

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

2026年3月26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。
- その後、複数回に亘って検証状況の進捗報告を行い、第11回本検討会（2024年8月19日）および第18回本検討会（2025年7月29日）において、それまでの検討状況について、中間取りまとめを行い、残る深掘り項目については、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ていた。
- 本日はそのうち、以下の内容について、第13回技術検証会（2025年9月11日）、第14回技術検証会（2025年11月25日）ならびに第16回技術検証会（2026年3月3日）にて議論を進めてきたので、取りまとめの報告を行う。
 - 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証

1. 検討状況の概要について
2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
3. まとめと今後の検証の進め方について

1. 検討状況の概要について
2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 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。
- 本日は、検討に進捗があった項目の内、⑨の検討状況（下表の太字）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、動作検証済み ・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 （完了）
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施 ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済 （完了）
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み （完了）
③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック（変動性再エネの出力変動への対応含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札価格を考慮したロジックを構築・実装し、動作確認済み ・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 （完了） <small>（前回取りまとめ以降、「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」で検討が進められ、一定の整理を行った）</small>
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	<ul style="list-style-type: none"> ・電源差替を小規模システムモデルで模擬し、動作検証を実施 （完了）
⑤システム制約の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・厳密なロジック（制約条件）による対応は困難な見込み （完了） ・適切なフリンジ（マージン）を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆を得た <small>（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）</small>
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	<ul style="list-style-type: none"> ・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理 （完了） <small>（今後、制度論として将来の日本での導入可否を深掘り予定）</small>
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施 ・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 （完了）
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・混雑・非混雑システム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	<ul style="list-style-type: none"> ・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 ・送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証

（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）

①基本ロジックの構築

ロジックの構築

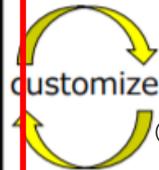
- SCUC・SCEDのための
- ・目的関数の定式化（燃料費や起動費等の最小化）
 - ・制約条件（調整力確保制約、送電容量制約等）の設定

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

- ① 買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック **（完了）**
- ② 週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック **（完了）**
 - ・ 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） **（完了）**
 - ・ 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 **（完了）**
- ⑤ 系統制約の取扱い **（完了）**
- ⑥ 起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討 **（一旦完了）**
- ⑦ 前日同時市場後のSCUC・SCEDロジックの検討 **（完了）**
- 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

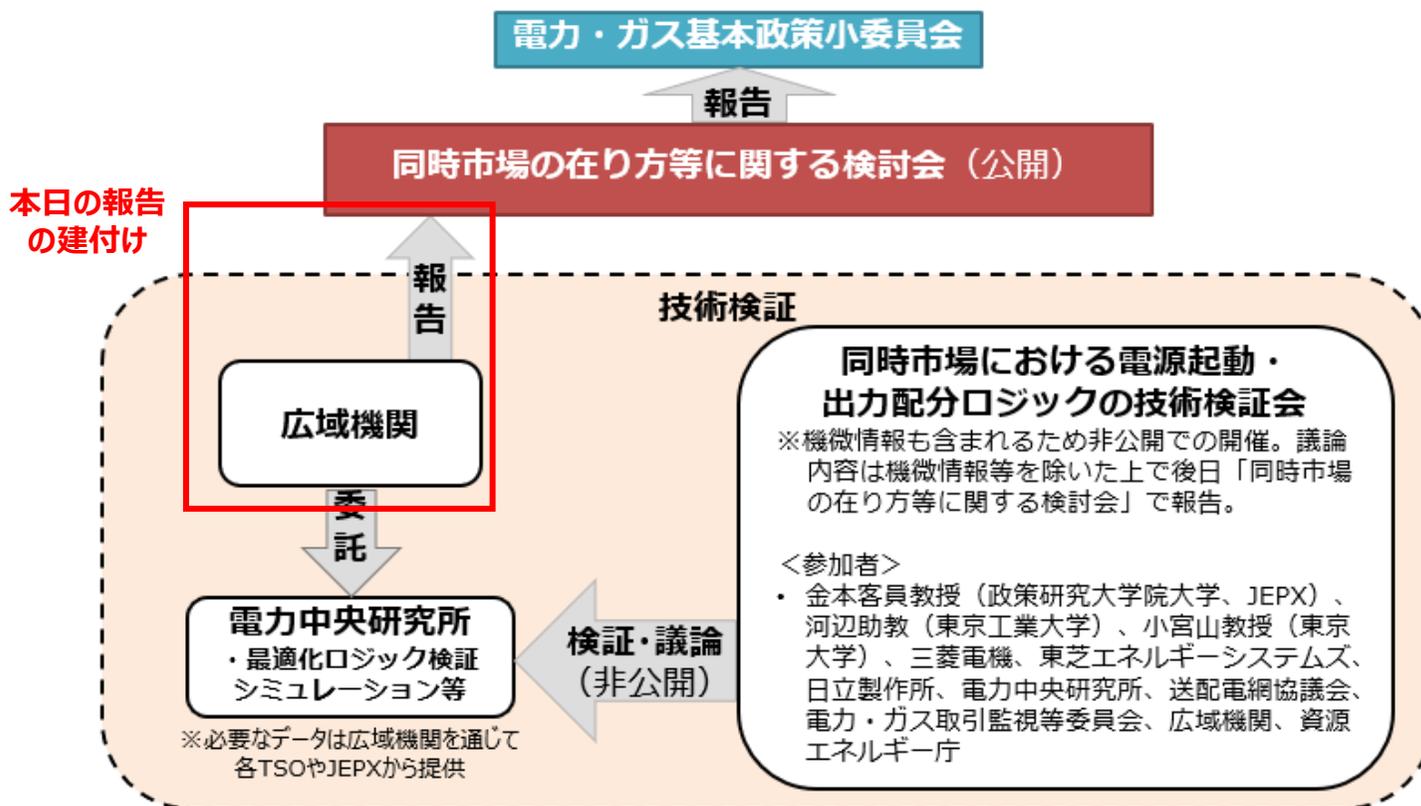
アウトプット

- ・ 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

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



1. 検討状況の概要について

2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証

- － 1. 電圧階級を踏まえた送電ロスを取り扱う意義について
- － 2. 同時同量制度を踏まえた送電ロス取り扱い案
- － 3. 送電ロスを考慮したSCUCロジックの検証
- － 4. 海外事例の再確認
- － 5. 今後の進め方

3. まとめと今後の検証の進め方について

- 第15回本検討会（2025年4月22日）において、今後の同時市場の導入に向けた技術検証項目の一つとして、これまで明示的に取り扱ってこなかった「送電ロスを考慮したSCUCロジック」についても、検証していくこととした。
- その後、第17回本検討会（2025年6月25日）において、海外における送電ロスの取り扱いを調査の上、送電ロスをSCUC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得失を確認した。
- 今回、同時市場において取り扱う電圧階級を踏まえ、送電ロスを取り扱う意義について改めて整理の上、計画値同時同量制度のもとで考えられる送電ロスの取り扱い案を検討し、各案について比較検討を行ったうえで、今後の進め方について整理を行った。

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



技術検証会での議論と今後の進め方について（1 / 4）

59

- 第11回技術検証会においては、海外事例の深掘り、同時市場において考慮すべき事項（上位2階級未満の送電ロスの取扱い等）、ロス算定の技術的課題（交流法と直流法の使い分け）等について、ご示唆を頂いた。
- 上記ご議論によって、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。

⑨送電ロスに関する議論概要

（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のだが、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、量として的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。

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

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

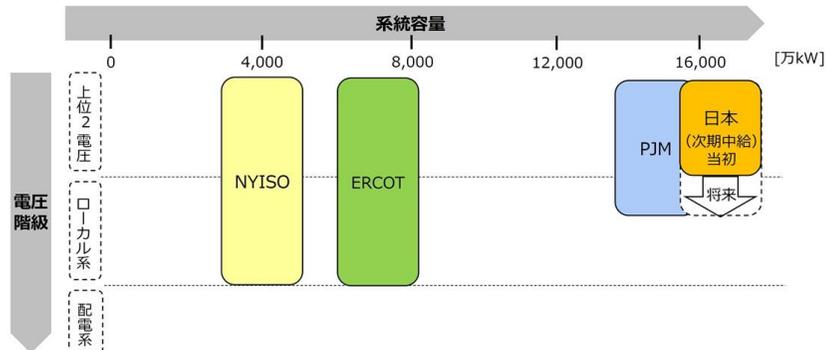
1. 検討状況の概要について
2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 電圧階級を踏まえた送電ロスを取り扱う意義について
 - － 2. 同時同量制度を踏まえた送電ロス取り扱い案
 - － 3. 送電ロスを考慮したSCUCロジックの検証
 - － 4. 海外事例の再確認
 - － 5. 今後の進め方
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 同時市場においては、最適化処理時間等も踏まえ、現状では上位2電圧の基幹系統を取り扱う方向を考えている。
(海外においても、同等の系統規模のISOでは、同様に上位2電圧を同時市場の対象として取り扱っている。)
- この点、送電ロスの取り扱いを検討するにあたっては、潮流計算の対象は、上位2電圧のみとなるため、この範囲において送電ロスを取り扱うことの意義や効果を見極めたくうえで検討を進める必要がある。

検討上の考慮事項④（系統容量と電圧階級）

10

- SCUC・SCED（混雑処理）の実装には、発電・需要だけでなく系統模擬も必要であることから、系統容量が大きくなると、その分だけ最適化の処理時間が肥大化する。すなわち、海外で導入されているロジックが、日本においてもそのまま導入できる訳ではないことにも留意が必要となる。
- また、系統模擬対象の電圧階級が混雑処理対象になることから、対象系統が下位階級に行くほど、ノード数が多くなり、計算負荷の大幅な増加に繋がる。そのため、ローカル系統の取りこみにより、ノード数を多くしようとすると、最適化ロジックを簡素なものにする必要があることに留意が必要である。逆を言うと、最適化ロジックを複雑にしようとする（電源の様々な発電制約を反映できるようにする等）、計算負荷の軽減のために対象系統の減少が必要になるといった、トレードオフの関係が生じる。



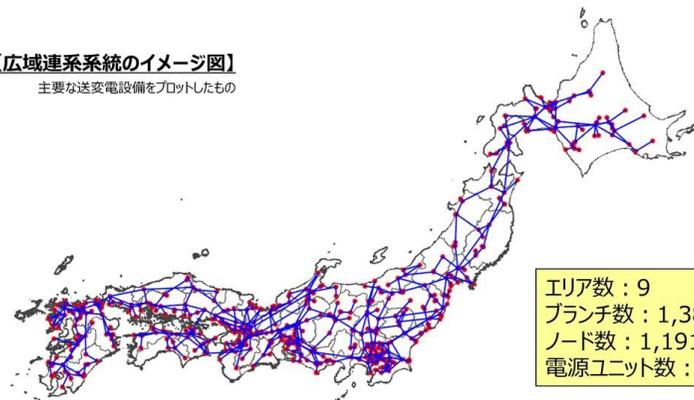
入力データの整備（全国基幹系統データ）

12

- 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



※ 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）

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

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

4.次期中給システムに実装予定のSCUCロジック

次期中給SCUCを実用化するための検討課題

- 次期中給システムへのSCUCの実装は、これまでの中給システムの考えとは異なり、**全国大のUC計算を実用化するという初の試み**であり、今後、開発を進める中で、様々な課題に直面することも想定される。
- また、実用時間内に最適解を得られない場合、運用が可能な準最適解を算出※する等、最適化の追求と安定運用のトレードオフの関係を今後精査していく必要がある。
- その他、**実用化に向けた多岐に亘る課題検討を進めている**（以下は主な検討事項）が、今後の制度議論状況や本検討会の議論も踏まえて、適切に検討事項を管理していきたい。

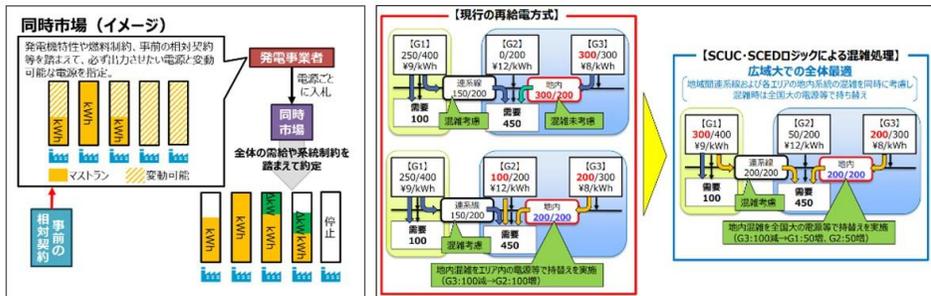
※実用時間内に最適化計算の解が得られない場合、需給・周波数制御に与える影響が大きいことから、最適解から乖離することを許容したうえで制約条件を緩和し、運用が可能な準最適解を算出する等の方策を検討する必要がある。

主な検討事項	概要
日本の系統規模	全国全ての特別高圧系統（配電用変電所を含む）を計算対象とする場合、数万以上のノードを扱うこととなり、海外でも実例がない規模となる。 そのため、次期中給システムでは、各エリア上位2電圧の基幹系統を中心に、一部調整電源等を有する必要な下位系統を扱うこととしており（対象となるノード数は約4～5,000以上）、 配電用変電所を含むローカル系統の混雑管理においては、エリアとのデータ関係が必要 となる。
発電機の機器制約	最低出力の引き下げに対応した発電所等、低出力帯で発電機出力を安定させるためにステップ状の指令しか受け付けられないケースが存在。 離散値として扱う場合、パラメータが増加することで、計算負荷への影響 があることから、どこまで精緻に計算を行うか精査する必要がある。
系統制約と需給制約による出力制御順序	現行制度のままでは、ローカル系統の混雑管理⇒基幹系統の混雑管理⇒エリア余剰時の出力制御と 順序が定められていることから、全国一括で同時にメリットオーダー計算で解を求めることができず、フラグ設定等の処理を追加 する必要がある。
揚水発電所等の運用	日本特有である高い揚水発電所比率を考慮した最適化計算 の実例は、諸外国を調査した限りでは確認できていない。また、調整電源である貯水池式水力等についても、貯水池の水位制約等を考慮する必要がある。

- 同時市場導入の意義の1つとして、将来的に基幹系統混雑が想定される中で、約定電源を決定する時点で系統制約をあらかじめ考慮することで、混雑処理費用の低減を図ることとされている。
- これを踏まえると、同時市場において送電ロスを考慮することの意義としては、**系統制約をより精緻に事前に見極め、これにより混雑処理費用の低減に寄与すること**となる。
- 他方で、現状の託送供給等約款で定められる特別高圧ロス率は2%前後であり、基幹系統ではさらに限定される。
- この数%の基幹系統の送電ロスの精緻化がもたらす効果について、技術検証の中で深掘り検討を行う必要がある。

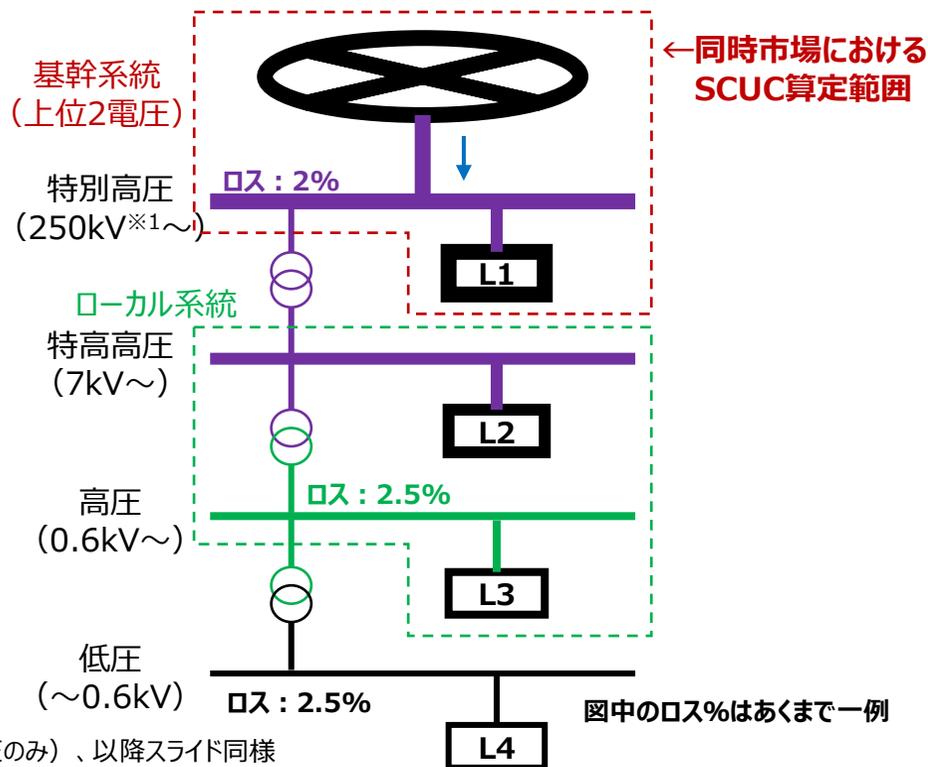
同時市場導入の意義③ (SCUC・SCED)

- SCUC (ED) とは、Security Constrained Unit Commitment (Economic Dispatch) の略。系統制約等（セキュリティ）を考慮した上で、電源の起動停止計画（UC）、最も経済的な出力配分（ED）を行うことをいう。
- 広域系統整備委員会の想定では、将来的には、基幹系統においても複数箇所ですべて系統混雑が発生する見通しである。その場合、約定電源を決定する上で系統制約をあらかじめ考慮することにより、混雑処理費用の低減が可能となる。



第3回 同時市場の在り方等に関する検討会 (2023年10月23日) 資料3より抜粋

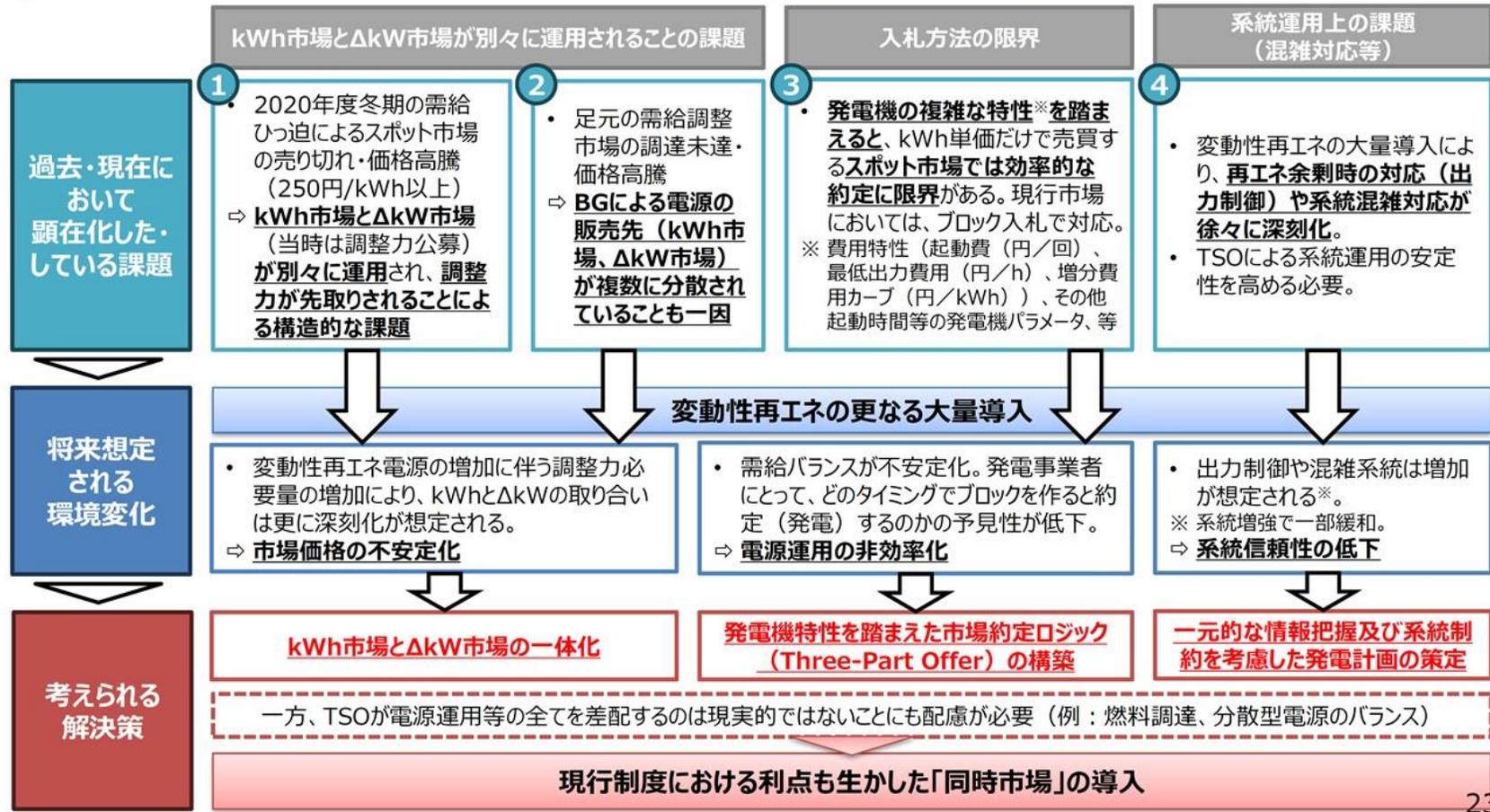
25



※1 厳密には最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満の時は最上位電圧のみ）、以降スライド同様

同時市場の意義

- 下図のとおり、足元様々な課題が顕在化しており、今後変動性再エネが増加すると、これらの課題は更に拡大することが想定される。その対応策として、**発電機の特性を考慮できるThree-Part Offerを導入し、kWhとΔkWを同時約定する「同時市場」を導入することには大きな意味がある。**



■ 2024年度実績から各エリアの各電圧階級で消費される送電ロスを計算すると下記の通りとなり、東京エリアにおいては火力ユニット1機分の送電ロスが平均して特別高圧ロスとして生じている。(基幹系統ロスとローカル系統ロスの切り分けは不可)

○2024年度 約款に定められている送電ロス率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
特別高圧	2.0%	1.9%	1.3%	2.5%	1.3%	2.9%	2.5%	1.3%	1.3%
高圧	4.7%	5.2%	3.7%	3.8%	3.4%	4.2%	4.4%	4.1%	3.2%
低圧	7.9%	8.5%	6.9%	7.1%	7.8%	7.8%	7.7%	8.1%	8.6%

※ (送電端電力量 - 使用端電力量) ÷ 送電端電力量 × 100

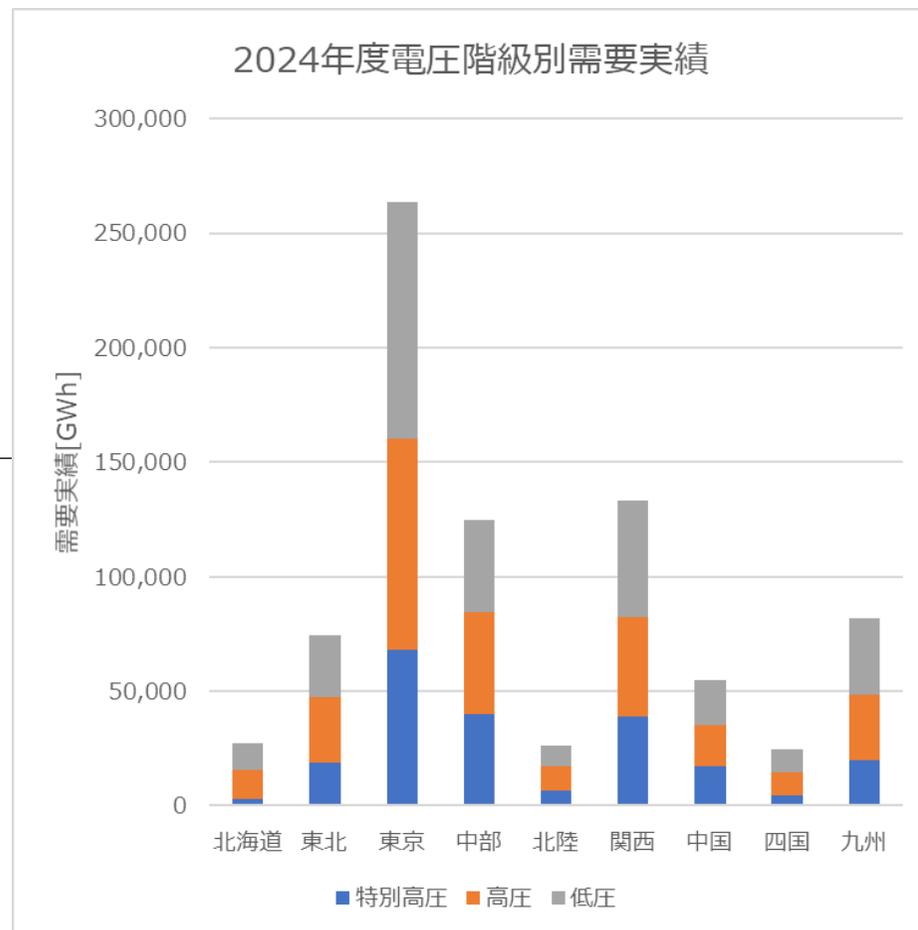


○2024年度 各電圧階級で消費される年間平均送電ロス[MW]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
特別高圧	67	170	409	373	41	465	164	39	128
高圧	81	225	566	133	49	149	86	68	144
低圧	48	110	406	162	49	227	80	51	227

※ 各電圧階級需要により各電圧階級で消費されるであろうロス。

例) 北海道エリアでは、(特高需要 + 高圧需要 + 低圧需要) × 2%が特別高圧消費ロス



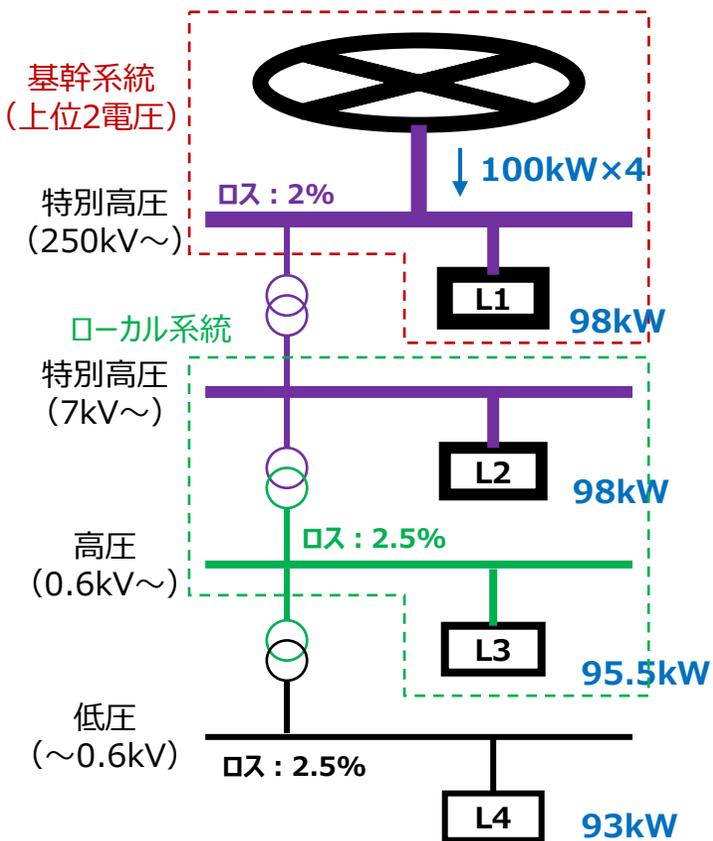
出所) 各エリア託送供給等約款より抜粋

出所) 電力・ガス取引監視等委員会「電力取引の状況(電力取引報結果)」をもとに作成

<https://www.egc.meti.go.jp/info/business/report/results.html>

- 次に、基幹系統のみを取り扱う同時市場において送電ロスを考慮することの意義や効果を見定めるにあたり、まずもって各電圧階級の送電ロスが現行制度および同時市場でどのように取り扱われるかについて整理する。
- 現行制度では、託送供給等約款において電圧階級別のロス率（送電端電力に対する使用端までの消費ロス率）が定められており、小売電気事業者が当該ロス率を含めた需要電力に応じた送電端電力を調達している。
- 例として、同じ100kWの送電端電力を前提にすると、各電圧階級の送電ロスは下図の通りの取り扱いとなっている。

