

同時市場における 費用便益分析の具体的進め方について

2024年3月18日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第1回本検討会（2023年8月3日）では、費用便益分析の今後の進め方として、Three-Part Offerや供給力と調整力の同時最適を市場の仕組みとして採用している米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のか、何が評価可能なのかを議論した上で、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ととされた。
- 第3回本検討会（2023年10月23日）において、米国の市場制度変遷や費用便益評価事例を紹介した上で、前提条件（基本的な考え方・評価対象期間）の整理、ならびに日本で評価可能と考えられる費用便益項目について、検証Aや検証Bあるいは細分化作業会へのタスクアウトで得られた結果等を踏まえて、定量評価が可能か（あるいは定性評価に留まるのか）を検討し、シミュレーション等を用いた費用便益分析を進めていくこととされた。
- 今回、上記を踏まえて、日本で定量評価可能と考えられる便益項目に関するシミュレーションを用いた分析方法を整理すると共に、海外事例等も参考に費用項目に関する評価方法も検討したため、今後詳細な費用便益分析を進めるに先立ち、これら分析・評価の具体的方法についても、ご議論いただきたい。

費用便益分析（目的②）の今後の進め方

- Three-Part Offerや供給力と調整力の同時最適を市場の仕組みとして採用している米国においても、市場移行時には費用便益評価を実施しているところ（「モデル評価」による事前評価と、「実績評価」の事後評価が混在）。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のか、何が評価可能なのかを議論した上で、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ととしてはどうか。**

<米国の評価事例>

Table 1: Various Cost-Benefit Studies of US ISOs.

US ISO	Study/Source	モデル評価 Modelled?	実績評価 Observed?	Aspects covered in study
ERCOT	CRA International/ Resero Consulting for Texas PUC, 2008	Yes	-	Congestion management improvements, reduced costs of ancillary services, reduced gaming, improved competition.
MISO	MISO, 2009: <i>Start up and first year of operation</i> , MISO Value Proposition 2010	-	Yes	Improved system reliability, competition and management of assets. Reduced ancillary services. Annual benefits of \$1.3-\$1.6 bn include deferred investment. Actual benefit shown in graph.
ISO-New England	RTO, 2005: <i>Value of Independent ISOs</i>	-	Yes	Reduced wholesale market power price, improved dispatch.
NYISO	Analysis Group, 2007: <i>A CBA of NYISO Initial Years</i>	Yes	-	Benefits to O&M, improved market performance, improved generator dispatch
PJM	Andrew Ott, 2010: <i>Personal communication</i> , PJM Value Proposition 2010.	-	Yes	Reliability, congestion improvements. Generation investment savings, grid services savings (reduced ancillary and regulatory costs) Energy cost savings.

【ERCOT】

- ・混雑管理の改善
- ・アンシラリーサービスコスト低減
- ・ゲーミング低減
- ・競争促進

【NYISO】

- ・O&Mへの便益
- ・市場運用の改善
- ・発電機運用の改善

【PJM】

- ・信頼度・混雑管理の改善
- ・発電投資費用の抑制
- ・系統サービス費用の抑制
- ・（アンシラリー・調整コスト低減）
- ・エネルギーコスト抑制

※Three-Part Offerや同時最適の導入以外の費用や便益が含まれているため、日本に適用する場合は、取捨選択が必要。

出所) Neuhoff Karsten and Boyd Rodney, "International Experiences of Nodal Pricing Implementation" (2011年7月) をもとに作成
<https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2011/12/Nodal-Pricing-Implementation-QA-Paper.pdf>

(参考) 米国PJMにおける市場運営等に関する便益評価例

- 米国PJMにおける市場運営等に関する便益評価例は以下のとおり。



項目と効果額	内容
Reliability 3億ドル/年	• 広域での設備計画策定による送電投資費用の抑制
Generation Investment 12-18億ドル/年	• 不等時性を考慮した予備力の削減 • 容量市場による投資コストが安価なリソースでの必要供給力の調達
Integration More Efficient Resources 11-13億ドル/年	• 容量市場による高効率リソースへの代替による燃料費の削減効果
Energy Production Costs 6億ドル/年	• 経済ディスパッチエリアの拡大による効果
Emissions 1億t/年	• CO ₂ 排出量削減効果

出所) PJM, "PJM Value Proposition" (2019年) をもとに作成
<https://www.pjm.com/about-pjm/~media/about-pjm/pjm-value-proposition.ashx>

定量的に評価可能と考えられる「便益」項目について

33

- 前述の米国等における費用便益項目や、日本の市場制度の変遷（何が変更されるのか）等を踏まえて、日本で定量的に評価可能と考えられる便益項目を、設備形成断面（計画フェーズ）・市場約定断面（調達フェーズ）・GC後の実需給（運用フェーズ）に分けて整理すると、下表のようになり、同時市場の便益としては①②が該当すると考えられるか。その他、どのような便益が定量的に評価可能と考えられるか。

	計画フェーズ（数年～10年）	調達フェーズ（週間～当日）	運用フェーズ（実需給）
系統制約	立地誘導インセンティブによる 発電・需要設備形成の効率化		
同時最適		①kWhとΔkWの同時最適化 （取り合いの解消）に伴う 調整力コストの低減	②広域大の混雑処理 （全国メリットオーダーの推進） による費用低減

今後の検討の進め方

47

- 前述の「定量的に評価可能と考えられる便益項目（①、②）」については、いずれも検証A（電源起動・出力配分ロジックの検証）や検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響の検証）あるいは細分化作業会のタスクアウト（調整力の定義見直し検討）によって、概観が明らかになってくると考えられる。
- 更に「評価可能と考えられる費用項目（システム構築費用等）」についても、同時市場の制度概観（変更点等）が一定程度明らかになって初めて、試算が可能になると考えられる。
- そのため、これらの検証で得られた結果を踏まえ、定量評価が可能か（あるいは定性評価に留まるのか）を検討し、シミュレーション等を用いた費用便益分析を進めていくこととしたい。
- 併せて、定性的な便益や費用等についても、今後の本検討会での議論も踏まえ、丁寧に拾い上げていくこととしたい。
- また、今回お示した便益・費用項目のほかに評価可能な内容、あるいは費用便益分析の進め方等において考慮すべき内容がないかご意見を頂きたい。

1. 便益項目に関するシミュレーション分析方法
 - － 1. シミュレーション条件について
 - － 2. 便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減
 - － 3. 便益②：広域大の混雑処理による費用低減

2. 費用項目に関する評価方法
 - － 1. 同時市場に関するシステム構築費用
 - － 2. 海外事例等に基づく費用評価

3. 今後の費用便益分析の進め方

1. 便益項目に関するシミュレーション分析方法
 - － 1. シミュレーション条件について
 - － 2. 便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減
 - － 3. 便益②：広域大の混雑処理による費用低減

2. 費用項目に関する評価方法
 - － 1. 同時市場に関するシステム構築費用
 - － 2. 海外事例等に基づく費用評価

3. 今後の費用便益分析の進め方

- 費用便益分析の基本的な考え方のうち、便益項目の定量的な分析については、まずは需要の価格弾力性がないモデルで検討を始め、総電源エネルギーコストやCO₂対策コスト低減等を便益として算出する方向とした。

同時市場における費用便益分析の基本的な考え方について

25

- まずもって、費用便益分析の便益については、同時市場を導入する場合・しない場合の両方における社会的余剰（消費者余剰＋生産者余剰）の変化から算定するのが一般的な方法と考えられる。
- 一方、社会的余剰の算出には需要曲線模擬が必要であるが、電力の価格弾力性の設定・需要モデルの構築には課題があるところ。電源起動・出力配分ロジックの技術検証（検証A）においては、買い入札の模擬※を行う予定であり、この結果も踏まえ、便益を算出することも考えられるが、先ずは、先述したマスタープランの例も踏まえつつ、価格弾力性がないモデルで検討を始め、総電源エネルギーコストやCO₂対策コスト低減等を便益として算出する方向で定量的な分析を進めてはどうか。
- また、費用項目については、例えば、システム構築のコストなどが考えられるが、具体的にどのような費用項目があるか、どの程度まで定量評価が可能かといった点について議論が必要と考えられる。
- 加えて、定量的に評価できない便益や費用、メリットデメリットについても一定程度整理を行うことで、定量的な便益・費用を過大と捉えるべきか過少と捉えるべきかの参考や、同時市場を導入する際の留意点の示唆などに繋げることも考えられるのではないか。このように大局的な観点から同時市場を捉えるためにも、どのような定性的評価があり得るか議論することは有用なのではないか。

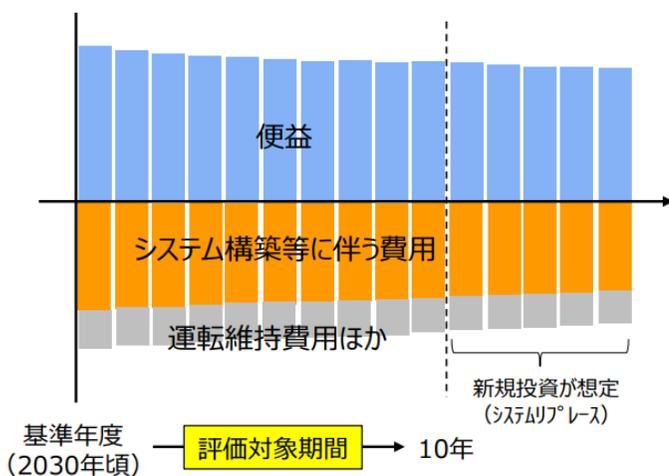
※ あくまで買い入札であり、消費者そのものの電力小売価格に対する弾力性とは異なることに留意が必要。

- また、評価対象期間については、同時市場に関係があると考えられる次期中給運開時期や大規模システムの耐用年数、ならびに海外事例等を踏まえ、「2030年頃から10年」で評価することとした。
- これら評価に必要な割引率・年経費率等は、これまでの審議会での整理等も参考にしながら進めていくことを示した。

同時市場における費用便益分析の評価対象期間について

26

- 費用便益分析の時間軸に関しては、以下の考え方にに基づき、「2030年頃から10年」で評価することとしてはどうか。
 - 同時市場と密接に関係があると考えられる次期中給の運開は2020年代後半以降どこかのタイミングになること
 - 同時市場の費用項目としては、システム構築等が考えられ、一般的に、大規模システムの耐用年数（寿命）は10年～15年程度であり、10年を超える時間軸においては、新規投資が想定されること（算定期間は、設備の投資回収を判断するための期間で設定するという考え方）
 - 海外（ERCOTの費用便益分析）において、分析対象期間を10年とした事例が存在すること
- 上記、時間軸において、割引率・年経費率等も加味しながら、定量的な費用便益分析（定量的に評価可能な項目において $B/C > 1$ となるかどうか）を進めていってはどうか。



検討諸元	考え方
時間軸 (評価対象期間)	2030年頃から10年
割引率	4%（公共事業の費用対便益と同等）
年経費率	10.7% (変電設備に準じる)
判断基準	$B/C > 1$ となるかどうか

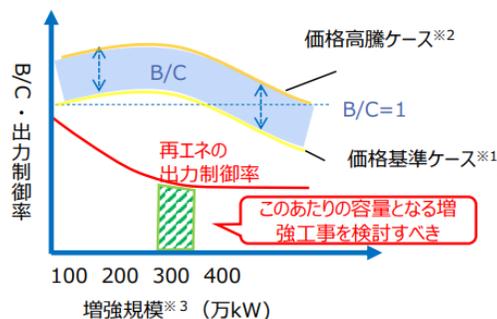
- 燃料費・CO₂対策コストは、至近の「広域連系系統に係る広域系統整備計画のための計画策定プロセス（以下「計画策定プロセス」という。）」や過去のマスタープランにおいても、世界情勢等による変動を考慮し、価格変動の幅を持たせた評価がなされているため、同時市場の費用便益分析においても同様に考慮することとしたい。
- また、その価格変動の幅（範囲）としては、至近の計画策定プロセスで用いられている値を参照することとしたい。

3. 燃料費・CO₂対策コストの考え方

8

- 市場活性化効果の評価で用いる燃料費・CO₂対策コストについて、マスタープランでは、世界情勢等による変動を考慮し、価格変動の幅を持たせて評価していた。
- 今後も燃料費・CO₂対策コストが大きく変動する可能性があるため、今回の**費用便益評価においても、価格変動の幅を持たせて評価すること**としてはどうか。

