

電力システム改革の検証を踏まえた 制度設計WG 参考資料

2025年12月17日

資源エネルギー庁

目次

1. 制度検討作業部会における検討事項	2
2. IEA “Electricity Market Design”の概要	6

1. 制度検討作業部会における検討事項

- ①大規模な電源の脱炭素化に向けた事業環境整備
- ②安定供給を大前提とした非効率石炭火力のフェードアウトや火力脱炭素化の推進

1. 電力システム改革の検証を踏まえた制度設計の全体像

(3) 電力システム改革の検証結果と方向性を踏まえた本WGの検討事項

- 検証結果等で示された課題と対応方針を踏まえて、小委及び本WGでは、制度設計の検討事項として、以下の10項目を設定した。そのうち、「大規模な電源の脱炭素化に向けた事業環境整備」と、「安定供給を大前提とした非効率石炭火力のフェードアウトや火力脱炭素化の推進」については、既にTFで議論が進められていたことを踏まえ、そちらの議論に任せることとし、残る8項目を本WGの検討事項とした。
- その後、第3回小委において、「供給力確保に向けた方策」についても検討が必要とされ、これを加えた9項目の検討を進めてきた。

1. 安定供給確保を大前提とした、電源の脱炭素化の推進

- ✓ 大規模な電源の脱炭素化に向けた事業環境整備【TFで検討開始済】
- ✓ 安定供給を大前提とした非効率石炭火力のフェードアウトや火力脱炭素化の推進【TFで検討開始済】
- ✓ 安定供給に必要となる燃料の確保【検討事項①】
- ✓ 供給力確保に向けた方策【追加検討事項】

2. 電源の効率的な活用に向けた系統整備・立地誘導と柔軟な需給運用の仕組構築

- ✓ 地内系統の計画的な整備を促す仕組み【検討事項②】
- ✓ 大規模系統整備に係る資金調達の円滑化等【検討事項③】
- ✓ 短期の最適な需給運用を可能とする市場整備【検討事項④】

3. 市場を通じた、安定的な価格での需要家への供給に向けた小売事業の環境整備

- ✓ 量的(kWh)な供給能力の確保含む小売電気事業者の責任・役割の遵守を促す規律【検討事項⑤】
- ✓ 中長期取引を促進する市場等【検討事項⑥】
- ✓ 経過措置料金の解除に係る課題等の整理【検討事項⑦】

4. 共通する課題

- ✓ 電源・系統への投資に対するファイナンス【検討事項⑧】

①大規模な電源の脱炭素化に向けた事業環境整備

【課題】

- 電源投資を取り巻く足下の環境を踏まえると、インフレや金利上昇などの要因により、今後も電力分野の建設コストは上昇していく可能性がある。特に、大型電源については投資額が巨額となり、総事業期間も長期間となるため、収入と費用の変動リスクが大きく、電力自由化を始めとする現在の事業環境の下では、将来的な事業収入の不確実性が大きい。
- こうした中では、長期の事業期間を見込む投資規模の大きな投資や、制度変更、インフレ等により初期投資や費用の変動が大きくなることが想定される投資は、事業者が新たな投資を躊躇する懸念がある。

【対応の方向性】

- 長期脱炭素電源オークションの第3回入札（2026年1月予定）では、インフレや金利上昇、制度変更等の事業環境の変化に伴う費用変動に対応するため、①建設工事デフレーター等の各種指標による落札価格の自動補正、②法令対応等による事後的な費用増加への支援、の仕組みを導入。※過去落札案件にも遡及適用。

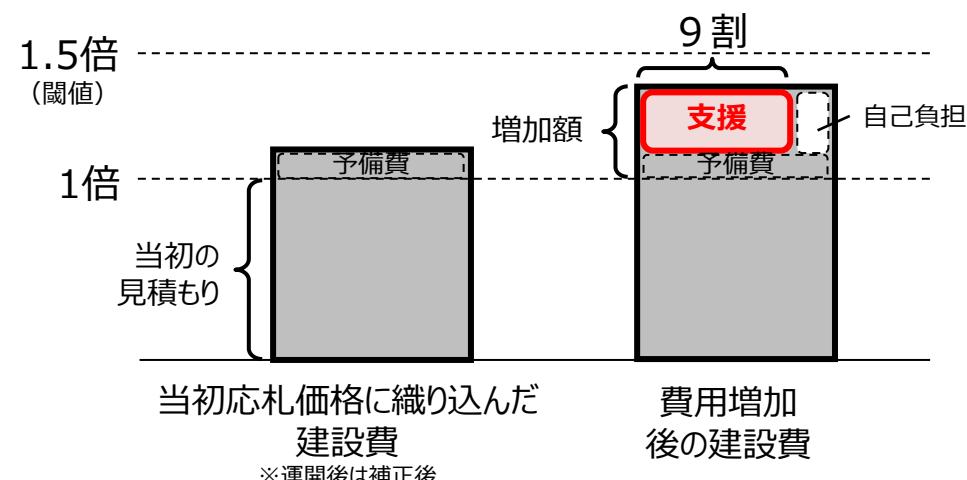
①建設工事デフレーター等の各種指標による落札価格の自動補正

X年度の自動補正後の落札価格

=	資本費	× 建設工事デフレーターの変化率
+	運転維持費	× 企業物価指数の変化率
+	資本コスト	× 建設工事デフレーターの変化率
+	可変費※	× 日銀貸出約定平均金利の変化率
		× 為替レート・海外物価等の変化率