例) 約款ロス率を特別高圧：2%、高圧：4.5%、低圧7%とする。



各電圧階級需要に対する計画提出および各電圧階級で発生する送電ロス

	需要電力		各電圧階級で消費される送電ロス			
	送電端 【需要計画】	使用端	特高 (基幹)	特高 (ローカル)	高圧	低圧
特別高圧 (~250kV)	100kW	98kW	2kW	-	-	-
特別高圧 (~7kV)	100kW	98kW	2kW	-	-	-
高圧 (~0.6kV)	100kW	95.5kW	2kW	-	2.5kW	-
低圧 (0.6kV~)	100kW	93kW	2kW	-	2.5kW	2.5kW

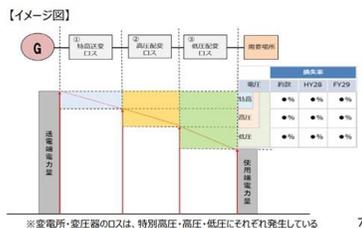
小売事業者が送電端に割り返して電力を調達

現状基幹系統とローカル系統の区分無し

現状の日本における送電ロスの取り扱い (1 / 2)

22

- 送電ロスとは、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）**



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
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/065_07_01.pdf
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
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_electricity/pdf/036_05_00.pdf

(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)

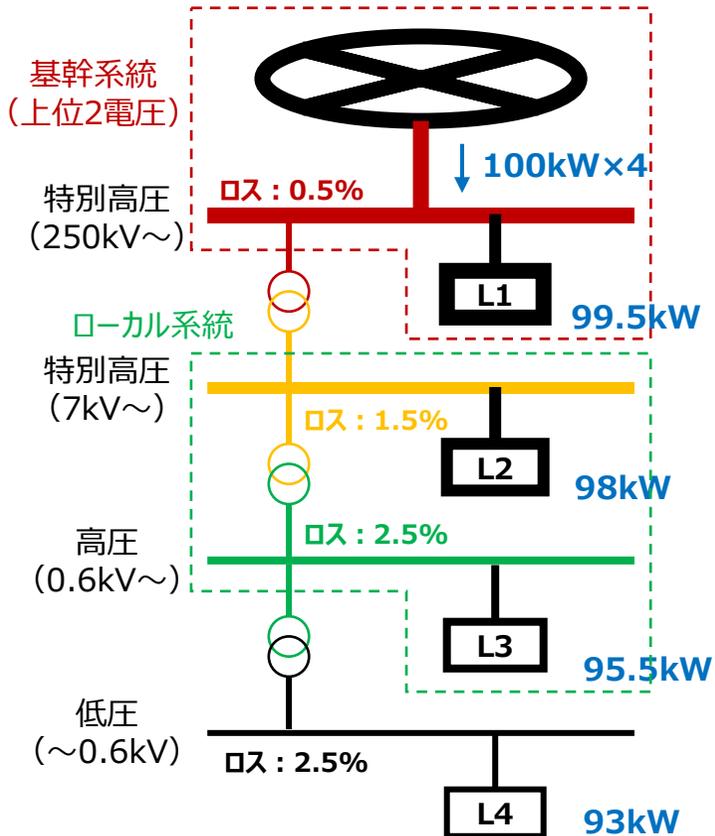
- 既にスマメの設置が完了した東電PG以外の一般送配電事業者についても、計画通りに設置が進めば、2024年度までには、新電力と旧一電小売での実績値の計算方法が統一化され、両者の公平性が担保される見込み。
- しかしながら、**約款ロス率と実績ロス率の乖離幅については、その改善を図る観点から、現在、過去3年分の実績値の平均値を用いて約款ロス率を毎年度改訂しているところ、その性質上、外生要因等により、年度毎に実績ロス率が大きく上下する可能性※は否定できないため、現状の約款ロス率の設定方法を現時点で見直す必要はないのではないか。**
※結果として、約款ロス>実績ロスの乖離幅が拡大した場合、小売は必要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
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/065_07_01.pdf

- 他方で、同時市場においては特別高圧系統の中でも基幹系統（上位2電圧）のみを取り扱うため、基幹系統ロスとローカル系統ロスを切り分ける必要がある。
- 仮に基幹系統ロスが0.5%、ローカル系統ロスが1.5%だと仮定すると、下図および下表の通りのロスの配分となる。

例) 約款ロス率を特別高圧：2%（基幹系統0.5%、ローカル系統1.5%）、高圧：4.5%、低圧7%とする。



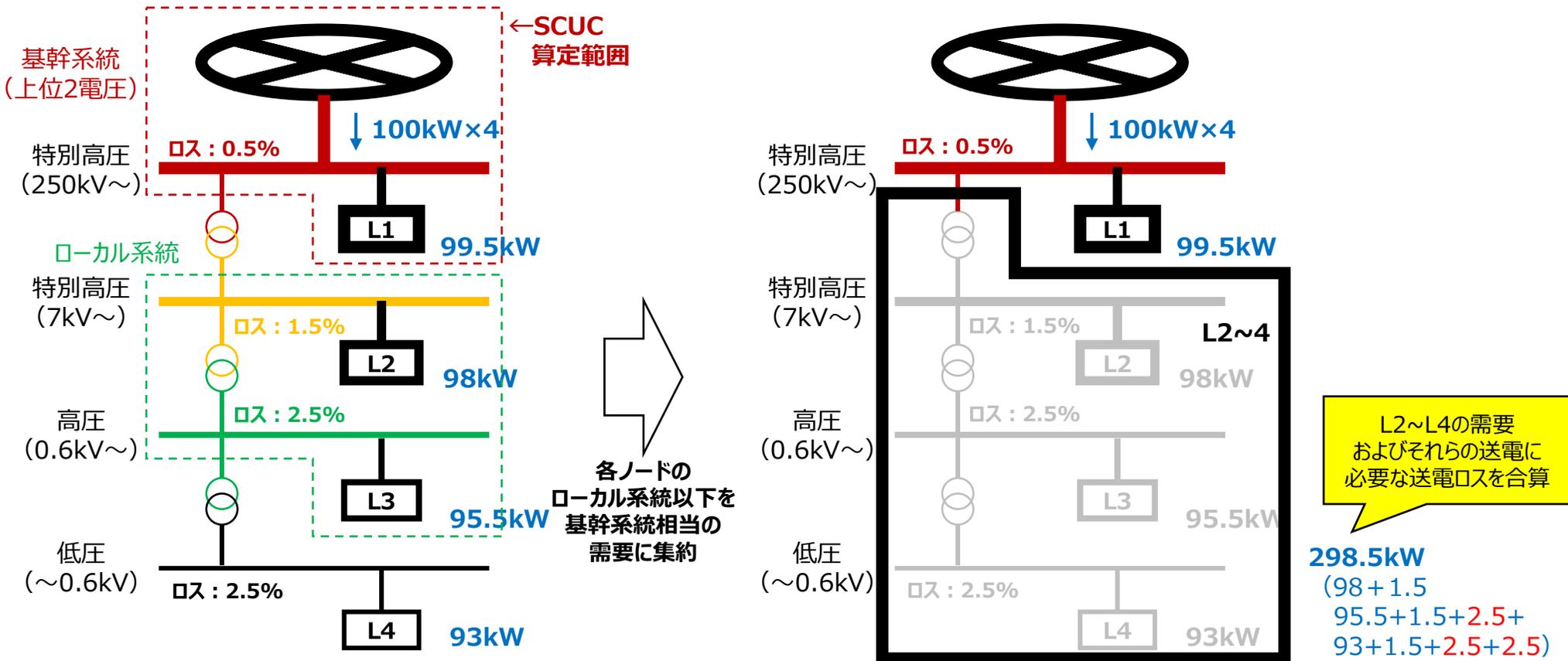
各電圧階級需要に対する計画提出および各電圧階級で発生する送電ロス

	需要電力		各電圧階級で消費される送電ロス			
	送電端 【需要計画】	使用端	特高 (基幹)	特高 (ローカル)	高圧	低圧
特別高圧 (~250kV)	100kW	99.5kW	0.5kW	-	-	-
特別高圧 (~7kV)	100kW	98kW	0.5kW	1.5kW	-	-
高圧 (~0.6kV)	100kW	95.5kW	0.5kW	1.5kW	2.5kW	-
低圧 (0.6kV~)	100kW	93kW	0.5kW	1.5kW	2.5kW	2.5kW

特別高圧ロスと高圧ロスを切り分け

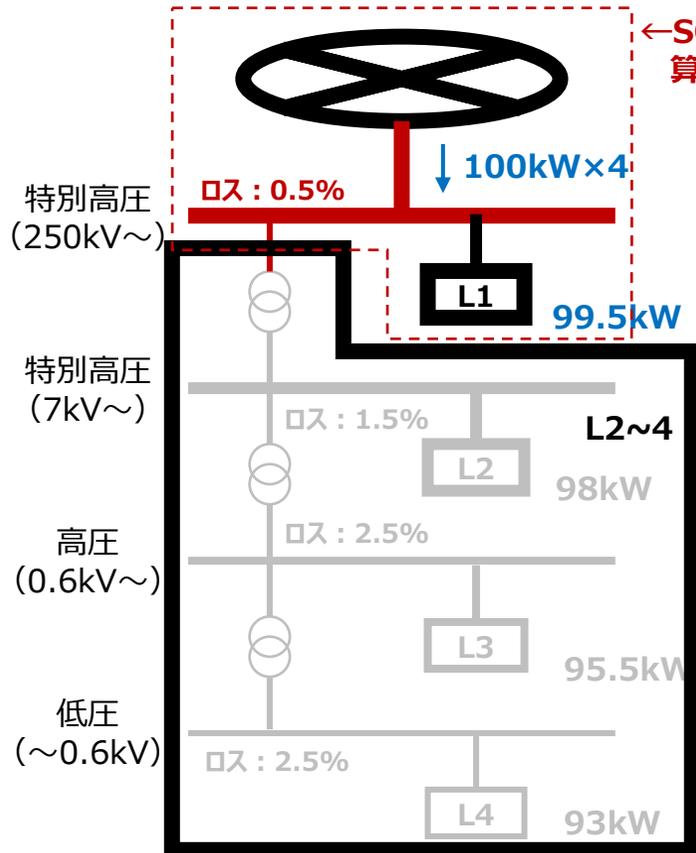
- また、同時市場においては上位2電圧のみを潮流計算・SCUCの対象としていることから、それ以下のローカル系統・配電系統については明示的に取り扱うことができない。
- 従って、下記のとおり、各ノードにぶら下がるローカル系統以下の需要および送電ロスを合算し、基幹系統相当の1つの需要ノードとして認識したうえで計算を行うこととなる。

例) 約款ロス率を特別高圧 : 2% (基幹系統0.5%、ローカル系統1.5%)、高圧 : 4.5%、低圧7%とする。



- 前述の考え方に沿うと、同時市場のSCUCにおける需要・送電ロスの取り扱いについては下表のとおりとなる。
- 現状の入札需要（送電端）を用い、SCUCにて基幹系統ノードへ需要量の配分時に基幹系統ロスを加味すれば、使用端需要量に応じた電源の稼働・出力配分を決定することが可能となるか。
- 一方で、同時市場に移行後も計画値同時同量制度が継続する前提を踏まえると、SCUC内で精緻化された基幹系統ロスをどのような形で需要計画へ反映し、同時同量を担保するかについては課題となり得る。

例) 約款ロス率を特別高圧：2%（基幹系統0.5%、ローカル系統1.5%）、高圧：4.5%、低圧7%とする。



←SCUC
算定範囲

各電圧階級需要に対する計画提出および各電圧階級で発生する送電ロス

	需要電力		各電圧階級で消費される送電ロス				SCUC取り扱い	
	送電端 【需要計画】	使用端	特高 (基幹)	特高 (ローカル)	高圧	低圧	需要 認識	ロス
特別高圧 (~250kV)	100kW	99.5kW	0.5kW	-	-	-	99.5 kW	0.5kW
特別高圧 (~7kV)	100kW	98kW	0.5kW	1.5kW	-	-	99.5 kW	0.5kW
高圧 (~0.6kV)	100kW	95.5kW	0.5kW	1.5kW	2.5kW	-	99.5 kW	0.5kW
低圧 (0.6kV~)	100kW	93kW	0.5kW	1.5kW	2.5kW	2.5kW	99.5 kW	0.5kW

298.5kW
(98+1.5
95.5+1.5+2.5+
93+1.5+2.5+2.5)

基幹系統相当の需要に割り戻し

SCUCでは基幹系統ロスを
精緻化することが可能か

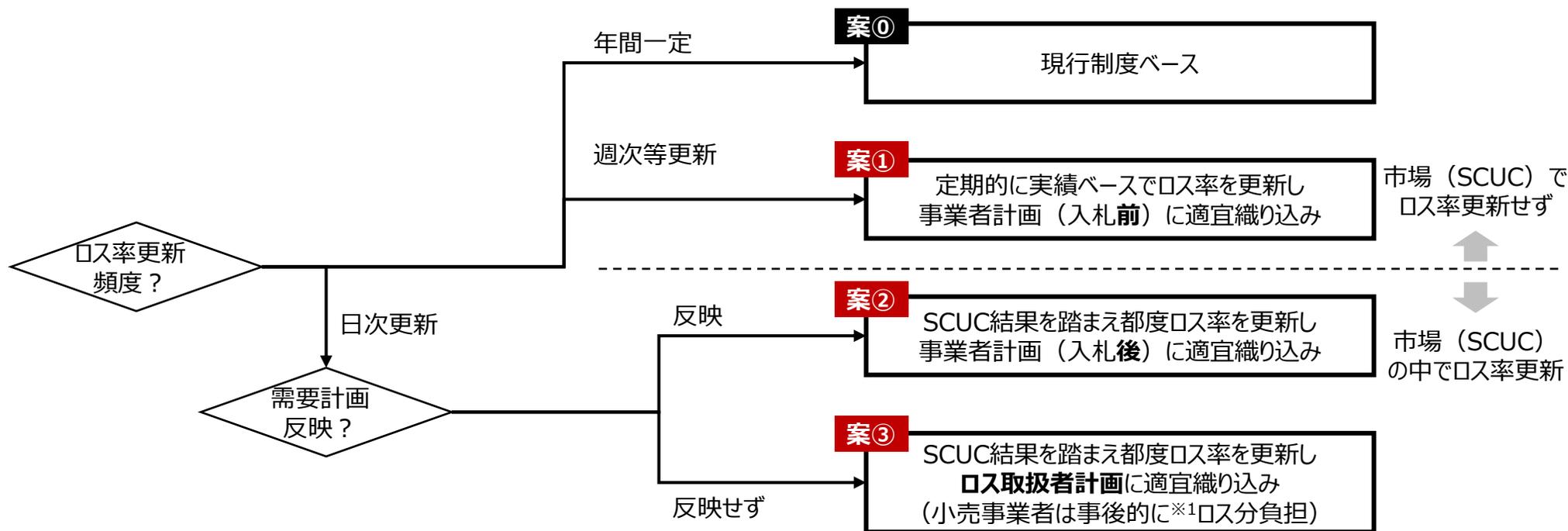
1. 検討状況の概要について

2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証

- － 1. 電圧階級を踏まえた送電ロスを取り扱う意義について
- － 2. 計画値同時同量制度を踏まえた送電ロス取り扱い案
- － 3. 送電ロスを考慮したSCUCロジックの検証
- － 4. 海外事例の再確認
- － 5. 今後の進め方

3. まとめと今後の検証の進め方について

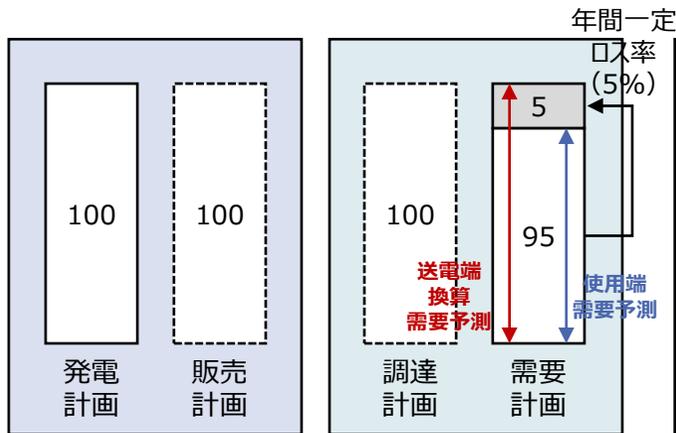
- 前節のとおり、基幹系統ロスをSCUCの中で精緻化する場合、精緻化されたロスをどのような形で需要計画に反映し（ないし反映せず）、計画値同時同量制度との整合を図るかが課題となる。
- また、第17回本検討会（2025年6月25日）の中で、同時市場において送電ロスを取り扱うにあたり、技術論と制度論の両輪での検討が必要としていたところ。
- 今回、制度論も含めた比較検討を行うために、一定程度計画値同時同量制度に沿う形で送電ロスを精緻化する案として、下記案①～案③が考えられるところ、各案において事業者が作成する計画値の推移について確認し、これらの案の計画値同時同量との整合性や事業者の業務負荷の観点で整理を行う。



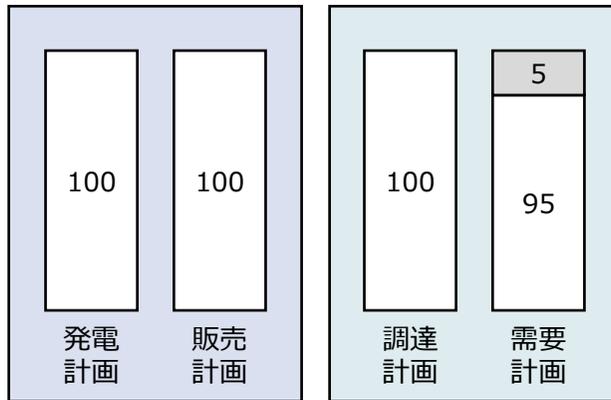
※1 事後的に負担する方法として、一定期間のロス費用をまとめて精算する方法や、都度市場価格に上乗せして反映する方法が考えられる。

- まず、現行の計画値同時同量制度においては、小売電気事業者に対して、需要計画と調達計画（市場調達・相対調達）を計画時点で合わせることを求めており、GCまでに一致させられない場合、インバランスとなる。
- 前節の議論の通り、需要計画としては送電端に換算した（送電端から使用端までに生じる送電ロスを上乘せ）計画を立てることが求められているが、当該送電ロスを正確に把握することはできないため、託送供給等約款において年間一定のロス率が電圧階級別に定められており、事業者はこのロス率を前提に計画を作成する。
- そのうえで、需要実績についても使用端需要実績を同一の年間一定のロス率で割り返した送電端需要実績に換算して需要計画とのインバランス評価が行われる。

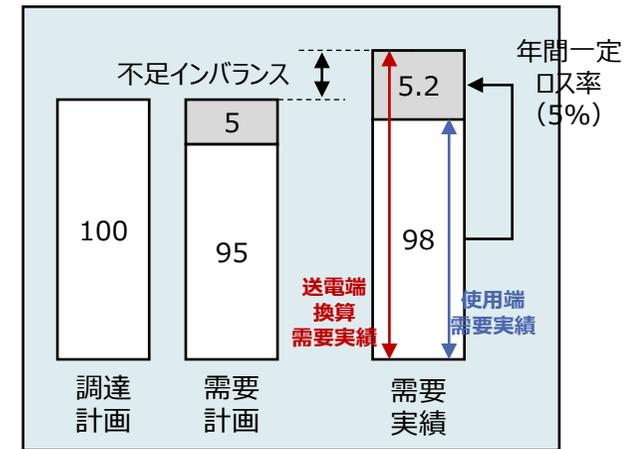
前日市場取引前 断面



前日市場取引後 断面



実需給（精算）断面



案①

SCUC・SCED

案①では、SCUCでロスを取り扱わないため、ロスを考慮した更新は行われたい。

※ 簡単のため基幹系統ロスのみを表現している

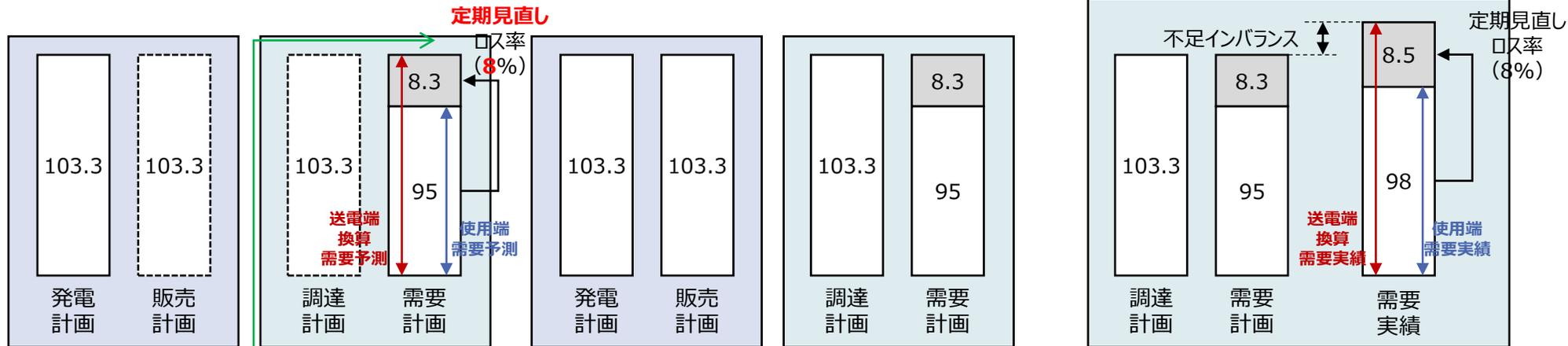
- 送電ロスを精緻化するためにこれまで検討してきた案においては、この年間一定ロス率をより細かい粒度で更新し、市場取引前に見直す（案①）、ないし市場取引の中で見直される（案②③）こととなる。
- 市場取引前に見直す（案①）場合、**見直しの都度事業者が最新のロス率（下図では「定期見直しロス率」と表現）を把握し、適切に市場取引に織り込むことが求められ、相応の業務負荷となり得る。**
- また、相対取引での調達を行っている事業者にとっては、**ロス率が決まるまで相対取引量を確定できず、現行契約を見直す必要が生じる可能性がある。**

見直しの都度、ロス率を更新して計画を作成する必要がある。

前日市場取引前 断面

前日市場取引後 断面

実需給（精算）断面



案①

SCUC・SCED

調達計画が相対取引の場合、「定期見直しロス率」が決まるまで取引量を確定できない

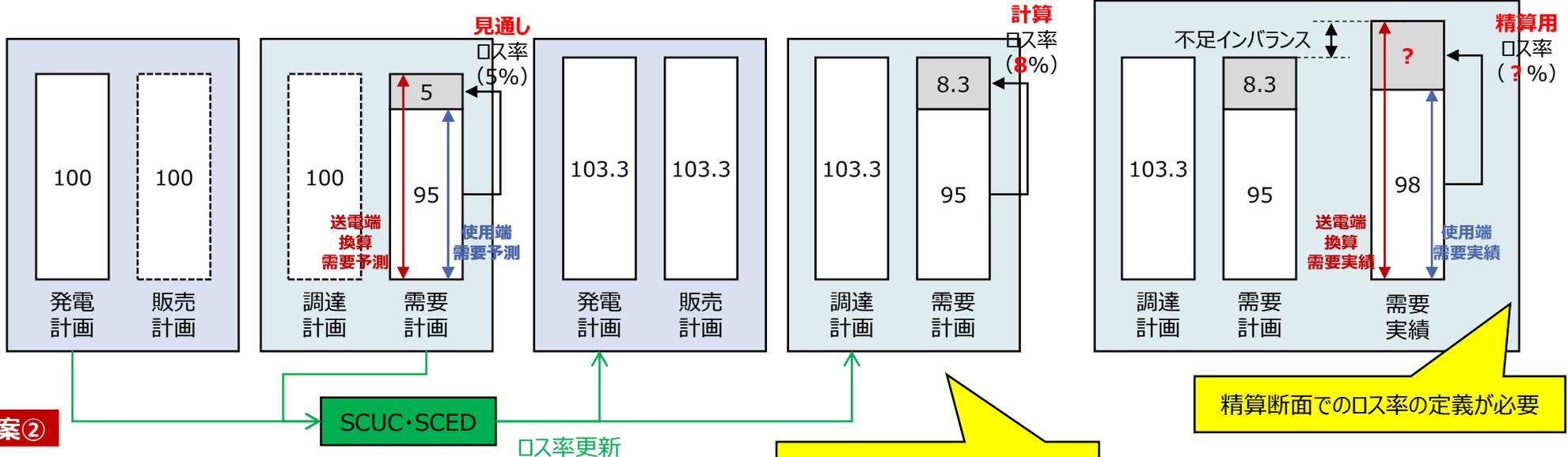
※ 簡単のため基幹系統ロスのみを表現している

- 市場取引の中で見直す場合、さらに案が細分化され、見直しの都度事業者が市場から通知される最新のロス率を考慮した需要計画に修正する場合（案②）、市場単位で同時同量を達成するためには見直しにより生じたロスの差分については強制的に市場で売買したとみなすことが考えられる。
- この場合、制度上事業者側での同時同量義務を求めているにも関わらず、**予見可能性がなく事業者の抗力が及ばない形で市場の中で計画を変更させられてしまう点、現行の制度の建付けを歪めることになり得るか。**
- また、自社の需要を相対取引で調達している場合においても、**市場取引が強制される※ことになり、この場合も現行の相対契約への影響が懸念される**ところ。
※ 市場単位で同時同量を成立させるためには市場で売買させることとなる
- さらに、都度SCUCでロス率を更新したとしても、実績ロス率が計算されるわけではないため、**インバランス精算を行う際のロス率の想定については何らかの割り切りが必要**となる。

前日市場取引前 断面

前日市場取引後 断面

実需給（精算）断面



- 以上のケーススタディをまとめると下表のとおりとなり、計画値同時同量を前提とした現行日本の制度を前提とすると、市場（SCUC）において送電ロスが精緻に見直されると、運用面・契約面で課題が残ることが分かった。
- この点、北米においては計画値同時同量の考え方がなく、「量」ではなく「価格」で送電ロスの負担を行うため、市場（SCUC）において送電ロスが更新されたとしても、運用上の負担にはならず、送電ロスの精緻な考慮と相性の良い制度になっていると考えられる。

観点	案①	案②	案③
事業者負担	・事業者が定期的に最新のロス率を反映した市場取引を行う必要がある	・SCUCの都度事業者が計画変更をする必要がある	—
既存契約影響	・ロス率が決まるまで相対取引量を確定できない	・強制的な市場取引により相対契約への影響がある	・ロス分を第三者（ロス取扱者）から調達することになり、既存契約に影響がある
同時同量制度への影響	—	・事業者の予見可能性が課題となる。 ・事業者の抗力が及ばない形で計画修正が行われる	・事業者の予見可能性が課題となる。 ・ロス取扱者の概念を整理・導入する必要がある
その他	—	・インバランス精算を行う際のロス率の割り切りが必要がある	・インバランス評価においてロス分をどう取り扱うか検討が必要がある

- 各案の概要を改めて図示すると下記のとおり。
- 案①～③においては、前述のとおり制度的な課題も懸念されるどころ、**その技術的実現性やロスを精緻化することによる効果を検証し**、制度面・技術面を踏まえた比較検討を行っていく。

