

インバランス料金制度の詳細設計等について

第3回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2024年11月15日（金）



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

本日の議論

- 前回会合では、需給ひっ迫時補正インバランス料金の暫定措置解除に当たっての検討の視点等について、各事業者からプレゼンをいただいた。
- 今回は、前回会合までの委員・オブザーバー及び各事業者の意見等を踏まえた論点整理を行い、各論点について検討を行ったので、その内容について御議論いただきたい。

前回会合までの議論を踏まえた論点

・ C値・D値の見直し

- C値及びD値の目的や背景を踏まえ、**現状に即した数値の設定に見直す**べき。

価格シグナル効果による系統利用者への適切な計画遵守インセンティブ

DR等の追加的な供給力確保等

段階的な引き上げ

調整力kWh市場の流動性の確認

定期的なモニタリングの実施

・ 補正料金算定インデックス

- 補正料金算定インデックスに広域予備率を参照した結果、需給ひっ迫時に補正インバランス料金が適切に上昇せず、価格シグナルを通じた市場メカニズムが適切に機能していない。**広域予備率の情報信頼性の回復**が必要。

・ 長期間上限価格が続いた時の措置（セーフティネット）

- 長期間上限価格が継続した場合の措置は、**C値の設定とセットで検討**すべき。

(参考) 前回会合での各事業者プレゼンの要点①

SBパワー

- ・ 補正インバランス料金C値について、原則600円/kWhが適切か精査する必要性がある。
- ・ 調整力公募や容量市場の実績を踏まえて、需給調整市場の流動性を確保しつつ、300円/kWh程度の水準が妥当。
- ・ 供給力の追加確保コストを適切に反映させるためには、定期的なモニタリングも必要ではないか。

エネット

- ・ 計画値同時同量を遵守するための電源調達環境やリスク回避手段が未だ限定的である。
- ・ 広域予備率がシグナルとして機能しておらずインバランス料金の見直しが小売事業者ひいては、需要家に負担される。
- ・ 需給の不安定化や自然災害等のリスク負担が小売事業者の収支に影響。
- ・ C値は現行600円/kWhを見直し、特異点や加重平均値等、丁寧な議論が必要。D値は45円/kWhが妥当。
- ・ セーフティネットの導入が必要。

(参考) 前回会合での各事業者プレゼンの要点②

イーフロー

- ・機動的な対応が可能なDRを電力システムに有機的に取り込むことが必要。
- ・DRの普及拡大及びDR産業の育成の観点からも、暫定200円/kWhよりも、引き上げる方向で検討して頂きたい。
- ・インバランス料金単価の見直しが、価格シグナル効果や時間前市場の活性化、DRリソースの活用拡大に繋がる。

東北電力

- ・将来に向けて、段階的にC値を引き上げることが望ましい。
- ・C値の引き上げによって、価格シグナル効果が発揮され、系統利用者に計画遵守インセンティブが働く。
- ・各事業者がより蓋然性の高い供給力を事前に確保する動きが強まり、先物市場や相対取引の活性化に繋がる。
- ・C値の引き上げは、潜在的DRや自家発の供出促進に繋がり、需給ひっ迫時の有効な手段。

(参考) 前回会合での各事業者プレゼンの要点③

東京電力PG

- ・ 広域予備率の急激な変動も生じ、実際には余力があるのかないのか判断できない状況も顕在化され、関連機関において、適切な情報を把握・発信できているか検証が必要なのではないか。
- ・ 大きなインバランスが発生した7月8日について、適切な供給力の稼働や確保、広域的なB G供給力の把握、必要な設備量の十分性、適切な容量停止調整、発動指令電源の回数に関して、検証が必要と考えている。
- ・ BG運用を適切にするには、計画値同時同量インセンティブを強めることも重要で、C値・D値の引き上げの検討が必要。
- ・ 例えば揚水のBG運用からTSO運用への切替や余力活用電源の追加起動の発動タイミングを広域予備率5%→8%にする等の検討も必要。

(参考) 前回会合での委員・オブザーバーの主な意見等①

委員・オブザーバーの主な意見等

- 山口委員：

インバランス料金の引上げを先送り、もしくは引上げ幅を過度に抑え込むことで、市場の活性化が進むとは思えません。電源やDRの事業環境をつくる意味でも、インバランス料金の引上げをしてもよいのではないのでしょうか。さらに、事業性の低下やリソース面で、発電所の計画停止が増えているのであれば、やはりインバランス料金の引上げも考慮する必要があります。需要家への料金負担の増大という観点では、停電を引き起こすことこそが消費者負担の増大であり、これを議論するのであれば、停電コストの分析等も考慮すべきだと思います。広域予備率の精緻化については、結局DRの空振りがゼロになることはないので、過度に捉えることはなく、インバランス料金の引上げと強く結びつけて考えることは出来ないように思いました。

- 松田委員：

広域予備率については課題があり、今後解決されていくべきものと認識しています。C値、D値の検討にあたっては、理論的な側面にとどまらず、実際の蓋然性も考慮して検討していくことが必要と思います。また、セーフティネットについては、非常に重要な点であるため、十分な議論が必要と考え、予見できない稀頻度の事象が生じた場合の影響も考慮して決定していくべきと思いました。

- 二村委員：

広域予備率の今後の改善が非常に重要なものと理解できました。また、C値、D値に関して、機動的な見直しが必要な部分と根幹として変えない部分を切り分けて、制度の整理をしておく必要があるのではないかと思いました。

(参考) 前回会合での委員・オブザーバーの主な意見等②

委員・オブザーバーの主な意見等

- 草薙委員：

D値に関して、充実した議論になったと思います。2024年度上期の調整力の限界的なkWh価格の各エリアの最高価格の全国平均は、45円より高く50円台になるかと思っておりますので、上昇させる根拠にできるかと思いました。C値に関しては、新しい提案や分析の工夫等も受け止められました。さらにkWh価格をより考慮して、災害時などの長期に上限に張り付くような場合の救済策等も考えていくことが重要と考えています。インバランス料金制度では価格シグナルを通じて、自家発電やDRなどが出てくるようになり、市場メカニズムにより需給改善が図られ、万一の場合の電力使用制限令を回避、あるいは早期に解除できるという期待を裏切らない値の設定が求められると思っています。

- 松村委員：

広域予備率というのは、インバランス料金、特にC値、D値の議論と直接リンクしている話でもあるので、その情報に信頼性がないということであれば、事業者として不安だ、リスクが大きいという点については、もっともだと思えます。一刻も早く、情報の信頼性を回復することが重要かと思っています。また、調整力市場においてインバランス料金を引用して、無茶な価格で参入してくる事業者がいたという弊害が既に起こっているし、潜在的にも起こりうる可能性があることは真摯に受け止めるべきだと思います。調整力市場の完全な改革までに相当の時間がかかり、C値の引き上げができないというのであれば、弊害があまりにも大きすぎるため、まず刻んで様子を見るというような提案は、とても合理的だと思います。価格弾力性が低いという観点からも、なおさらC値は大幅に引き上げなければ、需給ひっ迫時の弊害が露見されるものと思います。

(参考) 前回会合での委員・オブザーバーの主な意見等③

委員・オブザーバーの主な意見等

- 大橋委員：

インバランス料金は、その料金の支払いを回避するために事前に行動を促すことが本旨であり、その意味で必要なkWやΔkWを設備量としてもっておくということと、適切なタイミングで出てくるということが重要だと思っています。C値、D値については、他の制度とあわせて考えていく必要があり、予備率や容量市場とセットで議論することが重要と思っています。

論点：

1. 補正料金算定インデックスについて
2. 長期間上限価格が継続した場合の措置について
3. C値・D値について

補正料金算定インデックスについて①

補正料金算定インデックスのこれまでの経緯

- 補正インバランス料金は、需給ひっ迫時にインバランス料金を上昇させる仕組みであり、その上昇の程度は一般送配電事業者が用いることができる電源等の供給余力（以下「補正料金算定インデックス」という。）に応じて決定されている。
- **補正料金算定インデックス**は、新インバランス料金制度の運用開始時には調整力の広域運用が開始されていることを踏まえ、**調整力の広域運用が行われるエリア**（以下「**広域エリア**」という。）ごとに算定することとしている。
- このため、概念的には広域予備率に似ているが、当時は広域予備率の算出方法の考え方が一般送配電事業者間で統一化されておらず、インバランス料金の算定方法に係る透明性確保の観点から、**補正料金算定インデックスを独自に定義**した。
- 他方で、節電の呼びかけなど需給ひっ迫に関わる社会的対応などの電力の需給運用は広域予備率に基づいて行われることから、両者の指標が乖離することにより、これら対応の実施に伴う情報公表や対外的な説明に影響を与える可能性も否定できない。こうした影響を避けるため、**補正料金算定インデックスの情報公表は、広域予備率と異なり予測値を公表しないといった限定的な運用とし、2024年度には補正料金算定インデックスには広域予備率を参照することとなった。**

（参考）需給ひっ迫時のインバランス料金の考え方

- 需給ひっ迫時、すなわち一般送配電事業者が用いることができる「上げ余力」が少ない状況での不足インバランスは、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながるもの。
- したがって、「上げ余力」が一定値以下になった場合には、そうした影響（コスト）をインバランス料金に反映させ、料金を上昇させることで、需給の改善を促していくことが適当。

※なお、安定供給確保（負荷遮断の回避）の観点からは、市場取引の停止時などにおいても同様の考えを適用することが合理的と考えられるが、災害時のインバランス料金のあり方については別途検討が必要。

需給ひっ迫時（「上げ余力」が一定量以下になった状況）での不足インバランスの影響

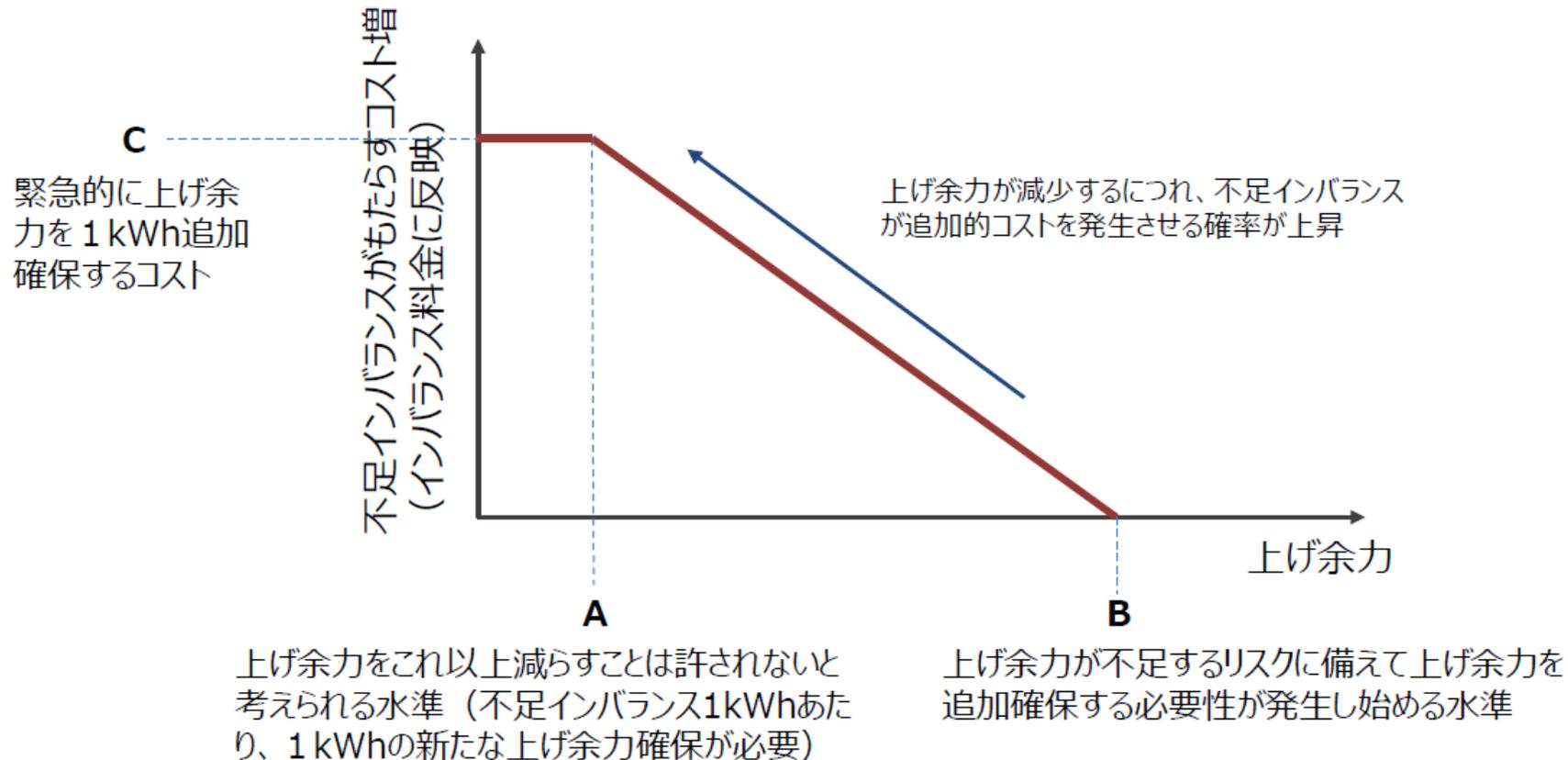
- ① 一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に供給力を追加確保しなければならなくなる。
- ② 負荷遮断の可能性を増大させる。（ひいては、周波数低下による大規模停電のリスクを増大させる。）
- ③ それ以降の同様な事象に備えるため一般送配電事業者がより多くの調整力を確保しなければならなくなる。

このようなコストをインバランス料金に反映させることが適当（供給力不足時価格）

インバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給ひっ迫時には時間前市場の価格も上昇し、DRや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果も期待される。

(参考) 需給ひっ迫時のインバランス料金 (供給力追加確保コストの反映)

- 需給ひっ迫時の不足インバランスは、一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に追加の供給力を確保する必要性を高めるとともに、それ以降の備えを強化する必要性を高めるもの。
- 一般送配電事業者が活用可能な「上げ余力」が減少するにつれ、リスクに備えた緊急の供給力追加確保や将来の調整力確保量の増加といった追加的コストが上昇していくと考え、それを一定の式 (下図のような直線) で表し、インバランス料金に反映させることとしてはどうか。



(参考) 「補正料金算定インデックス」の算定方法について

- 2021年度以降は、調整力は広域運用されることを踏まえると、「補正料金算定インデックス」は広域運用のエリア（広域エリア）ごとに算定することが合理的と考えられる。（分断した場合は分断された広域エリアごと。）
- その算定方法は、（当該コマの広域エリア内の供給力－当該コマの広域エリア需要）／当該コマの広域エリア需要から算定することが適当ではないか。

