

# 地域間連系線利用ルール等に関する勉強会

## 中間とりまとめ

平成28年8月

地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会事務局

電力広域的運営推進機関  
日本卸電力取引所

## I これまでの議論の整理

1. 背景
2. 目的
3. 本勉強会の検討の範囲
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに

# 1. 背景

## (1) 連系線ニーズの高まり

1. 東北東京間連系線においては、11事業者(13発電所、約460万kW)が、特定負担を行ってでも、連系線の増強を希望。広域機関では、現在、その容量を550万kW増強するための増強計画を推進中。
2. 平成28年2月に取りまとめられた「再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会 報告書」では、再生可能エネルギーの導入拡大に結びつけていくため、「計画的な広域系統整備・運用」が第一の課題として提起。

再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会 報告書 (抄)

平成28年2月

### 5. 電力システム改革を活かした導入拡大

電力安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大等を目指して、電力システム改革が3段階に分けて実施されることとなる。この一連の制度改革の成果を活かし、効率的な形での電力の取引・流通の実現を通じて、再生可能エネルギーの導入拡大に結びつけていくため、次のような取組が必要である。

#### ① 計画的な広域系統整備・運用

電力システム改革第1弾にて設立された電力広域的運営推進機関は、エネルギーミックス等に基づき、再生可能エネルギーのポテンシャルを踏まえた広域系統の電力潮流シミュレーションを実施した上で、将来の広域連系系統の整備及び更新に関する方向性を整理した「広域系統長期方針」を策定することとなっている。また、地域間連系線の有効活用のため、現在の連系線の利用計画等の運用ルールを見直すべきではないかとの指摘があり、引き続き検討を進めていくべきである。

# 1. 背景

## (2) 現行の連系線利用ルールが直面する課題①

1. 2019年3月には、北本連系線(+30万kW)が、2020年度には、東京中部間連系設備(+90万kW)が運用開始を予定。
2. また、広域機関では、東北東京間連系線の増強に当たり、7~11年という工期を前倒して、いくらかの容量を暫定的に使用することについて検討中。

これらの取組によって生ずる空容量を、どのように事業者分配到るべきか。

3. 現行の連系線利用ルール(「先着優先ルール」)は、既存の空容量があるという事業環境下において、これをどのように配分するかという場合には選択肢になり得る。
4. しかしながら、空容量に対して利用ニーズが上回っている状況で、その増強等を行う場合には、1秒を争う競争を誘発し、かつ、情報量の差による不公平を発生させる。
5. このように、足下において、現行の先着優先ルールでは対応できない事象が発生。

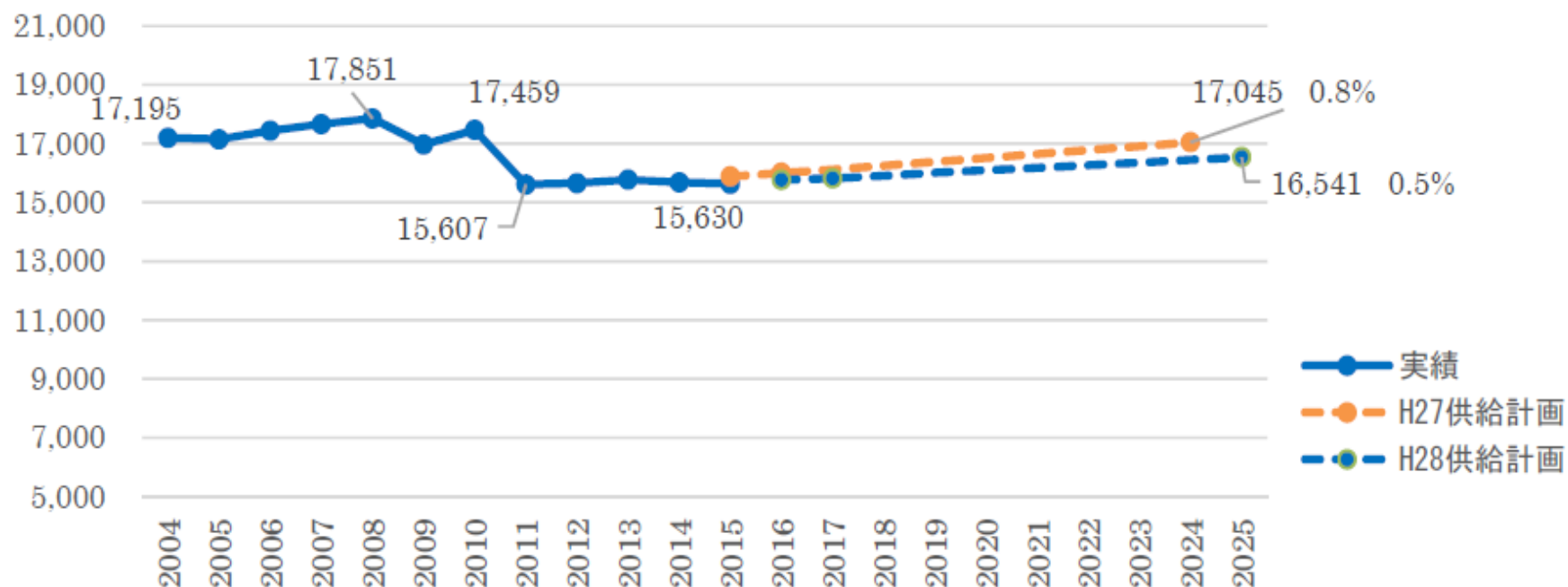
**現行の連系線利用ルールは、公正性の観点から、課題に直面**

# 1. 背景

## (3) 電力需要の減少

- 我が国全体の需要実績は、減少傾向にあり、10年後の需要想定もほぼ横ばい。
- こうした中で、単に設備増強を行うこととすれば、設備利用率が低くなり、結果として、託送料金や電気料金の上昇につながるおそれ。

(万kW) 最大需要電力〔全国合計〕（送電端）（万kW）

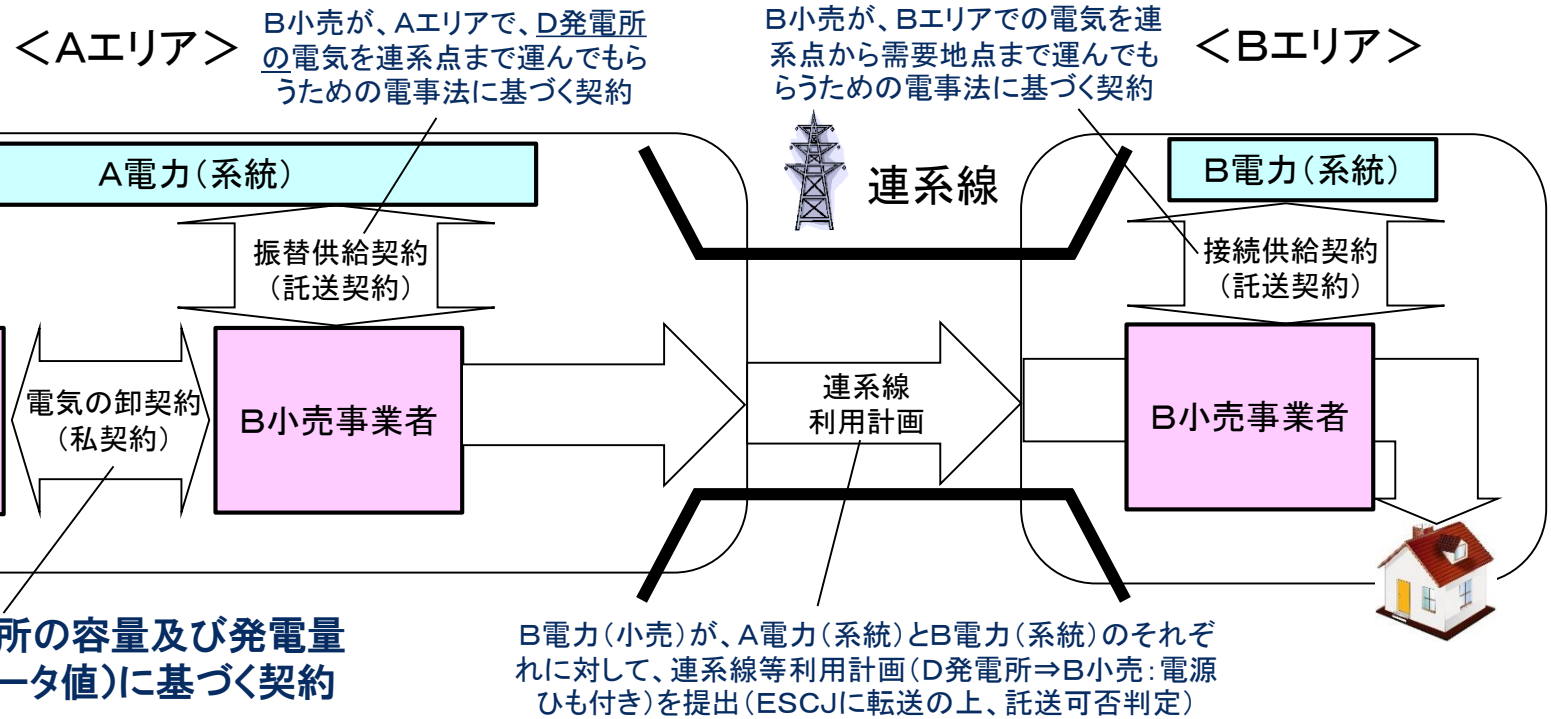


**連系線の増強には費用・時間を要するため、既存の設備を最大限活用できるルールを整備することによって、連系線ニーズに応じていくことが重要**

## 1. 背景

## (4) 平成28年4月における託送制度の見直し

## 実同時同量の契約(～28年3月まで)

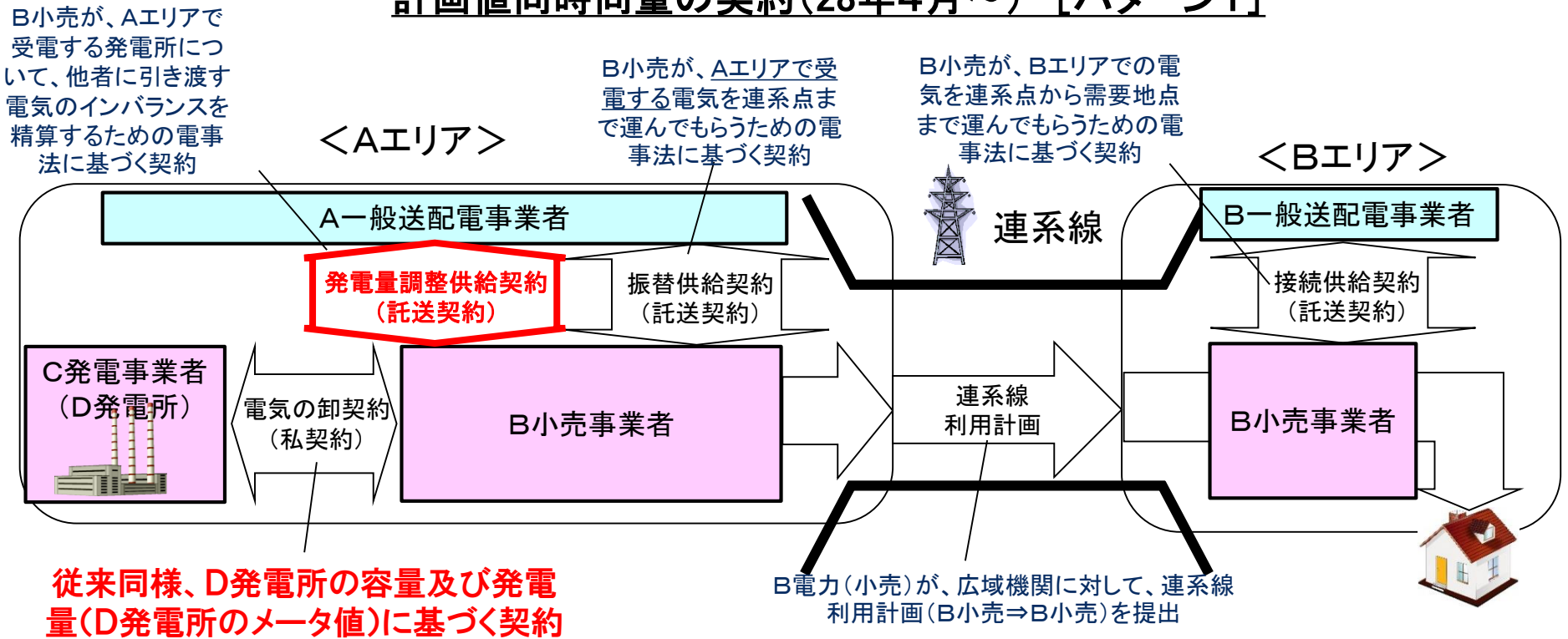


1. 連系線利用ルール上は、「B小売事業者」が「A電力(系統)」・「B電力(系統)」に対して、「**D発電所⇒B小売**」という電源に紐づいた計画を提出する仕組み。
2. 託送制度上も、「B小売事業者」が「A(電力)」との間で、**D発電所に紐づいた振替供給契約**を締結する仕組み。
3. C発電事業者は、自らの意志で、電源差し替えを行うことができず、いわば、B小売事業者に対して従属的な立場。
4. B小売事業者も、D発電所の電気を運んでもらうことを前提とした運用を行うことが必要。

# 1. 背景

## (4) 平成28年4月における託送制度の見直し

### 計画値同時同量の契約(28年4月～) [パターン1]



1. 小売事業者が、一般送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結することが可能。
2. この場合、連系線利用ルール上は、「B小売事業者」が、広域機関に対して、**「(発電契約者たる) B小売⇒B小売」**という計画を提出する仕組み**(電源との紐づけは不要。)**。
3. このような契約形態が選択される場合、「C発電事業者」は、従来と同様、「B小売事業者」に対して従属的な立場を継続することとなる。

**「B小売事業者」は、複数の発電事業者との間で契約を結ぶとともに、市場取引も活用し、コストを最小化する運用を行うことが可能。**

# 1. 背景

## (4) 平成28年4月における託送制度の見直し

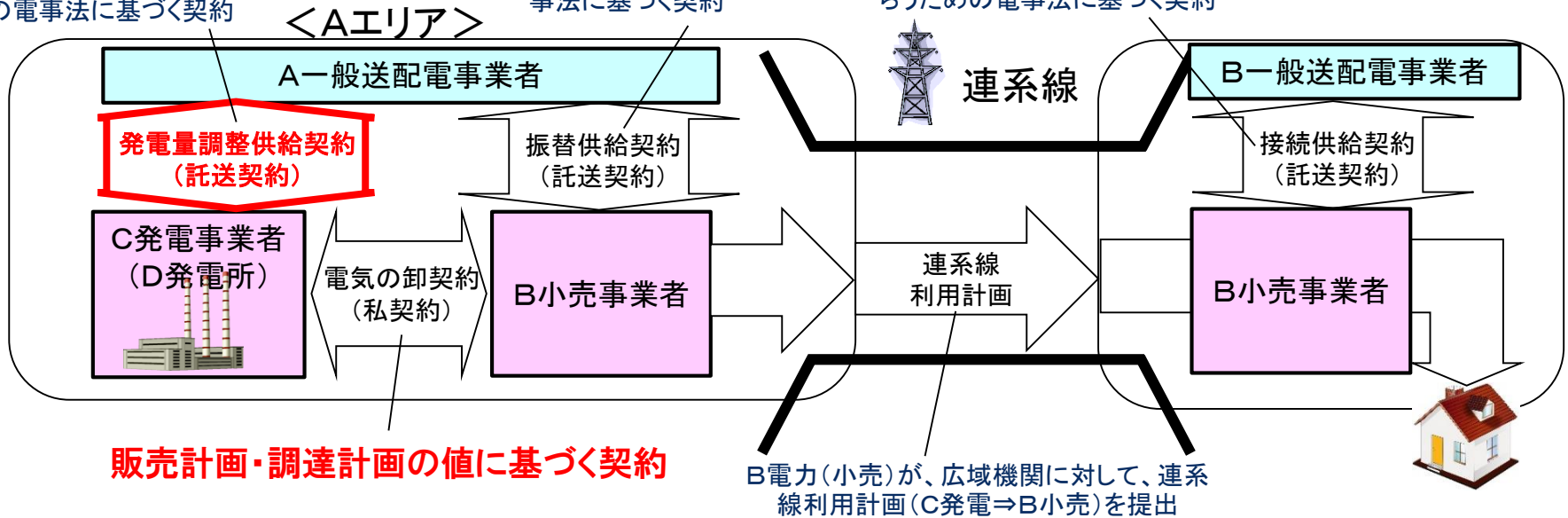
C発電が、D発電所をはじめAエリアで発電する発電所について、他者に引き渡す電気のインバランスを精算するための電事法に基づく契約

### 計画値同時同量の契約(28年4月～) [パターン2]

B小売が、Aエリアで受電する電気を連系点まで運んでもらうための電事法に基づく契約

B小売が、Bエリアでの電気を連系点から需要地点まで運んでもらうための電事法に基づく契約

<Bエリア>



- この4月からは、上図のように発電事業者が託送契約を締結することが可能となった。
- この場合、連系線利用ルール上は、「B小売事業者」が、広域機関に対して、「**C発電事業者⇒B小売**」という計画を提出する仕組み(電源との紐づけは不要)。
- 託送制度上も、「B小売事業者」は「C発電事業者」から購入した電気に係る振替供給契約を締結すればよい仕組み(電源との紐づけは不要)。

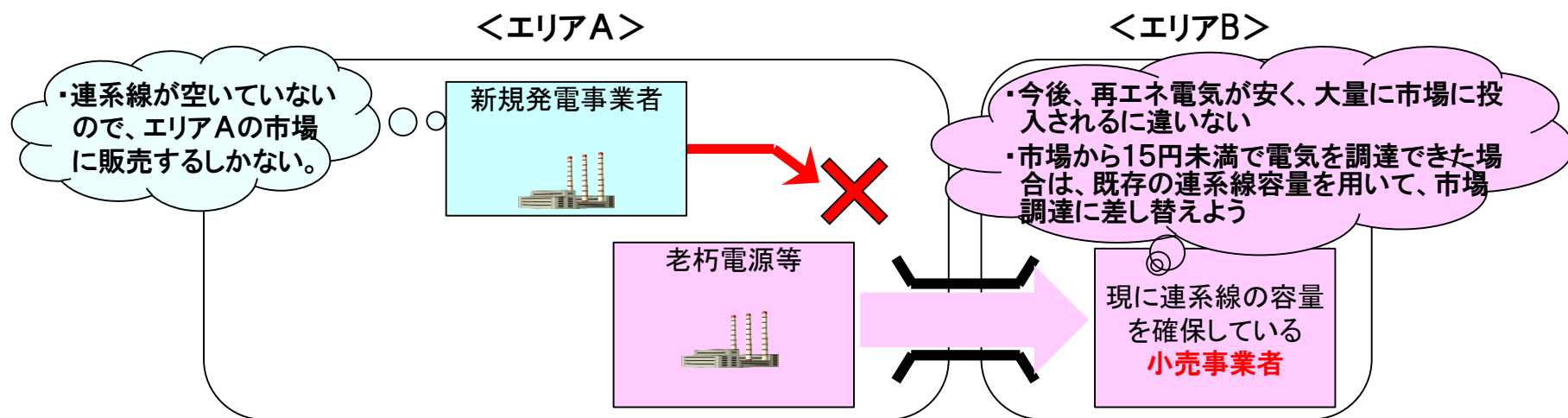
**C発電事業者**は、B小売事業者との「電気の卸契約」の履行に当たり、自由に電源の差し替えを行い、市場等も活用して、**コストを最小化する運用を行うことが可能。**



# 1. 背景

## (5) 既存の連系線利用登録保持者の権利又は地位

1. 現行ルールでは、連系線の容量を確保しているのは、原則として、小売事業者。
2. 現に連系線の容量を確保している小売事業者は、従来どおりの託送契約(P8のパターン1)であっても、連系線を介し、自由に、電気の調達先を切り替えることが可能。このため、再エネ電気の増加等に伴い、連系線を使用できる権利を用いて、戦略的な行動をとることができる。