	案① (現行)	案②	案③	
基幹系ロス算定周期 凡例： 黒線：想定ロス率 赤線：使用ロス率	年次 1年間	週次 1週間 <small>※時間帯別とする工夫は考えられる</small>	毎SCUC 	
SCUC内での技術的なロス取扱	ノード需要増としてロス率固定 (近似解法③)	ブランチ潮流ロスとして都度精緻化 (近似解法②)		
計画反映方法 	年間一定のロス率で固定 週間～当日	週間SCUCで計算し前日以降は固定 週間 SCUC 前日以降	毎SCUCで計算し、小売は基幹ロスを市場調達 前日 SCUC 当日 SCUC	毎SCUCで計算されたロスを小売事業者は調達せず、ロス取扱者が計画反映 前日 SCUC 当日 SCUC ロス取扱者はロス分を市場から調達し一時的に負担 ロス取扱者計画 ロス計画 調達計画
小売電気事業者の精算上の負担方法	量で負担	量で負担	量で負担	事後的に負担※1

※1 事後的に負担する方法として、一定期間のロス費用をまとめて精算する方法や、都度市場価格に上乗せして反映する方法が考えられる。

送電ロスを考慮したSCUC計算（まとめ）

57

- 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

1. 検討状況の概要について
2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 電圧階級を踏まえた送電ロスを取り扱う意義について
 - － 2. 同時同量制度を踏まえた送電ロス取り扱い案
 - － 3. 送電ロスを考慮したSCUCロジックの検証
 - － 4. 海外事例の再確認
 - － 5. 今後の進め方
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 第17回本検討会（2025年6月25日）において整理した通り、SCUC内で送電ロスを取り扱う方法を分類すると、下表のとおりとなり、検討会の中ではそれぞれの近似解法の得失を確認していたところ。
- 当該検証結果を踏まえ、より精度が高く（物理的に厳密なモデリングで）収束性も相応に確認できた近似解法②をもとに、今回は検証を行っていくこととする。

① SCUC内で最適化（SCUCは1回）

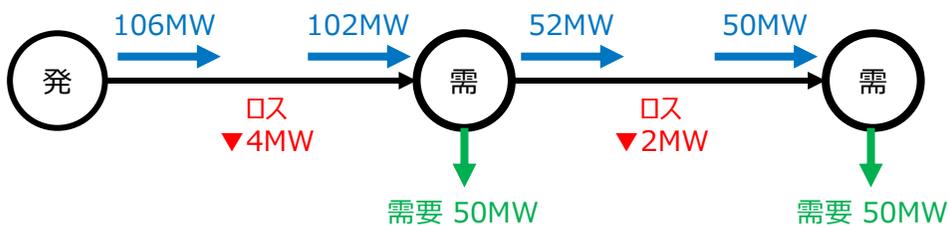
制約条件	
非線形解法 (AC法)	線形近似 (DC法)
①-1	①-2 近似解法①

② SCUC内では固定（SCUCの反復計算）

		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

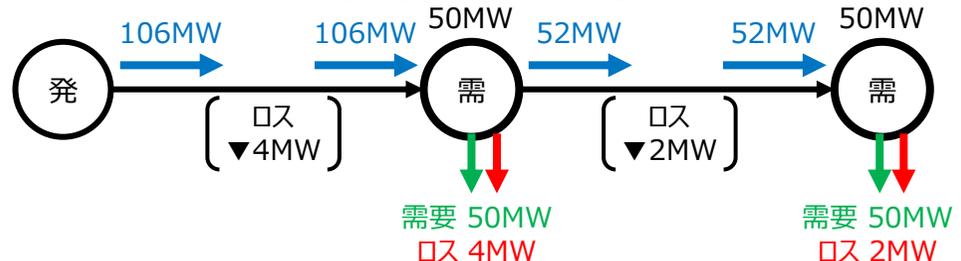
ブランチ付加

：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

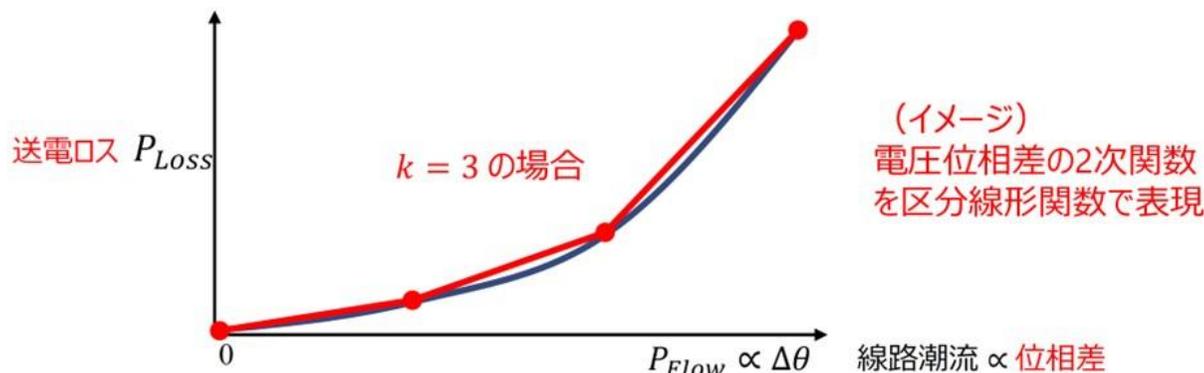
：ノード注入電力による模擬により簡易的にモデリング



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： $\varepsilon_{Loss}(t) = \sum_{j \in B} \left| \frac{P_{Loss}(j,t) - P_{Loss}^{True}(j,t)}{P_{Loss}^{True}(j,t)} \right| \quad t \in T$

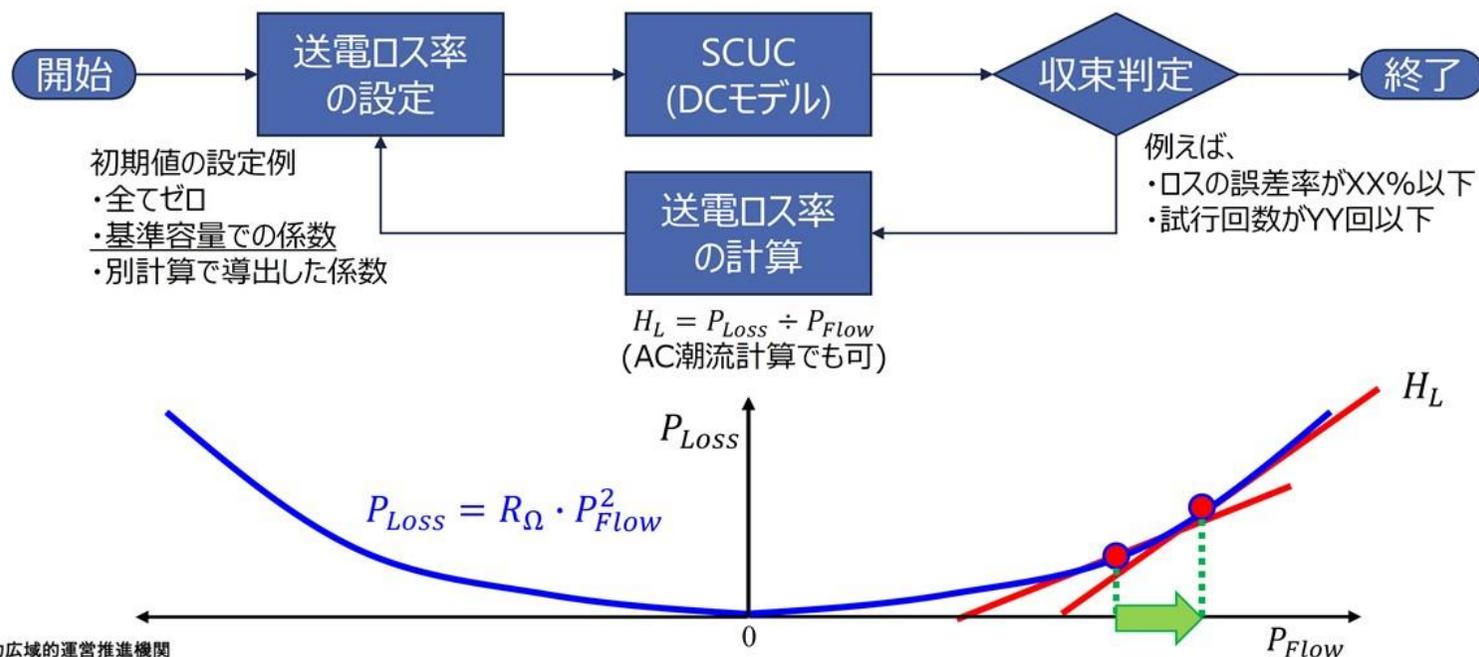


※線形化した値は上図のとおり、真値より大きくなるため、区分数が少ないほど偏差は大きくなる点に留意が必要。

近似解法②における検証 (1 / 2)

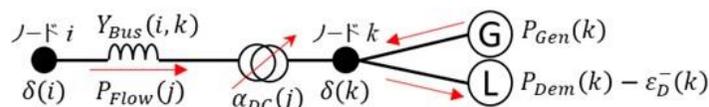
50

- 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。



(参考) 直流法を前提とした問題の定式化例

46



◆ 変数：電圧位相差で定義

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

◆ 制約条件

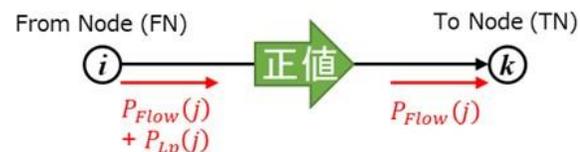
潮流方向 $\delta(i) - \delta(k) = \Delta\theta_L(j) \quad i, k \in N, \forall j \in B$

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

ノード需給バランス
$$P_{Gen}(i) = P_{Dem}(i) + \sum_{j \in B, FN(j)=i} \{P_{Flow}(j) + P_{Lp}(j)\} - \sum_{j \in B, TN(j)=i} \{P_{Flow}(j) - P_{Ln}(j)\} \quad \forall i \in N$$

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

○ 順方向潮流の場合



○ 逆方向潮流の場合



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つたため、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②を取り扱っていくにあたり、ブランチベースのロス率をSCUCの中で取り扱うことになるため、現行制度同様に需要計画に送電ロスを反映させるためには、各需要ノードが織り込むべきエリア内一律※1の送電ロスに何等か変換する必要がある。
- SCUCにおいてブランチで生じる送電ロスが算出されるため、ここからエリアごと・時間帯ごとの送電ロス合計量を集計し、エリアごと・時間帯ごとの需要に対する比率を算出することでエリア一律のロス率を算出する方法が考えられる。
 1. SCUCの結果により、エリアごと・時間帯ごとの需要合計と送電ロス合計を算出
 2. エリアごと・時間帯ごとの送電ロス率を算出
$$(\text{エリア送電ロス率}) = (\text{エリア送電ロス}) / (\text{エリア需要})$$
 3. 各需要ノードの送電ロスを算出
$$(\text{ノード送電ロス量}) = (\text{ノード需要}) \times (\text{エリア送電ロス率})$$

※1 現行制度をベースに考えると同時市場においてノード別のロス負担率が計算できたとしても、エリア内ロス率については、電圧階級別に一律とすることが考えられる。

- ロジック検証の中で送電ロスを精緻化し、それを評価していくにあたり、基準となる送電ロスを定めておく必要がある。
- 計算結果を評価する基準断面を「**評価断面A**」「**評価断面B**」として、下記の通り定義する。
 - 評価断面A：SCUCにて取り扱う各案ごとの手法で送電ロスを評価した場合の評価
→主に各手法の収束性確認のために参照
例) 近似解法②でロスを精緻化する場合、**各種評価も近似解法②で計算されたロスをもとに行う**
 - 評価断面B：評価断面Aの電源態勢を固定したうえで、真の送電ロスを精緻な手法で計算した場合の評価
→主に各手法の発電コスト・送電ロス量を確認するために参照
例) 近似解法②でロスを精緻化したうえで、**より精緻な近似解法①※1でその電源態勢における実際のロスを計算**

※1 理想的には交流法潮流計算において真の潮流・送電ロスを計算したものを評価断面Bとすることが適切ではあるが、今回の検証においては、広域連系システムモデルにおいても現実的に評価が可能な「近似解法①」により計算した潮流・ロスを評価断面Bにおいて適用する。

<評価断面のイメージ>

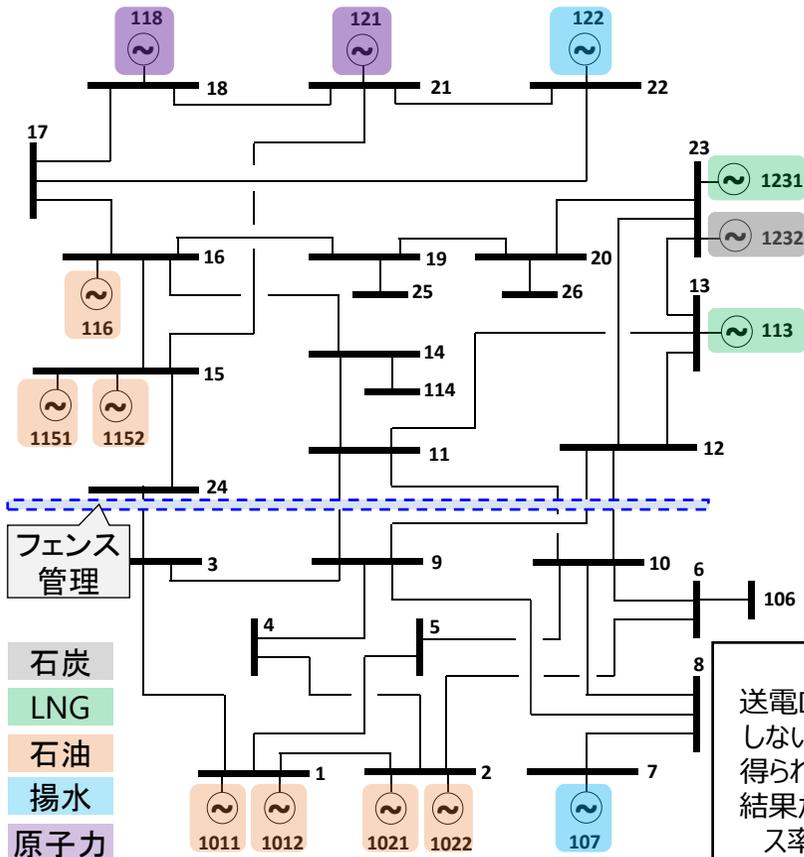
ベース	電源態勢：近似解法①でSCUC 評価におけるロス：近似解法①で計算	➔	電源態勢：近似解法①でSCUC 評価におけるロス：近似解法①で計算
案①	電源態勢：年間一定ロス率でSCUC 評価におけるロス：年間一定ロス率	➔	電源態勢：年間一定ロス率でSCUC 評価におけるロス：近似解法①で計算
案②	電源態勢：週間一定ロス率でSCUC 評価におけるロス：週間一定ロス率	➔	電源態勢：週間一定ロス率でSCUC 評価におけるロス：近似解法①で計算
Case	電源態勢：近似解法②でSCUC 評価におけるロス：近似解法②で計算	➔	電源態勢：近似解法②でSCUC 評価におけるロス：近似解法①で計算

評価断面A
電源態勢
引継ぎ
(ロス評価方法のみ変更)
評価断面B

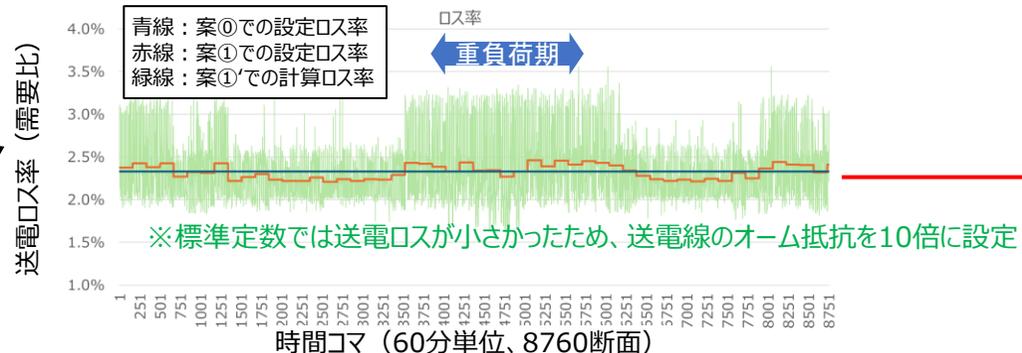
- まず、小規模システムモデルとして、IEEE RTS (Reliability Test System) モデルを用いて年間シミュレーション (日間計画をローリング※1) を実施し、潮流、送電ロス、需給バランス等を分析した。
- シミュレーションケースについては、前述の各案を前提としつつ、下表のとおり定義を行い、送電ロスを考慮しない場合の潮流から送電ロス率を事前に計算した結果が右下図の通りとなっている。

※1 一部週間計画のローリングで検証を実施 (P39)

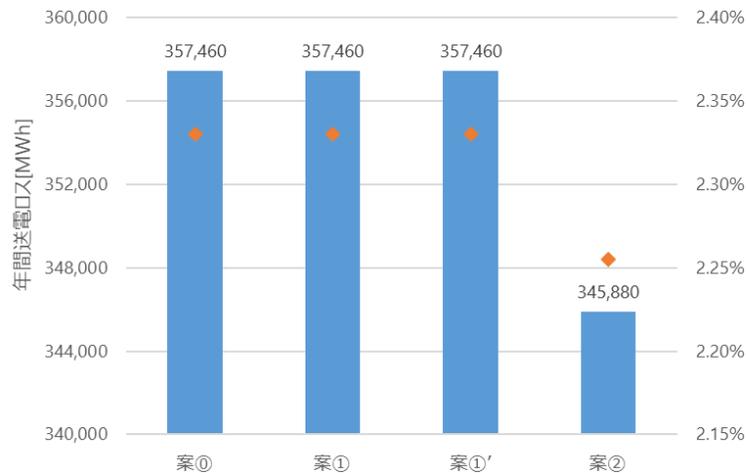
IEET RTSモデル



	概要 (送電ロスの扱い)	配分案	備考
1	送電ロスを考慮しないSCUC	—	
2	ケース1で算出した年間の送電ロス率を基に需要ノードへ一律で配分	案①	年間ロス率： 2.33%
3	ケース1で算出した週間の送電ロス率を基に需要ノードへ一律で配分	案①	週間ロス率： 2.21%~2.46%
4	ケース1で算出した毎時の送電ロス率を基に需要ノードへ一律で配分	案①'	時間別ロス率： 1.62%~3.56%
5	ケース1で算出した毎時のブランチ送電ロス率で計算 (近似解法②)	案②	SCUCで計算されたエリア送電ロス総量を需要比率で按分、(小売需要へ配分)
6	ケース5で算出した毎時のブランチ送電ロス率で再計算 (近似解法②)	案②-1	



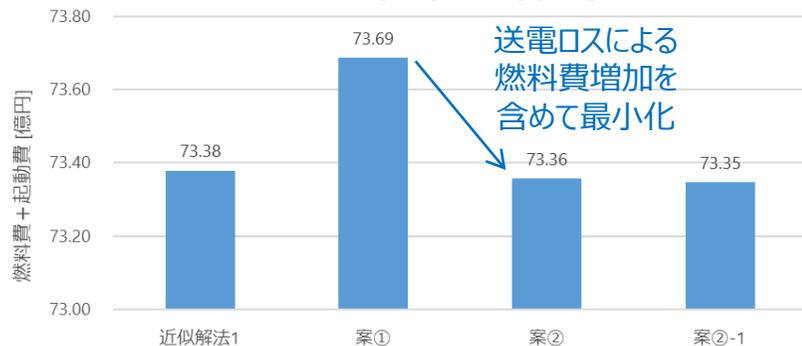
- 動作確認のために、評価断面Aにおいて年間送電ロスを確認したところ、先んじて計算した送電ロスに合わせこむ形で粒度を変えてロス率を作成している案①・①'については同量となった。
- また、案①については年間一定ロス率なので送電ロスは需要曲線と相似し、案①・①'はより細かい粒度でロス率を設定するため、案①と比較すると重負荷期に送電ロスは高くなり、軽負荷期に低くなる傾向にある。
- さらに、案②は時間別の送電ロス率をブランチごとに設定したうえでコスト最小化を行うため、送電ロスは最小となった。
(いずれも想定通りの結果)



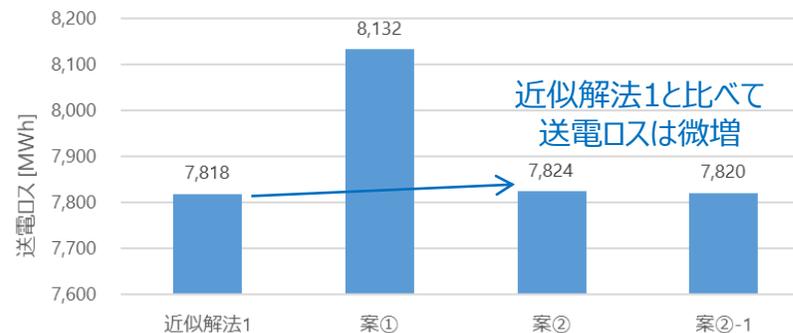
- 次に、基準となる近似解法①を合わせて計算し、より詳細な結果を確認した結果、重負荷期においては案②の発電コストおよび送電ロスが近似解法①と同程度※1となった。
- また、コマ別送電ロスを確認すると、前述の通り、案①については週間一定ロス率を使用していることから、需要カーブと比例した送電ロスとなっており、案②・②-1についてはコスト最小化するため近似解法①に近い送電ロスとなっていることが確認できる。

※1 発電コストについては案②・②-1の方が近似解法①よりもわずかに小さくなったが、モデリング方法の微妙な違いによるものと想定。

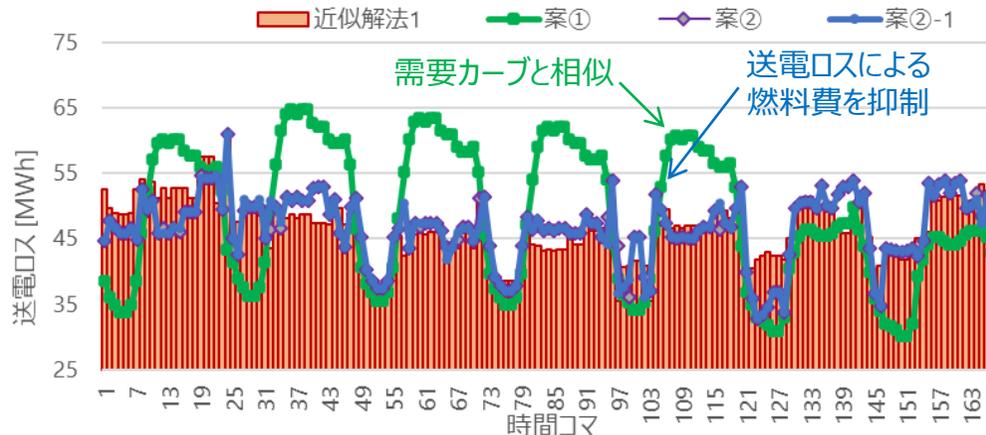
発電コスト（重負荷期）



週間送電ロス（重負荷期）

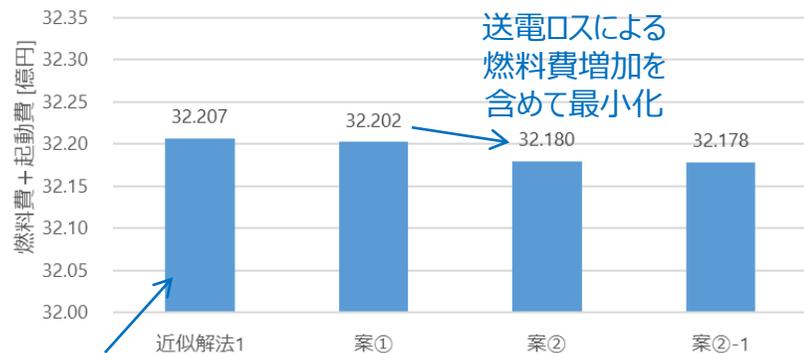


コマ別送電ロス（重負荷期）



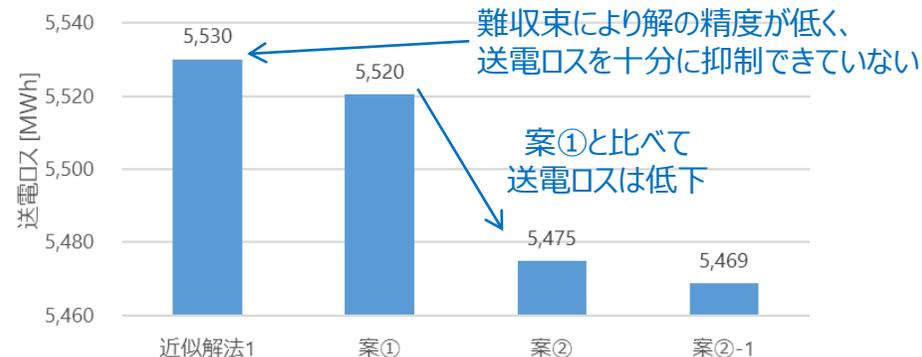
■ 軽負荷期においては、近似解法①の解精度が悪く、送電ロス・発電コストともに案①・②・②-1の方が近似解法①よりも小さくなる傾向にあった。

発電コスト（軽負荷期）

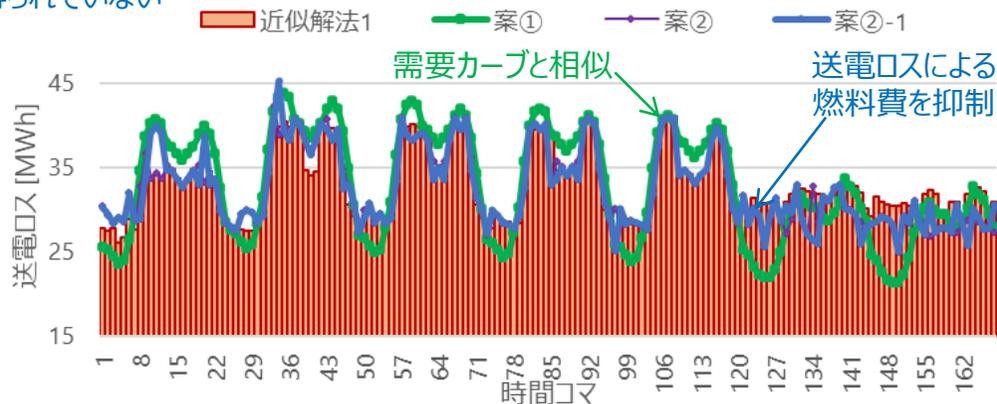


難収束により解の精度が低く、
経済的な電源起動停止が得られていない

週間送電ロス（軽負荷期）



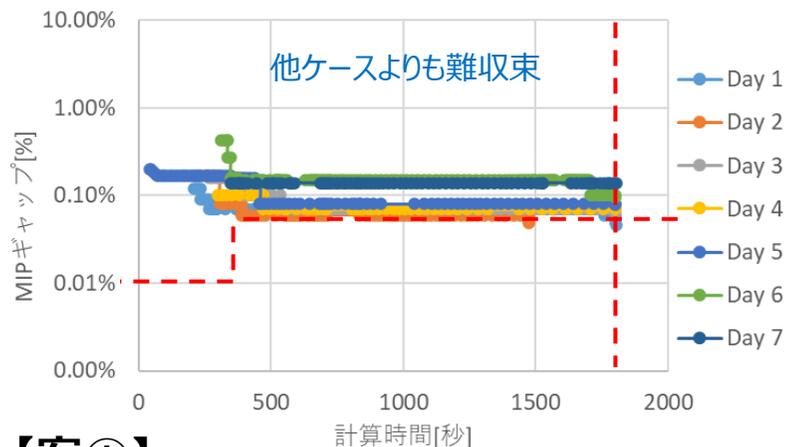
コマ別送電ロス（軽負荷期）



- 続いて、重負荷期における収束性について比較評価したものは下記の通り。
- 精緻に計算する近似解法①については、他ケースと比較して難収束で解精度が悪化しており、その他ケースの中では案②の収束性が低い傾向にあった。

