

市場価格算定方法（検証B） に関する進捗報告について

2025年4月22日

資源エネルギー庁・電力広域的運営推進機関

- 第13回本検討会（2025年2月19日）において、検証B（価格算定の方法による市場価格等への影響検証）の中間取りまとめ（2024年8月19日）では未着手（あるいは要深掘り）であり、今後検証が必要と考えられる追加論点として「地内混雑発生時のkWh市場価格」「各課題等を考慮した Δ kW市場価格」「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」等を挙げ、今後の検証の進め方について整理を行った。
- また、第14回本検討会（2025年3月24日）において、「各課題等を考慮した Δ kW市場価格」について、 Δ kW市場価格に関する追加の試算および市場価格構造に関する考察を行った。
- 今回、「地内混雑発生時のkWh市場価格」について、市場価格試算と市場価格構造に関する考察を行ったため、検討内容についてご議論いただきたい。

まとめと今後の検証の進め方について

69

- 検証B(価格算定の方法による市場価格等への影響の検証)については、これまで複数回に亘って、検証状況の進捗報告を行い、ここまで一定の方向性について、同時市場の中間とりまとめが報告されたところ。
- 一方、中間とりまとめでは未着手(あるいは要深掘り)であり、今後検証が必要と考えられる論点も一定程度存在しており、今回、追加論点の概要、ならびに今後の検証の進め方について整理した。

【地内混雑発生時のkWh市場価格】

- 現時点で考えられる地内系統混雑時の価格決定方法として、大きく2通りの方法考えたため、それらについて、定量的に年間通じた市場価格や補填の多寡を比較検証することで、それぞれの方法の特徴の洗い出しを行う

【各課題等を考慮した Δ kW市場価格】

- 今回整理した2通りの Δ kW価格決定方法のそれぞれについて、 Δ kW価格とUpliftの規模感を定量評価し、従来の試算結果と比較検証することで特徴の洗い出しを行う

【約定電源(青)と約定価格(黄)の相互関係性】

- 前日断面・時間前断面における電源起動(後)ロジックと、価格算定(黄)ロジックの差異について、どのように取り扱うのか検討を行う

- 今後、各論点について深掘りしていくと共に、それぞれの論点(ならびに既存論点)は相互に影響を及ぼすことから、制度全体を俯瞰しながら、整合性・連続性を踏まえた議論をしていくこととしたい。

1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 1. 検証用モデルおよび混雑発生状況
 - － 2. 地内混雑発生時のkWh市場価格の試算結果
 - － 3. kWh市場価格構造に関する考察

2. まとめと今後の進め方について

1. 地内混雑発生時のkWh市場価格

- － 1. 検証用モデルおよび混雑発生状況
- － 2. 地内混雑発生時のkWh市場価格の試算結果
- － 3. kWh市場価格構造に関する考察

2. まとめと今後の進め方について

背景（地内混雑発生時のkWh市場価格）

22

- 検証Bにおいてこれまでは、同時市場（同時最適）の仕組みの基本的な検証を進めるために、全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行ってきた。
- 他方、電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックの検証（検証A）において、地内基幹系統の系統制約を考慮した全国大のSCUCロジック検証を進めており、同時市場の価格算定においても、今後、系統混雑を考慮した市場価格の設定方法の検討が必要と考えられる。
- 今回、系統混雑時の市場価格決定方法について、海外事例を参考にしつつ、今後の検証の進め方を整理した。

Ⅲ. 約定価格の計算方法や費用の回収方法

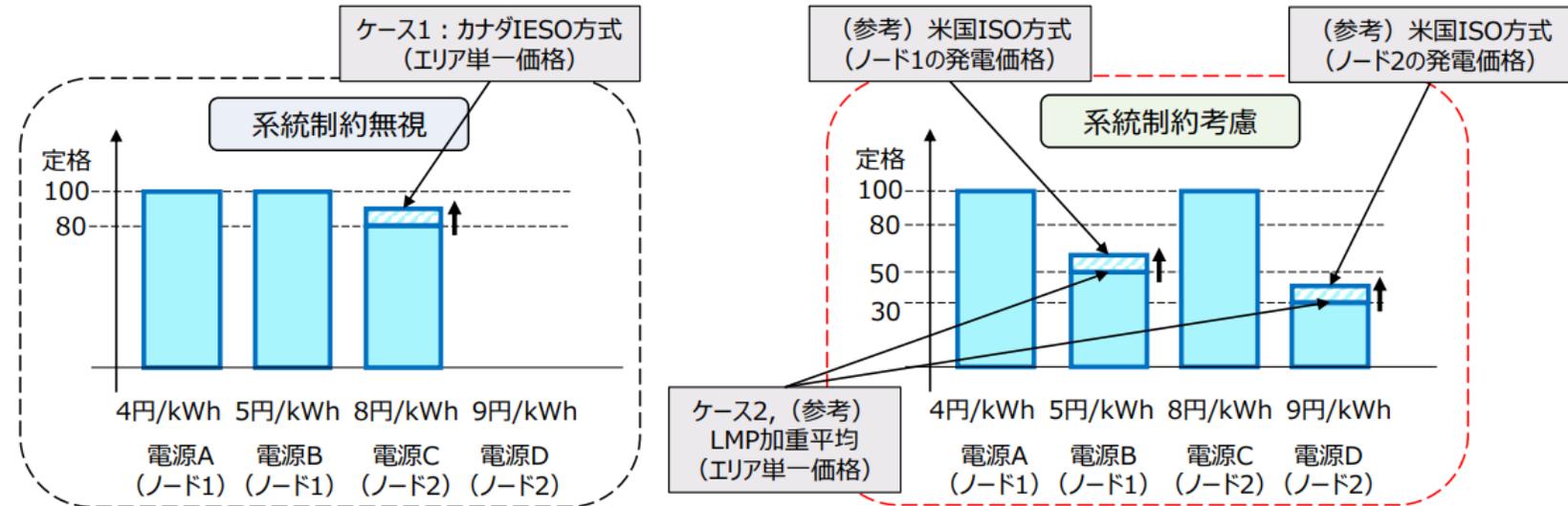
- 作業部会の取りまとめを踏まえると、kWh市場の約定価格の計算方法（起動費や最低出力費用のkWh単価への織り込み方法、買い入札価格を考慮した約定価格の計算方法）、Upliftが発生した場合の回収方法、 Δ kWh価格の算定における機会費用・逸失利益・固定費等の取扱い、等が中心的な論点として考えられる。
- また、本検討会は同時市場（同時最適）の仕組みを検討するものであるため、基本的には全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討を行う。一方、検証Aのとおり、技術的には全国大のSCUC（系統制約付き電源起動停止）は可能であると考えられるため、同時市場における、混雑も一定程度考慮した市場価格の設定の仕方等や混雑が発生したときの処理方法については、一部検討が必要か。

地内系統混雑を考慮した価格算定について

32

- 前述の通り、カナダIESO方式は発電・需要共に、また米PJM方式においても大宗の需要については、エリアあるいはゾーン単位の市場価格で算定・精算が行われている。
- このため、カナダIESO方式と米PJM方式も参考に、全国9エリアでエリアプライスを算定する前提の日本の同時市場において、いくつか考えられる手法についてケーススタディを行うことで、まずは各手法の得失を洗い出すこととしたい。
 1. 系統制約を無視した出力配分（そのシャドウプライス）により、エリア単一のkWh価格決定を行う（カナダIESO方式）
 2. 系統制約を考慮した出力配分におけるノード毎のLMPから、加重平均したエリア毎のLMPで精算（kWh価格決定）を行う（参考）系統制約を考慮した出力配分におけるノード毎のLMP算出の上、発電側はノード毎のLMPで、需要側は加重平均したエリア毎のLMPで精算（kWh価格決定）を行う（米PJM方式）

【各手法におけるkWh価格のイメージ】

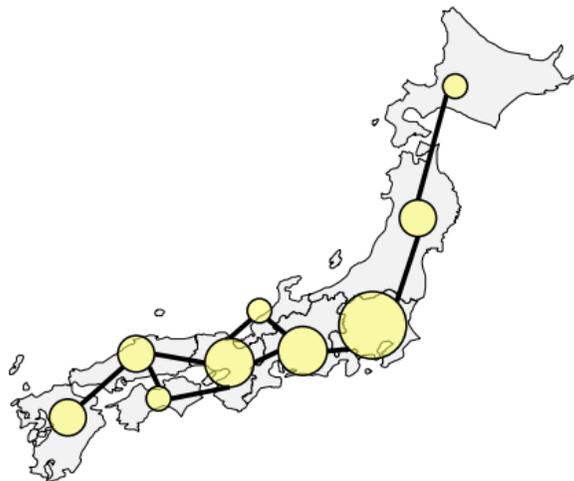


地内混雑発生時の価格検証の進め方

36

- 前述の通り、現時点で考えられる地内系統混雑時の価格決定方法として、大きく2通りの方法を考えた。
- それらについて、（これまでの検証B同様に）**定量的に年間通じた市場価格や補填の多寡を比較検証することで、それぞれの方法の特徴を洗い出す**ことでどうか。
- 具体的な検証の進め方としては、従来の9地点を模擬した検証をベースに、1エリア（東京エリア）を二つのゾーンに分割することで比較検証していくことが考えられる。

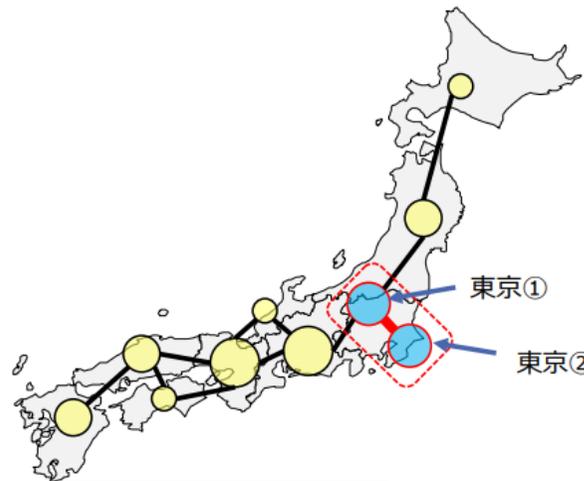
【これまでの検証の概念図】
全国を9地点で模擬



東京のkWh価格

【今回の検証の概念図】

東京エリアを分割して、それぞれのゾーンで価格検証



東京①

東京②

東京①のkWh価格
東京②のkWh価格

比較検証

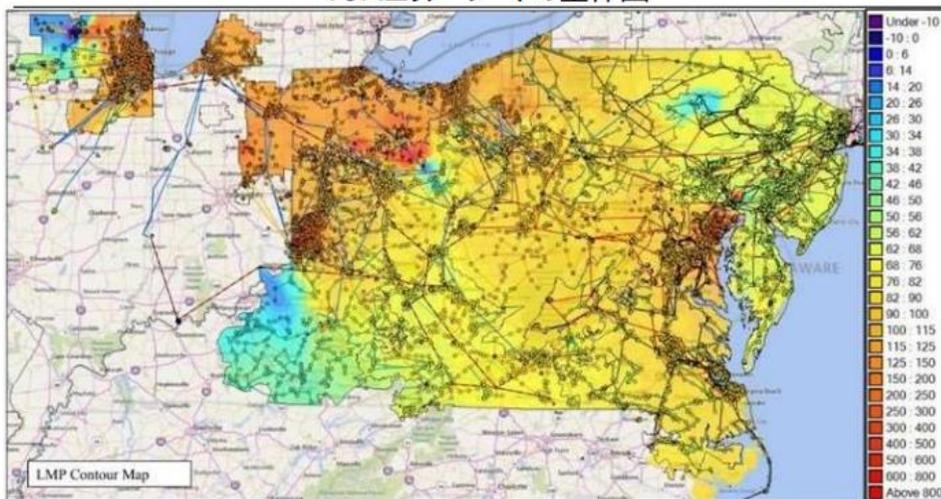
米PJMにおける地内混雑発生時の市場価格 (1 / 2)

27

- 米PJMは市場主導型（ノーダル制）が導入されているため、電源起動・出力配分については系統制約を考慮したSCUC・SCEDが行われた後、ノード単位の地点別限界価格（LMP）が算出されることとなる。
- このうち、発電設備については、基本的にノード単位のLMPで精算※されることとなる。

※ 安定した価格シグナルを生成するため「ハブ（ノード集合）」という概念（先物など電力デリバティブ商品の仮想的な受け渡しに使われる）で各ノードの加重平均単価で取引するといった工夫なども存在。

PJMエリア ノードの全体図



出所) XO Energy, " Expansion of Biddable Nodes: Promoting Greater Efficiency and Accurate Price Formation in Wholesale Electricity Markets", <https://static1.squarespace.com/static/52ea5ac3e4b0f68329ba2421/t/589ce1ef8419c25ff479aee5/1486676470640/XO+Energy+-+Phase+3+-+Supporting+Analysis.pdf>

PJMエリアのノード (2020.3時点)

ノード (バス)	発電設備、需要を代表する母線	10,379
ハブ	安定した価格シグナルを生成するため電力取引の観点から形成する母線の集合	12
ゾーン	PJMエリア内の送電系統所有者 (TO) 毎の託送料金適用単位のエリア	21
集約バス	複数の母線の集合	172
インターフェース・バス	RTO間のエネルギー取引の際に用いられ、価格ノードを形成する複数の母線の集合	16
LDA (Locational Deliverability Area)	容量オークションにおける市場分断エリア	27

出所) PJMウェブサイト, " PJM - LMP Model Information" <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/lmp-model-info>

米PJMにおける地内混雑発生時の市場価格 (2 / 2)

28

- 他方、需要側については、単一ノードに接続されており他負荷と区別可能な需要では、単一ノードでの入札・精算が可能である一方で、多くの需要（約90%）は集約ノード（ゾーン単位）での入札・精算となっている。
- このうち集約ノード（ゾーン単位）の需要側入札は、過去実績をもとに作成された係数（Distribution factor）により、各ノード単位に分配され、最適化計算（SCUC・SCED）に連携された上で、ノード単位のLMPを係数にて加重平均した価格（≒ゾーン単位の市場価格）に基づいて、ゾーン単位で精算されている。

対象エリア	概要、該当要件*1	各ノードへの分配に関する扱い*2
単一ノード	LSEから、ノード単位での精算対象とする申請が行われた負荷のうち、単一のノードに接続されているか、時間単位での計測が可能か（同一ノードの他負荷と区別可能か）等を踏まえ、適格性が認められたもの。	-
集約ノード (Residual Metered Load Aggregate)	各EDC（配電事業者）の管轄区域内の負荷を、単一ノードで精算を行う負荷を除き集約されたもの。	リアルタイム市場におけるLMPは、前日時点に設定されたDistribution factor（各負荷の重みづけのための係数）を用いて算定される。

対象エリアの設定背景*3

従来は、単一ノードで精算が行われる負荷も含めてゾーン単位での集約が行われていたが、価格算定の精度向上を目的として2015年6月に、単一ノードで精算を行う負荷は集約対象から除かれる形に変更された。

Distribution factorの設定方法*2

- 前日断面：1週間前の各同一時間帯の負荷実績に基づき設定される。
- リアルタイム断面以降：インターフェース（InSchedule）に登録された各ノードの負荷実績に基づき更新される。

*1 出所：PJM, Manual 27 Open Access Transmission Tariff Accounting、2023年12月、p.33、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m27.ashx>

