

効率的かつ安定的な電力需給バランスの 確保に向けた制度環境整備について

2018年1月31日

資源エネルギー庁

本日の御議論

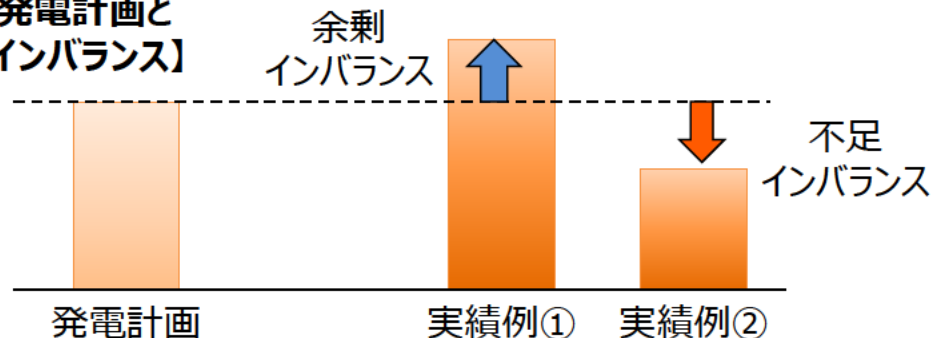
- 一般的な財物と異なり、容易に貯蔵できない電力の瞬時瞬時の需給バランスを確保するための仕組みとして、2016年4月の小売全面自由化を機に、従来の実同時同量制度に代わる計画値同時同量制度が導入された。
- 新たな制度の下では、発電事業者や小売事業者が実需給前に提出する計画と実際の発電・需要実績との差分（インバランス）を、一般送配電事業者が調整力電源を用いて調整する一方、調整に要する費用については、卸電力取引所の価格をベースとしたインバランス料金を通じて回収される。
- しかしながら、新制度の運用開始以降、実需給後に決まるインバランス料金の水準を見据えつつ、作為的にインバランスを発生させる事業者の存在など、新たな課題が顕在化。このため、昨年10月にインバランス料金制度の一部見直しが行われた。
- 見直し後の制度運用状況については、引き続き注意深く見ていく必要があるが、インバランス調整を担う一般送配電事業者においては、新制度の下でインバランス収支（インバランス料金収入-調整力コスト）に不均衡が生じているとの課題もある。
- こうした中で、2020年の開設に向けた需給調整市場の詳細設計が進められており、本日は、効率的かつ安定的な需給バランス確保に向けた現行制度の課題を整理の上、需給調整市場開設後のインバランス料金制度の在り方等に関する今後の検討の基本的方向性について、御議論いただく。

1. 計画値同時同量とインバランス料金

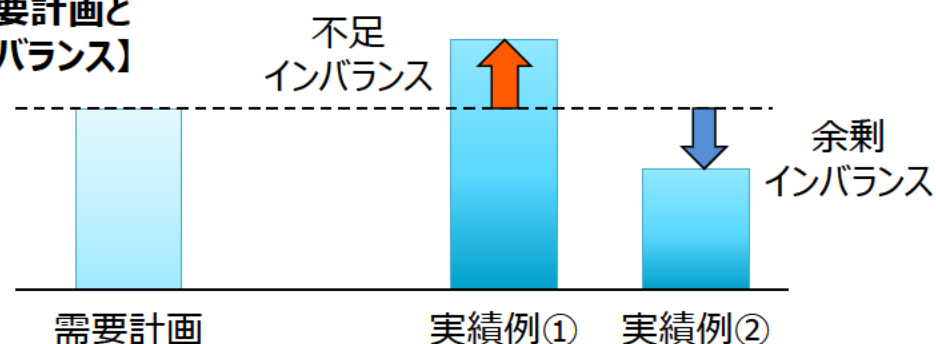
計画値同時同量制度とは

- 2016年4月の小売全面自由化を機に導入された計画値同時同量制度の下では、発電事業者や小売事業者は、前日段階での発電・需要の計画を、広域機関を通じて一般送配電事業者に提出。時間前市場が閉まる実需給1時間前（ゲートクローズ）まで必要に応じて計画を見直した上で、計画と実績を極力一致させることが求められている。
- その上で、実需給時点での計画値と実績値との差分（インバランス）については、一般送配電事業者があらかじめ調達した調整力をもって調整し、電力の需給バランスを確保している。
- なお、インバランスの調整費用については、一般送配電事業者が発電・小売事業者との間で事後的に精算を行っており（インバランス精算）、その精算単価は、卸電力取引所の価格をベースとして決定されている。

【発電計画とインバランス】



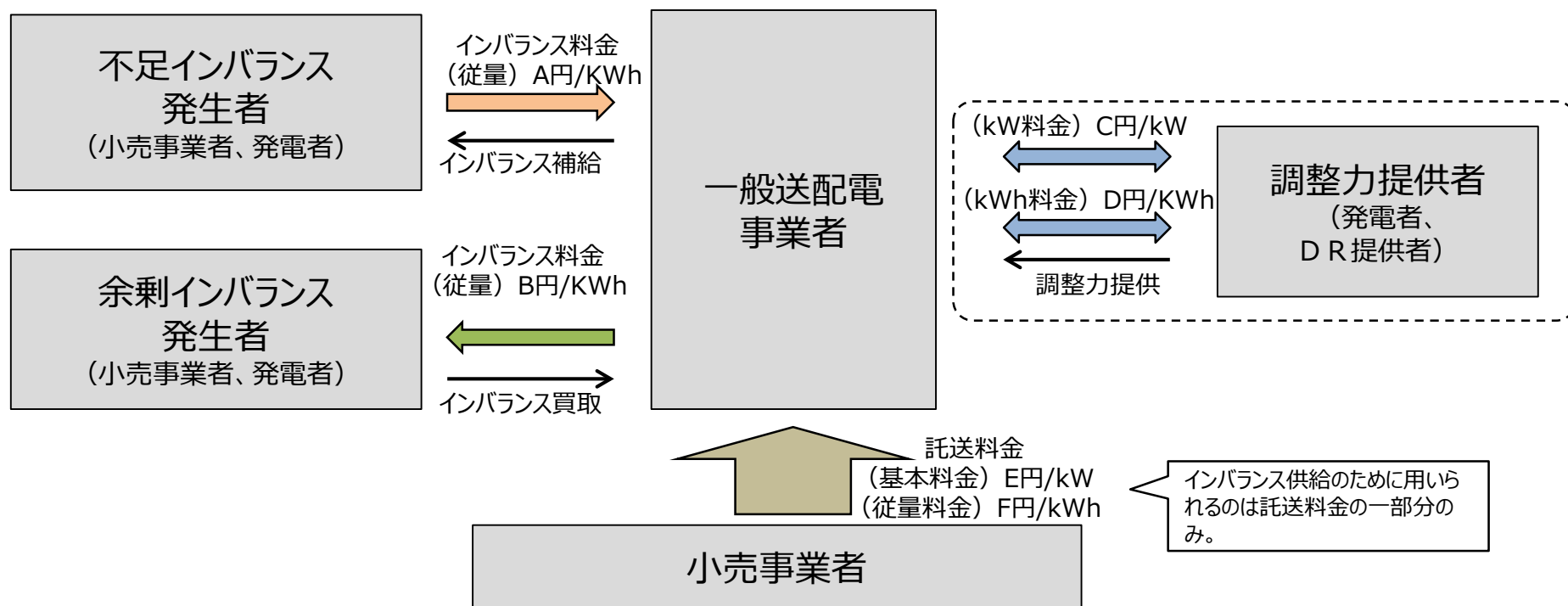
【需要計画とインバランス】



(参考) インバランス精算の仕組み

- 一般送配電事業者は、発電事業者やデマンドレスポンス（DR）事業者から調達した調整力を用いて、需給バランス調整を実施。
※2016年度から調整力の調達は公募によって行われており、2020年度以降、新たに開設される需給調整市場を通じて調達されることとなっている。
- これらの一般送配電事業者が行使した調整力のコスト（需給バランス調整に直接寄与する可変費用）は、インバランス料金を通じて発電・小売事業者から回収される（固定費および電源持替え可変費は託送料金を通じて回収）。

