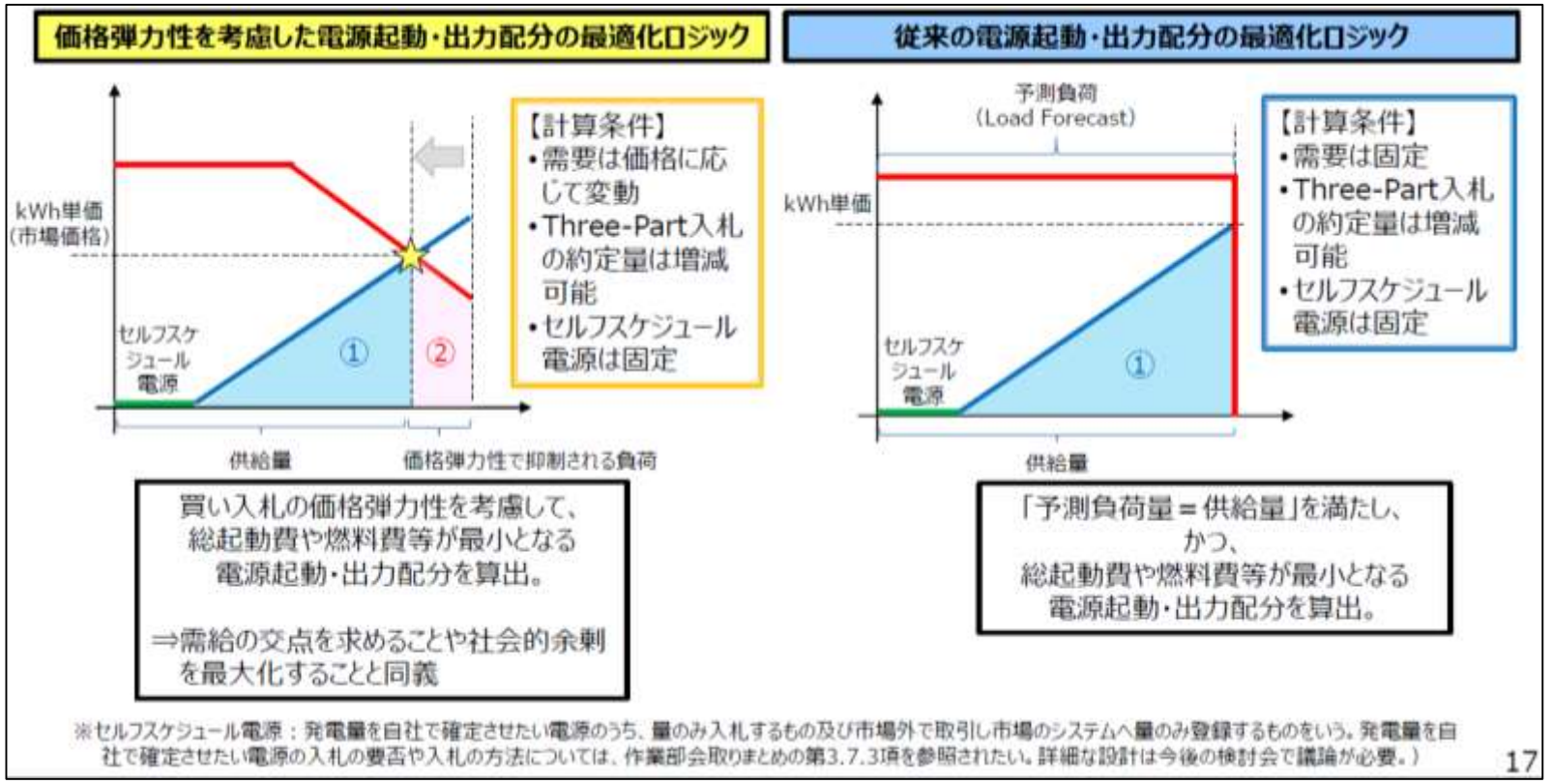
２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックの検証について

- 米国電力市場においては、左下図の領域②（価格反応需要価値）を含め、領域①（総電源エネルギー費用）と領域②を最小化するロジックを活用しながら、市場約定処理を行っており、日本でも参考になると考えられる。
- 買い入札データについては、過去のJEPX取引実績等を参考に模擬し※、価格弾力性を考慮できるようにし、従来の電源起動・出力配分の最適化ロジック（下右図）で求められる解との比較や、収束性等計算負荷へ与える影響等について検証を行っていくこととした。

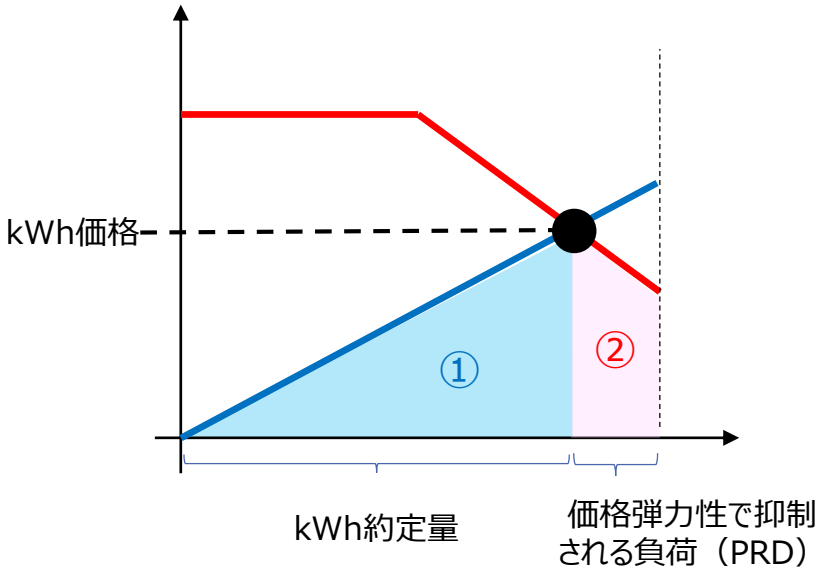
※ エリア毎の買い入札データを、SCUC・SCED計算のために、どのようにノード毎に配分するか等は別途検討。



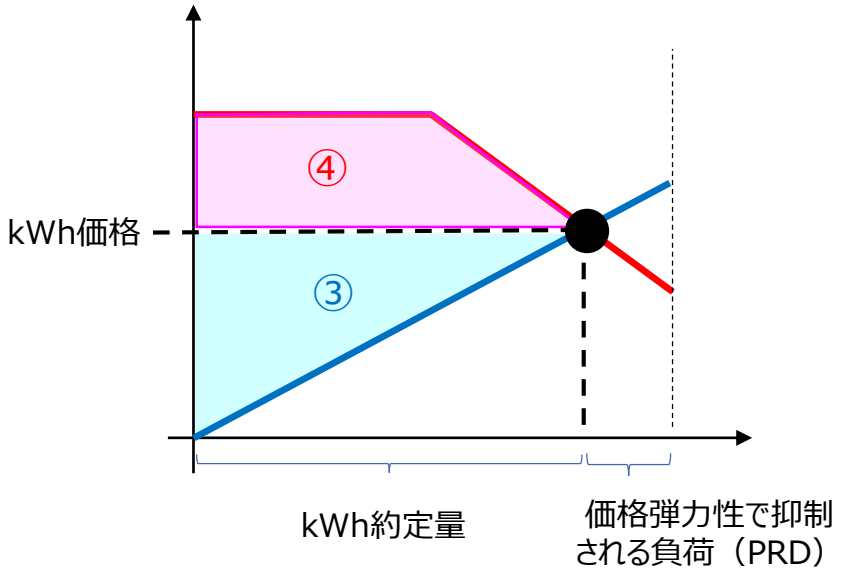
出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

■ 米PJMの価格弾力性を考慮した電源起動・出力配分の最適化ロジックにおいては、総電源エネルギー費用（①）と価格反応需要価値（②）の合計を最小化する問題を解いているが、生産者余剰（③）と消費者余剰（④）の合計である社会余剰を最大化する問題を解くことと実質的に同じであり、結果として、同じ約定量と約定価格を求めることができる。

総電源エネルギー費用＋価格反応需要価値　最小化問題



社会余剰最大化問題



■ 米PJMのロジックを参考としつつ、新たに構築した（買い入札を考慮した）SCUC･SCEDロジックの概要は以下のとおりであり、総電源エネルギー費用と価格反応需要価値（不落となる入札が需要抑制されるコスト）との合計値（目的関数）を最小化する考え方となっている。

【買い入札を考慮したSCUC･SCEDロジックの概要】

- 目的関数：発電コストf_G ＋需要コストf_Dの最小化
- 変数：各ノードの追加需要の約定量Δp_D、約定区分y_{Dseg}
- 定数：各ノードのベース需要電力P_{DB}、追加需要の入札量P_{Dseg}、および入札量に対する需要コストH_{Dseg}

需要曲線に応じた変数定義
・ステップ関数：離散 y = {0,1}
・区分線形関数：連続 0 ≤ y ≤ 1

ノード需給バランス
$$p_G(i,t) - p_D(i,t) = \sum_{k \in \{k|Fr(k)=i\}} p_{Flow}(k,t) - \sum_{k \in \{k|To(k)=i\}} p_{Flow}(k,t)$$

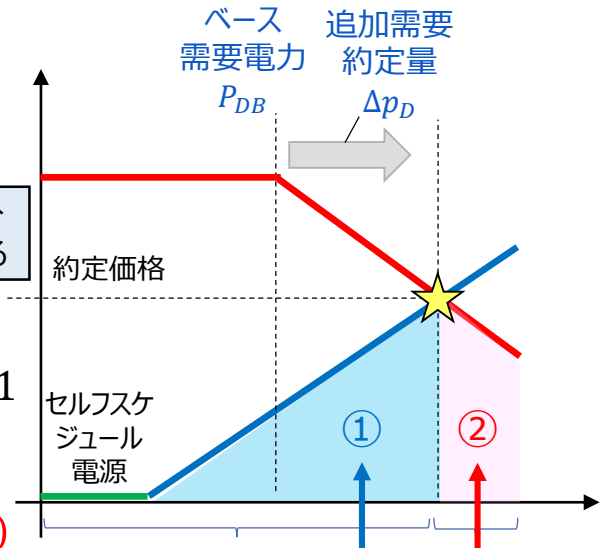
需要電力
$$p_D(i,t) = P_{DB}(i,t) + \Delta p_D(i,t)$$

需要上下限
$$P_{Dmin}(i,t) \le p_D(i,t) \le P_{Dmax}(i,t)$$

t:時間断面番号
i: ノード番号
k: ブランチ番号

何れかの区分（入札）を取る

追加需要電力
$$\Delta p_D(i,t) = \sum_{k \in \mathbf{S_D}} P_{Dseg}(i,t,k) \cdot y_{Dseg}(i,t,k), \quad \sum_{k \in \mathbf{S_D}} y_{Dseg}(i,t,k) = 1$$



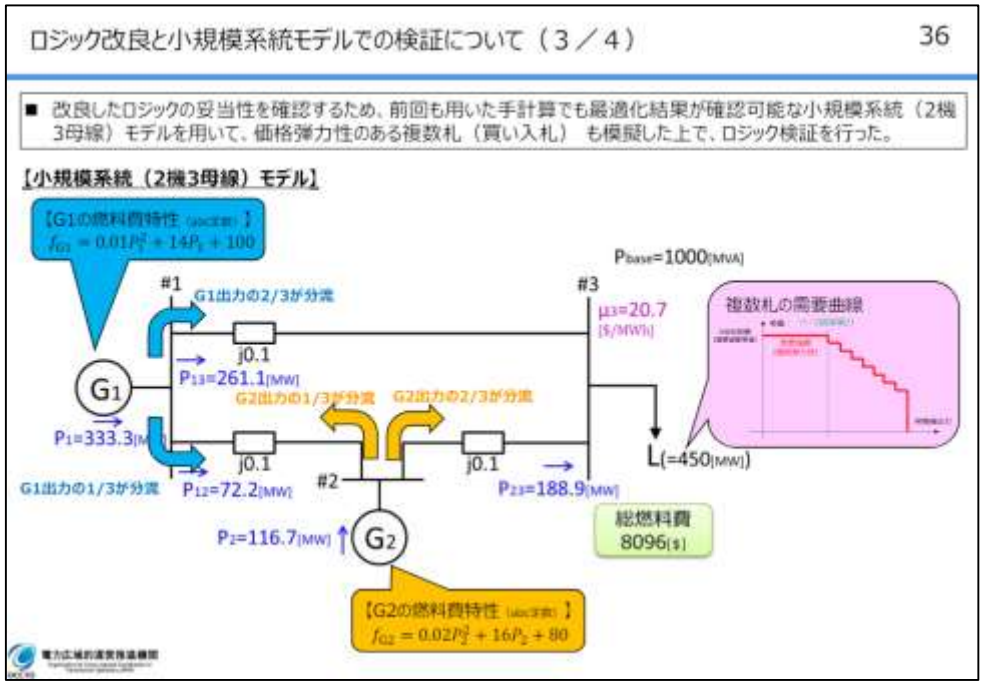
$$Minimize \quad f_G + f_D \quad \leftarrow \quad f_D = \sum_{t \in \mathbf{T}} \sum_{i \in \mathbf{N_D}} \sum_{k \in \mathbf{S_D}} H_{Dseg}(i,t,k) \cdot y_{Dseg}(i,t,k)$$

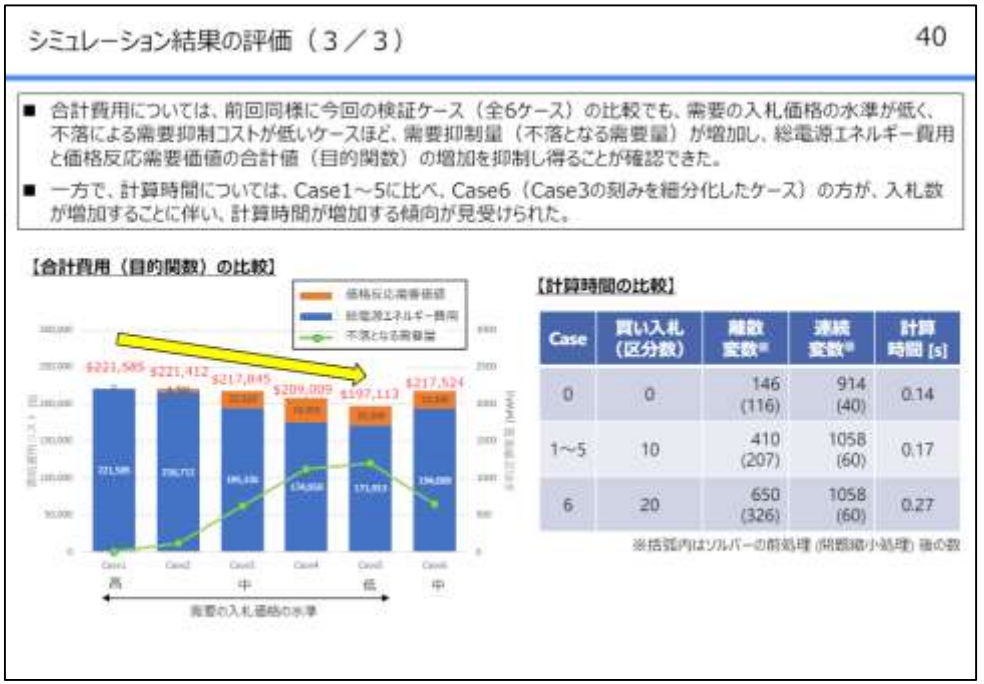
①総電源エネルギー費用

②価格反応需要価値（不落となる入札が需要抑制されるコスト）

ロジック構築と小規模系統モデルでの検証について（２／２）

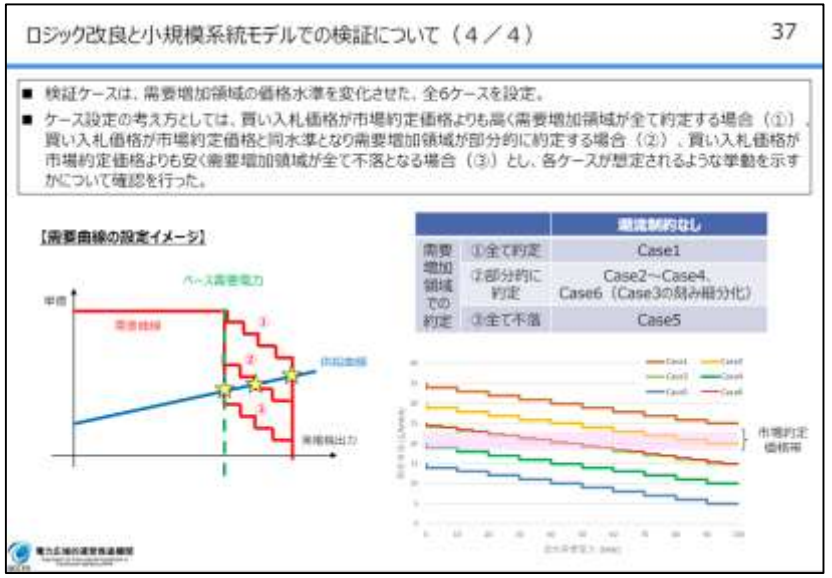
- ロジックの挙動の妥当性を確認するため、手計算でも最適化結果が確認可能な小規模系統モデルを用いてロジック検証を行い、**想定通りの挙動**となることを確認した。
- 他方で、計算時間については、入札数が増加することに伴い、**計算時間が増加する傾向**が見受けられた。

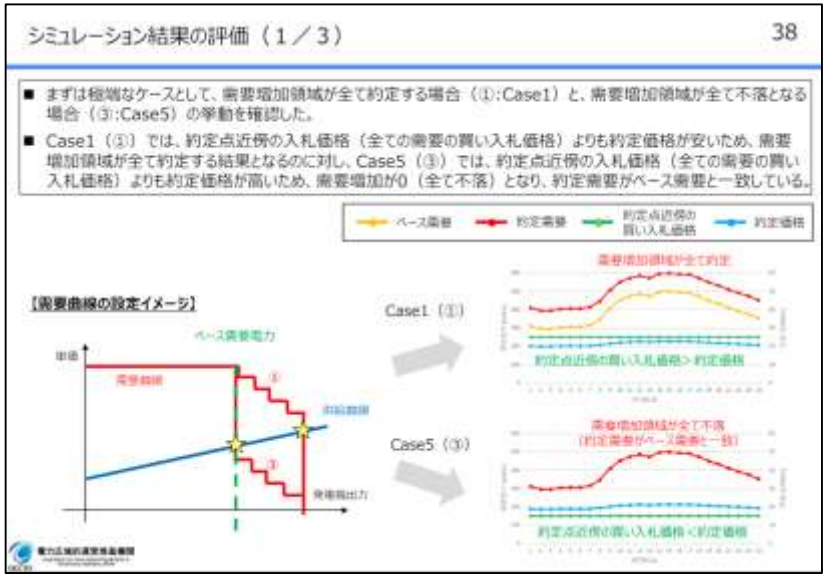


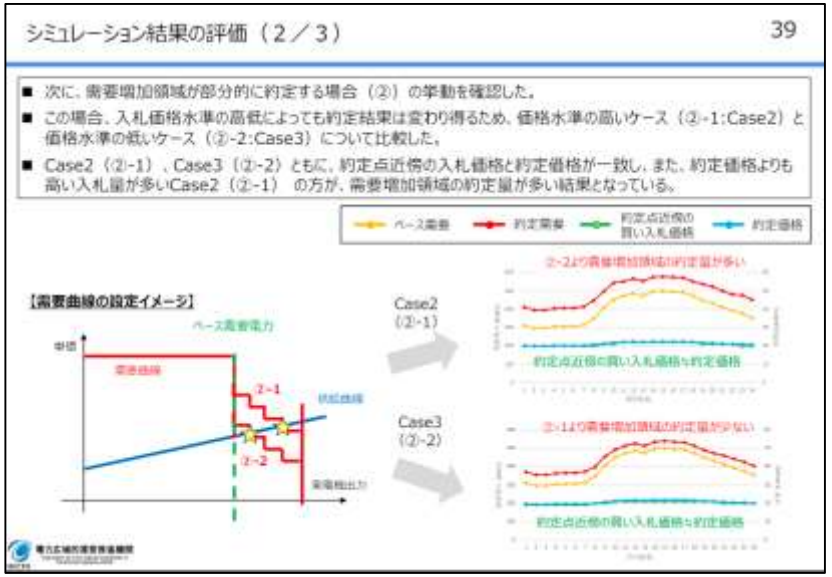


出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_04_00.pdf

（参考）小規模系統モデルでの検証（系統制約なし）





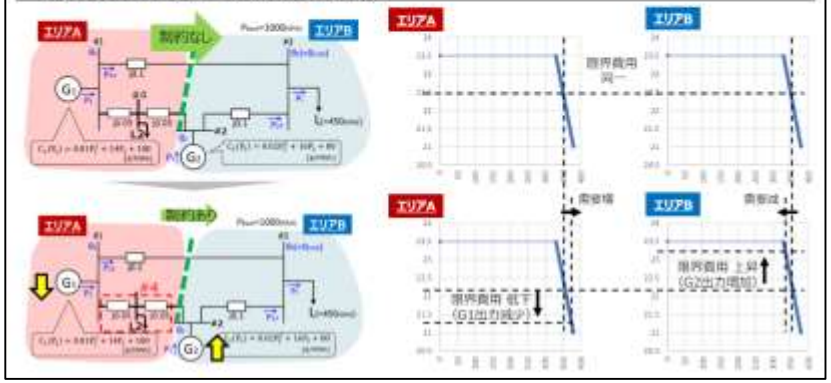


出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_04_00.pdf

（参考）小規模系統モデルでの検証（系統制約あり）

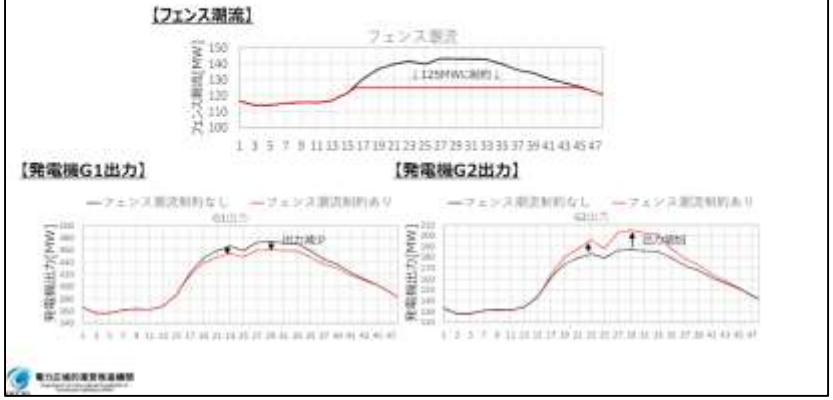
小規模系統モデルでの検証について（２／２） 26

- このモデルにおいて、発電機G1の方がG2よりも安価であるため、フェンス潮流制約がない場合は、潮流はエリアAからエリアBへ大きく流れ、限界費用はエリア間で同一となる。
- ここでフェンス潮流が制約されると、G1出力が減少、G2出力が増加することとなり、定性的には「エリアAの発電限界費用が低下＋エリアA需要が増加」、「エリアBの発電限界費用が上昇＋エリアB需要が減少」すると考えられ、構築したロジックが想定通りの挙動となるか確認を行った。



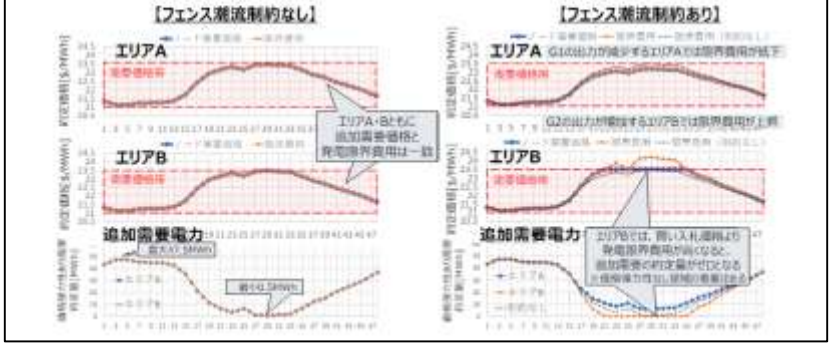
シミュレーション結果の評価（１／２） 27

- まずは、フェンス潮流制約の有無による、フェンス潮流および発電機出力の変化について確認した。
- フェンス潮流制約ありの場合、フェンス潮流は上限である125MWに制約され、その時間帯は、G1の出力が減少し、G2の出力が増加することが確認された（想定通りの挙動）。



シミュレーション結果の評価（２／２） 28

- 続いて、各エリアの発電限界費用、追加需要価格、価格弾力性のある追加需要電力の約定量について確認した。
- フェンス潮流制約がない場合、エリアA・Bともに発電限界費用と追加需要価格が一致している（価格弾力性がある領域で交わっている）が、フェンス潮流制約がある場合、エリアAでは発電限界費用が低下し、エリアBでは発電限界費用が上昇した。
- これにより、追加需要電力は、エリアAでは増加（約定点が右にズレ）、エリアBでは減少（約定点が左にズレ）し、発電限界費用が追加需要価格（買い入札価格）より高い領域までいくと追加需要電力の約定量は0となった。



出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

広域連系系統モデルでの検証について（１／３）

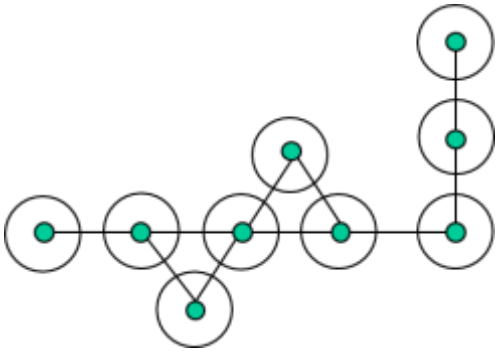
- 価格弾力性のある複数札（買い入札）を考慮したロジックについて、小規模系統モデル（系統制約なし、および系統制約あり）にて正しい（想定した）挙動を示すことが確かめられたため、続いて、広域連系系統モデルを用いた検証・分析（計算時間への影響確認等）を行った。
- 広域連系系統モデルを用いた検証にあたっても、基本ロジックの入力データ（系統データ・需給データ）を用いつつ、それに加えて、JEPXの実績データを用いて、買い入札を考慮した需要曲線の模擬を行った。
- 一方、検証にあたっては、ノード毎に需要曲線を模擬すると買い入札量が膨大となり過ぎるため、まずは、ノード需要をエリア単位に集約（系統制約を除外、あるいは連系線のみ系統制約を考慮）した上で検証を行った。

これまでの検証内容

【小規模系統モデルでの検証イメージ】

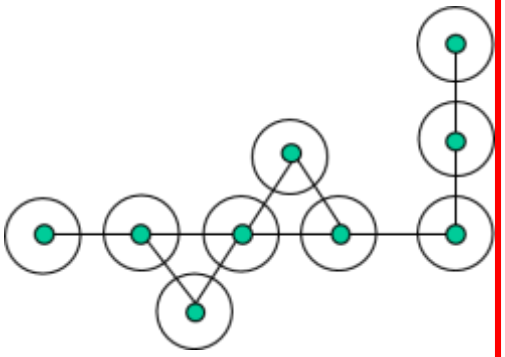
【広域連系系統モデル（エリア単位）での検証イメージ】

※連系線・地内制約なし



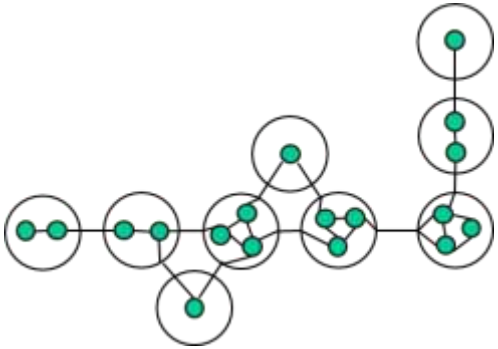
【広域連系系統モデル（エリア単位）での検証イメージ】

※連系線制約あり・地内制約なし



【広域連系系統モデル（ノード単位）での検証イメージ】

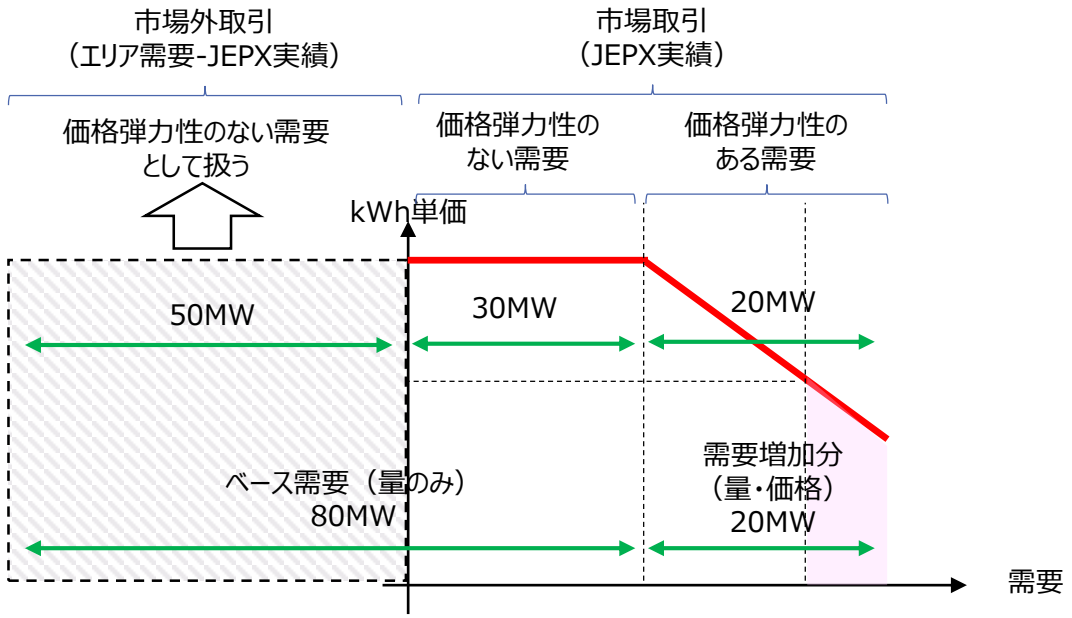
※連系線・地内制約あり



今後お示し予定

- JEPX実績データを用いて、価格弾力性なしのベース需要電力、価格弾力性ありの買い入札（価格および量）を設定した。
- 具体的には、エリアごとに、JEPX実績のうち価格弾力性のない需要（999円/kWh入札。ベース需要）とある需要（需要増加分）に分け、ベース需要には市場外取引分（エリア需要-JEPX実績）を加えた。

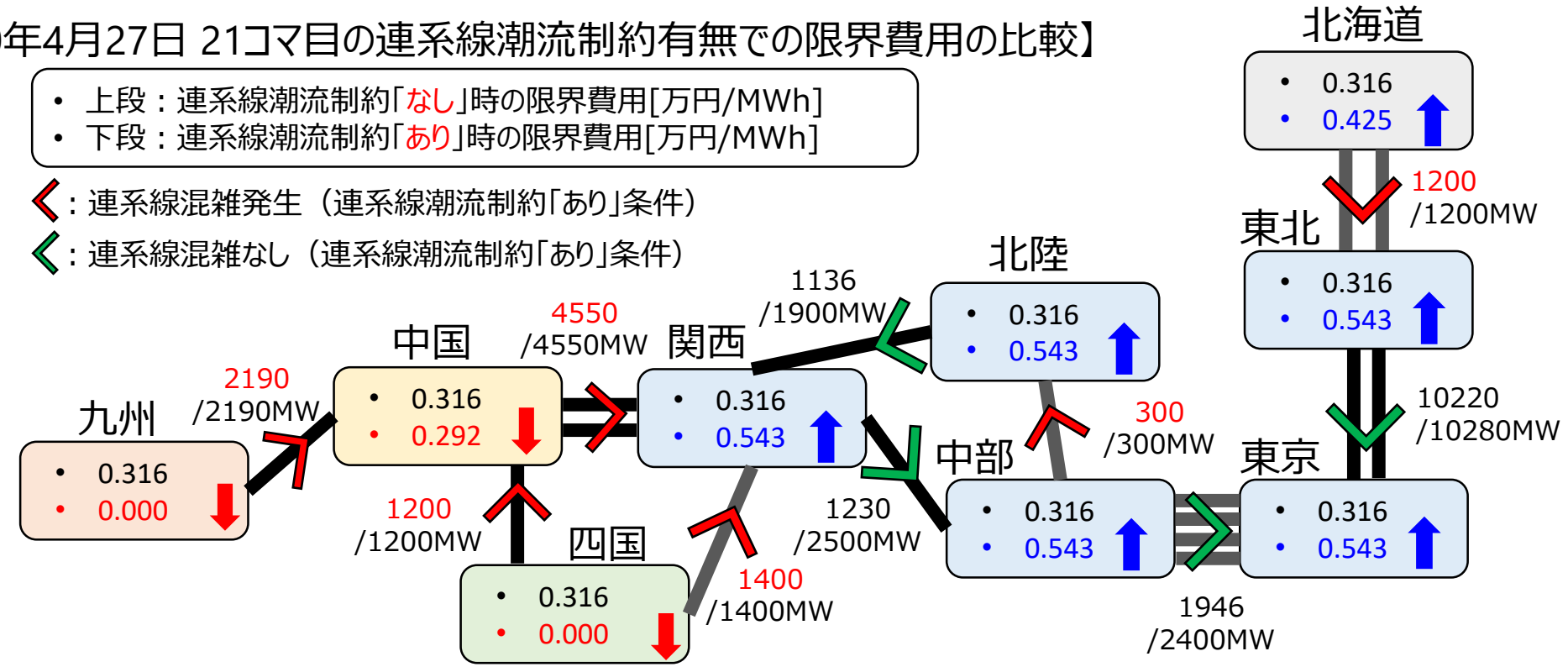
【エリアごとの需要曲線のイメージ】



広域連系系統モデルでの検証について（２／３）

- 広域連系系統モデルでも連系線のみ系統制約を考慮した挙動の確認として、とある1コマでの、各エリアの連系線潮流制約有無における限界費用を比較した結果は下図のとおり。
- 連系線潮流制約がなければ、全エリアで限界費用が一致するが、連系線潮流制約があれば、発電機出力の増減（連系線混雑処理）が発生し、主に再エネ余剰エリア（九州、四国、中国）の限界費用は低下し、再エネ余剰を受け入れていたその他のエリアで限界費用が上昇する結果となった（**想定通りの挙動**）。

【2030年4月27日 21コマ目の連系線潮流制約有無での限界費用の比較】



九州 … 連系線潮流（逆）は13,539MW→2,190MWに減少、限界費用が安い電源がエリア内に残存（限界費用↓）
北海道 … 連系線潮流（順）は238MW→1,200MWに増加、エリア外への送電量が増加（限界費用↑）
関西・北陸・中部・東京・東北 … 北海道からの送電量増加以上に、関西より西からの送電量が減少（限界費用↑）

広域連系系統モデルでの検証について（３／３）

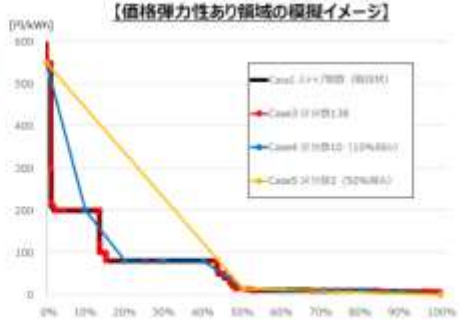
- 一方で、小規模系統モデルでの検証結果から、価格弾力性の区分数が多くなる（入札数が増加する）と、計算時間が増加する傾向が見受けられたことから、広域連系系統モデルにおいても計算負荷の検証（試算）を行った。
- 重負荷期の1日（7/31）を対象に試算した結果、ステップ関数（階段状）模擬を行うと、離散的な買い入札の組み合わせが膨大になることから実行可能解を得ることが困難であることや、実行可能解を得られる区分線形関数（連続的な直線）模擬したケースにおいても、**区分数を何等か簡略化しなければ、計算時間が大幅に増加する**結果となった。

広域連系系統モデルでの検証について（２／２） 45

- また、小規模系統モデルでの検証結果から、価格弾力性の区分数が多くなる（入札数が増加する）と、計算時間が増加する傾向が見受けられたことから、模擬・刻み方法を変えた全5ケースで検証を行った。
- 具体的には、価格弾力性を考慮しないケース（Case1）を基準に、価格弾力性をステップ関数（階段状）模擬したケース（Case2）、ならびに区分線形関数（連続的な直線）模擬したケース（Case3～5）を設定。
- また、区分線形関数（連続的な直線）模擬については、収束性に与える影響を見るため、区分数を簡略化しないケース（Case3）と、区分数を減らして簡略化したケース2つ（Case4、Case5）を設定した。

	価格弾力性の模擬	買い入札（区分数）
Case1	なし	0
Case2	ステップ関数	45～212
Case3	区分線形関数	45～212
Case4	区分線形関数	10（10%刻み）
Case5	区分線形関数	2（50%刻み）

【価格弾力性あり領域の模擬イメージ】



シミュレーション結果の評価（１／３） 47

- 重負荷期の1日（7/31）を対象に、各ケースを試算した結果については下表のとおり。
- 広域連系系統モデル（エリア単位）で、ステップ関数（階段状）模擬（Case2）を行うと、離散的な買い入札の組み合わせが膨大になることから、実行可能解を得ることが困難であった一方、区分線形関数（連続的な直線）模擬したケース（Case3～5）においては実行可能解が得られた。
- 他方、区分数を簡略化しないケース（Case3）は、区分数を減らして簡略化したケース2つ（Case4、Case5）に比べると、計算時間が大幅に増加する結果となっている。

	価格弾力性の模擬	買い入札（区分数）	離散変数※	連続変数※	計算時間 [s]
Case1	なし	0	60,227 (63,296)	652,394 (73,922)	1,934
Case2	ステップ関数	45～212	**151,811 (103,301)**	637,658 (91,436)	-（実行可能解得られず）
Case3	区分線形関数	45～212	60,227 (60,566)	**729,242 (187,340)**	186,995（約52時間）
Case4	区分線形関数	10（10%刻み）	60,227 (60,998)	**642,410 (96,024)**	2,603
Case5	区分線形関数	2（50%刻み）	60,227 (57,542)	**638,954 (92,525)**	2,746

※括弧内はソルバーの前処理（問題縮小処理）後の数

出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_04_00.pdf

■ 委員からは、買い入札の考慮（模擬）について、どの程度追加的課題があるのか、計算負荷のハードルが高ければ、需要関数を何らかの形で近似するような実装も考えられる旨、ご意見を頂いたところ。

（第4回 同時市場の在り方等に関する検討会 議事録抜粋）

■ 五十川委員（大阪公立大学 経済学研究科 准教授）

（前略）、買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックのパートについては、本来は階段状の需要関数で計算するべきところを、今回、かなり簡略化した形で扱ったということで理解しました。 この点、今後正確な階段状を考えるに当たって、どの程度追加的な課題があるのかという点が気になっています。恐らく、メカニズム的に難しいということよりは、計算負荷の問題ということだと思いますので、この点のハードルが高ければ、例えば需要関数を何らかの形で近似するような実装も考えられるのではないかと思っています。この点、ご感触がもしあれば伺えればと思います。

