

市場約定（SCUC）ロジックと 価格算定（LMP）ロジックについて

2022年12月 2日

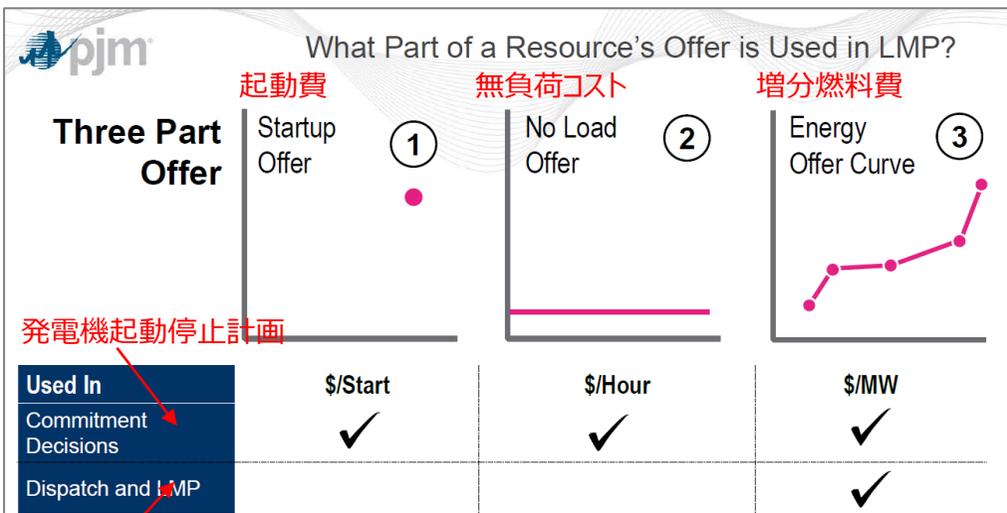
電力広域的運営推進機関

- 米PJMにおいて、市場約定（SCUC）ロジックと価格算定（LMP）ロジックは異なるロジックとなっており、電源起動はTSO想定需要、約定は小売想定需要で行う方向性で議論中の同時市場にとっても参考になるところ。
- そこで、本資料では一般的なSCUCロジックと、PJMにおける価格算定ロジック（またアップリフトの位置付け）ならびに、そこから得られた考察・同時市場で考えられる方向性について報告させて頂く。

- エネルギー市場において、発電事業者は、①起動費 (startup offer) 、②無負荷コスト (no load offer) 、③増分燃料費 (energy offer curve) の3つの価格を提出。
- 発電機の起動停止計画の決定 (SCUC) には、①～③のすべてが使用されるが、LMP価格 (およびディスパッチであるSCED) は③増分燃料費のみで算定される。
- また、LMPに含まれない (市場で回収漏れとなる起動費や無負荷コストの一部) は、アップリフト (uplift) で回収できる可能性があると考えられている。

発電機起動停止計画およびLMP決定において使用される
発電リソースの売入札価格要素

LMPとアップリフトの関係



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

LMPに含まれないコストは、アップリフトで回収できる可能性がある

- “out of money”のリソースに関して、リソースの増分燃料費のうちLMPを超過する部分
 - ✓ 最低出力以下の出力が求められる発電機
 - ✓ Inflexibleリソース
- 発電機の起動費および無負荷コスト/ DRのシャットダウンコスト

1. 市場約定（SCUC）□ジック
2. 価格算定（LMP）□ジック
3. 考察と同時市場での方向性

- 基本的な考え方としては、「起動費」と「総燃料費」のグロスが最小となるように組合せ最適計算を行うというロジックであり、「総燃料費」はabc定数相当（「増分燃料費 (a,b)」・「無負荷コスト (c)」）で表される（次頁参考）ことから、3-Part情報（起動費、無負荷コスト、増分燃料費）で最適化を図っている市場約定ロジックと言える。

【最適計算で最小化する目的関数】：対象電源の起動費および総燃料費の合計値

$$\text{Min. } F = \sum_t \sum_i \{ \underbrace{U_{it} f_i(P_{it})}_{\text{総燃料費}} + \underbrace{C_i(U_{i,t-1}, U_{it})}_{\text{起動費}} \} \dots \dots (1)$$

ただし、

$$f_i = \underbrace{a_i P_{it}^2 + b_i P_{it}}_{\text{増分燃料費}} + \underbrace{c_i}_{\text{無負荷コスト}}$$

