

同時最適化（Co-opt）および混雑反映価格（LMP）について

2023年 1月31日

電力広域的運営推進機関

- 第3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（12月2日）において、同時市場の設計の参考として、米PJMにおける市場約定（SCUC）ロジックと価格算定（LMP）ロジック、および、そこから得られる考察について報告させていただきました。
- 今回、これらロジックの中で用いられている、**kWhとΔkWの同時最適化ロジック（Co-opt）**について、アップリフトとの関係も含めて、米PJMの事例を中心に報告させていただく。
- また、現状においても地域間連系線において混雑が発生し、エリア単位の市場分断（値差）が生じていることから、同時市場へ移行したとしても、引き続き混雑を反映した価格算定が必要になると考えられる。
- この点に関して、米PJMでは、Co-optの結果から、**混雑を反映した価格（LMP）**を算定しており、同時市場との親和性が高いとも考えられるため、あわせて報告させていただく。

同時市場で考えられる方向性について

17

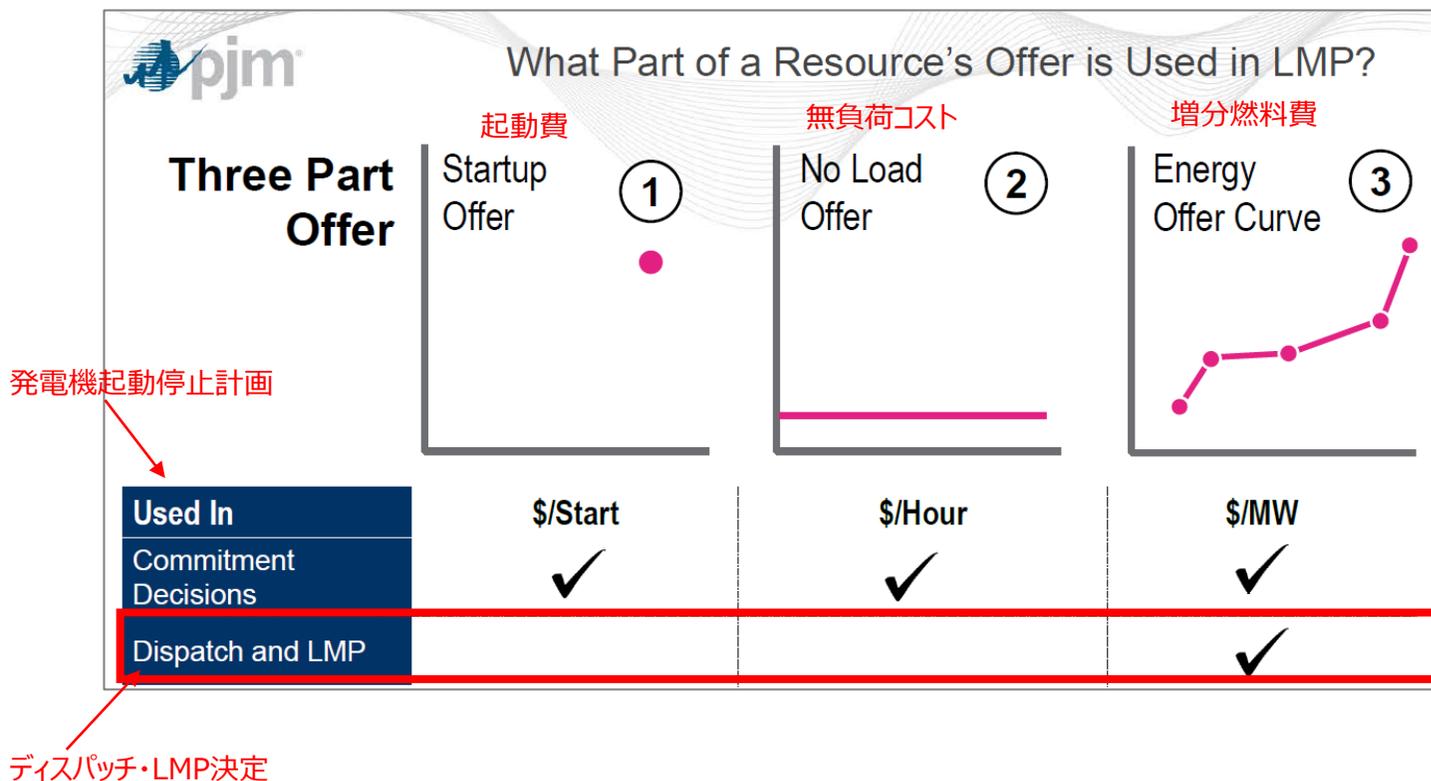
- 先述の考察結果を踏まえると、同時市場においては以下の理由により、下表のような方向性も考えられるところ。
 - ① 市場約定ロジックは前日断面はSCUC、実需給断面はSCED（所与の条件）
 - ② 前日同時市場はTSO想定需要で電源起動（市場約定）、小売想定需要で価格算定（これまでの方向性）
 - ③ 価格弾力性のある需要曲線に対し、3-Part最適では対応が難しい可能性（起動費等の一部はアップリフトで回収）
 - ④ 同時同量インセンティブのために、「前日価格 > リアルタイム価格」が常態化する価格構造は避けるという考え方

		前日同時市場	調整力kWh市場 (リアルタイム市場と同じ実需給断面)
市場約定	ロジック	① SCUC (3-Part情報を用いた 組合せ最適化問題)	① SCED (増分燃料費の最適化問題)
	需要	② TSO想定需要 (価格弾力性なし)	実需要 (価格弾力性なし)
価格算定	ロジック	③ 新規ロジック (増分燃料費の最適化問題)	④ 新規ロジック (増分燃料費の最適化問題)
	需要	② 小売想定需要 (価格弾力性あり)	実需要 (価格弾力性なし)

技術的に可能であれば、3-Partで価格算定するという考え方も取り得るか

1. 米PJMにおける増分燃料費のみのCo-opt
2. 3-Part情報を用いたCo-optとアップリフトの関係
3. 混雑反映価格（LMP）の算定

- 米PJMにおいては、発電起動停止計画に用いる「3-Part情報（起動費・無負荷コスト・増分燃料費）を用いたCo-opt」と、ディスパッチ・LMPにおける「増分燃料費のみのCo-opt」の2種類が実施されている。
- 本章では、簡単のため、まずは「増分燃料費のみのCo-opt」の詳細について述べる。



- 基本的な考え方は、「エネルギーコスト」「抑制需要価値 (需要の価格弾力性を考慮時)」「調整力確保費用」の合計、つまり、kWh・ΔkW供給コストと経済DRコストを、最小化するロジックとなっている。
- なお、以下には起動費と無負荷コストが含まれておらず、「増分燃料費のみのCo-opt」であるが、起動費等を目的関数に加えることで、「3-Part情報を用いたCo-opt」も可能である。(詳細は後述)

【最適計算で最小化する目的関数】：主にエネルギーコスト、抑制需要価値、調整力確保コストの合計

MINIMIZE { Resource Energy Costs
- Price Responsive Demand Value

$$\sum_{i=1}^n Energy_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

+ Import Transaction Cost
- Export Transaction Value

他ISOとの授受分
(日本では関係なし)

$$\sum_{i=1}^{PRD} PRD_MW(i) * EnergyOfferCurve(i)$$

※抑制量なのでマイナスMWとなる
(価格弾力性のない負荷の場合、
ゼロとなるため不要となる項目)

+ Regulation Reserve Costs
+ Synchronized Reserve Costs
+ Non-Synchronized Reserve Costs
+ Secondary Reserve Costs
+ Various Applicable Violation Penalties*}

需給バランス違反・送電制約
違反等のペナルティ項目

調整力確保費用
※商品ごとに、量×価格

$$\sum_{i=1}^{RegResource} Reg_MW(i) * RegOffer(i)$$

Regulation (Reg)
LFC相当

平常時の調整力
(Regulation)

$$\sum_{i=1}^{SRResource} SR_MW(i) * SRofferCurve(i)$$

Synch Reserve (SR)
10分応動・系統連系

緊急時の調整力
(Reserve)

$$\sum_{i=1}^{NSRResource} NSR_MW(i) * NSRofferCurve(i)$$

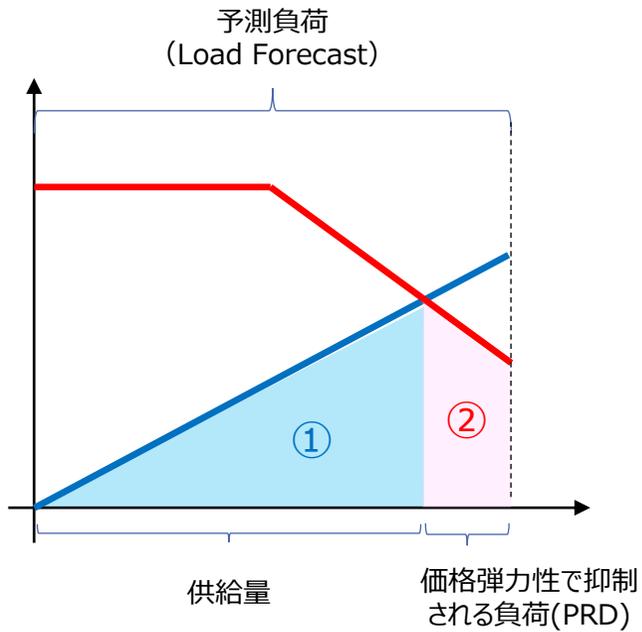
Non-Synch Reserve (NSR)
10分応動・非系統連系

$$\sum_{i=1}^{SecRResource} SecR_MW(i) * SecRofferCurve(i)$$

Secondary Reserve (SecR)
30分応動

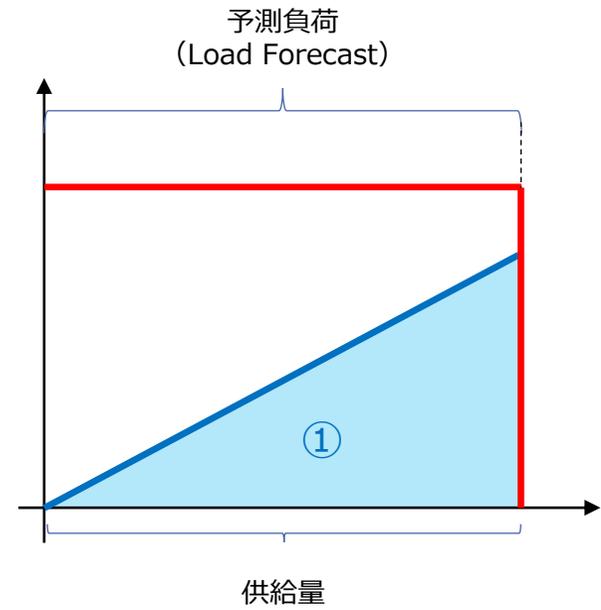
- 「抑制需要価値」は、需要抑制量と買入札曲線より算出されており、左下図②の領域と考えられ、①と②を最小化することにより、需要の価格弾力性を考慮した約定点（交点）を求めることができる。
- 他方で、「抑制需要価値」を考慮しなければ、価格弾力性がない固定負荷（予測負荷）に対して、総燃料費が最小となる発電出力を選ぶことが出来るロジックとなっている。

