

# インバランス単価の動きについて

平成 2 9 年 5 月 3 1 日（水）



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# インバランス単価の算定方法

- 現行、インバランス単価は、以下の式により、市場価格をベースに、二つの調整項（ $\alpha$ 及び $\beta$ ）で補正して算定することとされている。
- 今回、昨年度のインバランス単価の動きについて分析を行った。

【現行の算定式】

**インバランス精算単価 = 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  $\times \alpha + \beta$**

$\alpha$  : 系統全体の需給状況に応じた調整項

- ・全国大でのインバランスが不足の場合 :  $1 < \alpha$
- ・全国大でのインバランスが余剰の場合 :  $\alpha < 1$

$\beta$  : 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

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

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
28年度	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97
29年度	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.90	0.19	0.41

注) 本算定式は、発電分野の競争が不十分である等の実情を踏まえ、リアルタイム市場創設までの現実的な方法として、以下の観点から検討・決定されたもの。

①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、②予見性の低さ、③価格の妥当性や透明性の確保

導入時の議論においても、本算定方法については、制度導入の効果等を上述①～③の観点から評価し、必要があれば見直すこととされていた。

# (参考) 系統全体の需給状況に応じた調整項 $\alpha$ の決定方法

第9回制度設計WG(2014.10)

事務局資料 一部改変

- 系統全体の需給状況に応じた調整項 ( $\alpha$ ) は、全国大のインバランスとスポット市場での入札曲線を利用して決定されている。

## $\alpha$ についての基本的な考え方

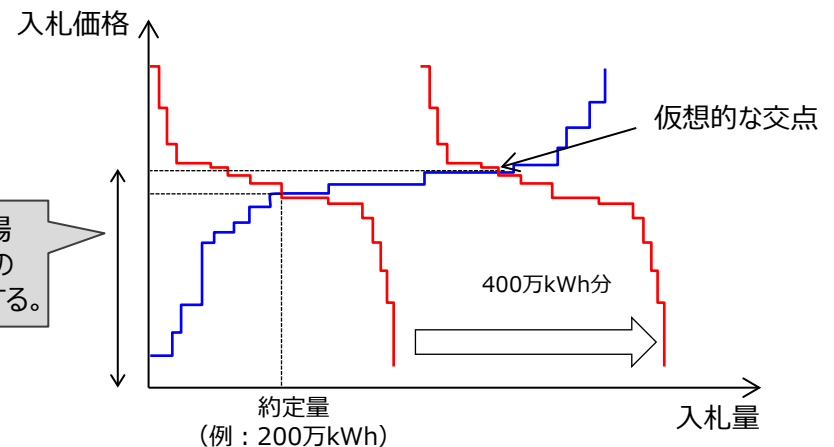
- ① 系統全体で生じるインバランスの発生量が、僅かに不足な場合と僅かに余剰な場合で、インバランス料金が大きく異なる仕組みとする。
- ② 計画順守のインセンティブを損なわないようにする ( $\alpha$ がある程度変動するようにする) 一方で、過度のペナルティ性を生じないようにする ( $\alpha$ が著しく1から乖離しないようにする)。
- ③ インバランス精算単価が1時間前市場の上限価格とならないようにする (スポット市場価格を用いた予見可能性の排除)。

## 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。
- 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料金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)。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh発生した場合



# (参考) 上限値・下限値の設定方法

第9回制度設計WG(2014.10)

事務局資料 一部改変

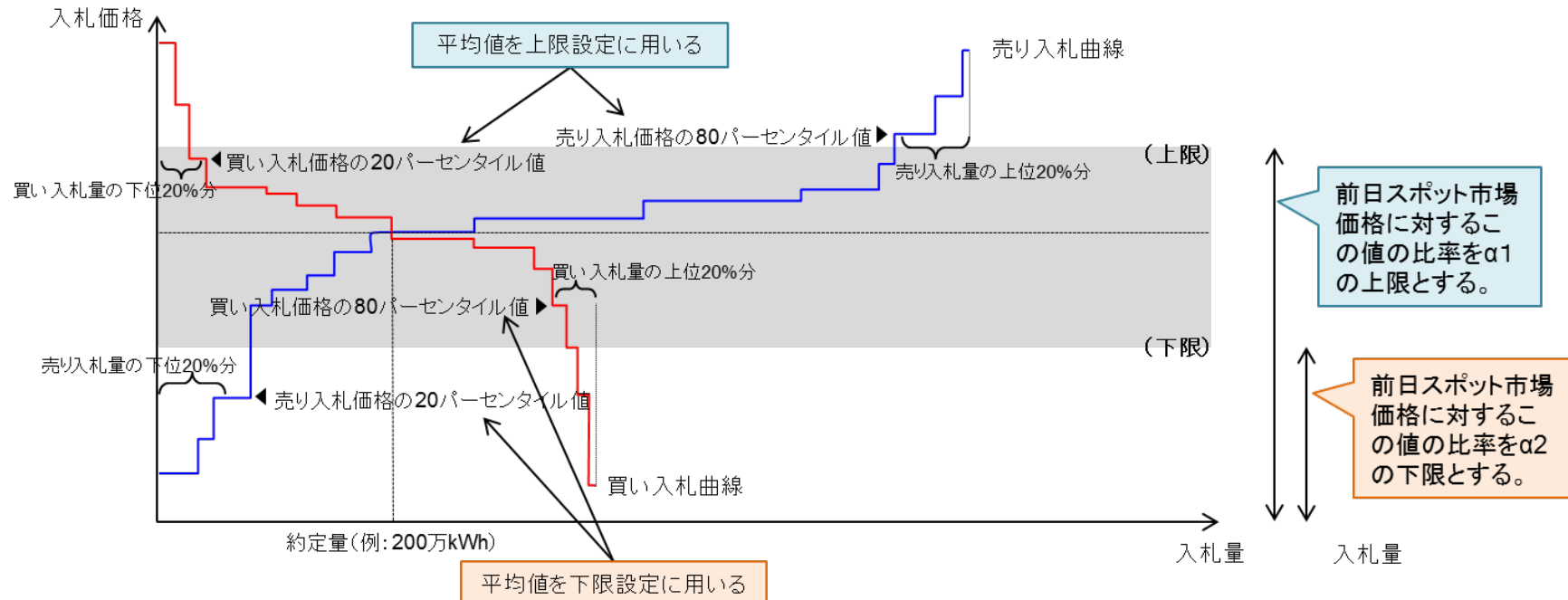
## (2) 上限値・下限値の設定について

- 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、下限値を設定する。

### 【上限・下限の設定方法】 入札曲線の端部(20%)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20パーセンタイル値と、売入札の80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20パーセンタイル値と、買入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格



# インバランス料金見直しに関する議論

- 本年3月から、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会（T F）において、インバランス料金制度の見直しに向けた議論が行われている。
- 同作業部会では、第1回の事務局資料において論点が示され、また第2回からは関係者へのヒアリングが実施され、様々な意見が寄せられているところ。

【T Fにおける議論の進め方】 ※第2回制度検討作業部会資料より

## 【検討項目】

①ベースロード電源市場、②間接オプション（エリア間値差ヘッジ商品）、③容量市場、④調整力公募・リアルタイム市場  
⑤インバランス制度、⑥先物市場・先渡市場、⑦既存契約見直し指針 等

3月6日

第1回T F（検討項目の整理、意見募集開始）

関係者への意見募集・ヒアリングを実施  
（※意見募集は4月6日まで実施中）

夏頃目途

既存契約の見直し指針、インバランス制度及び  
一部制度の見直しに係る中間整理

年内目途

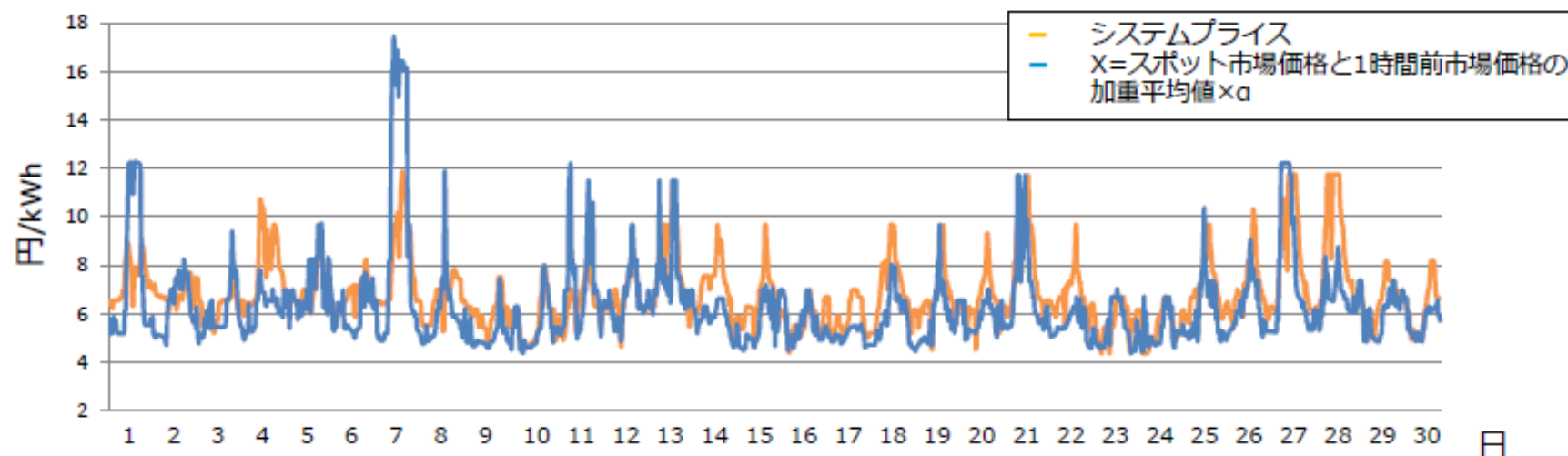
その他の検討項目に係る中間整理

# (参考) インバランス料金制度の見直し

第1回制度検討作業部会  
(2017.3)事務局資料 抜粋

- 昨年四月以降に導入された新しいインバランス料金制度は、計画値同時同量における計画遵守インセンティブを志向して設計されているが、これまでの運用においては必ずしもそれが達成されている状況ではなく、インバランス補給にかかる調整力コスト（変動分）の確実な回収等にも課題が生じている。
- 今般検討するリアルタイム市場の制度設計とも整合性を保ちながら、現行のインバランス料金制度の課題解消に向けた検討を実施する。

第8回電力基本政策小委(2016.8)事務局資料より抜粋



- 現行の計画値同時同量制度における計画順守（＝インバランス抑制）のインセンティブは、インバランス精算単価の算定式に系統全体の需給状況に応じた調整項を組み込むことにより、インバランス精算単価の予見可能性を低めることで確保することとしている。
- 他方で、インバランス精算単価と市場価格との関係について、一定程度予見可能な状況となっている。



# (参考) インバランス料金制度見直しの論点

第1回制度検討作業部会  
(2017.3)事務局資料 抜粋

論点	概要
現行制度の前提となっている予見可能性の検証	現行のインバランス料金制度は、計画値同時同量の達成を促す上で、事業者の予見可能性がない仕組みを目指して設計されている。しかしながら、 <b><u>固定的な地域間値差（β値）の存在等により、事業者にとって一定程度予見可能な仕組みとなっている</u></b> のではないかな。
事業者による同時同量達成のためのインセンティブ	現行のインバランス料金制度は、需給状況を踏まえた単価変動（α値）の変動に限度がある等の理由により、 <b><u>結果的に、事業者が同時同量を達成するためのインセンティブが十分働いていない</u></b> のではないかな。 各事業者が適切な需給予測を行い、需給を一致させる努力が経済合理性をもたらす仕組みとなっているかを検証し、必要に応じて見直しを行う必要があるのではないかな。
敢えてインバランスを発生させることによる裁定取引への対応	現行インバランス料金制度の下で、意図的にインバランスを発生させた事業者に対しては、国による業務改善命令等の対象となり得るものとしている。他方、 <b><u>こうした不適切な行為に対する誘因が相当程度存在するのであれば、見直しを行うことが適当</u></b> ではないかな。
リアルタイム市場創設を見据えた料金制度の検討	リアルタイム市場創設以降においては、インバランス料金精算に当たってはリアルタイム市場価格をベースに実施することが考えられる中、現行のインバランス料金制度の見直しに当たっては、 <b><u>将来のあるべき制度を見据えて検討することにより、料金制度の考え方が全体として整合性を保てるようにすることが重要</u></b> ではないかな。 ※ただし、現行制度に問題があれば、速やかに暫定的な対応を行うべきではないかな。

