

「海外における同時市場の検証に関する 調査委託」

最終報告書

2025 年 3 月
電力広域的運営推進機関

はじめに

「日本全国として再生可能エネルギーの最大限の導入により再生可能エネルギーの市場統合が進み、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な形で日本全国で最適運用が可能な需給運用・市場システム」を将来の目指すべき姿とし、安定供給のための電源起動とメリットオーダーの追求の観点から、供給力、調整力にかかわらず全ての電力を同時に約定させる仕組みの市場等（以下「同時市場」という。）について、詳細な検討を行う

「同時市場の在り方等に関する検討会」が設置された。

同時市場の検討にあたっては、SCUC・SCED ロジックを導入している海外の市場制度の仕組みが参考となる。本調査報告書は、委託先（有限責任監査法人トーマツ）により、海外の実態を調査した結果をとりまとめたものである。



海外における同時市場の検証に関する調査委託

－ 調査報告書 －

有限責任監査法人トーマツ
2025年3月7日



目次

1. 同時市場の検証に関する海外調査	3
1.1. 需要側の入札・精算方法	4
1.2. 同時市場の約定価格	24
1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い	57
1.4. 欧米の金融的送電権	99
1.5. 送電ロス	123
1.6. 欧米のネガティブプライス	134
2. 北米ISO/RTOヒアリング結果	153

免責事項

本調査は、貴機関と当法人との間で締結された令和6年5月30日付け契約書に基づき、公開情報を基に実施したものであります。調査結果の妥当性について、当法人として、保証を与えるものでも、意見を述べるものでもありません。

また、外国語の情報等については、利用者の便宜の用に供するため当法人にて日本語に翻訳したものであり、常に原文が優先することにご留意下さい。なお、本報告書の発行後に、関連する制度やその前提となる条件について、変化が生じる可能性があります。

1. 同時市場の検証に関する海外調査

1.1. 需要側の入札・精算方法

計算時間等の観点から、同時最適化計算における需要側の入札情報の扱いに関して、米国の各ISO/RTOにおける実態を調査した

需要側の入札・精算方法に関する現状認識と調査方針

1.1. 需要側の入札・精算方法

日本における現状認識

現状

- 同時市場の在り方等に関する検討会では、米国PJMのロジックを参考に買い入札（需要曲線）を考慮したSCUCロジックの検証が行われている。
 - 第6回検討会時点では、全国大でノードごとに需要曲線を模擬した際に計算時間が大幅に増加するため、系統制約を除外し検証されている。

課題

- 同時最適化計算において、計算負荷の観点から適切な需要曲線の模擬方法を定める必要がある。
- エリアごとの入札情報をノード単位に分配する場合、実態と異なり公平性が担保されない可能性がある。
- 約定、精算でのインプットとして、どのようなエリア単位での入札情報が必要となるか明らかにする必要がある。

調査方針

【対象国・エリア】

米国各ISO/RTO（PJM、CAISO、NYISO、ERCOT等）

【調査項目】

- ① 需要側の入札方法
 - 主な入札情報
 - 対象とするエリアの単位（ゾーン、単一ノード又はノードの集合体等）
 - 上記のエリア単位の設定背景・目的
- ② 同時最適化計算での入札情報の扱い
 - 同時最適化計算ロジックの概要
 - 系統の模擬における、入札情報の処理方法（ノードごとへの分配方法）
 - 計算時間の短縮に関わる考慮事項の有無及び内容
- ③ 需要側の精算方法
 - 需要側LMPの算定方法
 - 対象とするエリアの単位

需要側のゾーン単位での入札情報を最適化計算において扱う際に、NYISOではゾーン単位のまま扱われる一方、PJMではノード単位に分配したうえで約定処理が行われる

需要側の入札・精算方法に関するまとめ*1

1.1. 需要側の入札・精算方法

項目			対象地域			各ISO/RTOの主な 処理対象エリア (処理概要)
			CAISO	NYISO	PJM	
①需要 側の入 札方法	入札タイミング		1日前市場のみ			ゾーン ・ゾーン単位での入札
	入札情報	固定需要入札	需要量（MW）			
		価格変動需要 入札	需要量（MW）及び価格 （\$/MW）の組合せ情報 （最大10区分）	需要量（MW）及び価格 （\$/MW）の組合せ情報 （最大3区分）	需要量（MW）及び価格 （\$/MW）の組合せ情報 （最大9区分）	
	入札対象エリア		ゾーン（LAP）	ゾーン	ゾーン、単一ノード、集約ノード	
		備考	－ （情報なし）	各ゾーンは、NYISOの設立前に 存在したIOUの管轄区域に概ね 対応し、ゾーン内の価格が均一 となるよう区分けを調整している。	大半はゾーン単位の方、大規 模需要家では、一部、単一ノ ード又は集約ノードで入札	
②同時 最適化 計算での 入札情 報の扱い	ゾーンから ノードへの変換方法	需要量	潮流計算時に、ゾーン単位での 需要量を分配係数（LDF）に よりノード単位に分配	最適化計算（NCUC）において、 需要側入札はゾーン単位で扱わ れる。※2	1日前断面では前回ピーク日の 系統状態に基づき、ノード単位に 需要量を分配し、SCED、SCUC に連携	ノード（PJM） ・ゾーン単位の入札情報 をノード単位に分配して、 最適化計算を実施 ゾーン（NYISO） ・需要側入札は最適化 計算ではゾーン単位で 扱われる。
		入札価格	－ （情報なし）	同上	各ノードに、ゾーン単位で提出さ れた入札価格と同じ価格を適用	
③需要 側の精 算方法	算定対象エリア		ゾーン（LAP）	ゾーン	単一ノード又は集約ノード （配電事業者の管轄区域）	ゾーン ・ノードごとに算定された LMPをゾーン単位に集 約
		ノードから ゾーンへの 精算価格の 変換方法	ノードごとのLMPを、分配係数に より加重平均し、ゾーン単位の LMPを設定	－	1週間前時点の負荷実績等 に基づき設定される分配係数に 基づき設定（単一ノードで精算さ れる負荷を除く）	

*1 DR等を除いた通常の需要側入札に関して、Energy Marketにおける扱いを対象として整理

*2 潮流解析 (NSA) でノード単位に作成したShift Factor (給電が送電網に与える影響度) をゾーン単位に集約して、最適化計算 (NUCU) に連携

需要側入札のうち、量と価格を入力する入札としてNon-Participating Load Bidと Participating Load Bidがある

需要側入札の種類と入札対象エリア（CAISO）（1/2）*1

1.1. 需要側の入札・精算方法
① 需要側の入札方法

需要側入札の種類	市場	入札内容	Economic*2	Self-Schedule*3	入札対象エリア
Non-Participating Load Bid	1日前市場のみ*4	一般的な需要側入札	○	○ ※Self-Schedule 単体での入札可否 は不明	LAP
Participating Load Bid		ISOのディスパッチ指示により需要抑制が可能なユニットを対象とした入札（多くは揚水に関連）	○	○ ※Self-Schedule 単体での入札可否 は不明	Custom LAP

－ 入札対象エリア（LAP）の種類*5－

LAPの種類	正式名称	内容
LAP	Load Aggregation Point	- 複数の負荷ノードの集合からなるポイントである。 - Non-Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられる。 - LAPを構成する各負荷ノードにはLoad Distribution Factors（LDFs）が設定されている。
Custom LAP	Custom Load Aggregation Point	1つ以上の負荷ノードの集合からなるポイントである。 - Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられる。 - Custom LAPを構成する各負荷ノードには特定のLoad Distribution Factors（LDFs）が設定されている。

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments v85、2024年4月、<https://bpmcm.caiso.com/Pages/BPMDetails.aspx?BPM=Market%20Instruments>

*2 価格と量を指定した入札

*3 プライステーカーとして入札

*4 Participating Load Bidは原則1日前市場のみ入札可能であるが、Real Time Imbalance Marketも入札可能

*5 出所：CAISO、MRTU Participating Load Users Guide、2009年1月、<https://www.caiso.com/Documents/DraftMRTURelease1ParticipatingLoadUsersGuide.pdf>

その他の需要側入札の種類のうち、CAISOの管轄外との取引であるExport bidや現物を伴わないVirtual Load Bidでは、ノード単位（Schedule Point、PNode）での入札が可能となっている

需要側入札の種類と入札対象エリア（CAISO）（2/2）*1

1.1. 需要側の入札・精算方法

① 需要側の入札方法

需要側入札の種類	市場	入札内容	Economic	Self-Schedule	入札対象エリア
Export Bid	1日前市場 & リアルタイム市場	CAISOの管轄内から管轄外のBalancing Authority Areaへ送電する電力の入札	－ (情報なし)	－ (情報なし)	Scheduling Point
Price Taker Self-Schedule Bid		需要量のみを入力し、供給側入札要素とのバランスを考慮しない入札	×	○	－
Lower Price Taker Self-Schedule Bid		需要量のみを入力し、供給側入札要素とのバランスを考慮しない入札。Export Bidのサポートリソースが対象			
TOR Self-Schedule Bid*2		送電設備所有権又は既存の送電権保有者によって計画されるセルフスケジュール入札であり、送電権利・送電制約（TRTC）に従って入札			
ETC Self-Schedule Bid*3					
Virtual Load Bid	1日前市場のみ	1日前市場でエネルギーを売買してリアルタイム市場で買い戻す入札（現物を伴わない）	○	×	PNode、Aggregated PNode

*1 出所：CAISO、Tariff 30、2023年12月、<https://www.caiso.com/documents/section30-bid-and-self-schedulesubmission-in-californiaisomarkets-asof-dec1-2023.pdf>

*2 TOR（Transmission Ownership Right）はCAISOバランシングオーソリティエリア内にある送電設備の所有権又は共同所有権を通じて発生する権利である。CAISOのグリッド管理には含まれない。

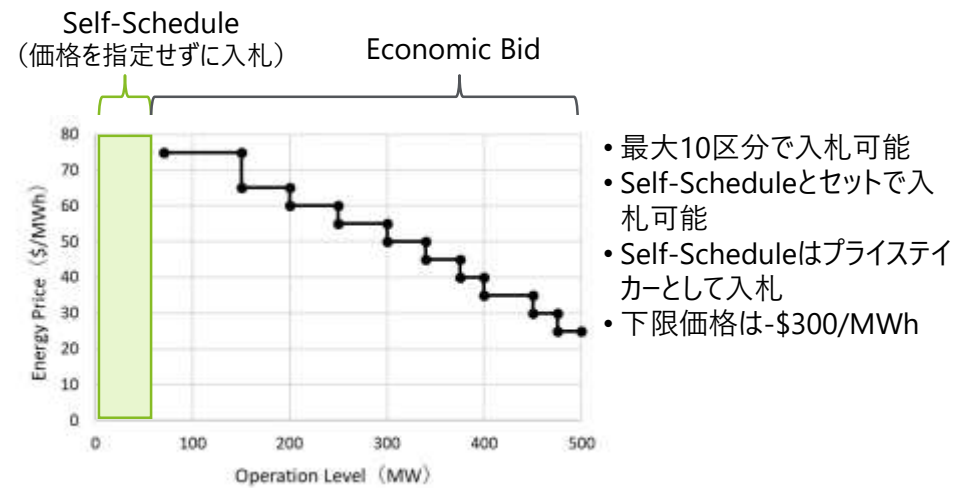
*3 ETC（Existing Transmission Contract）はCAISO設立以前から締結されている契約であり、TC当事者間で送電サービスを提供する義務を負っている。CAISOのグリッド管理には含まれない。

CAISOの需要側入札では、1時間ごとに最大10区分のエネルギー容量と価格の組合せ（需要曲線）を指定し入札する

需要側の入札情報（需要曲線）（CAISO）*1

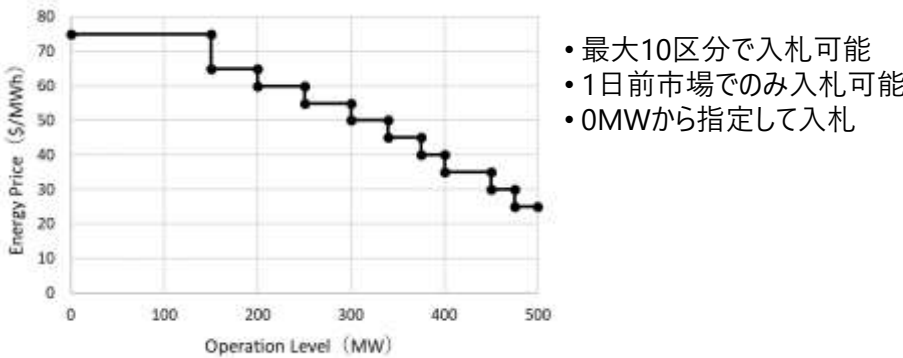
1.1. 需要側の入札・精算方法
① 需要側の入札方法

需要曲線の例【Economic Bid + Self-Schedule】



Segment	Operating Level (MW)	Energy Price (\$/MWh)
1	70	75
2	150	65
3	200	60
4	250	55
5	300	50
6	340	45
7	375	40
8	400	35
9	450	30
10	475	25
-	500	25

需要曲線の例【Virtual Bid】



Segment	Operating Level (MW)	Energy Price (\$/MWh)
1	0	75
2	150	65
3	200	60
4	250	55
5	300	50
6	340	45
7	375	40
8	400	35
9	450	30
10	475	25
-	500	25

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments v85、2024年4月、<https://bpmcm.caiso.com/Pages/BPMDetails.aspx?BPM=Market%20Instruments>

CAISO、PJM共に需要側入札においてはSelf-schedule（Price fixed）の占める割合が高く、いずれも9割以上を占めている

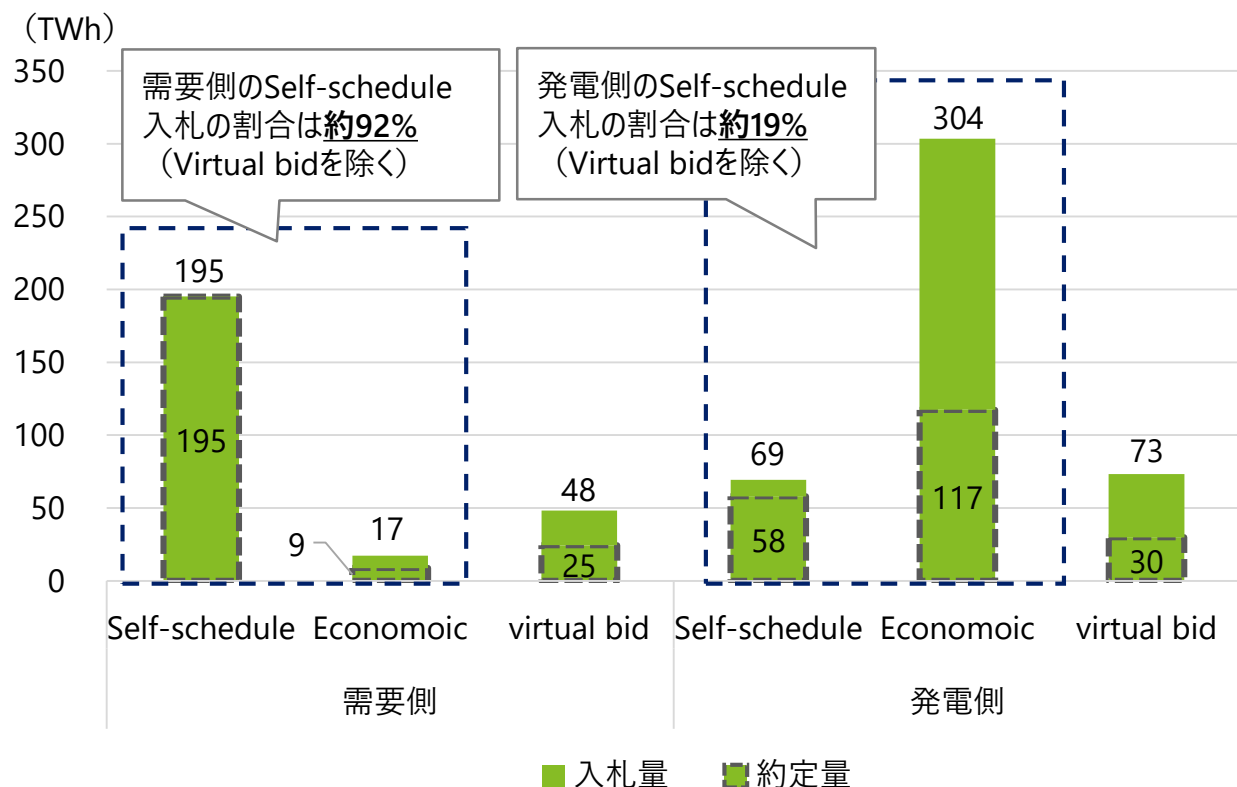
需要側の入札状況（CAISO、PJM）

1.1. 需要側の入札・精算方法

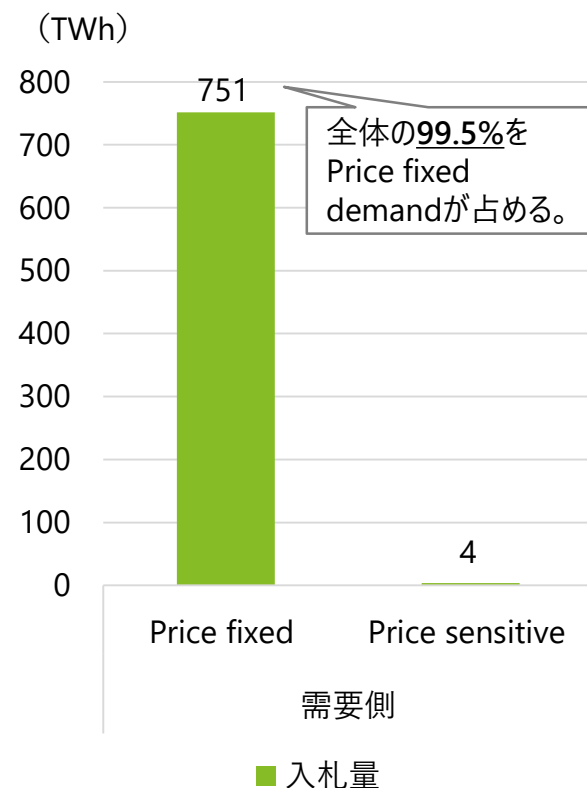
① 需要側の入札方法

－ 1日前市場における入札量、約定量（2023年4月～2024年3月）*1－

CAISO



PJM



*1 以下の出所に基づき作成

出所：CAISO、OASIS – ENERGY - Day Ahead Market Summary Report、2024年10月閲覧、<http://oasis.caiso.com/mrioasis/logon.do>

出所：PJM、Data Miner 2 – Hourly Day-Ahead Demand Bids、2024年10月閲覧、https://dataminer2.pjm.com/feed/hrl_da_demand_bids

PJMでは、1日前市場における発電側のSelf-schedule入札は約23%を占めており、CAISOと概ね同様の割合にある

発電側の入札状況（PJM）

1.1. 需要側の入札・精算方法
① 需要側の入札方法

■ PJMでは、発電事業者は入札時に設備のステータスとして、Must run（Self-scheduleに相当）、Economic、Emergency（緊急時のみ出力可能として指定）、使用不可のいずれかを選択する。

－ 発電側の電源種別の入札価格及び入札ステータス（1日前市場、2023年、MW%） *1 －

Unit Type	Must Run	Eco Min	Dispatchable Range										Emergency MW	Dispatchable Percent
			(\$300) - \$0	\$0 - \$25	\$25 - \$50	\$50 - \$75	\$75 - \$100	\$100 - \$200	\$200 - \$400	\$400 - \$600	\$600 - \$800	\$800 - \$1000		
コンバインドサイクル発電	8.0%	35.7%	(0.2%)	19.7%	17.5%	8.2%	3.4%	4.7%	2.4%	0.2%	0.1%	0.0%	0.2%	56.0%
燃焼タービン発電	0.4%	57.6%	0.0%	1.1%	8.6%	6.9%	4.8%	7.6%	9.7%	1.6%	0.3%	0.1%	1.2%	40.7%
ディーゼル発電	7.9%	84.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	7.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	7.5%
水力発電	82.6%	0.0%	17.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	17.4%
原子力発電	90.1%	6.6%	2.4%	0.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.3%
太陽光発電	16.5%	0.9%	71.0%	4.1%	3.4%	1.2%	0.8%	1.5%	0.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	82.6%
蒸気発電（石炭）	27.6%	24.8%	0.1%	5.4%	20.1%	7.9%	4.8%	4.7%	1.3%	2.1%	0.0%	0.0%	1.2%	46.3%
蒸気発電（その他）	5.1%	22.3%	1.4%	5.3%	12.5%	9.4%	7.4%	12.1%	22.0%	2.2%	0.0%	0.0%	0.3%	72.3%
風力発電	4.3%	0.8%	80.8%	7.0%	4.0%	1.1%	0.5%	0.4%	0.4%	0.6%	0.0%	0.1%	0.0%	94.8%
その他	15.6%	48.5%	5.1%	4.2%	4.0%	2.3%	0.1%	0.9%	15.2%	0.9%	0.1%	0.0%	3.0%	32.9%
総計	23.2%	31.7%	2.3%	8.9%	12.3%	6.4%	3.6%	5.0%	5.0%	0.9%	0.1%	0.0%	0.5%	44.6%

Must run (Self-scheduleに相当) での入札割合：23.2%

Economicでの入札割合：76.2%

*1 出所：Monitoring Analytics、State of the Market Report for PJM – Volume 2、2024年3月、p.148、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-vol2.pdf

PJMでは、1日前市場でkWhのSelf-schedule入札を行い、リアルタイム市場でkWhを供給しない場合には、該当する供給量をリアルタイム市場において他の電源と差し替える旨の規定があるが、その際の需要側入札の実施有無に関しては明記されていない

Self-schedule電源の差し替えに関わる規定（PJM）*1

1.1. 需要側の入札・精算方法
① 需要側の入札方法

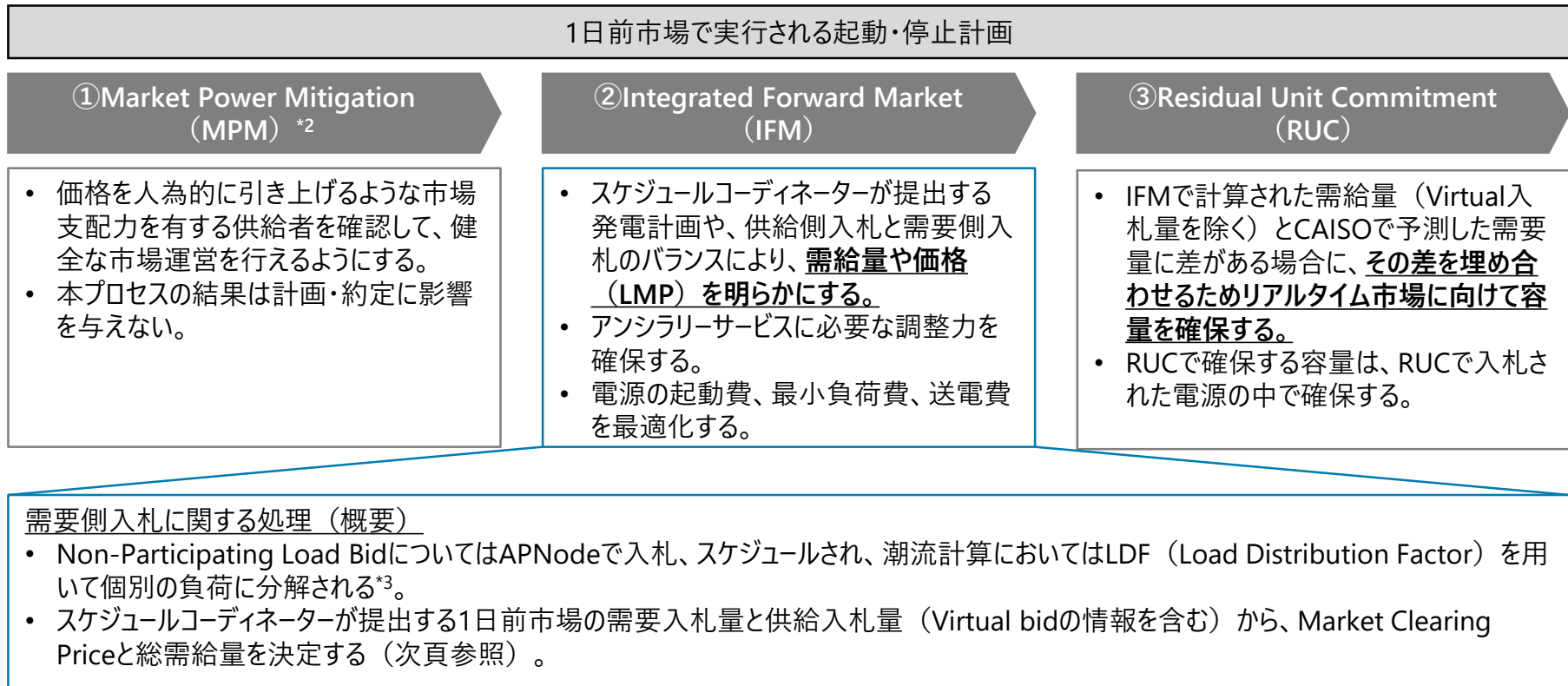
対象	OA*2での規定箇所	規定
エネルギー市場 (kWh)	1.10.3 Self-scheduled Resources. (d)	■ 1日前市場でエネルギーのSelf-scheduleを行い、リアルタイム市場でエネルギーを供給しない市場参加者は、 <u>供給されなかったエネルギーをリアルタイム市場のエネルギーで置き換え、該当するリアルタイム価格でそのエネルギーに関わる支払いを行うものとする。</u>
アンシラリーサービス 市場 (ΔkW)	1.10.3 Self-scheduled Resources. (e)	■ 1日前市場でSynchronized reserveを供給する設備のSelf-scheduleを行い、リアルタイム市場で該当するMW量を供給しない市場参加者は、供給されなかったSynchronized reserveを置き換え、リアルタイム価格でそのSynchronized reserveに関わる支払いを行うものとする。 ※ Secondary Reserve、Non-Synchronized ReserveのSelf-scheduleは不可のため対象外

*1 出所：PJM、OPERATING AGREEMENT OF PJM INTERCONNECTION, L.L.C.、2023年10月、p.297-298、<https://www.pjm.com/directory/merged-tariffs/oa.pdf>
*2 OA（OPERATING AGREEMENT）：PJMの会員となる際に署名する必要がある、PJMのRTOとしての運営規程等が整理された文書

1日前市場で実行される起動停止計画は①Market Power Mitigation、②Integrated Forward Market、③Residual Unit Commitmentの3段階を経て処理される

1日前市場で実行される起動・停止計画の内容（CAISO）*1

1.1. 需要側の入札・精算方法
② 同時最適化計算での入札情報の扱い



*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments v85、2024年4月、<https://bpmcm.caiso.com/Pages/BPMDetails.aspx?BPM=Market%20Instruments>

*2 出所：CAISO、System Market Power Mitigation Draft Final Proposal、2020年6月、<https://stakeholdercenter.caiso.com/RecurringStakeholderProcesses/System-market-power-mitigation>

*3 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operations v96、2024年1月、p.146-148、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V96_Redline.pdf

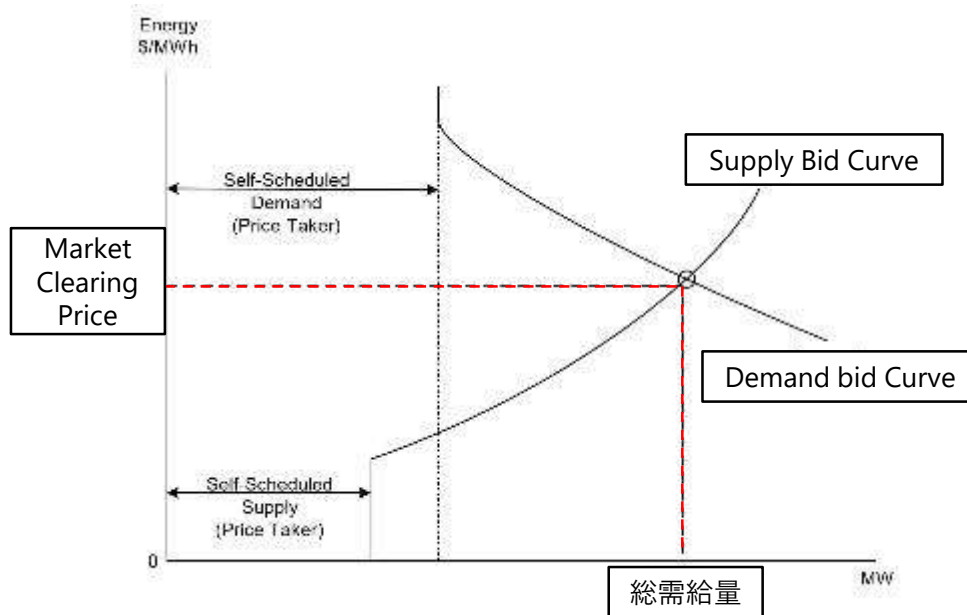
1日前市場で行われる処理のうち、IFMにおいて総需給量の算出、電源起動計画の最適化が実行されるが、需要側入札も需要入札曲線として最適化計算の中で考慮される

1日前市場で実行される起動・停止計画の内容（CAISO）*1

1.1. 需要側の入札・精算方法
② 同時最適化計算での入札情報の扱い

Market Clearing Priceと総需給量の決定*1

- 下図のとおり、供給入札曲線と需要入札曲線の交点よりMarket Clearing Priceと計画の総需給量が決定される。
- 入札曲線にはVirtual Bidの量も含まれる。
- 実際のMarket Clearing Priceは、これに送電ロスと混雑費用が加味されて決定される。



最適化計算*2

- 以下の式のとおり、目的関数が最小となるように計算処理が実行され、発電の起動停止計画が決定される。
- 計算処理は制約条件下で実行され、制約条件の中に需給量のバランスを考慮する条件が含まれている。

$$\min \sum_h \left((\text{Generation Energy Cost}) + (\text{Ancillary Service Cost}) + (\text{Penalty Price}) \right)$$

Generation Energy Cost : 発電側エネルギーコスト
Ancillary Service Cost : アンシラリーサービスコスト
Penalty Price : ペナルティ価格（発電の優先度を与えるために使用される人工的な入札価格）

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments v85、2024年4月、<https://bpmcm.caiso.com/Pages/BPMDetails.aspx?BPM=Market%20Instruments>

*2 出所：Market Optimization Detail（CAISO）、2009年、<http://www.caiso.com/documents/technicalbulletin-marketoptimizationdetails.pdf>

LDFは主にState Estimatorでのリアルタイムの潮流計算結果に基づいて設定され、需要側の精算においては、個別の負荷におけるLMPの集約にも用いられる

需要側の精算方法（CAISO）^{*1,2}

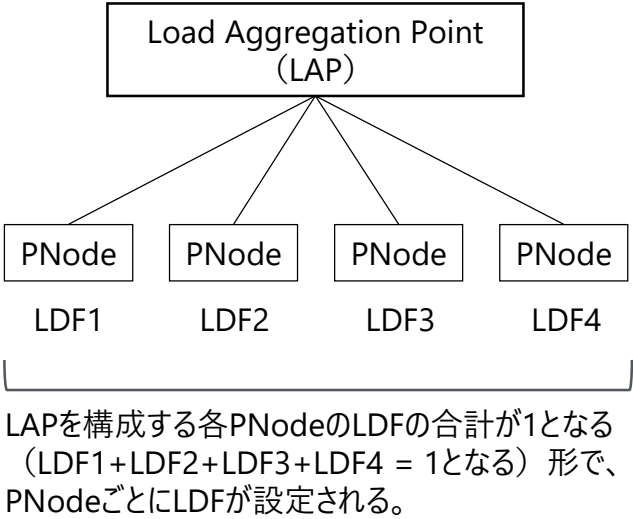
1.1 需要側の入札・精算方法
③ 需要側の精算方法

■ Non-Participating Loadの精算は、個別の負荷のLMPをLDF（Load Distribution Factor）を用い加重平均することで算定された、集約後のLMPに基づいて行われる。

－ 各市場におけるLDFの設定方法 －

対象の市場	LDFの設定方法
1日前市場	■ LDF Libraryに登録されたデータを用いる。 ➢ LDF LibraryはState Estimatorのデータに基づき、様々な系統状態におけるLDFの過去平均値（historical average of LDF）を保持する。 ➢ LDFの過去平均値は、各曜日、休日等のパターンごとに、直近のデータの重みづけを高くする形で算定される。 ➢ CAISOは、気象予測に基づいて、LDFの調整を行う場合がある。
リアルタイム市場	■ State Estimatorでの算定結果が用いられる。 ➢ State Estimatorでは、系統のモデルとリアルタイムでのSCADAのテレメトリに基づいて潮流計算が行われ、LDFが決定される。

－ LAP^{*3}とPNodeの関係 －



^{*1} 出所：CAISO、Tariff 27、2023年11月、p.11、<https://www.caiso.com/documents/section27-californiaisomarkets-and-processes-asof-nov1-2023.pdf>
^{*2} 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Operations v96、2024年1月、p.146-148、<https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM%20for%20Market%20Operations%20V96%20Redline.pdf>
^{*3} LAP（Load Aggregation Point）：複数の負荷ノードの集合からなるポイントであり、Non-Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられる。

LSEから申請され適格性が認められた負荷は単一ノードで精算が行われるが、その他の負荷はEDCの管轄区域ごとに集約され、前週の負荷実績を踏まえてLMPの算定と精算が行われる

需要側の精算対象エリアの概要（PJM）

1.1. 需要側の入札・精算方法

③ 需要側の精算方法

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

対象エリアの設定背景*3

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

Distribution Factorの設定方法*2

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

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

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

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

PJM管内での需要側の精算は、2023年6月時点の実績に基づく約1割がノード単位で、約9割がゾーン単位で実施されている

需要側の精算の実施状況（PJM）

1.1. 需要側の入札・精算方法
③ 需要側の精算方法

－ 需要側のノード、ゾーン単位での精算の実施割合（2023年6月） *1,2,3 －

Metered EDC	Zonal-Priced Load %	Nodal-Priced Load %	Metered EDC	Zonal-Priced Load %	Nodal-Priced Load %
Atlantic Electric	92.95%	7.05%	Delmarva	65.79%	34.21%
AEP	94.13%	5.87%	MetEd	99.66%	0.34%
AEP OHIO	87.34%	12.66%	ATSI-Ohio	90.29%	9.71%
AEP APCO	95.78%	4.22%	Penelec	99.34%	0.66%
AEP I&M	93.42%	6.58%	Penn Power	96.71%	3.29%
Allegheny Power	98.69%	1.31%	PEPCO	88.09%	11.91%
ComEd	96.51%	3.49%	PPL	96.52%	3.48%
Dayton	90.29%	9.71%	PSEG	99.57%	0.43%
Duke Ohio	82.95%	17.05%			
Overall PJM	91.86%	8.14%			

*1 出所：PJM、Nodal vs. Zonal MWh Priced Load by Electric Distribution Company、2023年9月、p.7、<https://www.pjm.com/-/media/markets-ops/energy/residual-metered-load-pricing/nodal-vs-zonal-load-by-edc.ashx>

*2 各割合の算定根拠（MWhの実績によるものか）等については記載が無く詳細は不明

*3 管轄区域内にノード単位で精算が行われる負荷が存在しないEDCは本表からは除く

需要側の入札は、Physical BidとVirtual Bidの2種類に大きく分けられており、いずれも1日前市場でのみ入札可能である

需要側入札（NYISO）*1

1.1. 需要側の入札・精算方法
① 需要側の入札方法

需要側入札の種類		入札内容	入札対象エリア	補足
1 日 前 市 場 の み	Physical Bid	Fixed Bid	Zone	■ 需要家はリアルタイム市場への入札は行わない。
		Price Capped Bid		
	Virtual Bid	Virtual Load Bid		■ Fixed Bidのようなプライステーカーとしての入札はできない。 ■ 事業者が入札するのは1日前市場のタイミングであり、リアルタイム市場の処理は自動で実行される。
		Virtual Supply Bid		

需要入札量（Bid Load）は次の合計で表される：

Bid Load = （Physical Load） + （Virtual Load） - （Virtual Supply）

➡ SCUCの入力情報の1つとして利用

*1 出所：NYISO、Manual 11 Day-Ahead Scheduling Manual、2024年4月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a
*2 入札時の上限価格は\$2,000/MWh、最小価格は-\$1,000/MWh

NYISOはエリア管内に11のゾーンを設定し、それぞれのゾーンごとに需要予測、LBMPの算出・精算を実行している

ゾーンの設定（NYISO）

1.1. 需要側の入札・精算方法
① 需要側の入札方法

- NYISOは、管轄内に下図のとおりA~Kの11のゾーンを設定し、ゾーンごとに需要側のLBMP*2を算出している。
- 需要予測や需要入札の処理は、11のゾーンごとに実行している。

ー NYISOにおけるゾーンの分布図*1 ー

ー ゾーンごとのLBMP算出結果の例（2023年の年平均）*3 ー



December 2023 Zonal LBMP Statistics for NYISO (\$/MWh)											
	WEST Zone A	GENESEE Zone B	NORTH Zone D	CENTRAL Zone C	MOHAWK VALLEY Zone E	CAPITAL Zone F	HUDSON VALLEY Zone G	MILLWOOD Zone H	DUNWOODIE Zone I	NEW YORK CITY Zone J	LONG ISLAND Zone K
DAY AHEAD LBMP											
Unweighted Price *	28.87	29.13	30.44	30.23	31.56	32.83	32.28	32.70	32.83	32.95	33.07
Standard Deviation	7.87	7.31	8.91	7.83	8.92	12.08	9.95	10.57	10.69	10.85	15.88
RTG LBMP											
Unweighted Price *	26.14	26.63	28.04	27.99	29.09	29.72	29.59	29.99	30.07	30.59	30.88
Standard Deviation	6.63	6.95	7.88	7.54	7.80	8.97	7.74	8.31	8.42	8.60	21.05
REAL TIME LBMP											
Unweighted Price *	25.88	26.59	27.78	27.69	28.82	29.37	29.32	29.74	29.84	30.51	34.97
Standard Deviation	7.50	7.87	8.81	8.11	8.52	9.88	8.82	9.29	9.42	10.00	23.11

*1 出所：NYISO、2023-2032 Comprehensive Reliability Plan、p.14、2023年11月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2248481/2023-2032-Comprehensive-Reliability-Plan.pdf>

*2 LBMPはゾーンごとに算出される価格であり、バスにおける地点価格、参照バスと比較した損失価格、参照バスと比較した混雑価格の3つの和で表される。

*3 出所：NYISO、Market Operations Report、2024年1月、p.9、https://www.nyiso.com/documents/20142/42341275/02%20Market%20Operations%20Report_BIC_01.17.24.pdf/34f9557f-30a7-dd68-f6ce-428f595ecdab

Virtual Bidは1日前市場で電力を売買して、同じ電力量をリアルタイム市場において反転売買する入札であり、実物のエネルギーの消費を伴わない金融取引である

Virtual Bidの概要（NYISO）*1

1.1. 需要側の入札・精算方法
① 需要側の入札方法

- Virtual Bidはエネルギーの消費を伴わない取引であり、電力関連事業者以外（金融事業者等）の参加が可能である。
- 需要入札において、リアルタイム市場価格が1日前市場価格を上回ればプラスの収益を得られる。

	1日前市場	リアルタイム市場
Virtual Load Bid 実行内容	1日前市場の価格で電力を購入する。	1日前市場で購入した量を、リアルタイム市場の価格で自動的に売り戻す。
Virtual Supply Bid 実行内容	1日前市場の価格で電力を販売する。	1日前市場で販売した量を、リアルタイム市場の価格で自動的に買い戻す。

Virtual Bidの取引具体例

		Virtual Bidなし		Virtual Bidあり	
			MW		MW
1日前市場	需要入札結果	Physical Load	200	Physical Load	200
		+ Virtual Load	0	+ Virtual Load	+150
		- Virtual Supply	0	- Virtual Supply	-50
		Bid Load	200	Bid Load	300
	約定結果	発電機A 50MW@\$20	50	発電機A 50MW@\$20	50
		発電機B 50MW@\$25	50	発電機B 50MW@\$25	50
		発電機C 110MW@\$30	100	発電機C 110MW@\$30	110
		発電機D 150MW@\$40	—	発電機D 150MW@\$40	90
		LBMP \$30*2		LBMP \$40*2	

- 左表の通り、Virtual Bidなし/ありの2つのケースを想定した際に、Virtual Bidありの場合にはBid Loadが増加しLBMPが増大する*2。
 - Virtual Bidは現物を伴わないがLBMPには影響を与える。

*1 出所：NYISO、Virtual Trading、2024年5月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/7-Virtual-Trading.pdf/b8ec4017-daac-5654-33d2-d032eb59e2b5>

*2 混雑費用、損失費用は考慮していない。

需要入札量はSCUC実行過程の5段階のうち、最初の段階で処理される

需要側入札のSCUC上での扱い（NYISO）^{*1}

1.1. 需要側の入札・精算方法
② 同時最適化計算での入札情報の扱い

- SCUCにおける入力情報には需要側入札量（Bid Load）を含め、下記等の情報が存在する。
 - 入力情報（例）^{*2}：需要予測量、需要・供給入札量、発電設備情報、予備力、送電制約条件
- SCUCでは、以下のPass1～Pass5の5つの処理を経て、最終的に1日前市場におけるディスパッチが決定される（うち、Pass1において、Pass1の処理が需要側入札の処理が行われる）。

Pass1	Bid Load、Virtual Load、Virtual Supplyの処理を実行する。	Pass #1 – Bid Load, Virtual Load, and Virtual Supply Commitment The first pass of SCUC commits and schedules generating units, including Generators nominated to be Day Ahead Reliability Units, to supply Bid Load (Physical and Virtual) less Virtual Supply while securing the bulk power transmission system. The system is secured against the normal NYISO bulk power system contingency set so that monitored facilities do not become overloaded. Also, the program secures for certain Local Reliability Rules contingencies and monitored facilities. Once this commitment run has converged, the automatic mitigation evaluation is performed, including a recommitment/redispach. This commitment/dispatch is evaluated by security analysis. Additional iterations of unit commitment with bids and security analysis are performed until convergence is again achieved. SCUCの最初の段階で需要入札量（Bid Load）を処理する記載があるが、処理方法が具体的に記載された文献は見当たっていない。
Pass2	需要量・供給量予測の処理を実行する。	
Pass3	（現在使用されていない）	
Pass4	Pass2で作成した起動停止計画をディスパッチする。	
Pass5	最終的なディスパッチを実行する。	

^{*1} 出所：NYISO、Manual 11 Day-Ahead Scheduling Manual、2024年4月、p.24、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a

^{*2} 出所：NYISO、Bid/Offer Evaluation Process、2024年4月、p.18、<https://www.nyiso.com/documents/20142/25467833/Bids-and-Offers-Evaluation-Process.pdf/7b893955-3df4-bddf-078e-c6c50a940cee>

NYISOの約定プロセスにおいて、発電量の増加に伴う各送電線での変化を表す係数（シフトファクター）により系統制約を一定程度考慮する工夫が行われる

Shift Factorの概要（NYISO）

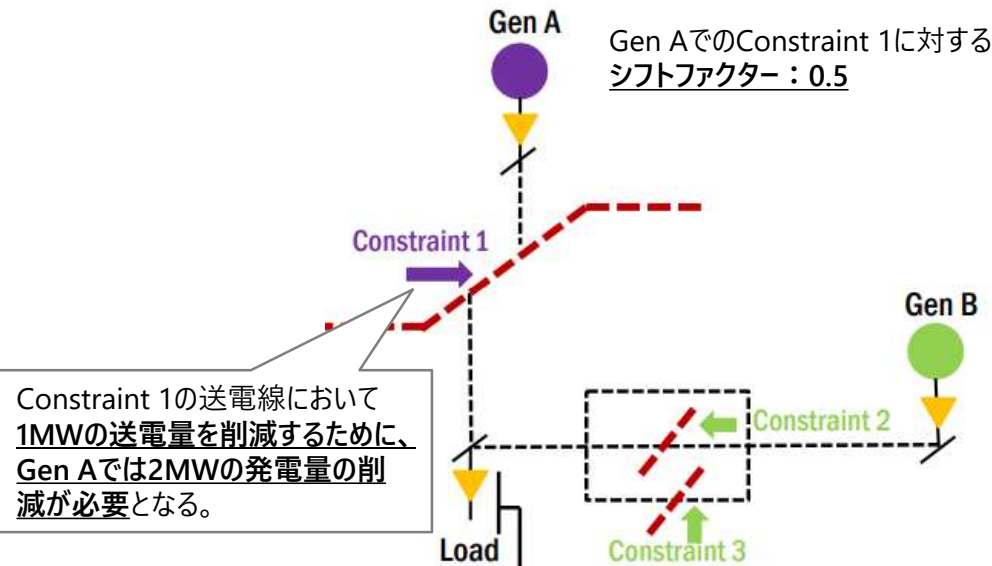
1.1. 需要側の入札・精算方法
② 同時最適化計算での入札情報の扱い

- NYISOでは、需要側入札は最適化計算（NCUC）においてゾーン単位で扱われ、NSA（ネットワークセキュリティ分析）の一環として計算されたシフトファクター（Shift Factor）により、分散負荷が確認される（系統制約を一定程度考慮している）。*1

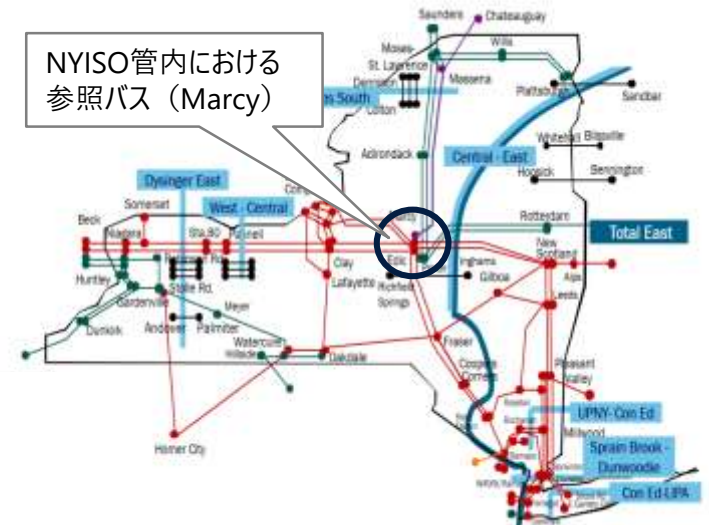
シフトファクター
の定義*2,3

- ・ 各リソースから参照バス（Reference Bus）に対して1MWの送電を行う際に、特定の送電線での送電量の増減率を表す係数
➢ 参照バスにおけるシフトファクターは上記の定義に基づき0となる。

ーシフトファクターと送電量の関係*2ー



ー参照バスの設定地点*2ー



*1 出所：NYISOへのヒアリング調査、2024年11月

*2 出所：NYISO、Congestion Price Component、2024年4月、p.6,16,26、<https://www.nyiso.com/documents/20142/25467833/LBMP-Congestion-Price-Component.pdf/6a9c8078-5eea-c717-9099-c0a045ea86ce>

*3 出所：ISO-NE、Power System & LMP Fundamentals、p.47,50,55、<https://faculty.sites.iastate.edu/tesfatsi/archive/econ458/tesfatsion/Imp.AdvancedWPM.ELitvinoWEM301.pdf>

NYISOにおける需要側入札は1時間単位で、価格を指定しないFixed Bid Blockと、上限価格を指定した3つのBlockのエネルギー容量を指定して入札する

需要側入札と約定のイメージ（NYISO） *1

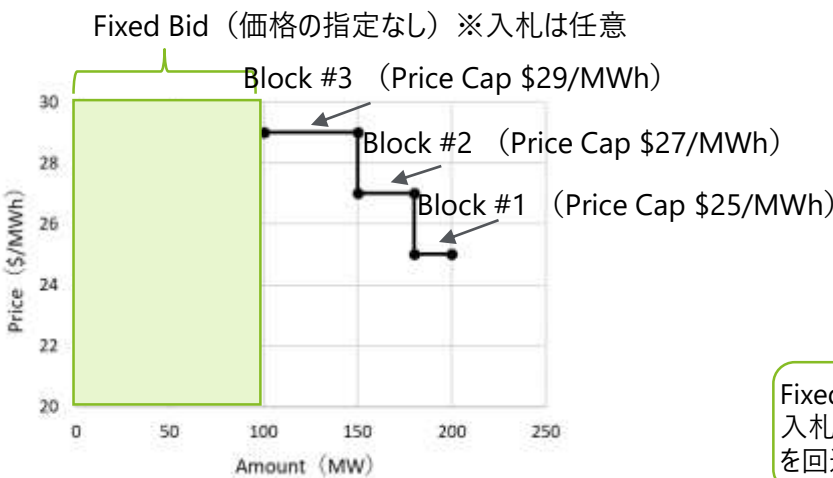
1.1. 需要側の入札・精算方法
③ 需要側の精算方法

需要入札の例

－ 需要側入札例 －

Block	Amount (MW)	Price Cap (\$/MWh)
Fixed Bid Block	100	-
#1	20	25
#2	30	27
#3	50	29
入札量合計	200	-

