

送電権市場

金本良嗣

日本卸電力取引所理事長

政策研究大学院大学客員教授，東京大学名誉教授

アウトライン

1. 連系線の容量制約と地域間値差
2. 送電権の市場設計
3. 送電権価格は過小評価か？

参考文献：「欧州の金融的送電権の導入と運用に関する経済的課題」（服部徹，古澤 健，星野 光）電力中央研究所報告Y18001，2019.

1. 連系線の容量制約と地域間値差

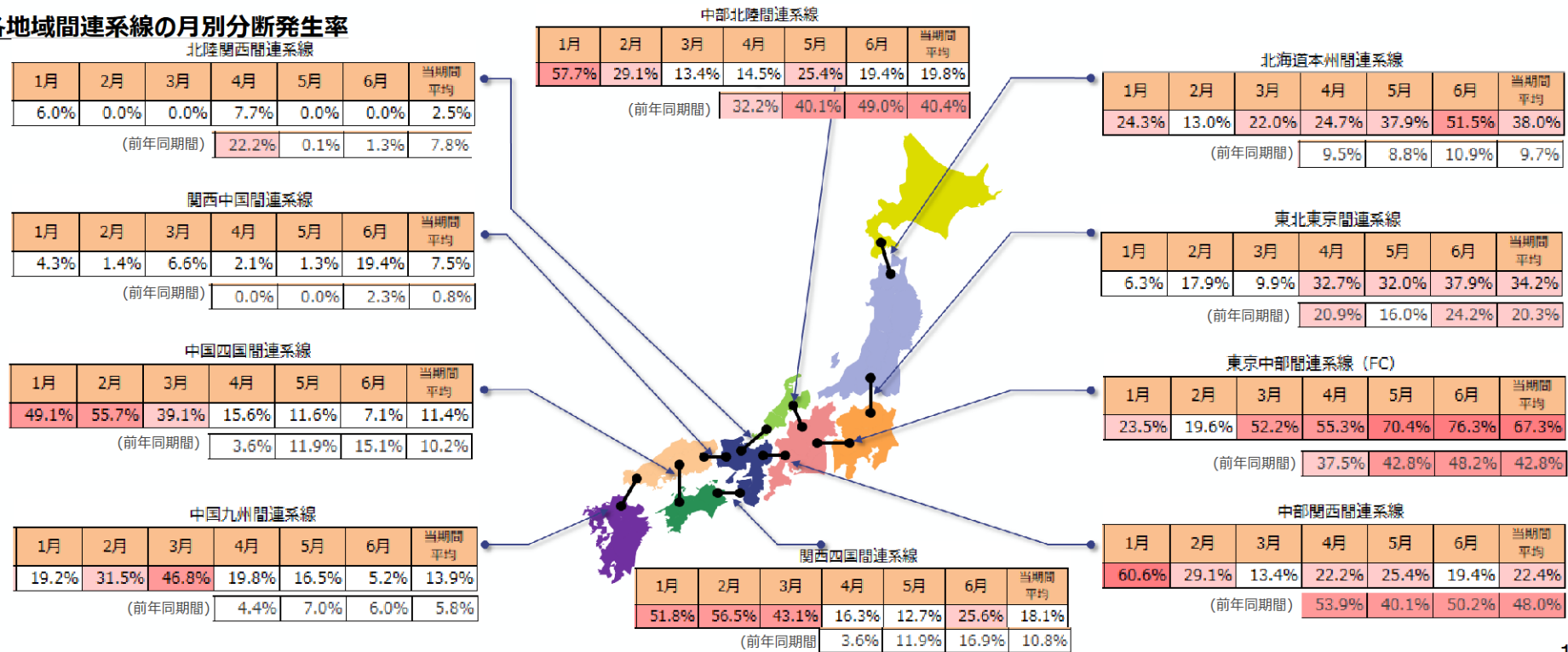
連系線の容量制約によって地域間の市場分断（値差）が発生している。

2025年
4月～6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発生率は、「東京-中部間 (FC)」、「北海道-東北間」、「東北-東京間」の3か月平均の分断率が、それぞれ約60%、30%、30%と高めの傾向にある。このうち、「東京-中部間 (FC)」は各月とも、「北海道-本州間」は6月に50%以上となっており、いずれも連系線作業により運用容量低下の影響によるものと推定。また、「東北-東京間」は、4月以降の「運用容量決定要因 (熱容量等、同期安定性) の限度値」変更 (運用容量の減少) の影響により分断率30%台に上昇したものと推定。
- 「中国-四国間」「関西-四国間」は、昨年11月より40～60%程度 of 分断率で推移していたが、今期は10%台まで低下。要因は四国エリアにおける安価な売り入札量減少等により四国エリアから流出する系統の潮流量が減少し分断率が低下したものと推定。

