

同時市場における 費用便益分析の進め方について

2023年10月23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。
- また、第1回本検討会の中では、定量的な費用便益分析だけではなく、事業者の行動をどう変容させてしまうのかといったような大きな視点も持つておく必要、あるいはどの視点・どの時間軸で考えるのか、前提条件を決めておく必要があるといった意見も頂いたところ。
- 今回、上記を踏まえて、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（視点・時間軸）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抽出を行ったため、項目の妥当性や今後の分析の進め方について、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>

23

(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	CO₂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>

■ 秋元委員

(前略) 費用便益分析をするということで、費用便益分析の範囲ということで考えると、恐らく今回、例えばシステム改修とか、そういったものの費用と、今回こういう変更したことによって、運用上、どういうふうにかコストが下げられるのかという費用便益分析を考えていらっしゃるかと思っていますけれども、それ自体は大変重要な情報で、そこをしっかりと情報として得ることは重要でございしますが、全体のやはり意思決定をする上では、容量市場とか、ほかにもどういう影響があるのか、もしくは全体として発電事業者の行動をどう変容させてしまうのかといったような視点も、大きな視点としては持っておく必要があると思っていますので、そういった意味で、費用便益分析の範囲ということは、実際、定量的にできる部分でやる部分はもちろんしっかりやるべきだと思いますけど、それを越えた部分でのバウンダリで見たときにどうなるのかということも、常に意識を持っておく必要があるかなというふうに思っていますので、この委員会でやることと、別の委員会も含めてやることはあるとは思っていますが、そこも念頭に置いて進めていただければというふうに思った次第でございます。

■ 五十川委員

費用便益分析に関して、必ずしも今回スペシフィックな話ではなく、費用便益分析、一般の話ではあるんですけども、こちらに関しては前提をまず共有することが極めて重要かと思います。

具体的に申し上げますと、一つは、どの視点で費用や便益を考えるのかという点です。社会全体の余剰で考えるのか、例えば、需要家の視点から考えるのか、あるいは24ページにはCO2排出量削減効果の記載があるんですけども、そういった外部性も含めて考えるのか、そういった設定で費用として考えるべき項目、便益として考えるべき項目も当然変わってくるわけですね。ごく基本的なことではあるんですけども、分析に入る前に、こういった点を厳密に決めておく必要があります。

もう一つは、時間軸をどのように設定するかという点です。これも費用や便益を何年先まで想定するかによって、費用の数字、便益の数字がもちろん変わってきます。また、将来の項目をどのように割り引くかという点も必要となりますので、併せて考える必要があるかと思っています。

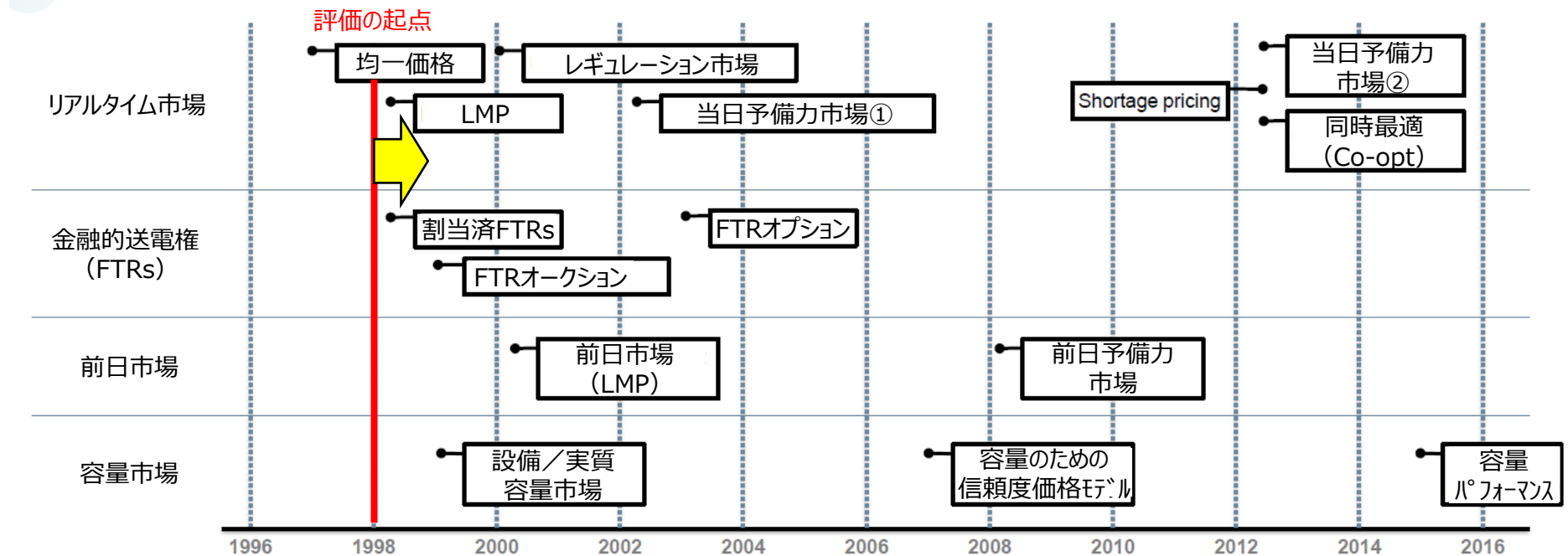
- 1． 米国電力市場における費用便益評価事例
- 2． 同時市場における費用便益分析の前提条件
- 3． 日本で評価可能な費用便益項目
- 4． 今後の費用便益分析の進め方

- 1． 米国電力市場における費用便益評価事例
- 2． 同時市場における費用便益分析の前提条件
- 3． 日本で評価可能な費用便益項目
- 4． 今後の費用便益分析の進め方

- 米国電力市場における費用便益評価事例は、今回の本検討会において議論しているkWhとΔkWの同時最適等以外の便益・費用が含まれている。そのため、今後、同時市場の費用便益分析を進めるに当たっては、これらの米国事例を参考するにしても、どの事例のどの要素が参考になるのか、取捨選択する必要がある。
- 上記の観点を踏まえ、次ページ以降の事例については、どの時点を起点とした評価なのか（どこどこを比較評価しているのか）をイメージしやすくするために米PJM市場制度の変遷を、また、各事例においては、どのような市場制度の変更に対する（何が改善されたことによる）便益・費用なのかを出来る限り明示した。

- PJMの市場制度は、下表のとおり、一度にすべての制度の見直しが行われたのではなく、段階的な市場開発がなされてきており、kWhとΔkWの同時最適（Co-opt）についても、リアルタイム市場・前日市場の整備を経て、約10年前に導入されたばかりの市場制度となっている。
- 後段のPJMの便益評価は、LMPによる立地誘導インセンティブ等が含まれていることから、LMP導入前（1998年）頃を起点とした（それ以降の変更点を便益と捉えた）評価になっていると考えられるか。

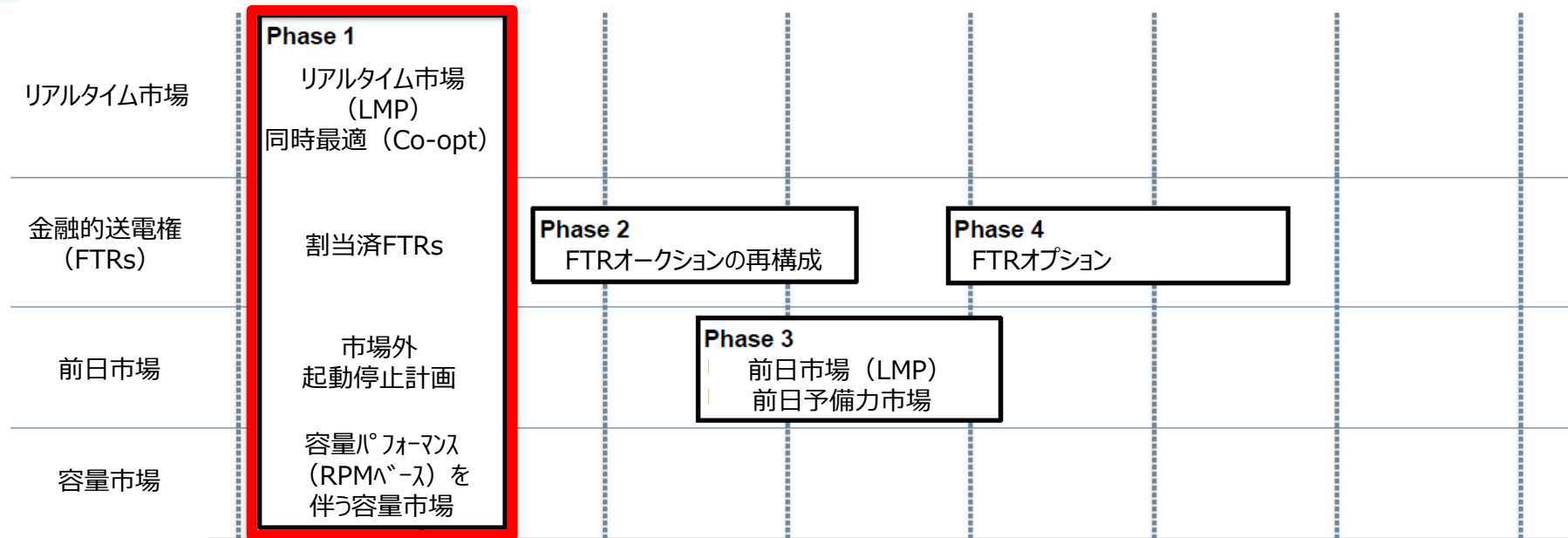
PJM's markets have developed in an evolutionary fashion, rather than a "big bang" – a deliberate risk management strategy.



