参考資料１

電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）の第二次中間取りまとめについて

２０２５年7月２９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。
- 第11回本検討会（2024年8月19日）において、これまでの検証Aに関する中間取りまとめを行ったところ。
- 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7回技術検証会（2024年9月26日）と第13回本検討会（2025年2月19日）および第14回本検討会
  - 第8回技術検証会（2024年11月27日）と第14回本検討会（2025年3月24日）および第13回、第15回本検討会
  - 第9回技術検証会（2025年1月15日）および第13回本検討会
  - 第10回技術検証会（2025年3月14日）と第15回本検討会（2025年4月22日）
  - 第11回技術検証会（2025年5月16日）と第17回本検討会（2025年6月25日）

- 前回中間取りまとめから約1年が経過したことから、今回、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、第二次中間取りまとめを行う。

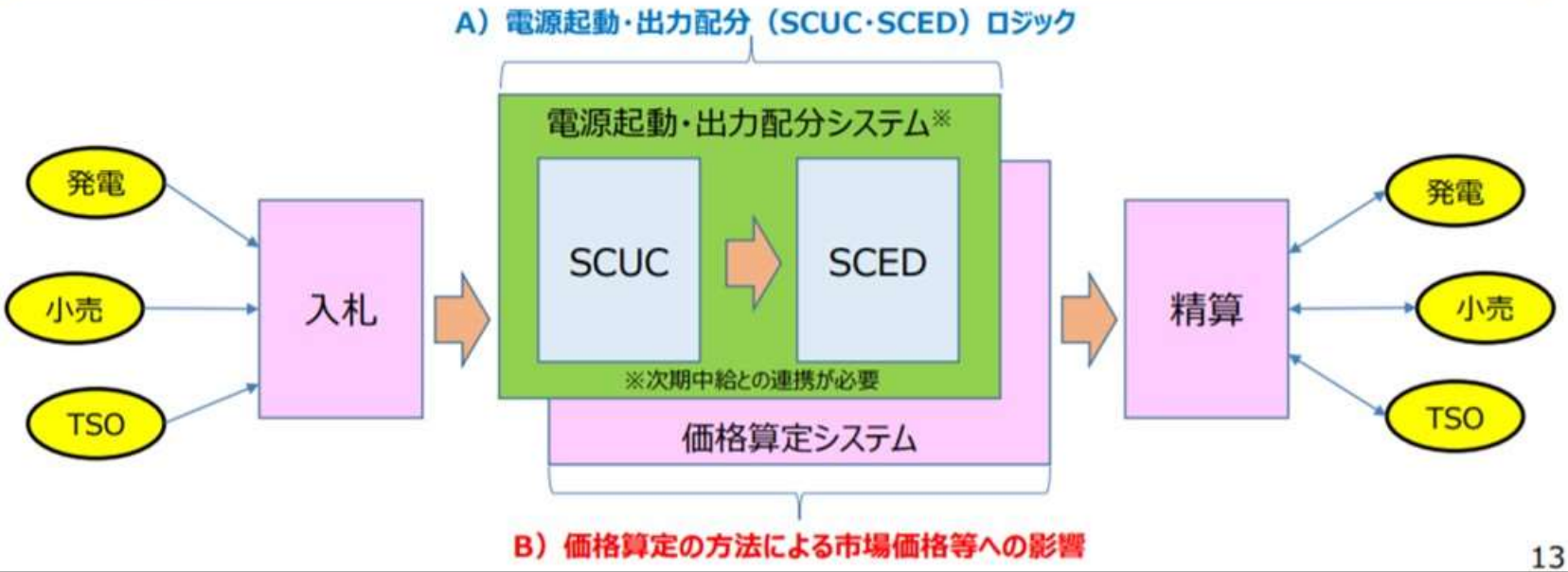
約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

- 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

今後の検討の進め方（提案）

- 本検討会においては、以上のとおり、今後の電力市場のあるべき姿の一つとして、**同時市場の仕組みの具体化**と、**費用便益分析**に関する議論を行ってきた。
- 現在、小委員会において電力システム改革の検証が実施されているところであり、**同時市場の導入の是非については、電力システム全体を俯瞰した議論の中で、同時市場という仕組みの必要性やその位置づけについて、十分な議論が行われることが必要**と考えられる。
- 他方、**変動性再エネの大量導入に対応可能な市場制度の構築は、今後ますます重要な課題**となっていく。本検討会において示された同時市場の意義及び費用便益分析の結果を踏まえれば、本検討会の中間取りまとめとして、**同時市場については、基本的には導入するとの方向性の下、想定される課題については十分に議論を行い、対応していくことが望ましいとし、小委員会に対し、その旨の提案を行うこと**としてはどうか。
- また、小売電気事業者の買い入札の方法、時間前市場の設計、調整力の市場価格の算定方法、市場運営者の在り方等、同時市場の仕組みをより具体化するための各論点については、今後更に検討を深める必要がある。それらの論点については、電力システム改革の検証の状況も踏まえつつ、早急に検討を行うこととしてはどうか。
- なお、本検討会の下に設置した技術検証会については、本検討会の中間取りまとめ後も引き続き検証を継続することとしたい。

127

出所）第12回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年9月25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/012_03_00.pdf

本日の議論

- 本検討会では、2023年2月以降、これまで12回にわたり、同時市場の在り方等についての議論を行い、2024年11月に中間取りまとめを公表した。
- この同時市場については、2025年2月18日に閣議決定された第７次エネルギー基本計画において、その導入に向けて本格的に検討を深めていくとの政府方針が示された。また、現在、電力・ガス基本政策小委員会で行われている電力システム改革の検証においても、同様の方針が示される方向である。
- 以上を踏まえ、本検討会においても、議論を再開し、同時市場の導入に向けた検討を本格的に行っていくこととしたい。
- 本日は、本検討会における検討を再開するにあたり、今後の検討の方向性や、制度設計に関する論点、導入準備の進め方について、幅広く御議論をいただきたい。

2

出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料3より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_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

－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

－⑨．送電ロスを考慮したSCUC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**。

1週間前	前日X時（前日同時市場）	前日X時～GC（時間前市場）	実需給断面
週間での起動判断・揚水運用（SCUC）	電源等の起動停止計画策定（SCUC）	起動停止計画の補正（SCUC）	実需要に合わせ需給調整指令（SCED）

＜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（２／４）

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（３／４）

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

今後の検証について（２／２）

57

- そのため、技術検証会についても、引き続き、継続開催して検証を進めていくこととしたい。
- まずもっての今後の検証項目としては、同時市場の導入に向けた検討に資する、「①自己計画電源等に一定の制約を課すロジック」および「②送電ロスを考慮したSCUCロジック」等を検証していくこととしたい。
- また、今後の本検討会での議論も踏まえ、適宜、必要な検証事項についても、追加検証していくこととしたい。

項目	検証内容
⑧ 自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	・混雑・非混雑系統の特定ロジックの精緻化 ・自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの構築・検証
⑨ 送電ロスを考慮したSCUCロジック	・送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証

電力広域的運営推進機関
OCCTO

出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4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/015_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。

⓪基本ロジックの構築

入力データの整備

全国基幹系統データ（2030年頃想定）
・上位2電圧の縮約系統
全国需給データ（2030年頃想定）
・需要実績の時系列データ
・再エネ、固定供給力の時系列データ
・調整電源データ（価格情報含む）

input

ロジックの構築

SCUC・SCEDのための
・目的関数の定式化（燃料費や起動費等の最小化）
・制約条件（調整力確保制約、送電容量制約等）の設定

ソルバー（求解）

目的関数を最適化する解の探索

<ソルバー例>
フリー・ソルバー（GLPK、CBC、SCIP）
商用（CPLEX、Xpress、Gurobi）

output

アウトプット

・解の収束性（計算時間等）
・算出された電源ラインナップ、出力配分量

customize ③

ロジックの改修

同時市場のためのロジックのカスタマイズ
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
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
・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
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ロジックの検討
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック
⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック

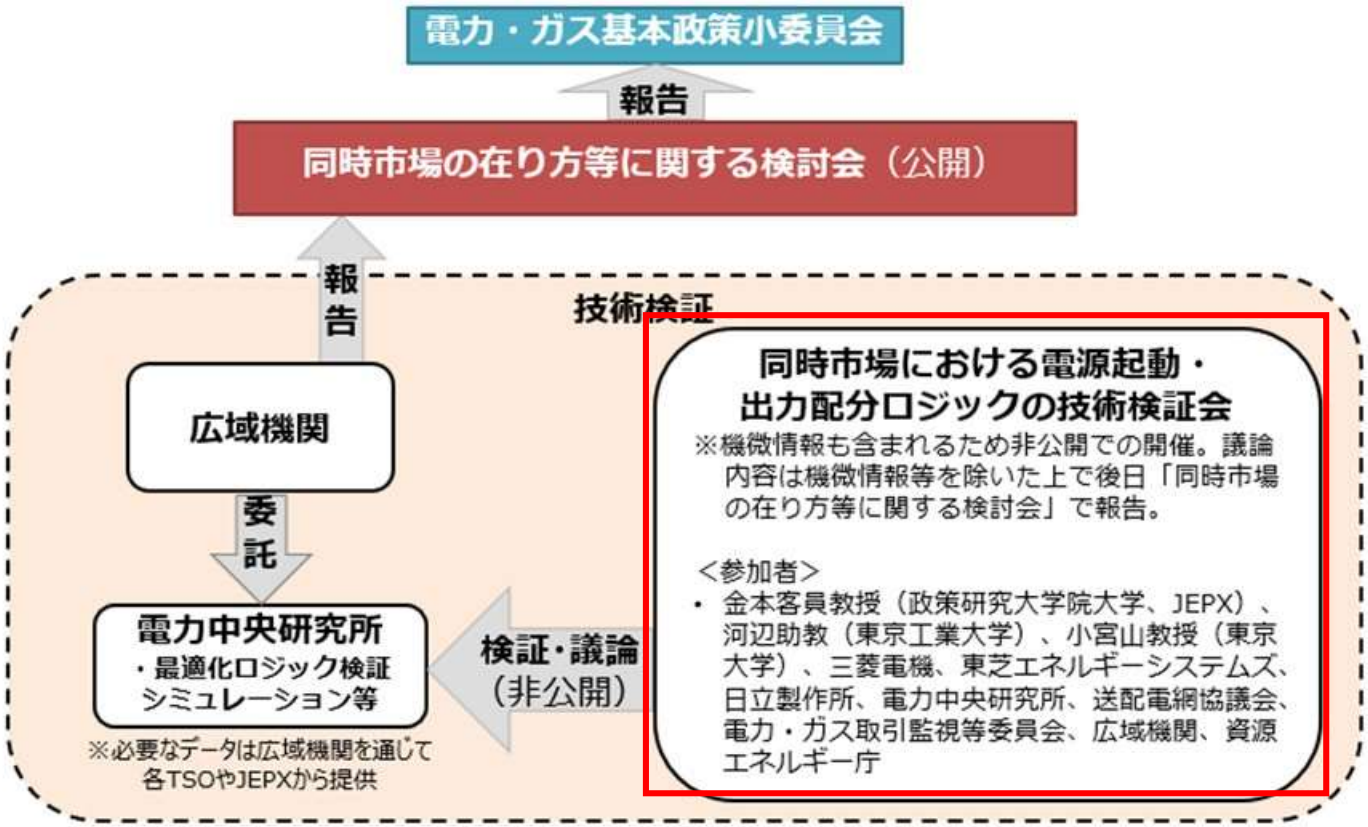
前回の中間取りまとめ後に追加

16

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

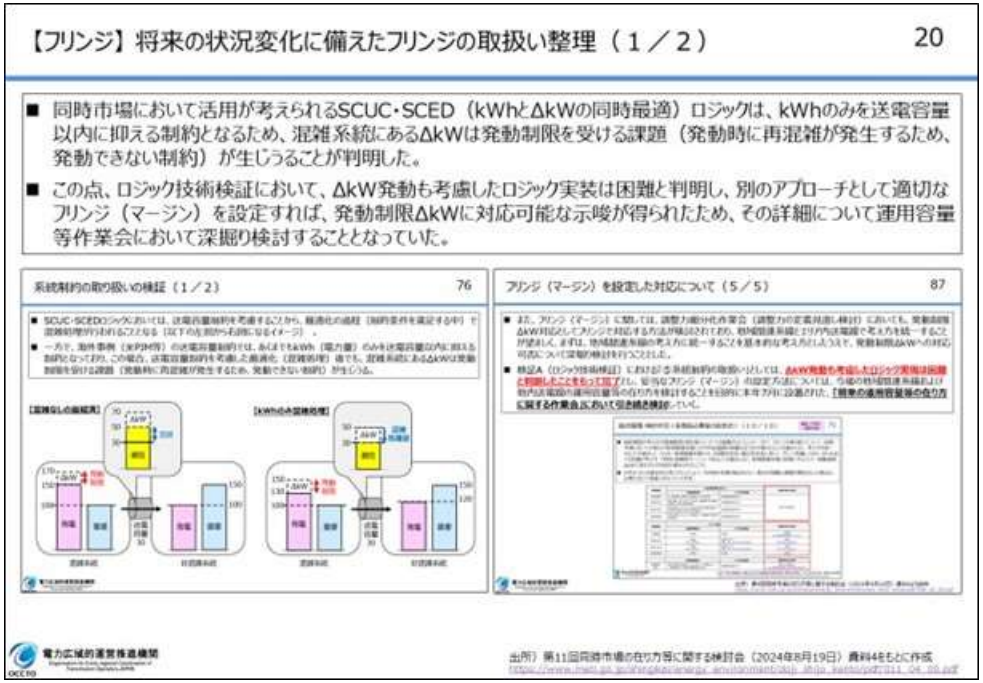
検証A（同時市場に関するロジック技術検証）の検討項目一覧

■ 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。
■ 今回は進捗のあった項目（赤字）について、中間取りまとめを行う。

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（前回取りまとめ） ・収束性向上策の検討、火力応動特性をモデル化して動作検証済み（今回取りまとめ）
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み（前回取りまとめ） ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施（前回取りまとめ） ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済み（今回取りまとめ）
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（前回取りまとめ） ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み（今回取りまとめ）
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（前回取りまとめ） ・三次インセンティブのロジックを構築・実装し、動作確認済み（今回取りまとめ）
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（前回取りまとめ）
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（前回取りまとめ） ・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 （前回取りまとめ以降、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」で検討が進められ、一定の整理を行った）
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（前回取りまとめ） （今後、制度論として将来の日本での導入要否を深掘り予定）
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施（前回取りまとめ） ・時間前同時市場に関する更なる検証（一部固定化等）を実施（今回取りまとめ）
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	・混雑・非混雑系統の特定ロジックの精緻化 ・自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの構築・検証
⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック	・送電ロスを考慮したSCUCロジックに関する海外・過去事例調査（今回取りまとめ） ・送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証

（参考）「⑤系統制約の取扱い」に関する整理状況

- 「⑤系統制約の取扱い」については、前回中間取りまとめにおいて、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。
- その後、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」においてフリンジの取り扱いについて深掘り検討がされ、将来の制度と運用が両立する在り方について一定の整理が完了し、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において下記の通り報告がされている。


【フリンジ】将来の状況変化に備えたフリンジの取扱い整理（１／２） 20

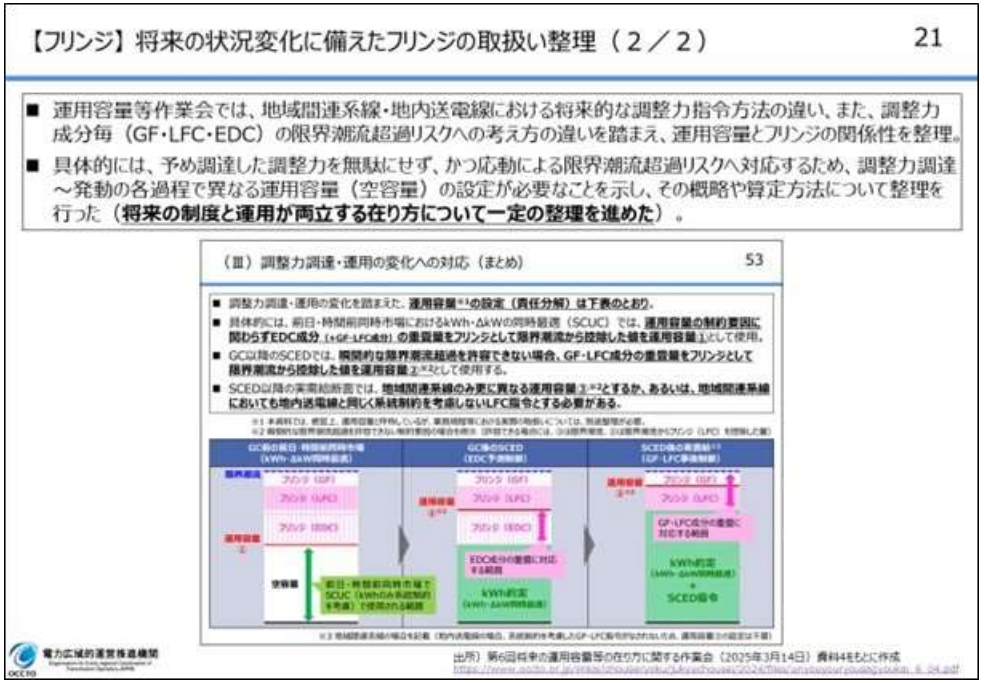
■ 同時市場において活用が考えられるSCUC・SCED（kWhとΔkWの同時最適）ロジックは、kWhのみを送電容量以内に抑える制約となるため、混雑系統にあるΔkWは発動制限を受ける課題（発動時に再混雑が発生するため、発動できない制約）が生じうることが判明した。

■ この点、ロジック技術検証において、ΔkW発動も考慮したロジック実装は困難と判明し、別のアプローチとして適切なフリンジ（マージン）を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆が得られたため、その詳細について運用容量等作業会において深掘り検討することとなっていた。

系統制約の取り扱いの検証（１／２） 76

フリンジ（マージン）を設定した対応について（５／５） 87

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4をもとに作成


【フリンジ】将来の状況変化に備えたフリンジの取扱い整理（２／２） 21

■ 運用容量等作業会では、地域間連系線・地内送電線における将来的な調整力指令方法の違い、また、調整力成分毎（GF・LFC・EDC）の限界潮流超過リスクへの考え方の違いを踏まえ、運用容量とフリンジの関係性を整理。

■ 具体的には、予め調達した調整力を無駄にせず、かつ応動による限界潮流超過リスクへ対応するため、調整力調達～発動の各過程で異なる運用容量（空容量）の設定が必要なことを示し、その概略や算定方法について整理を行った（**将来の制度と運用が両立する在り方について一定の整理を進めた**）。

（Ⅲ）調整力調達・運用の変化への対応（まとめ） 53

出所）第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年3月14日）資料4をもとに作成

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

出所）第109回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2025年6月24日）資料3より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2025/files/chousei_109_03.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	東京科学大学　工学院　電気電子系　准教授
小宮山　涼一	東京大学大学院工学系研究科　教授
広瀬　公一	三菱電機株式会社　エネルギーシステム事業本部　電力システム製作所　Chief　Expert
南　裕二	東芝エネルギーシステムズ株式会社　グリッド・ソリューション事業部　技師長
佐藤　康生	株式会社日立製作所　インフラ制御システム事業部　経営戦略本部　主管技師
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　首席研究員
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
園田　光寛	一般社団法人送配電網協議会　電力技術部長
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
三浦　修二	電力・ガス取引監視等委員会　ネットワーク事業監視課長補佐
大山　力	電力広域的運営推進機関　理事長
駒田　武大	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
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
大西　謙佑	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
水上　直哉	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

－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

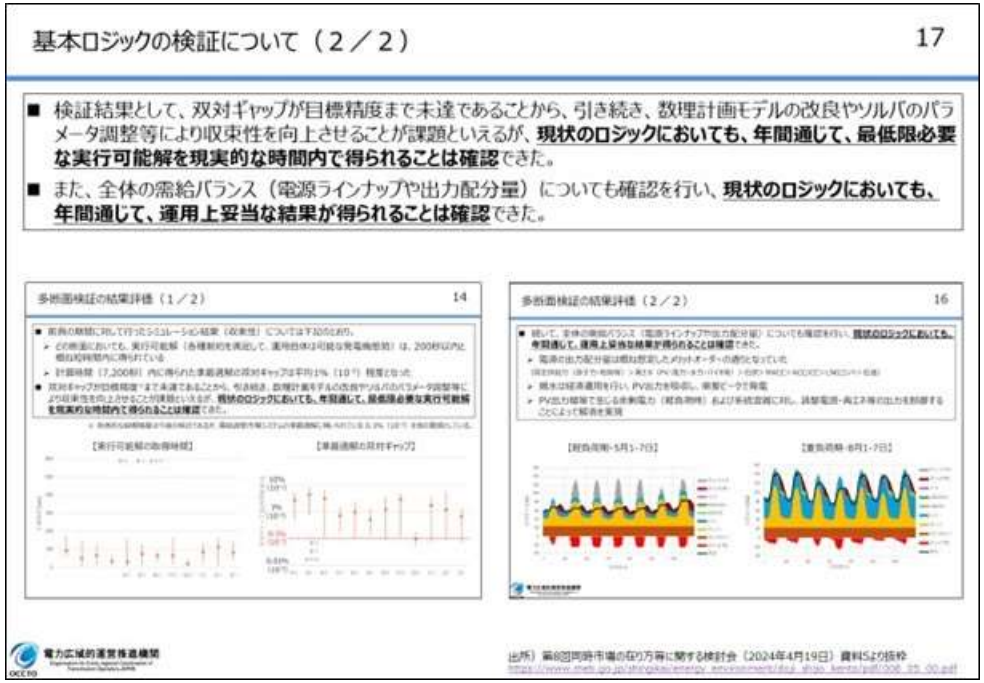
－⑨．送電ロスを考慮したSCUCロジック

３．まとめ

前回の取りまとめにおける検討状況について（１／２）

- 「⓪基本ロジックの構築」については、前回の中間取りまとめにおいて、2030年頃を想定した日本全国大の入力データを整備し、基本ロジックが年間を通じて、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、ならびに運用上妥当な電源ラインナップ・出力配分が得られることを確認した。
- また、電源運用制約への対応として、「①制約を直接的にロジックに組み込むという方法※1」と、「②直接的にロジックに組み込むことが難しい場合※2で、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取り込むという間接的な方法」がある中で、①は現行の電中研SCUCツールにおいてモデル化されていること、②は現行モデル化されている制約条件において分類可能であることを確認した。

※1 設備面に起因する制約に多いと考えられる。 ※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る場合が多い。



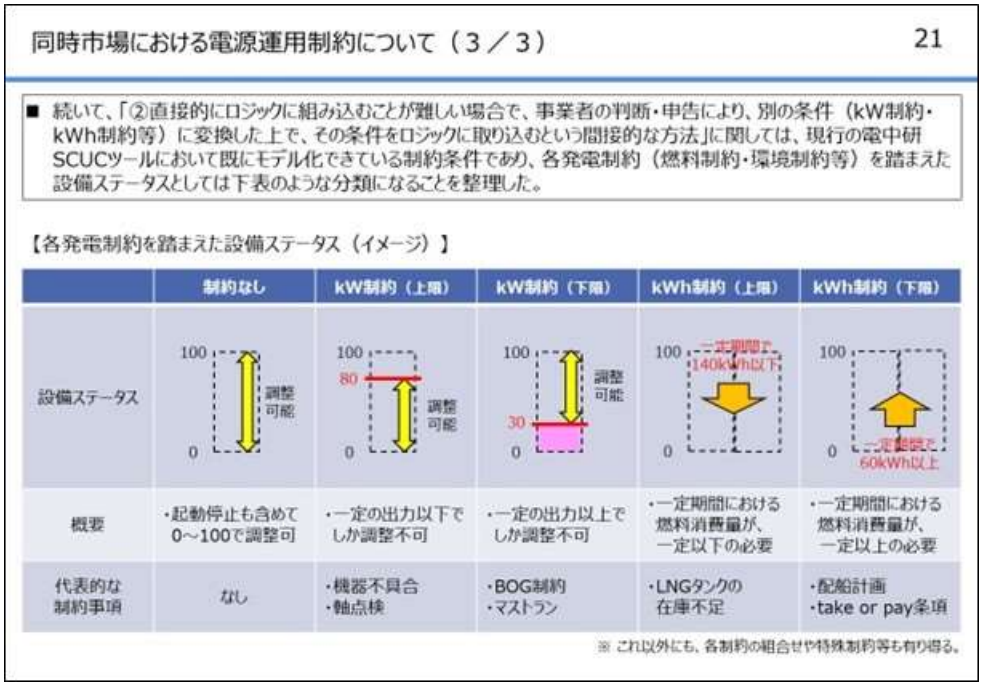
基本ロジックの検証について（２／２） 17

- 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。

多断面検証の結果評価（１／２） 14

多断面検証の結果評価（２／２） 16

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



同時市場における電源運用制約について（３／３） 21

- 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	100 / 0 / 調整可能	100 / 80 / 0 / 調整可能	100 / 30 / 0 / 調整可能	100 / 0 / 一定期間で140kWh以下	100 / 0 / 一定期間で60kWh以上
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。

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

前回の取りまとめにおける検討状況について（２／２）

- 今後の検証に向けては、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、頂いたご指摂等を踏まえ、**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**こととしていた。
- 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こととしていた。

（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】

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[2]：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[2]：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（600 MW）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。

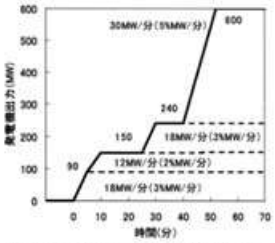


図3　DSS火力機（LNG，600 MW）の出力上昇パターン例[2]
Fig. 3.　Example of start-up pattern of DSS thermal power plant (LNG, 600 MW).

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

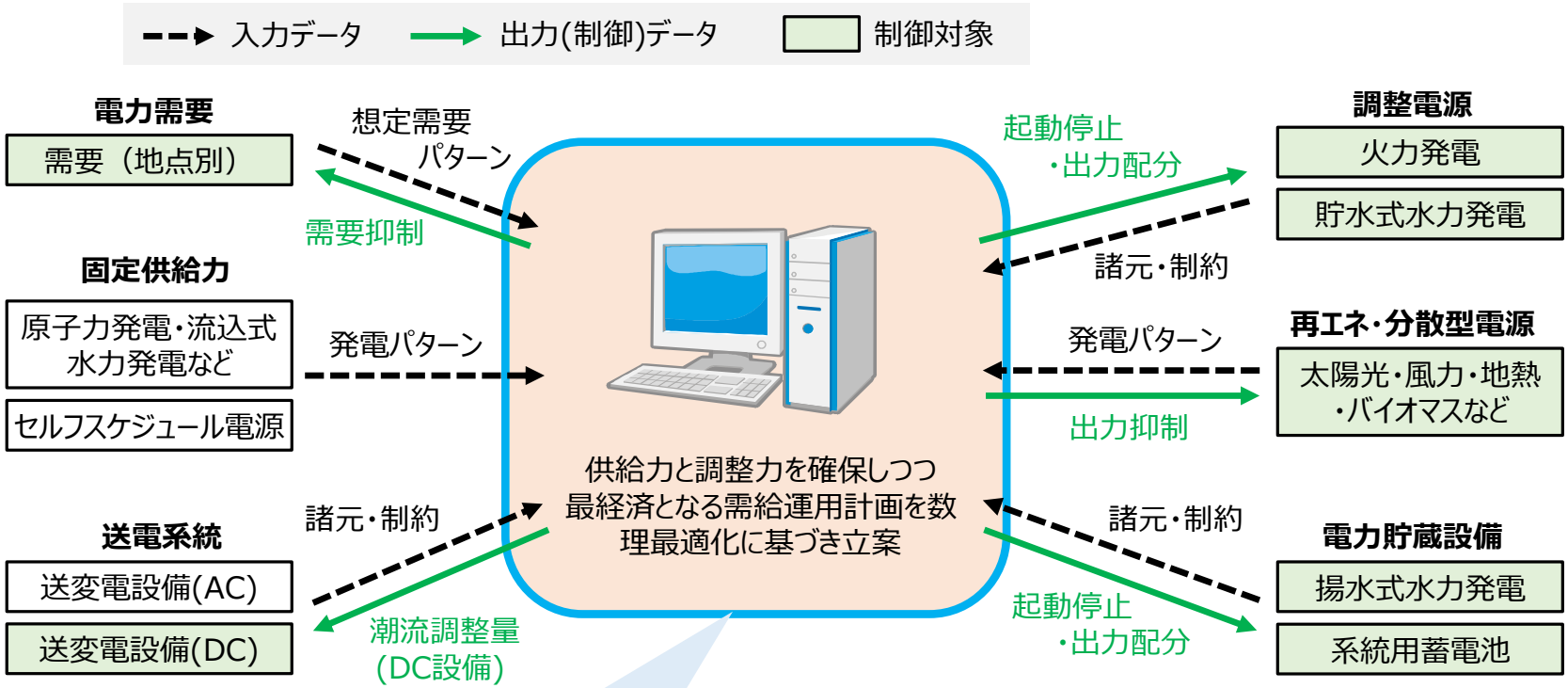
出所）電気学会論文誌B「電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性」（2004年）124巻3号をもとに作成
https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieejpes/124/3/124_3_343/_article/-char/ja

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

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）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）

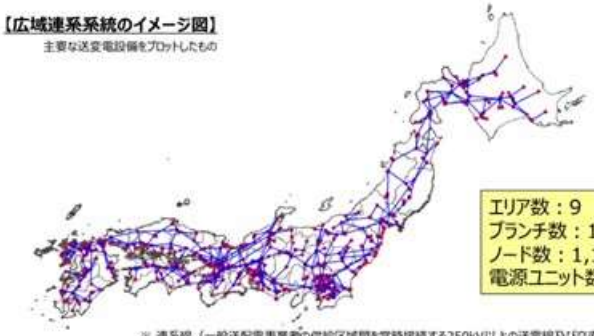
入力データの整備について（1／4）

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

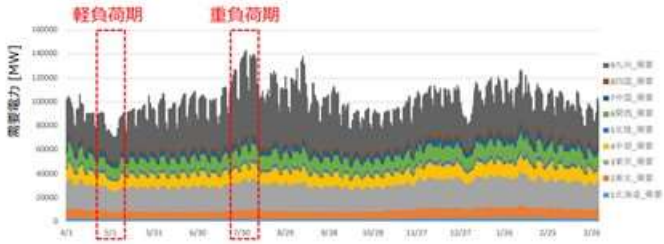
入力データの整備について（2／4）

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）

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年度におけるエネルギー需給の見通し（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_03.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。

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

収束性を高める工夫（１／４）

■ 前回の中間取りまとめにおいて、最適化ロジックの「収束性を高める工夫」として、例としてお示しした以下の3つのアプローチについて今回検証した。

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

【最適化ロジックの収束性を高めるアプローチ】

①問題の簡単化

②ソルバーの
パラメータ調整

③計算機の
高性能化

収束性を高める工夫（２／４）

- まずは、「①問題の簡単化」として、電源起動・出力配分ロジック（SCUC・SCED）における火力機の燃料費特性や起動停止状態などの非線形特性を、線形的な特性を持つように簡単化したうえで最適化計算を行い、その結果をもとに詳細な特性を模擬した最適化計算を行う、二段階最適化手法を検討した。
- 一例として、広域連系系統モデル（ノード単位）を対象に、一段階目では燃料費特性を線形に簡略化して解き、二段階目では精緻な燃料費特性のもと、起動停止状態を固定して解いた結果を検証したところ、一括して最適化した場合に比べ、計算時間が短縮したものの、需給運用コストは増加し、最適解を取りこぼす特徴がみられた。
- 以上の検証により、二段階最適化はそもそも一括最適化が困難な場合などに適用を考える手法になると考えられる。

① 問題の簡単化（１／２）

12

- 最適化計算においては、一般的に、非線形（直線的ではない）な特性よりも、線形（直線的）な特性を持つ問題（定式化・制約条件）の方が、解空間の探索が簡単になり、収束性が高い傾向がある。
- この点、電源起動・出力配分ロジック（SCUC・SCED）においては、火力機の燃料費特性や起動停止状態など様々な非線形な特性を持っている。
- このため、収束性を高める工夫の一つとして、一旦、線形的な特性を持つように、問題を簡単化した最適化計算を行ったうえで、その結果をもとに詳細な特性を模擬した最適化計算を行う、二段階最適化を行う方法が考えられる。

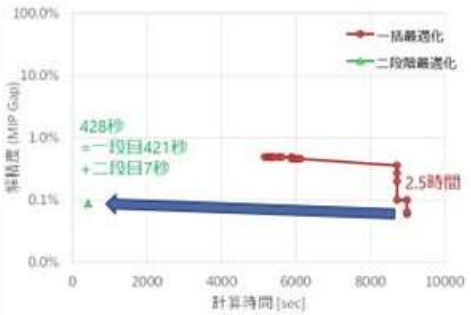
【二段階最適化のイメージ】

① 問題の簡単化（２／２）

13

- 二段階最適化の一例として、広域連系系統モデル（ノード単位）を対象に、一段階目では燃料費特性を線形に簡略化して解き、二段階目では精緻な燃料費特性のもと、起動停止状態を固定して解いた結果を検証した。
- 収束性については、一括して最適化した場合に比べ、二段階最適化を行うことで、計算時間が短縮することが確認できた一方、需給運用コストは微少に増加する等、問題の簡単化により、最適解を取りこぼす特徴も見受けられた。
- 上記の特徴から、二段階最適化はそもそも一括最適化困難（解が求まらない、計算が所定時間に収まらない等）な場合などに適用を考える手法になると考えられる。

【収束過程】



【需給運用コスト】

出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

収束性を高める工夫（３／４）

- 次に、「②ソルバーのパラメータ調整」として、商用ソルバー（Gurobi）のパラメータを調整する手法を検討し、代表的なパラメータのうち、「線形最適化手法」「整数変数最適化戦略」「ヒューリスティクス（探索に使う時間の割合）」「切除平面追加（の多さ）」の4つについて、感度分析を行った。
- 需給・系統状況等の解く問題の前提条件によっても傾向が変わりうることや、パラメータ同士が影響を与え合うことにも留意が必要となるが、各パラメータの調整により収束性の向上が見られた。
- 以上の検証により、実際の実装にあたっては問題に合わせたチューニングが必要となるものの、パラメータ調整により収束性が向上する可能性について、一定程度確認できた。

② ソルバーのパラメータ調整（１／４）

14

- 次に、商用ソルバー（Gurobi）のパラメータを調整することで、収束性を向上させる工夫について検討した。
- Gurobiにおける代表的なパラメータは下図のとおりであり、このうち、「線形最適化手法」「整数変数最適化戦略」「ヒューリスティクス（探索に使う時間の割合）」「切除平面追加（の多さ）」の4つについて、感度分析を行った。

【Gurobiにおける代表的なパラメータ】

概略フロー

初期解の探索 ヒューリスティクス
↓
事前処理による変数の固定と制約の除去
↓
線形緩和による境界(下界)導出
↓
分枝限定＋切除平面＋ヒューリスティクス

代表的なパラメータ

※下線は、これまでの検証で用いたデフォルト値

- 初期ヒューリスティクスのノード数（ZeroObjNodes）
  - -1：自動選択、0：なし、1：控えめ、2：最大限
- 事前処理制御（Presolve）
  - -1：自動選択、0：なし、1：控えめ、2：最大限
- 線形最適化手法（Method）
  - -1：自動選択、1：双対単体法、2：内点法、3：並流最適化(非決定性)、4：並流最適化(決定性)
- 整数変数最適化戦略（MIPFocus）
  - 0：バランス、1：実行可能解取得重視、2：最適性検証重視、3：下界値改善重視
- ヒューリスティクス（Heuristics）
  - 0～100%：ヒューリスティクス探索に使う時間の割合、5%：デフォルト
- 切除平面追加（Cuts）
  - -1：自動選択、0：なし、1：控えめ、2：多め、3：最大限

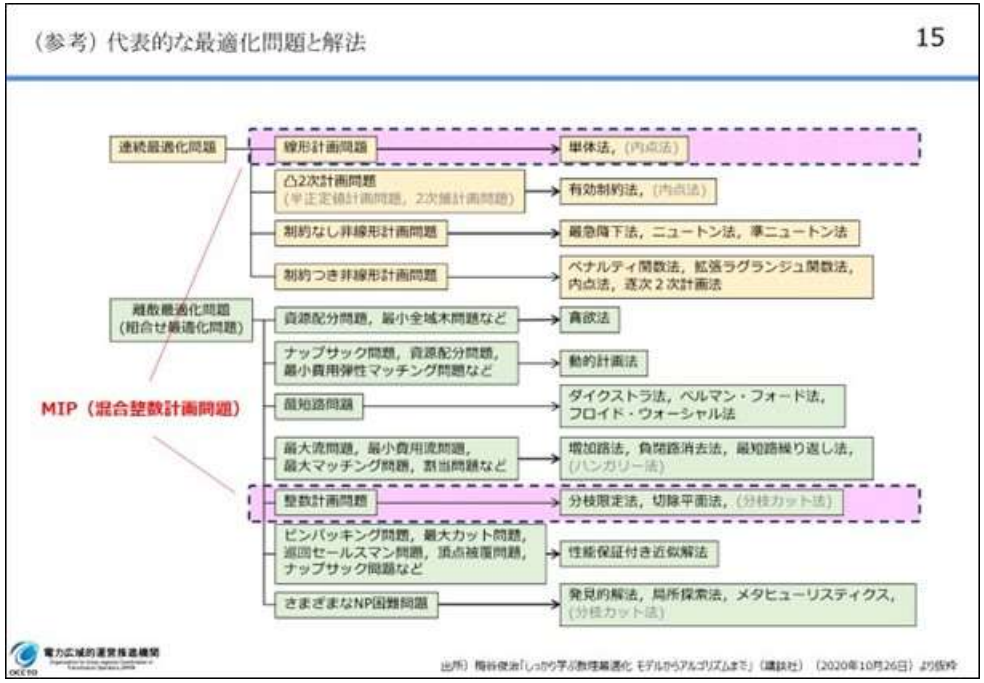
② ソルバーのパラメータ調整（４／４）

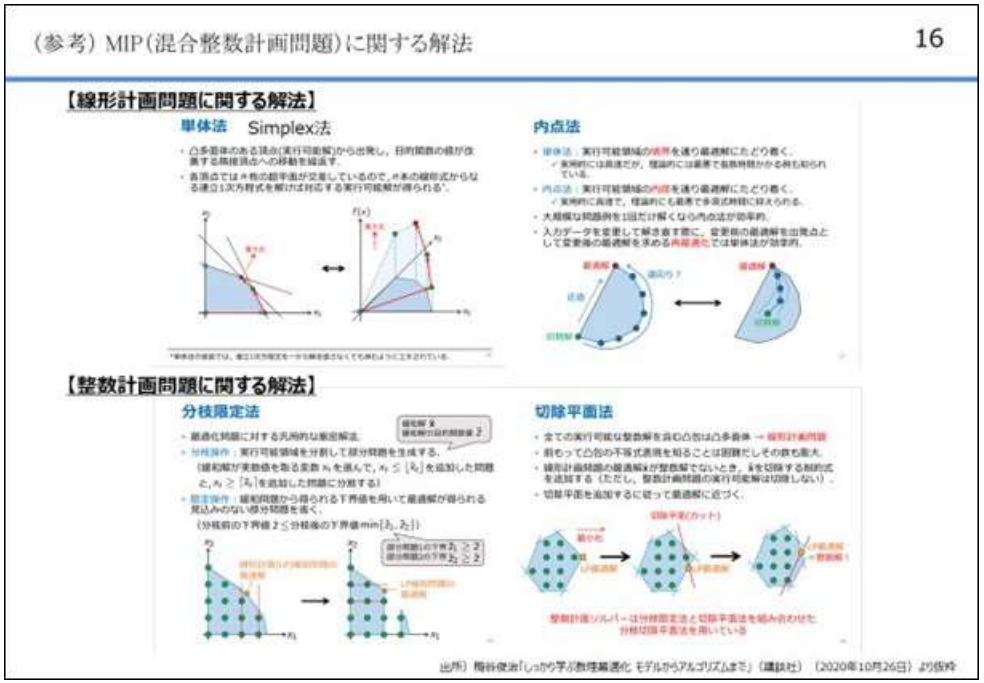
19

- 今回の前提条件で、Gurobiにおける代表的な4つのパラメータの感度分析を行った結果は、下記のとおり。
  - 線形最適化手法：双対単体法、内点法で収束性向上が見られた
  - 最適化戦略：収束性との間に、明確な関係性は見られなかった
  - ヒューリスティック：ヒューリスティクス探索の時間を増やす方が収束性が向上する傾向が見られた
  - 切除平面追加：切除平面を多めに追加する方が収束性が向上する傾向が見られた
- 他方で、需給・系統状況等の解く問題の前提条件によっても上記傾向が変わりうることや、パラメータ同士が影響を与え合うことにも留意が必要となる。
- このように、実際の実装にあたっては問題に合わせたチューニングが必要となるものの、パラメータ調整により収束性が向上する可能性について、一定程度確認できた。

出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

（参考）最適化問題の解法について





出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

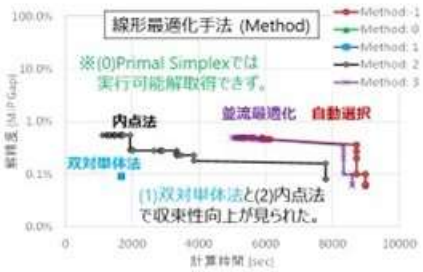
（参考）パラメータ調整の結果詳細

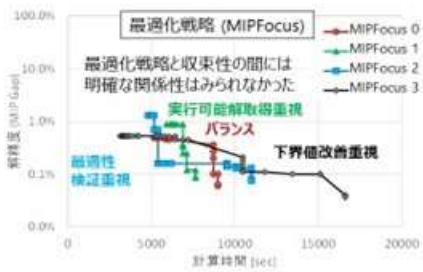
② ソルバーのパラメータ調整（２／４）

17

- まず、「線形最適化手法」については、自動選択（デフォルト）とするよりも、双対単体法や内点法に変更することで収束性の向上が見られた。
- 一方で「最適化戦略」については、バランス（デフォルト）から変化させても、明らかに収束性が向上するような戦略は見られなかった。

【ソルバーのパラメータ調整による効果（線形最適化手法・最適化戦略）】



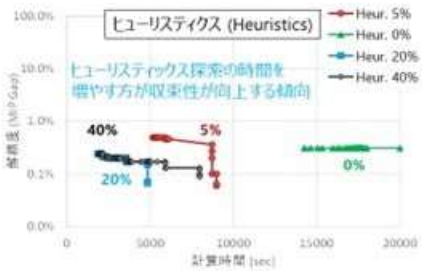


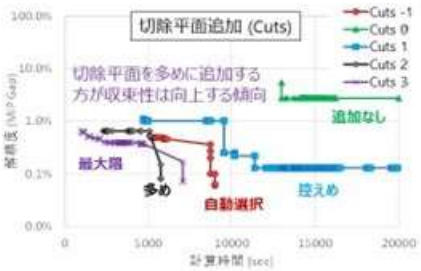
② ソルバーのパラメータ調整（３／４）

18

- 「ヒューリスティクス（探索に使う時間の割合）」については、5%（デフォルト）とするよりも、ヒューリスティクス探索の時間を増やす方が収束性が向上する傾向が見られた。
- また、「切除平面追加（の多さ）」については、自動選択（デフォルト）とするよりも、切除平面を多めに追加する方が収束性が向上する傾向が見られた。

【ソルバーのパラメータ調整による効果（ヒューリスティクス・切除平面追加）】

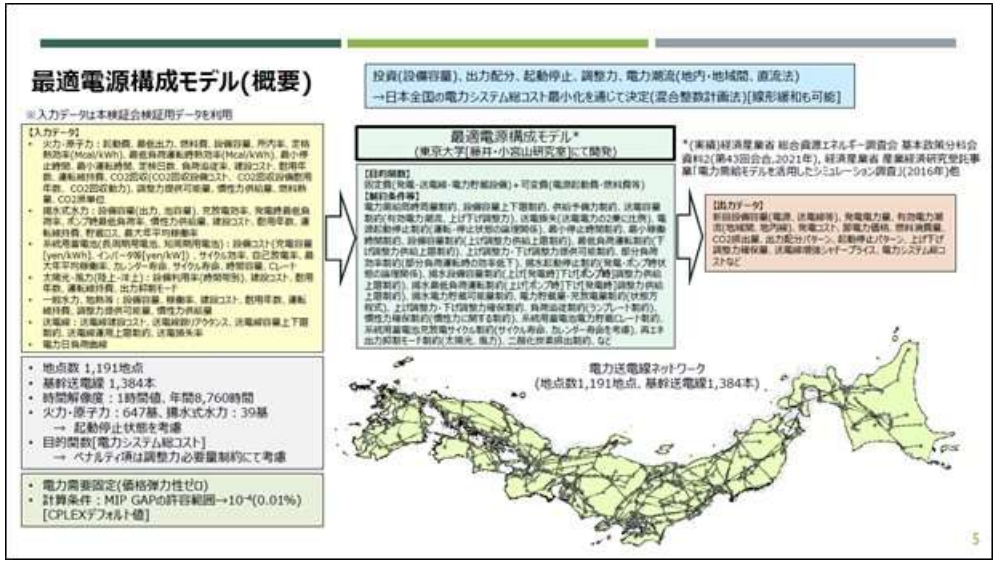


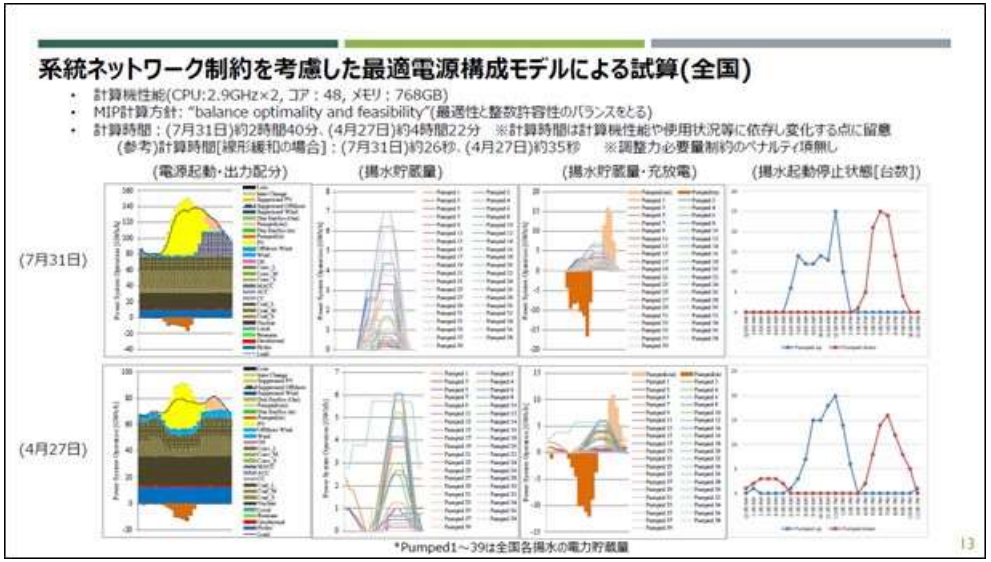


出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

収束性を高める工夫（４／４）

- 最後に、「③計算機の高性能化」として、第8回技術検証会（2024年11月27日）において、小宮山委員から、ご示唆をいただいた。
- 具体的には、高速な計算環境において、更に双対ギャップ（MIP Gap）の目標精度を高く変更（0.1～0.3% → 0.01%）しても、これまでの検証と同程度の時間で同様の最適化結果（電源ラインナップ・出力配分結果）が得られることが確認され、一定程度、収束性向上の見込みが得られた。





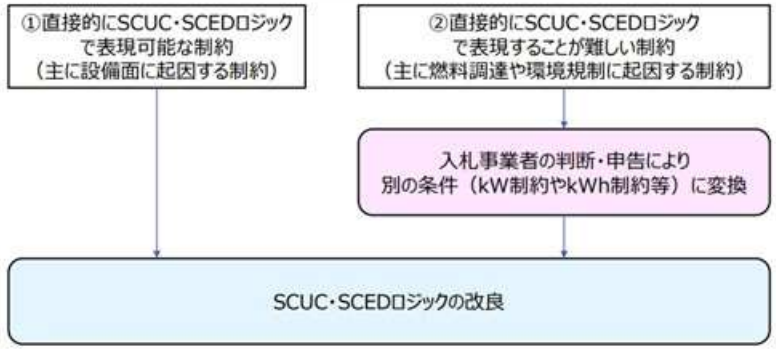
出所）第8回同時市場における電源起動・出力配分ロジックの技術検証会（2024年11月27日）資料5をもとに作成

火力機の代表的な応動特性のモデル化について（１／５）

- 前回の中間取りまとめにおいて、電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックに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方法」と、直接的にロジックに組み込むことが難しい場合（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る場合等）には、「②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」をお示しした。
- このうち、「①制約を直接的にロジックに組み込むという方法」については、現行の電中研SCUCツールにおいても既に、米PJMの事例等を踏まえても遜色ないレベルであるものの、まだモデル化できていない火力機の代表的な応動特性の実現性を検討していくこととしており、今回、「起動停止カーブ」および「出力帯毎の特性」のモデル化を検討した。

電源運用制約への対応　12

- 電源運用制約には、一例として、下記のような制約が存在している。
  設備面に起因する制約：出力・運転方法の制約、起動停止の回数、運用時間帯・負荷率の制限、機器の点検・不具合　等々
  燃料調達に起因する制約：燃料の消費量、BOG制約、騒音・排水・排気等の環境影響、燃料搬入船の接岸時期・回数　等々
- 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックとの関係では、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　間接的な方法が考えられる。



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[8]：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[8]：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（600 MW）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。

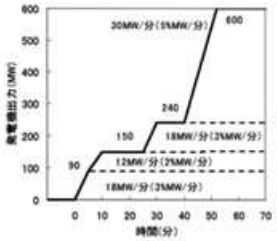


図3　DSS火力機（LNG，600 MW）の出力上昇パターン例[8]
Fig. 3.　Example of start-up pattern of DSS thermal power plant (LNG, 600 MW).

