

託送制度について

株式会社F-Power

a. 需要地近接性評価割引について

制度設計WGで議論された結果に基づき昨年「電気料金審査専門会合」にて新たな託送料金の審査が実施されたところ。

需要地近接性評価割引は、制度設計WGで継続審議事項の形で暫定運用を行った。

今回は継続審議事項も含め、**割引制度への提案**を行う。

b. 託送制度における送配電損失の取り扱いについて

託送制度での近接性評価割引の議論を通して、明らかになった**送配電損失の持つ問題点について指摘**を行う。また、**将来のありうる制度の提言**を試みる。

c. 今後の託送制度に関連する課題として以下のテーマについて

東京-中部間連系線の市場東西分断について

連系線マージンと供給予備力

JEPXの市場間約定代金差額

混雑処理と送電権

1. これまでの割引の考え方

a. 送電損失低減効果について（潮流改善効果）

遠隔地にある大規模電源からの電力供給を前提とした現行制度を見直。

潮流改善効果に着目した基幹系統ロス相当追加発電不要分を割引する。

割引評価対象地域の選定の基本条件に採用。

b. 設備利用について

分散型電源の導入促進、託送契約上の設備利用形態と料金の公平性を目的とする。

分散電源が基幹系統を含む上位系統を使用していないことを前提に割引議論がある。

託送料金全体からの割引のため設備利用の効果が料金削減に寄与しているかの定量的評価が必要。

c. 設備投資抑制について

潮流改善効果による基幹系統設備投資抑制分を割引する。

需要に応じて設備形成を行う特別高圧以下の設備は対象外とする。

kW価値補正率を対象電源ごとに適用して算定。

2. 考察と提言

a. 需要の電圧ごとの託送料金設定を原則

- ①設備投資の区分が明確
- ②送配電ロスが定量化できる
- ③近接性評価割引との両立ができる

b. 近接性評価割引を受ける事業者は小売事業者が適当

- ①託送契約を締結する**小売事業者がその割引を受ける**ことは託送料金制度自然な姿。
- ②発電事業者へのインセンティブの付与は**電力受給契約**内で担保できる。
- ③他エリアへの転売については、小売事業者が託送料金を支払う対象が当該電力会社の送配電事業者であり、**他エリアに利用される電源**についてまで、その託送料金の中から割引くことは制度上不自然。

割引受益者は現行ルールが適当である。

2. 考察と提言

c. 割引対象地域の設定方法

⇒ 可能な限り定量的に評価すべきである

① 基幹システムを含む特別高圧系統に接続する電源の場合

- ・ **(送配電損失低減分)** 長期需給計画に基づく潮流計算による送配電損失のシミュレーション結果をベースに評価。 **(参考資料-6)**
具体的な計算手法：
 - ・ 対象電源を希望する接続地点に連系して、発電を行い、需給バランスをとるために増発分を残りの電源（基幹系統に並入しているもの）で経済負荷配分（ELD）の原則で調整して発電を減じます。この計算を8760時間毎の断面で行い、連系前と後での総送配電損失電力量の比較を行うことで評価。
 - ・ 電源毎に個別に検討評価が理想であるが、地域を特定してその地域毎に仮想電源を連系して評価を行い、あらかじめ対象地域の選定をすることも可。
 - ・ **(設備投資抑制分)** 損失低減分と同様のシミュレーション結果をベースとし、最大需要断面での対象流通設備の許容設備容量超過時期を算定して、遅延建設コストから評価。

② 高圧以下の系統に接続する電源の場合

電源と需要を関連付けをせず、一定の潮流改善効果があることから、一定額の割引を適用する。ただし、次の条件の場合は適用除外とする。

- ・ 66kV/6kVバンク潮流が逆潮流の変電所配下の系統の場合。
- ・ 当該配電用変電所に接続する上位特別高圧系統の送配電損失が、増加する系統の場合

2. 考察と提言

d.送配電損失を基に割引を設定する妥当性

送配電損失が減少しても、**全体の託送料金の低減に直接寄与しない**（少ない）。送配電損失を原価に含まない託送料金制度を勘案すれば、本割引制度は本来の託送制度設計上は割引く先（原価）が違うのではないか。

