

インバランス料金制度の見直しについて (補正料金算定インデックスの見直し)

第84回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年4月25日(火)

これまでの議論について

- 第82回制度設計専門会合（2023年2月）において、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（広域予備率）と一本化するにあたり、広域予備率及び補正料金算定インデックスを需給ひっ迫時補正インバランス料金の基礎とした場合の、ひっ迫時のインバランス料金の試算値を計算し比較することで、需給バランス確保や小売り競争上の観点などから問題が無いか次回以降で確認することとしていた。
- 今回は、前回会合を踏まえ、上記試算値の計算・比較をしたため、需給バランス確保や小売り競争上の観点などから問題が無いかご議論いただく。

【参考】2022年度以降のインバランス料金制度について（中間とりまとめ）

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

	電源種別	「補正料金算定インデックス」における各電源の供給力の算定方法
調整電源 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力等	起動並列している電源の最大出力を計上
	一般水力 貯水式、 調整池式	以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定（※） 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量／3時間＋発電計画値（BGと共用の場合）
	揚発 純揚水・ 混合揚水	以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定（※） 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量／3時間＋発電計画値（BGと共用の場合）
非調整電源 (電源Ⅲ)	火力・原子力・ 一般水力・揚発等	発電計画値を計上（一般送配電事業者の緊急確保自家発電は含めない）
	太陽光・風力	気象予測に基づく出力想定値

※ 3時間は、点灯ピーク等のピーク時間に合わせ貯水量を全て使い切ることを想定。そのコマにおいて下池の制約等がある場合にはそれも考慮する。
※ 貯水式・調整池式は、最大出力に比べ上池が十分に大きい設備が多いことから、下池制約等を考慮した上で最大出力のみを用いることも一案。

各コマの「補正料金算定インデックス」の諸元となる広域エリア内の供給力及びエリア需要は、ゲートクローズ時点における予測値を用いる。

なお、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（広域予備率）と一本化することを目指す。

2024年度以降の需給ひっ迫時補正インバランス料金について

- 節電の呼びかけなどの需給ひっ迫に関わる社会的対応が、広域予備率に基づいて行われることから、広域予備率とインバランス料金の値動きが乖離することは基本的に好ましくないものと考えられる。
- このため、2024年度以降の需給ひっ迫時補正インバランス料金の算定の基礎としては、広域予備率を使用することが基本と考えられる一方で、ひっ迫時のインバランス料金の試算値を計算し比較することで、需給バランス確保や小売競争上の観点などから問題がないか次回以降で確認することとしてはどうか。

補正料金算定インデックスと予備率の相違について

- 補正料金算定インデックスと広域予備率の相違は、供給力の計上方法にある。
- **調整電源として使用される水力発電所**については、最大出力と比較して上池（貯水池）の貯水量が小さい揚水発電について、広域予備率においては、貯水量から発電電力量を算定した上で当日の予備率が一定になるように各時間帯の発電電力量を割り付けるのに対し、補正料金算定インデックスでは、3時間で貯水量を使用することを基本として発電電力量を割り付ける【次頁参照】。
- **緊急時の自家発電等**については、広域予備率では発動を決めた時点から供給力として織り込むが、補正料金算定インデックスでは供給力に織り込まないこととしている。

			広域予備率	補正料金算定インデックス
調整電源	火力等		起動並列している電源の最大出力を計上	同左
	一般水力	貯水式、調整池式	貯水量を基礎に発電電力量を算定し、時間帯ごとの計画発電電力量を供給力として織り込んだ上で、当日の各時間帯の予備率が一定となるように発電電力量余力を割り付ける。	以下 2 つの値のうち、小さいものを各時間帯ごとに算定 ①設備の最大出力 又は ②BGの発電計画値に加えて、想定貯水量を 3 時間で使用すると仮定した際の発電電力量
	揚水発電	純揚水・混合揚水	貯水量を基礎に発電電力量を算定し、時間帯ごとの計画発電電力量を供給力として織り込んだ上で、当日の各時間帯の予備率が一定となるように発電電力量余力を割り付ける。	以下 2 つの値のうち、小さいものを各コマごとに算定 ①設備の最大出力 又は ②BGの発電計画値に加えて、想定貯水量を 3 時間で使用すると仮定した際の発電電力量
非調整電源	火力・原子力・一般水力・揚水発電等		発動計画値を計上	同左
	太陽光・風力		気象予測に基づく出力想定値	同左
電源Ⅰ'			発動を決めた時点で反映可能なコマから計画に反映する。	同左 ※電源Ⅰ'の単価は、調整力の限界的なkWh価格に反映する供給力には織り込まない。
緊急時自家発電等			発動を決めた時点で反映可能なコマから計画に反映する。	※緊急時自家発電等の単価は、調整力の限界的なkWh価格に反映しない
マージン解放・運用容量拡大			受電側：供給力計上 送電側：供給力減少（※）	同左

※ 広域ブロックの変化により供給力が増減する場合もある

補正料金算定インデックスを広域予備率に一本化する際の検証

- 本年2月の第82回制度設計専門会合の議論を踏まえ、補正料金算定インデックスの広域予備率への一本化にあたっては、
 - ①補正料金算定インデックスと広域予備率の**計算方法の違いがもたらす影響**（**(A) 揚水潜在計算、(B) 追加供給力**）について**考察しつつ**、
 - ②**過去の需給ひっ迫時の両者の数値の違いや料金への影響**について確認し、
 - ③**その他の実務的な影響**について確認することとしたい。

揚水潜在計算の変更

- 揚水について、補正料金算定インデックスでは、3時間で貯水量を使用することを基本として発電可能電力量を供給力に計上することに対し、広域予備率では、貯水量を基礎として発電可能電力量を算定した上で当日の予備率が一定になるように各時間帯の発電可能電力量を供給力に計上する。
- そのため、補正インバランス料金の算定の基礎として広域予備率を使用する場合、一部の場面（定格出力ではなく上池の水の量によって制約が生じている場面）において、揚水による供給力が減少することになる。
- さらに、広域機関の委員会において、2025年度以降の翌々日の広域予備率48点の算出及び公表が整理されており、算出にあたり、揚水発電所の供給力計上方法について議論が行われている。

