
エリアインバランス誤算定について (概要)

2018年1月10日
北海道電力株式会社

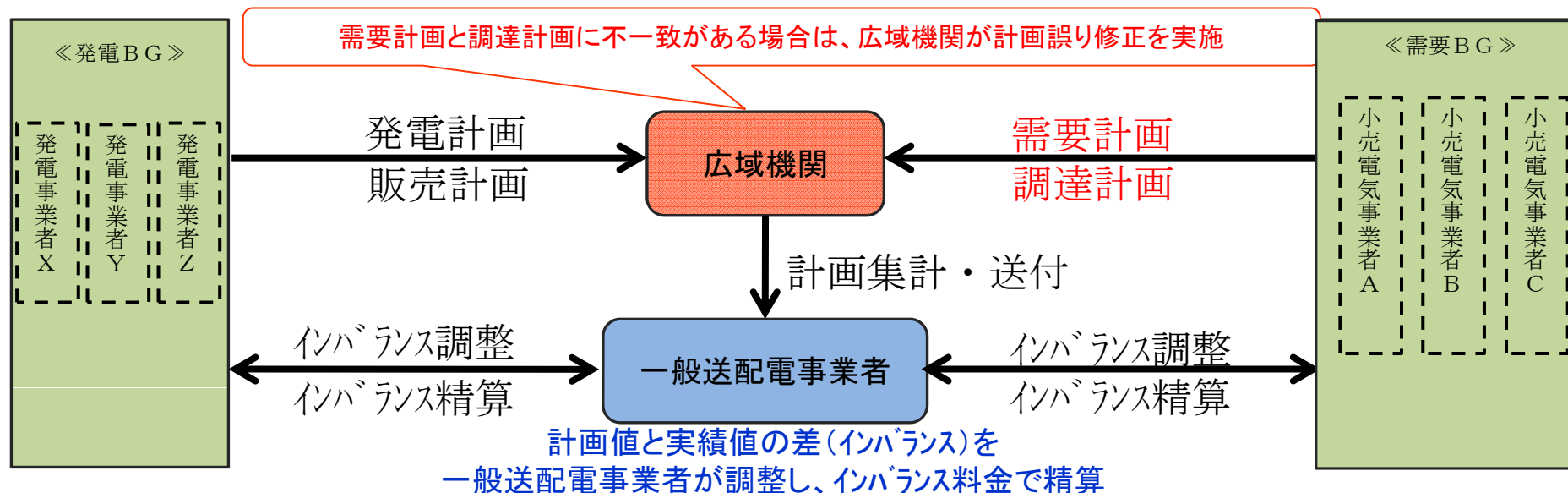
(余 白)