ただし、 $f_i(P_{it})$ ：発電機 i の燃料費、 $C_i(U_{i,t-1}, U_{it})$ ：発電機 i の起動費、 U_{it} ：発電機 i の時間帯 t における起動停止を表す 0-1 変数で X_{it} の関数、 P_{it} ：発電機 i の時間帯 t における有効電力、 Q_{it} ：発電機 i の時間帯 t における無効電力、 $P_{ij}(P_{it})$ ：母線 ij 間の線路潮流 $PL_{ij} = b_{ij} V_i V_j \sin \theta_{ij} + g_{ij} (V_i^2 - V_i V_j \cos \theta_{ij})$ 、 $V_{kt}(P_{it})$ ：時間帯 t における母線 i の電圧、 MDT ：発電機最小停止時間、 MUT ：発電機最小起動時間

【主だった制約条件】

$$U_{it} P_{i,\min} \leq P_{it} \leq U_{it} P_{i,\max} \dots \dots (2)$$

$$U_{it} Q_{i,\min} \leq Q_{it} \leq U_{it} Q_{i,\max} \dots \dots (3)$$

$$P_{ij,\min} \leq P_{ij}(P_{it}) \leq P_{ij,\max} \dots \dots (4)$$

$$V_{k,\min} \leq V_{kt}(P_{it}) \leq V_{k,\max} \dots \dots (5)$$

$$\text{潮流方程式群 } (P_{it}) \dots \dots (6)$$

$$U_{it} = \begin{cases} 1 : \text{if } 0 \leq X_{it} \leq MUT \\ 0 : \text{if } 0 > X_{it} > MDT \end{cases} \dots \dots (7)$$

$$X_{it} = \begin{cases} X_{it} = X_{it-1} + 1 : X_{it-1} \geq 0, & U_{it} = 1 \\ X_{it} = X_{it-1} - 1 : X_{it-1} \leq 0, & U_{it} = 0 \end{cases} \dots \dots (8)$$

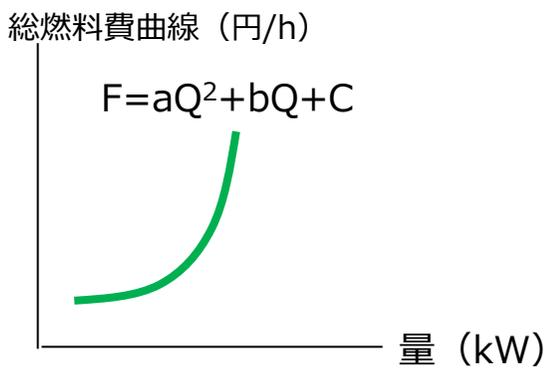
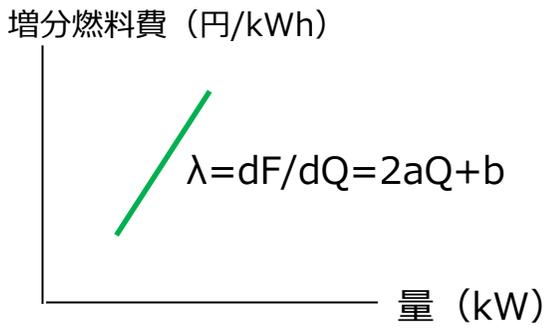
潮流制約