連系線利用ルール及び託送制度上、現に連系線の容量を確保している小売事業者は、自由に電気の調達先を切り替えることができる極めて有利な権利又は地位を有している。

# 1. 背景

## (6) 市場の厚み

- ここまでの議論は、市場の厚みが十分にであることを前提としたもの。
- しかしながら、この前提条件が満たされていない状況では、市場で買えるかどうか分からないため、事業者は、現行契約を変更してまでも、そのようなリスクを取りに行くという行動を取り難いとも考えられる。

### (参考) 取引所での取り扱い電力量の海外事例

18

欧米の卸電力市場のうち、特に(準)強制的な玉出しが無い任意取引市場を参考とすると、スポット(前日)市場は需要の約1~3割の電力量を扱い、当日市場はその20分の1程度、また先物市場はスポット市場の3~4倍程度

#### 日本の現状

**スポット市場比率**  
約1%  
2012年度: 70億kWh  
2013年度(予): 100億kWh規模

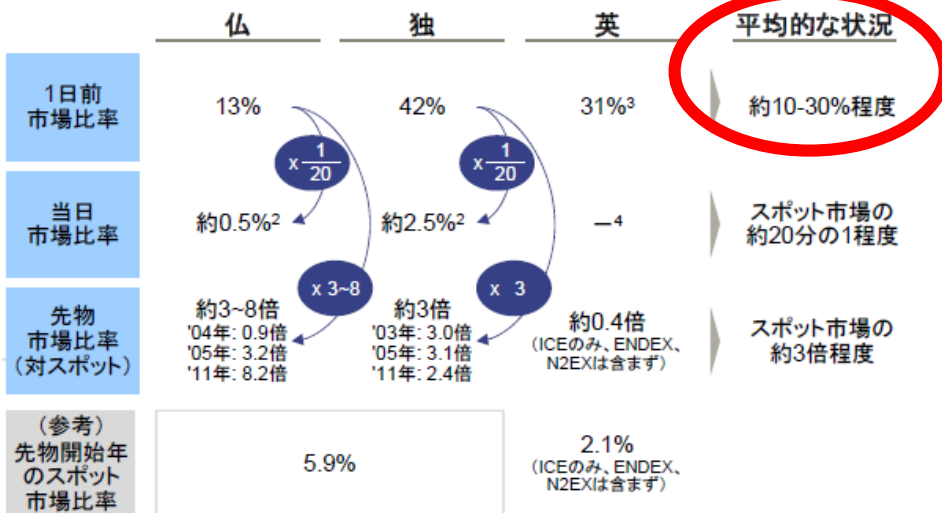
**当日(時間前)市場比率**  
約0.03%  
2012年度: 2.5億kWh  
2013年度(予): 10億kWh規模

2015年9月時点で約2%。

**スポット取引件数<sup>1</sup>**  
入札: 36万件/月 (平均 250件/コマ)  
約定: 10万件/月 (平均 70件/コマ)

**当日市場取引件数<sup>1</sup>**  
入札: 5万件/月 (平均 50件/コマ)  
約定: 3万件/月 (平均 30件/コマ)

#### 任意取引市場の海外事例



1. 現状は2013年8月のもの。入札件数は階段状に入札される各段を1件としてカウント。また約定は売買のそれぞれをカウント。なお、スポット市場におけるブロック入札分はカウントから除外  
 2. 当日市場比率は、2012年のスポット市場と当日市場の取扱電力量の比率に基づき試算  
 3. N2EXとAPXのDay-ahead marketの取り扱い電力量(99.8TWh、2012年)を英国の電力消費量325.4TWh(2012年)と比較したもの。英国ではN2EX、APXともにスポット市場が存在するが、当日までのザラバ市場であり、1日前市場とは性格を異にするため、比較に使用せず  
 4. N2EX、APXともに当日までの取引が可能なザラバのスポット市場が存在するが、開場が数日前の商品もあり、いわゆるIntra-day Marketと性格が異なるため、比較として使用せず  
 出所: 「平成24年度 商取引適正化・製品安全に係る事業(諸外国における電力市場の実態等の調査)報告書」、「欧州時間前電力取引の運用調査」調査報告書(H25年8月、JEPX)、「UK Energy In Brief 2013 (Department of Energy & Climate Change)」, JEPX提供データ、EPEX Workshop、APXプレスリリース、N2EXプレスリリース

## I これまでの議論の整理

1. 背景
2. 目的
3. 本勉強会の検討の範囲
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに

## 2. 目的

○以上の背景を踏まえ、以下の目的で、連系線利用ルールの在り方を検討する。

### (1)連系線を最大限効率的に活用する

1. 連系線の利用ニーズが高まる一方、電力需要は頭打ち。
2. このため、連系線の増強には費用・時間を要するため、既存の設備を最大限効率的に活用できるルールを整備することによって、連系線ニーズに応えていくことが必要。

### (2)連系線を公正・公平に割り当てる

1. 現行の連系線利用ルールは、連系線の利用ニーズが大きい場合であって、連系線の増強等を行う場合、公正性の観点から問題がある(1秒を争う競争等)。
2. また、現に連系線の容量を確保している小売事業者は、従来どおりの託送契約を継続すれば、連系線を介し、自由に、電気の調達先を切り替えることが可能。このため、再エネ電気の増加等に伴い、連系線を使用できる権利を用いて、戦略的な行動をとることができることから、公平性に問題がある。
3. したがって、可能な限り速やかに、連系線を公正・公平に割り当てられるルールへの見直しが必要。

### (3)市場環境を整備し、経済性の高い電源の開発を促進する

1. 発電事業者や小売事業者が、市場価格に応じて、調達先を切り替え、又は、電源の差し替えを行うようにするためには、市場に十分な厚みがあることが前提となる。
2. また、これらの市場環境整備によって、相対的に経済性の高い電源による連系線利用を促し、経済性の高い電源の開発を促進へとつながることが期待される。
3. このため、市場取引量の増加に資するルールへの見直しが必要。

## I これまでの議論の整理

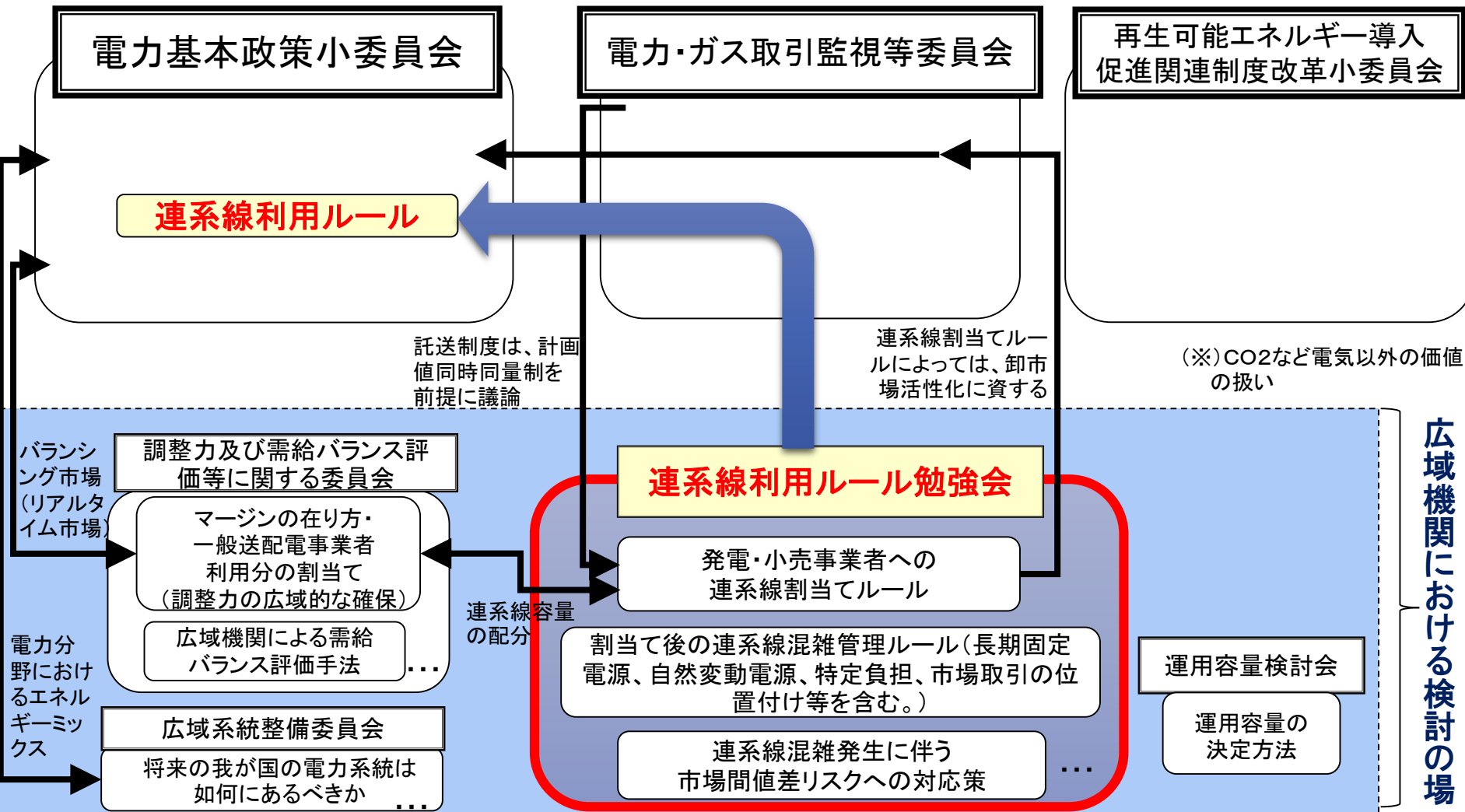
1. 背景
2. 目的
- 3. 本勉強会の検討の範囲**
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに

### 3. 本勉強会の検討の範囲

○本勉強会では、関連制度等への影響に配慮しつつ、発電・小売事業者に係る連系線利用ルールの在り方に焦点を当てて、検討を進める。



## I これまでの議論の整理

1. 背景
2. 目的
3. 本勉強会の検討の範囲
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに

## 4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補

1. 連系線の割り当てルールには、諸外国でも様々な方法があるが、我が国では、連系線利用ニーズが連系線容量を上回る状況が常態化しているため、「比例配分」や「再給電」を採用することは困難と考えられる。
2. 以下、①先着優先、②「物理的送電権の直接オークション」、③「間接オークション及び金融的送電権」、又はこれらの組み合わせを軸に検討を進める。

混雑管理手法	概要	主な導入国・地域	
市場原理によらない 混雑管理手法	A.先着優先 First come, first served	<ul style="list-style-type: none"> <li>・利用申込み順に、連系線の送電容量を割り当て（なお、日本では利用料は無償）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・日本</li> <li>・米国（ISO/RTO間）</li> </ul>
	B.比例配分 Pro-rata	<ul style="list-style-type: none"> <li>・希望容量の合計が連系線の運用容量を超過した場合に、希望容量を一律の割合で削減して送電容量として割り当て</li> </ul>	
市場原理に基づく 混雑管理手法	C.直接オークション Explicit Auction	<ul style="list-style-type: none"> <li>・連系線の送電容量の利用権を「物理的送電権」として、オークションにより有償で割り当て</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・欧州（英仏連系線等）</li> </ul>
	D.間接オークション Implicit Auction	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電力市場取引に付随して、連系線の送電容量を同時に割り当て</li> <li>・相対取引の場合は、事業者間の差金決済で市場価格との差額を精算</li> <li>・送電混雑による市場分断で、市場間値差による費用負担が発生した場合に備え、「金融的送電権」等のリスクヘッジ手段を併用可能</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・米国PJM</li> <li>・北欧Nord Pool</li> </ul>
その他	E.再給電/逆取引 Re-dispatching/ Counter-trading	<ul style="list-style-type: none"> <li>・送電混雑が見込まれる場合に、系統運用者が給電指令を行ったり、反対潮流を流したりすることで、送電混雑を解消</li> <li>・運用段階で混雑解消を図る手法のため、送電容量を割り当てる仕組みは別途必要</li> </ul>	



## I これまでの議論の整理

1. 背景
2. 目的
3. 本勉強会の検討の範囲
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (1) 場合分け

1. 連系線の割り当てルールは、いくつかの場合ごとに、方向性が異なると考えられるため、以下の場合ごとに分けて、議論を整理する。
2. また、以下のように、様々な視点から、網羅的に検討を深めていく。

#### 場合分け

以下のような連系線利用者(発電・小売事業者)に対し、それぞれ、連系線の割り当てルールをどのように考えるか。

- ① 基本的な考え方
  - a) 現時点、空容量である場合
  - b) 既に利用登録が行われている場合
- ② 特定負担の場合
- ③ 長期固定電源の場合

#### 検討の視点

- (1) 広域機関の視点(長期の供給力の計画・確保)
- (2) 一般送配電事業者の視点(短期の系統運用)
- (3) 連系線利用者(発電・小売事業者)の視点(長期、短期)
- (4) 再エネ事業者の視点
- (5) 金融機関の視点
- (6) 法制面の視点
- (7) 市場運営者の視点
- (8) 経済性・システム開発の視点  
点 等

#### 方向性

- (1) 「先着優先の原則」に基づくルール
- (2) 物理的送電権  
直接的オークション等  
方式による物理的送電権の付与
- (3) 間接的オークション  
間接的オークション等  
方式による連系線の実質的な割当て(金融的送電権の導入によるリスクヘッジ手法の提供も含む。) 等

また、割当て後の連系線混雑管理ルール(長期固定電源、自然変動電源、特定負担、市場取引の位置付け等を含む。)をどのように考えるか。

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (2) 検討（連系線利用ルールと広域メリットオーダーの関係）

1. 現行の「先着優先」に基づく連系線利用ルールが、広域メリットオーダーの妨げとなっているという議論がある。
2. このような議論に対し、以下のような前提の下、「先着優先」と「間接オークション」の場合を例にとり、発電・小売事業者がどのような行動をとるか、検証を行った。

### 前提

- (1) 市場に十分な厚みがある
- (2) 計画値同時同量制の導入(注1)
- (3) 発電事業者、小売事業者によるそれぞれの経済合理的な行動に着目する
- (4) 発電事業者と小売事業者の間の契約に、発電事業者が経済合理的な行動をとることを制約するような内容が含まれていない
- (5) 発電事業者が、ある程度の蓋然性をもって、市場を予見可能である
- (6) 電源の燃料制約、出力調整、起動停止等に制約がない

(注1) 先述。

これまでの「実同時同量制」の下では、小売事業者の連系線利用計画は、電源と紐づいていた。

本年4月1日より、「計画値同時同量制」が導入されたことにより、小売事業者の連系線利用計画は、電源とではなく、発電事業者との間で紐づけられることになった。

この制度改革によって、発電事業者も、制度上、電源の差し替えを自由に行うことができるようになった。

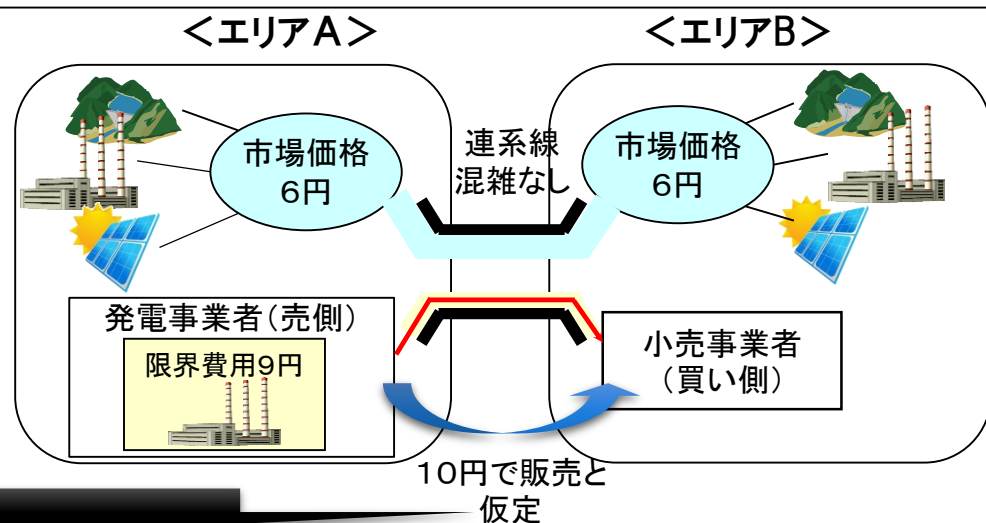
---

(空白)

【ケース1】先着優先・混雑なし・市場価格低

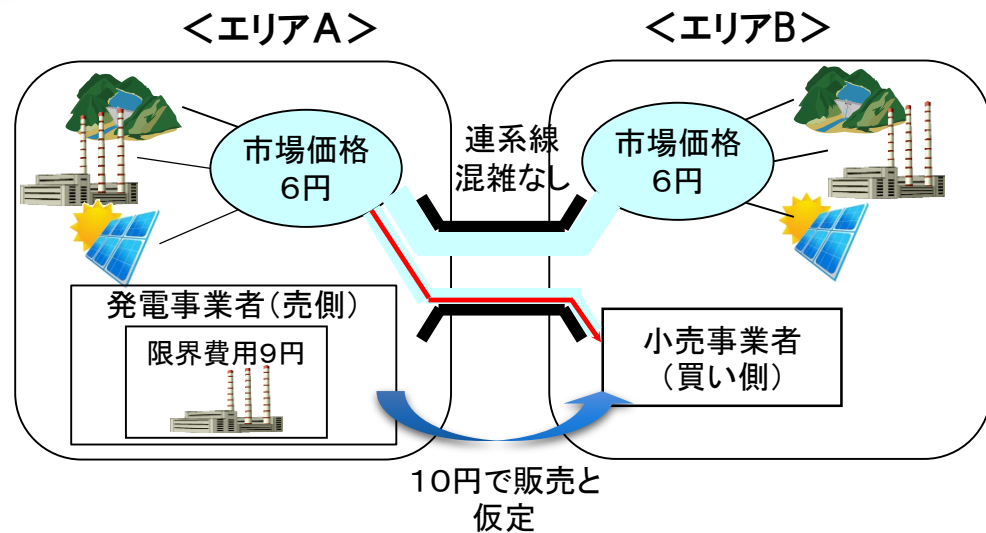
ケース1

- (1) 「先着優先」
- (2) 連系線の混雑が無い(市場分断しない)ことが見込まれる
- (3) 両エリアとも市場価格が安いことが見込まれる



発電事業者は、限界費用9円の電源を停止し、市場調達へと差し替えると考えられる

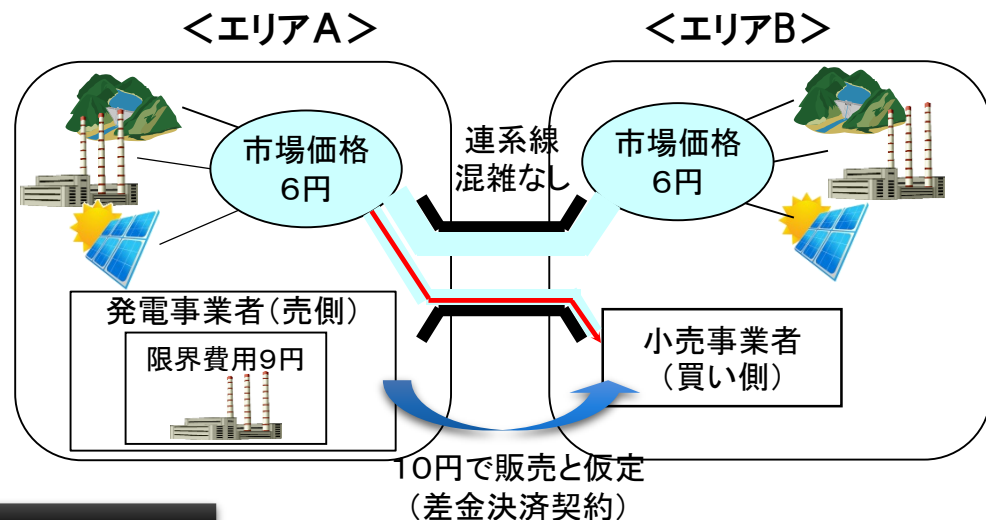
小売事業者による経済合理的な行動に着目しても、発電事業者からの購入電力量を0kWhとし、全てを6円で市場から調達することが最も合理的な行動と考えられる。