【事案の概要】

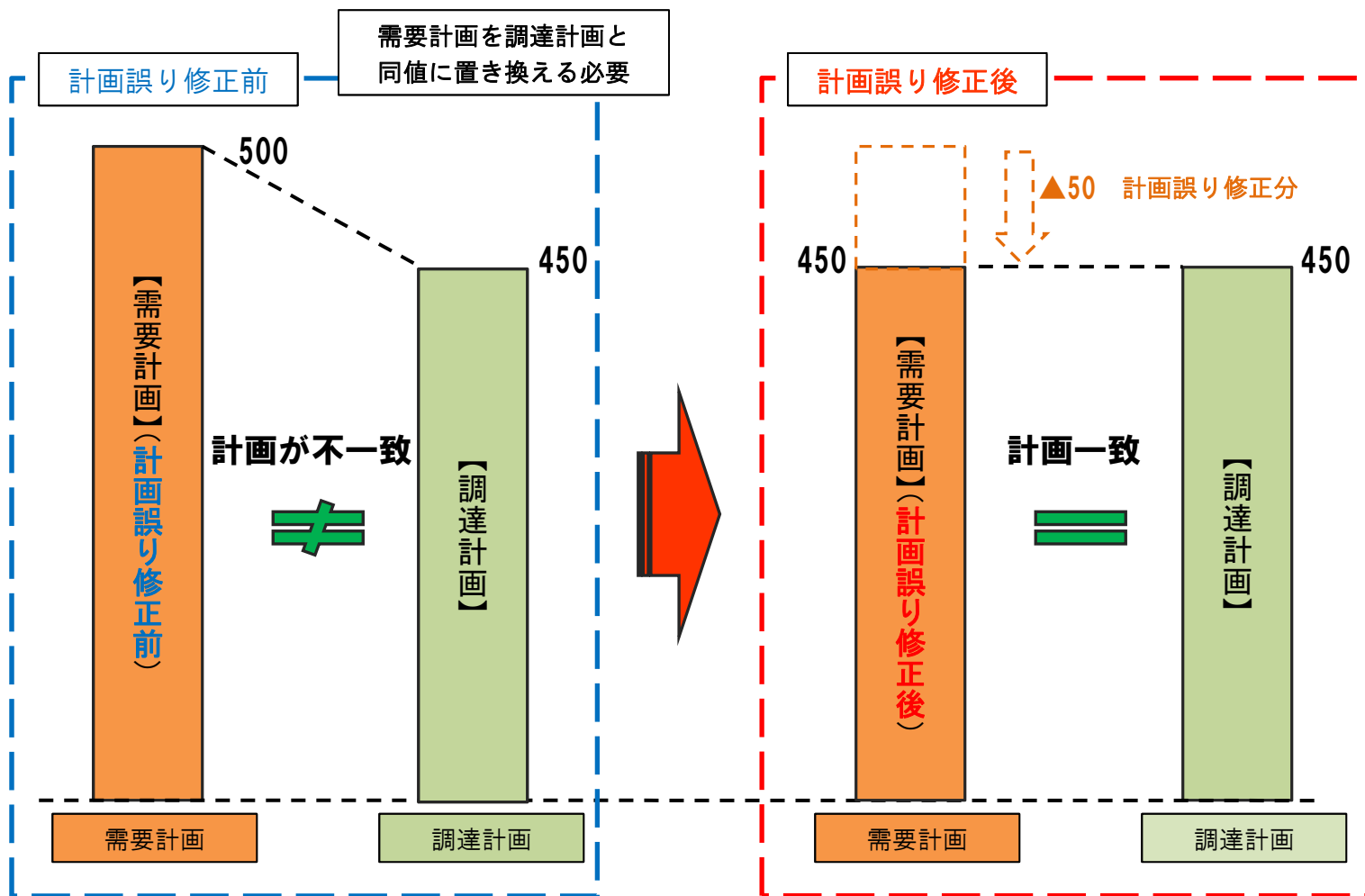
- 2016年4月に導入された計画値同時同量制度※¹では、各バランスンググループ（以下「B G」※²）は計画段階で、それぞれの計画値（発電B Gは発電計画と販売計画、需要B Gは需要計画と調達計画）を一致させる必要があります。
- 2017年4月に実施されたインバラン算定に関わる取り扱いの一部見直しにより、需要B Gの**需要計画と調達計画**に不一致があった場合には、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」）が需要計画を調達計画と同値に置き換える処理（以下「計画誤り修正」）を実施し、計画誤り修正後の値をもとに一般送配電事業者がエリアインバラン量を算定することとなりました。

※¹ 計画値同時同量制度等のインバラン制度については、P9～11を参照願います

※² 需要・調達計画（発電・販売計画）を提出し、インバランを精算する単位をいいます



(参考) 広域機関による計画誤り修正のイメージ

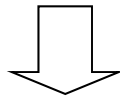


(参考) 広域機関による計画誤り修正の例

＜広域機関経由で当社が受領した計画＞
(BG合計で不一致が発生)

(JEPX: 日本卸電力取引所)

時間帯		需要・調達計画				調達計画			計画内 不一致	
		需要計画				相対調達	JEPX			
		A社	B社	C社	BG合計			JEPX	BG合計	
10:00	—	10:30	50	100	300	450	300	150	450	0
10:30	—	11:00	55	120	325	500	400	50	450	-50
11:00	—	11:30	60	130	370	560	410	150	560	0