補正インバランス料金算定に用いる「補正料金算定インデックス」の算定方法（案）

調整力の広域運用が行われるエリア（広域エリア）ごとに次式で算定する。

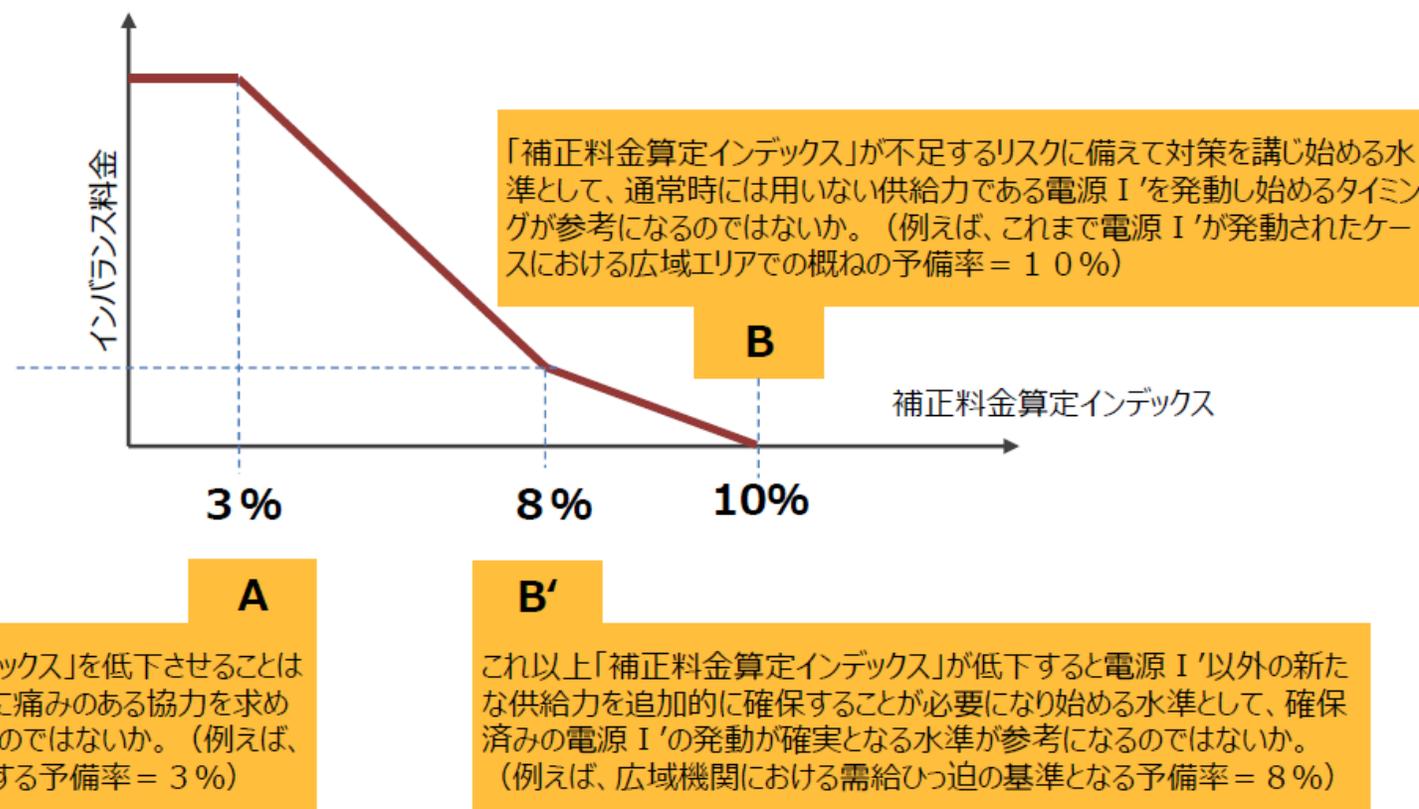
$$\text{補正料金算定インデックス} = \frac{\text{当該コマの広域エリア内の供給力} - \text{当該コマの広域エリア需要}^{\ast}}{\text{当該コマの広域エリア需要}^{\ast}}$$

※ エリア需要については、一般送配電事業者がゲートクローズ時点で想定する需要（季節・曜日・コマごとに事前に決めておくことも一案）などが考えられる

- 前述のように、補正インバランス料金の算定諸元としての「補正料金算定インデックス」の算定方法が各一般送配電事業者等の予備率と異なるものとなった場合、各エリアの設備構成や各社の運用の状況によっては、両者の数字が乖離するコマが発生する懸念がある。
- この場合、例えば、各一般送配電事業者等の予備率は3%程度まで低下している一方、仮に「補正料金算定インデックス」が8%以上となっていた場合などは、節電要請や計画停電の実施に伴う情報公表や説明に影響を与える可能性も否定できない。
- こうした影響を避けるため、補正インバランス料金に係る情報公表については、以下のような運用にしてはどうか。
 - ① 前日、当日朝などにおいては、各一般送配電事業者等の予備率の予測値を公表する（「補正料金算定インデックス」の予測値は公表しない）
 - ② ゲートクローズ後速やかに、補正インバランス料金の値を公表する
- いずれにせよ、「補正料金算定インデックス」は、あくまで補助的施策である補正インバランス料金の算定諸元として、実運用とは区別された一定の仮定に基づく値であり、また、補正インバランス料金の制度設計にあたっては新電力等各BGの経営実態にも一定程度配慮する必要があること等を踏まえれば、両者の数字が別のものとなることに合理性はあると考えられ、特に問題はないのではないか。

（参考） 補正インバランス料金における需給ひっ迫の範囲（まとめ）

- 事務局提案による需給ひっ迫の範囲の設定をまとめると、以下のとおり。
- 現在、広域機関等において容量市場開設後の需給対策やそれに伴う需給ひっ迫の基準等が議論されており、今後、その検討状況等も踏まえながら必要に応じ見直し（将来的（2024年度）には補正料金算定インデックスを各一般送配電事業者等の予備率と一本化することを目指す）を行うことを前提とし、当面は、以下の水準を前提として検討を進めることとしてはどうか。



（参考）今後の検討について

- 今回の検証も踏まえ、2024年度以降、補正料金算定インデックスは基本的に広域予備率を参照することとしたいが、今後、広域予備率の算定方法が見直された際には、算定方法の見直しを補正料金算定インデックスに反映させるか見直しの都度確認する。

- なお、補正インバランス料金カーブのうち、Cの値については、2023年度までの暫定的措置として200円/kWhとされているところ、Cの値についても検討を進めていくこととしたい。

※Dの値についても、Cの設定における暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況、リスク回避のための手段の整備状況などを確認した上で、必要に応じ、見直しを検討することとしている

- その上で、2023年央にも、省令改正等の所要の手続きを行い、2024年度からインバランス料金制度の見直しを行うこととしたい。

補正料金算定インデックスについて②

2024年度以降、顕在化した課題

- **広域予備率は、広域エリアの需要に対して、どの程度供給余力が残っているかを把握する指標である。このため、需給ひっ迫時に追加供給力対策が発動すると供給余力が増加し、広域予備率は上昇（改善）する。**
- 他方、**補正料金算定インデックスは、補正インバランス料金が、緊急時の追加供給力確保や将来の調整力確保量の増大といったコストをインバランス料金に反映するためや、B Gに需給一致の行動をより強く促すインセンティブとなるよう追加供給力対策のうち、調整力の限界的なkWh価格（通常インバランス料金）で反映できないものは、「追加供給力対策がなかったとしたらどのような値になっていたか」で表すことを基本としている。**
- 以上のとおり両指標は本来的に性質が異なるものであったが、**2024年度以降、補正料金算定インデックスに広域予備率を参照した結果、需給ひっ迫時に補正インバランス料金が適切に上昇しないという事象が顕在化している。**
- また、需給調整市場での調達不足の影響等により、週間・翌々日時点の広域予備率がエリアによって顕著に低下する傾向があり、広域予備率が実態に即した値となっていないといった課題も生じている。
- なお、これらの課題については、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会においても今後の検討事項として指摘されている。

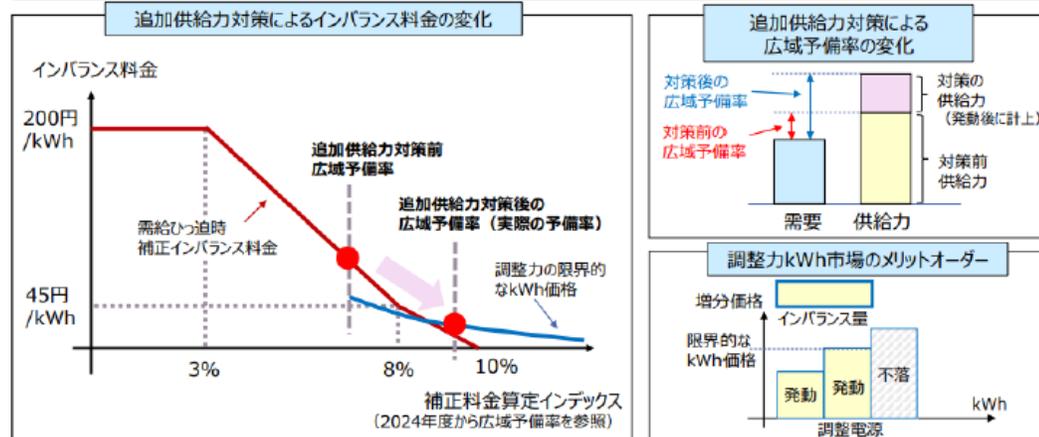
（参考）

今後の検討事項（追加供給力対策とインバランスとの関係）

- 現行のインバランス料金制度は、ゲートクローズ時点の補正料金算定インデックス（広域予備率）に応じて、インバランス料金に変化する仕組みとなっている。
- 現状の一般送配電事業者が実施する追加供給力対策は、広域予備率の向上に寄与するため、インバランス料金が安くなりやすく、小売電気事業者が計画値同時同量を果たすインセンティブを弱めてしまう可能性がある。
- インバランス料金制度の在り方については、今後、電力・ガス取引監視等委員会において、検討が進められる予定。

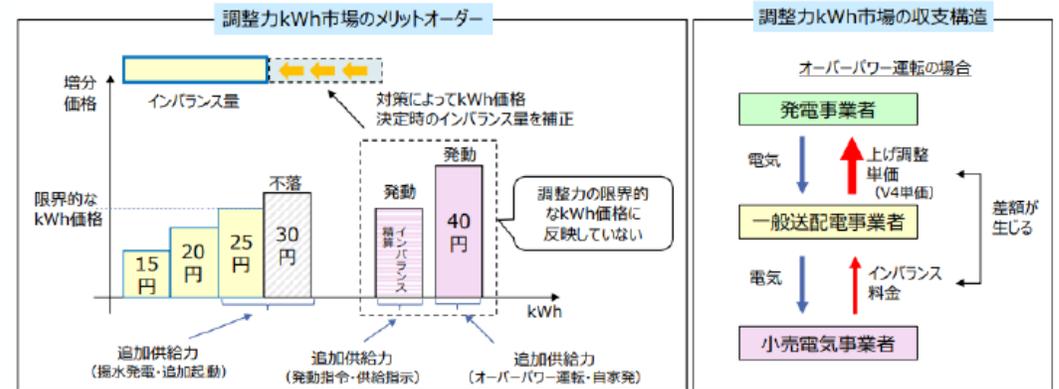
インバランス料金、広域予備率との関係性（その1）

- インバランス料金は『調整力の限界的なkWh価格』を引用しつつ、需給ひっ迫時に追加供給力を引き出すインセンティブの面からインバランス料金を上昇させる仕組みとして『需給ひっ迫時補正インバランス料金』を導入している。
- 需給ひっ迫の判定指標は『補正料金算定インデックス』であり、また今年度よりこれは広域予備率となった。
- なお、追加供給力対策を実施した場合、その供給力を広域予備率に反映するため広域予備率が回復する。
- そのため、インバランス料金の決定要因が需給ひっ迫時の補正インバランス料金単価から調整力の限界的なkWh価格に変わり安価になるため、小売電気事業者の計画値同時同量のインセンティブを弱めることになる。



インバランス料金、広域予備率との関係性（その2）

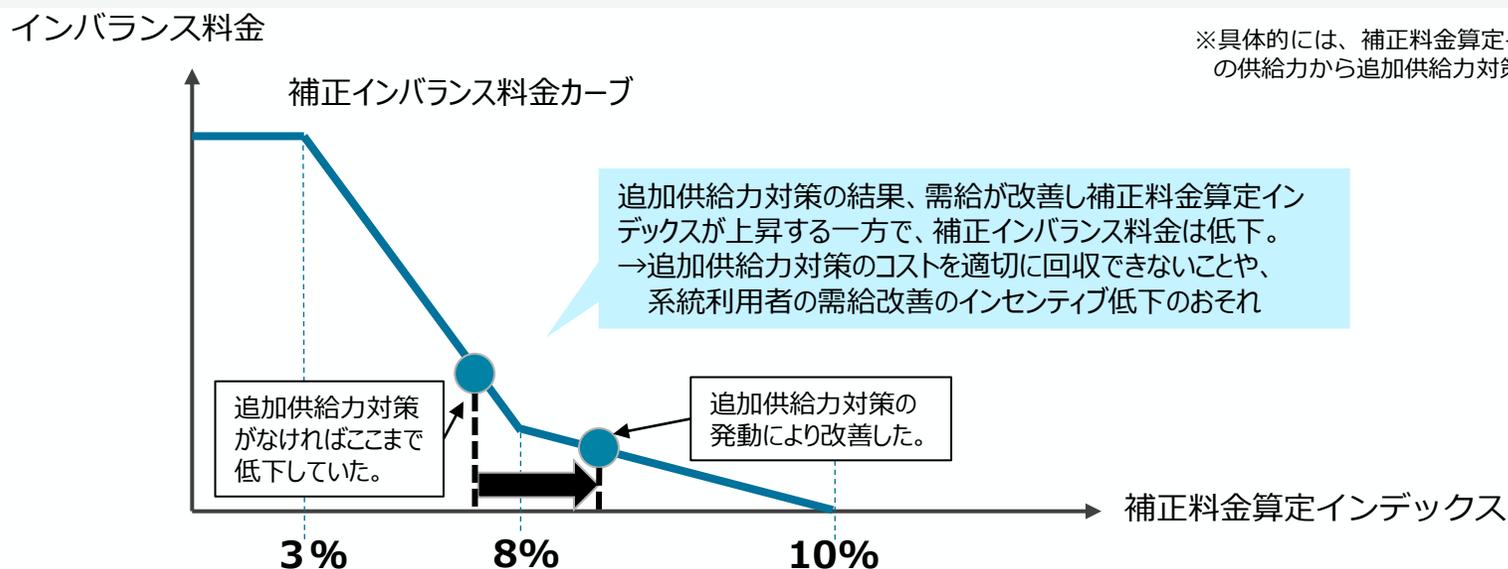
- 調整力kWh市場のメルトオーダー上の扱いは、追加供給力対策によって異なっている。
- 現状の仕組みは、オーバーパワー運転等や自家発電き増し要請は発動した場合においても調整力の限界的なkWh価格には反映していない。
- この点は前述の広域予備率の回復が与える影響に加えて追加供給力対策実施時にインバランス料金が低下し、小売電気事業者の計画値同時同量のインセンティブを弱めることになる。
- また、調整力kWh市場の収支構造として、インバランス料金より追加供給力対策の発電コストが高くなることは一般送配電事業者の収支の観点でも課題があると考えられる。



補正料金算定インデックスの見直しについて①

補正料金算定インデックスの見直しについて

- 需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給ひっ迫時の不足インバランスの発生により生じる社会的コストをインバランス料金に反映させ、B Gに需給一致の行動をより強く促すだけでなく、時間前市場の価格が上昇し、D Rや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果が発現することを期待して制度を設計した。
- こうした制度設計の主旨を踏まえると、**追加供給力対策のコストを補正インバランス料金に反映させるのであれば、補正料金算定インデックスには追加供給力対策を考慮しないこととするのが合理的とも考えられる***。（広域予備率とは異なる概念の指標が併存することについては、各指標にはその目的に応じた合理的な定義があつてしかるべきであり、社会的な混乱を招かないよう情報公表に配慮すれば、特に問題はないとも考えられる。）
- 一方で、こうした運用を行うためには**一般送配電事業者の技術的対応可否やシステム改修コスト**を踏まえた上での検討が必要。



※具体的には、補正料金算定インデックスを計算する際に、広域予備率の供給力から追加供給力対策の供給力を控除する。

補正料金算定インデックスの見直しについて②

現在の追加供給力対策

- 現在、需給ひっ迫時には下表の追加供給力対策が広域予備率に応じて発動されることとなっている。追加供給力対策を補正インバランス料金に反映する場合、これらの対策に係る供給力を補正料金算定インデックスの供給力から除くこととなる。

【参考】追加供給力対策（変更後）

資源エネルギー庁
第82回電力・ガス基本政策小委員会
資料4（2024年10月）

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策※1の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、追加供給力対策については発動を決定したものを随時予備率に加味していく。



※1 対策の実施の検討においては、発動回数制限やその時の電力需給ひっ迫度合等も踏まえ判断しており、必ずしも同じ順番で検討しないことがある。
 ※2 デマンド・リスポンズ 消費者が電力使用量を制御することで、電力需要パターンを変化させること。
 ※3 バランス停止中の余力活用契約を締結している安定電源を除く
 ※4 水力両用機は小売事業者が供給力調達した発電機であるため、本対策の発動に関しては、連系線を活用できない場合に小売電気事業者の承諾を得て供給エリアを切り替えて使用する。
 ※ 電源の作業停止時期の調整や休止電源の稼働等における対策についても実需給断面の状況に応じて実施する。