各地域間連系線の月別分断発生率



※ 表中の数値 (パーセント) は、各連系線における市場分断の発生率 (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。

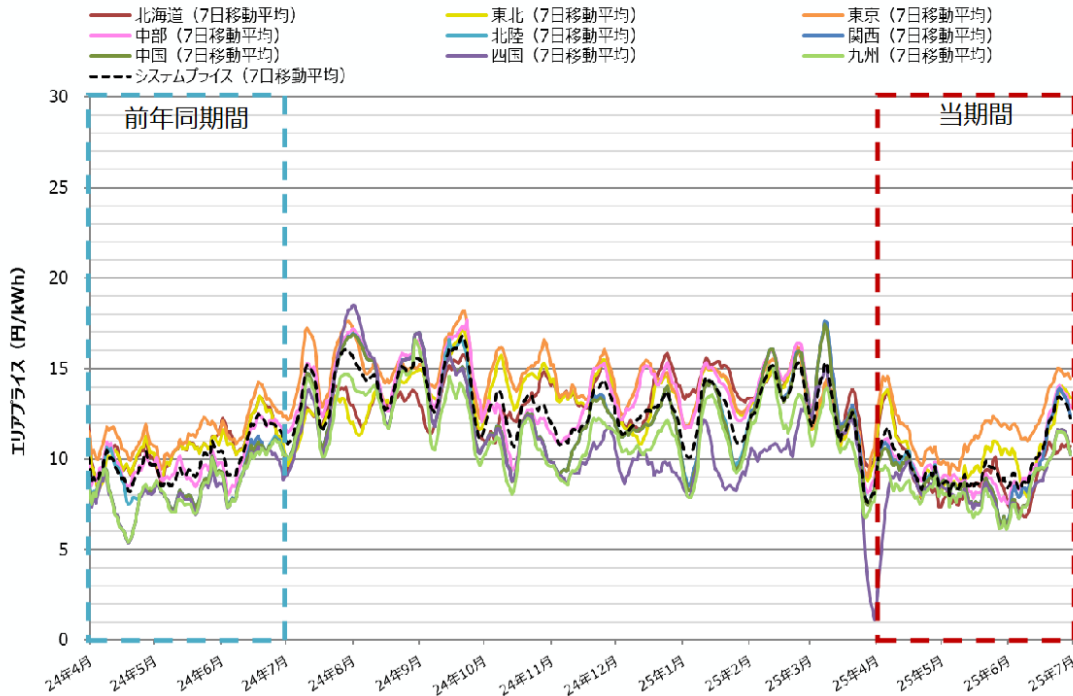
出典：自主的取組・競争状態のモニタリング報告 (令和7年4月～令和7年6月期)，第13回制度設計・監視専門会合，事務局提出資料，令和7年9月24日，電力ガス取引等監視委員会

2025年
4月～6月期

スポット市場のエリアプライス

- 当期間におけるスポット市場のエリアプライス平均値は、6月中旬以降に猛暑並の気温となり、30円/kWh以上の価格高騰が複数回発生（計4日）する等、市場価格が上昇したものの、前年同期間とほぼ同様な価格帯となった。
- 東エリアは、今期の市場分断率が高めで推移したため各エリア間の価格差が西エリアに比べ大きくなっている。また、西エリアにおいては、「関西-中国間」で価格差（当期間平均価格9円台と8円台）が発生している。要因は、6月の「関西-中国間」市場分断率上昇（連系線作業による運用容量制約の影響）によるもの。

スポット市場 エリアプライスの推移
(2024年04月01日～2025年06月30日)