【価格弾力性がある場合】



①+②が最小となる目的関数
 かつ
 $供給量 = 予測負荷量 - PRD負荷量$
 ↓
 需要の価格弾力性を考慮して
 総燃料費が最小な発電出力となる

【価格弾力性がない場合】



①が最小となる目的関数
 かつ
 $供給量 = 予測負荷量$
 ↓
 予測負荷量に合わせて、
 総燃料費が最小な発電出力となる

- また、先に述べた合計コスト最小化は、大きく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）を満たすように最適化される。
- これにより、系統混雑を考慮した（混雑処理のために持ち替えを実施した）発電出力を求めることができる。

【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 ΔkW (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 ΔkW (下げ) の合計が最低出力以上となる制約
 3. Resource's Reserve Capability Constraints
: ΔkW 約定量がRampRate (出力変化量) を出力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 (ΔkW 需給バランス) 制約
(詳細は次ページ)

③リソース能力に関する制約
(容量・出力変化量)

- 調整力確保制約 (Reserve Requirement Constraints) は、商品ごとでなく、応動能力ごとに設定されている。
- また、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)】

※ Reserve (緊急時の調整力) しか記述はないが、Regulation (平常時の調整力) についても、制約がない中コスト最小化するとΔkW確保量が0になってしまうため、実際には同様の制約があるものと考えられる

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

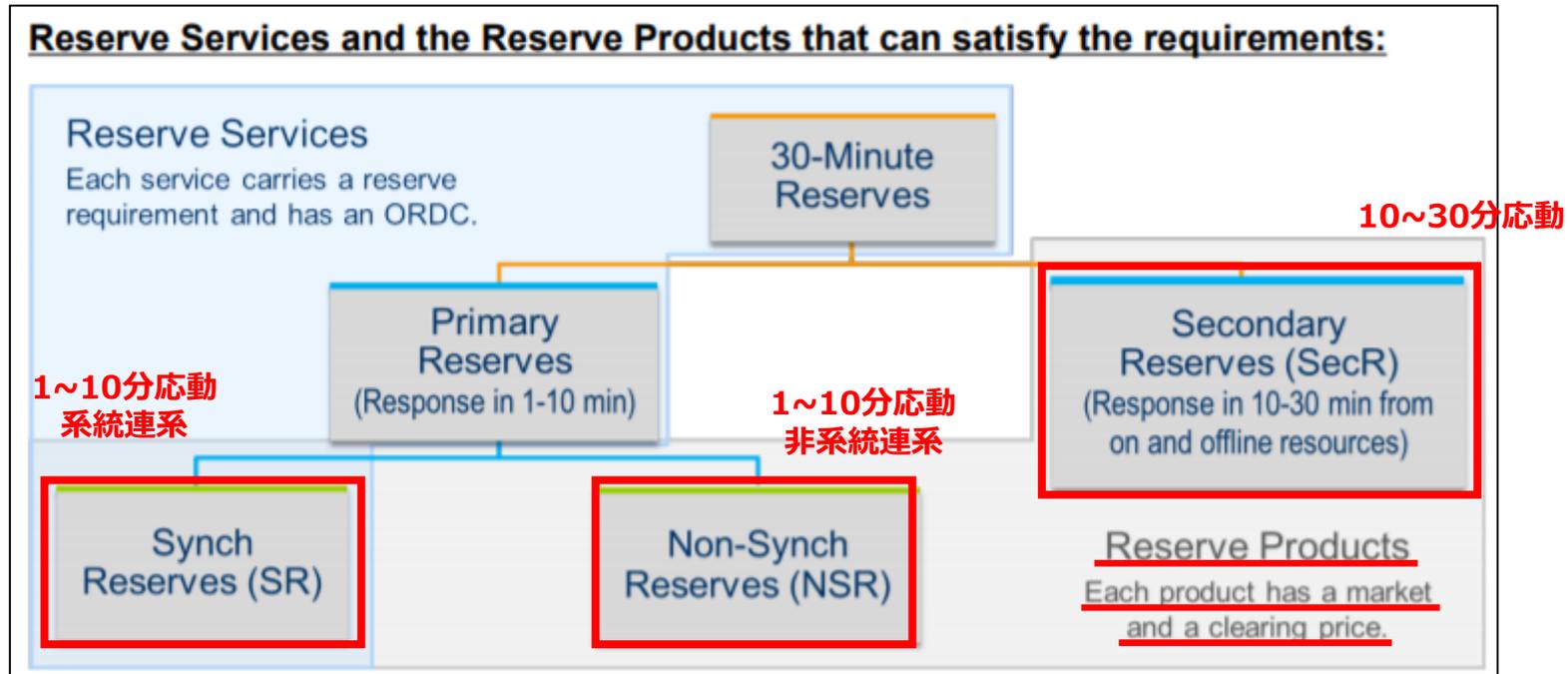
3. 30-minute Reserve Requirement Constraints ※sub-zoneの制約式は割愛

The RTO 30-minute Reserve Requirement is calculated as:

$$\sum_{i=1}^n SR_MW(i) + NSR_MW(i) + SecR_MW(i) \geq RTO_SecR_Reserve_Requirement \quad ; for \forall i \in n \text{ no. of resources};$$

- 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」は、応動能力や系統への連系有無により、「Synchronized Reserve (SR)」、「Non-Synchronized Reserve (NSR)」、「Secondary Reserve (SecR)」の3つの商品がある。

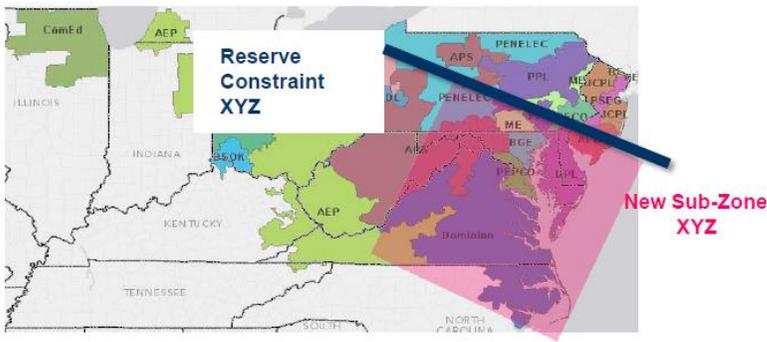
- **Regulation (Reg)**: レギュレーション商品 (平常時の時間内変動)
- **Reserve**: 予備力商品 (緊急時の電源脱落)



- PJMの調整力確保は、必要に応じて最大で3つのsub-zoneごとに確保される。

 **Flexible Sub-Zone Modeling Enhancement**

- More Flexible Reserve Sub-Zone Modeling
 - Keep existing RTO reserve zone with closed loop sub-zone structure, but allow flexibility to change the location of the sub-zone on a day-ahead basis, as needed
 - Allow changes intraday on an exception basis
 - Define several reserve sub-zones, of which only one will be used at a time

 **OR** 

www.pjm.com | Public 11 PJM © 2021

- 米PJMにおいて、価格はCo-optの結果から算出されており、具体的には、「システムエネルギー料金（Energy Price）」と「ΔkW価格（Reserve Clearing Price）」は、Co-optの結果から、需給（kWh）バランス制約と、調整力確保（ΔkW需給バランス）制約に対応する「シャドウプライス」により算定されている。
- 混雑を反映したkWh価格（LMP）は、「システムエネルギー料金」から、限界ロス料金（Loss Price）と送電混雑料金（Congestion Price）を補正して算出されるが、詳細については後述する。

【価格の決定】

IV. LMP and Reserve Clearing Price Calculations

Each Pnode LMP is calculated as:

$$LMP(i) = \text{Energy Price} - \text{Loss Price}(i) + \text{Congestion Price}(i) \quad \text{For } \forall i \in \text{no. of pnodes}$$

※限界ロス料金と送電混雑料金の詳細は後述

where,

$$\text{Energy Price} = \text{Shadow Price of Power Balance Constraint}$$

$$\text{Loss Price}(i) = LS(i) * \text{Energy Price}$$

Congestion Price(i) =

$$\sum_{k=1}^n \text{Shadow Price}(k) * DFax(i, k) \quad \text{For } \forall k \in \text{active transmission constraints}$$

A. Reserve Clearing Price

- Secondary Reserve Clearing Price = SP30
- Non-Synchronized Reserve Clearing Price = SPPR + SP30
- Synchronized Reserve Clearing Price = SPSR + SPPR + SP30

※調整力確保制約が商品ごとでなく、応動能力ごとに設定されているため、その商品が対応可能な、全ての応動能力に関する制約条件に対応するシャドウプライスの合計となる

Where,

SP30 = Shadow Price of 30-minute Reserve Requirement

SPPR = Shadow Price of Primary Reserve Requirement

SPSR = Shadow Price of Synchronized Reserve Requirement

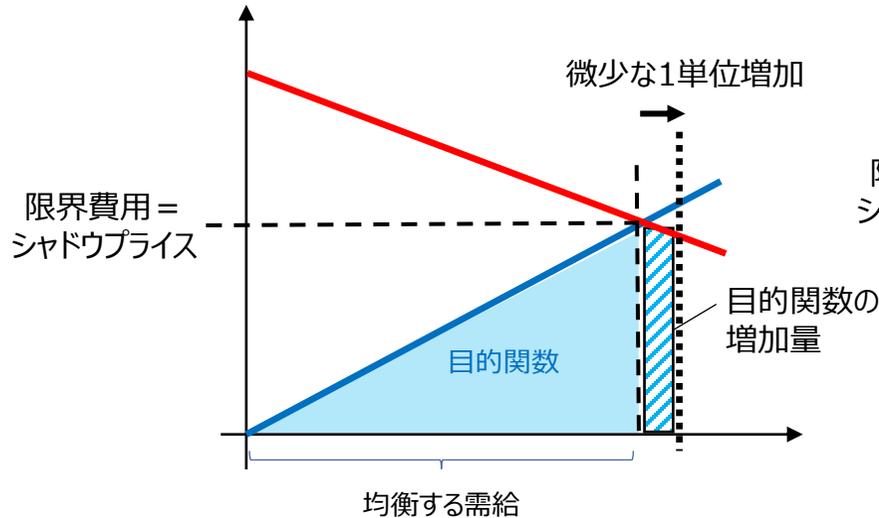
- 「シャドウプライス」は、最適化問題において、制約式の定数項が1単位変化したときの目的関数の値の変化を示す。
- 具体的に、「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」は、需要（供給）が微少に1単位増えた時の目的関数の増加量となり、シャドウプライスは結果的に需給均衡点における限界費用となる。