※水素・アンモニア・CCSに限る

②法令対応等による事後的な費用増加への支援



②安定供給を大前提とした非効率石炭火力のフェードアウトや火力脱炭素化の推進

【課題】

- これまで、非効率な石炭火力に対し、省エネ法における規制的措置のほか、今年度から容量市場において非効率石炭火力の高需要期のみの稼働への誘導措置を開始したところ。他方で、足元では、再エネ導入の拡大に伴い火力全体で稼働率が低下しており、休廃止に向けた動きも進展。安定供給の観点からは、再エネ・原子力等の脱炭素電源を最大限導入しつつ、火力においては、非効率な石炭を中心に発電量 (kWh) を減らしながらも、安定供給に必要な発電容量 (kW) を維持していく必要。
- さらに、高効率な火力についても、2050年カーボンニュートラルと整合的な形でゼロエミ化を進めていく必要。火力のゼロエミ化に不可欠な技術の中には開発途上のものもあり不確実性も高いところ、技術開発や実証を進めるとともに、脱炭素電源投資の予見性を高めるための更なる方策が必要。

【対応の方向性】

- 2026年度から本格導入されるGX-ETSについては、燃種別BM水準から徐々に全火力BM水準に移行する方向性で議論が進められており、CO2排出量の多い石炭火力を中心に、炭素価格に応じた負担が生じる見込み。安定供給を大前提とした非効率石炭のフェードアウトについて、GX-ETS等の他制度の影響も考慮しながら、容量市場における稼働抑制誘導措置（2025年度より実施）の在り方について、検討を深めていく。
- また、水素・アンモニア・CCS付火力への投資を一層促進するため、長期脱炭素電源オークションの第3回入札（2026年1月実施予定）では、①脱炭素火力の上限価格の引き上げ、②燃料費等の可変費もLNG・石炭の燃料費との価格差部分かつ年間設備利用率40%分に限って応札価格への織り込みを認めるとともに、需要家負担にも配慮し③募集量の上限を設定した。
加えて、非化石電源の導入拡大を前提としつつ、安定供給に万全を期す観点から、長期脱炭素電源オークションのLNG専焼火力の募集枠について、第4回入札（2027年1月実施予定）以降も追加募集を基本とする方向性を提示。電力需要想定や脱炭素電源の導入状況など、今後の状況を見極めつつ具体的な募集容量の検討を進めていく。

2. IEA “Electricity Market Design”の概要

1. IEAレポートの概要

- 2025年11月発行のIEA「Electricity Market Design-Building on Strengths, Addressing Gaps」では、欧州・米国・日本・豪州における電力市場設計の最新動向が整理されている。

全体・背景

- IEAは「Electricity Market Design-Building on Strengths, Addressing Gaps」において、電力システム変化に対応する各国の電力市場設計の最新動向を調査
- 具体的には、欧州（スペイン、フランス、ドイツ）、英国、米国（CAISO、ERCOT、PJM）、日本、豪州（NEM）の電力市場を整理
- 提言も含め、以下の5章構成
 - 第1章（背景）
 - 第2章（短期市場）
 - 第3章（中長期市場）
 - 第4章（補完的メカニズム）
 - 第5章（提言）

主な内容（後段詳述）

短期市場	<ul style="list-style-type: none">短期市場は、システムがより複雑化する中でも、欧州、米国、豪州、日本において、過去5年間にわたり供給信頼性99.9%以上を維持してきた変動性電源の増大と分散化が進む中、柔軟性を提供し短期市場の調整機能を強化する改善策が必要（DERの市場参加等）
中長期市場	<ul style="list-style-type: none">中長期市場は、増加する投資ニーズや不確実性の拡大に追いついておらず、収益・コストリスクのヘッジ機能が限定的PPAは価格リスクヘッジとして機能しているが、中小規模の事業者による参加は限定的であり、全ての事業者が参加可能な流動性の高い中長期市場に代わるものではない
補完的メカニズム	<ul style="list-style-type: none">補完的メカニズム（容量報酬メカニズムや再エネ支援制度など）は、現在多くの地域において投資目標や政策目標の達成に重要な役割を果たしている補完的メカニズムの設計は、意図しない市場効率性の低下を避けるため短期・中長期市場との整合性を高めなければならない効果的な市場設計には、効率的な投資とシステム運用を支えるため、あらゆる時間軸にわたる市場シグナルと補完的メカニズムの調整が求められる

2. 短期市場

- 短期市場は、実需給直前において、地域間の調整や効果的な計画や配分、価格形成の透明性を支えるものであり、電力システムから得られる価値の最大化に不可欠。
- 短期市場により、各地域において、供給信頼性99.9%以上を担保。市場設計の改善に向けて、短時間商品や地点別価格の導入、DERの市場参加促進や調整力の報酬体系整備等が必要。

各国における短期市場

	目的	タイムライン	地域
前日市場	需要・供給の可用性・価格について見通しを提供	通常は実需給前日の10:00～14:00	欧州、日本、英国、米国 (CAISO, ERCOT, PJM)
時間前市場	前日市場に対してポジションを調整	実需給の数十分前	欧州、日本、英国
リアルタイム市場	リアルタイムの状況に基づいてディスパッチスケジュールを作成	実需給直前	豪州NEM、米国 (CAISO, ERCOT, PJM)
バランシング市場	非常に短期的なシステムの状況に応じたディスパッチスケジュールの調整	実需給直前(他市場の後)	欧州、英国、米国 (CAISO)
アンシラリーサービス市場	周波数・電圧制御、ブラックスタート等を提供(系統運用者が運営)	時間は様々	欧州、日本、英国、米国 (CAISO, ERCOT, PJM)

- 短期市場に関して、**欧州、米国、豪州、日本**では、**過去5年間にわたり供給信頼性99.9%以上**を維持され、市場の価格シグナルを通じて電源が効率的に運用

※ 市場の用語定義は地域によって異なる(特にバランシング・アンシラリーサービス)。バランシング市場はシステム全体の需給を調整するために設計された市場を指し、アンシラリーサービスはシステム運用者がシステム安全性を確保するために調達する市場を指す。アンシラリーサービスのタイムラインは、ブラックスタートなどの事前契約が必要なサービスから、周波数・電圧調整などリアルタイム精算が必要なサービスまで様々。