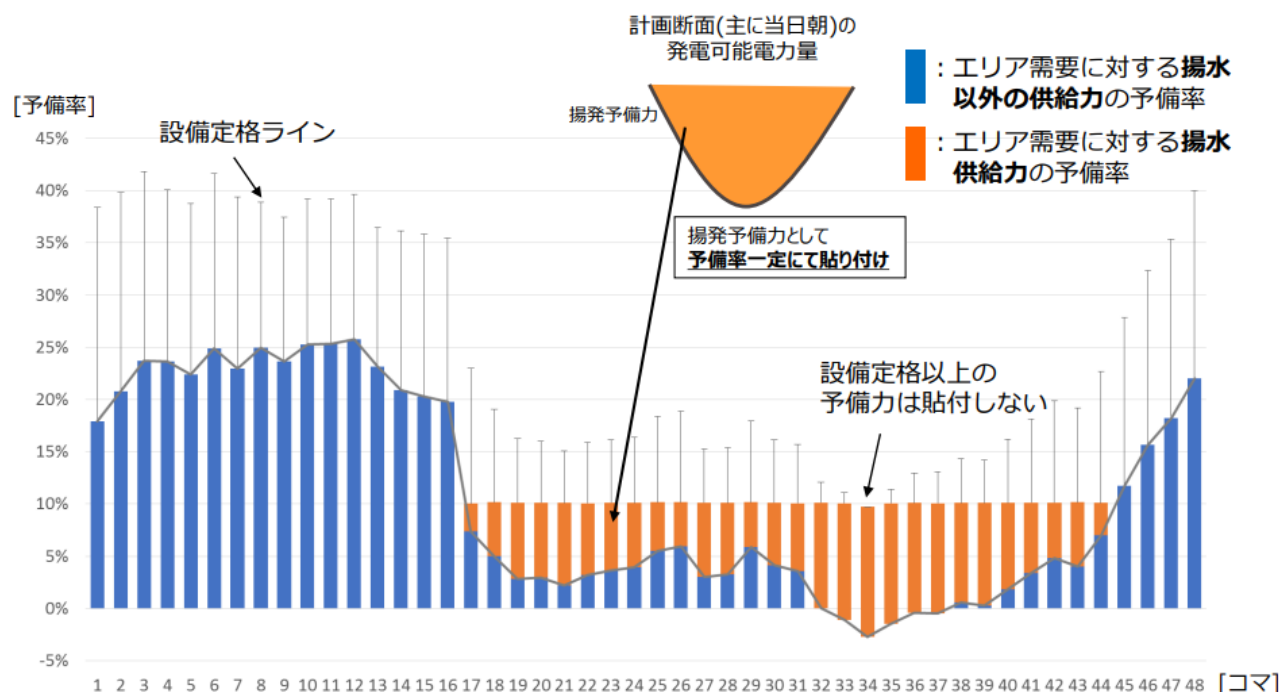
【参考】揚水潜在計算（現状）

- 現状、主に翌日から当日計画断面での揚発計算は、主に当日朝の発電可能電力量から揚発予定量を差し引き、残った水を予備率一定となるように割り当てる。
- 上記以降に揚発供給力を再計算した場合、再計算以前の使用しなかった水を再計算以降の他時間帯に割り当て、揚発予備力に加算する。

第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2020年1月)資料2 抜粋

①揚水以外の供給予備率を算出（図中青色）

②仕上がりの予備率が一定になるように上池貯水残を配分する。図は、主に当日朝計画時点。



(参考) 翌々日計画の概要

2024年度以降の翌々日計画に関する事業者説明会資料 P.4 (2023年3月29日)

1. 概要

4

- 第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、スポット市場の取引前に更新された広域予備率を基に需給注意報※の発出を検討することを目的として、**2024年度から翌々日断面において広域予備率を算出・公表**することが整理されています。

※ 容量市場のリクワイアメントに基づくものであり、資源エネルギー庁が発令する需給ひっ迫注意報(7スライド参照)とは別のもの

- また、第80回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、需給ひっ迫時における情報発信の重要性の高まりから、週間計画断面と比較して気象予測等の精度が向上する翌々日断面においては、**2025年度以降48点での広域予備率を算出・公表**することが整理されています。
- 翌々日計画における広域予備率の算出・公表にあたり、需要調達計画、発電販売計画及び需要抑制計画の提出事業者は、翌々日計画断面での計画提出が必要になります。
- 本資料では、**翌々日計画断面での計画提出に関する具体的な内容**について説明します。

<翌々日計画の概要>

時 期	広域予備率公表	計画提出方法
2024年度	最大需要時・最小予備率時の 2点 (kW)	期限までに計画対象日が含まれる最新の週間 計画を更新
2025年度以降	48点 (kWh)	期限までに翌日計画 (48点) と同様の様式 で提出