需要は固定で
価格弾力性は
考慮できない

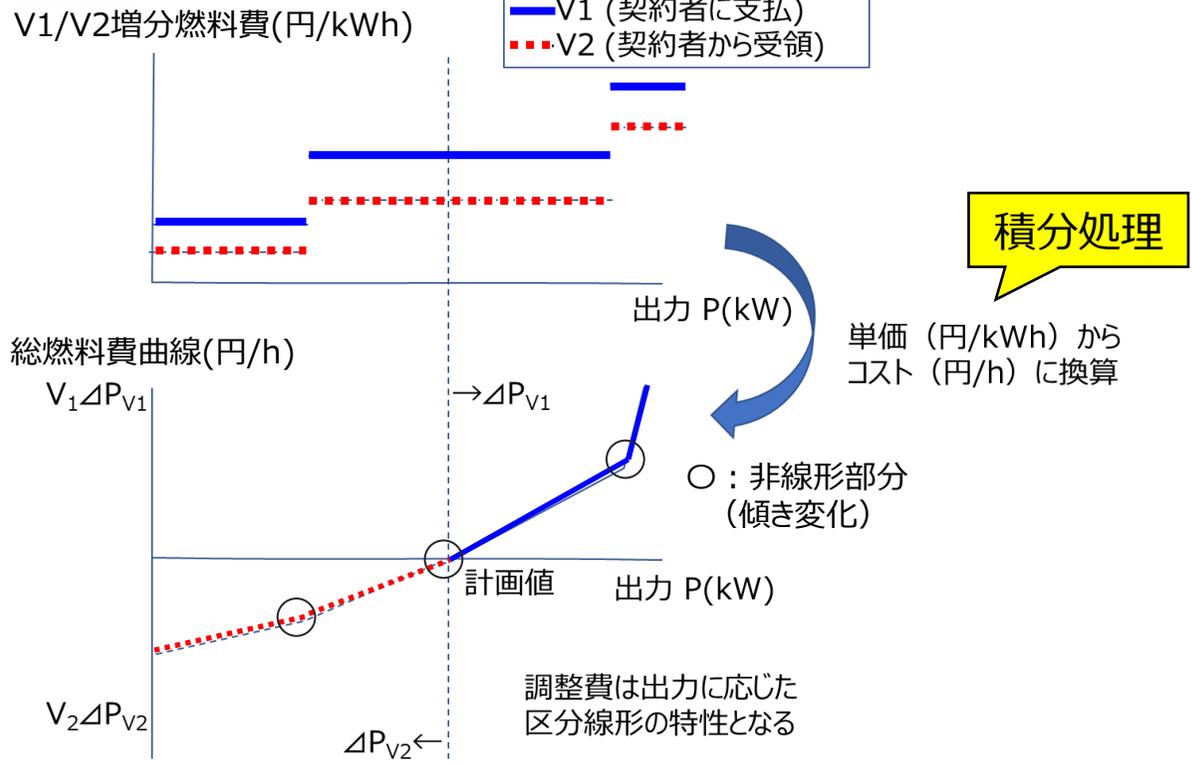
目的関数 ((1) 式) は、考察期間中の発電にかかる燃料費および発電機起動停止費の総和の最小化である。発電機毎の異なる出力の上下限に対応するため、(2) 式と (3) 式は発電機有効無効出力上下限制約になっている。(4) 式は線路容量制約であり、(5) 式は、母線の電圧制約である。また、(7) 式は発電機の最小起動停止時間制約であり、(8) 式は発電機の連続起動時間および連続停止時間である。

- 事業者から提出された増分燃料費V1V2 (円/kWh) を積分処理することで、総燃料費 (円/h) に換算可能。
- これは、現行のabc定数 (等λ運転) と原理的には同じ (線形曲線か非線形直線のいずれで総燃料費曲線を設定するかの違い) であり、実質的に「増分燃料費 (a,b)」と「無負荷コスト (c)」が含まれることとなる。

【abc定数を用いた等λ運転】



【V1V2直接制御】



- 海外においても、市場約定 (SCUC) ロジックは、おおよそ同じような3-Part情報で構成される目的関数 (それを最小化する最適化問題) で構成されている (下記はFERC Technical Conferenceにおける発表内容)。

