

電源起動・出力配分ロジックの技術検証 (検証A) の進捗報告について

2023年11月27日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 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。
- 先日、第2回技術検証会（2023年11月13日）を開催し、技術検証項目のうち、「基本ロジックの構築」「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」「週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック」の検討状況に関する議論を行ったため、本日はその内容について中間報告を行う。

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築
- －②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
- －③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築
- －②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
- －③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック

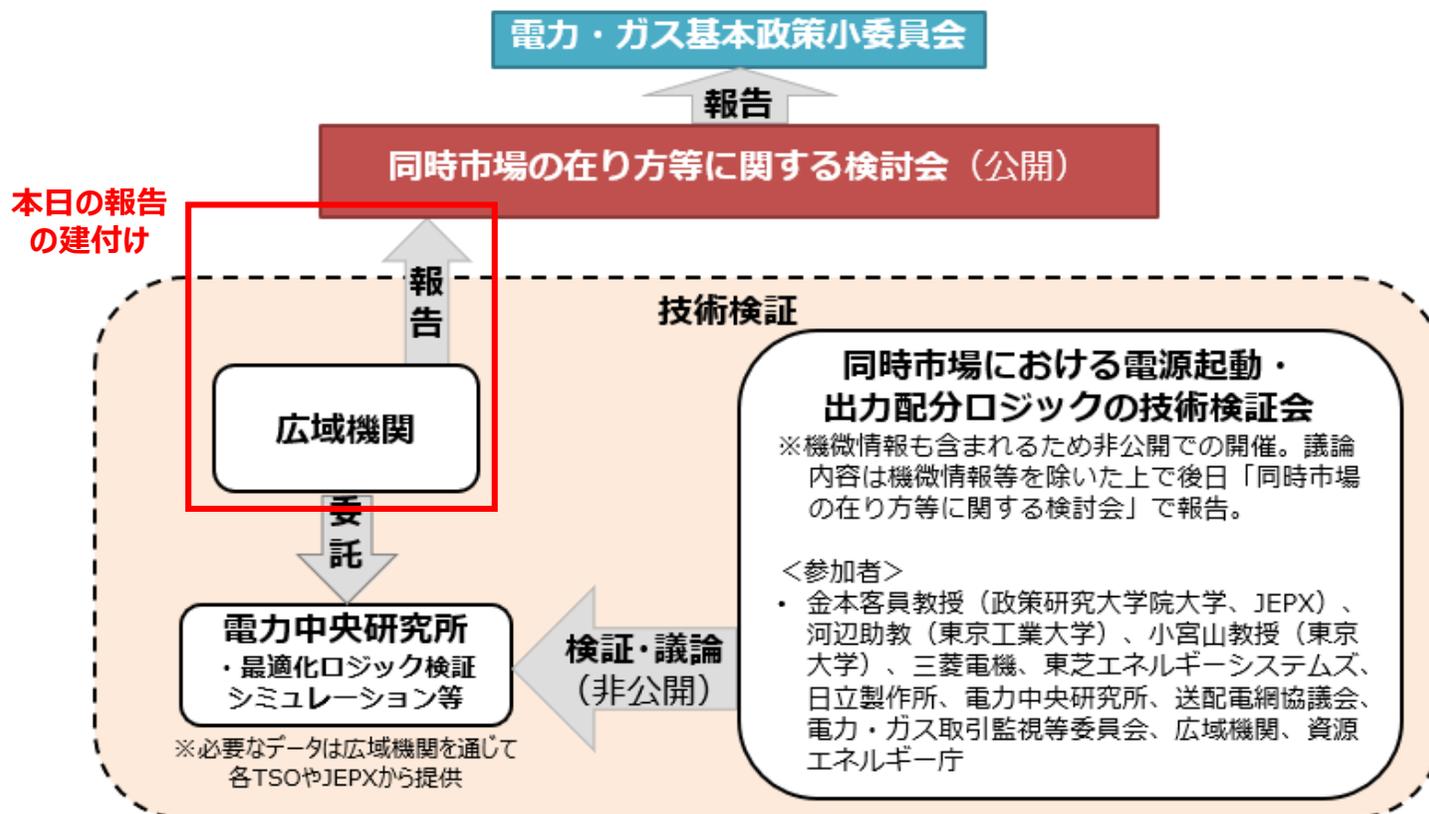
- 検証A（同時市場に関するロジック技術検証）における検証項目と、各検討状況については下表のとおり。
- 本日は、検討に進捗があった項目①～②の検討状況について報告する。

検証項目	検討状況
①基本ロジックの構築	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジックを構築・実装し、小規模システムモデルで動作検証済み ・実規模モデルについては、収束性向上のための問題単純化やソルバーのパラメータ調整等に取り組む予定
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジックを構築・実装し、小規模システムモデルで動作検証済み ・今後、実規模モデルで、求解性含めて検証予定
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・計算負荷の低い簡易手法（一案）について構築・実装し、実規模システムモデルで有効性を確認済み
③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック（変動性再エネの出力変動への対応含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジックを構築・実装済み ・小規模システムモデル等での動作検証中
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	<ul style="list-style-type: none"> ・検証方針を検討中
⑤システム制約の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・検証方針を検討中
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	<ul style="list-style-type: none"> ・検証方針を検討中

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

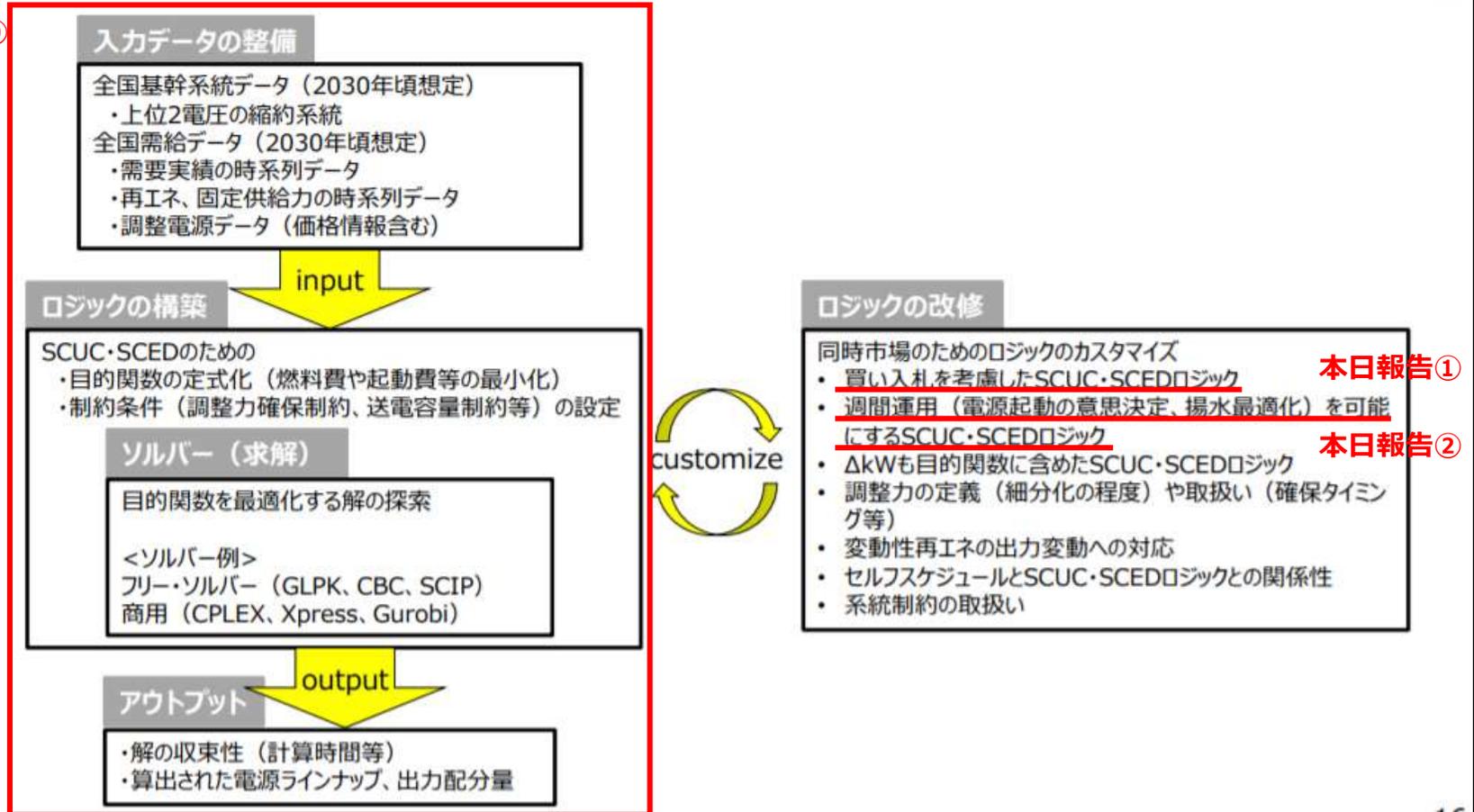
A) 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証にかかる第三者検証体制の構築



（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。

本日報告①



1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築
- －②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
- －③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

－①. 基本ロジックの構築

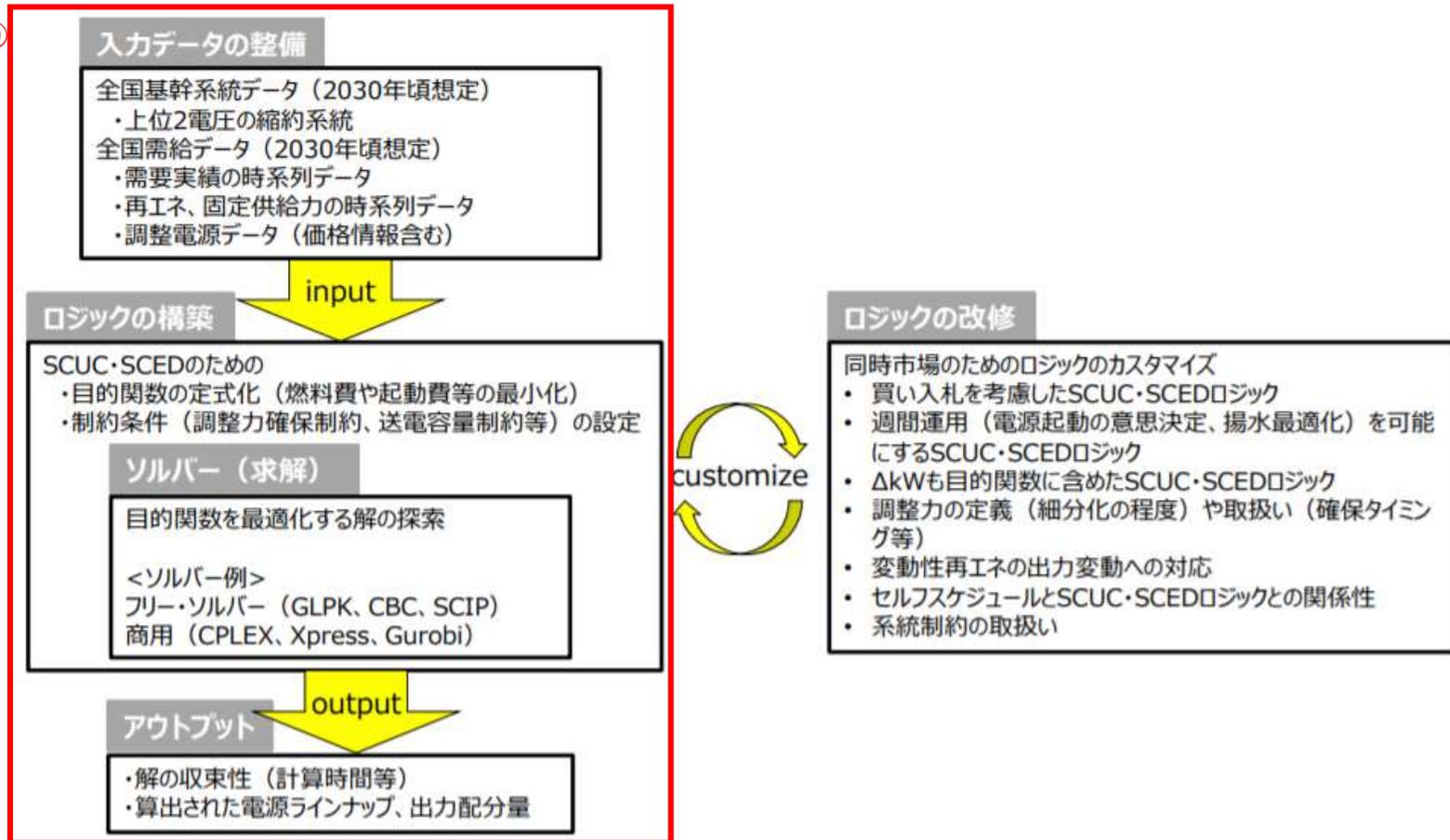
－②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック

－③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック

（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。

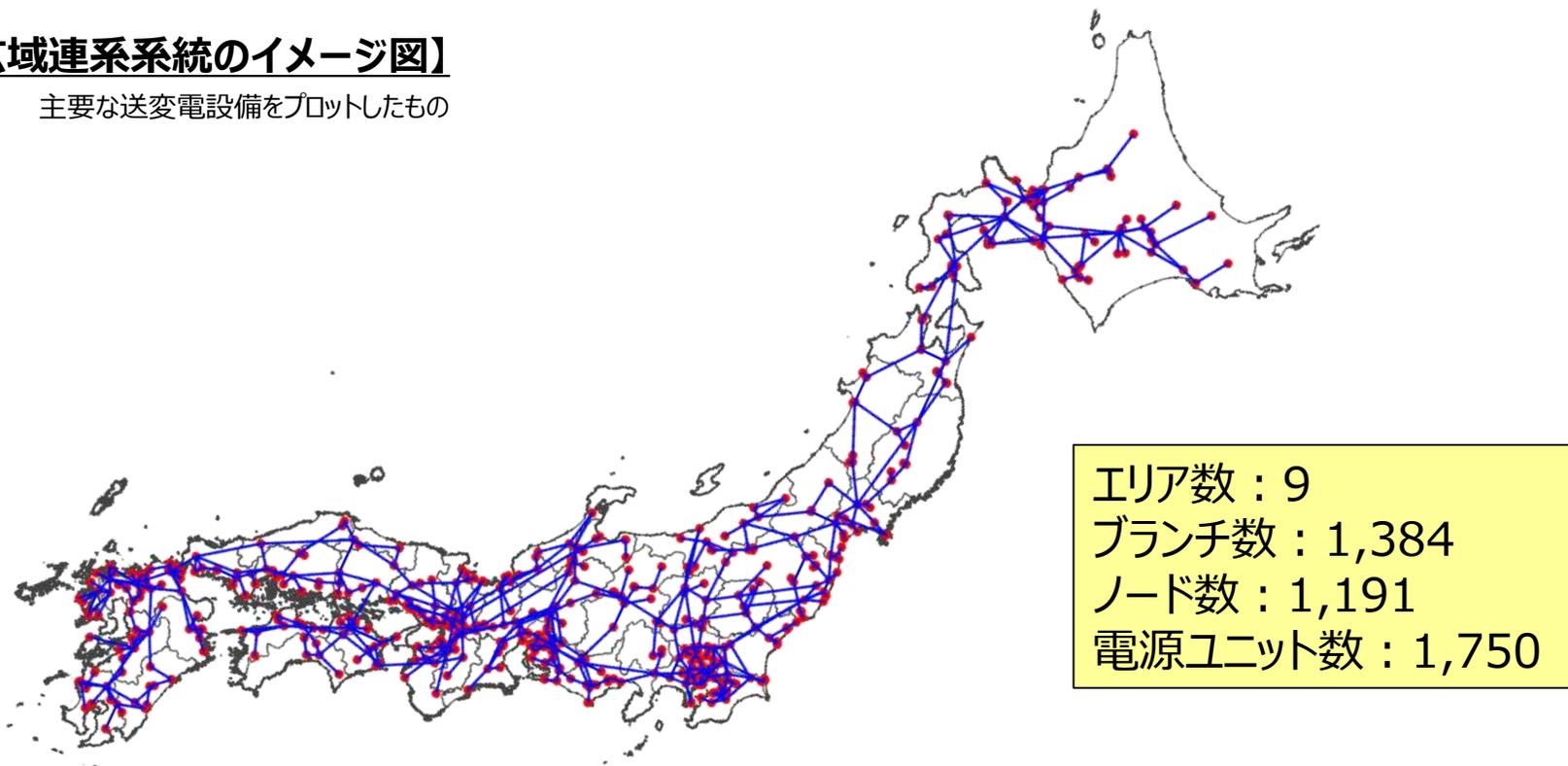
本日報告①



- 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



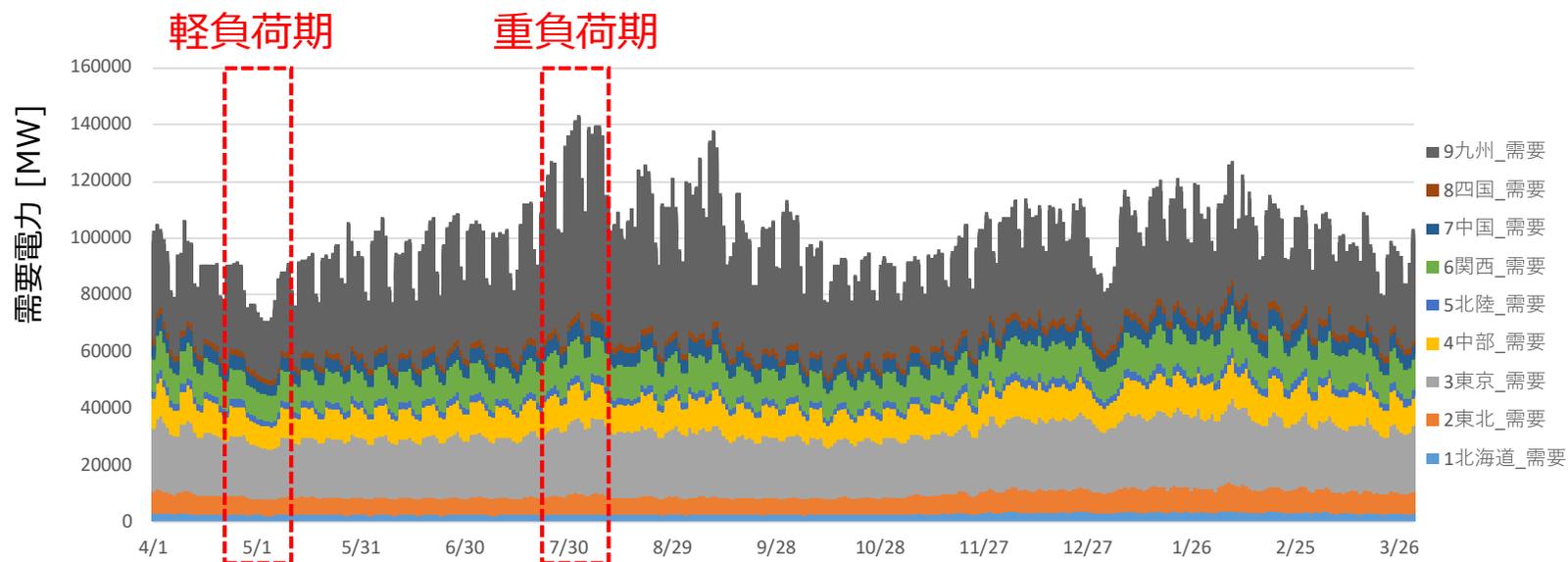
エリア数：9
 ブランチ数：1,384
 ノード数：1,191
 電源ユニット数：1,750

※ 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）

- 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）
- □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]



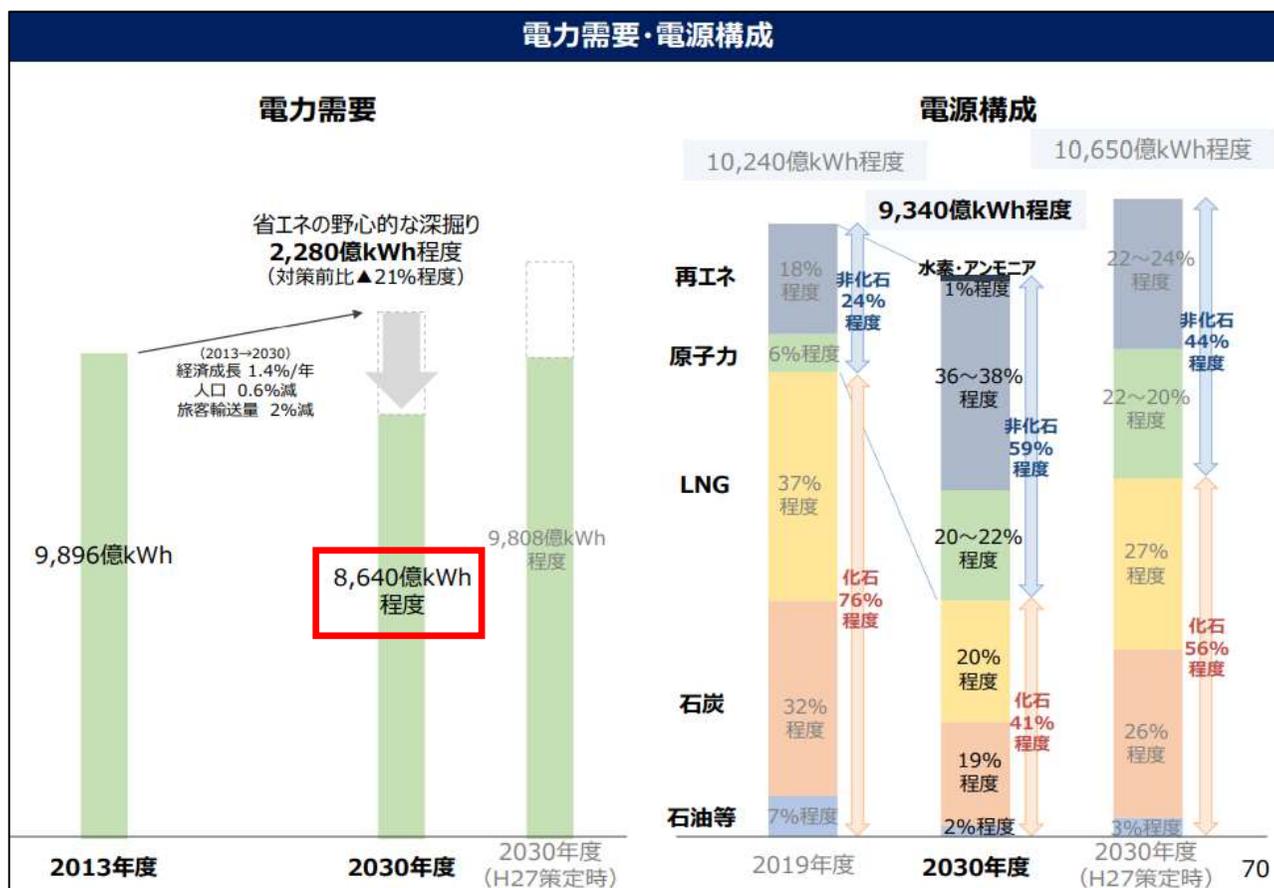
【春期】2030年4月27日（土）～2030年5月3日（金）

【夏期】2030年7月27日（土）～2030年8月2日（金）

- 需要については、第6次エネルギー基本計画の野心的な需要（8,640億kWh）に、電力調査統計の2019年度実績から求めた送電端需要（自家消費を除く。） / 総需要の比率（離島分除く。）を乗じて算定。

○ $8,640 \text{億kWh} \times (\text{送電端需要 (自家消費を除く.)}) / (\text{総需要}) = 7,681 \text{億kWh}$