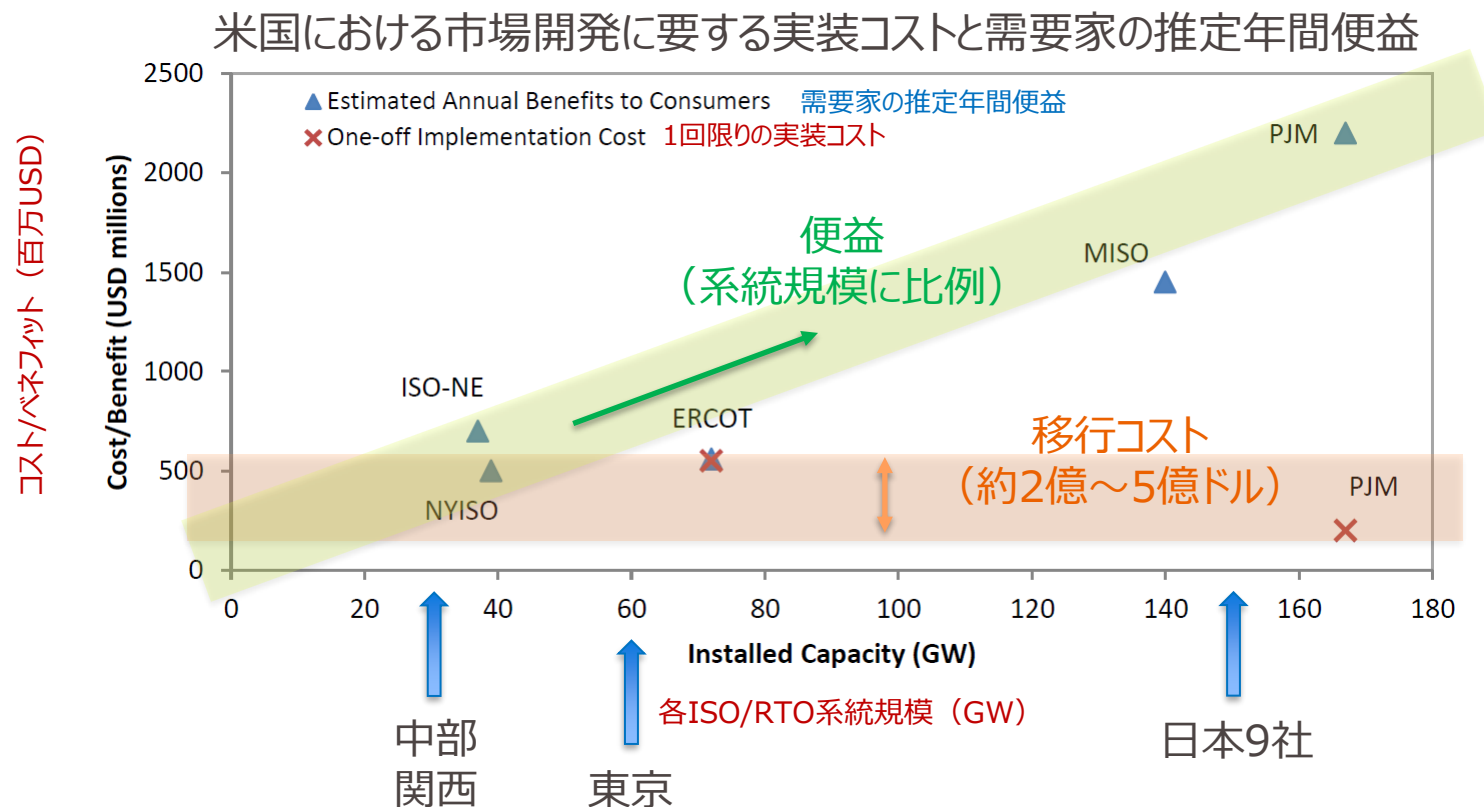
- また、仮にもう一度、PJMが市場開発に取り組むとしたら、現在入手可能な技術をもってしても、フェーズを分けた上で、段階的に市場開発することを選択するとしている（ただし、LMPと同時最適はフェーズ1から取り組むとしている）。

Incremental Market Development – in Perfect Hindsight

With perfect hindsight, and the technology now available, we would still implement incrementally, but would probably group implementation activities as shown below.



- 事務局での調査結果の範囲では、同時最適（Co-opt）に特化して、各ISOの費用便益分析結果がまとめられたレポートは見つからなかったものの、他の事例として、ノードプライシング（同時最適及びLMP導入）の評価結果は見つかったため、参考として提示。
- こちらにおいては、市場開発により費用を回収できる便益があることが示唆されている。



- また、各ISO毎の評価方法は下表のように整理され、大きく「モデル評価」と「実績評価」の2つに大別できる。
- 実績評価は移行後にしか実施できないと考えられるため、必ずしも全ての米国電力市場が、事前の費用便益評価をもとに、市場制度を変更した訳ではないと推察される。

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

US ISO	Study/Source	モデル評価	実績評価	Aspects covered in study
		Modelled?	Observed?	
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

青字：同時市場等の導入に関連する項目だが、米国とは状況が違いため精査が必要

- 米PJMにおいては、PJMによる諸運用（具体的には、広域での設備計画策定や不等時性を考慮した予備力削減、容量市場、経済ディスパッチエリアの拡大等が含まれる。）における便益や価値を評価。
- 全体で年間32～40億ドルの効果があるとしており、この中には同時最適や全国メルिटオーダーの効果も含まれると考えられる。



項目と効果額	内容（詳細は次スライド）
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	・CO2排出量削減効果

青字：同時市場等の導入に関連する項目だが、米国とは状況が異なるため精査が必要

【信頼性（Reliability）～広域での設備計画策定による送電投資費用の抑制～】

○設備計画策定時には、個々の州や送電所有者（TO）単位でなく、広域大で考慮することで計画プロセスが効率的（送電投資費用の抑制や増強による混雑解消）になることを指している。

⇒（事務局解釈）これは現行の広域機関の機能（マスタープラン）と重複する便益項目であり、同時市場等の導入便益と異なる性質のものと推察される。

【発電投資（Generation Investment）～不等時性を考慮した予備力の削減など～】

○それぞれの地域（事業者）では、電気の使用パターンに多様性がある（全てが同じ時間帯にピークを迎える訳ではない）ことから、不等時性を考慮した予備力の削減ならびに容量市場必要量の低減が可能になることを指している。

⇒（事務局解釈）これは**kWhとΔkWの取り合い（二重予備力問題）解消に伴う便益項目であり、同時市場等（kWhとΔkWの同時最適）の導入便益に関連するもの**と推察される。

【効率リソースへの統合（Integration More Efficient Resources）～容量市場による高効率リソース代替～】

○PJMの効率的な発電相互接続プロセスと、競争の激しい容量市場を組み合わせることで、効率の悪い発電リソースを廃止、より効率的でコストの低いプラントに置き換えることが可能になることを指している。

⇒（事務局解釈）これは系統接続が特定負担（Deep）、かつノンファーム接続中もLMPによる立地誘導インセンティブが働くといった性質のものと推察される。

【エネルギー生産コスト（Energy Production Costs）～経済ディスパッチエリアの拡大による効果～】

○経済ディスパッチの拡大によって、効率がはるかに向上した（エネルギーコストが削減された）ことを指している。

⇒（事務局解釈）これは**全国メリットオーダーの更なる推進（広域大の混雑処理・価格規律の整合）に伴う便益項目であり、広義の意味での同時市場等（全国SCUC・SCED）の導入便益に関連するもの**と推察される。

Reliability

Transmission enhancements in PJM are expected to reduce costs by nearly \$300 million a year by alleviating congestion.

広域での設備計画
策定による送電
投資費用の抑制

Generation Investment

This results in savings of \$1.2–1.8 billion.

不等時性を考慮し
た予備力の削減

Regional Planning Efficiencies

PJM's regional planning process assesses the need for transmission upgrades to ensure reliability, increase efficiency and support public-policy goals.

PJM's large footprint makes the transmission planning process more effective by considering the region as a whole, rather than by individual states or separate transmission-owner territories, in determining transmission needs.

Investing in the transmission system can increase its ability to move more power, which can decrease congestion costs. Transmission enhancements in PJM are expected to reduce costs by nearly \$300 million a year by alleviating congestion.

Lower Reserve Margin and Competition from Alternative Resources

The fact that PJM plans for resource adequacy over a large region results in a lower reserve margin than otherwise would be necessary.

Resource adequacy means having enough generating resources available to meet the demand for electricity, plus a reserve margin to cover emergencies.

There is considerable diversity in electrical use patterns in the large PJM footprint; not all areas peak at the same time of the year.

As a result, resources in one area of the system are available to help serve other areas at peak times, and a smaller reserve is required.

In addition, the large and varied resource fleet across the entire PJM region spreads the generator outage risk across a larger collection of generators, improving reliability.

PJM's Reliability Pricing Model capacity market promotes competition between traditional generation and alternative supply resources such as demand response. With more cost-effective alternatives to maintain adequate power supplies, less investment is needed in new generation. This results in savings of \$1.2–1.8 billion.

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

Integrating More Efficient Resources

More efficient units demonstrate a savings of \$1.1–1.3 billion a year

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

Replacement of Less Efficient Resources

PJM's efficient generation interconnection process, combined with the competitive RPM capacity market, has enabled less efficient generation resources to retire and to be replaced with more efficient, less costly, plants.

From the annual RPM auction from 2011 through 2018, nearly 30,000 megawatts of new, increasingly efficient natural gas combined-cycle generation either has already commenced operation or is committed to be built through the RPM auctions.

These resources operate more efficiently, with lower heat rates and in most cases lower fuel costs, than the older, less efficient resources they have replaced through retirement.

Simulations of the increased cost that would be associated with continuing to operate the retired resources instead of the new, more efficient units demonstrate a savings of \$1.1–1.3 billion a year.

Energy Production Costs

Operating the larger market creates production cost savings of \$600 million a year

経済ディスパッチエリアの
拡大による効果

Expanded Dispatch Area

PJM's dispatch process enables energy to be exchanged economically and automatically when less expensive resources in one area can be used to meet consumer electricity demand in another area.

Prior to the expansion of the PJM footprint more than a decade ago, energy usually was exchanged between areas only when energy sales transactions were scheduled between two suppliers.

Without the operation of the centralized market structure that exists today, economic energy exchanges occurred much less frequently and efficiently.

Simulations of the economic dispatch and energy exchange before and after the PJM market expansion show that operating the larger market creates production cost savings of \$600 million a year.