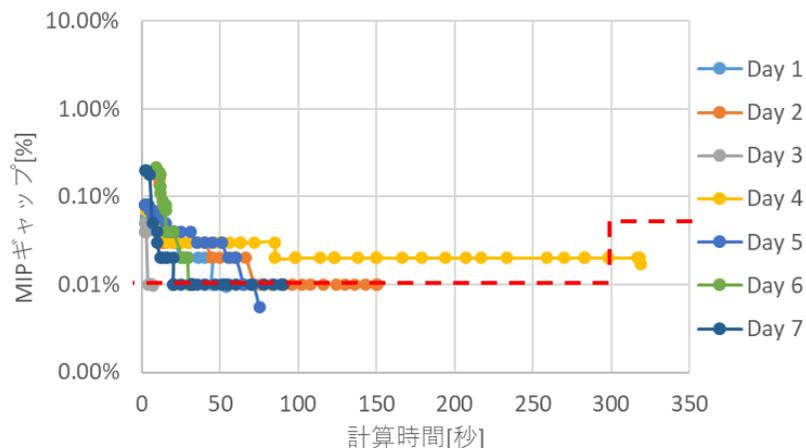
【近似解法①】

計算打ち切り

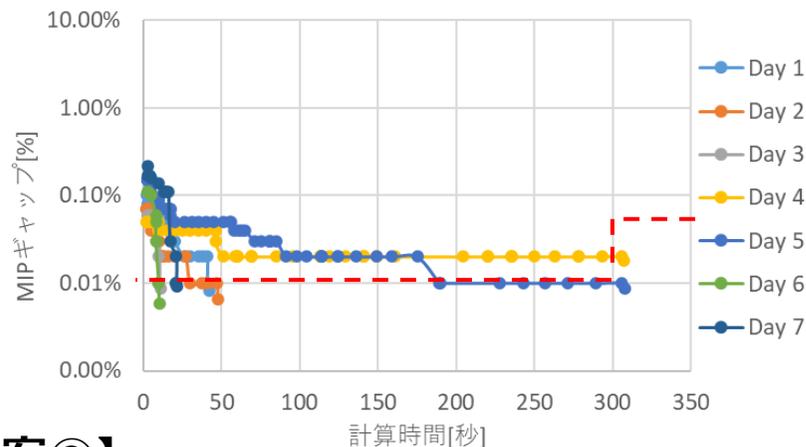
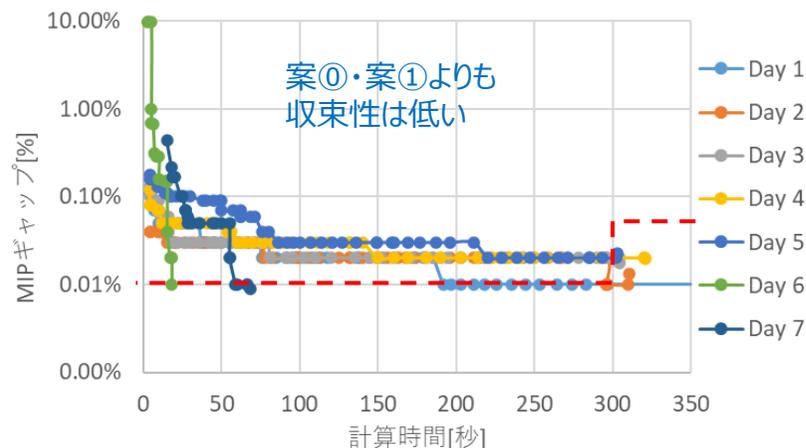


【案①】

【案②】

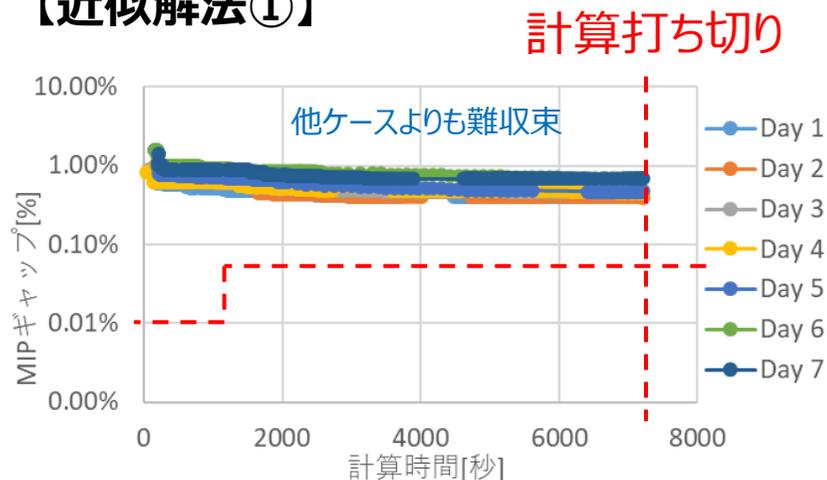


【案②】

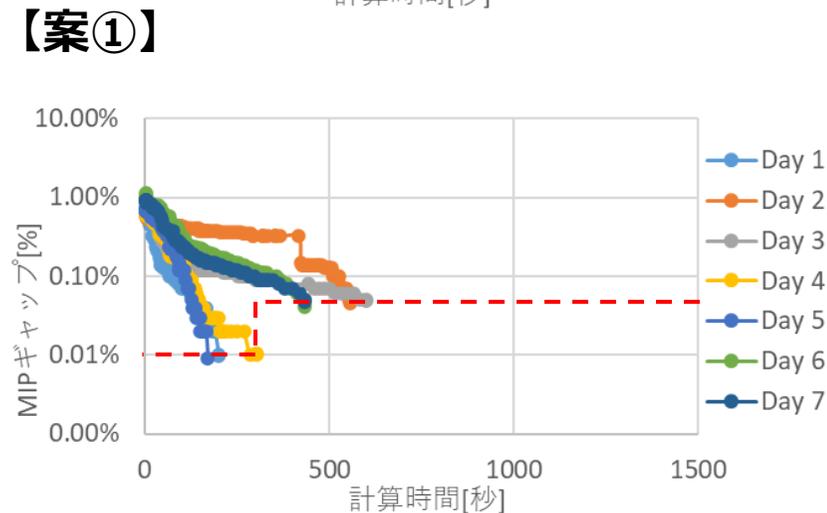


- 同様に軽負荷期における収束性について比較評価したものは下記の通り。
- 軽負荷期についてはさらに収束性が悪化し、近似解法①についてはMIPGAPは約1%にとどまり、案②においても収束せずに計算打ち切りとなった。

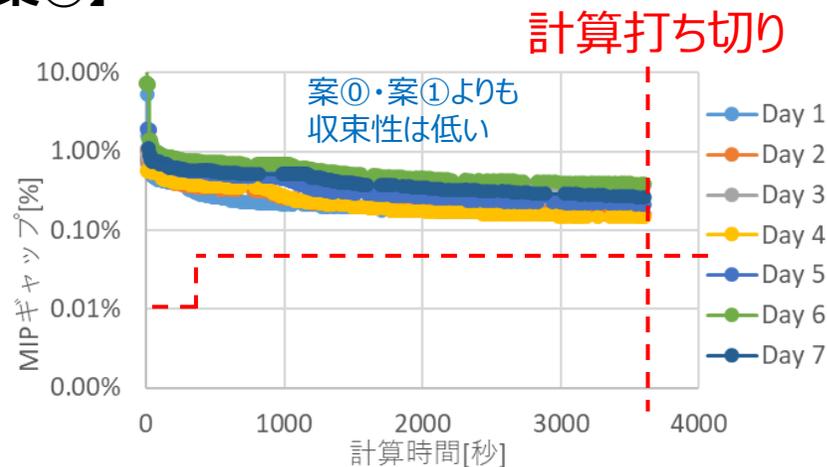
【近似解法①】



【案①】



【案②】

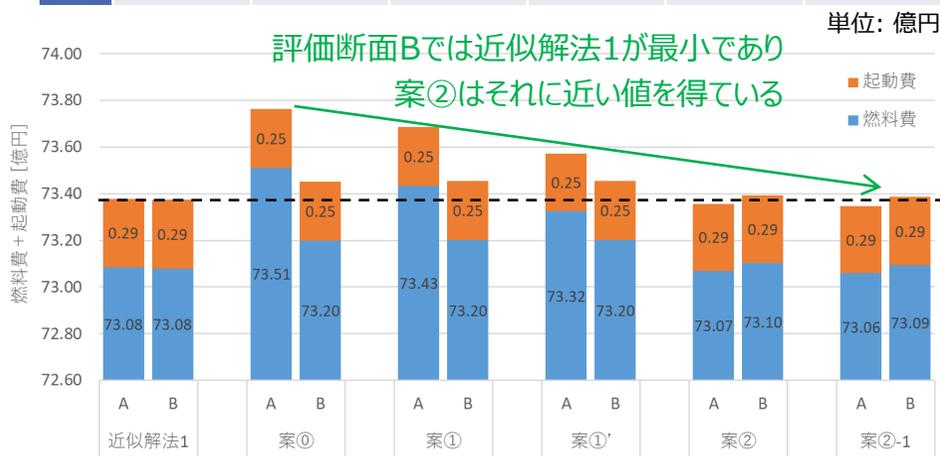


- 最後に、発電コストと送電ロス量を確認するために、各案の電源態勢に対して近似解法①で再計算を実施し、評価断面Bとして比較検証を行った。
- 送電ロス量については、電源態勢の違いの分、評価断面Bにおいても近似解法とは乖離が生じ、いずれのケースでも近似解法①が最小となった。
- 発電コストについては、評価断面Aでは差があったケースにおいても、評価断面Bにおいては近似解法①とほぼ同等となっており、実潮流ベースで比較すると送電ロスを精緻に見込む効果が限定的であるように見受けられる。

【重負荷期】

発電コストの比較

	近似解法1	案①	案②	案③	案④	案⑤
A	73.38	73.76	73.69	73.57	73.36	73.35
B	73.37	73.45	73.45	73.45	73.39	73.39



送電ロスの比較

	近似解法1	案①	案②	案③	案④	案⑤
A	7,818	8,360	8,132	8,132	7,824	7,820
B	7,824	8,157	8,178	8,134	7,866	7,852



- 同様に軽負荷期における評価断面Bの発電コスト・送電ロスについて比較評価したものは下記の通り。
- 傾向としては重負荷期と同様で、評価断面Bにおいてはいずれの案においても大きな差が見られなかった。

【軽負荷期】

発電コストの比較

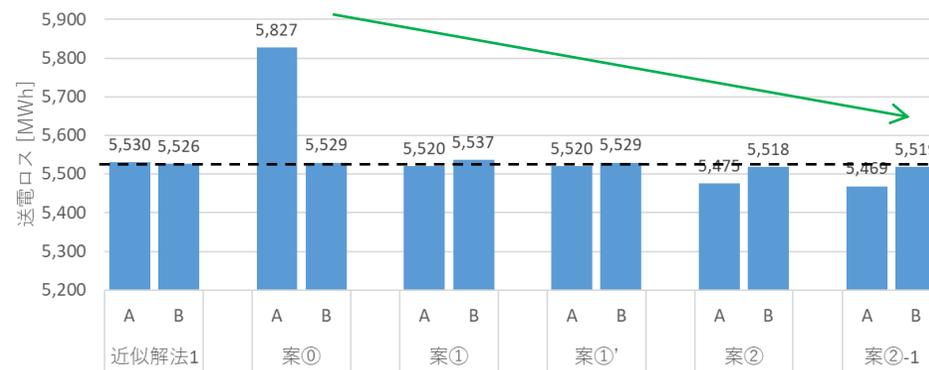
	近似解法1	案①	案②	案③	案④	案⑤
A	32.21	32.30	32.20	32.20	32.18	32.18
B	32.16	32.17	32.17	32.17	32.17	32.17

単位: 億円

送電ロスの比較

	近似解法1	案①	案②	案③	案④	案⑤
A	5,530	5,827	5,520	5,520	5,475	5,469
B	5,526	5,529	5,537	5,529	5,518	5,519

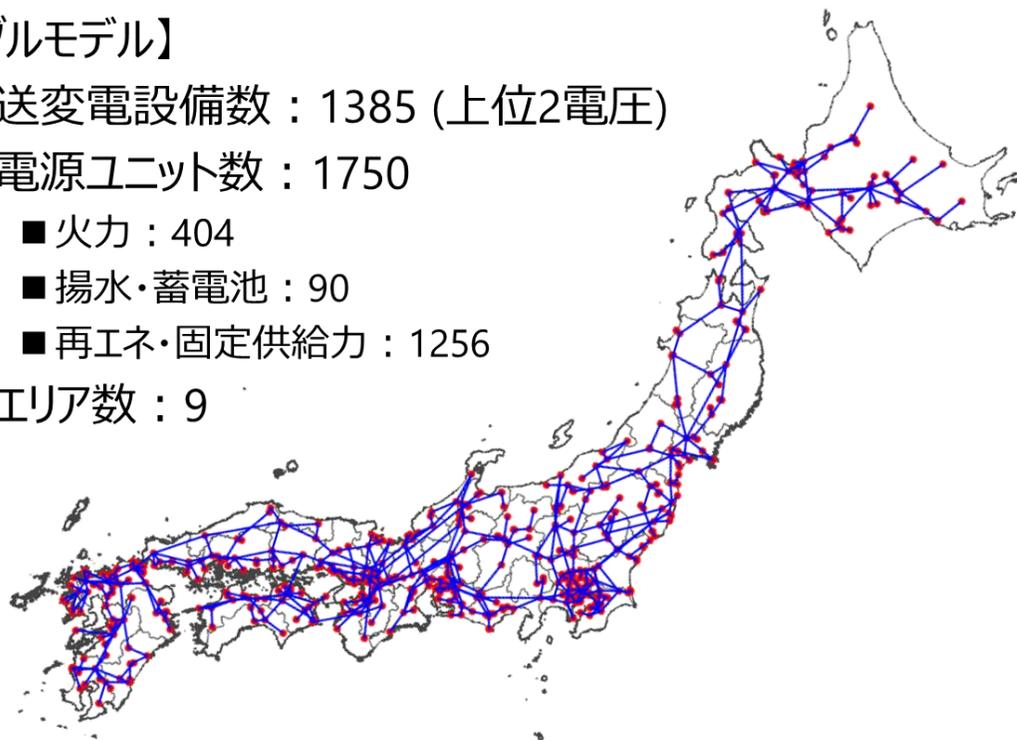
単位: MWh



- 次に、広域連系システムモデルにおける検証を行うために、まずは重負荷期を対象にSCUCによる日間最適化を実施し、計算時間（収束性）を比較した。
- なお、広域連系システムモデルにおいては計算に時間を要したため年間シミュレーションは実施しておらず、案⑩についても同様に未実施となっている。
- また、近似解法①についても許容時間内に実行可能解を得ることができなかったため、後段の評価断面Bにおいては、計算が回った案同士の比較を実施した。

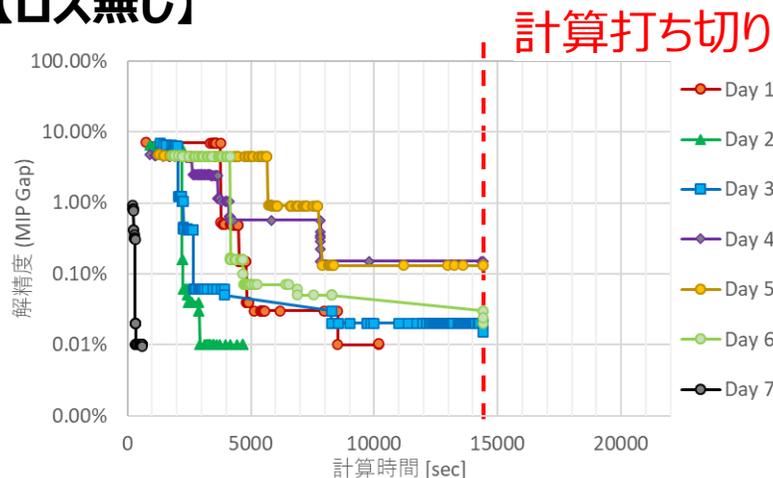
【ノーダルモデル】

- 送変電設備数：1385 (上位2電圧)
- 電源ユニット数：1750
 - 火力：404
 - 揚水・蓄電池：90
 - 再エネ・固定供給力：1256
- エリア数：9

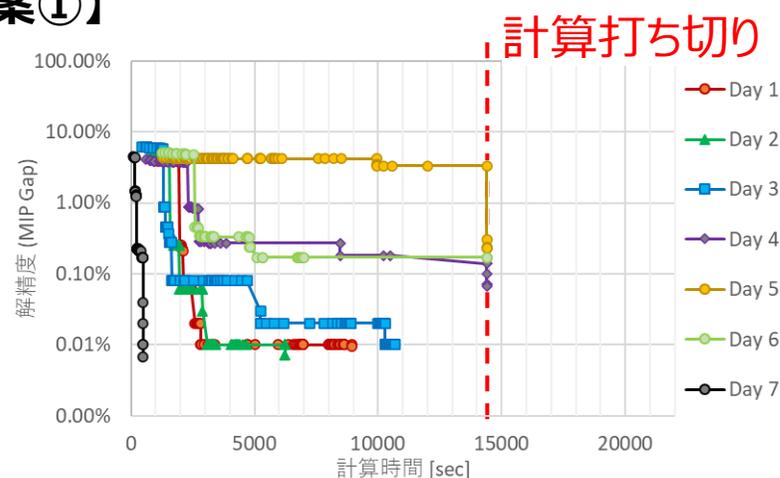


- 広域連系システムモデルにおける収束性の確認結果は下図の通り。
- いずれのケースにおいても計算時間により計算打ち切りとなり、案①・①'については同等の収束性であったが、案②については収束性が大きく低下した。

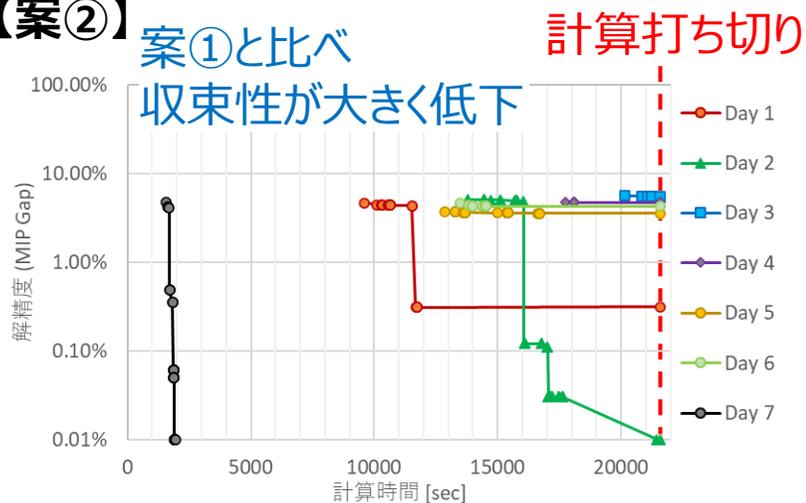
【ロス無し】



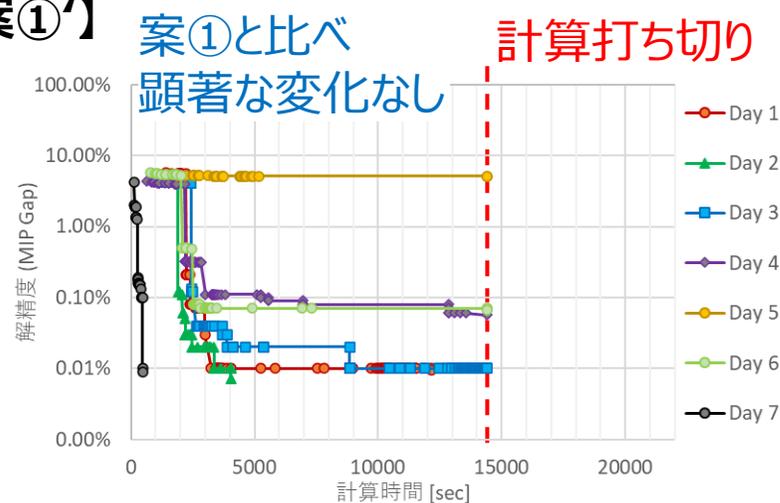
【案①】



【案②】



【案①'】



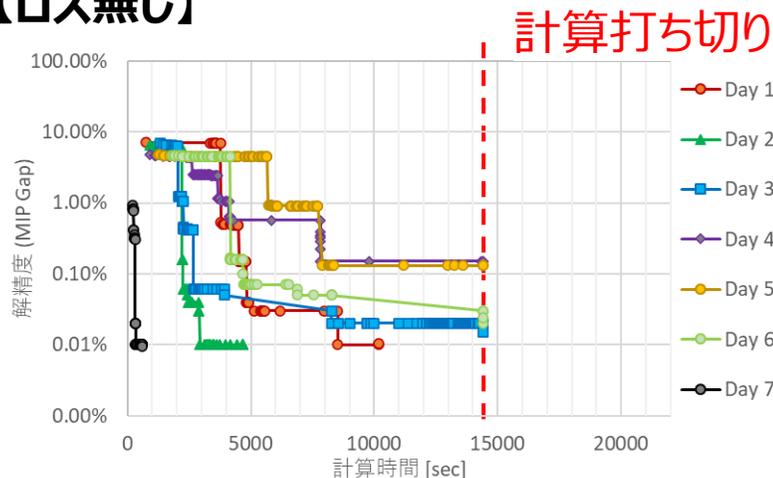
- 広域連系システムモデルにおける収束性改善のために、変数としてみる送電線を送電ロスの大きい直流送電設備を含む地域間連系線のみ限定し、他の送電線については定数とする（需要ノードに割り当てる）手法（案②とする）を検討した。
- 詳細な計算フローは下記の通り。

- ① 前段階（ここではロス無しケース）のSCUC結果より、各エリアおよび各連系線の送電ロス率をそれぞれ導出する。
 - 直流連系設備の送電ロス率は、時間帯によらず一定（例：2%）
 - 交流連系線の送電ロス率は、事前計算のブランチ送電ロス率（潮流比）に基づき時間毎に設定
- ② 地内基幹送電線の送電ロスを需要ノードに設定する。
 - 地内基幹送電線の送電ロス（量）は、事前計算のエリア送電ロス率（需要比）に基づき時間毎にノード一律で設定
- ③ SCUC連系線の送電ロスを「変数」、地内系統の送電ロスは「定数」として定式化を行い、SCUCを実行する。
 - 連系線の送電ロスを低減するために、連系線潮流を抑制した需給バランスが得られるものと想定

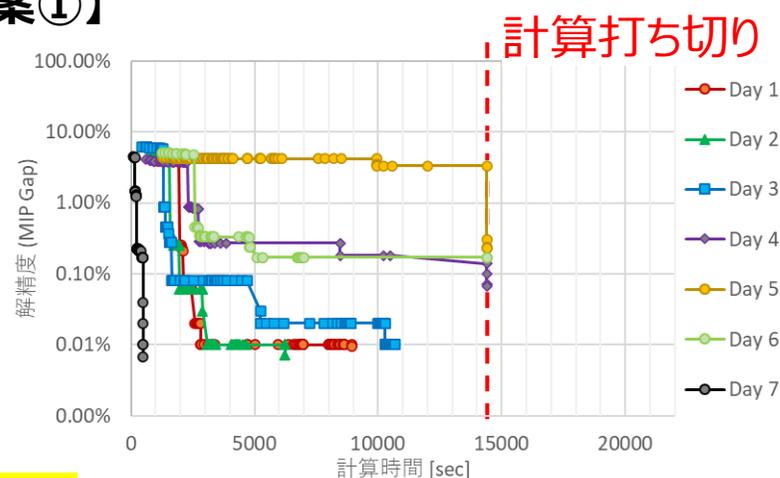
※ステップ①②までは案①と同じ

- 考案した手法を用い、評価断面Aにおいて収束性を確認した結果は下図のとおり。
- 連系線の送電ロスのみを変数として扱うことで、案②と比較して大幅に収束性が改善した。

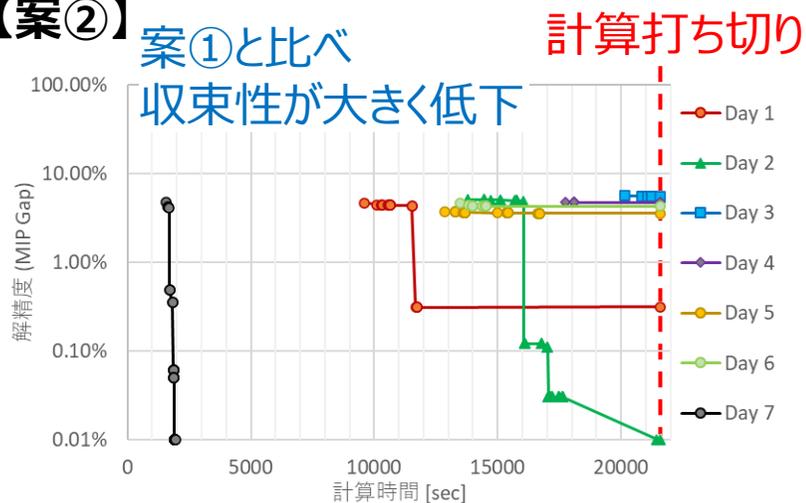
【ロス無し】



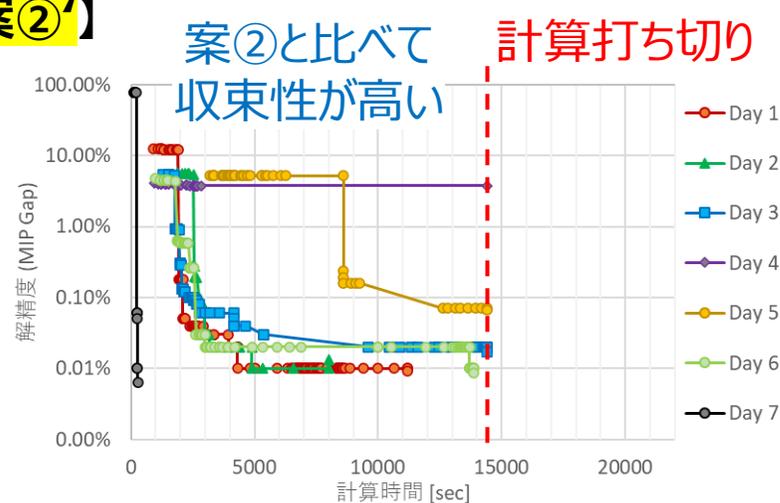
【案①】



【案②】

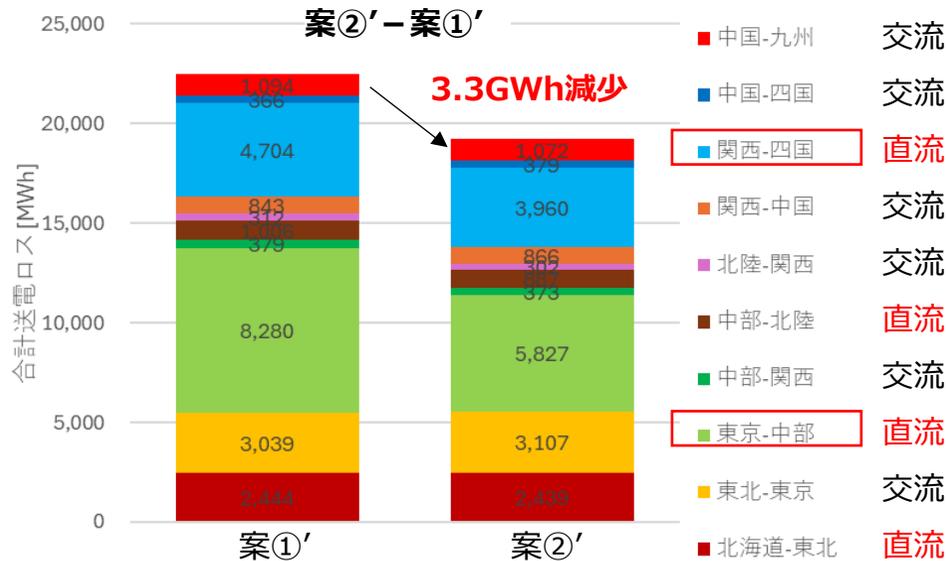


【案②'】

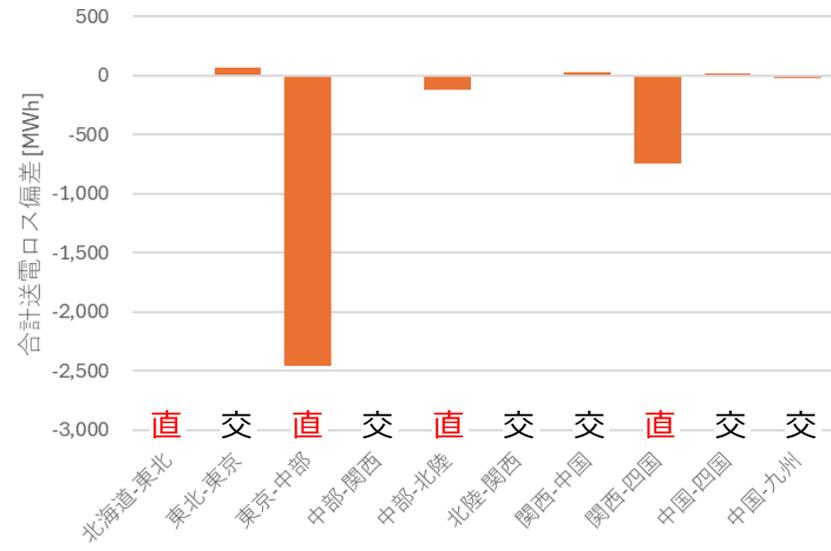


- また、地域間連系線の送電ロス量を確認すると、案①'と比較して案②'では大きく減少した。
- 特に、直流連系線の送電ロス率が比較的高い（約2%）ため、主に直流連系線（東京-中部、関西-四国間）の送電ロスが大きく減少した。
- その他、交流連系線の送電ロス率は最大でも0.4%程度であり、送電ロスの減少幅は小さい。