（実例）ある電力会社のケース（割引制度から少しはなれますが）

原子力発電所が停止しているときの系統とフル稼働の状況の系統では、系統全体の送配電損失率は0.2%違う。（シミュレーション計算結果）

託送供給等約款記載の送配電損失率はフル稼働の状況であり、現状より0.2%高く設定されている。現状では**一般電気事業者の電源稼働状況により増加する損失分を新電力が負担することになる。**

2. 考察と提言

e. 割引制度全体の問題点

特定の小売事業者に対し割引を行うことは、他の小売事業者がその減少分を負担することとなる⇒**公平性**において問題。



割引制度は、送配電事業者が別途、ストックする基金のような**別会計**から付与する制度であるべき。

託送制度における送配電損失の取り扱いについて

託送制度（約款）からの送配電損失の切り離しについて

a. 現状の約款上での送配電損失の基本的取り扱い

- ① 現状の託送制度は、送配電損失分を**接続対象電力量**という形で**小売電気事業者**が負担している。（参考資料-5）
- ② **接続対象電力量**は、あらかじめ託送供給約款に定める送配電損失率に基づき、使用端電力量に付帯するものとして同時同量の評価の電力量として扱われる。
- ③ **送配電損失率の算定方法**
長期需給計画に基づく料金算定期間における系統構成をもとに、潮流計算による送配電損失のシミュレーション結果をベースに算定したもの。（参考資料-6）



実際の損失電力量とは一致していない

託送制度における送配電損失の取り扱いについて

託送制度（約款）からの送配電損失の切り離しについて

b. 近接性評価割引制度を含めた送配電損失の新たな取り扱い

- ① 同時同量の需要電力量を**使用端電力量**とする。（参考資料-3,4）
- ② 送配電損失電力量と変電所所内電力量は**送配電事業者がリアルタイムで供給**する。
- ③ 送配電事業者が供給した発電電力量から小売事業者と発電事業者が出したインバランス分を差し引いた（加えた）分を送配電損失電力量とする。（実際は特別高圧・高圧・低圧に分けて）
この送配電損失電力量を**小売事業者毎の使用端電力量の割合で按分して配分**する。
- ④ 送配電事業者が供給した送配電損失電力量に送配電事業者が調達した発電単価をかけた金額を、託送料金に加算して小売電気事業者に請求する。

