

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（検証A）の進め方等について

2023年9月20日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第1回本検討会（2023年8月3日）では、検討会の目的の一つとして「作業部会における提案について、約定ロジックの設計や実現性・妥当性、事業者の実務への影響、関係法令等との関連整理など更に具体的に検証を行い、同時市場の仕組みをより具体化すること」が提示されるとともに、電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックについては、相当程度に高度な計算を行うことが想定されるため、専門家を集めた第三者検証体制を組み、ロジックの実現性や妥当性について、事前検証を行うこととした。
- これを受けて、2023年8月30日に「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。
- 第1回技術検証会（2023年8月30日）にて、同時市場に関するロジック技術検証の進め方、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）について整理・議論を行ったため、本日はその内容について報告したい。

約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

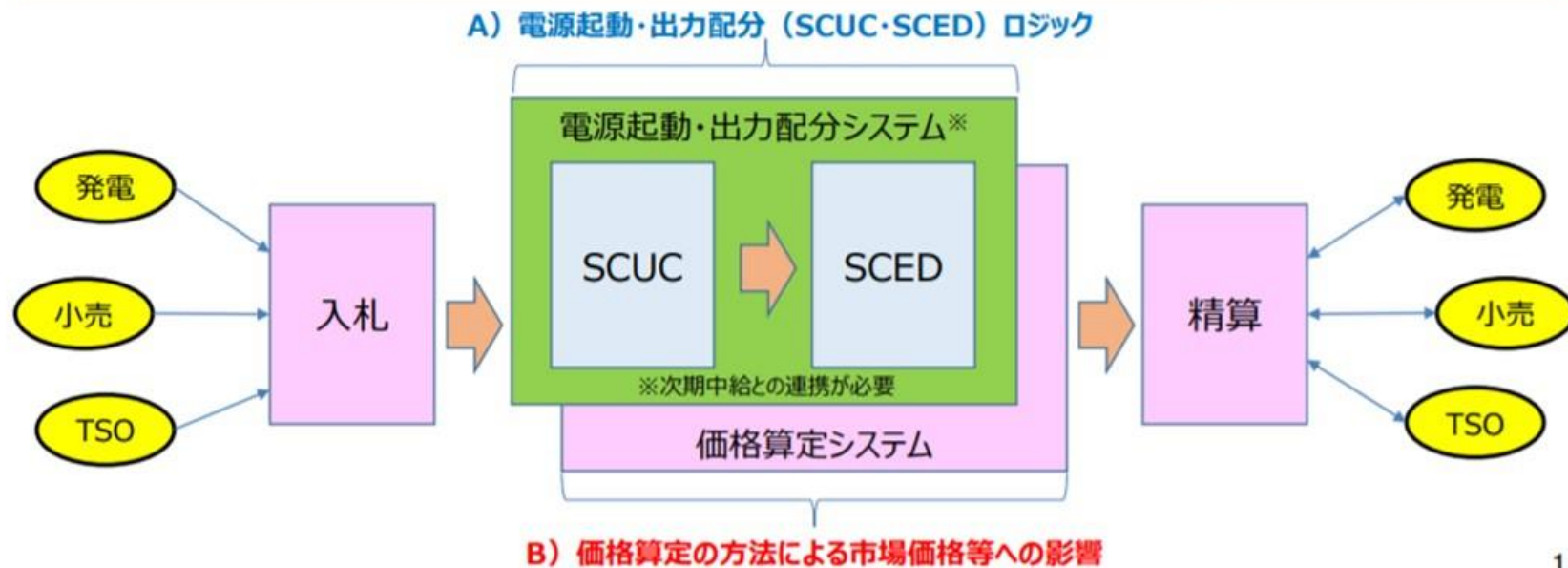
- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

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。



1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて

1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて

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、次ページのとおりに、第三者検証体制を組み、検討会実施前にロジックの実現性や妥当性について、事前検証を行ってはどうか。



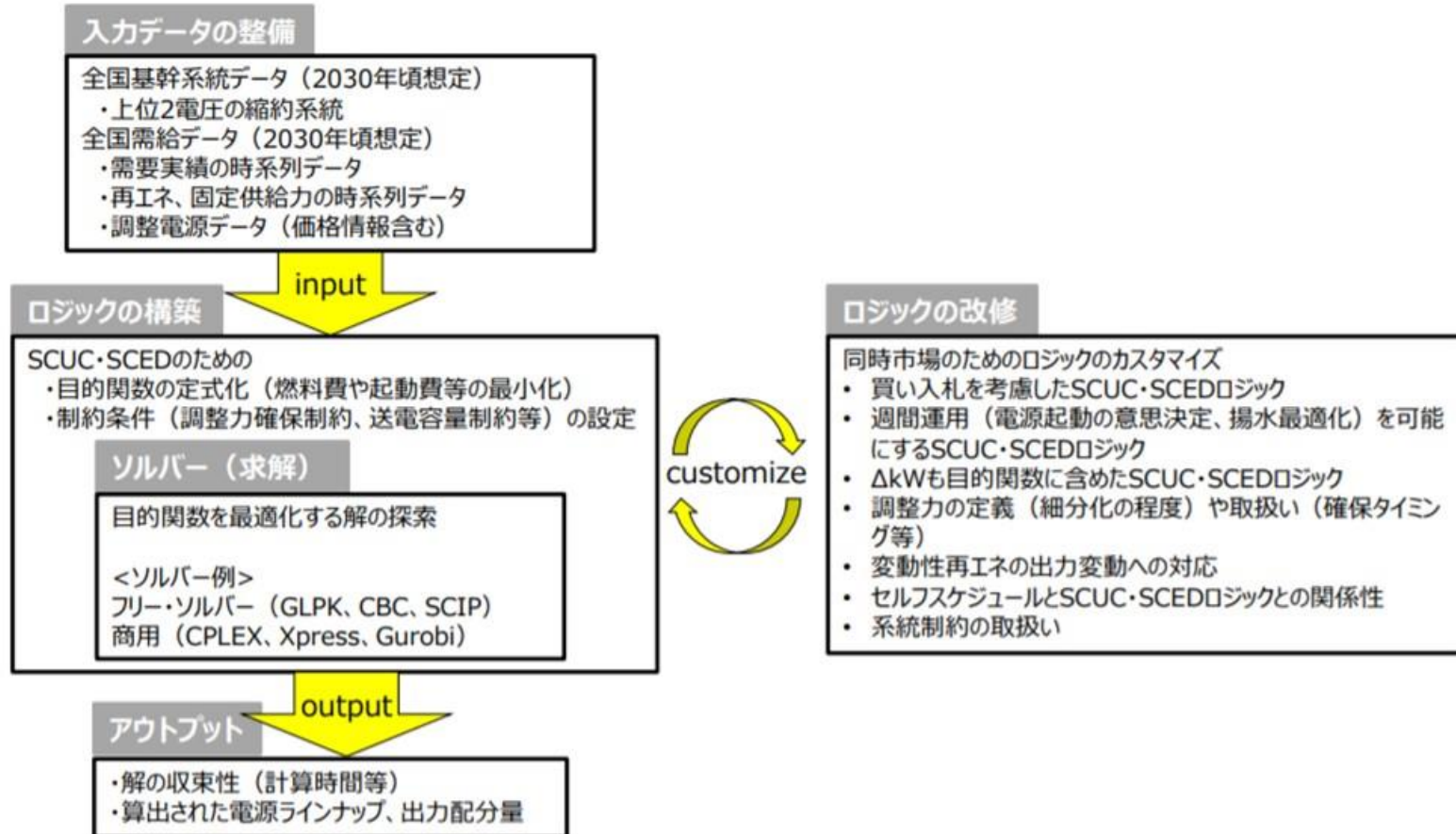
<主な論点や考慮事項（例）>

- 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック※
- 週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック
- ΔkW も目的関数に含めたSCUC・SCEDロジック
- 調整力の定義（細分化の程度）や取扱い（確保タイミング等）
- 変動性再エネの出力変動への対応
- セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
- 系統制約の取扱い

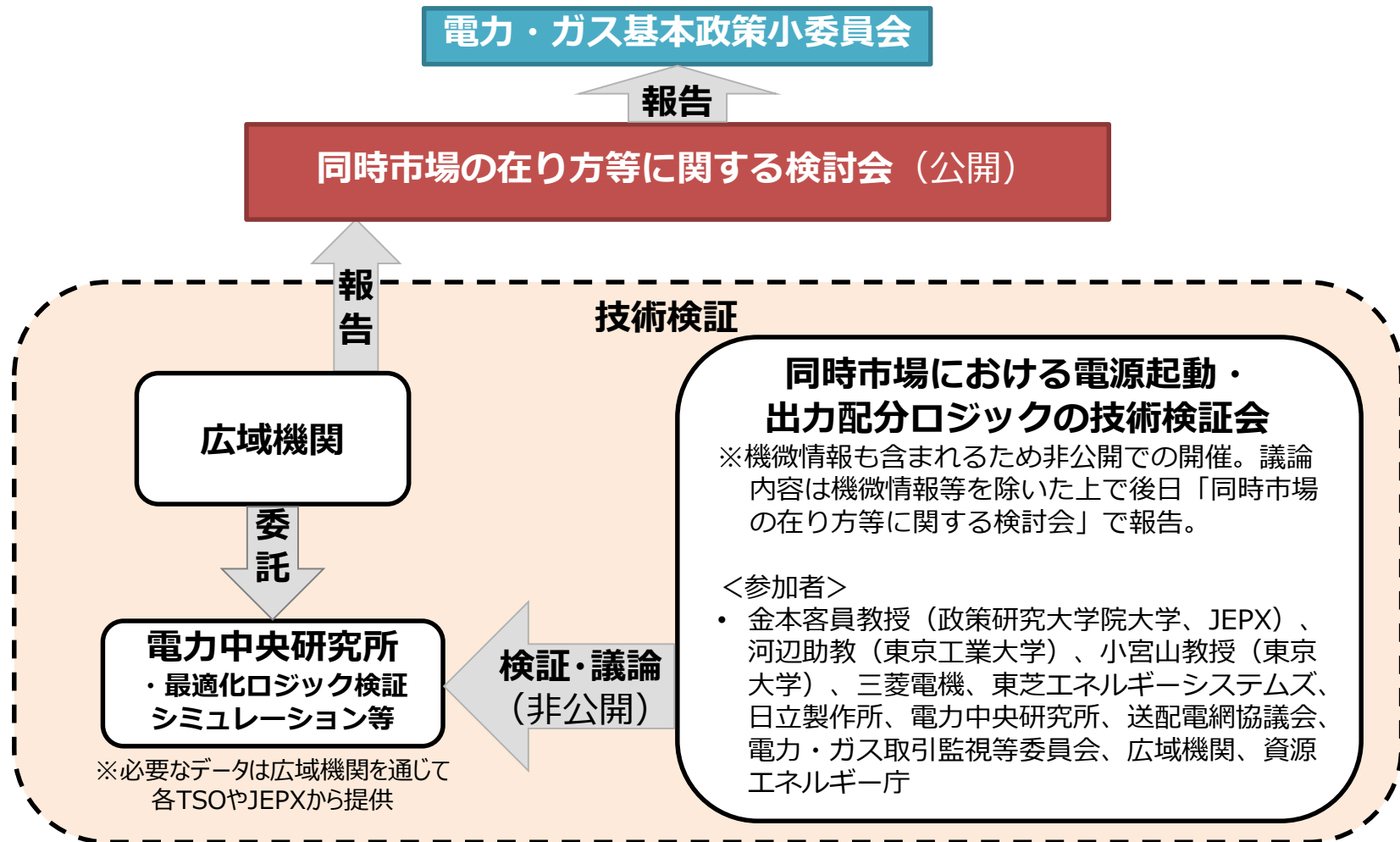
※どの論点も重要であるが、この点は現行のTSOが予測した価格弾力性の無い需要に対するSCUC・SCEDロジックとは大きく異なる点であり、特に留意が必要であると考えられる。

（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。



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



※敬称略

金本 良嗣	政策研究大学院大学 客員教授、一般社団法人日本卸電力取引所 理事長
河辺 賢一	東京工業大学 工学院 電気電子系 助教
小宮山 涼一	東京大学大学院工学系研究科 教授
マルミローリ マルタ	三菱電機株式会社 電力システム製作所 電力デジタルエナジーシステム開発部長
南 裕二	東芝エネルギーシステムズ株式会社 技師長
荒木 健介	日立製作所 電力エネルギー営業本部 エネルギー第1営業部 担当部長
永田 真幸	電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門長
花井 悠二	電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門 上席研究員
伊佐治 圭介	送配電網協議会 電力技術部 部長
鍋島 学	電力・ガス取引監視等委員会 ネットワーク事業監視課長
大山 力	電力広域的運営推進機関 理事長
下根 孝章	電力広域的運営推進機関 企画部マネージャー
長窪 芳史	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 制度企画調整官
五十嵐 康博	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力・ガス事業戦略専門官
二宮 翔平	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室 室長補佐
榊 裕太	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 課長補佐
川口 広城	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 係長

1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて

（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。

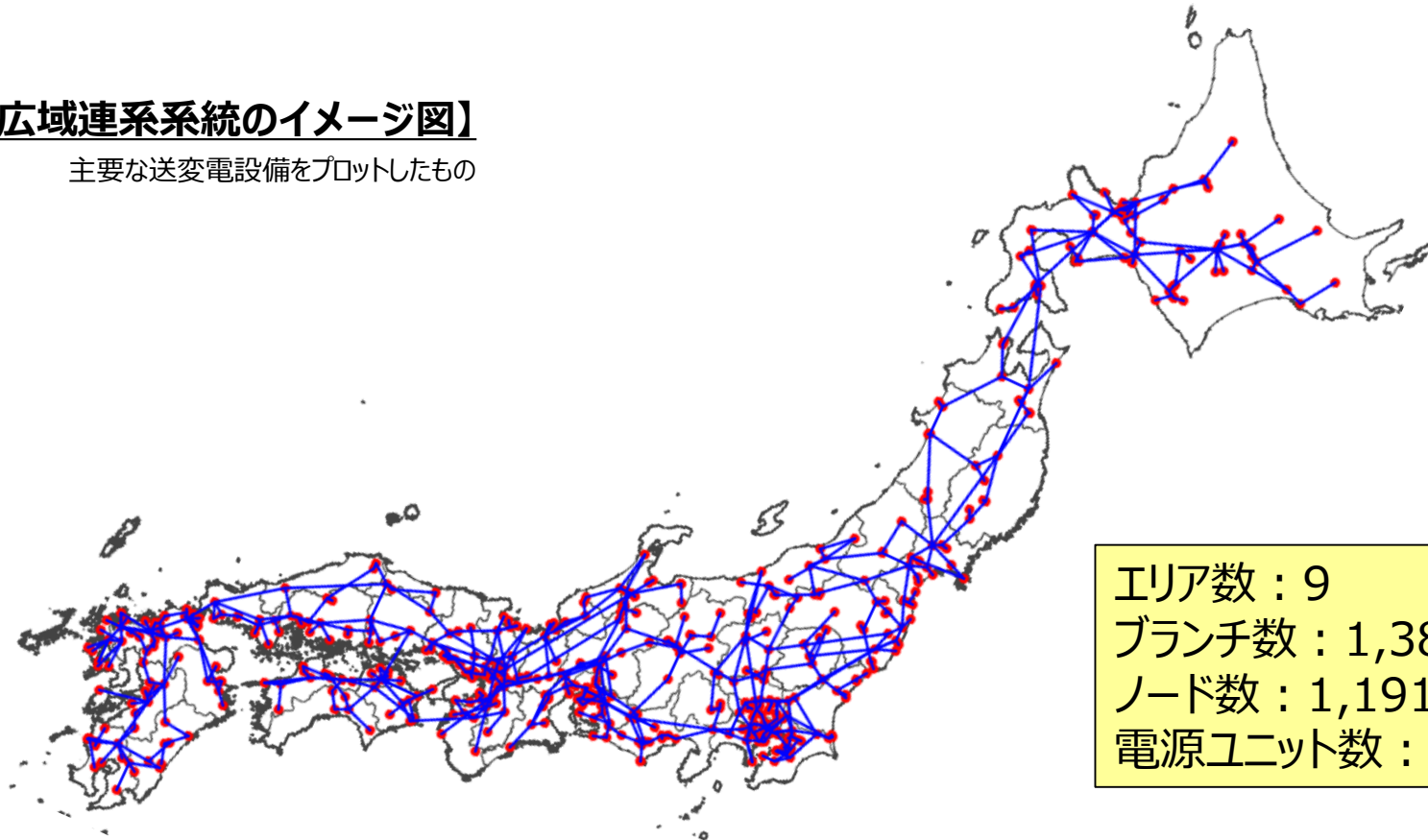
本章の
説明内容



- 全国基幹系統データについては、2021年度供給計画最終年度（2030年度）における広域連系系統※を模擬（主要な箇所）しており、これによって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の考慮が可能となっている。

【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（一般送配電事業者たる会員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）

- 全国需給データについては、2030年頃の電源を模擬しつつ、再エネ・需要についてはエネルギー基本計画をもとに将来想定も行い、長期に亘り活用する最適化ロジックとしての実現性・妥当性を検証する。
- シミュレーションケースとしては、最適化ロジックの特徴を掴むために、春期・夏期・冬期の各2週間分を実施する方向。

SCUCのデータ取り扱いに関連する主だったシミュレーション条件

- ✓ 春期・夏期・冬期の各2週間分
- ✓ 予備力7%、LFC調整力2%を確保

調整力について、まずは簡易的な区分・価格情報なしで作成着手（詳細後述）

調整電源について
まずは固定運転
（セルフスケジュール）
なしで作成着手
（詳細後述）

電源データの作成

- ✓ 調整電源
 - 火力：石炭、LNG、石油
 - 水力：揚水・貯水式水力
- ✓ 固定出力電源
 - 再エネ（将来想定）
 - 固定供給力（原子力、一般水力等）

需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

- ✓ 電力需要
 - エリア需要の時系列（将来想定）
 - エリア需要を負荷ノードに配賦
（過去の需要ピーク断面実績の比率で按分）

- 調整電源（火力・揚水）については、2021年度供給計画最終年度（2030年度）の年度末設備量に、一般送配電事業者との契約が申込済みの電源を加えて模擬（ただし、調整電源の個別諸元については、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定数を設定※）。
- 再エネについては、第6次エネルギー基本計画における設備量（2030年度の野心的水準）を元に、出力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。

※ 一般送配電事業者が保有する過年度の諸元等を用いた次期中給システム検討におけるシミュレーションにおいて、後述の電中研SCUCツールが実績の電源起動・出力配分等を再現できることは確認済。

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2 参照

- 一方で、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※1については、設備量に区分を設ける等、工夫を実施。