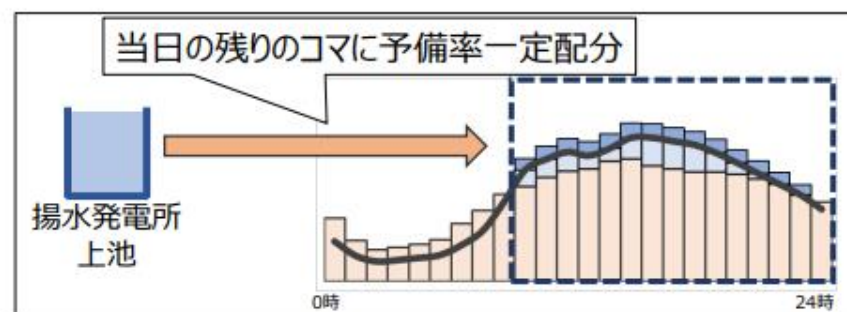
揚発予備力の計上方法（当日に更新する予備率）【現行】

20

■ 30分ごとに更新する当日の予備率（GC時点）においては、現行の算出方法として以下の2つがある。

① GC以降の当日に配分（現行）

2日目の需給に揚水残量を考慮せず、当日に使い切るように配分

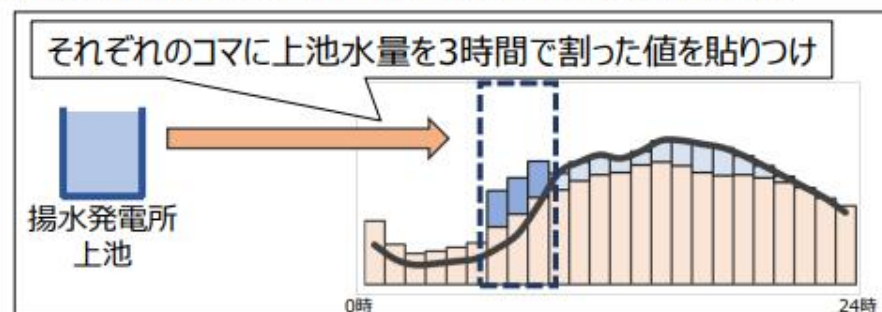


＜現時点で想定される評価＞

- 日付が変わる時点で大きく予備率が下がる。
- ひっ迫注意報等が発令され、翌日の需給ひっ迫が想定されている状況でも予備率が改善したように見える（需要家側への説明性。）
- 翌日に向けた夜間の需給対策の基準がわかりづらく、別途基準や揚水残量管理に基づく融通判断が必要。
- 予備率0%以下でも供給できる状況がある。ただし各コマ配分した揚水発電可能量＝設備容量とならない場合は他の案でも生じる。

② 3時間で使い切るように配分

補正料金算定インデックスにおいて用いている算定方法



＜現時点で想定される評価＞

- 3時間で配分し、それ以降の時間帯では予備率が大きく低下し、ひっ迫の判別が難しい。
- 足下の供給力としてあるものが計上されているため、その断面における実態に近い供給力を表している。
- 3時間で割った量を終日のコマに配分する場合は発電可能量を超えているため、適切なアラートにならないか。

揚発予備力の計上方法（当日に更新する予備率）【翌々日計画を踏まえた算定】

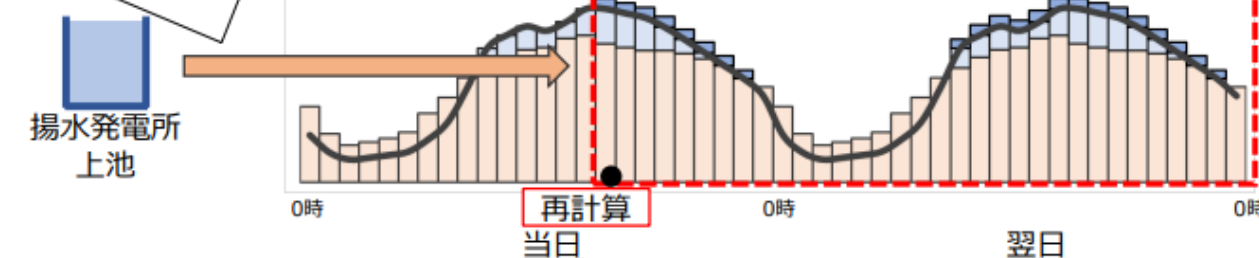
21

- 翌々日計画の48点化により、以下の2つの方法も可能となる。それぞれ夜間のポンプアップやエリア間融通による揚水の考慮など算定が複雑になることが想定されるが、当日に更新する予備率について、まずはそれぞれの算出方法についてケーススタディを行い、今後ご議論いただきたい。

③ GC以降の2日目まで配分

①を2日目まで引き延ばして、2日目まで使い切るように配分

GC時点の2日目終日まで全量貼り付け



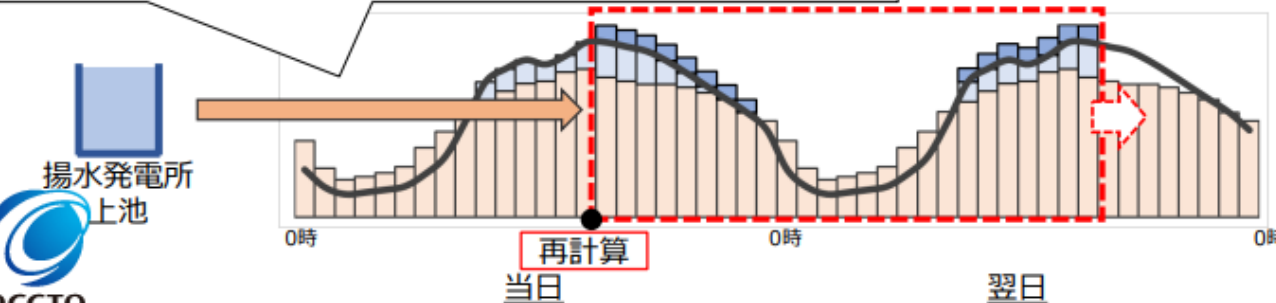
＜現時点で想定される評価＞

- 日付が変わる時点で大きく予備率が下がる。ただし①よりは緩和する。
- 前日公表時の1ステップ配分手法と親和性があるが、2日間に配分するため、予備率はこれまでよりも低くなる。
- 翌日の需給が当日予備率にも反映されるため、追加供給力対策を判断しやすくなる。

