

米国・PJMにおける市場設計 (電源の入札方法、Upliftの取扱い等)について

MRI 三菱総合研究所

2023年11月27日

エネルギー・サステナビリティ事業本部

目次

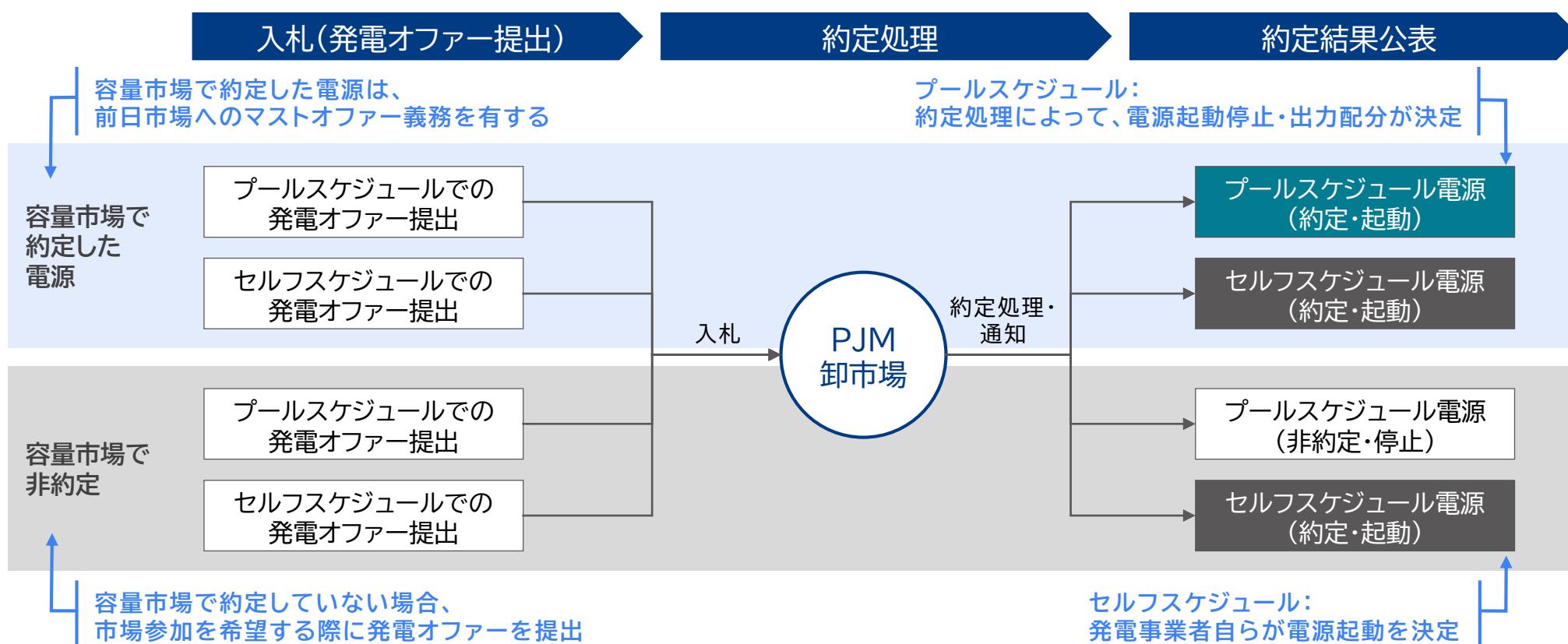
1.電源の入札方法	3
2.発電オファーに対する価格規律・登録規律	12
3.Upliftの取扱い	19

注：本資料は、「令和5年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（同時市場に関する詳細設計等に係る調査等事業）」の調査内容に基づいて作成・一部加工。

電源の入札方法(PJM)

PJMの卸市場取引における入札の仕組み

- PJMの卸市場取引に参加する電源は、発電オファーを提出する必要がある。特に容量市場で約定した電源は、前日市場で発電オファーを提出するマストオファー義務が課される。
 - 故障等で発電できない場合、発電できない旨の発電オファーを提出することが可能（詳細はp.5参照）。
- 提出された発電オファーに基づき、約定処理（電源の起動停止・出力配分）がなされる。
- 発電オファーには、電源起動を自ら確定させるセルフスケジュールと、PJMの起動停止判断に委ねるプールスケジュールの2区分が存在する。今回は2区分の入札方法について、調査結果をご報告する。



電源起動・出力配分に関わる発電オファー項目

- PJMの場合、セルフスケジュール電源か否かを問わず、発電オファーを提出する電源は、電源起動の方法(UC)、起動時の出力配分の上下限值(量)、Three-parts情報(コストベースオファーまたはプライスベースオファー※詳細はp.12以降にて後述)、運転パラメータ等の様々な項目を登録する。PJMは提出された発電オファーに基づいて約定処理を実施する。
- 電源起動(UC)と出力配分に関するステータスとして、以下の項目が挙げられる。
 - **Commitment availability status**: 電源起動の方法を登録
 - **Dispatch availability status**: Economic Dispatchに従いながら到達できる出力増分値(MW)の最大・最小を登録

発電オファーのうち、電源起動(UC)と出力配分に関わる登録項目

登録項目		登録方法
電源起動 Commitment availability status		以下の4つの項目から1つ選択して登録する ① 発電者が自ら電源起動を確定させる場合(<u>セルフスケジュール</u>): Must runとして登録 ② Economic Dispatchに従う場合(<u>プールスケジュール</u>): Economicとして登録 ③ 電源起動が出来ない場合: Unavailableとして登録 ④ <u>Emergency Dispatch</u> (※)にのみ利用可能な場合: Emergencyとして登録
出力配分 Dispatch availability status	最大出力増分値	Economic Max. : Economic Dispatchに従いながら到達できる最大の出力増分値を登録
	最小出力増分値	Economic Min. : Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値を登録

※システム周波数を維持するためにマニュアル・自動的な対処が必要となる事態、供給力不足または供給力余剰、燃料不足、保守的なオペレーションが求められる異常気象・人為的事象、PJM域外での異常事態によってPJMのアクションが求められる事態をEmergency conditionと呼び、この場合はPJMによるEmergency operationが行われる。

出所) PJM, “Open Access Transmission Tariff - OATT Definitions”, p.1, 2010年9月17日、
 PJM, “Market Database Dictionary”, p.10-12, 2015年4月1日、
 PJM, “PJM Manual 13: Emergency Operations”, p.10, 2023年8月24日 より三菱総合研究所作成

PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日
 Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 2023年10月8日

電源の入札方法(セルフスケジュール・プールスケジュール)



- セルフスケジュールまたはプールスケジュールのいずれを選択する場合でも、発電オファアの提出が求められる。電源起動の方法をセルフスケジュールとして電源起動とするか、プールスケジュールとして起動停止判断をゆだねるかを登録することで、PJMは両者を区別している。
- Economic Min.とEconomic Max.の間の出力は、PJMのEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を表し、セルフスケジュール電源か否かに関わらず存在する。

入札方法

	セルフスケジュール	プールスケジュール
①電源起動を登録	Commitment availability statusを Must run で登録	Commitment availability statusを Economic で登録
②Economic Dispatchに従うことが可能な出力帯を登録	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値	Economic Max.: Economic Dispatchに従うことができる最大の出力増分値 Economic Min.: Economic Dispatchに従うことができる最小の出力増分値

出所) PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日

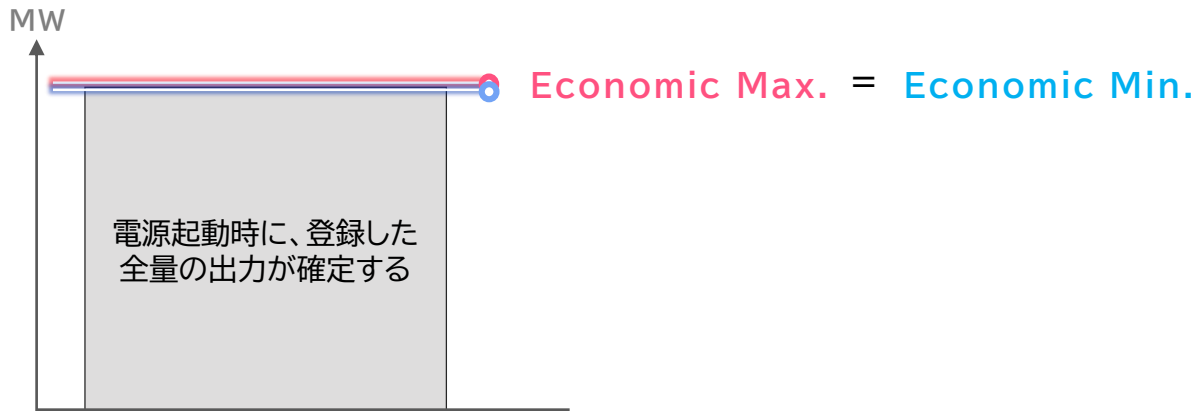
Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

出力配分値を固定化させる入札方法(ブロックローディング)



- PJMによるEconomic Dispatchに従うことが可能な出力帯(Dispatchable Range)を持たない場合、“**Economic Min.**”と“**Economic Max.**”を同一値で登録することで、出力配分を一定値に固定化することが出来る。このような登録方法をブロックローディング(Block Loading)と呼び、電源起動の方法(セルフスケジュール or プールスケジュール)を問わず、設定可能である。

入札方法

	ブロックローディング
①電源起動の方法を登録	Commitment availability statusで任意のステータスを選択
②発電量を登録	Economic Min. Economic Max. を同一値で登録 