# 【ケース1'】間接オークション・混雑なし・市場価格低

## ケース1'

- (1) 「間接オークション」
- (2) 連系線の混雑が無い(市場分断しない) ことが見込まれる
- (3) 両エリアとも市場価格が安いことが見込まれる



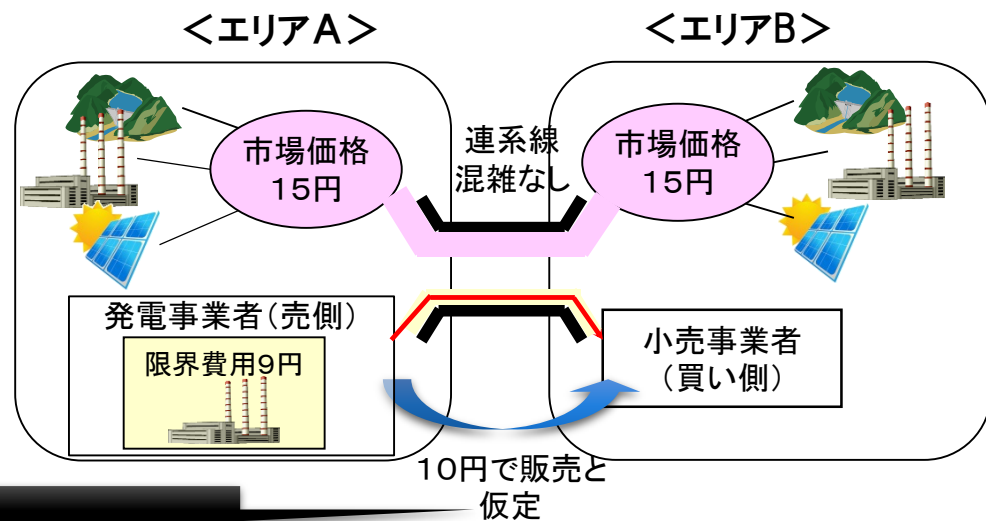
間接オークションの結果として、限界費用9円の電源は連系線を利用できない

連系線を流れる潮流は、ケース1とケース1'で等しい。

## 【ケース2】先着優先・混雑なし・市場価格高

### ケース2

- (1) 「先着優先」
- (2) 連系線の混雑が無い(市場分断しない)ことが見込まれる
- (3) 両エリアとも市場価格が高いことが見込まれる



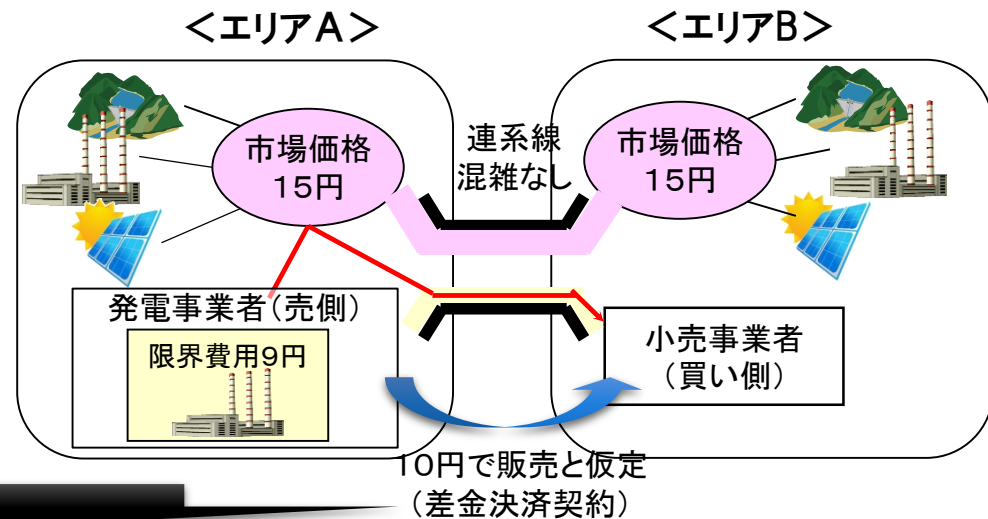
**発電事業者は、限界費用9円の電源を稼働させると考えられる**

小売事業者による経済合理的な行動に着目しても、発電事業者から10円の電気を購入することが最も合理的な行動と考えられる。

## 【ケース2'】間接オークション・混雑なし・市場価格高

## ケース2'

- (1) 「間接オークション」
- (2) 連系線の混雑が無い(市場分断しない)ことが見込まれる
- (3) 両エリアとも市場価格が高いことが見込まれる



間接オークションの結果として、限界費用9円の電源が、連系線を利用できる

連系線を流れる潮流は、ケース2とケース2'で等しい。

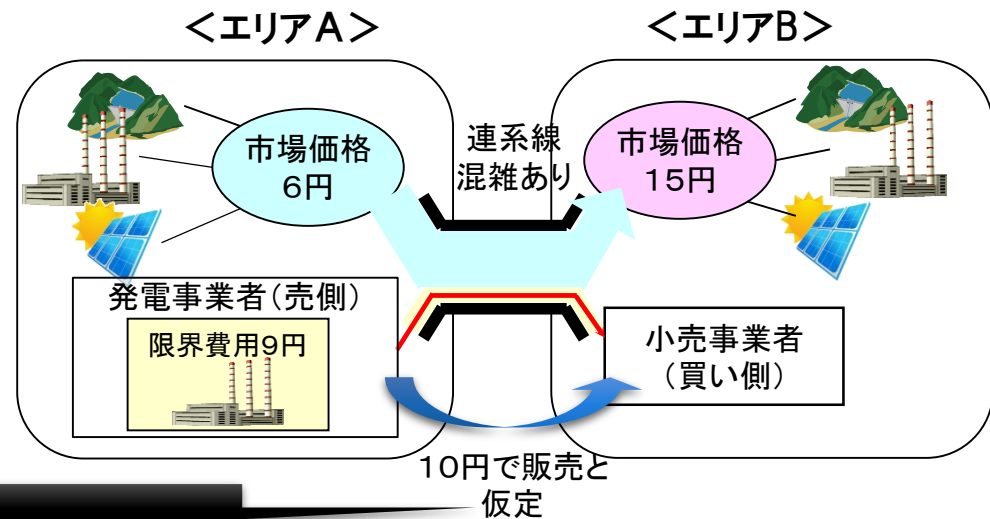


## 5. 連系線の割り当てルールの方角性 (2) 検討(連系線利用ルールと広域メリットオーダーの関係)

### 【ケース3】先着優先・混雑あり・売り側市場価格低・買い側市場価格高

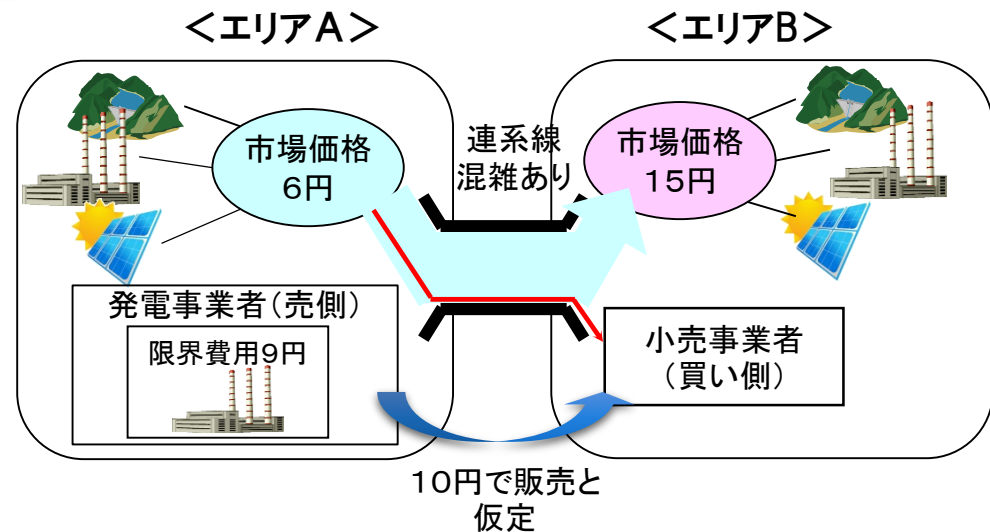
#### ケース3

- (1) 「先着優先」
- (2) 連系線の混雑がある(市場分断する)ことが見込まれる
- (3) エリアAの市場価格が安く、エリアBの市場価格が高いことが見込まれる



発電事業者は、限界費用9円の電源を停止し、これに伴って生じる空容量を活用し、市場調達へと差し替えると考えられる(※)

小売事業者による経済合理的な行動に着目しても、発電事業者から購入する量を0kWhとし、全てを6円で市場から購入することが最も合理的と考えられる(※)。



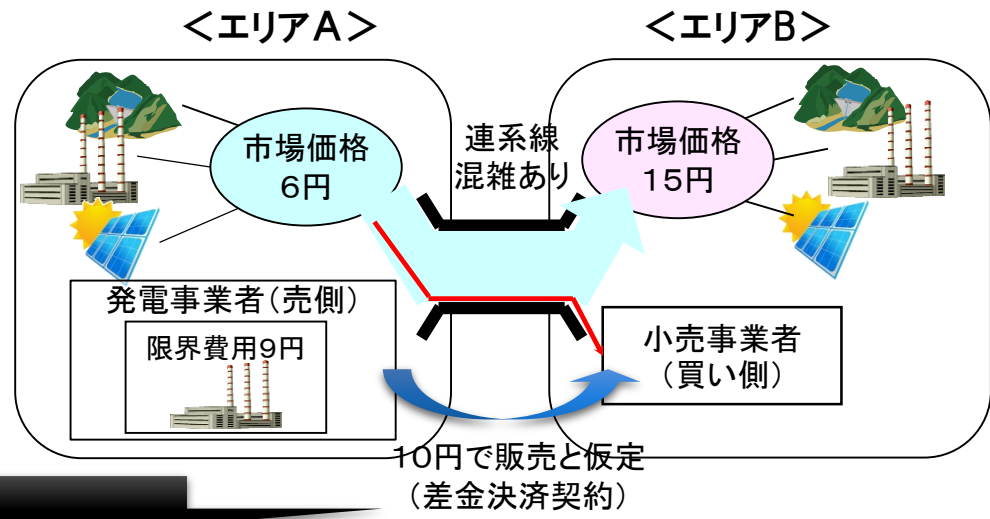
(※) 本年3月までの実同時同量制の下では、電源に紐づいた託送契約が締結されていたため、発電事業者も小売事業者も、実質的に、上述のような市場調達への差し替えを行うことができなかった。

本年4月からの計画値同時同量制の下では、電源への紐付けが無くなったため、発電事業者も小売事業者も、制度上、上述のような市場調達への差し替えを容易に行えるようになった。

【ケース3'】間接オークション・混雑あり・売り側市場価格低・買い側市場価格高

ケース3'

- (1)「間接オークション」
- (2)連系線の混雑がある(市場分断する)ことが見込まれる
- (3)エリアAの市場価格が安く、エリアBの市場価格が高いことが見込まれる



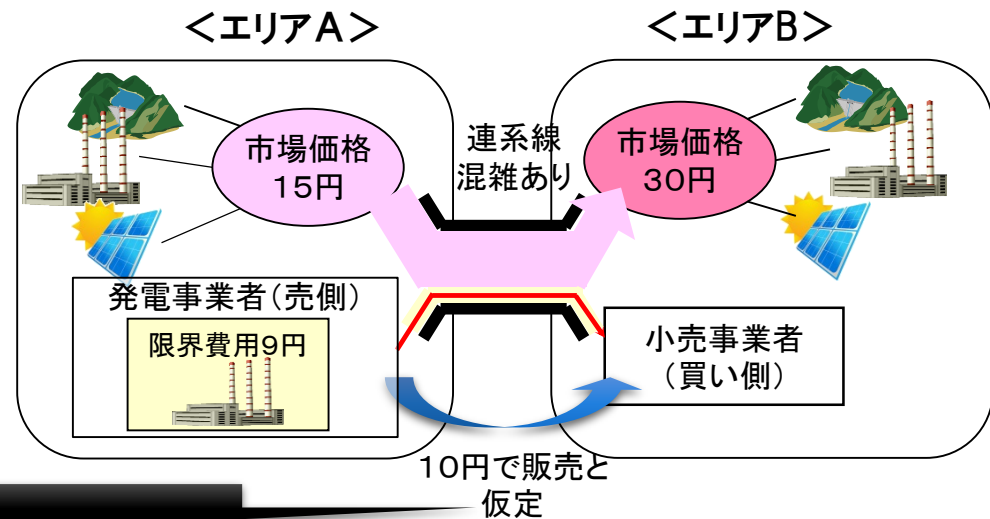
間接オークションの結果として、限界費用9円の電源が、連系線を利用できない

連系線を流れる潮流は、ケース3とケース3'で等しい。

## 【ケース4】先着優先・混雑あり・売り側市場価格高・買い側市場価格更に高

## ケース4

- (1)「先着優先」
- (2) 連系線の混雑がある(市場分断する)ことが見込まれる
- (3) エリアAの市場価格が高く、エリアBの市場価格が更に高いことが見込まれる



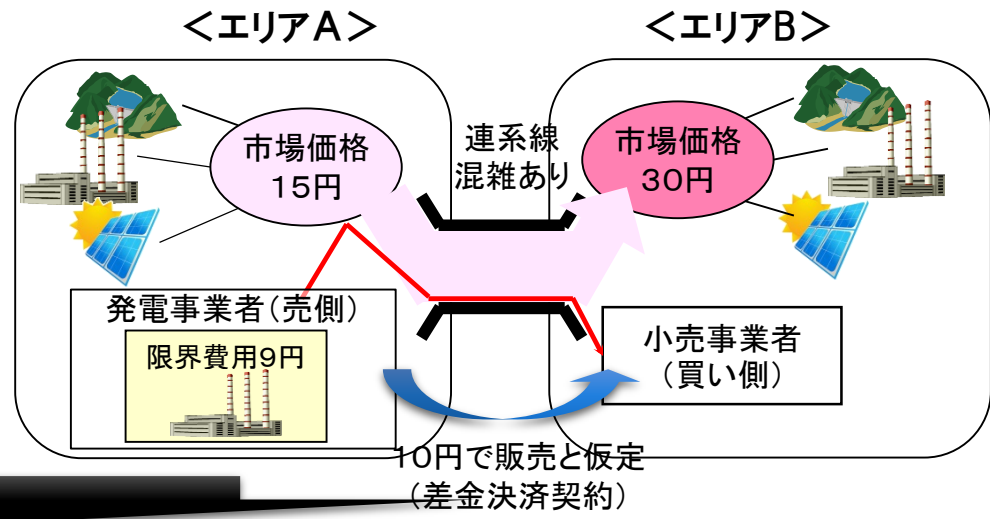
発電事業者は、限界費用9円の電源を稼働させると考えられる

小売事業者による経済合理的な行動に着目しても、発電事業者から10円で電気を調達することが最も合理的な行動と考えられる。

【ケース4'】間接オークション・混雑あり・売り側市場価格高・買い側市場価格更に高<sup>27</sup>

ケース4'

- (1)「間接オークション」
- (2)連系線の混雑がある(市場分断する)ことが見込まれる
- (3)エリアAの市場価格が安く、エリアBの市場価格が高いことが見込まれる



間接オークションの結果として、限界費用9円の電源が、連系線を利用できる

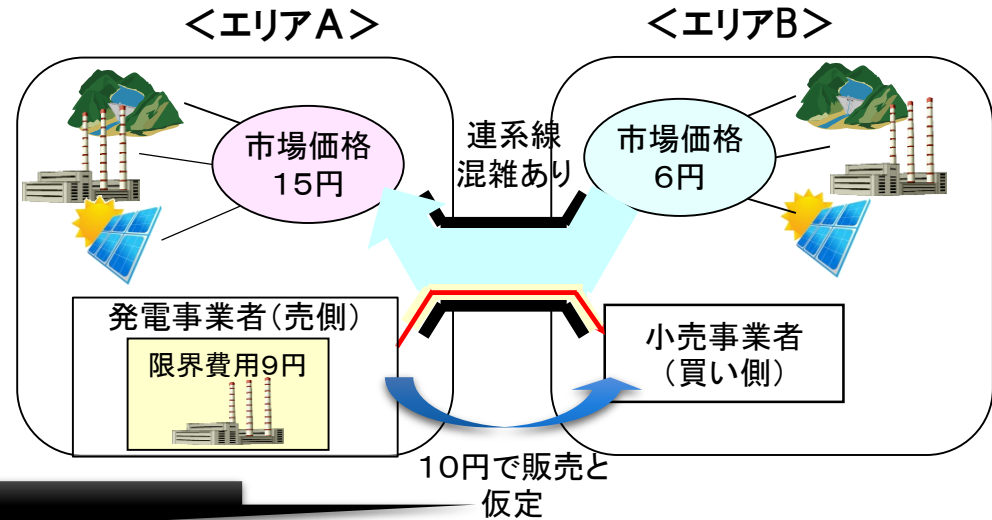
連系線を流れる潮流は、ケース4とケース4'で等しい。

# 5. 連系線の割り当てルールの方向性 (2) 検討(連系線利用ルールと広域メリットオーダーの関係)

## 【ケース5】先着優先・混雑あり・売り側市場価格高・買い側市場価格低

### ケース5

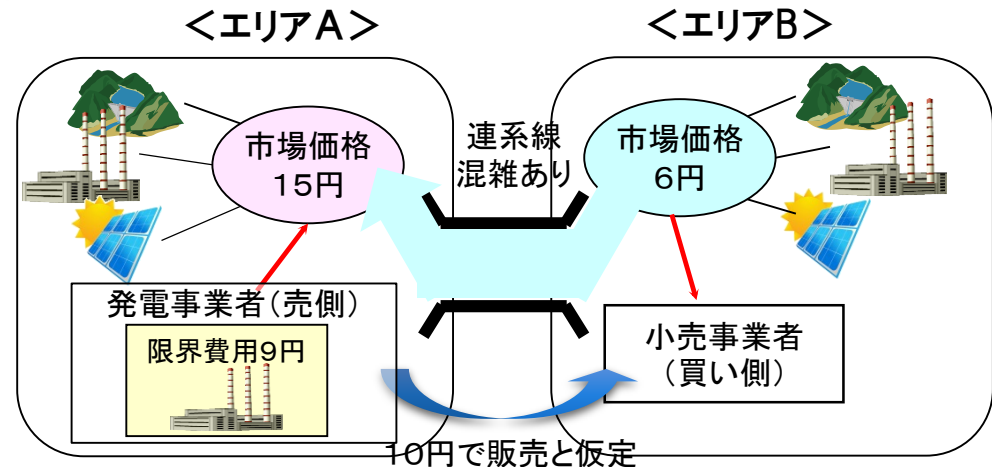
- (1)「先着優先」
- (2)連系線の混雑がある(A←B向きに市場分断することが見込まれる)
- (3)エリアAの市場価格が高く、エリアBの市場価格が低いことが見込まれる



発電事業者は、連系線を確保せず、  
 ・限界費用9円の電源をエリアAの市場に向けて販売し、  
 ・かつ、エリアBの市場で電気を調達し、供給を行うと考えられる(※)

