

第9回 制度設計ワーキンググループ  
事務局提出資料  
～インバランス制度に係る詳細制度設計について～

---

平成26年10月30日(木)

## [前回のWGの主要論点]

インバランス料金の水準に関する考え方(算定式の提示) 等



## [本日のWGの論点]

○ $\alpha$ 値、 $\beta$ 値の設定に係る考え方

○沖縄地方及び離島地域におけるインバランス料金

- 前ページの基本的考え方に立脚し、改革の第2段階においては、以下の式で計算される価格をインバランス精算に用いることとしてはどうか。

### インバランス料金の算定式(案)

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値(注)} \times \alpha + \beta$$

(注) 1時間前市場の厚みが乏しい状況では主にスポット市場の価格によって決まることとなる。また、1時間前市場については変動する価格を考慮した上で加重平均。

#### α: 系統全体の需給状況に応じた調整項

【趣旨】インバランス料金が予見しにくい仕組みとすることにより、計画遵守のインセンティブを持たせる。

30分ごとの需給状況によって、事後的にいずれかに決まる。

- ・全国大でのインバランスが不足の場合:  $\alpha_1 > 1$
  - ・全国大でのインバランスが余剰の場合:  $0 < \alpha_2 < 1$
- 〔個々の系統利用者が不足か余剰かによるインバランス料金の値差は生じない。〕

#### β: 各地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

【趣旨】需給調整コストの水準が地域によって異なる点をインバランス制度において一定程度反映する。

$$\beta = \text{当該エリアの年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$$

(備考) インバランスの発生状況など制度導入の効果や今後の市場動向によっては、インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映、価格の予見性や妥当性・透明性といった観点から、必要に応じ算定式やパラメーターの見直しを行うことも考えられる。

- 系統全体の需給状況に応じた調整項( $\alpha$ )について、前回WGでの意見を踏まえると、以下のようにスポット市場での入札曲線を利用した制度設計とすることが適当ではないか。

## $\alpha$ についての基本的な考え方

- ① 系統全体で生じるインバランスの発生量が、僅かに不足な場合と僅かに余剰な場合で、インバランス料金が大きく異なる仕組みとする。
- ② 計画遵守のインセンティブを損なわないようにする( $\alpha$ がある程度変動するようにする)一方で、過度のペナルティ性を生じないようにする( $\alpha$ が著しく1から乖離しないようにする)。
- ③ インバランス料金が1時間前市場の上限価格とならないようにする(スポット市場価格を用いた予見可能性の排除)。

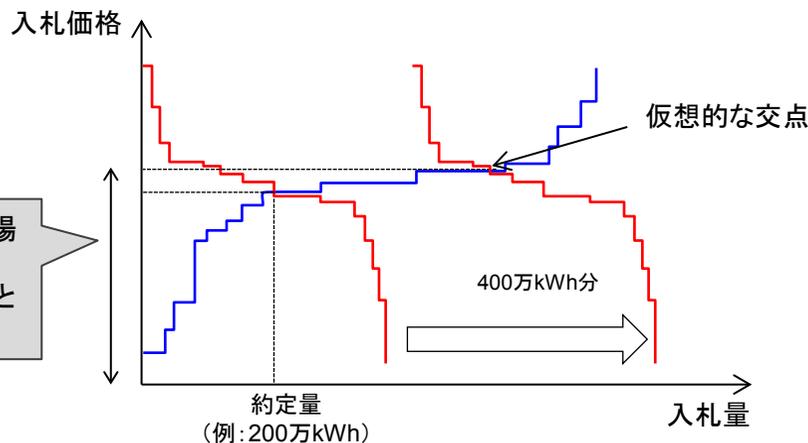
## (1) スポット市場での入札曲線を利用した $\alpha$ の決定

- 実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用してはどうか。
- これにより、系統全体で生じるインバランスの発生量が僅かである場合には、市場価格から大きく異なる料金でインバランス精算が行われることとなる。

※インバランス料金の算定にスポット市場価格を用いる際には、連系線制約による市場分断を行わずに算定することが適当(地域間の差異については $\beta$ により調整するという考え方)。

前日スポット市場価格に対するこの値の比率を $\alpha$ とする。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh発生した場合