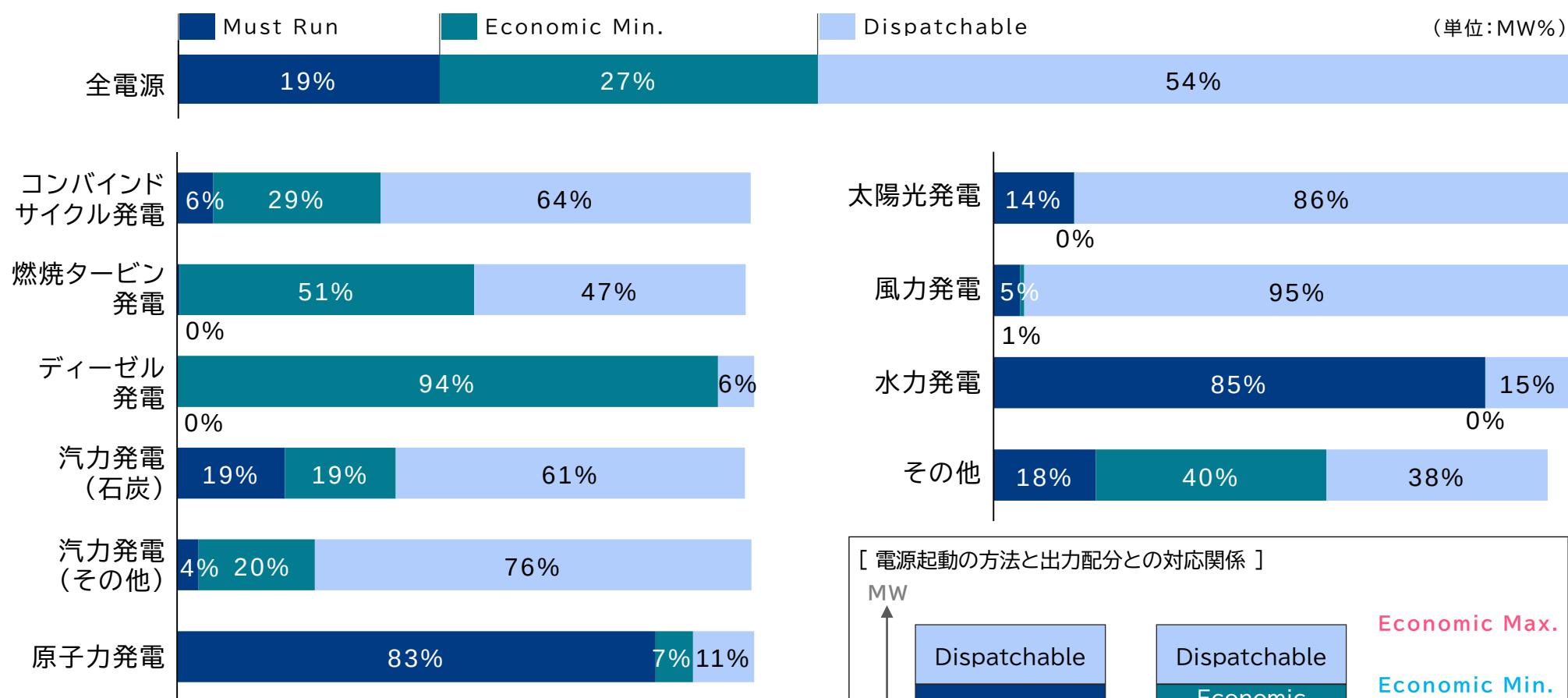
出所) PJM, “Operating agreement, Sec 1.10 – Scheduling”, 2011年7月14日

Monitoring Analytics, “PJM State of the Market – 2023”, p. 143, 305, 2023年10月8日 より三菱総合研究所作成

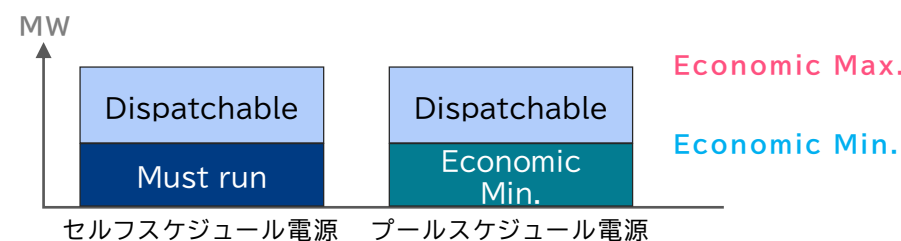
前日市場に登録された発電オファーに占める 各スケジュールの比率

- 2021年におけるPJMの前日市場に登録された発電オファーのうち、主に原子力発電、水力発電においてセルフスケジュールとして入札を行っている容量比率が高い。

PJM-前日市場に登録された発電オファーの比率(2021年)



[電源起動の方法と出力配分との対応関係]

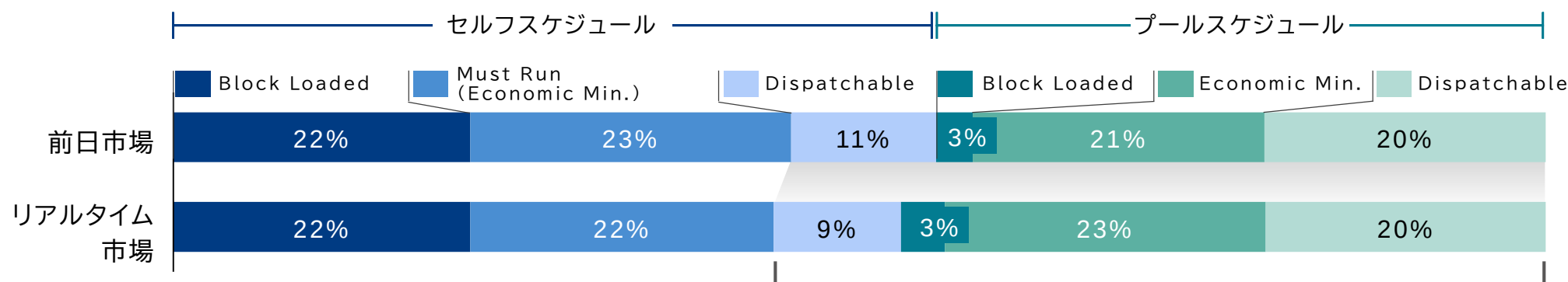


※数字を足し合わせると100%から乖離する項目もあるが、出所に基づいて記載している。
出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2021", p.137, 2022年3月10日より三菱総合研究所作成

発電量に占める各スケジュールの比率

- 2021年における、PJMの発電量に占める各スケジュールの比率は以下の通り。

PJM-発電量に占めるセルフスケジュール電源の比率(2021年)

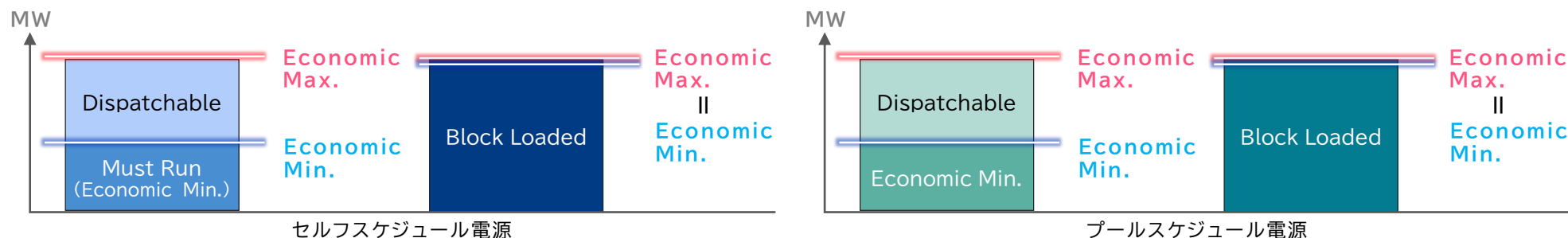


市場での約定結果でスケジュール
(起動停止・出力配分)が変化する発電量の割合

前日市場 : 55% (Dispatchableに限定すると31%)

リアルタイム: 56% (Dispatchableに限定すると29%)

[電源起動方法と出力配分との対応関係]