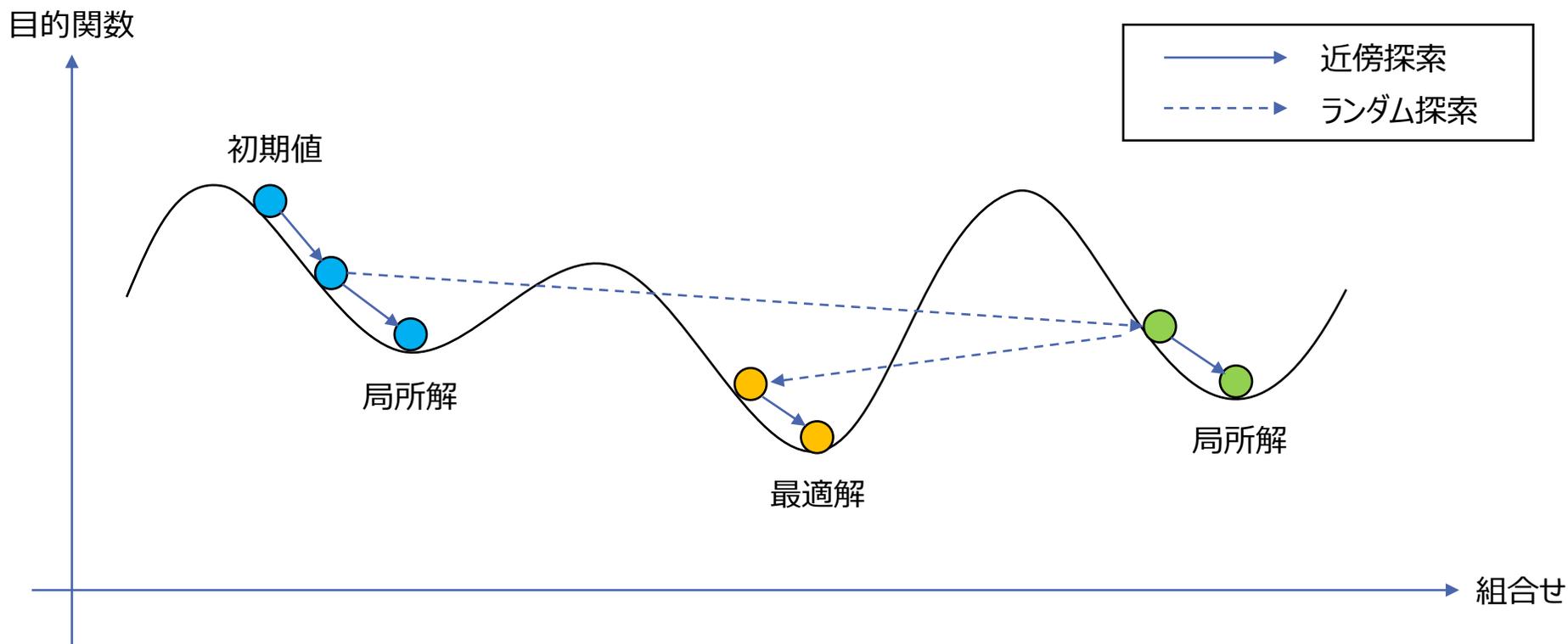
Unit Commitment (UC) is a **cost-minimization** problem that schedules and dispatches the generation resources to meet the **demand**, while subject to the generation and transmission **constraints**

$$\begin{aligned}
 & \min_{y,v,p,r^U,r^D} \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} C_i^{SU} \cdot y_{t,i} + \\
 & \left[\sum_{i \in I} \sum_{t \in T} C_i^{NL} \cdot v_{t,i} + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} C_i \cdot p_{t,i} \right] \\
 & + \sum_{i \in I} \left(C_i^{RU} \cdot r_{t,i}^U + C_i^{RD} \cdot r_{t,i}^D \right) \\
 & D_b - \sum_{i \in I_b} p_i - p_b^w - \sum_{l \in L_b} f_l = 0 \quad \forall b, \forall t \\
 & Req^U - \sum_{i \in I} r_{t,i}^U \leq 0; \quad Req^D - \sum_{i \in I} r_{t,i}^D \leq 0 \\
 & \mathbf{h}(v, p) \leq 0
 \end{aligned}$$

T : set of time intervals
 B : set of buses
 I : set of generators
 I_b : set of generators at bus b
 L : set of transmission lines
 L_b : set of TL connected at b
 $v \in \{0; 1\}$: on/off status of generators
 $p \in \mathbb{R}^{0+}$: output of generators
 C^{SU} , C^{NL} and C start up, no-load and incremental costs

- 前述の目的関数（制約条件付き）のような、非線形な組合せ最適化問題を解くには、厳密には全組合せ計算を行う必要があるが、解空間として膨大になり過ぎるため、実際には様々な最適化手法が活用される。
- この場合、近傍探索やランダム探索等を用いて最適解を探索するも、場合によっては局所解に陥ることも原理的には十分あり得ると考えられる（下図イメージ）。

【最適解探索イメージ】



- PJMでは、系統混雑を解消するための最適化計算において、MVL (Marginal Value Limit) によって計算対象となる発電機を絞り込み (影響コスト (Effective Cost) がMVLを超えるものはディスパッチしない)、計算量を抑えこむ工夫を行っている。(混雑解消への影響が小さい発電機は影響コストが大きくなり、MVLを超過し計算対象外となる)
- また、最適計算後に混雑が解消できない場合等は、MVLの緩和が行われる。

送電制約制御の成果

制約制御ロジックの目的は、送電制約のペナルティ・ファクター以下の限界コストで制約のターゲット・リミットを満たすために、最小コストの発電機群をディスパッチすることです。

Constraint Flow 制約潮流	Violation Degree 違反量 (MW)	Constraint Outcome 制約条件の結果
< Target Limit	0	non-binding
= Target Limit	0	binding
> Target Limit	non-zero	binding & violated; constraint relaxation applied 制約緩和の適用

