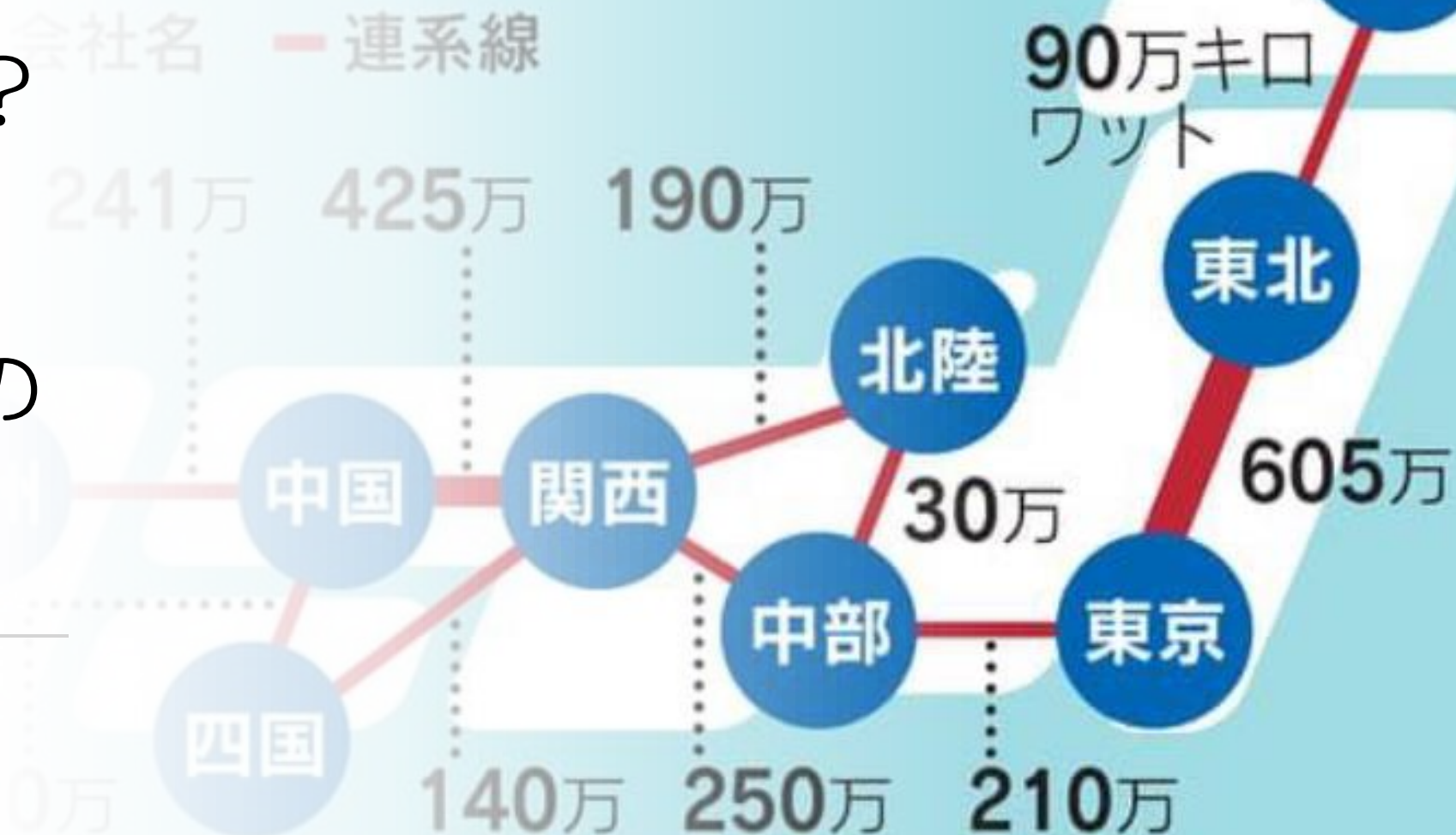


間接オークションは
何をもたらしたか？

電力市場と連系線の実証分析

国内電力の連系線



(注)電力広域的運営推進機関の資料から作成、2021年8月の計画

示すのは運用容量の大きさ。単位はkW。出所 日経新聞、

東京財団政策研究所 博士研究員
(政策研究フェローシップ)

杉本康太

sugimoto@tkfd.or.jp

2021年10月22日

連系線の価値とは？

- ①災害や事故に対する電力の安定供給
- ②日本全体での“**広域メリットオーダー**”の実現
- ③市場支配力行使の抑止
- ④変動性再エネの系統への統合
- ⑤調整力確保費用の節約（柔軟性の1つの資源）

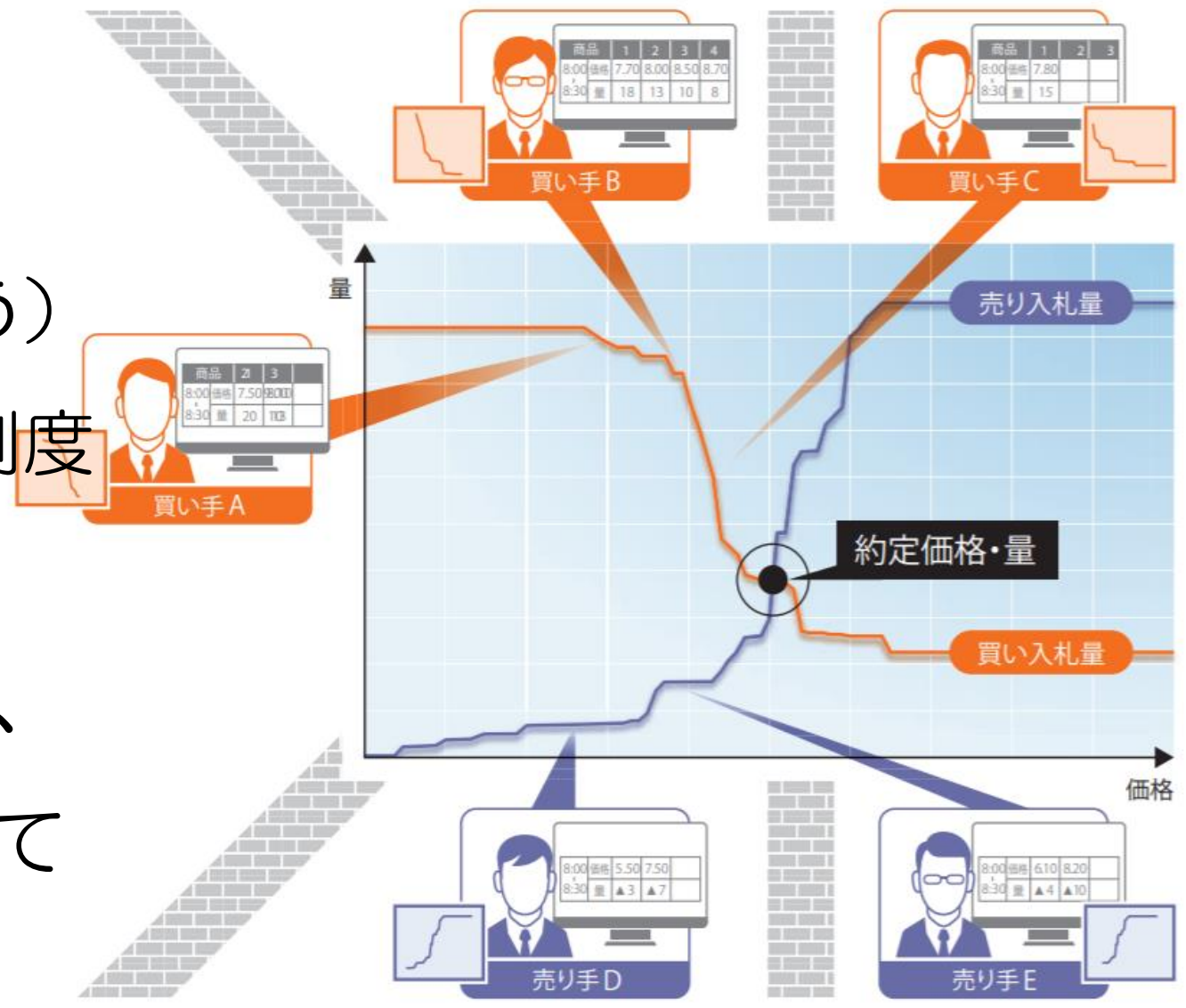
• 広域メリットオーダーとは？

＝限界費用の安い順に電源が稼働している状況（OCCTO, 2017）。

＝全国レベルで社会厚生を最大化を実現

間接オークション（市場結合）とは

- 連系線の**空き容量**を、
一日前市場の約定（やくじょう）
結果で**同時に・全て**配分する制度
- それまでは、連系線の容量は、
一日前市場より前に配分されて
いた。i.e. **先着優先ルール**

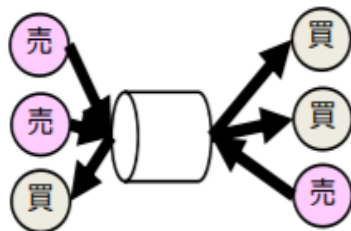
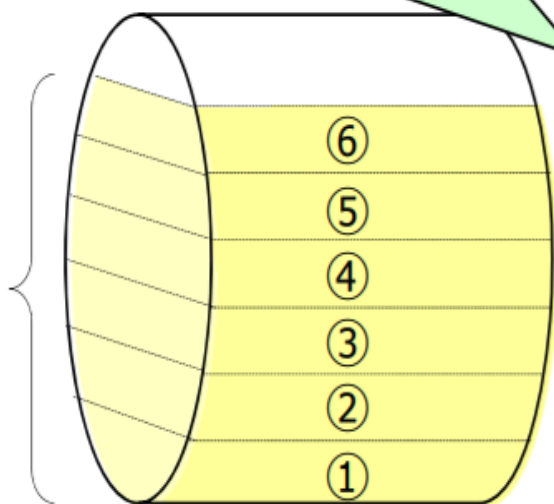