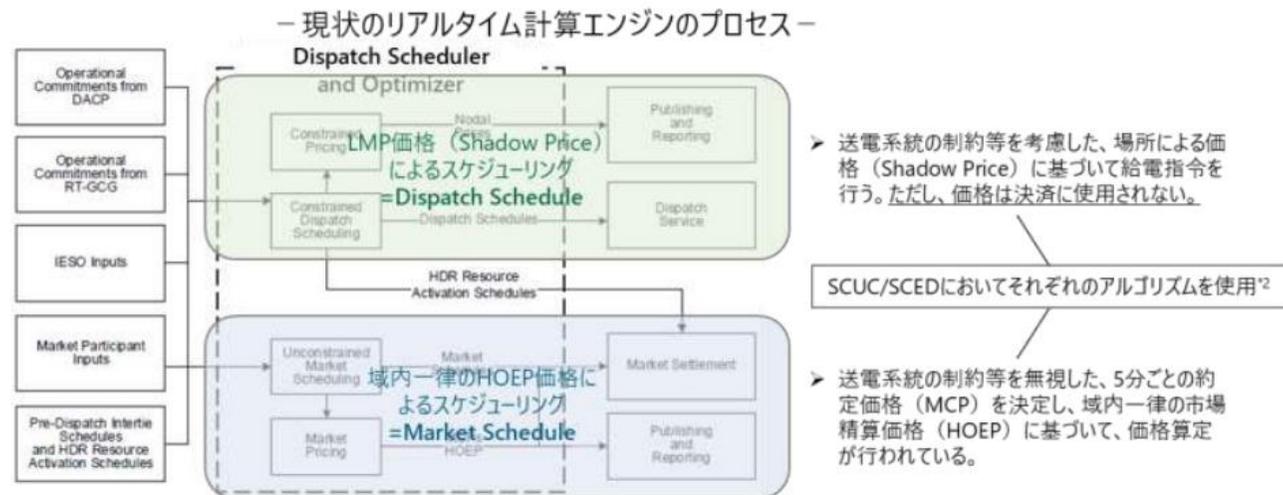
*2 出所：PJM, Manual 28 Operating Agreement Accounting、2023年12月、p.25-26、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m28.ashx>

*3 出所：ENGIE Resources, New PJM Plan Seeks To Deliver Greater Accuracy In Load Pricing; Impact On Customers Expected to be Negligible、<https://www.engieresources.com/new-pjm-plan-seeks-to-deliver-greater-accuracy-in-load-pricing;-impact-on-customers-expected-to-be-negligible>

カナダIESOにおける地内混雑発生時の市場価格

30

- カナダIESOは1999年に設立された、カナダ・オンタリオ州の独立系統運用機関であり、カナダIESOの設立と同時に Market Design Committee（政府機関）によって、Two-schedule systemを採用することが決定された。
- Two-schedule systemとは、電源起動・出力配分については系統制約を考慮したSCUC・SCEDを行う一方で、価格決定においては系統制約を無視した出力配分を別途計算し、それに基づいてカナダIESO域内の統一価格を算定・精算する仕組み（プロセス）である。



*1 出所：Market Renewal Program: Energy Real-Time Calculation Engine Detailed Design Issue2.0、2021年1月、https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_RT-Calculation-Engine_Chapter_V2.aspx

*2 出所：Queen’s Economics Department, A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid, 2014年2月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/training/mrp/Day-Ahead-Market-Quick-Take.aspx>

*3 出所：現在のリアルタイム市場の中にOperating Reserveとして予備力が含まれている、IESO、Operating Reserve Markets, 2025年1月、<https://www.ieso.ca/Sector-Participants/Market-Operations/Markets-and-Related-Programs/Operating-Reserve-Markets>

(参考) 今後の市場制度の動向(カナダIESO)

31

- カナダIESOが設立時にTwo-schedule systemという域内統一の市場価格を導入した背景としては、歴史的にオンタリオ州では数十年にわたって域内統一価格を採用しており、米PJMのようなLMPを導入するといった制度変更に対して大きな抵抗感があったためとも言われている。
- 他方で、地点毎に価格決定する手法（LMP）がシステム全体として効率的であるという観点からは、設立当初より最終的に目指す制度と位置付けており、Two-schedule system導入当初においては、18か月間のトライアルに限り、域内統一価格を用いることにしていた（LMPへの早期移行を図る予定であった）。
- その後、2002年にシステムが稼働して以降、適宜システム改修等を繰り返すことで、結果的に今日までこの運用の継続を行っているが、Two-schedule systemには系統混雑のリスクと信頼性の問題があるとされており、カナダIESOでは、MRP（市場改革プログラム、Market Renewal Program）が進められており、取組みの一つとして、**2025年5月にTwo-schedule systemを廃止しSingle-schedule system（LMP）への移行を予定。**

MRPの基本方針

効率性	競争	実現可能性	確実性	透明性
市場外の支払いを減らし、効率的な成果（電力）を提供することに重点を置き、システムコストを削減する。	進化し続けるシステムのニーズを満たすために、参加者にオープンで公正かつ差別のない競争の機会を提供する。	ステークホルダーと協力し、実現可能かつ実用的な方法で市場を発展させる。	明確で効率的な価格シグナルを伝え、安定かつ永続的な市場ベースのメカニズムを確立する。	参加者が効果的に市場に参加できるよう、正確でタイムリーかつ適切な情報が入手可能であること。

MRPが市場の効率を向上させるための要素

Two-scheduleシステムの廃止	1日前市場の導入	拡張リアルタイムユニットコミットメントの実施
Two-scheduleシステムをSingle-scheduleシステム（単一スケジュール）に置き換え、価格とスケジュールリングとディスパッチの不一致を解消し、不要な市場外の支払いの必要性を排除する。	運用上の確実性を高め、IESOと市場参加者の財務上の確実性を向上させることにより、発電コストが下がり、システムのニーズを満たすために最適なリソースを投入することができる。	現在のリアルタイム発電コスト保証（RT-GCG）プログラムに代わる拡張リアルタイムユニットコミットメント（ERUC）イニシアチブを実施し、1日前からリアルタイムに変化する際の需要を満たすためのスケジュールリングとディスパッチのコストを削減する。

*1 出所：APPRO, The IESO's Market Renewal Project, 2022年5月、https://www.appro.org/index.php?option=com_mdfiles&c=files&task=download&id=24

*2 出所：IESO, Market Renewal Mission and Principles, 2024年9月11日閲覧、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/market-renewal-mission-principles.pdf>

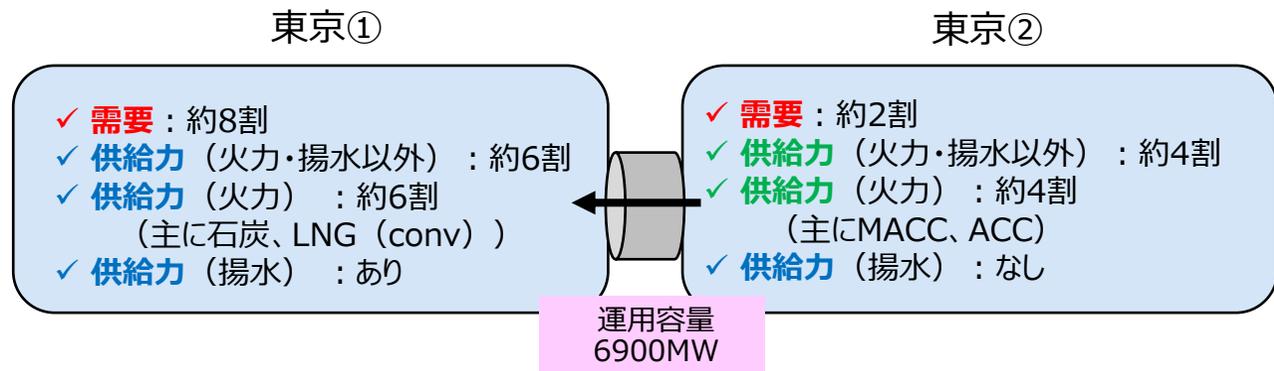
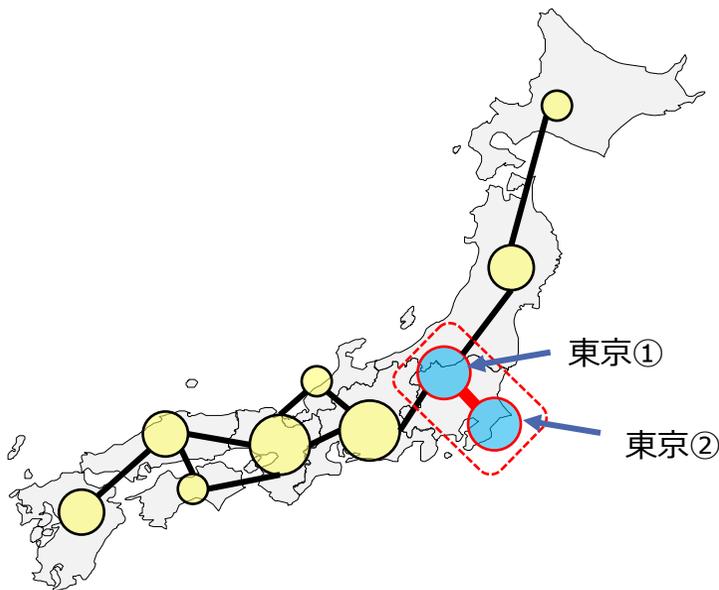
1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 1. 検証用モデルおよび混雑発生状況
 - － 2. 地内混雑発生時のkWh市場価格の試算結果
 - － 3. kWh市場価格構造に関する考察

2. まとめと今後の進め方について

- 地内混雑発生時のkWh価格決定方法の検証の進め方としては、従来の9エリアを模擬した検証をベースに、1エリア（東京エリア）を二つのゾーンに分割することで比較検証することとしていた。
- 二つのゾーンの概要イメージは以下の通りであり、高稼働になる重負荷期において、系統②の調整電源（火力）が高稼働になり、地内送電線が重潮流になりやすい系統構成としている。

【今回の検証の概念図】

東京エリアを分割して、それぞれのゾーンで価格検証

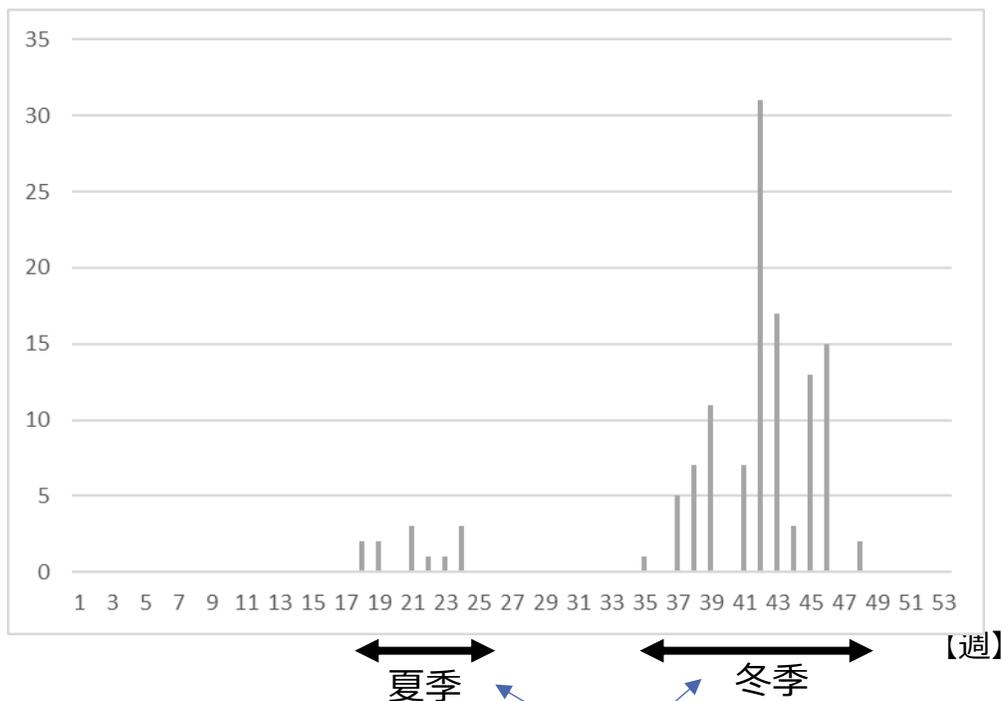


※ 混雑時のkWh市場価格の検証用に二つのゾーンへの需要・電源の配分や運用容量を設定しているため、実際の系統データそのものではない点に留意。

- 地内送電線の混雑は高需要期において発生しており（模擬されており）、特に、比較的再エネ出力が低い（火力の稼働率が高い）冬季に多く発生する。
- 具体的には、年間8760時間のうち、168時間（約1.9%）で地内混雑が発生する検証用モデルとなっている。