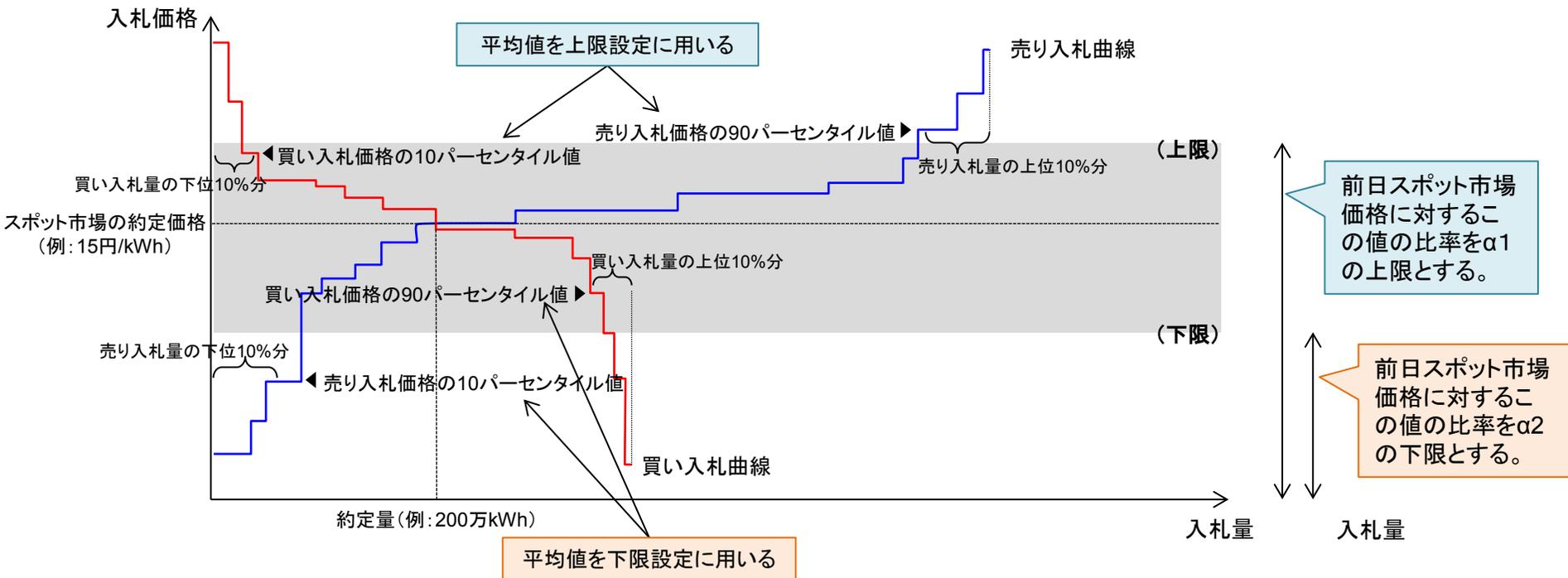
## (2) 上限値・下限値の設定について

- 前ページ(1)のとおり入札曲線を利用して $\alpha$ を定める場合、スポット市場が薄いとインバランス料金が極端に振れる(更に薄ければ玉切れで定義できなくなる)おそれがあるため、 $\alpha$ について何らかの上限値・下限値を定めることが必要。
- 上限値・下限値について、系統利用者が事前に把握できないようにすること(予見可能性の排除)と、事後的なチェックを可能とすることを両立するため、以下のように売りと買いの入札情報を用いて $\alpha$ の上限値、下限値を設定してはどうか。

### 【上限・下限の設定方法】 入札曲線の端部(例:10%)での「仮想的な交点」に基づく値を排除する方法

$\alpha 1$ の上限値: (スポット市場における買入札の10パーセンタイル値と、売入札の90パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格

$\alpha 2$ の下限値: (スポット市場における売入札の10パーセンタイル値と、買入札の90パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格



- 前ページの案について、スポット市場における実際の入札データを用い、排除する値を端部の10%とする方法(案1)と、20%とする方法(案2)、30%とする方法(案3)の三つについて、① $\alpha_1 \cdot \alpha_2$ に対応した上限価格・下限価格の分布を試算。
- さらに、一定のインバランス量が発生すると想定した上で、②上限価格・下限価格に「張り付く」頻度と、③インバランス料金水準の分布、という2点について、排除する値を端部の10%とする方法(案1)と、20%とする方法(案2)、30%とする方法(案3)の三つについて下記のとおり検証。
- いずれの案でも、インバランス料金の水準に大きな差異は無いが、案1では下限価格が6-8円台とかなり安くなる場合が多いこと、及び案3では下限に張り付く頻度が高くなりすぎることから、端部の20%を排除する案2が妥当ではないか。

①上限価格・ 下限価格の分布	※詳細は6,7ページ参照	上限価格の最頻値		下限価格の最頻値	
	案1 端部の10%を排除	18~20円/kWh	18~20円/kWh	10~12円/kWh	10~12円/kWh
案2 端部の20%を排除	18~20円/kWh	18~20円/kWh	14~16円/kWh	14~16円/kWh	
案3 端部の30%を排除	18~20円/kWh	18~20円/kWh	14~16円/kWh	14~16円/kWh	

②上限価格・ 下限価格に 張り付く頻度		インバランスが平均3.7%程度発生すると想定		インバランスが平均2%程度発生すると想定	
		上限に張り付く率	下限に張り付く率	上限に張り付く率	下限に張り付く率
案1 端部の10%を排除	4%	34%	3%	18%	
案2 端部の20%を排除	10%	44%	8%	30%	
案3 端部の30%を排除	18%	52%	16%	43%	

③インバランス 料金の水準	※詳細は10ページ参照	インバランスが平均3.7%程度発生すると想定		インバランスが平均2%程度発生すると想定	
		平均値	中央値	平均値	中央値
案1 端部の10%を排除	15.2円/kWh	15.0円/kWh	16.0円/kWh	15.7円/kWh	
案2 端部の20%を排除	16.2円/kWh	15.7円/kWh	16.5円/kWh	16.0円/kWh	
案3 端部の30%を排除	16.7円/kWh	16.4円/kWh	16.8円/kWh	16.6円/kWh	