期間内平均価格

単位：円/kWh

	当期間	前年同期間	差
システムプライス	9.86	9.99	-0.13
北海道	9.27	10.71	-1.44
東北	10.40	10.66	-0.26
東京	11.86	11.51	0.35
中部	9.77	9.97	-0.20
北陸	9.35	9.00	0.36
関西	9.31	8.62	0.69
中国	8.86	8.60	0.27
四国	8.50	8.32	0.18
九州	8.39	8.48	-0.09

出典：自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和7年4月～令和7年6月期），第13回制度設計・監視専門会合，事務局提出資料，電力ガス取引等監視委員会

2. 送電権の市場設計

物理的送電権，金融的送電権，差額決済契約の先物市場
欧州，米国，日本の送電権市場設計

- 物理的送電権 (PTR) : 特定の送電線のハブ間に一定量の電力を一方向に流すことができる権利を与える。
 - TSOが送電容量を配分.
 - 市場支配力行使を避けるために, Use-It-Or-Sell-It (UIOSI) の規制が課される. 欧州では利用しない場合には FTRに変換するか, 前日市場に供出することが求められている.
- 金融的送電権 (FTR) : エリア (地点) 間の値差収入を受け取る権利を与える。
 - TSO (ISO) が送電容量を配分.
 - FTR Obligations : 値差がプラスの時には収入を得るが, マイナスの時には支払い義務が発生.
 - FTR Options : 値差が一定水準以上 (例: プラス) の時に値差収入を配分する.
- 差額決済契約 (Contract for Difference, CfD) の先物市場 : 市場参加者間でシステム価格とエリア価格の値差を取引する先物契約. 価格差がプラス (マイナス) の場合には買い手 (売り手) が売り手 (買い手) から支払いを受ける。
 - 北欧で用いられており, Electricity Price Area Differentials (EPAD)と呼ばれている.
 - 送電容量にリンクしない. 送電容量はすべて前日市場に配分.
 - エリア間の値差をヘッジするためには, 2つのEPADを組み合わせる必要がある. EPAD Comboと呼ばれる.

[European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring](#), Final Report, September 2015, Submitted to ACER by: Economic Consulting Associates
[TRANSMISSION RISK HEDGING PRODUCTS - AN ENTSO-E EDUCATIONAL PAPER, UPADATED VERSION](#)
20.06.2012.

J. Brewer, S. Lin, M. Prica, R. Wallace, P. Shirley, C. E. Logan, "[Power Market Primers, Rev. 01](#)" National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, February 28, 2019. Chapter 7 FINANCIAL TRANSMISSION RIGHTS

送電権は誰のものか？

- 米国PJM：送電システムの費用負担者が送電権の所有者。ネットワーク送電サービス利用者とfirm point-to-pointサービス利用者。
- 欧州：TSOが送電権を持つと見なされている。EUの規制によって、混雑収入は送電網投資に用いるか送電料金の削減に用いるかしなければならない。
- 日本：不明確。JEPXが広域機関に値差収入を渡す。送電網整備に使う。

- 送電権市場の2つの役割
 - 値差リスクのヘッジ手段：送電線混雑による値差リスクのヘッジ手段を与える
 - 混雑料金収入の分配：米国では混雑料金収入を市場参加者（送電網の費用負担者）に配分。欧州ではTSOが保有し、配分しない。日本は欧州タイプ。
- 市場参加者のヘッジ・ニーズ ([ECA Report for ACER, 2015](#))
 - 既存事業者：様々な現物のヘッジオプションをもっており、送電権市場はリスクマネジメントのためのツールの一つである。
 - 新規の発電事業者：長期固定投資に対応するために15年程度の長期にわたって価格を固定したい。それは不可能であるが、可能な限り長期にわたってヘッジできるツールが欲しい。
 - 新規の小売事業者：固定価格契約に対応するために、主として2年まで価格を固定できるツールが欲しい。
 - 純粋トレーダー（大きなユーティリティーのトレーディング部門や金融機関）：現物商品と金融商品を用いて投機的取引を行う。これらの参加者は流動性、価格発見機能、価格形成において不可欠な役割（vital role）を果たしている。

