

# 地内送電系統の利用ルール に関する検討について

2017年10月25日

地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会事務局  
電力広域的運営推進機関

# 1. 第1回検討会でのご意見を踏まえた検討の進め方（論点の再整理）

## 2. 論点のフレームワーク

### 3. 流通設備停止時における各論点の詳細検討

#### 論点Ⅰ 公平性に関する検討

（1）発電制約量の分担（基準値）

（2）発電制約対象設備の選定

（対象範囲の拡大および出力調整が困難な発電機の扱い）

#### 論点Ⅱ 効率性に関する検討

発電制約量の分担（効率性を考慮した調整方法）

## 【主なご意見】

### <作業停止>

- フェアネスが重要と認識しており、運用上受ける発電制約の負担と経済的な負担を切り分けて考える必要がある。
- 発電制約量の分担に関して、フェアネスという観点では、系統内の按分よりは、地域内バランシンググループによる容量按分の方が、作業停止ルールの公平性という面で良いのではないか。
- 発電制約量の分担の基準値について、公平性という観点からは定格容量比率按分のプロラタ方式は分かりやすい。メリットオーダーが重要であると認識しており、これを補完する方式として売買方式が機能することを期待している。
- 抑制できない、抑制が難しいと強硬に主張した側が得をするという点は根本的に改善しなければならない。抑制できないということは、他の点を同じとすれば、それだけ社会的価値が低い電源であるということ。抑制に関する議論と経済的負担に関する議論を切りわけることが重要である。
- 発電制約量の分担については、売買方式と一般送配電事業者調整方式があるが、必ずしも売買方式が本命であると決め付けず、一般送配電事業者調整方式について柔軟に考えていただきたい。特に短期間の抑制に関しては、簡易な方法を採用するほうが実現性は高いのではないか。
- 売買方式に関する最大の懸念は、旧一般電気事業者の市場支配力である。交渉になれば売買が成立せず、初期値で決めたとおりにになってしまうのではないか。
- 公平性に基づいた初期値がそのままでは効率性が確保されないので、何らかの方法で売買されれば、効率性が確保されるのではないか。

### <コネクト&マネージ>

- 課題は、既存契約との兼ね合いをどう考えていくかということで、勿論既存契約を完全に守らなければいけないということでもないと思われるので、今後この点の考え方を整理していく必要がある。
- 実質的に補助金を受けているFIT電源が、将来的にこの売買に参加することでメリットオーダーを歪めることのないように仕組みを構築するにあたっては留意していただきたい。

## 流通設備停止に伴う発電制約量の分担方法についての問題意識と対応の方向性

### (論点の再整理)

- 公平性を考慮した基準値を設定し、これを効率性の観点で調整することにより、**公平性と効率性の双方が確保できる**ものと考え、以下のとおり検討を進める。



#### ■ 発電制約量の基準値（公平性の観点：論点Ⅰ）

- ライセンス制導入前は、旧一般電気事業者が自主的に自社の発電制約で対応してきたが、ライセンス制導入後の公平性を考慮し、新電力等を含めた分担方法について再整理する。
  - ⇒ 第1回検討会でのご意見を踏まえ、公平性を考慮した基準値について再整理する。**論点Ⅰ-(1)**

- 現行の発電制約の対象設備は、一部の火力等に限定（同一電圧階級 + 1 電圧階級下位等）しているが、「運用」と「経済」を区分し、公平性を考慮した分担方法について検討する。
  - ⇒ 制約対象範囲の見直しについて、第1回検討会で異論がなかったため、運用と経済を切り離して検討を進める。**論点Ⅰ-(2)**

#### ■ 効率性を考慮した調整（効率性の観点：論点Ⅱ）

- 社会的厚生を踏まえた調整方法を新たに検討し、効率性を確保する。
  - ⇒ 効率性を考慮した調整について、第1回検討会で異論がなかったため、メリットオーダーや実務面での実現性を考慮し、「案①発電制約量売買方式」・「案②一般送配電事業者調整方式」をベースに議論を深める。**論点Ⅱ**

公平性		効率性	予見性
発電制約対象設備の選定		発電制約量の分担	
<b>発電制約対象設備選定</b> 現行の考え方 ・同一電圧階級 + 1 電圧階級下位 ・選定対象外設備 (出力調整困難な発電機) ↓ <b>対象範囲の拡大・出力調整困難な発電機の扱い</b> <b>&lt;実運用管理面の課題&gt;</b> ・「運用」と「経済」を区分した方法案の検討 <b>&lt;区分したときの課題&gt;</b> ・経済的負担の費用回収等 論点 I -(2)	<b>基準値</b> <b>各案の採用について整理</b> ① 定格容量比率按分 (現行) ② 事業規模比率按分※ ③ kWh 按分 (輪番制) ※ <b>発電BG規模</b> との提案があったが、BGはインバランス精算を合算して算出する対象範囲であり、複数発電所のBGを1つの発電所のBGに変更することも可能であるため、提案の趣旨から、 <b>事業規模</b> に置き換える。 論点 I -(1)	<b>効率性を考慮した調整方法</b> 以下の案をベースとして検討 <b>案① 発電制約量売買方式</b> ・効率性の担保 ・市場支配力行使の有無 事後検証、ガイドライン等 ・具体的なスキーム ・実務上の実現性 システム 等 <b>案② 一般送配電事業者調整方式</b> ・「運用」と「経済」を区分する具体的方法 論点 II	情報共有 広域機関 一般送配 事業者で 検討 ・予見性 ・透明性 年間 月間 レベル
流通設備作業停止時	作業停止時を参考に検討 ・「運用」と「経済」を区分した方法案の検討 別途議論する。 論点 I -(2)	既存と新規(C & M)の公平性 ・既存電源の契約上の扱い ・特定負担の扱い 等 <b>別途議論する。</b> 別注: ・既存と新規電源との基準の兼ね合いは、効率性を担保すれば、解決可能な課題と考える。	作業時と別に検討 翌日 レベル
コネクト & マネージ	作業停止時を参考に検討 ・「運用」と「経済」を区分した方法案の検討 別途議論する。	作業停止時を参考に検討 ・「運用」と「経済」を区分する具体的方法 ・需給調整市場の活用 等 <b>別途議論する。</b>	作業時と別に検討 翌日 レベル

## バランシンググループと契約者・発電契約者

14

### ■ 発電バランシンググループ (発電BG) の例

- ✓ 1つの発電量調整供給契約=1つまたは複数の発電バランシンググループ=Σ1つまたは複数の発電場所
- ✓ バランシンググループは、供給区域内で構成
- ✓ 発電バランシンググループには複数の発電者、発電所 (発電機) を含むことが可能
  - ・ (調整用発電所は単独の発電バランシンググループとする)
- ✓ 発電契約者 (この場合 発電者A) が供給区域の一般送配電事業者と「発電量調整供給契約」を締結
  - ・ (1つの発電量調整供給契約内に複数の発電バランシンググループを束ねることが可能)
  - ・ (発電契約者は必ずしも発電者である必要はない)
- ✓ 発電量調整供給契約単位で各種計画を提出
- ✓ 発電計画と発電実績の差分電力量 (インバランス) は、バランシンググループ単位で算定
- ✓ なお、販売計画・調達計画 (後述) は発電量調整供給計画全体で作成



電力広域的運営推進機関  
Organization for Cross-regional Coordination of  
Transmission Operators, JAPAN

# 論点Ⅰ：公平性に関する検討

## (1) 発電制約量の分担（基準値）

## (1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

- 発電制約量の分担は、分担量の基準値を設け、それを基に効率性を考慮した調整を行う方向で検討する。
- 現行の送配電等業務指針では、発電の抑制もしくは停止を回避するよう考慮のうえ、作業停止調整を行っても、なお発電制約が生じる場合において、潮流調整の効果および公平性を考慮のうえ、発電制約の対象となる発電機を選定することを規定しているが、発電制約量を分担する基準値の算出方法についても明確にルール化し、調整の透明性を確保してはどうか。
- 第1回検討会において提案があった各案について、基準値として適するかを整理する。
  - ① 定格容量比率按分
  - ② 事業規模比率按分
  - ③ kWh 按分（輪番制）

(1) 発電制約量の分担：流通設備停止に伴う発電制約の考え方（現行）

- **発電制約の対象とする発電機は、送配電等業務指針に基づき、1事業者の発電機を個別に選定するのではなく、潮流調整の効果を考慮のうえ、当該作業停止系統※の発電機から選定し、発電計画提出者間の公平性を考慮している。**
  - ✓ ライセンス制導入に伴い、発電計画提出者間の公平性を考慮のうえ発電機を選定するよう、送配電等業務指針に規定し、旧一般電気事業者のみが制約を受けることがないよう調整することとした。

※作業停止に伴う流通設備の運用容量超過防止に資する系統
  
- **発電制約量の分担は、連系線の同順位の混雑処理（連系線利用計画および通告値を按分抑制）を参考とし、選定した発電機の定格容量比率按分を基本的な考え方としており、この制約量を達成することにより、流通設備の運用容量を超過しないように実運用を行っている。**
  - ✓ 平常系統における発電機の定格容量（送電端）または契約受電電力を発電計画の最大値と見做して連系線利用計画値（通告値）と同様に按分抑制し、中立的な立場として、当該作業停止系統内の発電機の制約量を公平に分担する考え方を示している。
  - ✓ なお、当該作業系統に複数の発電機を有する発電計画提出者は、選定された複数の発電機の範囲内で自由に制約量を配分できる。

