

# $\Delta$ kW価格算定方法（検証B） に関する進捗報告について

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2回本検討会（2023年9月20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の検証）として、考えられる複数の価格算定方法において、算出された市場価格の比較（影響）分析の実施や、起動費や最低出力費用について回収漏れ費用の補填（Uplift）がどの程度発生するかについての検証を行うこととされた。
- また、第6回本検討会（2024年2月5日）においては、複数条件の試算結果（傾向）をもとに、今後の検証の“前提（ベース）”として、kWh価格算定方法を「案B-2:同時最適のシャドウプライス（シングルプライスで精算）」「限界費用等カーブ参照」に絞り込んだうえで、 $\Delta$ kWhの価格算定に関する検証を進めることとしていた。
- 今回、米PJMにおける $\Delta$ kWh価格算定方法を参照の上、 $\Delta$ kWh価格に関する各種検討結果（機会費用・逸失利益の規模感、調査・検討を進める中で新たに生じた論点）ならびに得られた示唆を整理したため、 $\Delta$ kWh価格に関する今後の進め方等についてご議論いただきたい。

## $\Delta kW$ の価格算定に関する検証の進め方

31

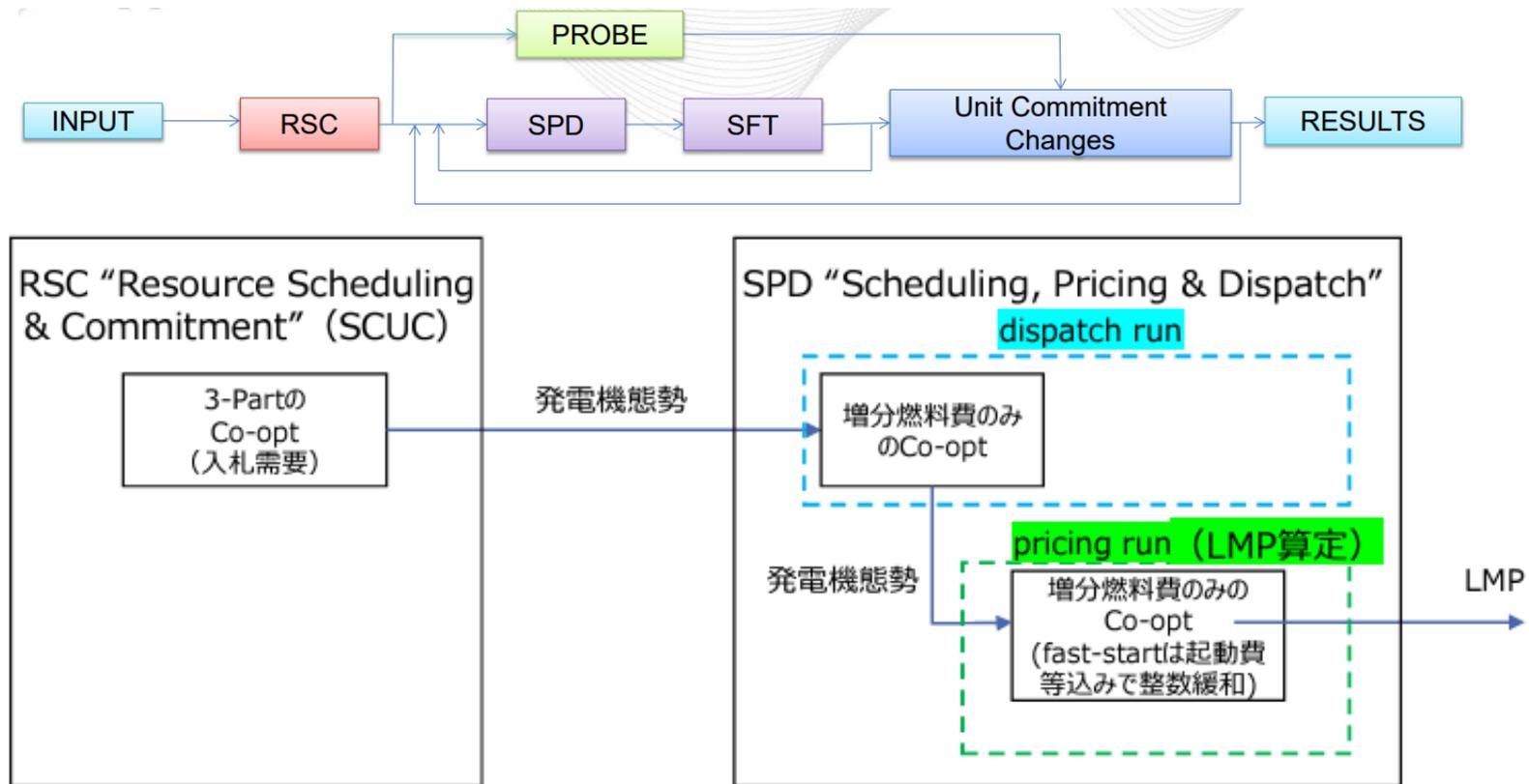
- 以上を踏まえると、現行の需給調整市場における $\Delta kW$ の費用の構成要素としては、以下の3点に分解される。
  - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
  - ② 持ち下げで $\Delta kW$ を確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
  - ③ その他（一定額）
- この点、①②について、同時市場においては、Three-Part情報が事前に入札情報として登録され、 $\Delta kW$ の確保と同時にkWhの約定も行われるため、**kWh価格は、 $\Delta kW$ の入札事業者が事前に予想する必要はなく、事後的に同時最適の結果として、算出することが可能**である。
- 一方、③については、Three-Part情報に含まれておらず、追加的な情報となるため、まずは、現行の需給調整市場ガイドラインで認められている費用や、すでに同時最適の仕組みを導入している米国の事例などを参考に、**③として何が含まれるのか、主に定性的な視点から議論する必要があるのではないか。**
- 加えて、これまで、**検証AにおいてはThree-Part情報と電源の運用パラメータを元にして、SCUC・SCEDについて検証をしてきたが、③というこれまで扱っていなかった入札情報を加味した同時最適手法について検証が必要。**
- また、その他の重要な観点として、「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」の取りまとめや、これまでの本検討会での意見を踏まえると、 **$\Delta kW$ の約定方法として、シングルプライスなのか、マルチプライスなのかという議論も必要であると考えられるのではないか。**
- 以上を踏まえつつ、**こと検証Bにおいては、上記の①②はすでに定量的に算出が可能のため**（前述のkWh検証のために計算した電源態勢は $\Delta kW$ 確保を考慮したものであり、これを利用し、算出が可能。）、**まずはその規模について計算を行い、定量的な観点から示唆を得てはどうか。**

1. 米PJMにおける $\Delta$ kW価格算定方法
2.  $\Delta$ kW価格に関する各種検討結果（進捗）
  - 1. 機会費用・逸失利益の規模感
  - 2.  $\Delta$ kW約定量の特定方法
  - 3. 前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. 得られた示唆と今後の検討の進め方

1. 米PJMにおける $\Delta$ kW価格算定方法
2.  $\Delta$ kW価格に関する各種検討結果（進捗）
  - 1. 機会費用・逸失利益の規模感
  - 2.  $\Delta$ kW約定量の特定方法
  - 3. 前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. 得られた示唆と今後の検討の進め方

- 米PJMにおいて、約定価格（LMP・ $\Delta$ kW価格）はkWh・ $\Delta$ kWの同時最適（SCUC）結果から算定、すなわち、プロセス上は事後的に価格算定されている（pricing runと呼ばれるプロセス）。

## 【前日市場の価格算定プロセス】



出所) PJM 「Day Ahead Market Clearing Process & Unit Contingency Modeling」 をもとに作成

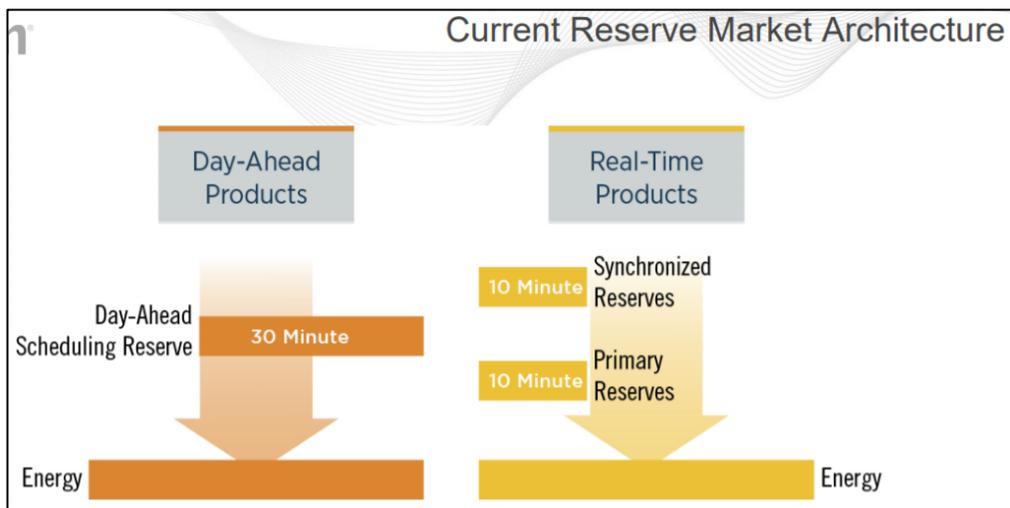
<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20180511-special/20180511-item-03-day-ahead-process-and-unit-contingency-modeling.ashx>

出所) 第4回 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（2023年1月31日）参考資料4より抜粋

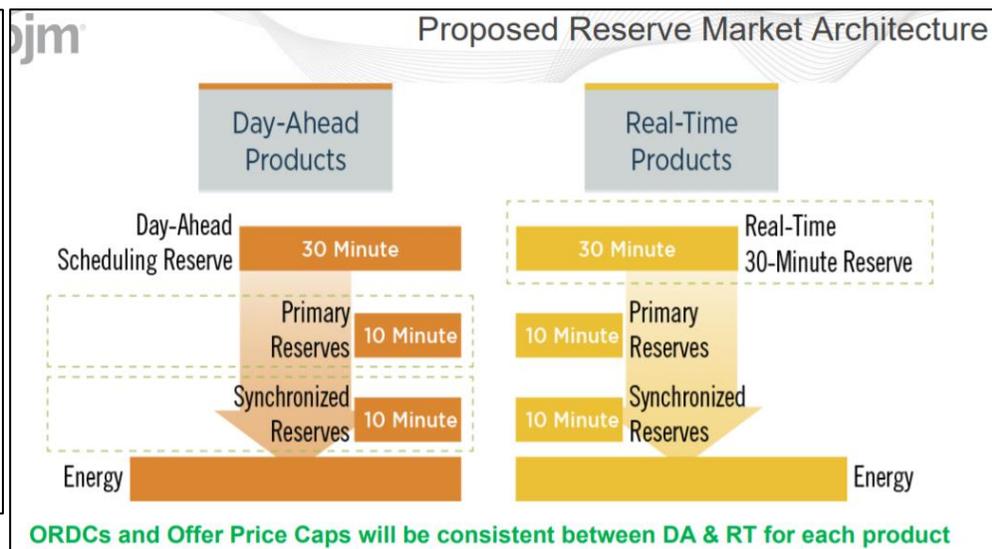
[https://www.meti.go.jp/shingikai/energy\\_environment/oroshi\\_jukyu\\_kento/pdf/004\\_s04\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/004_s04_00.pdf)

- 米PJMが扱う調整力商品（Regulation・Reserve）のうち、Regulationは、パフォーマンスに応じて入札・約定する独自の仕組み（Performance Based Regulation）を採用しており、実需給直前のリアルタイム市場にて個別確保されている（前日市場での同時最適としては対象外）。
- 他方、Reserveについて、従来（～2022年9月）は前日市場で30分応動商品、リアルタイム市場で10分応動商品2つを取引していたが、近年、3つの商品を前日・リアルタイム市場の両方で取引するように変更されている。
- そのため、次頁以降では、前日市場での同時最適対象であるReserve市場を中心に参照の上、検討を進める。

## ～2022年9月



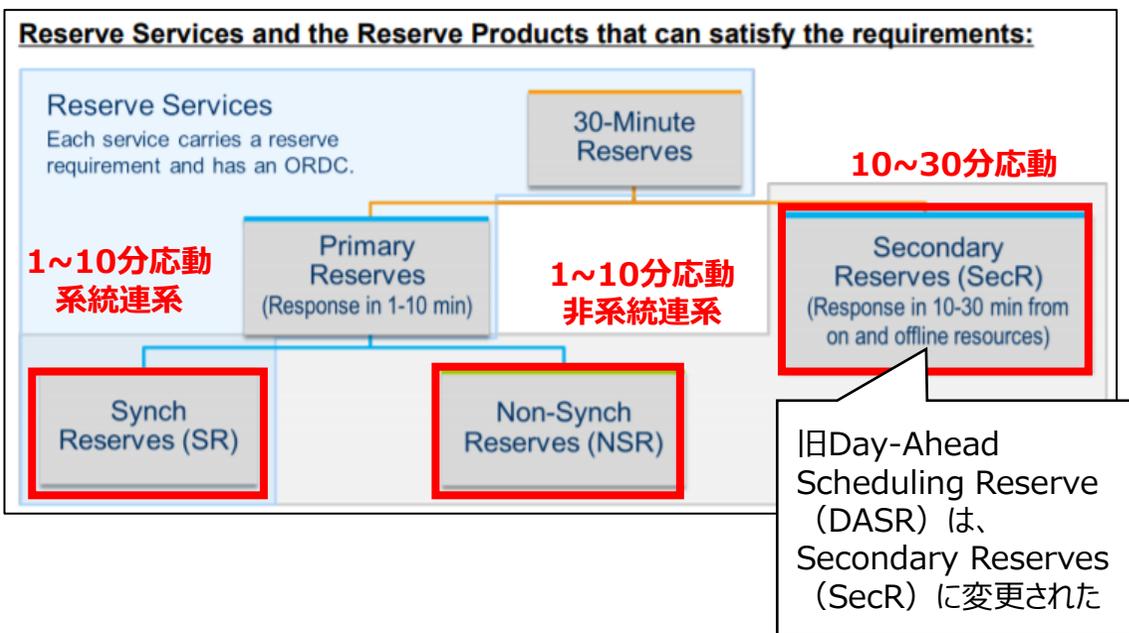
## 2022年10月～



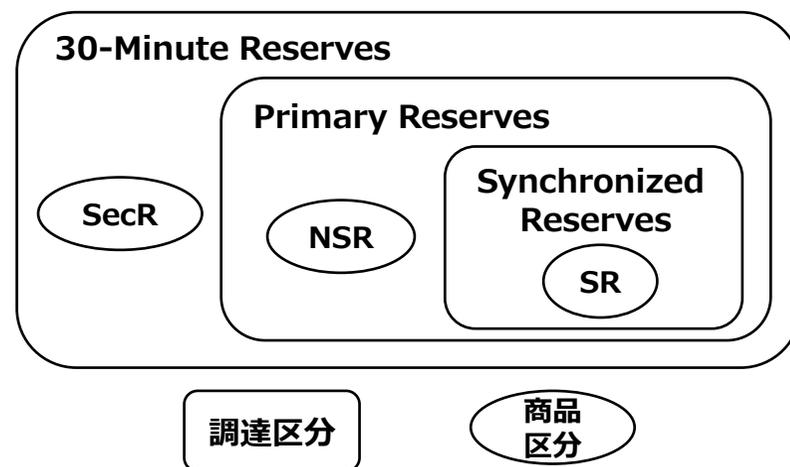
- PJMの調整力商品は、大きく、平常時の**時間内変動**に対応する「Regulation (Reg) 」と、緊急時の**電源脱落**に対応する「Reserve」に分かれる。
- また、「Reserve」には、電源脱落に即座に対応する「Primary Reserves (事前の系統連系有無でSR・NSRに分かれる) 」と、電源脱落分を継続的に供給する「Secondary Reserves (SecR) 」の3つの商品がある。
- 前ページの取引体系 (区分) との対応関係を図示すると、下右図のようになると考えられる。

○ **Regulation (Reg)** : レギュレーション商品 (平常時の時間内変動)

○ Reserve : 予備力商品 (緊急時の電源脱落)



### 米PJMの商品区分と取引区分の対応関係



- 同時最適対象のΔkW市場（Reserve）におけるオファー情報は、主に入札量と入札価格から構成される。
- まず、入札量については、DR・水力・蓄電池を除く火力等の電源は、運転パラメータ（出力変化速度等）を用いて、米PJMが自動的に算定する仕組み（市場参加者の登録不要）となっている。

## Reserveオファーの情報



- Reserve市場に参加する場合、入札量、価格情報を登録する。
  - 火力等の電源のうち、発電オファーを提出した電源はReserve市場に応札したとみなされ、卸電力市場のオファー情報やランプレートに基づいて、PJMによって入札量が自動的に登録される。
  - それ以外のリソース(DRリソース、水力発電、蓄電池)は、事業者が入札量を登録する。
- 入札価格は、Synchronized Reserveのみ登録が認められている。Synchronized Reserve Penalty想定額(※1)が上限価格として定められ、現状では0.04\$/MWhと設定されている。
- 容量市場で約定した電源は、卸電力市場およびReserve市場に応札する市場応札義務が課せられている。市場応札義務を有する電源が、dispatchableな領域を持つにも関わらず、Reserve容量を供出可能(available)としない場合は、応札義務を満たしていないとみなされる。

### Reserveオファーの入札項目

項目		火力等の電源の場合(※2)	DRリソース、水力発電、蓄電池
入札量 Reserve Offer MW		電源の運転パラメータを用いて、PJMが入札量を算定(※3)	商品の応動要件を満たす範囲で、事業者が入札量を登録
入札価格 Reserve Offer Price	Synchronized Reserve	入札価格を登録 (現在の上限価格は0.04\$/MWh※1)	
	Non-Synchronized Reserve	価格登録不可(ゼロコストオファーとみなされる)	
	Secondary Reserve		