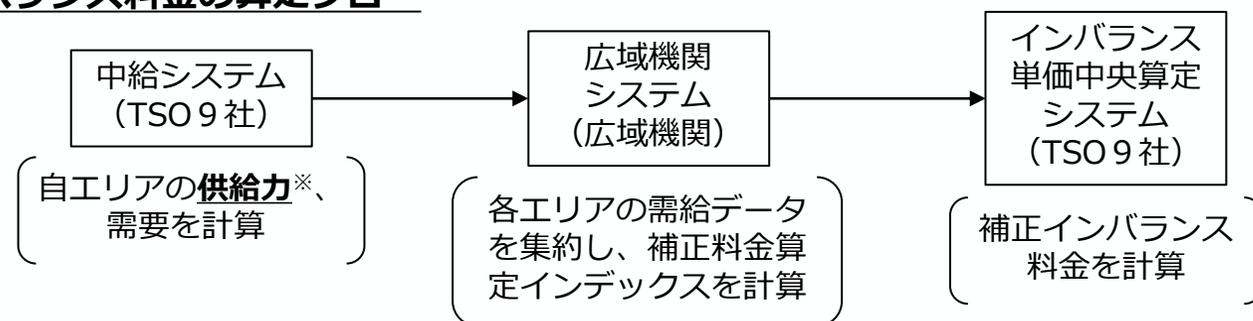
補正料金算定インデックスの見直しについて③

補正料金算定インデックスから追加供給力対策を控除することについての課題

- インバランス料金は系統利用者への価格シグナルのベースとなるものであるため、その価格はタイムリー（実需給終了後30分以内）に情報公表を行っている。
- 追加供給力対策のコストを補正インバランス料金に反映するためには、
 - ① 中給システムでの追加供給力対策の供給量（kW）の把握、広域予備率の供給力からの控除
 - ② 広域機関システムでの補正料金算定インデックスの計算
 - ③ インバランス単価中央算定システムでの補正インバランス料金の計算

がタイムリーに行われることが必要であるが、一部の追加供給力対策においては、追加供給力をタイムリーに把握することが困難、システム運用が複雑になるなどの理由により、**各社一律に補正料金算定インデックスの計算から除くことが困難なものが存在する。**

補正インバランス料金の算定フロー



※中給システムにて、追加供給力対策分の供給力を控除した供給力を計算し、広域機関システムにデータ送信することとなるが、対策によってはタイムリーに控除困難なものなどが存在。
なお、本見直しを行う場合、**中給システムの改修は必須**となる。

補正料金算定インデックスの見直しについて④

追加供給力対策の一般送配電事業者別の控除可否一覧

- インバランス料金は、公平性、透明性の観点から全国統一的な算定方法を適用する必要がある。一般送配電事業者各社が、自エリアの供給力から追加供給力対策分の供給力を控除するとき、**各社一律に控除できる対策は「増出力運転・ピークモード運転」、「自家発電き増し要請」、「水力両用機切り替え」、「供給電圧調整」のみ**となる。

追加供給力対策の控除可否一覧

対策	控除可否	理由／備考
1. 追加供給力公募電源・DRの発動	△	ロジックが複雑となり、システム実装が困難
2. 増出力運転・ピークモード運転	○	
3. 安定電源への電気の供給指示	△	ロジックが複雑となり、システム実装が困難
4. 揚水発電機の運用切り替え	△	運用切替の有無で2パターンのバランス計算をする必要があり、計算負荷大
5. 余力活用電源の追加起動	△	ロジックが複雑となり、システム実装が困難
6. 発動指令電源の発動	×	発動指令により発電計画値が更新されるため、TSO指令分の切り分け不可
7. 自家発電き増し要請	○	
8. 水力両用機切り替え	○	
9. 連系線マージンの使用・運用容量拡大	△	広域機関システムの改修が必要。通常の運用と区別するためのロジック検討が必要
10. 供給電圧調整	○	
11. ブラックスタート容量の活用	△	ブラックスタート容量の活用有無で2パターンのバランス計算をする必要があり、計算負荷大

○：一定のシステム改修期間を前提とすれば控除可能、△：控除不可ではないが運用負担やコストが大きいなど課題あり、×：控除不可

広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較

広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較

- **今夏の追加供給力対策が発動されたケース**を基に、実際に発動した追加供給力対策を全て控除した補正料金算定インデックスを計算し、**広域予備率との乖離において各社一律に控除可能な対策がどの程度広域予備率の変動に影響を与えているか**の分析を行った。
- 次頁以降の4つのケースにおける上記分析の結果は、**乖離が最大になる時間帯においても乖離率は0.08~0.42%**であり、**各社一律に控除可能な対策による変動の影響は限定的**。

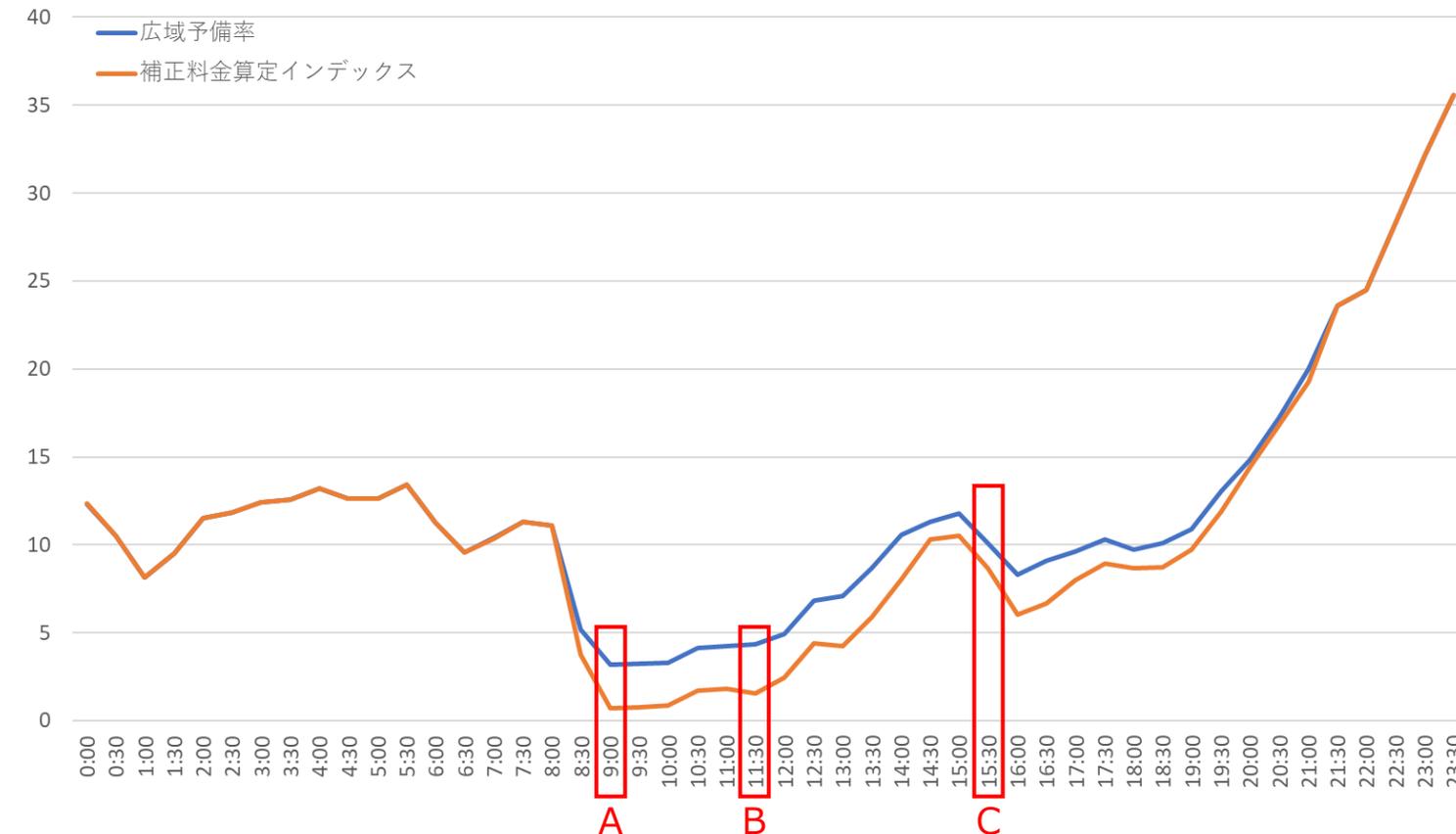
※ 今回の分析では、追加供給力対策後の揚水の供給力再配分（予備率一定）は、考慮していないため、実際の乖離率は更に低くなる。

広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較

2024年7月8日 東京エリア

- 広域予備率最小時刻（A）、広域予備率と補正料金算定インデックスとの乖離幅最大時刻（B）、追加供給力最大時刻（C）で、乖離幅に対する追加供給力対策の寄与度を分析すると、**各社一律に控除可能な対策である増出力運転・ピークモード運転は、Bの時刻において0.42%、Cの時刻において0.30%**であった。

(%) 広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較 (2024/7/8 東京エリア)



A. 予備率最小時刻：9:00-9:30
乖離幅：2.48% (広域予備率 3.19%、補正インデックス 0.71%)
追加供給力対策の寄与度：

- ①安定電源への電気の供給指示 1.04%
- ②揚水発電機の運用切り替え 1.04%
- ③エリア間補正融通受電 0.40%

B. 乖離幅最大時刻：11:30-12:00
乖離幅：2.83% (広域予備率4.37%、補正インデックス 1.54%)
追加供給力対策の寄与度：

- ①揚水発電機の運用切り替え 1.04%
- ②安定電源への電気の供給指示 1.00%
- ③**増出力運転・ピークモード運転 0.42%**
- ④エリア間補正融通受電 0.37%

C. 追加供給力最大時刻：15:30-16:00
乖離幅：1.42% (広域予備率 10.11%、補正インデックス 8.69%)
追加供給力対策の寄与率：

- ①揚水発電機の運用切り替え 0.44%
- ②**増出力運転・ピークモード運転 0.30%**
- ③発動指令電源の発動 0.30%
- ④安定電源への電気の供給指示 0.25%
- ⑤水力両用機切り替え 0.13%

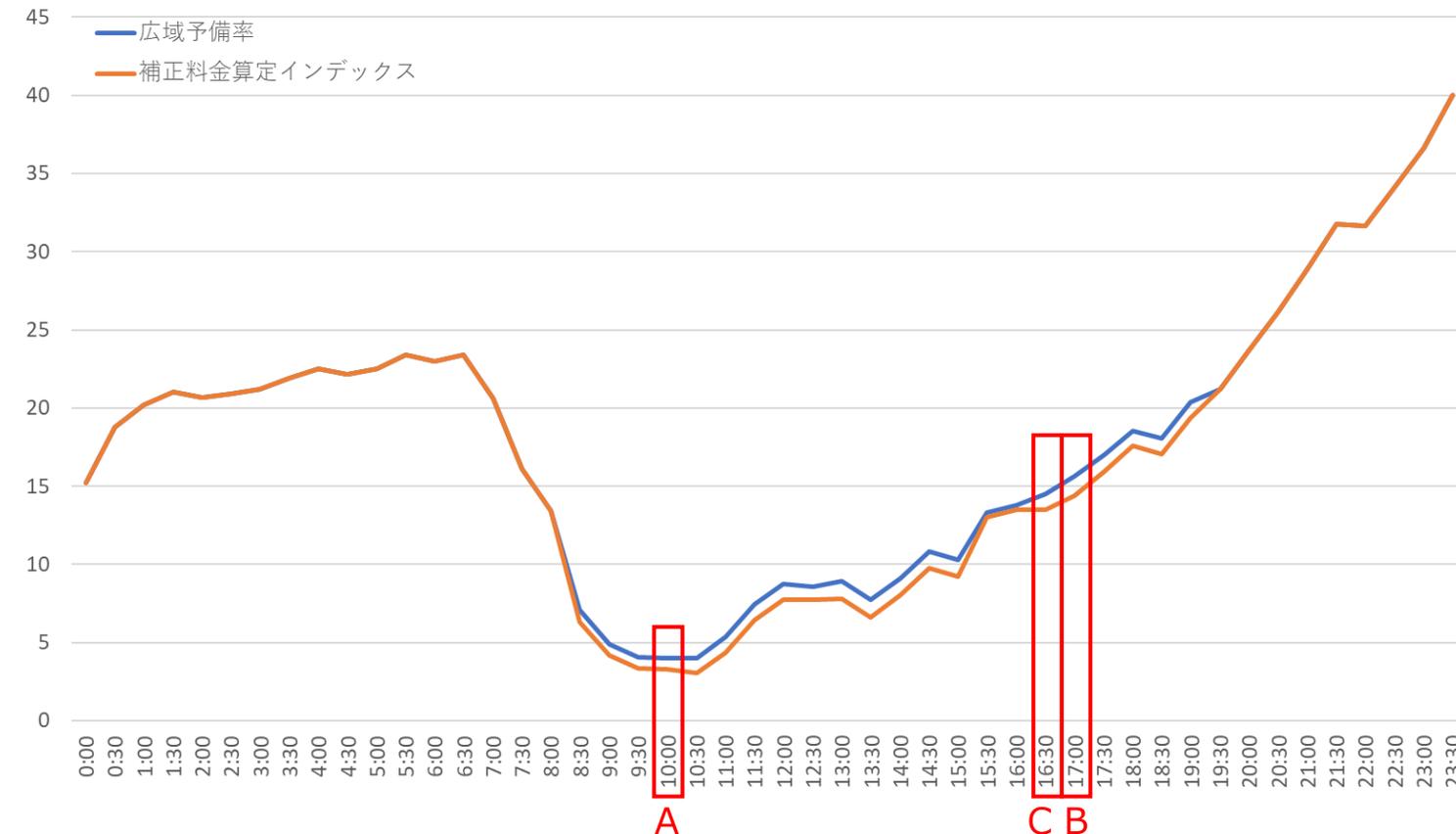
※Cは、他エリアと広域ブロックを形成していたが、東京エリアの追加供給力対策のみで分析している。

広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較

2024年7月30日 東京エリア

- 広域予備率最小時刻（A）、広域予備率と補正料金算定インデックスとの乖離幅最大時刻（B）、追加供給力最大時刻（C）で、乖離幅に対する追加供給力対策の寄与度を分析すると、**各社一律に控除可能な対策である増出力運転・ピークモード運転は、Aの時刻において0.22%、Cの時刻において0.29%であり、同じく控除可能な対策である自家発電き増し要請は、Cの時刻において0.02%であった。**

(%) 広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較 (2024/7/30 東京エリア)