需要曲線入札イメージ



Fixed Bidとして指定したことにより、
入札した全量が約定されないことを回避できる。

約定価格に応じた約定量の例

－ LBMPが\$24/MWhの場合 －

Block	約定量 (MW)
Fixed Bid Block	100
#1	20
#2	30
#3	50
合計約定量と 約定価格	200MW @\$24/MWh

－ LBMPが\$26/MWhの場合 －

Block	約定量 (MW)
Fixed Bid Block	100
#1	0
#2	30
#3	50
合計約定量と 約定価格	180MW @\$26/MWh

－ LBMPが\$27/MWhの場合 －

Block	約定量 (MW)
Fixed Bid Block	100
#1	0
#2	0 - 30
#3	50
合計約定量と 約定価格	150-180MW @\$27/MWh

－ LBMPが\$30/MWhの場合 －

Block	約定量 (MW)
Fixed Bid Block	100
#1	0
#2	0
#3	0
合計約定量と 約定価格	100MW @\$30/MWh

*1 出所：NYISO、Guide 01 Market Participants User's Guide、2024年6月、p.153、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3625950/mpug.pdf>

1.2. 同時市場の約定価格

カナダIESOと米国ISOの同時最適化計算方法の具体的な差異を明らかにし、同時市場における約定価格算定方法の検討に資する情報を調査・分析した

同時市場の約定価格に関する現状認識と調査方針

1.2. 同時市場の約定価格

日本における現状認識

現状

- 同時市場の在り方等に関する検討会やその他検討会において、約定価格は基本的に全国9エリアでエリアプライスが算定される現行制度をベースとして検討が行われている。

課題

- 同時市場を導入した際の、混雑も一定程度考慮した（エリアごとの）市場価格の設定方法を定める必要がある。
- また、実際に混雑が発生した際の処理方法についてもこれから検討が必要である。
- 米国ISO型の約定方法（出力配分と価格算定の両方において系統制約を考慮）とカナダIESO型の約定方法（出力配分は系統制約を考慮し、価格算定は系統制約を考慮しない）の具体的な差異を明らかにし、日本に適した約定価格の算定方法を見定める必要がある。

調査方針

【対象国・エリア】

カナダIESO、米国各ISO/RTO（PJM、CAISO等）

【調査項目】

- ① カナダIESOの同時最適化計算
 - Two-schedule導入の背景、その他導入国の動向
 - 出力配分算定方法（Two-schedule）
 - 約定価格算定方法（HOEP）
 - CMSC（需要価格と供給価格の価格差支払い）の仕組み
 - 旧システムと新システムにおける前日断面の処理
- ② カナダIESOと米国ISOの同時最適化計算方法の比較
 - 出力配分算定方法及びロジックの違い
 - 約定価格算定方法及びロジックの違い
 - その他同時最適化計算に関わる差異の整理
- ③ MRP（Market Renewal Program）
 - 市場運用改革の概要とその背景
 - 出力配分や約定価格算定システムへの影響
 - 遅延状況の調査と原因の分析（将来的な同時市場検討に有益な情報の整理）

カナダIESOの旧システムは、1日前・当日断面の出力配分及び価格算定方法において、新システムや米国ISOのシステムと処理機能や精算方法が異なっている

同時市場の約定価格に関するまとめ

1.2. 同時市場の約定価格

項目		カナダIESO 旧システム	カナダIESO 新システム（MRP後）*1	米国ISOシステム
システムの特徴		系統制約を考慮するDispatch Scheduleと系統制約を考慮しないMarket Scheduleの2機能による運用	地点別価格に基づくSCUC/SCED機能による運用	地点別価格に基づくSCUC/SCED機能による運用
1 日前 断面	処理機能	DACP*2 (Day-ahead Calculation Process)	SCUC	SCUC
	出力配分	DACP内でIESO想定需要を満たすようにスケジューリングを実施	1日前市場の情報を踏まえスケジューリングを実施	1日前市場の情報を踏まえスケジューリングを実施
	価格算定	DA-PCG (Day Ahead Production Cost Guarantee)	DA-LMP	DA-LMP
当日 断面	処理機能	DSO (Dispatch Scheduler and Optimizer)	MIO (Multi-Interval Optimization) ※機能としてはSCUC/SCEDと同様	SCUC/SCED
	出力配分	リアルタイム市場の情報を踏まえたDispatch Scheduleでディスパッチを実施	リアルタイム市場の情報を踏まえディスパッチを実施	リアルタイム市場の情報を踏まえディスパッチを実施
	価格算定	Market ScheduleでHOEP (域内一律の市場精算価格) を算定	旧システムのDispatch ScheduleとMarket Scheduleを統合しRT-LMPを算定	ディスパッチ結果に基づいたRT-LMPを算定
精算 の有無 市場外の	送電ロス費用	あり (Uplift)	なし (LMPに含まれる)	なし (LMPに含まれる)
	系統混雑費用	あり (Congestion Management Settlement Credit)	なし (LMPに含まれる)	なし (LMPに含まれる)

発電事業者がIESOによるディスパッチに従うために必要な費用であるCMSCは、非混雑系統の高価な焚増電源と混雑系統の安価な抑制電源に対する支払いのみでなく、ランプレート等の設備制約を含めたDispatch ScheduleとMarket Scheduleの全ての差異を補填する仕組みである。

*1 IESOは2002年に旧システム（Two-Schedule System）を導入し、18か月後に新システムへ移行する予定であったが断念しており、改修等によって現在まで運用を続けている。
2023年11月にMRPによる制度及びシステム改修を予定していたが、外部からの異議申し立てやリスクレビューの結果により、2025年運用開始へとスケジュールを変更している。

*2 カナダIESO旧システムにおいて、前日断面では、DACPにより、IESO想定需要を満たすようなスケジューリングは行われるが、1日前市場は存在しない。

2002年に導入されたTwo-schedule systemは、当初18か月間だけ利用し、地点ごとの価格を反映させるノーダル制に移行する予定であったが、改修等によって延命し続けてきた

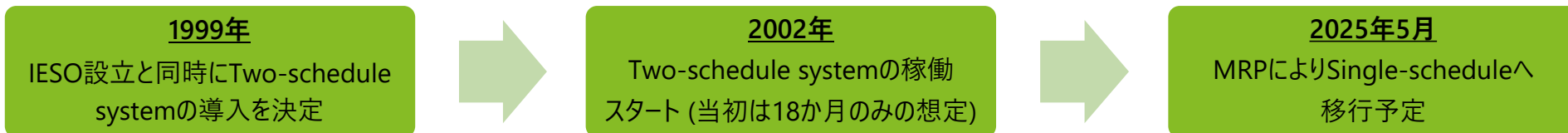
Two-schedule導入の背景（カナダIESO）^{*1,2}

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

IESOの概要	1999年に設立し、前身はIMO（Independent Electricity Market Operator）と呼ばれる組織である。設立と同年に、Market Design Committee（政府機関）によってTwo-schedule systemの採用が決定された。
Two-schedule導入の背景	- 地点ごとの価格を反映させるノーダル制（Congestion pricing approaches）がシステム全体として効率的である点は理解しており、オンタリオ州の最終的な目指す制度である。 - 一方で、これまでの価格算定方式や制度から大きく変わってしまうことへの懸念から、最初の18か月についてはトライアルとして域内統一の価格算定を用いることとする。
Two-schedule導入後の状況	- LMPを採用している米国では、歴史的に各Utility Companyが地域ごとの電力価格を決めていたのに対し、オンタリオ州では数十年にわたって域内統一価格が採用されていたことが、制度変更への大きな抵抗感に繋がっていると述べる文献も存在する。 - 当初は上記方針であったが、2002年にシステム稼働が行われて以降、修正パッチを繰り返し今日まで稼働が続いている状況である^{*3}。（Market Renewal Programにより2025年5月に移行予定）

※その他Two-schedule system導入を検討した国については見当たっていない。（オーストラリアにおける概要は後段に記載）

－システム導入から現在までの流れ－



^{*1} 出所：The Brattle Group、The Future of Ontario's Electricity Market、2017年、https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2017/10/7193_benefits-case-assessment-market-renewal-project-clean-20170420.pdf

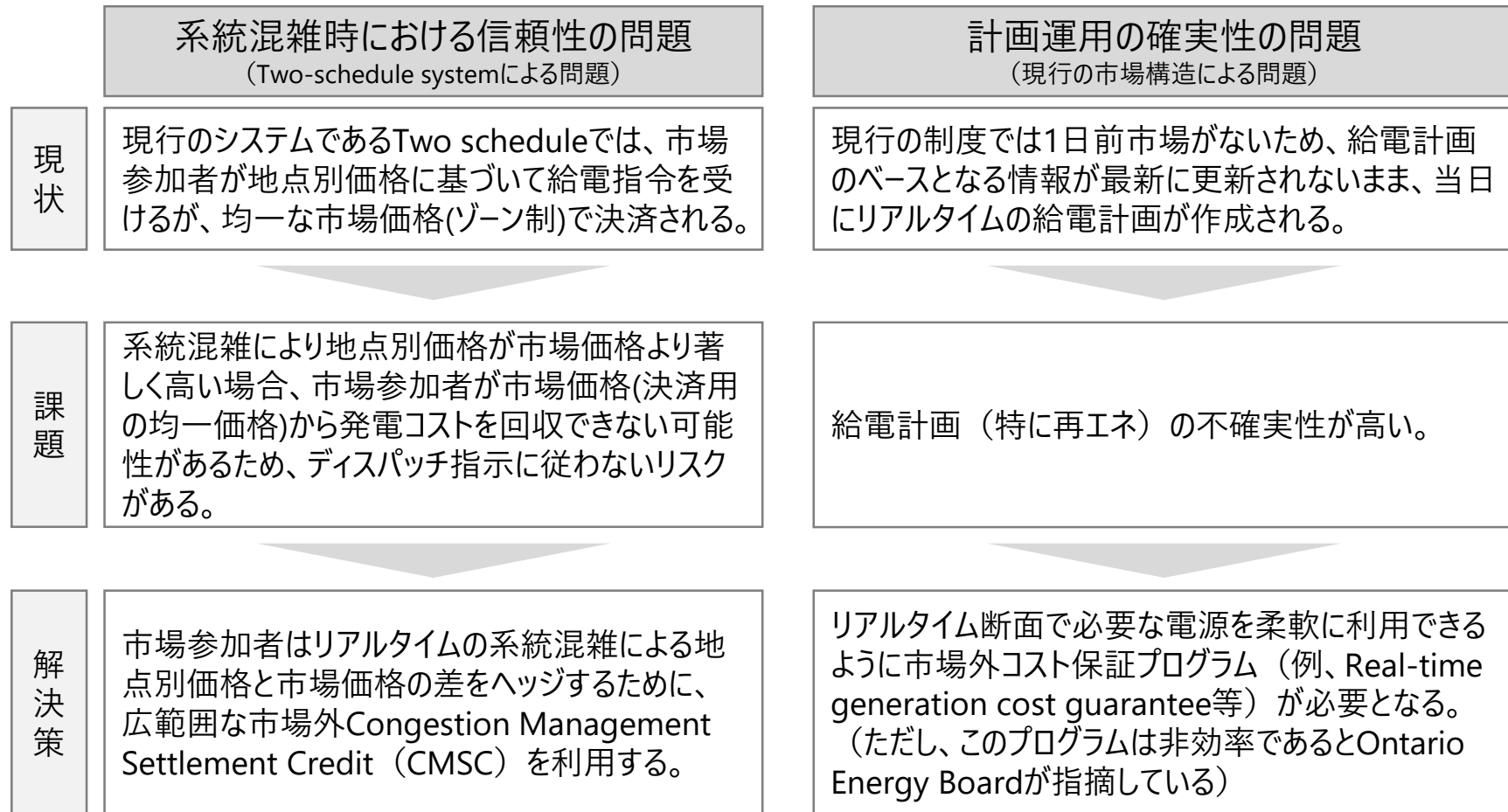
^{*2} 出所：Minister of Energy, Science and Technology、Final Report of the Market Design Committee、1999年、<https://www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/752827/File/document>

^{*3} ヒアリングにおいて、導入後に供給が逼迫して卸価格が急上昇したことを受け、政府が今日まで続く小売料金への規制を行ったこと等が、要因として確認された。

IESOがMarket Renewal Programを行う背景として、系統混雑時における市場参加者への価格に対する信頼性や計画運用の確実性の課題があげられている

現状の課題と解決策（カナダIESO）

1.2. 同時市場の約定価格 ① カナダIESOの同時最適化計算



出所：IESO、Market Renewal Program Energy Stream Business Case、2019年、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP-Energy-Stream-Business-Case-2019.ashx>

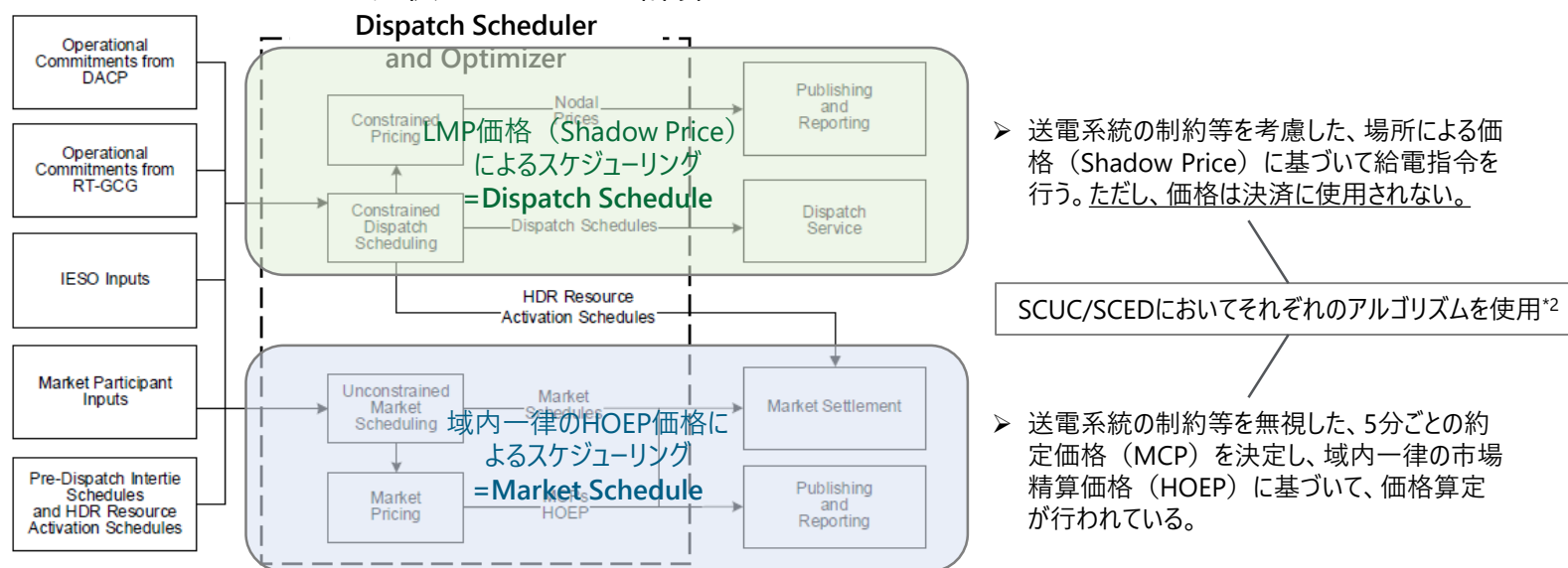
IESOの旧システムであるTwo-Schedule Systemは、Hitachi ABB Power Grids社が導入したDispatch Scheduler and Optimizerシステムを用いて行われている

Two-scheduleシステム（カナダIESO）^{*1,3}

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

- IESOは、1999年に競争入札によってHitachi ABB Power Grids社（現Hitachi Energy社）とシステム改修の契約を結び、2002年に現行のTwo-Schedule Systemを導入した。
- Dispatch Scheduler and Optimizerと呼ばれるシステムが導入され、地点別の価格（Shadow Price）と域内一律の市場精算価格（HOEP）を用いた算定を行っている。

－現状のリアルタイム計算エンジンのプロセス－



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

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

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

IESOは、市場を通して需要を満たすのに十分な電力量が確保されるまで低価格順で約定を行い、系統制約を考慮しないHOEPの算定を行っている

HOEPの算定方法（カナダIESO）*1

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

- HOEPは以下のとおり、系統制約を考慮しないメリットオーダーで算定が行われている。
 - ① IESOによる電力需要の予測：過去の需要データを分析し、数週間先までのIESO管轄内の需要を予測する。
 - ② 発電事業者による入札：発電事業者は、市場へ拋出可能な範囲での入札を行う（価格と量の情報を提供）。
 - ③ IESOによる約定量の確定：IESOは、**管轄内の需要を満たすのに十分な電力量が確保されるまで、低価格順で約定を行う。**このプロセスは5分ごとに行われ、5分ごとの約定価格（MCP）が設定される。**HOEPは、12個の約定価格（MCP）の平均値で決定**されている。この際、系統制約やロス、地域間の価格値差等は考慮外となる。
 - ④ 需要家への請求：全ての需要家は、HOEPを基にして請求が行われる。ほとんどの一般家庭は段階料金の中にHOEPが含まれており、中規模及び大規模需要家は電気料金の別項目としてHOEPの料金が記載されている。

－ HOEPの価格推移（2020年～2024年） －

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2024	4.33	2.84	2.89	2.91	2.84	3.14						
2023	3.40	2.36	2.52	2.11	1.75	3.03	4.04	3.14	3.96	3.14	3.04	3.09
2022	4.43	4.08	3.82	2.90	3.32	3.89	6.06	8.58	6.16	4.54	3.20	5.59
2021	1.74	3.38	1.76	0.89	1.46	2.69	2.76	4.34	3.07	4.00	4.04	3.56
2020	1.48	1.45	1.39	0.61	0.83	1.25	2.05	1.94	1.44	1.13	1.05	1.60

*1 出所：IESO、The Hourly Ontario Energy Price（HOEP）、2024年7月閲覧、<https://www.ieso.ca/Learn/Electricity-Pricing-Explained/The-Hourly-Ontario-Energy-Price>

CMSCは、Two-schedule systemにおいて発電事業者がIESOによるディスパッチの指令に従うインセンティブ付与を目的として導入されている

CMSC（カナダIESO）^{*1}

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

- CMSC（Congestion Management Settlement Credits）は、系統における信頼度を維持するためにIESOで導入されている仕組みであり、**発電事業者がディスパッチの指令に従うインセンティブ付与を目的としている。**（従わない場合は経済的に損となる。）
- Two-schedule systemの仕組みから派生した措置であるため、MRPによってSingle Scheduleへと移行した後は必要なくなる（削除される）見込みである。

CMSCの計算式

CMSC for generators = Operating profit (Market quantity) – Operating profit (Dispatch quantity)

Operating profit for Dispatch Schedule = (MCP – Offer price) * (Dispatch quantity MW)

Operating profit for Market Schedule = (MCP – Offer price) * (Market quantity MW)

CMSC = (MCP – Offer price) * (Market quantity MW) – (MCP – Offer price) * (Dispatch quantity MW)

CMSC = (MCP – Offer price) * (Market quantity MW – Dispatch quantity MW)

市場の約定価格 – 発電側の入札価格

Market Scheduleで算定されたMW – Dispatch Scheduleで算定されたMW

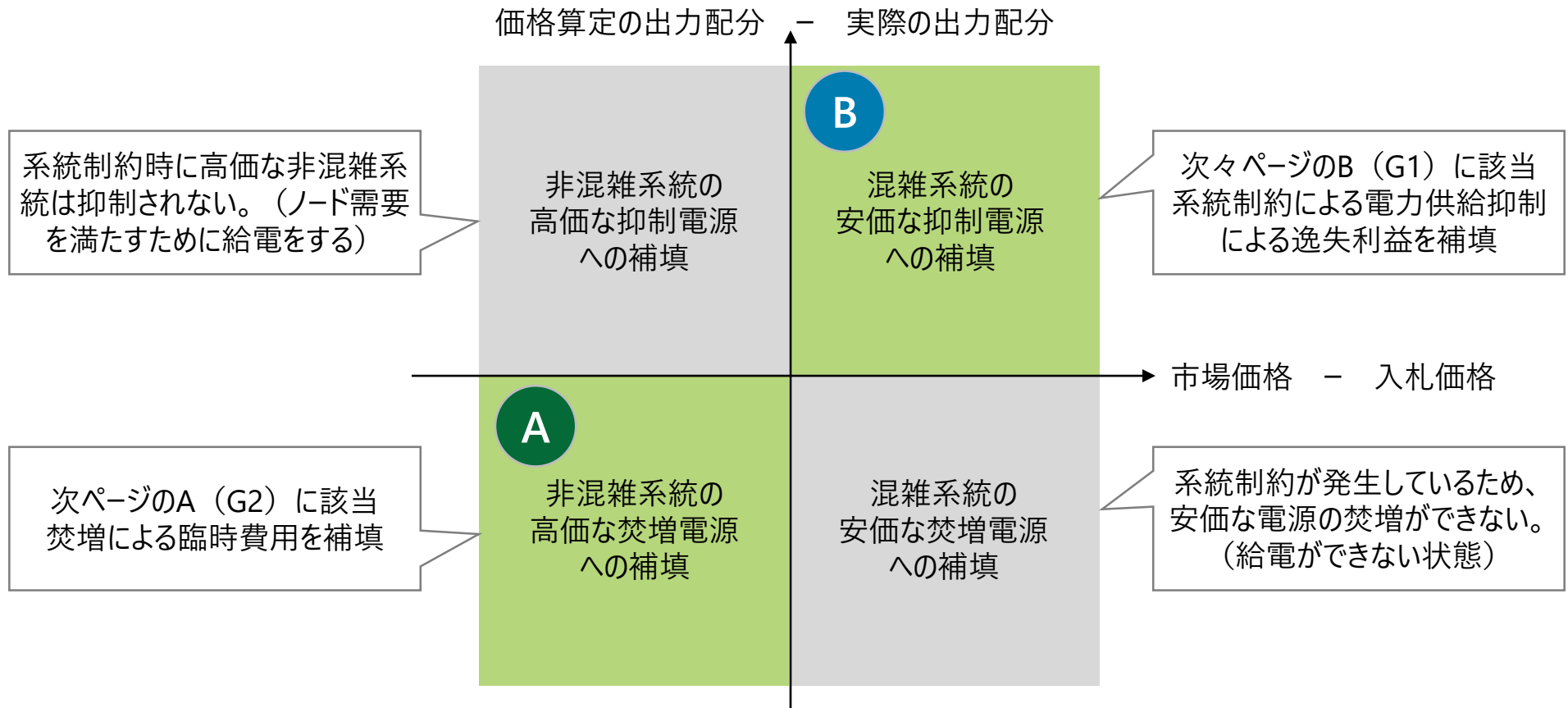
^{*1} 出所：Queen's Economics Department、A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/training/mrp/Day-Ahead-Market-Quick-Take.ashx>

発電事業者へCMSCとして補填が行われる事象は、非混雑系統の高価な焚増電源と混雑系統の安価な抑制電源を含むと推察される

CMSCとして補填が行われる事象（4象限）

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

- CMSCの計算について事象ごとに4象限に分類した場合、「非混雑系統の高価な焚増電源への補填（左下）」や「混雑系統の安価な抑制電源への補填（右上）」は算定上は起こりうる事象となるが、「非混雑系統の高価な抑制電源への補填（左上）」と「混雑系統の安価な焚増電源への補填（右下）」の事象の概念は存在しない（起こりえない）と推察される。

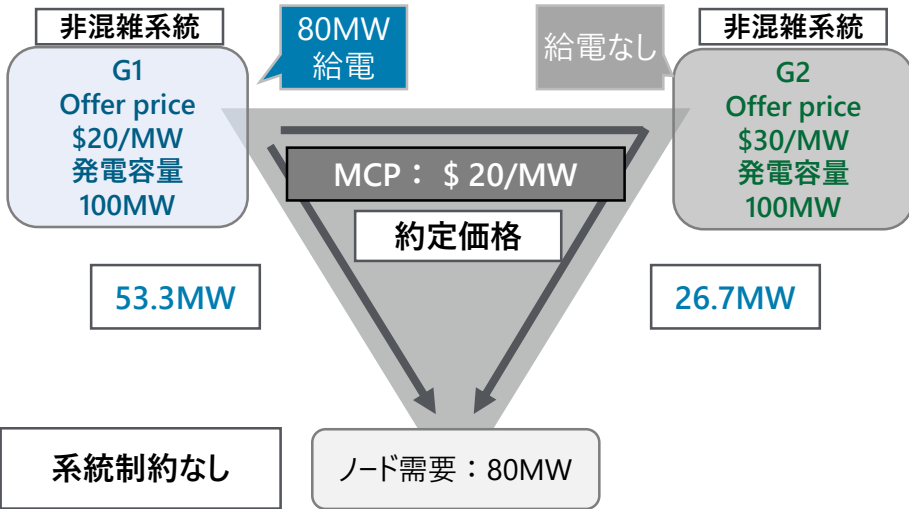


系統制約がある場合、焚増しをした非混雑系統の電源の利益はマイナスとなる。そのため、マイナス費用を補填し安定的な電力を供給する目的でCMSCが算出され、損得なしとなる

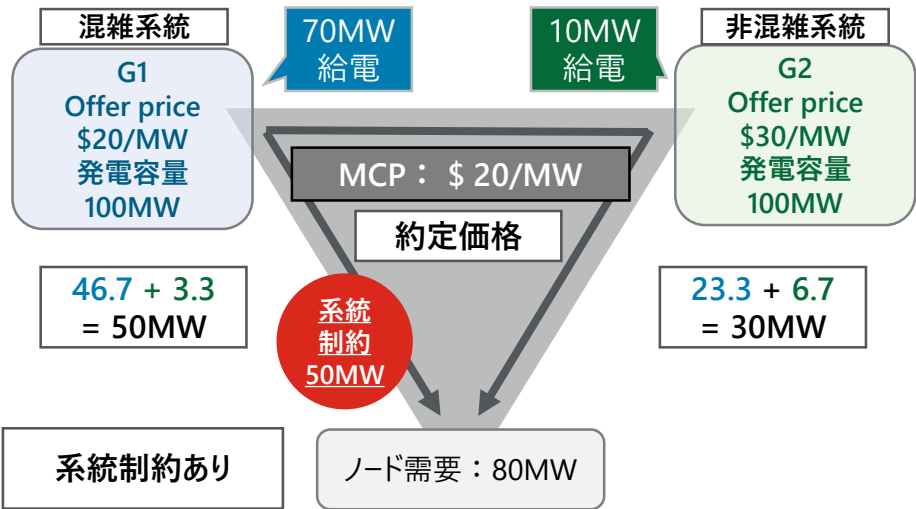
CMSCの算定方法のイメージ（カナダIESO）（1/2） *1,2

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

【系統制約なし】電源G1のみの稼働でノード需要を満たす



【系統制約あり】電源G1とG2を稼働しノード需要を満たす



	G1	A G2
① 系統制約なし時収支	$(\$20/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 80\text{MW} = \0	-
② 系統制約あり時収支	$(\$20/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 70\text{MW} = \0	$(\$20/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 10\text{MW} = \blacktriangle \100
③ CMSC（系統制約あり時）	$(\$20 - \$20) \times (80\text{MW} - 70\text{MW}) = \0	$(\$20 - \$30) \times (0\text{MW} - 10\text{MW}) = \100
②+③-① 系統制約有無の収支差	\$0	$\blacktriangle \$100 + \$100 - \$0 = \0

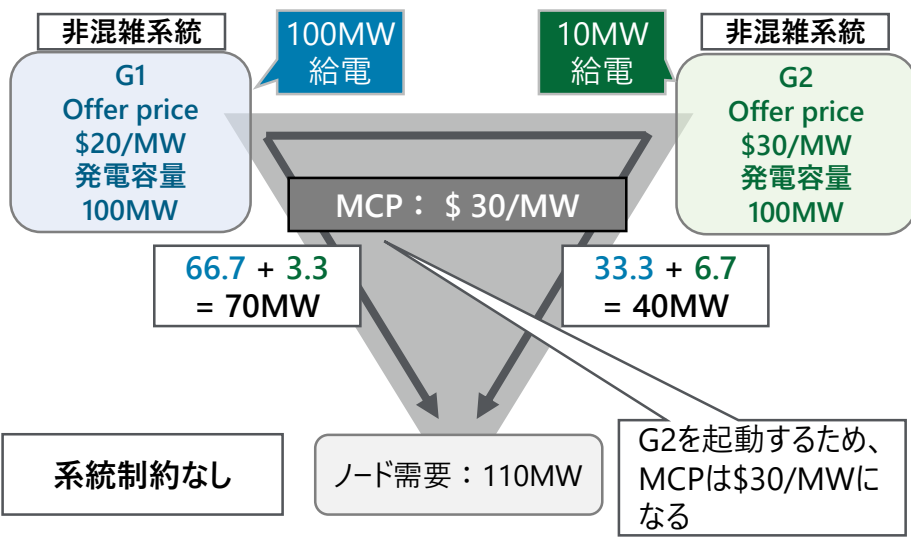
*1 出所：IESO、A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://econ.queensu.ca/faculty/ware/371/PDFs/brown2.pdf>
*2 前提条件として、送電線の長さは等しく、送電ロスなしとする。また、送電経路の例として、G1からノードに対しては送り込みの3分の2を、G1からG2を経由してノードへ送り込まれる量は3分の1となる。（以降同様）

系統制約がある場合、給電量を抑制された混雑系統の電源は利益が減少する。そのため、逸失された利益を補填する目的でCMSCが算出され、損得なしとなる

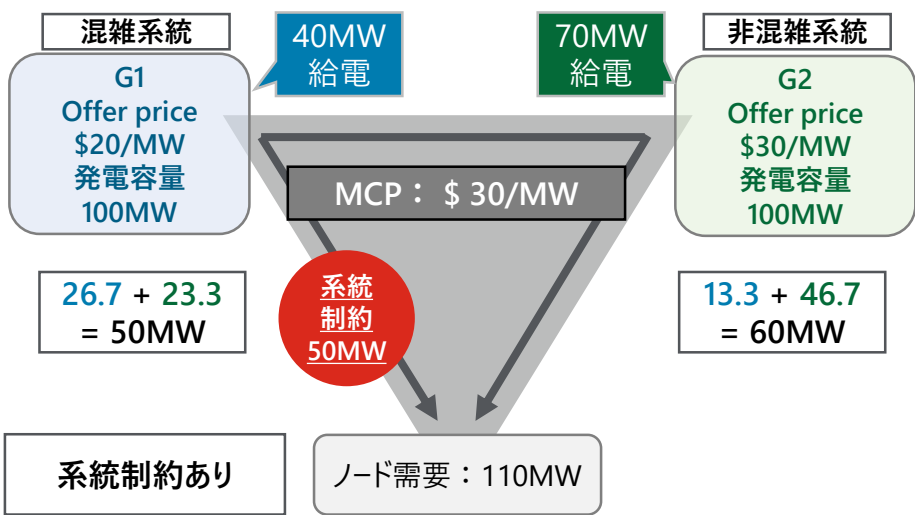
CMSCの算定方法のイメージ（カナダIESO）（2/2） *1

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

【系統制約なし】電源G1、G2を稼動しノード需要を満たす



【系統制約あり】電源G1、G2の給電量が逆転する



	B G1	G2
① 系統制約なし時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 100\text{MW} = \$1,000$	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 10\text{MW} = \0
② 系統制約あり時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 40\text{MW} = \400	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 70\text{MW} = \0
③ CMSC（系統制約あり時）	$(\$30 - \$20) \times (100\text{MW} - 40\text{MW}) = \600	$(\$30 - \$30) \times (10\text{MW} - 70\text{MW}) = \0
②+③-① 系統制約有無の収支差	$\$400 + \$600 - \$1,000 = \0	$\$0$

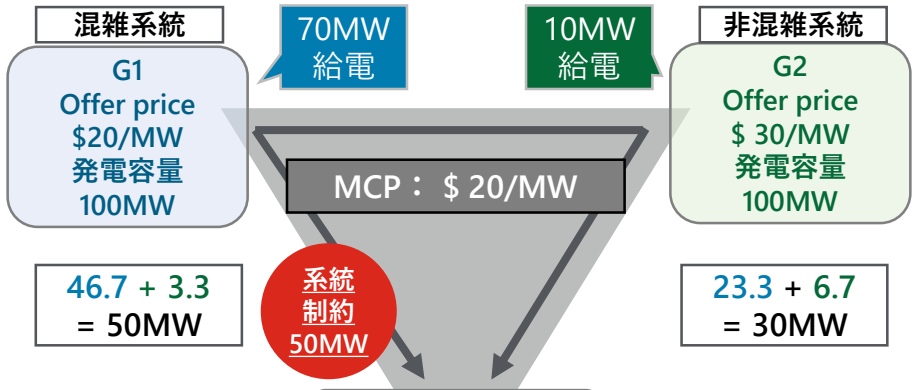
*1 出所：IESO、A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://econ.queensu.ca/faculty/ware/371/PDFs/brown2.pdf>

混雑系統の電源は系統制約がある場合、売上は減少するが、非混雑電源の売上は増加する

(参考) CMSCの算定方法のイメージ (カナダIESO) *1

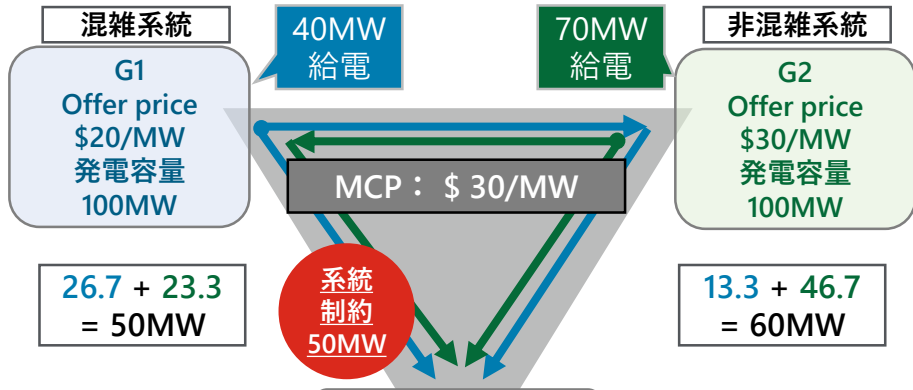
1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

系統制約があり、電源G1に加えてG2も稼働となった



売上算定	ノード需要 : 80MW	
	G1	G2
①系統制約なし時売上	\$20/MW×80MW = \$1,600	-
②系統制約あり時売上	\$20/MW×70MW = \$1,400	\$20/MW×10MW = \$200
③ CMSC (系統制約あり時)	(\$20-\$20) × (80MW-70MW) = \$0	(\$20-\$30) × (0MW-10MW) = \$100
(②+③)-① 系統制約有無の売上差	\$1,400+\$0-\$1,600 = ▲\$200	\$200+\$100-\$0 = \$300

系統制約があり、電源G1、G2の給電量が逆転する



売上算定	ノード需要 : 110MW	
	G1	G2
①系統制約なし時売上	\$30/MW×100MW = \$3,000	\$30/MW×10MW = \$300
②系統制約あり時売上	\$30/MW×40MW = \$1,200	\$30/MW×70MW = \$2,100
③ CMSC (系統制約あり時)	(\$30-\$20) × (100MW-40MW) = \$600	(\$30-\$30) × (10MW-70MW) = \$0
(②+③)-① 系統制約有無の売上差	\$1,200+\$600-\$3,000 = ▲\$1,200	\$2,100+\$0-\$300 = \$1,800

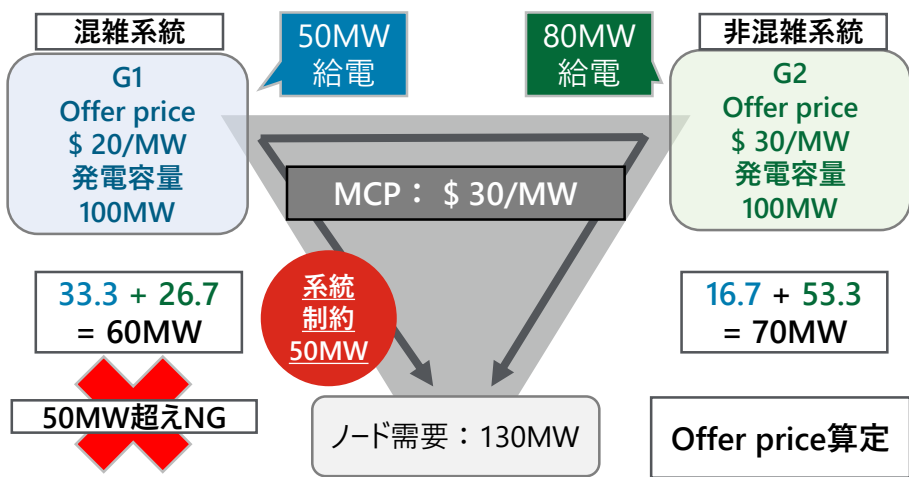
*1 出所 : IESO、A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://econ.queensu.ca/faculty/ware/371/PDFs/brown2.pdf>

系統制約がある場合、制約以上の送電量を給電する想定においても給電量を抑制された混雑電源は利益が減少するため、逸失された利益を補填する目的でCMSCが算出される

(参考) CMSCの算定方法 (系統混雑以上の給電) (カナダIESO) *1

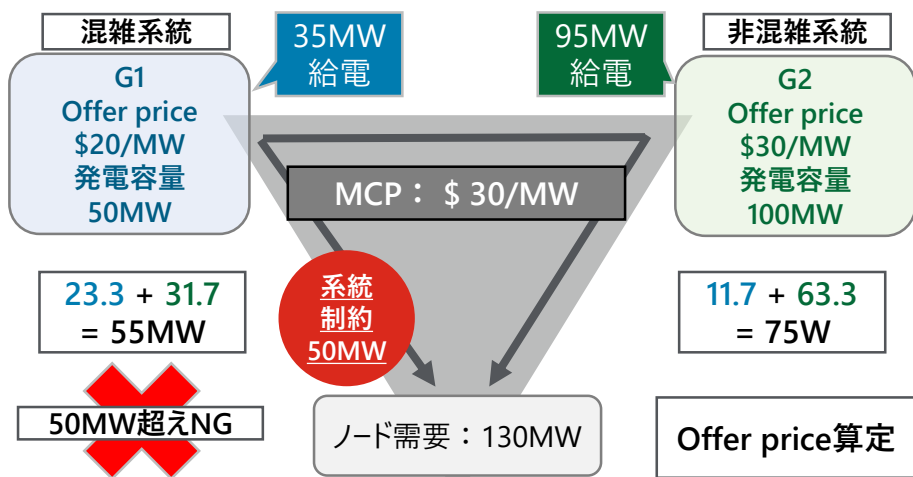
1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

系統制約があるが制約以上の送電量を給電する①



	G1	G2
①系統制約なし時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 100\text{MW} = \$1,000$	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 30\text{MW} = \0
②系統制約あり時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 100\text{MW} = \500	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 80\text{MW} = \0
③ CMSC (系統制約あり時)	$(\$30 - \$20) \times (100\text{MW} - 50\text{MW}) = \500	$(\$30 - \$30) \times (30\text{MW} - 80\text{MW}) = \0
(②+③)-① 系統制約有無の収支差	$\$500 + \$500 - \$1,000 = \0	$\$0$

系統制約があるが制約以上の送電量を給電する②



	G1	G2
①系統制約なし時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 50\text{MW} = \500	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 80\text{MW} = \0
②系統制約あり時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 35\text{MW} = \350	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 90\text{MW} = \0
③ CMSC (系統制約あり時)	$(\$30 - \$20) \times (50\text{MW} - 35\text{MW}) = \150	$(\$30 - \$30) \times (80\text{MW} - 90\text{MW}) = \0
(②+③)-① 系統制約有無の収支差	$\$350 + \$150 - \$500 = \0	$\$0$

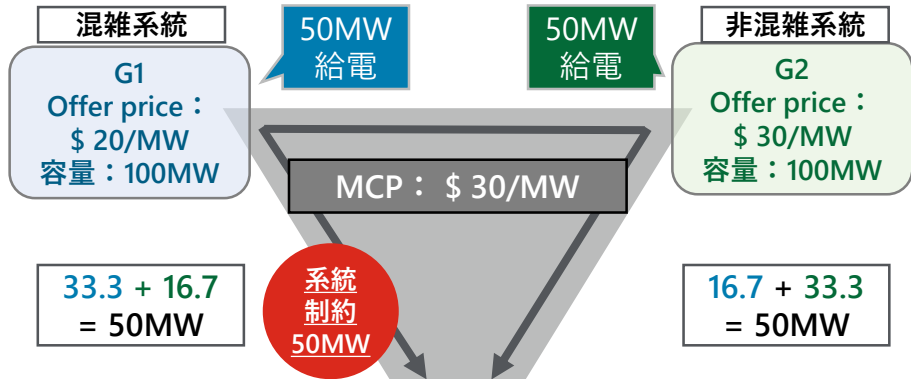
*1 出所 : IESO、A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://econ.queensu.ca/faculty/ware/371/PDFs/brown2.pdf>

混雑の影響でノード需要を満たすことができない場合においても、給電量を抑制された混雑電源は利益が減少するため、逸失された利益を補填する目的でCMSCが算出される

(参考) CMSCの算定方法 (ノード量を満たさない) (カナダIESO) *1

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

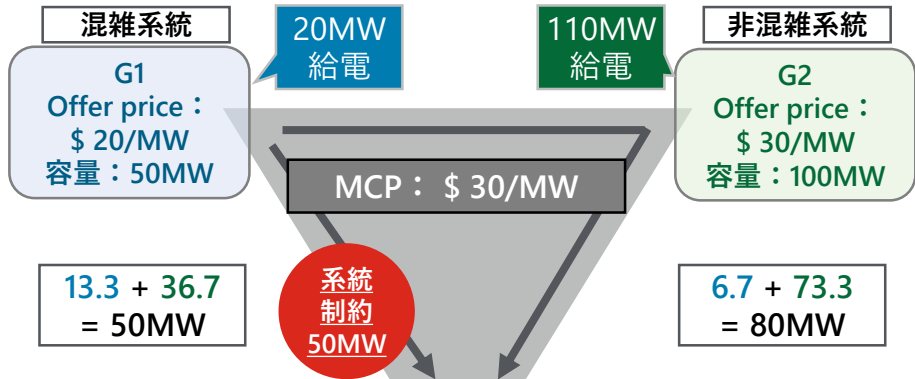
系統制約があり、電源G1のみの稼働が困難となった



ノード需要を満たすことができない
ノード需要: 130MW
Offer price算定

	G1	G2
①系統制約なし時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 100\text{MW} = \$1,000$	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 50\text{MW} = \0
②系統制約あり時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 50\text{MW} = \500	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 50\text{MW} = \0
③ CMSC (系統制約あり時)	$(\$30 - \$20) \times (100\text{MW} - 50\text{MW}) = \500	$(\$30 - \$30) \times (30\text{MW} - 50\text{MW}) = \0
(②+③)-① 系統制約有無の収支差	$\$500 + \$500 - \$1,000 = \0	$\$0$

系統制約があり、電源G1、G2の給電量が逆転する



ノード需要を満たすことができない
ノード需要: 130MW
Offer price算定

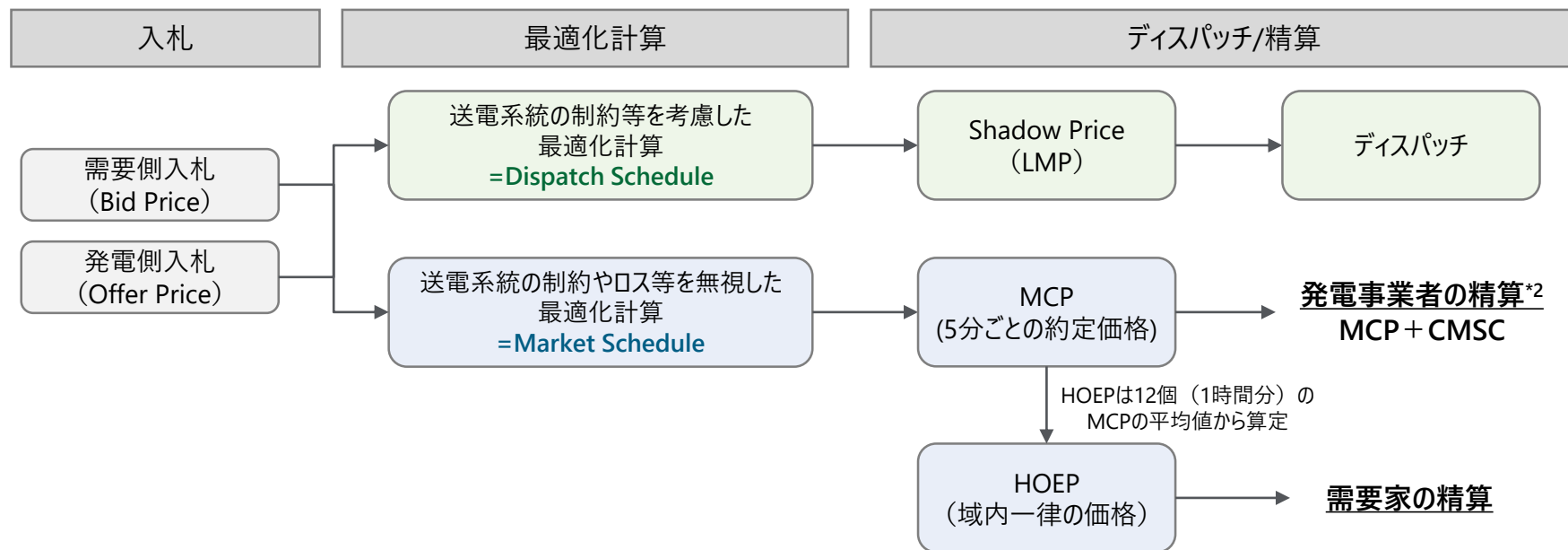
	G1	G2
①系統制約なし時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 50\text{MW} = \500	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 80\text{MW} = \0
②系統制約あり時収支	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$20/\text{MW}) \times 20\text{MW} = \200	$(\$30/\text{MW} - \text{Offer price } \$30/\text{MW}) \times 110\text{MW} = \0
③ CMSC (系統制約あり時)	$(\$30 - \$20) \times (50\text{MW} - 20\text{MW}) = \300	$(\$30 - \$30) \times (80\text{MW} - 110\text{MW}) = \0
(②+③)-① 系統制約有無の収支差	$\$200 + \$300 - \$500 = \0	$\$0$

*1 出所: IESO、A Primer on Pricing, CMSC, and Gaming in a Simple Electricity Grid、2014年2月、<https://econ.queensu.ca/faculty/ware/371/PDFs/brown2.pdf>

発電事業者は、Market Scheduleで算定された約定価格と併せて、ディスパッチに伴う補填費用であるCMSCを受け取ることができる

Two-schedule systemと精算のイメージ（カナダIESO）^{*1}

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算



CMSCの計算式（再掲）

$$\text{CMSC} = \underbrace{(\text{MCP} - \text{Offer price})}_{\text{市場の約定価格} - \text{発電側の入札価格}} * \underbrace{(\text{Market quantity MW} - \text{Dispatch quantity MW})}_{\text{Market Scheduleで算定されたMW} - \text{Dispatch Scheduleで算定されたMW}}$$

^{*1} 出所：IESO等の公開情報に基づきトーマツ作成

^{*2} 現在のTwo-schedule systemでは、送電ロス費用はUplift（CMSCとは別のスキーム）によって補填が行われる。

IESOにおけるUpliftは以下の表のとおり5種類存在し、その1つがCMSCである

UpliftとCMSCの関係性（カナダIESO）^{*1}

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

- Upliftは電力市場全体で発生する様々な追加コストをカバーするための包括的な料金であり、CMSCはその中の一部で、特に送電網のディスパッチに伴う補填費用を指す。

Upliftの種類別	概要
Hourly Uplift – Congestion Management Settlement Credits（CMSC）	CMSCは、送電システムの過負荷を回避するため、または需要と供給のバランスを維持するために、IESOからの指示に応じて特定の措置を講じた発電業者に支払われる。（ディスパッチに伴う補填費用）
Hourly Uplift – Intertie Offer Guarantees（IOG）	電力の輸入に対して、1時間あたりの事前ディスパッチ価格が、その時間内の5分ごとの市場価格の平均を超えた場合に支払われる。
Hourly Uplift – Other	エネルギー損失と運用予備費が含まれる。
Daily Uplifts	前日断面を通じて発電機を前日にコミットするために発生する。
Monthly Uplifts	月額費用には、電力網の信頼性を確保し、北米全域の他のシステムオペレーターへの義務を果たすために必要なサービス(ブラック スタート機能、電圧サポート、調整サービス等) が含まれる。