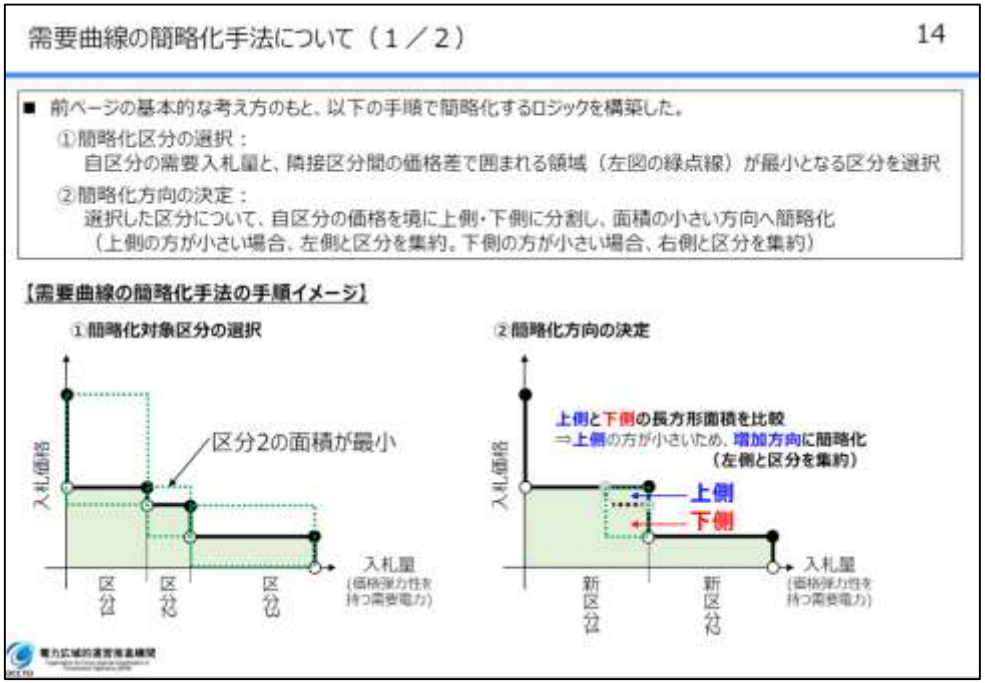
■ 下根マネージャー（電力広域的運営推進機関 事務局）

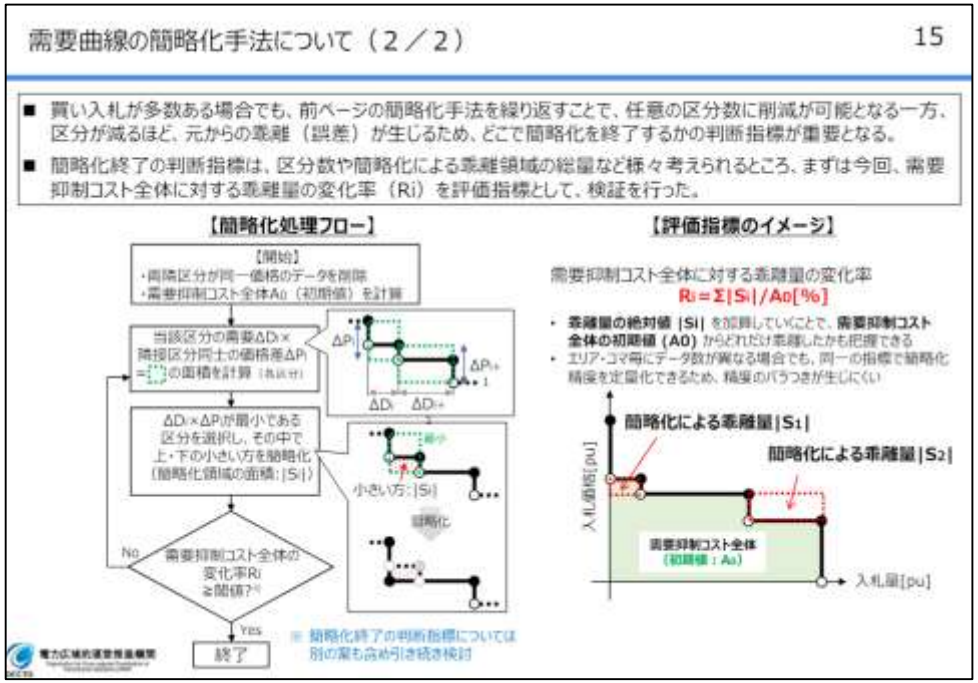
（前略）、五十川委員をはじめとして、様々いただきました買い入札の模擬に関しまして、こちらは次回以降、買い入札をどのように模擬するのかという考え方も含めてご提示させていただこうかなと思ってございます。この点、まず模擬方法といたしましては、JEPXさんにもご協力いただきまして、実際に使われた買い入札というところをうまく活用しようかなと思ってございますが、一方、この実績に関しましても、本当に小売事業者が価格が高ければ需要を抑制するという意味での弾力性なのか、あるいは発電事業者が差し替えを行うためなのかというところの判別つかないところもございますので、そういうところはちょっと両方入ってしまっているんだろうなと思ってございます。他方、座長にも補足いただきましたように、実際、そういったところが入り交じったものが市場のビットとして入ってくるということを考えますと、そこでいかに約定させるのかというところは同時市場としても求められるんだと考えてございますので、まずはしっかりとそういったところは模擬した上で、ちゃんと計算時間の中で収束するのかというところは見ていきたいと考えているところでございます。

この点、五十川委員にもいただきましたところ、精緻にできれば理想的ではございますけども、そういったことが難しければ、どういった工夫があり得るのかということに関しましても、まさにそういったところにつながるのかなとも思ってございまして、こういった買い札というところが、段差が非常に多くなりますと計算時間にも影響を及ぼし得ると考えられますので、そういったところで、仮にちょっと難しい、計算時間の中に収まらないということであれば線形近似するとか、いろいろな工夫はあり得るとは思うんですが、そういったところも技術検証のメンバーと一緒に少しずつブラッシュアップしていきたいと考えているところでございます。

需要曲線の簡略化手法の検討について（１／２）

- 前述の結果を踏まえると、買い入札の考慮（模擬）には、区分線形関数の区分数を減らして簡略化する工夫が必要と考えられ、なるべく簡略化により元の需要曲線からの乖離（誤差）が少なくなるような手法について検討した。
- 具体的には、元の需要曲線からの乖離が小さい順に、隣接する区分を集約することで、区分数を減らす簡略化手法を構築した。

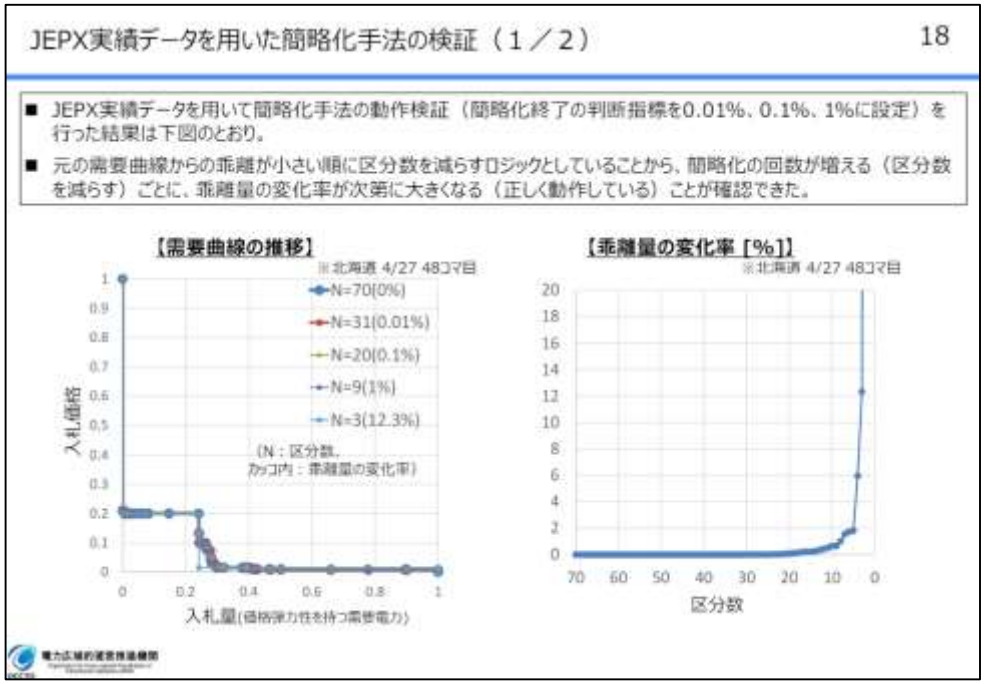




出所）第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/010_04_00.pdf

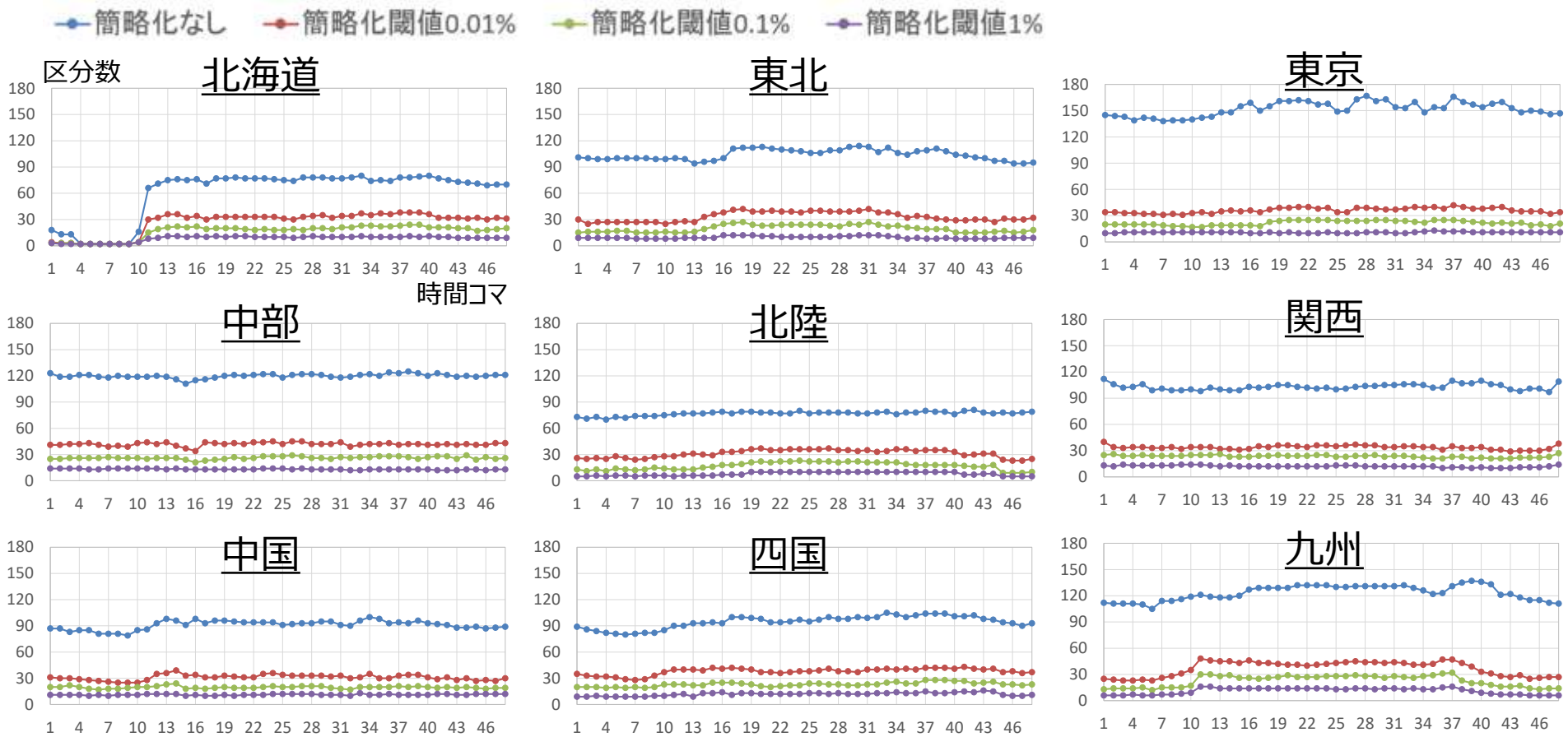
需要曲線の簡略化手法の検討について（２／２）

- JEPX実績データを用いて簡略化手法の動作検証を行い、簡略化の回数が増える（区分数を減らす）ごとに、乖離量の変化率が次第に大きくなる（正しく動作している）ことが確認できた。
- また、簡略化による変数の削減効果として、SCUCロジックの計算（最適化処理）時間についても、相当程度短縮することが期待されることを確認した。



出所）第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/010_04_00.pdf

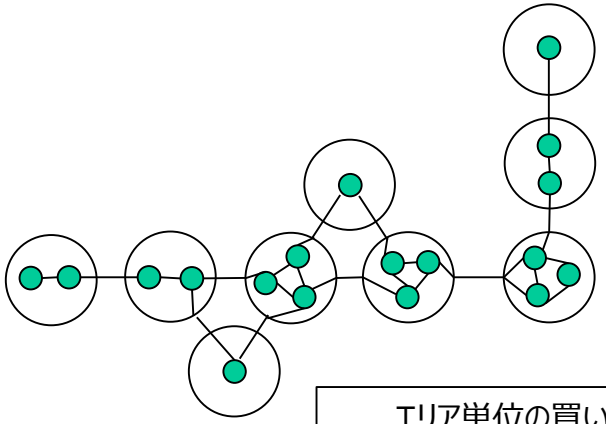
（参考）簡略化による各エリアでの区分数の減少結果（4/27 48コマ）



今後の検証について

- 今後、**広域連系系統モデル（ノード単位）での検証**を進めていくにあたり、エリア単位で入札された買い入札をどのようにノード毎に配分してロジック計算を行うのか、海外における需要側の入札・精算単位やロジック上の扱い等も調査の上、深堀りしていく。
- また、広域連系系統モデル（ノード単位）の検証における計算時間短縮効果と、需要曲線からの乖離（誤差）影響を踏まえて、**需要曲線の簡略化手法の詳細**（終了判断指標等）についても、その必要性含め、深堀り検討していく。

【広域連系系統モデル（ノード単位）での検証イメージ】



エリア単位の買い入札を
どのようにノード単位に配分するか

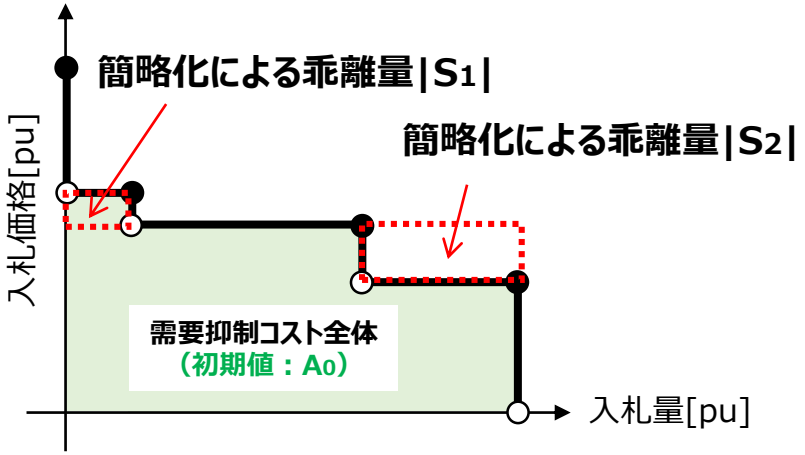
今後の検証内容

【現状の評価指標のイメージ】

需要抑制コスト全体に対する乖離量の変化率

$R_i = \Sigma|S_i| / A_0 [\%]$

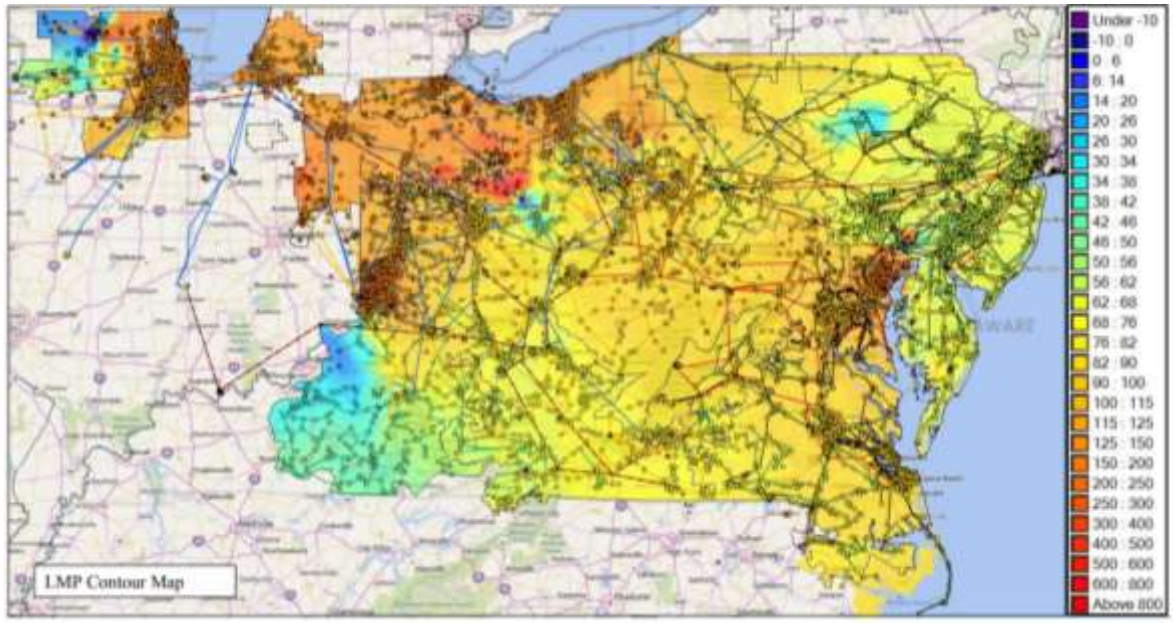
- **乖離量の絶対値 |Si|** を加算していくことで、**需要抑制コスト全体の初期値 (A0)** からどれだけ乖離したかも把握できる
- エリア・コマ毎にデータ数が異なる場合でも、同一の指標で簡略化精度を定量化できるため、精度のバラつきが生じにくい



（参考）米PJMにおける需要側の入札・精算単位

■ 米PJMにおけるノード（母線）数は1万箇所を超えている一方、安定した価格シグナルを生成する観点から、「ハブ（ノード集合）」単位で電力取引（入札・精算）を行う工夫も存在している。

PJMエリア　ノードの全体図



出所）XO Energy,、” Expansion of Biddable Nodes: Promoting Greater Efficiency and Accurate Price Formation in Wholesale Electricity Markets”, https://static1.squarespace.com/static/52ea5ac3e4b0f68329ba2421/t/589ce1ef8419c25ff479aee5/1486676470640/XO+Energy+-+Phase+3+-+Supporting+Analysis.pdf

PJMエリアのノード（2020.3時点）

ノード（パス）	発電設備、需要を代表する母線	10,379
ハブ	安定した価格シグナルを生成するため電力取引の観点から形成する母線の集合	12
ゾーン	PJMエリア内の送電系統所有者（TO）毎の託送料金適用単位のエリア	21
集約バス	複数の母線の集合	172
インターフェース・バス	RTO間のエネルギー取引の際に用いられ、価格ノードを形成する複数の母線の集合	16
LDA（Locational Deliverability Area）	容量オークションにおける市場分断エリア	27

出所）PJMウェブサイト,、” PJM - LMP Model Information” https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/lmp-model-info

目次

１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

週間運用を可能にするSCUCロジック（詳細）

- 週間運用に関しては、1日以上の起動時間がかかる電源も存在し、また、揚水・蓄電池は1週間の期間で運用することが効率的な場合もあることから、これらを考慮する場合、貯蔵容量制約等を追加するとともに、計算対象期間も長時間（1週間程度）に亘るロジックとする必要がある。
- この場合、新たな制約追加もあるため、計算対象期間が1日の場合と比較し、遥かに長い計算時間（収束性）になる等の課題が考えられる。

【揚水・蓄電池運用を考慮したSCUCロジック（オペレーションズ・リサーチでの例）】

目的関数（総電源エネルギー費用最小化）

$$obj = \sum_{t=1}^{24} \sum_{u=1}^{un} \{ \underbrace{(a_u + x_u) \cdot \mathrm{GTP}_{t,u}}_{\text{燃料費}} + \underbrace{(b_u + y_u) \cdot \mathrm{UTP}_{t,u} + s_u \cdot \mathrm{UON}_{t,u}}_{\text{起動費}} \}$$

制約条件（需給バランス制約）

※その他、調整力確保制約など、通常のSCUCロジックの制約は割愛

$$dmnd_t = \sum_{u=1}^{un} (1 - auxp_u) \cdot \mathrm{GTP}_{t,u} \quad \text{発電出力}$$

$$+ \sum_{u=1}^{pn} (\mathrm{PMG}_{t,u} - \mathrm{PMS}_{t,u}) \quad \text{揚水の発電量・ポンプ量}$$

$$+ phtv_t - \mathrm{CPV}_t + wind_t - \mathrm{CWP}_t + hydr_t - flow_t \quad \text{再エネ等出力}$$

制約条件（揚水の出力変化制約・上池容量制約）

$$\mathrm{STO}_{t,u} - \mathrm{STO}_{t-1,u} = \mathrm{PMS}_{t,u} - \frac{1.0}{gEff_u} \cdot \mathrm{PMG}_{t,u}$$

上池の貯水量バランス

$$\mathrm{STO}_{t,u} \leq sPnd_u$$

上池の上限制約

$$\mathrm{UPG}_{t,u} + \mathrm{UPS}_{t,u} \leq 1$$

発電 or ポンプ 制約

$$\mathrm{UTP}_{0,u} = i_utp_u$$

$$\mathrm{STO}_{0,u} = i_sto_u$$

$$\mathrm{STO}_{24,u} \geq i_pond \cdot sPnd_n$$

初期・最終の上池量制約

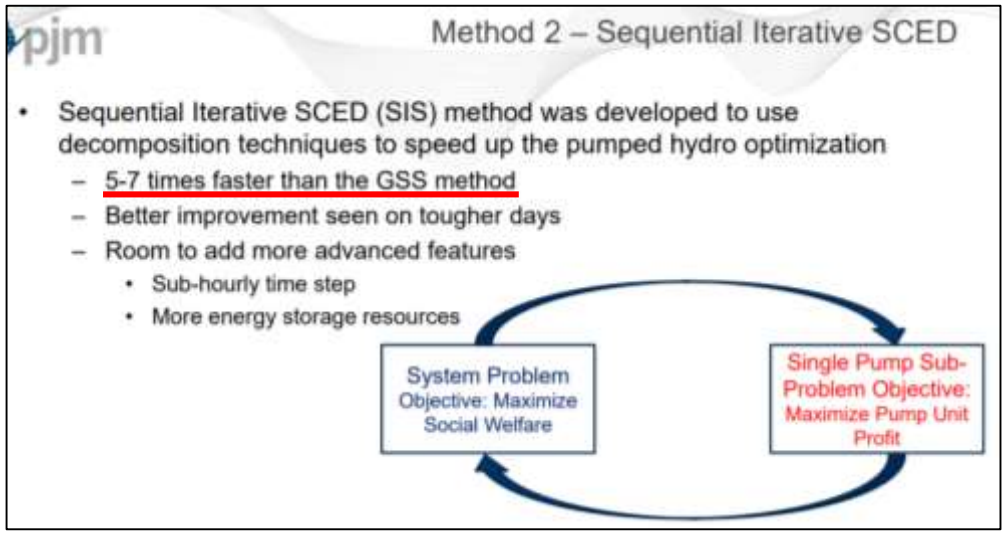
出所）オペレーションズ・リサーチ「発電機起動停止計画モデルを用いた電力システム運用の経済性・環境性の評価手法」より抜粋
https://orsj.org/wp-content/corsj/or65-1/or65_1_20.pdf

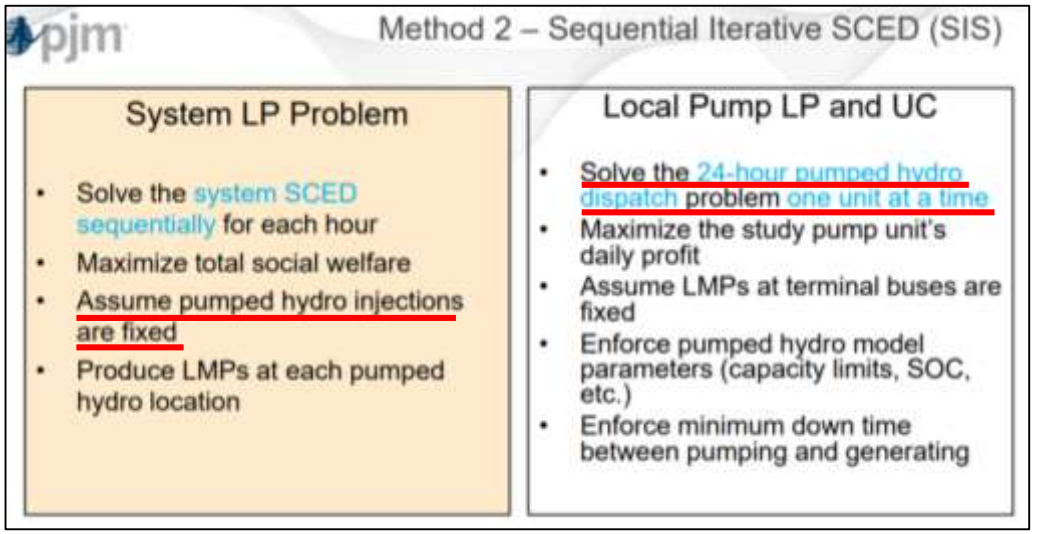
週間運用を可能にするSCUCロジック（検証の進め方）

- 米PJMにおいては、フルスペックでの最適化であるmethod1（Global Single SCED）の他に、簡易的な手法であるmethod2※（Sequential Iterative SCED）が存在している状況、method2は、2005年より複数回のロジック改良がなされている。
- 日本においても、米PJM同様に計算負荷の課題が生じると考えられるため、海外事例も参考に、なるべく最適性を損なわずに、より計算負荷の低い簡易手法について検証を行うこととした。

※ 米PJMのmethod 2では、「揚水の発電・放電量を固定した通常のSCUCロジック」と、「1台の揚水のみを可変とした24時間のSCUCロジック」の2つの間で収束計算を行うことで、method 1に比べて5~7倍の速度で計算可能で、少しでも最適解に近けるロジックの工夫がなされている。

PJM「Optimizing Hydroelectric Pumped Storage in PJM's Day-Ahead Energy Market」より抜粋





出所）PJM「Optimizing Hydroelectric Pumped Storage in PJM's Day-Ahead Energy Market」より抜粋
https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-3_Giacomoni_et_al.pdf

検討上の考慮事項⑥（揚水運用）

12

- 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、系統規模が日本とほぼ同じ米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。

Pumped Hydro in PJM

- 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

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

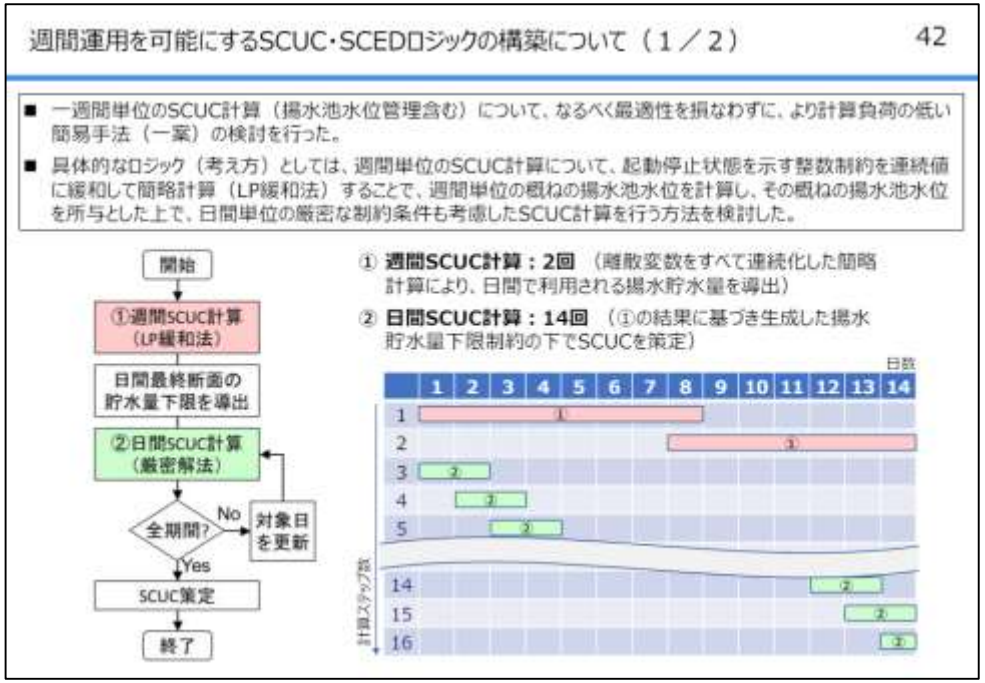
出所）PJM，" Optimizing Hydroelectric Pumped Storage in PJM's Day-Ahead Energy Market"（2020年6月23日）をもとに作成
https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-3_Giacomoni_et_al.pdf

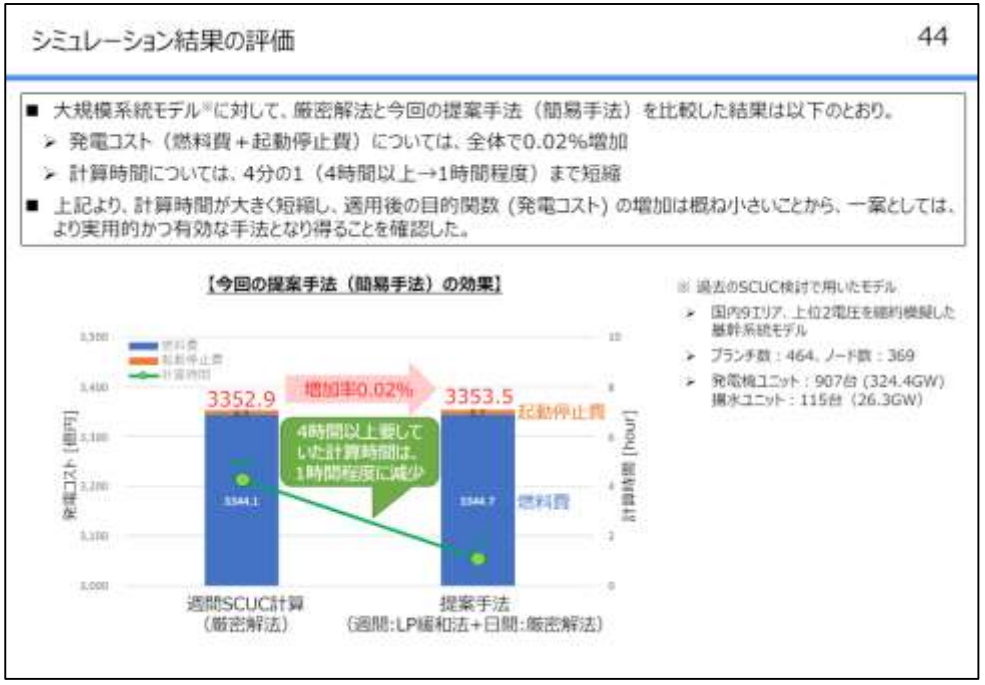
出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料6より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_06_00.pdf

二段階最適化による簡略化ロジックの構築・検証について

- 一週間単位のSCUC計算（揚水池水位管理含む）について、なるべく最適性を損なわずに、より計算負荷の低い簡易手法（一案）として、二段階最適化による簡略化ロジック（週間単位のSCUC計算をLP緩和法で簡略計算して、週間単位の概ねの揚水池水位を計算し、それを所与として、日間単位の厳密な制約条件を考慮したSCUC計算を行う方法）の検討を行った。
- 大規模系統モデル※に対して、厳密解法と今回の提案手法（簡易手法）を比較した結果、計算時間が大きく短縮し、適用後の目的関数（発電コスト）の増加は概ね小さいことから、一案としては、より実用的かつ有効な手法となり得ることを確認した。

※ 過去のSCUC検討で用いたモデル





出所）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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/004_04_00.pdf

同時市場における週間計画の取り扱い（１／３）

■ 一方、第2回技術検証会において、そもそも再エネが大量導入された世界において、週間運用の何に重きを置くのか（どのような運用を目指すのか）といった制度・運用面との平仄も大事といったご意見も頂いたことから、改めて、その建付けについても整理の上、ロジックの更なる改良を図っていくこととした。

■ 同時市場における週間計画作成に関する頻度や精緻性を検討するために、これまで主に週間計画を作成していた一般送配電事業者に対して、以下のアンケートを実施し、過去から現在にかけて電源態勢（再エネ電源の増加）が変わってきている状況を踏まえ、以下No.1～4について確認した。

No	項目	詳細
1	目的	週間計画は、何を目的としていた（もしくはしている）のか
2	対象リソース	目的を達成するために、必要となる（もしくは対象となる）最低限のリソースは何か
3	対象期間	目的を達成するため、必要となる最低限の期間はどの程度か
4	週間計画と週間運用	週間計画と実際の運用に乖離が発生した場合、どのような対応（計画の見直し）をしているか

■ 技術検証会の参加者からは、簡易的に（計算粒度を粗くした）週間計画を作成する案や、そもそもの週間計画の必要性（また、その精緻性）についてもご指摘を頂いているところ。

（第2回 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 議事抜粋）

■ 金本座長

（中略）あと、これに関しては、一日ごとに割と精緻な最適化をしているんですが、それを３日後、４日後、５日後に全部、明日と同じ精度でやる必要は全くないですよね、もう一回、３日後って、もう一回最適化をするので。ですから、１週間とか２週間を考えるんだけど、それは明日のことを考えるためには、後ろも考えなきゃいけないと、そういうことなんで、その辺の戦略、ちょっと考えておいたほうがいいと思います。だいぶ前にＰＪＭの人たちが、ＰＪＭにＭＩＰを入れたときにどんな戦略で何が起きて、何が困ったとか、いろんなことを書いているんですが、そのときに彼らがやったのは、１週間とかは前日市場ではやらない。前日市場の後に、セキュリティが保てるかというので、もう一回、回し直すと。そのときには価格セキュリティ価格はリアルタイムでつけるということだったんですが、セキュリティのためのシミュレーションは１週間とか10日とか、それぐらいでやっているようなんですね。今やっているかどうか知りませんが、十数年前はそうだったと。それがなかなか収束しないんで何を考えたかというと、24時間で２週間やる必要はないんで、今日、明日、明後日は24時間でやるけども、その後は３時間ごとにするとか６時間ごとにするとか、この区間・期間を粗くして、それで解いたというふうなことを書いてますね。そういう意味で、いろんな工夫があり得て、見るとアメリカではいっぱい既にトライされているんですね。かなりの部分がＩＥＥＥとかに出ていますので、それを早くレビューをしないといけないなというのが私の感想です。

揚水や蓄電池の運用については、技術的なことというよりは、市場設計というか、実際の運用として、週間運用の計画を立てる必要があるかどうかというところを議論すべきかなとは思います。日々、再エネが入ってきた時点で、やはりそもそも予測の精度って悪くなって、不確実性が高くなっている中で、週間の計画がどこまで実効性があるのかというところは大きな問題だとは思って、私も課題意識は持っていて、揚水を週間で立てたときに、その運用のとおりにいきますかといったときに、そんな運用が使われないのであれば、日々、まあ２日、３日に限定した運用計画を立てたりとか、そういう市場設計をしたほうがいいんじゃないかなとは、私は個人的には思いますけども、そこの辺の合意形成とか、そういう制度の話と、あとは揚水の事業者がどういう運用をしたいのかとか、そちら側に裁量を出して、得られた情報で最適化をしていくということが必要なのかなとは思っています。

（参考）一般送配電事業者への確認結果について（1／2）

1．週間計画の目的　59

- 従前においては、電源脆弱の確認や揚水池運用の決定、ならびに供給力確保ができているか、運用容量の超過がないかを確認するために、週間計画を作成していた。
- 現在においても、従前から目的が大きく変わっているものではないものの、制度変更（ライセンス制導入）に伴って、相対的に、安定供給の観点での目的が強くなっている。

時代	週間計画の目的
従前 原子力/火力主体	（経済性の観点）起動時間も考慮したうえで、コストミニマムとなる電源脆弱の確認や揚水・貯水池運用の方針を決定するため。 （安定供給の観点）発電機補修計画や作業計画、電源起動時間等を考慮したうえで、供給力確保や上げ下げ余力の確認をするため。 （系統信頼度の観点）流通設備の運用容量を逸脱するおそれはないか、潮流改善の対応策を確認するため。
現在 再エネ余剰含む	（経済性の観点）起動時間も考慮したうえで、調整力電源費用がコストミニマムとなる電源体制の確認や揚水・貯水池運用の方針を決定するため。 （安定供給の観点）発電機補修計画や作業計画、電源起動時間等を考慮したうえで、供給力確保や上げ下げ余力の目安※を確認をするため（その結果も含め、発電機作業等の作業調整を実施）。 （系統信頼度の観点）流通設備の運用容量を逸脱する恐れはないか、潮流改善の対応策を確認するため。 （その他の観点）広域予備率を公表することで、発電・小売電気事業者の電源停止等合の判断材料等を提供し、需給ひっ迫が予見される場合の電源の追加等を促すため。 ※現在では、週間計画は、目安でしかない（エリア内の事業者の経済行動により需給状況は大きく左右される）、BG制に伴い、燃料計画等を踏まえた電源の経済運用の観点はBG中給側の役割となり、TSO中給としては経済性は考慮しつつも、安定供給の観点での目的が強くなってきている。

2．週間計画の対象リソース　60

- 従前においては、供給力として、主に旧一電の電源（火力・原子力・水力等）ならびに大型他社電源を考慮し、需要としては、気象条件（気温、湿度）を考慮していた。
- 現在においては、上記に加え、供給力として調整幅の大きい電源、短時間・高頻度に起動停止可能な電源を考慮、需要としては残余需要（純需要＋変動再エネ）を考慮するため、日射量予測を用いるようになった。
- こうした状況は、今後の再エネ導入拡大を踏まえると、同時市場においても同様に考慮すべき事項と考えられる。

時代	週間計画の対象リソース
従前 原子力/火力主体	旧一電および旧JPHDの所有する電源、一定規模以上の自家発購入分 ・原子力 ・大型火力 ・水力発電所（揚水系の運転目標を含む） ・調整可能な電源（起動、停止及びDSSを含む） ・充放電リソース（揚水および蓄電池） ・需要想定するための気象、気温、湿度
現在 再エネ余剰含む	一定規模以上の電源 ・大型火力 ・調整幅の大きい電源 ・起動停止を短時間・高頻度で行える電源 ・調整可能な電源（起動、停止及びDSSを含む） ・充放電リソース（揚水・蓄電池） ・需要想定するための気象、気温、湿度、太陽光発電の出力想定をするための日射量予測

3．週間計画の対象期間　61

- 従前および現在においても、週間計画としては、7日間（48コマ×7日）作成している。
- 一方、目的別に（必要期間で）整理すると、電源起動時間を考慮した供給力確保を目的とした場合は7日間、軽負荷余剰対策または再エネ余剰対策を目的とした場合には3日間必要ということであった。
- なお、現在においては、7日"以上"を対象としているが、これは、現在の計画作成ルール（翌週、翌々週）に基づく期間であり（次頁参照）、実態として翌々週計画（8日目以降）は参考扱いとなっている。

時代	週間計画の対象期間
従前 原子力/火力主体	7日間 （揚水を低需要の休日にポンプ、高需要となる平日に発電するといった経済性等の観点を考慮のうえ週間計画を作成する必要があるため、リソース情報の期間としては最低7日間必要） 電源起動時間を考慮した供給力の確保を目的としては7日間、軽負荷期の余剰対策検討を目的としては3日程度か。
現在 再エネ余剰含む	7日間以上 （揚水を低需要の休日にポンプ、高需要となる平日に発電するといった経済性等の観点を考慮のうえ週間計画を作成する必要があるため、なお、リソース情報の期間としては最低7日間必要。週間計画の精度にもよるが、需給対策が必要な状況を予見できるよう現行週間計画と同程度の期間が望ましい。） 電源起動時間を考慮した供給力の確保を目的としては7日間、再エネ余剰を吸収するための下げ代の確保を目的としては3日程度か。

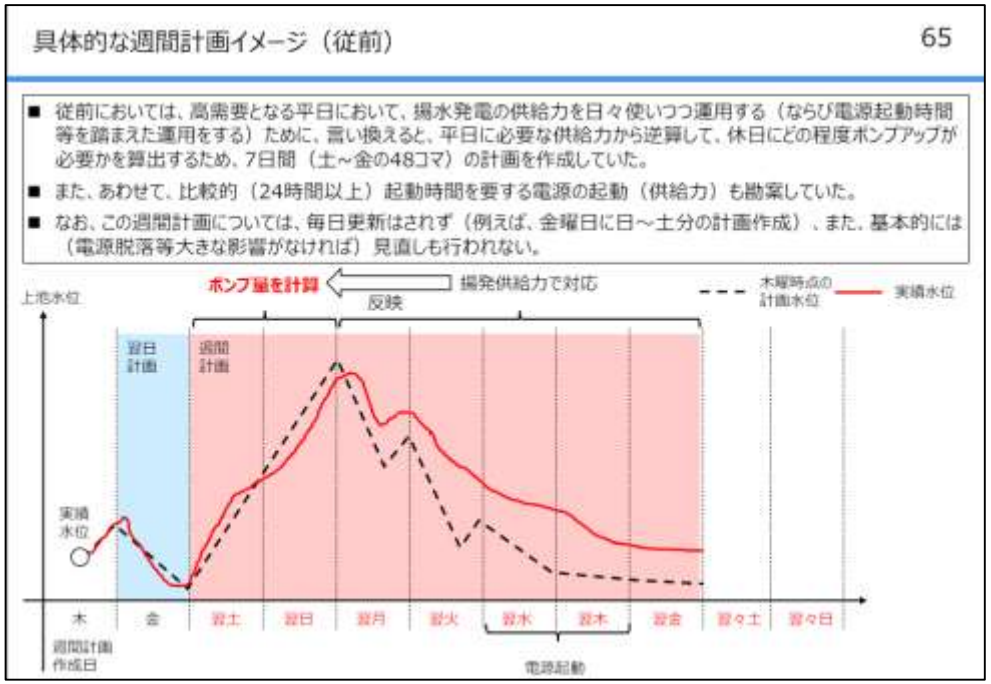
4．週間計画および週間運用　63

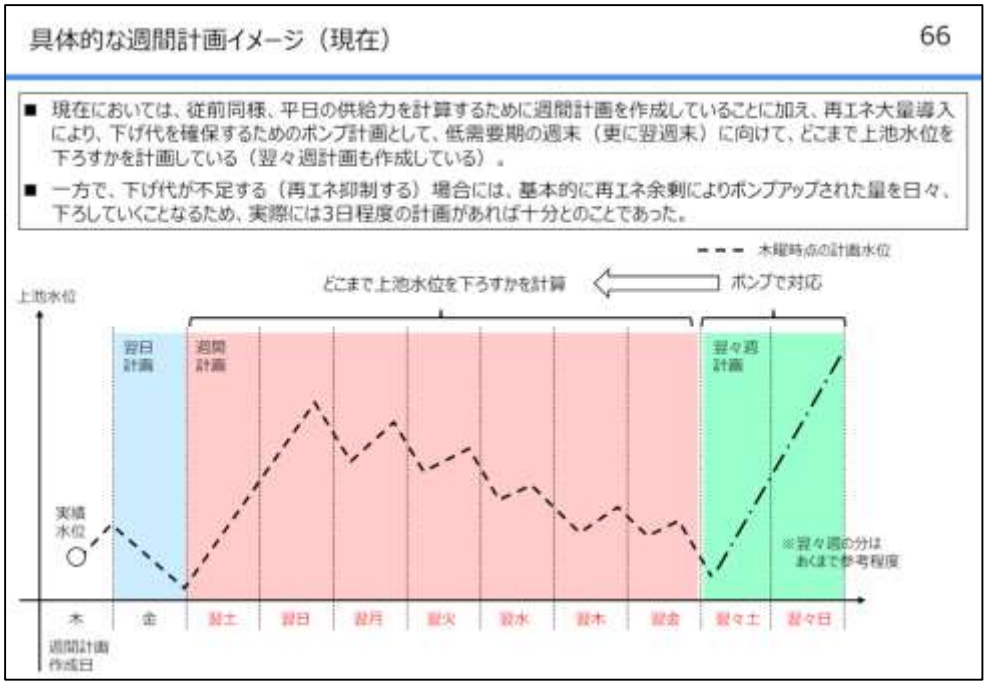
- 日々の計画（いわゆる翌日計画）は週間計画に基づき計画され、日々の計画に基づいて、日々需給・系統運用されている。なお、実運用においては計画（翌日計画および週間計画）からの乖離が少なからず発生するものの、基本的に週間計画の見直しは行わない。
- 但し、電源脱落や燃料制約など週間計画に大きな影響（大きな乖離）を与える事象が発生した場合は、計画を見直す場合もある。