小売事業者による経済合理的な行動に着目しても、発電事業者から購入する量を0kWhとし、全てを6円で市場から購入することが最も合理的と考えられる(※)。

この際、発電事業者は、限界費用9円の電源を休止するのではなく、エリアAの市場に販売することが最も合理的な行動。

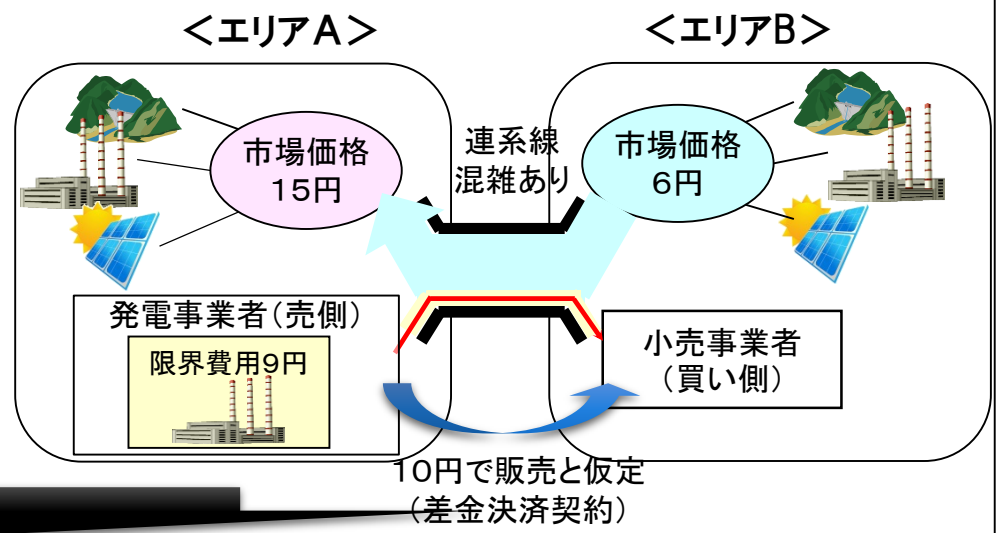


(※) 本年3月までの実同時同量制の下では、電源に紐づいた託送契約が締結されていたため、発電事業者も小売事業者も、実質的に、上述のような市場調達への差し替えを行うことができなかった。  
 本年4月からの計画値同時同量制の下では、電源への紐付けが無くなったため、発電事業者も小売事業者も、制度上、上述のような市場調達への差し替えを容易に行えるようになった。

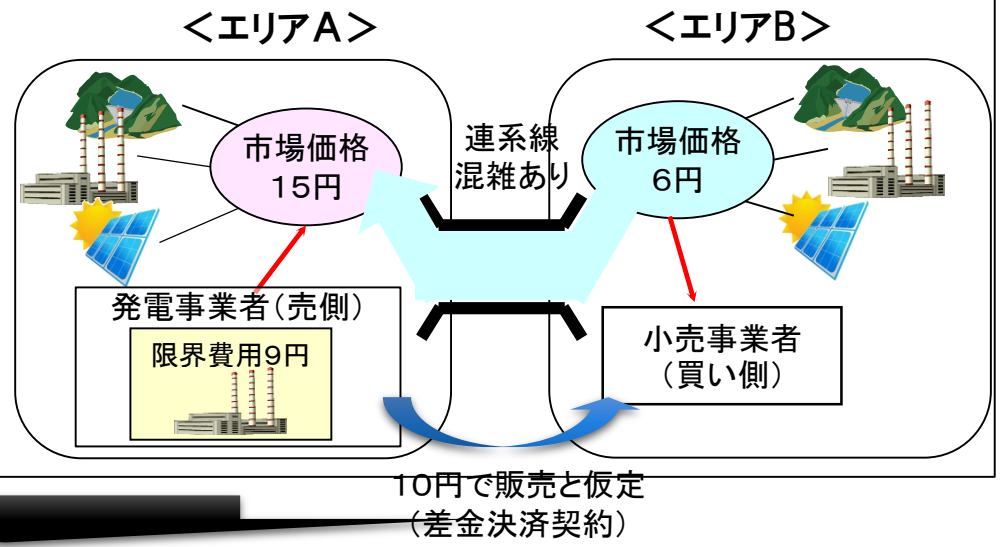
【ケース5'】間接オークション・混雑あり・売り側市場価格高・買い側市場価格低

ケース5'

- (1)「間接オークション」
- (2) 連系線の混雑がある(A←B向きに市場分断することが見込まれる)
- (3) エリアAの市場価格が高く、エリアBの市場価格が低いことが見込まれる



発電事業者は、  
 ・限界費用9円の電源をエリアAの市場に向けて販売し、  
 ・かつ、エリアBの市場で電気を調達し、供給を行うと考えられる

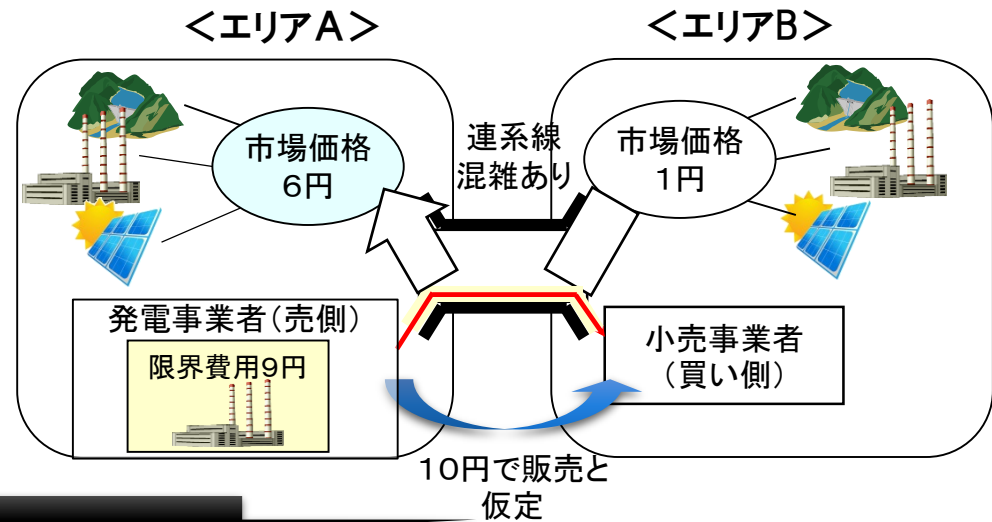


連系線を通る潮流は、ケース5とケース5'で等しい。

## 【ケース6】先着優先・混雑あり・売り側市場価格低・買い側市場価格更に低

## ケース6

- (1)「先着優先」
- (2)連系線の混雑がある(A←B向きに市場分断することが見込まれる)
- (3)エリアAの市場価格が低く、エリアBの市場価格が更に低いことが見込まれる



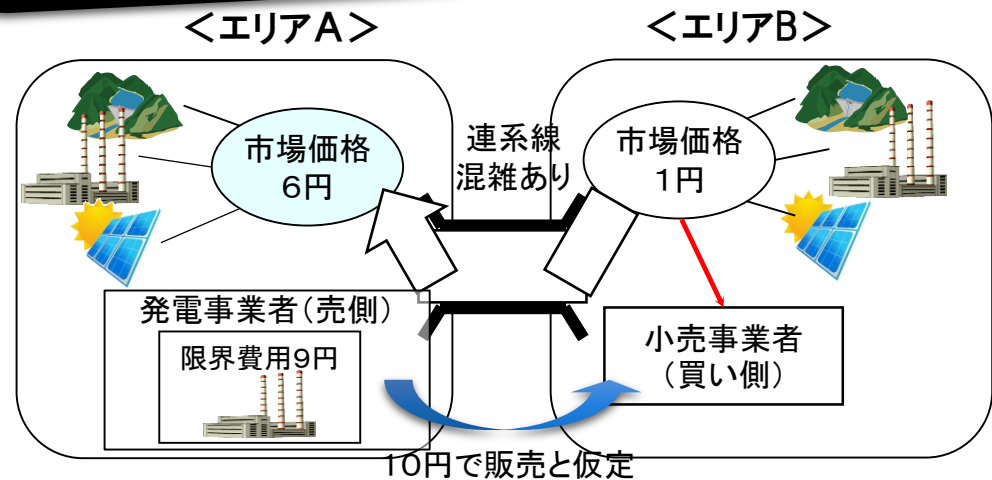
発電事業者は、

- ・連系線を確保せず、
- ・自社電源を停止し、
- ・エリアBの電気を調達する、

と考えられる(※)。

小売事業者による経済合理的な行動に着目しても、発電事業者から購入する量を0とし、全てを市場から1円で購入することが最も合理的と考えられる(※)。

この際、発電事業者は、限界費用9円の電源を停止することが最も合理的な行動。

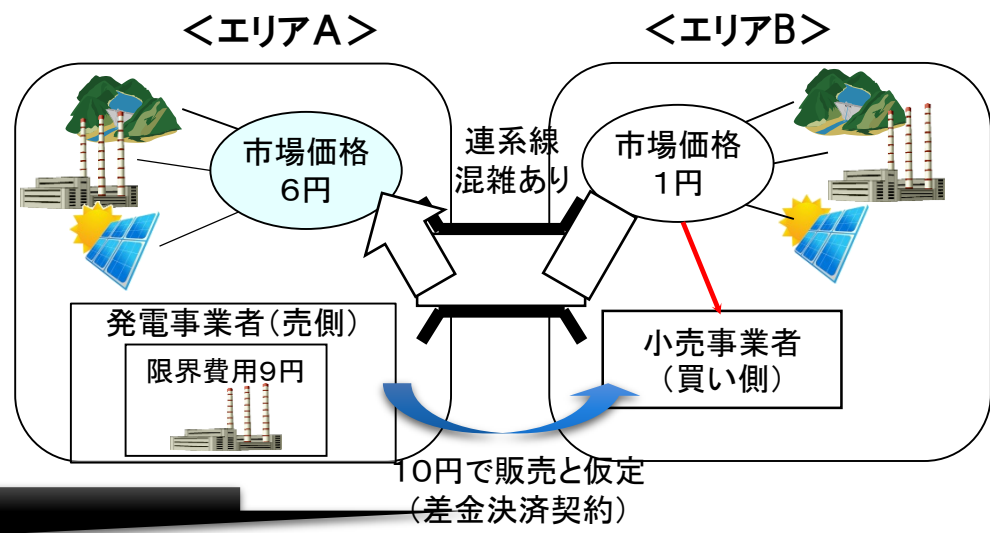


(※)本年3月までの実同時同量制の下では、電源に紐づいた託送契約が締結されていたため、発電事業者も小売事業者も、実質的に、上述のような市場調達への差し替えを行うことができなかった。

本年4月からの計画値同時同量制の下では、電源への紐付けが無くなったため、発電事業者も小売事業者も、制度上、上述のような市場調達への差し替えを容易に行えるようになった。

ケース6'

- (1)「間接オークション」
- (2) 連系線の混雑がある(A←B向きに市場分断することが見込まれる)
- (3) エリアAの市場価格が低く、エリアBの市場価格が更に低いことが見込まれる



間接オークションの結果として、限界費用9円の電源が、連系線を利用できない

連系線を流れる潮流は、ケース6とケース6'で等しい。



## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

## (2) 検討(連系線利用ルールと広域メリットオーダーの関係)

発電側の 市場価格	(連系線)	小売側の 市場価格	先着優先の場合の 連系線潮流	間接オークションの場合の 連系線潮流
低い	混雑なし	低い	【ケース1】 (差し替えによって、) 市場で限界費用の低い電気が 連系線を通る	【ケース1'】 (オークションの結果として、) 市場で限界費用の低い電気が 連系線を通る
高い	混雑なし	高い	【ケース2】 (先着優先によって、) 発電事業者の電源の電気が 連系線を通る	【ケース2'】 (オークションの結果として、) 発電事業者の電源の電気が 連系線を通る
低い	混雑あり (A⇒B)	高い	【ケース3】 (差し替えによって、) 市場で限界費用の低い電気が 連系線を通る	【ケース3'】 (オークションの結果として、) 市場で限界費用の低い電気が 連系線を通る
高い	混雑あり (A⇒B)	更に高い	【ケース4】 (先着優先によって、) 発電事業者の電源の電気が 連系線を通る	【ケース4'】 (オークションの結果として、) 発電事業者の電源の電気が 連系線を通る
高い	混雑あり (A⇐B)	低い	【ケース5】 (差し替えによって、) A⇒Bの方向への電気は 連系線を通らない	【ケース5'】 (オークションの結果として、) A⇒Bの方向への電気は 連系線を通らない
低い	混雑あり (A⇐B)	更に低い	【ケース6】 (差し替えによって、) A⇒Bの方向への電気は 連系線を通らない	【ケース6'】 (オークションの結果として、) A⇒Bの方向への電気は 連系線を通らない

一定の前提の下では、連系線を通る潮流の内訳は、連系線ルールによらず等しい  
 (すなわち、現行の先着優先ルールであっても、事業者はより安価な電源を利用することができるため、  
 連系線利用ルールによって、「経済的に安価な電源機会喪失」という指摘は当たらない(※)。

(※)ただし、既に連系線を確保している者と、そうでない者との間の公平性の議論については後述。

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (2) 検討(連系線利用ルールと広域メリットオーダーの関係)

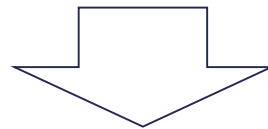
1. 一般的に、「広域メリットオーダーの実現のため、現行の先着優先ルールを、間接オークションへ見直すべき」という意見がある。
2. この意見について、本年3月までであれば、託送制度が実同時同量制であり、託送制度及び連系線利用ルール上、小売事業者は、特定の電源に紐づいた契約を一般電気事業者の系統部門との間で締結し、連系線利用計画を広域機関に提出しなければならなかったという前提があったため、正しい意見であったと考えられる。
3. しかしながら、本年4月、計画値同時同量制が導入されたことにより、連系線利用ルール及び託送制度において、特定の電源への紐付けが不要となった。
4. このため、今や、発電・小売事業者は、上述の議論のとおり、P18に示すような前提条件の下、現行の「先着優先」に基づく連系線利用ルールの下でも、発電・小売事業者は自由に調達先の切り替えや電源の差し替えを行うことができるようになった。

**現行の連系線利用ルールを、間接オークション等の仕組みへ見直したとしても、広域メリットオーダーの実現とは直接的な関係はない(※)。**

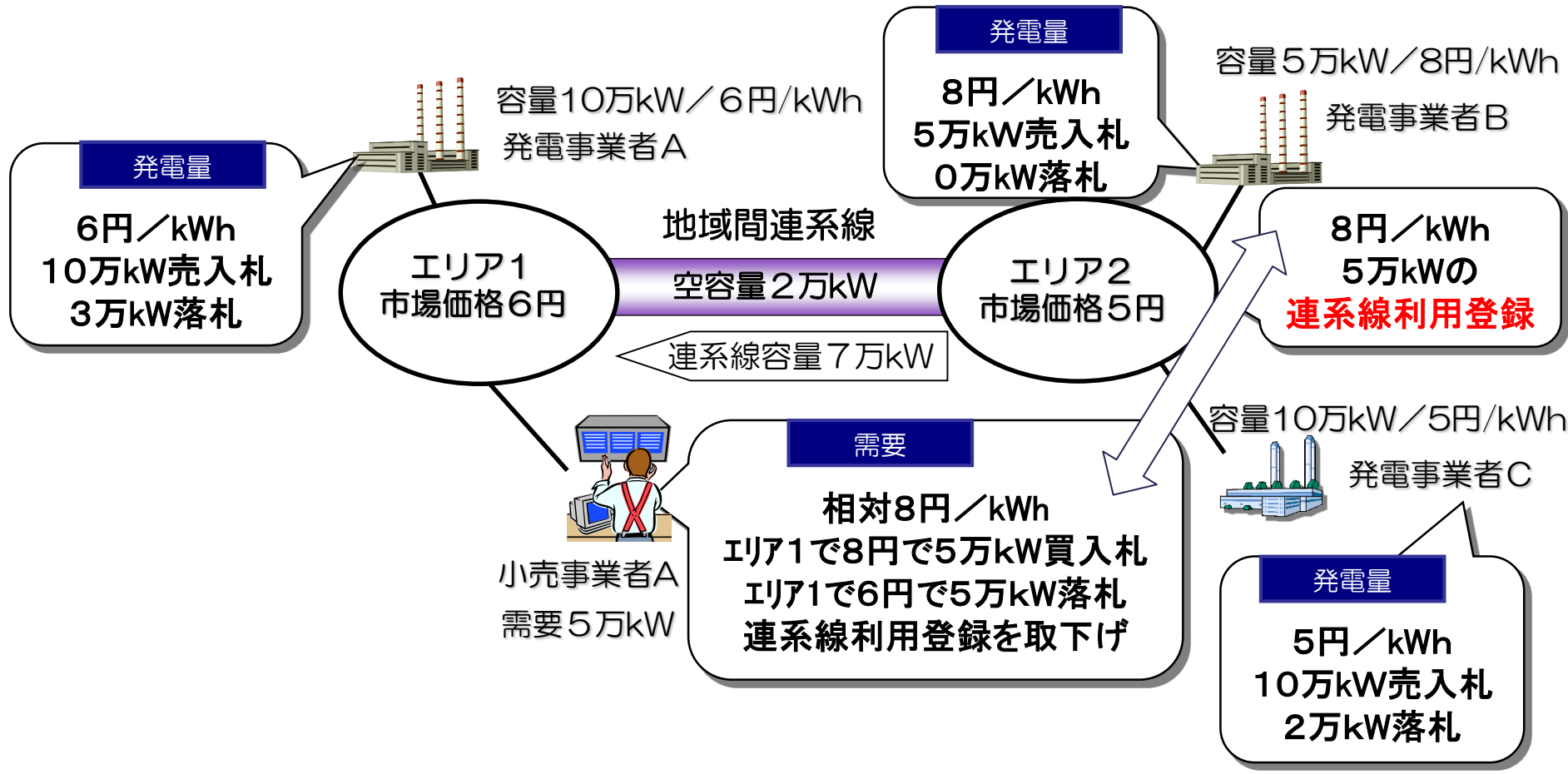
(※)ただし、P18の前提条件のうち、「市場の厚み」については、現時点、十分であるとは考えられない点に留意が必要。

また、「市場価格がある程度予見可能」について、市場の厚みが無いこと等により、市場価格の予見性が確保できない場合、次頁・次々頁のとおり、現行の連系利用ルールと比較して、間接オークションが優位となる場合があるとの指摘がある。

- 小売事業者Aは連系線に5万kWの物理的送電権を確保しており、発電事業者Bとの相対契約5万kW（8円/kWh）を連系線利用登録。連系線空容量は2万kWとなる。
- スポット市場では、小売事業者Aは相対契約を経済差し替えすることを目指した応札を行う。具体的には、エリア2に比べエリア1の価格が安くなることを想定し（「価格がある程度予見可能」との仮定から逸脱）、エリア1で5万kW、8円/kWhの買応札を行うとする。
- 実際のスポット市場では、エリア2の発電事業者Cが最安値であったため、連系線空容量分の2万kWを5円/kWhで落札。残りはエリア1の発電事業者Aが3万kWを6円/kWhで落札。小売事業者Aは5万kWを6円/kWhで落札。
- 小売事業者Aは連系線利用登録を取り下げ、スポット市場調達の5万kWを用いて需要に供給（小売事業者Aは相対契約に比べ2円/kWhのメリットあり）。
- 連系線潮流は2万kWとなり、連系線容量のうち5万kWが有効活用されず、広域メリットオーダーは成立しない。



- 現実の市場では、どのエリアが安くなるかを想定することは必ずしも容易ではないため、上記のような応札行動が起きることは十分に想定される。したがって、直接オークション（先着優先も含む）に比べ、間接オークションの方が連系線利用効率の向上が図れ、広域メリットオーダーも成立しやすいと考えられる。