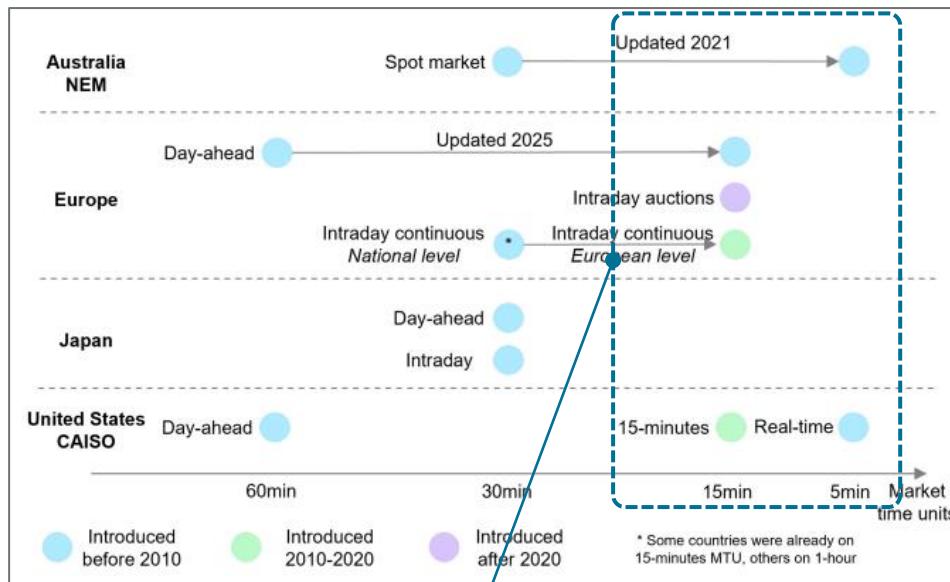
市場設計の改善に向けた提言

短時間の市場商品	<ul style="list-style-type: none">再エネ導入に伴う適切な出力変動の反映等の観点から、より短期間な時間単位の商品が求められる欧州では15分単位、豪州・米国は5分単位での商品を導入 (日本は30分)
地点別価格(ノーダル制)	<ul style="list-style-type: none">混雑価格を地点別に細分化することで、再給電や予備力の必要性が低くなり、コスト最適化が期待ノーダル制の米国では1万以上の地点別価格が存在 (ゾーン制では~40程度)
DERの市場参加	<ul style="list-style-type: none">DERは市場統合が不十分であり運用最適化されていない。参入kWの引き下げ等により、市場最適化が期待欧州、米国、日本では100kWからの参入を認めた
アンシラリーサービスの報酬体系	<ul style="list-style-type: none">アンシラリーサービスの商品は報酬の枠組みが必ずしも整備されていない高速リソースに対する市場などが米国・豪州等で導入

【参考】 各国における短期市場の商品・流れ

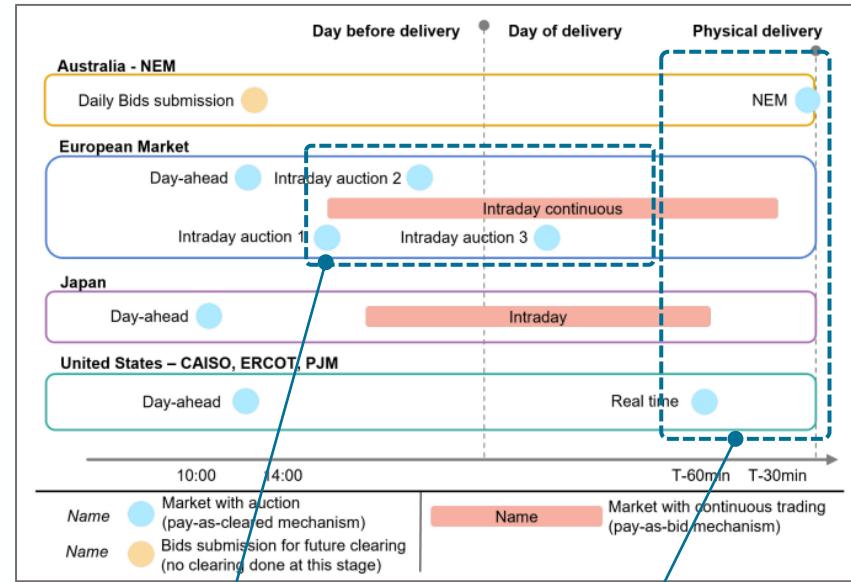
- 短期市場において、欧州では15分単位、豪州・米国では5分単位の商品の導入が進行。
- また、前日～実需給における市場の流れとして、欧州ではオークション方式の時間前市場が導入され、米国や豪州ではリアルタイム市場によって実需給直前の需給を調整している状況。

短期市場における時間単位の変遷



▶ 欧州では15分単位、豪州・米国は5分単位での商品が導入

前日～実需給における市場の流れ (2025年)



▶ 欧州の時間前市場ではザラバに加え、オークション方式によって需給調整

▶ 米国や豪州ではリアルタイム市場によって実需給直前の需給を調整

【参考】各国における地点別価格の導入状況

- ノーダル制を採用する米国では1万点以上地点別価格が存在（ゾーン制は数個～数十個）。
- 米国では、2009-2010年にゾーン制からノーダル制に移行した市場も存在。

地点別価格の導入状況

Market	Granularity	Number of price points	Average area covered per price point
Australia (NEM)	Zonal with corrections	5	> 500 000 km ²
Europe	Zonal	> 40	> 100 000 km ²
Great Britain	Zonal	1	240 000 km ²
Japan	Zonal	10	> 30 000 km ²
United States (CAISO)	Nodal	> 20 000	15 km ²
United States (ERCOT)	Nodal	> 18 000	28 km ²
United States (PJM)	Nodal	> 13 000	46 km ²

Notes: The number of price points and area covered are indicative. Australia's NEM has some scaling factors applied to zonal prices, which reflect losses from delivery of electricity, and depend on the location of the seller or buyer.