- 別の調査レポートにおいては、ERCOTの便益評価は「給電指令の改善による発電費用削減」と「電源接続箇所の改善による発電費用削減」の2つが挙げられている。
- 「**給電指令の改善による発電費用削減**」は、全国メルिटオーダーの更なる推進に伴って、発電運用が効率化されることによる発電費用の減少効果と考えられる。
- また、「電源接続箇所の改善による発電費用削減」は、新設電源の立地誘導効果（ノードル制におけるLMP導入効果）であり、立地誘導の有無による発電費用の差から算定されているものと考えられる。

The production cost reduction (attributed to the improved efficiency in generation commitment and dispatch) during the first two years of TNM operations is estimated to be between \$47 and \$49 million.³ The NPV from 2011 to 2020⁴ is estimated to be \$339 million, assuming that production costs and resulting benefits observed for the first two years of operation remain at the same level on average through 2020.

①給電指令の改善による発電費用削減

Additional production cost savings are expected from the improved siting of new generation under the nodal market structure. Based on the 2004 CBA results, improved generation siting increases annual benefits in years when prospective new generation is added, by 70% on average.⁵ In the years 2013-2020, additional generation capacity will be needed to serve ERCOT demand, apart from the announced and in-development entry that is included in the analysis. The 70% ratio is applied to the values calculated for 2009-12, to account for the benefit of siting future generation with the benefit of nodal signals. This raises the estimated annual benefits to \$81.6M, or 70% higher than the \$48M realized in 2011-12. Based on this approach, the resulting estimated twelve-year (2009-2020) NPV of production cost savings is \$520 million (benefits in two years preceding the launch of the TNM are set to zero in this NPV calculation).

②電源接続箇所の改善による発電費用削減
(ERCOTは①の70%で算定)

(参考) ERCOTにおける便益評価(具体的手法)

- ERCOTのノーダル制変更時の費用便益評価ツールとしては、GE-MAPSと呼ばれる、送電線情報（送電線の系統制約）も考慮した、メリットオーダーシミュレーションツールが用いられている。

2004CBA と 2008CBA では、いずれも、以下の3種類の評価を実施した (Tabors Caramanis and Associates et al 2004、PUCT 2008)。

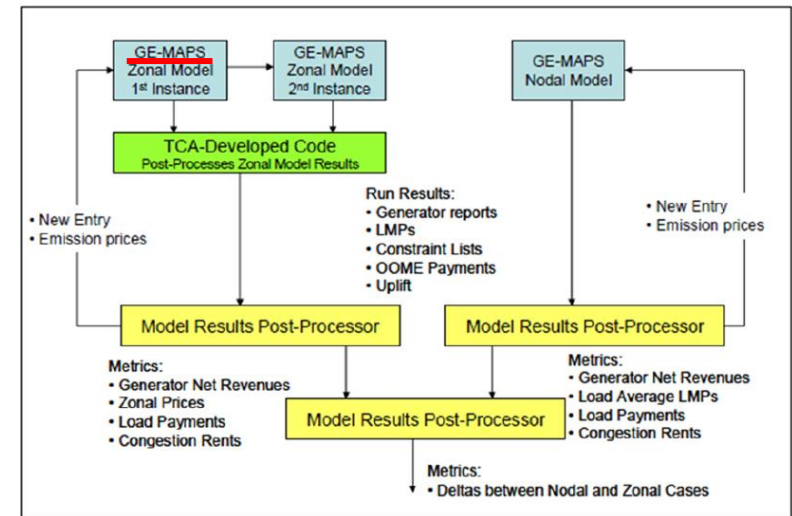
- Energy Impact Assessment (EIA) : 主に給電指令の改善に関する分析である。燃料費、メンテナンス費用、起動費など年間の発電費用を評価する。
- Implementation Impact Assessment (IIA) : システム変更により生じる変化の分析である。ゾーン制からノーダル制へのシステムの変更に要する費用等を評価する。
- Other Market Impact Assessment (OMIA) : EIA と IIA では分析できないその他の点を評価する。

CBA の入力情報は、分析対象期間（10 年間）の電力需要と燃料価格の想定、電源情報と送電ネ

ットワーク情報（新規の電源と送電ネットワークの運用時期も設定）である。出力情報は、発電事業者の費用と小売事業者の費用である（図 8）。

ゾーンの見直しはこれまで毎年実施されていたが、CBA の中では考えられていない。

いずれのCBAでも、エリア内で12.5%の供給予備率が確保できるよう、別の分析手法で新規電源の容量や燃料種別などを算出し、入力情報としている。また、送電ネットワークの新規増設の容量と箇所に関しても、別の分析手法で算出した設備投資計画をそのまま利用している。



出所：Tabors Caramanis and Associates et al（2004）を基に電中研により作成

図 8 ERCOT の CBA のプロセスフロー

- NYISOが依頼したコンサルティング会社において、前身のNY Power Pool からNYISOに移行した最初の数年間における卸電力市場改革（具体的には、UCエリアの統合、kWhとΔkWの同時最適、競争的な卸・発電市場を創出することによるインセンティブ増加に関連した運用改善、発電機の立地誘導等が含まれる。）に焦点を置いた便益の評価を行っており、主な効果としては下表が挙げられている。

項目	内容（詳細は次スライド）
「UCエリア統合効果」 -Estimated effects of consolidation of unit commitment	・ <u>UCエリアの統合によるコスト削減の効果</u> <u>（NY Power Pool 6細分化エリア→NYISO エリア全体）</u>
「設備利用率の向上」 -Availability Improvements	・発電所の所有者（株主）の変更による発電所稼働率向上の効果（分析レポートでは、シングルプライスオークションといった市場制度変更による稼働率向上のインセンティブ寄与が示唆されている。）
「O&Mコスト削減効果」 -O&M cost reductions	・市場改革による民間発電所の人件費、O&M（運転維持）コストの削減効果

- NY Power Poolでは、6つの細分化エリア毎にUCが行われていたが、NYISOではエリア全体でUCを行っている。
- この効果を評価するため、エリア細分化ケース（部分最適）と統合ケース（全体最適）でのシミュレーション結果から、発電コスト削減量を求めることで、便益を算定している。

Table 3
Northeast Regional Production Costs (\$million)
By Commitment Area, 2000-2006

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
1 NY Commitment Area	NYISO	3,275	2,922	2,841	3,724	4,013	5,504	5,946
	ISO NE	2,850	2,905	2,866	4,002	4,239	5,837	6,060
	Maritimes	507	503	511	613	682	829	856
	Ontario	1,735	1,839	1,722	2,074	2,116	2,464	2,572
	PJM	5,082	5,288	5,394	6,442	8,049	9,907	10,299
	Quebec	1,000	967	1,020	1,029	1,074	1,066	1,165
	Sum	14,449	14,423	14,354	17,884	20,172	25,606	26,899
3 NY Commitment Areas	NYISO	3,510	3,113	3,033	3,927	4,225	5,820	6,310
	ISO NE	2,822	2,880	2,839	3,969	4,217	5,792	6,018
	Maritimes	510	500	510	614	681	827	852
	Ontario	1,749	1,845	1,730	2,075	2,116	2,463	2,566
	PJM	5,081	5,271	5,366	6,442	8,042	9,911	10,278
	Quebec	998	966	1,021	1,029	1,075	1,070	1,165
	Sum	14,669	14,576	14,499	18,057	20,357	25,882	27,189
6 NY Commitment Areas	NYISO	3,534	3,154	3,062	4,001	4,353	6,028	6,580
	ISO NE	2,820	2,882	2,841	3,967	4,209	5,786	6,008
	Maritimes	511	501	509	613	681	824	850
	Ontario	1,748	1,844	1,728	2,073	2,116	2,462	2,563
	PJM	5,084	5,271	5,373	6,439	8,028	9,897	10,250
	Quebec	998	966	1,020	1,028	1,075	1,068	1,163
	Sum	14,695	14,618	14,534	18,122	20,462	26,066	27,414

Difference (1 CA - 6 CA)	NYISO	-259	-233	-221	-277	-340	-524	-633
	ISO NE	30	22	25	35	30	50	52
	Maritimes	-4	2	1	0	2	4	7
	Ontario	-13	-5	-6	1	0	2	10
	PJM	-1	17	21	3	20	11	49
	Quebec	2	1	0	1	-1	-3	1
	Sum	-246	-196	-180	-238	-289	-459	-515
Difference (3 CA - 6 CA)	NYISO	-25	-41	-29	-74	-128	-208	-269
	ISO NE	2	-2	-3	2	8	6	11
	Maritimes	-1	0	1	1	0	2	2
	Ontario	1	1	2	2	1	1	3
	PJM	-3	0	-7	3	14	14	27
	Quebec	0	-1	0	1	0	2	1
	Sum	-26	-43	-35	-65	-105	-183	-225

※ NYPPとNYISOいずれにおいても、3細分化エリアごとに調整力（reserve）確保を行っているが、このことをモデルで模擬することができないため、1エリア（エリア全体）のみと6細分化エリアケースだけでなく、3細分化エリアの算定結果も示されている

- 1． 米国電力市場における費用便益評価事例
- 2． 同時市場における費用便益分析の前提条件
- 3． 日本で評価可能な費用便益項目
- 4． 今後の費用便益分析の進め方

- 日本における費用便益評価の事例として、広域連系システムのマスタープランにおける考え方が参考になるところ。
- 主だって参考になる（同時市場における共通的な）項目としては、「燃料コスト・CO₂対策コスト低減を主たる便益としている」「価格弾力性の扱い」「具体的な諸元」等が挙げられるか。

1. 費用便益評価に関する広域機関の基本的なスタンス

2

- 広域機関では、新たに専門の委員会を設置し、マスタープランについて集中的に審議を開始。来春にはマスタープランの1次案を示す。
- 費用便益評価は、これまで、北海道本州間連系設備の増強（新々北本）において本格的な適用を開始。新々北本の便益では、燃料コスト削減及びCO₂対策コスト削減という2つの要素で判断。
- 今般のマスタープランの検討では、この手法を発射台としつつ、更なる費用便益評価の高度化について検討する。
- その際、費用便益評価の手法について、①価格弾力性の扱い、②便益項目の拡大といった点で課題があると認識しており、これまでの委員会審議において、基本的には、以下の方針で作業を進めていく方向。
 - 1次案の策定に向けて、時間的制約も踏まえ、これまでの手法を踏襲しつつ、簡易な方法を用いることで短期間で実施可能な評価があれば取り入れる
 - その他、新たな知見や対応可能な手法などがあれば、1次案策定以降も順次対応する