^{*1} 出所：IESO、Wholesale Market Service Charges、2025年2月閲覧、<https://www.ieso.ca/sector-participants/settlements/guide-to-wholesale-electricity-charges>

IESOの旧システムでは1日前市場は存在せず、その代わりにDACPと呼ばれるプロセスを導入しており、前日断面においてIESO想定需要を満たすようにスケジューリングが行われる

旧システムと新システムにおける前日断面の処理（カナダIESO）

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

- IESOでは、1990年代後半に初めて電力市場が設置されたが、1日前市場は当時米国においても一般的なものではなかった。
- 1日前市場の有効性は当初から認識されていたが、IESOは2002年に一旦除外する形で市場運営をスタートさせた。
- 前日断面における電源の効果的な運用（スケジューリング）のニーズは高まり、2003年から1日前市場に関する調査を開始した。
- しかし、IESOのユニークかつ複雑なTwo-Schedule Systemは、1日前市場の導入を妨げる大きな障壁として認識され、数年の調査の結果、2006年に1日前市場の導入ではなくDACP（Day-Ahead Commitment Process）の導入を決定した。
- 下表のとおり、DACPでは域内の需要（IESO想定需要）を満たすようにスケジューリングが行われ、価格競争がない点等が1日前市場との違いである。

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

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

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

DACPの運用は、翌日の需要と供給の見通しが困難となる課題も存在するため、IESOの事例からも1日前とリアルタイム市場の導入を両輪で進めていくことが望ましいと考えられる

DACPの課題と1日前市場導入のメリット（カナダIESO）

1.2. 同時市場の約定価格
① カナダIESOの同時最適化計算

- IESOは、これまでDACPのプロセスについて継続して改善を行ってきたとした上で、未だ以下のような課題点が存在すると述べている。
 - 前日断面での価格が定まらない（米国の1日前市場であれば、Day-Ahead LMPが存在する）ため、市場参加者はDACPに参加するインセンティブが少なく、登録する情報も不正確なものが多い。また、市場参加者は唯一約定価格が決定するリアルタイム市場に集中する結果となる。
 - 不正確な情報が多いため、翌日の需要と供給の見通しが困難となり、IESOが翌日の最経済なスケジューリングを行えない。
- Market Renewal ProgramにおいてTwo-scheduleからSingle-scheduleへ移行するタイミングで、IESOでも1日前市場の導入が可能となった。
- 1日前市場の導入により、前日とリアルタイムの両方において約定価格が決定されるため、供給者にとっては燃料確保等の手配をより適切に管理できるようになり、消費者にとっては（リアルタイム市場のみの場合と比べ）想定外に高いリアルタイムの価格にさらされる可能性が低下するという点で、メリットがあるとIESOは述べている。
- 上記DACPの課題やIESOの見解からも、1日前とリアルタイム市場について両輪で進めていくことが望ましいと考えられる。

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

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

IESOの旧システムは、2025年以降導入予定の新システムや米国ISOのシステムに比べ機能が限定的である

IESOと米国ISOのシステム比較

1.2. 同時市場の約定価格
② カナダIESOと米国ISOの比較

		IESO*1		米国 ISO
		旧システム	新システム（2025年以降）	
発電側 市場参加者	Dispatch Data	Energy/Incremental offer	Three-part offer（Startup, No-load, Incremental offer）	Three-part offer（Startup, No-load, Incremental offer）
	Start-up offerの種類	－	3（hot, warm, cold）	3
	Energy offerの数	－	Min：2, Max：20（price-quantity pairs）	10（price-quantity pairs）
	Hourly must-run（MWh）	なし	あり（水力発電のみ）	なし
	Min. hourly output（MWh）	なし	あり（水力発電のみ）	なし
	Forbidden region	なし	あり（水力発電のみ）	なし
	VER forecast*2	なし	あり	あり
ISO	Demand forecast	あり（1時間及び5分単位、1エリアのみ）	あり（1時間及び5分単位、4エリア）	あり（1時間、15分、5分単位）

*1 出所：IESO、MRP Detailed Design Offers Bids and Data Inputs、2021年、https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_Offers-Bids-and-Data-Inputs_Chapter_V2.pdf

*2 Variable Energy Resource（VER）発電事業者（風力、太陽光）はIESOによる発電予測データ、または、独自の発電予測データを選択することができ、独自のデータを選択する場合は、Var. Gen. Forecast Quantityを入力する。

SCUCについて、IESOの新システムと米国ISOのシステムは概ね類似していると考えられる

給電計画（SCUC）の比較

1.2. 同時市場の約定価格
② カナダIESOと米国ISOの比較

		IESO	
		新システム（2025年以降）	米国 ISO
SCUC・RTC アルゴリズム	インプット	• 需要予測 • 発電側入札情報 • 需要側入札情報 • アンシラリーサービス入札情報 • 再エネ発電予測 • Self-Schedule等	• 需要予測 • 発電側入札情報 • 需要側入札情報 • アンシラリーサービス入札情報 • 再エネ発電予測 • Self-Schedule等
	目的関数	$\max \sum_h \left((Revenue \text{ from dispatch load}) + (Revenue \text{ from export}) - (DR \text{ cost}) - ((Generation \text{ Energy Cost}) + (Ancillary \text{ Service Cost}) + (Penalty \text{ Price}) + (Violence \text{ cost}^{*1})) \right)$	$\min \sum_h \left((Generation \text{ Energy Cost}) + (Ancillary \text{ Service Cost}) + (Penalty \text{ Price}) \right)$
	計算の時間断面	実需給14時間前（前日）-1時間前（当日）	SCUC：前日取引後 RTC：当日（実需給1時間前-15分前）
	計算粒度	1時間単位	1時間単位（SCUC）、15分単位（RTC）
	計算方法	Mixed Integer（Linear）Programming（MIP/MILP）	Mixed Integer（Linear）Programming（MIP/MILP）
	アウトプット	• 系統制約付き発電起動停止計画及びMW出力 • LMP価格	• 系統制約付き発電起動停止計画及びMW出力 • LMP価格

*1 Violence costとは制約違反（Energy balance制約、import-export制約等）に関わるコストである。

SCEDについて、IESOの新システムと米国ISOのシステムは概ね類似していると考えられる

給電指令（SCED）の比較

1.2. 同時市場の約定価格
② カナダIESOと米国ISOの比較

		IESO*1		米国 ISO
		旧システム	新システム（2025年以降）	
SCED	指令の種類	系統制約なし指令	系統制約付き指令	系統制約付き指令
	最適化区間	単一区間	マルチインターバル*2	マルチインターバル
	限界送電損失の考慮有無	なし	あり	あり
	潮流計算*3	不明	AC Power Flow/ Non-linear DC Power Flow/ Linear DC Power Flow*3	AC Power Flow/ Non-linear DC Power Flow/ Linear DC Power Flow*3
	Contingency 分析	-	あり (線形DC潮流計算を実施)	あり (線形DC潮流計算を実施)
	指令粒度	5 分単位	5分単位	5分単位
	系統混雑による市場外の追加決済の有無	あり (Congestion Management Settlement Credit)	なし	なし

*1 出所：IESO、MRP Detailed Design Real-time Calculation Engine、2021年、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP-Detailed-Design-Real-Time-Calculation-Engine.pdf>

*2 マルチインターバルとは複数の時間区間（10区間まで）にわたり最適化を同時に行われ、将来の助言的な給電指令を作成するために使われている。

*3 最適化計算外の潮流計算（Base Case Power Flow）を指す。

市場価格の算定について、IESOの新旧システムの大きな違いは需要価格の精算方法である

市場価格の決定方法に関する比較

1.2. 同時市場の約定価格
② カナダIESOと米国ISOの比較

		IESO		米国 ISO
		旧システム	新システム（2025年以降）	
市場価格	価格の種類	市場価格 (HOEP)	Shadow価格	市場価格
	計算方法	発電限界費用	発電限界費用 + 送電混雑費用*1	発電限界費用 + 送電混雑費用 + 限界損失費用
	計算範囲	ゾーン別 (決済用)	地点別	地点別(LMP)
	ノード数	－	14	1万以上
	粒度	1時間単位	5分間単位	1時間単位(1日前市場)、5分間単位(リアルタイム市場)
	需要価格の対象範囲	IESO系統に直接繋がっている需要家(全体需要の14%)		－
	需要価格の精算方法	LMPに基づき、地点別の精算が行われる。		LMPに基づき、地点別の精算が行われる。

*1 旧システムでは送電ロス費用はUpliftによって補填されるため、Shadow価格における送電ロスは考慮されていないと考えられる。

市場改革プログラムであるMRPは、効率的で安定した市場を実現し、競争と透明性を高め、全ての関係者に利益をもたらすとIESOによって述べられている

MRPの基本方針^{*1,2}

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- MRP（市場改革プログラム）は、市場参加者に対し競争力と透明性のあるメカニズムを備えた、より効率的で安定した市場の実現を目指しスタートした。
- MRPの導入により市場参加者の競争が促進され、電気料金を支払う需要家、IESO、及び電力セクター全体に多大な利益をもたらすと述べている。

MRPの基本方針

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

MRPが市場の効率を向上させるための要素

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

^{*1} 出所：APPRO、The IESO’s Market Renewal Project、2022年5月、https://www.appro.org/index.php?option=com_mdfiles&c=files&task=download&id=24
^{*2} 出所：IESO、Market Renewal Mission and Principles、2024年9月11日閲覧、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/market-renewal-mission-principles.pdf>

旧システムは市場外の支払いに依存し、コスト増につながっているため、MRPにより効率や透明性を高めることで、ステークホルダーへの利益還元を狙っている

MRP導入の背景*1,2,3

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- システムと市場運営を一致させ、オペレーターの介入を最小限に抑えるためのツールと制度（インセンティブ）の整備が求められている。一方で、現在のツールとインセンティブは、システムやIESOの要件を効果的に満たしておらず、市場外のプログラムや支払いによって補完される必要がある。

MRP導入に向けての理想と現在

理想	現在
全てのシステムコストが市場価格に反映され、参加者が最も透明性のある方法で最善の決定を下せるようになること。	市場外のプログラムや支払いによって補完する必要がある。電力システムと全ての市場参加者を完全にモデル化することはできず、システムオペレーターが運用上または信頼性上の理由で市場に介入している。

現在のシステムの根本的な欠陥

混雑リスクと信頼性	運用の確実性
- Two-scheduleシステムでは、価格が供給オファーと一致しない場合に供給者がディスパッチに従わないリスクが生じ、許容できない信頼性リスクが生じる。 - 技術的制約に基づいてリソースがディスパッチに従うようにするために、IESOはCMSCと呼ばれる市場外支払いを行っている。	現在の設計では、翌日と実需給の両方に対して提供される情報が不完全である。必要な時にリソースが確実に利用可能であることを保証するために、市場外のコスト保証プログラムが不可欠となる。

*1 出所：APPrO、The IESO’s Market Renewal Project、2022年5月、https://www.appro.org/index.php?option=com_mdfiles&c=files&task=download&id=24
*2 出所：IESO、Market Renewal Mission and Principles、2024年9月11日閲覧、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/market-renewal-mission-principles.pdf>
*3 出所：IESO、Market Renewal Program Energy Stream Business Case、2019年11月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MPR-Energy-Stream-Business-Case-2019.pdf>

IESOは、MRPの遅延についてソリューションの開発とテストに想定以上の時間がかかっていると公表している

MRP導入におけるスケジュールと予算額*1,2,3

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- IESOは2023年11月にMRPの運用開始を目指していたが、卸売電力市場のディスパッチと決済に連携して動作する10個以上の旧システムの変更に関して、ソリューションの開発とテストに想定以上の時間がかかっていると2022年9月に公表した。
- スケジュールの見直し後、運用開始日を2025年5月としたが予算額は当初予定の178百万ドルから55百万ドル上振れし、233百万ドルと予測している。予算の増加はシステムの変更ににかかるコストの増加と、プロジェクト期間の延長による人件費の増加が多くを占めている。

IESOによるMRP運用変更日と予算額*3

	運用開始日	予算額
当初スケジュール	2023年11月	178百万ドル (25,810百万円)
スケジュール見直し後	2025年5月	233百万ドル (33,785百万円)

上振れ分は55百万ドル。日本円にして約8,000百万円の増加となった。

MRP導入予算額と10年間のランニングコスト*3

	当初予算額	見直し予算額
MRP導入費用	178百万ドル (25,810百万円)	233百万ドル (33,785百万円)
MRP導入後10年間費用	6百万ドル (870百万円)	35百万ドル (5,075百万円)
合計	184百万ドル (26,680百万円)	268百万ドル (38,860百万円)

MRP導入後、10年間の費用を含めると上振れ分は84百万ドル。日本円にして約12,180百万円の増加となった。

*1 出所：IESO、Memorandum、2022年9月、<https://www.poweradvisoryllc.com/reports/the-ontario-energy-boards-2024-2027-business-plan-the-said-and-the-unsaid>

*2 出所：IESO、Memorandum、2022年9月、<https://ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/imrm/imrm-20220922-mrp-business-case-validation-memo.ashx>

*3 1ドル145円にて計算

IESOのリスクレビューでは、外部から市場のルールに対する異議申し立てや、タスクの詳細と計画の不確実性がリスクとしてあげられており、MRP遅延の要因の一部と考えられる

MRP導入プログラムの状況*1

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- IESOはMRP導入の遅延を受け、各四半期末のMRPマイルストーンの進捗状況に関する戦略リスクレビューを実施している。
- 2023年のMRPの遅延要因は、主にMRP導入のリスクレビューにて明らかとなっているリスクであると推察される。特に、市場ルールに対する外部からの異議申し立てや、成果の遅延により予算どおりにタスクが遂行できないこと等が大きな要因であると想定される。

－ MRP戦略リスクレビューにおけるリスクの減少予想時期 －

NO,	リスクイベント	2023				2024				2025	
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2
1	市場参加者が、運用開始時点では技術や市場運営に対する準備ができていない。										
2	プロジェクトの便益またはスケジュールに重大な影響を与える、MRP市場ルール修正に対する異議申し立てが発生する。										
3	市場システム及び関連プロセスにより、稼働開始前に重大な予期しない結果または許容できない結果が発生する。										
4	IESOが、技術的な複雑かつ膨大な量のソリューションを効果的に統合することができない。										
5	IESOが、予期しない成果物の遅延、タスクの詳細と時間の見積もりの不確実性のために、MRPを予定どおりかつ予算どおりの実装することができない。										
6	IESOの内部において、技術ソリューションを使用して市場を運営する準備ができていない。										

残留リスクスコア

重要でない

低い

中程度

高い

重大な

*1 出所：出所：IESO、Market Renewal Program Quarterly Project Status Report、2023年9月、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP-project-status-report-Q3-2023.pdf>

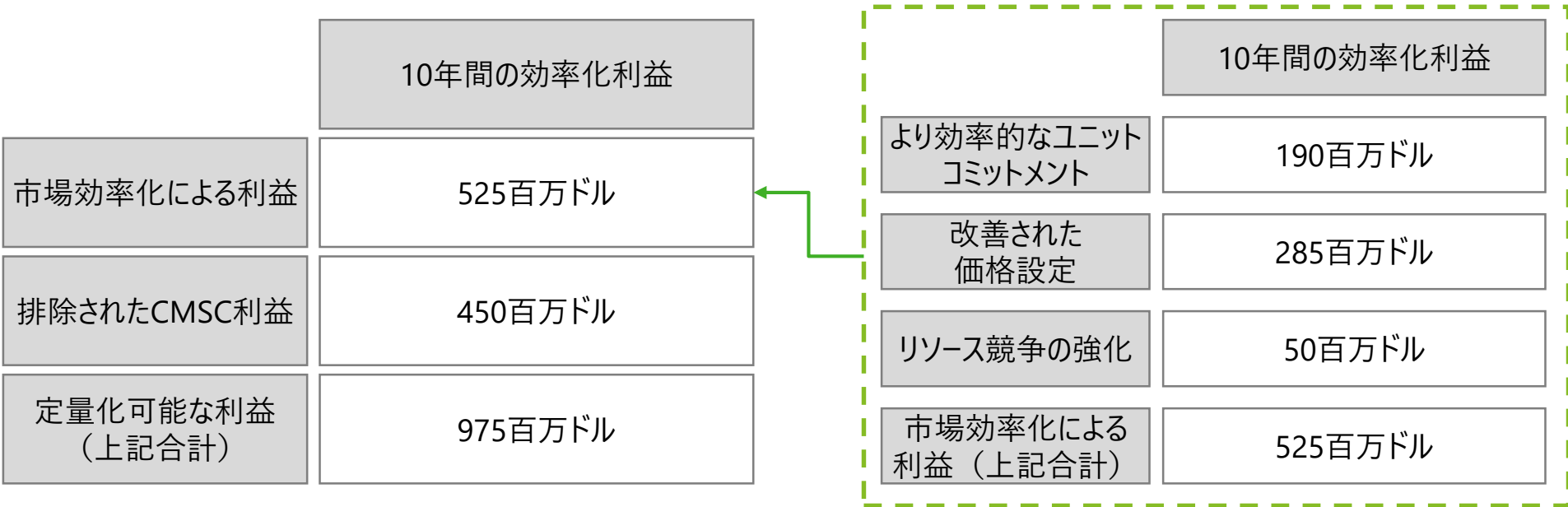
市場効率化やCMSCの排除によって、最初の10年間で975百万ドルものメリットがあり、MRP導入が延期されたとしても効果は変わらないとIESOは述べている

MRP導入による10年間の効率化利益*1,2,3

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- 最初の10年間で525百万ドルと算出された市場効率化によるメリットは、ユニットコミットメントの効率化、価格算定の改善、及び市場競争を促す地域価格の設定によって実現される。
- これらのメリットは、スケジュールや予算の変更等による影響を受けず、推定利益975百万ドルは、新市場の導入が2023年から2025年に延期されたとしても変わらない想定である。

－ 新市場の10年間の運営による推定利益 －



*1 出所：APPrO、The IESO’s Market Renewal Project、2022年5月、https://www.appro.org/index.php?option=com_mdfiles&c=files&task=download&id=24
*2 出所：IESO、Memorandum、2022年9月、<https://www.poweradvisoryllc.com/reports/the-ontario-energy-boards-2024-2027-business-plan-the-said-and-the-unsaid>
*3 出所：IESO、Memorandum、2022年9月、<https://ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/imrm/imrm-20220922-mrp-business-case-validation-memo.ashx>

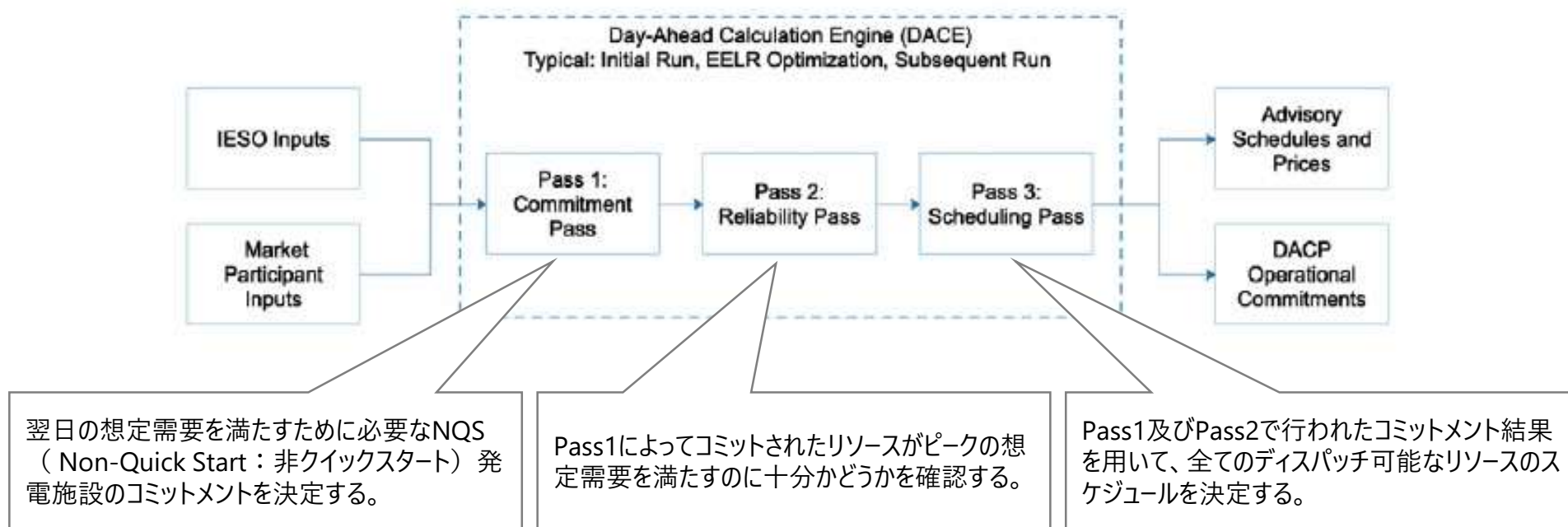
IESOが算定した平均需要想定等に対して発電量の確保が行われ、Pass1からPass3を通して前日断面における給電停止計画が策定される

旧システム/1日前断面（カナダIESO）^{*1}

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- DACPのプロセスは、電力市場の効率性と信頼性を向上させるために導入された。
- 主な目的は、需要と供給のバランスを取り、システムの信頼性と安全性を確保することである。また、市場の透明性と効率性の向上、経済的効率性の向上を実現することも目的である。

－現在の1日前市場計算エンジンのプロセス－



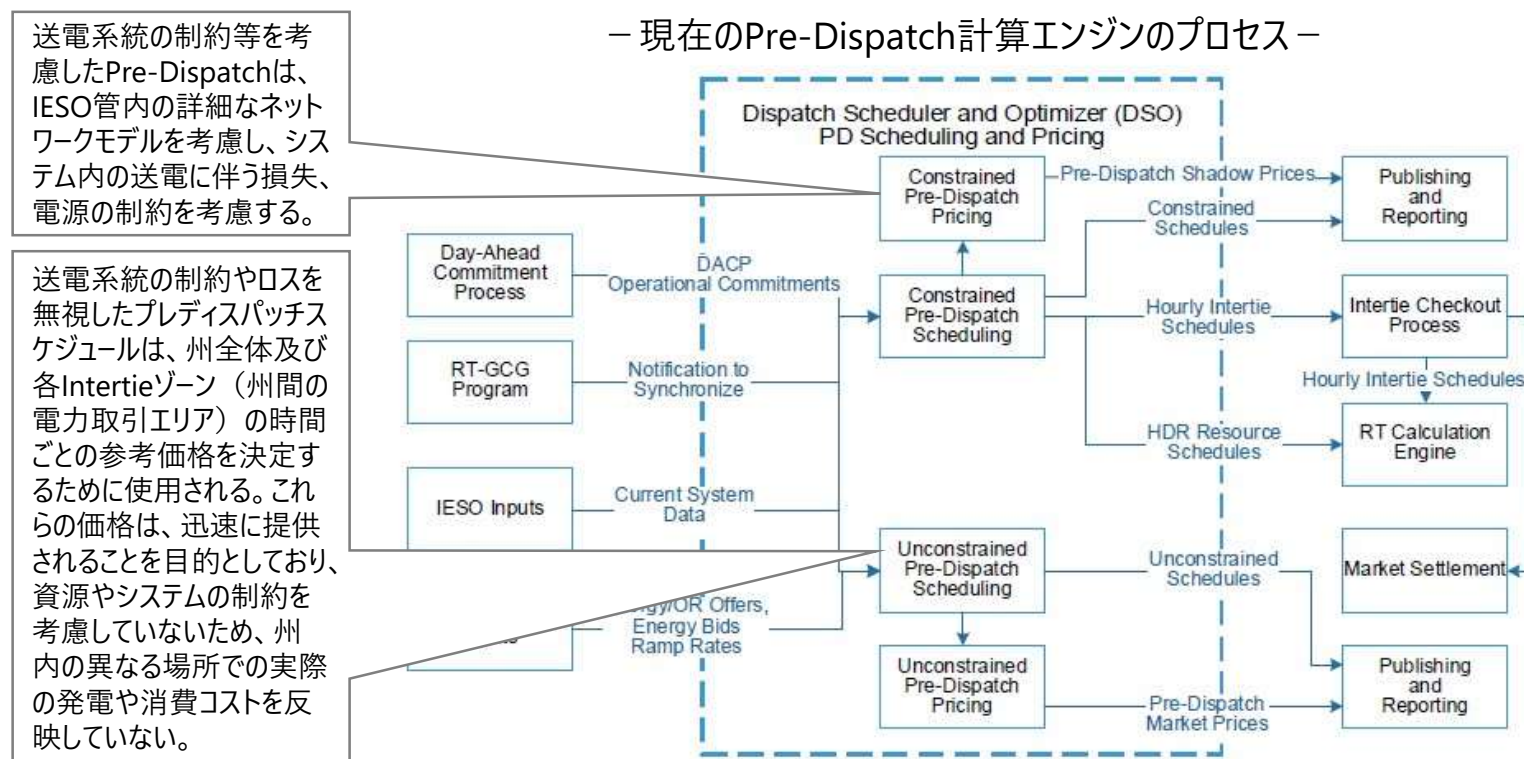
^{*1} 出所：Market Renewal Program: Energy Day-Ahead Market Calculation Engine Issue2.0、2021年1月、https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_DAM_Calculation-Engine_V2.pdf

Pre-Dispatchは、DACP後の需給変動等に対応しており、1日前断面のスケジューリングからリアルタイム運用への橋渡しの役割がある

旧システム/Pre-Dispatch (カナダIESO) *1

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- 現在のシステムにおけるPre-Dispatchは、1日前断面のスケジューリングからリアルタイム運用への橋渡しの役割がある。
- DACP (day-ahead commitment process) は翌日の想定需要に対応するが、その後の天気やシステム条件等の変化により、供給と需要が変動するため、Pre-Dispatchでは、送電制約や送電ロスを見逃して時間ごとの参考価格を提供し、市場の参加者がリアルタイム運用に備えるための指標を提供する役割を果たしている。



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

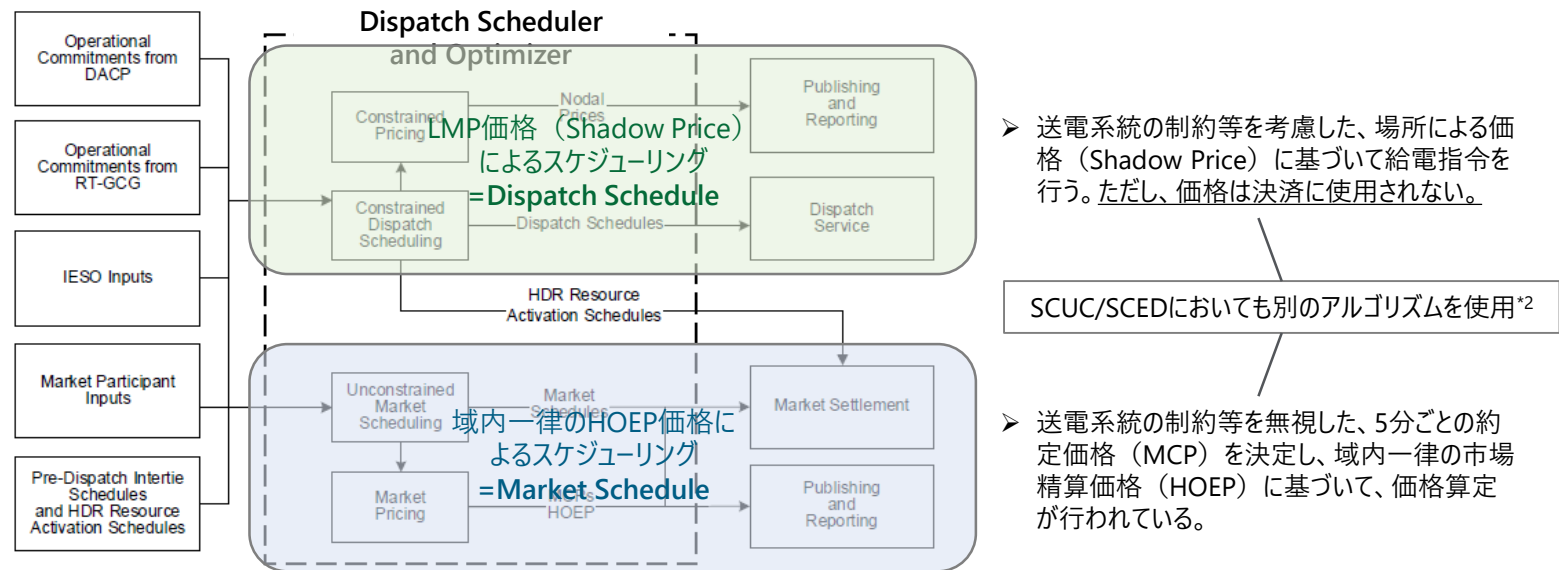
現在のリアルタイム計算エンジンであるDSOは、制約を考慮した給電指令スケジュールと、域内一律価格を提供する制約なしスケジュールの2つの計算を行っている

旧システム/リアルタイム市場（カナダIESO）*1

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- 現在のリアルタイム計算エンジンDSO（Dispatch Scheduler and Optimizer）は、5分ごとに給電指令と約定価格（MCP）の計算を行っている。
- 系統制約を考慮したスケジュールは送電系統の詳細なネットワークモデルを使用し、地点による価格に基づいて給電指令を行うが、価格決済には使用されない。系統制約を無視したスケジュールは5分ごとの約定価格（MCP）と域内一律の市場精算価格（HOEP）を計算し、市場決済と報告に使用している。

－現状のリアルタイム計算エンジンのプロセス－



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

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

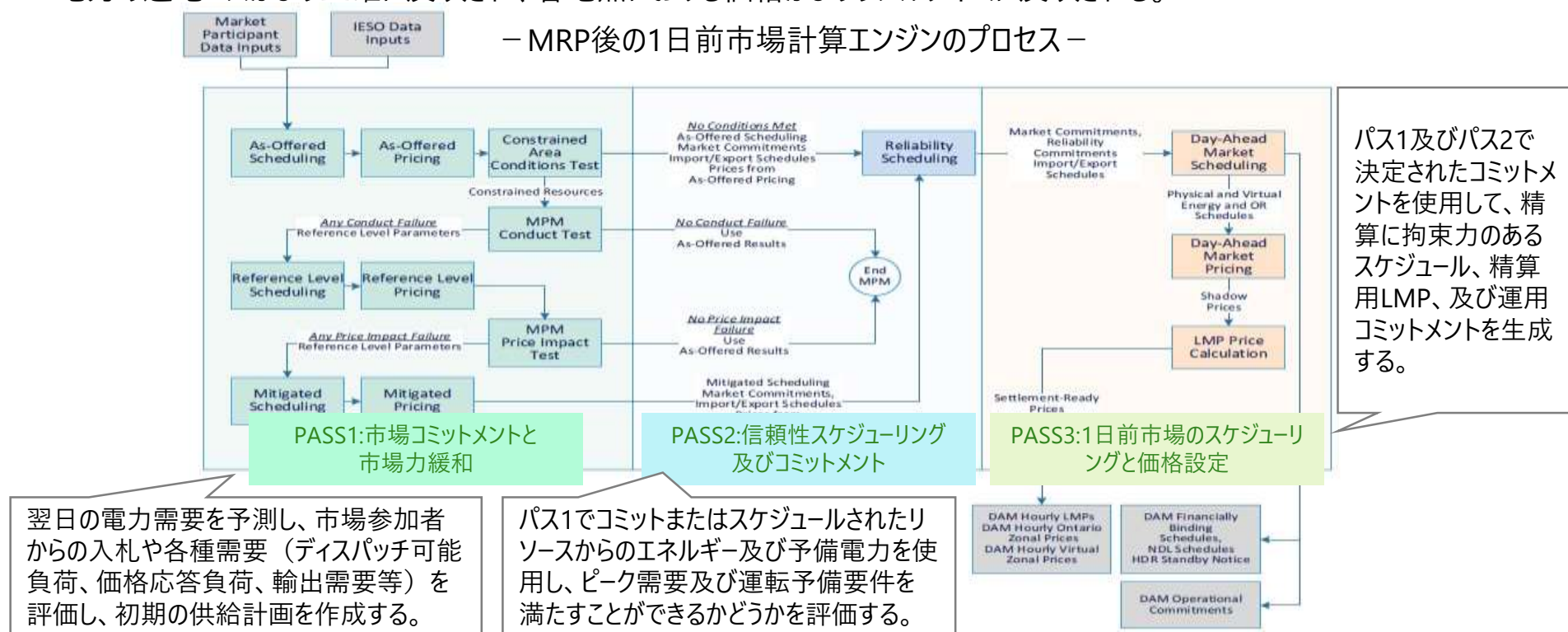
MRP後の1日前市場の流れはDACPと類似しているが、新たなデータやリアルタイムのデータを反映し、正確な送電ロスを計算するため、精度が高くなる一方で計算が複雑となる

新システム（MRP後）/1日前市場（カナダIESO）*1

1.2. 同時市場の約定価格 ③ MRP (Market Renewal Program)

- MRP後の計算エンジンは3つのパスを含み、全体的な流れにおいて現在のDACPと類似している。
- 現在のDACPでは静的限界ロス係数が使用されているが、MRP後の計算エンジンでは動的限界ロス係数が使用されている。限界ロス費用（Marginal Loss）は各時間ごとに計算され、その時間のスケジュール、コミットメント、及びLMPの決定に使用される。電力の送電ロスがより正確に反映され、各地点における価格がよりリアルタイムに反映される。

－MRP後の1日前市場計算エンジンのプロセス－



*1 出所：Market Renewal Program: Energy Day-Ahead Market Calculation Engine Issue2.0、2021年1月、https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_DAM_Calculation-Engine_V2.pdf

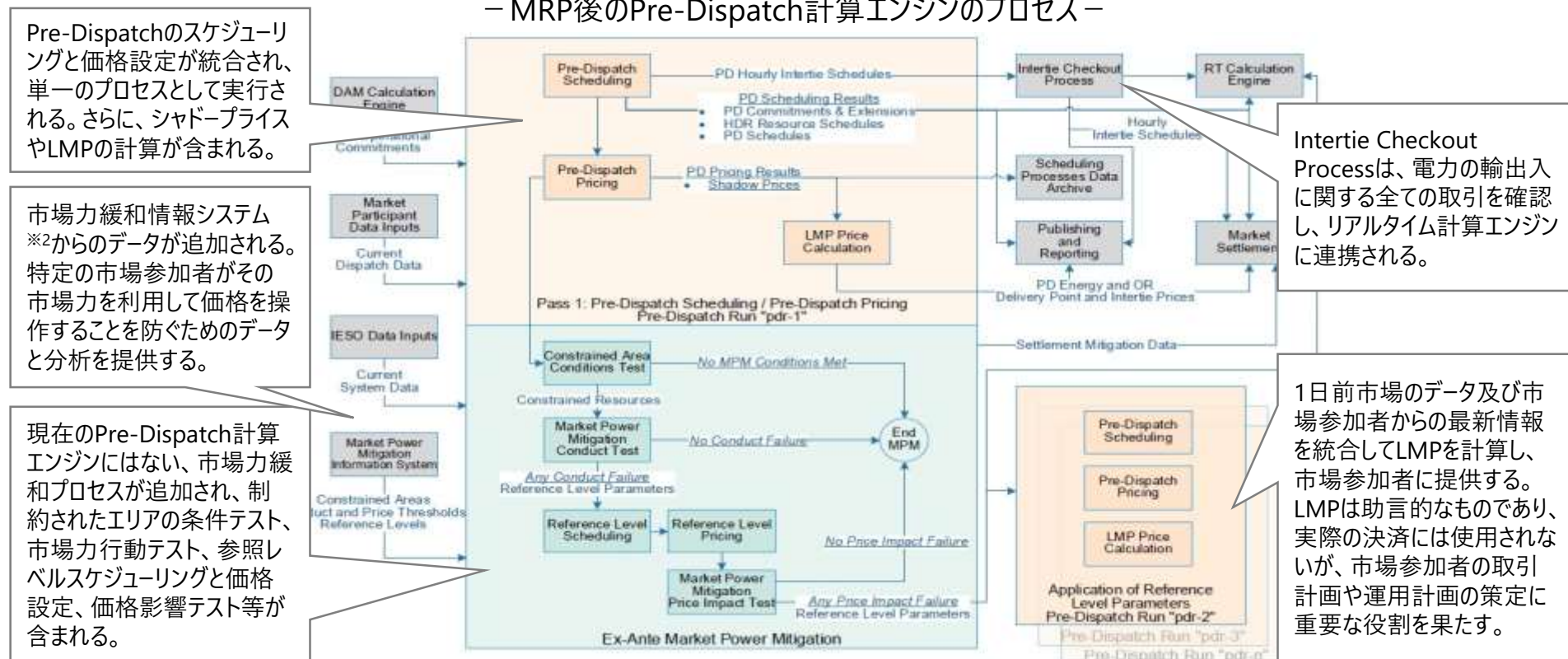
MRP後のPre-Dispatchは送電制約と送電ロスを検討し、各地点での実際のコストに基づく価格を提供して、市場参加者がより正確に取引を計画できるようにする

新システム（MRP後） / Pre-Dispatch（カナダIESO）^{*1}

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- MRP後のPre-Dispatch計算エンジンは、1日前市場のデータと市場参加者からの最新情報及びIESOの情報を統合し、送電制約を考慮した正確な価格とスケジュールを提供する。

－ MRP後のPre-Dispatch計算エンジンのプロセス－



^{*1} 出所：Market Renewal Program: Energy Pre-Dispatch Calculation Engine Detailed Design Issue2.0、2021年1月、https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/market-renewal/MRP_PD_Calculation-Engine_Chapter_V2.pdf

^{*2} 出所：市場緩和システムは、市場参加者が価格のつり上げや供給制限等の市場価格に不当な影響を与えることを防ぎ、市場の公平性と効率性を確保するためのもの。同システムは、データ収集と分析、行動テスト、価格影響テスト、リアルタイム監視と対応等の機能を通じて、市場力の行使を監視している。

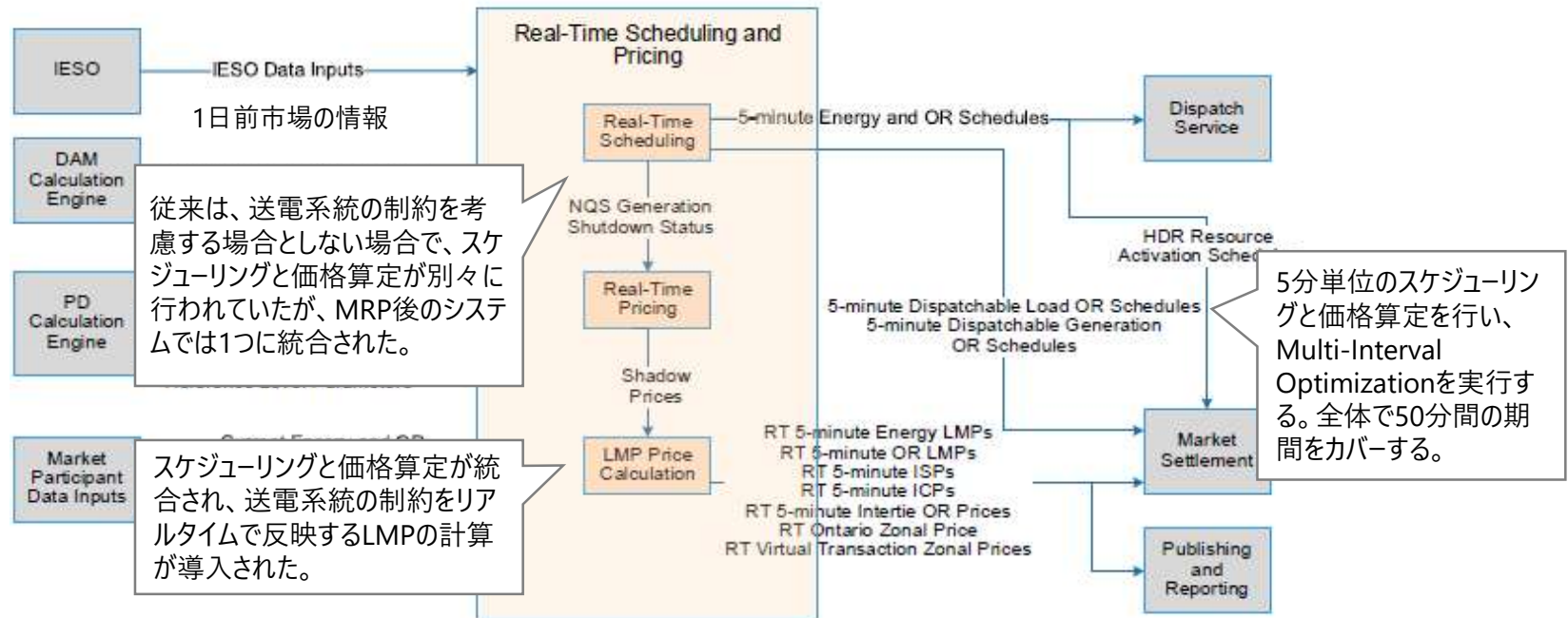
MRP後のリアルタイム市場における計算システムでは、スケジューリングと価格算定機能が統合され、システムの制約をリアルタイムに反映したLMPの算定が行われる

新システム（MRP後） /リアルタイム市場（カナダIESO）*1

1.2. 同時市場の約定価格
③ MRP (Market Renewal Program)

- リアルタイムスケジューリングと価格算定が1つのプロセスで実行され、システムの制約を考慮し、ディスパッチスケジュールやLMP及びゾーン価格を決定する。
- MRP後の計算エンジンは、現在のディスパッチインターバル（5分間）と、次の10個の5分間インターバル（合計50分間）の複数インターバルの最適化（Multi-Interval Optimization）を行う。これにより、短期的な需要と供給の変動をより正確に予測し、最適な給電指令を提供できるようになる。

－MRP後のリアルタイム計算エンジンのプロセス－



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

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

小規模リソースの取引形態（市場向けDR・市場外DR）に応じた取扱いを検討するために必要な海外の情報収集を行った

小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱いに関する現状認識と調査方針

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

日本における現状認識

現状

- 同時市場の在り方等に関する検討会では、小規模リソース（蓄電池・DR等）の最大限の活用のために、同時市場における適切な仕組みの在り方について取引形態に応じた論点が整理され、議論・検討がなされている。

課題

- 市場向けDR（Explicit DR）
 - 約定規模による対象顧客範囲の変化に対応するため、事業者の制約を入札情報に反映し、kWh市場、ΔkW市場への入札を指定する仕組みの検討が不十分である。
 - kWh市場、ΔkW市場の取引時のベースラインが異なる中で両市場への供出時の評価が困難である。
 - 市場参加促進及び適正な市場取引の両立のための入札価格の規律の検討が不十分である。
 - 市場参加促進及び混雑管理の両立のためのアグリゲーションの規定の検討が不十分である。
- 市場外DR（Implicit DR）
 - TSOが把握不可のDRによる残余需要への影響評価が不十分である。

調査方針

【対象国・エリア】

米国各ISO/RTO（PJM、CAISO、NYISO、ISO-NE等）
必要に応じて欧州各国

【調査項目】

- ① 市場向けDRの入札方法・価格規律
 - DRが市場参加可能となった背景・目的・内容（FERC Orderの発令状況）
 - 各ISOにおける主な入札情報及び入札要件（kWh市場、ΔkW市場への入札指定条件の有無）
 - 各ISOにおける価格規律
 - アグリゲーションの市場参加の背景・目的・内容（FERC Orderの発令状況、ISO独自の取り組み）
 - FERC Order 2222を踏まえた各ISOの検討状況
- ② 市場外DRの在り方
 - 市場外DRに関わる各ISOの課題
 - 課題を踏まえた各ISOの対応状況

市場向けDRは、kWh市場及びΔkW市場^{*1}における各時間帯の出力の運用制限や Ramp Rateに関わる情報を入札時に登録することで、両市場への同時参加が可能である

小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱いに関するまとめ（1/3）

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

項目			CAISO	NYISO	PJM
市場向け DR	市場参加に関わる方針	FERC Orderへの各ISOの対応状況	DRや電力貯蔵リソースの市場参加について、運用上の特性を踏まえ入札要件を満たす場合、従来電源と同等に扱うように規則等の改正検討を要求したOrder 719やOrder 841の発令に対応した。		
	市場参加 形態及び運用	kWh市場（エネルギー市場）単体	参加可能		
		ΔkW市場（アンシラリーサービス市場）単体	参加可能	参加不可	参加可能
			入札時、各サービスにおける供出量、供出コスト、ランプレートの他に緊急時のディスパッチ可否を選択したリソースはΔkWの供出が可能である（他電源共通）。	DR、DERリソースは、ΔkW（アンシラリーサービス）市場に参加する場合、エネルギー市場への参加が必要である。	- DRリソースは、経済ディスパッチによる最小出力をゼロに設定することで入札が可能である。 - 電力貯蔵リソースは、リアルタイム市場において入札選択が可能である。
		両市場への同時参加	参加可能	参加可能	参加可能
			同時参加の要件として、各市場、各サービスにおける運用上の最大・最小の供出容量及び各時間における両市場の合計供出量の上限値等の入札情報が必要である。（他電源共通）	同時参加の要件として、各市場、各サービスでの最大・最小の供出容量、Ramp Rate等の入札情報が必要である。	同時参加の要件として、DRリソースは各市場におけるMW運用制限、Ramp Rateの入札情報が必要である。また、電力貯蔵リソースは、平常時/緊急時、アンシラリーサービス提供時における充放電の最大/最小値が入札情報として必要である。
	電力貯蔵リソース特有の情報（揚水を除く）	入札情報と特徴	- 充電量（SOC）の上下限值 1日前市場の取引開始時点におけるSOC初期値 - ISOによるSOC制約を踏まえたスケジューリングの最適化あり		- 充電量（SOC）の上下限值 - ISOによるSOC制約を踏まえたスケジューリングの最適化なし
	ベースライン設定方法	kWh	統計的手法による設定		
		ΔkW	直前計測によるディスパッチ間隔ごとの設定		
kWh市場及びΔkW市場へ同時供出時の評価方法		—（記載が見当たっていない）		特別な評価方法は確認されなかった。*2	

^{*1} ΔkW市場は、米国のアンシラリーサービス市場にて調達対象であるRegulation（5分以内応動）、Reserve（10分/30分以内応動）を指す。

^{*2} PJMへのヒアリング結果を踏まえ記載

DERのアグリゲーションについて、CAISO・NYISOでは、既存の設定エリアで複数Pnodeでのアグリゲーションを可能としている一方、PJMでは、単一のPnode内を基本としている

小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱いに関するまとめ（2/3）

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

項目				CAISO	NYISO	PJM
市場向けDR	価格規律	補償	DRリソース	Net Benefit Testでディスパッチの費用対効果が高いリソースを対象に、LMPをベースにした補償あり		
			電力貯蔵リソース	充電量（SOC）制約を踏まえた機会コストに係る補償あり		－
	アグリゲーションに関わる方針	FERC Order 2222への各ISOの対応状況	混雑管理等への影響を考慮したDERアグリゲーションの市場参加を促進するため、最小入札容量（100kW）の設定やアグリゲーションの地理的範囲等の制限について、規則等の改正検討を要求したOrder 2222へ対応した。			
	アグリゲーションに関わる入札要件	複数Pnodeでのアグリゲーションが可能な範囲	同一のSub-LAPの範囲内（異なるSub-LAPをまたぐアグリゲーションは不可）	同一のT-Nodeの範囲内（異なるT-Nodeをまたぐアグリゲーションは不可）	- 基本は単一のPNode内 - 一定の制限を満たす場合に伝送ゾーン内の複数Nodeでのアグリゲーションが可能	
		その他の主な要件	最大入札容量：20MW	供給電力の最大入札容量：20MW（需要側の制限はなし）	- 入札方法はセルフスケジュール入札のみ - PJM管内の入札合計容量の制限（合計容量がピーク負荷の0.1％以下）	

市場外DRについて、出力が把握できないこと等による系統リスクに対応するため、稼働計画や系統へ供給される電力量の報告が求められている

小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱いに関するまとめ（3/3）

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

項目		CAISO	NYISO	PJM
市場外DR	把握に関わる課題	BTM-PVの増加や、スケジュールリングコーディネーター（SC）の提出情報の未統一により正確な需要予測が困難となっていた。	ピーク時の供給電力不足や、発電所の緊急停止の際に、電力系統が不安定になる等のリスクがあった。	主に大規模事業者や地方自治体等の施設の自家消費を目的に設置されているBehind the Meter Generation（BTMG）の出力が把握できないことで、需要急増時や緊急時に当該BTMGが稼働しない場合の電力系統へのリスクがあった。
	把握方法	以下について小売事業者（SC）より報告 - メーター上の総需要量 - 自家消費されずに系統へ供給される総電力量	登録任意のEmergency Demand Response Program（EDRP）において、以下を報告 - 設備の概要等の基礎情報 - 負荷削減可能量 - 負荷削減時の制約事項	以下について小売事業者（LSE）より報告 - 電源種、発電機の位置、定格容量等の基礎情報 1時間当たりの発電量等の稼働計画 （10MW以上の場合）遠隔計測の方法