ノーダル制を採用する米国では13,000～20,000点以上の地点別価格が存在する一方、ゾーン制を採用する豪州、欧州、日本では数個～数十個の地点(ゾーン)別価格が存在

地点別価格の導入時期と改定経緯

Market	Year of the revision	Revision
Australia (NEM)	2008	Removal of the Snowy region zone
Europe	Italy	Reshaping of the existing internal bidding zones
	Austria-Germany-Luxembourg	Divide the single bidding zone into Austria and Germany-Luxembourg
	Norway	Split Norway into five bidding zones
	Sweden	Split Sweden into four bidding zones
Rest of Europe		1998 No revision since the first introduction
Japan	1995	No revision since the first introduction
United States	CAISO	Switch to nodal pricing
	ERCOT	2010 Switch to nodal pricing
	PJM	1998 No revision since the first introduction

Note: The date for the introduction of "Rest of Europe" zones corresponds to the First Energy Package of the European Union, depending on the date of accession to the European electricity market, some countries may have different dates. Zones in Italy were originally only on the generator's side, and buyers had only one price; this mechanism is being phased out in 2025.

米国ERCOTでは、当初4つのゾーン価格を採用していたが、ゾーンが非常に広大（平均20万km²以上）であつたため価格透明性が低く、混雑コストが高騰したこと背景に、ゾーン別価格設定からノード別価格設定へ移行

【参考】 DERの市場参加/ASの商品・報酬形態

- DER（分散型エネルギー源）の参加について、欧州、米国、日本では100kW以上のDERの市場参入が可能。
- アンシラリーサービス(AS)の商品では、報酬の枠組みが必ずしも整備されていない状況だが、米国（ERCOT）・豪州等では、1秒未満の反応速度を持つ高速電源に対する市場が導入。

DERの市場参加ルール

Market	Allowance of aggregation for retailers	Wholesale market access for independent aggregators	Minimum bidding steps, wholesale	Minimum bidding steps, ancillary services
Australia - NEM	●	●	<u>1 MW</u>	<u>1 MW</u>
Europe - France	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>1 MW</u>
Europe - Germany	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>1 MW</u>
Europe - Spain	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>1 MW</u>
Japan	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>1 MW</u>
Great Britain	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>1 MW</u>
United States - CAISO	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>0.1 MW</u>
United States - ERCOT	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>0.1 MW</u>
United States - PJM	●	●	<u>0.1 MW</u>	<u>0.1 MW</u>

Legend: ● Yes ○ Ongoing ● Limited

Notes: Ongoing means that revisions are being made to facilitate access and are expected to be completed within a few years at most. Allowance of aggregation lets retailers pool smaller resources into a single portfolio. Independent aggregators provide an alternative by participating directly in wholesale markets as market participants without prior permission of the retailer. Access for independent aggregators improves competition and helps unlock the potential of flexible resources.

▶ 欧州、米国、日本では100kW以上の蓄電リソースの市場参入が承認された。

アンシラリーサービス(AS)の商品・報酬形態

Market	Fast frequency control	Primary frequency control	Secondary /tertiary frequency control	Voltage control	Black start
Australia - NEM	●	●	●	●	●
Europe - France	●	●	●	●	●
Europe - Germany	●	●	●	●	●
Europe - Spain	●	●	●	●	●
Japan	●	●	●	●	●
Great Britain	●	●	●	●	●
United States - CAISO	●	●	●	●	●
United States - ERCOT	●	●	●	●	●
United States - PJM	●	●	●	●	●

Legend: ● Market based ○ Partially market-based ● Regulated prices or cost recovery ● Mandatory and not remunerated ● Not available

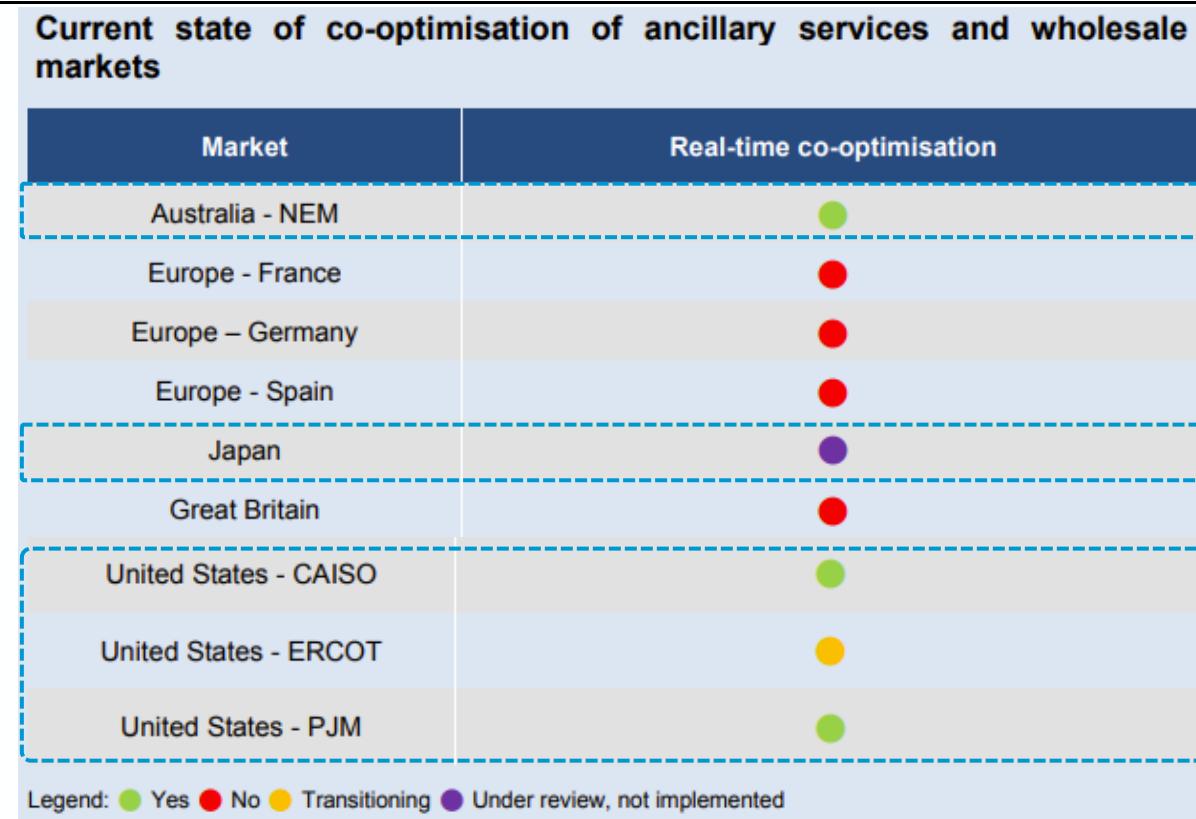
Notes: Frequency services are categorised mainly based on their response time. The typical response time are: fast, frequency control is expected to react in less than a second; primary, in a few seconds; secondary, in up to a few minutes; and tertiary, in less than 15 minutes. Black start service is the ability to restart the system after a blackout. Voltage control in CAISO and PJM can be remunerated through cost recovery in case of exceptional deviation.