④ GC以降の24時間をスライドしながら配分

2日目の需給バランスを活用し、常に24時間で配分（前日18時公表の配分に近い予備率でスライドす

GC（再計算）時点から24時間の範囲に使い切るように配分



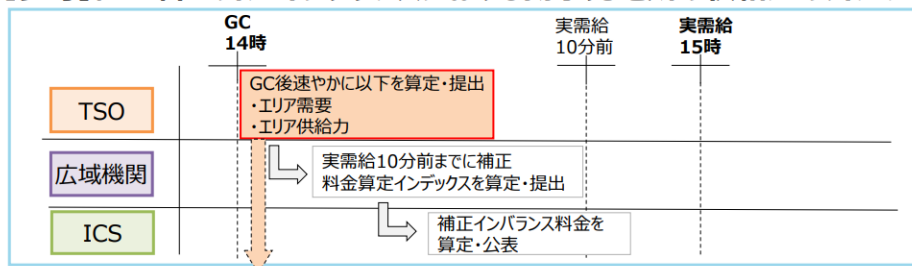
＜現時点で想定される評価＞

- 2ステップ配分手法と親和性があり、前日公表の予備率と同様に24時間に配分するため、連続性がある（ただしスポット市場結果の反映などによるギャップはある。）
- 計算が複雑でシステムに時間が掛かる可能性がある。

揚水潜在計算の変更

- 現行の補正料金算定インデックスにおいては、「設備の最大出力」と、「コマとして活用できる貯水量を3時間で割ったもの」のいずれか小さいものを供給力として織り込み。補正料金算定インデックスでは、需給ひっ迫時に揚水発電を短時間に最大限活用する前提で供給力を計上。
- これに対し、広域予備率においては、一日の中で計画的に揚水発電を活用することを前提としており、この考え方は**実運用にも近い**。
- 広域予備率については算定方法を見直し予定（前述）であるが、見直し後も実運用に近い形が保たれるため、**需給ひっ迫の情報を表す指標として適当**ではないか。
※他方、一般論として、今後の広域予備率の変更時には、インバランス料金を通じた市場参加者への影響も考慮することが必要ではないか。

【参考】補正料金算定インデックスにおける揚水発電所の供給力の算定方法



第82回制度設計専門会合資料 5（2023年2月）

揚水発電所における供給力の算定例

・「設備の最大出力」と「コマ（15時～15時30分）として活用できる貯水量／3時間」を比較し、補正料金インデックスの計算に活用

揚水発電所A(最大出力15万kW)のケース

15時（実需給）に調整力として活用できる貯水量
= 150万kW

・設備の最大出力：15万kW (小)

・そのコマで調整力として活用できる貯水量/3時間
: 50万kW (大)

15万kWを補正料金算定インデックスの計算に活用

揚水発電所B(最大出力15万kW)のケース

15時（実需給）に調整力として活用できる貯水量
= 30万kW

・設備の最大出力：15万kW (大)

・そのコマで調整力として活用できる貯水量/3時間
: 10万kW (小)

10万kWを補正料金算定インデックスの計算に活用

論点①：「補正料金算定インデックス」に用いる調整水力（揚水等）の供給力の算定方法

- 補正インバランス料金は、需給ひっ迫時における不足インバランスが追加的に発生させる社会的コストを一定の式を用いてインバランス料金に反映させるものであるから、以下のようなものであることが望ましい。
 - － そのコマにおいて真に必要となる追加的な対策の必要度合いを反映するものであること
 - － 透明性の高い算定方法であること（一般送配電事業者によるバラツキ等がないこと）
- これを踏まえ、「補正料金算定インデックス」に用いる調整水力の供給力については、以下のように、設備の最大出力及び貯水量を踏まえた単純な式でコマ毎の最大値を算定することとしてはどうか。

※ 将来的に、各一般送配電事業者における揚水等の運用が統一された場合においては、「補正料金算定インデックス」における算定方法をそれと整合的にすることも志向していく。

「補正料金算定インデックス」の算定に用いる調整水力の供給力の算定方法（案）

以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定

- ・設備の最大出力
- ・そのコマで調整力として活用できる貯水量／3時間 ＋ 発電計画値（BGと共用の場合）

※ 3時間は、点灯ピーク等のピーク時間に合わせ貯水量を全て使い切ることを想定。そのコマにおいて下池の制約等がある場合にはそれも考慮する。

※ 貯水式・調整池式は、最大出力に比べ上池が十分に大きい設備が多いことから、下池制約等を考慮した上で最大出力のみを用いることも一案。

（参考）各一般送配電事業者及び広域機関の予備率と今回提案の違いについて

各一般送配電事業者の予備率は、そのコマのみならず、その先の期間も含めて調整水力が運用できるよう、一定期間全体の需給バランスを考慮して貯水量の利用可能量を決定。計画停電の実施判断等においては、こうした考え方が合理的。