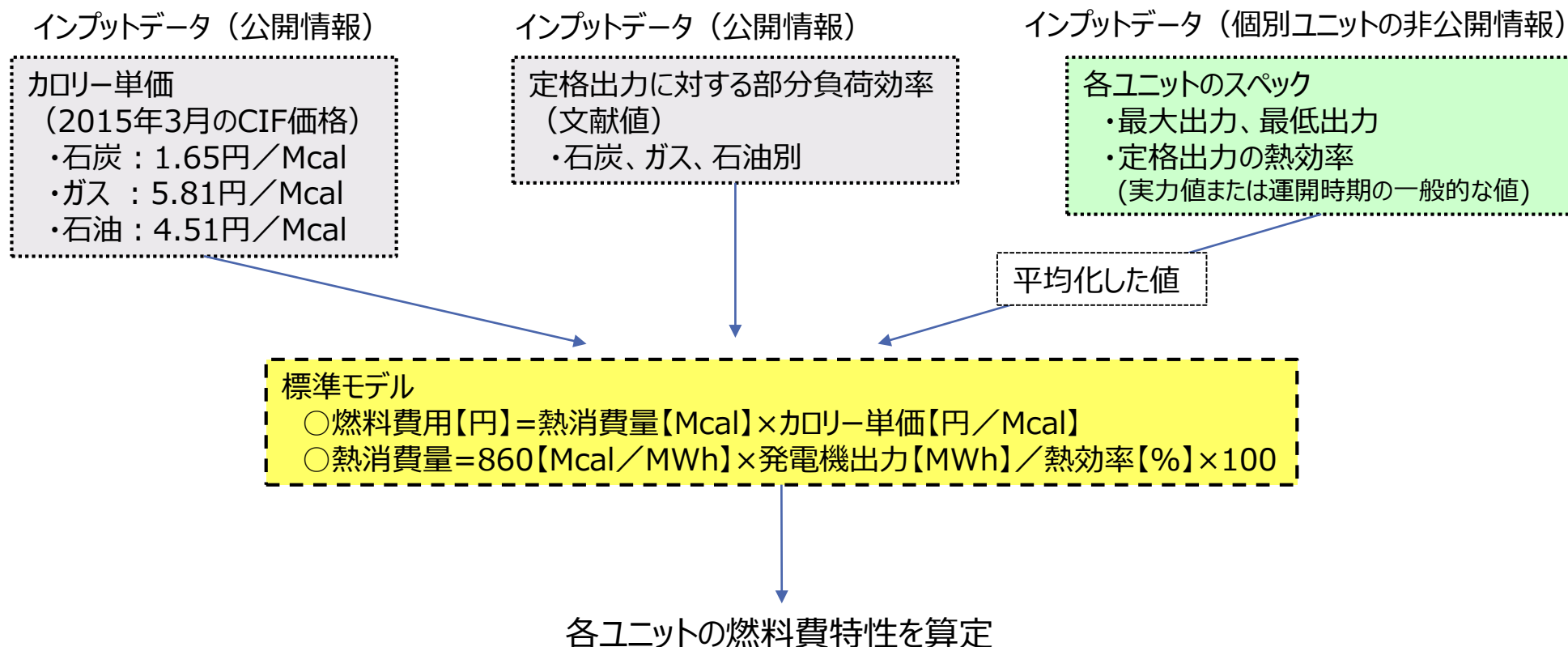
※1 また、LNG（液化天然ガス）については、効率毎に以下の4種類に分類。
 MACC: More Advanced Combined Cycle（1500℃級コンバインドサイクル）
 ACC :Advanced Combined Cycle（改良型コンバインドサイクル）
 CC : Combined Cycle（コンバインドサイクル）
 Conv: Conventional（従来型）

【調整電源の諸元（平均化※2）】

	石炭			MACC	ACC	CC	Conv			石油
	小	中	大				小	中	大	
最大（MW）	100	600	1000	500	300	200	100	600	1000	300
最小（MW）	50	200	350	150	150	50	50	150	150	100
効率（％）	40	42	43	57	54	46	44	44	44	37
起動費（万円）	250	650	990	160	140	130	100	160	200	150
最低出力費用 （円/kWh）	3.87	4.08	3.93	9.69	9.56	12.6	11.74	13.17	15.62	12.64
燃料費（低出力） （円/kWh）	3.18	2.93	2.86	8.11	8.75	9.84	10.74	10.28	9.98	9.39
燃料費（中出力） （円/kWh）	3.25	3.05	2.98	8.38	8.96	10.31	10.99	10.78	10.64	9.43
燃料費（高出力） （円/kWh）	3.32	3.17	3.1	8.65	9.16	10.79	11.25	11.28	11.31	9.47
LFC幅（％）	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

※2 容量が大きな電源については、燃料費の出力区分を更に細分化する可能性あり。

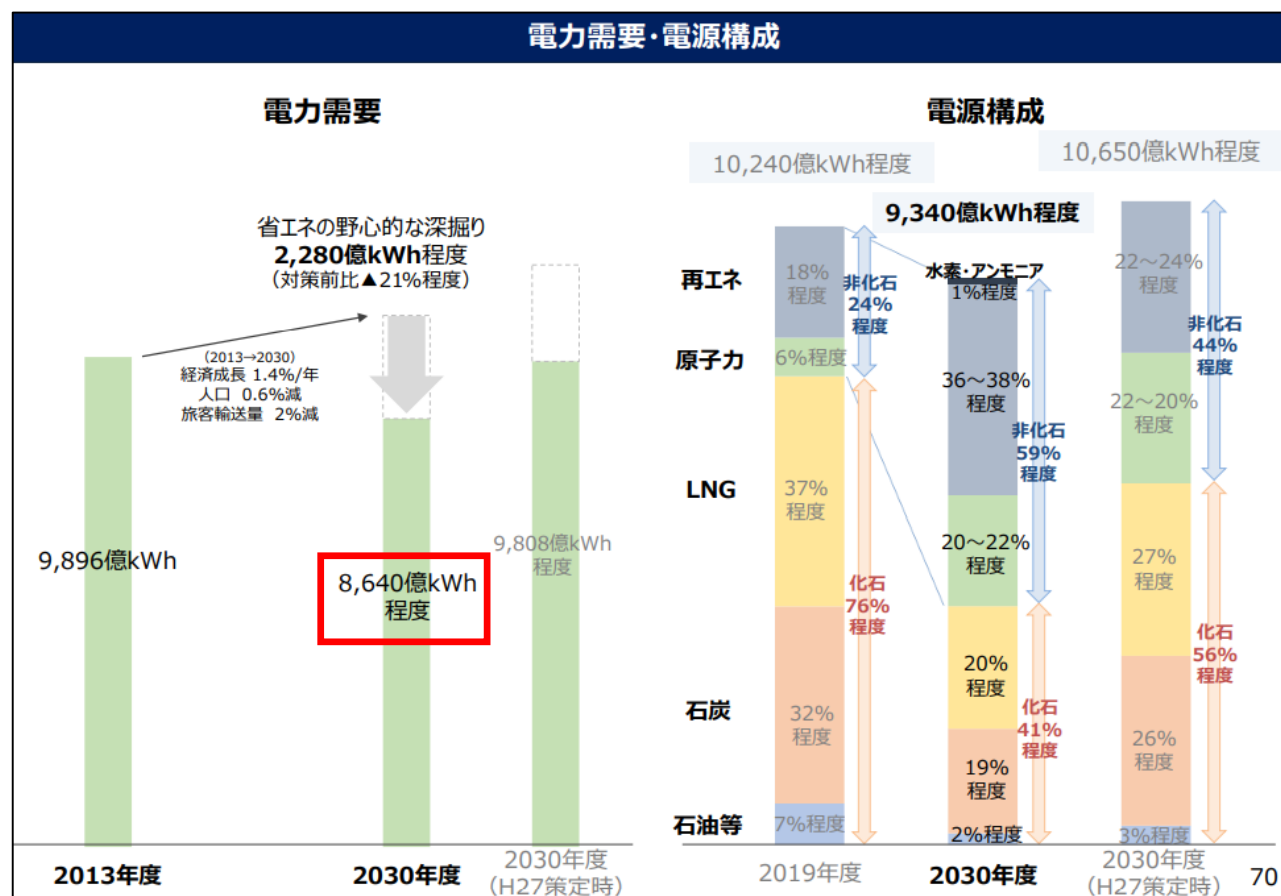
- 燃料費特性の作成においては、平均的な部分負荷効率に基づく標準モデルから作成。
- 個別ユニットの非公開情報（出力・熱効率）を平均化した値をもとに、標準モデルから燃料費特性を算定している。



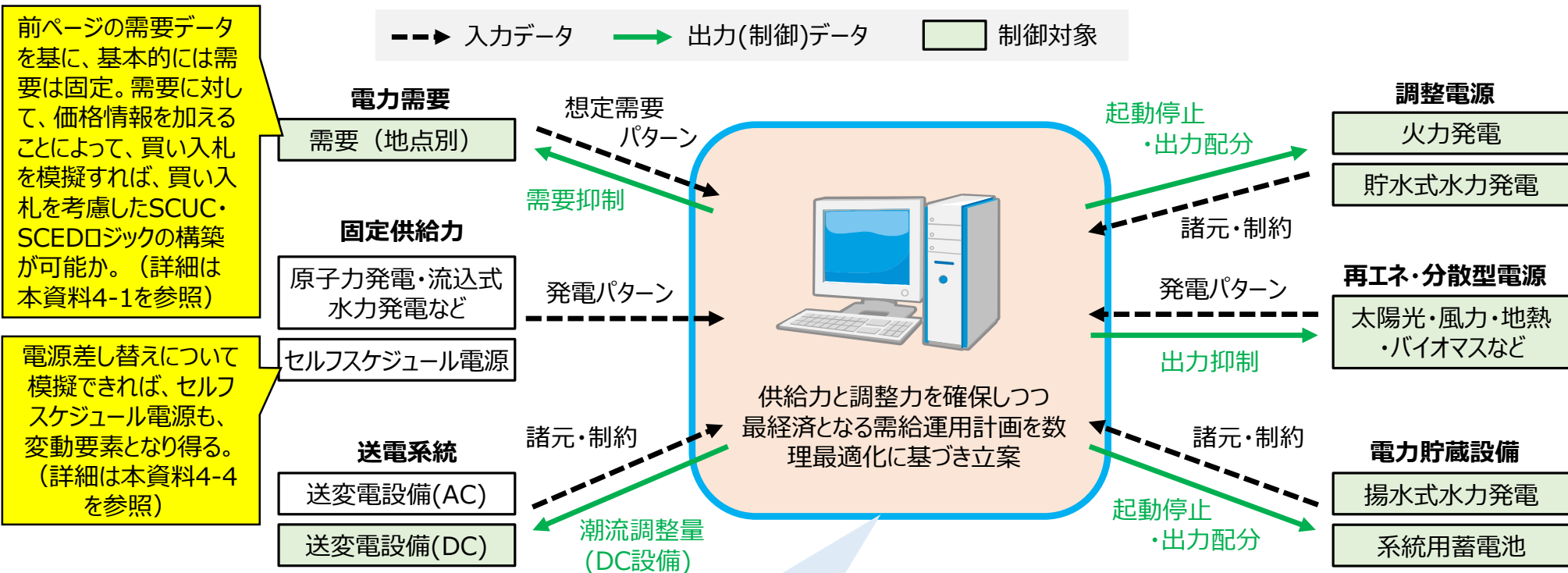
- 需要については、第6次エネルギー基本計画の野心的な需要（8,640億kWh）に、電力調査統計の2019年度実績から求めた送電端需要（自家消費を除く。）／総需要の比率（離島分除く。）を乗じて算定。

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

- 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。



- 電中研が所有するSCUCツール（以下「電中研SCUCツール」という。）をベースモデルとして検証を進めていく方向。
- 当該ツールの特徴としては、需要・再エネ・電源等の需給データ、送変電設備を始めとしたシステムデータを入力することにより、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。



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、電源運用制約（揚水池容量制約等）や、系統運用制約（ ΔkW 確保制約・系統混雑制約）についても、一定程度考慮可能な仕様となっている。

【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

1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて

（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

output

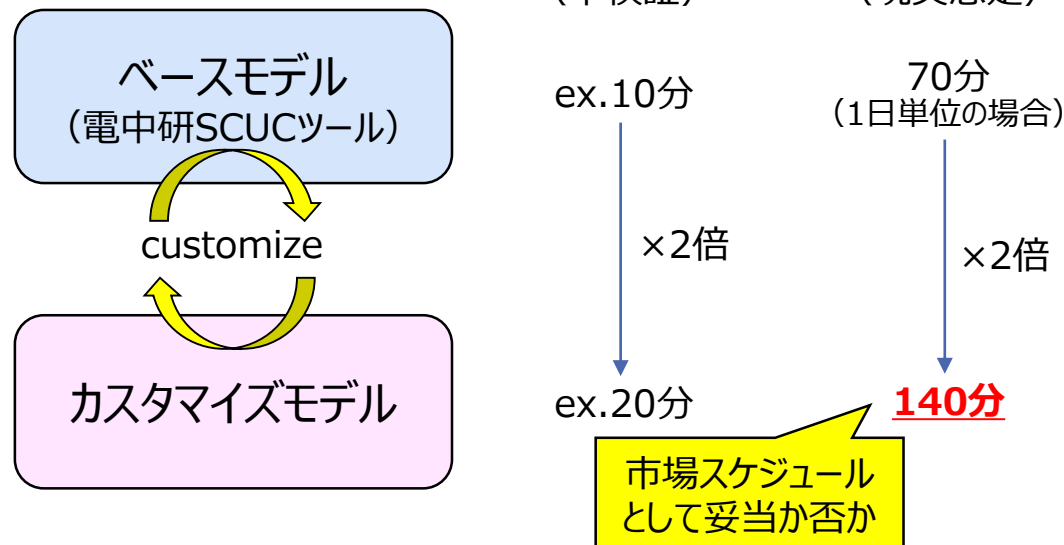
アウトプット

- ・ 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

本章の
説明内容

- 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

4. 次期中給システムに実装予定のSCUCロジック

検討状況

前提条件

SCUC
ロジック

14

次期中給システムのSCUCロジックについて

- 次期中給には、実需給に向けて需給一致制約や系統制約等の各制約条件を満足し、需給調整に係る費用を最小化する最適化演算の仕組み（SCUC）を実装。
- また、この仕組みは、前述の現行制度（ΔkWを需給調整市場で調達すること）を前提に、調整力kWhコストの最適化を図るロジックとすることで開発を進めている。
- そのため、前提条件（卸電力市場や需給調整市場等）に変更が生じると、目的関数や制約条件の見直し、これに必要な事業者情報のインプットデータ等、同時市場の設計に合わせたシステム改修等が必要となる。^{※1}

※1：次期中給システムを同時市場の約定に活用する・しないに関わらず必要

次期中給システムに具備予定のSCUCに関する目的関数

$$\min \left\{ \sum_{h=1}^T \sum_{i=1}^N \left[\text{SUC}_{i,h} \cdot (1 - U_{i,h-1}) \cdot U_{i,h} - \text{SUC}_{i,h} \cdot (1 - \text{BGU}_{i,h-1}) \cdot \text{BGU}_{i,h} + \int_{\text{BGP}_{i,h}}^{\text{P}_{i,h}} C_{i,h}(P_{i,h}) dP \right] + \sum_{h=1}^T \sum_{k=1}^L \sum_{j=1}^M [w_k \cdot D_{j,k,h}] \right\}$$

BGが起動する電源以外に追加で起動する電源の起動費

調整力kWhコスト

解なしを避けるための
ペナルティ項

T: 計画策定対象期間, h: 時刻インデックス

N: 対象電源台数, i: 対象電源インデックス

SUC_{i,h}: 対象電源 i の時刻 h の停止時間によって変わる起動費BGU_{i,h}: 対象電源 i の BG 計画における並列解列状態(0: 解列状態, 1: 並列状態)U_{i,h}: 対象電源 i の時刻 h の当機能における並列解列状態(0: 解列状態, 1: 並列状態)BGP_{i,h}: 対象電源 i の時刻 h の BG 計画における発電量P_{i,h}: 対象電源 i の時刻 h の当機能における発電量C_{i,h}(P_{i,h}): 対象電源 i の時刻 h の出力帯によって変わる調整単価関数※ 調整単価関数は、当該電源が EDC 指令に使用する調整力区分の単価であり、BGP_{i,h}超過で上げ調整単価、BGP_{i,h}未満で下げ調整単価となる。

L: 制約条件数, k: 制約条件インデックス

M: 各制約条件の適用対象数, j: 適用対象インデックス

w_k: ペナルティ係数D_{j,k,h}: 制約逸脱量3-Part情報は考慮^{※2}

① 起動費: V3単価

② 最低出力コスト: V1単価の最低出力未満
(BGが起動していれば考慮されない)

③ 増分燃料費: BG計画より上のV1単価と下のV2単価を組合せてV単価カーブを作成

※2: BG計画を強制的にゼロに書き換えると、V1単価カーブのみのUC計算となる

©Transmission & Distribution Grid Council

19

(参考) 次期中給のRFP記載内容に関する補足

3.12.4 需給計画の作成方法 (一部抜粋)

(1) 用いる手法

送電ロスを考慮した直流法の最適計算を用いること。

送電ロスを考慮した
直流法を用いる

各送電設備(直流送電設備と変圧器を含む)の送電ロス率は、各時刻の系統モデルから算出し、送電設備の受電端母線において当該送電設備の有効電力潮流から送電ロスを減算すること。

需給計画の元になる情報において、発電量・動力量の指定された対象電源は、指定された時間帯において固定供給力扱いとし、需給計画作成の対象外とすること。(以下略)

(2) 最適潮流計算で最小化する目的関数 (前述のため省略)

(3) 最適計算において満足する制約条件と目的関数のペナルティ項

一送が作成する需給計画において、
指定された対象電源は固定供給力として扱う
(セルフスケジュール電源と見なす)

以下の条件を満足すること。各制約条件は、有効・無効とともに、目的関数のペナルティ項として扱うか、制約条件として扱うかを選択可能とすること。

主な制約条件

- 全国の需給一致制約
- 各母線の需給一致制約
- 電源の機器制約 (最大/最低出力、最大/最低動力、発電所別の最低稼働台数、出力変化速度)
- 最小運転継続時間、最小停止継続時間
- 流通設備制約 (運用容量上下限值)
- kWh制約 (日毎使用可能電力量、ダム発電可能量、ブラックスタート必要量) 等

実現が不可能な特殊な
制約式ではない

(4) 当機能における各種調整力確保量の算定方法 (記載省略)