▶ アンシラリーサービスの商品において、報酬の枠組みが必ずしも整備されておらず、高速電源に対する市場設計等に対する適切な対価性が必要

【参考】各国における同時約定の仕組みの導入状況

- 同時約定の仕組み（電力と調整力の同時最適化）について、豪州（NEM）や米国（CAISO・PJM）は導入済み、米国ERCOTは移行中、日本では検討段階。

同時約定の仕組みの導入状況



出典：IEA Electricity Market Design 2025年11月26日 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cea07fb2-fb8d-4d95-b939-7ece0d085ae4/EnergyMarketDesign.pdf>

※ ERCOTでは25年12月以降にリアルタイム市場の同時最適化が導入予定

3. 中長期市場の現状と課題

- 中長期市場は、中長期の取引を通じて短期的な価格変動を抑えるとともに、発電事業者における投資判断や、需要家における電力価格の予見可能性が高まることで、電力システム安定化の役割を果たしている。
- 他方、売り手と買い手のヘッジ期間の不一致や市場参加の障壁の高さ等の課題により流動性が低くなっている。また、市場活性化に向けた対策が各國で検討されている。

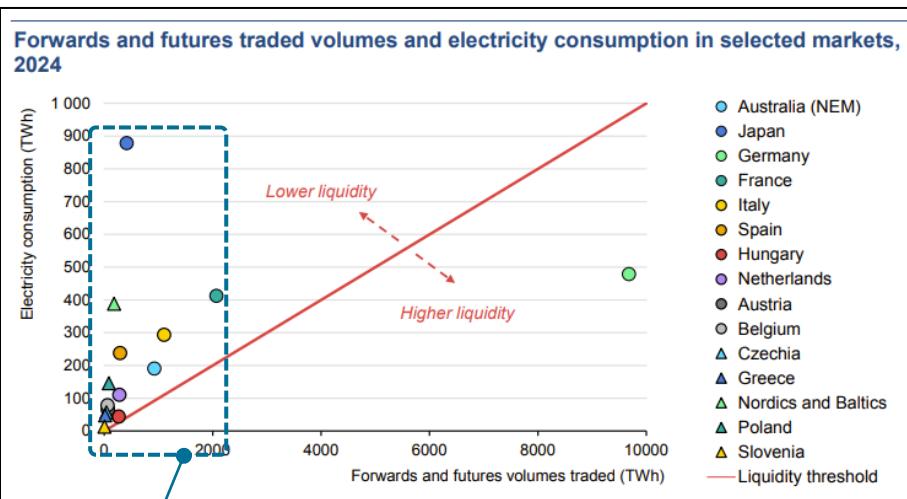
現状			主要課題	対応策・政策事例	
用途	先渡 ・価格リスクヘッジ ・受渡条件のカスタマイズ	先物 ・価格リスクヘッジ ・透明性のある価格へのアクセス	PPA ・価格リスクヘッジ ・プロジェクト資金調達 ・企業の脱炭素化	売り手と買い手のヘッジ期間の不一致 ・買い手が中長期ヘッジするインセンティブが不足 ・取引の大半が実需給から2年以内	・大口需要家の中長期調達での義務化やPPA需要喚起等による中長期需要の創出 ・常時、事業者が売り買い価格を提示するマーケットメイキング制度導入による取引機会の向上
期間	1か月～5年	1か月～5年	1～20年	長期市場への高い参入障壁 ・担保と信用力が要求され、中小企業等の参加が難しい ・多様なニーズに対応するため、契約の複雑性が高い	・EIB（欧州投資銀行）によるPPA契約時の信用リスク保証制度の導入等による中小企業のPPA参加サポート ・EUでのPPA契約の標準化による契約の複雑性の緩和
標準化	中程度	高	低	需要家ニーズや他地域の市場との不整合 ・中長期市場の商品設計に再エネ導入等の至近の動向が未反映 ・市場横断型の仕組みが不足	・朝夕ピーク時間帯や太陽光発電パルスに沿ったソーラーシェイプ等の商品拡充や、管轄する市場間のヘッジ手段強化による需要家ニーズへの対応
透明性	中～低	高	低		
■先渡・先物 ・多くの地域で先渡・先物市場は厚みが乏しく取引の大半が受渡しの2年先までに集中している状況 ■PPA ・CPPA等が拡大しているが、対応できる企業に偏りがあり、特に中小規模企業での採用は限定的な状況 ⇒現状の中長期市場は流動性が低い状態					