FERCは、2008年に発令したDRリソースの市場への参入障壁撤廃を皮切りに、電力貯蔵リソースやアグリゲーションされた小規模分散型電源への参入障壁撤廃に取り組んでいる

小規模分散型電源の市場参入障壁撤廃に関わるFERC Orderの発令状況*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

	調査項目①	Order 719	調査項目①	Order 841	調査項目②	Order 2222
発令時期		2008年		2018年		2020年、2021年
目的		DRリソースの市場への参入障壁の撤廃		電力貯蔵リソースの市場への参入障壁の撤廃		アグリゲーションされた小規模リソース（DERアグリゲーション）の市場への参入障壁の撤廃
背景		スマートメーター活用を含む省エネ等の推進に寄与するDRリソースの市場における扱いを他リソースと同等にすることで卸売電力価格を適正化し、電力市場の経済的運営の改善を図る狙いがあった。		発令前から市場に参入できていた揚水発電以外の電力貯蔵リソースについて、運用上の特性等が把握できていないため、市場への参入障壁を有する可能性が懸念されていた。		市場ルールが従来電源向けに設計されている中で、DERアグリゲーションの市場参加により、各ISO/RTOの市場運営における管理コストの増加等が懸念されていた。
内容		- DRのアンシラリーサービス市場への入札の許可 - アグリゲーターによるDRの卸売市場への入札の許可 - DRの市場への参入障壁の撤廃に関わる更なる検討要請 - 需給ひっ迫時にRT市場において、1日前市場時点より少ない電力を購入した需要家へのペナルティの廃止		- 電力貯蔵リソースの卸売、アンシラリーサービス、容量市場への入札の許可 - 物理的な運用特性を踏まえた入札要件の検討要請 - 市場への参加最小容量の指定 - 市場で販売された電力貯蔵リソースの転売時の価格指定		- DERアグリゲーションの市場への入札の許可 - 物理的な運用特性を踏まえた入札情報の登録要件の検討要請 - 市場への参加最小容量の指定 - アグリゲーション範囲要件の検討要請 - 入札パラメーター、計測・テレメトリー要件の検討要請 - ISO/RTOとアグリゲーター、配電事業者等との調整方法の検討要請

*1 出所：FERC、Demand Response、2024年6月閲覧、<https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/demand-response>
FERC、Order No.719、2008年10月17日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-719>
FERC、Order No.841、2018年2月15日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>
FERC、FERC Order No. 2222 Explainer: Facilitating Participation in Electricity Markets by Distributed Energy Resources、2024年6月閲覧、<https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>
FERC、Order No.2222、2020年9月17日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf

DERには、従来の発電リソース等の代替または強化が可能なリソースとして、DRや電力貯蔵の他、蓄熱や電気自動車等のリソースも対象として含まれている

各FERC Orderの発令対象となっているリソースの概要^{*1,2,3}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

	調査項目① Order 719	調査項目① Order 841	調査項目② Order 2222
対象リソース	Demand Response Resource ^{*1}	Electric Storage Resource ^{*2}	Distributed Energy Resources ^{*3}
概要	- 発電リソースの代替として、需要と供給のバランスを取ることが可能なリソース - 電気料金の変化や卸売市場価格の高騰、システムの信頼性への影響が懸念されている時に電気使用量を削減することで、対価を得られるように設計されているリソース	- 媒体（バッテリー、フライホイール、圧縮空気、揚水発電等）に関係なく、送電網から電力を受け取り、後で送電網に電力を供給するために電力を貯蔵できるリソース - 送電システム、配電システム、またはビハインド・ザ・メーターのリソースが該当 - 電力貯蔵リソースの対象除外要件は以下のいずれかの場合 - 設計等により送電網に電力供給することが物理的に不可能なリソース - 契約上、送電網に電力供給することが禁止されているリソース	- 従来の発電リソース等の代替または強化が可能なリソース（小規模発電、貯蔵リソース等） - 例として以下のようなリソースがあげられる - 電力貯蔵（Electric storage） - 分散型発電（Distributed generation） - DR（Demand Response） - 蓄熱（Thermal storage） - 電気自動車及びその充電装置（Electric vehicles and their charging equipment）

^{*1} 出所：FERC、Reports on Demand Response and Advanced Metering、2024年8月閲覧、<https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/demand-response/reports-demand-response-and-advanced-metering>
FERC、Demand Response、2024年8月閲覧、<https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/demand-response>

^{*2} 出所：FERC、Order No.841、2018年2月15日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>

^{*3} 出所：FERC、FERC Order No. 2222: Fact Sheet、2024年8月閲覧、<https://ferc.gov/media/ferc-order-no-2222-fact-sheet>

FERC Order 719では、DRリソースがアンシラリーサービス市場へ参加する場合、DRリソースのデイスパッチ可能な期間や頻度、需要削減可能量を指定することを求めている

DRリソースのアンシラリーサービス市場への入札要件（FERC Order 719）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

項目	主な要求内容
入札要件	- 従来の供給側リソースと同等に入札・パフォーマンス等の評価を可能とするために、各ISO/RTOに対し、以下のとおり、<u>市場参加する各リソースのサービスの期間、頻度、量に制限を指定</u>すること。 ➢ デイスパッチ可能な最大時間 ➢ デイスパッチ可能な最大回数（日ごと） ➢ 削減可能な最大エネルギー量（日ごとまたは週ごと） ➢ 応動性等の必要な技術要件を満たし、調整力及び周波数応答サービスを提供可能

^{*1} 出所：FERC、Order No.719、2008年10月17日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-719>

アグリゲーターによるDRリソースの入札にあたっては、各ISO/RTOがアグリゲーターを含む市場参加者の登録情報や信用力要件を指定することを可能としている

DRリソースの市場参入障壁の撤廃に関わる要求内容（FERC Order 719）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

項目	主な要求内容
緊急時の Deviation Charges ^{*2} の免除	各ISO/RTOに対し、運用予備力不足を回避するために負荷削減の要求を行うリアルタイム市場期間中に、購入者に課す Deviation Chargesを廃止するように規定を変更することを義務付ける。
小売顧客の集約	- 各ISO/RTOに対し、ARC（Aggregator of Retail Customers）が直接、市場にDR入札を行えるように、必要に応じて、以下の項目を含めた規定等の修正を行うことを義務付ける。 ➢ ARCによるDRリソース入札は、LSE等のDRリソースの入札と同じ要件を満たすこと。 ➢ ARCは、1または複数の小売顧客に代わってDRリソースの入札を可能とすること。 ➢ 個々の顧客は、自分自身及び他の顧客に代わってARCを務めることが可能とすること。 ➢ 各ISO/RTOは、<u>登録情報、信用力要件、関連する電力小売規制当局によってDRリソースの市場参加が妨げられていないことの証明等、特定の要件を指定することを可能とすること。</u> ➢ 各ISO/RTOは、メンバーシップが他の入札者の要件の場合、ARCが各ISO/RTOのメンバーになることを要求することが可能とすること。 ➢ 各ISO/RTOは、<u>アグリゲーションによる入札について、個別のDRリソースが、合理的に定義された単一のエリア内で構成される必要があることを要求することが可能とすること。</u> ➢ 電力小売規制当局の関連法令・規制で許可されていない場合を除き、ARCからの入札を許可すること。

^{*1} 出所：FERC、Order No.719、2008年10月17日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-719>

^{*2} 1日前市場における購入想定より少ない電力をリアルタイム市場で購入することに対して課されるペナルティを指す。

65

© 2025. For information, contact Deloitte Tohmatsu Group.

FERC Order 841では、電力貯蔵リソースの市場参加を促進するため、各ISOに対して最小入札容量を100kWに設定する等の市場参加規則の改定を要求している

電力貯蔵リソースの市場への参加要件（FERC Order 841）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

項目	主な要求内容
Eligibility of Electric Storage Resources to Participate in the RTO/ISO Markets	以下の内容を、市場参加規則に反映すること。 - 電力貯蔵リソースがエネルギー、容量、アンシラリーサービスの全ての市場に参加可能であること。 - 最小稼働時間要件を満たすために容量を下げる検討*2をすること。
Participation in the RTO/ISO Markets as Supply and Demand	以下の内容を、市場参加規則に反映する検討を行うこと。 - 電力貯蔵リソースが供給と需要の両方でディスパッチされ、卸売販売者と卸売購入者の両方として市場清算価格を設定できること。 - 電力貯蔵リソースが容量市場で価格を設定できること。 - 各ISO/RTOは、電力貯蔵リソースの参加モデルを使用するリソースからの入札を受け入れ、購入すること。 - 電力貯蔵リソースが、セルフスケジュールリソースの既存のルールに従って、プライステイカーとして市場に参加すること。 - 同じ入札タイミングで、同じリソースから供給側入札と需要側入札が許可されないように、市場の設計または市場ルールの変更を行うこと。 - 電力貯蔵リソースが、負荷としてディスパッチされ、卸売価格が入札価格よりも高い場合*3、及び供給としてディスパッチされ、卸売価格が入札価格よりも低い場合*4は、補填金（make-whole payment）の受け取りを可能とすること。
Minimum Size Requirement	電力貯蔵リソースの最小入札容量として、100kWを超えない要件を規定すること。

*1 出所：FERC、Order No.841、2018年2月15日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>

*2 例えば、10MW/20MWhの電気貯蔵リソースは、最小稼働時間4時間の容量市場に5MWの容量を提供可能となる。

*3 市場の需要に対応するためにディスパッチされる際、電力貯蔵リソースの運用コスト等が買い入札価格を上回る場合を指す。

*4 市場の供給に対応するためにディスパッチされる際、売り入札価格が電力貯蔵リソースの運用コスト等を下回る場合を指す。

市場参加する電力貯蔵リソースは、送電網への供給最大・最小量等の物理的・運用上の特性を各ISO/RTOへ情報提供することを求められている

市場参加する電力貯蔵リソースが考慮すべき物理的及び運用上の特性*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

①市場向けDRの入札方法・価格規律

項目	内容
State of Charge (SOC)	貯蔵可能なエネルギー量の制限に比例して、貯蔵されるエネルギー量で参加する市場入札タイミングで予測される充電状態（％）
Maximum State of Charge	送電網から電力を受け取る時の最大充電状態の値（％）
Minimum State of Charge	送電網に電力を供給する時に最小充電状態の値（％）
Minimum/Maximum Charge Limit	送電網から受け取ることができる最小/最大電力（MW）
Minimum/Maximum Discharge Limit	送電網に供給できる最小/最大電力（MW）
Minimum/Maximum Charge Time	各ISO/RTOによって送電網から電力を受け取るためにディスパッチされる最短/最長時間
Minimum/Maximum Run Time	送電網に供給できる最短/最長時間
Discharge/Charge Ramp Rate	ゼロ出力からMaximum Discharge Limit/Maximum Charge Limitまで移行できる速度

*1 出所：FERC、Order No.841、2018年2月15日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>

CAISOでは、総設備容量に占める再エネの導入割合が約53%、電力貯蔵リソースの導入割合が約17%と高い一方、ピーク需要に対するDRリソースの導入割合は約7.6%でPJMと同程度となっている

各ISOにおけるDR、電力貯蔵リソースの導入量^{*1,2,3,4}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

		CAISO ^{*1,4}	NYISO ^{*2,4}	PJM ^{*3,4}
総設備容量 (2023年)		約52,630MW	約37,595MW	約196,380MW
導入量 (割合 ^{*5})	変動電源 (風力・太陽光)	約27,980MW (約53.0%)	約2,710MW (約7.2%)	約21,000MW (約10.7%)
	電力貯蔵リソース	約9,080MW ^{*6} (約17.3%)	約1,430MW ^{*7} (約3.8%)	約5,150MW ^{*7} (約2.6%)
電力ピーク需要 (2022年)		約52,100MW	約30,270MW	約149,500MW
導入量 (割合 ^{*8})	DRリソース	約3,956MW (約7.6%)	約1,483MW (約4.9%)	約10,595MW (約7.0%)

*1 出所：CAISO、key-statistics、2024年7月、<https://www.caiso.com/documents/key-statistics-jun-2024.pdf>

CAISO、Demand response issues and performance 2023、2024年3月6日、<https://www.caiso.com/Documents/Demand-Response-Report-2023-Mar-6-2024.pdf>

*2 出所：NYISO、2024 Power Trends、2024年10月4日閲覧、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2223020/2024-Power-Trends.pdf/31ec9a11-21f2-0b47-677d-f4a498a32978#:~:text=POWER%20TRENDS%202024%20is%20the%20NYISO%E2%80%99s%20annual>

NYISO、2024 Load & Capacity Data Report、2024年4月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2226333/2023-Gold-Book-Public.pdf#:~:text=Overview%20In%20this%20Load%20and%20Capacity%20Data>

*3 出所：Monitoring Analytics、PJM State of the Market – 2022、2023、2024年10月4日閲覧、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2024.shtml

PJM、2024 Demand Response Operations Markets Activity Report: September 2024、2024年9月9日、<https://www2.pjm.com/-/media/markets-ops/dsr/2024-demand-response-activity-report.ashx>

*4 出所：FERC、2023 Assessment of Demand Response and Advanced Metering、2023年12月、<https://cms.ferc.gov/media/2023-assessment-demand-response-and-advanced-metering>

*5 総設備容量に対する変動電源、電力貯蔵リソースの割合 *6 変動電源に併設型と系統用蓄電池が半数程度、揚水発電は含まれていない。

*7 揚水発電による電力貯蔵が9割以上となっている。 *8 ピーク需要に対して市場に供出されたDRリソースの割合

CAISOではDR・電力貯蔵・DERリソースの市場参加モデルが用意されており、それぞれのモデルに対して参加可能なリソースの要件が定められている

主な小規模分散型電源の市場参加モデル（CAISO）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

市場参加モデル	区分	参加可能なリソース	エネルギー市場*3	AS市場
Proxy Demand Resource (PDR)	Proxy Demand Response (PDR)	•エネルギー及びアンシラリーサービス(AS)市場でのDRの参加を促すためLSEから独立して入札可能な負荷削減リソース	○	○*4
	PDR – Load Shift Resource(PDR-LSR)	•負荷の削減・増加の入札が可能な蓄電池を含むリソース •負荷増加の場合はASの提供は不可	○	○*4
	Reliability Demand Response Resource (RDRR)	•信頼性に基づく特定の緊急条件下でのみディスパッチされることを希望する負荷削減リソース	○	×
	Distributed Curtailment Resource (DCR)	•分散型エネルギーリソースのアグリゲーションする際に構成されるリソースのうち、負荷削減可能なリソース	○	○*4
Non-Generating Resource (NGR) *2	Limited Energy Storage Resources (LESRs)	•放電及び充電制限に応じて連続的に正から負の動作範囲を持ち、充電状態（SOC）によって制限されるリソース	○	○*4
	Dispatchable Demand Response (DDR)	•放電ができず、負の動作範囲を持ち、削減可能なエネルギーによって制約されるリソース	○	○*5
	Generic NGRs	•LESRと同様に、連続した正から負の動作範囲を持つが、SOCによって制約されないリソース	○	○*5
Distributed Energy Resource Provider (DERP)		•分散型エネルギーリソース（DER）を集約して最小容量要件等を満たすことで1つのリソースとして機能するリソース	○	○*6

*1 出所：CAISO、Demand response market participation models、2024年12月9日閲覧、<https://www.caiso.com/generation-transmission/load/demand-response>
CAISO、Business Practice Manual for Demand Response、2024年11月1日、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Demand%20Response/BPM_for_Demand_Response_V11_Redline.pdf

*2 NGRリソースは単体での市場参加の他、PDRやDERPのモデル内で使用される場合もある。 *3 エネルギー市場に参加可能なモデルは全て1日前・リアルタイム市場に参加可能
*4 AS市場の1日前・リアルタイム市場にSpinning、Non-Spinning reservesの区分で参加可能 *5 AS市場の1日前・リアルタイム市場にSpinning Reserves、Non-Spinning reserves、Regulation Up & Downの区分で参加可能 *6 AS市場の1日前・リアルタイム市場にRegulation Up & Downの区分で参加可能

CAISOでは、各リソースの特性に応じて最小入札容量やアグリゲーションに関わる要件、入札要件等を定めている

主な小規模分散型電源の市場参加モデルの入札要件（CAISO）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

市場参加モデル		Proxy Demand Resource（PDR）	Distributed Energy Resource Provider（DERP）*2	Non-Generating Resource（NGR）
最小入札容量	エネルギー市場	100kW	500kW	100kW
	AS市場	500kW	500kW	100kW
アグリゲーションに関わる要件		各リソースは同一Sub-LAP*3内に配置	- 各リソースは同一Sub-LAP*3内に配置 - アグリゲーション後の各DERは1MW未満 - 複数のPNodeにまたがる場合、アグリゲーションの最大容量は20MW未満	アグリゲーション不可
その他の入札情報・要件等		- 入札セグメントは0.01MWの細分化が可能である。 - 純利益テスト（NBT）のしきい値を超える必要がある。	負荷応答と発電応答の両方に適用される分配係数DF（Distribution Factor）に従って出力を行う必要がある。	- 起動時間と起動コストなしでモデル化されている。 - エネルギー損失は、放電プロセスではなく充電プロセス中に考慮される。

*1 出所：CAISO、Demand response market participation models、2024年12月9日閲覧、<https://www.caiso.com/generation-transmission/load/demand-response>
CAISO、Aggregated DER participation in ISO/RTO markets enabled by FERC Order 2222 – Panel、2021年2月3日、p.3、https://www.energy.gov/sites/prod/files/2021/02/f82/FERC1_Powers_CAIISO.pdf

CAISO、The Participation Comparison - Proxy Demand, Distributed Energy Resource Provider, Storage, and Load Forecast Adjustment、2025年1月閲覧、<https://www.caiso.com/documents/participationcomparison-proxydemand-distributedenergy-storage-forecastadjustment.pdf>

*2 FERC Order 2222への対応前の入札要件

*3 以下出所では、LAP（Load Aggregation Points）は、複数の負荷ノードの集合からなるポイントで、Non-Participating Loadsのスケジューリング、価格決定、精算に用いられており、Sub-LAPは、LAP内において、LMPに基づいて混雑管理に関わる価格変動をヘッジするための混雑収益権（CRR）の設定のために開発されたと言及がある。

出所：CAISO、MRTU Participating Load Users Guide、2009年1月、<https://www.caiso.com/Documents/DraftMRTURelease1ParticipatingLoadUsersGuide.pdf>

出所：CAISO、Proxy Demand Resource（PDR）& Reliability Demand Response Resource（RDRR）Participation Overview、2025年1月閲覧、https://www.caiso.com/Documents/PDR_RDRRParticipationOverviewPresentation.pdf

CAISOでは、従来電源用の入札情報に対し、PDR及びNGRリソースの特性を踏まえた情報を登録することを求めている

PDR及びNGRリソースの特性を踏まえた入札情報（CAISO）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

入札情報	概要	PDRリソース	NGRリソース
Start-Up Cost	発電ユニットを停止状態から稼働状態にするために必要なコスト（\$）	負荷削減の初期化に伴う顧客への必要な支払いを含む	当該コストなし（0に設定）
Minimum Load Cost	最小負荷コスト（\$）	削減可能な最小負荷コスト	当該コストなし（0に設定）
Energy Bid Curve	出力ごとのエネルギー価格（\$/MW）	任意の最大10セグメントから構成	任意の最大10セグメントから構成
Max/Min Generation Capacity	最大/最小発電容量（MW）	削減可能な最大/最小負荷	最大速度での放電最大容量/最大速度での充電最小容量
Minimum On Time	最小稼働時間（分）	負荷削減要求後に負荷削減を維持可能な最小時間 （RDRリソースは1時間以上）	0に設定する必要あり
Minimum Off Time	最小停止時間（分）	負荷削減実施後、再度負荷削減可能となるまで最小時間	— （具体的な情報の記載なし）
Maximum Startups Per Day	最大起動回数	需要削減の最大回数	利用不可
Bidding option	入札オプション （ディスパッチ期間）	PDRリソースはディスパッチ期間（5分、15分、60分）を選択可能 デフォルトは60分	— （具体的な情報の記載なし）

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments Version 90、2024年12月23日、p.207-223、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V90_Redline.pdf

CAISOのNGRリソースは、充電状態（SOC）を踏まえた特有の入札項目があり、Ramp Rateがアンシラリーサービス（ΔkW）の調達とディスパッチに用いられている

NGR（Non-Generating Resource）の入札項目（CAISO）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

- NGRは、一般の発電リソースと同様に扱われ、エネルギー市場及びアンシラリーサービス市場（Regulation up/down、Spinning Reserve/Non Spinning Reserve）の各市場の入札要件を満たすことで両市場への入札が可能となっている。
- SCが提出する入札項目のうち、NGRの充放電が可能な運用特性を踏まえて、Start-Up Cost、Minimum Load Cost、Transition Costは0となっている。
- また、Operational Ramp Rateは、通常の目的*2に加えて、アンシラリーサービス（ΔkW）のディスパッチに用いられる*3。

－ NGRリソース特有の入札項目*1－

入札情報*1	概要
Lower/Upper State of Charge Limit	• 充電状態（SOC）の上限値/下限値（MWh）
Initial DA State of Charge	• 取引日における充電状態（SOC）の初期値（MWh） ➢ リアルタイム市場の入札時に指定が無い場合、前日の終了時点におけるSOCが把握可能の場合その値を設定し、前日の終了時点におけるSOCが不明の場合0MWhに設定
End of Hour State of Charge	• 各時間毎の終了時における充電状態（SOC）の上限値/下限値（MWh） • リアルタイム市場のみにおいてオプションとして設定可能

*1 出所：CAISO、Business Practice Manual for Market Instruments Version 90、2024年12月23日、p.51-54、p.81、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V90_Redline.pdf

*2 一般の発電リソースではSCUCの各実施期間におけるスケジュールの変更の制限・管理の目的で利用される。

*3 出所のBusiness Practice Manualでは、具体の手法等の詳細の記載は見当たっていないが、提出されたランプレートと各調整力商品の応動性を踏まえた運用がされている可能性等が考えられる。

PJMのDRリソースは、平常時に利用されるEconomic Load Responseとしてエネルギー市場及びアンシラリーサービス市場に参加可能となっている

主なDRリソースの参加モデル（PJM）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

- DRリソースの市場参加モデルは、平常時に利用されるEconomic Load Responseと、需給ひっ迫時に利用されるPre-Emergency/Emergency Load Responseがある。
- 市場全体における収益は、Pre-Emergency/Emergency Load Response の合計が90%を占めており、Economic Load Responseのエネルギー市場における収益は2.1%、Regulation供出に伴う収益は4.3%、予備力供出に伴う収益は3.6%となっている。

参加モデル	参加可能なリソース及び報酬の概要	参加可能な市場
Economic Load Response	• Curtailment Service Provider（CSP）がPJMに登録する平常時に利用される負荷削減リソース • 各アンシラリーサービスの提供のため、最小0.1MWの容量供出が可能 • 負荷削減実績や調整力の提供に対して報酬を取得	エネルギー市場及びアンシラリーサービス市場 ^{*2}
Pre-Emergency Load Response	• 予想される需給ひっ迫発生直前に負荷削減が可能なリソース • 主に実際に削減された電力量及び供出された容量に対して報酬を取得	容量市場
Emergency Load Response	• 実際の需給ひっ迫発生時の負荷削減が可能なリソース • 主に実際に削減された電力量に対して報酬を取得	

^{*1} 出所：PJMの以下の文献よりトーマツ作成
PJM、Manual 11、2024年12月17日、p.163-167、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>
PJM、Ancillary Services、2024年12月5日閲覧、<https://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services.aspx>
Monitoring Analytics、2023 State of the Market Report for PJM Section 6 Demand Response、2024年3月14日、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-sec6.pdf
PJM、Exploring the Benefits of Demand Response in the PJM Wholesale Energy Market: A Cost-Benefit Perspective、2023年10月10日、p.4、<https://cigre-usnc.org/wp-content/uploads/2023/12/Nazemi-Giacomoni-PJM-Presentation.pdf>

^{*2} Synchronized Reserve、Day-ahead Scheduling Reserve、Regulationが対象

PJMでは、DRリソースがエネルギー市場及びアンシラリーサービス市場に入札する際、各市場に入札する時間ごとの、運用上の最大・最小の削減可能量を提出する必要がある

DRリソースの特性を踏まえた入札情報（PJM）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

①市場向けDRの入札方法・価格規律

入札情報	概要
Shutdown Costs	・ 負荷削減に関わる固定コスト（\$） ・ エネルギー市場ではオプションで、6か月ごとに変更可能
Daily/Hourly Load Response Offers	・ 任意の最大10セグメントから構成される、出力毎のエネルギー価格（\$/MW） ➢ 出力：最小増分0.1MWで指定された正の数を設定 ➢ 価格：負荷を削減する価格（\$/MW）。デフォルト値は\$0.00
Minimum Downtime	・ 負荷応答オファーがエネルギー市場でコミット/ディスパッチされる必要がある最小時間（Hour） ・ 入力オプション
Notification Time	・ 負荷を削減するために必要な事前通知時間（Hour） ・ 入力オプション
Flexible Reserve	・ 負荷応答リソースをReserveの目的で扱うことが可能か選択 ・ PJM側で負荷応答をReserveの目的で扱うことが可能と判断されたリソースのみ選択可能
Hourly MW Operating Limits	・ エネルギー市場及び、またはアンシラリーサービス市場入札する際の時間ごとのMW運用制限 ・ Economic Max/Min：対象DRの最大/最小の削減可能量（MW） ➢ 各市場に入札する全ての時間について、常にNULL以外の値（0.1MW単位）を入力 ➢ エネルギー市場に参加するには最低0.1MWを入力 ➢ エネルギー市場に参加せず、アンシラリーサービス市場に参加するにはEconomic Min：0MWで入力 ・ Commit Status ➢ Economic：エネルギー市場への経済的な市場参加の利用可否。可能な場合、参加必須 ➢ Unavailable：エネルギー市場で利用不可。（アンシラリーサービス市場には参加可能な場合あり） ➢ Self-Scheduled：このオプションは使用不可

^{*1} 出所：PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2024年7月1日、p.161-173、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

PJMの電力貯蔵リソースに関わる入札項目は、充放電の出力制約や充電状態（SOC）の制約に関する項目があり、リアルタイム市場では、エネルギー市場に参加せず、Regulation又はReserveを提供したい場合の選択項目がある

電力貯蔵リソースの特性を踏まえた入札情報（PJM）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

入札情報	概要
Daily Schedule Offers	• 任意の最大20セグメントから構成される、出力毎のエネルギー価格（\$/MW）
Discharge/Charge Emergency Max/Min	• 緊急時に放電/充電可能な最大/最小出力レベル（MW）
Discharge/Charge Economic Max/Min	• 経済的ディスパッチにおいて放電/充電可能な最大/最小出力レベル（MW）
Discharge /Charge Synch/Secondary Max	• アンシラリーサービス（Synchronized/Secondary Reserve）において放電/充電可能な最大出力レベル（MW）
State of Charge Max/Min	• 充電状態（SOC）の上限値/下限値（MWh）
State of Charge	• 1時間あたりの充電状態（SOC） • 入力オプション。入札者によって管理され、ESR の充電状態を反映するために手動で入力 • PJMの価格算定からは対象外
Capacity Resource/Regulation Resource	• 容量リソース/Regulationリソースかどうかを選択
Fixed Gen	• PJMのディスパッチに従うかどうかの運用を選択 • PJMのディスパッチに従わない場合、PJMの価格計算からは対象外
Ancillary Only	• リアルタイム市場でエネルギー市場に参加せず、Regulation又はReserveを提供したい場合選択可能

*1 出所：PJM、PJM Markets Gateway User Guide、2024年7月1日、p.201-215、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

エネルギー市場及びRegulation市場へ参加する場合、他電源同様、DRリソースはRegulationの提供も踏まえた入札情報の登録が求められている

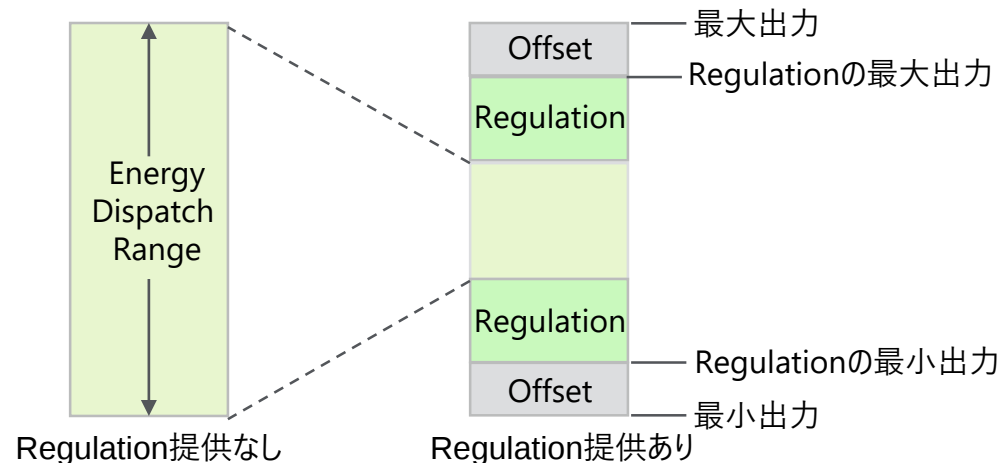
Regulationを提供する場合の入札要件（PJM）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

①市場向けDRの入札方法・価格規律

- DRリソースは、他電源同様に、要件を満たして Regulationを提供する場合、必要なオフセットを考慮したエネルギー及び Regulationそれぞれにおいて、最大/最小の出力制限（MW）、ランプレート（MW/分）を登録する必要がある。
- Regulationを提供するDRリソースを所有する入札者は、PJMからのRegulation（上げ/下げ）の発動に関わる通信に対し、5分以内に入札要件を満たすため、通信応答可能なAutomatic Generator Control（AGC）システムをリソースに導入する必要がある。
- ディスパッチにおいては、Regulationのランプレートが最初に考慮された後、エネルギーのディスパッチが行われる。

－ Regulationを提供する場合の出力の登録区分^{*1}－



^{*1}出所：PJM、PJM Manual 11、2024年12月17日、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.ashx>

PJM、PJM Manual 12：Balancing Operations、2025年1月閲覧、https://learn.pjm.com/pjmfiles/directory/manuals/m12/index.html#Sections/4.3_Regulation.html

NYISOでは、DRリソースについて、2024年よりエネルギー市場、アンシラリーサービス市場、容量市場のいずれかの市場にも参加可能なモデルへの移行を進めている

2024年の変更前後のDRリソースの市場参加モデルの変更（NYISO） *1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

2024年3月まで*2			2024年4月以降*2		
区分	市場参加モデル	参加可能な市場	区分	市場参加モデル	参加可能な市場
Economic Based	Day Ahead Demand Response Program（DADRP）	エネルギー市場 （1日前）		Dispatchable Distributed Energy Resources（DER）Participation Model	以下を選択可能*5 ・エネルギー市場 ・アンシラリーサービス市場 ・容量市場
	Demand-Side Ancillary Services Program（DSASP）	アンシラリーサービス市場 （1日前、リアルタイム）			
Reliability Based	Installed Capacity - Special Case Resource（ICAP-SCR）	容量市場*3 （需給ひっ迫発生予見時）	Reliability Based Non-Dispatchable	Installed Capacity - Special Case Resource（ICAP-SCR）	容量市場*3 （需給ひっ迫発生予見時）
	Emergency Demand Response Program（EDRP）	—*4 （需給ひっ迫発生時）		Emergency Demand Response Program（EDRP）	—*4 （需給ひっ迫発生時）

*1 出所：NYISOの以下の文献よりトーマツ作成
NYISO、NYISO Demand Response Programs Frequently Asked Questions (FAQs) for Prospective Resources、2020年12月16日、<https://www.nyiso.com/documents/20142/1398619/NYISO-Demand-Response-FAQs-for-Prospective-Resources.pdf/0377863d-84a6-de03-7486-f98e23f631e5>
NYISO、NYISO Demand Response Resources、2024年12月3-6日、p.53、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/9-Demand-Response.pdf>
NYISO、Manual 38、Aggregation Manual、2024年4月、p.8-10、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/M-38-Aggregation-Final-v1-0.pdf/488117a-a-43ec-85c3-423d-4aba592e5895?t=1713279580926>
NYISO、Semi-Annual Report on Demand Response Programs、2024年6月3日、<https://www.nyiso.com/documents/20142/43322405/2024-Semi-Annual-Demand-Response-Report.pdf/53221948-e6c8-92ab-a84f-daeb68751247>
*2 NYISO は、2024年4月以降は新たな参加モデルへの移行期間となっており、2025年4月までにこれまでのDSASPおよびDADRPプログラムを廃止予定である。
*3 予見される需給ひっ迫に対応するため、実需旧断面の2時間前までNYISOの要請に応答する。 *4 市場に直接参加していないリソースが対象
*5 アンシラリーサービス市場及び/又は容量市場に参加する場合、エネルギー市場への参加が必要となる。

アンシラリーサービス市場への参加が可能なDSASPモデルは、NYISOの管理でエネルギー市場へスケジュールされ、リアルタイムでNYISOの指示に応じる義務がある

2024年3月までのDRリソースの市場参加モデル（NYISO） *1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

■ Economic Basedのうちアンシラリーサービス市場への参加が可能なDemand-Side Ancillary Services Program（DSASP） は、NYISOによりエネルギー市場へスケジュールされ、リアルタイムでNYISOの指示に応じる義務がある。

区分*2	市場参加モデル	参加可能な市場	容量要件	計測要件	報酬概要
Economic Based	Day Ahead Demand Response Program (DADRP)	エネルギー市場 (1日前)	- 最小1MW - 各LSE又は各ゾーン内での集約が可能	1時間毎	指定された時間における需要削減への応答実績に基づく
	Demand-Side Ancillary Services Program (DSASP)	アンシラリーサービス市場*4 (1日前、リアルタイム)	- 最小1MW - 各ゾーン内での集約が可能	6秒毎	運用予備力及び周波数調整等の出力変動への応答実績に基づく
Reliability Based	Installed Capacity - Special Case Resource (ICAP-SCR) *3	容量市場 (需給ひっ迫発生 予見時)	- 最小0.1MW - 各ゾーン内での集約が可能	1時間毎	NYISO要請への応答実績及び容量の提供に関わるオークション約定価格に基づく
	Emergency Demand Response Program (EDRP) *3	— (需給ひっ迫発生時)	最小0.1MW	1時間毎	NYISO要請への応答実績に基づく

*1 出所：NYISOの以下の文献よりトーマツ作成
NYISO、Introduction to Demand Response、2022年5月17-18日、<https://www.nyiso.com/documents/20142/30712914/Introduction-to-Demand-Response.pdf/193c7e12-3e34-93ee-6d90-ee4e91cf68a1>
NYISO、NYISO Demand Response Programs Frequently Asked Questions (FAQs) for Prospective Resources、2020年12月16日、<https://www.nyiso.com/documents/20142/1398619/NYISO-Demand-Response-FAQs-for-Prospective-Resources.pdf/0377863d-84a6-de03-7486-f98e23f631e5>

*2 Economic BasedとReliability Basedの市場参加モデルに同時に参加する場合は、それぞれの区分で1つずつ市場参加モデルを選択することが可能となっており、Reliability Basedの市場参加モデルがNYISOの要請に応じた負荷削減対応中は、Economic Basedの市場参加モデルではリアルタイムにおけるディスパッチがなされない。

*3 EDRP、ICAP-SCRへ登録されているリソースのうち、電力需要が集中するニューヨーク市内等に設置されているリソースは、送電事業者の要請に応じて負荷削減が可能な場合、Targeted Demand Response Program（TDRP）への参加が可能となっている（要請への対応は義務ではない）。

*4 Regulation Service、Spinning Reserve、Non-Spinning Reserveの区分で参加が可能。

旧モデルでは、主に事前に計画された1MW以上の負荷削減リソースを対象としていたが、新モデルでは、リアルタイムでのディスパッチ及びより小規模なリソースの参加を可能とした

主な小規模分散型電源の市場参加モデルの変更概要（NYISO）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

	旧モデル		新モデル
	Day Ahead Demand Response Program (DADRP)	Demand-Side Ancillary Services Program (DSASP)	Dispatchable Distributed Energy Resources (DER) Participation Model
参加可能な市場	エネルギー市場 (1日前)	アンシラリーサービス市場*2 (1日前、リアルタイム)	以下を選択可能*3 ・ エネルギー市場（1日前、リアルタイム） ・ アンシラリーサービス市場*4（1日前、リアルタイム） ・ 容量市場
容量要件	・ 最小1MW ・ 各LSE又は各ゾーン内での集約が可能	・ 最小1MW ・ 各ゾーン内での集約が可能	・ 最小0.1MW*5 ・ 最大20MW（発電リソースのみ） ・ 各ゾーン内での集約が可能
計測要件	1時間毎	6秒毎	6秒毎
報酬概要(基準)	指定された時間における需要削減への応答実績に基づく	運用予備力及び周波数調整等の出力変動への応答実績に基づく	アグリゲーションレベルでの充放電や電力供給、需要削減の応答実績に基づく

*1 出所：NYISOの以下の文献よりトーマツ作成
NYISO、NYISO Demand Response Resources、2024年12月3-6日、p.53、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/9-Demand-Response.pdf>
NYISO、Manual 38、Aggregation Manual、2024年4月、p.8-10、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/M-38-Aggregation-Final-v1-0.pdf/488117a-a-43ec-85c3-423d-4aba592e5895?t=1713279580926>
NYISO、Semi-Annual Report on Demand Response Programs、2024年6月3日、<https://www.nyiso.com/documents/20142/43322405/2024-Semi-Annual-Demand-Response-Report.pdf/53221948-e6c8-92ab-a84f-daeb68751247>
NYISO、Distributed Energy Resources (DER) Participation Model、2025年2月閲覧、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3036853/DER-Participation-Model.pdf/4f3d1f09-ffd5-41ac-7475-ce952d221e56>
*2 Regulation Service、Spinning Reserve、Non-Spinning Reserveの区分で参加が可能
*3 アンシラリーサービス市場及び/又は容量市場に参加する場合、エネルギー市場への参加が必要となる。
*4 Regulation及び/又はOperating Reserves（Spinning Reserve、10-minute Non-Synchronized Reserve、30-Minute Reserve）が対象となる。
*5 あわせて最小供給継続時間（1時間）を満たす必要がある。

NYISOでは、市場参加におけるDR、電力貯蔵リソース特有の入札情報が存在し、入札時間ごとの運用制限容量及び平常時/緊急時のRamp Rateを入札する必要がある

小規模分散型電源の特性を踏まえた入札情報（NYISO）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

区分	入札情報	概要
共通	Dispatch Curve	• 任意の最大11セグメントから構成される、出力毎のエネルギー価格（\$/MW）
	Opportunity Cost	• 機会費用（\$/MW）（全電源が対象で、入札曲線に応じて提出可能）
	Start-up Cost	• 起動コスト（\$）（ESR、アグリゲーションリソースは入力の対象外）
	Minimum Generation Cost	• 最小発電コスト（\$）（ESR、アグリゲーションリソースは入力の対象外）
	Minimum Generation	• 最小発電量（MW）（ESR、アグリゲーションリソースは入力の対象外）
	Upper/Lower Operating Limit	• 運用可能な最大/最小容量（MW） ➢ エネルギー及びアンシラリーサービスを供給する入札する際の1時間毎の値を指定
	Ramp Rate	• エネルギー及びアンシラリーサービスの入札で平常時/緊急時のRamp Rateを入力 • DRリソースでRegulation及びReserveを供出する際は、緊急時Ramp Rate > 平常時Ramp Rateで入力
DRリソース	Amount of Demand Reduction	• DRリソースが参加する市場の各時間帯においてコミットメント可能な需要削減量（MW）
	Bid price of Demand Reduction	• DRリソースが需要削減のディスパッチコミットメントに参加する際の最低価格（\$） ➢ 月次のNet Benefit Testのフロアプライス以上の価格を入力
電力貯蔵リソース	Lower/Upper Storage Limit	• ESRの貯蔵可能なエネルギーの最小/最大量（MWh）
	ESR Beginning Energy Level	• 1日前市場の取引開始時点における貯蔵可能なエネルギー量に対する貯蔵エネルギー量の比率 ➢ 入力する比率は、下限貯蔵レベル以上かつ上限貯蔵レベル以下に設定
	ESR Energy Management Mode	• ESRのエネルギーレベルの管理方法として「ISO Managed」、「Self-Managed」を選択 • 「ISO Managed」の場合、NYISOは、動作可能な最大/最小容量及びESR Beginning Energy Levelを考慮して、スケジューリングの最適化を実施 • 「Self-Managed」の場合、Lower/Upper Storage Limit及びESR Beginning Energy Levelはスケジューリング、市場最適化において考慮の対象外
	Co-Located Storage Resource (CSR) Injection/Withdrawal Limit	• 併設型の貯蔵リソースの場合の放電（供給）/充電（需要）の最大量（MW）

*1出所：NYISO、Market Administration and Control Area Services Tariff、2024年7月、https://nyisoviewer.etariff.biz/ViewerDocLibrary/MasterTariffs/9FullTariffNYISOMST_20240730_1.pdf

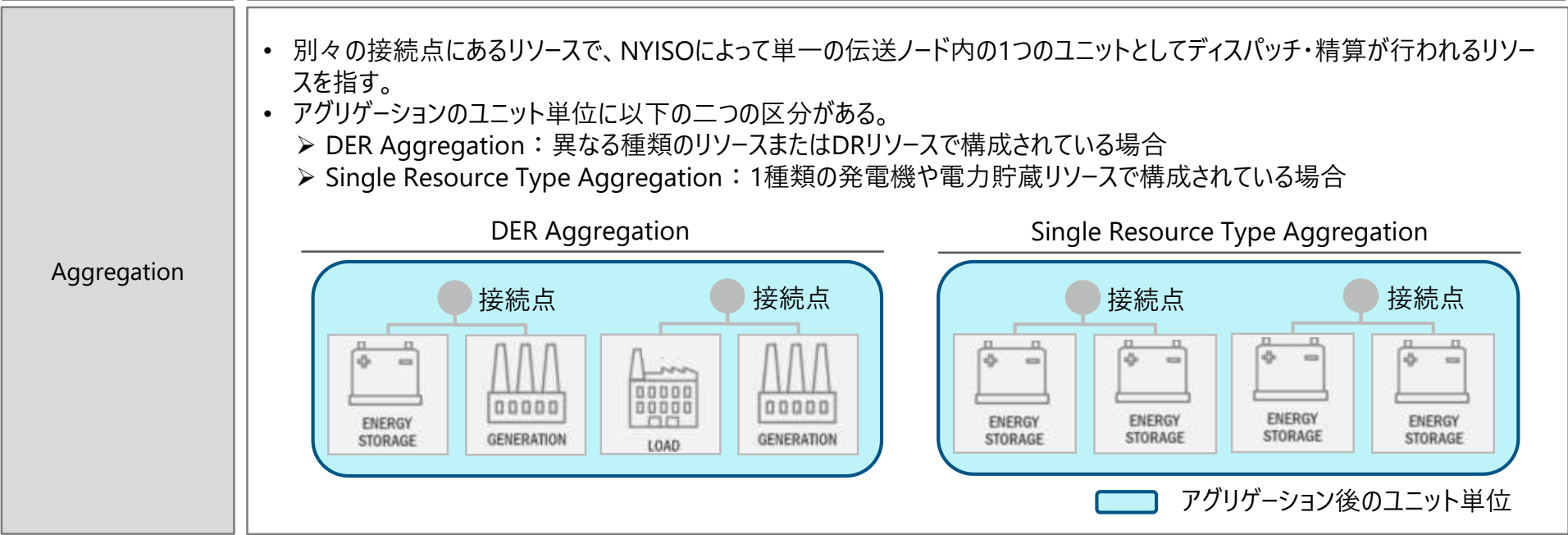
NYISOでは、アグリゲーションの定義を、単一の伝送ノード内の別々の接続点にあるリソースを集約することで1つのユニットとしてディスパッチされるリソースと定めている

(参考) アグリゲーションについて (NYISO) *1,2

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取り扱い
①市場向けDRの入札方法と価格規律

用語

概要



*1 出所：NYISO、NYISO Demand Response Resources、2024年12月3-6日、p.37、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/9-Demand-Response.pdf>

*2 出所：NYISO、Manual 38 Aggregation Manual、2024年4月、p.2、p.6～8、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/M-38-Aggregation-Final-v1-0.pdf/488117aa-43ec-85c3-423d-4aba592e5895?t=1713279580926>

NYISOでは、NYISOの指示に従って負荷削減が可能なリソース（DRリソース）はDERの一つに区分されている

（参考）DERについて（NYISO）^{*1,2}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取り扱い
①市場向けDRの入札方法と価格規律

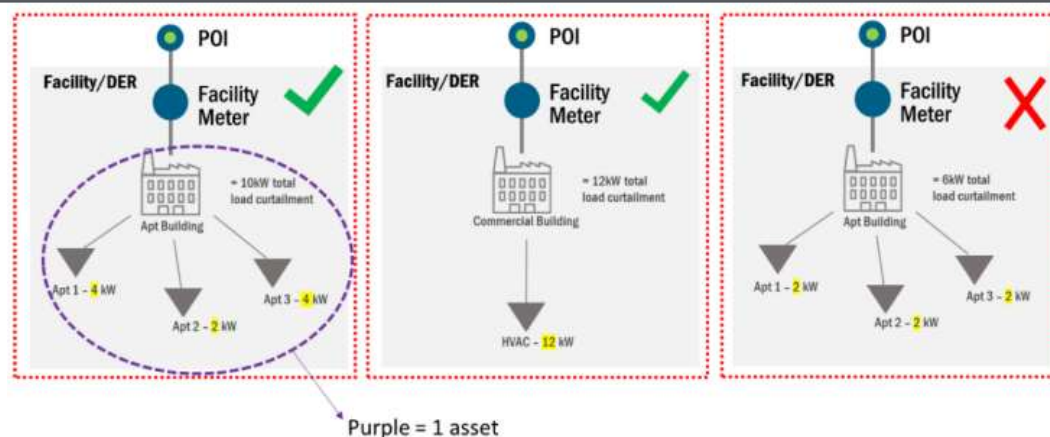
用語

概要

Distributed
Energy Resource
(DER)

- DER は、NYISO管内の電力系統に接続されている、以下のいずれかの要件を満たすリソースである。
 - 一つの接続点にて2つ以上の異なる種類のリソース（例：変動型電源と電力貯蔵リソース）で構成されており、最大の供給電力が20MW以下のリソース
 - 負荷削減が可能なDRリソース^{*3}
 - 最大の供給電力が20MW以下の発電リソース
- 各接続点におけるDERの合計容量が10kW以上である。
- 一つの接続点において構成される各DERの数に制限はない。

DERの要件適否の事例（負荷削減能力のみを備えたサイトの場合）



*1 出所：NYISO、NYISO Demand Response Resources、2024年12月3-6日、p.37、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/9-Demand-Response.pdf>

*2 出所：NYISO、Manual 38 Aggregation Manual、2024年4月、p.2-3、Appendix B、<https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/M-38-Aggregation-Final-v1-0.pdf/488117aa-43ec-85c3-423d-4aba592e5895?t=1713279580926>

*3 DRリソースは①需要施設自体が電力需要の抑制を行う、②需要施設内に設置された発電機の発電で電力需要の抑制を行う、③①と②の組み合わせ、のいずれかのタイプに区分され、いずれのタイプもNYISOの指示に従って、需要を制御できる必要がある。

FERCは、各ISO/RTOに対し、DRリソースが市場全体のコスト削減に寄与する場合のLMPでの補償や全電源を対象にした変動コストの適切な補償のためのコスト確認プロセスの設定を要求している

入札価格の価格規律及び補償に関わる要求内容*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

項目	Order 745	Order 831
発令時期	2011年	2016年
対象リソース	DRリソース	電力貯蔵リソース、DRリソースを含むすべてのリソース
目的	電力市場へ参加するDRリソースの参加障壁を取り除き、競争力を確保する。	エネルギー市場における価格形成を改善し、リソース側が負担するコスト（変動する燃料コスト等）を適切に補償し、リソースの種類に関係なく最も経済的なリソースが市場参加できるようにする。
要求内容	各ISO/RTOに対し、Net Benefit Testを実施し、他電源と同様に需給バランスを取る能力があり、かつそのDRリソースに費用対効果があると判断される場合（電力消費の削減によるLMPの低下等、市場全体のコスト削減効果があると判断され、市場全体のコスト削減額がDRリソースへの支払い額を上回る場合に、その差額分）には、DRリソースの需要削減に対しLMPで補償するように要求した。	- 各ISO/RTOに対し、以下のいずれか高い方を入札価格の上限に設定し、上限を超えるincremental energy offersがある場合のコストを確認するプロセスを設定する（超過の場合も承認されれば、上限を超過するコストオフアーも認める）ように要求した。 ➢ \$1,000/MWh（soft offer cap） ➢ 検証済みのコストベースのincremental energy offer（上限\$2,000/MWh）