# (参考) インバランス制度に対する事業者からの意見 (1 / 2)

事業者	意見
イーレックス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 裁定取引が行いいうる制度の改善は賛成であるが、同時同量のインセンティブは経済合理性にのみ基づき、事業者倫理や国による業務改善命令等をインセンティブとしない設計にして頂きたい。</li> <li>● 現状のインバランス制度では、その精算に数か月を要する等実務上大きな支障が出ている。制度の検討においては、料金のみではなく、精算早期化など事業者の業務視点での改善も併せて実施して欲しい。</li> </ul>
HTBエナジー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● かつては変動範囲外料金の負担が非合理的に重く感じた。市場メカニズムを活用しようとしている現在の方向性には賛成する。厳しくするにせよ、恣意的ではなく市場ベースでそれが行われるよう期待したい。</li> </ul>
エネット	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 抜本的にはリアルタイム市場に連動することも考えられ、将来のあるべき姿を見据えた検討が必要。</li> <li>● それまでの期間においても、需給を一致させる努力が経済合理性をもたらす仕組みとなっていることが重要である。見直しを行う場合は、事業者が広くシステム対応を行う必要性があり、その影響についても配慮して頂きたい。まずは、事後監視の強化などを含め、対応方針を早期に明らかにすることが重要である。</li> </ul>
F-Power	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 現行のインバランス制度はリアルタイム市場が成立するまでの過渡的な仕組みと理解。市場機能を利用して広域メリットオーダーを実現しようとする取り組み。そのことで、日本国内に存在する電源の効率的な活用とそのメリットを国民全体に還元せんとするものと理解している。そのため、現行インバランス制度が見直される場合でも、国民や需要家目線の問題は継承して頂きたい。</li> <li>● 一方で、同時同量のルールは小売事業者や発電事業者といった部分最適の集合として全体の需給バランスを担保しようとする堅実な取り組み。</li> <li>● 両取組みの整合性について、将来的に検討する場を用意して頂きたい。</li> <li>● また、全国の電力需給バランスと整合性あるスポット市場や1時間前・インバランス制度の成立を望む。</li> </ul>
昭和シェル	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 基本的に各小売電気事業者と発電事業者がギリギリまでインバランスが出ないように調整をするのがあるべき姿と史料。ペナルティ性が高すぎるのも望ましくはないが、現行制度よりも予測精度を高めることについてのインセンティブを強くするような修正については、一考の価値があると思料。</li> <li>● 一方、事業者としては、頻繁に制度が修正されることはシステムを含め対応が難しいため、根本的な見直しとする場合は、リアルタイム市場等の密接に関連する制度改革と併せて、より健全なマーケットの姿の理想形を一度共有した上で、それに向けた制度変更のスケジュールを事前に共有頂きたい。</li> </ul>



# (参考) インバランス制度に対する事業者からの意見 (1 / 2)

事業者	意見
東京ガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 前日市場・時間前市場の流動性が未だ低いことから、市場活用による計画遵守よりもインバランスを発生させる方が経済的に有利なケースがある。適切な取引を志向する電気事業者が相対的に不利とならないよう、前日市場・時間前市場の流動性とバランスの取れたインバランス制度として頂きたい。</li> </ul>
JXTGエネルギー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 「<math>\alpha</math>値」：確率的なレベルでは推定が可能であり、同時同量遵守のインセンティブにはなっていない。同時同量遵守にインセンティブを持たせるのであれば、余剰と不足で価格差を設ける必要。一方で、需給逼迫時の余剰に価値はあり、逼迫時に<math>\alpha &gt; 1</math>となる現在のルールにも賛同。</li> <li>● 「<math>\beta</math>値」：システムプライスベースのインバランス価格とエリア価格に値差があれば、エリア価格高騰時にはインバランス補給を選択し、逆にエリア価格が低廉なケースでは市場調達を過剰に行い余剰バランスを選択する事業者が発生しうる。固定的な地域間値差(<math>\beta</math>値)を廃止し、エリア価格をベースとしたインバランス価格(=<math>\beta</math>値をエリアプライス・システムプライス)設定が有効。</li> </ul>
丸紅／丸紅新電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>● インバランス料金の予見性が制度設計時の想定よりも高くなっており、本来の「同時同量遵守」という小売事業者の基本原則・思想を逸脱する行為(モラルハザード)が発生しやすい状況となっているとの認識。現行の算定方法は必ずしも同時同量遵守のインセンティブとなり得ていないのではないかな。</li> <li>● 同時同量遵守という点において、何らかの量的基準(たとえば前制度である小売需要規模の3%など)を設け、著しく基準を満たさない事業者に指導・勧告するなどの監視を強化するのも一案だが、経済合理性に拠らない基準を別に設けることはかえって事業者の行動にさらなる恣意性を与える等の懸念もあり、慎重な検討が必要。</li> <li>● そもそも、インバランス料金の設定において市場価格を参照しているのは、市場価格が適切にメリットオーダーに従って価格形成されていることが前提であり、支配的な旧一般電気事業者が限界費用で玉出しされているかどうか、引き続き適切なモニタリングを求めたい。</li> </ul>
一般社団法人太陽光発電協会	<ul style="list-style-type: none"> <li>● インバランス制度は、30分同時同量の義務を発電事業者、小売事業者が果たすインセンティブが効果的に働くような制度とするべきである。その結果、一般送配電事業者の調整力コストの低減につながり、さらには、自然変動電源の電力が有効に活用される土壌が整備されると期待する。</li> </ul>
東京電力ホールディングス	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 送配電事業者がインバランスに要した費用を小売事業者から全額回収できる仕組みが必要。</li> <li>● 現行のインバランス料金制度では同時同量インセンティブが不十分であり、見直しに賛成。</li> </ul>

※出所 制度検討作業部会(第3～6回)資料

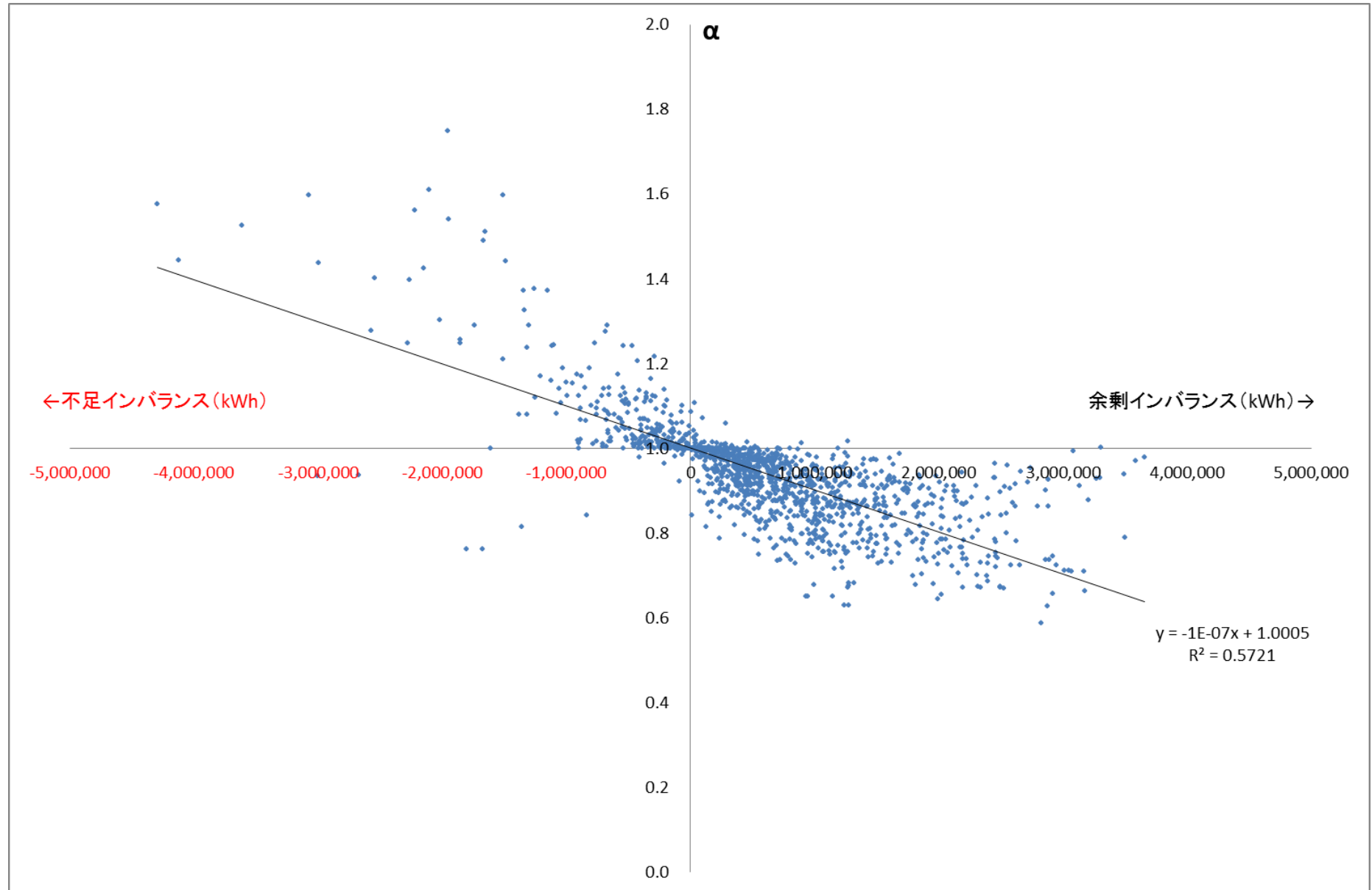
# αの動きについて

- 全体的な傾向としては、全国大のインバランス発生量とαについて、以下の相関が見られ、αは想定された動きをしていたことが確認された。
  - 全国大でのインバランスが不足の場合：  $\alpha > 1$
  - 全国大でのインバランスが余剰の場合：  $0 < \alpha < 1$
- しかしながら、αが想定とは異なる動きをしているケースが複数回あった。
  - ① 全国大のインバランスが負（不足インバランスが発生）でありながら、 $\alpha < 1$ となっていたケース
  - ② 全国大のインバランスが正（余剰インバランスが発生）でありながら、 $\alpha > 1$ となっていたケース