A. 予備率最小時刻：10:00-10:30
乖離幅：0.70%（広域予備率 4.02%、補正インデックス 3.32%）
追加供給力対策の寄与度：
①安定電源への電気の供給指示 0.48%
②**増出力運転・ピークモード運転 0.22%**

B. 乖離幅最大時刻：17:00-17:30
乖離幅：1.27%（広域予備率 15.63%、補正インデックス 14.37%）
追加供給力対策の寄与度：
①発動指令電源の発動 1.00%
②安定電源への電気の供給指示 0.27%

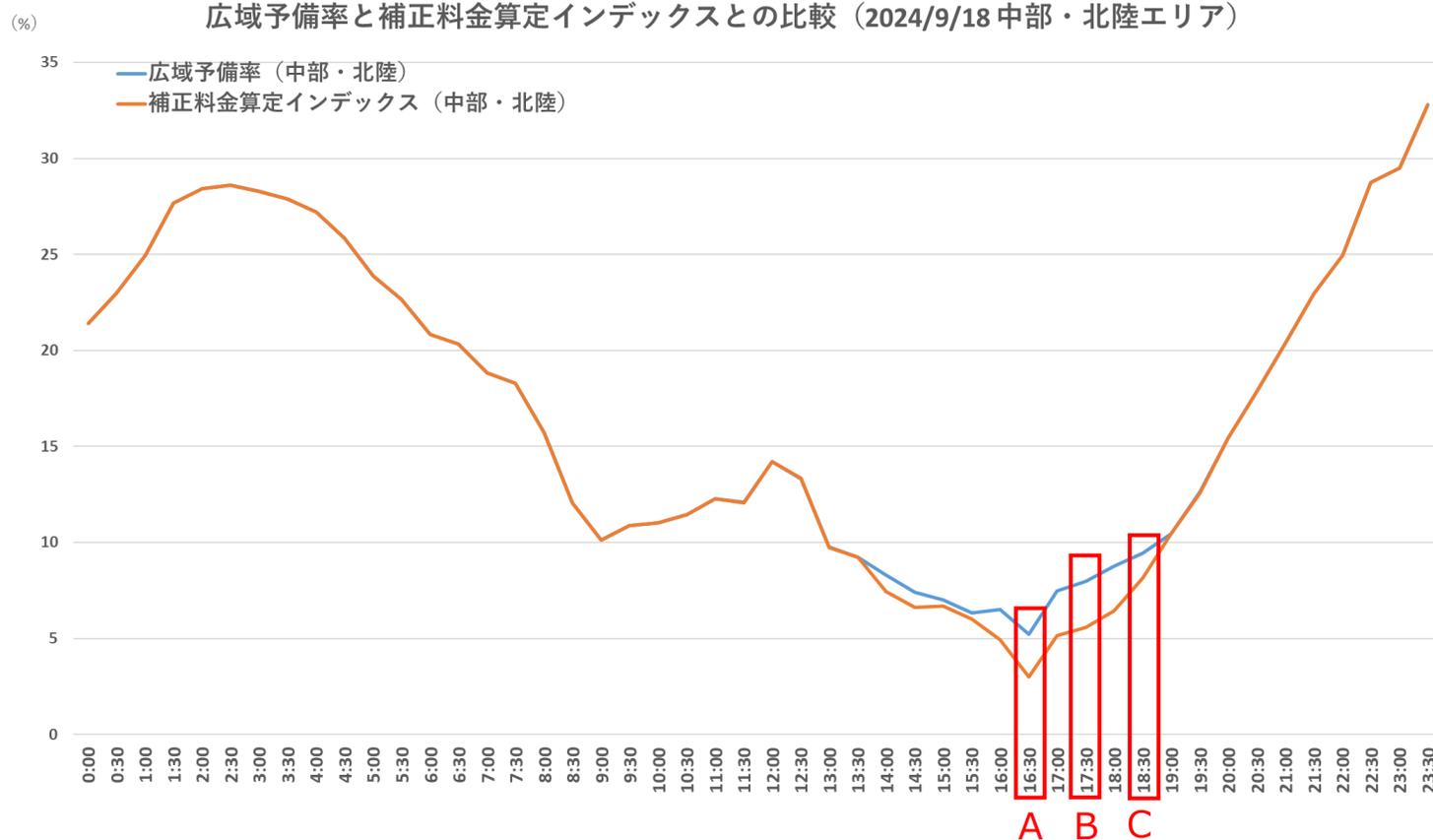
C. 追加供給力最大時刻：16:30-17:00
乖離幅：1.00%（広域予備率 14.48%、補正インデックス 13.48%）
追加供給力対策の寄与度：
①発動指令電源の発動 0.57%
②**増出力運転・ピークモード運転 0.29%**
③安定電源への電気の供給指示 0.13%
④**自家発電き増し要請 0.02%**

※ B、Cは、他エリアと広域ブロックを形成していたが、東京エリアの追加供給力対策のみで分析している。

広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較

2024年9月18日 中部・北陸エリア

- 広域予備率最小時刻（A）、広域予備率と補正料金算定インデックスとの乖離幅最大時刻（B）、追加供給力最大時刻（C）で、乖離幅に対する追加供給力対策の寄与度を分析すると、各社一律に控除可能な対策である増出力運転・ピークモード運転は、Aの時刻において0.08%、Bの時刻において0.08%、Cの時刻において0.06%であった。



A. 予備率最小時刻：16:30-17:00
乖離幅：2.22%（広域予備率 5.20%、補正インデックス 2.98%）
追加供給力対策の寄与度：
①発動指令電源の発動 1.62%
②安定電源への電気の供給指示 0.53%
③増出力運転・ピークモード運転 0.08%

B. 乖離幅最大時刻：17:30-18:00
乖離幅：2.38%（広域予備率 7.97%、補正インデックス 5.59%）
追加供給力対策の寄与度：
①発動指令電源の発動 1.72%
②安定電源への電気の供給指示 0.58%
③増出力運転・ピークモード運転 0.08%

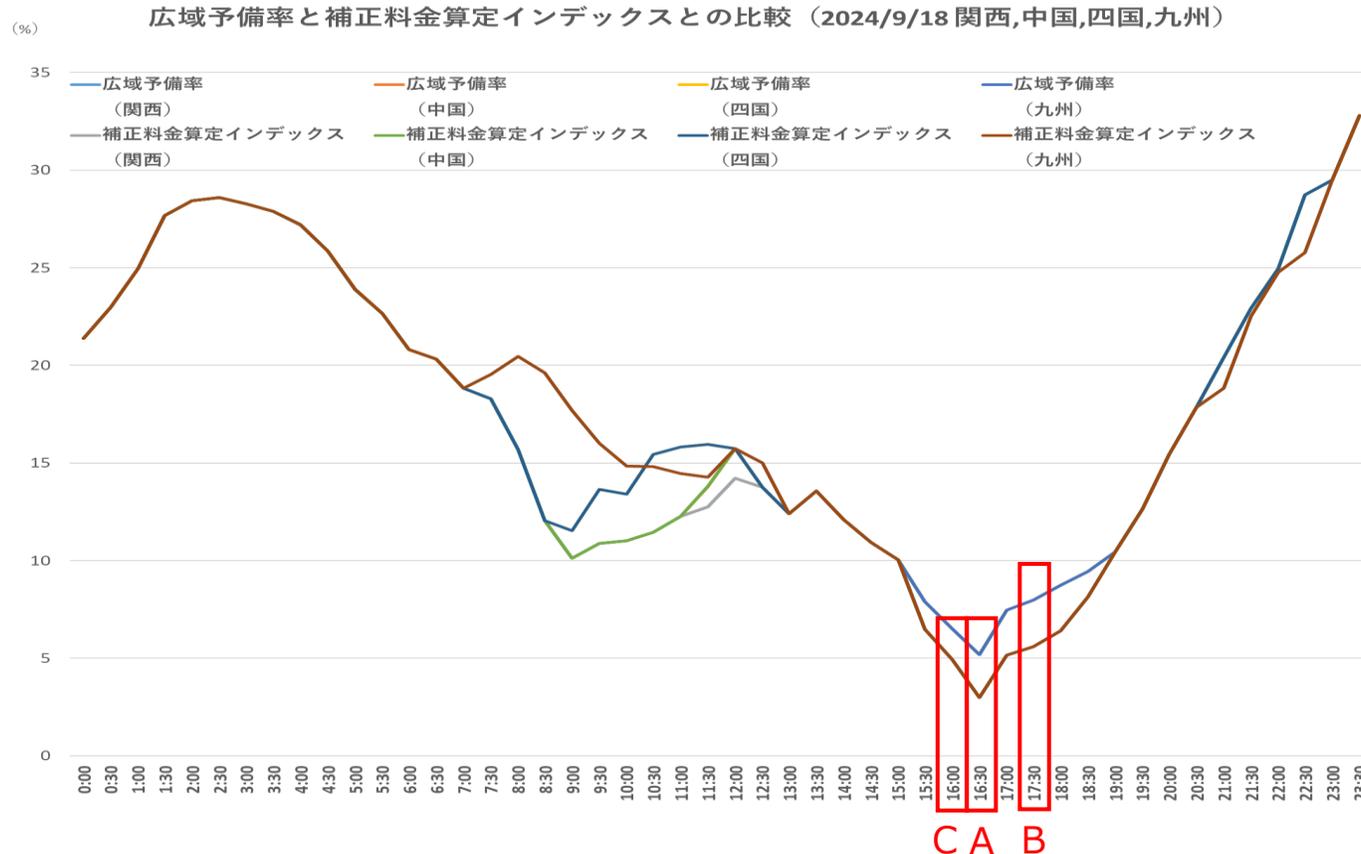
C. 追加供給力最大時刻：18:30-19:00
乖離幅：1.31%（広域予備率 9.46%、補正インデックス 8.16%）
追加供給力対策の寄与率：
①発動指令電源の発動 0.93%
②安定電源への電気の供給指示 0.31%
③増出力運転・ピークモード運転 0.06%

※Cは、他エリアと広域ブロックを形成していたが、中部・北陸エリアの追加供給力対策のみで分析している。

広域予備率と補正料金算定インデックスとの比較

2024年9月18日 関西・中国・四国・九州エリア

- 広域予備率最小時刻（A）、広域予備率と補正料金算定インデックスとの乖離幅最大時刻（B）、追加供給力最大時刻（C）で、乖離幅に対する追加供給力対策の寄与度を分析すると、各社一律に控除可能な対策である増出力運転・ピークモード運転は、Aの時刻において0.08%、Bの時刻において0.08%、Cの時刻において0.01%であった。



A. 予備率最小時刻：16:30-17:00
 乖離幅：2.22%（広域予備率 5.20%、補正インデックス 2.98%）
 追加供給力対策の寄与度：
 ①発動指令電源の発動 1.62%
 ②安定電源への電気の供給指示 0.53%
 ③増出力運転・ピークモード運転 0.08%

B. 乖離幅最大時刻：17:30-18:00
 乖離幅：2.38%（広域予備率 7.97%、補正インデックス 5.59%）
 追加供給力対策の寄与度：
 ①発動指令電源の発動 1.72%
 ②安定電源への電気の供給指示 0.58%
 ③増出力運転・ピークモード運転 0.08%

C. 追加供給力最大時刻：16:00-16:30
 乖離幅：1.58%（広域予備率 6.52%、補正インデックス 4.94%）
 追加供給力対策の寄与率：
 ①発動指令電源の発動 1.08%
 ②安定電源への電気の供給指示 0.49%
 ③増出力運転・ピークモード運転 0.01%

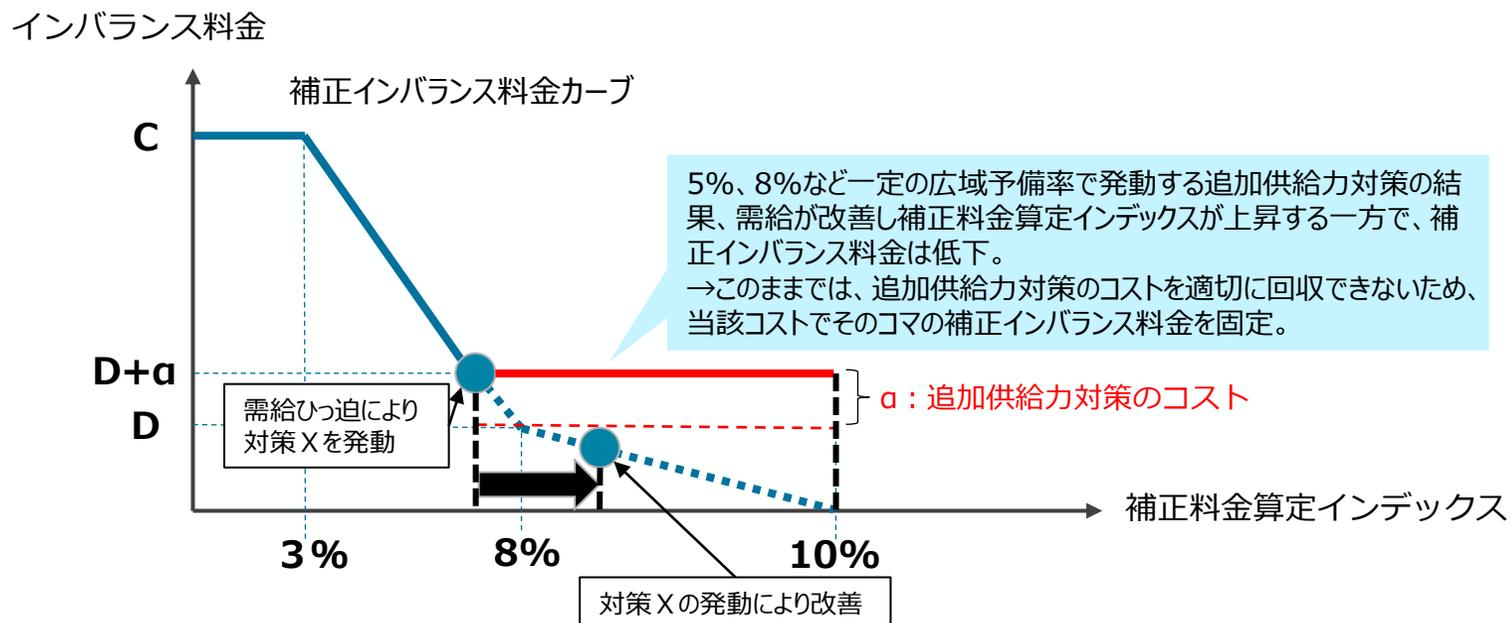
※Cは、他エリアと広域ブロックを形成していたが、関西・中国・四国・九州エリアの追加供給力対策のみで分析している。

補正料金算定インデックスの見直しについて⑤

追加供給力対策コストの補正インバランス料金への反映方法の別案

- 補正インバランス料金に追加供給力対策のコストを反映する方法として、前頁までのような補正料金算定インデックス（補正インバランス料金カーブの横軸）を調整する方法以外にも、例えば、以下のように追加供給力対策のコストを補正インバランス料金（補正インバランス料金カーブの縦軸）で調整する方法で対応するという案も考えられる。
- 一方で、当該方法においても、**インバランス料金中央算定システムの改修が必要**になることに加えて、**追加供給力対策のコスト特定が困難なケース（自家発電の稼働コストなど）**が存在。

追加供給力対策コストの補正インバランス料金への反映方法の別案



本案の効果

- ・追加供給力対策のコストで補正インバランス料金を固定することで、当該対策のコスト回収が可能。
- ・広域予備率は上昇するが補正インバランス料金は固定されるため、BGの需給一致のインセンティブは損なわれない。

懸念事項

- ・追加供給力対策のコストを特定することが技術的に困難なものが存在。
- ・インバランス料金中央算定システムの改修が必要。

補正料金算定インデックスの見直しについての今後の進め方

今後の進め方

- 今回は、**現行の補正料金算定インデックスの課題**を示し、その改善策として**補正料金算定インデックスの供給力から追加供給力対策分の供給力を控除する方法（補正インバランス料金カーブの横軸で調整する方法）**と、**追加供給力対策のコストを補正インバランス料金で調整する方法（補正インバランス料金カーブの縦軸で調整する方法）**とを検討した。
- 次回以降、**これらの方法に関する技術的な課題**や、**補正料金算定インデックスの情報公表についてさらに検討**を行い、**こうした方法を採用した場合の費用対効果**も踏まえた上で、**補正料金算定インデックスの見直しの方向性を整理**することとしたい。

(参考) 広域予備率見直しの検討状況

- 現行の広域予備率は、需給調整市場での調達不足の影響により、週間・翌々日時点の広域予備率がエリアによって顕著に低下する傾向があり、広域予備率が実態に即した値となっていないといった課題がある。現在、資源エネルギー庁、広域機関において対策が検討されている。

資源エネルギー庁
第82回電力・ガス基本政策小委員会
資料4 (2024年10月)

電力広域的運営推進機関
第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1 (2024年10月)

今冬からの対応 (週間・翌々日の予備率関係)

週間計画段階で、一般送配電事業者が調整力の調達不足がある場合は、余力活用電源を起動するものとみなして予備率に計上

- 現状の広域予備率は週間・翌々日計画の断面では、スポット市場や時間前取引市場での確保量は想定取引量で計画を作成している。
- 広域予備率が低くなる要因の一つとして、需給調整市場での調達不足を挙げたが、一般送配電事業者が需給調整市場において調整力の必要量を調達できなかった場合は、前日計画時点で、余力活用契約を締結している電源を起動させ、調整力の確保を行う。
- このため、週間計画時点で、一般送配電事業者が調整力を確保できていない場合でも、余力活用契約を締結している電源を起動させるものと見なして、当該不足分を予備率に計上することとしてはどうか。