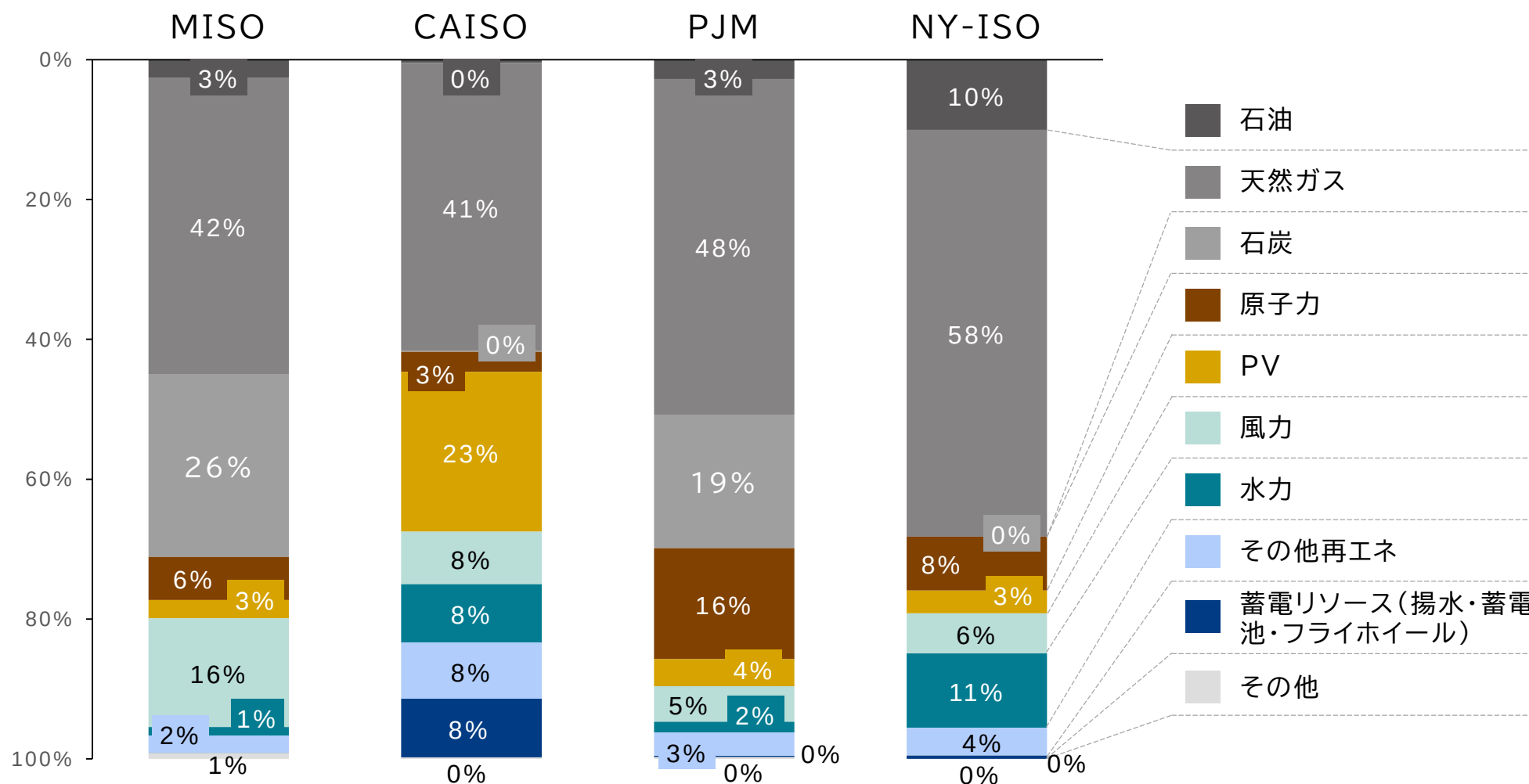




参考 | 米国における電源構成

- PJMでは再エネ比率は約10%と少なく、天然ガス・石炭・原子力が大半を占めている。

米国における電源構成(定格出力1MW以上の電源、2023年9月時点)



出所)EIA, "Preliminary Monthly Electric Generator Inventory (based on Form EIA-860M as a supplement to Form EIA-860)", 閲覧日2023年11月7日,
<https://www.eia.gov/electricity/data/eia860M/>より三菱総合研究所作成 ※グラフ表記の関係上、燃料種が同一の発電種を統合して表示している。

参考 | 前日市場でセルフスケジュールで入札した電源がリアルタイム市場で入札情報を変更する場合

- PJMでは、前日市場でリソースをセルフスケジュールとして登録していた場合、前日市場の約定結果の公開から前日14:15までのリアルタイム市場の入札期間中、起動方法をプールスケジュール(Economic)へ変更することはできない。
- その後、前日22:00以降から実運用65分前までセルフスケジュール電源のスケジュール調整が可能である。

前日市場～実運用65分前までの市場タイムライン

前日11:00	- 前日市場の入札期間終了。すべての買い入札と売り入札はPJMに提出されなければならない。 - PJMは11:00時にDay-ahead market clearing softwareの実行を開始し、前日市場の1時間ごとの約定スケジュールと市場価格を決定。 - Fixed demand、price sensitive demand bid、demand reduction bid、Day-ahead Scheduling Reserveの目標調達量を満たす、発電機起動停止計画を策定し、エネルギーとリザーブの総コストは最小化される(一定の制限を受ける)。 - この起動停止計画分析は、PJMの外部の相対取引スケジュールや前日市場への外部リソースの売入札も含まれる。
前日13:30まで	前日13:30までに、PJMはMarkets Gateway Systemに、前日市場の毎時間のスケジュールと市場価格の約定結果を掲載する。PJMは、これらの結果をダウンロード可能なファイル、Markets Gateway System、または専用の通信リンクを介して利用可能にする。
前日市場結果公開 ～前日14:15	- PJMがリアルタイム市場の入札期間を開始する(rebid period)。 - 期間中、市場参加者は売入札を修正して提出することができる。 - ただし、市場参加者が前日市場でリソースをセルフスケジュールしていた場合、再入札期間中にユニットのステータスを“Economic”に変更することはできない。
前日14:15	- リアルタイム市場の入札期間が終了。 - PJMは、Reliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)と呼ばれる第2の発電機起動停止計画の策定を行う。 - このリソースコミットメントには、更新された売入札、更新されたリソースの利用可能性(availability)情報、更新されたPJM需要予測情報と需要予測偏差が含まれる。 - この発電機起動停止計画の焦点は信頼度(reliability)であり、追加的に起動停止計画の対象とされる発電機の起動コスト(start-up cost)と最低出力コスト(no-load cost)を最小限に抑えることを目的としている
前日14:15～ 実運用日	- PJMは、更新されたPJM需要予測と最新のリソース利用可能性情報に基づき、必要に応じて追加の発電機起動停止計画を策定することができる。 - PJMは、必要に応じて、特定の発電所有者に対して個別に更新された発電スケジュールを送信する。
前日18:30～ 実運用65分前	- 前日18:30以降のReliability Assessment and Commitment (RAC) Run(信頼度評価・起動停止計画実行)完了後から実運用時間の65分前までに、修正された売入札がPJMに提出される可能性がある。 - 前日22:00以降、セルフスケジュールリソースはスケジュールを調整することができる。ただし、緊急時にはPJMがセルフスケジュールリソースをスケジュールし、ディスパッチする権利に従う必要がある。

発電オファーに対する価格規律・登録規律(PJM)

PJMにおける発電オファアの規律概要

- 電源が市場支配力を行使することを防ぐために、①電源に対しては発電オファア登録時に一定の規律を求めると同時に、②PJMは市場支配力を行使する可能性のある発電オファアを判定し、約定処理に用いるオファア情報を選択する仕組みが設けられている。
- 本章では、電源が発電オファア登録時に求められる規律と、市場支配力行使を防ぐためにPJMが設けている仕組みについてご報告する。

PJM 卸市場

電源に 求められる規律

- 発電オファアを提出する全ての事業者に、コストベースのオファア登録を義務付け
※プライスベースでの入札資格を有する場合、プライスベースでのオファアも認められる
- 発電オファア登録時には、オファア区分に応じて価格規律・登録規律が要求される

PJMにおける 仕組み

- 市場支配力を行使する可能性がある発電オファアを分析し、市場支配力行使を未然に防ぐ予防措置として、約定処理に用いるオファア区分(プライスベース又はコストベース)をPJMが選択

※本章ではPJMの電力市場における市場支配力行使を防ぐ仕組みを中心に説明するが、前提としてFERC(Federal Energy Regulatory Commission)の事前審査で認可された事業者はプライスベース(Price-based Offer※詳細は後述)での入札が認められる。プライスベースの入札資格を持たない事業者は、コストベース(Cost-based Offer※詳細は後述)で入札しなければならない。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44,

Monitoring Analytics, "Welcome to Monitoring Analytics" (<https://www.monitoringanalytics.com/home/index.shtml>), 閲覧日:2023年11月10日

PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9., 2023年3月30日

資源エネルギー庁、平成26年度年度電源立地推進調整等事業(諸外国の電力市場等の規制・監視の詳細に関する実態調査), p.16-33、2014年12月

電源に求められる規律： 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(1/2)

- PJMの発電オファーは以下の3種類に区分され、オファー区分によってThree-parts情報と運転パラメータの登録に一定の規律が課せられる(各区分の規律はp.15の表を参照)。

コストベースオファー
Cost-based Offer

運転パラメータ制約付き
プライスベースオファー
Price-based PLS Offer
※注参照

運転パラメータ制約無し
プライスベースオファー
Price-based Non-PLS Offer
※注参照

- 発電オファーを提出する全電源は、最低1つ以上のコストベースオファーの提出が求められる。PJMマニュアルに基づいて算定されたコストベースの起動費、最低出力費、増分燃料費に対し、それぞれマージン10%を上乗せして登録することが認められる(ただし、増分燃料費は2,000\$/MWhが上限)。
発電オファーに登録する電源の運転パラメータは、PJMと事前合意された値か、それより柔軟な値を登録すること(Parameter Limited Schedule※注参照)が義務付けられている。
- プライスベースでの入札資格を有する電源の場合、コストベースオファーを最低1つ以上提出した上で、プライスベースオファーを提出することが認められる。ただし、容量市場での約定有無によって提出が求められるオファー区分が異なる。
 - **容量市場で約定した電源がプライスベースの入札を希望する場合(Capacity Resource)**: 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー(PLS Offer)を必ず提出することが求められる。
PLS Offerを提出した場合、運転パラメータ制約無しプライスベースオファー(Non-PLS Offer)が提出可能となる。
 - **容量市場で約定していない電源(Energy Resource)**: 任意のプライスベースオファー区分を提出することが可能である。

※注 PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

PJM, "Day-ahead and Real-time market offers effect on Market Clearing Engine", p.2-9,, 2023年3月30日

