

中長期取引市場の詳細検討①

(商品、入札・約定、市場範囲)

2026年6月25日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい内容

- 本日は、中長期取引市場の各論点のうち「**取り扱う商品**」「**入札・約定方法**」「**市場範囲・市場分断リスクへの対応**」について、御議論いただきたい。
- 「取り扱う商品」では販売開始時期・販売期間、負荷パターン、事後調整付商品の在り方等を、「入札・約定方法」では購入最小単位、入札の仕方、約定方式等を、「市場範囲・市場分断リスクへの対応」では市場範囲の設定と値差リスク・市場分断への対応方針等を、それぞれ御議論いただきたい。
- なお、中長期取引市場の各論点については、順に検討と整理を進めていくが、相互に関連しているため、検討を進めていくなかで既に取り扱った論点についても必要に応じて随時見直しや再検討を行うこととしたい。

本日御議論いただきたい論点

第7回電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ（2025年11月28日）
資料6を基に作成

本日も議論いただきたい論点

	論点	今後の検討事項
商品	取り扱う商品	具体的な商品設計（販売開始時期、販売期間、負荷パターン、事後調整付き商品の取扱い 等）
入札	価格の考え方・市場監視	価格設定の基本的な考え方を踏まえた上での市場の監視方法
	供出量を高める方策	具体的な供出方法、供出対象とする電源、商品・エリアごとの供出按分
約定	取引形態（約定方式）	広く参照可能で適切かつ安定的な価格指標を形成するための約定方式
受渡し	市場範囲、市場分断リスクへの対応	<ul style="list-style-type: none"> 市場分断リスクと電源の匿名性を踏まえた具体的な市場範囲の設定 市場分断リスクへの対応策や分断時の清算のあり方
決済	決済・清算方法	決済・清算の具体的な方法
運営	運営主体	<ul style="list-style-type: none"> 中長期取引市場を運営する主体に求められる能力の具体化 運営主体の検討・決定プロセス、運営の健全性を担保するための仕組み
	市場参加者	転売や電源差替などの論点を踏まえた上での市場参加者の考え方
他市場との関係	容量市場との整理	発電事業者による固定費の二重取り（小売電気事業者による固定費の二重払い）を回避するための具体的な調整方法
	ベースロード市場	ベースロード市場を発展的解消する具体的な時期やプロセス

1. 取り扱う商品

2. 入札・約定方法

3. 市場範囲・市場分断リスクへの対応

【制度設計WGでの検討状況】

論点1 取り扱う商品

電力システム改革の検証を踏まえた制度設計
ワーキンググループとりまとめ（2026年3月）
より一部修正

【本WGで整理いただいた基本的な方向性】

- 中長期取引市場で取り扱う商品については、以下のとおり整理された。
 - 取引年度（商品が取引される年度）は、小売電気事業者に課される供給力確保義務との整合性を取る形で設計することを基本とし、市場開設から当分の間は、実需給の3年前と1年前とすること
 - 受渡し期間については、原則として単年（1年間）の商品とすること
 - 商品の負荷パターンについては、①実需給の3年前に販売される商品については、ベース商品を中心に、ミドル商品の取扱いも検討すること、②実需給の1年前に販売される商品については、ミドル商品をメインに、ベース商品やピーク商品の取扱いについても検討すること
 - 燃調のような事後調整付商品を取り扱う場合であっても、各社がそれぞれ自由に設定するのではなく、事後調整に係る標準的な算定式等の導入を前提とするなど、各売り入札の内容を横並びで比較できるようにすることを第一に設計すること。その上で、このような基本的考え方を前提として、事業者ニーズを踏まえて検討すること
 - 非化石価値については、中長期取引市場では取り扱わないこと

【今後検討が必要な論点】

- 今後は、①商品の具体的な販売開始時期や販売期間や、②具体的な負荷パターン、③事後調整付き商品の取扱いについて、事業者ニーズを踏まえ、詳細検討を進めていくこととする。

【本WGにおける今後の論点】

論点1ー①：販売開始時期、販売期間

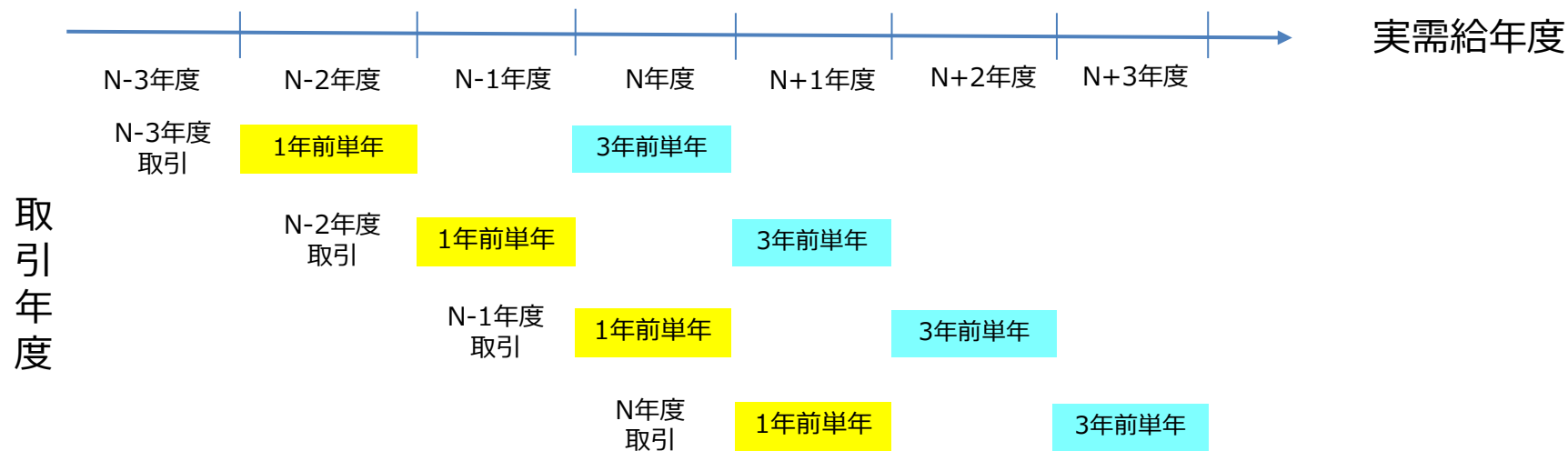
第1回中長期取引市場検討ワーキンググループ
(2026年6月2日) 資料5から抜粋

- 今後詳細検討を進めていく論点のうち商品の具体的な販売開始時期（各商品についていつ取引を開始するか）や販売期間（各商品について取引をいつまで継続するか）については、例えば以下の点を踏まえて御議論いただきたい（次スライドも参照）。
 - 中長期取引市場が小売電気事業者に求められる量的な供給力確保を履行するための手段の一つとなるよう、量的な供給力の確保状況を確認する手段である供給計画の策定・確認時期と実務的に整合性が取れるようにするには、どのように設定すべきか。
 - 小売電気事業者にとって必要な電力を必要なタイミングで柔軟に確保できるようにするためには、どのように設定するのがよいか。
 - 発電事業者が、相対取引において電力の売出しを実施するタイミングとの関係で、中長期取引市場における取引及び相対取引をともに活性化するためにはどのように設定することが望ましいか。