当面の対応案について (まとめ)

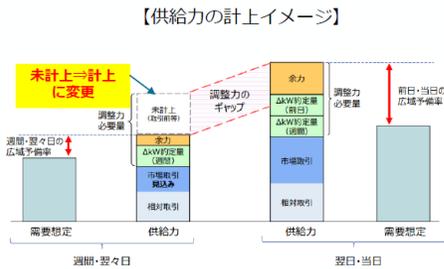
54

- 以上より、当面の対応として、週間・翌々日の広域予備率の算定においては、案①調整力必要量分の供給力を織り込むこととしてはどうか。
- なお、一般送配電事業者の運用見直しにあたって、ツール改修等の準備期間が必要なため、2025年1月中の運用開始を目指して対応を進めることとしてはどうか。
- さらに、今後の運用状況を確認しつつ、今後の制度変更 (需給調整市場の取引スケジュール変更等) や追加供給対策の恒久対策の整理の方向性を踏まえ、更なる見直しの要否の検討を進める。

【現行の予備率の計上方法】

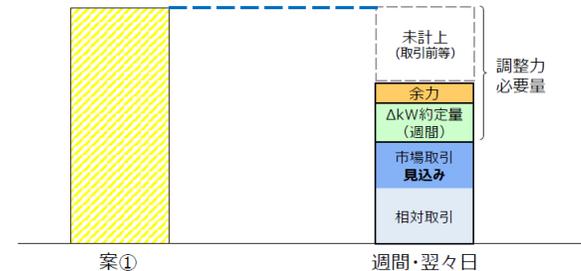
所属	粒度	発電計画			ΔkW		余力
		相対取引	スポット取引	時間前取引	週間商品	前日商品	
週間 (大毎)	2点	実取引量	想定取引量	時間前取引	実調達量 (一次~三次)	-	起動済み電源の余力 (BG起動)
翌々日	2点	実取引量	想定取引量	時間前取引	実調達量 (一次~三次)	-	起動済み電源の余力 (BG起動)
翌日	48点	実取引量	実取引量 (余力で計上)	時間前取引	実調達量 (一次~三次)	実調達量 (三次)	起動済み電源の余力 (TSO6起動含む)
当日	48点	実取引量	実取引量	時間前取引	実調達量 (一次~三次)	実調達量 (三次)	起動済み電源の余力 (TSO6起動含む)

取引見込みを含めて供給力計上
取引済みの供給力計上 (未達分および取引前日計上しない)
余力を含めて調整力確保に活用



週間・翌々日の見直し案

現状の供給力計上



出典：第102回 (2024年10月23日) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1等を基に、資源エネルギー庁作成

論点：

1. 補正料金算定インデックスについて
- 2. 長期間上限価格が継続した場合の措置について**
3. C値・D値について

長期間上限価格が継続した場合の措置①

長期間上限価格が継続した場合の措置の必要性

- これまでの議論において、長期間上限価格が継続した場合の措置の必要性について、委員・オブザーバー等から意見をいただいていたところ。どのような措置が取り得るか検討を行った。

前回会合での長期間上限価格が継続した場合の措置に関する意見

- ✓ 高騰が継続発生した場合というのは、収支影響というのは甚大。除外規定なども含めてセーフティーネットが必要。（エネット 小鶴オブ）
- ✓ 長期間の価格高騰時のセーフティーネットについて、事業者の責によらない原因へのケアというのは非常に大切だが、その原因というのは何なのかということ、今後検討を深めていくとよい。（山口委員）
- ✓ セーフティーネットは非常に重要な論点であり、十分に議論していくことが重要。他方で、各事業者に予見できない稀頻度の事象が生じた場合に、最終的にどこかで結局コストや帳尻を誰かが合わせているということになるので、その点も含めてもし手当てが必要であれば考慮して決めていくべき。（松田委員）
- ✓ C値の引き上げは、セーフティーネットの議論とセットでないと具体的な水準というのに対して受け入れられないと思う。こちらの提案というのが具体的にできるだけ早期に出てくるということを期待している。（松村委員）

長期間上限価格が継続した場合の措置②

累積価格閾値制度について（例）

- 長期間上限価格が継続するような状況では、電源は供給力として出尽くしており、追加的な供給力として期待できるのは、基本的にはDRに限られてくると考えられる。しかし、長期間のDRの連続稼働には限界があることから、一定期間を超えると小売事業者の供給力確保は極めて厳しい状況になり、不足インバランスが累積することが想像される。
- こうした回避困難な不足インバランスの累積による経済的負担を緩和するには、**上限価格が一定期間以上連続して発生した場合には、一時的にC値を引き下げる措置（累積価格閾値制度：cumulative price threshold）を設定することが一案として考えられるかどうか。**
- なお、海外の電力市場においても、オーストラリアで累積価格閾値制度が導入されている。

オーストラリアの累積価格閾値制度

NEM（National Electricity Market）のアンシラリーサービス市場では、7日間に相当する2,016取引インターバルの取引額合計値が一定値を超えると、以降の全てのアンシラリーサービスの取引価格は上限\$300/MWhとなり、一週間継続する。

累積価格閾値制度の導入において検討すべき事項

- ・ 期間設定：累積価格の算定期間をどの程度とすべきか
- ・ 閾値設定：C値引き下げのトリガーとなる累積価格はどの程度とすべきか
- ・ 閾値を超えた場合の上限価格：C値の引き下げ価格はどの程度にすべきか
- ・ 解除要件：どの程度需給ひっ迫が緩和したらC値引き下げを解除するか

論点：

1. 補正料金算定インデックスについて
2. 長期間上限価格が継続した場合の措置について
- 3. C値・D値について**

C値、D値の検討について

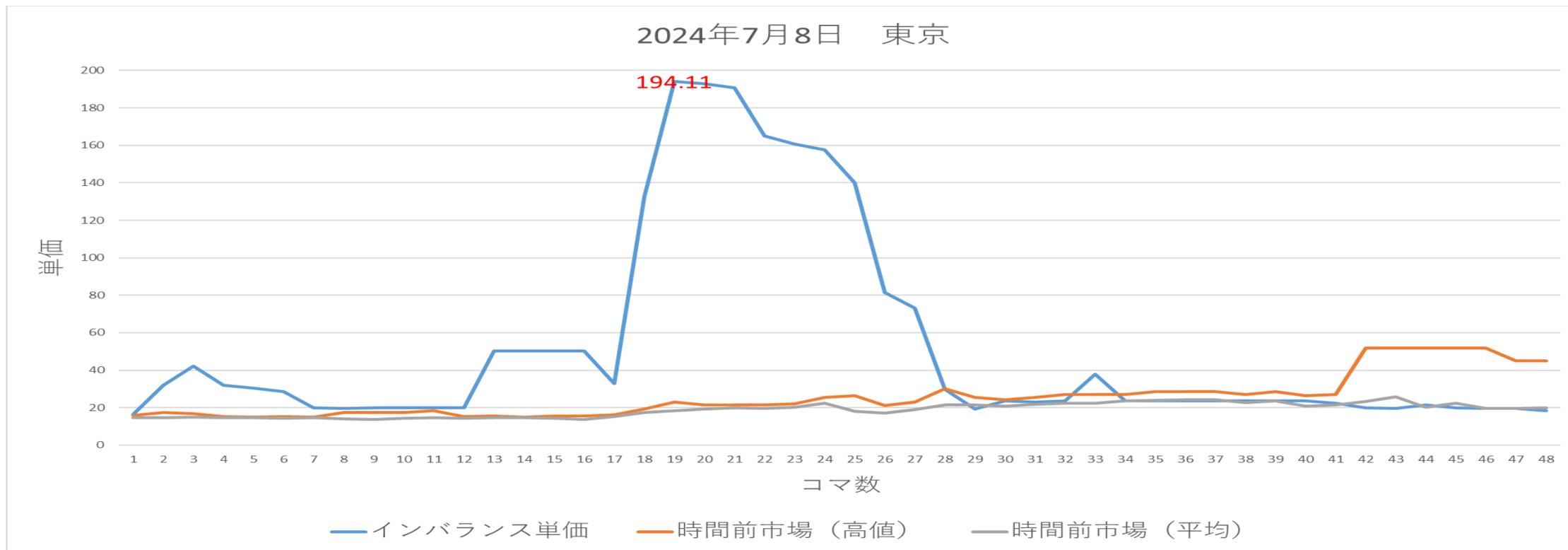
C値、D値の見直しの必要性

- 前回会合において、一般送配電事業者、発電事業者、小売電気事業者、DR事業者から、C値、D値等の見直しについて、それぞれの立場でプレゼンいただいた。
- C値については、価格シグナル効果による系統利用者への適切な計画遵守インセンティブ、DR等の追加的な供給力確保等の観点で引き上げが必要であるという意見が多くあった一方で、C値の引き上げに当たっては、長期間上限価格が続いたときの措置や段階的な引き上げ、算定諸元となる広域予備率の適正化、調整力kWh市場の流動性の確認など、また、C値引き上げ後も定期的なモニタリングの実施を行うべきなど幅広い視点から意見をいただいた。
- これらの意見を踏まえ、C値、D値について、次頁以降、更に検討を行った。

インバランス料金と時間前市場価格との比較①

2024年7月8日 東京エリア

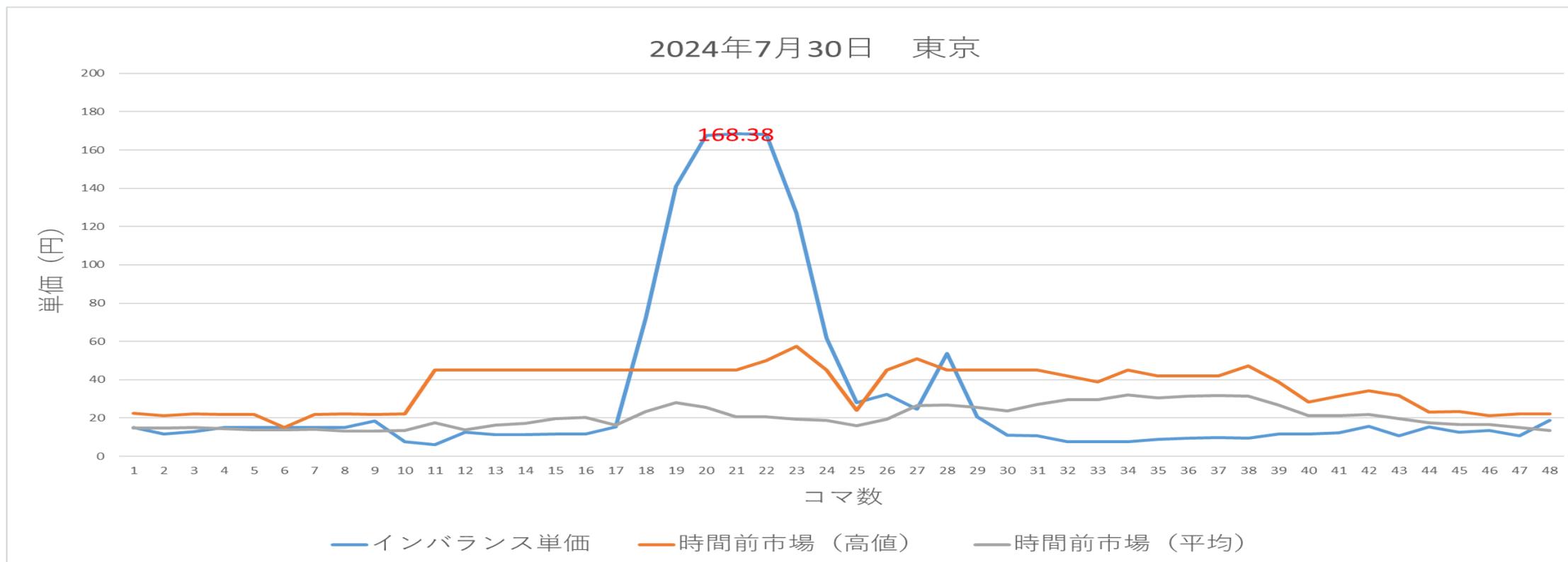
- 今夏の広域予備率低下時におけるインバランス料金と時間前市場価格の推移を比較したところ、インバランス料金の上昇に比して、時間前市場価格が十分に上昇していないことが確認された。



インバランス料金と時間前市場価格との比較②

2024年7月30日 東京エリア

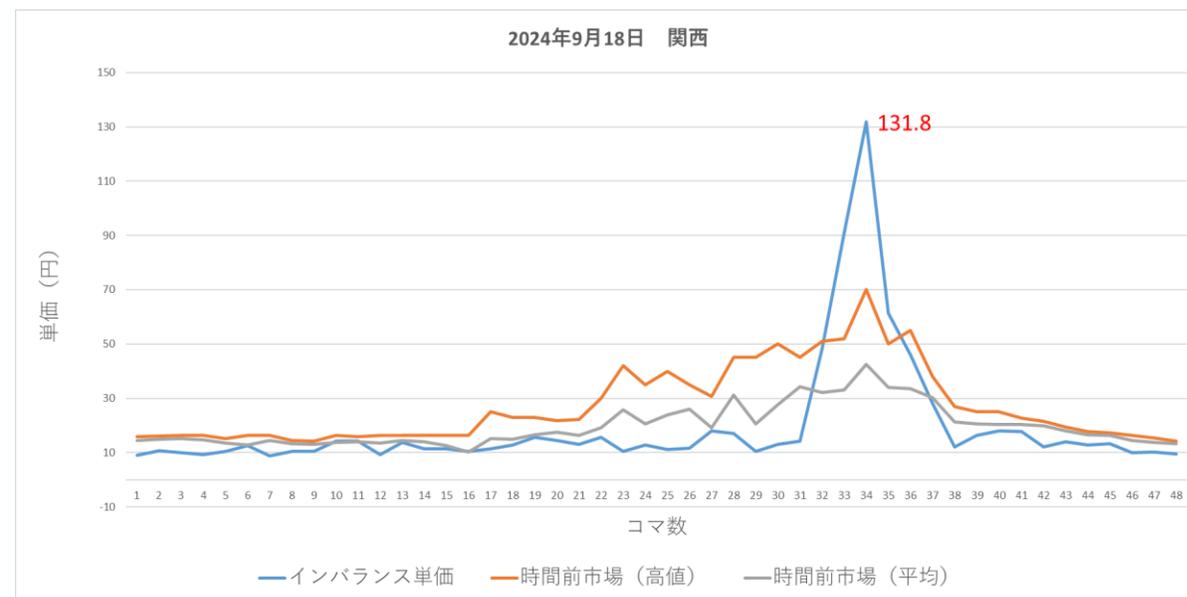
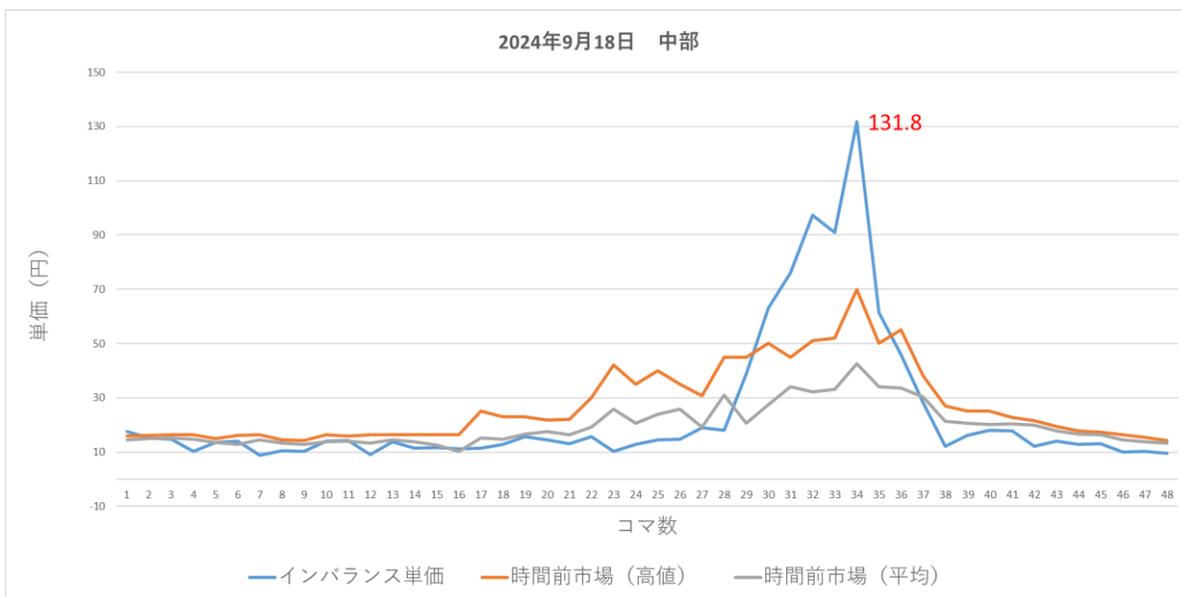
- 今夏の広域予備率低下時におけるインバランス料金と時間前市場価格の推移を比較したところ、インバランス料金の上昇に比して、時間前市場価格が十分に上昇していないことが確認された。