シミュレーション結果ではなく、実績に応じて算定できる

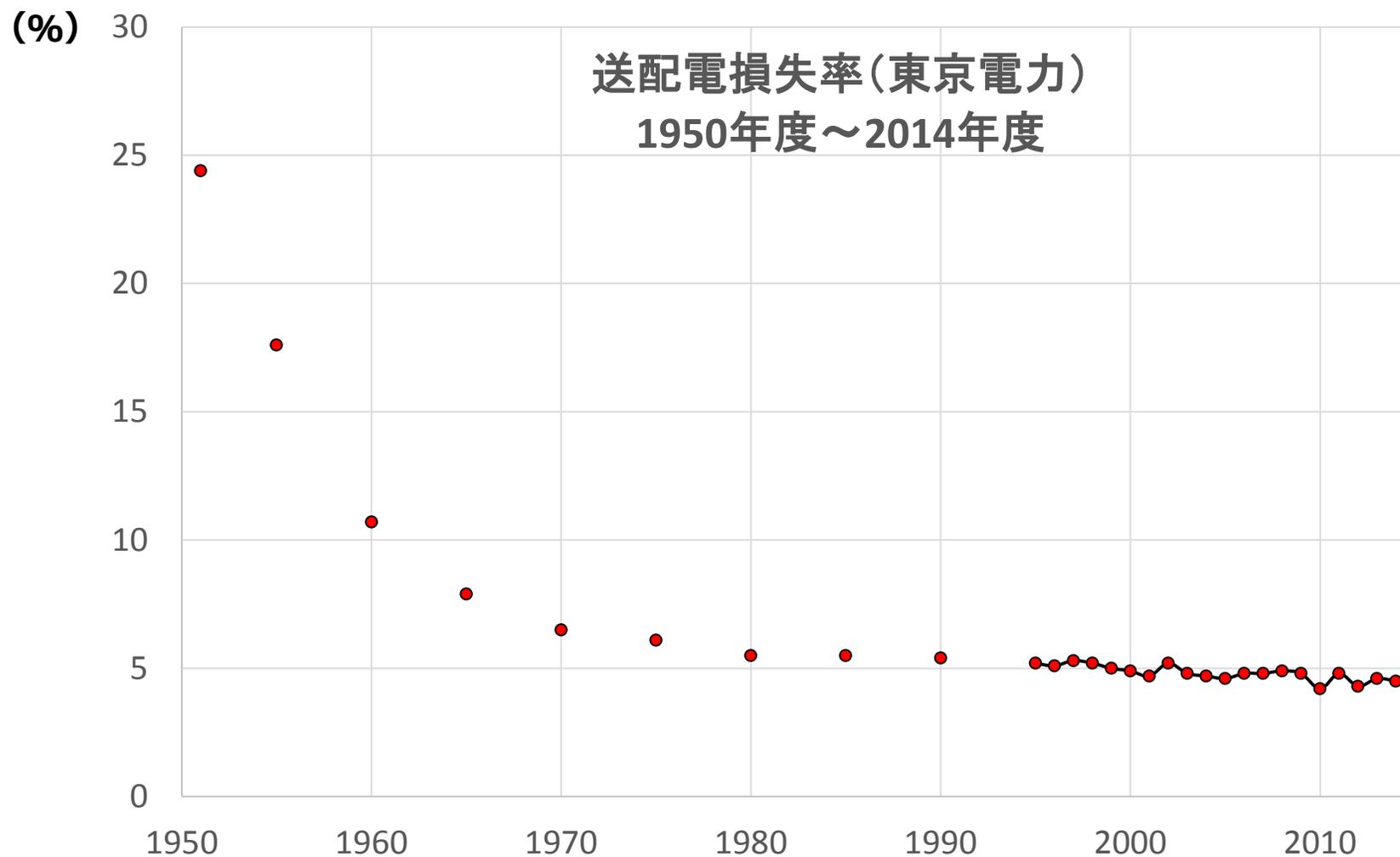
送配電損失率（ロス率）

a.送配電損失の基本的な考え

- 電気が各需要家に届くまでの過程で、送電線や配電線の電気抵抗により、一部の電気エネルギーが熱として喪失。これを送配電ロスあるいは送配電損失といい、送配電線により失われる電力の発電電力量（発電所所内電力を除く）に対する比率を送配電損失率という。
- 送配電損失率の低減は、発電所における発電電力量の削減につながり、燃料などの節約となる。このため電力各社は、より抵抗値の小さい電線や変圧器の導入を進めているほか、送電線の最短距離を算出したりしている。
日本の送配電損失率は4.7%～5.0%（2010年度～2013年度）と、アメリカ5.8%、フランス6.9%（いずれも09年）などの諸外国に比べ優れた水準。
- 送電損失率が毎年変動する理由は
 - ・ 電源の送電配分の変化
 - ・ 送電線の新設による電力潮流の変化
 - ・ 電力需要の景気変動等