米国における金融的送電権市場の設計

- 送電権の配分と金融的送電権市場取引のタイミング
 - FTRオークション ⇨ オークション収入を送電権保有者に配分（NYISO, ERCOT, and CAISO）
 - オークション収入権（Auction Revenue Rights, ARRs）を配分 ⇨ FTRオークション（PJM, MISO）：ハイブリッド・アプローチ
- ハイブリッド・アプローチ：オークション収入はARR所有者に配分。ARR所有者はFTRオークションで売っても良いし、持ち続けて混雑収入を得ても良い。（PJM, MISO, ISO-NE）
 - 送電権価格が混雑収入より低いと予想する場合にはFTRオークションで売らないことができる。
- ARR配分ルール
 - 歴史的な需要と電源に依存して配分（MISO, PJM）
 - 自分の需要だけでなくどの電源にもリンクさせることが可能で、歴史的な供給元にリンクされるわけではない（ISO-NE）。

PJMにおける金融的送電権市場

- ARRの配分
 - Simultaneous Feasibility Testによって送電可能かどうかを判定し，その結果に基づいて，送電可能な容量のARRを配分する。
- 年間FTRオークション
 - 将来の3年間（年間”annual” FTRは1年目，長期”long-term”FTRは2年目と3年目）
- 月間FTRオークション：年間及び長期FTRオークションの後に余ったキャパシティーが売りに出される。FTRを所有する事業者も売り手になりうる。
- ARR所有者の選択肢
 - ARRをキープしてFTRオークションで収益を得る
 - ARRをself-scheduleしてFTRに変換する。将来の混雑収入を得る。
 - ARRをFTRに変換して，PJMのFTRオークションで売却するか，相対で売却する。
- 実際の系統容量が何らかの理由で配分されたARRを下回ったときにはPJMにとっては赤字になることがあるが，それはPJMが負担する。

3. 送電権価格は過小評価か？

長期送電権の価格は実現する価格差の期待値と比較して過小になっているか？

長期送電権の過小評価：EU

- 送電権購入の収益性：送電権価格と短期市場における値差収入の差
- ほとんどの境界で送電権価格は短期市場における値差収入より小さい。その差は2021年において約25%。