広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方に関する検討委員会（以下「マスタープラン検討委員会」）
検討スケジュール

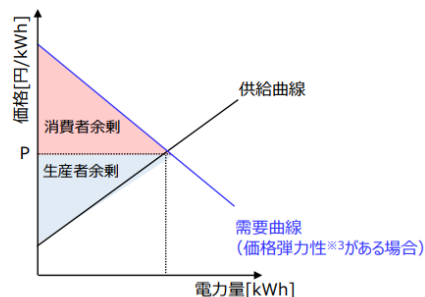
	2020年度									2021年度
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	詳細検討
検討委員会 開催予定		第1回 ◆	第2回 ◆	第3回 ◆	第4回 ◆	第5回 ◆	第6回 ◆	第7回 ◆ (案)	第8回 ◆ (一次案)	

- 価格弾力性への対応としては、需要モデルをどのようにするか等の課題、海外事例（ENTSO-Eガイドライン）でも価格弾力性がないものとして検討されている等の理由から、マスタープランの一次案検討では需要の価格弾力性がないモデルで検討を始め、将来に向けて引き続き検討を進めていくこととなっている。

2. 価格弾力性への対応

3

- 費用便益評価は消費者余剰と生産者余剰の変化から算定するが、一般的な消費財では需要曲線は一定の傾きを持つ。
- これに対して、現在行っている評価は、電力需要に価格弾力性がないものとして便益を算定しており、この点について価格弾力性を反映すべきではないかという課題が挙げられる。



- ✓ 社会的便益は、消費者余剰※1と生産者余剰※2の合計（左図の面積）で表される。
- ✓ 系統増強における費用便益評価において算出する便益は、with(系統増強あり)とwithout(系統増強なし)で、社会的便益がどのように変化するか（面積の差）で求められる。
- ✓ 具体的には、各エリアの社会的便益の変化を求め、それらによって日本全体の社会的便益を算定する。
（※）詳細はスライド5を参照

- ※1 消費者余剰：消費者が支払っても良いと考える金額から、実際の購入してきた金額を差し引いたもの
（例）人参1本を100円の予算で買おうと思っていたが、50円で買った ⇒ 消費者余剰は、100円-50円=50円
- ※2 生産者余剰：生産者が売っても良いと考える金額から、実際に生産に要した費用を差し引いたもの
（例）人参1本あたり30円の費用がかかったが、実際には50円で売れた ⇒ 生産者余剰は、50円-30円=20円
- ※3 価格弾力性：商品の価格が変動することにより、その需要や供給の量が変化すること。

2. 価格弾力性への対応（対応方針）

4

- 需要の価格弾力性を考慮するためには、**需要モデルをどのようにするか等の課題もある。**
※ ENTSO-Eのガイドラインには、需要の価格弾力性について、現在、ほとんどのヨーロッパ諸国において、価格弾力性がないものとして検討されているとの記載されている。
- マスタープラン検討委員会の審議においても、**マスタープランの一次案検討では需要の価格弾力性がないモデルで検討を始め、将来に向けて引き続き検討を進めていくことに異論はなかった。**
- 広域機関としても、引き続き、需要モデルに関する知見を深めると同時に、価格弾力性が便益に与えるインパクトについて分析するなど検討を進めていく。

＜マスタープラン検討委員会での委員意見（価格弾力性に関する意見）＞

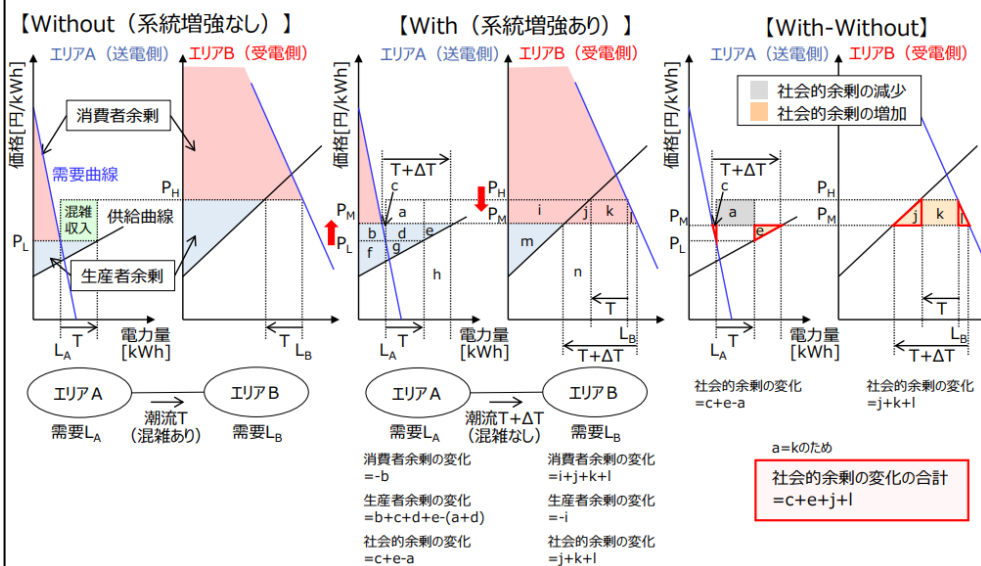
- これまでの実績から分析すると電力の価格弾力性は非常に低い。まずは価格弾力性のないモデルで検討し、アデカシーの便益検討などに注力してはどうか。
- 長期を見据えるとデマンドレスポンスなど価格が需要に与える影響についても引き続き検討すべき。

- 社会的便益は、消費者余剰と生産者余剰の合計（変化）となるが、需要の価格弾力性がない状況においては、総燃料コストの変化と等しくなる。

(参考) 社会的便益（需要の価格弾力性がある場合）

5

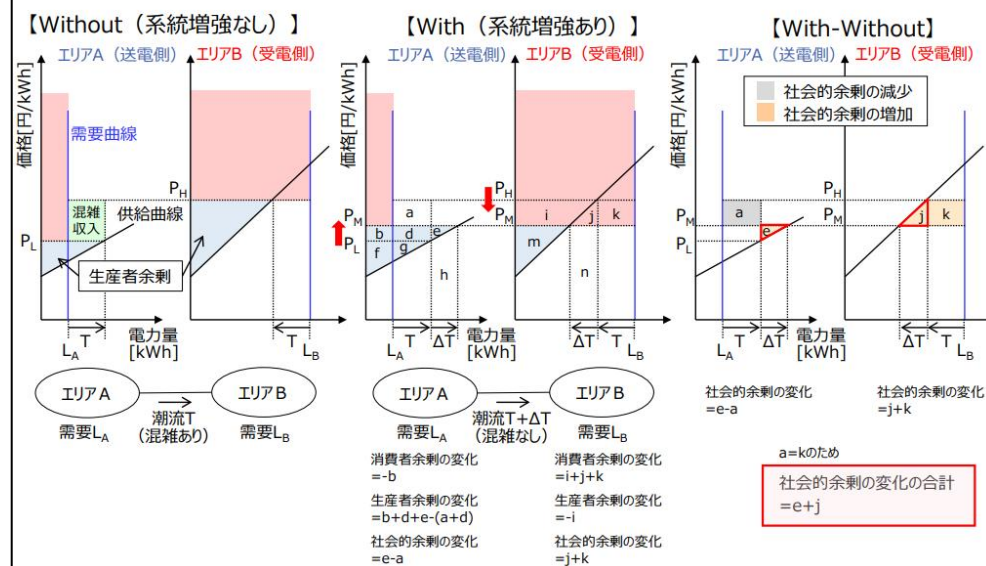
- 社会的便益は、消費者余剰と生産者余剰の合計。
- 系統増強による社会的便益は、消費者余剰と生産者余剰の変化（社会的余剰の変化）の合計となる。



(参考) 社会的便益（需要の価格弾力性がない場合）

6

- 社会的便益（消費者余剰と生産者余剰の変化）は、需要の価格弾力性がない状況においては、総燃料コストの変化と等しくなる。系統増強による社会的便益は下図の $e+j$ となる。



- 具体的な諸元についても、便益項目（燃料コスト・CO₂対策コスト低減）には国の審議会（発電コスト等検証WG）の値を基本としたうえで、現時点におけるWEO等を踏まえた感度分析を行っている。
- また、費用項目（連系線増強費用）についても、割引率・年経費率を設定の上、主要な工事の法定耐用年数を評価期間として判断する考え方としている。

（参考） 燃料コスト、CO2対策コストの内容

15

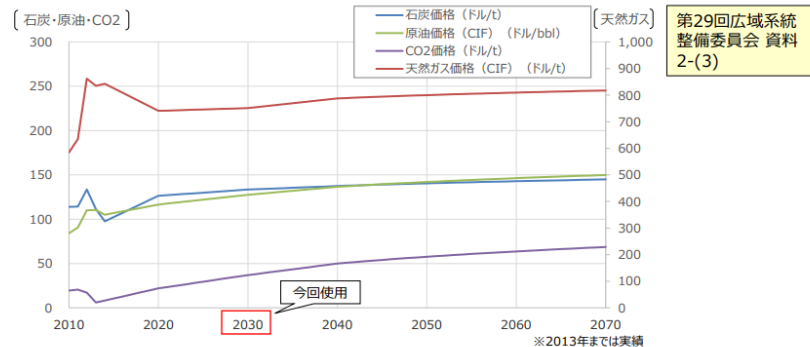
- 燃料コスト、CO2対策コストには、国の審議会（発電コスト等検証WG）の値を基本としたうえで、現時点におけるWEO※等を踏まえて、感度分析を行う。

※World Energy Outlook (IEA)

	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT Jnパシフィック	石油
燃料コスト+CO2対策コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料コスト	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2対策コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

[円/kWh]

発電コスト等検証ワーキンググループにおける燃料価格及びCO2価格の見通し※（新政策シナリオ）



出典：発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5月26日）発電コストレビューシート「表3」燃料価格・「表4」CO2価格