(参考) 調整力コストに関連したお金の流れ



インバランス精算単価の算定方法

- インバランス精算の単価は、卸電力取引所における市場価格をベースとしつつ、全国大のインバランス発生量が余剰のときは市場価格より低めに、不足のときは市場価格より高めになるような調整項を用いて算定されており、昨年10月に算定方式が一部見直された。

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

<2016年4月～2017年9月>

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

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

($\beta = \text{当該地域の年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2016年度	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97
2017年度	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.90	0.19	0.41

<2017年10月～>

α : 変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減

(算定に用いる入札曲線の両端除外幅を20%から3%に変更)

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項に変更

($\beta = \text{精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値}$)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2017年10月	3.91	0.00	0.00	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.36	-0.52	0.00

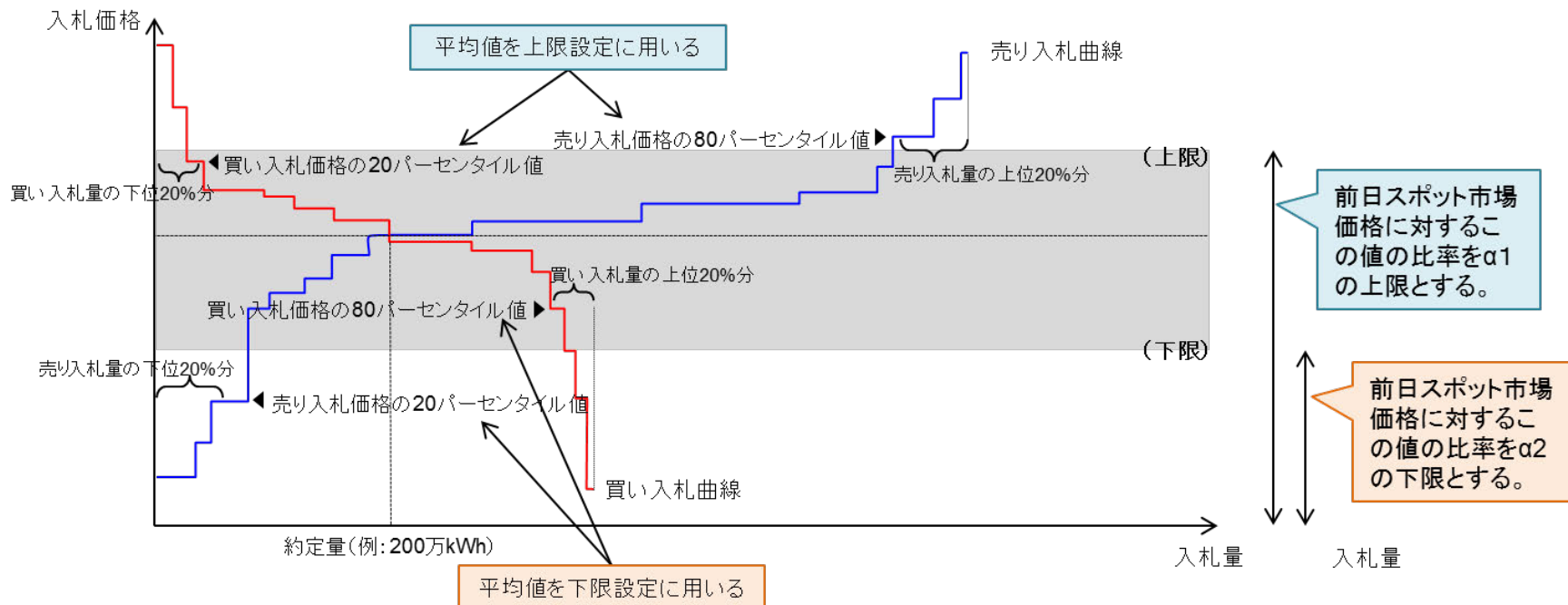
(2) 上限値・下限値の設定について

- 入札曲線を利用して α 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、 α 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 α 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い入札の20パーセンタイル値と、売り入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格

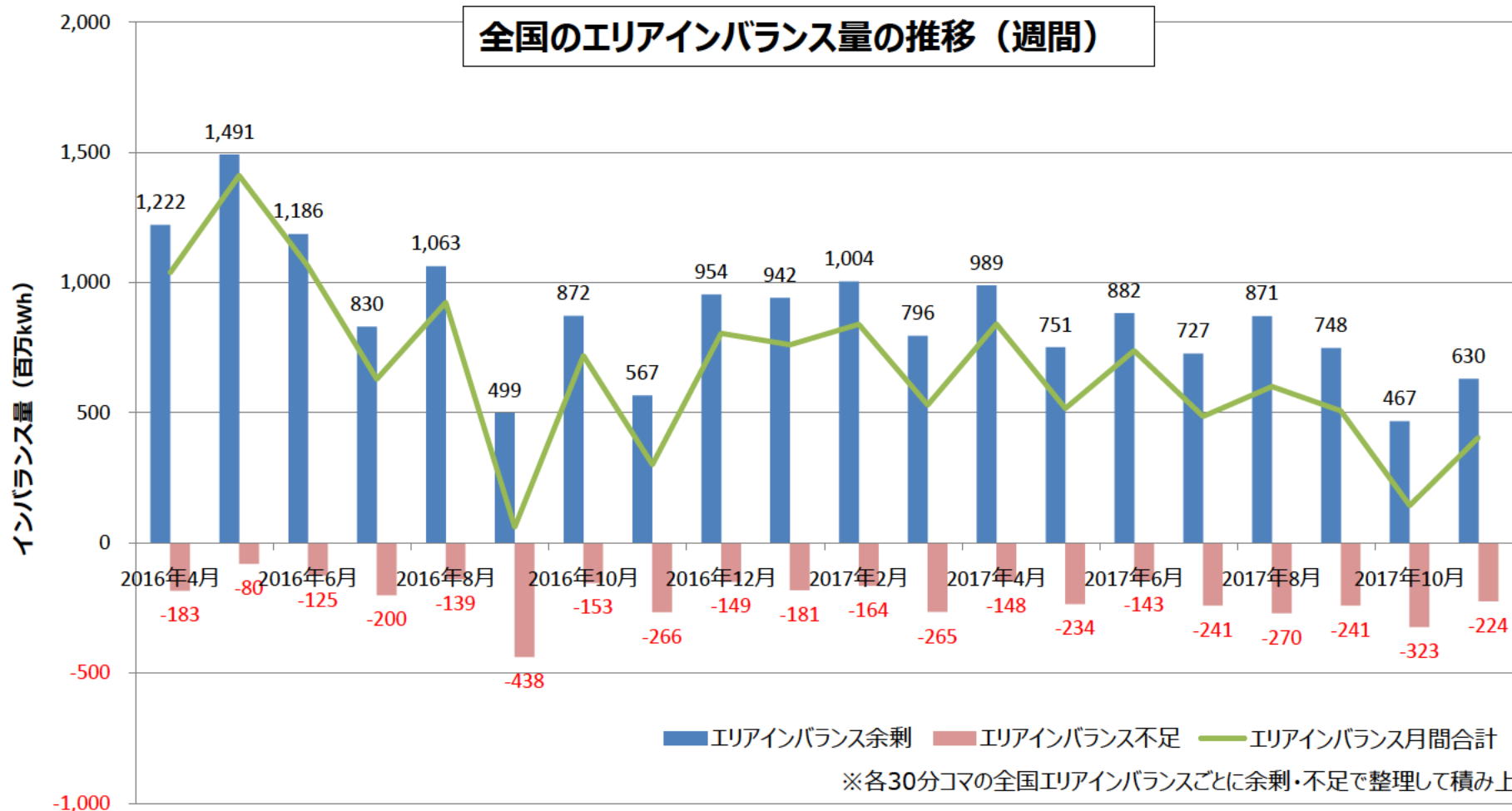
$\alpha 2$ の下限値: (スポット市場における売り入札の20パーセンタイル値と、買い入札の80パーセンタイル値の平均値) / スポット市場の約定価格