※上記以外にも価格シグナルの透明性やPPA締結者に対する再エネ支援制度の政策負担金に関する課題等について言及されている

【参考】各国における中長期市場の流動性

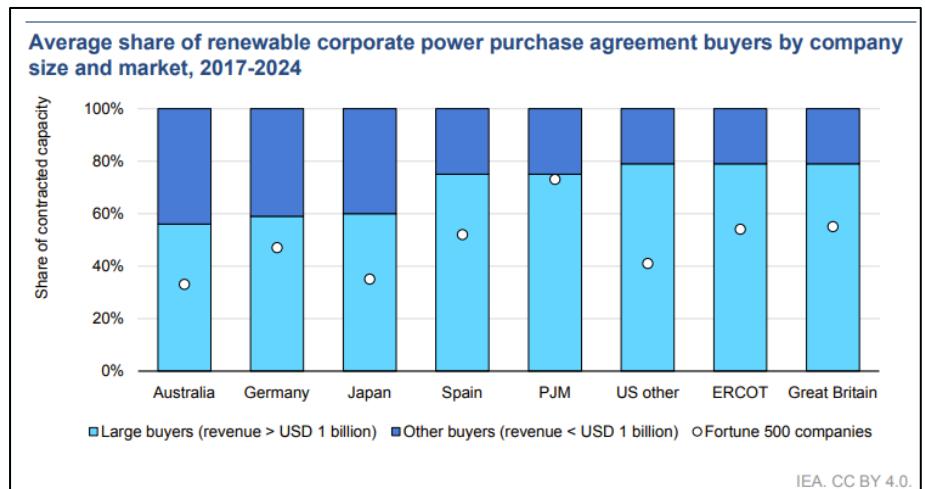
- ドイツ以外の多くの国における先物取引・先渡取引の流動性は低い状態。
- 各国の再エネCPPA購入の半数以上は収益10億\$/年以上の企業であり、限定的な状況。

先渡取引・先物取引量と電力消費量



➤ ドイツを除く多くの国で流動性が低い状況
※ ドイツでは2024年の先渡・先物取引量が年間需要の20倍を超えており、高い流動性を示している

企業規模別・市場別再エネCPPA購入者の平均シェア



➤ 豪州、欧州、米国の複数市場及び日本では、企業向けPPAの半数から4分の3が、年間収益10億ドル以上の企業によって締結
➤ PJMではフォーチュン500企業が企業向けPPAのほぼ4分の3を占め、ERCOT及び英国では約半数を占める

【参考】 各国における中長期市場の主な金融商品

- 豪州、スペイン、米国では、朝夕ピークや週末オフピーク、太陽光特化の先物商品が存在。
- 豪州、欧州、米国、日本では、エリア間の価格差をヘッジするクロス市場ヘッジ商品が存在。

豪州NEM、欧州、米国、日本における 先物商品概要（2025年）

Overview of available futures products on selected organised trading platforms in Europe, Japan, Australia's NEM and selected US markets by type, 2025

Market	Base	Peak	Off peak	Weekday/ weekend peak	Weekend off peak	Morning/ evening peak	Solar
Australia - NEM	●	●	●	●	●	●	●
France	●	●	●	●	●	●	●
Germany	●	●	●	●	●	●	●
Great Britain	●	●	●	●	●	●	●
Spain	●	●	●	●	●	●	●
Japan	●	●	●	●	●	●	●
US CAISO	●	●	●	●	●	●	●
US ERCOT	●	●	●	●	●	●	●
US PJM	●	●	●	●	●	●	●

Legend: ● Available ● Not available

➤ 週末オフピークや朝夕ピーク、太陽光発電パターンに沿った先物商品を提供する市場が存在

管轄区域別・最大取引期間別 クロス市場ヘッジ商品（2025年）

Cross-market hedging instruments by jurisdiction and maximum trading term ahead of time, 2025

Market	Instrument name	Hedging type	Maximum trading time ahead (years)	Maximum contract length (years)
Australia - NEM	Inter-regional settlement residue	Zone-to-zone	3	<1
European Union (except Nordics)	Financial and physical transmission rights	Zone-to-zone	1	1
Europe - Nordics	Electricity price area differentials	Zone-to-hub	4	1
Japan	Indirect transmission rights	Zone-to-zone	<1	<1
US CAISO	Congestion revenue rights	Node-to-node	1	10
US ERCOT	Congestion revenue rights	Node-to-node	3	<1
US PJM	Financial transmission rights	Node-to-node	3	1

Notes: In CAISO, long-term congestion revenue rights have a term of 10 years. The maximum trading time ahead captures the number of years ahead at which the procurement occurs. For instance, an annual transmission right starting on 1 January can be bought by market participants up to 1 year ahead in the EU internal market. The Nordics include Denmark, Finland, Norway and Sweden.

