

今後の検討における考慮事項について (日本の実情を踏まえた検討の重要性)

2023年8月3日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 今後、「同時市場の在り方等に関する検討会」（以下「検討会」という。）において、以下の観点で、約定ロジックの検証や費用便益分析等を進めていく方向。

＜検討の進め方＞

（１）検証・仕組みの具体化（目的①）

- A) 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証においては、相当程度に高度な計算を行うことが想定されるため、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等について、事前検証を行っていく。
- 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は、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（併せて回収漏れ費用の多寡についても検証を行っていく。）。

（２）費用便益分析（目的②）

- 諸外国の評価事例も参考にしながら、費用便益項目として何が適切なものか、何が評価可能なものを議論した上で、抽出された費用便益項目について、定量・定性の両面から、具体的な分析を進めていく。

- これらの検討を進めるにあたっては、単純に海外の制度を参照するだけではなく、日本の実情も踏まえながら、検討を進めることが重要と考えられ、今後の検討における考慮事項について整理したため、ご議論いただきたい。

- 米PJMは、変動性再エネ（太陽光・風力）の導入量は未だ多くなく、同時最適ロジックにおいて再エネをどのように扱うかについては今後検討される予定（CAISO、ERCOT等は導入量が多く、制度的には先行している模様）。
- また、米国電力市場にはFIT・FIP制度は存在せず、Three-Part Offerによる同時最適とFIT・FIP制度の融合（市場統合）については、世界でも類を見ない取り組みになると考えられる。

＜各国の変動性再エネ設備導入量＞
（四捨五入の関係で数値は一致しない場合あり）

	ピーク需要 [万kW]	変動性再エネ設備導入量 [万kW]※1			年度
		PV	風力	合計	
PJM	14,793	484 (3.3%)	1,123 (7.6%)	1,608 (10.9%)	2021
CAISO	5,206	1,597 (30.7%)	795 (15.3%)	2,392 (45.9%)	2022
ERCOT	8,004	1,481 (18.5%)	3,623 (45.3%)	5,105 (63.8%)	2022
日本	16,461	6,476 (39.3%)	444 (2.7%)	6,920 (42.0%)	2020
	15,337	11,760 (76.7%)	2,360 (15.4%)	14,120 (92.1%)	2030※2

※1 （）内はピーク需要に対する変動性再エネ設備量の割合

※2 第6次エネルギー基本計画（野心的水準）をもとに作成

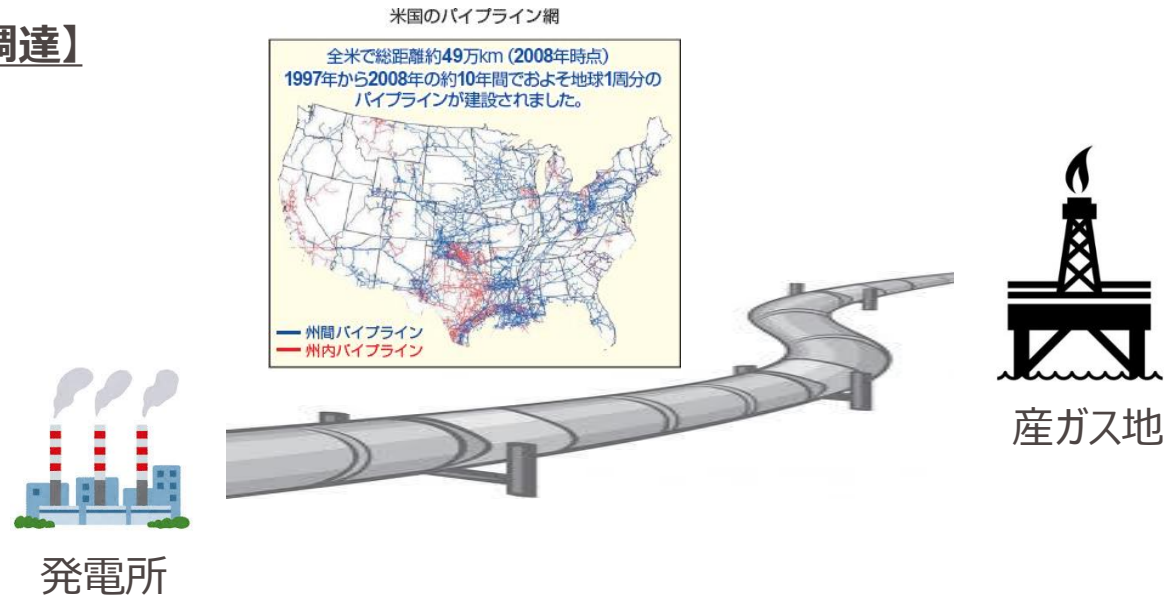
- 米国では、再エネ電源は連邦政府による税制優遇（Tax Credit）として、投資税控除（ITC : Investment Tax Credit）※¹と生産税控除（PTC : Production Tax Credit）※²が存在しているため、既存発電と比較して安い価格での入札が可能となっている（結果的に既存発電より再エネ電源の方が落札すなわち運転されやすい）。
- なお、ITCは主に太陽光発電プロジェクトに、PTCは主に風力発電プロジェクトに利用される税制優遇となる。