【シャドウプライスの定義】

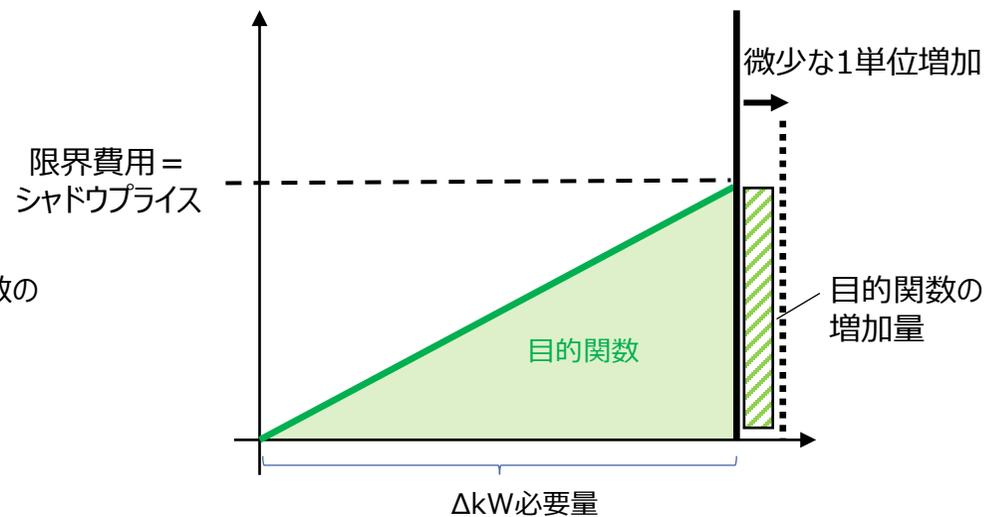
市場におけるメリットオーダーもしくはクリアリングは、需要の充足を制約条件とした、供給（調達）コストの最小化問題として表現される⁵¹。この制約条件のシャドウプライス⁵¹が、その市場における均衡価格を示す。

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。

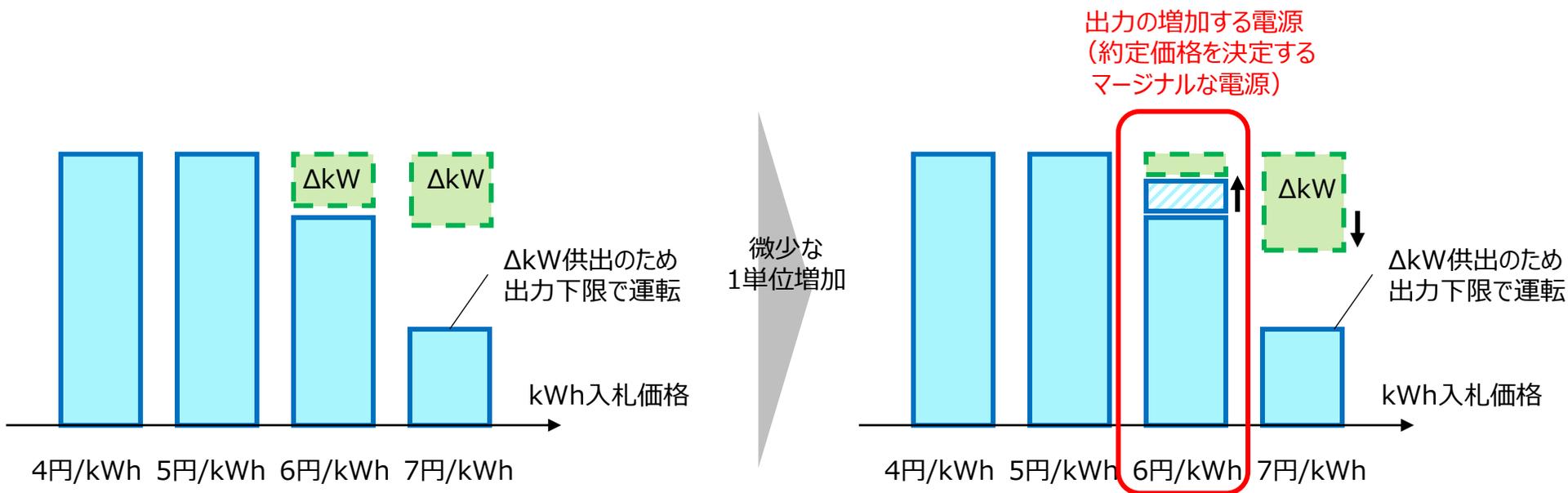
需給（kWh）バランス制約に対応するシャドウプライス



調整力（ ΔkW ）確保制約に対応するシャドウプライス

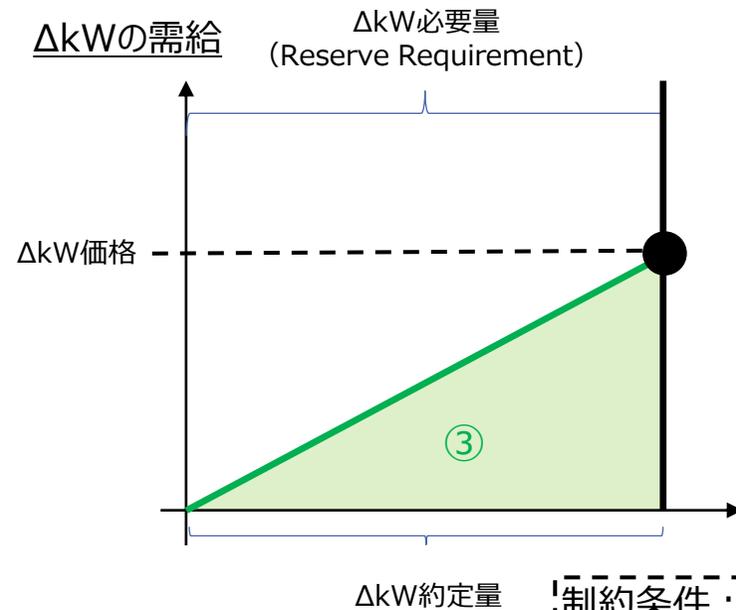
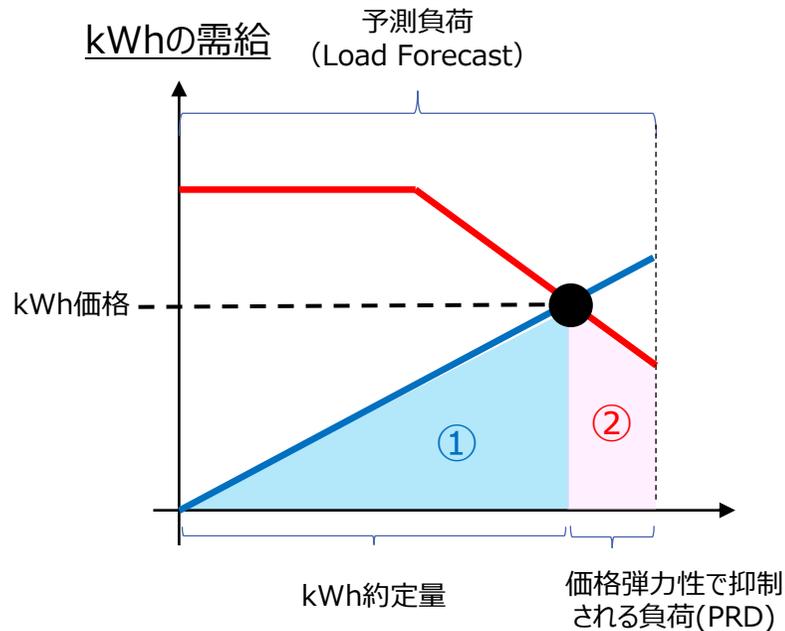


- 需給均衡点における限界費用は、前述通り、需要（供給）が微少に1単位増えた時に出力増加する電源である。
- このため、例えば、調整力確保制約等により出力下限で運転している限界費用が高い電源がある場合などは、それが約定価格を決定するマージナルな電源（需給均衡点における限界費用電源）になるとは限らない。



- 米PJMにおける「増分燃料費のみのCo-opt」ロジックをまとめると、制約条件（需給バランス制約、送電容量制約、リソース能力に関する制約、調整力確保制約）を満たした上で、kWh供給コスト（①）・経済DRコスト（②）・ ΔkW 供給コスト（③）の合計を最小化（同時最適化）することで、kWh・ ΔkW 約定量が決定する。
- また、最適化結果に基づく需給均衡点における限界費用により、kWh・ ΔkW 価格を決定している。
（なお、混雑を反映したkWh価格（LMP）算定については後述する）

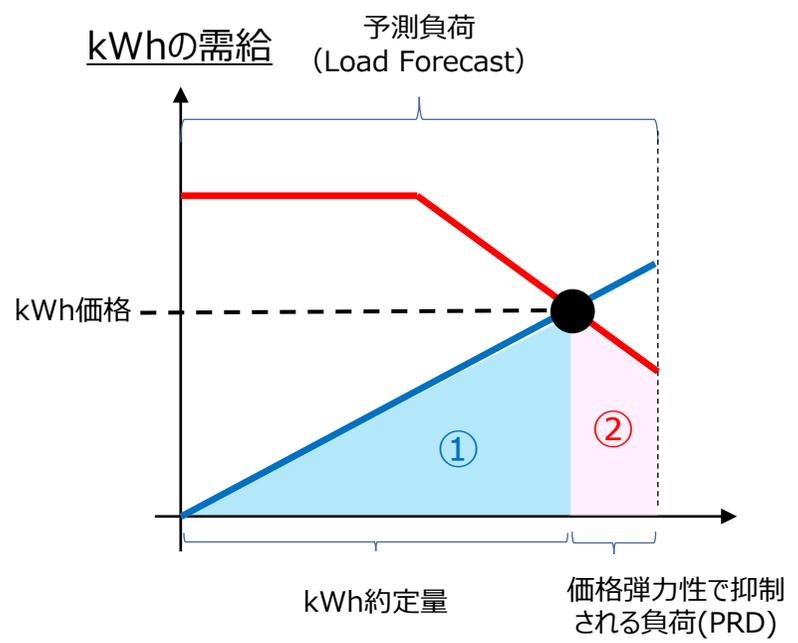
①（kWh供給コスト）+②（経済DRコスト）+③（ ΔkW 供給コスト）を最小化



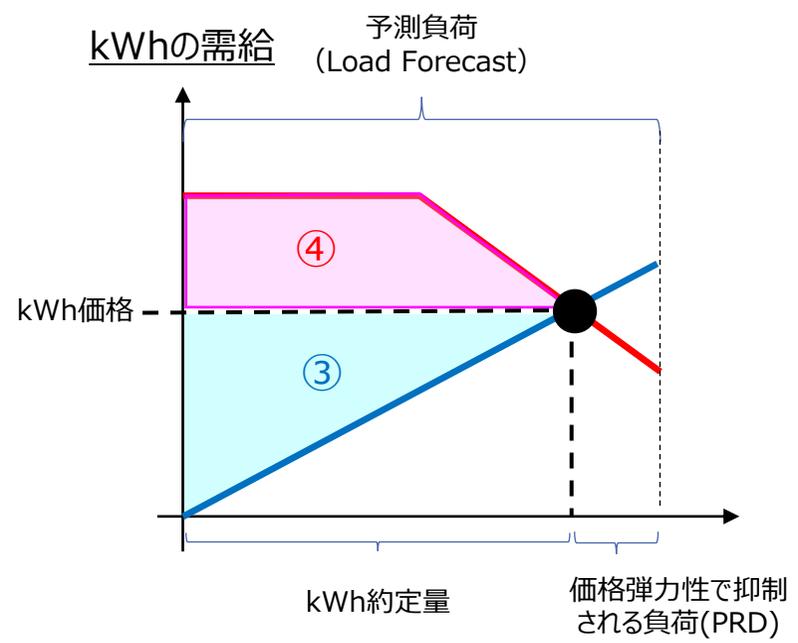
- 制約条件：
- 需給バランス制約
 - 送電容量制約
 - リソース能力に関する制約
 - 調整力確保制約