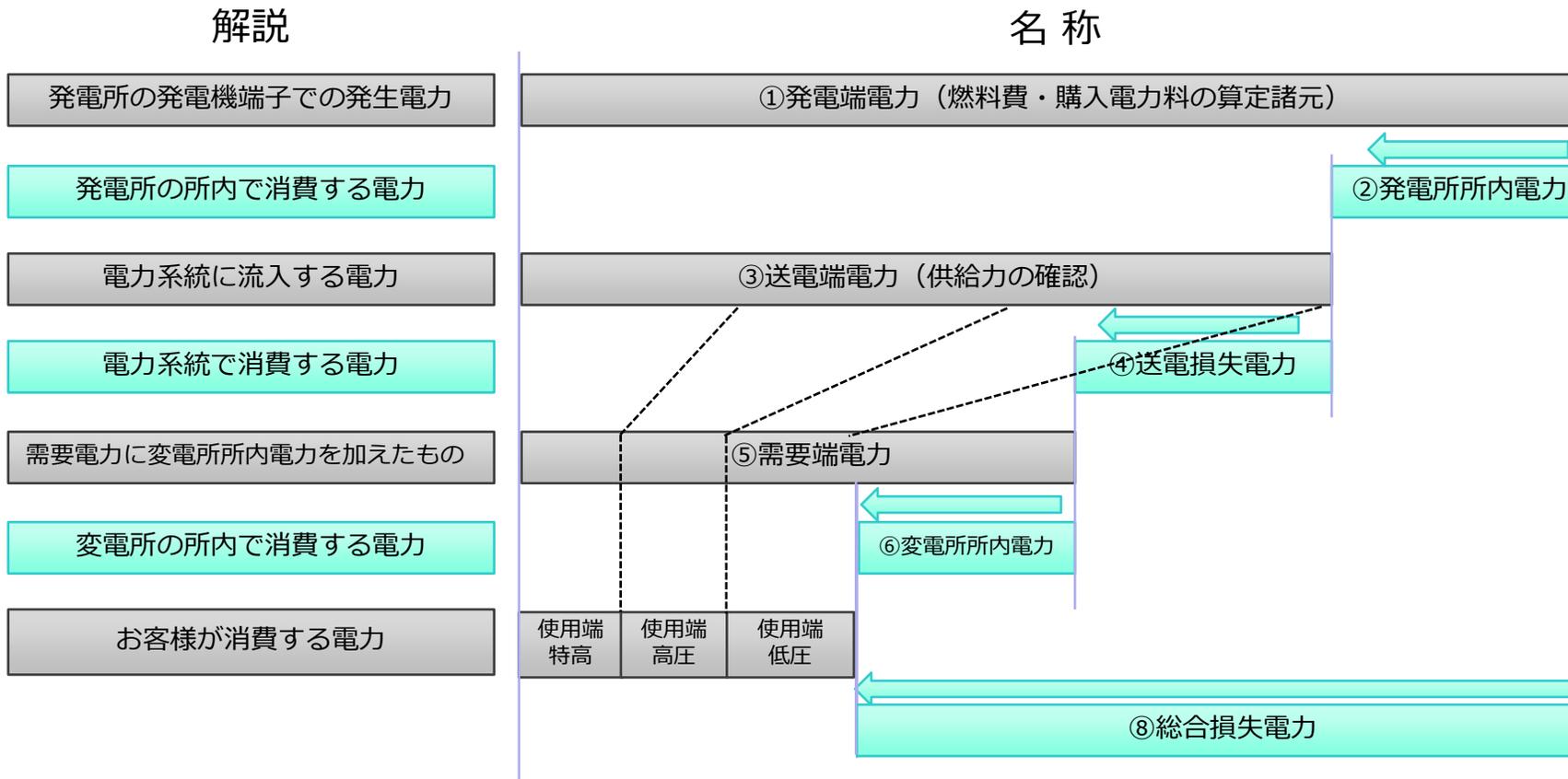
送配電損失率（ロス率）

b.送配電損失率の推移



送配電損失率（ロス率）

c.送配電損失率の考え方（1） 各名称の関係について（解説）



【電気の流れ（発電端側から整理）】

- ①発電端電力
- ③送電端電力 = ①発電端電力 - ②発電所所内電力
- ⑤需要端電力 = ③送電端電力 - ④送電損失電力
- ⑦使用端電力 = ⑤需要端電力 - ⑥変電所所内電力

【供給力の確認（使用端側から整理）】

- ⑦使用端電力
- ⑤需要端電力 = ⑦使用端電力 + ⑥変電所所内電力
- ③送電端電力 = ⑤需要端電力 + ④送電損失電力
- ①発電端電力 = ③送電端電力 + ②発電所所内電力