※1 ITCは主に太陽光発電プロジェクトに利用される税制優遇であり、法人税から、設備投資（CAPEX : Capital Expenditure）の26%（太陽光、燃料電池、小型風力）、または10%（地熱、CHP、マイクロタービン）が控除される（2020年の場合）。

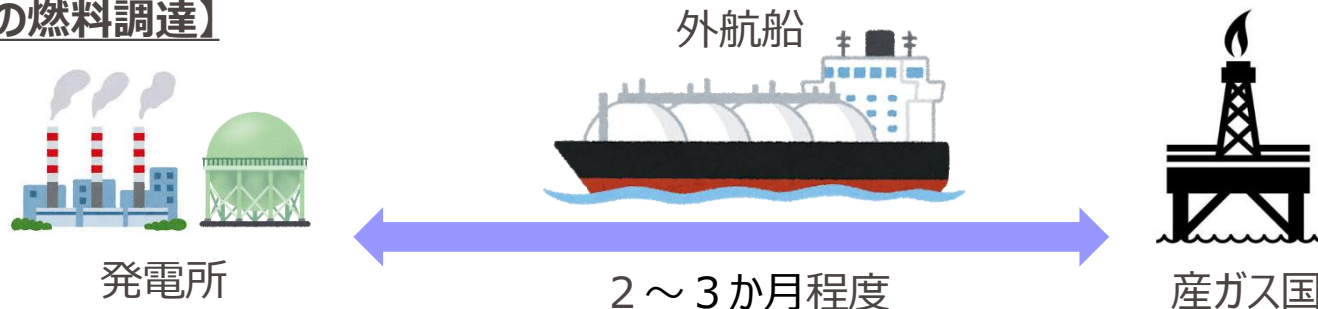
※2 PTCは、風力発電、水力、ループバイオマス、地熱、埋立ガス、一般廃棄物等を対象とした、発電量（kWh）ベースの税制優遇であり、運転開始後10年間にわたり控除がなされる（陸上風力発電の場合、2020年現在、1kWhあたり1.5セントの控除）。

- 米国と日本での燃料調達の差として、米国はパイプラインが張り巡らされ燃料調達の不確実性が少ないのに対して、日本は燃料を外航船で輸入する必要があるため、リードタイムの観点から燃料調達の不確実性が存在するといった違いが存在する。
- この点、同時市場は短期的な視点（週間以降）のみならず、これら燃料調達面や、中長期的な電源投資等の観点も含めた安定と競争に資する市場・取引環境の整備の議論とも整合を取っていくことが必要となる。