不一致解消のため広域機関は計画誤り修正作業を実施

＜計画誤り修正後に当社が受領した計画＞
(BG合計の不一致は解消)

(JEPX: 日本卸電力取引所)

時間帯		需要・調達計画				調達計画			計画内 不一致	
		需要計画				相対調達	JEPX			
		A社	B社	C社	BG合計			JEPX	BG合計	
10:00	—	10:30	50	100	300	450	300	150	450	0
10:30	—	11:00	55	120	325	450	400	50	450	0
11:00	—	11:30	60	130	370	560	410	150	560	0

A社+B社+C社
55+120+325=500

計画誤り修正の結果、「BG内の各小売電気事業者の需要計画の合計値」と「BG合計値」が不一致となる（計画誤り修正はBG合計値のみに実施のため）

「計画誤り修正」
500 ⇒ 450

○エリアインバランスは、下記のとおり算定しています。需要計画に用いるデータは、本来、広域機関による計画誤り修正後のデータ（BGの需要計画値）を使用すべきところ、当社では、BG内の各小売電気事業者の需要計画値の合計値を使用していたため、誤算定となりました。

【エリアインバランスの算定式】

$$\begin{aligned} \text{エリアインバランス} &= \text{発電インバランス} + \text{需要インバランス} \\ &= (\text{発電実績} - \text{発電計画}) + (\text{需要計画} - \text{需要実績}) \pm \text{域外分} \end{aligned}$$

【正】 計画誤り修正後のデータ（BGの需要計画値）を使用

【誤】 計画誤り修正対象外のデータ（BG内の各小売電気事業者の需要計画値）の合計値を使用

【再算定結果】

○誤算定をしていた2017年4月から10月までの期間におけるエリアインバランス量について、再算定を行った結果は以下のとおりです。
余剰インバランスが合計で約4千3百万kWh減少します。

(千 kWh)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	合計
報告済みのエリア インバランス量 a	52,844	12,322	18,780	39,622	30,002	5,394	37,522	196,486
再算定したエリア インバランス量 b	52,703	12,323	15,071	32,843	23,947	2,677	14,139	153,704
エリアインバランス量の 誤算定量 b - a	-141	+1	-3,709	-6,778	-6,055	-2,717	-23,383	-42,782

(注) インバランス量 (a, b) が余剰の場合はプラス表示、不足の場合はマイナス表示。四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

【誤算定の判明の経緯】

○電力・ガス取引監視等委員会へ報告している「月別インバランス収支※」の算定作業（2017年12月に実施した同年10月分の算定作業）において、エリアインバランス量の確認を行った際、計画誤り修正後の値をエリアインバランス算定に反映していないことが同年12月23日に判明しました。

（同年12月25日、経済産業省へ本事案の概要を報告。同年12月26日、同省より事案の詳細や原因、再発防止策等について2018年1月10日までに報告する旨の報告徴収を受領）

※ 電力・ガス取引監視等委員会への「インバランス収支」の報告は、インバランス制度の適正性を把握することを目的に実施されているものです。同委員会の要請に基づき、2017年10月から月別実績を報告しています。

原因と再発防止策

【原因】

○本事案の発生は、2017年4月にインバランス算定に関わる取り扱いが一部見直しとなったにもかかわらず、社内関係部署での認識不足により、その見直しをエリアインバランス量算定へ反映することができなかったことによるものです。

【再発防止策】

○今後、経営層をトップとした再発防止検討委員会を設置し、外部機関の協力などを得ながら、誤算定につながった背景要因および組織要因をあらためて調査・分析したうえで、新たな再発防止策についても検討し実施してまいります。