広域メリット  
オーダー成立せず

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

(補論)連系線利用ルール、発電－小売事業者間の私契約、広域メリットオーダーとの関係

1. 上述のとおり、現在、連系線利用ルールと広域メリットオーダーとの間に、直接的な関係はない。
2. しかしながら、発電事業者と小売事業者の間の卸契約(私契約)において、小売事業者が特定の発電所を指定し、かつ一定量の引き取りを前提とした電気の取引を行っている場合、小売事業者による電気の調達先の切り替えの妨げとなり、又は、発電事業者による電源差し替えの妨げとなる(※)。  
(※)相対契約には様々な経済的機能があり、物理的に電気を渡すというだけでなく、ある種の保険機能を果たしている場合もあり、保険のかけ方や燃料制約・最低出力などの運用制約などが考慮される場合もあるため、このような取引が一概に否定されるものではない。ここでは、こうした制約などの無い場合における発電－小売間の私契約に着目する。
3. このように、メリットオーダー実現という観点からは、連系線利用ルールや託送制度でなく、発電－小売間の私契約が、その実現に向けた障壁となっていると考えられる。
4. また、このような私契約は、連系線利用ルールによらず、存続することができる。  
(例)間接オークションを導入したとしても、上記のような私契約が存続すれば、発電・小売事業者は、FTRも活用しつつ、0円での応札等を行うことにより、確実に、私契約を履行するという行動をとることが考えられる。
5. このような私契約が存続すれば、たとえ連系線利用ルールを見直したとしても、必ずしも広域メリットオーダーの実現にはつながらない点には留意が必要。
6. また、広域メリットオーダーの実現は、電気料金の抑制に資するものであることが重要である。

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (3) 検討(連系線利用ルールと電源投資の予見性との関係)

○上述の議論のとおり、発電・小売事業者の経済合理的な行動は、連系線利用ルールによって、何ら変わるものではない。

#### (1) 小売事業者が連系線利用登録を行っている場合

1. 連系線容量登録は、原則(※1)、小売事業者が実施。小売事業者は、P8(パターン1)で確認されたように、本年4月以降、既に自由に発電事業者の切り替えを行うことができる状況。
2. このため、**制度上、本年4月の計画値同時同量制の導入に伴って、電源投資の予見性は、従来と比べて既に低くなっている**ことから(※2)、**今後、連系線利用ルールの見直しを行ったとしても、基本的に、電源投資の予見性が変わることはない**(※3)。

(※1) 例外的に、供給先未定の発電事業者による容量登録が行われる場合がある。

(※2) 例えば、参考資料のケース1、3、6の場合、小売事業者は、現行の連系線利用ルールでも、市場調達への切り替えが可能。

(※3) ケース1、3、6の場合は(※2)のとおり連系線利用ルールの見直しに伴う変化はなく、ケース2、4、5の場合は、連系線利用ルールにかかわらず、発電事業者は、電源を稼働させることが可能。

厳密には、連系線利用ルールの見直しに伴い、市場間値差の取扱いに関し発電—小売間の私契約が変更される可能性があるが、本年4月より、小売事業者が市場調達へ切り替えを行うことができることになったことに伴い、市場価格次第で小売事業者に対して電気を販売できなくなる可能性が生じた影響と比較すれば、極めて限定的な議論。さらには、金融的送電権等のリスクヘッジ措置も可能。

#### (2) 供給先未定の発電事業者が連系線利用登録を行っている場合((1)の例外)

○供給先未定の発電事業者が連系線利用登録を行っている場合、この発電事業者は、実需給の2年前までに、供給先となる小売事業者と契約し、連系線利用登録を、小売事業者に引き継がなければならない。このため、基本的な考え方は、上記(1)と等しい。

1. 制度上、本年4月の計画値同時同量制の導入に伴って、電源投資の予見性は、従来と比べて既に低くなっている。
2. このため、今後、現行の連系線利用ルールを、間接オークション等へ見直すことによる電源投資予見性への影響は、市場間値差の変動のみであり極めて限定的である。

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (4) 検討(連系線利用ルールとエネルギーミックス・再エネ導入との関係)

1. 上述の議論のとおり、P18に示すような前提条件の下、発電・小売事業者が経済合理的な行動をとるのであれば、現行の「先着優先」に基づく連系線利用ルールの下でも、発電・小売事業者は自由に調達先の切り替えや電源の差し替えを行うことができる。
2. これらの事象は、改正FIT法が施行される平成29年4月1日以降であっても同じであると考えられる。  
(限界費用の低い再エネ電気が、市場に投入されることにより、上述「ケース3」のような状況が増加する可能性はあるが、これは、連系線利用ルールがどうあっても生じる事象であり、エネルギー政策全体の観点から評価すべきもの。)

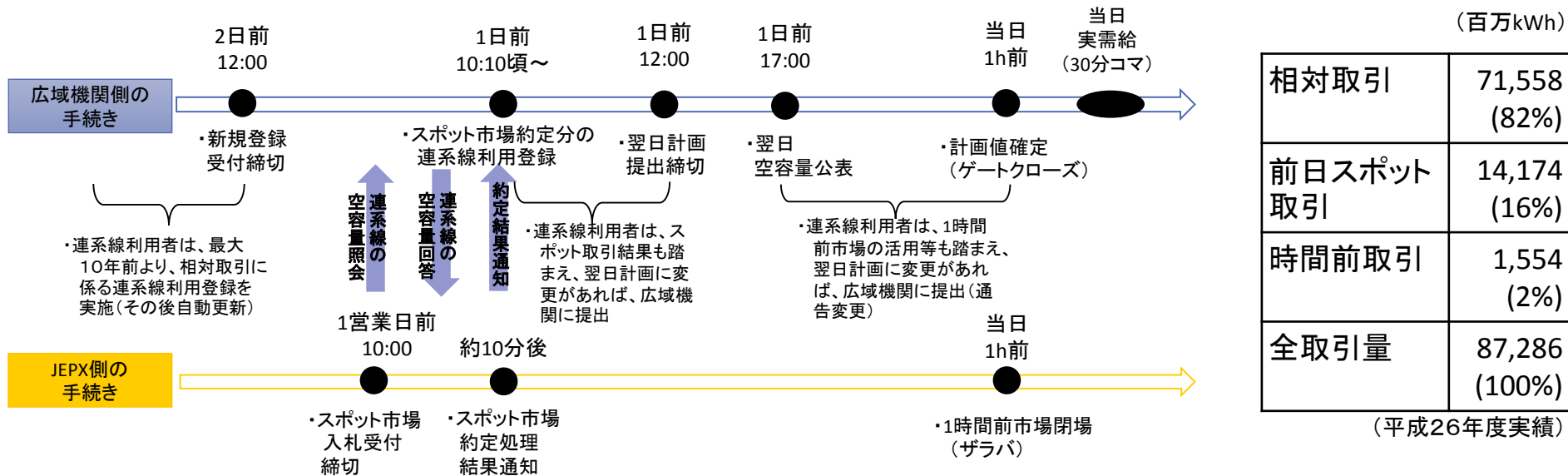
**現行の連系線利用ルールを、間接オークション等の仕組みへ見直したとしても、エネルギーミックスや再エネ導入との間では直接的な関係はない。**

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (5) 検討(連系線利用ルールと市場取引との関係)

1. 現行の「先着優先」に基づく連系線利用ルールにおいて、連系線利用者(原則、小売事業者)は、最大10年前より、相対取引に係る連系線利用登録を実施(以後、自動更新)。
2. JEPXは、**前日10:00時点の連系線空容量を前提として約定処理を実施**(連系線を介した全取引量のうち、前日スポット取引の占める割合は**約16%**)。
3. これに対し、「間接オークション」は、電力市場取引に付随して、連系線容量を割り当てる仕組みであり、その適用に係る電気の取引は、JEPXを介して行われることになるため、市場取引量の増加に資する。

#### 現行の「先着優先」に基づく相対取引と市場取引の関係



現行の連系線利用ルールを、間接オークションへ見直すと、市場取引量の増加が期待できる。



## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (6) 基本的な考え方

1. 「背景」「目的」のとおり、現行の先着優先ルールは、①公正性の観点(1秒を争う競争)、②公平性の観点(先着者の競争優位性)といった課題に直面しているため、速やかに見直しが必要であると考えられる。

この点、連系線利用ルールに、オークション方式(「物理的送電権の直接オークション」又は「間接オークション及び金融的送電権」)を導入すれば、①公正性・②公平性の課題は、いずれも解消すると考えられる。

2. また、上述(2)～(5)までの議論のとおり、連系線利用ルールは、広域メリットオーダーや電源投資予見性等との間で直接的な関係がないと考えられるものの、間接オークションを導入すれば、市場取引量の増加が期待できると考えられる。

この点、市場の厚みが増加すれば、小売事業者による調達先の切り替え、及び発電事業者による電源の差し替えをより容易とし、結果として、広域メリットオーダーの実現に資するものと考えられる。

3. さらに、市場取引量一般電気事業者、新電力、発電事業者、金融機関、弁護士、JEP Xといった各立場からも、更に詳細検討が必要であることを前提とした上で、現時点、先着優先ルールでなければならない特段の理由は示されなかった。

**公平性・公正性を確保するとともに、市場取引量増加のため、「間接オークション」を導入する方向性で、更なる詳細検討を進めていくことが適当。**

(※)後述の特定負担や長期固定電源の場合等、他のルールとの組み合わせについても、今後、引き続き検討が必要。

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

## (6) 基本的な考え方

方向性	メリット	デメリット・課題
(1)「先着優先の原則」に基づくルール	<p style="text-align: center;">—</p> <p>○連系線に空容量がある前提の下では、一定の合理性があった。</p> <p>○小売事業者との電源との間の紐付けを前提とした実同時同量制の下では、電源の投資予見性が確保された仕組みであった。</p>	<p>○連系線ニーズが連系線運用容量を上回る場合、その増強等を行う場合、1秒を争う競争が発生。</p> <p>○連系線容量確保者(先着者)が、後着者と比較して競争上極めて有利となり、公平性・公正性の観点から課題。</p> <p>○連系線容量を確保できない発電・小売事業者は、値差リスクを負う。</p>
(2) 物理的送電権 直接的オークション等の方式による物理的送電権の付与	<p>○1秒を争う競争が無くなる。</p> <p>○先着者と後着者間の公平性・公正性が確保される。</p>	<p>○連系線容量を確保できない発電・小売事業者は、値差リスクを負う。</p> <p>○物理的送電権確保者が、最終的に連系線を使わない可能性があり、利用率の向上の観点から課題。</p>
(3) 間接的オークション 間接的オークション等の方式による連系線の実質的な割当て(金融的送電権の導入によるリスクヘッジ手法の提供も含む。)	<p>○1秒を争う競争が無くなる。</p> <p>○先着者と後着者間の公平性・公正性が確保される。</p> <p>○連系線利用率の向上が期待できる。</p> <p>○市場取引量の増加が期待できる。</p>	<p>○発電・小売事業者は、値差リスクを負う(金融的送電権の導入の在り方について更なる検討課題。)</p>

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (6) 基本的な考え方

1. 発電事業者と小売事業者の間の私契約が、特定の発電所からの一定量の引き取りを前提とした契約となっている場合には、事業者による経済合理的な行動の妨げとなる(すなわち、市場により安い電源があっても、調達先の切り替えや、電源の差し替えを行うことができない。)おそれがある。
2. また、ここまでの議論のとおり、連系線利用ルールを見直したとしても、発電—小売間の私契約の見直しが行われなにかぎり、電源の差し替え等の行動が期待できず、メリットオーダーが実現しないことから、意味をなさないと考えられる。
3. さらに、「間接オークション」の導入に当たっては、発電—小売間の私契約の見直しや、取引価格を固定する場合は、差金決済契約への見直しが必要との意見もある。
4. しかしながら、それであっても、連系線利用ルールの見直しを行うことは可能と考えられることから、**期限を決めて**、見直しを実現していくことが適当。
5. 以上を踏まえ、
  - ①各ステークホルダーから意見聴取の上、**○年後に「間接オークション」を導入**する。
  - ②経過措置(物理的送電権又は金融的送電権を一定量、無償で与える等。)を、どの程度の期間、どのような理由で要するかを各ステークホルダー(発電、小売事業者等)から意見聴取の上、**○年間、経過措置を付与**する。という方向で、来月以降、更なる詳細検討を行うこととする。

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (7) 長期固定電源の場合

1. 現行の送配電等業務指針において、「長期固定電源」は、「原子力、水力(揚水式を除く。)又は地熱電源」と観念されている。
2. これらの電源は、仮に出力を制御する場合は、設計・運用等の技術的課題や、規制上の制約等があるという特徴を有している。
3. このため、長期固定電源を運用する発電事業者又は調達する小売事業者は、経済的な便益があったとしても、これらの電源の出力を抑制し、又は他の電源に差し替えるといった行動をとることが不可能。

長期固定電源については、これらが存続する限り、確実に発電し続けることを担保するための方策について、今後、一般的な場合とは議論を分けて、その扱いを検討する。

## 5. 連系線の割り当てルールの方向性

### (8) 特定負担の場合

1. 連系線には、一般送配電事業者の負担(一般負担)のみで建設されたものと、発電・小売事業者も負担を負って(特定負担)建設されるものがある。
2. 特定負担による連系線増強は、発電事業者が、一定の負担を負ってでも他エリアに電気を流したいというニーズを受けて進めるもの。
3. それにもかかわらず、他の発電・小売事業者との間で、全く同様に扱うこととすれば、公平性の観点から適当ではないと考えられる。

特定負担の場合については、負担を負っているという事実があるため、今後、一般的な場合とは議論を分けて、その扱いを検討する。

## I これまでの議論の整理

1. 背景
2. 目的
3. 本勉強会の検討の範囲
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに

### (1) 広域機関の視点(長期の供給力の計画・確保、広域系統整備計画)

- ① 現行の連系線利用ルールでは、例えば、広域機関が、供給計画の取りまとめにおいて、エリアごとの供給力(kW)の評価を行う際には、先着優先ルールに基づき、登録が行われた容量をエリア内の供給力と同等に評価。ルールを見直す場合、エリアごとの供給力として、連系線をまたぐ供給力をどのように評価するか。
- ② また、上記3(2)④(容量メカニズムの議論)も踏まえつつ、長期の供給力や調整力が不足すると見込まれる場合、広域機関が、適切に、電源入札制度を運用することが必要。
- ③ 新たな利用ルールとして、連系線の利用に関して経済的なメカニズムを導入する場合、価格シグナルをどのように連系線増強プロセスにつなげるべきか。

### (2) 一般送配電事業者の視点(短期の系統運用)

- ① 「先着優先ルール」の見直しによって、短期の系統運用上、何らかの問題が生ずることがあるか。
- ② 一般送配電事業者が、常時、連系線をまたいで、調整力を活用することも考えていくことが必要かどうか。その場合、一般送配電事業者利用分をどのように割り当てべきか。

## 6. 更なる詳細検討の視点

### (3) 連系線利用者(発電・小売事業者)の視点

#### 【長期】

- ① 現行の連系線利用ルールにおいて、小売事業者は、先着優先ルールに基づく長期の容量登録を行った電源について、自らの供給力として位置付け、供給計画等に記載の上、広域機関に提出。ルールを見直す場合、こうした供給力をどのように評価するか。
- ② 現行の連系線利用ルールにおいて、発電事業者は、先着優先ルールの下、連系線の容量確保に関して長期的な見通しをもって、電源投資を実施。ルールを見直す場合、こうした投資の予見性をどのように確保するか。
- ③ 新たなルール(間接オークション)とする場合であって、平成29年4月に改正FIT法が施行される状況を想起した場合、FTRによって値差リスクはヘッジすることができるとしても、再エネが大量に市場投入されることがあれば、電源が市場不落リスクにさらされる可能性が考えられるが、どうか。
- ④ 同様に、金融的送電権その他の施策によって、値差リスクは、どの程度ヘッジできると考えられるか。

#### 《連系線に対して特定負担を行った者からの視点》

- ⑤ 連系線増強に係る特定負担に対して、既存ルール・新たなルールにおいて、それぞれ、どのような便益が得られることになるか。

#### 《既に利用登録を行っている者からの視点》

- ⑥ 新たなルールを導入するとすれば、既存の利用計画はどのように扱われることになるか。既存の利用計画に対して、どのような経過措置を、どの程度の期間行うべきか。

#### 《新規の連系線利用を目指す者からの視点》

- ⑦ 新たなルールを導入するとしても、既存の利用計画に対する経過措置が手厚ければ、新規電源投資が不利になるのではないか。

#### 【短期】

- ⑧ 現行の連系線利用ルールでは、「空押えの禁止」の原則に基づき、長期の容量登録を行っている小売事業者は、連系線の利用見込みがなくなり次第、連系線容量を解放している。ルールを見直す場合、こうした長期的な予約と、短期的な運用との間で、どのように折り合いをつけていくべきか(「権利」の転売を考える場合、後述(5)の法制的な視点の議論に関連。)



## 6. 更なる詳細検討の視点

### (4)再エネ事業者の視点

- ①自然変動電源を運用する発電事業者が、地域をまたいで、一般送配電事業者又は小売事業者に対して、供給する場合、
  - ・長期の断面で大きな連系線容量を確保すれば、実需給段階では容量を手放さざるを得ない可能性が生じる、
  - ・長期の断面で小さな連系線容量しか確保していなければ、実需給段階で、追加的に容量を確保しなければならない可能性が生じる、という特徴がある。こうした特徴は、どのような利用ルールとなったとしても、直面する課題であると考えられるところ、こうした電源に係る連系線利用について、どのように考えるべきか。
- ②エリア内の事業者に買い取ってもらうという運用を考える場合、現行の優先給電ルールであっても、出力抑制に先立って、市場の活用が位置付けられている。また、FIT電源であれば、改正FIT法の施行により、一般送配電事業者による買取及び市場への抛出という運用が行われる。このため、実質的に、再エネ電源は、広域で活用されることになると考えられるがどうか。

### (5)金融機関の視点

#### 《連系線に対する特定負担者にファイナンスを行った者からの視点》

- ①連系線増強に係る特定負担に対して、既存ルール・新たなルールにおいて、それぞれ、どのような便益が得られることになるか。

#### 《既に利用登録を行っている者にファイナンスを行った者からの視点》

- ②制度変更の設計次第では、既存の利用計画を獲得している電源から得られる期待収益が毀損するため、アセットとしての価値が毀損する可能性があることへの配慮が必要かどうか。

#### 《新規の連系線利用を目指す者にファイナンスを行おうとする者からの視点》

- ③予見可能性・公平性が確保されたルールとさえすれば、投資判断は可能と考えてよいか。
- ④ただし、新たなルール(間接オークション)とする場合であって、平成29年4月に改正FIT法が施行される状況を想起した場合、金融的送電権によって値差リスクはヘッジすることができるとしても、再エネが大量に市場投入されることがあれば、電源が、市場不落リスクにさらされる可能性が考えられるが、どうか。

### (6) 法制面の視点

- ① 現行の連系線利用ルール上、既存の連系線利用者は、法令又は契約上、誰に対し、どのような地位又は権利を有していると位置付けられるか。特定負担者か否かでその権利又は地位の内容に相違はあるか。
- ② 新たな連系線利用ルールを導入するとした場合、法令又は契約上、既存の連系線利用者の地位又は権利をどの程度保護する必要があるか。
- ③ 新たな連系線利用ルールにおいて、物理的送電権／金融的送電権を導入するとした場合、誰に対するどのような権利と設計すべきか。
- ④ 新たな連系線利用ルールにおいて、物理的送電権／金融的送電権の譲渡性を認める場合、送電権の譲渡のためにどのような手続を設ける必要があるか。
- ⑤ (金融的)送電権の発行主体に関し、保険業法や金融商品取引法等の業法上の制約は無いか。

## 6. 更なる詳細検討の視点

### (7)市場運営者の視点

- ①スポットと1時間前の利用配分について、どう考えるか。スポットで全部使ってしまった場合、1時間前市場は市場分断してもよいと考えるかどうか。
- ②連系線利用ルール如何にかかわらず、規模の大きな連系線利用者が、経済合理的でない行動をとっていることが発覚した場合、誰が、どのような対応を行うべきか。
- ③規模の大きな連系線利用者が、価格操作を行っていることが発覚した場合、誰が、どのような対応を行うべきか。