(5) DR・アグリゲーションの模擬方法

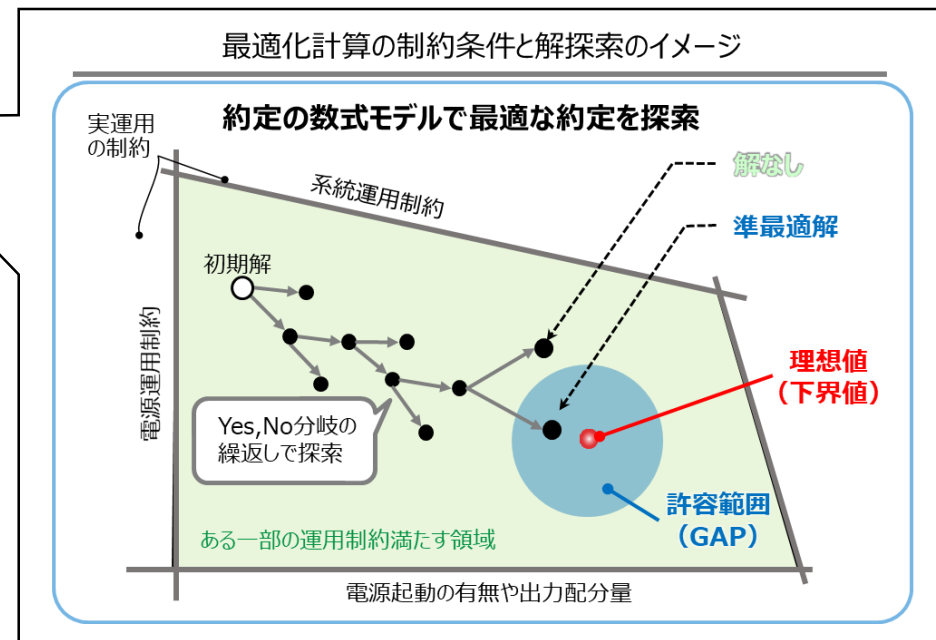
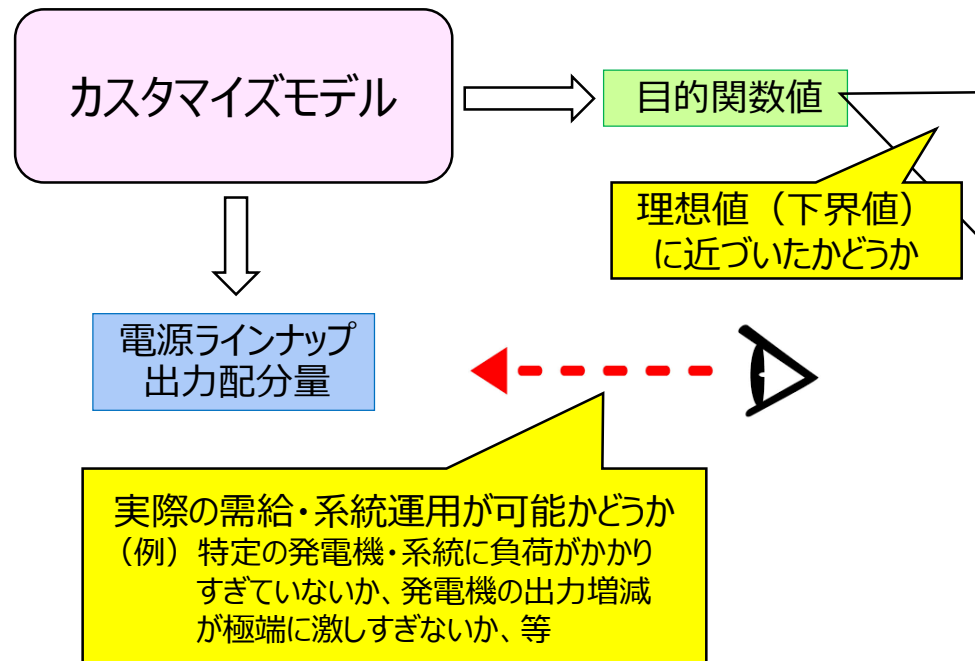
- DR・アグリゲーションの次期中給システムの指令値をエリア毎に集約して、システム利用者の設定した母線毎の比率で等価発電機としてモデル化できること。
- 各母線の負荷量やDR・アグリゲーション実績等を用いて、DR・アグリゲーションの指令値を各母線に配分できること。(want)

DR・アグリゲーションの系統を特定し
モデリングすることは現時点では難しい

- 最適化ロジックの妥当性としては、目的関数がどれだけ理想値（下界値※）に近づいたかどうかを評価する方法も考えられる。（ソルバーによる解の探索過程で、理想値からの許容範囲に収まっているかを判別することが可能）
- 一方で、目的関数の値は単なる計算結果であり、モデリング（目的関数の定式化や制約条件の設定）が間違っている場合、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、制約条件の緩和や無効を逐次変えながら、都度更新される値）のこと。

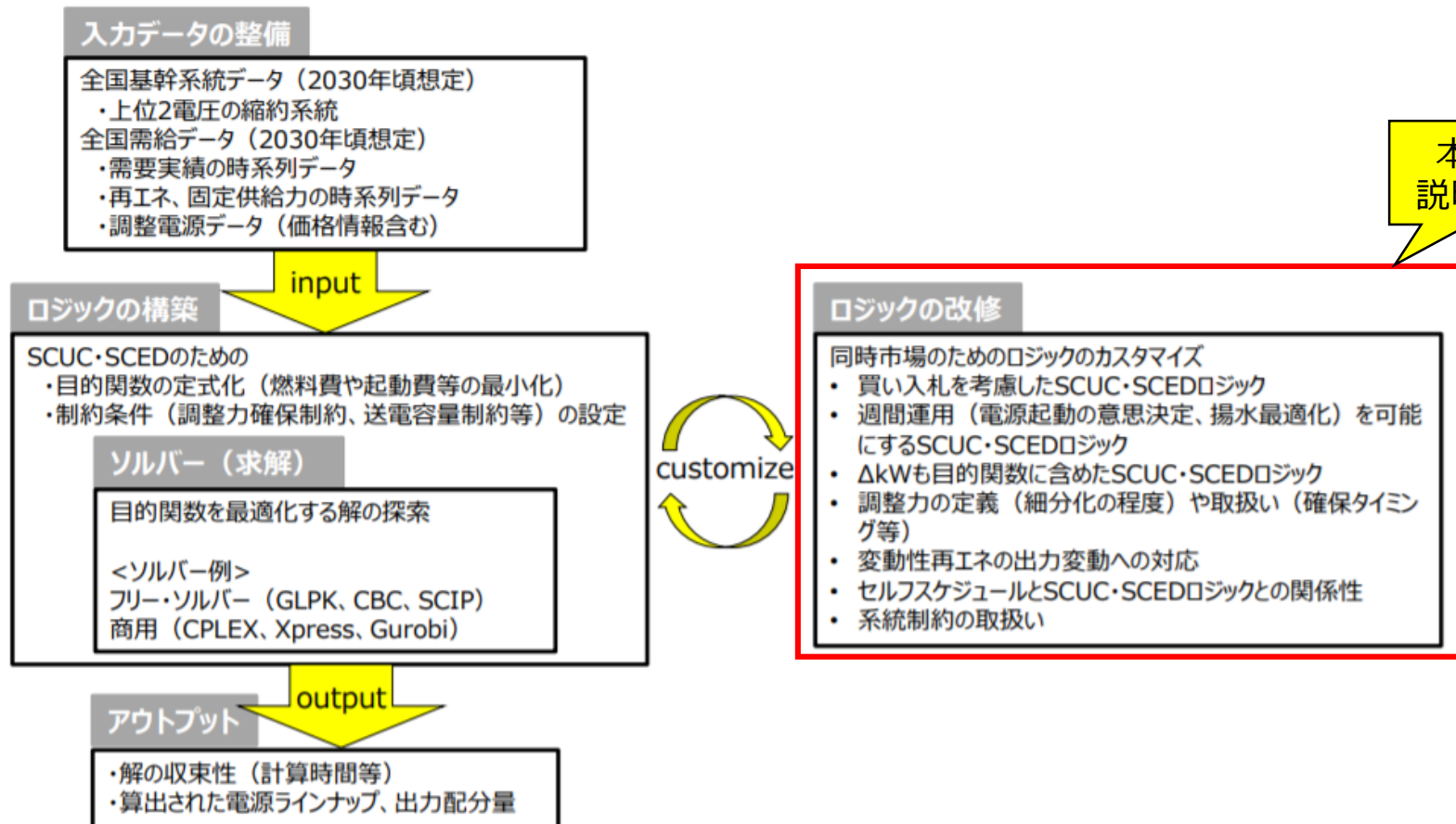
【妥当性評価イメージ】



1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて

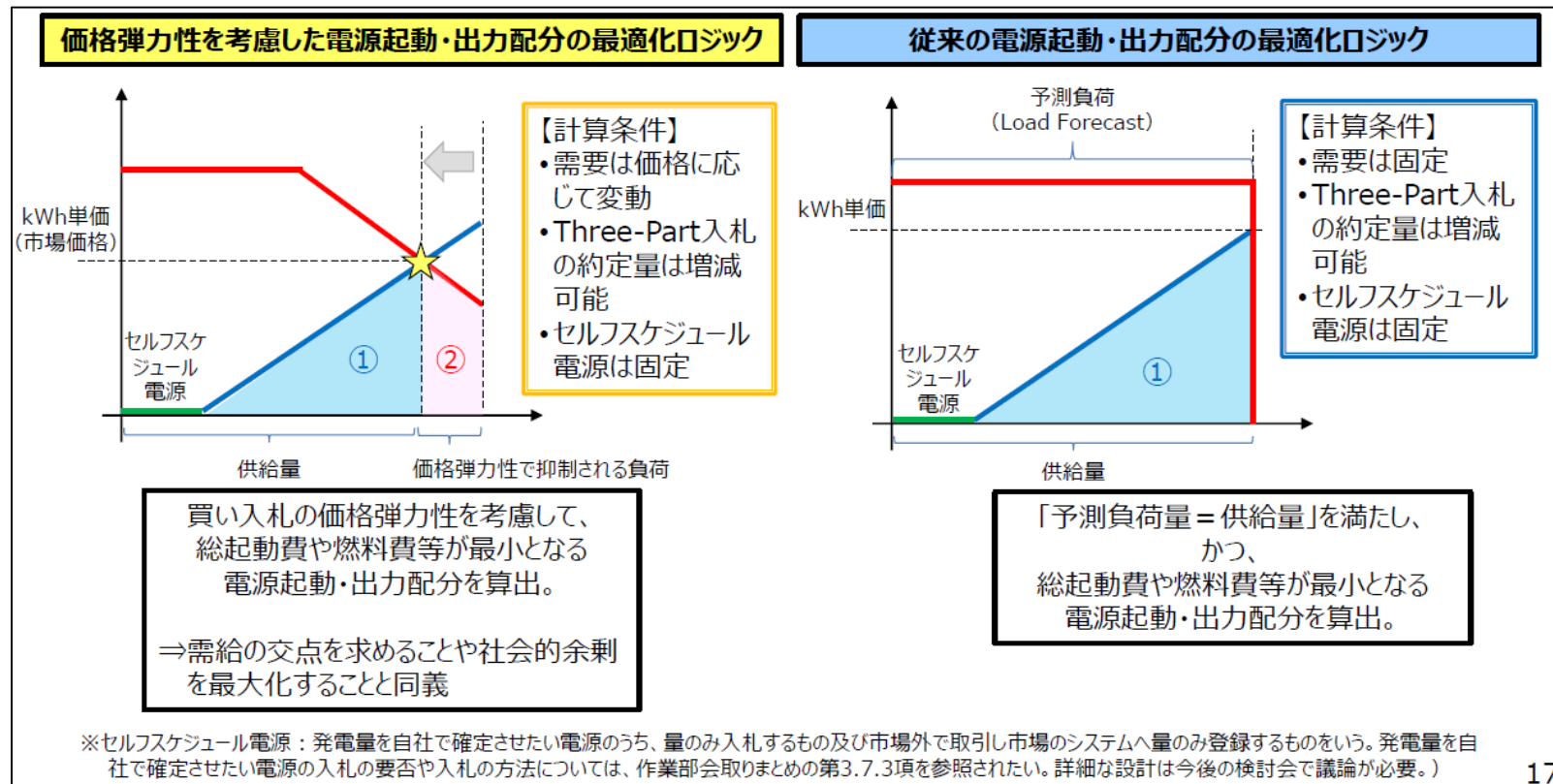
（参考）Aの検証の具体的なイメージ（全体像）

- 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。



1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて
 - － 1. 買入札を考慮した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
(変動性再エネの出力変動への対応含む)
 - － 4. セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
 - － 5. 系統制約の取り扱い
 - － 6. 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

- 下図①で示されている、起動・出力された電源の総起動費や燃料費について、PJMの資料においては、Resource Energy Costsと記載されていることを踏まえ、本資料では「**総電源エネルギー費用**」もしくは「**REC**」と表記する。
- 下図②で示されている、価格弾力性で抑制される負荷のことを、PJMの資料においては、Price Responsive Demandと記載されていることを踏まえ、本資料では「**価格反応需要**」もしくは「**PRD**」と表記する。また、下図②が示している価格反応需要が生み出す価値のことを、PJMの資料においては、Price Responsive Demand Valueと記載されていることを踏まえ、「**価格反応需要価値**」もしくは「**PRD価値**」と表記する。



MINIMIZE {Resource Energy Costs
- Price Responsive Demand Value

$$\sum_{i=1}^n Energy_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

+ Import Transaction Cost
- Export Transaction Value

他ISOとの授受分
(日本では関係なし)

$$\sum_{i=1}^{PRD} PRD_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

※抑制量なのでマイナスMWとなる
(価格弾力性のない負荷の場合、
ゼロとなるため不要となる項目)

+ Regulation Reserve Costs
+ Synchronized Reserve Costs
+ Non-Synchronized Reserve Costs
+ Secondary Reserve Costs
+ Various Applicable Violation Penalties*)

需給バランス違反・送電制約
違反等のペナルティ項目

調整力確保費用
※商品ごとに、量×価格

$$\sum_{i=1}^{RegResource} Reg_MW(i) * RegOffer(i)$$

Regulation (Reg)
LFC相当

平常時の調整力
(Regulation)

$$\sum_{i=1}^{SRResource} SR_MW(i) * SROfferCurve(i)$$

Synch Reserve (SR)
10分応動・系統連系

$$\sum_{i=1}^{NSRResource} NSR_MW(i) * NSROfferCurve(i)$$

Non-Synch Reserve (NSR)
10分応動・非系統連系

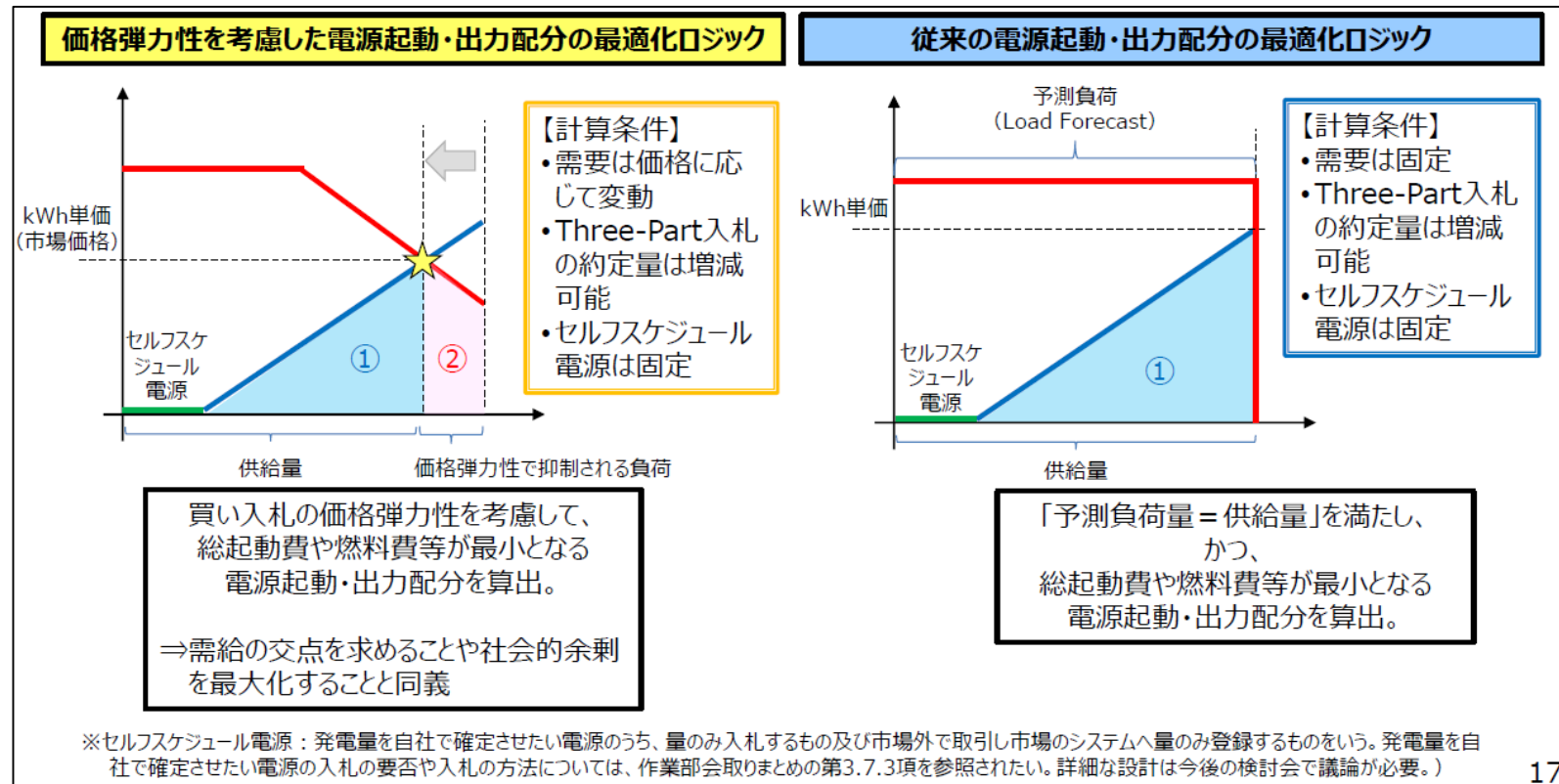
緊急時の調整力
(Reserve)

$$\sum_{i=1}^{SecRResource} SecR_MW(i) * SecROfferCurve(i)$$

Secondary Reserve (SecR)
30分応動

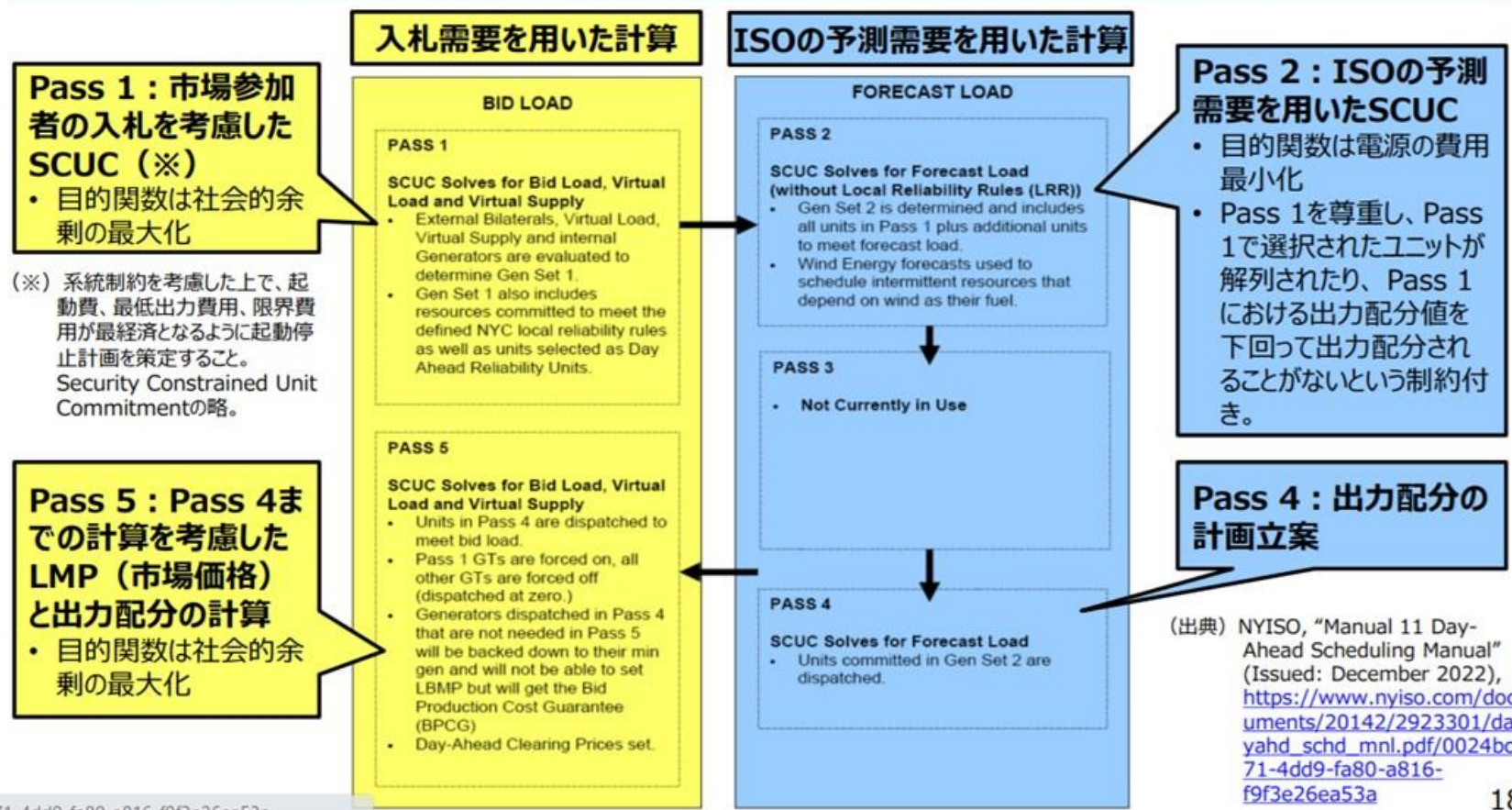
- 米国電力市場においては、左下図の領域②（価格反応需要価値）を含め、領域①（総電源エネルギー費用）と領域②を最小化するロジックを活用しながら、市場約定処理を行っており、日本でも参考になると考えられる。
- 買入札データについては、過去のJEPX取引実績等を参考に模擬し※、価格弾力性を考慮したい。また、従来の電源起動・出力配分の最適化ロジック（下右図）で求められる解との比較や、収束性等計算負荷へ与える影響等について検証を行っていくこととしたい。