送電制約緩和

MCE(Market Clearing Engine)では、違反した制約のペナルティ・ファクターが約定価格を設定しないように (混雑が解消できるように)、違反した制約を緩和する必要があります (これを「制約緩和」といいます)。

1. 市場約定（SCUC）ロジック
2. 価格算定（LMP）ロジック
3. 考察と同時市場での方向性

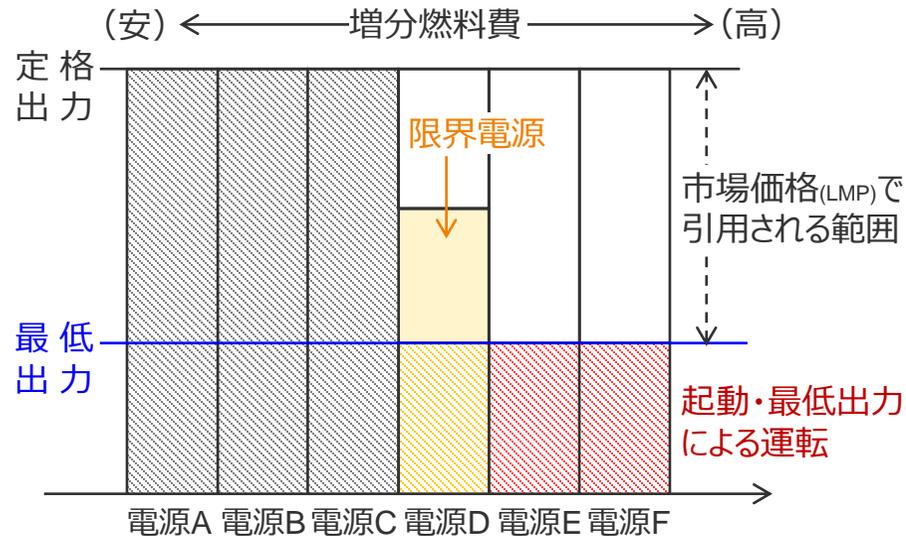
- 3-Part情報にて市場約定を行う場合、前述の通り、系統運用者は全ての発電リソースを対象に、起動停止計画と経済負荷配分に係る最適化処理を行うこととなる。
- 一方で、PJMでは、市場価格（LMP）の決定にあたり、最適化処理の複雑化を回避する観点から、非凸関数を見做し、最低出力以上の範囲での凸関数に基づく増分燃料費カーブで限界費用価格を算出している。
- 限界費用価格では起動費等を回収できない場合があり、これらの費用は市場外で別途支払われる。（詳細は次ページ）

	非凸関数 (Non-Convex)	凸関数 (Convex)
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・近似直線に対して、通過する点が2点以上ある。 ・最適化処理が複雑で難しい。 ・探索アルゴリズムでは局所解となる可能性。 	<ul style="list-style-type: none"> ・近似直線に対して、通過する点が2点のみ。 ・最適化処理が比較的簡単。 ・基本的に局所解にはならない。
具体例	起動停止計画と増分燃料費の組合せ最適化問題	増分燃料費の最適化問題（LMPの算定）
イメージ		

- 起動費や無負荷コストなどを市場外で支払う仕組みは「アップリフト」と呼ばれており、発電事業者の入札データをもとに起動費等を含む発電コスト市場収益と比較して、損失分だけ事後補填することとしている。
- 下図の例では、電源EとFが起動並列しているものの、最低出力となるため市場価格には引用されず、限界価格は電源Dの増分燃料費から決まるため、電源EとFは市場収益がコストを下回ることとなる。
- このため、市場で回収漏れとなる起動費や無負荷コストの一部について、アップリフトにより事後的に補償されることで、発電事業者が市場取引により損失を生じさせないよう、制度上の配慮がなされている。