- 上記を元に、需要カーブやエリア比率を2019年度実績ベースで補正して模擬。



- 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

2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

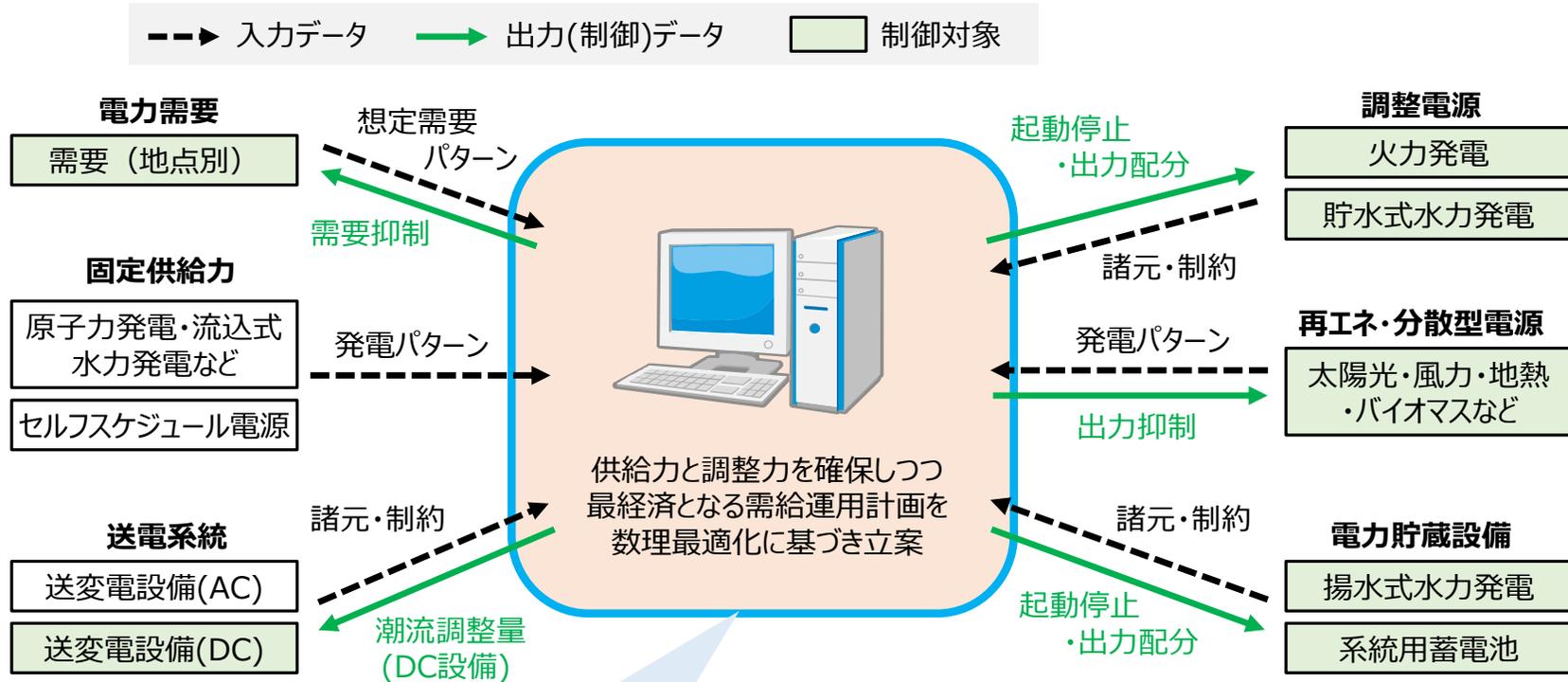
- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定時
太陽光	103.5～117.6GW (1,290～1,460)	64GW (749)
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	1.5GW (110)	1.4～1.6GW (102～113)
水力	50.7GW (980)	48.5～49.3GW (939～981)
バイオマス	8.0GW (470)	6～7GW (394～490)
発電電力量	3,360～3,530億kWh	2,366～2,515億kWh

※2030年度の野心的水準は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある

※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料7参照

■ 前述の入力データを整備した「広域連系システムモデル」に対し、電中研が構築した基本的なSCUC・SCEDロジックがまずはどのような挙動（応動）を示すのか検証・評価を行った。



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

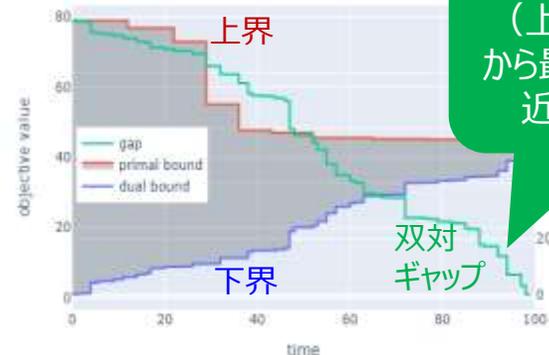
・①に系統運用の制約とペナルティコストを加味し、電源運用・有効電力潮流・過負荷量を算出

- また、SCUC・SCEDロジックによる最適化計算結果（アウトプット）の具体的な評価方法は以下のとおり。
 - 最適化には、商用ソルバー（Gurobi Optimizer）を利用
 - 計算打ち切り時間を「7200秒（2時間）」に設定し、最適化ロジックの実現性（計算時間）を確認
 - ⇒電中研が所有する汎用PCスペックによる演算のため、計算打ち切り時間自体に絶対的な意味はなく、あくまでも今後のカスタマイズモデル評価のための相対的な目安
 - 計算精度目標を「双対ギャップ0.3%以下」に設定し、最適化ロジックの妥当性（最適解への収束性）を確認
 - ⇒最適化ロジックの収束性を評価する指標として、解探索過程における双対ギャップ（MIP Gap）を用いる
 - ⇒0.3%という数値は仮値であり、今後、この数値の妥当性も議論の対象になりうる
 - 合わせて、全体の需給バランス（電源ラインナップや出力配分量）も確認することで、運用上の妥当性も評価

【電中研が所有する汎用PCスペック】

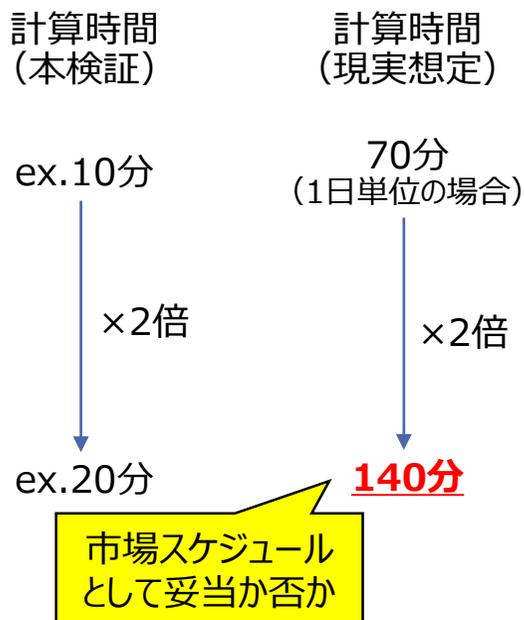
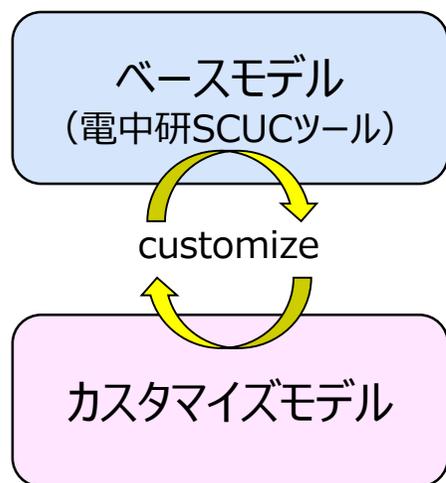
OS :
Windows 10 Pro
実装RAM :
128 GB
CPU :
AMD Ryzen 7 7700X 8-Core
Processor 4.50 GHz

【双対ギャップのイメージ】



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

【実現性評価イメージ】



需給計画の作成時間

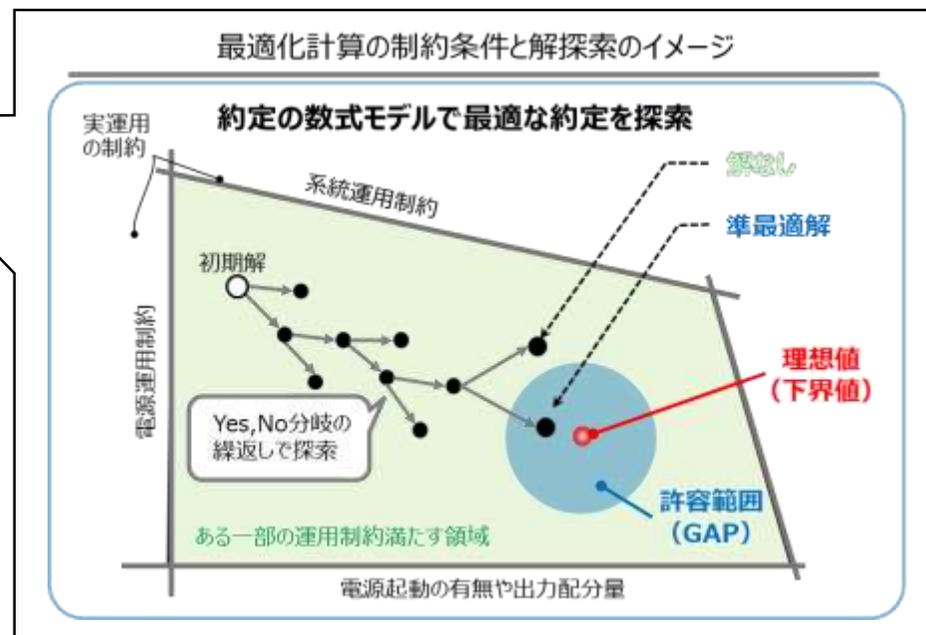
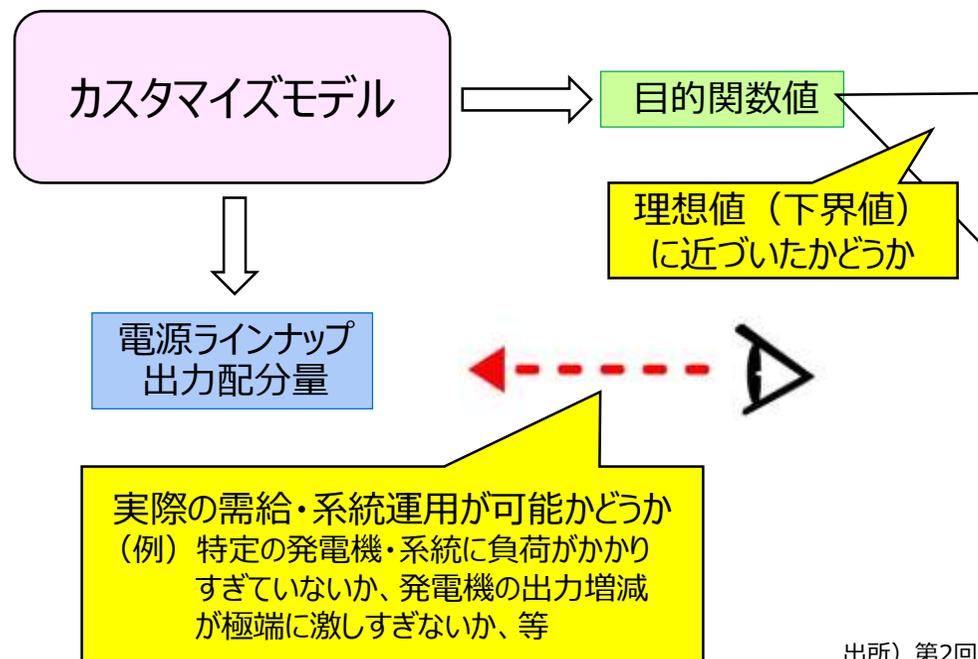
海外事例等も参考に、RFPでは、日本のノード数に対して実現可能なレベルと想定される時間内に演算することを求めている

名称(仮)	作成期間	刻み時間	演算時間	演算タイミング
2週間SCUC	2週間		6.5時間以下	毎週水曜17時 毎週木曜9時
日々SCUC	1週間	30分	4.5時間以下	4.5時間周期
翌日SCUC	1日		70分以下	前日14時頃 前日15時頃
リアルタイムUC	2時間	15分	12分以下	15分周期

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

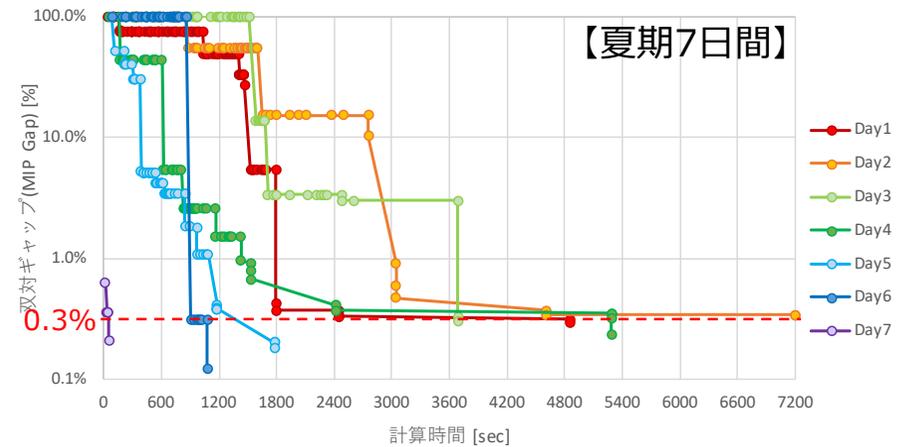
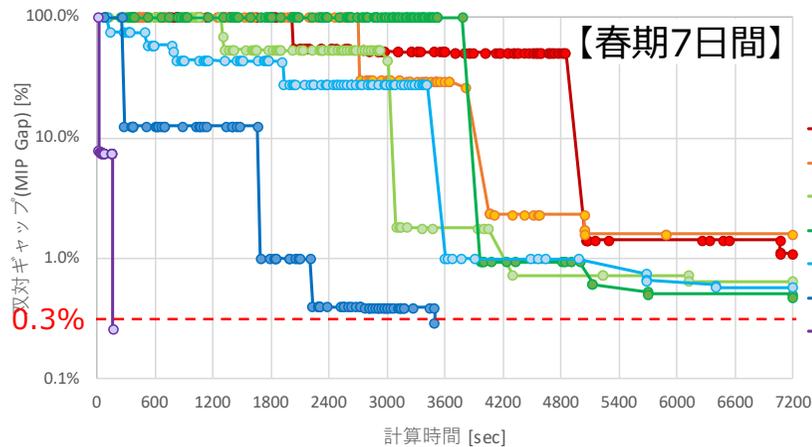
※ 目的関数として最も低くなる可能性が高い値（探索の過程で、制約条件の緩和有無を変えながら、都度更新される値）のこと。