合計送電ロス変化（案①'→案②'）

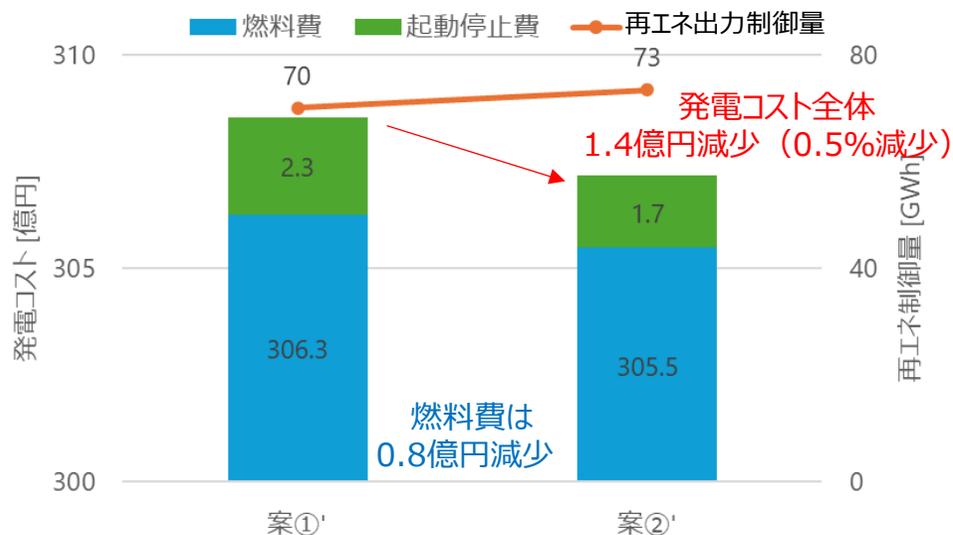


合計送電ロス偏差（案②'-案①'）

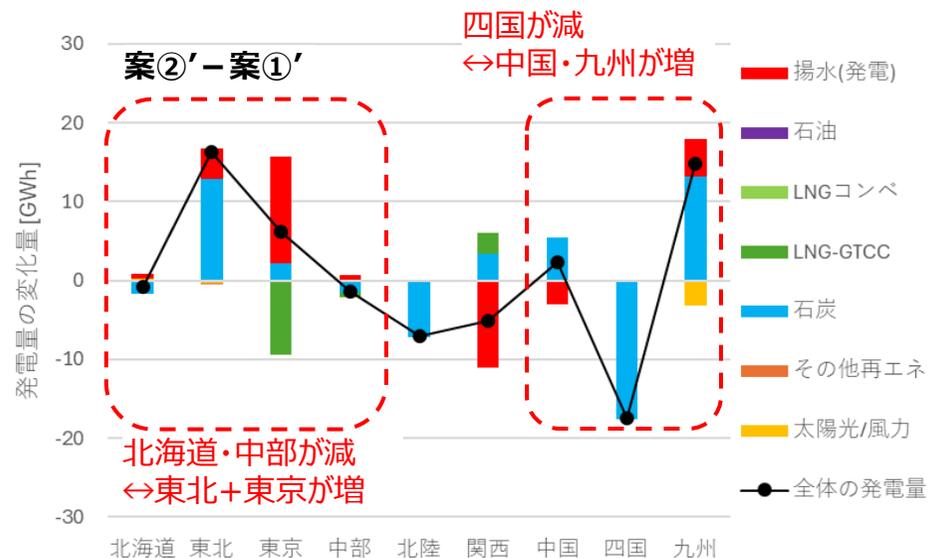


- 案②'では、地域間連系線の送電ロスを含めて発電コストが最小化された結果、案①'よりもわずかに評価断面Aにおける発電コストが減少した。
- また、全体の発電量は、再エネ・LNGの発電量が抑制され、石炭・揚水の発電量が増加した。
- エリア別にみると、北海道・中部の発電量が減少し、東北・東京の発電量が増加しているため、特に東エリアにおいては高需要エリアに向けた潮流を改善させる方向に最適化がなされたことがわかる。

発電コスト変化 (案①'→案②')

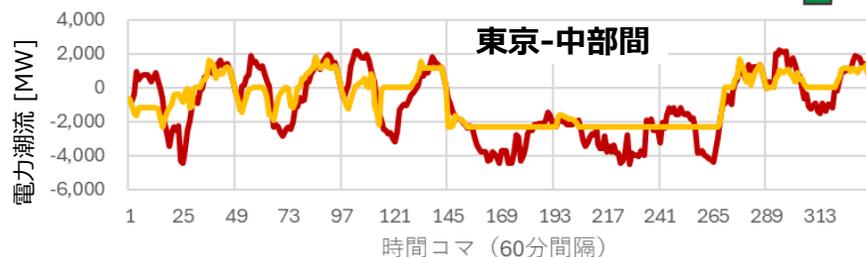


各エリア発電量偏差 (案②'-案①')

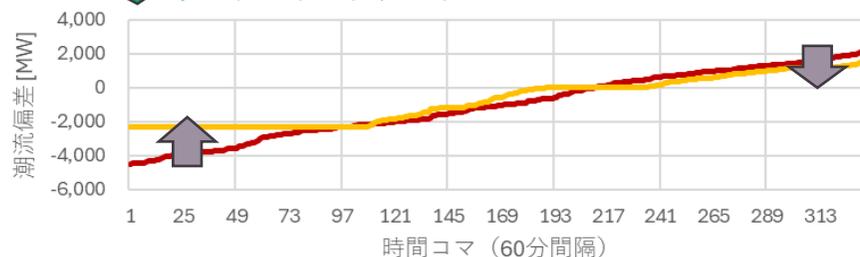


- 連系線潮流量をデレーションカーブで確認することで、実際に高需要エリア（東京・中部・関西）に向けた広域的な潮流が減少する傾向を確認できる。
- 減少傾向の連系線は、九州→中国、中部→東京、四国→関西、北陸→中部となっていたが、特に中部→東京および四国→関西向きの潮流が大きく減少していることから、直流連系線の影響が大きいことが分かる。

直流連系線の潮流の比較



デレーションカーブ



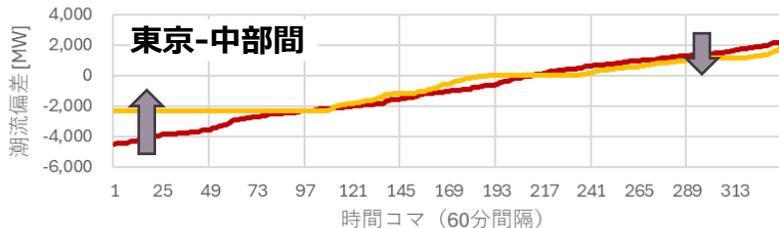
「Aエリア-Bエリア」という記載のA→B
方向を順方向とする
(以後のページで同様)



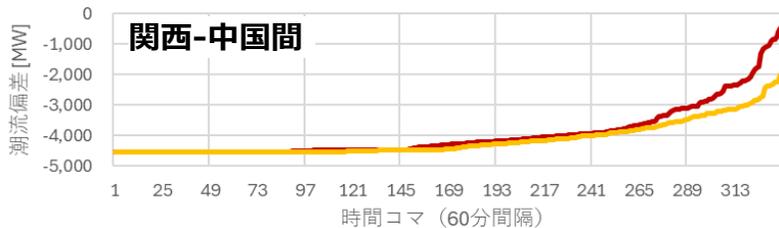
案①
案②



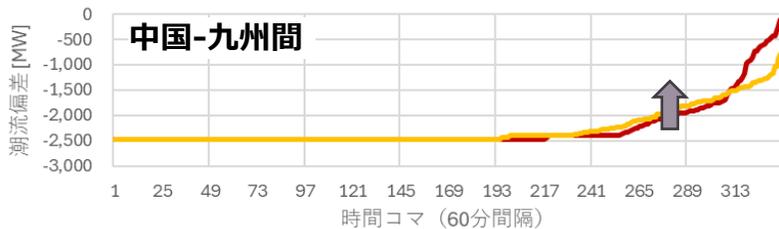
案①
案②



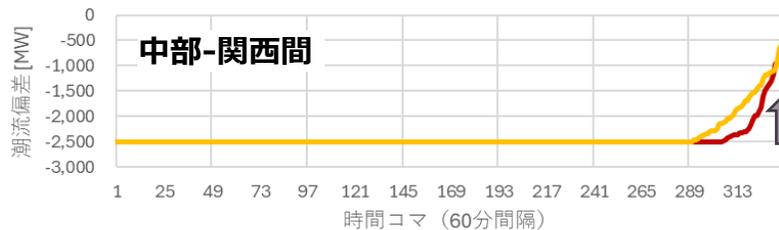
案①
案②



案①
案②



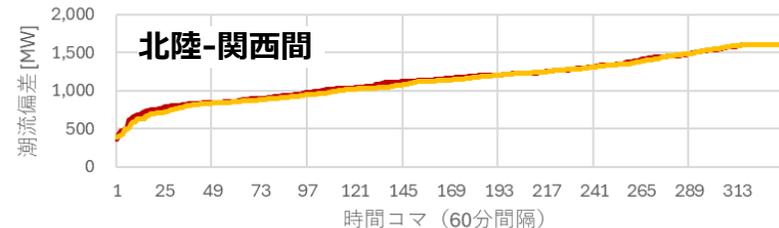
案①
案②



案①
案②



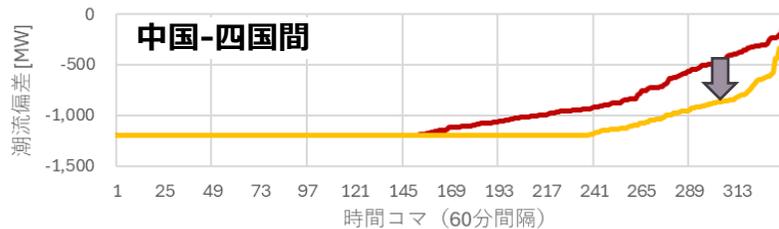
案①
案②



案①
案②



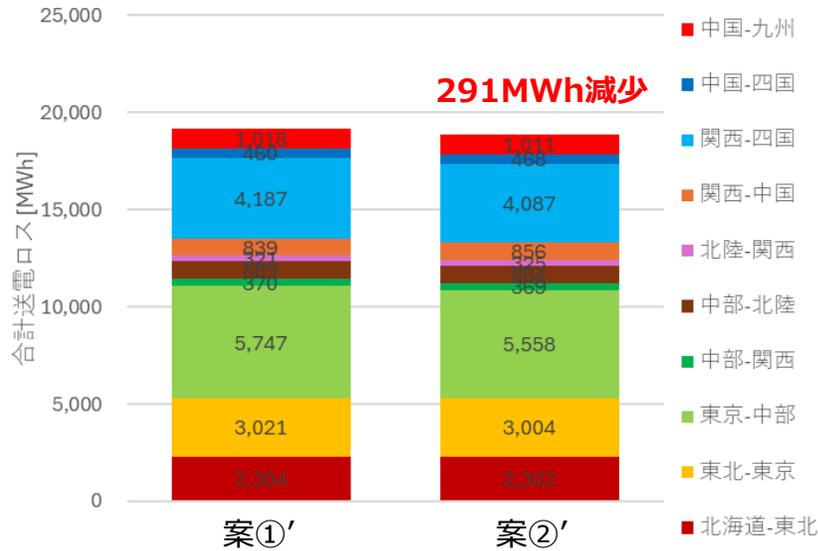
案①
案②



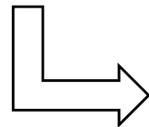
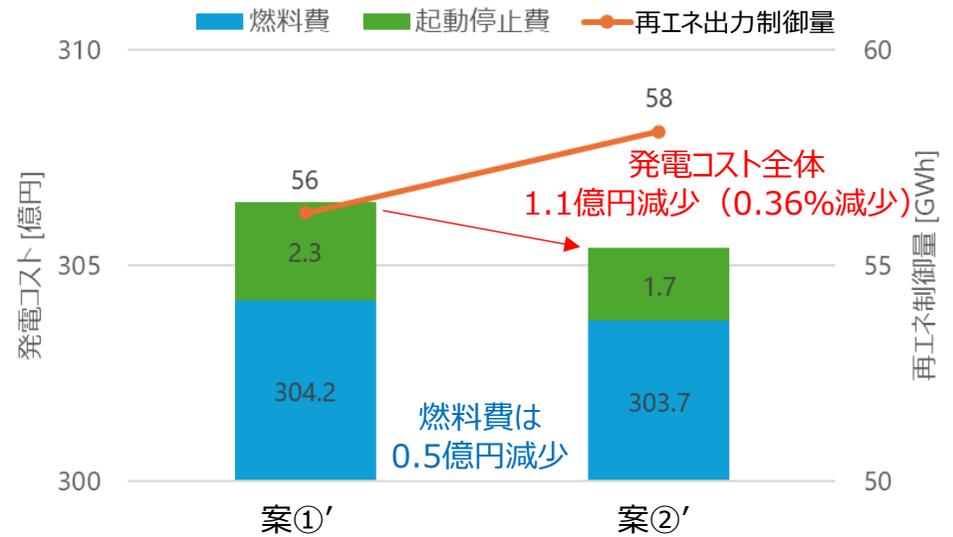
案①
案②

- 最後に、発電コストと送電ロス量の傾向を確認するために、各案の電源態勢に対して近似解法①で再計算を実施し、評価断面Bとして比較検証を行った。
- 送電ロス量・発電コストともに、案①'と案②'の傾向は評価断面Aと同じであったが、その差分については評価断面Bで評価することによって減少傾向であった。

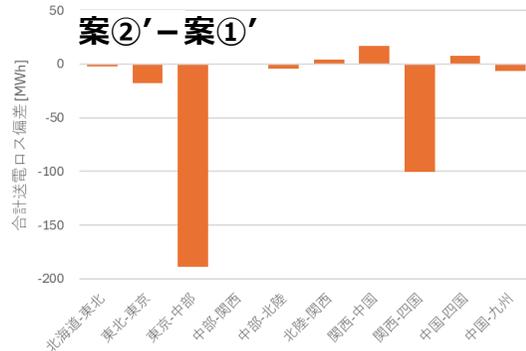
合計送電ロス比較（案①'→案②'）



発電コスト比較（案①'→案②'）



連系線別送電ロス偏差
（案②' - 案①'）



- 前節で検討した各案について、小規模系統および広域連系系統モデルを用い収束性および発電コスト・送電ロス量の定量的評価を行った。
- 収束性としては、小規模系統においてはいずれの案も相応の収束性が見られたものの、案②については軽負荷期において難収束となり、広域連系系統においては重負荷期においても大きく収束性が低下する結果となった。
- 収束性改善の方法として、相対的に送電ロスの大きい（精緻化することによる改善効果の大きい）直流送電設備を含む地域間連系線のロス率のみを変数とし、その他送電線の送電ロスは定数とする（需要ノードに割り当てる）手法（案②'）を考案し、収束性の改善を確認した。
- 発電コスト・送電ロス量の評価としては、真の潮流・送電ロスを踏まえた評価とするために、評価断面Bとしての評価を実施し、いずれの手法で電源態勢を組んだとしても、出力配分の時点で精緻にロスを見込むことができれば、発電コストに大きな差はみられないことを確認した。

1. 検討状況の概要について
2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 電圧階級を踏まえた送電ロスを取り扱う意義について
 - － 2. 同時同量制度を踏まえた送電ロス取り扱い案
 - － 3. 送電ロスを考慮したSCUCロジックの検証
 - － 4. 海外事例の再確認
 - － 5. 今後の進め方
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 前節において、送電ロスを精緻に見込む考え方（案②）の収束性改善手法として、SCEDのみで送電ロスを精緻に取り扱う方法や、連系線の送電ロスのみを精緻に取り扱う方法を考案し、広域連系システムモデルにおいて検証を行い一定の効果が確認された。
- 他方、海外の事例においてはSCUCと潮流計算を分けて実施しており、これにより収束性と送電ロスの精緻化を両立しているとの示唆を第14回技術検証会（2025年11月25日）の中でいただいたところ。
- これを受けて、海外におけるSCUCと送電ロスの取り扱いについて深掘り調査の上、現状の日本における技術検証手法との違いについて改めて整理を行う。

【第14回技術検証会 議論概要抜粋】

（海外事例も踏まえた送電ロスの取り扱いについて）

- 送電ロスについては、計算にかかる時間・収束性、現状と近いやり方とのバランスを見ながら検討をしていくことが重要。PJMがノードに振っていたりという工夫もあるので、そのあたり全体を見ながら決めていく方向性かと思った。
- アメリカでどういったシステム構成をしているかというところは、IEEEに2019年にISO-NEの人が一般向けの短い論文を書いている。それを見ると、基本的にSCUCのプログラムは3つに分割される。SCUC、SCED、SFT（潮流計算）。SCUCで起動停止を決めて、その後SCEDとSFTと一緒に回す。収束計算をして、そのあとにSFTで系統制約に合わないものがあると、もう一度SCUCに戻って制約をかけてやり直すということが書いてある。SCEDは線形なので、割と簡単に解ける。回しきった後にSCUCに戻るというのを繰り返している。ここで渡すデータのやり取りをメモリ上でやることでスピードアップしたというのが10年程前。そういった工夫が大きいのかもしれない。
- ⇒制約を違反したときに、制約条件をどう設定してSCUCを回すということが具体化されていなくて取り入れづらい。知見があったら教えてほしい。そうった工夫をすることで解けるとは思う。繰り返し計算でどのように制約条件を付けるかが難しいところ。
- ⇒海外については調査も進めているところ。どこまで確認できるかは難しい。もう少し具体的にわかれば、お伝えしたい。

- 現状技術検証では、電中研が所有するSCUCツールをベースモデルとして検証を行っており、当該ツールにおいては、非線形性を有する問題を現実的に解くために、電圧の大きさと位相の変化は小さいと仮定して電力潮流の線形化を行い（直流法）、線形化された近似的な潮流方程式を制約条件に組み込むことによって電源起動・出力配分の最適化問題を解いている（直流法最適潮流計算：DC-OPF）。
- 直流法は、電圧変動の影響や電力損失がないという仮定のもとで計算されるが、同時市場で取り扱う超高压系統においては影響は小さくなく、電力損失については右下図の通り考慮を行っている。

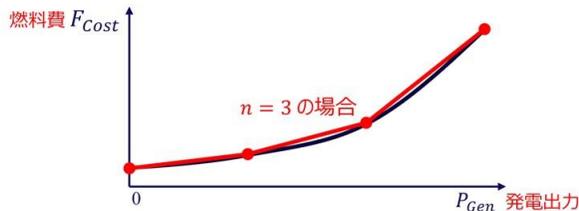
SCUCを解くことの難しさ②

IR 電力中央研究所

◆最適化すべき変数の単純な足し算・引き算では表現できない「非線形性」を有する問題

➢ 計算時間と精度を考慮し、問題の線形化などの工夫が必要
例えば、

- 燃料費は、発電出力の二次関数で一般に表現 ⇒ 区分線形関数
- 電力潮流は、系統電圧を変数とした三角関数（潮流方程式）で表現 ⇒ 電圧の大きさと位相の変化は小さいと仮定して線形化

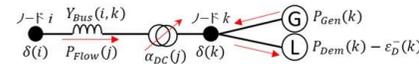


© CRIEPI 2019-2023

42

(参考) 直流法を前提とした問題の定式化例

46



◆ 変数：電圧位相差で定義
 $\Delta\theta_L(j) \in \mathbb{R}, P_{Lp}(j), P_{Ln}(j) \geq 0 \quad \forall j \in B$

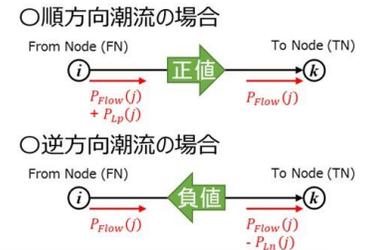
◆ 制約条件

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

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

ノード需給バランス $P_{Gen}(i) = P_{Dem}(i) + \sum_{j \in B, FN(j)=i} \{P_{Flow}(j) + P_{Lp}(j)\} - \sum_{j \in B, TN(j)=i} \{P_{Flow}(j) - P_{Ln}(j)\} \quad \forall i \in N$

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) 潮流計算の種類と送電ロス考慮の関係性*1

1.5. 送電ロス
① 最適化計算での送電ロス考慮

計算の複雑さ

潮流計算の種類		概要	送電線の制約考慮	電圧の位相角の制約考慮	バスの電圧量の制約考慮	送電ロスを踏まえた最適化
Economic Dispatch		最経済なディスパッチを策定するが、送電線等の各種制約は含まれていない。(潮流を無視したメリットオーダー)	✖	✖	✖	✖
DCOPF (DC法)		潮流の制約やその他運用制約 ^{*3} を考慮し、最適な潮流(給電指令)を策定する。その際、電圧量は固定し位相角は0で計算を解く。	○	✖	✖	各ノードのロス係数はState Estimator(状態推定)の情報を使用
ACOPF (AC法)	Decoupled OPF	ACOPFを有効電力Pと電圧の位相角 θ 、電圧Vと無効電力Qの2つのサブ問題に分け、近似化した上で有効電力及び無効電力を求める。	○	△ 近似化された値を使用		各ノードのロス係数はOPF内で計算 ※一部ISOで例外有
	Full ACOPF	有効・無効電力の潮流分布及び母線電圧の大きさ・位相差の分布を厳密に考慮したAC潮流計算を実施し、最適化を行う。厳密にロスを含めた最適化を行えるが、非線形・非凸問題のため、計算に時間がかかる。	○	○	○	○

■ DCOPFはDC法(直流法)とも呼ばれているが、あくまでAC潮流(full Alternating Current network)を線形化している点が特徴であり、DC潮流(Direct Current network)を解いているわけではない点に留意が必要である。^{*2}

- 他方で、北米の事例においては、最適化計算の外部で交流法潮流計算等によるセキュリティチェックを行っており、計算負荷の高い非線形問題と整数計画問題を分離して解くことで負荷軽減と精緻化を図っていると考えられる。
 - ✓ UC・ED内では**潮流感度を用いて線路潮流を模擬（NYISOヒアリングから対象とする線路を限定して計算することで計算負荷を軽減していると想定される）**したうえで、電源態勢と出力配分を決定
 - ✓ UC・EDで決まった電源態勢に対して**交流法潮流計算等による系統解析を実施**し、系統制約違反の確認を行う（ここではOPFを行わず、あくまで決められた発電出力・需要に対する潮流状態の確認を行う）
 - ✓ 上記で制約逸脱がある場合、**制約条件やペナルティ係数を調整して再度UC・EDを行い**、制約条件に収まるまで繰り返す（この際、NYISOにおいてはより超過している制約を優先的に解消させに行くことで計算の効率化を図っているとのこと）

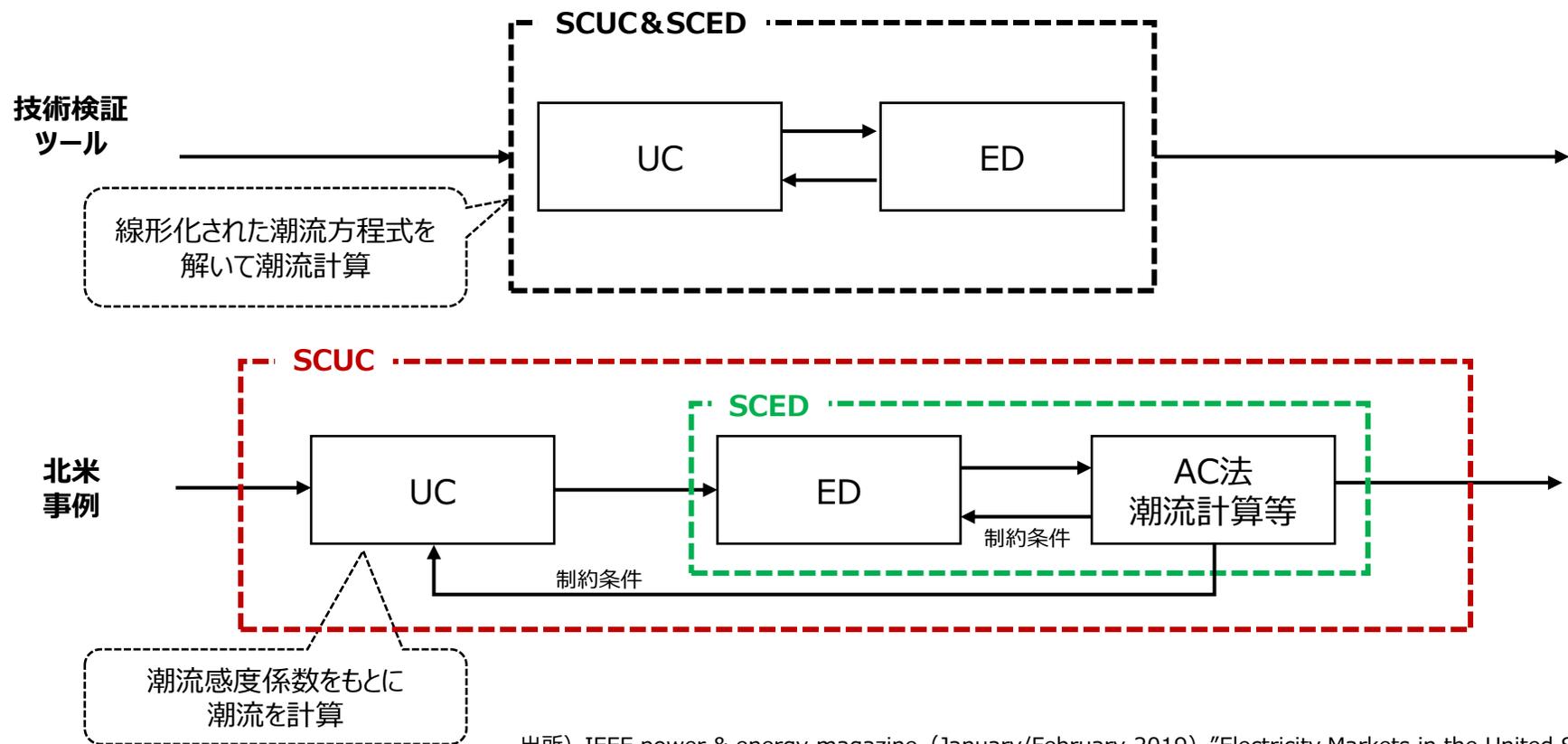
NYISOヒアリング結果

質問内容	回答
<p>また、上記は送電ロスを考慮するとさらに計算負荷が増大すると考えられるが、送電ロスを加味した計算処理の工夫はあるか。（制約条件の追加や反復計算処理の追加等による解の収束性や正確性を高める工夫など。）</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 送電制約の計算は反復的アプローチを採用しており、NSAで前回の反復計算におけるスケジュールを取り込み、潮流計算を実行し、その際に検出された違反を制約としてUC/EDに反映する。 • 計算効率化のために、各反復計算ではすべての制約をパスしておらず、代わりに送電線ごとに1~2個、最も悪い制約をパスする仕組みを採用している（最も悪い制約を解けば、他も解けるという発想であり、解けない場合は次の反復計算で解消する）。 • 最終的なコミットメントに基づいて潮流計算を実行し、送電制約違反がないことを確認する（ベースケースから、N-1の緊急ケースまで確認）。
<p>送電制約の違反がある場合、それを解消するためにSCUCへ新たな制約を追加するか。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 制約は追加しないが、制約を解消する方法は持っている。 • 具体的には、ペナルティコスト法（スラック変数: slack variable）を導入し、制約を解消するために価格（コスト）を伴う仕組みが採用されている。 • NYISOでは、ユニットが\$4,000/MWh未満のコストでディスパッチできない場合には、制約違反を許容する。