費用便益評価のイメージ



※1 2021年11月～2022年4月の6か月平均
 ※2 2022年の燃料価格（年平均）水準
 ※3 系統増強により拡大される運用容量

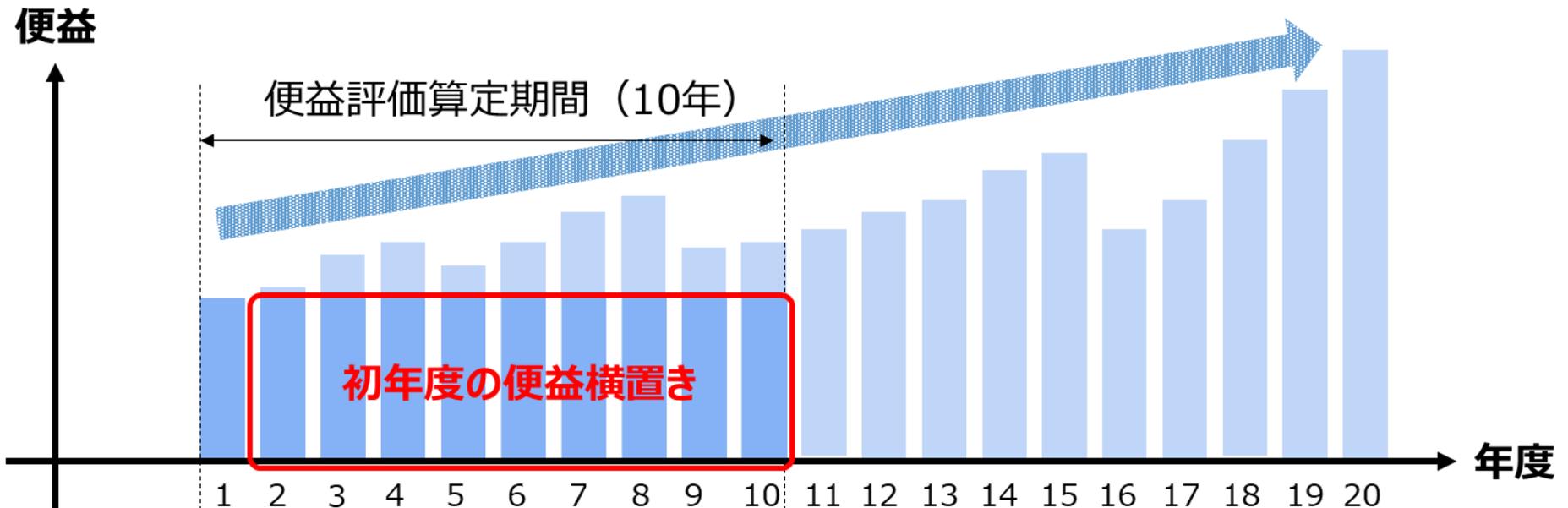
<燃料費 + CO₂対策コストの範囲>

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT 1000℃級 (CCS)	石油
燃料費 + CO ₂ 対策コスト	10.1～12.5	11.2～14.6	11.4～14.8	12.6～16.3	13.3～17.2	15.5～20.1	23.0～29.4
燃料費	7.3～9.7	10.1～13.4	10.2～13.6	11.0～14.6	11.9～15.9	13.9～18.5	19.3～25.8
CO ₂ 対策コスト	CO ₂ 対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4
	CO ₂ 輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2

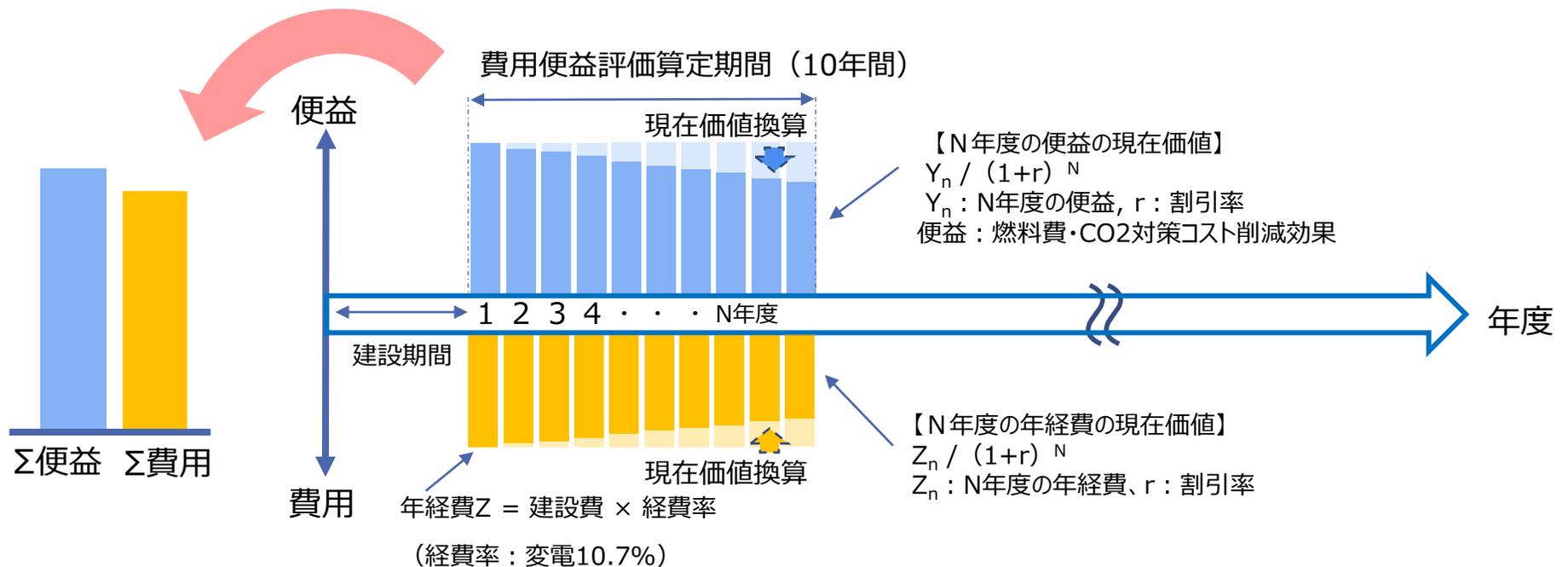
※1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月14日掲載版）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出（既設をCCU付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO₂分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出）

- 評価対象期間について「2030年頃から10年」としたところ、定量評価可能な便益である「便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減」「便益②：広域大の混雑処理による費用低減」は、将来（今後）の再エネ導入拡大により、調整力必要量や系統混雑が増加することに伴って、得られる便益も増加することが想定される。
- そのため、厳密には、2030年頃から各年度毎の便益を10年分算定する必要があるが、初年度に算定された年間便益を、以降の年度にも横置きすることで、効率的に便益算定をおこなうこととしたい。



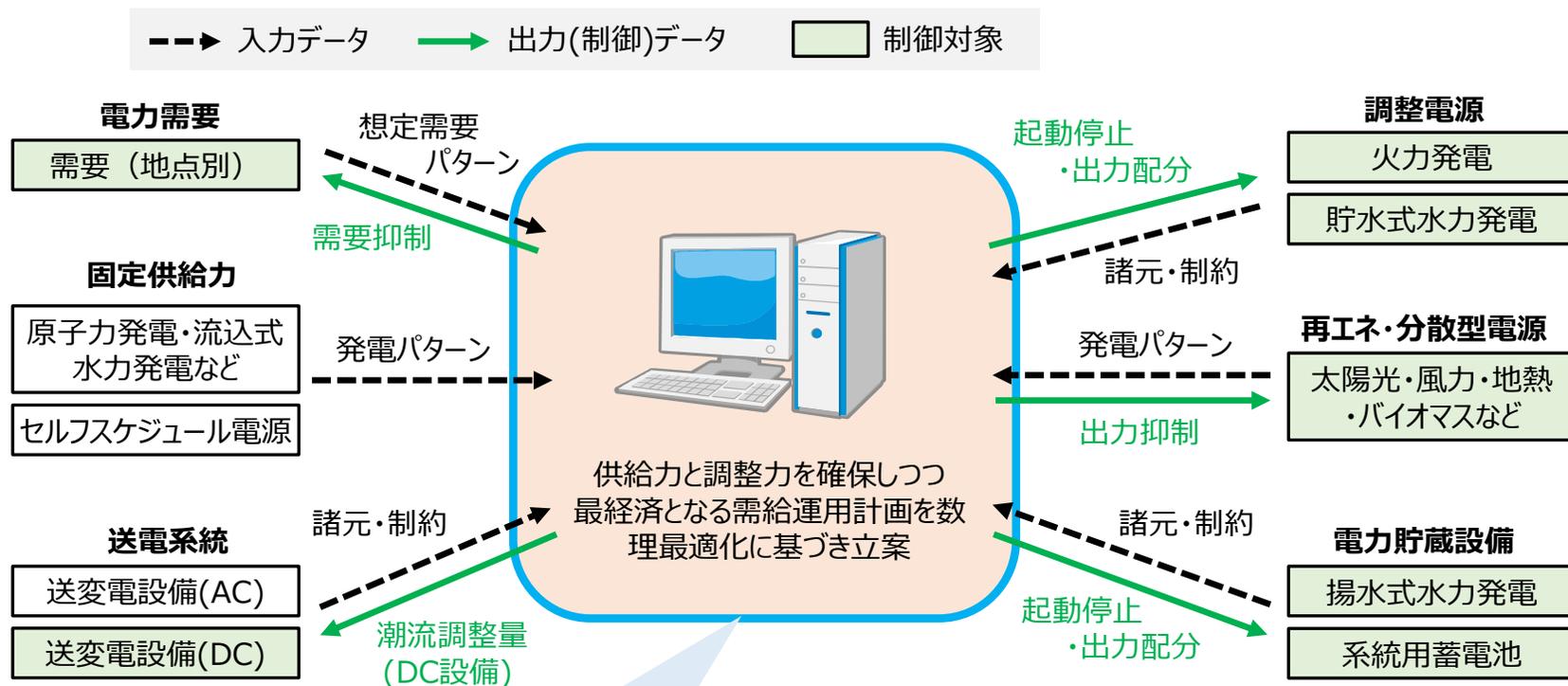
- また、評価対象期間（2030年頃から10年）においては、現在と将来の貨幣価値を合わせるため、割引率によって将来の貨幣価値を現在価値に換算し、合計した便益および費用によって評価を行う。
- このうち、主たる費用項目と考えられるシステム費用については、構築費用（初期投資）だけでなく人件費、修繕費などの費用が毎年発生するため、年経費率によって均等な年間投資額に換算することで評価を行う。

＜費用便益評価のイメージ＞



- 定量評価可能な便益である「便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減」「便益②：広域大の混雑処理による費用低減」について、シミュレーション分析するためには、調整力確保制約や送電容量制約のもと、起動費含む総発電コスト（燃料費+CO2対策コスト）を最小化（最適化）するツールが必要となる。
- 上記の機能が具備されている汎用的なシミュレーションツールとしては、検証A（電源起動・出力配分ロジックの技術検証）で用いられている電中研SCUCツールのほか、海外でも便益分析を目的とした使用実績のあるPROMOD（MISO:2022年）、PLEXOS（Ofgen:2022年）等が挙げられる。
- これらシミュレーションツールの中では、検証Aで構築されたロジックを精緻に反映可能な電中研SCUCツールを用いることが望ましいとも考えられるが、一方で、検証Aにおける計算ロジックのカスタマイズ（それに伴う第三者技術検証）を遅れさせることが懸念される。
- この点、MISOの便益分析でも用いられたPROMODは、過去の審議会等においても、マスタープランや計画策定プロセスの便益分析にも用いられており、便益分析に必要な環境・ノウハウが既に構築されていることから、効率的に便益分析ができると考えられる。
- 上記を踏まえ、検証Aと並行した効率的な検討（シミュレーション）を行う観点から、マスタープランや計画策定でも使用実績のあるPROMODを用いて、便益分析を進めることとしたい。

- 電中研が所有するSCUCツール（以下「電中研SCUCツール」という。）をベースモデルとして検証Aを進めている。
- 当該ツールの特徴としては、需要・再エネ・電源等の需給データ、送変電設備を始めとしたシステムデータを入力することにより、系統混雑を考慮した発電コスト最小となる電源スケジュールを全国一括で算定することが可能。



① 電源起動停止計画(UC)