2. 現行制度の運用状況

エリアインバランス量の推移

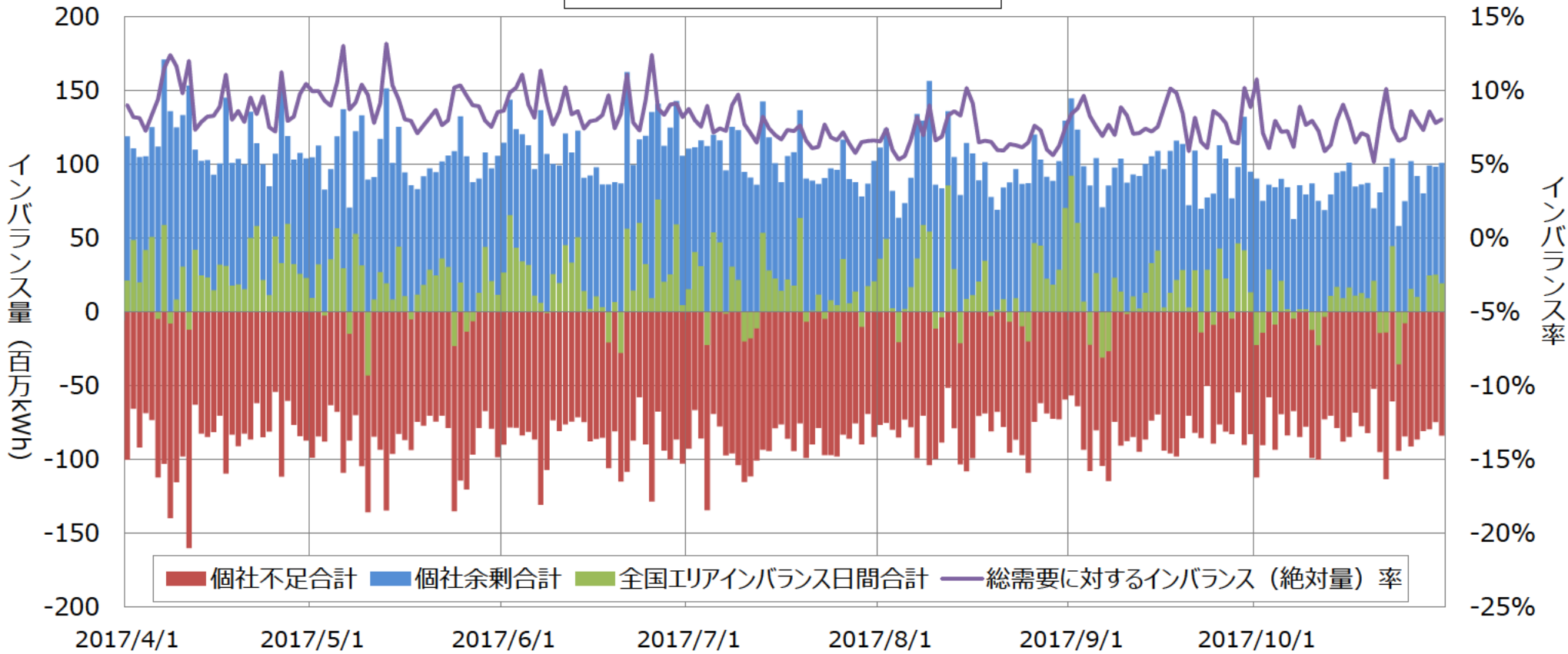
- 全国のエリアインバランス量は、2016年4月の小売全面自由化当初は月間合計で10億kWh前後の余剰（総需要の1.5%程度）で推移していたが、その後、緩やかに減少しており、最近では月間合計で4億kWh程度の余剰（総需要の0.6%程度）となっている。



インバンス量の推移

- エリアインバンスは、個々の事業者が発生させる不足・余剰インバンスが相殺されており、実際に事業者が発生させるインバンスの絶対量はこれよりも多い。
- 絶対量も時間を経て漸減しており、直近ではおおよそ総需要の5～10%程度で推移。

インバンス絶対量の推移

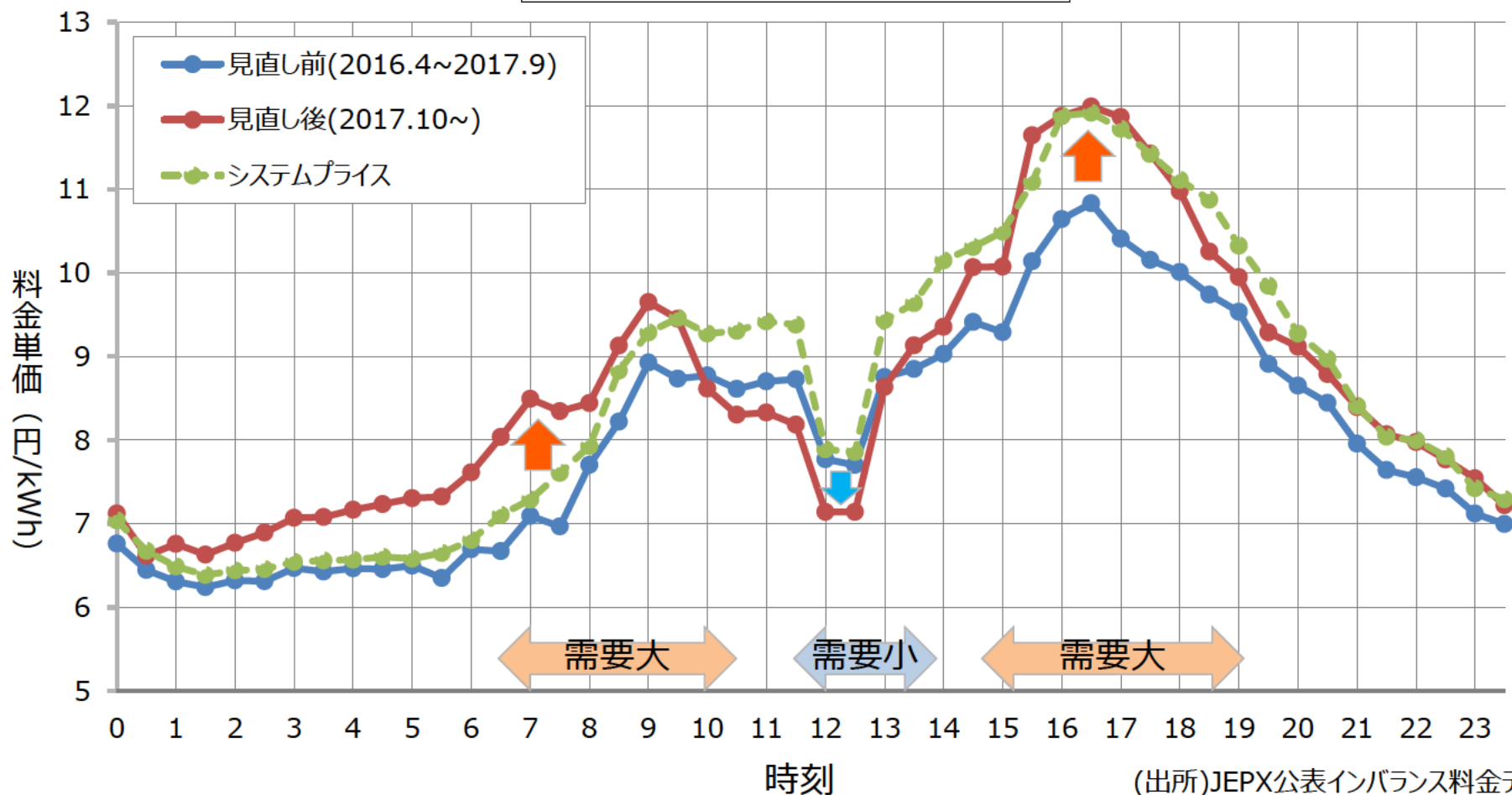


※個々のバラシンググループがコマごとに発生させたインバンスを不足・余剰で整理して積み上げ。

インバランス料金の推移

- 時間帯別のインバランス料金は、ベースとなる卸電力取引所の価格と連動。全面自由化当初は、取引所価格より全体的に低めに推移していたが、昨年10月の見直し以降、需給がひっ迫しがちな時間帯（朝方・夕方）はより高く、余剰気味な時間帯（正午付近）はより低く推移する等、需給バランスをより強く反映する傾向にある。