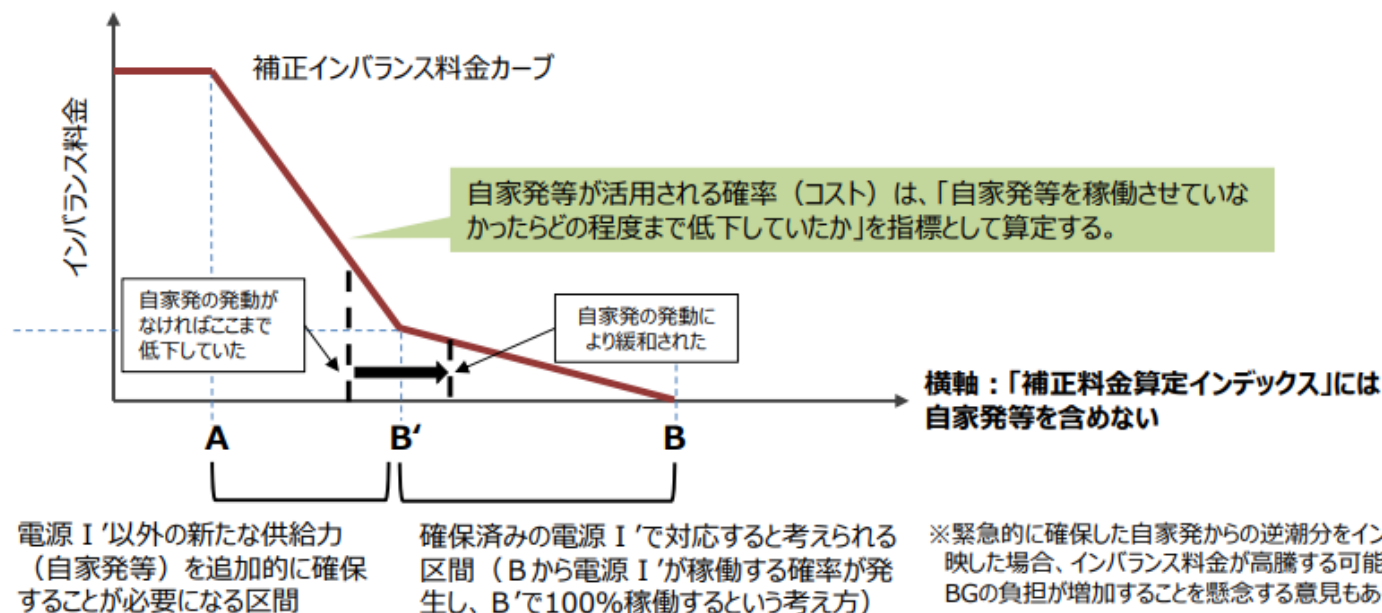
一方、今回提案した補正インバランス料金算定用の方法は、真に必要となる追加的な対策の必要度合いを反映するものとするため、不足インバランスの影響を最も控えめに見る方法とした。

追加供給力の算定方法の変更

- 自家発の焚き増しや電源Ⅱのオーバーパワーといった追加供給力について、補正料金算定インデックスでは供給力には計上していない一方で、広域予備率では発動を決めた時点から供給力として織り込むこととしている。
- 補正料金算定インデックスにおいて追加供給力を供給力に計上しなかった理由は、需給状況によっては追加供給力がメルिटオーダーに則った稼働にならないことや、追加供給力の費用が後日決定されるといった事情等があったためであり、このため、インバランス料金カーブ上の価格として反映させない一方で、供給力としても算定しないという整理をしたものである。
- そのため、補正インバランス料金の算定の基礎として広域予備率を使用した場合、追加供給力が供給力に計上されている範囲におけるインバランス料金価格の水準が問題となる。

インバランス料金への反映方法：緊急的に確保した自家発からの逆潮

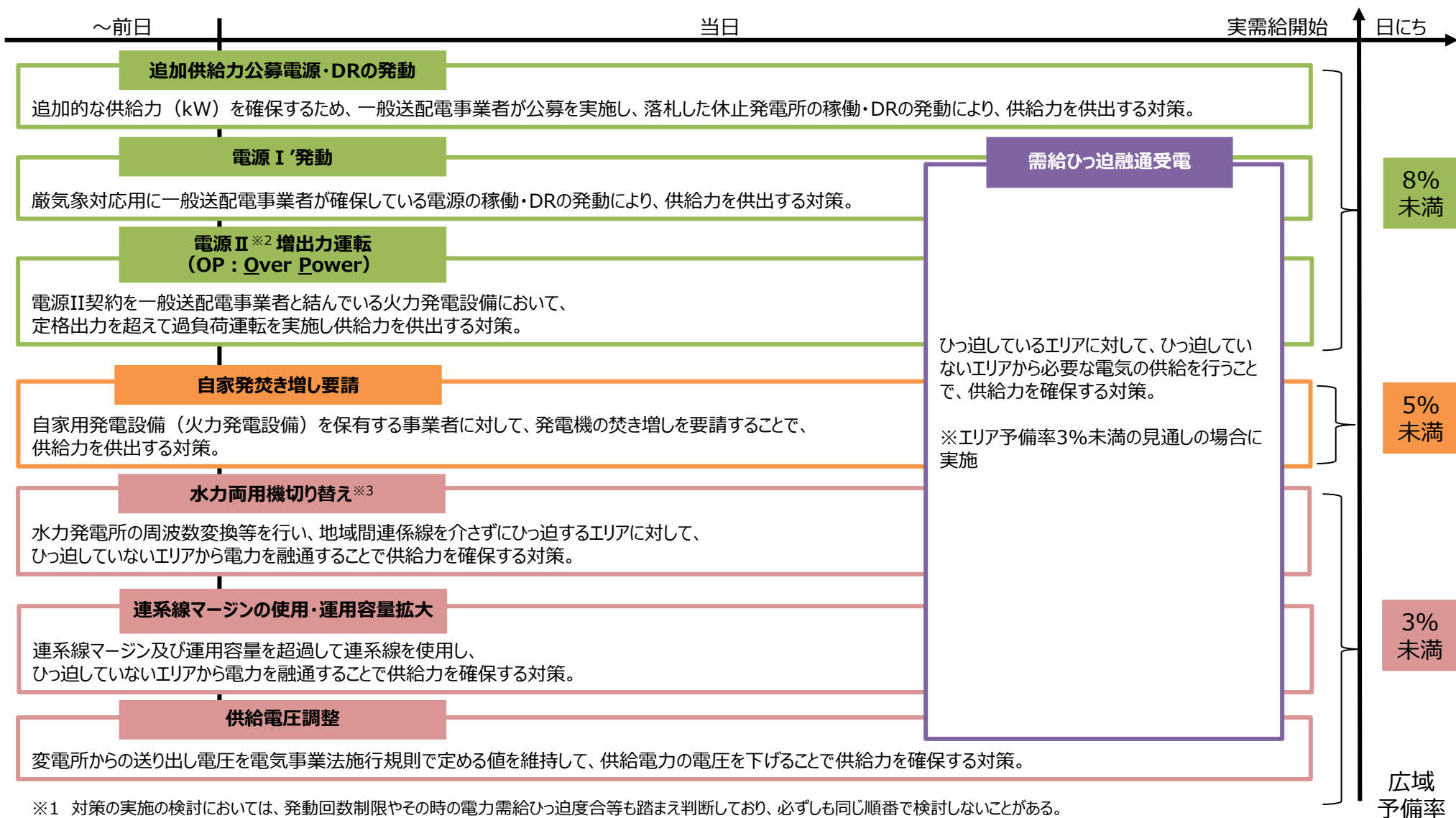
- 一般送配電事業者が緊急的に確保した自家発については、需給の状況に応じてきめ細かく出力を変更できない等の理由により、すべてのコマにおいてメリットオーダーに則った稼働になるとは限らないことや、調達価格についても後日交渉といった取扱いがされるケースがあり、その時点でkWh価格が確定してないことがあり得る。
- このため、インバランス料金への反映には、そのコマの電気の価値が適切にあらわされるよう、一定の仮定をおいた価格設定など何らかの工夫が必要であるが、早期の具体化は困難。
- したがって、当面の対応として、自家発等のkWh価格をインバランス料金に反映させることはせず、補正インバランス料金のカーブで代替し、横軸である「補正料金算定インデックス」には自家発等の稼働分を含めず、「自家発等を稼働させていなかったらどの程度まで補正料金算定インデックスが低下していたか」を指標として、そのコマにおける補正インバランス料金を算定することとしてはどうか。