・電源運用の制約を考慮し、対象期間での系統全体の発電コストが最小となる電源運用を算出

② 電力潮流計算

・①の需給データを用いて、送変電設備(AC・DC)の有効電力潮流・過負荷量を算出

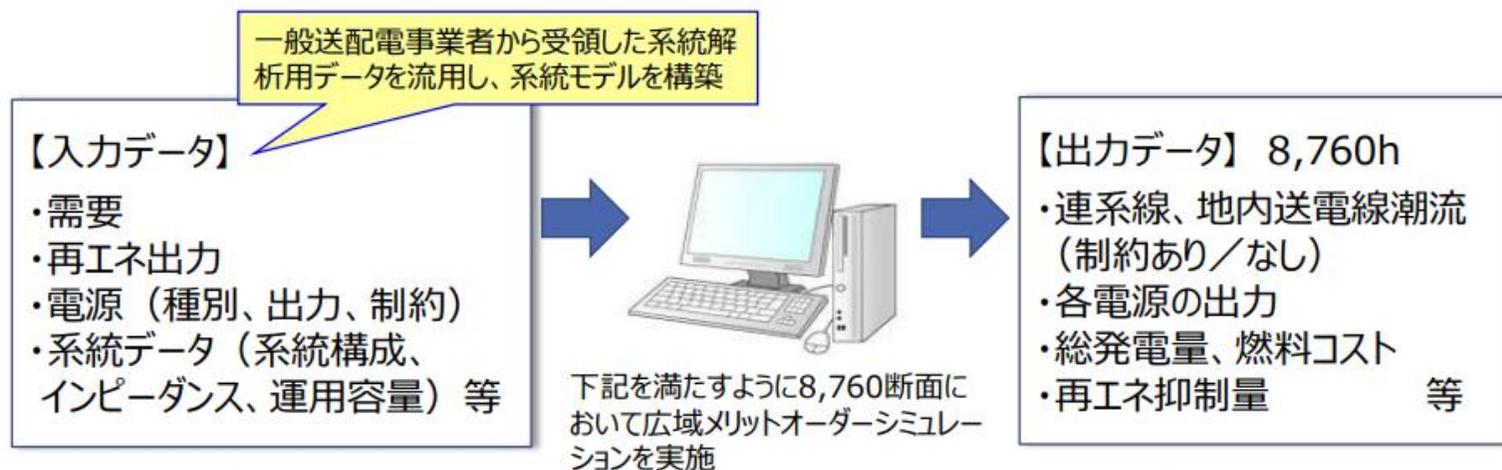
③ 系統運用制約付きUC

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

2. シミュレーションツールの概要

5

- 一定の前提条件のもと、8,760時間の系統状況を想定。
 - 系統制約のもと起動費を含む総コスト『燃料コスト+CO2対策コスト』が最小になる発電計画を作成
 - 各種運用制約条件等を考慮しつつ、週間単位で繰り返し計算



- 目的関数 : 起動費を含む総コストが最小
- 制約（条件） : ① 地内送電線・連系線・変圧器運用容量
② 発電機最大・最小出力、DSS
③ 調整力確保
④ 揚水池容量制約
⑤ 経済揚水(週単位) 等

Energy and Ancillary Services

MISO co-optimizes its energy and ancillary services markets to provide more efficient and reliable operation of the power grid. Ancillary services such as frequency regulation and voltage control support the balance between energy supply and demand. By optimizing the provision of both energy and ancillary services, power plants can operate optimally to ensure the stability and reliability of the grid and allow for the integration of growing amounts of renewable energy.

Energy and Ancillary Services = Dispatch of Energy + Regulation + Spinning Reserves

	Low	Average	High
Dispatch of Energy (<u>PROMOD Output</u>)	\$622	\$654	\$687
+ Regulation (Net Reg MW Savings * Production Cost)	\$142	\$150	\$157
+ Spinning Reserves (Net Spin MW Savings * Production Cost)	\$126	\$133	\$139
= Annual Benefit \$millions	\$890	\$937	\$983

1. 便益項目に関するシミュレーション分析方法
 - － 1. シミュレーション条件について
 - － 2. 便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減
 - － 3. 便益②：広域大の混雑処理による費用低減

2. 費用項目に関する評価方法
 - － 1. 同時市場に関するシステム構築費用
 - － 2. 海外事例等に基づく費用評価

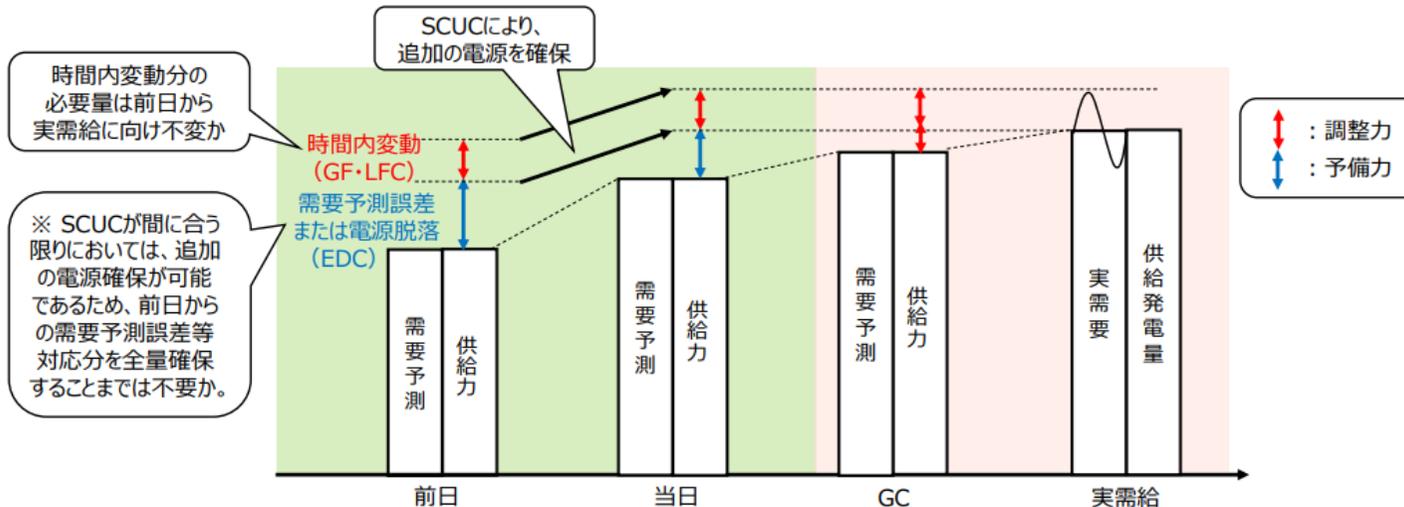
3. 今後の費用便益分析の進め方

- 第3回本検討会においては、kWhとΔkWの同時最適化に伴う調整力必要量の低減量を定量的に把握した上で、調整力コストの低減による便益を算出する方向性をお示した。

① kWhとΔkWの同時最適化（取り合いの解消）に伴う調整力コストの低減

35

- 米PJMでは、kWhバランス策定に必要な「予備力」と需給調整に必要な「調整力」を一体的に扱っている（例えば、電源脱落分についてGC前後の区別がない）ことで効率的となっている可能性がある。
- 今後、調整力必要量等について、詳細分析を行い、低減量を定量的に把握できれば、調整力コストの低減による便益を算出することが可能か。



- また、第5回本検討会（2023年12月27日）において、現時点で同時市場（イメージ②）に移行した場合の調整力必要量の規模感（低減効果）として、現行必要量の50～80%程度になる旨をお示した。
- 一方で、同時市場の導入に係る便益分析に活用するには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での将来必要量の試算（導入前後の比較）が必要であり、現在検討を進めているところ。

論点整理・検討状況＜各商品必要量の算定式＞（2 / 6）

38

- 同時市場（イメージ②）における必要量について、一定の前提条件の下、試算結果をまとめると下表のとおり。
- 現時点で同時市場（イメージ②）に移行した場合の必要量（規模感）としては、現行必要量の50～80%程度と考えられ、先述の予備力必要量（SCUC追加分）の考え方によって大きく左右すると考えられるところ。

【各商品必要量（規模感）の試算結果（東京・中部・関西3エリアの合計値）】

赤字…現行の需給調整市場からの変更点

対応する事象	需給調整市場		同時市場	
	必要量算定式	必要量[MW]	必要量算定式	必要量[MW]
時間内変動 (超短期成分)	「残余需要元データ - 元データ10分周期成分」 の3σ相当値（一次）	600（一次）	現行と同様	600（同左）
時間内変動 (短期成分)	「元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分」 の3σ相当値（二次①）	400（二次①）	現行と同様	400（同左）
需要予測誤差*	「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間の差」 の3σ相当値（二次②） + 「残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する 量の差」の3σ相当値（三次①）	合計：9,000 (内訳) 2,300（二次②） + 4,800（三次①）	「GC以降の残余需要 予測誤差30分平均値」 の3σ相当値 + 「前日～GCの 残余需要誤差30分 平均値」 の3σ相当値	合計：3,400～7,900 (内訳) 3,400 + 0～4,500 (SCUC追加分見合い)
再エネ予測誤差	「前日予測値-実績値」の3σ相当値-「GC後 予測値-実績値」の3σ相当値（三次②）	1,900（三次②）		
電源脱落 (瞬時)	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（一次） + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値（二次①）	2800 (内訳) 1,400（一次） + 1,400（二次①）	現行と同様	2,800（同左）
電源脱落（継続）	単機最大ユニット容量の系統容量按分値（三次①）	1,400	--（不要）	0
必要量合計	--	14,200	--	7,200～11,700

* 今後、効率的な調達（「3σ」→「1σ」追加調達）が開始予定であり、本試算結果はあくまで市場構造上の必要量（規模感）の差異であることに留意が必要。

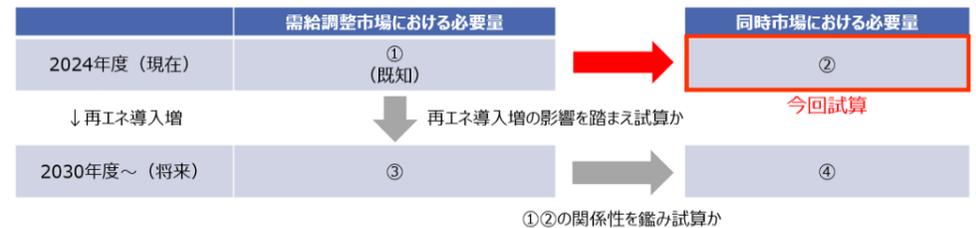
出所) 第56回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2023年12月7日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/inika/chouseiryoku/sagyoukai/2023/files/chousei_sagyoukai_56_02.pdf

論点整理・検討状況＜各商品必要量の算定式＞（3 / 6）

39

- 一方、今回の試算は、あくまでも同時市場における必要量の規模感（ならびに低減効果）の把握や、今後の商品区分見直しの検討に役立てることを目的に、現在（2024年）の需給調整市場での必要量（下表①）をベースとし、現時点で同時市場への移行を実現したと仮定した場合の必要量（下表②）の試算という位置付けであることに留意が必要。
- 今後、同時市場の導入に係る便益の試算等を実施するためには、将来的な再エネ導入の影響等を踏まえた上での将来必要量（下表③・④）の試算が必要であり、引き続き商品区分見直しの検討とも並行しながら検討を進める。