【時間】

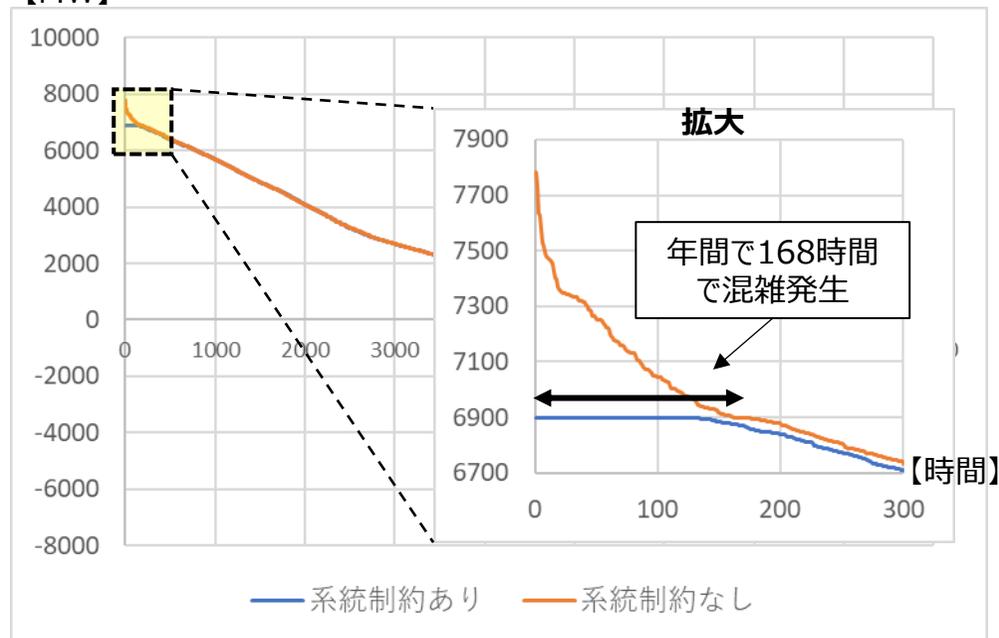
週ごとの混雑時間



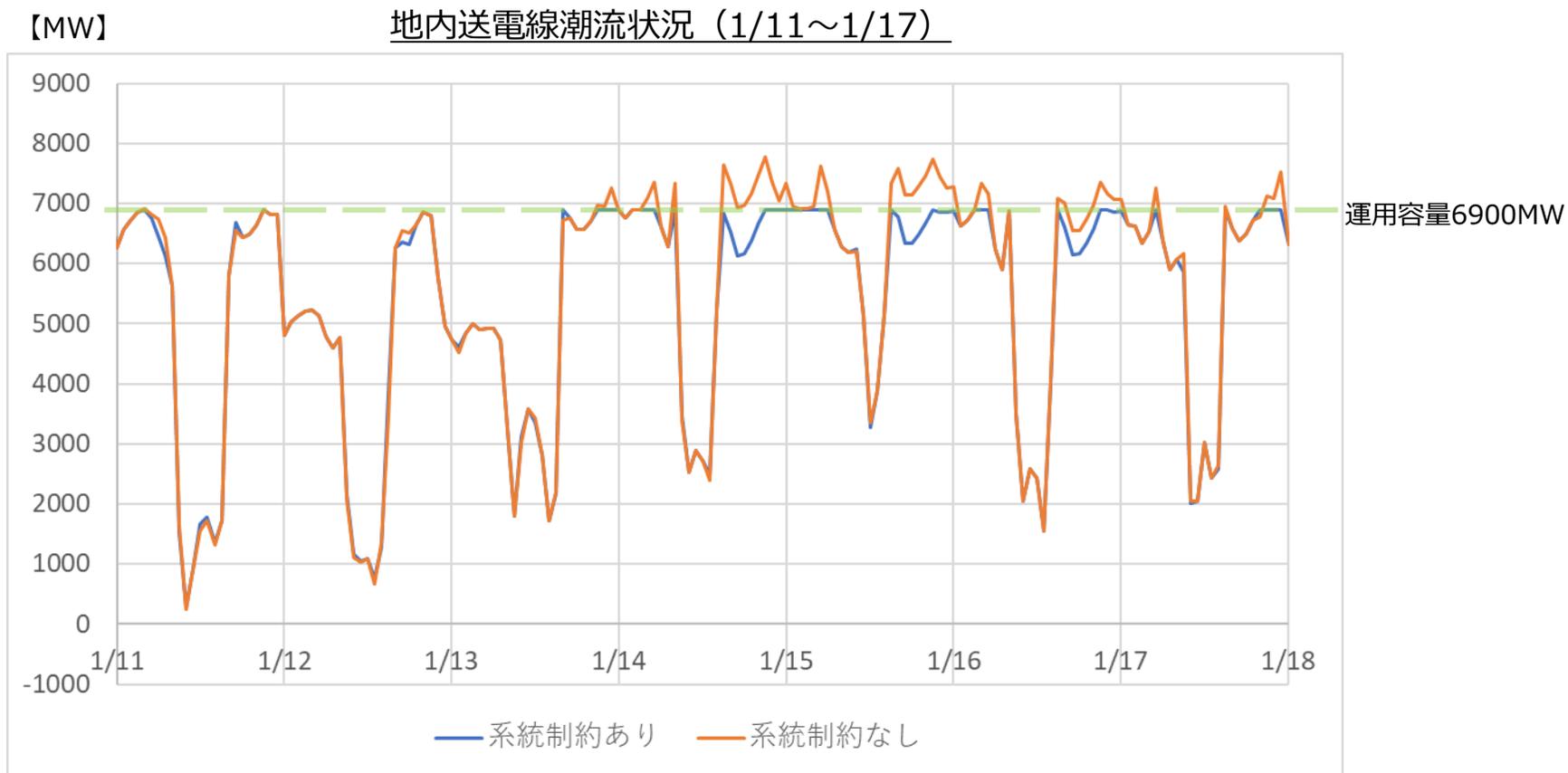
17週間にかけて混雑が発生

【MW】

年間の送電線潮流状況

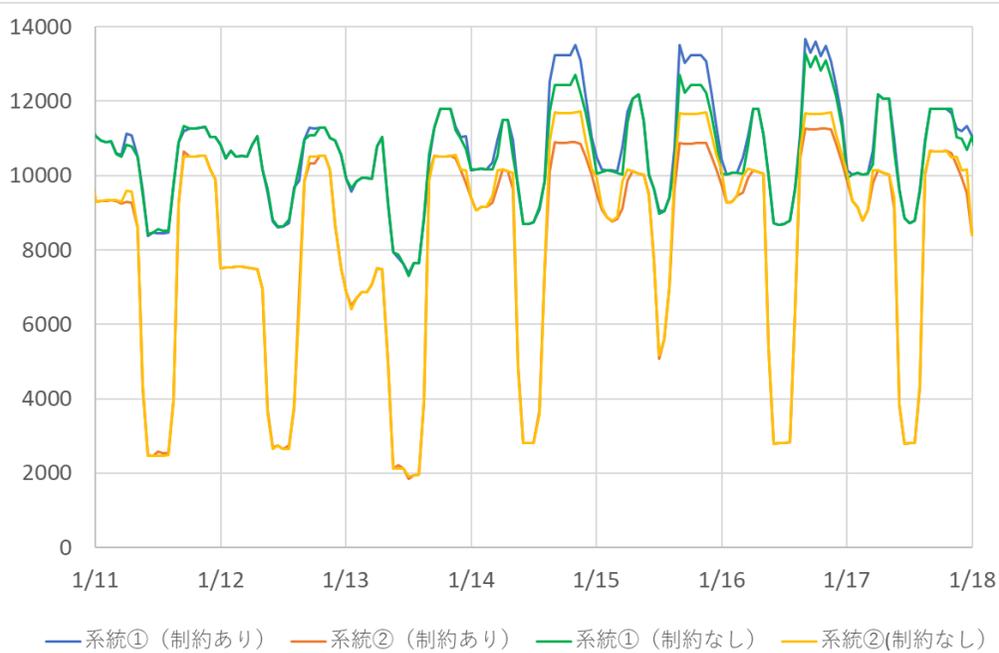


- 年間のうち、最も混雑が発生した週（1/11～1/17）における地内送電線の潮流状況は以下の通り。
- 再エネ出力が低く火力が高稼働になる夜間を中心に混雑が生じている。

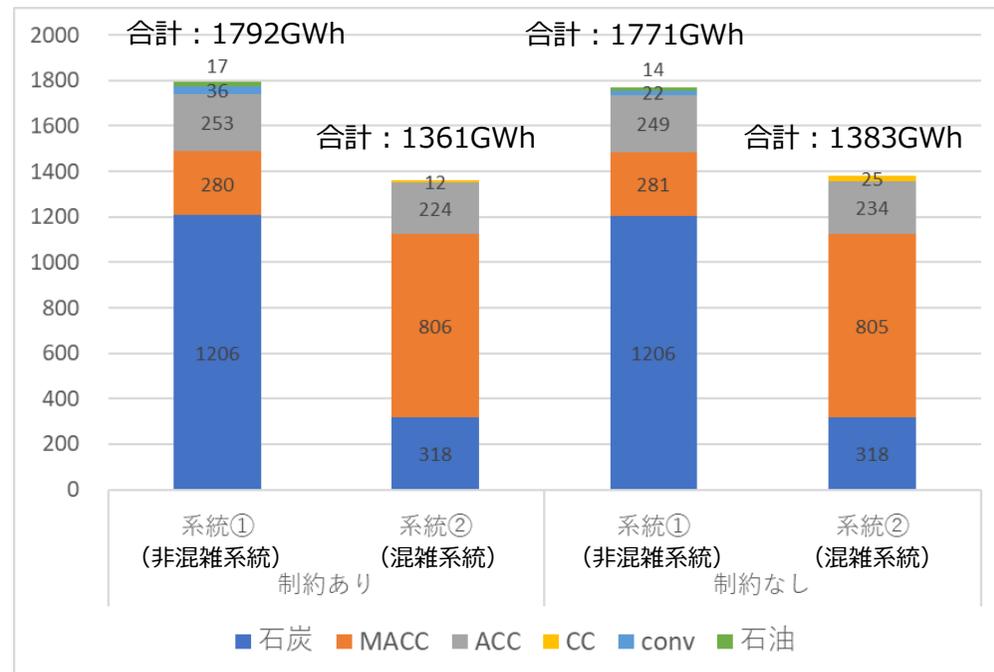


- 加えて、最も混雑が発生した週（1/11～1/17）において、系統制約を考慮した場合と系統制約を考慮しない場合の調整電源（火力）の稼働状況は以下の通り。
- 地内系統制約の影響により、混雑時には混雑系統（系統②）の火力（ACCなど）が抑制され、非混雑系統（系統①）の火力（convなど）の焚増が行われている。

【MW】 火力の稼働状況（1/11～1/17）



【GWh】 火力の稼働状況（1/11～1/17）



1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 1. 検証用モデルおよび混雑発生状況
 - － 2. 地内混雑発生時のkWh市場価格の試算結果
 - － 3. kWh市場価格構造に関する考察

2. まとめと今後の進め方について

- 地内混雑が発生していた17週の期間中における東京エリアのkWh価格および市場取引額は以下の通り。
- ケース1（カナダIESO方式）では地内系統制約を考慮しない出力配分に基づき市場価格を算定することに対し、ケース2（LMP加重平均）では地内系統制約を考慮した出力配分に基づき市場価格を算定するため、混雑時の市場価格や取引額に多少の差異は発生しているものの、傾向として大きな差はなかった。
- 一方で、本来的には価格が一致するはずの非混雑時の市場価格や取引額においても差異が発生しており、この点については、後段の市場価格構造に関する考察において深掘りを行う。

ケース1の合計値を基準にした比率

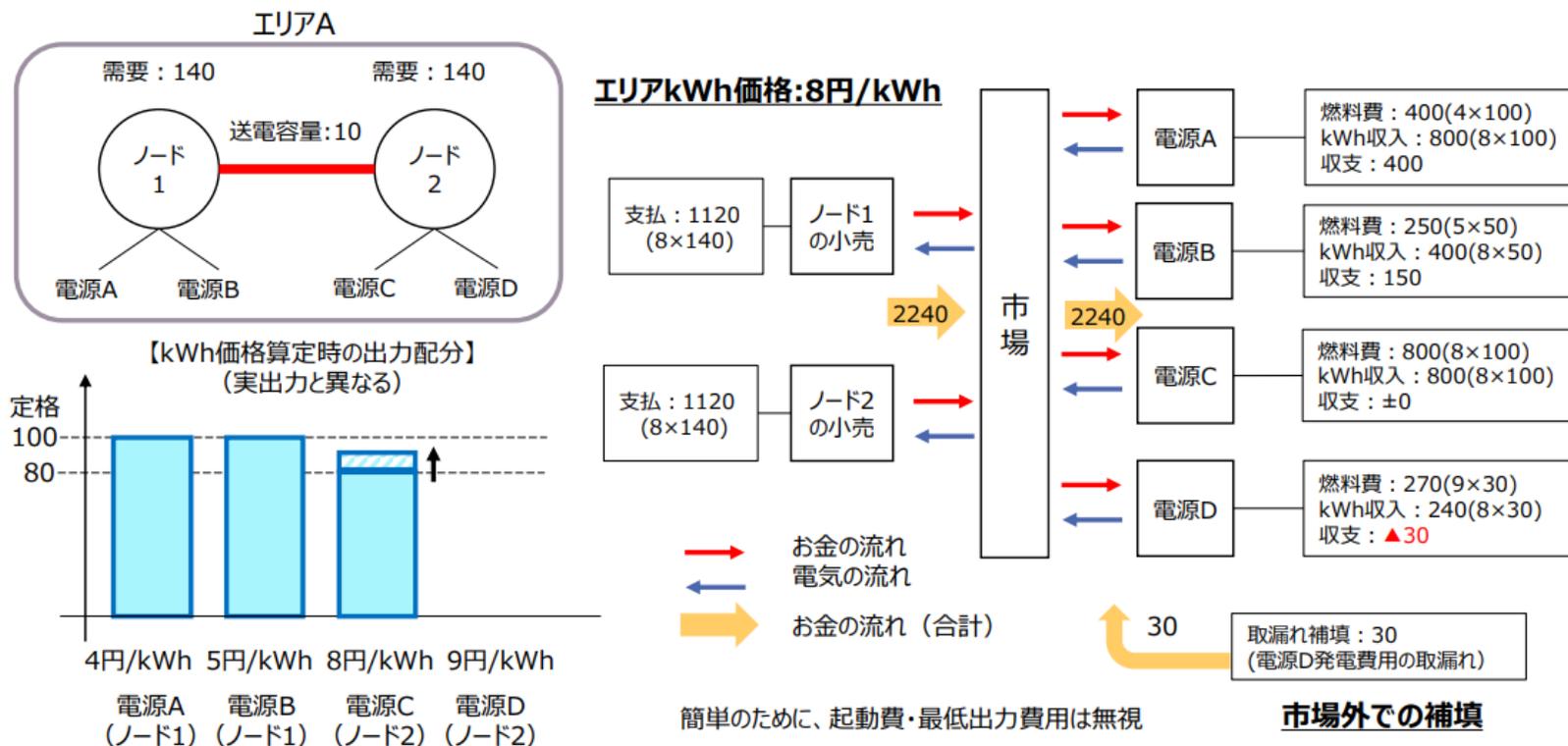
	ケース1	ケース2	参考ケース		
	カナダIESO方式	LMPの加重平均	系統① (非混雑系統)	系統② (混雑系統)	(参考) 発電側収入合計
混雑時（168時間） kWh価格平均／取引総額	1.141 / 0.083	1.148 / 0.084	1.158 / 0.045	1.109 / 0.038	0.083
非混雑時（2688時間） kWh価格平均／取引総額	0.991 / 0.917	0.990 / 0.916	0.990 / 0.543	0.990 / 0.373	0.916
合計 (17週間、2856時間) kWh価格平均／取引総額	1 / 1	1.000 / 1.000	1.000 / 0.588	0.997 / 0.411	0.999※

※ ケース2の市場取引額（小売の支払額）と参考ケースの発電側収入の合計の差額は混雑値差による市場運営者の余剰によるもの。

ケース1：カナダIESO方式

33

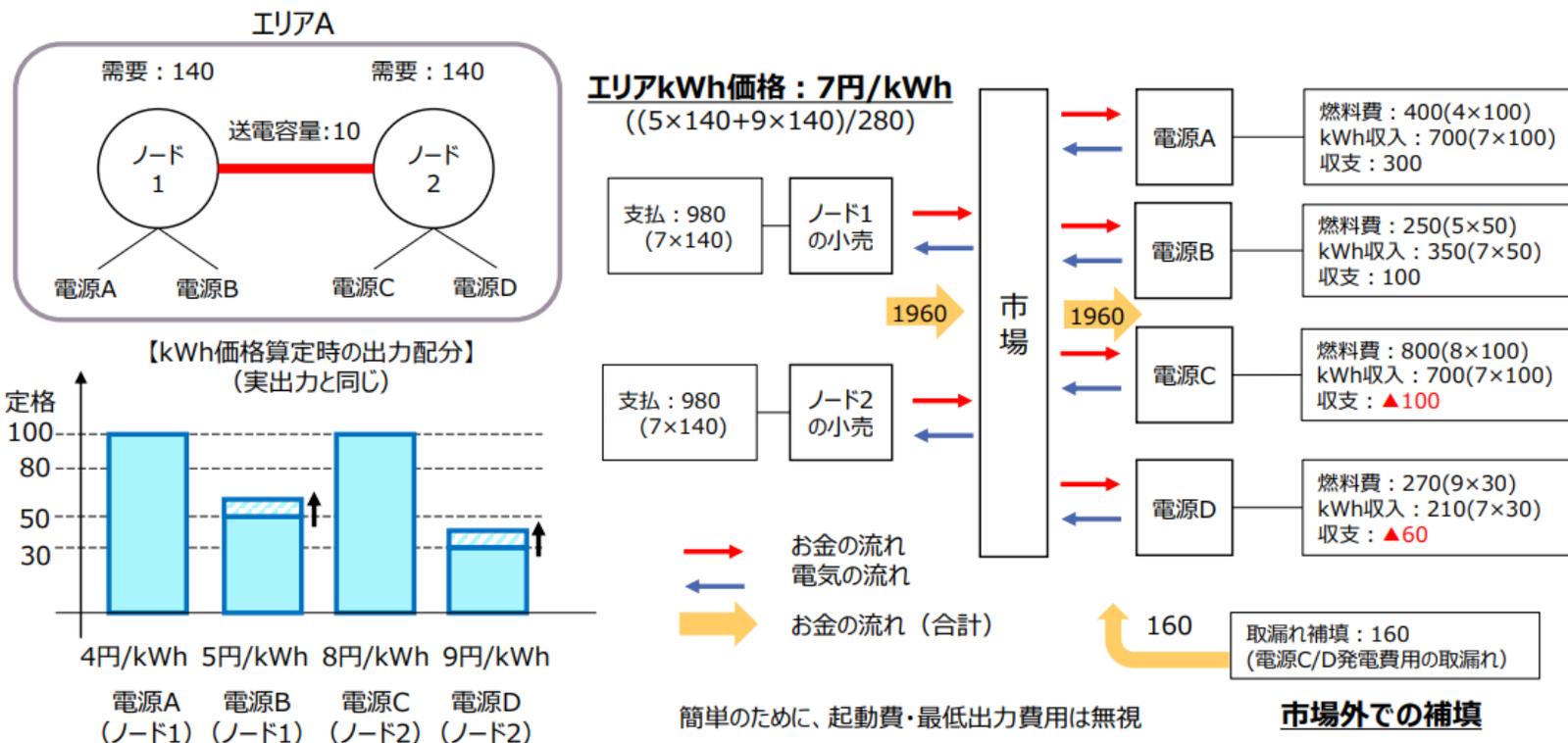
- カナダIESO方式による市場価格は、系統制約を無視した出力配分結果に基づくシャドウプライス（≒マージナル）で算出されることで、エリア単一（域内統一）価格となる。
- その際、下図の電源Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、これらの取漏れ費用等を、市場外で補填する仕組みが合わせて必要となる。