時代	週間計画および週間運用
従前 原子力/火力主体	通常見直しは行わないが、見直しが必要と判断する場合は見直しを行う。需給状況に応じ、日々または週末の目標値（翌週計画も考慮）の見直しを実施。ただし燃料在庫の関係で制約がある場合は、それを順守。電源脱落時や基幹系統作業時に潮流調整に寄与する電源脱落時、主要流通設備の故障時等に週間計画の目的に合うように見直しをする場合あり。
現在 再エネ余剰含む	通常見直しは行わないが、見直しが必要と判断する場合は見直しを行う。需給状況に応じ、日々または週末の目標値（翌週計画も考慮）の見直しを実施。ただし通知された燃料在庫の関係で制約がある場合は、それを順守。 電源脱落時や基幹系統作業時に潮流調整に寄与する電源脱落時、主要流通設備の故障時等に週間計画の目的に合うように見直しをする場合あり。

出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_04_00.pdf

（参考）一般送配電事業者への確認結果について（2／2）





出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_04_00.pdf

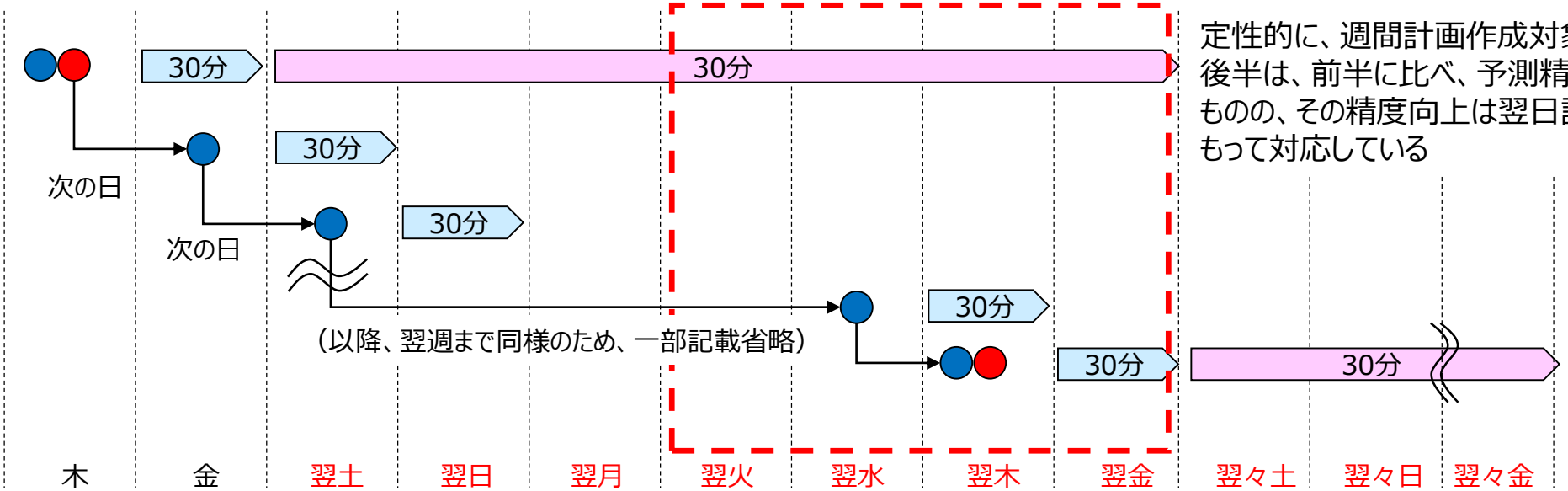
同時市場における週間計画の取り扱い（２／３）

- アンケート結果から、現在における週間計画作成タイムチャートおよび粒度をまとめると、以下のとおり。
- 基本的には、週間計画および翌日計画の作成粒度は、30分単位（1日当たり48コマ）で作成しているものの、週間計画は一度作成すれば、基本的には見直しを行わず（大規模電源脱落等、状況変化が大きい場合除く）、翌日計画において、予測精度向上（補正）を図っている。

【現在における週間計画作成タイムチャートおよび粒度（イメージ）】

○：計画作成日（●：週間、●：翌日）

▭：計画作成対象期間（▭：週間、▭：翌日、枠内の数値は作成粒度）



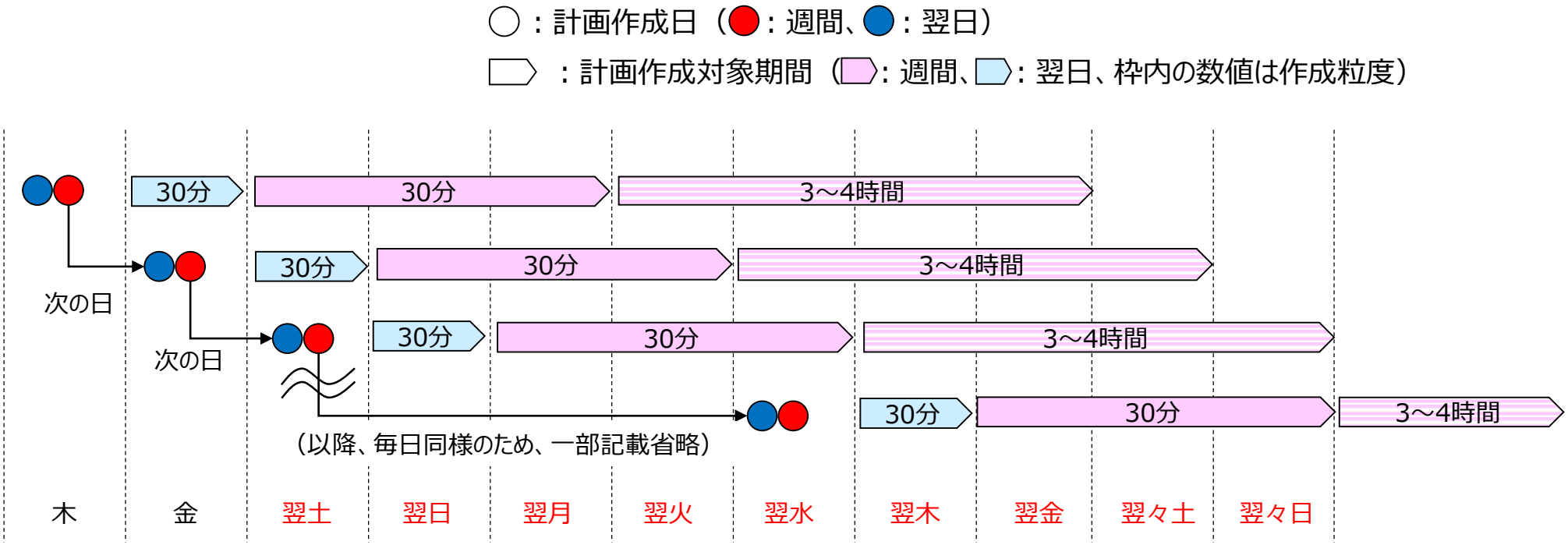
定性的に、週間計画作成対象期間の後半は、前半に比べ、予測精度は低いものの、その精度向上は翌日計画でもって対応している

※ 実際には広域機関提出用に翌々週計画も作成しているが、あくまで2点計画のため、省略

同時市場における週間計画の取り扱い（３／３）

- 現在の週間計画は基本的には週1回の作成のみであり、計画期間の後半については、計画時点からの時間的乖離もあり、その精度は週前半に比べると、低くなるものと考えられる（翌日計画により精度向上・補正がなされる）。
- 他方、同時市場においては、週間計画を日々作成（ローリング）していくため、元の週間計画の作成期間後半の精度については日々向上していくことになる。
- これらを踏まえると、同時市場における週間計画の対象期間は7日間とし、計画作成期間の前半（3日）を30分単位（48コマ）、後半（4日）を3～4時間単位としてSCUCロジックに反映（模擬）することで、**運用実態反映と計算負荷簡略化の両立を図る方向性**が考えられる。

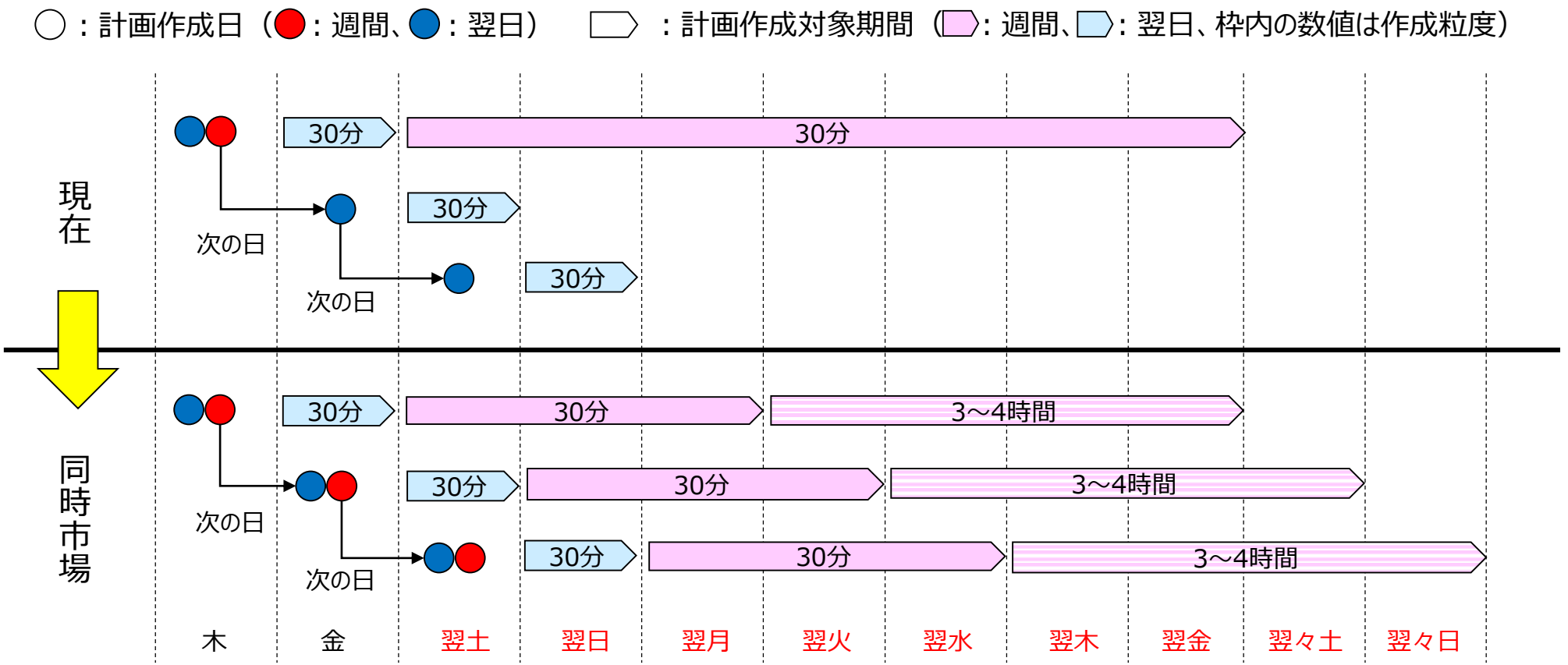
【同時市場における週間計画作成タイムチャートおよび粒度（イメージ）】



今後の検証について

■ 同時市場における週間計画の取り扱いとして、以下の考え方に沿って、**<u>今後はロジック構築および検証をしていく</u>**。

- 電源起動時間を考慮した供給力確保を目的とした場合は7日間、軽負荷余剰対策または再エネ余剰対策を目的とした場合には3日間必要
- 同時市場においては、週間計画の毎日ローリング（作成期間後半の精度向上）および翌日計画による精度向上・補正が可能
- 上記より、週間計画の対象期間は7日間とし、計画作成期間の前半（3日）を 30分単位（48コマ）、後半（4日）は3～4時間単位としてSCUCロジックに反映（模擬）



目次

１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

本検証項目の建付け（同時市場における調整力の定義）

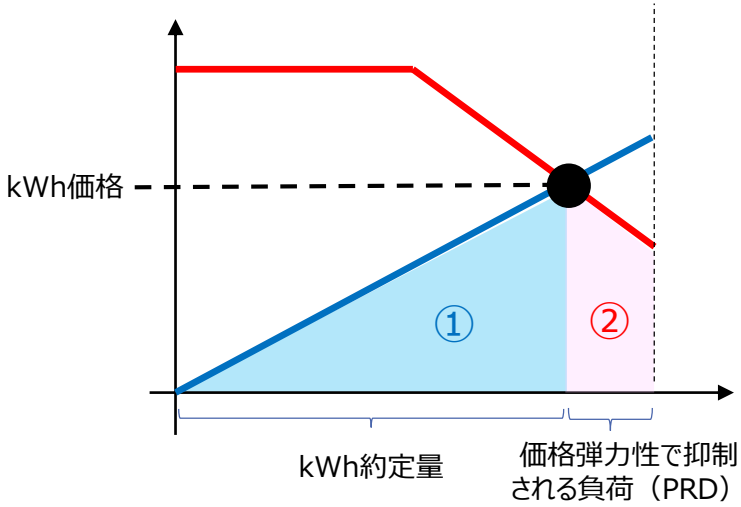
■ ΔkWの確保に際しては、以下のような点について、今後検討する必要がある。

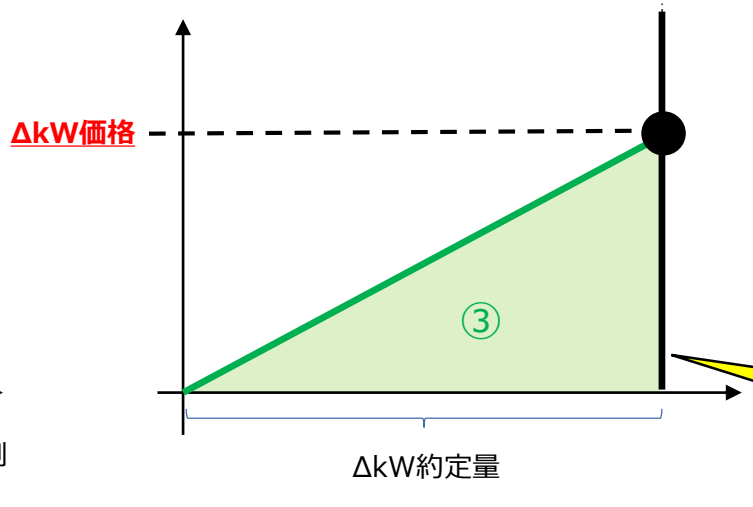
- Three-Part情報（起動費・最低出力費用・限界費用）以外に、何を入札価格として織り込むかや調整力提供事業者に何を支払うか（機会費用や逸失利益の取扱い等）　注：検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）において検証予定
- 調整力の定義（細分化対象の見直し）　注：kWhとΔkWの同時最適ロジックの検討にあたっては、現在の複合約定ロジック（5つの商品区分）をそのまま実装するのは難しいとも考えられる。
- 変動性再エネの出力変動等に対応するためのΔkWの確保のタイミングや確保量

■ これらをどのように考慮するかにより、kWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性が大きく変わるとも考えられる※ため、「Ⅰ.目的関数にどのような費用項目を織り込むか」「Ⅱ.制約条件として（商品区分に合わせ）何を課すか」について検討・整理した上で、電源起動・出力配分ロジックへの実装（モデル化）を図る必要がある。

※ 例えば、ΔkWの逸失利益については、初めから目的関数にΔkWの逸失利益の見込みを入れるやり方も考えられるが、制約条件（どの程度の量を確保するか等）だけ考慮し、SCUC・SCED計算を行った上で、事後的に、調整力のために待機することとなった電源（kWhの出力が確定していない電源）に逸失利益がどの程度発生したかを計算し、その分を支払う方法も考えられる。（後者の場合、目的関数が複雑化しないため、収束性は高まるか。）

「①総電源エネルギー費用」+「②価格反応需要価値」+「③調整力確保費用」の目的関数最小化





制約条件：
需給バランス制約
送電容量制約
リソース能力に関する制約
調整力確保制約

Ⅱ.調整力の商品区分をどうするか（それに合わせ条件として何を課すか）

Ⅰ.目的関数にどのような費用項目を織り込むか

B）価格算定の方法による市場価格等への影響の検証

- 作業部会においては、価格算定について、起動費や最低出力費用、ΔkW等の取扱い方法について、複数の案を提示していたところ。
- 本検証においては、広域機関が中心となり、限界費用や平均費用での価格算定、ΔkWを考慮した価格算定等、複数の価格算定を実施し、**算出された市場価格の平均値やボラティリティなどを計測した上で、比較検証を行うこととしてはどうか**。
- 加えて、起動費や最低出力費用については、回収漏れの論点も存在。米国の電力市場においては、Upliftという形で、回収漏れ費用を補填しているが、この回収漏れ費用がどの程度発生するかは、価格算定方法の決定において重要な考慮要素と考えられる。そのため、**回収漏れ費用の多寡についても検証を行ってはどうか**。

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

検討上の考慮事項⑤（調整力の細分化）

11

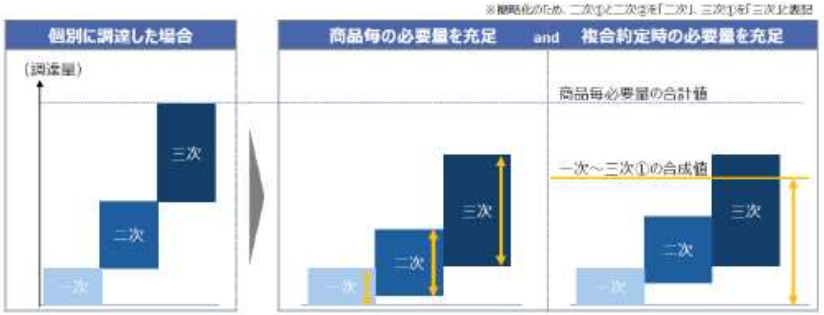
- 同時市場の検討においては、社会的余剰の最大化を目指し、kWhとΔkWの同時最適化を目指しているところ。
- 一方で、2024年度に全商品が運開する需給調整市場においては、一次～三次②（5つ）に調整力を細分化し、このうち一次～三次①については各商品の不等時性を考慮した日本独自の複合商品（複合約定）を検討。
- 複合約定ロジックの開発においては、約定処理時間（1時間）では計算処理が終わらない課題も顕在化していることから、今後、kWhとΔkWの同時最適ロジックを検討するにあたっては、現在の複合約定ロジックをそのまま実装するのは難しいとも考えられ、調整力の定義（細分化対象の見直し）も含めて、検討をしていくことが必要となる。

不等時性の考慮を前提とした調達量の考え方について

8

- 単一のリソースで複数商品へ入札する仕組みを導入するにあたり、一次～三次①の各商品の不等時性を考慮した必要量は、第14回本小委員会において、一次～三次①の合成値で算定すると整理されているところ。
- 他方、不等時性を考慮して調達量合計を圧縮した場合であっても、一般送配電事業者が需給調整市場で調達した調整力を用いて周波数調整等を行う場合、商品毎にそれぞれ対応する事象が異なっていることから、商品毎に需給調整に必要な調整力の最大値を満たすよう、調達量を確保しておく必要がある。
- このことから、単一のリソースで複数商品への入札が可能とした場合における約定結果としては、**一次～三次①の合成値を充足し、かつ商品毎の必要量も充足**している必要があると考えられるのではないか。

※簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①と「三次」と表記



3-8. 計算打ち切り時間と約定時間(3/3)

39

- このため、**約定処理の時間(14時～15時)は原則変更せず**に、万一、計算結果の出力が**15時以降となったとしても、正式な約定結果として公開**する等、**可能な限り約定処理を中止しない（＝取引中止としない）打ち切り時間としたい。**
- **ブロック単位の具体的な打ち切り時間は並列化による実績時間を製作・試験工程で確認した上で決定する**こととしたい。
- また、市場の活性化や事業者行動の変化等により、約定結果の公開が常態的に15時以降となるような傾向があった場合には、国や広域機関と相談の上、対応方法を検討していく。

約定処理が最長ケースでの公開時間※	最適化計算に用いられる時間	1ブロックあたりの打ち切り時間	入札数による約定結果の差異（30スライドの検証結果より）	
			512札	1,024札
15時頃	約30分	約200秒	準最適解の許容範囲の設定次第で取引中止は回避可能	取引中止
16時頃	約90分	約600秒	最適解	最適解

※ すべてのブロックが打ち切り時間まで計算していた場合の公開時間。
最適解が求まれば打ち切り時間を待つことなく次のブロックの計算に着手するため、600秒に設定した場合でも通常は15時までに公開できるものと思料。
なお、本公開時間は、複数の処理の積み重ねになるため、あくまでも目安。

出所）第22回需給調整市場検討小委員会（2021年3月30日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/2020_jukyuchousei_22_haifu.html
出所）第37回需給調整市場検討小委員会（2023年3月28日）資料4-1より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_37_haifu.html

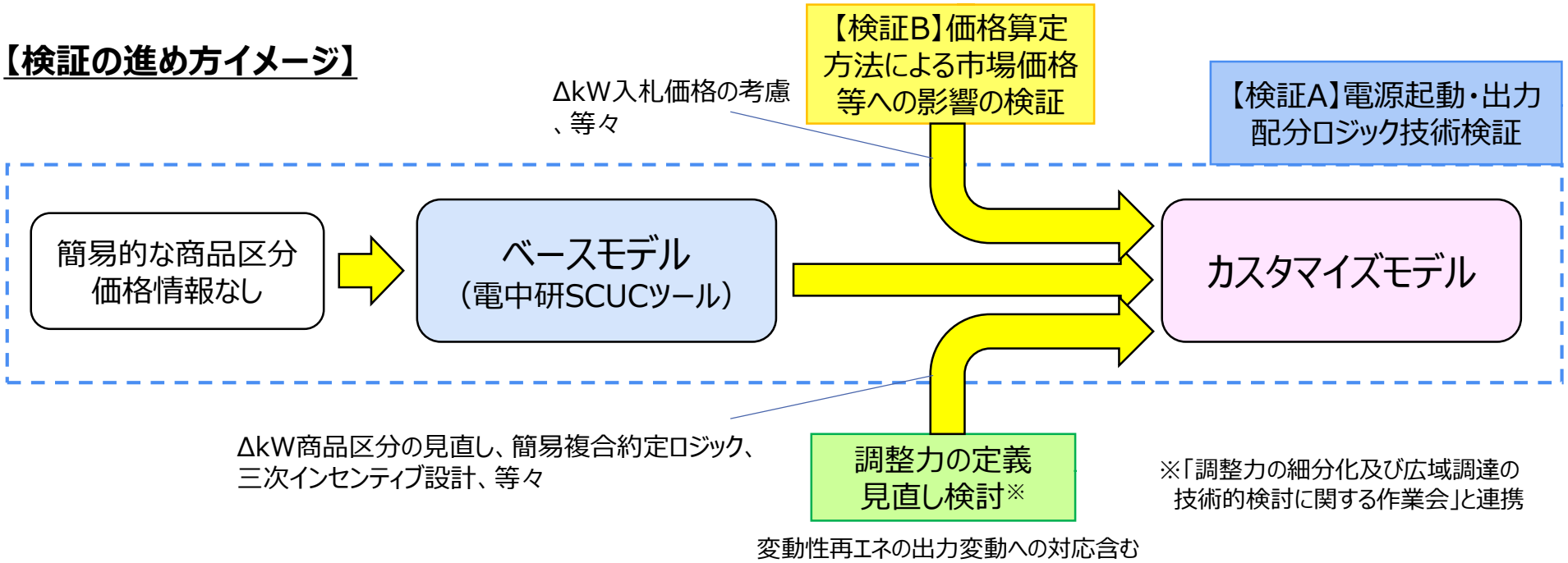
電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

出所）第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料6より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_06_00.pdf

調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック（検証の進め方）

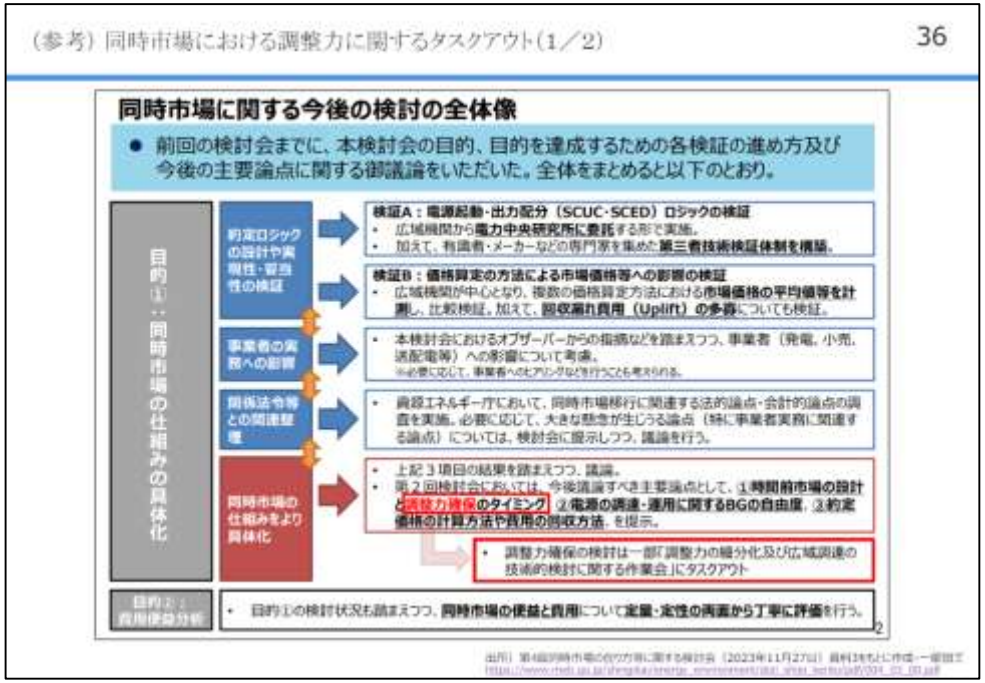
- 前述のとおり、「Ⅰ.目的関数にどのような費用項目を織り込むか」「Ⅱ.制約条件として（各商品区分に合わせて）何を課すか」によって、kWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性が大きく変わるとも考えられ、それらについては検証B（価格算定方法による市場価格等への影響の検証）ならびに調整力の定義見直し検討（変動性再エネの出力変動への対応含む。）等を通じて議論を進めてきた。
- これらの検討結果を踏まえながら、電中研SCUCツールでの同時最適ロジックにおいては、必要なΔkWの費用項目や制約条件等を追加するといったカスタマイズを行った上で、改めて詳細なkWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性評価を行うこととした。

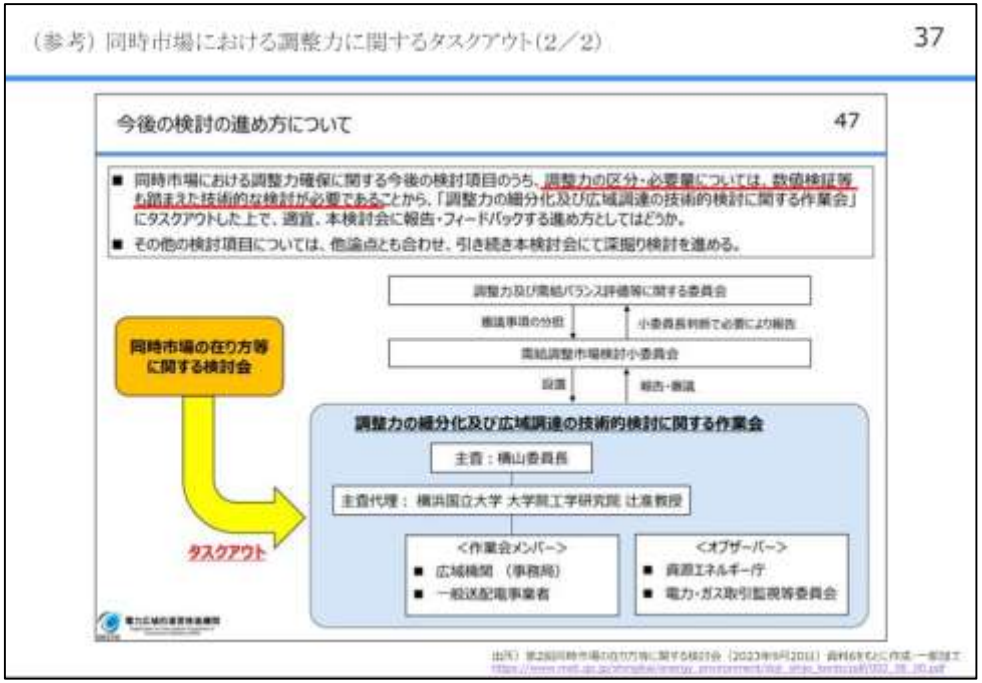
【検証の進め方イメージ】



同時市場の調整力を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの検証（１／４）

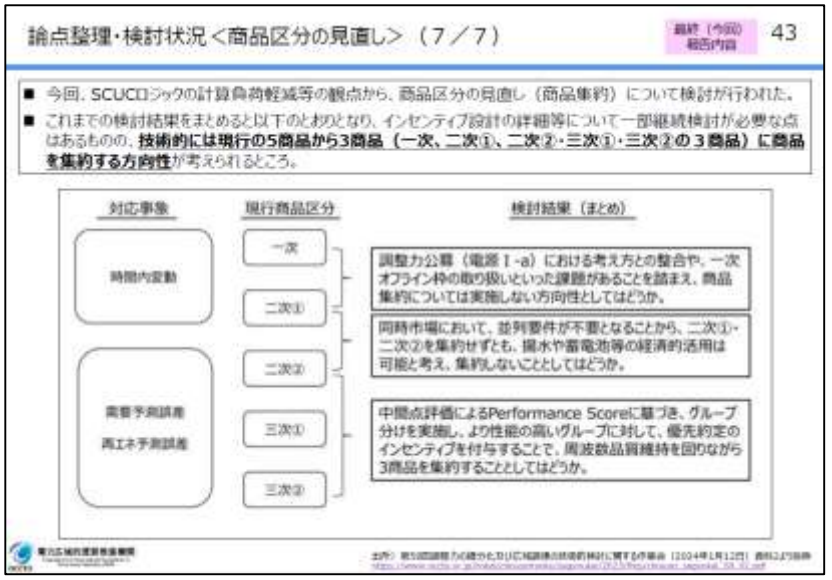
■ 前述の「調整力の定義見直し検討（変動性再エネの出力変動への対応含む。）」については、第2回本検討会（2023年9月20日）にて、「調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（以下「調整力細分化作業会」という。）」にタスクアウトされ、第8回本検討会（2024年4月19日）において検討結果が報告されたため、それを踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの構築ならびに挙動確認を行った。

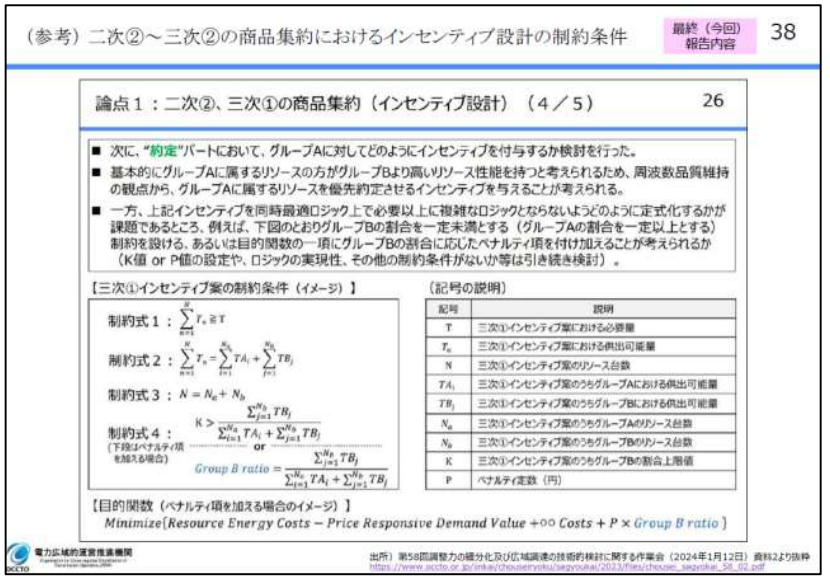


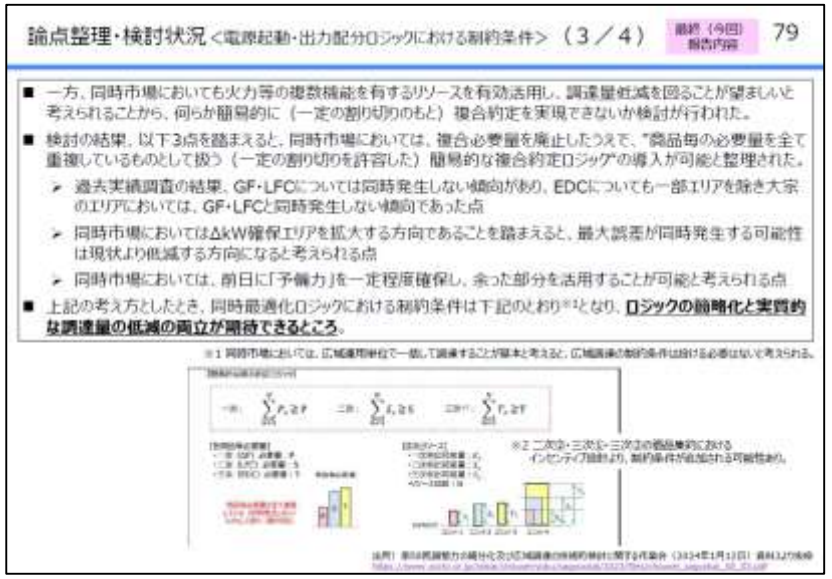


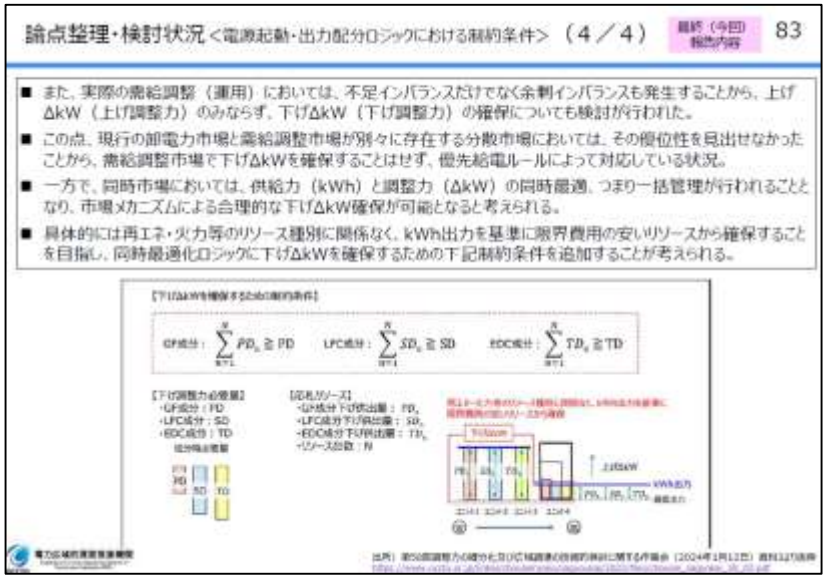
出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

（参考）調整力細分化作業会での議論状況









出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_04_00.pdf

同時市場の調整力を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの検証（２／４）

■ 調整力細分化作業会の議論を踏まえると、従来の電中研ツール（kWh・ΔkW同時最適ロジック）に、以下の調整力確保に関する制約条件を加えるイメージとなる。

【目的関数】

$$Minimize\{\text{総電源エネルギー費用} - \text{価格反応需要価値}\}$$

【制約条件（調整力確保関係）】

	上げ	下げ
一次	$\sum_{n=1}^{N} P_n \geqq P$	$\sum_{n=1}^{N} PD_n \geqq PD$
二次	$\sum_{n=1}^{N} S_n \geqq S$	$\sum_{n=1}^{N} SD_n \geqq SD$
三次	$\sum_{n=1}^{N} T_n \geqq T$	$\sum_{n=1}^{N} TD_n \geqq TD$

※二次②・三次①・三次②の商品集約における
インセンティブ設計により、制約条件が追加される可能性あり

【記号の説明】

記号	説明
N	リソース台数
P	一次（GF）上げ必要量
P_n	一次（GF）上げ供出可能量
S	二次（LFC）上げ必要量
S_n	二次（LFC）上げ供出可能量
T	三次（EDC）上げ必要量
T_n	三次（EDC）上げ供出可能量
PD	一次（GF）下げ必要量
PD_n	一次（GF）下げ供出可能量
SD	二次（LFC）下げ必要量
SD_n	二次（LFC）下げ供出可能量
TD	三次（EDC）下げ必要量
TD_n	三次（EDC）下げ供出可能量

同時市場の調整力を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの検証（３／４）

■ 調整力細分化作業会での議論を踏まえて構築したロジックについて、広域連系系統モデルを用いて挙動を確認したところ、各調整力（一次・二次・三次）のどの商品においても、**上げ調整力・下げ調整力ともに、広域系統毎に必要量を確保できていることを確認**できた。

広域連系系統モデルを用いた検証について　45

■ 調整力細分化作業会の議論を踏まえて構築したロジックについて、広域連系系統モデルを用い、下記の前提をおいて挙動を確認した。
■ また、挙動の確認にあたっては、複合約定ロジックの挙動を確認するため、各発電機ユニットで調整力の重複を許容しなかった場合（複合約定なし）と許容した場合（複合約定あり）についての比較検証も行った。

【調整力の必要量およびペナルティ係数】

	必要量（広域系統毎）	調整力不足量に対するペナルティ係数
一次調整力	需要比で3%	5,900円/kWh
二次調整力	需要比で2%	5,900円/kWh
三次調整力	需要比で7%	5,900円/kWh

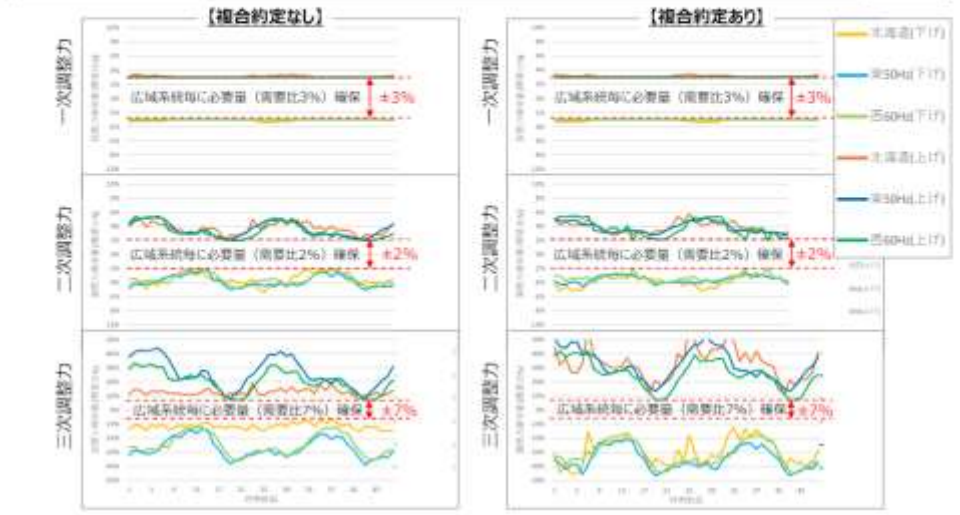
【発電ユニットの調整力の最大供出量（最大出力比）】

	石炭	LNG・石油	水力(揚水・貯水)	非同期(再エネ)電源	その他
一次調整力	5%	5%	5%	0%	5%
二次調整力	3%	5%	10%	0%	0%
三次調整力※	100%	100%	100%	0%	0%