*1 出所：FERC、Order No.745、2011年3月15日、<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/OrderNo.745.pdf>
FERC、Order No.831、2016年11月17日、<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/OrderNo.831.pdf>

CAISOでは、入札価格上限を超過した際のコスト確認プロセスに電力貯蔵リソースのSOC制約に起因する各時間で変動する機会費用分を反映するため、価格規律を検討している

電力貯蔵リソースの入札価格規律（CAISO）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

項目	概要
コスト確認プロセスの概要	Reference Level Change Request（RLCR）プロセスにおいて、実際の燃料コストとCAISOの市場システムがDefault Energy Bids（DEB）*2の計算に使用したコストとの間に差が生じている場合、燃料コストの変化に応じて、要求されたDEB調整を検証するように設計されている。
電力貯蔵リソース等に係る課題	- リアルタイム市場において電力貯蔵リソースや水力発電リソースは、SOCや貯水量等の制約により最も経済的な時間帯での入札ができない場合がある。 - 但し、現行のコスト確認プロセスでは、DEB計算において、上記のような時間ごとに変動する機会費用が反映できないため、設定された価格上限を超えて入札できない。
課題に対するISOの提案内容	- 全リソースを対象にDEBのエネルギー入札上限を\$1,000/MWhから\$2,000/MWhに引き上げ - DEBで既に定義されている機会費用が\$1,000/MWhを超える場合でも、その機会費用を反映した値まで入札可能 - 電力貯蔵リソースの入札上限を以下の3つのうちの最も高い価格となるように暫定的に変更*3 \$1,000/MWh - 当日の4番目に高い輸入入札価格 - 任意の時間におけるコスト検証済みオファーの最高価格

*1 出所：CAISO、Rules for bidding above the soft offer cap Draft Final Proposal、2024年5月2日、<https://stakeholdercenter.caiso.com/InitiativeDocuments/Draft-Final-Proposal-Price-Formation-Enhancements-May-2-2024.pdf>
Department of Market Monitoring、Comments on Price Formation Enhancements: Rules for Bidding above the Soft Offer Cap Draft Final Proposal、2024年5月8日、<https://www.caiso.com/Documents/DMM-Comments-on-PFE-Rules-for-Bidding-above-the-Soft-Offer-Cap-Draft-Final-Proposal-May-8-2024.pdf>

*2 市場参加者が市場支配力を持つ可能性がある状況におけるリソースの競争限界コストで、市場支配力を軽減するために使用されるコストベースの基準価格として機能する。

*3 時間ごとに変動する機会費用の反映については、引き続き短期的な実装を目指して価格規律の検討を実施中で、暫定的な変更としてCAISOから提案されている。

CAISOでは、電力貯蔵リソースのState of Charge（SOC）制約に起因する機会費用の補償のための適切なBid Cost Recovery（BCR）の計算方法を検討している

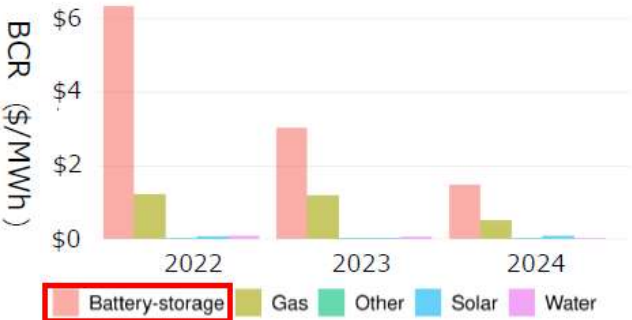
電力貯蔵リソースの機会費用の補償（Bid Cost Recovery）（CAISO）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

電力貯蔵リソースの運用特性を踏まえた費用補償の課題

- 電力貯蔵リソースは、Start-Up Cost等のないコスト情報がなく、任意の時点におけるSOC（State of Charge）保持に係る機会費用も把握されていない。
- 一方で、急激な需要変動への対応や市場価格の変動により、充電不足や過剰充電が生じることで、1日前市場での約定をふまえたリアルタイム市場でのディスパッチのための必要なSOCを維持できない状況が生じている。
- この状況において、リアルタイム市場では、メリットオーダーでの充電、放電を放棄する指令を出すため、戦略的に機会費用の補填のためのBid Cost Recovery（BCR）の対象となるよう入札行動も確認され、SOC制約のない他電源と比べ、BCRの支払いが高くなっている。

ーリソース別のBid Cost Recovery（\$/MWh）^{*1}ー



課題への対応状況

- NGRリソースとして市場参加している電力貯蔵リソースのリアルタイム市場におけるBCRの計算方法を検討している。

状況	リアルタイム市場でのディスパッチ指示	
	計画より増加	計画より減少
BCRの計算方針	- BCRの計算において次のうち、低い価格を用いる - リアルタイム市場における入札価格 - 前日LMP、Default Energy Bids（DEB）価格、リアルタイムLMPのうち、最も高い価格	- BCRの計算において次のうち、高い価格を用いる - リアルタイム市場における入札価格 - 前日LMP、Default Energy Bids（DEB）価格、リアルタイムLMPのうち、最も低い価格

^{*1} 出所：CAISO、Tariff Amendment to Prevent Unwarranted Bid Cost Recovery Payments to Storage Resources, and Request for Effective Date on Shortened Notice, 2024年11月、p.9-23、<https://www.caiso.com/documents/nov-26-2024-tariff-amendment-bid-cost-recovery-to-storage-resources-er25-576.pdf>

NYISOでは、前日市場及びリアルタイム市場の各時間帯における機会費用について、過去の各時間における平均LBMPとSOC等の入札情報に基づいて計算している

電力貯蔵リソースの機会費用の計算方法（NYISO）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

- 電力貯蔵リソースについて、前日市場及びリアルタイム市場における全ての時間帯を対象に、NYISO による最適なスケジューリングの推定と、推定スケジュールから逸脱する場合の機会費用を計算している。
- 計算方法は以下のとおりとなっている。
 - 基準価格（Expected LBMPs）として、過去30日間の前日市場のLBMPを用いて、各時間の平均LBMPを算出する。
 - 算出した各時間帯における基準価格からエネルギー曲線の各セグメント（MW出力）における各時間帯の最大収益を算出する。最大収益の算出に当たっては、1日前市場の取引開始時点におけるSOC等の入札情報を踏まえる。
 - エネルギー曲線のセグメント間の最大収益の差から、各時間の各セグメントにおける機会費用を算出する。

電力貯蔵リソースの機会費用の計算方法^{*1}

$$OC = LBMP_H - \frac{(\pi - \pi^*)}{MW_{\pi} - MW_{\pi^*}}$$

$LBMP_H$

時間帯Hにおける基準価格

π

時間帯Hにおける特定の出力Mにおける最大収益

π^*

時間帯Hにおける特定の出力M-1における最大収益

MW_{π}

時間帯Hにおける特定の出力M

MW_{π^*}

時間帯Hにおける特定の出力M-1

^{*1} 出所：NYISO、Manual 34 Reference Level Manual、2023年5月、p.41、<https://www.nyiso.com/documents/20142/37431277/Reference%20Level%20Manual%20-%20Revised.pdf/c3e17dac-2427-a766-c113-da3f930aaaa4>
NYISO、Energy Storage Resources: Opportunity Costs and Mitigation Measures、2019年12月、https://www.nyiso.com/documents/20142/9802057/ESR%20-%20MIWG%20-%202012_17_19.pdf/1dfbbd94-d9fe-0cad-bbf0-775950f723bd

FERCは、2008年に発令したDRリソースの市場への参入障壁撤廃を皮切りに、電力貯蔵リソースやアグリゲーションされた小規模分散型電源への参入障壁撤廃に取り組んでいる

再掲

小規模分散型電源の市場参入障壁撤廃に関わるFERC Orderの発令状況*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

	調査項目①	Order 719	調査項目①	Order 841	調査項目②	Order 2222
発令時期		2008年		2018年		2020年、2021年
目的		DRリソースの市場への参入障壁の撤廃		電力貯蔵リソースの市場への参入障壁の撤廃		アグリゲーションされた小規模リソース（DERアグリゲーション）の市場への参入障壁の撤廃
背景		スマートメーター活用を含む省エネ等の推進に寄与するDRリソースの市場における扱いを他リソースと同等にすることで卸売電力価格を適正化し、電力市場の経済的運営の改善を図る狙いがあった。		発令前から市場に参入できていた揚水発電以外の電力貯蔵リソースについて、運用上の特性等が把握できていないため、市場への参入障壁を有する可能性が懸念されていた。		市場ルールが従来電源向けに設計されている中で、DERアグリゲーションの市場参加により、各ISO/RTOの市場運営における管理コストの増加等が懸念されていた。
内容		- DRのアンシラリーサービス市場への入札の許可 - アグリゲーターによるDRの卸売市場への入札の許可 - DRの市場への参入障壁の撤廃に関わる更なる検討要請 - 需給ひっ迫時にRT市場において、1日前市場時点より少ない電力を購入した需要家へのペナルティの廃止		- 電力貯蔵リソースの卸売、アンシラリーサービス、容量市場への入札の許可 - 物理的な運用特性を踏まえた入札要件の検討要請 - 市場への参加最小容量の指定 - 市場で販売された電力貯蔵リソースの転売時の価格指定		- DERアグリゲーションの市場への入札の許可 - 物理的な運用特性を踏まえた入札情報の登録要件の検討要請 - 市場への参加最小容量の指定 - アグリゲーション範囲要件の検討要請 - 入札パラメーター、計測・テレメトリー要件の検討要請 - ISO/RTOとアグリゲーター、配電事業者等との調整方法の検討要請

*1 出所：FERC、Demand Response、2024年6月閲覧、<https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/demand-response>
 FERC、Order No.719、2008年10月17日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-719>
 FERC、Order No.841、2018年2月15日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>
 FERC、FERC Order No. 2222 Explainer: Facilitating Participation in Electricity Markets by Distributed Energy Resources、2024年6月閲覧、<https://www.ferc.gov/ferc-order-no-2222-explainer-facilitating-participation-electricity-markets-distributed-energy>
 FERC、Order No.2222、2020年9月17日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf

DERには、従来の発電リソース等の代替または強化が可能なリソースとして、DRや電力貯蔵の他、蓄熱や電気自動車等のリソースも対象として含まれている

再掲

各FERC Orderの発令対象となっているリソースの概要*1,2,3

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

	調査項目① Order 719	調査項目① Order 841	調査項目② Order 2222
対象リソース	Demand Response Resource*1	Electric Storage Resource*2	Distributed Energy Resources*3
概要	- 発電リソースの代替として、需要と供給のバランスを取ることが可能なリソース - 電気料金の変化や卸売市場価格の高騰、システムの信頼性への影響が懸念されている時に電気使用量を削減することで、対価を得られるように設計されているリソース	- 媒体（バッテリー、フライホイール、圧縮空気、揚水発電等）に関係なく、送電網から電力を受け取り、後で送電網に電力を供給するために電力を貯蔵できるリソース - 送電システム、配電システム、またはビハインド・ザ・メーターのリソースが該当 - 電力貯蔵リソースの対象除外要件は以下のいずれかの場合 - 設計等により送電網に電力供給することが物理的に不可能なリソース - 契約上、送電網に電力供給することが禁止されているリソース	- 従来の発電リソース等の代替または強化が可能なリソース（小規模発電、貯蔵リソース等） - 例として以下のようなリソースがあげられる - 電力貯蔵（Electric storage） - 分散型発電（Distributed generation） - DR（Demand Response） - 蓄熱（Thermal storage） - 電気自動車及びその充電装置（Electric vehicles and their charging equipment）

*1 出所：FERC、Reports on Demand Response and Advanced Metering、2024年8月閲覧、<https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/demand-response/reports-demand-response-and-advanced-metering>
FERC、Demand Response、2024年8月閲覧、<https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/demand-response>

*2 出所：FERC、Order No.841、2018年2月15日、<https://www.ferc.gov/media/order-no-841>

*3 出所：FERC、FERC Order No. 2222: Fact Sheet、2024年8月閲覧、<https://ferc.gov/media/ferc-order-no-2222-fact-sheet>

FERC Order 2222の発令前からCAISOやNYISOでは、DERのアグリゲーションを認めるようTariffの要件を改定した

各ISOがDERアグリゲーションの市場参入を可能とした背景*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

ISO	背景
CAISO	- CAISOは2015年以来、DERの市場参加を促進するためのTariffの改訂等を検討 - 単独のDERでは、市場の参加要件（0.5MW以上）を満たすことができない場合があることから、CAISOはDERのアグリゲーションの市場参加を進める方針とした。 - CAISOは、2016年3月に、DERのアグリゲーションがエネルギー、アンシラリーサービス市場への参加を可能とするためのTariffの改定案を提出し、同年6月にFERCからの承認を受けた。
NYISO	- NYISOは、2017年2月にDERの市場参加の促進に関わるロードマップ（DER Roadmap）を発行し、同年12月には具体的な市場設計案（DER Market Design Proposal）を発行 - 市場設計案では、DERが市場の参加要件を満たすために、アグリゲーションとしての参加を認めることが市場とDER事業者の双方に有益であるとして、アグリゲーション可能な範囲等の要件等が検討された。 - NYISOは、2019年6月にDERのアグリゲーションが各市場（エネルギー、アンシラリーサービス、容量市場）への参加を可能とするためのTariffの改定案を提出し、2020年1月にFERCより承認を受けた。

*1 出所：EPRI、Distributed Energy Resource Aggregation Participation in Organized Markets、2021年2月、<https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002020586/0/Product>
CAISO、Tariff filing、2016年3月、https://www.caiso.com/Documents/Mar4_2016_TariffAmendment_DistributedEnergyResourceProvider_ER16-1085.pdf
NYISO、Tariff filing、2019年6月、<https://nyisoviewer.etariff.biz/ViewerDocLibrary/Filing/Filing1485/Attachments/20190627%20Trnsmttl%20Ltr%20DER%20205%20Flng.pdf>

CAISOでは、DERアグリゲーションは、送電系統に悪影響を及ぼさないPNodeの設定や入札最大容量の制限により適切な混雑管理をしている一方、PJMでは、集約ノード間での価格分離の懸念を示している

DERアグリゲーションに関わる評価・課題認識*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

	評価・コメント	課題認識・評価に対する助言
FERC Order 2222発令前	（CAISO）DERのアグリゲーションの範囲を広げることで、取引コストが削減され、アグリゲーターが市場での運用に適したサイズのDERをアグリゲーションしやすいため、DERの市場参入の増加を期待できる。 （CAISO）PNode間の価格差を最小限に抑える「sub-LAP」や入札最大容量の制限（最大20MW）の設定により、LMPや混雑管理に悪影響は出ていない。	（CAISO）sub-LAP定義後も特に配電系統におけるDERのアグリゲーションの場合、送電系統の信頼性への影響の観点から、送電事業者と配電事業者が連携して送電系統の混雑状況やLMPを監視する必要がある。
FERC Order 2222発令後	（Eversource）入札最大容量の制限によって、広範な範囲でアグリゲーションをする場合の負の影響も軽減できる。*2 （MISO、Tesla/Solar City）DERのアグリゲーションの入札最小サイズ要件が100kWであれば、合理的な範囲での開発が可能になるため、地理的に広範な範囲でアグリゲーションをする必要性が減少し、送電系統の信頼性リスクが低減される可能性がある。*2	（NYISO）複数の伝送ゾーンにまたがるアグリゲーションは、LMPの価格分離等の管理上・運用上の問題を引き起こす懸念がある。*2 （PJM）過去の各ノードのLMP価格を用いた分析から、複数ノード間でのアグリゲーションにより市場運用に影響を及ぼす懸念がある。*3 （NREL）配電系統の信頼性や安全性の維持の観点からISO/RTOは配電事業者との運用調整を継続する必要がある。*4

Q：入札最大容量の制限をすることの混雑管理等への有効性は？
A：最大容量を制限することでDERアグリゲーション内のリソース間の融通の幅を管理することができると想定され、上限の設定により混雑管理への悪影響を防いでいる可能性がある。（仮説を含む）

*1 出所：CAISO、Post-Technical Conference Comments of the California Independent System Operator Corporation、2018年6月26日、https://www.caiso.com/Documents/Jun26_2018_Post-TechnicalConferenceComments-Participation_DERA_MarketsOperated_RTOISO_RM18-9.pdf
*2 出所：FERC、FERC Order 2222、2020年9月17日、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-09/E-1_0.pdf
*3 出所：PJM、Re: PJM Interconnection L.L.C., Docket No. ER22-962-00_Order No. 2222 Compliance Filing of PJM Interconnection, L.L.C.、2023年9月1日、<https://www.pjm.com/directory/etariff/FercDockets/7547/20230901-er22-962-005.pdf>
*4 出所：NREL、A Primer on FERC Order No. 2222: Insights for International Power Systems、2021年9月、<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80166.pdf>

DERアグリゲーションの市場参加に関わるFERC Order 2222への反映状況について、CAISOは2024年11月を予定しており、その他のISOは2026年中を予定している

各ISO/RTOにおけるFERC Order 2222への対応状況^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

		CAISO	PJM	NYISO	ISO-NE
Order 2222の反映予定時期		2024年11月	2026年第1四半期	2026年末	2026年11月
最小入札容量		100kW			
PNodeをまたぐアグリゲーションに関わる入札要件 ^{*2}	アグリゲーションの地理的な範囲	12,000を超えるPNodeを集約した約20の各Sub-LAP内	単一のPNode内 ※リソース構成や容量、入札方法等の制約の下では、伝送ゾーン内も可	11の伝送ゾーン（T-node）内	1,000を超えるPNodeを集約した約20の各DRR Aggregation Zone内
	最大入札容量	20MW	167MW（PJM管内全体）	供給側：20MW 需要側：制限なし	制限なし（個々のDERは5MW未満）
	その他の主要要件	－	セルフスケジュール入札 ^{*4}	－	－
登録レビュー概要		アグリゲーターの提出書類に基づき、配電事業者が配電系統への接続、負荷への影響の確認を行い、送配電系統に与える安全性、信頼性の影響、二重登録の防止等を確認し、必要に応じ登録内容の見直しを要求			
登録レビュー期間		30日間	45～60日間	60日間	60日間
潮流計算主体		ISO/RTO			
精算方法		DF ^{*3} に基づくLMPの加重平均値とDERアグリゲーション全体の出力実績に基づき実施	－ （情報が見当たっていない）	DFに基づくLMPの加重平均値と、DERA全体の出力実績に基づき精算	ゾーン内の各PNodeのDFに基づいて、ゾーンLMPを設定し精算

^{*1} 出所：FERC、各ISO/RTO等の2024年10月現在で公開されている情報の閲覧に基づきトーマツ作成
^{*2} FERC Order 2222では、集約ノードをまたいでアグリゲーションを実施する場合の制約要件を明示していないが、各ISOにおける制約条件を整理
^{*3} Distribution Factor：複数のPNodeにまたがるDERアグリゲーションにおいて、各PNodeにおけるDERの出力の割合を示す係数
^{*4} その他、DERの構成として、「100kW未満の容量を持つDERを1つ以上含めること」及び、「100kWを超える容量を持つDERが含まれる場合、他のDERの合計容量を100kW未満とすること」を条件として設定

Sub-LAPは混雑管理に関わるコスト変動をヘッジするための混雑収益権のために設定され、DR等のディスパッチによる混雑発生を抑制するためのPNode区分としても運用されている

Sub-LAPの設定の経緯（CAISO）^{*1}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

①市場向けDRの入札方法・価格規律

- Sub-LAPは、各Utilityの管轄区域として設定されたLAP内において、LMPに基づいて混雑管理に関わるコストの変動をヘッジするための混雑収益権（CRR）の設定のために開発された。
- DRリソース等のディスパッチによる追加の混雑発生を抑制するためのPNodeの区分としても運用されている。

CAISO管内のPG & E社のサービス範囲内におけるSub-LAP分布図（2017年）^{*2}



^{*1} 出所：CAISO、Proxy Demand Resource（PDR）& Reliability Demand Response Resource（RDRR）Participation Overview、2024年7月10日閲覧、https://www.caiso.com/Documents/PDR_RDRRParticipationOverviewPresentation.pdf

CAISO、Congestion revenue rights、2024年7月11日閲覧、<https://www.caiso.com/market-operations/products-services/congestion-revenue-rights>

CAISO、CRR Enhancements CAISO Policy Roadmap、2024年4月、<https://stakeholdercenter.caiso.com/RecurringStakeholderProcesses/Annual-policy-initiatives-roadmap-process-2024>

^{*2} 出所：BERKLEY LAB、Demand Response Potential for California SubLAPs and Local Capacity Planning Areas:An Addendum to the 2025 California Demand Response Potential Study – Phase 2、2017年4月、https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/2025_dr_study-phase_2_addendum.pdf

FERCはPJMによるLMPの価格分離に関わる分析を踏まえ、アグリゲーション範囲を単一のPNode内とする基本方針及び複数のPNodeをまたぐアグリゲーションの要件を承認した

複数のプライシングノードをまたぐアグリゲーションの検討経緯（PJM）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

①市場向けDRの入札方法・価格規律

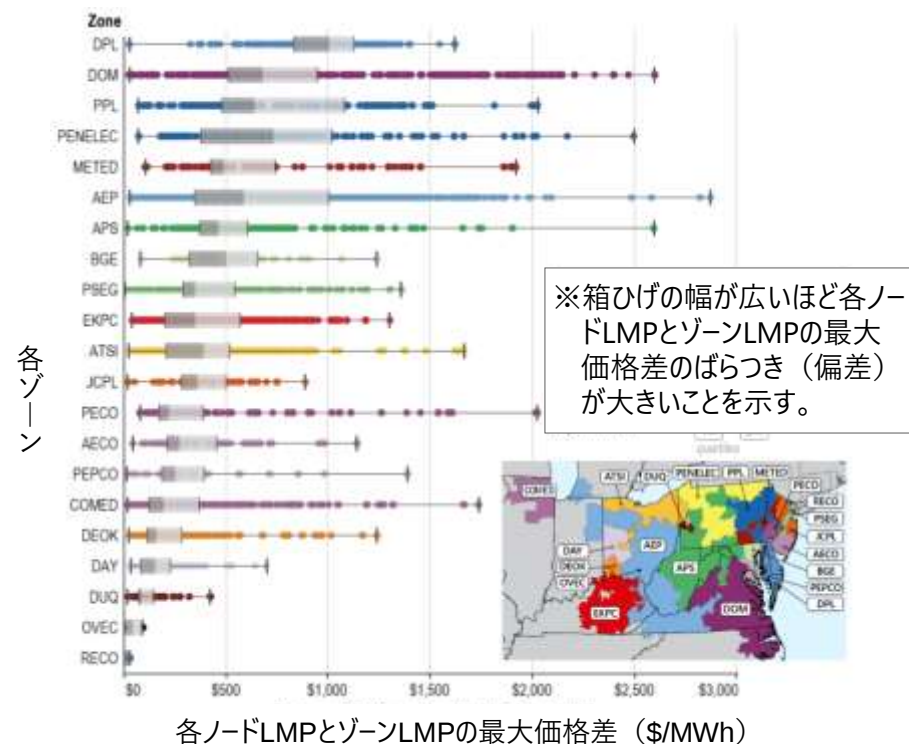
- FERCは、PJMが示した価格分離の程度^{*2}に基づくアグリゲーションの地理的範囲を単一のPNodeに制限する基本方針を承認した。

- ゾーンLMPとゾーン内の各ノードのLMPとの最大価格差が5ドル未満^{*3}のノードは約1%であり、市場運用に影響を及ぼす可能性がある。
- アグリゲーション範囲を変電所単位とした場合も、変電所内のノード数が増加するにつれて、市場運用上の影響が生じる可能性がある。

- また、FERCはPJMとの協議を踏まえ、PJMが示した複数ノード間のアグリゲーションの要件を承認した。

- 100kW未満の容量を持つDERを一つ以上含めること。
- 100kWを超える容量を持つDERが含まれる場合、他のDERの合計容量を100kW未満とすること。
- 卸電力市場においてセルフスケジュール電源として扱うこと
- 合計容量は167MW^{*4}を超えないものとする。

各伝送ゾーンにおけるノードLMPとゾーンLMPの最大価格差（PJM）*1



*1 出所：PJM, Re: PJM Interconnection L.L.C., Docket No. ER22-962-00_Order No. 2222 Compliance Filing of PJM Interconnection, L.L.C.、2023年9月1日、<https://www.pjm.com/directory/etariff/FercDockets/7547/20230901-er22-962-005.pdf>

PJM, PJM Interconnection, L.L.C. Docket No. ER22-962-005 ORDER ON COMPLIANCE FILING、2024年7月25日、<https://www.pjm.com/directory/etariff/FercOrders/7722/20240725-er22-962-005.pdf>

*2 11,000を超えるPNodeの2018年6月から2023年5月までの5年分のLMP価格データに基づく分析

*3 PJMは、各ノードのLMPとゾーンLMP等との最大価格差が5ドル未満であれば、市場運用上の影響は少ないと判断

*4 DERアグリゲーターの市場参加を予定する2026/27年に予想されるピーク負荷の0.1%であり、PJMは、他の3つの条件を満たしつつ、167MWまでのマルチノード集約を許可してもグ

93 リッドの運用に問題は生じないと判断しており、DERの普及率に応じて、合計容量の上限は見直す方針

FERCは複数のプライシングノードをまたぐアグリゲーションの制約条件に関わる利害関係者の各意見に対し、PJMが分析及び設定した制約条件が妥当であるとの見解を示している

複数のプライシングノードをまたぐアグリゲーションの検討に関わる議論（PJM）

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

意見区分		立場	利害関係者 ^{*2} の主な意見	FERCの見解
PJMの分析内容 （追加分析の必要性）		制限すべきではない	• 最大偏差が適切な集約エリアの唯一の決定要因ではないのではないか、分配係数を考慮すれば、影響は小さいのではないか（AEMA）	PJMの分析は妥当
複数のプライシングノードをまたぐアグリゲーションの制限	最大入札容量	制限すべきではない	• DRではより大きな容量のディスパッチを可能としており制限が厳しい（AEMA） • ノードあたりの平均集約サイズが16.7kWとなるため、制限が厳しい（AEU/SEIA）	ピーク負荷の0.1%としているPJMの最大入札容量制限は妥当
		制限すべき	• 167MWの上限が配電会社の信頼性の懸念を軽減するかどうかは不明（AEP）	
	セルフスケジュール入札	制限すべきではない	• セルフスケジュール要件により、DRや各DERを含む制約管理のためのマルチノード集約の使用が妨げられる可能性がある（Tesla）	技術的な実現可能性が考慮された要件で妥当
入札、モニタリング方法に関わる制限 （追加制限の必要性）		制限すべき	• 複数のプライシングノードでのアグリゲーションを実施する場合、信頼性の懸念を解消し、価格分離の影響を軽減するために以下のような追加の安全策が必要（AEP） ➢ DERのアグリゲーションを行うリソースには、PJMへの登録前の過去1年間に価格分離が発生しているノード間のDERを含めるべきではない ➢ 入札後、2つのノード間で価格の分離が発生した場合は当該DERの参加を停止するべき ➢ 負荷フローのモデリングと追跡を強化するために、複数のプライシングノードの範囲を電氣的に近い2つまたは3つのノードに制限するべき	PJMが検討した要件が妥当であり、追加の安全策は不要

*1 出所：PJM、PJM Interconnection, L.L.C. Docket No. ER22-962-005 ORDER ON COMPLIANCE FILING、2024年7月25日、<https://www.pjm.com/directory/etariff/FercOrders/7722/20240725-er22-962-005.pdf>

*2 AEMA：Advanced Energy Management Allianceの略、DERの導入障壁の撤廃のために政策提言等を行う団体
AEU：Advanced Energy Unitedの略、100%クリーンエネルギーの達成を目標としている企業団体
SEIA：Solar Energy Industries Associationの略、太陽光発電及び蓄電池に関わる導入拡大のための政策提言等を行う団体
AEP：American Electric Power Company, Inc.、国内最大の電力会社の一つ

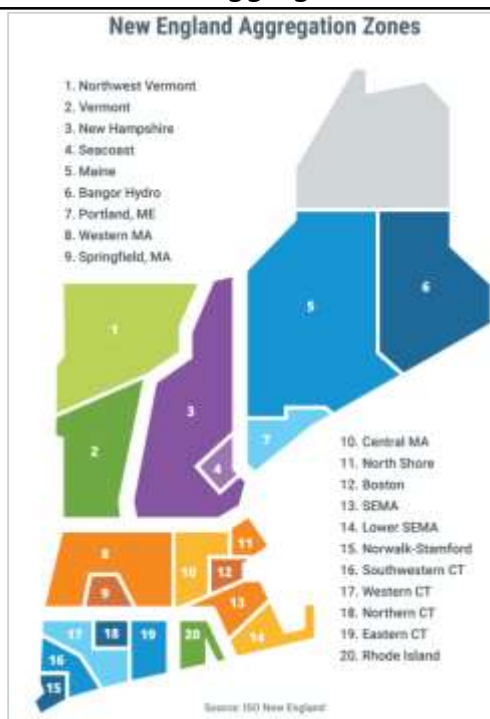
DRR Aggregation Zoneは、送電制約を考慮して設定され、市場の管理システム上、単一のPNodeとみなされるため、アグリゲーターは各リソースに対する分配係数を提供する必要がない

DRR Aggregation Zoneの設定の経緯（ISO-NE）*1

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
①市場向けDRの入札方法・価格規律

- DRR Aggregation Zoneは、送電制約を反映して設定されている。
- 市場の管理システム上、DRR Aggregation Zoneを単一のPNodeとみなすため、アグリゲーターは分配係数（Distribution Factor）の提供を求められていない。

ISO-NEにおけるDRR Aggregation Zone分布図*2



*1 出所：ISO-NE、FERC Order No. 2222 Overview and Compliance Update、2021年5月27日、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2021/06/2021-05-27_nh_puc_storage_presentation_final.pdf

*2 出所：ISO-NE、FERC Order No. 2222: An Overview of ISO-NE's Compliance Proposal Filing、2022年3月、https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2022/03/yoshimura_order_2222_march_10_2022_clg.pdf

CAISOでは、Order2222の発令前から既存のTariffにおいて、複数のPNodeでのアグリゲーションを行う場合の入札項目を規定しており、各PNodeで分配係数の割合に一致する出力を提供することが求められる

DERアグリゲーション登録情報とDistribution Factorの算定（CAISO）

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い

①市場向けDRの入札方法・価格規律

Order 2222要求項目

Tariffの規定概要*1

Distribution Factors
and Bidding
Parameters

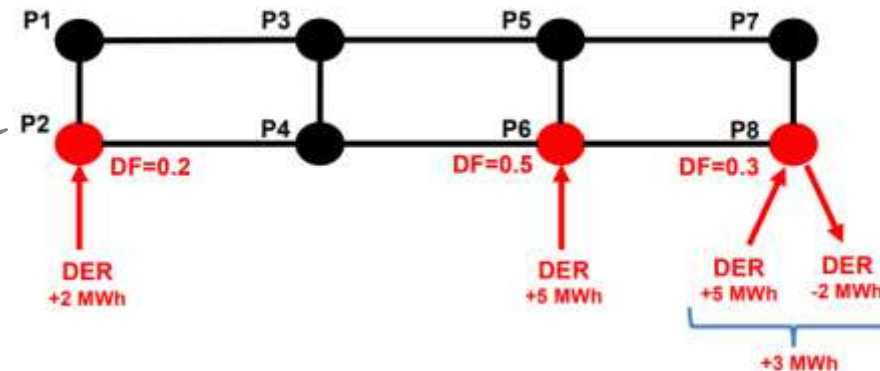
4.17.3 Requirements for Distributed Energy Resource Aggregations

- DERAは各PNodeにおいて、入札を通じて提出された（またはCAISOのマスターファイルに登録された）分配係数（Distribution Factor）に合致するネットレスポンスを提供すること。

30.5.2.6 Supply Bids for Distributed Energy Resource Aggregations

- DERAの供給入札時には、通常の入札項目に加えて以下の要素を提出すること。
 - 分配係数（Distribution factor）
 - ランプレート
 - 運用上の最小/最大出力の範囲
 - 出力の上限値
 - Contingency Flag

複数のプライシングノードでのアグリゲーションの出力例（CAISO）*2



DERA全体で10MWhの出力指令を受けた場合、
DF=0.2のP2での出力は
 $10\text{MWh} \times 0.2 = 2\text{MWh}$ となる。

*1 出所：CAISO、Tariff Amendment to Comply with FERC Order No.2222、2021年7月19日、<https://www.caiso.com/Documents/Jul19-2021-TariffAmendmenttoComplywithFERCOrderNo2222-ER21-2455.pdf>

*2 出所：CAISO、Decision on expanding metering and telemetry options（distributed energy resources provider）、2015年12月、https://www.caiso.com/Documents/Mar4_2016_TariffAmendment_DistributedEnergyResourceProvider_ER16-1085.pdf

CAISOでは正確な需要予測を行うため、SCに対して、BTMリソースを保有する需要家の純総需要量と自家消費されずに系統へ供給される電力量の計測内容の報告を求めている

BTM（ビハインド・ザ・メーター）の把握方法（CAISO）^{*1,2}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
②市場外DRの在り方

■ CAISOは、BTM-PVの増加やスケジューリングコーディネーター（SC）の提出情報の未統一により正確な需要予測が困難で十分な予備力確保が困難な状況を踏まえ、2021年1月よりSCに対して、BTMにおける①メーター上の総需要量及び②自家消費されずに系統へ供給される総電力量の報告をTariffに規定した。

背景

BTM-PVの増加

内容

2020年時点でCAISO管内のBTMの太陽光発電導入量は8,200MWあり、今後、カリフォルニア州の政策（新築住宅への屋上太陽光発電の設置義務付け）の影響も踏まえ、BTMの太陽光発電の増加は加速することが予想されている。

各BTMの太陽光発電による発電量が需要量を大きく上回る時期は、空調設備の稼働が不要な、春季の午後の早い時間帯（需要ピーク上昇前）で、当該時期のBTMの太陽光発電量は、全体需要の1～5%を占めると分析している。

SC提出情報の未統一

2020年時点では、SCから提出される情報が統一されていないため、正確な需要予測が困難である。

下表の例では、SCの提出情報がメーター上の総需要量（5kWh）と純総需要量（4kWh）で異なり、CAISOの需要予測に用いるデータに20%の誤差が発生する。

需要量等（数値単位：kWh）の計測の例（住宅①及び住宅②）

#	項目	計測値	
		住宅①	住宅②
A	需要量	1kWh	5kWh
B	発電量（BTMリソース）	2kWh	0kWh
C	メーター上の需要量	0kWh	5kWh
D	自家消費されずに系統へ供給される電力量	1kWh	0kWh

項目	計測内訳	計測値
実際の需要量	Aの合計	6kWh
メーター上の総需要量	Cの合計	5kWh
実際の需要量－実際の総発電量	Aの合計－Bの合計	4kWh
純総需要量	Cの合計－Dの合計	4kWh

^{*1} 出所：CAISO、Tariff Amendment on Excess Behind the Meter Production、2020年10月23日、<https://www.caiso.com/Documents/Oct23-2020-TariffAmendment-ExcessBehindtheMeterProduction-ER21-190.pdf>

^{*2} 出所：CAISO、Tariff Section 11 - California ISO Settlements and Billing、2024年11月1日、<https://www.caiso.com/documents/section-11-california-iso-settlements-and-billing-as-of-nov-1-2024.pdf>

PJMでは、毎年、LSEに対し、大規模事業者や地方自治体等の自家消費を目的に設置された0.1MW以上のBTMGの稼働計画等の報告を求めている

BTM（ビハインド・ザ・メーター）の課題と対応（PJM）^{*1,2}

1.3. 小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い
②市場外DRの在り方

- PJMでは、送電システムに接続されず、主に大規模事業者や地方自治体等の施設の自家消費を目的に設置されている Behind the Meter Generation（BTMG）の出力が把握できないことで、需要急増時や緊急時に当該BTMGが稼働しない場合の電力系統に生じるリスクに対応するため、LSEに対して、0.1MW以上のNon-Retail BTMGの電源種、時間当たりの発電容量等の情報を毎年報告することを求めている。

PJM管内のBTMGの分類と報告義務の有無

項目	Non-Retail BTMG	Retail BTMG
概要	大規模事業者や地方自治体等の施設や産業需要向けに電力供給を行う発電設備	一般家庭や小規模事業者の自家消費向けに電力供給を行う発電設備
報告義務	毎年、LSEはPJMに対して、0.1MW以上のユニットデータを報告する。	なし
主な報告内容	- 電源種、発電機の位置、定格容量等の基礎情報 1時間当たりの発電量等の稼働計画 （10MW以上の場合）遠隔計測の方法	－
その他	PJMのシステム全体の信頼性を維持し、託送料金等のコストを公平に配分するために、管内全体のリソースの合計容量上限を3,000MWに設定	－

*1 出所：PJM、PJM Manual 14D: Generator Operational Requirements Revision History、2024年10月15日閲覧、<https://www.pjm.com/-/media/committees-group/s/committees/oc/2021/20210812/20210812-item-06-manual-14d-update-redline.ashx>

*2 出所：PJM、Status Update on Non-Retail Behind the Meter Generation Business Rules、2019年9月10日、<https://pjm.com/-/media/committees-groups/committees/oc/20190910/20190910-item-24-nrbtmg-business-rules-update.ashx>

1.4. 欧米の金融的送電権

同時市場を導入している米国ISO/RTOを中心に、金融的送電権の仕組み、導入効果、会計上・法律上の取扱いに関する調査を実施した

金融的送電権に関する現状認識と調査方針

1.4. 欧米の金融的送電権

日本における現状認識

現状

- エリア間のスポット市場価格の値差をJEPXが精算する仕組みとして、間接送電権を導入している。
- 間接送電権による値差の精算は、エリア間の相対契約による現物の電力取引に付随する形で行われている。

課題

- 日本における将来の電力システム（同時市場、ノードル制、等）に適した金融的送電権の設計に関して十分な検討が進んでいない。
- 市場主導型の混雑管理が導入により卸電力市場価格の地理的粒度が細分化された場合、卸電力市場価格をヘッジする役割を持つ金融的送電権の仕組みが複雑になる。
- 金融的送電権の導入が、立地誘導のディスインセンティブや市場操作等の悪影響に繋がる可能性がある。
- 金融的送電権がデリバティブ会計の適用対象となる場合、市場参加者の会計処理が煩雑になり、適用対象外の場合は財務会計上の収益変動が大きくなる。
- 金融的送電権の導入を前提とした市場の透明性確保や市場操作の防止等の観点で、法律が未整備である。

調査方針

【対象国・エリア】

米国各ISO/RTO（PJM、CAISO、NYISO）

【主な調査項目】

- ① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み
 - 割当・付与プロセス
 - オークション概要
 - 精算方法・収支の扱い 等
- ② 金融的送電権の会計上の取扱い
 - デリバティブ会計の該当有無
 - デリバティブ会計に該当する条件
- ③ 金融的送電権の取引規律
 - 透明性や公平性の確保
 - 市場操作の防止
 - 取引契約上のリスク（デフォルト等）
- ④ 金融的送電権の導入効果
 - 立地誘導に与える影響
 - 電力ビジネス、市場参加者の多様化に与える影響 等

金融的送電権はISOの市場透明性の確保や事業者へのエリア間値差ヘッジ手段の提供等の利点があるが、権利の価値変動が大きい特性上、ISOによる担保確保や事業者の財務体質調査等の措置が必要になる

金融的送電権導入のメリットと留意点

1.4. 欧米の金融的送電権

ステークホルダー	金融的送電権を扱うメリット	金融的送電権導入時の留意点
ISO/RTO	■ 卸電力市場における将来的な市場価格差の予測値を市場参加者に提供することにより、<u>市場の透明性</u>を高めることができる。 【調査項目④】	■ 金融的送電権は系統状況の変動によって市場価値が大きく変動する性質があるため、ISOが<u>担保を確保</u>し事業者デフォルト時の備えを取ることが求められる。 【調査項目③】 ■ デフォルト発生時の市場への影響を適切に把握するために<u>市場監視機能の強化</u>や定期的な<u>事業者デューデリジェンス</u>を行う必要がある。【調査項目③】
電気事業者 (発電、小売事業者等)	■ 混雑系統における卸電力市場値差の<u>ヘッジ手段</u>を確保することができる。 【調査項目④】 ■ 金融的送電権オークションによって生じた<u>収益は電気事業者に還元</u>される*1。 【調査項目①】	(非公開)
非電気事業者 (金融事業者等)	■ 系統混雑量や市場値差を正確に予測して入札することによって、<u>混雑収入との差益</u>を得ることができる。【調査項目①】	

*1 PJMでは送電サービス契約者（小売・発電事業者）、CAISOでは小売事業者に還元される。NYISOではTOを通じて送電サービス価格の低減に用いられるため、結果的に系統利用者に還元されている。

PJM、CAISO、NYISOでの金融的送電権取引の基本的な構造は同様であるが、初期割り当て対象者やオークション収入の受益者はISOごとに異なる

ISO/RTO毎の金融的送電権制度の特徴

1.4. 欧米の金融的送電権

① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

		1. 初期割り当て	2. オークション	実需給	3. 精算プロセス
概要		小売事業者の需要規模や送電契約料に基づき金融的送電権を初期付与する。	ISOがオークションを開催し、参加者に金融的送電権を付与する。	実需給前に事業者間で相対取引が可能。	混雑収入等を金融的送電権保有者に支払う。オークションで得られた利益の配分を行う。
PJM	ARR	<u>ファーム送電サービス等の顧客</u> 等に対してARRを付与する。	ARR保有者はARRをFTRに変換することができる。		FTRオークション収入を <u>ARR保有者</u> に支払う。
	FTR	—	FTRオークションにより <u>上記で変換されなかったFTR</u> を付与する。		混雑収入を <u>FTR保有者</u> に支払う。
CAISO (CRR)		<u>小売事業者</u> に対してCRRを付与する。	CRRオークションにより、 <u>初期割り当てされなかったCRR</u> を付与する。		混雑収入を <u>CRR保有者</u> に支払う。 CRRオークション収入を <u>小売事業者</u> に支払う。
NYISO (TCC)		<u>送電契約保有者</u> に対してTCCを付与する。	TCCオークションにより、 <u>初期割り当てされなかったTCC</u> を付与する。		混雑収入を <u>TCC保有者</u> に支払う。 TCCオークション収入を <u>送電設備保有者</u> に支払う。
		1.初期割り当てプロセスのISO間比較	2.オークションプロセスのISO間比較		3.精算プロセスのISO間比較

*1 以後、FTR、ARR、CRR、TCCを総称して「金融的送電権」と呼称する。

PJM・NYISOでは送電契約に基づき金融的送電権が付与されるが、CAISOでは全ての小売事業者に対して付与される

1. 初期割り当てプロセスのISO間比較

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

	PJM*1	CAISO*2,3	NYISO*4
付与される権利	ARR (Auction Revenue Rights)	CRR (Congestion Revenue Rights)	TCC (Transmission Congestion Contract)
付与対象者	■ <u>ファームpoint-to-point送電サービス契約者</u> ■ <u>ネットワーク送電サービス契約者</u> ■ 送電設備増強計画 (RTEP) の費用負担者	■ CAISOエリアの全ての<u>小売事業者</u> (LSE) ■ CAISOエリア外の<u>小売事業者</u> (OBAALSE) ■ 送電設備増強費用の負担者	■ NYISO設立以前の<u>送電契約保有者</u> ■ 送電設備増強費用の負担者
付与時期	年間FTR：年間FTRオークション (N年6月～N+1年5月分をN年4月頃に実施) の2か月前程度 (N年の2～3月頃) に付与する。	■ 長期CRR：CRR年度 (1月～12月) の4か月前に10年分を付与する。 (N年分はN-11年8月頃に付与) ■ 年間CRR：CRR年度開始の4か月前 (N-1年8月頃) に1年分を付与する。 ■ 月間CRR：対象月の開始日6週間前に1月分を付与する。	(NYISO設立以前の送電契約保有者に対しては、従来契約の内容を引き継いで2008年に付与されている。)

*1 出所：PJM、Credit Overview and Supplement to the PJM Credit Risk Management Policy、2024年1月、p.10-11、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220209/20220209-item-10-2022-2023-annual-update.ashx>

*2 出所：CAISO、ISO Congestion Revenue Rights (CRR) California ISO、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/afmtf/2020/20200325/20200325-item-08-caiso-crr-market-overview.ashx>

*3 出所：CAISO、Business Practice Manual for Congestion Revenue Rights、2023年7月24日、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Congestion%20Revenue%20Rights/Congestion%20Revenue%20Rights%20BPM%20Version%2030_Clean.doc

*4 出所：NYISO、NYISO OATT、2024年10月15日、<https://nyisoviewer.etariff.biz/ViewerDocLibrary/MasterTariffs/9FullTariffNYISOATT.pdf>

各ISO/RTOの開催するオークションの方式や商品区分に多少の違いはあるが、参加要件や電力事業者以外の事業者が参加している点は概ね同様である

2. オークションプロセスのISO間比較

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

	PJM* ¹	CAISO* ²	NYISO* ³
オークション方式	■ 長期（マルチラウンド年3回） ■ 年間（マルチラウンド年4回） ■ 月間（シングルラウンド月1回）	■ 年間（マルチラウンド年4回） ■ 月間（シングルラウンド月1回）	■ 集中型オークション： - 二年分（シングルラウンド年1回） - 一年分（マルチラウンド年5回） - 半年分（マルチラウンド半年に3回） ■ 保有者間のTCCオークション（シングルラウンド月1回）
オークション参加要件	■ PJM市場参加要件を満たす。（商品取引所法に定められた適格者、発電・送電等に従事する、500万ドル以上の担保を提出する、純資産100万ドル・総資産500万ドルを有する主体から保証される等） ■ FTR取引に関するリスク管理ポリシー・プロセス・管理簿を提出する。 ■ 純資産100万ドル、又は総資産500万ドルを有する、又は追加の担保金を提出する。	■ CAISO市場参加要件を満たす。（純資産100万ドル以上、総資産1,000万ドル以上を有する、又は適切な主体から保証されている等） ■ CRR取引に関するリスク管理ポリシー・プロセス・管理簿を提出する。 ■ 担保金を提出する。	■ NYISO市場の参加要件を満たす。 ■ リスク管理ポリシー及びプロセスを書面で定める。 ■ 従業員に対してトレーニングを受講させる。 ■ ISOからの指示に対応する人的・技術的能力を確保する。 ■ 担保金を提出する。 ■ 純資産100万ドル、又は総資産1,000万ドルを維持する、又は追加で50万ドルの担保を提出する。
オークション参加者数・事業者属性	■ 取引量の8割弱を金融機関が保有している。（参加者数・割合は不明である。）	■ 小売事業者（LSE）：約10社 ■ スケジューリングコーディネーター：約15社 ■ その他の事業者：約15社（2017年）	■ 発電事業者 ■ 小売事業者（LSE） ■ 金融機関（参加者数・割合は不明である。）
商品区分	時間区分：全日、ピーク時、非ピーク時 ヘッジ区分：Obligation、Option →次頁に詳細を整理	時間区分：ピーク時、非ピーク時 ヘッジ区分：Obligation、Option	ヘッジ区分：Obligation、Option

*1 出所：PJM、Credit Overview and Supplement to the PJM Credit Risk Management Policy、2024年1月、p.10-11、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/2022/20220209/20220209-item-10-2022-2023-annual-update.ashx>

*2 出所：CAISO、ISO Congestion Revenue Rights (CRR)、閲覧日2024/10/23、<https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/afmtf/2020/20200325/20200325-item-08-caiso-crr-market-overview.ashx>

*3 出所：NYISO、Transmission Congestion Contracts、2024年9月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/10-TCC.pdf/cee949d1-f332-b6fd-1ec0-0e4257862118>

設定された混雑方向と逆に混雑が発生した際に、支払い義務が生じるObligation商品と支払い義務がないOption商品があるが、前者は順逆の相殺ができるが後者はできないことからOption商品の発行量は少ない傾向にある