1. 取り扱う商品－①：販売開始時期・販売期間

【取引年度・受け渡し期間】

- 制度設計WGでの整理において、**取引年度**は、市場開設から当分の間は、**実需給の3年前と1年前**とすることとされ、**受け渡し期間**については、原則として**単年（1年間）の商品**とすることとされた。
- 市場運営者には、少なくとも上記の取引年度・受け渡し期間の商品を取り扱うことを求める。
 - N年度取引では、実需給年度がN+1年度の商品とN+3年度の商品が取り扱われることになる。



1. 取り扱う商品－①：販売開始時期・販売期間

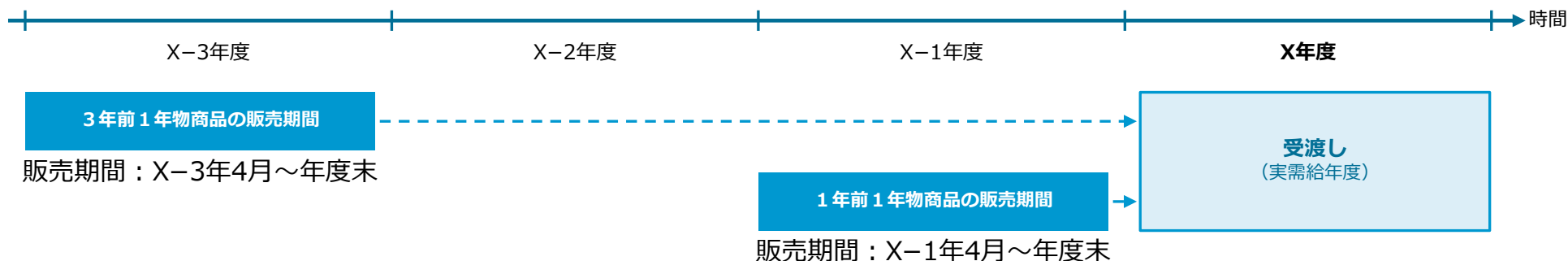
- 各商品について、販売開始時期（いつ取引を開始するか）、販売期間（取引をいつまで継続するか）はどのように設定すべきか。

※なお、販売開始時期・販売期間は、中長期取引市場で当該商品が取り扱われる期間を意味し、発電事業者に市場への供出を求める期間と必ずしも一致するものではなく、供出を求める期間については別途検討を行う。

- 小売電気事業者に求められることになる量的な供給力確保は、小売電気事業者が提出する供給計画をもって状況を確認することが想定されている。供給計画の提出時期は、毎年度、当該年度の開始前の2月上旬とされているため、少なくとも、この時点まで、各商品の販売が行われている必要があるのではないか。
- 発電事業者にとっても小売電気事業者にとっても、任意のタイミングで取引が可能となるように商品の販売期間については、可能な限り長いことが望ましいのではないか。

1. 取り扱う商品－①：販売開始時期・販売期間

- 以上を踏まえると、いずれの商品についても、販売開始時期は、取引年度の開始時点（4月1日）からとし、販売期間は、当該年度内（翌年3月31日まで）を基本とすることとしてはどうか。
 - この場合、受渡しがX年度の各商品について、販売期間は以下のとおりとなる。
 - 「3年前1年物」：X-3年4月から同年度の年度末（翌年3月31日）まで
 - 「1年前1年物」：X-1年4月から同年度の年度末（翌年3月31日）まで
- ※ なお、発電事業者に供出を求める期間等については別途検討を行う。



【本WGにおける今後の論点】

論点1ー②：負荷パターン

第1回中長期取引市場検討ワーキンググループ
(2026年6月2日) 資料5から抜粋

- 今後詳細検討を進めていく論点のうち具体的な負荷パターン（ベース、ミドル、ピークなど（それぞれの定義の検討を含む））については、例えば以下の点を踏まえて御議論いただきたい。
 - 旧一般電気事業者等の内外無差別な卸売においては、一般的にどのような負荷パターンの商品が展開されているか。
 - 想定需要に基づき必要な供給力を確保するために、買い手である小売電気事業者はどのような負荷パターンの商品を求めているか。
 - 売り手である発電事業者は、どのような負荷パターンの商品であれば供出可能か。

1. 取り扱う商品②：負荷パターン

- 制度設計WGでの商品の負荷パターンについての整理
 - ① 実需給の3年前に販売される商品については、ベース商品（※）を中心に、ミドル商品（※）の取扱いも検討する。
 - ② 実需給の1年前に販売される商品については、ミドル商品をメインに、ベース商品やピーク商品の取扱いについても検討することとされた。
- ※ ベース商品とは、対象期間の全日0～24時の間に出力一定の電気を受け渡す商品をいうものとする。
- ※ ミドル商品とは、各社の卸商品などを参考に、対象期間の平日8～20時の間に出力一定の電気を受け渡す商品をいうものとする。
- また、制度設計WGでは、具体的な商品設計については、事業者間で行われる卸取引において展開されている商品の類型を参考にしつつ、売り手・買い手それぞれのニーズを踏まえながら、詳細を検討し決定していくこととされた。
 - － 旧一般電気事業者等による内外無差別な卸売（長期卸及び単年卸）の概要は次のとおりであり、長期卸においてはベース商品が中心に取り扱われ、単年卸においてはベース商品、ミドル商品が中心に取り扱われている。

旧一電等の内外無差別な卸売の概要（長期卸）

- 24年度に締結された長期卸の結果は以下のとおり。基本的にベース商品が取り扱われており、一部の事業者は、ミドル商品も取り扱っている。

	北海道	東北	東京HD・RP*6	東京EP*6	中部HD*6	JERA	北陸	関西	中国	四国	九州	九電みらい	沖縄
卸売スキーム	入札	入札				ブローカー・相対取引	相対交渉	一律の価格体系	一律の価格体系	相対交渉	入札	相対交渉	一律の価格体系
卸標準メニュー	ベース(3年、2年)	ベース・ミドル(2年)				ベース(26-27年度受渡しの2年)	ベース(3年)	ベース(3年)	ベース・ミドル・通告型(3年)	高利用率型・中低利用率型(3~5年)	ベース(3年)	ベース(2年)	ベース(3年)
価格設定	3年物：二部料金(燃調あり) 2年物：一部料金(燃調あり)	二部料金(燃調あり)				一部料金(燃調あり)	一部料金(燃調あり)	二部料金(燃調あり)	一部/二部料金(燃調あり)	二部料金(燃調あり)	二部料金(燃調あり)	一部料金(燃調なし)	一部料金(燃調あり)
契約量*1	0%/27.9%	11%*2				—*3	0%/2% (社内外ともに交渉・契約なし)	13%/13%	15%/17%	7%/14%	21%*4	—*5	26%/26%