インバランス料金と時間前市場価格との比較③

2024年9月18日 中部・関西エリア

- 今夏の広域予備率低下時におけるインバランス料金と時間前市場価格の推移を比較したところ、インバランス料金の上昇に比して、時間前市場価格が十分に上昇していないことが確認された。

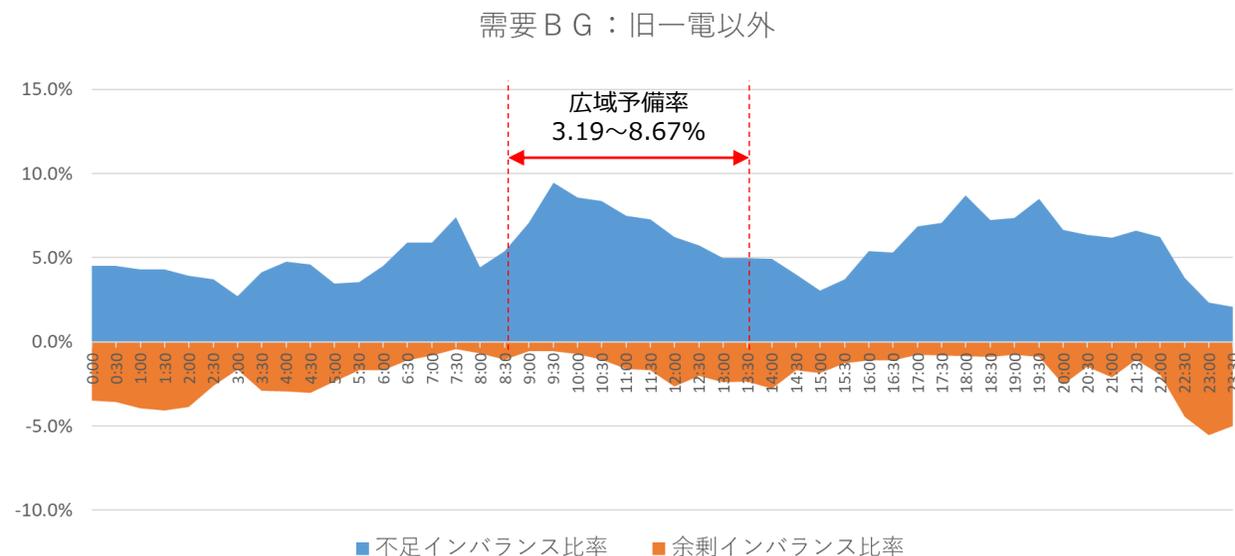
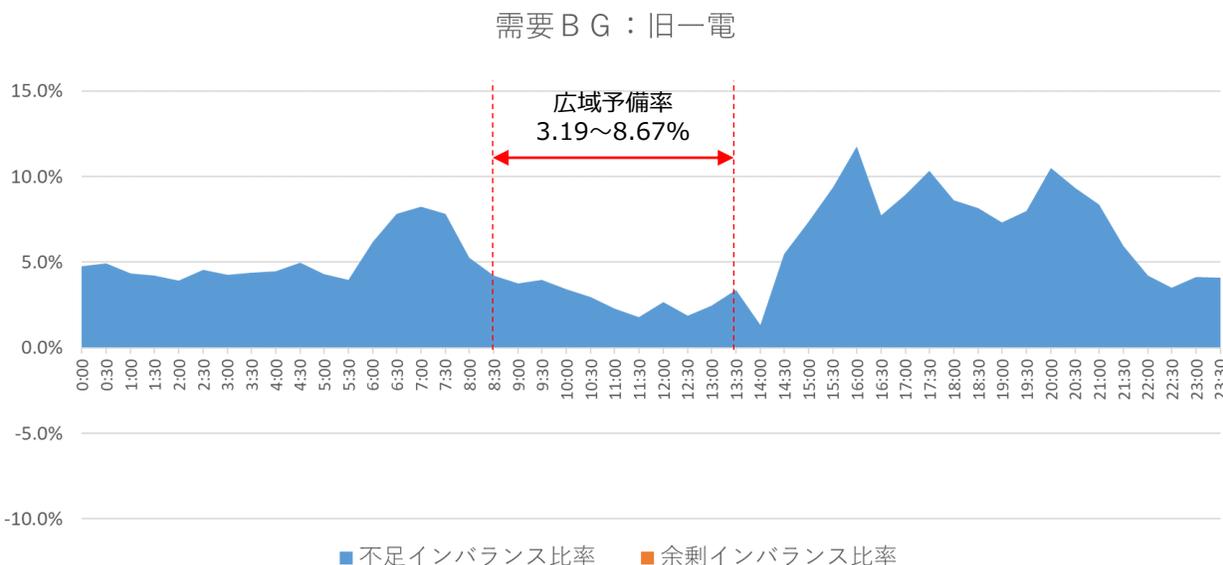


インバランスの発生状況①

2024年7月8日 東京エリア（需要BG）

- 今夏の広域予備率低下時における需要BGのインバランス発生状況を確認したところ、以下のとおりであった。
- 広域予備率が低い時間帯では、旧一電の不足インバランス比率は旧一電以外のそれよりも低い。また、旧一電以外は、余剰インバランスも発生している。

2024年7月8日 東京エリア（需要BG）



不足インバランス比率 = 不足インバランス量 / 計画電力量

余剰インバランス比率 = 余剰インバランス量 / 計画電力量

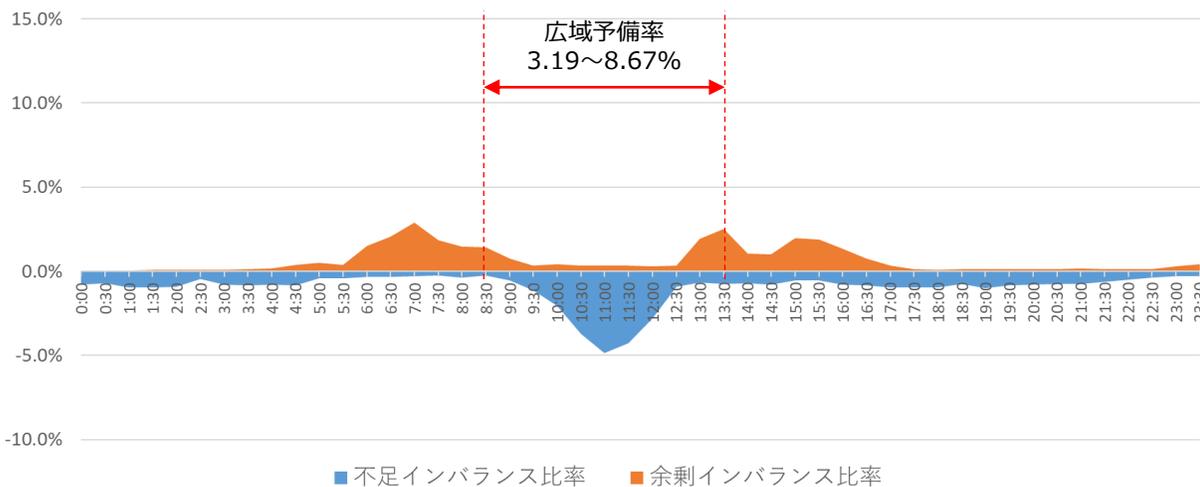
インバランスの発生状況②

2024年7月8日 東京エリア（発電BG）

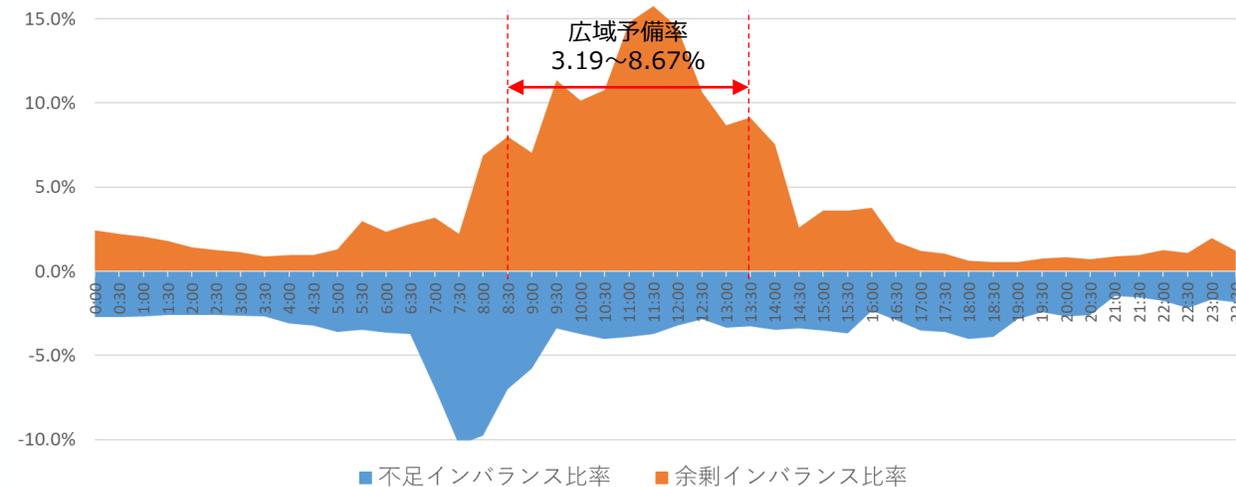
- 同様に発電BGのインバランス発生状況を確認したところ、以下のとおりであった。
- 旧一電以外の余剰インバランス比率が高いが、追加供給力対策として、安定電源への電気の供給指示が発出されており、その影響により、余剰インバランスが発生していると推察される。

2024年7月8日 東京エリア（発電BG）

発電BG：旧一電・JERA



発電BG：旧一電・JERA以外



不足インバランス比率 = 不足インバランス量 / 計画電力量

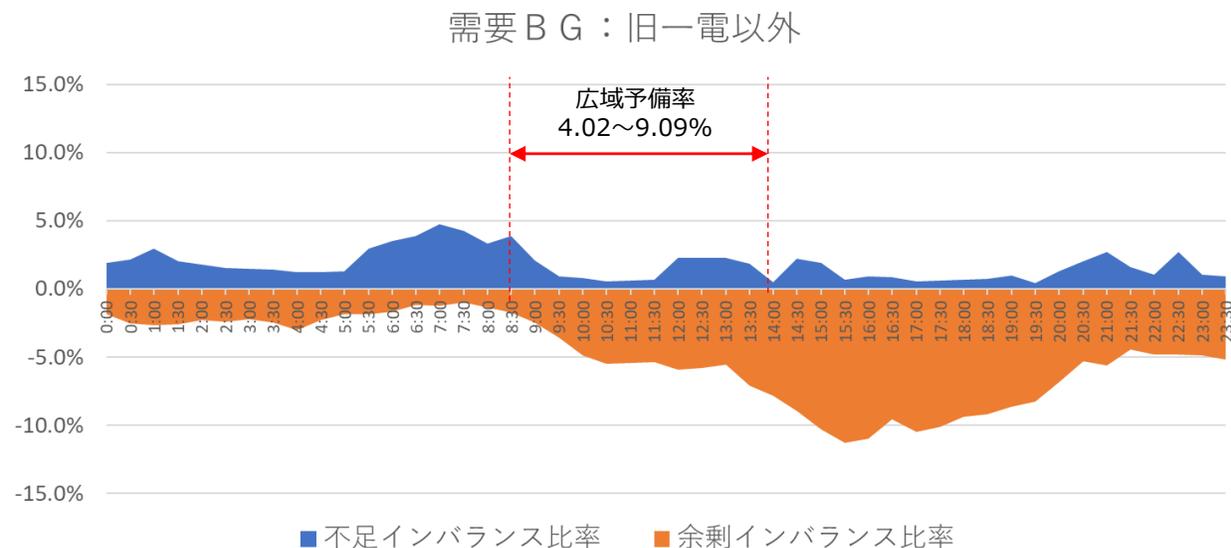
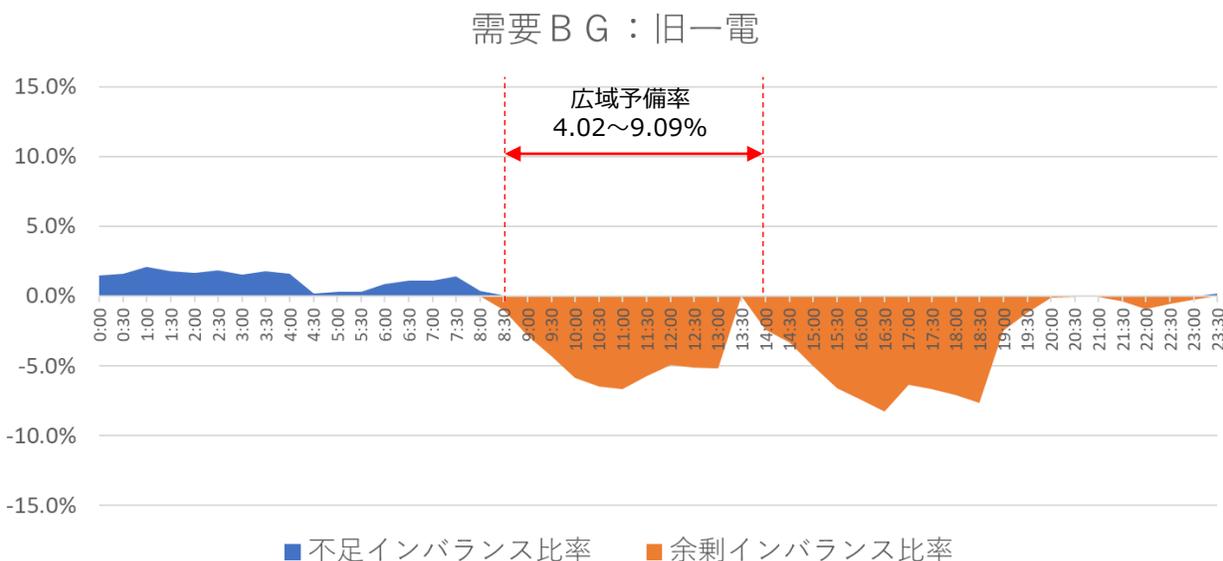
余剰インバランス比率 = 余剰インバランス量 / 計画電力量

インバランスの発生状況③

2024年7月30日 東京エリア（需要BG）

- 今夏の広域予備率低下時における需要BGのインバランス発生状況を確認したところ、以下のとおりであった。
- 旧一電、旧一電以外のいずれも、余剰インバランス比率が不足インバランス比率よりも高い。前日が高需要だったため、需要計画を高め設定していた可能性が考えられる。