※1時間前市場の価格や $\beta$ の値を考慮せず、スポット市場価格と $\alpha$ のみを用いて試算したもの。

※②・③は、試算対象期間(2013年4月~2014年3月)における総発電量に占める不足インバランス量が3.7%又は2.0%であった場合について、現状の新電力のインバランス発生実績の振れ幅を参考に計算したもの(余剰側についても現状と同様に発生していると想定)。なお、3.7%や2%の数字は試算上仮置きした値にすぎず、実際のインバランス発生量次第で結果は変わり得る。

※現在のスポット市場では、インバランス料金が新電力にとって実質的に買い入札価格の上限となっており、市場価格が抑制されている可能性があることに留意が必要。

## 「案1」における上限価格と下限価格の価格分布

～  $\alpha 1 \cdot \alpha 2$  の計算において入札曲線の上端10%、下端10%を排除した場合～

### 上限価格分布

### 下限価格分布

### 「上限-下限」の分布

単位: 回/年

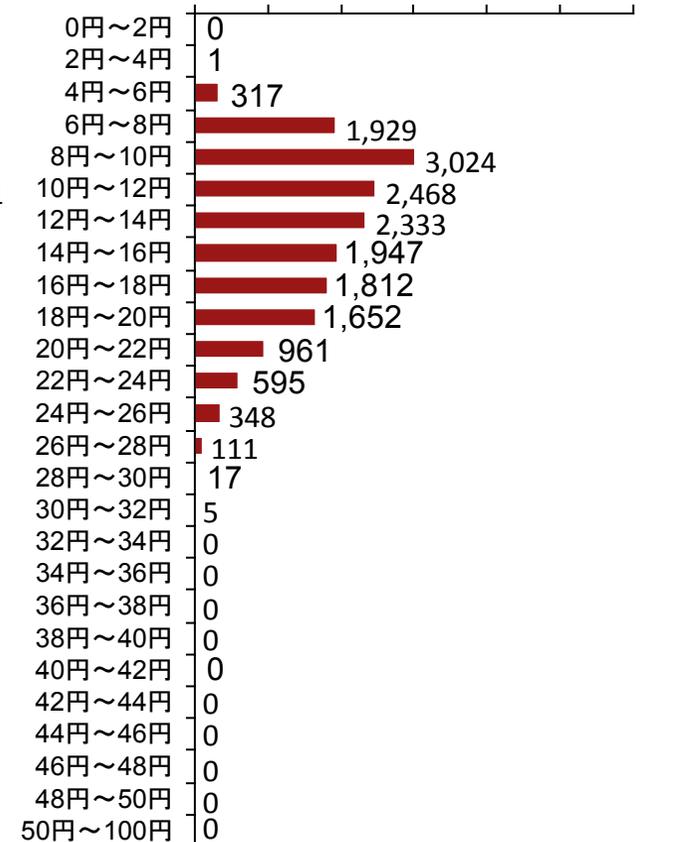
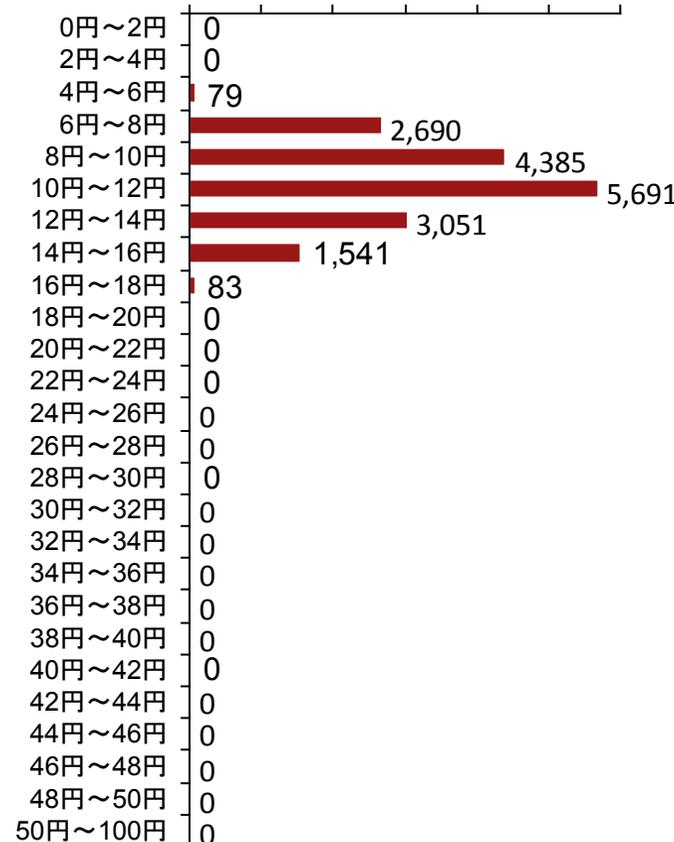
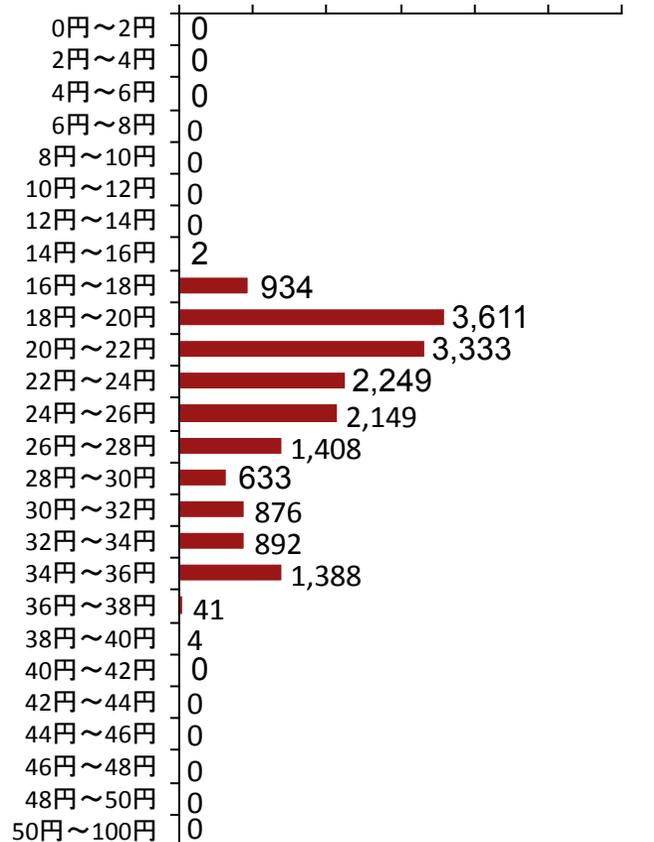
単位: 回/年