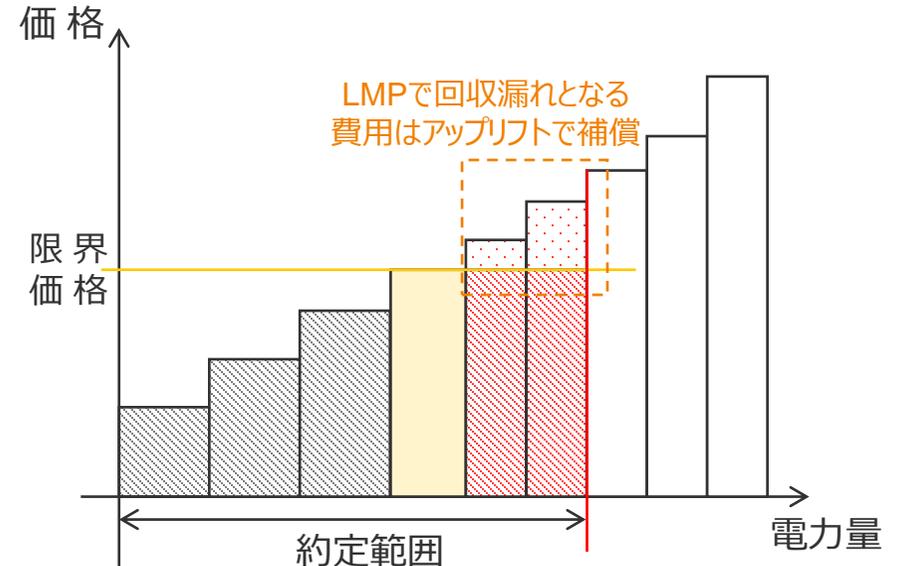
エネルギー市場における限界電源の考え方

・市場における限界電源は最低出力以上で、プールスケジュールのユニットの増分燃料費が引用される。

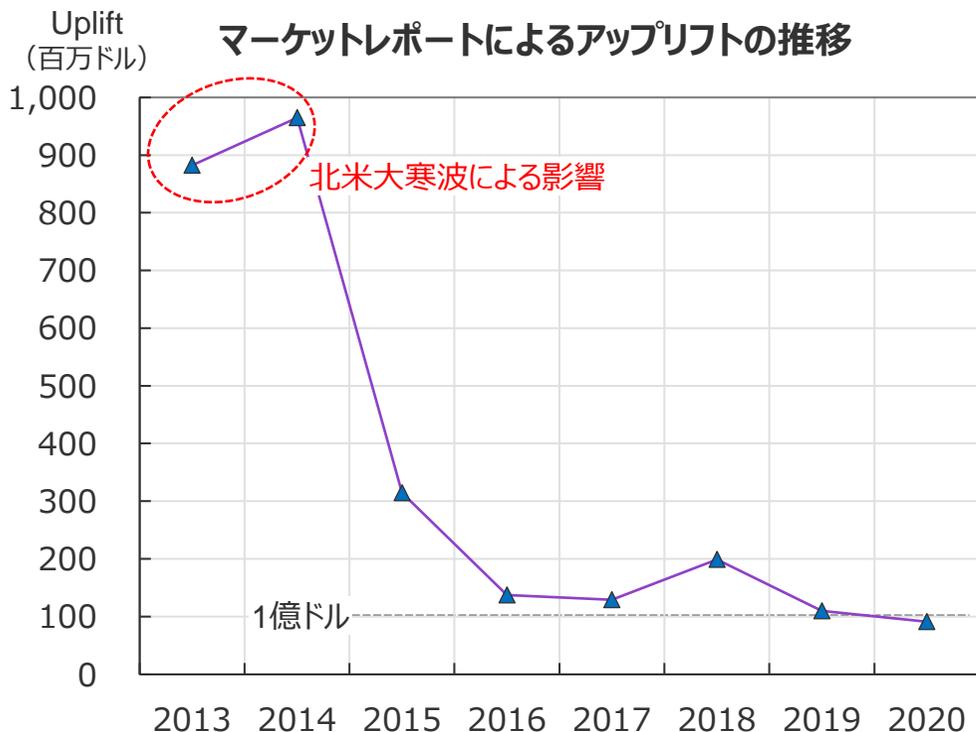


アップリフトのイメージ

・市場価格では回収漏れとなるコストを常に算定して補償する (Make-Whole Payments)。



- アップリフトにより発生する費用は市場の透明性を損なうおそれがあるため、PJMはこれの低減に努めているものの、至近でも年間1~2億ドル（110~220億円）程度生じている。
- 補償される費用は、LMPで考慮されないコストの未回収分に相当する「損失補償」と、市場での収益機会を逸したことに対する「機会費用」となっている。
- 北米に大寒波が襲来した2013年末から2014年初頭にかけては、安定供給確保に際しPJMが保守的なユニットコミットメントを繰り返したことも一因となり、アップリフトは10億ドル（1,100億円）近くまで達している。