【米国の燃料調達】



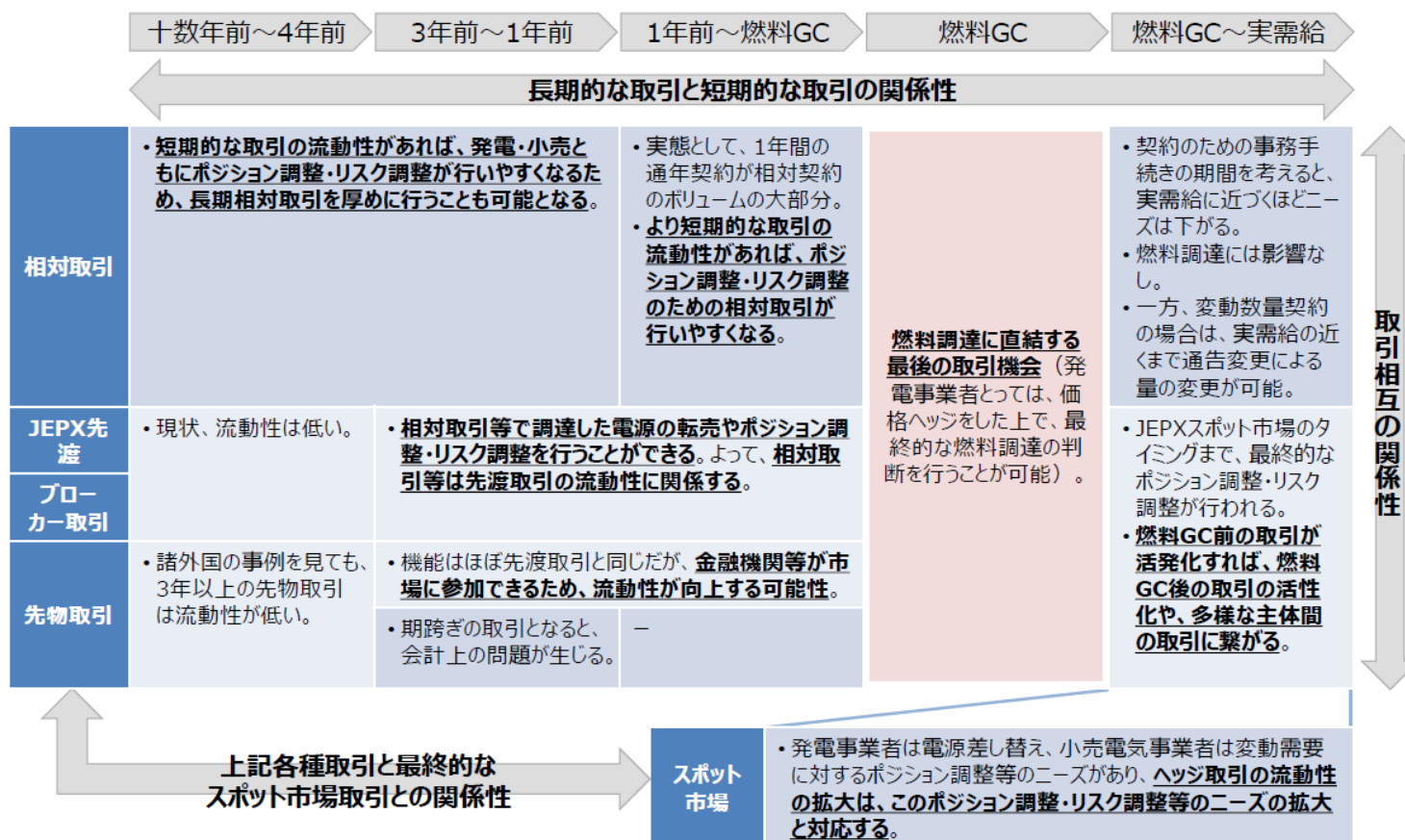
【日本の燃料調達】



- 発電事業者は、燃料長期契約含め、かなり手前から燃料調達を行い、最終的には2か月前（燃料GC）において、燃料スポット市場での燃料調達を実施。

(1) 取引の場の改善：取引相互の関係

- 作業部会で整理された取引相互の関係は以下のとおり。



- また、同時市場は、短期的な視点のみならず、燃料確保の議論や中長期的な観点も含めた安定と競争に資する市場・取引環境の整備の議論と整合的であることが重要とされている。