送配電損失率（ロス率）

c.送配電損失率の考え方（2）（電力量比例によるイメージ）



例：平成26年度（北海道電力の場合）

- ①発電端電力量： 35,618 GWh
- ②発電所所内電力量： 1,662 GWh
- ③送電端電力量： 33,956 GWh
- ④送電損失電力量： 2,139 GWh 送電損失率 = 送電損失電力 ÷ 送電端 × 100 = 6.3%
- ⑤需要端電力量： 31,817 GWh
- ⑥変電所所内電力量： 62 GWh
- ⑦使用端電力量： 31,755 GWh
- ⑧総合損失電力量： 3,863 GWh 総合損失率 = 総合損失電力 ÷ 発電端 × 100 = 10.8%

送配電損失率（ロス率）

d. 託送供給等約款に記載の送配電損失率（東京電力の場合）

30 損失率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	4.2パーセント
特別高圧で供給する場合	2.9パーセント

29 電力および電力量の算定

(14) 接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}}$$

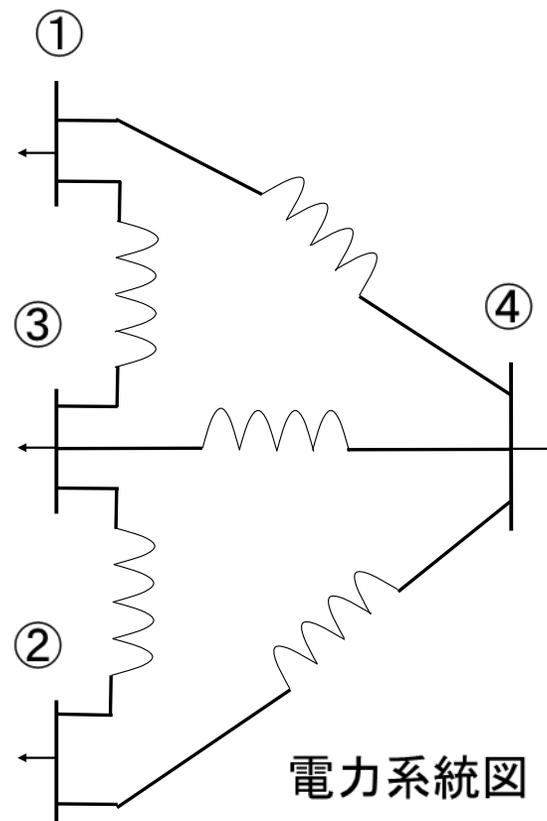
送配電損失率（ロス率）

e. 潮流計算（系統解析プログラム）による送配電損失率のシミュレーション

①潮流計算とは、その目的は

- 潮流計算とは
発電機母線，送電線，負荷母線における
 - 電圧・電流の振幅位相
 - 有効電力・無効電力を求める
- 潮流計算の目的
 - ・ 電力系統の運転状態を知る
 - ・ 電力系統の運用計画を立てる

- ##### ②管内の特別高圧の電力系統を模擬して計算
- 発電所定数と出力
 - 需要定数および規模
 - 送電線定数
 - その他
- 8760時間の断面をシミュレーション



東京-中部間連系線の市場東西分断について

a. 連系線マージンと供給予備力

①東京-中部間連系線設備の現状

FC（周波数変換装置） 送電容量：120万kW;

昨年7月以降、FCの空容量（中部⇒東京向き）が恒常的に不足し、昼間を中心に混雑処理が実施される。（参考資料-7）

最後に利用するスポット市場の電力は、残りわずかの空容量を活用し流れるものの約定したものが全量流通できず、東西で別々の市場を使い新たに取引を実施。⇒ 結果として、東西で別々の市場価格での取引が成立。

⇒ 分断により分断前より高価な供給力の調達を強いられている。

②FCの運用ルール

- ・ 120万kWのうち常時60万kWを空容量として開放
- ・ 残りの60万kWは、東京電力の供給力対策として常時使用できるようにあけて運用 ⇒ これを連系線マージンという