【送配電等業務指針】抜粋

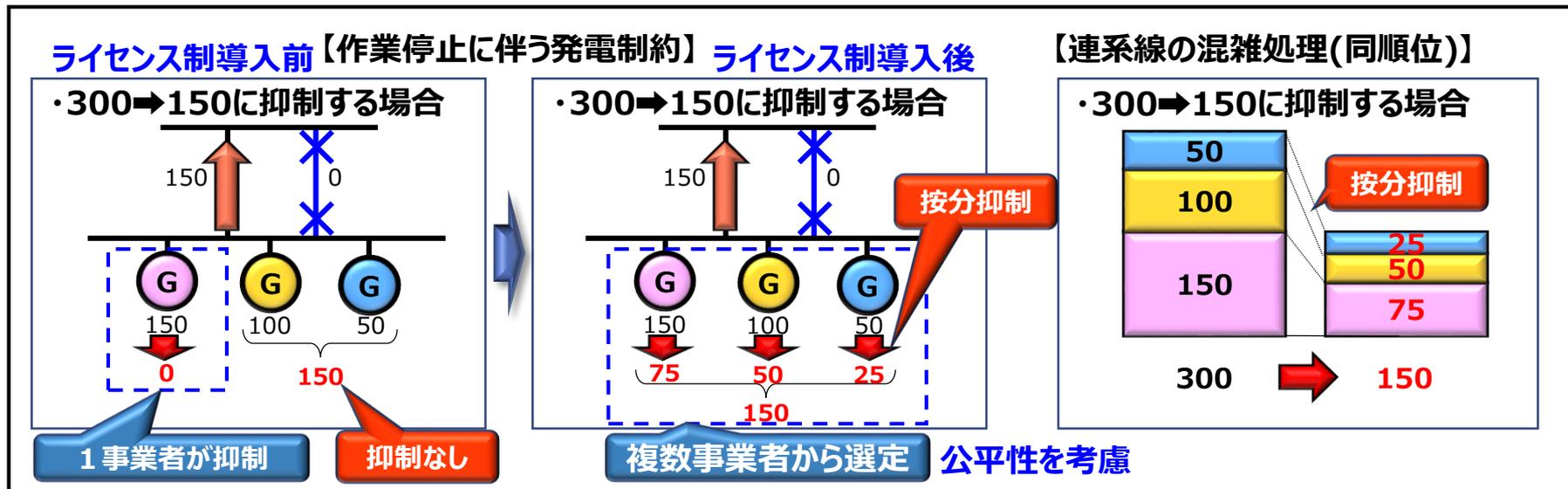
（作業停止計画の調整における考慮事項）

第244条

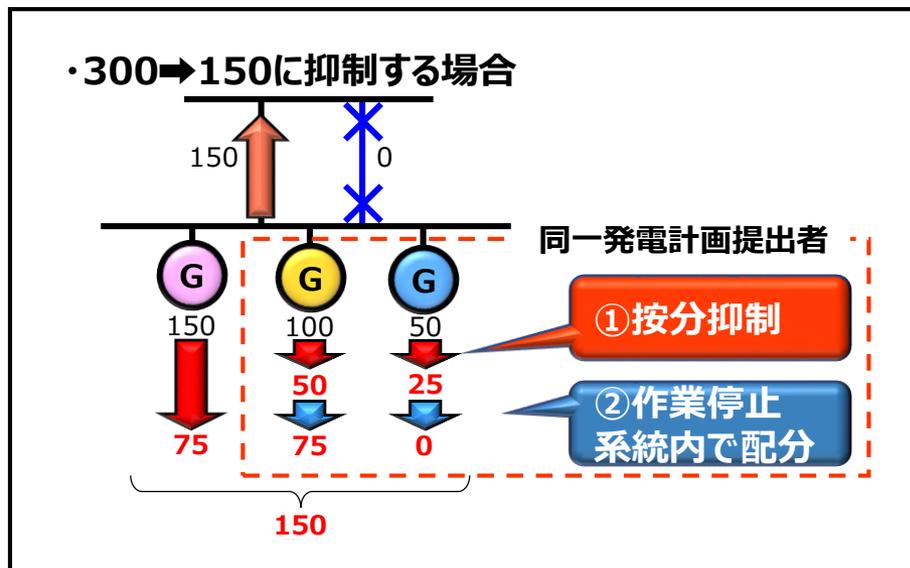
2 本機関又は一般送配電事業者が、作業停止計画の調整を行うにあたっては、発電機の出力の増加又は抑制によって流通設備（但し、連系線は除く。）に流れる潮流調整を行う必要が生じた場合には、潮流調整の効果及び発電計画提出者間の公平性を考慮の上、出力の増加又は抑制の対象となる発電機を選定しなければならない。

(1) 発電制約量の分担：流通設備停止に伴う発電制約の考え方（現行）

【対象発電機の選定と制約量の分担（按分抑制）イメージ】



【発電計画提出者の制約量の配分イメージ】



(1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

① 定格容量比率按分

■ 作業停止系統の発電機の「定格容量比率」で按分する。

➤ 作業停止系統内で選定された発電機で公平に分担する。(他系統の発電機は考慮しない)

【作業停止】

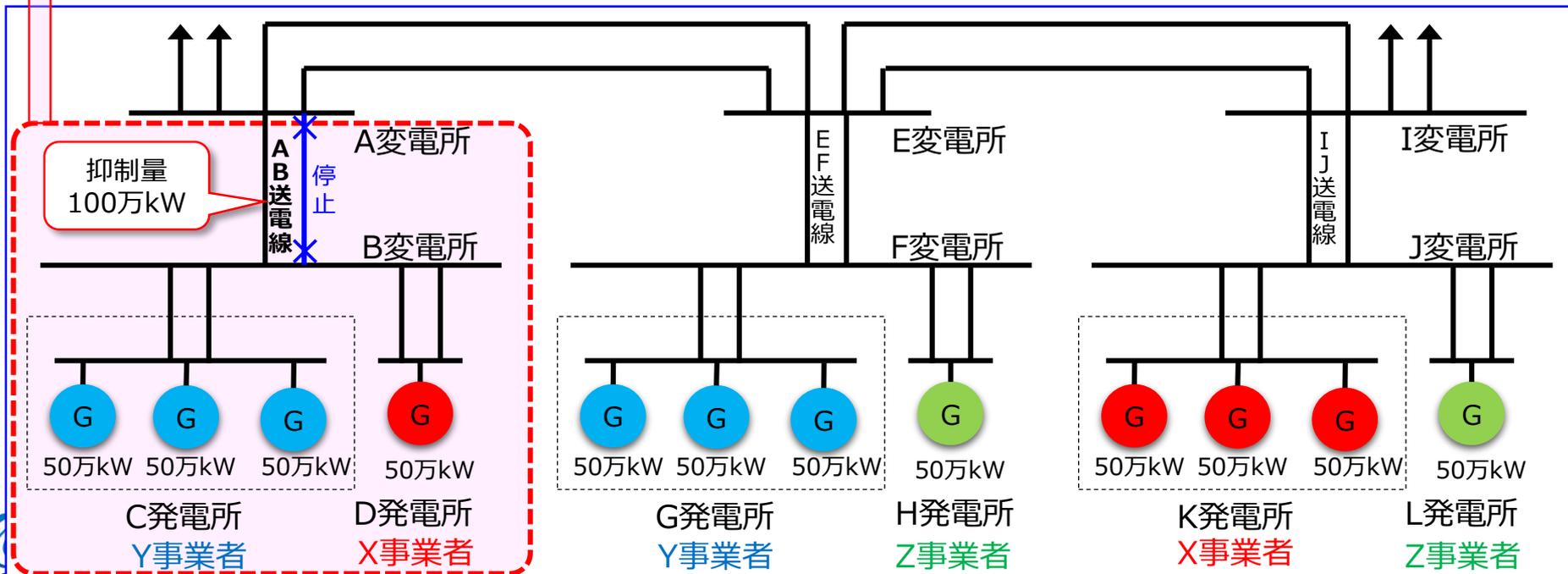
A B送電線停止：100万kW抑制

【発電制約量の算出式】 発電機容量は作業停止系統内で選定された発電機の容量

● 当該事業者制約量 = 制約必要量 × 個別事業者発電機容量 / 当該系統発電機容量計

算出例) X事業者制約量 = 100万kW × 50万kW / 200万kW = **25万kW**

Y事業者制約量 = 100万kW × 150万kW / 200万kW = **75万kW**



(1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

② 事業規模比率按分

- 作業停止系統の発電機を所有する事業者の「事業規模比率」で按分する。
  - 作業停止系統で選定された発電機の発電計画提出者の事業規模で分担する。  
(他系統の発電機を考慮する)

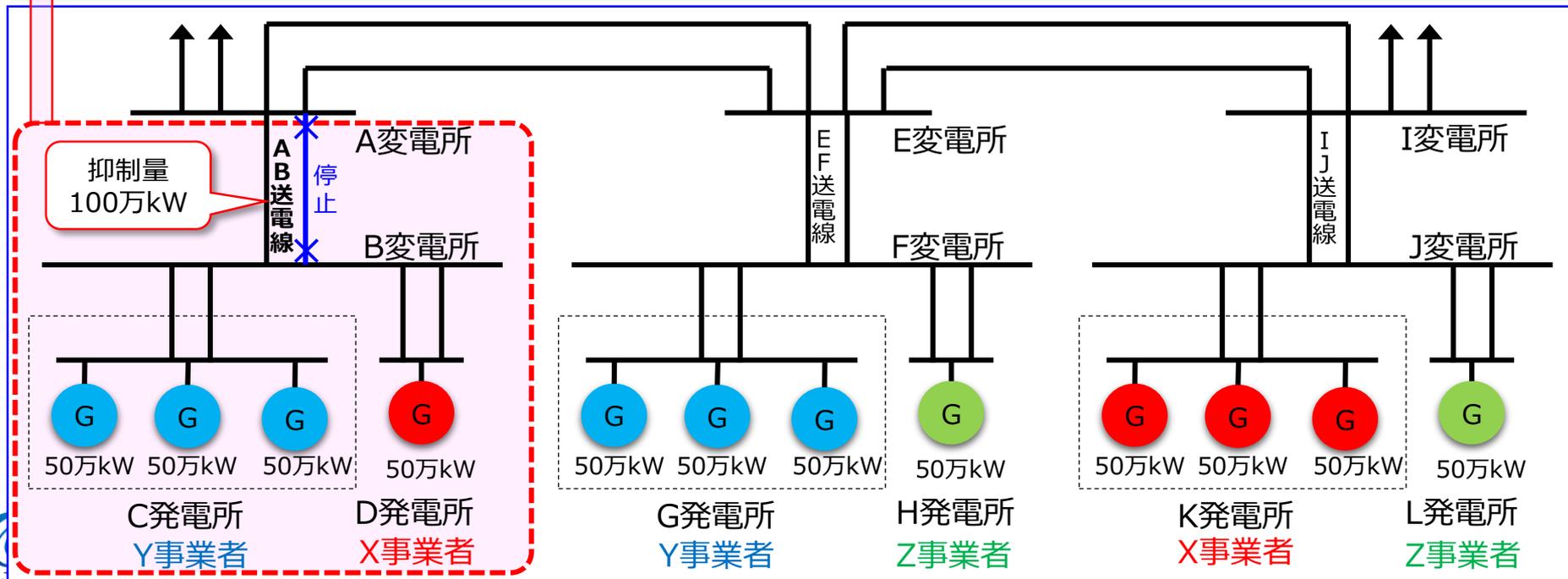
【各事業者の規模】  
 ➢ X事業者：4,000万kW  
 ➢ Y事業者：300万kW

【作業停止】

A B 送電線停止：100万kW抑制

【発電制約量の算出式】作業停止系統に存在する発電機を有する事業者での分担を前提とした場合

- 当該事業者制約量 = 制約必要量 × 個別事業者規模 / 当該系統事業者規模計
- 算出例) X事業者制約量 =  $100\text{万kW} \times 4000\text{万kW} / 4300\text{万kW} = 93\text{万kW} > 50\text{万kW}$   
 Y事業者制約量 =  $100\text{万kW} \times 300\text{万kW} / 4300\text{万kW} = 7\text{万kW}$



(1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

① 定格容量比率按分と②事業者規模比率按分における各事業者への影響※を確認する。

① 定格容量比率按分

	AB停止時	EF停止時	IJ停止時
<b>X事業者</b>	制約量：25万kW 影響：0.6%	—	制約量：75万kW 影響：1.9%
<b>Y事業者</b>	制約量：75万kW 影響：25.0%	制約量：75万kW 影響：25.0%	—
<b>Z事業者</b>	—	制約量：25万kW 影響：25.0%	制約量：25万kW 影響：25.0%

※影響 (%) = 制約量 / 事業規模 × 100

◆ 影響は、燃料価格や市場価格等により変動するため、実際の影響は不透明である。

【各事業者の発電機への影響】AB停止時  
発電機への影響(%) = 制約量 / 定格容量 × 100

①各事業者：50%

②**X事業者：186%**    Y事業者：5%

実機以上の抑制

【各事業者の規模】

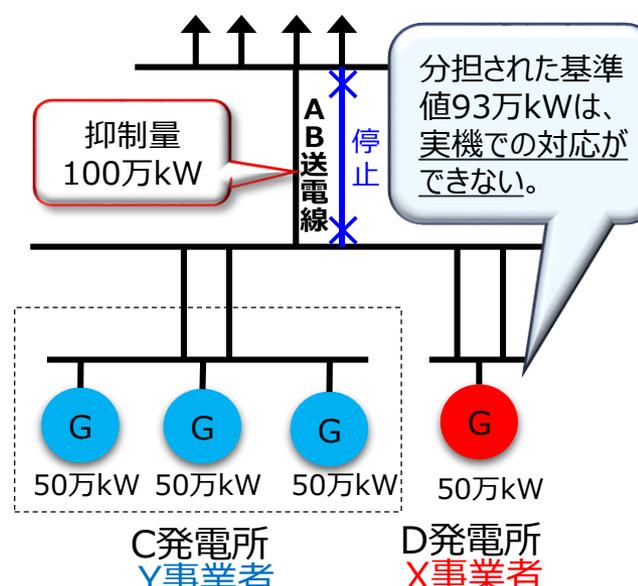
➢X事業者：4,000万kW

➢Y事業者：300万kW

➢Z事業者：100万kW

② 事業規模比率按分

	AB停止時	EF停止時	IJ停止時
<b>X事業者</b>	制約量：93万kW※ 影響：2.3%	—	制約量：98万kW 影響：2.4%
<b>Y事業者</b>	制約量：7万kW 影響：2.3%	制約量：75万kW 影響：25.0%	—
<b>Z事業者</b>	—	制約量：25万kW 影響：25.0%	制約量：2万kW 影響：2.4%