先着優先ルールと間接オークション

現行の仕組み

前日10:00の空容量の範囲内で
のみ前日スポット市場に活用

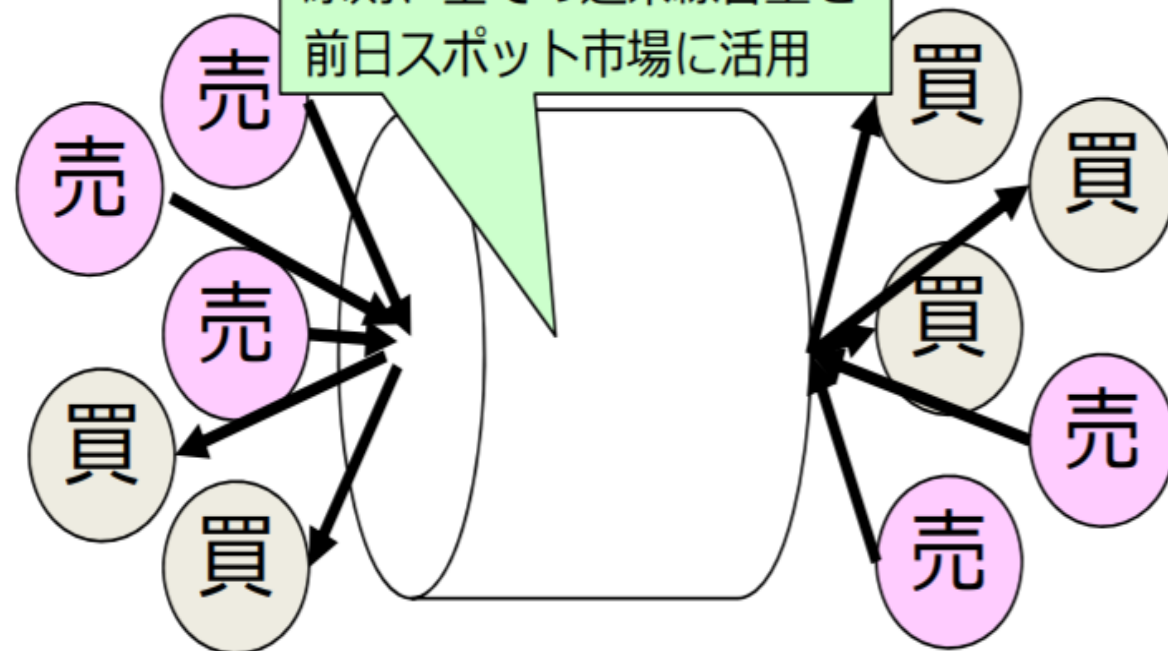
先着優先で
容量割当て



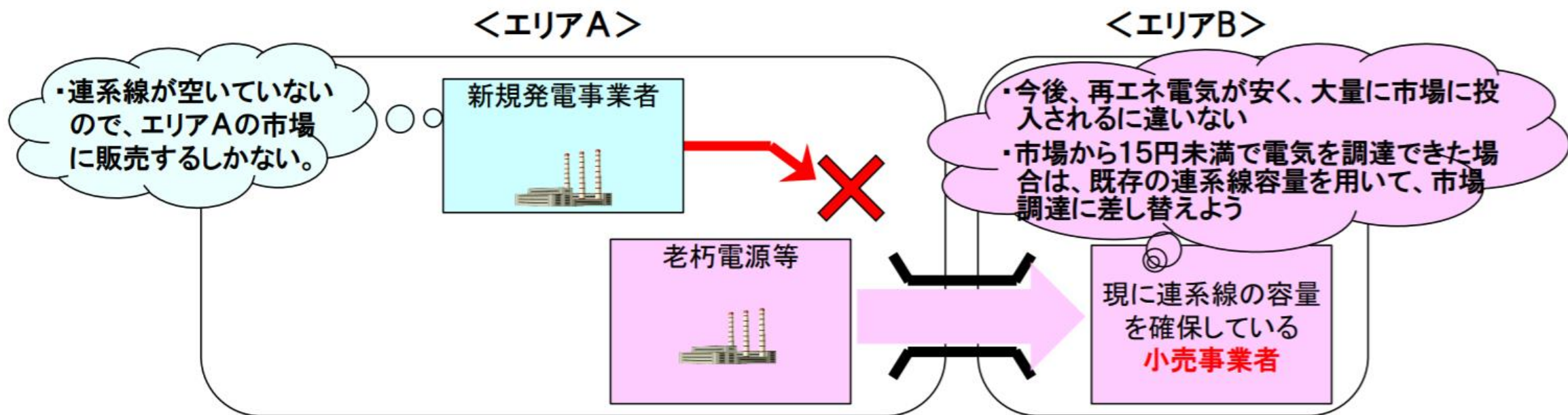
※ 先着優先と間接オークションのハイブリッドと考えることができる

間接オークション

原則、全ての連系線容量を
前日スポット市場に活用



市場を用いない先着優先ルールの問題点



・競争上の問題

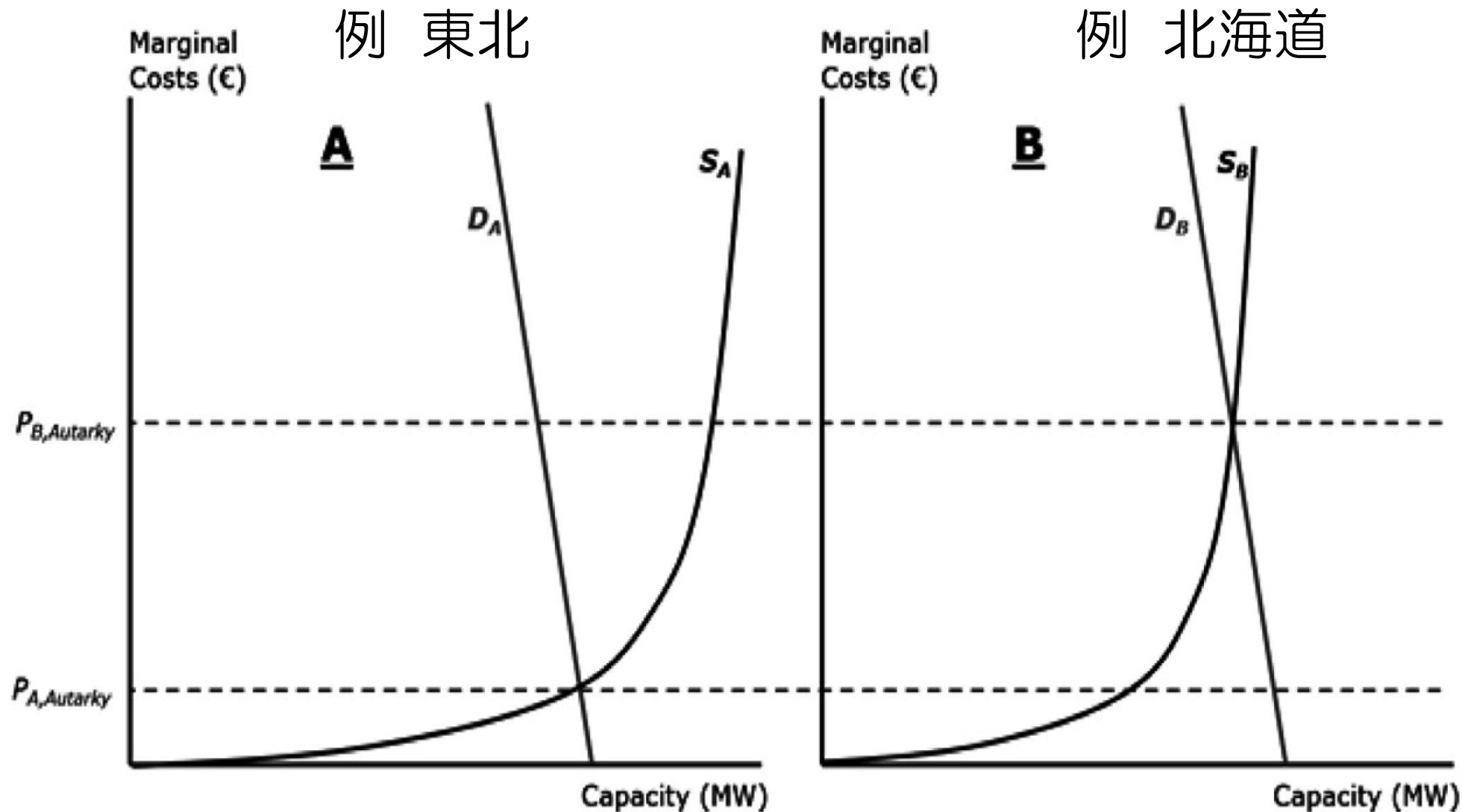
OCCTO・JEPX(2016)

→既存事業者のみが半永久的に連系線を使用でき、戦略的にエネルギーの差し替えを行え、新規参入者が不利。

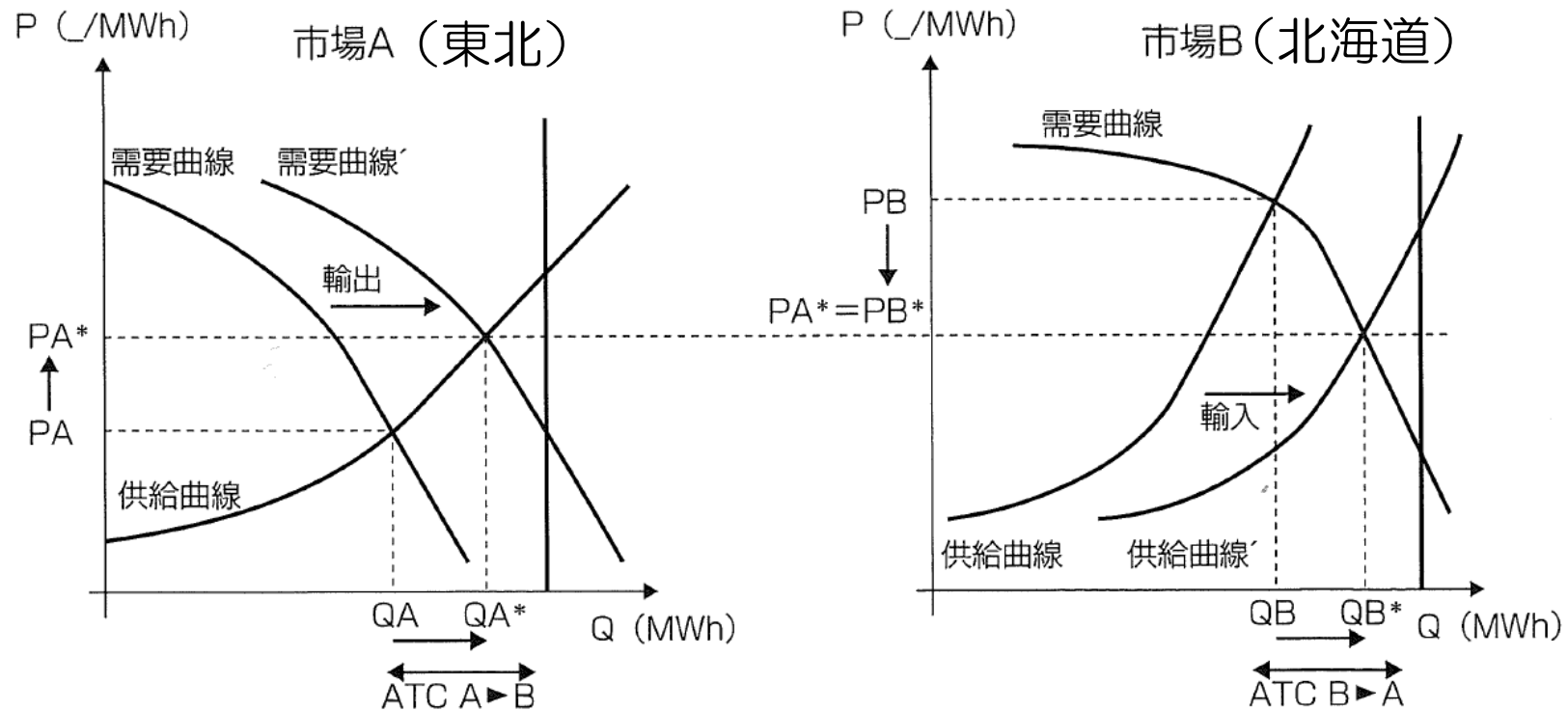
・広域メリットオーダーの実現を保証しない

→安い電源順ではなく、申し込み順。一日前市場で使える連系線空き容量が減る。

全く連系線を使わない場合（自給自足）



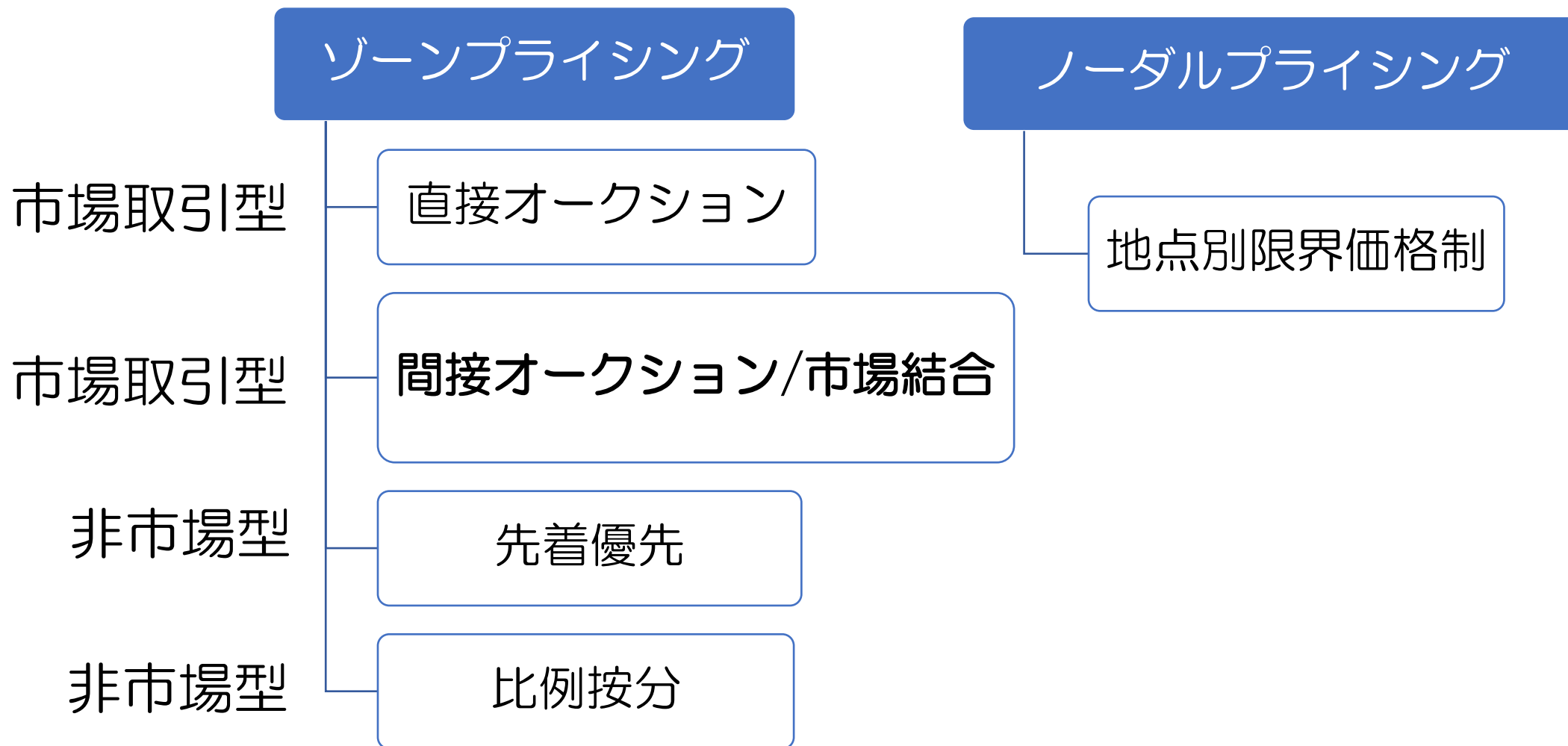
連系線が**混雑**しなければ、安いエリアから高いエリアへ 市場価格が等しくなるまで電気が輸出入される



PA : 市場結合前の市場Aでの価格
 PB : 市場結合前の市場Bでの価格
 PA^* and PB^* : 市場結合により等しくなった市場価格
 Q : 取引電力量

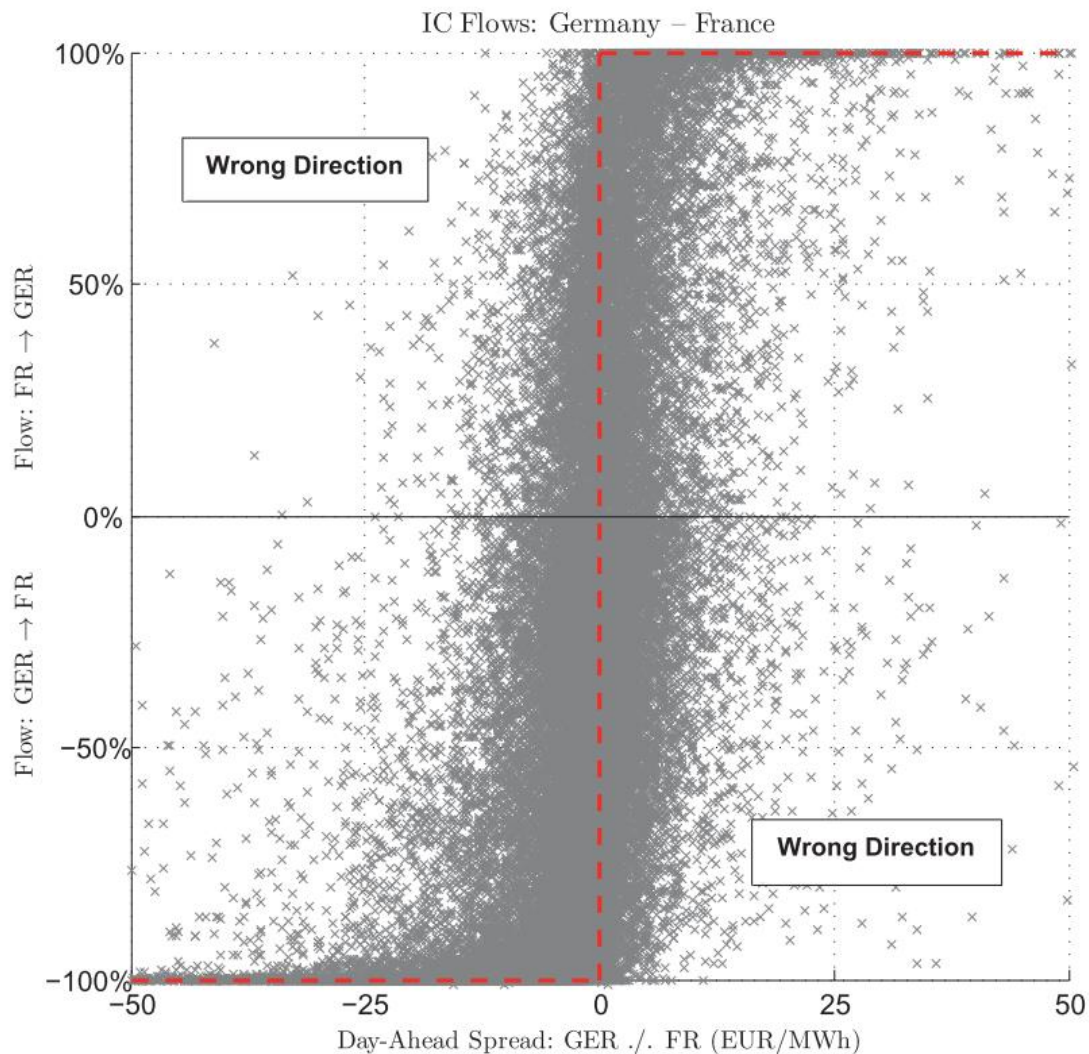
学術的には、

電力市場設計における、連系線の混雑管理の問題



直接オークションも

広域メリットオーダーの実現を保証しない



Füss et al. 2020

日本の

間接オークションは何をもたらしたか？

間接オークションは何をもたらしたか？

- 発見①

(前日17時ごろの) 連系線の利用率が増加した。

- 発見②

エリア間の値差は縮まらなかった。

- 発見③

ピーク需要時間帯のエリアプライスが平均的に下がった。

① 連系線利用率の分析

スポット市場 月間分断発生率の推移 (12カ月移動平均) (2013年3月～2020年12月)