ヘッジ区分の詳細*1

		Obligation商品	Option商品
概要		購入した方向に値差が発生した場合、送電権取得者は値差に応じた支払いを受ける権利を取得するが、逆方向の値差が発生した場合には 支払い義務が生じる商品	購入した方向に値差が発生した場合、送電権取得者は値差に応じた支払いを受ける権利を取得し、逆方向の値差が発生した場合には 支払い義務が生じない商品
下図の決済額	LMP_A=50 LMP_B=80 の場合	(80 - 50) [\$ /MWh]×100[MW]=3,000[\$ /h] →1コマ当たり3000\$の収益	(80 - 50) [\$ /MWh]×100[MW]=3,000[\$ /h] →1コマ当たり3000\$の収益
	LMP_A = 50 LMP_B=30 の場合	(50 - 30) [\$ /MWh]×100[MW]=-2,000[\$ /h] →1コマ当たり2000\$の支払	逆方向の値差が発生した場合は支払いが生じない



1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

PJMオークションでの取引量（23/24年度）*2

Trade Type	Type	FTR Direction	Bid and Requested Count	Bid and Requested Volume (MW)	Cleared Volume (MW)
Buy bids	Obligations	Counter Flow	292,786	1,040,846	319,874
		Prevailing Flow	487,499	2,132,888	423,452
		Total	780,285	3,173,734	743,326
	Options	Counter Flow	0	0	0
		Prevailing Flow	121,126	573,202	107,922
		Total	121,126	573,202	107,922
Total		Counter Flow	292,786	1,040,846	319,874
		Prevailing Flow	608,625	2,706,089	531,374
		Total	901,411	3,746,935	851,248

- Obligation商品の取引量が3,173千MWに対してOption商品の取引量は573千MWと、Option商品の取引量は少ない傾向にある。
- Obligation商品は順逆で支払額を相殺しあうことができるが、PJMはObligation商品の発行量を増やすことができるが、Option商品は逆方向商品との相殺ができないため、発行量が少なくなる傾向にある*3。

*1 出所：電力広域的運営推進機関、「地域間連系線の利用ルール等に関する調査（平成28年度下期－海外調査）」最終報告書、2017年3月、https://www.occto.or.jp/iinkai/renkeisenriyou/files/renkeisen_kaigaicyouso_2016houkokusyo.pdf

*2 出所：PJM、2023 State of the Market Report for PJM、2024年3月、p.789、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-sec13.pdf

*3 出所：PJM、FTR MARKETFREQUENTLY ASKED QUESTIONS、2005年2月、p.7、https://www.bgs-auction.com/documents/20060503_TRTF_PJM_FTR_FAQs.pdf

PJMではオークション収入を配分される権利がARRとして商品化されているが、CAISOでは小売事業者、NYISOでは送電設備保有者に対してオークション収入が支払われている

3. 精算プロセスのISO間比較

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

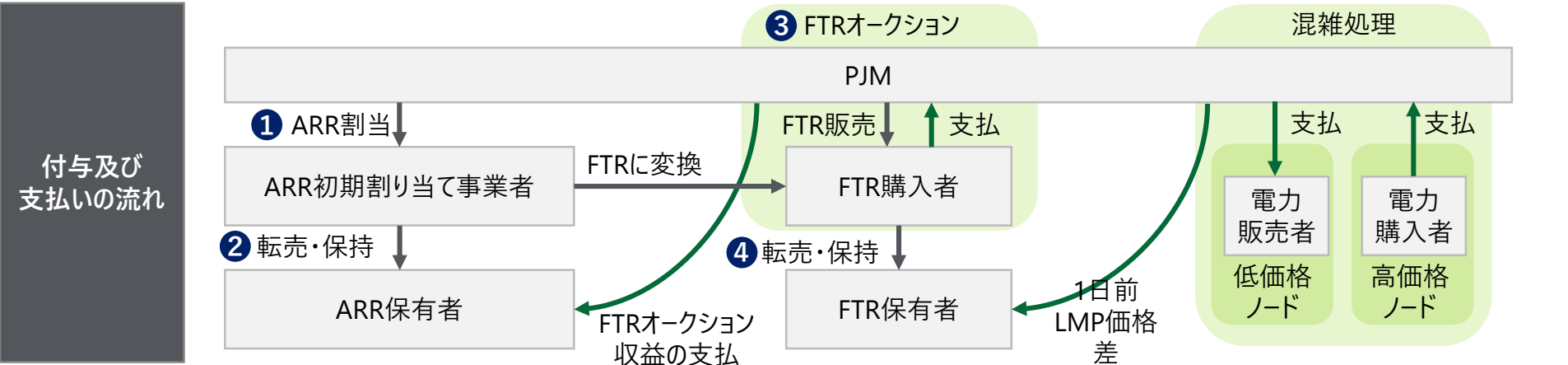
	PJM		CAISO	NYISO
	ARR	FTR		
精算方法	年間FTRオークションにおける <u>落札価格</u> を、 <u>ARR保有者</u> に対して支払う。	<u>1日前市場のLMPの値差に基づく混雑収入額</u> を、 <u>FTR保有者</u> に対して支払う。	CRR保有者に対して、1日前市場・リアルタイム市場のLMPの値差に基づく混雑収入額を支払う。また、CRRオークションの収入額を <u>小売事業者</u> に支払う。	TCC保有者に対して、1日前市場のLMPの値差に基づく混雑収入額を支払う。また、TCCオークションの収入額を <u>送電設備保有者</u> に支払う。
ISO収入 > 事業者支払額の際の差額の取扱い	全オークション（長期、年間、月間）の合計収入がARR保有者への支払額を上回った場合、超過分は <u>FTR保有者に分配</u> される。	実際の混雑収入がFTR保有者への支払額を上回った場合、超過分は以下の順で使用される。 ① <u>ARR保有者への支払額の補填</u> ② <u>FTR保有者に分配</u>	実際の混雑収入がCRR保有者への支払額を上回った場合、 <u>小売事業者</u> に対して分配される。	実際の混雑収入がTCC保有者への支払額を上回った場合、 <u>送電設備保有者</u> に対して分配される。
ISO収入 < 事業者支払額の際の差額の取扱い	全オークションの合計収入がARR保有者への支払額を下回った場合、不足分を <u>ARR保有者への支払い額から補填</u> する。	実際の混雑収入がFTR保有者への支払額を下回った場合、混雑収入額がFTR保有者への支払額に満たない場合、不足分を <u>FTR保有者への支払額から補填</u> する。	実際の混雑収入がCRR保有者への支払額を下回った場合、不足分を <u>小売事業者への支払額から補填</u> する。	実際の混雑収入がTCC保有者への支払額を下回った場合、不足分を <u>送電設備保有者への支払額から補填</u> する。

市場値差を受け取るFTRは主にオークションで販売され、そのオークション収益を配分するARRがファーム送電契約者や送電線増強費用負担者に対して付与される

PJMにおけるARR・FTRの付与・精算プロセス*1,2

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

	Auction Revenue Right (ARR)	Financial Revenue Right (FTR)
概要	PJMが開催するFTRオークションの収益を配分される権利	1日前LMPの価格差に基づき混雑収入を受け取る権利
一次取得方法	① PJMから以下の事業者に初期割り当てされる。 Firm point-to-point送電サービス顧客*3 Network送電サービス顧客*4 送電設備増強計画（RTEP）にコスト負担をした顧客	③ PJMが開催するFTRオークションにて購入する。 （ARR保有者はARRをFTRオークション入札に変換可能）
市場での取得方法	② ARR保有者から相対取引で購入することで入手する。	④ FTR保有者から相対取引及びFTRセンターを介して購入する。



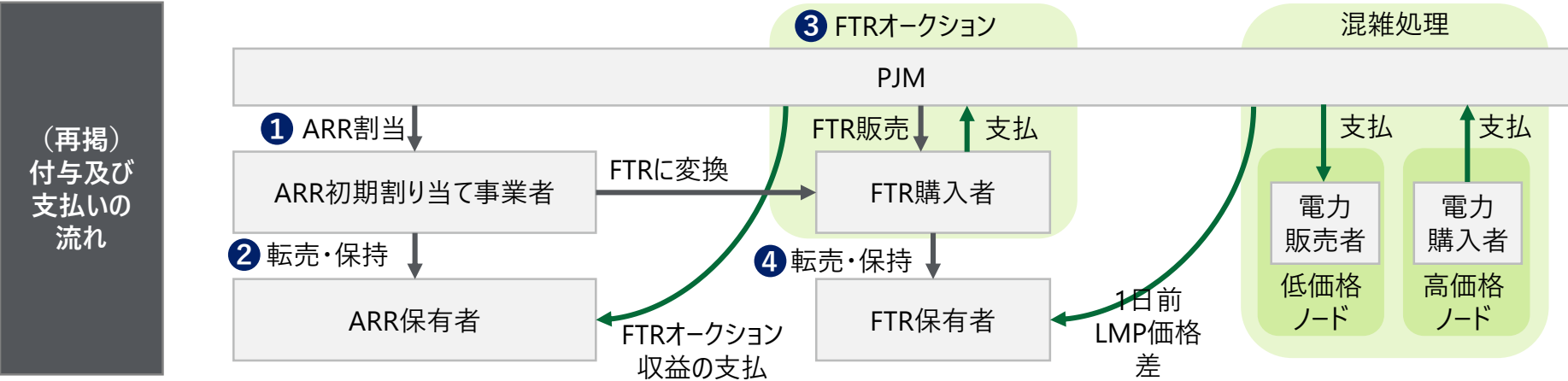
*1 出所：PJM、Manual 06:Financial Transmission Rights Revision: 32、2023年7月26日、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m06.ashx>
*2 出所：PJM、PJM Learning Center、閲覧日2024年9月9日、<https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/auction-revenue-faqs>
*3 Firm point-to-point送電サービス：特定のノード間において一定量を送電する権利を購入するサービス
*4 Network送電サービス：送電先を特定せず、一定量を送電する権利を購入するサービス

ARR保有者はFTRオークション開催時に、ARRを保有し続けFTRオークション収益を受け取るか、FTRに変換して混雑収入を受け取るかを選択できる

(参考) PJMにおけるARR・FTRの付与・精算イメージ

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

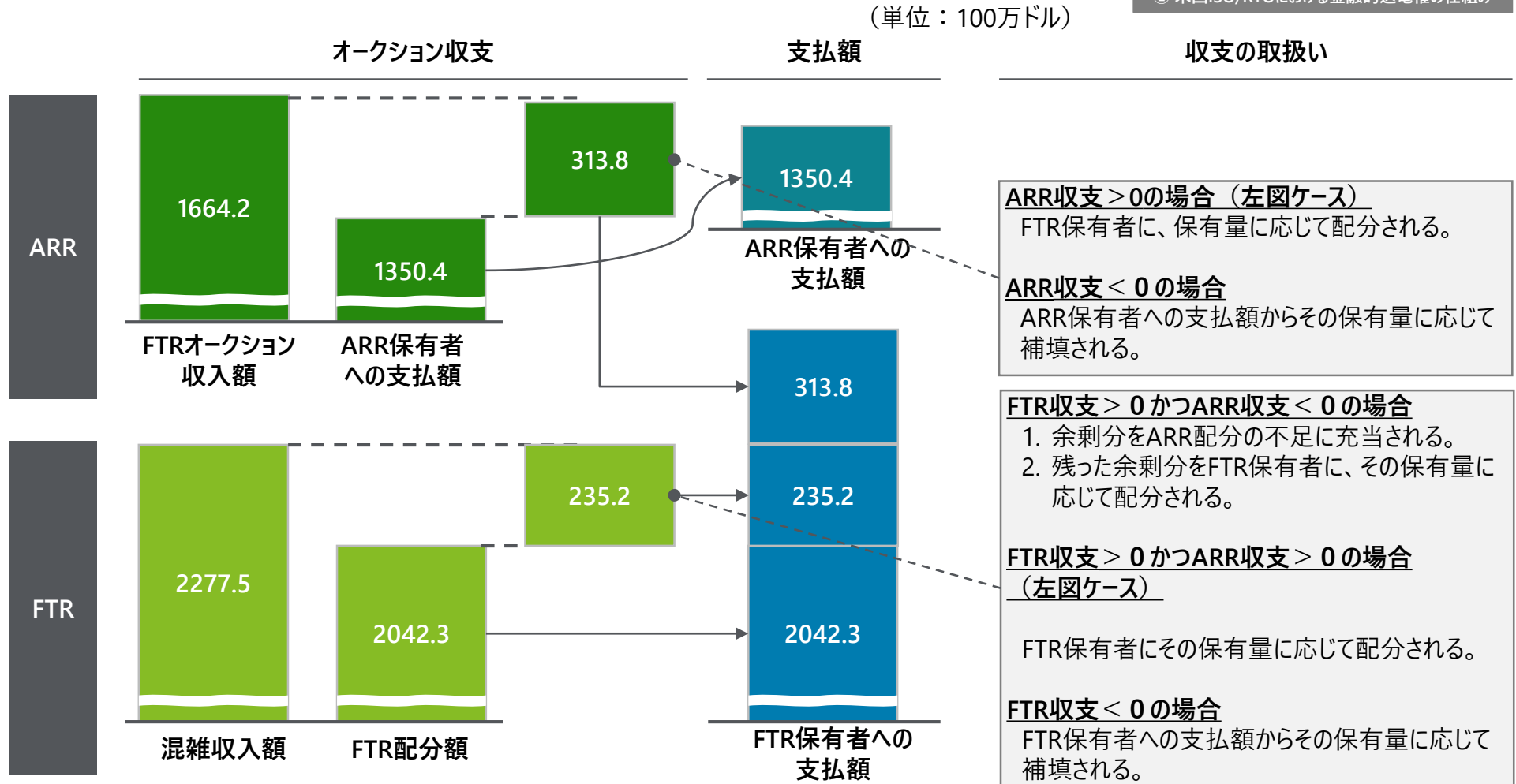
前提	事業者XはBノードで小売事業を営む小売事業者であり、PJMとFirm point-to-point契約（AノードからBノードまで100MW）を締結している。
①ARR付与	PJMから事業者XにAノードからBノードまでのARR100MW分が初期割り当てされる。
②ARR二次取引	事業者XはARRを売却せず、FTRオークションまで保持した。
③FTRオークション	事業者Xは年間FTRオークションにて50MW分のARRをFTRに変換し、残りはARRとして保有した。 FTRオークションではAノード⇒BノードのFTRが20ドル/MWで約定した。
④FTR二次取引	事業者Xは全てのFTRを売却せずに実需給まで保持した。
⑤混雑処理	Aノードの1日前LMPは30ドル/MW、Bノードの1日前LMPは80ドル/MWであった。ノード間の市場値差は50ドル/MWであった。
⑥精算	当該時間帯について、事業者Xは3,500ドルをPJMから受領する。 ARR分：20ドル/MW×50MW=1,000ドル、FTR分：50ドル/MW×50MW=2,500ドル



ARR、FTRの収入不足の際には各権利の保有量に応じて保有者に請求されるが、ARR、FTRともに収入超過分はFTR保有者に対して分配される

ARR、FTRの年間収支（PJM、2023年実績値）*1

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み



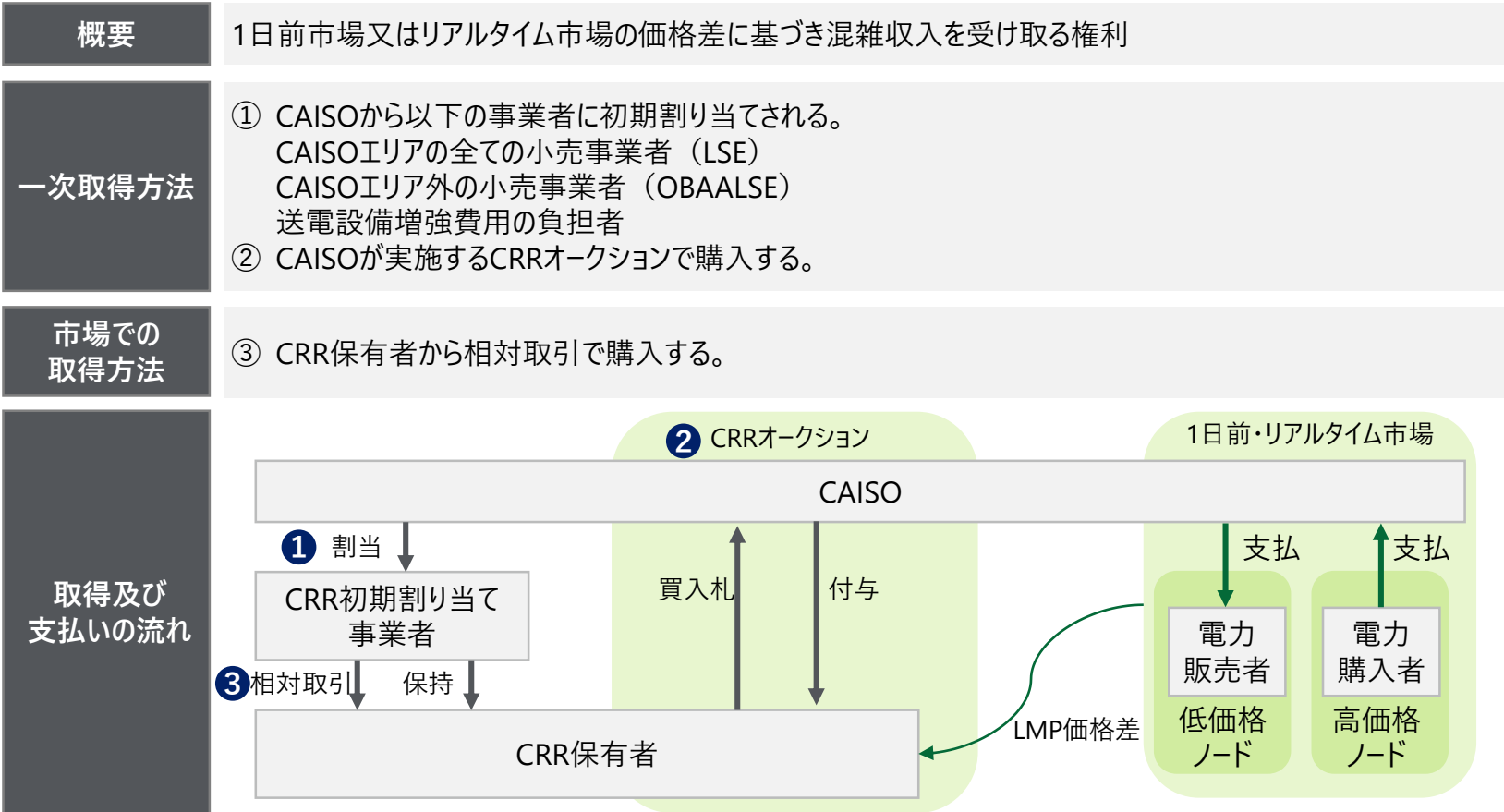
*1 出所：PJM、2023 State of the Market Report for PJM、2024年3月、p.789、https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2023/2023-som-pjm-sec13.pdf

CRRは小売事業者や送電設備増強費用負担者に対して付与され、またCAISOが実施するCRRオークションや企業間相対取引でも取得可能である

CAISOにおけるCRRの付与・精算プロセス

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

Congestion Revenue Right (CRR)



*1 出所：CAISO、California Independent System Operator Corporation Fifth Replacement Electronic Tariff、閲覧日2024/10/10、<https://www.caiso.com/documents/section36-congestionrevenue-rights-feb11-2023.pdf>

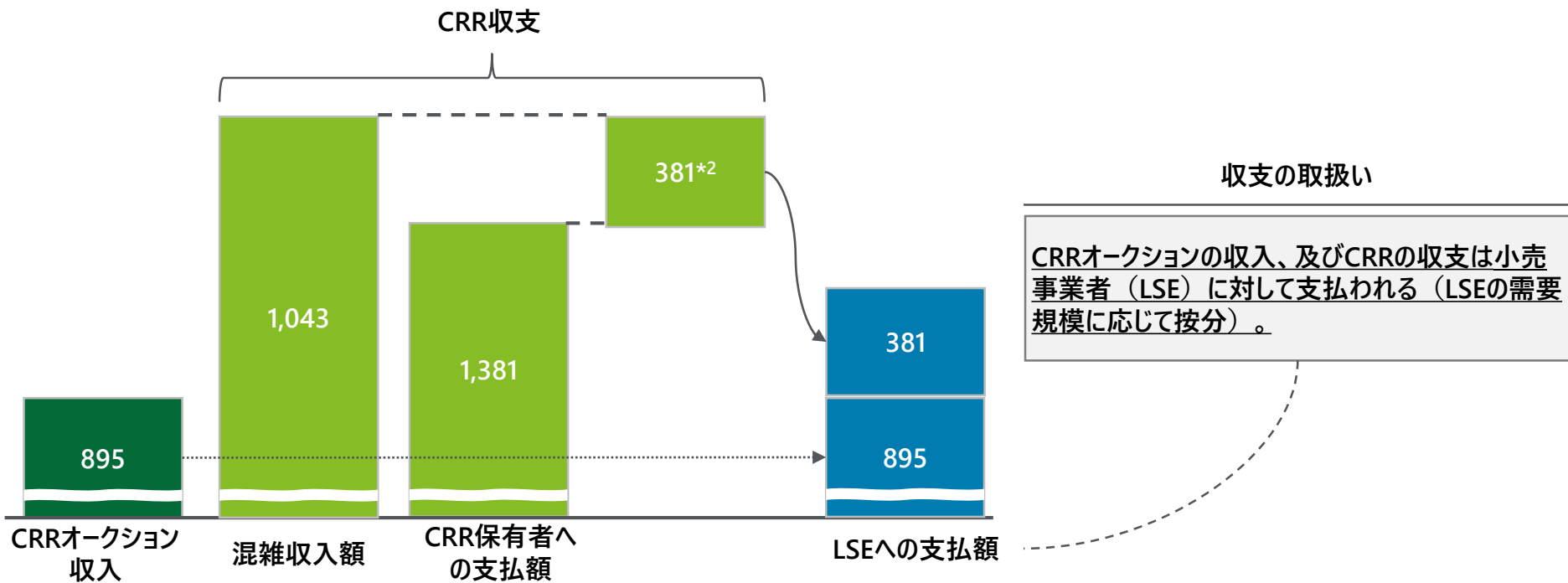
*2 出所：CAISO、MONTHLY REPORT December 2022、閲覧日2024/10/10、<https://www.caiso.com/content/monthly-market-performance/dec-2022/congestion-revenue-rights.html>

CAISOでは、CRRオークション収入と、混雑収入からCRR保有者への支払額を差し引いた差額が小売事業者に対して還元される

CAISOにおけるCRRの収支（2017年8月実績値）*1

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

（単位：万ドル）



*1 出所：CAISO、CRR Auction Analysis Report、2024年 3 月、<https://www.caiso.com/Documents/CRRAuctionAnalysisReport.pdf>

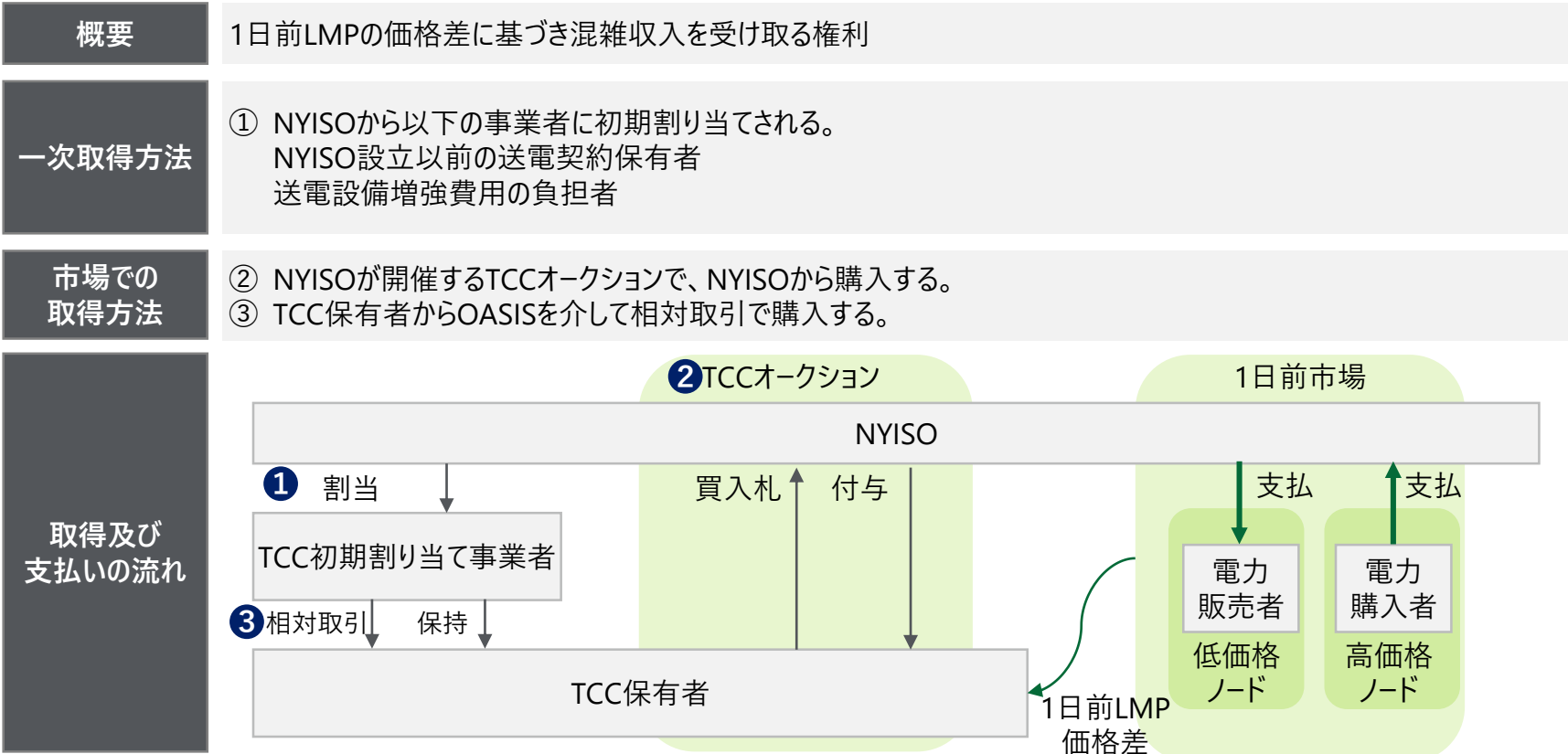
*2 一部調整額等が含まれているため「混雑収入額」-「CRR保有者への支払額」と一致しない。

TCCは送電契約保有者や送電設備増強費用負担者に付与され、NYISOが開催するオークションや相対取引システム上で取引が行われる

NYISOにおけるTCCの付与・精算プロセス

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

Transmission Congestion Contract (TCC)



*1 出所：NYISO、NYISO OATT、2024年10月15日、<https://nyisoviewer.etariff.biz/ViewerDocLibrary/MasterTariffs/9FullTariffNYISOATT.pdf>

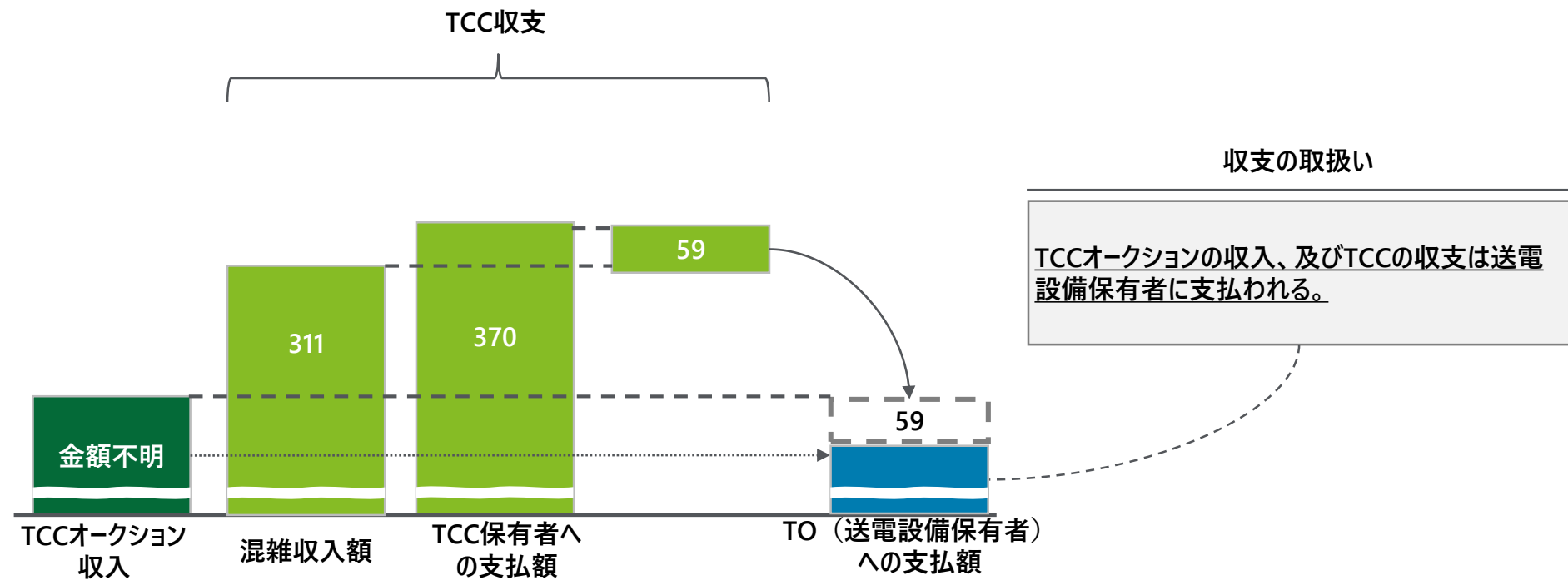
*2 出所：NYISO、Transmission Congestion Contracts、2024年9月、<https://www.nyiso.com/documents/20142/3037451/10-TCC.pdf/cee949d1-f332-b6fd-1ec0-0e4257862118>

NYISOでは、TCCオークション収入と、混雑収入からTCC保有者への支払額の差額は送電設備保有者に対して支払われる

NYISOにおけるTCCの収支（2022年冬季～2023年夏季）*1

1.4. 欧米の金融的送電権
① 米国ISO/RTOにおける金融的送電権の仕組み

（単位：百万ドル）



*1 出所：NYISO、2023 STATE OF THE MARKET REPORT FOR THE NEW YORK ISO MARKETS、2024年5月、https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2024/05/NYISO-2023-SOM-Full-Report_5-13-2024-Final.pdf

デリバティブの適用要件、適用除外要件

日本会計基準		米国会計基準
デリバティブ適用要件	原資産	(非公開)
	想定元本、支払い条項	
	純投資	
	決済方法	
デリバティブ適用除外要件		

デリバティブの除外要件（米国会計基準詳細）

1.4. 欧米の金融的送電権
②金融的送電権の会計上の取扱い

(非公開)

FTRのデリバティブ適用基準の該否

米国会計基準におけるデリバティブ適用要件（再掲）

FTRの判定（米大手会計ファームの見解）

原資産	(非公開)
想定元本、 支払い条項	
純投資	
決済方法	

GASBガイダンスにおける金融的送電権の取扱い

1.4. 欧米の金融的送電権 ②金融的送電権の会計上の取扱い

(非公開)

FERC指令により、FTR等の混雑費用ヘッジ手段の提供、及びFTR市場における担保の確保がISOに対して課されている

FTRに関連する主なFERC指令

1.4. 欧米の金融的送電権 ③金融的送電権の法律上の留意点

指令	年	背景	規定された内容（一部抜粋）
Order No. 681	2006年	ノーダル制移行により一部の地域で長期的に送電権を確保する送電サービスが利用できなくなったため	§42.1 市場管理者に対して長期固定送電権の提供を義務づける。 （d）長期固定送電権のガイドライン （2）長期固定送電権はLMP混雑料金、その他の混雑費用に対するヘッジを提供しなければならない （3）送電設備増強によって生じた長期固定送電権は、増強費用を支払った全ての事業者が利用可能でなければならない
Order No. 741	2010年	2008年の金融市場の混乱を受けて、市場参加者のクレジット慣行の見直しを行った。	市場管理者に対して、市場規程に以下の条件を設定することを求める。 （1）無担保クレジットの額を市場参加者当たり5,000万ドルかつグループ内企業当たり1億ドル以下に制限すること （3）FTR市場（及び同等の市場）では無担保クレジットを認めないこと 金融的送電権の市場に対してより厳しい基準が課されている経緯を次ページにて整理
（参考） Order No. 670	2006年	2005年連邦エネルギー法（EPAct2005）において市場操作の禁止が定められた。	以下の行為の禁止。 （1）詐欺行為を目的とした手段、計略、策略を使用する、又は採用すること （2）重要な事実について虚偽の陳述をしたり、陳述が行われた状況に照らして誤解を招くものでないことを表明するために必要な重要な事実を述べないこと （3）詐欺行為となる、又は詐欺行為となる可能性のある行為、慣行、又は業務に従事すること ※金融的送電権について言及されていないが、市場操作の禁止条項は金融的送電権市場にも適用されると考えられる。

*1 出所：FEDERAL REGISTER、Long-Term Firm Transmission Rights in Organized Electricity Markets、2006年 <https://www.federalregister.gov/documents/2010/10/27/2010-27129/credit-reforms-in-organized-wholesale-electric-markets>

*2 出所：FEDERAL REGISTER、Credit Reforms in Organized Wholesale Electric Markets、2010年10月、<https://www.federalregister.gov/documents/2010/10/27/2010-27129/credit-reforms-in-organized-wholesale-electric-markets>

*3 出所：FEDERAL REGISTER、Prohibition of Energy Market Manipulation、2006年1月、<https://www.federalregister.gov/documents/2006/01/26/06-716/prohibiti-on-of-energy-market-manipulation>

FERCはデフォルト発生時のリスク波及を防ぐため、金融的送電権取引において、ISOが市場参加者から担保を確保することを定めた

金融的送電権の市場における担保確保*1

1.4. 欧米の金融的送電権
③金融的送電権の法律上の留意点

経緯 金融的送電権の価値は系統事故により短時間で大きく変動するため、金融的送電権の市場において無担保取引を許容するとデフォルトが発生した際に回収不能コストが生じる可能性があるため、FERCは担保確保規程を義務付けることを検討した。

立場	代表企業*2	パブリックコメントにおける主な意見
賛成	- ISO（NYISO、CAISO、SPP、ISO-NE） - 電力事業者（Basin Electric、Calpine、DC Energy、Dominion、Shell） - 金融事業者（Citigroup、J.P. Morgan） - その他（New York Transmission Owners、National Energy Marketers Association、Organization of Midwest ISO States）	金融的送電権の担保と他市場での担保の相殺を認めることで、市場参加者の資金負担や回収不能リスクを軽減可能である（CAISO）。
部分的賛成	- ISO（MISO） - 電力事業者（Wisconsin Public Service Corporation、Upper Peninsula Power Company） - その他（Edison Electric Institute等）	全市場参加者に同じアプローチを適用することは避けるべきである。非電力事業者が投機的な理由で市場に参加している場合、担保要件は必要である（MISO等）。
反対	- 電力事業者（First Energy、EMCOS、Midwest TDUs、Western、MidAmerican、PSEG、SCE等） - 金融事業者（Morgan Stanley） - その他（NRECA、NYAPP、NCPA、CPUC）	無担保取引が廃止された場合には担保確保コストが消費者に転嫁され、電気料金が高騰する可能性がある（CPUC等）。

FERCの結論 全ての事業者に対して金融的送電権の無担保取引を認めないこととした。

- 小売事業者が調達価格ヘッジ目的で金融的送電権を使用している場合であっても、そのヘッジ量を上回る系統状況の変更による損失が生じる可能性があり、小売事業者がデフォルトした場合には市場参加者に大幅な損失が生じるリスクがある。
- 金融的送電権市場と他市場の間で担保を相殺する提案は異なる市場のリスク混同に繋がるため、市場混乱リスクを低減させるFERCの目的とは相反する。

*1 出所：FEDERAL REGISTER、Credit Reforms in Organized Wholesale Electric Markets、2010年10月、<https://www.federalregister.gov/documents/2010/10/27/2010-27129/credit-reforms-in-organized-wholesale-electric-markets>

*2 一部現在の企業名で記載

GreenHat社がデフォルトした際、担保算定プロセスの欠陥に加えて、PJMのDDプロセスや権限、市場モニタリング、金融市場に関する知識の欠如が指摘されており、それらに対応するための改善策が提案された

FTRのリスク管理体制（PJM）

1.4. 欧米の金融的送電権
③金融的送電権の法律上の留意点

GreenHat社の
デフォルト
対策委員会

GreenHat社（GH社）は、2014年からFTRオークションに参加していたが、2018年6月にFTRの価格変動により担保不足額62万ドルの支払いがで
きずデフォルトした。GH社のデフォルトによって発生した1億7900万ドルの回収不能額はPJMの市場参加者の負担となったため、対策委員会による
原因究明やPJMのリスク管理体制・FTR市場制度に関する改善策が検討された。

主な項目	対策委員会での指摘事項（一部抜粋）	PJMへの改善案
担保確保プロセス FTR市場制度	- 担保額がポートフォリオのリスクを踏まえて計算されておらず、十分な担保を確保できていなかった。 - 長期FTRオークションの開催頻度が少なかったために、十分な透明性を提供できていなかった。	オークションの頻度を増やし、FTR市場価格を頻繁に更新するとともに、最新の市場価格とFTR購入価格との差額を担保として確保することで適切な担保額を確保する。
デューデリジェンス （DD）プロセス	- 市場参加希望者に対して、経歴・財務等のDD手続きが行われていなかった。 - リスク管理ポリシーの審査要件を市場参加者に提供しており、審査が機能していなかった。	- 審査プロセスを強化し、企業のDD調査を外部委託する。 - 市場参加者のリスク管理プロセスの実効性や財務資格を継続的に確認し、要件を満たさない場合の対処を明確化する。
PJMの権限	PJMが市場参加者に対して措置を講じる条件が明示化されており（格付けの引き下げ、破産申請等）、損失を出していることを理由に措置を講じる条項が含まれていなかった。	- 金融的市場に関するPJMメンバー委員会を設置し、PJMへの指示を円滑に行う環境を整備する。 - 予期しない市場の緊急事態に対処するための裁量権をPJMに与える規則を確立する。
市場モニタリング	PJMはGH社のポートフォリオの動向やボラティリティの測定等を行っていなかった。	- 独立市場監視者と協働し、市場参加者の行動レポートを作成する。 - 定期的にリスクマネジメントレポートを作成し、市場参加者の状況を把握する。
金融市場に関する 専門知識	- スタッフは金融市場監視のトレーニングや、金融市場の監視経験・専門知識を保有していなかった。 - PJMはポートフォリオ分析に関する経験がないものに関わらず、独立専門家を配置する等の措置を講じなかった。	- Chief Risk Officerを設置し、リスク監視に向けた配員・勧告を行う。 - 取締役会の下にリスク監視委員会を設置し、リスク対応に関する決定を行う。 - スタッフに対してリスクマネジメント研修を実施する。

*1 出所：Counsel for the Special Committee、Report of the Independent Consultants on the GreenHat Default、2019年3月、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/library/reports-notice/special-reports/2019/report-of-the-independent-consultants-on-the-greenhat-default.pdf>

各ISOは金融的送電権の導入目的として、混雑ヘッジ手段の提供や市場の透明性向上をあげている

各ISOにおける金融的送電権の導入目的

1.4. 欧米の金融的送電権 ④金融的送電権の導入効果

導入目的	詳細	PJM* ¹	CAISO* ²	NYISO* ³	その他
混雑リスクのヘッジ手段の提供	■ 送電混雑が発生すると市場値差が生じるため、当該ノードの事業者の収益性が棄損する可能性がある。 ■ 市場参加者が値差発生リスクに対してヘッジ可能な手段を、全ての事業者に広く提供する。	○	○	○	
電力市場の透明性向上	■ 金融事業者等の非電力事業者が市場価格や混雑見込み量の予測において競争を行い、その結果としてより正確な市場の情報が電力事業者に対して提供される。 ■ これにより電力市場の透明性や流動性が向上する。	○	—	●* ⁵	
送電設備投資の促進	■ 送電設備増強へのコスト負担によって金融的送電権を獲得することができるため、送電設備増強参加による収益額が明確化されることで投資を促進することができる。	—	—	—	ハーバード大学のWilliam W. Hogan氏が金融的送電権を提唱した際に利点として示されている* ⁴ 。

○：公開情報に記載あり、●：ヒアリングにて回答あり
—：公開情報、ヒアリングで確認できない事項

*1 出所：PJM FTR Group、Financial Transmission Rights Market Review、2020年4月、<https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2020/ftr-market-review-whitepaper.ashx>

*2 出所：CAISO、CRR Auction Analysis Report、2017年11月、<https://www.caiso.com/documents/crrauctionanalysisreport.pdf>

*3 出所：Emily S. Bartholomew、The New York Transmission Congestion Contract Market: Is It Truly Working Efficiently?、2003年10月、<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1040619003001398?via%3Dihub>

*4 出所：Tarjei Kristiansen、MARKETS FOR FINANCIAL TRANSMISSION RIGHTS、2004年、<https://energystudiesreview.ca/esr/article/view/467/447>

*5 出所：ヒアリング結果より

発電所立地は燃料・水源へのアクセスや地点別料金（LMP）が主な要因であり、金融的送電権が発電所立地選定に与える影響は小さいと各RTO/ISOは認識している

金融的送電権による立地誘導効果の有無

1.4. 欧米の金融的送電権
④金融的送電権の導入効果

	質問内容	ISO/RTO	回答概要	回答詳細
本年度 ヒアリング 調査	■ 金融的送電権の導入目的・効果は「市場参加者への値差ヘッジ手段の提供」との理解だが、他に定性的な効果や影響はあるか。 ■ 発電所を需要地に近づけるような立地の誘導効果はあるか。	PJM	<u>影響は小さい</u>	■ 発電所の立地は、燃料・冷却水の調達や系統接続が大きな要因である。例えば、天然ガス火力発電の大部分はシェールガス産出地に近隣に立地している。金融的送電権の利用は送電ヘッジとして役立つが、他の要素に大きく依存しており、発電所立地の決定要因ではない。
		NYISO	<u>影響は小さい</u>	■ 金融的送電権の主な利点は価格差リスクのヘッジや価格透明性の担保、系統混雑予測である。
(参考) 過年度 ヒアリング 調査*1	■ 金融的送電権によるヘッジは、LMPによる立地誘導インセンティブを阻害するような影響はあるか。	CAISO	<u>影響は小さい</u>	■ 金融的送電権は系統混雑の値差リスクのヘッジの意味合いが強い。電源の立地はエネルギー市場のLMP以外の様々な要素により決定されるため、金融的送電権は立地誘導の大きな阻害要因とはならない認識である。
		ERCOT	<u>影響は小さい</u>	■ FTRの有無に関わらず、LMPが立地誘導インセンティブを十分与えていると考えられる。また、LMP以外にも航空許可・燃料調達・水源へのアクセス等が発電所の立地誘導の観点で影響を与えていると考えられる。

*1 出所：電力広域的運営推進機関、「欧米における市場主導型（ノーダル制）に関する調査委託」、2023年11月、https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/nordal_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

1.5. 送電ロス

今後の日本における送電ロスの算定方法の検討や送電ロス補填費用の負担の在り方の議論を行う上で参考となる情報の収集及び整理を行った

送電ロスに関する現状認識と調査方針

1.5. 送電ロス

日本における現状認識

現状

- 現行制度では送電ロス率は託送供給約款に定められており、小売事業者が送電ロス率を踏まえて電気の調達を行っている（＝小売事業者が送電ロス補填費用を負担している）。
 - 送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループでは一般送配電事業者が送電ロスの調達・補填を行う仕組みについて、検討すると整理されている。

課題

- SCUC・SCEDにおいて効率的な電源出力の調整指示を実施するためには、高精度、高速な送電ロスの算定が必要となる。
- 送電ロス補填費用の負担の在り方（負担者・負担方法）について再検討が必要である。

調査方針

【対象国・エリア】

米国各ISO/RTO（NYISO、CAISO、PJM、ERCOT）
欧州内でSCUC・SCEDを実施している国（アイルランド）

【調査項目】

- ① 最適化計算での送電ロス考慮
 - 最適化計算（SCUC等）における送電ロス考慮の有無
 - 最適化計算の地点粒度（ノード数）、時間粒度、算定間隔
 - 各ISOにおける送電ロス考慮方法と算定フロー
 - 市場における送電ロス補正方法（アイルランド）
- ② 送電ロス補填の在り方
 - 費用負担者
 - 費用負担方法

米国の送電ロス係数の計算方法として、大きく分けてState Estimator（状態推定）を用いて計算する方法と、SCUC内の機能を用いて計算する方法があると考えられる

米国の各ISOにおける送電ロス考慮のまとめ*1

1.5. 送電ロス

ISO/RTO	最適化計算における送電ロス考慮	ロス係数の計算方法		出力配分におけるロス考慮	送電ロスの精算への反映方法と費用負担者	最適化計算の算定地点/時間粒度（算定間隔）
		1日前市場	リアルタイム市場			
NYISO	あり	SCUC内の機能 直近30日平均のオン&オフピーク潮流に基づいて計算	SCUC内の機能 線形化したAC Power Flowで計算 （一定の期間内で計算終了しない場合はDC Power Flowへ切り替え）	SCUC又はState Estimator内の機能でロスを考慮の上最適化を実施 （需要量＋送電ロスに対してスケジューリングを実施）	限界ロス費用を含むLMPによって精算 （市場参加者が負担）	ノード(発電)：約750か所 1日前：1時間コマ24時間分（1日前1回） リアルタイム：5分コマ(5分に1回)
CAISO	あり	SCUC内の機能 入札情報や負荷予測に基づいて線形化したAC Power Flowで計算	SCUC内の機能 入札情報や負荷情報に基づいて線形化したAC Power Flowで計算			ノード：約12,000か所 1日前：1時間コマ24時間分（1日前1回） リアルタイム：5分コマ(5分に1回)
PJM	あり	State Estimator 状態推定機能を用いて将来断面を推定して計算	State Estimator 状態推定機能を用いて実需給断面に近いロスを反映			ノード：約13,000か所 1日前：1時間コマ24時間分（1日前1回） リアルタイム：5分コマ(5分に1回)
ERCOT	なし ^{*3}	小売事業者が送電ロスを含めた需要量を計画として提出し、発電量に応じて小売事業者が発電事業者に支払いを実施				

－ ERCOTが最適化計算において送電ロス考慮を行っていない背景 －

- ERCOTは他のISO/RTOとは異なり、市場設計に関してFERCの管轄下でない（ただし、系統の信頼性に関しては管理下にある）。
- 市場で限界ロスを考慮すると、負荷に近い設備（従来型発電等）に間接的に利益をもたらす、負荷から遠い設備（テキサス州西部の風力発電等）の利益を抑制することになり、市場の混乱を招くとの考えがある。*2

*1 出所：各ISOマニュアル等を参照に作成

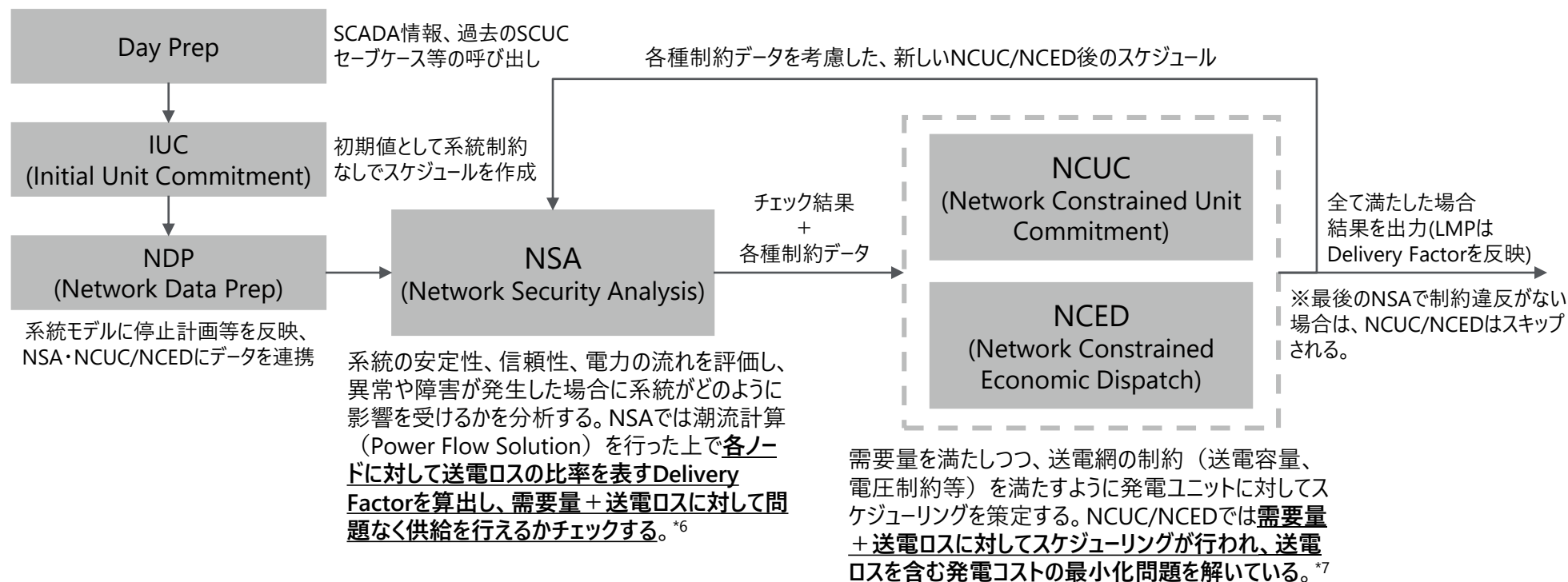
*2 出所：S&P Global、Texas PUC directs ERCOT to implement price adder, market efficiency reforms、2019年、<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/011719-texas-puc-directs-ercot-to-implement-price-added-market-efficiency-reforms>