*1 「全供給力に占める実際の販売量(%)」 / 「全供給力に占める販売予定量(%)」を表す。

*2東北：販売予定量を記載。契約量については、現時点での公表が期中販売の実施に支障を及ぼすことが考えられることから、非公表としたい旨の申し出があったため非公表

*3JERA：26-27年度受渡し分にあたるため記載しない。

*4九州：販売予定量を記載。入札の最低価格の考え方や契約量等については、今後の電力卸販売に影響を与え、利益を阻害するおそれがあるため非公表

*5九電みらい：契約量については、現時点での公表が期中販売の実施に支障を及ぼすことが考えられることから、非公表としたい旨の申し出があったため非公表。販売予定量については、当初既設電源を用いたオフサイトPPAで販売を予定していた量の売れ残り分を結果的に長期の販売向けに切り替えたため記載しない。

*6東京HD・RP、東京EP、中部HDは長期卸の販売がない。

旧一電等の内外無差別な卸売の概要（単年卸）

- 24年度に締結された単年卸の結果は以下のとおり。主にベース商品・ミドル商品が取り扱われており、加えてその他の商品も取り扱われている。

	北海道	東北	東京 HD・ RP	東京EP	中部 HD	JERA	北陸	関西	中国	四国	九州	九電 みらい	沖縄
卸売 スキーム	入札	入札	入札	入札・一律 の価格体系	相対交渉	ブローカー・ 相対取引	相対交渉	入札	入札	相対交渉	相対交渉	入札・ブ ローカー・ 相対	一律の価 格体系
卸標準 メニュー	ベース・ミド ル・オフィ ック・通告変 更	ベース・ミド ル5商品	原子力・一 般水力を 原資とする 出なり	ベース・ミド ル2商品 /BG加入 卸	原子力・再 エネ電源を 原資とする 各月受電 量固定の 商品	ベース・ミド ル6商品	ベース・ミド ル・フレク ス5商品	ベース・ミド ルの組み合 わせ1商品 (加えて、 夏季・冬季 の需要期増 量を申込可 能)	ベース・ミド ル・定型 型・通告型	確定数量 ベース・ミド ル/変動数 量4商品	ベース/オー ダーメイド	ベース	ベース・ミド ル/ピーク
価格 設定	一部料金 (燃調あ り)/二部 料金(燃 調あり)	二部料金 (燃調あ り)	一部料金 (燃調な し)	一部料金 (燃調あ り)+市場 価格調整)/ 二部料金 (燃調あ り)/燃調あ り+市場 価格調整)	一部料金 (燃調な し)	二部料金 (燃調あ り)	一部料金 (燃調あ り)	一部料金 (燃調あ り)	一部/二部 料金(燃 調あり)	一部料金 (燃調あ り)	二部料金 (燃調あ り)	一部料金 (燃調な し)	二部料金 (燃調あ り)
契約量 ※1	37.4%/ 36.6%	84%*2	0%/10% (応札な し)	6% /6%	0% /10%(申 込なし)	東京エリア 2% ・中部エリ ア2%*3	80% /79%	36% /36%	44% /54%	44% /41%	76%*4	15%*5	随時受付 より合意し た数字なし

*1「全供給力に占める実際の販売量(%)」/「全供給力に占める販売予定量(%)」を表す。

*2東北：販売予定量を記載。契約量については、現時点での公表が期中販売の実施に支障を及ぼすことが考えられることから、非公表としたい旨の申し出があったため非公表

*3JERA：販売予定量を記載。契約量については、今後の販売に影響がおよぶ可能性があるため、非公表としたい旨の申し出があったため非公表

*4九州：入札の最低価格の考え方や契約量等については、今後の電力卸売に影響を与え、利益を阻害するおそれがあるため非公表

*5九電みらい：販売予定量を記載。契約量については、現時点での公表が期中販売の実施に支障を及ぼすことが考えられることから、非公表としたい旨の申し出があったため非公表

1. 取り扱う商品②：負荷パターン

- 中長期取引市場は、小売電気事業者が量的な供給力を確保するための調達手段の一つとなるものであり、小売電気事業者に求められることになる量的な供給力確保については、小売電気事業者の供給力の調達手段やポートフォリオの自由度を確保するため、確保する供給力の負荷の形式（ベース・ミドル・ピークなど）は問わないことを基本として検討がされている。
- したがって、小売電気事業者としては、各社が行う小売供給に合わせて柔軟に負荷パターンの商品にアクセスできることが望ましい。
- 他方で、中長期取引市場に供出される商品が多岐にわたると、入札が分散し各商品について十分な市場流動性が確保されないおそれがある。
- 以上を踏まえると、中長期取引市場開設時点から当面の間、市場運営者に最低限設定を求める商品の負荷パターンとしては、以下のとおりとすることではどうか。
 - 実需給の3年前に販売される商品：ベース商品
 - 実需給の1年前に販売される商品：ベース商品とミドル商品

※ なお、負荷パターンごとに発電事業者に供出を求める割合等については（負荷パターンごとの供出を求めるかどうかを含めて）別途検討を行う。

【本WGにおける今後の論点】

論点1ー③：事後調整付商品の取扱い

第1回中長期取引市場検討ワーキンググループ
(2026年6月2日) 資料5から抜粋

- 今後詳細検討を進めていく論点のうち事後調整付商品の取扱い（燃料費の変動等による事後調整付商品を導入するか、事後調整の内容、等）については、例えば以下の点を踏まえて御議論いただきたい。
 - 事後調整付商品を設定する場合、各売り入札の内容を横並びで比較可能とすることや定型商品として市場取引を行うこととの整合性を踏まえると、どのような事後調整の内容とすることが考えられるか。
 - 「広く参照可能で適正かつ安定的な電力価格指標の形成」という中長期取引市場の意義を踏まえると、相対取引における事後調整の有無や事後調整の内容の実情を前提として、電力価格指標として機能させるためにはどのような事後調整付商品の取扱いとする必要があるか。
 - 事後調整付商品に一定の制約があることを前提に、発電事業者、小売電気事業者等の市場参加者にそれぞれにどのような事後調整のニーズがあるか。

1. 取り扱う商品③：事後調整（燃調）付商品

- 事後調整（燃調）付商品について、制度設計WGでは、燃料費調整のような事後調整付商品を取り扱う場合であっても、各社がそれぞれ自由に設定するのではなく、事後調整に係る標準的な算定式等の導入を前提とするなど、**各売り入札の内容を横並びで比較できるようにすることを第一に設計すること**とされ、その上で、このような基本的考え方を前提として、**事業者ニーズを踏まえて検討**することとされた。
- 事後調整付商品の設定の是非
 - 以下の点を踏まえると、中長期取引市場では、**事後調整付商品を取り扱うこと**としてはどうか。
 - ① 中長期取引市場で取り扱われる商品は、入札・約定から受け渡しまで相応の期間があり、市場参加者には、当該期間の**燃料費の変動リスクをヘッジするニーズ**があること
 - ② **中長期の相対取引では、事後調整が付されることも多い**ことからすると、中長期取引市場が「広く参照可能で適正かつ安定的な電力価格指標の形成」に資するためには、事後調整付商品が取り扱われることが望ましいこと
 - 一方で、小売電気事業者には、予見性やわかりやすさの観点から事後調整のない商品を求める事業者も存在することや、発電事業者の電源構成によっては、事後調整ニーズの小さい事業者も存在することから、中長期取引市場の市場運営者には、**事後調整付商品と事後調整のない商品の双方の設定を求める**こととしてはどうか。