ケース2 : LMPの加重平均価格

34

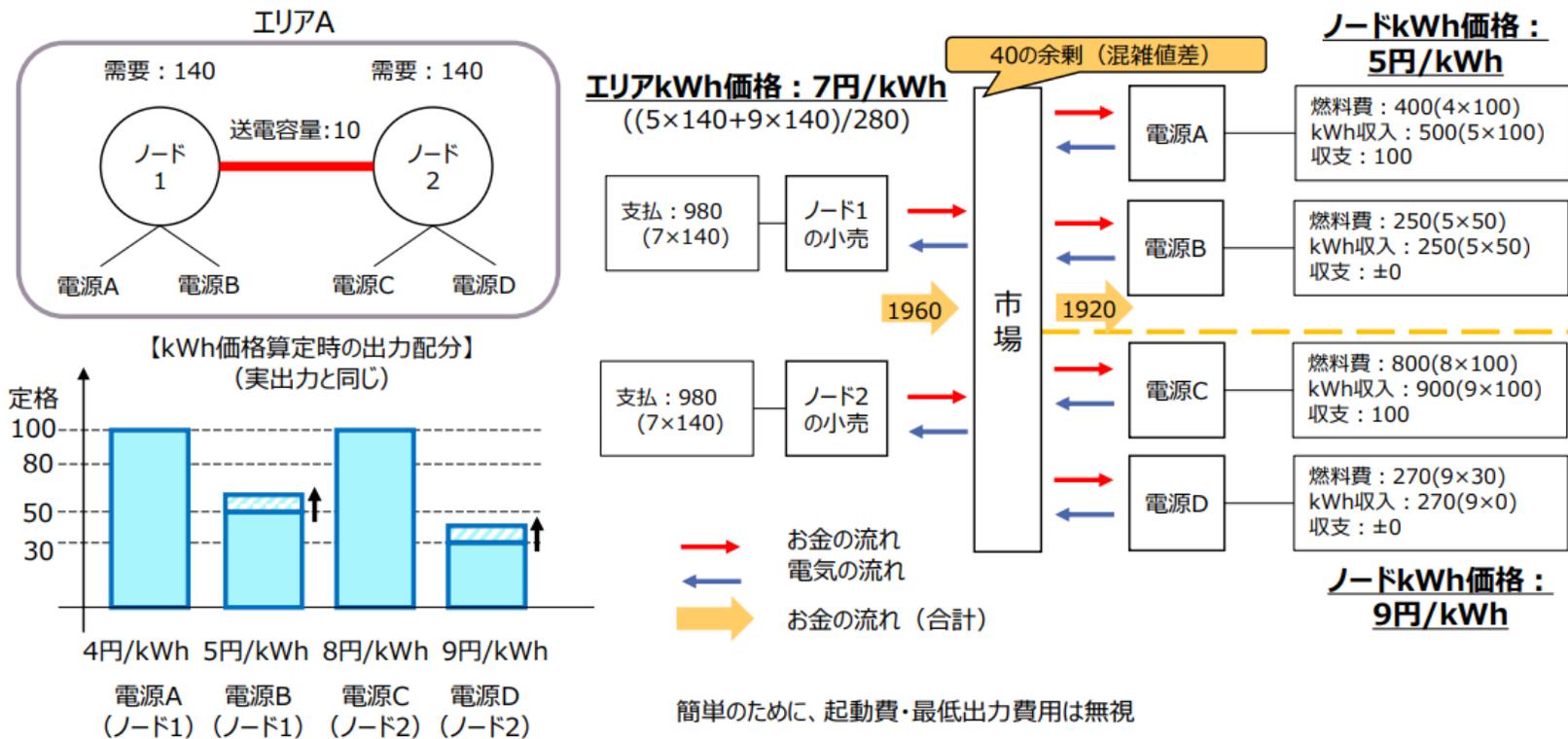
- 価格決定方法の一案として、ノード毎のLMP価格を算定しつつ、各LMPをノード毎の需要で加重平均をとることでエリア単一価格決定を行う方法も考えられる（米PJMのゾーン別需要側料金を発電側にも適用するイメージ）。
- この場合、下図の電源C・Dのように、市場価格には反映されない発電費用の取漏れが生じることがありえるため、取漏れ費用等を市場外で補填する仕組みが合わせて必要となるか。



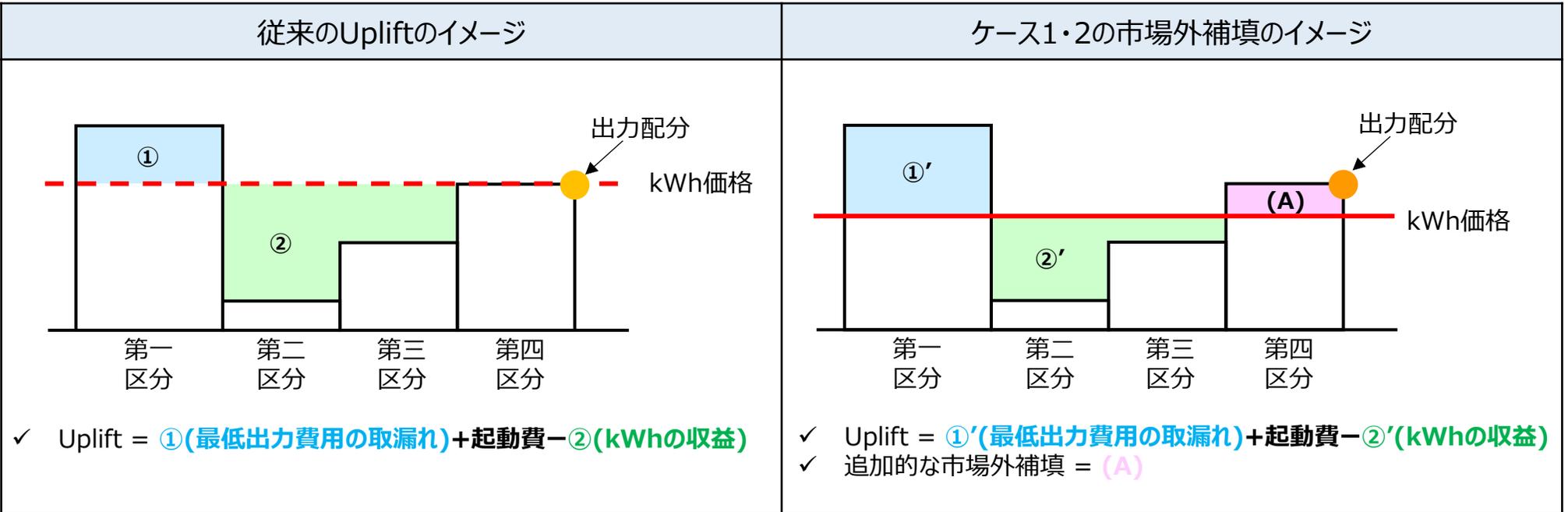
(参考) 米国ISO方式

35

- 参考事例ではあるが、米国ISO方式のようにノード単位で価格（LMP）算定を行う場合、各ノードのkWh価格と事業者間のお金の流れのイメージは下図のようになる。
- 混雑が発生していることから、市場運営者に余剰（混雑値差）が発生することに加えて、（起動費等を除けば）発電費用の取漏れ等も発生しない構図となる。



- 同時市場においては、kWh市場価格を同時最適結果のシャドウプライス（シングルプライスオークション）とした場合、 ΔkW 市場の費用回収を同時に行うとしても、電源によっては起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）の回収漏れが生じるため、費用の取り漏れが生じないようUpliftの仕組みが必要としていた（左図イメージ）。
- 一方で、第13回本検討会でもお示した通り、ケース1（カナダIESO方式）・ケース2（LMP加重平均）ともに、kWh市場価格よりも高い増分費用の電源が、混雑対応のために焚き増しされていることがあり（以下「焚増電源」という。）、従来のUpliftに加えて、この焚き増し分についても市場外での補填が必要となる（右図イメージ）。
- 地内混雑が発生していた17週の期間中について、これら市場外補填についての多寡の検証を行った。



- 地内混雑が発生していた17週の期間中における東京エリアの市場外補填については以下の通り。
- 起動費等の取漏れ費用への補填（従来のUplift）に比べると、焚増電源への補填（新たな補填）は相当軽微となっているが、これはあくまで本検証用モデル（年間168時間（約1.9%）で1箇所混雑発生）による値であり、混雑時間・箇所が増えると増加する費用項目であることには留意が必要。
- 一方、ケース1（カナダIESO方式）とケース2（LMP加重平均）で、相対的にケース1の方が焚増電源への補填（新たな補填）が大きくなっており、この点については、後段の市場価格構造に関する考察において深掘りを行う。
- なお、今回の試算では Δ kW収入を計上していないため、それらの考慮で補填多寡が変わりうる点にも留意が必要。

ケース1の市場取引額を基準にした比率

		ケース1（カナダIESO方式）			ケース2（LMP加重平均）			参考ケース（米国ISO方式）		
		コマ単位	日単位	週単位	コマ単位	日単位	週単位	コマ単位	日単位	週単位
市場取引額		1			1.000			0.999		
補填額	起動費等の取漏れ費用への補填（従来のUplift）	0.0176	0.0077	0.0050	0.0175	0.0076	0.0050	0.0177	0.0076	0.0050
	焚増電源への補填（新たな補填）	0.000004			0.000001			0※		

※ 参考ケースの場合にはLMPで価格算定する（焚増電源のシャドウプライスでノード価格を決定する）ため、焚増電源への補填は発生しない。

1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 1. 検証用モデルおよび混雑発生状況
 - － 2. 地内混雑発生時のkWh市場価格の試算結果
 - － 3. kWh市場価格構造に関する考察

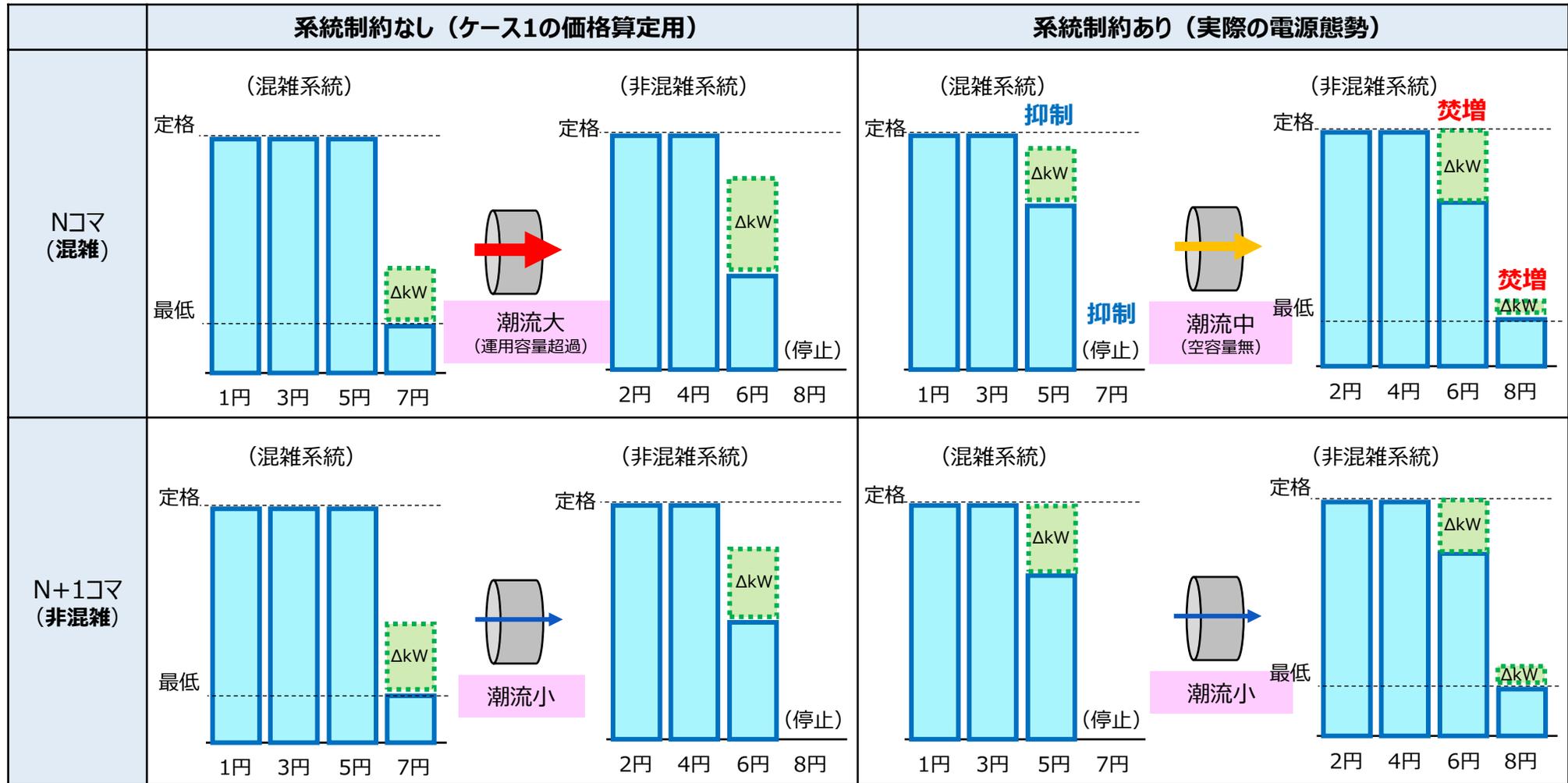
2. まとめと今後の進め方について

- 前述の焚増電源への補填（新たな補填）の差異について、混雑時・非混雑時における混雑系統（系統②）と非混雑系統（系統①）それぞれの発生状況（内訳）を分析した結果は以下の通り。
- 分析結果より、ケース2（LMP加重平均）の場合には、混雑時における非混雑系統側（混雑対応のために焚増されて電源）のみ補填が生じているため、地内混雑発生時の補填として正しい状況になっていると考えられる。
- 他方で、ケース1（カナダIESO方式）の場合には、非混雑時においても両系統（①②）で、焚増の補填（正確には増分費用の取漏れ）が生じており、これは地内混雑発生時の補填としては歪な構造だと考えられる。
- この点、前述の、本来的には価格が一致するはずの非混雑時の市場価格や取引額においても差異が発生していることとも同一の要因が考えられるため、次頁以降で要因についての調査を行った。

ケース1の混雑時・非混雑系統の補填額を基準にした比率

	ケース1（カナダIESO方式）		ケース2（LMP加重平均）	
	混雑系統（系統②）	非混雑系統（系統①）	混雑系統（系統②）	非混雑系統（系統①）
混雑時 (168時間)	0	1	0	0.62
非混雑時 (2688時間)	1.22	1.38	0	0

■ 調査の結果、SCUCロジックは単一コマの最適計算ではなく、連続コマ（48コマ）の最適計算を行うため、例えば、混雑対応（Nコマ）に伴う電源起動（あるいは停止）を継続した方が最適（安価）の場合、同じ非混雑断面（N+1コマ）でも系統制約なし・ありの2つのロジックで電源態勢が異なる結果となる場合があることが分かった。