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）電気学会論文誌B「電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性」（2004年）124巻3号をもとに作成
https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieejpes/124/3/124_3_343/_article/-char/ja

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

火力機の代表的な応動特性のモデル化について（２／５）

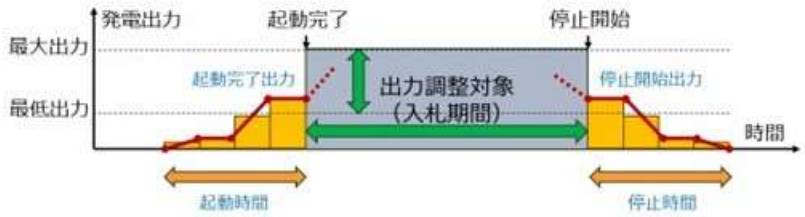
- まずは、起動停止カーブを考慮するため、起動前の時間コマにおける起動カーブ、および停止後の時間コマにおける停止カーブに相当する電力量を設定し、需給バランス制約に組み込むようロジック改修を行った。
- 構築したロジックについて、石炭機に2時間あるいは4時間でランプ変化する起動カーブおよび停止カーブを設定して挙動を確認したところ、複数断面の需給バランス制約に影響を与えることから、起動停止カーブを考慮しなかった場合に比べて、計算時間が増加するものの、大きくは収束性を悪化させていないことを確認した。
- また、出力配分結果についても、想定通りの挙動になることが確認された。

① 起動停止カーブのモデル化（１／３）

23

- まずは、起動停止カーブを考慮したロジック構築ならびに検証を行った。
- 具体的には、起動前の時間コマにおける起動カーブ、および停止後の時間コマにおける停止カーブに相当する電力量（下図オレンジ領域）を設定できるようにし、その上で各起動・停止時間コマにおける需給バランスが一致する制約となるようにロジックを構築（改修）した。

【起動カーブおよび停止カーブのイメージ】



① 起動停止カーブのモデル化（２／３）

24

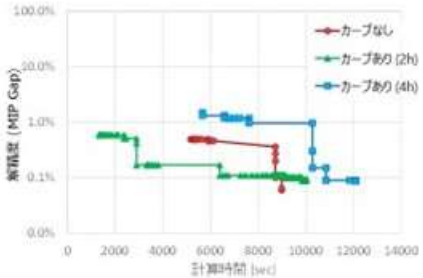
- 続いて、構築したロジックについて、石炭機に2時間あるいは4時間でランプ（一定速）変化する起動カーブおよび停止カーブを設定※して、挙動を確認した。
- まず、収束性については、複数断面の需給バランス制約に影響を与えることから、起動停止カーブを考慮しなかった場合に比べて、計算時間が増加するものの、大きくは収束性を悪化させていないことを確認した。

※ ロジックとしてランプ（一定速）変化しか設定できないRPではなく、機器に応じた任意のカーブを設定することも可能。

【収束性の評価】

ケース	起動停止カーブの考慮	対象電源	起動停止時間	MIP Gap	計算時間
1	なし	なし	0.0 時間	0.064%	2.5 時間
2	ゼロ～最低出力、ランプ変化	石炭機	2.0 時間	0.091%	2.9 時間
3	ゼロ～最低出力、ランプ変化	石炭機	4.0 時間	0.087%	3.1 時間

【収束性過程】



出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

火力機の代表的な応動特性のモデル化について（３／５）

- 次に、出力帯毎の特性として、「出力帯毎の出力変化速度」および「出力帯毎のキープタイム」を考慮するため、出力帯（バンド）毎に出力変化を設定できるようにしたうえで、バンドが切り替わる出力になった際に、出力変化0の仮想的なバンドを複数遷移させることで、必要時間以上のキープタイムを模擬できるように改修した。
- また、当該ロジックは変数および制約条件の増加により、一度の最適化計算で解を得ることが難しいことが想定されたため、応動特性を簡易化した最適化を行い、その結果から一部の起動停止状態を固定化して、元の応動特性を模擬した最適化を行う、二段階最適化についてもロジック構築を行った。

② 出力帯毎の特性のモデル化（１／６）

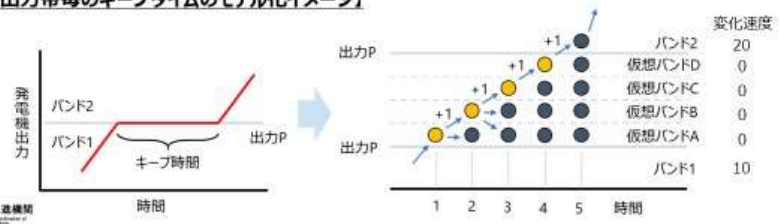
26

- 次に、出力帯毎の特性として、「出力帯毎の出力変化速度」および「出力帯毎のキープタイム」を考慮したロジックを構築した。
- 具体的には、出力帯（バンド）毎に出力変化を設定できるようにしたうえで、バンドが切り替わる出力になった際に、出力変化0の仮想的なバンドを複数遷移させることで、必要時間以上のキープタイムを模擬できるように改修した。

【出力帯毎の特性】

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

【出力帯毎のキープタイムのモデル化イメージ】

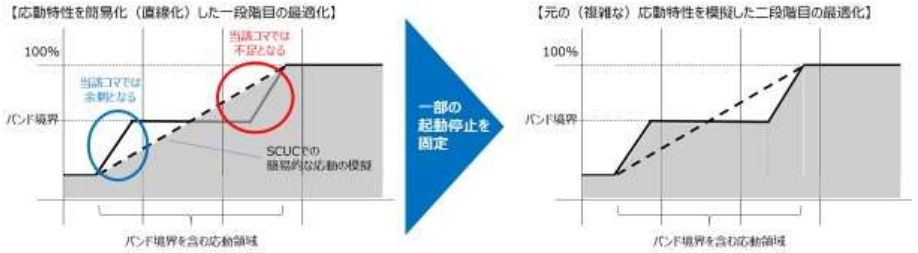


② 出力帯毎の特性のモデル化（２／６）

27

- 他方で、出力帯毎の特性を考慮したロジックは、出力帯毎の特性を表す変数および制約条件が増加することから、一度（一括）の最適化計算で解を得ることが難しいことが想定される。
- そのため、前述の通り、最初に応動特性を簡易化した最適化を行い、その結果から一部の起動停止状態を固定化して、元の応動特性を模擬した最適化を行う、二段階最適化についてもロジック構築を行った。

【出力帯毎の特性を考慮したロジックにおける二段階最適化のイメージ】

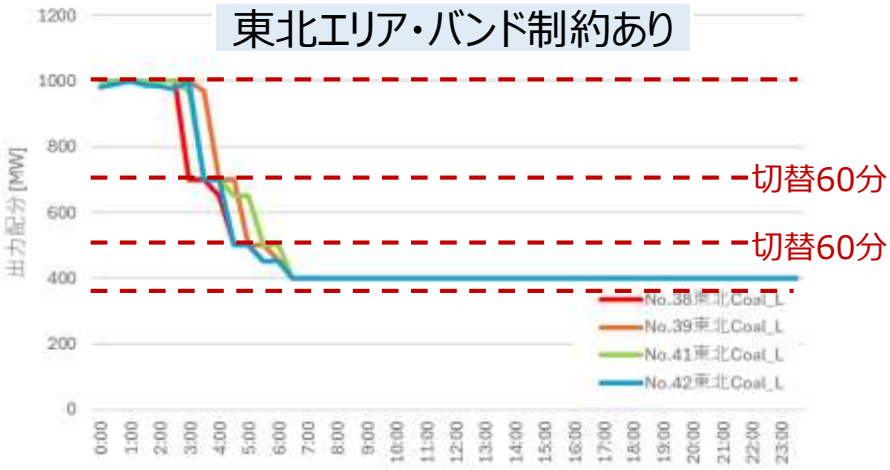


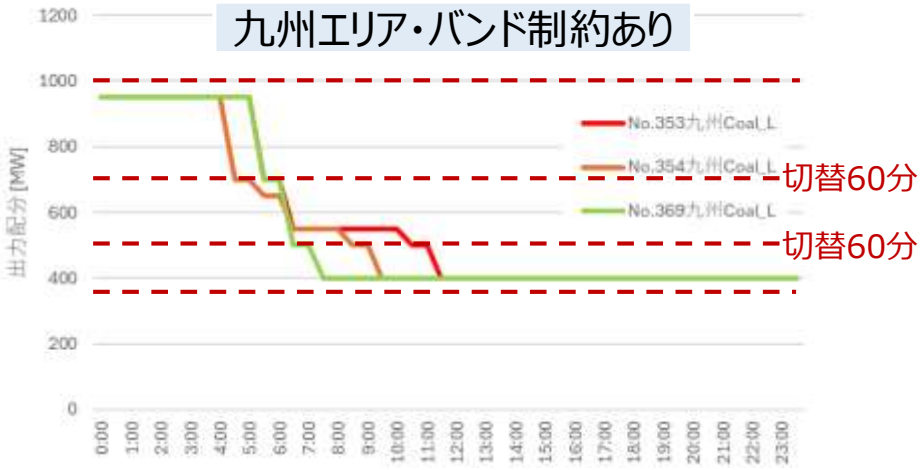
出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

火力機の代表的な応動特性のモデル化について（４／５）

- 構築したロジックの検証のため、広域連系系統モデル（ノード単位）に対して、ロジックの挙動確認を行った。
- 収束性については、「出力帯毎の特性を考慮して一括で最適化する場合」には、制約条件を満たすことができる実行可能解を得ることができなかったが、「（出力帯毎の特性を考慮して）二段階で最適化する場合」には、解を得ることができた（ロジックとして実現可能な目途がたった）。
- また、電源の出力配分については、出力帯毎の特性を考慮することで、出力帯の切り替えにおいて、所定のキープタイムが確保されており、広域連系系統モデル（エリア単位）と同様に、想定通りの挙動となることが確認された。

ケース	断面	バンド制約	最適化手法	実行可能解	MIP-Gap	計算時間
1-1	高需要 7/31	なし	バンド制約なしで最適化	○ あり	1.05%	10.0 時間
1-2		**あり**	**バンド制約ありで一括最適化**	**× 時間切れ**	**-**	**-**
1-3		**〃**	**二段階最適化 (起動のみ固定)**	**○ あり**	**1.23%**	17.6 時間





（参考）広域連系系統モデル（エリア単位）での検証

- 広域連系系統モデル（ノード単位）での検証に先んじて、広域連系系統モデル（エリア単位）での検証も行った。
- エリア単位の検証においては、「一括で最適化する場合」においても解を得ることができ、「二段階で最適化する場合」は「一括で最適化する場合」よりも僅かに需給運用コストが増加するものの、出力配分の結果にはほとんど違いはなく、計算時間を短縮させられることが確認できた。

② 出力帯毎の特性のモデル化（4／6）

エリア単位の検証　30

- まず、広域連系系統モデル（エリア単位）の収束性について、「出力帯毎の特性を考慮しない場合」、「考慮して一括で最適化する場合」、および、「考慮して二段階で最適化する場合」の比較を行った。
- 出力帯毎の特性の考慮により（「出力帯毎の特性を考慮しない場合」に比べて、「考慮して一括で最適化した場合」の）計算時間は長くなるが、二段階最適化により（「考慮して一括で最適化した場合」に比べて、「考慮して二段階で最適化する場合」の）計算時間が短縮できることを確認した。

ケース	バンド制約	切替時間 (min)	連続変数 (※1)	離散変数 (※1)	計算時間 (sec)	計算精度MIP-Gap (%)
1	なし	なし	280,058 (176,123)	60,227 (57,110)	2,871	0.0629%
2	一括で考慮	60（2コマ）	280,058 (103,364)	116822 (54,164)	4,041	0.1895%
3	二段階で考慮 (起動のみ※2)	60（2コマ）	280,058 (166,087)	100,652 (47,875)	464 (計3,335)	0.0902%

※1 括弧内はソルバーの前処理（問題縮小処理）後の数
※2 ケース1の計算結果の起動・停止の両方を固定すると実行可能解が得られないため、起動のみを固定した

（参考）需給運用コスト・出力配分の比較

エリア単位の検証　33

- 「一括で最適化する場合」と「二段階で最適化する場合」の比較においては、需給運用コストについては約0.6%と僅かに増加している一方、出力配分の結果としてはほとんど違いが見られなかった。（前述のとおり、二段階最適化はそもそも一括最適化困難な場合などに適用を考える手法であるため、本比較はあくまで二段階最適化がそこまで一括最適化と乖離した結果とならないことを示しているもの）

【需給運用コスト・出力配分の比較（一括最適化・二段階最適化）】

出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

火力機の代表的な応動特性のモデル化について（５／５）

■ 電中研SCUCツールで、まだモデル化できていない火力機の代表的な応動特性の追加検討として、今回、「起動停止カーブ」および「出力帯毎の特性」を考慮したロジックを構築し、想定通りの挙動となることが確認できた。

■ **電源運用制約については**、既に海外事例と比較しても高度なレベルで織り込むことが出来ており、今回検証により、概ね火力機の代表的な応動特性も考慮できたことから、**対応の見込みが一定程度確認できた**と考えられる。

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[2]：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[2]：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（600 MW）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。

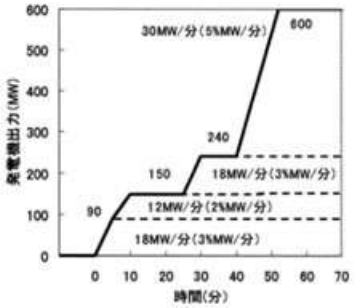


図 3　DSS 火力機（LNG，600 MW）の出力上昇パターン例[2]
Fig. 3.　Example of start-up pattern of DSS thermal power plant (LNG, 600 MW).

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）電気学会論文誌B「電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性」（2004年）124巻3号をもとに作成
https://www.jstage.jst.go.jp/article/eejpes/124/3/124_3_343/_article/-char/ja

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

今後の検証について

- 「⓪基本ロジックの構築」については、今回の検証で、パラメータ調整等の工夫による収束性向上や、火力機の代表的な応動特性のモデル化による電源運用制約への対応について、一定程度の見通しを得られたと考えられる。（**検証Aとしては完了**）
- 今後は、ロジックの構築にあたり得られた示唆を踏まえ、詳細検討の中で深掘りしていくこととしたい。

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

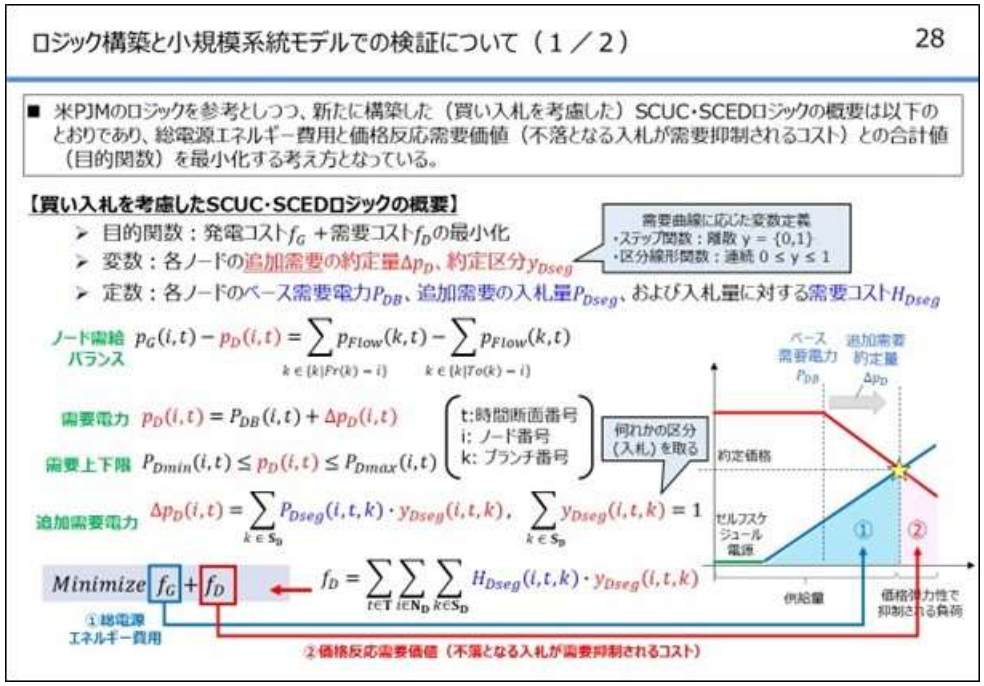
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

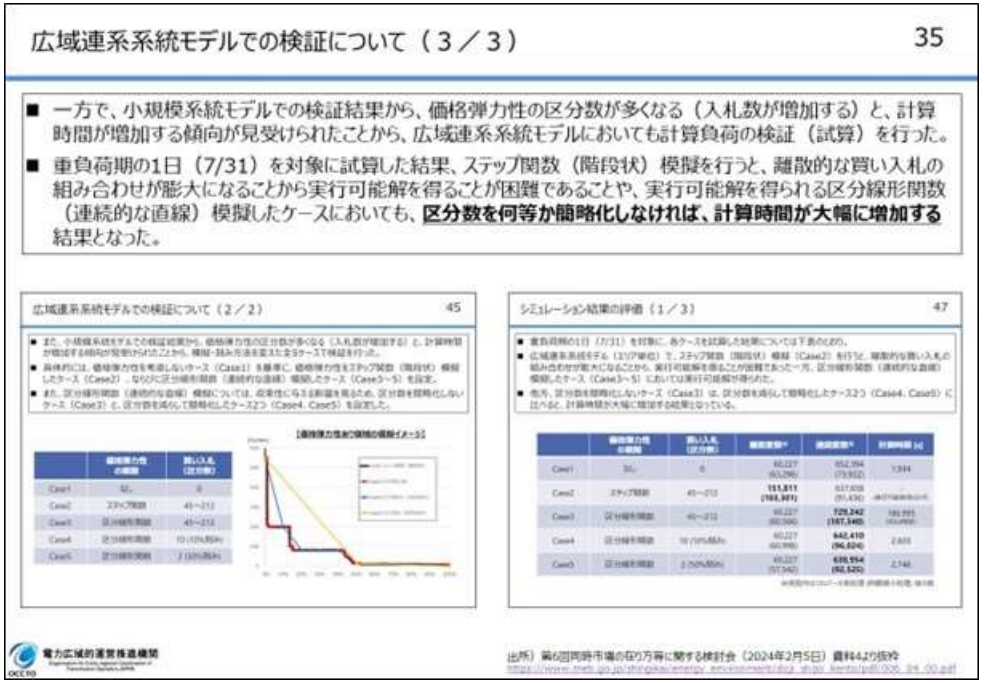
－⑨．送電ロスを考慮したSCUCロジック

３．まとめ

前回の取りまとめにおける検討状況について（１／２）

- 「①買い入札を考慮したロジック」については、前回の中間取りまとめにおいて、追加需要電力を制約条件に追加し、総電源エネルギー費用と価格反応需要価値との合計値を最小化するようにSCUC・SCEDロジックを改良し、広域連系系統モデル（エリア単位）において正しい挙動をしていることをお示ししたところ。
- 他方で、ステップ関数や区分線形関数で現行のJEPXにおける区分数相当で価格弾力性のある入札を模擬すると、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がわかった。

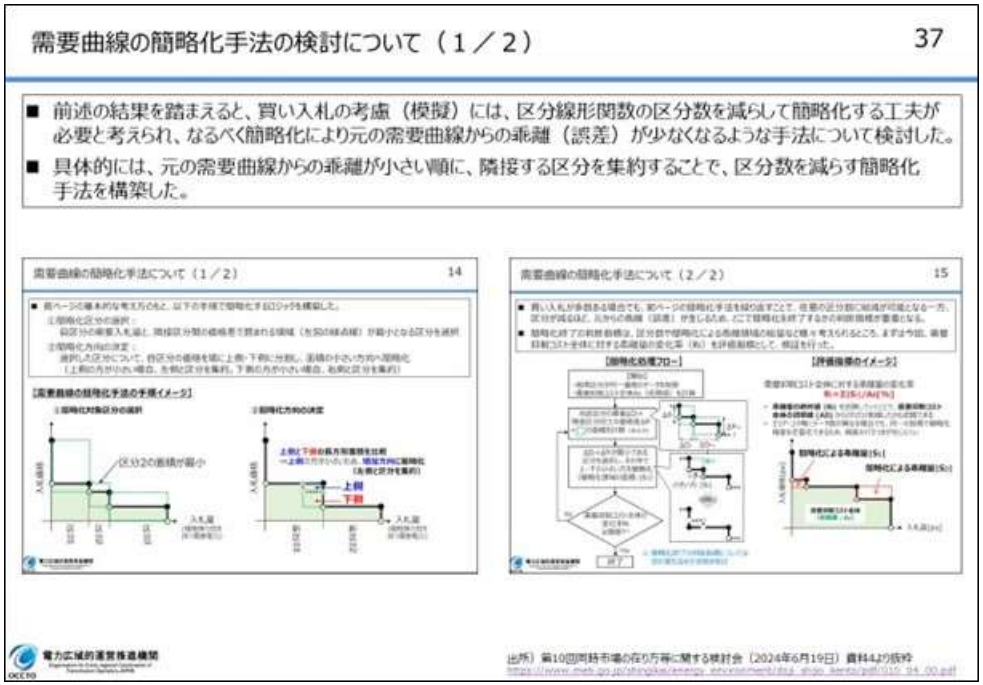


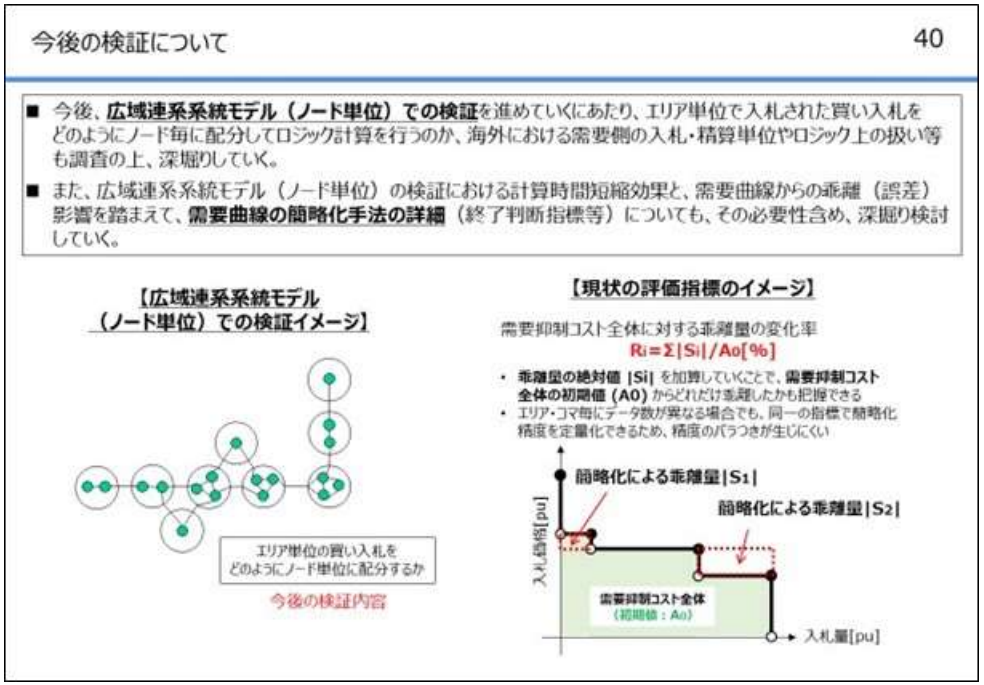


出所）第11回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年8月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

前回の取りまとめにおける検討状況について（２／２）

- 前述の計算負荷への対策として、区分数を減らして需要曲線を簡略化するなかで、なるべく元の需要曲線からの乖離（誤差）が少なくなるような手法を構築し、動作検証を行った。
- 今後の広域連系系統モデル（ノード単位）の検証に向けて、**エリア単位で入札された買い入札のノード配分方法について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掘りしていく**こととしていた。
- 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についてもその必要性を含め、深掘り検討していく**こととしていた。





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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

海外における需要側入札の取り扱いと日本における方向性（１／２）

- 日本における需要側入札の取り扱いを検討するため、まずもって米国のPJM・CAISOにおける取り扱いを確認した。
- 米国においては、大宗の（一般的な）需要側入札はある程度の地理的範囲（ゾーン単位）で入札を行っており、過去実績を元にした係数を用いて各ノードへの配分を行っている。
  （精算時には、個別ノードのLMPを加重平均することで算定された価格に基づき、ゾーン単位で精算を実施）
- また、需要側入札には量のみ入札、量・価格の入札の2種類があり、後者については各ノードへの配分の際に、同じ価格を各ノードに配分しているものの、最適化計算（収束性）への影響については、量・価格の入札量が少ない（PJMで1%弱、CAISOで約10%程度）ことから、問題が生じていないと考えられる。

項目			対象地域			各ISO/RTOの主な処理対象エリア（処理概要）
			CAISO	NYISO	PJM	
①需要側の入札方法	入札タイミング		1日前市場のみ			ゾーン ・ゾーン単位での入札
	入札情報	固定需要入札	需要量（MW）			
		価格変動需要入札	需要量（MW）及び価格（$/MW）の組合せ情報（最大10区分）	需要量（MW）及び価格（$/MW）の組合せ情報（最大3区分）	需要量（MW）及び価格（$/MW）の組合せ情報（最大9区分）	
	入札対象エリア		ゾーン（LAP）	ゾーン	ゾーン、単一ノード、集約ノード	
		備考	－ （情報なし）	各ゾーンは、NYISOの設立前に存在したIOUの管轄区域に概ね対応し、ゾーン内の価格が均一となるよう区分けを調整している。	大半はゾーン単位の一方、大規模需要家では、一部、単一ノード又は集約ノードで入札	
②同時最適化計算での入札情報の扱い	ゾーンからノードへの変換方法	需要量	潮流計算時に、ゾーン単位での需要量を分配係数（LDF）によりノード単位に分配	最適化計算（NCUC）において、需要側入札はゾーン単位で扱われる。※2	1日前断面では前回ピーク日の系統状態に基づき、ノード単位に需要量を分配し、SCED、SCUCに連携	ノード（PJM） ・ゾーン単位の入札情報をノード単位に分配して、最適化計算を実施 ゾーン（NYISO） ・需要側入札は最適化計算ではゾーン単位で扱われる。
		入札価格	－ （情報なし）	同上	各ノードに、ゾーン単位で提出された入札価格と同じ価格を適用	
③需要側の精算方法	算定対象エリア		ゾーン（LAP）	ゾーン	単一ノード又は集約ノード（配電事業者の管轄区域）	ゾーン ・ノードごとに算定されたLMPをゾーン単位に集約
		ノードからゾーンへの精算価格の変換方法	ノードごとのLMPを、分配係数により加重平均し、ゾーン単位のLMPを設定	－	1週間前時点の負荷実績等に基づき設定される分配係数に基づき設定（単一ノードで精算される負荷を除く）	

*1 DR等を除いた通常の需要側入札に関して、Energy Marketにおける扱いを対象として整理
*2 潮流解析（NSA）でノード単位に作成したShift Factor（給電が送電網に与える影響度）をゾーン単位に集約して、最適化計算（NUCU）に連携

海外における需要側入札の取り扱いと日本における方向性（２／２）

- 他方で、現行の日本のJEPXの買い入札（エリア単位）において、価格弾力性のある量・価格の入札（999円/kWh以外の入札）について、全需要に占める割合を確認したところ、約60%であった。
- このことから、日本の同時市場において、エリア単位の量・価格の入札をそのままノード単位に配分すると、海外では見受けられなかったSCUCロジックの収束性への影響が生じることが考えられるため、何らか需要側入札の仕組みを工夫する（ノード単位での量・価格の入札量を減らす）必要性があると考えられる。
- この点、JEPXの買い入札には、発電機の経済差替や揚水の買い入札等も含まれると考えられるところ、このように**ノードを特定可能な買い入札は、ノード単位での入札を求めることにより、SCUCロジックの精度向上を図りつつ、計算負荷の低減を両立させる方向性**も考えられる。（詳細な制度設計は今後検討）

【現行の日本における価格弾力性のある買い入札の需要に対する割合】

期間	①需要※1[GWh]	②価格弾力性のある買い入札※2[GWh]	割合（②/①）
2021年4月24日～2021年5月7日	26,887	16,470	61%
2021年7月24日～2021年8月6日	38,596	25,956	67%
2022年1月8日～2022年1月21日	40,918	22,407	55%

※1 各エリアにて公表されている供給区域別の需給実績を合算して作成
※2 JEPX実績より、999円/kWh以外の買い入札を合算して作成

（参考）PJMにおける需要側入札の取り扱い

PJMにおける需要側入札の取り扱いについて（1／3）

16

- PJMにおいて、単一ノードに接続されており他負荷と区別可能な需要については、単一ノードでの入札・精算が可能である一方で、多くの需要（約90%）は集約ノード（ゾーン単位）での入札・精算となっている。
- このうち集約ノード（ゾーン単位）の需要側入札は、過去実績をもとに作成された係数（Distribution factor）により、各ノード単位に分配され、最適化計算（SCUC・SCED）に連携されている。

対象エリア	概要、該当要件*1	各ノードへの分配に関する扱い*2
単一ノード	LSEから、ノード単位での精算対象とする申請が行われた負荷のうち、単一のノードに接続されているか、時間単位での計測が可能か（同一ノードの他負荷と区別可能か）等を踏まえ、適格性が認められたもの。	-
集約ノード（Residual Metered Load Aggregate）	各EDC（配電事業者）の管轄区域内の負荷を、単一ノードで精算を行う負荷を除き集約されたもの。	リアルタイム市場におけるLMPは、前日時点に設定されたDistribution factor（各負荷の重み付けのための係数）を用いて算定される。

対象エリアの設定背景*1

従来は、単一ノードで精算が行われる負荷も含めてゾーン単位での集約が行われていたが、価格算定の精度向上を目的として2015年6月に、単一ノードで精算を行う負荷は集約対象から除かれる形に変更された。

Distribution factorの設定方法*2

- 前日断面：1週間前の各同一時間帯の負荷実績に基づき設定される。
- リアルタイム断面以降：インターフェース（InSchedule）に登録された各ノードの負荷実績に基づき更新される。

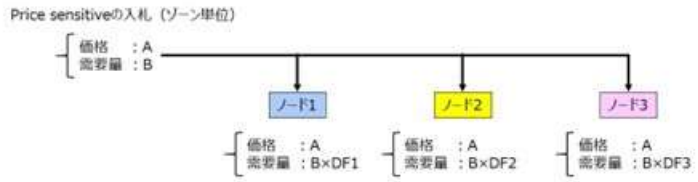
*1 出所：PJM, Manual 27 Open Access Transmission Tariff Accounting, 2023年12月, p.33. https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m27.ashx
*2 出所：PJM, Manual 28 Operating Agreement Accounting , 2023年12月, p.25-26. https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx
*3 出所：ENGIE Resources, New PJM Plan Seeks To Deliver Greater Accuracy In Load Pricing; Impact On Customers Expected to be Negligible.
https://www.engieresources.com/new-pjm-plan-seeks-to-deliver-greater-accuracy-in-load-pricing-impact-on-customers-expected-to-be-negligible

PJMにおける需要側入札の取り扱いについて（2／3）

18

- また、PJMにおいて需要側入札の種類は、量のみ入札（Price fixed）と量・価格の入札（Price sensitive）の2種類がある。
- このうち、価格弾力性のある量・価格の入札（Price sensitive）に関してもゾーン単位の入札は可能となっており、ゾーン内の各ノードに対して、量は係数（Distribution factor）によって配分され、価格は同じ価格を設定の上、最適化計算が行われていることをヒアリングで確認した（詳細は下図イメージを参照）。

【米PJMのPrice sensitiveの入札の各ノードへの配分イメージ】



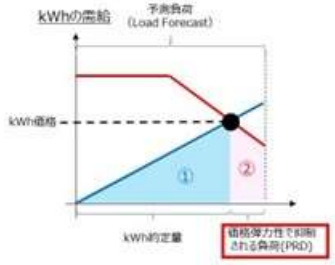
※ DF1～DF3は、各ノードのDistribution Factor。ゾーン内にはノード1～3のみが存在すると仮定した場合の配分イメージ。

PJMにおける需要側入札の取り扱いについて（3／3）

19

- 他方で、量のみ入札（Price fixed）と量・価格の入札（Price sensitive）の入札量の比率を確認したところ、後者は1%に満たない量であったことから、SCUCロジックにおいて簡略化の工夫等を行わなくても、収束性への影響が生じていないと考えられる。

【米PJMの買い入札を考慮した約定ロジックのイメージ】



【1日前市場における入札量
（2023年4月～2024年3月）】

出所）PJM, Data Miner 2 - Hourly Day-Ahead Demand Bids, 2024年10月閲覧
https://dataminer2.pjm.com/feed/hrl_da_demand_bids

出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

（参考）CAISOにおける需要側入札の取り扱い

CAISOにおける需要側入札の取り扱いについて（1／3）

20

- CAISOにおける需要側入札は、一般的な需要側入札（Non-Participating Load Bid）と、揚水等のISOから需要抑制（ディスパッチ）可能な入札（Participating Load Bid）の2種類あり、いずれも、量のみ入札（Self-Schedule）だけでなく、量・価格の入札（Economic）も可能となっている。
- 入札の単位については、一般的な需要側入札（Non-Participating Load Bid）は複数の負荷ノードの集合（LAPと呼ばれるゾーン単位）である一方で、揚水等の需要抑制可能な入札（Participating Load Bid）は1つ以上の負荷ノードの集合（Custom LAPと呼ばれるノード・ゾーン単位）となっている。

需要側入札の種類	市場	入札内容	Economic[*2]	Self-Schedule[*1]	入札対象エリア
Non-Participating Load Bid	1日前市場のみ[*4]	一般的な需要側入札	○	○（Self-Schedule量で入札不可は不明）	LAP
Participating Load Bid		ISOのディスパッチ指示により需要抑制が可能なユニットを対象とした入札（多くは揚水に関連している）	○	○（Self-Schedule量で入札不可は不明）	Custom LAP

－入札対象エリア（LAP）の種類[*5]－

LAPの種類	正式名称	内容
LAP	Load Aggregation Point	• 複数の負荷ノードの集合からなるポイントである。 • Non-Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられる。 • LAPを構成する各負荷ノードにはLoad Distribution Factors（LDFs）が設定されている。
Custom LAP	Custom Load Aggregation Point	• 1つ以上の負荷ノードの集合からなるポイントである。 • Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられる。 • Custom LAPを構成する各負荷ノードには特定のLoad Distribution Factors（LDFs）が設定されている。

*1 出所：CAISO, Business Practice Manual for Market Instruments v85, 2024年4月, https://bpm.caiso.com/Pages/BPMDetails.aspx?BPM=Market%20Instruments
*2 参考）量を指定した入札
データとしてEnergy Bid以外は日前市場のみ入札可能であるが、Real Time Imbalance Marketも入札可能である。
CAISO, MRTU Participating Load Users Guide, 2009年1月, https://www.caiso.com/Documents/OnlyMRTURelease/ParticipatingLoadUsersGuide.pdf

CAISOにおける需要側入札の取り扱いについて（2／3）

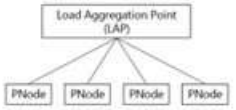
21

- 一般的な需要側入札（Non-Participating Load Bid）については、ゾーン（LAP）単位の入札を、LDF（Load Distribution Factor）を用いて個別のノードに配分し、最適化計算（SCUC・SCED）が行われる。（量・価格の入札（Economic）については、PJM同様、同じ価格が個別のノードに配分されるものと思料）
- また、精算については、個別のノードのLMPを、過去実績をもとに作成された係数（LDF：Load Distribution Factor）を用いて加重平均することで算定された価格に基づいて、ゾーン（LAP）単位で精算される。

－各市場におけるLDFの設定方法－

対象の市場	LDFの設定方法
前日市場	■ LDF Libraryに登録されたデータを用いる。 ➢ LDF LibraryはState Estimatorのデータに基づき、様々な系統状態におけるLDFの過去平均値（historical average of LDF）を保持する。 ➢ LDFの過去平均値は、各曜日、休日等のパターンごとに、直近のデータの重み付けを高くする形で算定される。 ➢ CAISOは、気象予測に基づいて、LDFの調整を行う場合がある。
リアルタイム市場	■ State Estimatorでの算定結果が用いられる。 ➢ State Estimatorでは、系統のモデルとリアルタイムでのSCADAのテレメトリに基づいて潮流計算が行われ、LDFが決定される。

－LAPとPNodeの関係－



LAPを構成する各PNodeのLDFの合計が1となる（LDF1+LDF2+LDF3+LDF4 = 1となる）形で、PNode毎にLDFが設定される。

*1 出所：CAISO, Tariff 27, 2023年11月, p.11, https://www.caiso.com/Documents/Section27-californiaenergymarkets-and-programs-and-rates1-2023.pdf
*2 出所：CAISO, Business Practice Manual for Market Operations v96, 2024年1月, p.146-148, https://bpm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V96_Redline.pdf

CAISOにおける需要側入札の取り扱いについて（3／3）

22

- また、量のみ入札（Self-Schedule）と量・価格の入札（Economic）の入札量の比率を確認したところ、後者の入札割合は、約10%程度であったものの、最大需要は5,206万kW（日本全体の約1/3）程度であることから、SCUCロジックにおいて簡略化の工夫等を行わなくても、収束性への影響が生じていないと考えられる。

－1日前市場における入札量、約定量（2023年4月－2024年3月）[*1]－

*1 以下のお利に基づき作成
出所：CAISO, OASIS－ENERGY－Day Ahead Market Summary Report, 2024年10月閲覧, https://www.caiso.com/mrtu-oasis/Pages/ph

【CAISOと日本のピーク需要】

	ピーク需要[万kW]	年度
CAISO	5,206	2022
日本	16,461	2021

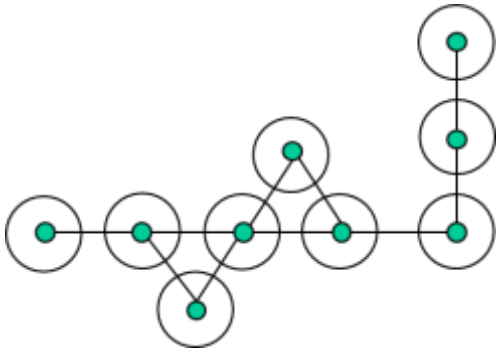
出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

広域連系系統モデル（ノード単位）の検証（１／３）

■ 前述の制度設計と並行して、買い入札を考慮したロジックにおける、広域連系系統モデル（ノード単位）での技術検証としては、価格弾力性のある量・価格の入札が現行同様に60%程度ある前提（過酷ケース）で、海外同様、同じ価格札を個別ノードに配分した上での収束性を確認しつつ、需要曲線簡略化による対応方法有無（収束性および計算誤差への影響）について検証を行った。

【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

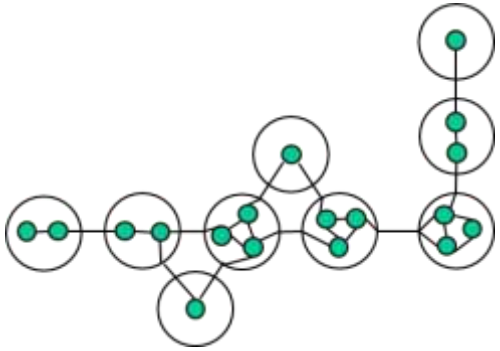


価格弾力性のある入札数

約数十～数千=9エリア×「2~212」

【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



価格弾力性のある入札数

約数万～数十万=1,191ノード×「2~212」

広域連系系統モデル（ノード単位）の検証（２／３）

- 広域連系系統モデル（ノード単位）において、需要曲線の簡略化なし（過酷ケース）および簡略化ありの場合で、それぞれ3ケース（需要抑制コスト乖離率の閾値0.01%、0.1%、1%）にて動作検証を行った。
- 収束性について、簡略化なしの場合は解が得られない一方で、簡略化ありの場合では収束性が大幅に改善されることを確認した。
- 簡略化による誤差（約定点の価格・需要量の差分）については、石炭・MACCの発電量が変化し、これにより需要約定量に最大約2%の誤差が生じていることを確認した。
  （需要抑制コスト乖離率の閾値が0.1%以内であれば、0.1～0.3%程度の誤差であった。）

広域連系系統モデル（ノード単位）の検証結果について（１／４）

28

- 広域連系系統モデル（ノード単位）について、需要曲線の簡略化なし（過酷ケース）および簡略化あり3ケース（需要抑制コスト乖離率の閾値0.01%、0.1%、1%）にて動作検証を行い、まずは、収束性について確認した。
- その結果、高需要断面の簡略化なしで解が得られなかったなど、価格弾力性のある量・価格の入札が現行の60%程度ある前提（過酷ケース）では、収束性に課題が生じうることが確認された。
  （この点は、ノードを特定可能な買い入札は、ノード単位での入札を求める等の詳細な制度設計により、SCUCロジックの精度向上を図りつつ、計算負荷の低減を両立させる方向性を今後検討していく）
- 他方で、需要曲線の簡略化により、収束性が大幅に改善されることを確認した。

ケース	需要断面	需要抑制コスト乖離率の閾値	買い入札（区分数）	MIP Gap	計算時間
①	高需要断面 7/31	（簡略化なし）	45～212	解なし※	14.0 hour※
②		0.01%	17～51	0.29%	1.7 hour
③		0.1%	10～29	0.29%	3.0 hour
④		1%	6～15	0.30%	2.2 hour
⑤	低需要断面 4/27	（簡略化なし）	2～167	0.77%	3.0 hour
⑥		0.01%	2～43	0.88%	2.4 hour
⑦		0.1%	2～27	0.89%	1.9 hour
⑧		1%	2～15	0.18%	1.5 hour

※ これ以降（数十時間経過しても）収束性に改善が見られなかったため、計算を打ち切った。

広域連系系統モデル（ノード単位）の検証結果について（２／４）

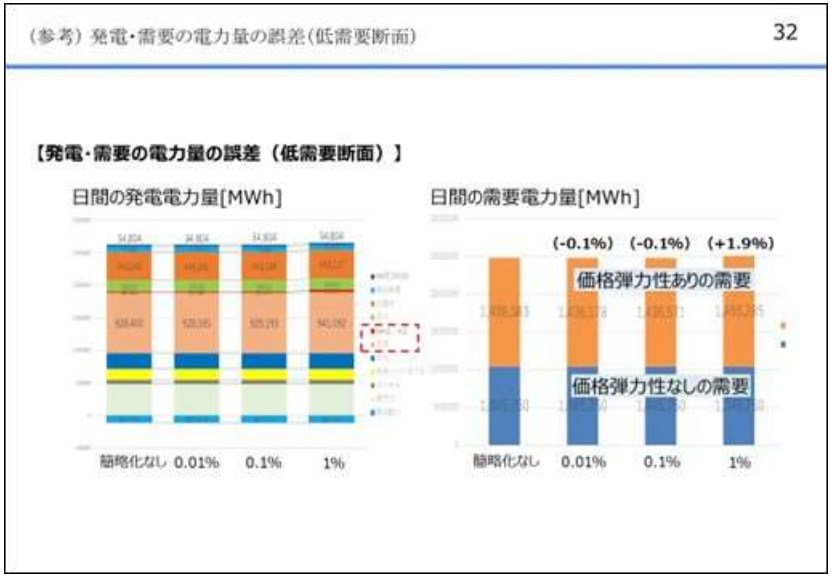
31

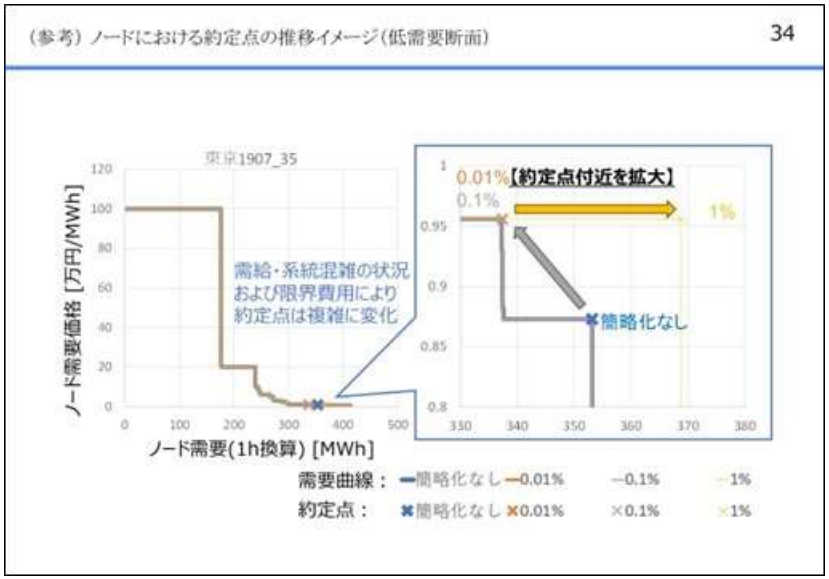
- 需要曲線の簡略化により収束性が改善するものの、以下の要因により、簡略化なしから約定点の価格・需要量の差分（＝誤差）が生じることとなるため、簡略化に伴う誤差の分析も実施した。
  ① 簡略化なしから需要曲線が変わる（≒目的関数が変化する）ことによる、各ノードの発電・需要電力の変化
  ② ①により系統混雑箇所が変わることで、混雑解消のための混雑・非混雑系統間で発電・需要電力の調整
- まずは、全体の電源出力配分および需要約定量の変化を確認したところ、主に石炭・MACCの発電量が変化し、需要抑制コスト乖離率の閾値が0.1%以内であれば、0.1～0.3%程度の誤差であることを確認した。

【発電・需要の電力量の誤差（高需要断面）】

出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

（参考）簡略化による誤差の検証





出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

広域連系系統モデル（ノード単位）の検証（３／３）

- 続けて、各ノードの需要約定量及び約定価格の誤差を深掘り検証したところ、誤差については約定量・約定価格どちらか一方に誤差が生じる傾向になっており、無相関であることを確認した。
- また、誤差（量・価格）の平均値・3σ値を確認したところ、需要抑制コスト乖離率の閾値が0.1%以内であれば、誤差の平均値は小さくなっており（約定量で±0.1%以内、約定価格ではほぼ0円）、3σ値は、約定量については需要に対し約4%程度、約定価格については約0.37万円/MWh（3.7円/kWh）であることを確認した。

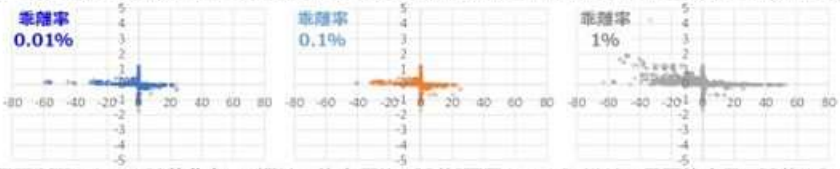
広域連系系統モデル（ノード単位）の検証結果について（３／４）

35

- 続いて、各ノードの需要約定量および約定価格の誤差を、以下の評価軸により検証した。
  - 需要約定量の誤差率[%]=（簡略化ありの需要約定量－簡略化なしの需要約定量）／価格弾力性あり需要の入札量×60%（現行相当の価格弾力性あり需要の入札量／需要量）
  - 約定価格の誤差[万円/MWh]=簡略化ありの約定価格－簡略化なしの約定価格
- まず、誤差は十字状に分布しており、約定量・約定価格どちらか一方に誤差が生じる傾向（無相関）となっている。

【需要約定量・価格の変化（簡略化後－簡略化前）】

○高需要断面7/31の誤差分布 ※縦軸：約定価格の誤差[万円/MWh]、横軸：需要約定量の誤差率[%]



○低需要断面4/27の誤差分布 ※縦軸：約定価格の誤差[万円/MWh]、横軸：需要約定量の誤差率[%]

広域連系系統モデル（ノード単位）の検証結果について（４／４）

36

- 次に、誤差（量・価格）の平均値・3σ値を確認したところ、需要抑制コスト乖離率の閾値が0.1%以内であれば、誤差の平均値は小さくなっており（約定量で±0.1%以内、約定価格ではほぼ0円）、3σ値は、約定量については需要に対し約4%程度、約定価格については約0.37万円/MWh（3.7円/kWh）であることを確認した。

【需要の約定量・価格の誤差】

約定価格の単位 [万円/MWh]

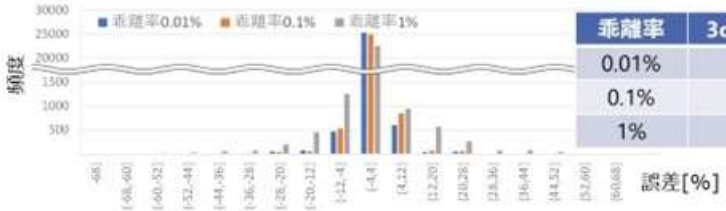
需要断面	需要抑制コスト乖離率の閾値		平均値	3σ値
高需要断面 7/31	0.01%	需要約定量の誤差率	-0.02%	4.40%
		約定価格の誤差	0.0	0.27
	0.1%	需要約定量の誤差率	0.09%	4.49%
		約定価格の誤差	0.0	0.37
	1%	需要約定量の誤差率	0.11%	12.16%
		約定価格の誤差	0.1	0.59
低需要断面 4/27	0.01%	需要約定量の誤差率	-0.04%	3.35%
		約定価格の誤差	0.0	0.28
	0.1%	需要約定量の誤差率	-0.03%	4.01%
		約定価格の誤差	0.0	0.37
	1%	需要約定量の誤差率	1.02%	9.53%
		約定価格の誤差	0.1	0.73

出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

（参考）需要約定量および約定価格の誤差分布

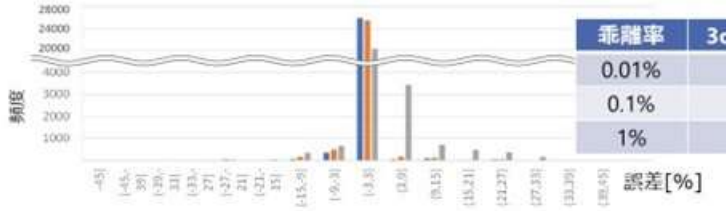
（参考）需要約定量の誤差率の分布　37

【高需要断面7/31の需要約定量の誤差率の分布】



乖離率	3σ値[%]
0.01%	4.40
0.1%	4.49
1%	12.16

【低需要断面4/27の需要約定量の誤差率の分布】

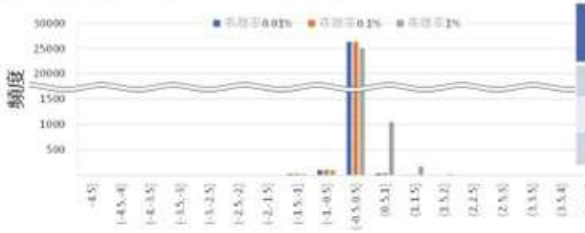


乖離率	3σ値[%]
0.01%	3.35
0.1%	4.01
1%	9.53

※ グラフの横軸は、価格弾力性あり需要を基準（分母）とした誤差率
（＝（簡略化ありの需要約定量－簡略化なしの需要約定量）／価格弾力性あり需要の入札量））

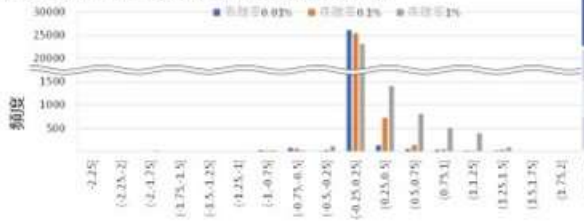
（参考）約定価格の誤差の分布　38

【高需要断面7/31の約定価格の誤差の分布】



乖離率	3σ値[万円/MWh]
0.01%	0.27
0.1%	0.37
1%	0.59

【低需要断面4/27の約定価格の誤差の分布】



乖離率	3σ値[万円/MWh]
0.01%	0.28
0.1%	0.37
1%	0.73

出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

今後の検証について

- 「①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」については、広域連系系統モデル（ノード単位）での技術検証を行い、価格弾力性のある買い入札が現行の60%程度ある前提（過酷ケース）では、収束性に課題が生じうることが確認されたものの、需要曲線の簡略化により、一定程度の誤差範囲で収束性を改善可能なことを確認した。
  （検証Aとしては完了）
- 今後は、ノードを特定可能な買い入札はノード単位での入札を求める等、なるべく需要曲線の簡略化を行わずにロジックで扱えるよう、詳細な制度設計を検討していく。

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

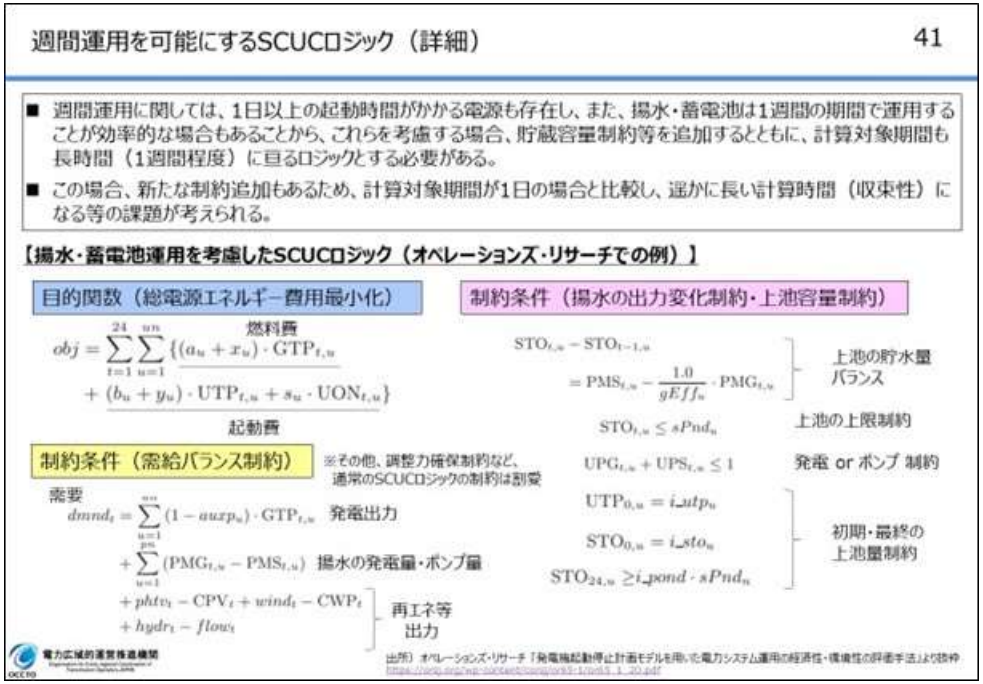
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

－⑨．送電ロスを考慮したSCUCロジック

３．まとめ

前回の取りまとめにおける検討状況について（１／２）

- 「②週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック」については、前回の中間取りまとめにおいて、1日以上の起動時間がかかる電源や揚水・蓄電池の効率的な運用のために、貯蔵容量制約等を追加するとともに、1週間にわたるロジックについて検討を行った。
- この場合、計算の長時間化等の課題が考えられることから、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）の構築を行い、その有効性（短時間で大きく最適性を損なわない解を得ること）を確認した。


週間運用を可能にするSCUCロジック（詳細） 41

■ 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

需要

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

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

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

制約条件（揚水の出力変化制約・上池容量制約）

$$\mathrm{STO}_{t,u} - \mathrm{STO}_{t-1,u} = \mathrm{PMS}_{t,u} - \frac{1.0}{gEff_u}\cdot \mathrm{PMG}_{t,u} \quad \text{上池の貯水量バランス}$$

$$\mathrm{STO}_{t,u} \le sPnd_u \quad \text{上池の上限制約}$$

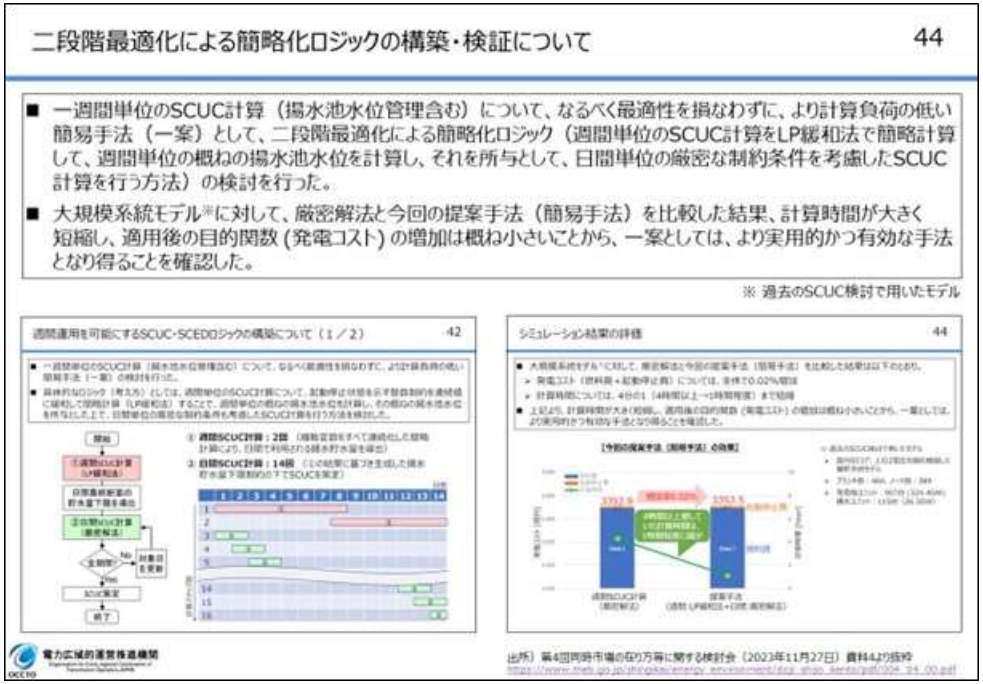
$$\mathrm{UPG}_{t,u} + \mathrm{UPS}_{t,u} \le 1 \quad \text{発電 or ポンプ 制約}$$

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

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

$$\mathrm{STO}_{24,u} \ge i_pond \cdot sPnd_u \quad \text{初期・最終の上池量制約}$$

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・信頼性の評価手法」より抜粋


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 44

■ 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

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

前回の取りまとめにおける検討状況について（２／２）

- また、週間運用の何に重きを置くのかといった制度・運用面との平仄も大事とのご意見をいただいたことから、同時市場における週間計画作成に関する制度や精緻性を確認するために、一般送配電事業者に対しアンケートを実施した。
- アンケート結果から、運用実態反映と計算負荷低減の両立を図る方向性（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））をお示しし、**今後ロジック構築及び検証を進めていく**こととしていた。

同時市場における週間計画の取り扱い（３／３）

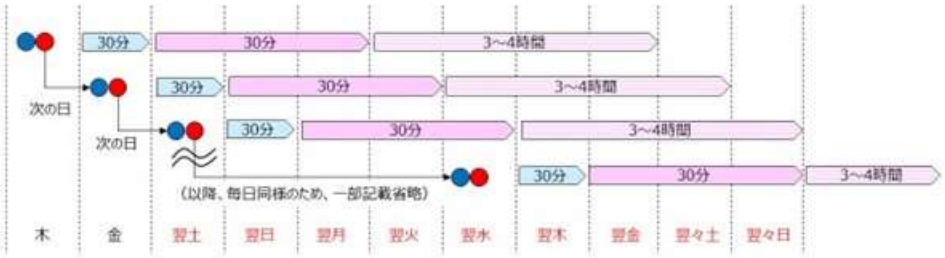
50

- 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）】

○：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）



今後の検証について

51

- 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、**今後はロジック構築および検証をしていく**。
  - 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）

○：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）

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

（参考）一般送配電事業者へのアンケート

同時市場における週間計画の取り扱い（1／3）

45

- 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。

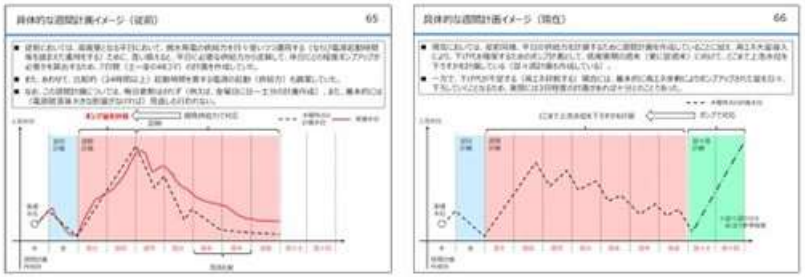
No	項目	詳細
1	目的	週間計画は、何を目的としていた（もしくはしている）のか
2	対象リソース	目的を達成するために、必要となる（もしくは対象となる）最低限のリソースは何か
3	対象期間	目的を達成するため、必要となる最低限の期間はどの程度か
4	週間計画と週間運用	週間計画と実際の運用に乖離が発生した場合、どのような対応（計画の見直し）をしているか