➤ 豪州、欧州、米国、日本において、ノード/ゾーン間の価格差をヘッジするクロス市場ヘッジ商品が存在

4. 補完的メカニズム

- 補完的メカニズムは市場だけで担保できない信頼性や脱炭素化目標、戦略的な資本集約型技術への投資に対して不可欠であり、容量報酬・脱炭素化メカニズムなどが具体例として紹介。

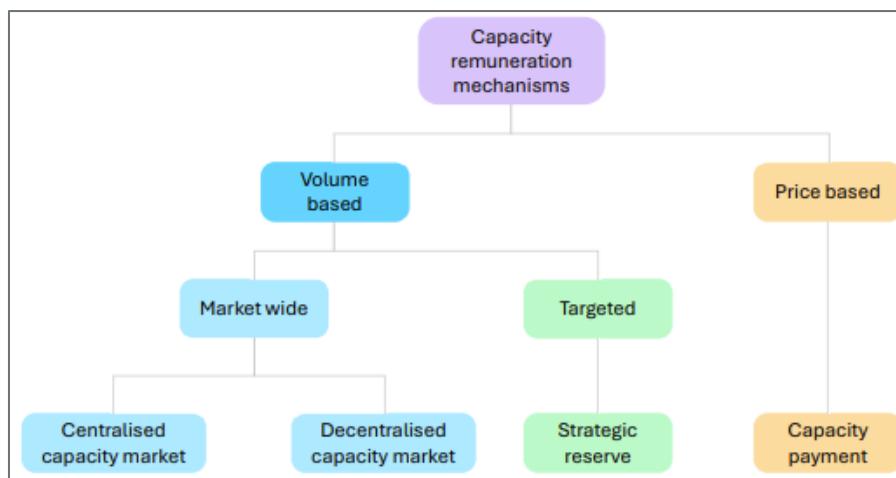
補完的メカニズムの必要性・役割

背景 (必要性)	役割	具体的な補完的メカニズムの概況
<ul style="list-style-type: none">変動性再エネの増加、ベース電源の早期廃止、需要増大・需要パターンの変化等が、収益基盤に影響を与える投資リスクを高めているこうした状況下、市場の効率性維持、信頼性確保、市場単独で支援が困難な技術（資本集約型技術、脱炭素化、系統最適化等）への投資促進のため、補完的メカニズムが必要	<ul style="list-style-type: none">短期的には、効率的な電源運用のインセンティブを提供し、環境汚染や信頼性の供給不足に対処することで、信頼性確保や脱炭素化等に貢献中長期的には、既存市場のみで対応できない投資ギャップを解消し、戦略的な資本集約型技術（原子力や大規模揚水等）や脱炭素化への投資を支援	<h3>容量報酬 メカニズム (容量市場等)</h3> <ul style="list-style-type: none">容量報酬メカニズムは信頼性担保に貢献している。一方、追加性、可用性、コスト面で課題に直面する場合がある地域によって設計が異なり、日本・米国PJMでは集中型、フランス・米国CAISOでは分散型の容量市場、ドイツでは戦略的予備力が採用。過去20年、容量報酬メカニズムは各国で導入増加増大する柔軟性ニーズに対応するため、新たなメカニズムによる蓄電リソース等への報酬メカニズムが採用（スペインの初期投資費用の補助や、英国の収益メカニズム（cap and floor）による収益の上下レンジ保証等）
		<h3>脱炭素化 メカニズム</h3> <ul style="list-style-type: none">脱炭素化メカニズムはエネルギー転換を支えている。一方、効率性・追加性・市場統合の課題も存在脱炭素化に向けた多様なメカニズムが各地域で導入<ul style="list-style-type: none">価格ベースのメカニズム: FIT、FIP、CfD 等数量ベースのメカニズム: 再エネ証書 等財政的インセンティブ: 税額控除 等炭素価格: 排出量取引制度や炭素税 等一方、上記は短期的な価格変動に対応するインセンティブを弱める可能性があり、市場の歪みを最小化する仕組みが重要

【参考】 各国における容量報酬メカニズム

- 容量報酬メカニズムは量ベースと価格ベースに分類。
- 量ベースの容量報酬メカニズムとして、日本・米国PJMでは集中型容量市場、フランスや米国CAISOでは分散型容量市場、ドイツでは戦略的予備力が採用。

容量報酬メカニズムの分類



各地域における容量報酬メカニズムの概況

Market	Type	Market mechanism	Technology neutral	Participation		Performance penalties
				Cross-border	DSR	
Australian NEM	-	-	-	-	-	-
France	CM	Decentralised	✓	Interconnector only	✓	✓
Germany	SR	Centralised	✓	No	✓	✓
Spain	-	-	-	-	-	-
Great Britain	CM	Centralised	✓	Interconnector only	✓	✓
Japan	CM	Centralised	✓	N/A	✓	✓
US CAISO	CM	Decentralised	✓	✓	✓	✓
US PJM	CM	Centralised	✓	✓	✓	✓
US ERCOT	-	-	-	-	-	-

Notes: CM = capacity market; SR = strategic reserve. The CAISO mechanism serves to compensate any shortfall following primary capacity procurement at the local deliverability area level.

- 容量報酬メカニズムは量ベースと価格ベースに分類
 - 量ベース：中央機関等が容量の必要量を事前に設定し、価格は市場によって決定
 - 価格ベース：中央機関等が容量に対する価格水準を事前に設定し、供給量は市場によって決定

- 米国PJM等では集中型容量市場（中央機関によるオークション）、フランス等では分散型容量市場（容量供給者と市場参加者の契約義務）、ドイツでは戦略的予備力（市場外で契約され、供給逼迫時に投入）が採用
- 過去20年間で、集中型/分散型容量市場等の容量報酬メカニズムの導入は世界各国で増加

【参考】 各国における脱炭素化メカニズム

- 脱炭素化メカニズムは価格ベース、数量ベース、財政的インセンティブ、炭素価格に分類。

	報酬単位	仕組み	概要	例 (地域)
脱炭素化 メカニズム	価格ベース 発電エネルギー (MWh)	一方向CfD	市場価格と保証価格(ストライク価格)の差額が発電事業者に支払われる	ドイツ
		FIT	発電事業者は市場価格ではなく、保証された総額を受け取る	フランス
		FIP	発電事業者は市場価格に加えて、保証された追加固定額を受け取る	スペイン (1998-2004)
	発電エネルギー(MWh) /発電能力 (MWh)	双方向CfD	一方向CfDと同様だが、市場価格がストライク価格を上回る場合、発電事業者は差額を返還	イギリス
数量ベース	発電エネルギー(MWh) /回避されたCO ₂ 換算量	再生可能エネルギーの 産地保証 (GO) /証書	発電事業者は対象電源の発電に対して証書を受け取る。証書の販売也可能	欧州
	発電エネルギー (MWh)	RPS	小売事業者は供給電力の一定割合を適格施設から調達する必要がある	米国CAISO
財政的 インセンティブ	発電エネルギー (MWh)	税額控除	発電事業者は対象電源の発電に対して税額控除を受ける	米国 (連邦)
炭素価格	CO ₂ 換算量	排出量取引制度 (ETS)	発電事業者は排出量に相当する排出許可証を提出する必要がある	欧州 (EU-ETS)
		炭素税	CO ₂ 排出量に対して、発電・小売事業者は炭素税を支払う必要がある	英国