※1: Synchronized Reserveとして約定したリソースがReserve供出できなかった場合、提供できなかった容量にリアルタイムのReserve約定価格を乗じたペナルティ額が課せられる。  
 ※2: 太陽光・風力・原子力は、通常Reserve入札の適用外とされている。PJMの例外承認を得た場合、電源としてReserve市場に応札可能となる。  
 ※3: Reserveオファー項目以外にも、卸電力取引の入札に用いられるパラメーター(ランプレート、Economic Max等)も考慮して算定されている。詳細はp.9参照。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)", p.102-134, 2024年2月22日  
 PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日より三菱総合研究所作成

- また、ΔkW入札価格については、事故時応動（系統連系）が求められるSRのみコストベースの入札が認められており、その他の商品では入札価格が存在していない（0円入札）状況。
- SRのコストベースの入札価格については、事業者自身が算定する（PJMが妥当性を確認できるよう、諸元の記録・保存が求められる）こととなっており、現状においては0.04 \$ /MWh（約0.006円/kWh）が上限となっている。

## Reserveオファターの情報



- Reserve市場に参加する場合、入札量、価格情報を登録する。
  - 火力等の電源のうち、発電オファターを提出した電源はReserve市場に応札したとみなされ、卸電力市場のオファター情報やランプレートに基づいて、PJMによって入札量が自動的に登録される。
  - それ以外のリソース(DRリソース、水力発電、蓄電池)は、事業者が入札量を登録する。
- 入札価格は、Synchronized Reserveのみ登録が認められている。Synchronized Reserve Penalty想定額(※1)が上限価格として定められ、現状では0.04 \$ /MWhと設定されている。
- 容量市場で約定した電源は、卸電力市場およびReserve市場に応札する市場応札義務が課せられている。市場応札義務を有する電源が、dispatchableな領域を持つにも関わらず、Reserve容量を供出可能(available)としない場合は、応札義務を満たしていないとみなされる。

### Reserveオファターの入札項目

項目		火力等の電源の場合(※2)	DRリソース、水力発電、蓄電池
入札量 Reserve Offer MW		電源の運転パラメータを用いて、PJMが入札量を算定(※3)	商品の応動要件を満たす範囲で、事業者が入札量を登録
入札価格 Reserve Offer Price	Synchronized Reserve	入札価格を登録 (現在の上限価格は0.04 \$ /MWh※1)	
	Non-Synchronized Reserve	価格登録不可(ゼロコストオファターとみなされる)	
	Secondary Reserve		

※1: Synchronized Reserveとして約定したリソースがReserve供出できなかった場合、提供できなかった容量にリアルタイムのReserve約定価格を乗じたペナルティ額が課せられる。  
 ※2: 太陽光・風力・原子力は、通常Reserve入札の適用外とされている。PJMの例外承認を得た場合、電源としてReserve市場に応札可能となる。  
 ※3: Reserveオファター項目以外にも、卸電力取引の入札に用いられるパラメーター(ランプレート、Economic Max等)も考慮して算定されている。詳細はp.9参照。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 129 (Effective Date: February 22, 2024)", p.102-134, 2024年2月22日  
 PJM, "PJM Regulation Market", p.4-8, 2018年8月10日より三菱総合研究所作成

- 米PJMでは、 $\Delta$ kW入札価格を元に、同時最適化に係る逸失利益を上乗せした実効コスト（effective Cost）を算出し、 $\Delta$ kW必要量を満たすまでメリットオーダー順に約定（ $\Delta$ kW約定量を特定）させ、そのマージナルのコストが $\Delta$ kW約定価格となり、シングルプライスとして適用される。

## Reserveの約定方法: 約定リソース・約定価格の決定 MRI

- PJMでは、卸電力市場(kWh取引)とReserve市場が同時最適化されている。その為、Reserveの約定時に、事業者が登録したReserve入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(※1)をPJM側で算定・上乗せして、リソース毎に実効コストが算定されている。  
※1:PJMのマニュアル等においては、Opportunity Cost(機会費用)と表現されているものの、日本の需給調整市場ガイドライン(2023年3月10日改定、経済産業省)においては、kWhの持ち下げで $\Delta$ kWを確保する場合の卸電力市場(kWh市場)価格(予想)と限界費用の差のことを「逸失利益」と表現しているため、本資料でも「逸失利益」と記載。以下のページの資料でも同様。
- PJMは、Reserve必要量を満たすまで実効コストが安いリソースから順に、メリットオーダーで約定させる。
- Reserveとして約定したリソースのうち、最も高い実効コストがReserve市場の約定価格(下表青枠内)となり、シングルプライスで決定される。

### Reserveの約定方法(イメージ※3) | Reserve必要調達量: 35MWとした場合

リソース	Reserve入札量(MW)	実効コスト(※2)	約定量(MW)	約定価格
リソースA	10	0.10\$/MWh	10	0.20\$/MWh
リソースB	10	0.10\$/MWh	10	
リソースC	10	0.15\$/MWh	10	
リソースD	10	0.20\$/MWh	5 (マージナル)	
リソースE	10	0.50\$/MWh	0 (不落札)	—

※2: Reserveオファーの入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(Opportunity Cost)を上乗せし、実効コスト(Effective Cost)として算定されていると表現されているが、その考え方は明確に確認できていないため、追加確認が必要である。

※3: ご議論の参考となる情報を提供するため、前日市場におけるReserveの約定方法を基に作成した。リアルタイム市場も同様の考え方を採用しているが、PJMでは実需給65分前～実需給10分前にかけて複数回の約定タイミングが存在するため、約定リソースや約定価格の決定方法がより複雑となっている。

出所)PJM, "Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve", p.15, 2023年11月26日より三菱総合研究所作成 ※価格算定の概念を簡略化して示したものである点にご留意ください。

- $\Delta$ kW (Reserve) 価格の精算については、前日からの数量偏差をリアルタイム市場で精算する差分決済方式 (Two Settlement) が採用されている (2022年10月から変更されている)。
- これは、エネルギー (kWh) 市場で既に行われている方式であり、全てのReserve商品に対して、同じコンセプト (考え方) が適用されたものとなっている。



## Balancing Settlement

前日からの数量偏差は、リアルタイムで決済

- Quantity deviations from day-ahead are settled in real-time
- We do this today for energy and will apply the same concept for all reserves  
エネルギー (kWh) に対しては既に行っており、全てのReserveに同じコンセプトを適用
- Awards for Synchronized and Non-Synchronized Reserve cannot occur simultaneously
- Secondary Reserves reflect the portion of 30-minute reserves that occurs between 10 and 30 minutes

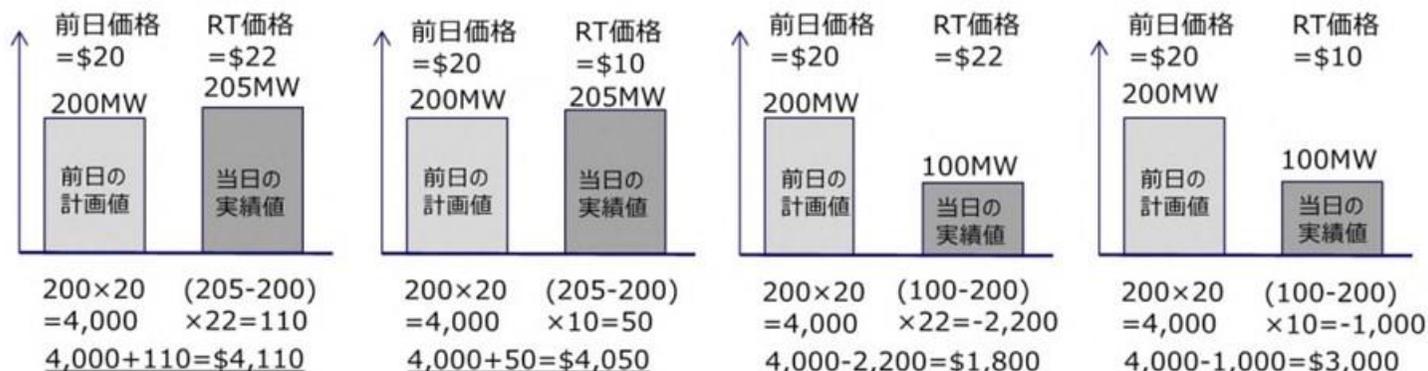
# 米国における個別の市場の役割・機能

## ◆ 前日市場

- ▶ 前日市場は、発電事業者と小売電気事業者に需給計画のための十分なリードタイムを提供し、発電と消費について経済的に拘束力のあるスケジュールを作成する。
- ▶ リアルタイム価格の変動リスクをヘッジするための先渡し市場ともいえる。

## ◆ リアルタイム市場

- ▶ リアルタイム市場は追加的にエネルギーを供給できる市場参加者に入札の機会を提供するとともに、前日市場のスケジュールと実需給断面の負荷の差を調整する。リアルタイム市場の価格は5分毎に計算され（事後的に公表）、実需給断面の発電量や需要量が、前日の取引で確定した値と異なる場合、その差分の精算に適用される（Two settlement）。



出典：FERC (2020), PJM (2016)に基づき作成

1. 米PJMにおける $\Delta kW$ 価格算定方法
2.  $\Delta kW$ 価格に関する各種検討結果（進捗）
  - 1. 機会費用・逸失利益の規模感
  - 2.  $\Delta kW$ 約定量の特定方法
  - 3. 前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta kW$ 価格の取り扱い
3. 得られた示唆と今後の検討の進め方

- 前回お示した検証の進め方に則り、まずは「機会費用・逸失利益の規模感把握」、また、調査・検討を進める中で「ΔkW約定量の特定方法」「前日以降の同時最適も踏まえたΔkW価格の取り扱い」といった新たな論点も生じたため、それら内容についてお示しする。（次章で、各種検討結果から得られた示唆と今後の検討の進め方を整理）

## ΔkWの価格算定に関する検証の進め方

31

- 以上を踏まえると、現行の需給調整市場におけるΔkWの費用の構成要素としては、以下の3点に分解される。
  - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
  - ② 持ち下げでΔkWを確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
  - ③ その他（一定額）
- この点、①②について、同時市場においては、Three-Part情報が事前に入札情報として登録され、ΔkWの確保と同時にkWhの約定も行われるため、**kWh価格は、ΔkWの入札事業者が事前に予想する必要はなく、事後的に同時最適の結果として、算出することが可能である。**
- 一方、③については、Three-Part情報に含まれておらず、追加的な情報となるため、まずは、現行の需給調整市場ガイドラインで認められている費用や、すでに同時最適の仕組みを導入している米国の事例などを参考に、**③として何が含まれるのか、主に定性的な視点から議論する必要があるのではないか。**
- 加えて、これまで、**検証AにおいてはThree-Part情報と電源の運用パラメータを元にして、SCUC・SCEDについて検証をしてきたが、③というこれまで扱っていなかった入札情報を加味した同時最適手法について検証が必要。**
- また、その他の重要な観点として、「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」の取りまとめや、これまでの本検討会での意見を踏まえると、**ΔkWの約定方法として、シングルプライスなのか、マルチプライスなのかという議論も必要であると考えられるのではないか。**
- 以上を踏まえつつ、**こと検証Bにおいては、上記の①②はすでに定量的に算出が可能のため**（前述のkWh検証のために計算した電源態勢はΔkW確保を考慮したものであり、これを利用し、算出が可能。）、**まずはその規模について計算を行い、定量的な観点から示唆を得てはどうか。**

2-1.機会費用・逸失利益の規模感把握

（新たな論点）  
2-2.ΔkW約定量の特定方法  
2-3.前日以降の同時最適も踏まえたΔkW価格の取り扱い

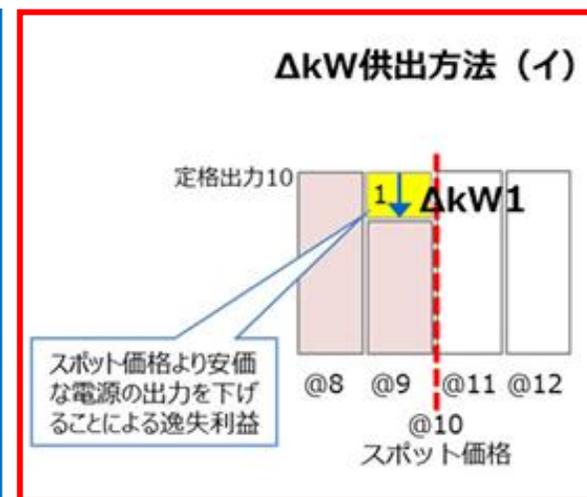
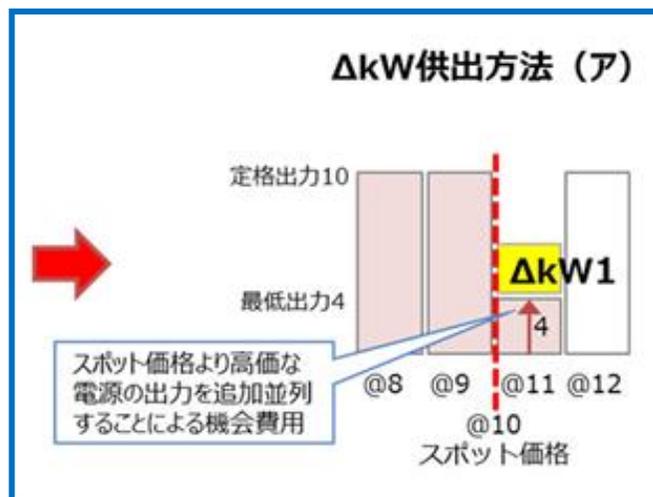
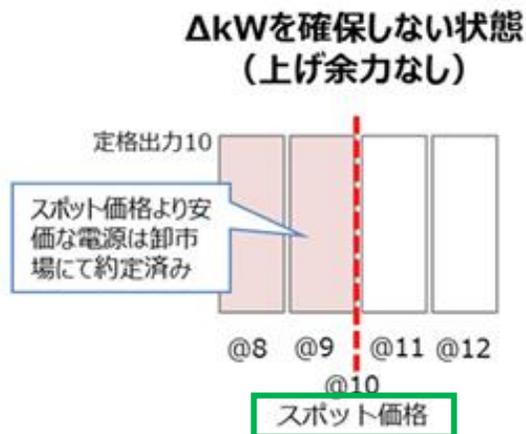
3.各種検討結果から得られた示唆と今後の検討の進め方

1. 米PJMにおける $\Delta kW$ 価格算定方法
2.  $\Delta kW$ 価格に関する各種検討結果（進捗）
  - 1. 機会費用・逸失利益の規模感
  - 2.  $\Delta kW$ 約定量の特定方法
  - 3. 前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta kW$ 価格の取り扱い
3. 得られた示唆と今後の検討の進め方

- 機会費用・逸失利益の規模感試算にあたっては、下記の考え方に則り、定量的な算出を行った。
  - 「案B-2:同時最適のシャドウプライス」「限界費用等カーブ参照」により、当該コマの卸電力市場価格を算定
  - 「①機会費用」については、 $\Delta$ kW確保電源が、卸電力市場価格よりも限界費用が高い電源の場合、起動費ならびに最低出力までの発電費用（卸電力市場価格と限界費用との差額）を計上（下図（ア）に該当）
  - 「②逸失利益」については、 $\Delta$ kW確保電源が、卸電力市場価格よりも限界費用が安い電源の場合、 $\Delta$ kWの確保量（kWh）について、卸電力市場価格と限界費用との差額を計上（下図（イ）に該当）
  - 第5回本検討会（2023年12月27日）でお示した基本試算ケースを用いて、「①機会費用」「②逸失利益」の年間総額について算定

「①機会費用」

「②逸失利益」



「案B-2:同時最適のシャドウプライス」  
「限界費用等カーブ参照」で求まるkWh価格  
を当該コマの卸電力市場価格とする

- 第5回本検討会（2023年12月27日）でお示した基本試算ケースの詳細結果としては以下のとおり。
- 今回の機会費用・逸失利益の試算は、基本試算ケースのうち「案B-2:同時最適のシャドウプライス」「限界費用等カーブ参照」パターンをもとに行った。

**【基本試算ケース（全18パターン）】**

基本試算ケースにおける限界費用等カーブの案Aを基準にした比率

(東京エリアを含む広域ブロックの値)

ΔkW考慮		案A (ΔkWなかりせばのマーヅナル)			案B-1 (同時最適のマーヅナル)			案B-2 (同時最適のシャドウプライス)		
		コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位	コマ単位	1日単位	1週単位
限界費用等カーブ	市場価格 平均値		1.00			1.77			0.97	
	年間卸 取引費用		1.00			1.73			0.96	
	Uplift※ (割合)	0.03 (2.6%)	0.02 (2.2%)	0.02 (2.1%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%)	0.03 (3.6%)	0.03 (2.7%)	0.03 (2.7%)
平均費用カーブ	市場価格 平均値		1.04			1.77			1.06	
	年間卸 取引費用		1.04			1.75			1.05	
	Uplift※ (割合)	0.02 (2.2%)	0.02 (1.8%)	0.02 (1.7%)	0.001 (0.1%)	0.001 (0.1%未満)	0.001 (0.1%未満)	0.03 (2.6%)	0.02 (1.8%)	0.02 (1.8%)