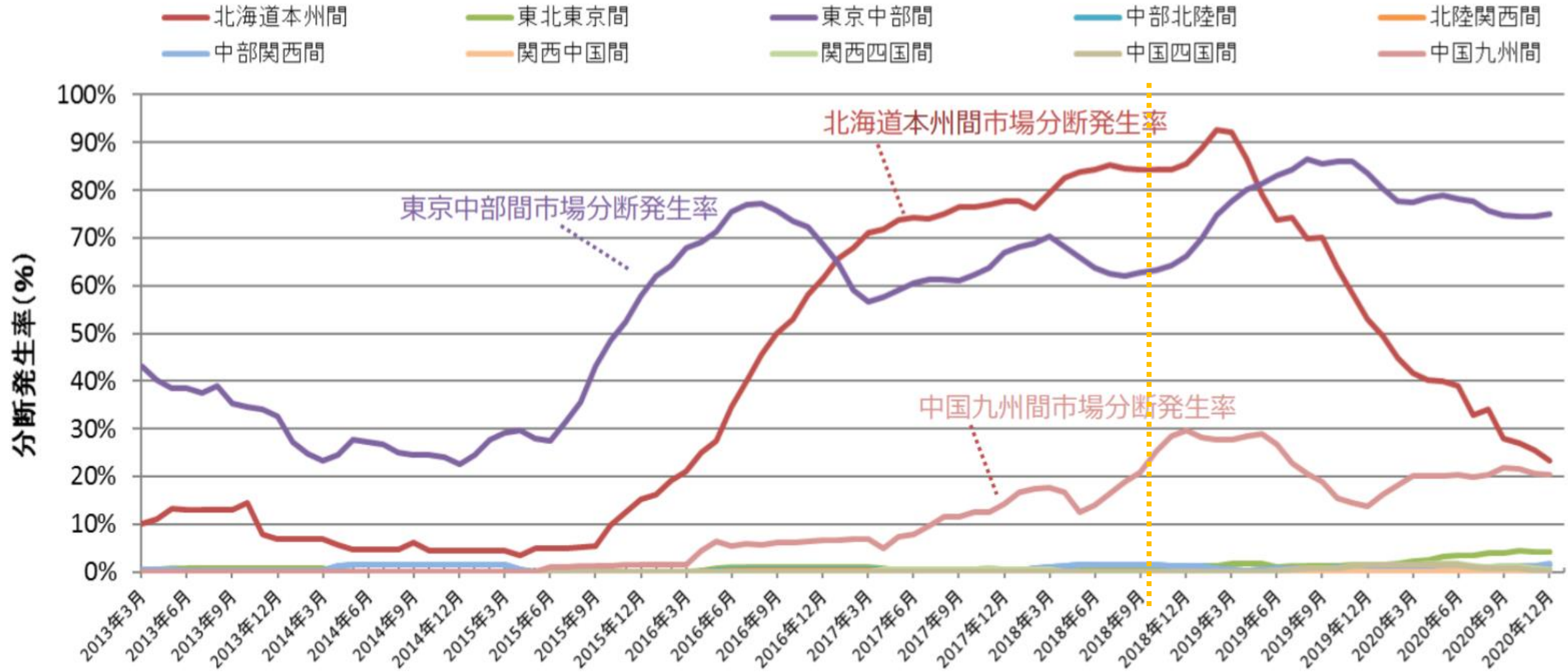
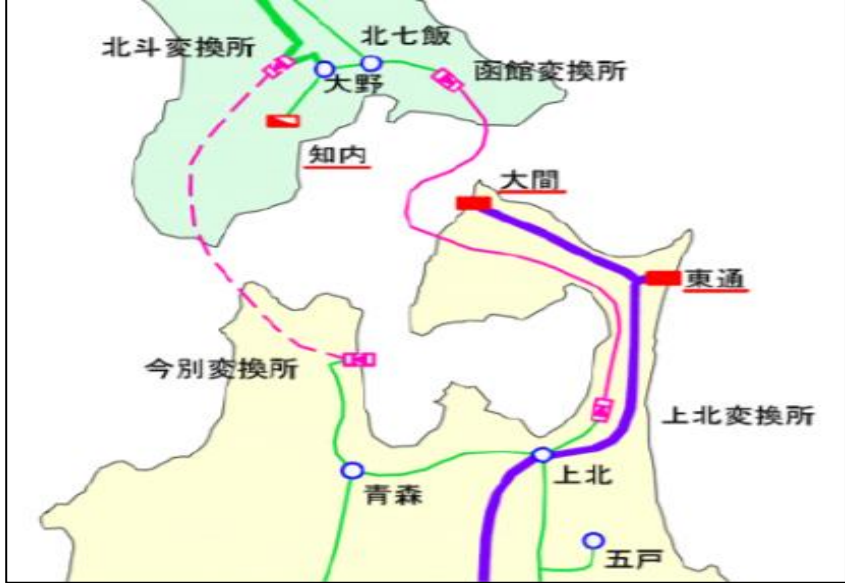
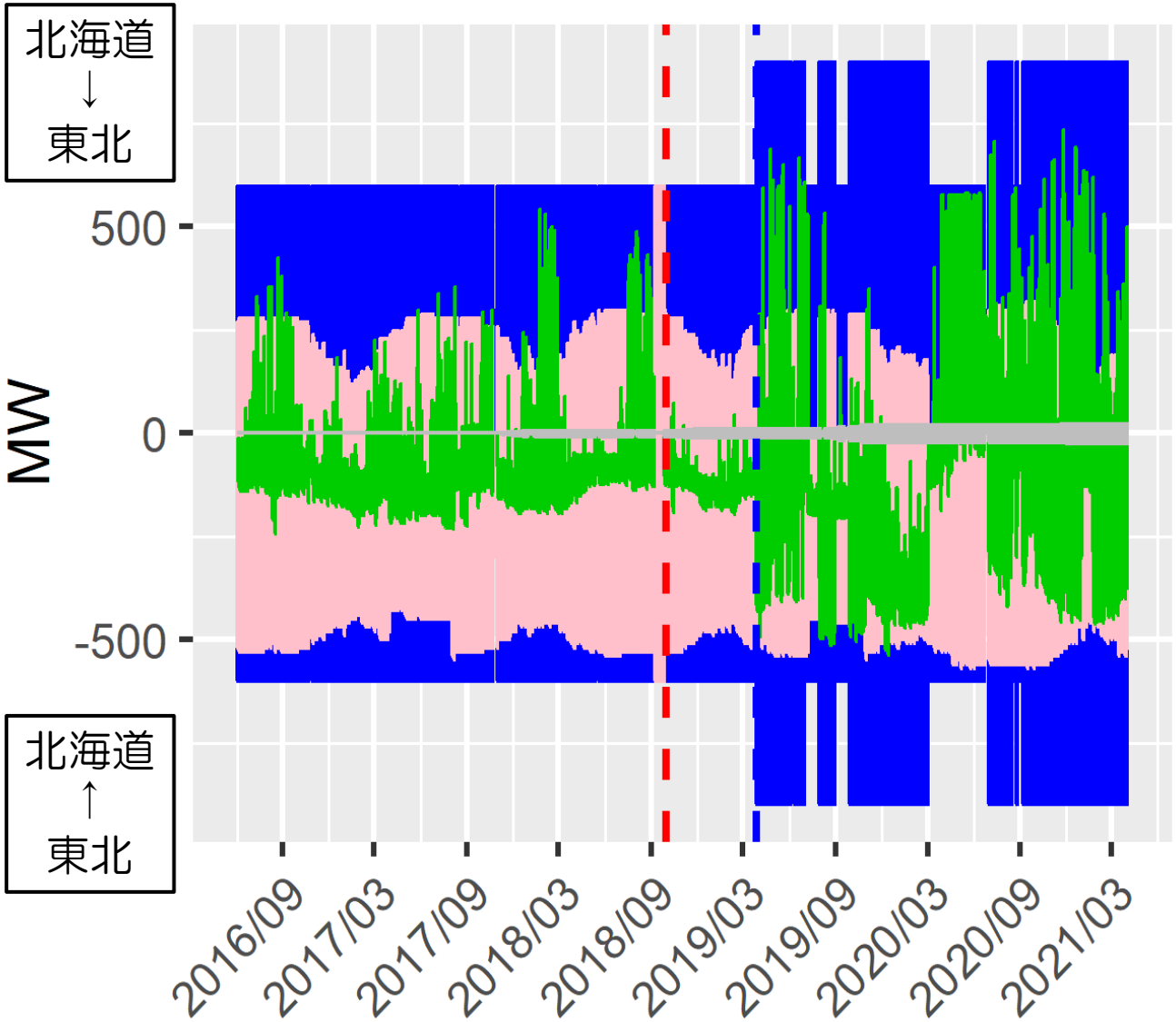


表1 連系線の容量の種類と定義

出典 OCCTO (2017) 「業務規定」

種類	定義
運用容量	流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値。
マージン	電力システムの異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力システムを安定に保つため、又は電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量
計画潮流	連系線の利用者が容量登録した容量の合計として本機関が管理する容量