#### 《間接オークション》

- ④新たなルール(間接オークション)を導入する場合、どのような「差金決済契約」を締結しても問題ないと考えられるか。
- ⑤新たなルール(間接オークション)を導入する場合、市場への影響をどう評価するか。改正FIT法の施行後においてはどうか。
- ⑥金融的送電権の発行主体は誰か。二次市場の運営主体は誰か。
- ⑦JEPXによる値差収益はどう活用することとするか。米国型金融的送電権のように、その支払原資に充てることとするか。
- ⑧どのような商品を設定すべきか、また、どのような商品が発行可能か(発行時期、有効期間、商品内容。)
- ⑨金融的送電権発行主体は、空容量に対して、どれだけの量のFTRを発行することができるのか。
- ⑩金融的送電権をオークションで割り当てるとする場合、その収益をどう活用することとするか。

#### 《直接オークション》

- ⑪新たなルール(直接オークション)を導入する場合、市場運営者は誰が担うのか。

### (8) 経済性・システム面の視点

- ① 新たなルール(間接オークション)を導入する場合、JEPXや広域機関のシステムは、市場取引量の急増に耐えられるか。
- ② 新たなルールを導入するに当たり、システムの改修等により、コストを要するのであれば、そのコストに比してどのような効果が期待できるのかについて検証が必要ではないか。
- ③ また、システムの開発期間についても、十分な配慮が必要。
- ④ 現行のJEPXのシステムは、マイナス価格での入札は受け付けられない仕組み。また、同価格の札が複数入札された場合であって、その価格で約定がなされる場合、これらの入札に関しては、プロラタで配分が行われる仕組みとされている。新たな連系線利用ルールを導入するとした場合、この運用についても検討が必要ではないか。

## I これまでの議論の整理

1. 背景
2. 目的
3. 本勉強会の検討の範囲
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに

# 1. 今後の検討において調査すべき事項（総論）

## I 海外調査

### 【今後の制度設計】

### 【海外事例に関する主な調査内容】

容量割当	FTRの一次市場の設計 ・運営主体、取引主体 ・FTRの種類（一方向/双方向） ・FTRの保有期間 ・FTRの権利内容 ・発行量の考え方 等	<ul style="list-style-type: none"> <li>●FTRの発行主体、グランドファザリングの有無、売買主体（売側、買側）</li> <li>●商品設計の詳細と考え方（FTRの方向、オプション商品等）</li> <li>●FTR発行量の決定方法と発行に収支の調整方法、商品構成</li> <li>●取引フローの詳細（及び卸電力取引制度との調和に関する考慮）等の制度の詳細</li> </ul>
	FTR収益の活用法	<ul style="list-style-type: none"> <li>●連系線利用に関わる値差収益活用方法（設備新設・増強/託送費低減/市場参加者への還元/連系線容量保証等）</li> </ul>
権利流通	FTRの二次市場の設計	<ul style="list-style-type: none"> <li>●取引主体（含む金融プレイヤーの位置づけ）</li> <li>●取引プラットフォームと取引ルール</li> <li>●取引量と価格形成の実態</li> </ul>
混雑管理	混雑管理ルール	<ul style="list-style-type: none"> <li>●前日市場閉場後の連系線混雑管理ルール（リアルタイム市場活用、プロラタ、再給電等）</li> <li>●混雑管理に伴う補償の有無と内容</li> </ul>
施行	開始時期	<ul style="list-style-type: none"> <li>●間接競売+FTRの導入経緯、準備期間</li> <li>●システム開発改修コスト</li> <li>●系統運用者、発電、小売事業者等の観点から見た課題、ニーズ</li> <li>●導入に伴って顕在化した課題、混乱とそれに対する対応の有無</li> </ul>
	経過措置	<ul style="list-style-type: none"> <li>●既往権利者に対する保護の有無、内容（無償の金融的送電権等の付与等）</li> <li>●長期固定電源の安定運用に対する特別な扱いの有無、内容</li> </ul>
運用	系統運用実務への影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>●FTRと物理的送電権の系統運用実務面での相違点と課題、対応策</li> <li>●前日から当日までの系統運用について</li> <li>●年間、月間の作業の計画方法について</li> <li>●エリアの供給力確保状況の把握について</li> </ul>
	長期的設備形成の影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>●FTRによる値差ヘッジの実態、発電投資に対するファイナンス面の工夫と金融機関の評価</li> <li>●投資リスクの評価に必要な情報公開</li> </ul>

## II 国内制度設計のための法的アセスメント

- ・現行ルールの当事者・権利内容
  - ・地域間連系線利用に関わる契約実態
  - ・私契約のあり方
  - ・FTRの法的構成のあり方
- 等

## III 経済分析

- ・地域間連系線の利用実態
  - ・FTRの制度設計オプションを前提とした経済シミュレーション
- 等

# 1. 今後の検討において調査すべき事項（海外調査仕様の骨格案）

## 1. 調査対象国

米国：PJM（隣接ISO/RTOとの連系線利用も含む）、欧州：英国、フランス、ドイツ、北欧

## 2. 調査項目

### ① 連系線利用における割当ルールの詳細調査

#### a. ルールの考え方

- 連系線割当ルールの設定における基本的な考え方（新規参入促進、連系線を介した取引拡大、リスクヘッジ、短期効率性と長期効率性、公平性、供給安定性）
- 連系線利用ルールの過去から現在までの変遷経緯、主な議論
- 市場取引導入時の混乱や課題発生の有無とその対処法

#### b. 現在の割当ルール詳細（一次市場）

- 割当方式（先着優先/プロラタ/直接競売（物理的送電権）/間接競売（差金決済契約、金融的送電権）/ハイブリッド方式、グランドファザリング等）
- 送電権の発行・取引主体
- 送電権の権利の定義（不可抗力発生時の補償有無など）
- 割当区分（年間/月間/週間/一日前/当日）
- 割当手続きフロー（時間経緯）
- 隣接市場と繋ぐ連系線の利用方式

#### c. 連系線容量の取引動向（二次市場）

- 取引プラットフォーム、取引主体
- 取引量の動向
- 取引価格の動向、取引価格決定のメカニズム
- 金融ブローカー（転売、FTR値差収益狙い等）の参加可否

#### d. 混雑収入の取扱

- 混雑収入の用途（設備新設・増強/託送費低減/市場参加者への還元/連系線容量保証など）
- 混雑費用の不足金または余剰金を調整する仕組み

#### e. 前日市場の混雑発生時や事故等の不可抗力発生時の削減ルール（リアルタイム市場活用、プロラタ、再給電等）

#### f. 事業者への情報公開の状況

### ② 連系線容量の市場取引化によるリスクヘッジの実態

- 金融的送電権による送電リスクヘッジの事例検討
- 発電プロジェクトへのファイナンスを行う金融機関の評価

### ③ 再生可能エネルギー電源の広域流通と連系線利用の実態

- 再生可能エネルギー電源の広域流通を目的とした連系線容量確保主体と確保方式（確保の時間軸と確保ルール）
- 実需給断面で必要容量が大幅に増減する場合の対応
- 不安定な再エネ電源の優先給電方式が、既存電源の連系線利用にもたらす影響

### ④ マーチャント送電線の取扱

- マーチャント送電線の位置付け
- マーチャント送電線の検討プロセス
- マーチャント送電線の割当方式と費用回収方式

### ⑤ 連系線容量の市場取引化に伴う法制度上の検討

- 先着優先方式からオークション方式への移行に伴う、既往権利への対応の有無（一定期間の保護措置など）
- 長期固定電源への措置の有無
- 市場取引化に伴う紛争事例の整理（含、司法判断の概要）
- 送電権の発行主体に対する保険業法や金融商品取引法上の制約の有無

### ⑥ 物理的/金融的送電権ルールの導入に伴う費用対効果の検討例

- 容量確保ルールの変更に伴う市場運営機関のシステム改修コストと期間
- 想定される取引量増加に対する卸電力取引所のシステム改修

## I これまでの議論の整理

1. 背景
2. 目的
3. 本勉強会の検討の範囲
4. 考えられる連系線の割り当てルールの候補
5. 連系線の割り当てルールの基本的な方向性
6. 更なる詳細検討の視点

## II 今後の議論の進め方

1. 今後の検討において調査すべき事項
2. 終わりに



## 2. 終わりに

1. 本勉強会は、これまで、広域機関と日本卸電力取引所に共同事務局を置く形で、本年4月1日に発足し、これまで非常に精力的に検討を進め、中間取りまとめを行った。
2. 非公開の勉強会としたことにより、事業者委員を含め、各委員の間で、忌憚のない率直な意見交換ができた点で、非常に効率的に議論を行うことができたと評価できる。

1. 本年5月25日には、総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会においても、「地域間連系線利用ルールの充実に向けて」、議論が開始された。
2. ここでは、以下の方向性が提示された。
  - (1) 今後の進め方として、現行の連系線利用上の課題について、既存契約との関係も含めて精査していくとともに、連系線利用ルールの見直しも含めた検討を行うこととしてはどうか。
  - (2) 新たな連系線利用ルールを検討する際は、海外事例や前述したようなメリット、デメリット・課題等を踏まえ、透明性・公平性を担保しつつ、エネルギー政策と整合するような仕組みとするとともに、系統利用者や需要家への影響を踏まえることも必要である。

○今後は、この中間取りまとめの成果に基づき、様々な立場の意見を聞きながら議論を深めていく観点から、公開の勉強会という形で、オープンに議論を深めていくこととする。

---

# 參考資料

# 1. 「地域間連系線の利用ルール等に関する勉強会」

## (1)背景

平成27年4月に、電力広域的運営推進機関(以下「本機関」という。)が設立し、地域間連系線の利用ルールを定め、その運用を行っているところであるが、現行では、従前の例に倣い、「先着優先」及び「空押さえ禁止」を原則としたルールとしているところである。これに対し、欧州では国際連系線を跨いだ取引について、米国ではISO内のエリアを跨いだ取引等について、経済的な手法を用いた利用ルールにより運用がなされている例がある。こうした諸外国の例なども踏まえ、国内の議論においても、我が国の地域間連系線利用ルールに関して問題提起がなされている。

## (2)目的

地域間連系線の利用ルール等に関し、国の審議会等において、より効率的な利用ルールの在り方を検討すべきとの意見が提起されていることを踏まえ、本勉強会は、①有識者から、地域間連系線の利用計画や混雑管理の方式、送電権の定義、その付与や転売の在り方等に係る知見を収集するとともに、②関係機関との間で共通認識を醸成し、③それらのメリットや課題について、経済面、法制面、運用面、中長期的な設備投資への影響などを含め、網羅的に整理することを目的とする。

## (3)委員(敬称略)

秋元 圭吾 地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員  
 市村 拓斗 森・濱田松本法律事務所 弁護士  
 牛窪 恭彦 みずほ銀行 産業調査部長  
 大山 力 横浜国立大学 工学研究院 教授  
 岡本 浩 東京電力ホールディングス 常務執行役 経営技術戦略研究所長  
 沖 隆 F-Power 副社長  
 菅野 等 電源開発 執行役員 経営企画部長  
 鍋田 和宏 中部電力 執行役員 グループ経営戦略本部 部長  
 福田 隆 関西電力 執行役員 電力流通事業本部 副事業本部長  
 松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

### 【事務局】

- ・広域機関
- ・日本卸電力取引所
- ・三菱総合研究所

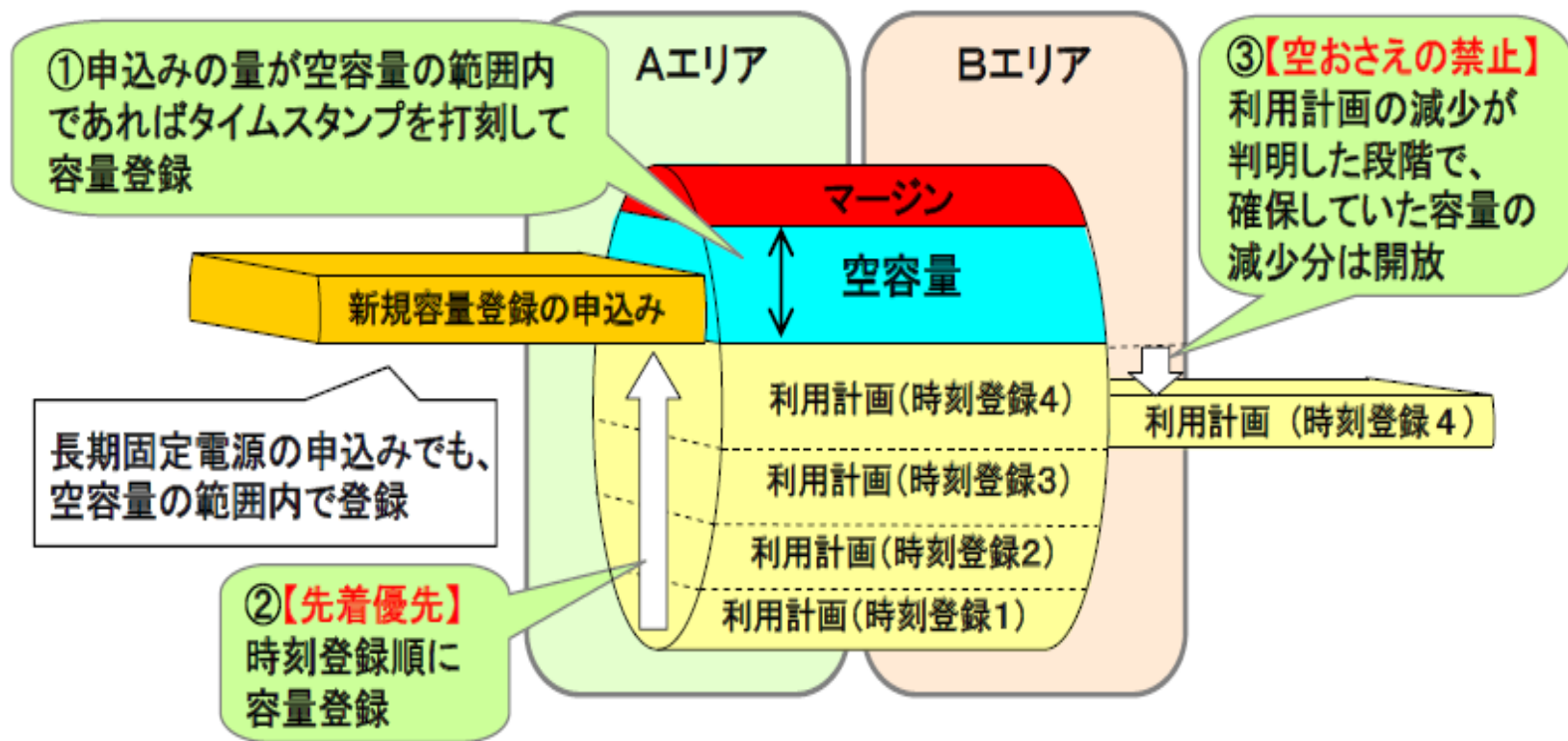
## 今後の進め方

- 広域的な運用拡大のためには、連系線の増強を行うことが考えられ、実際に一部の連系線では連系線増強のための計画策定プロセスが開始されている。
- 他方、これには十年程度の時間がかかることを踏まえると、既存の連系線をより効率的に利用していくことが必要。
- 今後の進め方として、現行の連系線利用上の課題について、既存契約との関係も含めて精査していくとともに、連系線利用ルールの見直しも含めた検討を行うこととしてはどうか。
- 新たな連系線利用ルールを検討する際は、海外事例や前述したようなメリット、デメリット・課題等を踏まえ、透明性・公平性を担保しつつ、エネルギー政策と整合するような仕組みとするとともに、系統利用者や需要家への影響を踏まえることも必要である。
- 検討を進めていくにあたっては、相応の時間がかかることが想定される。まずは一部の連系線を対象に、デメリット・課題に対する対応策が克服可能であるかを検討していくため、試行的に新たな連系線利用ルールを導入して検証していくことも一案ではないか。

2-1. 先着優先と空おさえの禁止

■ 連系線等の利用にあたっては、公平性・透明性の観点から、以下の原則となっている。

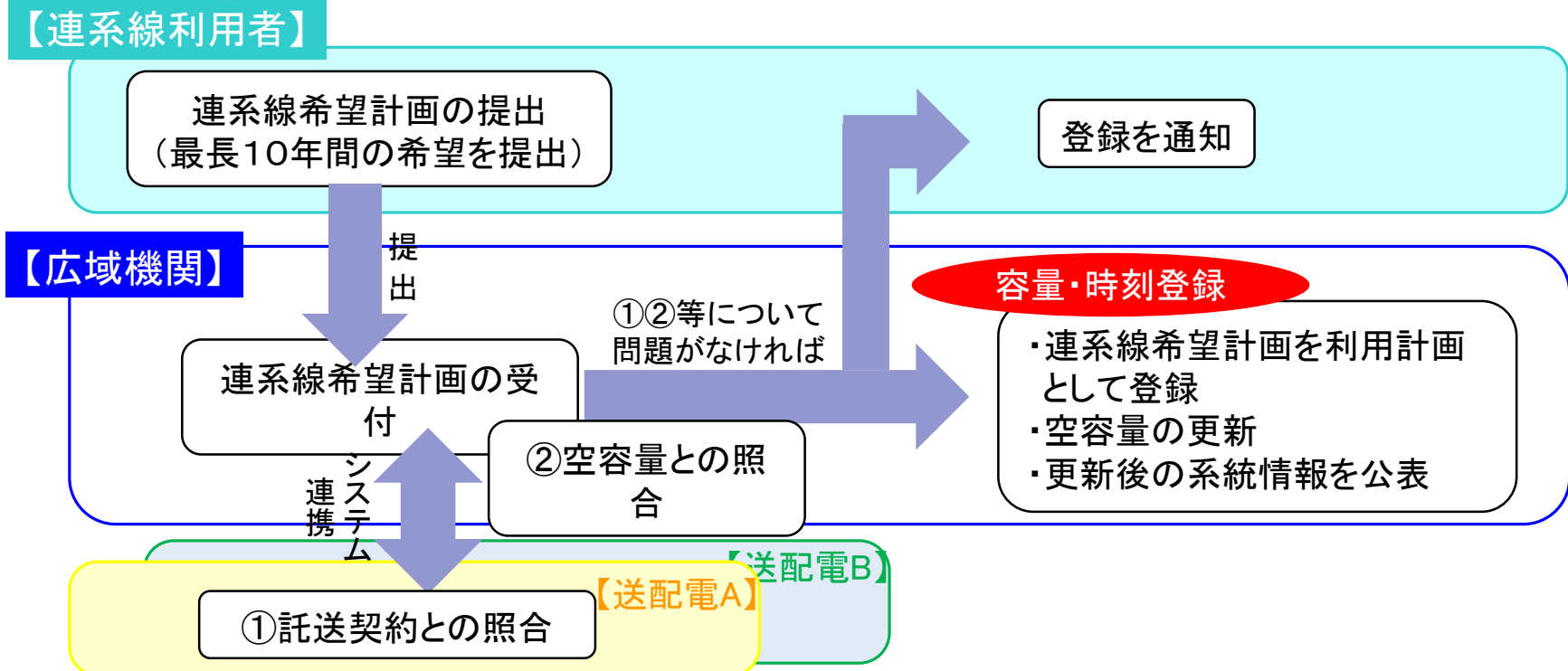
- ① 登録時刻が先であるものを連系線の利用順位の上位とする「**先着優先**」
- ② 他事業者の連系線利用を阻害しないよう「**空おさえの禁止**」



## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

### 2-2. 連系線利用者による連系線利用手続き






- 連系線利用希望者は、広域機関に対して、連系線の希望計画を提出。
- 広域機関は、一般送配電事業者とシステム連携することにより、①当該利用計画に係る託送契約が存在すること、②当該計画が当該時刻における連系線の空容量の範囲内で実現できる内容であること等を確認の上、問題がなければ、利用計画として容量・時刻登録を実施。
- 連系線利用者は、連系線利用者が10年間の利用計画を翌年度分へ更新する場合にも、元の時刻登録を維持できる。



## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

## 2-3. 連系線利用者による利用計画の更新

- 連系線利用者は、第10年度の計画について翌年度も利用を希望する場合や、実需給が近づくにつれて計画の細分化が必要となる場合に、利用計画を更新。
- **利用量が増加しない場合は、時刻登録を維持することが可能。**

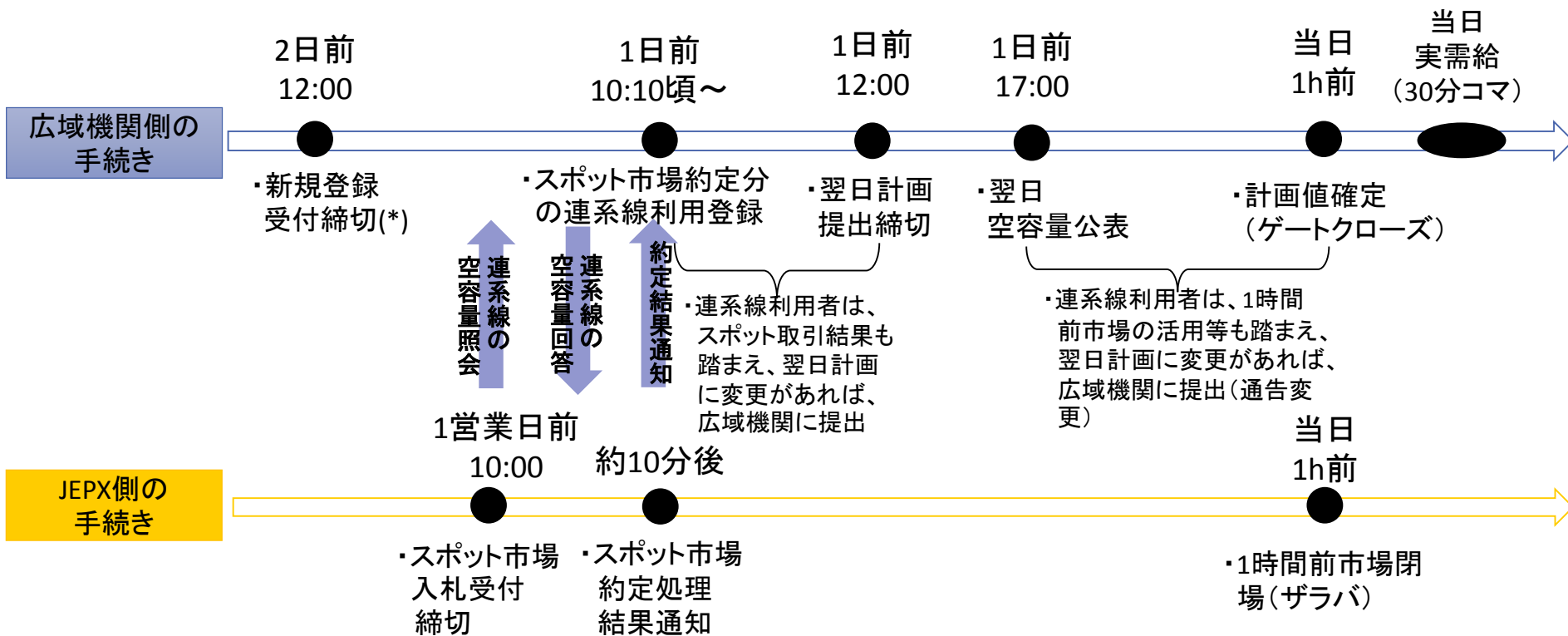
対象期間	策定断面	
長期計画 (第3～第10年度)	各年度 の最大時kW	
年間計画 (翌年～翌々年度)	日別の昼間帯、夜間 帯別※)の最大時kW	
月間計画 (翌月～翌々月)	日別の昼間帯、夜間 帯別の最大時kW	
週間計画 (翌週～翌々週)	日別の30分 毎のkWh	
翌日計画	翌日の30分毎 のkWh	
受給当日		

(※) 昼: 8～22時  
夜: 0～8時及び  
22～24時

## 2. 我が国における現行の連系線利用ルール概要と取引実態

### 2-4. 連系線利用登録とスポット市場約定スケジュール

- スポット市場は、通常、前日10:00に入札が締め切られ、約10分後に約定結果が提示。
- JEPXは、**前日10:00時点の連系線空容量を前提**として、約定処理を実施。仮に、空容量が不足する場合には、市場分断処理を実施。



(\*) 既に登録された計画については、空容量制約上問題が無ければ、当日実需給開始の1時間前まで(一定の条件のもとでは当日実需給終了の15分前まで)、利用計画の変更を行うことが可能。



## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

## 2-5. 相対取引と市場取引の取引量

- 平成26年度実績において、連系線を介した全取引量のうち、**前日スポット取引は約16%**(kWhベース)。

(百万kWh)

	平成22年度	平成23年度	平成24年度	平成25年度	平成26年度
相対取引	100,444 (94%)	79,693 (93%)	76,328 (91%)	73,289 (85%)	71,558 (82%)
前日スポット取引	6,251 (6%)	5,718 (7%)	7,155 (9%)	11,632 (13%)	14,174 (16%)
時間前取引	2 (0%)	22 (0%)	493 (1%)	1,750 (2%)	1,554 (2%)
<b>全取引量</b>	<b>106,697</b>	<b>85,433</b>	<b>83,976</b>	<b>86,671</b>	<b>87,286</b>

(※) 端数処理による誤差がある。

## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

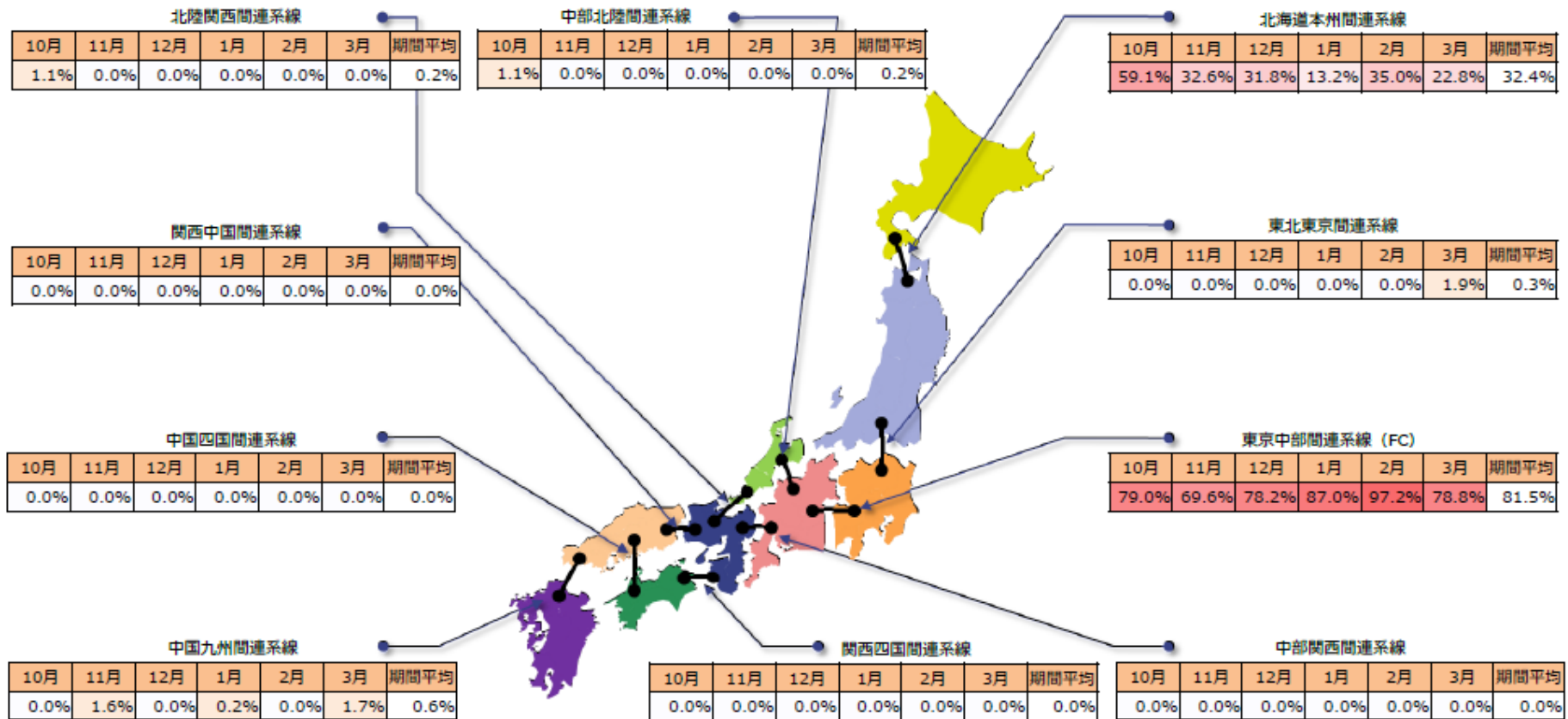
## 2-6. 市場分断の発生状況

2015年10月  
～2016年3月期

## 各地域間のスポット市場分断状況

- 各地域の市場分断状況を月別に見ると、東京中部間連系線（FC）では毎月約70%以上の高い頻度で分断が発生している。また、北海道本州間連系線においても、10月に約60%という発生率を記録し、その後も各月13～35%程度の割合で発生している。

## 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分毎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。

## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

### 2-7. 市場分断の発生状況

- 連系線ごとの①市場分断の発生実績及び②市場分断に伴うJEPXの値差積み上がり額の状況は、近年増加傾向。

#### 連系線ごとの市場分断発生時間数

(時間)

	北海道 -本州	東北 -東京	東京 -中部	中部 -北陸	北陸 -関西	中部 -関西	関西 -中国	関西 -四国	中国 -四国	中国 -九州
平成25年度	604.5	60.5	2042.5	26.0	0.0	26.0	0.0	0.0	0.0	0.0
平成26年度	399.5	0.0	2532.0	124.0	0.0	124.0	0.0	0.0	0.0	0.0
平成27年度	1851.0	14.0	5965.0	8.5	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	139.0

#### 連系線ごとの市場分断に伴う値差積み上がり額

(千円)

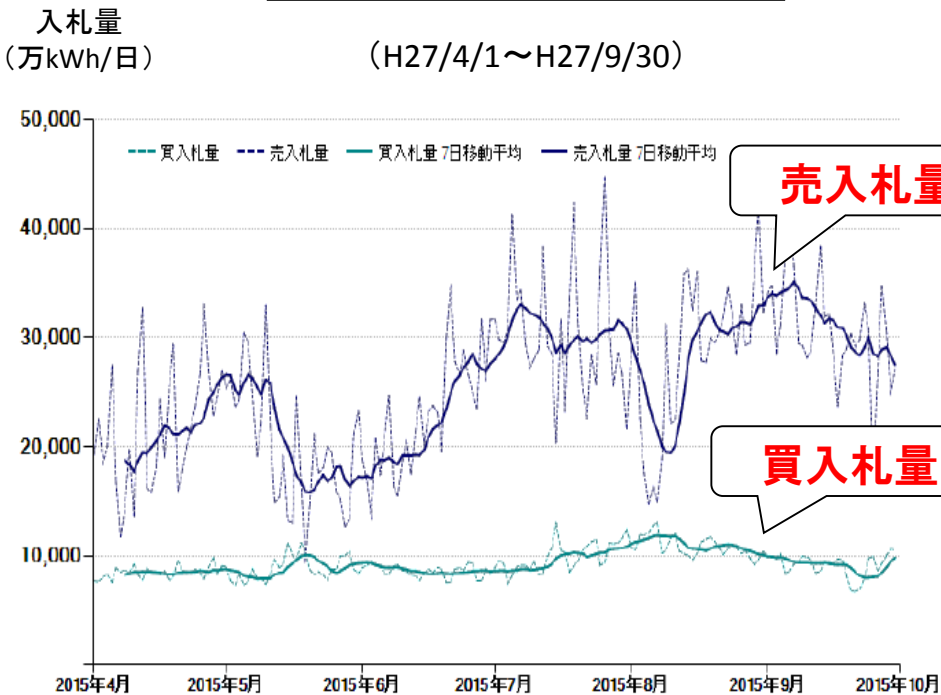
	北海道 -本州	東北 -東京	東京 -中部	中部 -北陸	北陸 -関西	中部 -関西	関西 -中国	関西 -四国	中国 -四国	中国 -九州	全国計
平成25年度	448	24,439	998,179	6,375	0	6,225	0	0	0	0	1,035,666
平成26年度	562	0	1,765,095	31,294	0	83,323	0	0	0	0	1,880,273

## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

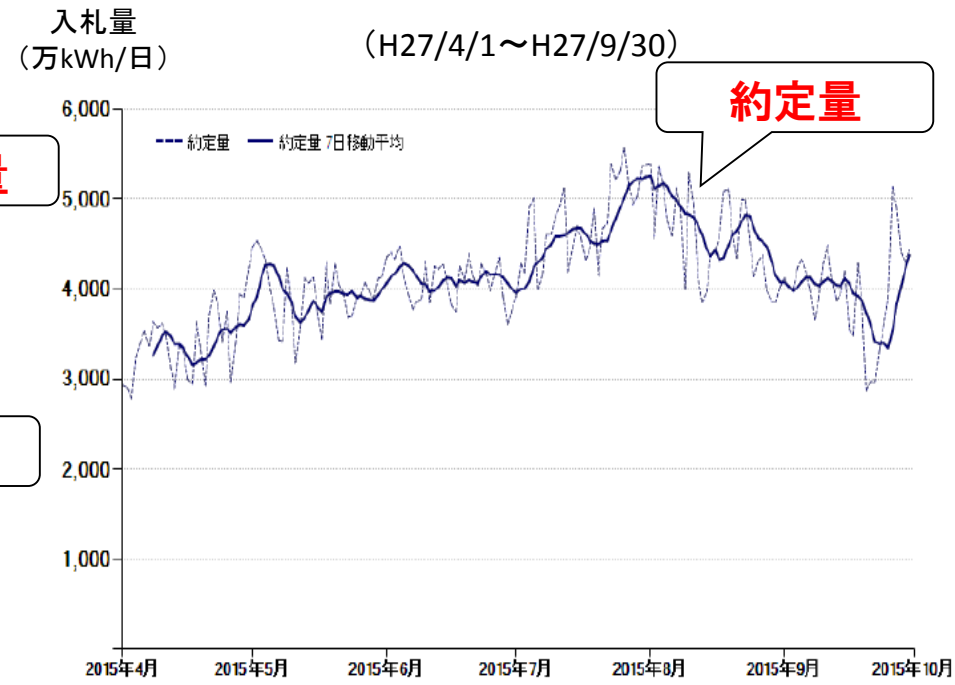
### 2-8. スポット市場取引量の推移（平成27年4月～9月）

- 売入札量は、合計約471億kWh（約25,700万kWh/日、約1072万kWh/時）。
- 買入札量は、合計約170億kWh（約9,300万kWh/日、約387万kWh/時）。
- 約定量は、合計76億kWh（約4200万kWh/日、173万kWh/時）。

#### スポット市場における入札量の推移



#### スポット市場における約定量の推移



(出所) 電力取引監視等委員会制度設計専門会合資料より

## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

### 2-9. 連系線を介した電力取引の実態

#### **(1) 先着優先ルールの利用計画に基づく地域間電力取引**

- 小売事業者は、連系線をまたいだ電力取引を行う場合、先着優先の仕組みの下、連系線利用計画を提出して電気を流すことが行われる。
- 雷や作業に伴う連系線の故障や停止の際には、電気を流すことができない場合もある。このため、100%電気を流すことができるわけではない。
- こうした場合、小売電気事業者は、発電事業者との間の契約次第であるものの、代替電源を探して差し替えを行うか、これが実現できない場合には、不足インバランスを一般電気事業者(一般送配電事業者)に支払うこととなる。

#### **(2) スポット市場を介した地域間電力取引**

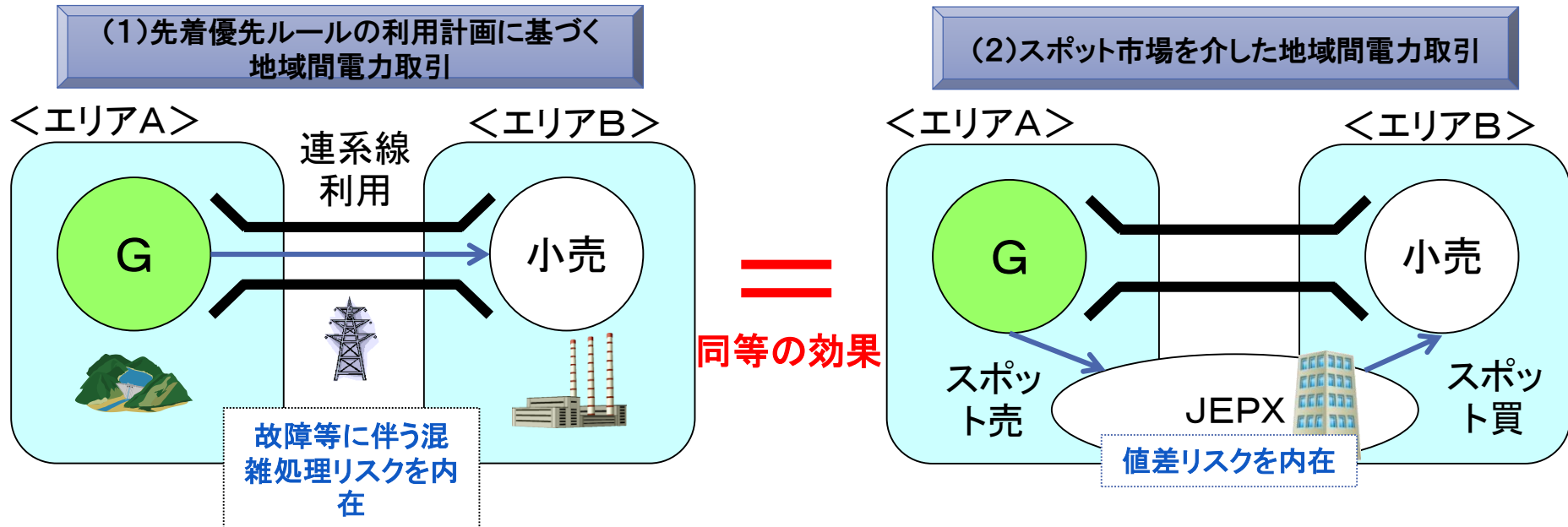
- 小売事業者は、電力を購入する発電所の立地エリアでスポット市場売り、小売事業者の営業エリアでスポット市場買いを実施することで、実質的に連系線をまたいだ取引を行う場合がある。
- この場合、市場分断(後述)が発生し、市場間値差による金銭的な負担を被るリスクがあるが、市場で約定が行われる限り実質的な連系線利用は可能である。(※その他に取引手数料はかかる)

## 2. 我が国における現行の連系線利用ルールの概要と取引実態

### 2-10. 連系線を介した電力取引の実態

#### (3) 両者の取引の間に実質的な違いはない。

- (1)の場合であっても、(2)の場合であっても、最終的には、金銭的な問題へと帰着。
  - (1)の場合：代替電源を調達する又はインバランス料金を支払うための費用
  - (2)の場合：市場間値差の発生に伴う費用
- また、(2)の場合であっても、後述のとおり、市場価格との差金決済取引を導入することにより、固定価格での相対取引を実現することが可能。
- このため、先着優先であれば確実であり、市場活用であると不確実であるという事実はなく、両者の間には、金銭的なリスクが大きいか小さいかという相対的な違いがあるのみ。