（参考） その他諸元について

16

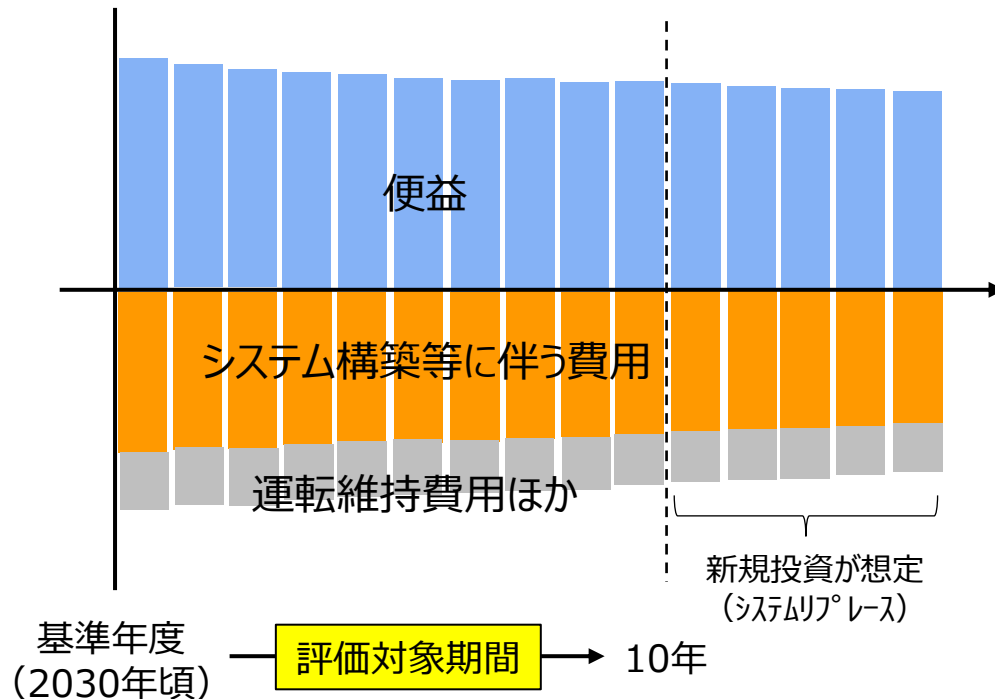
- その他の費用便益評価の主な諸元については、広域系統整備委員会で以下のとおり整理しているところ。

検討諸元	内容
評価期間	主要な工事の法定耐用年数（例：送電36年、変電22年）
割引率	4%（公共事業の費用便益評価と同等）
評価方法	基本的に費用便益比（その他の評価指標も必要により活用）
判断基準	1.0以上を基本
年経費率	変電設備：10.7% 送電設備(架空)：7.9%（その他は個別に設定）

- 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。

- 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

- 次期中給システムについても、運用開始後は10年以上使用することが見込まれている。

はじめに

2

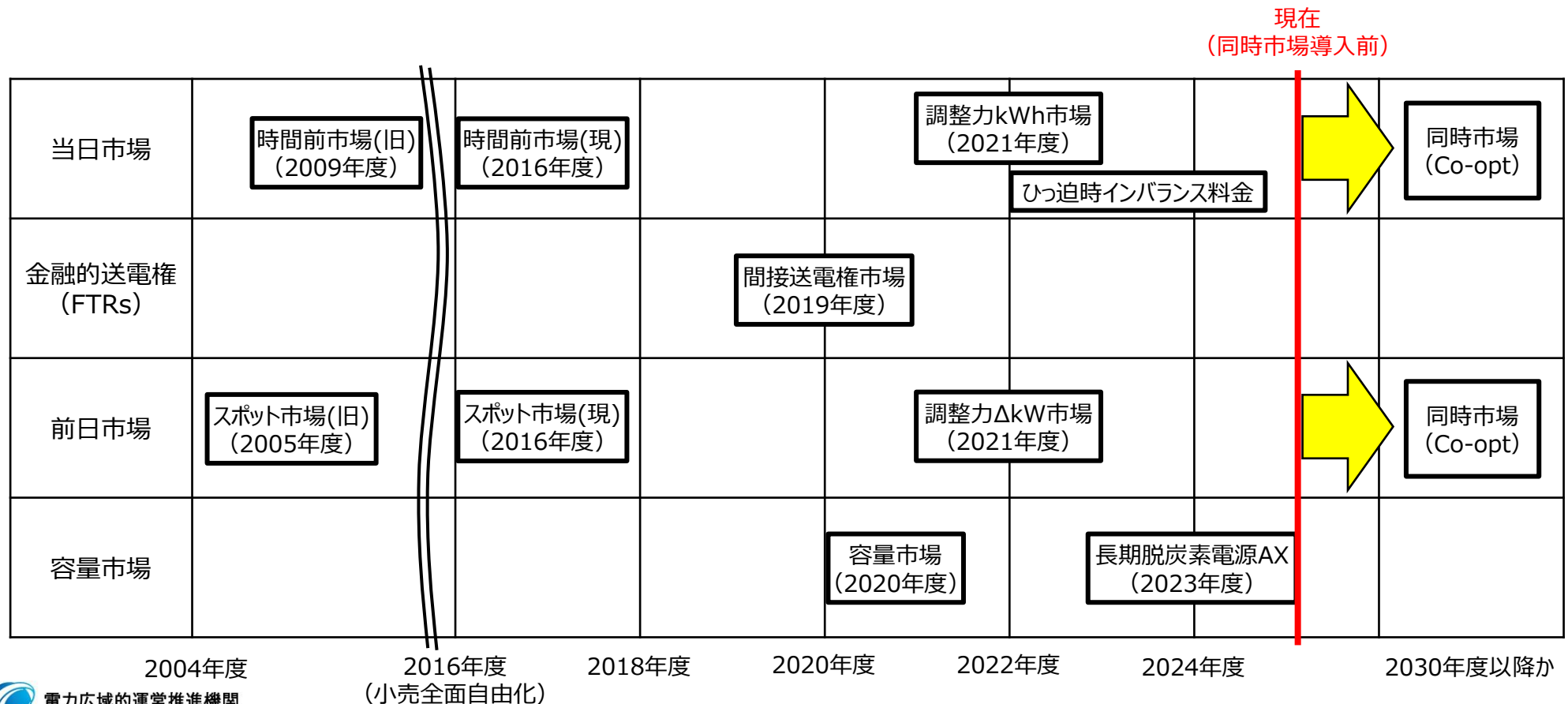
- 一般送配電事業者の**中央給電指令所システム**(以下、中給システム)は、今後、**システム更新時期を迎えた際に、順次リプレイスを行う予定。**
- **調整力の広域メリット運用による経済性の追求や参入者拡大のため**には、現状各社で異なっている需給・周波数制御 (LFC・EDC機能等)の仕様を、リプレイスに合わせて抜本的に見直す必要があり、**現在、一般送配電事業者10社にて、仕様統一に向けた検討を進めている。**
- また、第11回料金制度専門会合 (2/16) において、**託送料金 (レベニューキャップ) 制度の指針に中給システムの仕様統一化が追加され、仕様統一の達成と、今後システム更新時期を迎えるタイミングで仕様や機能を統一したシステムが導入されるよう、仕様検討に係る計画を策定し遂行することが、目標として設定されている。**
- 中給システムは、**仕様検討から運用開始まで6年以上の開発期間を要し、運用開始後は10年以上使用することになる一方、需給調整市場や混雑処理、インバランス料金算定など関連する制度が多く、これら制度の運用変更を伴う検討と密接な関係がある。**
- 上記の開発期間を考慮すると、**仕様統一に向けた大枠の仕様は本年中に決める必要があり、その検討においては、現行制度のみならず、将来の制度変更にも一定程度柔軟に対応できる仕様を採用し、今後の制度議論におけるシステム上の制約を出来る限り少なくしたいと考えている。**
- 本日は、関連する内容について、現在の検討状況をご紹介しますと共に、今後の検討に資するべく、お気付きの点等について、ご意見を頂戴したい。

- 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。

表 1 ERCOT の 2004CBA と 2008CBA の比較		
	2004CBA	2008CBA
分析対象期間	2005 年～ 2014 年	2009 年～ 2020 年
給電指令の改善による発電費用削減	6,680 万 US ドル	4,800 万 US ドル
電源接続箇所の改善による発電費用削減	4,720 万 US ドル	3,360 万 US ドル
10年間の費用削減効果 (NPV)	5 億 8,700 万 US ドル※	5 億 2,000 万 US ドル
※2008 年の US ドルに価値換算すると、6 億 7500 万 US ドル 出所：Tabors Caramanis and Associates et al (2004)、PUCT (2008) を基に電中研により作成		

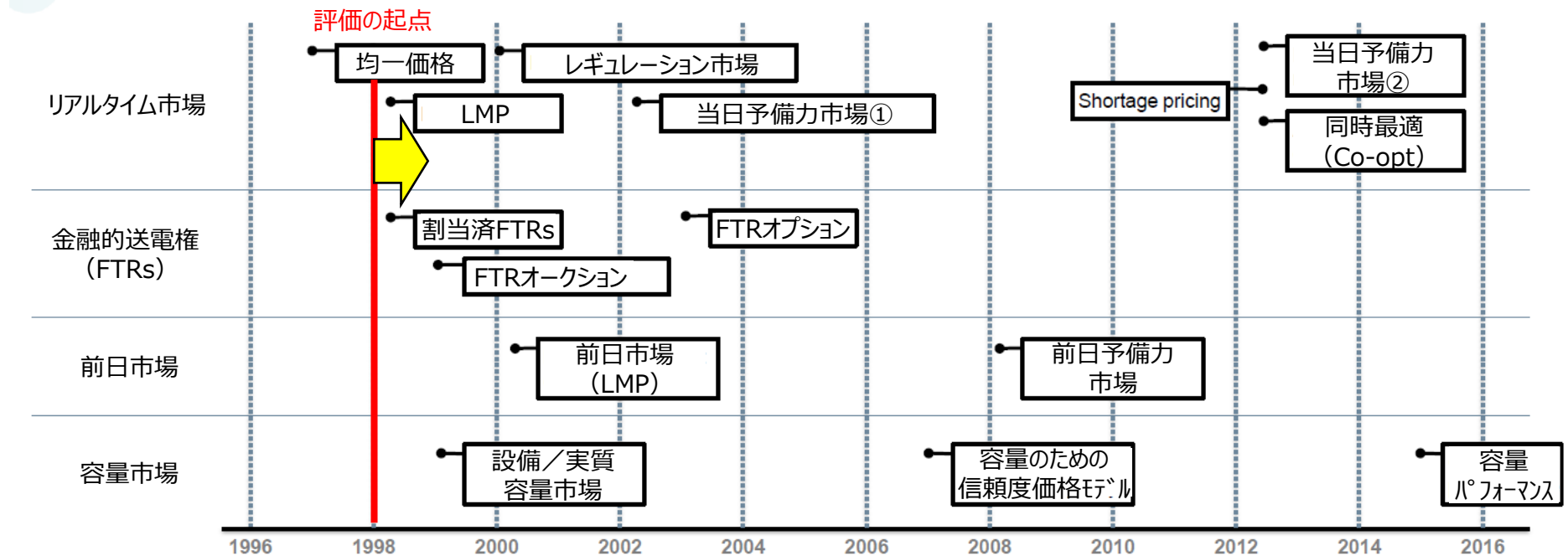
- 1． 米国電力市場における費用便益評価事例
- 2． 同時市場における費用便益分析の前提条件
- 3． 日本で評価可能な費用便益項目
- 4． 今後の費用便益分析の進め方