各時間帯のインバランス料金平均



卸市場価格ベースの料金水準と調整力コストの差

- 卸電力取引所の価格をベースに算定される現行のインバランス料金は、一般送配電事業者が調整力公募で調達した調整コストと一致する仕組みにはなっていない。
- これに、実際の運用におけるインバランスの偏在（全体として余剰寄り）も重なった結果、一般送配電事業者のインバランス収支に不均衡が生じている。

※本件については、昨年9月までの実績を元に監視等委員会により指摘され、昨年10月からのインバランス料金算定式改定と、予備力運用見直しによる影響も踏まえて監視を続けることとなっている。

インバランスの精算と調整力の精算の単価差（全国平均の推計値）

第26回 制度設計専門会合
(2018.1)事務局資料

- 余剰インバランスについては、送配電事業者がインバランスを発生させた者に支払う単価が調整力提供者から支払われる単価より高く、引き続き、損失が発生する状況となっている。

（不足インバランス発生の場合）



（余剰インバランス発生の場合）



※ここで示した単価は以下から計算した概算値であり、一般送配電事業者による試算値とは一致しない。

・余剰買取・不足補給単価は、JEPX公表値（G権報値×スポット・時間前平均価格(2017/4/1~10/31の平均値)）より

・上げ調整・下げ調整単価は、電力・ガス取引監視等委員会公表値（一般送配電事業者が指令を出した調整力の電力量価格(2017/4/1~10/27の10社加重平均)）より

(参考) 一般送配電事業者におけるインバランス収支

- 監視等委員会によるインバランス収支の監視によれば、インバランスが余剰気味に推移することにより、直近では10社合計で1か月当たり約16億円の赤字が発生。

一般送配電事業者のインバランス収支の状況

第26回制度設計専門会合
(2018.1)事務局資料

- 一般送配電事業者のインバランス収支（平成29年8月までの暫定値）が各社とも比較的大きな赤字となっていることを、第24回制度設計専門会合で報告した。

注）本年度分から調整力の公募による調達を開始され、調整力への指令に伴う変動費の算定方法が大きく変更されたことにより、インバランス収支の状況が昨年度と大きく異なっている。

- インバランス料金算定方法変更の効果が表れる初月となる平成29年10月の一般送配電事業者のインバランス収支は、2社が黒字、8社は引きつづき赤字であったがその多くが上半期より赤字幅が縮小。10社合計の月間赤字額も6割程度に縮小。
（約27億円→約16億円）

平成29年4～10月分インバランス収支

単位:百万円	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
4～9月平均	-163	-141	-743	-282	-11	-842	-254	-141	-122	-8	-2,707
10月	-178	-129	-454	-20	21	-547	-204	9	-48	-8	-1,558
4～10月合計	-1,156	-974	-4,912	-1,715	-42	-5,587	-1,729	-839	-781	-56	-17,791

※インバランス収支：一般送配電事業者による試算値であり、確定した値ではない。

計画値同時同量制度下におけるインバランスを取り巻く課題

- 計画値同時同量制度下において、各事業者が需給バランスの確保に向けた取組を行う中で、様々な課題が生じている。



課題① 作為的なインバランス発生

- 実需給後に決まるインバランス料金が比較的低位に推移する等の予見性が生じる中、作為的にインバランスを発生させる事業者が存在。インバランス料金制度における事業者に対する計画遵守インセンティブが十分機能しない状況が見られた。

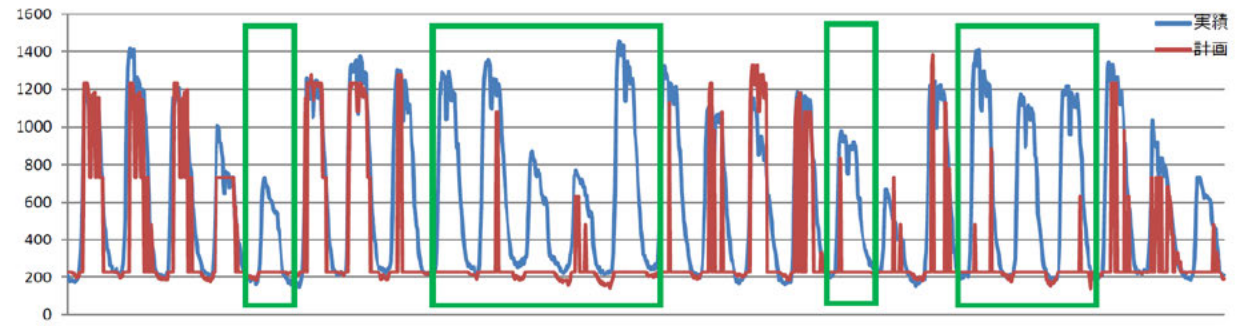
※本件については、制度検討作業部会における議論を経て、事業者の計画遵守インセンティブを高めるように制度の見直しが行われ、昨年10月から新制度の運用が開始するとともに、事業者の計画提出状況については関係機関（資源エネルギー庁、監視等委員会、広域機関）等による継続した監視・指導等が行われている。

論点③ インバランス料金制度の運用状況の監視について

第9回制度検討作業部会
(2017.7)事務局資料

- インバランス料金制度の運用において、計画値同時同量の理念に照らして不適切な行動をとる事業者が見受けられる場合には、制度の更なる見直しを検討する一方で、当該事業者に対するヒアリング等を実施するなど、電事法に基づく処分も視野に、今まで以上に厳格な監視を行っていくべきでないか。

事業者Aのインバランス状況



- 事業者Aは北陸エリア ($\beta < 0$) において、本来的に、計画を適切な需要予測に基づいて策定するのが責務である中、ベースとなる値以上に計画をほとんど計上しないパターンが数日に及んで見られた（緑枠内。常に一定計上されている計画値は常時バックアップ等）。
- 当該時期に市場に売り札が不足していた訳ではなく、他の事業者がこのような不足インバランスを発生させていないのであれば、例えこの事業者が経済合理性を理由に取った行動であったとしても、電事法上の供給力確保義務の観点から問題であると言える。また、この事業者と逆に、余剰インバランスを大量に発生させる事業者もまた、調整力確保等の送配電事業者に対する負担を徒に増やす行為である。
- 当該事業者に対しては、ヒアリングを行った上で改善指導を行ったところであるが、引き続き、このような不適切な運用がないか、関係機関が連携して厳格な監視を行っていくべきではないか。

課題② 旧一般電気事業者における予備力の確保

- 大手電力（旧一般電気事業者の小売部門）の一部においては、スポット市場、時間前市場入札時点およびゲートクローズ時点にて、必要以上の予備力を確保。

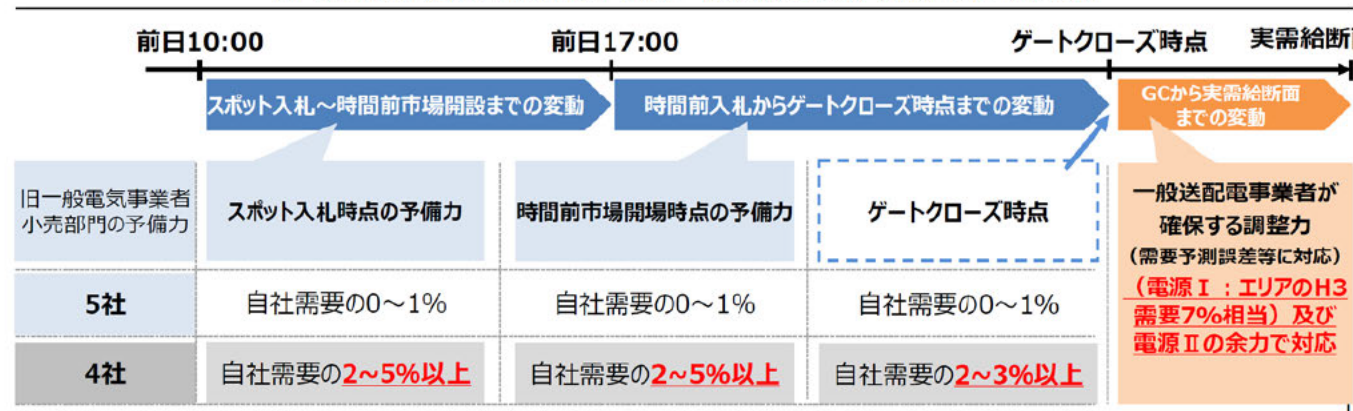
※本件については、監視等委員会による要請を受け、大手電力において新たな行動計画を定め、運用の見直しが行われている。