【現行の算定式】

**インバランス精算単価 = 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 ×  $\alpha$  +  $\beta$**

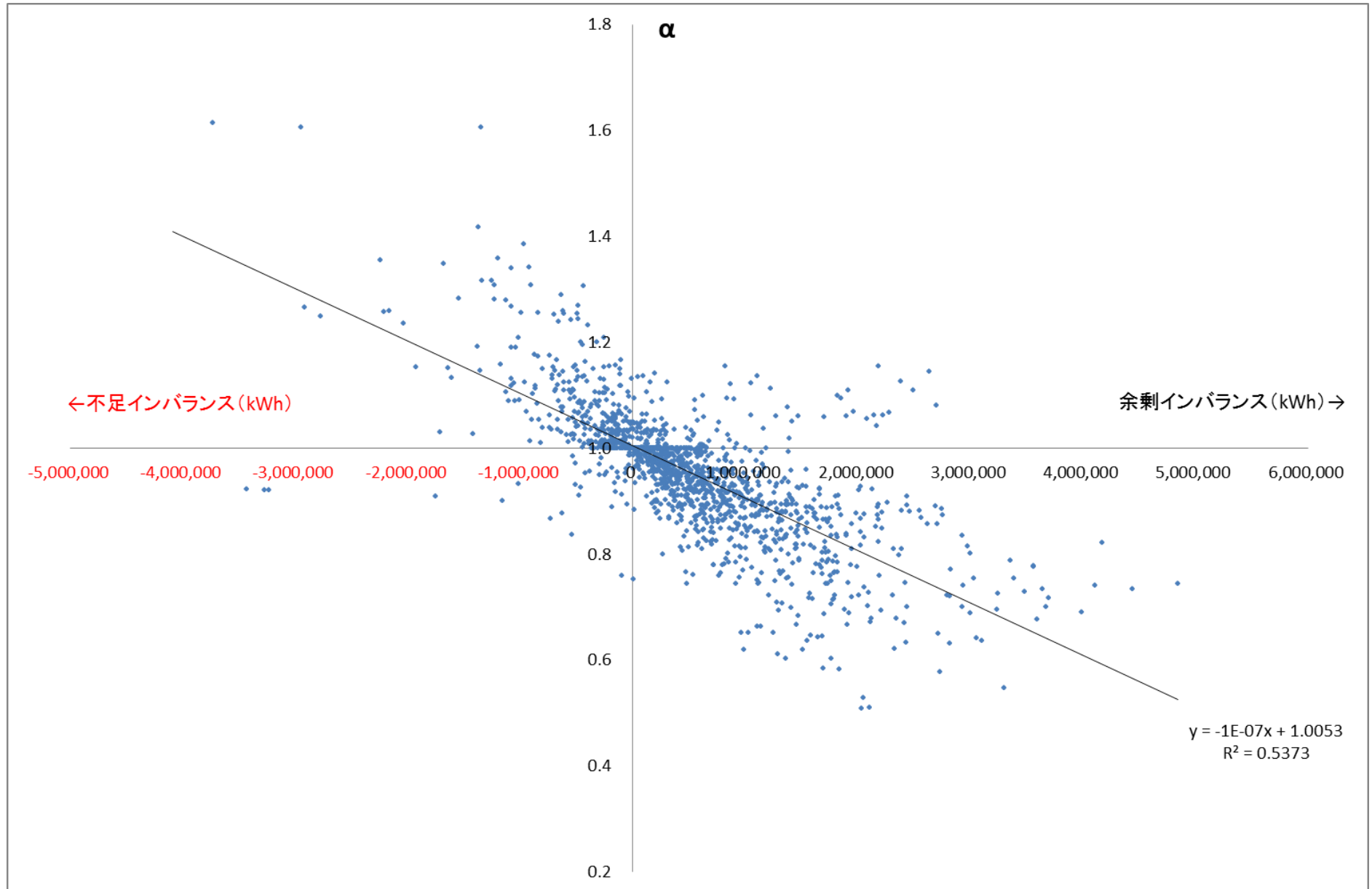
# (参考) 全国大のインバランスの量と $\alpha$ の関係 (平成29年2月)



※ 1 : 注意 平成29年2月の各30分コマ (1344コマ) について、全国大のインバランス量と $\alpha$ 値をプロットしたもの。

※ 2 : 出所 各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# (参考) 全国大のインバランスの量と $\alpha$ の関係 (平成29年1月)



※ 1 : 注意 平成29年1月の各30分コマ (1488コマ) について、全国大のインバランス量と $\alpha$ 値をプロットしたもの。

※ 2 : 出所 各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成。

# (参考) 全国大でのインバランスが不足の場合の $\alpha$ 値

		(年)	2016年									2017年		
		(月)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
		(コマ)	(1,440)	(1,488)	(1,480)	(1,488)	(1,488)	(1,480)	(1,488)	(1,480)	(1,488)	(1,488)	(1,344)	(1,488)
不足インバランス300万kWh超	30		1	0	0	0	0	3	3	0	2	5	5	11
1< $\alpha$	(整合)	26	1	0	0	0	0	3	3	0	2	2	4	11
0< $\alpha$ <1	(不整合)	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	0
不足インバランス200～300万kWh	110		20	13	7	2	0	13	7	9	8	7	10	14
1< $\alpha$	(整合)	105	20	13	7	2	0	13	7	9	8	7	9	10
0< $\alpha$ <1	(不整合)	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	4
不足インバランス100～200万kWh	456		43	14	16	44	14	98	24	69	13	33	32	56
1< $\alpha$	(整合)	443	43	14	16	44	14	95	24	68	13	30	29	53
0< $\alpha$ <1	(不整合)	13	0	0	0	0	0	3	0	1	0	3	3	3
不足インバランス50～100万kWh	986		53	14	54	111	56	226	71	110	77	75	60	79
1< $\alpha$	(整合)	963	51	14	54	110	56	221	71	103	75	69	60	79
0< $\alpha$ <1	(不整合)	21	2	0	0	1	0	5	0	7	0	6	0	0

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成



# (参考) 全国大でのインバランスが余剰の場合の $\alpha$ 値

		(年)	2016年								2017年			
		(月)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
		(コマ)	(1,440)	(1,488)	(1,480)	(1,488)	(1,488)	(1,480)	(1,488)	(1,480)	(1,488)	(1,488)	(1,344)	(1,488)
余剰インバランス300万kWh超	245		49	46	38	1	16	0	21	7	13	22	15	17
1<α	(不整合)	6	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
0<α<1	(整合)	239	49	41	38	1	16	0	21	7	13	22	14	17
余剰インバランス200～300万kWh	890		103	134	144	40	84	29	37	41	78	69	95	36
1<α	(不整合)	30	0	15	0	0	0	0	4	0	1	10	0	0
0<α<1	(整合)	860	103	119	144	40	84	29	33	41	77	59	95	36
余剰インバランス100～200万kWh	3,386		308	499	312	283	423	174	216	126	273	266	299	207
1<α	(不整合)	104	8	42	2	3	7	4	11	7	3	16	1	0
0<α<1	(整合)	3,282	300	457	310	280	416	170	205	119	270	250	298	207
余剰インバランス50～100万kWh	3,772		360	419	281	332	351	182	380	221	323	291	297	335
1<α	(不整合)	157	12	35	7	7	39	13	4	13	4	23	0	0
0<α<1	(整合)	3,615	348	384	274	325	312	169	376	208	319	268	297	335

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# 分析 1 大きな不足インバランスでありながら $\alpha < 1$ となっていたケース (1/2)

●  $\alpha$ が想定とは異なる動きをしているものの多くは、 $\alpha$ の上限値・下限値が原因と考えられる。

昨年 9 月～本年 3 月において100万kWh以上の不足インバランスでありながら $\alpha < 1$ となっていたケース

月	日	コマ	インバランス量 (kWh)	$\alpha$	スポット・時間前 平均価格 (円/kWh)	システムプライス (円/kWh)	時間前平均価格 (円/kWh)	$\alpha \times$ スポット・時 間前平均価格 (円/kWh)	( $\alpha$ 上限の処理を変更した場合) $\alpha \times$ スポット・時間前平均価格		
									端部10%の排除 (円/kWh)	端部5%の排除 (円/kWh)	上下限撤廃 (円/kWh)
11月	24日	18	-1,867,026	0.80	19.04	20.00	15.18	15.27	22.64	28.83	476.00
1月	16日	18	-1,161,359	0.90	19.79	20.00	19.37	17.83	24.80	31.96	37.66
1月	16日	19	-1,016,910	0.93	19.99	20.00	19.97	18.65	26.69	28.99	28.99
1月	20日	18	-1,750,682	0.91	20.20	20.00	20.84	18.36	27.43	31.75	42.42
1月	20日	19	-3,271,680	0.92	20.04	20.03	20.08	18.46	27.29	31.38	500.25
1月	20日	20	-3,435,951	0.92	20.40	20.23	20.92	18.81	27.50	31.64	504.20
1月	20日	21	-3,236,936	0.92	19.72	20.00	18.72	18.16	26.68	30.94	493.00
2月	9日	18	-1,356,612	0.81	21.41	21.56	21.20	17.43	21.86	31.82	66.82
2月	9日	19	-1,677,107	0.76	24.43	25.00	23.66	18.62	22.26	31.32	488.60
2月	9日	20	-1,802,926	0.76	24.54	25.00	23.97	18.70	22.18	31.46	490.80

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# 分析 1 大きな不足インバランスでありながら $\alpha < 1$ となっていたケース(2/2)

昨年 9 月～本年 3 月において100万kWh以上の不足インバランスでありながら $\alpha < 1$ となっていたケース

月	日	コマ	インバランス量 (kWh)	$\alpha$	スポット・時間前 平均価格 (円/kWh)	システムプライス (円/kWh)	時間前平均価格 (円/kWh)	$\alpha \times$ スポット・時 間前平均価格 (円/kWh)	( $\alpha$ 上限の処理を変更した場合 ) $\alpha \times$ スポット・時間前平均価格		
									端部10%の排除 (円/kWh)	端部5%の排除 (円/kWh)	上下限撤廃 (円/kWh)
2月	9日	21	-3,003,863	0.94	19.93	20.01	19.66	18.65	21.92	31.89	498.00
2月	9日	22	-2,669,726	0.94	19.87	20.00	19.52	18.62	21.88	30.82	496.75
3月	23日	27	-1,096,157	0.87	10.67	10.70	9.61	9.28	9.28	9.28	9.28
3月	27日	19	-2,914,437	0.87	20.09	20.00	20.54	17.52	25.05	32.91	502.25
3月	27日	20	-2,236,388	0.89	20.16	20.00	20.95	17.90	25.78	33.02	504.00
3月	27日	21	-2,241,988	0.87	20.09	20.00	20.37	17.52	22.54	32.91	502.25
3月	27日	22	-2,207,557	0.90	19.45	19.42	19.56	17.47	22.48	32.81	500.77
3月	27日	23	-1,725,824	0.97	18.08	18.00	18.26	17.52	22.55	32.91	54.19
3月	31日	22	-1,160,615	0.99	16.79	16.99	15.77	16.69	20.75	20.75	20.75

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

## 分析2 大きな不足インバランスでありながら $\alpha < 1$ となっていたケース

- 連続した時間においてインバランスが負（不足インバランスが発生）でありながら、 $\alpha > 1$ から $\alpha < 1$ となっていたケースがある。

月	日	コマ	インバランス量	$\alpha$	スポット・時間前 平均価格	システムプライス	時間前平均価格	$\alpha \times$ スポット・時 間前平均価格	（ $\alpha$ 上限の処理を変更した場合） $\alpha \times$ スポット・時間前平均価格		
			(kWh)		(円/kWh)	(円/kWh)	(円/kWh)	(円/kWh)	端部10%の排除	端部5%の排除	上下限撤廃
									(円/kWh)	(円/kWh)	(円/kWh)
1月	20日	17	-1,052,292	1.12	15.13	14.89	16.24	16.98	20.32	20.32	20.32
1月	20日	18	-1,750,682	0.91	20.20	20.00	20.84	18.36	27.43	31.75	42.42
1月	20日	19	-3,271,680	0.92	20.04	20.03	20.08	18.46	27.29	31.38	500.25
1月	20日	20	-3,435,951	0.92	20.40	20.23	20.92	18.81	27.50	31.64	504.20
1月	20日	21	-3,236,936	0.92	19.72	20.00	18.72	18.16	26.68	30.94	493.00
1月	20日	22	-1,642,717	1.15	16.42	16.00	17.99	18.90	25.66	25.66	25.66
2月	9日	21	-3,003,863	0.94	19.93	20.01	19.66	18.65	21.92	31.89	498.00
2月	9日	22	-2,669,726	0.94	19.87	20.00	19.52	18.62	21.88	30.82	496.75
2月	9日	23	-2,274,938	1.25	15.06	15.00	15.32	18.81	21.64	31.14	48.19
2月	9日	24	-1,856,098	1.25	15.04	15.00	15.33	18.78	21.61	29.07	29.08
2月	9日	25	-1,489,035	1.44	11.75	11.63	12.90	16.93	17.55	17.55	17.56

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# 分析3 大きな余剰インバランスでありながら $\alpha > 1$ となっていたケース(1/2)