【妥当性評価イメージ】



- 今回の検証期間（春期・夏期）におけるシミュレーション結果は以下のとおり。
 - 制約を満足する実行可能解自体は20秒程度で得られたが、多くのケースで目標精度は未達
 - 特に軽負荷期（春期）に収束が悪くなる傾向が見受けられ、再エネ出力に伴う並解列の増加が要因と推察
- この点、小規模システムモデルを用いてSCUCロジックの計算時間を確認したところ、収束性は十分高いことが確認でき、システム規模（解の組合せや制約条件の多さ）の影響が相当程度あることが分かった。

【双対ギャップ^o（解の収束過程）】



【システムモデルごとの計算時間の確認】

	システムモデル	計算時間	MIP Gap	収束性
①	2機3母線モデル	0.1秒～5秒	0.00%	高
②	IEEE RTS-96モデル	5秒～30秒	0.01%～0.05%	高
③	広域連系システムモデル	10分～60分超	0.1%～2.0%	小～中

(参考) 小規模システムモデル(IEEE RTS-96モデル)について

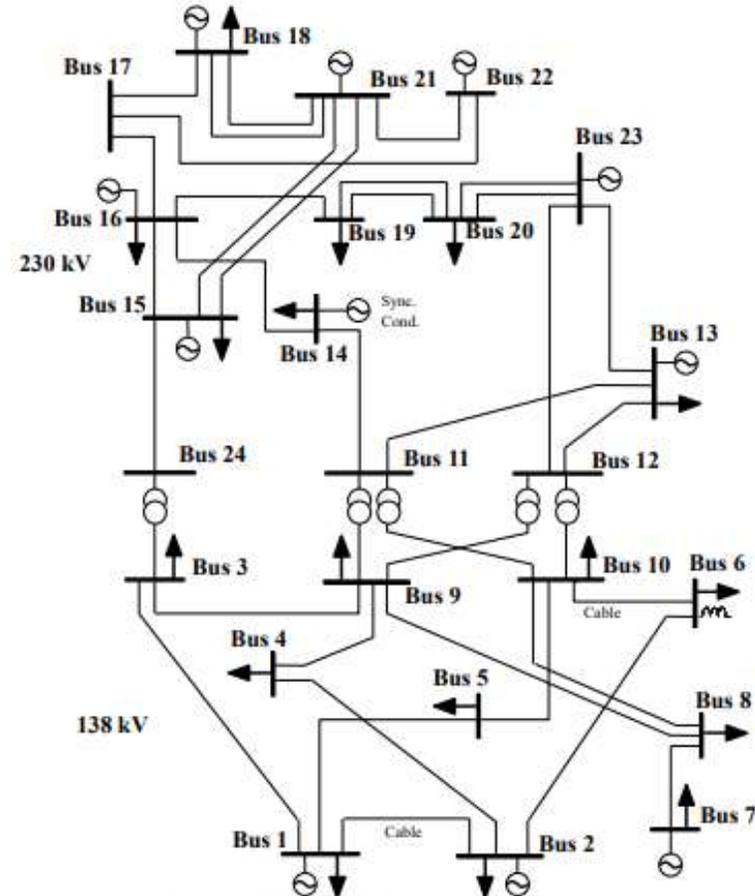
2.3 電力システムモデル

本研究では、電力システムのモデルとしてFig. 2に示すIEEE Reliability Test System (IEEE RTS)¹⁰⁾を用いる。本モデルは系統故障による影響を解析するためのベンチマークモデルとして作成されており、モデル上の発電機と送電線にはそれぞれ異なる故障確率と故障の存続時間が与えられている。この特徴は、第3章で述べる故障時に発生する供給不足と余剰電力に対する確率的評価の際に有用であるため、本モデルを採用する。また、季節や曜日を考慮した1年間の電力需要の変化も与えられており、本研究でもこの需要のデータを用いる。

Table 1に、本モデルに配置されている各発電機の種類と容量を示す。各発電機はその燃料費関数や動的な出力変化の制約条件から、ベース、ミドル、ピーク電源の3つの種類に分類され、各々異なる特性を持つ。本研究では、ベース、ミドル、ピーク電源の1時間毎の最大出力変化量を、容量に対してそれぞれ10%、60%、100%と仮定し、動的な出力変化特性を表現する。

Table 1: Generator capacity of IEEE RTS.

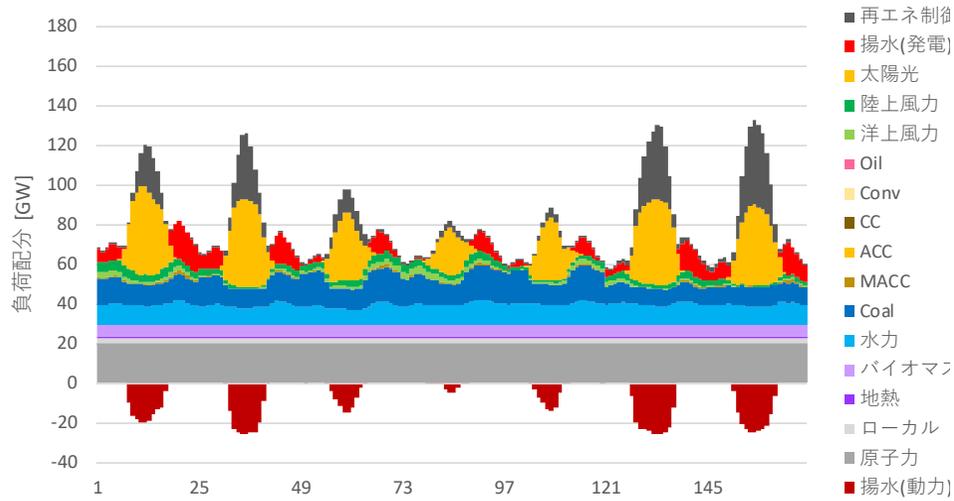
Cap.[MW]	Gen. Type	No. of Unit	Order
12	Thermal	5	Peak
20	Comb. Turbine	4	Peak
50	Hydro	6	Base
76	Thermal (coal)	4	Peak
100	Thermal (oil)	3	Middle
155	Thermal (coal)	4	Middle
197	Thermal (oil)	3	Middle
350	Thermal (coal)	1	Middle
400	Nuclear	2	Base

Fig. 2: IEEE Reliability Test System¹⁰⁾.

- 全体の需給バランス（電源ラインナップや出力配分量）については、運用上妥当な結果が確認できた。
 - 電源の出力配分量は概ね想定したメリットオーダーの通りとなっていた
（固定供給力（原子力・地熱等）＞再エネ（PV・風力・水力・バイオ等）＞石炭＞MACC＞ACC/CC＞LNGコンベ＞石油）
 - 揚水は経済運用を行い、PV出力を吸収し、需要ピークで発電
 - PV出力増等で生じる余剰電力（軽負荷時）および系統混雑に対し、調整電源・再エネ等の出力を制御することによって解消を実現

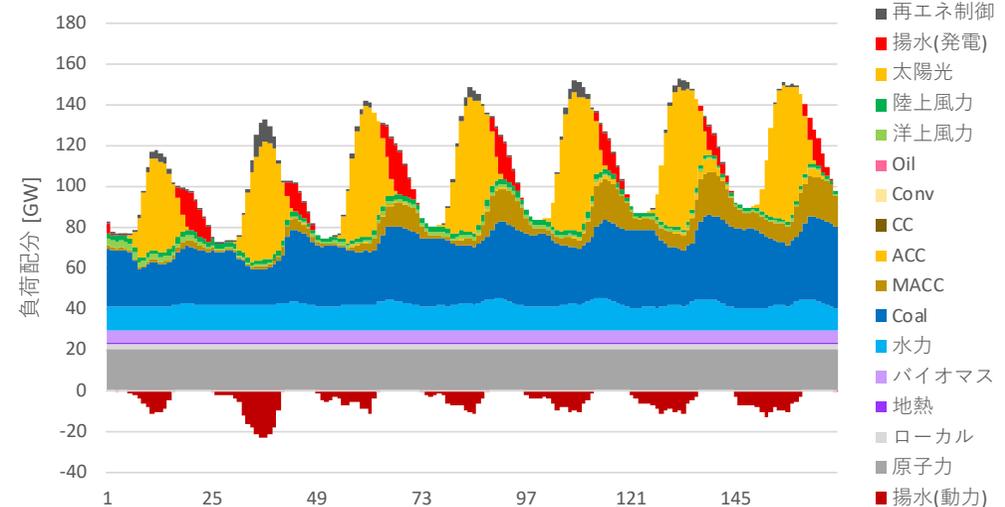
【全体の需給バランスの概要】

【春期7日間】



燃料費：820,800[万円]
起動停止費：8,650[万円]

【夏期7日間】



燃料費：3,006,722[万円]
起動停止費：49,150[万円]

- 第2回技術検証会においては、双対ギャップ（誤差）妥当性や収束性を高める工夫、あるいは制約条件の改善点といった数々の技術的な指摘（示唆）を頂いたところ。
- 今後は、広域連系系統モデルを扱うにあたり、収束性を高める工夫（例えば、問題の単純化やソルバーのパラメータ調整）が重要となるため、頂いたご指摘等を踏まえ、それらに関する更なる検討（工夫の効果確認）を進めていく。

【①SCUC・SCEDロジックの構築に関する議論概要】

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

■ 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」「比較的良好な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】



本技術検証（検証A）では、①がメインと考えられるが
問題構造が固まった際は②も有効だと考えられる

本技術検証（検証A）では扱わない
（実装段階で検討）

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築
- －②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
- －③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック

（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。

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）



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
- ・ 買い入れを考慮したSCUC・SCEDロジック **本日報告①**
 - ・ 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