項目	補償する費用
損失補償 [Make-Whole Payment]	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー市場における起動費・無負荷コスト ・レギュレーション・リザーブ市場における起動費・無負荷コスト ・DRの遮断コスト ・ベースロード電源の未回収費用
機会費用 [Lost Opportunity Cost]	<ul style="list-style-type: none"> ・リアルタイム市場での下げ調整に伴う機会費用 ・市場外での系統混雑解消に伴う機会費用 ・その他、市場外での機会費用

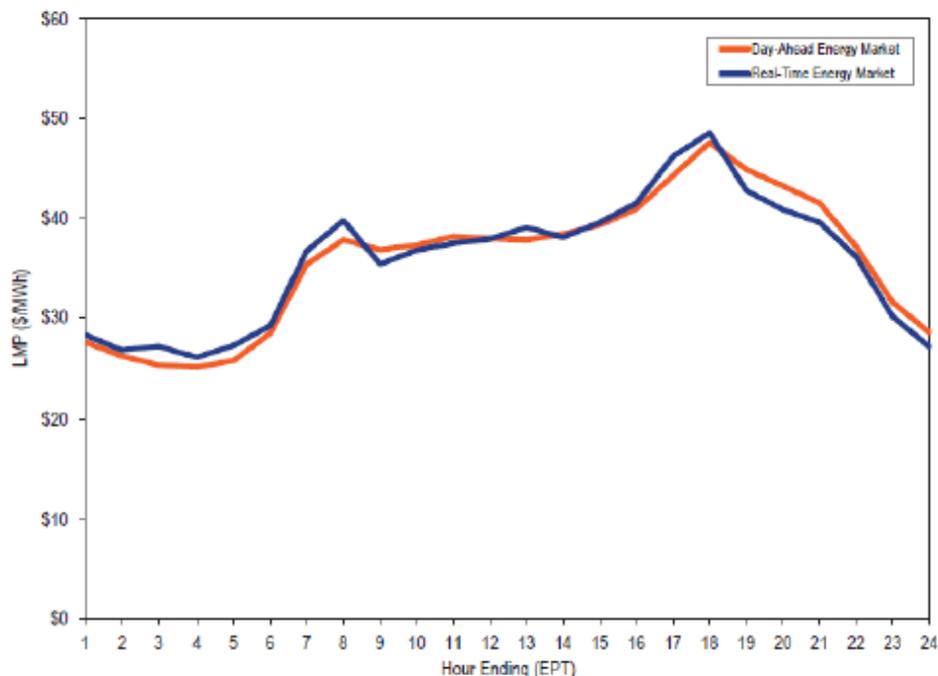
1. 市場約定（SCUC）□ジック
2. 価格算定（LMP）□ジック
3. 考察と同時市場での方向性

- 前述の通り、米PJMにおいて、前日市場における市場約定ロジックはSCUC（3-Part情報を用いた組合せ最適化問題）である一方、価格算定ロジックはLMP（増分燃料費の最適化問題）となっているのが実態。
- この理由について、例えば以下のようなものが推察されるか。
 - ① 市場約定は安定供給上問題ない局所解（準最適解）で収束するが、価格算定上は問題となり得るため
 - ② 価格弾力性のある需要曲線※に対し、3-Part情報を用いた最適化ロジックでは対応が難しい可能性
 - ③ 市場約定ロジックで価格を算定した場合、前日市場とリアルタイム市場で値段が大きく異なることになるため（起動費等が考慮されることで、基本的に「前日価格 > リアルタイム価格」となり、前日市場利用者がいなくなる）

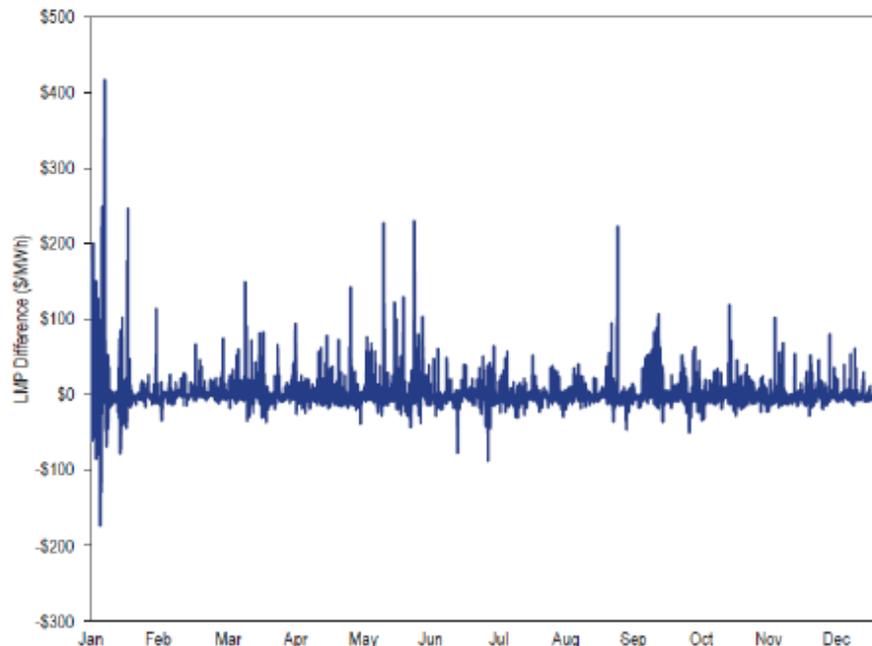
※PJMでも価格弾力性のある需要（Price Sensitive Demand）は存在する