●  $\alpha$ が想定とは異なる動きをしているものの多くは、 $\alpha$ の上限値・下限値が原因と考えられる。

昨年9月～本年3月において200万kWh以上の余剰インバランスでありながら $\alpha > 1$ となっていたケース

月	日	コマ	インバランス量 (kWh)	$\alpha$	スポット・時間前 平均価格 (円/kWh)	システムプライス (円/kWh)	時間前平均価格 (円/kWh)	$\alpha \times$ スポット・時 間前平均価格 (円/kWh)	( $\alpha$ 下限の処理を変更した場合 ) $\alpha \times$ スポット・時間前平均価格		
									端部10%の排除 (円/kWh)	端部5%の排除 (円/kWh)	上下限撤廃 (円/kWh)
10月	30日	23	2,495,007	1.03	5.30	5.30	5.10	5.48	4.53	3.88	2.00
10月	30日	24	2,307,175	1.03	5.29	5.30	4.83	5.46	4.52	3.87	2.38
10月	30日	25	2,391,833	1.06	5.22	5.22	5.43	5.54	4.53	3.88	2.00
10月	30日	26	2,204,281	1.05	5.22	5.22	5.33	5.48	4.53	3.88	3.39
12月	31日	27	2,303,174	1.04	5.47	5.46	5.65	5.67	4.79	4.41	4.41
1月	1日	20	2,383,460	1.13	5.40	5.39	5.60	6.08	5.11	4.19	2.83
1月	1日	22	2,276,192	1.07	4.93	4.90	6.03	5.26	4.80	4.23	4.23
1月	1日	23	2,492,768	1.11	4.95	4.94	5.11	5.49	4.79	4.20	2.00
1月	1日	24	2,698,748	1.08	4.86	4.85	5.05	5.25	4.82	4.19	0.10
1月	1日	25	2,181,944	1.15	4.73	4.72	4.95	5.46	4.82	4.20	3.95

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成



# 分析3 大きな余剰インバランスでありながらα> 1となっていたケース(2/2)

昨年9月～本年3月において200万kWh以上の余剰インバランスでありながらα> 1となっていたケース

月	日	コマ	インバランス量 (kWh)	α	スポット・時間前 平均価格 (円/kWh)	システムプライス (円/kWh)	時間前平均価格 (円/kWh)	α × スポット・時 間前平均価格 (円/kWh)	(α 下限の処理を変更した場合) α × スポット・時間前平均価格		
									端部10%の排除 (円/kWh)	端部5%の排除 (円/kWh)	上下限撤廃 (円/kWh)
1月	1日	26	2,639,065	1.14	4.72	4.71	4.95	5.40	4.81	4.19	0.10
1月	2日	22	2,166,953	1.04	6.10	6.11	5.64	6.36	5.01	4.25	4.24
1月	2日	24	2,144,190	1.06	5.93	5.94	5.49	6.30	4.79	4.19	4.19
1月	2日	25	2,082,905	1.06	5.93	5.94	5.51	6.26	5.00	4.24	4.24
1月	2日	26	2,221,697	1.06	5.79	5.79	5.64	6.15	5.00	4.28	3.89
2月	19日	27	3,305,709	1.00	6.95	6.97	6.45	6.96	5.60	4.66	3.65

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# 分析 4 大きな余剰インバランスでありながらα> 1となっていたケース

● 連続した時間においてインバランスが正（余剰インバランスが発生）でありながら、α< 1からα> 1となっていたケースがある。

月	日	コマ	インバランス量 (kWh)	α	スポット・時間前 平均価格 (円/kWh)	システムプライス (円/kWh)	時間前平均価格 (円/kWh)	α × スポット・時 間前平均価格 (円/kWh)	(α 下限の処理を変更した場合) α × スポット・時間前平均価格		
									端部10%の排除 (円/kWh)	端部5%の排除 (円/kWh)	上下限撤廃 (円/kWh)
10月	29日	22	2,561,263	0.91	6.28	6.27	7.82	5.72	5.02	3.84	3.46
10月	29日	23	2,685,519	0.89	6.34	6.37	5.64	5.66	4.98	3.81	2.99
10月	29日	24	2,328,432	0.90	6.22	6.27	5.66	5.60	4.97	3.86	3.86
10月	29日	25	1,596,634	1.03	5.36	5.34	5.70	5.52	5.02	3.93	3.93
10月	29日	26	1,487,048	1.05	5.36	5.34	5.98	5.61	5.02	4.27	4.27
10月	29日	27	2,439,106	0.92	6.15	6.13	7.73	5.65	5.09	3.82	3.42
10月	29日	28	2,159,756	0.91	6.38	6.37	7.38	5.81	5.14	4.11	4.11
1月	2日	20	1,281,224	0.93	7.19	7.21	6.36	6.71	5.92	5.92	5.92
1月	2日	21	1,355,891	0.94	6.88	6.90	6.05	6.49	5.59	5.59	5.59
1月	2日	22	2,166,953	1.04	6.10	6.11	5.64	6.36	5.01	4.25	4.24
1月	2日	23	1,961,154	1.07	5.93	5.94	5.43	6.34	5.00	4.66	4.66

## $\alpha$ の問題について

- 全国大でのインバランスの発生状況を反映するための $\alpha$ が想定と異なる動きをしている場合があり、その主たる要因が $\alpha$ の上下限值であるとすれば、 $\alpha$ の上下限の取扱いを見直す必要があるのではないか。
- 速やかに見直しを実施するため、システムの大幅な改修が不要な範囲での変更に限定してはどうか。
- 上下限の設定を変更し、上限値を引上げ、下限値を引き下げる見直しが適当ではないか。

# βについて

- 地域によって、インバランス単価とエリアプライスとの関係に、大きな差がある。
- その主な原因は、βによる補正と分断による価格差。

## インバランス単価とエリアプライスの差（平成28年7月～29年3月の平均）（円/kWh）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
インバランス 精算単価－エ リアプライス	-3.30	-0.87	2.28	2.12	-3.97	2.23	-0.40	-1.65	1.94	—

平成28年7月～平成29年3月分の各コマにおける差の単純平均

出所：各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

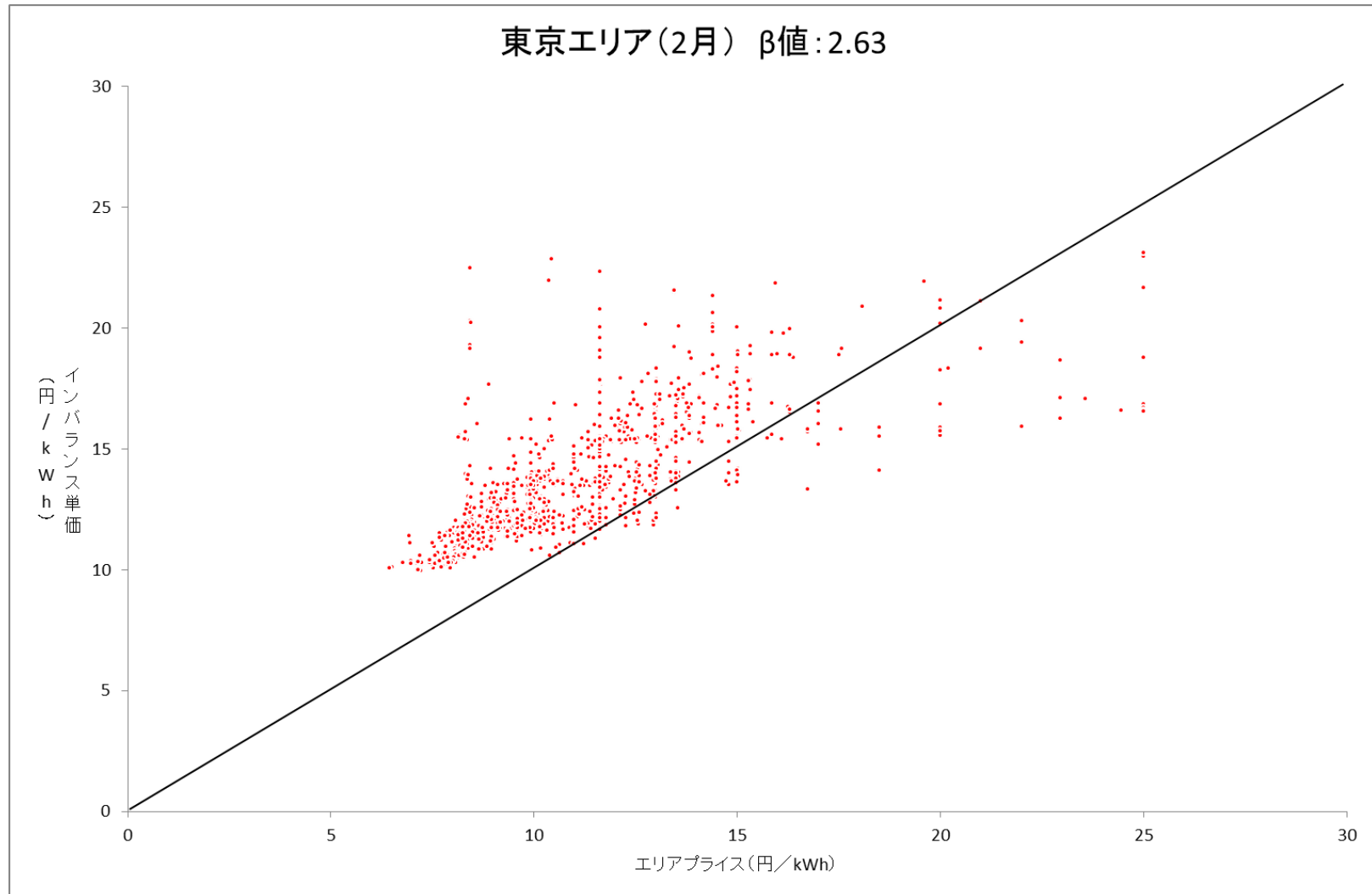
### 【参考】 各エリアのβ

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
28年度	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97
29年度	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.90	0.19	0.41