*3 ERCOTでは、その他ISOのようにSCUCの機能の一部としてロス係数の計算を行っておらず、小売事業者が需要量を提出する際に送電ロスを含めている点が特徴である。

NYISOでは、ノードごとに送電ロスを表すDelivery Factorが算出され、SCUCの一部であるNSAとNCUC/NCEDの反復プロセスの中で送電ロスを考慮したスケジューリングが行われる

送電ロスの考慮方法（NYISO） *1,2,3,4,5

1.5. 送電ロス ① 最適化計算での送電ロス考慮



*1 出所：NYISO、Manual 11、2024年10月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/dayahd_schd_mnl.pdf/0024bc71-4dd9-fa80-a816-f9f3e26ea53a

*2 出所：NYISO、Manual 12、2024年8月、https://www.nyiso.com/documents/20142/2923301/trans_disp.pdf

*3 出所：NYISO、Day Ahead Network Constrained Unit Commitment Performance、2020年6月、https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-2_Musto_0.pdf

*4 出所：IEEE Task Force、Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market、2022年11月、<https://www.osti.gov/servlets/purl/1899996>

*5 出所：NYISOへのヒアリングより情報追記

*6 Delivery Factorの繰り返し計算の頻度については、Time Stepごとに算定が行われ、後続の制約データやネットワークポロジに反映される点がマニュアルに記載されている。

*7 SCUCに加え、リアルタイム断面の算定機能であるRTC、RTDにおいても同様の送電ロス算定が行われている。

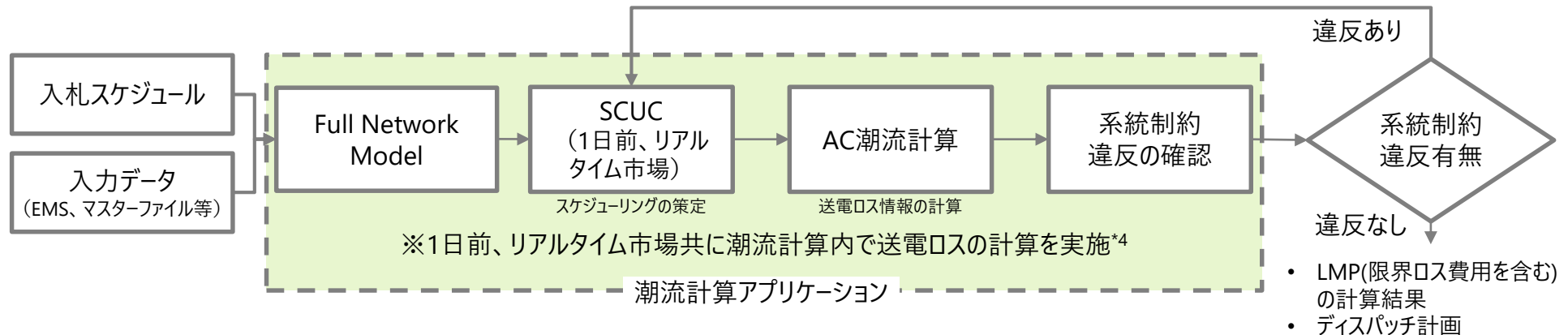
CAISOでは、潮流計算アプリケーションを用いて送電ロスの計算を行い、送電ロスを考慮したスケジューリングを行っていると考えられる

送電ロスの考慮方法（CAISO）*1,2,3

1.5. 送電ロス

① 最適化計算での送電ロス考慮

- 下記システムフローのイメージ図のとおり、SCUC算定と関係する潮流計算アプリケーションにて送電ロスの計算が行われている。
- 潮流計算アプリケーション内では、PNode又はAPNode（集約されたPNode）ごとに限界ロス費用が計算される。この限界ロスの値は、地点ごとに需要が1単位増加した際にシステム全体の送電ロスがどれだけ増減するかを表す係数であり、正負両方の値となり得る。）
- そのため、CAISOの送電ロスの計算においても、NYISOと同様にAC潮流計算において送電ロスを考慮していると考えられる。
- また、SCUCによって送電ロスを含むACネットワークモデルと一貫性のあるLMP、シャドープライス、及びアンシリャーサービス限界価格（ASMPs）の計算も行っている。



*1 出所：CAISO、Tariff 27、2024年8月、<https://www.caiso.com/documents/section-27-california-iso-markets-and-processes-as-of-aug-3-2024.pdf>

*2 出所：CAISO、Business Practice Manual for Managing Full Network Model、2021年3月、https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V72_redline.pdf

*3 出所：SECURITY CONSTRAINED ECONOMIC DESPATCH、Power System Operation Corporation Limited、2021、P132、https://posoco.in/wp-content/uploads/2021/04/POSOCO_SCED_Expanded_Pilot_Detailed_Feedback_Report_Mar_2021.pdf

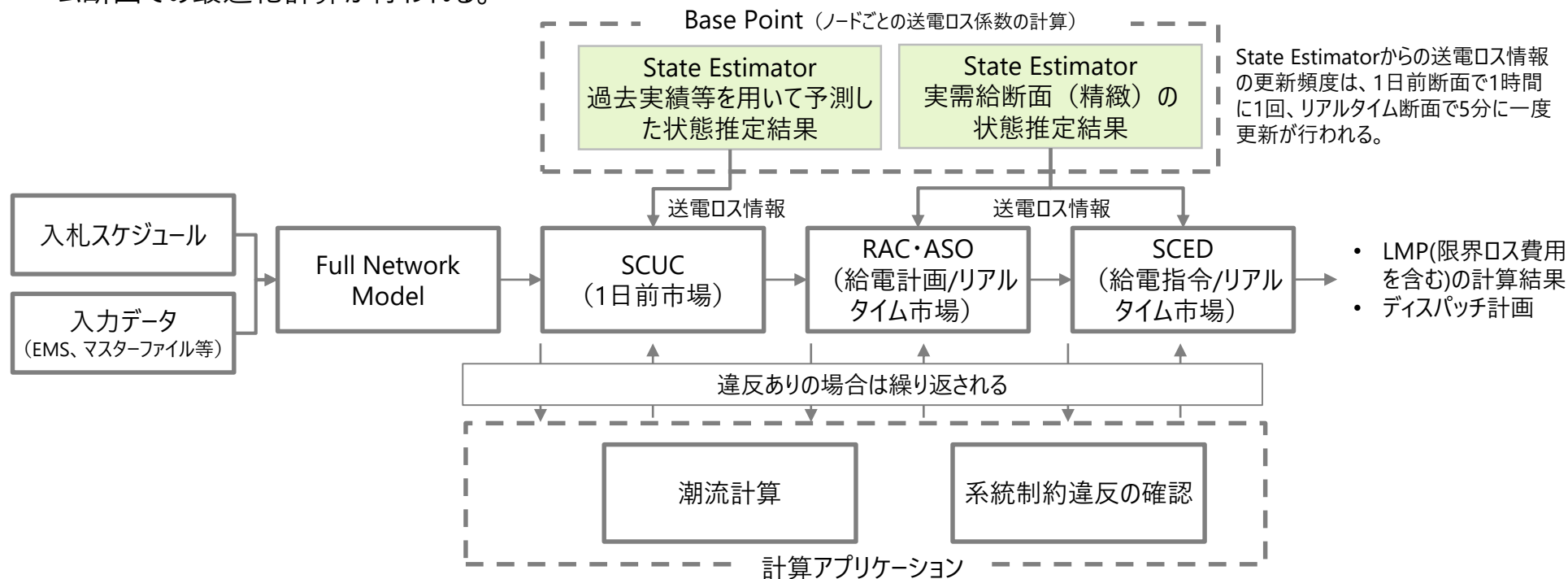
*4 CAISOにおいて、一度の計算で送電ロスを踏まえた最適化計算を行うFull ACOPFを使用しているという記述は見あたっていない。

PJMでは、State Estimatorによる状態推定からSCUC/SCEDに対して送電ロスの情報が提供され、1日前市場及びリアルタイム市場の最適化計算が行われる

送電ロスの考慮方法（PJM） *1,2,3,4,5

1.5. 送電ロス ① 最適化計算での送電ロス考慮

- 下記システムフローのイメージ図のとおり、PJMではState Estimatorから送電ロスの情報が提供されており、1日前及びリアルタイム断面での最適化計算が行われる。



*1 出所：PJM、Manual 11、2024年12月、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m11.pdf>

*2 出所：PJM、Markets Gateway User Guide、2024年7月、<https://www.pjm.com/-/media/DotCom/etools/markets-gateway/markets-gateway-user-guide.ashx>

*3 出所：PJM、PJM Manual 29、2022年10月、<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m29.ashx>

*4 出所：PJM、14A. 2 Inclusion of Transmission Losses section 3F.2、2010年9月、<https://www.pjm.com/pjmfiles/directory/etariff/FercDockets/1/20100917-er10-2710-000.pdf>

*5 出所：FERC、Recent Advances in Solving Security Constrained UC ACOPF、2024年7月、<https://www.ferc.gov/media/presentation-recent-advances-solving-large-scale-security-constrained-uc-acopf>

ERCOTでは、各決済化間隔での送電ロス係数（TLF）の予測を行った上で、QSEの調達すべき総負荷義務を決定している

送電ロスの考慮方法（ERCOT） *1

1.5. 送電ロス
① 最適化計算での送電ロス考慮

- 送電ロスは、小売事業者の負荷を代表するQSE *2（Qualified Scheduling Entities）の責任となる。
 - QSEは、小売事業者の負荷と送電ロスを満たすために必要な需要量を計画として提出する。
 - ERCOTは、各決済間隔のTLF（Transmission Loss Factors/送電ロス係数）を使用し、送電ロスの合計負荷を調整することでQSEの総負荷義務を決定する。
- TLFはERCOTにより予測され、前日6:00までにMIS（Market Information System）に投稿される。ERCOTは、当日の各決済間隔の負荷の割合として表されるERCOT全体のTLFを予測する。翌日断面においても、各決済間隔で負荷実績に基づきTLFを計算し、結果を決済システム及びMISに投稿する。
- 送電ロスの計算/モニタリング
 - 以下の数式のとおり、月間（オンピーク、オフピーク）のTLFは各決済間隔でのTLF（TLFi）に変換される。
TLFi = (MSC×SIELi) + MIC
 - ERCOTは毎年送電ロスを監視し、異常な損失要因があれば調査を行う。
 - ERCOTとTSP（Transmission Service Providers）は、送電設備の追加の必要性を評価する際の1つの基準として送電ロス費用を使用する。

－ 左記の数式の凡例 －

変数	内容
i	決済間隔
TLFi	各決済間隔でのTLF
SIELi	決済間隔 ERCOT システム負荷（予実）
MSC	月間傾斜係数； MSC=（MONLF – MOFFLF） / （MONL- MOFFL）
MIC	月間切片係数： MIC=[（MOFFLF*MONL） - （MONLF*MOFFL）] / （MONL-MOFFL）
MONLF/MOFFLF	月間オンピークロス率/月間オフピークロス率
MONL/MOFFL	月間オンピーク負荷値/月間オフピーク負荷値

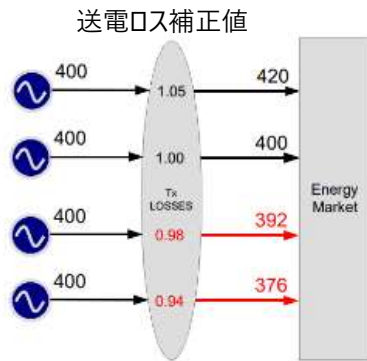
*1 出所：ERCOT、PRS Recommendation Report、2007年4月、https://www.ercot.com/files/docs/2007/04/23/037npr_05_prs_recommendation_report_042007.doc
*2 QSE：市場参加者とERCOTとの情報インターフェースとしての役割を果たす。QSEはERCOTに需給バランスの取れた給電計画を提出する責務を負う。

アイルランドでは、卸市場において発電所立地に応じた売電量の補正を行っており、発電事業者が送電ロス補填費用を負担している

市場における送電ロス補正方法（アイルランド）*1

- 各変電所における発電・需要量の1時間データ値を元データとして、計24パターン（12か月分の日中・夜間）の発電・需要プロファイルを作成する。
- 各ケースについて、各変電所における発電・需要量が増減した際の系統全体の潮流変化を計算し、変電所ごとの送電系統ロス補正値を算定する。
- 送電系統ロス補正値と配電系統において生じるロス分と合わせた補正を、送電ロス補正値（TLAF）とする。
- 各発電事業者の市場への売電量は、発電所での発電量に当該地域のTLAFを掛け合わせることで算定される。

ー送電ロス補正値適用のイメージ



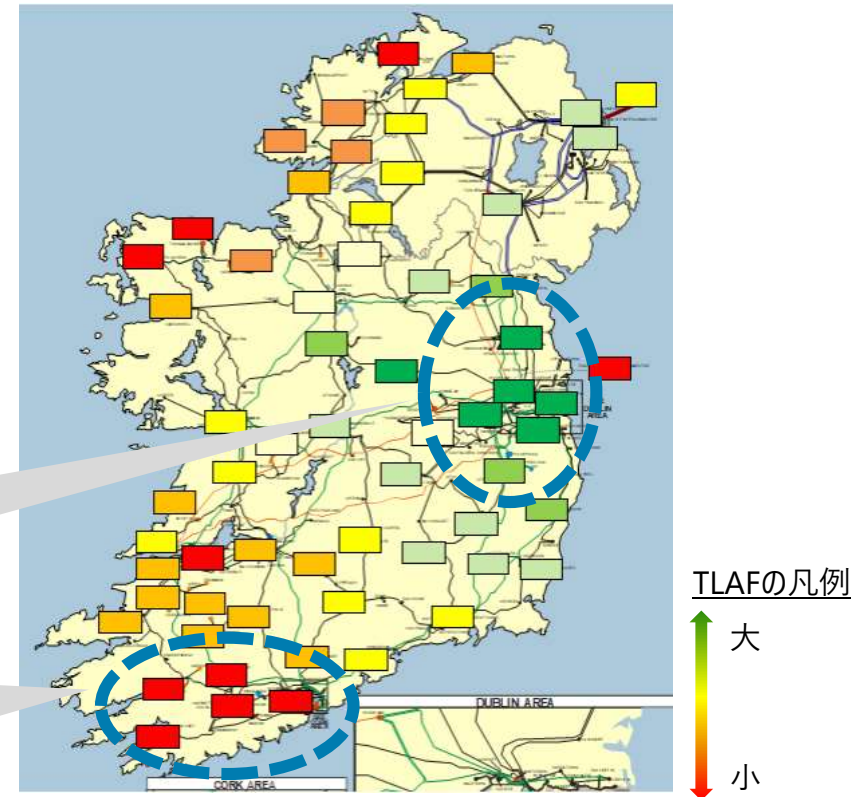
大需要地に近いエリアではエリアではTLAFが大きく、発電量に対して売電量が多くなる。

大需要地から離れたエリアではTLAFが小さいため、発電量に対して売電量が少なくなる。

1.5. 送電ロス

① 最適化計算での送電ロス考慮

ー2023/24年の送電ロス補正値（TLAF）ー



*1 出所：各種公開資料を基にトーマツ作成

DC法とAC法の主な違いは、電圧の位相角や電圧量等の電氣的な制約を考慮し送電ロスを踏まえて最適化を行うかどうかである

(参考) 潮流計算の種類と送電ロス考慮の関係性*1

1.5. 送電ロス
① 最適化計算での送電ロス考慮

潮流計算の種類		概要	送電線の制約考慮	電圧の位相角の制約考慮	バスの電圧量の制約考慮	送電ロスを踏まえた最適化
Economic Dispatch		最経済なディスパッチを策定するが、送電線等の各種制約は含まれていない。(潮流を無視したメルトリトオーダー)	×	×	×	×
DCOPF (DC法)		潮流の制約やその他運用制約*3を考慮し、最適な潮流（給電指令）を策定する。その際、電圧量は固定し位相角は0で計算を解く。	○	×	×	各ノードのロス係数はState Estimator(状態推定)の情報を使用
ACOPF (AC法)	Decoupled OPF	ACOPFを有効電力Pと電圧の位相角 θ 、電圧Vと無効電力Qの2つのサブ問題に分け、近似化した上で有効電力及び無効電力を求める。	○	△ 近似化された値を使用		各ノードのロス係数はOPF内で計算 ※一部ISOで例外有
	Full ACOPF	有効・無効電力の潮流分布及び母線電圧の大きさ・位相差の分布を厳密に考慮したAC潮流計算を実施し、最適化を行う。厳密にロスを含めた最適化を行えるが、非線形・非凸問題のため、計算に時間がかかる。	○	○	○	○

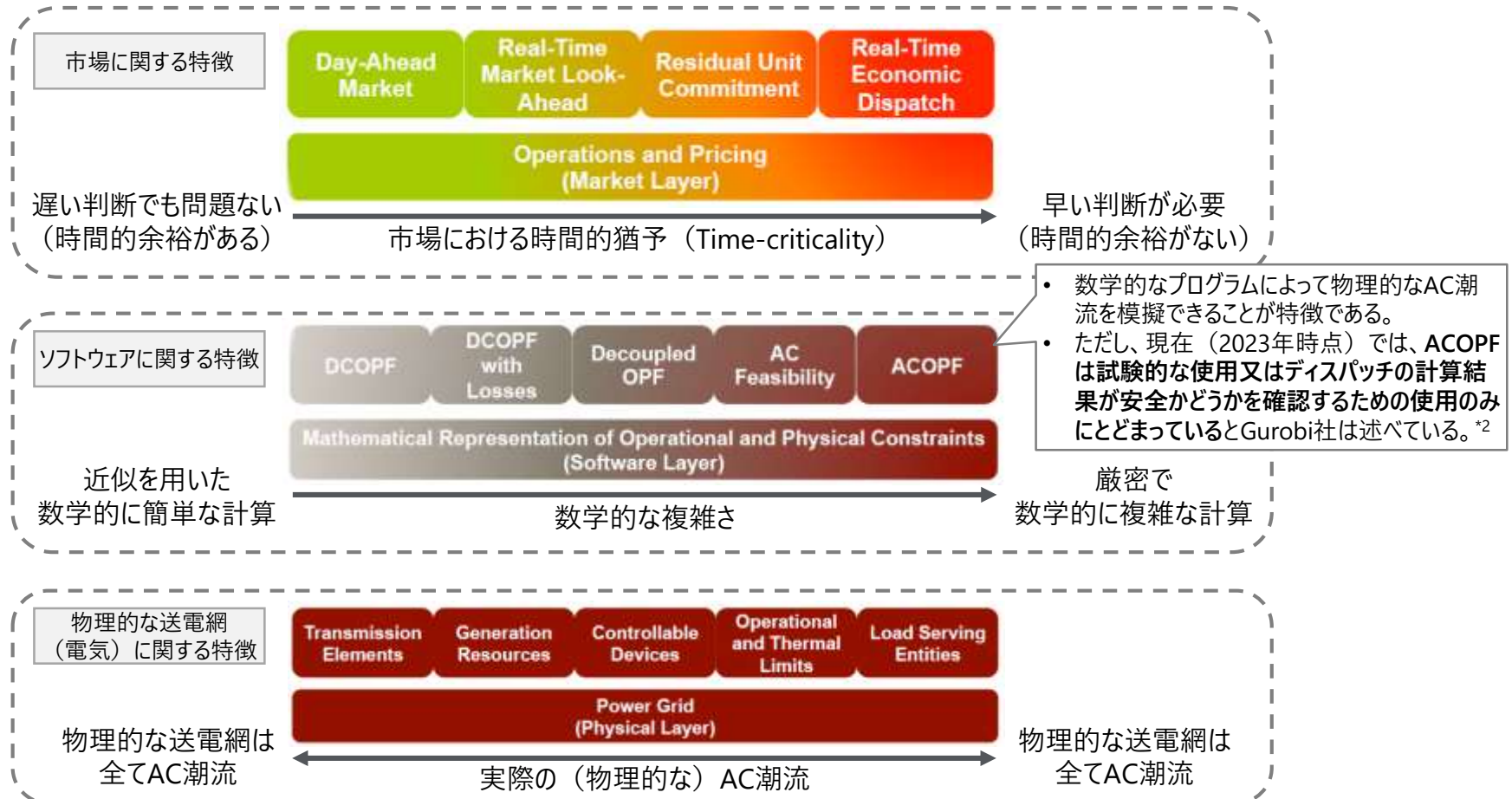
■ DCOPFはDC法（直流法）とも呼ばれているが、あくまでAC潮流（full Alternating Current network）を線形化している点が特徴であり、DC潮流（Direct Current network）を解いているわけではない点に留意が必要である。*2

*1 出所：各種公開資料を基にトーマツ作成
*2 出所：Richard P. O'Neill（FERC）、History of Optimal Power Flow and Formulations、2012年、<https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/acopf-1-history-formulation-testing.pdf>
*3 各電源の最低出力の制約、送電線の安定度等の制約、スイッチングを行う設備の機械的な制約等を指す。

ACOPFは、数学的なプログラムによって物理的なAC潮流を模擬できることが特徴であるが、現時点ではディスパッチの計算結果が安全かどうかを確認するためのみに用いられている

(参考) 市場・ソフトウェア・物理的な送電網に関する特徴*1

1.5. 送電ロス
① 最適化計算での送電ロス考慮



*1 出所：The Johns Hopkins University, Essays on the ACOPF Problem: Formulations, Approximations, and Applications in the Electricity Markets, 2016年2月、<https://jscholarship.library.jhu.edu/server/api/core/bitstreams/ce183f87-4273-444b-937f-68492cb6e012/content>

*2 出所：Gurobi Optimization, Gurobi Academic Webinar with Dr. Daniel Bienstock discussing the AC Optimal Power Flow Problem, 2023年5月閲覧, 26:08, <https://www.youtube.com/watch?v=5MwNL2SuEaI>

米国では地点別価格であるLMPに限界ロス費用が含まれており、LMPを通して市場参加者が送電ロス費用を負担している

送電ロス費用の負担方法と費用負担者（NYISO、CAISO、PJM）*1

1.5. 送電ロス ② 送電ロス補填の在り方

- 送電ロス費用はLMP（Locational Marginal Pricing）の構成要素（限界ロス費用：Marginal Loss）として含まれている。
- LMPとは、送電システムの混雑とロスを考慮した地点別の発電費用の限界価格であり、以下の式により求められる。

$$\text{LMP} = \text{System Energy Price}^{*2} (\text{システムプライス}) + \text{Congestion Cost} (\text{混雑費用}) + \text{Marginal Loss} (\text{限界ロス費用})$$

限界ロス費用の算定方法

- 限界ロス費用は、発電設備の出力が増減した際のロスの増減に関わる費用であり、システムプライス及びLoss Penalty Factor*3から算定される。
$$\text{限界ロス費用} = \text{システムプライス (基準価格)} \times (1 / \text{Loss Penalty Factor} - 1)$$
$$= \text{システムプライス (基準価格)} \times (-\Delta P_i / \Delta P_L)$$
- Loss Penalty Factor = $1 / (1 - \Delta P_L / \Delta P_i)$ ⇒ 発電側・需要側を含む各ノードごとに算定され、（例として）とあるノードの出力を1MW上げた際にロスがどれだけ増えるか又は減るかの値（係数）である。
 - ΔP_i ：Reference busの負荷の増加に対応するための、対象のbusにおける出力の増加量
 - ΔP_L ：出力の増加に伴う、系統全体のロスの増加量
 - Penalty Factorが1.0より大きい時、そのノードにおける出力を1MW上げるとシステム全体の送電ロスも大きくなるという意味となる。
 - Penalty Factorが1.0より小さい時、そのノードにおける出力を1MW上げるとシステム全体の送電ロスも小さくなるという意味となる。

- 各ノードのLMPにLoss Penalty Factorから算出される限界ロス費用が含まれており、米国ではLMPを通して市場参加者が送電ロス費用を支払っている。

*1 出所：PJM、Marginal Losses Implementation Training、2007年、<https://www.pjm.com/~media/training/new-initiatives/ip-ml/marginal-losses-implementation-training.ashx>

*2 System Energy Price：システムプライスは、Reference busにおける限界費用であり、混雑費用と限界ロス費用を差し引いたLMPを表す。追加の出力を供出可能な発電設備のAdjusted Offerのうち最低価格を指し、全電源に適用される。

1.6. 欧米のネガティブプライス

約定価格の下落、事業者の入札行動変容ならびに収益性に影響をもたらすと考えられるネガティブプライスについて、導入済の欧米諸国の事例を調査・整理した

ネガティブプライスに関する現状認識と調査方針

日本における現状認識

現状

- これまで各分野の審議会等で、日本へのネガティブプライスの導入是非が、議論されている。
- 同時市場の在り方等に関する検討会においても、市場の設計を抜本的に変える同時市場を導入するタイミングで、日本におけるネガティブプライス導入の議論を推進する意見が挙がっている。

課題

- 海外では再エネ電源導入増大に伴い、マイナス価格約定数の増加、ならびに約定価格（マイナス値）の更なる下落が顕著になっている。
- 発電事業者（従来電源）に対して収益性にマイナスの影響を及ぼす。再エネ事業者に対しても、FIT/FIPや税控除等の再エネ優遇制度の有無によってはマイナスの影響を与える可能性がある。
- ネガティブプライスを円滑に導入するために、フロアプライスの設定方法や、ステークホルダーの合意形成方法を検討する必要がある。

調査方針

【対象国・エリア】

米国各ISO/RTO（PJM、CAISO等）
カナダ、英国、ドイツ、フランス、オランダ等

【調査項目】

- ① ネガティブプライス導入による影響
 - マイナス価格入札・約定の発生状況
 - DR等の需要側の変化
- ② ネガティブプライス導入にあたっての留意事項
 - フロアプライスの設定方法
 - ステークホルダーごとの反応分析（発電事業者・系統運用者・再エネ事業者等）

ネガティブプライスの導入により電力供給過剰時にマイナスの均衡価格が許容されるため、電力の供給抑制、上げDR等による需要創出をもたらすことが期待されている

ネガティブプライスの概要

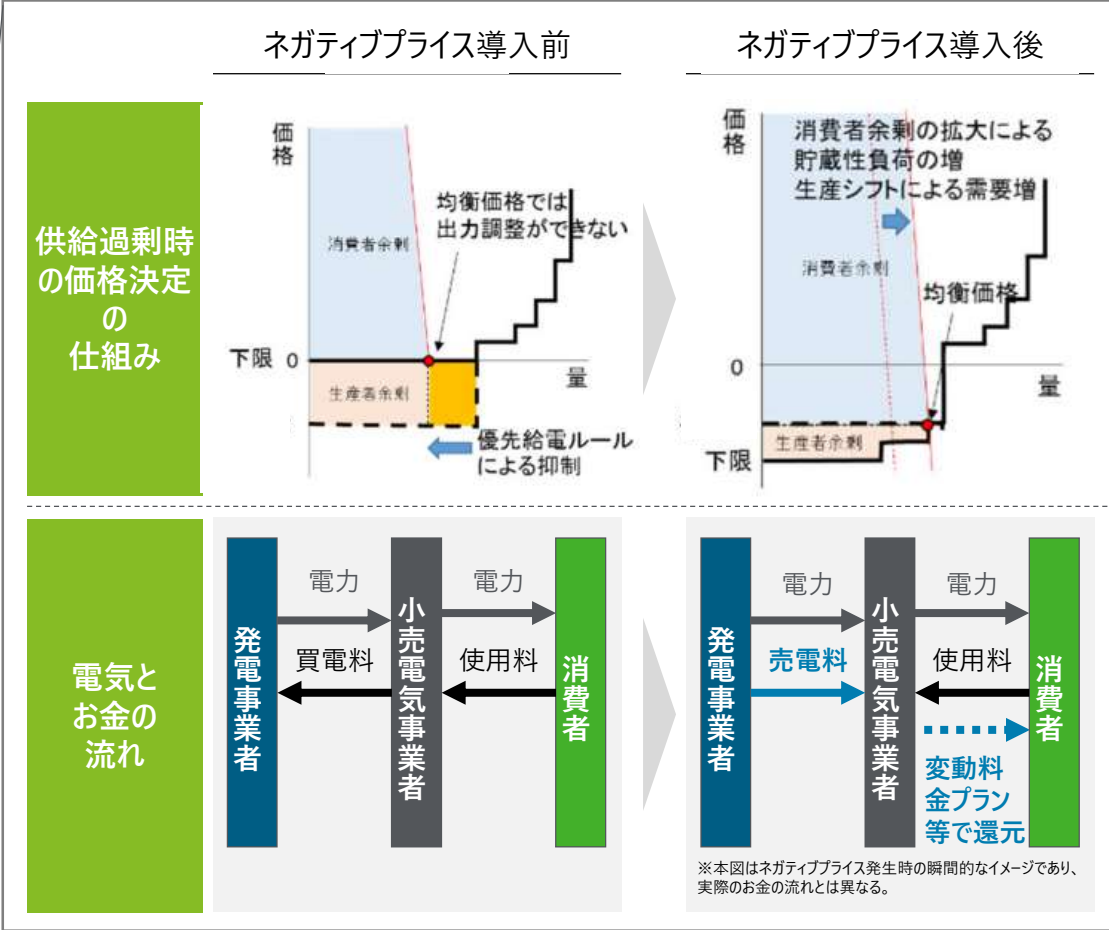
1.6. ネガティブプライス

日本における
現状の課題

- 限界費用が限りなく0円に近い再エネ電源大量導入に伴い、下限価格（フロアプライス）である0.01円/kWh約定数が増加している。
- 市場原理の働かない優先給電ルールによる出力抑制が実施されている。

ネガティブ
プライス
がもたらす
効果

- メリットオーダーによる約定が可能になる。
- ネガティブプライスの価格シグナルにより、電力供給過剰時の供給抑制、需要量上げるためのエネルギー貯蔵システム構築等の行動変容がもたらされ、電力システムの全体最適が図られると考えられる。



*1 出所：東京大学公共政策大学院、需給調整メカニズムの現況と課題：欧米の比較を踏まえた2024年度以降に向けての考察と提言、2022年3月、p.62、<https://www.pp.u-tokyo.ac.jp/wp-content/uploads/2016/09/GraSPP-DP-J-22-002.pdf>

マイナス価格の発生は各国/地域で近年増加傾向にあり、発電事業者はマイナス価格の発生を受容しつつ現状の制度の中で損失が最小限になるように運用している

各国のネガティブプライスの実態と日本への導入時に想定される留意事項

1.6. ネガティブプライス

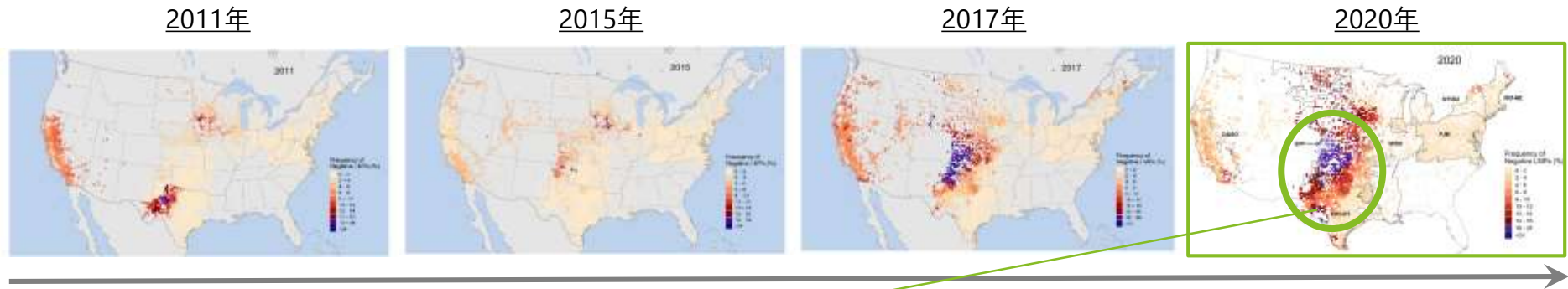
項目	ネガティブプライス導入国/地域の実態調査の結果	制度導入時に想定される留意事項
マイナス価格の発生状況	■ 米国・欧州共にマイナス価格の発生時間（頻度）は近年増加傾向にある。 ■ 1日を通じてマイナス価格の発生割合が高い時間帯は需要量に対して太陽光発電量が多くなる日中、あるいは風力発電量が多く需要量が少ない0時～6時である。	■ 再エネ導入量増加に伴い、日本においても下限価格での約定（市場原理によらない出力抑制）の発生頻度は増加すると考えられる。ただし、需要量のシフトを行えるような大規模エネルギー貯蔵システム等が整備されると発生頻度の増加は緩和される可能性がある。 ■ 各国/地域においても、価格シグナルによる出力抑制を行い、効率的に市場運用を行えるように、フロアプライスの設定がなされており、日本においても参考になる。 ■ ネガティブプライスを導入すると、マイナス価格の発生によって発電事業者の収益性が低下し、電源の撤退が生じることが懸念される。 ■ また、再エネ導入支援制度がネガティブプライスに与える影響を指摘する声は、日本でも挙がることが予想される。ネガティブプライスの導入を検討する際には、国内の電力関連事業者へのヒアリングを通じて、ネガティブプライス導入に対する事業者の懸念や期待を整理して、円滑に運用するための制度を設計することが肝要と考えられるか。
マイナス価格入札動機	■ 原子力のような長期固定電源は、発電機を停止することによる損失リスクを回避するためにマイナス価格で入札する。 ■ 再エネ発電事業者は、再エネ導入支援制度や環境価値で得られるインセンティブを考慮して、トータルで収益を得られる範囲でマイナス価格での入札を行う。	
フロアプライス設定状況	■ ほとんどの米国の各ISO/RTO、欧州各国でフロアプライスを設定している。 ■ 各国/地域の電源構成や電力制度の特性に応じて市場の運用が効率的にできるよう、そして発電事業者価格シグナルによる出力抑制を促せるようにフロアプライスを設定している。	
ネガティブプライスに関する制度設計	■ 長期固定電源に対して、ネガティブプライス導入の損失を補償する制度は見られなかった（影響緩和するCfD制度等は存在）。 ■ 再エネ導入支援制度はマイナス価格が持つ価格シグナルを失わせるとして縮小を求める声がステークホルダーから挙がっており、欧州ではマイナス価格継続時間に応じたFIPプレミアム付与停止の条件を厳しくする動きが見られる。	

米国では、SPPやERCOT北部においてマイナス価格の発生頻度が高くなっているが、風力発電量が需要量に対して豊富で、他地域への電力融通量の少ないことが影響している

マイナス価格の発生状況と要因（米国）

1.6. ネガティブプライス ①ネガティブプライス導入による影響

－ 米国LMPのマイナス価格発生頻度の推移（2011年～2020年） *1,2 －



発生状況の
特徴

- 2011年から2020年にかけてマイナス価格の発生頻度は高くなっており、SPP（米国中央部のRTO）、ERCOT北部で特にマイナス価格の発生頻度が顕著に高かった（取引時間の約20%）。
- 2020年、米国の電力市場のLMPにおいて、取引した全時間の約4%でマイナス価格が発生した。

発生頻度が
高い要因

- SPP、ERCOT北部で特にマイナス価格の発生頻度が高くなっている要因として、次の2点があげられる*2。
- 風力発電が豊富で、かつ税控除（PTC）のインセンティブによりマイナス価格の補填ができるために風力発電事業者のマイナス価格での入札量が多い。
 - 他の地域間との系統線の容量が小さいために発電した電力を他の地域に融通することができず、結果として需要に対して供給が過剰な時間数が多い。

*1 出所：Lawrence Berkeley National Laboratory, Impact of Wind, Solar, and Other Factors on Wholesale Power Prices, p.31, 2019年11月、<https://escholarship.org/content/qt1qd5b2d9/qt1qd5b2d9.pdf>

*2 出所：Advances in Applied Energy, Plentiful electricity turns wholesale prices negative, 2021年11月, vol4 100073, p.2, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000652>

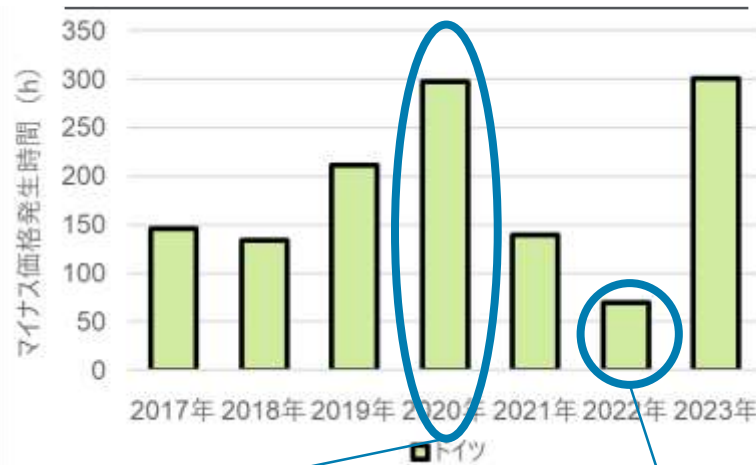
2023年は日照時間が長かったために太陽光発電量が増加し、欧州各国で発生時間が前年と比較して顕著に増加した

マイナス価格の発生状況（欧州）

1.6. ネガティブプライス ①ネガティブプライス導入による影響

－ スポット市場におけるマイナス価格発生時間*1*2 －

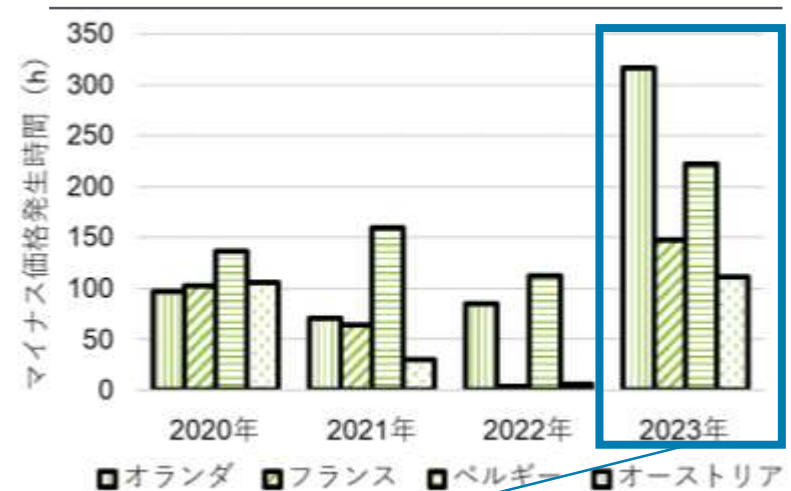
ドイツ*1,2



COVID-19パンデミックによる産業活動の減少に伴いエネルギー需要が減少したことでマイナス価格発生頻度が増大した*2。

ロシア産ガスの供給抑制によりガス価格が上昇したために電力全体の平均価格が上昇した*3。

オランダ、フランス、ベルギー、オーストリア*4



2023年のマイナス価格の発生時間は4か国全てにおいて2020年～2022年を上回った。2023年は日照時間が長かったため太陽光発電量が増加したことが要因の1つにあげられる*5。

*1 出所：fFe、Advances in Applied Energy、fFe、2024年3月、<https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-epex-spot-2023/>

*2 出所：fFe、Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2020、2021年11月、<https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2020/>

*3 出所：fFe、German electricity prices on the EPEX Spot exchange in 2022、2023年1月、<https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-the-epex-spot-exchange-in-2022/>

*4 出所：CRGE、Study on the occurrence and impact of negative prices in the day-ahead market、2023年9月、<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2590EN.pdf>

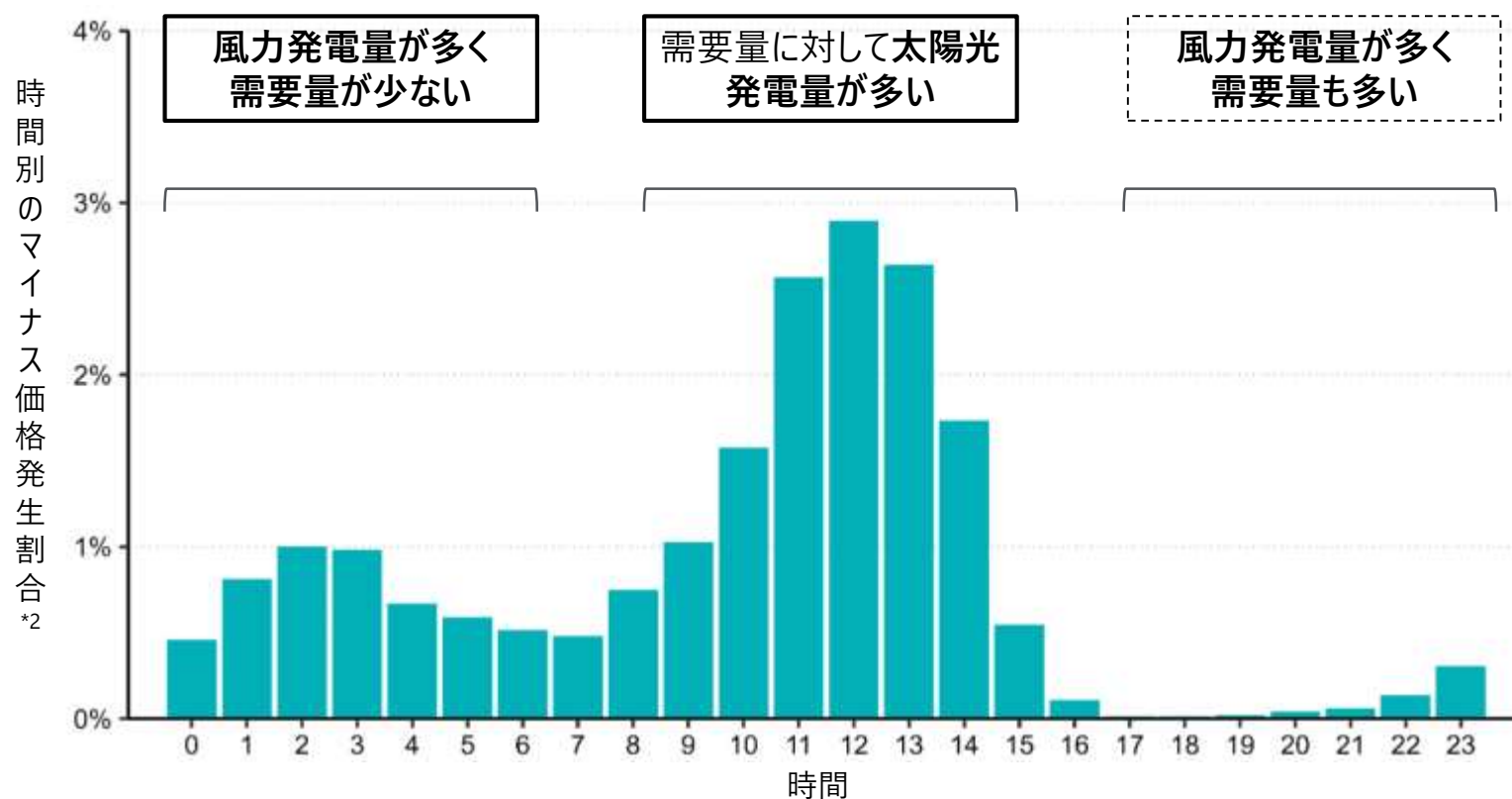
*5 出所：INTERNATIONAL ENERGY AGENCY、Electricity Market Report Update Outlook for 2023 and 2024、2023年6月、p.35、https://iea.blob.core.windows.net/assets/15172a8d-a515-42d7-88a4-edc27c3696d3/ElectricityMarketReport_Update2023.pdf

風力発電量が多く需要量が少ない未明～早朝と、需要量に対して太陽光発電量が多い昼間の時間帯でマイナス価格の発生割合が高くなる

マイナス価格の時間別の発生状況（欧州）^{*1}

1.6. ネガティブプライス
①ネガティブプライス導入による影響

－ 時間別のマイナス価格発生割合^{*1,2} －



^{*1} 出所：CRGE、Study on the occurrence and impact of negative prices in the day-ahead market、2023年9月、<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2590EN.pdf>

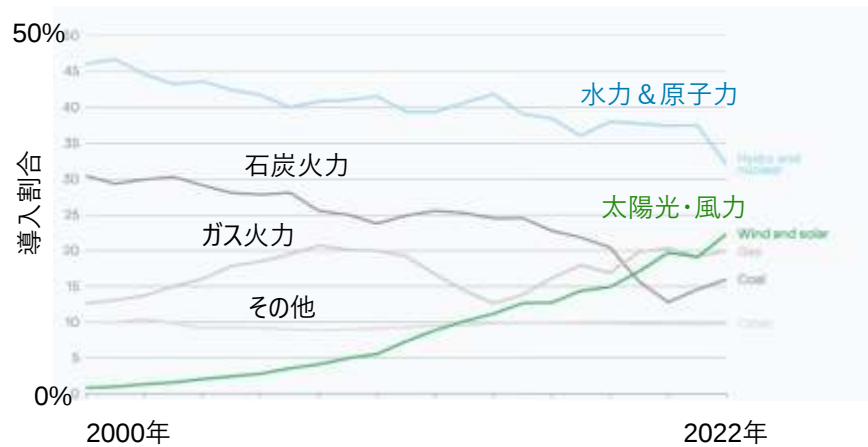
^{*2} グラフのデータは2020年～2023年に旧CWE入札ゾーンであったドイツ、オランダ、フランス、ベルギー、オーストリアを合計した、時間ごとのマイナス価格発生時間の割合を表している。
例えば12時は、2020年～2023年において12時台に約2.9%の割合でマイナス価格が発生していることを示す。

EU全体の太陽光と風力の導入割合は2022年時点で石炭火力やガス火力よりも多く、導入割合は過去20年で増加し続けている

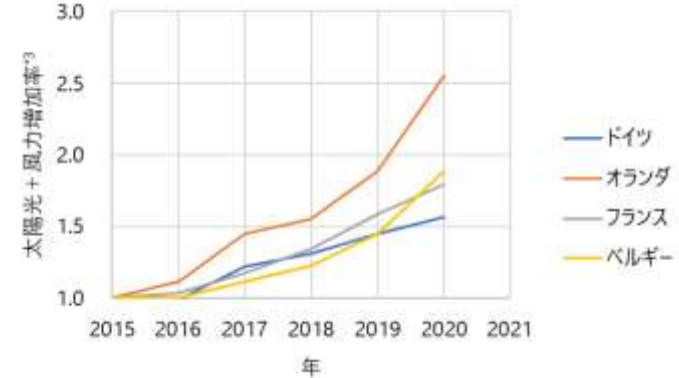
(参考) 欧州各国の再エネ電源普及状況

1.6. ネガティブプライス
①ネガティブプライス導入による影響

－ EUの電源種別導入割合の年次変化*1－



－ EU国別の太陽光と風力導入容量の年次変化*2－



－ ドイツの電源種別発電量（2023年）*4－

電源種	発電量 (TW)	割合	電源種	発電量 (TW)	割合
水力	19.48	4.5%	原子力	6.72	1.5%
バイオマス	42.25	9.7%	褐炭	77.5	17.7%
洋上風力	23.52	5.4%	硬炭	36.05	8.3%
陸上風力	116.25	26.6%	石油	3.15	0.7%
太陽光	52.24	12.0%	天然ガス	45.79	10.5%
			その他	13.85	3.2%

- EU全体における太陽光と風力の導入割合は2022年で22%であり、石炭火力・ガス火力よりも多い。
- 太陽光と風力の導入割合は2021年にガス火力を抜き、導入割合は増加し続けている。

*1 出所：Agora Energiewende and Ember, European Electricity Review 2023、2023年1月、p.5、<https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2023/#supporting-material>

*2 出所：Agora Energiewende and Ember, The European Power Sector in 2020、2021年1月、p.8、https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2020_01_EU-Annual-Review_2020/A-EW_202（出所のデータを基にトーマツでグラフ作成）

*3 縦軸の値は2015年の太陽光と風力の導入容量を1とした時の増加率を表す

*4 出所：Fraunhofer, Energy Charts: Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2023、https://www.energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2023