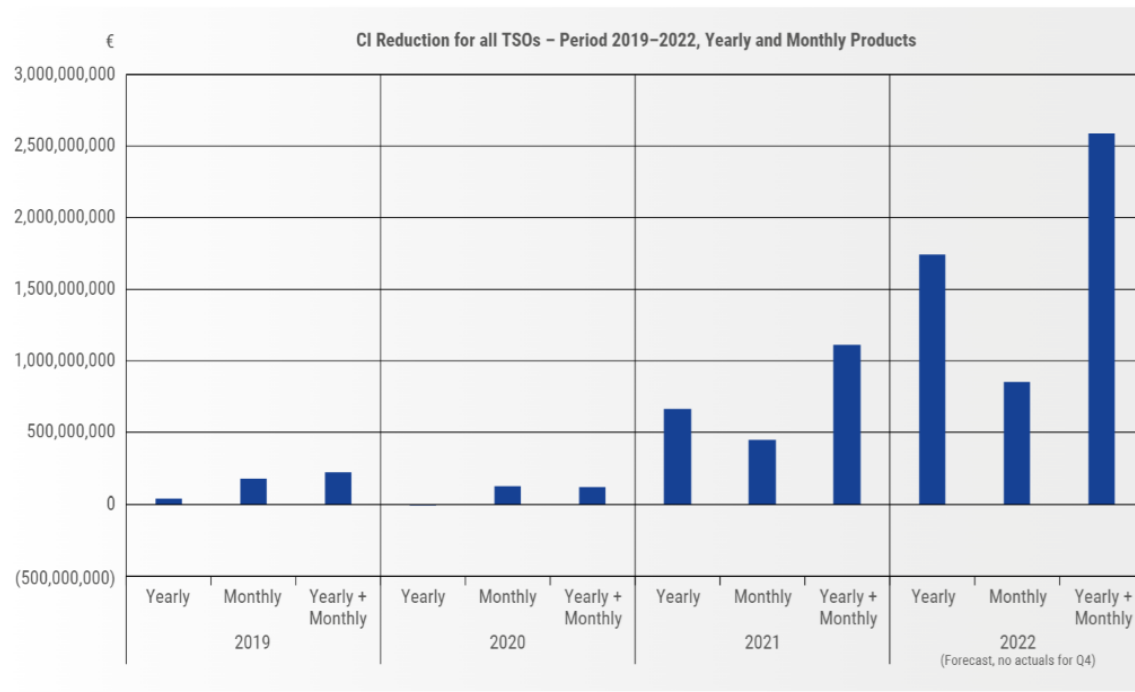
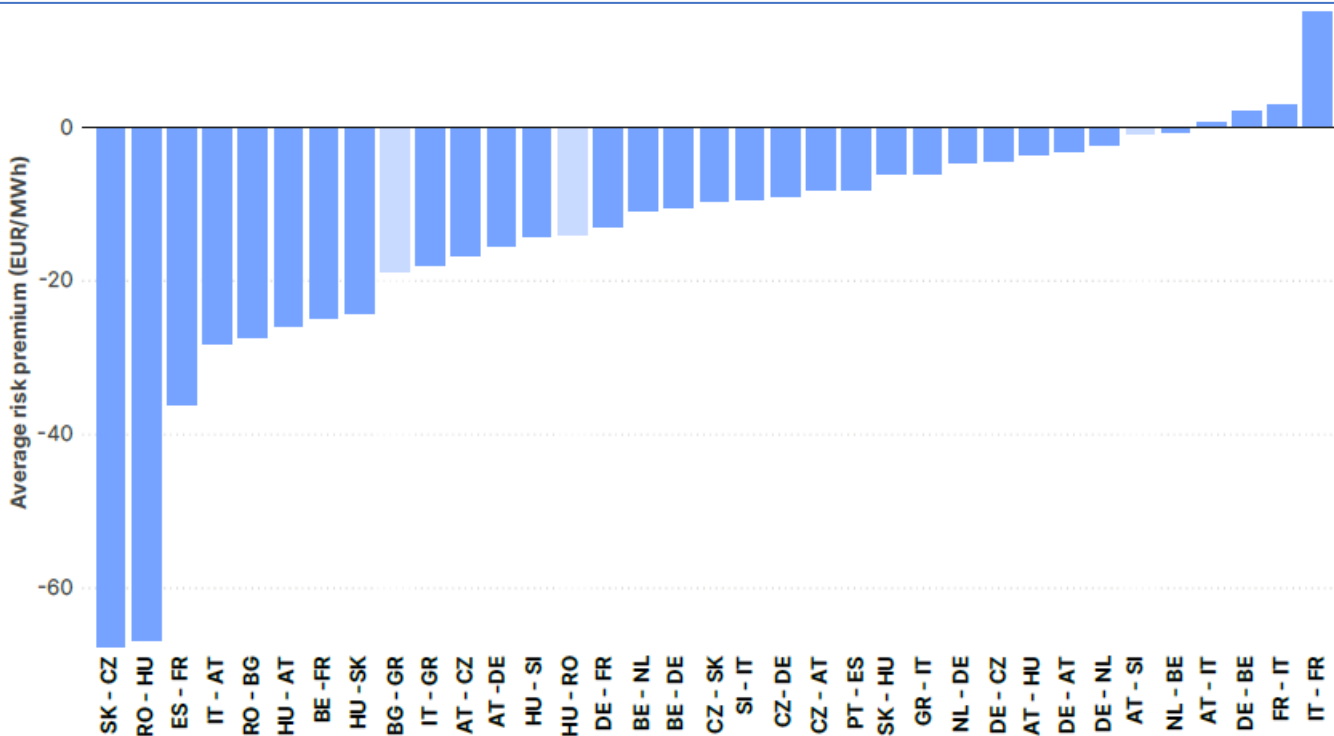


Figure 2 - 2019-2022 Financial swap from TSO's CI towards Market Participants¹¹

送電権価格と先物市場地域間値差：EU

- 送電権の価格は対応する先物価格の地域間値差と比較して有意に低いケースが多い。
 - 例外はフランス・イタリア間境界
- ヘッジのためには送電権市場を使った方が先物市場を使うより安価である。



Source ACER calculation based on REMIT and JAO data.