※ 100%は、実質的に「最大出力ー最低出力」の全量となる。

シミュレーション結果の評価（１／３）　46

■ まずは、各調整力（一次・二次・三次）の確保状況を確認した結果は以下のとおり。
■ どの商品においても、**上げ調整力・下げ調整力ともに、広域系統毎に必要量を確保できていることを確認**できた。

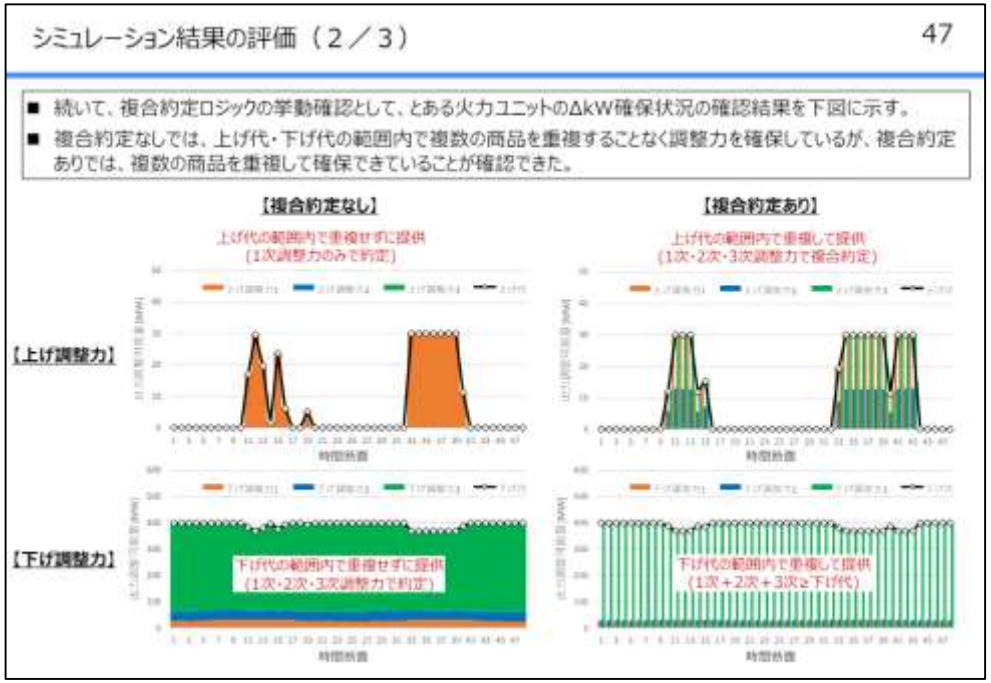


電力広域的運営推進機関
OCCTO

出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

同時市場の調整力を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックの検証（４／４）

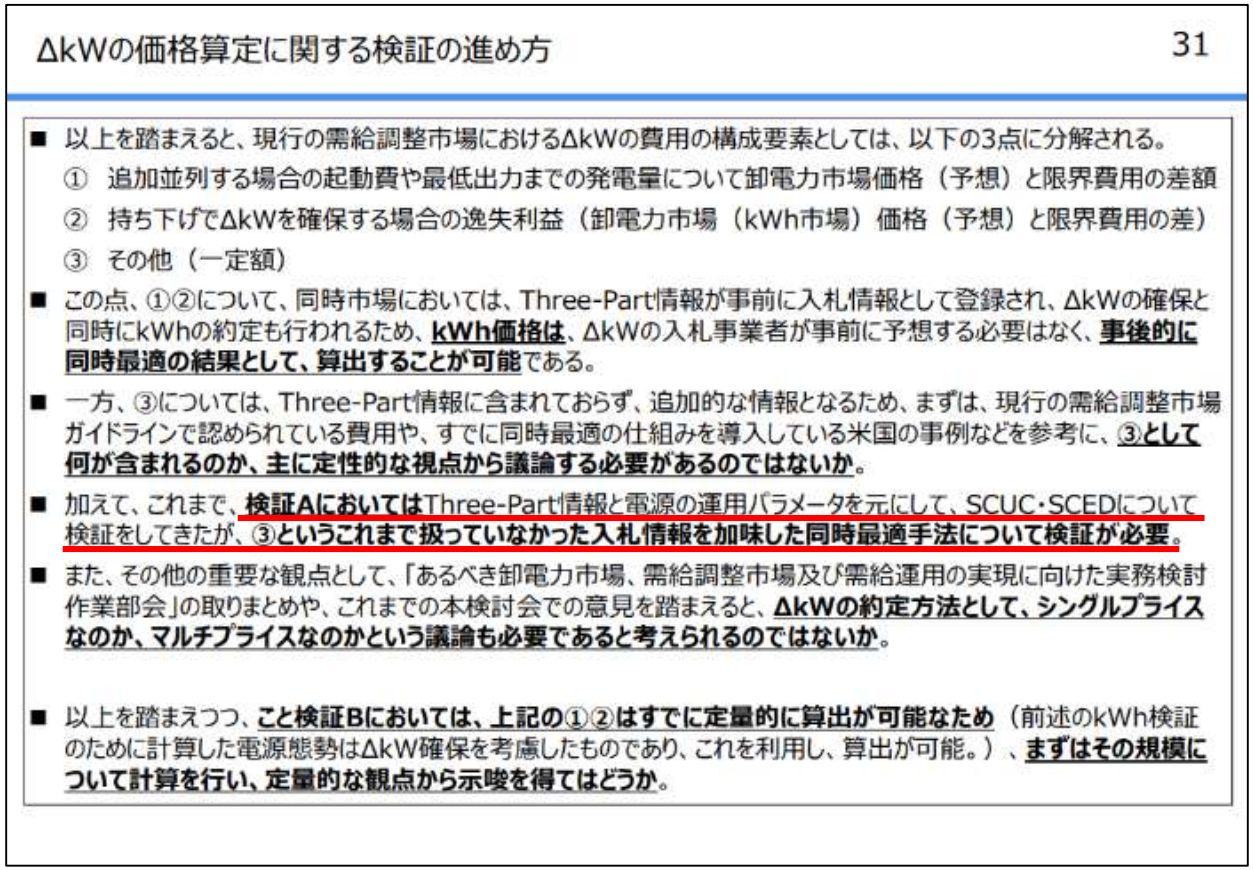
- また、複合約定ロジックの挙動を確認するため、各発電機ユニットで調整力の重複を許容しなかった場合（複合約定なし）と許容した場合（複合約定あり）についての比較検証も行った。
- その結果、複合約定なしでは、上げ代・下げ代の範囲内で複数の商品を重複することなく調整力を確保しているが、複合約定ありでは、複数の商品を重複して確保できていることが確認でき、**複合約定によって**、より少ない台数で各調整力（一次・二次・三次）の必要量を確保できるため、限界費用の高い電源の追加起動が低減される等、当初狙いの通り、**エネルギーコスト低減が実現できることも確認**した。



出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

ΔkW入札価格を考慮したロジックの検証について（１／４）

- また、第6回本検討会（2024年2月5日）における検証Bの議論において、ΔkW費用の構成要素として、①機会費用、②逸失利益、③その他（一定額）の3点に分解され、これまで扱ってこなかった③を入札情報に追加（加味）した場合の同時最適化手法について、検証Aにおける検証が必要とされた。
- これを受けて、ΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適ロジックの構築ならびに小規模系統モデルでの挙動確認を行った。



ΔkWの価格算定に関する検証の進め方 31

- 以上を踏まえると、現行の需給調整市場におけるΔkWの費用の構成要素としては、以下の3点に分解される。
  - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
  - ② 持ち下げでΔkWを確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
  - ③ その他（一定額）
- この点、①②について、同時市場においては、Three-Part情報が事前に入札情報として登録され、ΔkWの確保と同時にkWhの約定も行われるため、**kWh価格は**、ΔkWの入札事業者が事前に予想する必要はなく、**事後的に同時最適の結果として、算出することが可能**である。
- 一方、③については、Three-Part情報に含まれておらず、追加的な情報となるため、まずは、現行の需給調整市場ガイドラインで認められている費用や、すでに同時最適の仕組みを導入している米国の事例などを参考に、**③として何が含まれるのか、主に定性的な視点から議論する必要があるのではないか**。
- 加えて、これまで、**検証AにおいてはThree-Part情報と電源の運用パラメータを元にして、SCUC・SCEDについて検証をしてきたが、③というこれまで扱っていなかった入札情報を加味した同時最適手法について検証が必要**。
- また、その他の重要な観点として、「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめや、これまでの本検討会での意見を踏まえると、**ΔkWの約定方法として、シングルプライスなのか、マルチプライスなのかという議論も必要であると考えられるのではないか**。
- 以上を踏まえつつ、**こと検証Bにおいては、上記の①②はすでに定量的に算出が可能なため**（前述のkWh検証のために計算した電源態勢はΔkW確保を考慮したものであり、これを利用し、算出が可能。）、**まずはその規模について計算を行い、定量的な観点から示唆を得てはどうか**。

出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料5をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_05_00.pdf

ΔkW入札価格を考慮したロジックの検証について（２／４）

■ ΔkW入札価格を考慮するため、基本ロジックに対し、目的関数にΔkW調達費用（ΔkW入札価格×ΔkW確保量の総和）を追加するカスタマイズを行い、 ΔkW入札価格を考慮できるようにロジックの改良・構築を行った。

（同時市場におけるΔkW入札価格の取り扱いは未定であるものの、ロジックとしてΔkW入札価格を取り扱った際の影響（挙動）について検討したものである点に留意）

【ΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適化ロジックの目的関数】

$$f = \sum_{t=0}^{n_t} \sum_{i=0}^{n_i} \{ \quad f_G(i,t) + f_C(i,t) + f_{PCR}(i,t) + f_{SCR}(i,t) + f_{TCR}(i,t) \quad \}$$

電源運用コスト　ペナルティ項　一次調整力調達費用　二次調整力調達費用　三次調整力調達費用

$$f_{PCR}(i,t) = K_{PCRup}(i) \cdot R_{PCRup}(i,t) + K_{PCRdn}(i) \cdot R_{PCRdn}(i,t) \quad \text{一次}$$

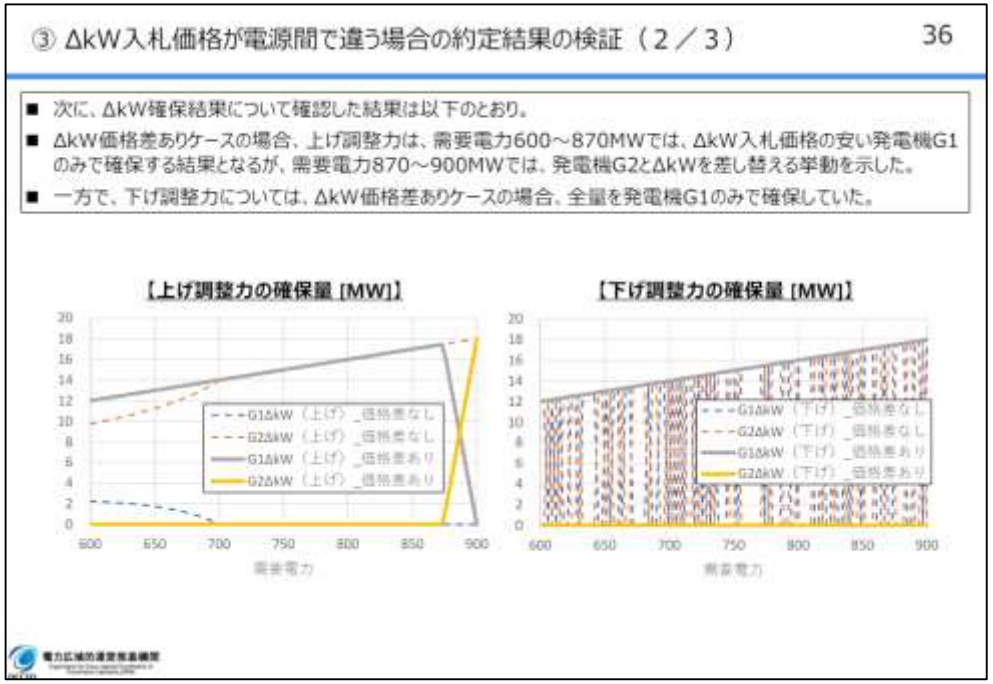
$$f_{SCR}(i,t) = K_{SCRup}(i) \cdot R_{SCRup}(i,t) + K_{SCRdn}(i) \cdot R_{SCRdn}(i,t) \quad \text{二次}$$

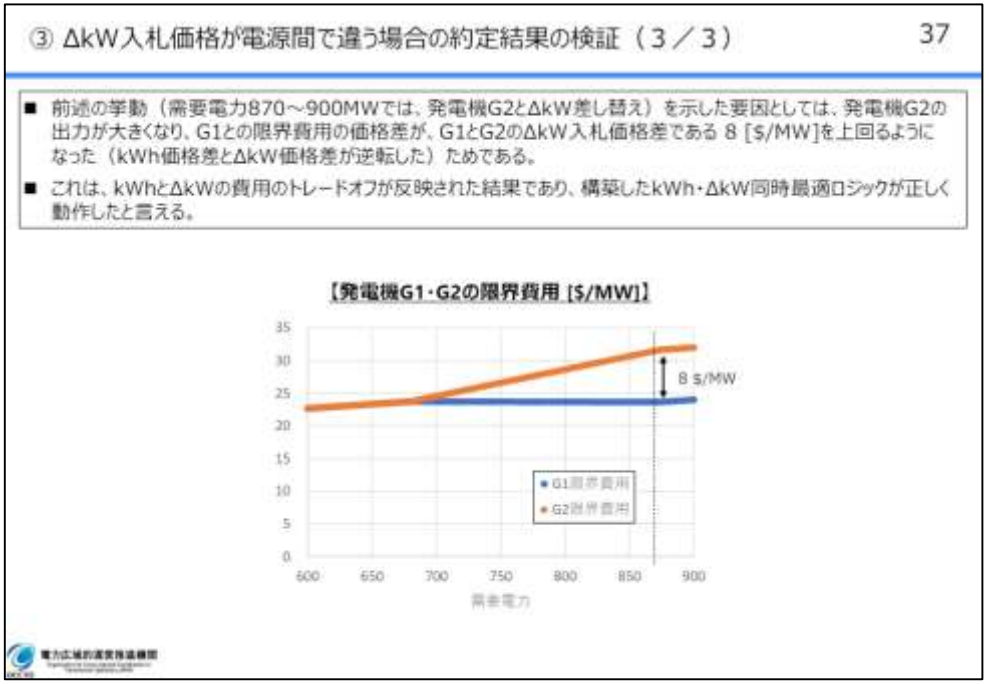
$$f_{TCR}(i,t) = K_{TCRup}(i) \cdot R_{TCRup}(i,t) + K_{TCRdn}(i) \cdot R_{TCRdn}(i,t) \quad \text{三次}$$

上げΔkW価格 [円/kW] × 上げΔkW確保量 [kW] ＋ 下げΔkW価格 [円/kW] × 下げΔkW確保量 [kW]

ΔkW入札価格を考慮したロジックの検証について（３／４）

■ まずは、構築したロジックが正しく挙動するか確認するため、手計算でも確認可能な小規模系統モデルにおいて検証し、kWhとΔkWの費用のトレードオフが反映された結果が得られ、**<u>今回構築したΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適ロジックが正しく動作</u>**していることを確認した。





出所）第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/010_04_00.pdf

ΔkW入札価格を考慮したロジックの検証について（４／４）

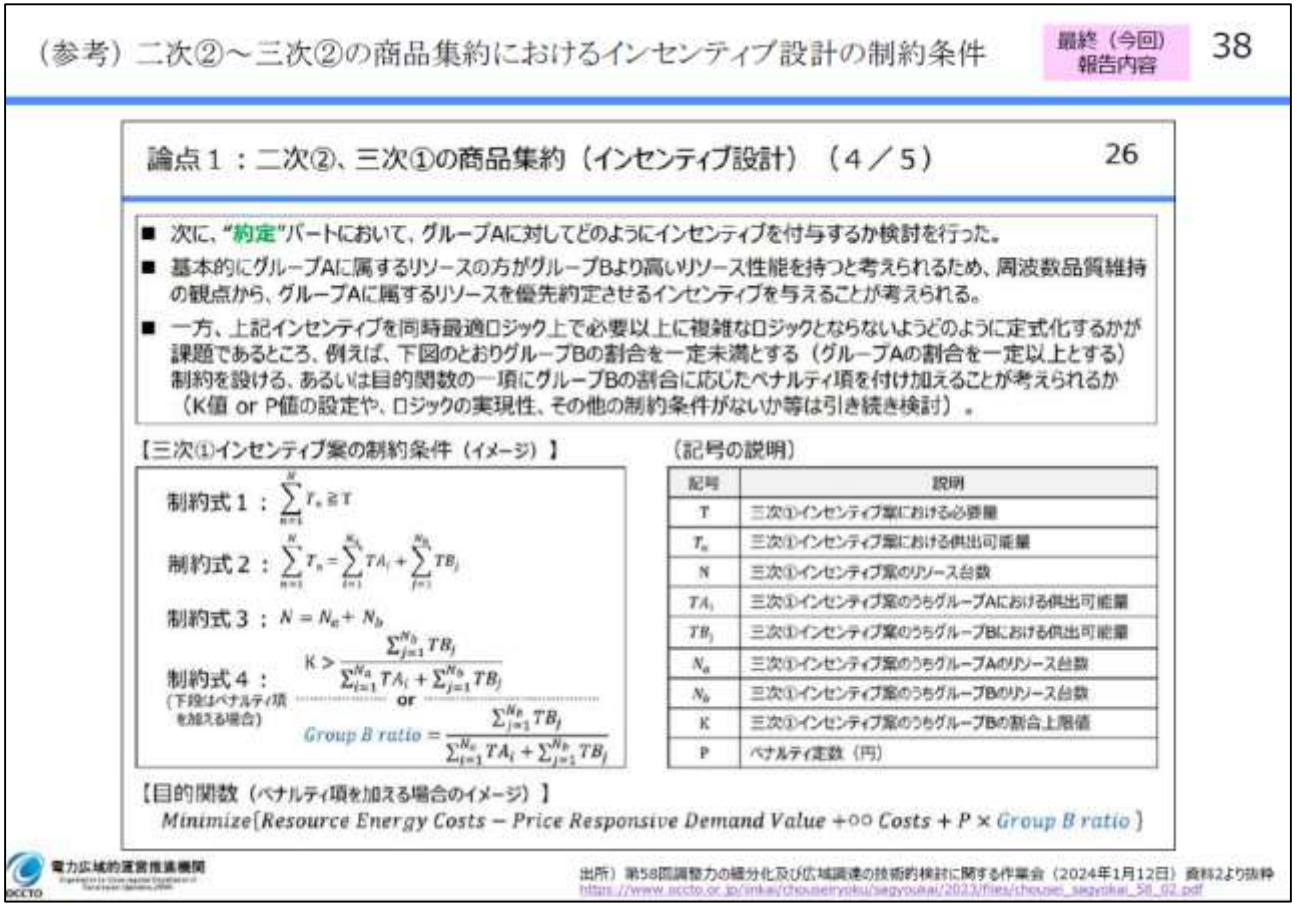
- また、ΔkW入札価格の考慮による計算負荷への影響についても確認し、ΔkW入札価格を考慮した場合でも、計算時間に大きな違いは見られなかった。
- この点、ΔkW入札価格を考慮しない場合も、0円入札としてパラメータ設定しており、この点、価格有無によって変数の数は変わらないことから、定性的にもΔkW価格考慮による計算時間への影響は小さいものと考察した。

#	G1 ΔkW価格	G2 ΔkW価格	値付け対象	離散変数	連続変数	計算時間 [s]※
1	- (0)	- (0)	-	608	5153	0.166
2	$22/MW	$22/MW	上げ (下げは0)	同上	同上	0.175
3	$22/MW	$22/MW	下げ (上げは0)	同上	同上	0.172
4	$22/MW	$22/MW	上げ・下げ	同上	同上	0.175
5	$22/MW	$30/MW	上げ・下げ	同上	同上	0.173

※10回平均

今後の検証について

- 同時市場の調整力を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックおよび ΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適ロジックの検証については、技術検証会でも、想定通りの挙動が得られていることが確認された。
- 引き続き、調整力の定義見直し検討における**<u>三次インセンティブ設計の実現性などの残課題について更なる検討</u>**を進めていく。



（参考）二次②～三次②の商品集約におけるインセンティブ設計の制約条件　最終（今回）報告内容　38

論点１：二次②、三次①の商品集約（インセンティブ設計）（４／５）　26

- 次に、"約定"パートにおいて、グループAに対してどのようにインセンティブを付与するか検討を行った。
- 基本的にグループAに属するリソースの方がグループBより高いリソース性能を持つと考えられるため、周波数品質維持の観点から、グループAに属するリソースを優先約定させるインセンティブを与えることが考えられる。
- 一方、上記インセンティブを同時最適ロジック上で必要以上に複雑なロジックとならないようどのように定式化するかが課題であるところ、例えば、下図のとおりグループBの割合を一定未満とする（グループAの割合を一定以上とする）制約を設ける、あるいは目的関数の一項にグループBの割合に応じたペナルティ項を付け加えることが考えられるか（K値 or P値の設定や、ロジックの実現性、その他の制約条件がないか等は引き続き検討）。

【三次①インセンティブ案の制約条件（イメージ）】

制約式１：$\sum_{n=1}^{N} T_n \geqq T$

制約式２：$\sum_{n=1}^{N} T_n = \sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j$

制約式３：$N = N_a + N_b$

制約式４：（下段はペナルティ項を加える場合）

$$K > \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j} \quad \text{or} \quad Group\ B\ ratio = \frac{\sum_{j=1}^{N_b} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_a} TA_i + \sum_{j=1}^{N_b} TB_j}$$

（記号の説明）

記号	説明
T	三次①インセンティブ案における必要量
T_n	三次①インセンティブ案における供出可能量
N	三次①インセンティブ案のリソース台数
TA_i	三次①インセンティブ案のうちグループAにおける供出可能量
TB_j	三次①インセンティブ案のうちグループBにおける供出可能量
N_a	三次①インセンティブ案のうちグループAのリソース台数
N_b	三次①インセンティブ案のうちグループBのリソース台数
K	三次①インセンティブ案のうちグループBの割合上限値
P	ペナルティ定数（円）

【目的関数（ペナルティ項を加える場合のイメージ）】

$$Minimize\left[Resource\ Energy\ Costs - Price\ Responsive\ Demand\ Value + \circ\circ\ Costs + P \times Group\ B\ ratio\right]$$

電力広域的運営推進機関

出所）第58回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（2024年1月12日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/saigyoukai/2023/files/chousei_saigyokai_58_02.pdf

出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_04_00.pdf

１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況

－⓪．基本ロジックの構築

－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック

－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック

－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック

－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性

－⑤．系統制約の取扱い

－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

セルフスケジュール電源の経済差替の検証について（１／３）

■ セルフスケジュール電源の経済差替方法のうち、自社で発電量を確定させたい電源と差し替えることを念頭に、買い入札を行う方法については、収束性の観点から別途技術検証が必要とされていたところ。

④セルフスケジュール電源の経済差替の検証内容イメージ（１／３）　27

■「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）においては、セルフスケジュール電源とは、発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するものをいい※1、その入札要否や方法等の詳細設計については今後議論予定とされていた。

■ これらセルフスケジュール電源においては、限界費用の方が市場価格より高価な場合、発電事業者による市場での経済差替のニーズ等があると考えられ、これまでの議論においては、以下のとおり、複数の電源差替案が提示されたところ、二つ目の案に関しては、収束性の観点から別途技術検証が必要とされていた※2。

※1 米国におけるセルフスケジュール電源の定義とは必ずしも一致しておらず（詳細は第4回検討会（2023年11月17日）資料5-2を参照されたい。）、次回以降の検討会において、改めて電源運用に関する用語の定義を行いたい。

※2 技術的に実現可能かの検証結果も踏まえた上で、今後どの案が取り得るかについて検討する予定。

① 次ページ左図のとおり、差し替え希望の電源については、Three-Part 情報を入札し、市場で経済負荷配分可能な電源として取り扱う。市場運営者が約定ロジックに従い、この電源が出力するかどうか（売り約定するかどうか）を決定。
※商品先物取引法やデリバティブ会計上の取り扱いを整理することが必要である。

② 次ページの上右図と下右図のとおり、発電事業者が自社で発電量を確定させたい電源と差し替えることを念頭に買い入札を行う場合、買い入札とリンクする電源を合わせて登録することを求める。
※計算が収束しない可能性もあることから、実現可能性については、別途検証が必要である。

③ 次々ページにおける入札需要を用いた計算（黄色部分）を行い、約定価格を確定させた上で、BGに 差し替えの有無を登録させ（発電販売計画を迅速に提出させるイメージ）、その後、TSOの予測需要を用いた計算（青色部分）を行い、必要に応じて、追加的に電源の起動を行う。

④ 差し替えは電源の出力量の減少にとどめ、電源の停止は認めない。
※作業部会においては、「④は経済性の観点から他の案に比べると劣後するのではないか」といった意見があった。

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4より抜粋・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

出所）第6回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年2月5日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/006_04_00.pdf

（参考）各案における電源の差し替え例

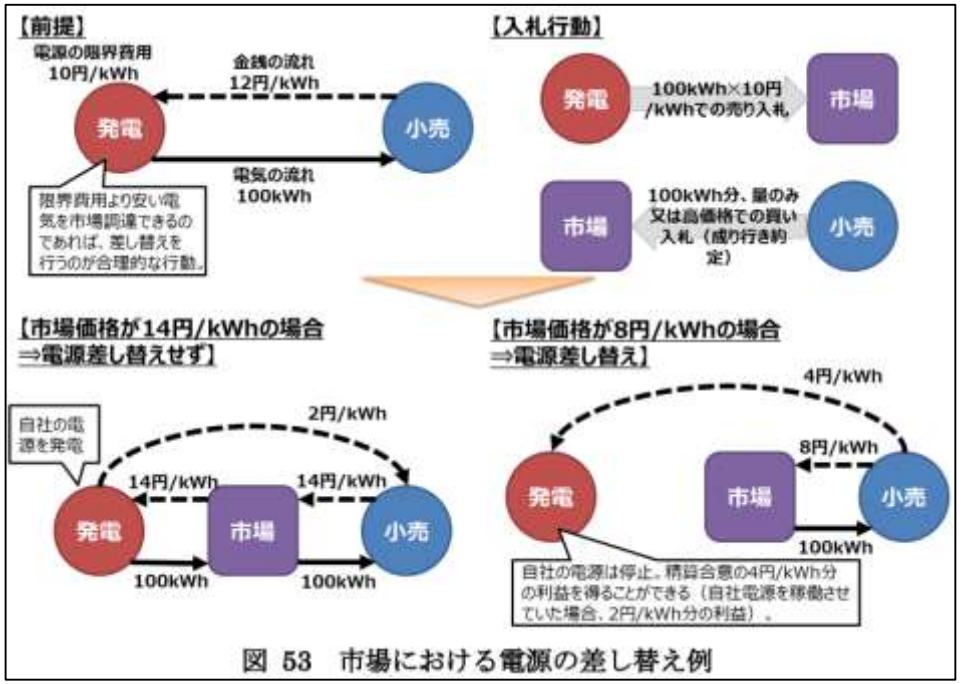


図 53　市場における電源の差し替え例

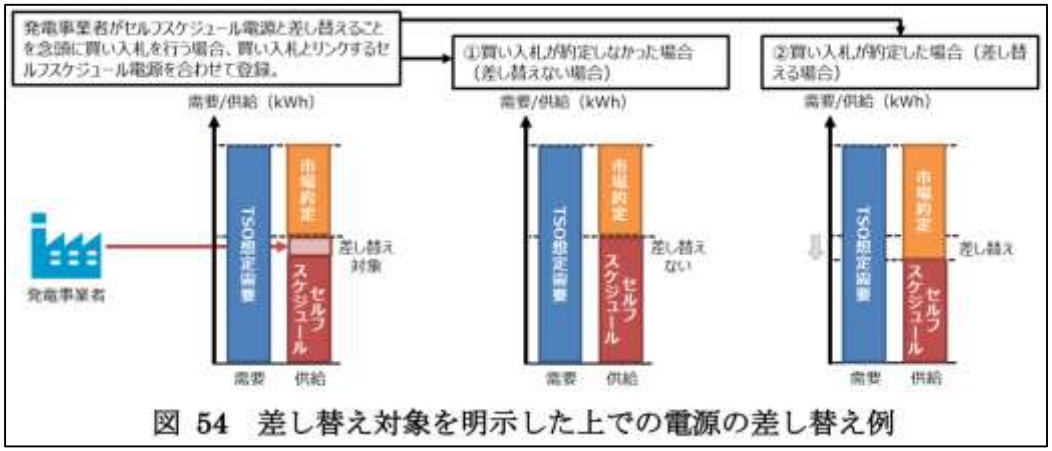
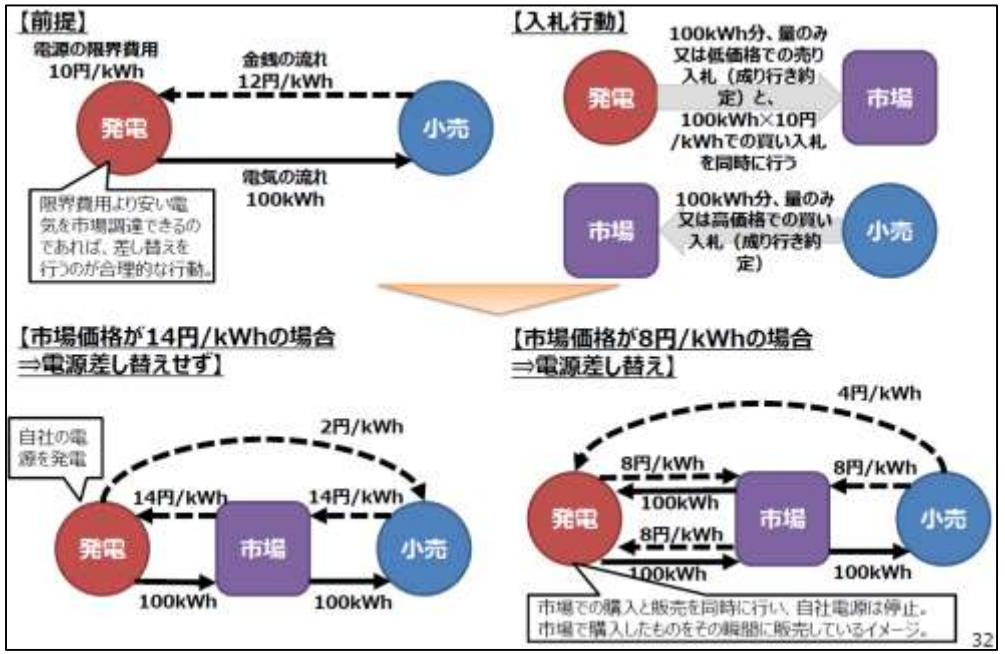


図 54　差し替え対象を明示した上での電源の差し替え例

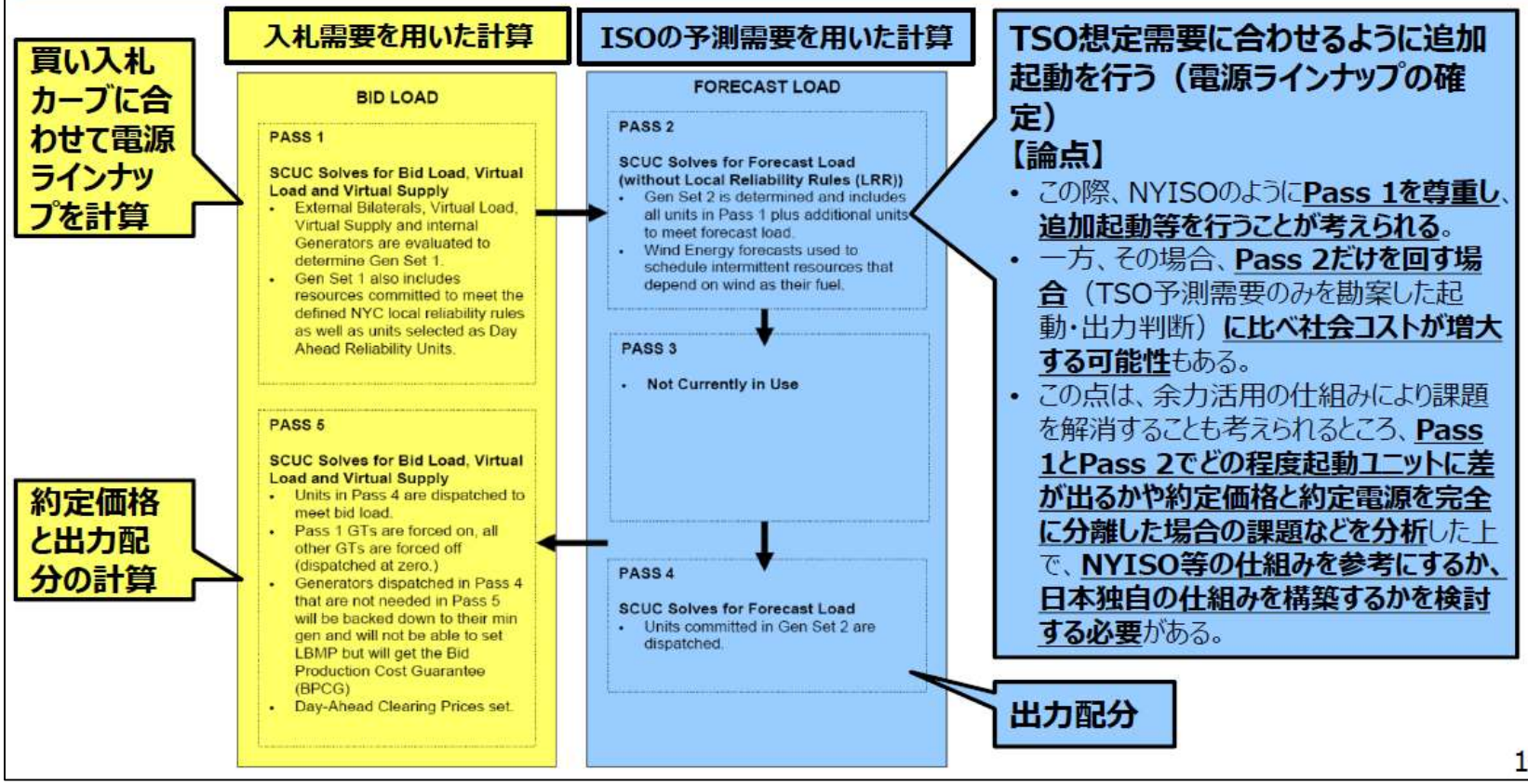


出所）「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

出所）第4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（2023年1月31日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/004_04_00.pdf

NYISOの仕組みとこれまで作業部会で提案した仕組みとの比較①

- 「買い入札カーブに合わせて、様々な電源ラインナップを想定とそのラインナップにおける限界電源の価格の計算を繰り返し、約定価格の決定を行う方法」（供給曲線の作成方法①（P.13を参照））と約定電源の決定方法の組み合わせは、以下のNYISOの仕組みと同様に考えることができる。



出所）第4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（2023年1月31日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/002.html

セルフスケジュール電源の経済差替の検証について（２／３）

■ この点、検証Aにおいて、自社で発電量を確定させたい電源としてセルフスケジュール電源と呼んでいたものは、市場に約定結果を委ねない出力に該当するため、再定義の用語においては、「絶対出力容量（Must Run）」（あるいは「固定出力（Block Loading（Loaded））」）に相当する※。

※ 買い入札が約定した場合、経済差替（電源の出力減少若しくは停止）を行うため、厳密には、市場に約定結果を委ねない出力とは呼べないが、ここでは経済差替のための入札形態として「絶対出力容量（Must Run）」あるいは「固定出力（Block Loading（Loaded））」を活用する場合を指す。

電源運用・入札に関する用語の再定義（続き）

● 米国の用語の使用方法も参考に、今後の同時市場の議論における用語については、以下のとおり、再定義したい。

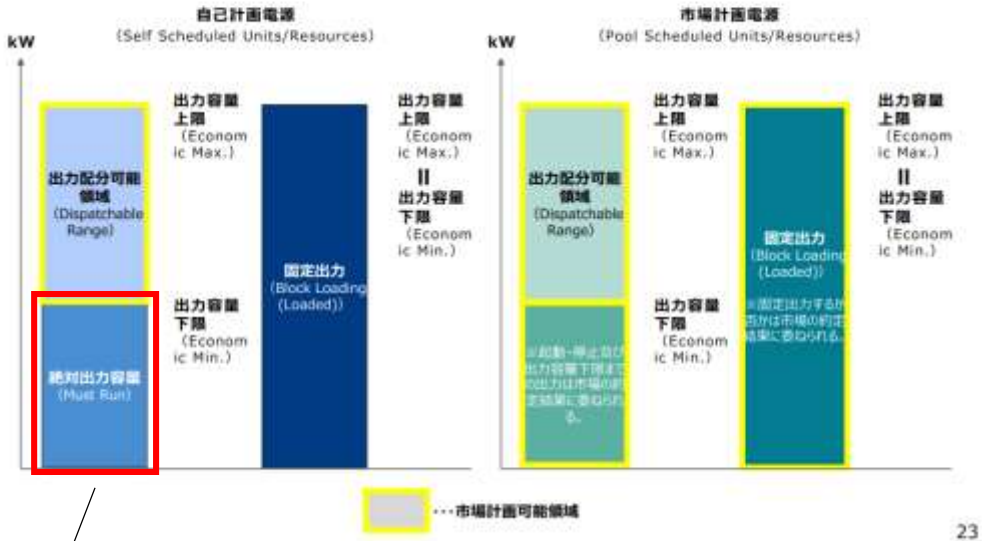
用語	米国における用語（※１）	本検討会における用語の定義
自己計画電源	Self Scheduled Units/Resources	電源等（DR等のリソース含む）の起動及び出力容量下限（Economic Min.）までの出力を電源等の保有主体が決定する電源等のこと。なお、出力容量下限（Economic Min.）よりも上の出力帯があり、出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札されている場合、当該領域については、同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
市場計画電源	Pool Scheduled Units/Resources	電源等（DR等のリソース含む）の起動及び出力容量下限（Economic Min.）までの出力を同時市場の約定結果に委ねる電源等のこと。なお、出力容量下限（Economic Min.）よりも上の出力帯があり、出力配分可能領域（Dispatchable Range）として入札されている場合、当該領域についても、同時市場の約定結果に応じて出力配分量が決定することになる。
出力容量下限	Economic Min.	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、最低限出力させる容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意（※２）。
出力容量上限	Economic Max.	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）や、同時市場での約定の結果、起動することが確定した市場計画電源（Pool Scheduled Units/Resources）において、最大限出力が可能な容量のこと。電源等の保有主体が登録する値であり、必ずしも発電機における機器の運用制約と一致するわけではないことに注意（※２）。
絶対出力容量	Must Run	自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）における出力容量下限（Economic Min.）のこと。自己計画電源（Self Scheduled Units/Resources）は確実に起動され、出力容量下限（Economic Min.）までは確実に出力されることになるため、「絶対出力容量（Must Run）」という別称を定義。

（※１）米国においても用語の使い方が様々であり、必ずしも本資料の定義と一致しているわけではないことに注意。
（※２）機器の運用制約と出力下限や上限との関係は後のスライドで整理。

21

電源運用・入札に関する用語の再定義（続き）

● 前ページの用語の定義を図示すると以下のとおり。



23

検証Aにおけるセルフスケジュール電源
（入札形態として）

出所）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4をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/007_03_01.pdf

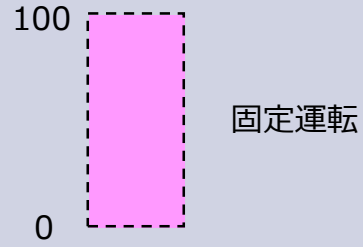
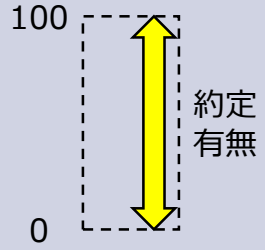
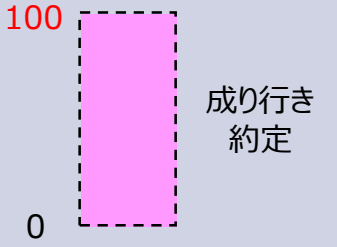
セルフスケジュール電源の経済差替の検証について（３／３）

■ 前述の再定義も踏まえて、絶対出力容量（Must Run）の経済差替を実現しようと思うと、電源は固定運転で売り入札を行い、電源との差替を念頭に限界費用による買い入札を行う（約定すれば購入と販売が相殺し、電源は出力減少若しくは停止する）ことが考えられ、その際の具体的な入札方法については、下記イメージが考えられる。

- 電源（売り入札）：固定運転
- 電源差し替え（買い入札）：限界費用による買い入札（電源（売り入札）と紐づけて登録）
- （参考）小売（買い入札）：量のみ又は高価格での買い入札（成り行き約定）