【参考】追加供給力対策について

第53回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年9月) 資料3-2

- 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、調整の見通しがたったものから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 電源Ⅱとは、小売電気事業者の供給力などと一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源。

※³ 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Ⅱのオーバーパワーについて

- 電源Ⅱ オーバーパワーは、需給ひっ迫時等において、一般送配電事業者の指令に従い定格出力を超えた発電を行うものであり、広域予備率が8%を下回る見通しの時に指令することとされている。
- また、電源Ⅱ オーバーパワーの単価は、電源Ⅱ 契約に基づきV4単価として予め単価登録されている。

※単価はあらかじめ把握できるものの、供出量をあらかじめ登録することが困難なことから、メリットオーダーリストには組み込まれておらず、補正インバランス料金の中で算定されていたもの。

- 2022年度の単価は、5円/kWh～200円/kWh程度と価格差が大きい。

2022年度の電源Ⅱのオーバーパワーの登録単価

	最低単価 (円/kWh)	最高単価 (円/kWh)
北海道エリア	約10	約30
東北エリア	約5	約75
東京エリア	約20	約80
中部エリア	約80	約80
北陸エリア	約5	約130
関西エリア	約15	約200
中国エリア	約10	約25
四国エリア	約5	約20
九州エリア	約5	約20

オーバーパワーの供給力による広域予備率への影響

- 2020年度冬季に発生した需給ひっ迫のうち、特に全国的に電力需給の厳しかった1月8日において、電源Ⅱオーバーパワーの発電量は、H3需要に対する比率でみると、夕方の発電量が多いコマで0.24%、深夜の発電量の少ないコマで0.09%程度であった。

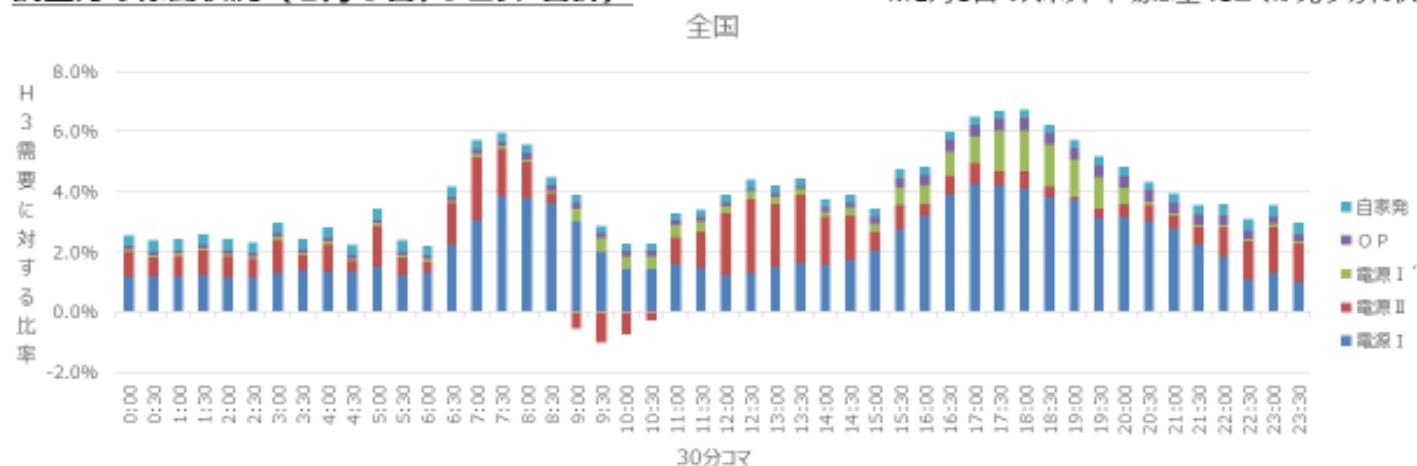
調整力の稼働状況の分析

第57回制度設計専門会合
(2021年3月) 資料5-2

- 比較的多くの不足インバランスが発生していた1月8日について、一般送配電事業者による調整力の指令量を分析したところ、以下の通り。
- 電源Ⅰが多く指令されていたが、それに加えて、電源Ⅰ'、各種電源のオーバーパワー、自家発なども調整力として活用されていた。また、電源Ⅱが多く指令されたエリアもあった。
- スポット市場で売り切れた状況では、電源Ⅱのほぼ全てが小売に供給済みとなるため、一般送配電事業者が活用できる電源Ⅱは限定されるはずであることから、エリアによっては電源Ⅱの稼働があったことについて、14ページ以降で分析を行った。