※ 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。



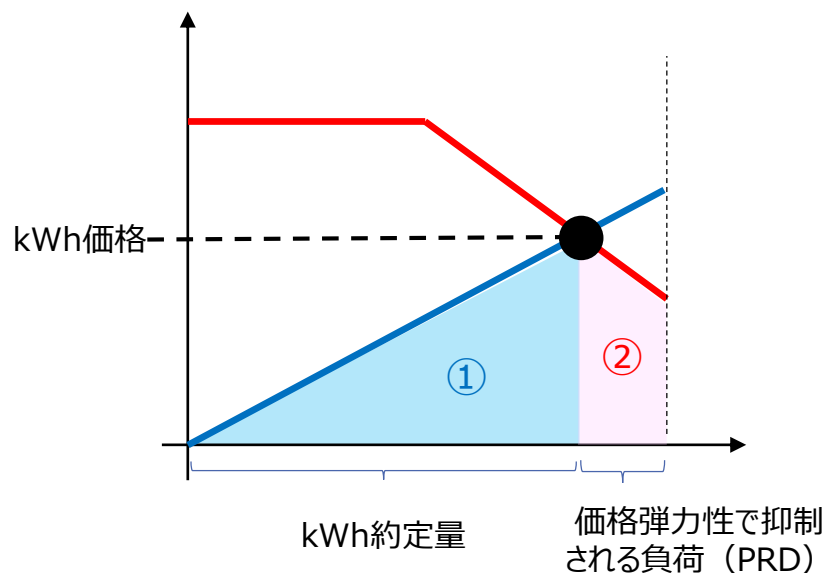
(参考) NYISOにおける約定価格と約定電源等の決定プロセスについて

- Three-Part Offerを導入し、供給力と調整力の同時約定を行っているNYISOにおける、前日市場の約定価格と約定電源等の決定プロセスは以下の通り。市場での入札を尊重しつつ、ISOの予測需要も用いた形（系統信頼度の維持）となっている。

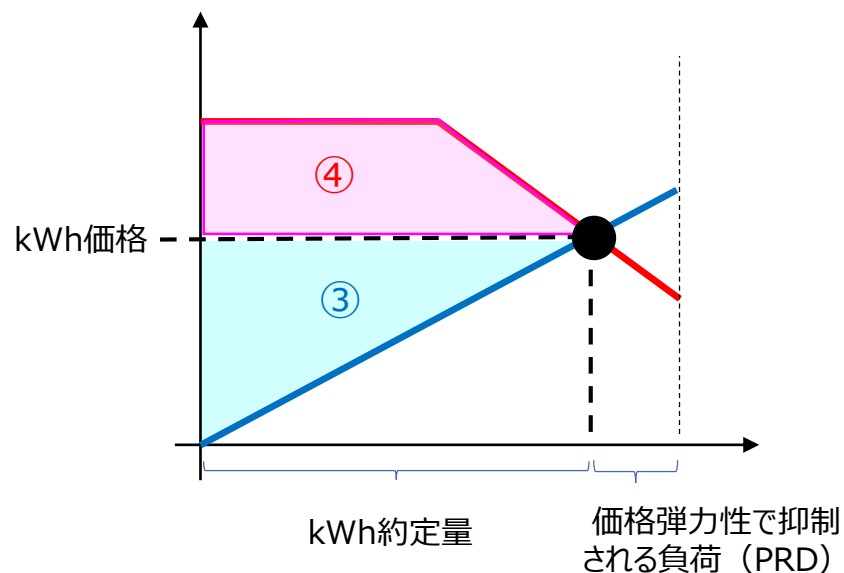


- 米PJMの価格弾力性を考慮した電源起動・出力配分の最適化ロジックにおいては、総電源エネルギー費用 (①) と価格反応需要価値 (②) の合計を最小化する問題を解いているが、生産者余剰 (③) と消費者余剰 (④) の合計である社会余剰を最大化する問題を解くことと実質的に同じであり、結果として、同じ約定量と約定価格を求めることができる。

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



1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて
 - － 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
(変動性再エネの出力変動への対応含む)
 - － 4. セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
 - － 5. 系統制約の取り扱い
 - － 6. 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

- 週間運用に関しては、1日以上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）

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

制約条件（需給バランス制約）

$$\begin{aligned} \text{需要} \quad dmnd_t &= \sum_{u=1}^{un} (1 - auxp_u) \cdot GTP_{t,u} \quad \text{発電出力} \\ &+ \sum_{u=1}^{pn} (PMG_{t,u} - PMS_{t,u}) \quad \text{揚水の発電量・ポンプ量} \\ &+ phtv_t - CPV_t + wind_t - CWP_t \\ &+ hydr_t - flow_t \end{aligned}$$

※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

再エネ等
出力

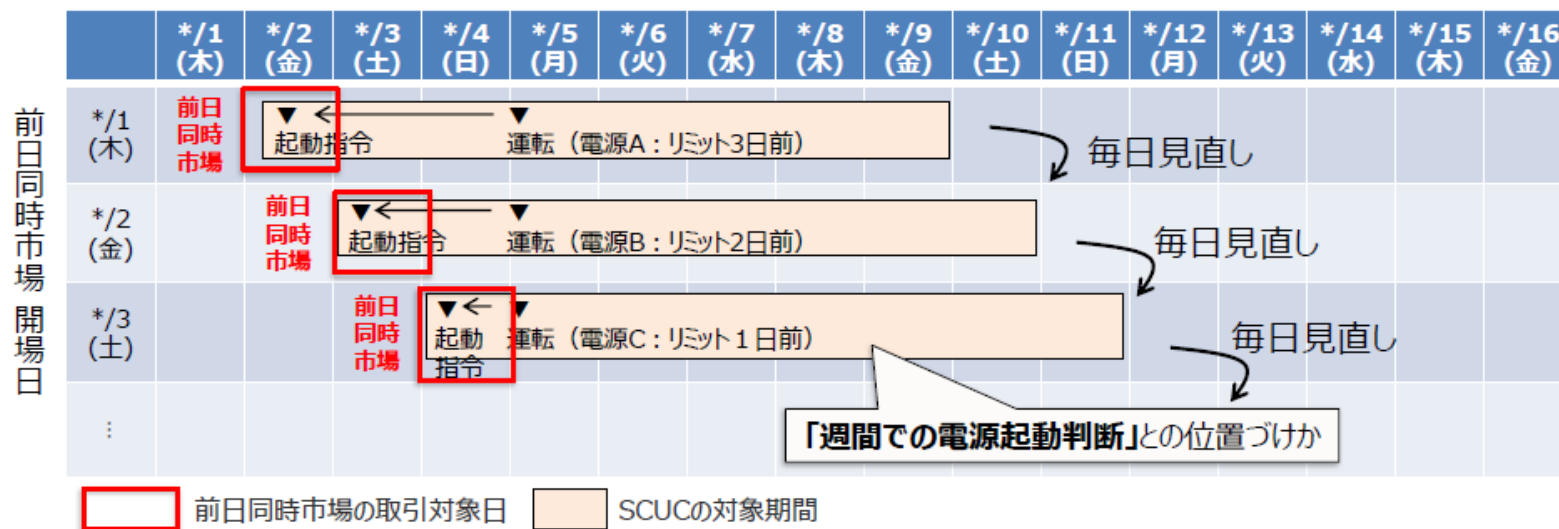
制約条件（揚水の出力変化制約・上池容量制約）

$$\begin{aligned} STO_{t,u} - STO_{t-1,u} &= PMS_{t,u} - \frac{1.0}{gEff_u} \cdot PMG_{t,u} \quad \left. \begin{array}{l} \\ \end{array} \right\} \text{上池の貯水量バラン} \\ STO_{t,u} &\leq sPnd_u \quad \text{上池の上限制約} \\ UPG_{t,u} + UPS_{t,u} &\leq 1 \quad \text{発電 or ポンプ 制約} \\ UTP_{0,u} &= i_utp_u \\ STO_{0,u} &= i_sto_u \\ STO_{24,u} &\geq i_pond \cdot sPnd_u \quad \left. \begin{array}{l} \\ \end{array} \right\} \text{初期・最終の上池量制約} \end{aligned}$$

週間運用

- 1 日以上の起動時間がかかる電源も存在。また、揚水や蓄電池は 1 週間の期間で運用することが効率的な場合もある。
- 毎日の同時市場の中で、1 週間先まで考慮して、起動停止計画を策定し、起動時間の長く、かつBGに起動の予定がない電源については、先んじて電源の起動指令を行えば、安定的・効率的な運用を追求できると考えられる。

前日同時市場と電源起動判断の対象期間の関係

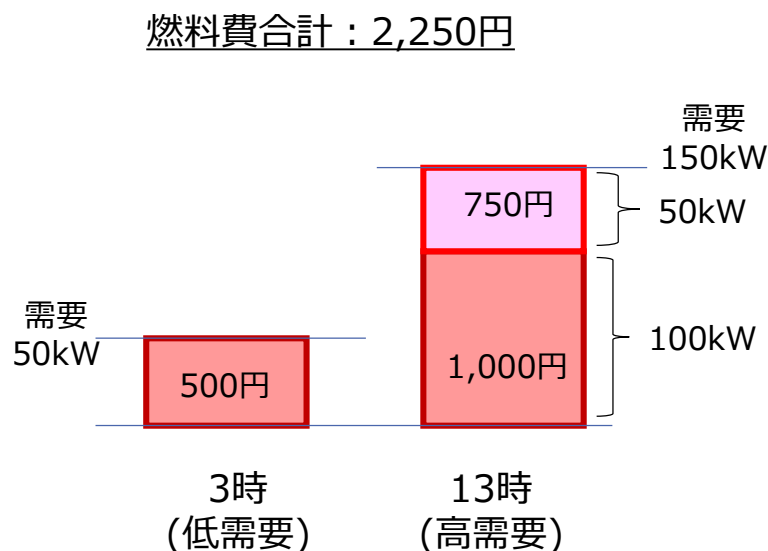


- 揚水・蓄電池運用を考慮したSCUCロジックでは、直接的に揚水等の発電コスト等が目的関数に入っていないが、上池容量（充電容量）の増減の際に、間接的に燃料コストが増減することで、揚水等の発電・放電コストが暗に考慮されている。
- ただし、通常のSCUCロジックであればコマ毎に計算できるが、揚水等の場合、上池容量等の制約考慮の必要性等から、計算対象が複数期間（例えば1週間程度）に亘ることから、全体を一度に解くことに伴う計算負荷の増加が課題になると考えられる。

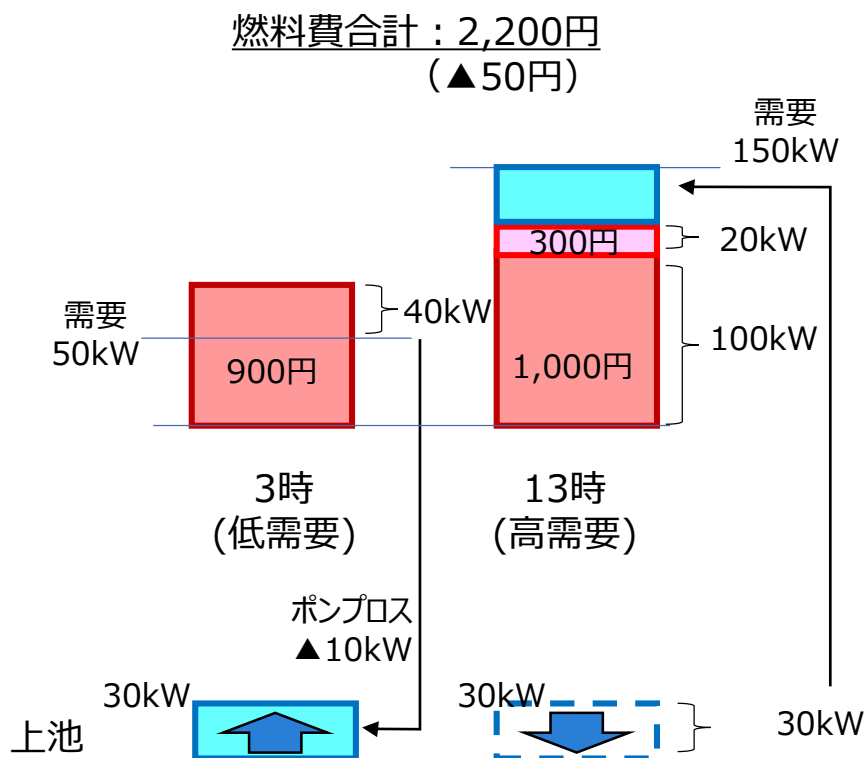
電源ラインナップ例



揚水なし



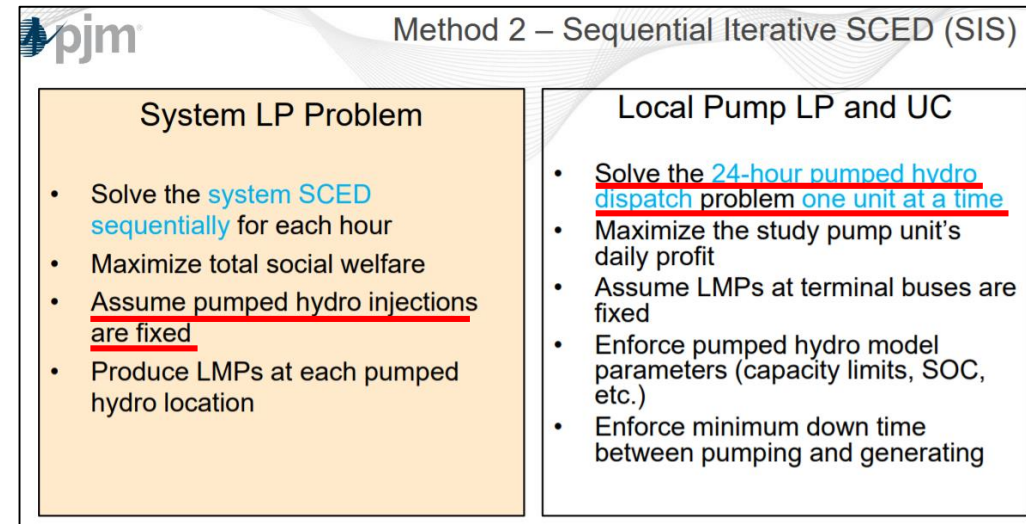
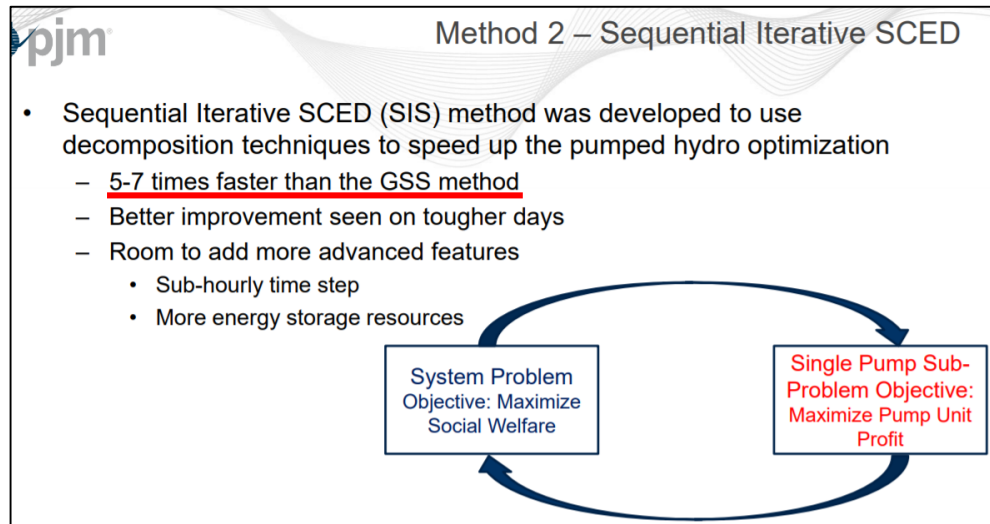
揚水あり（上池容量40kWh）



- 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



検討上の考慮事項⑥ (揚水運用)

12

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

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

 **Pumped Hydro in PJM**

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



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

1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて
 - － 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
(変動性再エネの出力変動への対応含む)
 - － 4. セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
 - － 5. 系統制約の取り扱い
 - － 6. 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

- 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は何を支払うか（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（各商品区分に合わせて）何を課するか」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。