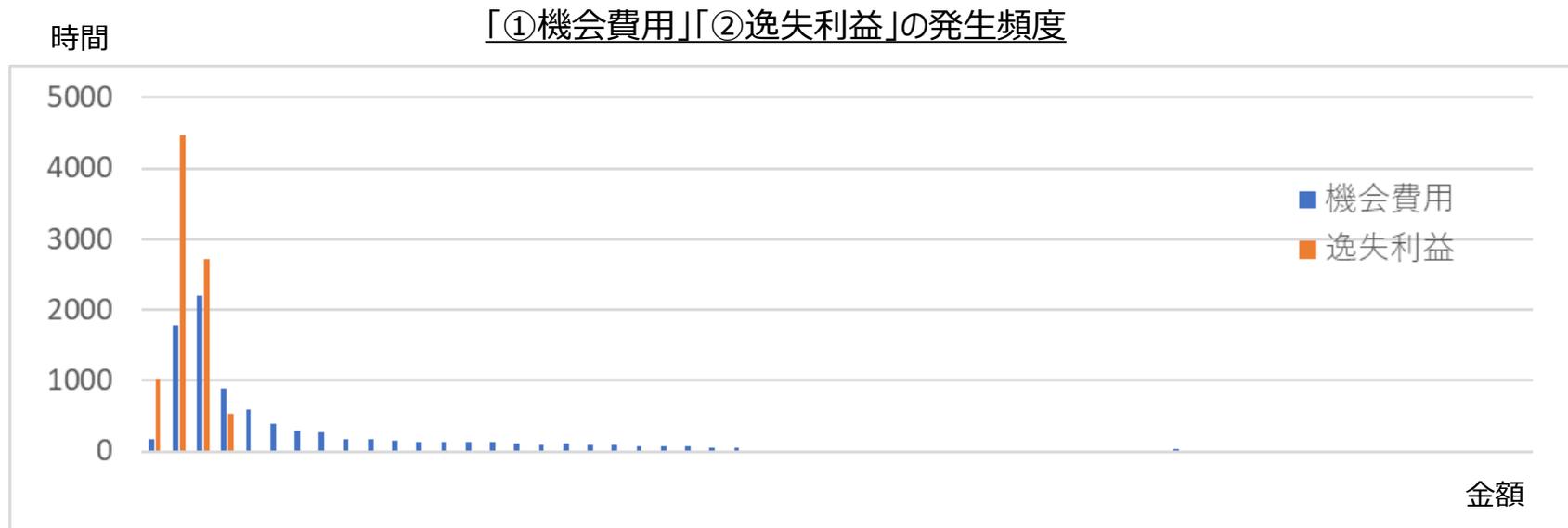
※ Upliftについては、kWh収入しか見込んでいないため、今後議論予定のΔkW収入を見込めば、全てのケースにおいて額（割合）は変わり得る（減る）と考えられる。また、セルフスケジュール電源の設計次第でUpliftへの影響は変化すると考えられる。

- 機会費用・逸失利益の試算結果（年間総額）については以下の通り。
- 傾向としては、「②逸失利益」に比べ「①機会費用」が占める割合が大きくなっており、また、「①機会費用」ならびに「②逸失利益」の合計額については、コマ単位で算定するUplift※総額（3.6%）の約80%程度となった。（「①機会費用」に該当しない電源の起動費・最低出力費用の未回収分などが残っていると考えられる）

※ ここでいうUpliftは、kWh収入のみ見込んだ場合の回収漏れ費用を指す。

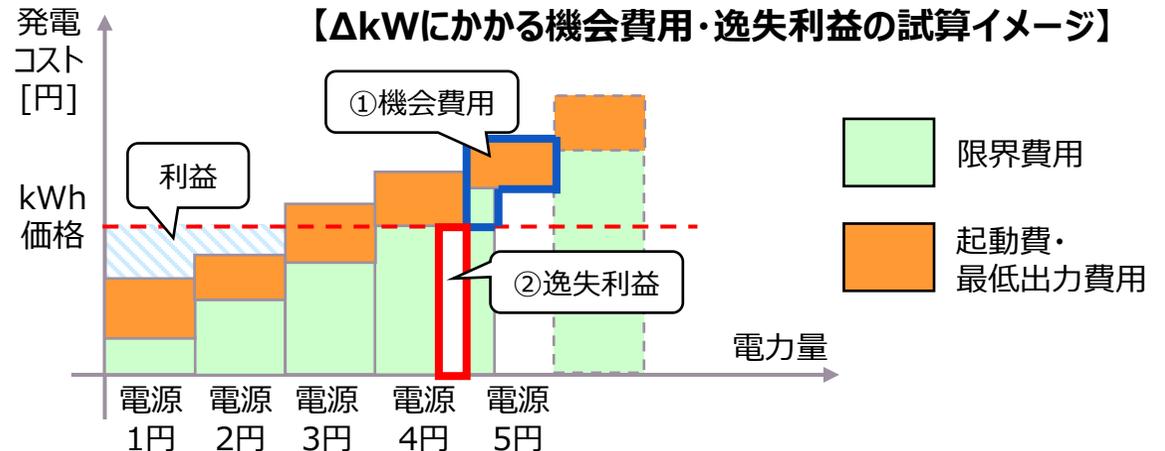
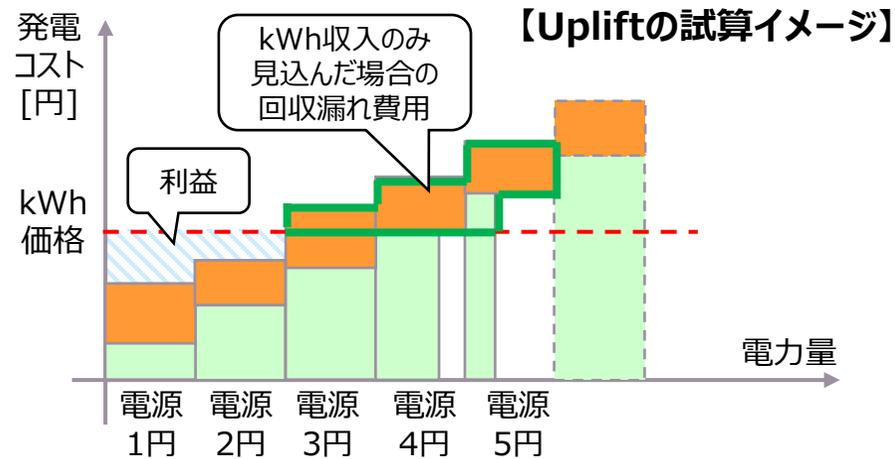
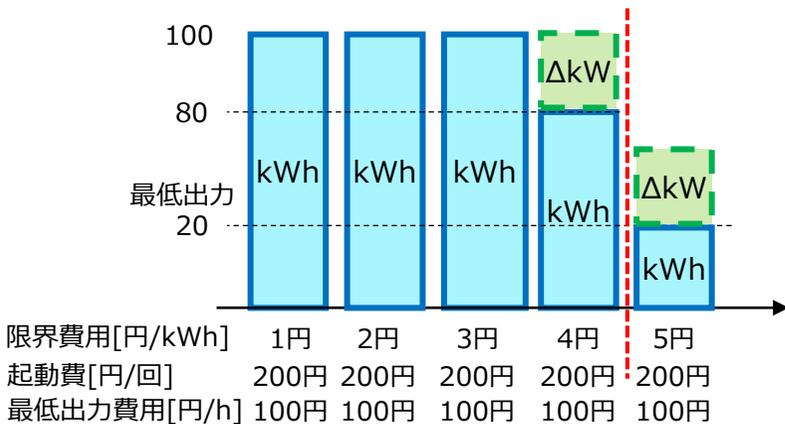
	①機会費用	②逸失利益	合計
年間総額 (年間卸取引費用に対する比率)	2.4%	0.3%	2.7%

※ 年間卸取引費用とは、各コマにおける「市場価格×総需要」を1年間分足し合わせたもの。



- Uplift（コマ単位3.6%）は、kWh収入のみ見込んだ場合の回収漏れ費用を指す（右上図緑枠）。
- このUpliftと、今回、規模感を試算した①機会費用2.4%（右下図青枠）と②逸失利益0.3%（右下図赤枠）のうち、重複しているのは①機会費用のみであるため、①機会費用に該当しない電源の起動費・最低出力費用の未回収分などはUplift（回収漏れ費用）として残ることになると考えられる。

【同時最適化の算定結果イメージ】



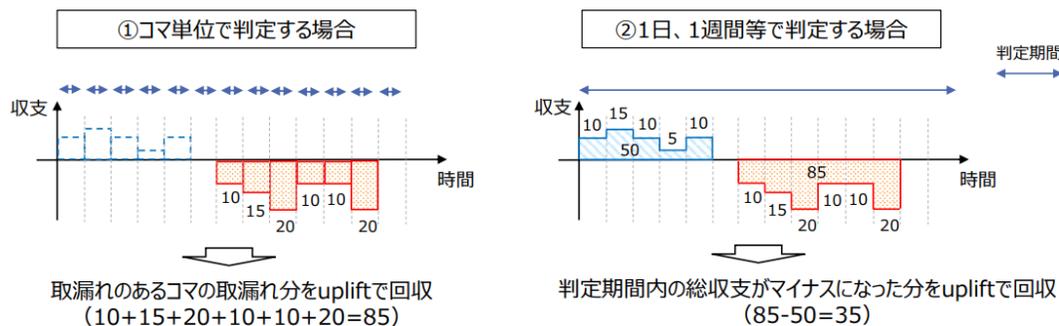
- 前回までの検討会においては、起動費等の取漏れ判定期間として、コマ単位だけでなく、1日単位や1週間単位についても提示していた。コマ単位の場合、ある電源の取漏れ費用だけに着目し、精算期間で足し合わせればUpliftが算出できる（そのため、必ず、「Uplift >  $\Delta$  kWの機会費用」という関係性になる）。一方、1日単位や1週間単位の場合、ある電源のあるコマの取漏れ費用だけでなく、当該電源のその他のコマの収入にも着目し、総和を計算するため、Upliftの規模は小さくなる。結果、「Upliftの規模 <  $\Delta$  kWの機会費用」となることも考えられる。

※ ここでいうUpliftは、kWh収入のみ見込んだ場合の回収漏れ費用を指す。

(参考) 起動費等の取漏れ判定期間について

55

- 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。

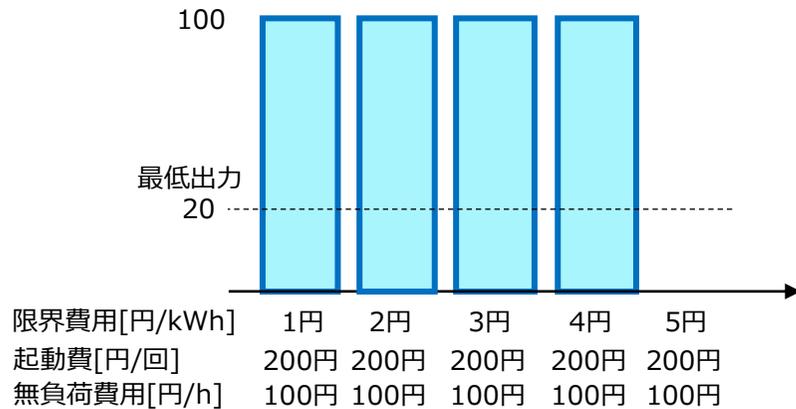


1. 米PJMにおける $\Delta$ kW価格算定方法
2.  $\Delta$ kW価格に関する各種検討結果（進捗）
  - 1. 機会費用・逸失利益の規模感
  - 2.  $\Delta$ kW約定量の特定方法
  - 3. 前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. 得られた示唆と今後の検討の進め方

- kWhとΔkWの同時最適化においては、ΔkW確保制約を満足する発電機態勢のうち、Three-Part情報に基づくエネルギーコストが最も安価となる発電機態勢が求まる。
- 一方、需要と供給の一致制約に加えて発電機には起動停止や最低出力など離散的な要素があることから、ΔkW確保制約は、等式条件でなく、不等式条件 ( $\sum \Delta kW \text{ 供出量} \geq \Delta kW \text{ 必要量}$ ) となる。
- この場合、余力 (ΔkW供出可能領域) はΔkW必要量を上回ることから、ΔkW約定量をどう割り当てるか (特定するか)、それを踏まえて、ΔkW約定価格をどのように算定するかについて整理が必要になると考えられる。

【kWhのみの算定結果イメージ】

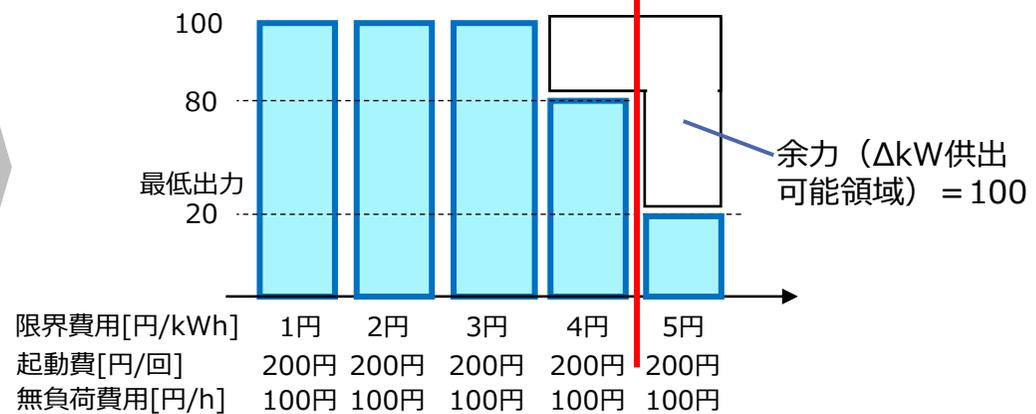
需要 = 400



**kWh約定価格 : 4円/kWh**

【同時最適化の算定結果イメージ】

需要 = 400  
ΔkW必要量 ≥ 30 (約7%)



kWh約定価格より高い5円電源の追加起動をした結果、余力 (ΔkW供出可能領域) は100に増える (ΔkW必要量30を上回る)

- 目的関数最小化に関しては、大きく分けて、4つの制約条件（①需給バランス制約、②送電容量制約、③リソース能力に関する制約、④調整力確保制約）を満たすように同時最適化される。
- このうち、 $\Delta kW$ については商品毎に、リソース能力（容量・出力変化量等）も加味しながら、必要量も満たすように確保するといった複雑な制約条件が設けられている。

### 【制約条件】

- A. Power Balance Constraint : ①需給バランス (kWh需給バランス) 制約
- B. Transmission Constraints : ②送電容量制約
- C. Resource Capacity Constraints : リソース内での容量制約
  1. Resource's Economic Maximum Constraint Limit  
: kWhと $\Delta kW$  (上げ) の合計が設備容量以内となる制約
  2. Resource's Economic Minimum Constraint Limit  
: kWhと $\Delta kW$  (下げ) の合計が最低出力以上となる制約
  3. Resource's Reserve Capability Constraints  
:  $\Delta kW$ 約定量がRampRate (出力変化量) を考慮した量以内となる制約
- D. Resource's Ramp Rate Constraints : リソースの出力変化量制約
- E. Reserve Requirement Constraints : ④調整力確保 ( $\Delta kW$ 需給バランス) 制約

③リソース能力に関する制約  
(容量・出力変化量)

- また、調整力確保制約 (Reserve Requirement Constraints) に関しては、応動能力毎に設定されており、エリア全体だけでなく、sub-zoneごとの必要量も満たすように確保する制約となっている。

【制約条件 (調整力確保制約)】

10分以内に応動でき、  
系統連系されている  
商品(SR)の制約

**1. Synchronized Reserve Requirement Constraints**

For RTO reserve requirement:

**エリア全体の制約式**

$$\sum_{i=1}^n SR\_MW(i) \geq RTO\_SR\_Reserve\_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

**sub-zoneの制約式**

For each sub-zone z:

$$\sum_{i=1}^n SR\_MW(i) \geq Subzone\_SR\_Reserve\_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources}, n \in \text{subzone } z;$$

10分以内に応動できる  
商品(SR, NSR)の制約

**2. Primary Reserve Requirement Constraints** ※sub-zoneの制約式は割愛

For RTO Primary Reserve Requirement:

$$\sum_{i=1}^n SR\_MW(i) + NSR\_MW(i) \geq RTO\_NSR\_Reserve\_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

30分以内に応動できる  
全商品(SR, NSR,  
SecR)の制約

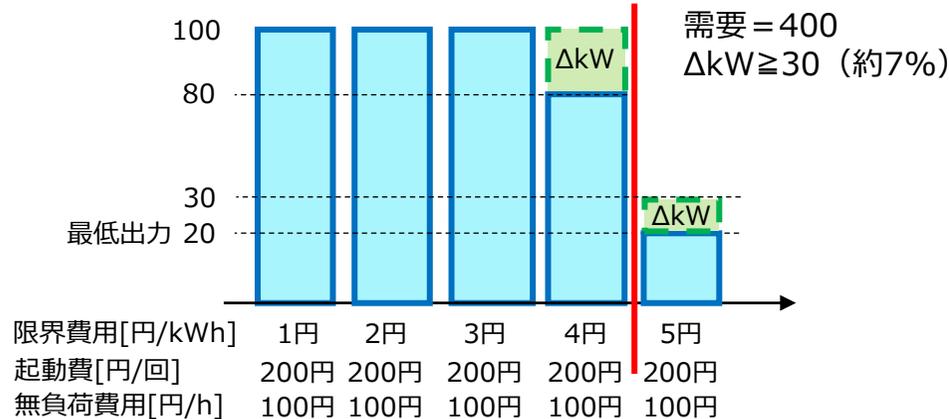
**3. 30-minute Reserve Requirement Constraints** ※sub-zoneの制約式は割愛

The RTO 30-minute Reserve Requirement is calculated as:

$$\sum_{i=1}^n SR\_MW(i) + NSR\_MW(i) + SecR\_MW(i) \geq RTO\_SecR\_Reserve\_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