調整力の稼働状況（1月8日、9エリア合計）

※1月8日のスポット市場は全48コマが売り切れ状態



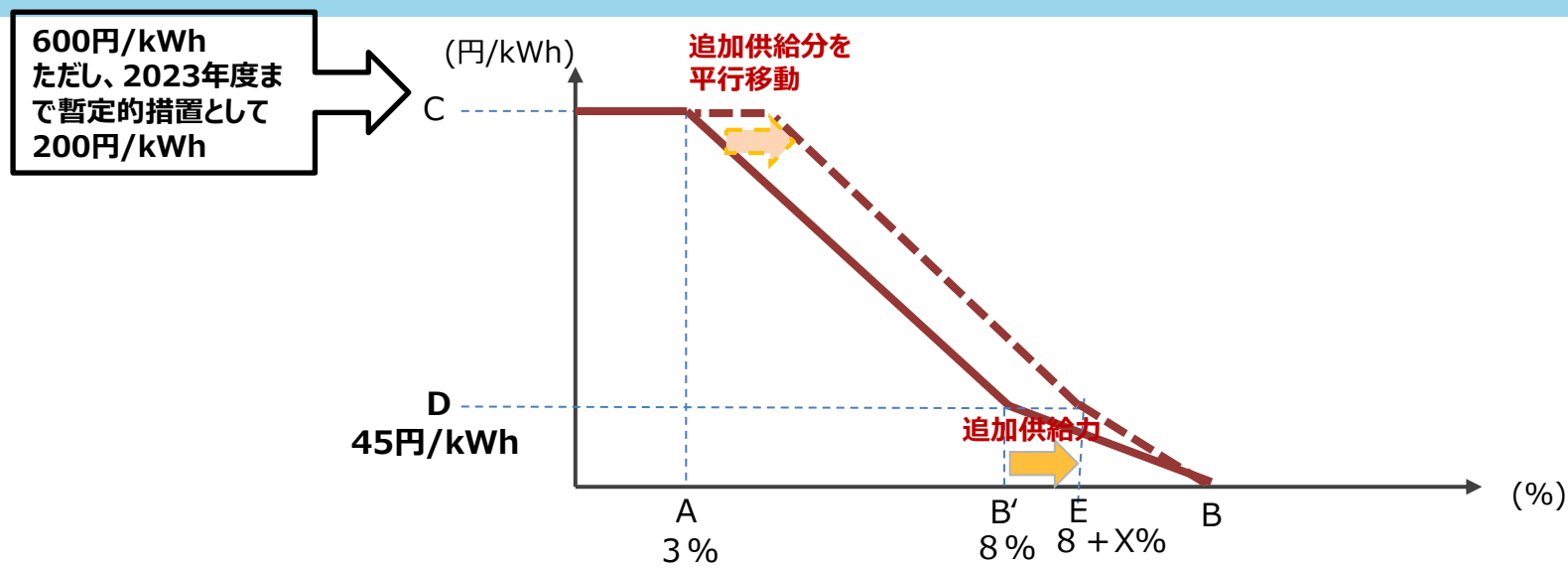
9エリアの調整力稼働量を合計（上げ下げは相殺）

補正インバランス料金カーブの追加補正について

- 補正料金算定インデックスにおいて追加供給力が供給力として織り込まれていないことを踏まえれば、従前の料金水準を維持するためには、(A) 補正インバランス料金カーブを追加補正することもある。

※広域予備率 8 %を下回る見通しの時に電源Ⅱ オーバーパワーが行われるのであれば、予備率 8 %の時の補正インバランス料金 45円/kWhが電源Ⅱ オーバーパワーの電気の価値と考えることもできるか

- 他方で、2020年度冬季に発生した需給ひっ迫のうち、特に全国的に電力需給の厳しかった 1 月 8 日において、電源Ⅱ オーバーパワーの発電量は、H 3 需要に対する比率でみると、夕方の発電量が多いコマで0.24%、深夜の発電量の少ないコマで0.09%程度であった。こうした電源Ⅱ オーバーパワーの発電量や、単価、稼働時間帯については、需給ひっ迫の状況によっても変わりうると思われること、また、精算はインバランス料金によらず登録単価で行われることを踏まえると、(B) 補正インバランス料金カーブの追加補正は不要と考えられる。



自家発焚き増しについて

- 自家発の焚き増しは、需給ひっ迫時等において、一般送配電事業者の要請に応じ、供給力を増加させる目的で発電計画以上の出力を上げるもの。
- 2020年度～2022年度の自家発の焚き増しによる稼働実績のコストは、以下のとおりエリアや時期によってばらつきがあった。

		最低単価 (円/kWh)	最高単価 (円/kWh)	加重平均単価 (円/kWh)
2021年1月～2月	東京エリア	約60	約140	約75
	中部エリア	約45	約125	約90
	関西エリア	約5	約145	約70
	四国エリア	1ユニットのみの焚き増しであるため非公表。		
2022年1月	東京エリア	約45	約65	約55
2022年2月	東京エリア	約50	約70	約65
2022年3月	東京エリア	約50	約90	約65
2022年6月～7月	東京エリア	約50	約105	約65