おわりに

- 実需給直前まで出力が変動する再エネ電源の大量導入などの電源構成の変化に加え、2020年度冬期の電力需給ひっ迫及び市場価格の高騰、2022年3月や6月の季節外れの寒波や猛暑による需給ひっ迫、ロシアのウクライナ侵攻等国際情勢の変化に伴う燃料価格の高騰・変動など、近年益々需給運用の困難さは拡大しており、カーボンニュートラルの実現をしつつ、安定供給を担保するためには、それに対応する電力システムの不断の見直し・アップデートが求められる。そのため、以下について今後対応が求められる。

<燃料確保>

- － 作業部会の取りまとめも踏まえつつ、小委員会において、更に議論を深めること。

(※) 現在、小委員会において、①長期～短期の取引について、発電事業者・小売電気事業者に対するアンケート調査を通じ、実態調査を行うとともに、更なる安定供給（電源投資、燃料調達）、価格安定性と競争促進にバランス良く寄与する電源アクセス環境の整備について議論が行われているとともに、②小売電気事業者に対する規律の在り方や消費者の選択肢と安定性の確保についても検討が進められているところ。

<安定供給のための電源起動とメリットオーダー>

- － 今後、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、同時市場を導入した際の費用便益分析などの検証が必要であるため、早期に実務的な検証が可能な新たな検討体制の構築を行うこと。

(※) 同時市場は、短期的な視点のみならず、作業部会の燃料確保の議論や現在小委員会で行われている中長期的な観点も含めた安定と競争に資する市場・取引環境の整備の議論と整合的であることが重要。

- 現在、一般送配電事業者は既存中給システムのリプレイスに際し、次期中給システムの共有化（共同開発・共同利用）を志向。また、地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を考慮した全国メリットオーダーの需給制御（SCUC・SCED）の実装も予定※しており、同時市場のロジック検討においても整合性が重要となる。
- これは、各エリアの中給システムのみならず、各エリアの基幹系再給電システムや広域需給調整（KJC）システムも含めて、共有化し、一括で処理を行うことを指しており、ロジック的には相当複雑になることが考えられる。

4. 実装する機能に関する諸検討（仕様統一案から発展する機能）

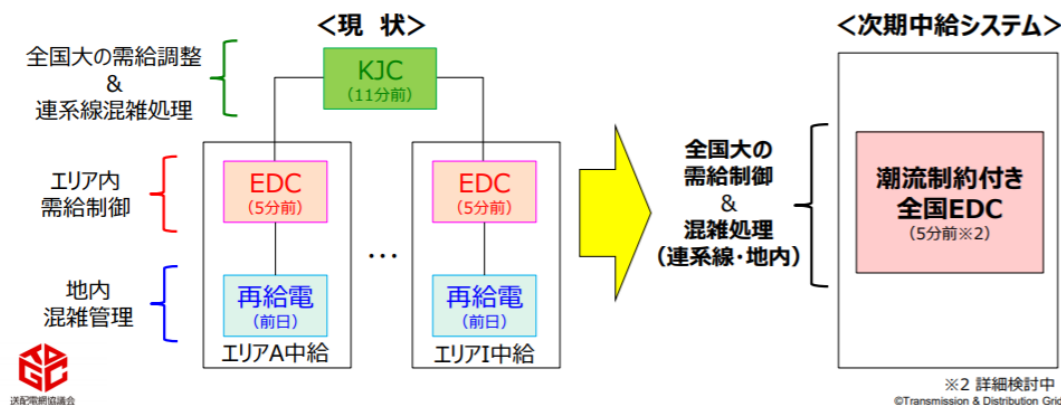
潮流制約を考慮した需給制御機能(EDC)（2/2）

10

※ 最新の開発状況について、本日一般送配電事業者から報告頂く。

- EDC仕様統一案では、広域需給調整システム（以下、KJC）の演算結果を参照し、各エリア中給にて需給制御や地内混雑管理を行うことを前提に検討。
- 次期中給システムでは、EDCの時間領域において全国一括で同時に最適化処理が可能となるため、地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を同時に考慮した全国メリットオーダー型の需給制御を実装する。
- なお、演算の収束性等の技術的な課題から、潮流制約を考慮する系統は各エリア上位2電圧※1の基幹系統を対象とする方向。