- 日本でも、これまでの電力システム改革において、kW・kWh・ΔkW毎に電気の価値を切り分けた上で、それぞれの全国市場を段階的に設計し、広域的に調達・運用することで効率化（コスト低減・透明性向上）を目指してきた点は、過去の米PJMとも類似する点だと考えられる。
- そのため、現在の日本と米PJMにおける大きな差異（現在を起点とした今後の変更点）は、kWhとΔkWの同時最適（Co-opt）の導入（あるいはLMP導入）が成されているかどうかといった点だと考えられるか。



- PJMの市場制度は、下表のとおり、一度にすべての制度の見直しが行われたのではなく、段階的な市場開発がなされてきており、kWhとΔkWの同時最適（Co-opt）についても、リアルタイム市場・前日市場の整備を経て、約10年前に導入されたばかりの市場制度となっている。
- 後段のPJMの便益評価は、LMPによる立地誘導インセンティブ等が含まれていることから、LMP導入前（1998年）頃を起点とした（それ以降の変更点を便益と捉えた）評価になっていると考えられるか。

PJM's markets have developed in an evolutionary fashion, rather than a "big bang" – a deliberate risk management strategy.



- 電気の実物を取引する市場として、まず卸電力市場が開設され、電力量（kWh価値）が取引された。
- その後、2020年度（2024年度向け）に容量市場が開設され、供給力（kW価値）の取引が開始され、更に、2021年度には需給調整市場が開設され、調整力（ΔkW価値+kWh価値）の取引が開始されている。

2017年9月第10回制度検討作業部会
事務局提出資料

(参考) 容量市場と需給調整市場との関係（kW価値の取引）

- 需給調整市場という別個の市場で、一部のkW価値を取引することとすれば、kW価値についての調達主体・調達市場が複数になり、効率的なkW価値の調達がしにくくなるとともに、kW価値に対する複数の価格が存在することで容量市場の価格指標性が低下する。
- このため、国全体で必要なkW価値は全て容量市場で取引することとし、その上で一般送配電事業者が必要とするΔkW価値は全て需給調整市場で取引することとしてはどうか。
- 容量市場で取引されるkW価値の対象範囲、需給調整能力を持つ電源の確保、事業者の費用負担範囲については、別途検討が必要。

市場	役割	主な取引主体
容量市場	● 国全体で必要となる供給力（kW価値）の取引	市場管理者（広域機関等） ※分散型の場合は小売電気事業者
卸電力市場	● 計画値に対して不足する電力量（kWh価値）の取引	小売電気事業者
需給調整市場	● ゲートクローズ後の需給ギャップ補填、30分未満の需給変動への対応、周波数維持のための調整力（ΔkW価値+kWh価値）の取引	一般送配電事業者

■ 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が該当すると思われるか。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 （全国メルिटオーダーの推進） による費用低減

【信頼性 (Reliability) ～広域での設備計画策定による送電投資費用の抑制～】

○設備計画策定時には、個々の州や送電所有者 (TO) 単位でなく、広域大で考慮することで計画プロセスが効率的 (送電投資費用の抑制や増強による混雑解消) になることを指している。

⇒ (事務局解釈) これは現行の広域機関の機能 (マスタープラン) と重複する便益項目であり、同時市場等の導入便益と異なる性質のものと推察される。

【発電投資 (Generation Investment) ～不等時性を考慮した予備力の削減など～】

○それぞれの地域 (事業者) では、電気の使用パターンに多様性がある (全てが同じ時間帯にピークを迎える訳ではない) ことから、不等時性を考慮した予備力の削減ならびに容量市場必要量の低減が可能になることを指している。

⇒ (事務局解釈) これは**kWhとΔkWの取り合い (二重予備力問題) 解消に伴う便益項目であり、同時市場等 (kWhとΔkWの同時最適) の導入便益に関連するもの**と推察される。

【効率リソースへの統合 (Integration More Efficient Resources) ～容量市場による高効率リソース代替～】

○PJMの効率的な発電相互接続プロセスと、競争の激しい容量市場を組み合わせることで、効率の悪い発電リソースを廃止、より効率的でコストの低いプラントに置き換えることが可能になることを指している。

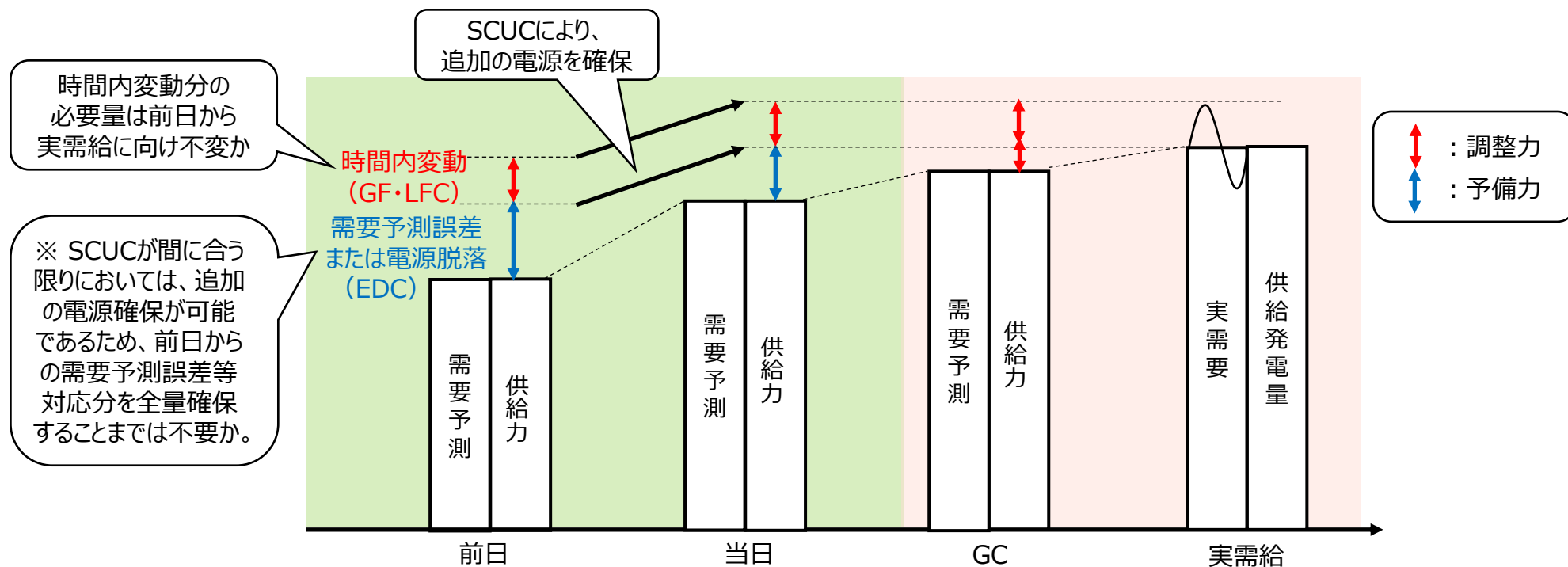
⇒ (事務局解釈) これは系統接続が特定負担 (Deep)、かつノンファーム接続中もLMPによる立地誘導インセンティブが働くといった性質のものと推察される。

【エネルギー生産コスト (Energy Production Costs) ～経済ディスパッチエリアの拡大による効果～】

○経済ディスパッチの拡大によって、効率がはるかに向上した (エネルギーコストが削減された) ことを指している。

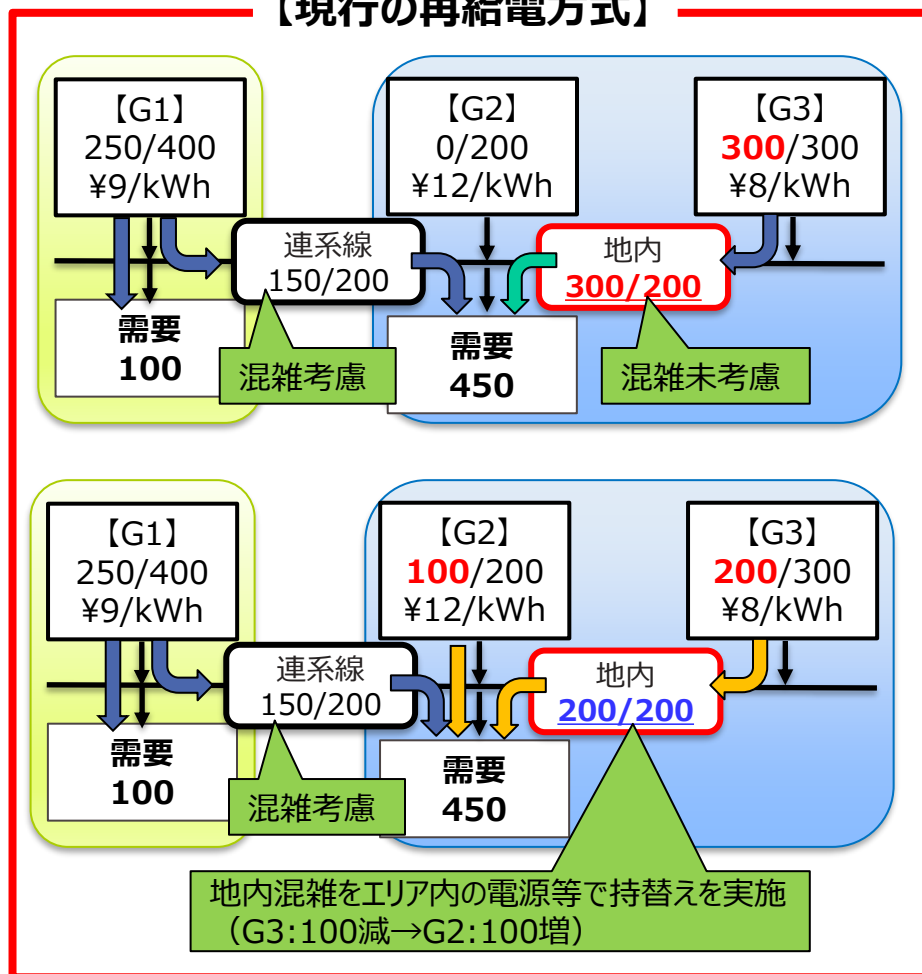
⇒ (事務局解釈) これは**全国メリットオーダーの更なる推進 (広域大の混雑処理・価格規律の整合) に伴う便益項目であり、広義の意味での同時市場等 (全国SCUC・SCED) の導入便益に関連するもの**と推察される。