【参考】 各国における資本集約型技術への支援

- 資本集約型技術への支援として、豪州・欧州・米国等では揚水・原子力等への支援が進行。

	支援対象技術	支援の種類	状況 (容量)
豪州 (NEM)	揚水発電	政府出資による資金調達 (State equity financing)	建設中 (2.2GW)
フランス	原子力	政府補助ローン (State-subsidised loan)	計画中 (10GW)
ドイツ	水素対応型のガス火力・ 熱電併給 (CHP)	容量報酬メカニズム (Central capacity remuneration mechanism)	計画中
英国	原子力	RABモデル; CfD (Regulated asset base; CfD)	計画・承認済み (約6.5GW)
日本	再エネ、原子力、脱炭素火力、 長期エネルギー貯蔵、LNG	長期脱炭素電源オークション	実施中
米国 (連邦)	水力	FIP (Ex-post feed-in premium)	実施中
米国 (PJMなど)	原子力	ゼロエミッション証書 (Zero emission certificate)	実施中
米国 (連邦)	原子力	税額控除 (Production tax credit)	実施中

5. 提言

- 効果的な市場設計の改革に向けては、短期市場と中長期市場での課題解決に加え、各市場を整合する補完的メカニズムも含めた政策の一貫性が必要。

	現状	主な提言
短期市場	<ul style="list-style-type: none">短期市場はシステムがより複雑化する中においても高い供給信頼性を維持変動性電源の増加と分散化が進む中、柔軟性を提供し短期市場の調整機能を強化する改善策が必要	<ul style="list-style-type: none">透明性のある価格シグナルや各リソースの効率的なスケジューリング等、信頼性のある市場を維持する市場ニーズをより適切に反映するため、より細かい時間軸での価格・精算等を行う制度を強化する電力系統の実態を反映し混雑管理を行うため、地点別の価格シグナルを強化するDER等を含む幅広いリソースの市場参加を可能にする
中長期市場	<ul style="list-style-type: none">中長期市場は価格変動リスクヘッジの手段であるが、多くの市場で流動性不足が顕著中長期市場への参入障壁が高く、特に中小規模の市場参加者に有効なリスクヘッジ手段を十分に提供できていない	<ul style="list-style-type: none">参加者の多様なニーズを反映した商品を確保するより多くの事業者に市場参加を促すため、信用保証等の要件を見直し、契約の複雑性を低減する売り手と買い手のヘッジ期間の不一致（テナーギャップ）への対策を検討する常時、事業者が売り買い価格を提示するマーケットメイキング制度の導入を検討する
補完的メカニズム	<ul style="list-style-type: none">市場の効率性維持、信頼性確保、市場単独で支援が困難な技術（資本集約型技術、脱炭素化、系統最適化等）への投資促進のため、補完的メカニズムが不可欠な状況	<ul style="list-style-type: none">各市場の枠組みと整合する補完的メカニズムを設計する新技術や柔軟性要件等の市場ニーズを容量報酬メカニズムに適応させ、市場の信頼性と安定供給を確保する脱炭素化メカニズムを活用し、市場価格への悪影響等を回避しつつ排出目標を達成する

※上記に加え、エネルギー効率化、送電網の最適化、系統接続プロセスの迅速化等も含めた対応が必要と言及されている

(参考) IEA電力市場デザイン・国際ワークショップの概要

- 国際的なDXやGXの進展により電力需要の増加が見込まれる中で、電力市場が果たす役割や課題について意見交換を行う場として、IEA・資源エネルギー庁・日本エネルギー経済研究所の共催で、国際ワークショップを開催。
- IEAより、電力市場デザインに関するレポートについて講演を行うとともに、パネリストとして国内外の電力業界関係者や有識者を招き、短期市場及び中長期市場について議論。

開催概要

- 日時：2025年12月4日9:00-12:30
- 場所：帝国ホテル会議場
- 主催：IEA、経産省、日本エネルギー経済研究所
- 主な登壇者：
 - IEA 貞森エネルギー市場・安全保障局長
 - ヘビア＝コッホ再エネ統合・電力安定供給部門ヘッド
 - カリフォルニア州独立系統運用者 ロビンソン・ディレクター
 - EDF Trading ナネット・ディレクター
 - 日本卸電力取引所 金本理事長
 - 電力需給調整力取引所 青木理事長
 - オリバー・ワイマン コウ氏
 - 国際環境経済研究所 竹内理事
 - JERA 多和副社長執行役員
 - 丸紅新電力 鈴木代表取締役社長
- その他、電力業界関係者や有識者等約200名が参加。

議題

- IEAレポートに関する講演
- 日本の電力市場デザインに関する講演
- パネルディスカッション
 - 短期市場（卸電力市場、需給調整市場、同時市場等）**
 - 変動再エネや分散型電源の増大への対応
 - 系統混雑の反映 等
 - 中長期市場・補完的メカニズム（先物、先渡、PPA、容量市場等）**
 - PPAを含む中長期契約の流動性向上
 - 電源投資支援に必要な補完的メカニズム 等