第22回 制度設計専門会合
(2017.9)事務局資料

旧一般電気事業者（小売部門）による予備力の確保状況

- 調整力公募制度の開始に伴い^{※1}、平成29年4月以降、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を電源Ⅰとして確保しており、実需給断面においては、一般送配電事業者は、電源ⅠとGC後の電源Ⅱの余力を活用して対応していることから、小売電気事業者は、少なくともGC時点においては、原則として予備力を確保する必要はないと考えられる^{※2}。
- ※注1 同公募制度の開始前においては、旧一般電気事業者は、送配電・小売の全体でスポット入札時点でエリア需要の8%、時間前市場開場時点で5%の予備力を確保していた。
- ※注2 この他、旧一般電気事業者の小売部門は、少なくとも持続的需要変動に対応するため、長期断面でH3需要の1～3%相当の予備力を確保することされているが、日々の運用における前日断面での予備力確保に関する議論とは、区別して考える必要がある。
- 他方、平成28年4月に発電・送配電・小売にライセンスが分かれて以降、旧一般電気事業者の小売部門は、GC時点で計画値を一致させるため、スポット入札時点において一定の予備力を確保している。特に、一部の旧一般電気事業者においては、一時間前市場に期待することなく、自社電源のみに依存してGC時点で計画値を一致させるとの運用を行っているため、スポット市場入札断面で翌日需要の約2～5%の予備力を確保している状況が確認されている。
- このため、今後、卸電力市場の流動性を向上させるとの政策的見地から、旧一般電気事業者の小売部門の予備力の確保の在り方について検討を行う必要がある。

旧一般電気事業者小売部門の予備力と一般送配電事業者の調整力の確保状況



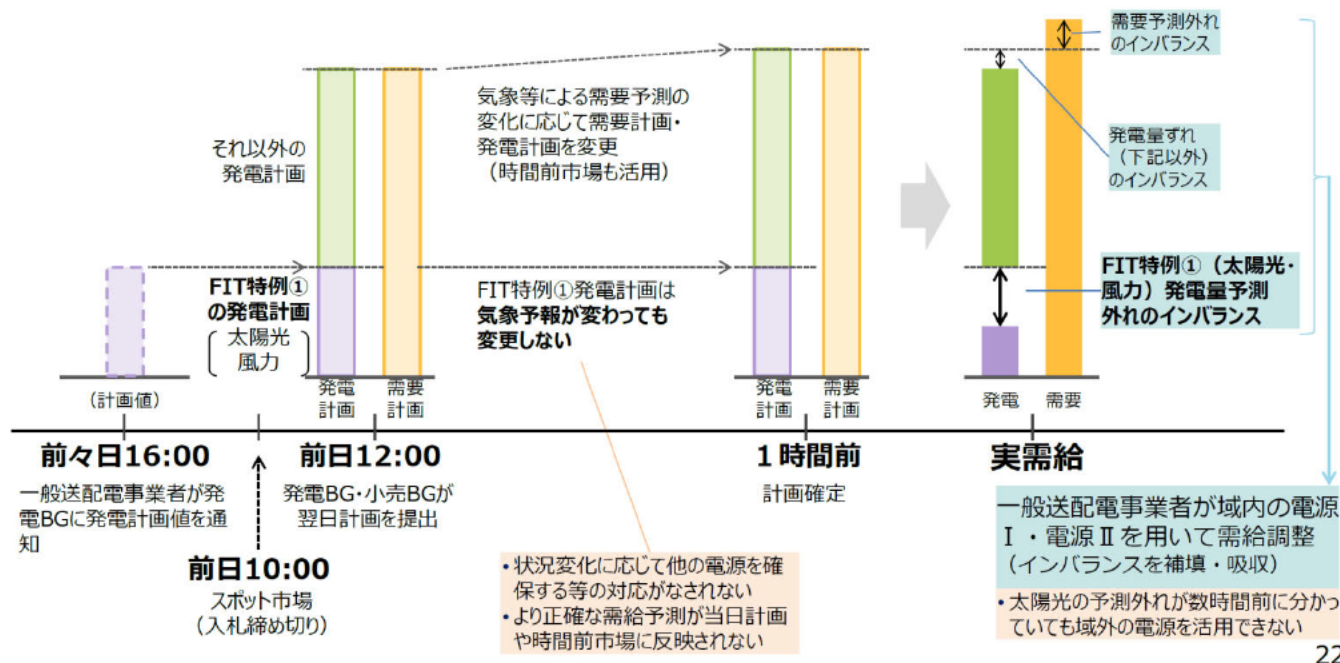
課題③ FITインバランス特例制度により発生する構造的インバランス

- FITインバランス特例制度①では、前日10時のスポット市場で小売事業者が市場調達を計画的に行えるよう、前々日に一般送配電事業者が計画策定し、小売事業者に通告。また、送配電買取におけるFIT特例制度③では、1日前に一般送配電事業者が計画を策定し、JEPXに入札。この結果、太陽光や風力等の変動電源においては、相当の頻度で気象予測の誤差に伴うインバランスが発生。

第25回 制度設計専門会合
(2017.12)事務局資料

(参考) FIT特例1 (太陽光・風力) の発電量予測のタイミング

- FIT特例① (太陽光・風力) の発電計画は、前々日16時に一般送配電事業者が通知した計画値を用いて作成。その後は、気象予報が変わっても、変更しないこととされている。



課題③ FITインバランス特例制度により発生する構造的インバランス(つづき)

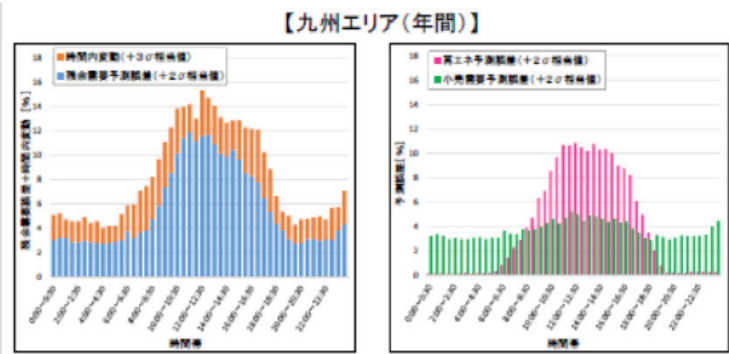
- FITインバランス特例による構造的インバランスを調整するためには、予め誤差幅に対応するだけの出力量分の電源を待機させる必要があり、待機コストが発生する。
- 再生可能エネルギーの更なる普及に伴い、FITインバランス特例制度の対象電源が増加した場合、この待機コストの増大が懸念される。

第15回 制度検討作業部会
(2017.11)事務局資料

計画値同時同量制度の中長期的展望と調整力コスト

- 現行の計画値同時同量制度において、再生可能エネルギー（特にFIT変動電源）については、インバランス特例制度の適用の下、2日前に策定する計画を用いた運用がなされている。一方で、これら変動電源は天候の影響を大きく受けるため、相当の調整力を要している状況。
- 計画策定スケジュールの見直しの検討や、一般送配電事業者における計画予想精度の向上は必要である一方、これら再生可能エネルギーについては日内でも相当の変動が生じ、一般的に当該電源が調整力への負荷の高い電源であることを踏まえれば、再生可能エネルギーに対応する調整力がどの程度必要となるのかを可能な限り定量的に分析する手法の検討が必要となるのではないか。
- その上で、再エネ対応の調整力を定量的に把握できるのであれば、当該調整力に係るコストの負担の在り方についても検討することとしてはどうか。