■ 米PJMにおいて、例えばkWh市場のみ考えると、kWh供給コスト (①) と経済DRコスト (②) の合計というように社会費用を最小化しているが、生産者余剰 (③) と消費者余剰 (④) の合計である社会余剰を最大化する問題を解くことと実質的に同じであり、結果として同じ約定量と約定価格を求めることができる。

社会費用 最小化問題

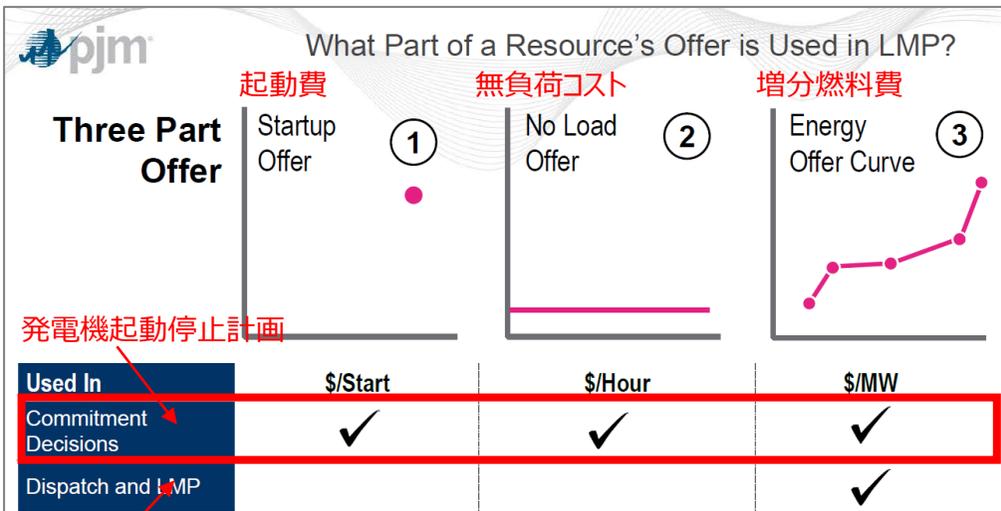


社会余剰 最大化問題



1. 米PJMにおける増分燃料費のみのCo-opt
2. 3-Part情報を用いたCo-optとアップリフトの関係
3. 混雑反映価格（LMP）の算定

- 続いて、起動費・無負荷コストも含めた「3-Part情報を用いたCo-opt」の詳細について述べる。
- 米PJMにおいて、「3-Part情報（起動費・無負荷コスト・増分燃料費）を用いたCo-opt」は、発電機の起動停止計画（UC）にしか用いておらず、価格（LMP）算定には使用していないが、NYISO等では「3-Part情報を用いたCo-opt」の結果を用いて価格（LMP）算定を行っているケースも存在する。
- 一方、「増分燃料費のみのCo-opt」だけでなく、「3-Part情報を用いたCo-opt」においても、起動費や無負荷コストの一部は市場で回収できない可能性があり、このことによる市場参加者の入札インセンティブを損ねないよう、費用を補填するアップリフト（Uplift）と呼ばれる仕組みがあるため、その関係性についても述べる。



発電機起動停止計画

ディスパッチ・LMP決定

LMP and Uplift

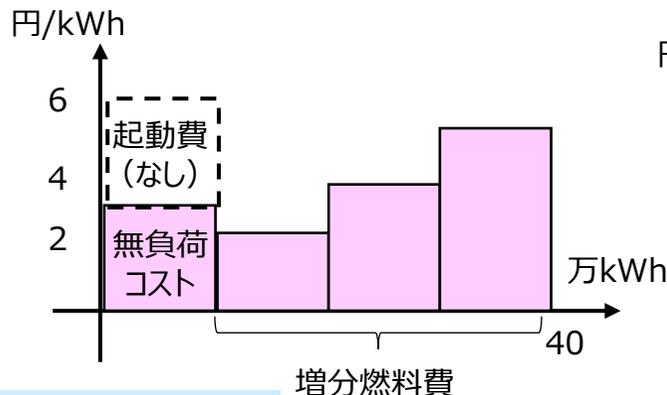
Costs not included in LMP may be recovered via uplift

- For resources that are “out of the money”, any portion of a resource's incremental cost that exceeds LMP
 - Units that are needed for only a portion of their minimum output
 - “Inflexible” units that are needed to serve load
- Generator start up and no load costs / DR Shutdown cost

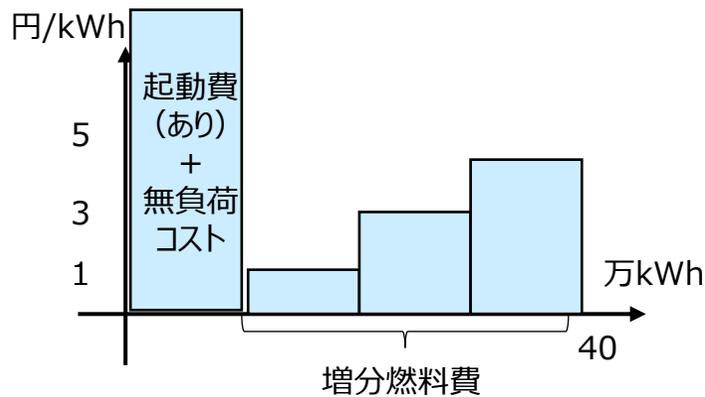
- 起動費・無負荷コストを考慮した「3-Part情報を用いたCo-opt」も、目的関数のkWh供給コストに起動費等を加えることで、「増分燃料費のみのCo-opt」と同様なロジック※となる。
- 一方、約定価格も同様に「需給バランス制約に対応するシャドウプライス」から算定されるため、「3-Part情報を用いたCo-opt」であっても、起動費・無負荷コストでは約定せず、約定価格は増分燃料費のみが反映された価格となる。

※ただし起動・停止状態の組み合わせの最適化も必要となり（混合整数計画問題）、求解の困難さは増す

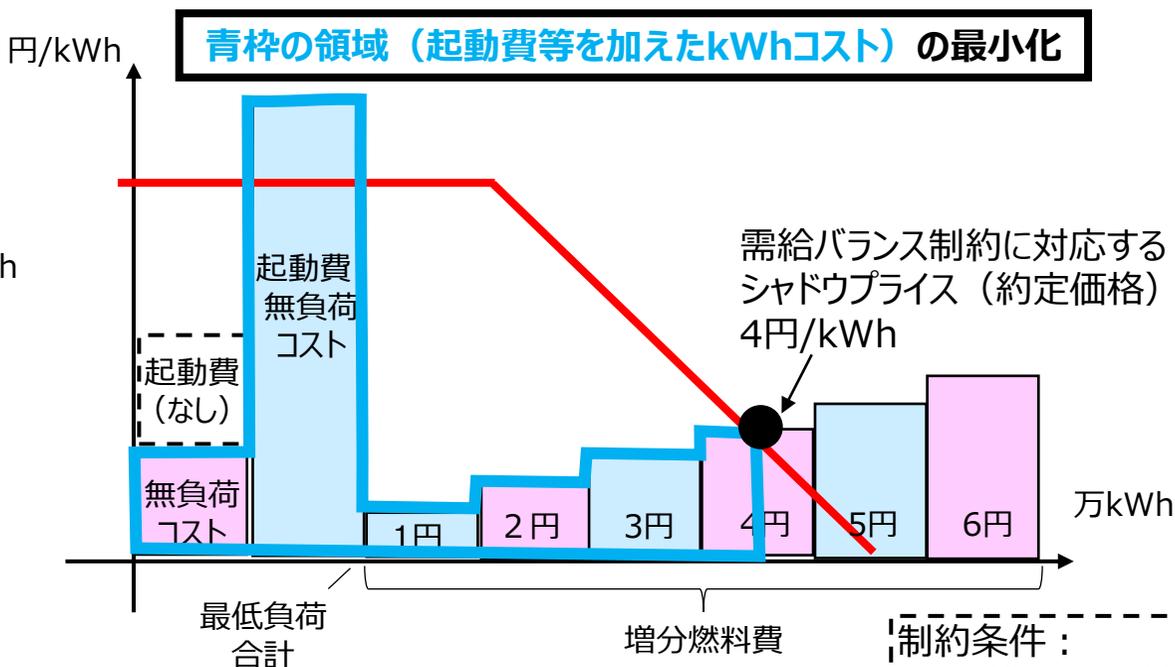
電源A（起動済み）



電源B（停止中）



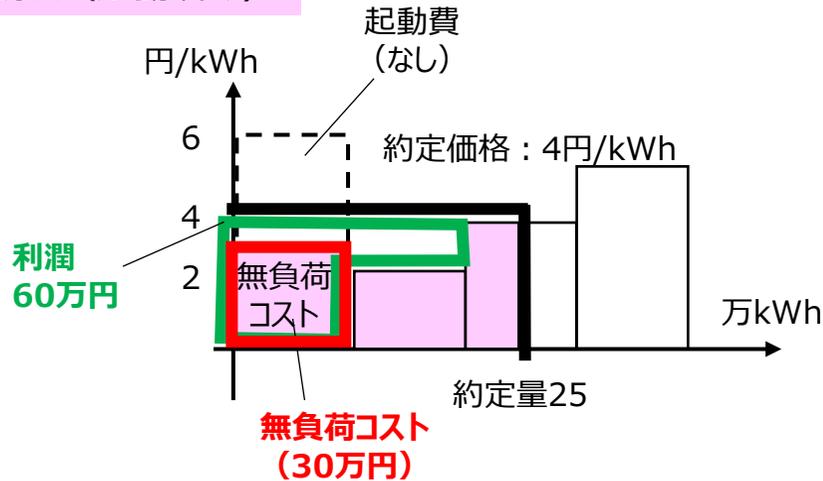
3-Part情報を用いたCo-opt（簡略化のため、経済DRコスト・ΔkW供給コストは省略）



- 制約条件：
- 需給バランス制約
 - 送電容量制約
 - リソース能力に関する制約
 - 調整力確保制約

- 前述の通り、「3-Part」情報を用いたCo-opt」（起動費等も考慮した同時最適化）であっても、約定価格は、増分燃料費のみが反映された価格となる。
 - その結果、下図電源Bのように、約定価格と増分燃料費の差分の利潤（緑枠の領域）で、起動費・無負荷コスト（赤枠の領域）を賄えない場合があります、事業者にとっては市場に参加しないインセンティブとなってしまいます。このことを回避するため、不足分はアップリフト（Uplift）として補填されている。
- (⇒3-Part情報を用いた価格算定であっても、市場内で全額回収できず、アップリフト（Uplift）が必要)**