■ これらの挙動（経済差替）が、ロジックにおいて模擬できるか検証を実施した。

【経済差替時の入札例】

	電源（売り入札）	電源差し替え（買い入札）	（参考）小売（買い入札）
設備ステータス			
追加情報の入力例	・Must Run=1 ・Economic Min=100 ・Economic Max=100	－	－
Three-Part情報	・起動費：不要 ・最低出力費用：不要 ・限界費用：不要 （ただし、各項目ゼロでもよい）	【買い入札情報】 ・量=100 ・価格=10円/kWh（限界費用）	【買い入札情報】 ・量=100 ・価格=999円/kWh（なしも可）

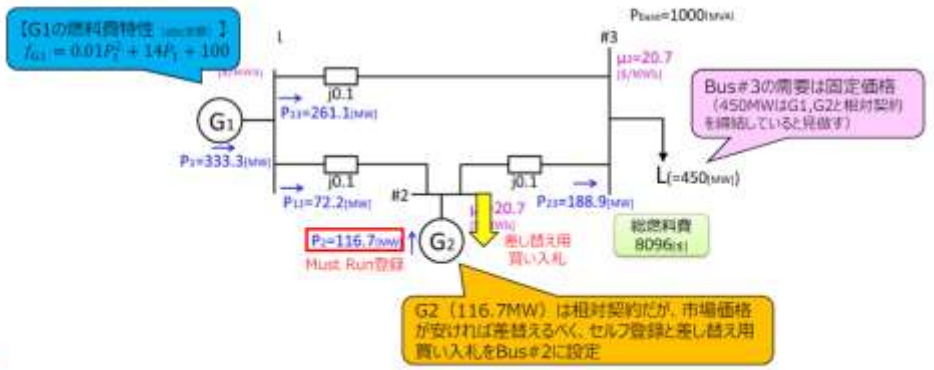
セルフ経済差替えの小規模系統モデルでの検証について（１／２）

- 前述の入札方法を小規模系統モデルに適用し、「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」で構築したロジックを用いて検証を実施した。
- その結果、差し替え用買い入札価格に応じて、差し替え用の需要が約定・不落となり、**事業者単位では絶対出力容量と約定した差替用の需要が相殺され、発電出力の抑制が模擬**できることを確認した。（想定通りの挙動）

小規模系統モデルでの検証について（１／２） 55

- 検証にあたり、小規模系統モデルを用いて、単価の高いG2の出力全量を絶対出力容量（Must Run）とみなして模擬し、具体的には、G2の出力は116.7MWで固定、同一ノードにて差し替え用の買い入札を行うものとした。
- なお、残るG1は全量を市場の約定結果を委ねる電源、Bus＃3の需要は固定価格（相対契約に伴う成行約定）と見做すこととした。

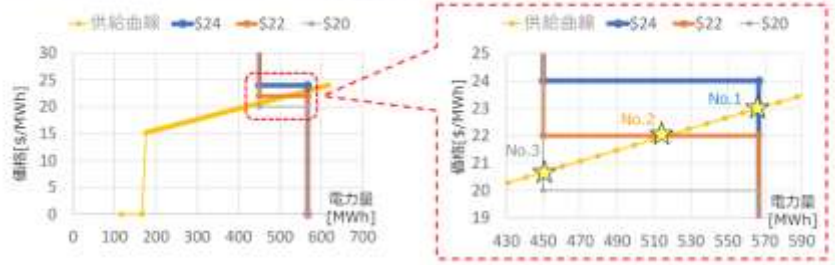
【小規模系統（2機3母線）モデル】



シミュレーション結果の評価（１／２） 57

- 各ケースにおけるシミュレーション結果は下記のとおりであり、買い入札単価（$24）が高ければ全量差し替えされ、安ければ（$20）全く差し替えがなく、中間的な価格（$22）では一部差し替えが発生する結果となった。
- これにより、**事業者単位では、絶対出力容量と差替用の需要が相殺され、発電出力の抑制が模擬**できた。

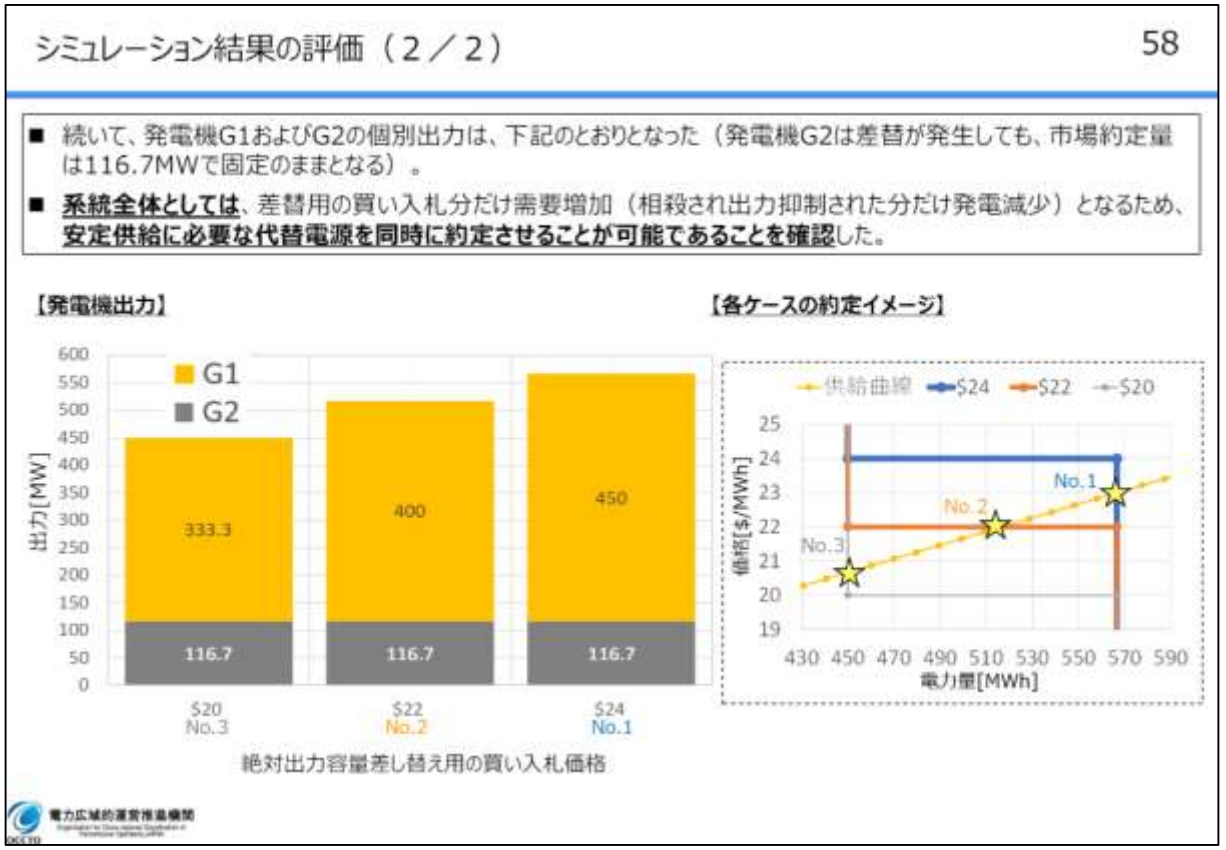
No.	買い入札単価	SCUC結果		
		限界費用	約定した需要電力 [MW]	事業者単位の発電出力 [MW]
No.1	$24	**$23.0**	相対契約分(L) 450 **差し替用買い入札(L2) 116.7**	116.7(固定出力)－**116.7(L2)→0** （差替100%）
No.2	$22	**$22.0**	相対契約分(L) 450 **差替用買い入札(L2) 66.7**	116.7(固定出力)－**66.7(L2)→50** （差替57%）
No.3	$20	**$20.7**	相対契約分(L) 450 **差替用買い入札(L2) 0**	116.7(固定出力)－**0(L2)→116.7** （差替0%）



出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

セルフ経済差替えの小規模系統モデルでの検証について（２／２）

- また、**系統全体としては**、差替用の買い入札分だけ需要増加（相殺され出力抑制された分だけ発電減少）となるため、**安定供給に必要な代替電源を同時に約定させることが可能であることも確認**した。（想定通りの挙動）
- 以上の結果をもって、**「④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性」の検証としては完了**と考えられ、今後、差替用の買い入札が増加した際の収束性等に与える影響については、引き続き、「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」における広域連系系統モデル（ノード単位）での検証に包含して、検討を進めることとした。



出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_05_00.pdf

目次

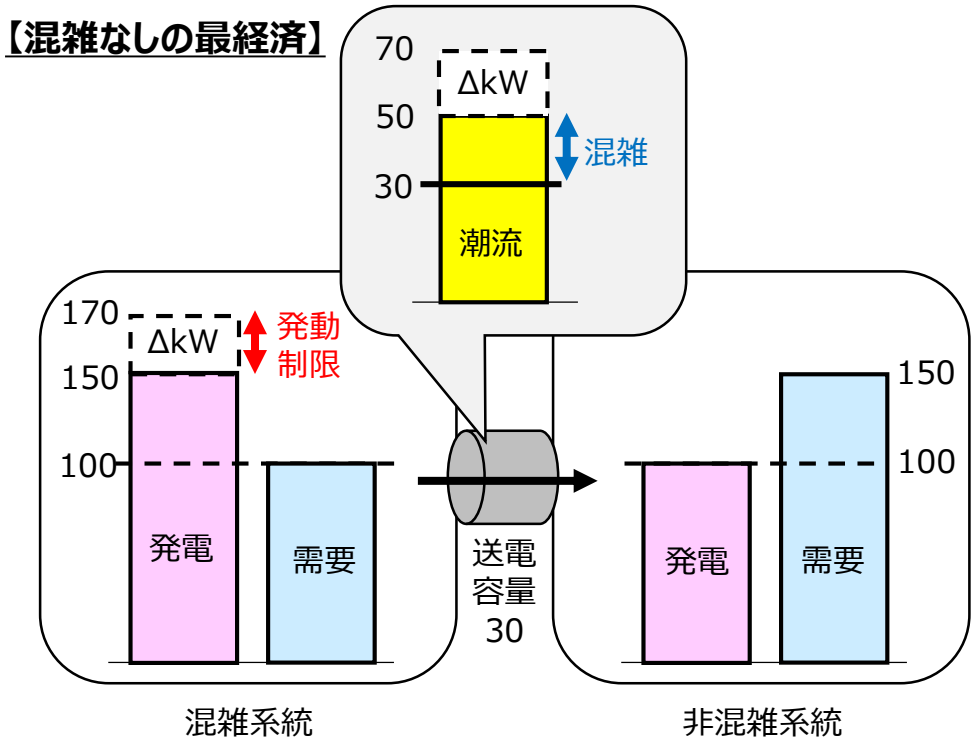
１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

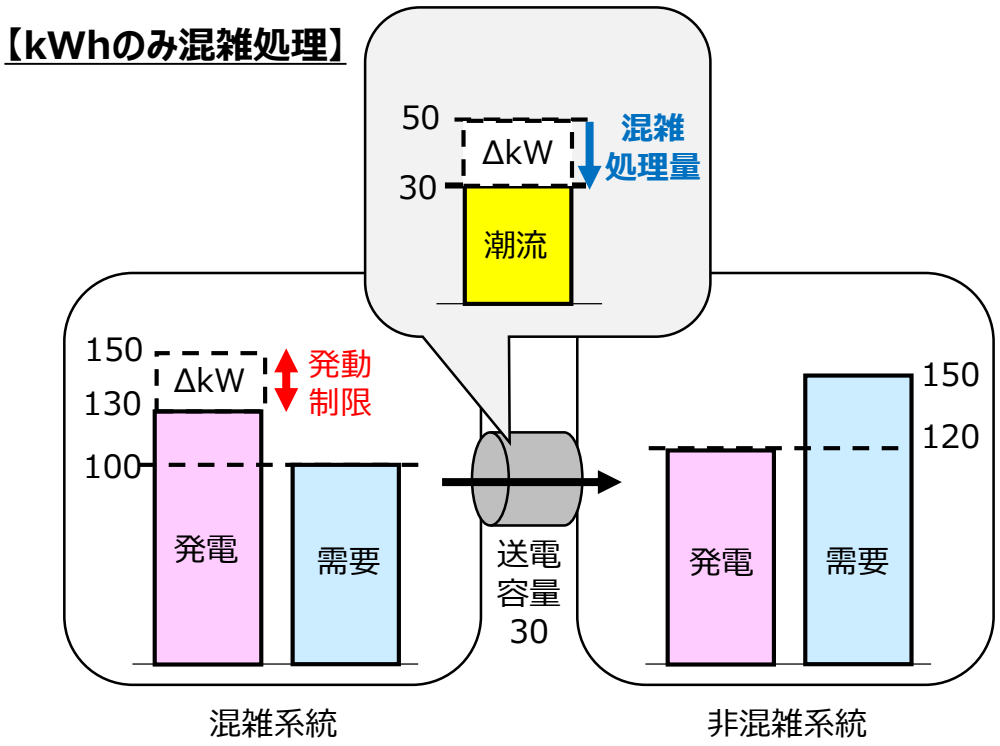
２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

系統制約の取り扱いの検証（１／２）

- SCUC・SCEDロジックにおいては、送電容量制約を考慮することから、最適化の過程（制約条件を満足する中）で混雑処理が行われることとなる（以下の左図から右図になるイメージ）　。
- 一方で、海外事例（米PJM等）の送電容量制約では、あくまでもkWh（電力量）のみを送電容量以内に抑える制約となっており、この場合、送電容量制約を考慮した最適化（混雑処理）後でも、混雑系統にあるΔkWは発動制限を受ける課題（発動時に再混雑が発生するため、発動できない制約）が生じうる。





（参考）米PJMにおける送電容量制約

■ 米PJMにおけるkWh・ΔkW同時最適化ロジックの送電容量制約式には、ΔkWの融通に関する項が見られず（kWhしか考慮しておらず）、前ページのような状況になると考えられる。

米PJMにおける同時最適化ロジックの送電制約に関する制約式

B. Transmission Constraints

The transmission constraints in SCED ensure that the flows over the monitored transmission constraints are within the applicable limits of transmission lines.

$$\sum_{i=1}^{n} Energy_MW(i) * DFax(i,k) + \sum_{i=1}^{importTran.} Import_Transaction_MW(i) * DFax(i,k) - \sum_{i=1}^{ExportTran.} Export_Transaction_MW(i) * DFax(i,k) - \sum_{i=1}^{PRD} PRD_MW(i) * DFax(i,k) \leq Line\ Limit\ ; for\ \forall\ k\ \in active\ Transmission\ constraints$$

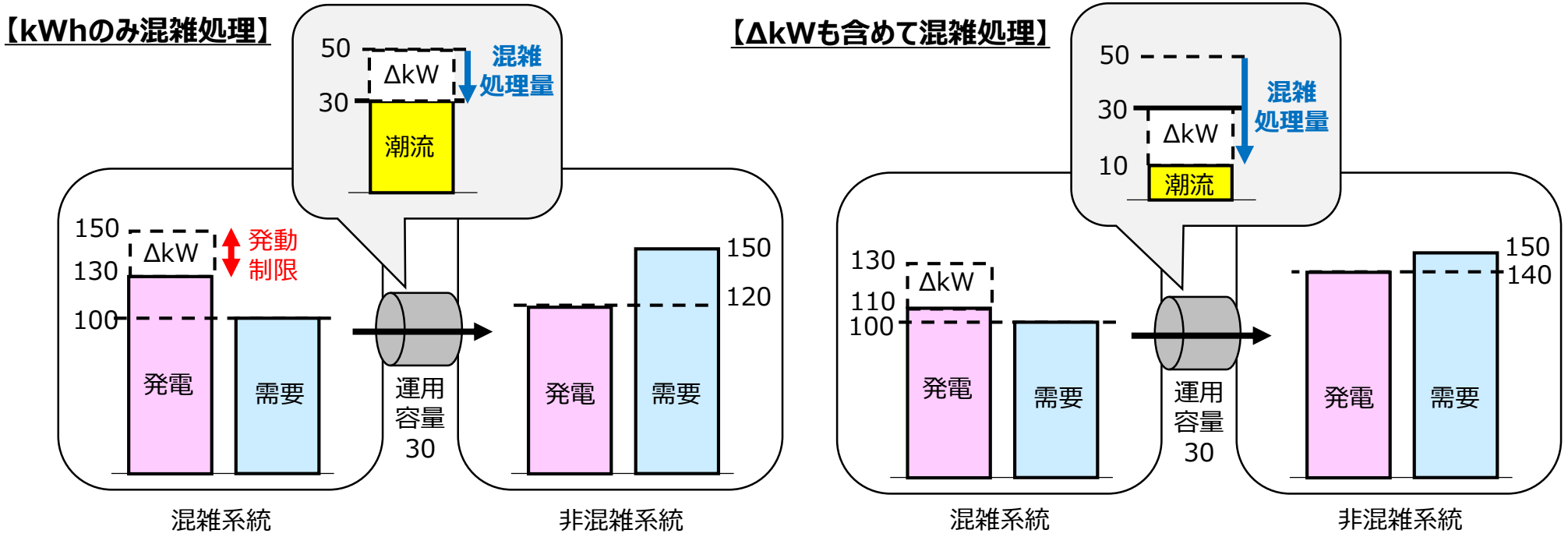
発電量　他ISOからの受電量　他ISOへの送電量　需要抑制量　送電可能量

※DFax：分流比

出所）PJM, “Energy and Ancillary Service Co-Optimization Formulation”（2022年6月1日）より抜粋
https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/energy/real-time/real-time-energy-and-ancillary-service-co-optimization-formulation.ashx

系統制約の取り扱いの検証（２／２）

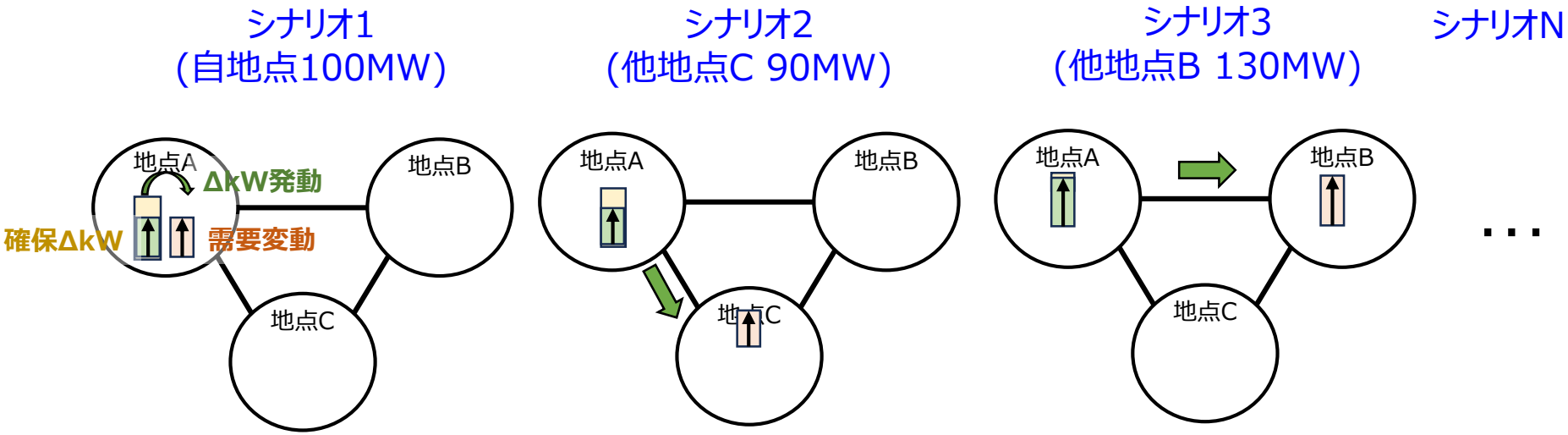
- 前述のような状況（同時最適時も混雑ΔkWは発動制限）を回避するには、例えばkWh（電力量）のみならずΔkW（調整力）も含めて送電容量以内に収める送電容量制約（最適化ロジック）とする方法も考えられる。
- このような方法により発動制限ΔkWの課題は解消すると考えられるものの、海外で採用されている例は見受けられず、計算負荷等何らかの課題があると推察される。
- このため、送電容量制約をkWhだけでなくΔkWも含めて送電容量以内とする制約とした場合の収束性等計算負荷等へ与える影響について比較検証を行うこととした。
- 一方、仮に技術的に何らかの課題が見受けられた際は、米PJMのように、ΔkW確保エリアの細分化や細分化エリア内で発生する混雑（ΔkW発動制限）への対応等も必要になると考えられることから、その場合への対応についても、調整力の定義見直し検討に合わせ、並行して検討を進めていくこととした。



ΔkW発動も考慮したロジックの実現性について（１／２）

- まずもって、送電容量制約にkWhのみならず、ΔkW含め考慮するロジックの構築が可能かについて検討した。
- この点、ΔkW（調整力）は需要変動等へ対応するために発動することになるため、どのノード・エリアで需要変動等が起こるかによって、ΔkW発動にともなうノード間の潮流変化は異なることとなる。
- このようなΔkW発動時の潮流変化に対して混雑（発動制限ΔkW）が生じないようなSCUCの解を得るためには、確率論的に有り得る需要変動等のシナリオに対して、網羅的に最適化演算で評価する手法が考えられる。

【需要変動等によるノード間の潮流変化のイメージ】



ΔkW発動も考慮したロジックの実現性について（２／２）

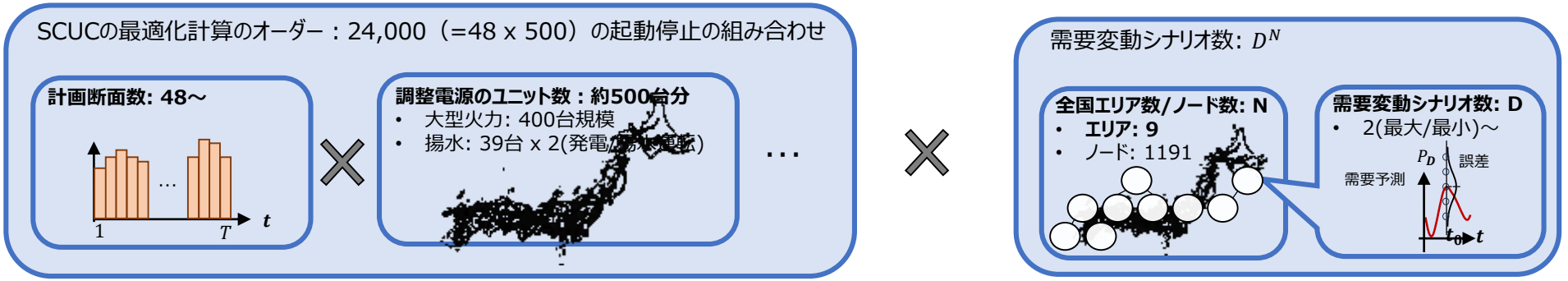
■ 他方、前述のような手法を実現しようとした場合、もともと計算負荷の高いSUCUロジックを、無数のシナリオに対して解く必要があり、実用的な時間内で実行可能解を得ることは困難である。

（計算負荷イメージ）

- 発電機500台で1日（30コマ48断面）においては、SCUCでは、約24,000の起動停止の組み合わせを解く必要があり、計算時間は、およそ十数分～数時間を要する。
- さらに、確率的な需要変動シナリオをDパターン、Nノードに対して考えると、変動シナリオはD^N通りとなり、上記SCUCをD^N通り（D=2ならば、エリア単位で512通り、ノード単位で10^{301}通り）計算する規模となる。

■ これらの定性的考察、海外でも採用された例が見られないこと等から、**現状の技術レベルではΔkW発動も考慮したロジックの実現は困難と判断**し、その他の対応方法として、フリンジ（マージン）を設定した対応の方向性について、次頁以降で検討を行った。

【送電容量制約にΔkWも考慮したロジックの計算負荷イメージ】

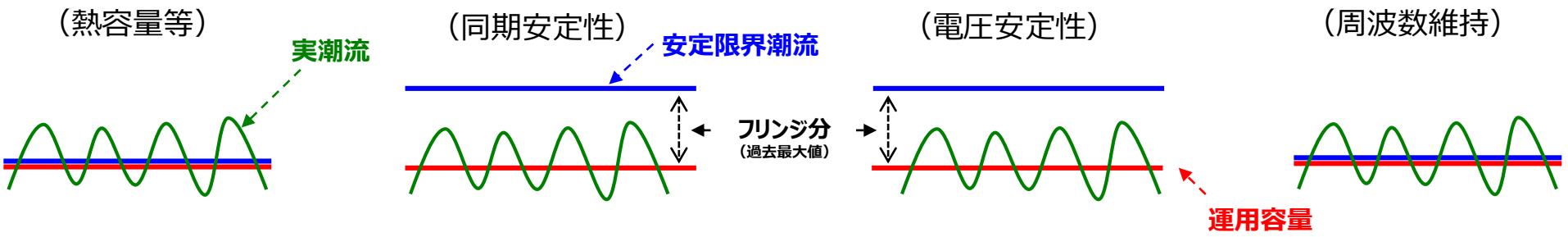


フリンジ（マージン）を設定した対応について（１／５）

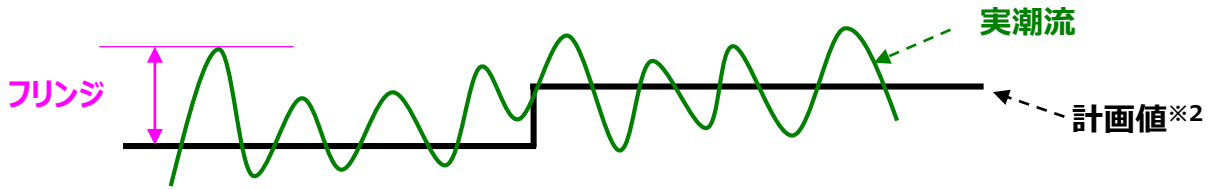
- ΔkW発動への対応として、フリンジ（マージン）を設定する考え方については、現行の地域間連系線や地内系統、あるいは海外において（多少の差異はあれども）既に採用されている考え方でもある。
- 具体的には、需要変動や発電機応動（ΔkW発動）等が、潮流変動（フリンジ）として表れるため、それに伴う運用容量超過を許容するか、許容しないか（フリンジ分を控除するか）といった取り扱いがされている。
- 例えば、同期安定性・電圧安定性限度値で運用容量が決まる連系線※1は、想定事故時の安定性を維持する上での限界潮流（安定限界潮流）から、過去実績最大値（3σ）相当のフリンジ分を控除することで、ΔkW発動時において、一瞬たりとも安定限界潮流を超過させない（発動制限ΔkWに対応する）といった考え方になっている。

※1 熱容量等については積分量として超過しなければ機器寿命に影響を与えないこと、周波数については常時周波数変動（±0.2Hz）を考慮していることから、フリンジ分は控除していない（一瞬の安定限界潮流の超過は許容している）。

【地域間連系線の運用容量イメージ】



【フリンジ（ΔkW発動）のイメージ】



※2 計画値のない地内系統においては、例えば、潮流実績値の“15分移動平均値”で代替する方法を取っているエリアも存在。

3-4 常時潮流変動分（フリンジ量） 16

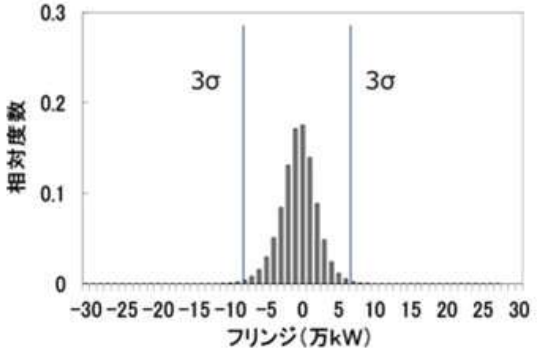
◆ 常時潮流変動分（フリンジ量）[1)]

連系線潮流実績値から計画値とのズレを求め、正規分布に置換えた時の3σ（99.7%）の値より以下の通り設定する。

① 限界潮流を超えないように過去5年の実績の最大値を切り上げる

② 利便性を考慮して万kW単位とする

1) 送配電等業務指針第195条第2項第2号及び第3号に規定される同期安定性及び電圧安定性の運用容量算出において、各制約要因での限界となる連系線潮流の最大値から控除されるもの（瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量）

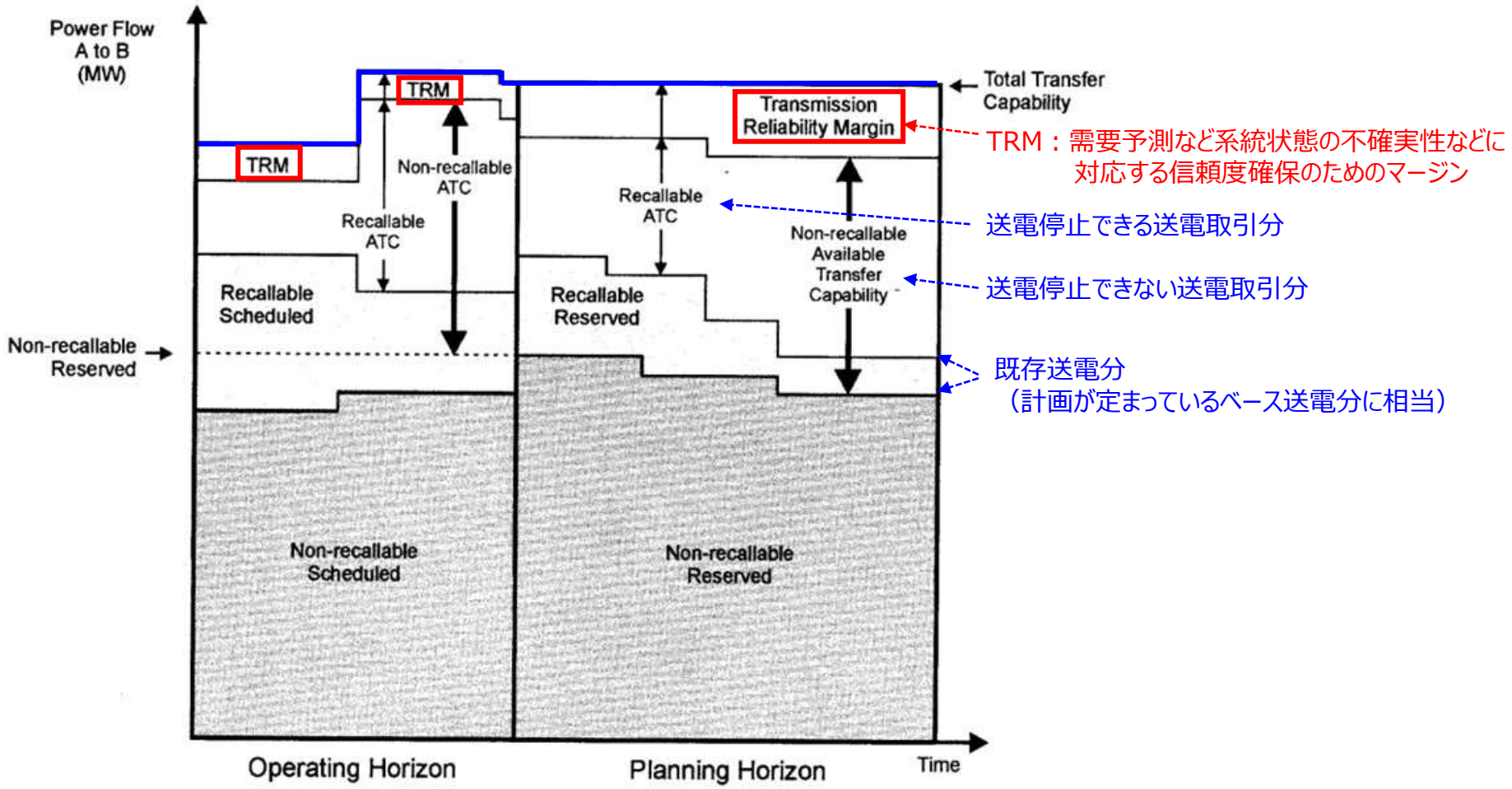


◆ フリンジの設定値（万kW）

	実績3σ値					今回の設定値	前回の値（参考）
	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度		
東北東京間連系線	19.5	19.7	30.3	33.9	29.0	34	34
中部関西間連系線	23.4	23.9	27.1	33.7	33.6	34	34
北陸関西間連系線	9.2	9.1	10.7	11.2	12.4	13	12
関西中国間連系線	28.3	29.8	29.7	30.9	32.3	33	31
中国四国間連系線	8.7	9.9	11.9	11.5	13.8	14	12
中国九州間連系線	20.9	21.2	21.4	21.4	22.1	23	22

出所）2023年度第1回運用容量検討会（2023年5月15日）資料1より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2023/files/2023_1_1.pdf

■ 北米における送電可能容量（運用容量）の算出においても、需要予測など系統状態の不確実性などに対応する信頼度確保のためのマージン（TRM：Transmission Reliability Margin）を安定限界潮流から減算している。

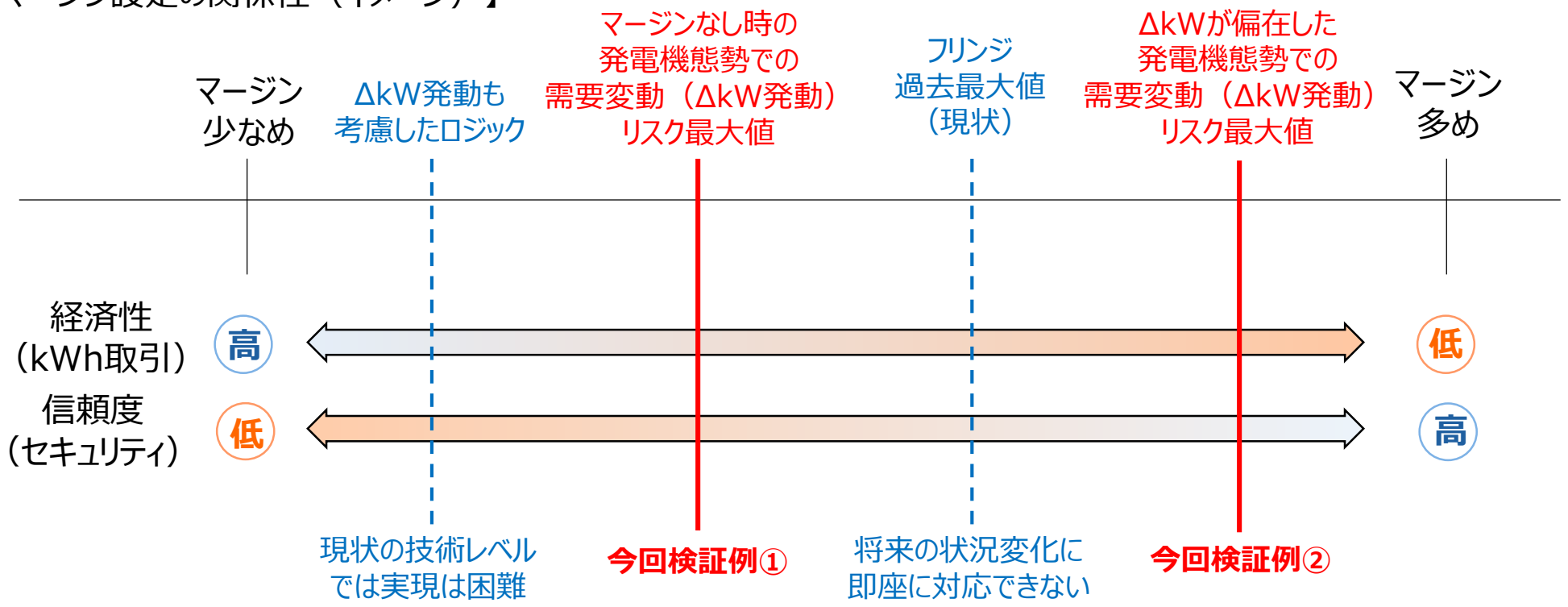


出所）NERC "available transfer capability definitions and determination"をもとに作成・一部加工
http://www.ece.iit.edu/~flueck/ece562/atcfinal.pdf

フリンジ（マージン）を設定した対応について（２／５）

- 一方、マージンの設定については、多めになるほど、ΔkW発動時のリスクは低い（信頼度は高い）が、kWh取引が阻害される分だけ経済性が劣後するといった関係性（トレードオフ）にある。
- また、フリンジの過去最大値を設定する現行の考え方は、将来の状況変化（再エネ等による残余需要変動増加やΔkW確保の偏在等）に即座に対応できない等の課題も存在する。
- そのため今回は、将来の状況変化に備えて、どのようなマージン設定の方法が有り得るか、一例として事前に確率的な需要変動を分析したうえで、送電線の運用容量にΔkW発動用マージンを設定する方法について検討した。

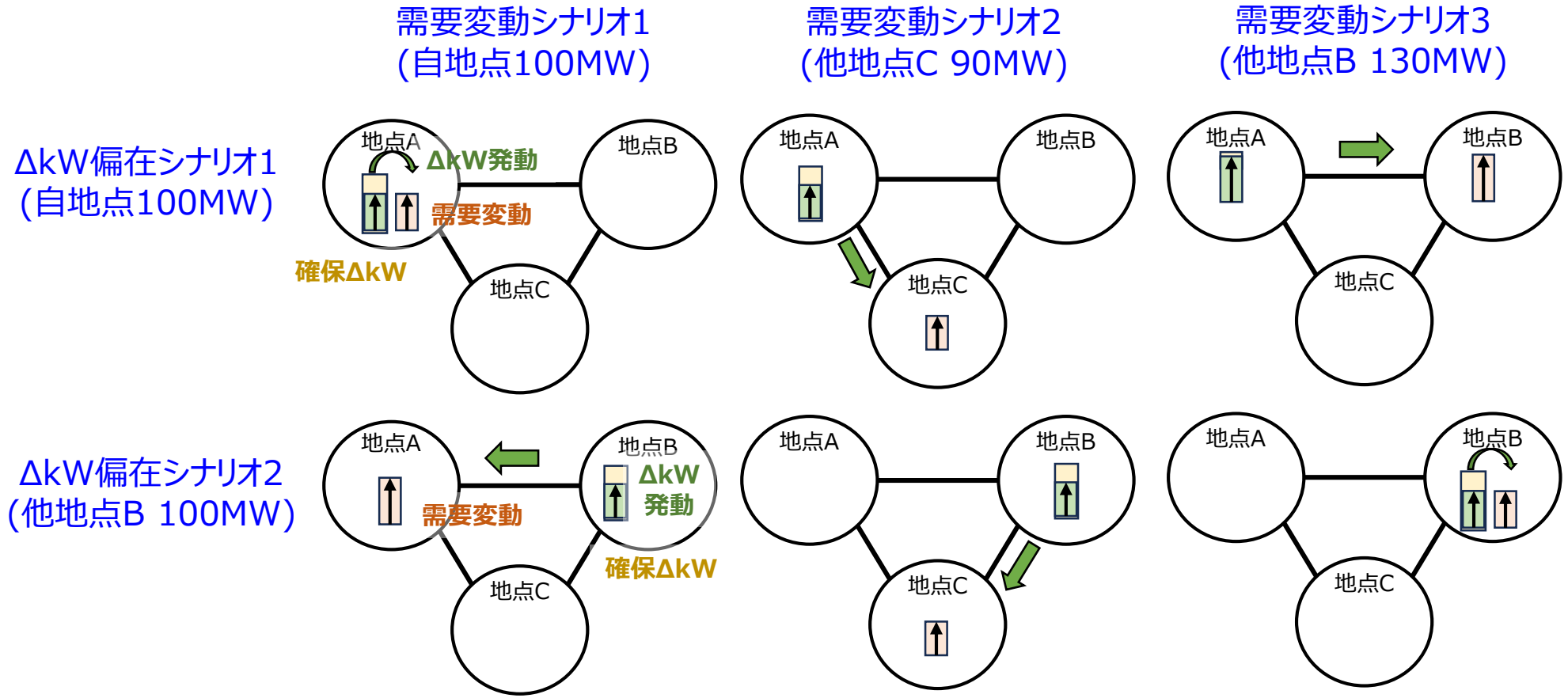
【マージン設定の関係性（イメージ）】



フリンジ（マージン）を設定した対応について（３／５）

- この点、送電線の潮流変動（フリンジ）については、送り先である需要変動シナリオだけでなく、送り元であるΔkWがどこで確保されているか（混雑系統にどの程度偏在しているか）によっても変わり得る。
- 今回は、例①として「マージンなし時の発電機態勢（kWh・ΔkWの同時最適結果）」、例②として「ΔkWが混雑系統に偏在した発電機態勢」で確率的な需要変動を考慮した際のマージン設定量が妥当かを評価した。