電源に求められる規律： 発電オファーにおける価格規律・運転パラメータの登録規律(2/2)

オファー区分	容量市場(PJM)		Three-parts情報の価格規律			運転パラメータの登録規律 (PLS or Non-PLS)
	約定した電源 (Capacity resource)	約定していない電源 (Energy resource)	起動費 (start-up)	最低出力費 (no-load)	増分燃料費 (incremental energy offer)	
コストベースオファー (Cost-based Offer)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	最低1つ以上のオファー提出が義務 (最大12オファー提出可)	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	PJM マニュアルに基づいて算定されたコストにマージン10%を上乗せ可能	合計が\$2,000/MWhを超えない範囲で、マージン10%または\$100/MWhのどちらか小さい方を上乗せ可能 (\$2,000/MWhを超える場合、マージンは上乗せできない)	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約付き プライスベースオファー (Price-based PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持つ場合、オファー提出が義務	プライスベースの入札資格を持つ場合、どちらか一方、または両方を提出可能	コストベース又はプライスベースのいずれかを選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	コストベース又はプライスベースのいずれかで選択可能 ※プライスベースの場合、半年に1回変更可能	原則\$1,000/MWhを上限に設定可能 ※ただし、コストベースの増分燃料費が\$1,000/MWhより大きい場合、コストベースの増分費と\$2,000/MWhのどちらか小さい方を上限とする。 ※\$1,000/MWhを超える場合、PJMマニュアルに従い価格の妥当性を証明する必要がある他、様々な規則が課されている。規則を満たさない場合は、上限\$1,000/MWhに制限される。	事前合意された運転パラメータ、又はより柔軟なパラメータを登録することが要求される(PLS)
運転パラメータ制約無し プライスベースオファー (Price-based Non-PLS Offer)	プライスベースの入札資格を持ち、かつPLS offerを提出している場合、オファー可能					電源が設定可能(non-PLS)

※PLS:Parameter Limited Scheduleの略。運転パラメータ(Operating parameter)の登録時に一定の登録規律が課される。

出所) PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.30-37, 2023年5月31日

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.43-44, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

市場支配力行使の可能性があるオファー情報に対する 電力市場でのPJMの措置

- ローカルな市場で電源が市場支配力を行使する可能性がある場合、PJMでは域内の需給ひっ迫の有無と、発電オファー提出者の市場支配力行使可能性の有無によって、約定処理に用いるオファー区分を判断する。
- Three Pivotal Supplier Test (TPS Test)を用いて、取引コマ単位で市場支配力行使可能性の有無を判断する。提出されたオファー区分の中から約定処理に用いることが可能なオファーを選択する予防措置が講じられ、その中から最も低いオファーを採用して約定処理を実施する。

各コマの需給状況と市場支配力を踏まえ、約定処理に用いるオファー情報の範囲を選択

以下のオファー区分の中から最も低いオファーを採用

		Three-Pivotal Supplier Testによる判定	
		市場支配力を行使可能	市場支配力を行使できない
需給状況	需給ひっ迫時※	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー 運転パラメータ制約付きプライスベースオファー	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー
	平常時	コストベースオファー 運転パラメータ制約無しプライスベースオファー	運転パラメータ制約無しプライスベースオファー

※需給ひっ迫時(Emergency Conditions)とは、PJMが(1)最大発電緊急宣言を発令した時、(2)最大発電緊急アラート、猛暑アラート、厳寒アラートを発令した時、(3)稼働日全体もしくは一部時間帯で(2)の各種アラートを予測して発電スケジュールを組む場合を指す。

出所)PJM, "Background Information: Parameter-Limited Schedule (January 23, 2020)"

PJM, "PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations Revision: 126 (Effective Date: May 31, 2023)", p.48, 2023年5月31日

PJM Interconnection, L.L.C., "AMENDED AND RESTATED OPERATING AGREEMENT OF PJM INTERCONNECTION, L.L.C (Effective Date: July 14, 2011)"

PJM, "PJM Manual 15: Cost Development Guidelines Revision: 44 (Effective Date: August 1, 2023)", p.14, 2023年8月1日 より三菱総合研究所作成

参考 | 運転パラメータ登録時に一定の規律を求める理由



- 2000年代に開催されたPJM内の作業部会(Reserve Market Working Group)の中で、PJMの電力市場を監視する第三者市場監視機関(Monitoring Analytics)から、「電源が柔軟性の低い運転パラメータ(inflexible parameters)を発電オファーに登録することで、市場支配力を行使する」ことを懸念する意見が挙げられた。
- 2008年12月、上記の懸念に対するため、運転パラメータを発電オファーに登録する際に、一定の登録規律(PLS:Parameter Limited Schedule)を求めることが決定された。

2008年に提出されたPLS条項(抜粋)

- Excerpt from the original PLS filing in 2008 (ER08-1569)

In order to address these concerns, PJM is proposing that certain pre-determined limits ("parameter limited schedules") that are based on the physical parameters of the units should be applied when certain system conditions exist and a unit has the potential to exhibit market power. These conditions could exist when (i) the unit owner fails the three pivotal supplier test, and (ii) PJM declares a Maximum Generation Emergency, issues an alert that a Maximum Generation Emergency may be declared ("Maximum Generation Emergency Alert"), or schedules units based on the anticipation of a Maximum Generation Emergency or Maximum Generation Emergency Alert for part or all of an Operating Day. The factors to be considered in determining the parameter limited schedules are Turn Down Ratio, Minimum Down Time, Minimum

参考 | 発電オファー時に登録する運転パラメータ



- 運転パラメータ登録時に一定の規律を受けるコストベースオファーまたは運転パラメータ制約付き価格ベースオファー(PLS Offer)を提出する場合、下記の登録項目に対して事前合意された運転パラメータ値か、更に柔軟な運転パラメータを登録することが求められる。

最小停止時間：Minimum Downtime

最小稼働時間：Minimum Run time

最大日間起動回数：Maximum Daily Starts

最大週間起動回数：Maximum Weekly Starts

最大稼働時間：Maximum Run time

起動時間：Start-Up Time

通知後起動時間：Notification Time

Economic Min.とEconomic Max.の比：Turn Down Ratio

Upliftの取扱い

PJMにおける市場外支払いとしてのUpliftについて

- Upliftとは、系統運用の信頼度確保を目的としたPJMのディスパッチ指令に従い、発電量・需要量を増減させたリソースに対し、市場価格から得られる収入では起動費等の回収漏れが発生する場合や機会費用が発生する場合に、当該リソースに対してその費用を補填する市場メカニズムの枠外の支払いである。
- PJMの場合、電源に補填されるUplift費用はその費目区分に応じて、PJM域内の需要で案分負担するか、前日市場での約定結果とリアルタイムとの間で乖離量が発生させた事業者に費用負担が求められる。
- 他ISO/RTOにおいても、PJMと同様にISO/RTOのディスパッチ指示に伴う機会損失分や回収漏れ費用はUpliftによって補填される。

Upliftの式とその支払いの一般的な要因の例



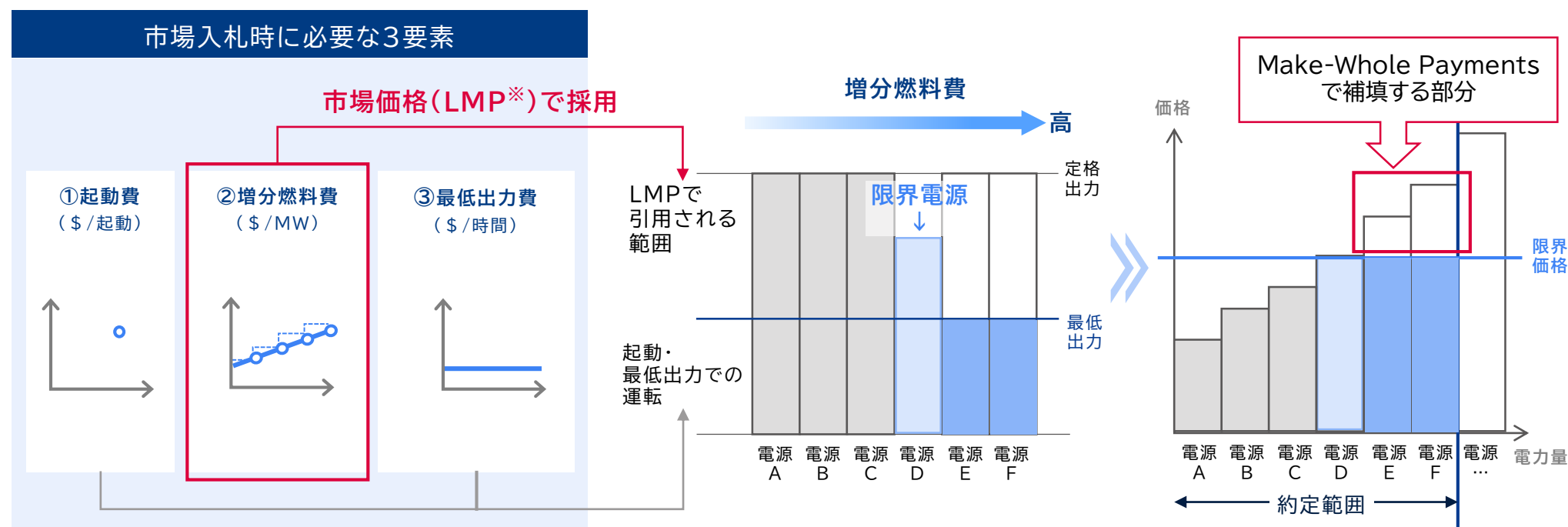
[Uplift発生要因]