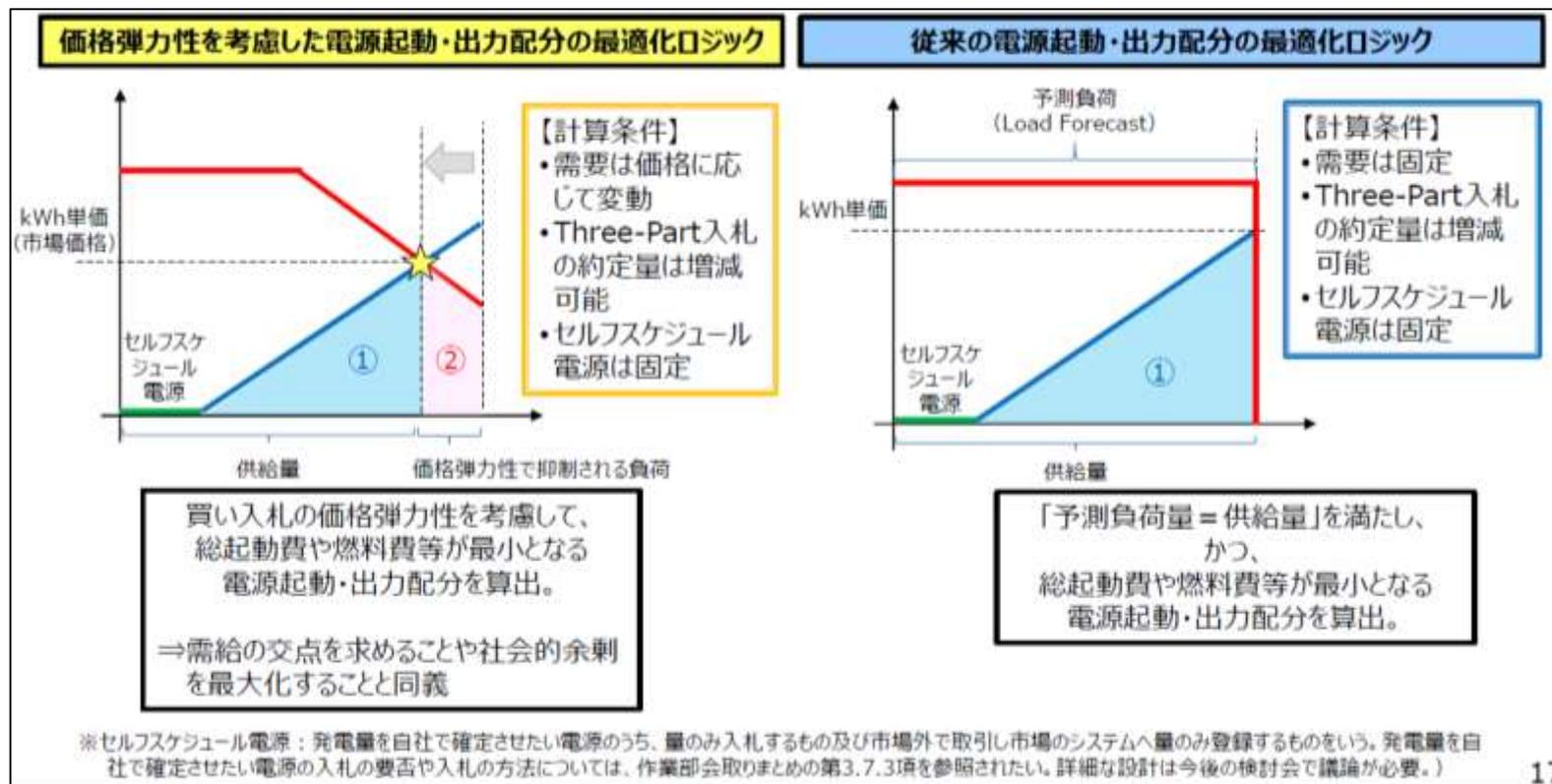
output

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

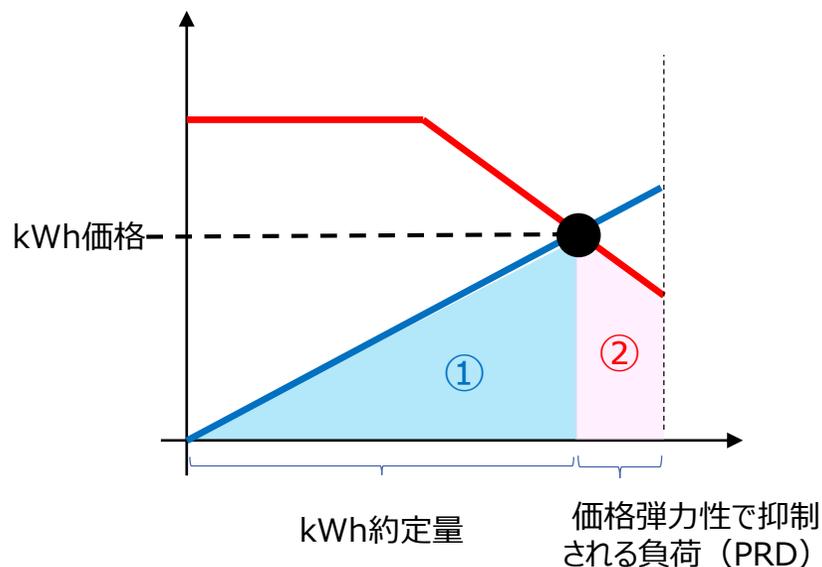
- 米国電力市場においては、左下図の領域②（価格反応需要価値）を含め、領域①（総電源エネルギー費用）と領域②を最小化するロジックを活用しながら、市場約定処理を行っており、日本でも参考になると考えられる。
- 買入札データについては、過去のJEPX取引実績等を参考に模擬し※、価格弾力性を考慮したい。また、従来の電源起動・出力配分の最適化ロジック（下右図）で求められる解との比較や、収束性等計算負荷へ与える影響等について検証を行っていくこととしたい。

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

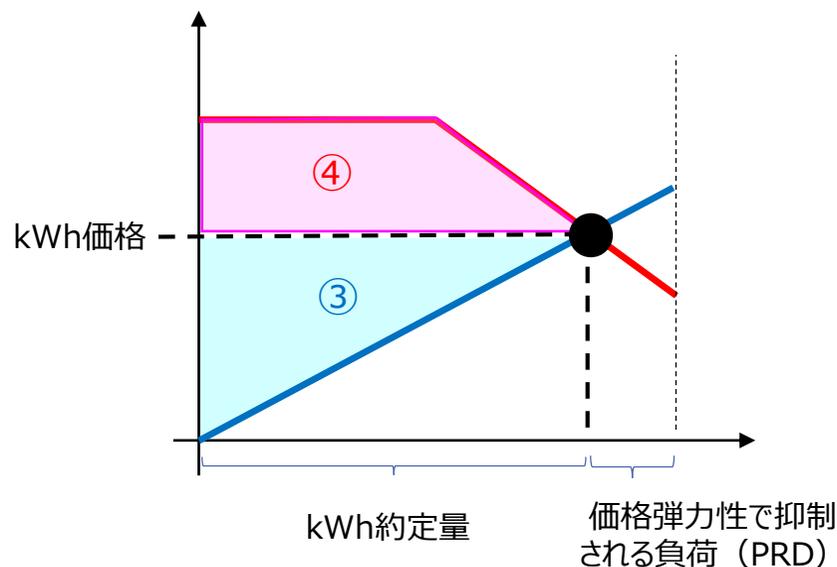


■ 米PJMの価格弾力性を考慮した電源起動・出力配分の最適化ロジックにおいては、総電源エネルギー費用 (①) と価格反応需要価値 (②) の合計を最小化する問題を解いているが、生産者余剰 (③) と消費者余剰 (④) の合計である社会余剰を最大化する問題を解くことと実質的に同じであり、結果として、同じ約定量と約定価格を求めることができる。

総電源エネルギー費用 + 価格反応
需要価値 最小化問題



社会余剰最大化問題



- 米PJMのロジックを参考に、買入札を考慮したSCUC・SCEDの基本ロジックを構築した。
- 具体的には、変数に需要抑制電力（ Δp_{Dem} ）を加え、買入札価格にあたる需要調整単価（ α_D ）を乗じた価格反応需要価値と総電源エネルギー費用の合計値（目的関数）を最小化する考え方となっている。

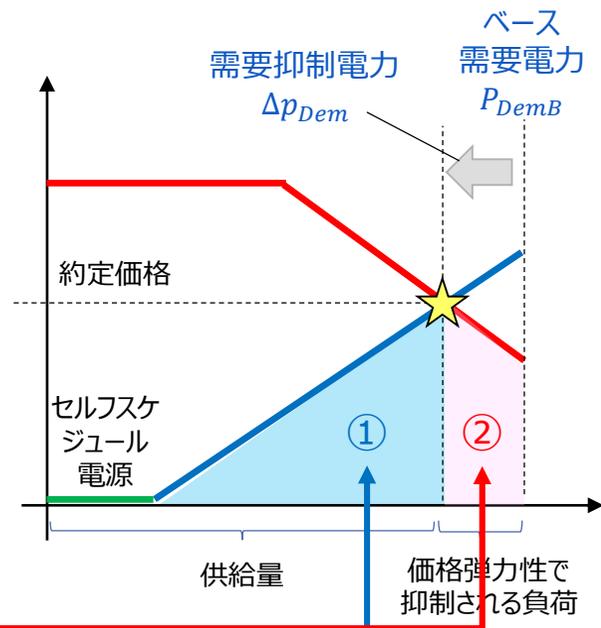
【基本ロジックの概要】

- ノード毎にベース需要電力 P_{DemB} （時系列）、調整単価 α_D を定数として定義
- 需要抑制電力 Δp_{Dem} を変数として定義
- 需要抑制電力に調整単価をかけて、需要調整コストを算定
- SCUCの目的関数「総コスト最小化」に組み込み、価格弾力性を模擬

需要電力 $p_{Dem}(i, t) = P_{DemB}(i, t) - \Delta p_{Dem}(i, t)$ } t: 時間断面番号
i: ノード番号
k: ブランチ番号

需要抑制電力 $0 \leq \Delta p_{Dem}(i, t) \leq P_{DemB}(i, t)$

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



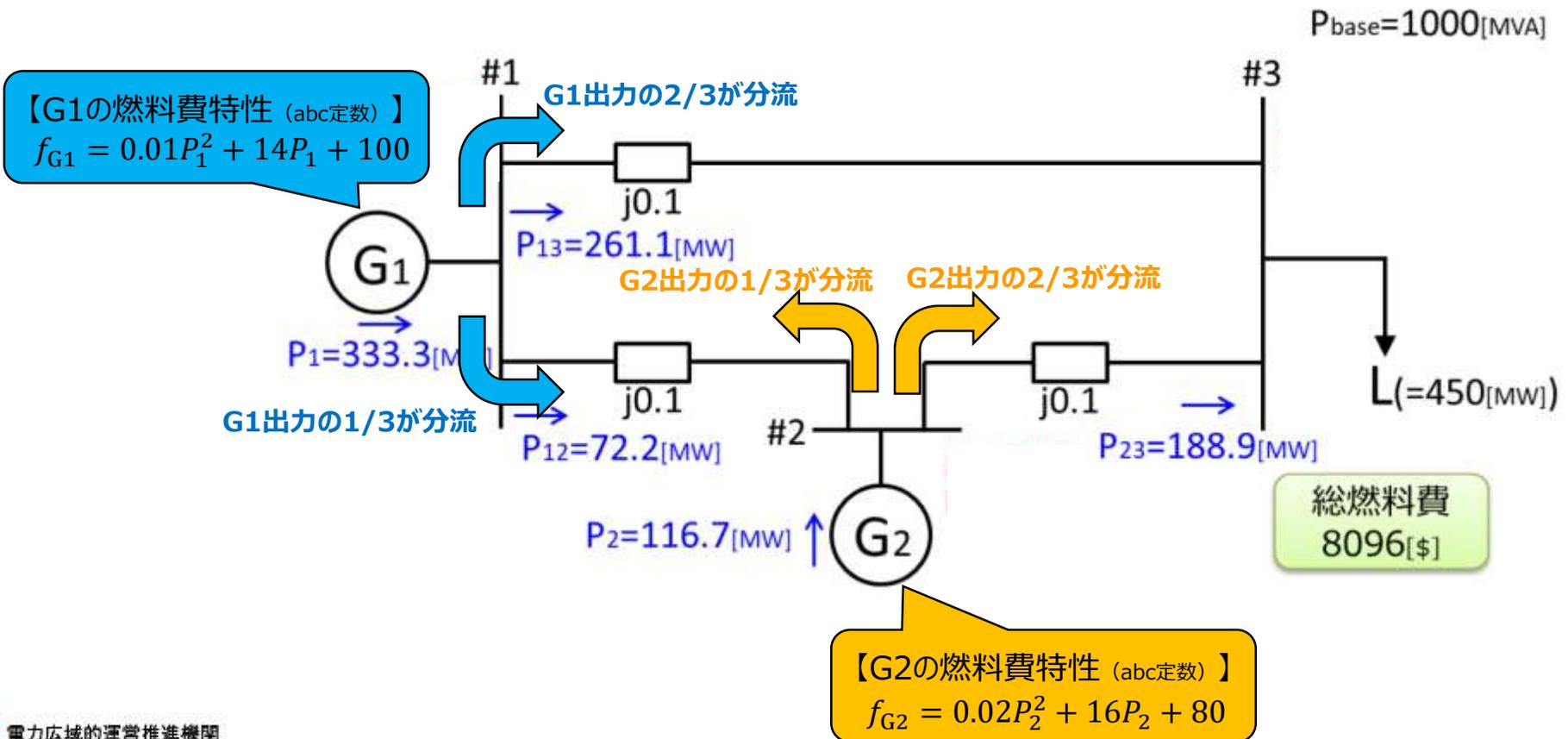
Minimize: $f_G + f_D$ $f_D = \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_D} \alpha_D(i) \cdot \Delta p_{Dem}(i, t)$

① 総電源
エネルギー費用

② 価格反応需要価値（需要調整単価×需要抑制電力）

- 前述の新規構築したロジックの妥当性を確認するため、まずは手計算でも最適化結果が確認可能な小規模系統 (2機3母線) モデルを用いて、ロジック検証を行った。
- 具体的には、系統の潮流分布も考慮可能な下図のようなモデルを考え、需要調整単価 (買入札価格 α_D) を変化させた結果について検証・評価を行った。