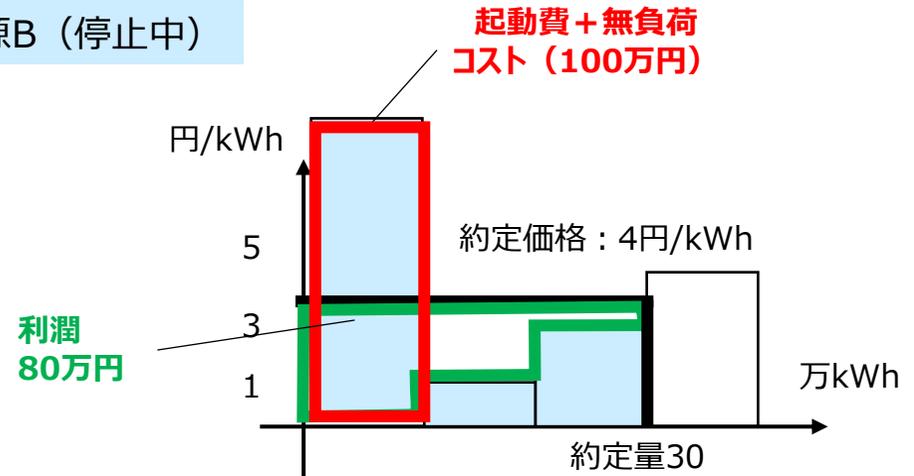
電源A（起動済み）



利潤60万円で、無負荷コスト30万円を賄える

補填不要

電源B（停止中）



利潤80万円で、起動費・無負荷コスト100万円を賄えない

不足分20万円をアップリフト（Uplift）として補填

1. 米PJMにおける増分燃料費のみのCo-opt
2. 3-Part情報を用いたCo-optとアップリフトの関係
3. 混雑反映価格（LMP）の算定

- 先述の通り、混雑を反映した価格 (LMP) は、Co-opt結果の「システムエネルギー料金」から、「限界ロス料金 (Loss Price) 」ならびに「送電混雑料金 (Congestion Price) 」を補正した上で、算出されている。

【価格の決定】

IV. LMP and Reserve Clearing Price Calculations

Each Pnode LMP is calculated as:

$$LMP(i) = \text{Energy Price} - \text{Loss Price}(i) + \text{Congestion Price}(i) \quad \text{For } \forall i \in \text{no. of pnodes}$$

where,

Energy Price = Shadow Price of Power Balance Constraint

Loss Price (i) = $LS(i) * \text{Energy Price}$

Congestion Price(i) = $\sum_{k=1}^n \text{Shadow Price}(k) * DFax(i, k) \quad \text{For } \forall k \in \text{active transmission constraints}$

【LMP算定例】

Example # 2 – Summary

Unit	Offer Price	Penalty Factor $Pf = \frac{1}{1 - \frac{\Delta P_s}{\Delta P_i}}$	Adjusted Offer	System Energy Price	Loss Price $\text{System Energy Price} * \left[\frac{1}{Pf} - 1 \right]$	Congestion Price (Shadow Price * DFAX)	Total LMP
Brighton ✓	\$10.00	1.0553	\$10.5530	\$30.00	-\$1.57	-\$18.43	\$10.00
Alta ✓	\$14.00	1.0449	\$14.6286	\$30.00	-\$1.29	-\$11.95	\$16.76
Park City ✓	\$15.00	1.0449	\$15.6735	\$30.00	-\$1.29	-\$11.95	\$16.76
Solitude ✓	\$30.00	1.0000	\$30.0000	\$30.00	\$0.00	\$0.00	\$30.00
Sundance ☒	\$40.00	1.0161	\$40.6440	\$30.00	-\$0.47	\$9.82	\$39.35

Marginal Unit
 Reference Bus

Unit Running
 Unit Not Running

$\uparrow * \uparrow = \uparrow$ $\uparrow + \uparrow + \uparrow = \uparrow$
 Loss and Congestion Components of LMP are "0" at the Reference Bus

PJM©2017 35 7/13/2017

出所) PJM, "Energy and Ancillary Service Co-Optimization Formulation" (2022年6月1日) をもとに作成
<https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/energy/real-time/real-time-energy-and-ancillary-service-co-optimization-formulation.ashx>

出所) PJM, "Locational Marginal Pricing Components" (2017年7月13日) をもとに作成
<https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx>

- 「限界ロス料金」は、送電ロス補償に要する費用であり、「システムエネルギー料金」に「Penalty Factor※から算出される補正係数（送電損失率に相当）」を乗じて算定される。
- 結果的に、「限界ロス料金」による減額が大きい地点、すなわち需要遠方（電源側）ほど、送電ロス発生の非効率分だけ、発電事業者の収入が減額される仕組みとなっている。

※当該地点の供給量を1単位減らした（需要なら、需要量を1単位増やした）際に、システムエネルギー料金を決定する地点（下記ならSolitude）から、送電損失も考慮して増出力する供給量

Example # 2 – Summary

Unit	Offer Price	Penalty Factor $Pf = \frac{1}{1 - \frac{\Delta P_s}{\Delta P_i}}$	Adjusted Offer	System Energy Price	Loss Price $\left[\frac{1}{Pf} - 1 \right] \times \text{System Energy Price}$	Congestion Price (Shadow Price * DFAX)	Total LMP
Brighton ✓	\$10.00	1.0553	\$10.5530	\$30.00	-\$1.57	-\$18.43	\$10.00
Alta ✓	\$14.00	1.0449	\$14.6286	\$30.00	-\$1.29	-\$11.95	\$16.76
Park City ✓	\$15.00	1.0449	\$15.6735	\$30.00	-\$1.29	-\$11.95	\$16.76
Solitude ✓	\$30.00	1.0000	\$30.0000	\$30.00	\$0.00	\$0.00	\$30.00
Sundance ✗	\$40.00	1.0161	\$40.6440	\$30.00	-\$0.47	\$9.82	\$39.35

Marginal Unit
Reference Bus

✓ Unit Running
 ✗ Unit Not Running

Loss and Congestion Components of LMP are "0" at the Reference Bus

限界ロス料金による減額大 (最も遠い地点)

システムエネルギー料金を決定する地点

限界ロス料金による減額小 (最も近い地点)

- 「送電混雑料金（混雑解消に要する費用）」を求めるにあたり、まずは「送電容量制約に対応するシャドウプライス」を算定する。
- これは、制約（混雑）箇所の運用容量が微少に1単位増加した際に、目的関数（下記では系統全体の総発電コスト）の減少量であり、混雑解消（非混雑側から1単位押し戻す）の価値と等価と見做している。

Calculate Shadow Price and Congestion Price

Production Cost with <u>230 MW</u> across Brighton - Sundance line					Production Cost with <u>231 MW</u> across Brighton - Sundance line				
Unit	MW	Price	No Load	Production Cost	Unit	MW	Price	No Load	Production Cost
Brighton	485	10	\$399.80	\$5,249.80	Brighton	488	10	\$399.80	\$5,279.80
Alta	110	14	\$100.00	\$1,640.00	Alta	110	14	\$100.00	\$1,640.00
Park City	100	15	\$100.00	\$1,600.00	Park City	100	15	\$100.00	\$1,600.00
Solitude	205	30	\$100.00	\$6,250.00	Solitude	202	30	\$100.00	\$6,160.00
Sundance	0	40	\$100.00	\$0.00	Sundance	0	40	\$100.00	\$0.00
	900			\$14,739.80		900			\$14,679.80
Shadow Price = \$14,679.80 - \$14,739.80 =					<u>-\$60.00</u>				

Bus	Monitored Line	DFAX	Shadow Price	Congestion Price
Brighton	Brighton - Sundance	0.207167	0	42
Alta	Brighton - Sundance	0	0	0
Park City	Brighton - Sundance	0	0	0
Solitude	Brighton - Sundance	0	0	0
Sundance	Brighton - Sundance	0	0	0

ED送電線の運用容量が230MWから231MWに増加すると、系統全体の総発電コストが60ドル低減する

©2017

- 「送電混雑料金」は、「送電容量制約に対応するシャドープライス」と「DFAX（分流係数）」を乗じて算定される。
- これは、各母線（に繋がる発電所）において1単位増加させた際の、混雑解消価値を表している。
（そのため混雑側母線では価値減少（マイナス）、非混雑側母線では価値増加（プラス）となる）

Calculate Shadow Price and Congestion Price

※DFAX: Distribution Factor（分流係数）
潮流分析で算出される特定の設備の何%の潮流が流れこむかを示す値
（ex. E母線に繋がるBrighton発電所を「1MW」増加させると、ED送電線は「0.307167MW」の分流分が増加する）

DC Power Flow Solution

Production Cost with 231 MW across Brighton
- Sundance line

	MW	Price	No Load	Production Cost
Brighton	488	10	\$399.80	\$5,279.80

送電混雑料金（Transmission Congestion Price）

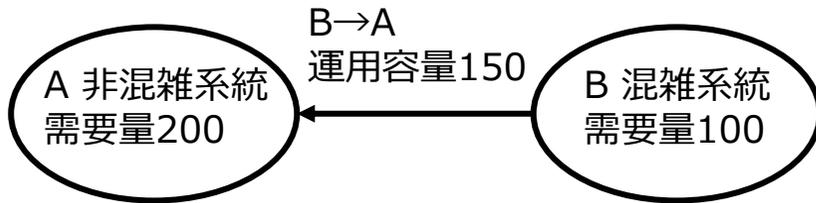
Shadow Price = \$14,679.80 × 0.307167 = -\$60.00

Bus	Monitored Line	DFAX	Shadow Price	Congestion Price
Brighton	Brighton - Sundance	0.307167	-\$60.00	-\$18.43
Alta	Brighton - Sundance	0.199167	-\$60.00	-\$11.95
Park City	Brighton - Sundance	0.199167	-\$60.00	-\$11.95
Solitude	Brighton - Sundance	0	-\$60.00	\$0.00
Sundance	Brighton - Sundance	-0.16367	-\$60.00	\$9.82

混雑側母線（価値減少）

非混雑側母線（価値増加）

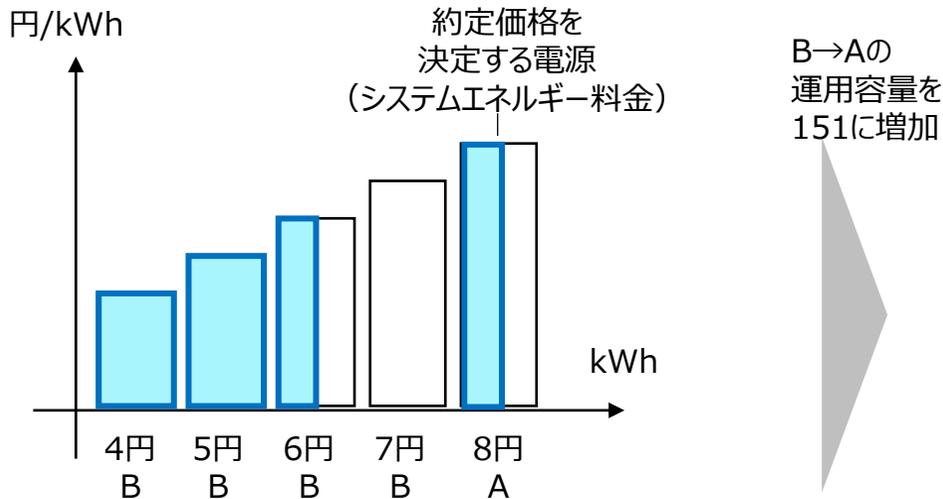
- Co-opt結果の「システムエネルギー料金」から、送電ロス補償に要する費用である「限界ロス料金（Loss Price）」と、混雑解消価値を示す「送電混雑料金（Congestion Price）」を補正して、混雑を反映した価格（LMP）は算出される。
- なお、下図のように、LMP算定をエリア単位で行えば、結果的に市場分断処理を行った場合と同じ結果を得る。