	混雑 Congestion	需要、および負荷予測 Demand & Load Forecast	緊急手順イベント Emergency Procedure Events	発電機市場売入札データ Generator Market Offer Data
リアルタイムの需要、 および予備力 Real-time Load & Reserve Megawatts	設備停止 Outages	無効電圧サポート Reactive Voltage Support	セルフスケジュール電源 Self-scheduled Generation Megawatts	PJM域外との電力融通 Interchange

出所) PJM, "Drivers of Uplift", 閲覧日: 2023年11月10日, <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/drivers-of-uplift.aspx>; PJM, "LMP Calculation and Uplift, January 2018", 閲覧日: 2023年11月10日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.ashx>を基に三菱総合研究所作成

Make Whole Paymentとは

- PJMによって起動・出力配分を受けたプールスケジュール電源が、市場価格(前日市場価格またはリアルタイム市場価格)で得られる収入では起動費等の回収漏れが発生する場合、その費用を補填する仕組みである。
- Make-Whole Paymentsはプールスケジュール電源のみが受け取る権利を有し、セルフスケジュール電源には支払われない。



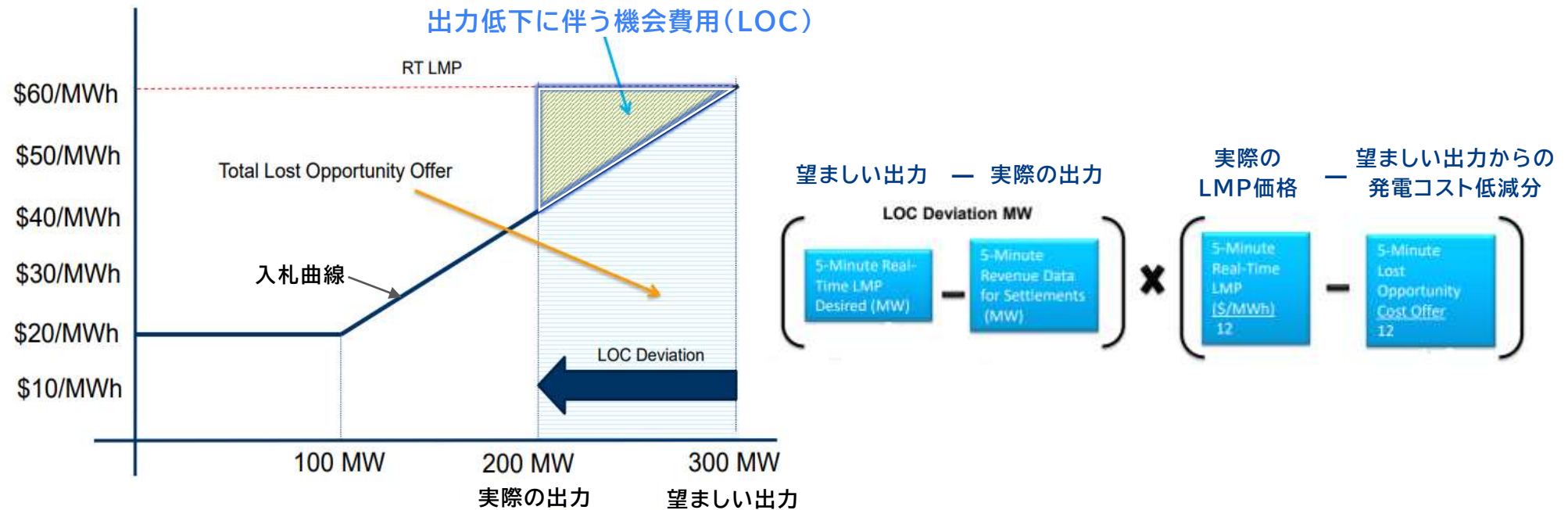
※Locational Marginal Pricing(LMP)の略。地点別限界費用といい、系統の各ノード(または地点)において「エネルギー費用」「送電混雑価格」「送電ロス」を反映した市場価格を指す。

出所) PJM, “LMP Calculation and Uplift”, 閲覧日:2023年9月14日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180129/20180129-item-07b-lmp-calculation-and-uplift.aspx>, OCCTO, “市場約定(SCUC)ロジックと価格算定(LMP)ロジックについて”, 閲覧日2023年9月14日, https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/oroshi_jukyu_kento/pdf/003_06_00.pdf, Monitoring Analytics Report, “PJM State of the Market-2022”, https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022.shtml, PJM, “Operating Reserve Overview”, p.2-3, 2020年11月2日
 PJM, “Locational Marginal Pricing Components”, 閲覧日:2023年11月20日, <https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx?la=en> より三菱総合研究所作成

Lost Opportunity Costとは

- PJMのディスパッチによって出力低下・停止なされた場合に発生した機会費用を補填する仕組みである。
 - 例えば前日市場でスケジュールリングされていた電源が、リアルタイムにおける上げ調整力(Regulation)を確保するためにPJMが前日市場のスケジュールから持ち下げてバランス調整の指示に従った場合や、PJMのリアルタイムディスパッチに従ったために前日市場のスケジュールリングとの乖離量(deviation)が発生した場合、リアルタイムで発電していれば得られた収入に対する機会費用が発生する。
この機会費用をLost Opportunity Costとして電源に補填している。
(※上記以外にLost Opportunity Costが発生するケースがあるか、確認中)

Lost Opportunity Costの概念図



出所) PJM, "Lost Opportunity Cost Credit Overview", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2020/20200708/20200708-item-06a-lost-opportunity-cost-overview.ashx>

PJM, PJM Regulation Lost Opportunity Cost Overview, p.2-5, 2022年9月20日 より三菱総合研究所一部加筆・修正

Upliftの発生要因とその概要

- Upliftの発生要因は以下の通りであり、PJMでは各要因の概要を以下のように整理している。

Uplift発生要因	概要
混雑 Congestion	送電混雑がコミットメント、ディスパッチ、価格に影響を与えることにより発生
需要・負荷予測 Demand & Load Forecast	天気の変化等により、実需要が予測と著しく異なる場合、高額のアップリフトが発生する可能性 (PJMでは需要予測と実需要をそれぞれ公開)
緊急イベント Emergency Procedure Events	システムの信頼性を担保するために、PJMによる緊急事態時の運用により発生
発電側市場売入札データ Generator Market Offer Data	発電機の運用パラメータ(最低起動時間、毎日の起動回数など)によりアップリフトが発生 (PJMでは、発電事業者による前日市場の売入札の詳細を事後的に公開)
PJM域外との電力融通 Interchange	PJM参加者と域外系統間の電力取引が全体的な需給バランスに影響を与え、場合によってアップリフトが発生
リアルタイム需要・予備力 Real-Time Load & Reserve Megawatts	リアルタイムにおける需給一致と予備力の要件を満たすための指示により発生
設備停止 Outages	送電あるいは発電設備の計画外停止により、信頼性維持のため、追加の発電が必要となることで発生 (※PJMでは機密保持のため発電機レベルではなく、集約した状態での発電停止データを公開)
無効電圧サポート Reactive Voltage Support	送電システムの停止あるいは系統状態により電圧の問題が発生し、その制御のために無効電力用の発電設備を稼働するとreactive services料金がかかり、アップリフトの増大に繋がる可能性
セルフスケジュール電源 Self-Scheduled Generation Megawatts	セルフスケジュール電源がPJMのリアルタイムディスパッチや市場価格に影響を与えることにより発生

出所) PJM, “Drivers of Uplift”, 閲覧日2023年9月14日, <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/drivers-of-uplift.aspx>

Upliftを受け取る権利を有する電源の整理

- Upliftを受け取る権利は、ディスパッチの分類と電源起動の特性に応じて以下のように整理される。
 - プールスケジュール電源はディスパッチの分類に関わらず、Upliftを受け取る権利を有する。
 - セルフスケジュール電源はPJMによるディスパッチ可能な範囲(Dispatchable)に対してのみ、Lost Opportunity Costを受け取る権利を有する。