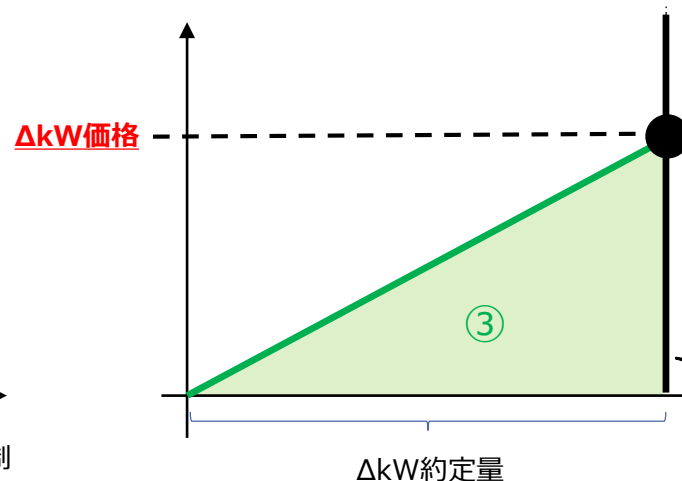
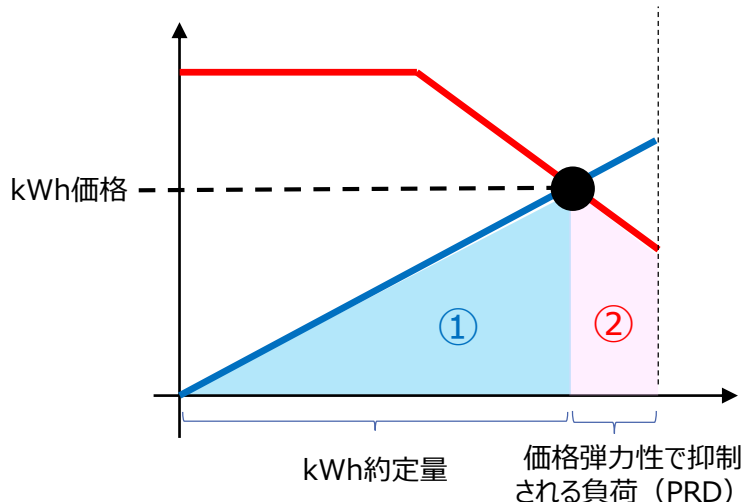
※ 例えば、 ΔkW の逸失利益については、初めから目的関数に ΔkW の逸失利益の見込みを入れるやり方も考えられるが、制約条件（どの程度の量を確保するか等）だけ考慮し、SCUC・SCED計算を行った上で、事後的に、調整力のために待機することとなった電源（ kWh の出力が確定していない電源）に逸失利益がどの程度発生したかを計算し、その分を支払う方法も考えられる。（後者の場合、目的関数が複雑化しないため、収束性は高まるか。）

「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るか）

Ⅰ.目的関数にどのような
費用項目を織り込むか



B) 価格算定の方法による市場価格等への影響の検証

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

検討上の考慮事項⑤ (調整力の細分化)

11

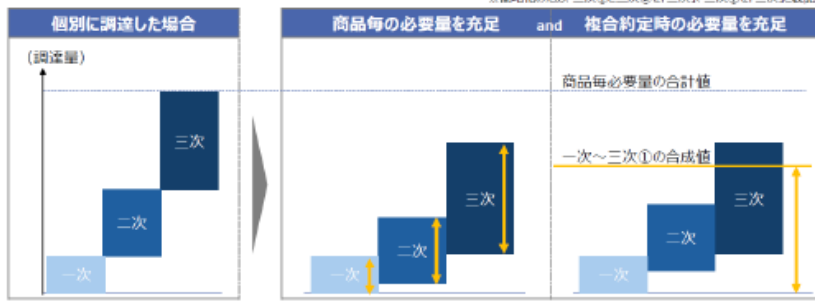
- 同時市場の検討においては、社会的余剰の最大化を目指し、kWhとΔkWの同時最適化を目指しているところ。
- 一方で、2024年度に全商品が運開する需給調整市場においては、一次～三次② (5つ) に調整力を細分化し、このうち一次～三次①については各商品の不等時性を考慮した日本独自の複合商品 (複合約定) を検討。
- 複合約定ロジックの開発においては、約定処理時間 (1時間) では計算処理が終わらない課題も顕在化していることから、今後、kWhとΔkWの同時最適ロジックを検討するにあたっては、現在の複合約定ロジックをそのまま実装するのは難しいとも考えられ、調整力の定義 (細分化対象の見直し) 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

不等時性の考慮を前提とした調達量の考え方について

8

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

※ 簡略化のため、二次①と二次②を「二次」、三次①を「三次」と表記



3-8. 計算打ち切り時間と約定時間(3/3)

39

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

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

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

14時			15時			16時		
前処理 (15分)	最適化計算 (30分)	後処理 (15分)	前処理 (15分)	最適化計算 (30分)	後処理 (15分)	前処理 (15分)	最適化計算 (30分)	後処理 (15分)
			最適化計算 (30分 + 60分 = 90分)					

出所) 第22回需給調整市場検討小委員会 (2021年3月30日) 資料2より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/2020_jukyuchousei_22_haifu.html

出所) 第37回需給調整市場検討小委員会 (2023年3月28日) 資料4-1より抜粋

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_37_haifu.html

- 米PJMにおけるkWh・ΔkW同時最適ロジックは、「総電源エネルギー費用」・「価格反応需要価値」・「調整力確保費用」の合計コスト（目的関数）を最小化するロジックとなっている。
- このうち、調整力確保費用については商品毎に価格（入札）情報が考慮されている。

【最適計算で最小化する目的関数】：主に総電源エネルギー費用、価格反応需要価値、調整力確保コストの合計

MINIMIZE {Resource Energy Costs
- Price Responsive Demand Value

+ Import Transaction Cost
- Export Transaction Value

他ISOとの授受分
(日本では関係なし)

$$\sum_{i=1}^n Energy_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

$$\sum_{i=1}^{PRD} PRD_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

※抑制量なのでマイナスMWとなる
(価格弾力性のない負荷の場合、
ゼロとなるため不要となる項目)

+ Regulation Reserve Costs
+ Synchronized Reserve Costs
+ Non-Synchronized Reserve Costs
+ Secondary Reserve Costs
+ Various Applicable Violation Penalties*)

需給バランス違反・送電制約
違反等のペナルティ項目

調整力確保費用
※商品ごとに、量×価格

$$\sum_{i=1}^{RegResource} Reg_MW(i) * RegOffer(i)$$

Regulation (Reg)
LFC相当

平常時の調整力
(Regulation)

$$\sum_{i=1}^{SRResource} SR_MW(i) * SRofferCurve(i)$$

Synch Reserve (SR)
10分応動・系統連系

$$\sum_{i=1}^{NSRResource} NSR_MW(i) * NSRofferCurve(i)$$

Non-Synch Reserve (NSR)
10分応動・非系統連系

緊急時の調整力
(Reserve)

$$\sum_{i=1}^{SecRResource} SecR_MW(i) * SecRofferCurve(i)$$

Secondary Reserve (SecR)
30分応動

- **Regulation (Reg)** : レギュレーション商品（平常時の時間内変動）
- **Reserve** : 予備力商品（緊急時の電源脱落）



- 目的関数最小化に関しては、大きく分けて、4つの制約条件（①需給バランス制約、②送電容量制約、③リソース能力に関する制約、④調整力確保制約）を満たすように最適化される。
- このうち、ΔkWについては商品毎に、リソース能力（容量・出力変化量等）も加味しながら、必要量も満たすように確保するといった複雑な制約条件が設けられている。

【制約条件】

- A. Power Balance Constraint : ①需給バランス（kWh需給バランス）制約
- B. Transmission Constraints : ②送電容量制約
- C. Resource Capacity Constraints : リソース内での容量制約
 - 1. Resource's Economic Maximum Constraint Limit
: kWhとΔkW（上げ）の合計が設備容量以内となる制約
 - 2. Resource's Economic Minimum Constraint Limit
: kWhとΔkW（下げ）の合計が最低出力以上となる制約
 - 3. Resource's Reserve Capability Constraints
: ΔkW約定量がRampRate（出力変化量）を出力を考慮した量以内となる制約
- D. Resource's Ramp Rate Constraints : リソースの出力変化量制約
- E. Reserve Requirement Constraints : ④調整力確保（ΔkW需給バランス）制約

③リソース能力に
関する制約
（容量・出力変化量）

- 今後増加すると見込まれる変動性再エネの出力変動への対応も重要であり、出力変動に対応するための調整力をどのように確保するかといった点も、kWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性に影響し得る。
- この点、米国における再エネ予測誤差対応（ΔkW確保）として、一部検討中の箇所もあるが、一種の電源脱落と見做し、緊急時調整力（Reserves）の内数として確保する取り組み※が進められている。
- 例えば、PJMにおいては、再エネ出力量の不確実性を含めた電源出力量の予期せぬ変動を考慮する調整力として、ERCOTにおいては、過去3年間のPV・風力発電の予測誤差実績や発電所の停止（電源脱落）実績を踏まえた調整力として、各事象の必要量を単純加算するのではなく、各事象のうち最大値を確保することとしている。
- これら海外事例等も参考に、変動性再エネの出力変動への対応含め、調整力の定義の見直しの検討が必要。

※これらの取り組みとセットで、予期せぬ変動（電源脱落相当の大外し）を減らすべく、再エネ予測精度を高める取り組みも行われている。

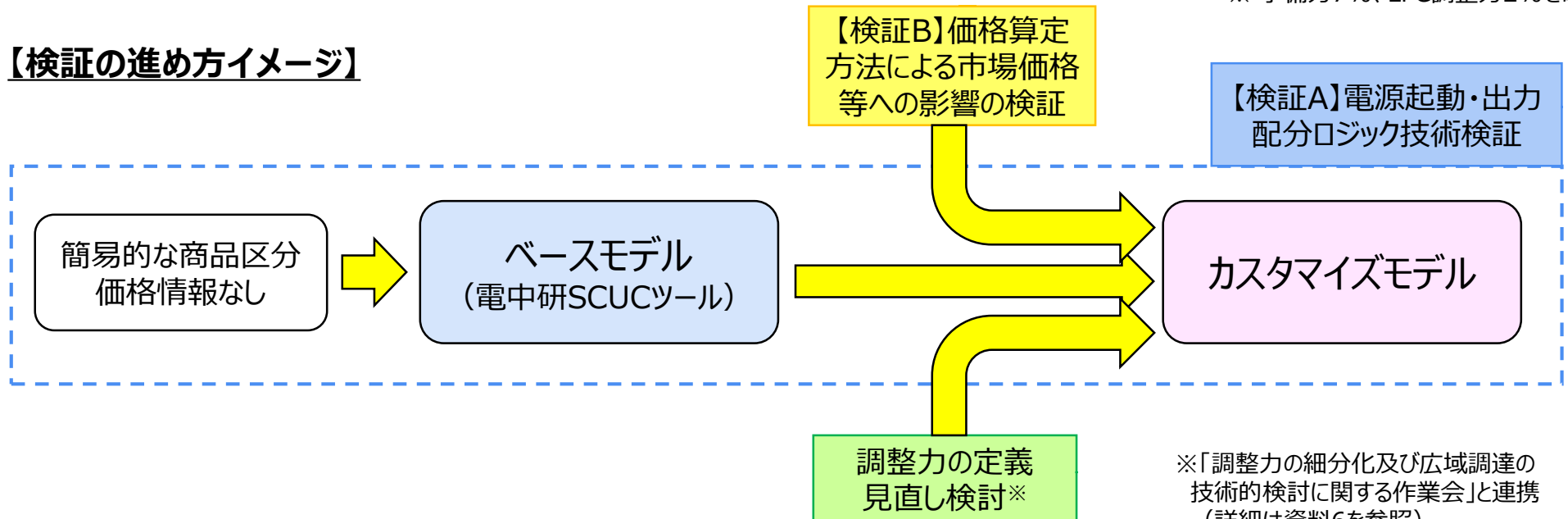
	Frequency (GF)	Regulation (LFC)	Reserves		
			Spinning (同期連系)	Non-Spinning (非同期連系)	Supplemental (継続分)
PJM					○
ERCOT				○	
NYISO					○ (検討中)

【凡例】 ○：再エネ予測誤差に対応した調整力

- 前述のとおり、「Ⅰ.目的関数にどのような費用項目を織り込むか」「Ⅱ.制約条件として（各商品区分に合わせて）何を課すか」によって、kWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性が大きく変わるとも考えられ、それらについては検証B（価格算定方法による市場価格等への影響の検証）ならびに調整力の定義見直し検討（変動性再エネの出力変動への対応含む。）等を通じて議論を進めていく予定。
- これら検討結果が得られるまでには一定の時間を要することから、電中研SCUCツールのベースモデルでの同時最適ロジックにおいては、まずは、調整力については、簡易的な商品区分※で、かつ、Three-Part情報（起動費・最低出力費用・限界費用）以外の価格情報なしで、技術検証を行い、一定の検討結果が得られた暁には、必要なΔkWの費用項目や制約条件等を追加するといったカスタマイズを行った上で、改めて詳細なkWh・ΔkW同時最適ロジックの実現性・妥当性評価を行うこととしたい。

※ 予備力7%、LFC調整力2%を確保。

【検証の進め方イメージ】



※「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」と連携（詳細は資料6を参照）

変動性再エネの出力変動への対応含む

1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて
 - － 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
(変動性再エネの出力変動への対応含む)
 - － 4. セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
 - － 5. 系統制約の取り扱い
 - － 6. 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

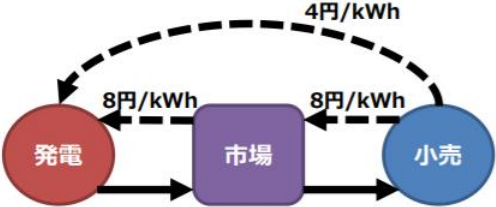
- セルフスケジュール電源とは、発電量を自社で確定させたい電源のうち、量のみ入札するもの及び市場外で取引し市場のシステムへ量のみ登録するものをいい、その入札要否や方法等の詳細設計については今後議論予定。
- これらセルフスケジュール電源においては、限界費用の方が市場価格より高価な場合、発電事業者による市場での経済差し替えのニーズ等があると考えられる。

長期固定電源等を前提とした制度設計の具体的な在り方（続き）

- 前ページまでの検討をまとめると下表のとおりか。また、選択肢①や②の場合、発電量を自社で確定させたい電源について、市場外で市場価格と合意した価格との差額を精算する合意をすることを認めれば、市場外で物理的な電力売買に関する合意をする場合と取引価格や量に差は生じない形とすることが可能。
- 具体的にどのような市場設計が適切かについては、本日の御意見も踏まえ、次ページ以降の課題や、開発するシステムへの負荷やコスト、事業者への影響等を総合的に勘案し、今後検討していくことが必要。

		選択肢①	選択肢②	選択肢③
前日同時市場を通じて必要な情報を把握する方法		入札情報の一つとして求める		前日同時市場のシステムへ情報のみ登録することを求める
発電量を市場約定の結果に委ねる電源		<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報）で入札		
発電量を自社で確定させたい電源	長期固定電源等	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定の順位 ①長期固定電源等 ②長期固定電源等以外）	<市場約定> 量のみ入札 （優先約定）	<市場外> 量のみ登録
	長期固定電源等以外		<市場約定> 量 + 価格（Three-Part情報、低価格）で入札	

（参考）精算合意のイメージ

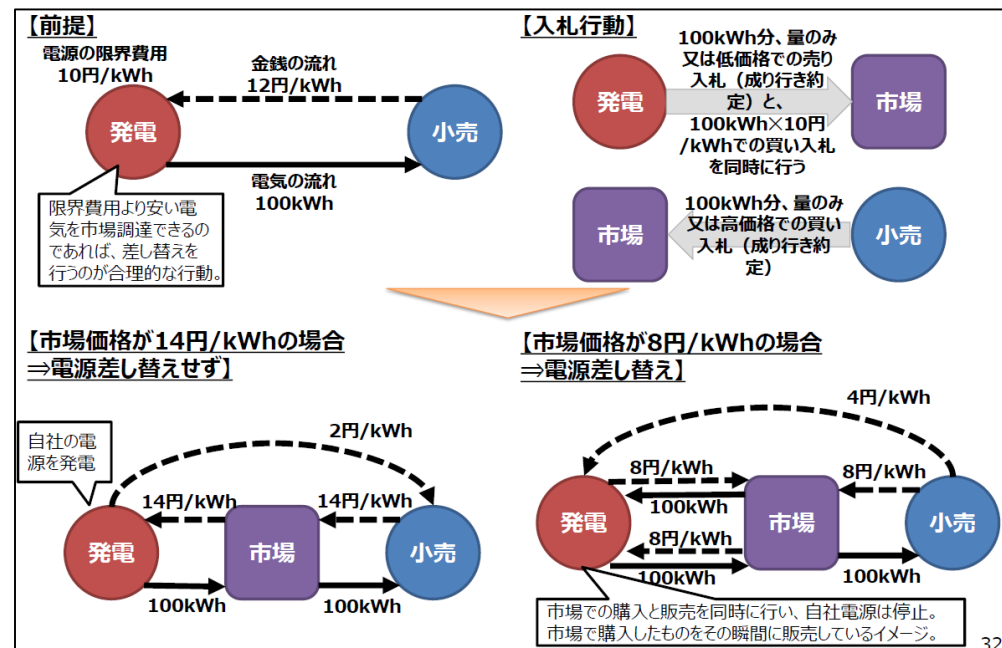
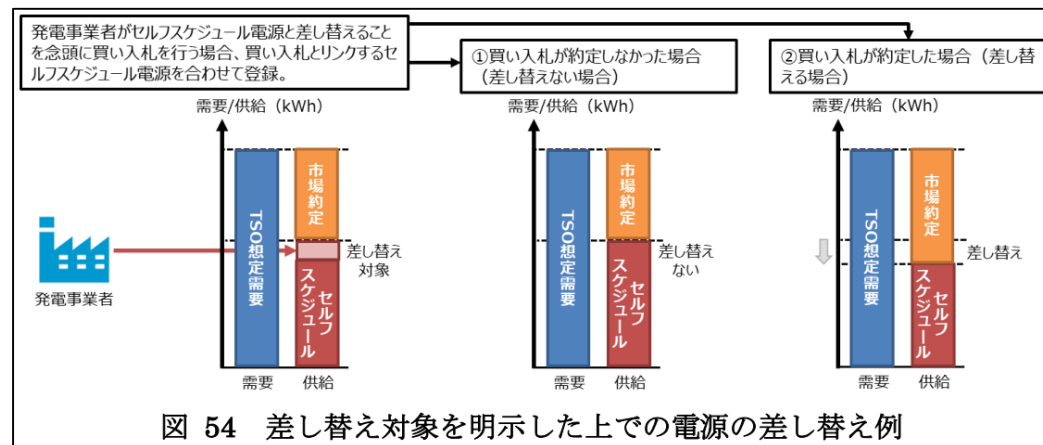
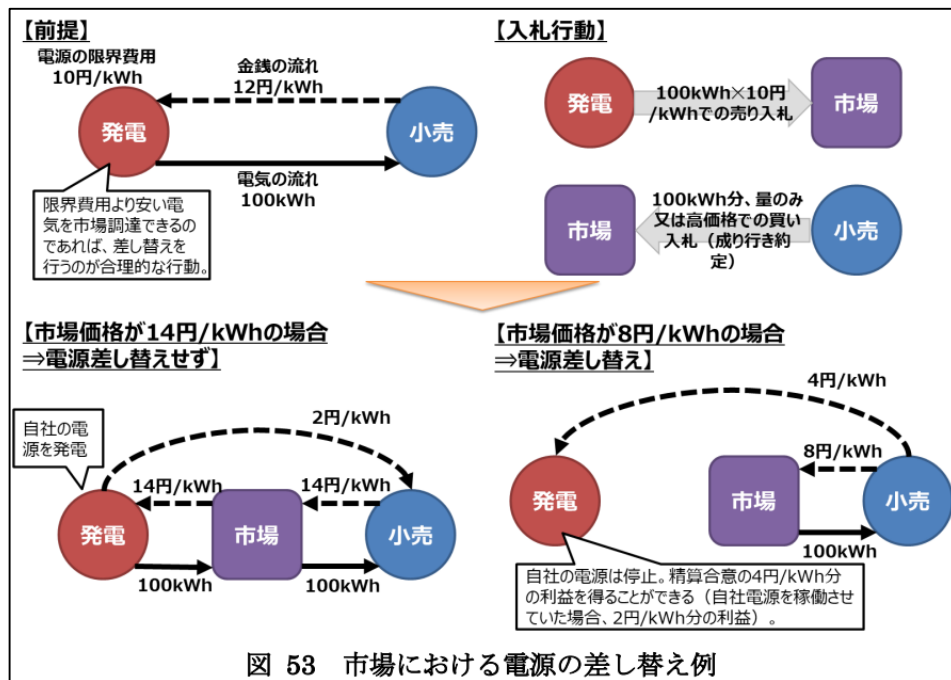