2024年7月30日 東京エリア（需要BG）



不足インバランス比率 = 不足インバランス量 / 計画電力量

余剰インバランス比率 = 余剰インバランス量 / 計画電力量

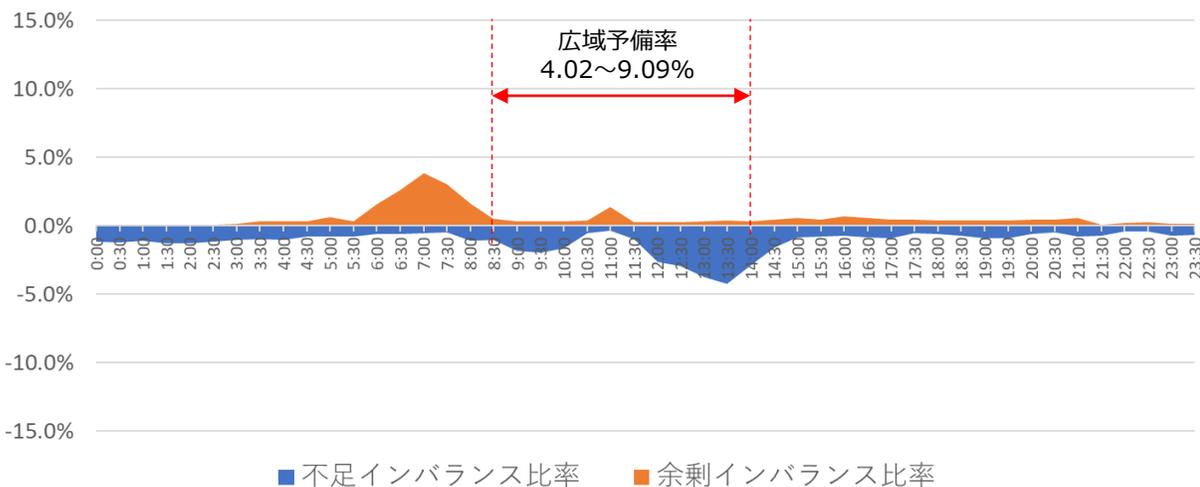
インバランスの発生状況④

2024年7月30日 東京エリア（発電BG）

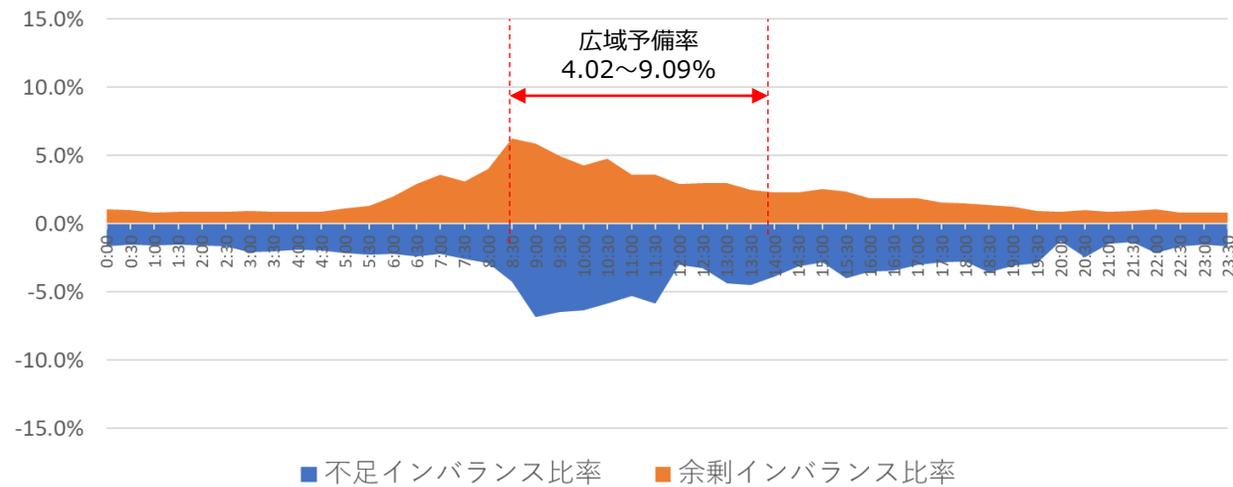
- 同様に発電BGのインバランス発生状況を確認したところ、以下のとおりであった。
- 7月8日と同様に、旧一電以外の余剰インバランス比率が高いが、追加供給力対策として、安定電源への電気の供給指示が発出されており、その影響により、余剰インバランスが発生していると推察される。

2024年7月30日 東京エリア（発電BG）

発電BG：旧一電・JERA



発電BG：旧一電・JERA以外



不足インバランス比率 = 不足インバランス量 / 計画電力量

余剰インバランス比率 = 余剰インバランス量 / 計画電力量

D値の見直しについて①

D値の考え方

- 補正インバランス料金のDの設定は、補正料金算定インデックスの水準が8%までは確保済みの電源I'で需給対策が行われると考えられ、8%までは電源I'のコストのみを反映することが合理的との考えから、確保済みの電源I'のコストとして45円/kWhを適用した。
- すなわち、D値は、確保済みの追加供給力対策のコストを反映するという考え方によっていることから、D値の見直しに当たっては、現状の追加供給力対策を踏まえる必要がある。

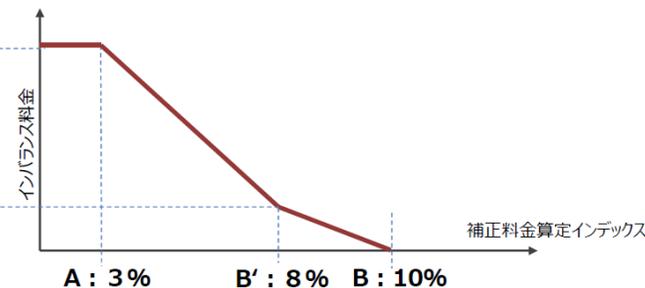
補正インバランス料金におけるDの設定について

第43回制度設計専門会合 資料5
(2019年11月)

- 2020年度以降、全てのエリアで電源I'（容量市場受渡し開始後（2024年度以降）は発動指令電源）を確保する予定であることを踏まえると、一定の水準（以下のB'）までは確保済みの電源I'で需給対策が行われると考えられ、その水準までは電源I'のコストのみを反映することが合理的と考えられる。（これより「補正料金算定インデックス」が低下すると、新たに供給力を確保する必要性が発生。）
- したがって、Dの設定は、確保済みの電源I'のコスト（例えば、電源I' 応札時に応札者が設定するkWh価格の上限金額の各エリア最高価格の全国平均）とすることが適当ではないか。
- この価格は、直近の2019年度向け電源I'公募結果から試算すると、約45円/kWhとなる。当面はこの価格を前提に検討を進めつつ、電源I'の価格など市場環境等に大きな変化があった場合には必要に応じ見直しを行うこととしてはどうか。

C
緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するコストから見積もることが考えられるのではないか。

D
確保済みの電源I'のコストを反映することが考えられるのではないか。



※電源I'が実際に発動した場合、発動した電源I'のkWh価格は通常インバランス料金カーブに算入されることとなる。

電源I'以外の新たな供給力を追加的に確保することが必要になる区間
確保済みの電源I'で対応すると思われる区間
(Bから電源I'が稼働する確率が発生し、B'で100%稼働するという考え方)

D値の見直しについて②

現状の追加供給力対策について

- 現在、資源エネルギー庁及び広域機関では、今冬の追加供給力対策の実施順位について検討を行っており、広域予備率8%で実施される対策は、発動順に
 - ①揚水発電機の運用切り替え：
一般送配電事業者が一時的に貯水池全体の水位を主体的に運用する対策
 - ②安定電源への電気の供給指示：
一般送配電事業者からの電気の供給指示に基づき、GC以降の余力を供給力として提供する対策
 - ③余力活用電源の追加起動：
一般送配電事業者が余力活用契約に基づいて電源を追加起動する対策となっている。
- このとき、**発動順位が最後となる余力活用電源の追加起動が起動費を加味すれば最もコストが高い対策（広域予備率8%未満における限界的な対策）**になると考えられ、そのコストは、上げ調整費用（V1）+起動費（V3）となる。

(参考) 追加供給力対策の発動基準

- 今年度から新たに始まった追加供給力対策である発動指令電源の発動回数が全国的に増加傾向（契約上の上限が12回となっているところ、特に東京エリアでは9月時点で10回発動）であることを踏まえ、資源エネルギー庁の審議会において、発動基準が8%から5%に変更された。これに伴い、その他の追加供給力対策を含めて全体的な整理が行われた※。

※追加供給力対策の整理は今冬の暫定対応であり、運用実態も踏まえて、資源エネルギー庁の審議会において恒久的な対応策が検討される予定。

資源エネルギー庁
第82回電力・ガス基本政策小委員会
資料4（2024年10月）

電力広域的運営推進機関
第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1（2024年10月）

今冬に向けた追加供給力対策の発動基準の変更等

- 第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年10月23日）を踏まえ、今冬に向けた広域予備率改善の暫定的な対応として、**追加供給力対策の順番については、揚水発電機の運用切り替え及び余力活用電源の追加起動の発動基準をいずれも8%未満での実施に変更し、翌日計画公表以降で計上することとしてはどうか。また、増出力運転・ピークモード運転については、経済合理性等の観点から5%未満の対策とすることとしてはどうか。**
- 加えて、これまで**エリア予備率3%未満の見通しの場合に実施されてきた「需給ひっ迫融通」**は、広域予備率上は需給ひっ迫に至らない状況でも実施される場合があり、エリア間での融通であることを明確化するため、**今後は「エリア間補正融通」と名称を改めてはどうか。**

今冬に向けた暫定的な対応について（まとめ）

34

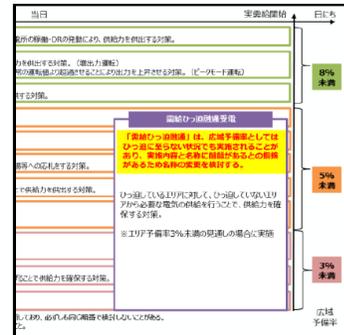
- それぞれの見直しの特徴を踏まえた当面の暫定的な対応として、揚水発電機の運用切り替えおよび余力活用電源の追加起動のいずれも8%で実施に変更することとしてはどうか。
- ただし、市場メカニズムによる需給対応を基本とするために、まずは翌日計画公表以降に限る対応としてはどうか※1。
- なお、5%未満の対策は、現行順序をベースにしつつ、経済合理性・設備上の制約の観点から、オーバーパワー運転等は基本的に発動指令電源の発動後に行うこととしてはどうか。
- また、8%未満の対策は、経済コストの観点、発電事業者・一般送配電事業者双方の実務的負担等を考慮して、基本的に揚水発電機の運用切り替え、電気の供給指示、余力活用電源の追加起動の順に行うこととしてはどうか。

※1 過度な追加対策の実施とならないよう、広域機関と一般送配電事業者間で需給状況を勘案し必要な発動量を確認のうえ実施する

追加供給力対策の発動基準の変更

現行	予備率	変更後	発動基準
増出力・ピークモード運転	8%	揚水発電機の運用切り替え	8%
安定電源への電気の供給指示	8%	安定電源への電気の供給指示	8%
揚水発電機の運用切り替え	5%	余力活用電源の追加起動	8%
余力活用電源の追加起動	5%	発動指令電源の発動	5%
発動指令電源の発動	5%	増出力・ピークモード運転	5%
自家発電き増し要請	5%	自家発電き増し要請	5%
水力両用機の切り替え	5%	水力両用機の切り替え	5%

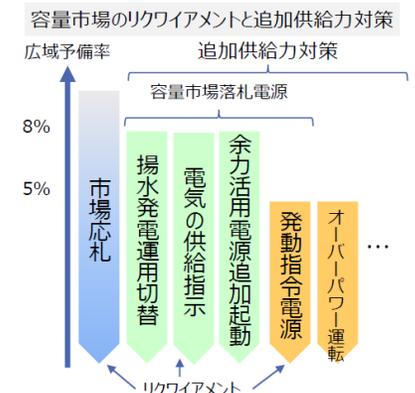
「需給ひっ迫融通」の名称変更



59

項目	現行基準	暫定対応
オーバーパワー運転等	8%	5%
安定電源への電気の供給指示	8%	8%
揚水発電機の運用切り替え	5%	8%
余力活用電源の追加起動	5%	8%
発動指令電源の発動	5%	5%
自家発電き増し要請	5%	5%
水力両用機の切り替え	5%	5%

(補足) 対策の実施は、実施に要する時間や需給状況等を踏まえて判断するため、必ずしもこの順位によらない



46

※ 対策の実施は、実施に要する時間や需給状況等を踏まえて判断するため、必ずしもこの順位によらない
 出典：左図：第102回（2024年10月23日）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1を基に、資源エネルギー庁作成
 右図：第81回（2024年9月26日）電力・ガス基本政策小委員会 資料4

D値の見直しについて③

余力活用電源の追加起動に係るコスト

- 余力活用電源の追加起動に係るコストを把握するため、現在、需給調整市場システムに登録されている調整力のV 1、V 3のうち、直近1年分の実績からこれら費用の1 kWh当たりの単価を算出したところ、最高価格は47円～55円/kWhとなった。

余力活用電源の追加起動に係るコスト

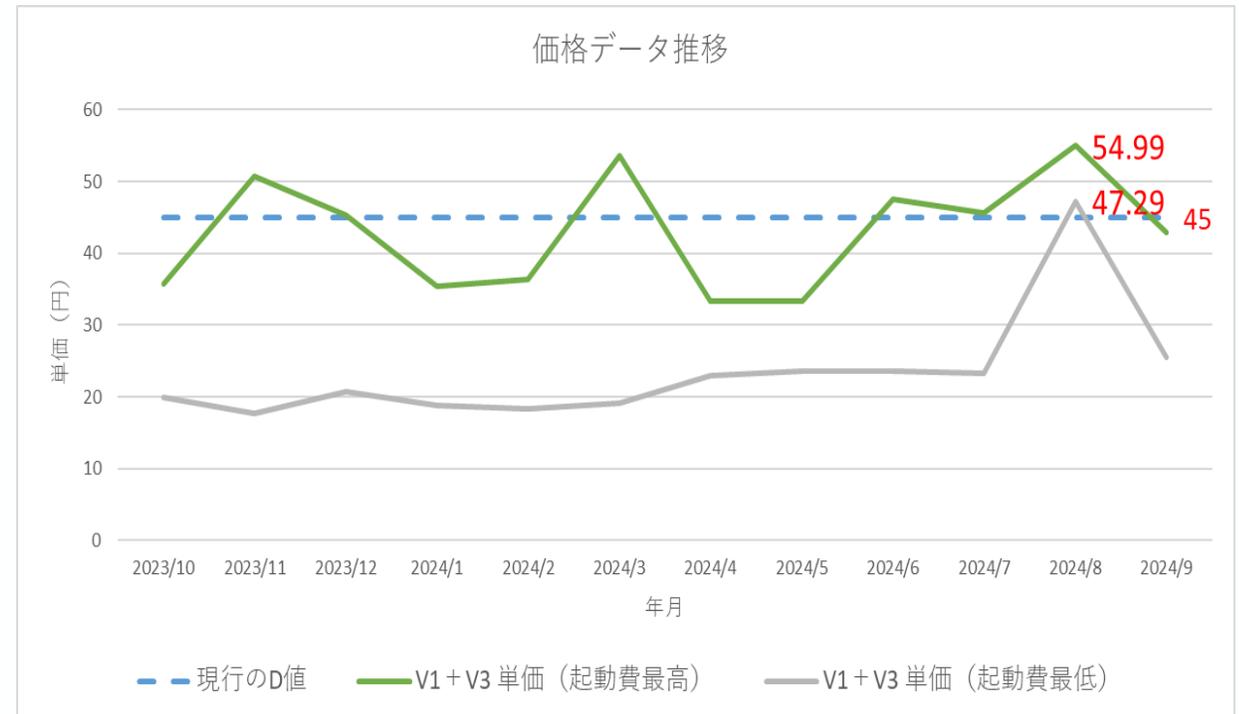
【試算方法】

- ① 需給ひっ迫時に追加起動指令がかかるのは、火力電源が主と想定し、需給調整市場システムから、火力電源のV 1 + V 3の各月の最高価格を抽出。
- ② なお、V 3は運転停止時間により異なるため、停止時間最長（V 3の最大値）と停止時間最短（V 3の最小値）の2パターンを抽出。
- ③ V 3は1回分の起動費であるため、以下の算式により1kWh当たりの単価に変換。

$$V 3の1kWh当たり単価 = V 3 / 定格出力 (kW) / 7時間※$$

※7時間は、電源I契約における運転継続時間（エリアにより異なり7～11時間/日）のうち、kW不足による需給ひっ迫対応の対策時間を考慮し、最短のものを設定。

- ⑤ V 1 + (kWh単価に換算したV 3)の最高価格を月別に整理すると、右のグラフのとおりとなる。



D値の見直しについて④

余力活用電源の追加起動に係るコスト

- 前頁のとおり、D値については、現状の確保済みの追加供給力対策のうち、最もコストが高いと考えられる余力活用電源の追加起動のコストを反映して、50円程度とするのが一案と考えられる。
 - 最高価格の55円は起動費が停止時間最長の場合で、47円は起動費が停止時間最短の場合であり、いずれも全ての追加起動電源が停止時間最長又は停止時間最短となることはあり得ないと考えられるため、中間的な50円程度とするという考え。
- 他方、10頁以降でお示したとおり、**補正料金算定インデックスを見直すこと**で、補正インバランス料金が適切に上昇し、追加供給力対策が発動する広域予備率8%付近でのBGの同時同量達成インセンティブを高めるという考え方もあり得る。
- 上記を踏まえれば、理論上は、**①補正料金算定インデックスのみを見直す、②D値の水準のみを見直す、③補正料金算定インデックスとD値の双方を見直す**、といった選択肢が考えられるがどうか。
- いずれにしても、次回以降の会合にて行う過去の需給ひっ迫事例を用いた影響度分析を踏まえて、検討を深めていきたい。