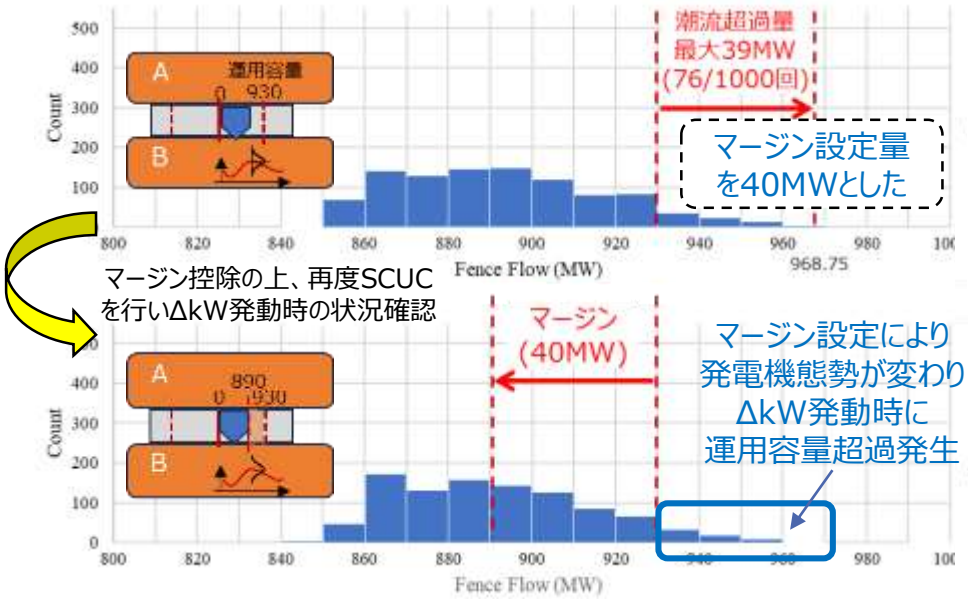
【需要変動とΔkW偏在によるノード間の潮流変化のイメージ】



フリンジ（マージン）を設定した対応について（４／５）

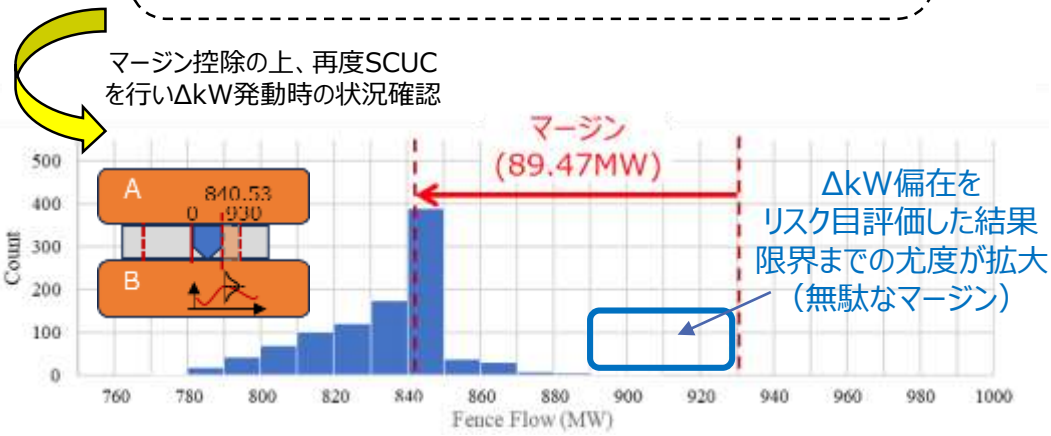
- まず例①の発電機態勢において、確率的な需要変動を考慮した際の潮流変動（フリンジ）から、マージン設定量を40MWとした。そのうえで、マージン40MWを控除した運用容量において再度、kWh・ΔkWの同時最適を行うと、ΔkW発動時に運用容量超過が発生する等、マージン設定量として妥当ではない状態となった。
- これは、マージンを設定することによって、発電機態勢自体が変わり（エリアAに偏在するΔkWが増え）、その状態で確率的な需要変動を考慮すると、設定したマージンを超える量のΔkW発動が生じたためである。
- 次に例②の発電機態勢において、確率的な需要変動を考慮した際の潮流変動（フリンジ）から、マージン設定量を90MWとした。そのうえで、マージン90MWを控除した運用容量において再度、kWh・ΔkWの同時最適を行うと、今度はΔkW発動時の運用容量限度までの尤度が大きく、こちらも妥当ではない状態となった。

【例①:マージンなし時の態勢を元にマージン設定】



【例②:ΔkWが混雑系統に偏在した態勢を元にマージン設定】

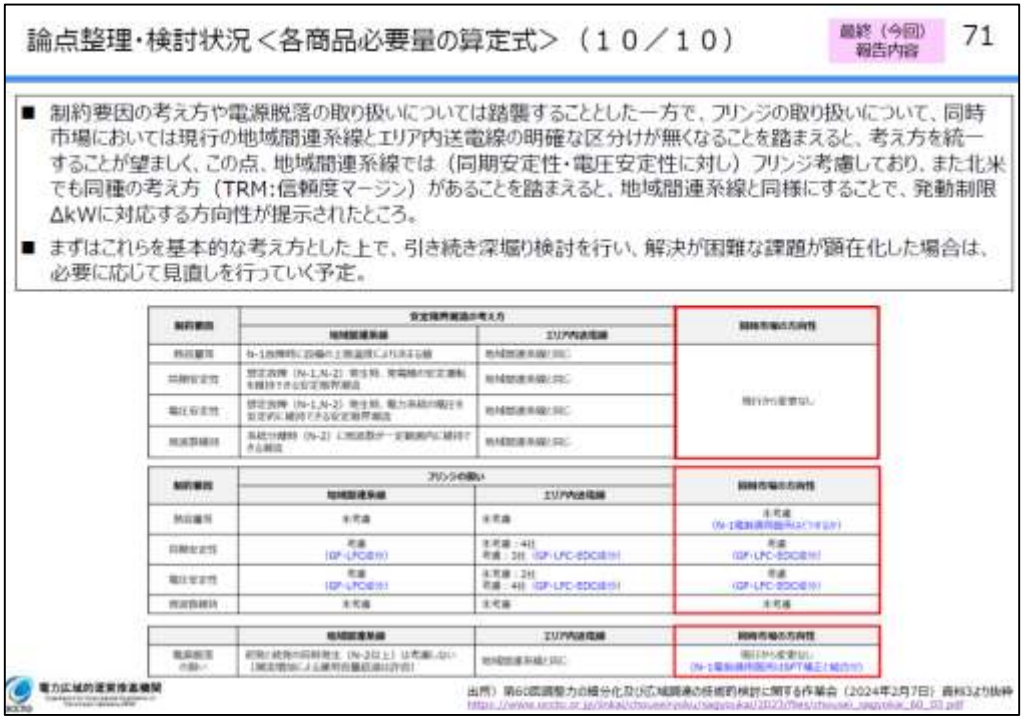
ΔkWが混雑系統（A）に全量偏在している
とした場合、非混雑系統（B）の需要変動全量
（3σ:約90MW）が潮流超過量になるため、
マージン設定量を90MWとした



フリンジ（マージン）を設定した対応について（５／５）

■ また、フリンジ（マージン）に関しては、調整力細分化作業会（調整力の定義見直し検討）においても、発動制限ΔkW対応としてフリンジで対応する方法が検討されており、地域間連系線とエリア内送電線で考え方を統一することが望ましく、まずは、地域間連系線の考え方に統一することを基本的な考え方としたうえで、発動制限ΔkWへの対応可否について深堀り検討を行うこととした。

■ 検証A（ロジック技術検証）における「⑤系統制約の取扱い」としては、**ΔkW発動も考慮したロジック実現は困難と判断したことをもって完了**とし、妥当なフリンジ（マージン）の設定方法については、今後の地域間連系線および地内送電線の運用容量等の在り方を検討することを目的に本年7月に設置された、**「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」において引き続き検討**していく。



論点整理・検討状況＜各商品必要量の算定式＞（１０／１０）

最終（今回）報告内容

71

■ 制約要因の考え方や電源脱落の取り扱いについては踏襲することとした一方で、フリンジの取り扱いについて、同時市場においては現行の地域間連系線とエリア内送電線の明確な区分けが無くなることを踏まえると、考え方を統一することが望ましく、この点、地域間連系線では（同期安定性・電圧安定性に対し）フリンジ考慮しており、また北米でも同種の考え方（TRM:信頼度マージン）があることを踏まえると、地域間連系線と同様にすることで、発動制限ΔkWに対応する方向性が提示されたところ。

■ まずはこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深堀り検討を行い、解決が困難な課題が顕在化した場合は、必要に応じて見直しを行っていく予定。

出所）第60回調整力の細分化及び広域調達の在り方に関する検討会（2024年2月7日）資料3より抜粋

出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/008_04_00.pdf

（参考）「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」について

■ 第98回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年6月21日）において、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」を立ち上げることが提案され、「地域間連系線の運用容量の各決定要因におけるフリンジの取り扱い」や、「地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いの統一」が論点の一つとして示されている。

論点②－１：各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか　32

- 地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする（フリンジで対応する）にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取り扱いに、見直しの余地がないかを再確認することとしたい。
- 地域間連系線のフリンジの取り扱いについてまとめると下表のとおりであるが、今後更に事故発生時の影響や事故後の対応可否について深堀り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい。

制約要因	地域間連系線				
	安定限界潮流の考え方	現行のフリンジの取り扱い	フリンジ未考慮時の事故発生時の影響	事故後の対応可否	備考
熱容量等	N-1故障時に設備の上限温度により決まる値	未考慮	フリンジ程度の超過であれば、事故発生後も設備損壊となる潮流とはならない	事故後、潮流調整により許容時間内に抑制可能	-
同期安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、発電機の安定運転を維持できる安定限界潮流	考慮	発電機の脱調に伴う停止により、周波数が変動し、連鎖的な発電機停止や大規模停電を起こす可能性がある	発電機の連鎖的な停止後は速やかな定常状態への復旧ができない	算出にあたり、系統安定化装置による電源制限による潮流抑制等を考慮している場合がある
電圧安定性	想定故障（N-1,N-2）発生時、電力系統の電圧を安定的に維持できる安定限界潮流	考慮	電圧低下による保護機能により設備停止した場合に、周波数が変動し、発電機の停止や大規模停電を引き起こす可能性がある	発電機停止や大規模停電が起った場合は、速やかな定常状態への復旧ができない	算出にあたり、系統安定化装置による電源制限による潮流抑制等を考慮している場合がある
周波数維持	系統分離時（N-2）に周波数が一定範囲内に維持できる潮流	未考慮	運用容量算出時にフリンジ程度の周波数変動を見ているため、影響はない	フリンジ程度の超過では周波数の発電機の連鎖的な停止に至らなければ、LFC-EDC機能により周波数回復可能	周波数低下限度となる潮流を算出する際に、0.2Hzの尤度を持ったり、EPPS受電量を厳しめに設定している場合がある

論点②－２：地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一　33

- 同時市場導入検討においては、地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一する方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かについて、検討を進める必要がある。
- 現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について深掘りを行い、場合によっては、未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取り扱いについて整理していくこととしたい。

	未考慮理由	未考慮理由（詳細）
同期安定性	A	5万kWで限界潮流を算出し、算出結果を10万kW以下切り捨てている
	B	運用容量検討時に、負荷や発電機等の運転状態等の要素を過酷な想定としているため
	C	不安定となった時の社会的影響は連系線と比べて限定的のため
	D	瞬時的な潮流変動による超過は許容
電圧安定性	C	不安定となった時の社会的影響は連系線と比べて限定的のため
	D	瞬時的な潮流変動による超過は許容

出所）第98回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年6月21日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_98_02.pdf

目次

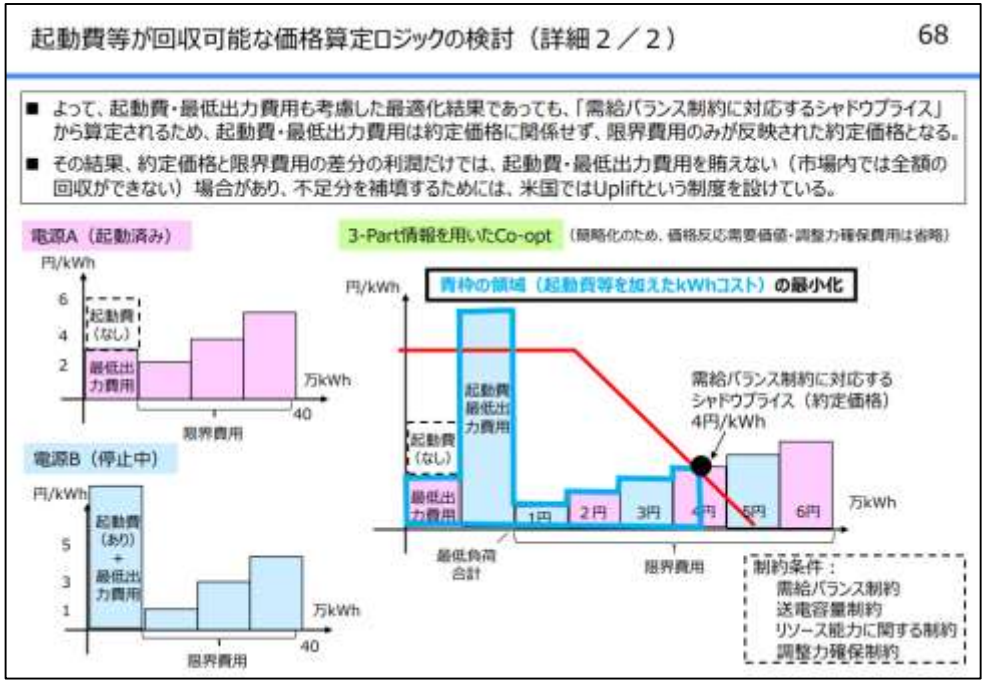
１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

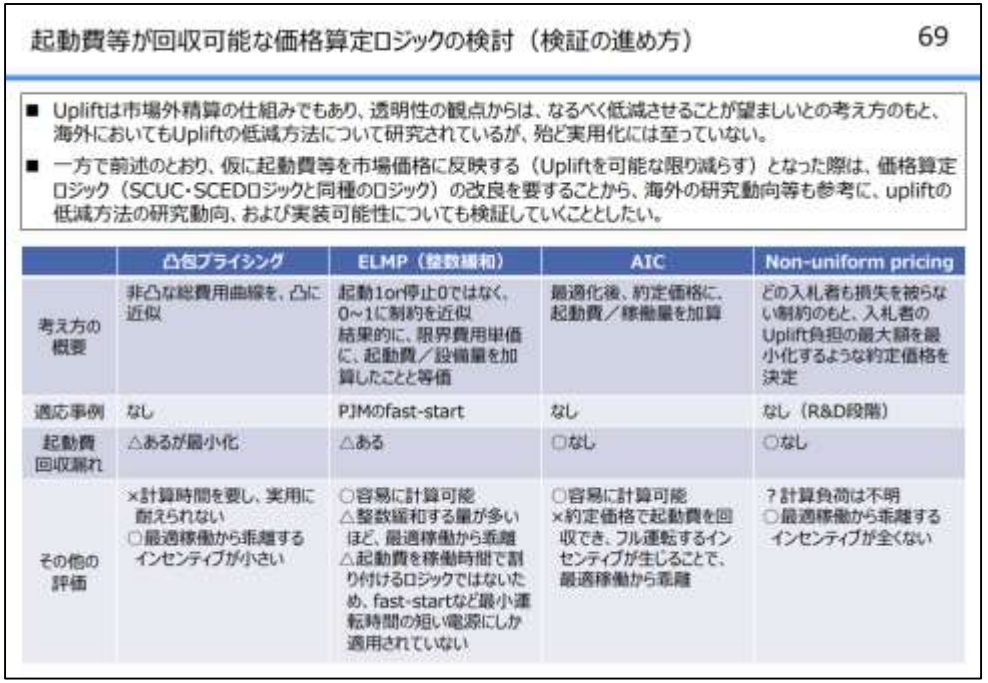
起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討について

- 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）において、kWh・ΔkWの同時最適化の先行事例である米PJMの例を挙げ、約定価格としてシャドウプライスを採用している場合には、起動費等も考慮した同時最適化結果であっても、シャドウプライスが+1kWh出力した時の価格という性質上、増分費用カーブのみ反映された約定価格となることで、市場内では起動費等を含めた費用を回収できない場合が生じる可能性があるため、不足分を補填するUpliftの仕組みが必要であることを確認した。
- 他方で、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おり、日本においても将来に向けて、Upliftを低減可能な価格算定方法について、海外事例も参考に検討することとした。



起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討（詳細２／２） 68

- よって、起動費・最低出力費用も考慮した最適化結果であっても、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」から算定されるため、起動費・最低出力費用は約定価格に関係せず、限界費用のみが反映された約定価格となる。
- その結果、約定価格と限界費用の差分の利潤だけでは、起動費・最低出力費用を賄えない（市場内では全額の回収ができない）場合があり、不足分を補填するためには、米国ではUpliftという制度を設けている。



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／稼働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

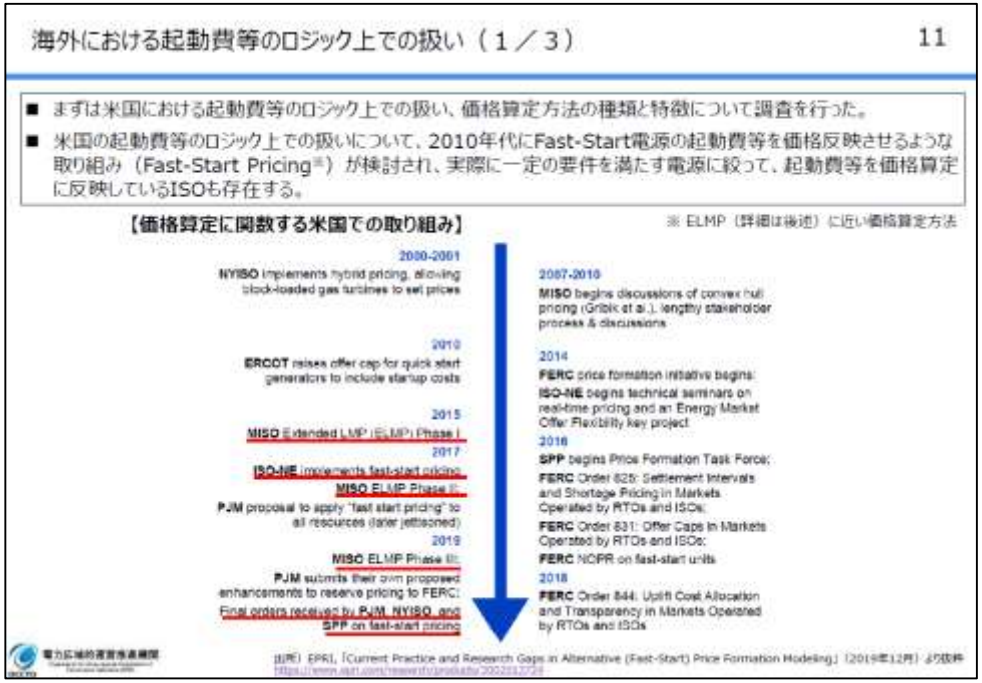
出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_04_00.pdf

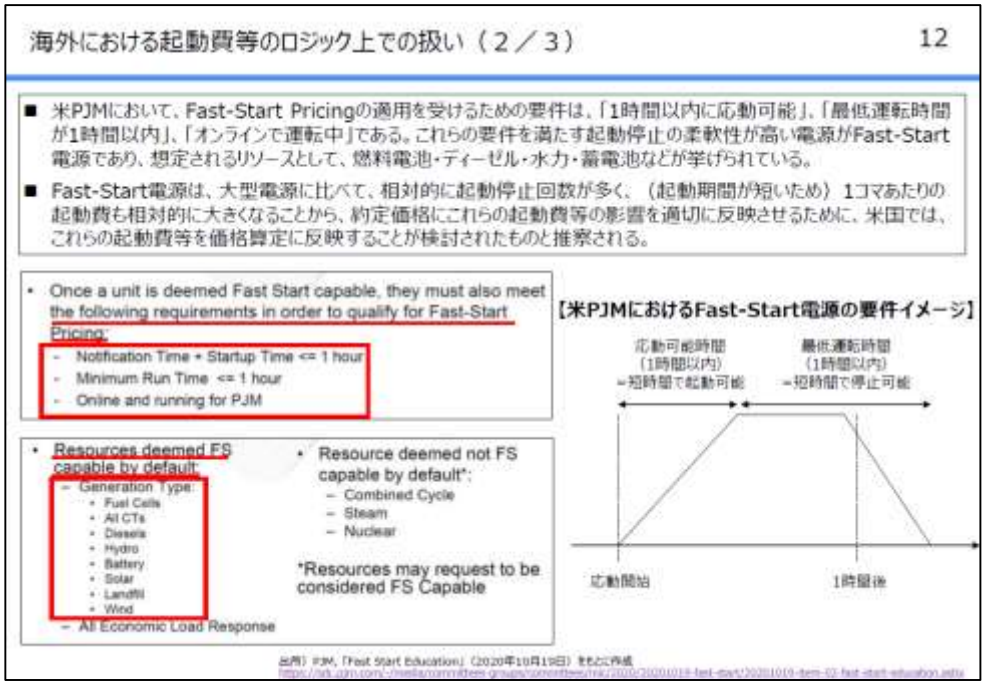
海外における起動費等のロジック上での扱い

- まずは、米国における起動費等のロジック上での扱いを確認したところ、 2010年代にFast-Start電源の起動費等を価格反映させるような取り組み（Fast-Start Pricing※）が検討され、実際に一定の要件を満たす電源に絞って、起動費等を価格算定に反映しているISOも存在する。

※ ELMP（詳細は後述）に近い価格算定方法

- Fast-Start電源は、大型電源に比べて、相対的に起動停止回数が多く、（起動期間が短いため）1コマあたりの起動費も相対的に大きくなることから、約定価格にこれらの起動費等の影響を適切に反映させるために、米国では、これらの起動費等を価格算定に反映することが検討されたものと推察される。





出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

Upliftを低減可能な価格算定方法の特徴

- 続いて、Uplift低減可能な価格算定方法について、海外文献や簡単なケース（数値例）を用いた技術的な特徴の深堀りにより、種類・特徴を整理した結果は下表のとおり。
- 凸包プライシングはUpliftと逸失利益（SCUCロジックに結果を委ねないインセンティブ）を最小化できるが、計算負荷の課題があり、計算負荷の低い方法として、ELMPやAIC等があるが、いずれも逸失利益が増大してしまう。
- このように、どの案もUplift低減の副作用として逸失利益が生じることを考えると、米国のように、対象とする電源をFast-Start電源に絞る等の工夫（制限）が必要になるとも考えられる。
- ある程度の技術的な特徴（課題）が確認できたことから、引き続き、海外動向も参考としつつ、将来的な日本における導入要否について、（制度論として）深堀りしていくこととした。**（検証Aとしては一旦完了）**

【価格算定方法の種類と特徴】

※ 逸失利益が発生する場合、SCUCロジックに結果を委ねないインセンティブとなる

	考え方	起動費等の約定価格反映	Upliftの発生	逸失利益の発生※	SCUCロジック外の計算負荷
シャドウプライス	系統全体で+1kWh出力したときの価格	反映しない	発生（標準）	なし	低
凸包プライシング	非凸な総費用曲線から近似した凸関数のシャドウプライス	反映する	発生（最小化）	発生（最小化）	高
ELMP（整数緩和）	起動停止変数（0or1）を、0~1に線形緩和して、出力配分・価格算定 （結果的に、増分燃料費単価に、起動費等／出力上限を加算したことと等価）	反映する	発生 （ボラティリティ低下）	発生	中 （出力配分自体が変わる）
AIC（Uplift平均化）	事後的に、シャドウプライスに、起動費等／発電出力を加算	反映する	なし （約定価格に内部化）	発生	低

（参考）Upliftを低減可能な価格算定方法の種類および特徴

	Method	Commitment Cost in Price	Uplift Payment Calculation	Incentive to Stay on Dispatch	Computational Difficulty	Notable Properties
シャドウプライス	Integer Programming (“Traditional”)	Not included	Outcome	N/A	Low	Mathematical properties of LMP pricing
凸包プライシング	Convex Hull Pricing	Incorporated	Minimized	Incorporated into method	High	Minimizes make-whole payments and lost opportunity costs
ELMP	Modified Integer Programming	Incorporated	Volatility reduced	Not explicit	Mid	Prices are less volatile
AIC	Generalized Uplift	Incorporated	Internal	Incorporated into method	High	All participants are charged or receive payments that sum to zero
	Semi-Lagrangean Relaxation	Incorporated	None	Not explicit	High	Single price paid without side-payments
	Dual Pricing Algorithm	Incorporated	Internal	Penalties	Low	Make-whole payments allocated to participants, method conditioned based on preferences
	PJM Proposal	Incorporated	Minimized	Compensated	Low	All resources can set price

出所）NREL,「Impacts of Price Formation Efforts Considering High Renewable Penetration Levels and System Resource Adequacy Targets」（2020年3月19日）をもとに作成
https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74230.pdf

（参考）シャドウプライスの簡単なケース（数値例）を用いた深掘り

価格算定方法の技術的な特徴の確認について　17

- 海外文献も参考に確認した価格算定手法について、その技術的な特徴を深堀り（より具体的に理解）するため、簡単なケース（数値例）を用いて、シャドウプライスを含めた価格算定手法の特徴の違いを確認した。
- 簡単なケースとして、電源A（起動費がなく増分費用カーブが相対的に高い電源）と、電源B（起動費があり増分費用カーブが相対的に安い電源）の2電源を用いた下記ケースを設定した。

【パラメータ】

	電源A	電源B
増分費用カーブ[円/kWh]	14	8
起動費 [万円]	0	30
出力上限 [万kWh]	10	10

【変数】

	電源A	電源B
発電機出力 [kWh]	q_A	q_B
起動停止変数 [0 or 1]	u_A	u_B
需要 [万kWh]	D	

【SCUCロジック】

目的関数

$$14q_A + 8q_B + 0u_A + 30u_B \rightarrow min$$

制約条件

需給バランス制約　$q_A + q_B = D$

出力上下限制約（電源A）　$0 \leq q_A \leq 10u_A$

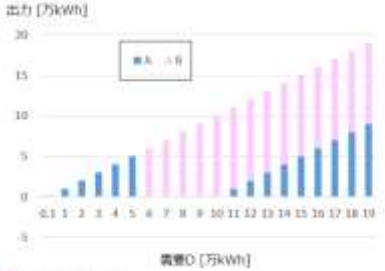
出力上下限制約（電源B）　$0 \leq q_B \leq 10u_B$

起動停止　$u_A, u_B = [0,1]$

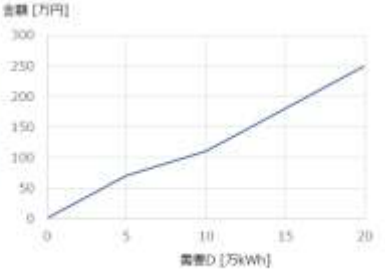
シャドウプライスの技術的な特徴（１／３）　18

- まずはシャドウプライスの技術的な特徴の深掘りを行った。
- 前ページのSCUCロジックの最適解は、左図のようになり、需要が0～5万kWhのときは電源Aのみが起動・出力し、需要が5～10万kWhのときは電源Bのみが起動・出力し、需要10～20万kWhのとき電源Bは出力上限に達して残りを電源Aが起動・出力する。
- 総費用（増分費用カーブ+起動費）関数は、右図のようになり、需要0～10万kWhにおいて非凸な形状となる。（数理的に、非凸性がある場合はUpliftが生じる可能性がある。非凸性とUpliftの関係の詳細は次ページ以降を参照）

【発電機出力】



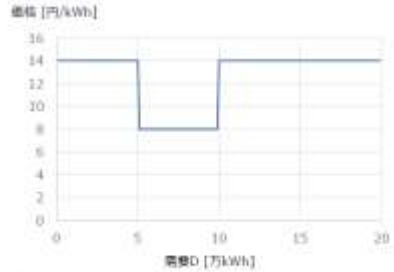
【総費用（増分費用カーブ+起動費）関数】



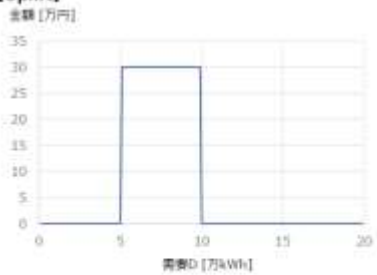
シャドウプライスの技術的な特徴（２／３）　21

- 約定価格（シャドウプライス）は左図のようになり、需要が0～5万kWhのときは稼働・出力している電源Aの増分費用カーブ（14円/kWh）となり、需要が5～10万kWhのときは稼働・出力している電源Bの増分費用カーブ（8円/kWh）となり、需要10～20万kWhのときはマージナル電源Aの増分費用カーブ（14円/kWh）となる。
- そのため、シャドウプライスのもとで算定されるUpliftは右図のようになり、需要が5～10万kWhで生じることとなる。

【約定価格（シャドウプライス）】



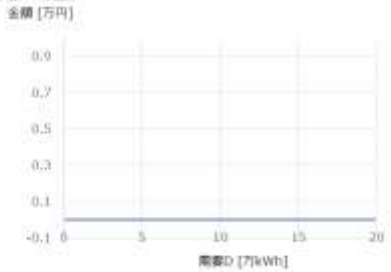
【Uplift】



シャドウプライスの技術的な特徴（３／３）　22

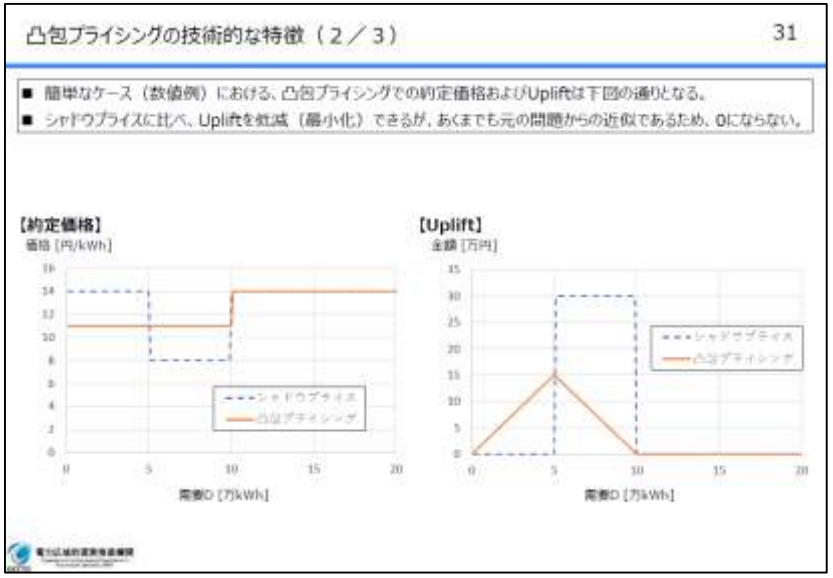
- 続いて、逸失利益（起動電源が定格出力から抑制された時に機会損失が生じる状態となっているか）については、シャドウプライスが、マージナルな電源の増分費用カーブとなっていることから、全く発生しない。
- 逸失利益が発生しないということは、SCUCロジックに結果を委ねないインセンティブが働かない（＝発電事業者としてSCUCの最適化結果に委ねようとする）ことを意味する。

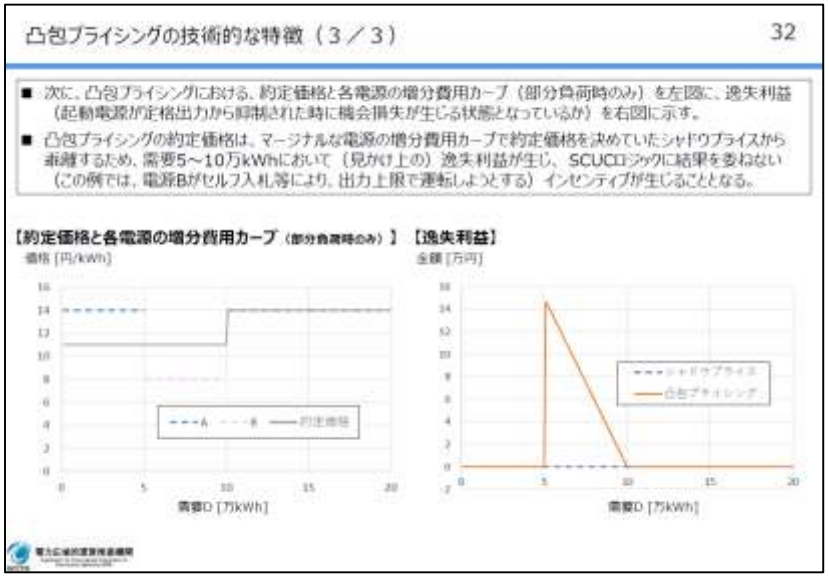
【逸失利益】



出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

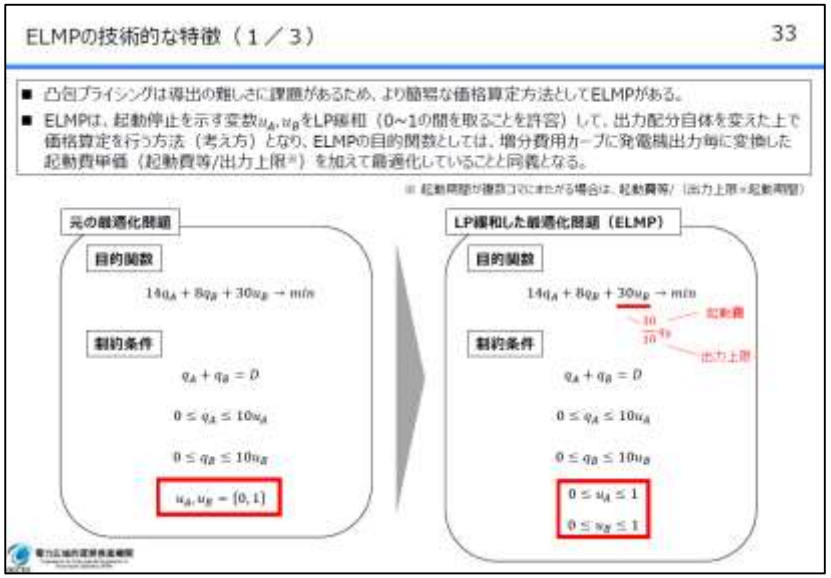
（参考）凸包プライシングの簡単なケース（数値例）を用いた深掘り

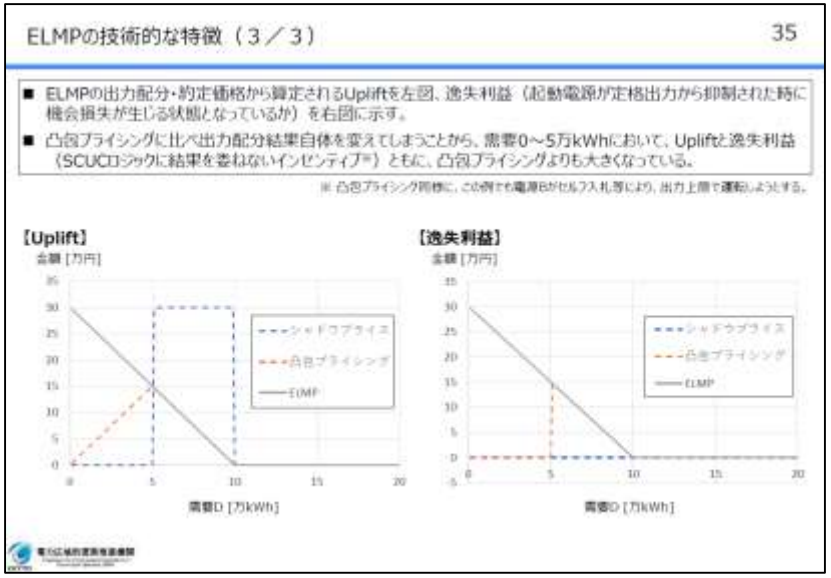




出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

（参考）ELMPの簡単なケース（数値例）を用いた深掘り





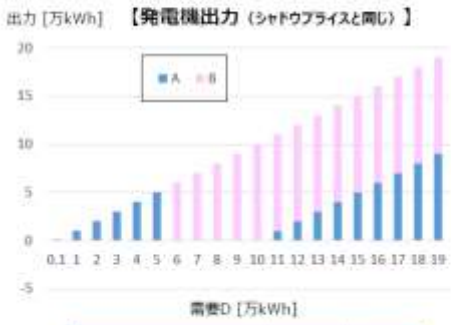
出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

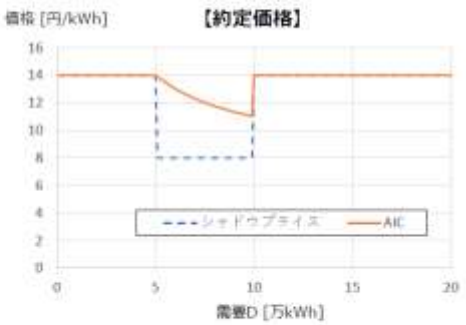
（参考）AICの簡単なケース（数値例）を用いた深掘り

AICの技術的な特徴（１／２） 36

- ELMPの他にUpliftを全く生じさせない価格算定方法として、AICと呼ばれる、SCUCの出力配分自体は変えずに、事後的に、シャドウプライスに起動費単価（起動費等/出力）を加算する方法（考え方）もある。
- AICでの約定価格は右図のようになり、起動費のある電源Bが稼働し、シャドウプライスではUpliftが生じる需要5～10万kWhで、シャドウプライスに起動費単価（起動費等/出力※）が加算されている。

※ 起動期間が複数コマにまたがる場合は、起動費等/（出力×起動期間）



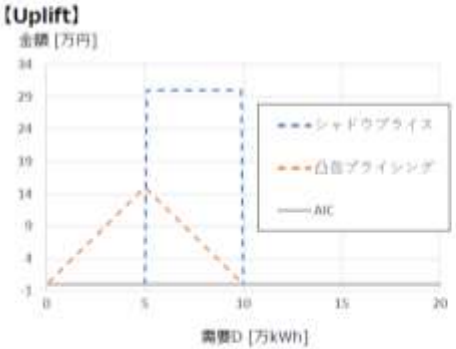


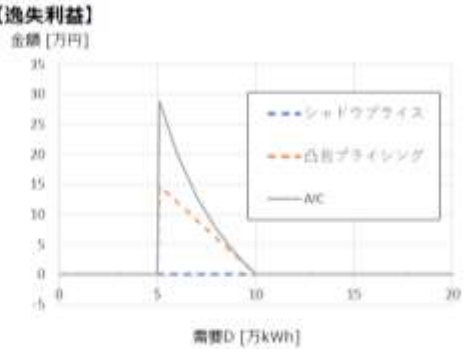
	電源A	電源B
増分費用カーブ[円/kWh]	14	8
起動費 [万円]	0	30

AICの技術的な特徴（２／２） 37

- AICの約定価格により算定されるUpliftを左図、逸失利益（起動電源が定格出力から抑制された時に機会損失が生じる状態となっているか）を右図に示す。
- AICでは、Upliftが生じないように起動費単価を加算しているため、Upliftは0となる一方で、逸失利益（SCUCロジックに結果を変えないインセンティブ※）については、凸包プライシングよりも大きくなっている。

※ 凸包プライシング同様に、この例でも電源Bがセルフ入札等により、出力上限で運転しようとする。





出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

目次

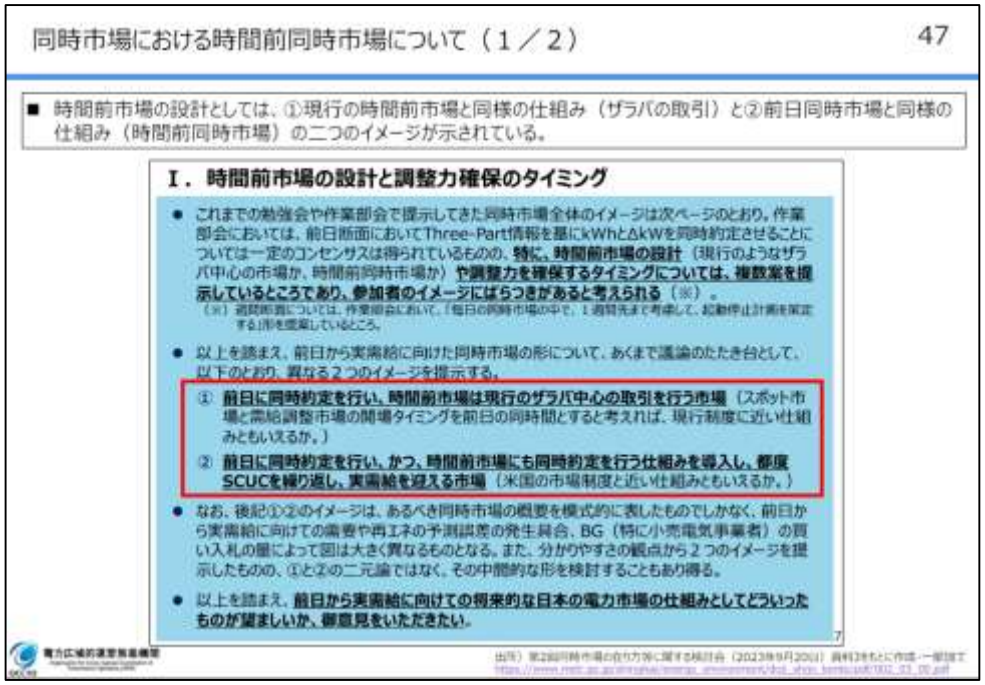
１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