- 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か。
- 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。



- 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。

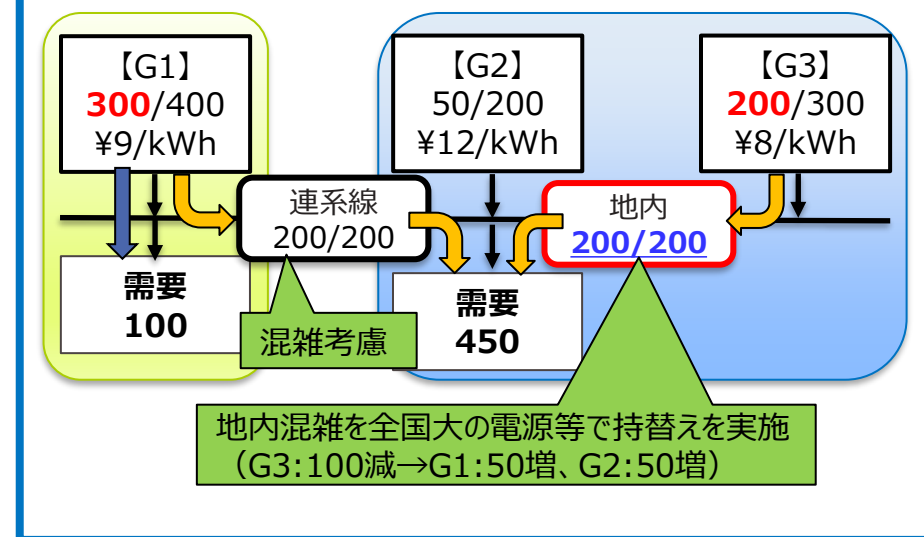
【現行の再給電方式】



【SCUC・SCEDロジックによる混雑処理】

広域大での全体最適

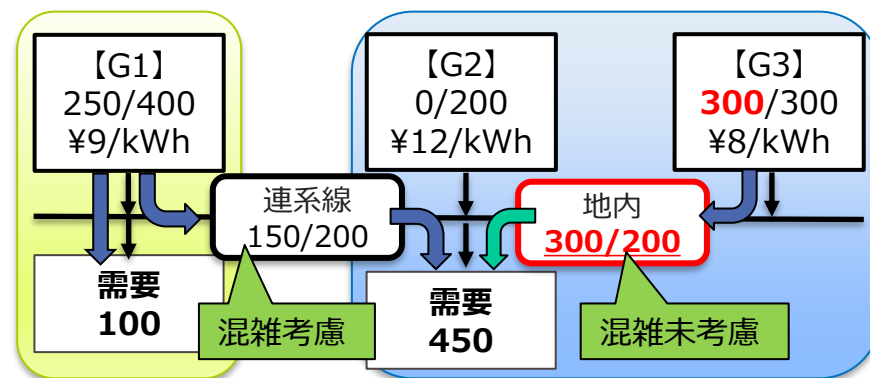
〔地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を同時に考慮し
混雑時は全国大の電源等で持ち替え〕



- 連系線の混雑については、全ての市場（スポット市場・需給調整市場・時間前市場等）において考慮されており、各事業者（BG）は主に相対・スポット市場結果を元に、地内混雑については考慮せずにkWhバランスを策定する。
- その後、実需給までに、地内混雑対応（再給電方式）が行われるが、エリア内の電源で持ち替えが行われる等、あくまでもエリア単位の個別最適になっている（全国大での全体最適にはなっていない）。

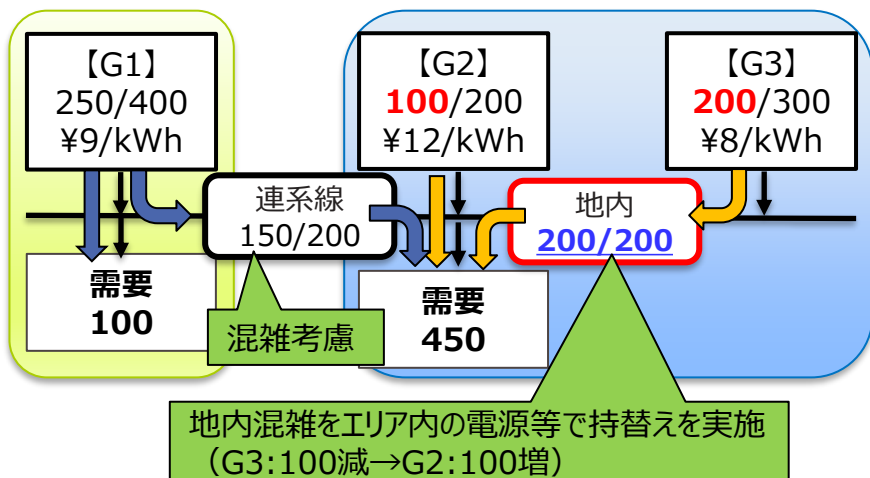
【時系列①】スポット市場にて連系線混雑処理

- ・主に連系線を利用する発電（売札）・小売（買札）の紐付けを全国市場で行い、連系線混雑時は市場を分断させることで連系線混雑処理を行う
- ・連系線約定結果を踏まえ、各事業者（BG）は地内混雑を考慮せず、経済負荷配分に則ったkWhバランスを策定して提出（前日12時）



【時系列②】再給電方式にて地内混雑処理

- ・ΔkW約定結果（kWhリバランス）を元に、エリア内潮流計算を実施し、地内混雑があれば、エリア内の電源を持ち替える再給電により解消を図る（前日17時以降に中給システム上の事前処理を行う）



- 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

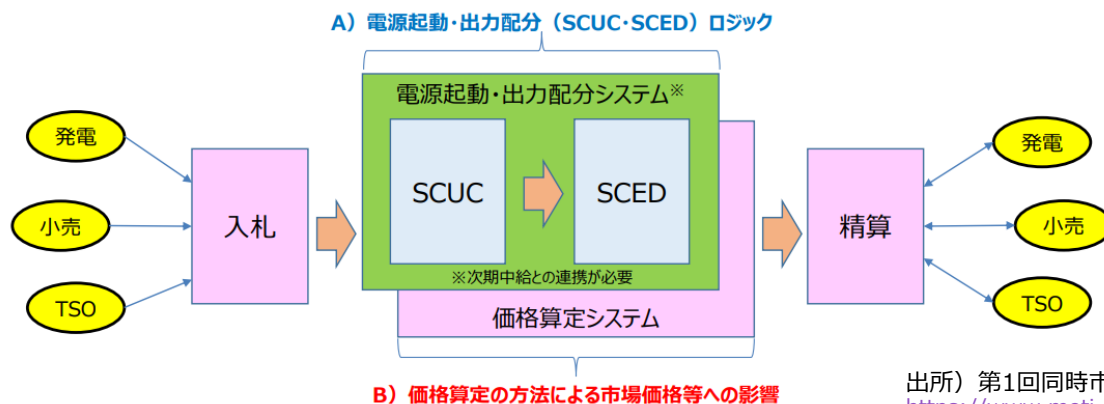
- 同時市場の制度全体で必要になるのは「入札」「約定（電源起動・出力配分、価格算定）」「精算」の仕組み。電源起動や出力配分は次期中給システムとも連携が必要であり、また、市場システムとして社会的余剰の最大化の観点からは電源起動等のみならず、価格算定や入札・精算の仕組みも整える必要があると考えられる。
- 本検討会においては、入札・精算の仕組みの前に市場全体のコアとなる約定ロジックの検討が重要と考えられ、以下を中心に検証を行ってはどうか。

A) 電源起動・出力配分 (SCUC・SCED) ロジック

B) 価格算定の方法による市場価格等への影響

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

※ 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。



■ 作業部会においては、計画提出に関連して、以下が提案されたところ。

同時市場を導入した場合の計画提出のイメージは、図 56 のとおりである。第3.7.3 項のとおり、電源情報の一元的な把握・管理を行う形を志向するのであれば、BG による計画提出の効率化・迅速化を図る観点から、市場における約定結果を BG 計画に簡易に引用できる仕組みを導入することも考えられる。この点、今後、市場で把握・管理を行う情報の具体的な内容や、具体的な計画提出のフロー、それを達成するためのシステム負荷等、総合的に検討することが必要である。