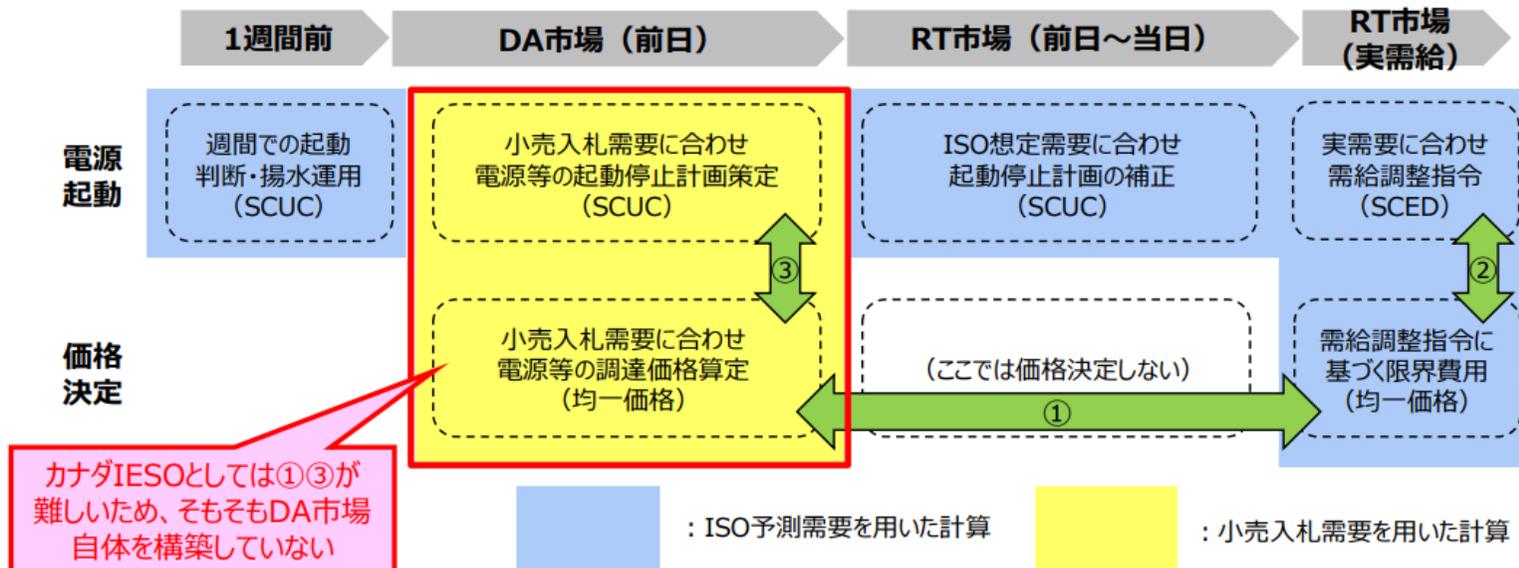


- 同じ非混雑断面で系統制約なし（ケース1の価格算定用）・系統制約あり（実際の電源態勢）の2つのロジックで電源態勢が異なる結果となる場合、当然、ケース1（カナダIESO方式）・ケース2（LMP加重平均）のkWh市場価格や市場取引額において差異が発生することとなる。
- また、kWh市場価格が異なる以上、ケース1（カナダIESO方式）においては増分費用の取漏れが発生する断面も存在するため、非混雑時における焚増電源の補填（地内混雑発生時の補填）という本来有り得ない概念の費用が発生することに繋がったと考えられる。
- この点、Two-schedule systemを採用しているカナダIESOにおいても、厳密にはRT市場（実需給）にしか適用しておらず（カナダIESOはそもそも前日市場が存在しておらず）、電源態勢が概ね固定されたRT市場のSCED（出力配分）であれば上記のような課題は発生せず、電源態勢自体変わり得る前日市場のSCUC（電源起動・出力配分）に適用した場合特有の課題とも考えられるところ。
- 上記を踏まえると、電源起動も取り扱う（SCUCロジックで最適化計算を行う）日本の同時市場においては、地内混雑発生時の補填として歪な構造となるケース1（カナダIESO方式）は望ましくなく、実際に起動する電源態勢に基づきエリアのkWh価格を算出するケース2（LMP加重平均）が実態を反映した価格に近く（価格シグナルとしての信頼性も高く）、合理的な算定方法になっていると言えるのではないか。

(参考) カナダIESOにおける制度設計議論(1/2)

66

- ここまでカナダIESOのTwo-schedule systemを参考に検討を進めてきたが、実際のところ、カナダIESOでは前日市場は存在しておらず（Two-schedule systemはあくまでRT市場のみ）、その理由をヒアリングした結果、**Two Settlement（異なる時間の差分決済）とTwo-schedule systemの両立が難しい**ためという回答であった。
- つまり、同時市場の検討においては、今後、前日同時市場において地内混雑発生時の市場価格精算を行った上で、時間前・RT市場（実需給）でも同様のことを行うにあたっては、世界でも類を見ない複雑な精算制度の構築（①）が必要になると考えられるところ。（また、RT市場ではkWh取引しか行わないため、前述の単純な仕組み（②）で対応できたが、前日のkWh・ΔkW同時最適時のTwo-scheduleをどうするか（③）といった課題もある）



(参考) カナダIESOにおける制度設計議論(2/2)

67

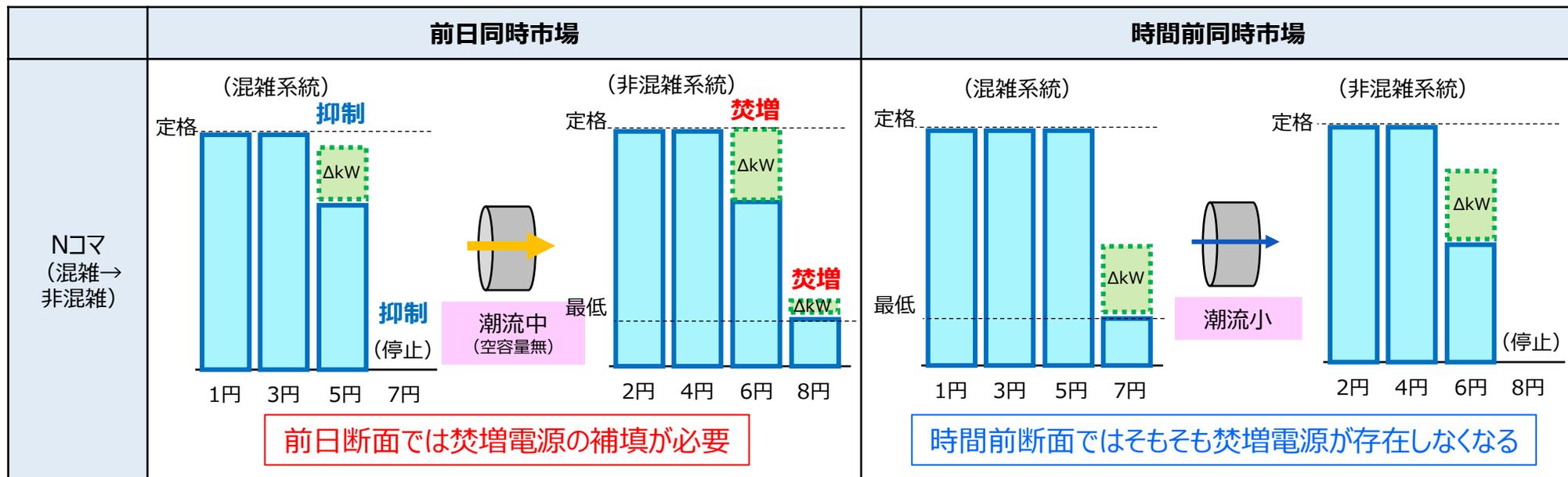
- カナダIESOでは1990年代後半に初めて電力市場が設置されたが、当時は、米国においても前日市場は一般的なものではなかった。
- そのため、前日市場の有効性は当初より認識されていたものの、2002年の**Two-schedule system導入時に**おいて一旦は前日市場は除外して市場運営をスタートした。
- その後、前日市場の導入に向けた検討が行われたが、Two-schedule systemの複雑性が障害と認識され、2006年に前日市場ではなく、DACP (Day-Ahead Commitment Process) の導入が決定された。
- 他方で、**MRPによってSingle-schedule移行も予定しており、カナダIESOでも前日市場の導入が可能**となる。
- カナダIESOも前日市場の導入によって、前日とリアルタイムの両方において約定価格が決定されるため、供給者にとっては燃料確保などの手配をより適切に管理できるようになり、消費者にとっても (リアルタイム市場のみの場合と比べ) 想定外に高いリアルタイム価格にさらされる可能性が低下するという点でメリットがあるとしている。

	旧システム (DACP)	新システム (Day-Ahead Market)
参加目的	発電事業者は主にリアルタイム市場における稼働状況を知らせるために入札を実施 (IESOが稼働状況を把握するため、リアルタイム市場の参加にはDACPの入札を義務付けている)	発電事業者は1日前市場の価格及びスケジューリングを目的として他参加者と競うために入札を実施
スケジューリング	域内の需要 (IESO想定需要) を満たすようにスケジューリングを行い、翌日の運営を大まかに把握できる。	市場全体の需要を満たすようスケジューリングを行い、翌日の運営をより正確に把握できる。
価格競争	市場原理による価格競争がない。	市場原理による価格競争がある。
参加者へのインセンティブ	前日断面において域外とのやり取りを行う事業者 (Exports) は参加可能であるが、インセンティブはない。	前日断面において域外とのやり取りを行う事業者 (Exports) は参加可能であり、インセンティブがある。

*1 出所 : IESO, Day-Ahead Market High-Level Design, 2019年8月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/dam/DA-M-High-Level-Design-Aug2019.pdf>

*2 出所 : IESO, Quick Takes: Day-Ahead Market (DAM) 、2023年10月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/training/mrp/Day-Ahead-Market-Quick-Take.ashx>

- 今回、まずもって前日同時市場（単一の市場取引断面）を対象に、地内混雑発生時のkWh市場価格ならびに市場外補填について検証を行ったが、実際にはそれ以降の時間帯（時間前断面・実需給断面）においても市場取引が行われることとなる。
- kWh市場価格については、地内混雑発生時においてもTwo Settlement（直前市場との数量偏差を対象とした差分決済方式）とすることで特段問題ないと考えられる一方、市場外補填（焚増電源の補填）についてどのように取り扱うかは整理を要する。
- この点、地内混雑は前日断面で発生して時間前断面で解消すること（あるいはその逆）もあり得ること、ならびに市場外補填という性質を考えると（取り漏れが生じないように留意しつつ）不要に増大させないことも重要であることから、Upliftと同様（あるいはUpliftの一項目として扱い）、都度の精算対象とするのではなく、他市場（ Δ kWh市場等）収入や他コマ収入も加味した上で事後的に補填する（取り扱う）ことが考えられるか。



1. 地内混雑発生時のkWh市場価格
 - － 1. 検証用モデルおよび混雑発生状況
 - － 2. 地内混雑発生時のkWh市場価格の試算結果
 - － 3. kWh市場価格構造に関する考察

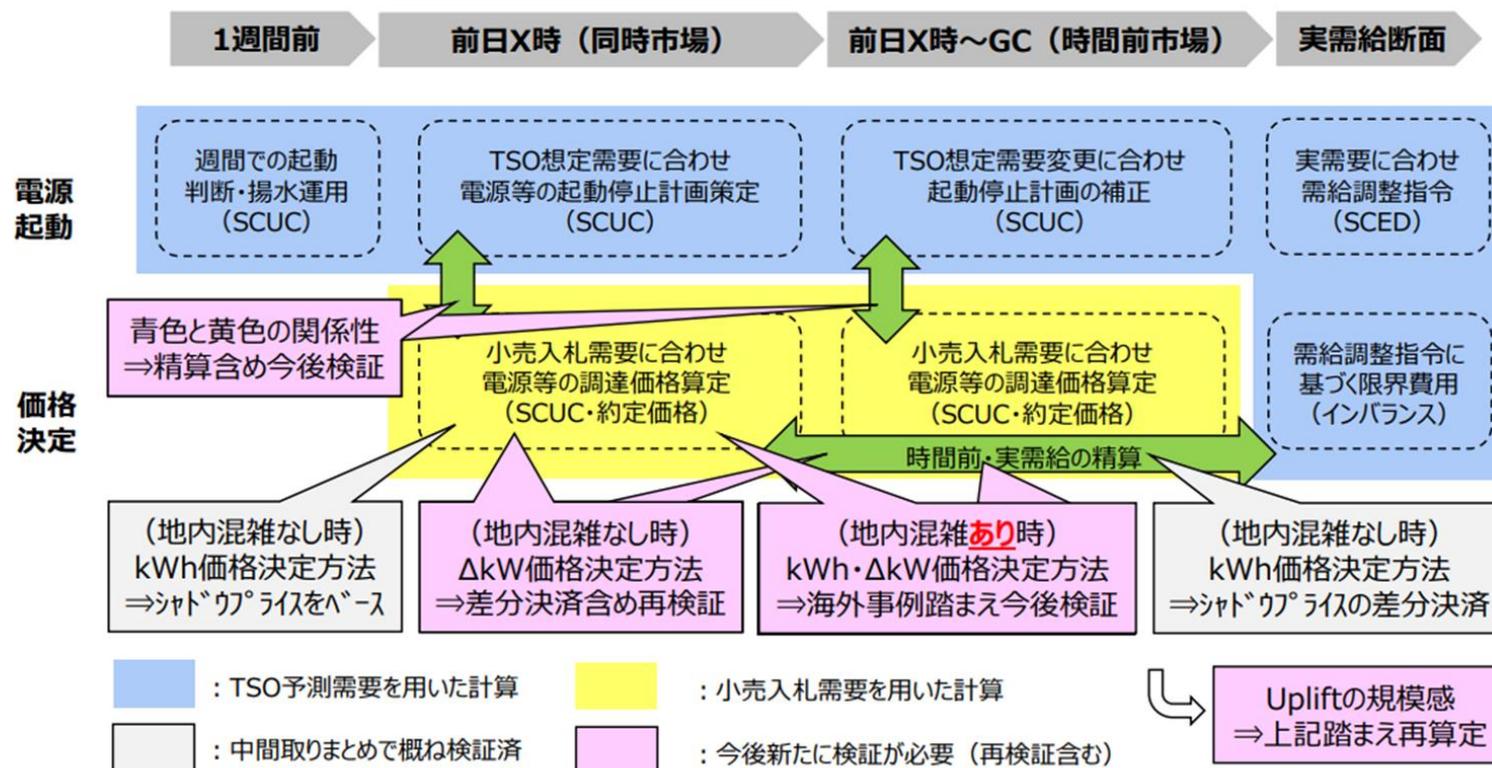
2. まとめと今後の進め方について

- 今回、「地内混雑発生時のkWh市場価格」について、従来の9地点を模擬した検証をベースに、1エリア（東京エリア）を二つのゾーンに分割した場合のkWh市場価格と市場外補填の多寡（傾向）について、複数のkWh価格算定の考え方に基づいて試算ならびに比較検証を行った。（得られた結果については以下のとおり）
 - ✓ ケース1（カナダIESO方式）とケース2（LMP加重平均）で、混雑時の市場価格や取引額に多少の差異は発生しているものの、傾向として大きな差はなかった一方で、本来的には価格が一致するはずの非混雑時の市場価格や取引額においても差異が発生
 - ✓ 市場外補填については、ケース1（カナダIESO方式）とケース2（LMP加重平均）で、相対的にケース1の方が 焚増電源への補填（新たな補填）が大きくなっていた
- 上記結果に対して、市場価格構造の考察を行った結果、SCUCロジックは単一コマの最適計算ではなく、連続コマ（48コマ）の最適計算を行うため、例えば、混雑対応（Nコマ）に伴う電源起動（あるいは停止）を継続した方が最適（安価）の場合、同じ非混雑断面（N+1コマ）でも系統制約「なし」「あり」ロジックで電源態勢が異なる結果となる場合があることが分かり、それがケース1（カナダIESO方式）における非混雑時における焚増電源の補填（地内混雑発生時の補填）という本来有り得ない概念の費用が発生することに繋がったと考えられる。
- 上記を踏まえると、同時市場においては、地内混雑発生時の補填として歪な構造となるケース1（カナダIESO方式）は望ましくなく、実際に起動する電源態勢に基づきエリアのkWh価格を算出する**ケース2（LMP加重平均）が実態を反映した価格に近く（価格シグナルとしての信頼性も高く）、合理的な算定方法になっている**と言える。
- また、前日以降取引も踏まえた市場外補填の取扱いについて、Uplift同様（あるいはUpliftの一項目として扱い）、都度の精算対象とするのではなく、他市場（ Δ kW市場等）収入や他コマ収入も加味した上で事後的に補填する（取り扱う）ことが考えられる。
- 今後の進め方として、残論点の「約定電源（青）と約定価格（黄）の相互関係性」ならびに調整力kWh価格・インバンス価格や Δ kWに対する適切な対価（パフォーマンスに応じた報酬）に関する課題等があるため、引き続き検討を深め、次回以降結果をお示しすることとしたい。

今後の検証の全体像について

65

- 検証Bにおけるこれまでの検証状況に加え、今回新たに提示した3つの論点を加えた検証の全体像は下図のとおり。
- 今後、各論点について深掘りしていくと共に、それぞれの論点（ならびに既存論点）は相互に影響を及ぼすことから、制度全体を俯瞰しながら、整合性・連続性を踏まえた議論をしていくこととしたい。