<p>米国 ISO/RTO</p>	<ul style="list-style-type: none">• 米国各ISOではERCOTを除き、交流のパワーフローモデル(ACOPF)を損失係数を用いて線形化した線形計画法(DCOPF)モデルを採用し、SCUC/SCEDの最適化問題を解いている• DCOPFを実装する際に、線形の Power Transfer Factors (PTFs) や Generation Shift Factors (GSFs) を用いており、当該モデルで用いられる感度 (sensitivities) は、多くの場合、実行可能な AC power flow の解を線形化した入力として得られる ※ 損失係数である「シフトファクター」と「損失感度」はいずれも「ある微小な注入変化に対するシステムの応答 (感度)」であり、前者は送電線潮流に対する感度、後者は系統損失に対する感度
<p>PJM</p>	<ul style="list-style-type: none">• 送電設備の特性、発電/需要水準、state estimatorのデータに基づき、DAM と RTM の双方で損失係数を算定• A/C admittance matrix (行列表現の関数)を用いてノード毎にLoss sensitivitiesを計算し、物理的送電ロスについては、系統全体のロスを負荷比率配分(load-to-share)に従い、ノード毎に割り当てている。なお、ブランチの物理的送電ロスについては、送電先(受電端)に割り当てられる
<p>CAISO</p>	<ul style="list-style-type: none">• AC power flow 解の基準点を中心として線形化を行うことで、限界損失係数 (marginal loss factors) を算定• AC power flow の計算は、SCUCプロセスの反復計算を通じて実施され、各 AC power flow の計算後に系統損失が算出される仕組み。• 加えて、AC power flow 解を線形化することで loss sensitivities および shift factors が計算され、これらが SCUC および SCED の最適化モデルに入力
<p>NYISO</p>	<ul style="list-style-type: none">• ネットワーク上の予定潮流および非予定潮流の想定値を反映した marginal loss factors を使用している• Day-Ahead Market (DAM) においては、非予定潮流の期待値は、一般的に on-peak と off-peak の潮流を 30 日移動平均した値に基づき決定される• Real-Time Market (RTM) では、非予定潮流は最新の実潮流に基づいて設定

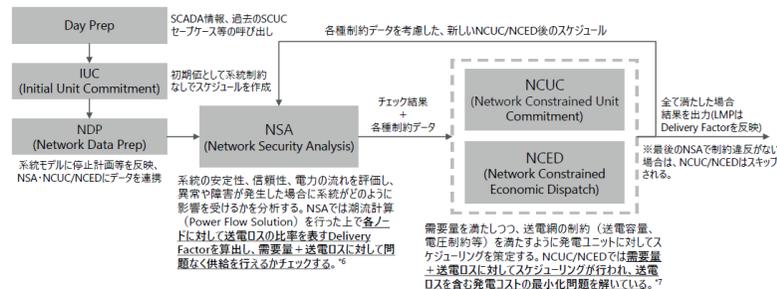
- 以上の通り、現行技術検証ツールにおいては、潮流方程式を線形化したDC-OPFを用いることでSCUCの中で電源起動停止・出力配分の最適化と簡略化された潮流計算を同時に実施している。
- 一方で、北米の事例においては、潮流感度から算出される潮流ベースでUC・EDの中で電源起動停止・出力配分の最適化をしたうえで、その外側で精緻な潮流計算により系統解析を行うという違いがある*。
- この点、北米においてはISOにおいて市場および運用まで一貫して行っている点が背景として考えられる。

* ISOによっても差はあるが、UCの外側でAC潮流計算等を実施する点やその結果をUC・EDにフィードバックする点は共通と思われる。



NYISOでは、ノードごとに送電ロスを表すDelivery Factorが算出され、SCUCの一部であるNSAとNCUC/NCEDの反復プロセスの中で送電ロスを考慮したスケジューリングが行われる

送電ロスの考慮方法 (NYISO) *1,2,3,4,5



*1 出所: NYISO, Manual 11, 2024年10月, https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4d49-fa80-a816-09f3e26ea33a
 *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/2020-06/12-2_Musto_0.pdf
 *4 出所: IEEE Task Force, Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market, 2022年11月, <https://www.oost.gov/en/sets/epur/1899996>
 *5 出所: NYISOへのヒアリングより情報提供
 *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ポロジ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、リアルタイム断面的算定機能であるRTC、RTDにおいても同様の送電ロス算定が行われている。

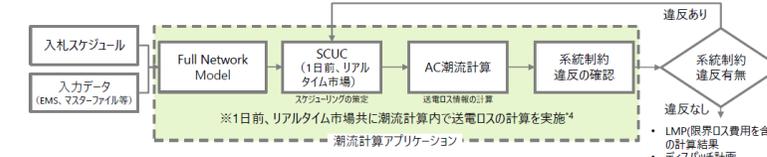
126

© 2025. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

CAISOでは、潮流計算アプリケーションを用いて送電ロスの計算を行い、送電ロスを考慮したスケジューリングを行っていると考えられる

送電ロスの考慮方法 (CAISO) *1,2,3

- 下記システムフローのイメージ図のとおり、SCUC算定と関係する潮流計算アプリケーションにて送電ロスの計算が行われている。
- 潮流計算アプリケーション内では、PNode又はAPNode (集約されたPNode) ごとに限界ロス費用が計算される。この限界ロスの値は、地点ごとに需要が1単位増加した際にシステム全体の送電ロスがどれだけ増減するかを表す係数であり、正負両方の値となり得る。
- そのため、CAISOの送電ロスの計算においても、NYISOと同様にAC潮流計算において送電ロスを考慮していると考えられる。
- また、SCUCによって送電ロスを含むACネットワークモデルと一貫性のあるLMP、シャドウプライス、及びアンシラリーサービス限界価格 (ASMPs) の計算も行っている。



*1 出所: CAISO, Tariff 27, 2024年8月, <https://www.caiso.com/documents/section-27-california-iso-markets-and-processes-as-of-aug-3-2024.pdf>
 *2 出所: CAISO, Business Practice Manual for Managing Full Network Model, 2021年3月, https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Operations_V172_redline.pdf
 *3 出所: SECURITY CONSTRAINED ECONOMIC DESPATCH, Power System Operation Corporation Limited, 2021, P132, https://posocco.in/wp-content/uploads/2021/04/POSOCCO_SCED_Expanded_Pilot_Detailed_Feedback_Report_Mar_2021.pdf
 *4 CAISOにおいて、一度の計算で送電ロスを算定した最適化計算を行うFull ACOPFを使用しているという記述は見当たらない。

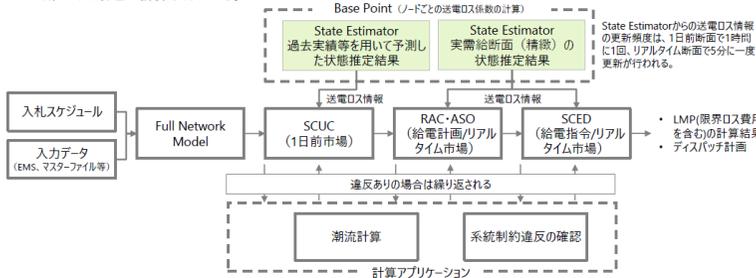
127

© 2025. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

PJMでは、State Estimatorによる状態推定からSCUC/SCEDに対して送電ロスの情報が提供され、1日前市場及びリアルタイム市場の最適化計算が行われる

送電ロスの考慮方法 (PJM) *1,2,3,4,5

- 下記システムフローのイメージ図のとおり、PJMではState Estimatorから送電ロスの情報が提供されており、1日前及びリアルタイム断面での最適化計算が行われる。



*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.aspx>
 *3 出所: PJM, PJM Manual 29, 2022年10月, <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m29.aspx>
 *4 出所: PJM, 14A.2 Inclusion of Transmission Losses section 3F.2, 2010年9月, <https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etriferc/FercDockets/1/20100917-er10-2-110-0000.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-sca-uc-security-constrained-uc-acopf>

128

© 2025. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

- 続いて、SCUCにおける送電ロスの取り扱いについて改めて整理を行う。
- 送電ロスの取り扱いとしては、送電ロス分を誰がどう負担するかという金銭的な取り扱いと、需給バランス上どのように送電ロスを考慮するかという物理的な取り扱いの2つの側面がある。
- 前者については、第17回検討会での整理のとおり、北米においては送電ロスを「量」では負担させず（発電側は送電端、需要側は使用端で見込む）、限界ロス係数を「価格」に反映の上負担させている点、日本の現行制度とは異なる仕組みが導入されている。（負担額を計算するために送電ロス量を明示的に計算する必要がない）

現行の日本の制度と海外事例における送電ロスの取扱い

41

- 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まとめると下記のとおり。
 - 現状の日本では、小売が必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（発電が必要量を（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	・小売が必要+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

- 後者の需給バランス上のように送電ロスを考慮するかという観点においては、SCUCにおいて発電・需要のバランスを一致させるために、物理的なロス量を把握する必要がある。
- この点、これまでの検証においては、**各ブランチに生じる送電ロスをブランチ潮流に対する送電ロス率で表し**、DC法潮流計算の結果をもとに、運用点の周りでその傾きを線形化してSCUCで送電ロスを計算していた。

R 電力中央研究所

送電ロスのモデリングのイメージ

◆ **ブランチ送電ロス**

➢ 線路潮流による模擬、（物理的に）より厳密なモデリング

◆ **ノード送電ロス**

➢ ノード注入電力による模擬、より簡易なモデリング

© CRIEPI 2025 6

R 電力中央研究所

解法②の概要

初期値の設定例
 ・全てゼロ
 ・基準容量での係数
 ・別計算で導出した係数

例えば、
 ・ロスの誤差率がXX%以下
 ・試行回数がYY回以下

$H_L = P_{Loss} + P_{Flow}$
 (AC潮流計算でも可)

◆ **潮流に対する送電ロス率を補正しながら、SCUCを反復して実行**

➢ パラメータとして送電ロス率を導入し、線路潮流に対する線形式で定式化

$$P_{Loss}(j) = P_{Lp}(j) + P_{Ln}(j) = H_L(j) \cdot P_{Flow}(j) \quad \forall j \in B$$

➢ 線路潮流に対する非線形性は、反復過程で考慮されるものとする。

© CRIEPI 2025 11

- 他方で、北米においてもSCUCにおいてロス係数を使用しているところ、その詳細（何に対する係数か、どのプロセスで更新されるか、更新頻度等）についてPJM、NYISO、CAISOを対象に調査を行ったところ、下表の通りであった。
- UC・EDとAC潮流計算等の繰り返しプロセスの中で、ベースポイント（運用点）に合わせて送電ロス係数を適宜更新することで精緻なロス考慮を行っていると思われる反面、相応の回数の係数更新が行われていると想定される。
- ロス係数は各ノードの電力変化に対する**全系の送電ロス量の変分**を表すものとして使用されており、**ノード・ブランチ単位でのロス**まではSCUC内で考慮していないと想定される※1。
- 以上の通り、AC潮流計算等を用いてノード注入電力に対する全系のロス変分を表現するロス係数を更新することで、精緻な計算と収束性を両立していると考えられる。

※1 その後のプロセスでノード配分を行っている可能性はある。

		技術検証ロジック	PJM	NYISO	CAISO
SCUCにおける送電ロスの取り扱い	使用する送電ロス係数	—	LS (Loss Sensitivities)	DF (Delivery Factor)	LS (Loss Sensitivities)
	送電ロス計算方法	ロス係数×潮流	ロス係数×注入電力※4	ロス係数※3×注入電力※4	AC潮流計算で算出されたロス+ロス係数×各ノード変分電力
	係数の単位※2	ブランチロス/ ブランチ潮流	全系ロス変分/ ノード注入電力	全系ロス変分/ ノード注入電力	全系ロス変分/ ノード注入電力
	係数更新(前日SCUC)	SCUCごとに更新	前日は更新なし	NSAにて 繰り返し更新	AC潮流計算にて 繰り返し更新

※2 「算出されるロス / ロス係数に乘じる値」を表現

※3 DFは1MWの注入電力が系に届く電力を表すため、ロスを計算する係数としては「DF-1」となる。

※4 PJMおよびNYISOは、 $(1-LS) \times$ 注入電力を「系に届く電力」として需給バランス制約式で考慮しているように見受けられるが、これにより生じる過剰ロス分（限界ロスと平均ロスの差分）は、別途オフセット項で調整していると想定される。

- PJMにおいては、マニュアル上需給バランス制約式の記載があり、系全体での需給バランス式の中にロス係数（Loss Sensitivities）が表れ、発電、連系線の流入・流出電力が実際に系に届く電力としてロスが控除されている。

III. SCED Constraints

The objective function of SCED is minimized subject to the following constraints in optimizations.

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.

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

The objective function cost terms are described below. For purposes of the following equations, the parameters are defined as:

- n = Number of Resources
- PRD = Price Responsive Demand
- $ImportTran.$ = Number of import transactions
- $ExportTran.$ = Number of export transactions
- $RegResource$ = Number of Regulation eligible resources
- $SRResource$ = Number of eligible Synchronized Reserve resources
- $NSRResource$ = number of resources eligible for Non-Synchronized Reserve and not committed for energy
- $SecRResource$ = Number or resources eligible for Secondary Reserve
- LS = Loss Sensitivities

- NYISOのトレーニング資料では、送電ロスに関連するエネルギーバランス式として、Reference busに対して、「発電量の増分」=「負荷の増分」+「損失の増分」となるように規定されている。

Loss Price Component

Transmission Losses

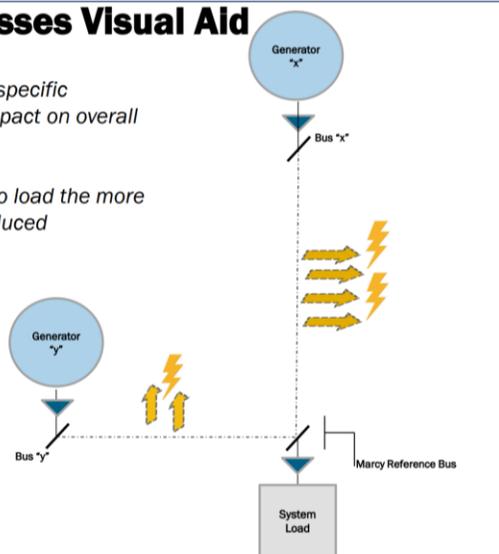
- Energy Balance Relationship to Losses
 - Represents required increase in Generator output at given bus to supply transmission losses at Reference Bus, appears as an increase in Load
 - With all other loads held constant

Increment of Generation = Increment of Load + Increment of Losses

Transmission Losses Visual Aid

When power is injected at a specific Generator bus there is an impact on overall system losses...

The closer the Generator is to load the more likely it is for losses to be reduced



日本語訳

Transmission Losses (送電損失)

- **Energy Balance Relationship to Losses (損失に関するエネルギー平衡関係)**
 - これは、参照バス (Reference Bus) における送電損失を供給するために、特定のバス (given bus) で必要となる発電出力の増加量を表すものである。この増加は、系統上では負荷の増加として現れるものである。
 - すべてのその他の負荷は一定に保持するものとする。

Increment of Generation (発電量の増分) = Increment of Load (負荷の増分) + Increment of Losses (損失の増分)

<参考画像>

- 特定の **Generator bus** に電力を注入すると、系統全体の送電損失に影響を与えるものである。
- 発電機が負荷に近いほど、送電損失が減少する可能性が高いものである。

【解釈】

- トレーニング資料では、Reference bus (NYPA Marcy 345 kV) を基準として、発電増分が、系統全体の送電損失に与える影響を定量化した概念 (Delivery Factors) を用いて、エネルギーバランスを一致させている。
- 本資料からは「システム全系」で、送電ロスを含めた需給一致を行っているとの解釈できるが、内部処理でさらに細分化して (ゾーン/バス単位)、需給一致を実施している可能性もある。実際、NYISOにおける送電ロスはゾーン毎に計算し、ゾーンを対象に供給必要量・算定が実施されるため、システム全系より細かい単位 (ゾーン単位) で一致させているとも解釈できる。

- Delivery Factorsを用いて、発電量の増分（1 MW）が系統全体の送電損失に与える影響を定式化して表現している。

Marginal Loss Calculations for the DCOPF

Loss Delivery Factors

Delivery Factors

- Approximate the effects of changes in generation on transmission losses
 - Indicating impact on overall system losses
- Reflect expected network topology for
 - Given time-period
 - Corresponding generation dispatch
- Are used to calculate marginal loss components of LBMPs

Resulting Impact on Overall System Losses

- Delivery factor equals amount of power that could be delivered to a Load at Reference Bus if generation at source is increased by 1 MW
- The greater the impact on system losses, the greater the impact on marginal loss price component

Delivery Factor Formula

- Accounts for incremental NYCA losses and increment of power injection at a given Generator bus

$$\text{Delivery Factor}_{\text{at given gen bus}} = (1 - \text{Incremental NYCA Losses} / \text{Increment of Injection}_{\text{at given gen bus}})$$

日本語訳

Delivery Factors (デリバリーファクター)

- 発電量の変化が送電損失に与える影響を近似する
 - 系統全体の損失への影響を示す
- 以下の条件に対して、期待されるネットワークポロジを反映
 - 当該時間帯 (Given time-period)
 - 対応する発電ディスパッチ (Corresponding generation dispatch)
- LBMP における marginal loss components を計算するために使用

全系損失への結果としての影響

- Delivery factor とは、ある source における発電を 1 MW 増加させた場合に、Reference Bus の Load へ送ることができる電力量を意味する
- 系統損失への影響が大きいくほど、marginal loss price component への影響も大きくなる

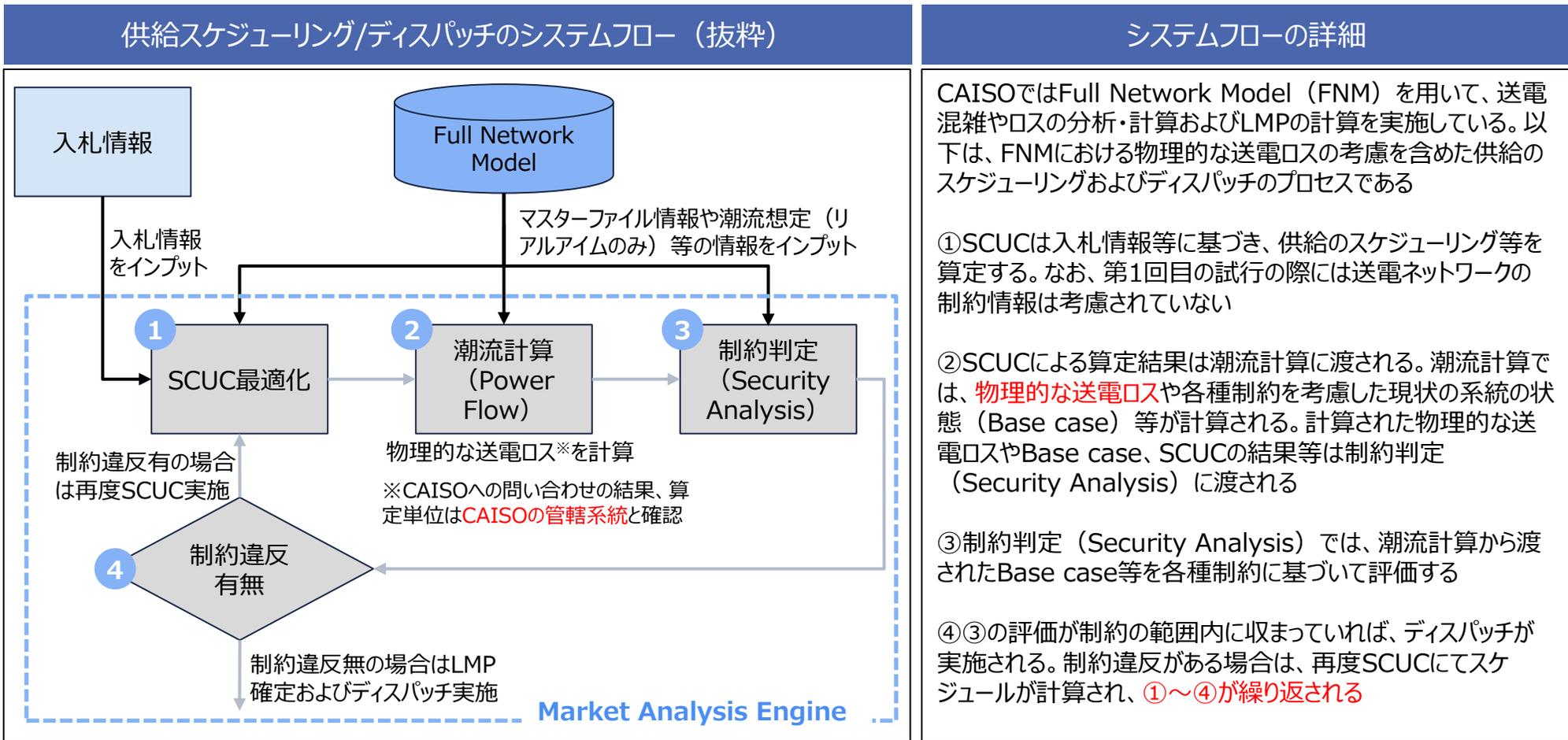
Delivery Factor Formula

- Delivery Factor Formula は、NYCA の incremental losses と、特定の Generator bus における power injection の増分を考慮する

- 実際にNYISOへ物理的な送電ロスの計算方法についてヒアリングを行ったところ下記の通りであった。
- NSA (Network Security Analysis) においてロス係数 (Delivery Factor) を計算し、これを用いて次のNCUCでディスパッチを行うことで、送電ロスが精緻な値に整合していくと解釈される。

質問内容	回答
<p>NSAで計算された物理的な送電ロスは、NCUCにどのように受け渡しているのか。我々は、NSAでは物理的な送電ロスをゾーン単位で計算し、ゾーン単位の送電ロスをNCUCに受け渡している認識であるが正しいか。その際、ゾーン内の送電ロスについては潮流計算で精緻に計算しているか。</p>	<ul style="list-style-type: none"> • NSAは各サブゾーンのブランチ毎に送電ロスを算出し、それらをLBMPゾーンの送電ロス値に集計する。各ゾーンの送電ロスはNCUCに送られ、総需要に組み込まれる。
<p>NCUCの処理において、「最初にNSAで計算した送電ロス (NCUCのインプット) 」と「NCUCでスケジューリングした際の需給バランス時における送電ロス (NCUC結果のスケジュールをもとに次のNSAで計算した送電ロス) 」が異なると認識している。NYISOではNCUC後に再度NSAを実行して送電ロス等の整合を保っている認識であるが、計算処理における解の収束性はどのように担保しているのか (NCUCとNSAにおける送電ロスのずれはどの程度許容しているのか。実需給断面における調整力等で解消しているのか)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 初期ユニットコミットメント (IUC) では、送電ロス (負荷の約10%) の近似値が考慮される。 • NCUC後には毎度、NSAは最新のスケジュールに基づき各バスの Delivery Factorを算出する。 • Delivery Factorは発電機ごとに固有の値であり、発電量の合計が負荷 + 損失に等しくなるよう、負荷・発電バランス式に組み込まれる。 • NCUCが最適セキュリティ制約付きディスパッチに向けて進行するにつれ、ディスパッチスケジュールの変化、ひいては送電ロスの変化はゼロに収束する。全ネットワーク制約が満たされるか、制約違反の条件が変化しない状態に達した時点で解は収束する。 <p>【解釈】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 「NCUC後には毎度、NSAは最新のスケジュールに基づき各バスの Delivery Factorを算出する」との回答より、NSAとNCUCで用いる送電ロスは、NSAで用いる初期値 (IUCの値、負荷の10%) ではなく、常に更新された発電スケジュールの送電ロスの値を用いているため、NSAとNCUCで用いる送電ロスの値は常に整合した値が用いられている (ずれは生じていない) 。

- CAISOにおけるスケジューリング/ディスパッチフローは下記のとおりであり、潮流計算の中でベースケースや物理的な送電ロスが計算され、この結果をもって制約判定が行われる。
- 制約違反があった場合には、再度SCUCが実施され、違反がなくなるまで繰り返される。



- CAISOにおいては、マニュアル上需給バランス制約式の記載があり、系全体での需給バランス式の中にロス係数 (Marginal Loss Factors) が表れ、ベースケースの送電ロスに対し、発電、需要の変分に対する送電ロスの変分が需給バランス制約式に組み込まれる。

2.5.1 Power Balance Constraint

The Power balance constraint states that the Generation in the system should balance out with the load plus the Transmission Losses. Only one market-wide power balance constraint is considered. The Energy balance is enforced by all Market Applications. Both Bid-in Generation and bid-in load (IFM only) or CAISO Forecast (Except IFM) participate in the power balance constraint including network Energy losses:

$$\sum_{unit \in G} En_{unit}^t - \sum_{load \in L} En_{load}^t = En_{req}^t + En_{loss}^t ; t \in T$$

The Energy loss model is derived from the full AC network solution which is updated during the SCUC-NA iteration process. The network Energy losses are linearized using marginal loss factors α around the base operating point:

$$En_{loss}^t = En_{loss}^{base,t} + \Delta En_{loss}^t ; t \in T$$

Where:

$$\Delta En_{loss}^t = \sum_{unit \in G} \alpha_{node}^t \cdot (En_{unit}^t - En_{unit}^{base,t}) - \sum_{load \in L} \alpha_{node}^t \cdot (En_{load}^t - En_{load}^{base,t}) ; t \in T.$$

- 実際にCAISOへ物理的な送電ロスの計算方法についてヒアリングを行ったところ下記の通りであった。
- 送電ロスの計算単位はCAISO全系で管理されており、これを需給運用に使用しているとのことであった。

質問内容

以下の送電損失に関する点について、確認させてください。

1. 計算単位

限界損失はノードごとに計算されると理解しています。送電損失もノード単位で計算されますか？

2. 計算頻度

限界損失と同様に、送電損失も前日市場では1回、リアルタイムでは5分ごとに計算されますか？

3. 計算の目的

限界損失はLMP（ローカル市場価格）の計算におけるペナルティ係数を決定するために使用されます。送電損失を計算する具体的な目的は何でしょうか？マニュアルによると、目的の一つはCAISOのBAA（バランス・オーソリティ・エリア）外の需給運用に関連しているように理解しています。この文脈で、なぜ限界損失ではなく送電損失が使用されるのでしょうか？