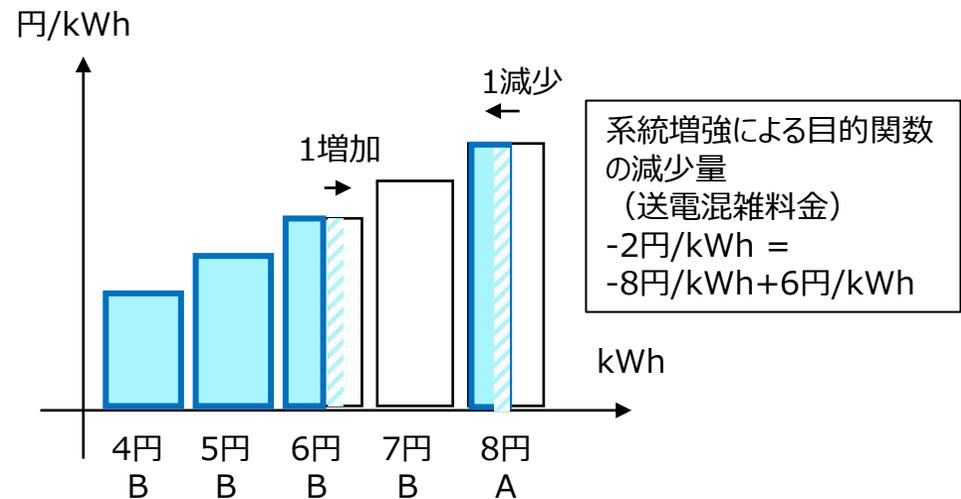
2エリアの場合のLMPの算定例（簡単のため、限界ロス料金を考慮していない）

	システムエネルギー料金	送電混雑料金	LMP
エリアA	8円/kWh	0円/kWh	8円/kWh
エリアB	8円/kWh	-2円/kWh	6円/kWh

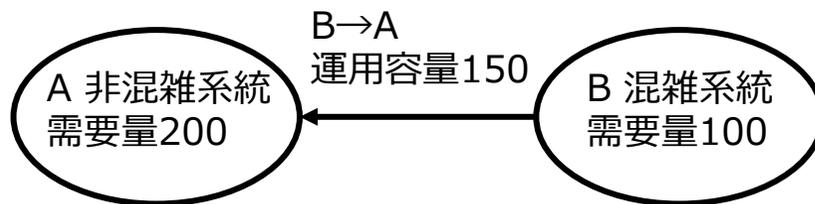
Co-opt結果（送電容量制約も考慮した約定結果）



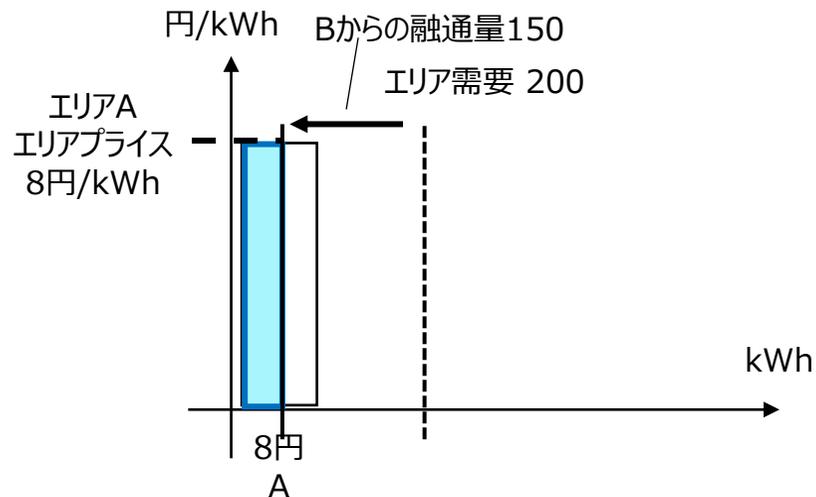
系統増強時のCo-opt結果（送電容量制約も考慮した約定結果）



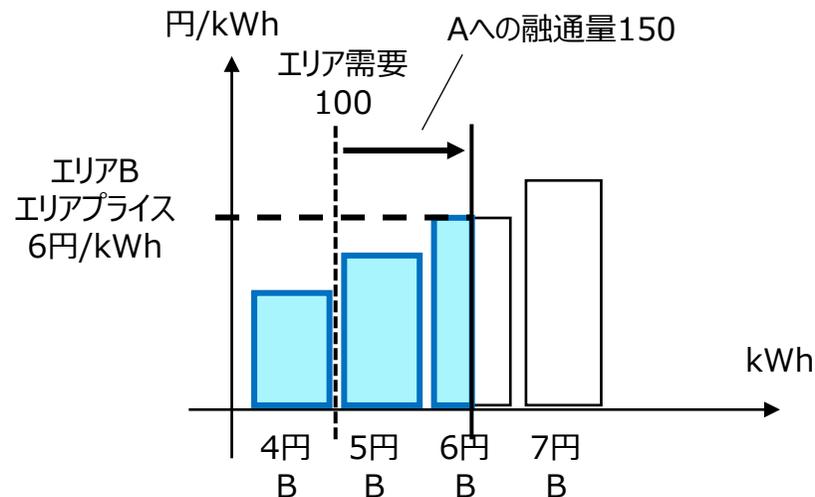
■ 市場分断時のエリアプライスと、エリア単位で算定したLMP価格は、結果的に同じ結果となる。



エリアAの約定処理



エリアBの約定処理



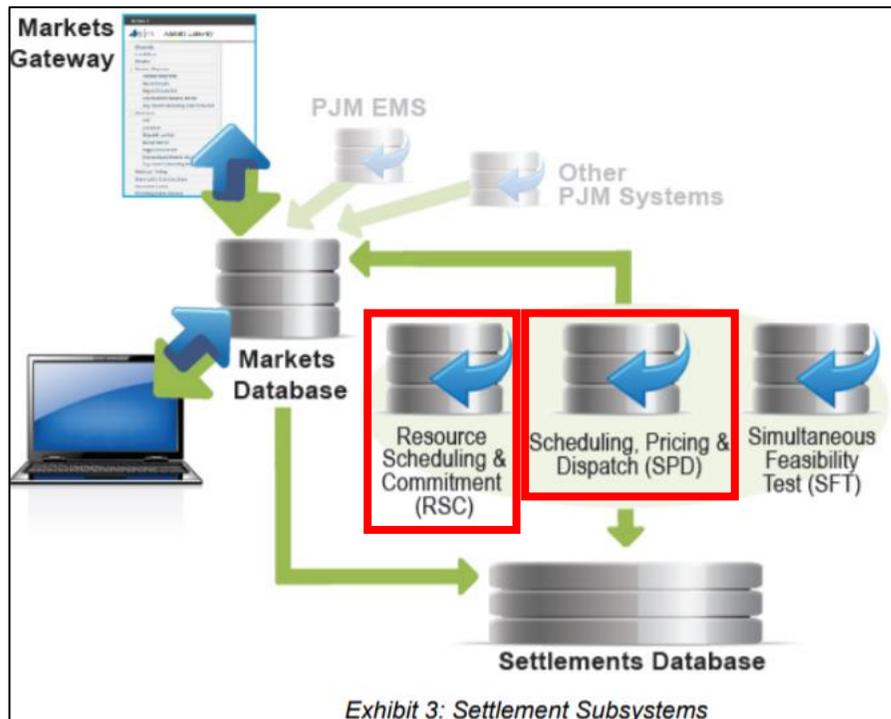
(以下 参考)

- スケジューリングプロセスは、前日市場、RAC（Reliability Assessment and Commitment）、リアルタイム市場に区分される。
- 前日市場において入札需要を満たすようにスケジューリングされ、RACにおいてPJM予測需要を満たすように追加のリソースがスケジューリングされる。（両者ともSCUCに相当）
- リアルタイム市場においては、潜在的な送電制約等を満たすようにスケジューリングされると記載されているが、リアルタイム市場は実需給1時間前であり、大宗の電源の追起動指令が間に合わないと想定されるため、発電機態勢はRACの結果を引き継ぎ、SCEDのみ実施されるものと考えられる。

The PJM scheduling objective varies depending on the scheduling time horizon (Day-ahead, Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run, Real-time Operations). The PJM scheduling process in the Day-ahead Energy Market is to schedule generation to meet the aggregate Demand bids that result in the least-priced generation mix, while maintaining the reliability of the PJM RTO. During the RAC Run, PJM schedules additional resources as needed to satisfy the PJM Load Forecast and the Operating Reserve objective based on minimizing the scheduling cost. PJM also schedules resources based on economics to control potential transmission limitations that are binding in the Transmission Reliability analysis that is performed in parallel with and subsequent to the Day-ahead Market analysis. The scheduling process evaluates the price of each available resource compared with every other available generating resource. The process for scheduling the PJM RTO requires:

- In the Day-ahead Energy Market:
 - Scheduling sufficient generation to cover aggregate Demand bids and Day-ahead Scheduling Reserve (Operating Reserve) requirements calculated as a function of such Demand bids.
- In the Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run (subsequent to the Day-ahead Energy Market):
 - Scheduling sufficient generation to cover the PJM Load Forecast and Operating Reserve requirements.
- In Real-time Operations:
 - Scheduling sufficient generation to control potential transmission limitations that are binding in the Transmission Reliability analysis.
 - Scheduling sufficient generation to satisfy the PJM Regulation Requirement, PJM Primary Reserve Requirement, and other ancillary service requirements of the PJM RTO.
 - Ensuring PJM Members participate in the analysis and elimination of conditions that threaten the reliable operation of the PJM RTO.

- RSC (Resource Scheduling & Commitment) では、市場参加者の入札情報と信頼度基準に基づき、混合整数計画問題を解き (3-PartのCo-opt) 、発電機態勢を決定する。(SCUCに相当)
- SPD (Scheduling, Pricing & Dispatch) では、RSCにより決定された発電機態勢を用い、増分燃料費のみのCo-opt (次スライドに用語についての留意点) を行い、1時間ごとの発電機出力レベル、LMP、予備力商品 (Reserve) の市場価格を算定する。(LMP算定に相当)



- **Resource Scheduling & Commitment (RSC)** – RSC performs security-constrained resource commitment based on generation offers, Demand Resource offers, Demand bids, Day-ahead Scheduling Reserve Offers, Increment Offers, Decrement bids and transaction schedules submitted by participants and based on PJM RTO reliability requirements. RSC enforces physical resource specific constraints that are specified in the generation offer data and generic transmission constraints that are entered by the Market Operator. RSC provides an optimized economic resource commitment schedule for the next forty-eight (48) hours and it utilizes a mixed integer linear programming solver to create an initial resource dispatch for the next Operating Day.
- **Scheduling, Pricing & Dispatch (SPD)** – SPD performs security-constrained economic dispatch using the commitment profile produced by RSC. SPD calculates hourly resource generation MW levels, LMPs and Day-Ahead Scheduling Reserve Clearing Prices for all load and generation buses for each hour of the next Operating Day. SPD utilizes a linear programming solver to develop the economic dispatch solution while respecting generic transmission constraints that affect dispatch, such as reactive interface limits, and thermal limits.