[ACER, Progress of EU electricity wholesale market integration, 2023 Market Monitoring Report.](#)

送電権購入の収益性：PJM

- 金融機関が送電権市場で高い収益を得ている。
- 送電権市場の競争性に疑問がある（IMM）。

Table 13-29 FTR profits and revenues by organization type and FTR direction: June through December, 2023/2024

Organization Type	Purchased FTRs Profit			Self Scheduled FTRs Revenue Returned		
	Prevailing Flow	Counter Flow	Total	Prevailing Flow	Counter Flow	Total
Financial	\$116,811,316	(\$3,389,083)	\$113,422,233			
Physical	\$42,639,245	(\$19,143,736)	\$23,495,509			
Physical ARR	\$87,786,938	(\$56,945,358)	\$30,841,580	\$201,999,285	(\$7,893)	\$201,991,393
Total	\$247,237,500	(\$79,478,177)	\$167,759,323	\$201,999,285	(\$7,893)	\$201,991,393

注：ARR保有者はそれをFTRにして持ち続けることもできるし、FTRオークション市場で売却してマネタイズすることもできる。

[Monitoring Analytics, LLC., State of the Market Report for PJM 2023, Volume 2: Detailed Analysis.](#)

FTR市場に関するPJMとIMMの論争

- IMM

- LMP市場において需要（Load）は発電側が受け取るより高い価格を払う。FTRはこの超過支払い分を需要側に戻すものである。現状のFTRメカニズムは超過支払い分のすべてを返却していない。この目的を達成するために再設計が必要である。
- 発電から需要への契約パスを用いていて、混雑の直接的な計算をしていないことが、FTR配分と実際に起きる混雑との乖離をもたらしている原因である。
- FTRが発電にとってのヘッジを提供するために存在しているという考え方は間違いである。発電が需要地点での価格を受け取ると、立地インセンティブをゆがめることになる。
- MMUは実際に支払われる混雑収入に対する権利を直接的に需要に与えることを推奨する。与えられる権利は前日市場とリアルタイム市場の双方における需要側の支払いと発電側の収入の差分であるべきである。

- PJM

- FTR商品の主要目的は地点間の価格差に関するヘッジメカニズムの提供によって、ファーム送電サービスの金銭的等価物を提供することである。
- FERCはFTR商品は混雑の100%を需要に返却するものではないと明言している。この目標を達成するFTR市場設計は電源投資と送電網増強投資のインセンティブをゆがめる。

[Monitoring Analytics, LLC., State of the Market Report for PJM 2023, Volume 2: Detailed Analysis. PJM, Financial Transmission Rights Market Review, PJM FTR Group, April 2020.](#)

日本の間接送電権市場

- 市場設計
 - オブリゲーションタイプ：エリア価格差がプラスの時には受け取るが、マイナスの時には支払う義務がある。
 - 取引所が販売。経過措置で送電権を保有する事業者は販売できない。
 - 転売は不可。
 - 同時帯に取引所から電気を購入、または販売した場合しか有効でない。前日スポット市場の売り・買い合計の約定量の範囲内で間接送電権の精算を行う。
- 間接送電権商品の形態
 - 週間商品：1週間（土曜日⇒金曜日）
 - 24時間型
 - 取引単位は0.1MW, 0.01円/kWh
 - 2ヶ月前（毎月20日以降の最初の営業日から3営業日後の日まで）に4～5週間分の週間商品を取引
- 日本の間接送電権市場の特徴
 - サヤ取りだけを行う純粋トレーダー（金融機関や電力会社のトレーディング部門）が想定されていない。
 - 取引所から電気を購入あるいは販売した場合しか間接送電権の取引は有効でない。ただし、ゾーン間での実際取引は要求されていない。
 - 欧米のような1年前や2～3年前の中長期のヘッジはできない。