発電事業者がマイナス価格で入札する動機として、発電の起動停止によるコスト発生回避や、再エネ優遇制度や環境価値のインセンティブによる収益減少の低減が挙げられる

マイナス価格で入札する動機（米国・欧州）

1.6. ネガティブプライス
①ネガティブプライス導入による影響

発電事業者	マイナス価格で入札を行う例	詳細*1
火力・原子力発電事業者	発電機を停止することによるコストの発生を回避したい場合	火力や原子力等の固定電源は、約定されず発電を停止した時に生じる停止コスト・起動コストよりも、<u>マイナス価格を支払って発電した方が全体の損失を抑えられる。</u>
再エネ発電事業者	再エネ電源優遇措置（税控除、FIPプレミアム）で得られるインセンティブがマイナス価格約定による支払い分を上回る場合	<u>再エネ電源は限界費用が低く、再エネ電源優遇措置で得られるインセンティブがマイナス価格約定による支払いを上回るケースがある</u>ために、マイナス価格で応札している。
	環境価値の取引で得られる収入がマイナス価格入札による支払い分を上回る場合	米国では<u>Renewable Energy Credits（RECs）の取引により発電事業者が収入を得られる</u>ために、マイナス価格で応札することがある。

*1 出所：The Bottle Group、Negative Pricing in Wholesale Energy Markets、2018年11月、https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/06/20959_negative_pricing_in_wholesale_energy_markets.pdf

米国では、発電量に応じて受け取れる税控除（PTC）の制度が適用される場合は、風力発電事業者はマイナス価格で入札して、発電量を最大化するように努めている

マイナス価格で入札する動機（米国）（1/2）

1.6. ネガティブプライス
①ネガティブプライス導入による影響

項目		風力発電	長期固定電源
特徴	限界費用	ほとんどかからない。	高い
	起動・停止	容易に発電を停止できる。	- 電源を柔軟に起動・停止することができない。 - 最低出力の発電は維持し続ける必要がある。
	発電量	風況により発電量は大きく変化する。	気象条件に左右されず発電量は安定している。
PTCありの場合*1	マイナス価格の入札	PTC等*2の税控除を踏まえて、損失を被らない範囲でマイナス価格を入札する。	－ (長期固定電源はPTCの税控除を受けられない。)
	入札行動	PTCは発電量に応じて受け取れる税控除のため、可能な限り発電量を最大化するように努める*3。	－
PTCなしの場合*1	マイナス価格の入札	PTCが無い場合、収益性の観点からマイナス価格での入札は行われないと考えられる。	長期固定電源は起動・停止を柔軟に行えないため、マイナス価格で入札した方が出力を停止させるコストよりも小さい場合は、マイナス価格で入札することがある。
	入札行動	限界費用は低いため、\$0付近の入札が多くなると考えられる。	出力を容易に調整できない原子力や水力は、マストラン*4による入札が大半を占める。

*1 出所：The NorthBridge Group、Negative Electricity Prices and the Production Tax Credit、2012年9月、p.8、https://www.edleaver.com/Archives/2013/06/pdf/NegativeElectricityPricesAndPTC_exelon.pdf

*2 州ごとにPTC以外の再エネ電源導入を促進するための税額控除が設定されている。

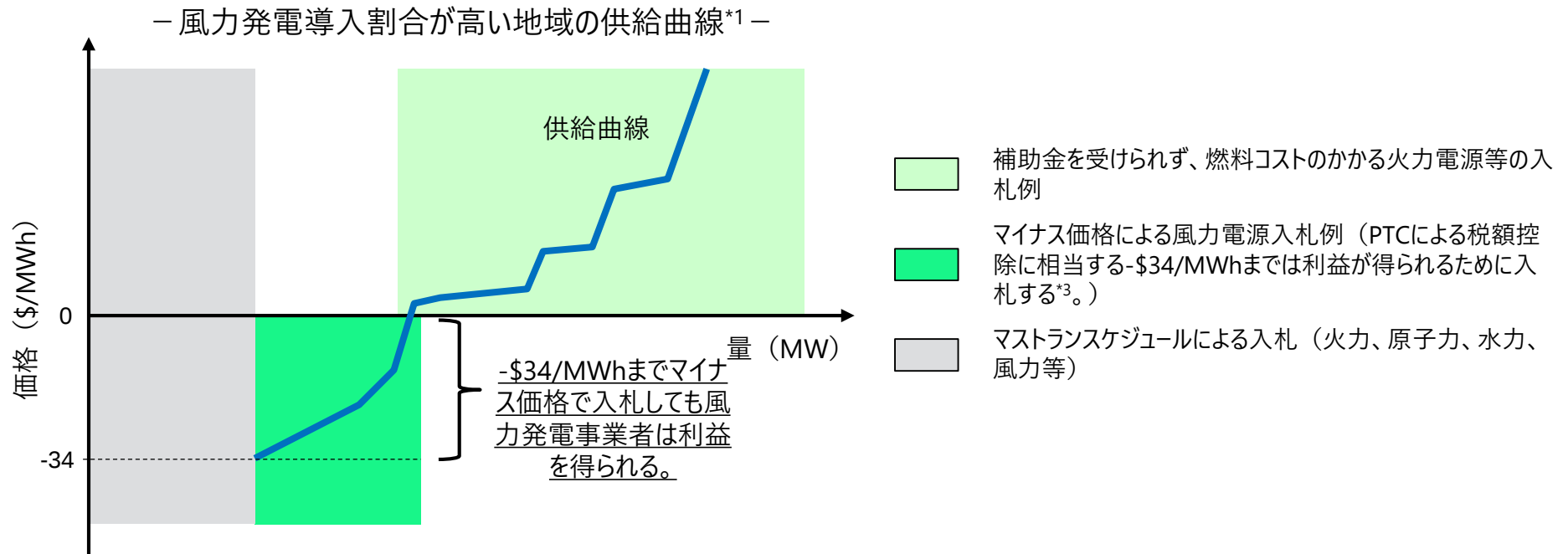
*3 PTC（Renewable Electricity Production Tax Credit）は発電量に応じて税額控除を受け取れるため、発電をするほどインセンティブが生まれる。

*4 マストランでの入札を行う場合、入札価格は市場価格の算定に使用されない（プライステイカーとして市場に参加する）。

例えば2016年までに建設を開始した風力発電システムは、税引前で発電量1MWhあたり約\$34の控除を得られたため、-\$34/MWh付近までマイナス価格での入札が見られた

マイナス価格で入札する動機（米国）（2/2）

1.6. ネガティブプライス ①ネガティブプライス導入による影響



*1 出所：The NorthBridge Group、Negative Electricity Prices and the Production Tax Credit、2012年9月、p.8、https://www.edleaver.com/Archives/2013/06/pdf/NegativeElectricityPricesAndPTC_exelon.pdf

*2 出所：CAISO、U.S. Wind Industry Annual Market Report、2010年、p.6、<https://grist.org/wp-content/uploads/2010/04/awea.pdf>

*3 2016年までに建設を開始した発電システムは、税引前で発電量1MWhあたり約\$34の控除を得られた。

欧州ではネガティブプライスの価格シグナルを働かせるため、マイナス価格が一定時間継続した場合はFIPプレミアムを付与しない等の措置を設けている

マイナス価格で入札する動機（欧州）

1.6. ネガティブプライス
①ネガティブプライス導入による影響

- 欧州の再エネ事業者はFIPプレミアムによる収益を得られる価格までマイナス価格で入札しているが、このように市場のシグナルではなく補助制度に従って発電する再エネ電源が市場にゆがみを生ませていることを、国際エネルギー機関が指摘している*1。
- ネガティブプライスの価格シグナルが失われることを防ぐため、欧州各国で、下記のとおりマイナス価格約定が一定時間継続した場合、プレミアムをゼロにする等の措置が設けられている*2。

	ドイツ	フランス	英国	オランダ	イタリア
	FIP	FIP	FIT CfD	FIP	FIP
卸市場価格がマイナス価格の時のプレミアムの扱い	<u>プレミアムがゼロ</u> • 卸電力市場のスポット市場の1時間コマの取引価格について、マイナス価格が4時間以上継続した場合（継続開始から終了まで）	<u>プレミアムがゼロ</u> • 卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格になった場合（ただし、年間当たりの上限時間を超過して卸電力市場がマイナス価格になった場合、それ以降は減額されたプレミアムを受け取れる）	<u>プレミアム*3が減額</u> • 卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格になった場合、プレミアム最大額はストライク価格*3 <u>プレミアム*3がゼロ</u> • 卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格から6時間以上継続した場合（継続開始から終了まで）	<u>プレミアムがゼロ</u> • 卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格が6時間以上継続した場合（継続開始から終了まで）	<u>プレミアムがゼロ</u> • 当該発電設備が立地するエリアの卸電力市場のスポット価格について、マイナス価格が6時間以上継続した場合（継続から終了まで）（ただし、上記よりプレミアムが交付されなかった期間分、プレミアムの交付期間も延長される）

*1 出所：INTERNATIONAL ENERGY AGENCY、Electricity Market Report Update Outlook for 2023 and 2024、2023年6月、p.35、https://iea.blob.core.windows.net/assets/15172a8d-a515-42d7-88a4-edc27c3696d3/ElectricityMarketReport_Update2023.pdf

*2 出所：資源エネルギー庁、電力・ガス事業分科会 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20回）資料1、2020年10月、p.46、https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/020_01_00.pdf

*3 プレミアムはストライク価格（政府が決定した基準価格）とスポット価格の差分に相当する。

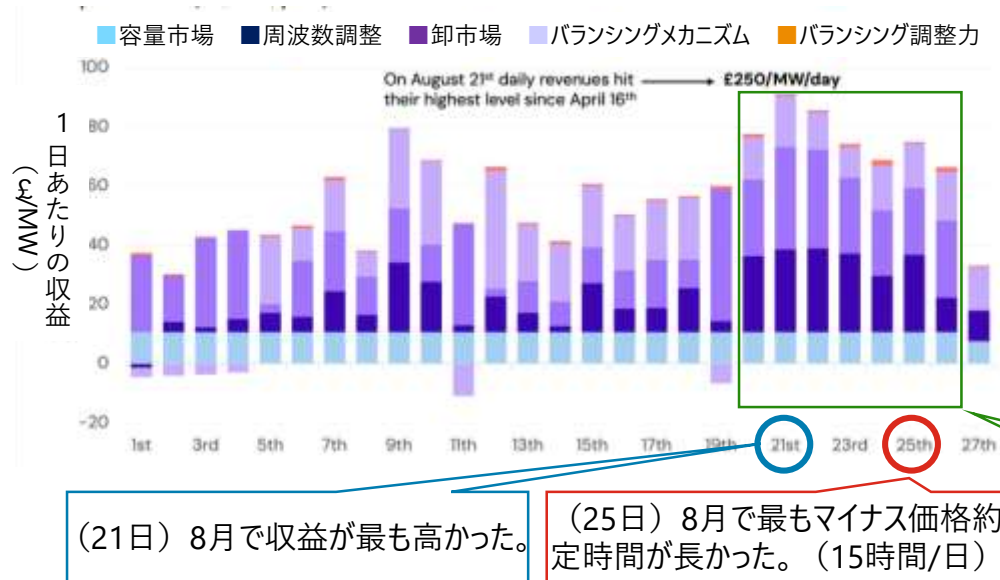
マイナス価格での約定時間数の増加が、エネルギー貯蔵システムの収益増加をもたらす一因となっている

マイナス価格での約定とエネルギー貯蔵システムの収益への影響（英国）*1

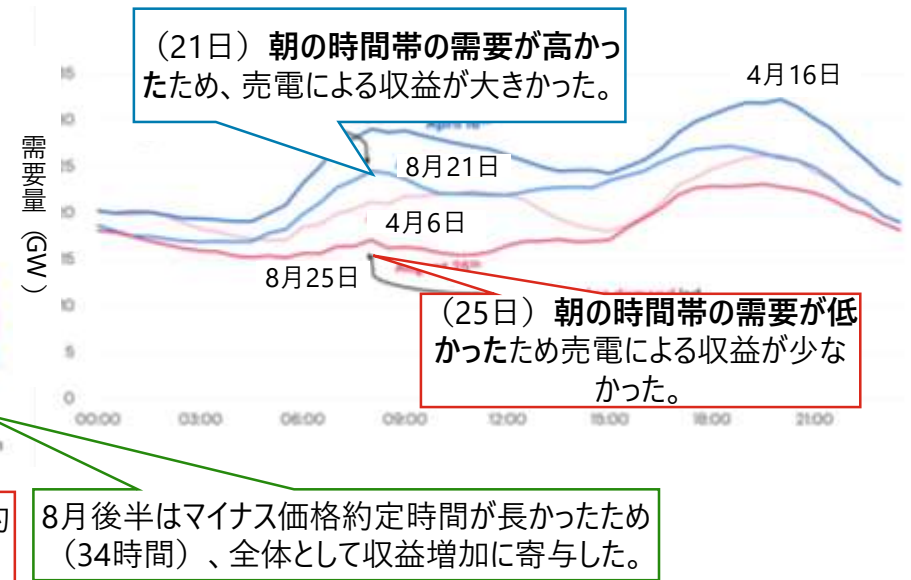
1.6. ネガティブプライス
①ネガティブプライス導入による影響

- 英国のエネルギー貯蔵システムは2024年8月に過去2番目に高い収益を上げたが、その1つの要因にマイナス価格約定の発生時間増加をあげている。2024年8月、英国の卸市場で49時間/月のマイナス価格での約定時間を記録しており、1か月あたりのマイナス価格での約定時間は2024年で2番目に長かった。
- 一方、マイナス価格での約定時間が長いほどエネルギー貯蔵システムの利益が増加するとは必ずしも言えない。実際、2024年8月において、マイナス価格での約定時間数が最大の日は25日であったが、収益が最も高かった日は21日であった。これは、25日の朝の時間帯で需要量が低く、スポット市場の約定価格が低かったため、売電による収益をあまり得られなかったためである。

－英国エネルギー貯蔵システムの日別の収益（2024年8月）－



－英国の時間ごとの需要量－



*1 出所：Mode energy、August 2024 negative prices: How did batteries respond?、2024年8月、<https://modoenergy.com/research/august-2024-negative-prices-how-did-batteries-respond>

PJMを除いて、ISO/RTOごとに異なるフロアプライスが設定されている

フロアプライスの設定状況

1.6. ネガティブプライス
②ネガティブプライス導入にあたっての留意事項

－ エリア別のフロアプライスの設定状況*1－

国	エリア	フロアプライス	国	エリア	フロアプライス
米国	CAISO	-\$150/MWh	カナダ	IESO*4	-\$2,000/MWh (MRP後は-\$100/MWh*5)
	ERCOT	-\$250/MWh			※電源種ごとの入札下限値 < 風力 > 発電容量入札の最初の10%が -\$15/MWh、残りの90%が -\$3/MWh < 太陽光 > -\$3/MWh < 原子力（負荷追従運転） > -\$5/MWh < 上記以外の電源種 > -\$2,000/MWh
	ISO-NE	-\$150/MWh	カナダ	IESO*4 ※フロア プライス（約 定価格の 下限）と 入札下限 価格が異 なる	
	MISO	-\$500/MWh			
	NYISO	-\$1,000/MWh			
	PJM	（設定なし）			
カナダ	AESO*2	\$0/MWh （-\$100/MWhへの引き下げを検討中*3）			
欧州 （NEMO加盟国）		-€500/MWh （セカンドオークション発動の下限価格）			

*1 出所：AESO、Negative Pricing Discussion Paper, p.2、<https://www.aeso.ca/assets/Uploads/4.4-Negative-Pricing-paper.pdf>

*2 カナダにあるISOの1つで、主にアルバータ州を管轄する系統運用会社

*3 出所：AESO、Pricing and Reserve Market Options Paper, 2024年8月、p.6-7、<https://www.aesoengage.aeso.ca/42905/widgets/179261/documents/136889>

*4 出所：IESO、Stakeholder Engagement Pre-Reading Negative Pricing, 2020年2月、p.5、<https://www.ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/mrp-edd/edd-20200213-negative-pricing.pdf>

*5 出所：IESO、Settlement floor pricing Background, 2025年3月閲覧、<https://ieso.ca/en/Market-Renewal/Background/Additional-Market-Renewal-Resources/Settlement-floor-pricing>（入札は-\$2,000/MWhまで可能だが、決済価格の下限価格は-\$100/MWhである。）

フロアプライスは各ISO/RTOで効率的な市場運営ができるように設定されている

フロアプライスの設定背景

1.6. ネガティブプライス
②ネガティブプライス導入にあたっての留意事項

ISO/RTO	フロアプライス*1の設定背景
CAISO*2	風力発電が受領するインセンティブを加味しても発電事業者の支払いが発生するよう、2014年にフロアプライスを-\$30/MWhから現在の-\$150/MWhに引き下げた。
ISO-NE*3	風力発電量の増加により出力抑制が多発したため、発電事業者に価格シグナルによる出力抑制を促す目的で、2014年にネガティブプライスを導入し、フロアプライスを-\$150/MWhに設定した。
AESO*4	今後再エネ電源増加に伴い出力抑制の多発が見込まれることから、現在ネガティブプライスの導入を検討している。フロアプライスを変化させた時の市場のシミュレーションを行ったところ、フロアプライスを-\$100/MWhで設定するとISOによる出力抑制指令がほとんど発生せず、メリットオーダーによる約定が可能になることが明らかになった。
IESO*5	< 入札下限価格の設定背景 > 2010年前半に風力発電の導入を促進したのと同時期に景気が悪化した結果、電力需要が減少して供給過多となり、停止コストの高い原子力を停止させる事態がしばしば発生した。それを解決するために、電源種（Technology）ごとの停止コストを考慮して、現行の入札下限価格を設定した。

*1 出所：IESOは入札下限価格の設定背景

*2 出所：電力広域的運営推進機関、欧米における市場主導型（ノードル制）に関する調査委託、2023年11月、p.66、https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/nordal_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

*3 出所：ISO New England、2014 Regional Electricity Outlook、p.28、2014年1月、https://www.iso-ne.com/aboutiso/fin/annl_reports/2000/2014_reo.pdf

*4 出所：AESO、Pricing and Reserve Market Options Paper、2024年8月、p.6-7、<https://www.aesoengage.aeso.ca/42905/widgets/179261/documents/136889>

*5 出所：IESOへのヒアリングより

欧州では、オランダのスポット市場で大幅に低いマイナス価格の約定が多発したことを受け、2023年6月にセカンドオークションを発動するしきい値を-€500/MWhに引き下げた

セカンドオークションの下限価格（欧州）

1.6. ネガティブプライス
②ネガティブプライス導入にあたっての留意事項

- NEMO（Nominated Electricity Market Operators）^{*1}では、スポット市場で約定価格があるしきい値を超過した場合、入札情報の修正を可能にするセカンドオークション（Second Auction）を発動する制度を設けている。
- 2024年時点、セカンドオークションを発動するしきい値を上限価格€2,400/MWh、下限価格-€500/MWhで設定している^{*2,3}。
- セカンドオークションが発動される下限価格は当初-€150/MWhで設定されていたが、2023年にオランダでセカンドオークションの発動が多発して市場の機能が混乱したため、2023年6月に下限価格が現在の-€500/MWhに引き下げられた^{*4}。

時間の流れ	セカンドオークション発動下限値	NEMO加盟国のマイナス価格の約定の発生状況
2023年6月	-€150/MWh	• 2023年、電力需要量に対して再エネ発電量が増加したことにより、特にオランダで大幅に低いマイナス価格の約定が発生し、セカンドオークションが頻発に発動した。
	-€500/MWh	• 2023年7月2日の午後2時から3時に、ドイツ・ハンガリー・オランダで一時的に、スポット市場で-€500/MWhの約定価格を記録した ^{*5} 。

^{*1} EU域内の電力市場運営者が加盟するコミュニティ

^{*2} 出所：NEMO Committee、Second auctions: Frequently Asked Questions、p.1、<https://www.nemo-committee.eu/assets/files/second-auctions-frequently-asked-questions.pdf>

^{*3} 下限価格の-€500/MWhは、欧州全体の電力安定化を目的に欧州エネルギー規制機関（ACER）が設定している最小取引成立価格（Minimum Clearing Price）と一致するように設定された。（^{*2}出所より）

^{*4} 出所：NEMO Committee、CACM Cost Report of 2023、p.10、2024年7月、<https://www.nemo-committee.eu/assets/files/cacm-cost-report-2023.pdf>

^{*5} 出所：FfE、German electricity prices on EPEX Spot 2023、2024年3月、<https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-epex-spot-2023/#:~:text=The%20lowest%20point%20of%20the,electricity%20consumption%20of%2046.1%20GWh.>

原子力と火力のネガティブプライスに対するISOの対応策は確認できていないものの、発電事業者は長期相対契約や容量市場に参加する等してリスクをヘッジしていると考えられる

ネガティブプライス導入によるステークホルダーの反応分析（1/3）

1.6. ネガティブプライス
②ネガティブプライス導入にあたっての留意事項

電源種	国/地域	ステークホルダーの意見	ISOによる対応策
原子力	米国	FERCの構成委員 <u>ネガティブプライスの導入が原子力に与える影響は小さい。</u> マイナス価格が発生する大きな要因は送電制約によるものであり、送電容量を拡大すれば解決する問題である*1。	ISOの対応策 - ISOによる、ネガティブプライス導入に対する原子力発電への対応策（補助・補償措置等）は見あたらなかった。 事業者の対応策 - 発電事業者は、長期相対契約や容量市場へ参加することで（英国はストライク価格と市場価格の差額を精算するCfD制度を活用することで）、マイナス価格約定による収益低下や稼働停止リスクを低減していると考えられる。
	英国	Nuclear Engineering International 原子力は発電事業者と小売事業者間で長期で相対契約を結んでいるほか、CfD制度がある。したがって、原子力は短期的な市場価格の値動きに影響されることがないため、<u>スポット市場の約定価格がマイナスとなっても、即座に影響を受けることはない</u>*2。	
火力	カナダ (AESO)	発電事業者 優遇措置を受けている事業者（大部分は再エネ発電事業者）が市場を歪め、将来の不確実性がさらに増す。その結果、石炭からガス火力へ転換するといった投資ができなくなるリスクがあるため、<u>ネガティブプライスの導入に反対である</u>*3。	ISOの対応策 - ISOによる、ネガティブプライス導入に対する火力発電への対応策（補助・補償措置等）は見当たらなかった。 事業者の対応策 - 発電事業者はマイナス価格約定による収益低下や稼働停止リスクを低減するため、長期相対契約や容量市場に参加し、将来に対する不確実性を最小化していると考えられる。

*1 出所：S&P Global, Negative pricing is a 'distraction' to maintaining US nuclear fleet、2014年5月、<https://www.spglobal.com/commodityinsights/es/market-insights/latest-news/electric-power/051514-negative-pricing-is-a-distraction-to-maintaining-us-nuclear-fleet-norris>

*2 出所：Nuclear Engineering International, Negative prices and nuclear new build、2023年10月、<https://www.neimagazine.com/analysis/negative-prices-and-nuclear-new-build-11210843/?cf-view>

*3 出所：AESO, Stakeholder Comment Matrix、2020年4月、p.3-5、<https://www.aeso.ca/assets/Uploads/TransAlta-Session-2-Comment-Matrix-Redacted.pdf>

FIT電源は市場価格とは無関係に発電量に応じて収益を得られ、さらに市場価格がマイナス時には消費者の賦課金負担がより増加することから、ネガティブな意見が多く見られた

ネガティブプライス導入によるステークホルダーの反応分析（2/3）

1.6. ネガティブプライス
②ネガティブプライス導入にあたっての留意事項

電源種	国/地域	ステークホルダーの意見	ISOによる対応策
FIT 電源	ドイツ	シンクタンク FIT電源は市場価格とは無関係に、発電量に応じて収益を得られるため、卸電力市場がマイナス価格であっても、発電量を抑制するインセンティブが働かない。 また、TSOはFIT電源が発電した電力の全量を買取り、買い取った電力を卸電力市場に売り出すが、その差額の原資はEEG法による賦課金であるため、<u>マイナス価格の発生は国民負担の増加に繋がっている。消費者はネガティブプライスの導入による恩恵を受けていない</u>^{*1}。	ISOの対応策 - ネガティブプライスに対する直接的な対応策ではないものの、ドイツでは2014年からFITを選択できる設備規模の上限を500kWとして、それ以外の大型電源は固定価格買取ではなく市場価格に連動するFIPへの移行を義務付けた（EEG2014）。 - さらに2016年以降は設備規模の上限を100kWに引き下げ（EEG2016）、FIT固定買取価格量の削減を進めている。
その他 関連する 参考意見	スウェーデン	エネルギー業界団体（Swedenergy） 再エネ電源の発電コストが下がっている中、発電量MWhあたりの固定価格買取制度は時代遅れと考える。特に市場の約定価格がマイナスにもかかわらず固定価格が支払われると1日前市場、リアルタイム市場、バランス市場全てに悪影響を与える。補助制度は未成熟の技術にのみ適用するべきである^{*2}。	（スウェーデンはFIT制度を導入したことがない^{*3}）

*1 出所：Energy Transition、When Germany Can't Give it Away: Negative-Price Power Hours、2023年5月、<https://energytransition.org/2023/03/when-germany-cant-give-it-away-negative-price-power-hours/>

*2 出所：ENTOS-E、Options for the Design of European Electricity Markets in 2030、2022年2月、https://consultations.entsoe.eu/markets/options-for-the-design-of-european-electricity-mar/results/md2030_consultationanswers_forpublication_gdpr.xlsx

*3 出所：IEA Photovoltaic Power Systems Programme、National Survey Report of PV Power Applications in SWEDEN 2023、p.6、<https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/09/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Sweden-2023.pdf>

再エネ発電事業者からはマイナス約定時もFIPプレミアムの付与を求める意見が挙がっている一方、ISOはマイナス価格約定時のFIPプレミアムを停止する条件をより厳しくしている

ネガティブプライス導入によるステークホルダーの反応分析（3/3）

1.6. ネガティブプライス
②ネガティブプライス導入にあたっての留意事項

電源種	国/地域	ステークホルダーの意見	ISOによる対応策
FIP 電源	ドイツ	洋上風力発電所運営者連盟（BWO） 「6時間ルール（スポット市場でマイナス価格が6時間以上継続した時のプレミアム付与を停止する）」の廃止、もしくは継続時間の延長を要望したい。スポット市場の約定価格がマイナスであっても、電気を受け渡す当日はプラスの価格で販売されることがあるため、小売事業者は収益を上げられる一方、発電事業者は収益が低下する構造になっている*1。	ISOの対応策 6時間ルールの廃止、またはマイナス価格継続時間延長の実施はせず、実際には、プレミアム付与を0にするスポット市場のマイナス価格継続時間を4時間に短縮している（2024年時点）。それにより、マイナス価格がもたらす電力供給抑制のシグナルを再エネ発電事業者に働かせている。2027年までに、継続時間をさらに1時間に引き下げる予定である*2。
		大手電力会社（enel） 再エネ支援制度が市場に歪んだインセンティブを誘発するべきではないことに同意する。価格がマイナスになった時に、再エネ支援スキームを発動するべきではない*1。	ISOの対応策 ステークホルダーからは、市場原理をゆがめ、マイナス価格約定を促進する再エネ電源に対する支援制度の廃止の声が複数挙がっているが、ネガティブプライスの影響を緩和するために再エネ導入支援制度そのものを廃止する動きは見られない。
その他 関連する 参考意見	デンマーク	デンマークの発電事業者 再エネを含む電源は、マイナス価格の時間帯に支援を受けべきではない。全ての発電ユニットが価格シグナルに従ってディスパッチできるよう、マストラン電源に対するインセンティブや調整力電源が見つかるかどうかを検討する必要がある*3。	

*1 出所：Wind Power MONTHLY、Six-hour negative pricing rule damaging offshore wind revenues、2020年4月、<https://www.windpowermonthly.com/article/1681888/six-hour-negative-pricing-rule-damaging-offshore-wind-revenues>

*2 出所：Bundesministerium der Justiz、Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) § 51 Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen、2023年1月、https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_51.html

*3 出所：ENTOS-E、Options for the Design of European Electricity Markets in 2030、2022年2月、https://consultations.entsoe.eu/markets/options-for-the-design-of-european-electricity-mar/results/md2030_consultationanswers_forpublication_gdpr.xlsx

2. 北米ISO/RTOヒアリング結果

米国において需要入札はゾーン単位で行われているが、最適化計算時の配分方法については各ISOで違いが見られる

需要側の入札・精算方法（米国PJM、米国NYISO、カナダIESO）

PJMヒアリング 対応部署	Market Services & Strategy（計1名）		
NYISOヒアリング 対応部署	Market Structures、Market Solutions Engineering、TCC Market Operations（計6名）		
IESOヒアリング 対応部署	Markets Analysis、Customer Response（計3名）		

カテゴリ	質問内容	対象	回答
需要側の入 札・精算方法	需要側の入札は、主にゾーン単位で行われているが、SCUC等の際にノード単位への配分方法やロジックはどのようなものか。	PJM	• 需要入札はゾーン単位で行われ、予め決められた状態推定（State Estimator）スナップショット（前回のピーク日の1時間ごとのスナップショット）に基づいて、個々のノードに配分される。 • 配分されたノードごとの需要量は、翌日の市場におけるSCEDとユニットコミットメントで使用される。 • 量・価格の扱いについては、量は係数（Distribution Factor）によって配分され、価格は同じ価格を設定して、最適化計算が行われている認識で概ね正しい。
		NYISO	• 需要入札はゾーン単位で行われ、シフトファクターを用いて分散負荷を確認した上でゾーン単位で約定が行われる。 • シフトファクターは、NSA（ネットワークセキュリティ分析）の一環として計算され、任意のBusにおける給電が送電網にどの程度影響を与えるかを表している。 • NSAで潮流解析（Power Flow Analysis）を行う際、全ての負荷が一点に集中しているとは仮定せず、ノードごとに電力潮流とシフトファクターを計算している。その後SCUC（厳密には、NCUC（Network Constrained Unit Commitment）の理解）に情報を連携する際には、加重平均を用いてゾーンレベルのシフトファクターにまとめられている。 • 潮流計算の観点からは分配して問題ないことを確認する必要があるが、価格はあくまでゾーン価格である。
		IESO	• 現時点（MRP前）では、需要側の入札は行われていない。（一部大規模需要家を除く）

PJMにおける量・価格を含む需要入札は、SCUC/SCEDによる最適化の前に各ノードへ同じ価格として分配される

需要側の入札・精算方法（米国PJM）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
需要側の入札・精算方法	ゾーンで入札された需要入札の“価格”は、SCUC計算の前にノードごとに分配される理解で合っているか？	PJM	• その認識はあっており、需要入札はSCUC/SCEDによる最適化の前にノードごとに分配される。 • 価格を含む需要入札のクリアリングは、ゾーンでの入札を行うという事実を考慮する必要があり、ゾーン価格の決定方法に基づいてクリアリングする必要がある。ゾーン価格は、ゾーン内のすべてのノードの負荷加重平均である。※クリアリングは、約定量の算定プロセスを指している。
	“最適化の前にノードごとに分配される”、“ゾーン価格の決定方法に基づいて約定する”点が、いずれも最適化計算の話でありながら異なる処理方法となっているが、異なるプロセスが順番に行われている理解でよいのか。		• 約定される量と価格はどちらも、ノードへの需要入札の分配に基づいた同じ最適化の出力である。

*1 出所：PJMへのヒアリング調査、2024年11月

ノードル制導入の過渡期としてIESOのTwo-schedule systemを採用することは、最終的に目指す制度への移行が困難になる可能性があるとのコメントであった

同時市場の約定価格*1（カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
カナダIESOにおける同時市場の約定価格	Two-schedule systemやLMPの導入に対する各ステークホルダーからの意見や対応策はどのようなものか。	IESO	• オンタリオ州はカナダの他州に比べエネルギー政策の変更に積極的ではあったが、2002年導入当時、政府は公の声に迅速に反応しており、大きな変更に対して非常に慎重であった。 • 過去20年間、小規模消費者は規制料金が続き、市場価格にさらされておらず、Upliftも多く発生している。 • 今後のLMP導入については、LDC（地域ごとの配電事業者）はLMPでの約定となるが、一般消費者はある程度均一化された価格であり、事前に知らされた価格とは多少異なるものの、大きく異なるわけではない。LMPに対しては、地点間で異なる価格を支払うことの公平性等、米国と違い政治的な懸念材料は残っている状況である。 • また、IESOの特徴として、供給側と長期相対契約を結んでいる点があげられるため、LMP導入に際して地点別の価格による問題点は生じない認識である。（その代わり立地誘導効果は薄れることとなるが、投資判断をLMPに依存しない方針である。）
	Two-schedule systemは過渡期として有効な制度・システムと考えられるか。		• Two-schedule systemを過渡期として導入することはお勧めしない。 • その理由は、一般的な消費者にとって大きな変更を伴うこととなり、なぜ現状を維持しないのかという理由や検証が必要となるため、次のステージへの移行が困難になるからである。（IESOはもともと市場設計委員会の決定で18か月間のトライアル期間を経て、LMPへの移行を予定していたが、導入後に供給が逼迫して卸売価格が急上昇したことを受け、政府が規制を行った結果今日までTwo-schedule systemという一時的な措置が続いている。）

*1 出所：IESOへのヒアリング調査、2024年11月

Dispatch ScheduleとMarket Scheduleの差異を支払う仕組みであるCMSCは、IESOからのディスパッチに従ってもらうために必要な費用であると認識されている

同時市場の約定価格*1（カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
カナダIESOにおける同時市場の約定価格	発電事業者に、CMSCを支払う目的や必要性は何か？ MRP後、CMSCは全て必要なくなるのか？	IESO	- CMSCは、系統混雑による混雑系統側での抑制や非混雑系統側での焚増だけでなく、ランプレート等の設備制約も含めた、物理的なスケジュールと金銭的なスケジュール（資料内におけるDispatch ScheduleとMarket Schedule）の差異を支払う仕組みである。 - 留意点として、市場参加者は時間の経過とともにTwo schedule systemの違いを利用して不当なCMSC支払いを受け取る方法を見つけるようになる。 - そのためCMSCを廃止しようとしたが、ディスパッチ指示に従うための金銭的インセンティブがなくなり、問題が発生するたびに対処していたが、モグラたたきのような状態となった。 - 混雑系統側での抑制に対しても、コンストレイント・オフ（焚増しないように支払う）の必要があり、これはディスパッチ指示に事業者が従うことを意図して設計されている。 2025年のMRP（市場改革）後においても、物理的なディスパッチに従ってもらう必要があるため、支払いは少額ではあるものの、Upliftという形で依然として残る可能性がある。
	過去IESOは1日前市場の導入を検討したが、断念したと聞いている。Two-schedule systemを用いた1日前市場の導入が難しかった理由は何か。		現状のリアルタイム市場のみ導入されているTwo-schedule systemでも（CMSCの制度構築等）既に相当複雑な仕組みであり、リアルタイム市場と1日前市場の両方で実装するのはほぼ不可能であると判断したためである。

*1 出所：IESOへのヒアリング調査、2024年11月

PJM、NYISO共に小規模リソースに対する参加モデルが用意されているが、通常の電源と同様に取り扱われている

小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い*1（米国PJM、米国NYISO、カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
小規模リソースの取扱い	小規模リソースの市場参入に対し、特別措置はあるか？ また、その処置により生じる課題への対策はあるか？	PJM	- 小規模リソースについて特別な取扱いをしていないが、参加モデルとして大きく3つ用意している。1つ目は、20年以上前からあり、DRをゾーンレベルでアグリゲーションするモデル、2つ目は、エネルギーを供給も消費もできるエネルギー貯蔵のモデル、3つ目は、FERC2222の要請により検討している、原則ノード単位にDRをアグリゲーションして卸売市場に参加するモデルである。 - 今後も小規模リソースがアグリゲーションすることによって卸売レベルで参加することが可能になるが、これらDERのアグリゲーションは制約等の管理のため、ノード単位でモデル化する必要がある。仮にゾーン単位でモデル化された場合には入札に参加することはできず、基本的には、非常に小規模なリソースがノード単位で集約され、卸売市場に参加することになる。
		NYISO	2つあり、1つ目はDual Participationと呼ばれるプログラム*2で、DER等の電源が複数の電力市場に同時に参加することが可能となっている。2つ目は、NYISOが開発したOperating Reserve Limitと呼ばれる入札パラメーターである。 - この入札パラメーターでは、参加者はDER等の電源が電力市場に参加する際に予備力として提供できる限界値を設定することが可能となっている。これらの2つの仕組みは今のところ特に問題は起きていないが、Operating Reserve Limitについては新しい取り組みであるため、まだ参加率も低く信頼性を担保するまでの情報がないのが現状である。
		IESO	小規模リソースについては現在検討中であるため、良い回答を持ち合わせていない。

*1 出所：PJM、NYISO及びIESOへのヒアリング調査、2024年11月

*2 NYISOでは、2020年5月より、卸電力市場と小売市場等のNYCA内の配電システムのニーズを満たすために運営されているプログラム又は市場に同時参加を可能としている。

出所：NYISO、Market Administration and Control Area Services Tariff、2024年7月、p.105-106、https://nyisoviewer.etariff.biz/ViewerDocLibrary/MasterTariffs/9FullTariffNYISOMST_20240730_1.pdf

エネルギー市場とアンシラリーサービス市場の同時入札について、PJMでは2つの異なるベースライン方法が許容されている

小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い*1（米国PJM）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
小規模リソースの取扱い	エネルギー市場とアンシラリーサービス市場の同時入札について、1つのリソースが両方の市場においてデイスパッチされた場合、応動評価が正しくできないと思うが、許容しているのか？	PJM	2つの異なるベースライン方法が許容されている。1つは、DRのエネルギー削減が容量義務を満たすのに十分かどうかを判断するために使用され、もう1つは、Synchronized Reserveの義務を満たすための非常に短期間の応答（10～30分）を判断するために使用されている。

*1 出所：PJMへのヒアリング調査、2024年11月

アグリゲーションによる系統混雑が懸念されているため、PJMでは原則ノード単位での入札が求められており、NYISOにおいても系統混雑の監視及び解消を行う等の工夫を行っている

小規模リソース（蓄電池・DR等）の取扱い*1（米国PJM、米国NYISO、カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
小規模リソースの取扱い	地理的に離れた小規模リソースのアグリゲーションについて、どのように系統混雑とバランスをとっているのか？	PJM	• 小規模リソースは、原則としてノード単位で供出するように求めているため、SCEDにより系統混雑管理はできている。
		NYISO	• T-node内でのみアグリゲーションできるようにしており、TO（送電設備保有者）と協力して混雑リスクのある送電ノードを特定して、系統混雑のリスクを最小化するように努力している。アグリゲーションが行われている電源は基本的に各ノードに集約されているため、ディスパッチを行う際に特に問題は見られていない。 • 配電系統での混雑を引き起こすため、まだ異なるゾーン間でのアグリゲーションの実装は行っていない。
		IESO	• 小規模リソースについては現在検討中であるため、良い回答を持ち合わせていない。
	市場に参加しない小規模リソース（ビハインド・ザ・メーター）の影響を、どのように把握し、どのような対応を行っているか？	PJM	• かなりの数のビハインド・ザ・メーターの太陽光発電があって、加速度的に規模が拡大しており、負荷予測に影響を与えているため、それらの設置に関するデータベースを持つ外部ベンダーと契約し、それらを切り出して予測し、負荷予測にオフセットしている。
		NYISO	• NYISOでは、全体の需要想定のため、ビハインド・ザ・メーターである太陽光の発電量を含めているが、短期的には他のDRやDERを考慮していない。長期的には、ビハインド・ザ・メーターの太陽光発電やその他リソースの予測も反映されており、今後数年先や10年先のニーズを検討する際に使用されている。 • 短期と長期を分ける理由として、ビハインド・ザ・メーターは一度に導入量が大きく変わることはなく、時間とともに徐々に変わっていくためである。例として、大きな需要の変化（大規模需要家の参加等）については、我々の接続要件のプロセスに基づいた参加となるため、長期計画への反映が行いやすい。一方でビハインド・ザ・メーターは変化量が小さく、数日のうちに大きく変わることはないため、徐々にモデルに反映することが可能である。

*1 出所：PJM、NYISO及びIESOへのヒアリング調査、2024年11月

欧米の金融的送電権（米国PJM、米国NYISO、カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
欧米の金融的送電権			(非公開)

欧米の金融的送電権（米国PJM、米国NYISO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
欧米の金融的送電権			(非公開)

NYISOでは、送電ロスがNSA(ネットワークセキュリティ分析)にて計算が行われた上でLMPに反映されているため、LMPの支払いを通して小売事業者が負担しているとの認識であった

送電ロス*1（米国NYISO、カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
送電ロス	送電ロスについて、実質的に誰が、どのような形（料金等）で負担する考えとしており、SCUC等のロジックでどのように実現しているのか？	NYISO	- NYISOではNSA（ネットワークセキュリティ分析）にて送電ロスの計算を行っている。 - 我々のモデルではNSAとUCが繰り返し計算・確認を行うため、全てを一度に解くACOPFやDCOPFは行っていない。 - 潮流計算はAC power Flowを用いており、一定の期間内でAC Power Flowが解けない場合はDC Power Flowに切り替えが行われる。 - NSAを行う際に計算するDelivery Factorは、ノード内の全ての発電機に対して計算され、ゾーンレベルでも計算される。その後のUnit Commitmentにおいてスケジューリングを行う際には、LoadとLossを併せて計算を行っている。 - Delivery Factorは、ノードにおけるLBMP（LMP）の計算に反映されるため、送電ロスを負担しているのは小売事業者（需要家）である*2。
		IESO	- 現在のTwo-schedule systemにおいては、送電ロスは市場のアプリフトとして回収されている。 2025年の市場改革以降、LMPに系統混雑と送電ロスが反映され、送電ロスは小売事業者（需要家）が支払う。
	送電ロスのコンポーネント（Marginal Loss Component）は正にも負にもなりうる理解だが、合っているか。	NYISO	- その理解で合っている。Delivery Factorは、Reference Busを基準にして計算が行われており、NYISOではマーシー（Marcy）に設定している。 - Delivery Factorは1以上にも1以下にもなることがあるが、これは仕組み上正しいことであり、電力の入力と出力が発生する場合においてシステム全体のロスが増加するか減少するかを反映しているものである。 - 例として、とあるノードの負荷が増加した際に、その増加がシステム全体のロスを減少させる場合には、送電ロスのコンポーネントの値は下がるべきである。

*1 出所：NYISO、IESOへのヒアリング調査、2024年11月

*2 ヒアリングにおいて、限界ロス費用が負の値の場合は発電事業者が負担していることになるか確認を行ったが、そのようなコンセプトでは設計しておらず、限界ロス費用が負の値の場合においても小売事業者がマイナスのコストを負担してもらっているという解釈であった。（LMPの算定項目としても、混雑費用等に比べ限界ロス費用の割合は低いことも理由と考えられる。）

IESOでは、機会損失を含めた停止による損失が大きい原子力が、再エネに先んじて抑制されることを防ぐ目的で、機会損失を含めたコストを基にフロアプライスを設定している

欧米のネガティブプライス*1（カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
ネガティブプライス	時系列で、どのような考え方・目的でフロアプライスを設定してきたか？	IESO	• ネガティブプライスを導入する前の2010年代前半に、主に風力の投資が進んだが、経済の低迷とともに電力需要が減少し、ゼロドルでの入札が見られた。 • そのため、頻繁に原子力ユニットが停止させられ、その度に稼働が停止する数日間の代替供給力の確保に困っていた。 • ネガティブプライスのフロアプライスを設定したことにより、リソースを停止する際の増分回避コストをより反映した上で適切なディスパッチを行えている。風力が概ね出力抑制された後に、原子力ユニットが停止されることになり、その結果原子力ユニットは停止することがほとんどなくなった。 • フロアプライスの設定方法について、初期は大まかな数値として1~2年間データを取得し、その後コンサル事業者と一緒に限界費用を予測し、より詳細にフロアプライスを設定した。 • 電源種のフロアプライスの大小の順番は変わっていない。 • ユニットごとではなく、技術の違いによりフロアプライスを決めている。発電を停止することによる機会損失も含めた費用であるため、原子力は低価格となっている。

*1 出所：IESOへのヒアリング調査、2024年11月

ネガティブプライスの導入は、発電側にとっては収益性の悪化等の影響をもたらすが、現在のPJMでは、再エネが進んでいるカリフォルニア州ほど大きな問題とは認識されていない

欧米のネガティブプライス*1（米国PJM、カナダIESO）

カテゴリ	質問内容	対象	回答
ネガティブプライス	ネガティブプライス導入により、ステークホルダーごとに、どのような影響があり、どのような対応策を検討しているか？	PJM	• PJMでは他の地域ほど頻繁にネガティブプライスは見られず、ネガティブプライスが多いカリフォルニア州ほど大きな問題とはなっていない。深刻な系統混雑が発生した場合、電力の供給側で制約が発生することでネガティブプライスが生じる可能性がある。 • ネガティブプライスは需要側には良いが、発電側には悪い影響を与える。そのため、FTRが価格差から市場参加者を保護している。 • イリノイ州とニュージャージー州の2つの地域では、歴史的に低価格が見られる。そのため、これらの地域では州政府に対して原子力発電所への財政支援を求めている。近年ニュージャージー州では価格が回復したが、イリノイ州ではまだ低価格が続いている。
		IESO	• フロアプライス設定により、風力施設は発電量に対する支払いを受けられず、制度導入に反発することが分かっていたために、事前に契約について交渉して、余剰時に補償されるように契約を修正した。 • ベースロードには火力発電を使用しておらず、余剰時には経済的に稼働しないため、非常に低い価格で入札するインセンティブはなく、ポジティブプライスの時に入札する。

*1 出所：PJM、IESOへのヒアリング調査、2024年11月

デロイト トーマツ グループは、日本におけるデロイト アジア パシフィック リミテッドおよびデロイトネットワークのメンバーであるデロイト トーマツ 合同会社ならびにそのグループ法人（有限責任監査法人トーマツ、デロイト トーマツ リスクアドバイザリー合同会社、デロイト トーマツ コンサルティング合同会社、デロイト トーマツ ファイナンシャルアドバイザリー合同会社、デロイト トーマツ 税理士法人、DT 弁護士法人およびデロイト トーマツ グループ 合同会社を含む）の総称です。デロイト トーマツ グループは、日本で最大級のプロフェッショナルグループのひとつであり、各法人がそれぞれの適用法令に従い、監査・保証業務、リスクアドバイザリー、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザリー、税務、法務等を提供しています。また、国内約30都市に約2万人の専門家を擁し、多国籍企業や主要な日本企業をクライアントとしています。詳細はデロイト トーマツ グループWebサイト、www.deloitte.com/jpをご覧ください。

Deloitte（デロイト）とは、デロイト トウシュ トーマツ リミテッド（“DTTL”）、そのグローバルネットワーク組織を構成するメンバーファームおよびそれらの関係法人（総称して“デロイト ネットワーク”）のひとつまたは複数を指します。DTTL（または“Deloitte Global”）ならびに各メンバーファームおよび関係法人はそれぞれ法的に独立した別個の組織体であり、第三者に関して相互に義務を課しまたは拘束させることはありません。DTTLおよびDTTLの各メンバーファームならびに関係法人は、自らの作為および不作為についてののみ責任を負い、互いに他のファームまたは関係法人の作為および不作為について責任を負うものではありません。DTTLはクライアントへのサービス提供を行いません。詳細はwww.deloitte.com/jp/aboutをご覧ください。

デロイト アジア パシフィック リミテッドはDTTLのメンバーファームであり、保証有限責任会社です。デロイト アジア パシフィック リミテッドのメンバーおよびそれらの関係法人は、それぞれ法的に独立した別個の組織体であり、アジア パシフィックにおける100を超える都市（オークランド、バンコク、北京、ベンガルール、ハノイ、香港、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラ、メルボルン、ムンバイ、ニューデリー、大阪、ソウル、上海、シンガポール、シドニー、台北、東京を含む）にてサービスを提供しています。

Deloitte（デロイト）は、監査・保証業務、コンサルティング、ファイナンシャルアドバイザリー、リスクアドバイザリー、税務・法務などに関連する最先端のサービスを、Fortune Global 500®の約9割の企業や多数のプライベート（非公開）企業を含むクライアントに提供しています。デロイトは、資本市場に対する社会的な信頼を高め、クライアントの変革と繁栄を促し、より豊かな経済、公正な社会、持続可能な世界の実現に向けて自ら率先して取り組むことを通じて、計測可能で継続性のある成果をもたらすプロフェッショナルの集団です。デロイトは、創設以来175年余りの歴史を有し、150を超える国・地域にわたって活動を展開しています。“Making an impact that matters”をパーパス（存在理由）として標榜するデロイトの45万人超の人材の活動の詳細については、www.deloitte.comをご覧ください。



複製・利用される場合には、下記までご連絡いただきますようお願いいたします。

連絡先

電力広域的運営推進機関 企画部

電話 03-6632-0902