※AB送電線停止時は、X事業者の発電機 (50万kW) を停止しても、制約量が43万kW不足することから、実運用では、Y事業者が抑制することになる。

⇒この場合、効率性を考慮した調整【論点 II】において、**X事業者が43万kW分の経済的な負担をすることになるか。**

(1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

- **事業規模比率按分**は、作業系統内の発電機の実出力以上の制約を求めることになるが、実出力以上の制約を求めるということは、作業系統に発電機が存在しない事業者（下図ではZ事業者）へも制約を求めるという考え方になるのではないか。

【各事業者の規模】

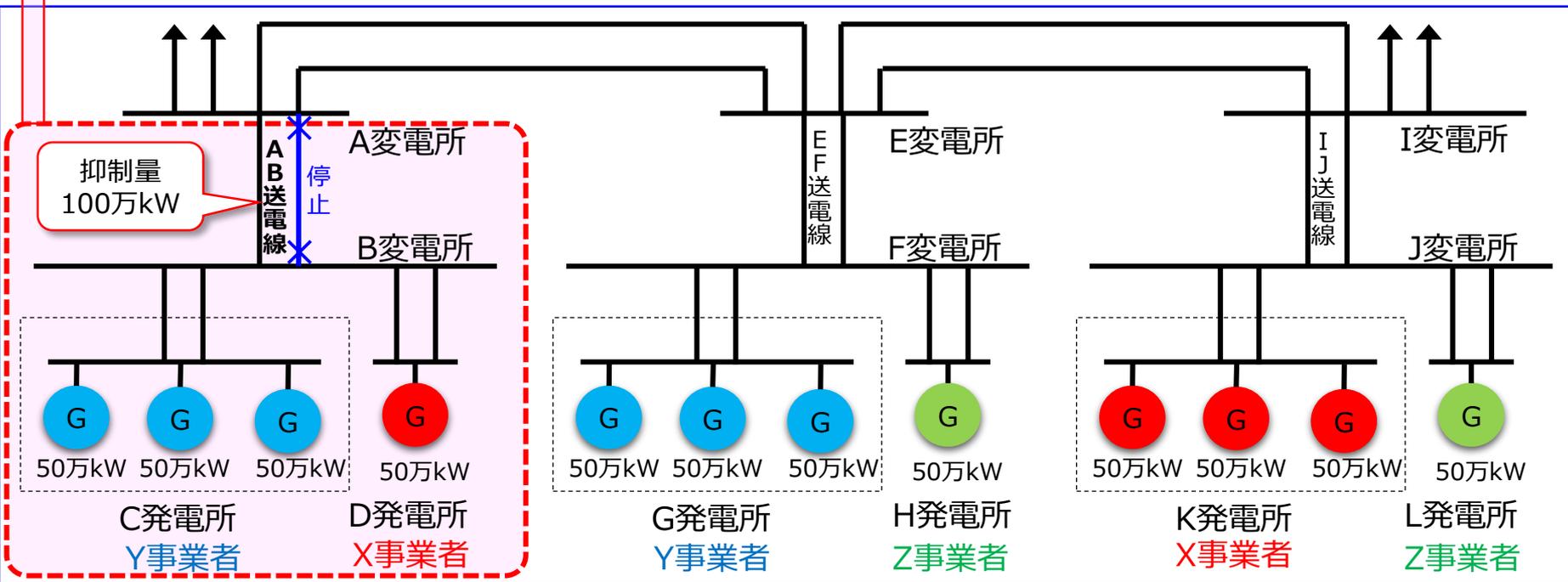
- X事業者：4,000万kW
- Y事業者：300万kW
- Z事業者：100万kW

■ 【作業停止】

A B 送電線停止：100万kW抑制

【発電制約量の算出式】作業停止系統に存在しない発電機を含めた事業者での分担を前提とする場合

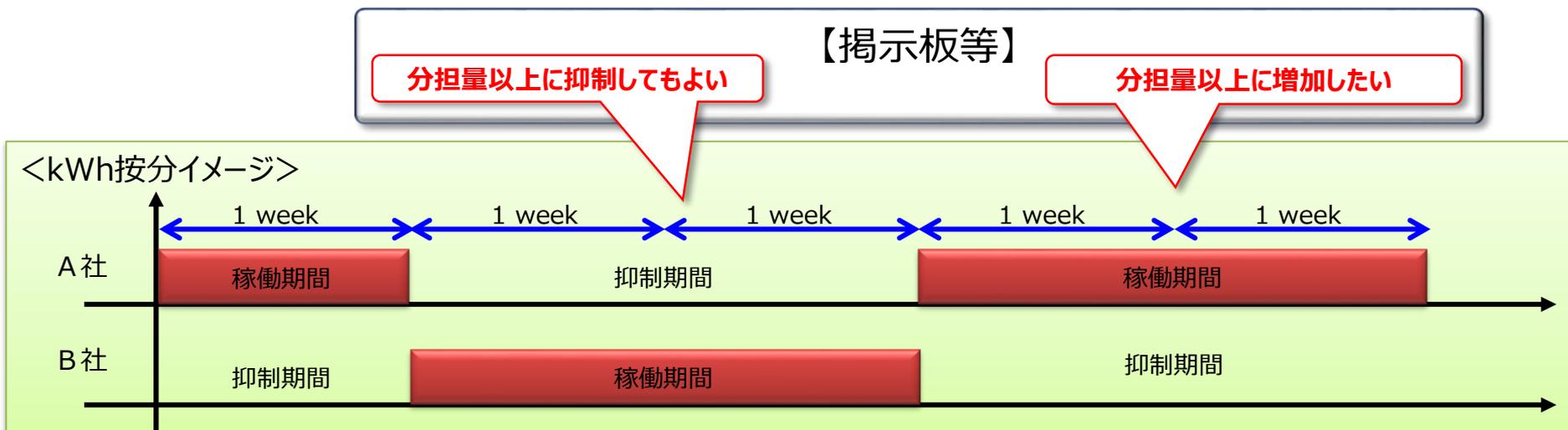
- 当該事業者制約量 = 制約必要量 × 個別事業者規模 / 当該系統事業者規模計
- 算出例) X事業者制約量 = 100万kW × 4000万kW / 4400万kW = **91万kW** > 50万kW  
 Y事業者制約量 = 100万kW × 300万kW / 4400万kW = **7万kW**  
 Z事業者制約量 = 100万kW × 100万kW / 4400万kW = **2万kW** > 0万kW



(1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

③ kWh按分（輪番制）

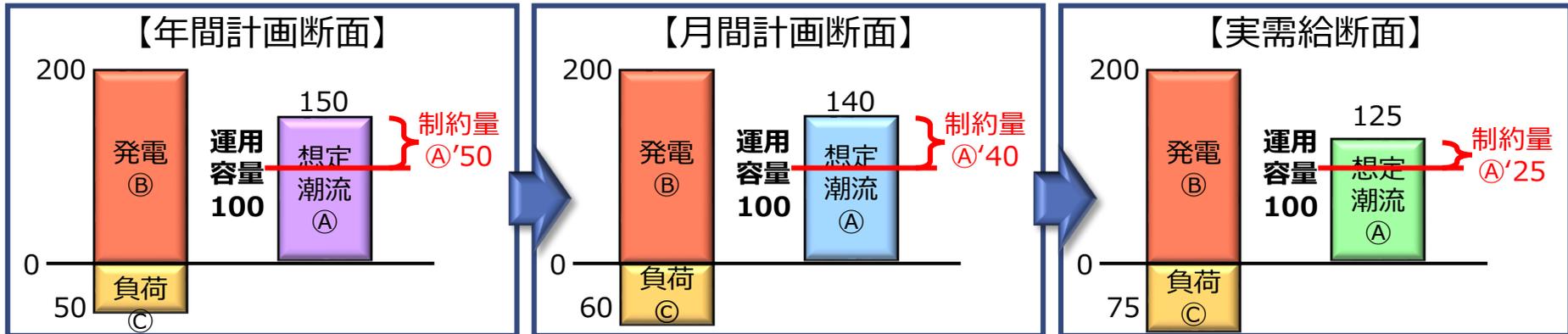
- 需要の変動に伴い作業停止期間内の発電制約量が変動（年間⇒実需給、時間毎）するため、kWh按分をルール化することは難しいのではないか。
- また、市場価格の変動等があることから、公平性を考慮した発電機の輪番停止時期の選定をルール化することは難しいのではないか。
- なお、「運用」と「経済」を区分し、基準値から調整することにより、効率的な運用が可能になると考える。【論点Ⅱ】
  - ✓ 例えば、当該事業者間の調整（掲示板等の活用）により、kWh按分（輪番制）を実施することが可能ではないか。



第1回地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会 資料4-3より

- 作業停止当該設備の想定潮流は、以下のとおり算出するが、実需給に近づくほど予想負荷の精度が向上するため、年間計画断面と実需給断面では制約量が異なる。

- 想定潮流① = 発電定格出力② - 予想負荷③
- 制約量①' = 想定潮流① - 運用容量 (100)

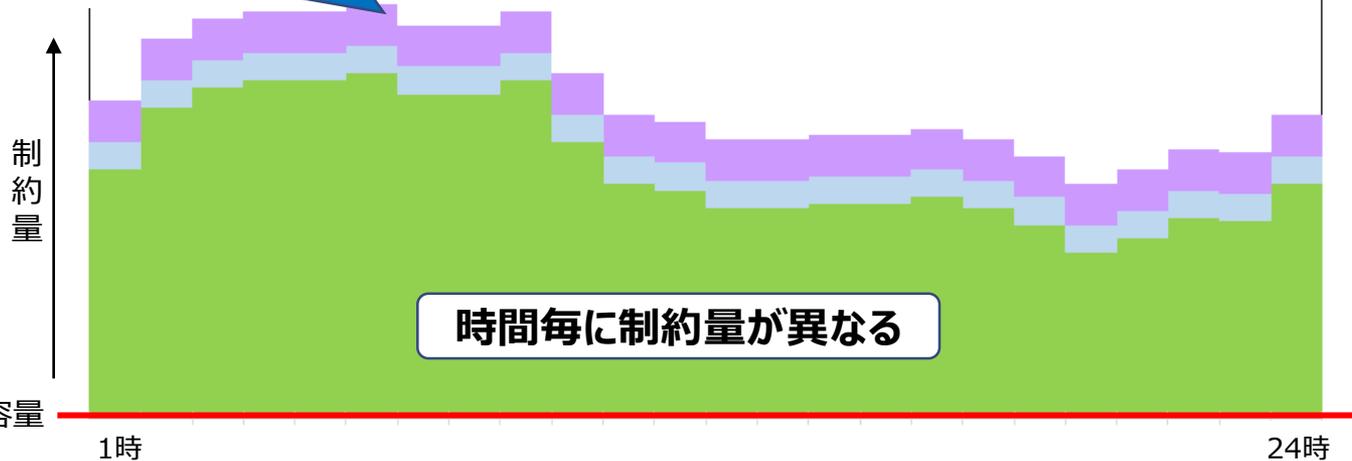


## 【1日の制約イメージ】

軽負荷時は制約量が増加する

発電制約量

■ 実需給断面 ■ 月間計画 ■ 年間計画



- ✓ 年間計画や月間計画で発電制約量は、実需給断面と異なることが想定されるため、発電制約量の基準値は、実需給に近い断面の方が精度の向上を図れるものと考える。

## (1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

## ① 定格容量比率按分

- 系統の発電機構成にかかわらず、どのような作業停止系統においても同様の発電制約比率を適用することができる。

## ② 事業規模比率按分

- 系統の発電機構成によっては、分担された発電制約量を満たせない場合があり、当該作業停止系統の発電制約量が不足することが想定される。  
この場合、作業停止系統内で発電制約量を分担することを前提とすると、発電制約比率が変動するため、事業へ与える影響も異なる。
- また、事業規模の範囲や適用時点によって、発電制約比率が変動する。
- 事業規模は、例えば、提案があった「発電量調整契約の契約受電電力の合計値」であれば、当該作業停止エリアの合計値ではなく、全エリアの合計値とする等、様々な設定の考え方があり、その設定方法により事業へ与える影響も異なる。
- 上記のとおり変動要素が多いため、基準値としては適さないのではないか。