βは、需給調整コストの地域差を反映させるためのものであり、各地域の火力・水力平均から計算されている。

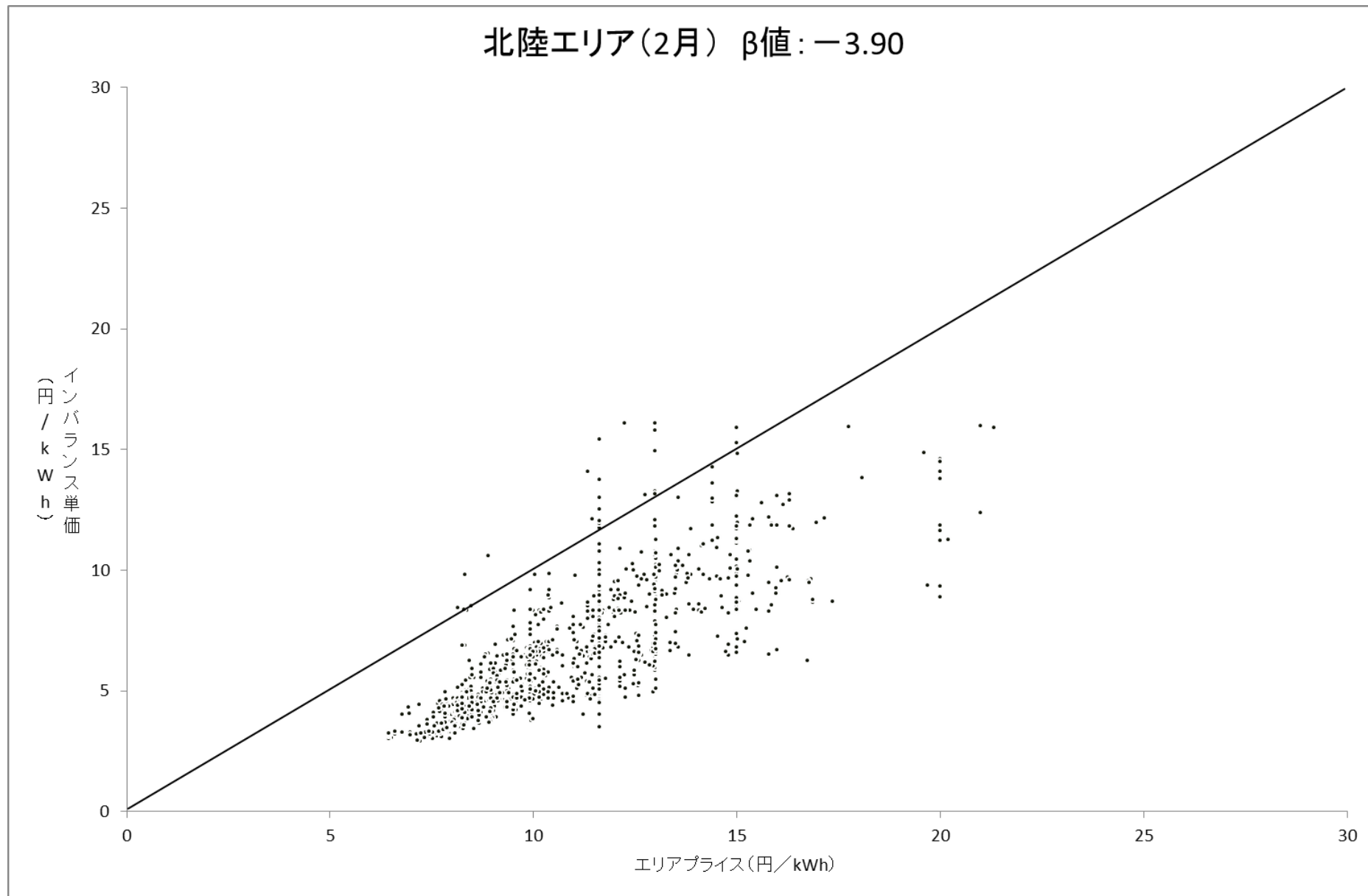
# 地域間のインバランス単価の傾向について

- 地域によってエリアプライスとインバランス単価の関係が大きく異なり、一定程度予測可能な状況となっている。

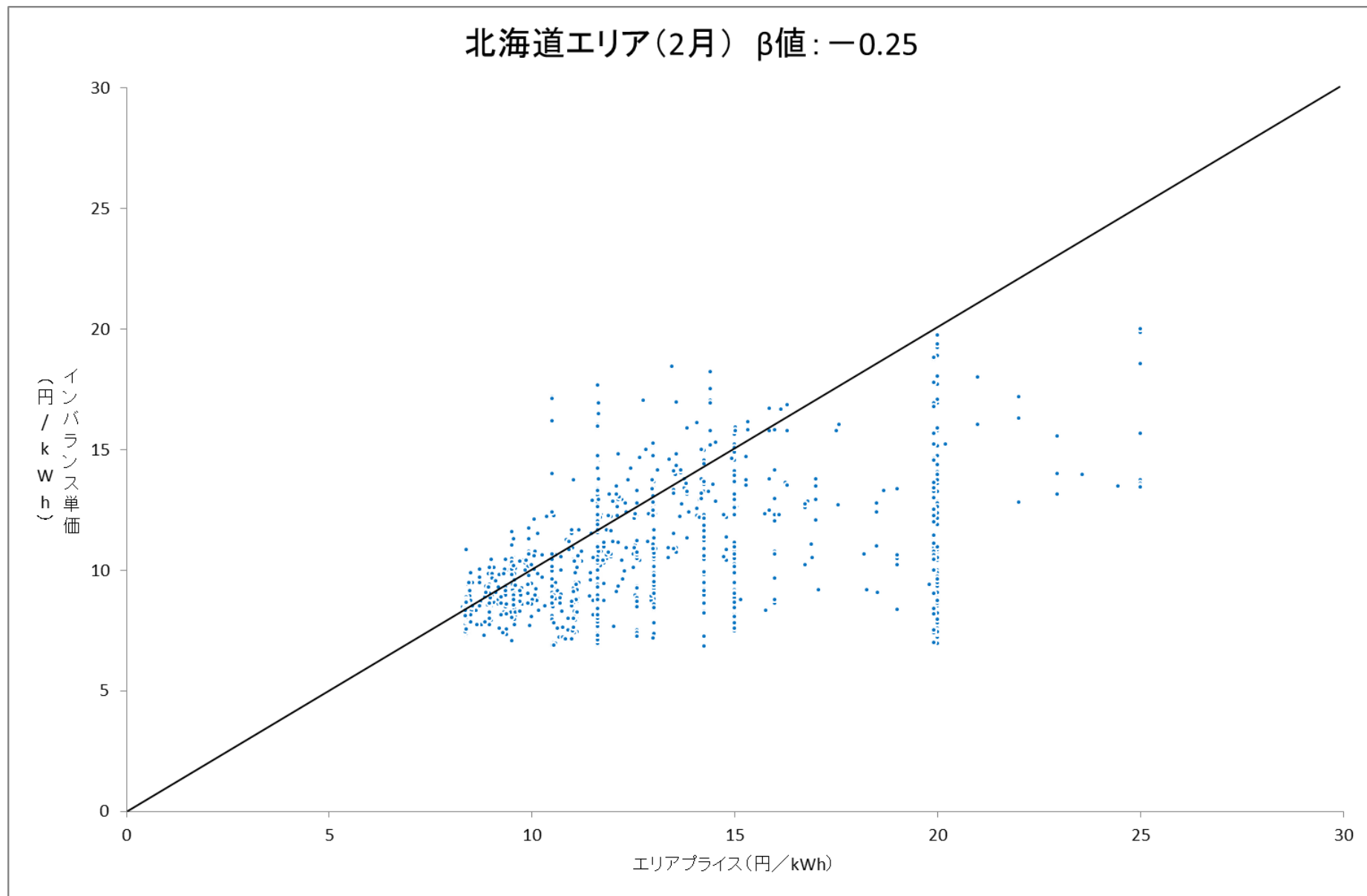




# 地域間のインバランス単価の傾向について



# 地域間のインバランス単価の傾向について



# βの問題について

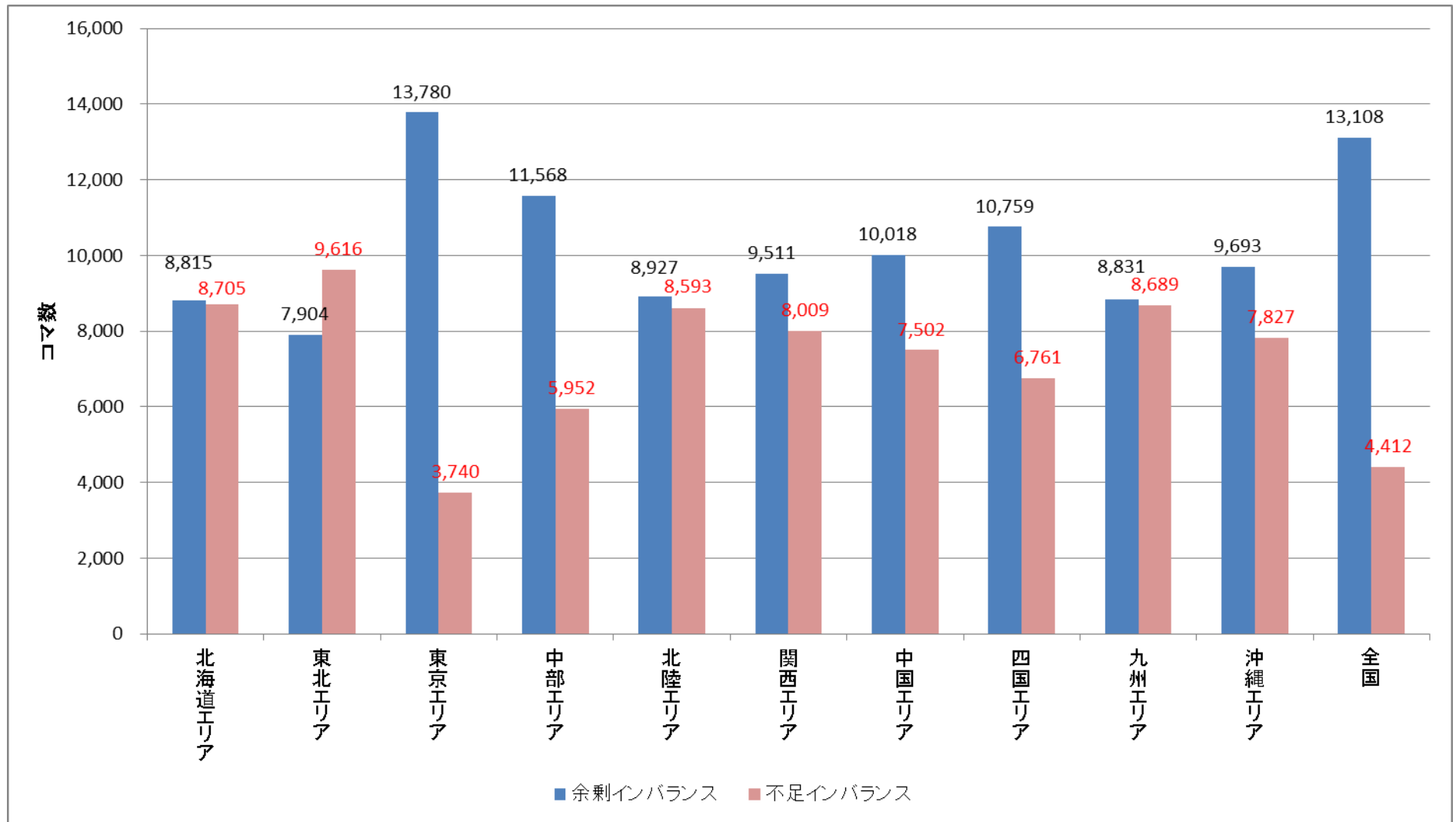
- 需給調整コストの地域差をインバランス単価に一定程度反映させるためのβが、インバランス単価の予見可能性を高め、市場参加者の適切でない動きを誘発する可能性があるとするれば、この主要要因の一つである現行のβについては、できるだけ早期に見直すべきではないか。
- $\beta = 0$ とするのが一案だが、下記のように一部の地域については必ずしも予見可能性を十分に低減できるわけではないことに留意する必要があるのではないか。
- 速やかに見直しを実施するため、システム的大幅な改修が不要な範囲での変更に限定してはどうか。

	(円/kWh)									
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
インバランス料金 －エリアプライス (28年度平均)	-3.30	-0.87	2.28	2.12	-3.97	2.23	-0.40	-1.65	1.94	—
$\beta$ (28年度)	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97



全ての地域 $\beta = 0$ とするのが一案だが、その場合北海道エリアの価格差は大きく縮小しない点に留意が必要。

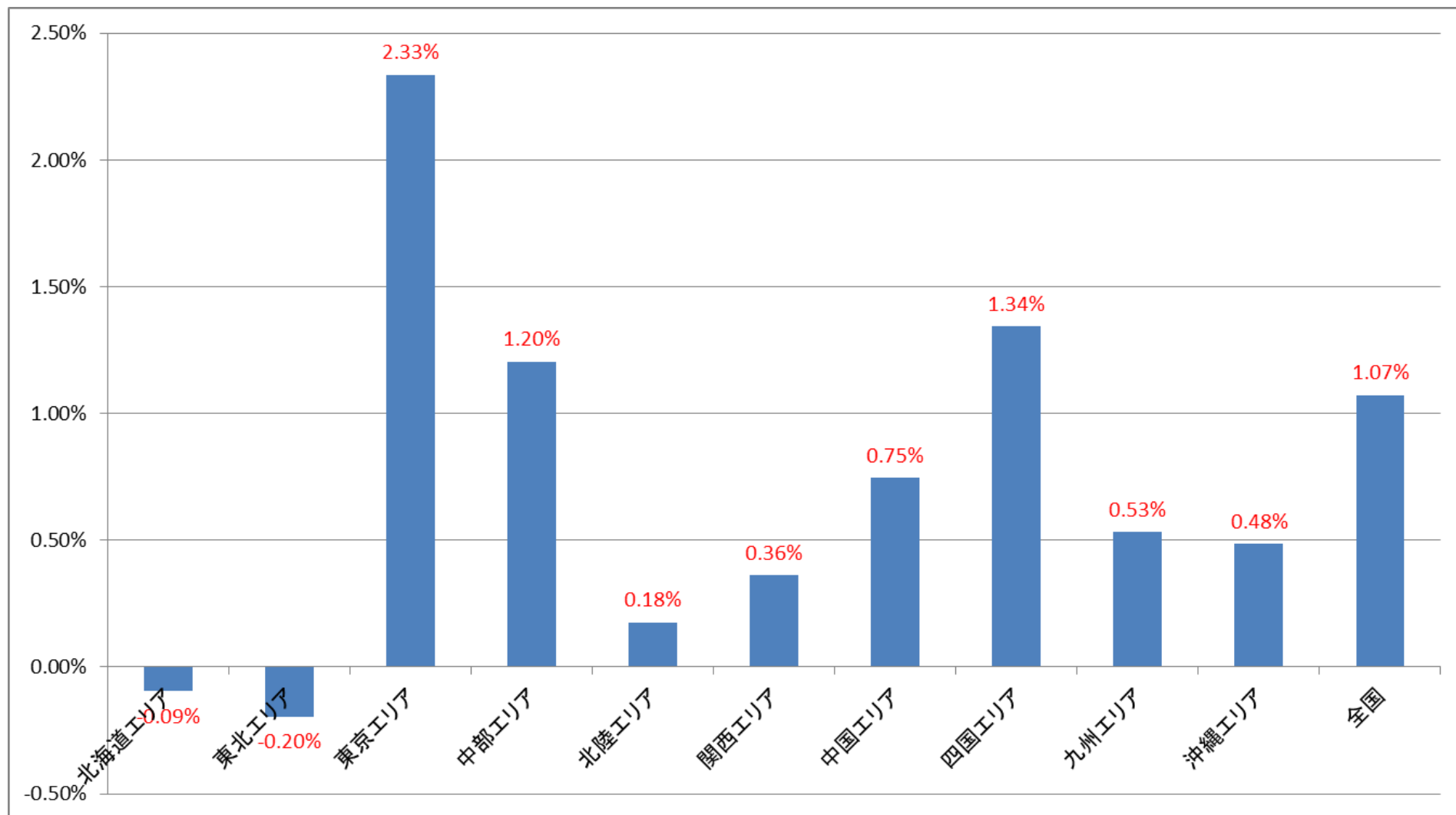
## (参考) 各エリアのインバランス発生コマ数の状況



※ 1 : H28.4～H29.3における各エリアのコマ数合計値 (総コマ数=17,520)