C値の見直しについて①

C値の考え方

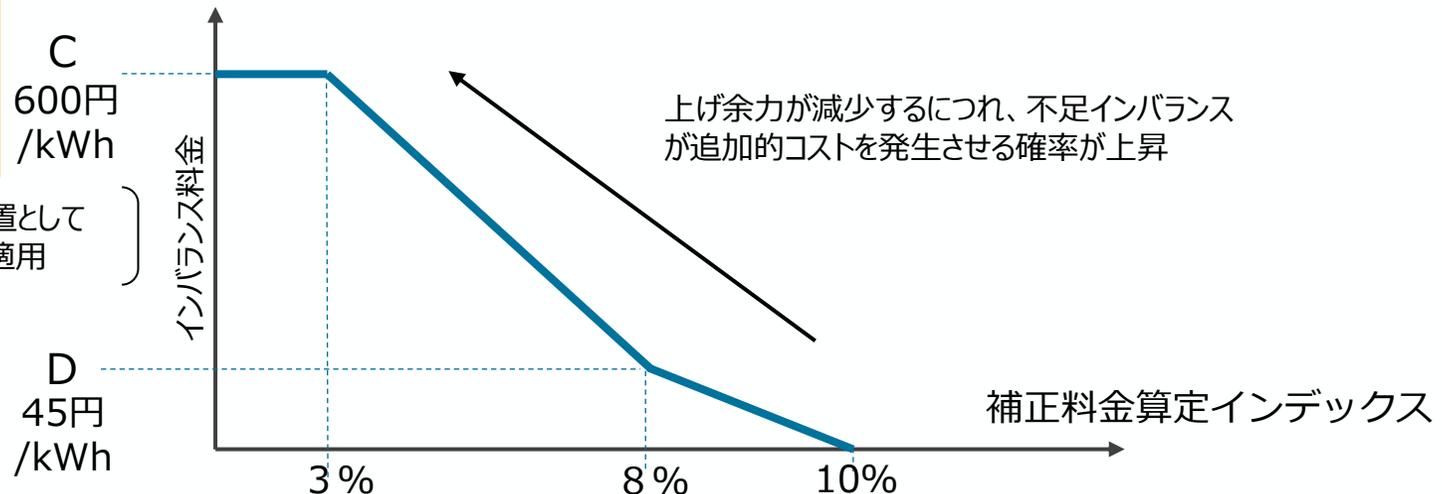
- **補正インバランス料金のCの設定**は、需給ひっ迫時の不足インバランスが、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、一般送配電事業者による緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながることから、**緊急的に供給力を1 kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1 kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するコストから見積もることとした**。具体的には、当時は、全国の電源I'の応札額を参考に、複数回発動でのコスト回収額を基に600円/kWhを適用した。
- したがって、**C値の見直しは、電源I'の調達価格ありきではなく、「緊急的に供給力を1 kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1 kWh確保するために十分な価格」として、何が考えられるかを検討する必要がある**。

需給ひっ迫時の補正インバランス料金

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

〔 現在は、暫定的措置として
200円/kWhを適用 〕

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。



C値の見直しについて②

C値の検討

- C値の考え方を踏まえ、現時点で取り得る数値を検討した。
- 容量市場の約定価格は年度毎に振れがあるため、C値として引用するには不安定な面がある（ただし、2025年度から2027年度までの**3年分の平均を取ると約300円**）。
- 重負荷期（夏・冬）の安定供給に必要な予備力確保の目的で実施する**追加供給力公募（kW公募）から試算した場合、300～900円程度**となり、直近の**2023年度夏季公募で試算すると300円台**であった。また、これまでのkW公募の**最高価格をDRに限定して試算すると、323円**であった。
- また、今年度から募集開始された予備電源公募もC値の参考となり得るが、初回募集には応札がなかった。
- なお、C値は、長期間上限価格が継続した場合の措置など他の検討事項の内容を踏まえ総合的に検討する必要がある。

容量市場の約定価格を参考にした場合※1

	2025年度	2026年度	2027年度
約定価格（円/kW）の 最高値	5,242	8,749	13,287
約定価格（円/kW・回・h）	146	243	369
約定価格（円/kW・回・h）+45円/kWh	191	288	414

※1 制度変更があったため、2024年度の価格は検討から除外した。

3力年の平均値：298円

追加供給力公募（kW公募）を参考にした場合

	2021年度 冬季東京	2022年度 夏季全国	2022年度 冬季東日本
最高落札価格（円/kW）	15,530	13,718	30,696
最高落札価格（円/kW・回・h）	431	381	853
最高落札価格（円/kW・回・h）+45円/kWh	476	426	898

	2022年度 冬季西日本	2023年度 夏季東京※2	DR 2022年度 夏季・冬季
最高落札価格（円/kW）	25,557	非公表	10,000
最高落札価格（円/kW・回・h）	710	300～400	278
最高落札価格（円/kW・回・h）+45円/kWh	755	300～400	323

※2 2023年度は約定価格非公表のため、価格帯で表記

(参考) 海外における補正インバランス料金の上限価格

- 諸外国の補正インバランス料金の上限価格は、概ね数百円～千円程度に設定されている。

諸外国の需給ひっ迫時補正インバランス料金の事例

各国、VOLL (停電の価値6,000£/MWh (国により異なる)) × LOLP (停電確率) で算出。LOLPの最大値は1。

- 英国：VOLL = £ 6,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約900円/kWh
- テキサス州：VOLL = \$ 9,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約1,000円/kWh
- アイルランド：VOLL = € 3,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約450円/kWh

国名・制度の名称	概要	インバランス価格等の決め方
イギリス Reserve Scarcity Pricing	系統予備率が低下するとインバランス料金が上昇する	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値6,000£/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、系統予備率が下がると上昇
ドイツ	調整力の余力が一定以下になるとインバランス料金を引き上げ	TSOが確保したSCR・MRの80%以上を使用した場合、以下の補正を行う。 【系統不足の場合、以下の大きい方】 ①1.5倍にする、②100€/MWhを加算する 【系統余剰の場合、以下の小さい方】 ①0.5倍にする、②100€/MWhを減算する
テキサス Operating Reserve Demand Curve (ORDC)	運用可能なリザーブが減ると卸売り市場のリアルタイム価格が上昇	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値\$9,000/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、Reservesが減ると上昇
アイルランド Administered Scarcity Pricing	運用可能なリザーブが減るとバランシング市場の価格が上昇	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値€3,000/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、Short term reservesが減ると上昇
ニュージーランド	Price ManagerがScarcity Pricing Situationを宣言した場合、卸売市場価格が上昇	供給余力が一定以下になるとPrice ManagerがScarcity Pricing Situationを宣言 卸売市場価格を\$10,000/MWh以上にする。

C値の引き上げによる不適切な行動に対する対応①

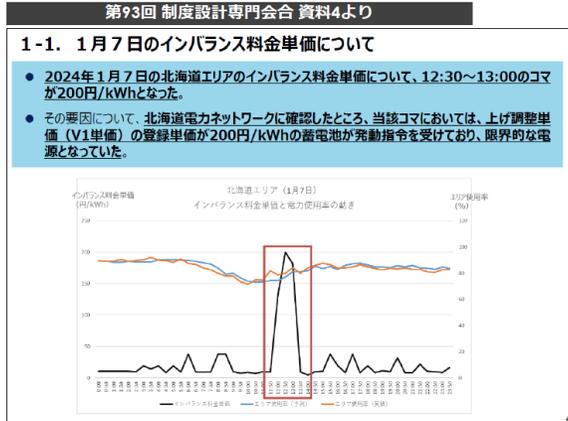
前回会合で示された懸念

- 前回会合での事業者からのプレゼンにおいて、C値の引き上げが与える影響として、2024年1月7日に北海道エリアで発生したV1をC値で登録した事案について、再発の懸念を示す意見があった。
- 本事案は、ある蓄電池事業者が、小売事業者との契約においてスポット市場後の充電による電力供給はインバランス料金で精算するという事になっているため、V1の諸元となる充電電力量費用をC値とすることで、事後の小売事業者との精算において損失を発生させないことを意図した行為であり、これによりインバランス料金が需給状況とは無関係に高値となったもの。
- 本事案を踏まえた再発の懸念に対し、どのような対応が取り得るか検討した。

C値の上昇が与える影響 ① 需給調整市場

第2回制度設計・監視専門会合
資料3-3 (2024年10月)

C値の価格上昇により、需給調整市場およびインバランス価格が上昇するおそれ



蓄電池事業者が需給調整市場 (kWh市場) にてC値の200円を登録したことで、インバランス料金が高騰した事例あり

※その後当該事業者への対応策を求めたものの、需給調整市場ガイドラインにおける価格規律では、C値での入札は制限されていない。

C値上昇後に同事象が起こるおそれ

需給調整市場の流動性を向上させた上でC値の変更を行うことが不可欠

1. 現行のインバランス料金制度に対する現状認識

第2回制度設計・監視専門会合
資料3-4 (2024年10月)

(参考) 制度設計専門会合における過去の議論

- 北海道エリアにおいて、上げ調整単価が200円の蓄電池が発動指令を受け、限界的な電源となった事例が発生。この事業者は、インバランス料金単価の予想は難しいことから、損失リスクを排除するため、kWh単価を上限值200円として登録していたことが判明
- この事例を契機に、限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う事業者に対しては、インバランス料金単価の予測を行うことを求めることとなったが、C値引き上げに慎重な声も

- 2024年1月7日の北海道エリアのインバランス料金単価について、12:30~13:00のコマが200円/kWhとなった。
- その要因について、北海道電力ネットワークに確認したところ、当該コマにおいては、上げ調整単価 (V1単価) の登録単価が200円/kWhの蓄電池が発動指令を受けており、限界的な電源となっていた。

(蓄電池事業者の回答)

- 当該蓄電池事業者 (※1) は、小売電気事業者と電気需給契約をいっかつ、需給調整市場 (3次①及び3次②) に参加している蓄電池。
- 小売事業者との契約では、スポット市場の入札受付が終了する前日10:00以降に行われる充電 (計画変更) は、インバランス料金単価で精算することになっていた。
- 200円/kWhの価格を登録した前日は、複数ブロックで需給調整市場での約定がなされており、全てのブロックで発動されると充電量が不足することから、ブロックの合間で、急ぎ充電を行った (※2)。
- インバランス料金単価予想は非常に難しいことから、損失を出すリスクを排除するために、当日のkWh価格は上限値の200円/kWhとして登録した。
- 当日は複数ブロックで発動指令が出され、そのうちのひとつのコマが12:30~13:00であった (※3)。



第93回制度設計専門会合
資料4

第93回制度設計専門会合
資料4

C値の引き上げによる不適切な行動に対する対応②

監視等委員会として取り得る対応

- 需給調整市場ガイドラインに基づき解釈すれば、当該蓄電池事業者は、V1の限界費用に機会費用を考慮し、インバランス料金の予測値としてC値を引用したと考えられる。
- 第93回制度設計専門会合（2024年1月30日）における事務局の今後の対応としては、「**限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う事業者に対しては、インバランス料金単価の予測を行うことを求める**」ことと整理された。インバランス料金はタイムリーに情報公表されており、V1はゲートクローズまで変更可能であることから、これらの情報を参照することなく予測されたインバランス料金を基に設定されたV1は合理的とは言えないと考えられる。
- 上記を踏まえ、**一般送配電事業者にも協力を求めながら、V1（及びV2）の監視を行っていくこととし、機会費用を含む限界費用にインバランス料金の予測値を引用している事業者に対しては、必要に応じてその予測方法について確認していくこととしたい。**
- 特に、余力活用契約のないリソースについては、V1のみの価格登録となり需給調整市場ガイドラインで規定するV1V2スプレッド20%以内の抑止効果が機能しないため、より厳格に監視を行っていく。
 - 余力活用契約のあるリソースについては、V1のマーヅンを高額に設定することは、V1V2スプレッド20%以内の抑止効果によりV2の価格も上がることとなり、一定の抑止が可能。

※なお、V1の登録において、合理的に説明がつかないインバランス料金の予測値を引用した場合、状況によっては「適正な電力取引についての指針」における需給調整市場の相場操縦行為「インバランス料金その他電力に関係した取引を自己に有利なものとするを目的として、取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動させること」に該当する可能性もあり得る。

(参考) 過去の制度設計専門会合における本事案を踏まえた対応 ／適正な電力取引についての指針 (需給調整市場の相場操縦行為)

第93回制度設計専門会合
資料4 (2024年1月)

適正な電力取引についての指針 (抜粋)

1-3. 事務局評価 (200円/kWhの電源等について)

- 当該蓄電池事業者は、小売事業者との契約内容及び充電計画の運用上、上げ調整力単価についてインバランス料金単価が限界費用となることから、限界費用をインバランス料金単価予測値で登録していた。
- インバランス料金単価の予測が外れた場合、当該蓄電池事業者に利益もしくは損失が発生する。そのため、当該蓄電池事業者は、リスクを回避する目的から、インバランス料金単価上限値200円/kWhを上げ調整単価とし登録していた。
- 前日市場のようなシングルプライスオークションの場合は、リスク回避の価格で応札したとしても市場の需給によって適切な水準に価格が決定するが、需給調整市場のkWh価格の場合、発動された場合には当該価格で対価が支払われる仕組みとなっている。
- 200円/kWhは、前日市場や時間前市場の実勢価格と著しい乖離があり、需給調整市場ガイドラインは、「全ての事業者について、その登録 kWh 価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当」としていることから、同様の状況が継続する場合、更に状況を精査することとしてはどうか。
- **また、限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う事業者に対しては、インバランス料金単価の予測を行うことを求めることとしてはどうか。**
- なお、計画値同時同量を遵守する観点からは、蓄電池の充電計画は計画変更分も含め、BGの需要計画に含まれることが適当であると考える。

イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為

○ 相場操縦

需給調整市場における適正な価格形成を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

① 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと。具体的には以下のものがある。

(a) 市場分断の傾向の分析や事前に入手した地域間連系線の点検情報等により、市場分断が起こることを予測した上で、継続的高値での入札（下げ調整の場合は、継続的安値での入札）や売惜しみ等を行って市場相場を変動させること

(b) **インバランス料金その他電力に関係した取引を自己に有利なものとする**ことを目的として、**取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動させること**

(c) その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げる（下げ調整の場合は、つり下げる）ため売惜しみをすること）

② 市場相場を変動させることを目的として需給調整市場の需給・価格について誤解を生じさせるような情報を広めること。

今後の進め方

- 今回は、補正料金算定インデックス、長期間上限価格が継続した場合の措置、C値・D値の数値等について検討した。
- 次回以降、過去の需給ひっ迫事例を基に、補正料金算定インデックス、C値・D値を見直した場合の影響額分析を行い、この結果を踏まえながら、各措置の検討を更に深めることとしたい。