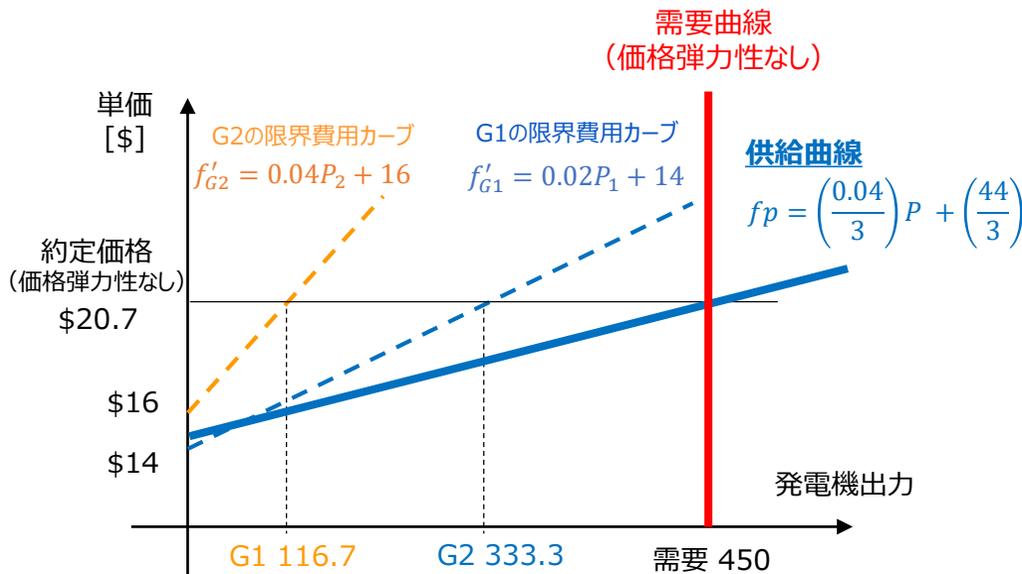
【小規模系統 (2機3母線) モデル】



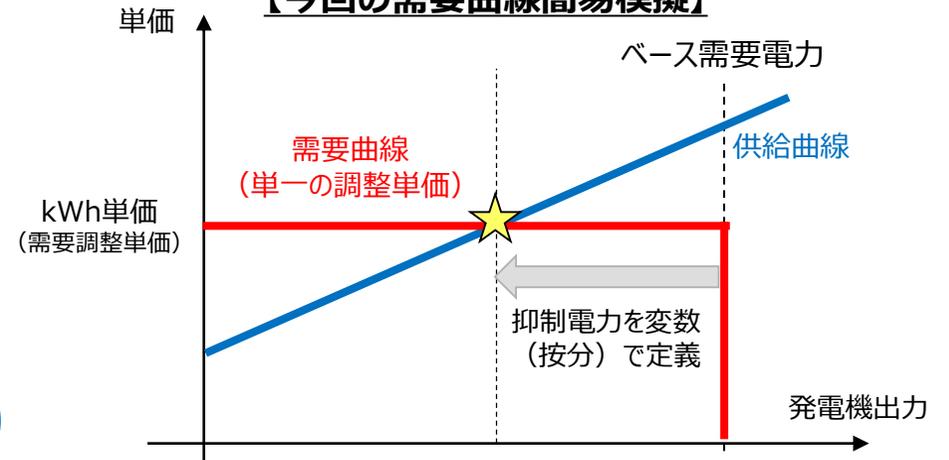
- また、小規模系統（2機3母線）モデルにおける供給曲線と需要曲線の関係は以下のとおりとなる。
- 今回は、各ノードに複数札を用意して厳密な（階段状の）価格弾力性を模擬する前段階として、単一札の約定状況を確認するため、需要曲線は簡易的な模擬とした。（複数札の価格弾力性模擬は今後の検証）

【供給曲線（G1・G2の限界費用カーブ）】

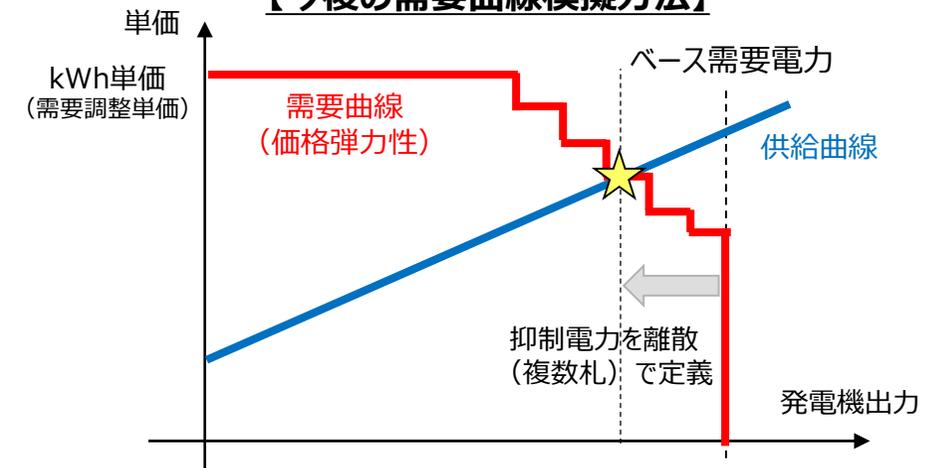
※価格弾力性がない場合の約定価格（需要450MW）は\$20.7となる



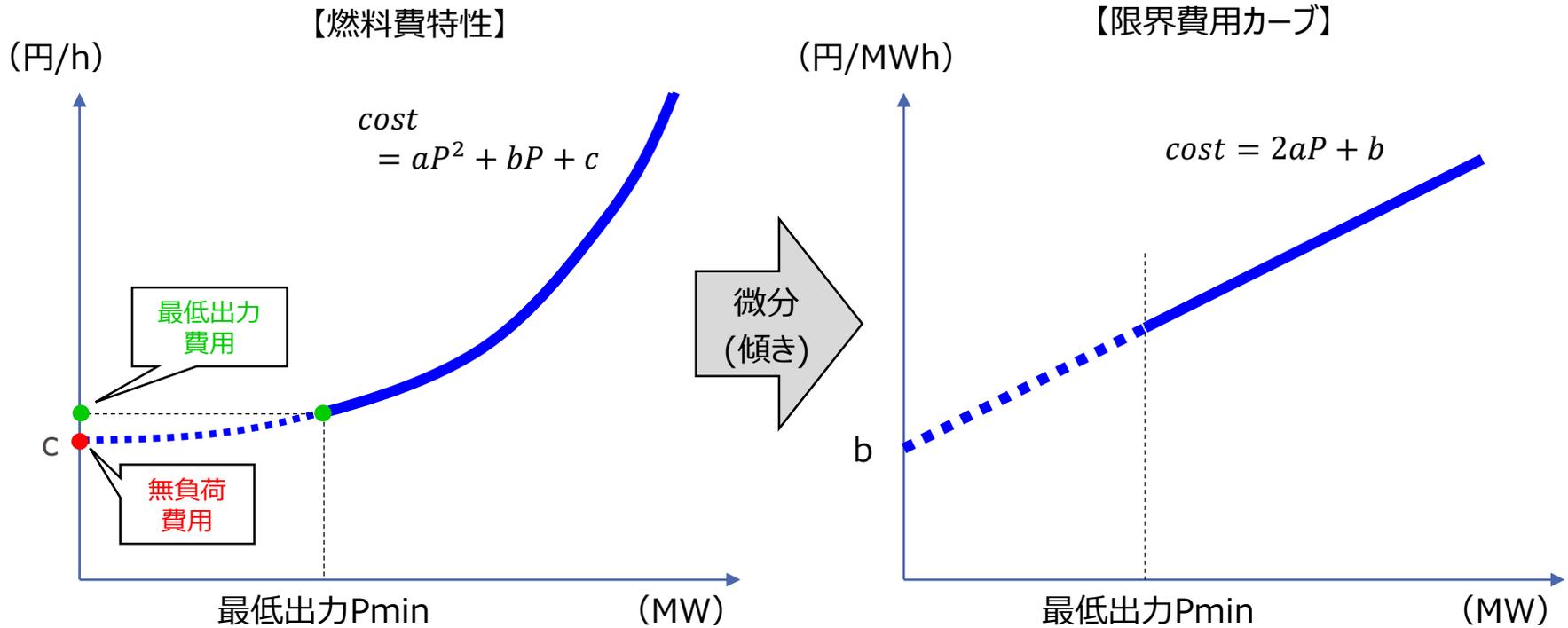
【今回の需要曲線簡易模擬】



【今後の需要曲線模擬方法】



- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。



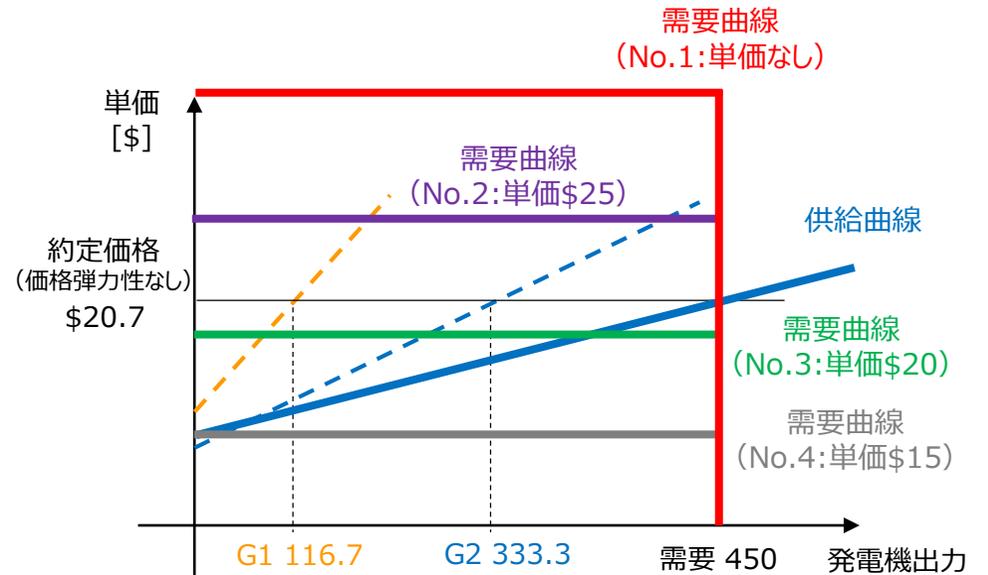
- 検証ケースについては潮流制約有無も含めて、需要調整単価（買い入札価格）を変化させた全8ケースを設定。
- 需要調整単価設定の考え方としては、価格弾力性がない場合の約定価格（需要450MW）である\$20.7に比べ、高額なケース（\$25）、低額なケース（\$20）、極端に低額なケース（\$15）を設定し、それぞれどのような挙動を示すかについて確認を行った。