## ③ kWh按分（輪番制）

- 需要の変動に伴い作業停止期間内の発電制約量が変動するため、kWh按分が困難であること、また、市場価格の変動等があることから、公平性を考慮した発電機の輪番停止時期の選定が困難であると考えられるため、基準値としては適さないのではないか。

(1) 発電制約量の分担：基準値案の比較検討

- ◆ ①②何れの案においても、発電機最低出力以下となる制約量が分担される懸念があるため、例えば、制約対象範囲の拡大【論点 I -(2)】等により、発電機毎の制約量を可能な限り減少させるような方策も必要と考える。
  - 発電制約量の基準値は、運用と経済を区分した制約対象範囲の拡大により、再エネを含めた小規模容量の発電機を所有する多数の事業者が制約対象になり得ることに留意する必要がある。
  - この場合、多数の事業者に対する制約量の分担や事後精算の対応が必要となるため、事業者から疑義が生じないよう、透明性を確保したルールに基づき調整することが望ましいと考える。
  
- ◆ なお、発電機最低出力以下となる制約量が分担された場合は、基準値からの調整【論点 II】により、効率性の観点を踏まえた調整ができるものとする。



以上から、「①定格容量比率按分」が基準値として適当ではないか。

# 論点 I : 公平性に関する検討

## (2) 発電制約対象設備の選定

(対象範囲の拡大および出力調整が困難な発電機の扱い)



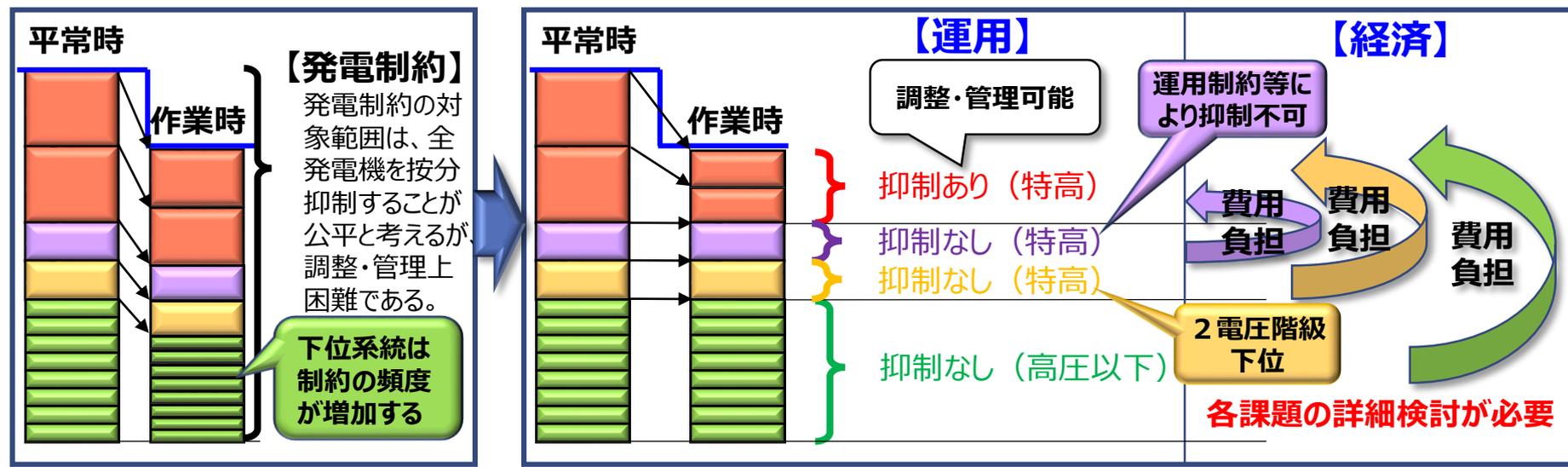
現行の作業停止調整における発電制約対象設備は、「作業停止設備と同一電圧階級 + 1 電圧階級下位の発電機」から、公衆安全や設備保安上等の理由により出力調整が困難な発電機を除いて選定しているが、公平性確保の観点から対象範囲の拡大について検討する。

■ 発電制約対象範囲の拡大に伴う運用面・管理面の課題

- 下位電圧連系発電機の制約回数(頻度)の増加と小容量発電機の抑制が想定される。
- 作業停止調整面や実運用面での管理が困難になると想定される。

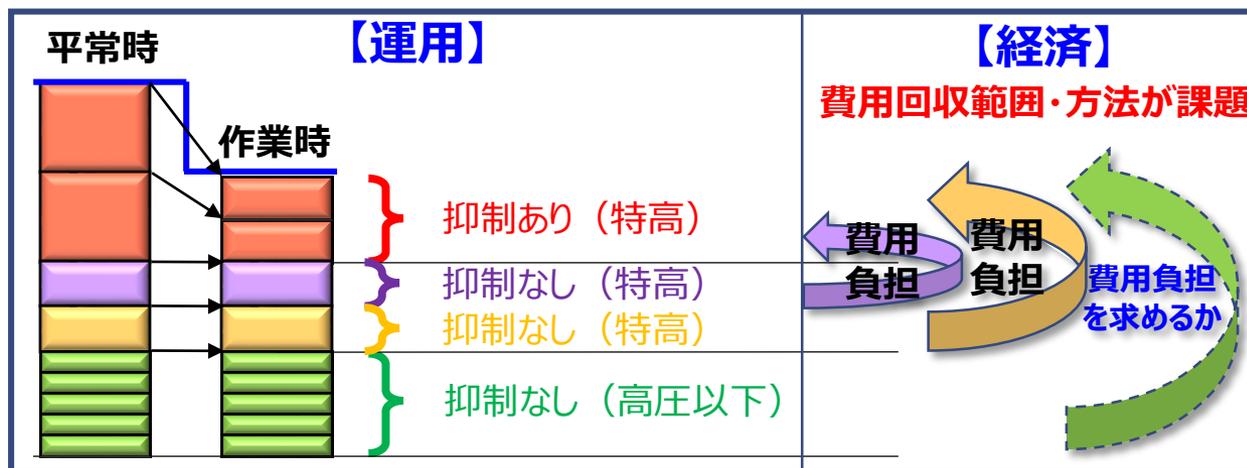
■ 「運用」と「経済」を区分した課題解決方法案

- 運用面では抑制が困難な下位電圧連系発電機や小容量発電機、出力調整困難な発電機の発電制約を付加せず、経済面での負担を付加することで、上記の課題は解決することができるのではないかと。
- ただし、経済面での負担を付加する場合は、精算システムの構築や実務面の課題について、今後、詳細な検討が必要と考える。



■ 「運用」と「経済」を区分した場合の課題

- 経済的な負担を求める場合は、費用回収のスキームが必要となるため、費用の在り方、費用を回収する範囲や回収方法等に課題があると考える。



- 特高連系の発電機のうち、現行において発電制約を付されていない電圧階級の発電所および水力・地熱等の数は限定的であり、直接回収が可能か。
- 高圧以下の系統は、系統切替等が可能であり、系統状況や制約量の把握が困難であるため、制約対象外とすることも考えられる。費用負担を求める場合は、どのような費用回収方法とするか。  
(低圧を含めると数的な問題があり現実的ではないか)  
✓ 費用回収方法：直接回収 ・ FITから回収 等

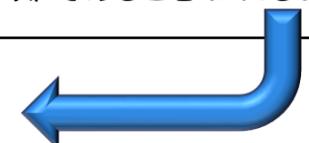
今後、以下の内容等について、実効性を考慮のうえ検討を進めることとしてはどうか。

- 発電制約の対象範囲 (経済負担の範囲) は、どこまで拡大するか。
- 経済的な負担を求める場合は、どのように費用を算出し、回収するか。

# 論点Ⅱ 効率性に関する検討

## 発電制約量の分担（効率性を考慮した調整方法）

- 第1回検討会で提案した以下の3案について詳細に検討する。

		発電制約量の分担	発電制約量の経済的負担	備考
案①	a	【発電制約量売買方式】 基準とする制約量を決めた後、制約量を再分担する仕組み	<u>基準とする分担量を事業者間で売買する。</u>	<掲示板方式> 関係事業者のみが参加できる掲示板のような場を設け、「制約量を減少させたい」、「制約量を増加してもよい」などの意思や取引条件を提示し売買を誘導する。
	b			<入札方式> 関係事業者の入札（簡易なオークション）により「送電線利用の権利または地位等」を決める。
案②		【一般送配電事業者調整方式】 一般送配電事業者が、各発電機の発電単価に基づき発電制約量の分担を決める仕組み	基準とする分担量以上に発電した事業者の利益の一部を基準値以下に抑制した事業者に配分する。	案②は予め発電単価等を把握することに課題があることから、実現が困難であると思われる。
		 案②を以下のとおり再提案する		
案②		【一般送配電事業者調整方式】 簡易的に燃料単価を算出し、メリットオーダーで調整を行い、発電制約の分担量を決める仕組み	基準とする分担量以上に発電した事業者の <u>利益の一部を回収し</u> 、基準値以下に抑制した事業者に <u>配分する</u> 。※	広域機関が燃料単価を簡易的に算出し、その燃料単価に基づき一般送配電事業者が調整する。

※【論点Ⅰ-(2)】発電制約対象範囲を拡大するためには、一般送配電事業者調整方式と同様の費用回収スキームが必要

- 各案とも課題があるものの、相対的に比較すると、早期実現性の観点からは「案①」が優位であり、「案①」の効率性からは「案①-a」が優位であると考えられる。

方式		効率性	実効性	早期実現性
案①	a 【発電制約量売買】 掲示板方式	△ 事業者の経済合理的な行動により、メリットオーダーの効果が期待できる。 事業者の経済行動に依存するため、調整後のメリットオーダーの効果がバラつくことが考えられる。（基準値より悪化する場合もある） ただし、事業者間の交渉により、そのバラつきが比較的小さくなることが期待できる。	△ 最終的な制約量を実需給断面で決定する場合、年間計画からの変更対応等、事業者間の調整が複数回必要となる。 また、実需給直近での売買価格の見直し交渉は困難と考える。	△ 取引ルールやガイドライン等の策定、契約書の雛形準備、仕組みの周知等に時間を要する。 簡易的な取引場や精算方法は早期に構築できるのではないかと。
	b 【発電制約量売買】 入札方式※	× 事業者の経済合理的な行動により、メリットオーダーの効果が期待できる。 ただし、一回限りの入札で決定されるため、掲示板方式と比べ、効果のバラつきが比較的大きくなる場合がある。	△ 年間計画断面で制約量入札価格を決定すると、実需給断面での制約量の変更ができないため、入札実施時期を検討する必要がある。	△ 同上
案②	一般送配電事業者調整方式	△ 中立的な燃料単価モデルを参照し、一義的に抑制するため、一定のメリットオーダーの効果が確実に期待できる。 ただし、参照する燃料単価がモデルのため、完全なメリットオーダーが実現できないことが想定される。（同一の発電方式・燃種では結果的に基準値での調整と同様になる場合がある）	△ 調整電源の調整は、最終的な制約量を実需給断面で決定できるため、年間計画断面の制約量からの変更や精算手続きに対して柔軟に対処できる。 メリットオーダーを実現するために非調整電源も含めて調整するためには、当該電源への抑制指令のタイミングや判断基準を明確化する必要がある。	× 一般送配電事業者の権限を強化する必要があり、制度面の構築に相当な時間を要する。 また、実務面の課題の詳細検討や精算システムの構築に相当な時間を要する。