※ 2 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

## (参考) 各エリアのインバランス率



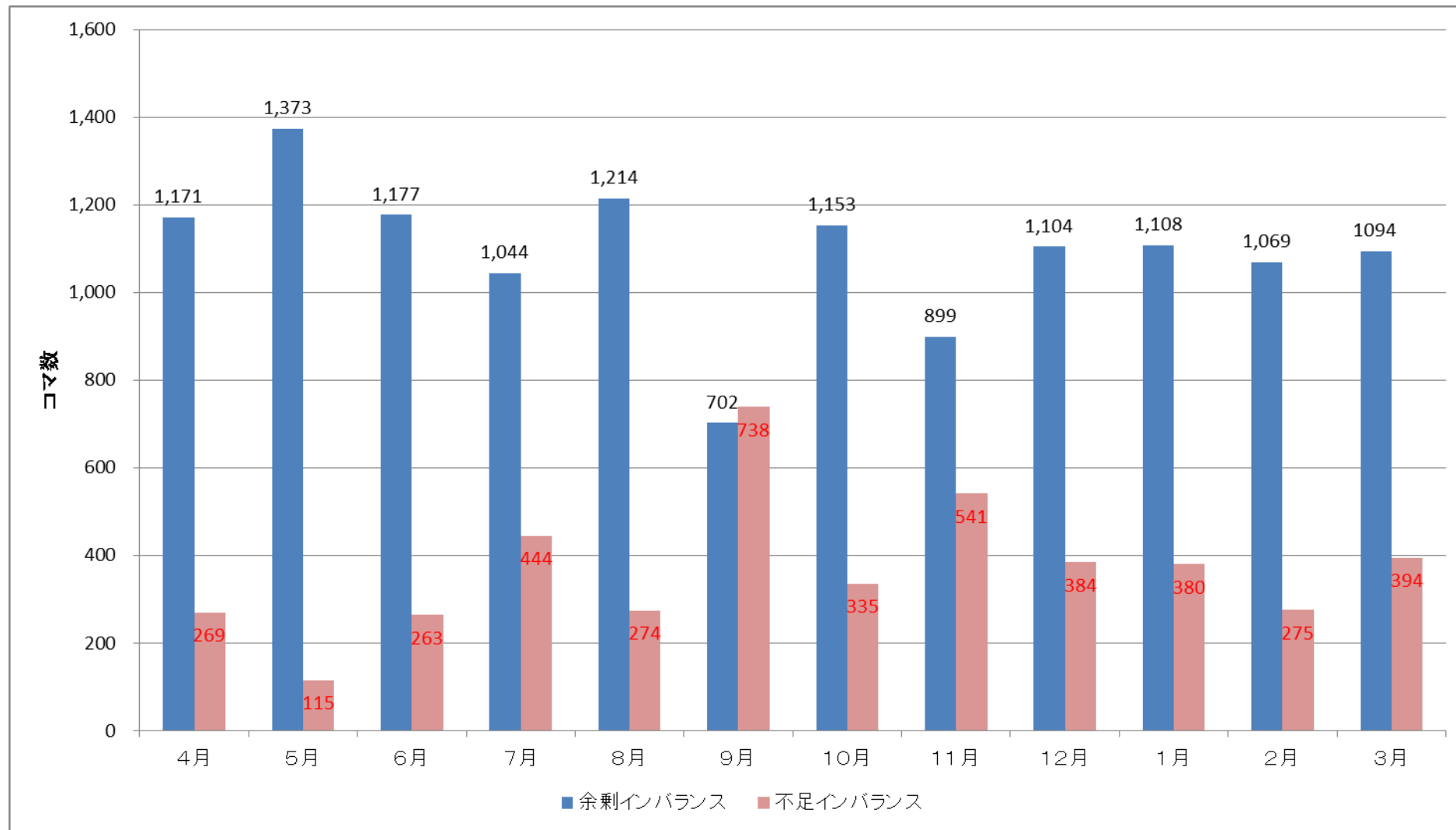
※ 1 : インバランス率 = インバランス量 / 需要実績

※ 2 : H28.4～H29.3における各コマ平均値

※ 3 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成



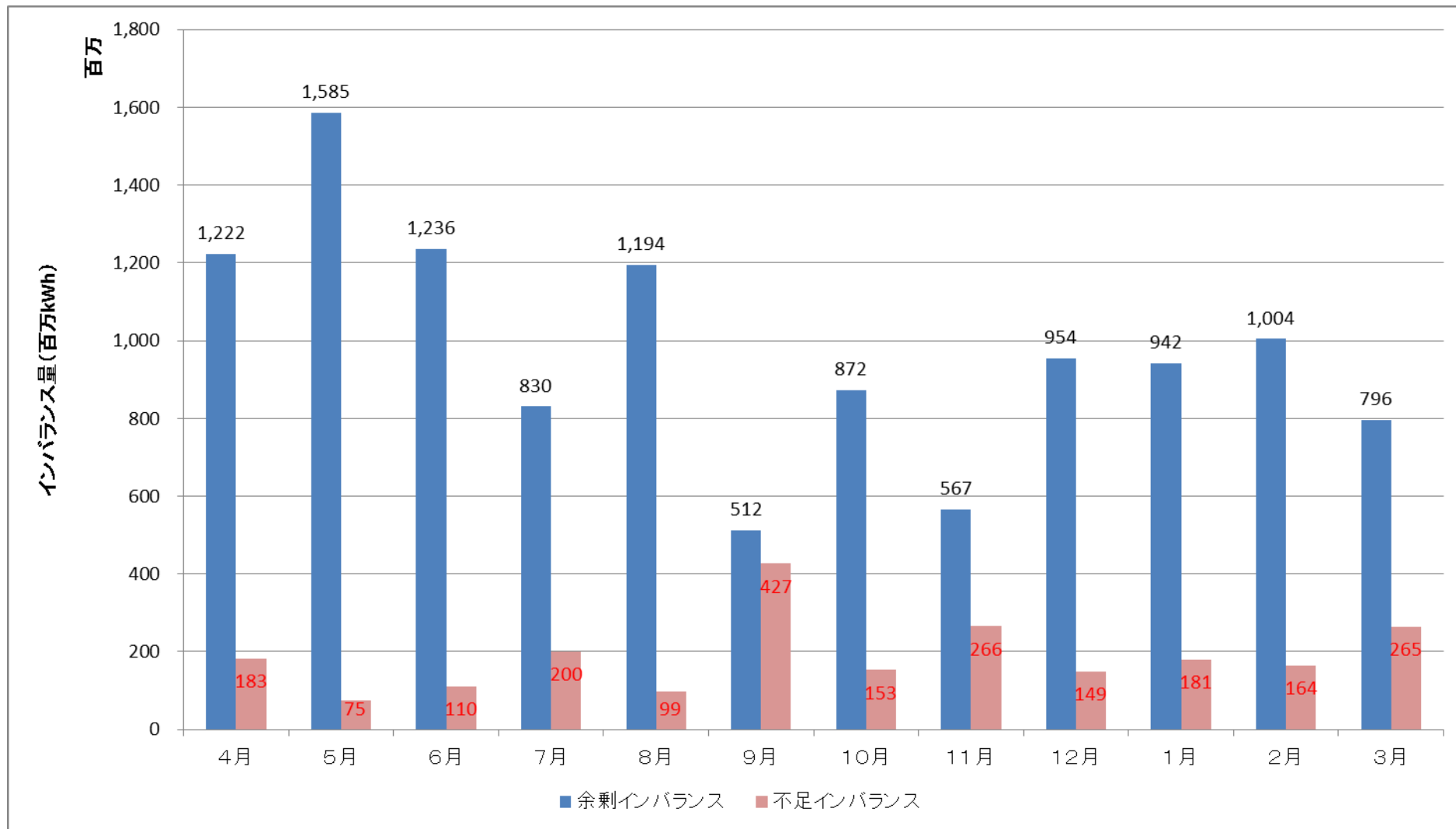
## (参考) 各月のインバランス発生コマ数の状況



※ 1 : H28.4～H29.3における各月のコマ数合計値

※ 2 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

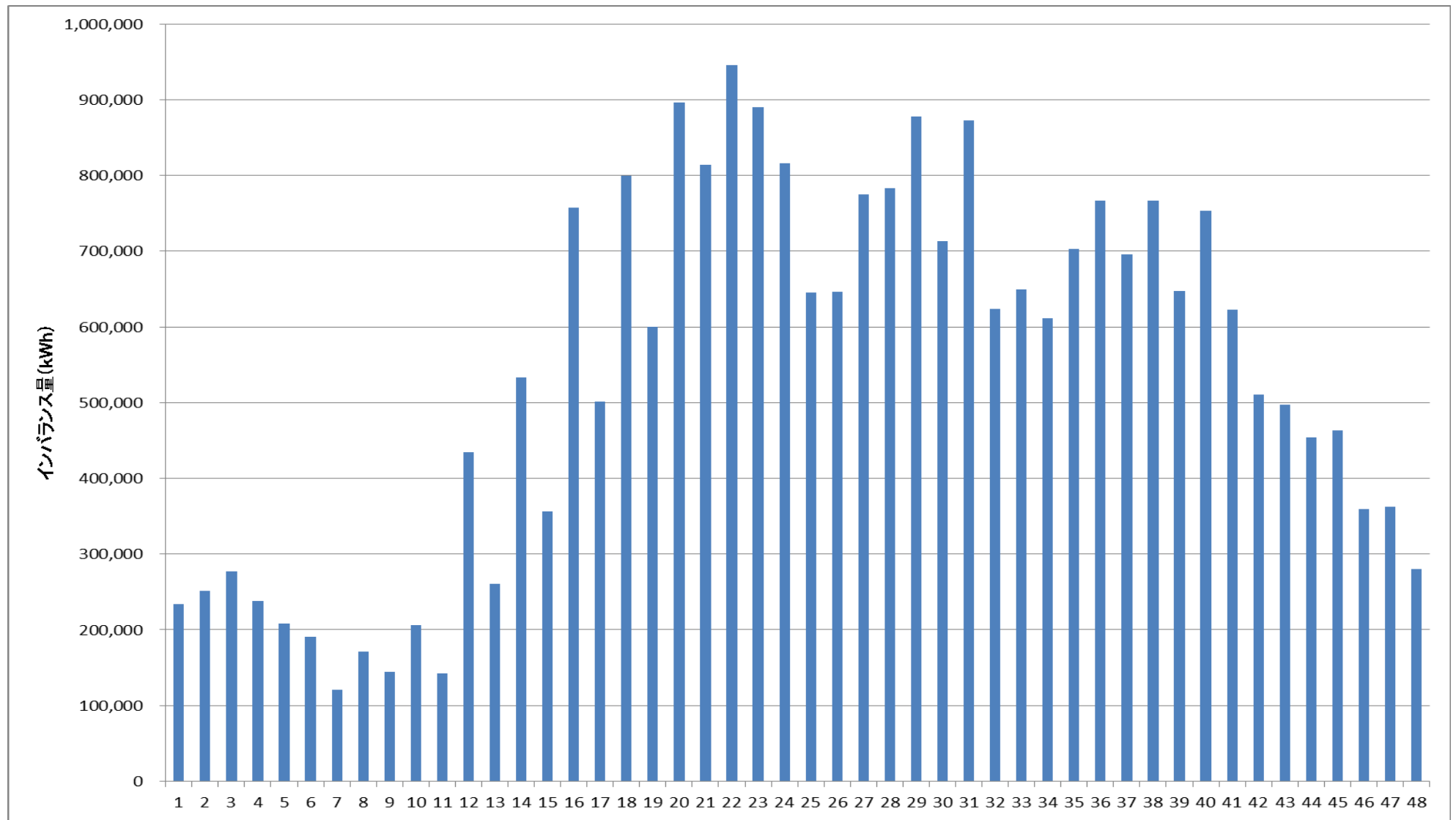