北本連系線の容量配分実績

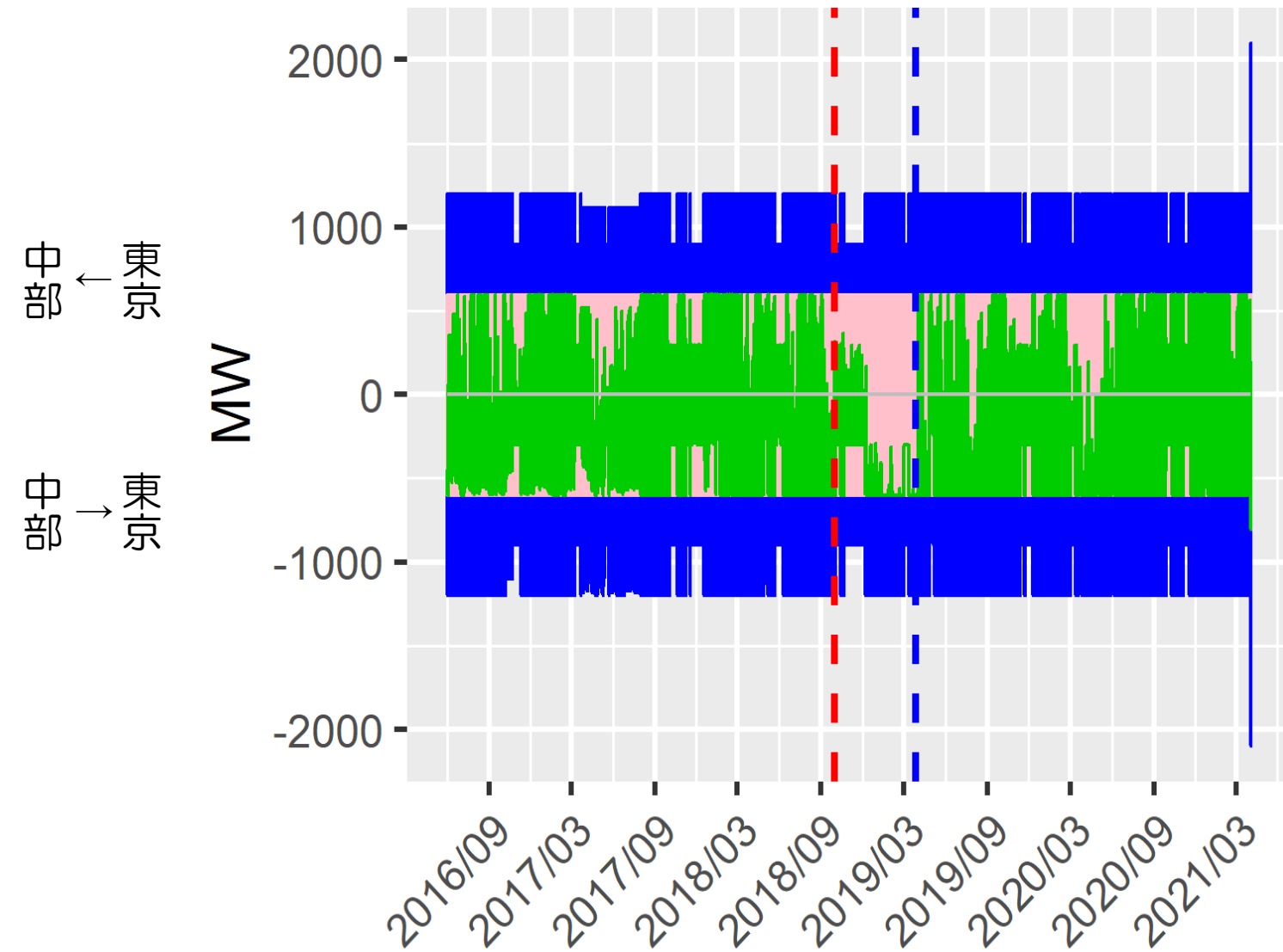


配分種別

- 運用容量
- マージン
- 計画潮流
- 広域調整枠

- 運用容量60万から90万kWへ
- 北向きマージンが約50万kW

FC連系線の容量配分実績



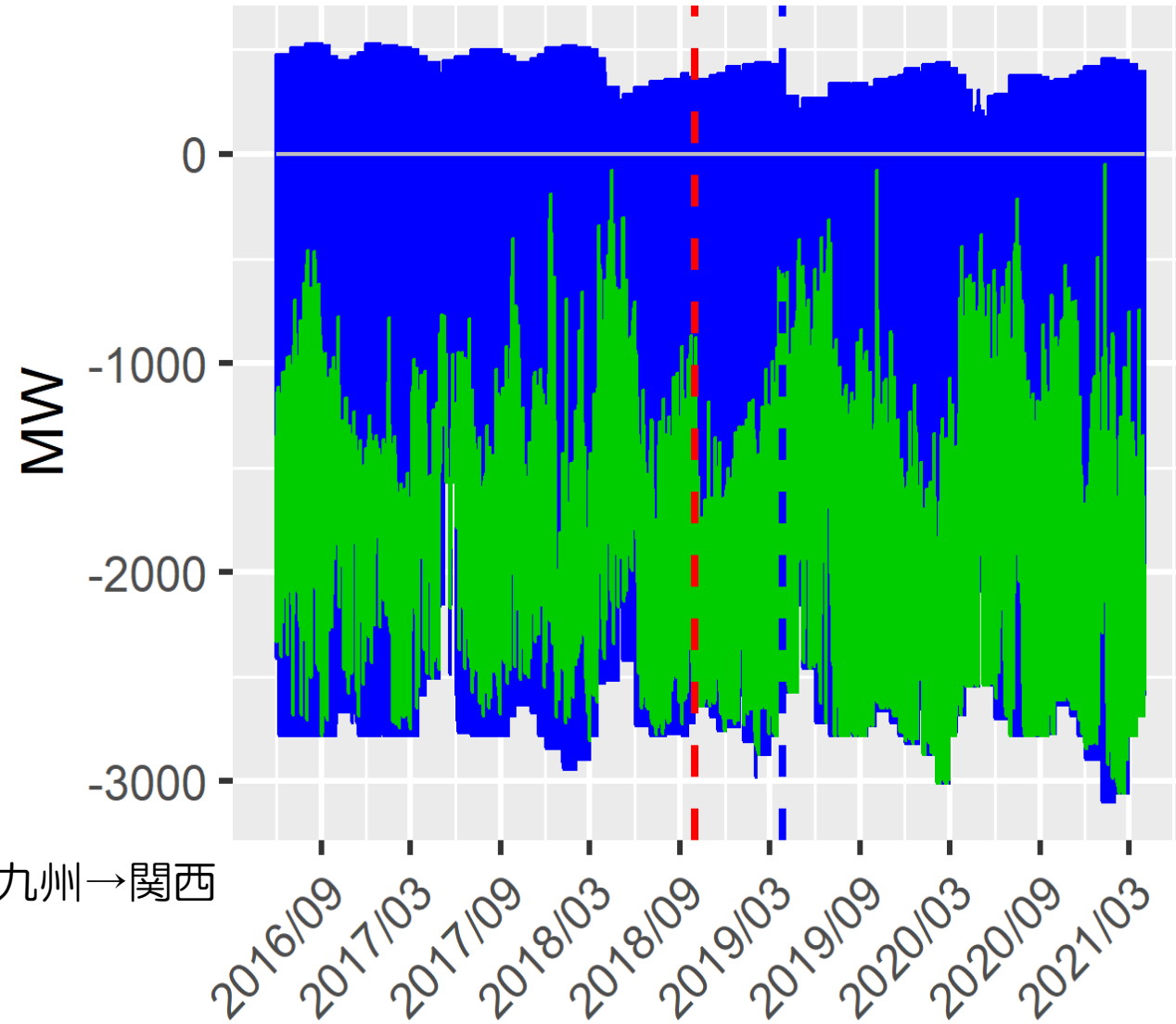
配分種別

- 運用容量
- マージン
- 計画潮流
- 広域調整枠

• 運用容量120万kW

• マージン60万kW

関門連系線の容量配分実績



配分種別

- マージン
- 運用容量
- 計画潮流
- 広域調整枠

- 運用容量
正の値は50万kW
負の値は280万kW

- マージンなし

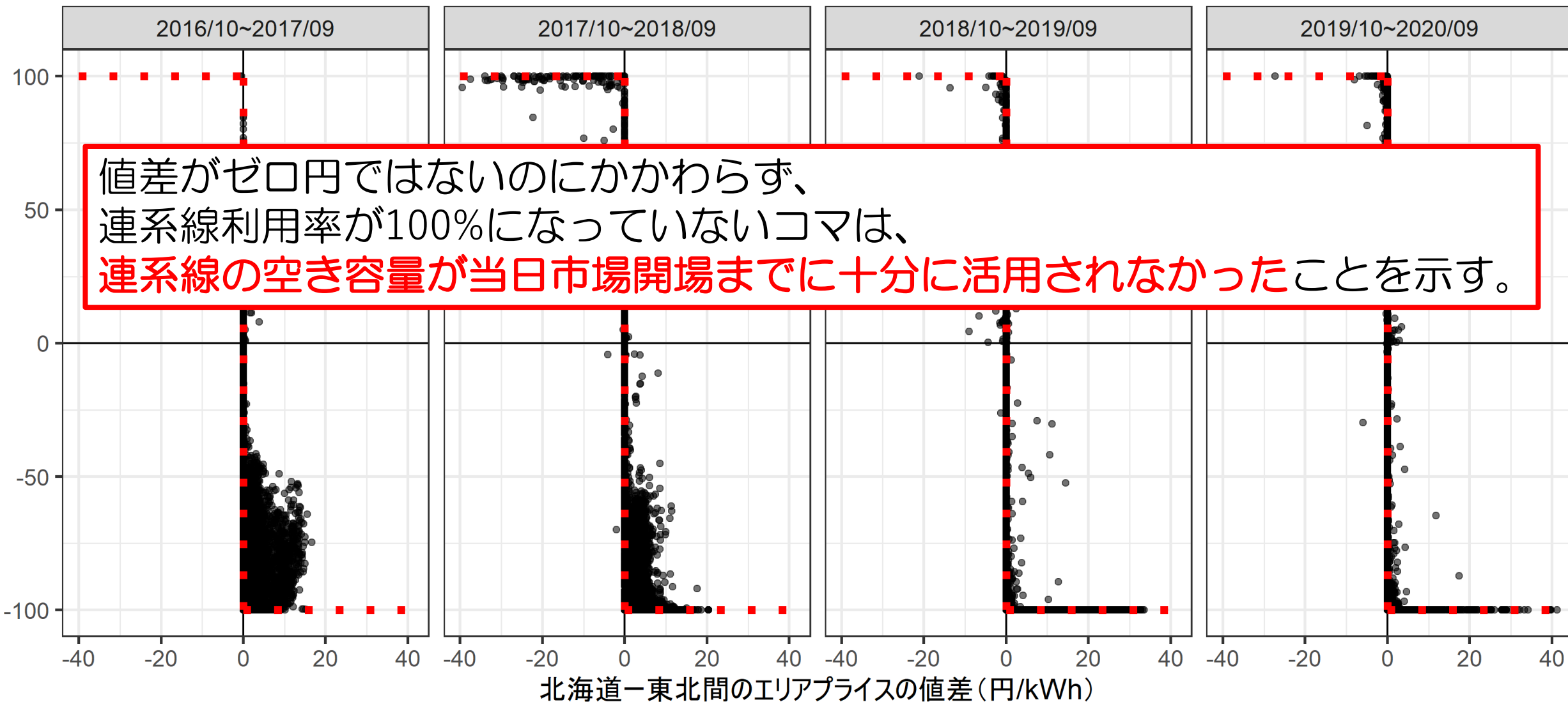
連系線利用率の定義

- 連系線利用率 = 前日17時の計画潮流 / 託送可能容量 × 100
- 託送可能容量 = 運用容量 - (マージン + 広域調整枠) ÷ 空き容量
- 前日17時の計画潮流 = 一日前市場の約定結果を踏まえて、連系線を利用する予定の個々の事業者が提出した翌日計画の計画値をOCCTOが合計した値

北海道—東北間の値差と北本連系線利用率

北海道→東北

連系線利用率(翌日の計画潮流/託送可能容量、単位は%)



北海道←東北

先着優先ルールの時期、前日に何が

起きていたのか

10時

- 一日前市場の入札締切
- 10分程度で約定処理完了
- 市場分断すると、先着優先でも間接オークションでも
連系線利用率100%＝空き

容量ゼロ

12時

- 事業者が翌日計画をOCCTOへ提出する期限
- 翌日計画値の提出時に、既存事業者が先着優先で確保していた連系線利用計画をキャンセル
(計画変更)＝空き容量増加

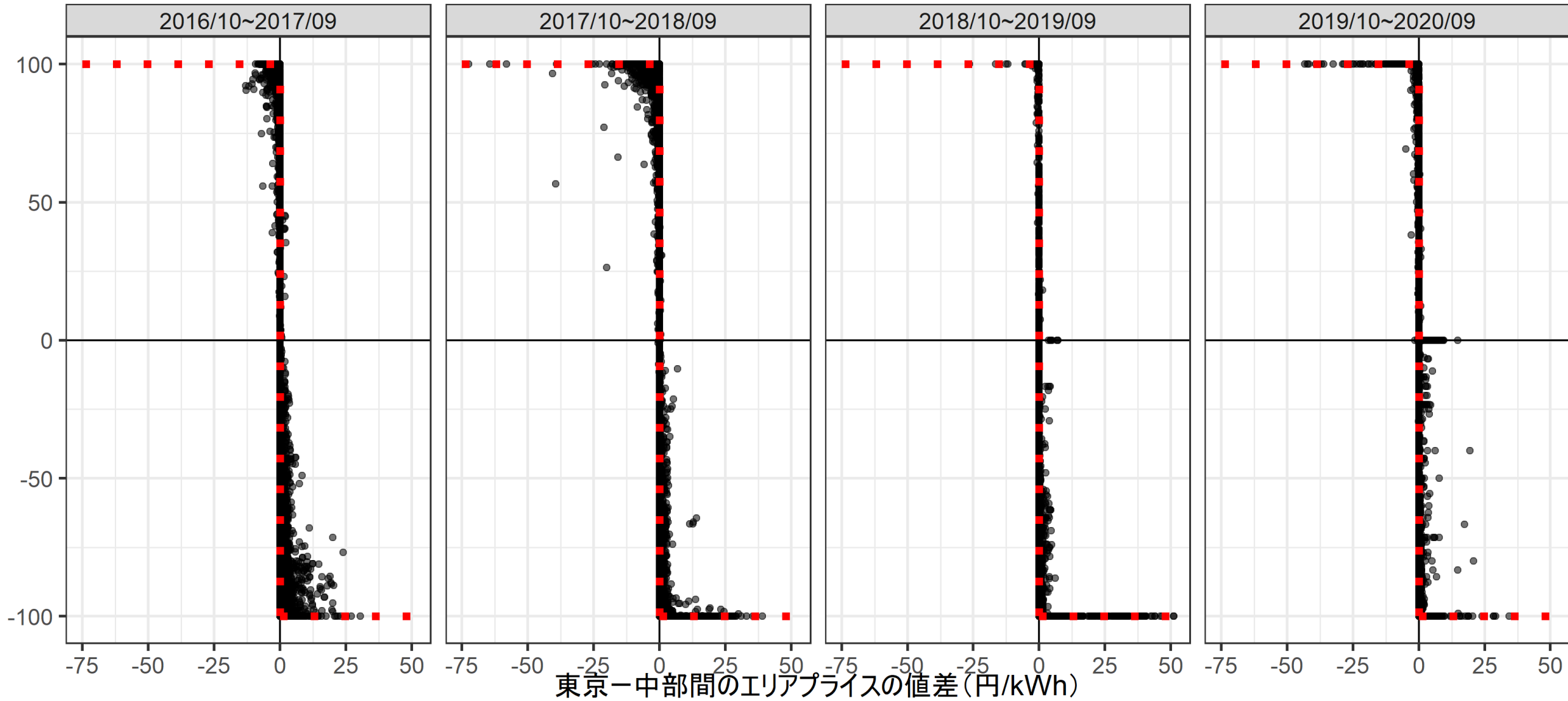
17時頃

- OCCTOからTDSOに、翌日の連系線の計画潮流を通知
- 連系線利用率が100%未満に低下

東京－中部間の値差とFC連系線利用率

東京→中部

連系線利用率(翌日の計画潮流/託送可能容量、単位は%)