※1 上位3電圧以下の変電所2次側母線や大型電源等が連系する送電線等、演算を行うために必要な系統は模擬する。将来的な対象範囲の拡大可否については並行して検討する。

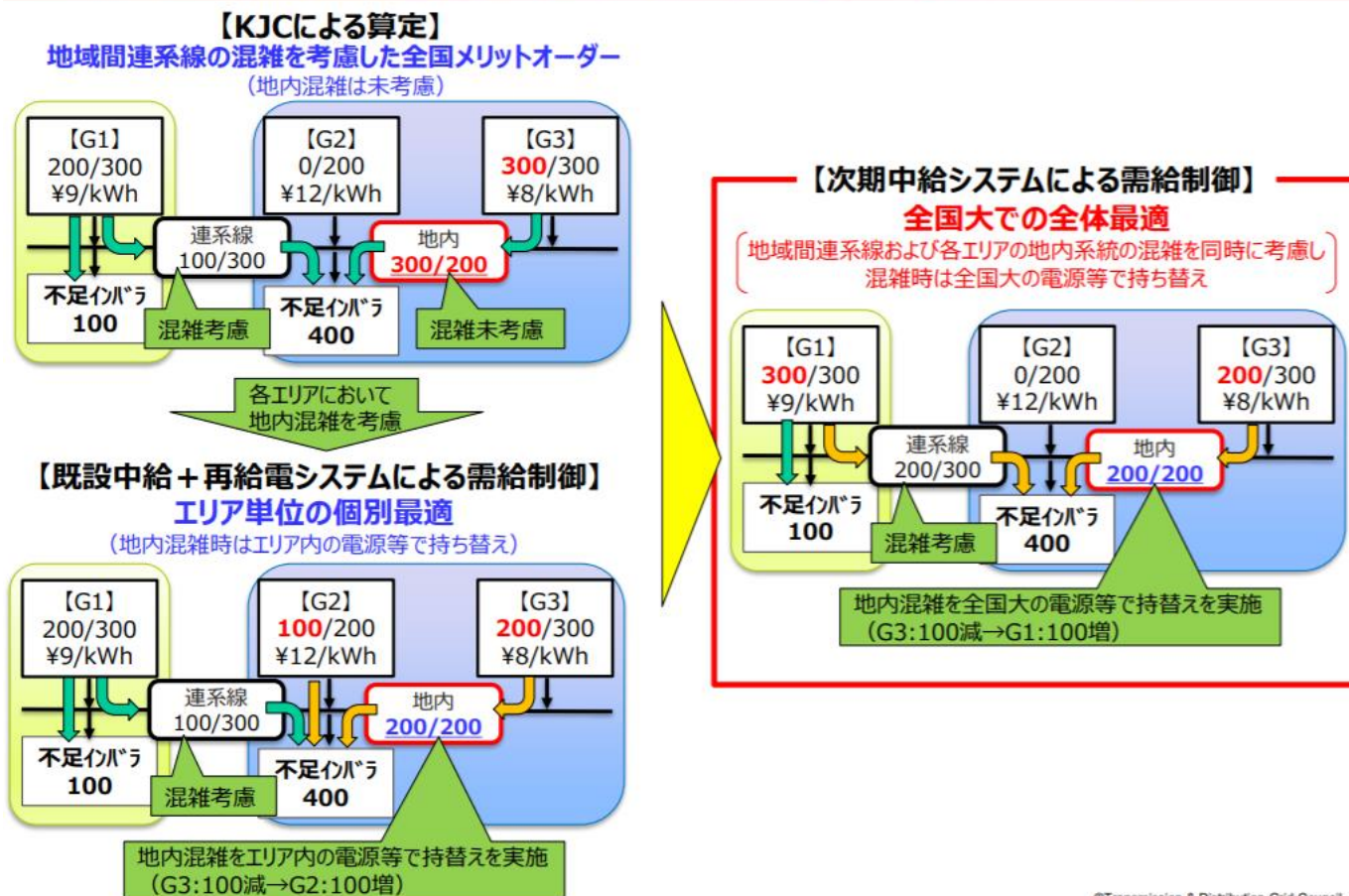


- 一括処理により、地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を同時に考慮し、混雑時は全国大の電源等での持ち替えが可能になることから、現状以上の更なる全国大での全体最適（メリットオーダー）が期待できる。