※約定ルールの想定：①送電権の買入札のみ（価格の高い方を優先的に約定） ②買、売の入札（マッチングした場合のみ約定）

- 現行の定格容量比率按分による発電制約量の分担は、効率性が確保されていないことから、速やかな対応が必要と考えられる。  
また、現状において作業調整が困難化していることを踏まえ、早期実現の観点から「掲示板方式」を試行的に導入し、事業者間で発電制約量を売買（制約量を再分担）することとしてはどうか。
- 「一般送配電事業者調整方式」は、制度面の構築に時間を要するものの、実需給断面における調整という観点からは、柔軟に対処できる面もあるため、コネクト&マネージでの活用を考慮し、掲示板方式の試行的運用と並行して検討を進めてはどうか。



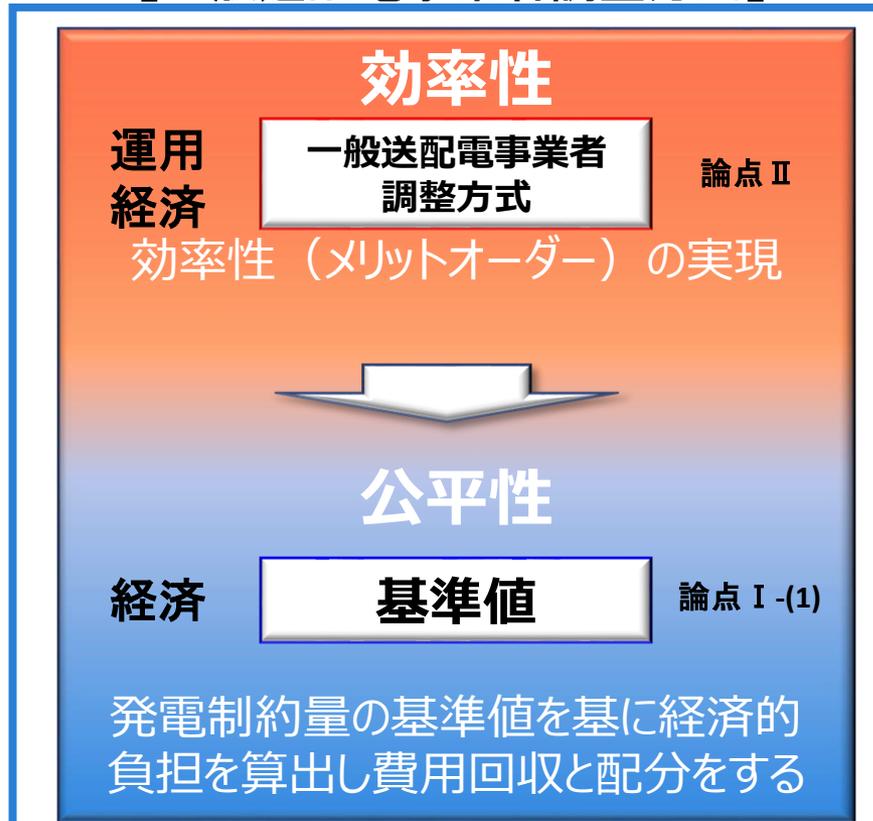
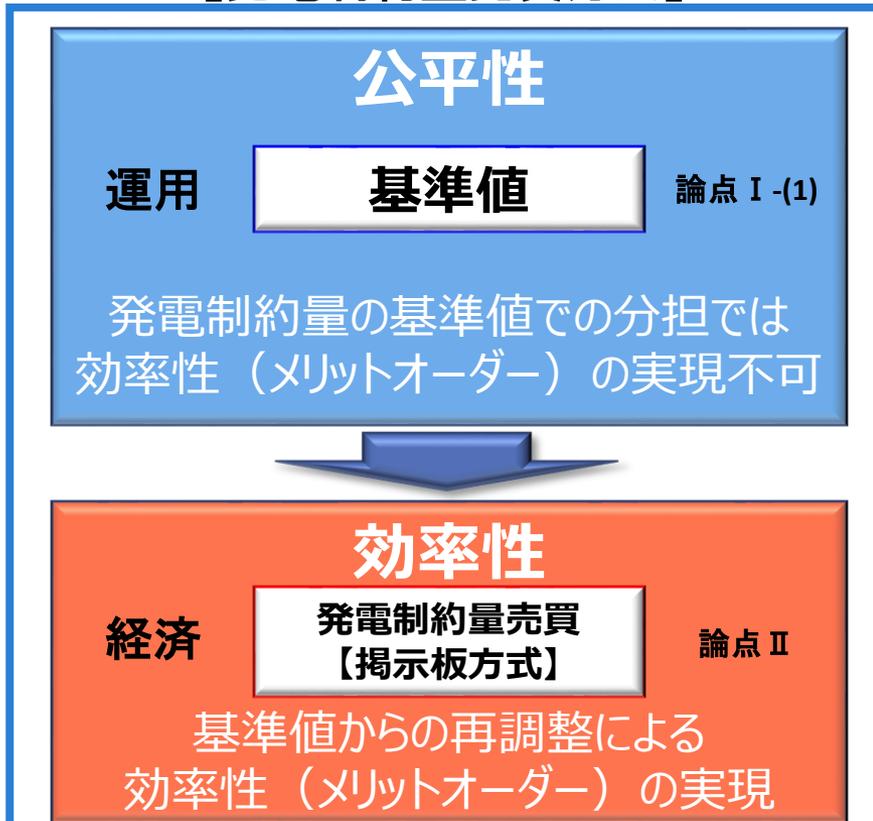
- 各方式の導入時に想定される課題と対応の方向性のイメージを以下のとおり取りまとめた。

方式		課題	対応の方向性のイメージ	備考
案①-a	【発電制約量売買】 掲示板方式	<ul style="list-style-type: none"> <li>○事業者間での売買で効率性が担保できるか                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・限定的な事業者間での売買</li> <li>・市場支配力行使の防止</li> </ul> </li> <li>○事業者間での円滑な契約、精算の仕組みが必要ではないか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ガイドラインの制定                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・交渉の応諾義務</li> <li>・実績の検証 (例えば、金銭を受領して抑制する電源や調整に応じなかった電源の事後検証を行い、疑義が生じた場合に対価の支払中止などのペナルティーを課す)</li> </ul> </li> <li>○円滑な調整のための第三者による仲介等                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・契約書の事前締結（雛形準備）</li> <li>・精算管理(金銭授受は事業者間で実施)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1対1の相對契約（第三者が仲介することにより、3社以上に跨る売買も可能）</li> </ul>
案②	一般送配電事業者 調整方式	<ul style="list-style-type: none"> <li>○各発電機の燃料単価の設定や事業者利益の把握・配分方法について受容性のある考え方が整理できるか</li> <li>○一般送配電事業者を介した事業者間との円滑な契約、精算が必要ではないか</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○出力調整、事後精算の仕組みの構築                             <ul style="list-style-type: none"> <li>・受容性のある簡易的な方法 (以下は例示)</li> <li>◆燃料単価：燃種別の熱効率と燃料費で算定</li> <li>◆熱効率：モデルプラントの値を採用</li> <li>◆燃料費：至近数か月の平均</li> <li>◆利益：各エリアのスポットと時間前実績の平均利益配分率：50%</li> <li>◆契約、精算：約款、申合書の見直し 精算システムの構築</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一般送配電事業者が的確に運用・精算できるよう、ガイドラインの制定や、約款等の見直しが必要</li> </ul>

検討の方向性：効率性（メリットオーダー）の実現→社会的厚生最適化

【発電制約量売買方式】

【一般送配電事業者調整方式】



何れの方式も公平性を考慮した基準値が必要

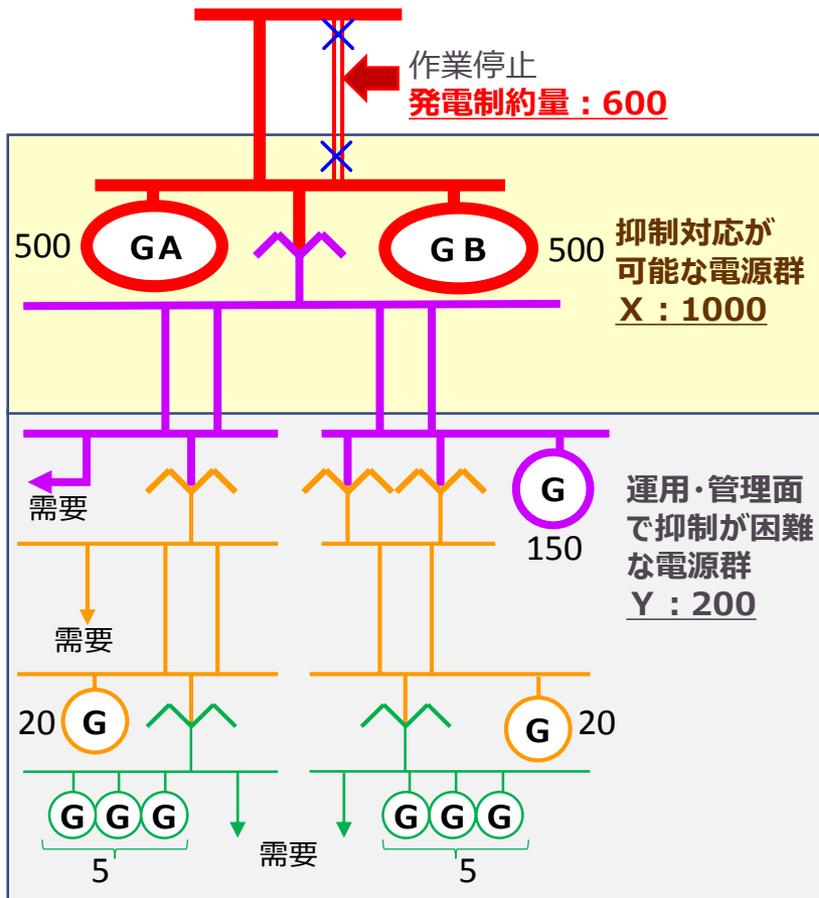
事業者間の売買が成立しない場合は、基準値で制約量が配分されるため、運用・経済を一体と考えることが必須となる。

一般送配電事業者が発電制約量を配分することにより、運用・経済とも自動的に成立するが、経済的負担を算出するための基準値が必要となるため、運用・経済を一体と考えることが必須となる。

## <前提条件>

- 発電制約対象設備は全ての電源
- 抑制量 (基準値) は仮に定格容量比率按分※
- 発電単価 :  $G_A > G_B$
- 発電機の最低出力は未考慮

※基準値は論点 I -(1)による



論点 I (2)		論点 I (1)	論点 II
発電制約対象設備の選定		発電制約量の分担	
対象範囲と基準値※	運用と経済を区分	基準値※	効率性を考慮した調整

	基準の出力 (抑制量)	運用の出力 (抑制量)		基準の出力 (抑制量)	運用の出力 (抑制量)
X	500 (500)	400 (600)	調整	G A	0 (500)
				G B	400 (100)
Y	100 (100)	200 (0)			