東京←中部

國松（2016）

（参考）FC利用量データ



2016年6月3日~2016年9月14日

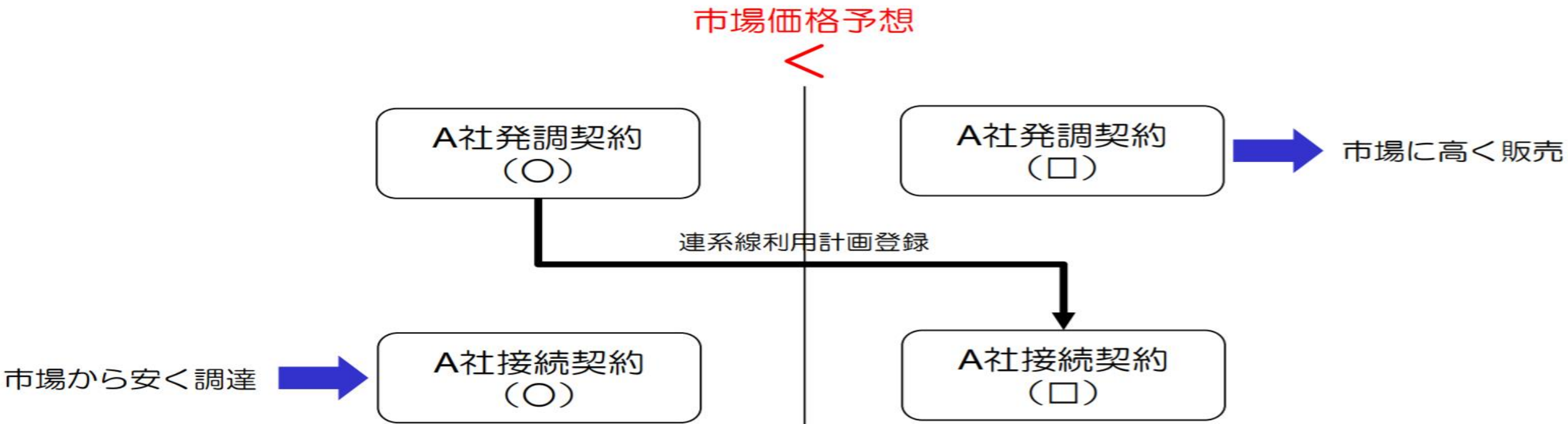
全コマ数	4,992	
東向きに市場分断したコマ数	3,366	67.4%
そのうち空き容量が増加したコマ数	3,354	67.2%（上記の99.6%）
増加した空き容量の平均	123.2MW	

かなりの時間帯で連系線利用計画のキャンセルがあるか

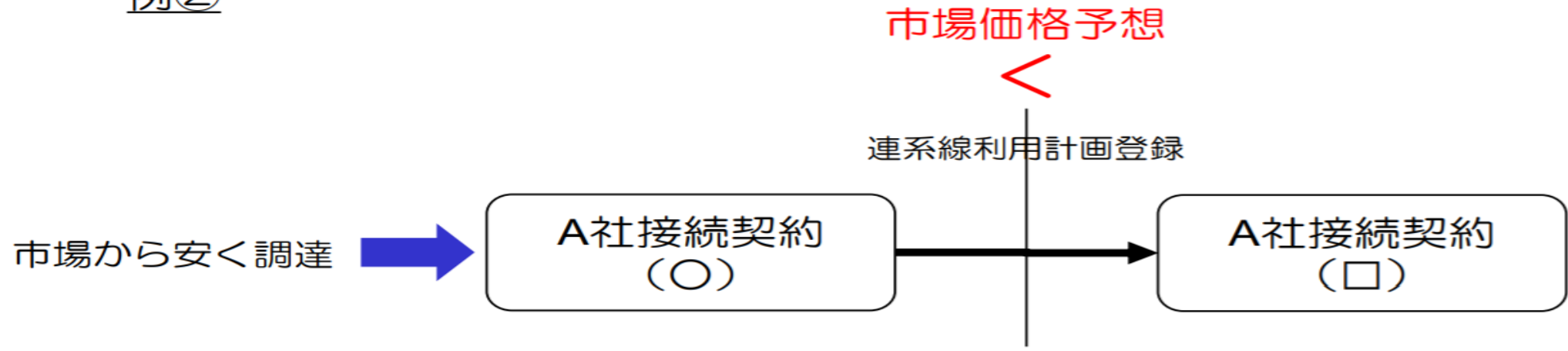
第2回 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会

議事録 2016年9月30日

- 國松『この 3,366 コマについては、取引所は一日前市場ですべて空き容量0にした
- その後、5 時の翌日計画の確定時には、そのうちの 99.6%、3,354 コマで空きが出ている。
- 誰かが何らかの理由で連系線の利用計画を出していたものを、前日計画策定時にキャンセルしている。
- 先に詰めておいて市場分断を誘発し、その後キャンセルをするというようなことがなされている。
- そういった連系線の利用が現在行われているのであれば、また今後行われる可能性があるのであれば、公平な連系線の利用の視点からは、間接オークションの早期の実現を考えていくべきではないか。』



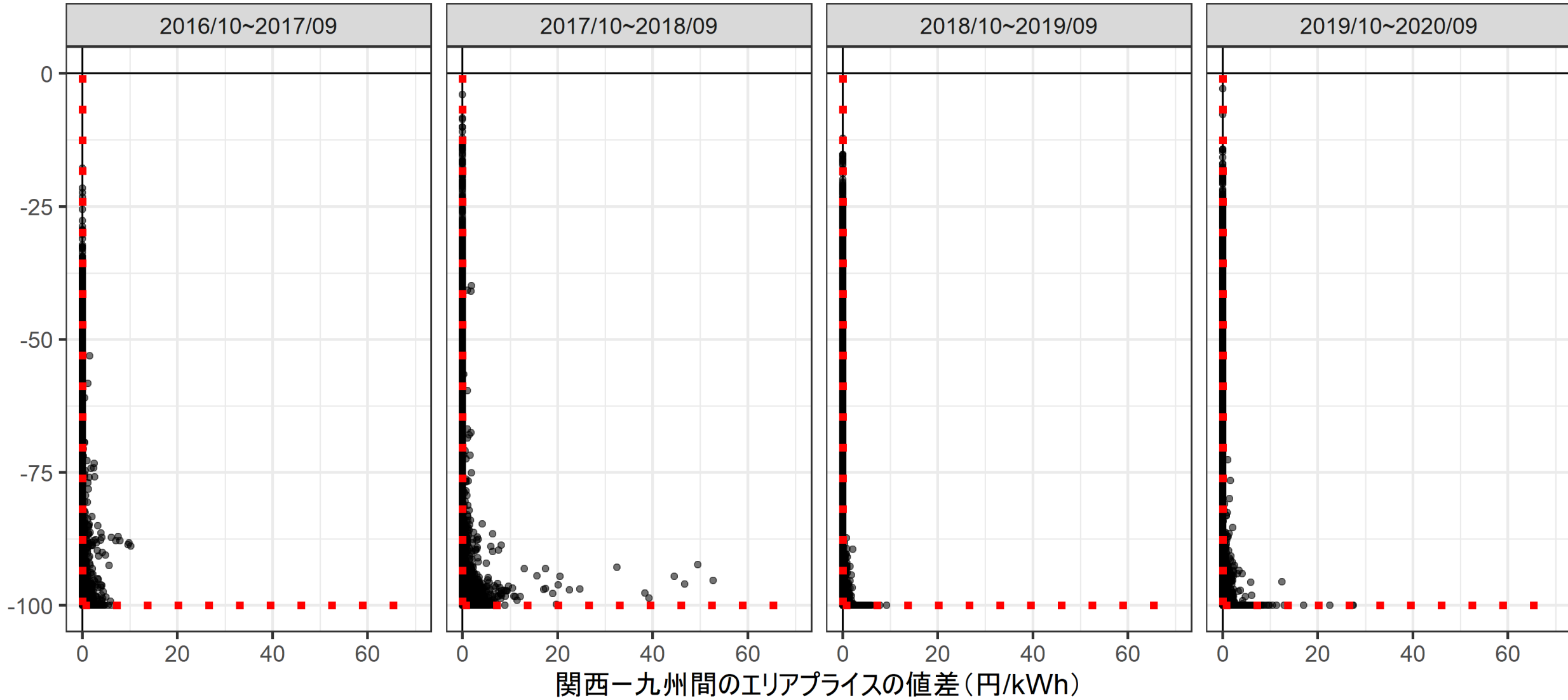
例②



- 連系線利用量 × 値差 はこの会社の利益となる。
- 市場分断すれば得となる。市場分断しない場合でも逆向きに市場分断しない限り損にはならない。

関西-九州の値差と関門連系線利用率

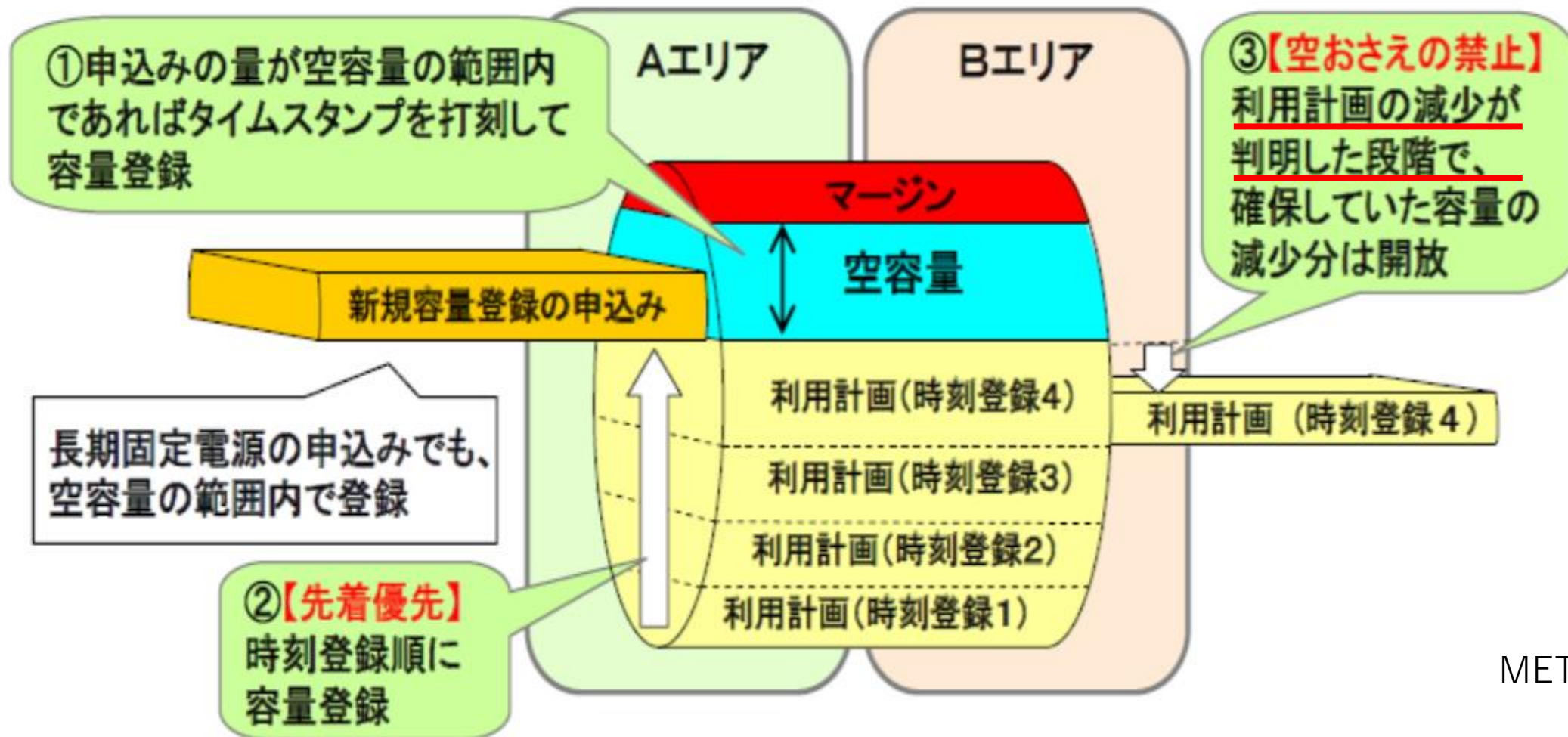
連系線利用率(翌日の計画潮流/託送可能容量、単位は%)



九州→関西

1) 現行の連系線の割り当てルールは、以下の原則となっている。

- ① 登録時刻が先であるものを連系線の利用順位の上位とする「先着優先」
- ② 他事業者の連系線利用を阻害しないよう「空おさえの禁止」



METI (2017)

「空おさえの禁止」原則の実効性？

- 先着優先時代には、連系線容量（利用枠）の空押さえ防止を目的として、計画値の減少時に事業者へ支払いを求める「変更賦課金」制度があった。
- 実需給7日前の17時～前日の12時（または前日17時以降）に、連系線利用計画を10%以上減少した場合、連系線利用者は、
- 計画（通告）変更賦課金＝0.01円/kWh×10%を超える分の減少量
- を支払わなければならない。

含意

- 変更賦課金の対象となる電力量および額は、非常に小さかった
- 先着優先ルールの下では、変更賦課金を払えば、一日前市場に連系線容量を開放せず、混雑を誘発した上で、後に連系線利用をキャンセルすることも可能だった。
- 北海道や東京の新電力は、市場分断後の高いエリアプライスに直面した。
- 間接オークション導入後は、既存事業者も一日前市場で約定しなければ連系線容量を獲得できなくなり、この戦略的行動はできなくなった