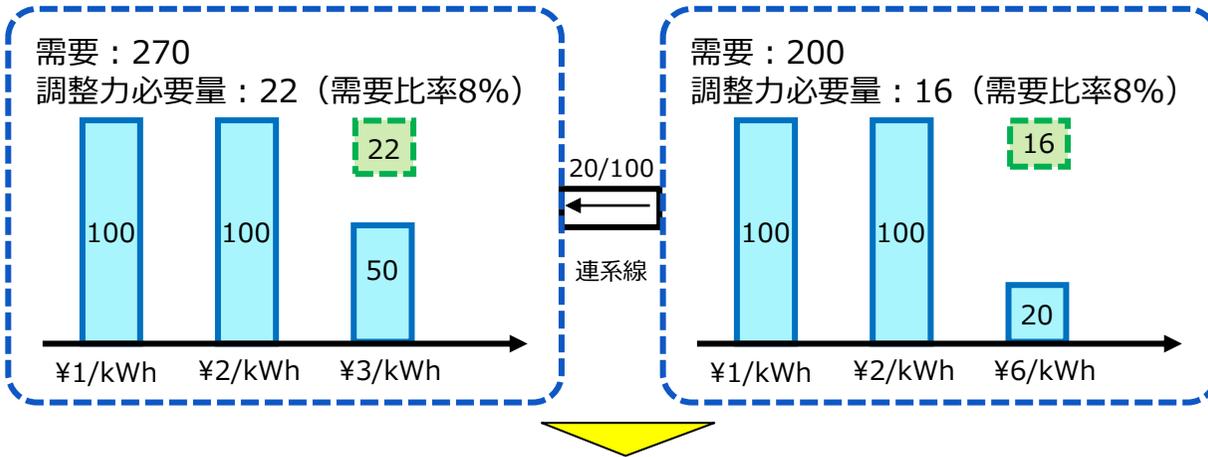
＜今回の必要量試算の位置付けについて（イメージ）＞



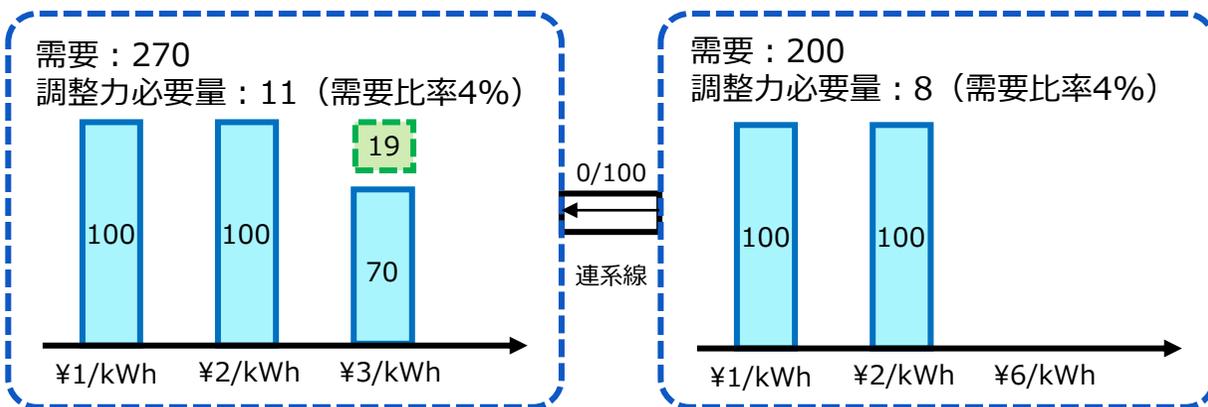
出所) 第56回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会（2023年12月7日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/inika/chouseiryoku/sagyoukai/2023/files/chousei_sagyoukai_56_02.pdf

- 同時市場の導入に伴い、調整力必要量が低減する場合、その低減量に応じて、調整力確保を目的として稼働していた高価な電源の稼働が不要になることから、下図イメージのように燃料費・CO₂対策コストが低減する。
- この低減費用を、kWhとΔkWの同時最適（取り合いの解消）による定量的便益として評価することでどうか。

【需給調整市場における調整力必要量（例：エリア需要比8%）】



【同時市場における調整力必要量（例：エリア需要比4%）】



現行の需給調整市場（導入前）	
確保エリア	各エリア単位
必要量	需要比率8% (仮)
総燃料費 (燃料費・CO ₂ 対策コスト)	870円

低減額60円が便益

同時市場導入後	
確保エリア	各エリア単位
必要量	需要比率4% (仮)
総燃料費 (燃料費・CO ₂ 対策コスト)	810円

- 同時市場においては、ΔkW確保エリア拡大（広域運用単位）による、不等時性を考慮した必要量低減の方向性をお示しているが、具体的なΔkW確保エリアの特定や低減量について現時点での算定が難しいため、本便益分析においては、現行のΔkW確保エリア（エリア単位）とした場合の最低限の便益を評価することとする。

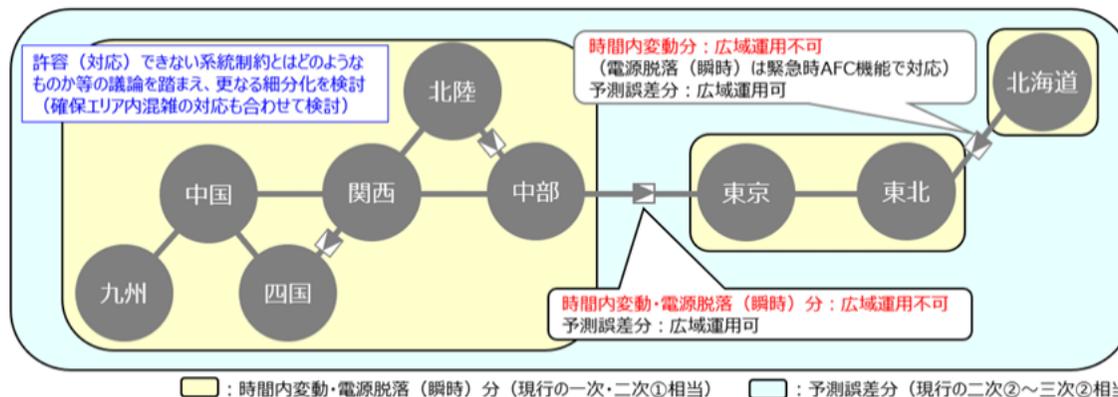
論点整理・検討状況 <各商品必要量の算定式> (6 / 6)

49

- 前述の米国の考え方、ならびに同時市場（次期中給システムと連携）において調整力の広域運用可能なプラットフォームが整っていることを踏まえると、許容（対応）できない系統制約が存在しない限りにおいて、広域運用単位で一括して調達することが考えられる。
- これにより、広域運用単位における不等時性を考慮した必要量算定が可能になることから、現行に比べ（全商品に対し）、調整力必要量が低減できるメリットが享受できるとも考えられるため、まず広域運用単位でΔkW確保エリア（sub-zone）の細分化を行うことを基本とし、許容（対応）できない系統制約とはどのようなものか、また、ΔkW確保エリア内の混雑をどのような考え方で対応するか※といった方向性で検討を進める。

※ SCUCロジックの送電容量制約に組み込む（検証A内容）あるいは現行の地内運用の考え方等も踏まえ、フリンジ（マージン）を設定するといった対応などが考えられる。

【同時市場におけるΔkW確保エリア細分化の基本的な考え方】



1. 便益項目に関するシミュレーション分析方法
 - － 1. シミュレーション条件について
 - － 2. 便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減
 - － 3. 便益②：広域大の混雑処理による費用低減

2. 費用項目に関する評価方法
 - － 1. 同時市場に関するシステム構築費用
 - － 2. 海外事例等に基づく費用評価

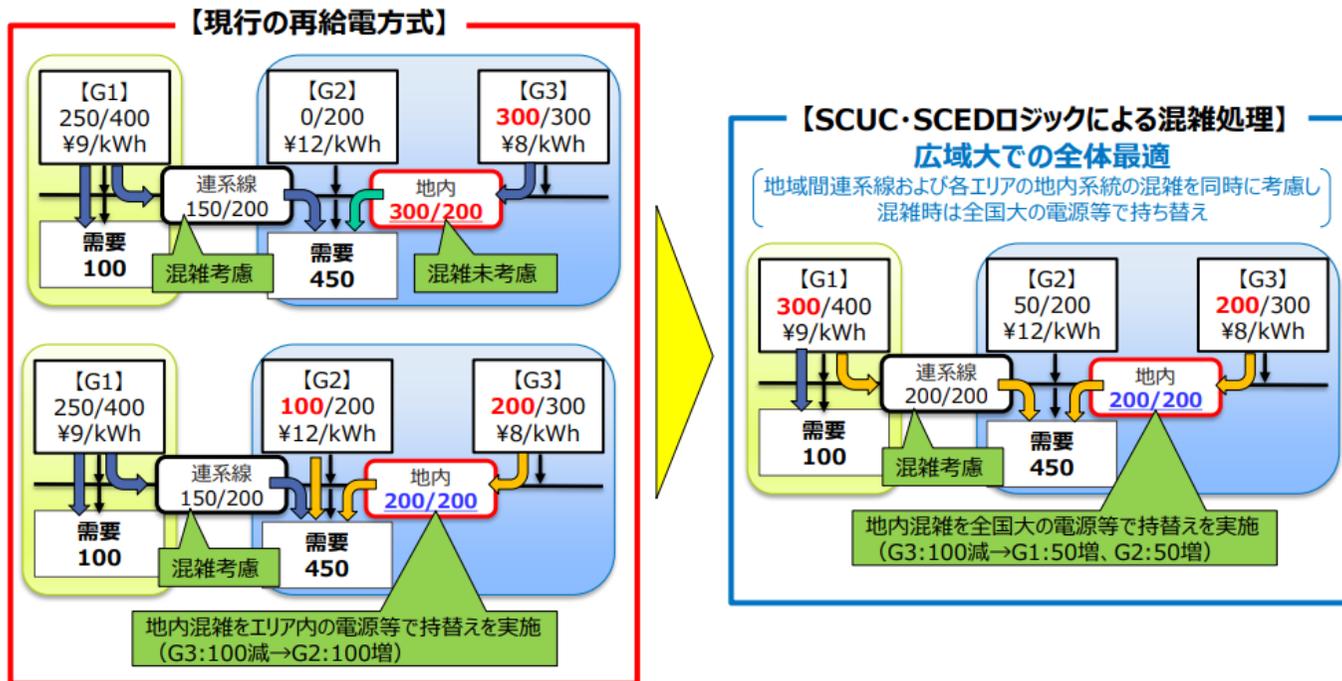
3. 今後の費用便益分析の進め方

- 第3回本検討会では、同時市場における混雑処理（SCUC・SCEDロジック）では、全国大の電源等で持ち替えることができるため、現行の再給電方式によるエリア単位の個別最適から、広域大での全体最適になることによる便益が得られることをお示した。

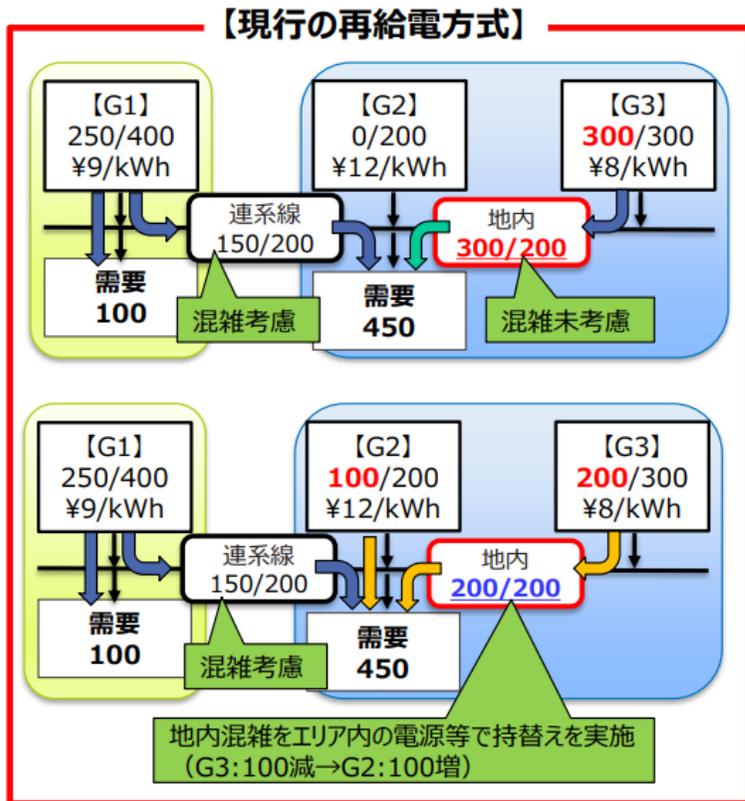
② 広域大の混雑処理（全国メルिटオーダーの推進）による費用低減

36

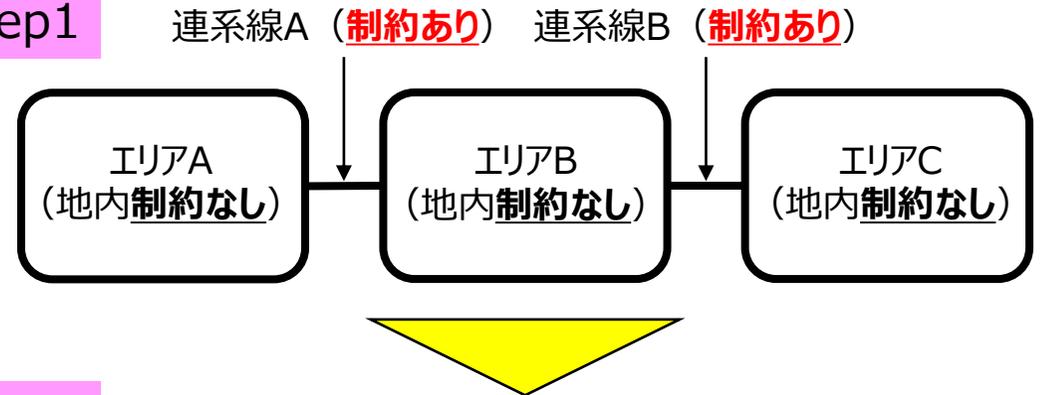
- 現在の混雑管理方法は、再給電方式（エリア内電源持ち替え）によるエリア単位の個別最適になっている一方で、SCUC・SCEDロジックにおいては、全国大の電源等で持ち替え、広域大での全体最適とすることが可能。