## (参考) 各月のインバランス量



※ 1 : H28.4～H29.3における各コマ合計値

※ 2 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# (参考) 時間帯別のインバランス量

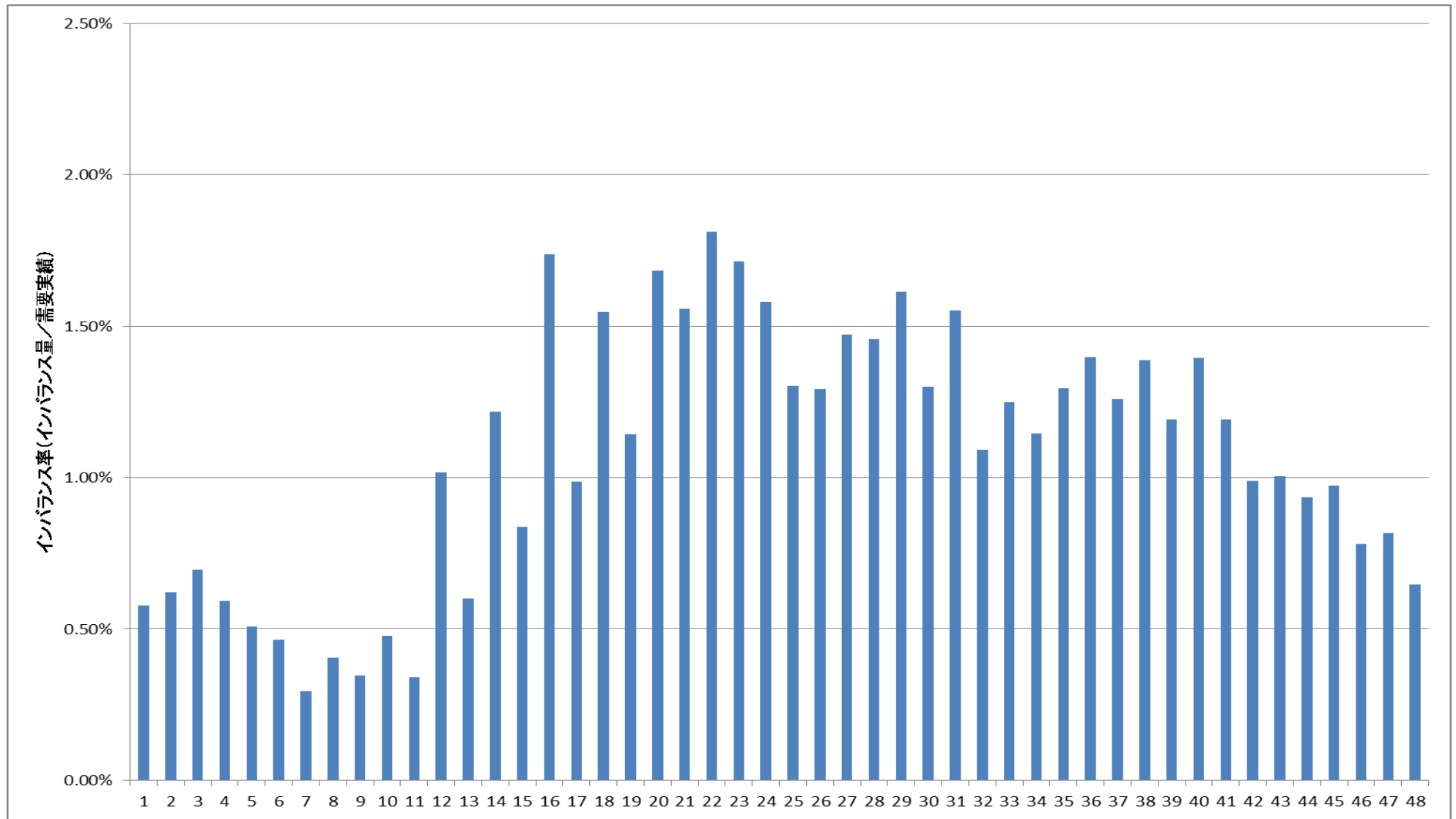


※ 1 : H28.4～H29.3における各コマ平均値（全国値）

※ 2 : 横軸は、24間を30分（コマ）ごとに48商品として順に並べている

※ 3 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

## (参考) 時間帯別のインバランス率

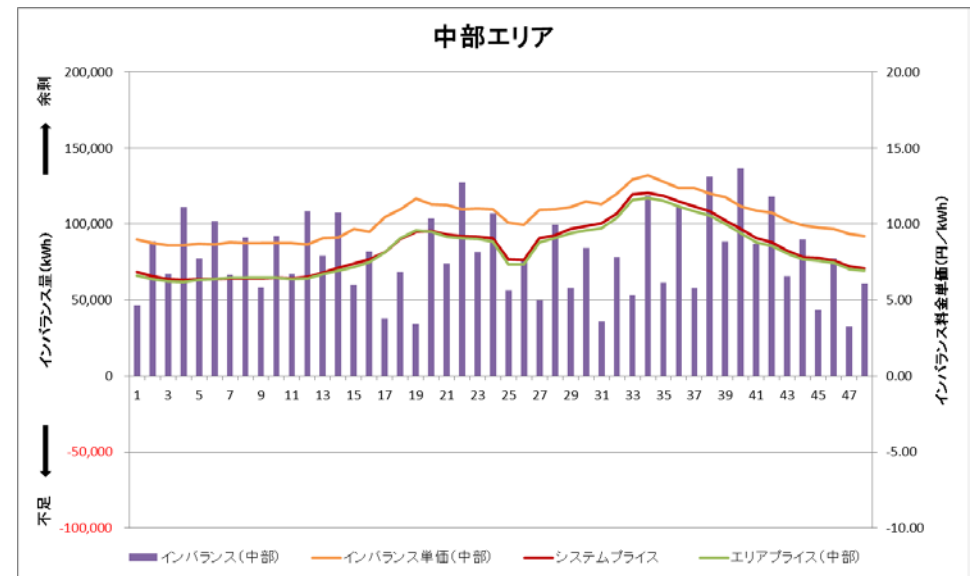
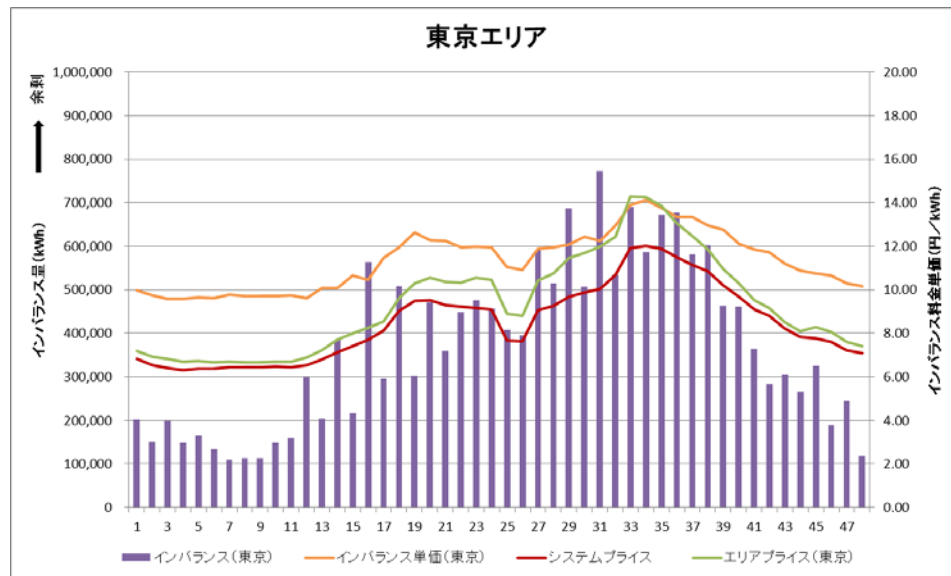
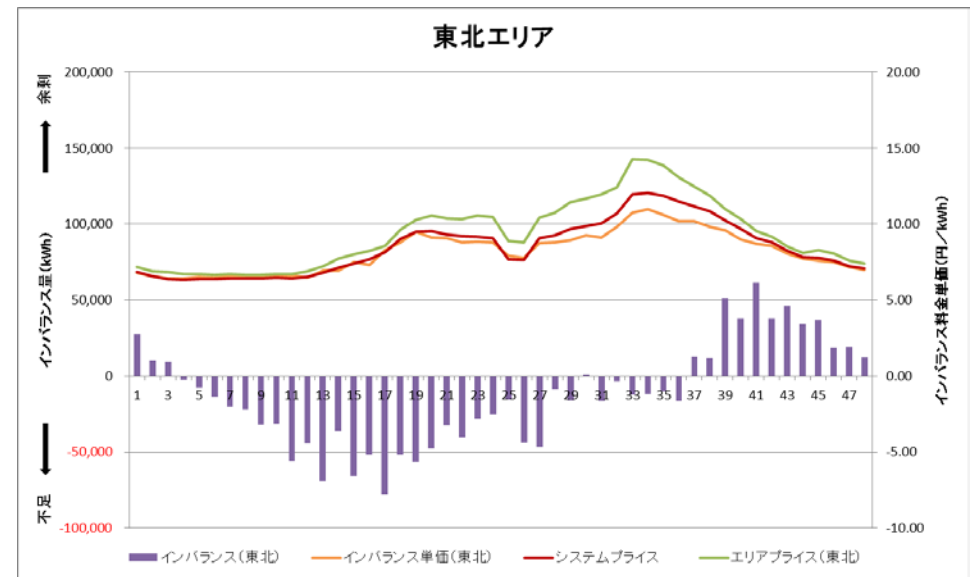
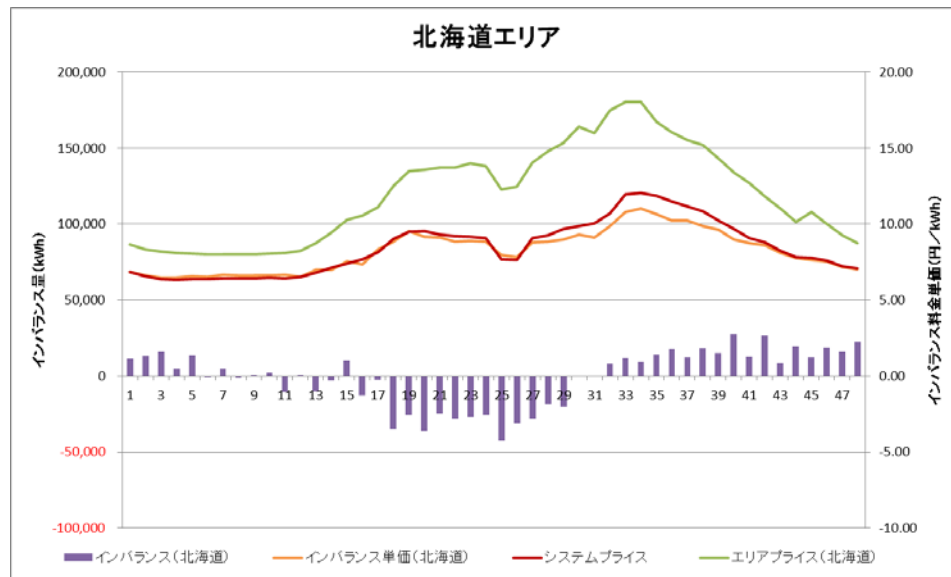