4. 実装する機能に関する諸検討（仕様統一案から発展する機能）

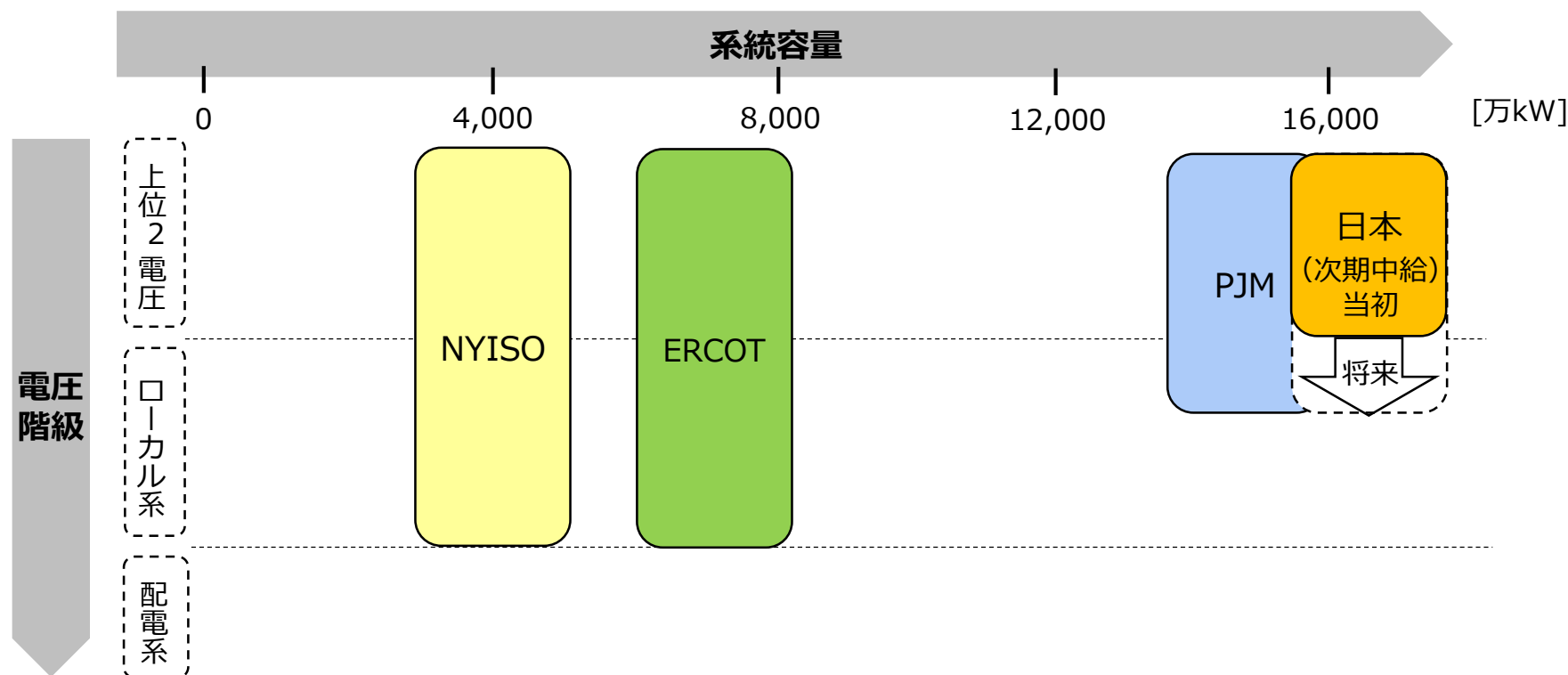
11

＜参考＞ 潮流制約を考慮した需給制御機能(EDC)（イメージ）

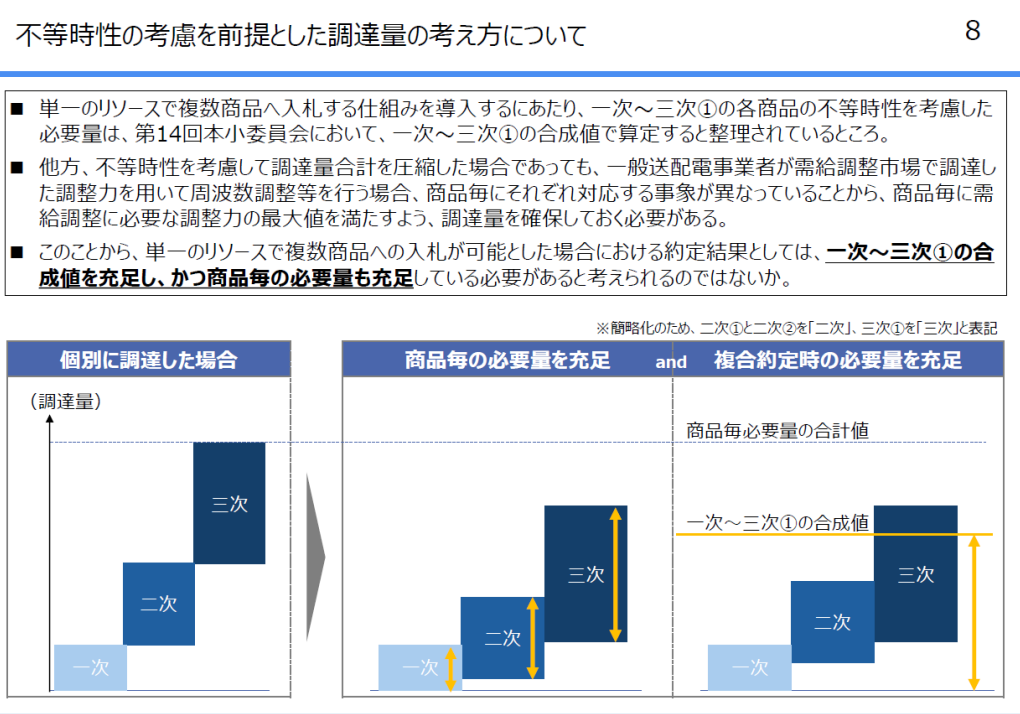


©Transmission & Distribution Grid Council

- 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と（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。



- 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。



3-8. 計算打ち切り時間と約定時間(3/3) 39

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

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

※ すべてのブロックが打ち切り時間まで計算していた場合の公開時間。
最適解が求まれば打ち切り時間待たず次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見做す。
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+60分=90分) 後処理(15分)