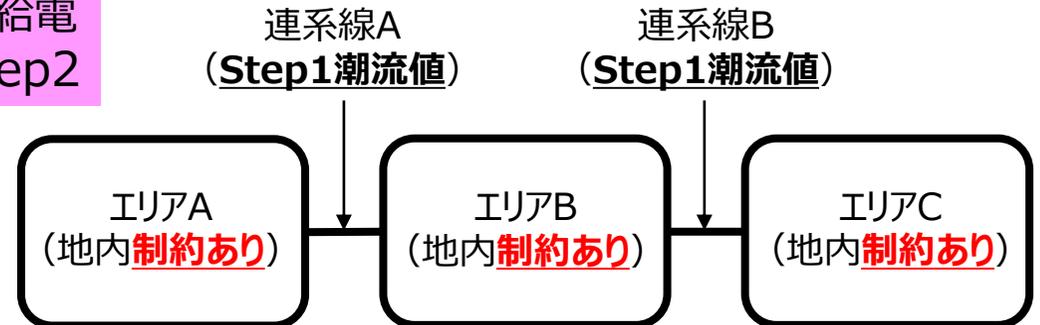
- 現行の再給電方式（エリア単位の個別最適）における混雑処理（それに伴う電源態勢）をシミュレーションツール（PROMOD）において模擬するために、以下の通り、2つのステップに分けて分析を行う。
 - Step1：地域間連系線の制約のみを考慮したシミュレーションを実施（現行の卸電力市場等に該当）
 - Step2：Step1の連系線潮流値を設定し、地内制約を考慮したシミュレーションを実施（再給電方式に該当）



再給電 Step1



再給電 Step2



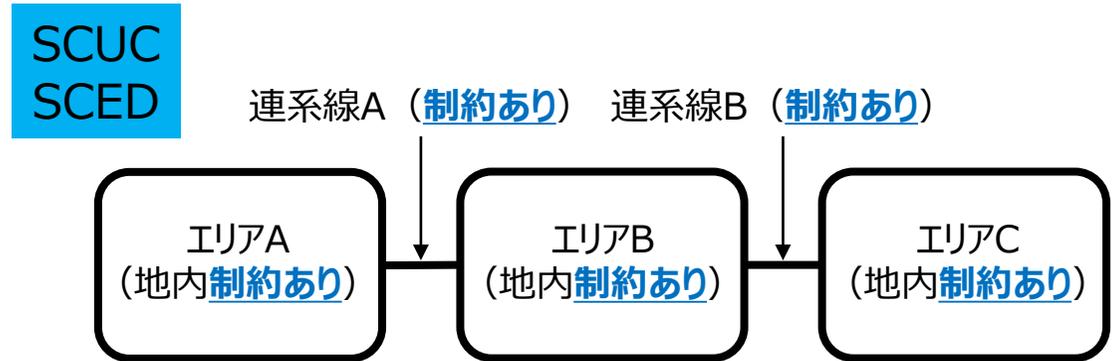
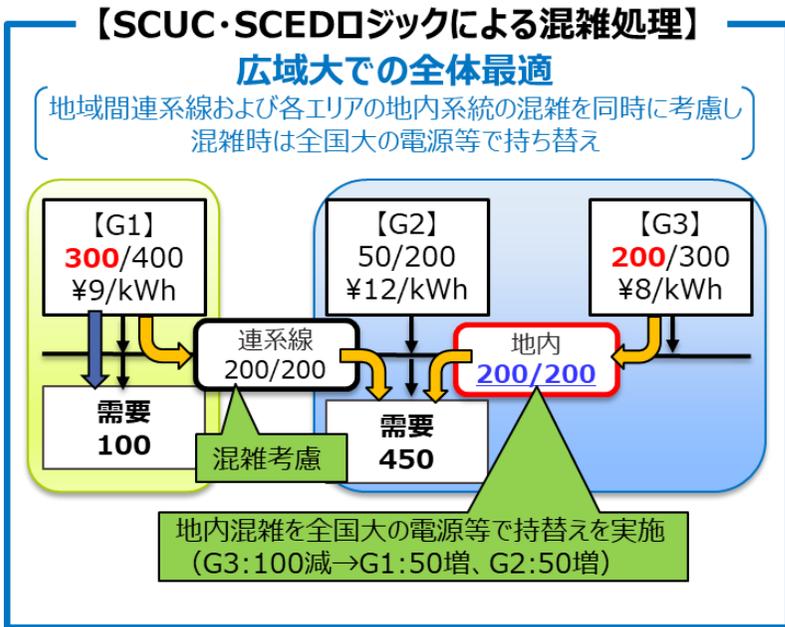
■ 再給電方式による混雑処理に用いる上げ調整力は、エリア内運用調整力のみを用いることと整理されている。

2. 再給電に用いる上げ調整力の運用のあり方

- 以下の考察から、再給電に用いる上げ調整力については、広域運用調整力は用いず、(案3) エリア内運用調整力のみを用いることとしてはどうか。

	概要	評価
案1	広域運用調整力を活用 + システム改修をせず、インバ ランス料金への影響を許容	広域運用調整力を活用することにより、より低コストで混雑対応を行うことができ、また、システム改修も不要であるが、インバランス料金への影響がある。 インバランス料金は、需給状況を市場価格に反映させることにより、インバランスを出した者に合理的な負担を求めるとともに、市場参加者に系統全体のインバランスを減らす行動を促すもの。したがって、混雑対応によってインバランス料金が影響を受けるのは望ましくない。
案2	広域運用調整力を活用 + システム改修によりインバ ランス料金への影響を回避	広域運用調整力を活用することにより、より低コストで混雑対応を行うことができ、また、インバランス料金への影響もない。 しかし、広域需給調整システム (KJC) ・中央算定システムの改修は長期間かかるため、再給電の導入が遅れる (2022年中の導入は困難) 。 また、2022年度の新インバランス料金制度の導入に支障をきたすおそれがある。
案3	エリア内運用調整力のみ活用	・広域メリットオーダーで調整力を活用できず、案1・案2より混雑対応のコストが上昇するが、 <u>インバランス料金への影響を回避</u> できる。 ・さらに各社中給システムのみ改修で実現できることから、 <u>再給電方式の速やかな実現が可能</u> 。

- 同時市場における混雑処理であるSCUC・SCEDロジック（広域大での全体最適）を、シミュレーションツール（PROMOD）において模擬するために、以下の方法で分析を行う。
 - 地域間連系線・地内系統ともに制約を考慮したシミュレーションを実施（同時市場に該当）

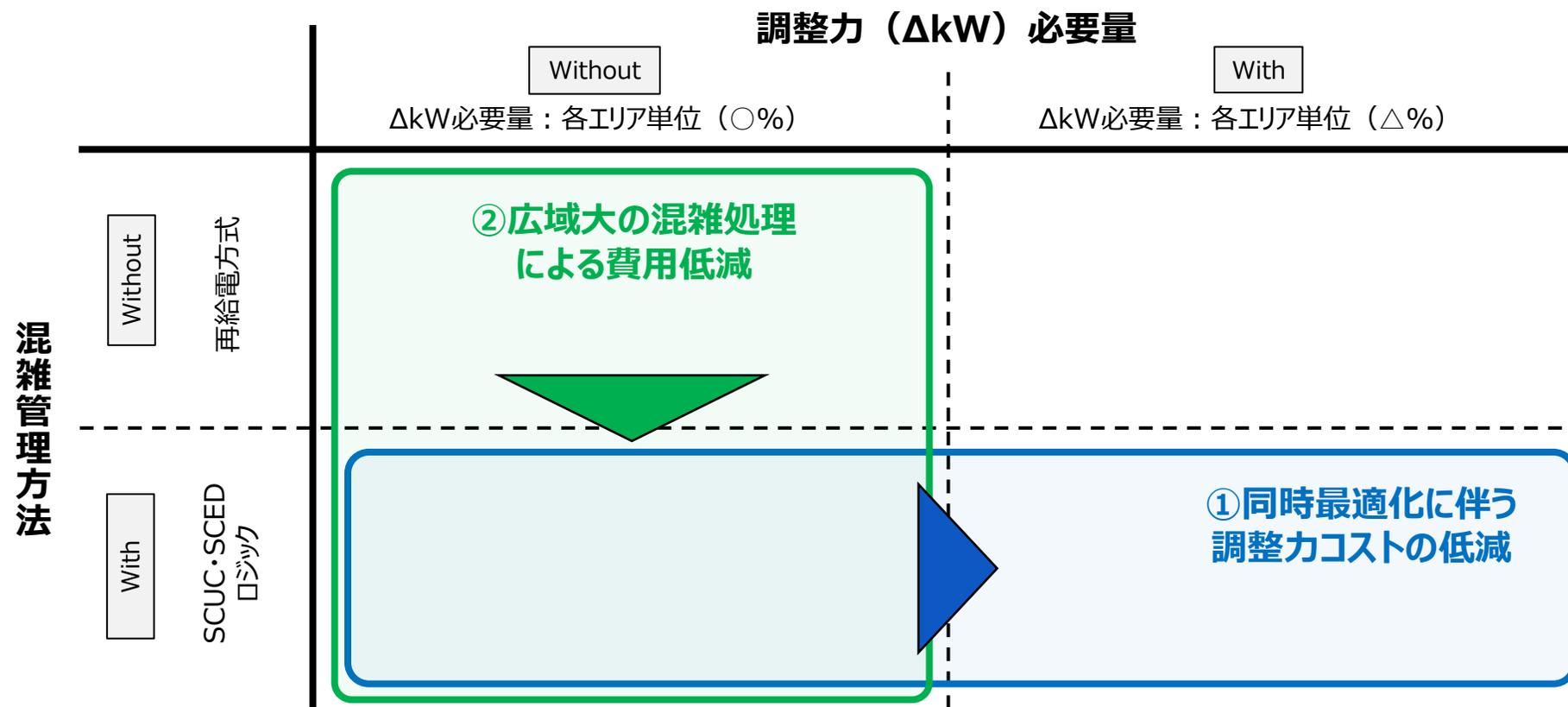


- 再給電方式のStep2から、現行の再給電方式（エリア単位の個別最適）での電源態勢（総燃料費）が求まる。（Step1は地内混雑が残ったままの状態であり、Step2への増分費用が、再給電費用に近いものとなる）
- また、SCUC・SCEDでの電源態勢（総燃料費）においては、混雑処理による焚き増し（持替）を、広域大でのより安価な電源で実現できることから、下表のイメージのように燃料費・CO₂対策コストが低減する。
- この低減費用を、広域大の混雑処理（全国メルिटオーダーの推進）による定量的便益として評価することでどうか。

	再給電方式（Step1） 連系線制約：運用容量 地内制約：なし	再給電方式（Step2） 連系線制約：Step1算定値 地内制約：あり	SCUC・SCED 連系線制約：運用容量 地内制約：あり
	総燃料費 (燃料費・CO2対策コスト)	総燃料費 (燃料費・CO2対策コスト)	総燃料費 (燃料費・CO2対策コスト)
北海道			
東北			
東京			
中部			
北陸			
関西			
中国			
四国			
九州			
(合計)	(例) 4,650円	(例) 5,050円	(例) 4,900円

低減額150円が便益

- 定量的に評価する2つの便益項目の導入前 (Without) と導入後 (With) の関係は下図の通りであり、相互に影響し合うことから、便益を分析する際には、便益を二重計上しないよう、検討条件・順番を考慮する必要がある。
- この点、前述のとおり、現行の再給電方式の模擬は2つのステップに分ける必要があるなど分析が煩雑であることから、まずは現行の ΔkW 必要量を前提に「便益②：広域大の混雑処理による費用低減」を算定の上、その後、SCUC・SCEDロジックを前提に「便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減」を算定する検討条件・順番としたい。
- これら便益を足し合わせることで、二重計上せず、同時市場導入による定量的な便益分析が可能となる。



1. 便益項目に関するシミュレーション分析方法
 - － 1. シミュレーション条件について
 - － 2. 便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減
 - － 3. 便益②：広域大の混雑処理による費用低減

2. 費用項目に関する評価方法
 - － 1. 同時市場に関するシステム構築費用
 - － 2. 海外事例等に基づく費用評価

3. 今後の費用便益分析の進め方

- 第3回本検討会では、同時市場を導入（移行）する際の主たる費用項目として、電源起動・出力配分システムや入札・精算も含めた価格算定システム等のシステム構築費用が考えられることをお示した。