（参考）一般送配電事業者への確認結果について(1／2)

47

（参考）一般送配電事業者への確認結果について(2／2)

48

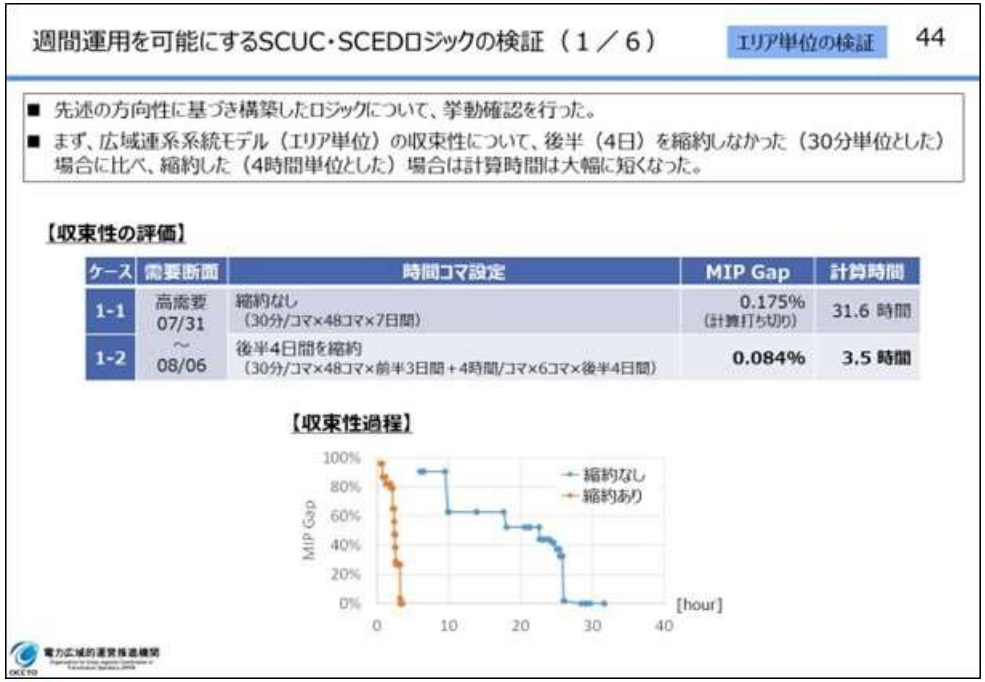


出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（１／３）

エリア単位の検証

- まず、広域連系系統モデル（エリア単位）において、構築したロジックの挙動確認を行った。
- 収束性については、後半（4日）を縮約しない（30分単位とした）場合に比べ、縮約した（4時間単位とした）場合は計算時間は大幅に短くなることが確認できた。（31.6時間⇒3.5時間）
- また、出力配分、需給運用コストについては、後半（4日）は平均化されるものの、縮約による大きな違いは見らなかった。



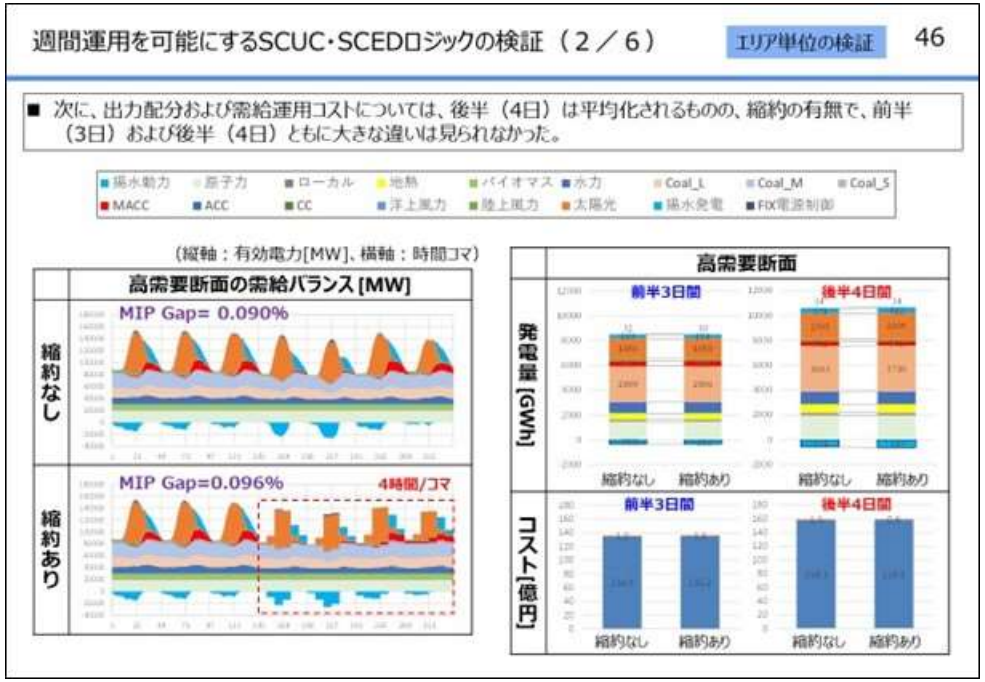
週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（１／６）　エリア単位の検証　44

- 先述の方向性に基づき構築したロジックについて、挙動確認を行った。
- まず、広域連系系統モデル（エリア単位）の収束性について、後半（4日）を縮約しなかった（30分単位とした）場合に比べ、縮約した（4時間単位とした）場合は計算時間は大幅に短くなった。

【収束性の評価】

ケース	需要断面	時間コマ設定	MIP Gap	計算時間
1-1	高需要 07/31 ～ 08/06	縮約なし（30分/コマ×48コマ×7日間）	0.175%（計算打ち切り）	31.6 時間
1-2		後半4日間を縮約（30分/コマ×48コマ×前半3日間＋4時間/コマ×6コマ×後半4日間）	0.084%	3.5 時間

【収束性過程】



週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（２／６）　エリア単位の検証　46

- 次に、出力配分および需給運用コストについては、後半（4日）は平均化されるものの、縮約の有無で、前半（3日）および後半（4日）ともに大きな違いは見られなかった。

揚水動力　原子力　ローカル　地熱　バイオマス　水力　Coal_L　Coal_M　Coal_S
MACC　ACC　CC　洋上風力　陸上風力　太陽光　揚水発電　FIX電源制御

（縦軸：有効電力[MW]、横軸：時間コマ）

高需要断面の需給バランス[MW]

縮約なし　MIP Gap= 0.090%

縮約あり　MIP Gap=0.096%　4時間/コマ

高需要断面

発電量[GWh]　前半3日間　後半4日間　縮約なし　縮約あり

コスト[億円]　前半3日間　後半4日間　縮約なし　縮約あり

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

出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

（参考）週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証の前提条件（エリア単位）

- 系統モデル：広域連系系統モデル（エリア単位）
  - 重負荷期（7/31～8/6）の各週間336断面
  - 調整力はエリア需要2%相当とし、上げ・下げ方向に対して容量確保
  - 連系線のブランチ潮流制約およびフェンス潮流制約を考慮
- 需要モデル
  - 価格弾力性なし
- 電源モデル
  - 火力燃料費関数：二次関数を区分線形化（abc定数を基に7区分）
  - 電源運用制約：起動停止に関わる制約（MUT、MDT、起動停止回数）
  - 起動停止指定：なし（初期値も指定なし）
- 最適化計算条件
  - 計算精度目標 MIP Gap：0.1%以下
  - 計算打ち切り時間：難収束となったら適宜打ち切り

週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（２／３）

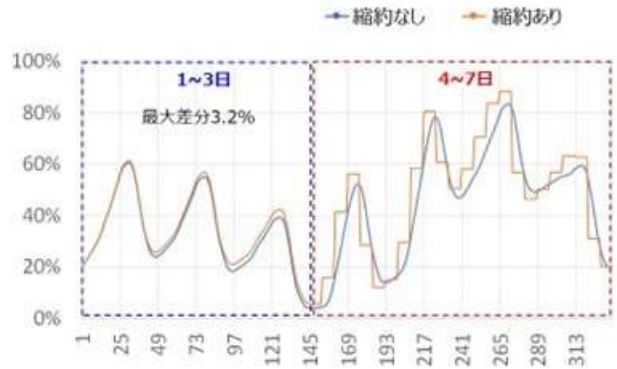
エリア単位の検証

- 一方、後半（4日）は縮約（4時間単位）化により、ピーク需要が平均化されることから、発電機供給力（kW）が相対的に減少する課題も見受けられた。（揚水は上池水位が概ね一致するが、火力の運転台数が減少）
- この点、同時市場では、週間計画を日々作成（ローリング）することにより、比較的起動時間を要する（2～3日）電源でも、都度補正を行えば起動できることから、十分対応可能とも考えられる。
- また、ロジック上の工夫としては、kW確保が必要なピーク時間帯の粒度は細かくし、それ以外の時間帯の粒度を荒くするといった方法も考えられるといった示唆も得られたところ。

週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（３／６）　エリア単位の検証　47

- また、揚水の上池水位についても、後半（4日）は平均化されるものの、前半（3日）・後半（4日）ともに概ね一致している。
- 週間をとおして概ね上池水位が一致しており、同時市場においては週間計画を日々作成（ローリング）していくことを考えると、揚水池運用の目的（揚水水位のおおよその管理）に十分対応できると考えられるか。

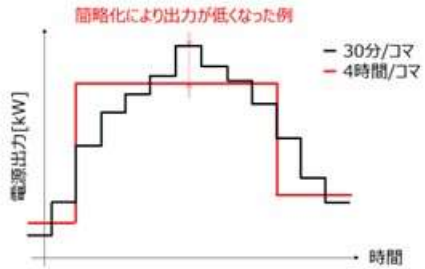
【揚水の上池水位】　（縦軸：上池水位、横軸：時間コマ）



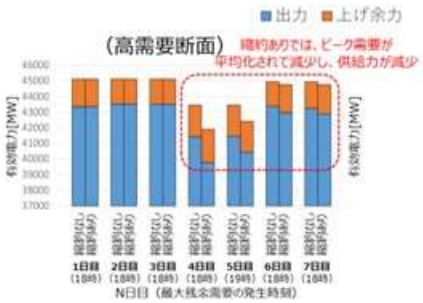
週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（４／６）　エリア単位の検証　48

- 一方、火力機の運転台数については、後半（4日）は縮約（4時間単位）化により、ピーク需要が平均化されることから、発電機供給力（kW）が相対的に減少するといった課題も見受けられた。
- この点、同時市場においては、週間計画の日々作成（ローリング）により、比較的（24時間以上）起動時間を要するが数日（2～3日）で起動できる電源でも都度補正を行えることを考えれば、十分対応可能とも考えられる。
- また、ロジック上の工夫としては、kW確保が必要なピーク時間帯の粒度は細かくし、それ以外の時間帯の粒度を荒くするといった方法も考えられるといった示唆も得られたところ。

【時間コマ縮約によって生じるkWの差のイメージ】



【残余需要最大時の石炭機の出力・上げ調整力の合計】



出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（３／３）

ノード単位の検証

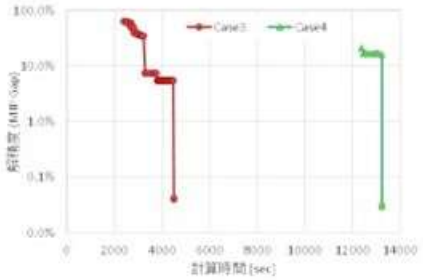
- 続いて、ノード単位の大規模系統モデルに対して挙動確認を行った。
- 収束性について、広域連系系統モデル（エリア単位）同様、後半（4日）を縮約しない（30分単位とした）場合に比べ、縮約した（4時間単位とした）場合は計算時間が短くなることが確認できた。（3.7時間⇒1.5時間）
- また、出力配分・需給運用コストについても、広域連系系統モデル（エリア単位）同様、後半は平均化されるものの縮約の有無で、前半（3日）および後半（4日）ともに大きな違いは見られなかった。

週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（５／６）

ノード単位の検証　50

- 続いて、ノード単位の大規模系統モデル※に対して、挙動確認を行った。
- 広域連系系統モデル（エリア単位）同様、収束性について、後半（4日）を縮約しなかった（30分単位とした）場合に比べ、縮約した（4時間単位とした）場合は計算時間が短くなることが確認できた。

ケース	需要断面	時間コマ設定	MIP Gap	計算時間
1-1	高需要 07/24 ～ 07/30	縮約なし（24コマ×7日間）	0.035%	3.7 時間
1-2		後半4日間を縮約（24コマ×前半3日間＋24コマ÷4時間×後半4日間）	**0.042%**	**1.5 時間**

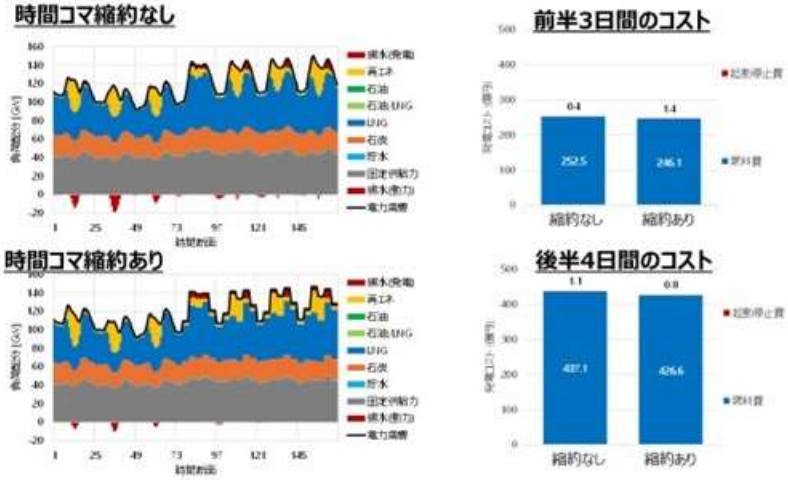


※ 過去のSCUC検討で用いたモデル
- 国内9エリア、上位2電圧を縮約模擬した基幹系統モデル
- ブランチ数：464、ノード数：369
- 発電機ユニット：907台（324.4GW）揚水ユニット：115台（26.3GW）

週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジックの検証（６／６）

ノード単位の検証　51

- また、出力配分・需給運用コストについても、広域連系系統モデル（エリア単位）同様、後半は平均化されるものの縮約の有無で、前半（3日）および後半（4日）ともに大きな違いは見られなかった。



出所）第15回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年4月22日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/015_04_00.pdf

今後の検証について

- 「②週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック」については、今回構築したロジックで、計算時間が短縮されることに加え、週間運用目的（揚水水位の管理・ロング機の起動）も一定程度満たせることが確認できたことから、ロジックの見通しは得られたと考えられる。**（検証Aとしては完了）**
- 今後は、今後の実装等に関する様々なご示唆を頂いたことを踏まえ、詳細検討の中で深掘りしていくこととしたい。

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

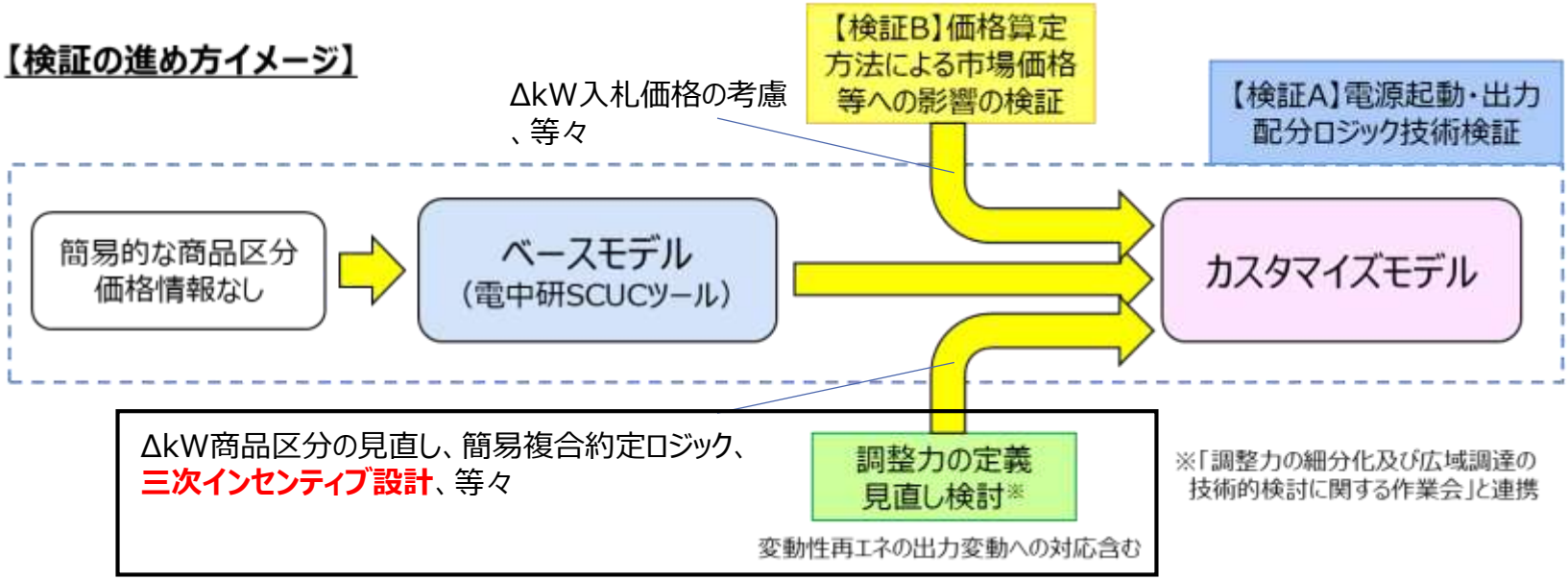
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

－⑨．送電ロスを考慮したSCUCロジック

３．まとめ

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）

- kWh・ΔkW同時最適ロジックの検証にあたっては、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。）の結果を得られた後に、改めて必要なΔkW費用項目や制約条件等を追加するカスタマイズを行って、実現性・妥当性評価を行うこととしていた。
- 前回の中間取りまとめの後にも、「調整力の定義見直し検討」については、「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、その検討結果を踏まえロジック構築および検証を行ったため、調整力細分化作業会の議論内容も含め検討状況をお示しする。



調整力細分化作業会へのタスクアウト

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）本検証項目の建付け

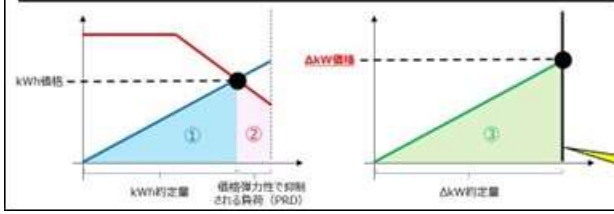
本検証項目の建付け（同時市場における調整力の定義）

53

- 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

（参考）検証B）価格算定の方法により市場価格等への影響の検証

54

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

（参考）調整力の定義（細分化対象の見直し）

55

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。

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

前回の取りまとめにおける検討状況について（１／２）

- 「③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック」については、前回の中間取りまとめにおいて、調整力細分化作業会から報告された内容を受け、従来の電中研ツール（kWh・ΔkW同時最適ロジック）に、調整力確保に関する制約条件を加え、そのロジックについて広域連系系統モデルにおいて挙動を確認した。
- ロジック検証の結果として、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した。
- また、複合約定ロジックの挙動についても確認し、複合約定によってより少ない台数で各調整力の必要量を確保し、限界費用の高い電源の追加起動が低減される等、エネルギーコスト低減が実現できることを確認した。

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）

59

- 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】

$$Minimize\{総電源エネルギー費用 - 価格反応需要価値\}$$

【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

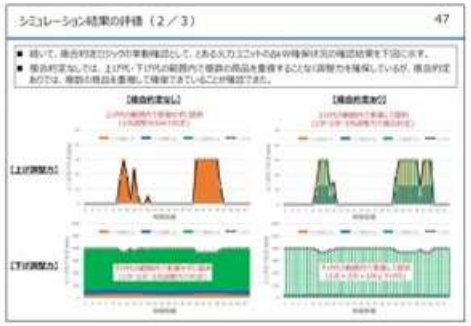
【記号の説明】

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（４／４）

61

- 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

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

（参考）調整力細分化作業会での議論状況

論点整理・検討状況＜商品区分の見直し＞（7／7）

最終（今回）報告内容　43

- 今回、SCUCロジックの計算負荷軽減等の観点から、商品区分の見直し（商品集約）について検討が行われた。
- これまでの検討結果をまとめると以下のとおりとなり、インセンティブ設計の詳細等について一部継続検討が必要な点はあるものの、**技術的には現行の5商品から3商品（一次、二次①、二次②・三次①・三次②の３商品）に商品を集約する方向性**が考えられるところ。

対応事象	現行商品区分	検討結果（まとめ）
時間内変動	一次	調整力公募（電源Ⅰ-a）における考え方との整合や、一次オフライン枠の取り扱いといった課題があることを踏まえ、商品集約については実施しない方向性としてはどうか。
	二次①	同時市場において、並列要件が不要となることから、二次①・二次②を集約せずとも、揚水や蓄電池等の経済的活用は可能と考え、集約しないこととしてはどうか。
需要予測誤差 再エネ予測誤差	二次②	
	三次①	中間点評価によるPerformance Scoreに基づき、グループ分けを実施し、より性能の高いグループに対して、優先約定のインセンティブを付与することで、周波数品質維持を図りながら3商品を集約することとしてはどうか。
	三次②	

出所）第56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

（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：$\sum_{n=1}^{N} T_n \geq T$

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）$K > \frac{\sum_{j=1}^{N_B} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_A} TA_i + \sum_{j=1}^{N_B} TB_j}$ or $Group\ B\ ratio = \frac{\sum_{j=1}^{N_B} TB_j}{\sum_{i=1}^{N_A} TA_i + \sum_{j=1}^{N_B} TB_j}$

【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）】

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

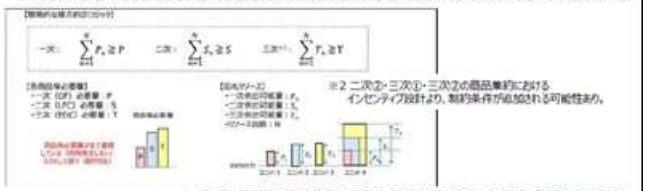
出所）第56回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2024年1月12日）資料2より抜粋

論点整理・検討状況＜電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件＞（３／４）

最終（今回）報告内容　79

- 一方、同時市場においても火力等の複数機能を有するリソースを有効活用し、調達量低減を図ることが望ましいと考えられることから、何らか簡易的に（一定の割り切りのもと）複合約定を実現できないか検討が行われた。
- 検討の結果、以下3点を踏まえると、同時市場においては、複合必要量を廃止したうえで、"商品毎の必要量を全て重複しているものとして扱う（一定の割り切りを許容した）簡易的な複合約定ロジック"の導入が可能と整理された。
  - 過去実績調査の結果、GF・LFCについては同時発生しない傾向があり、EDCについても一部エリアを除き大宗のエリアにおいては、GF・LFCと同時発生しない傾向であった点
  - 同時市場においてはΔkW確保エリアを拡大する方向であることを踏まえると、最大誤差が同時発生する可能性は現状より低減する方向になると考えられる点
  - 同時市場においては、前日に「予備力」を一定程度確保し、余った部分を活用することが可能と考えられる点
- 上記の考え方としたとき、同時最適化ロジックにおける制約条件は下記のとおり※1となり、**ロジックの簡略化と実質的な調達量の低減の両立が期待できるところ**。

※1 同時市場においては、広域運用単位で一括して調達することが基本と考えると、広域調達の制約条件は設ける必要はないと考えられる。

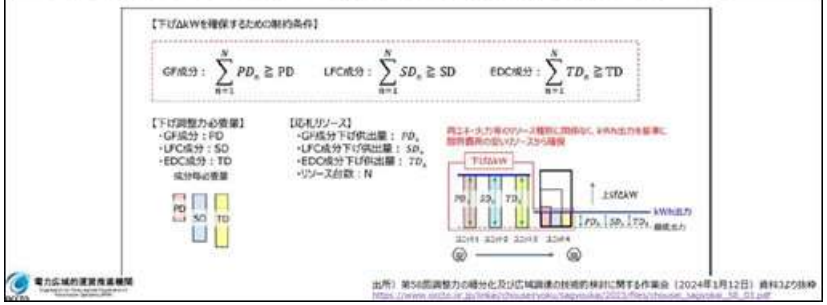


出所）第56回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2024年1月12日）資料2より抜粋

論点整理・検討状況＜電源起動・出力配分ロジックにおける制約条件＞（４／４）

最終（今回）報告内容　83

- また、実際の需給調整（運用）においては、不足インバランスだけでなく余剰インバランスも発生することから、上げΔkW（上げ調整力）のみならず、下げΔkW（下げ調整力）の確保についても検討が行われた。
- この点、現行の卸電力市場と需給調整市場が別々に存在する分散市場においては、その優位性を見出せなかったことから、需給調整市場で下げΔkWを確保することはせず、優先給電ルールによって対応している状況。
- 一方で、同時市場においては、供給力（kWh）と調整力（ΔkW）の同時最適、つまり一括管理が行われることとなり、市場メカニズムによる合理的な下げΔkW確保が可能となると考えられる。
- 具体的には再エネ・火力等のリソース種別に関係なく、kWh出力を基準に限界費用の安いリソースから確保することを目指し、同時最適化ロジックに下げΔkWを確保するための下記制約条件を追加することが考えられる。



出所）第56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

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

前回の取りまとめにおける検討状況について（２／２）

- また、検証Bの議論を受けて、ΔkW費用の構成要素（①機会費用、②逸失利益、③その他（一定額））のうち、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、ロジックを構築（目的関数にΔkW調達費用を追加し、ΔkW入札価格を考慮）し、小規模系統モデルでの挙動確認を行った。
- その結果として、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、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していることを確認した。（計算時間への影響も小さいことを確認した）
- 今後の検証として、**<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の更なる検討を進めていく</u>**こととしていた。

ΔkW入札価格を考慮したロジックの検証について（２／４）

63

- 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】

$$f = \sum_{t=0}^{n_t}\sum_{i=0}^{n_i}\{\ \underbrace{f_G(i,t)}_{\text{電源運用コスト}} + \underbrace{f_C(i,t)}_{\text{ペナルティ項}} + \underbrace{f_{PCR}(i,t)}_{\text{一次調整力調達費用}} + \underbrace{f_{SCR}(i,t)}_{\text{二次調整力調達費用}} + \underbrace{f_{TCR}(i,t)}_{\text{三次調整力調達費用}}\ \}$$

$$\begin{cases} f_{PCR}(i,t) = K_{PCRup}(i)\cdot R_{PCRup}(i,t) + K_{PCRdn}(i)\cdot R_{PCRdn}(i,t) & \text{一次} \\ f_{SCR}(i,t) = K_{SCRup}(i)\cdot R_{SCRup}(i,t) + K_{SCRdn}(i)\cdot R_{SCRdn}(i,t) & \text{二次} \\ f_{TCR}(i,t) = K_{TCRup}(i)\cdot R_{TCRup}(i,t) + K_{TCRdn}(i)\cdot R_{TCRdn}(i,t) & \text{三次} \end{cases}$$

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]

今後の検証について

66

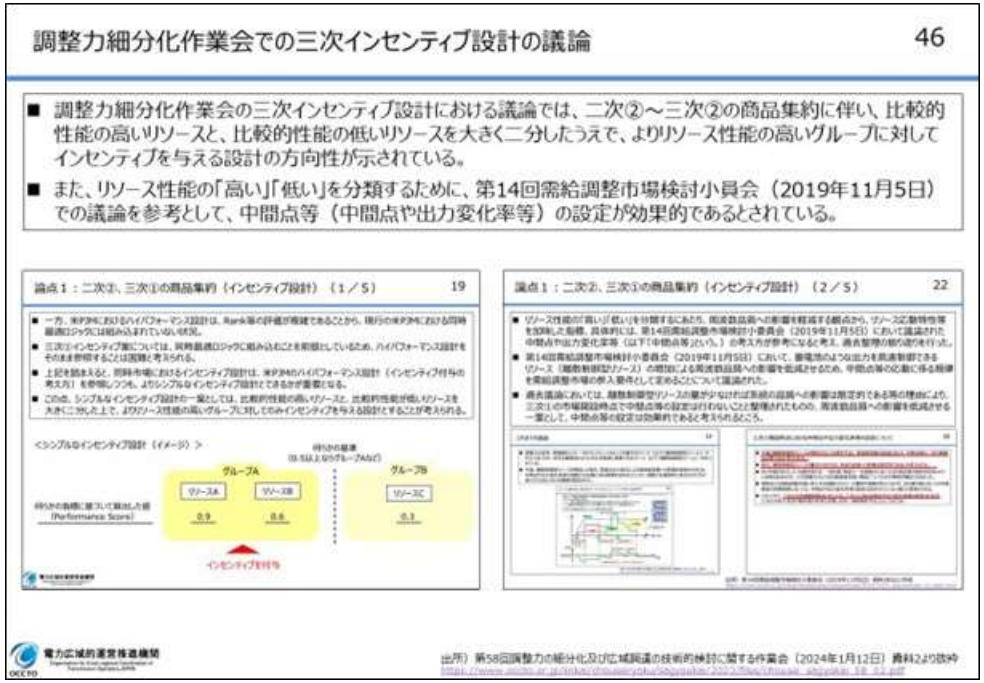
- 同時市場の調整力を踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジックおよびΔkW入札価格を考慮したkWh・ΔkW同時最適ロジックの検証については、技術検証会でも、想定通りの挙動が得られていることが確認された。
- 引き続き、調整力の定義見直し検討における**<u>三次インセンティブ設計の実現性などの残課題について更なる検討</u>**を進めていく。

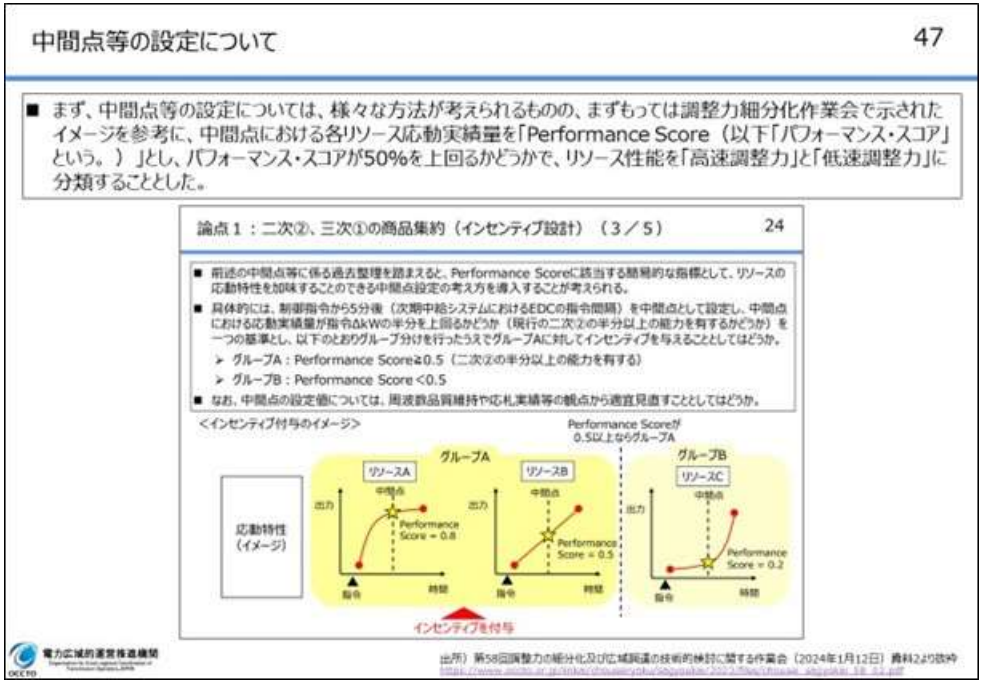
出所）第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）資料4より抜粋

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

三次インセンティブ案の設計について（１／４）

- 調整力細分化作業会の三次インセンティブ設計における議論では、二次②～三次②の商品集約に伴い、比較的性能の高いリソースと、比較的性能の低いリソースを大きく二分したうえで、よりリソース性能の高いグループに対してインセンティブを与える設計の方向性が示されている。
- これを受けて、中間点（中間点や出力変化率等）における各リソースの応動実績量を「Performance Score（以下「パフォーマンス・スコア」という。）」とし、パフォーマンス・スコアが50%を上回るかどうかで、リソース性能を「高速調整力」と「低速調整力」に分類することとした。





出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

三次インセンティブ案の設計について（２／４）

- 次に、三次インセンティブ設計として考えられる案として、以下の3案を検討し、それぞれ定式化を行った。
- 案①は、低速調整力を確保するコストを目的関数に追加する案であり、導入時にはペナルティ係数（低速調整力を確保するコスト単価）の設定方法について検討が必要となる。
- 案②は、高速調整力の確保量を一定以上とする制約条件を追加する案であり、導入時には高速調整力の確保量（閾値）の設定方法について検討が必要となる。
- 案③は、中間点における電源全体の調整力応答可能量の合計を一定以上とする制約条件を追加する案であり、導入時には中間点における調整力確保量（閾値）の設定方法について検討が必要となる。

三次インセンティブ設計案	概要	導入時の論点
案① ペナルティ係数	低速調整力を確保するコスト（高速調整力を確保しない損失）を、目的関数に追加	どのように、低速調整力を確保するコスト単価（ペナルティ係数）を設定するか
案② 確保制約（グループ比率）	高速調整力の確保量が一定以上となる制約条件を追加	どのように、高速調整力の確保量（閾値）を設定するか
案③ 確保制約（全体パフォーマンス）	中間点における電源全体の調整力応答可能量の合計が、一定以上となる制約条件を追加	どのように、中間点における調整力確保量（閾値）を設定するか

上げ・下げ調整力確保量制約 $\sum_i r_{up}(i,t) \geq R_{up}^{Req}(t), \quad \sum_i r_{dn}(i,t) \geq R_{up}^{Req}(t)$ に加えて、以下を追加

■ 案①：低速調整力にペナルティを与えた目的関数

- $\min F = \sum_t Cost_G(t) + \sum_t Cost_D(t) + \sum_t Cost_R(t)$

  総エネルギー費用　価格反応需要価値　低速調整力を確保するコスト

- $Cost_R(t) = w_{R_{up}} \cdot \frac{\sum_{i \in \mathbf{N_{Slow}}} r_{up}(i,t)}{R_{up}^{Req}(t)} + w_{R_{dn}} \cdot \frac{\sum_{i \in \mathbf{N_{Slow}}} r_{dn}(i,t)}{R_{dn}^{Req}(t)}$

  ペナルティ係数（上げ調整）　低速調整力の比率（上げ調整）　ペナルティ係数（下げ調整）　低速調整力の比率（下げ調整）

■ 案②：高速調整力比率の確保制約

- $\sum_{i \in \mathbf{N_{Fast}}} r_{up}(i,t) \geq K_{up}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t)$ （上げ調整）
- $\sum_{i \in \mathbf{N_{Fast}}} r_{dn}(i,t) \geq K_{dn}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t)$ （下げ調整）

  高速調整力確保量　高速調整力比率　調整力必要量

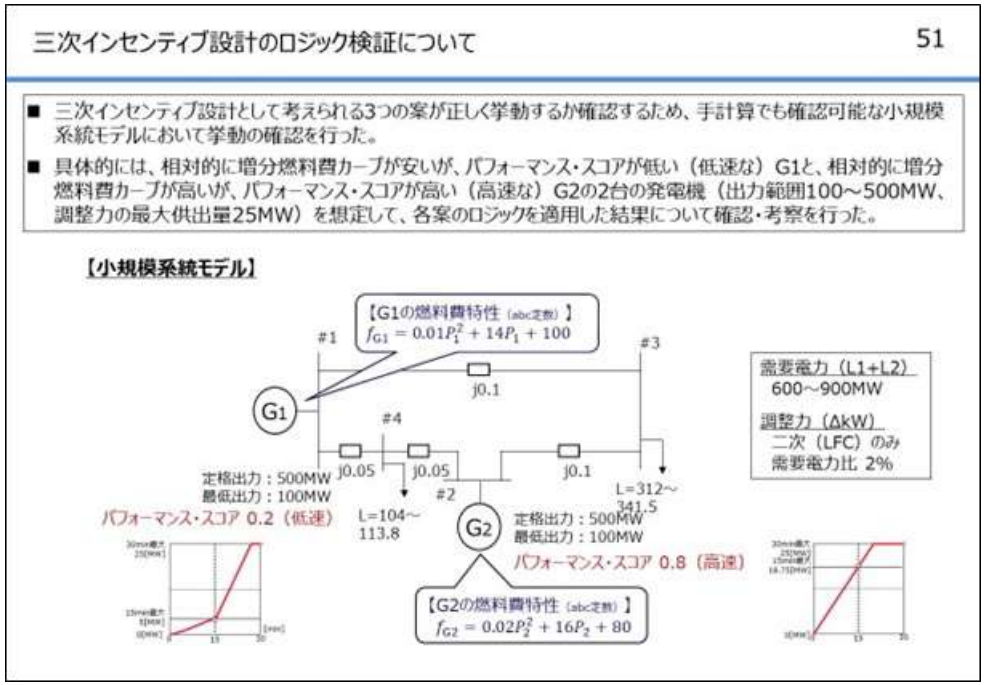
■ 案③：調整力全体のパフォーマンス確保制約

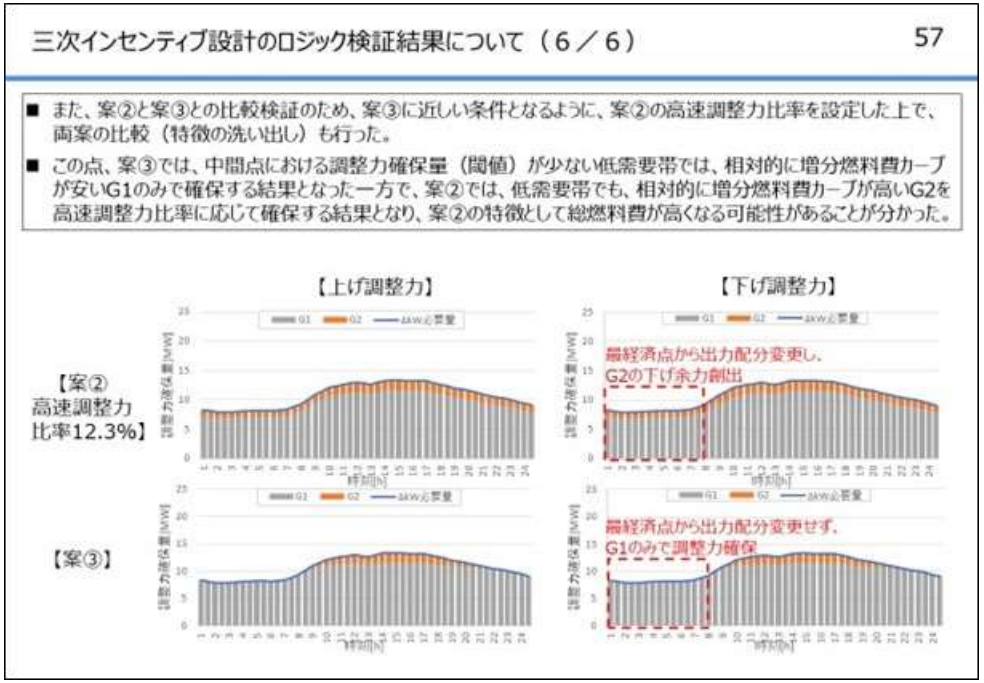
- $\sum_i r_{Mup}(i,t) \geq K_{up}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t), \quad r_{Mup}(i,t) \leq RR_M(i)$ （中間点の上げ調整）
- $\sum_i r_{Mdn}(i,t) \geq K_{dn}^{Req}(t) \cdot R_{up}^{Req}(t), \quad r_{Mdn}(i,t) \leq RR_M(i)$ （中間点の下げ調整）

  中間点における調整力応答可能量　中間点の必要量比率　調整力必要量　中間点までの最大供出量

三次インセンティブ案の設計について（３／４）

- ■ 前述の3つの案が正しく挙動するか確認するため、小規模系統モデルにおいて挙動の確認を行った。
- ■ 具体的には、相対的に増分燃料費カーブが安いが、パフォーマンス・スコアが低い（低速な） G1と、相対的に増分燃料費カーブが高いが、パフォーマンス・スコアが高い（高速な） G2の2台の発電機を想定して、各案のロジックを適用した結果について確認・考察を行った。結果の概要は下記の通り。
  - ➢ 案①においては、ペナルティ係数次第でいずれかの発電機に偏った確保となっており、係数の決定方法が課題となる。
  - ➢ 案②においては、設定した比率通りに各発電機で調整力を確保する結果となった。
  - ➢ 案③においては、中間点での不足分を、高速・高コスト電源で充足する結果となった。また、案②の高速/低速比率を案③と等しい条件になるように設定した上で、両案の比較を行ったところ、案②においては低需要帯でも高コストな電源で調整力を調達することとなり、総燃料費が高くなることが分かった。





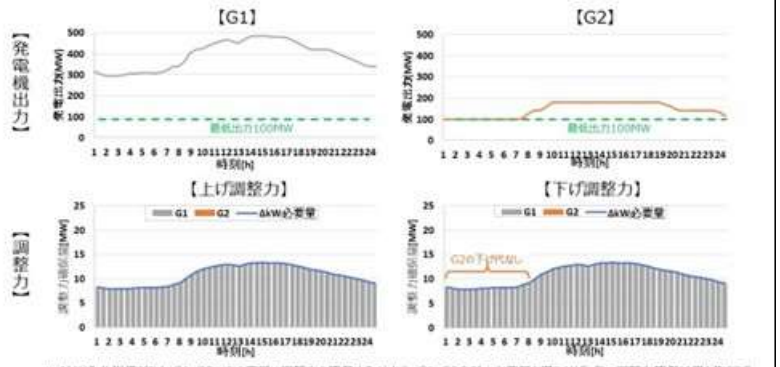
出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

（参考）各案の検証結果詳細

三次インセンティブ設計のロジック検証結果について（1／6）

52

- まずは、三次インセンティブ設計「なし」ケース（比較元）の結果について、確認を行った。
- 発電機出力については、相対的に増分燃料費カーブが安いG1により多く出力される結果となっており、低需要帯において、G2は最低出力（＝下げ代なし）となっている。
- また、調整力については、パフォーマンス・スコアの低いG1で、上げ・下げ調整力の全てを確保する結果となった。

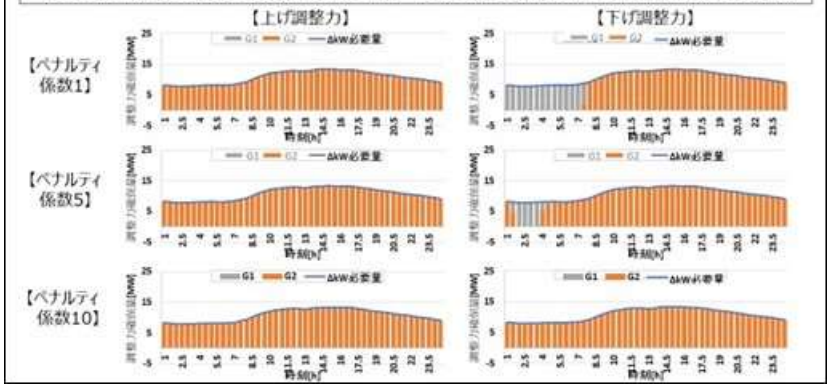


※ ΔkW入札単価がなく、G1・G2の空き容量で調整力を確保することから、G1・G2合計で必要量を満たせば、他の調整力確保結果も取りうる。

三次インセンティブ設計のロジック検証結果について（2／6）

53

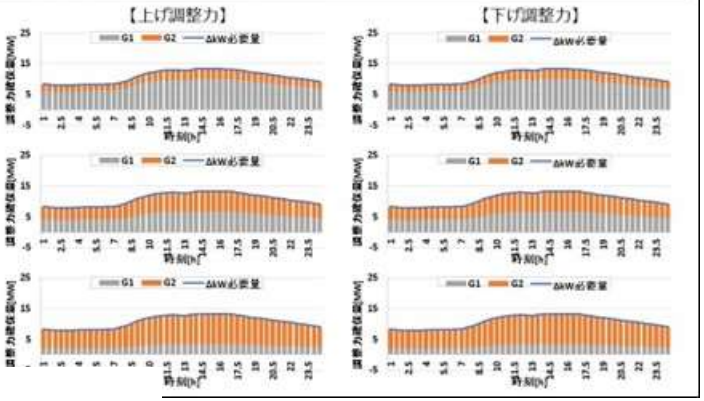
- 次に、案①ペナルティ係数のロジックを実装の上、ペナルティ係数を「1、5、10」に変化させた結果を確認したところ、ペナルティ係数の設定により、パフォーマンス・スコアの低いG1で調整力確保すると目的関数が増加するため、なるべくパフォーマンス・スコアの高いG2で調整力を確保する結果が得られた。
- 一方、低需要帯における下げ調整力について、ペナルティ係数が小さい場合はパフォーマンス・スコアの低いG1で確保しているが、ペナルティ係数が大きくなるにつれて、パフォーマンス・スコアの高いG2の確保量が増加する結果となった。



三次インセンティブ設計のロジック検証結果について（4／6）

55

- 続いて、案②確保制約（グループ比率）のロジックを実装の上、高速調整力比率（パフォーマンス・スコアが基準を上回る調整力の必要量に対する比率）を「25%、50%、75%」に変化させた結果を確認した。
- その結果、パフォーマンス・スコアが基準（0.5）を上回るG2が、設定した高速調整力比率に応じて確保されており、三次インセンティブ設計が正しく動作していることが確認できた。

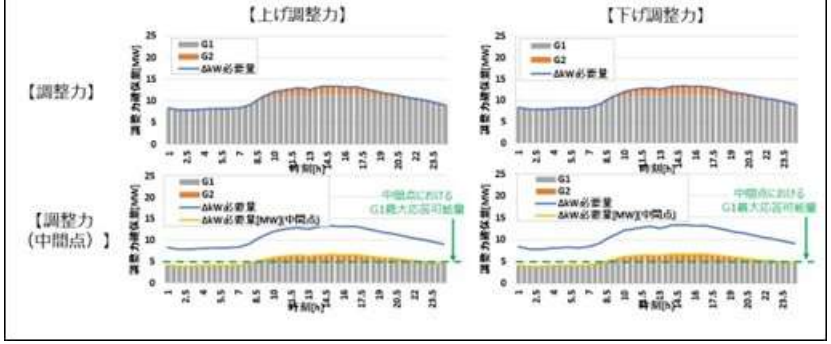


三次インセンティブ設計のロジック検証結果について（5／6）

56

- 最後に、案③確保制約（全体パフォーマンス）ロジックを実装の上、中間点における調整力確保量（閾値）を「調整力必要量（需要比2%）の半分※（需要比1%）」に設定した結果を確認した。
- その結果、中間点におけるG1の調整力応答可能量は5MW（最大供出量25MW×0.2）になることから、中間点における調整力確保量（閾値）が多い高需要帯において、G1のみでは確保できないため、不足分をG2で確保する結果となっており、三次インセンティブ設計が正しく動作していることが確認できた。

※ 中間点（応動時間の半分）において、全体で調整力必要量（全応動時間で到達すべき出力量）の半分に達していることを性能担保としたもの。



出所）第14回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年3月24日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/014_04_00.pdf

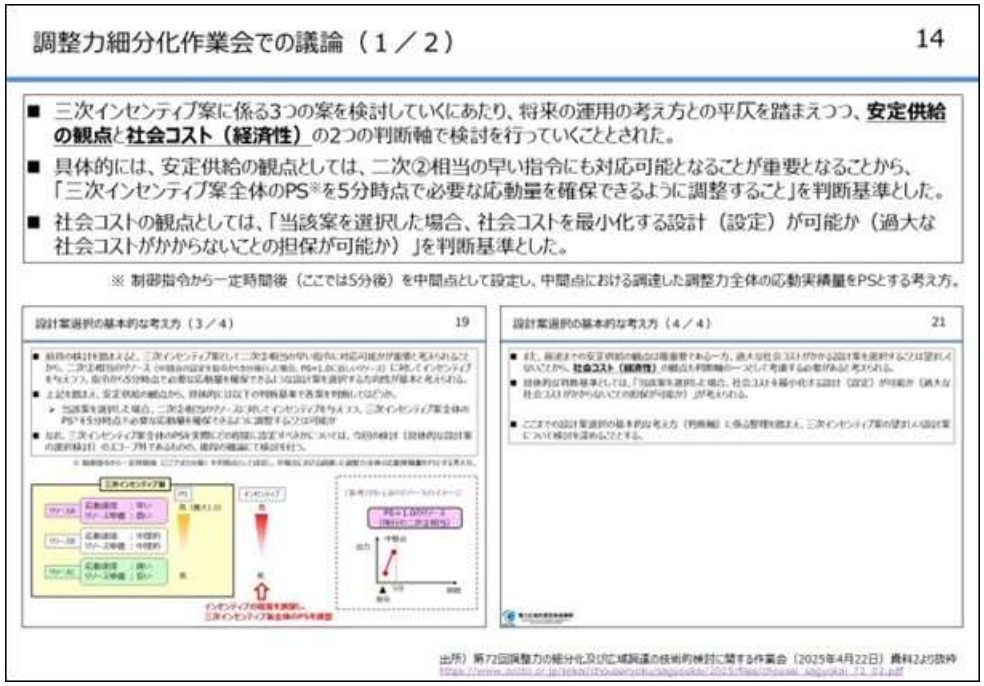
三次インセンティブ案の設計について（４／４）

- 以上の検証結果より、三次インセンティブ設計として考えられる案①～③について、正しく動作する（ロジックとしては構築できた）ことが確認でき、各案の概要・導入時の論点・特徴等をまとめると下表のとおりとなる。
- このうち、最終的にどの案とするのかについては、下記の検証結果も踏まえながら、調整力細分化作業会（調整力の定義見直し検討）において、将来の運用の考え方とも平仄が取れるよう深掘り検討していくこととした。

三次インセンティブ設計案	概要	導入時の論点	特徴
案① ペナルティ係数	低速調整力を確保するコスト（高速調整力を確保しない損失）を、目的関数に追加	どのように、低速調整力を確保するコスト単価（ペナルティ係数）を設定するか	・低速調整力に対してペナルティ単価を与えることで、高速調整力の確保量を増加できる ・全てを金銭価値として評価可能だが、ペナルティ係数次第で、全く確保しない（0%）あるいは全て確保する（100%）結果となりやすく、どのように単価を決定するかが課題となる
案② 確保制約（グループ比率）	高速調整力の確保量が一定以上となる制約条件を追加	どのように、高速調整力の確保量（閾値）を設定するか	・高速調整力比率の設定により、高速調整力の確保が確実にできる ・安価で低速な電源のみで十分な調整力を確保可能な場合でも、高価で高速な電源を確保することで、総燃料費が高くなる可能性がある
案③ 確保制約（全体パフォーマンス）	中間点における電源全体の調整力応答可能量の合計が、一定以上となる制約条件を追加	どのように、中間点における調整力確保量（閾値）を設定するか	・中間点における応答可能量をもとに調整力を確保することで、安価で低速な電源だけでは調整力が不足する場合に、高価で高速な電源を確保できる

調整力細分化作業会におけるその後の議論

- 以上の結果を踏まえ、調整力細分化作業化において、将来の運用の考え方との平仄を踏まえつつ、安定供給の観点と社会コスト（経済性）の2つの判断軸で検討が行われた。
- 検討の結果、両軸を満足する案③が望ましいとされ、三次インセンティブ案全体のパフォーマンス・スコア（中間点の調整力比率）をどのように算定するかについては引き続き検討を行っていくものとされた。



調整力細分化作業会での議論（1／2） 14

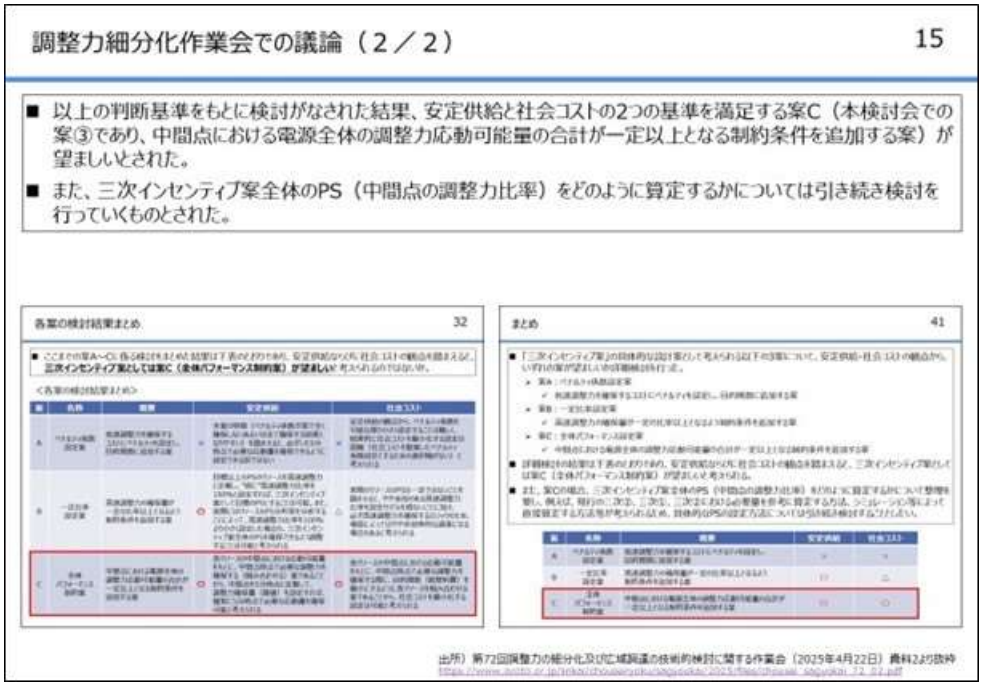
- 三次インセンティブ案に係る3つの案を検討していくにあたり、将来の運用の考え方との平仄を踏まえつつ、**安定供給の観点**と**社会コスト（経済性）**の2つの判断軸で検討を行っていくこととされた。
- 具体的には、安定供給の観点としては、二次②相当の早い指令にも対応可能となることが重要となることから、「三次インセンティブ案全体のPS※を5分時点で必要な応動量を確保できるように調整すること」を判断基準とした。
- 社会コストの観点としては、「当該案を選択した場合、社会コストを最小化する設計（設定）が可能か（過大な社会コストがかからないことの担保が可能か）」を判断基準とした。