- まず、調整力発動 (ΔkWh) 費用含め安価とする考え方から、限界費用の安い順に割り当てる方法 (例 I) が考えられる。一方で、「①機会費用」電源のΔkW約定量が少量となり、単体量 (ΔkW・h) あたりのΔkWコストが高額になる (シングルプライスの場合、マージナルとして引用されると全体コスト高となる) 課題が考えられる。
- この点、「①機会費用」支出自体が確定しているのであれば、単体量 (ΔkW・h) あたりのΔkWコストを低減させる観点から、限界費用の高い順に割り当てる方法 (例 II) も考えられる。一方、「②逸失利益」電源にΔkW約定量が割り当てられず、逸失利益が取り漏れる課題も考えられる。

【例 I : 限界費用の安価な順に割り当て】



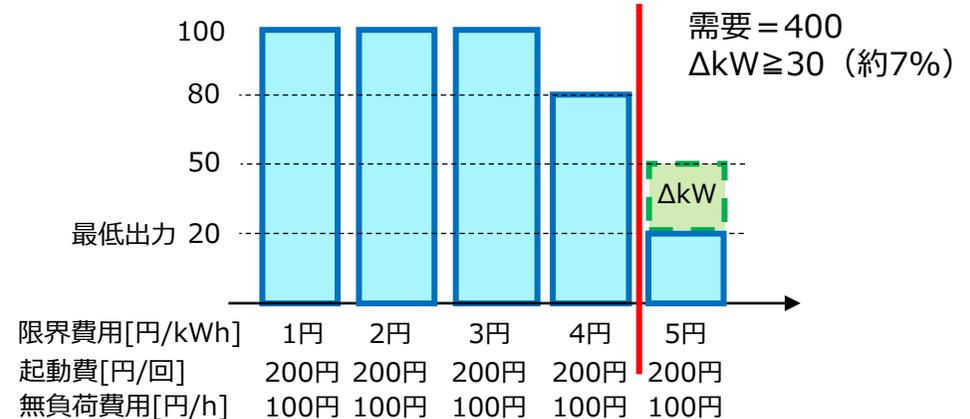
(起動が当該コマだけの場合)

②逸失利益: 0円 (なし) (約定量 20ΔkW・h) ΔkW価格: 0円/ΔkW・h (kWh約定格4円 - 限界費用4円)	①機会費用: 320円 (約定量 10ΔkW・h) ΔkW価格: <b>32円/ΔkW・h</b> (燃料費 20×1 (=5-4)円 + 起動費 200円 + 無負荷 費用 100円) / 10ΔkW
--	--

ΔkW収入 (シングルプライス) 640円  
 ΔkW収入 (マルチプライス) 0円

320円  
 320円

【例 II : 限界費用の高額な順に割り当て】



(起動が当該コマだけの場合)

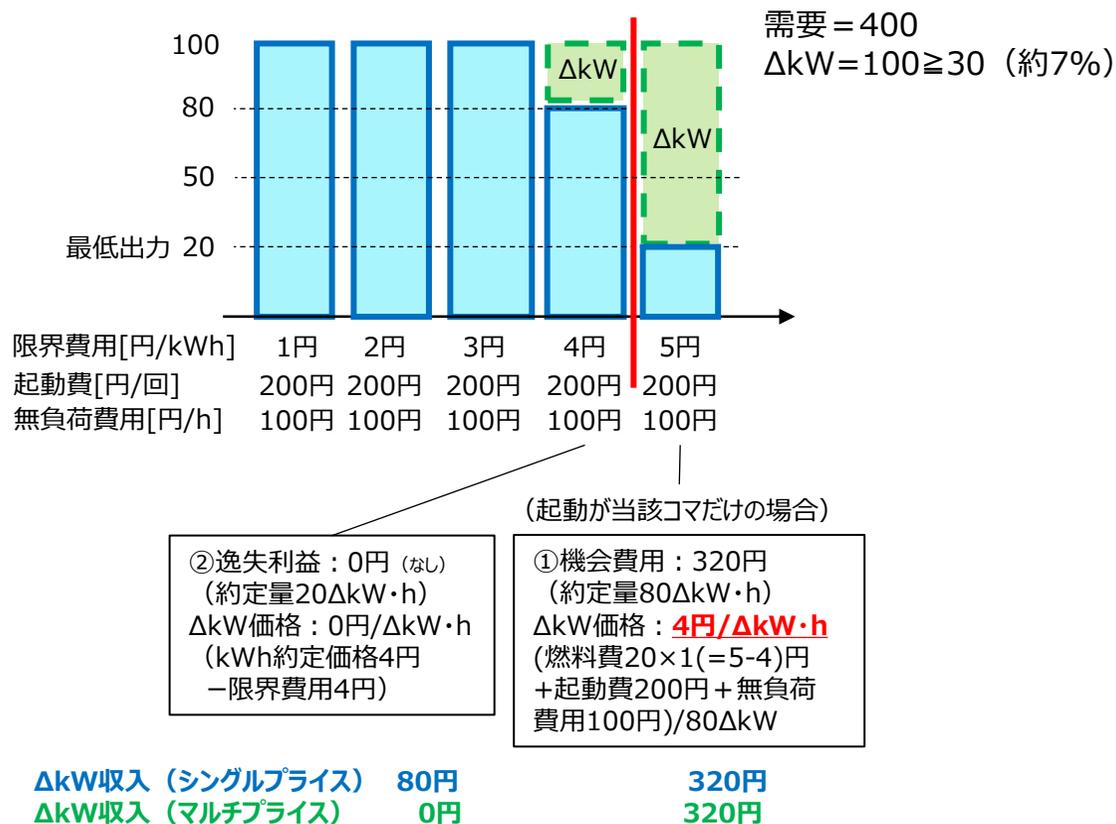
②逸失利益: 0円 (なし) (約定量 0ΔkW・h) ΔkW価格: 0円/ΔkW・h (kWh約定格4円 - 限界費用4円)	①機会費用: 320円 (約定量 30ΔkW・h) ΔkW価格: <b>10.7円/ΔkW・h</b> (燃料費 20×1 (=5-4)円 + 起動費 200円 + 無負荷 費用 100円) / 30ΔkW
---	--

ΔkW収入 (シングルプライス) 0円  
 ΔkW収入 (マルチプライス) 0円

320円  
 320円

- 単体量 (ΔkW・h) あたりのΔkWコストを低減させつつ、逸失利益の取り漏れを防止する観点からは、同時最適の結果、余力 (ΔkW供出可能領域) になったものを全てΔkW約定量として扱う方法 (例Ⅲ) も考えられる。一方、ΔkWの必要量以上に対価性を与えていることに対してどのように観念 (定義) するかが課題と考えられるか。
- このあたり、引き続き検証を進める中で、今回挙げた例以外も含め、どのような方法が考えられるか深掘りしていく。

### 【例Ⅲ:ΔkW供出可能量すべてΔkW約定したものと扱う】



- 米PJMでは、例えばReserveの場合、入札価格を元に、同時最適化に係る逸失利益を上乗せした実効コスト (effective Cost) を算出し、 $\Delta$  kW必要量を満たすまでメリットオーダー順に約定 ( $\Delta$  kW約定量を特定) させ、そのマージナルのコストが $\Delta$  kW約定価格となり、シングルプライスとして適用される。
- 一方で、実効コストに機会費用は含まれておらず (Upliftで回収していると考えられる)、 $\Delta$  kW費用の構成要素に機会費用を含む日本においては、別の考え方 (特定方法) が必要になる。

## Reserveの約定方法: 約定リソース・約定価格の決定 MRI pjm

- PJMでは、卸電力市場(kWh取引)とReserve市場が同時最適化されている。その為、Reserveの約定時に、事業者が登録したReserve入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(※1)をPJM側で算定・上乗せして、リソース毎に実効コストが算定されている。  
※1: PJMのマニュアル等においては、Opportunity Cost(機会費用)と表現されているものの、日本の需給調整市場ガイドライン(2023年3月10日改定、経済産業省)においては、kWhの持ち下げで $\Delta$  kWを確保する場合の卸電力市場(kWh市場)価格(予想)と限界費用の差のことを「逸失利益」と表現しているため、本資料でも「逸失利益」と記載。以下のページの資料でも同様。
- PJMは、Reserve必要量を満たすまで実効コストが安いリソースから順に、メリットオーダーで約定させる。
- Reserveとして約定したリソースのうち、最も高い実効コストがReserve市場の約定価格(下表青枠内)となり、シングルプライスで決定される。

### Reserveの約定方法(イメージ※3) | Reserve必要調達量: 35MWとした場合

リソース	Reserve入札量(MW)	実効コスト(※2)	約定量(MW)	約定価格
リソースA	10	0.10\$/MWh	10	0.20\$/MWh
リソースB	10	0.10\$/MWh	10	
リソースC	10	0.15\$/MWh	10	
リソースD	10	0.20\$/MWh	5 (マージナル)	
リソースE	10	0.50\$/MWh	0 (不落札)	—

※2: Reserveオファーの入札価格に加えて、卸電力市場との同時最適化に係る逸失利益(Opportunity Cost)を上乗せし、実効コスト(Effective Cost)として算定されていると表現されているが、その考え方は明確に確認できていないため、追加確認が必要である。

※3: ご議論の参考となる情報を提供するため、前日市場におけるReserveの約定方法を基に作成した。リアルタイム市場も同様の考え方を採用しているが、PJMでは実需給65分前～実需給10分前にかけて複数回の約定タイミングが存在するため、約定リソースや約定価格の決定方法がより複雑となっている。

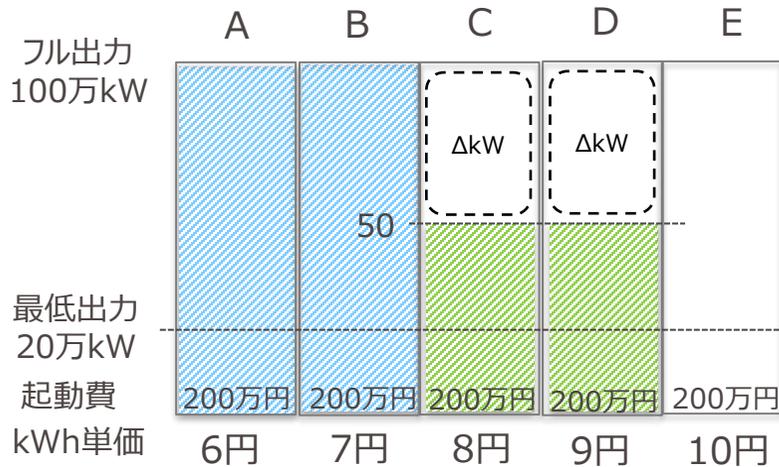
出所) PJM, "Current Offer Structure and Pricing Outcomes for Reserve", p.15, 2023年11月26日より三菱総合研究所作成 ※価格算定の概念を簡略化して示したものである点にご留意頂きたい。

1. 米PJMにおける $\Delta$ kW価格算定方法
2.  $\Delta$ kW価格に関する各種検討結果（進捗）
  - 1. 機会費用・逸失利益の規模感
  - 2.  $\Delta$ kW約定量の特定方法
  - 3. 前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. 得られた示唆と今後の検討の進め方

- 前述のとおり、米PJMでは、 $\Delta kW$ 価格の精算（取り扱い）については、前日からの数量偏差をリアルタイム市場で精算する差分決済方式（Two Settlement）を採用している。
- この点、同時市場においても、イメージ②（前日以降、都度SCUC）では、エネルギーコスト最小化の目的関数に従い、kWhだけでなく、 $\Delta kW$ の差替えが都度行われることも考えられ、その場合の「①機会費用」「②逸失利益」についてどのように取り扱うべきか整理が必要と考えられる。

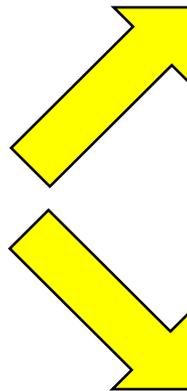
【前日断面】

小売想定需要=300 [万kW], $\Delta kW$ 確保量=100 [万kW]



【イメージ①】

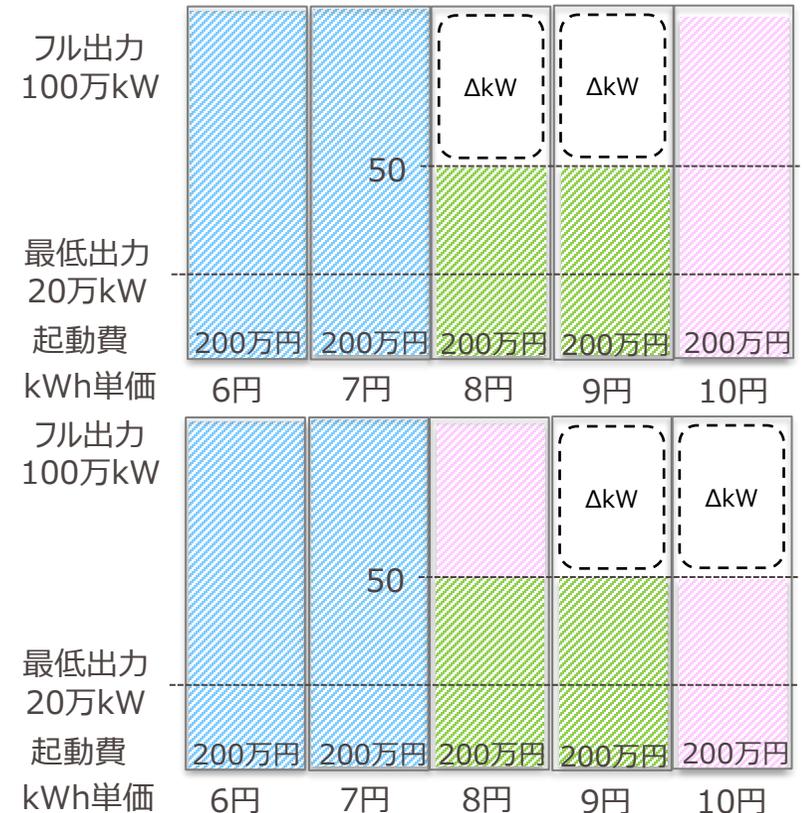
※時間前市場で $\Delta kW$ が売買されない場合



【イメージ②】

【前日以降～実需給断面】

小売想定需要=400 [万kW], $\Delta kW$ 確保量=100 [万kW]



- $\Delta$ kW (Reserve) 価格の精算については、前日からの数量偏差をリアルタイム市場で精算する差分決済方式 (Two Settlement) が採用されている (2022年10月から変更されている)。
- これは、エネルギー (kWh) 市場で既に行われている方式であり、全てのReserve商品に対して、同じコンセプト (考え方) が適用されたものとなっている。



## Balancing Settlement

前日からの数量偏差は、リアルタイムで決済

- Quantity deviations from day-ahead are settled in real-time
- We do this today for energy and will apply the same concept for all reserves  
エネルギー (kWh) に対しては既に行っており、全てのReserveに同じコンセプトを適用
- Awards for Synchronized and Non-Synchronized Reserve cannot occur simultaneously
- Secondary Reserves reflect the portion of 30-minute reserves that occurs between 10 and 30 minutes

## I. 時間前市場の設計と調整力確保のタイミング

- これまでの勉強会や作業部会で提示してきた同時市場全体のイメージは次ページのとおり。作業部会においては、前日断面においてThree-Part情報を基にkWhとΔkWを同時約定させることについては一定のコンセンサスは得られているものの、**特に、時間前市場の設計**（現行のようなザラバ中心の市場か、時間前同時市場か）**や調整力を確保するタイミングについては、複数案を提示しているところであり、参加者のイメージにばらつきがあると考えられる（※）。**

（※）週間断面については、作業部会において、「毎日の同時市場の中で、1週間先まで考慮して、起動停止計画を策定する」形を提案しているところ。

- 以上を踏まえ、前日から実需給に向けた同時市場の形について、あくまで議論のたたき台として、以下のとおり、異なる2つのイメージを提示する。

- ① **前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場**（スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とすると考えれば、現行制度に近い仕組みともいえるか。）
- ② **前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場**（米国の市場制度と近い仕組みともいえるか。）