単位: 回/年

0 1,000 2,000 3,000 4,000 5,000 6,000

0 1,000 2,000 3,000 4,000 5,000 6,000

0 1,000 2,000 3,000 4,000 5,000 6,000



出所: JEPXから提供の、2013年4月1日～2014年3月31日におけるスポット市場の入札データを元に経済産業省試算

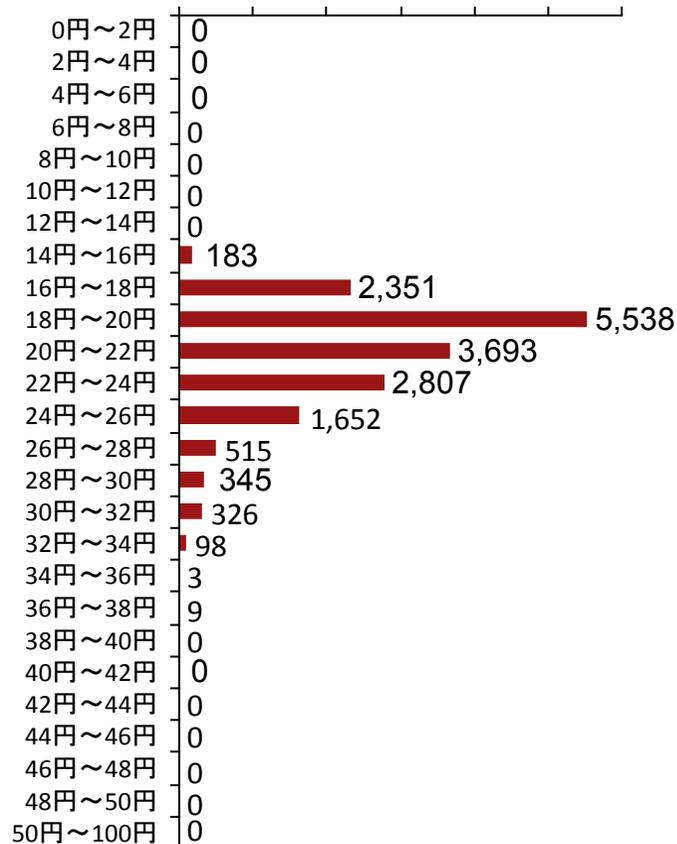
## 「案2」における上限価格と下限価格の価格分布

～  $\alpha 1 \cdot \alpha 2$  の計算において入札曲線の上端20%、下端20%を排除した場合～

### 上限価格分布

単位: 回/年

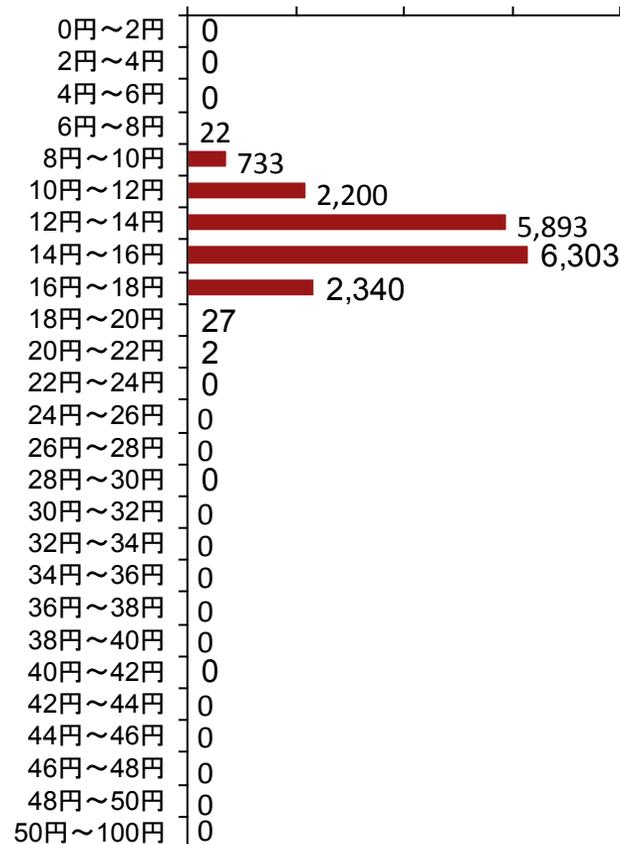
0 1,000 2,000 3,000 4,000 5,000 6,000



### 下限価格分布

単位: 回/年

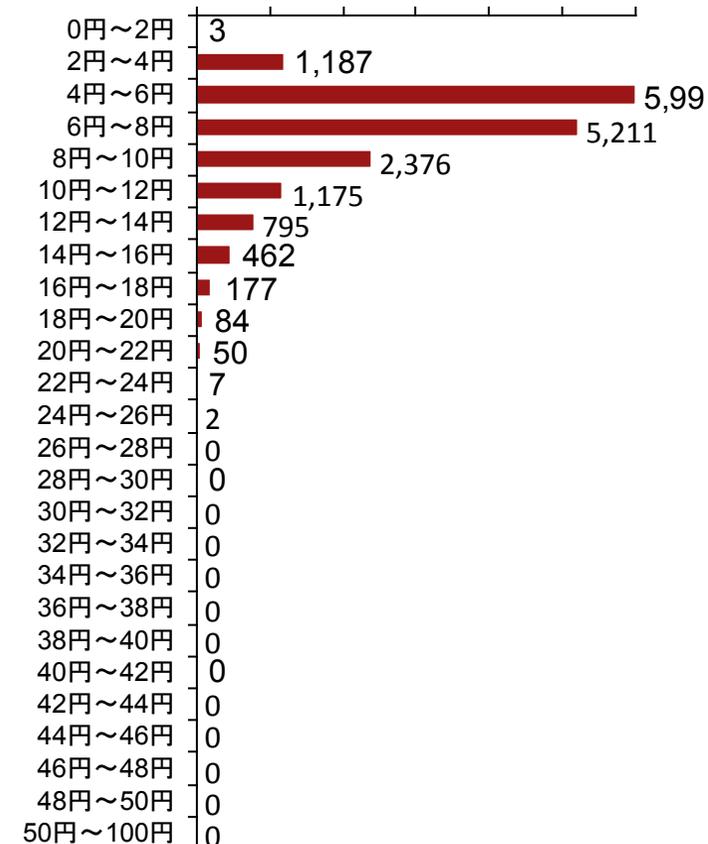
0 2,000 4,000 6,000 8,000



### 「上限-下限」の分布

単位: 回/年

0 1,000 2,000 3,000 4,000 5,000 6,000



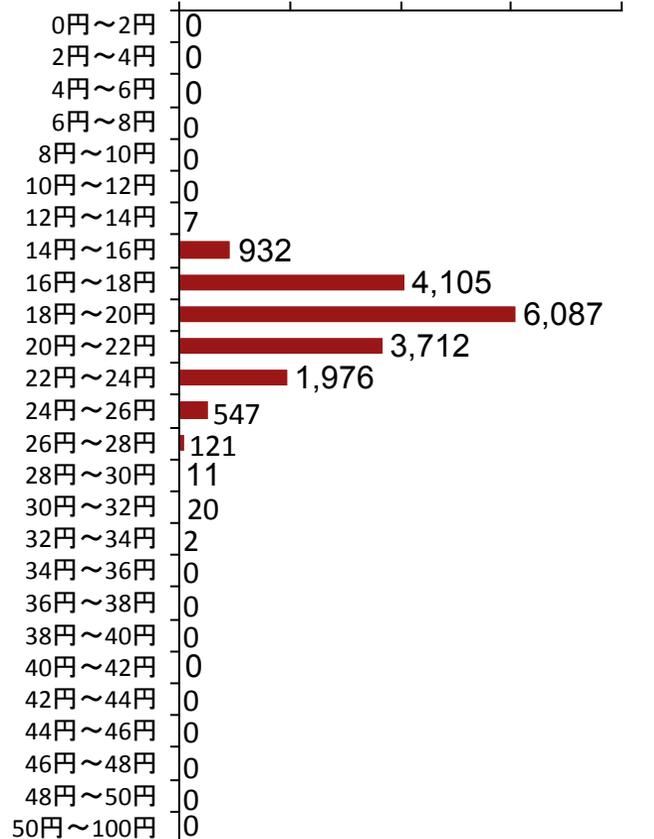
## 「案3」における上限価格と下限価格の価格分布

～  $\alpha 1 \cdot \alpha 2$  の計算において入札曲線の上端30%、下端30%を排除した場合～