※ 制御指令から一定時間後（ここでは5分後）を中間点として設定し、中間点における調達した調整力全体の応動実績量をPSとする考え方。

設計案選択の基本的な考え方（3／4） 19

設計案選択の基本的な考え方（4／4） 21

出所）第72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（2025年4月22日）資料2より抜粋



調整力細分化作業会での議論（2／2） 15

- 以上の判断基準をもとに検討がなされた結果、安定供給と社会コストの2つの基準を満足する案C（本検討会での案③であり、中間点における電源全体の調整力応動可能量の合計が一定以上となる制約条件を追加する案）が望ましいとされた。
- また、三次インセンティブ案全体のPS（中間点の調整力比率）をどのように算定するかについては引き続き検討を行っていくものとされた。

各案の検討結果まとめ 32

まとめ 41

出所）第72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（2025年4月22日）資料2より抜粋

出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

今後の検証について

- 「③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック」については、三次インセンティブ設計として考えられる3案が正しく動作する（ロジックとしては構築できた）ことが確認できた。**（検証Aとしては完了）**
- その後、調整力細分化作業会においても、案③で検討を進めていく一定の方向性が示された。
- 今後は、頂いた示唆や調整力細分化作業会での検討状況も踏まえて、詳細検討の中で深掘りしていくこととしたい。

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

－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

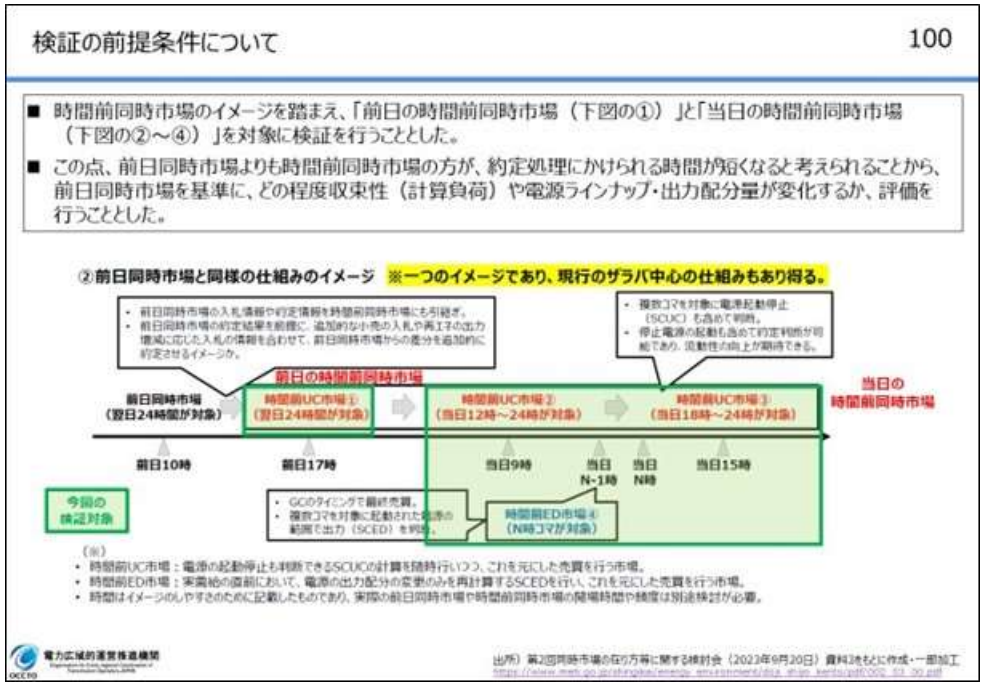
－⑨．送電ロスを考慮したSCUCロジック

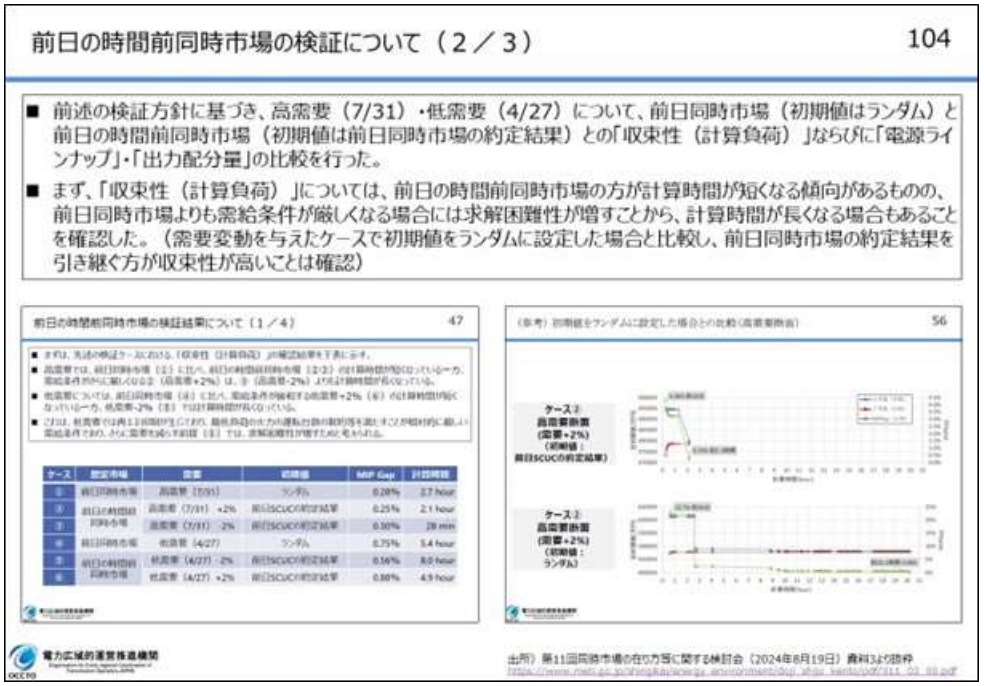
３．まとめ

前回の取りまとめにおける検討状況について（１／２）

- 「⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」については、前回の中間取りまとめにおいて、「前日の時間前同時市場」と「当日の時間前同時市場」を対象に検証を行うこととし、前日同時市場と比較して時間制約が厳しい中で、前日同時市場を基準に、どの程度収束性や電源ラインナップ・出力配分量が変化するか、評価を行った。
- まずもって、前日の時間前同時市場において、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。
- 結果として、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





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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

前回の取りまとめにおける検討状況について（２／２）

- 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ことに加え、計算対象期間も減少するため、定性的には収束性は向上すると考えられる。
- 他方で、当日の時間前同時市場においては、**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、これら建付けを整理の上、当日のいくつかの断面において、足元実績を基準に、一部電源の起動停止を固定し、収束性や電源ラインナップ・出力配分量の比較を行っていくこととしていた。
- また、上記当日の時間前同時市場の検証に加え、**収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り**、**再エネ変動等の模擬**、**ザラバとの対比に関する評価**を行い、検証を進めていくこととしていた。

当日の時間前同時市場の検証について　106

- 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。

【当日の時間前同時市場のイメージ】

※ 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。

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める

今後の検証について　107

- **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。

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

時間前同時市場における検証の全体像について

■ 時間前同時市場における検証の全体像を整理すると下表のとおりとなる。

■ 前回中間取りまとめで報告済みの「前日の時間前同時市場」における「需要変動を模擬した検証」を除き、今回、各項目についての検討結果を取りまとめる。

検証対象	特徴	検証・検討項目	
前日の時間前同時市場	・前日同時市場の約定結果の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）	・需要変動を模擬した検証 【前回中間取りまとめで整理済】 ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・ザラバとの対比に関する評価 **【今回中間取りまとめで整理】** ・収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り **【今回中間取りまとめで整理】**
当日の時間前同時市場	・足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用） ・時間の経過に応じた計算対象期間の減少 ・発電機起動特性による起動停止対象電源の減少	・需要変動を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】** ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ **【今回中間取りまとめで整理】**

（再掲）時間前同時市場における検証の全体像について

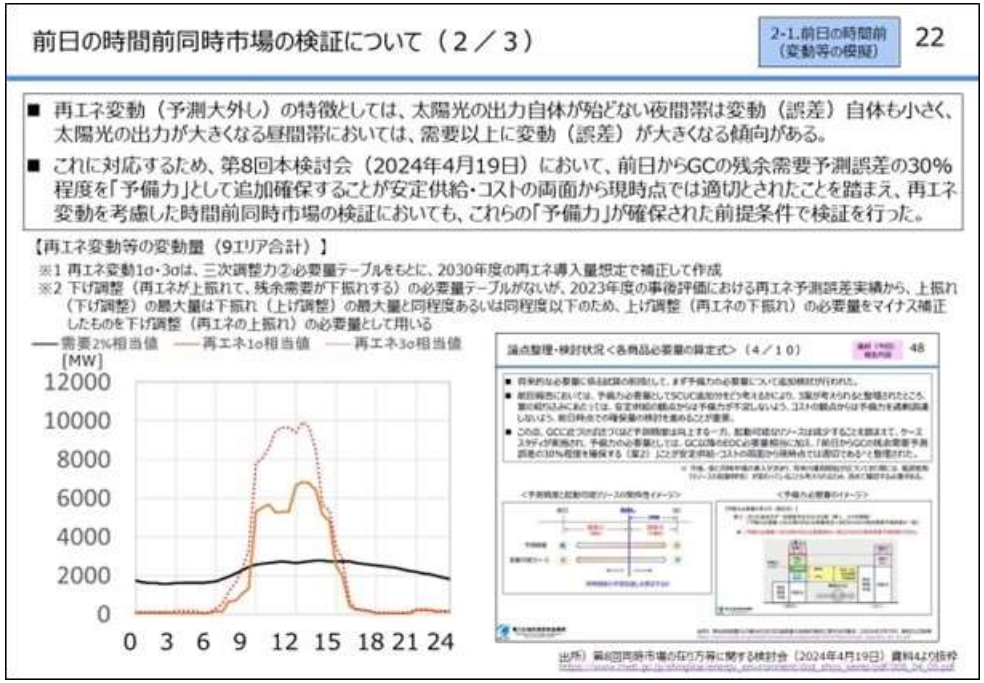
■ 時間前同時市場における検証の全体像を整理すると下表のとおりとなる。

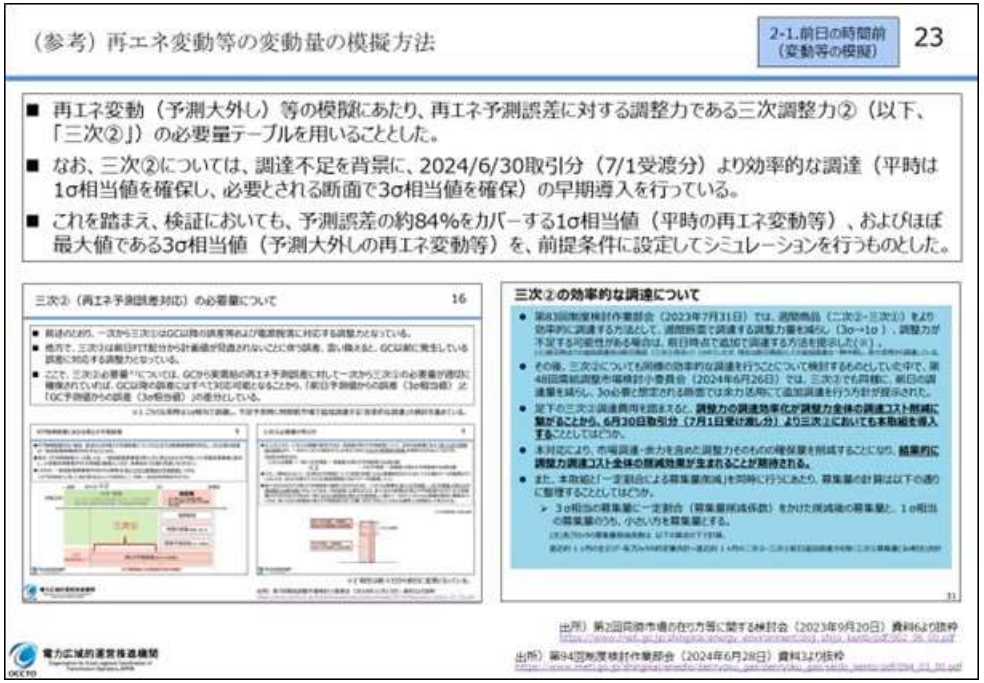
■ 前回中間取りまとめで報告済みの「前日の時間前同時市場」における「需要変動を模擬した検証」を除き、今回、各項目についての検討結果を取りまとめる。

検証対象	特徴	検証・検討項目	
前日の時間前同時市場	・前日同時市場の約定結果の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）	・需要変動を模擬した検証 【前回中間取りまとめで整理済】 ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・ザラバとの対比に関する評価 **【今回中間取りまとめで整理】** ・収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り **【今回中間取りまとめで整理】**
当日の時間前同時市場	・足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用） ・時間の経過に応じた計算対象期間の減少 ・発電機起動特性による起動停止対象電源の減少	・需要変動を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】** ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ **【今回中間取りまとめで整理】**

前日時間前同時市場（再エネ変動模擬）（１／４）

- 前日の時間前同時市場において、前回の需要変動と同様に、再エネ変動（予測大外し）等を模擬する。
- 再エネ変動の特徴としては、太陽光の出力自体がほとんどない夜間帯は変動自体も小さく、太陽光の出力が大きくなる昼間帯においては、需要以上に変動が大きくなる傾向がある。（左下図）
- これに対応するため、前日からGCの残余需要予測誤差の30%程度を「予備力」として追加確保することが適切とされたことを踏まえ、今回の検証においてもこれら「予備力」が確保された前提で検証を行った。
- また、再エネの変動を模擬する際には、足元の三次②の調達における考え方を参考に、平常時の1σ相当、最大値である3σ相当値の変化を前提に、シミュレーションを行った。

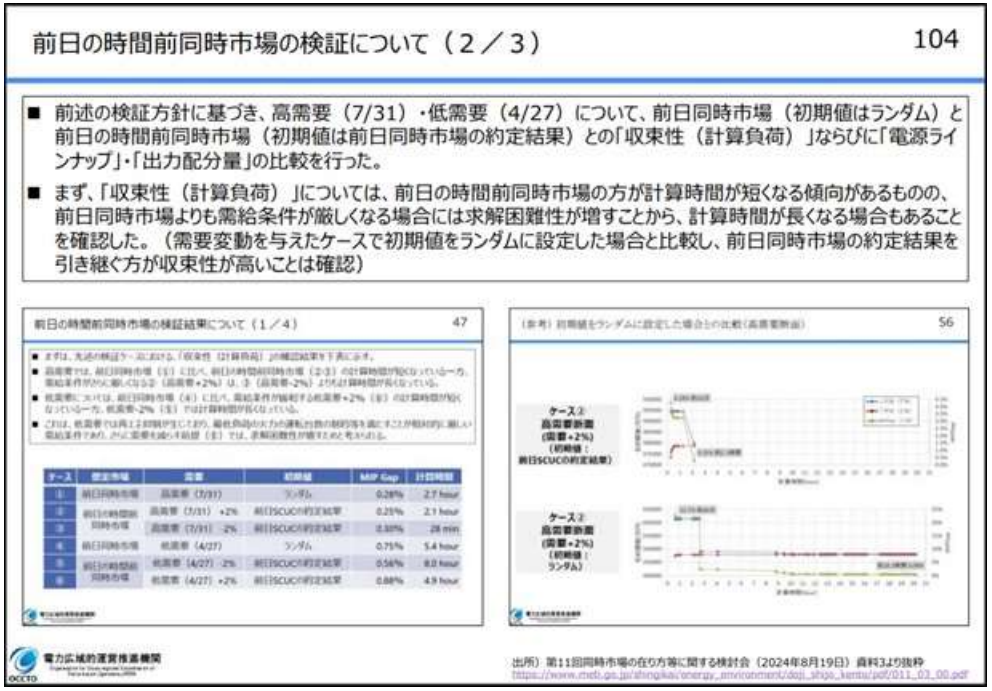




出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）需要変動を模擬した前日の時間前同時市場の検証について

■ 前日の時間前同時市場の検証において、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。



前日の時間前同時市場の検証について（2／3）　104

■ 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

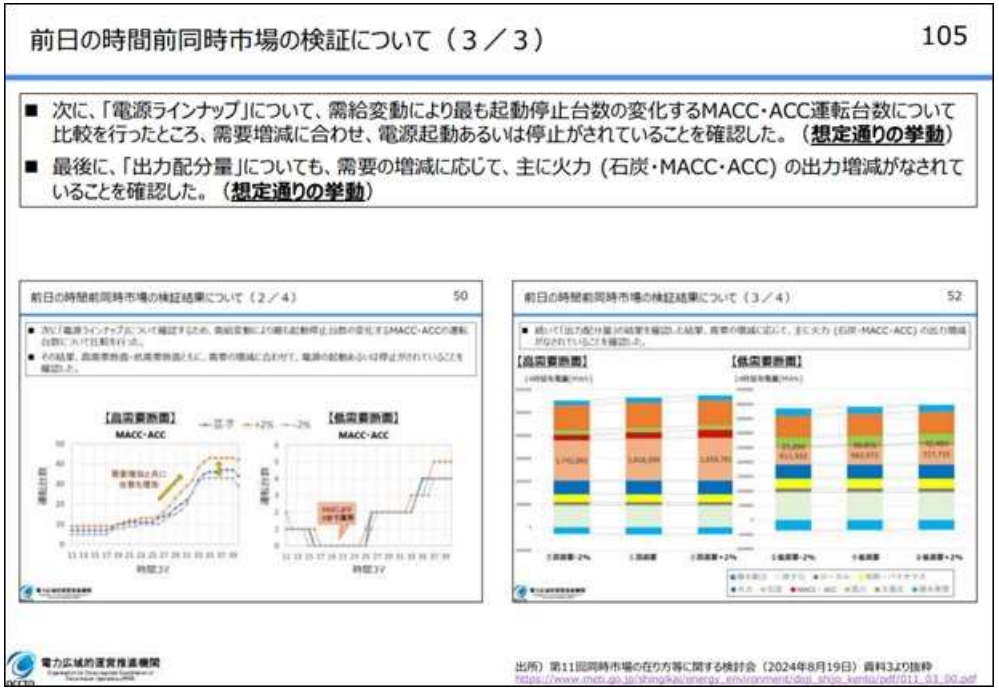
ケース	想定市場	需要	初期値	MIP Gap	計算時間
①	前日同時市場	高需要（7/31）	ランダム	0.28%	2.7 hour
②	前日の時間前同時市場	高需要（7/31）+2%	前日SCUCの約定結果	0.25%	2.1 hour
③		高需要（7/31）-2%	前日SCUCの約定結果	0.10%	28 min
④	前日同時市場	低需要（4/27）	ランダム	0.75%	5.4 hour
⑤	前日の時間前同時市場	低需要（4/27）-2%	前日SCUCの約定結果	0.56%	8.0 hour
⑥		低需要（4/27）+2%	前日SCUCの約定結果	0.88%	4.9 hour

（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

ケース② 高需要断面（需要+2%）（初期値：前日SCUCの約定結果）

ケース② 高需要断面（需要+2%）（初期値：ランダム）

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）　105

■ 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**）

前日の時間前同時市場の検証結果について（2／4）　50

【高需要断面】 MACC・ACC　【低需要断面】 MACC・ACC

前日の時間前同時市場の検証結果について（3／4）　52

【高需要断面】　【低需要断面】

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

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4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_04_00.pdf

前日時間前同時市場（再エネ変動模擬）（２／４）

■ 前述の再エネ変動（予測大外し）等を模擬する際の前提条件を踏まえ、下表の検証ケースに対して、「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。

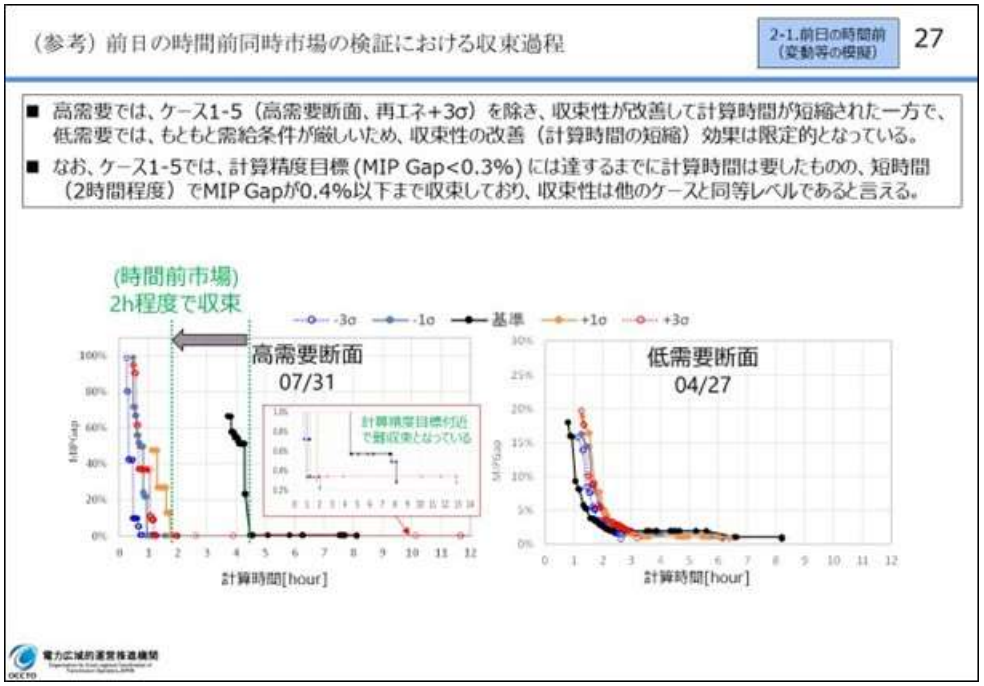
ケース	前日/時間前	需給断面	初期値	予備力	調整力
1-1	前日	高需要(7/31), 基準	ランダム	需要×7%+3σテーブルの最大値×30%	需要×2%
1-2	時間前	高需要(7/31), 再エネ-3σ	前日約定結果	需要×7%	需要×2%
1-3	〃	高需要(7/31), 再エネ-1σ	〃	〃	〃
1-4	〃	高需要(7/31),再エネ+1σ	〃	〃	〃
1-5	〃	高需要(7/31),再エネ+3σ	〃	〃	〃
2-1	前日	低需要(4/27), 基準	ランダム	需要×7%+3σテーブルの最大値×30%	需要×2%
2-2	時間前	低需要(4/27), 再エネ-3σ	前日約定結果	需要×7%	需要×2%
2-3	〃	低需要(4/27), 再エネ-1σ	〃	〃	〃
2-4	〃	低需要(4/27), 再エネ+1σ	〃	〃	〃
2-5	〃	低需要(4/27), 再エネ+3σ	〃	〃	〃

※1 -1σ・-3σは再エネの下振れ（上げ調整）、+1σ・+3σは再エネの上振れ（下げ調整）
※2 初期値を引き継ぐ効果を確認するため、1-2～1-5、2-2～2-5は、初期値をランダムとしたケースも確認

前日時間前同時市場（再エネ変動模擬）（３／４）

- 前述の検証ケースにおける「収束性（計算負荷）」に関する確認結果は下表の通り。
- 高需要、低需要ともに、前日同時市場の約定結果を引き継ぐことで、前日同時市場（1-1,2-1）に比べ、前日の時間前同時市場の大宗のケース（1-5以外）の計算時間が短くなっていることが確認できた。
- なお、ケース1-5では、計算精度目標（MIP GAP<0.3%）に達するまでに計算時間を要したものの、短時間でMIP Gapが0.4%以下まで収束しており、収束性（過程）は他ケースと同等レベルであることを確認している。
- 他方で、低需要ではもともと需給条件が厳しいため、収束性の改善（計算時間の短縮）効果は限定的である等、収束性を高める工夫については、引き続き、取り組む必要があると考えられる。

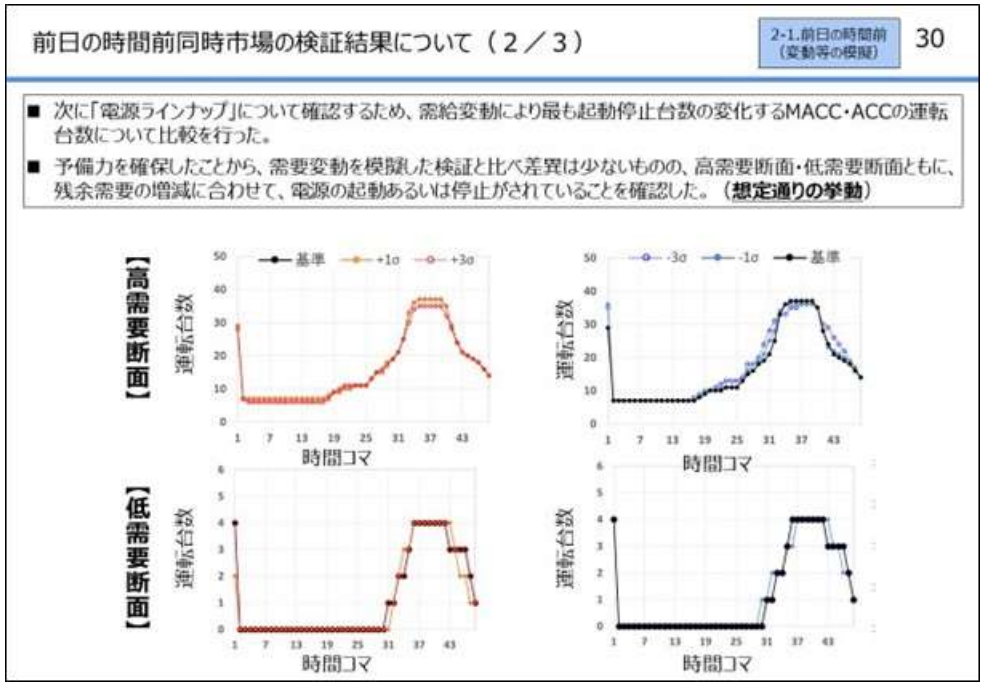
ケース	前日/時間前	需給断面	初期値	MIP Gap	計算時間
1-1	前日	高需要(7/31), 基準	ランダム	0.23%	8.1 時間
1-2	時間前	高需要(7/31), -3σ	前日約定結果	0.24%	1.8 時間
1-3	〃	高需要(7/31), -1σ	〃	0.22%	2.0 時間
1-4	〃	高需要(7/31),+1σ	〃	0.30%	1.8 時間
1-5	〃	高需要(7/31),+3σ	〃	0.28%	12.9 時間
2-1	前日	低需要(4/27), 基準	ランダム	0.82%	8.2 時間
2-2	時間前	低需要(4/27), -3σ	前日約定結果	0.80%	2.6 時間
2-3	〃	低需要(4/27), -1σ	〃	0.84%	6.1 時間
2-4	〃	低需要(4/27), +1σ	〃	0.83%	6.4 時間
2-5	〃	低需要(4/27), +3σ	〃	0.89%	3.2 時間

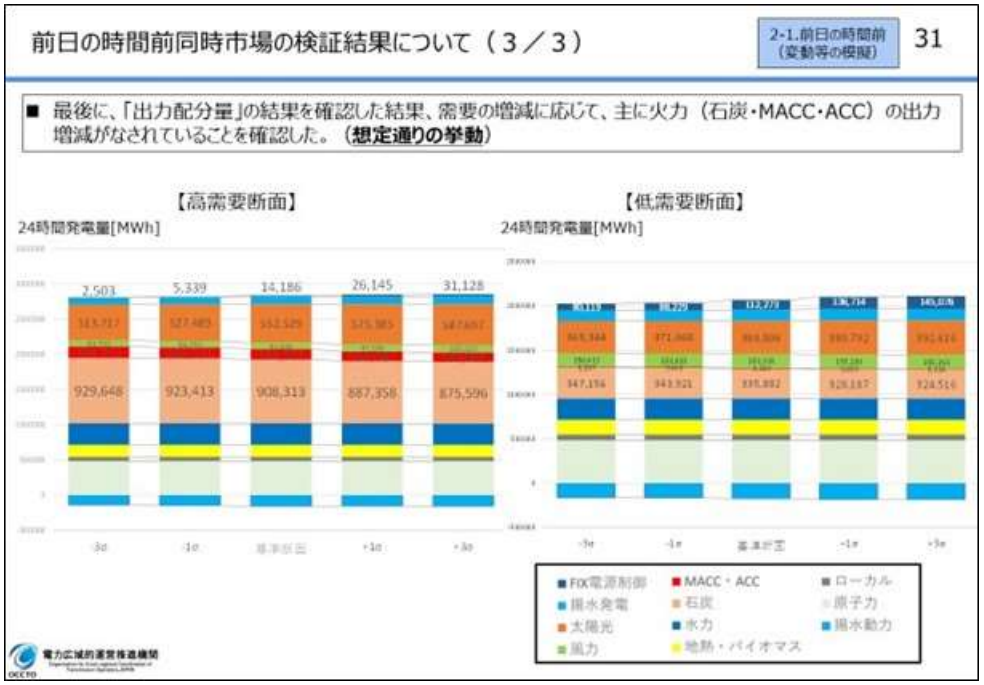


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

前日時間前同時市場（再エネ変動模擬）（４／４）

- 次に、「電源ラインナップ」について、予備力を確保したことから、需要変動を模擬した検証と比べ差異は少ないものの、高需要断面・低需要断面ともに、残余需要の増減に合わせて、電源の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、再エネの増減に応じて、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**）
- 以上により、再エネ変動を模擬した時の、前日の時間前同時市場の動作について確認することができた。



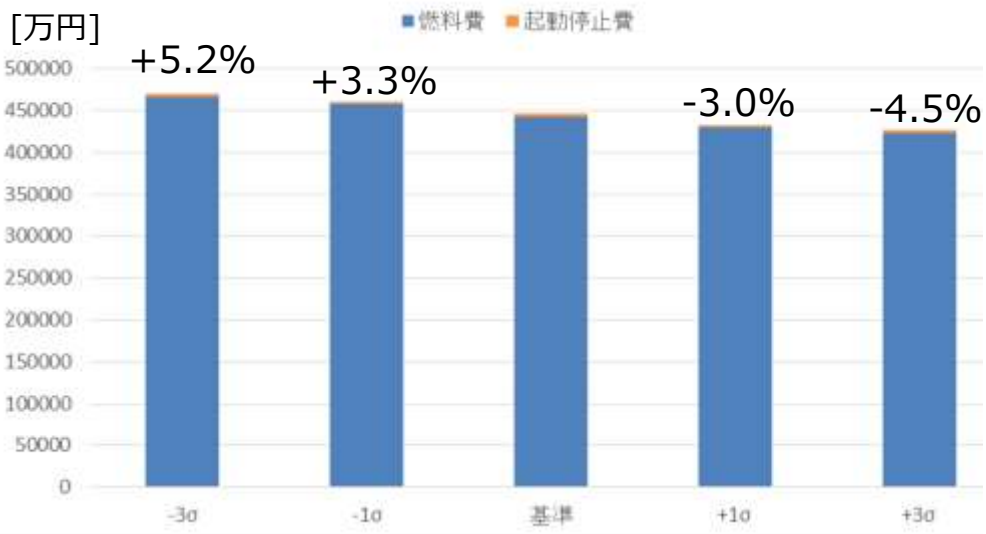


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

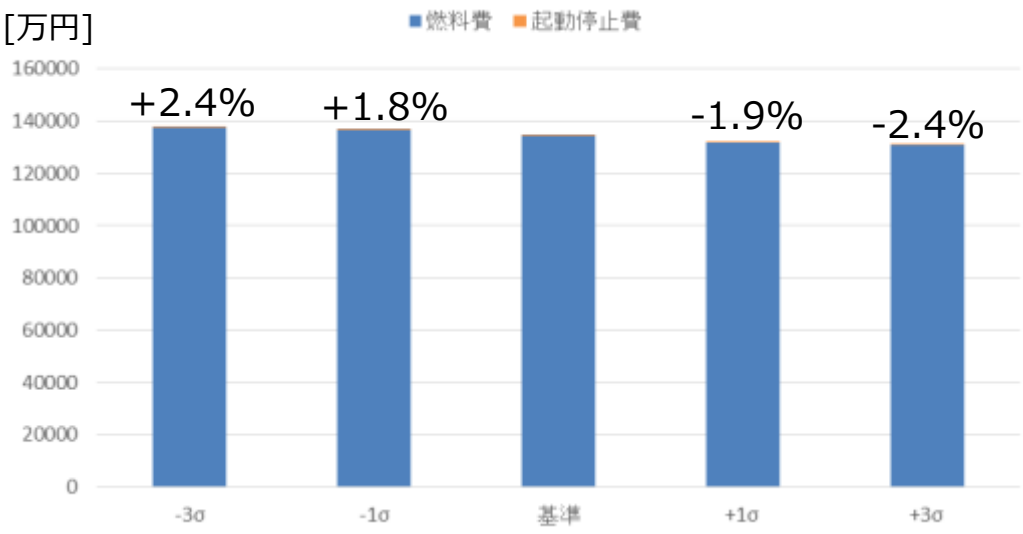
（参考）需給運用コストへの影響確認

■ 需給運用コストへの影響についても確認した結果、需要増減に応じて、正しく燃料費が増減していることを確認。

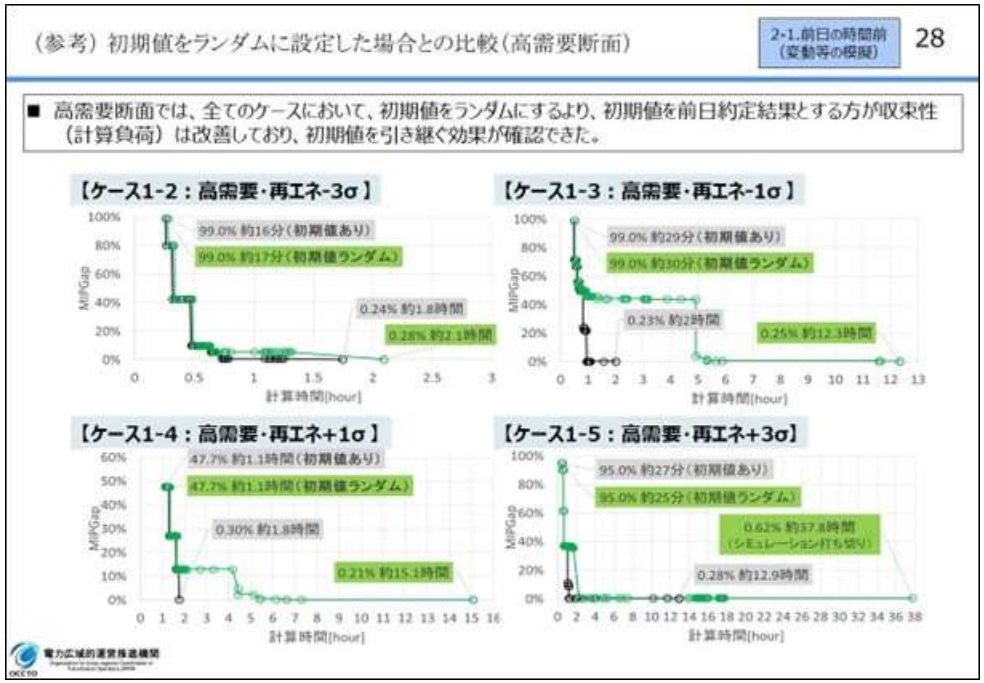
【高需要断面】

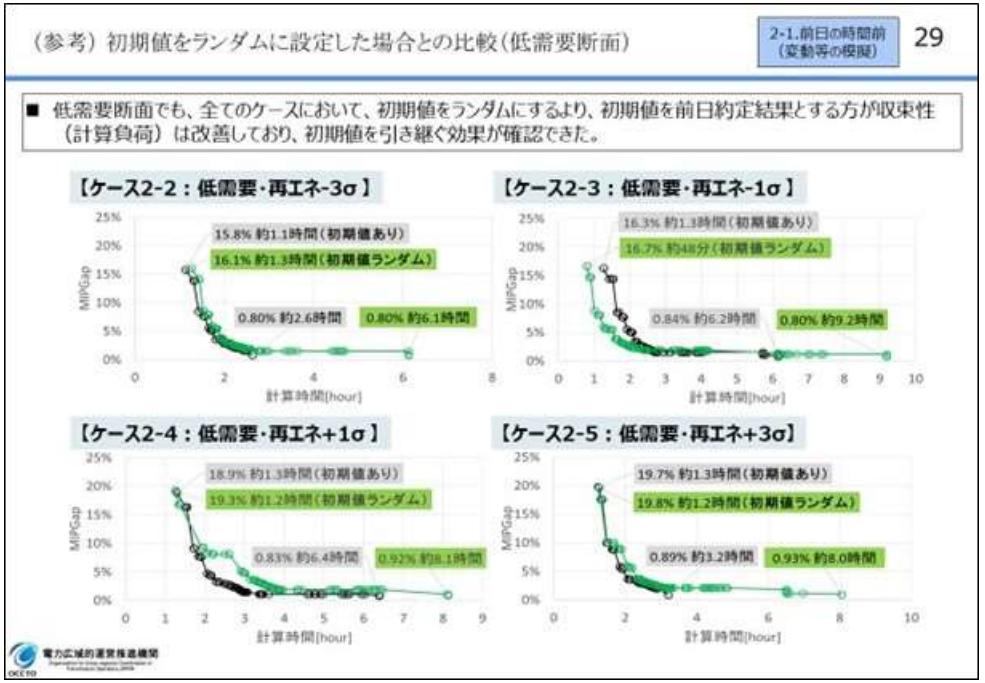


【低需要断面】



（参考）初期値をランダムに設定した場合との比較





（再掲）時間前同時市場における検証の全体像について

■ 時間前同時市場における検証の全体像を整理すると下表のとおりとなる。

■ 前回中間取りまとめで報告済みの「前日の時間前同時市場」における「需要変動を模擬した検証」を除き、今回、各項目についての検討結果を取りまとめる。

検証対象	特徴	検証・検討項目	
前日の時間前同時市場	・前日同時市場の約定結果の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）	・需要変動を模擬した検証 【前回中間取りまとめで整理済】 ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・ザラバとの対比に関する評価 **【今回中間取りまとめで整理】** ・収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り **【今回中間取りまとめで整理】**
当日の時間前同時市場	・足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用） ・時間の経過に応じた計算対象期間の減少 ・発電機起動特性による起動停止対象電源の減少	・需要変動を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】** ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ **【今回中間取りまとめで整理】**

週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ（１／５）

- 当日の時間前同時市場の検証については、どのように足元実績を設定するか（引き継ぐか）が重要となることから、週間・前日・当日のSCUCの目的や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。
- 上記を踏まえ、まずは、SCUCロジックの計算上必要な情報として、電源起動・出力配分（変数）の組合せを解探索するにあたっての出発点である「初期値」、および制約条件範囲を定める「パラメータ」を設定する必要がある。
- 「初期値」はSCUCロジック計算の結果、元の値から変わりうる変数であり、「パラーメータ」はSCUCロジック計算の結果としては、元の値から変わらない定数となる（具体的項目はそれぞれ右下表のとおり）。

SCUCロジックに必要な情報（初期値とパラメータ）について（１／２）

2-2.当日の時間前（データ引継ぎ） 36

- まずは、SCUCロジックの計算上必要な情報を整理する。
- SCUCロジックは、需給バランス・送電容量・リソース能力・ΔkW確保等の制約条件を満たしたうえで、起動費等を含めた総燃料コストである目的関数を最小化するように、電源起動・出力配分（変数）を決定する。
- 上記の計算を回すにあたっては、電源起動・出力配分（変数）の組合せを解探索するにあたっての出発点である「初期値」、および制約条件の範囲を定める「パラメータ」を設定する必要がある。

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）参考資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/jisshi_jukyu_kento/pdf/004_004_00.pdf

SCUCロジックに必要な情報（初期値とパラメータ）について（２／２）

2-2.当日の時間前（データ引継ぎ） 37

- 「初期値」としては、起動停止状態、発電機出力（kW）、水位（蓄電）量（kWh）など、最適化問題の探索（組合せ）対象となるものが挙げられ、これらはSCUCロジック計算の結果、元の値から変わりうる（変数）。
- 「パラメータ」としては、Three-Part情報（起動費・無負荷コスト・増分費用カーブ）、起動停止指定（セルフ）、発電機出力（kW）・水位（蓄電）量（kWh）の上下限、水位（蓄電）量（kWh）の初期コマ・最終コマの上下限などの電源運用制約に関するもの（発電機データ）や、需要、再エネ出力などの系統運用に関するもの（系統データ）が挙げられ、これらはSCUCロジック計算の結果としては、元の値から変わらない（定数）。

	初期値	パラメータ
概要	解探索の出発点	制約条件の範囲を定めるもの
項目例	最適化問題の決定変数： 起動停止状態 発電機出力（kW） 水位（蓄電）量（kWh）など	電源運用制約に関するもの（発電機データ）： Three-Part情報（起動費、無負荷コスト、増分費用カーブ）、起動停止指定（セルフ）、発電機出力（kW）・水位（蓄電）量（kWh）の上下限、水位（蓄電）量（kWh）の初期・最終コマの上下限、出力変化速度、運転・停止継続時間、起動回数の上限など 系統運用制約に関するもの（系統データ）： 需要、再エネ出力、予備力・調整力必要量、送電線の運用容量など
値の可変性	SCUCロジック計算の結果、元の値から変わりうる（変数）	SCUCロジック計算の結果としては、元の値から変わらない（定数）

出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）電中研SCUCツールの主な制約条件

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

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

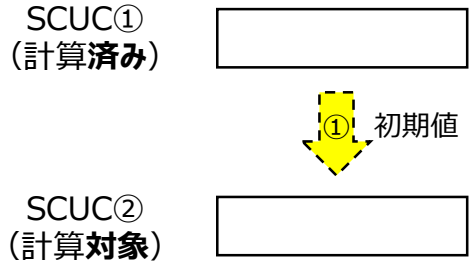
週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ（２／５）

- 次に、週間・前日・当日と様々な計算（対象）期間のSCUCロジック間の入札情報（初期値・パラメータ）・約定情報（SCUC結果）の連続性を確保することも重要であり、連続性の観点としては、「①同じ計算期間の連続性」、および「②前後の計算期間の連続性」の大きく2つが考えられる。
- この点、「初期値」については、収束性の向上のために観点①を、「パラメータ」については、定数であることから観点①②ともに考える必要があるため、SCUCロジックにおけるデータ引継ぎの類型としては、「①同じ計算期間のSCUCから初期値を引き継ぐ」、「②同じ計算期間のSCUCからパラメータを引き継ぐ」、「③前後の計算期間のSCUCからパラメータを引き継ぐ」といった3つの形が考えられる。
- 上記3類型を念頭に、これまでの運用も参考としながら、同時市場におけるデータ引継ぎ方法について検討する。

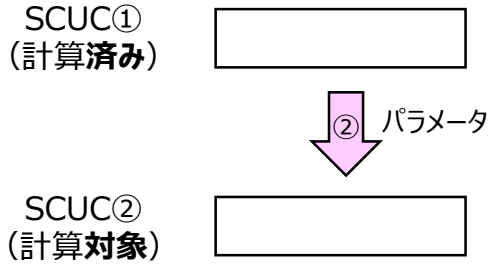
初期値	運転パラメータ
最適化問題の決定変数： 起動停止状態 発電機出力（kW） 水位（蓄電）量（kWh）など	電源運用制約に関するもの（発電機データ）： Three-Part情報（起動費、無負荷コスト、増分費用カーブ）、起動停止指定（セルフ）、発電機出力（kW）・水位（蓄電）量（kWh）の上下限、水位（蓄電）量（kWh）の初期・最終コマの上下限、出力変化速度、運転・停止継続時間、起動回数の上限など 系統運用制約に関するもの（系統データ）： 需要、再エネ出力、予備力・調整力必要量、送電線の運用容量など

□：計算対象（計画策定）期間

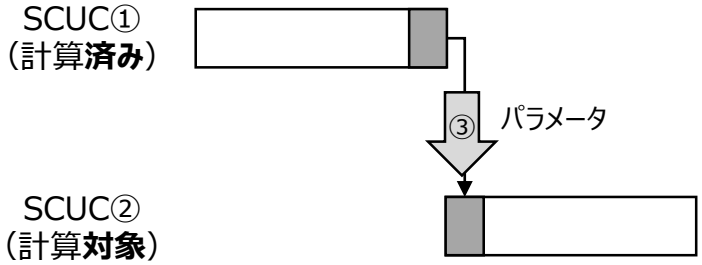
【①同じ計算期間のSCUCから初期値の引き継ぎ】



【②同じ計算期間のSCUCからパラメータの引き継ぎ】



【③前後の計算期間のSCUCからパラメータの引き継ぎ】



（参考）SCUCロジックのデータ引継ぎ類型

SCUCロジック間の入札情報・約定情報の連続性の確保について

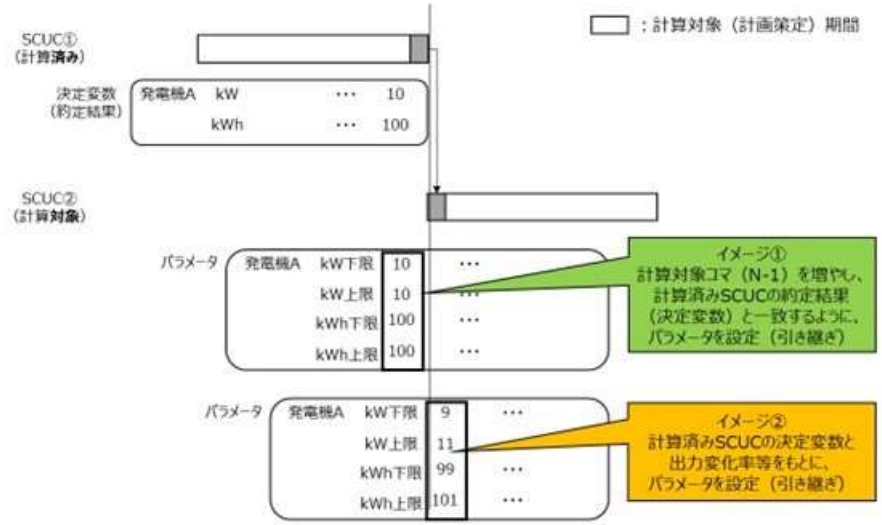
2-2.当日の時間前（データ引継ぎ）　39

- また、週間・前日・当日と様々な計算（対象）期間のSCUCロジック間の入札情報（初期値・パラメータ）・約定情報（SCUC結果）の連続性を確保することも重要であり、連続性の観点としては、「①同じ計算期間の連続性」、および「②前後の計算期間の連続性」の大きく2つが考えられる。
- この点、「初期値」については、変数（SCUCロジック計算の結果、元の値から変わりうる）のため、観点①②ともに不要とも考えられるが、これまでの時間前同時市場での検証において、直近のSCUCロジック計算の結果を、初期値として引き継いだ方が収束性が向上しやすい傾向があったことから、観点①については「直近に計算済みで同じ計算期間のSCUCの変数を、初期値として引き継ぐこと（類型①）」が考えられるか。
- 次に「パラメータ」については、定数（SCUCロジック計算の結果、元の値から変わらない）であることから、観点①②ともに重要となるため、観点①については「同じ計算期間のSCUCと同じパラメータ※1を引き継ぐこと（類型②）」が考えられる。また、観点②については「計算済みで前後の計算期間のSCUCの決定変数※2・パラメータから、計算対象のSCUCのパラメータを設定（引き継ぐ）こと（類型③）」が考えられる。（類型③イメージは次頁参照）

※1 ただし、計算済みSCUC以降の状況変化なども加味する。
※2 例えば、当日の0～24時を計算するにあたり、決定済の前日最終コマの電源起動・出力配分を引継ぐイメージ。

（参考）類型③「前後の計算期間のパラメータを設定する（引き継ぐ）イメージ」

2-2.当日の時間前（データ引継ぎ）　40



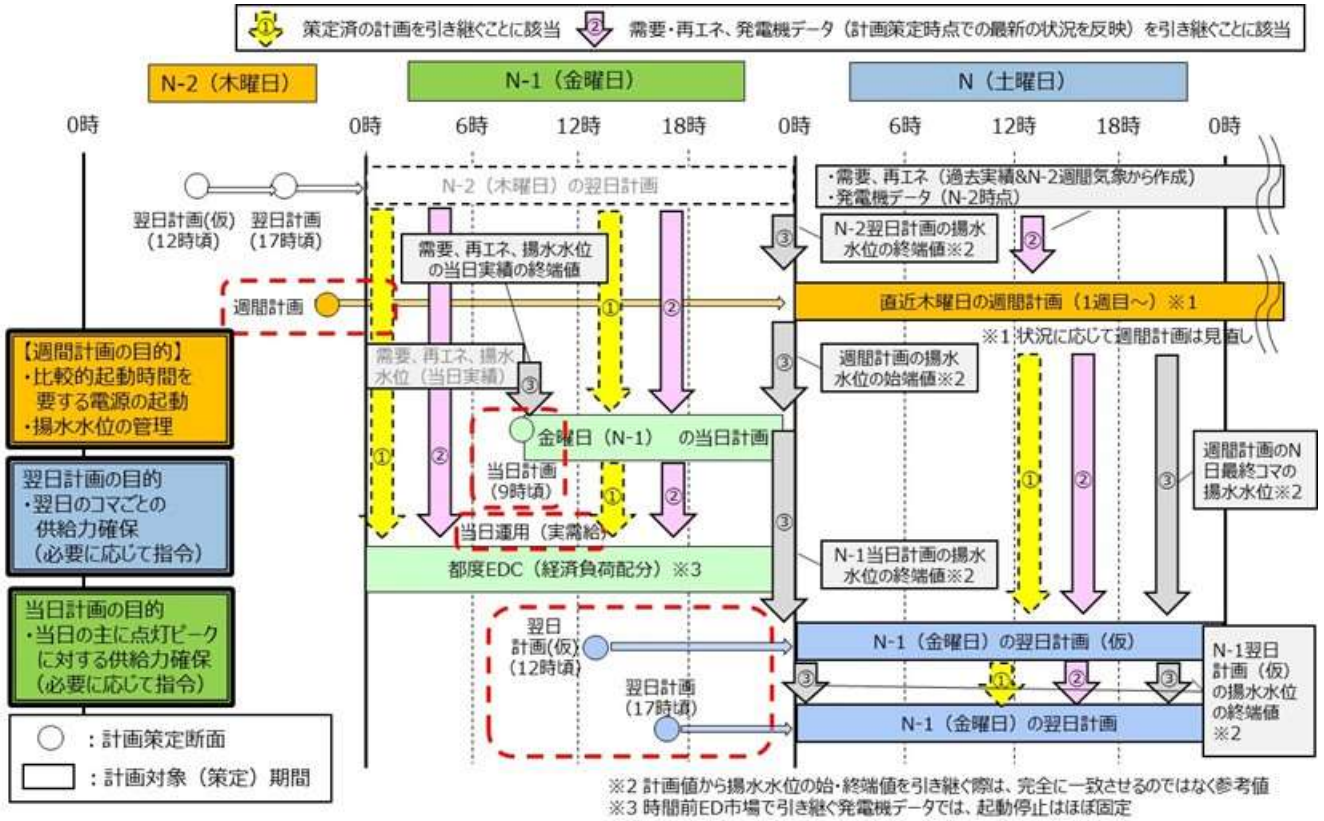
出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ（３／５）

■ 次に、同時市場におけるSCUCロジックのデータ引継ぎ方法について検討するため、これまでの中給における週間・前日・ 当日断面の運用方法（考え方）について確認を行ったところ、下記のとおりであった。

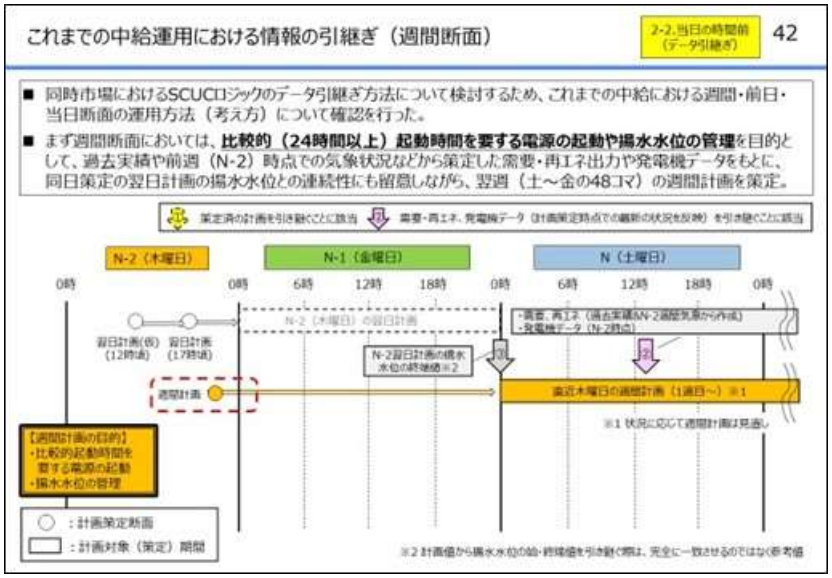
- 週間断面：**比較的（24時間以上）起動時間を要する電源の起動や揚水水位の管理**を目的とし、前週時点（N-2）での需要等データ※や同日策定の翌日計画との揚水水位の連続性も考慮し、翌週（土～金の48コマ）の計画を策定
- 前日断面：**翌日のコマ毎の供給力確保**を目的とし、週間計画をベースに最新の需要等データ※ や当日・週間計画との揚水水位の連続性も考慮し策定
- 当日断面：**主に点灯ピークに対する供給力確保**を目的とし、前日策定計画をベースに需要等データ※や当日実績との揚水水位の連続性も考慮し策定