定量的に評価可能と考えられる「費用」項目について

38

- 同時市場の制度全体として必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組みであり、これら仕組みの実現のためには、同時市場における電源起動・出力配分システムや入札・精算も含めた価格算定システムの構築費用、その他次期中給システムや広域機関システムとの連携費用が必要になると考えられる。（これら費用については、過去の同規模システム構築費用なども参考に、一定程度見積もることが可能※か。）
- また、それ以外にもBG・TSO側システム対応なども必要になると考えられるが、これについては、どのように評価するか。「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」（以下「作業部会」という。）においては、計画提出の簡易化なども提案したところであり、こういった仕組みの設計によっては、費用が一定程度減少する効果をもたらす可能性もあるか。

約定ロジックの設計や実現性・妥当性の検証

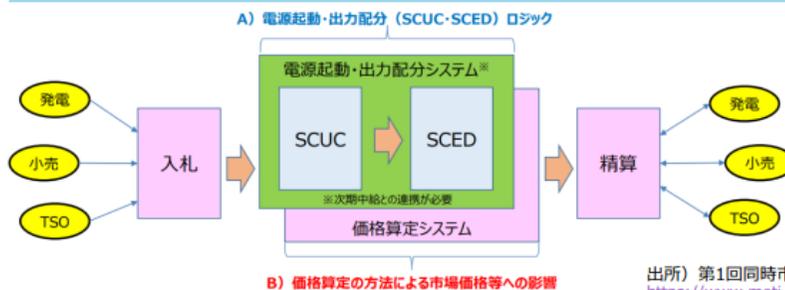
- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検証が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

A) 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック

B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

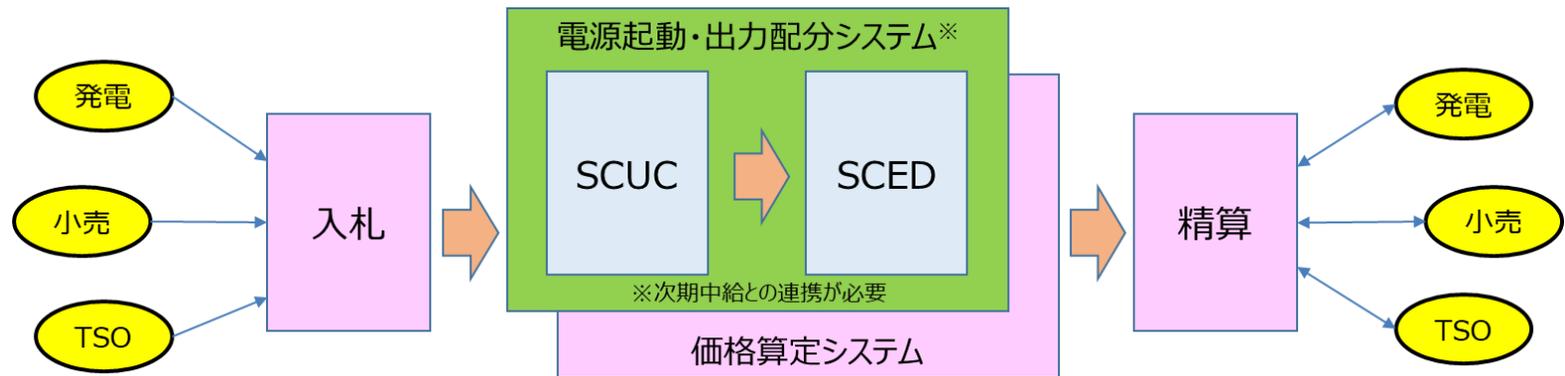
※SCUC：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように起動停止計画を決定すること。
Security Constrained Unit Commitmentの略。
※SCED：系統制約を考慮した上で、起動費、最低出力費用、限界費用が最経済となるように経済負荷配分を決定すること。
Security Constrained Economic Dispatchの略。

※ 物価上昇・半導体不足による材料費高騰、IT人材不足による人件費高騰等、システム構築費用は増加傾向にあることには留意が必要。



出所) 第1回同時市場の在り方等に関する検討会（2023年8月3日）資料5より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/001_05_00.pdf

- 同時市場においては、「電源起動・出力配分システム」「価格算定システム」の新規構築以外にも、BG・TSO等の「事業者システム」の改修なども必要になると考えられる。
- このうち、「電源起動・出力配分システム」との連携が必要な（密接な関係にある）次期中給システムに関しては、同時市場の導入有無に関わらず経年劣化による更新に要する費用と、同時市場の導入決定・制度設計完了後の仕様反映・追加実装に要する改修費用に分かれ、前者（更新費用）は同時市場の費用便益分析においては費用計上しない（サunkコストとみなす）ことが妥当と考えられる。



費用項目	概要
電源起動・出力配分システム	「約定（電源起動・出力配分）」を担うシステムであり、同システムとの連携が必要な 次期中給システム に関しては、追加実装等を除く 更新費用はサunkコスト になると考えられる
価格算定システム	「入札」「約定（価格算定）」「精算」を担うシステムであり、新規構築費用が必要になると考えられる
事業者システム	BG（発電・小売）・TSO等の既存システムを、同時市場の制度に対応するために要する改修費用などが必要になると考えられる

- 次期中給システムは、各社中給システムの更新システムとして現行制度をベースとした開発が進んでおり、同時市場の導入決定・制度設計完了後には（同時市場対応としては）仕様反映・追加実装等に対応する方向。

2.次期中給システム開発の検討状況

検討状況 ▶ 前提条件 ▶ SCUC ロジック 8

次期中給システム開発の検討状況（スケジュール）

- **各社中給システムは、経年劣化に伴う保守限界を迎えるにあたり、順次システム更新が必要であり、既に工程はタイトな状況。**
- 一方、品質を担保するためには、設計～製作～試験に十分な期間が必要であり、本システムで実現する業務は、この前段の**要件定義完了時点までに、適切に仕様へ反映する必要がある。**※1
- 同時市場の導入が決定し、制度設計が完了した際には、可能な範囲で次期中給システムの仕様に反映し、運用開始までに反映できなかった内容は、開発と並行して検討を進め、全社運開後、可能な限り早期の追加実装等により対応したい。



RFP発行後の仕様変更は工期やコストに影響がある

特に要件定義完了後は設計工程に移行するため仕様変更が工期やコストに与える影響が大きくなる

※1：後述する3・4章の内容（次期中給システム開発の前提条件や初期開発時点で実装予定のSCUCロジック）はRFPに織り込み済みであり、既に仕様変更は工期やコストに影響を与える可能性がある。

※2：地理的拡大にあたり、1社の切替に要する期間は今後、開発ベンダとの協議も踏まえて決定。可能な限り早期の全社運開を目指したい。

■ 横山委員

(前略) 質問は、かかるコストのほうなんですけども、費用項目ではスライド38ですかね、そこでご説明いただいたと思うんですが、この次期中給である程度の同時最適に近い、系統制約は入ってないかもしれませんが、ある程度の同時最適に近いシステムも非常時対応で入れられるというふうに見ておりますけども、新たな同時システムの費用はこの次期中給のこの新たに構築されたシステムからのプラスアルファになるんでしょうか、それとも更地からつくるといふコストになるんでしょうか。その辺り、整理をしていただければなというふうに思ったんですが、この資料でちゃんと整理されたのかどうか、よく聞き取れなかったので、もう一度教えていただければと思います。

■ 松村委員

横山委員がご指摘になったコストのところ、全体のコストなのか追加コストなのかというのは、事務局からそういう回答になると思うのですが、当然、これは理屈からしても追加コストでないとおかしい。どのみち、中給のシステムは耐用年数があり、一定の年数で更新しなければいけない。同時市場をやらなくたって、必要なコストは、費用便益分析をする際の費用に入るはずがない。理屈からしてそうだと思います。具体的に、これは入るのか入らないのかということがもし判断に迷うようなものが出てくれば、ここはそういう意味で判断に迷いましたということをご今後教えていただきたい。

■ 新川オブザーバー

本件、費用分析は同時市場導入のメリット等を明らかにするためにやっているものと理解をしております。そのため、費用面については同時市場を導入しなくても要した費用を想定して、同時市場導入による差分を明らかにする必要があると思っております。そうした点からは、25ページでシステム改修のコストに言及をされております。現在進められております中給システムの統合は、所与のものとして追加費用とするのかしないのかということは明確化していく必要があると思っております。また、38ページにも論点が示されておりますけれども、市場約定システムの構築費用や小売事業者・発電事業者におけるシステム対応費用を範囲とするのかといった点を検討する必要があると思っております。

■ 下根マネージャー (事務局)

横山委員にいただきました、費用として次期中給の関係はどうなっているのかということに関しましては、この辺り、松村委員からも補足いただいたところではございますが、ご指摘のとおり、実際、現行の次期中給システムをリプレースするという側面、どちらみち必要であろうというところから次期中給は構築されるというところでもございますので、そういったところに関しましては所与というところになるかと考えてございますが、一方で、第1回の検討会のほうでも、送配電網協議会からプレゼンいただきましたように、現行の次期中給システムは現行制度を前提として構築しているというところでもございますので、そもそも適用できる点と、プラスアルファ、何かしら改修しなければならない点というところがあるかというふうに思っておりますので、そういったところをほかのオブザーバーの方々にもいただきましたところ、何が変更差分なのかというところをしっかりと見極めた上で、プラスアルファというところでは何が計上されるのかみたいなところは、今後しっかりと整理した上でお示していきたいと考えているところでございます。

- 一方で、同時市場の移行に際し、どのようなシステム構築・改修が必要となるかどうかについては、最適化（約定）方法や価格算定方法、ならびに前日同時市場前後をどのような市場制度とするか等によっても変わり得ることとなり、このあたりは検証A・Bの結果、またそれに類する制度設計議論が進んで初めて外観が明らかになると考えられる。
- しかしながら、1年間程度での取りまとめを目指している本検討会において、これら制度の外観を明らかにした上で、メーカーやシステムベンダへのヒアリング等を通じた費用算定を行うことは現実的には困難とも考えられる。
- そのため、次章において、海外事例等を参考に、他にどのような費用評価方法が考えられるか検討を行った。

今後のスケジュール（案）

- 1年間程度での取りまとめを目指して、約定ロジックの検証や費用便益分析、それらを基にした検討会での議論を実施。



1. 便益項目に関するシミュレーション分析方法
 - － 1. シミュレーション条件について
 - － 2. 便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減
 - － 3. 便益②：広域大の混雑処理による費用低減

2. 費用項目に関する評価方法
 - － 1. 同時市場に関するシステム構築費用
 - － 2. 海外事例等に基づく費用評価

3. 今後の費用便益分析の進め方

- 事務局での調査結果の範囲では、同時最適に特化した市場制度移行の費用評価は見つからなかったものの、他の事例として、ノーダルプライシング（同時最適及びLMP導入）の評価事例（ERCOT・Ofgem）は見つかった。
- こちらにおいては、より複雑な制度移行の費用評価であるため、同時市場移行の費用評価としては、安全側（B/Cを過少側に捉える方向）に働くと考えられる。

海外において行われている費用便益分析のうち、明確にノーダル制の便益を算定している事例として米国ERCOTや英国Ofgemが挙げられる

海外機関における費用便益分析手法のまとめ

ISO・規制機関等	費用便益分析の実施年	ノーダル制移行年	費用便益の目的	便益項目	費用項目
ERCOT	2008年	2010年	ノーダル制導入による費用便益の予測（ノーダル市場導入コストや市場運営効率化等による市場参加者や電源への影響を包括的に評価するため）のため	<ul style="list-style-type: none"> 発電コストの削減 新設発電所の立地改善 ゾーン制を継続する場合のシステム更新費用等 	<ul style="list-style-type: none"> 人員・システム機器の増加
MISO	2022年	2005年	2005年に二つのエネルギー市場を統合した市場運用者となったMISOが、自身の提供する価値を定量的に評価するため	<ul style="list-style-type: none"> 信頼性の向上 コンプライアンス費の削減 市場の効率化 再エネの最適化 設備容量の共有 DRの活用 	<ul style="list-style-type: none"> 託送料金の発生
NYISO	2007年	1999年	NYISO設立以降、発電事業者に生じた事業環境の変化を定量的に評価するため	<ul style="list-style-type: none"> 発電所運用の最適化 O&M費用の削減 	-
PJM	2019年	1998年	市場の参加者及びその顧客に対して、自身が提供する価値を定量的に示すため	<ul style="list-style-type: none"> 発電への投資削減 発電コスト削減 エネルギー生産コスト削減 混雑管理費用の削減 	-
Ofgem	2022年	未移行	英国における地点別料金の導入に向けた、市場設計に関するアセスメントのため	<ul style="list-style-type: none"> 混雑管理費用の削減 混雑収入 	<ul style="list-style-type: none"> 市場価格の高騰 一時的な費用の増加