抑制量増加 +100

抑制なし

抑制困難

費用負担

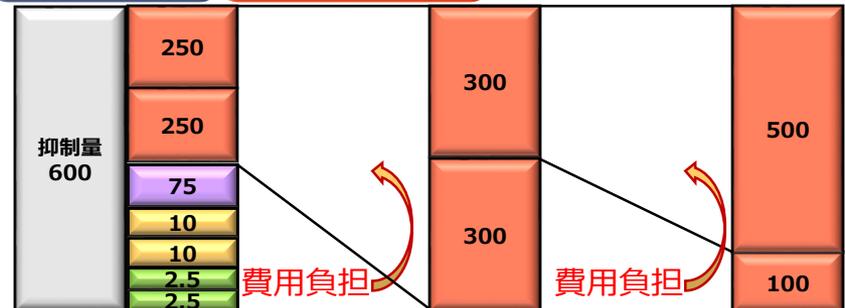
費用負担

公平性を考慮した基準値は、定格容量比率が適当か

効率面 (メリットオーダーの実現) や実務面で、どのような手段が有効か

抑制対象範囲をどうするか

費用回収と配分の仕組みをどうするか

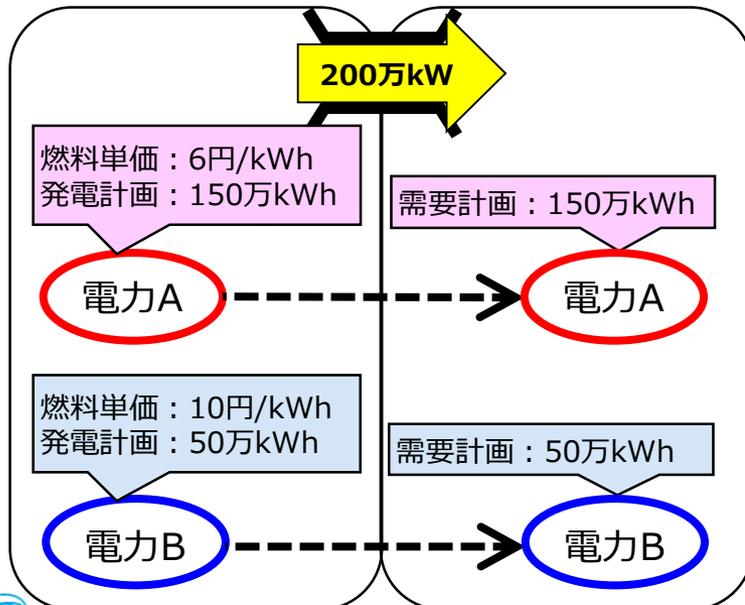


- 200万kWの送電容量を利用して電力Aと電力Bがそれぞれ150万kWと50万kWを隣接地域に送電する場合に要する費用は、下図のとおり1,400万円となる。
- 作業停止に伴い送電容量が100万kWに減少する場合、定格容量比率按分により電力Aが75万kW抑制、電力Bが25万kW抑制することを前提として、双方が代替供給力を市場調達することを含めた費用を算出する。
- 作業停止前の電力Aと電力Bの費用の合計は1,400万円であったが、作業停止調整後 (基準値) の費用は1,900万円に増加する。

作業停止前：費用1,400万円

電力A：900万円 (6×150)

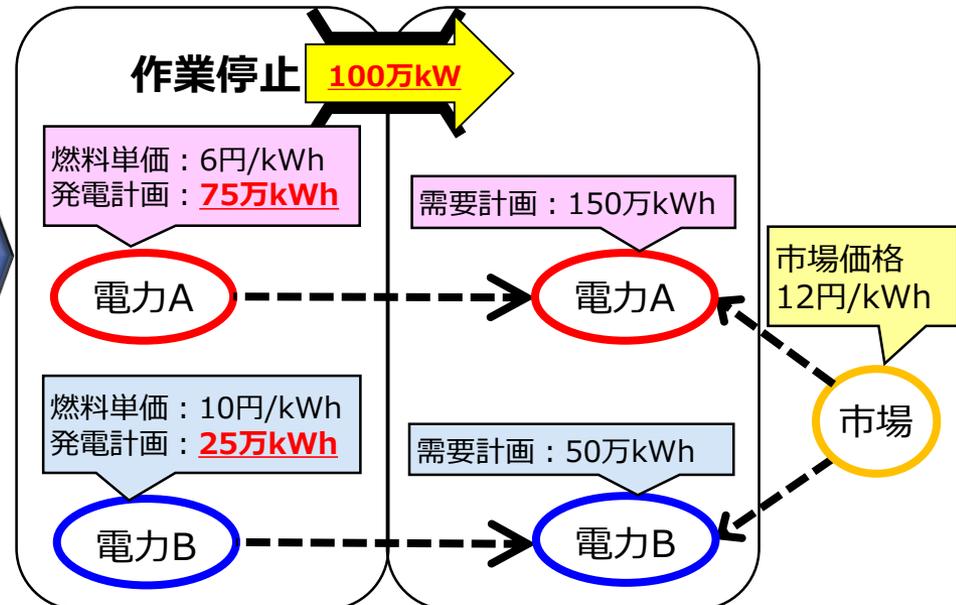
電力B：500万円 (10×50)



作業停止後 (基準値)：費用1,900万円

電力A：1,350万円 (6×75+12×75)

電力B：550万円 (10×25+12×25)



- 電気事業者は市場調達を回避するために、送電容量の範囲内で増加したい発電量に市場価格と燃料単価の差額を乗じて便益を算出し、その便益の一部 (※下記ではaとする) を他事業者に分配するよう事業者間で調整することを原則とする。
- 事業者間調整の結果、燃料単価が低い事業者が発電を増加、燃料単価が高い事業者が発電を減少する場合は、メリットオーダーが実現する。
- 燃料単価が低い事業者が発電を増加 (電力A : 75⇒100万kWh) し、燃料単価が高い事業者が発電を減少 (電力B : 25⇒0万kWh) する場合の事例を以下に示す。

※a = (市場価格 - 燃料単価) × 増加したい発電量 × 分配係数  
 下記の例では、 $a = (12 - 6) \times 25 \times 0.5^{*1} = 75$

\*1 例えば、電力Bの燃料単価が交渉時には0.1からスタートし、0.5で合意したケース。  
 ただし、分配係数が0.33以下の場合、電力Bの費用は基準値の費用よりも高くなるため、取引は成立しないと思われる。

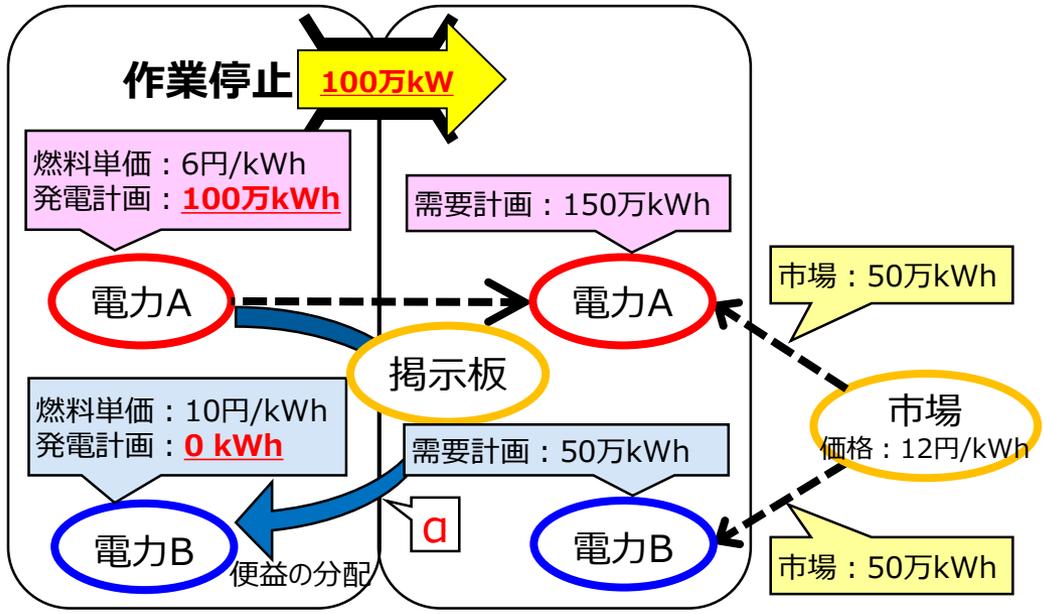
**作業停止前 : 費用1,400万円**  
 電力A : 900万円 (6×150)  
 電力B : 500万円 (10×50)

↓

**作業停止後 (基準値) : 費用1,900万円**  
 電力A : 1,350万円 (6×75 + 12×75)  
 電力B : 550万円 (10×25 + 12×25)

↓

**作業停止後 (掲示板) : 費用1,800万円**  
 電力A : 1,275万円 (6×100 + 12×50 + a(75))  
 電力B : 525万円 (12×50 - a(75))  
 ○メリットオーダーが実現する。



## 【懸念事項】

- 事業者間で市場価格の想定が異なる場合、便益の算出にばらつきが出る。
- 事業者により、算出された便益のうち、どの程度を他事業者に分配するのか対応が異なる。

ことが想定されることから、燃料単価の差が小さい場合等において、

- (1) 燃料単価が高い事業者が発電を増加するような取引が成立する場合
- (2) 掲示板による取引が不成立となり、基準値が適用される場合

は、メリットオーダーが実現しない。

- 燃料単価が低い事業者が発電を減少（電力A：75⇒50万kWh）し、燃料単価が高い事業者が発電を増加（電力B：25⇒50万kWh）する場合の事例を以下に示す。

※ $a = (\text{市場価格} - \text{燃料単価}) \times \text{増加したい発電量} \times \text{分配係数}$

電力Aが他社へ提示する金額： $a = (12 - 6) \times 25 \times 0.5 = 75$

電力Bが他社へ提示する金額： $a = (26 - 10) \times 25 \times 0.4 = 160$

**作業停止前：費用1,400万円**

電力A：900万円 (6×150)

電力B：500万円 (10×50)

**作業停止後（基準値）：費用1,900万円**

電力A：1,350万円 (6×75+12×75)

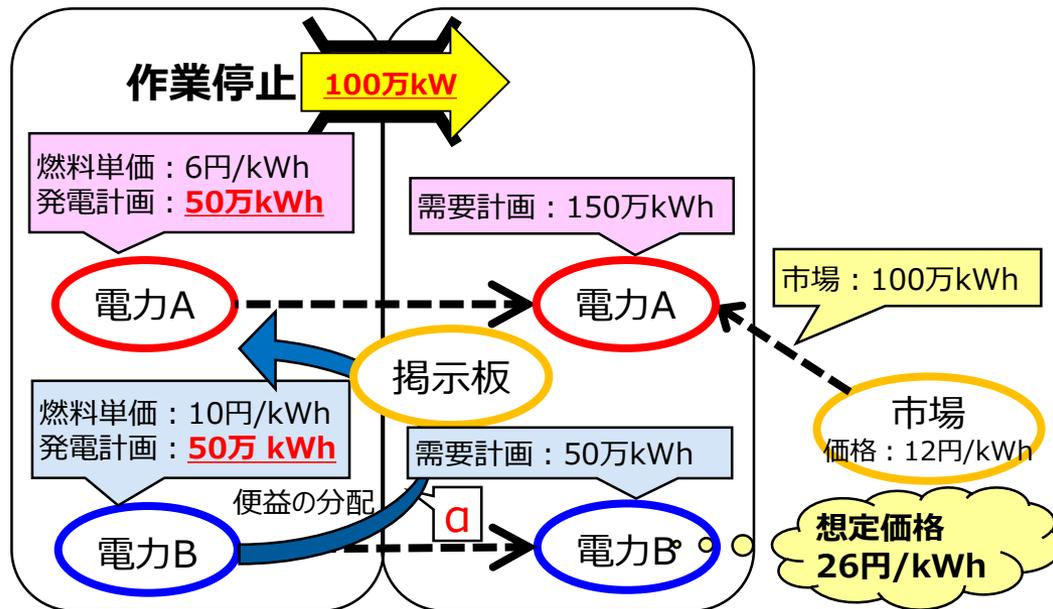
電力B：550万円 (10×25+12×25)