当面の再発防止策として、既に以下の取り組みに着手しており、実施期限までに完了します。

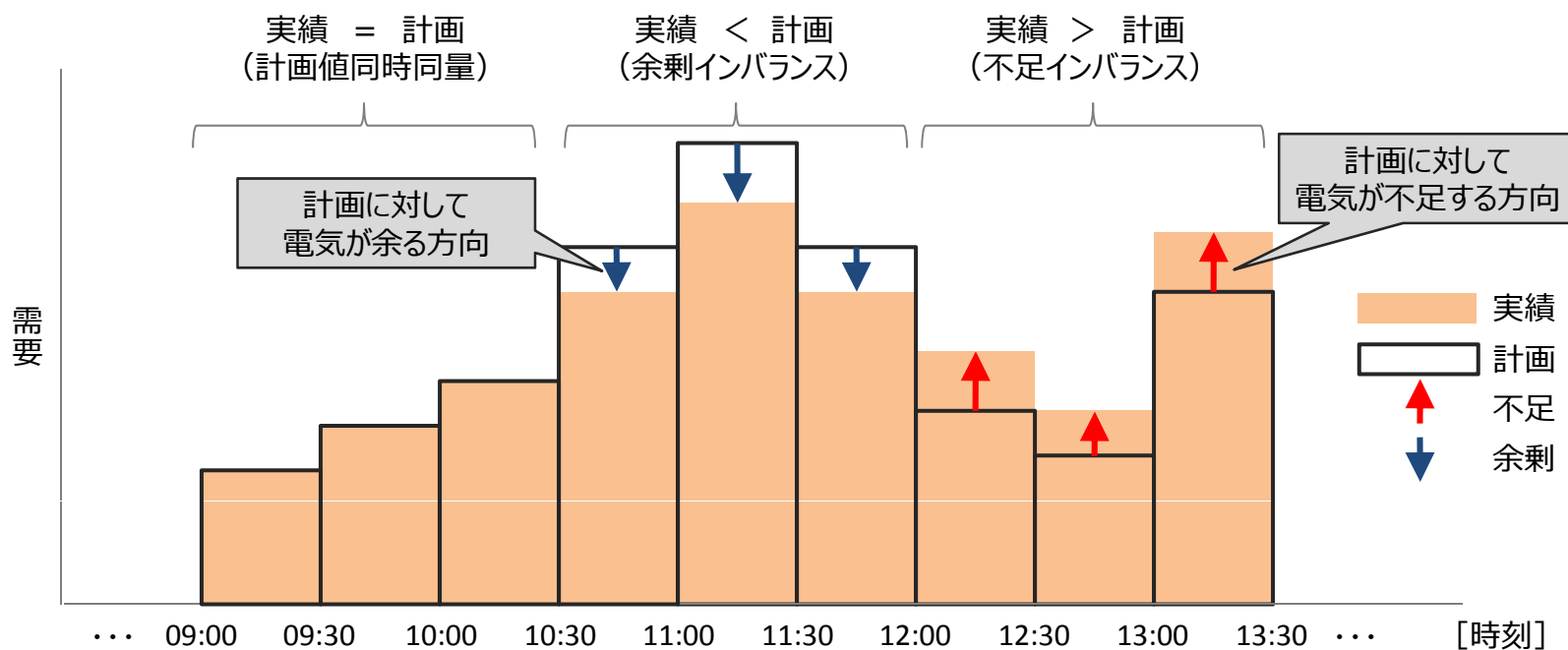
当面の再発防止策	実施期限
<p>＜社内関係部署間の連携強化＞ 託送制度変更に伴う業務・システムへの影響や対応スケジュールを確認する連絡会を設置します。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・連絡会では、託送制度変更に伴う業務・システムへの影響や対応スケジュールを確認するとともに、主担当箇所を明確にし、制度変更に対応していきます。 ・経営層の関与をより明確化するため、連絡会開催の都度、担当役員に結果を報告します。 	<p>2018年1月</p>