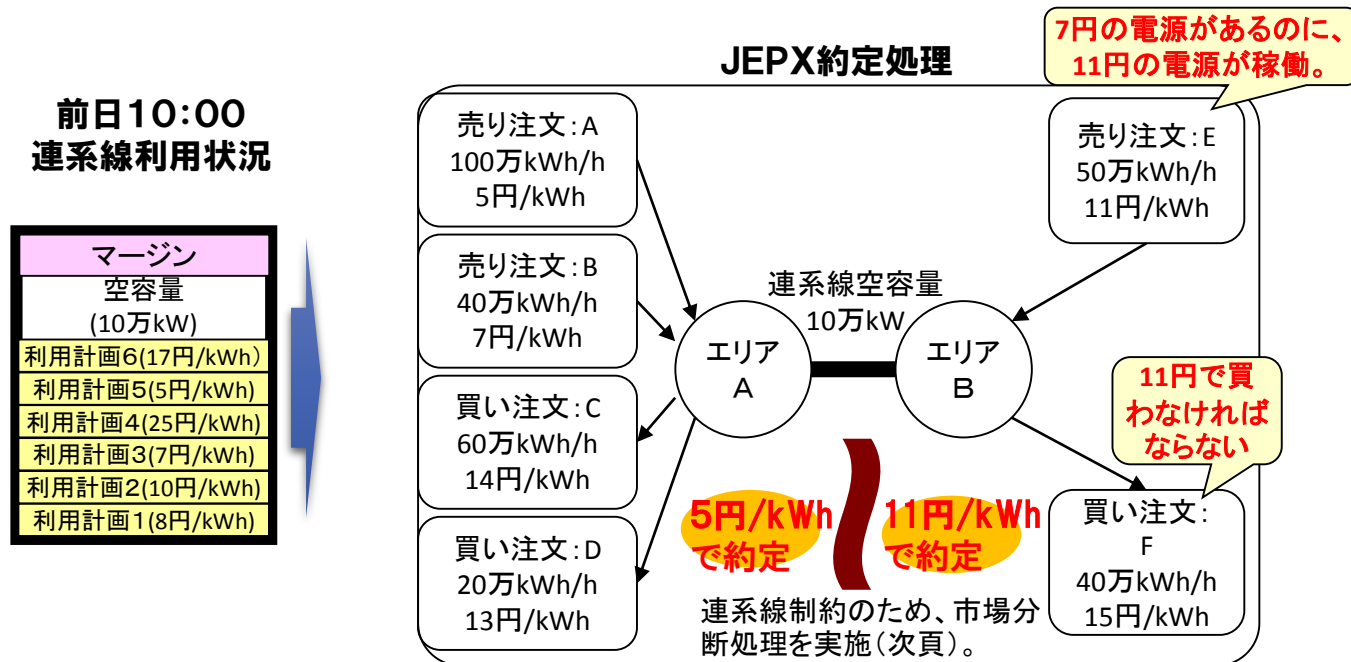


## 2. 我が国における現行の連系線利用ルール概要と取引実態

### 2-1 1. 相対取引と市場取引の関係

#### 先着優先の利用計画により、スポット市場処理において、市場分断が発生。

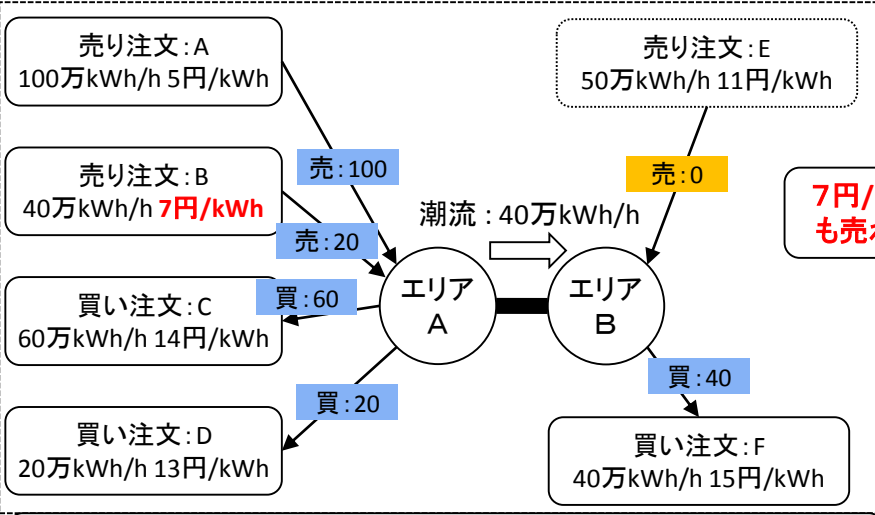
- スポット市場の締め切りは、前日10:00に設定されている。現行のルールでは、先着優先の考えに基づき、この時点での空容量の範囲内でのみ、市場の約定処理が行われる仕組み。
- 仮に、市場約定量が空容量を超える場合には市場分断が発生。
- ただし、先着優先により、予め登録を受けている利用計画は、市場値差リスクを受けることなく、連系線を利用することが可能。



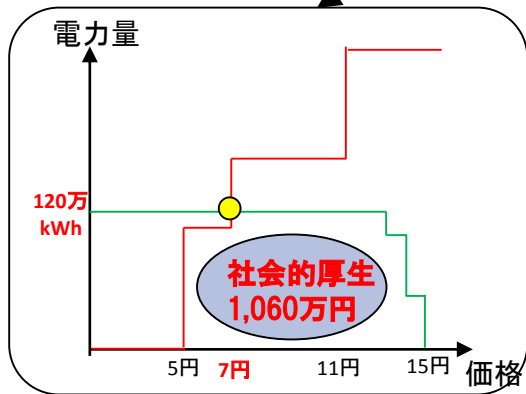
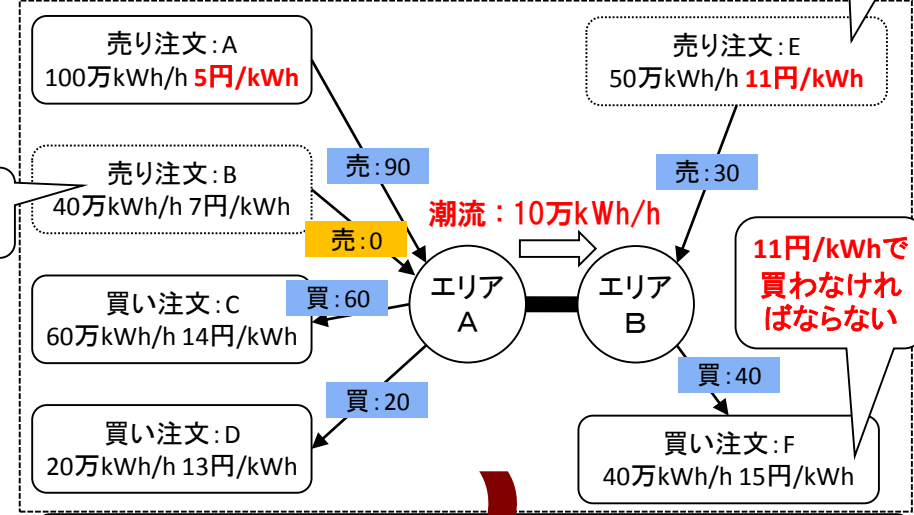
## 2. 我が国における現行の連系線利用ルール概要と取引実態

### 2-1 2. 市場分断処理の仕組み

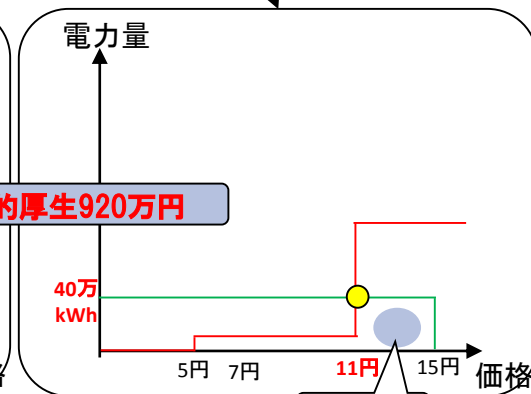
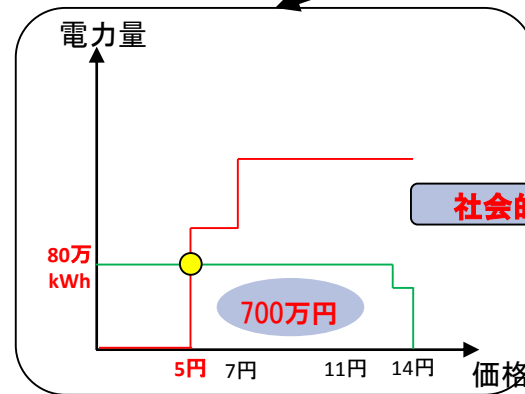
#### 連系線制約が無い場合



#### 連系線制約がある場合



市場分断により、140万円の社会的厚生が喪失



11円/kWhでも売れる

7円/kWhでも売れない

11円/kWhで買わなければならない

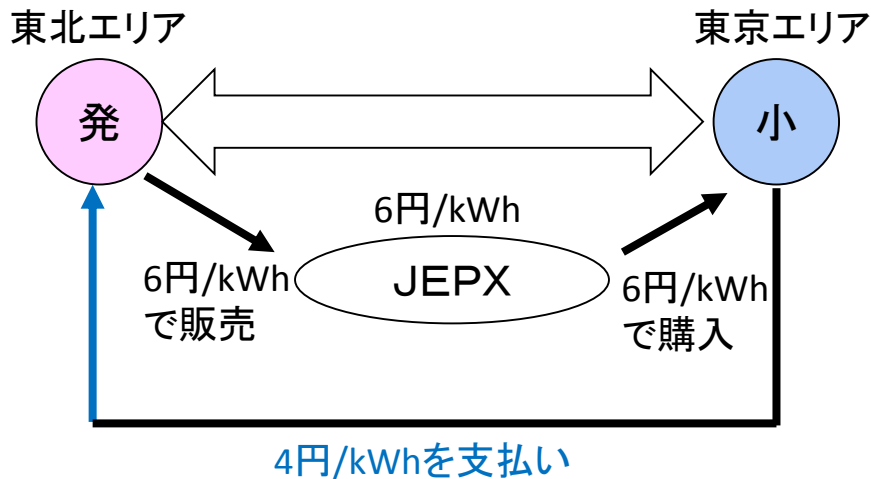


### 3-1. 差金決済契約

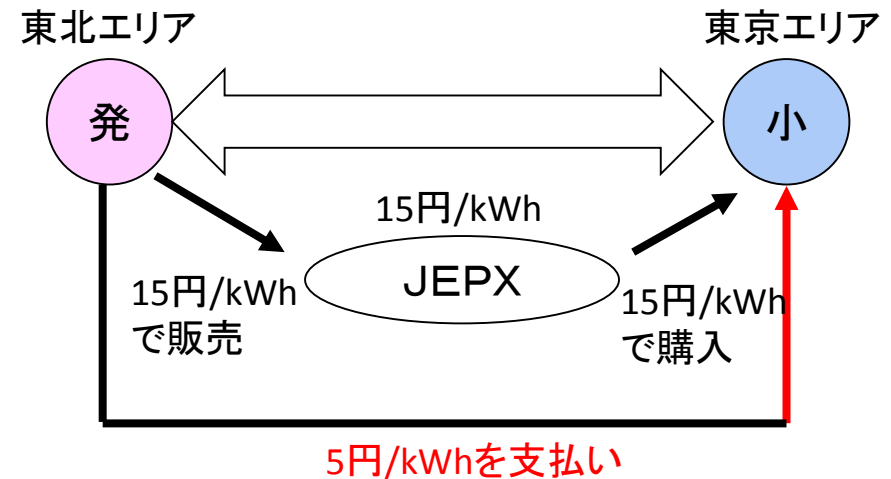
- 差金決済契約とは、発電事業者と小売事業者の間で相対取引を行う場合に、JEPX約定価格との差額を決済する契約をいう。
- 間接オークション導入時にも、差金決済契約を締結することにより、取引価格を固定化できる。

(例) 東北エリアの発電事業者と、東京エリアの小売事業者との間で、以下の差金決済契約を締結。  
 ・両者の間で、**10円/kWh**の固定価格で取引を行う。  
 ・この際、発電事業者は売入札を、小売事業者は買入札をそれぞれJEPXに対して実施。  
 ・金銭の授受はJEPX約定価格との差金を決済。

#### (1) JEPX約定価格が**6円/kWh**であった場合 (相対取引価格 > 取引所取引価格となる場合)



#### (2) JEPX約定価格が**15円/kWh**であった場合 (相対取引価格 < 取引所取引価格となる場合)

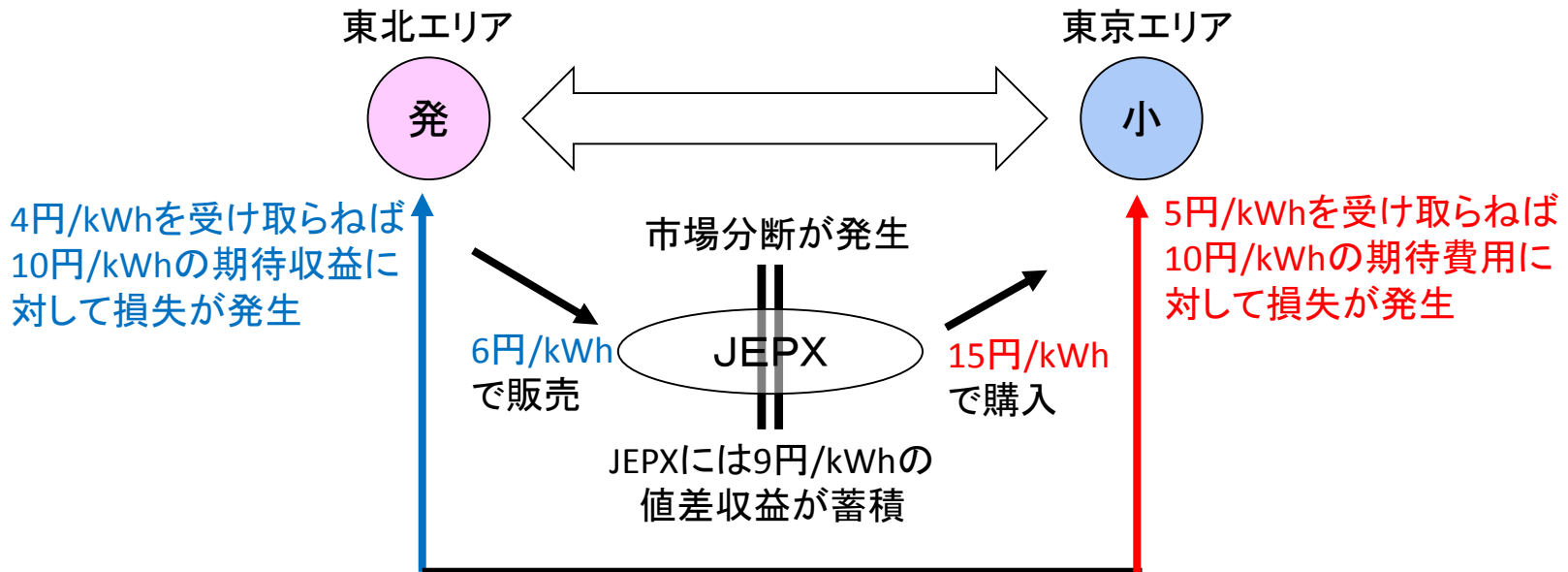


上記いずれのケースにおいても、発電事業者が、小売事業者に対し、**10円/kWh**での電力取引を達成。

## 3-2. 差金決済契約における値差リスク

- 前頁の例で、仮に東京エリアと東北エリアで市場間値差が発生した場合には、両者の間で損失が発生。

(3) 東北エリアのJEPX約定価格が**6円/kWh**、東京エリアのJEPX約定価格が**15円/kWh**であった場合  
(市場間値差が発生した場合)



こうしたケースにおいて、両者が、何らかのリスクヘッジの手段を講じていなければ、**値差による損失を被ることになる。**

## 3-3. 金融的送電権 (FTR: Financial Transmission Right)

- このため、こうした値差リスクをヘッジするための金融商品として、例えばPJMでは、金融的送電権 (FTR: Financial Transmission Right) が提供されている。

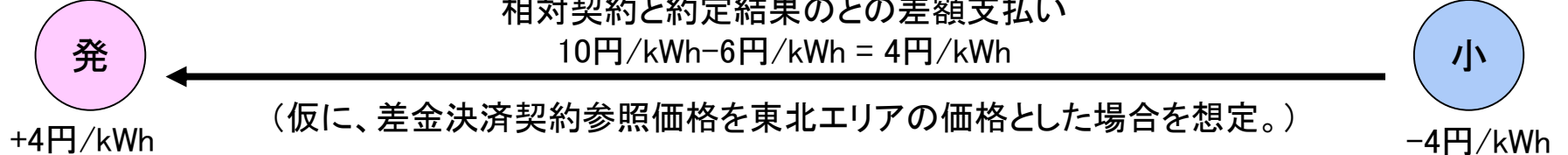
東北エリア: 6円/kWh

東京エリア: 15円/kWh

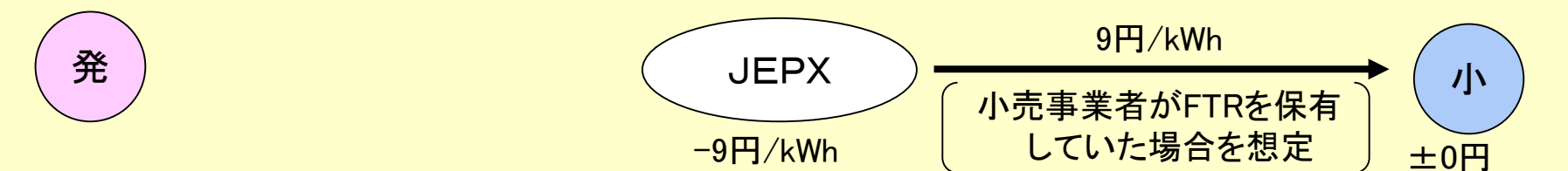
## 【市場約定】



## 【差金決済】



## 【金融的送電権(FTR)】



清算結果  
+10円/kWh

±0円

-10円/kWh

## 3-4. 金融的送電権 (FTR: Financial Transmission Right)

東北エリア: 6円/kWh

東京エリア: 15円/kWh

## 【市場約定】

 $6\text{円/kWh} \times 5\text{万kWh/h} = 30\text{万円}$ 
 $6\text{円/kWh} \times 15\text{万kWh/h} = 90\text{万円}$ 
 $6\text{円/kWh} \times 30\text{万kWh/h} = 180\text{万円}$ 

発

発

発

 東北⇒東京に  
50万kWの潮流

6円/kWh

15円/kWh

JEPX

 $(375+225+150)-(30+90+180)$   
 $= 450\text{万円の値差収益}$ 

小

小

小

 $15\text{円/kWh} \times 25\text{万kWh/h} = 375\text{万円}$ 
 $15\text{円/kWh} \times 15\text{万kWh/h} = 225\text{万円}$ 
 $15\text{円/kWh} \times 10\text{万kWh/h} = 150\text{万円}$ 

## 【小売に30万kW相当のFTRを発行していた場合】

 $(15-6) \times 30\text{万kWh/h} = 270\text{万円}$ を  
FTRを保有している小売に支払い

## 【小売に50万kW相当のFTRを発行していた場合】

 $(15-6) \times 50\text{万kWh/h} = 450\text{万円}$ を  
FTRを保有している小売に支払い

## 【小売に70万kW相当のFTRを発行していた場合】

 $(15-6) \times 70\text{万kWh/h} = 630\text{万円}$ を  
FTRを保有している小売に支払い

- FTR発行者は、基本的に、実際に流れる潮流量に相当するFTRを発行する限りにおいて、収支相償を実現可能(FTRの商品内容や逆向きの潮流に対するFTRの発行状況等に依存。)
- FTR発行者が、潮流量を超えるFTRを発行する場合には、相当のリスク管理が必要。