1. 取り扱う商品③：事後調整（燃調）付商品

- 事後調整の内容

- 前述のとおり、制度設計WGにおいて、事後調整（燃調）付商品については、各社がそれぞれ自由に設定するのではなく、事後調整に係る標準的な算定式等の導入を前提とするなど、**各売り入札の内容を横並びで比較できるようにすることを第一に設計すること**とされた。
- そもそも、中長期取引市場は、ザラバ方式の採用を第一に検討を進めることとされている。一般的に**ザラバ方式**は、先に入札された札が、売り札であるか買い札であるかを問わず約定する仕組みであり、また、約定価格も約定ごとに異なるものとなるため、**事後調整の内容が売手（売り札）ごとに異なる仕組みを採用することは難しい**。
- したがって、事後調整付商品については、**市場が統一的な調整内容を設定する必要**があり、具体的には、例えば以下の設定が考えられるか。
 - A) 貿易統計等の数値を活用し、**全国または当該市場範囲の平均値等から、市場が統一の事後調整の内容を設定**する方法
 - B) LNGや石炭等の発電用燃料の長期調達契約において燃料費調整のために活用される、**原油等の指標（Index）等を活用した事後調整を設定**する方法
- 市場参加者にとって、どのような事後調整付商品の設定が望ましいか。

1. 取り扱う商品③：事後調整（燃調）付商品

- そもそも事後調整付商品について市場が統一的な調整内容を設定する場合には、事後調整付商品が、各売手（発電事業者）の燃料費の変動リスク（燃料種の割合や発電コスト）に応じたヘッジ手段とはならないため、各売手（発電事業者）は、事後調整付商品ではヘッジしきれない自らのリスクに対応する必要がある点には留意が必要である。
 - A) の方法による場合には、上記の「事後調整付商品ではヘッジしきれない自らのリスクへの対応」が複雑化する可能性があり、また、市場参加者にとってのわかりやすさの観点からも B) の方法によることが望ましいか。
 - B) の方法による場合には、燃料種に応じて異なる指標（Index）等を採用した複数の事後調整付商品を設定することも考えられる。何種類の商品を設定するか、いずれの指標（Index）等を用いるか等については、市場参加者のニーズも踏まえ、市場運営者が判断し設定するものとしてはどうか。ただし、商品の分散による市場の流動性低下を避けるべく、事後調整付商品の設定は最大で2種類までの設定とすることが望ましいか。
- ※ なお、商品ごとに発電事業者に供出を求める割合等については（商品ごとの供出を求めるかどうかを含めて）別途検討を行う。

1. 取り扱う商品
- 2. 入札・約定方法**
3. 市場範囲・市場分断リスクへの対応

【制度設計WGでの検討状況】

論点3 約定方式の基本的な考え方

電力システム改革の検証を踏まえた制度設計
ワーキンググループとりまとめ（2026年3月）
より一部修正

【本WGで整理いただいた基本的な方向性】

- 取引形態については、以下のとおり整理された。
 - 小売電気事業者が自らの供給力確保義務に柔軟に対応できる環境となるよう整備することが必要であり、そのためには、取引機会が多く、かつ取引のタイミングや方法に制約が少ない約定方式を採用することが望ましいこと
 - 小売電気事業者が広く参加可能になるよう、中長期取引市場へのアクセスの公平性等を確保できる約定方式や取引方法となるよう留意すること
 - 売り手・買い手双方がそれぞれの意思を示し合いながら取引が行われること
 - これらの論点を踏まえ、ザラバ方式の採用を第一に検討を進めること

【今後検討が必要な論点】

- 今後は、ザラバ方式であることを前提に、具体的な市場監視のあり方や、取り扱う商品の販売開始時期や販売期間等、関連する論点について検討することとしたい。

【本WGにおける今後の論点】

論点3：約定方式

- 約定方式としてザラバ方式の採用を第一に詳細検討を進めていくにあたり、例えば以下の論点についても御議論いただきたい。
 - 売り札、買い札について、それぞれどのような方法で札入れするか（例えば、**取引最小単位**をどうするか、**「アイスバーグオーダー方式」**を導入するか、**札の変更**をどのようなタイミングで認めるか、等）。
 - 「広く参照可能で適正かつ安定的な電力価格指標の形成」という観点や中長期取引市場の活性化の観点から、例えばザラバ取引に加えて板寄せ取引を行うことは考えられるか。
- ※ 板寄せ取引の方式は、シングルプライスオークションに限られず、例えば売入札価格での約定を行うマルチプライスオークションも考えられる。
 - **部分約定**を認めるか。
 - **マーケットメーカー**の導入等、市場を活性化するための方策を導入するか。

2. 入札・約定方法①：入札の方法

【入札最小単位】

- 小規模事業者にとっても供給力調達の手段となるよう、**購入最小単位は100kW（受渡単位：30分単位で50kWh）**（ベースロード市場と同様）としてはどうか。
 - ※ なお、発電販売計画・需要調達計画との関係で事業者に煩雑な対応が生じないよう、計画に関する運用については別途検討する。

【売入札（供出）方法】

- 札の匿名性の観点から、売入札については、**アイスバーグオーダー方式**（注文の全量を一度に板に出すのではなく、総量のうち一部の数量だけを発注する手法）も選択可能としてはどうか。同方式では、約定した場合、直ちに新たな入札が行われる。
- アイスバーグオーダー方式における板に出される数量としては、**5MW（受け渡し時：30分単位で2.5MWh）以上**とすることでどうか。
 - ※ アイスバーグオーダー方式のもと、市場への供出を求める発電事業者が規定量の供出を行ったかどうかについての確認方法は、別途検討する。
 - ※ 後述のとおり、部分約定を可能とすることを前提としている。

2. 入札・約定方法①：入札の方法

【入札内容の変更】

- 原則として入札内容の変更は可能とする。但し、売り入札について、不合理な入札内容の変更（過度に頻繁な入札内容の変更、合理的な理由のない高額な入札内容への変更等）は事後的な監視の対象となりうる。

2. 入札・約定方法②：約定の方法

- 約定の方法については、制度設計WGでの整理のとおり、ザラバ方式を基本とする。これに加えて、「広く参照可能で適正かつ安定的な電力価格指標の形成」という観点や中長期取引市場の活性化の観点から、定期的な板寄せ（オークション）を行うことも検討に値する。