【検証ケース（全8ケース）】

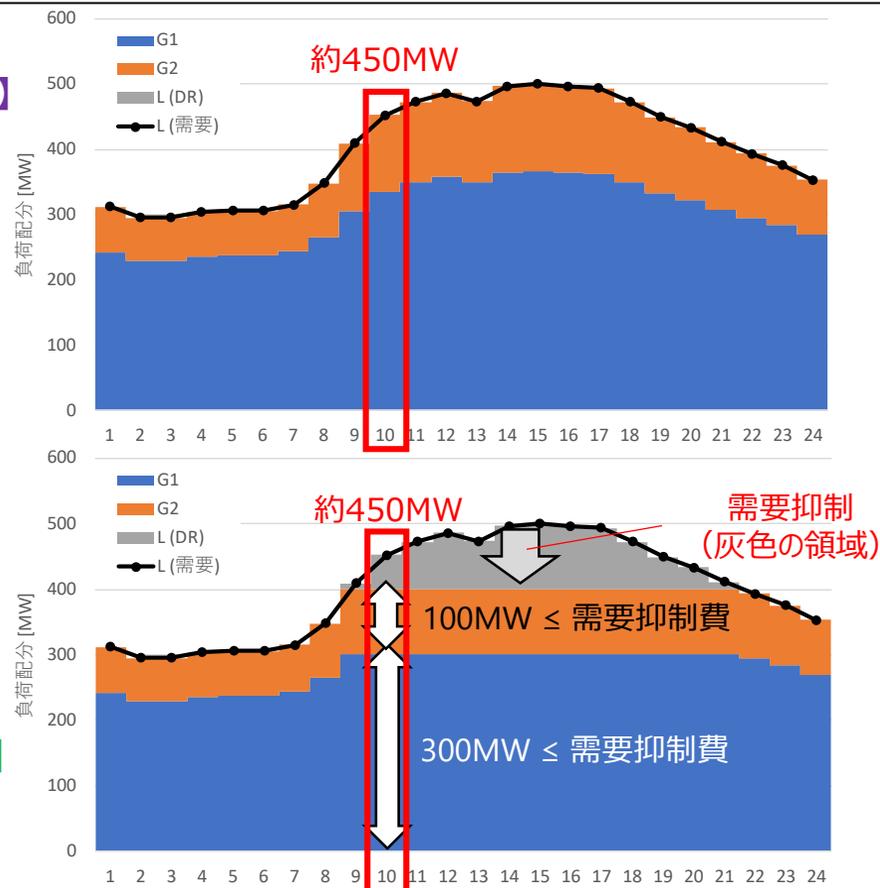
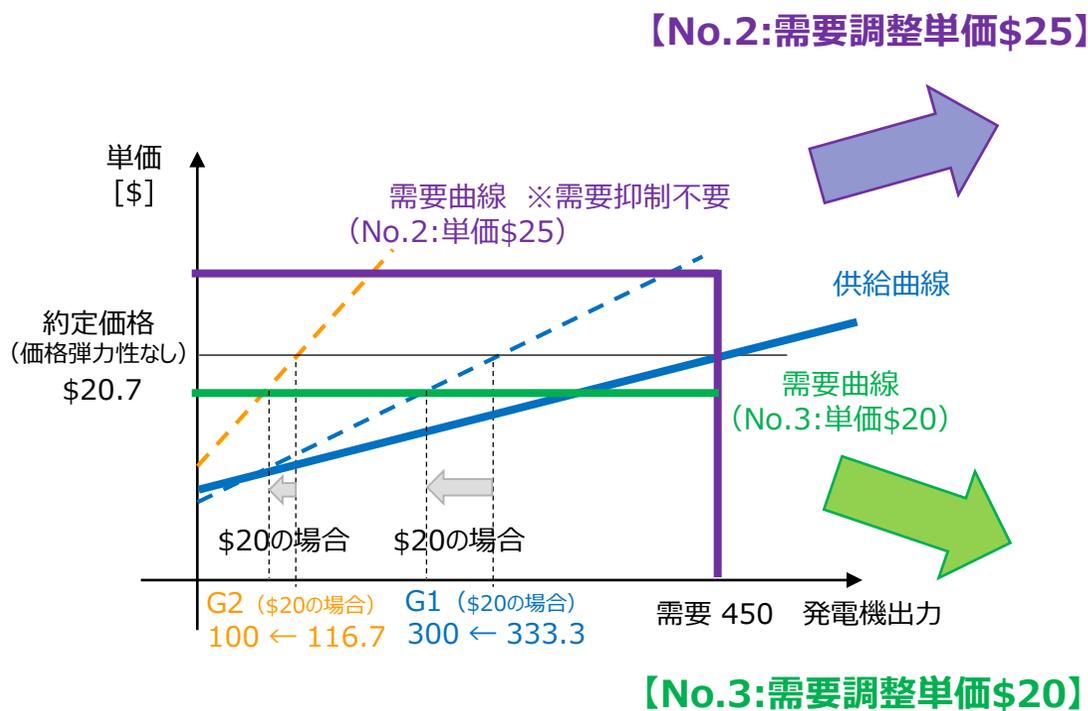
		潮流制約なし	潮流制約あり (Line13:200MW)
需要調整単価	なし	No.1	No.5
	\$25	No.2	No.6
	\$20	No.3	No.7
	\$15	No.4	No.8

【需要調整単価の価格設定】

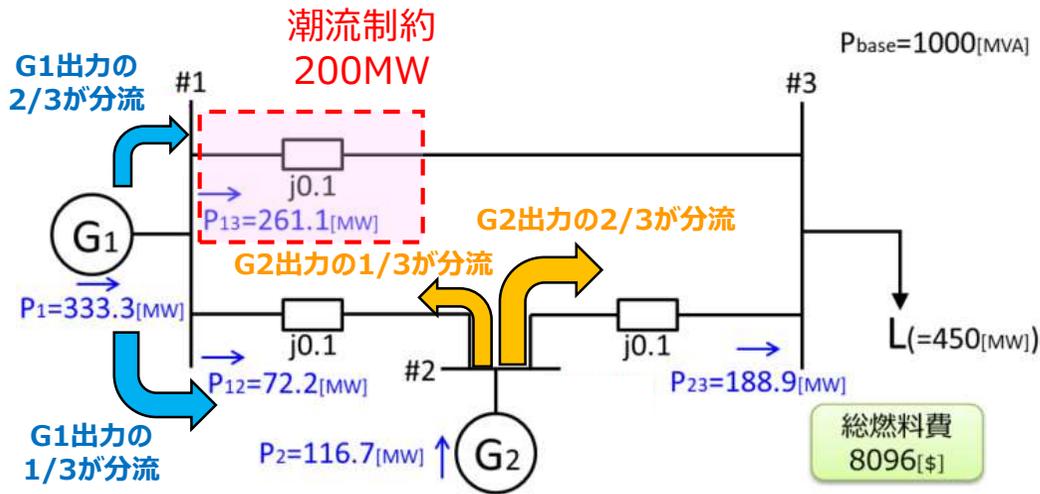
※価格弾力性がない場合の約定価格（需要450MW）は\$20.7となる



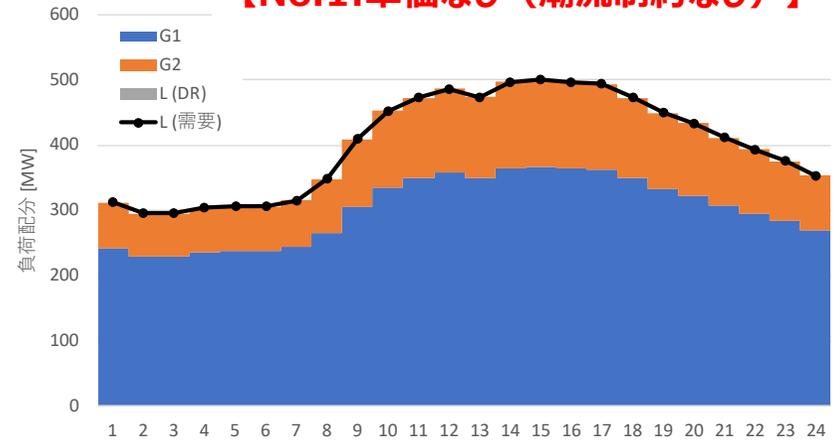
- まず、潮流制約なしケースにおける代表例として、高額なケース (No.2:\$25)、低額なケース (No.3:\$20) の詳細な挙動について確認した。
- 高額なケース (No.2:\$25) の場合、価格弾力性がない場合の約定価格 (No.1:\$20.7) よりも高くなり、需要抑制では費用減とならないため、需要抑制されない結果となり、低額なケース (No.3:単価\$20) の場合は逆に、価格弾力性がない場合の約定価格 (No.1:\$20.7) よりも低いため、需要調整単価まで限界費用単価が下がるように、需要抑制 + G1・G2の発電量減少 (これにより費用減) となる結果が見受けられた。



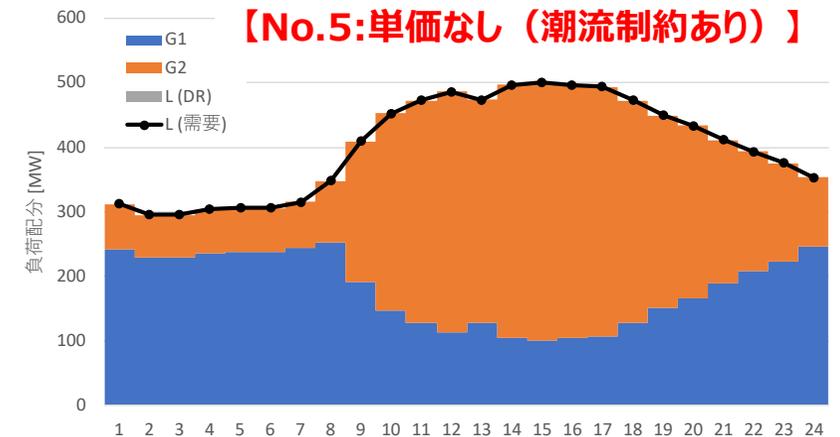
- 次に、潮流制約ありケースを検証するにあたり、まずもって発電機出力調整によって混雑解消が図られているか（潮流制約が有効に働いているか）を確認するため、需要調整がないNo.1ケースとNo.5ケースの比較を行った。
- 拳動としては、G1出力低下とG2出力増加により、Line13の潮流はすべての時間帯で200MW以下に抑制される等、潮流制約によって混雑解消が図られていることが確認できた。



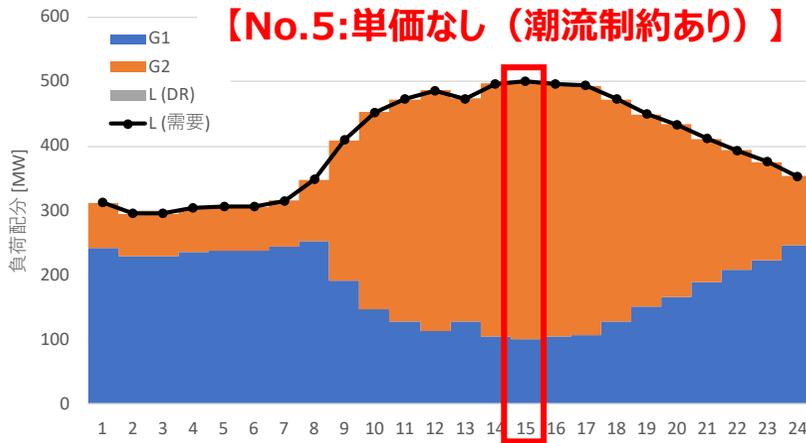
【No.1:単価なし（潮流制約なし）】



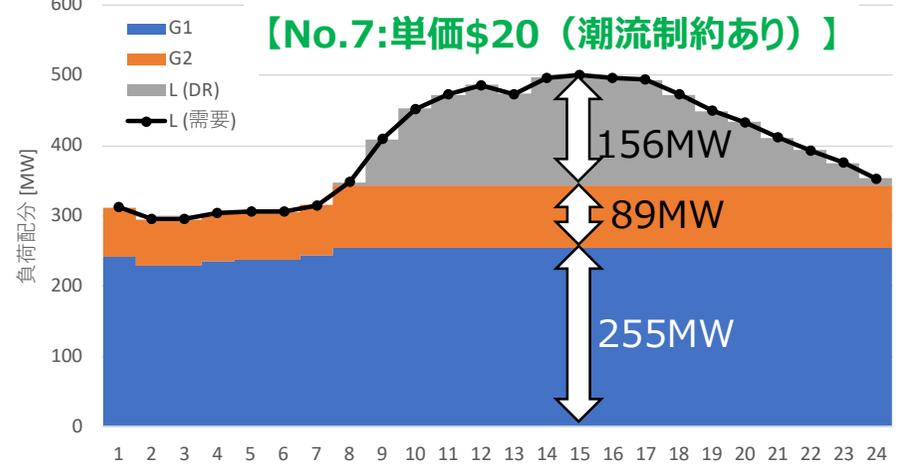
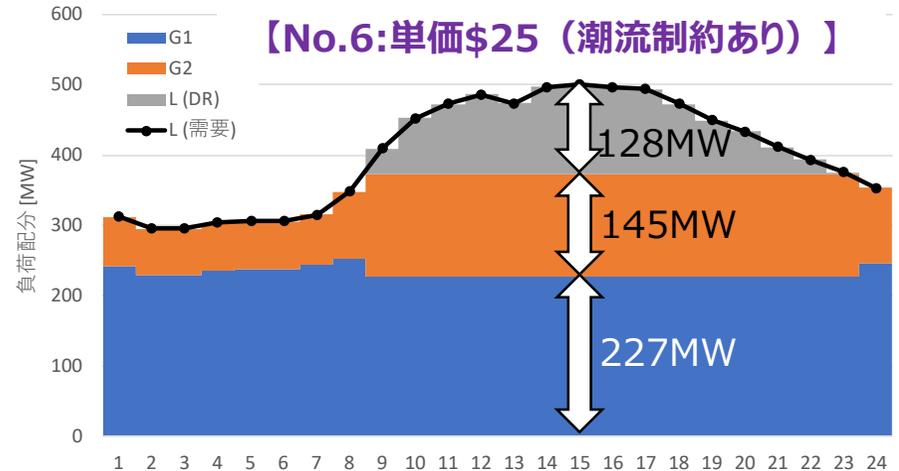
【No.5:単価なし（潮流制約あり）】



- 最後に、潮流制約ありケースにおける代表例として、高額なケース (No.6:\$25)、低額なケース (No.7:\$20) の詳細な挙動について確認した。
- 混雑解消のため、需要調整単価が高くとも需要抑制が発生しており (潮流制約なしでは抑制なしだった単価\$25 ケースでも抑制実施)、これによって発電単価が高いG2の出力を抑えることが可能となり、総電源エネルギー費用と価格反応需要価値の合計値 (目的関数) を最小化する方向の挙動となっていることが確認できた。