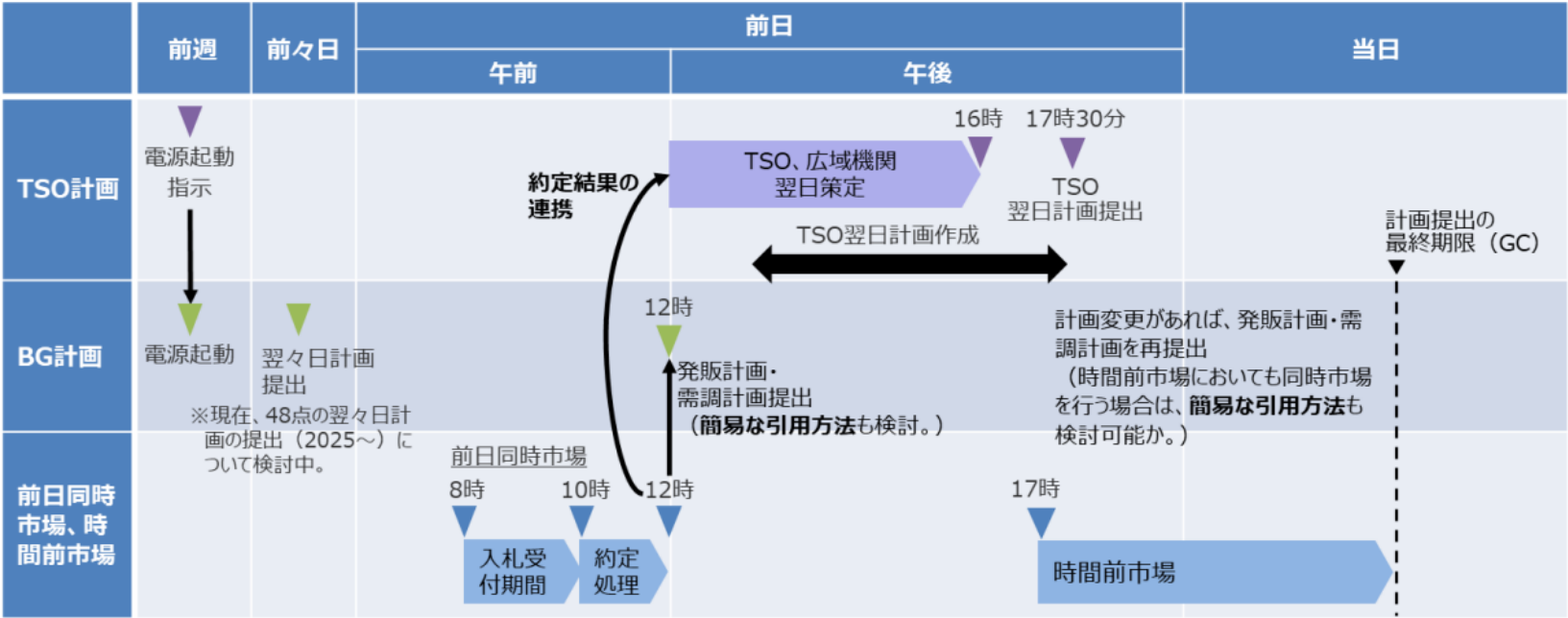


図 56 同時市場を導入した場合における計画提出 (イメージ) 97

- 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。
- 例えば「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」（以下「勉強会」という。）において、次ページ以降のような課題について同時市場において解決が見込まれるとされていたところ。なかには前述のとおり、定量的に評価できるものもあるが、定性的な評価に留まるものもあると考えられる。
- その他、どのような便益や費用、もしくは更に漠然とした概念としては、どのようなメリットデメリットが同時市場において見込まれると考えられるか。

- 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	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） ➢ 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なされなかった場合、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。 ⇔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。	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。

- また、メルिट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ルिट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
メルिट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ルिट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ルिट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ルिट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ルिट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。

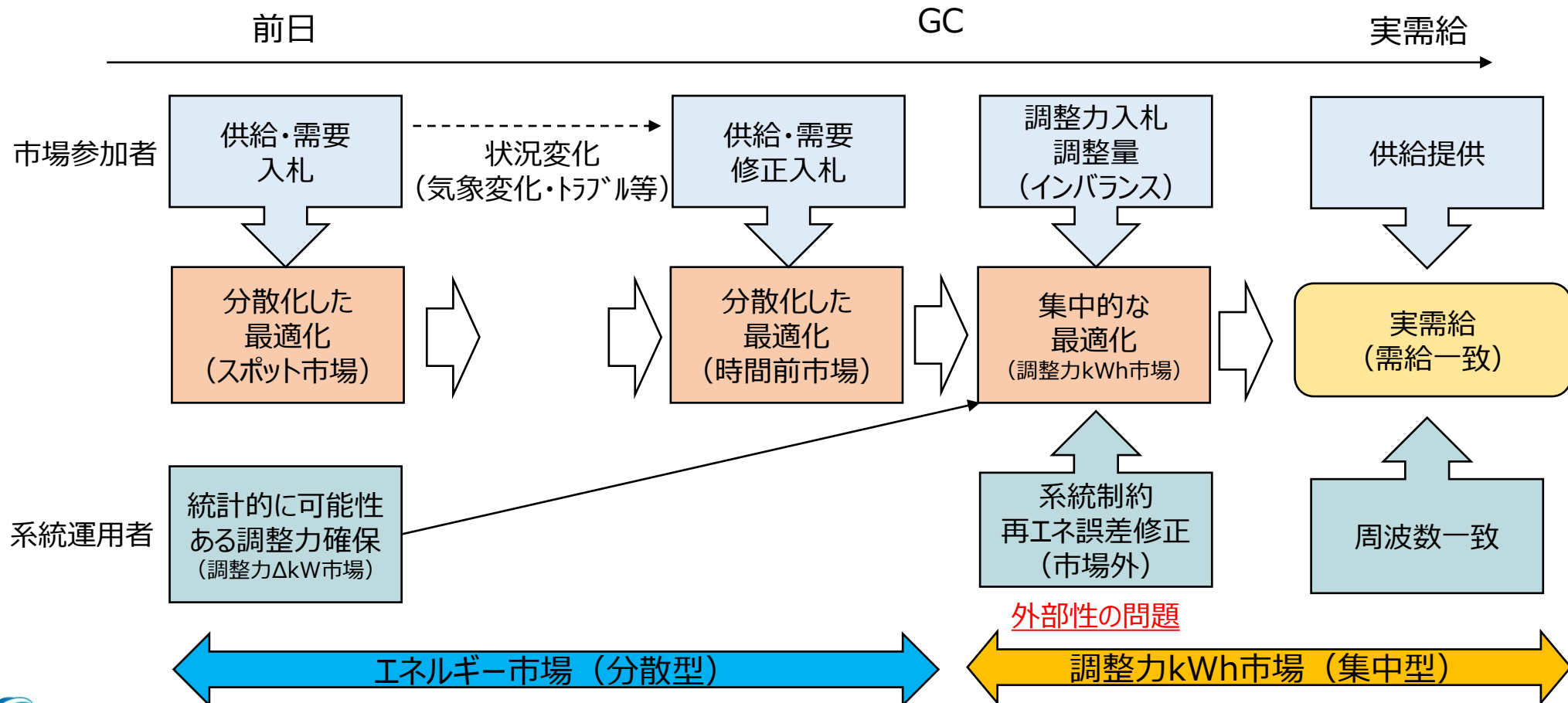
7

- 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。
	⑧ 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 ※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。
	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。

- 現状の日本は時間が異なる複数の市場があること、ならびに系統制約や再エネ誤差が市場外取引（外部性）により解消されることから、事業者の裁定機会によるコスト高（非効率）や調達不足が発生しやすい環境。
- これら外部性を調整する市場は小規模な集中型市場（調整力kWh市場）であり、GC以降集中型でインバランスを解消していくことになっているが、GC以前の非効率を全て吸収するため、調整力必要量が過剰になりやすい状況。



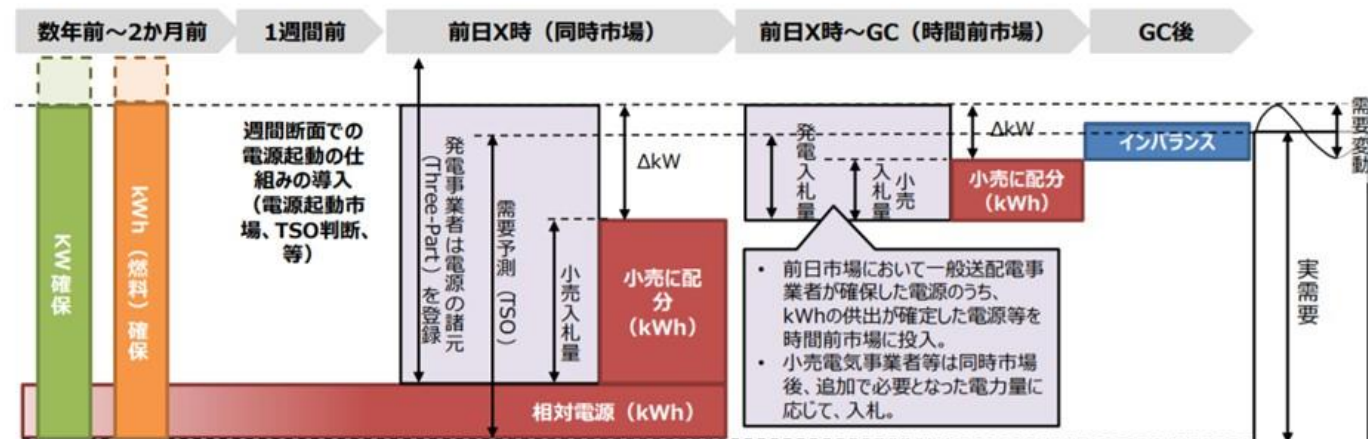
- 勉強会当時から、複数市場に分かれていることに伴う問題を解決すべく、3-Part Offer方式により、kWhとΔkWを同時に約定させる仕組み（同時市場）について議論されていた。

具体的な仕組みのイメージ

- 中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿としては、以下のような仕組みが考えられる。
- 今後、さらに踏み込んだ議論・検討を行うべく、具体的な約定ロジックの検討や海外における類似の仕組みの調査、時間軸の検討等を行い、引き続き、あるべき姿の検討を進めることが必要。

具体的な仕組みのイメージ

- 週間断面での電源起動の仕組みを設ける。
- 前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。
 - ✓ 発電事業者が電源諸元（①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用カーブ）を市場に登録（Three-Part Offer方式）。
 - ✓ 小売電気事業者は買い入れ価格・量（kWh）を入札。
 - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる（kWhとΔkWを確実に確保）。
- 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、時間前市場で売買を行う。
- GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。



31

- 1． 米国電力市場における費用便益評価事例
- 2． 同時市場における費用便益分析の前提条件
- 3． 日本で評価可能な費用便益項目
- 4． 今後の費用便益分析の進め方

- 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。

以 上