実需給に関する論点

課題

- **調整力kWhの価格**：現行制度では、TSOにより、実需給の時点における需給運用に用いる電源が、調整力として確保した電源や余力活用電源の中から発電事業者が登録した単価（上げ単価、下げ単価）に基づいて選定され、利用された分が調整力kWhとしてマルチプライスで精算が行われている。同時市場においては、電源の売り入札においてThree-Part 情報が登録されるため、改めて上げ単価、下げ単価を設定する必要はなく、Three-Part 情報から調整力kWh価格を算出することが可能となる。このため、本検討会では、この算出方法を前提として、シングルプライスとする（前日市場と同様にkWh価格を電源態勢のシャドウプライスとする）ことが提案されている。また、前回検討会では、30分同時同量の仕組みについて、より短い時間単位の電源の動きと連動させる必要性を指摘する意見もあった。
- **インバランス料金**：インバランス料金については、現在は、調整力kWhの限界価格を参照して算定されるシングルプライスであり、必要に応じ需給ひっ迫時補正が行われる。同時市場においても基本的な考え方は同様と思われるが、検討を要する部分はないか。

検討の方向性

- **調整力kWh**：同時市場においてThree-Part Offerが行われることや、調整力kWhとして供出することに対する適切なインセンティブの観点を検討すると、これまで提案のとおり、シングルプライス化を基本的な方針としてはどうか。ただし、その場合、同一時間帯において、上げ調整電源、下げ調整電源が混在する場合や、ある電源が上げと下げの両方の動きをした場合について、シングルプライス化により問題が生じないかを検討しておく必要があると考えられるため、その点も含め検討を深めることとしてはどうか。
- **インバランス料金**：同時市場によって事業者の売り入札や買い入札の在り方が変わりうることも踏まえ、変更を要する部分がないか、引き続き検討することとしてはどうか。

今後の進め方について

32

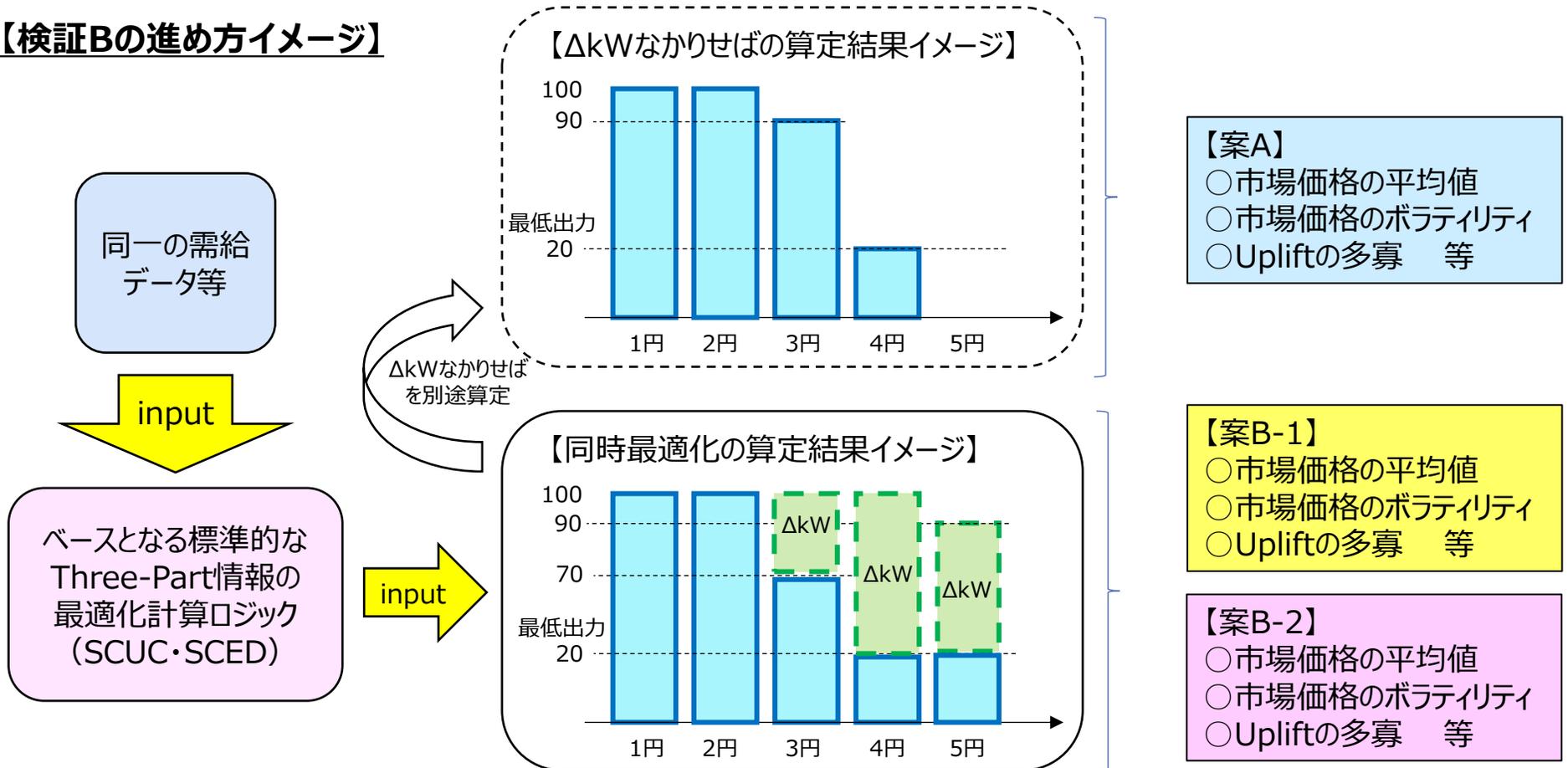
- また、現行の需給調整市場における ΔkW 費用の構成要素には、「①機会費用」「②逸失利益」の他に、「③その他(一定額)」が含まれているところ。
- この点については、第8回本検討会(2024年4月19日)において、Three-Part情報を用い機械的に算出される「①機会費用」「②逸失利益」と異なり、「③その他(一定額)」は別途、 ΔkW 入札価格に反映する必要があることから、 ΔkW 入札価格の影響評価を行い、「全ての電源が同じ一定額を選択した場合は、事後的に一律加算しても同じ結果になる」「一部の電源が高い一定額を選択した場合、逆に当該電源の ΔkW 収入を得る機会自体の減少に寄与してしまう」といった結果(傾向)をお示した。
- これは言い換えると、「③その他(一定額)」を別途、 ΔkW 入札価格に反映する(同時最適ロジックで取り扱う)方法では、 ΔkW に対する適切な対価が受け取れない可能性があることを示しており、それらの結果も考慮しつつ、 ΔkW に対する(他の)適切な対価の支払い方法を検討する必要があるとしていたところ。
- 具体的には、中間取りまとめでもお示した、以下のようなやり方も考えられるため、引き続き、こういったことも念頭に置きつつ、 **ΔkW に対する適切な対価の支払いについて検討を深めていく**こととしたい。
 - ✓ 調整力 ΔkW 市場のシングルプライスオークション化
 - ✓ **米国のように、調整力のパフォーマンスに応じた報酬を追加で与える**
 - ✓ 調整力 kWh のシングルプライスオークション化等、 ΔkW 市場とは別の収益機会の設計を工夫する
- 上記に加えて、今後検証が必要と考えられる残論点として「地内混雑発生時の kWh 市場価格」「約定電源(青)と約定価格(黄)の相互関係性」等があるため、引き続き検討を深め、次回以降結果をお示しすることとしたい。

以上

検証Bの進め方（参考）

■ 検証Bの進め方としては、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（同時最適として一意に求まる算定結果）に対し、複数の価格算定の考え方を踏まえて、各シナリオにおける市場価格の平均値やボラティリティ、ならびに回収漏れ費用の補填（Uplift）等を計測・比較検証していくこととしていた。

【検証Bの進め方イメージ】

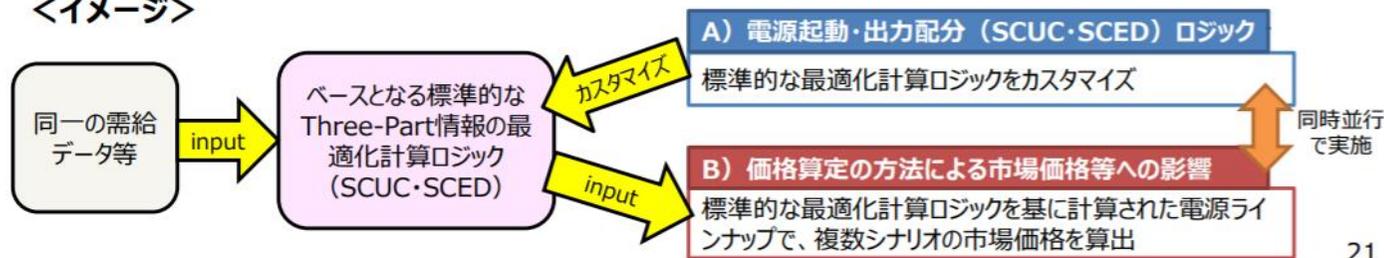


- 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データを用いつつ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aとも同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を進める方法としていた。

補足：検証AとBの関係性

- 「A）電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジック」と「B）価格算定の方法による市場価格等への影響」については、本来的には密接にかかわるため（※）、2つに分けるのではなく同時に検証を行うことも考えられる。
（※）Aのロジックで算出された電源ラインナップは、Bで算出される市場価格の前提であるため。
- 一方、Aについては、週間運用（電源起動の意思決定、揚水最適化）や買い入札の考慮、 ΔkW を目的関数に含める等の技術検証をトライ＆エラーで行う必要があり、Bについては、いくつかの価格計算の方法を比較検証していく必要があるため、どちらもシミュレーションのシナリオの数やそれに伴う作業負荷は大きなものだと考えられる。
- そのため、作業をスムーズに進めるためにも、分析の所与となる入力データ等は同一のものを使うものの、**Aによる計算ロジックのカスタマイズ（国内研究機関等が実施）やそれに伴う第三者検証と、Bによる市場価格等への影響分析（広域機関が中心となり実施）を並行的に実施することで、効果・効率的に進めること**としたい。

<イメージ>



- 全国需給データについては、検証A（ロジック技術検証）と同様のデータを準備。
- 市場価格の動向（平均値・ボラティリティ）を掴むために、年間365日（8,760時間）のシミュレーション※を実施。
- また、調整力については簡易的な区分、調整電源の固定運転は模擬せずに、まずは作成に着手。

※ 簡単のため、1週間分のシミュレーションを約52回計算することで実施。

SCUCのデータ取り扱いに関連する主だったシミュレーション条件

- ✓ 年間365日（8,760時間）
- ✓ 予備力7%、LFC調整力2%を確保

調整力について、まずは簡易的な区分で作成着手

電源データの作成

調整電源について
まずは固定運転
（セルフスケジュール）
なしで作成着手

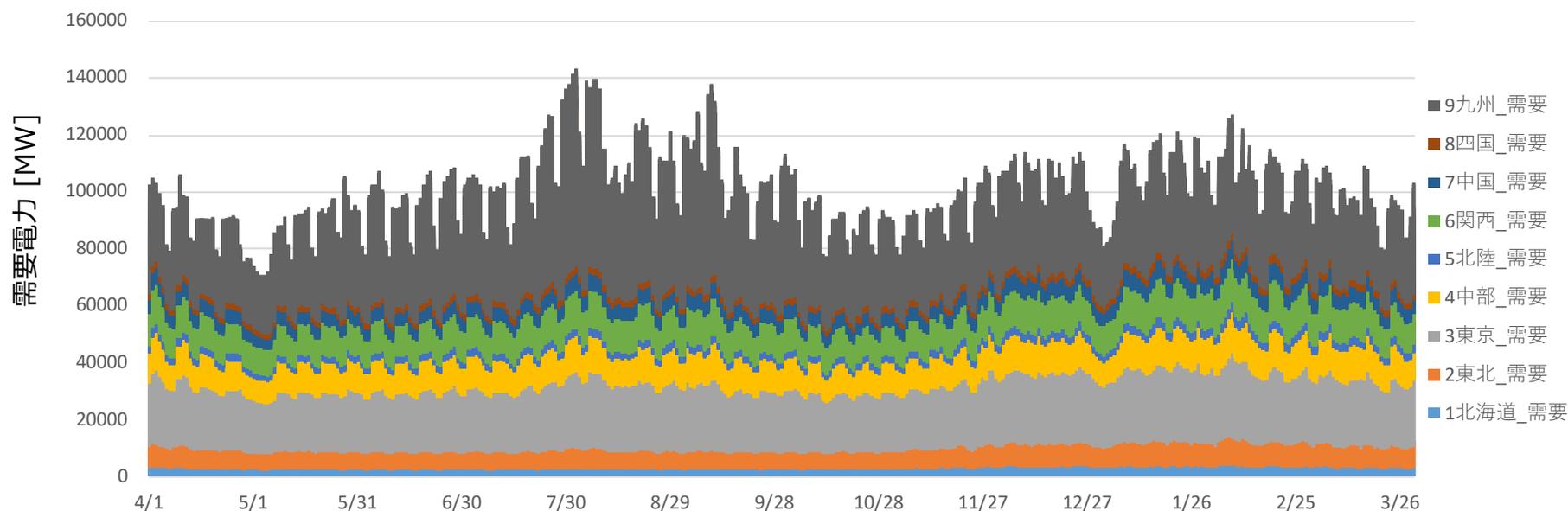
- ✓ 調整電源
 - 火力：石炭、LNG、石油
 - 水力：揚水・貯水式水力
- ✓ 固定出力電源
 - 再エネ（将来想定）
 - 固定供給力（原子力、一般水力等）

需要データの作成 ※TSO想定需要に相当

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

- 需要データについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の想定需要（kWh）を元に、2019年実績の需要カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。（最大需要は約143GW）

	1 北海道	2 東北	3 東京	4 中部	5 北陸	6 関西	7 中国	8 四国	9 九州	総需要	
最大需要	4,519	12,679	48,536	22,484	4,564	24,660	9,433	4,387	13,776	143,156	単位 [MW]
最低需要	1,995	5,441	17,373	7,724	1,736	8,909	3,840	1,602	5,542	55,477	



※ グラフについて、九州エリアの需要が大きいように見えるが、グラフの色・データ処理の関係でこのような描写となっている。具体的な各エリアの最大需要・最低需要については上の表を参照されたい。

- 再エネデータについては、2030年頃（第6次エネルギー基本計画）の導入見込量（kW）を元に、2019年実績の出力カーブ（年間8760時間のノード毎データ）を補正して模擬している。
- これにより、晴天の日（出力大）から曇天・雨天の日（出力小）まで傾向を網羅した検証が可能となっている。

電源 (設備量)	9エリア合計 (MW)
太陽光	116,879
陸上風力	17,881
洋上風力	5,701
地熱	1,499
水力	23,956
バイオ	7,906
原子力	37,376
揚水	26,744
石炭	51,964
LNG (MACC)	37,934
LNG (ACC)	20,865
LNG (CC)	10,328
LNG (Conv)	16,155
石油	6,847