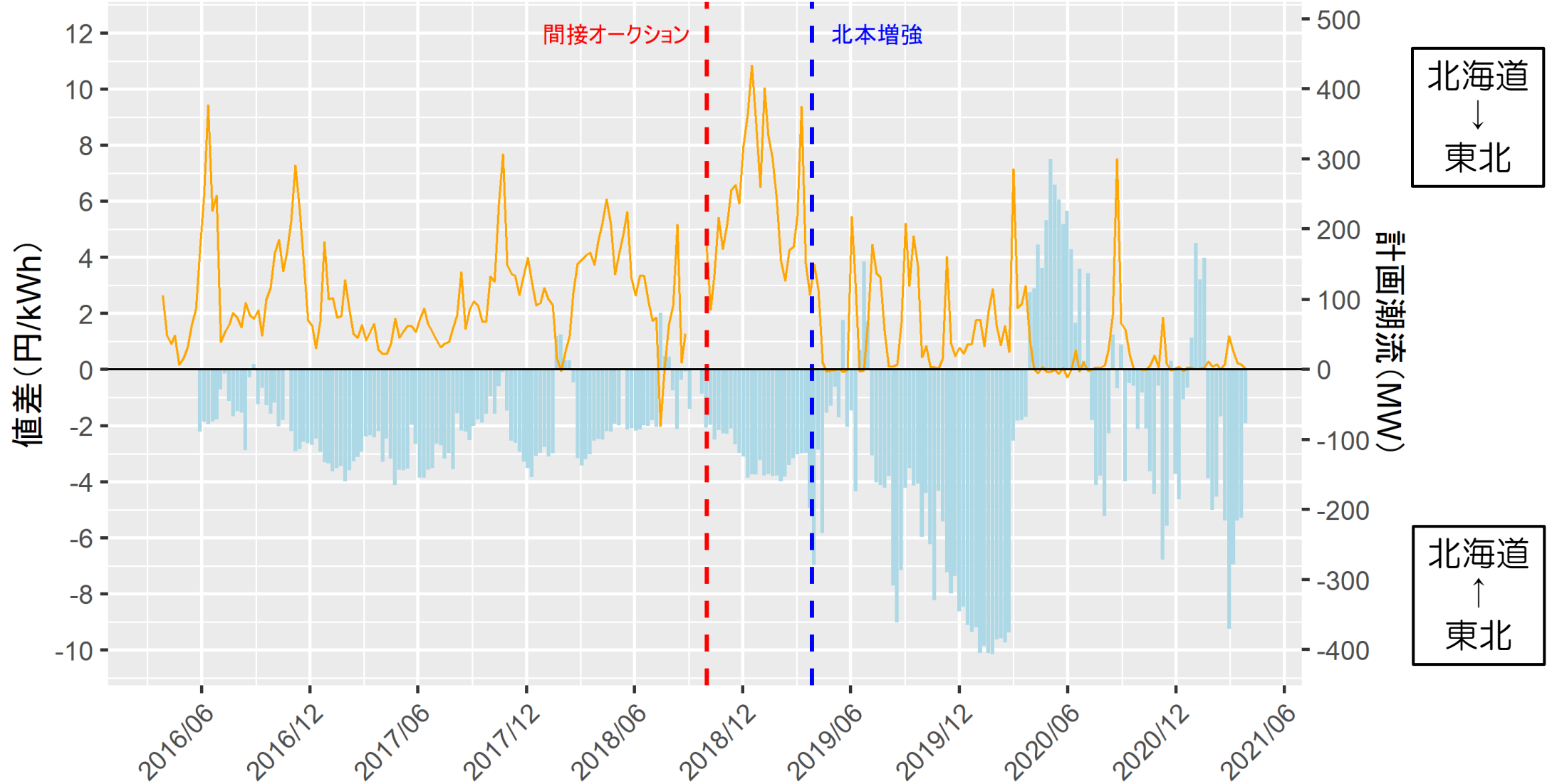
一日前市場で連系線を十分に取引できなかった ことによる損失額の試算(単位：百万円)

$$\text{年間損失額} = \sum_i^{24 \times 365 \times 2} (\text{託送可能容量}_i - \text{前日17時の計画潮流}_i) \times \text{値差}_i$$

	2016/10~ 2017/09	2017/10~ 2018/09	2018/10~ 2019/09	2019/10~ 2020/09	間接オークション 導入前後2年間の 差	年間 平均
北本	426	171	-14	6	-605	-302.6
FC	370	11	32	141	-208	-104
関門	84	221	12	44	-153	-76.5
合計					-966	-483

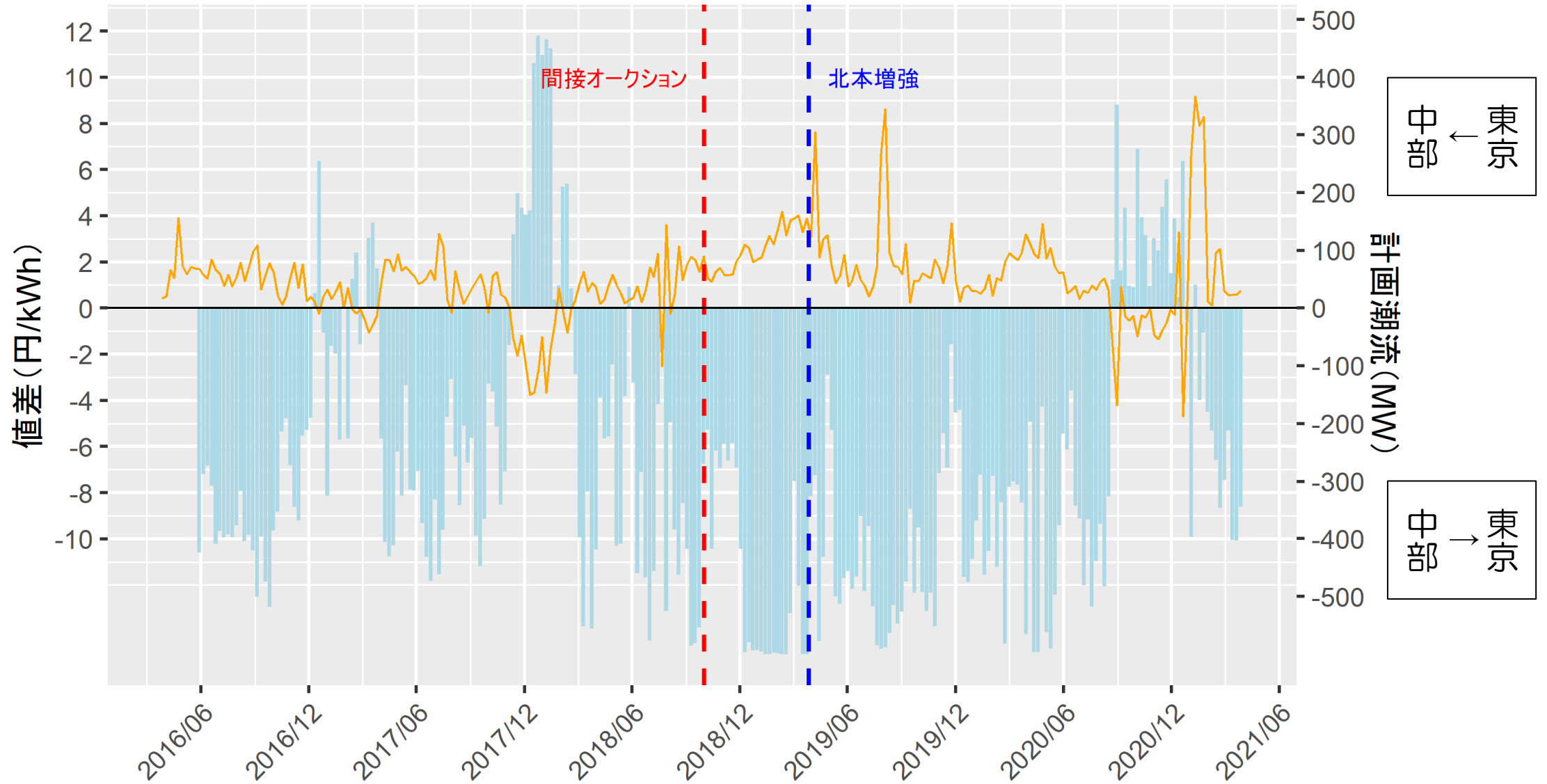
②値差の分析

エリア間値差と北本連系線の計画潮流



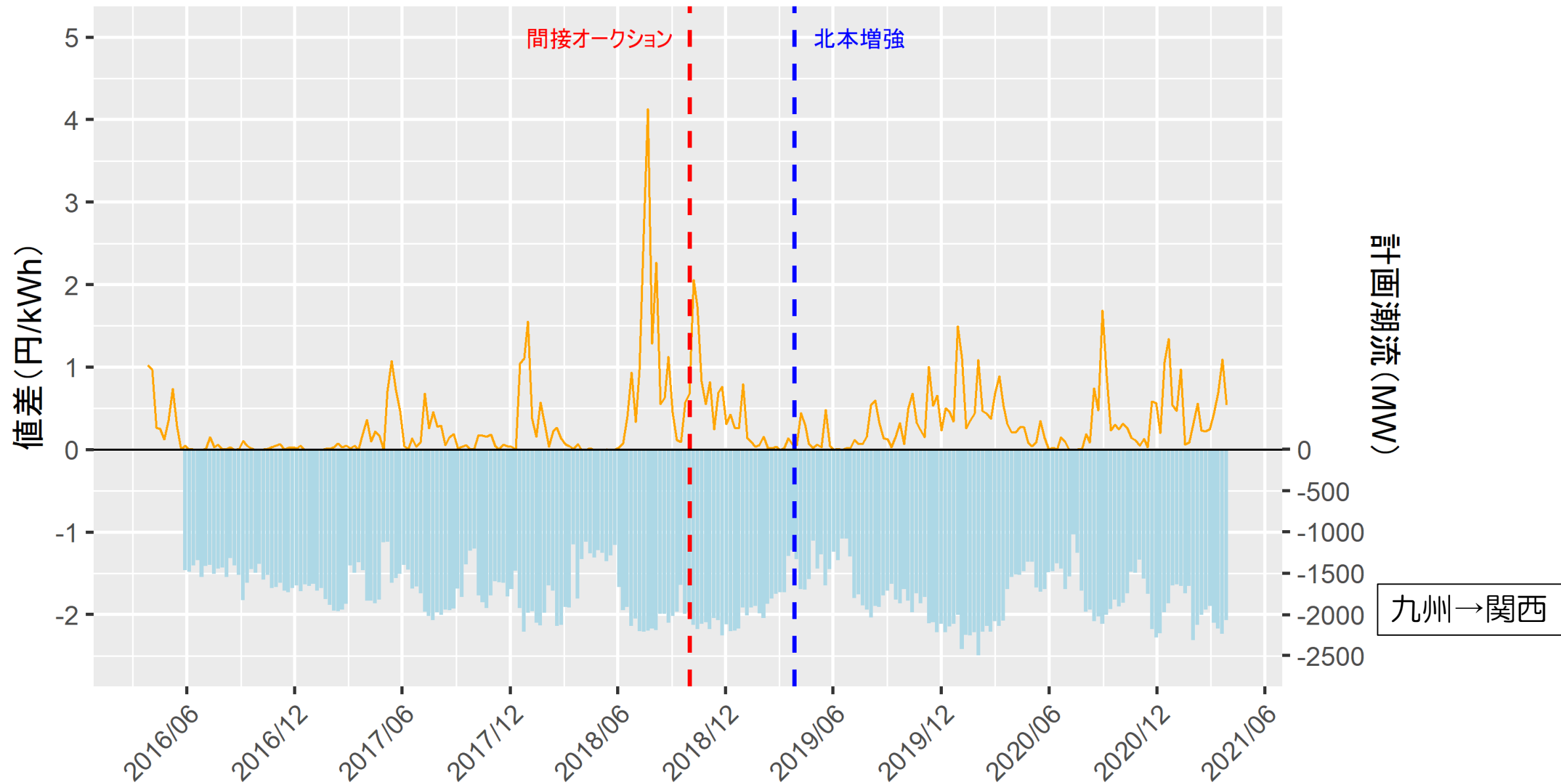
オレンジの折れ線が値差の1週間平均値。青い棒は計画潮流の1週間平均値。

エリア間値差とFC連系線の計画潮流



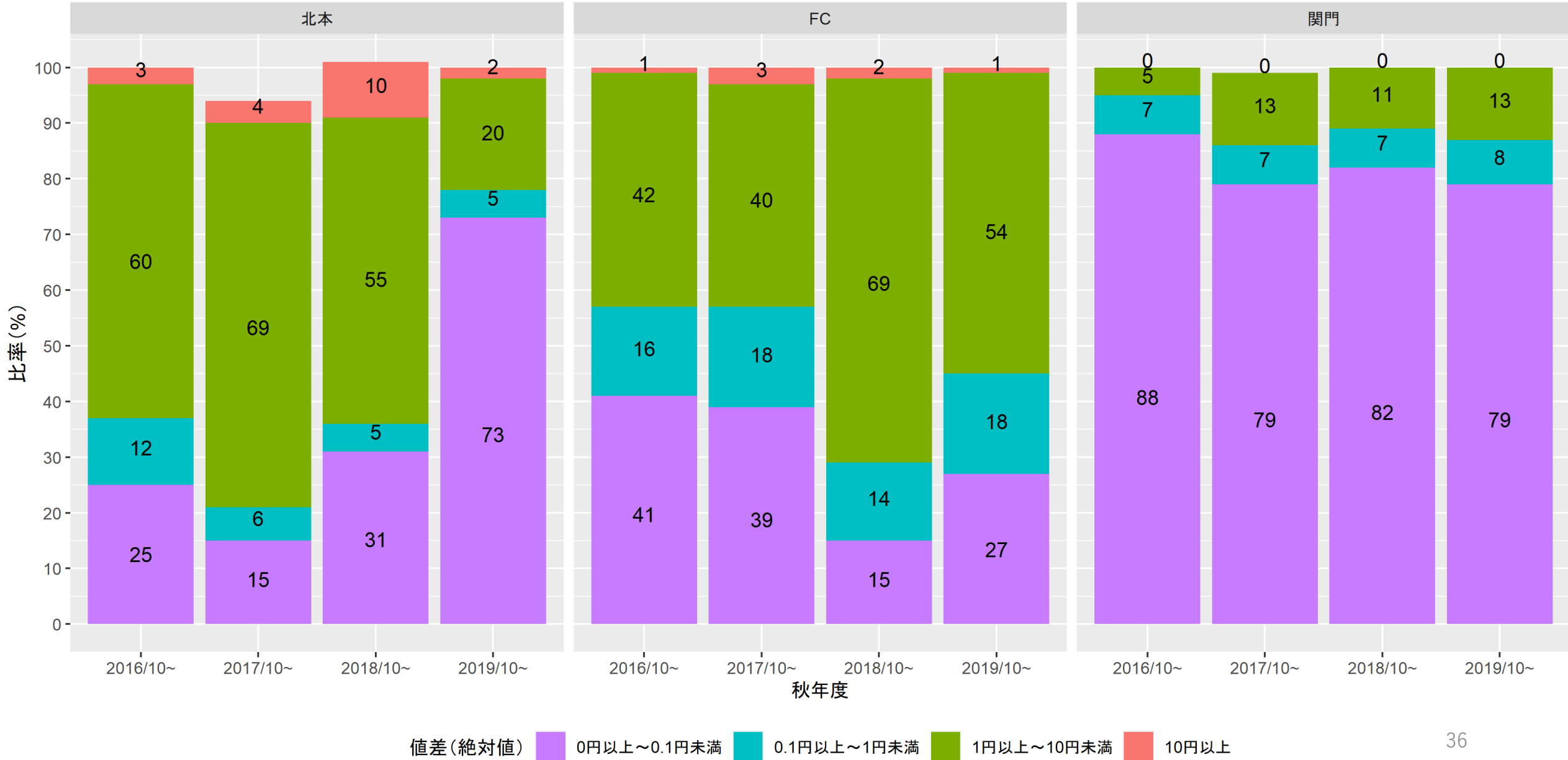
オレンジの折れ線が値差の1週間平均値。青い棒は計画潮流の1週間平均値。

エリア間値差と関門連系線の計画潮流



オレンジの折れ線が値差の1週間平均値。青い棒は計画潮流の1週間平均値。

エリア間値差の大きさの比率



時系列データモデル×3

t は、1時間単位のデータ。

期間は、2016年6月4日~2021年3月31日（欠損値有）

①北海道と東北、②東京と中部、③関西と九州の2エリアずつ3つの方程式

- エリア間値差 $_t =$
- 間接オークションの実施日ダミー $-_t +$ 北本連系線の増強日ダミー $-_t$
- $+ 連系線の運用容量_t +$ エリア間値差 $_{t-24}$
- $+ 消費電力量_t$
- $+ 火力発電の発電量_t + PV発電量_t + 風力発電量_{t+}$
- $+ 時間ダミー_t + 曜日ダミー_t + 月ダミー_t$
- $+ 誤差_t$