- 米ERCOTにおいては、2010年のノーダル制移行へ向けて、2008年に費用便益評価を実施しており、このうち市場制度移行の費用として、「人員・設備増加（システム変更）等による費用増加額」を3.97億ドルと算定している。

ERCOTのノーダル制移行後（2009～2020年予測値）の費用便益合計は以下の通り

費用便益分析の詳細（ERCOT、2009～2020年の予測値合計）*1

評価項目	内容	便益金額 (百万 ドル) *2	算定手法	ベースライン	便益効果の類型*3	
					スケジュー リング・ディ スパッチ	価格 シグナル・ 精算
① Energy Impact Assessment (EIA) : 給電指令の改善による燃料費等の発電コストの評価	発電コストの削減額 新設発電所の立地改善による削減額	339 181	- -	ノーダル制導入以前の給電指令に基づく平均的な発電コスト ノーダル制導入以前の発電所立地計画	○ -	- ○
③ Implemanetation Impact Assessment (IIA) : ノーダル制への移行によるシステム変更に要する費用の評価	人員・設備増加等による費用増加額	▲397	-	ノーダル制導入以前の人員や設備コスト		
④	ゾーン制を継続した場合にかかるシステムの更新費用の削減額	175	-	ゾーン制が継続された際のゾーン制に基づくシステム更新費用		
⑤ Other Market Impact Assessment(OMIA) : 上記EIA、IIA以外の費用評価	上記EIA、IIAで分析できないその他費用の削減額	222	-	-	△	△

*1 出所：CRA International, Resero Consulting, Update on the ERCOT Nordal Market Cost-Benefit Analysis, 2008年12月、https://interchange.puc.texas.gov/Documents/31600_7_605899.PDF

*2 2008年時点の貨幣価値

*3 ○：ノーダル制による便益効果とみられる項目、△：ノーダル制による便益効果が判別が困難な項目、-：ノーダル制による便益効果とはみられない項目

- また、英Ofgemにおいては、2022年に費用便益分析を実施しており、新規構築の「系統運用者システム」と、既存更新の「市場参加者システム」に分類したうえで、「系統運用者・市場参加者へのヒアリング結果」と「過去海外事例を元にした推定」を基に、費用評価（見積もり）を行っている。
 - ヒアリング結果：0.4～0.6億ポンド
 - 過去海外事例：2008年のERCOTの算定結果（3.97億ドル）を、現在価値に換算（5.6億ポンド）
- 最終的には、上記を基に、システム導入費用を5億ポンド（810～875億円※程度）と評価している。

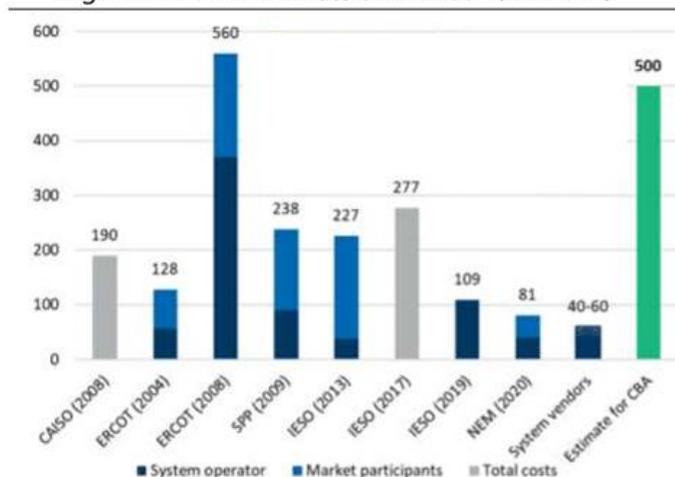
※為替は2022年・2023年平均値（TTM）を使用（162円/£～175円/£）

英国では系統運用者・市場参加者へのヒアリングや、過去の類似事例における費用を基に費用便益分析に用いる数値を算定した

ノードル制の導入コスト（Ofgem、2022年）*1

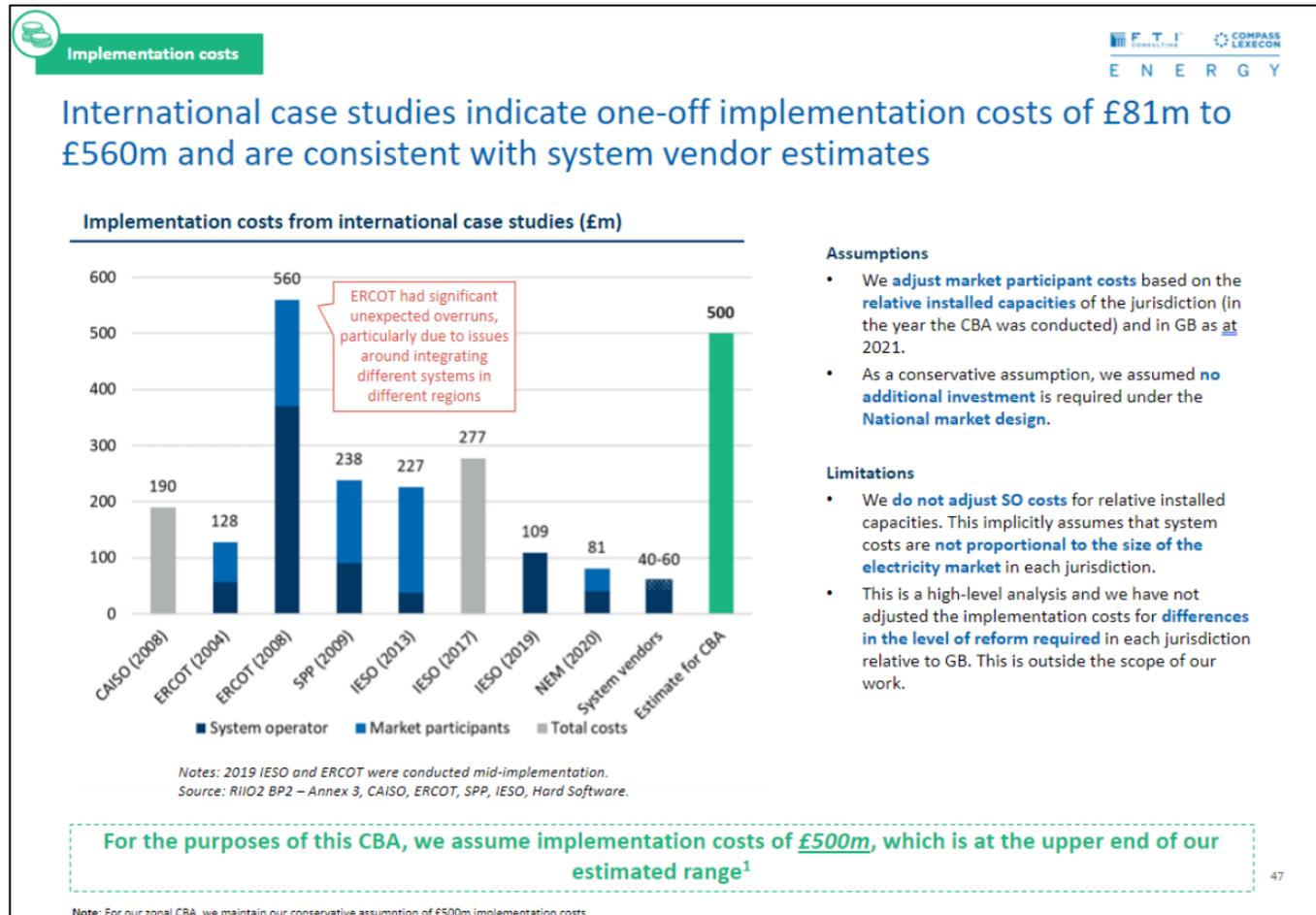
- システム導入費用は以下の2つで構成される。
 - National Grid ESOやElexonが新たなITシステム・ソフトウェアの導入を行い、そのシステムを使用できる状態にする（例.研修費等）費用
 - 市場参加者がシステムをアップデートし、そのシステムを使用できる状態にする費用
- これらを概算するため、OfgemとFTIは以下のアプローチを行った。
 - National Grid ESOと現状のシステムの維持費に関するヒアリング
 - 国際的なシステム更新事例（ERCOT、CAISO、IESO）の調査
 - 市場参加者やシステムベンダーへのヒアリング

Ofgemによるシステム更新費用の分析（100万 £）*2



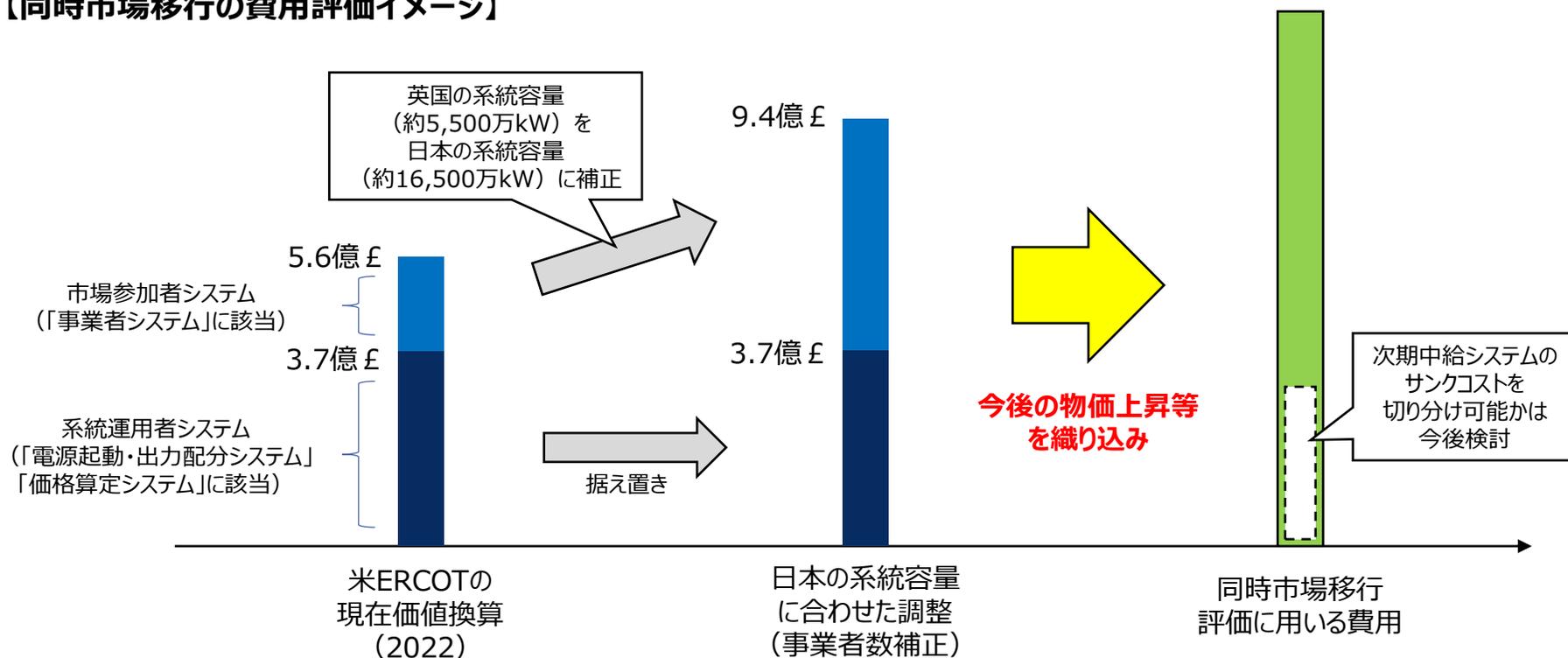
(参考) 英Ofgemにおける費用評価条件について

- 過去の海外事例を元に推定を行うにあたっては、市場参加者システムについては2021年の英国全体の系統容量に合わせて調整を行っている。
- 一方、系統運用者システムについては、系統容量に比例しない前提で調整されていない（据え置かれている）。



- 海外事例でも、新規構築の「系統運用者（市場）システム」と、既存更新の「市場参加者（事業者）システム」に分類の上、「システム費用概算（ヒアリング）」と「海外事例を元にした推定」を基に、費用評価を行っていた。
- 前述のとおり、本検討会においては、「システム費用概算（ヒアリング）」を行うことは現実的には困難と考えられることから、ひとまず、「海外事例を元にした推定」を基に、費用評価を行うこととしてはどうか。
- 具体的には、英Ofgemの事例を参考に、米ERCOTの算定結果（2008年）を現在価値に換算した結果を元に、系統容量に合わせて調整の上、今後の物価上昇等を織り込んで、同時市場移行の費用評価を行うこととしたい。