東京-中部間連系線の市場東西分断について

a. 連系線マージンと供給予備力

③連系線マージンの考え方

一定レベルの供給信頼度の維持を目的に、最大需要発生時の必要供給予備力8%のほかに会社間連系線に3%分を期待する。

そのうちの1.5%分程度 ($6000\text{万kW} \times 0.03 \times 0.5 = 90\text{万kW}$)

を常時FCからの瞬動予備力（周波数維持目的）として60万kWを確保。

④スポット市場の東西分断を回避する運用について

- ・ 常時60万kWのマージンの必要性の議論を供給予備力の根本議論を個別に実施。（広域機関）⇒マージンの減少
- ・ 季節別時間帯別のマージン量の運用

今後の託送制度の課題について

東京-中部間連系線の市場東西分断について

a. 連系線マージンと供給予備力

④ スポット市場の東西分断を回避する運用について（続き）

- ・ マージンの目的である瞬動予備力確保を目的とするメリットを送配電事業者が享受していることに鑑み、以下のフローで調整。

東西の市場分断の発生が予想される



送配電事業者が東京電力管内から供給力を調達し、60Hz地域送配電事業者に調整電力を融通する。



空容量の状況に合わせ、0～60万kWを東から西向きに送電する。売買単価は、スポット市場単価をベースに協議。

これで常時、西⇒東地域への空き容量確保が可能
さらに結果的に送電損失の低減にもなる。

b. 市場間約定代金差額

JEPX業務規程 第2節 スポット取引

(市場間約定代金差額)

第23条 前条第4項の市場分断処理を行った結果、分断後のそれぞれのエリアにおける約定価格の差によって生じた、買い約定量と約定価格の積の合計と売り約定量と約定価格の積の合計の差を市場間約定代金差額という。

2. 市場間約定代金差額は、本取引所の収入とする。

平成26年度決算では**19億円余り**が事業収益として計上。

(事業利益の**80%**を占める)

今後の託送制度の課題について

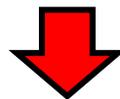
東京-中部間連系線の市場東西分断について

b. 市場間約定代金差額

- ・ 今後も東西分断が頻発するため、さらに増加する見込み。
- ・ 代金差額の発生原因は連系線の混雑処理により発生するもの
- ・ 分断により機会損失を受ける事業者に対する補償などがない。



業務規程の改定



約定代金差額を公的機関等でストックする

案① 東西市場価格偏差分を関係事業者に還元

案② 積み立てを継続し、新規設備増強に補填

東京-中部間連系線の市場東西分断について

c. 混雑処理と送電権

- ①現在のFCの混雑は昨年7月以降の計画ベース潮流（30万kW程度）の増加を起因としている。
- ②会社間連系線の運用ルールの原則は
先着優先、空押さえ禁止
- ③市場取引は最後備の順位であり常時、混雑処理される銘柄
- ④先着優先制度に経済原理を導入することで、利用者の公平性を維持
送電線の利用の権利 = 送電権の仕組み導入

物理的送電権(PTR):

送電容量をオークションで事前に利用者に配布
= 優先順位に経済性を導入

c. 混雑処理と送電権

④先着優先制度に経済原理を導入することで、利用者の公平性を維持

金融的送電権(FTR):