表 6 分析結果（結果変数は北海道—東北間のエリアプライスの値差。単位は円/kWh）

説明変数	(1)	(2)	(3)	(4)
間接オークション	-0.762*** [0.0349]	3.395*** [0.0906]	1.770*** [0.0827]	2.529*** [0.1363]
北本連系線の増強		-4.971***	-1.651***	-1.416***

表 7 分析結果（結果変数は東京—中部間のエリアプライスの値差。単位は円/kWh）

説明変数	(1)	(2)	(3)	(4)
間接オークション	1.089*** [0.0434]	2.327*** [0.0439]	1.346*** [0.1257]	0.990*** [0.1265]
北本連系線の増強		-1.477***	-0.906***	-0.423***

表 8 分析結果（結果変数は関西—九州間のエリアプライスの値差。単位は円/kWh）

説明変数	(1)	(2)	(3)	(4)
間接オークション	0.092*** [0.0102]	0.163*** [0.0162]	0.093*** [0.0176]	-0.344*** [0.0382]
北本連系線の増強		-0.084*** [0.0185]	0.015 [0.0176]	0.013 [0.0207]

なぜ間接オークション導入には

エリア間の値差の縮小効果がなかったのか？

図8 一日前市場 買い入札の推移（間接オークション前後） ←



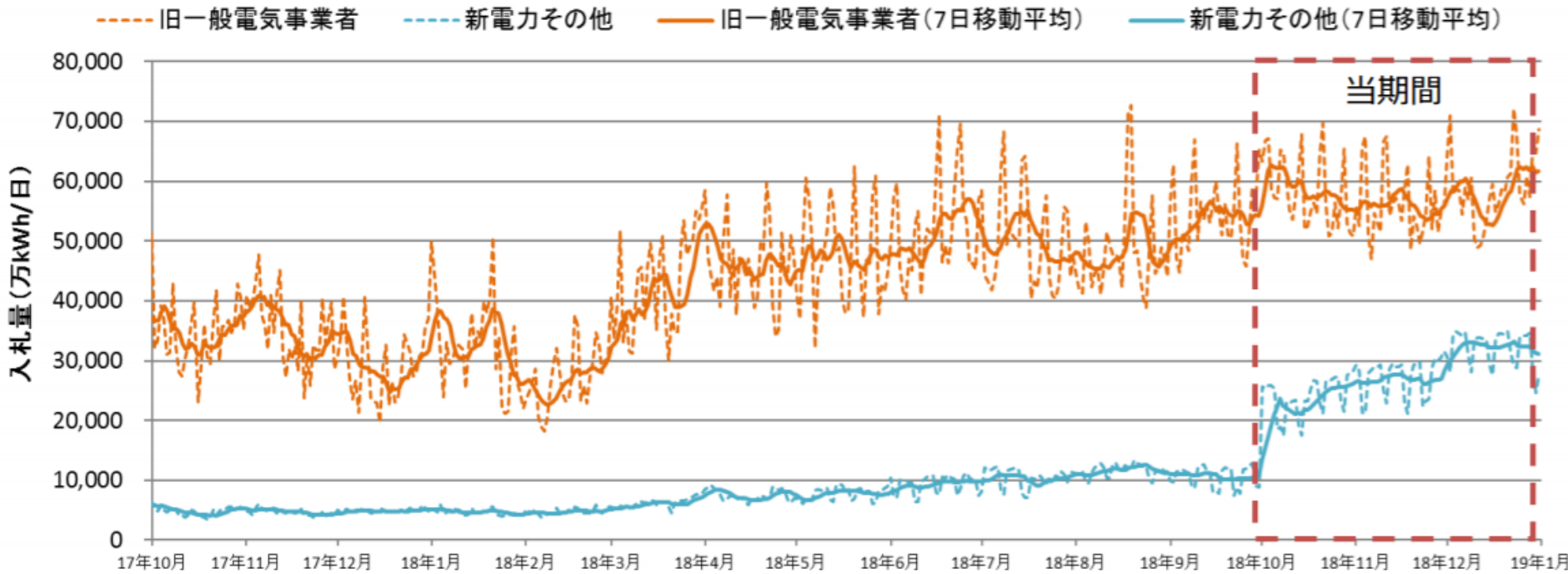
主要データ	
旧一般電気事業者による 買い入札量 (2018年10月-2018年12月)	565 億kWh
旧一般電気事業者による 買い入札量の前年同時期対比 (対2017年10月-2017年12月)	3.0 倍
新電力その他の事業者による 買い入札量 (2018年10月-2018年12月)	221 億kWh
新電力その他の事業者による 買い入札量の前年同時期対比 (対2017年10月-2017年12月)	1.8 倍

出典 電力・ガス取引監視等委員会 (2019) ←

旧一電は、間接オークション後に買い入札量を増やしている。
 既存の相対契約分+経過措置による値差補填のためか。

一日前市場 売り入札量の推移

スポット市場 売り入札量の推移
(2017年10月1日～2018年12月31日)



※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。

主要データ

旧一般電気事業者による 売り入札量 (2018年10月-2018年12月)	532 億kWh
旧一般電気事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2017年10月-2017年12月)	1.8 倍
新電力その他の事業者による 売り入札量 (2018年10月-2018年12月)	256 億kWh
新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2017年10月-2017年12月)	5.8 倍