### 上限価格分布

単位: 回/年

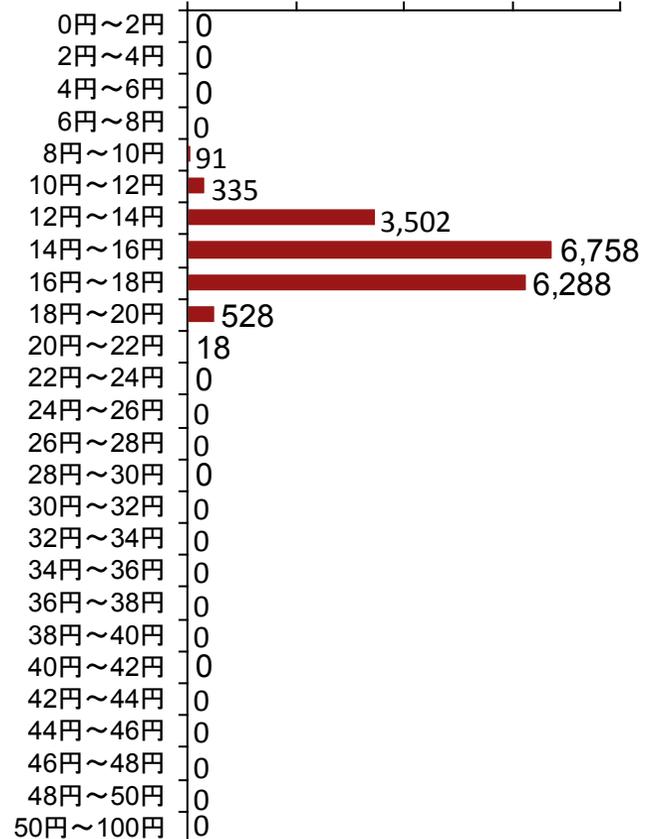
0 2,000 4,000 6,000 8,000



### 下限価格分布

単位: 回/年

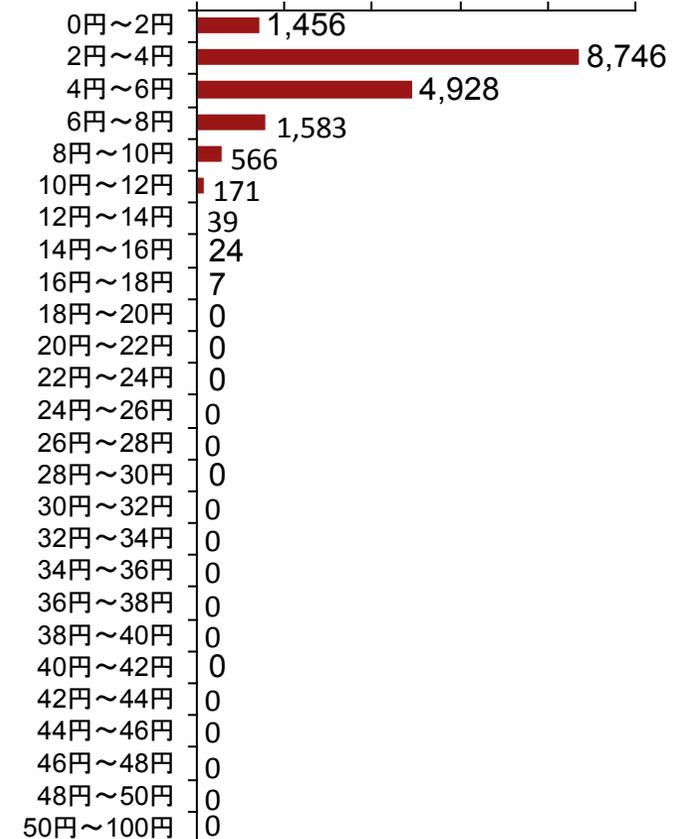
0 2,000 4,000 6,000 8,000



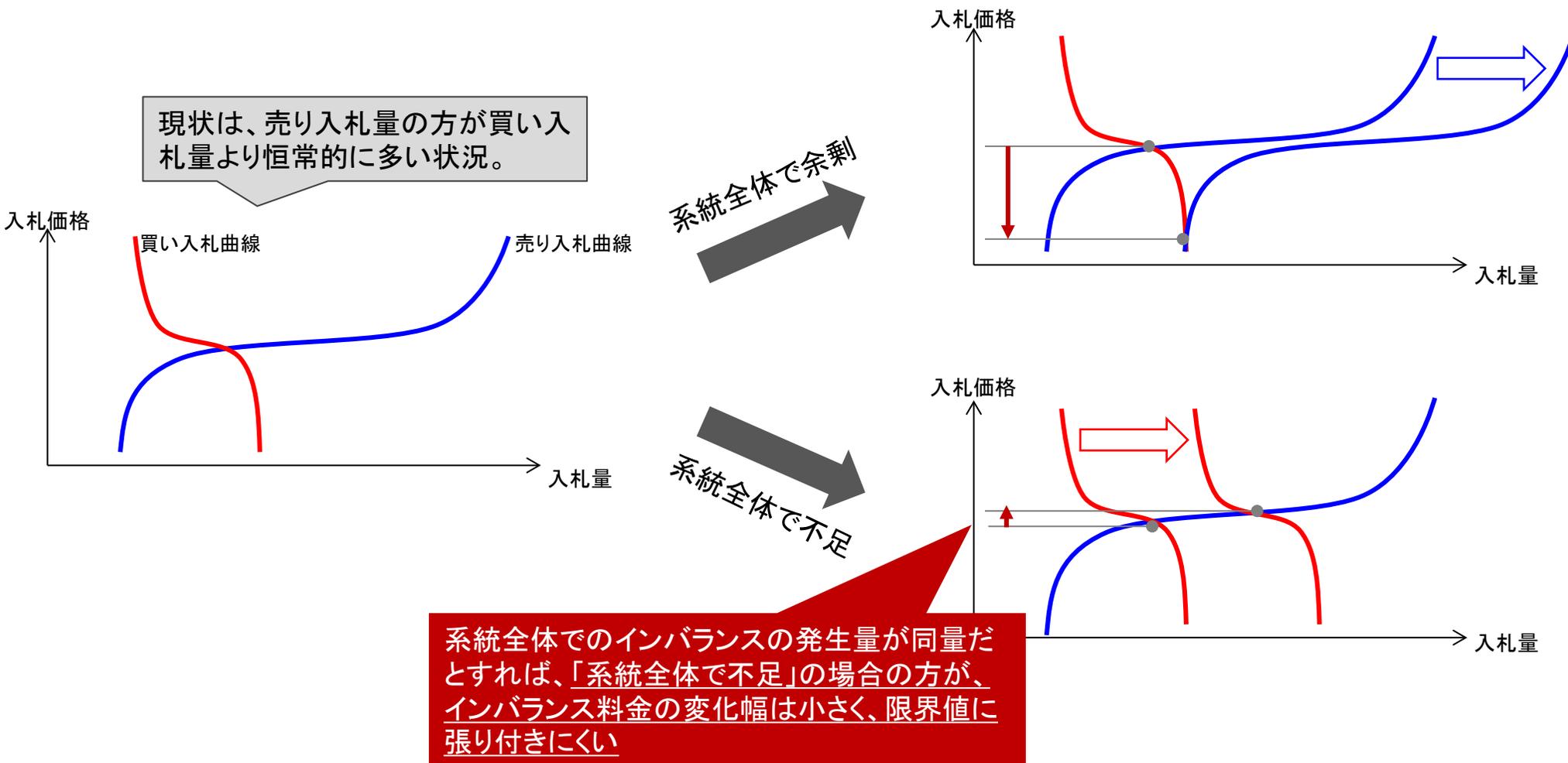
### 「上限-下限」の分布

単位: 回/年

0 2,000 4,000 6,000 8,000 10,000



- 現状のように、売り入札量が買い入札量よりも数倍多い状況の下では、系統全体で余剰の場合の $\alpha$ は下落しやすく下限に張り付きやすいのに対し、系統全体で不足の場合の $\alpha$ は上昇しにくく上限に張り付きにくいと考えられる(下図参照)。
- したがって、 $\alpha$ の上限・下限の設定においては、実態上は特に下限値が重要となる。



## (参考)インバランス料金の分布

5ページの案1、案2、案3いずれの場合も、12~20円程度のインバランス料金となることが多く、上端・下端で計算から排除する量が大きくなるほどばらつきが少ない。

※下表の結果は、1時間前市場の価格や $\beta$ の値を考慮せず、スポット市場価格と $\alpha$ のみを用いて試算したもの。

インバランスが平均**3.7%**程度発生すると想定

	案1	案2	案3
0~2円	0	0	0
2~4円	0	0	0
4~6円	44	0	0