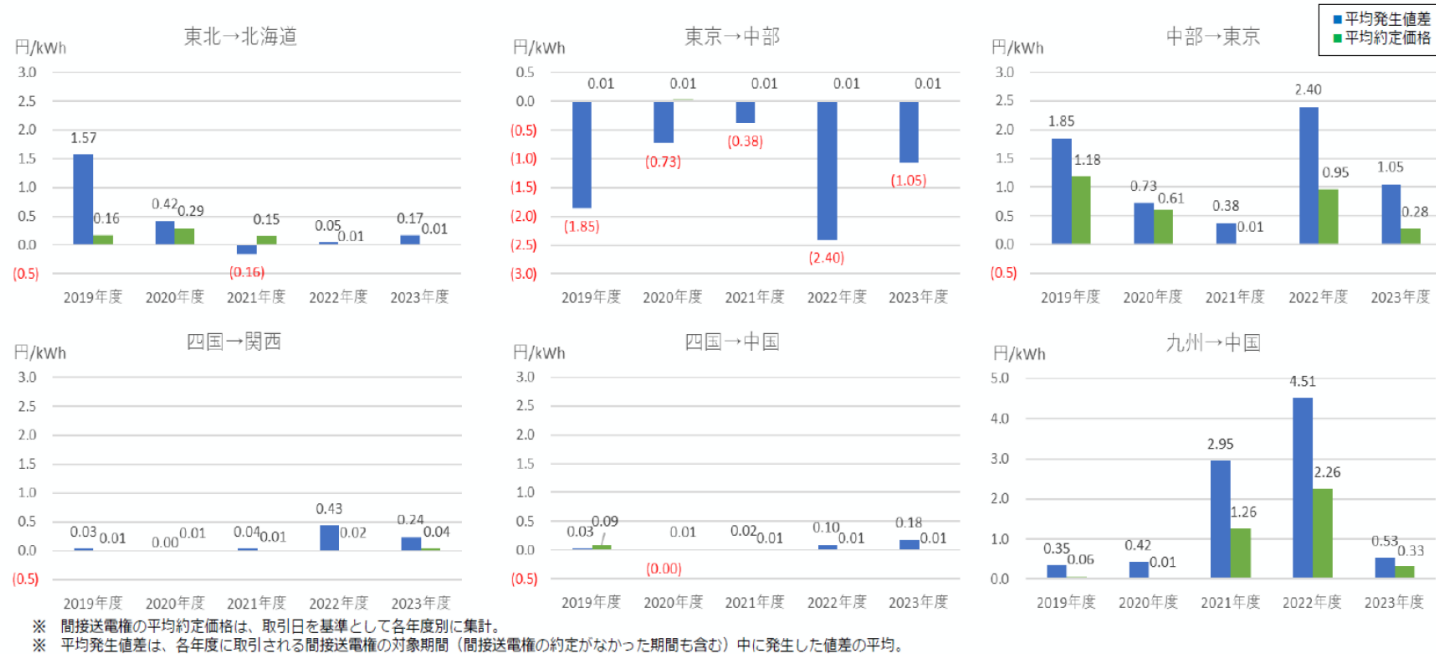
JEPX, 間接送電権取引市場について, 2019年4月8日
資源エネルギー庁, 間接送電権について, 2018年4月10日

間接送電権市場の約定価格

- 間接送電権市場の約定価格は前日市場で発生する値差に比較して低くなる傾向がある。
- その原因についての検討が必要。

平均発生値差・間接送電権の平均約定価格（2019年度～2023年度）

- 比較的ニーズが高いと考えられる中部→東京間、九州→中国間を含め、結果的に生じた値差に比して、平均約定価格が低くなる傾向がある。また、売入札価格である0.01円/kWhで約定されるケースも多いことがうかがえる。



経過措置終了後に向けての間接送電権市場

- 一部の事業者に対して市場分断時の値差の補填等を行う経過措置が2025年度に終了することなどに対応するために、「間接送電権の制度・在り方等に関する検討会」を設置（2025年1月～3月）。
- 新たな連系線での間接送電権の設定
 - 期待値差が0.01円/kWhを上回る連系線・潮流方向について、新たに間接送電権を設定。
 - 北海道→東北（順方向）、東北→東京（順方向）、中部→北陸（逆方向）、中部→関西（逆方向）、北陸→関西（逆方向）、関西→中国（逆方向）を追加。
- 取引の適正化
 - 売入札価格が0.01円/kWhであったのを実際の値差の発生状況にリンクさせて決める方式に変更。
 - ただし、売入札価格が急激に上がることで事業者による市場への参加を過度に抑制することがないように一定の配慮を行う。調整係数を1/3とする。売り入札価格に上限値を設定。
- 新たな商品設定
 - 年間商品を追加。前年に取引。

「[間接送電権の制度・在り方等に関する検討会とりまとめ](#)」2025年3月、日本卸電力取引所・資源エネルギー庁。