（※）いずれの電源についても、発電量の一部を自社で確定させ、残りを市場の約定結果に委ねる場合もありうる。

（※）市場価格を8円/kWh、事前の相対契約等を12円/kWhとする。

■ 「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」（以下「作業部会」という。）の取りまとめ（2023年4月25日）では、TSOが把握できない形での経済差し替え（電源停止）は安定供給上問題であることが指摘され、以下のとおり、複数の電源差し替えの案が提示されたところ。

- ① 次ページ左図のとおり、差し替え希望の電源については、Three-Part 情報を入札し、市場で経済負荷配分可能な電源として取り扱う。市場運営者が約定ロジックに従い、この電源が出力するかどうか（売り約定するかどうか）を決定。
※商品先物取引法やデリバティブ会計上の取り扱いを整理することが必要である。
- ② 次ページの上右図と下右図のとおり、発電事業者が自社で発電量を確定させたい電源と差し替えることを念頭に買い入札を行う場合、買い入札とリンクする電源を合わせて登録することを求める。
※計算が収束しない可能性もあることから、実現可能性については、別途検証が必要である。
- ③ 次々ページにおける入札需要を用いた計算（黄色部分）を行い、約定価格を確定させた上で、BGに差し替えの有無を登録させ（発電販売計画を迅速に提出させるイメージ）、その後、TSOの予測需要を用いた計算（青色部分）を行い、必要に応じて、追加的に電源の起動を行う。
- ④ 差し替えは電源の出力量の減少にとどめ、電源の停止は認めない。
※作業部会においては、「④は経済性の観点から他の案に比べると劣後するのではないか」といった意見があった。

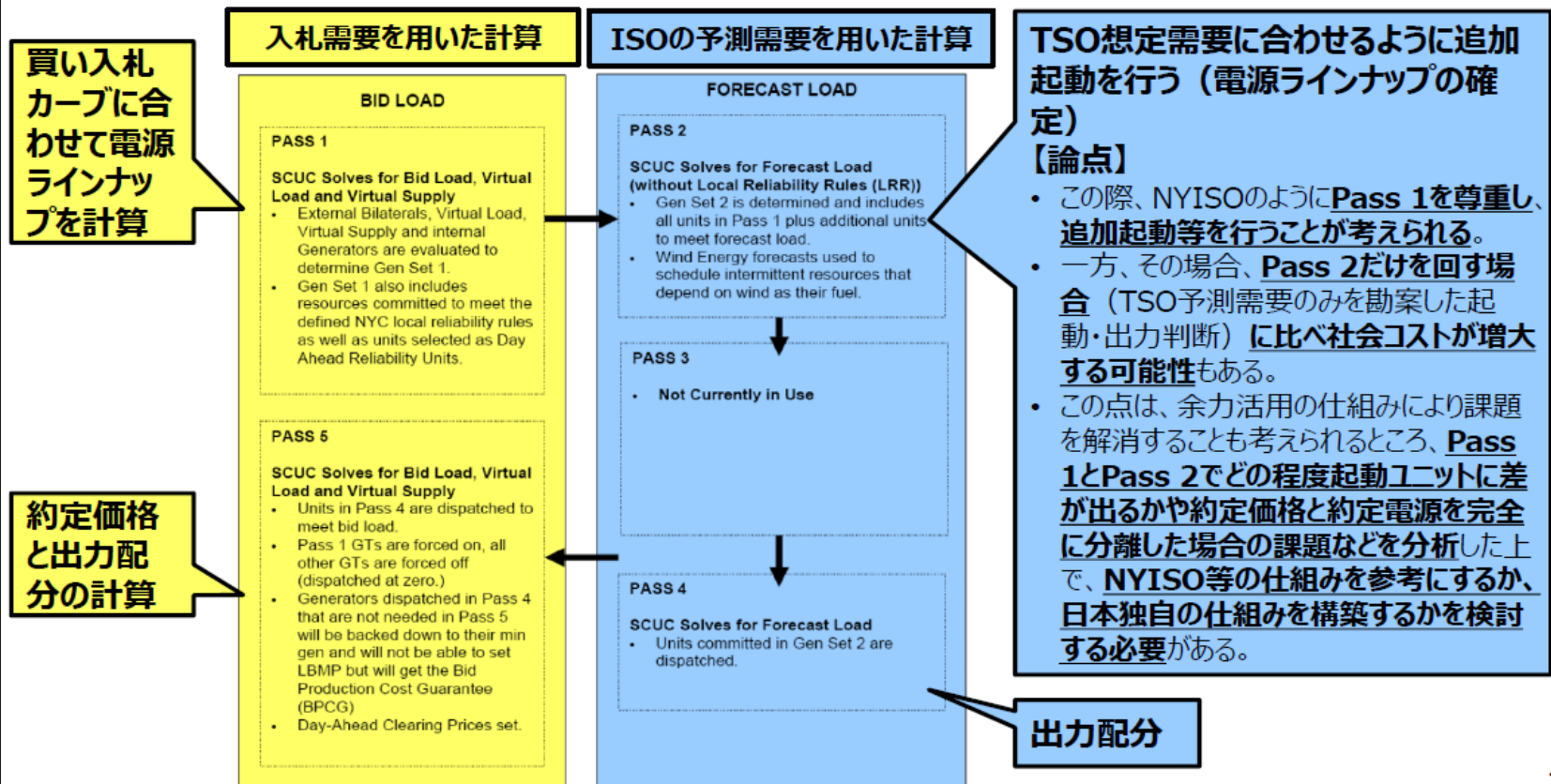


出所）「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」取りまとめ（2023年4月25日）より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/20230425_1.pdf

出所）第4回あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会（2023年1月31日）資料4より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/004_04_00.pdf

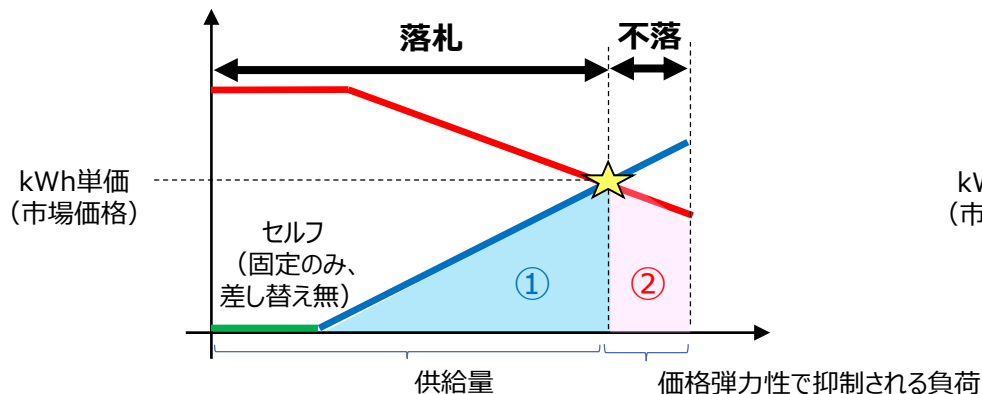
NYISOの仕組みとこれまで作業部会で提案した仕組みとの比較①

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

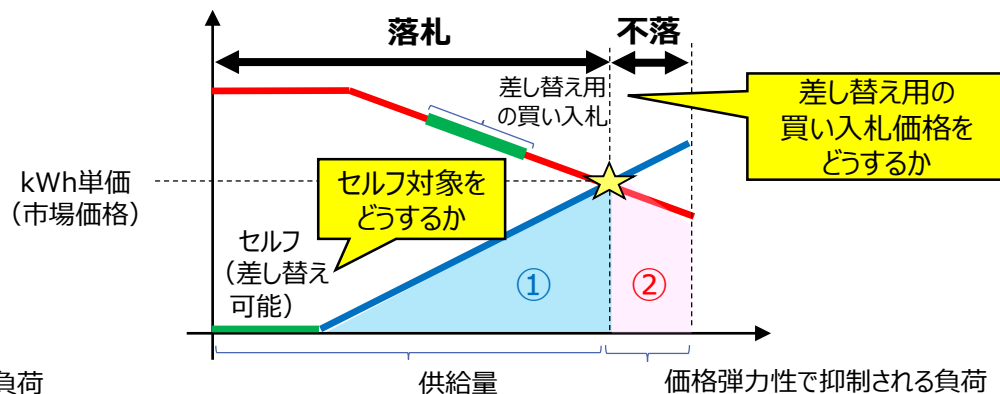


- まず、P.51の案①について、P.13やP.18のとおり、まずは火力・揚水について固定運転なしでデータ作成に着手する予定であり、セルフスケジュール電源は原子力や水力等（固定供給力）に限定されることから、この状態でロジックを構築し、検証を行うことはすなわち、案①における経済差し替えの検証を行っていることとなる。
- 次に、P.51の案②の検証のためには、火力・揚水をどの程度セルフスケジュール電源として模擬するかや、差し替え用の買い入札価格をどの程度とするかを決める必要がある。例えば、過去に電源Ⅲ運用をした実績のある電源について、セルフスケジュール電源として模擬した上で、電源の運転費用と同じ価格で買い入札をさせる方法が考えられる。または差し替え対象の電源を電源Ⅲより広げ、全火力・揚水を対象に、燃種毎に一定の割合でセルフスケジュール電源として模擬するといった方法も考えられる。
- 最後に、P.51の案③については、「入札需要を用いた計算（黄色部分）を行い、約定価格を確定させる」、「BGに差し替えの有無を登録させる（発電販売計画を迅速に提出させるイメージ）」、「TSOの予測需要を用いた計算（青色部分）を行い、必要に応じて、追加的に電源の起動を行う」といった多段階のプロセスがあるため、約定計算のスピードや事業者の実務対応、それに伴う安定供給への影響等、複数の視点から検証が必要か。
- 以上を踏まえ、検証Aにおいては、上記の1ポツ及び2ポツから、まずは検証を進める。

【P.51の案①の検証イメージ】



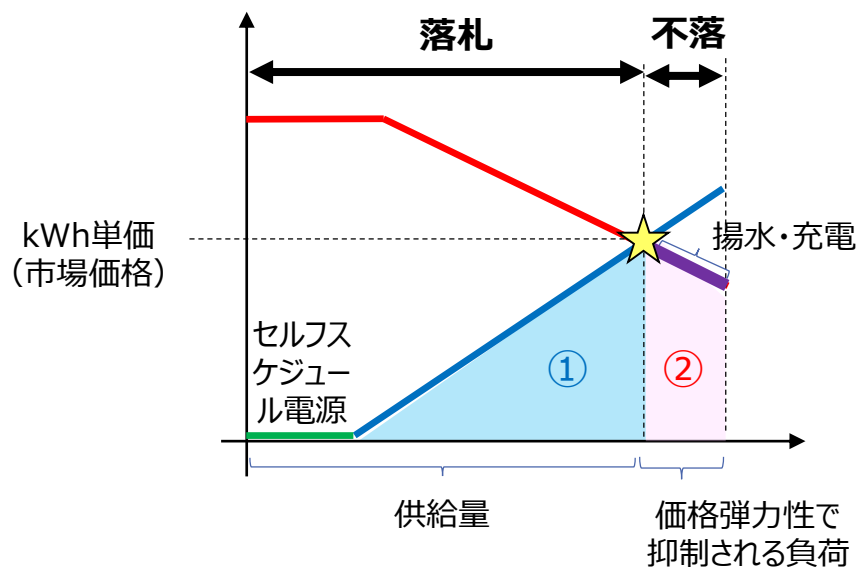
【P.51の案②の検証イメージ】



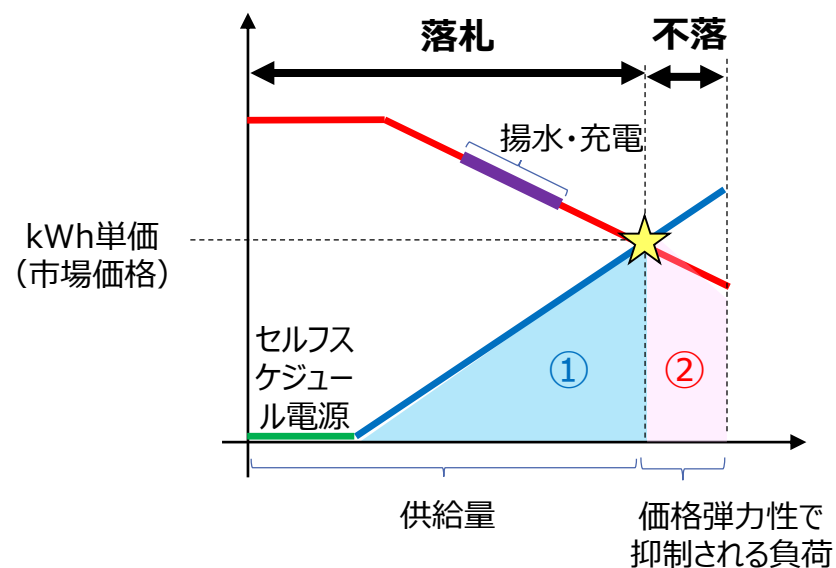
※ 入札需要を用いた計算（黄色部分）だけでなく、安定供給上の問題にも関係することから、TSOの予測需要を用いた計算（青色部分）との差異等についても検証が必要。

- 揚水（蓄電リソース）については、市場運営者による運用だけでなく、発電事業者が自ら運用することも選択できる方向であるが、予めTSO想定需要で想定されていない需要増のため、反映が遅れると約定（起動）が間に合わず、安定供給に支障をきたすことが考えられる。
- これらに対応する方法として、差し替え用の買い入札と同様、買い入札曲線として模擬する方法が考えられるところ、こちらについても、「買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック」検証と連携しながら検証を行っていく（揚水・充電の際の買い入札価格の設定方法については、別途検討が必要。例えば、不落・落札ケースそれぞれを模擬する方法、あるいは任意の価格を設定した上で、何度か計算を回し、結果を確認するといったことも考えられるか。）。

【市場価格が高い時（揚水・充電は不落）】



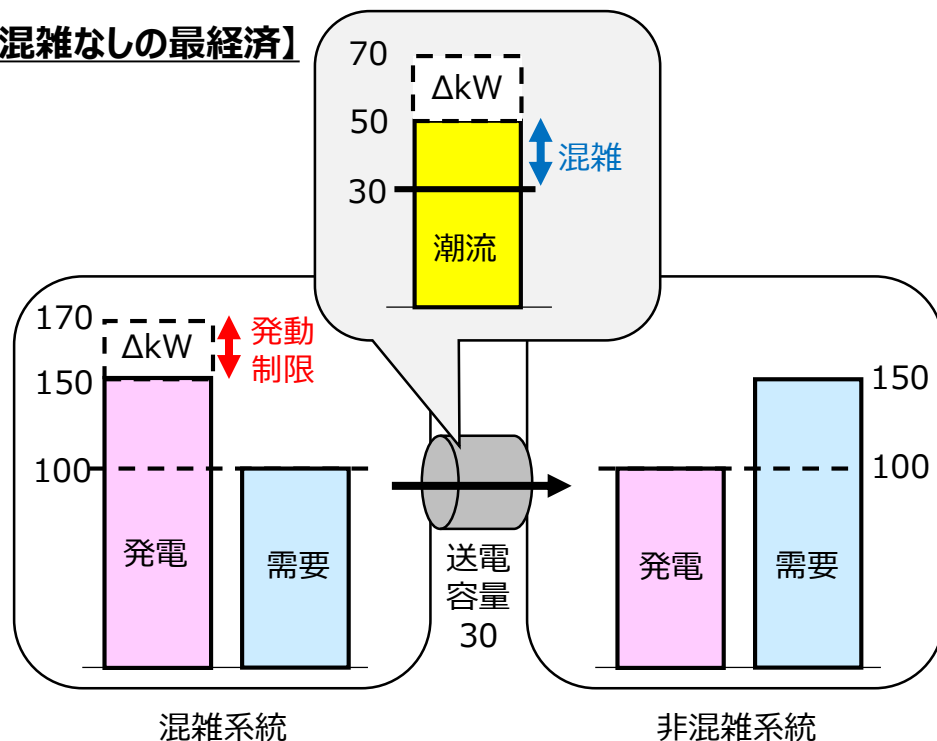
【市場価格が安い時（揚水・充電は落札）】



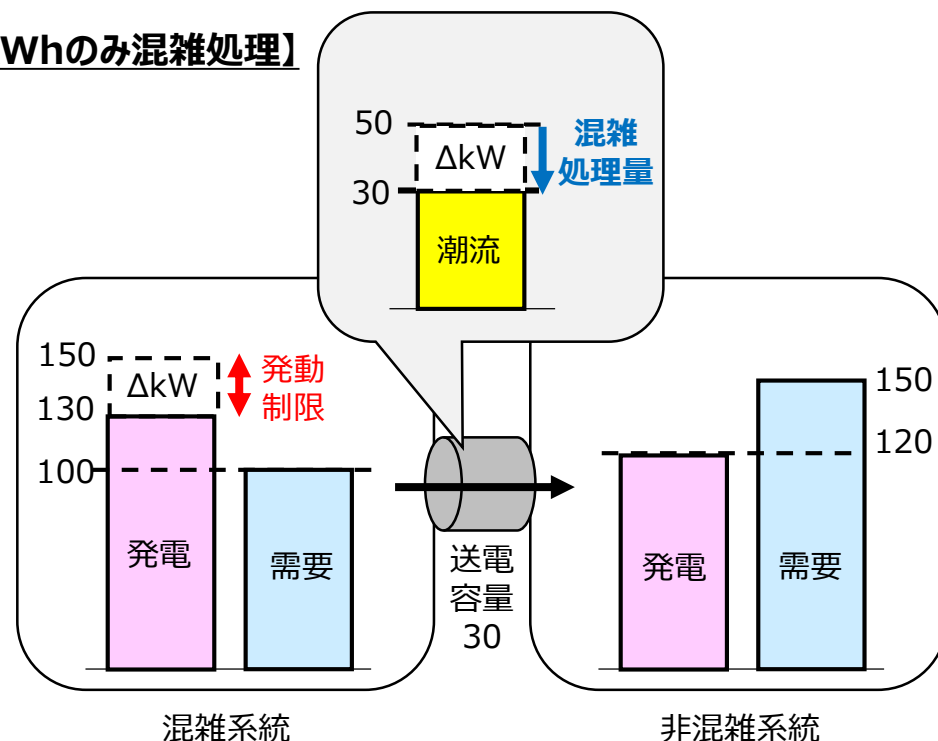
1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて
 - － 1. 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック
 - － 2. 週間運用を可能にするSCUCロジック
 - － 3. 調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック
(変動性再エネの出力変動への対応含む)
 - － 4. セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
 - － 5. 系統制約の取り扱い
 - － 6. 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