「新電力その他」は、間接オークション後に売り入札量を増やしている。
それまで相対契約で連系線を使っていたIPPが主因か。

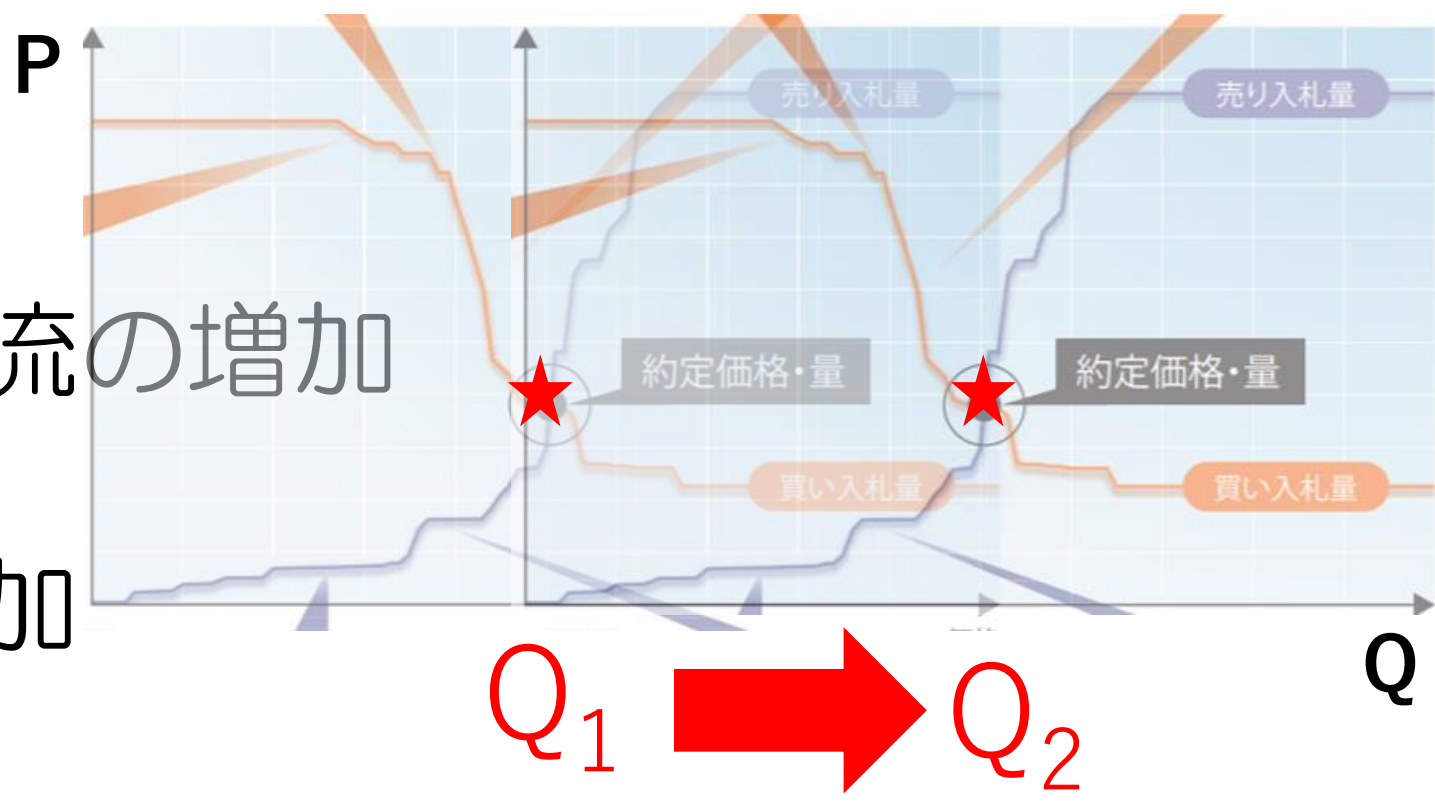
→ 一日前市場での買い・売り入札量の増加

→ 需要曲線・供給曲線の右シフト

→ 約定量の増加

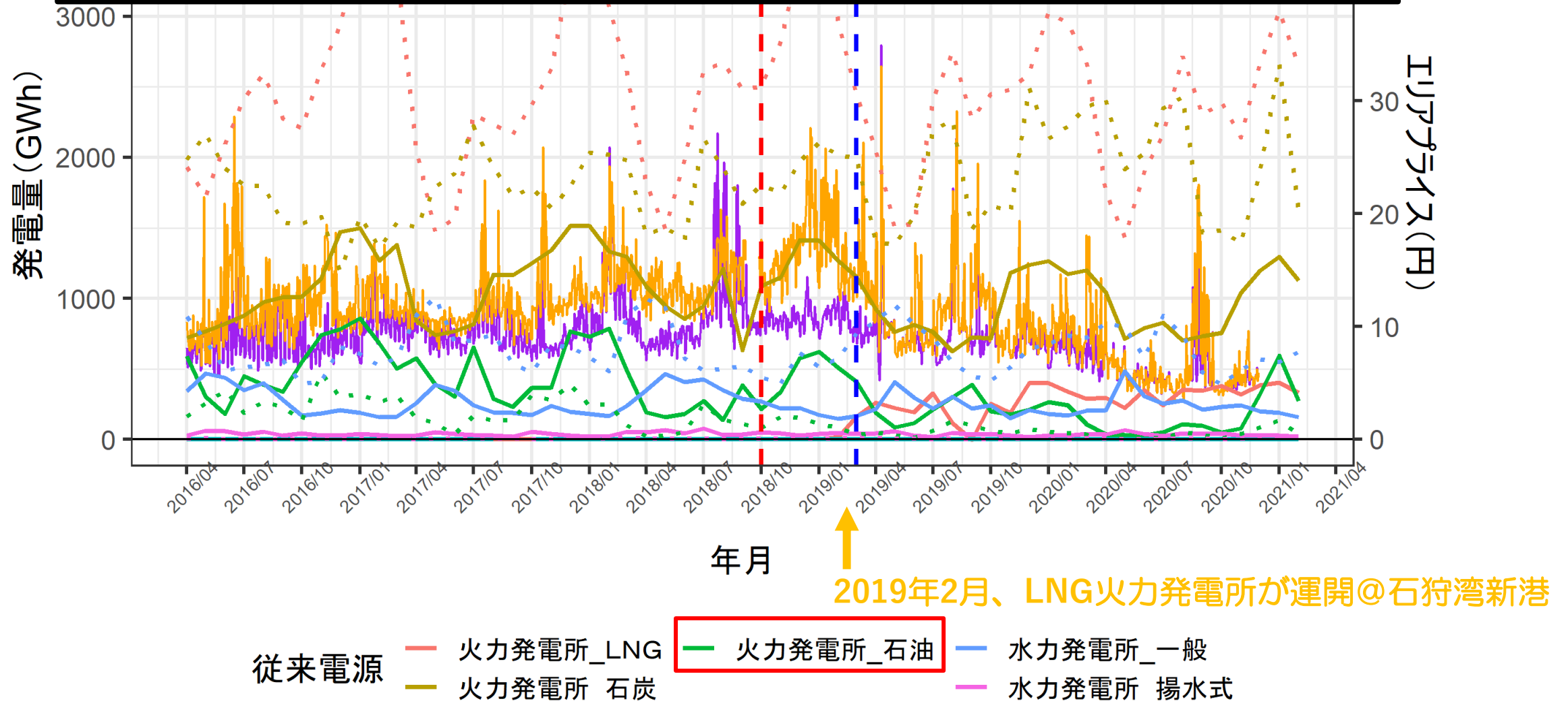
→ 各連系線で計画潮流の増加

→ 連系線の混雑の増加



北海道電力・東北電力の従来電源発電量(月別)とエリアプライス

北海道エリアの需要は約460万kW、北本の輸入量は約20万kW。
 計画潮流が需要の4%程度では、石油火力の稼働は止められない



東北の従来電源発電量は点線。北海道のエリアプライスはオレンジ。東北のエリアプライスは紫色。どちらも日平均値。

③ピーク需要時間帯の エリアプライスへの影響

- しかしピーク電源である石油が稼働するのは、
- 需要のピークの時間帯だけ。

- 間接オークションは、ピークの時間帯にだけは、
- ピーク・ミドル電源の稼働を抑制し、
- エリアプライスを下げる効果があるのではないか。

パネルデータ固定効果モデル

• エリアプライス $_{it}$ =

β_1 ピーク需要時間帯ダミー $_i$ +

β_2 間接オークション導入日ダミー $_t$ +

β_3 ピーク需要時間帯ダミー $_i \times$ 間接オークション導入日 $_t$ +

β_4 火力発電の発電量 $_{it}$ +

β_5 PV発電量 $_{it}$ +

β_6 風力発電量 $_{it}$ +

β_7 消費電力量 $_{it}$ +

エリア固定効果 $_i$ +

時間ダミー $_t$ + 曜日ダミー $_t$ + 月ダミー $_t$ + 年ダミー + 誤差 $_{it}$

i は、沖縄を除く9エリア
ピーク需要時間帯は、AM8~PM8

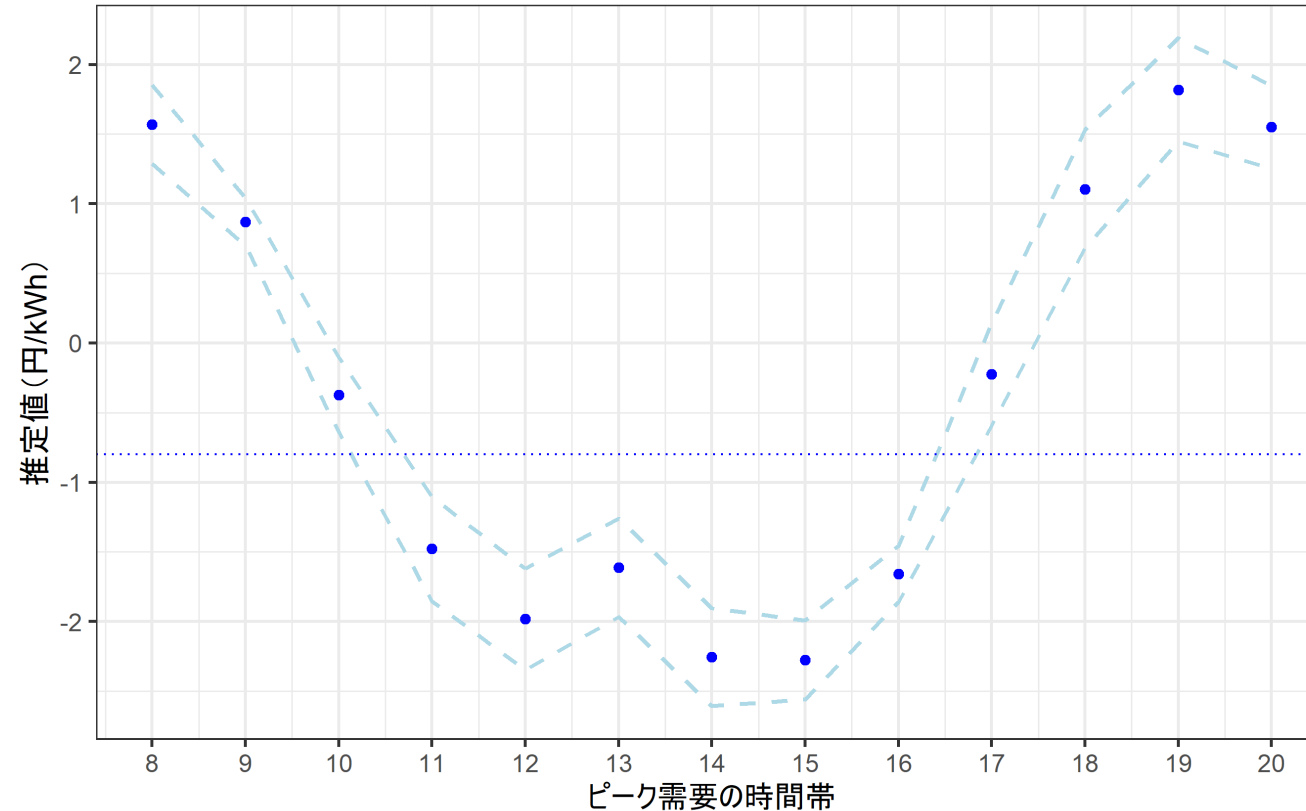
分析結果

1		est1	est2	est3	est4
2	1.peak#1.post	-1.202***	-1.202***	-1.202***	-0.804***
3		[0.0718]	[0.1850]	[0.1850]	[0.2078]

- カッコ内は、エリアでクラスタリングした標準誤差。
- 間接オークション導入後、ピーク需要時のエリアプライスは、オフピーク時と比べて、平均で0.8~1.2円/kWh低下

需要のピーク時間帯（8時～20時）のうち、朝・夕方のエリアプライスは間接オークション後に増加し、昼時のエリアプライスは減少している。

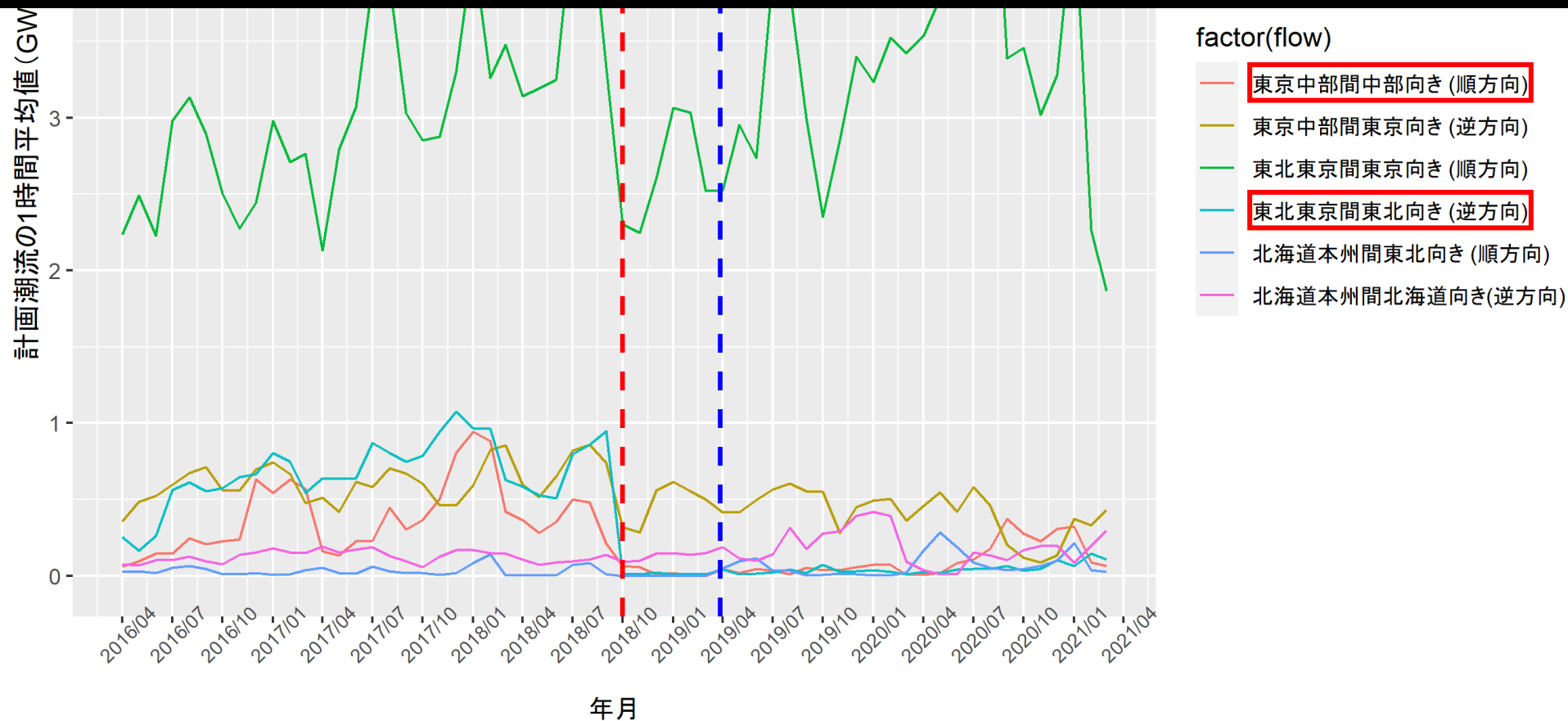
ピーク需要時間帯の1時間当たりの介入効果の推定値



昼頃だけは、先着優先で連系線を流れていた限界費用の高いガス・石油火力が、太陽光発電に置換されたからではないか。

東日本の連系線の計画潮流（月別・方向別）

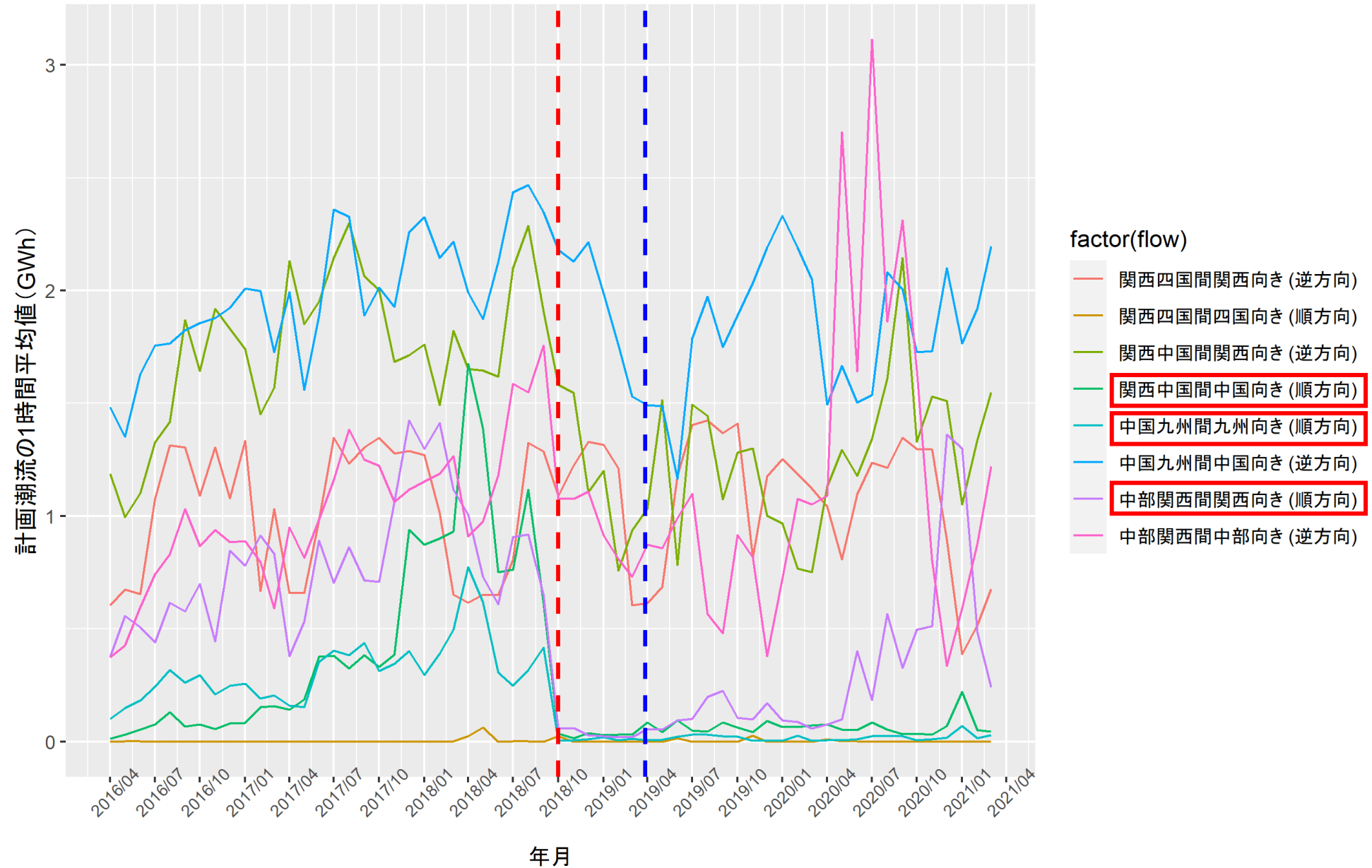
間接オークション前後で、計画潮流が激減した連系線が複数存在する。
先着優先時代に連系線を予約していた限界費用の高い電源（石油やガス）が、
連系線を流れなくなった（PVに置換された）からではないか。



東電（現JERA）の石油火力が、 相対契約で連系線を通じて中部・東北に送電していた？

- 「JERAが所有する東京、中部エリアの石油火力発電所が全て長期計画停止に入った。設備利用率の低迷や高経年化を理由に、広野火力発電所2号機（60万キロワット）、鹿島火力発電所5、6号機（各100万キロワット）、渥美火力発電所4号機（70万キロワット）の計4基が4月1日から停止した。
- 同社の石油火力（廃止を除く）は、東京エリアに広野1～4号機、鹿島1～6号機、大井火力発電所1～3号機の計13基、中部エリアに渥美3、4号機の2基がある。
- 今回停止した4基のうち、**広野2号機と鹿島5、6号機は当初、小売電気事業者との売電契約を継続する予定だったが、協議がまとまらなかった。**
- 2019年度の設備利用率はそれぞれ3.91%、6.79%、5.86%だった。」

西日本の連系線の計画潮流（月別・方向別）



結論①

- 間接オークション導入後、前日計画策定時の連系線利用率は増加した
- なぜか？（仮説）
- 先着優先ルールが許していた、既存事業者による連系線利用計画のキャンセルができなくなったから。

結論②

- 間接オークション導入後、エリア間の値差は縮小しなかった。

なぜか？（仮説）

- 売り・買い入札量の増加が混雑を引き起こした。
- 連系線の容量が細いと、限界費用の高い電源を十分に置換できない。

結論③

- 間接オークション導入後、
- ピーク時のうち、昼頃のエリアプライスは低下した。

なぜか？（仮説）

- 先着優先の頃に連系線を流れていた限界費用の高い電源（石油やガス）が連系線を使えなくなり、代わりに太陽光発電が流れたからではないか。