【同時市場移行の費用評価イメージ】



1. 便益項目に関するシミュレーション分析方法
 - － 1. シミュレーション条件について
 - － 2. 便益①：同時最適化に伴う調整力コストの低減
 - － 3. 便益②：広域大の混雑処理による費用低減

2. 費用項目に関する評価方法
 - － 1. 同時市場に関するシステム構築費用
 - － 2. 海外事例等に基づく費用評価

3. 今後の費用便益分析の進め方

- 今回、定量評価可能と考えられる便益項目①②に関するシミュレーション分析方法を、また、海外事例等に基づく費用評価方法について検討・整理を行った。
 - 便益①：調整力確保の高価な電源稼働が不要になることに伴う、燃料費・CO₂対策コストの低減費用を算定
 - 便益②：混雑処理持替をより安価な電源で実現できることに伴う、燃料費・CO₂対策コストの低減費用を算定（現行のΔkW必要量を前提に便益②算定の上、SCUC・SCEDロジックを前提に便益①算定の検討順）
 - 費用：米ERCOTの算定結果（2008年）を現在価値に換算した結果を、系統容量・物価上昇等で補正
- 今後、それぞれの項目に対して、具体的なシミュレーション・試算を進め、改めて定量的な費用便益分析（B/C）結果をお示しすることとしたい。
- また、第3回本検討会で頂いたご意見等も踏まえて、改めて、定性的な便益や費用等についても抽出・整理を行い、それらが定量的な費用便益分析に与える影響評価（過大と捉えるべきか、過少と捉えるべきか）や、同時市場を導入する際の留意点の示唆などに繋げることとしたい。

■ 五十川委員

(前略) 2点目、40ページにあります定量的に評価できない費用や便益についてです。定量的な評価が難しい項目があるというのは致し方ない点かと思いますが、あまりにも多くがこの部分に含まれますと費用便益分析の結果の解釈が難しくなる点を懸念します。ベネフィットやコストの一部しか含まれていないとすると、B/C、ベネフィットオーバーコストとして出てきた数字が誤解を招くことになりかねません。定性的に議論せざるを得ない項目が定量的なものに比べて、本当にマイナーなのかは丁寧に議論する必要があるかと思います。また、場合によってはB/Cという結果の出し方自体も検討したほうがよいかと思います。特定の項目についてベネフィットはどの程度なのか、コストはどの程度なのかという検証は定性的な項目が別にあっても意味があると思いますけれども、そこからB/Cで評価を行うというのは一段ハードルが高い話だと思います。いずれにしても、47ページにも記述されておりますが、定性的な便益や費用等にどのような項目があるかは今後の議論も踏まえて拾い上げていくということが必要であるかと思えます。例えば私のほうでは、前回の検討会で、運用における解の収束とペナルティー項についてコメントさせていただきました。もし、同時市場を導入する上で数値計算としてハードルが上がり、ペナルティーが大きくなるということがあれば、こういったものも費用項目として想定されるのではないかと考えています。前回のコメントのほぼ繰り返しとなり恐縮ですが、この点、費用便益分析の中でマイナーなのかどうかという点は気になる点であります。3点目、費用便益分析において、費用便益が発生する主体についてです。費用便益の関連する主体のそれぞれにどのような費用あるいは便益が生じるのか。それを足し合わせたものが費用便益分析のベースになるという理解です。もちろん全体として費用と便益がどの程度なのかというのがメインの関心かと思いますが、実際に新しい制度に移行する際には主体別の費用便益というのも論点としてあってもよいかと思いました。

■ 市村委員

定量的な評価だけではなくて定性的な評価とも関わってくると思うんですけども、基本的にこの同時市場の検討という中で言うと、特に今、費用便益の中で強調されているのは、どちらかというとC o - o p t i m i z a t i o nという、そちらの側面かなというふうに思っています。一方で、まさにT h r e e - P a r t O f f e rというところとC o - o p t i m i z a t i o nといったところ、こういったところをやっていくというのが同時市場の一つの大きな柱かなというふうに思っていて、その意味で、T h r e e - P a r t O f f e rに変わったことによる便益というのも、少なくともここは定量的に、定性的にどうかですね、その評価は必要なかなというふうに思っています。その意味で関連して申し上げると、本来的には定量的に評価していたほうがいいんじゃないかなとは思いますが、スライドの25ページ目のところでも記載されていますが、買い入札の模擬についてはなかなか難しいというところもあって、まずはその価格弾力性がないモデルで検討を進めるということだと理解しておりますので、その意味でなかなか買い入札側をどう模擬していくのかというところの難しさというところはあるかなというふうに理解しています。したがって、今後、こちら辺の買い入札の模擬といったところを、まずは弾力性が11 ないモデルで検討を始めるということなんですが、どういった時間軸でその買い入札の模擬も含めてやっていくのかといったところの中で、必要に応じて、今申し上げたようなT h r e e - P a r t O f f e rということ、ブロック入札との違いということが主にはなるかと思いますが、それによる便益といったところの評価といったところも、必要に応じて定量的に評価することもできるのではないかなというふうに思っています。

■ 秋元委員

(前略) 特に今回、一つは今、市村委員もおっしゃいましたけど、価格弾力性の部分に関して、一旦ないものとして計算してみるということで、その方針自体は結構でございますが、それに限らず、様々な部分で非常に計算時間がかかる可能性もあり、そういう中で、単純化しないとモデル計算の解が得られにくいということがあるかと思っておりますので、そういう部分で定量的な評価ができない項目がたくさん出てくるかなという懸念を持っています。できるだけ定量的に評価していくということが重要でございますし、どうしてもできないという部分に関して、しっかり定性的な評価も加えていくということは方針でも書かれていますが、しっかり行っていただきたいと思っておりますし、最後に書かれていますように、意見を丁寧に拾い上げていくということでございます。ぜひそういうことをして、全体をやっぱり評価できるものとできないものなどちゃんと整理ができて、できてないものについてもしっかり見ていくということが重要だと思っておりますので、その方針で進めていただければというふうに思います。

■ 野澤オブザーバー

コストベネフィット分析のところなんですけれども、ちょっと考え方の前提に結構アメリカのPJMだったり、ERCOTであったりが出てきていて、当然、そういうふうになるんだろうなというふうには思うんですけども、アメリカと日本の制度設計の違いとかというのかなりあるのかなというふうに思っているのですが、ちょっと今、日本には存在しない概念、例えばノーダルプライスとか、あと、アメリカはネガティブオファーも認められているのでネガティブプライスであったりとか、あと、よく言っているのが燃料調達をやっぱり環境の違いとかというのは、結構大きなポイントとして出てくると思うので、そういった両国の制度設計の違いですかね、それに伴う追加的な便益もあるでしょうし、追加的なコストもあると思うんですけども、その辺りは、限界はあると思うんですけども、大きなところだけ漏れがないように評価いただければありがたいなというふうに思っております。

■ 斎藤オブザーバー

今回、費用分析評価の進め方をご提示いただきましたが、同時市場の導入に伴う発電事業者側の費用や便益は、同時市場の具体的な在り方によっても変わってくると思っておりますし、定性的なメリットだけでなく、デメリットも考えられると思っております。先ほど委員の方からもご発言がありましたけれども、分析結果を提示いただく際には、どのような市場の仕組みを前提としたかに加え、発電事業者、市場運営者及び系統運営者等の各費用便益をどこまで分析に取り入れたのかということを明確に提示いただき、導入の効果をしっかりと議論いただける形でご提示いただければと思います。

■ 石坂オブザーバー

3ポチの便益の項目についてなんですけれども、小売事業者の目線でいきますと、今回の施策で、市場で売り切れが起きてスパイクが起こると。3年前の冬に頻発しましたけれども、そういうことが抑止されるという効果が事業者目線では非常に大きいと思っています。こういうスパイクが減るという効果を定量的に評価するというのはなかなか難しく、ひよっとすると定性的な評価にならざるを得ないのかもしれませんが、そういう評価もご検討いただければと思っております。

- 勉強会において、安定供給の観点からは、時間が異なる複数の市場があることから、kWhとΔkWの取り合いに伴う応札不足、ならびに安定供給上の懸念が発生しており、同時市場等（kWhとΔkWの同時最適）の導入によって課題解決する可能性が示されている。

(参考) 新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題

- 勉強会において提案された中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿を前提にすると、勉強会で挙げられていた現状の各課題は、下表のとおり解決されることが見込まれる。

「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方に関する勉強会」取りまとめ（2022年6月20日）より抜粋

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
安定供給の観点 ①	<p>需給調整市場とスポット市場が異なった時間軸で存在しており、かつ、入札する市場をBGが選択できる場合、以下のような課題が生じる可能性。 (課題例)</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ BGが需給調整市場（マルチプライスオークション）に入札せず、調整力の調達が確実に行えない。 ※需給調整市場の価格は固定費や機会費用が織り込めることや、調整力が不足すると需給調整市場の価格が上昇することから、必要なΔkWが確保されることとなるのが本来だが、三次調整力①や②の現状を踏まえると、現実はそのようにならない可能性。 ➢ BGが需要を過度に低く見積もり、スポット市場等での電気の調達が過小にしか行われず、電源等の起動が十分にされなかった場合、一般送配電事業者が調達した調整力だけでは不足インバランスの穴埋めができない。 <p>⇔不足インバランスを想定して厚めに調整力を確保すると、⑦の課題が生じる。</p>	<p>週間断面での電源起動に加え、前日市場における同時市場において、必要な電源を全て約定させることにより、左記の課題は解決可能か。</p>

- また、メリットオーダーの観点からは、時間が異なる複数の市場があることから、無駄な調整力必要量や過剰な電源起動になっていたり、価格規律の関連の薄さから全国メリットオーダーが成立していない可能性も示唆されている。

(参考) 新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題 (続き)

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
メリットオーダーの観点	② ブロック入札による約定機会の最大化。	Three-Part Offerの導入により、現行のスポット市場等におけるブロック入札制度と比較し、約定機会をより大きくすることができるか。
	③ kWh市場とΔkW市場が異なる市場として運営されていることや市場スケジューリング、前日以降の電源起動停止の計画更新頻度が少ないことにより、過剰な台数の起動等、電源の運転が非効率になる懸念。 ※例えば、現行の仕組みにおいて、需給調整市場で一定の台数を起動させた上で、その後開場されるスポット市場において、買い約定が想定よりも多かった場合などは過剰に起動台数が増える可能性。	日本全体で必要な台数の電源を起動させた上で、起動している電源を同時約定させることにより、kWhとΔkWで合理的に割り付けることができれば、現状よりも最適に近い電源起動が可能か。
	④ kWh市場とΔkW市場のオークション方式および価格規律の関連が薄く、調整力も含めた電源のメリットオーダーが成立しにくい構造となっている懸念。	同時約定により、(市場に応札された) すべての電源によるメリットオーダーを追求可能か。
	⑤ 本来、系統不足であれば、スポット市場よりも実需給断面に近い需給調整市場の方が、kWh単価が高くあることが電源全体のメリットオーダー上望ましいが、需給調整市場が週間調達であることにより、必ずしもそのような大小関係とはならないといった課題。	同時市場とすることにより、kWh単価の安い電源から小売需要に当てていけば、解決可能か。
	⑥ 需給調整市場(一次調整力～三次調整力①)の連系線枠の事前確保により広域的なメリットオーダーが成立しにくい構造となる懸念。	同時約定により、市場ごとの連系線枠の事前確保は不要となるか。

7

- その他の観点からは、再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差対応（時間前市場の流動性向上）や、市場プロセスの複雑性の低減（簡素化）などが、便益（課題解決メリット）として挙げられている。

(参考) 新たな仕組みを導入することにより解決が見込まれる課題（続き）

分類	現状の仕組みの課題	Three-Part Offerを前提とした同時市場のメリット
その他の観点	⑦ BGの立場からすると、調整力として確保された電源がスポット市場や時間前市場に売り入札されず、市場の売り切れに伴う価格高騰や、再エネが市場統合されていく中における再エネ予測誤差への対応の困難さが課題。	同時約定により、供給力と調整力の取り合いが解決するのではないかと。
	再エネのインバランスをどのように調整するか（時間前市場の流動性の向上、等）が課題。	同時市場で入札された電源のうち、稼働・未稼働が決定した電源を時間前市場に投入すれば、時間前市場の流動性が拡大するのではないかと。 ※なお、現行の需給調整市場においても、時間前市場に投入するといったことができれば、同時市場と同様の効果が得られるかと。
	⑨ BGの立場からすると、それぞれの市場で異なる応札の締め切り時間や入札方法が課されており、プロセスが煩雑。	kWh市場・ΔkW市場の入札を1回で行うことで、プロセスの簡素化が可能かと。

以上