**作業停止後（掲示板）：費用2,000万円**

電力A：1,340万円 (6×50+12×100-a[160])

電力B：660万円 (10×50+a[160])

**○メリットオーダーが実現しない。**



# (参考) 発電制約量の分担方法 (案①-b : 入札方式〔約定ルール①買い入札のみ〕) 33

- 電気事業者は市場調達を回避するため、送電容量の範囲内で増加したい発電量に市場価格と燃料単価の差額を乗じて便益を算出し、その便益を上限として送電権の価値（※下記ではa）を設定のうえ、買い入札を行う。
- オークションの結果、燃料単価が低い事業者が送電権を落札し発電量を増加、燃料単価が高い事業者が発電量を減少することになるため、メリットオーダーが実現する。
- 燃料単価が低い事業者が発電を増加（電力A：75⇒100万kWh）し、燃料単価が高い事業者が発電を減少（電力B：25⇒0万kWh）する場合の事例を以下に示す。

※ $a = (\text{市場価格} - \text{燃料単価}) \times \text{増加したい発電量} \times \text{分配係数}$   
 下記の例では、 $a = (12 - 6) \times 25 \times 0.5 = 75$

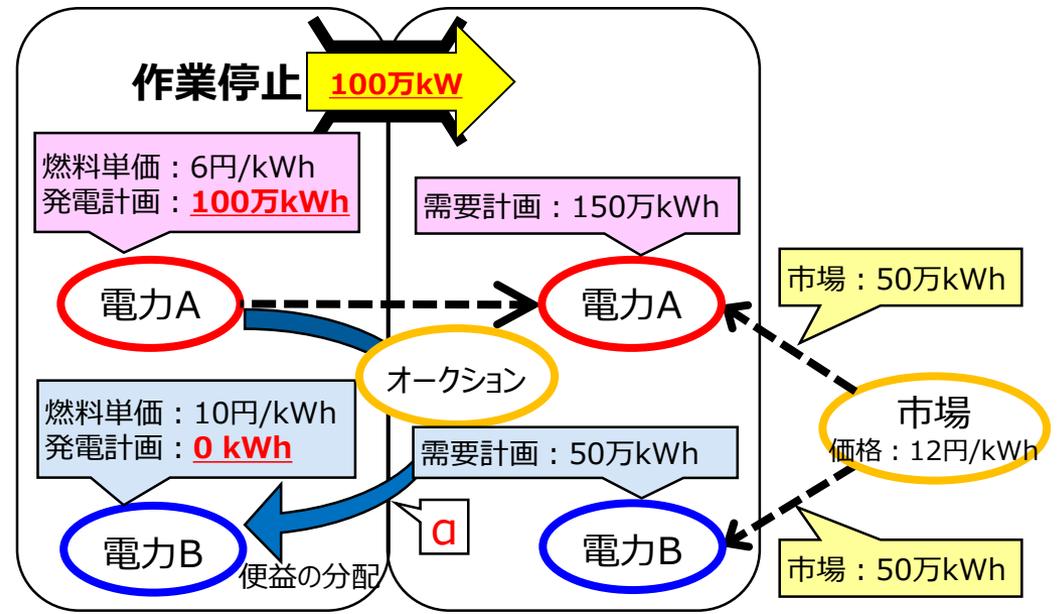
**作業停止前：費用1,400万円**  
 電力A：900万円（6×150）  
 電力B：500万円（10×50）

↓

**作業停止後（基準値）：費用1,900万円**  
 電力A：1,350万円（6×75+12×75）  
 電力B：550万円（10×25+12×25）

↓

**作業停止後（入札）：費用1,800万円**  
 電力A：1,275万円（6×100+12×50 +  $a(75)$ ）  
 電力B：525万円（12×50 -  $a(75)$ ）  
 ○**メリットオーダーが実現する。**



## 【懸念事項】

- 事業者間で市場価格の想定が異なる場合、送電権の価値の算出に際してばらつきが出る。
- 事業者により、算出された便益のうち、どの程度を送電権の価値として織り込むのか対応が異なる。ことが想定されるため、燃料単価の差が小さい場合等において、燃料単価が高い事業者が送電権を落札した場合は、メリットオーダーが実現しないことがある。なお、送電権が落札された場合は、基準値が再び適用されることはない。

※ $a = (\text{市場価格} - \text{燃料単価}) \times \text{増加したい発電量} \times \text{分配係数}$

電力Aが提示する買い入札額： $a = (12 - 6) \times 25 \times 0.5 = 75$

電力Bが提示する買い入札額： $a = (26 - 10) \times 25 \times 0.4 = 160$

**作業停止前：費用1,400万円**

電力A：900万円 (6×150)

電力B：500万円 (10×50)

**作業停止後 (基準値)：費用1,900万円**

電力A：1,350万円 (6×75 + 12×75)

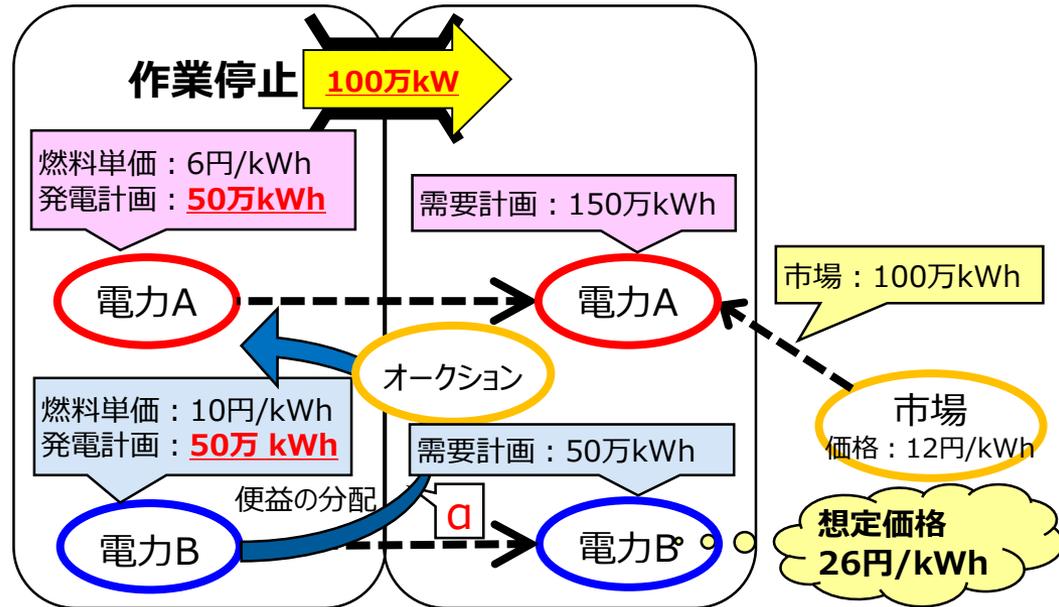
電力B：550万円 (10×25 + 12×25)

**作業停止後 (入札)：費用2,000万円**

電力A：1,340万円 (6×50 + 12×100 -  $a$ (160))

電力B：660万円 (10×50 +  $a$ (160))

○**メリットオーダーが実現しない。**



- 基準値から増加（削減）したい電気事業者は、基準値から増加（削減）したい発電量に市場価格と燃料単価の差額を乗じて便益を算出し、その便益を上限（下限）として送電権の価値（※下記では増加の場合は $\beta$ 、削減の場合は $\gamma$ ）を設定し、買入札（売入札）を行う。
- オークションの結果、燃料単価が低い事業者が送電権を落札し発電量を増加、燃料単価が高い事業者が発電量を削減することになるため、メリットオーダーが実現する。
- 燃料単価が低い事業者が発電を増加（電力A：75⇒100万kWh）し、燃料単価が高い事業者が発電を減少（電力B：25⇒0万kWh）する場合の事例を以下に示す。

※  $\beta = (\text{市場価格} - \text{燃料単価}) \times \text{増加したい発電量} - \text{希望支払額}$

電力Aが提示する買入札額： $\beta = (12 - 6) \times 25 - 75 = 75$

※  $\gamma = (\text{市場価格} - \text{燃料単価}) \times \text{削減してもよい発電量} + \text{希望受取額}$

電力Bが提示する売入札額： $\gamma = (12 - 10) \times 25 + 25 = 75$

(注) 上記例では、便宜上、 $\beta$ の「希望支払額」を75、 $\gamma$ の「希望受取額」を25に設定する。

作業停止前：費用1,400万円

電力A：900万円 (6×150)

電力B：500万円 (10×50)

作業停止後（基準値）：費用1,900万円

電力A：1,350万円 (6×75+12×75)

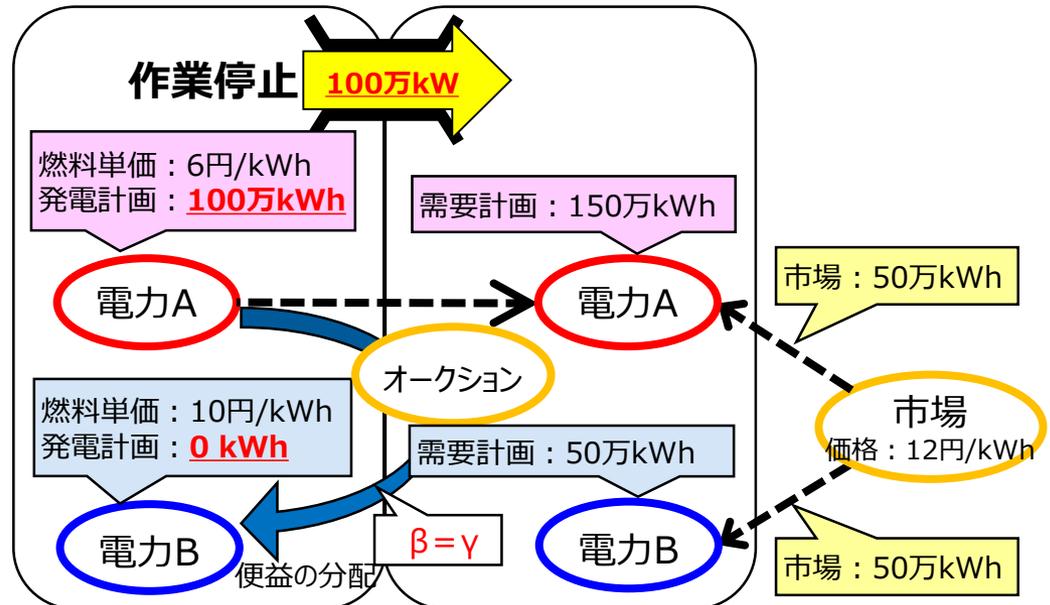
電力B：550万円 (10×25+12×25)

作業停止後（入札）：費用1,800万円

電力A：1,275万円 (6×100+12×50+ $\beta$ [75])

電力B：525万円 (12×50- $\gamma$ [75])

○メリットオーダーが実現する。



**【懸念事項】**

- 事業者間で市場価格の想定が異なる場合、送電権の価値の算出に際してばらつきが出る。
- 事業者により、算出された便益のうち、どの程度を送電権の価値として考慮するのか対応が異なる。ことが想定されるため、極めて高い確率で送電権の入札が不成立となり、基準値が適用されることから、**メリットオーダーが実現しない。**
- 燃料単価が低い事業者の売り入札額と燃料単価委が高い事業者の買い入札額の双方の価格条件が合致しない場合の事例を以下に示す。