2017年9月 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局提出資料

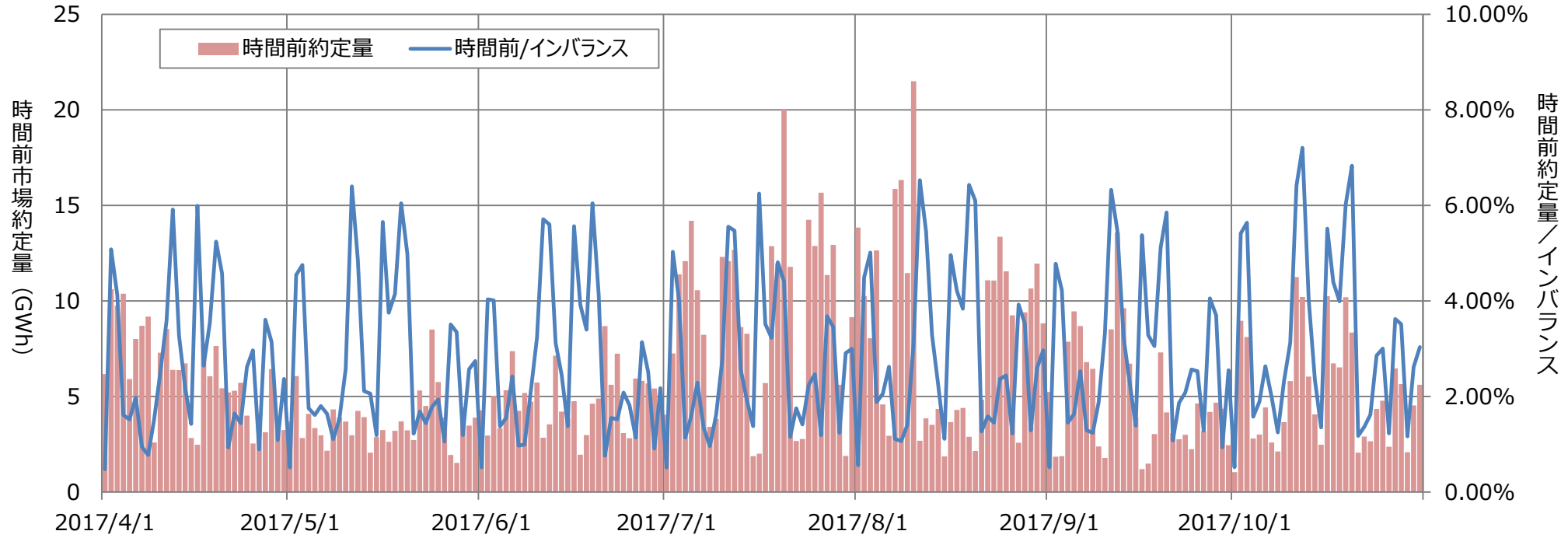


- ※ エリアのH3需要に対する96値
- ※ ここでは再生エネ予測誤差は上げ調整力が必要な方向が正(+)となるように算出
 ・再生エネ予測誤差=予測-実績
 ・小売需要予測誤差=実績-予測
- ※ 再生エネは太陽光+風力
- ※ 再生エネのうち大宗を占めるFIT①の予測は現在の制度を勘案して前々日予測値を使用
- ※ 不等時性により、再生エネ予測誤差+2σ相当値と小売需要予測誤差+2σ相当値を合算したものは残余需要予測誤差+2σ相当値と一致しないことに留意が必要

課題④ 需要変動を踏まえた需給バランス調整：時間前市場

- 卸電力取引所の時間前市場は、実需給の前日から計画提出締切り（ゲートクローズ：1時間前）までの需要予測の変動への対応等に活用されるが、その市場規模は、総需要の0.1～0.8%程度で推移。
- インバランス絶対量の規模（全体で総需要の10%程度）に照らすと、需給バランスの確保に時間前市場が十分に活用されているとは言いがたい状況。
(時間前市場の約定量はインバランス量の1～7%程度で推移)

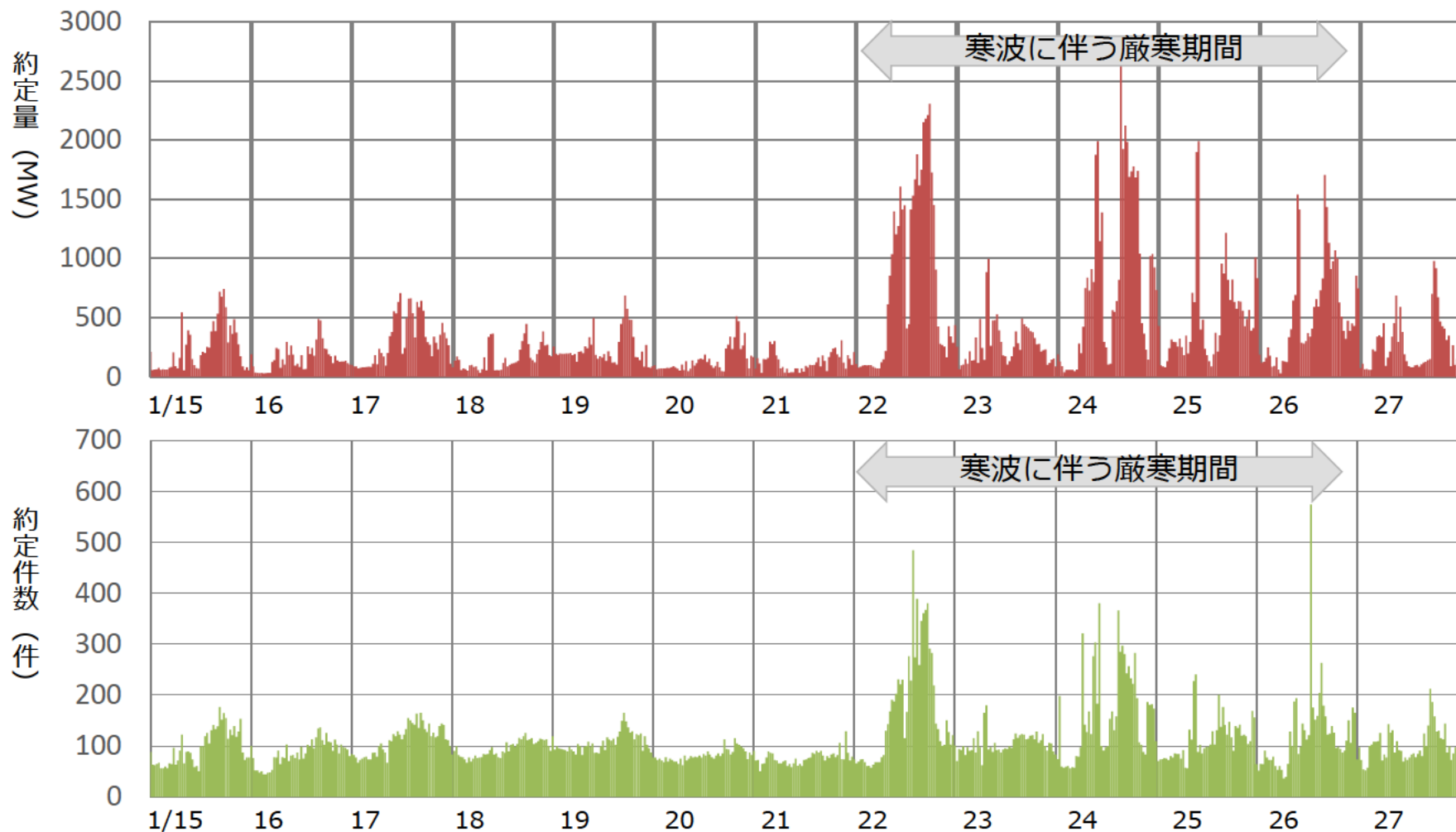
時間前市場約定量とインバランス量に対する割合



(出所)JEPX公表市場データ、広域機関所有インバランス実績データ

(参考) 今般の厳寒期需要増に伴う時間前市場の活用状況

- 本年1月22日～26日にかけて大雪や厳しい寒さに伴って発生した需要の高まりに対しては、実際に時間前市場における取引量が増加しており、事業者が一定程度時間前市場を活用して需給調整を行っていることがうかがえる。