Upliftを受け取る権利の有無

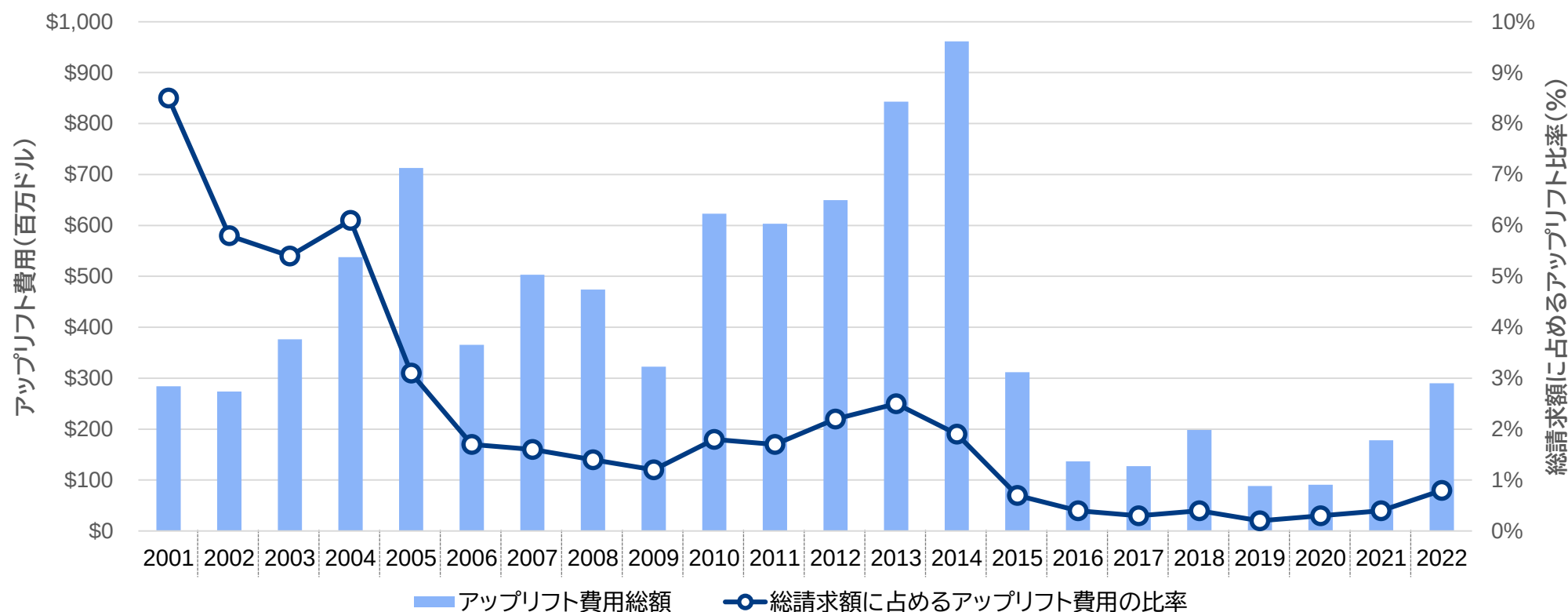
ディスパッチの分類 (出力範囲)	セルフスケジュール電源 (電源がユニットコミットメントを実施)		プールスケジュール電源/ PJMのディスパッチ指示に従う電源 (PJMがユニットコミットメントを実施)	
	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost	Make-Whole-Payments	Lost Opportunity Cost
Block Loaded Economic Min.とEconomic Max. を同一値で登録した場合	無	無	有	有
Economic Minimum Economic Dispatchに従いながら到達できる最小の出力増分値の場合	無	無	有	有
Dispatchable Economic Min.とEconomic Max. の間の出力までディスパッチされた倍	無	有	有	有

出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月13日, https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2022/2022-som-pjm-sec4.pdfを基に三菱総合研究所作成

Uplift費用の推移

- Uplift費用は年によって変動するが、近年はおよそ100～200百万ドル(1ドル=150円換算で約150～300億円)の範囲で推移している。
- PJMの総請求額(Total PJM Billing)に占めるUplift比率は、2000年代は10%近く付けていたが、徐々に減少傾向にあり2015年以降は1%以下で推移している。

Uplift費用の推移と PJMにおける総請求額に占めるUplift費用の比率(2001-2022年)



※Monitoring Analyticsのannual reportに整理されているUplift額に変動がみられるため、最新のannual reportを基に作成。

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 285, 2023年3月9日より三菱総合研究所作成

Uplift費目と費目別補填額の負担方法

- Day-Ahead Operating Reserve、Balancing Operating Reserve、無効電力サービス、同期調相サービス、ブラックスタートサービスの費目別にUpliftとして補填し、市場参加者にその費用負担を求めている。

費目	説明	費用補填額 (2022年) [百万ドル]	補填額の 回収費目分類	補填額の負担方法
Day-Ahead Operating Reserve	信頼性の高い運用を行うために、前日市場においてPJMがスケジュールした電源のうち、前日市場から得られる収入が発電費用を下回った場合に補填される費用	58.8	- Day-Ahead Operating Reserve - Load Response - Unallocated Congestion	(需要案分) 前日市場のRTO需要(※1)のシェアに応じて市場参加者から徴収
Balancing Operating Reserve	信頼性の高い運用を行うために、リアルタイム市場でPJMの出力指令(※前日スケジュールからの出力変更)に従った電源において、前日市場収入、リアルタイム市場収入、アンシラリーサービス市場から得られる収入が発電コストや機会費用を下回った場合に補填される費用	229.1	- Reliability - Deviation - Load Response	(需要案分) RTO・地域での実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収 (原因者負担) 各市場参加者の前日市場のスケジュール量と実需給との間の乖離量に応じて市場参加者から徴収(※2)
無効電力サービス費用 (Reactive Services Credit)	無効電力サービスに対して補填される費用	1.5	Reactive Services Charge	(需要案分) 送電ゾーンにおける実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収
ブラックスタートサービス費用 (Black Start Services)	ブラックスタートサービスに対して補填される費用	0.5	Black Start Service Charge	(一部需要案分) MW基準の月額送電使用量に応じて、Network及びPoint to Pointの送電需要家から徴収
同期調相費用 (Synchronous Condensing)	信頼性の高い運用を行うために、無効電力サービス又はsynchronous reserve以外の要因で同期調相運転を行う電源に対して補填される費用	0.0	Synchronous Condensing	(需要案分) 実需要のシェアに応じて市場参加者から徴収

※1: 前日市場で約定されたdemand bid、Decrement bid(Virtual bidの一種)、PJM域外への供給が含まれる。

※2: 前日市場で約定された発電量・需要量、Virtual bid(Increment offer, Decrement bid)に対する、リアルタイムとの乖離量(Deviation)が対象となる。

出所) Monitoring Analytics, “2022 State of the Market Report for PJM”, 閲覧日2023年10月13日,
PJM, PJM manual 28: Operating Agreement Accounting, p.12-13, 2023年9月21日を基に三菱総合研究所作成

参考 | Uplift費用負担単価(Operating Reserve rate)

- 2022年におけるUplift費用に対する市場参加者への費用負担単価(年間平均)は以下の通り。
- 前日市場のスケジュールに対するリアルタイムの発電量・実需要との乖離量(deviation)に対する支払いであるBalancing Operating Reserve for Deviationsに課される単価が最も高い。
 - Balancing Operating ReserveにはRTOエリア全体に賦課される単価と、立地地域に賦課される単価が存在する。例えばPJMのEast地域の需要の場合、RTO ReliabilityとEast Reliabilityの単価を合算し、実需要(MWh)に乗じることで費用負担額が計算される。

費目	単価区分	平均単価(2022年)
Day-Ahead Operating Reserve	Day-Ahead	0.062 \$/MWh
	Day-Ahead with Unallocated Congestion	0.062 \$/MWh
Balancing Operating Reserve for Reliability	RTO Reliability	0.090 \$/MWh
	East Reliability (Regional)	0.025 \$/MWh
	West Reliability (Regional)	0.002 \$/MWh
Balancing Operating Reserve for Deviations	RTO Deviation	0.269 \$/MWh
	East Deviation (Regional)	0.133 \$/MWh
	West Deviation (Regional)	0.009 \$/MWh
	Lost Opportunity Cost	0.131 \$/MWh
	Canceled Resources	0.000 \$/MWh
	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost	0.005 \$/MWh

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 278, 289, 2023年3月9日より三菱総合研究所作成

Uplift補填額と電源別比率

- Day-ahead Operating Reserveは、起動時間を要する柔軟性のない火力発電を中心に補填されている。リアルタイムにおける信頼性の問題に対処するために、PJMはEconomicではない電源を前日市場で起動指示が可能であり、起動費等の取り漏れが発生した時にUpliftとして補填される。(下表**赤枠内**)。
- 燃焼タービン(Combustion Turbine)は、リアルタイムで起動・停止指示が可能である。そのため、PJMのディスパッチ指示に従ってリアルタイムで起動した結果、前日市場との乖離量はリアルタイム価格に晒られ、回収漏れ費用が発生する可能性がある。また前日市場でスケジュールされた電源がPJMのリアルタイムディスパッチに従って出力低下・停止した場合に、スケジュール通り稼働していれば受け取ることができた機会費用が発生する。それらの費用はBalancing Operating Reserveとして補填される。(下表**緑枠内**)。

Uplift補填額と電源別比率(2022年)

	Day-ahead Operating Reserve	Balancing Operating Reserve					Reactive Services	Black Start Services	Synchronous Condensing
	Day-Ahead Generator	Balancing Generator	Canceled Resources	Local Constraints Control	Lost Opportunity Cost	Dispatch Differential Lost Opportunity Cost			
コンバインドサイクル発電	10.3%	12.4%	0.0%	0.0%	9.3%	29.1%	0.0%	34.5%	0.0%
燃焼タービン発電	1.5%	75.2%	0.0%	38.5%	83.5%	36.2%	33.7%	65.5%	0.0%
ディーゼル発電	0.0%	0.9%	0.0%	3.2%	3.4%	0.4%	2.2%	0.0%	0.0%
水力発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	24.0%	0.0%	0.0%	0.0%
原子力発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
太陽光発電	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
火力発電(石炭)	48.0%	3.0%	0.0%	0.0%	1.6%	7.4%	32.1%	0.0%	0.0%
火力発電(その他)	40.2%	8.5%	0.0%	0.0%	0.6%	1.2%	32.0%	0.0%	0.0%
風力発電	0.0%	0.0%	0.0%	58.3%	1.3%	1.6%	0.0%	0.0%	0.0%
合計(百万ドル)	58.8	181.6	0.0	3.2	39.8	4.5	1.5	0.5	0.0

出所) Monitoring Analytics, "PJM State of the Market - 2022", p. 278, p.280-281, 2023年3月9日より三菱総合研究所作成