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

【混雑なしの最経済】



【kWhのみ混雑処理】



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

米PJMにおける同時最適化ロジックの送電制約に関する制約式

B. Transmission Constraints

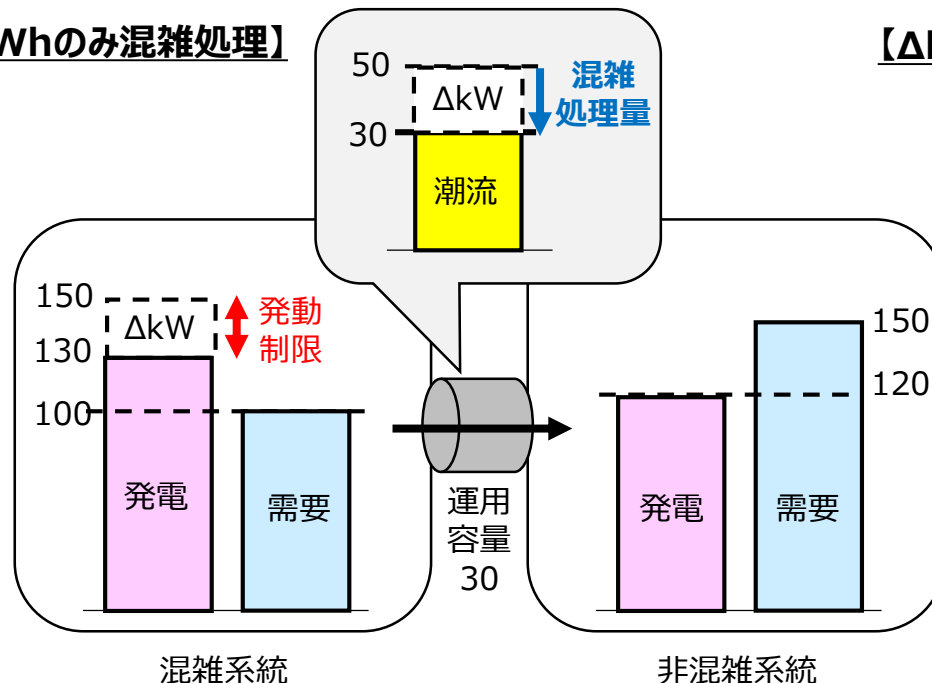
The transmission constraints in SCED ensure that the flows over the monitored transmission constraints are within the applicable limits of transmission lines.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^n \text{発電量} \quad \text{Energy_MW}(i) * DFax(i, k) + \sum_{i=1}^{\text{importTran.}} \text{他ISOからの受電量} \quad \text{Import_Transaction_MW}(i) * DFax(i, k) \\
 & - \sum_{i=1}^{\text{ExportTran.}} \text{他ISOへの送電量} \quad \text{Export_Transaction_MW}(i) * DFax(i, k) - \sum_{i=1}^{\text{PRD}} \text{需要抑制量} \quad \text{PRD_MW}(i) \\
 & \quad \quad \quad \text{送電可能量} \\
 & * DFax(i, k) \leq \text{Line Limit} ; \text{ for } \forall k \in \text{active Transmission constraints}
 \end{aligned}$$

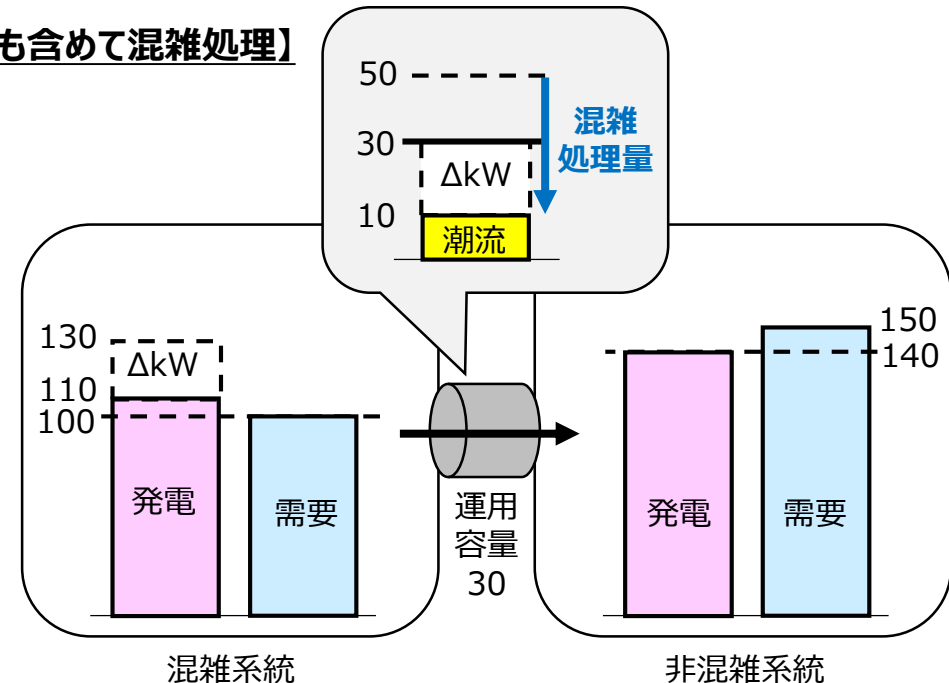
※DFax：分流比

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

【 kWh のみ混雑処理】



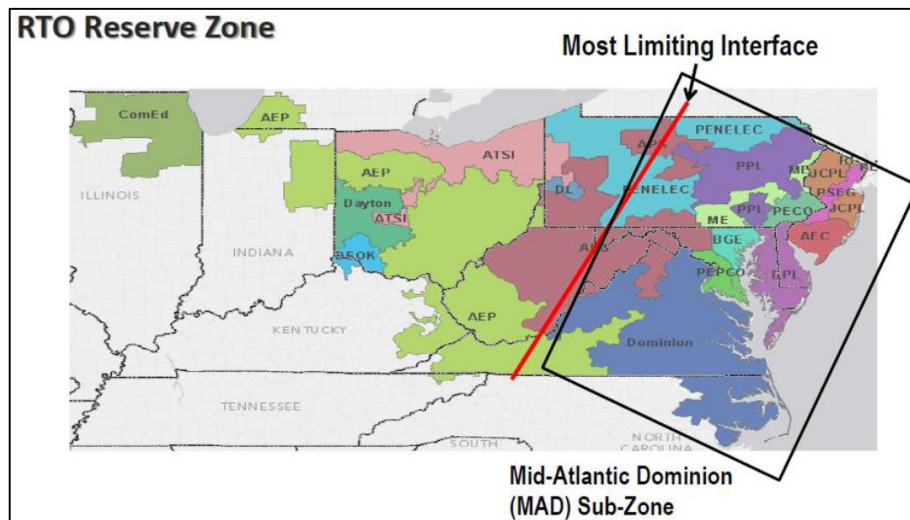
【 ΔkW も含めて混雑処理】



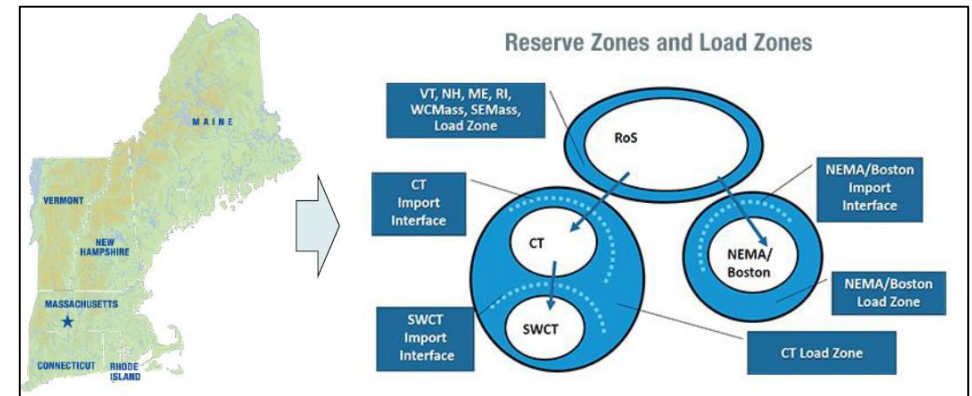
(参考) 米PJMにおける ΔkW を考慮した混雑処理

- 米PJMの混雑処理は、あくまでもkWh（電力量）のみ考慮しており、混雑系統において発動制限がかかる ΔkW は存在することとなる。
- これに対し、米PJMでは ΔkW の発動制限を生じないようにするため、（発生頻度が高いと見込まれる）混雑送電線を対象に（2～5つ程度）、 ΔkW の確保エリアを細分化し、細分化したエリア毎に ΔkW を確保することで対応していると考えられる。
- ただし、このような対応を取ったとしても、細分化エリア内で混雑発生ならびに ΔkW 発動制限が生じる可能性はあると考えられ、これにどのように対応しているか（考えているか）については現在調査中。

PJMにおける調整力確保のエリア区分



ISO-NEにおける調整力確保のエリア区分



出所) PJM, Reserve Market (2016年12月6日) より抜粋

<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/reserve-market.ashx>

出所) ISO New England, Key Grid and Market Stats, Maps and Diagramsより抜粋

<https://www.iso-ne.com/about/key-stats/maps-and-diagrams/>

1. 同時市場に関するロジック技術検証の進め方
2. 入力データの整備・基本ロジックの構築について
3. アウトプットの評価方法について
4. 同時市場のためのロジックのカスタマイズについて
 - － 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
(変動性再エネの出力変動への対応含む)
 - － 4. セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性
 - － 5. 系統制約の取り扱い
 - － 6. 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討

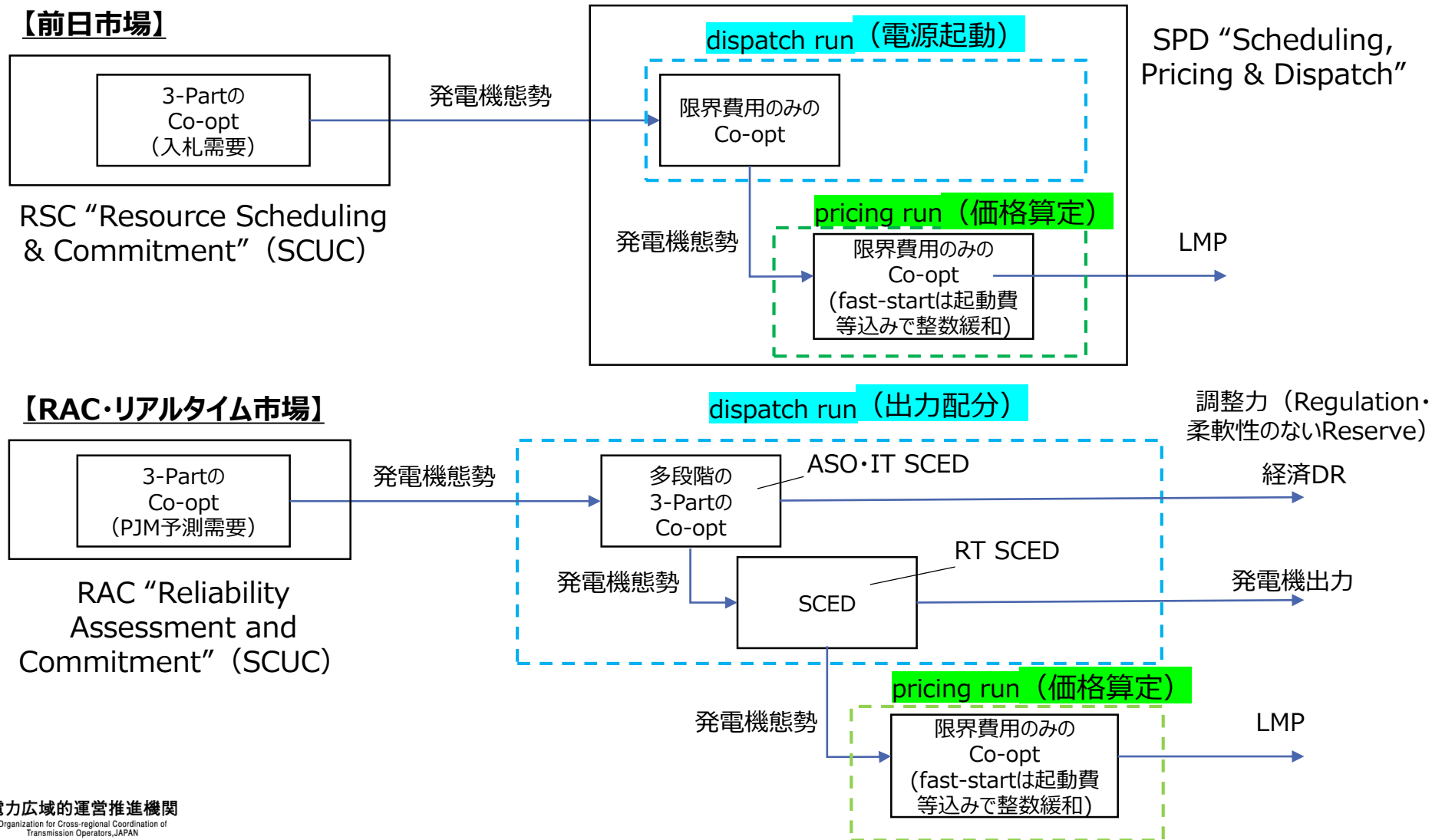
- 市場価格においては、起動費や最低出力費用に関する回収漏れの論点が存在し（詳細後述）、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）の中でも、Uplift（回収漏れ費用の補填）の多寡について算出する予定。
- その上で、仮に起動費等を市場価格に反映する（Upliftを可能な限り減らす）となった際は、価格算定ロジック（SCUC・SCEDロジックと同種のロジック※）の改良が必要になると考えられる。
- そのため、検証Bと並行して、検証A（電源起動・出力配分ロジックの検証）においても、起動費等の回収方法について検証・議論を進めていくこととしたい。

※ 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

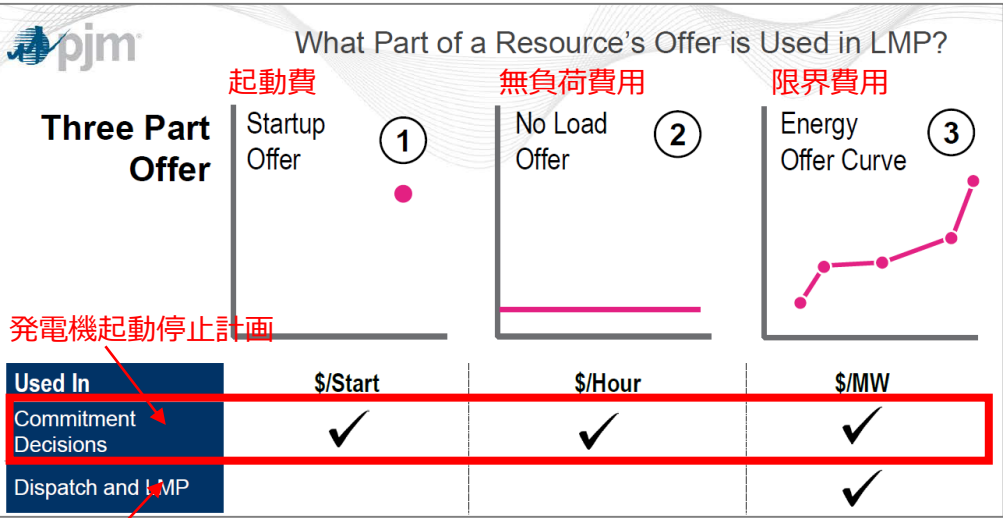
- 作業部会においては、価格算定について、起動費や最低出力費用、 ΔkW 等の取扱い方法について、複数の案を提示していたところ。
- 本検証においては、広域機関が中心となり、限界費用や平均費用での価格算定、 ΔkW を考慮した価格算定等、複数の価格算定を実施し、**算出された市場価格の平均値やボラティリティなどを計測した上で、比較検証を行うこととしてはどうか。**
- 加えて、起動費や最低出力費用については、回収漏れの論点も存在。米国の電力市場においては、Upliftという形で、回収漏れ費用を補填しているが、この回収漏れ費用がどの程度発生するかは、価格算定方法の決定において重要な考慮要素と考え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

- 米PJMにおいても、前日市場ならびにそれ以降（RAC・リアルタイム市場）において、SCUC・SCED（電源起動・出力配分）結果を元に、pricing runと呼ばれるSCUC・SCEDロジックと同種のロジックで価格算定を実施。



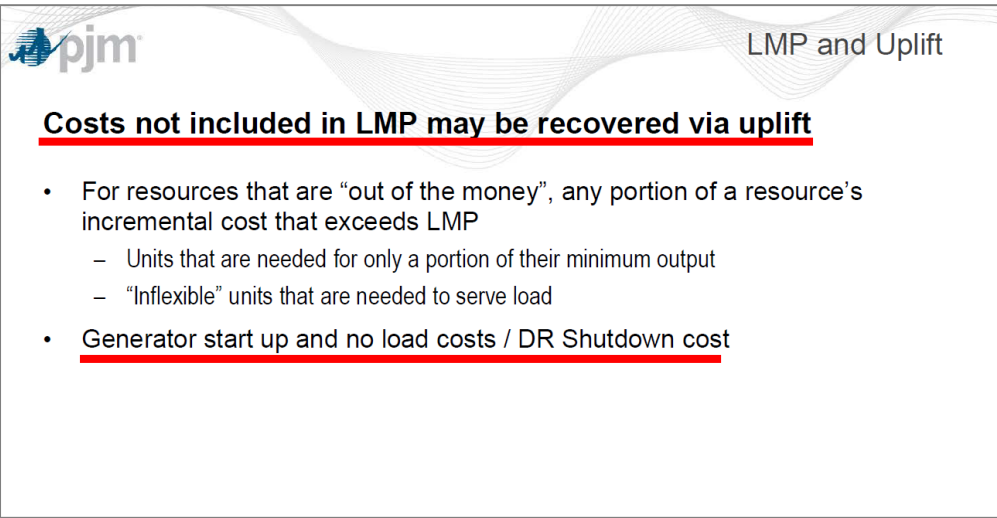
- 米PJMにおいては、Three-Part Offer（起動費・無負荷費用※・限界費用）を用いた同時最適化により発電機の起動停止計画（SCUC）を策定するとともに、市場価格（LMP）の算定のために、「システムエネルギープライス」を同時最適化結果から、「需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス」により算定している。
- 「シャドウプライス」とは、最適化問題において、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、結果的に需給均衡点における限界費用となる。（⇒詳細は次々頁参照）

※ 米PJM等ではThree-Part情報の一つとして、最低出力費用でなく、無負荷費用を登録させる場合もあり、どちらかを登録させれば、理論上は同様の電源起動や出力配分結果を出すことが可能。（⇒詳細は次頁参照）