6~8円	855	12	0
8~10円	1790	425	74
10~12円	2469	1239	246
12~14円	2448	3485	2290
14~16円	2704	4293	5142
16~18円	2204	3082	4730
18~20円	2264	2455	3065
20~22円	1184	1339	1313
22~24円	640	628	498
24~26円	404	399	140
26~28円	352	131	22
28~30円	47	16	0
30~32円	34	11	0
32~34円	42	5	0
34~36円	38	0	0
36~38円	1	0	0

インバランスが平均**2%**程度発生すると想定

	案1	案2	案3
0~2円	0	0	0
2~4円	0	0	0
4~6円	29	0	0
6~8円	470	7	0
8~10円	1081	286	57
10~12円	1676	934	201
12~14円	2571	3237	2154
14~16円	3306	4230	5147
16~18円	2949	3399	4504
18~20円	2631	2739	3283
20~22円	1244	1377	1348
22~24円	576	644	592
24~26円	420	461	193
26~28円	376	164	40
28~30円	47	25	1
30~32円	50	15	0
32~34円	36	2	0
34~36円	54	0	0
36~38円	4	0	0

注1: 欄内の数字は、30分単位のコマ数(年間で $365 \times 48 = 17520$ コマ)

注2: 試算対象期間(2013年4月~2014年3月)における総発電量に占める不足インバランス量が3.7%又は2.0%であった場合について、現状の新電力のインバランス発生実績の振れ幅を参考に計算したもの(余剰側についても現状と同様に発生していると想定)。なお、3.7%や2%の数字は試算上仮置きした値にすぎず、実際のインバランス発生量次第で結果は変わり得る。

出所: JEPXから提供された2013年4月1日~2014年3月31日におけるスポット市場の入札データ、及び電力各社提供のインバランス発生量データを元に経済産業省試算

- 需給調整コストの地域差をインバランス料金に一定程度反映するための調整項(β)は、以下の算定方法に基づき各一般送配電事業者が算定し、託送料金の認可申請時又は届出時に改定することとしてはどうか。
- 各エリアのβを昨年度実績値を用いて試算すると、概ね-4円半ば/kWh~+1円前半/kWh程度という結果。

$\beta = \text{当該エリアの年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$

需給調整コストの定め方： 火力・水力の可変費を火力・水力の総発受電量で除すことで算定(実績ベース)

算定フロー： ①上記算定方法に基づく前年度の実績値を、各エリアの一般送配電事業者が一般送配電業務の収支の一環として毎年公表。

②国は監査を行った上で、全国平均値を公表。

③各エリアの一般送配電事業者は、翌年度開始までに上記算定式で計算した「当該エリアの年平均の需給調整コスト」の前年度実績値と、国が公表した全国平均値に基づきβを計算。