©Transmission & Distribution Grid Council

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

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



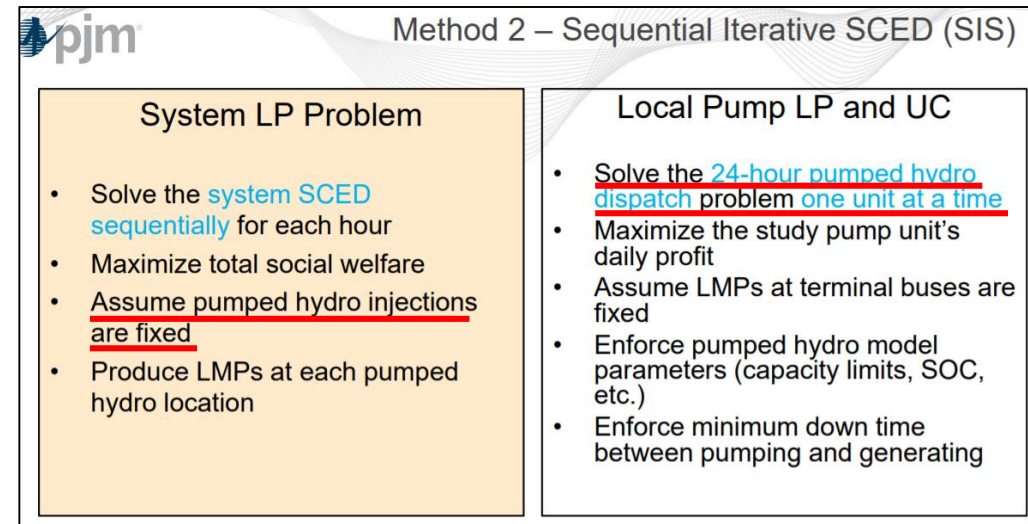
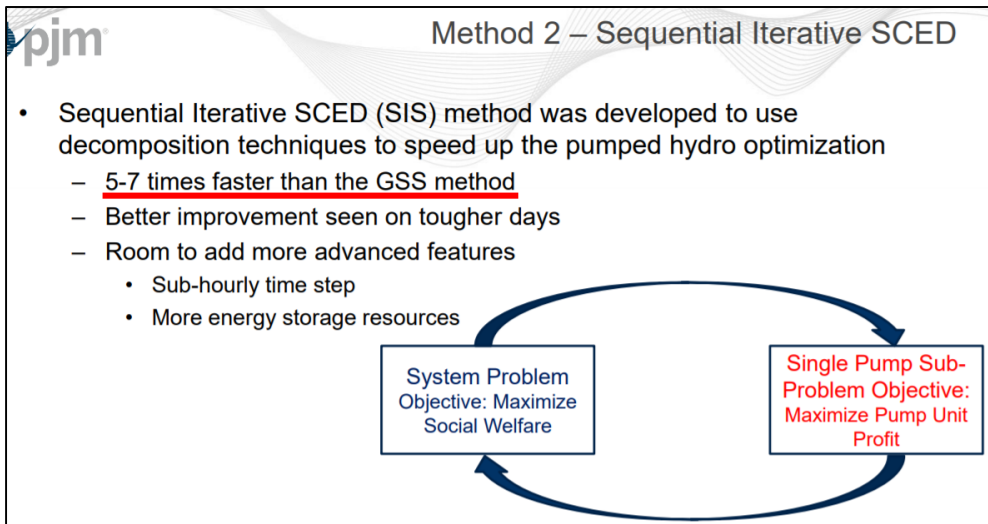
Pumped Hydro in PJM

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



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

- 米PJMにおいても、簡易最適化は必ずしも最適解ではないという課題は存在し、2005年より複数回の簡易最適化のロジック改良がなされている。
- 現在の米PJMの簡易最適化では、「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、通常の最適化に比べて5~7倍の速度で計算可能で、少しでも最適解に近づけるロジックの工夫がなされている。



- 日本の実情も踏まえた、今後の検討における考慮事項については以下のとおり。

＜検討上の考慮事項＞

- ①米国電力市場にFIT・FIP制度は存在せず、Three-Part Offerによる同時最適とFIT・FIP制度の融合（市場統合）については、世界でも類を見ない取り組みになると考えられる。
- ②同時市場は短期的な視点（週間以降）のみならず、燃料調達等中長期的な観点も含めた安定と競争に資する市場・取引環境の整備の議論とも整合を取っていくことが必要。
- ③次期中給システムの共有化（共同開発・共同利用）により、地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を考慮した全国メルिटオーダーの需給制御（SCUC・SCED）実装が予定されており、同時市場のロジック検討においても整合性が重要。
- ④系統の違いから、海外で導入されているロジックが日本においてそのまま導入できる訳ではないこと、ならびに最適化ロジックの複雑化の度合いと対象系統の規模はトレードオフの関係にあることに留意が必要。
- ⑤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。
- ⑥日本の揚水運用（1週間単位で池水位管理）は、計算負荷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することが必要。

- 本日頂いたご意見も踏まえながら、引き続き同時市場に関する今後の検討を進めていく。

以 上