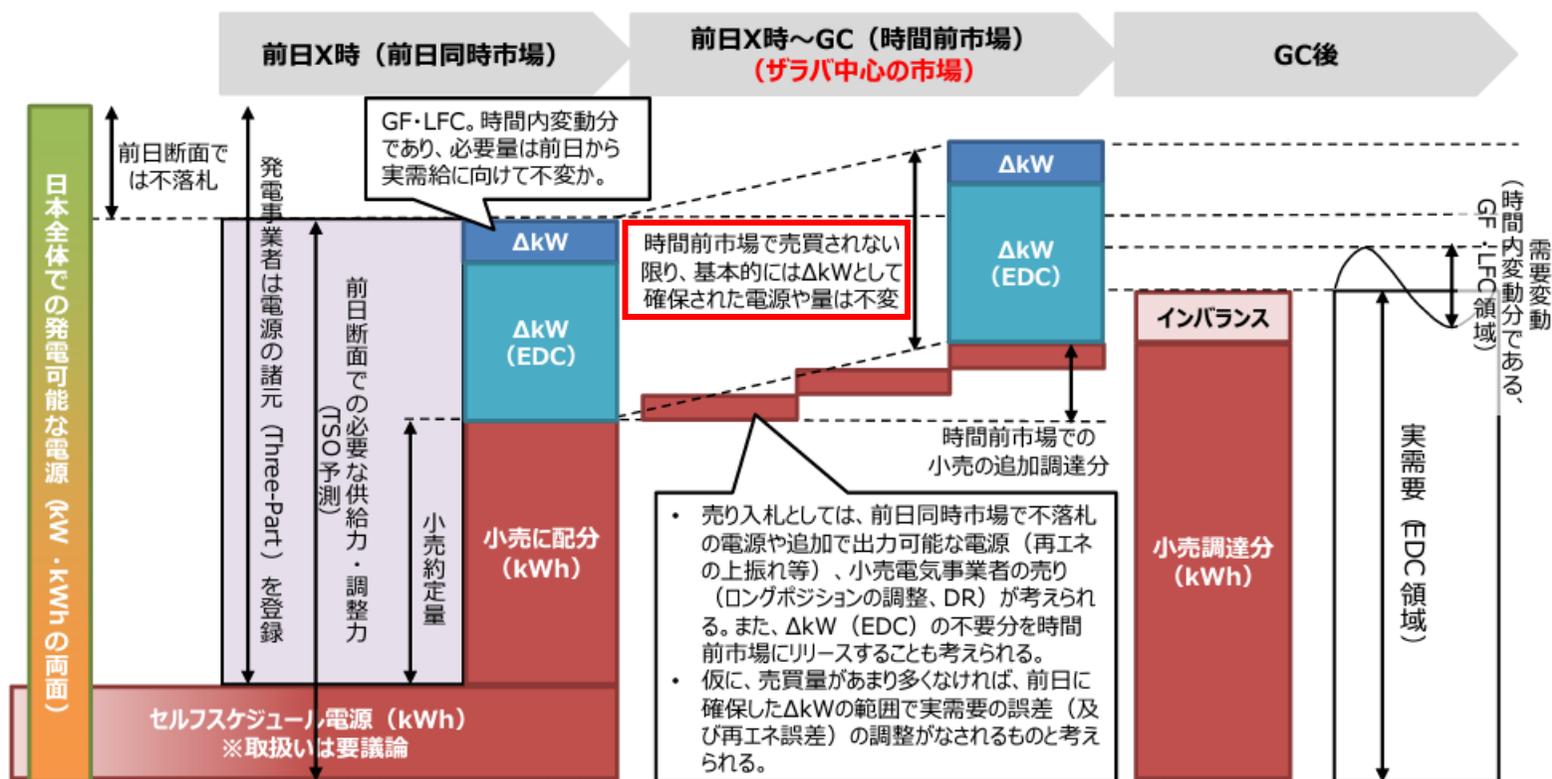
- なお、後記①②のイメージは、あるべき同時市場の概要を模式的に表したものでしかなく、前日から実需給に向けての需要や再エネの予測誤差の発生具合、BG（特に小売電気事業者）の買い入札の量によって図は大きく異なるものとなる。また、分かりやすさの観点から2つのイメージを提示したものの、①と②の二元論ではなく、その中間的な形を検討することもあり得る。

- 以上を踏まえ、**前日から実需給に向けての将来的な日本の電力市場の仕組みとしてどういったものが望ましいか、御意見をいただきたい。**

7

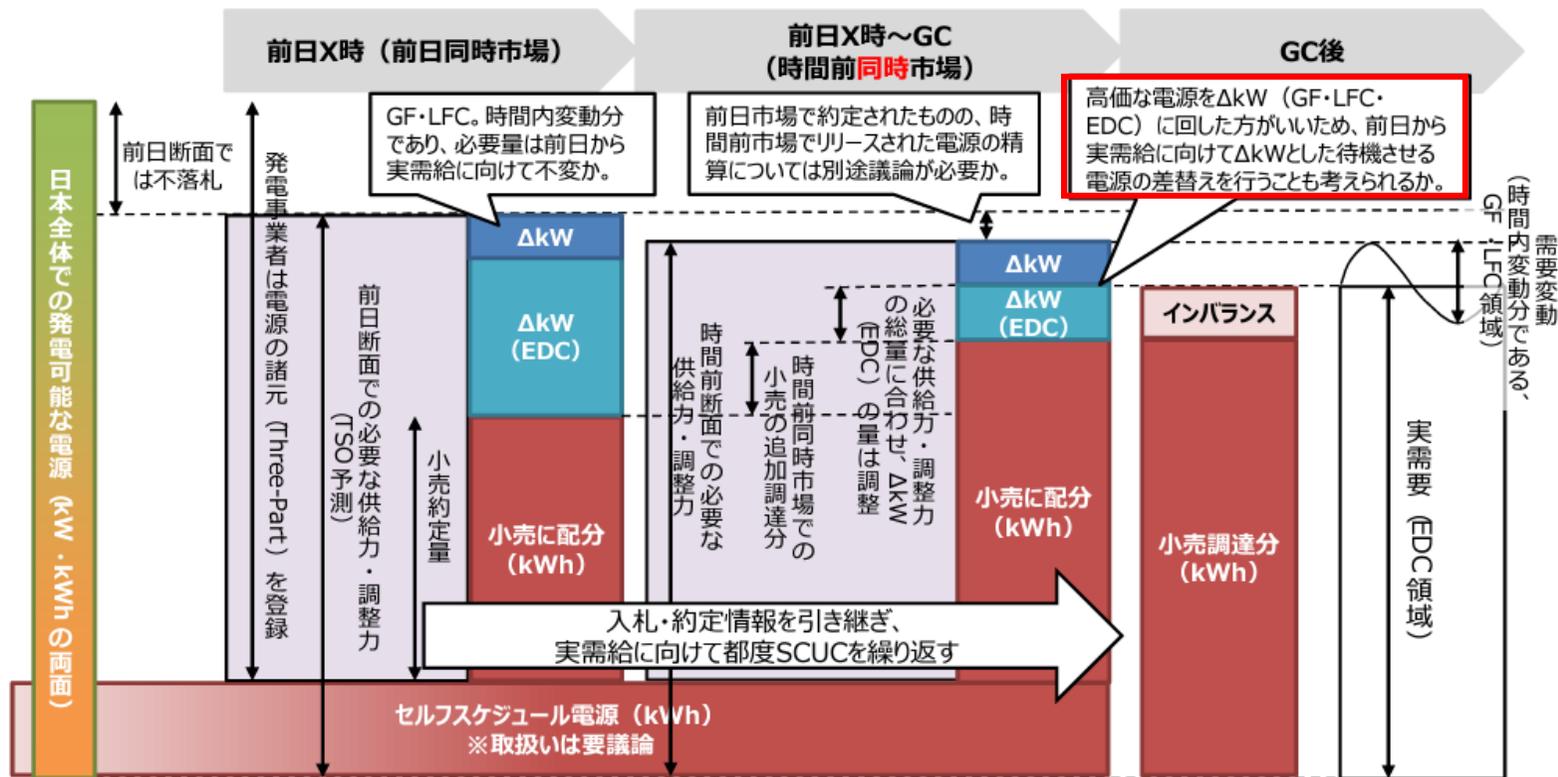
# 「①前日に同時約定を行い、時間前市場は現行のザラバ中心の取引を行う市場」のイメージ

- スポット市場と需給調整市場の開場タイミングを前日の同時間とし、 $\Delta kW$ を前日断面で現行制度のような考え方で確保し、時間前市場をザラバ中心の市場にするのであれば、以下のようなイメージになるか。



## 「②前日に同時約定を行い、かつ、時間前市場にも同時約定を行う仕組みを導入し、都度SCUCを繰り返し、実需給を迎える市場」のイメージ

- 時間前同時市場においても需要予測や再エネ出力予測に応じて、市場全体に必要な供給力・調整力を調整するイメージか。米国の市場制度に似た形とも言えるか。



※時間前同時市場が1度だけ開場している図になっているが、複数回行うことも考えられるか。

## 「②逸失利益」の取り扱いについて

- 特に、現行の「②逸失利益」の考え方は、卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても確保する場合に、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額が逸失利益として発生するとされている。
- 「卸電力市場価格（予想）」とは、前週 $\Delta$ kW取引の場合はスポット市場価格、前日 $\Delta$ kW取引の場合は時間前市場価格が対象となっており、すなわち、逸失利益とは $\Delta$ kWで落札（確保）された分が、以降の時間帯の卸電力市場で応札できなくなることに對する機会損失費用を指している。
- この点、前述のケース（イメージ②）において、前日同時市場での $\Delta$ kW取引は以降の卸電力市場（kWh取引）の阻害になっておらず、その場合の逸失利益についてどのように取り扱うべきか、引き続き深掘りしていく。

### （逸失利益（機会費用）の考え方）

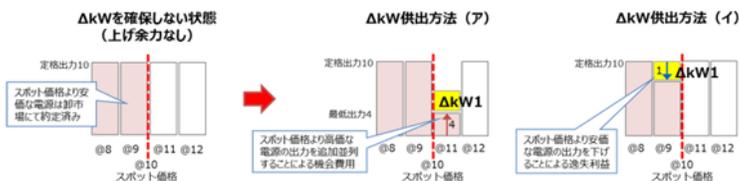
（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し $\Delta$ kWを確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても確保する場合

この場合、 $\Delta$ kWで落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

【図表4】調整力 $\Delta$ kW市場に供出する電源の $\Delta$ kW確保の考え方



### （限界費用の考え方）

- 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する。
- 揚水発電等の限界費用については、調整力 kWh 市場における限界費用の記載を参照して算定する。

### （卸電力市場価格（予想）の考え方）

- 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する。
- 受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とする。受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする。なお、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する。

■ 前週の需給調整市場（ΔkW取引）の場合はスポット市場を、前日の需給調整市場（ΔkW取引）の場合は時間前市場を機会損失の対象と見做している。



	調整力ΔkW市場	前日スポット市場	時間前市場	調整力kWh市場
実施形態	オークション (前週・前日一括)	オークション (前日一括)	ザラバ	オークション (GC後一括)
価格規律 ※	機会費用・逸失利益 + 一定額 (0.33円 or 個別協議)	限界費用	なし	限界費用±10%
約定方法	マルチプライス	シングルプライス	マルチプライス	(調整力取引) マルチプライス (インバランス取引) シングルプライス

※ 市場支配力の有無等によってルールは異なるが、本表では基本的なものを整理。

1. 米PJMにおける $\Delta$ kW価格算定方法
2.  $\Delta$ kW価格に関する各種検討結果（進捗）
  - 1. 機会費用・逸失利益の規模感
  - 2.  $\Delta$ kW約定量の特定方法
  - 3. 前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta$ kW価格の取り扱い
3. 得られた示唆と今後の検討の進め方

- 今回の各種検討結果から得られた示唆は以下の通り。

#### 【機会費用・逸失利益の規模感】

- 「①機会費用」「②逸失利益」の年間総額について、**傾向としては、「②逸失利益」に比べ「①機会費用」が占める割合が大きくなり、また、「①機会費用」「②逸失利益」の合計額はコマ単位で算定するUplift※総額の約80%程度**となった。（「①機会費用」に該当しない電源の起動費・最低出力費用の未回収分などが残っていると考えられる）

※ ここでいうUpliftは、kWh収入のみ見込んだ場合の回収漏れ費用を指す。

#### 【ΔkW約定量の特定方法】

- kWh・ΔkWの同時最適においては、余力（ΔkW供出可能領域）はΔkW必要量を上回ることから、**ΔkW約定量をどう割り当てるか（特定するか）、それを踏まえて、ΔkW約定価格をどのように算定するかについて整理が必要。**
- いくつかの例と課題が考えられるため、引き続き検証を進める中で、どのような方法が考えられるか深掘りを要する。

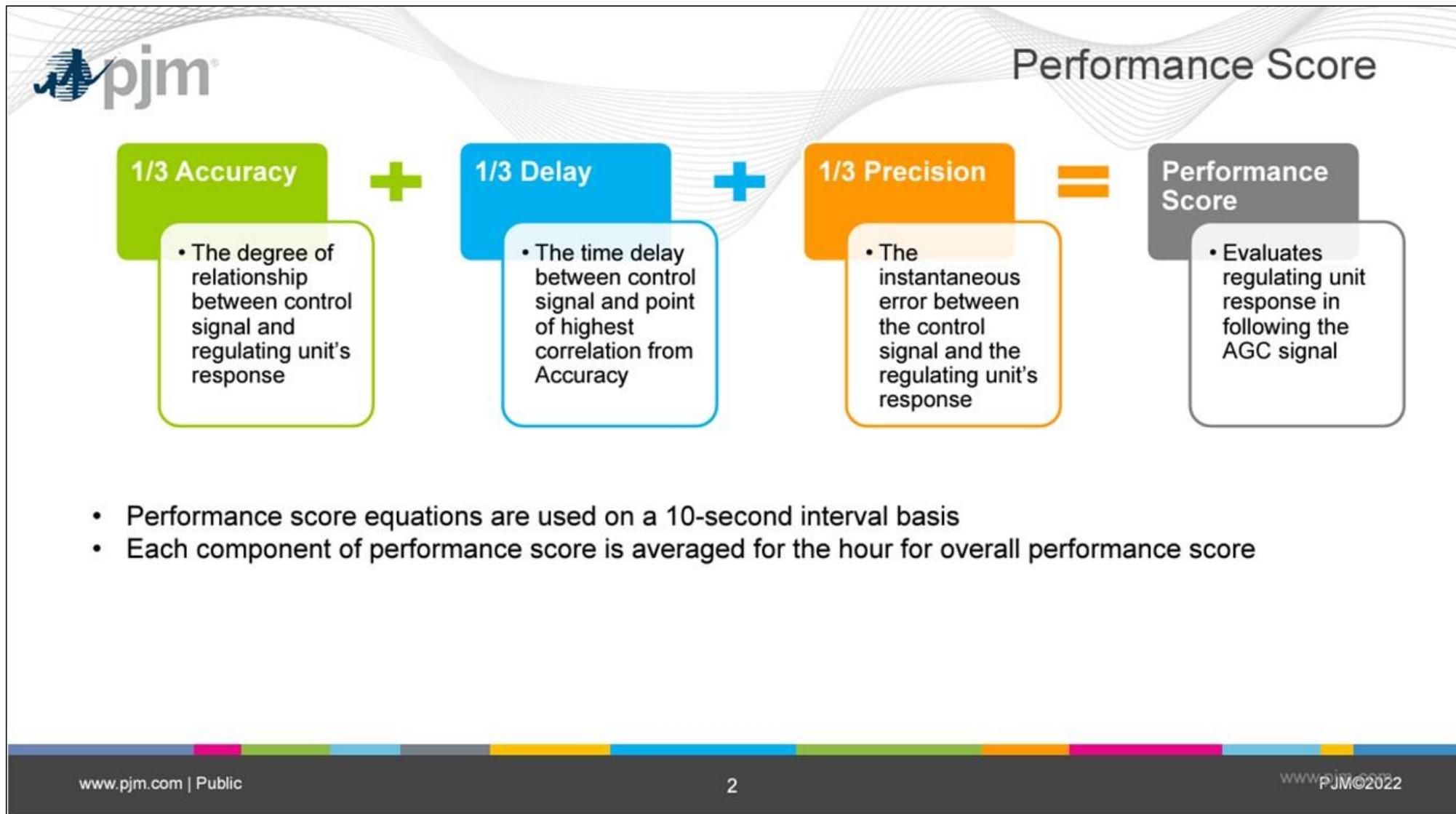
#### 【前日以降の同時最適も踏まえたΔkW価格の取り扱い】

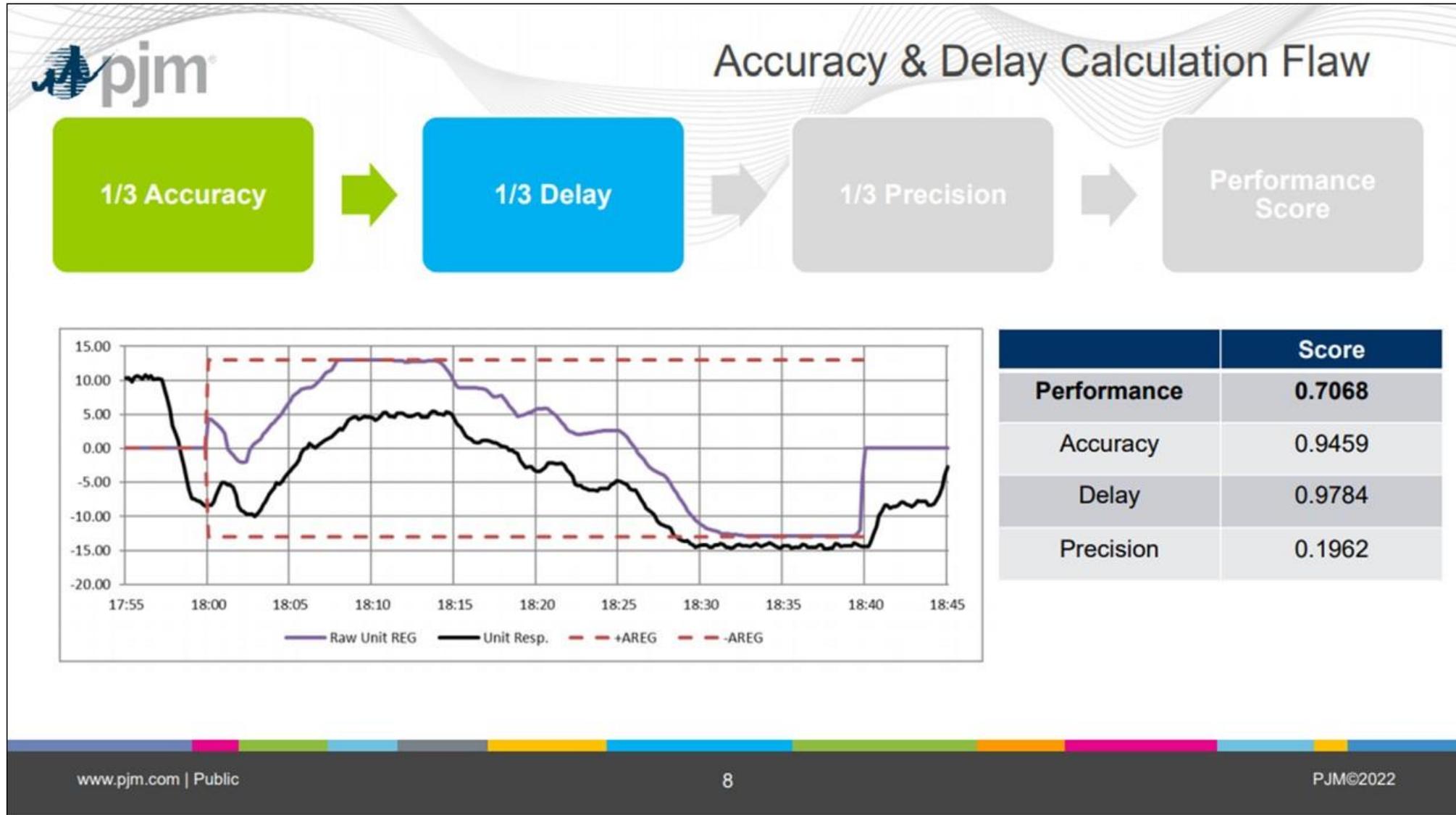
- 同時市場のイメージ②（前日以降、都度SCUC）においては、kWhだけでなく、**ΔkW差替えが都度行われることも考えられるため、その場合の「①機会費用」「②逸失利益」についてどのように取り扱うべきか整理が必要。**
- 特に、現行の逸失利益が、ΔkWで落札（確保）された分が、以降の時間帯の卸電力市場で応札できなくなることに對する機会損失費用を指すことを踏まえて、前日ΔkW取引の逸失利益をどのように取り扱うべきか等、引き続き深掘りを要する。