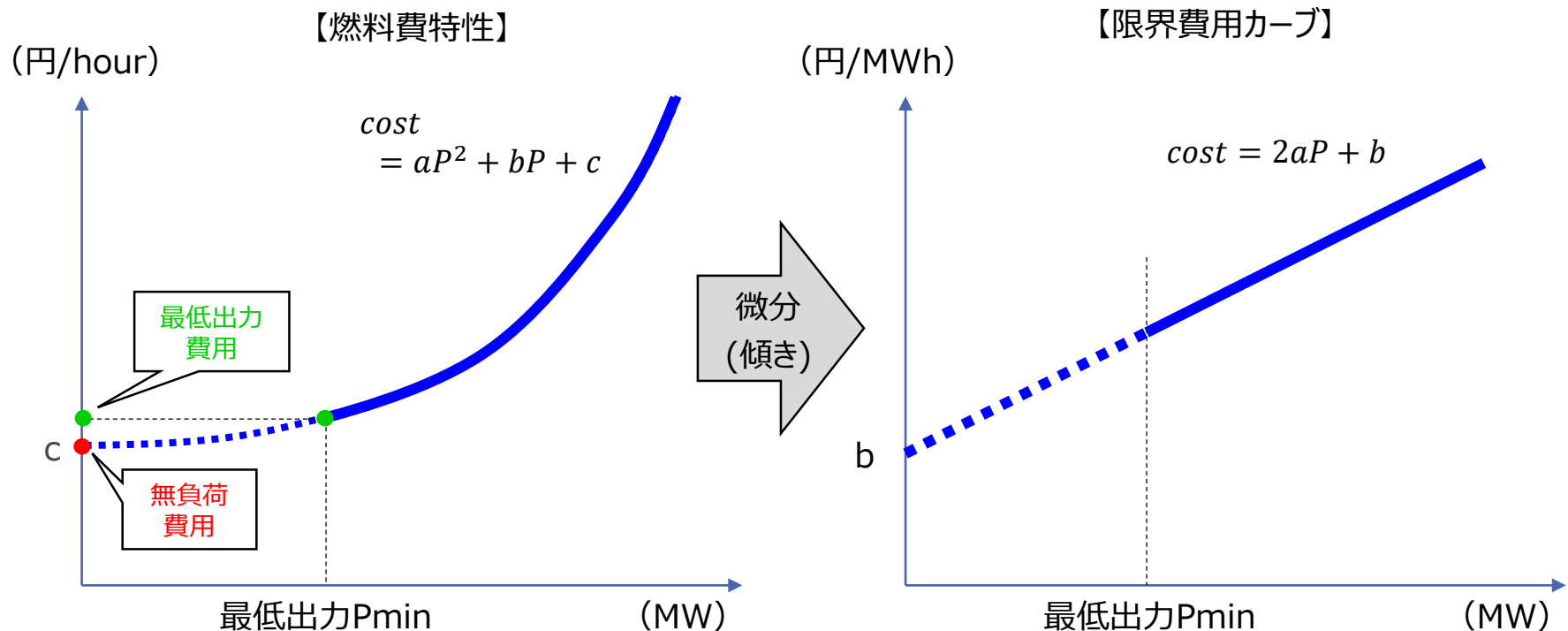
発電機起動停止計画

ディスパッチ・LMP決定



- Three-Part情報の一つとして、最低出力費用の代わりに、無負荷費用を登録させる地域（米PJM等）も存在。
- 最低出力費用と無負荷費用の関係は以下のとおりであり、どちらかを登録させれば、理論上は同様の電源起動や出力配分結果を出すことが可能。

- 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、燃料費特性として、「 $aP^2 + bP + c$ 」（ P は出力（MW）。 a 、 b 、 c は発電機のコスト特性に合わせた定数。）の二次関数で表現する。
- PJMで登録している無負荷費用（円/h）は、 $P=0$ とした際の費用「 c 」を意味する。一方で、最低出力費用（円/h）は、最低出力時の燃料費特性から算出される費用となる。
- また、燃料費特性を一階微分した「 $2aP + b$ 」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。



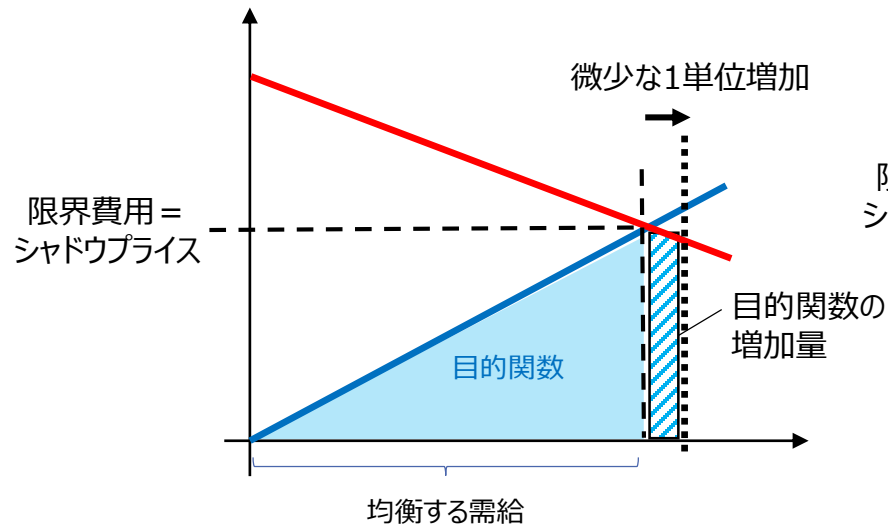
- 「シャドウプライス」は、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

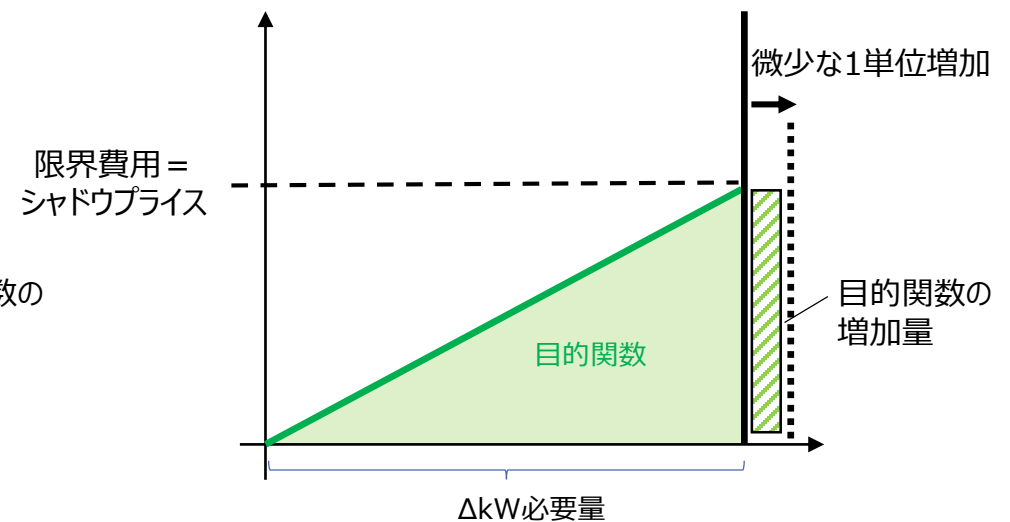
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵¹。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

⁵¹ 数理計画上、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。

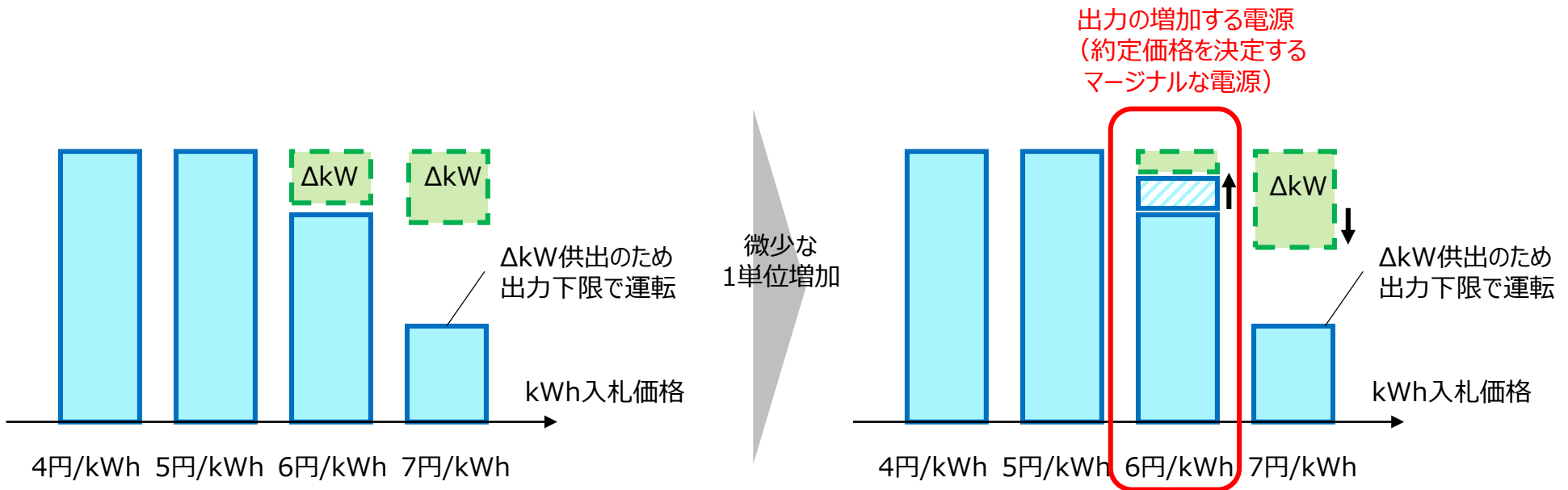
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



調整力（ΔkW）確保制約に対応するシャドウプライス

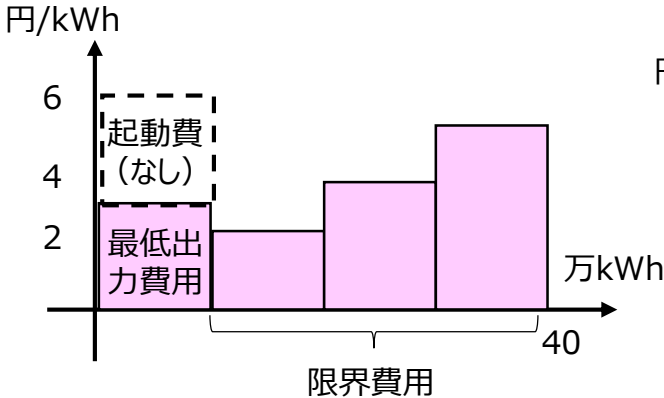


- 需給均衡点における限界費用は、前述のとおり、需要（供給）が微少に1単位増えた時に出力増加する電源である。
- このため、例えば、調整力確保制約等により出力下限で運転している限界費用が高い電源がある場合などは、それが約定価格を決定するマージナルな電源（需給均衡点における限界費用電源）になるとは限らない。

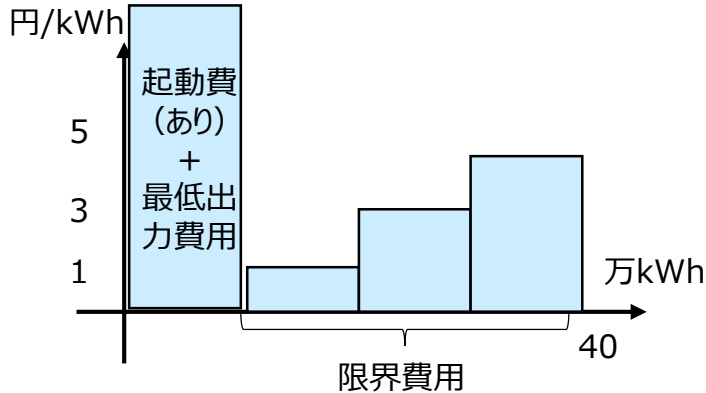


- よって、起動費・最低出力費用も考慮した最適化結果であっても、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」から算定されるため、起動費・最低出力費用は約定価格に関係せず、限界費用のみが反映された約定価格となる。
- その結果、約定価格と限界費用の差分の利潤だけでは、起動費・最低出力費用を賄えない（市場内では全額の回収ができない） 場合があり、不足分を補填するためには、米国ではUpliftという制度を設けている。

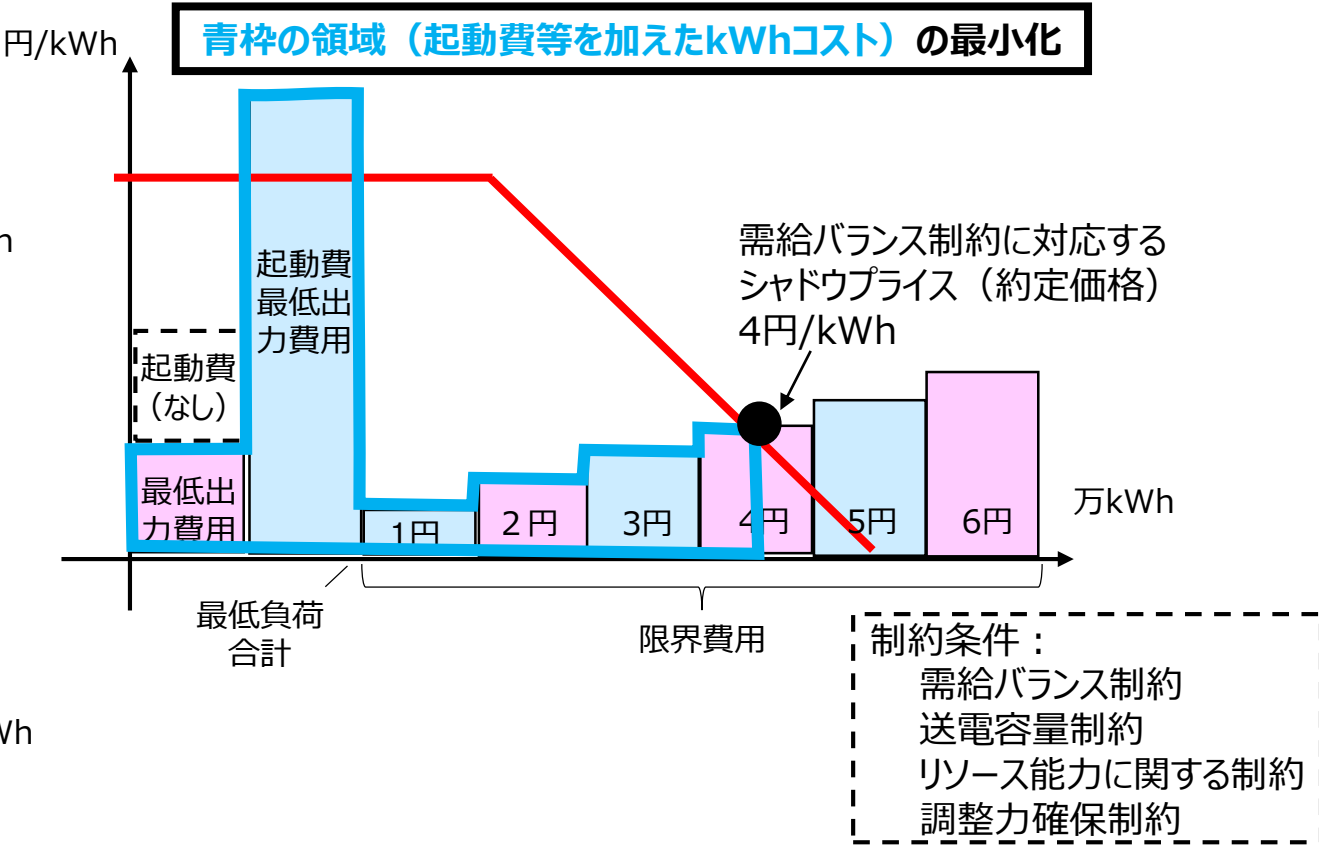
電源A（起動済み）



電源B（停止中）



3-Part情報を用いたCo-opt（簡略化のため、価格反応需要価値・調整力確保費用は省略）



- Upliftは市場外精算の仕組みでもあり、透明性の観点からは、なるべく低減させることが望ましいとの考え方のもと、海外においてもUpliftの低減方法について研究されているが、殆ど実用化には至っていない。
- 一方で前述のとおり、仮に起動費等を市場価格に反映する（Upliftを可能な限り減らす）となった際は、価格算定ロジック（SCUC・SCEDロジックと同種のロジック）の改良を要することから、海外の研究動向等も参考に、upliftの低減方法の研究動向、および実装可能性についても検証していくこととしたい。

	凸包プライシング	ELMP（整数緩和）	AIC	Non-uniform pricing
考え方の概要	非凸な総費用曲線を、凸に近似	起動1or停止0ではなく、0～1に制約を近似 結果的に、限界費用単価に、起動費／設備量を加算したことと等価	最適化後、約定価格に、起動費／稼働量を加算	どの入札者も損失を被らない制約のもと、入札者のUplift負担の最大額を最小化するような約定価格を決定
適応事例	なし	PJMのfast-start	なし	なし（R&D段階）
起動費回収漏れ	△あるが最小化	△ある	○なし	○なし
その他の評価	×計算時間を要し、実用に耐えられない ○最適稼働から乖離するインセンティブが小さい	○容易に計算可能 △整数緩和する量が多いほど、最適稼働から乖離 △起動費を稼働時間で割り付けるロジックではないため、fast-startなど最小運転時間の短い電源にしか適用されていない	○容易に計算可能 ×約定価格で起動費を回収でき、フル運転するインセンティブが生じることで、最適稼働から乖離	? 計算負荷は不明 ○最適稼働から乖離するインセンティブが全くない

(参考) 技術検証会での議論

【入力データの整備・基本ロジックの構築】

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

【アウトプットの評価方法】

- 結果を見ながらで良い。米PJMもソフトウェアの高速化が進むのに合わせて機能追加している
- モデル内にペナルティ項があるとインフィージブルな解も出るが、評価にペナルティも含めるべきか
- 基本的には、制約条件は守られるもの。どうしても制約違反となるときのギャップとして評価される
- 解の探索過程で、目的関数値の下がり方も見て分析するが、評価としては最後の結果となる
- ペースとなる個別の考慮事項の有り・無しを比較することで、妥当性・収束性の検証につながる
- ペナルティ項は、海外では制約式として定式化するのが普通である。制約を満たさない可能性があるから入れたものと思われるが、ペナルティ項があることで計算が遅くならないか懸念している。

- 通常はペナルティ項が0となるため、計算速度は変わらない。収束性については、良くなる、悪くなる、どちらも考えられる
- 恣意性が入ってしまうので、目的関数にペナルティ項は入れない方がよい
- 計算時間の評価だが、最適化にかかる時間と結果を出力する時間があり、後者もそれなりの時間を要するので評価が必要
- 結果出力に要する時間も評価対象だが、最適化にかかる時間のみでの比較評価も必要
- ペナルティ項は運用者としても気になるが、実際の運用上も答えが出てこないこともある。ペナルティ項については、係数を大きくして織り込むのがよいと思われる。また、潮流制約に抵触するケースも、再エネを抑制できる前提なら解が出てくるため、この辺りペナルティ項で工夫できないかと考える
- ペナルティ項を使う欠点として、この項にわずかながらでも値が残ってしまう。個人的には、ペナルティ項ありの最適化計算で当たりをつけ、稼働電源を固定してペナルティ項をなくした最適化計算を行うといった二段階の計算が良いのではないかと考えている

【同時市場のためのロジックのカスタマイズ】

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

以 上