※ 1 : H28.4～H29.3における各コマ平均値（全国値）

※ 2 : 横軸は、24間を30分（コマ）ごとに48商品として順に並べている

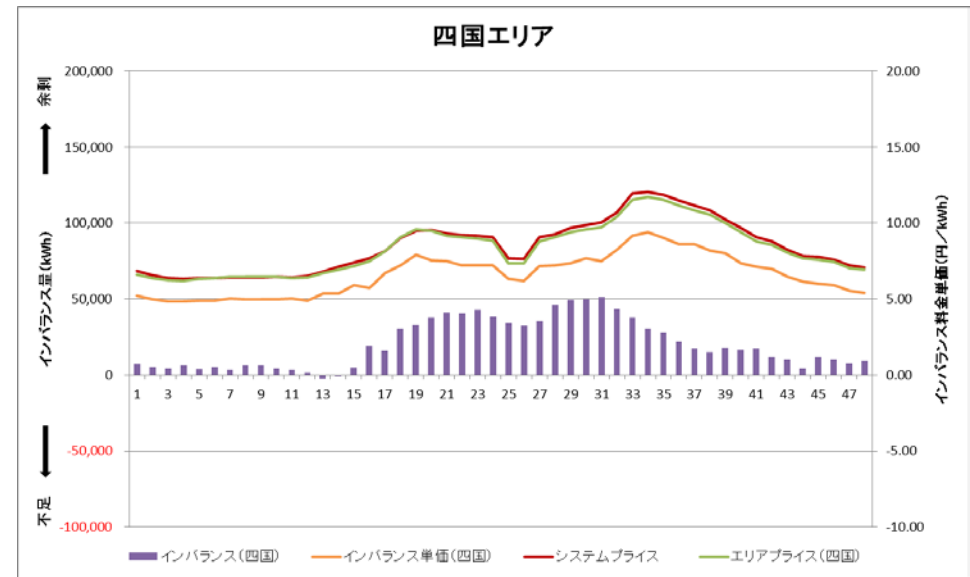
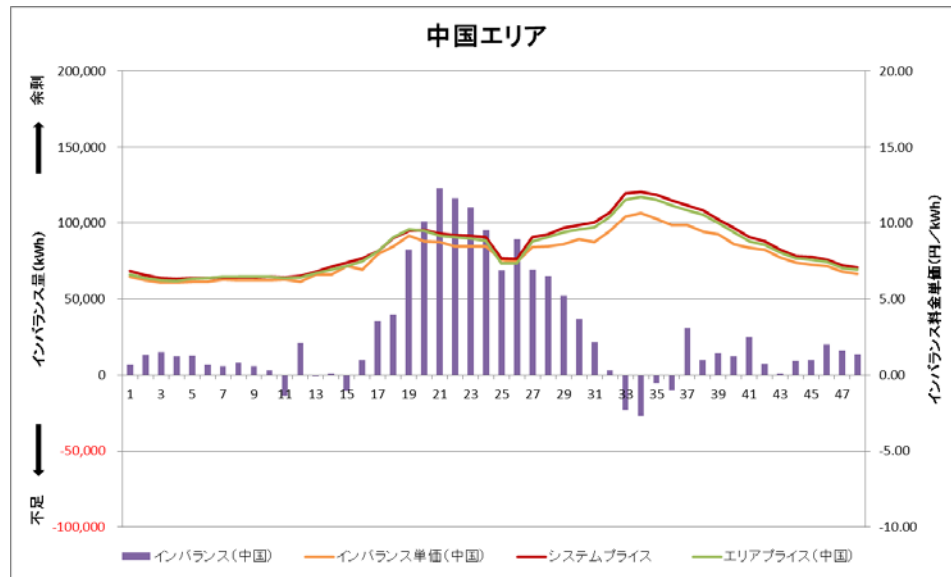
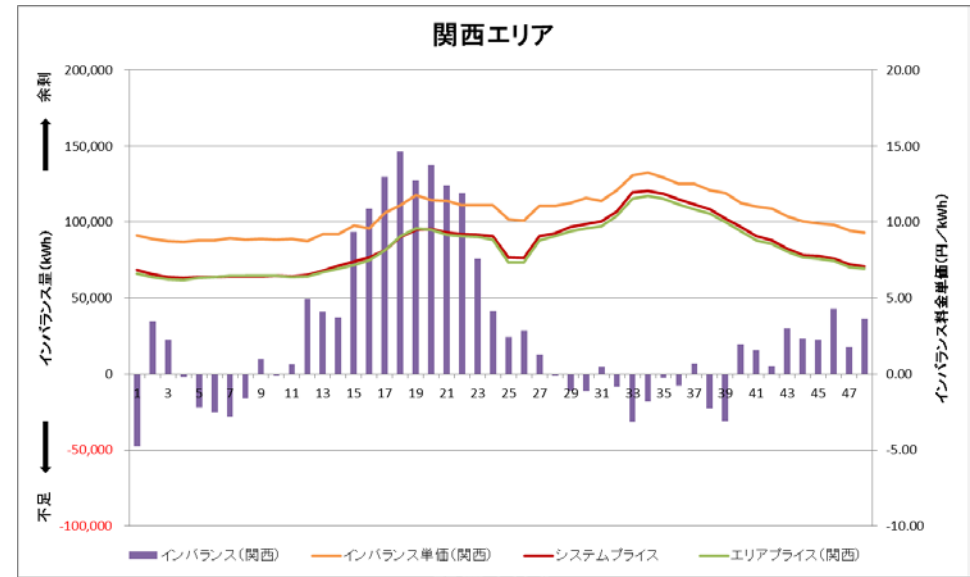
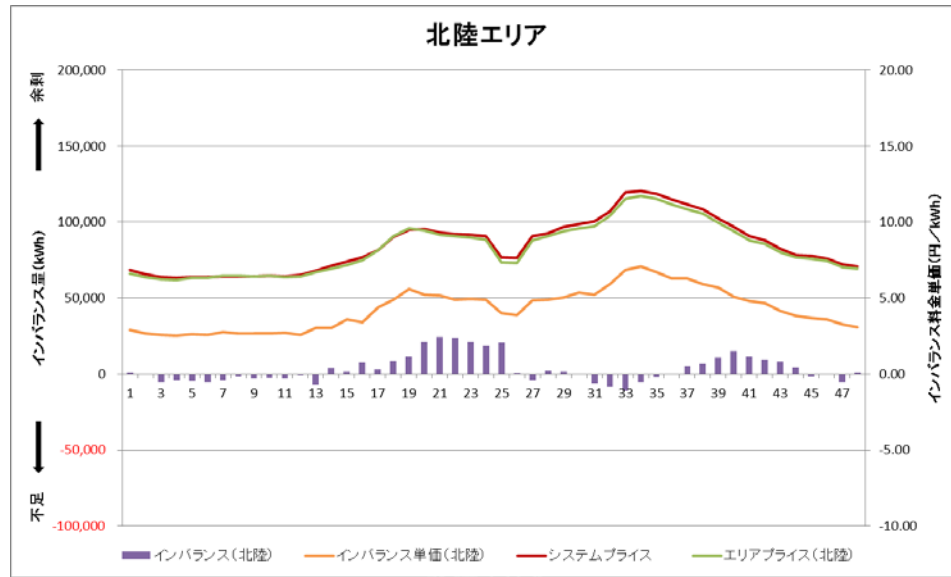
※ 3 : 出所 各一般送配電事業者の公表情報等より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# (参考) 各地域における時間帯別インバランス量及び各価格の状況 1/3



※ 1 : H28.4～H29.3における各コマ平均値 ※ 2 : 横軸は、24間を30分(コマ)ごとに48商品として順に並べている  
 ※ 3 : 出所 各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

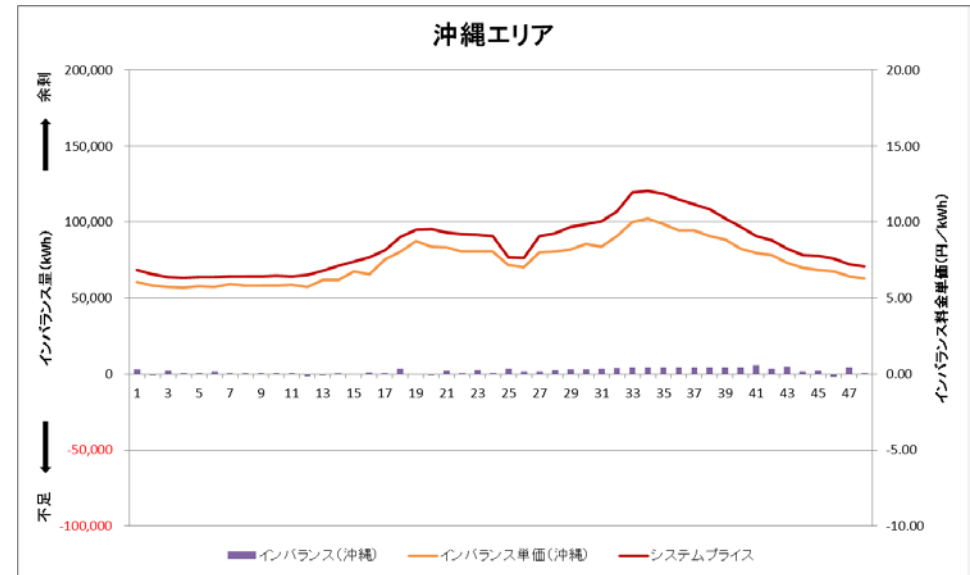
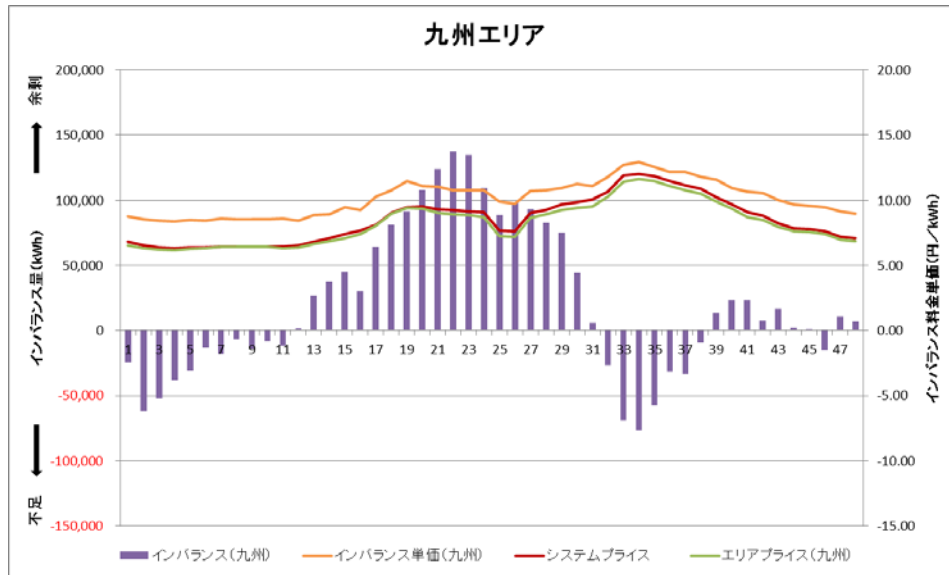
# (参考) 各地域における時間帯別インバランスマン及び各価格の状況 2/3



※ 1 : H28.4~H29.3における各コマ平均値 ※ 2 : 横軸は、24間を30分(コマ)ごとに48商品として順に並べている

※ 3 : 出所 各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# (参考) 各地域における時間帯別インバランス量及び各価格の状況 3/3



※ 1 : H28.4～H29.3における各コマ平均値

※ 2 : 横軸は、24間を30分(コマ)ごとに48商品として順に並べている

※ 3 : 出所 各一般送配電事業者及びJEPXの公表情報より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成