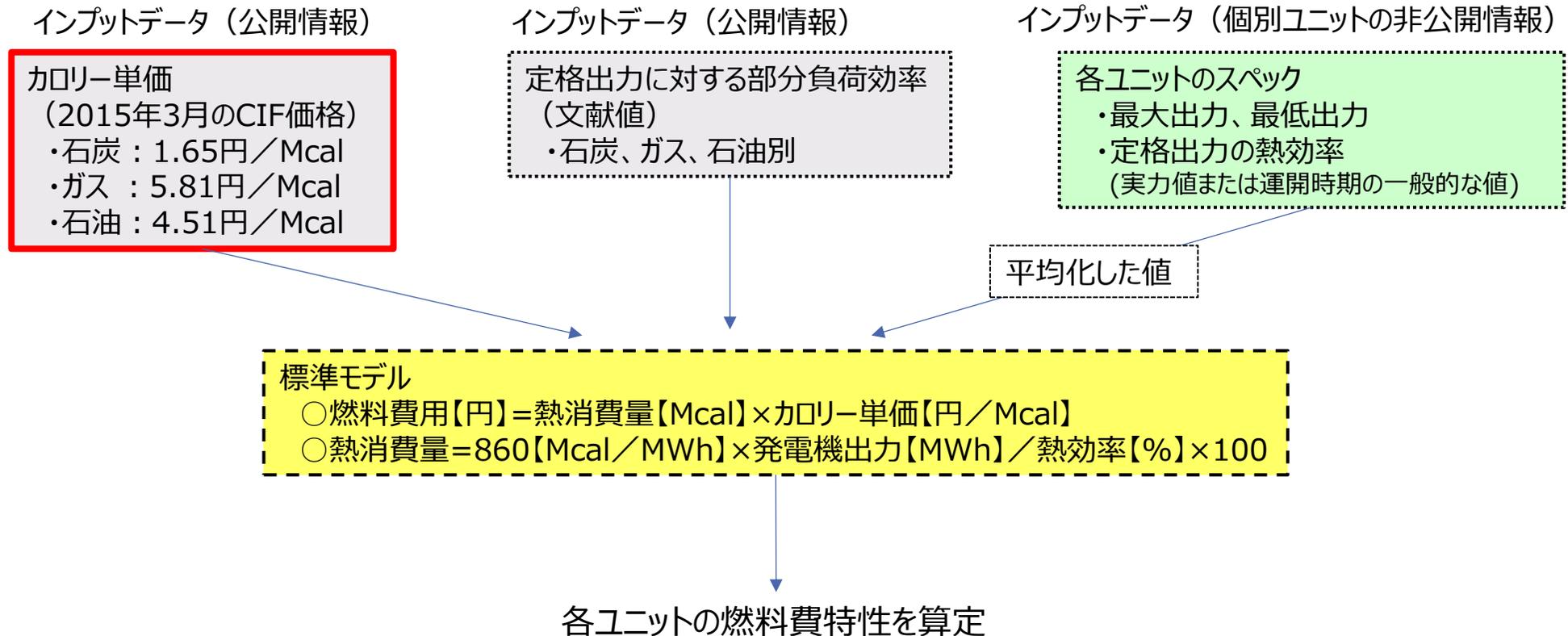
2030年度の再生可能エネルギー導入見込量

- 2030年度の再生可能エネルギー導入量は、足下の導入状況や認定状況を踏まえつつ、各省の施策強化による最大限の新規案件形成を見込むことにより、3,130億kWhの実現を目指す（政策対応強化ケース）。
- その上で、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けては、もう一段の施策強化等に取り組むこととし、その施策強化等の効果が実現した場合の野心的なものとして、合計3,360～3,530億kWh程度（電源構成では36～38%）の再エネ導入を目指す。
- なお、この水準は、上限やキャップではなく、今後、現時点で想定できないような取組が進み、早期にこれらの水準に到達し、再生可能エネルギーの導入量が増える場合には、更なる高みを目指す。

GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定時
太陽光	103.5~117.6GW (1,290~1,460)	64GW (749)
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	1.5GW (110)	1.4~1.6GW (102~113)
水力	50.7GW (980)	48.5~49.3GW (939~981)
バイオマス	8.0GW (470)	6~7GW (394~490)
発電電力量	3,360~3,530億kWh	2,366~2,515億kWh

※2030年度の野心的水準は概数であり、合計は四捨五入の関係で一致しない場合がある
 ※改訂ミックス水準における各電源の設備利用率は、「総合エネルギー統計」の発電量と再エネ導入量から、直近3年平均を試算したデータ等を利用
 総合エネルギー調査会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第31回）資料2参照

- このうち、市場価格に最も影響すると思われる、燃料費特性の作成においては、過去のCIF価格（公開情報）に加えて、平均的な部分負荷効率、個別ユニットの非公開情報（出力・熱効率）を平均化した値を元に、各ユニットの燃料費特性を算定している。
- この点、燃料費については、市況（例えばCIF価格）によって変動（幅）があるため、この辺りのパラメータを変えた上での傾向把握も、今後重要になると考えられる。



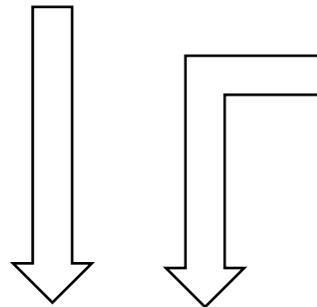
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

最適化変数

- ✓ 計画停止（エリア,燃料種,月）
- ✓ 発電量（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 最低出力（時刻,エリア,燃料種）
- ✓ 連系線通過量（時刻,連系線,方向）

制約条件

- ✓ 発電量 < 設備量 - 計画停止 - 上げ代
- ✓ 連系線通過量 < 空容量
- ✓ $0 < \text{揚水池水位} < \text{上限}$
- ✓ **予備率制約**：需要×107%
< 原子力・再エネ発電量+火力・揚水供給力
- ✓ **調整力制約**：需要×2%
< 火力調整力（上げ代）+揚水調整力



目的関数（総電源エネルギー費用最小化）

$$\text{発電量} \times \text{可変費 (円/kWh)} + \text{起動量} \times \text{起動費 (円/kW \cdot \text{回})}$$

- 電源起動・出力配分（SCUC・SCED）ロジックを用いて最適化計算をすることで、kWhと ΔkW の同時最適結果が算出される。
- 「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」の取りまとめにおいては、kWh価格を決定するにあたり、 ΔkW の考慮有無や費用カーブの取扱いに応じて、複数の決定方法が示されていた。
 - 案A : ΔkW なかりせばの限界費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
 - 案B-1 : 同時最適結果の限界費用等カーブ（または平均費用カーブ）の最高価格をkWh約定価格とする案
 - 案B-2 : 同時最適結果に対して、米PJM同様、シャドウプライスを適用した考え方

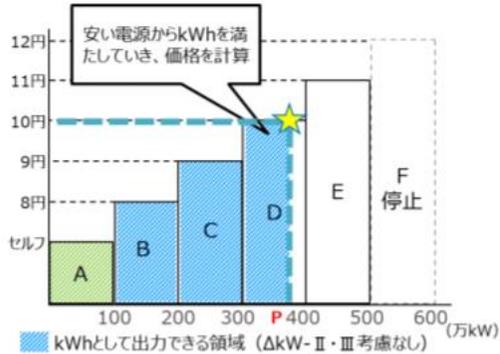


図 31 ΔkW -II・IIIを考慮しない方法（案A）

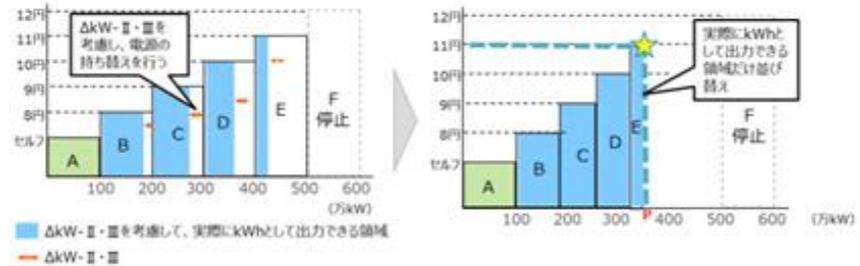


図 32 ΔkW -II・IIIを考慮する方法（案B-1）

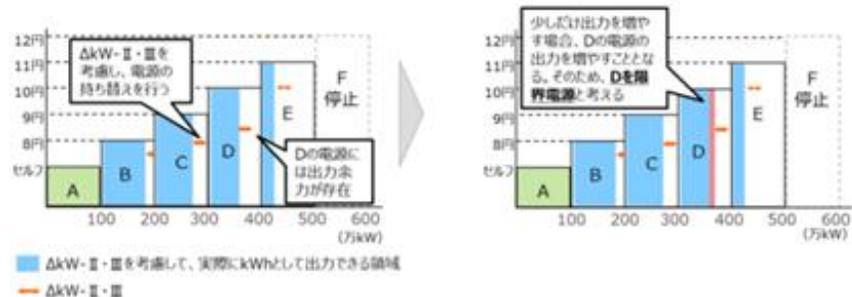


図 33 ΔkW -II・IIIを考慮する方法（案B-2）

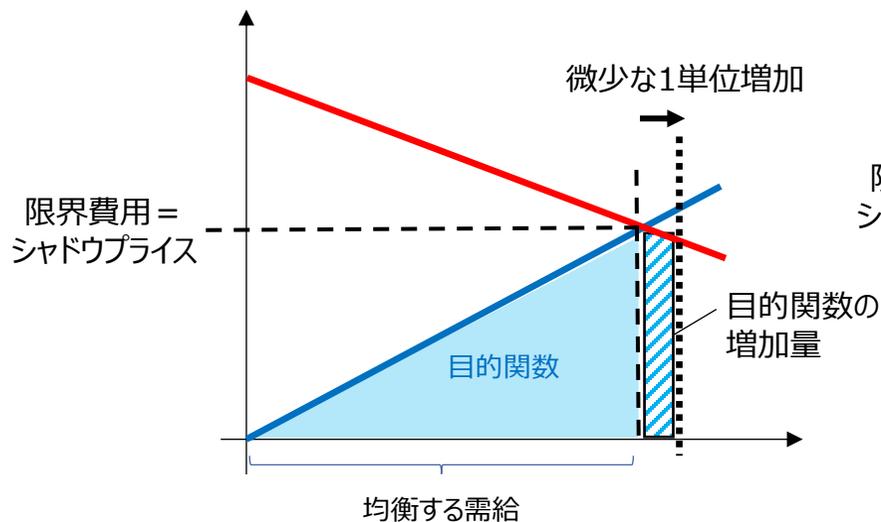
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

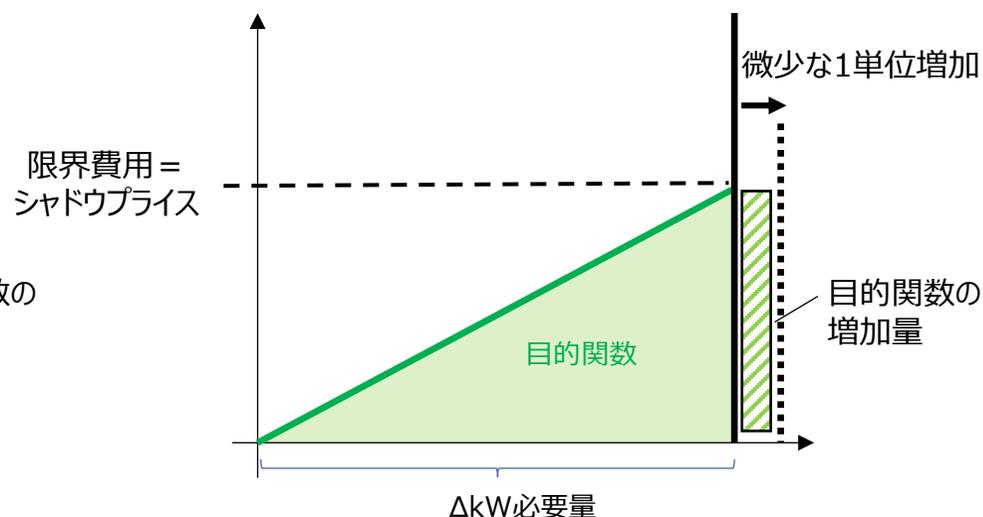
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵¹。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

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

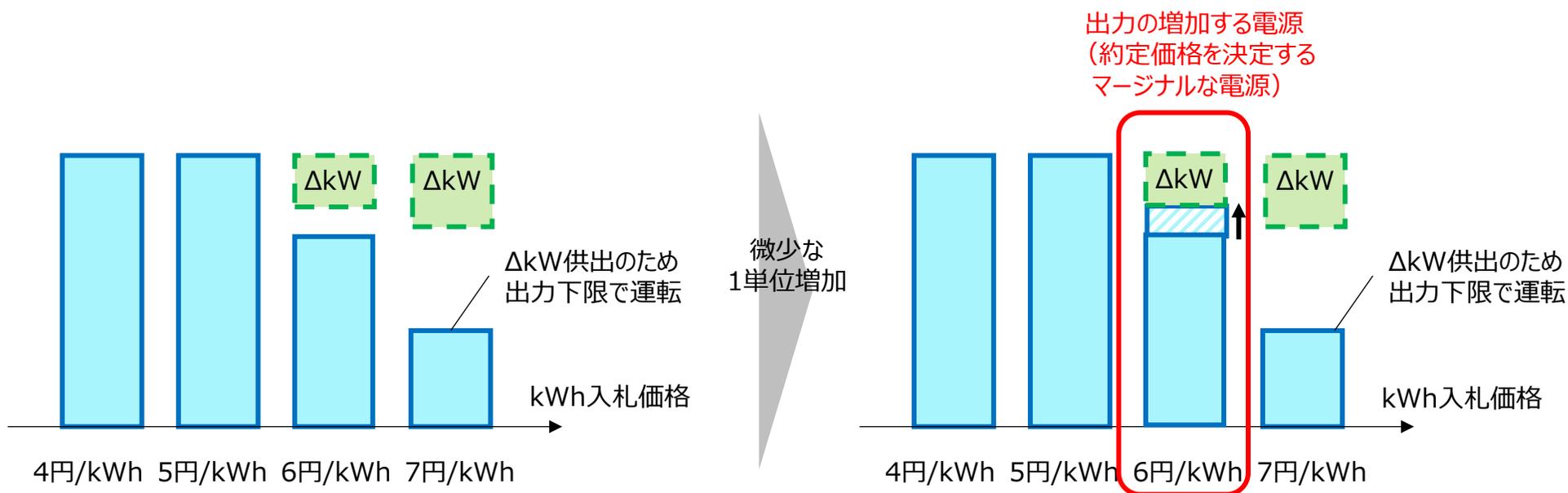
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