ザラバ方式

概要

- **価格優先・時刻優先で、個別の入札を付け合せ随時取引を成立させる方式**

- ✓ 市場参加者は、その時々入札状況が反映される「板」を見ながら、価格や量を調整して入札を行う
- ✓ 同じ商品であっても、入札時の状況によって取引価格は変動しうる（より良い条件で取引を行うためには、常に板の状況を観察することが必要）

売り	価格	買い
	8.88	
24	8.58	
43	8.30	
20	8.00	
	7.88	34
	7.35	2
	7.34	
	7.05	11

← 30@8.50 A社 □エアア

採用している市場の例

- JEPXの先渡し型取引、先渡し市場取引、時間前市場
- 証券株式市場（市場の開始時・終了時は板寄せ方式で実施）
- 東京商品取引所
- 諸外国の当日市場（Intra-day market）等

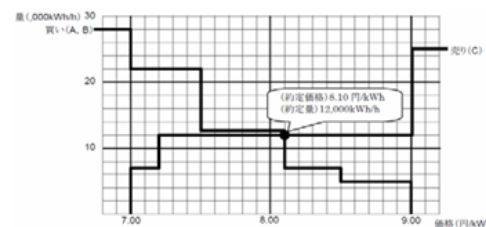
適する市場の特徴（電力の場合）

- **短期売買を必要とする市場に適する**
- ✓ 結果がすぐに分かり、また約定に必要な価格気配がわかるため、短期での取引の柔軟性に優れる

オークション方式（板寄せ方式）

- **締切までの入札を付け合せ、売り買いが均衡する量と価格で取引を成立させる方式**

- ✓ 市場参加者は他の参加者の入札状況は分からず、締め切り後の発表まで、落札できたかどうかがわからない
- ✓ 一般的には、各商品につき一つの価格が適用される（ただし、市場によっては、入札価格に基づき複数の取引価格が適用される場合もある）



- JEPXのスポット市場
- 諸外国の前日市場（Day-ahead market）
- 大阪堂島商品取引所 等

- **メリットオーダーの追求や、公正な価格指標の形成を重視する市場に適する**

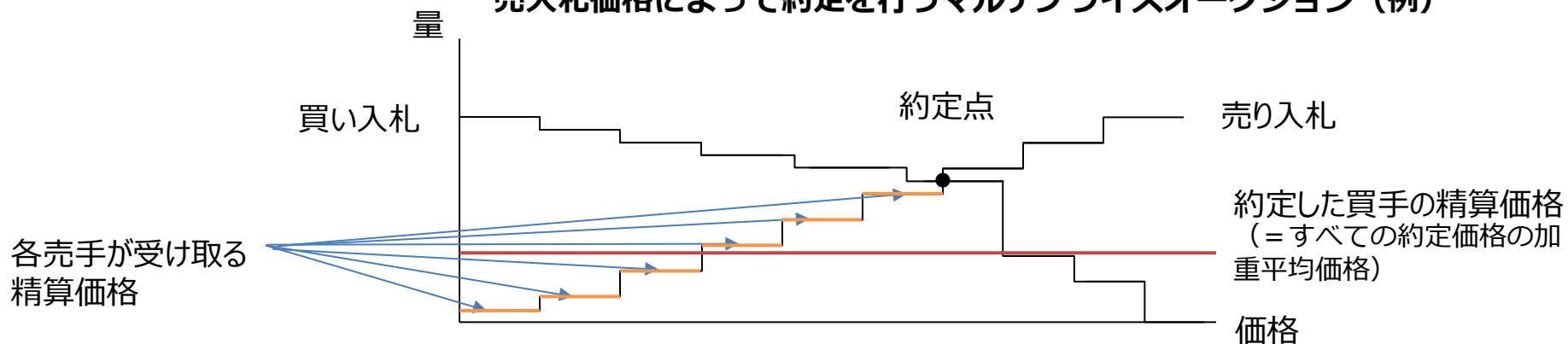
- ✓ 入札のタイミングに約定価格・量が左右されない
- ✓ （原則として）商品毎に1つの価格が形成されるため、指標性に優れる

2. 入札・約定方法②：約定の方法

【板寄せの方式】

- 制度設計WGにおいて、中長期取引市場では固定費と可変費を含む形で価格設定が行われることで中長期の収入が確定できるのであれば、シングルプライスオークションのような、電源の落札価格と売り入札価格の差額によって落札価格を下回る価格で入札した全ての売りに追加的な利益が生じ得る方式は望ましくないのではないか、という方向性が示された。
- そこで、板寄せを行う場合には、その方式は、**売入札価格によって約定を行うマルチプライスオークション**とするのはどうか。マルチプライスオークションの具体的な約定方法としては、例えば、約定点の決定後、約定した売手は自らの売入札価格で、買手はすべての約定価格の加重平均価格（同一価格）で精算される方法等が考えられる。

売入札価格によって約定を行うマルチプライスオークション（例）



2. 入札・約定方法②：約定の方法

【板寄せにおけるアイスバーグオーダー方式の入札の取扱い】

- 板寄せを行う場合、アイスバーグオーダー方式の入札のうち、板寄せの対象は、板に出されている部分のみとしてはどうか。

【約定方法の検討】

- 板寄せの実施の是非・内容やその他の約定方法の詳細については、今後検討する市場活性化策ともあわせて、引き続き検討する。

2. 入札・約定方法③：その他

【部分約定】

- 小売電気事業者には大小様々な規模の事業者が存在し、事業者の規模によって調達する電力量には相応の差があることが想定されることから、**部分約定を認めてはどうか**。但し、市場参加者において入札の一部のみの約定を避けるニーズがある可能性もあることから、入札者の裁量のもと**全部約定を条件とした入札を行うことを認めるかどうか**については、**市場運営者の対応可能性も踏まえて検討**することとしてはどうか。

【市場活性化策】

- 市場活性化策としては、**マーケットメーカー**の導入や**集中取引期間**の設定といった方策等が考えられる。
- 市場活性化策については、「供出量を高める方策」の具体的内容を検討する際に、改めて検討するものとする。

1. 取り扱う商品
2. 入札・約定方法
- 3. 市場範囲・市場分断リスクへの対応**

【制度設計WGでの検討状況】

論点5 市場範囲、市場分断リスクへの対応

電力システム改革の検証を踏まえた制度設計
ワーキンググループとりまとめ（2026年3月）
より一部修正

【本WGで整理いただいた基本的な方向性】

- 受渡しについては、以下のとおり整理された。
 - 中長期取引でも、地域間連系線を利用した取引（エリアを跨いだ取引）を認めること
 - 連系線を利用した取引を行う際には、スポット市場を介して行うこと
 - 中長期取引市場において生じる市場分断リスクは、基本的に買い手が負うこと

【今後検討が必要な論点】

- 今後、買い手にとって市場分断リスクをどの程度事前に回避できるかという点や、電源の所在エリアをどの程度明らかにするかといった点を踏まえて、具体的な市場範囲を設計していくこととしたい。
- その際には、買い手の市場分断リスクが過剰にならないよう留意しながら、間接送電権の活用等による市場分断リスクへの対応策や分断時の清算のあり方も合わせて検討を進める。