(参考) インバランス制度の概要

計画値同時同量およびインバランス

- 電力システム改革の第2段階として、2016年4月から計画値同時同量制度が導入され、発電事業者および小売電気事業者等は30分単位の発電計画や需要計画を策定し、当該計画と発電や需要の実績が同量となるよう運用しています。
- しかしながら、実際の運用においては需要や発電が計画通りにならない場合もあり、やむを得ず計画と実績に差が生じる場合があります。この差分を「インバランス」といいます。
- 各一般送配電事業者の供給区域を「エリア」といい、エリアにおける発電事業者および小売電気事業者等のインバランスを合計したものを「エリアインバランス」といいます。また、エリアインバランスの全国分を合計したものを「全国のインバランス」といいます。

小売電気事業者における計画値同時同量、需要インバランスの例



○各事業者のインバランスは最終的に一般送配電事業者が調整するため、後日一般送配電事業者と各事業者との間で費用精算を行います。この際に用いるインバランス料金単価は、日本卸電力取引所の市場単価（以下「市場単価」）および全国のインバランスに連動するよう設定しています。

【インバランス料金単価の算定式】

$$\text{インバランス料金単価} = \text{市場単価} \times \alpha + \beta$$

α ：市場単価からインバランス料金単価の予見性を排除するための調整項

全国のインバランスが余剰の場合 $(0 < \alpha < 1)$ → 市場単価より安価

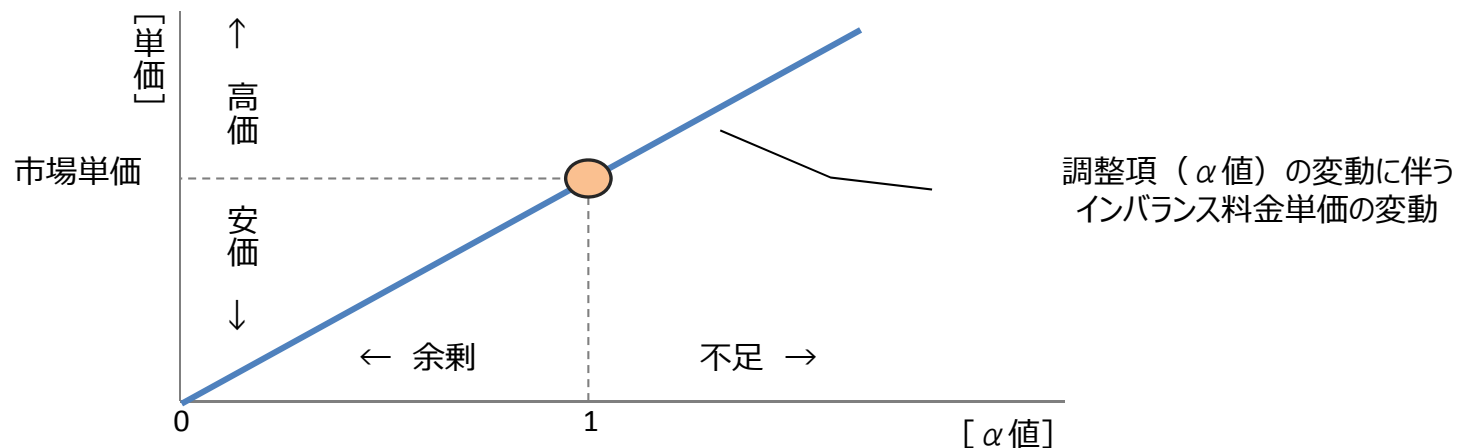
全国のインバランスが不足の場合 $(\alpha > 1)$ → 市場単価より高価

β ：各エリアの需給調整コストの水準差を反映する調整項

エリアプライス - システムプライスの中央値 【毎月変更】

※ α および β については、2017年10月より見直されています。

調整項（ α 値）とインバランス料金単価の関係



エリアおよび全国のインバランスと調整項(α値)の関係

○各エリアにおいてエリアインバランスを算定し、広域機関にて全国のインバランスを集計した後、日本卸電力取引所でインバランス料金単価算定のための調整項(α値)を算出します。このため、ある地域のエリアインバランスが変動すると、α値が変動する可能性があります。