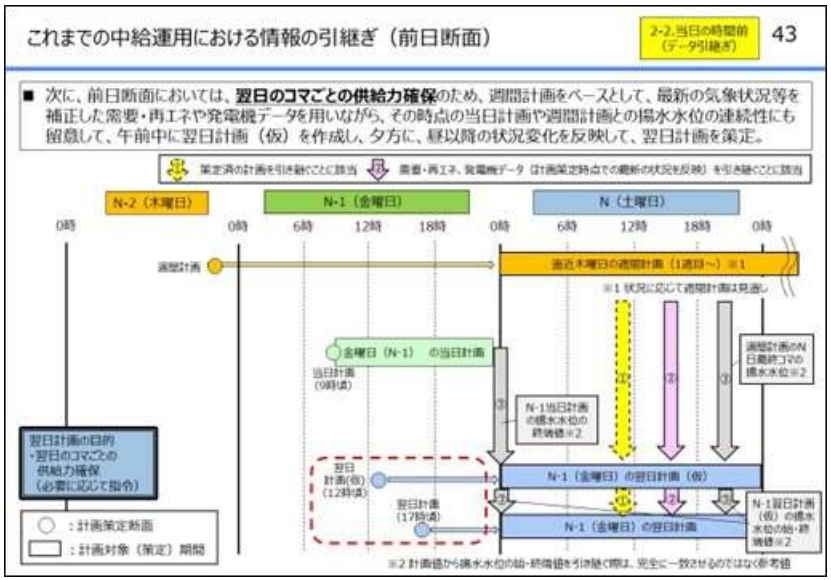
※ 需要、再エネ（過去実績や最新の気象条件から作成）、発電機データを指す

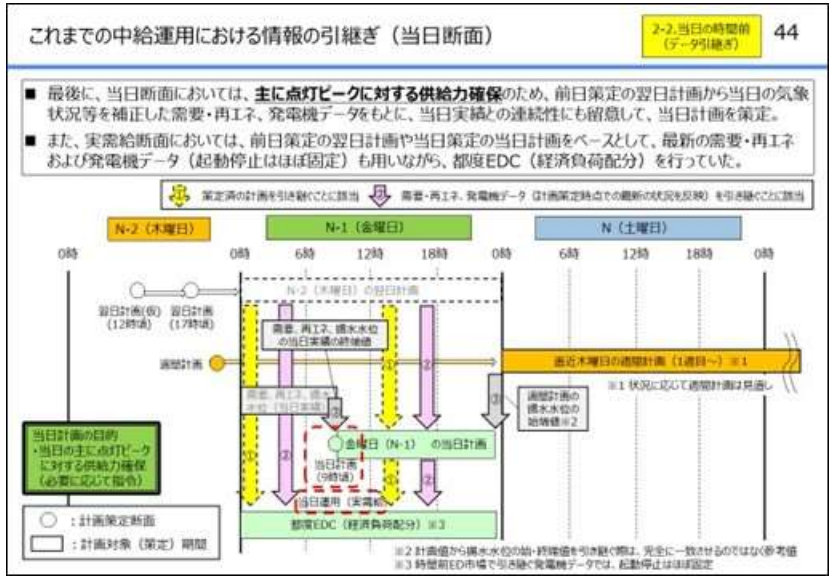


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）各断面におけるこれまでの中給運用における情報の引継ぎ







出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ（４／５）

- 次に、これまでの中給における運用方法を参考に、同時市場におけるデータの引継ぎ方法について検討する。
- まず、同時市場において、週間・前日・当日のSCUCロジックの種類および計算頻度・計算（対象）期間、また、これまでの中給における運用で該当するものを整理すると、下表のとおり※となる。
  - 「週間SCUC」は、翌々日～1週間先を計算対象期間として、毎日計算され、これまでの週間計画に相当。
  - 「前日同時市場」は、翌日を計算対象期間として、毎日計算され、これまでの翌日計画（仮）に相当。
  - 「前日の時間前同時市場」は、翌日を計算対象期間として、毎日計算され、これまでの翌日計画に相当。
  - 「当日の時間前同時市場」は、当日の残りの期間を計算対象として、一定時間毎に計算され、これまでの当日計画に相当。
  - 「時間前ED市場」は、GC以降を計算対象として、GC毎に計算され、これまでのEDCに相当。

※ これまでに示されたイメージをもとに作成したものであり、今後の詳細議論で別の形も取り得る。

【同時市場におけるSCUCロジック】

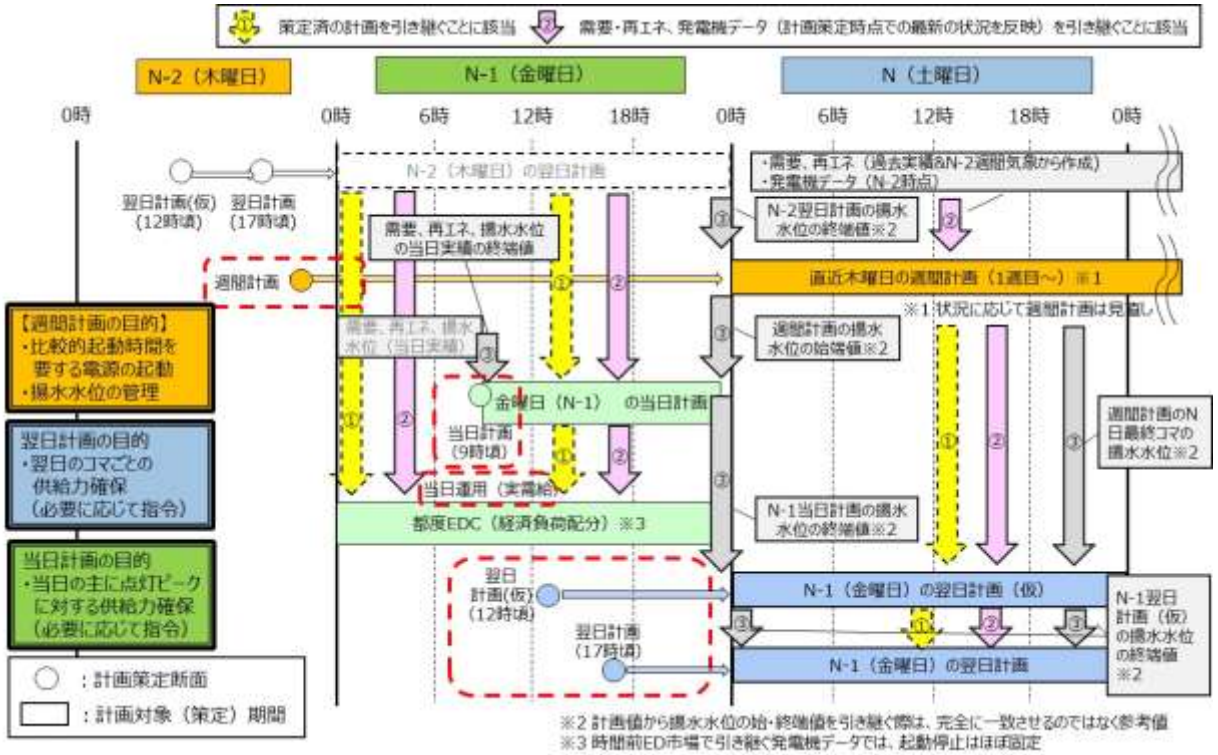
対象市場	計算時期・頻度	計算（対象）期間	これまでの運用で該当するもの
週間断面の電源起動の仕組み（週間SCUC）	前日10時頃（毎日） （前日同時市場と同タイミング）	計算断面から2日～1週間先 ※後半の時間粒度は粗い	週間計画
前日同時市場	前日10時頃（毎日） （週間SCUCと同タイミング）	計算断面の翌日	翌日計画（仮）
前日の時間前同時市場（時間前UC市場）	毎日17時頃（毎日） （前日同時市場・週間SCUCの後）	計算断面の翌日	翌日計画
当日の時間前同時市場（時間前UC市場）	当日に入り、一定時間毎	計算断面の直後（または数時間後）～実需給当日24時	当日計画
時間前ED市場	GC毎	GC～実需給	EDC

週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ（５／５）

■ 同様に同時市場におけるデータの引継ぎについて整理すると下記のとおりとなる。

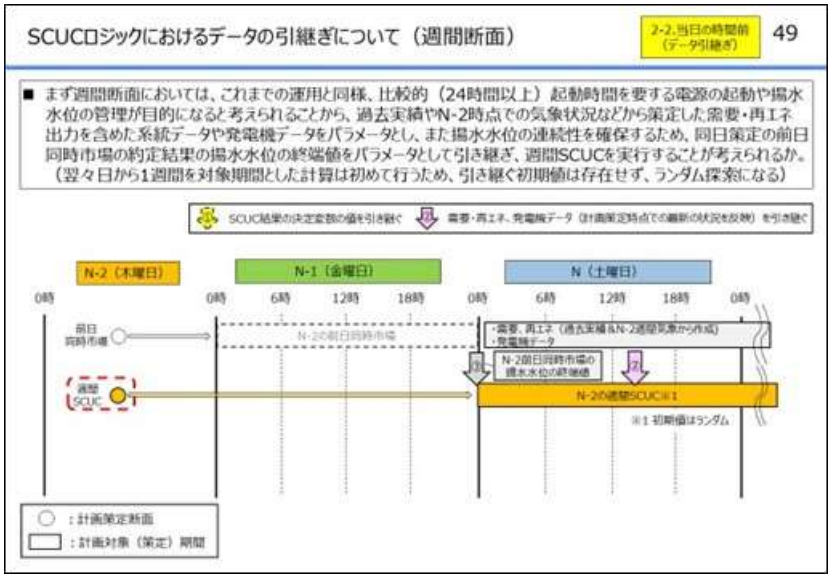
- 週間SCUC：需要等データ※や同日策定の前日同時市場の約定結果の揚水水位の終端値をパラメータとして引継ぎ、週間SCUCを実行する。
  （翌々日から1週間を対象期間とした計算は初回であるため、引き継ぐ初期値は存在せず、ランダム探索となる）
- 前日同時市場：週間SCUC結果を初期値、需要等データ※や週間SCUC・当日時間前同時市場から揚水水位等をパラメータとして引き継ぐ
- 前日時間前同時市場：前日同時市場結果を初期値、需要等データ※や週間SCUC・当日時間前同時市場から揚水水位等をパラメータとして引き継ぐ
- 当日時間前市場：直近のSCUC結果を初期値、需要等データ※や当日実績・直近SCUC結果から揚水水位等をパラメータとして引き継ぐ
- 実需給断面：直近SCUC結果を初期値、需要等データ※をパラメータとして引き継ぎ、SCED実施

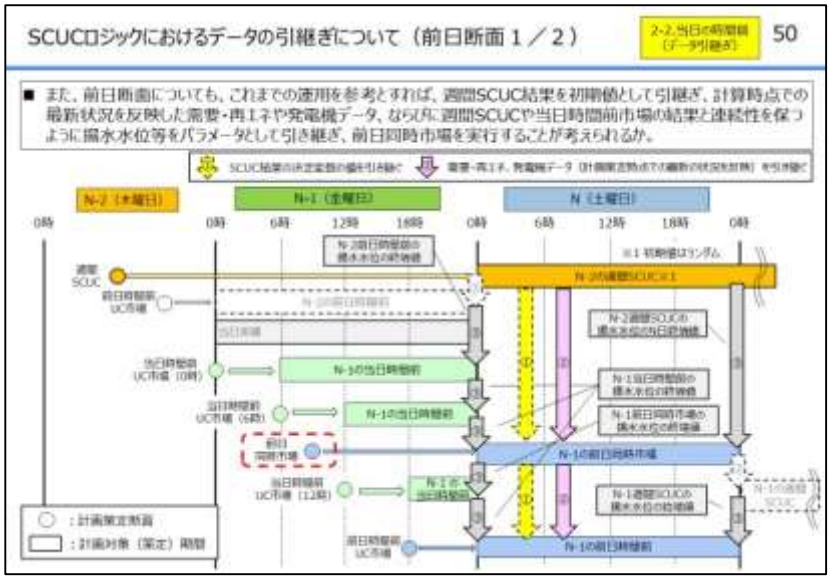
※ 需要、再エネ（過去実績や最新の気象条件から作成）、発電機データを指す

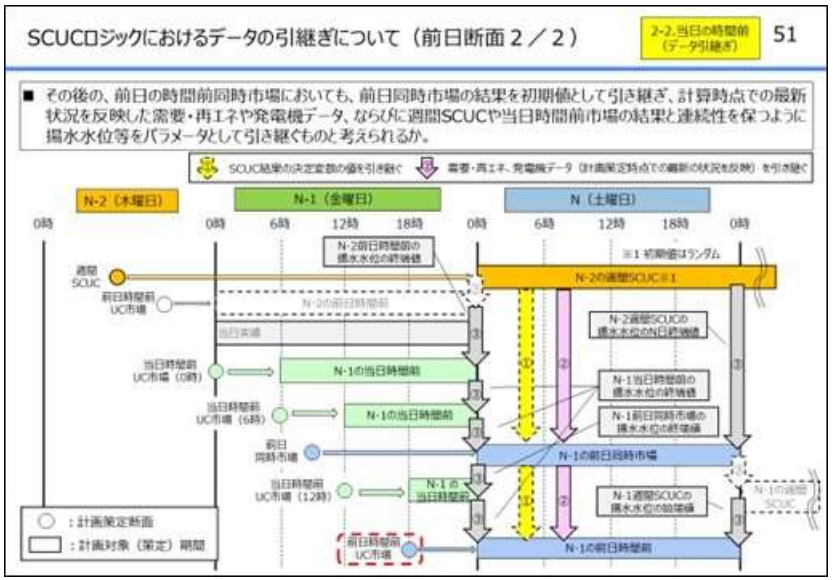


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）各断面における同時市場における情報の引継ぎ

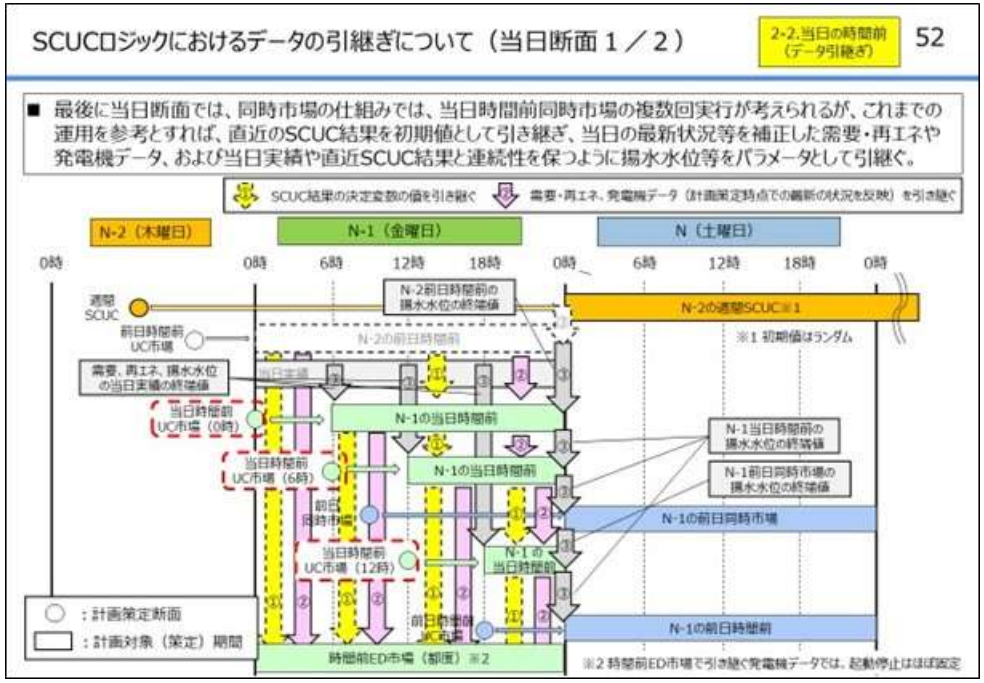


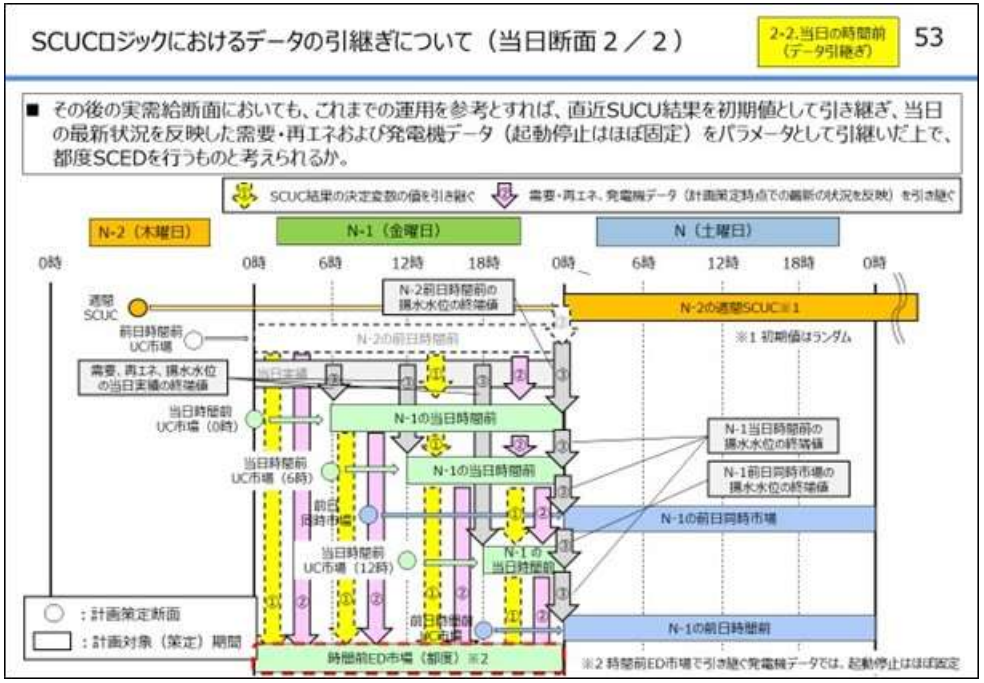




出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）各断面における同時市場における情報の引継ぎ





出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（再掲）時間前同時市場における検証の全体像について

■ 時間前同時市場における検証の全体像を整理すると下表のとおりとなる。

■ 前回中間取りまとめで報告済みの「前日の時間前同時市場」における「需要変動を模擬した検証」を除き、今回、各項目についての検討結果を取りまとめる。

検証対象	特徴	検証・検討項目	
前日の時間前同時市場	・前日同時市場の約定結果の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）	・需要変動を模擬した検証 【前回中間取りまとめで整理済】 ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・ザラバとの対比に関する評価 **【今回中間取りまとめで整理】** ・収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り **【今回中間取りまとめで整理】**
当日の時間前同時市場	・足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用） ・時間の経過に応じた計算対象期間の減少 ・発電機起動特性による起動停止対象電源の減少	・需要変動を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】** ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ **【今回中間取りまとめで整理】**

当日の時間前同時市場（１／５）

- 前述のデータ引継ぎ、ならびに当日の時間前同時市場の特徴である「時間の経過に応じた計算対象期間の減少」「足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）」「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」を考慮して、下表のとおり、需要変動および再エネ変動を模擬したケース設定を行った。
- いずれも時間経過に応じて各種制約をかけていき、需要や再エネの変動が拡大していくことを模擬している。
- 各ケース設定についてシミュレーションを行い、収束性（計算時間）、電源ラインナップおよび出力配分量について比較検証を行った。

当日の時間前同時市場の検証について（１／２）

2-2.当日の時間前（変動等の模擬）　55

■ 前述のSCUCロジックデータ引継ぎ、ならびに当日の時間前同時市場の特徴である「時間の経過に応じた計算対象期間の減少」「足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）」「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」を考慮して、下表のとおり、**需要変動を模擬**したケース設定を行った。

前日市場と時間前市場の収束性（計算時間）や電源ラインナップ・出力配分量を比較

パラメータ※1	前日同時市場（前日10時）	時間前同時市場（当日0時）	時間前同時市場（当日6時）	時間前同時市場（当日12時）	時間前同時市場（当日18時）
初期値	ランダム	前日同時市場のSCUC結果※2	当日0時の時間前市場のSCUC結果	当日6時の時間前市場のSCUC結果	当日12時の時間前市場のSCUC結果
起動停止	全てフリー	0～3時：全て固定 3～9時：揚水フリー 9～24時：揚水 ＋MACC・ACCフリー	6～9時：全て固定 9～15時：揚水フリー 15～24時：揚水 ＋MACC・ACCフリー	12～15時：全て固定 15～21時：揚水フリー 21～24時：揚水 ＋MACC・ACCフリー	18～21時：全て固定 21～24時：揚水フリー
需要 (7/31)	需要カーブ×100%	需要カーブ×100.5%	需要カーブ×101.0%	需要カーブ×101.5%	需要カーブ×102.0%
需要 (4/27)	需要カーブ×100%	需要カーブ×99.5%	需要カーブ×99.0%	需要カーブ×98.5%	需要カーブ×98.0%
kWh始端※4	フリー	需要カーブの当日0時のkWh実績と一致させる制約を与える※3	需要カーブの当日6時のkWh実績と一致させる制約を与える※3	需要カーブの当日12時のkWh実績と一致させる制約を与える※3	需要カーブの当日24時のkWh実績と一致させる制約を与える※3
kWh終端	フリー	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える

※1 全て、価格弾力性は「なし」、燃料費関数は「7区分で線形化」、系統モデルは「広域連系系統ノーダルモデル」とした。
※2 本来は前日の時間前同時市場のSCUC結果となるが、需要変動がなければ同じ結果となるため、前日同時市場の結果を用いる。
※3 当日実績値となるが、シミュレーション上は存在しないため、最近のSCUC結果の当該時間の値を用いる。
※4 開始時刻の揚水の貯蔵量は、前段のSCUC結果の揚水池水位を初期貯蔵量として設定する。

当日の時間前同時市場の検証について（２／２）

2-2.当日の時間前（変動等の模擬）　56

■ また、需要変動を模擬した検証と同様に、「時間の経過に応じた計算対象期間の減少」「足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）」「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」を考慮して、下表のとおり、**再エネ変動（予測大外し）等を模擬**したケース設定も行った。

前日市場と時間前市場の収束性（計算時間）や電源ラインナップ・出力配分量を比較

パラメータ※1	前日同時市場（前日10時）	時間前同時市場（当日0時）	時間前同時市場（当日6時）	時間前同時市場（当日12時）	時間前同時市場（当日18時）
初期値	ランダム	前日同時市場のSCUC結果※2	当日0時の時間前市場のSCUC結果	当日6時の時間前市場のSCUC結果	当日12時の時間前市場のSCUC結果
起動停止	全てフリー	0～3時：全て固定 3～9時：揚水フリー 9～24時：揚水 ＋MACC・ACCフリー	6～9時：全て固定 9～15時：揚水フリー 15～24時：揚水 ＋MACC・ACCフリー	12～15時：全て固定 15～21時：揚水フリー 21～24時：揚水 ＋MACC・ACCフリー	18～21時：全て固定 21～24時：揚水フリー
需要	需要カーブ	需要カーブ	需要カーブ	需要カーブ	需要カーブ
再エネ	**出力カーブ**	**±3σ or ±1σ×25%**	**±3σ or ±1σ×50%**	**±3σ or ±1σ×75%**	**±3σ or ±1σ×100%**
kWh始端※4	フリー	需要カーブの当日0時のkWh実績と一致させる制約を与える※3	需要カーブの当日6時のkWh実績と一致させる制約を与える※3	需要カーブの当日12時のkWh実績と一致させる制約を与える※3	需要カーブの当日24時のkWh実績と一致させる制約を与える※3
kWh終端	フリー	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える	前日同時市場のSCUC結果の24時のkWhと一致させる制約を与える

※1 全て、価格弾力性は「なし」、燃料費関数は「7区分で線形化」、系統モデルは「広域連系系統ノーダルモデル」とした。
※2 本来は前日の時間前同時市場のSCUC結果となるが、需要変動がなければ同じ結果となるため、前日同時市場の結果を用いる。
※3 当日実績値となるが、シミュレーション上は存在しないため、最近のSCUC結果の当該時間の値を用いる。
※4 開始時刻の揚水の貯蔵量は、前段のSCUC結果の揚水池水位を初期貯蔵量として設定する。

出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」の前提条件

■ 第62回制度設計専門会合（2021年6月29日）の起動特性に関する調査結果を参考に、足元付近は起動停止がほぼ100%固定されるとして、3時間後までは全電源の起動停止を固定し、3～9時間後までは揚水以外の電源の起動停止、9～24時間後までは揚水・MACC・ACC以外の電源の起動停止を固定するものとした。

電源種毎の起動特性の分析結果

70%~85%、85%~100%

電源種		総容量（GW）	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合					
				3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後
石油・ガス火力計		85GW	全停止モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%
	コンバインド式ガス火力	46GW	日次停止	81%	87%	93%	93%	100%	100%
			週末停止	34%	71%	93%	93%	100%	100%
			定検等	0%	39%	73%	87%	98%	98%
	汽力式ガス火力	30GW	日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%
			週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%
			定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%
	石油火力	9GW	日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%
			週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%
			定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%
石炭火力*2		26GW	全停止モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%
水力・揚水		32GW	全停止モード平均	100%					

起動指令後**12時間**以上経過すると、**70%以上起動**可能。

コンバインド式ガス火力の方が汽力式よりも起動が早く、9時間後には**日次停止・週末停止**ユニットの**90%以上**が起動可能。

石油火力も**12時間**以上経過すると、**日次停止・週末停止**のユニットの起動可能量が増加。

*1：全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。

11

出所）第62回制度設計専門会合（2021年6月29日）資料7より抜粋
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/062_07_01.pdf

（参考）シミュレーションの詳細条件設定

■ また、それ以外のシミュレーション条件は、需要ならびに再エネ変動（予測大外し）等も模擬含め、前日の時間前同時市場ロジック検証と同様の設定※とした。

※ 需要変動の模擬については、前日想定需要の平均的な誤差の±2%を参考に、全コマの需要を、
高需要においては、当日0時に+0.5%、当日6時に+1.0%、当日12時に+1.5%、当日18時に+2%、一律に増加させ、
低需要においては、当日0時に-0.5%、当日6時に-1.0%、当日12時に-1.5%、当日18時に-2%、一律に減少させて設定。

【需要断面】
- 2断面：低需要断面 4/27、高需要断面 7/31

【シミュレーション対象期間】
- 24時間（30分×48コマ）

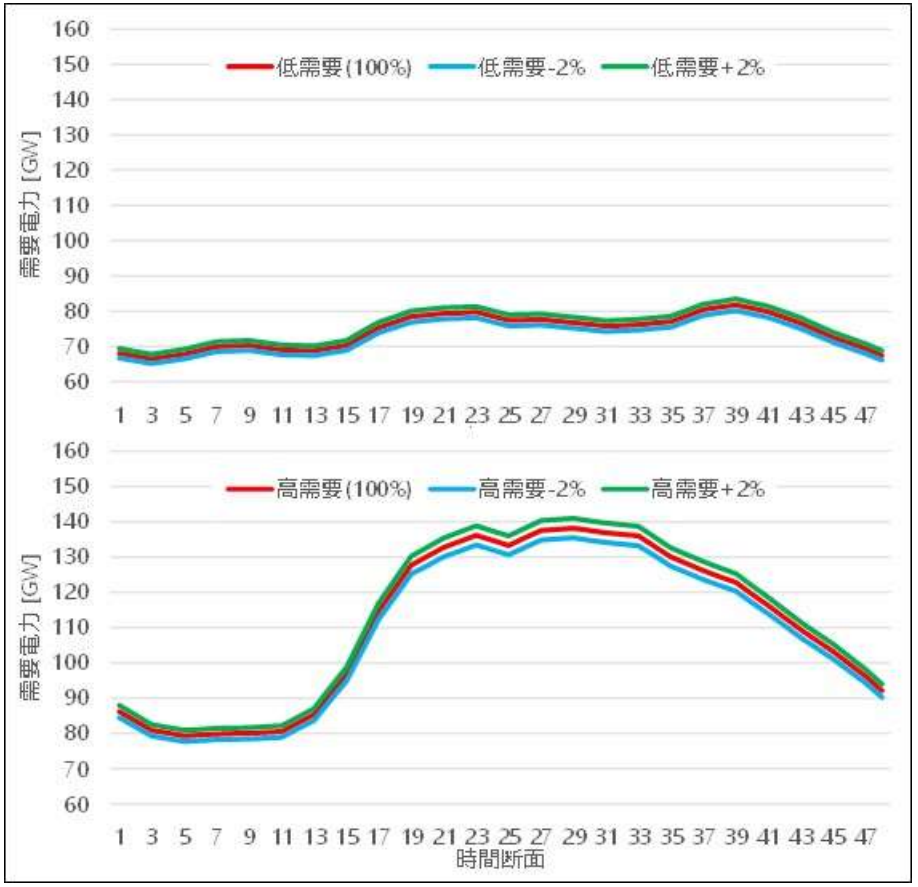
【電力系統・発電機模擬】
- 系統：広域連系系統モデル（ノード単位）
- 需要価格弾力性：なし
- 火力燃料費関数：二次関数を区分線形化（abc定数を基に7区分）

【制約条件】
- 発電機関係
  - 起動停止に関わる制約（MUT、MDT、起動停止回数、起動費切替）
- 系統関係
  - ブランチ潮流、フェンス潮流
    （低需要断面の前日同時市場、高需要断面の前日同時市場・前日の時間前同時市場）

【ペナルティ】
- 予備力、調整力
- ブランチ潮流、フェンス潮流（低需要断面の前日の時間前同時市場）

難収束となる断面のため高めに設定

【最適化計算の設定】
- MIPGap＝(上界値－下界値)／上界値：高需要断面0.3%、低需要断面1.0%、
- 電源起動停止の状態指定：フリー

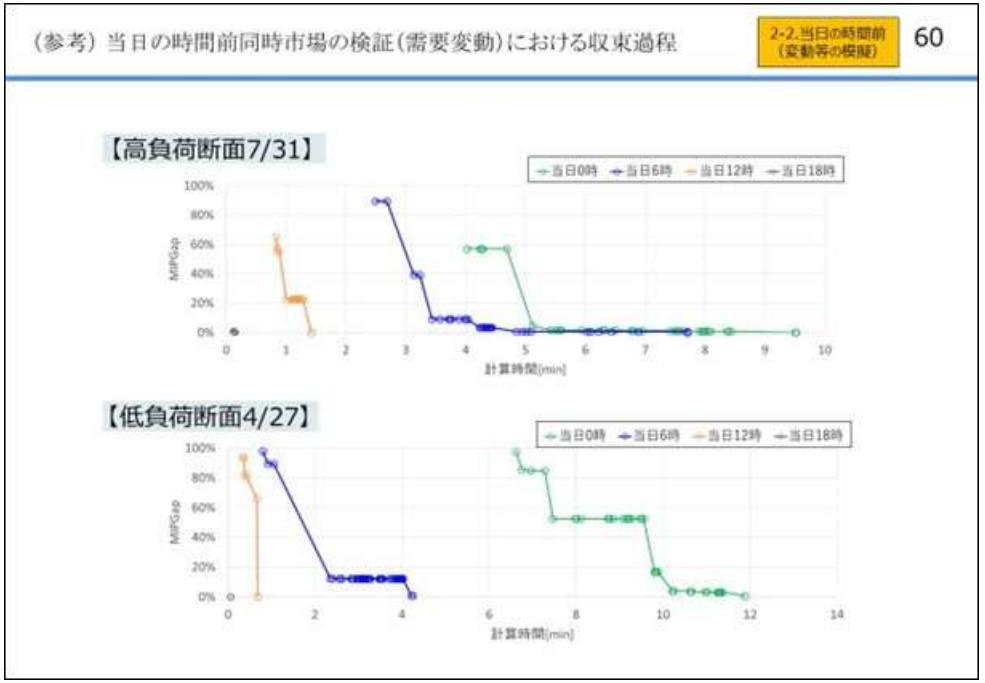


当日の時間前同時市場（２／５）

■ まずは、前述の検証（需要変動）ケースにおける「収束性（計算負荷）」の確認結果について、下表に示す。

■ こちらは高需要・低需要ともに、主に当日の時間前同時市場の特徴である、「時間の経過に応じた計算対象期間の減少」「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」により、**前日同時市場に比べ、計算時間が大幅に短くなる**ことを確認した。

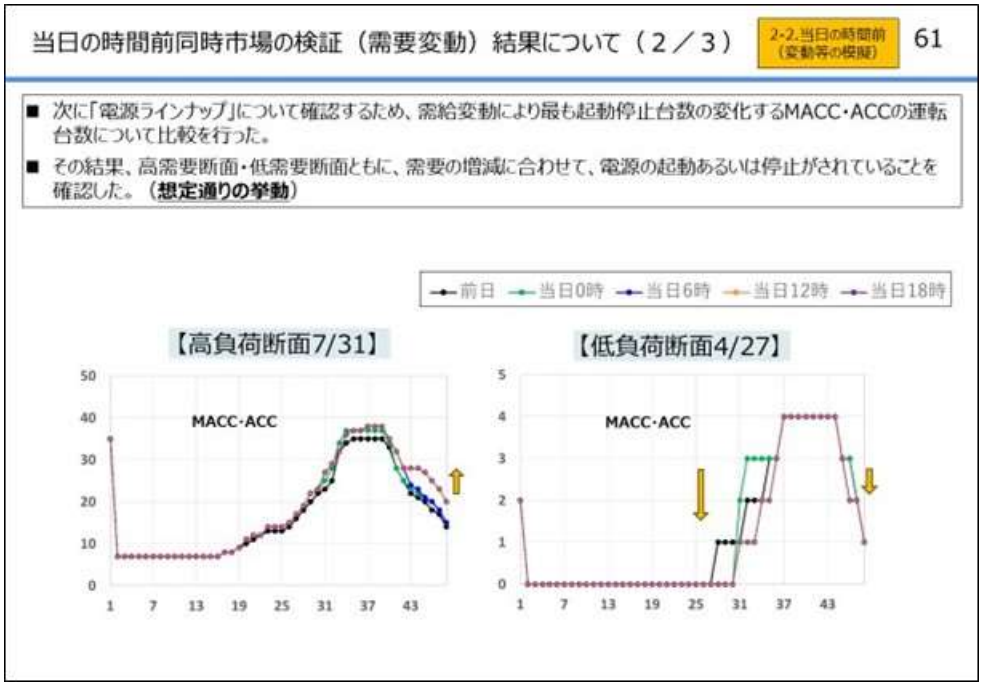
ケース	需要断面	計算時刻	需要	MIP Gap	計算時間
①	高需要断面7/31	前日	100.0%	0.300%	10.5 時間
②		当日0時	100.5%	0.027%	9.5 分
③		当日6時	101.0%	0.053%	7.7 分
④		当日12時	101.5%	0.001%	1.4 分
⑤		当日18時	102.0%	0.240%	8.6 秒
⑥	低需要断面4/27	前日	100.0%	0.980%	15.7 時間
⑦		当日0時	99.5%	0.640%	11.9 分
⑧		当日6時	99.0%	0.820%	4.2 分
⑨		当日12時	98.5%	0.020%	0.7 分
⑩		当日18時	98.0%	0.000%	3.8 秒

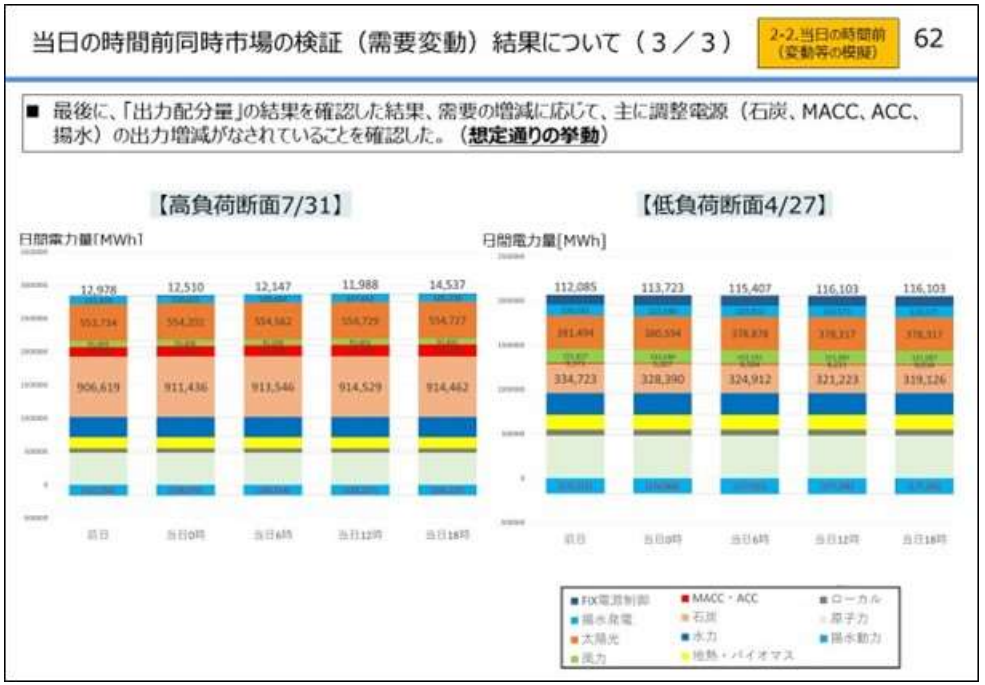


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

当日の時間前同時市場（３／５）

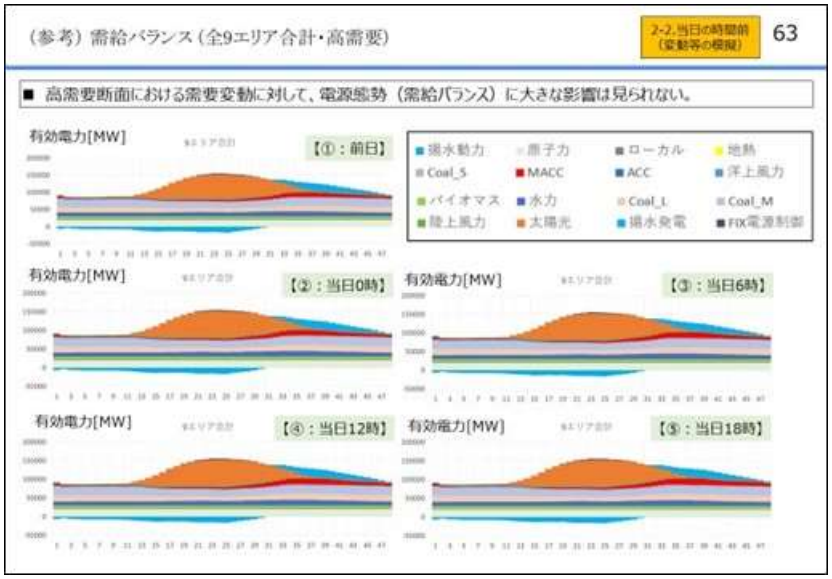
- 次に、「電源ラインナップ」について確認するために、需給変動により最も起動停止台数の変化するMACC・ACCの運転台数について比較を行ったところ、高需要断面・低需要断面ともに、需要の増減に合わせて、電源の起動あるいは停止がされていることを確認した。（**想定通りの挙動**）
- 最後に、「出力配分量」の結果を確認したところ、需要の増減に応じて、主に調整電源（石炭、MACC、ACC、揚水）の出力増減がなされていることを確認した。（**想定通りの挙動**）

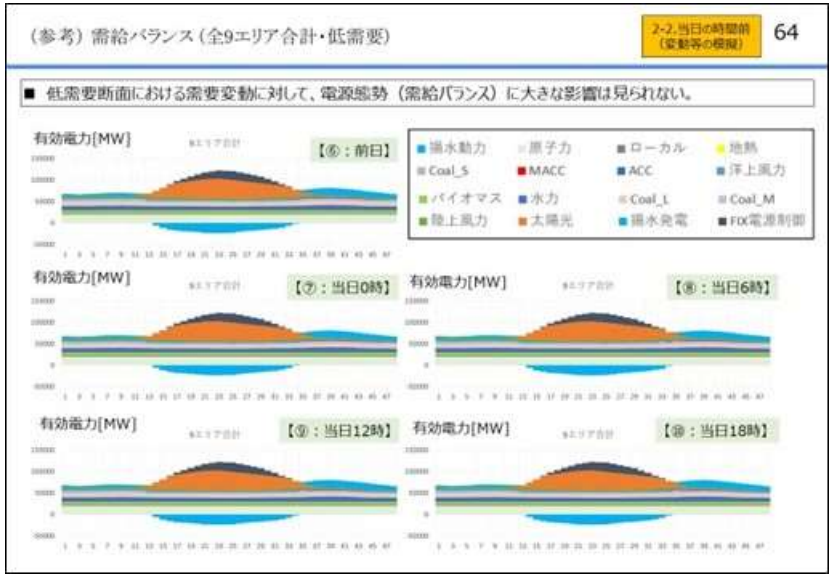




出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）当日の時間前同時市場の検証における「需給バランス」および「需給運用コスト」





出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

当日の時間前同時市場（４／５）

- 続いて、前述の検証（再エネ変動）ケースにおける「収束性（計算負荷）」の確認結果について、下表に示す。
- 高需要断面・低需要断面、いずれにおいても全てのケース（±1σ、±3σ）において、主に当日の時間前同時市場の特徴である、「時間の経過に応じた計算対象期間の減少」「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」により、**前日同時市場に比べ、計算時間が大幅に短くなる**ことを確認した。

当日の時間前同時市場の検証（再エネ変動）結果について（１／４）

2-2.当日の時間前（変動等の模擬）　66

- まずは、前述の検証ケース（再エネ変動・高需要）における「収束性（計算負荷）」の確認結果を下表に示す。
- こちらは全てのケース（±1σ、±3σ）において、主に当日の時間前同時市場の特徴である、「時間の経過に応じた計算対象期間の減少」「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」により、**前日同時市場に比べ、計算時間が大幅に短くなる**ことを確認した。

ケース	再エネ設定	計算時刻	初期値	再エネ出力	MIP Gap	計算時間
1-0	なし（基準）	前日	ランダム	再エネカーブ(7/31)	0.285%	8.1 時間
1-1	-3σ（下振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(7/31) -3σ×25%	0.103%	20.7 分
1-2		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(7/31) -3σ×50%	0.034%	3.6 分
1-3		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(7/31) -3σ×75%	0.233%	22.5 秒
1-4		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(7/31) -3σ×100%	0.000%	4.08 秒
1-5	-1σ（下振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(7/31) -1σ×25%	0.097%	8.5 分
1-6		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(7/31) -1σ×50%	0.037%	4.1 分
1-7		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(7/31) -1σ×75%	0.280%	25.4 秒
1-8		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(7/31) -1σ×100%	0.000%	3.9 秒
1-9	+1σ（上振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(7/31) +1σ×25%	0.027%	11.9 分
1-10		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(7/31) +1σ×50%	0.047%	2.9 分
1-11		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(7/31) +1σ×75%	0.186%	28.3 秒
1-12		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(7/31) +1σ×100%	0.000%	3.8 秒
1-13	+3σ（上振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(7/31) +3σ×25%	0.012%	6.7 分
1-14		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(7/31) +3σ×50%	0.158%	2.8 分
1-15		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(7/31) +3σ×75%	0.188%	26.4 秒
1-16		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(7/31) +3σ×100%	0.000%	4.0 秒

当日の時間前同時市場の検証（再エネ変動）結果について（２／４）

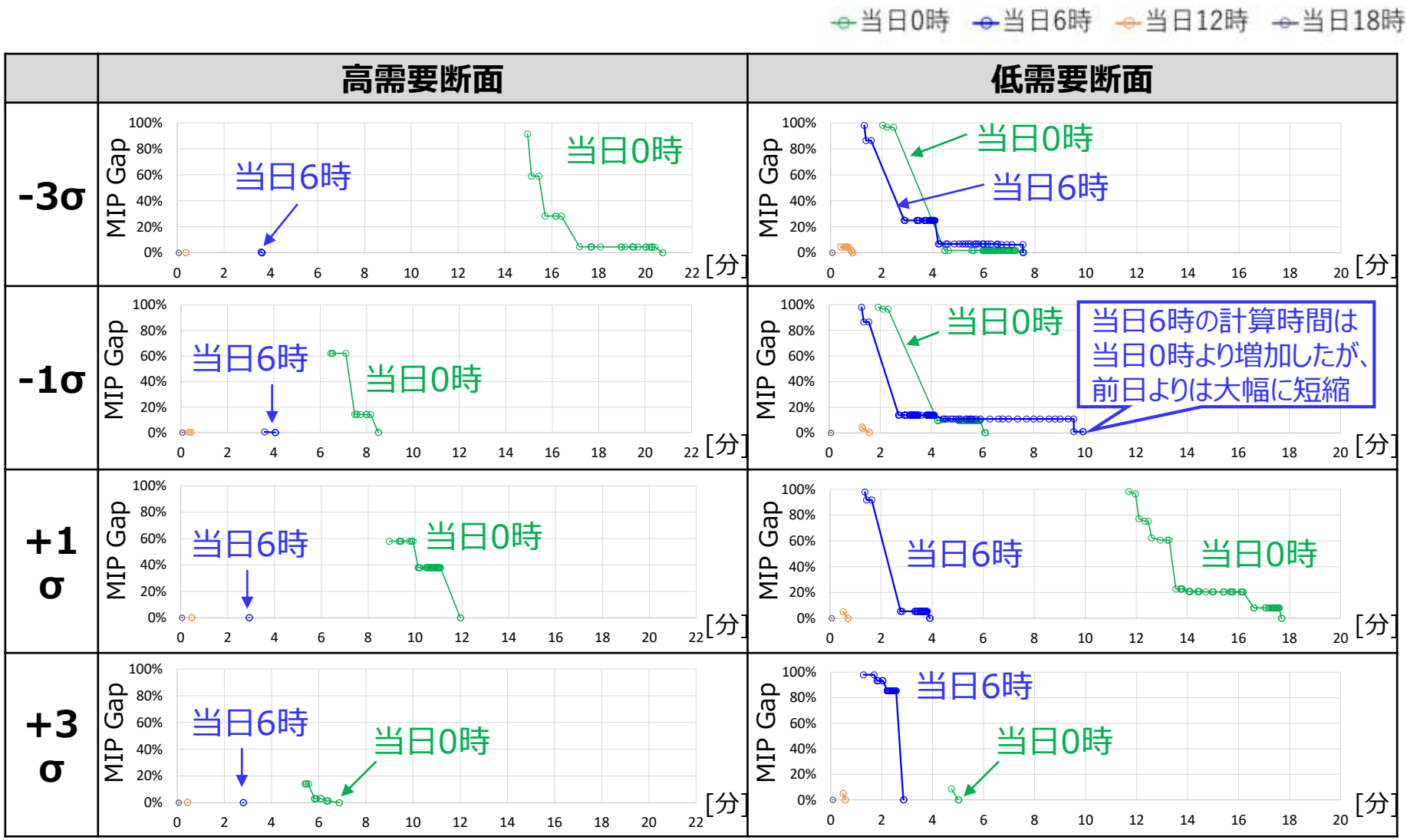
2-2.当日の時間前（変動等の模擬）　67

- 続いて、前述の検証ケース（再エネ変動・低需要）における「収束性（計算負荷）」の確認結果を下表に示す。
- こちらも全てのケース（±1σ、±3σ）において、主に当日の時間前同時市場の特徴である、「時間の経過に応じた計算対象期間の減少」「発電機起動特性による起動停止対象電源の減少」により、**前日同時市場に比べ、計算時間が大幅に短くなる**ことを確認した。

ケース	再エネ設定	計算時刻	初期値	再エネ出力	MIP Gap	計算時間
2-0	なし（基準）	前日	ランダム	再エネカーブ(4/27)	0.823%	7.9 時間
2-1	-3σ（下振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(4/27) -3σ×25%	0.092%	7.6 分
2-2		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(4/27) -3σ×50%	0.393%	7.5 分
2-3		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(4/27) -3σ×75%	0.000%	51.9 秒
2-4		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(4/27) -3σ×100%	0.000%	4.1 秒
2-5	-1σ（下振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(4/27) -1σ×25%	0.118%	6.1 分
2-6		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(4/27) -1σ×50%	0.992%	9.9 分
2-7		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(4/27) -1σ×75%	0.401%	1.6 分
2-8		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(4/27) -1σ×100%	0.000%	4.5 秒
2-9	+1σ（上振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(4/27) +1σ×25%	0.066%	17.7 分
2-10		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(4/27) +1σ×50%	0.114%	3.9 分
2-11		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(4/27) +1σ×75%	0.031%	42.8 秒
2-12		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(4/27) +1σ×100%	0.000%	4.6 秒
2-13	+3σ（上振れ）	当日0時	前日約定結果	再エネカーブ(4/27) +3σ×25%	0.090%	5.0 分
2-14		当日6時	当日0時約定結果	再エネカーブ(4/27) +3σ×50%	0.105%	2.9 分
2-15		当日12時	当日6時約定結果	再エネカーブ(4/27) +3σ×75%	0.027%	35.0 秒
2-16		当日18時	当日12時約定結果	再エネカーブ(4/27) +3σ×100%	0.000%	5.2 秒

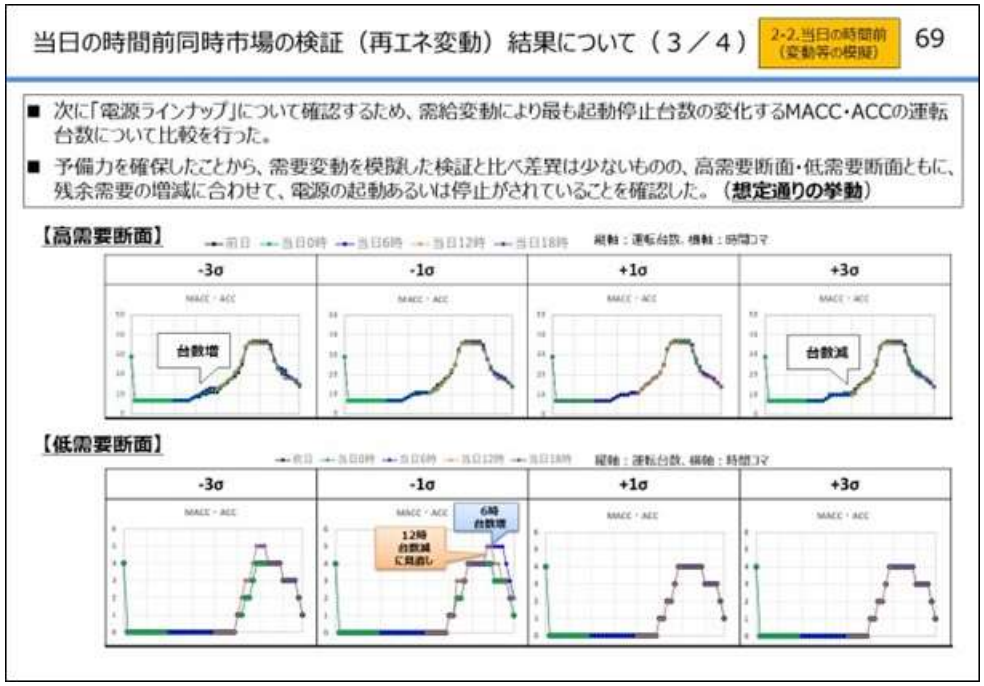
出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

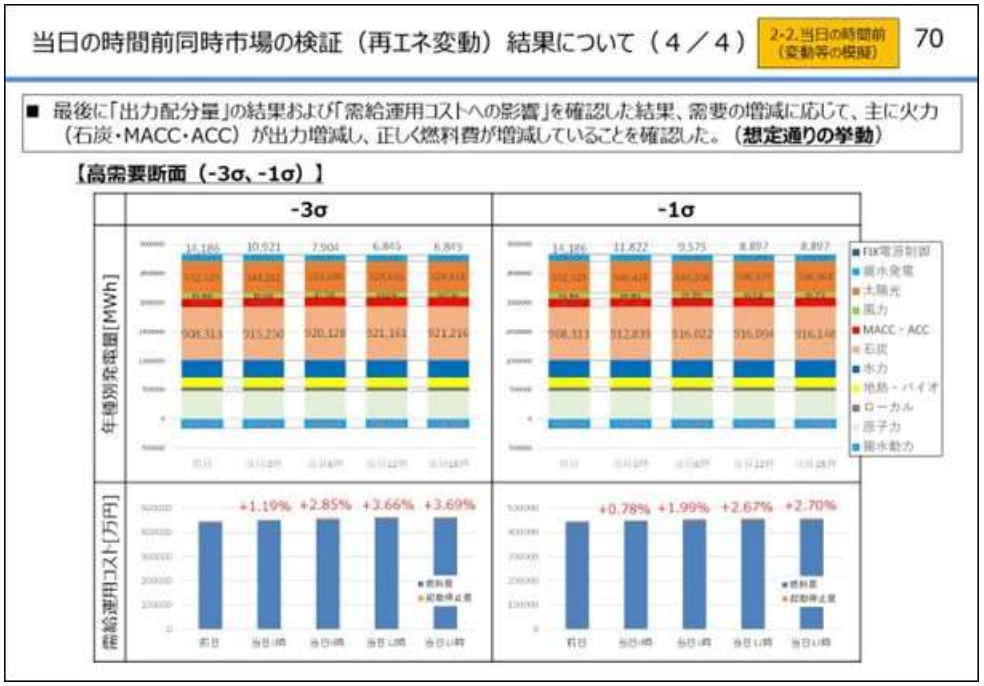
（参考）当日の時間前同時市場の検証（再エネ変動）における収束過程



当日の時間前同時市場（５／５）

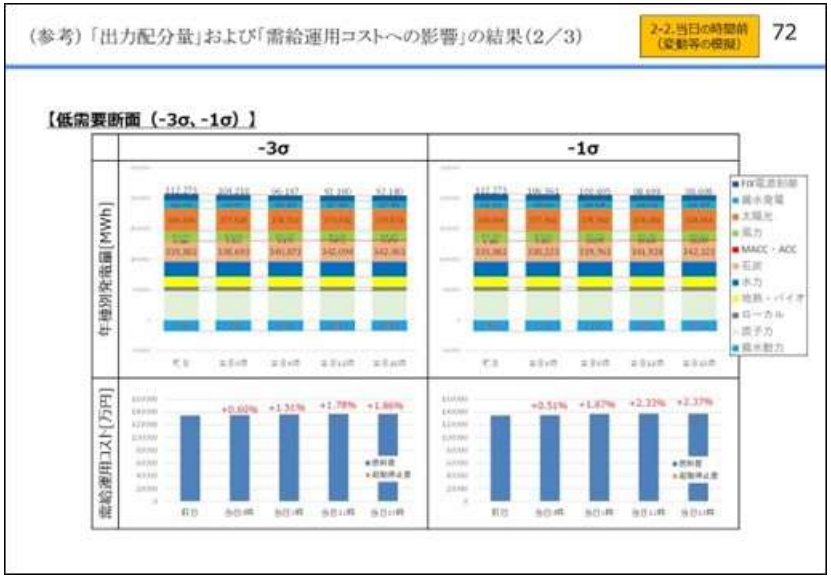
- 次に、「電源ラインナップ」について確認するために、先ほどの検証同様、需給変動により最も起動停止台数の変化するMACC・ACCの運転台数について比較を行ったところ、予備率を確保したことから需要変動を模擬した検証と比べ差異は少ないものの、高需要断面・低需要断面ともに、残余需要の増減に合わせて、電源の起動あるいは停止がされていることを確認した。（**想定通りの挙動**）
- 最後に、「出力配分量」および「需給運用コストへの影響」を確認したところ、需要の増減に応じて、主に火力（石炭、MACC、ACC）の出力増減し、正しく燃料費が増減していることを確認した。（**想定通りの挙動**）





出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）当時の時間前同時市場の検証における「出力配分量」および「需給運用コスト」への影響



出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（再掲）時間前同時市場における検証の全体像について

修正

- 時間前同時市場における検証の全体像を整理すると下表のとおりとなる。
- 前回中間取りまとめで報告済みの「前日の時間前同時市場」における「需要変動を模擬した検証」を除き、今回、各項目についての検討結果を取りまとめる。

検証対象	特徴	検証・検討項目	
前日の時間前同時市場	・前日同時市場の約定結果の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）	・需要変動を模擬した検証 【前回中間取りまとめで整理済】 ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・ザラバとの対比に関する評価 **【今回中間取りまとめで整理】** ・収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り **【今回中間取りまとめで整理】**
当日の時間前同時市場	・足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用） ・時間の経過に応じた計算対象期間の減少 ・発電機起動特性による起動停止対象電源の減少	・需要変動を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】** ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ **【今回中間取りまとめで整理】**

（参考）時間前同時市場に関する更なる検証について（頂いた示唆）

第6回技術検証会での議論と今後の進め方について（1／2）

55

- 第6回技術検証会においては、初期値がランダム（Gurobiツール内の工夫）の方が収束性が高い可能性があるのではないかといったご指摘や、前日市場の結果の一部を固定して（解探索の領域を狭くして）最適化を行う工夫、再エネ変動（予測大外し）等の条件設定、ザラバとの対比（評価方法）等に関してご示唆をいただいた。
- 一つ目のご指摘については、技術検証会後、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を確認した。

【⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

○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、初期値ランダム（Gurobiツール内の探索手法）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では問題ないが、減少する場合は、抑制（停止）も必要となる。この点、全て固定させるのではなく、経験則的に、固定するものと、3-Partで動かすものを切り分けて、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

○MIPGapの目標値や妥当性については、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るため、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

⇒目標値について、昔は1%とされていた論文が多かったが、最近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

○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りうる場合に、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

第6回技術検証会での議論と今後の進め方について（2／2）

58

- 今回、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、頂いたご示唆も踏まえ、収束性を高める工夫（一部を固定した最適化など）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。
- また、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。

【⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

○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、エリア特性がある程度考慮されており、その上で過去実績をもとに作成された三次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

○今回の結果では、収束性に課題はあるものの、需要が下振れしたときに、発電機停止ができるといった起動停止・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どのようにとらえているのか

○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と思うが、今後議論していくのか

⇒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

⇒入札情報が変わった場合にも最適化自体はできるように環境は整えている

⇒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

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をもとに作成・一部加工
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/011_03_00.pdf

ザラバとの対比に関する評価

- 時間前同時市場に関する更なる検証項目として、ザラバとの対比に関する評価について、ご示唆を頂いた。
- 仮に、時間前同時市場をザラバ方式で実施した際の特徴としては、「地内系統制約を考慮できないこと」と「前日同時市場後の追加並解列ができないこと」が挙げられる。
- 以上より、ザラバ方式を現状のSCUCロジックで模擬し比較検証するため、「前日同時市場（SCUC）の約定結果から電源の並解列状態を固定」し、「地内系統制約は考慮しない（超過を許容する）」前提として、最適化計算（SCUC）を回した結果を、ザラバ方式の結果とみなして、 系統制約違反等について、前日の時間前同時市場（電源の並解列状態を固定せず、地内系統制約も考慮する前提）の最適化計算結果との比較を行った※。
- 結果としては、ザラバ方式模擬ケースにおいては7地域で系統混雑が生じた一方で、時間前同時市場ケースにおいては系統制約違反は発生しなかった。
- 以上より、時間前市場の約定処理にSCUCを適用することで、地内系統混雑の解消をしつつ、kWhとΔkWの同時最適化が可能である（**時間前同時市場に技術的優位性がある**）ことが確認できた。

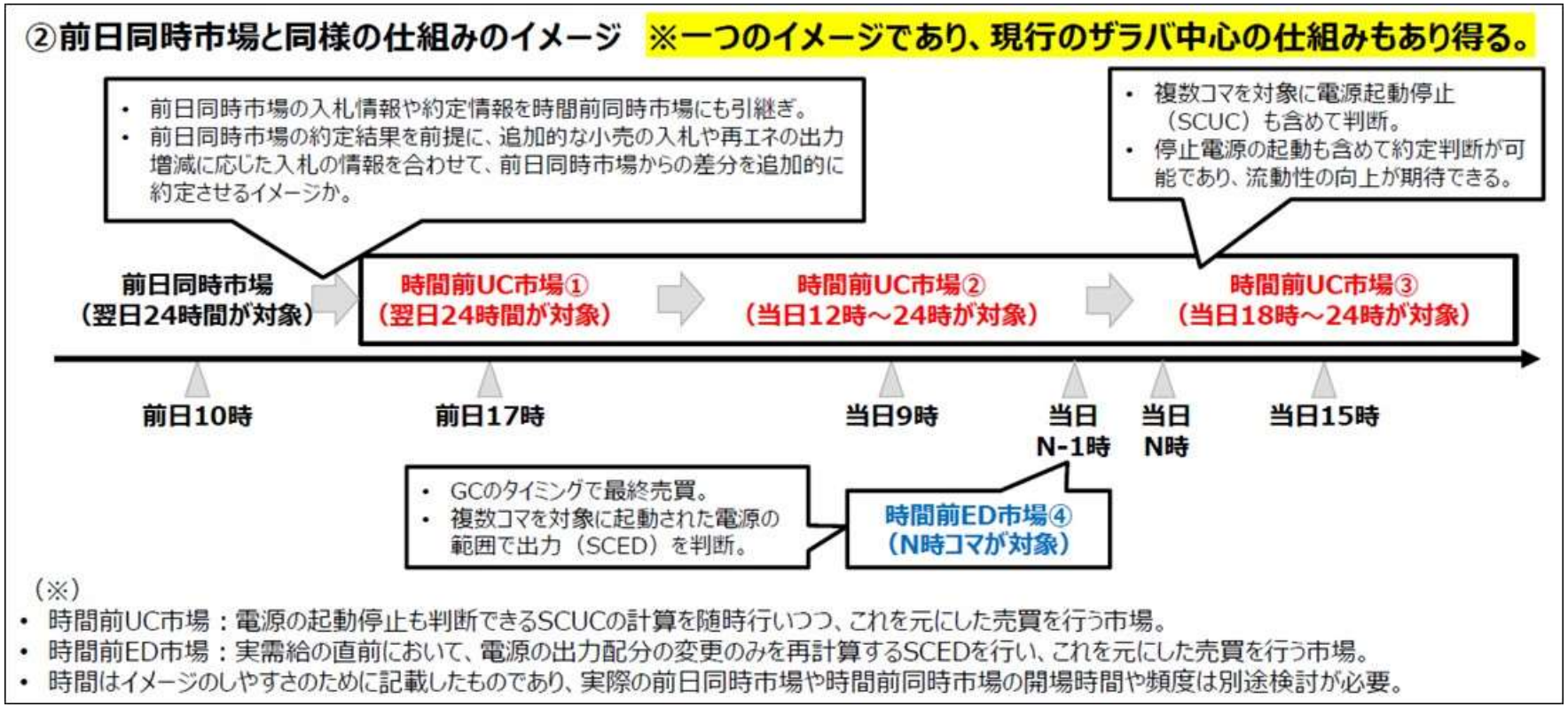
※前日の時間前同時市場の検証（需要変動）における「高需要（7/31）+2%」ケースを対象

【ザラバ方式の約定結果における系統制約違反】

※前日時間前同時市場は、地内系統混雑は発生しない

一部固定化の考え方について（１／９）

- 次に、一部固定化の考え方（収束性を高める工夫）について検討を行った。
- 時間前同時市場の仕組みのイメージを振り返ると、前日同時市場（直前市場）の約定結果を前提に、追加的な小売の入札や再エネの出力増減に応じた入札の情報を合わせて、前日同時市場（直前市場）からの差分を追加約定させるイメージとなるため、これを踏まえ、残余需要の増減に着目しつつ、系統制約も加味したうえで、どのように前日同時市場（直前市場）の結果の一部を固定化できるか検討した。



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

一部固定化の考え方について（２／９）

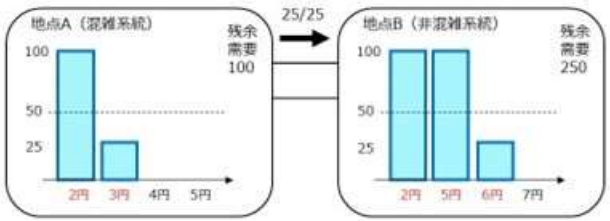
- 具体的には、左下図のとおり、系統制約が発生している2地点を例に、時間前同時市場断面において各地点の残余需要が増減した時、その増減の組み合わせによってどのように起動停止が変化するかを検討した。
- その結果としては、右下表のとおりとなっており、各ケースにおいて地点ごとの起動台数の増減傾向がある程度蓋然性高く想定できることが分かった。
- 他方、前日同時市場の結果から残余需要の増減を系統単位で把握することは難しいことから、混雑・非混雑系統の特定をしたうえで、これらの情報をもとにどのように結果の一部を固定するかについて整理を行った。

一部固定化の考え方の検討について（２／４）

2-3.更なる検証（一部固定化）　81

- 前日同時市場（直前市場）にて、系統制約が発生している2地点（混雑系統:地点A、非混雑系統:地点B）を例に、時間前同時市場において各地点の残余需要が増減した時、どのように起動停止が変化するかを検討した。
- 具体的には、いくつかの想定されるケースについて、以下のケーススタディを行った。
  - ケース①:残余需要が地点A・Bともに増加するケース
  - ケース②:残余需要が地点Aで減少し、地点Bで増加するケース（系統制約箇所が重潮流となる方向）
  - ケース③:残余需要が地点Aで増加し、地点Bで減少するケース（系統制約箇所が軽潮流となる方向）
    - ケース③-1:系統制約が継続するケース
    - ケース③-2:系統制約が解消するケース
  - ケース④:残余需要が地点A・Bともに減少するケース

※赤字は前日同時市場（直前市場）で起動



一部固定化の考え方の検討について（３／４）

2-3.更なる検証（一部固定化）　87

- 前述のとおり、前日同時市場（直前市場）にて系統制約が発生している2地点を例に、時間前同時市場において起動停止がどのように変化するかを考察した結果は、下表のようにまとめられる。
- 他方、前日同時市場（直前市場）の結果から、混雑・非混雑系統の特定は可能（別途、ロジック開発は必要）と考えられる一方で、残余需要の増減を系統単位で行うことは難しい（エリア全体として増加か減少かが把握できるくらいか）と考えられることから、それらの情報を元に具体的にどのように結果の一部を固定するか整理を行った。

ケース	前日同時市場（直前市場）からの残余需要の増減		前日同時市場（直前市場）から時間前同時市場での、起動停止の変化	
	地点A（混雑系統）	地点B（非混雑系統）	地点A（混雑系統）	地点B（非混雑系統）
①	増加	増加	起動していた電源は、起動する蓋然性が高い	起動していた電源は、起動する蓋然性が高い
②	減少	増加	停止していた電源は、停止する蓋然性が高い※	起動していた電源は、起動する蓋然性が高い
③	増加	減少	起動していた電源は、起動・停止両方有り得る	停止していた電源は、停止する蓋然性が高い※
④	減少	減少	停止していた電源は、停止する蓋然性が高い※	停止していた電源は、停止する蓋然性が高い※

※ 揚水は、揚水動力運転し続ける蓋然性が高い

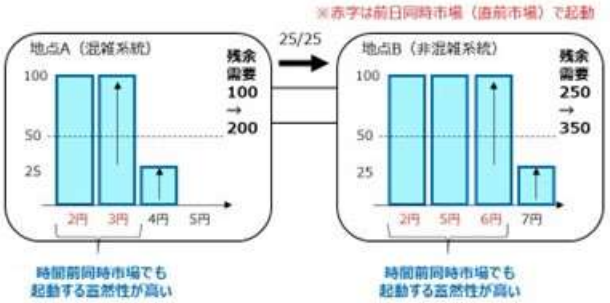
出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）一部固定化において想定される各ケースについて

ケース①:残余需要が地点A・Bともに増加するケース

2-3.更なる検証（一部固定化）　82

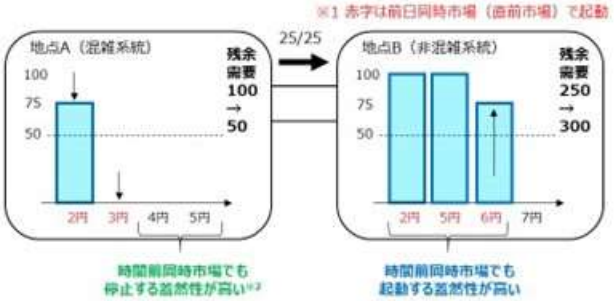
- まず、①残余需要が地点A・Bともに増加するケースについて検討した。
- この場合、地点A・Bともに時間前同時市場での残余需要の増加に対して、出力増加や追加起動によって対応すると考えられる。
- 言い換えると、前日同時市場（直前市場）において起動していた電源は、時間前同時市場でも起動する蓋然性が高いと考えられるか。



ケース②:残余需要が地点Aで減少し、地点Bで増加するケース

2-3.更なる検証（一部固定化）　83

- 次に、②残余需要が地点Aで減少し、地点Bで増加するケース（重潮流となる方向）について検討した。
- この場合、時間前同時市場においても地点A・B間は系統混雑しており、地点A（混雑系統）においては出力減少や停止により対応し、地点B（非混雑系統）においては出力増加や追加起動により対応すると考えられる。
- 言い換えると、地点A（混雑系統）においては前日同時市場（直前市場）において停止していた電源は、時間前同時市場でも停止する蓋然性が高く、地点B（非混雑系統）においては前日同時市場（直前市場）において起動していた電源は、時間前同時市場でも起動する蓋然性が高いと考えられるか。



※2 揚水は、揚水動力運転も含める蓋然性が高い

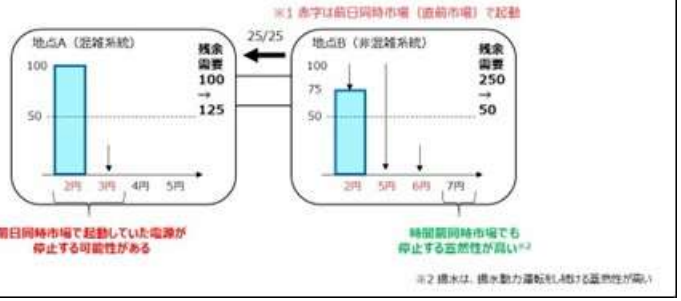
出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）一部固定化において想定される各ケースについて

ケース③-2:残余需要が地点Aで増加し、地点Bで減少し、系統制約が解消するケース

2-3.要なる検証（一部固定化）　85

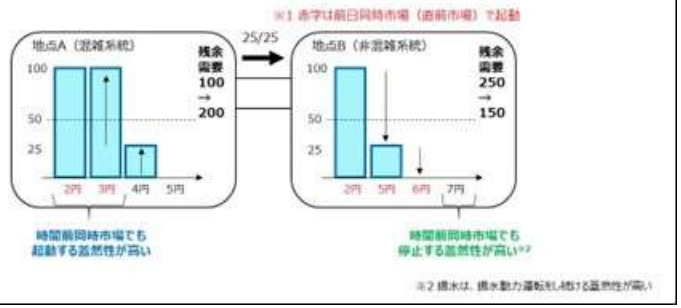
- 続いて、③残余需要が地点Aで増加し、地点Bで減少し（軽潮流となる方向）について、③-2 時間前同時市場において（逆潮流となることも含め）系統制約が解消するケースについて検討した。
- この場合、例えば、地点Aと地点Bの残余需要の合計が減少する場合に、残余需要が増加している地点A（混雑系統）においても、出力減少や停止による対応が必要となる可能性もあるなど、前日同時市場（直前市場）において混雑系統で起動していた電源が、必ずしも時間前同時市場でも起動しているとは限らないと考えられる。
- 一方で、地点B（非混雑系統）については、系統制約が解消しても、残余需要の減少に対して、出力減少や停止により対応することは変わらないため、前日同時市場（直前市場）において停止していた電源は、時間前同時市場でも停止する蓋然性が高いと考えられるか。



ケース③-1:残余需要が地点Aで増加し、地点Bで減少し、系統制約が継続するケース

2-3.要なる検証（一部固定化）　84

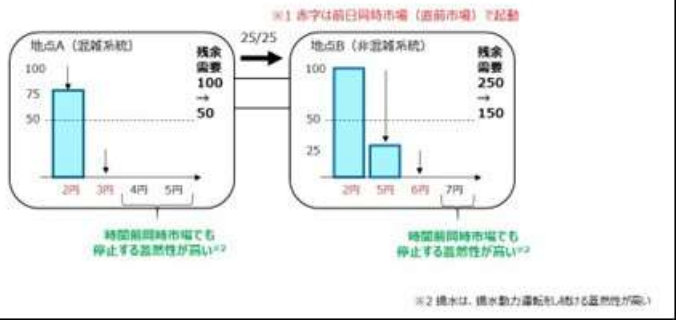
- 次に、③残余需要が地点Aで増加し、地点Bで減少し（軽潮流となる方向）について、まず、③-1 時間前同時市場においても、系統制約が継続するケースを検討した。
- この場合、時間前同時市場においても引き続き地点A・B間は系統混雑しており、地点A（混雑系統）においては出力増加や追加起動により対応、地点B（非混雑系統）においては出力減少や停止により対応すると考えられる。
- 言い換えると、地点A（混雑系統）においては前日同時市場（直前市場）において起動していた電源は、時間前同時市場でも起動する蓋然性が高く、地点B（非混雑系統）においては前日同時市場（直前市場）において停止していた電源は、時間前同時市場でも停止する蓋然性が高いと考えられるか。



ケース④:残余需要が地点A・Bともに減少するケース

2-3.要なる検証（一部固定化）　86

- 最後に、④残余需要が地点A・Bともに減少するケースについて検討した。
- この場合、地点A・Bともに時間前同時市場での残余需要の減少に対して、出力減少や停止により対応するものと考えられる。
- 言い換えると、前日同時市場（直前市場）において停止していた電源は、時間前同時市場でも停止する蓋然性が高いと考えられるか。



出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

一部固定化の考え方について（３／９）

■ 一般的には系統（エリア）全体に対し混雑系統の規模は小さい※1ことを考えると、先述のケースは「エリア全体が需要増加（①②）」と「エリア全体が需要減少（③④）」に大別され、そこで共通的な起動停止の変化（挙動）が、結果を固定しても影響が少ないところと考えられる。

■ 具体的には、エリア全体の需要増加時は非混雑系統（地内混雑がなければエリア全体）の起動済電源の起動を固定、エリア全体の需要減少時は非混雑系統（地内混雑がなければエリア全体）の停止電源の停止を固定するといった方向性が考えられる（ただし、起動停止の固定のみで出力配分の固定は行わない）。

※1 必ずしもそうではないケースも有り得る点については、留意が必要（今後、課題が顕在化した際には、改めて整理が必要）。

ケース	前日同時市場（直前市場）からの残余需要の増減			前日同時市場（直前市場）から時間前同時市場での、起動停止の変化	
	地点A（混雑系統）	地点B（非混雑系統）	エリア全体	地点A（混雑系統）	地点B（非混雑系統）
①	増加（小）	増加（大）	増加の可能性が高い	起動していた電源は、起動する蓋然性が高い	**起動していた電源は、起動する蓋然性が高い**
②	減少（小）	増加（大）		停止していた電源は、停止する蓋然性が高い※2	
③	増加（小）	減少（大）	減少の可能性が高い	起動していた電源は、起動・停止両方有り得る	**停止していた電源は、停止する蓋然性が高い※2**
④	減少（小）	減少（大）		停止していた電源は、停止する蓋然性が高い※2	

※2 揚水は、揚水動力運転をし続ける蓋然性が高い。

出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2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/013_04_00.pdf

一部固定化の考え方について（４／９）

- 次に、前日同時市場の結果から混雑・非混雑系統を特定するロジックが必要になるため、簡易的にこれを特定する方法として、左下図のとおり、混雑送電線と地点別限界費用から混雑系統を特定するロジックを構築・実装した。
- 実装したロジックを前日同時市場の約定結果に適用したところ、連系線混雑により系統が分かれるケースが多く、概ね地理的に近くのノードでグループが形成されることを確認した。
- 一方、当該ロジックは系統構成（トポロジー）を考慮していないため、グルーピングに関する課題※1が見受けられたが、この点については、系統のトポロジーを考慮したロジックの工夫や、閾値の判定におけるクラスタリング手法等の活用などが考えられるため、今後深掘り検討を進めることとしたい。

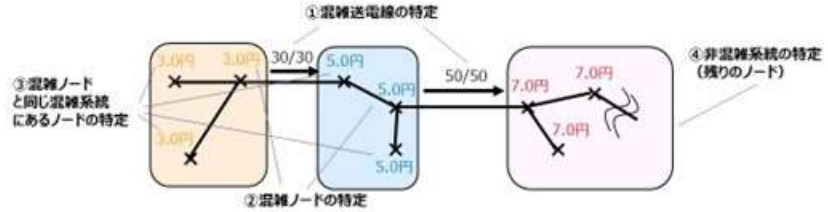
※1 離れた系統であっても、地点別限界費用が等しいノードが同グループに分類される課題や、グルーピング（地点別限界費用の差）の閾値の設定方法に関する課題

混雑・非混雑系統を特定するロジックについて（１／３）

2-3.更なる検証（一部固定化） 89

- また、前述の一部固定化の考え方を適用するにあたっては、前日同時市場（直前市場）の結果から混雑・非混雑系統を特定するロジックが必要になるため、簡易的に混雑・非混雑系統を特定する方法として、まずもっては、以下のようなロジックを構築・実装した。
  - ① 混雑送電線の特定
    ：送電線の潮流が運用容量に達している送電線の特定
  - ② 混雑ノードの特定
    ：混雑送電線の両端の地点別限界費用を比較して、低い方を混雑系統にあるノードと判定
  - ③ 混雑ノードと同じ混雑系統にあるノードの特定
    ：全ノードを探索し、混雑ノードと地点別限界費用がほぼ同じノードを、同じ混雑系統にあるノードと判定
  - ④ 非混雑系統の特定
    ：③で混雑系統に入らなかったノードを非混雑系統と判定

【混雑・非混雑系統の特定ロジックのイメージ】



混雑・非混雑系統を特定するロジックについて（３／３）

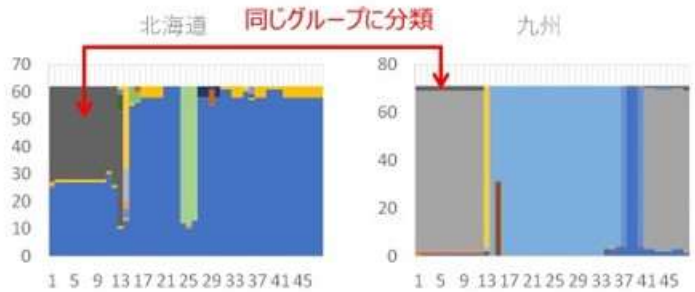
2-3.更なる検証（一部固定化） 93

- 一方、今回の簡易ロジックは、系統構成（トポロジー）を考慮した方法ではないため、例えば離れた系統であっても、地点別限界費用の値が等しいノードが同じグループに分類される課題や、グルーピング（地点別限界費用の差）の閾値をどのように設定するかといった課題※が見受けられた。
- この点については、系統のトポロジーを考慮したロジックの工夫や、閾値の判定におけるクラスタリング手法等の活用などが考えられるため、今後深掘り検討を進めることとしたい。

※ 今回の一部固定化の考え方への適用にあたっては、混雑系統は同じ処理（電源起動停止を固定しない）となり、結果に影響を与えないため、今回構築した簡易ロジックを用いることで実質的には問題ないとも考えられる。

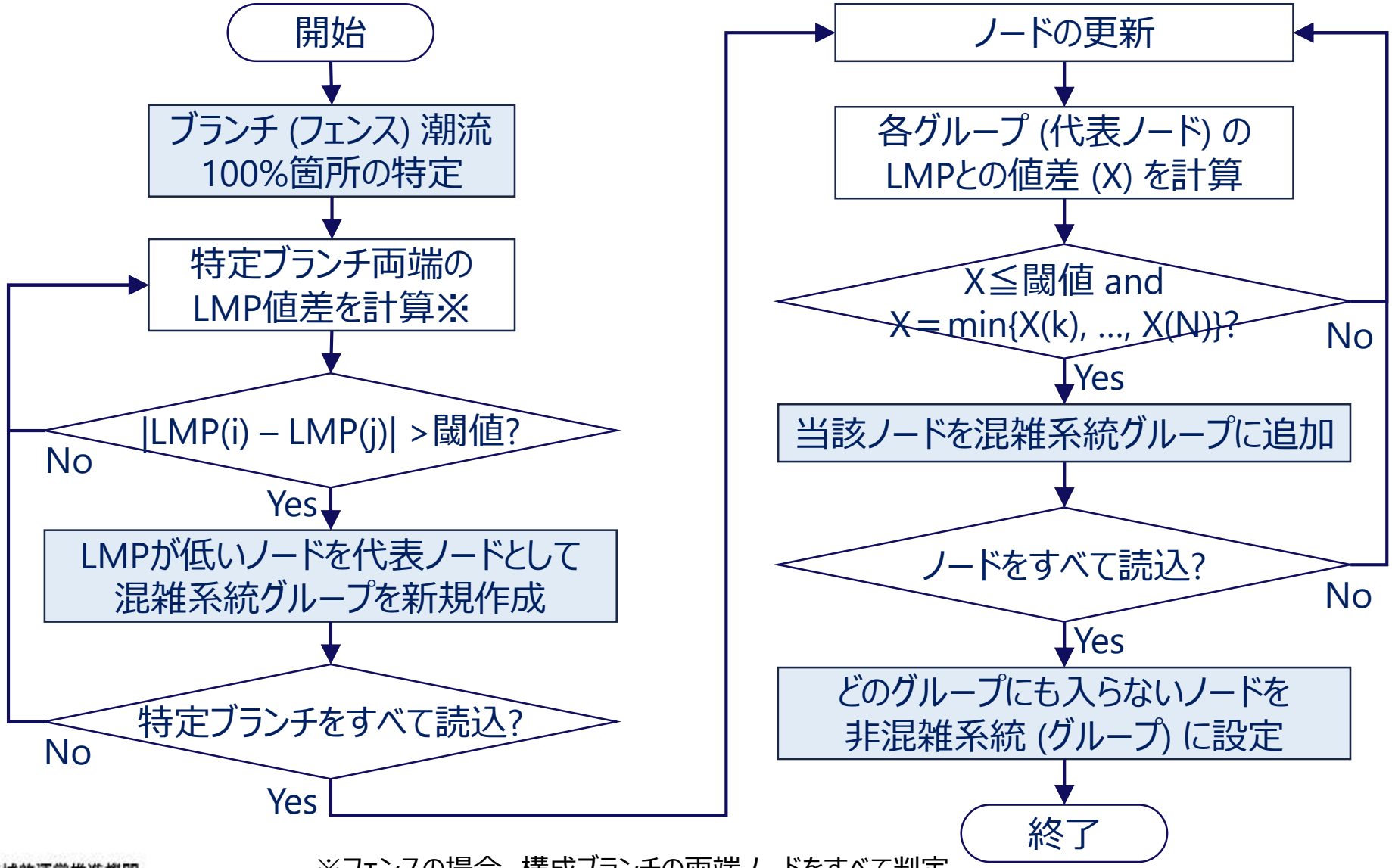
【高需要断面（需要変動ケース）】

縦軸：ノード番号、横軸：時間コマ、色分け：所属系統



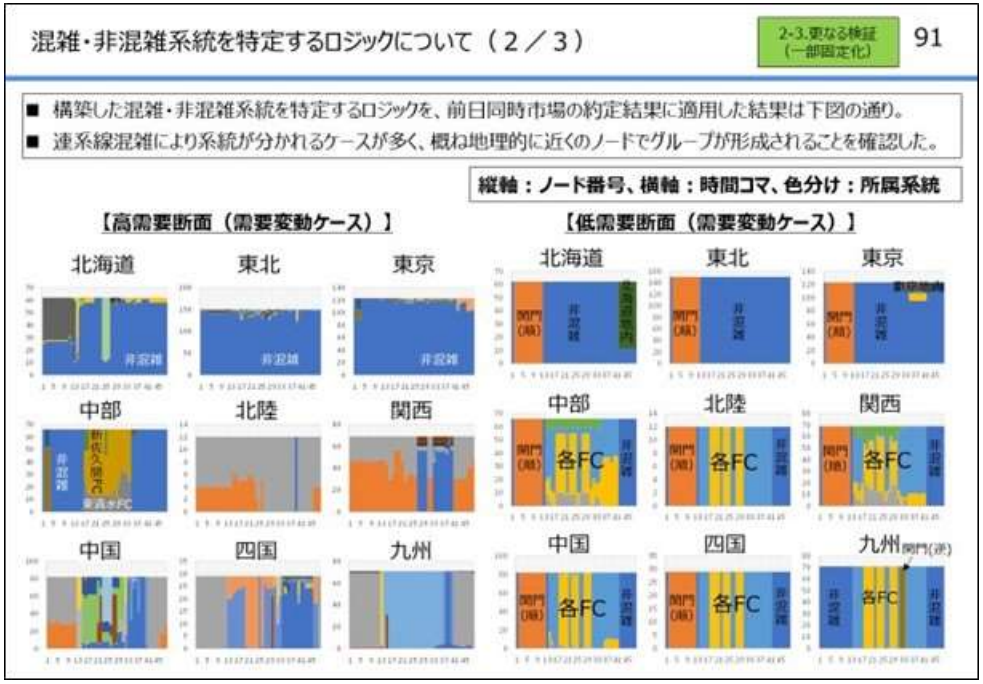
出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

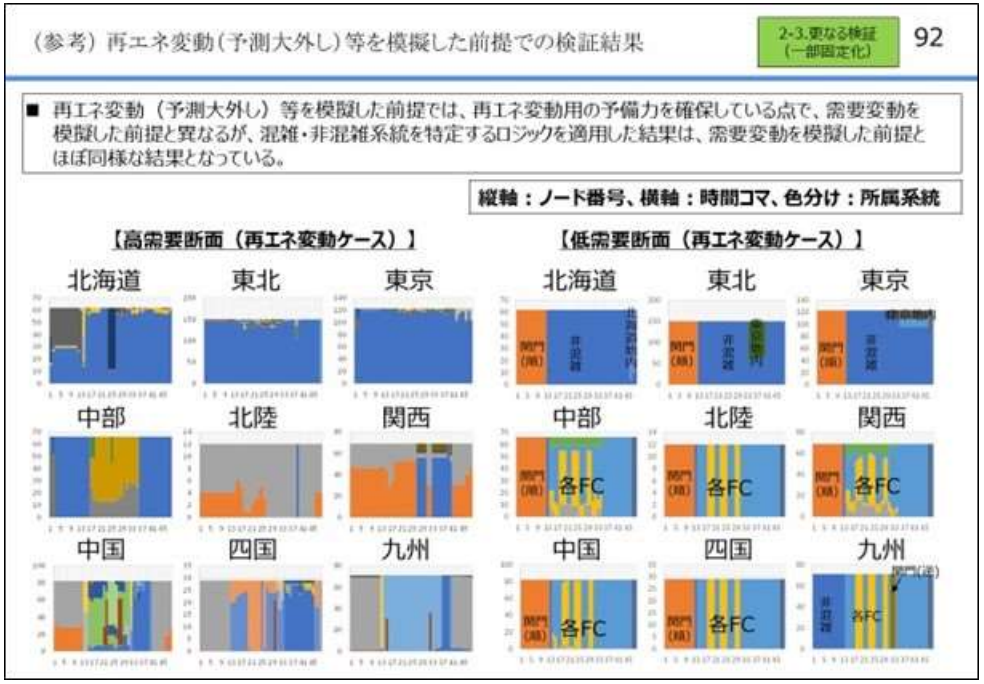
（参考）混雑・非混雑系統を特定するロジックの詳細



※フェンスの場合、構成ブランチの両端ノードをすべて判定

（参考）混雑・非混雑系統を特定するロジックの検証結果





出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

一部固定化の考え方について（５／９）

- 前述の通り、混雑・非混雑系統を特定する簡易ロジックが構築できたことから、前日同時市場（直前市場）の結果から混雑・非混雑系統を特定し、時間前同時市場において、起動停止の一部を固定化する考え方を適用した場合と、適用しなかった場合について、収束性や電源ラインナップ・出力配分量の比較検証を行った。
- これまでの時間前同時市場の検証と同様に、需要変動および再エネ変動等をそれぞれ模擬して検証を行った。
- まず、「需要変動」を模擬した検証における「収束性（計算負荷）」に関する確認結果は下記のとおりであり、起動停止の**一部を固定化する考え方を適用した場合**（No.2、4）、適用しなかった場合（No.1、3）に比べて、**収束性が改善される（計算時間が短くなる）**ことを確認した。

一部固定化ロジックの検証（需要変動）結果について（１／３）

2-3.更なる検証（一部固定化）　99

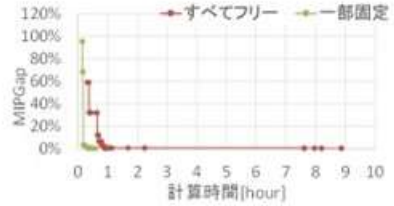
- 時間前同時市場において、一部固定化ロジックを適用した場合の検証結果として、まずは「収束性（計算負荷）」の確認結果について、下表に示す。
- 起動停止の**一部を固定化する考え方を適用した場合**（No.2、4）、適用しなかった場合（No.1、3）に比べて、**収束性が改善される（計算時間が短くなる）**ことを確認した。

No.	想定市場	需給断面	初期値	起動停止	MIP Gap	計算時間
1	前日の時間前市場	高需要 (7/31) ±2%	前日SCUCの約定結果	全てフリー	0.296%	8.9時間
2	前日の時間前市場	高需要 (7/31) ±2%	前日SCUCの約定結果	一部固定化の考え方	0.265%	35.4分
3	前日の時間前市場	低需要 (4/27) ±2%	前日SCUCの約定結果	全てフリー	0.755%	9.8時間
4	前日の時間前市場	低需要 (4/27) ±2%	前日SCUCの約定結果	一部固定化の考え方	0.867%	4.0時間

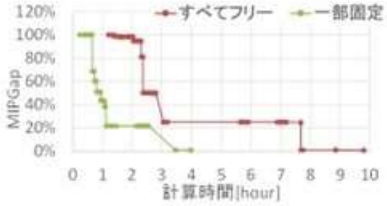
（参考）一部固定化ロジックの検証（需要変動）における収束過程

2-3.更なる検証（一部固定化）　100

【高需要断面（需要変動ケース）】



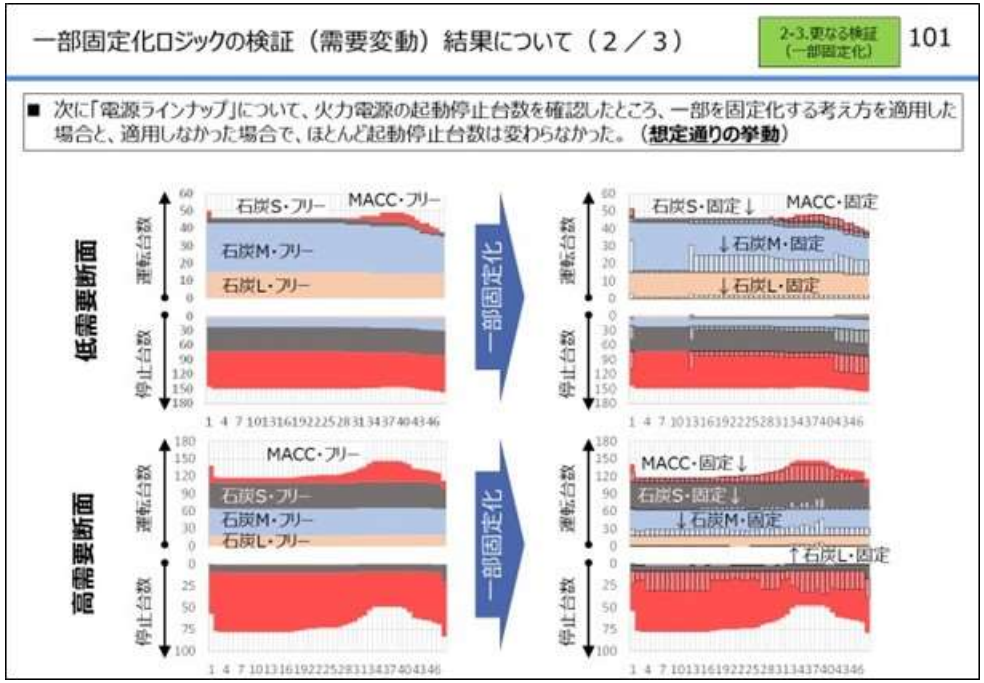
【低需要断面（需要変動ケース）】

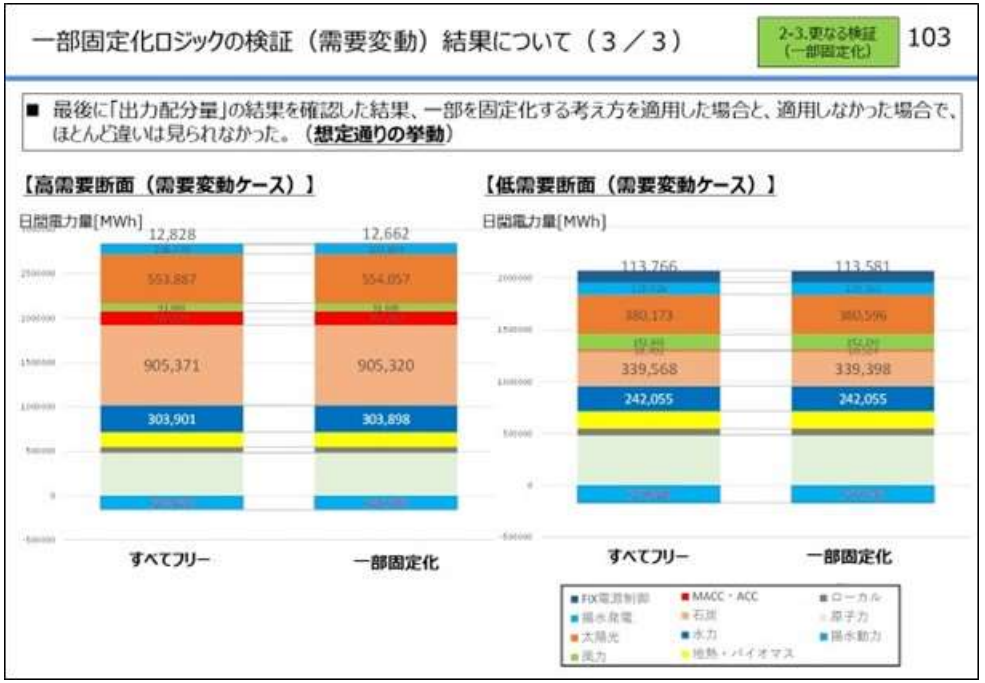


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

一部固定化の考え方について（６／９）

■ 次に、「電源ラインナップ」および「出力配分量」について確認したところ、一部を固定化する考え方を適用した場合と、適用しなかった場合で、ほとんど変化が見られなかった。（**想定通りの挙動**）



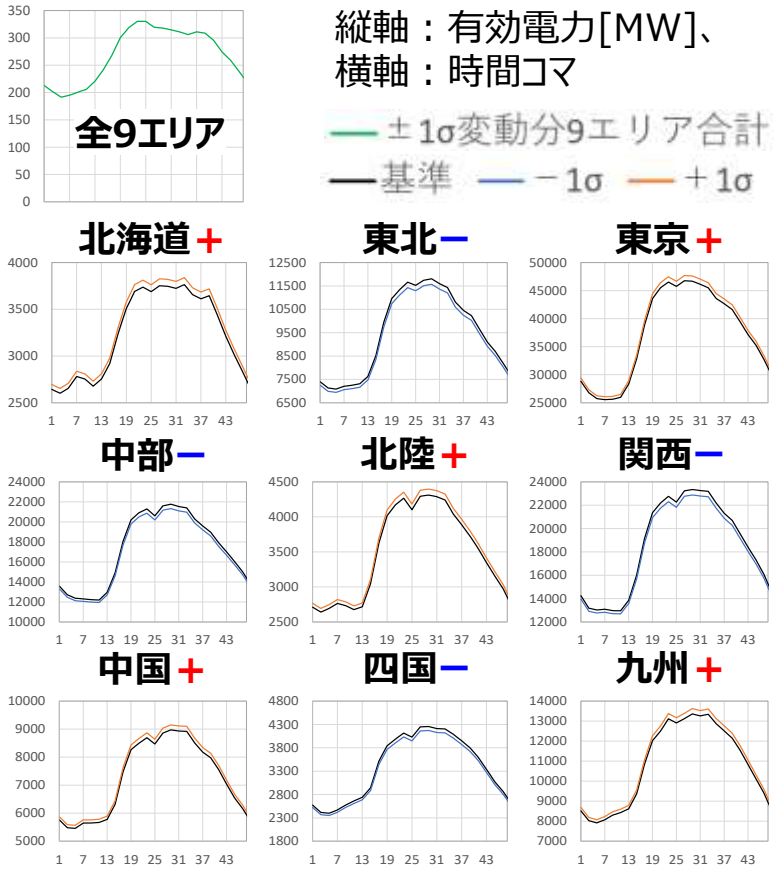


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

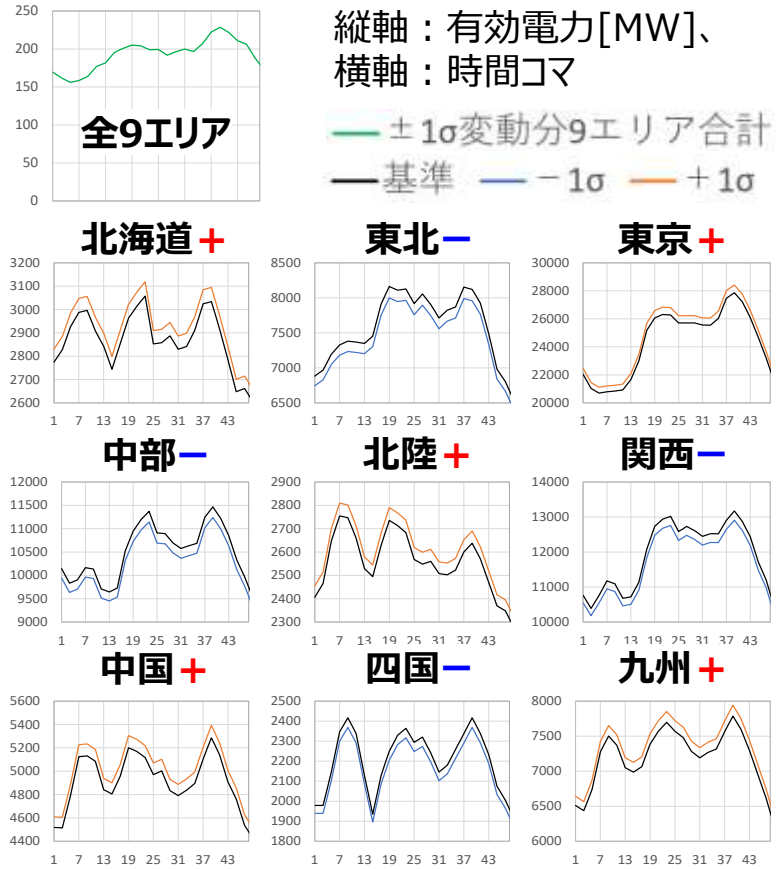
（参考）一部固定化ロジック検証における需要変動の設定

■ 需要変動を模擬した検証について、需要変動の設定にあたっては、一部固定化の考え方を適用した際の処理が一律とならないように、各エリア毎に増減の方向を混雑させる設定とした。

高需要断面, 需要±2%



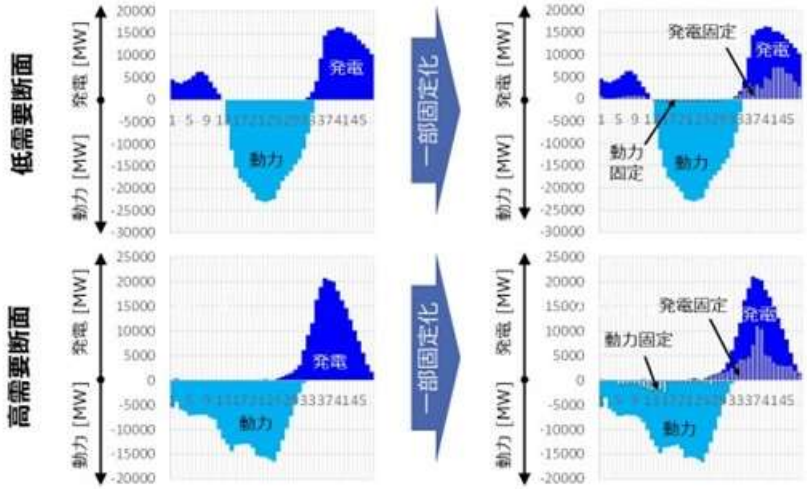
低需要断面, 需要±2%



（参考）需要変動を模擬した場合の揚水運用の変化および需給運用コストへの影響

（参考）一部固定化ロジック検証（需要変動）における揚水起動停止の比較　2-3.更なる検証（一部固定化）　102

■ 揚水についても、発電運転と動力運転の台数を確認したところ、一部を固定化する考え方を適用した場合と、適用しなかった場合で、ほとんど発電運転と動力運転の台数は変わらなかった。



（参考）需給運用コストへの影響確認　2-3.更なる検証（一部固定化）　104

■ 需給運用コストへの影響について確認した結果、一部を固定化する考え方を適用した場合と、適用しなかった場合と比較して、0.1%以下の差異であった。

■ この点、MIP Gapの収束値が異なる点（最適化による誤差）を考慮すると、ほとんど影響しないとも評価できるか。

出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

一部固定化の考え方について（７／９）

- 続いて、「再エネ変動」を模擬した検証における「収束性（計算負荷）」に関する確認結果は下記のとおりであり、起動停止の**一部を固定化する考え方を適用した場合**（No.1-2,1-4,2-4）、適用しなかった場合（No.1-1, 1-3,2-3）に比べて、**概ね収束性が改善される（計算時間が短くなる）**ことを確認した。
- 一方で、低需要±1σケースのみ（No.2-1、2-1）、一部固定化する考え方を適用した場合の方が、計算時間が長くなったため、その要因について深掘り検討を行った。
- その結果、低需要断面のような厳しい需給断面では、比較的自由にモード（「発電」「停止」「充電」）の変更が可能な揚水については固定しない工夫も有効であるといった示唆が得られた。

一部固定化ロジックの検証（再エネ変動等）結果について（１／４）

2-3.更なる検証（一部固定化） 105

- 時間前同時市場において、一部固定化ロジックを適用した場合の検証結果として、まずは「収束性（計算負荷）」の確認結果について、下表に示す。
- 起動停止の**一部を固定化する考え方を適用した場合**（No.1-2,1-4,2-4）、適用しなかった場合（No.1-1, 1-3,2-3）に比べて、**概ね収束性が改善される（計算時間が短くなる）**ことを確認した。
- 一方で、低需要±1σケースのみ（No.2-1、2-1）、一部固定化する考え方を適用した場合の方が、計算時間が長くなったため、その要因について深掘り検討を行った。

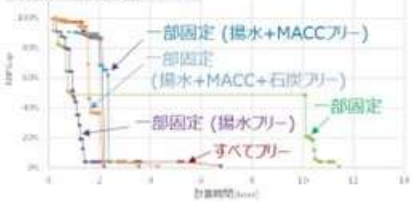
No.	想定市場	需給断面	初期値	予備力	起動停止	MIP Gap	計算時間
1-1	時間前	高需要, ±1σ	前日約定結果	需要×7%	すべてフリー	0.298%	1.1時間
1-2	〃	高需要, ±1σ	〃	〃	**一部固定化**	**0.217%**	**32.5分**
1-3	〃	高需要, ±3σ	〃	〃	すべてフリー	0.286%	1.9時間
1-4	〃	高需要, ±3σ	〃	〃	**一部固定化**	**0.290%**	**1.1時間**
2-1	時間前	低需要, ±1σ	前日約定結果	需要×7%	すべてフリー	0.868%	6.8時間
2-2	〃	低需要, ±1σ	〃	〃	**一部固定化**	**0.620%**	**11.4時間**
2-3	〃	低需要, ±3σ	〃	〃	すべてフリー	0.852%	3.1時間
2-4	〃	低需要, ±3σ	〃	〃	**一部固定化**	**0.714%**	**1.7時間**

一部固定化ロジックの検証（再エネ変動等）結果について（２／４）

2-3.更なる検証（一部固定化） 106

- 前述の一部ケースで収束性が悪化したことを受け、一部固定化の考え方（条件が合致すれば燃種関係なく固定）に見直しの余地がないか検討した結果、揚水については固定化しない方が収束性が改善しやすいことが確認された。
- これは、揚水が通常の電源とは異なり、「発電」「停止」「充電」と多くのモードがあり、また比較的自由にモードの変更が可能といった充放電リソース特有の事情によるものと考えられる。
- このように、揚水を固定しないことで変数が増える一方、揚水を固定しない方が柔軟性が増すメリットもあることから、低需要断面のように厳しい需給断面では、揚水については固定しない工夫も有効であるといった示唆が得られた。

低需要断面, ±1σ

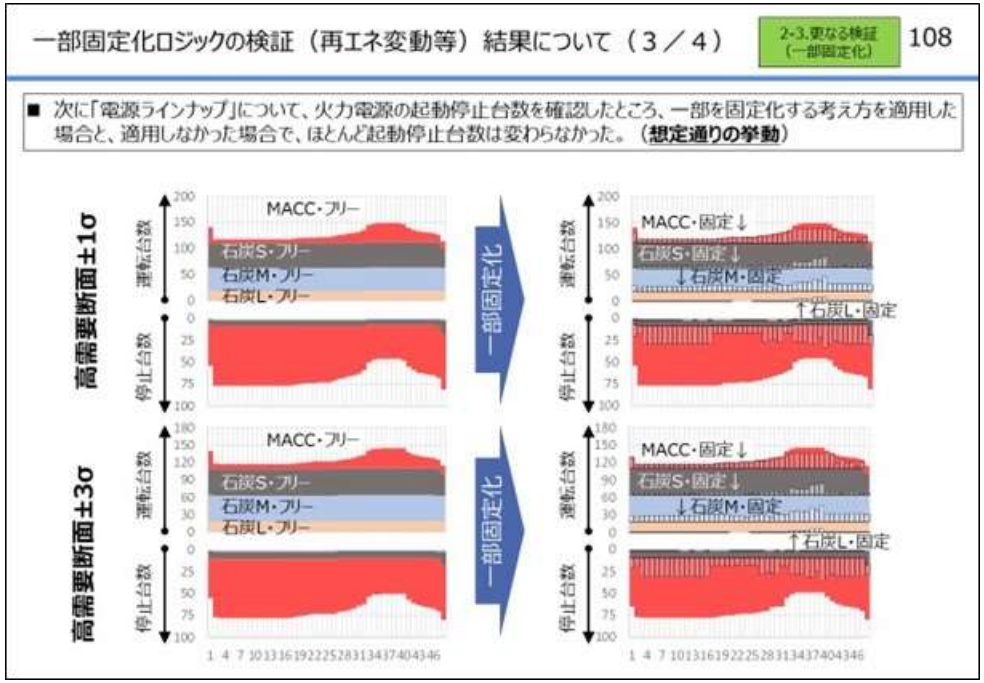


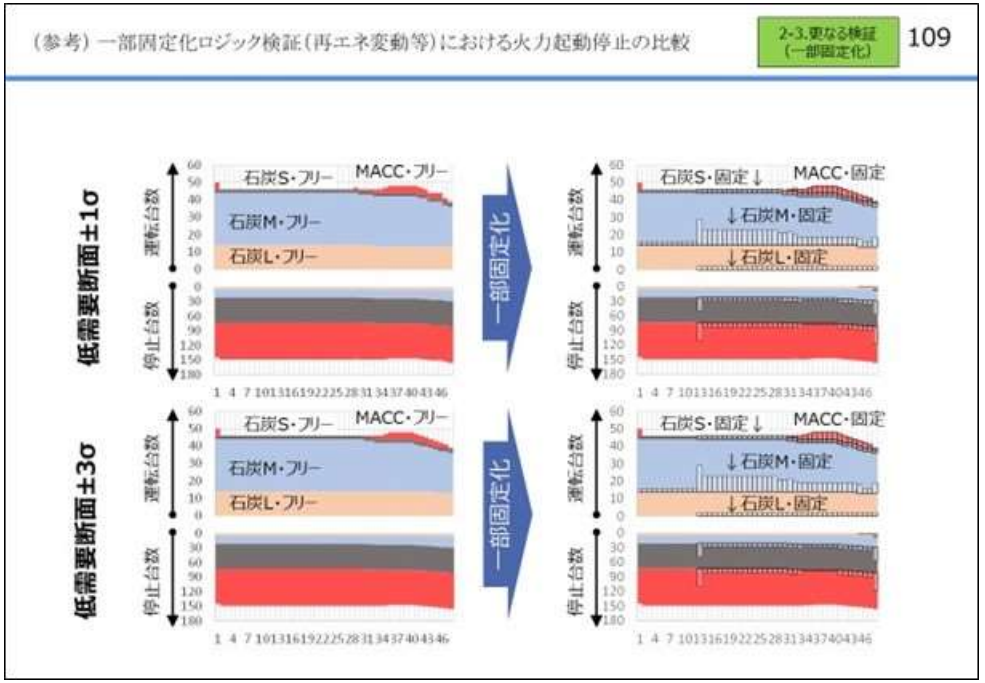
ケース	MIP Gap	計算時間
すべてフリー	0.868%	6.8時間
一部固定	**0.620%**	**11.4時間**
一部固定(揚水フリー)	**0.696%**	**2.2時間**
一部固定(上記+MACCフリー)	0.750%	3.6時間
一部固定(上記+石炭フリー)	0.866%	4.3時間

出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

一部固定化の考え方について（８／９）

■ 次に、「電源ラインナップ」について確認したところ、一部を固定化する考え方を適用した場合と、適用しなかった場合で、ほとんど変化が見られなかった。（**想定通りの挙動**）