【本WGにおける今後の論点】

論点5：市場範囲、市場分断リスクへの対応

第1回中長期取引市場検討ワーキンググループ
(2026年6月2日) 資料5より一部修正

- 今後、具体的な市場範囲や市場分断（※）リスクへの対応策や分断時の清算のあり方といった点について詳細検討を行うにあたり、以下の論点について御議論いただきたい。

※ 連系線の分断によるスポット市場の市場分断をいい、これによりスポット市場価格にエリア間値差が生じることになる。

- 市場分断による値差リスクの発生や電源の所在エリアをどの程度事前に予測または認識可能なものとするべきかといった観点を踏まえると、どのように市場範囲を設定すべきか（例えば、①全国统一市場、②東日本・西日本などといった複数市場、③9エリア別の市場（北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州の各エリアの市場）、などが考えられる）。
- 市場分断リスクに対して、間接送電権の活用等による適切なヘッジを可能とするためには、市場分断時の清算方法について、どのような方策が望ましいか（例えば、エリアを跨がる市場範囲が設定される場合には、清算のための基準エリアを設定するなどが考えられる）。

(参考) 市場分断とエリア間値差①

第13回制度検討作業部会
(2017年10月30日) 資料3から抜粋

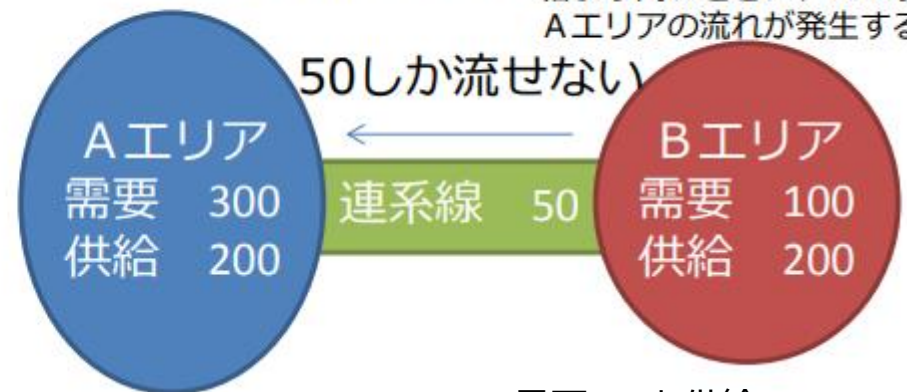
- 卸電力取引所の前日スポット市場は全国市場であり、全国の参加者が売り買いの入札をし、**最も価格の安い売り入札と価格の高い買い入札からマッチングされ約定計算**が行われる。
- こうした約定計算を行う際、地域間送電線をまたぐ取引の量が計算され、**全て空容量の範囲内で取引を行うことができれば、全国一律の価格（システムプライス）に決定**される。連系線の空容量の範囲内では取引できない場合、**地域間送電線の空容量を勘案して改めて約定計算**が行われる。
- 地域間送電線の混雑を考慮し約定計算をした結果、各エリアごとに計算されるスポット価格（エリア価格）が異なる場合がある。これを「市場分断」が発生している状態と称し、エリア価格の差異を「エリア間値差」と称する。