同時市場における時間前同時市場について

- 時間前市場の設計としては、①現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバの取引）と②前日同時市場と同様の仕組み（時間前同時市場）の二つのイメージが示されている。
- 時間前市場に対する基本的な方針として、「時間前同時市場の導入を第一目標」としつつ、都度SCUC・SCEDの計算をするシステム設計のハードル（実現性）の高さも示されているところ、時間前同時市場の開場時間や頻度等の仕組みの詳細については、そもそも時間前同時市場のロジックが技術的にどの程度実現できるかにも依存するため、ロジック技術検証（検証A）においても技術的な検証を行うこととした。



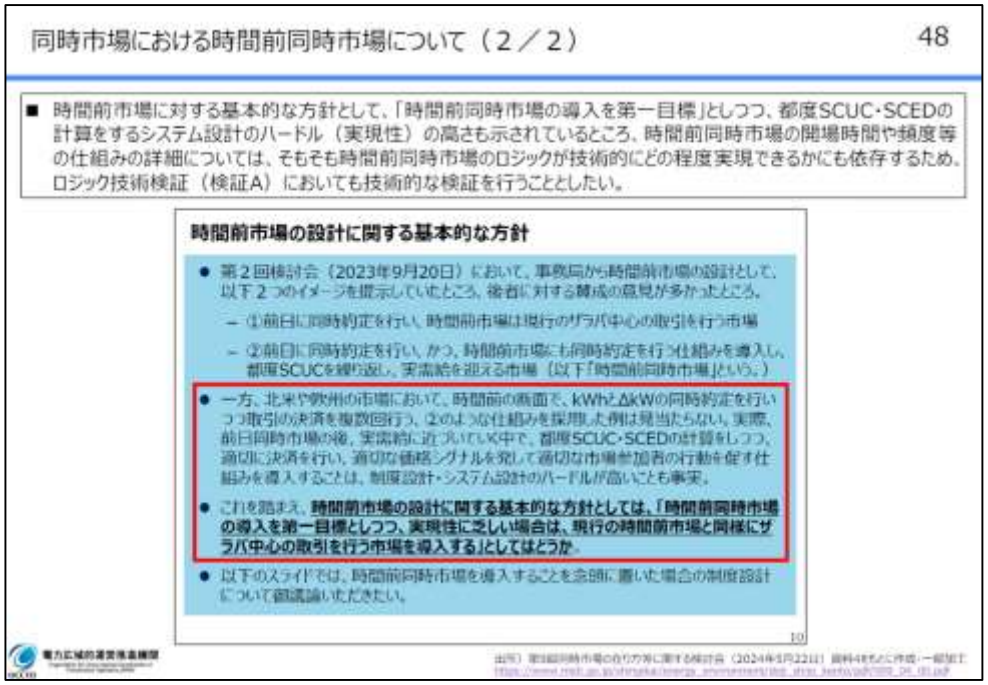
同時市場における時間前同時市場について（1／2） 47

■ 時間前市場の設計としては、①現行の時間前市場と同様の仕組み（ザラバの取引）と②前日同時市場と同様の仕組み（時間前同時市場）の二つのイメージが示されている。

Ⅰ．時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

- これまでの勉強会や作業部会で提示してきた同時市場全体のイメージは次ページのとおり。作業部会においては、前日断面においてThree-Part情報を基にkWhとΔkWを同時約定させることについては一定のコンセンサスは得られているものの、**特に、時間前市場の設計**（現行のようなザラバ中心の市場か、時間前同時市場か）**や調整力を確保するタイミングについては、複数案を提示しているところであり、参加者のイメージにばらつきがあると考えられる**（※）。
  （※）週間断面については、作業部会において、「翌日の同時市場の中で、1週間先まで考慮して、起動停止計画を策定する」旨を提案しているところ。
- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまで議論のたたき台として、以下のとおり、異なる2つのイメージを提示する。
  ① **前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場**（スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とすると考えれば、現行制度に近い仕組みともいえるか。）
  ② **前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場**（米国の市場制度と近い仕組みともいえるか。）
- なお、後記①②のイメージは、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでしかなく、前日から実需給に向けての需要や再エネの予測誤差の発生具合、BG（特に小売電気事業者）の買い入札の量によって図は大きく異なるものとなる。また、分かりやすさの観点から2つのイメージを提示したものの、①と②の二元論ではなく、その中間的な形を検討することもあり得る。
- 以上を踏まえ、**前日から実需給に向けての将来的な日本の電力市場の仕組みとしてどういったものが望ましいか、御意見をいただきたい。**

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料3をもとに作成・一部加工



同時市場における時間前同時市場について（2／2） 48

■ 時間前市場に対する基本的な方針として、「時間前同時市場の導入を第一目標」としつつ、都度SCUC・SCEDの計算をするシステム設計のハードル（実現性）の高さも示されているところ、時間前同時市場の開場時間や頻度等の仕組みの詳細については、そもそも時間前同時市場のロジックが技術的にどの程度実現できるかにも依存するため、ロジック技術検証（検証A）においても技術的な検証を行うこととしたい。

時間前市場の設計に関する基本的な方針

- 第2回検討会（2023年9月20日）において、事務局から時間前市場の設計として、以下2つのイメージを提示していたところ、後者に対する賛成の意見が多かったところ。
  – 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
  – 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（以下「時間前同時市場」という。）
- 一方、北米や欧州の市場において、時間前の断面で、kWhとΔkWの同時約定を行いつつ取引の決済を複数回行う、②のような仕組みを採用した例は見当たらない。実際、前日同時市場の後、実需給に近づいていく中で、都度SCUC・SCEDの計算をしつつ、適切に決済を行い、適切な価格シグナルを発して適切な市場参加者の行動を促す仕組みを導入することは、制度設計・システム設計のハードルが高いことも事実。
- これを踏まえ、**時間前市場の設計に関する基本的な方針としては、「時間前同時市場の導入を第一目標としつつ、実現性に乏しい場合は、現行の時間前市場と同様にザラバ中心の取引を行う市場を導入する」としてはどうか。**
- 以下のスライドでは、時間前同時市場を導入することを念頭に置いた場合の制度設計について御議論いただきたい。

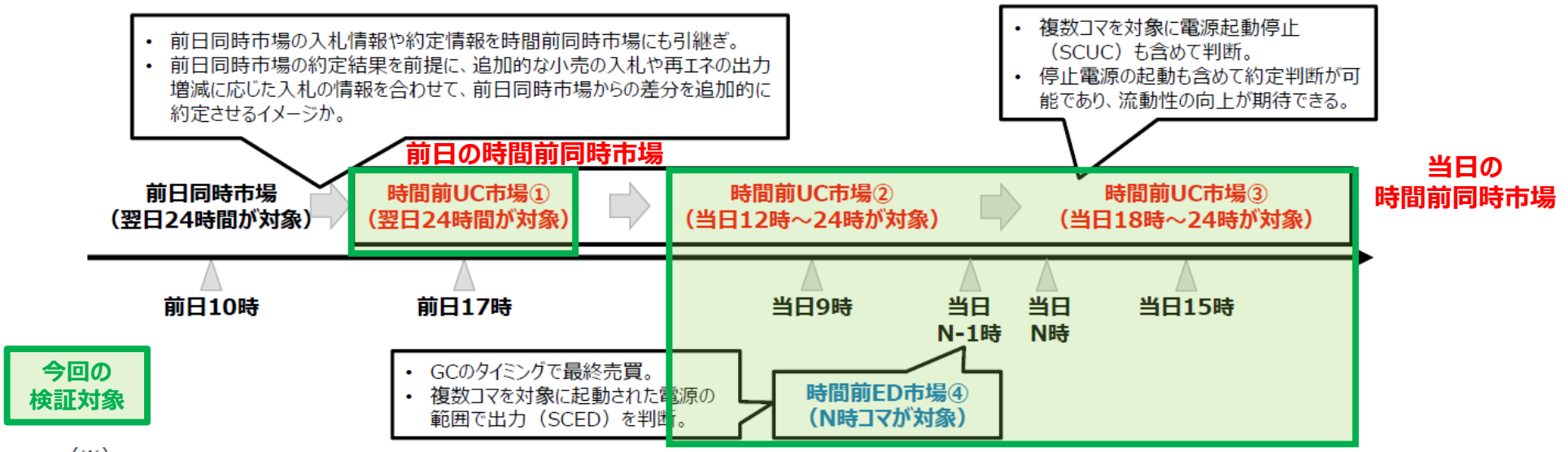
出所）第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/010_04_00.pdf

検証の前提条件について

■ 時間前同時市場のイメージを踏まえ、「前日の時間前同時市場（下図の①）」と「当日の時間前同時市場（下図の②～④）」を対象に検証を行うこととした。

■ この点、前日同時市場よりも時間前同時市場の方が、約定処理にかけられる時間が短くなると考えられることから、前日同時市場を基準に、どの程度収束性（計算負荷）や電源ラインナップ・出力配分量が変化するか、評価を行うこととした。

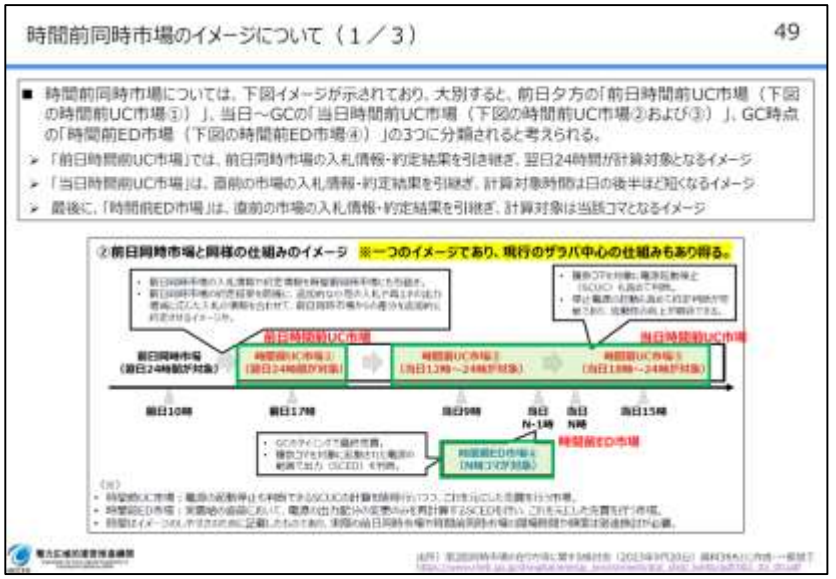
②前日同時市場と同様の仕組みのイメージ　※一つのイメージであり、現行のザラバ中心の仕組みもあり得る。

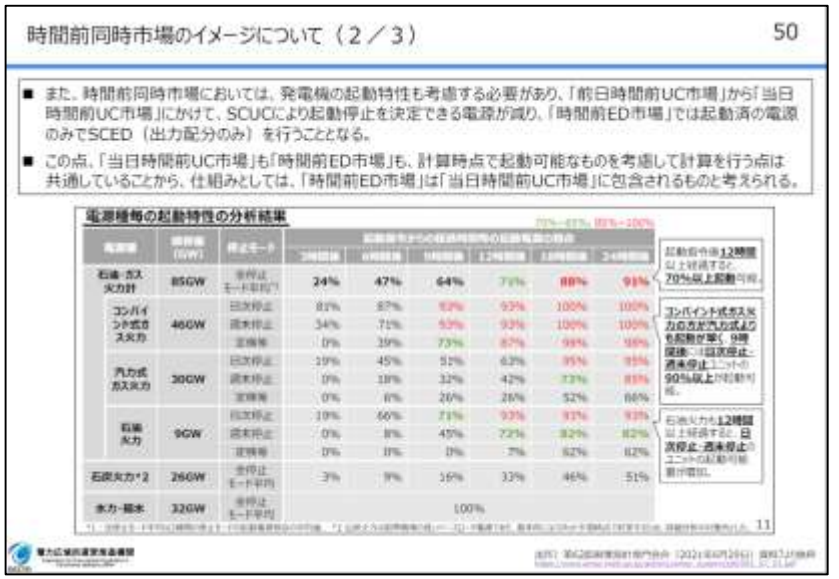


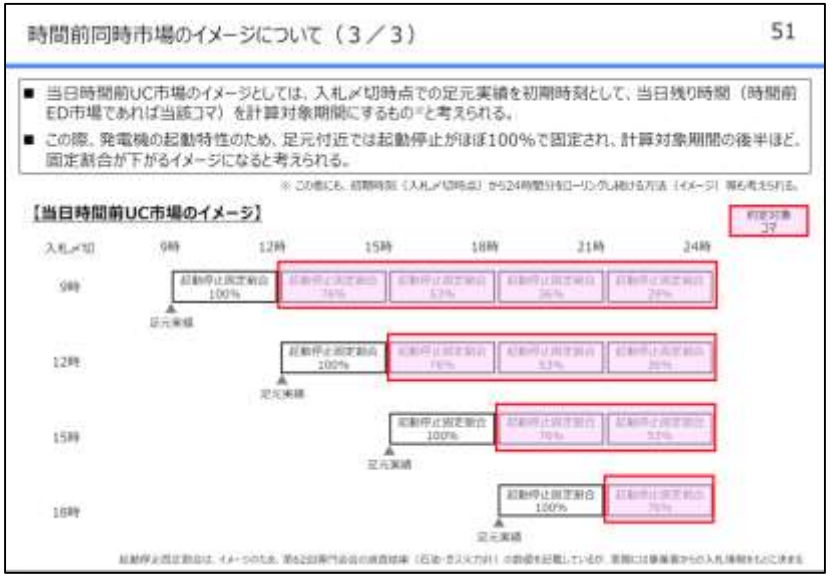
（※）
- 時間前UC市場：電源の起動停止も判断できるSCUCの計算を随時行いつつ、これを元にした売買を行う市場。
- 時間前ED市場：実需給の直前において、電源の出力配分の変更のみを再計算するSCEDを行い、これを元にした売買を行う市場。
- 時間はイメージのしやすさのために記載したものであり、実際の前日同時市場や時間前同時市場の開場時間や頻度は別途検討が必要。

出所）第2回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年9月20日）資料3をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/002_03_00.pdf

（参考）時間前同時市場のイメージ







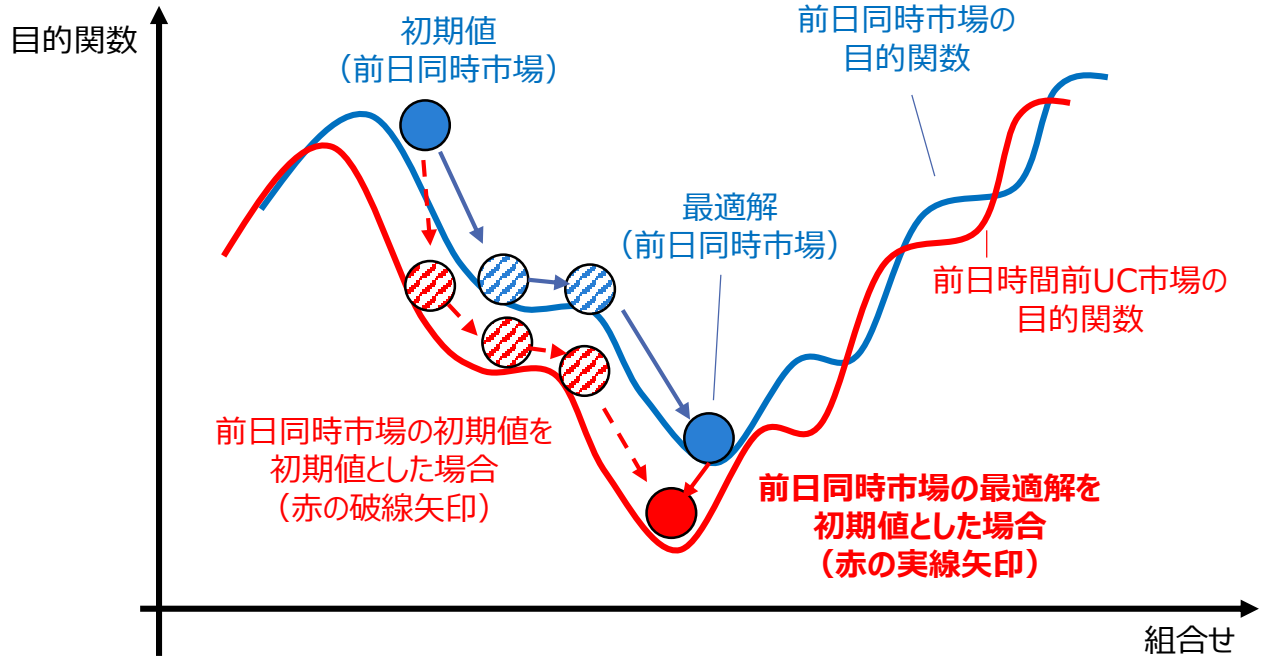
出所）第10回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年6月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/010_04_00.pdf

前日の時間前同時市場の検証について（１／３）

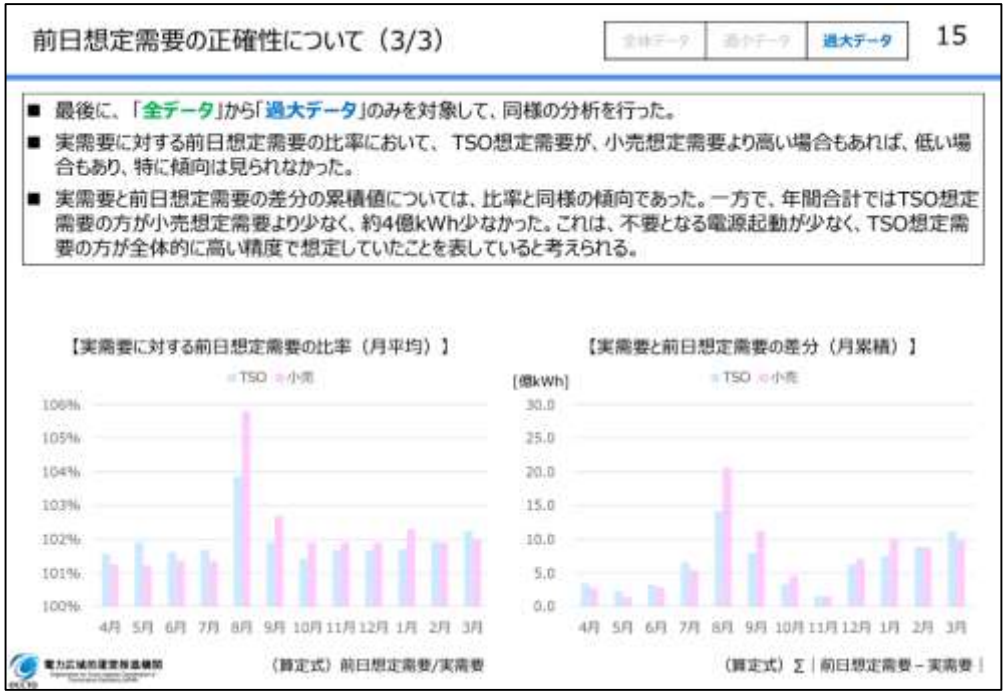
- 前日同時市場とは異なり、前日の時間前同時市場では、前日同時市場の約定結果を引き継ぐ、つまり最適解に近い初期値を用いるため、定性的には、収束性は向上する（計算負荷は低くなる）と考えられる。
- 以上を踏まえ、前日同時市場の約定結果を初期値としてSCUCを行い、前日同時市場（初期値はゼロベース）と収束性（計算負荷）や電源ラインナップ・出力配分量の比較を行うこととした。
- なお、同じ前提条件のまま最適解を初期値とすると、そもそも解の探索が不要（計算が瞬時に終了）となるため、前日の時間前同時市場においては、前日同時市場から一定程度の需要変動等※を与えた条件を設定する。

※ 需要変動だけでなく、再エネ変動を模擬することも考えられる。

【初期値の違いによる最適解探索の違いイメージ】



- 前日想定需要については、小売想定よりTSO需要想定の方が平均的な精度は高く、小売想定の場合、平均的に±2%（98%～102%）の誤差が存在している。
- 時間前同時市場の検証にあたっては、例えば上記を参考として、需要変動を±2%（98%～102%）と条件設定して、検証を進めることも考えられるか。
- また、前日以降の変動としては、需要以上に再エネ変動が大きいことも考えられるため、再エネ変動実績を分析の上、条件設定して検討を進めることも考えられる。



出所）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3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/002_s03_00.pdf

前日の時間前同時市場の検証について（２／３）

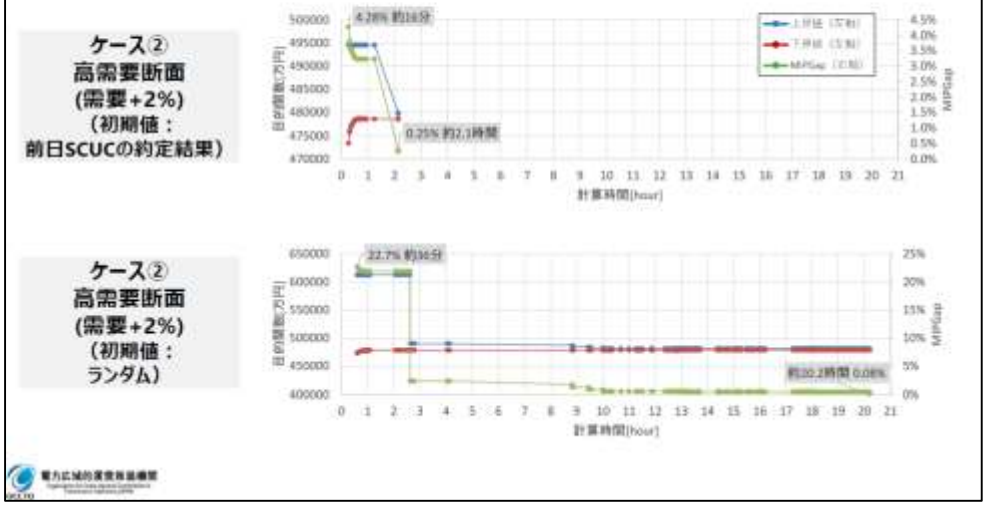
- 前述の検証方針に基づき、高需要（7/31）・低需要（4/27）について、前日同時市場（初期値はランダム）と前日の時間前同時市場（初期値は前日同時市場の約定結果）との「収束性（計算負荷）」ならびに「電源ラインナップ」・「出力配分量」の比較を行った。
- まず、「収束性（計算負荷）」については、前日の時間前同時市場の方が計算時間が短くなる傾向があるものの、前日同時市場よりも需給条件が厳しくなる場合には求解困難性が増すことから、計算時間が長くなる場合もあることを確認した。（需要変動を与えたケースで初期値をランダムに設定した場合と比較し、前日同時市場の約定結果を引き継ぐ方が収束性が高いことは確認）

前日の時間前同時市場の検証結果について（１／４） 47

- まずは、先述の検証ケースにおける、「収束性（計算負荷）」の確認結果を下表に示す。
- 高需要では、前日同時市場（①）に比べ、前日の時間前同時市場（②③）の計算時間が短くなっている一方、需給条件がさらに厳しくなる②（高需要+2%）は、③（高需要-2%）よりも計算時間が長くなっている。
- 低需要については、前日同時市場（④）に比べ、需給条件が緩和する低需要+2%（⑥）の計算時間が短くなっている一方、低需要-2%（⑤）では計算時間が長くなっている。
- これは、低需要では再エネ抑制が生じており、最低負荷の火力の運転台数の制約等を満たすことが相対的に厳しい需給条件であり、さらに需要を減らす前提（⑤）では、求解困難性が増すためと考えられる。

ケース	想定市場	需要	初期値	MIP Gap	計算時間
①	前日同時市場	高需要（7/31）	ランダム	0.28%	2.7 hour
②	前日の時間前同時市場	高需要（7/31） +2%	前日SCUCの約定結果	0.25%	2.1 hour
③		高需要（7/31） -2%	前日SCUCの約定結果	0.30%	28 min
④	前日同時市場	低需要（4/27）	ランダム	0.75%	5.4 hour
⑤	前日の時間前同時市場	低需要（4/27） -2%	前日SCUCの約定結果	0.56%	8.0 hour
⑥		低需要（4/27） +2%	前日SCUCの約定結果	0.88%	4.9 hour

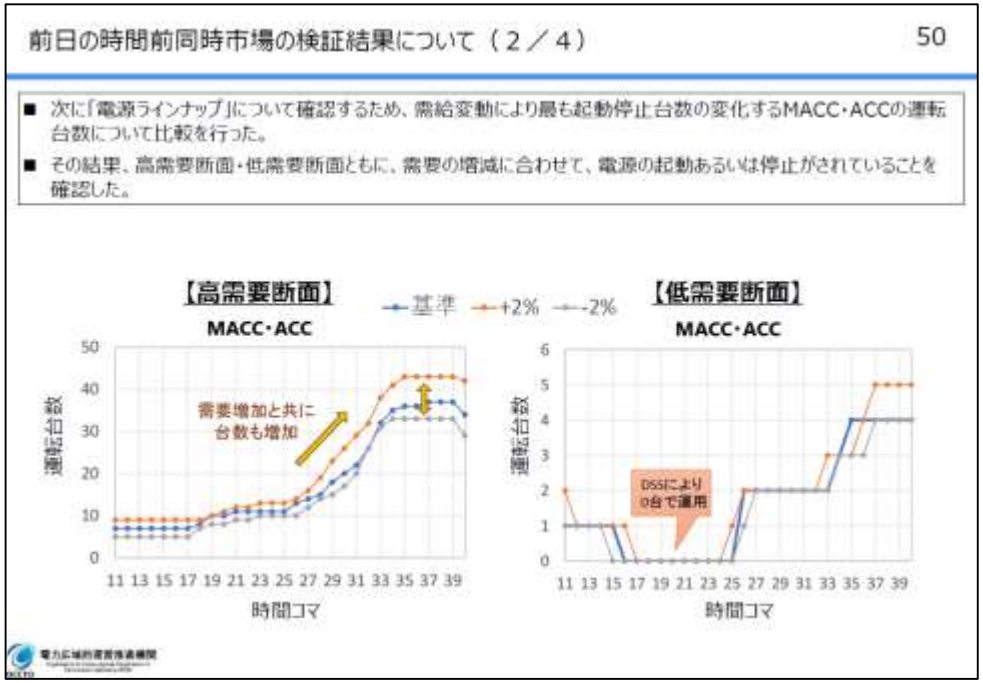
（参考）初期値をランダムに設定した場合との比較（高需要断面） 56

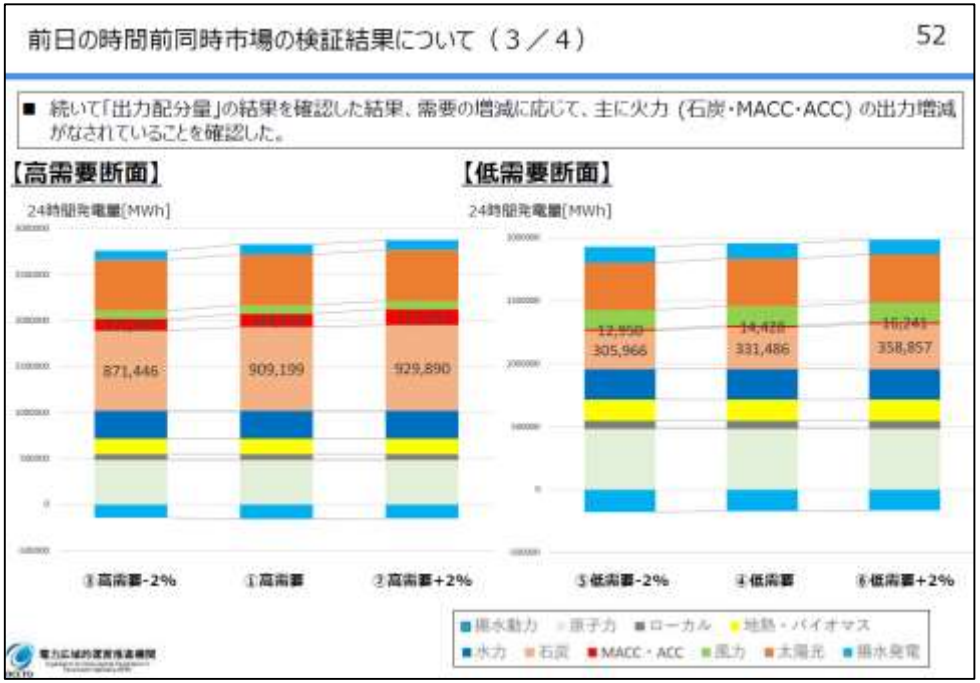


出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

前日の時間前同時市場の検証について（３／３）

- 次に、「電源ラインナップ」について、需給変動により最も起動停止台数の変化するMACC・ACC運転台数について比較を行ったところ、需要増減に合わせ、電源起動あるいは停止がされていることを確認した。（**想定通りの挙動**）
- 最後に、「出力配分量」についても、需要の増減に応じて、主に火力（石炭・MACC・ACC）の出力増減がなされていることを確認した。（**想定通りの挙動**）





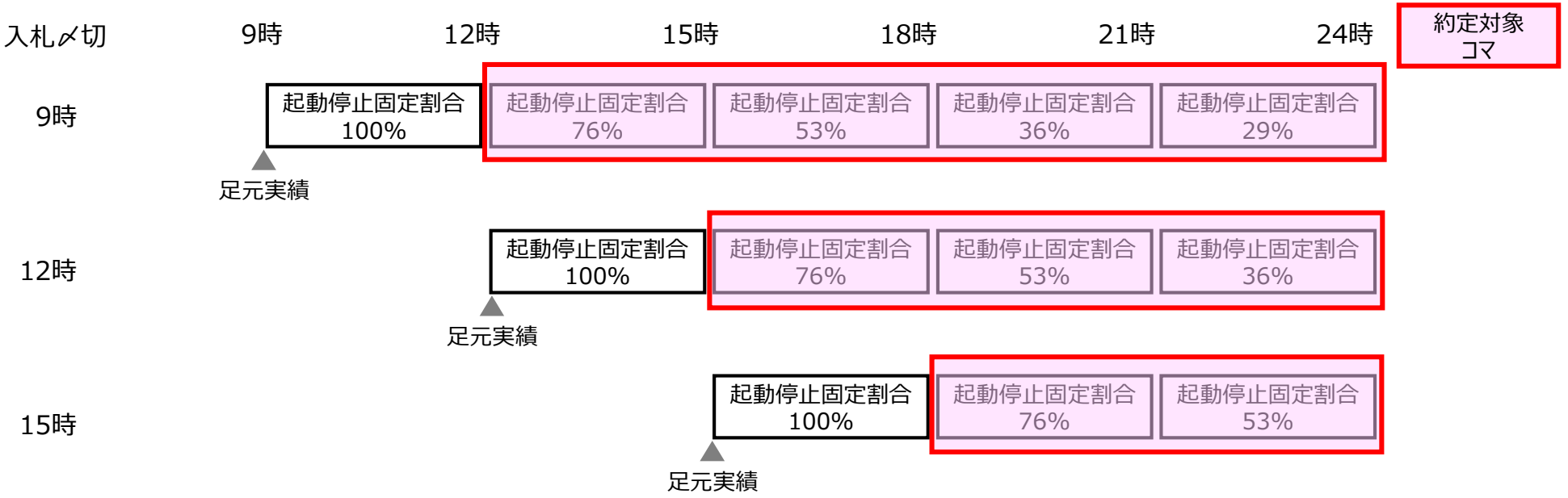
出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

当日の時間前同時市場の検証について

- 次に、当日の時間前同時市場では、発電機起動特性により、前日同時市場に比べSCUCにより起動停止を決める電源が減る（解探索空間が狭くなる）ため、定性的には収束性は向上する（計算負荷は低くなる）と考えられる。
- また、時間の経過とともに、計算対象期間も減少するため、より一層、収束性は向上するものと考えられる。
- 以上を踏まえ、当日のいくつかの断面において、足元実績（前日の時間前同時市場、ならびに直前の当日時間前同時市場）を基準に、一部の電源の起動停止を固定し、計算対象期間の減少も考慮して計算を行い、収束性（計算負荷）や電源ラインナップ・出力配分量の比較を行うこととした。
- また、こちらも同じ前提条件のまま、足元実績（≒直前の最適解）を初期値とすると、解の探索が不要（計算が瞬時に終了）となるため、当日の時間前同時市場でも、一定程度の需要変動等※を与えた条件を設定する。

※ 需要変動だけでなく、再エネ変動を模擬することも考えられる。

【当日の時間前同時市場のイメージ】



起動停止固定割合は、イメージのため、第62回専門会合の調査結果（石油・ガス火力計）の数値を記載しているが、実際には事業者からの入札情報をもとに決まる

今後の検証について

■ **前日の時間前同時市場の検討において**、需要変動（±2%）を模擬したケースについては、電源ラインナップ・出力配分量ともに想定通りの結果が得られたため、今後の検証については、収束性（計算負荷）の改善方法や、ザラバとの対比（評価方法）等に関してご意見（ご示唆）をいただいたことを踏まえ、引き続き、**収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘りや、再エネ変動（予測大外し）等の模擬、ザラバとの対比に関する評価（系統制約違反への対応可否等）を行い、どのような傾向が得られるか検証を進めていく**こととした。

■ 他方、当日の時間前同時市場の検証にあたっては、どのように足元実績を設定するか（引き継ぐか）が重要となる。

■ この点、週間・前日・当日のSCUCの目的・位置付け等を踏まえたうえで、どのような約定情報を足元実績として引き継ぐべきか、制度・運用面との平仄を取る必要があるため、改めてそれらの**建付けを整理の上、当日の時間前同時市場の検証を深めていく**こととした。

目次

１．同時市場に関するロジック技術検証の進め方

２．これまでの検討状況
－⓪．基本ロジックの構築
－①．買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
－②．週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック
－③．調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
－④．セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
－⑤．系統制約の取扱い
－⑥．起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

３．まとめ

検証A（同時市場に関するロジック技術検証）の検討状況と今後の検討について

■ 検証A（同時市場に関するロジック技術検証）における検証項目と、各検討状況については下表のとおり。

■ 他方で、残る深掘り項目（下線）については、引き続き、**技術検証会を継続開催して議論を深める**こととしたい※。

※本検討会の扱い含めて、同時市場全般の議論体制は別途検討

検証項目	検討状況
⓪基本ロジックの構築	・ロジックを構築・実装し、動作検証済み （今後、収束性向上・火力応動特性のモデル化に取り組む予定）
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	・ロジック構築の上、エリア単位で買い入札を集約し、系統制約考慮のモデルで動作検証済み（今後、ノード単位の検証に取り組む予定） ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施
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	・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 （今後、具体的なロジック構築・実装に取り組む予定）
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）	・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を構築・実装し、動作確認済み （今後、三次インセンティブの検証に取り組む予定）
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	・電源差替を小規模系統モデルで模擬し、動作検証を実施（完了）
⑤系統制約の取扱い	・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	・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要否を深堀予定）
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	・前日の時間前同時市場についてロジック構築・一部検証済み （今後、当日の時間前同時市場等についてロジック構築・検証予定）

（参考）
技術検証会および本検討会での議論

（参考）第1回技術検証会（2023年8月30日）における議論概要

【⓪入力データの整備・基本ロジックの構築】
- 燃種別に平均化したデータは、MIPで解きにくい。第三者検証で渡すデータは機微な情報となる観点から別としても、少なくとも事務局では、もう少しリアルなデータで確認する必要がある
- 一送保有のデータで妥当性を確認していると共に、第三者検証でも設備量別・出力帯別に細分化する等の工夫をする予定
- わざと系統制約に抵触する条件を設定するなど、前提条件や入力データの設定の仕方が重要
- まずはベースケースとして計算してみて、結果を評価しながら前提の置き方などを見直していく
- 海外は、スピードアップのため、モデリングやソフトウェア面の工夫をしている。例えば、制約式や変数を少なくしてコンパクトにしたり、凸包に近づける近似などを行いタイトにしている
- 計算機とサーバー、ソフトとハード、その区切れをどこにするかゴールを意識しないと、結果的に望む要件を得られなくなる可能性がある
- ハードというより、まずは定式化できるかロジックを検討
- データのやりとりの課題は米国でもあったが、メモリ上で扱うことによりスピードアップをはかったようである

【⓪アウトプットの評価方法】
- 結果を見ながらで良い。米PJMもソフトウェアの高速化が進むのに合わせて機能追加している
- モデル内にペナルティ項があるとインフィージブルな解も出るが、評価にペナルティも含めるべきか
- 基本的には、制約条件は守られるもの。どうしても制約違反となるときのギャップとして評価される
- 解の探索過程で、目的関数値の下がり方も見て分析するが、評価としては最後の結果となる
- ベースとなる個別の考慮事項の有り・無しを比較することで、妥当性・収束性の検証につながる
- ペナルティ項は、海外では制約式として定式化するのが普通である。制約を満たさない可能性があるから入れたものと思われるが、ペナルティ項があることで計算が遅くならないか懸念している。
- 通常はペナルティ項が0となるため、計算速度は変わらない。収束性については、良くなる、悪くなる、どちらも考えられる
- 恣意性が入ってしまうので、目的関数にペナルティ項は入れない方がよい
- 計算時間の評価だが、最適化にかかる時間と結果を出力する時間があり、後者もそれなりの時間を要するので評価が必要
- 結果出力に要する時間も評価対象だが、最適化にかかる時間のみでの比較評価も必要
- ペナルティ項は運用者としても気になるが、実際の運用上も答えが出てこないこともある。ペナルティ項については、係数を大きくして織り込むのがよいと思われる。また、潮流制約に抵触するケースも、再エネを抑制できる前提なら解が出てくるため、この辺りペナルティ項で工夫できないかと考える
- ペナルティ項を使う欠点として、この項にわずかながらでも値が残ってしまう。個人的には、ペナルティ項ありの最適化計算で当たりをつけ、稼働電源を固定してペナルティ項をなくした最適化計算を行うといった二段階の計算が良いのではないかと思っている

【①～⑦同時市場のためのロジックのカスタマイズ】
- ΔkWの取扱いについてイメージができない。今の商品との関係や、現在我々が議論している価格規律の議論などとの関係を伺いたい
- そもそも、そういったことを決めないとロジック上取り扱えない。まず技術検証会においては簡素な形で前提をおいて議論し、別の場で並行して議論して、最後にすべてまとめた検討を行う
- TSOとBGの役割によって、ΔkWも変わるので、その整理が最初に必要
- 米PJMが連系線制約にkWhしか考慮しない理由として私が考えているのは、前日市場の後にも最適化計算が繰り返されており、その中で、系統制約の下でもΔkWが十分か確認をしていることである。
- 最後のupliftの議論に、3Partの全体最適上、発電できない事業者の逸失利益を補填する視点も加えないと、こういった事業者がセルフスケジュールになるインセンティブとなってしまう

（参考）第2回技術検証会（2023年11月13日）における議論概要

【⓪SCUC・SCEDロジックの構築】
- 双対ギャップは、精度として、どのくらいがよいのか、ターゲットなどはあるのか
- 皆様と議論が必要なことで、計算時間として耐えられるかなどの実用的な観点と、誤差として許容できるかの2つの観点があると考えている。場合により解が得られないケースもあり、制約条件を厳密に守ろうとするといつまでたっても解がでないこともあるところ、ペナルティ項によって解を得られるよう工夫もしている
- 解の収束性の様子で、フラットになっているところを解決していくことが重要。分枝限定法は遅いので切除平面などをうまく入れるような工夫が必要．アメリカなどでは、最適化の前のモデリングを上手く行うことで、収束スピードを早める工夫がなされている
- 現状でも、カッティングは取り入れており、カットの方法が大事であることを認識しており、どのような事例・知見があるかは広く教えて頂きたい
- 2機3母線モデルの計算結果は0.01秒に対し、①買い入札の結果は10倍となっており、後者は、最適化を解く時間の他に、モデリングに必要な時間も含まれていると考えられる。MipGapだけでなく、現実的な計算時間かを評価する観点で時間の比較・評価方法も考える必要がある
- 調整力が偏在する結果となっているが、実際の発動で制限がかかる懸念があり、改善が必要ではないか
- 調整力が偏在した場合、連系線事故や遠方の電源脱落時に影響が大きい。しかし、実際の発動断面においては、追起動が難しいことから、起動停止の組み合わせ考えるSCUCではなく、出力配分のみ計算し、LPでの高速計算となるSCEDを用いるため、計算速度は問題となりにくい
- 第1回で提案したように、調整力はまずはベースモデルのまま肌感覚を確認し、並行して同時市場での調整力の区分などの再整理を別の場で議論している。次回以降に検討状況を示しながら、整合を取った検討をしたい
- LFC調整力について、運転バンドも考えた制約となっているか
- 現実的にはあるが、考慮されていない。発電事業者がリスクを考えて入札するか、あるいはロジックに含めるか、議論だと考えるが、後者の場合には技術的に現実的な時間で解を得られるかが課題となる
- 市場参加者の受容性という観点では、発電設備を多く持たない事業者にも、誤差0.3%が受け入れられるかは考える必要がある
- 最適化の外、価格決定方法などで、平等性を確保する方法も考えられる

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】
- ある意味バーチャルな発電設備が加わったと考えられ、ロジックとしては難しくないはずで、シミュレーションの目的・方法のデザインが重要
- 買い入札を階段状とするか、直線・曲線的に価格弾力性を模擬するかは、どちらもモデル化可能であるが、求解性については検証が必要
- 時間ごとに価格弾力性や買い入札価格は実際には異なるので、時間ごとに変えられるようにしておく必要がある
- 買い入札は、実際に小売が需要を変動させるためや発電の差し替えなど、様々あると思うが、JEPXにもデータをいただいて分析し、今後ご議論いただきたい