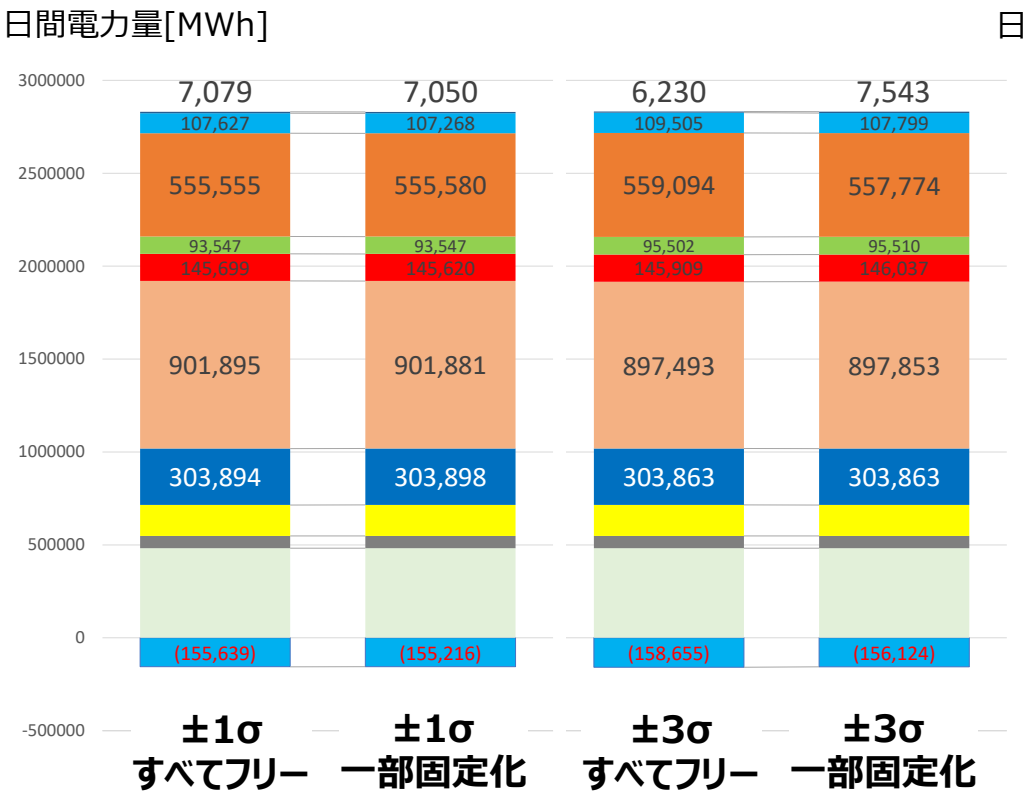


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

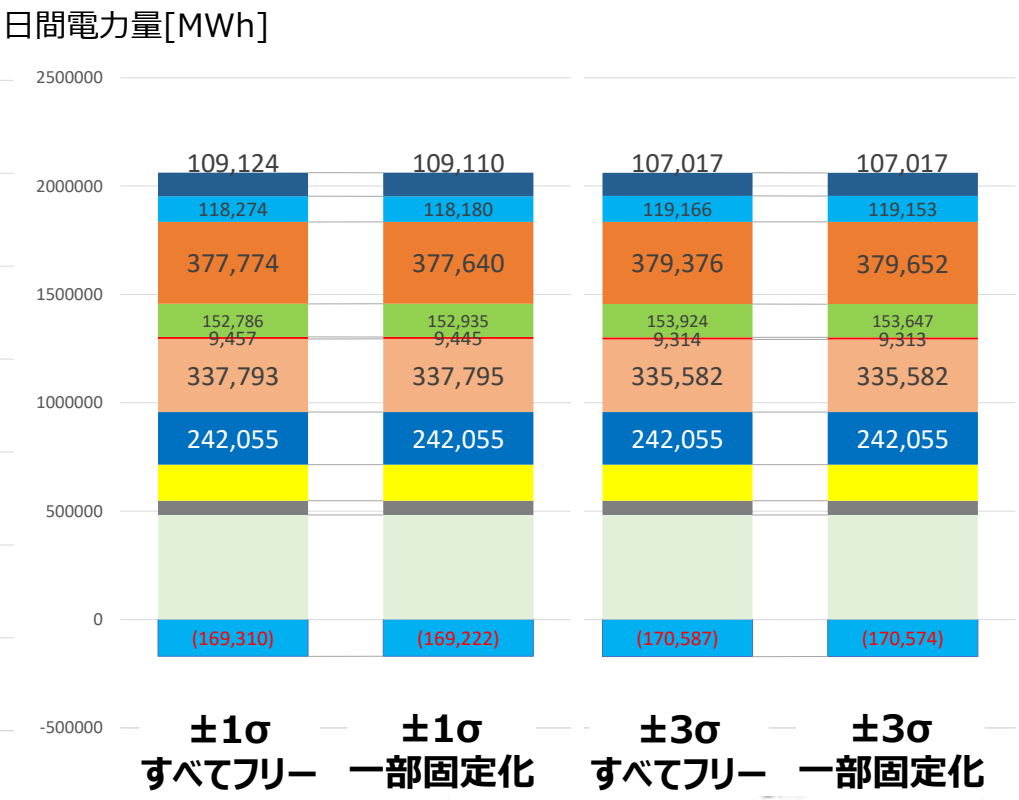
一部固定化の考え方について（９／９）

■ 最後に、「出力配分量」について確認したところ、一部を固定化する考え方を適用した場合と、適用しなかった場合で、ほとんど変化が見られなかった。（**想定通りの挙動**）

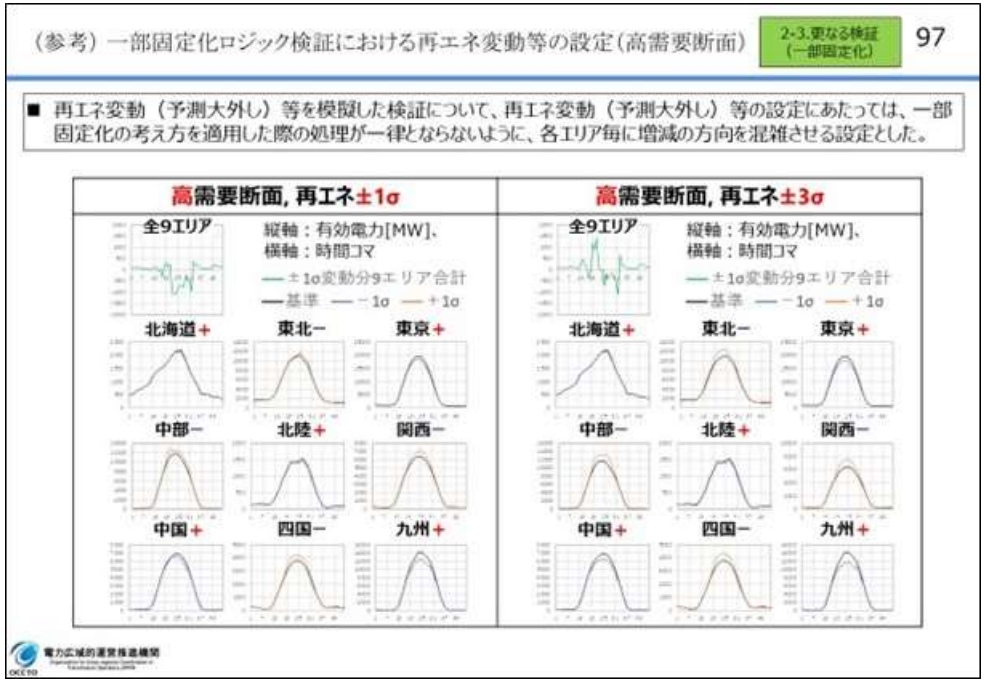
【高需要断面（再エネ変動ケース）】

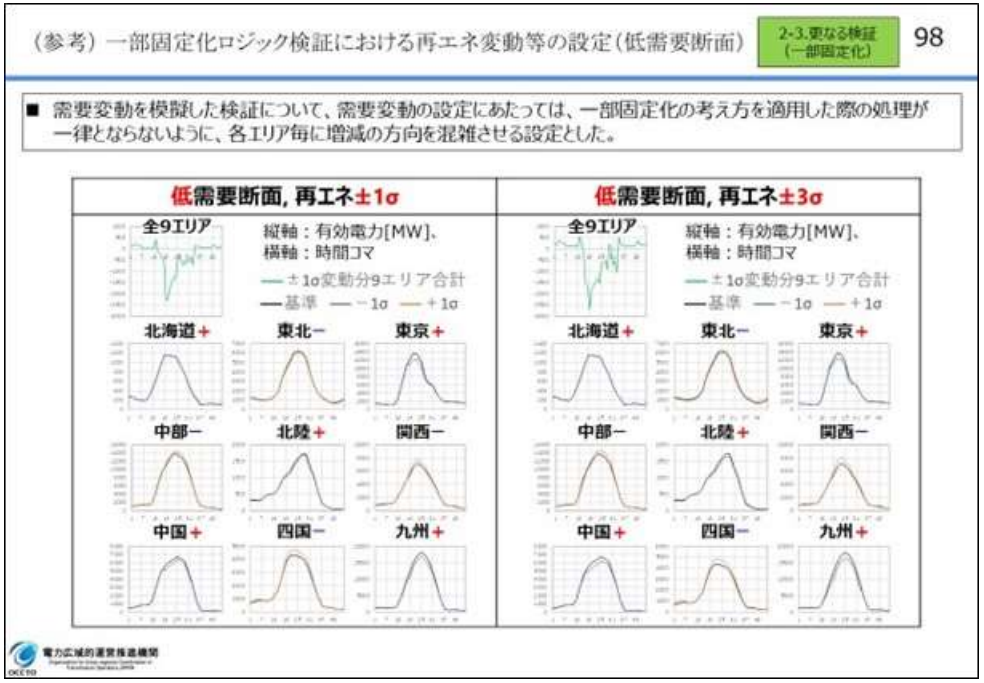


【低需要断面（再エネ変動ケース）】



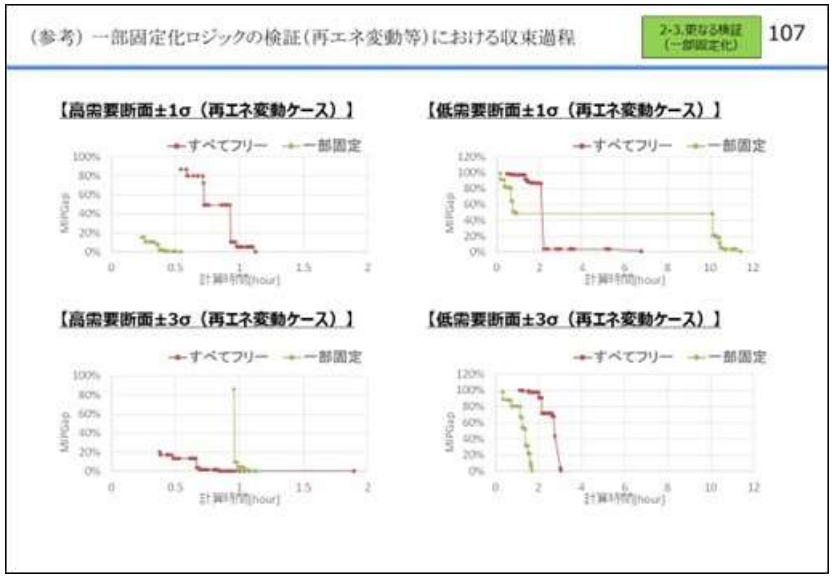
（参考）一部固定化ロジックにおける再エネ変動等の設定

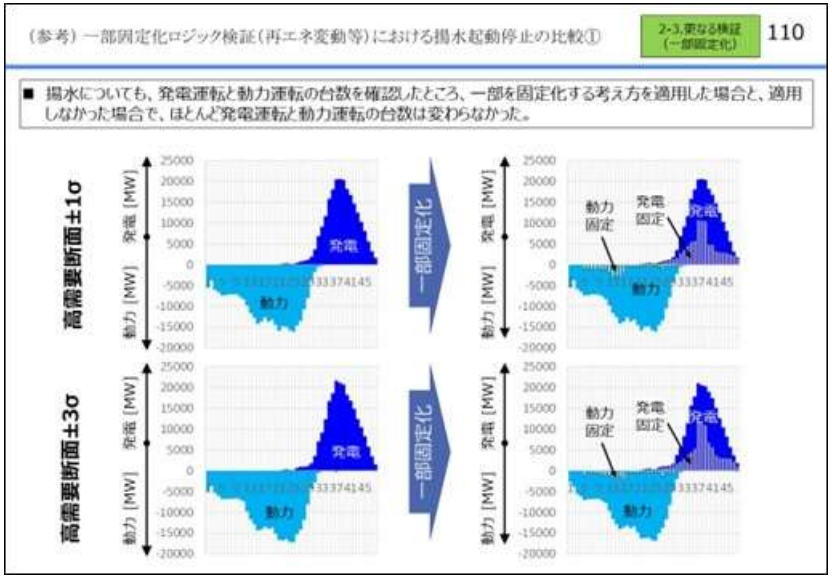


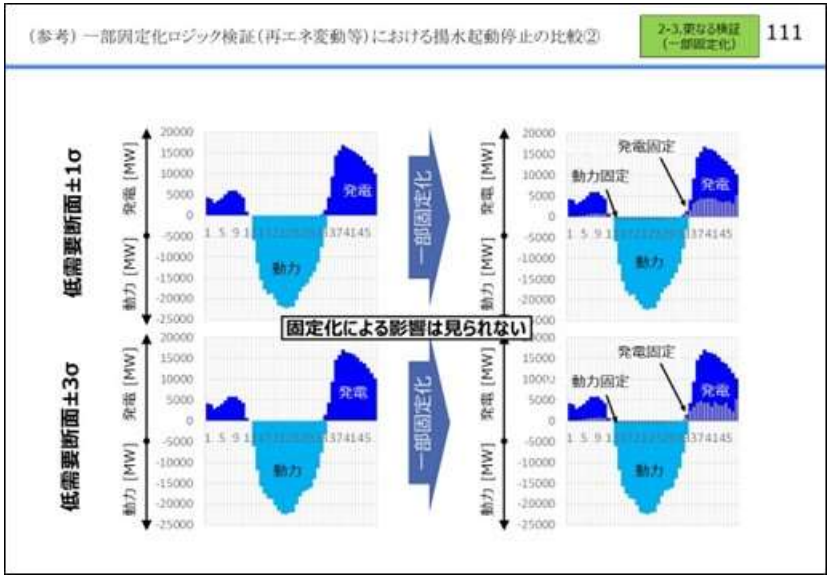


出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）一部固定化ロジックの検証（再エネ変動等）におけるその他結果詳細







出所）第13回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年2月19日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/013_04_00.pdf

（参考）シミュレーションの詳細条件設定

【需要断面】
- 2断面：低需要断面 4/27、高需要断面 7/31

【シミュレーション対象期間】
- 前日24時間（30分×48コマ）、当日0時（30分×48コマ）、当日6時（30分×36コマ）、当日12時（30分×24コマ）、当日18時（30分×12コマ）

【電力系統・発電機模擬】
- 系統：広域連系系統モデル（ノード単位）
- 需要価格弾力性：なし
- 火力燃料費関数：二次関数を区分線形化（abc定数を基に7区分）

【制約条件】
- 発電機関係
  - 起動停止に関わる制約（MUT、MDT、起動停止回数、起動費切替）
- 系統関係
  - 線路潮流・フェンス潮流の運用容量制約

【ペナルティ】
- 予備力、調整力
- ブランチ潮流、フェンス潮流

【最適化計算の設定】
- 要求精度 MIP Gap＝(上界値－下界値)／上界値：高需要断面0.3%、低需要断面1.0%、
- 電源起動停止の状態指定：**残余需要増減に応じて固定し、非混雑系統の電源は一部フリーに**

今後の検証について

■ 「⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック」については、時間前同時市場については、需要変動や再エネ変動（予測大外し）等に応じた電源起動・出力配分の増減が正しく行われ、また、一部の電源の起動停止を固定する工夫等によって、前日同時市場よりも収束性が高い**基本ロジックは構築できた（一定程度、実現目途は経った）**と考えられる。**（検証Aとしては完了）**

■ 今後は、頂いた示唆を踏まえ、「データの保存やシステム間のデータ連携（実際のシステム開発の際に留意すべき点）」「混雑・非混雑系統を特定する簡易ロジック」等について引き続き詳細検討の中で深掘りしていくこととしたい。

検証対象	特徴	検証・検討項目	
前日の時間前同時市場	・前日同時市場の約定結果の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用）	・需要変動を模擬した検証 【前回中間取りまとめで整理済】 ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	・ザラバとの対比に関する評価 **【今回中間取りまとめで整理】** ・収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り **【今回中間取りまとめで整理】** ・週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎ **【今回中間取りまとめで整理】**
当日の時間前同時市場	・足元実績（≒直前の最適解）の引き継ぎ（最適解に近い初期値の活用） ・時間の経過に応じた計算対象期間の減少 ・発電機起動特性による起動停止対象電源の減少	・需要変動を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】** ・再エネ変動（予測大外し）等を模擬した検証 **【今回中間取りまとめで整理】**	

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

－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック

－⑨．送電ロスを考慮したSCUCロジック

３．まとめ

同時市場における送電ロスの取り扱いについて

- 将来の同時市場の導入に向けて、送電ロスを考慮したロジックの実現性（あるいは、そもそもSCUC・SCEDロジックにおいて送電ロスをどのように考慮するのか）について検討していく必要がある。
- 同時市場のSCUCロジックにおける送電ロスの考慮方法を検討するにあたり、まずもって現状の日本における送電ロスの取り扱い、ならびに海外のSCUCロジックにおける送電ロスの取り扱いを調査・整理を行った。
- また、送電ロスを考慮したSCUCロジックについて、いくつかの手法を紹介の上、今後の進め方について整理を行った。

現行の日本の制度と海外事例における送電ロスの取り扱い

■ 現状の日本ならびに海外のSCUCロジックにおける送電ロスの取り扱いを調査した結果は下記のとおり。

- 現状の日本では、小売が需要に加えて送電ロスも調達することで、「量」で送電ロスを考慮（負担）している
- 海外においては、小売は需要量のみを調達する（発電が需要量を（1-ロス率）で除した発電量を販売し、小売側の「量」においては送電ロス考慮されていない）一方、市場価格やUpliftといった形で、「価格」において※送電ロスを考慮（負担）している

■ この点、海外方式の大きな特徴として、潮流計算精緻化のため、送電ロス率が頻繁に変化すると、小売側の入札（「量」の変更）に反映することが現実的に困難であるため、「価格」に反映の上、負担させているものと考えられる。

■ 今後、日本の同時市場においてどのように取り扱うかは、技術（送電ロス算定方法等）のみならず、制度（価格算定・負担方法等）との両輪で考える必要があるため、まずは技術検証において、SCUCロジックにおける送電ロス考慮方法として具体的にどのような手法があり得るのかを検証し、整理を進めることとしたい。

	現状の日本	米PJM	米NYISO	加IESO
送電ロス率の設定	電圧階級別（過去実績）	発電・需要ノード別（足元実績）	発電・需要ノード別（交流法の繰り返し計算による精緻化）	不明
電源起動・出力配分ロジックでの送電ロス考慮	・小売が需要＋送電ロスを調達	・小売は需要のみを調達 ・発電はロス率を考慮した発電量を販売	・小売は需要のみを調達 ・発電はロス率を考慮した発電量を販売	・小売は需要のみを調達 ・発電はロス率を考慮した発電量を販売
価格算定ロジックでの送電ロス考慮	特になし	市場価格の一要素	市場価格の一要素	Upliftの一要素
送電ロスの負担	小売が「量」で負担	小売が「価格」で負担	小売が「価格」で負担	小売が「価格」で負担

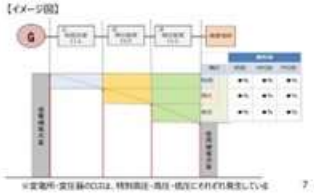
（参考）現状の日本における送電ロスの取り扱い

現状の日本における送電ロスの取り扱い（１／２）

22

- 送電ロスは、発電所で発電された電気が需要家に供給されるまでの間に失われる電力量である。
- 現行の日本の制度上では、毎年過去3年分の実績値の平均値を用いて電圧階級別（特別高圧・高圧・低圧）に送電ロス率を設定しており、需要地点の電圧階級に応じて、小売電気事業者がロス分も含めた電力量を調達することで、小売電気事業者が送電ロスを負担している。**（送電ロスを「量」で考慮し、小売が負担）**

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
特別高圧	1.7%	1.8%	1.3%	2.1%	1.7%	2.7%	2.2%	1.6%	1.3%	0.8%
高圧	4.2%	4.7%	3.9%	3.6%	3.3%	3.9%	4.5%	4.2%	3.0%	2.7%
低圧	7.4%	7.9%	6.6%	6.7%	7.5%	7.4%	7.6%	8.2%	8.1%	5.7%

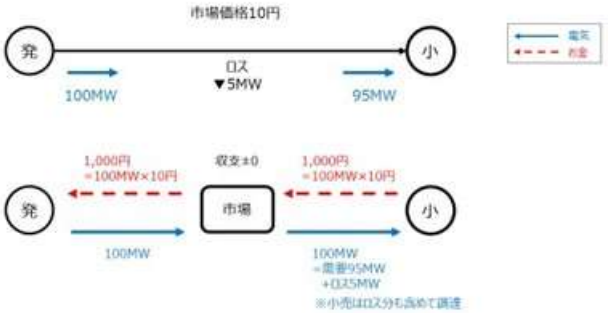


出所）第65回制度設計専門会合（2021年10月1日）資料7より抜粋
出所）第36回料金審査専門会合（2019年2月18日）資料5より抜粋

現状の日本における送電ロスの取り扱い（２／２）

25

- 具体的に、現状の日本における送電ロスを考慮した、発電・小売・市場運営者の取引の流れは、下図のようになる。
- 発電・小売ともに送電端の電力量・価格で取引を行うため、送電ロスがあっても、市場運営者の収支は±0となる。



（参考）現行の日本における送電ロスの設定について

24

対応の方向性（案）

- 既にスマメの設置が完了した東電PG以外の一般送配電事業者についても、計画通りに設置が進めば、2024年度までには、新電力と旧一電小売での実績値の計算方法が統一化され、両者の公平性が担保される見込み。
- しかしながら、**約款ロス率と実績ロス率の乖離幅については、**その改善を図る観点から、現在、過去３年分の実績値の平均値を用いて約款ロス率を毎年度改訂しているところ、**その性質上、外生要因等により、年度毎に実績ロス率が大きく上下する可能性※は否定できないため、現状の約款ロス率の設定方法を現時点で見直す必要はないのではないか。**
  ※結果として、約款ロス＞実績ロスの乖離幅が拡大した場合、小売は必要量よりも多く調達することになるため、エリアの供給力過剰となり、一送が下げ指令を実施することで、一送の収入増となる可能性
- 一方で、2023年度から導入予定の新たな**託送料金制度（レベニューキャップ制度）においては、規制期間（５年間）を設け、特定の費用については事後調整を行う方向**で議論がなされているところ。
- **これを踏まえ、レベニューキャップ制度下における約款ロス率については、各規制期間の期初に約款ロス率を設定し、これに係る費用**（「他社購入電源費」、「他社販売電源料」といった調整力可変費）については、上記制度の検討において事後検証を行う費用と整理されていることから、**期中の乖離により発生する変動分について、事後検証を行った上で必要に応じて翌期に調整することとしてはどうか。**
- なお、期初時点で、スマメ設置が未完了の一般送配電事業者については、新電力と旧一電小売間の公平性が担保できていない状況も鑑み、**設置完了までは引き続き、過去3年分の実績値の平均値を用いて毎年改訂を行うこととし、設置完了以降の年度においては、直近改訂値を残りの規制期間に用いる整理としてはどうか。**
  （例：沖縄電力であれば、スマメ設置が完了する2024年度まで毎年度約款ロス率の改訂を行い、2025年～2027年までは2024年度に設定した約款ロス率にて運用）

6

出所）第65回制度設計専門会合（2021年10月1日）資料7より抜粋

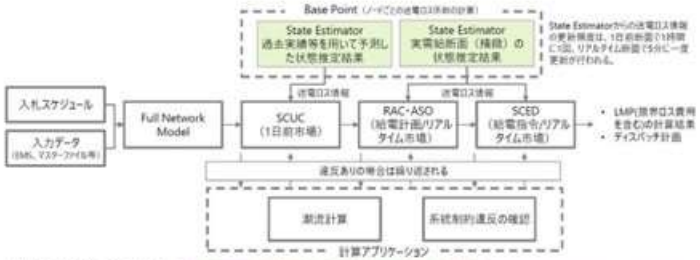
出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

（参考）米PJMにおける送電ロスの取り扱い

米PJMにおける送電ロスの取り扱いについて（1／4）

30

■ まず米PJMにおける送電ロスの取り扱いについて確認したところ、過去実績等をもとに作成した送電ロスに関する係数（Loss Penalty factor）を、外生的に最適化計算（SCUC等）に与えることで、送電ロスを考慮している。



*1 出所：PJM, Manual 11, 2024年12月, https://www.pjm.com/ /media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf
*2 出所：PJM, Markets Gateway User Guide, 2024年7月, https://www.pjm.com/ /media/DotCom/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx
*3 出所：PJM, PJM Manual 29, 2022年10月, https://www.pjm.com/ /media/documents/manuals/m29.ashx
*4 出所：PJM, 14A. 2 Inclusion of Transmission Losses section 3F.2, 2010年9月, https://www.pjm.com/-/media/directory/market-rules/rules-proposals/20100917-e10-2-710-000.pdf
*5 出所：FERC, Recent Advances in Solving Security Constrained UC ACOPF, 2024年7月, https://www.ferc.gov/media/presentation-recent-advances-solving-large-scale-security-constrained-uc-acopf

米PJMにおける送電ロスの取り扱いについて（2／4）

31

■ より具体的には、PJMの最適化計算において、PJM系統に入る電力量（発電所の発電量、米PJM外との連系線潮流量、および需要抑制負荷量）から、送電ロスを差し引いて、需給を一致させている。

■ つまり、小売事業者は、需要地点の消費電力量のみを調達し、送電ロスまでは調達しておらず、「量」において送電ロスを考慮している日本とは異なる考え方となっている。

【米PJMの最適化計算における需給バランス制約】

A. Power Balance Constraint

The power balance constraint in SCED ensures that all energy injected into the PJM system during the dispatch interval balances with all energy withdrawal including losses in the system.

$$\sum_{i=1}^{n}(1-LS(i))*Energy_{MW(i)}+\sum_{i=1}^{importTran}(1-LS(i))*Import_{Transaction_{MW(i)}}-\sum_{i=1}^{ExportTran}(1-LS(i))*Export_{Transaction_{MW(i)}}-\sum_{i=1}^{PRD}(1-LS(i))*PRD\ \ MW(i)=Load\ Forecast$$

送電ロスに関する係数

出所）PJM, "Energy and Ancillary Service Co-Optimization Formulation"（2022年6月1日）をもとに作成
https://www.pjm.com/-/media/DotCom/markets-ops/energy/real-time/real-time-energy-and-ancillary-service-co-optimization-formulation.ashx

米PJMにおける送電ロスの取り扱いについて（3／4）

32

■ 他方で、米PJMにおける市場価格（LMP）には、送電損失に相当する限界ロス費用（Marginal Loss）が含まれており、市場価格を通じて、小売事業者が送電ロスを負担していると観念される。
（送電ロスを「価格」で考慮し、小売が負担）

LMP = System Energy Price *2 (システムプライス) + Congestion Cost (混雑費用) + Marginal Loss (限界ロス費用) *1

限界ロス費用の算定方法

■ 限界ロス費用は、発電設備の出力が増減した際のロスの増減に関わる費用であり、システムプライス及びLoss Penalty Factor*3から算定される。
限界ロス費用 = システムプライス（基準価格）×（1 / Loss Penalty Factor - 1）
= システムプライス（基準価格）×（$-\Delta P_L / \Delta P_i$）

■ Loss Penalty Factor = 1 /（1 - $\Delta P_L / \Delta P_i$）＝発電側・需要側を含むあノードごとに算定され、（例として）とあるノードの出力を1MW上げた際にロスがどれだけ増えるか又は減るかの値（係数）である。
- ΔP_i：Reference busの負荷の増加に対応するための、対象のbusにおける出力の増加量
- ΔP_L：出力の増加に伴う、系統全体のロスの増加量
- Penalty Factorが1.0より大きい時、そのノードにおける出力を1MW上げるとシステム全体の送電ロスも大きくなるという意味となる。
- Penalty Factorが1.0より小さい時、そのノードにおける出力を1MW上げるとシステム全体の送電ロスも小さくなるという意味となる。

■ 各ノードのLMPにLoss Penalty Factorから算出される限界ロス費用が含まれており、米国ではLMPを通じて市場参加者が送電ロス費用を支払っている。

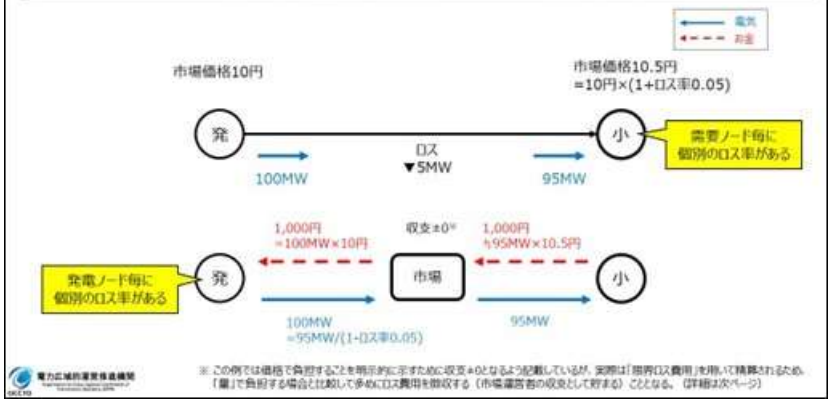
*1 出所：PJM, Marginal Losses Implementation Training, 2007年, https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-initiatives/ge-mlosses-implementation-training.ashx
*2 System Energy Price：システムプライスは、Reference busにおける限界費用であり、混雑費用と限界ロス費用を差し引いたLMPを表す。追加の出力を供出可能な発電設備のAdjusted Offerのうち最低価格を指し、全電源に適用される。

米PJMにおける送電ロスの取り扱いについて（4／4）

33

■ 具体的に、米PJMにおける送電ロスを考慮した、発電・小売・市場運営者の取引の流れは、下図のイメージとなる。

■ 小売は需要地点の消費電力量のみ調達し、発電は需要量を（1-ロス率）で除した発電量を販売、この時、小売の地点の市場価格は、発電の地点の市場価格に（1+ロス率）を掛けた価格となるため、小売が市場に支払う額は、発電が市場から受け取る額と一致し、市場運営者の収支は±0※となる。（後述の米NYISOも同じ）



※ この例では価格で負担することを明示的に示すために収支±0となるよう配賦しているが、実際は「限界ロス費用」を用いて精算されるため、「量」で負担する場合と比べて多くロス費用を徴収する（市場運営者の収支として貯まる）ことになる。（詳細は次ページ）

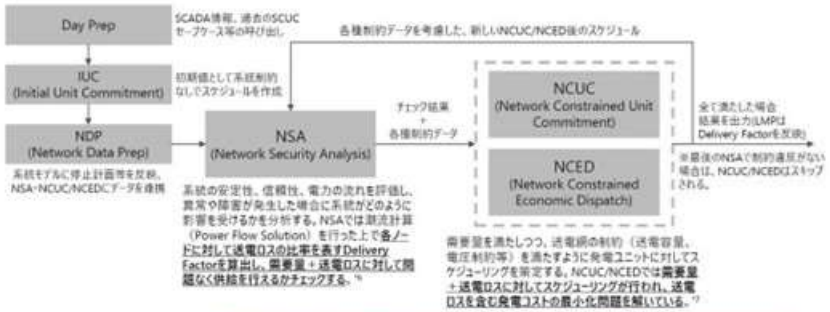
出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

（参考）米NYISOにおける送電ロスの取り扱い

米NYISOにおける送電ロスの取り扱いについて（1／2）

35

- 次に米NYISOの送電ロスの取り扱いを確認したところ、潮流計算を行うNSA（Network Security Analysis）で、各ノードにおける送電ロス率を表す係数（Delivery Factor）を算出し、最適化計算（NCUC等）で需要量＋送電ロスに対して発電コストが最小化されるよう電源起動・出力配分を行う処理を、繰り返す仕組みとなっていた。
- 繰り返し計算により、送電ロス率を精緻化する工夫が行われているものの、小売事業者は需要地点の消費電力量のみを調達し、送電ロスまでは調達していないという点で、米PJMと同様の考え方となっている。



*1 出所：NYISO, Manual 11, 2024年10月, https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/daywhd_schd_mnl.pdf/00249c71-4dd9-fa80-a816-ffff5a26ea33a
*2 出所：NYISO, Manual 12, 2024年8月, https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/trans_disp.pdf
*3 出所：NYISO, Day Ahead Network Constrained Unit Commitment Performance, 2020年6月, https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-2_Muntz_0.pdf
*4 出所：IEEE Task Force, Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market, 2022年11月, https://www.osti.gov/servlets/purl/1899936
*5 出所：NYISOへのヒアリングより情報追記
*6 Delivery Factorの繰り返し計算の頻度については、Time Stepごとに算定が行われ、後続の制約データやネットワークトポロジーに反映される点がマニュアルに記載されている。
*7 SCUCに加え、リアルタイム断面の算定機能であるRTC、RTDにおいても同様の送電ロス算定が行われている。

米NYISOにおける送電ロスの取り扱いについて（2／2）

36

- また、米NYISOにおける市場価格（LBMP）においても、送電損失に相当する限界ロス費用（Marginal Loss Price）が含まれており、市場価格を通じて、小売事業者が送電ロスを負担していると観念される。
  （送電ロスを「価格」で考慮し、小売が負担）

出所）"Locational Based Marginal Pricing"（2024年12月）より抜粋
https://www.nyiso.com/documents/20142/10124517/LMP_pdf.7582be05-e021-eeab-08bf-6802240b6e6d

出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

（参考）加IESOにおける送電ロスの取り扱い

加IESOのTwo schedule systemについて　37

- 最後に、加IESOの送電ロスの取り扱いについて確認した。
- 加IESOは、系統制約を考慮した電源起動・出力配分を行うが、域内統一価格での精算を行う、Two schedule systemを採用※している。

※ 導入当初より、地点毎に価格決定する手法が最終的に目指す制度と位置付けられており、18か月間のトライアルに限り、域内統一価格を用いることにしていたが、修正パッチを繰り返して、今日まで稼働が続いている。Market Renewal Programにより2025年5月にSingle Scheduleへ移行予定である。

出所）"Market Renewal Program: Energy Real Time Calculation Engine Detailed Design Issue2.0"（2021年1月）を元に作成・一部加工

出所）第12回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年9月25日）参考資料より抜粋

加IESOにおける送電ロスの取り扱いについて（1／3）　38

- 加IESOのTwo schedule systemでは、出力配分ロジックでは送電ロス（設定単位は不明）は考慮され、市場価格算定ロジックでは送電ロスは考慮されていない。
- 出力配分ロジックで送電ロスを考慮していることから、米PJM等と同様に、小売事業者は、需要地点の消費電力量のみを調達し、送電ロスまでは調達していないと考えられる。

		IESO*1 旧システム		IESO*1 新システム（2025年以降）	米国　ISO
SCED	指令の種類	系統制約なし指令	系統制約付き指令	系統制約付き指令	系統制約付き指令
	最適化区間	単一区間	マルチインターバル*2	マルチインターバル	マルチインターバル
	限界送電損失の考慮有無	なし	あり	あり	あり
	潮流計算*3	不明		AC Power Flow/ Non-linear DC Power Flow/ Linear DC Power Flow*3	AC Power Flow/ Non-linear DC Power Flow/ Linear DC Power Flow*3
	Contingency 分析	-		あり（線形DC潮流計算を実施）	あり（線形DC潮流計算を実施）
	指令粒度	5分単位		5分単位	5分単位
	系統混雑による市場外の追加決済の有無	あり（Congestion Management Settlement Credit）		なし	なし

*1 出所：IESO, MRP Detailed Design Real time Calculation Engine , 2021年, https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP-Detailed-Design-Real-Time-Calculation-Engine.pdf
*2 マルチインターバルとは複数の時間区間（10区間まで）にわたり最適化を同時に行われ、将来の動意的な指令値を作成するために使われている。
*3 最適化計算外の潮流計算（Base Case Power Flow）を指す。

加IESOにおける送電ロスの取り扱いについて（2／3）　39

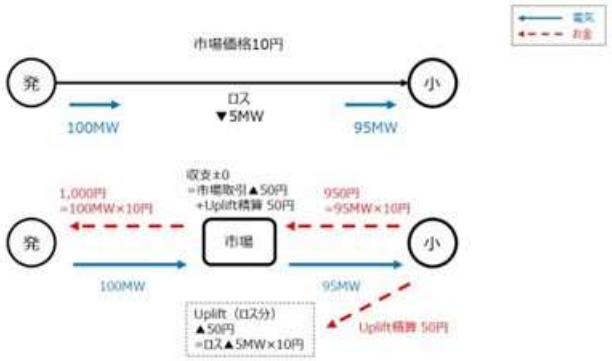
- 他方で、市場価格算定ロジックには送電ロスが考慮されていないものの、Upliftの中に送電ロス費用が含まれており、Upliftとして精算されることで、小売事業者が負担している。
- 市場外価格であるUpliftで精算される点は異なるものの、量ではなく、価格において送電ロスを考慮している点では、米PJM等と同様の考え方となっている。**（送電ロスを「価格」で考慮し、小売が負担）**

Wholesale Market Service Charges	
Hourly Uplift – Congestion Management Settlement Credits (CMSC)	CMSC is paid to dispatchable resources, such as generators or large consumers, who responded to instructions from the IESO to take specific actions to avoid possible overloads of the transmission system, or to maintain the balance between supply and demand.
Hourly Uplift – Interim Offer Guarantees (IOG)	IOG is paid to electricity imports into Ontario if the hourly pre-dispatch price exceeds the five-minute prices set in the market.
Hourly Uplift – Other	These include energy losses and operating reserve costs.
Daily Uplifts	These costs are incurred to commit generators to day-ahead schedules through the Day-Ahead Commitment Process.
Monthly Uplifts	Monthly costs cover the services required to ensure the reliability of the Ontario power network, and to meet commitments to other system operators throughout North America, including Black Start Capability, Voltage Support, and Regulation Service. The monthly uplift costs are shared among all wholesale customers on a pro rata basis.

出所）"Guide to Wholesale Electricity Charges"（2025年1月20日閲覧）を元に作成・一部加工

加IESOにおける送電ロスの取り扱いについて（3／3）　40

- 最後に、加IESOにおける送電ロスを考慮した、発電・小売・市場運営者の取引の流れは、下図のイメージとなる。
- 市場取引としては、小売は需要地点の消費電力量のみ調達し、市場運営者への支払いを行うが、市場運営者に▲50円の不足が生じていることから、小売との精算（Uplift）により、結果的に小売は送電ロス分を負担し、市場運営者の収支は±0となる。



出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

送電ロスを考慮したSCUC計算（１／６）

- SCUC内で送電ロスを取り扱う際の方法を分類すると、「①SCUC内で制約条件として送電ロスを組み込み最適化」「②1回のSCUC内では送電ロスを固定し、繰り返し計算の中で送電ロスを精緻化」という2パターンが考えられる。
- さらに細かく分類すると、①においては交流法で厳密に解く方法と直流法で簡易的に解く方法、②においては固定する送電ロスの表現方法（ロス率 or ロス量）と付加対象（ブランチ or ノード）の組み合わせで4つの方法が考えられ、これらを分類すると下表のとおりとなる。
- 前述のPJMやNYISOにおいては、②-2が採用されていると考えられるが、まずもって電力中央研究所において過去検証されたことのある①-2, ②-1, ②-4について確認を行う。

①SCUC内で最適化（SCUCは1回）

制約条件	
非線形解法（AC法）	線形近似（DC法）
①-1	①-2 近似解法①

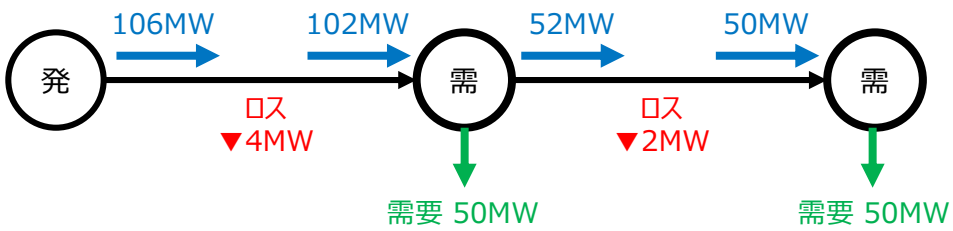
②SCUC内では固定（SCUCの反復計算）

PJM,NYISO

		ロスの付加対象	
		ブランチ	ノード
ロス固定方法	ロス率	②-1 近似解法②	②-2
	ロス量	②-3	②-4 近似解法③

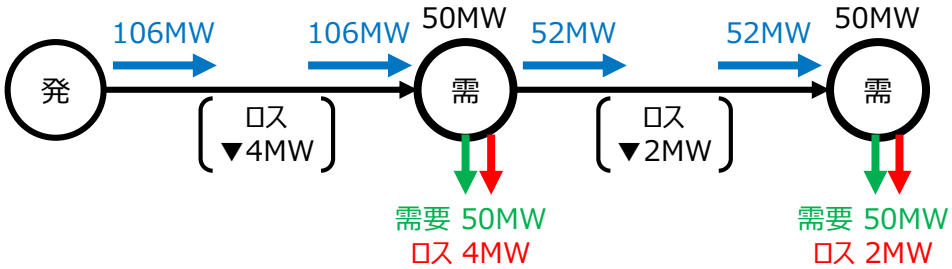
ブランチ付加

：線路潮流による模擬により厳密にモデリング



ノード付加

：ノード注入電力による模擬により簡易的にモデリング



SCUCにおける計算モデル

44

- 今回紹介する過去事例（近似解法①～③）において、モデルとしては電気学会標準系統モデル「IEEJ-East30」が用いられている（下図）。
  - 需要カーブは東京エリアの2019年度実績を使用
  - 日間24断面（軽負荷、重負荷）を対象に最適化
  - 予備力は広域系統毎に需用比7%を確保、運用容量は初期値
  - 下図緑枠ノードに単価ゼロの供給力2GWを追加し、送電ロス分の供給力を確保
- また、広域連系系統モデルでの計算事例として、小宮山委員からいただいた検証内容についても紹介する。

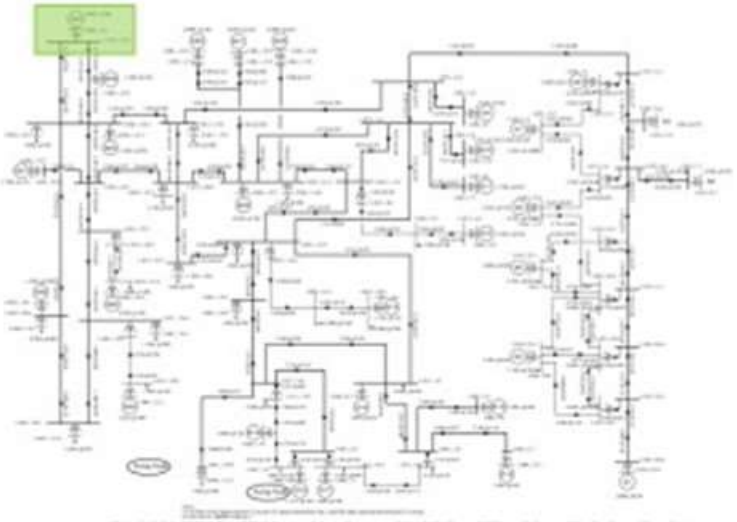
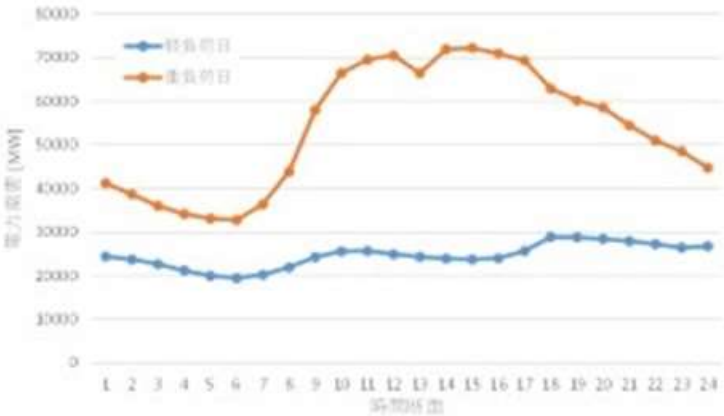


Fig.4.3(b) IEEJ EAST 30-machine System Model (Load Flow Map : Nighttime Condition)



電力広域的運営推進機関
OCCTO

出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

送電ロスを考慮したSCUC計算（２／６）

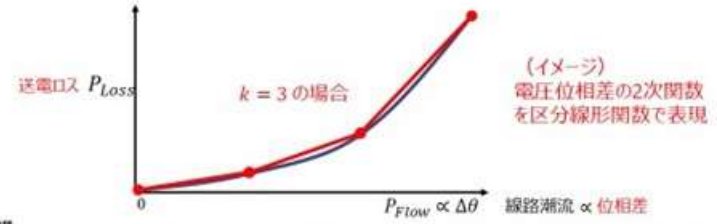
- 初めに、近似解法①として、直流法のモデルに基づき送電ロスを定式化し、SCUC内で最適化を行った。
- 定式化においては、二次関数で表現される送電ロスを区分線形化することで、線形関数問題として現実的に解を求めているが、区分数の大きさによって計算時間と精度のトレードオフとなるため、区分数をパラメータとしてケースを設定し、各ケースにおける送電ロスの誤差率※と収束性の評価を行った。
- 結果としては、区分数の増加とともに計算時間は増加する一方、誤差率については減少していく様子を確認でき、区分数が5以上で許容誤差率0.1%以内に到達した。（想定通りの挙動）

※ 同じ潮流状態で二次関数で計算した送電ロスを真値とし、これとの差分を誤差率として評価

近似解法①における検証（１／３）

45

- 近似解法①においては、直流法のモデルに基づき、線路の潮流と抵抗から送電ロスの評価を実施。
- 線路潮流は電圧位相差に比例するため、送電ロスは電圧位相差の二次関数となる。これを区分線形化することによって、線形関数問題として解を求める。
  - 厳密表現：線路潮流の二次関数（線路抵抗×線路潮流²） ⇒電圧位相差の二次関数
  - 簡易表現：線路潮流と送電ロスの関係を線形化 ⇒電圧位相差と送電ロスの関係を線形化
- 区分数は、計算時間と精度のトレードオフとなるため、今回は区分数kをパラメータとした上で、4ケース（k=2,5,10,100）について実施した。
- 評価の対象については、送電ロスの誤差率とし、下記数式のとおり算出した。
  - 真値： $P_{Loss}^{True}(j,t) = R(j) \cdot P_{Flow}(j,t)^2 \quad j \in B, t \in T$
  - 誤差率： $\varepsilon_{Loss}(t) = \sum_{j \in B} \left| \frac{P_{Loss}(j,t) - P_{Loss}^{True}(j,t)}{P_{Loss}^{True}(j,t)} \right| \quad t \in T$



※線形化した値は上図のとおり、真値より大きくなるため、区分数が少ないほど偏差は大きくなる点に留意が必要。

近似解法①における検証（２／３）

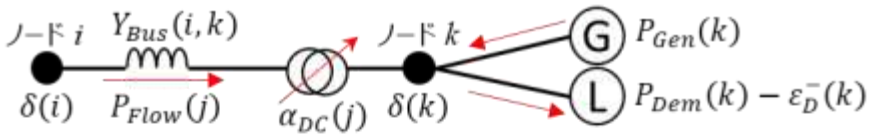
47

- 前述の条件で各ケースについて軽負荷日・重負荷日において計算を行い、送電ロスの誤差について評価した結果は下表のとおり。
- 区分数が増加するとともに計算時間は増加する一方で、誤差率については減少していく様子を確認できた（想定通りの挙動）。
- 仮に送電ロスの許容誤差率を0.1%と設定すると、軽負荷日・重負荷日ともにk=5以上で許容誤差率に到達した。

	軽負荷日24断面				重負荷日24断面			
	Case1 (k=2)	Case2 (k=5)	Case3 (k=10)	Case4 (k=100)	Case1 (k=2)	Case2 (k=5)	Case3 (k=10)	Case4 (k=100)
誤差 [MWh]	2,793	**489**	129	1	3,786	**567**	139	1
誤差率 [%]	0.47%	**0.08%**	0.02%	0.00%	0.29%	**0.04%**	0.01%	0.00%
計算時間[s]	13.0	**16.4**	22.0	148.1	8.9	**13.7**	16.7	92.8

出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

（参考）近似解法①における問題の定式化



○順方向潮流の場合

○逆方向潮流の場合

◆ 変数：電圧位相差で定義

$$\Delta\theta_L(j) \in \mathrm{R}, \quad P_{Lp}(j), P_{Ln}(j) \geq 0 \quad \forall j \in B$$

◆ 制約条件

潮流方向 $\delta(i) - \delta(k) = \Delta\theta_L(j) \quad i,k \in N, \forall j \in B$

大きさ $P_{Loss}(j) = \dfrac{R(j)}{X^2(j)}\{\delta(i) - \delta(k)\}^2 \quad \Rightarrow P_{Lp}(j) + P_{Ln}(j) = \dfrac{R(j)}{X^2(j)}\Delta\theta_L^2(j) \quad \forall j \in B$

ノード需給バランス

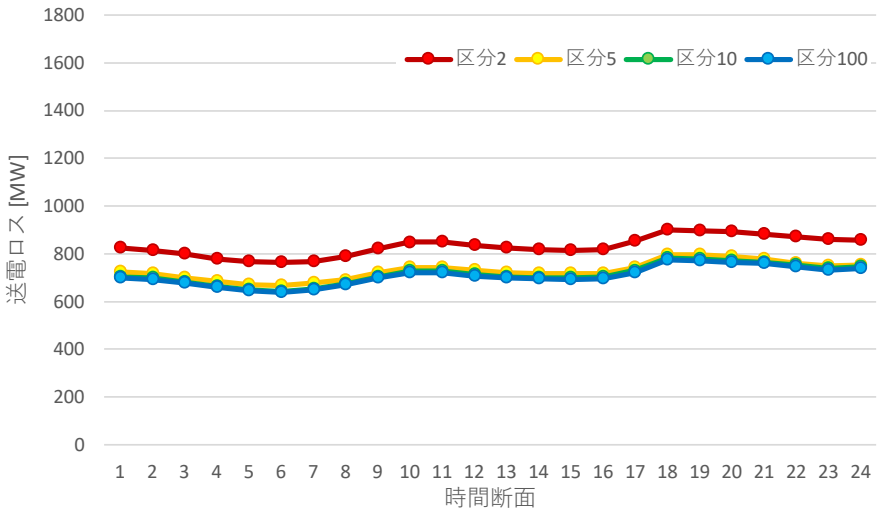
$$P_{Gen}(i) = P_{Dem}(i) + \sum_{\substack{FN(j)=i \\ j\in B}} \{P_{Flow}(j) + P_{Lp}(j)\} - \sum_{\substack{TN(j)=i \\ j\in B}} \{P_{Flow}(j) - P_{Ln}(j)\}$$

$$\forall i \in N$$

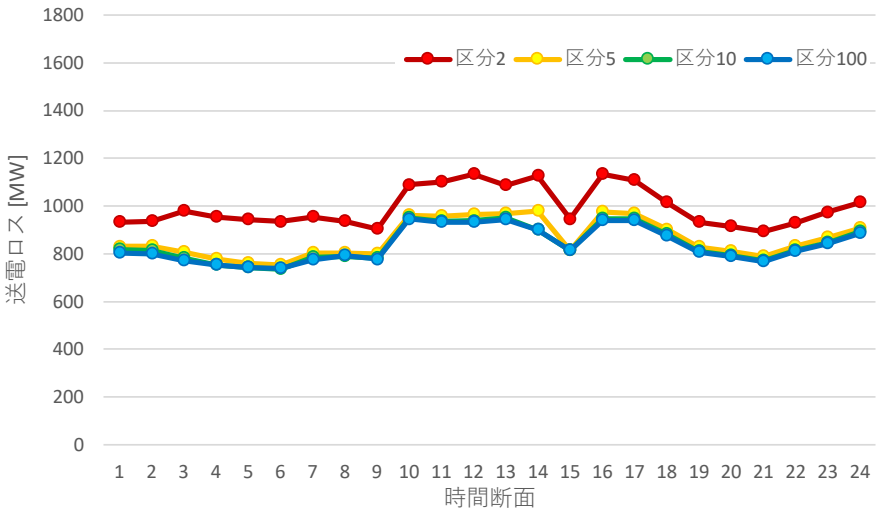
運用容量 $P_{Flow}^{min}(j) + P_{Ln}(j) \leq P_{Flow}(j) \leq P_{Flow}^{max}(j) - P_{Lp}(j) \quad \forall j \in B$

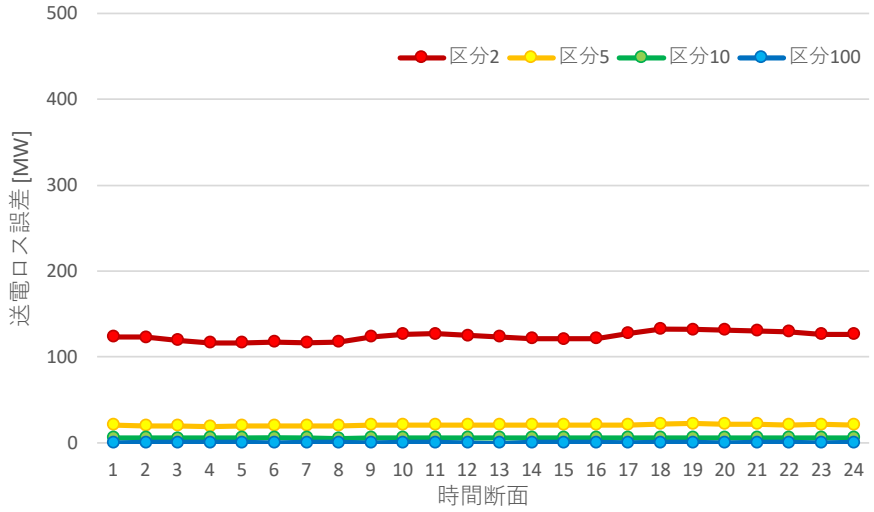
（参考）近似解法①における結果詳細

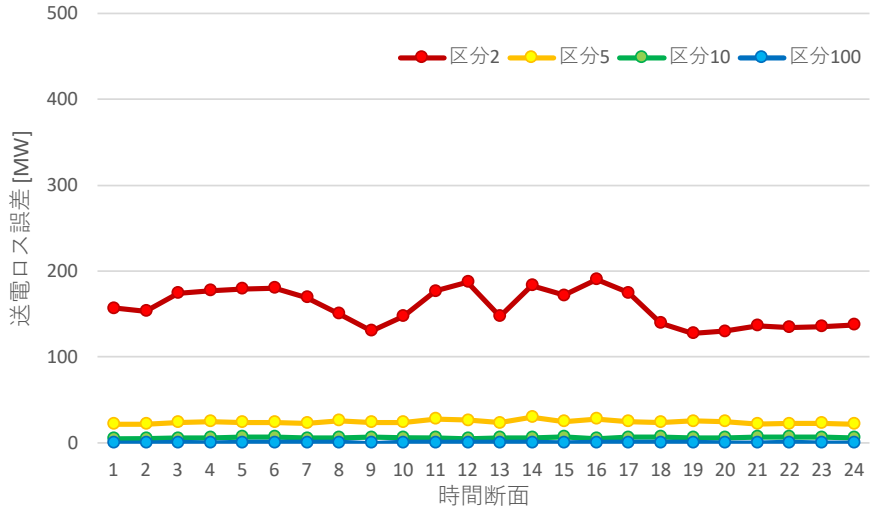
【軽負荷日の送電ロス】



【重負荷日の送電ロス】







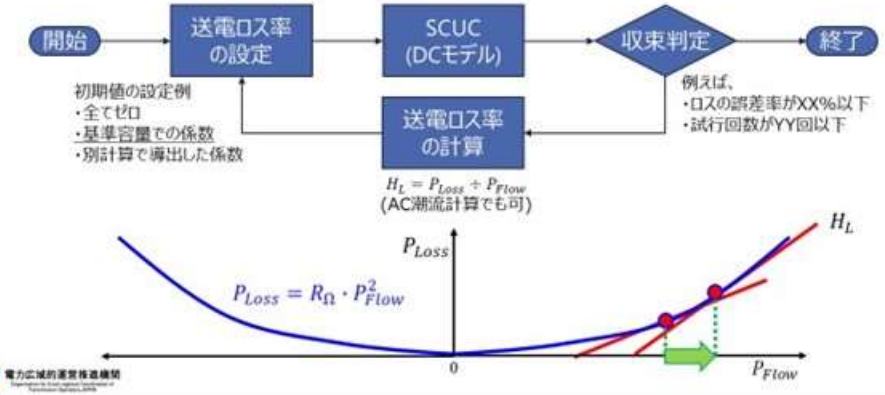
送電ロスを考慮したSCUC計算（３／６）

- 次に、SCUCの中で送電ロスを制約条件に入れるのではなく、一定の条件で送電ロスを固定し、SCUCを反復計算する中で送電ロスを補正していく手法を検証した。
- まず、近似解法②は、送電ロスを「ブランチ」に付加し、送電ロス「率」を固定（下図赤線のとおり潮流に対する送電ロスの傾きを固定）し、誤差率が基準を満たすまで繰り返しSCUCを行う方法となる。
- 本解法で計算を行った結果、仮に許容誤差率を0.1%とすると、2回目のSCUCで基準を満たす結果が算出された。
- 他方で、 SCUCの反復計算の過程で電源態勢が変化する場合、線路潮流が不連続に変化し、送電ロスは単調な変化とならないため、送電ロスの収束性は高くなく、回数を重ねると逆に誤差率が増加する結果も見受けられた。