<システムプライスに決定>



Aエリア、Bエリア全体で需要400(300+100)と供給400(200+200)をマッチング→システムプライス

<市場分断が発生> Aエリアの価格がBエリアの価格より高いときに、Bエリア→Aエリアの流れが発生する



需要300と供給250
(200+連系線50)をマッチング
→Aエリアのエリアプライス

需要100と供給150
(200-連系線50)をマッチング
→Bエリアのエリアプライス

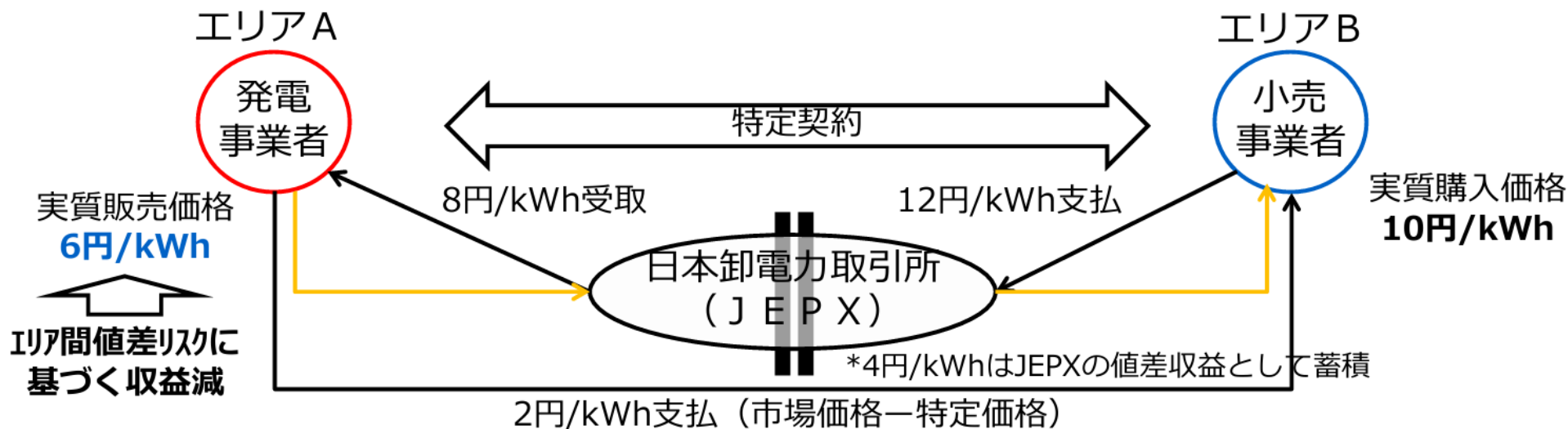
(参考) 市場分断とエリア間値差②

第13回制度検討作業部会
(2017年10月30日) 資料3から抜粋

【前日スポット市場で分断が生じた場合の処理例】

例：エリアA価格:8円/kWh、エリアB価格:12円/kWh

特定契約の特定価格:10円/kWh、市場価格：エリアB価格



(参考) 市場分断の発生状況

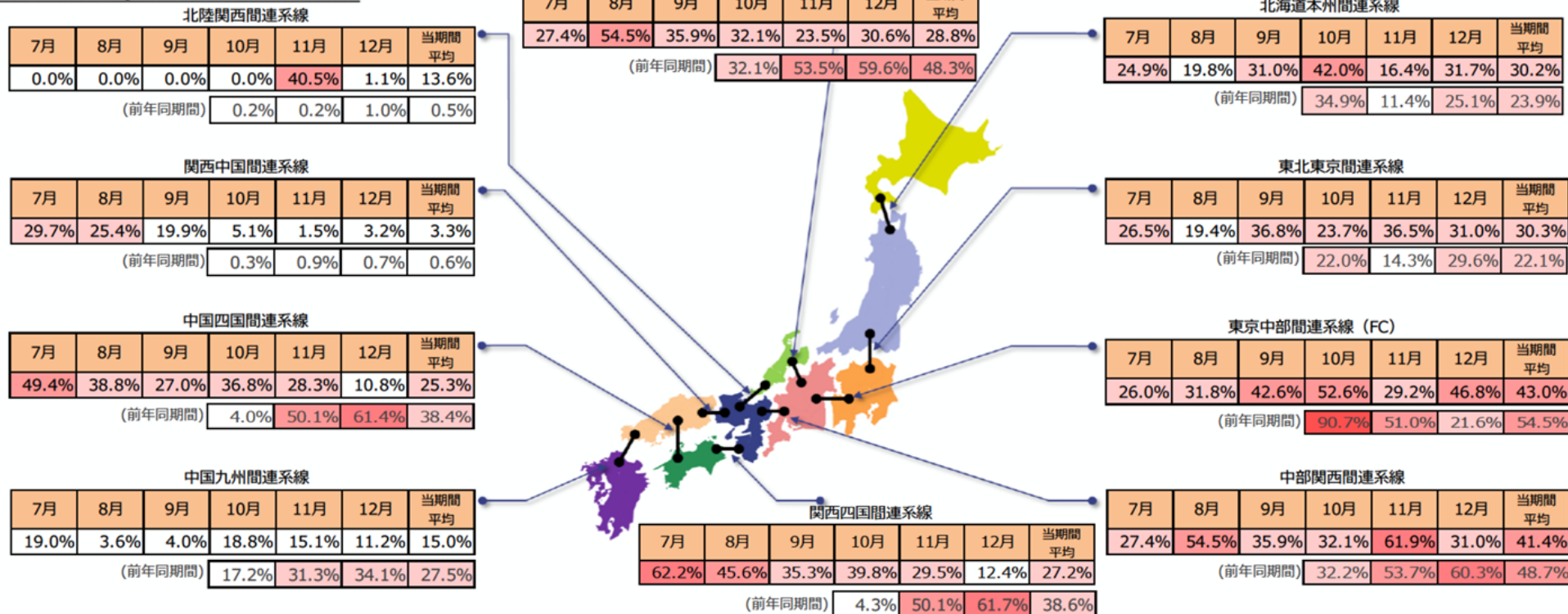
第19回制度設計・監視専門会合
(2026年3月30日) 資料9から抜粋

2025年
10月~12月期

各地域間のスポット市場分断状況

- 当期間平均の市場分断率は、40%台が「東京-中部間 (FC)」「中部-関西間」、30%台が「北海道-本州間」「東北-東京間」と東エリアが高め傾向にあり、いずれも連系線作業による運用容量の減少が影響したものと推定。
- 11月の「中部-関西間 (分断率61.9%)」の分断率上昇は、11月11日~30日にかけて「中部-北陸間」はBTB(交直変換装置)作業のため連絡母線による交流連系へ切替え、これにより交流ループを回避するため「中部-関西間」を停止した影響。また、11月の「北陸-関西間 (分断率40.5%)」も、前述の系統連系となったことにより、関西→北陸→中部向き潮流が増加し分断率が上昇したものの。

各地域間連系線の月別市場分断率



※ 表中の数値 (パーセント) は、各連系線における市場分断率 (各月の取扱い商品数 (30分ごと48コマ/日 × 日数) のうち、市場分断が発生した商品数の比率) を示す。
 ※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

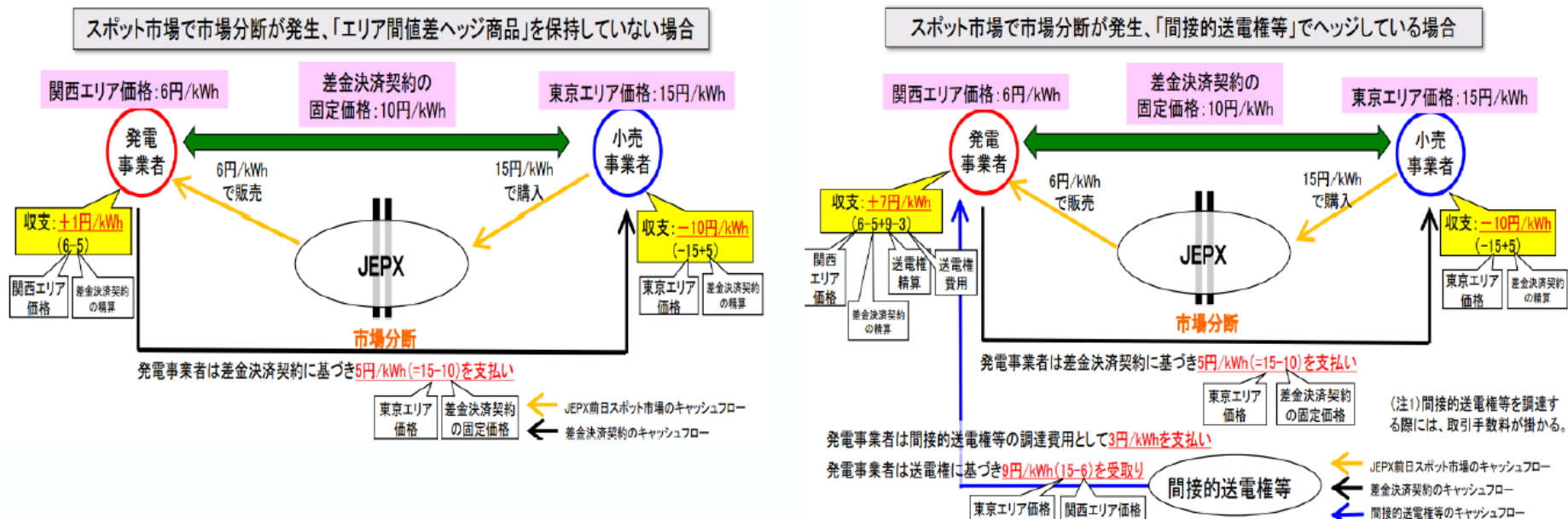
(参考) 間接送電権の目的・趣旨について

第1回間接送電権の制度・在り方等に関する検討会
(2025年1月24日) 資料4より抜粋

間接送電権の目的・趣旨

- 発電事業者・小売事業者間の差金決済契約※等において市場価格変動リスクを分担することも考えられるが、電力の受渡し時まで値差が確定せず、値差リスクそのものはヘッジできないことなどから、値差リスクを軽減するヘッジ手段が求められ、**エリア間取引における値差の影響を固定化することができる**間接送電権が導入されているところ。

※下記例では差金決済契約の精算は、「差金決済契約の固定価格（発電事業者と小売事業者が事前に取り決める価格）」と「東京エリア価格」の値差に基づき行われると仮定。



(出所) 第6回地域間連系線の利用ルール等に関する検討会 (2017年1月24日) 資料2より抜粋

3. 市場範囲の設定

- 市場範囲の設定については、(A) 単一市場 (全国 1 市場)、(B) 複数市場 (例：東日本・西日本)、(C) 9 エリア市場 (北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州の各エリアの市場) の選択肢が考えられる。