- 米PJMのSCEDは、増分燃料費のみのkWh・ΔkW同時最適化を指しており、日本におけるEDC (Economic load Dispatching Control) のような、kWhのみ最適化した発電出力制御ではないことに注意が必要である。
- 本資料では、米PJMのSCEDを「増分燃料費のみのCo-opt」※、日本のEDCのような機能を「SCED」と記載する。

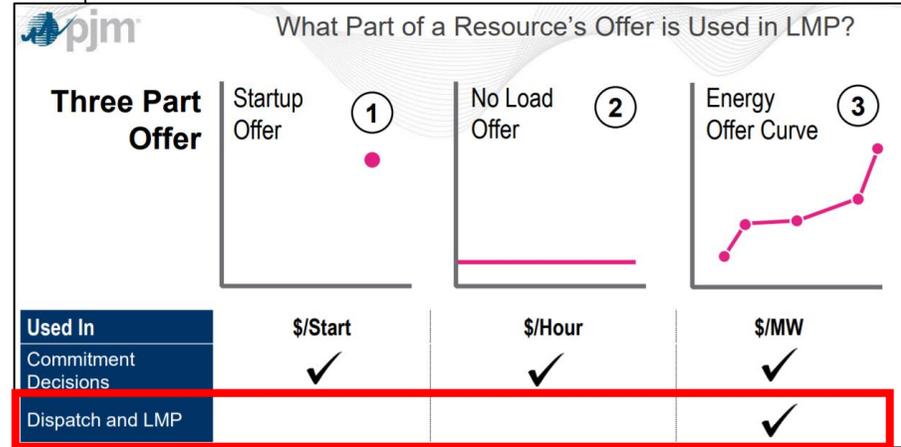
II. Security Constraint Economic Dispatch (SCED) Objective Function

SCED is a mathematical model that generates the most economic resource dispatch during Real-time operations while considering key system operating constraints, such as power balance, reserve requirements, transmission congestion, as well as resource parameters, such as ramp rates, minimum and maximum output capability. The overall objective function of the SCED algorithm is to minimize the total system product cost over the study interval(s).

※対応する形で、SCUCを「3-PartのCo-opt」と記載する

MINIMIZE {Resource Energy Costs	エネルギーコスト
- Price Responsive Demand Value	需要抑制価値
+ Import Transaction Cost	他ISOとの授受 (日本では関係なし)
- Export Transaction Value	
+ Regulation Reserve Costs	調整力(Reserve)確保費用
+ Synchronized Reserve Costs	
+ Non-Synchronized Reserve Costs	
+ Secondary Reserve Costs	
+ Various Applicable Violation Penalties*)	需給バランス違反・送電制約違反等のペナルティ項目

※起動費・無負荷コストはない



*Note: Includes transmission constraint violation penalties, energy surplus and deficit penalties, regulation and reserves violation penalties, etc.

The objective function cost terms are described below. For purposes of the following equations, the parameters are defined as:

出所) PJM, "LMP Calculation and Uplift" (2018年1月29日) をもとに作成

<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.ashx>

出所) PJM, "Energy and Ancillary Service Co-Optimization Formulation" (2022年6月1日) をもとに作成

<https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/energy/real-time/real-time-energy-and-ancillary-service-co-optimization-formulation.ashx>

- SPDの詳細部分と考えられる以下の箇所によると、一度dispatch runとして増分燃料費のみのCo-optを行った後、続けてpricing runとして増分燃料費のみのCo-optが実行される。(5.2.7.1冒頭4行)
- ただし、pricing runにおいては、fast-startの起動費・無負荷コストが入札価格に加えられており、混合整数計画問題の整数緩和 (0or1ではなく、0~1の値をとることを許容) をして最適化されている。(5.2.7.1の3~6行、5.2.7.2後3行)
- また、pricing runでは、dispatch runの結果、起動しているリソースの入札情報を用いられている。(5.2.7.2冒頭3行)

5.2.7.1 Day-ahead Integer Relaxation

As described in Section 2.1 of this Manual, Day-ahead economic dispatch is performed in the Day-ahead security constrained economic dispatch software program, known as the dispatch run. Day-ahead prices are calculated in a subsequent execution of the Day-ahead security constrained economic dispatch optimization software program, known as the pricing run. The pricing run executes the same optimization as the dispatch run but additionally applies Integer Relaxation to Eligible Fast-Start Resources. Integer Relaxation is the process by which the commitment status variable for an Eligible Fast-Start Resource is allowed to vary between zero and one, inclusive of zero and one.

5.2.7.2 Energy Offers used in Day-ahead Price Calculation

Day-ahead prices shall be determined for every hour, using the applicable marginal energy offer of the resources being dispatched using the offer schedule on which the resource is committed in the dispatch run. PJM will determine a resource's applicable marginal energy offer by comparing the megawatt output of the resource from the pricing run with the Market Seller's Incremental Energy Offer curve or, for Eligible Fast-Start Resources, the Market Seller's Composite Energy Offer. For Eligible Fast-Start Resources, the amortized Start-Up Costs and amortized No-Load Costs, expressed in dollars per megawatt-hour, are added to the resource's Incremental Energy Offer to determine a Composite Energy Offer, as described below:

- 米PJMにおいてfast-startは、「1時間以内に応動可能」、「最低運転時間が1時間以内」、「オンラインで運転中」の要件を満たすものと定義され、要件を満たすと想定されるリソースとし、燃料電池・ディーゼル・水力・蓄電池などが挙げられており、短時間で起動停止が柔軟に出来るフレキシビリティリソースである。
- fast-startは、一般的に、短時間しか起動せず、出力範囲帯が狭いため、最小出力または最大出力でディスパッチされることが多く、約定価格を決定する電源になりにくく、価格と社会的費用の乖離が大きくなる。このため、pricing runでは、fast-startのみ起動費等も考慮のうえ、出力制約条件の緩和がなされている。

- Once a unit is deemed Fast Start capable, they must also meet the following requirements in order to qualify for Fast-Start

Pricing:

- Notification Time + Startup Time \leq 1 hour
- Minimum Run Time \leq 1 hour
- Online and running for PJM

Resources deemed FS capable by default:

- Generation Type:
 - Fuel Cells
 - All CTs
 - Diesels
 - Hydro
 - Battery
 - Solar
 - Landfill
 - Wind

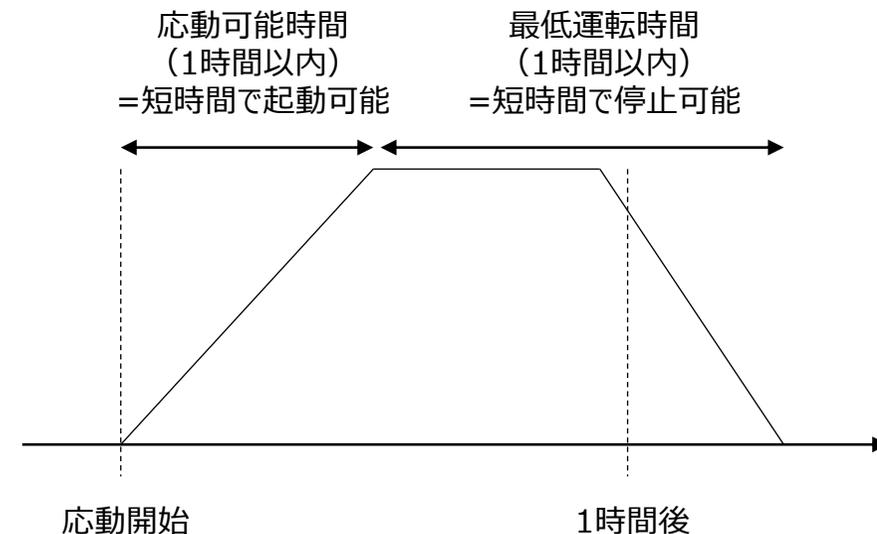
- All Economic Load Response

Resource deemed not FS capable by default*:

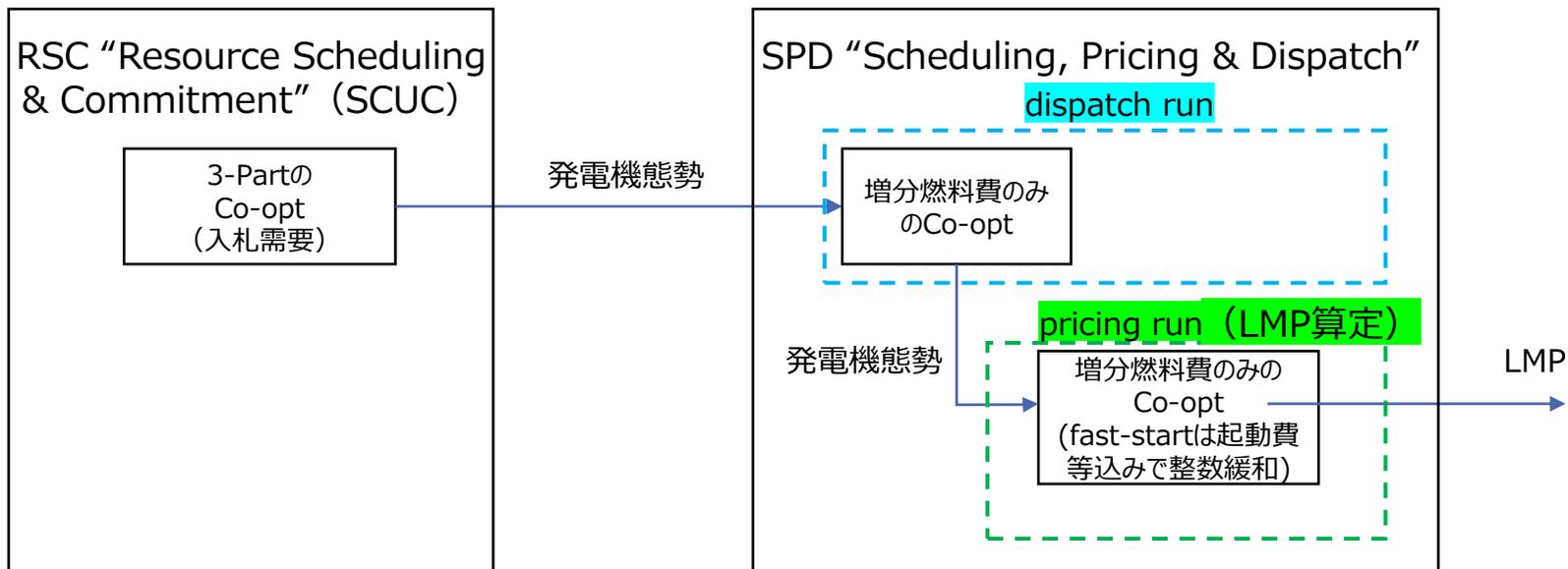
- Combined Cycle
- Steam
- Nuclear

*Resources may request to be considered FS Capable

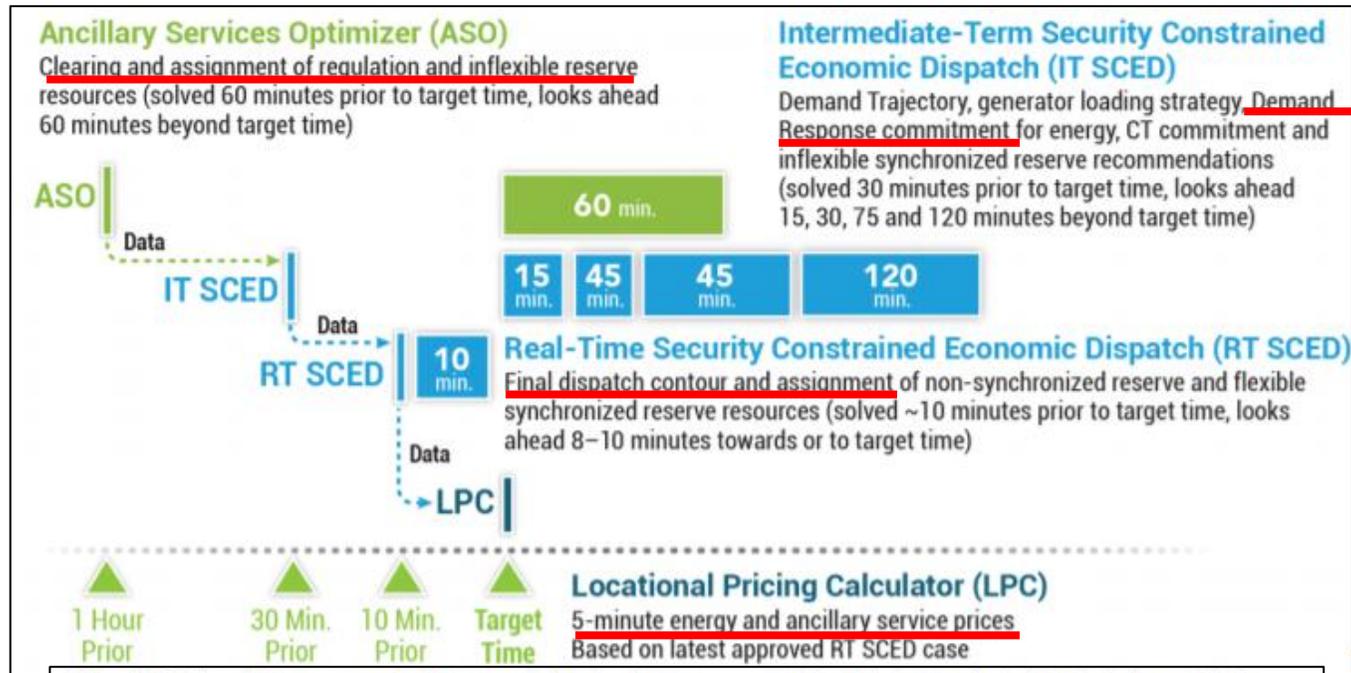
Fast-startの要件イメージ



- PJMマニュアルの記載をもとに、前日市場のSCUC・LMP算定のフローを整理すると、以下のようになる。



- リアルタイム市場では、多段階の処理（ASO・IT SCED）で調整力の一部やDR発動等を決定し、続けてRT SCEDにより最終的なディスパッチを行い、その後にLPC（Locational Pricing Calculator）において、LMP・アンシラリーサービス価格が算定される。
- なお、LMP算定（LPC）では、RT SCEDの結果をそのまま使うのではなく、別途、最適化処理が実行されている。



The LPC is an incremental linear optimization program that is formulated to jointly optimize and price both Energy and Reserves. The objective is to minimize the cost function including the cost of Energy and Reserves subject to the power balance constraint, the Synchronized, Primary, and 30-minute Reserve Requirements, specific generator and Demand Resource operating limitations, except in cases in which Integer Relaxation is applied, transaction MW limits, and any transmission constraints that currently exist on the system and a normalized distribution of system losses to a network location.

- ASO (Ancillary Service Optimizer) は、混合整数計画問題を解き (3-PartのCo-opt) 、一部の調整力 (Regulationおよび柔軟性のないReserve) が決定される。
- 次の処理であるIT SCED (Intermediate Term SCED) においても、混合整数計画問題を解き (3-PartのCo-opt) 、経済DRの決定等がされている。

2.5.1 Ancillary Service Optimizer (ASO)

The Ancillary Services Optimizer (ASO) performs the joint optimization function of Energy, Reserves and Regulation in the dispatch run. The main functions of ASO are the clearing and commitment of all Regulation resources and inflexible Reserve resources for a one hour time period. The ASO case is executed one (1) hour prior to the beginning of an operating hour and is normally solved and approved up to thirty (30) minutes prior to the operating hour. Upon case approval, the assignments are posted in the Markets Gateway system. In the event the ASO case is not approved, previous assignments are effective into the next hour. The ASO engine uses the hourly offers for Energy, Reserves and Regulation that are effective at the target time for each case solution and also performs the Regulation Three Pivotal Supplier Test. ASO does not calculate market clearing prices.

2.5.2 Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch (IT SCED)

The Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch (IT SCED) application is used by PJM to perform various functions over a 1-2 hour look-ahead period. Historical and current system information including forecasted energy transactions are used to anticipate generator performance to various requests, and to provide accurate information regarding generator operating parameters under multiple scenarios. The IT SCED solves a multi-interval, time-coupled solution to perform the following functions:

- Resource commitment recommendations for Energy and Reserves.
- Resource commitment decisions for economic Demand Resources.
- Execution of the Three Pivotal Supplier Test for Energy.
- Non-Synchronized Reserves Opportunity Cost.

The Ancillary Services Optimizer is software that solves a mixed-integer program to optimize PJM's hour-ahead ancillary services. This application jointly optimizes energy and reserves.

The Intermediate Term Security Constrained Economic Dispatch is a mixed-integer program that provides a time-coupled 2-hour forecast and unit commitment. This application uses forecast data and generator offer parameters to create a dispatch trajectory and unit commitment plans for the next 2 hours. The generator dispatch points calculated by this application are not used for system control. The main purpose of this application is to provide intraday unit commitment information to the system operator.

- RT SCED (Real-Time SCED) では、PJMの需要予測に合うようにリソースをディスパッチする処理がなされており、SCED (日本で言うところのEDC) の処理がなされているものと考えられる。

2.5.3 Real-time Security Constrained Economic Dispatch (RT SCED)

The Real-time Security Constrained Economic Dispatch (RT SCED) application is responsible for dispatching resources every five (5) minutes for a future target time to co-optimize Energy and Reserves at the target time based on forecasted system conditions. RTSCED performs a dispatch run solution. RTSCED does not perform a pricing run solution.

2.5.3.1 Real-time Security Constrained Economic Dispatch Optimization

The design of RT SCED is to develop an optimized dispatch using a common computer algorithm utilizing Linear Programming (LP) to meet the PJM objective of minimizing production costs while:

- Dispatching sufficient resources to meet the PJM Load Forecast
- Honoring physical transmission constraints on the PJM power system
- Honoring inflexible ancillary service assignments
- Committing sufficient flexible reserves to meet the PJM Real-time requirements

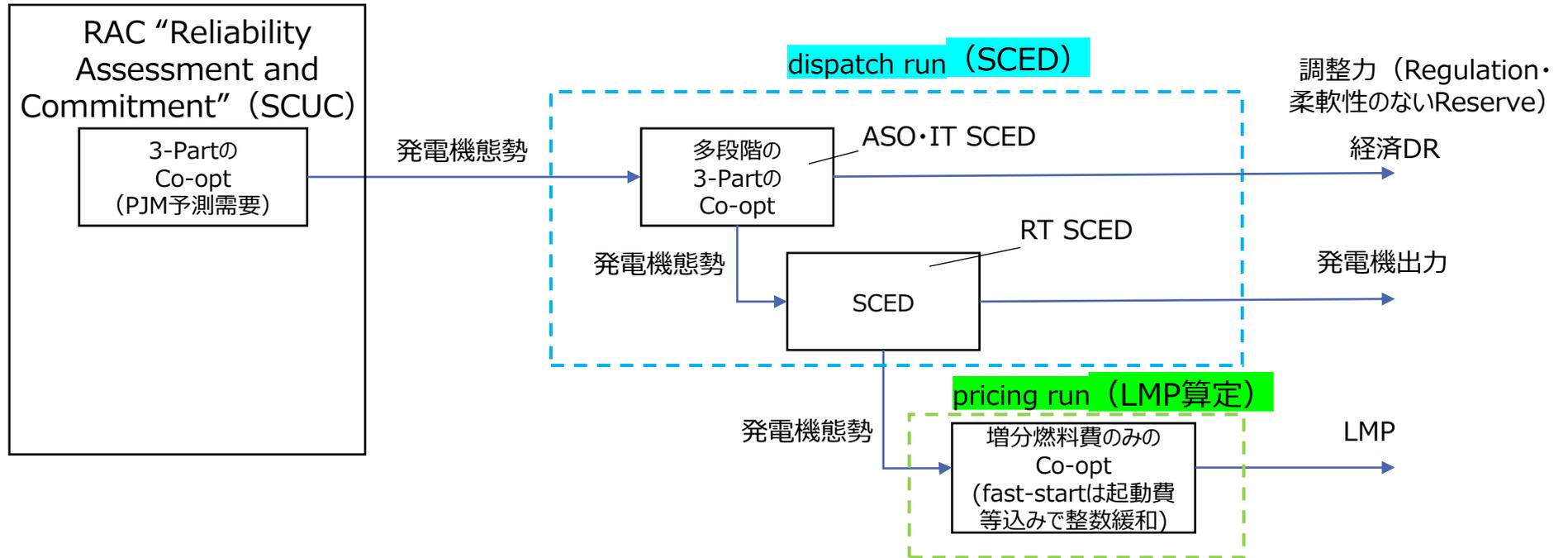
- リアルタイム市場のLPCの中でも、dispatch runとpricing runに関する記述（前日市場と全く同じ）がある。
- 一度、dispatch runとしてSCEDを行った後、続けてpricing runとして増分燃料費のみのCo-optが実行される。（冒頭4行）
- ただし、pricing runにおいては、fast-startの起動費・無負荷コストが入札価格に加えられており、混合整数計画問題の整数緩和（0or1ではなく、0~1の値をとることを許容）をして最適化されている。（4~6行、後3行）
- また、pricing runでは、dispatch runの結果、起動しているリソースの入札情報を用いられている。（8~10行）

2.7.1 Energy Offers used in Real-time Price Calculation

As described in Section 2.1 of this Manual, Real-time economic dispatch is performed in the Real-time security constrained economic dispatch software program, known as the dispatch run. Real-time prices are calculated in a subsequent execution of the Locational Pricing Calculator (LPC) software program, known as the pricing run. The pricing run executes the same optimization as the dispatch run but additionally applies Integer Relaxation to Eligible Fast-Start Resources. Integer Relaxation is the process by which the commitment status for an Eligible Fast-Start Resource is allowed to vary between zero and one, inclusive of zero and one.

Real-time prices shall be determined for every five (5) minutes, using the applicable marginal energy offer of the resources being dispatched using the offer schedule on which the resource is committed in the dispatch run. PJM will determine a resource's applicable marginal energy offer by comparing the megawatt output of the resource from the pricing run with the Market Seller's Incremental Energy Offer curve or, for Eligible Fast-Start Resources, the Market Seller's Composite Energy Offer. For Eligible Fast-Start Resources, the amortized Start-Up Costs and amortized No-Load Costs, expressed in dollars per megawatt-hour, are added to the resource's Incremental Energy Offer to determine a Composite Energy Offer, as described below:

■ PJMマニュアルの記載をもとに、前日市場以降（RAC・リアルタイム市場）のSCUC・SCED・LMP算定のフローを整理すると、以下ようになる。



ASO : Ancillary Service Optimizer
 IT SCED : Intermediate Term Security Constrained Economic
 RT SCED : Real-Time Security Constrained Economic

以上