- 前回もお示したとおり、 $\Delta$ kW費用の構成要素としては、以下の3点が基本になると考えられる。
  - ① 追加並列する場合の起動費や最低出力までの発電量について卸電力市場価格（予想）と限界費用の差額
  - ② 持ち下げで $\Delta$ kWを確保する場合の逸失利益（卸電力市場（kWh市場）価格（予想）と限界費用の差）
  - ③ その他（一定額）
- **「①機会費用」「②逸失利益」については、 $\Delta$ kW約定量の特定方法に応じて、 $\Delta$ kW約定価格（それに伴う収入）が変わり得るため、いくつか考えられる例に対して、シングルプライス・マルチプライスの両面で検討を進め、定量的な観点からも示唆を得てはどうか。**
- 前日以降の同時最適も踏まえた取り扱いについては、仮に前日取引以降、需要変化等が何もなければ（時間前市場での取引がゼロであれば） $\Delta$ kW差替えが生じず「①機会費用」「②逸失利益」も確定することから、**まずもって前日取引より後ろの取引が存在しない前提で検討を進めてはどうか。**
- その上で、 **$\Delta$ kW差替えが生じた際の取り扱い等については、市場全体（前日市場、時間前市場、インバランス）の価格決定の在り方の検討に合わせて、引き続き検討を進めていきたい。**
- また、「③その他（一定額）」については、検証Aにおける $\Delta$ kW入札情報を加味した同時最適手法の検証結果等も踏まえながら、引き続き定性的な視点からの議論と並行して、検討を進めていきたい。
- これらの考え方を整理のうえ、 **$\Delta$ kW収入のみならず、kWh収入やUpliftの規模感も合わせて定量評価（検証）しながら、 $\Delta$ kW価格算定方法について絞り込んでいくこととしてはどうか。**

以上

- 米PJMの「Regulation」に対しては、リソースのパフォーマンス（応動実績）を“約定”や“精算”に反映させるインセンティブ設計（以下「ハイパフォーマンス設計」という。）が導入されている。
- 具体的には、まず、リソースのパフォーマンスは、Performance Score（0.0000～1.0000）として、下式のとおり算定される。
  - Performance Score = 1/3 Accuracy + 1/3 Delay + 1/3 Precision
    - ✓ Accuracy : 正確性（制御指令とリソース応動の関係性）
    - ✓ Delay : 時間遅延（制御指令点と応動点間の遅延）
    - ✓ Precision : 精度（制御指令値とリソース応動値の誤差）
- その後、算定されたPerformance Scoreやその他のコスト情報等を用いて、各リソースのコスト評価であるRankを算定し、よりRankの低い（コストの低い）リソースから“約定”する仕組みとなっている。
  - Rank = Adjusted Capability Offer Cost  
+ Adjusted Performance Offer Cost  
+ Adjusted Lost Opportunity Cost
    - ✓ リソースのPerformance Scoreは、Rankを構成する各コスト算定式の分母に組み込まれており、Performance Scoreが高ければ高いほどコスト（ひいてはRank）が低くなる算定式となっている。







## Regulation Market Clearing

$$\begin{aligned} \text{Rank} = & \text{Adjusted Capability Offer Cost} \\ & + \text{Adjusted Performance Offer Cost} \\ & + \text{Adjusted Lost Opportunity Cost} \end{aligned}$$

- Rank is used by ASO to stack resources in order to determine the least cost set of resources to meet the requirement:
  - RegA and RegD resources are evaluated simultaneously
- Rank price is not financially binding
- The term “adjusted” means factoring in the performance-based regulation measures of Benefits Factor, Mileage, and Performance Score

### Capability Offer Cost Example

Rank = Adjusted Capability Offer Cost + Adjusted Performance Offer Cost + Adjusted Lost Opportunity Cost

$$\text{Adjusted Capability Offer Cost (\$/MW)} = \frac{\text{Capability Offer (\$/MW)}}{\text{Benefits Factor} \cdot \text{Historic Performance Score}}$$

Resource	Offer Type	Signal Type	Capability	Performance	Benefits Factor	Performance Score	Adjusted Capability Offer
A	Self-Scheduled	A	\$1.00	\$0.50	1	0.5	\$0.00
B	Self-Scheduled	D	\$2.00	\$1.00	1.8	0.85	\$0.00
C	Economic	A	\$0.00	\$0.00	1	0.6	\$0.00
D	Economic	D	\$0.00	\$0.00	2	0.9	\$0.00
E	Economic	A	\$5.00	\$0.50	1	0.75	5/(1*0.75) = \$6.67
F	Economic	D	\$1.00	\$0.25	1.5	0.8	1/(1.5*0.8) = \$0.83

www.pjm.com | Public 30 PJM02022

### Performance Offer Cost Example

Rank = Adjusted Capability Offer Cost + Adjusted Performance Offer Cost + Adjusted Lost Opportunity Cost

$$\text{Adjusted Performance Offer Cost (\$/MW)} = \frac{\text{Performance Offer (\$/\Delta MW)} \cdot \text{Mileage of Offered Resource Signal Type (\Delta MW/MW)}}{\text{Benefits Factor} \cdot \text{Historic Performance Score}}$$

Resource	Offer Type	Signal Type	Capability	Performance	Benefits Factor	Performance Score	Mileage	Adjusted Performance Offer
A	Self-Scheduled	A	\$1.00	\$0.50	1	0.5	5	\$0.00
B	Self-Scheduled	D	\$2.00	\$1.00	1.8	0.85	15	\$0.00
C	Economic	A	\$0.00	\$0.00	1	0.6	5	\$0.00
D	Economic	D	\$0.00	\$0.00	2	0.9	15	\$0.00
E	Economic	A	\$5.00	\$0.50	1	0.75	5	(0.5*5)/(1*0.75) = \$0.67
F	Economic	D	\$1.00	\$0.25	1.5	0.8	15	(2*15)/(1.5*0.8) = \$3.13

Historic mileage is used for clearing, actual mileage is used for pricing

www.pjm.com | Public 31 PJM02022

### Adjusted Lost Opportunity Cost Example

Rank = Adjusted Capability Offer Cost + Adjusted Performance Offer Cost + Adjusted Lost Opportunity Cost

$$\text{Adjusted RegLOC} = \left[ \frac{\text{LMP} - \text{MC}}{\text{Resource B Factor} \times \text{Resource Historical Performance Score}} \right]$$

where MC is the price of Reg set point on the RegLOC schedule

Resource	Offer Type	Signal Type	Benefits Factor	Performance Score	Mileage	Adjusted Capability Offer	Adjusted Performance Offer	Adjusted LOC
A	Self-Scheduled	A	1	0.5	5	\$0.00	\$0.00	\$0.00
B	Self-Scheduled	D	1.8	0.85	15	\$0.00	\$0.00	\$0.00
C	Economic	A	1	0.6	5	\$0.00	\$0.00	\$10.00
D	Economic	D	2	0.9	15	\$0.00	\$0.00	\$0.00
E	Economic	A	1	0.75	5	\$6.67	\$0.67	\$2.00
F	Economic	D	1.5	0.8	15	\$0.83	\$3.13	\$0.00

www.pjm.com | Public 33 PJM02022

### Rank Example

Rank = Adjusted Capability Offer Cost + Adjusted Performance Offer Cost + Adjusted Lost Opportunity Cost

Example requirement = 90 MW

Resource	Offer Type	Signal Type	Adjusted Capability Offer	Adjusted Performance Offer	Adjusted LOC	Rank	Effective Offer MW	Cleared MW
C	Economic	A	\$0.00	\$0.00	\$10.00	\$10.00	20	0
E	Economic	A	\$6.67	\$0.67	\$2.00	\$9.34	20	10
F	Economic	D	\$0.83	\$3.13	\$0.00	\$3.96	20	20
A	Self-Scheduled	A	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
B	Self-Scheduled	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20
D	Economic	D	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	20	20

Rank Order Low to High

www.pjm.com | Public 34 PJM02022

- また、Performance Scoreは約定のみならず、“**精算**”にも影響を与える。
- “**精算**”は、約定リソースの容量確保価値および応動価値に対して行われ、それぞれ下式のとおり算定される。
  - Capacity Credit = Five minute-integrated Raw Regulation MW  
(容量確保価値) \* Five minute **Performance Score**  
\* Five minute Regulation Market Capability Clearing Price / 12
  - Performance Credit = Five minute-integrated Raw Regulation MW  
(応動価値) \* Five minute **Performance Score**  
\* Mileage Ratio  
\* Five minute Regulation Market Performance Clearing Price / 12
- 上式のとおり、容量確保価値および応動価値はPerformance Scoreによって補正される（Performance Scoreが高ければ高対価を得られる）仕組みとなっている。
- ここまでの調査を踏まえると、米PJMにおけるハイパフォーマンス設計のイメージは下図のとおりと考えられる。

<米PJMのハイパフォーマンス設計のイメージ>



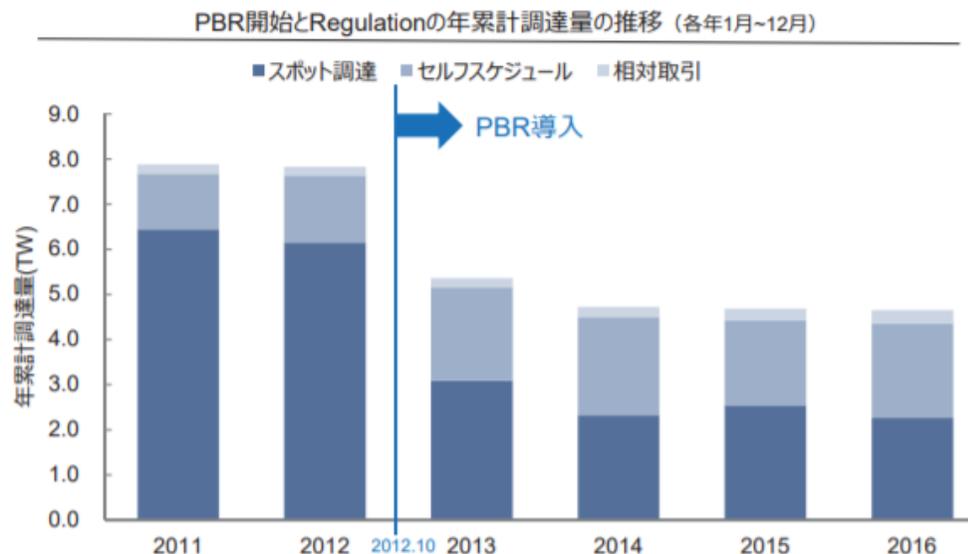


## Regulation Settlements

- Capability Credit = Five minute-integrated Raw Regulation MW \* Five minute Performance Score \* Five minute Regulation Market Capability Clearing Price (RMCCP) / 12
- Performance Credit = Five minute-integrated Raw Regulation MW \* Five minute Performance Score \* Mileage Ratio \* Five minute Regulation Market Performance Clearing Price (RMPCP) / 12
- Five minute performance score must be above 0.25 to receive compensation
- Mileage Ratio is  $\frac{RegD\ Mileage}{RegA\ Mileage}$  for a Reg D resource and  $\frac{RegA\ Mileage}{RegA\ Mileage} = 1$  for a Reg A resource
- Manual 28 Section 4 has more details on Regulation Accounting

## PJM : 調整力確保の状況 - Regulation -

- 米国PJMでは、2000年代初頭よりアンシラリーサービス市場を導入してきたが、2012年10月より、周波数調整能力を提供するリソースの調整可能容量とパフォーマンス（稼働実績）に対して報酬を支払う、Performance Based Regulation（PBR）を開始。
- Regulationの調達量（MW）は、2011年から2016年までの間に、約41%減少。特に、PBRの導入を境に、調達量が大きく低減している。

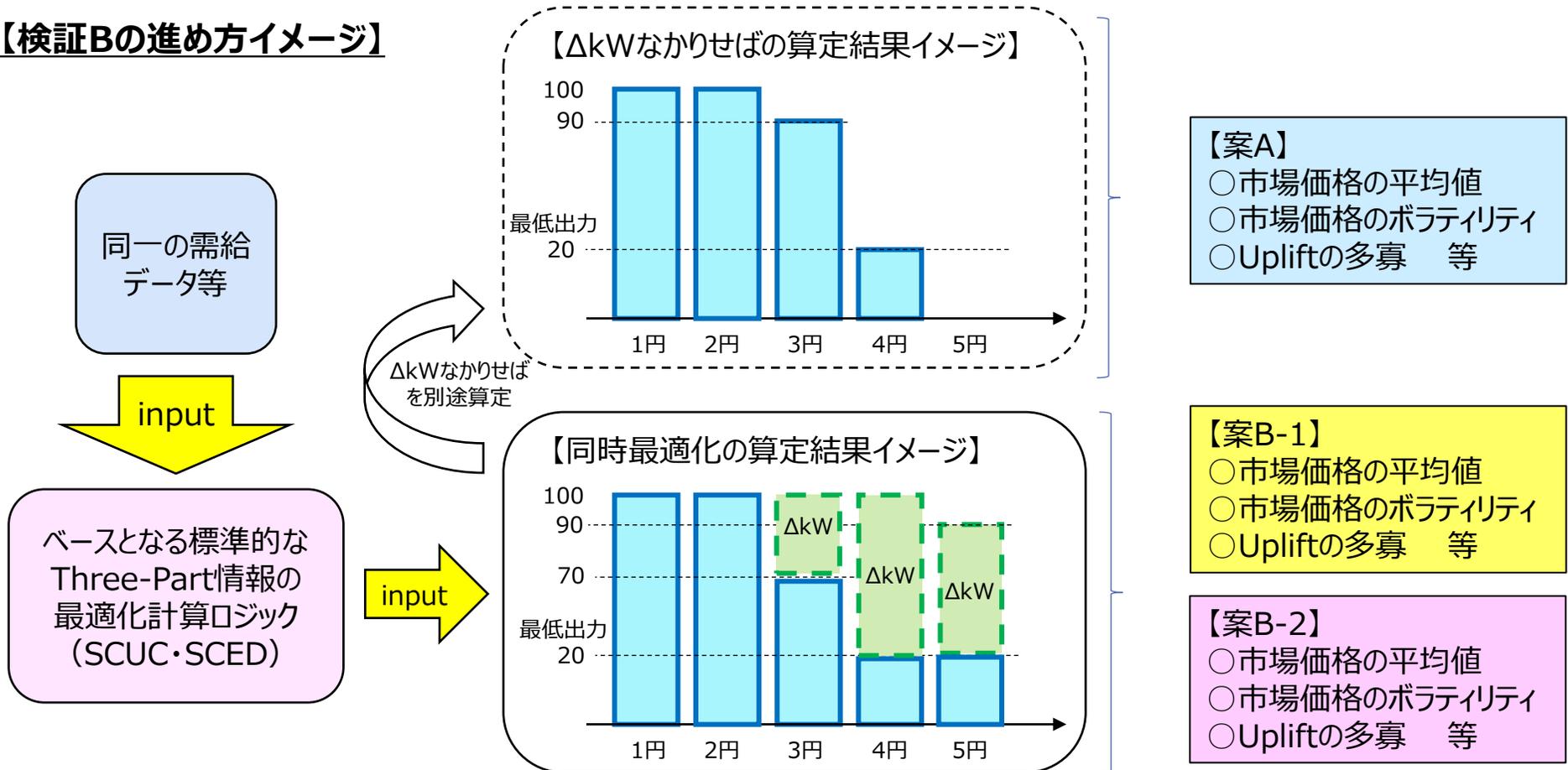


出所) Monitoring Analytics, 2016 State of the Market Report for PJM Appendix (2017)およびMonitoring Analytics, 2015 State of the Market Report for PJM Appendix (2016) より三菱総合研究所作成