※ここでは、売買入札について、入札エリアを選択して入札することを前提としている。

	(A) 単一市場 (全国 1 市場)	(B) 複数市場 (例：東日本・西日本)	(C) 9 エリア市場
内容	<ul style="list-style-type: none">売買入札を全国単位で実施する。	<ul style="list-style-type: none">売買入札を各市場 (例：東日本・西日本) 単位で実施する。	<ul style="list-style-type: none">売買入札をエリア単位で実施する。
市場分断時の影響	<ul style="list-style-type: none">約定した取引について、受け渡し時に市場分断が生じた場合、エリア間値差の清算が必要となる。全国大での取引となりうるため、大きな値差リスクが生じる可能性がある。	<ul style="list-style-type: none">約定した取引について、受け渡し時に市場分断が生じた場合、エリア間値差の清算が必要となる。市場範囲を適切に設定することで生じる値差リスクは一定程度抑制可能。	<ul style="list-style-type: none">エリア単位での市場となるため、約定した取引について、受け渡し時に生じた市場分断の影響を受けない。
入札の集中	<ul style="list-style-type: none">売買入札が一つの市場へ集中する。	<ul style="list-style-type: none">売買入札が複数の市場で行われる。	<ul style="list-style-type: none">売買入札が市場 (エリア) ごとに分散する。
入札の匿名性	<ul style="list-style-type: none">売買入札の匿名性が高い。	<ul style="list-style-type: none">売買入札の匿名性は相応に高い。	<ul style="list-style-type: none">売買入札の匿名性が低い。

3. 市場範囲の設定

【入札エリアの表示・エリア指定入札】

- 発生する値差リスクを事前に把握可能とするために、単一市場、複数市場とする場合に、**入札エリアを表示させる方法**や**約定するエリアを指定して入札する方法**も考えられる。しかし、この場合、同一市場の入札についても約定が限定され、入札の集中の効果が減殺されることになる。また、ザラバ方式において、同じ板での入札が金額的には要件を満たしていてもエリア指定の内容によって約定が生じないことになりうるが、この場合ザラバ方式が十分に機能しているとはいえない。そのため、**これらの方法は認めない**こととするのはどうか。

【(B) 複数市場とする場合の市場範囲の設定方法】

- 複数市場とする場合には、**市場分断率や値差発生状況を踏まえ、設定する市場数及び各市場に属するエリアを設定**することとしてはどうか。また、設定した市場範囲については、市場分断率や値差発生状況を踏まえ、**年度毎に見直し**をすることとしてはどうか。

※ なお、ベースロード市場については、2026年度オークションにおいて、「東日本エリア（北海道、東北、東京）」、「西日本エリア（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）」の2エリア（市場）として整理することとされている。

(参考) ベースロード市場の2026年度オークションにおける市場範囲

第112回制度検討作業部会
(2026年3月4日) 資料4から抜粋

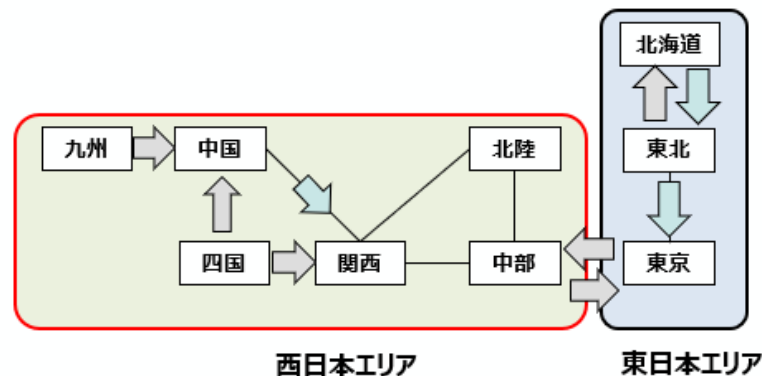
2026年度オークションにおける市場範囲について (4 / 4)

- この点、2025年3月から2026年2月における九州エリアと関西エリアの値差平均（九州エリアプライス－関西エリアプライス）を確認すると、-0.86円/kWhであり、九州エリアと関西エリアとの間で大きな値差が発生しているとはいえない。
- これらを踏まえ、2026年度オークションにおける市場範囲について、九州エリアを西日本エリアに統合し、「東日本エリア（北海道、東北、東京）」、「西日本エリア（中部、北陸、関西、中国、四国、九州）」の2エリアとして整理することとしてはどうか。
- また、西日本エリアにおける基準エリアは、2022年度オークション以前における西日本エリアの基準エリアが関西エリアであったことも踏まえ、引き続き関西エリアとすることとしてはどうか。

<各エリアと基準エリアの値差>
(2025年3月～2026年2月)

エリア	基準エリア	値差 (円/kWh)
北海道	東京	-0.66
東北	東京	-0.96
東京	東京	0
中部	関西	0.68
北陸	関西	0.15
関西	関西	0
中国	関西	-0.46
四国	関西	-1.62
九州	関西	-0.86

<2026年度オークション市場範囲>
東日本、西日本



※ ⇒ は間接送電権が現時点で設定されている方向、
⇒ は26年度導入予定の新たな商品により設定される方向を示す。

3. 市場分断リスクへの対応

【エリア間値差の清算方法】

- 市場範囲を、（A）単一市場または（B）複数市場とする場合には、エリア間値差の清算方法を決定する必要があり、エリア間値差の清算方法については、基準価格を設けて基準価格との値差を清算することが考えられる
- 基準価格の設定方法としては、①約定した取引の売り入札エリアとする方法（買手がエリア間値差リスクを負う方法）、②約定した取引の買い入札エリアとする方法（売手がエリア間値差リスクを負う方法）、③あらかじめ基準エリアを設定する方法（売手・買手双方が自らの入札エリアと基準エリアとのエリア間リスクを負う方法）が考えられる。
- このうち①及び②は、前述のエリア指定入札を認めないことを前提とすると、入札者は約定後に初めて当該約定の値差リスク（どのエリア間の値差リスクを負うことになるか）を把握することが可能となり、事前に値差リスクのヘッジや値差リスクを踏まえた入札価格の設定が困難となるため、リスクを負う入札者が入札を躊躇するおそれがある。
- そこで、市場範囲を、（A）単一市場または（B）複数市場とする場合のエリア間値差の清算方法としては、③あらかじめ基準エリアを設定する方法を採用してはどうか。

3. 市場分断リスクへの対応

【基準エリアの設定方法】

- ③あらかじめ基準エリアを設定する方法を採用する場合、取引量が最も多いエリアのエリアプライスを基準エリアとして採用することが事業者の価格ヘッジニーズに最も応えることができるため、各市場範囲において、**約定量が最大となるエリアのエリアプライス**を採用すべきではないか。（例えば、複数市場（東日本・西日本）とする場合、直近の状況をもとにすると、東日本では、東京エリアプライス、西日本では関西エリアプライスを採用することになる。）