【②揚水・蓄電池の週間運用を可能にするSCUCロジック】
- 蓄電池は揚水と特性やコストが異なり、考慮すると変わってくるのか
- UCのモデルとしては同じである。揚水に比べ、応動性がよく、最低負荷がなく、解きやすいと考えられる一方で、台数が多くなるとも考えられ、問題は大きくなる可能性はある。結果に対しては、燃料価格設定次第であり、コストというより、効率が効いてくると考えている
- 蓄電池の運用については、可制御性が高低や容量など技術的特性もあるので、週間運用で考えるのかは、割り切らない方がよい
- 1日ごとに精緻に解いているが、3~4日後は精緻化する必要性がない。アメリカでは3日以降は3時間単位など時間単位を粗くする考え方などが使われていた
- 動的計画法を用いて、直近は精緻に計算するが、明後日以降は価値観数として評価することで、高精度に計算する工夫も考えられる。その他、日によって重みに傾斜をつけることで、解を得られやすくなるかもしれない
- 解の収束性がよくなることと、得られた解として有用かは、注意して議論が必要である。先の断面をラフにすることにより、問題として簡単にはなるが、調整力の確保が問題ないかやラフとなった期間の意味など、そのような手法を取る意味にについて、説明性があるか、納得感が得られるかが重要となってくる
- 週間運用を何のためにやるか、どういう運用を目指すのか、制度設計と両輪で検討していくことが重要

（参考）第3回技術検証会（2024年1月25日）における議論概要①

【⓪同時市場における電源運用制約の取り扱い】
- 火力の燃料調達は中長期で考えるものだが、短期のkWh制約を考える目的は何か
- 配船計画などの関係から、実態として短期的なkWh制約はあり、ロジックとしては受け取れるようにしておく必要があると考えている
- 需給逼迫時以外でも短期のkWh制約はあり、kWh制約がロジックになくても、BG側でkWに上下限を設定することで運用可能だが、時間帯によってはkWに余力があってもキャップがかかり、非効率が生じる。
- 出力帯毎の制約については、時間解像度を意識するとよい。仮に1時間単位ならば、停止から出力最大までの時間が1時間以内のため、単純に線形化したモデルでも許容可能となりうる
- 燃料制約は、事業者がkWh制約に置き換えて入札する方向性を提案するものか。燃料制約については入札者の恣意性が入り、場合によってはゲーミングされるおそれもあるため、最適化計算の対象とせず、セルフスケジュール電源にするという考え方もあるのではないか
- 事業者の入札の考え方については別議論であり、今回は最低限ロジックとして用意できるよう、技術的なロジックとしての対応の方向性を示したもの
- MIPは燃料制約のような期をまたがる制約が入ると解くのが難しく、フィージブルであるか確認が必要。個社の制約を入れるより、日本全体での制約を考慮する方が全体最適を解く問題になじむか
- 燃料制約があることによりシャドウプライスが上がるため、価格を上げても良いという考え方もあるが，ゲーミングとならないように競争政策上どう考えるかの視点も必要。米PJMでは市場支配力があるときには入札価格をコストベースに置き換えるが、燃料制約がある場合にはどうすべきかという問題がある
- kWh制約については、ロジックとしては揚水モデルと似た形となり、技術的には難しくない。ゲーミングについては、単断面でなく日間だと影響は均される気もするが、要素としてはある

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】
- この検証と検証Bとの関係性について教えて頂きたい
- 検証AのSCUCロジックにより稼働電源・稼働量を決め、検証Bの価格算定ロジックにより精算する価格を決める関係となる。検証Bでは本来的には価格弾力性を織り込むべきだが、割り切っているロジックの違いがある
- 検証Bの結果が入札行動に影響を与え、検証Aの結果が変わるなど、検証Aと検証Bが互いに影響を与えることも考えられる
- 米PJMでも量を決めた上で、価格を決めており、最終的な価格はリアルタイム市場の価格となる。事業者がPJMの決めた量を守るかどうかは違う話で、守るような制度設計が行われている
- 簡略化の方向性として、粗いゾーンの需給バランスで、ある程度の需要を決め、それを所与としてSCUCロジックを回すことも考えられる
- 簡略化の方法論としてはありえるが、系統制約を解消する手段が電源だけに限られてしまうことや市場価格への影響を確認する必要がある
- 限界費用と市場価格を比較いただいているが、送電制約に抵触すれば、システム価格とゾーン価格が出来るため、両方示した方が分かりやすい
- 米国では、変数の数が増える問題は発生していない。これは、個々の入札に対し変数を設定するのでなく、需要曲線に対し、量を変数、価格を複雑な関数でモデル化する工夫によるものなので、参考になる
- 海外文献も参考にして、区分線形関数でモデル化しているが、階段状に価格が変わると、どの区分にいるかを識別するための変数が必要となり、変数の課題はある程度残る
- 実行可能解が得られないとは、原理的に制約を満たす解がないということでなく、打ち切り時間内に解けなかったという趣旨だと思うが、系統制約がない中でノードごとに同じ価格が入っていると、目的関数値が同じである多様な解の組み合わせが存在するため、ツールが解を出しにくくなっていることも考えられる。需要ノードをまとめると解決できる可能性もある
- 需要曲線の形状は同じだが、ノードの需要比で按分しており、絶対量が異なる条件としているが、そういった影響もあるかもしれないので参考としたい

（参考）第3回技術検証会（2024年1月25日）における議論概要②

【②同時市場における週間計画の取り扱い】
市場側と運用側で必要な週間計画の役割を明確にすることが重要である。
同時市場の役割として、電源起動の判断と揚水の水位見通しがあり、
前者は広域予備率などがきちんと算定できれば、厳密な最適解でなくてもよいかもしれない。後者の揚水の水位見通しを市場約定に影響させるかで精度が決まってくる
週間計画の役割を考えることは重要で、PJMは前日市場に支障がない規模の電源があるか確認をしており、広域予備率を算定しているのに近しい。揚水もBG運用かTSO運用か選べるようになっており、日本の同時市場も同様と考えており、今回は全台がTSO運用としたときの検証
後半をどの程度まで粗く出来るかに関わるが、実績が予測から乖離した場合に、運用上の支障がないかという観点で、ズレを評価する必要がある。
後半のモデル化も、3時間をブロック化するか、3時間おきに断面を計算するかが考えられ、前者の場合ピークが平均化されてkWの評価が難しく、揚水の水位見通しもずれるため、割り切れるレベルなのかも含めて検証・チェックいただければと思う
ΔkW確保制約は、前半はきちんと考慮するが、後半は影響量が小さくなるため、精緻に考えない方法もありえる
この方法により計算時間が短くなる一方で、後半の粗さに合わせてモデリング・入力データを行う必要があり、両者を総合的に評価が必要
計算時間とコストのトレードオフは最低限評価していくが、運用上や安定供給への支障は定量評価が難しいものもあり、定性評価と合わせて検討したい
実装段階では、ベンダーからより良い案が出てくる可能性もあり、特定の案に固執することなく、検討いただきたい
PJMでかなり前からやっていることを紹介したが、これにこだわる必要はなく、揚水の池運用や電源起動などのニーズに合わせて考えていく必要がある
まずはこの案で進めていくが、市場として何を求めていくのかを見ながら詳細は詰めていく

（参考）第4回技術検証会（2024年3月25日）における議論概要①

【⓪SCUC・SCEDロジックの構築】
- フィージブルな解が全く改善されていない点に関し、米国の文献を見ていると、分枝限定法では遅いため、ヒューリスティック，切除平面の活用やモデル定式化での工夫を行っているようである
- ヒューリスティックは、解が留まることを抜け出す際に有効であるが、再現性がない課題にも注意が必要である
- 揚水の経済運用は、どれくらい先の日まで考えられていて、実運用に耐えられるものなのか
- 別の検証項目にも関わるところだが、今回は週間計算を簡易に行って池運用の目安をつけたうえで、2日分ずつ精緻な計算を行っている。再エネ予測誤差もあるため、先の断面の時間粒度は粗くてもよいので、そのような実態にあわせた簡略化手法を今後検討していく予定である
- 仮に計算して、安定供給上の制約を満たせないときに、容量市場のように再計算などの対応を取ることになるのか
- 例えば需要の超過分をペナルティ項という形で扱うことで、最適解に準ずる解を得る対応が考えられる

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】
- 可能なら北海道くらいのノード数の少ない系統でシミュレーションしていただけないか
- 買い入札の実績はエリア毎にしかないために、エリア内の各地点へ、どのように配分するかが難しい点だが、その点を何らか想定できれば、ノーダルモデルでも検証が可能
- 目的関数がfGとfDで構成されるが、どちらか重み付けの大きい方に最適化結果が引きずられる構造となっていると思うので、確認が必要
- 比較的fGの方がボリュームが大きくはあるが、約定点がずれたときに目的関数の値がどれだけ変わる、つまりカーブの傾きが重要である
- 買い入札の考慮は重み付けというよりも、供給と需要のマージナルなところで均衡価格が決まると考える
- 広域連系系統モデルの結果を見ると、中部-北陸間で余分な潮流が回り込むループフローになっていて、実運用上の解でない。最適化計算後に再度、潮流計算が必要と考える
- 潮流に対してコストがかかっておらず、ループフローの相殺の有無で目的関数値が変わらないためである。解消のためには、2段階で計算する他、送電コストや送電ロスを考慮するなどの工夫が必要である
- ロスの考慮は実運用では行うが、市場で扱うかも論点である

【④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックの関係性】
- セルフが運転したくないときに買い入札することは、上の検討会で整理されたことか
- そのような方向性として決まってはおらず、こういったことも技術的にできるか検証することとしているのみである

（参考）第4回技術検証会（2024年3月25日）における議論概要②

【⑤系統制約の取扱い（発動制限ΔkWへの対応）】

- マージンをどう設定するか方法論が重要である。例えば、線形緩和で問題を簡単化して、目安を立てる方法も考えられる
- マージン設定により増加するコストを、同時市場でどう扱うかは重要な観点である。日本の複雑な系統では、影響も大きいと考える
- ΔkWの成分によっても扱い方は変わるかもしれない。一次二次は短時間なので多少の超過は良いかもしれないが、三次は考慮する必要があるなど
- 不特定多数の場所で混雑が起こる中、局所的にΔkWを確保するのでなく、広域的に確保しながらも、どう対応すべきなのかを考えていく必要があり、次のステップとして、どうマージンを設定するか議論が必要と考えている
- MISOの文献では、ΔkWの利用量を制約に入れる考え方をとっている
- 米国のReserveは緊急時のみを確保し、調整力のうちエネルギー量的な部分は、5分前までのDispatchで処理している。今の日本のΔkWはエネルギー量的な部分も含めているため、この辺りまで立ち入って考える必要がある
- Reserveを外の地域で確保していても、SCUCで送電制約を満たしていれば流すことができる。アメリカではリアルタイムでもSCUC計算しており、5分前に電源脱落が生じても、流せることを確認していると思われる
- おそらくSFTという仕組みのことで、前日市場後に、N-1事故に対して、制約にかかれば、出力配分を補正することはやられている。特異的な電源脱落などに対しては、このような対応をしているが、平常時のEDCはアメリカでもどこまで取り扱っているか分からず、平常時と緊急時は切り分けて整理が必要と考える
- Reserveの必要量は、どこで事故が起きたかを特定せずに持っており、最適化計算上も、どこで起きても大丈夫という安心感を持った計算になっているのではないか
- Security Constraintなので、送電容量的には確保されているが、発電から見たときに発動できるΔkWを確保しているかは見えない
- バランスの組み直しが必要なため、一つのSCUCの中では、需要変動や電源脱落が生じたときに送電できるかは認識できないと考える
- 送電・変圧器トラブルをアドミタンス行列で感度的に表現するなど、ネットワークのトラブルであれば、時間はかかるかもしれないが同時に計算が可能である。他方で、電源脱落は一つのSCUCの中で想定することは難しい。ΔkWの容量はあるが、発動できない可能性は残ると考える
- アメリカでは電源脱落も含めて扱っているという話も出ているが、周りに別の系統があり、無限大母線として扱っていることで、問題を簡単化していたりしないか。その場合、日本においては難しいと考える
- ΔkWの発動のさせ方も工夫の余地と考える。例えば、メリットオーダーの他に、混雑がなるべく起こらないように発動することも考えられるか。
- 基本的には調整力の発動はメリットオーダーとする考え方に移行しているが、事前のΔkW確保断面でなく、運用断面の潮流管理という観点では、メリットオーダー以外もありうる
- 実績値を用いるなど、需要の振れ幅の設定方法も論点になると考える
- マージンの設定により、kWh取引に制限をかけるため、多く取り過ぎない設定方法の検討が必要である。マージン設定のほかに、制約されたエリアでΔkWを確保する方法もある。全体コストや再エネ出力制御への影響にも配慮した検討が必要である
- N-1のセキュリティチェックを市場の中でも考えるのか、市場が終わった後に行うのかも論点になる
- 補足となるが、マージンの設定により運用容量が下がる印象を持たれているが、現在もフリンジとして差し引いたうえで運用容量を決めており、今から運用容量が大幅に下がるような議論になるとは考えていない

（参考）第5回技術検証会（2024年5月29日）における議論概要①

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】
- 0-1の離散変数の増加より、連続変数の増加の方が計算負荷への影響は小さいため、階段状の関数は部分約定ができるとして連続変数として扱えればよい
- 誤差の評価について、望ましいのは、需要抑制コストの乖離度合いの合計でなく、簡略化によって均衡点がずれることによる影響であるが、評価に手間がかかるので、やるかどうかは考える必要がある
- 誤差の評価では、大規模系統モデルで約定点（あるいは下界値）の変化によるコストの変化・影響を見ていく必要があると思っている
- 米国は、前日市場にバーチャルビッドがあるが、リアルタイム市場では相殺されて意味がなくなるのだが、前日市場でそのような入札を考慮してSCUCを解いているので計算負荷が大きいことが問題になっている
- JEPX実績の試算結果を見ると、9区分程度まで減らしても有用そうであり、今後検討を深めるうえで大変よい示唆を示していただいた
- 過去の経験上、発電コストと需要抑制コストの比率によっても計算負荷が異なる。だいたいの場合、発電コストの方が大きいが、その場合、発電側で調整しようとして、需要側の影響は小さくなる
- 需要曲線を考慮するロジックを検討する動機の一つとして、系統混雑を発電側だけでなく、需要側・DRでもできるようにすることもあると思っている。その観点で、今回の評価指標だけでなく、簡略化により系統混雑回避ができているかも確認していただければと考える
- 現状では、入札データがエリア単位となっているので、地内系統の混雑は評価が難しいと考えている。今後、エリア単位の入札をノード単位へ配分する方法を考えていく中で、考えていきたい
- エネ庁・広域の検討事項かもしれないが、需要面をどういう風に想定するかが大事。現在は、大部分は発電機の経済差替えのための入札とかであり、しばらくはノードごとに価格弾力性のある需要入札が出るとは考えづらい。同時市場になったときに、誰がどういう形で入札するかをおさえておく必要があり、BGや発電事業者にヒアリングすることも、急がないが、念頭に置いていただければと考える
- そもそも需要をどうとらえるか、買い入札をどういうあり方にするかは、難しい問題だと感じている。検討会の方でも、時間前の設計に関して、発電BGに電源の運用実態やニーズをヒアリングする予定であり、海外の仕組みの調査とも合わせて検討していきたい
- 需要コストの変化率と簡略化誤差という2つの話があるか関係性は？
- 本質的には同じもので、変化率を累積すると誤差の合計となる
- 系統規模が大きければ、離散変数を減らしても計算負荷自体は同じような感覚だが、かなり違ってくるのか？
- 実際には離散変数は連続変数に置き換えている。やってみるまで分からないが、約定点によって確保する供給力・調整力が変わってくるので、需要曲線の形により、波及的に計算負荷へ影響すると考えている

【③調整力定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック】
- ΔkW入札価格が電源間で異なる場合の結果で、需要が増えると、ΔkW入札価格の安いG1でなく、G2で上げ調整力を確保するようになる結果だが、ロジック的にもkWh・ΔkWの同時最小化がはかられた結果であり、実運用にもインプリケーションを与える、興味深い結果を示していただいた
- ΔkWを割り当てる際に必要となると考えるので確認だが、発電機の出力変化速度の制約も考慮されているのか？
- 発電機の出力変化速度の制約は、小規模系統モデルでは考慮されていないが、これまでの検討も含めて、広域連系系統モデルでは考慮している
- 下げ調整力が、入れ違いになる結果となっている理由は？
- 最初に見つけた解が出力されているなど、ソルバーに依存した結果と推察される。今回は、断面間を連続して計算していないことも影響している。このように、一意に解が決まらない場合に、どれを約定対象とすべきかという問題が生じるため、純粋なSCUCの計算結果と、約定処理を別にすべきかは論点となる

（参考）第5回技術検証会（2024年5月29日）における議論概要②

【⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック】
- 前日市場でBGの出した入札・需要でSCUCをやったとしても、TSOより予測精度が悪い側面があるので、再度、TSO需要でSCUCを回す必要がある。ただ、ここで価格を付けるべきかは、ヘッジの必要性などを鑑みて議論と考える。また、ビッドの変更もありえ、エネ庁での議論かもしれないが、市場支配力抑制のために、変更に規制をかけるなども念頭に置く必要がある
- 当日においても、TSOは高頻度でSCUCを回すことになる。ここで価格付けまでやるかどうか。アメリカでは、起動停止用SCUCと給電SCEDの計算を分けており、SCUCはそこまで詳しく解いておらず、別途詳細なSCEDを回して、さらにその後にプライシングのソフトウェアを回している。最後GCでは必ず価格付けは必要だが、シミュレーションを通して、その前のどのようなロジック、タイミングでプライスを付けるか議論が必要である
- エネ庁側での議論かもしれないが、当日市場にどの程度の参加者がいそうか見ながら、どのタイミングで価格を付けるか考える必要があるし、ヘッジニーズもどの程度あるか見ておく必要がある。アメリカでは、前日市場からリアルタイム市場にかけて、系統制約のために価格が乱高下するが、当日での価格付けはされておらず、これはバーチャル取引があるためと推察している。日本でバーチャル取引の導入が難しい場合、時間前でのプライシングが必要かもしれず、需要変動や電源脱落による影響をシミュレーションしながら検討する必要がある
- 入札規律については検討会でも論点の頭出しをしており、検討の必要性は認識している。ヘッジニーズやプライシングのタイミング等については、将来のことということで事業者も具体的なニーズを想像しずらく、アメリカでも少しずつ制度を拡充してきたとも推察している。海外事例も深掘りしつつ考えていきたい
- 事業者のニーズ・プライシングをどうするのか決めようとした際に、受け皿としてロジックが回るのかという観点も関係してくる。おおよそ想定されるものに対して技術的に回るかの確認や、逆に電源ラインアップへの影響の大小を見せることで、議論が活性化することも考えられるため、制度と技術の両輪で進めていきたい
- 検討項目が追加されたが、今後どのようなスケジュールで進めていくのか？
- 検討会は夏秋ごろまでに取りまとめに動いており、技術的な検証をしているこの場においても、後数回で中間的にとりまとめて、一つの区切りとなる。ただ、同時市場の検討はここで終わるわけではないので、どういう形になるかは未定だが、引き続き検証を進めていく必要があると考えている
- 初期値を有効活用して計算負荷を下げるということで、アルゴリズムの組み方が重要な論点かと考えている。離散変数が入っているので使えないが、例えば、シンプレックス法では、吐き出された基底解を使うと劇的に計算速度が変わる場合が多々あり、初期値の与え方が重要となる
- どれくらいの頻度で解くと、時間前市場の便益が得られるか考えている中で、起動時間も機器の特性だけでなく人員の確保など周辺環境に依存するといった話があり、アベイラブルとなるような情報更新も含め総合的に検証していく必要があると考える
- 検証の目的として、ザラバとの比較の観点もあると考える。例えば、まずは需要変動からだが、次に再エネ変動などより大きな変化に対して、系統制約違反やΔkW発動制限を回避できるメリットがあると思っており、シミュレーション結果により示せれば意義が生まれるかと考える
- まずは需要変動程度でお示しし、次に再エネ変動を確認していく中で、系統混雑やΔkW確保に関し運用上で上手くできているかも付随的にお示しできればと考えている。さらに、入札情報自体が変わったときに結果がどのように変わるかも、次の検討対象に入るかもしれないと考えているので、どういうスケジュール感で出来るか含めて考えたい
- 再エネ変動の話があったが、かなり予測精度が向上している印象である。他方で、需要側で、データセンターなどの大きな変動要素が気になっている
- 大きく変動があったときにも、電源構成がきちんと切り替わって対応できるか確認することが重要かと考えている。通常の電源脱落に加えて、大規模な電源脱落についても検証いただければと考える
- 時間前UC市場の間には一定のタイムラグがあるので、途中に電源脱落が起きたときに、その情報がどのように引き継がれるか気になった
- 今後、前提条件を作っていく中での意見をいただいたので、最新の動向を踏まえて設定していきたい。ケースを進めていく中で見えてきた課題を具体的な課題や運用フローに落とし込むところも詰めていきたい

（参考）第6回技術検証会（2024年8月2日）における議論概要①

【⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討】
- 凸包プライシングは、計算負荷が高い課題があるが、凸計画問題のように、双対化により制約を減らすことで解きやすくなるかもしれない。一律に計算負荷が高くなるのか、実際の問題に適用して検証する余地はある
- MIPの計算は凸包が見つかれば速くなることが知られているが，大規模な問題においては凸包自体を見つけることが難しい。凸包プライシングは、凸包を見つけるための計算が大変であると言われている。この点は、新たに検証をしなくても、米国で多数シミュレーションが行われている
- シャドウプライスでは逸失利益が生じないとされているが、発電で限界価格が決定される場合はそうであるが、例えばScarcity Pricingで価格が付く場合など、そうでないケースでは逸失利益が生じうる。他にもCAISOでは、リアルタイム市場は5分単位だが、再エネ変動の時間的なつながりのため、15分先まで計算して、最初の5分間分を使っているので、逸失利益が発生しうる。欧州では、良い仕組みでないかもしれないが、Upliftが必要な入札は不落として、逸失利益を許容しない
- Scarcity Pricingのように逼迫時など、例外的な場合の逸失利益の扱いをどうするかという点はあるが、平時の傾向としては、今回確認のとおりであり、海外事例も見ながら引き続き検討していく
- 逸失利益の定義を記載いただいているが、ΔkW供出における逸失利益であり、今回はkWhの約定だけを取り扱っており、混乱している。そのうえで、逸失利益が発生するので、セルフ入札をするというインセンティブがあると書いてあるが、AICのように起動費を加算されるなら市場に参加しても損はせず、市場に参加しないインセンティブがあるのか分からなかった
- 逸失利益は正確にはLOC(Lost Opportunity Cost)であり、ΔkWのための抑制なのか、出力配分の結果としての抑制なのかの違いはあるが、同様のものであり、自分の増分燃料費カーブより高い約定価格が付いたことが事後的に判明した場合に、より利益があげられるということで、以降SCUCに結果を委ねないインセンティブになるという趣旨である
- 起動している電源は費用回収できるが、停止している電源の観点もある。高い約定価格があれば動かしたいということで、OTCマーケットなど他の市場で同価格が付けば、SCUCの外で成約するという行動も起こりうる
- Upliftの判定期間など、Uplift の回収ともセットで、トータルで制度を検討する必要がある
- AICは事後的に単純な方法で補正しているが、海外文献では、AICの計算負荷が高いとなっているのはなぜか
- 海外の理由は分からず、簡単な数値例での深掘りから、事務局としては低いと評価させていただいた
- AICは、シャドウプライスよりも時間はかかるが、高速に計算できる手法を開発していて、実装可能であると主張する有力者もいる

【⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック】
- 収束過程を見ると、低需要では実行可能解の探索時間が伸びており、初期値をランダム（Gurobiツール内の探索手法を用いる）とした方が、優れている可能性もある
- 高需要については、初期値をランダムにして、探索時間が短くなることを確認しているが、低需要は引き続き確認していく
- CAISOのマニュアルを見ると、前日市場のあとにRUCがあり、RUCでは前日市場の結果を固定し、差分だけを計算している。ただし、当然、安定供給上の問題があれば、固定部分を変更する。収束性が改善されると思われるので、試して頂いてもよいかと考える
- 米国のように、前日市場で一旦確定して、差分を精算する考え方を採用するかを考えるうえで、今回の結果は、全く固定せずに計算すると、計算自体も大変になるという示唆かと考える
- 差分のみを扱ってはどうかという点については、需要が増加する場合ならば問題ないが、減少する場合は、抑制が必要となる。そういったことを考えると、全てを固定させるのではなく、経験則的に、固定できるものと、3-Partで動かさざるをえないところを切り分けて、解を求める方法もあるのではないかというアドバイスと受け止めた
- 需要変動の±2%は、どの時点の予測値を基準とした変動なのか
- 前日段階を想定して、そこから24時間後までに想定される変動である

（参考）第6回技術検証会（2024年8月2日）における議論概要②

- MIPGapの目標値は妥当性や、どこまで追求していくのか
- あくまでMIPGapは最適性を保証するもので、どれくらい最適なのかは分からない。MIPGapが大きくても、最適解の可能性も理論的にはありえ、需給バランス・起動停止をみて運用に耐えられるかの観点での判断も必要
- 収束過程について、上界と下界の間の距離が、ほとんど変わらず、ある程度近ければ、探索を止める考え方もあると思った
- 低需要断面では、需給バランスも見ながら、そのような考え方を取っているが、当日の時間前同時市場で需給バランスが大きく変わる場合に、そのような割り切った考え方をできるかは難しい問題である
- 収束性に関しメーカーとしてのコメントだが、経験則からルールベースのアルゴリズムを作る形も考えられるが、システム開発の立場からは、ルールが変わった時の対応が難しく、なるべく最適化で機械的にできるアプローチが望ましい
- 今回の低需要断面以外でも、計算時間が跳ね上がる断面はあるのか
- 他の月はあまり時間がかからず、今回の低需要断面（GW付近）がワーストケースとなる
- 時間前市場だけでなく、同時市場の高需要・低需要の間でも収束性に差があり、需給バランスとか制約の厳しさで変わるものと認識した
- 低需要の方が解きずらいのは分かるが、高需要と低需要でMIPGapの目標値を変えることに違和感を感じる
- MIPGapは、悪いノードにはまってしまうと、少しずつしか縮まらず、延々と時間がかかることともある。
- MIPGapの目標値については、昔は1%とされていた論文が多かったが、改善されて0.1%に改善されてきた。日本においても知見をためて、改善していく方向性と考えている
- 時間前同時市場のメリットの一つは、前日では予見できない再エネ変動による系統制約違反に対応できることであり、条件として、エリアごとに再エネ変動の特性を変える条件とすべきと考えるが、今後の検討における再エネ変動は、どのように設定するのか
- 再エネ変動については、出力自体も実績を用いており、エリアの特性がある程度考慮されており、そのうえで過去実績をもとに作成された三次調整力②必要量テーブルを用いることで、大外しも含め、各エリアごとのばらつきを考慮した条件を、お示しできると考えている
- ザラバとの対比という意味では、事業者の入札が変わる概念も入れる必要があるが、今後議論していくのか
- 変わった入札をもとに最適化できるように環境は整えている
- 今回の結果では、収束性に課題はあるが、需要が下振れしたときに、発電機停止ができるなど起動停止・出力配分の変更により燃料費が削減できる様子が示されているが、ザラバと比べたメリットとして今回の結果をとらえているのか
- ザラバとの比較については定量的な評価はしていないが、おっしゃったことに加え、再エネ抑制も減らせることもあり、定性的にメリットがあると考えている
- 技術的な観点から検証を進めているが、ご助言いただいたとおり、技術的にできない部分は制度的な対応を検討するのも一つの考え方であるし、時間前で入札が変わる点は、何のためにやるか制度的な検討も大事である

【中間取りまとめの報告】

- 系統制約に関して、CAISOのマニュアルでは、予備力とエネルギーの両方を送電容量以内とする方法をとっているようである
- そもそも米国と日本では調整力の扱い方が違う。GF・LFC（時間内変動）やN-1電源脱落は、米国と日本ともに確保しているが、EDC（予測誤差）は、米国では5分ごとのSCUCが出来るということで確保する観点がない。日本で、EDC分を確保する必要があるか、また確保した場合の扱いをどうするかについては、米国の知見だけでは解決しない課題なので、変動成分を分けて適切に議論していきたい

（参考）本検討会における議論概要①

【第1回本検討会（2023年8月3日）】

- SCUCやSCEDの解の性質が最適かや、実務的に運用できるかを確認することが大事。最経済だが、運用不能な場合は、モデルを変えながら、発電機全体の運用の制約を追加しながら計算することが必要。また、計算時間が長くかかる場合もモデル化の工夫が重要。（横山委員）
- 自由化前の系統運用で行われていたUCのアルゴリズムを参考にしてはどうか。（横山委員、JEPX）
- 価格弾力性の値によって結果が大きく異なり得るのならば、その点に関する頑健性の検証が重要。（五十川委員）
- 市場に必要な調整力や設備容量など、計画の観点からも今回のモデルの分析等を通じて、何か示唆を得ることが大事。（小宮山委員）
- SCUC・SCEDの計算で、カーボンプライスや発電側課金を盛り込むのかどうかの考慮が必要。（JPEA）
- 発電運用に影響するようなパラメータ等を扱う場合は、その妥当性について事業者の意見を聞きながら、検証作業を進めていただきたい。（JERA）
- 系統規模はSCUCの実装の観点からは大事な論点。系統規模が拡大すると計算時間は非線形的に増加する可能性が多分にあるため、大きくしすぎると実装も困難。計算の工夫（整数変数は線形緩和する、時間の解像度を変更する、系統規模や需要データの利用可能性、風況や太陽光出力の考慮方法、等）が必要。（小宮山委員）
- 電圧階級をどう扱うか、分散型高圧・低圧をどのようにモデルにくみこんでいくか、慎重に検討が必要。（JPEA）

【第2回本検討会（2023年9月20日）】

- （需給バランス違反・送電制約違反等の）ペナルティ項の係数によって、どの程度アウトカムが異なるのかという点は、今後の将来的な実装において有用な帰結になるのではないか。（五十川委員）
- 燃料費特性をもう少し細かくすべきかどうか、検討してほしい。多様な発電機、同じ起動特性のコンバインドサイクルであっても多様なデータを作って検証するのがよい。系統制約の観点からΔkWの連系線におけるマージンの取り方を2030年以降を踏まえて検討した方がいいのではないか。（横山委員）
- 週間で揚水の運用計画を求めることは非常に計算の時間がかかるので、ある程度割り切りや工夫が必要。（横山委員、秋元委員）
- 最適解からの誤差が受容可能なのかや、出てきた解を最適だと誤認しないか等、しっかり議論してほしい。（秋元委員）

（参考）本検討会における議論概要②

【第4回本検討会（2023年11月27日）】
- 日間単位を２日ずつ行うSCUCと週間単位のSCUCについて、前者はいい簡略化方法なものの、高需要期においては、土日に水位を上げ、金曜の夜に向けて水位を下げていく方法が最もいいとすると、後者の方が経済性が高い。両者の比較は興味深い。（横山委員）
- 双対ギャップと費用の削減度合いを比較するといいのではないか。双対ギャップが緩くてもいいならば、早い（計算の）収束が可能。（横山委員）
- 今回のシミュレーションは揚水の調整力を使っていないと伺った。揚水のLFCを利用したときにどうなるかに関心がある。（横山委員）
- 市場支配力の確認のようなところは、市場管理者だけでなく規制当局も監視すると思うが、約定システムに不具合が生じていないか、改善の余地がないかといった検証は、市場管理者が行うことで改善すると思うので、その視点も持って議論すべき。（監視等委）
- 揚水も含めて厳密に計算ができるのであれば、厳密に計算を行うべきだが、いかに運用可能な範囲で簡略化するかが論点と理解。どの部分が捨象できるかは経済的な影響を踏まえることが重要。（五十川委員）
- 技術検証会において、3、4日後の運用は精緻化する必要がないとの発言があったが、日本と海外で同じ仕組みが合理的なのか、それとも違うのかは気になるところ。（市村委員）
- 価格弾力性ではなく、SCUC・SCEDが複雑な系統と揚水・再エネの出力において、うまく回るかに主体を置くべき。（JEPX）
- 双対ギャップの0.3%という閾値について、この制度を導入するメリット・費用便益分析に関係するので、丁寧に議論が必要。（秋元委員）
- 今回のシミュレーション結果において、多くのケースで目標精度が未達であり、その問題の一つとして制約条件の多さが相当程度あると分析されている。対応策として、問題の簡単化が検討メニューとして挙げられているが、発電事業者の運用には考慮すべき様々な制約条件があるので慎重な検討をお願いしたい。（JERA)
- 週間計画を策定する目的は、揚水の水位の見通しを立てるとともに、起動時間がかかる電源の起動判断を行うことであるため、市場取引に用いるSCUCほどの精度は必要ないのではないか。したがって、効率化手法を取り入れるといった方向性も取りうるのではないか。次に、市場取引に用いるSCUCは約定結果に直結するため、より高い精度が求められる。計算時間が長く、実運用上の課題となるようであれば、例えばインプット方法や制約条件の設定を工夫するなど、必要な精度を確保しながら、最適化ロジックを高速化していくことも大事。検証全般について、詳細な市場ルールが明確になった段階で、系統情報や各事業者からの入札情報など、市場で扱うデータやその量を具体的に想定し、シミュレーションの過程で十分に検証・チューニングを行うことで、実用に耐えうる約定システムの構築が可能になる。（送配電網協議会）

【第6回本検討会（2024年2月5日）】
- 資料4のP.48のシミュレーションを解析する上で、区分線形関数とステップ関数、発電側供給曲線において、kWhと限界費用がどのように出ているか、図で描くなどして、工夫して解析いただきたい。また、上位２系統の混雑計算について、PJMではハブやゾーンで集約するとなっており、この辺りも精査が必要。P.49のように、各エリアで２、３のノードでいいのかどうかなど、潮流制約の計算に必要な情報等を含めて検討していただければありがたい（横山委員）
- P.48、49について、ステップ関数の場合はステップ数の取り方次第でむしろ計算時間が長くなる場合もあるので、ステップの取り方がでキーになる。約定点がある程度わかっていれば、値の近辺で細かくステップを取り、他を無視する（一本化する）といったやり方もある。一方、いずれにしても近似関数で線形補完すると入札価格と入札量が近似した場合の約定価格と約定量と異なるので、ルールの整理をどうするかは気になる。（秋元委員）
- （特に買い入札について）入札価格と入札量をどのようにノードに配分するかは収束の良し悪しに影響があると推察するので、PJM等、他の市場の情報も含めて、深堀してほしい。（小宮山委員）

（参考）本検討会における議論概要③

- P.12で設備面に起因する制約を直接的にロジックへ組み込めるような記載があるが、現行ツールでは細かな運用制約条件まではカバーし切れていないことは前提として認識した上で、運用制約の中には本ロジックで扱う日間や週間だけではなく、年間などの長いスパンで最適化を考えなければならないものもあることも認識しておく必要がある。燃料調達に起因する制約も含め、ロジックを組む過程において事業者の判断や申告が必要であれば、計算時間に加え、実務面でワークするのかも課題。また、経済差替可能な電源も含めて幅広にセルフスケジュール電源を設定した場合を想定して計算が収束するかどうかを検証されたと理解しているが、会計上の扱いについても別途確認が必要。（JERA）
- kW・kWh制約の取扱いについて、事業者の判断・申告をベースにすると、大量の制約が発出されて、最適化の自由度がなくならないか懸念。この点、どういったルールにするのか、海外事例も含めて整理すべき。（五十川委員）
- 色々な制約を出来る限り（ロジックに）取り込みつつ、取り込めない部分が残ることも考慮しながら整理することは合理的。一方、様々な制約（年間に及ぶ制約、起動停止回数の全体の制約等）は複雑だが、これは本来はJEPXの余剰・限界費用供出と直結しているはず。これまでどれぐらい厳格に監視されていたのかは同時市場の検討でも参考になるし、もし監視できていなかったとすれば、これまでの監視が甘かったのではないかと懸念が生じる。JERAの発言は重く受け止めて、監視等委とエネ庁においては足元の制度も含めて整理を進めるべき。（松村委員）
- セルフスケジュール電源の経済差替は、事業者が相対契約を持っていて、デリバティブではなく現物取引として取引を成立させたいニーズと、事業者・電力システム全体双方にとってメリットオーダーを追求したいニーズ、の両者から出てきているものと理解。事業者の立場からは、会計処理上、現物取引として成立するかどうかは非常に大きなポイントであり、成立するのであればロジックも簡略化できるのではないか。（東京ガス）
- kW・kWh制約の考慮の仕方について、特に燃料や環境など個別性の強い制約は事業者側が個別の制約を考慮した上で、発電可能なkWhを申告するという方向性であれば、実務的にもワークする形で検討できるのではないか。他方、ある程度、制約などのパターンの整理も必要であり、今後、発電事業者とも話しながら実務的にもワークする方法を決めればよいのではないか。（enechain）
- DR等も（市場に）入れやすくする観点から、DRにおける年間制約などもパラメータといった形で織り込むと市場環境を整備できるのではないか。また、週間運用については、系統運用者ごとに、週間運用の目的や対象期間、対象リソース、再エネ余剰対策等も考え方が違うのではないかと思うので、一般的な考え方は気になる。P.49について、計算の収束を考えると、ある程度決めの問題としてやっていく必要もあるか。その際、ハブやゾーンの考え方も今後検証が必要だと思う。（市村委員）
- 市場価格が安い場合に電源差替を行いたい場合は、市場運営者が約定ロジックに従い、電源を出力するかどうかを決定するべきかと思うが、同時市場がどのような市場か、相対取引はどのように認められるか、誰がどのように応札するか、市場支配力に対する市場規律はどうあるべきか等、全体像が明らかになってから改めて議論するのが適当ではないか。また、現状のJEPXの全量入札の監視について、全量入札ができない場合に（事業者から）長期の燃料制約の説明を受けることもある。松村委員の指摘も踏まえ、足元の対応もしっかり見詰めていきたい。（監視等委）
- 同時市場の役割については、週間計画の方法等、一般送配電事業者が行ってきた運用の役割とは違う部分もあり、市場の役割を明確にして議論することが肝要。（送配電網協議会）
- 起動時間を考慮した目的の場合は７日間、軽負荷余剰対策や再エネ余剰対策の場合は３日間必要という方向性について、PJMとは時間軸も異なるので、一つの案に拘泥することなく、幅広に週間計画のロジック構成は検討いただきたい。（エナジープール）

（参考）本検討会における議論概要④

【第8回本検討会（2024年4月19日）】
- 買い入札を考慮したSCUCロジックにおける系統制約の考慮は、今後、海外の知見等を参考にして深堀りすることかと思うが、現時点で海外の状況で分かっていることや今後どう生かしていくか等が気になる。（市村委員）
- 今回の検証において、最低限必要な実行可能解が現実的な時間内で得られたのはよかったと思う。今後、双対ギャップを小さくするのは大事だが、必要な時間で得られた解が、今のkWhとΔkWの確保コストの総コストより低ければよいのではないかと思う。また、広域系統・ノード単位での実証を今後進めるにあたり、ノードに需要を割り当てる方法について、何か考えがあるか、気になる。（横山委員）
- 今後発生する計画問題は難しい部分も多く、どのように問題を簡略化するか、何を簡略化するか、切り分けていく必要がある。最適解との双対ギャップに関するコストの誤差や全体の費用感は引き続き検証を進めながらチェックが必要。金額的に大きいのであれば、全体の制度設計にも絡んでくると思慮。近似解の部分で、パラメータの調整については、実運用の難しさがあるので、総合的に検討を進めていただければと思う。（秋元委員）

【第10回本検討会（2024年6月19日）】
- 需要曲線の簡略化について、海外にはないわが国の新しいアイデアであれば、最近の市場関係のIEEE等の論文や国際会議の論文を見ていて、日本からほとんど論文が出ていので、ぜひこのようなアイデアがあればたくさん論文を出してほしい。（横山委員）
- 資料4のP.58以降の今後の進め方について、記載のとおり、制度論の話と技術的な問題は、かなり密接に関係すると思っている。どちらを先に議論しなければならないということはないが、特に時間前同時市場は海外でも例があまりないため、技術的に可能かといったところと並行して、事業者としてのニーズ、より効率性の追求といったところについて、制度としてどのような在り方がいいのかも議論していくべきではないかと思っている。（市村委員）
- 時間前同時市場のイメージについて、入札締め切りが3時間ごとに区切られているが、今後、急速に増えるであろう再エネ変動をインバランスとしないためには、時間前同時市場をどれだけ高頻度で開催できるかが非常に大きなポイントだと考えている。そのような面では、一案として、前日同時市場よりも簡略化した方法で、頻度を上げて回すこともありえるのではないかと思っている。（ユーラス）
- 簡略化して計算しやすくするのは大変適切だが、簡略化したために落札価格が上がるということもあり得ると思う。事業者からすると、少しでも落札価格が上がると、自分がビッドしているものと違うこととなり、どう合意できるかなと感じた。もしくは、収束計算で近い所を一回細かく取って、それ以外のところは粗く取り直して、再度計算する方法もあるかと思う。その場合も、計算時間との関係で間に合うのか等の問題が生じる可能性はある。（秋元委員）