## 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】

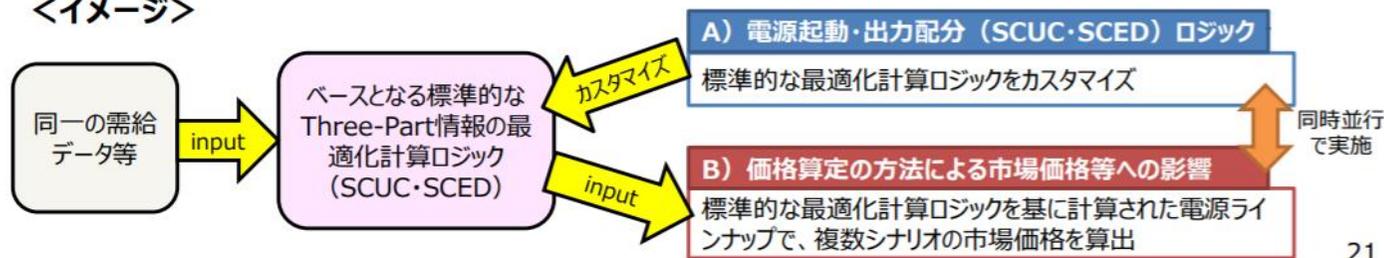


- 価格算定方法の検証については、検証Aと同一の需給データを用いつつ、標準的なSCUC・SCEDロジックを用いて算出された結果（電源ラインナップ・出力配分量）に対し、複数シナリオの市場価格を算出することで、検証Aとも同時並行で、効果・効率的に、比較（影響）分析を進める方法としていた。

### 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、 $\Delta kW$ 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

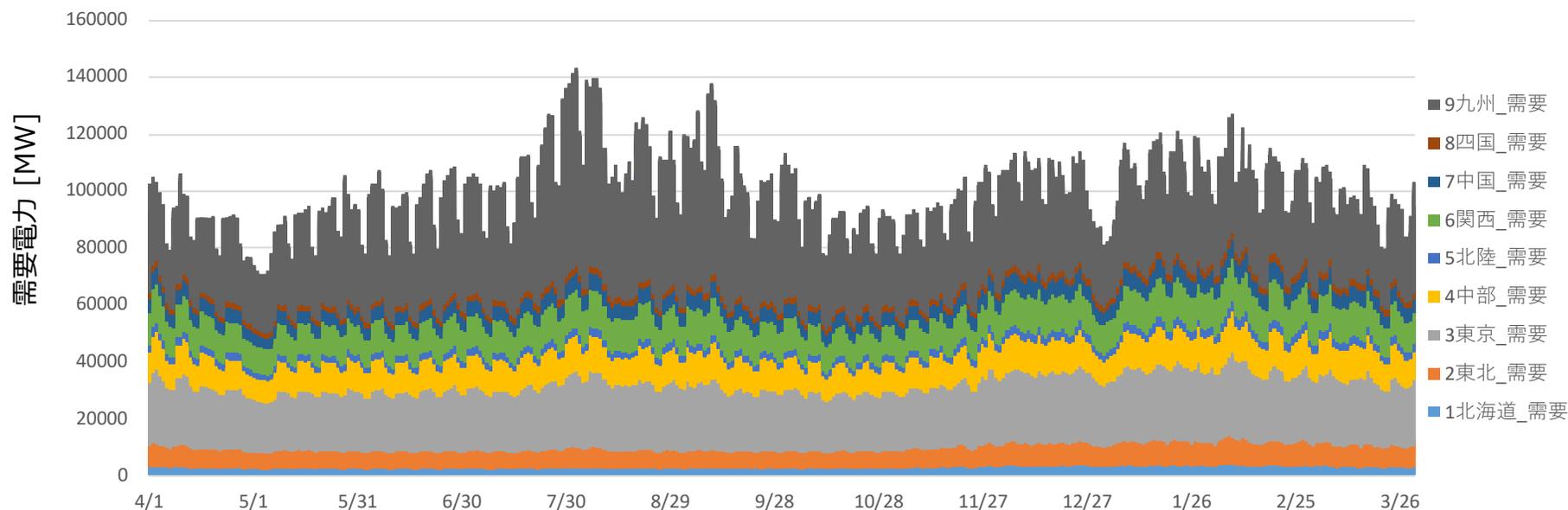
- ✓ 調整電源
  - 火力：石炭、LNG、石油
  - 水力：揚水・貯水式水力
- ✓ 固定出力電源
  - 再エネ（将来想定）
  - 固定供給力（原子力、一般水力等）

## 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のに見えるが、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。

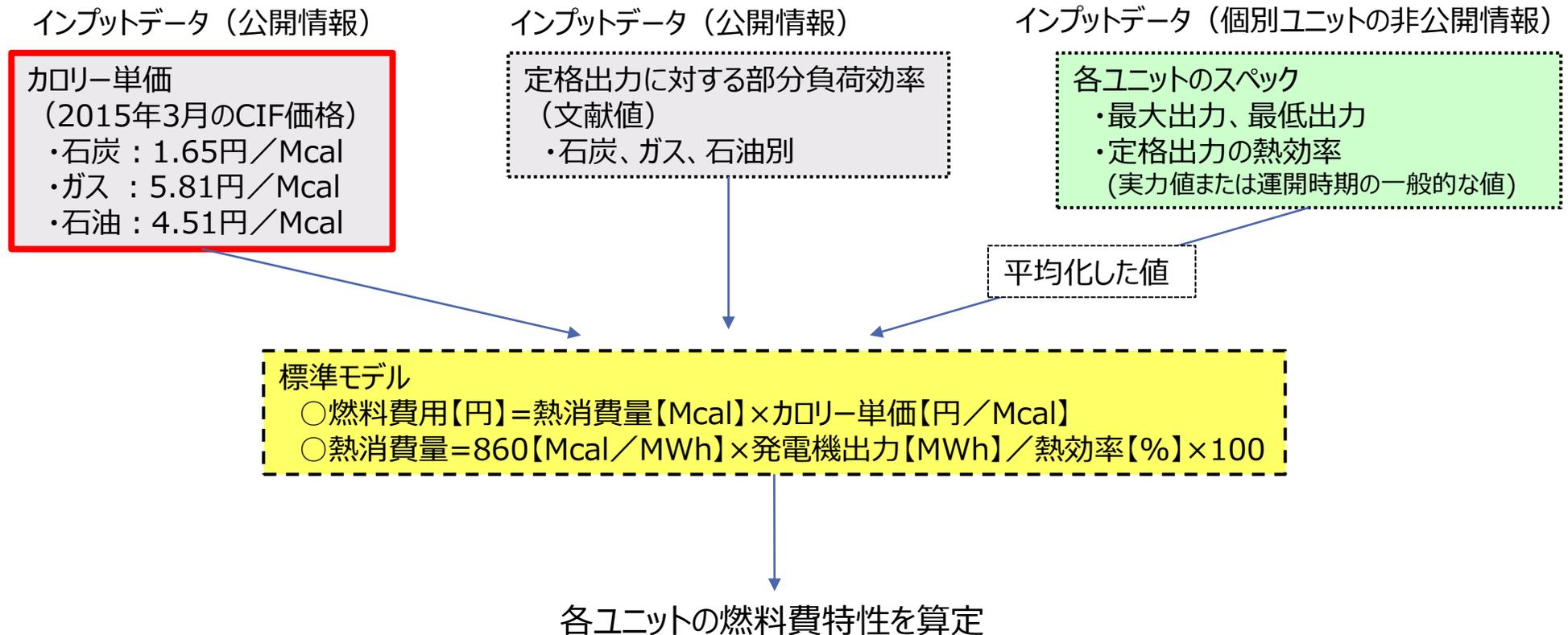
GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定時
太陽光	103.5~117.6GW (1,290~1,460)	64GW (749)
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	1.5GW (110)	1.4~1.6GW (102~113)
水力	50.7GW (980)	48.5~49.3GW (939~981)
バイオマス	8.0GW (470)	6~7GW (394~490)
<b>発電電力量</b>	<b>3,360~3,530億kWh</b>	<b>2,366~2,515億kWh</b>

※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。



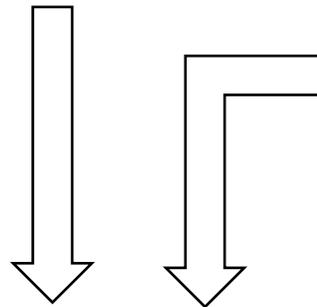
- 市場価格等の傾向を掴むため（8,760時間のSCUCシミュレーションを行うため）、電中研SCUCツールほど詳細な系統模擬・制約条件は設定していないものの、基本的な考え方は同じとなる最適化ツールを構築。（連系線のみ模擬して9エリアで計算しているため、全国9エリアでエリアプライスが算定される）
- こちらで得られたkWhとΔkWの同時最適化結果を元に、各シナリオにおける市場価格（平均値やボラティリティ）や回収漏れ費用の補填（Uplift）等を算定・評価することが可能。

## 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）

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

- 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 $\Delta kW$ 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、 $\Delta kW$ 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 :  $\Delta kW$ 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

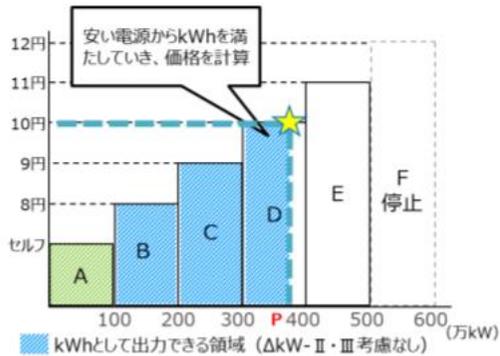


図 31  $\Delta kW$ -II・IIIを考慮しない方法（案A）

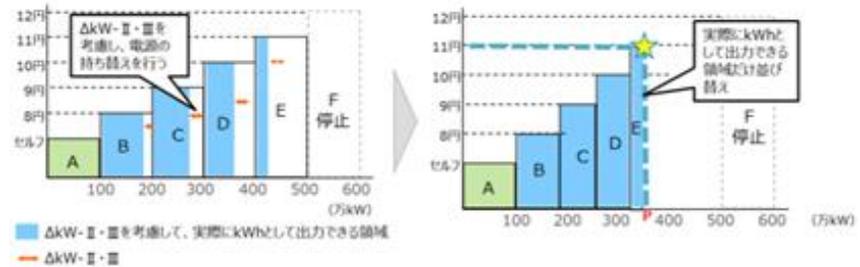


図 32  $\Delta kW$ -II・IIIを考慮する方法（案B-1）

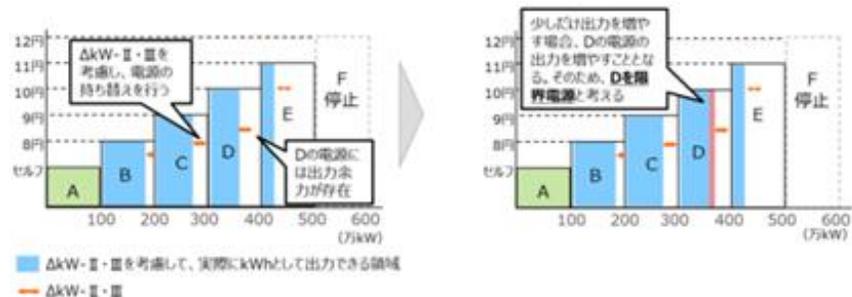


図 33  $\Delta kW$ -II・IIIを考慮する方法（案B-2）

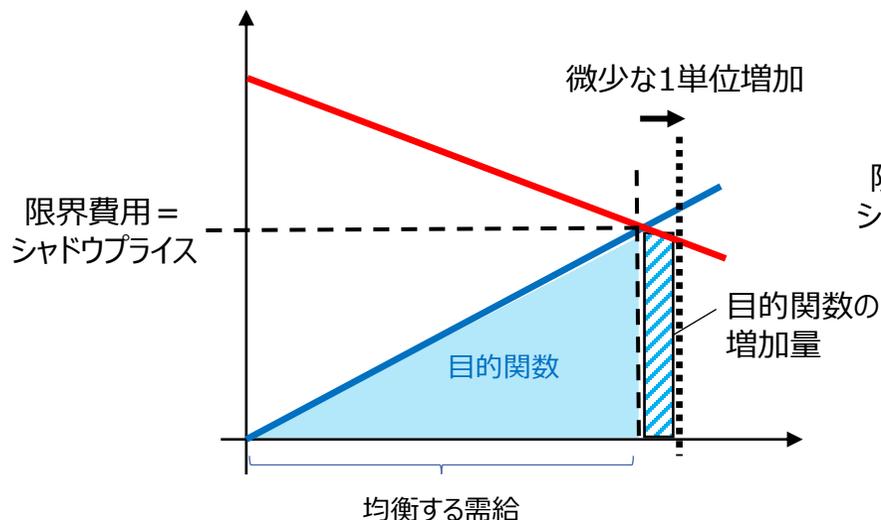
- シャドウプライスとは、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

### 【シャドウプライスの定義】

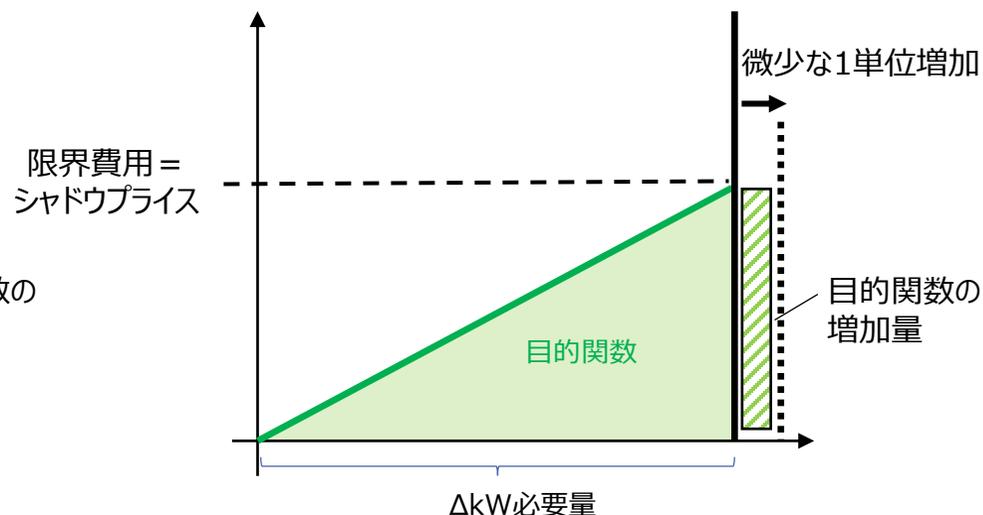
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される<sup>51</sup>。この制約条件のシャドウプライス<sup>51</sup>が、その市場における均衡価格を示す。

<sup>51</sup> 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。

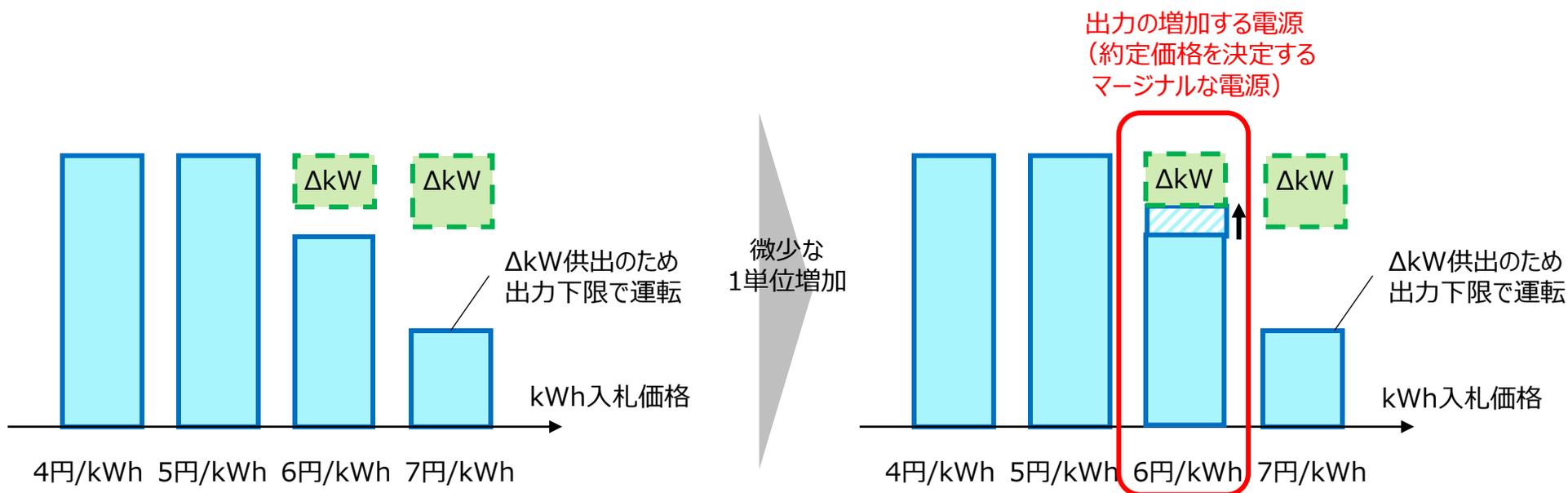
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