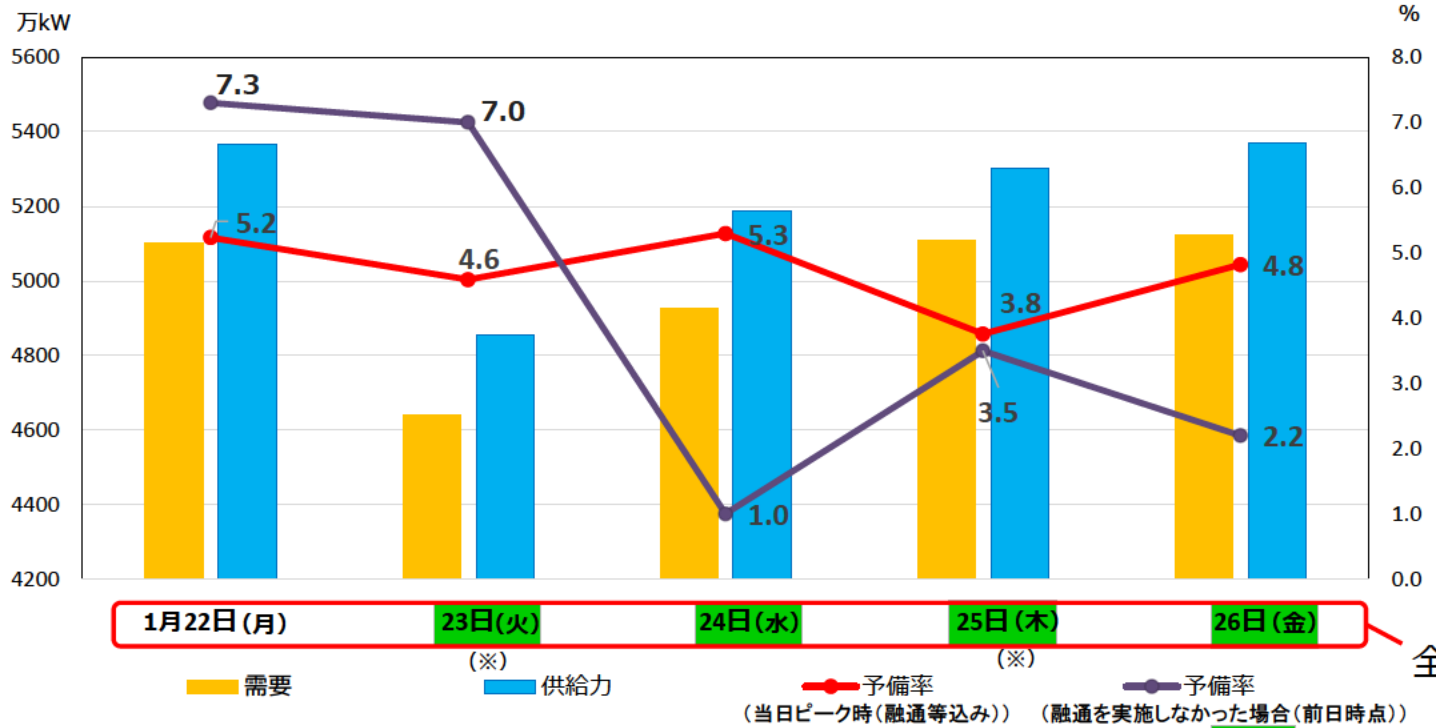


(出所)JEPX公表市場データ

先週の東京電力エリアの需給状況について

- 1月22日～26日にかけて、大雪や厳しい寒さによる電力需要の高まりなどにより、東京電力エリアの予備率が想定以上に低下し、厳しい需給状況となったことから、東京電力PGとしては初となる電源 I' を発動した。また、東京電力PGに対する他電力からの融通も実施された。
- 今後、東京電力エリア内外の電源の稼働状況や小売事業者におけるインバランスの発生状況などを確認するとともに、今回の需給ひっ迫の要因や関係する事業者の行動等を分析し、必要に応じ、需給ひっ迫時に係る関連制度の改善等を検討していくこととしたい。

<東京電力エリアの需給状況>



全ての日で電源 I' を発動

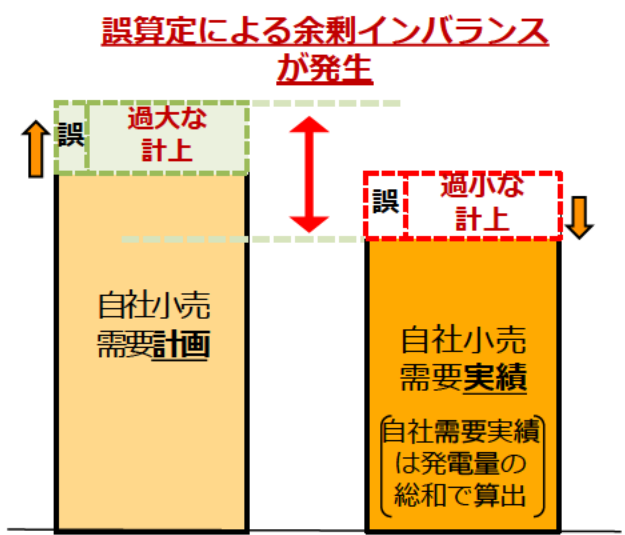
(※) 23日、25日は、それぞれ24日、26日の需給状況を踏まえて融通を行った

：広域機関が融通指示を実施した日 20

インバランスの誤算定

- 現行インバランス料金制度は、料金算定諸元に全国のインバランス量を用いるため、各一般送配電事業者は自エリアのエリアインバランスを算定する業務を担っている。
- 一般送配電事業者によるエリアインバランスの誤算定により、インバランス精算の再実施という形で全国の発電・小売事業者に多大な負担を及ぼすケースが繰り返し生じており、一般送配電事業者には再発防止に向けた運用・業務の徹底が求められる。
- 同時に、制度の安定運用の観点からは、事業者への影響の大きなトラブルを未然に防ぐ制度設計を考慮する必要がある。

一般送配電事業者のインバランス誤算定



(第2回電力・ガス基本政策小委事務局資料より一部改変)

これまでに明らかになったインバランス誤算定

事業者名	判明時期	誤算定期間	誤算定規模	原因	再精算
中部電力	2016.12	2016.4~2016.10	556 GWh	算定対象の誤認による開発ミス	実施
北海道電力	2017.1	2016.4~2016.11	358 GWh	算定方法の誤認による開発ミス	実施
東北電力	2017.4	2017.3	23 GWh	データ記録設定変更時のミス	実施せず
東北電力	2017.7	2017.4~2017.5	109 GWh	制度改正時のシステム設定誤り	実施
北海道電力	2017.12	2017.4~2017.10	43 GWh	制度改正対応のシステム設定誤り	検討中

3. 今後の検討の基本的方向性

需給調整市場開設後のインバランス料金の在り方

- 2016年に導入された現行のインバランス料金は、需給調整市場開設までの過渡的なものと位置付けられており、これまでの運用において、一般送配電事業者が調整力コストを十分に回収できていないとの課題や、系統利用者に対して必ずしも需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなっていないとの課題が顕在化している。
- そうした中で、現在、制度検討作業部会において、2020年の開設を目指して需給調整市場の詳細制度設計の議論が行われている。
- 需給調整市場開設後は、調整力調達の場合が市場に移行することを踏まえたインバランス料金の設定が求められることになり、制度検討作業部会においても、以下を基本としてインバランス料金の在り方の検討を進めるべきとされている。
 - ① 一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるものであること
 - ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
- このため、2020年の需給調整市場開設を見据え、海外の先行事例を参照しつつ、現行制度の諸課題に対応した新たなインバランス料金制度の在り方について、検討を行っていく。
- なお、現行制度の諸課題のうち、需給調整市場開設を待たずに対応可能なものについては、順次対応を行っていくこととする。