前提：市場取引参加者に混雑費用を負担させる制度がある。

混雑費用を一旦送配電事業者が回収し、送電混雑が発生した場合に、混雑状況に応じて、金融的送電権の保有者が混雑費用の一部を受け取るもの。

送電権は権利保有者にとってのリスク低減に有効であり、市場参加に弾みがつく反面、混雑費用の低減には働きにくいことが指摘されている。

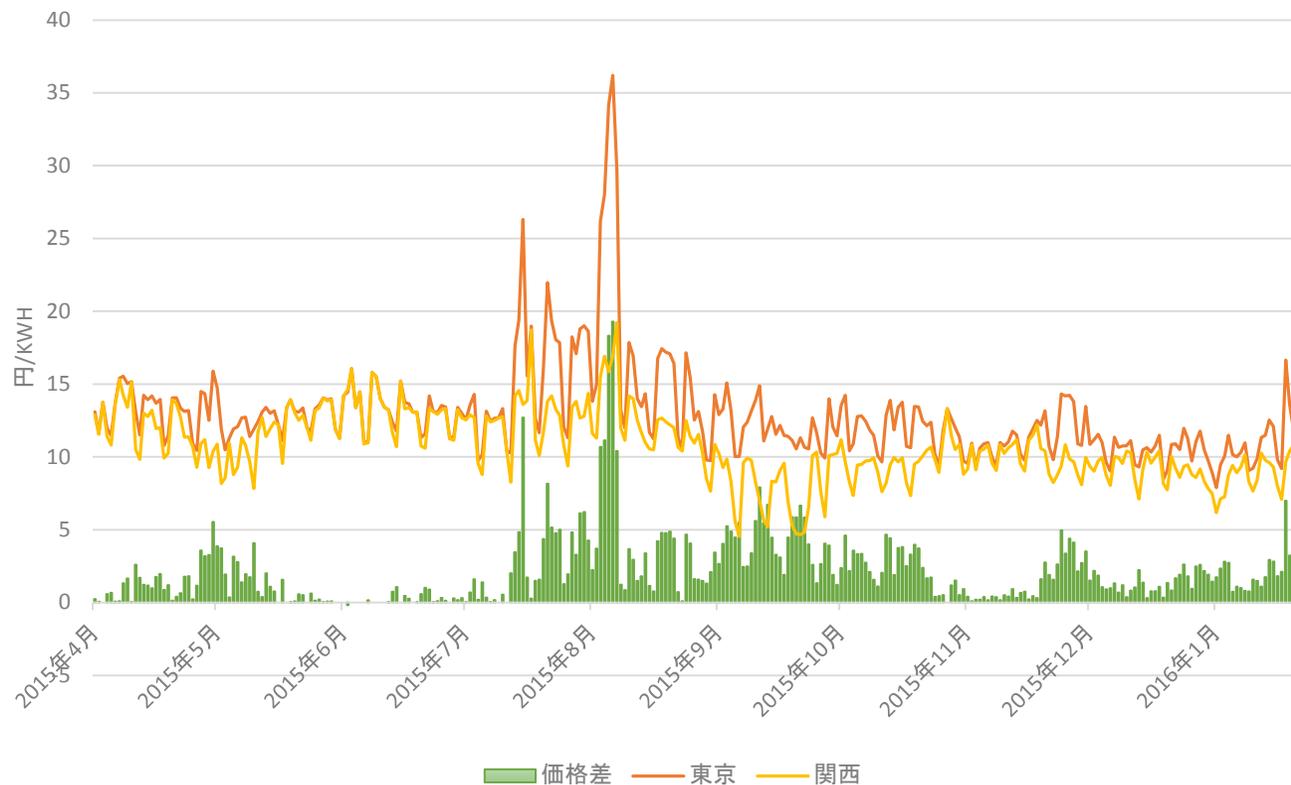
FCの場合は、金融的送電権をベースに検討を進めてみてはどうか。

今後の託送制度の課題について

東京-中部間連系線の市場東西分断について

参考資料-7 市場分断実績と約定価格の東西格差

東西価格推移
(午前8時～午後22時における日平均値)



	日数	総コマ数	分断数	分断率
2015/4/1	30	1440	815	57%
2015/5/1	31	1488	698	47%
2015/6/1	30	1440	202	14%
2015/7/1	31	1488	731	49%
2015/8/1	31	1488	879	59%
2015/9/1	30	1440	1397	97%
2015/10/1	31	1488	1175	79%
2015/11/1	30	1440	962	67%
2015/12/1	31	1488	1164	78%

今後の託送制度の課題について

東京-中部間連系線の市場東西分断について

最後に

FCの新增設が実現するのが10年先のようなケースでは、**現状の混雑を容認することは困難**であり、いずれの方法で行うかは、今後の検討に委ねますが、早急な対応を期待したいと思います。