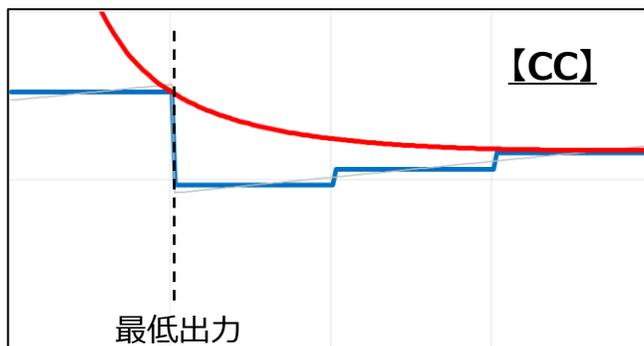
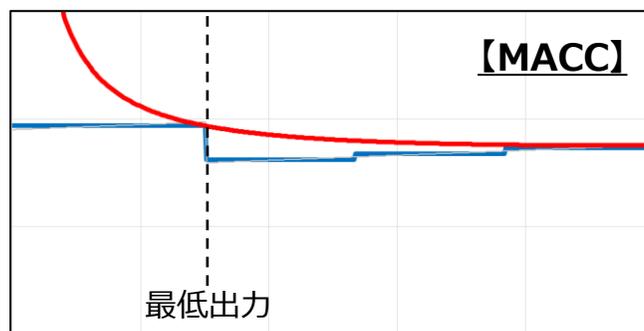
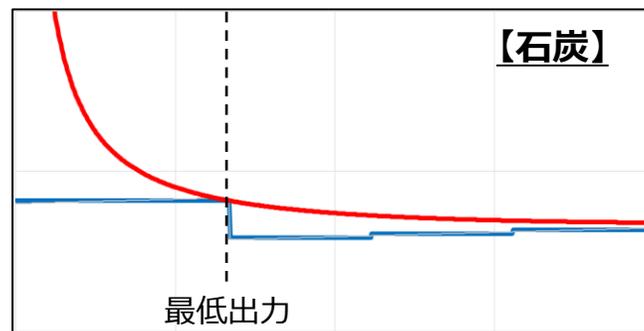
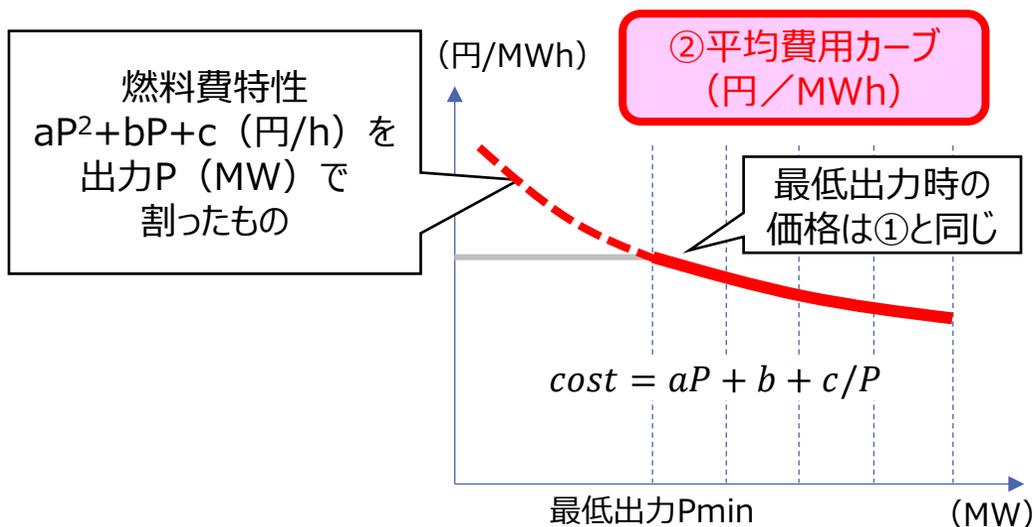
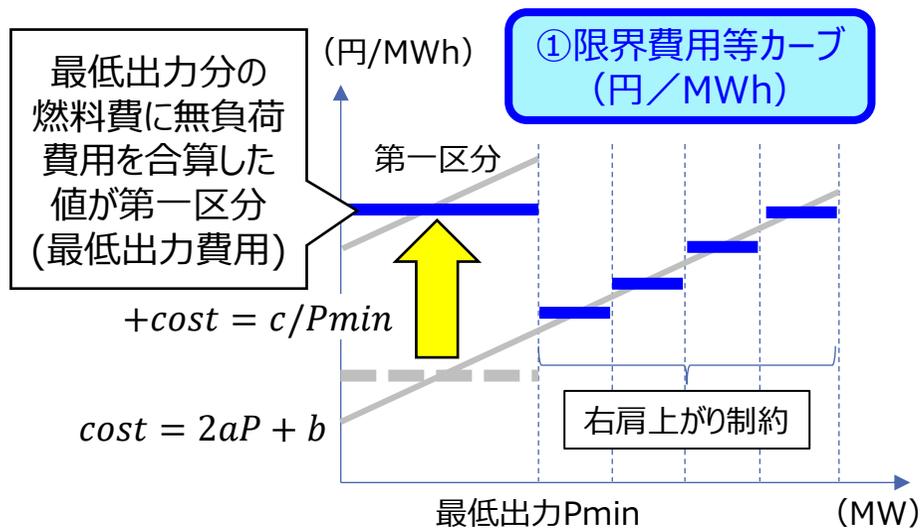
調整力（ ΔkW ）確保制約に対応するシャドウプライス



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



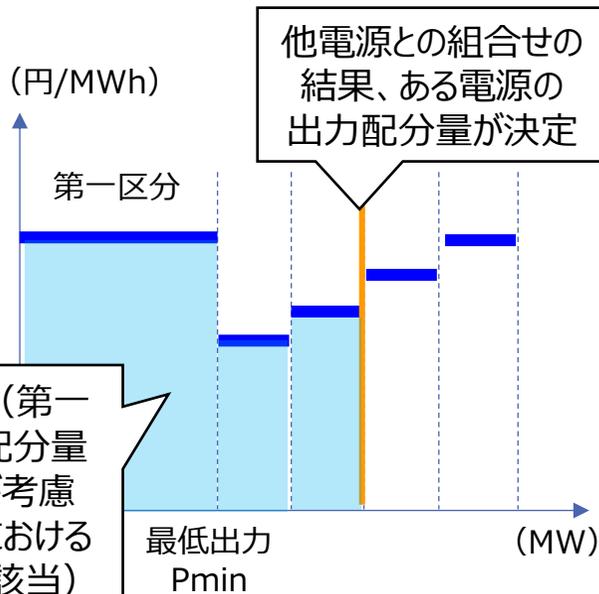
- 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、どのような傾向となるか、こちらも比較検証を行うこととされていた。



- 約定電源を決定する際は、電源起動・出力配分ロジックにおいて、当該電源の最低出力費用（第一区分）や、出力配分量までの燃料費（ならびに起動費）を考慮して、総電源エネルギー費用が最小となる他電源との組合せ（起動有無、出力配分量）を算定している。
- 一方で、今回の「①限界費用等カーブ」と「②平均費用カーブ」のどちらにするかについては、ある電源の出力配分量（約定結果）自体は同じだとしても、価格の算定方法（①or②）が変われば、約定価格の方は変わり得るため、どちらの方法を選ぶかという価格決めの問題となる。

【約定電源決定時】

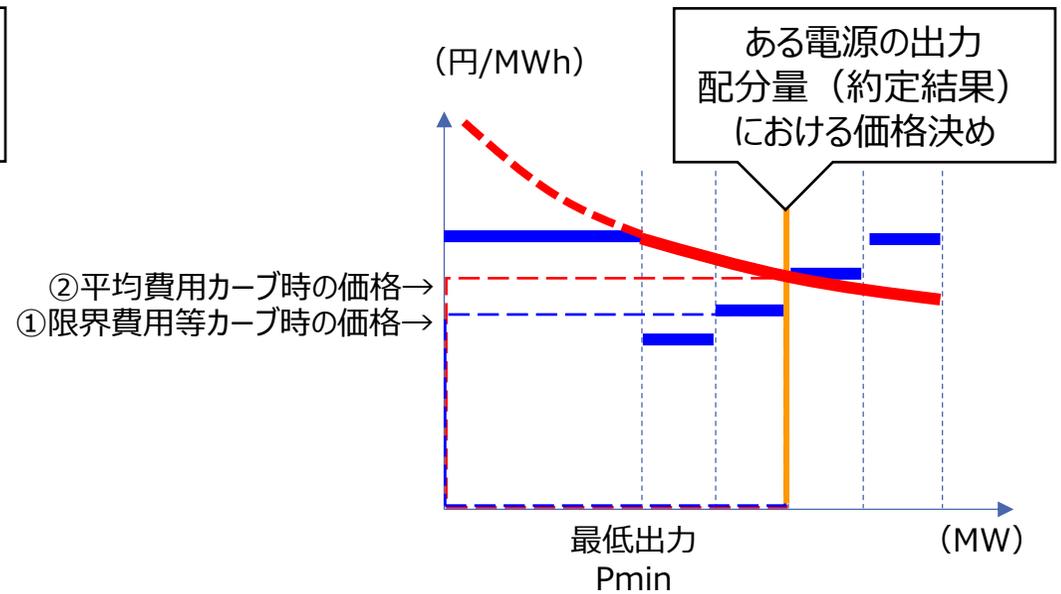
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



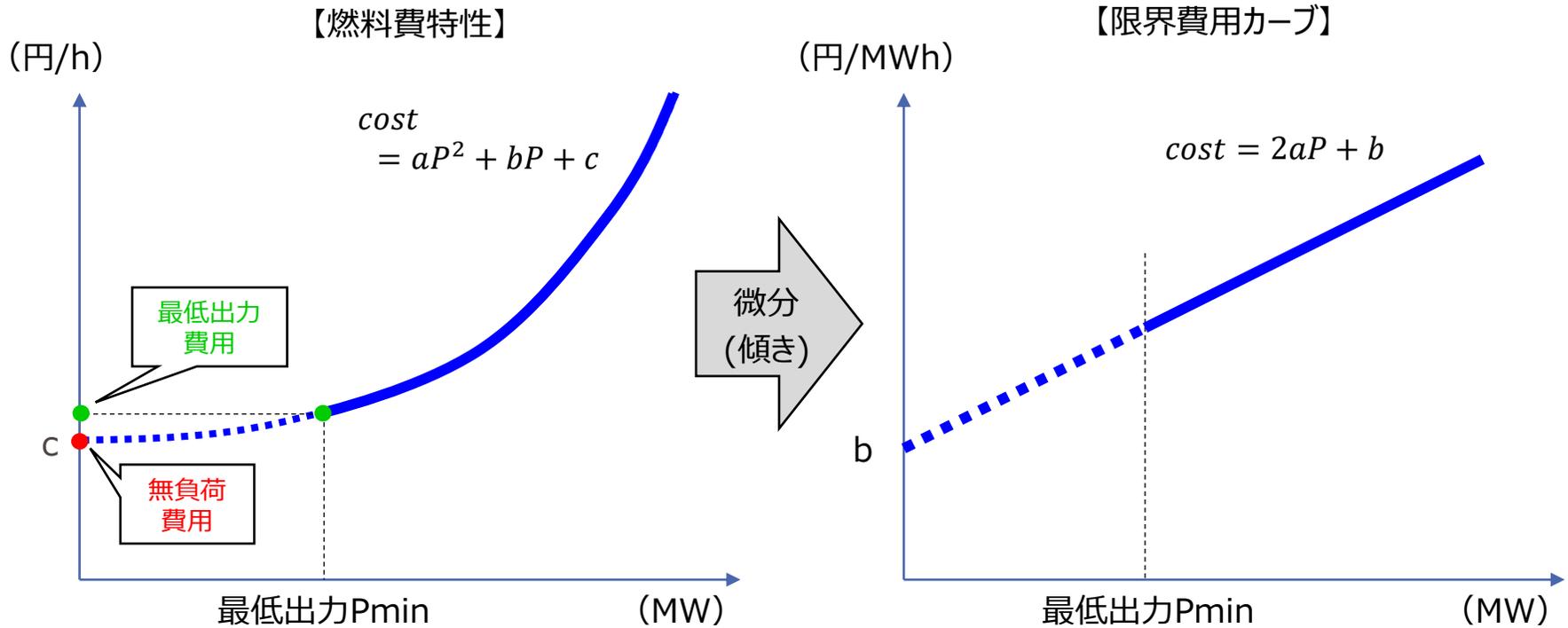
※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当

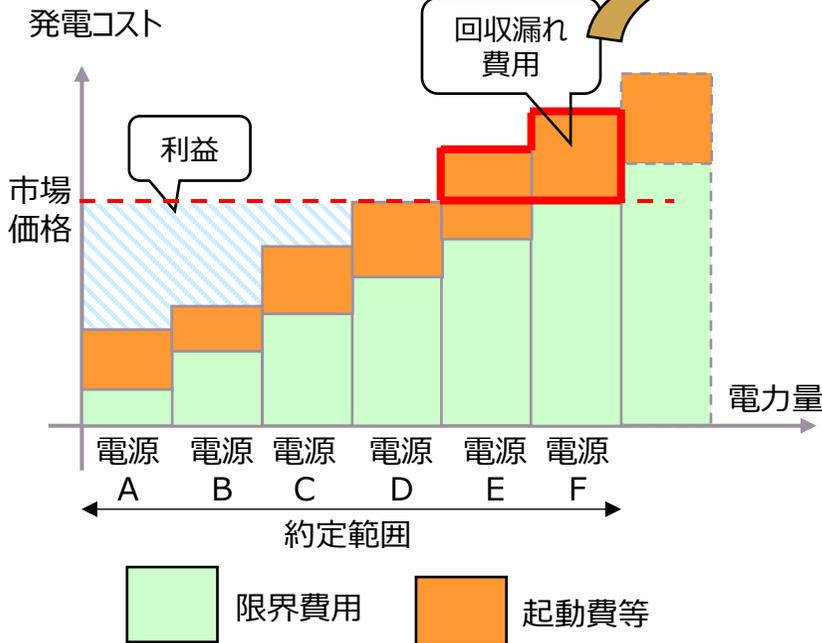


- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。

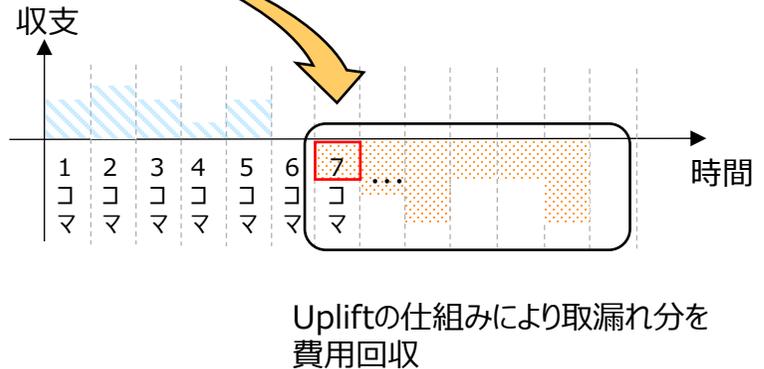


- また、市場価格には、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点も存在し、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うこととなっている。
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、限界費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費等の各種費用} \geq 0$ ）ことを判定するかということも論点となっている。

あるコマ（7コマ）における各電源の収支イメージ



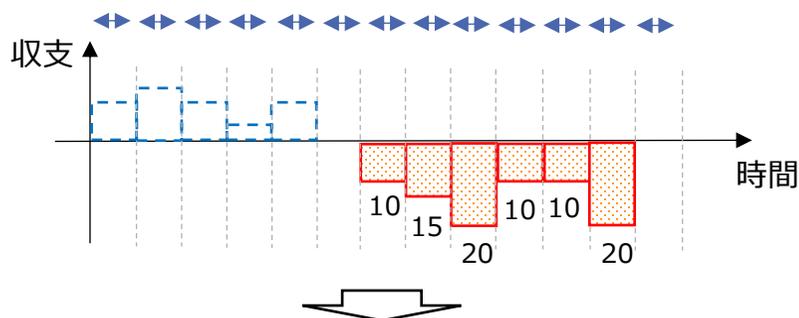
ある電源（F）における一定期間の収支イメージ



<論点>
起動費等の取漏れ判定期間（コマ単位、1日、1週間等）をどのように定めるか

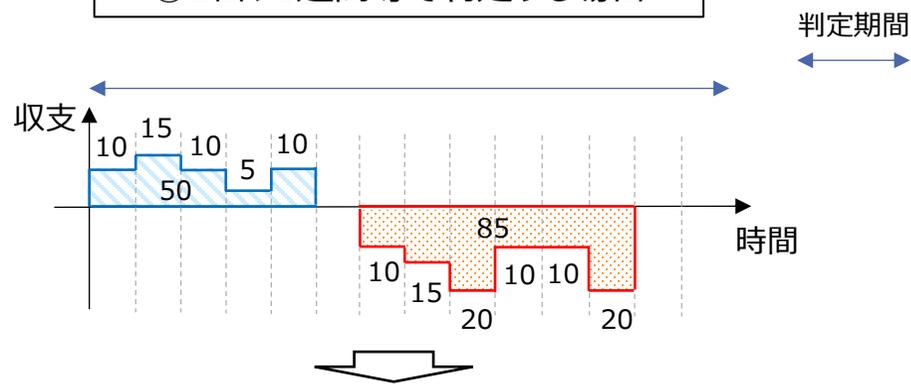
- 起動費等の取漏れを判定する期間は、大枠の分類として、「①コマ単位で判定する場合」と、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」の二つが考えられる。
- 「①コマ単位で判定する場合」には、あるコマの収支で費用回収できていない場合にはその量をupliftとして回収することになり、この時、市場価格によって費用回収できたコマについては、そのまま発電事業者の利益となる。
- 他方、「②1日、1週間等の一定期間で判定する場合」は、その判定期間において総収支がマイナスになったとき、その量をupliftとして回収することとなる。
- したがって、「①コマ単位で判定する場合」の方が、発電事業者の利益が大きくなる（発電事業者目線では望ましいものとなる）ものの、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡によっては過度に補填費用が増加する懸念もある。
- これらについては、今回の各シナリオにおいて、それぞれ定量評価して、判定期間（コマ、1日、1週間）の方向性を整理することとしている。

①コマ単位で判定する場合



取漏れのあるコマの取漏れ分をupliftで回収
($10+15+20+10+10+20=85$)

②1日、1週間等で判定する場合



判定期間内の総収支がマイナスになった分をupliftで回収
($85-50=35$)