4. 限界損失との関係

「フルネットワークモデル管理のBPMマニュアル」によると、送電損失は送電損失の限界価格の計算に使用されます。この場合、限界損失自体は送電損失から導出されるのでしょうか？

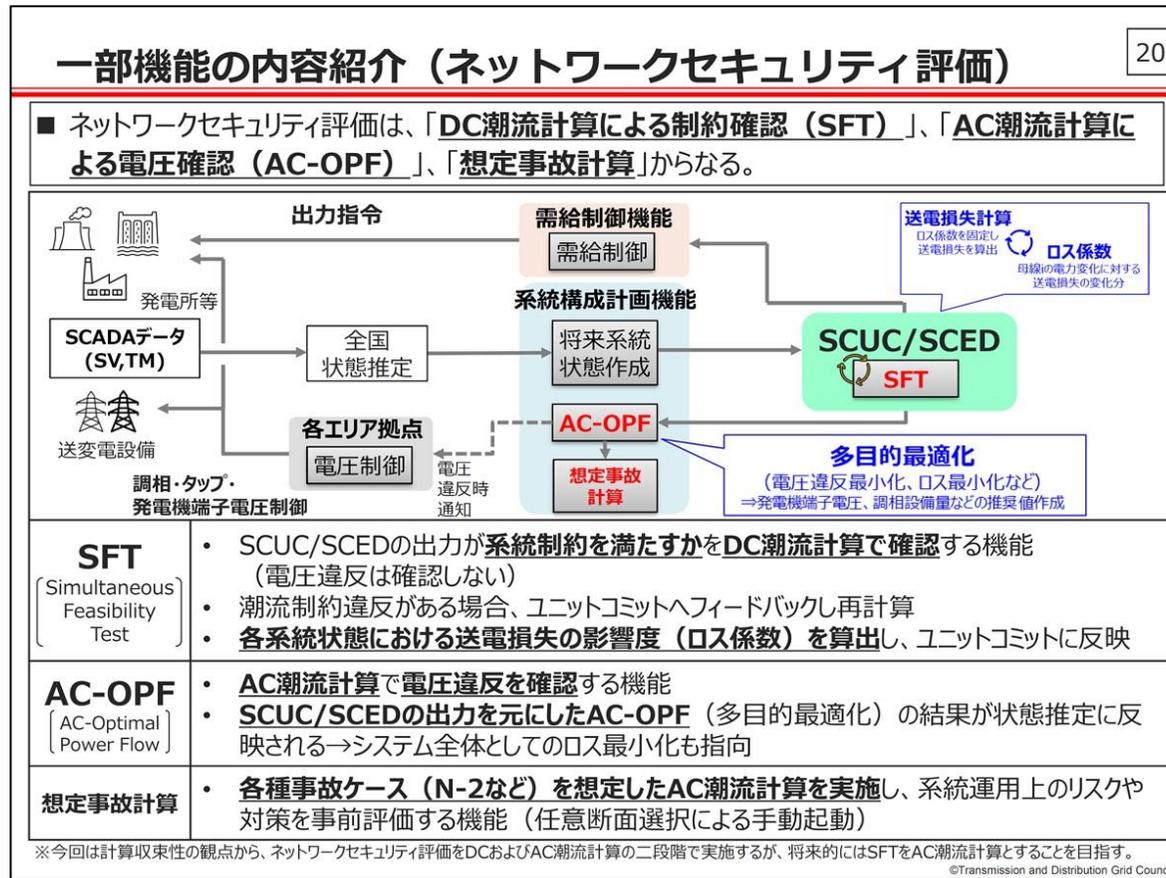
CAISO回答

質問1～4への回答は以下のとおりです。

1. **送電損失はフットプリント（例：会社、CAISO）単位で計算されます。**
2. 送電損失はすべてのマーケットランごとに計算されます（DA、RTPD、RTD）。RTDは通常RTPDのペナルティファクターを使用しますが、「イベント」がある場合はRTDが独自のペナルティファクターを計算します。
3. **損失は適切な電力バランス、正確な経済的ディスパッチおよび価格決定のために計算されます。** CAISOは、ステートエスティメータのパワーフロー解と整合性を保つために実際のMW損失を計算します。MW損失は供給（発電機から供給される電力）と需要（グリッドに必要な電力量）のバランスに影響します。CAISOのシステムオペレーターは、負荷（需要）と発電機（供給）を監視し、グリッドが適切な電圧レベルで運用されていることを確認し、安全で信頼性の高い運用を確保する必要があります。
4. 損失感度はSLFEとヤコビアン行列から導出されます。その後、LMPの限界損失コンポーネントを計算するために使用されます。

解釈：フットプリントは管轄システムを意味しており、CAISOにおいては物理的送電ロスは管轄システム単位で算定されていると理解。また、算定目的については、ロス自体については需給運用、ディスパッチ、LMP算定にあり、特に物理的な送電ロスについては需給運用に使用されている

- 現在詳細設計が進められている次期中給のロジックにおいても、SCUCにおいて送電ロスについて考慮されており、SCUC・SCEDおよびSFT (Simultaneous Feasibility test) の繰り返しプロセスの中でロス係数を用いて送電ロスを算出している。
- また、AC-OPFを用いた電圧違反確認や想定事故計算も行っており、運用面での安定供給を担保している。



- 以上より、これまでの技術検証で考えている仕組みと、北米の仕組みの違いをまとめると下表のとおり。
- これまでの技術検証においては、送電ロスをブランチベースで精緻に計算することにより収束性の課題があったが、北米においては、下記2つの観点で計算の簡略化が行われ、現実的な計算に落とし込んでいると想定される。
 - UCにおいて**潮流感度係数を用いることで簡易的に潮流を算出**して電源態勢と出力配分を決定、その後、AC潮流計算等によりネットワークセキュリティ分析を実施することで安定供給を担保
 - **AC潮流計算等の結果をもとに送電ロス係数を更新**することで相応に精緻にロスを見込みながら、**送電ロスを全系ないしゾーン単位で管理**することによって、繰り返し計算における計算負荷を軽減

		技術検証ロジック	PJM	NYISO	CAISO
SCUC手法の違い	UC内での潮流計算手法	DC法により線形化した潮流方程式	線形化した潮流感度係数を用いて計算		
	AC潮流計算の活用	—	セキュリティチェックで実施し、制約違反があった場合SCUC・SCEDに制約・ペナルティ係数でフィードバック		
SCUCにおける送電ロスの取り扱い	使用する送電ロス係数	—	LS (Loss Sensitivities)	DF (Delivery Factor)	LS (Loss Sensitivities)
	送電ロス計算方法	ロス係数×潮流	ロス係数×注入電力 ^{※3}	ロス係数 ^{※2} ×注入電力 ^{※3}	AC潮流計算で算出されたロス+ロス係数×各ノード変分電力
	係数の単位 ^{※1}	ブランチロス/ ブランチ潮流	全系ロス変分/ ノード注入電力	全系ロス変分/ ノード注入電力	全系ロス変分/ ノード注入電力
	係数更新(前日SCUC)	SCUCごとに更新	前日は更新なし	NSAにて 繰り返し更新	AC潮流計算にて 繰り返し更新

※1 算出されるロス/ロス係数に乗じる値、を表現

※2 DFは1MWの注入電力が系に届く電力を表すため、ロスを計算する係数としては「DF-1」となる。

※3 PJMおよびNYISOは、 $(1-LS) \times$ 注入電力を「系に届く電力」として需給バランス制約式で考慮しているように見受けられるが、これにより生じる過剰ロス分(限界ロスと平均ロスの差分)は、別途オフセット項で調整していると想定される。

1. 検討状況の概要について
2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
 - － 1. 電圧階級を踏まえた送電ロスを取り扱う意義について
 - － 2. 同時同量制度を踏まえた送電ロス取り扱い案
 - － 3. 送電ロスを考慮したSCUCロジックの検証
 - － 4. 海外事例の再確認
 - － 5. 今後の進め方
3. まとめと今後の検証の進め方について

- 第16回技術検証会においては、北米や次期中給におけるUC・ED・潮流計算の繰り返し計算の在り方、それらの仕組みづくりに当たっての背景、次期中給と同時市場の役割を踏まえたロジックの考え方、北米におけるロスの考慮粒度、限界ロスと平均ロスの差分の回収方法等について、ご示唆をいただいた。
- また、これらの議論を踏まえ、現行制度ベースで進める案や下位システムの考慮についてもご指摘をいただいた。

【第16回技術検証会における「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」に関する議論概要】

（“SCUC”が包含する計算範囲について）

- SCUCの外部でネットワークセキュリティアセスメントをやっているイメージで記載されているようだが、実際はSCUCという大きな箱のなかの一つのプロセスとしてAC法潮流計算が入っていて、中で繰り返し計算を行っている認識
⇒最終的な電源の稼働と出力配分を決めるにあたっては潮流計算の結果をフィードバックして精緻化を図っているということだと理解している。
⇒系統制約の入れ方については1回の最適化では解いておらず、最適化の後に計算された潮流で系統制約が満たされるかチェックし、満たしていなければ戻ってやり直す。このイテレーションを何度もやり、それ全体をSCUCと称していると認識している。

（潮流感度による潮流計算の簡易化について）

- SCUC・SCEDの中で潮流感度を用いて潮流を模擬しているという点について、例えばNYISOやERCOT、次期中給を担当するベンダのパッケージによると、週間計画のような長期間に渡る計画で負荷が大きく比較的誤差が許容されやすいSCUCについては、AC潮流計算に代わる簡易的な手法を用いているとのこと。翌日や当日分等では高い精度が要求されるのでAC潮流計算のようなものをきちんとやる必要があって、潮流感度を用いて線路潮流を模擬するメリットが薄いということでそういう形になっている。
⇒特にNYISOにヒアリングをした時も一番制約になりそうな箇所を見たとうえで、その制約がクリア出来ているのであれば、他は大丈夫であるとのコメントもあった。そういった点で簡略化してUCとEDを決め、その後のAC潮流計算で制約に引っ掛からなければOKという形を取っていると想定している。
⇒簡易の潮流計算についてもいい加減にやっている訳ではなく計算のために一次近似をとっている。ベースの潮流があり、これを少し変化させた時にどうなるかを一次近似して、それを最適化問題の中の方程式に入れて最適化をしている。一次近似であるため大きく変化すると誤差が発生するが、それについては一度計算を解き、出力等が分かった後、再度潮流計算を回す。その潮流計算はISOによってAC法や状態推定でやっているが、いずれもイテレーションのプロセスでやり直すことで誤差が蓄積しないようになっている。

（北米事例における独自性について）

- 最適化のパッケージ・ツールを使って真似しようというのは出来ず、各ISO独自のツールでやっているのか。一般的に最適化分野で教科書にあるような定式化がされていれば対応する最適化のツールは存在すると思うが、北米の事例はそれに当てはまるものでないような気がする。独自の方法といった位置づけなのか。
⇒イメージとしてはP12赤枠でUCの中はGurobiを使ったパッケージ、EDの中も線形計画のパッケージ、それを組み合わせてイテレーションをしている。どこのISOもこのような組み合わせで自社のケースに合わせてカスタムして使っている。それぞれ独自のやり方というわけでもないが、イテレーションでデータのやり取りをする中で、早く解けるようにいろいろなモデリングの工夫をしている。

（次期中給と北米事例との違い）

- 送配協殿に説明いただいた次期中給でのやり方では、北米事例と比べるとより最適性を追求しているイメージをもった。北米では次期中給のようなやり方は扱っておらず、日本ではSCUCで混合整数線形計画問題として一回閉じ、外部でAC-OPFを用いた計算をするやり方を選んでいる。どちらのアプローチの方が望ましいのかの検討はあったのか。どういうプロセスを経てこの形になったのか。同時市場もどちらの方向を目指していけば良いのか悩ましい。
⇒SCUC・SCEDの中でAC潮流計算ができればいいが、系統の大きさを考慮すると収束性が悪いため時間内に計算できないリスクがあり、DC潮流計算のSFTに落ち着いた。メーカーともそのあたりをやり取りしながら決めた。
⇒次期中給と同時市場は位置づけが違い、同時市場は約定の結果が運用に直結する一方で、次期中給は系統混雑が起きないかというチェックの中でTSOにおいてSCUCを行い、問題があれば変更しに行く。市場の約定に対するチェック機構としてあるので、オープンループで回っていく。市場側にそういった要素を入れようとすると、クローズドループに入れ込む必要がある点が、大きな違い。同時市場ではその点を考える必要がある。次期中給ではそこまで求められておらず、DCで良しとされているのではないか。
⇒AC-OPFをやるのは難しいというのは海外でも言われており、物理量の取り扱いが違うので絶対に整合しないところをどう制約条件に織り込んでいくかというところは公開されていないし、考えていかなければならない。AC潮流計算ではロス自動的に出てくるのに対し、DC潮流計算は定義して入れ込む必要がある。力率や無効電力の処理も変わってくる。この辺りは技術的に整理して検討しないと日本には適用できない。

（NYISOの繰り返し計算での収束性について）

- NYISOへのヒアリングについて、SCUCで解いたものを交流で系統解析して、制約に追加するということだと思うが、あまり具体的な回答が得られていないと思う。必ずうまくいくかという、モグラたたきのいろいろな制約超過が発生するかと思う。他方で、系統を一度決めてしまうと、いつも制約超過する箇所は大体見えてくるので、ワークする仕組みだとも思う。
⇒ヒアリングをしても、NYISOの中ではこういうことだということが標準的に理解されているが、なかなか具体的な回答はいただけていない。

（ロスの考慮粒度について）

- 「ノード・ブランチ単位でのロスはSCUC内では考慮していない」とあるが、内部的には行列計算をする過程で、各ブランチのロスも計算されており、その合計がロス係数に現れる認識。確かに計算過程での各ブランチのロスを取り出すことはできないが、ノード・ブランチ単位で見えていないから計算負荷が減っているとは思えないところなので、追加確認が必要かと思う。
 - ⇒PJMの制約式のサメンションの中にあるのは、ブランチごとの送電ロスになっている。これは各ブランチごとにすべて入れて計算をしている。“LS”というロス係数は、一次近似をして計算しており、この形式はこのISOも基本的には同じ。これが単純化の理由であり、資料にあるように全系ロスで考えているからではないか。
 - ⇒式中の“i”が送電線レベルではなく、ゾーン単位くらいのレベルなのではないかと推察している。簡易なネットワークモデルを組みつつ、送電線の潮流が収まっているかどうかは感度の行列があれば細かく見れる。ゾーンとノードのネットワークが別にあるとすると、ゾーンでSCUCは解いて、潮流計算はノードレベルで解くことで、折衷案的に解けると思っている。ゾーナルとノードが組み合わさっているのではないかと。
 - ⇒断定できるレベルまで確認できるかはポイント。ゾーナルで認識するのであればそれだけ定式化は簡略化できる。イテレーションの中で、精緻に解くというところで考慮されている可能性もある。そういった側面を認識したうえで、今後ロジックを考えていくことが重要。

（その他論点）

- 基幹系統のみでは効果が限定的で、やり方を変えることは事業者への影響があるため、きちんと評価し検討していくことに賛同する。各手法の中で、案⑩も現実的なので、選択肢に入れて考えて欲しい。現状、約款の固定ロスと実際のロスの差分は調整力で吸収することになっているが、同時市場においても同じ運用もあり得ると考えている。
 - ⇒ロスを精緻化したときに、年間一定のロス率との差分を同時同量制度の中でどう調整するのかを整理できればいいが、それが難しいと案③④のような形になる。P31の記載は、基幹系ロスを除いた絵になっているが、除くのではなく現行同様一定のロス率として、SCUCの結果として出てきた差分のみをロス取扱者が負うということも案⑩ベースとしつつロスを精緻化する方法として考えられる。そうでないと、市場の結果で発需を一致させる中で、ロスの変分を吸収できなくなるので、その取り扱いをどう考えるかということになる。
- 同時同量を踏まえて、いずれの案もあり得ると思うが、下位系統を考慮するということも将来的には考える必要がある。下位になるほどロスも多くなるので、その取り扱いも踏まえたうえで考えていくことも大切。
 - ⇒将来的にどこまでの規模で最適化するかという点について、いただいたご意見も踏まえて整理していきたい。
- 議論されていない問題として、限界ロスは平均ロスの2倍なので、アメリカは、2倍にして金で負担させている。それをどうするかという点も大きな問題。日本の仕組みにおいて抜けている観点。アメリカ型に近づけるとすると、電力量だと取りすぎてしまうので、金でとることしかできないと思う。
 - ⇒量で負担するのか金額で負担するのかというところで案③④を示していたところなので、実際にどういった形で整理するのかというところは考えていきたい。

- 今回の技術検証では案②でDC-OPFの中で送電ロスを精緻化・最適化することを検証していたが、検証の結果としては、SCUCにおいて精緻に送電ロスを取り扱う意義である「計画時点で送電ロスを考慮した最適配分をすることによるコスト低減効果」については限定的である一方で、課題となる「計画値同時同量制度を前提とした仕組みの見直し・運用負荷」や「広域連系系統において送電ロスを精緻に計算することの計算負荷」が大きいことが分かった。
- また、改めて海外の事例を調査したところ、精緻化と簡略化のバランスをSCUCの仕組みそのものから図っているが、これらの方法は運用と市場が一体になっているISOとしての特性が背景にあるとも考えられる。
- 北米同様に送電ロスの精緻化を進める際には、現行制度および運用（次期中給）との整合も踏まえたうえで検討を行う必要があり、この点はSCUCの在り方と合わせ、引き続きシステム詳細設計時に検討を深めることとしたい。

- 第13回技術検証会においては、送電ロスの精緻化による効果と計算負荷の双方を踏まえて、一部連系線のみを精緻化するといった案や、起動停止問題とロスの精緻化を切り分けて計算する案についてご示唆をいただいた。
- また、これらの案を検討していくにあたり、同時市場で送電ロスを取り扱うということと事業者実務との整合性についても配慮が必要である点、および比較検討に当たってはロスを精緻化することによるコストの違いも含めて検討していくことが重要というご指摘をいただいた。
- これらご指摘を踏まえ、一部連系線のみ精緻化、事業者実務の整理および評価断面を工夫した評価を実施した。

【第13回技術検証会における「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」に関する議論概要】

(考えられる折衷案について)

- 送電ロスは燃料コストに効いてくるので、原則としては詳細に考慮するのが良いと考えと案②がよい。ただし、今回の結果を見ると、案②・近似解法とともに計算負荷が高く、広域連系系統だと相当程度負荷がさらに大きくなる可能性があるということで、案①のように週間で近似するなどのオプションも取り得ると思う。これを踏まえた上で同時市場においてどう考慮するかを考えるのが大切。
⇒案①②で大きな違いを示したが、大きなところの送電側と受電側の変化をとらえる折衷案としては、連系線潮流に対するロスのみを変数として、地内ロスは固定して解くといった考え方もありうる。すべてを変数にすると厳しいので、今回の結果からは案①が実用的という感触。
- 送電ロスの計算においては、SCUCの中で送電ロスをどのようにして考慮するかという点と、負担方法の考え方という点は区別すべき。(中略)前者は、アメリカの文献を見ると計算時間が大変という話は聞いたことが無い。起動停止のように0or1の変数がある部分と、起動停止が決まったうえで出力配分をして潮流計算をするという部分がある。これらは分かれていて、前者はMIP、後者はLPとなる。LPについては、計算速度に関する工夫はあるが、ほぼほぼ問題はなく、アメリカにおいてフロンティアで使っている手法を使えば、問題にならないかもしれない。
⇒起動停止の問題と、潮流や出力配分の問題を分けられるなら、後者に送電ロスを精緻に入れ込めば比較的高速に解けるため、そういった手もある。起動停止では量を固定して入れて計算しておく。OPFやSCEDで精緻にロスを考慮して計算するという考え方はあり得る。
⇒ロスを厳密に算定するということと、生じる送電ロスのどう負担をするかは切り分けられる部分であり、負担方法として案②③がその考え方を示したものの。計画値で負担をするか、費用を最終的に金額なり単価なりで負担してもらう点では、算定の方法が違うだけで可能。この辺りは、同時同量を前提として考えたときにどういったやり方が良いかはセットで考えていく必要がある。

(上位2電圧のロスを考慮する意義について)

○実需給のコントロールまで考えると、最終的には調整力でしわをとる必要があり、調整力コストの低減のためには同時市場においてロスの計算精度を高めることは必要。ただし、同時市場が取り扱う系統が上位2電圧ということで、ローカル系のロス率は結局定数で入れるしかなく、精緻化できるロスは資料でいうと0.5%相当。この量の季節時間帯の変動を考慮することによる最適化の効果はかなり限定的になる。どの案を選ぶかは、最適化の効果、収束性、コスト等を総合的に考える必要があるが、最適化効果は限定的というのが今回示されたと考えている。

⇒今回のロジック検証でコストと計算時間はトレードオフであることは見られたが、これがどれくらいの差分であるかというところ。SCUCでは基幹系統ノードで行うことから、下位系統を見ることができないというのはそのとおりで、需要家の応札需要がどの地点にあたるかわからないので、今回は圧別で横切りした。本来は実ロスでどれくらいを基幹系ロスで見込むべきかが小売事業者が認識できるとよいが、そういった仕組みが現状はなく、課題となる。

(評価方法について)

○せっかく広域系統で計算するのであれば、コストの違いや、案②が理論的には近いが、本当にそうか、この辺りが見えてくると議論もしやすくなる。

⇒費用を比較するときに、年間での計算は現実的ではないので、期間限定でよければ、(2日目と7日目など) 案①②の比較をすることはできる。ただ、年間でのトータルの変化となってくると、過大・過少に見積もられるため難しい。

○ロスが精緻に計算できているかの指標として、実際のロスがどれくらいかは交流法で計算しないといけないのではないか。それは技術検証では必要がないのか。今後どう進めていくか。

⇒交流法で出せるのであれば、そこでの比較評価は一つ考えられる。今回はSCUC計算のなかで確認しているが、今後の検証で交流法を確認できるかは調整。

⇒アメリカの文献を見ていると、各ISOほぼすべてで線形近似を用いている。いくつかのISOは交流法での計算を時々実施してチェックしていたり、実現値でチェックを行っている。1つの線形近似手法を使って全部やるという必要はなく、問題があれば修正を図るようにしている模様。今回のような検証で誤差が大きいのでどうこうという話ではない。

(業務との整合性について)

○同時同量を果たすためには、計画にロス計算の結果を反映しなくてはいけなくなるので、業務のやり方が変わるとも考えられる。今は需要が100なら100調達すれば良く、差分は調整力で対応する。この最適化計算をした時の業務がどう変わるかの想像が必要。

⇒SCUC結果ではノードごとにロスは違う数字が出てくる。これに合わせた計画を出してもらうと、現行と違う世界になる。一方で、約定結果は、エリア内では同じ価格とする整理を前提とすれば、エリア内では同じ評価を返してやらないといけない。実態としてはノードごとで需要のつきかたはエリア内では偏るが、それを量や価格で返すことで今と差が生じるため、今回は、エリアとして1つの値を返すという前提で書いている。

○自己計画電源は、同時市場のロジックを通らずに発電計画が決まるが、ここの考慮の仕方はどうなるか。

⇒今までは市場外取引をした分は、送電端で発電と需要が一致。基幹系ロスが変動する場合、元々100の調達でよかったものが、99と差分が生じるため、市場全体の中でバランスをとる必要がある。案②だと変分がでてくるので、この差分は市場外取引にも影響が出るものと思っている。

(その他確認事項)

○送電ロスではないが、再エネの出力制御も、考え方によっては、使おうと思ったら使えないということでロスと同じだが、今回はそういったところのロスは話題にはならないのか。特に再エネはローカル系統に入ってくるとすると、こういった取扱いになるか。

⇒ロジック検証の中では、上位2電圧を対象として実施している。資料3の中でも、基幹系ノードにどれだけの需要・発電があるかをもとに計算しているため、下位系統の状態は考慮できない。

- 第14回技術検証会においては、評価断面Bにおいて、送電ロスを精緻に見直すことによるコスト影響が限定的である点についてその原因について議論が行われた。
- また、技術検証において収束性に課題が生じたことを受けて、北米においてはSCUCのプロセスを3つに分割しており、起動停止計画問題と精緻な潮流計算の繰り返しの中で現実的にロスを考慮しているとのこと示唆をいただいた。
- これを踏まえ、SCUCにおける送電ロスの取り扱いについて、海外事例の深掘り調査を実施した。

【第14回技術検証会における「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」に関する議論概要】

(評価断面の意味合いについて)

- 発電コストについて、Bを見ると発電コストはすべての案で同じになっている。ここだけ見ると、起動停止の組み合わせに差はなかったのではないかと見える。他方で、送電ロスは案によって変わっている。これはどう解釈すればいいか。
⇒起動停止が違っていても、似たスペックの電源が多いため、特に軽負荷期では送電ロスが違っててもコストが変わらないことがあり得る。また、モデル化の誤差もあり得るので、細かい数字で逆転はあり得る。ただ、近似解法①・案②はほとんど同じであり、案①や①'はやはり違う結果になっているが、案②が経済的な案になっていることは確認している。

(海外事例も踏まえた送電ロスの取り扱いについて)

- アメリカの文献をみるに、送電ロスの計算が難しいという議論は見ない。ERCOTを除き、他は大体真面目に送電ロスを線形近似して計算している模様。
⇒厳密に計算した結果、より精緻化されるが、収束性も悪くなる側面も出てきている。P13、P14を見ると興味深く、案①は今の制度とも近いものだと思うが、精緻化した近似解法1と比べると、昼間は多めに、夜間は小さめに出ており、均すとそんなに悪くない結果かと思った。送電ロスについては、計算にかかる時間・収束性、現状と近いやり方とのバランスを見ながら検討をしていくことが重要。
⇒アメリカでこういったシステム構成をしているかというところは、IEEEに2019年にISO-NEの人が一般向けの短い論文を書いている。それを見ると、基本的にSCUCのプログラムは3つに分割される。SCUC、SCED、SFT（潮流計算）。SCUCで起動停止を決めて、その後SCEDとSFTと一緒に回す。収束計算をして、そのあとにSFTで系統制約に合わないものがあると、もう一度SCUCに戻って制約をかけてやり直すということが書いてある。SCEDは線形なので、割と簡単に解ける。回しきった後にSCUCに戻るというのを繰り返している。
⇒制約を違反したときに、制約条件をどう設定してSCUCを回すというところが具体化されていなくて取り入れづらい。知見があったら教えてほしい。そういった工夫をすることで解けるとは思う。繰り返し計算でどのように制約条件を付けるかが難しいところ。
⇒海外については調査も進めているところ。どこまで確認できるかは難しい。もう少し具体的にわかれば、お伝えしたい。

1. 検討状況の概要について
2. 「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検証
3. まとめと今後の検証の進め方について

■ 今回、「⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック」の検討結果をお示した。次回以降、残る検証項目（⑧）について進捗を報告する。

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、動作検証済み ・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 (完了)
①買い入札を考慮したSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・ロジック構築の上、エリア単位のモデルでの動作検証済み ・需要曲線の簡略化手法について検討を実施 ・需要側入札の海外動向を調査し、ノード単位の動作検証済 (完了)
②週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）を可能にするSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・週間計画の実態調査の上、週間計画の取り扱いを整理 ・具体的なロジックを構築・実装し、動作検証済み (完了)
③調整力の定義も踏まえたkWh・ΔkW同時最適ロジック（変動性再エネの出力変動への対応含む）	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点の調整力の定義見直しの議論を踏まえたロジック・ΔkW入札価格を考慮したロジックを構築・実装し、動作確認済み ・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 (完了) <small>(前回取りまとめ以降、「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」で検討が進められ、一定の整理を行った)</small>
④セルフスケジュールとSCUC・SCEDロジックとの関係性	<ul style="list-style-type: none"> ・電源差替を小規模システムモデルで模擬し、動作検証を実施 (完了)
⑤システム制約の取扱い	<ul style="list-style-type: none"> ・厳密なロジック（制約条件）による対応は困難な見込み (完了) ・適切なフリンジ（マージン）を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆を得た <small>(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)</small>
⑥起動費等が回収可能な価格算定ロジックの検討	<ul style="list-style-type: none"> ・海外調査および数種の手法の技術的特徴を整理 (完了) <small>(今後、制度論として将来の日本での導入可否を深掘り予定)</small>
⑦前日同時市場後のSCUC・SCEDロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・前日、当日の時間前同時市場のロジック構築・検証を実施 ・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 (完了)
⑧自己計画電源等に一定の制約を課すロジック	<ul style="list-style-type: none"> ・混雑・非混雑システム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	<ul style="list-style-type: none"> ・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 ・送電ロスを考慮したSCUCロジックの構築・検証 (完了)