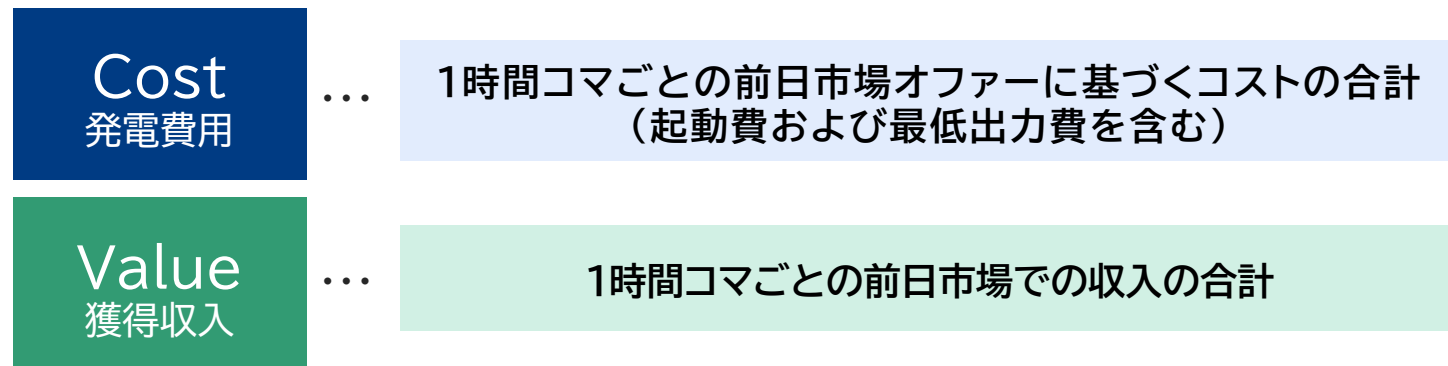
前日市場における

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法と算定単位

- 信頼性の高い運用を行うために、PJMが前日市場において約定させたプールスケジュール電源の中で起動費等の取り漏れが発生した場合、Day-Ahead Make Whole Creditとして回収漏れ費用が補填される。
 - ただし、その電源がリアルタイムにおいて指定された供給力を、指定されたコマ全てで提供できない場合はCreditを受け取る資格は無い。
- Day-Ahead Make Whole Creditは以下の計算式に基づいて、1日(1時間×24コマ)単位で計算される。
 - 1日における起動費等を含む総発電費用から、1日における前日市場収入を差し引く。この結果、正となった場合は起動費等の取り漏れが発生しており、当該額がDay-Ahead Make Whole Creditとして補填される。0ないし負となった場合は、前日市場収入によって起動費等の費用は回収済みであるためDay-Ahead Make Whole Creditは支払われない。
 - 上記の差額をDay-Ahead Make Whole Creditとして1日毎に精算をする。

Day-Ahead Make Whole Creditの計算方法

$$\text{Make Whole Credit} = \text{Cost} \text{ minus } \text{Value} \text{ (floored at zero)}$$

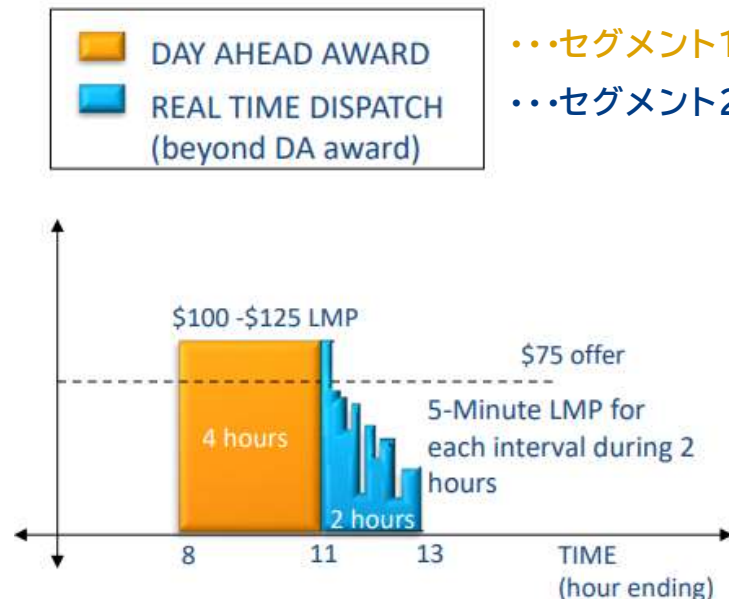


出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>,
 PJM, "Operating Reserves Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/gofstf/20150722/20150722-item-03-operating-reserves-education-presentation.ashx>
 PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日

リアルタイムにおける Balancing Make Whole Creditの計算方法と算定単位(1/2)

- リアルタイムにおける信頼性の高い運用を行うために、PJMはリアルタイムディスパッチを通じて5分毎に出力配分を行う。この時、前日市場でスケジュールされていなかった電源がディスパッチに従った場合や、前日市場のスケジュールを超えてディスパッチを受けたことによる前日市場との乖離量はリアルタイム価格で精算される。PJMのリアルタイムディスパッチに従ったことで、リアルタイム価格での市場収入では起動費等の取り漏れが発生した場合、Balancing Make Whole Creditとしてその費用が補填される。
- Balancing Make Whole Creditはセグメント別に補填額算定を行う。
 - セグメント1は、1日のうち前日市場でコミットメントした時間、あるいは最低稼働時間(Minimum Runtime)のより大きい時間のうち、その期間内での起動費等の取り漏れ費用が対象となる。
 - セグメント2は、セグメント1の範囲を超えてPJMのリアルタイムディスパッチに従ったことに伴う取り漏れ費用が対象となる。

Balancing Make Whole Creditのセグメント区分



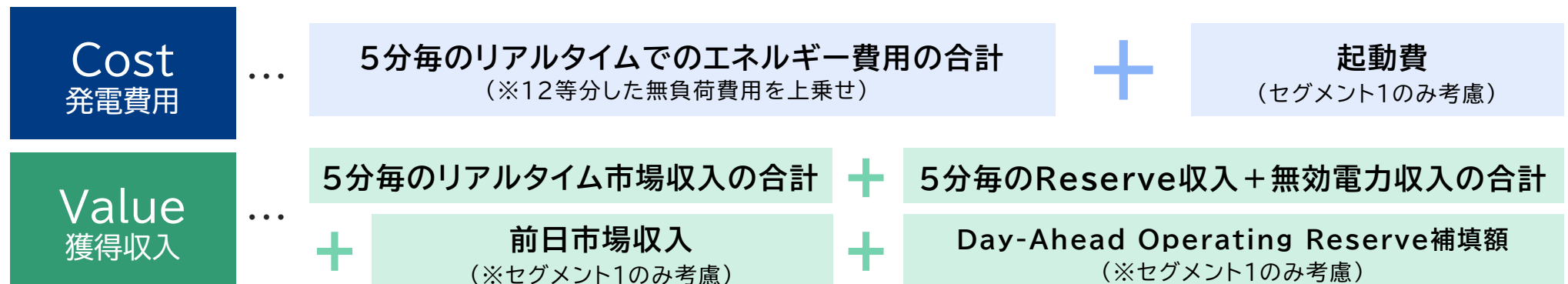
- リアルタイムにおいて6時間稼働し、うち4時間分は前日市場でスケジュールされ、2時間分はリアルタイムディスパッチに従った。
- セグメント1は、前日市場でスケジュールされた4時間分に該当。
- セグメント2は、リアルタイムディスパッチに従った2時間分が該当。
- セグメント1とセグメント2のそれぞれにおいて起動費等の取り漏れ有無を算定し、セグメントごとに取り漏れ費用がBalancing Make Whole Creditとして補填される。(※左図ではSegment 2において、リアルタイム価格がオファー価格を下回っているため、取り漏れ費用が発生)

リアルタイムにおける Balancing Make Whole Creditの計算方法と算定単位(2/2)

- Balancing Make Whole Creditは、セグメント別に算出したリアルタイムでの発電費用(12等分した無負荷費用を含む)から、リアルタイム市場収入・前日市場収入・Reserveや無効電力収入等の合計を差し引くことで、発電費用の取り漏れの有無を確認する。計算結果が負となった場合は取り漏れは発生していないため、ゼロとなる。
 - ただし、起動費と前日市場収入、Day-ahead operating reserve補填額についてはセグメント1計算時のみ考慮され、セグメント2では考慮されない。
- Balancing Make Whole Creditは、1日毎に該当するセグメント別に費用補填額を計算する。
 - 前日市場時点でのコミットメント又は最小稼働時間のより大きいコマに対するCredit(セグメント1)と、リアルタイムディスパッチに伴うCredit(セグメント2)を個別に算定され、セグメント間でのCredit額はオフセットされない。

Balancing Make Whole Creditの計算方法

$$\text{Make Whole Credit} = \text{Cost} \text{ minus } \text{Value} \text{ (floored at zero)}$$



出所) PJM, "Operating Reserve Make Whole Credit Education", 閲覧日2023年9月29日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220413/item-11a---operating-reserve-make-whole-credits-education.ashxc>

PJM, PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, p.38-39, 2021年9月1日



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(1/2)

- RTO/ISOは、Uplift費用の負担方法として前日市場の買い入札や実需要等のMWhで案分する受益者負担、前日市場での約定結果とリアルタイムでの発電量・実需要の乖離を発生させた発電・小売等へ配分する原因者負担、またはその組み合わせを採用している。しかし、RTO/ISOの現在のUplift費用配分方法は、その粒度等の点で大きく異なっており、何をもって差分とするかの定義も異なる。
- FERCは、FERC Order 844の草案において、RTO/ISOにリアルタイム・Uplift費用をその発生の原因となったと合理的に予想される取引を行う市場参加者のみに配分するよう求めていたが、大きな懸念を示す意見が出されたり、RTO/ISOからも実現性に懸念が示されたため、FERC Order 844のうち費用配分を原因者負担にする案については撤回された。