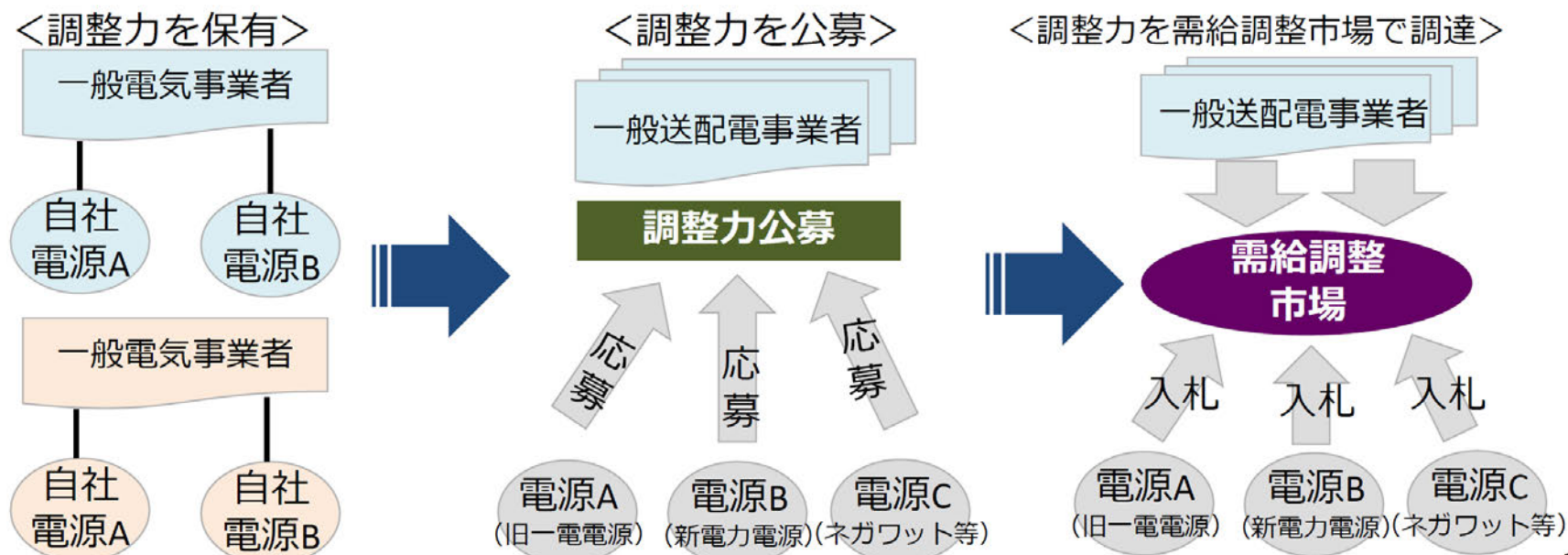
需給調整市場の創設

調整力公募の実施・需給調整市場の創設

2017年3月第1回制度検討作業部会
事務局提出資料（一部修正）

- 新しいライセンス制度に基づき、一般送配電事業者が電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うこととなっているが、**必要な調整力を調達するにあたっては、特定電源への優遇や過大なコスト負担を回避することが重要**となる。
- 係る観点から、一般送配電事業者は公募調達の実施方法等を定めた「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」に従って、**調整力の公募を昨年末に実施**。
- 今後は、海外の事例も踏まえ、2020年を目途に、**柔軟な調整力の調達や取引を行うことができる市場（需給調整市場）**を創設し、**調整力の確保をより効率的**に実施する。

【調整力の調達手法のイメージ】



(参考) 需給調整市場とインバンス料金

- 自由化前の制度設計の議論においては、需給調整市場（リアルタイム市場）の創設後、調整コストが透明性をもって形成された際には、これを指標としてインバンス精算を行うこととされ、現行の市場価格ベースの精算はこれに至るまでの暫定的措置と位置付けられている。

インバンス料金の水準に関する考え方

2014年9月第8回制度設計WG
事務局提出資料

- リアルタイム市場が創設され、需給調整に用いられる調整力の提供への対価が、高い透明性を伴って形成されることとなると、この価格をある時点においてインバンス調整に要するコストと考え、インバンスを精算する料金の適用することが可能。
- リアルタイム市場が創設されるまでの間においては、①市場価格ベースでの精算という方式と、②調整力の実コストベースでの精算という方式の二つが考えられるが、いずれも課題があり、制度設計上の工夫が必要。

【観点1】インバンス抑制のインセンティブへの需給状況の反映

【観点2】予見性の低さ

【観点3】価格の妥当性や透明性の確保

リアルタイム市場価格での精算
(※第3段階で市場を創設)

実需給時点での需給状況を反映しており、系統運用者にとっての需給調整コストそのもの。

価格が実需給時点で決まるため(リアルタイム)、事前に予見しにくい。

エリアごとにリアルタイム市場が運営される場合には寡占が生じる可能性がある。

市場価格ベースでの精算
(スポット市場又は1時間前市場)

市場価格は実需給時点での需給状況とはズレがあり、また、需給調整のためのコストとも必ずしも整合しない。

市場価格をそのまま適用すると、価格を事前に予見できるため、何らかの対応が必要。

全国市場であり、取引量に一定の厚みがあれば、価格の妥当性・透明性が高い。

需給調整に用いる調整力の
実コストベースでの精算

発電事業者にとっての実コストを、小売用と調整用に区別することは容易ではなく、「需給調整のコスト」とは一致しない可能性。

調整力の太宗を持つ旧一般電気事業者である発電部門は、精算価格を予見できる可能性が高い。

調整力の実コストは競争部門である発電事業者のコストデータであり、その公開は当該事業者の利益を害さない範囲に制約される。

新たなインバランス料金の在り方を巡る論点①

- 需給調整市場開設後のインバランス料金の在り方については、今後、以下の論点を中心に検討を深めていくこととしてはどうか。

【一般送配電事業者における調整力コストの過不足ない回収】

(マクロの収支均衡)

- 一般送配電事業者の調整力コストは、インバランス料金を通じて全額過不足なく回収できる仕組みとすべきとの考え方がある一方、系統利用者に適切なインセンティブを与える仕組みとするためには、一定の過不足はやむを得ないの考え方もあるが、どのように考えるか。

(ミクロの収支均衡)

- 30分ごとに変動する調整力コストについて、各時間帯ごとにインバランス料金を通じて過不足なく回収する仕組みと、一定期間を通じて総じて過不足なく回収する仕組みが考えられるが、どのように考えるか。

【系統利用者に対する需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブ】

(系統全体の需給バランス)

- 需給調整市場の価格をそのままインバランス料金単価に反映する方法と、系統全体の需給バランスの偏りが是正されるよう、例えば、全体として余剰の場合に、余剰側に傾くことの経済合理性を減じるため、市場価格より安価なインバランス料金単価とする方法が考えられるが、どのように考えるか。
- 仮に系統全体として余剰の場合に需給調整市場の価格より安価なインバランス料金単価とする場合、既に不足インバランスを生じている事業者に対し、更に不足インバランスを増加させるインセンティブとなることについて、どのように考えるか。

新たなインバランス料金の在り方を巡る論点②

(事業者の特性)

- インバランスの主な発生要因となる発電事業者の発電の不調と小売事業者の需要変動とでは、その頻度や規模、回避可能性等に差異があると考えられるところ、こうした事業特性を踏まえてインバランス料金単価に差を設けることについて、どのように考えるか。
- 事業規模が小さいほど相対的にインバランス量の規模（比率）が大きく、また、新規に参入して事業経験の乏しい事業者ほど相対的に計画策定の熟練度が低いと考えられるところ、こうした事業特性を踏まえてインバランス料金単価に差を設けることについて、どのように考えるか。
- インバランスを過度に発生させる事業者あるいは頻繁に発生させる事業者に対し、インバランス料金単価にペナルティ的要素を加えることについて、どのように考えるか。

検討の進め方

- 多様な事業者に影響を与えるインバランス料金制度の検討に当たっては、事業者の実態やニーズを丁寧に把握しつつ、本小委員会以外の場における様々な観点での議論・分析等を包括的に踏まえる必要がある。
- このため、他委員会等における議論と緊密な連携を取りながら、事業者ヒアリングの実施等を含め、制度そのものの議論は本小委員会を中心に行っていくこととする。

検討体制（イメージ）