※上記の算式に基づくβの改定については、客観性のある形で算定される限りにおいて、託送料金の認可は不要ではないか。

※制度開始当初においては、実績値が一般送配電業務の収支の一環として公表されないため、国が報告徴収等で把握した値を用いることを想定。

燃料費調整： 現行制度では、約款で固定的な料金を定めた上で、燃調制度により毎月の調整を実施。新制度では、燃料価格の変動による価格変動は基本的に市場価格に反映されると考えられ、毎月の動きを随時βに反映させる必然性は乏しいため、毎月の燃料費調整は行わない。なお、βの数値を改定する際には、上記算定方法により、燃料費を織り込んだ上で改定が行われる。

(参考) 電力各社のインバランス料金(平成26年7月現在: 円/kWh)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	単純平均
変動範囲内インバランス料金	13.45	14.83	17.96	15.72	10.73	14.97	12.47	13.35	13.43	16.00	14.3
託送余剰電力購入料金(可変費相当)	6.84	9.89	13.30	11.67	5.72	9.74	8.50	7.32	8.35	10.03	9.1
差分(固定費相当)	6.61	4.94	4.66	4.05	5.01	5.23	3.97	6.03	5.08	5.97	5.2

※「託送余剰電力購入料金」は可変費相当額であるが、原子力が含まれているなど、上述の需給調整コストの定め方とは異なる点があることに留意が必要。

○ 沖縄や離島については、以下のようなインバランス料金設定としてはどうか。

## 1. 沖縄のインバランス料金

- ◆ 本土と同様の市場価格ベースのインバランス料金を適用( $\beta$ の調整項については沖縄の需給調整コストを踏まえて設定)。
- ◆ 沖縄の電力を取引する市場が存在していない現状においては、市場価格としては、本土の取引所市場の価格を用いる。
- ◆ なお、将来的に沖縄の電力を取引する市場が創設された場合には、その市場の厚みなども考慮しつつ、どの市場価格を用いることが適当かをその時点で判断。

## 2. 離島のインバランス料金

- ◆ インバランス料金の設定は各エリアの全離島で同一とし、30分毎の変動料金制とはしない。
- ◆ 不足インバランスの精算には、託送供給約款の認可(又は届出)の際に離島供給コストとして用いた原価ベースでの発電費用(全電源の可変費+固定費)の加重平均の値を用いることとする。
- ◆ 余剰インバランスの精算には、離島供給約款に基づく平均小売収入の値(託送料金相当分を除く)を用いる。

- 沖縄や離島については、本土から系統が独立しており、前日スポット市場や1時間前市場が成立しない可能性が高いことから、市場連動価格とするかどうか論点となるが、以下のような考え方が考えられる。

## 1. 沖縄のインバランス料金

### (考え方)

- ✓ 沖縄については、小売全面自由化を進める中で、競争環境への配慮が必要。また、現状ではインバランス料金の水準が本土と大きく変わらない。
- ✓ そのため、沖縄については、①本土の取引所価格を参照する市場価格ベースの方式とするか、②実コストベースの方式とするか、などの方法が考えられる。

### (案1) 市場価格ベース

- ◆ 本土と同様に、市場価格ベースとしつつ、 $\alpha$ や $\beta$ の調整項を設ける算定式によりインバランス料金を算定。
- ◆ この場合、市場価格や $\alpha$ の値が、沖縄の電力需給状況との関係は薄い。

### (案2) 実コストベース

- ◆ 不足・余剰ともに、需給調整に用いられる調整力の30分単位の実コストを加重平均した値を用いる(値差は生じない)。
- ◆ 系統運用者が使用する調整力のコストについて、行政による監視や入札などにより、コストの適切性を最大限確保。
- ◆ この場合、電源の太宗を保有する沖縄電力の発電部門がインバランス価格を予見しやすいことや、調整に用いられる電源のコストが推測しやすいことが課題。

## 2. 離島のインバランス料金

### (考え方)

- ✓ 離島でインバランス料金が適用されるのは、小売事業者が離島に参入した場合に限られる(送配電事業者が離島供給を行う場合はインバランス制度の対象外)。
- ✓ 需給調整コストの水準が本土よりも高く、また、簡素な制度が望まれる。
- ✓ そのため、30分毎の変動料金とはせず、需給調整コストや小売料金との整合性を考慮しつつ固定的なインバランス料金を設定してはどうか。

- ◆ インバランス料金の設定は各エリアの全離島で同一とする。
- ◆ 不足インバランスの精算には、需給調整に用いる調整力の実コストを加重平均した値を用いる(変動させない)。
- ◆ 余剰インバランスの精算には、離島供給約款に基づく平均収入(託送料金相当分を除く)を用いる(変動させない)。
- ◆ 系統運用者が使用する調整力のコストについて、行政による監視や入札などにより、コストの適切性を最大限確保。

- インバランス料金の変動制となることに伴い、料金単価の算定や公表について検討を進めることが必要。
- また、前回WGで指摘のあった、実コストとインバランス料金の関係の事後チェックについては、今回のWGの資料5-6で示したとおり、卸電力市場の監視の一環として行っていく。

## インバランス料金制度について今後検討が必要な論点

### 【検討事項①】

30分ごとのインバランス料金単価を誰が算定し、公表するのか。

### 【検討事項②】

30分ごとのインバランス料金単価の公表時期と、精算に至るまでの業務フロー。