	前日市場	リアルタイム市場（実需給断面）
市場約定ロジック	SCUC （3-Part情報を用いた 組合せ最適化問題）	SCED （増分燃料費の最適化問題）
価格算定ロジック	LMP （増分燃料費の最適化問題）	LMP （増分燃料費の最適化問題）

- 米PJMにおける前日価格とリアルタイム価格については、どちらもLMP算定ロジック（増分燃料費の最適化問題）としているため、常にどちらかが高いという訳でもなく、その時々々の市況状況に応じて、「前日価格 > リアルタイム価格」「前日価格 < リアルタイム価格」のどちらのケースもあり得る状態。



2018年の前日価格とリアルタイム価格の
時間帯別平均値



2018年の前日価格とリアルタイム価格の
差額（RT - DA, hourly）の推移

- 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

- 前日同時市場になっても、小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度とすることが必要であるとされている。

同時市場で調達する電力の範囲（続き）

- 前日時点におけるTSO予測需要と小売の需要想定については、広域機関の分析によると、**TSO予測需要が精度が高い**という結果が出ている。（詳細は参考資料3を参照）
- **TSO予測需要に対し、小売調達需要が不足する場合において**、前日市場においてTSO予測需要を基準として電源起動をする案（以下「TSO予測需要基準」という。）と、小売の需要想定に基づき小売が入札する量を基準に電源起動する案（以下「小売入札基準」という。）のそれぞれにおけるメリットとデメリットは、下表のとおり。**他にメリットやデメリットは考えられるか。**
- **安定的な電源運用の観点を重視するのであれば、TSO予測需要基準が合理的と考えられる。**他方で、**小売入札基準とする場合は、調達した調整力で不足する場合は市場外の余力活用契約により確保を図ることと対応することも考えられるところ、下表のメリット・デメリットを踏まえ、どのように考えることが適切か。**

電源の起動判断	メリット	デメリット
<p>安定的 TSO予測需要基準</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 予測精度が小売BG計画に比べ、正確であるため、確実な電源の起動がなされ、安定的な電源運用に資する蓋然性が高い。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 自ら調達をせずともインバランス精算をすればよいという事業者が増加し、前日段階における小売電気事業者の調達インセンティブが阻害される可能性。 ⇒<u>小売電気事業者が前日市場でヘッジを行うニーズを生むインバランス料金制度とすることが必要。</u> ・ 現行制度と比べて一般送配電事業者が確保する量が増加する可能性。 ⇒具体的な対応策は、P.45、46。
<p>小売入札量基準</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 「TSO予測需要に合わせる場合」のデメリットが生じない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2024年度以降は、市場を通じた電源の確実な起動が必ずしも担保されない。（前ページを参照） ・ 需給ひっ迫時において、小売電気事業者の入札量（予測需要）が大幅に下回ると、需給運用に深刻な影響が発生する懸念が存在（例：2022年6月30日）。（P.22を参照）

（参考）市場WG（9月）における主な意見

- ・ TSO予測需要をベースとすることが適当。
- ・ TSO需要予測ベースで良いが、予測需要の精度も分析し検討を進めて欲しい。
- ・ TSO予測需要の方が小売予測需要よりも精度が高いが、小売予測需要の方が大きい場合も一定存在。こういったファクトを踏まえつつ、取引をどのようにしていくか、具体的に検討をしていく必要。
- ・ TSO予測需要に合わせることに一定の合理性はあるが、小売調達需要が大きい場合の検討も必要。

以上