近似解法②における検証（１／２）

50

- 次に、SCUCの中で送電ロスを制約条件に入れるのではなく、一定の条件で送電ロスを固定し、SCUCを反復計算する中で送電ロスを補正していく手法を紹介する。
- まず、近似解法②においては、送電ロスを「ブランチ」に付加し、潮流に対する送電ロスの比率を「送電ロス率として固定（下図の赤線のとおり潮流に対する送電ロスの傾きを固定）」し、各SCUCを行う方法となる。
- 反復するSCUCの中で送電ロス率の適正化を行い、一定の収束性が見られたら計算を終了する。



近似解法②における検証（２／２）

51

- 以上の条件で、軽負荷日・重負荷日において計算を行った結果は下表のとおり。
- さきほどと同様、仮に誤差率の許容閾値を0.1%とすると、軽負荷日・重負荷日ともに2回目の計算結果で基準を満たす結果が算出された。
- 他方で、SCUCの反復計算の過程で電源態勢が変化する場合、線路潮流が不連続に変化し、送電ロスは単調な変化とならないため、送電ロスの収束性は高くなく、回数を重ねると逆に誤差率が増加する結果も見受けられた。

	軽負荷日24断面				重負荷日24断面			
	1回目	2回目	**3回目**	4回目	1回目	2回目	**3回目**	4回目
誤差※ [MWh]	-4,957	-369	**-64**	-211	-6,640	**1**	-510	-357
誤差率 [%]	0.47%	0.06%	**0.01%**	0.04%	0.51%	**0.01%**	0.04%	0.03%
計算時間[s]	13.0	24.7	**36.8**	45.6	8.9	**11.2**	13.4	15.4

※ 潮流の二次関数で求めた値との差分を誤差として評価。

出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

送電ロスを考慮したSCUC計算（４／６）

- 続いて、近似解法③として、送電ロスを「ノード」に付加し、送電ロス「量」を前回SCUC結果で固定する案について、検証を行った。
- 近似解法②においては誤差率を収束判定に用いたが、本解法では送電ロスの誤差を小さくすることができなかったため、前回計算からの変化率を収束判定に用いた。
- 以上の前提で計算を行った結果、繰り返し計算により誤差率を低減させることができなかった。
- これは、各SCUC内では送電ロス量を固定した状態でコスト最小化を行うため、送電ロスの増減が考慮されなかったためであると想定される。

近似解法③における検証（１／２）

53

- 続いて、近似解法③として、送電ロスを「ノード」に付加し、送電ロス「量」を前回SCUC結果で固定する案について、検証した結果を紹介する。
- 送電ロスをノードに付加する際には、線路潮流の正負を基に、下流側ノードに需要電力として配分している。
- また、本案においては、送電ロスの誤差を小さくすることができなかったため、前回計算からの変化率を収束判定に用いている。

近似解法③における検証（２／２）

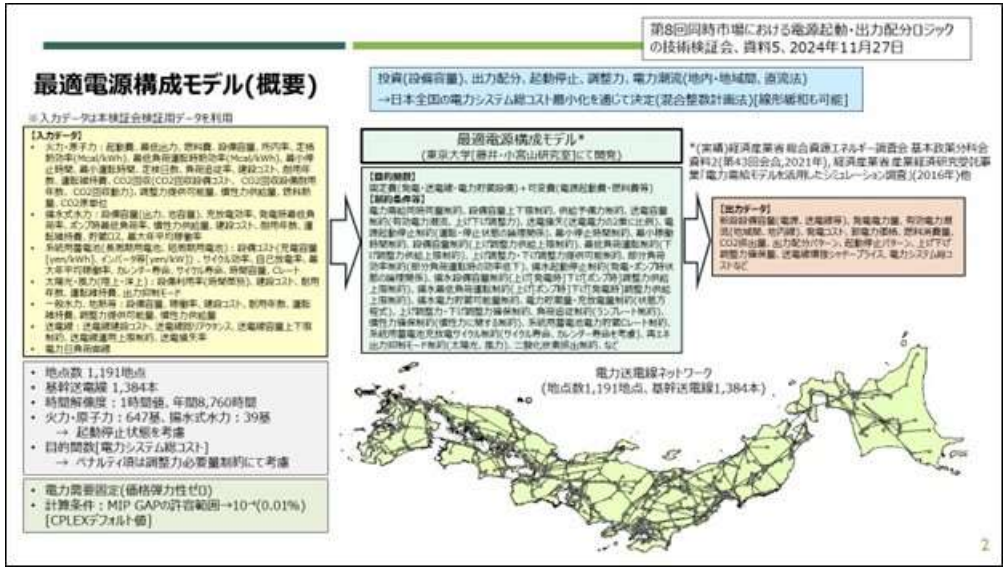
54

- 以上の条件で、軽負荷日・重負荷日において計算を行った結果は下図のとおり。
- 本解法においては、各SCUC内では送電ロス量を固定した状態でコスト最小化を行うため、送電ロスの増減が考慮されず、結果として精度の低い解に収束した。

出所）第17回同時市場の在り方等に関する検討会（2025年6月25日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/017_04_00.pdf

送電ロスを考慮したSCUC計算（５／６）

- ここまでの事例は「IEEJ-East30」モデルでの検証となるが、第11回技術検証会（2025年5月16日）において、小宮山委員からいただいた広域連系系統モデルでの検証内容についても紹介する。
- 当該計算モデルにおいては、前述の近似解法①に近い形（区分数1）で送電ロスを考慮し、近似解法③に近い形でブランチで生じるロスを両端ノードに均等に割り付ける形で計算を行っている。また、計算負荷の削減のため、発電機の起動停止状態については、線形緩和（0～1の間の実数値）を実施して計算を行っている。
- 以上の条件で年間8,760時間の最適化を行った結果、約46時間で解が得られ、広域連系系統における送電ロスを考慮したSCUC計算の有効性が確認された。
- 他方で、区分数の増加や線形緩和の除外を行うと計算量が膨大となり、実用に向けては更なる工夫が必要であるという示唆が得られた。



出所）第11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（2025年5月16日）資料4-2をもとに作成

送電損失のモデリング(最適電源構成モデル)

三相交流送電のブランチの電力潮流は直流法(式(1))により計算(基準ノードを除く全ノードの位相角を一意に決定)

$$Tp_{b,d,h} - Tn_{b,d,h} = \sum_{n=1}^{N-1}\left(cc_{n,b}\cdot\frac{\theta_{n,d,h}}{x_b}\right) \qquad (1)$$

n：ノード、b：送電線(ブランチ)、d：日、h：時間帯、$cc_{n,b}$：ネットワーク接続行列、$Tp_{b,d,h}$・$Tn_{b,d,h}$：有効電力潮流(順方向・逆方向)、 $\theta_{n,d,h}$：ノードnの相差角、 x_b：送電線路bのリアクタンス

送電線路における送電損失$Loss_{n,d,h}$は主としてジュール損であり、送電電力の2乗に比例するが、線形近似して簡易的に定式化。送電損失を1/2倍して送電線(ブランチ)両端の2つのノードに分配し、送電損失を各ノードでの追加的な電力消費として定式化(式(2))。

$$Loss_{n,d,h} = \frac{1}{2}\sum_{b=0}^{B-1}\left|cc_{n,b}\right|\cdot loss_b\left(Tp_{b,d,h} + Tn_{b,d,h}\right) \qquad (2)$$

$loss_b$：送電線bの送電損失率

電力需給バランス式(各ノードの有効電力の流出入および発生、消費に関するバランス式)にて送電損失(左辺第4項)を考慮((3)式)

$$\sum_{i\in I_n}\left\{(1-ocr_i)\cdot P_{i,d,h}\right\} + \sum_{j\in J_n}\left(Dis_{j,d,h} - Cha_{j,d,h}\right) + \sum_{b=0}^{B-1} cc_{n,b}\cdot\left(Tp_{b,d,h} - Tn_{b,d,h}\right) - Loss_{n,d,h} = load_{n,d,h} \qquad (3)$$

$P_{i,d,h}$：発電設備出力、 $Cha_{j,d,h}$・$Dis_{j,d,h}$：電力貯蔵装置の充電量・放電量、 ocr_i：所内消費率、I_n：ノードnに存在する発電設備の集合、J_n：ノードnに存在する電力貯蔵設備の集合、$load_{n,d,h}$： 電力負荷

3

出所）第11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（2025年5月16日）資料4-2をもとに作成

送電ロスを考慮したSCUC計算（６／６）

■ 送電ロスをSCUC計算において考慮する方法について、過去事例をもとに、複数手法の検証結果を確認した。
■ いずれの手法においても一定の示唆は得られたものの、実運用を見据えたロジックの構築については課題がある状況。
■ また、前述の海外事例も踏まえると、今回検証したケース以外についても実効性のある案となりうるため、引き続き、送電ロスを考慮したSCUC計算ロジックについて、検討していくこととしたい。

解法	SCUC問題	計算回数	AC/DC	SCUCにおける送電ロスの考慮	検証モデル	検証結果
厳密解法	混合整数二次計画問題（非線形）	1回	AC	変数	（未検証）	（未検証）
近似解法①	混合整数線形計画問題（線形）	1回	DC	変数	IEEJ-East30	・区分数を適切に設定することで高精度の解が得られた ・区分線形関数の設定方法や、広域連系系統における収束性には課題あり
近似解法②	混合整数線形計画問題（線形）	数回 ※送電ロス率更新	DC	変数 ※ロス率を固定	IEEJ-East30	・短時間で高精度の解が得られた ・送電ロス率の更新や収束性については課題あり
近似解法③	混合整数線形計画問題（線形）	数回 ※送電ロス量更新	DC	定数	IEEJ-East30	・精度の高い解は得られなかった
小宮山委員解法	混合整数線形計画問題（線形）	1回	DC	変数	広域連系系統モデル	・一定の解は得られた ・区分数の設定や、線形緩和の除外による計算負荷については課題あり

今後の検証について

- 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」については、現行の日本の制度と海外事例における送電ロスの取り扱いについて調査を行い、その差分や今後検討すべき課題について確認を行った。
- また、過去事例をもとに送電ロスをSCUCにおいて考慮する方法について検証を行い、各手法の得失を確認した。
- 今回の検証、および技術検証会での議論によって、送電ロスをSCUCで考慮する際の課題感について一定程度明確になったため、頂いたご示唆も踏まえて、送電ロスをSCUCにおいて考慮する方法について、制度との整合性も見据えながら、引き続き、深掘り検討していくこととしたい。

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
－⑦．前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック
－⑨．送電ロスを考慮したSCUC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（前回取りまとめ） ・収束性向上策の検討、火力応動特性をモデル化して動作検証済み（今回取りまとめ）
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み（前回取りまとめ） ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施（前回取りまとめ） ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済み（今回取りまとめ）
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（前回取りまとめ） ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み（今回取りまとめ）
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（前回取りまとめ） ・三次インセンティブのロジックを構築・実装し、動作確認済み（今回取りまとめ）
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（前回取りまとめ）
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（前回取りまとめ） ・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 （中間取りまとめ以降、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」で検討が進められ、一定の整理を行った）
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（前回取りまとめ） （今後、制度論として将来の日本での導入要否を深掘り予定）
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施（前回取りまとめ） ・時間前同時市場に関する更なる検証（一部固定化等）を実施（今回取りまとめ）
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	・<u>混雑・非混雑系統の特定ロジックの精緻化</u> ・<u>自己計画電源等に一定の制約を課すロジックの構築・検証</u>
⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック	・送電ロスを考慮したSCUCロジックに関する海外・過去事例調査（今回取りまとめ） ・<u>送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証</u>

⓪～⑦までは検証Aとしての検討完了

（参考）
技術検証会および本検討会での議論

（参考）第7回技術検証会（2024年9月26日）における議論概要①

【③三次インセンティブ設計の検証】

- 系統運用者にとっての正しい定式化は、どのようになるのか？例えば、高速商品がどれくらい必要なのか、あるいは、高速商品が少ないことで、応動が遅れるリスクは定量的にどうなのかなど。
- パラメータ自体は、今後精緻なシミュレーションを行ったうえで、出していく必要がある。定性的には、現状の二次①、三次①、三次②の応動要件と必要量があるが、全てロースペックになると系統運用がままならないため、今回は、系統運用上必要なパラメータを出せた前提として、約定ロジックで達成できるかを一旦検証したところで、その点は、今後検討していく。停電コストのようにペナルティ係数に落とし込む考え方ができれば案①にもなりうるし、高速商品が絶対これだけ必要ということであれば案②にもなりうるなど、アプローチは様々ありえるため、アドバイスも参考に、制度と運用を考えたときに、どのような考え方が合理的か考えて落とし込みたい。
- 技術的な面からは、供給力・調整力・負荷のバランスで周波数が決まってくるため、最終的に必要な量は確定的でなく、時々刻々変化する。その中で、コスト構造含めて、どういうところに落とし込むべきか、この場で色々議論させていただきたい。
- ペナルティ係数だと、比率が上手く設定できないという話があったが、比率がメインであるなら、比率を設定する案になるだけなので、そのあたりが整理されればよいかと考えた。
- 高速に応動できる能力を、1台に期待するのでなく、全体で確保していく視点もある。その意味で、案②は高速な商品だけしか、高速側にしか入れないが、案③は全体としてパフォーマンスが発揮できればよく、ある程度低速でも約定しうる。ただ、なるべく高速な調整力を使いたい運用ニーズからズレも生じうる。運用でやりたいことと定式化がマッチしたうえで、安く安定的に確保できることを目指す必要があると考えている。
- 案①～案③については、将来的に運用の考え方を議論していったうえで、運用と整合した形で定式化を詰めていく必要がある。
- 案②は、別の商品として制約を設けており、逆に収束性を悪化させないか？案③だと、トータルで確保するということで、より制約を重くしている気がしており、計算負荷の低減という当初の目的に反しないか？
- まずこの検討の目的は高速化ではなく、三次インセンティブのロジックの実現性を考えることだと思っている。そのうえで、案②は制約は増えるが、変数自体は増えない。逆に案③の方が、実質的に商品が増える形になってしまうが、市場設計としては全体パフォーマンスでみるという意味で望ましい。案③の収束性は上がる可能性があるが、案②と案③の比較を通して、議論が深まると考えている。
- どこを中間点に取って、量をどこにとるかによって、運用上対応できるかの観点もある。例えば、100個あつまれば、1個の100というスピードと同じといえるのかも検討が必要かと考える。
- 三次②は日本特有の商品であるが、三次②が対応する遅い調整力は、ランプレートを入れてSCUCで回すことで、予備力ではなく、エネルギー市場で扱うことが出来るのではないかという視点も重要かと考えている。
- 第8回検討会でお示しした、需給調整市場から移行するメリットとして、前日時点以降の変動成分を、固定化したΔkWで対応するのではなく、同時市場の柔軟な起動停止の特性によって、この成分をΔkWとして確保する必要がなくなって、大幅に必要量を減らせる効率化の観点は、B/Cにも反映している。今後、このような効率化がどこまでできるかについては、さらに具体化してみせていく。
- 三次②は、あくまでも、供給力（kWh）であり、本来は計画値変更で対応すべきものだが、発電事業者側でバラバラに想定することは不合理なため、TSOが一括してやっているということで調整力という名前はついているが、TSO需要とBG需要の差のΔkWIと同じカテゴリーで扱った方がよいかもしれない。
- CAISOにおいては、予備力・調整力で確保して、ランプ制約に対応するアプローチをしていたが、リアルタイム市場を15分化するなど、エネルギー市場を活用する方向も出てきている。
- ペナルティ係数があることで、極所解となったりしていないか？
- 今回の場合、小規模系統モデルでは悪影響は確認できていない。系統混雑や調整力確保制約を満たせない場合に、ペナルティ法は収束性が悪くなることは知られている。

（参考）第7回技術検証会（2024年9月26日）における議論概要②

- 高速な調整力が一定程度必要という議論があったが、当日の方がより高速なものを取る必要があるのか？それとも、前日で固めておけば、当日も変わらないのか？
- 現行の一次～三次①なのか、三次②なのかによって違う。一次～三次①については、GC以降に必要な調整力という定義なので、当日でも変わらない。三次②は、ある意味供給力で、各断面の再エネ予測誤差や需要予測誤差に応じて、都度確保量自体を増減させることもあり得ると思えば、前日同時市場の中で、固定的なパラメータでなく、変化するパラメータで扱うことも考えられ、この点は難しさがあるため、象限にわけて議論が必要かと思っている。
- 調整力をいつ時点で確定させるかにもよる。系統運用者目線では、三次②以外のGC以降の調整力は、ある程度予備力を確保していて、最後持ち替えをして確保できるのであれば、必ずしも前日でFixする必要はない。
- 米国では、前日市場でいったんは金額を確定し、その後リアルタイムで入れ替えた方が良いかをやって、差分について支払額を調整する。完全にフリーでやり直すのではなさそうであり、シミュレーションで、それを前提にすると、違う姿にもなりうるかと思う。
- 補足すると、商品によっても違っている。Regulationは、その通りであり、前日のみ精算する。Reserveは、前日とリアルタイムの2回精算が行われている。差し替えが可能かや精算の考え方など、諸々の扱いやロジック上実現可能かも合わせて、今後議論かと考えている。

（参考）第7回技術検証会（2024年9月26日）における議論概要③

【⑦ザラバとの対比に関する評価】
- ザラバとの比較について、欠点として、地内混雑を考慮できないこと、並解列できないことを明らかにしていただいたので、今後の議論でも、こうした点を認識しながら検討が進んでいくとよいと考えた。
- ザラバでも、空き容量を管理すれば、混雑を発生させることなく実現が可能かと考える。
- 第2回検討会で示した時間前市場のイメージは両極端なケースをお示し、その間も取りうる。イメージ①のザラバは、現行のザラバレベルを想定しており、現行では連系線のみしか管理していない点では、整合していると考える。他方で、頂いた考え方のように、両極端の間の考え方もあり、どこを狙うかは、今後の議論かと考えている。
- ザラバは、時間・価格優先で約定されることも、デメリットとして挙げられる。
- 仰る通りだが、シミュレーションでの模擬の限界もあることから、定性論として付記したい。

【⑦再エネ変動を模擬した前日の時間前同時市場の検証】
- 高需要期の大外しケースで、結構な時間がかかっている理由は、もしかすると、電源種ごとに同じスペックとしているため、ソルバーの解探索で迷っていることも考えられる。
- 高需要期の大外しケースで時間がかかった理由は分からない。MIPGap0.3%程度に、1時間程度で達しているが、よりよい解に達するのに時間がかかっており、初期値を活用している場合には、解が得られやすくなっていること自体は説明できていると考えている。電源間で差がある場合には、局所解を抜け出せるかや、部分負荷特性により問題が複雑になる可能性もあり、一概に収束性が向上するとも言えないと考えている。
- 欧州のACERのスタディで、前日市場とリアルタイム市場の間にある、変動電源の不確実性を、モンテカルロシミュレーション的に考慮することで、同時市場による費用削減効果が示されている。費用削減効果は、時間前の調整可能な電源の度合いに依存している。このようなランダム性をシミュレーションに織り込むことも参考になるかと思う。
- 事例確認をして、参考としたい。
- 初期値は、Gurobi上では、ヒントという概念で扱っている。ヒントとして扱うことで、探索の枝刈りだけでなく、どの変数を優先的に張り付けていくかの戦略に影響し、 マニュアルでも質の悪いヒントが悪影響を及ぼすことが書かれているが、時間がかかったケースにおいては、その点の影響はないか？
- ヒントによる悪影響については現状把握していない。時間がかかったケースでも比較的早期にMIPGapが小さくなっていることから、質の悪いヒントが与えられたとは考えていない。

【⑦週間・前日・当日のSCUCにおけるデータ引継ぎについて】
- パラメータが変わらないという記載があるが、その前提は何か？
- 表現が正確でなかったかもしれないが、パラメータであっても都度、最新値を用いるという意味では変化するが、ロジックを回す中においては、値が変化しないという意味である
- パラメータも、毎日ビッドされるものや、変更が自由で毎時変わるもの、Estimatorから連携されるものなど、色々ある。将来的にシステムを組む時は、どこからデータが出てくるか整理が必要となる。
- 仰る通り、需要・再エネは最新値を取得することにより不可避的に変わるが、ビッド情報が不変か、変更可能かについては、今後、制度議論で検討と考えている。最終的な実装時には、あらゆるシステムから情報を収集し、煩雑なシステムになると想定されるため、ベンダーの知恵も借りながら、検討していきたい。
- 市場となると、検証の観点から、計算結果の保存の必要が生じると思うが、大量になると思い、例えば米国ではどのように対応しているのか？
- 時間前同時市場で、どのように差し替え、精算を行うかにも関わることから、ある意味、全断面の保存が必要となる可能性がある。そういった意味では、米国は保存しているかまで把握していないが、ディスパッチ上の補正はしているが、時間前で精算はしていないので、精算に関係しないデータは保存していない可能性がある。日本は、データの連携だけでなく、蓄積の観点からも、システム構築の難しさがあるということも認識したうえで、引き続き検討していく。

（参考）第7回技術検証会（2024年9月26日）における議論概要④

- 起動停止を変えない変数、後から変えてもよい変数があり、前者はきちんと定義して、保存が必要と考える。米国は、並行して、複数の先読み計算を行っており、少なくとも、当日は蓄えているはずである。ただ使うのは、最初5分だけかもしれず、そのあたりを綺麗に整理する必要がある。
- 一部起動停止が絡まない電源は変数を固定することについては、今後検討を深めるべきテクニックとして認識しており、今後の検証にも記載している。ただ、系統混雑もある場合に、起動停止が変わらないかの確度の把握については難しさを感じており、海外事例も参考に、技術と制度の両面から考えていきたい。
- 同時市場と中給の関係でいうと、実績は中給、発電・約定情報は市場にあり、どのタイミングでデータを連携するのかなどは、市場の設計次第となる。そのため、連携方法を固めてから、検討する必要がある。また、すべての制約をビルトインすることは難しいと考えていて、最適化結果の後に制約が見つかれば、運用側で最後のしわとりを行う必要があり、その境目を議論することも重要となると考えている。
- 市場の情報を運用側に連携するだけでなく、実績を市場側に連携する必要もあり、一方通行でなく、どのようなタイミングで相互連携するかも精査し、市場と運用がワークするように連携して検討していきたい。
- 米国もオペレータがオーバライドすることも結構あり、変更分はUpliftとしているので、トレースが必要となる。それを前提に余裕を持ったシステムを作らないと機能しないかもしれない。

（参考）第8回技術検証会（2024年11月27日）における議論概要①

【⓪最適電源構成モデルによる同時最適分析】

- 価格について、現実のように、かなり高い価格となることはないのか？
- インプットデータによるところで、ほぼ燃料費の限界費用で決まる水準になっている。
- 実際の系統では、より多様な電源があると思うが、今回用意したデータの限界費用と同程度と考えている。検証Bでも同様のデータで検証をしており、ベースケースでは同程度の水準であり、別途行った燃料費高騰ケースでは、さらに高い水準にもなっており、引用するデータに依存すると考えている。
- 電中研よりも高いスペックの計算機を用い、同様の傾向が得られていることで大変参考になった。
- 今回は、計算時間短縮化の工夫はせずに行った。許容度は分からないが、MIPGapを少し緩めるだけでも、速くなることは間違いない。また、調整力のところは、ペナルティ項とするか否かで計算時間が大幅に変わり、厳密に解くことがベストではあるが、他の制約含めて、緩められるところは緩める方策を取ることが正しい方針かと考える。
- MIPGapについては、過去に米国で、0.1%を目標にすると書かれていて、常に0.1%を求めてはいないと考える。欧州はMIPGapの目標でなく、計算時間を17分以内とするように、時間で管理していると聞いている。
- 価格を算定するときの火力は、二次関数と7区分のどちらで扱っているのか？
- 7区分で扱っている。燃料費の非線形を残したままの厳しい条件で計算しており、線形化した方が計算時間は短くなると考えている。

（参考）第8回技術検証会（2024年11月27日）における議論概要②

【①同時市場における需要側入札の取り扱いについて】

- ノード単位で量・価格の入札量を減らす話と特定可能な入札はノード単位で入札を求める話があったが、これはエリア単位からノード単位への配分量を減らすという意味か？
- 例えば、エリア単位で100個くらい入札があったときに、50個くらいが通常の需要であれば、海外事例のようにノード単位への配分して、それだけの札数が必要となるが、仮に残りの50個が発電機の経済差替えや揚水の買い入札であれば、エリアの中のノードを特定したうえで、一つの札として扱えば、全体の札数の増加を抑えられるということを考えている。また、ノード特定可能なものを配分すると、実態と離れる潮流計算結果となるため、計算の精緻化という意味でも、その方向性が望ましいと考えている。
- 今はエリア単位での入札の方がほとんどであり、特定可能なものは、ノード単位の入札を求めることは、制度上の整理と思うが、入札者に管理・手続き上の負担が増えることになるという理解でよいか？
- 検討会での議論かもしれないが、制度上の入札の在り方については、発電の売り入札はノード単位を求めるのか、それに紐づく買い入札も同様とするのかなどについては、今後丁寧に整理していくことと考えている。
- 同時市場では電源単位で発電容量制約、系統制約があるため、電源単位で場所を特定する必要があり、認めていただかないと、市場が機能しないと考える。
- 日本での買い入札は、ほぼ発電機の経済差替えであり、そのような買い入札をする際、買い側の価格規律は明示的ではないが、売り側と同様の考え方で、限界費用ベースで買い入札をしているものと考えられる。
- 入札の仕方の工夫は必要だが、発電機の経済差替えの買い入札は電源に紐づくものであり、エリア単位として扱って、ノード単位に配分して、再度集約し直す手間をかける意味はないと考える。

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】

- 簡略化による誤差の評価について、混雑処理の影響もあるので要因別の評価が難しいとされているが、イメージでは混雑箇所はそれほど動かないことを考えれば、上手く評価できるのではないかと考えた。
- 混雑箇所の場所が変わるというよりは、地内も含めて至る所で混雑が発生して、影響範囲を切り分けて個別の系統ごとに評価していくことが非常に難しいため、全体として簡略化による誤差を評価することとした。
- 需要抑制コスト乖離率の閾値が大きいほど、簡略化されていると認識しているが、逆に計算時間が長くなってしまっている要因は何か？
- 簡略化によって解空間が変わることになるが、一概に簡略化するほど、最適化にとって解きやすい解空間となるとは限らないためである。そのため、MIPGapだけでなく、計算時間や収束性の過程なども示して、総合的に評価を行っている。
- ノード単位で異なる買い入札情報があれば、計算は楽な方になるため、今回は最も過酷な条件で計算いただいていると認識した。
- 誤差が、量あるいは価格のどちらかだけに出やすい結果となっている理由は？
- 需要曲線の階段状の部分で約定点があり、左右（量）あるいは上下（価格）にズレることで誤差が生じることで、量あるいは価格のどちらかに誤差が発生しやすくなっていると考えている。
- 需要曲線を見ると、100円以上の領域は海外でいうとFix Demand、20～100円はDR等、10円以下では発電機の経済差替えのように捉えられそうに思う。
- 100円以上の領域については、入札ルール次第ではあるが、Fix Demandとして扱えれば、計算時間が短くなる。また、発電機の経済差替えについては、一定程度残る前提で、セルフスケジュールとしての売り入札と経済差替え用の買い入札を想定したロジック検証を行っている。
- 発電機の経済差替えは、相対で確保している中で、安いものがあれば、確保したものを止めるイメージとなるが、これを上手く扱うためには、相対で確保したものがどこから出てきたかが把握できないといけない。

（参考）第8回技術検証会（2024年11月27日）における議論概要③

- 相対分の差し替えにより、発電機がなくなるため、経済差替え用の入札が発電機の同じノードで入札されないと、混雑が正しく計算されないと考える。
- 仰る通りで、過去の検証の中で、固定運転したノードと同じノードで、経済差替え用の買い入札がある前提で検証し、正しく動作することは確認しており、制度化する際には、同じノードでなければワークしないということは、正しく丁寧に議論していく。

（参考）第9回技術検証会（2025年1月15日）における議論概要①

【⑦収束性を高める工夫（一部を固定した最適化等）の深掘り】

- 単純に1コマ前の起動停止を見ておけば確実な気もするがいかがか。
- 1コマだけをみると立ち上げることはないかもしれないが、24時間の需要の変動の中で停止中のものを立ち上げることもあり、必ずしも直前のコマの結果がキープされるわけではないかと考えている。直前の市場約定結果が初期値として有効ということは今まで示したとおりで、発展として、起動したままなのか、停止したままなのかを見極める方法を提示させていただいた。
- 火力のアイドリングなど、停止状態なども加味される前提でよいか。
- Hot、Coldスタンバイなどの停止状態によるコストの違いも計算では考慮されており、逆に言えば、Coldでもコストが見合えば立ち上がるため、必ずしも停止のままということは言いづらいと考えている。
- この方法は起こりそうにない所を排除するアイデアだが、文献調査をしていると、これにより最適解を取りこぼす恐れがあり、それを極力避けるためにアルゴリズムの工夫をしている。そのため、取りこぼす可能性とコストを確認しておく必要がある。また、取りこぼしが生じないようなアイデアの検討も必要で、その分野の専門家の養成等についてもお願いしたい。
- 収束性向上については本技術検証会の初期からの課題と捉えており、アプローチは色々ある中で、今の体制の中での限界もあることから、今後の工夫の中で様々な手法も検討していきたい。そういった中で、今回の案も、取りこぼしという点については、電源態勢等への影響も、0とは言い切れないが、限りなく0に近しいことも確認しながら検証を進めている。
- 注釈に書かれているが、一般的に系統全体に対して混雑系統の規模が小さいとされているが、例えば連系線や近傍で混雑が発生した場合にはエリア全体が混雑系統になったり、基幹系ループ系統の中で混雑した場合の範囲の特定にあたって、時間ごとに判定して固定することは難しそうな感触である。また、短時間だけで見るとロジックは正しいが、揚水や発電機の運転時間制約など時間を跨ぐものや、時間によって需要の増減が変わる場合は、判定が難しいといったことも含め、取りこぼしがないように検証いただければと思う。
- ご指摘のとおり、混雑系統の規模が必ずしも記載のとおりでない場合もありえ、検証していく際にトライ＆エラーで、取りこぼしがないように、ブラッシュアップしていくことも必要と考えている。SCUCは連続コマで最適解を確認する必要があるということもご指摘のとおりで、その点は揚水の取り扱いに関して示唆を得ている。
- この考え方が当てはまらないケースもありうることを踏まえると、全てを計算機に任せて最適化することが基本方針だが、収束性を高める工夫としては意義深いかと考える。系統構成によるところも大きく、日本の系統の特性を踏まえてワークするかを試すと、考え方の効果がよくわかるかと思った。
- 今回は全般・総論的に汎用な方法を考えたが、あてはまらない系統もあり得ることも踏まえると、個々の系統に適したやり方もあり得るという工夫に関してご示唆をいただいたと認識した。
- 混雑・非混雑系統の分類方法について、需要変動ケースと再エネ変動ケースで大きな違いはなかったという結果だが、全く違いがなかったのか確認したい。
- 需要変動ケースと再エネ変動ケースでは予備力確保の考え方を変えているので厳密には分類結果は異なるが、傾向としては変わっていない。
- 固定化した検証結果について、基準の断面で混雑・非混雑系統の分類を行ったのか、全パターンで分類しても変わらなかったということなのか。
- 基準となる前日同時市場の約定結果から分類を行って、各ケースについて最適化を行っている。
- 一部を固定化することにより、電源起動されるユニットの持ち替えが生じて、マージナルが変わることで、市場価格に影響を与えないか。
- 市場価格について分析はしていないが、今回は電源を標準化しているので、電源間の差はほとんど出ない。

（参考）第9回技術検証会（2025年1月15日）における議論概要②

- 時間前同時市場で約定した場合、前日同時市場との出力の差分を時間前の市場価格で精算する前提なのか。そうであれば、前日のユニットが変わらない方が分かりやすいかと思うが、その前提の議論について教えていただきたい。
- 市場価格の在り方は検証Bで議論しており、現時点で決まったものはないが、一例としてシャドウプライス、限界費用カーブから求める単価で精算し、時間前同時市場においても同じ方法で計算し、差分に対して精算する形をとるのが一案である。そのため、まさに限界費用がおよぼす影響があるのは事実である。一方で、一部固定化は起動停止のみを固定し、出力までは固定していないので、電源態勢が同じであれば市場価格は変わらない前提のもと、電源態勢等への影響を評価をしている。
- 今回は全ての時間で増減の方向が同じだが、時間ごとに異なる場合も問題なく機能するのか。
- 地点ごとに残余需要の増減を見ておらず、単純に運用容量に達しているかで判定をしており、エリアよりも、もっと細かい単位で増減が変化していても対応できると考えている。
- 系統構成を考慮するとは、潮流感度を活用することも考えられるが、どういうことを考えているか教えていただきたい。
- グラフ理論などのイメージはあるが、まだ課題として出した段階で具体的な案はなく、色々ご意見をいただきたい。
- 今回、地点ごとの限界費用に着目したことに、拡張性など狙いはあるのか。
- 運用容量に達していても、混雑系統の電源が抑制されているかは分からないため、そもそも混雑しているかの判定のために、地点ごとの限界費用を確認する必要があると考えている。
- 地点別の限界費用が増分燃料費等から求められるのであれば、調整電源がつながっていないノードを考えることは意味がないということか。
- 繋がってなくても地点別の限界費用は出せるが、調整代がないので見ても仕方がないというのは、そのとおりと考える。
- 揚水に関する深掘りについて、固定化することでかえって時間がかかる結果は、揚水をフリーにすることでしわを取りやすくなり、言われてみればありえるかと思った。SCUCのこういったリスクへの対処については、揚水の使い方などの制度に紐づけて議論すると有意義かと考えた。
- 揚水をフリーにするとしわ取りを行いやすいメリットもあるが、変数が増えるデメリットもあり、トレードオフかと考えている。
- エリア別にみると、揚水について、同じ時間で揚水と発電の両方が行われていたり、発電が0となっているが発電とカウントされていたりしており、どういう挙動なのか。
- 各ユニットについては、発電あるいは動力しかとれないが、系統混雑の解消等により、エリア全体でみれば、一方が発電で一方が動力といった運転もありえる。また、発電や動力で固定されていても、出力が0となる場合もある。

（参考）第10回技術検証会（2025年3月14日）における議論概要①

【⓪基本ロジックの構築】

- 基本パラメータの調整は、将来的に自動化していないと実務で使えないと思うが、自動化の見込みはあるのか？
- 商用ソルバーなら自動化の機能はついている。ただ、自動化が実用時間内にできるかも問題になる。試行錯誤を人がやるか、機械がやるかなので、機械的な学習を入れるなどが必要になる。
- 色々な手法のいいとこ取りも考えられると思うが、結論がよく分からなかった。
- 今回は結論を出すものではなく、3つの収束性向上の方向性について効果が出る可能性をお示ししたもので、今後、色々な方の知見を出して深掘りしていけるような基礎検討を行ったという位置付けである。
- どの断面で検証したものか？趣旨としては、解空間によるところもあり、例えば系統構成さえ決まってしまえば、ある程度考え方を絞れるのか、あるいはやはりチューニングが必要なのか、そのあたりのお考えを伺いたい。
- 今回は重負荷期で検証をしており、おっしゃる通り、重負荷期と軽負荷期では傾向は異なる。適する方法を何パターンか作らないといけない感触であるが、今回は検証の時間的制約もあるので、比較的解の得やすかった重負荷期で傾向を確認した。
- 米国では複数の計算機をつかって、並行して異なる戦略やプログラムを回す例もあり、どの戦略・パラメータがベストを検討するのは、それほど重要ではない。米国では市販ソフトのパラメータ調整だけではなく、たとえばMISOではDOEからの補助金をもらって改善策を検討して、いくつか特許も出しているような状況である。実装する際にはシステムベンダーなどにそういった状況を調査していただいて、ベストなものを選ぶ必要がある。
- バンド制約については、米国で様々なランプ制約を考慮できるようにしているが、今回のモデルとの違いは？
- メーカ含めて様々な方策が検討されており、恐らく、変化速度自体を変えられるような複雑な作りこみがなされ、計算時間も速いものと思う。それに対し、今回のモデルは、シンプルな作りをしており、バンド切り替え時に調整力を出せないなどの様々なカスタマイズが加味ができるようにしているが、変数が増えてしまうため、計算速度が劣る傾向がある。
- 二段階最適化については良い方策だと思う。二段階の色々な方策や多段階にすることも考えらえる。経験的にMIPGapを粗くしても、結果がそれほど変わらないため、一段目はMIPGapを粗くし、二段目で精緻に解くことも考えられる。
- パラメータ調整については、例えば線形最適化手法が双対単体法が著しく計算時間が短くなっているのは、私も経験があり、理由は分からないが、はまると計算時間を大幅に縮約できるということは多分にある。そのため、先ほど意見のあった、複数の計算機で様々な方針で解くことはありうると思った。
- パラメータ調整については、色々やったが、特徴はありつつ、分からない部分もあるため、力業で行う方法もよいかと考える。
- 今回は一段階目の起動停止を固定して二段階目の最適化が行われているが、起動停止をフリーにする工夫も考えられる。バンド制約では、（停止は固定せず、）起動のみ固定する工夫もあり、さらに、起動までも固定しない工夫も考えられるのではないか？
- 燃料費特性の場合は、一段階目の結果が二段階目の実行可能解になるため、起動停止を固定しない方法も考えられるが、バンド制約の場合は、実行可能解にならないことから、固定をしないと解を得にくくなる。
- バンド制約について、kWhでは考慮されているが、ΔkWでも考慮しているのか？
- ΔkW供出量にも制限を設けている。他方で、変数が多くなることから、計算時間は長くなるデメリットがある。
- 非線形の要素に対して、一段階と二段階の両方で線形化するのか、それとも二段階で非線形のまま、いわゆるOPFのような形で解くといったことまで考えているのか？
- 特段決まったものはなく、少なくとも一段階目では線形化が必要となるが、二段階目でも二次関数であれば、高級なソルバーであれば解くことができる。それ以外の難しい特性であれば、区分線形などの工夫が必要になる。また、様々な非線形な要素を、優先順位を決めて、一つずつ定式化していくという考え方もある。

（参考）第10回技術検証会（2025年3月14日）における議論概要②

【②週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック」】

- システムベンダーのワークショップで、2日ずつローリングする手法により計算が速くなることが紹介されていた。期間同士のつなぎをどうするかが難しいように思うが、このような手法の有効性は？
- 基本ロジックでは、1日分重複させてローテーションしていくロジックにはなっているが、やはり週間で揚水の池水位を決めたり、起動の準備に数日を要するものへの対応としては、2日のローテーションでは、起動が繰り延べになって、ずっと起動しない結果になりうる。また、それにともなって揚水も不経済な運用になりうる。そのため、ざっくりでもよいので、長期で起動停止の判断を行えるような計算が必要である。
- 毎日再計算するので、4日目以降とかは多少の誤差はよいという考え方も可能である。そのことが問題ないとするためには、起動に４日程度もかかるような電源起動停止に悪影響がないかといったことについても評価が必要と思う。どのような評価指標とすべきかが難しいが。
- 4日目以降の供給力が目減りするデメリットについては、起動に1週間程度を要する電源は基本的に安いので問題ない気がしている。ただ、できるだけ供給力の目減りを減らすことが望ましく、ピーク需要に合わせて供給力を確保する制約を加えるような工夫も考えられる。
- 池容量の推移を見通すという意味では、もともと週間計画にどの程度の精度を求めるかということなので、このレベルであれば、精度もある程度あるという感触である。また、多くの電源は3日以内に起動するということなので、週後半の粒度を粗くしても、基本的な運用目的は果たせると考える。先ほど、起動に時間を要する電源は安いという発言の補足で、普段動かない石油機等のコンベンショナルな電源が、夏場の前に急に稼働が必要となることもあるが、レアケースと考える。
- 供給力が過少評価される点は、kW評価を、最適化ロジックの外で計算する方法もありうる。あるいは経済性よりも、kW価値を明確にして簡略化するなど最適化ロジックの工夫という方法もありえる。いずれにしても時間の短縮化はできているので、実装の際に目的に応じて決めていけばよいと考えている。
- 今後、地内も精緻に考慮すると解くことが難しくなってくる。粒度を粗くする方法も、1コマ4時間単位だけでなく、6時間単位など、より粗くする方法を分析することも大切になってくる。
- 粒度をより粗くする工夫については、残余需要のダックカーブを埋めるような簡略化になることが悩ましい。コマ数よりも、残余需要を見たうえで決める必要があると考えている。
- 粒度を粗くすることによって、再エネの影響が大きくなり、おそらく調整力必要量が少なくなるため、その点にも留意が必要である。

【これまでの検証内容の取りまとめと今後の検証内容について】

- 需要側入札の検証について、ノード単位の検証は解が得られなかったように記憶しているが、どのような結論としたのか？
- 検証としては、ノード単位も行っており、ノード単位だと解は出ないものの、元の需要曲線からなるべく乖離しないような簡略化の工夫により、多少の誤差は出るものの解が得られる見込みを得た。そのうえで、需要曲線の簡略化により誤差は生じるので、なるべく簡略化をしないよう、制度的な工夫として、ノードを特定可能なものは、ノード単位の入札を促していく方向性をお示しすることで、対応可能な目途を立てた。
- 起動費等が回収可能な価格算定ロジックについて、海外調査中心で終わられたが、今後は制度論として議論していくということか？
- 仰る通りで、PJMでもFast-Start電源など一部の電源に適用している例はあるが、全体として市場そのものに適用した例はみられず、Upliftの規模感にも関わってくる。そのため、まずはベーシックで実現可能なシャドウプライスをベースに、Upliftの規模感の観点も含めて、制度論の中で次のステップとしてあらためて議論していくものと考えている。
- コメントだが、ゾーン制である欧州では、各時間帯ごとの通常の入札はゾーン単位に集計した需要曲線を使って約定計算が行われている。また、米国でも需要の入札は変電所ごとではなく、ゾーンごとに行われていることがほとんどのようである。これらを踏まえると、需要の買い入札を地点ごとに考える必要性は考えずらいと思う。
- おっしゃるように、出来れば簡略化しないで回るように制度の工夫をしていきたいし、万一の場合も簡略化により回るロジックを組んできたので、両輪でやっていきたい。

（参考）第11回技術検証会（2025年5月16日）における議論概要①

【⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック】
（海外事例の深掘りについて）

- PJMにおいては外生的にロス率を与えるということだが、どのように計算し、その妥当性を担保しているのか。
- 各断面でロスを計算することが本質的なロス量だが、過去実績から一定程度確からしいものを計算していると推測。NYISOにおいてはAC法で計算したロスと比較して反復計算をすることでより精緻なロスを算出できていると思われるが、系統規模がPJMの5分の1くらいであるため実現しているものと思われる。PJMにおいては結果論的に、系統規模とマシンパワーの限界と、一定程度の確からしさはあるというところの間を取った形で現行制度がとられていると推測している。
- カナダのアップリフトにおいて考慮しているロスは、ノードごとか。
- 精緻に調査しきれていないが、市場取引では回収しきれない項目をアップリフトとして盛り込んでいるものと認識しているため、おそらくノード単位というほどの細かい考慮はしていないのではと推測している。
- PJMやNYISOはノードごとなので、発電側にも立地誘導が効いているが、意図しているのか、原理原則に従って制度が作られた結果そうなったのか。
- 需要側だけではなく発電側の価格にも考慮されてくるため、立地誘導が効いている。PJMについては、創立当時から限界ロスを価格に入れており、LMPについては各地点における電気の出入りに対し、教科書通りに社会的限界費用を計算している。欧州はこういったことはしていないので、哲学が異なる。
- カナダにおいては、価格算定においては一切系統制約を考慮していないとのことだが、この理由はどういったものか。系統構造が単純で、系統制約の考慮によって大きな変化がないからか。
- 概要しか把握はできていないが、量としての一致が図られていないなかで、市場価格についてもエリア均一という制約があるので、制度面で最終的にこうせざるを得なかったというところがあると想像している。
- カナダについても、LMPに移行すると聞いている。現行のやり方がいいからやっている、というわけではないと思われる。テキサスやカリフォルニアでは、最初はゾーン価格だったが、数年続けた結果耐えられず、再給電等の問題が発生し、LMPに移行した。
- PJMの事例では実際に必要な費用の2倍を徴収しているということだが、その狙いはどういったものか。
- 限界費用で価格を算定することが、効率的である（総費用を最小化する、あるいは社会厚生を最大化する）ということと理解している。
- 実際の系統においては有効電力だけではなく無効電力もあり、流れる潮流は資料の理論式よりも多くなるため、これも考慮している可能性がある。
- 海外の文献を参照しても、送電ロスについてはいろいろと分析がされている。交流法と直流法があるが、交流法は現実的には計算負荷の観点から難しく、分析で使われるものは直流法となる。実際に交流法と直流法で計算した送電ロスやLMPを比較すると、誤差は非常に小さいという分析結果もあり、こういったところから直流法が使われていると思われる。よく用いられる手法としては、直流法で潮流計算を解き、計算された潮流でロスを算出し、次の計算に使う。そうして繰り返し計算を行う中で、解が収束した時点で打ち切る。そうすると、結果として交流法での計算結果との誤差が小さくなる。
- NYISOは交流法も使っているということだが、米国も欧州も基本は直流法で計算しているという理解。FERCが交流法の研究を推奨してきているが、まだ実用には至っていないとの理解。このあたりは今後も調査をしてほしい。
- 同時市場は、上位2階級の基幹系統を取り扱うため、対象系統以外のロスは考慮されない。配電系統など、下位系統の送電ロスを何らかの形で考慮する必要がある。
- 今回説明いただいた内容は、上位2階級のロスを模擬していると認識。一方で、ローカル系統や配電系統の送電ロスも価格算定においては重要となる。今後はこれらより低い電圧階級のロスについても織り込んでいくのか。どこにフォーカスして検討を進めていくか。
- 海外においても配電系統までは模擬していないと思われる。そういった海外事例も調査しながら検討を進めていく。
- TSO需要といわれるものに送電ロスは含まれているか。今後TSO需要と小売需要をどのように整合させていくか。
- 送電端で運用しているため、送電ロスも含まれている認識。

（参考）第11回技術検証会（2025年5月16日）における議論概要②

【⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック】
（海外事例の深掘りについて（続き））

- 次期中給の予測においても送電ロスは含まれているが、今後は配電系統など、考慮されていない送電ロスをどのように考慮して負担させるかが難しい問題。
- 価格決めのためのSCUCなのか、系統運用のためのSCUCなのか、これによっても考えることが変わってくる。価格決めが目的だとすると、上位2系統未満の送電ロスも考慮しないと価格が決められないが、系統運用の観点だとすると、各ノード需要にあらかじめ上位2階級未満におけるロス分を織り込んでおけばいいとも思う。
- 最終的には価格決めの観点も踏まえて検討すべきと考えている。運用側と価格側で乖離があることも問題になると考えているが、配電系統はみなしロスのような形で考慮せざるを得ないと思う。

（ロス算定の技術的課題について）

- 実際に送電ロスがどうなるかというのは結果論でしかない。交流法がなかなか採用されないのは、収束性の問題に加え、タップの問題もある。経済性だけではないところに左右され、本当に精緻な値を出すことはできない。そのため、ある程度のオーダー感というところで直流法が使われている。とはいえ、電源1台分とかの規模で送電ロスに差が出てくるとすると、供給力・調整力の確保が大事になってくるので、ぜひ今後も議論を深めていきたい。
- 計算結果精度の評価基準として、近似解法①の区分数100のケースからの誤差率で評価している。ここは、交流法での計算結果との誤差を評価するというやり方もあるのではないか。あるいは、交流法と直流法に誤差は少ないため、現状の評価で十分という理解か。
- 交流法のほうが精度が高いのであれば、交流法と比較するのが良いとは思うが、今時点ではそこまで計算ができていない。発電機の特性、AVR、AQR、変圧器のタップ、負荷特性など、影響を与えるファクターが多いため、広域系統で計算するには直流法でやるしかないというところ。
- 交流法の計算においては色々な設定が必要となり難しいが、交流法による検証をせずに進めてしまってよいかどうかは今後検討をすべき。
- 近似解法②の収束判定について、計算ごとに誤差率が上下しているが、これは繰り返し計算を重ねると収まっていくのか。
- 電源の起動停止次第でもあるので収束は担保はできない。ある程度のところで収束判定をするしかない。
- ブランチによって誤差率が収束するブランチ、暴れるブランチ等の特性はあるか。
- 起動停止の結果が変わる発電機近傍のブランチは暴れる。揚水等、時間を超えて計画に影響がある部分もあり、なかなか解決策が見えていないところ。
- 近似解法①について、区分線形とせず、2次関数のままでは解くことはできないか。
- 大規模モデルだと到底解くことはできない印象。区分線形でも大規模モデルだと難しい。区分線形の取り方については、工夫の余地はあり、現状はかなり大きなΘを与えて計算しているため、誤差の大きい領域での計算となっているが、現実的な値で設定すれば、もう少し滑らかな二次関数で模擬可能。ただし、やはり計算負荷の観点からは近似解法②が落としどころかと思う。
- 二次関数で入れるとすると、二次錐計画問題だと思うが、Gurobiについては背伸びした仕様で入っているので、規模が大きくなるとまだ難しい。
- 二次関数で解けるのであれば解いていくということでもいいが、交流法を使わずに直流法で近似しているのに、ここでは二次関数で厳密に解くというのもアンバランス。どこに精度を求めるかはよく考える必要がある。
- 現行制度においては、電圧階級ごとに損失率を定めているということだが、どういった方法で配分しているか。何かしらモデルを前提においているのか、計測値か。
- 毎年TSOにおいて、下位系統も模擬したうえでかなりのマンパワーをかけて計算している。データがないところは推定でやっている部分もあると思うが、可能な範囲で情報を集めている。

（参考）第11回技術検証会（2025年5月16日）における議論概要③

【⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック】
（今後の検討の進め方について（制度との整合性））

- これから送電ロスの在り方を決めていくと思うが、量/価格の方向性は、最終的にはどういった観点で決めていくのか。
- いろいろ検証する中で検討を深めていくところだが、現行の日本は平均値から計算した量でみなし、差分は調整電源で調整している。これがどの程度の誤差を生んでいるかを確認する必要もあるが、量の誤差だけでは済まず、潮流分布が変わってしまうことで混雑個所の特定がうまくいかない等、系統運用への影響もあるかもしれない。このあたり程度問題でもあるので、比較検証しながら進めていく。
- 量か価格かというところについては、同時同量制度を考えると、量で勘案するのがわかりやすい。
- 現行制度における送電ロスの取扱いは、長い目で見れば適切であるとも言えるところ。制度を変更すると、発電・小売事業者の仕事のやり方自体を変えることになるので、その点も考慮が必要と考えている。
- 量と価格という切り分けの意図について、現行制度においてもシングルプライスオークションで小売が多めに調達しているため、価格が割増しで増えているととらえることもできる。量で織り込むということは入札カーブへの影響の観点で見ているのか。事業者行動にどう影響があるか。
- 同時同量制度の観点で、入札時点で調達するかどうかという違いのみ。最終的に小売が負担しているというところは変わらず、プロセスの違いだととらえている。

（参考）本検討会における議論概要①

【第13回本検討会（2025年2月19日）】
- 混合整数計画においては、ルールベースを導入して解空間を狭め、解きやすくするということは応動であり問題ない。他方で、ルールベースの導入により計算時間が長くなるケースもあるので、そういった場合にどう対応していくのか、引き続き検討を進めてほしい。（秋元委員）
- ルールベースの導入が増えていくにつれて、同時市場での本来の最適化から外れてくる可能性がある。その結果として、現状の仕組みと大差ない結果になってしまうこともあるので、そのあたりをしっかり確認しながら検討を進めてほしい。（秋元委員）

【第14回本検討会（2025年3月24日）】
- ノード単位の分析においては、ノード単位で結果を示すのではなく、需要家単位で結果を示す方がわかりやすいのではないか。（横山委員）
- 需要家ごとに配分係数が同じであれば、結果としては変わらないとも考えられるが、実態としては偏った需要家もある。将来的に地内混雑が起こる状況になったときに、配分係数の仕方によって影響が出てくることがあるとすると、需要家によっても配分係数を変えるような検討が必要。（横山委員）

【第15回本検討会（2025年4月22日）】
- 起動停止カーブのモデル化について、実運用では機器の状態によってユニットごとに起動カーブが複数存在するので、その使い分けを含めて実務に対応できるのか、今後の詳細検討の中で深掘りを進めてほしい。（JERA）
- 全体像としてどのように動かしていくか、実運用になったときにどういったロジックをどういった簡略化のもとで動かしていくか、時間が無い中で計算をしていく必要があるので、そういったルール化を念頭に置いて検討を進めてほしい。（秋元委員）
- 計算機の高性能化の観点は、実際に実装していく際には絶対に必要な論点であるため、こういったものをエビデンスとして残していくことは重要。（五十川委員）
- 自己計画電源等に一定の制約を課すロジックといった点は、大きな話かと思うので、引き続き検討を深めてほしい。（五十川委員）

【第17回本検討会（2025年6月25日）】
- 送電ロスも含めて総燃料費を最小化する際に、どのように各発電機に割り付けるかという問題は非常に重要なので、今後も実規模系統に近いところで検討をしてほしい。基幹系統の混雑が起きないように、総燃料費最小になるように送電ロスを割り付けていくことが重要。（横山委員）
- 三次インセンティブの案Cを中心に進めていくということだが、連続変数の増加にともない計算時間に懸念があるということだったかと思う。引き続き、大規模系統において、計算時間の観点で検討を深めてほしい。（河辺委員）
- 送電ロスは目立たないが、非線形で取り扱いが難しく、いかに現実性をもって解いていくのかという点が重要。ノーダル制をとっている米国だとLMPに直結するパラメーターになっている。日本においてはノーダル制ではないが、今後の市場設計で重要なパラメーターなので、どこまで精緻に送電ロスの計算を行うか検討を深めてほしい。（小宮山委員）
- 交流法についてはまだ計算方法が実務で使えるようになっていないが、アメリカではFERCのカンファレンスで行われた昨年のコンペで、交流法を用いた送電ロスの最適計算に関するテーマが出てきている。実用も視野に入っているということなので、日本もこの分野で貢献してほしい。（金本座長）