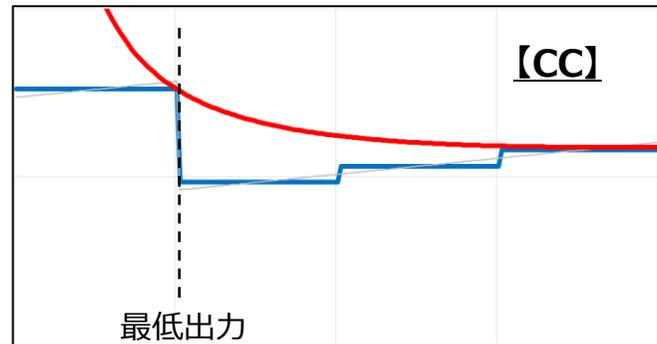
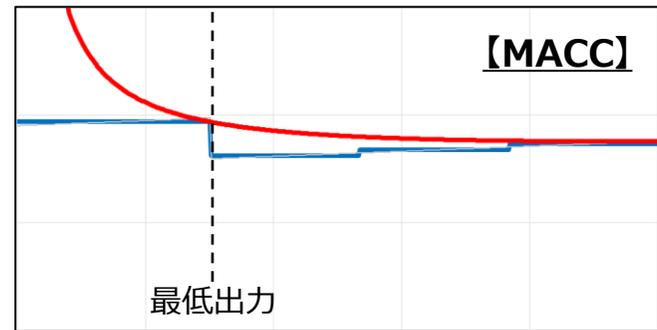
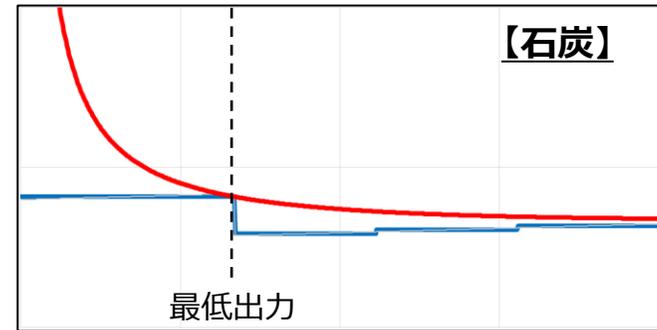
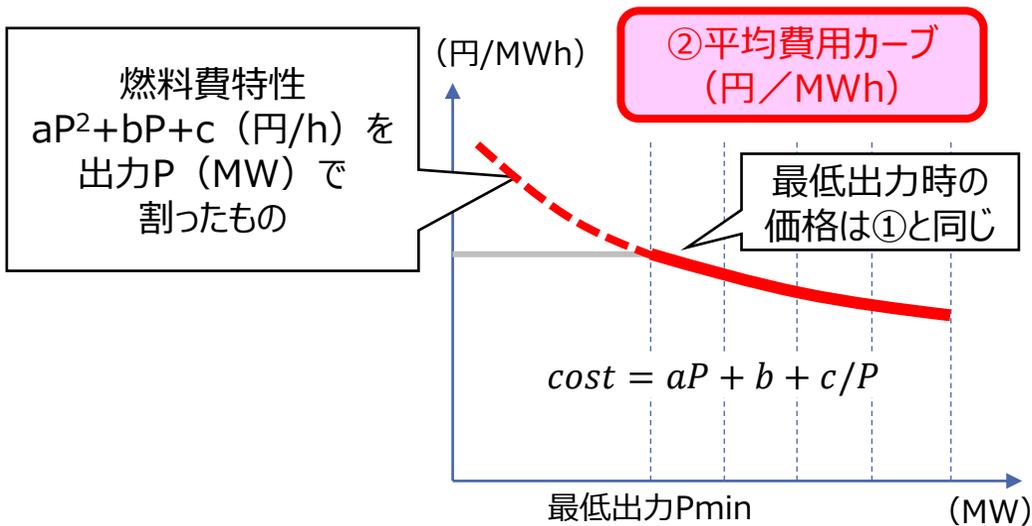
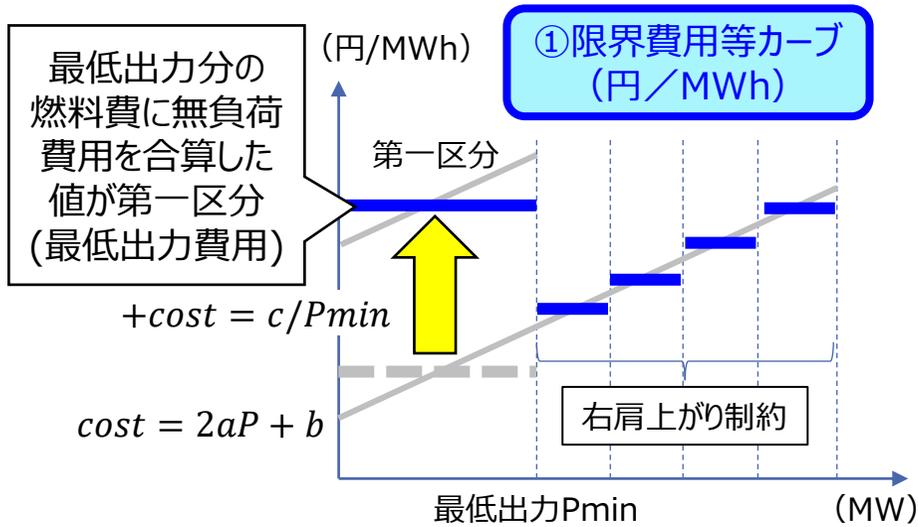
調整力（ $\Delta kW$ ）確保制約に対応するシャドウプライス



- 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。



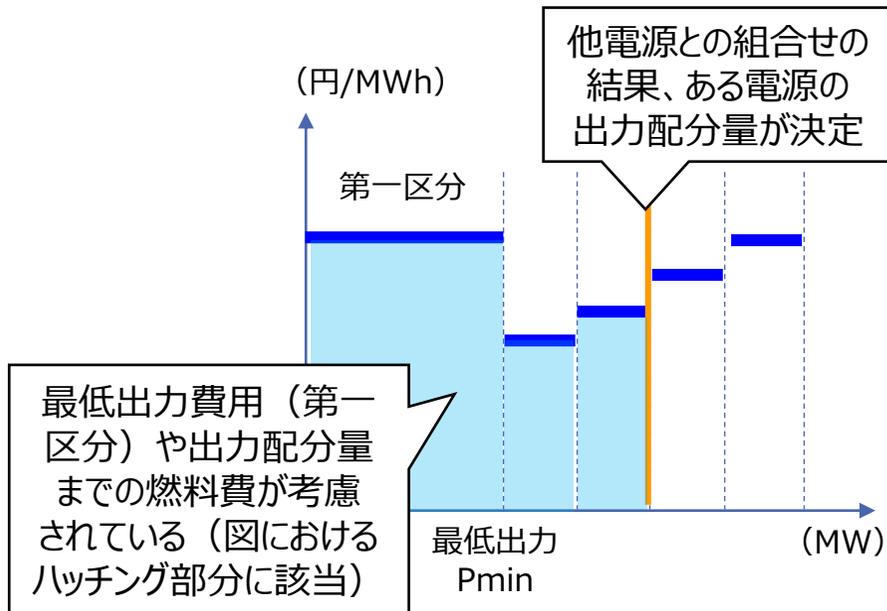
- 価格算定時における最低出力費用の取扱いについては「①限界費用等カーブ」「②平均費用カーブ」を用いるやり方が提示されており、どのような傾向となるか、こちらも比較検証を行うこととされていた。



- 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】

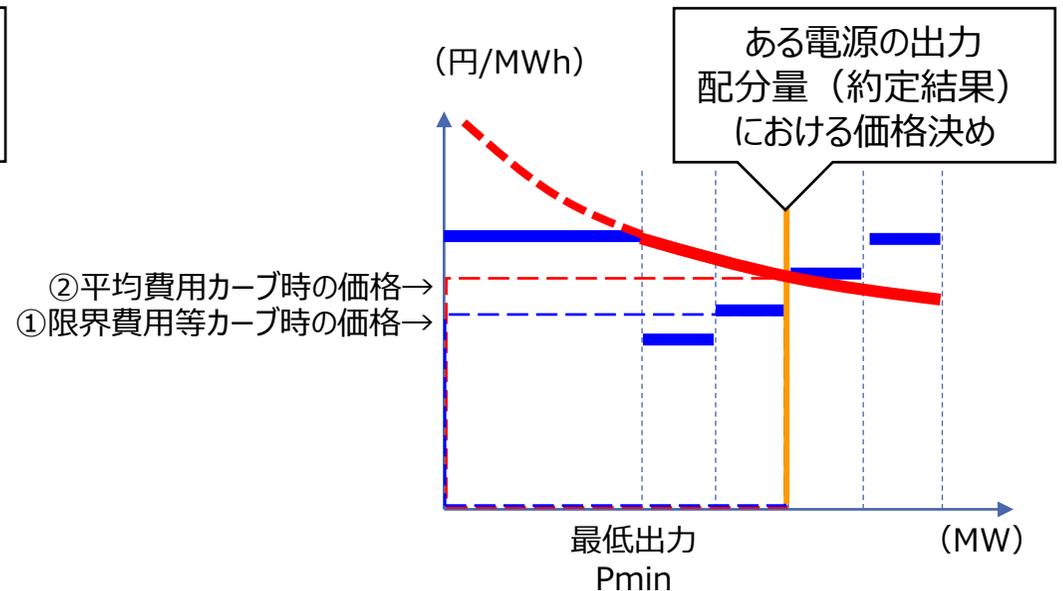
電源起動・出力配分ロジック（検証A項目）に該当



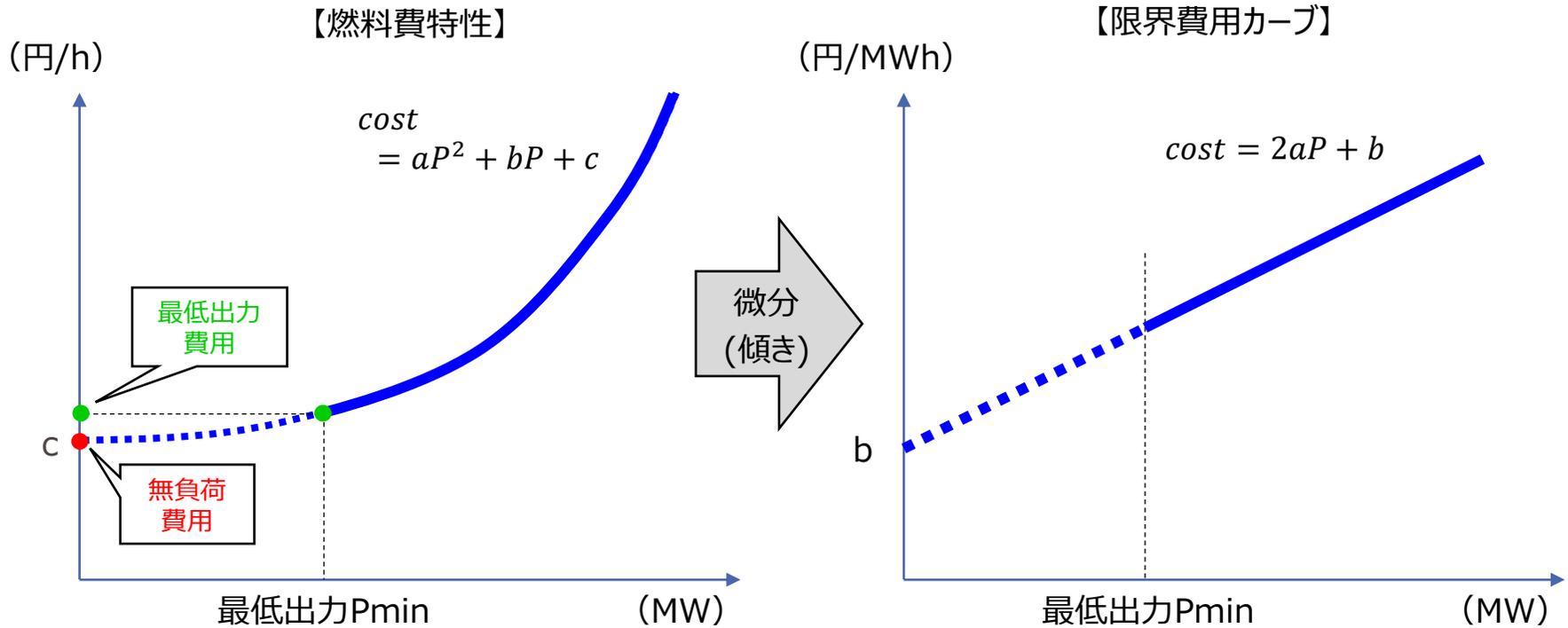
※ 図には表れていないが、起動費についても考慮している。

### 【約定価格決定時】

市場価格の算定方法（検証B項目）に該当

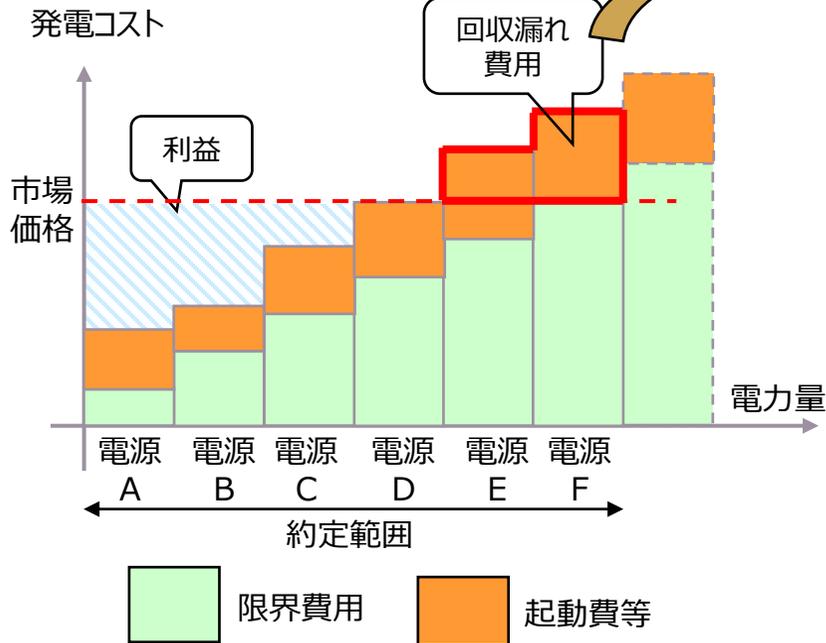


- 燃料費特性（発電機を一定の出力で発電する際に1時間あたりに必要となる費用）を一階微分した「 $2aP+b$ 」の一次関数が、当該出力から一単位（1MW）出力を増加させる際に必要となる費用を表す限界費用カーブとなる。

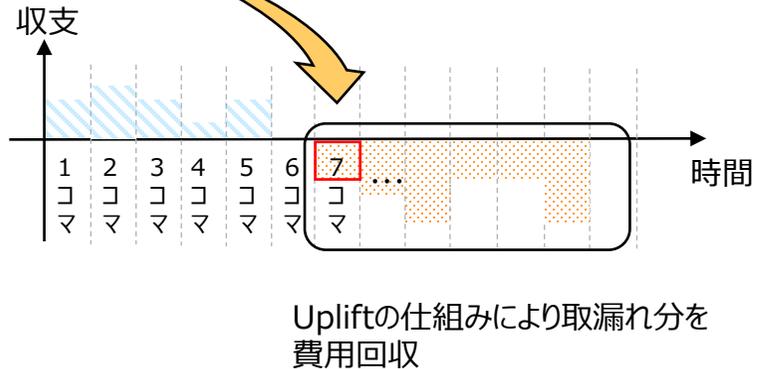


- また、市場価格には、起動費や最低出力費用（以下「起動費等」という。）に関する回収漏れの論点も存在し、回収漏れ費用の補填（Uplift）の多寡についても検討を行うこととなっている。
- 同時市場における電源の収支は「市場価格－起動費等の各種費用」となり、限界費用に基づく市場価格が各種費用を上回れば市場取引によって利益を得るが、他方で市場価格に起動費が含まれないことにより回収漏れ費用が生じることが考えられる（左図）。
- この時に、発電事業者が合理的な利潤を得るために、どのような期間において起動費等の取漏れがない期間である（ $\sum \text{市場価格} - \sum \text{起動費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

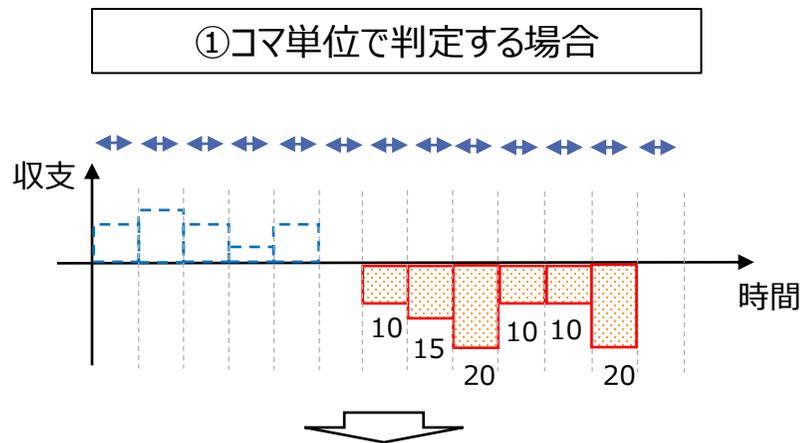


ある電源（F）における一定期間の収支イメージ

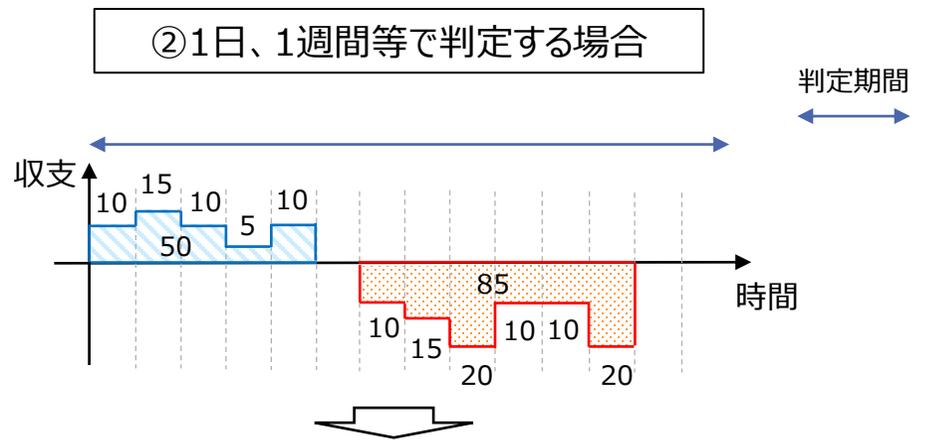


**<論点>**  
**起動費等の取漏れ判定期間（コマ単位、1日、1週間等）をどのように定めるか**

- 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。



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



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