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法①（次ページに続く）

RTO/ISO	概要	
PJM	■ PJMは、信頼性を理由に発生したUplift費用は、前日市場での買い需要やリアルタイムでの実需要で案分する。(受益者負担) ■ 信頼性以外の理由で発生したUplift費用を、前日市場取引からの発電量・実需要等の乖離量(deviation)、Virtual bid※に案分している。(原因者負担)	受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ
CAISO	■ Upliftには多くのカテゴリーがあり、系統運用者が送電制約、エネルギーインバランス、リアルタイム混雑のいずれに対処するためにディスパッチ決定を行ったかに応じて、Uplift費用を送電所有者(需要家負担)、買い需要、域外輸出に配分している。	受益者負担・ 原因者負担の 組み合わせ
NYISO	■ 通常、受益者負担の原則に基づいてUplift費用が発生した時間帯のリアルタイム需要を用いて、リアルタイムUplift費用を案分している。 ■ 州全体の信頼性に関連するUplift費用を、ISO全需要に案分 ■ 地域の信頼性に関連するUplift費用を、信頼性アクションが実施された送電地区内の需要に案分	受益者負担

※前日市場とリアルタイム市場の精算価格における金融的ヘッジを目的とした入札。前日市場の売り・買いのvirtual bidの入札に対し、RT市場で反対売買が発生するため、前日市場の約定量に対する乖離が発生する

出所) FERC, "Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators", 閲覧日2023年9月15日,
<https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>



各RTO/ISOにおけるUplift費用の負担方法(2/2)

各RTO/ISOのUplift費用の負担方法②

ISO/RTO	概要	
ISO-NE	Uplift費用の約半分は、発電機・負荷・Virtual bid・域外輸入の前日市場のスケジュールからの乖離量(deviation)に案分している。	受益者負担・ 原因者負担の組 み合わせ
SPP	SPPは、原因が特定可能で、そのためのコストが利益を上回らない場合、原因に基づいてUplift費用を配分している。例えば、リアルタイムUplift費用は、前日スケジュールやSPPのディスパッチ指示からの乖離量(deviation)に対して配分される。	原因が特定 可能な場合は 原因者負担
MISO	- MISOは、Uplift費用の配分にきめ細かなアプローチを採用しており、可能な限り、コスト起因性の判断に基づいている。MISOがUpliftの原因と判断するものに基づき、定義された一連のカテゴリに従ってUplift費用を配分する。 - MISOは、リアルタイムの容量コミットメントに起因するUplift費用は、物理的な需給の乖離量、Virtual bid、域外輸入・輸出の物理的スケジュールを含む乖離量に主に配分される。 - 送電制約の緩和から生じるUpliftの一部は、混雑の原因となった乖離量に割り当てられる。	可能な限り 原因者負担

出所) FERC, "Uplift Cost Allocation and Transparency in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators", 閲覧日2023年9月15日,
<https://www.federalregister.gov/documents/2017/02/07/2017-02332/uplift-cost-allocation-and-transparency-in-markets-operated-by-regional-transmission-organizations#footnote-38-p9543>

参考 | Uplift・コストの情報開示例(1/2)



- PJMでは、発電機別Uplift報告が開示され、ユニットに対する支払額(実績)が公表される。

PJM管内における2023年7月のUplift実績(発電機別・月別)

Generator Specific Uplift Credits

CSV形式でデータのダウンロードが可能

Uplift Credit Date Start Date * 7/1/2023 End Date * 8/31/2023 Submit Reset

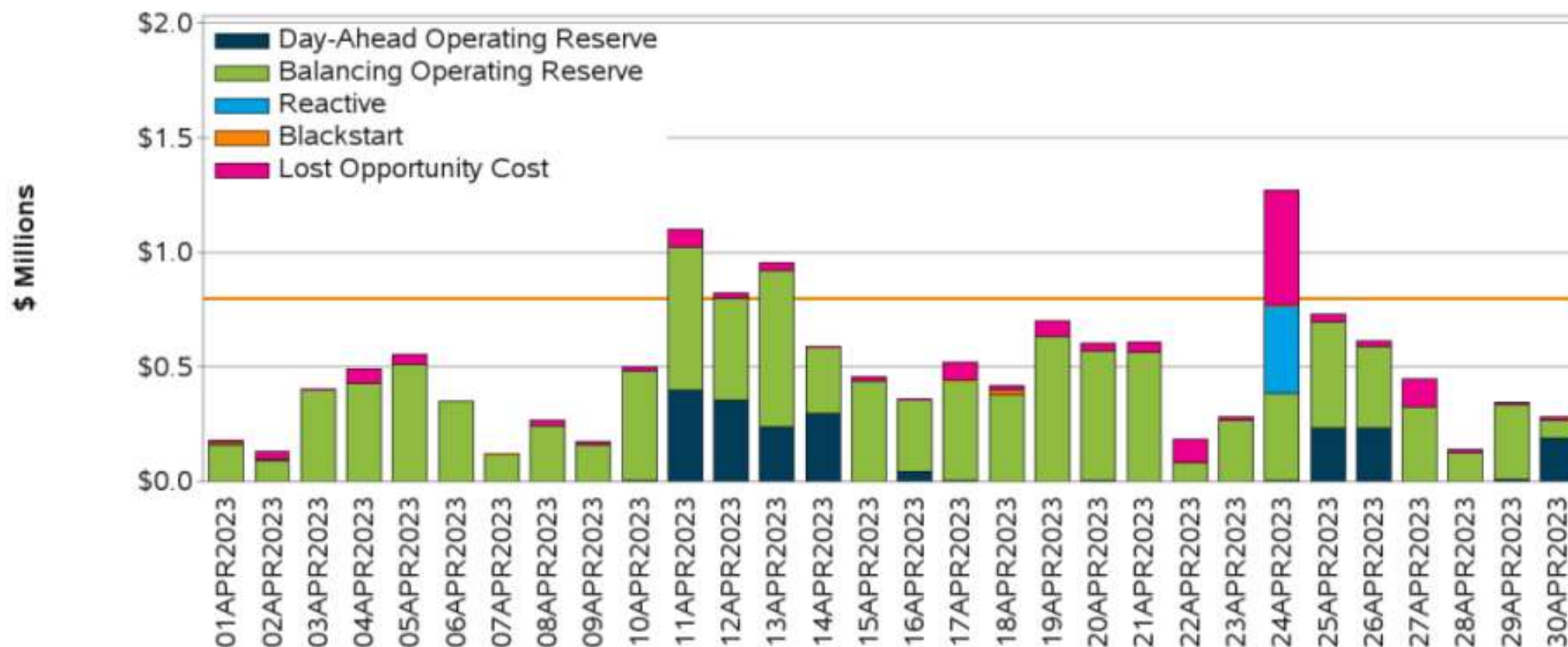
月	発電機	送電ゾーン	価格ノードID	カテゴリー	Uplift支払額	
Uplift Credit Date ▼	Generator	Transmission Zone ⚙ All ▼	Pricing Node ID 🔍	Credit Category All ▼	Credits	Datetime RunDate EPT ⚙
7/1/2023	PS BERGEN 2CC F	PSEG	5021665	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$181.58	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 121 CT	PSEG	93142	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$439.56	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 123 CT	PSEG	93144	Synchronized Reserve	\$5,296.60	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BURLINGTON 124 CT	PSEG	93145	Synchronized Reserve	\$5,910.92	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS ESSEX 105 CT	PSEG	1097732300	Secondary Reserve	\$23.49	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS ESSEX 105 CT	PSEG	1097732300	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$2.20	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 132 CT	PSEG	123901465	Balancing Operating Reserve	\$907.33	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 133 CT	PSEG	123901467	Day-ahead Operating Reserve	\$1,500.37	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 121 CT	PSEG	50436	Day-ahead Operating Reserve	\$1,412.00	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KEARNY 122 CT	PSEG	50437	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$21.05	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 1CC	PSEG	21601782	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$524.56	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 2CC	PSEG	1097732340	Balancing Operating Reserve: Dispatch Differential LOC	\$1,100.17	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 6 CT	PSEG	93141	Secondary Reserve	\$270.58	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS LINDEN 8 CT	PSEG	71856677	Balancing Operating Reserve: Lost Opportunity Cost	\$816.32	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS SEWAREN 7 CC	PSEG	1379266906	Regulation and Frequency Response Service	\$935.31	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS BRUNSWICK EDGEBOROUGH 3 LF	PSEG	50403	Secondary Reserve	\$24.17	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PS KENILWORTH ALDENE 1 F	PSEG	50389	Regulation and Frequency Response Service	\$809.80	9/10/2023 08:04
7/1/2023	PE MUDDY RUN 1-8 H	PECO	50549	Regulation and Frequency Response Service	\$651.04	9/10/2023 08:04

参考 | Uplift・コストの情報開示例(2/2)



- Uplift料金が異常に高い日が発生した場合、PJMの月次の市場レポートで報告される。
 - 2023年4月は80万ドルを超過する日が4日発生し、その原因はローカルで発生した混雑による停電であったと報告されている。

PJM管内における2023年4月のUplift実績例(日別)



出所) PJM, "Markets Report, May 22, 2023", 閲覧日2023年9月15日, <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/2023/20230522-webinar/item-05a---market-operations-report.ashx>;

未来を問い続け、変革を先駆ける

MRI 三菱総合研究所