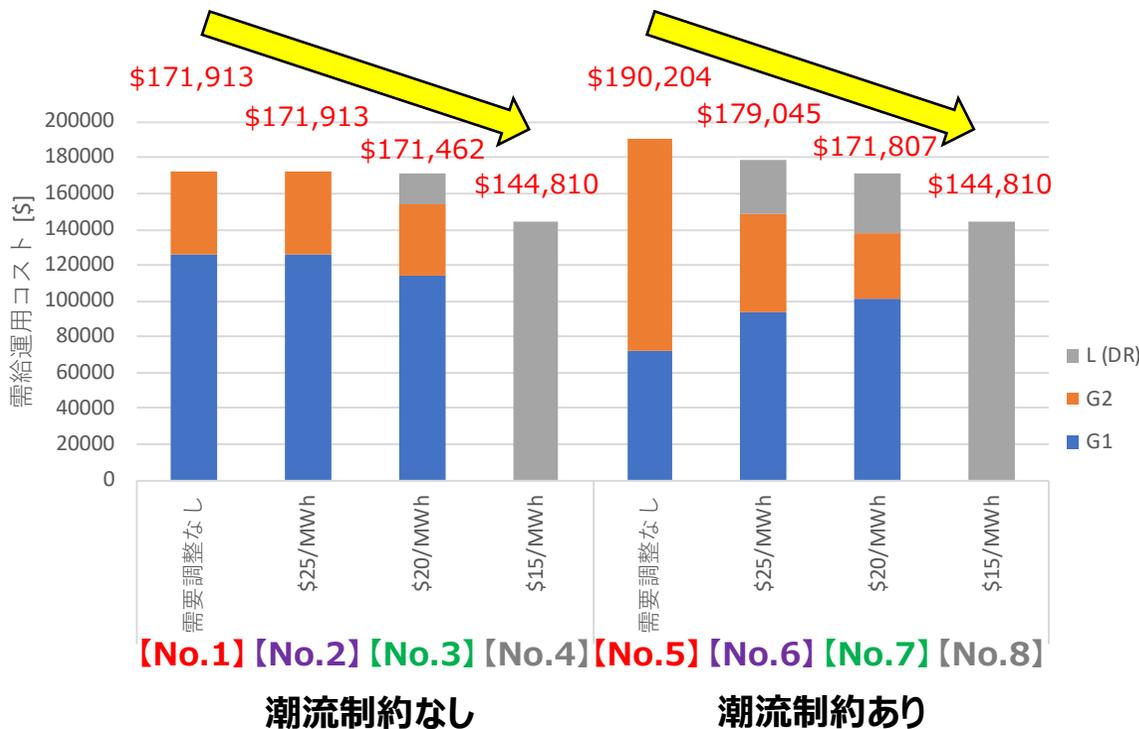


この時間帯のG2発電単価は \$30を超過している状態



- 今回設定した検証ケース (全8ケース) の比較により、需要の価格弾力性を考慮すると、総電源エネルギー費用と価格反応需要価値の合計値 (目的関数) の増加を抑制し得ることが確認できた。
- 一方、価格弾力性を考慮し、需要抑制の組合せとなるケース (単価\$20) について、(潮流制約有無に依らず) 計算時間が増加する傾向が見受けられた。

【合計費用 (目的関数) の比較】



【検証ケース (全8ケース) まとめ】

No.	潮流制約 (Line13)	需要調整単価	計算時間 [秒]	計算精度 (MIPGap)
1	なし	なし	0.36	0.00%
2	"	\$25	0.27	0.00%
3	"	\$20	2.98	0.00%
4	"	\$15	0.30	0.00%
5	あり	なし	0.09	0.00%
6	"	\$25	0.22	0.00%
7	"	\$20	2.83	0.00%
8	"	\$15	0.22	0.00%

- 第2回技術検証会においては、買い入札の模擬方法について、いくつか指摘（示唆）を頂いたところ。
- 今後は、価格弾力性の考慮が、SCUC・SCEDロジック全体（計算時間や収束性）にどの程度影響を及ぼすのかを見極めるため、引き続き、複数札の価格弾力性をどのように模擬するか含めて、「広域連系システムモデル」を用いた検証・分析を深めていきたい。

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジックに関する議論概要】

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

1. 検討状況の概要について

2. 検討状況の報告

- －①. 基本ロジックの構築
- －②. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
- －③. 週間運用を可能にするSCUC・SCEDロジック

（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。

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）



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
- ・ 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

本日報告②

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

週間運用を可能にするSCUCロジック (検証の進め方)

38

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

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

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

Method 2 – Sequential Iterative SCED

- Sequential Iterative SCED (SIS) method was developed to use decomposition techniques to speed up the pumped hydro optimization
 - 5-7 times faster than the GSS method
 - Better improvement seen on tougher days
 - Room to add more advanced features
 - Sub-hourly time step
 - More energy storage resources

Method 2 – Sequential Iterative SCED (SIS)

<p>System LP Problem</p> <ul style="list-style-type: none"> Solve the <u>system SCED sequentially</u> for each hour Maximize total social welfare <u>Assume pumped hydro injections are fixed</u> Produce LMPs at each pumped hydro location 	<p>Local Pump LP and UC</p> <ul style="list-style-type: none"> Solve the <u>24-hour pumped hydro dispatch problem one unit at a time.</u> Maximize the study pump unit’s daily profit Assume LMPs at terminal buses are fixed Enforce pumped hydro model parameters (capacity limits, SOC, etc.) Enforce minimum down time between pumping and generating
---	---

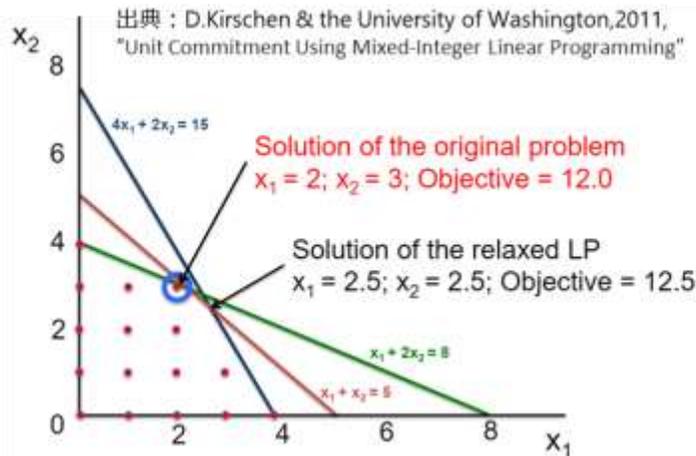
- SCUC計算におけるLP緩和法とは、起動停止状態を示す変数（本来は「起動（1）」あるいは「停止（0）」しか取り得ない整数制約条件）について、0～1の連続値を取ることを許容する手法となる。
- 厳密解法と比べ、LP緩和法では、発電機が最低出力以下を取る（実際にはあり得ない発電機態勢となる）ことが許容されるが、週間単位の概ねの揚水池水位としては大きく変わらないものと推察される。

◆ SCUCの最適化問題

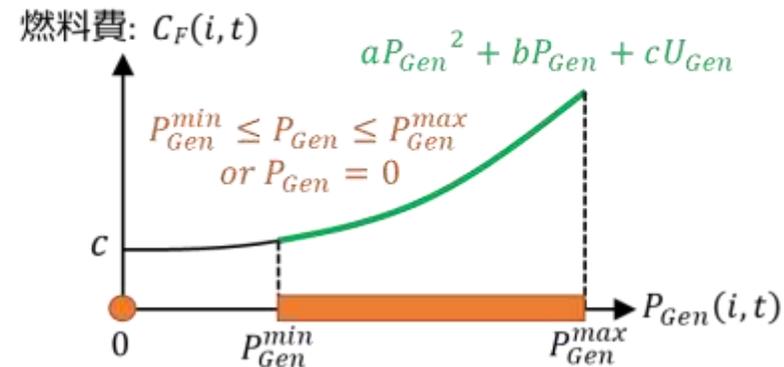
- 起動停止の組み合わせを最適化する混合整数計画問題 (MIP)

◆ LP緩和法

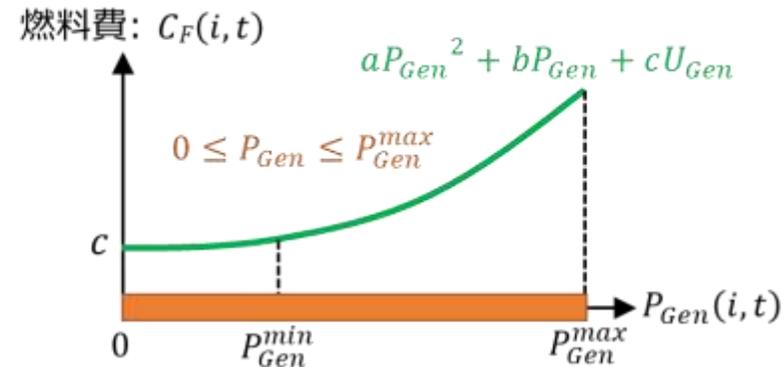
- 整数 (離散) 変数を連続変数に変換し、暫定的な解 (近似解) を高速に得る方法として利用される



◆ MIPで取り得る電源の運転状態 (厳密解法)

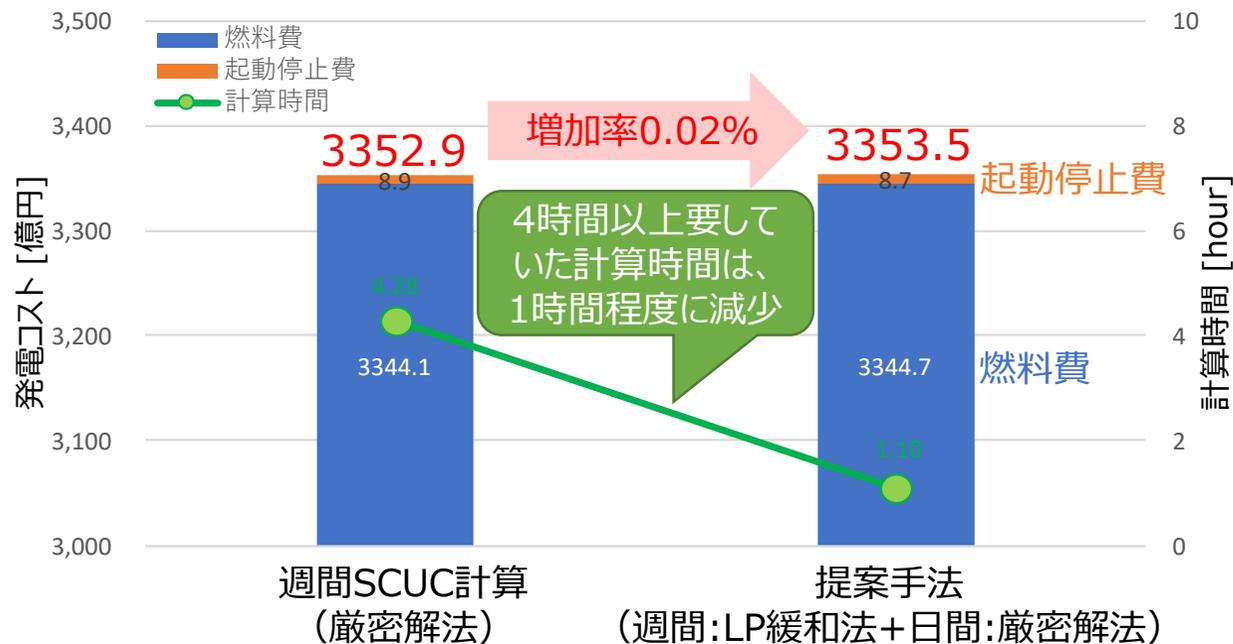


◆ LP緩和問題で取り得る状態 (LP緩和法)



- 大規模システムモデル※に対して、厳密解法と今回の提案手法（簡易手法）を比較した結果は以下のとおり。
 - 発電コスト（燃料費＋起動停止費）については、全体で0.02%増加
 - 計算時間については、4分の1（4時間以上→1時間程度）まで短縮
- 上記より、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。

【今回の提案手法（簡易手法）の効果】



※ 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システムモデル
- 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)

- 第2回技術検証会においては、揚水と蓄電池の特性の違い、あるいはロジック簡略化については、直近のみ精緻に計算する（明後日以降は簡略化する）工夫もあるといった数々の技術的な指摘（示唆）を頂いたところ。
- この点、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きたい。

【②揚水・蓄電池の週間運用を可能にするSCUCロジックに関する議論概要】

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

(参考)
技術検証会での議論 (全体)

【①SCUC・SCEDロジックの構築】

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

【①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック】

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

【②揚水・蓄電池の週間運用を可能にするSCUCロジック】

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

以上