今回報告

(参考)
技術検証会での議論 (全体)

【⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック】

(考えられる折衷案について)

- 送電ロスは燃料コストに効いてくるので、原則としては詳細に考慮するのが良いと考えると案②がよい。IEEEモデルでの計算結果を見ても、詳細に考慮することで需要地近傍の電源を起動して送電ロスを最小化し、最経済を実現するシステムになるということが見られ、そういったメカニズムになることは本来の姿。揚水についても充放電により2回ロスが生じるため、その点も考慮が必要。
- ただし、今回の結果を見ると、案②・近似解法とともに計算負荷が高く、広域連系系統だと相当程度負荷がさらに大きくなる可能性があるということで、案①のように週間で近似するなどのオプションも取り得ると思う。これを踏まえた上で同時市場においてどう考慮するかを考えるのが大切。
- 案①②で大きな違いを示したが、大きなところの送電側と受電側の変化をとらえる折衷案としては、連系線潮流に対するロスのみを変数として、地内ロスは固定して解くといった考え方もありうる。すべてを変数にすると厳しいので、今回の結果からは案①が実用的という感触。
- 送電ロスの計算においては、SCUCの中で送電ロスをどのようにして考慮するかという点と、負担方法の考え方という点は区別すべき。
- 後者は、平均化や後付けの精算というやり方もあり、アメリカでは最終的な実現値もみてプライシングを行う形になっている。少なくともリアルタイムは State Estimatorでの実現値からロス計算を行う。
- 前者は、アメリカの文献を見ると計算時間が大変という話は聞いたことが無い。起動停止のように0or1の変数がある部分と、起動停止が決まったうえで出力配分をして潮流計算をするという部分がある。これらは分かれていて、前者はMIP、後者はLPとなる。LPについては、計算速度に関する工夫はあるが、ほぼほぼ問題はなく、アメリカにおいてフロンティアで使っている手法を使えば、問題にならないかもしれない。
- 起動停止の問題と、潮流や出力配分の問題を分けられるなら、後者に送電ロスを精緻に入れ込めば比較的高速に解けるため、そういった手もある。起動停止では量を固定して入れて計算しておく。OPFやSCEDで精緻にロスを考慮して計算するという考え方はあり得る。
- アメリカは両者のイタレーションをやっているということで、そのプロセスでいろいろ工夫をしている。メモリのなかでデータを送るなど。この方法を使えば、実際にやるときは何とかなるのではないか。
- 案①で起動停止を決めて、SCEDでは案②や区分線形で解き、それをもとにSCUCを更新するというのは、単純に2回回すよりは早くなると考えている。
- ロスを厳密に算定するということと、生じる送電ロスのどう負担をするかは切り分けられる部分であり、負担方法として案②③がその考え方を示したものの。計画値で負担をするか、費用を最終的に金額なり単価なりで負担してもらう点では、算定の方法が違うだけで可能。この辺りは、同時同量を前提として考えたときにどういったやり方が良いかはセットで考えていく必要がある。
- 負担方法でいうと、PJMではLMPベースでやっている。今回はその分析まではできていないが、ある程度割り切れれば、潮流感度を用いて、LMPベースで計算することも可能。このあたりの感度計算はあまり時間をかけずに実施できるので、収束性などは問題にならないと考えている。

(上位2電圧のロスを考慮する意義について)

- 実需給のコントロールまで考えると、最終的には調整力でしわをとる必要があり、調整力コストの低減のためには同時市場においてロスの計算精度を高めることは必要。ただし、同時市場が取り扱う系統が上位2電圧ということで、ローカル系のロス率は結局定数で入れるしかなく、精緻化できるロスは資料でいうと0.5%相当。この量の季節時間帯の変動を考慮することによる最適化の効果はかなり限定的になる。どの案を選ぶかは、最適化の効果、収束性、コスト等を総合的に考える必要があるが、最適化効果は限定的というのが今回示されたと考えている。
- 今回のロジック検証でコストと計算時間はトレードオフであることは見られたが、これがどれくらいの差分であるかというところ。SCUCでは基幹系統ノードで行うことから、下位系統を見ることできないというのはそのとおりで、需要家の応札需要がどの地点にあたるかわからないので、今回は圧別で横切りした。本来は実ロスでどれくらいを基幹系ロスで見込むべきかが小売事業者が認識できるとよいが、そういった仕組みが現状はなく、課題となる。
- 0.5%という小さいが、限界ロスで考えると2倍になるので、そんなに小さくないかもしれない。それを実際のプライシングでやるかどうか論点となる。アメリカでは教科書に従い、2倍にして負担させているが、それを突然やると事業者は受け入れづらい。限界ロスは平均ロスより大きいので、ISOに収益がたまり、これを事後的に還元しているとのこと。

(評価方法について)

- 広域系統の検証において、各案どれほどのコストやロスの違いが出るかは記載がなかったが、今回は案②は広域系統では解が得られなかったため、コストやロスの量は見れなかったということが。
- 今回の結果だと、案②の精度があまりよくないので、コストとしても大小あり、トータルで見ると、案②のほうが悪くなってしまっている。したがって、妥当な比較にならない。
- 送電ロスを取り扱う意義が、混雑処理費用の低減ということだが、今回はそこが見えない。せっかく広域系統で計算するのであれば、コストの違いや、案②が理論的には近いが、本当にそうか、この辺りが見えてくると議論もしやすくなる。
- 費用を比較するときに、年間での計算は現実的ではないので、期間限定でよければ、(2日目と7日目など) 案①②の比較をすることはできる。ただ、年間でのトータルの変化となってくると、過大・過少に見積られるため難しい。
- ロスが精緻に計算できているかの指標として、実際のロスがどれくらいかは交流法で計算しないといけないのではないかと。それは技術検証では必要がないのか。今後どう進めていくか。
- 交流法で出せるのであれば、そこの比較評価は一つ考えられる。今回はSCUC計算のなかで確認しているが、今後の検証で交流法を確認できるかは電中研とも調整していく。
- アメリカの文献を見ていると、各ISOほぼすべてで線形近似を用いている。いくつかのISOは交流法での計算を時々実施してチェックしていたり、実現値でチェックを行っている。1つの線形近似手法を使って全部やるという必要はなく、問題があれば修正を図るようにしている模様。今回のような検証で誤差が大きいのでどうこうという話ではない。

(業務との整合性について)

- 海外事例は案③に近いということだが、他の案は参考事例があり出てきたのか。業務量と精緻化がトレードオフだが、小売に対して予見性に関する情報を出したり妥当性検証が必要。そういった仕掛けも作らないといけないのでシステムとしては大変であり、②だと個別トランザクションになるので難しい。
- 案③はアメリカやカナダでやっているやり方を参考にしたもの。案①②は、現行の日本における同時同量の中でどう取り扱うかという点から出てきた案である。特に案②はロスを精緻化すると常に変わり続けるので、これと同時同量のアンマッチがある。案②は無理やり合わせようとするとういうやり方になるので、自動で反映するしかない、という課題。約定結果をもらわないと小売はどれだけ調達したかがわからない。
- 各案を採用したときに、案①だと年間一律ロス率ということで、各事業者の業務フローは今と変わらないと認識していた。他方で、ノードごとにロス率を設定する場合、基幹系でどの発電機で運転するかによってもロス量が変わるはず。そう考えると、同時同量を果たすためには、計画にロス計算の結果を反映しなくてはいけなくなるので、業務のやり方が変わることも考えられる。今は需要が100なら100調達すれば良く、差分は調整力で対応する。この最適化計算をした時の業務がどう変わるかの想像が必要。
- SCUC結果ではノードごとにロスは違う数字が出てくる。これに合わせた計画を出してもらおうとすると、現行と違う世界になる。一方で、約定結果は、エリア内では同じ価格とする整理を前提とすれば、エリア内では同じ評価を返してやらないといけない。実態としてはノードごとで需要のつきかたはエリア内では偏るが、それを量や価格で返すことで今と差が生じるため、今回は、エリアとして1つの値を返すという前提で書いている。
- 自己計画電源は、同時市場のロジックを通らずに発電計画が決まるが、この考慮の仕方はどうなるか。
- 今までは市場外取引をした分は、送電端で発電と需要が一致。基幹系ロスが変動する場合、元々100の調達でよかったものが、99と差分が生じるため、市場全体の中でバランスをとる必要がある。案②だと変分がでてくるので、この差分は市場外取引にも影響が出るものと思っている。

(その他確認事項)

- 案①②で計算したときに、LMPは算出できているか。また、シャドウプライスには送電ロス分も含まれているか。①と②でLMPはどう変わるか。
- LMPは事後的な計算になるが、解の精度が高くないと確認する意味がないため、今回は比較をしていない。送電ロスもLMPに含まれているが、混雑費用もLMPには含まれるため、ここをどう分離するかも課題。
- シミュレーションの前提として、ロスを出すうえで、起動停止に伴う潮流の変化、再エネ変動、ルートや距離の観点は、考慮されているか。ローカルは入れていないので気にしていないのか。
- 上位2電圧のオーム抵抗分と直流設備のロス率以外のロスは考慮されていない。ローカルの値を固定値として入れることは可能。ローカルでどれほど電源があってSCUC内で調整されているかによっても変わってくる。
- 送電ロスではないが、再エネの出力制御も、考え方によっては、使おうと思ったら使えないということでロスと同じだが、今回はそういったところのロスは話題にはならないのか。特に再エネはローカルシステムに入ってくると思うと、こういった取扱いになるか。
- ロジック検証の中では、上位2電圧を対象として実施している。資料3の中でも、基幹系ノードにどれだけの需要・発電があるかをもとに計算しているため、下位系統の状態は考慮できない。
- 再エネの出力制御は燃料費側でkWhの約定として考慮されている。FIP等であれば、ほかの電源同様に考慮される認識。ただし、ローカルシステムの再エネ出力制御は考慮できておらず、考慮したとしてそれが送電ロスを増やすか減らすかはわからない。余剰電力が抑制されることで潮流が緩和される可能性もあるため、最終的にはロス感度を見ないとわからない。

【⑨送電ロスを考慮したSCUCロジック】

(案②'の計算条件について)

- P27、案②'の計算における、連系線ロスを変数にした後のSCUC (③) については、DC法で潮流計算を実施しているか。また、直流連系線については、こういったモデルの違いがあるか。
- あくまでSCUCの中で、DC法で計算している。直流連系線に関する違いは、ロスの置き方のみとなる。

(目的関数の設定方法)

- 目的関数はどのように設定しているか。P16で燃料費と送電ロスにトレードオフがあったということだが、この記載からすると送電ロスの低減に重きをおいているようにも思えるが、燃料費をとにかく抑えるという設定の仕方もあるのではないか。
- 目的関数は発電コスト(燃料費+起動費)としている。送電ロスが大きくなると需要が大きくなりコストが増えるので、結果として減らす方向に働く想定。特段送電ロスを減らすという目的関数ではない。
- 送電ロスを小さくすることを重視するばかりに、トータルとしてのコストが上がってしまっているという話も説明にあったが、これは何のことであったか。送電ロスの低減とコストの低減のトレードオフは起きないのではないか。
- IEEEモデルは、北側にベース電源、南側に石油や揚水という高い電源がある。基本的には、北でたくさん発電して南に供給するという流れになる。ただし、送電ロスを見ると、潮流が大きくなってロスも大きくなるので、場合によっては、石油を増やしてでも送電ロスを減らす可能性もあり、この点トレードオフになるという意図で記載している。送電ロスも考慮したときに石油を多めに焚いたほうがコストも小さくなるか。

(評価断面の意味合いについて)

- 実需給断面での評価がされているが、これは計算断面による評価とどう違うか。電源態勢を固定し、厳密解法でSCEDを計算すると、どの案であっても、実需給断面の評価ではロスの計算の仕方は同じで、違うのは電源態勢のみか。
- 違うのは電源態勢のみ。評価断面Bを計算した理由としては、評価断面Aでは、コストが送電ロス率の違いによって変わってきてしまうため、設定上のロス率で見え方が変わってしまう。経済的な効果をしっかり評価するために、同じ方法でロスの評価したのが評価断面Bの考え方。
- P20、発電コストについて、Bを見ると発電コストはすべての案で同じになっている。ここだけ見ると、起動停止の組み合わせに差はなかったのではないかと見える。他方で、送電ロスは案によって変わっている。これはどう解釈すればいいか。
- 起動停止が違っていても、似たスペックの電源が多いため、特に軽負荷期では送電ロスが違っててもコストが変わらないことがあり得る。また、モデル化の誤差もあり得るので、細かい数字で逆転はあり得る。ただ、近似解法①・案②はほとんど同じであり、案①や①'はやはり違う結果になっているが、案②が経済的な案になっていることは確認している。
- 起動停止の組み合わせは違うけれども、有効数字で見ると発電コストは変わっていないものと理解した。
- 軽負荷期については、負荷が軽いので、北側から南側に流した時に潮流自体が大きくなるので、そもそも送電ロスの絶対値も大きくないことも関係していると考えている。

(海外事例も踏まえた送電ロスの取り扱いについて)

- アメリカの文献をみるに、送電ロスの計算が難しいという議論は見ない。ERCOTのようにずるしているところもあるが、他は大体真面目に送電ロスを線形近似して計算している模様。それ以上を調べてもなかなか見えてこないが、システム系で知見がある人はいないか。
- 線形モデルにすると短時間で解けると思っていたが、SCUCはかなり時間がかかる。SCED段階では、細かくモデル化してもそんなに時間は増えない。同じく海外ではこの辺りどうなっているか、情報があれば教えてほしい。
- 厳密に計算した結果、より精緻化されるが、収束性も悪くなる側面も出てきている。P13、P14を見ると興味深く、案①は今の制度とも近いものだと思うが、精緻化した近似解法1と比べると、昼間は多めに、夜間は小さめに出来ており、均すとそんなに悪くない結果かと思った。送電ロスについては、計算にかかる時間・収束性、現状と近いやり方とのバランスを見ながら検討をしていくことが重要。PJMがノードに振っていたりという工夫もあるので、そのあたり全体を見ながら決めていく方向性かと思った。実システムでTSOがどの程度まで把握しているかも踏まえて決めていく必要がある。
- アメリカでどういったシステム構成をしているかというところは、IEEEに2019年にISO-NEの人が一般向けの短い論文を書いている。それを見ると、基本的にSCUCのプログラムは3つに分割される。SCUC、SCED、SFT（潮流計算）。SCUCで起動停止を決めて、その後SCEDとSFTを一緒に回す。収束計算をして、そのあとにSFTで系統制約に合わないものがあると、もう一度SCUCに戻って制約をかけてやり直すということが書いてある。SCEDは線形なので、割と簡単に解ける。回しきった後にSCUCに戻るというのを繰り返している。ここで渡すデータのやり取りをメモリ上でやることでスピードアップしたというのが10年程前。そういった工夫が大きいのかもしれない。
- 制約を違反したときに、制約条件をどう設定してSCUCを回すということが具体化されていなくて取り入れづらい。知見があったら教えてほしい。そういった工夫をすることで解けるとは思う。繰り返し計算でどのように制約条件を付けるかが難しいところ。

- SCUCロジックの工夫や実効性を高める検討については、NEDOプロのほうでも実施されている。その研究成果をうまく取り込んでいくということもある。
- 海外については調査も進めているところ。どこまで確認できるかは難しい。もう少し具体的にわかれば、お伝えしたい。

■【資料4】同時市場における送電ロス考慮方法について

(“SCUC”が包含する計算範囲について)

- SCUCの外部でネットワークセキュリティアセスメントをやっているイメージで記載されているようだが、実際はSCUCという大きな箱の中の一つのプロセスとしてAC法潮流計算が入っていて、中で繰り返し計算を行っている認識。そういう意味ではP10記載の2・3つ目のレ点の文章内の「SCUC・SCED」は“SC”は不要で単に「UC・ED」という表現の方が合うのではないか。
- SCUCの頭に“SC”をつけるのかという点について、UCで電源稼働を決めてEDで出力配分を決めたもので系統制約を考慮できているのかというところのセキュリティチェックをした上でのフィードバックであるので、それをSCUCの仕組みの中で確認しているという点ではご指摘いただいたとおりかと思われる。最終的な電源の稼働と出力配分を決めるにあたっては潮流計算の結果をフィードバックして精緻化を図っているということだと理解している。
- SCUCとはP12の赤枠全体を指していると認識している。最適化の中にもいろんなイテレーション(繰り返し)がある。例えば、系統制約の入れ方については1回の最適化では解いておらず、最適化の後に計算された潮流で系統制約が満たされるかチェックし、満たしていなければ戻ってやり直す。このイテレーションを何度もやり、それ全体をSCUCと称していると認識している。

(潮流感度による潮流計算の簡易化について)

- SCUC・SCEDの中で潮流感度を用いて潮流を模擬しているという点について、こちらはパッケージを提供するベンダによる差異があるのかもしれないということだが、例えばNYISOやERCOT、次期中給を担当するベンダのパッケージによると、週間計画のような長期間に渡る計画で計算負荷が大きく比較的誤差が許容されやすいSCUCについては、AC潮流計算に代わる簡易的な手法として潮流感度を用いているとのこと。翌日や当日分等では高い精度が要求されるのでAC潮流計算をきちんとやる必要があって、潮流感度を用いて線路潮流を模擬するメリットが薄いということでそういう形になっている。

- 潮流計算を実施してロス係数を作成し、各ノード注入電力に対して全系のロス変化量を考慮して計算をしているというのがヒアリングの中でも確認出来た部分である。需給バランス方程式を見ても全系統でバランスを取っているというのは明確に示されており、ノードブランチで精緻には見ていないと想定される。特にNYISOにヒアリングをした時も一番制約になりそうな箇所を見ただうえで、その制約がクリア出来ているのであれば、他は大丈夫であるとのコメントもあった。そういった点で簡略化してUCとEDを決め、その後のAC潮流計算で制約に引っ掛からなければOKという形を取っていると想定している。
- 簡易の潮流計算についてもいい加減にやっている訳ではなく計算のために一次近似をとっている。ベースの潮流があり、これを少し変化させた時にどうなるかを一次近似して、それを最適化問題の中の方程式に入れて最適化をしている。一次近似であるため大きく変化すると誤差が発生するが、それについては一度計算を解き、出力等が分かった後、再度潮流計算を回す。その潮流計算はISOによってAC法や状態推定でやっているが、いずれもイテレーションのプロセスでやり直すことで誤差が蓄積しないようになっている。基本的に最適化計算を回すときにはAC潮流計算は実用的ではないので、どこのISOも一次近似で線形にして解いている。その結果と潮流が合うかを見るときに、AC法を使っているか、一次近似を使っているかという差はある。(北米事例における独自性について)
- 今回の技術検証の中では問題を解くにあたり、混合整数線形計画問題としてSCUCを定式化してGurobiで解いている。一方で北米事例では各イテレーションの中で、潮流計算が入っている。これはもはや混合整数線形計画問題ではない。そうであれば、最適化のパッケージやツールを使って真似しようというのは出来ず、各ISO独自のツールでやっているのか。一般的に最適化の分野で教科書に載っているような定式化がされていれば対応する最適化のツールは存在すると思うが、北米の事例はそれに当てはまるものでないような気がする。独自の方法といった位置づけなのか。
- イメージとしてはP12赤枠でUCの中はGurobiを使ったパッケージ、EDの中も線形計画のパッケージ、それを組み合わせてイテレーションをしている。どこのISOもこのような組み合わせで自社のケースに合わせてカスタムして使っている。それぞれ独自のやり方というわけでもないが、イテレーションでデータのやり取りをする中で、早く解けるようにいろいろなモデリングの工夫をしている。

■【資料4】同時市場における送電ロス考慮方法について

(次期中給と北米事例との違い)

- 送配協殿に説明いただいた次期中給でのやり方では、北米事例と比べるとより最適性を追求しているイメージをもった。北米では次期中給のようなやり方は扱っておらず、日本ではSCUCで混合整数線形計画問題として一回閉じ、外部でAC-OPFを用いた計算をするやり方を選んでいる。どちらのアプローチの方が望ましいのかの検討はあったのか。どういうプロセスを経てこの形になったのか。同時市場もどちらの方向を目指していけば良いのか悩ましい。
- NYISOにおいては、一定の時間制約の中で約定結果を返すために、SCUCで起動停止と出力配分を決める際にセキュリティチェックでAC潮流計算をすると解ききれない場合があり、そのときはACからDC潮流計算に切り替えて、バックアップツールのDC潮流計算を使っていると言われた。厳密に解こうとするとAC潮流計算になるが、より簡略化するために線形近似のDC法で代替的に解いているところもある。いずれか一本でやるのか、時間制約を設けるとすると、その時間で解ける手段を考えるというやり方もある。
- ACの部分を外に出している日本のやり方の方が計算時間的には簡略化できると。
- 次期中給は2段階で、外に出すのが先で、入れるのが後とのこと。外に出すというのは、日本でやっているのは事前に大体どれくらいの潮流になるかを計算し、送電可否を確認しているが、あまり最適ではない。絵の中にSFTとあるが、これが潮流計算。CAISOはAC法と聞いているが、PJMなどはAC法でやっているというのは見たことがないので、ほとんどのISOは線形近似を使っているのではないかと思う。
- SCUC・SCEDの中でAC潮流計算ができればいいが、システムの大きさを考慮すると収束性が悪いため時間内に計算できないリスクがあり、DC潮流計算のSFTに落ち着いた。メーカーともそのあたりをやり取りしながら決めた。
- 次期中給と同時市場は位置づけが違い、同時市場は約定の結果が運用に直結する一方で、次期中給は系統混雑が起きないかというチェックの中でTSOにおいてSCUCを行い、問題があれば変更しに行く。市場の約定に対するチェック機構としてあるので、オープンループで回っていく。市場側にそういった要素を入れようとする、クローズドループに入れ込む必要がある点が、大きな違い。同時市場ではその点を考える必要がある。次期中給ではそこまで求められておらず、DCで良しとされているのではないか。

- AC-OPFをやるのは難しいというのは海外でも言われており、物理量の取り扱いが違うので絶対に整合しないところをどう制約条件に織り込んでいかるところは公開されていないし、考えていかなければならない。AC潮流計算ではロスは自動的に出てくるのに対し、DC潮流計算は定義して入れ込む必要がある。力率や無効電力の処理も変わってくる。この辺りは技術的に整理して検討しないと日本には適用できない。

(NYISOの繰り返し計算での収束性について)

- NYISOへのヒアリングについて、SCUCで解いたものを交流で系統解析して、制約に追加するということだと思うが、あまり具体的な回答が得られていないと思う。必ずうまくいくかという、モグラたたきのいろいろな制約超過が発生するかと思う。他方で、システムを一度決めてしまうと、いつも制約超過する箇所は大体見えてくるので、ワークする仕組みだとも思う。
- ヒアリングをしても、NYISOの中ではこういうことだということが標準的に理解されているが、なかなか具体的な回答はいただけていない。

(ロスの考慮粒度について)

- 「ノード・ブランチ単位でのロスはSCUC内では考慮していない」とあるが、内部的には行列計算をする過程で、各ブランチのロスも計算されており、その合計がロス係数に現れる認識。確かに計算過程での各ブランチのロスを取り出すことはできないが、ノード・ブランチ単位で見えないから計算負荷が減っているとは思えないところなので、追加確認が必要かと思う。
- 精緻に何か文献として得られたものがない。また、行列式で認識はしているものの、明確に需給バランス一致をノードごとに図る制約を置いているかどうか不明瞭。これをやっていないとすると、制約条件を軽くすることができているのではないかと思う。
- PJMの制約式のサメンションの中にあるのは、ブランチごとの送電ロスになっている。これは各ブランチごとにすべて入れて計算をしている。“LS”というロス係数は、一次近似をして計算しているもので、この形式はどこのISOも基本的には同じ。これが単純化の理由であって、資料にあるように全系ロスで考えているからではないと考えている。

■【資料4】同時市場における送電ロス考慮方法について

- 式中の“i”が送電線レベルではなく、ゾーン単位くらいのレベルなのではないかと推察している。簡易なネットワークモデルを組みつつ、送電線の潮流が収まっているかどうかは感度の行列があれば細かく見れる。ゾーンとノードのネットワークが別にあるとすると、ゾーンでSCUCは解いて、潮流計算はノードレベルで解くことで、折衷案的に解けると思っている。ゾーナルとノーダルが組み合わさっているのではないかと。
- SCUCを解くときにネットワークは簡略化しているというのは古い文献には出ているが、今はきっちり入れていると想定。各発電機の出力について最適化をしているので、ネットワークを簡略化すると解けないのではないかと。
- ロスをどう考えるかという話。各送電線ごとに出すとなると、この定式化ではつじつまが合わない。ノード需給バランスをすべてのノードに定義しないと辻褄が合わなくなる。ゾーナルでこれを組むことは可能。潮流については、潮流感度を使えば、ユニット単位でサメンションは適用できる。この制約式だとどちらも取れる。ただ、ノーダルだとかなり複雑になってくる。
- 最適化計算はLPでやっており、線形化しているので問題になっていない。イテレーションの中で潮流計算をACでやっているか、一次近似でやっているかというのはISOによる。大きなネットワークを持っているところでACでやっているところは見たことない。
- AC潮流計算は非線形性が強くなり、収束性は悪くなるので、難しさの次元が違う。SCEDであればそのまま解くことも可能だと思うが、SCUCはゾーナルモデルでやっているのではないかと推察している。
- 断定できるレベルまで確認できるかはポイント。ゾーナルで認識するのであればそれだけ定式化は簡略化できる。イテレーションの中で、精緻に解くというところで考慮されている可能性もある。そういった側面を認識したうえで、今後ロジックを考えていくことが重要。

(その他論点)

- 基幹システムのみでは効果が限定的で、やり方を変えることは事業者への影響があるため、きちんと評価し検討していくことに賛同する。各手法の中で、案⑩も現実的なので、選択肢に入れて考えて欲しい。現状、約款の固定ロスと実際のロスの差分は調整力で吸収することになっているが、同時市場においても同じ運用もあり得ると考えている。
- ロスを精緻化したときに、年間一定のロス率との差分を同時同量制度の中でどう調整するのかを整理できればいいが、それが難しいと案③④のような形になる。P31の記載は、基幹系ロスを除いた絵になっているが、除くのではなく現行同様一定のロス率として、SCUCの結果として出てきた差分のみをロス取扱者が負うということも案⑩ベースとしつつロスを精緻化する方法として考えられる。そうでないと、市場の結果で発需を一致させる中で、ロスの変分を吸収できなくなるので、その取り扱いをどう考えるかというところになる。
- 同時同量を踏まえて、いずれの案もあり得ると思うが、下位システムを考慮するということも将来的には考える必要がある。下位になるほどロスも多くなるので、その取り扱いも踏まえたうえで考えていくことも大切。
- 将来的にどこまでの規模で最適化するかという点について、いただいたご意見も踏まえて整理していきたい。
- 議論されていない問題として、限界ロスは平均ロスの2倍なので、アメリカは、2倍にして金で負担させている。それをどうするかという点も大きな問題。日本の仕組みにおいて抜けている観点。アメリカ型に近づけるとすると、電力量だと取りすぎてしまうので、金でとることしかできないと思う。
- 量で負担するのか金額で負担するのかというところで案③④を示していたところなので、実際にどういった形で整理するのかというところは考えていきたい。