※  $\beta = (\text{市場価格} - \text{燃料単価}) \times \text{増加したい発電量} - \text{希望支払額}$

電力Aが提示する買い入札額:  $\beta = (12 - 6) \times 25 - 75 = 75$

※  $\gamma = (\text{市場価格} - \text{燃料単価}) \times \text{削減してもよい発電量} + \text{希望受取額}$

電力Bが提示する売り入札額:  $\gamma = (13 - 10) \times 25 + 25 = 100$

(注) 上記例では、便宜上、 $\beta$ の「希望支払額」を75、 $\gamma$ の「希望受取額」を25に設定する。

**作業停止前：費用1,400万円**

電力A：900万円 (6×150)

電力B：500万円 (10×50)



**作業停止後（基準値）：費用1,900万円**

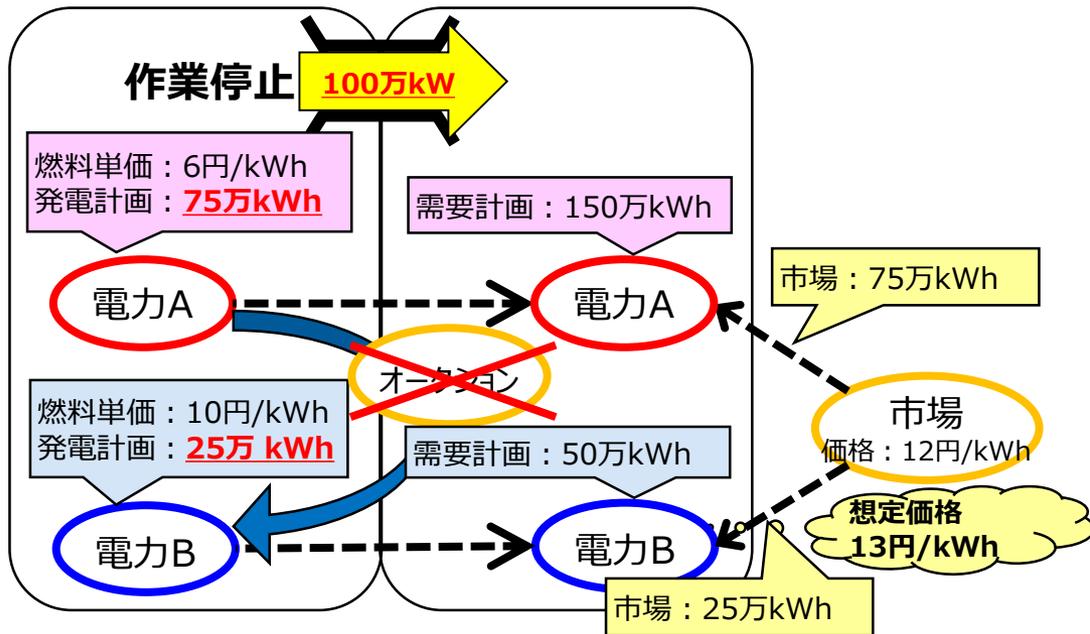
電力A：1,350万円 (6×75 + 12×75)

電力B：550万円 (10×25 + 12×25)



**作業停止後（入札）：不成立**

○ **メリットオーダーが実現しない。**



- 一般送配電事業者は、広域機関が設定する中立的な燃料単価モデルを参照し、燃料単価が高い電源を強制的に抑制するため、メリットオーダーが実現する。
- 基準値から増加した発電量で得られる事業者の便益を算出し、その便益の一部 (※下記ではΩ) を発電量を抑制した事業者に分配する事例を以下に示す。
- 精算は事後的に行われるため、掲示板方式や入札方式のように市場価格を予見して調整を行う必要はない。(市場価格が確定してから便益及び分配額が算出される)

※Ω = (市場価格 - 燃料単価) × 増加した発電量 × 分配係数 (50%)

下記の例では、Ω = (12-6) × 25 × 0.5 = 75

**作業停止前 : 費用1,400万円**

電力A : 900万円 (6×150)

電力B : 500万円 (10×50)



**作業停止後 (基準値) : 費用1,900万円**

電力A : 1,350万円 (6×75 + 12×75)

電力B : 550万円 (10×25 + 12×25)

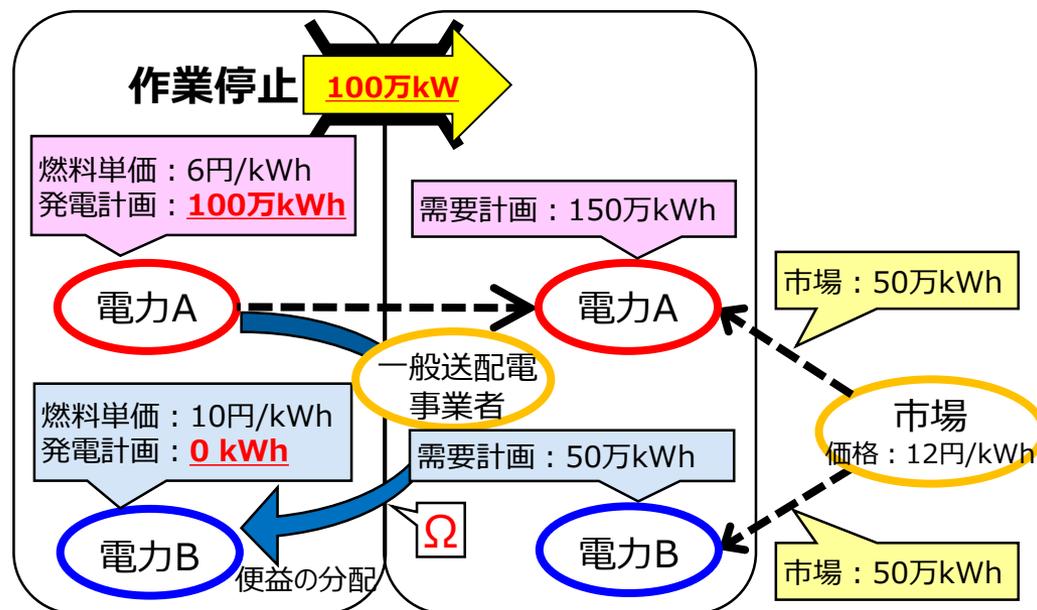


**作業停止後 (一送調整) : 費用1,800万円**

電力A : 1,275万円 (6×100 + 12×50 + Ω〔75〕)

電力B : 525万円 (12×50 - Ω〔75〕)

○メリットオーダーが実現する。



## 【懸念事項】

- 簡易的な燃料単価モデルでは同一燃種電源の個別の燃料費や熱効率および起動停止費等が考慮できないため、同一単価となることから、**完全なメリットオーダーが実現できない**ことが想定される。
- 例えば、実際の燃料単価が異なる場合でも、燃料単価モデルにより発電制約量を分配するため、同一燃種の場合のみは、基準値と同様の抑制となる。
- 燃料単価モデルを6円/kWhと設定し、同一燃種の実際の燃料単価が異なる（電力A：5.8円/kWh、B電力：6.2円/kWh）場合の事例を以下に示す。

## 【燃料単価モデル：6円/kWh】

**作業停止前：費用1,200万円**

電力A：900万円 (6×150)

電力B：300万円 (6×50)



**作業停止後（基準値）：費用1,800万円**

電力A：1,350万円 (6×75 + 12×75)

電力B：450万円 (6×25 + 12×25)



**作業停止後（一送調整）：費用1,800万円**

電力A：1,350万円 (6×75 + 12×75)

電力B：450万円 (6×25 + 12×25)

## 【実際の燃料単価】

下記の例では、 $\beta = (12 - 5.8) \times 25 \times 0.5 = 77.5$

**作業停止前：費用1,180万円**

電力A：870万円 (5.8×150)

電力B：310万円 (6.2×50)



**作業停止後（基準値）：費用1,790万円**

電力A：1,335万円 (5.8×75 + 12×75)

電力B：455万円 (6.2×25 + 12×25)



**作業停止後（一送調整）：費用1,780万円**

電力A：1,257.5万円 (5.8×100 + 12×50 +  $\beta$ [77.5])

電力B：522.5万円 (12×50 -  $\beta$ [77.5])

## 【検討が必要と思われる事項】

- 一般送配電事業者調整方式を採用する場合には、以下のような検討を行う必要があると考える。
  - 一般送配電事業者が発電抑制を決定し、発電抑制事業者が決定内容に従う仕組み
    - (1) 一般送配電事業者への権限の付与
    - (2) 発電抑制に従わない事業者に対するペナルティの設定
    - (3) 各種計画の提出の仕組み 等
  - 一般送配電事業者が要する費用（人件費等）を適切に回収できる仕組み
  - 一般送配電事業者が適切に発電抑制対象を選択しているかを確認する仕組み
  - 一般送配電事業者が調整する断面（年間計画・月間計画・前日等）
  - ガイドラインの作成や約款への反映等を考慮した導入時期
  - 流通設備の作業停止に同調停止する電源や市場価格より高い電源の扱い
  - 精算の仕組み
- また、「一般送配電事業者調整方式」に基づく運用を精緻化するために、燃料単価モデルに加えて、各電源の熱効率等のデータに基づく運用へ転換することについて検討することも重要と考える。

## 火力燃料単価

燃料(LNG、石油、石炭)を燃焼させたときに得られる理論上の熱量、各火力発電の熱効率と燃料価格から、1kWh当たりの燃料単価を算出。2012年度推計では直近1年間の燃料平均価格を、2013年度推計では、2012年度推計に用いた燃料価格を直近の為替動向を踏まえ為替レートを1ドル100円に補正し試算した。

2012年度 LNG燃料単価 = 11 円/kWh  
2013年度 LNG燃料単価 = 13 円/kWh

(2012年10月時点の単価試算では11円/kWh)

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{LNG熱量}(54,600\text{MJ/t}) \times \text{LNG火力の熱効率}(43.41\%)} \times (\text{LNG価格})^* + \text{石油石炭税}(1,340\text{円/t})$$

\* LNG価格: 2012年度 70,597[円/t](2012年3月~2013年2月までの平均CIF価格)  
2013年度 86,428[円/t](2012年度のLNG価格を1ドル100円で補正)

2012年度 石油燃料単価 = 16 円/kWh  
2013年度 石油燃料単価 = 20 円/kWh

(2012年10月時点の単価試算では17円/kWh)

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{重油熱量}(41,200\text{MJ/kL}) \times \text{石油火力の熱効率}(37.27\%)} \times \text{重油価格}^*$$

\* 重油価格: 2012年度 70,068[円/kL](2012年2月~2013年1月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均(石油石炭税込み価格))  
2013年度 84,658 [円/kL](2012年度の重油価格を1ドル100円で補正)

2012年度 石炭燃料単価 = 4 円/kWh  
2013年度 石炭燃料単価 = 5 円/kWh

(2012年10月時点の単価試算では4円/kWh)

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{石炭熱量}(25,700\text{MJ/t}) \times \text{石炭火力の熱効率}(40.20\%)} \times \text{石炭価格}^* + \text{石油石炭税}(920\text{円/t})$$

\* 石炭価格: 2012年度 10,507[円/t](2012年3月~2012年2月までの一般炭の平均CIF価格)  
2013年度 12,914[円/t](2012年度の石炭価格を1ドル100円で補正)

第3回電力需給検証委員会 資料3より抜粋

- 今年度は、作業停止調整の仕組みについて、方向性の整理を行う。なお、検討にあたっては、コネクト&マネージへの活用を考慮する。
  - 作業停止計画における「情報共有」や「発電制約調整方法」の仕組みの方向性を整理
- また、広域系統整備委員会において、「コネクト&マネージに関する課題や検討の方向性」について整理を進めていることから、この検討状況を踏まえ、系統混雑を許容する系統連系ルールに移行した場合における複数事業者間との円滑な調整ルールについても本検討会にて検討を進める。

第1回地域間連系線及び地内送電系統利用ルール等に関する検討会 資料4-1より

## <2017年度の検討スケジュール (案) >