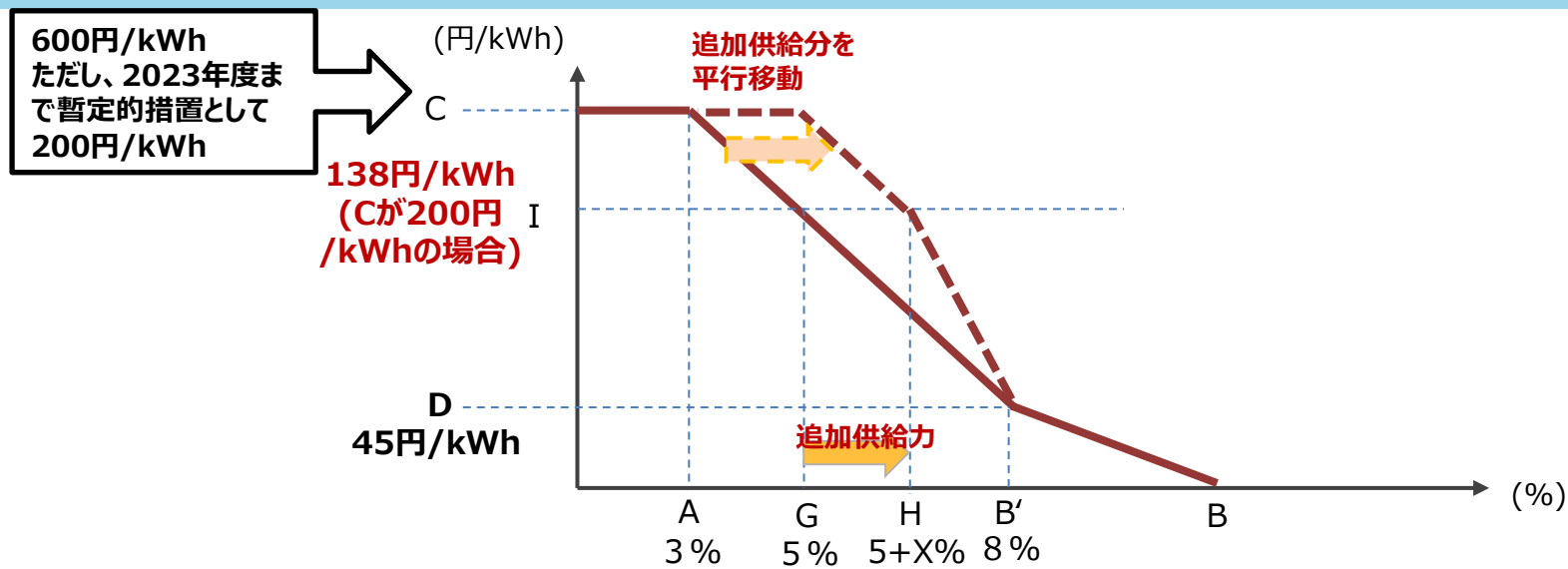
※ユニットごとに稼働期間中の平均単価を比較するとともに、エリアごとに稼働した全ユニットの加重平均単価を算出したもの。

補正インバランス料金カーブの追加補正について

- 補正料金算定インデックスにおいて追加供給力が供給力として織り込まれていないことを踏まえれば、従前の料金水準を維持するためには、(A) 補正インバランス料金カーブを追加補正することも考えられる。

※広域予備率 5 %を下回る見通しの時に自家発が焚き増しが行われるのであれば、予備率5%の時の補正インバランス料金138円/kWhが自家発焚き増し時の電気の価値と考えることもできるか

- 他方で、2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫において、自家発の焚き増しは5万kW程度であり、当該期間中のピーク需要の0.1%程度、低負荷時間帯の0.2%程度であった。また、こうした自家発の焚き増しの量、単価や、稼働時間帯については、需給ひっ迫の状況によっても変わりうると考えられることから、(B) 補正インバランス料金カーブの追加補正は不要と考えられる。



過去のひっ迫時の議論について

- 昨年6/27～7/1の需給ひっ迫時の揚水発電運用状況について、第76回制度設計専門会合（2022年8月30日）において議論し、東京電力パワーグリッドから広域予備率と補正料金算定インデックスの違いについて説明があった。
- 最も需給がひっ迫した6月29日（水）の9:00～9:30のコマでは、補正料金算定インデックスの場合は3.7%、広域予備率の場合は2.5%になるとの試算が示され、その違いは揚水発電の供給力折り込みの違いによるものとの説明があった。

第76回制度設計専門会合
(2022年8月) 資料6

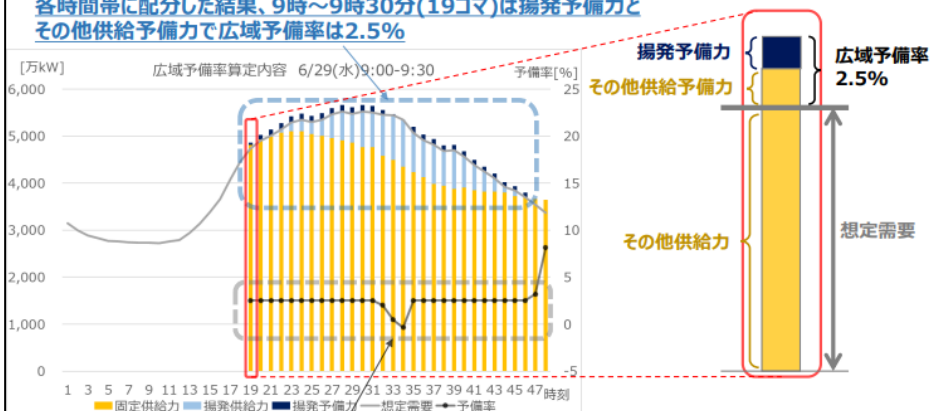
広域予備率算定状況（9時～9時30分(19コマ)GC時点）

16

- 広域予備率算定では、予備率一定となるように揚発予備力を各時間帯に配分した結果、9時～9時30分(19コマ)は揚発予備力とその他供給予備力で広域予備率が2.5%となった。
- また、朝方の揚水ポンプアップによって揚発上池貯水量が増加するため、揚発予備力が増加し、広域予備率を増加させることができた。なお、TSOによる揚水ポンプアップは調整力の発動であり、予備率算定には影響しない(TSOによる揚水ポンプアップは需要想定に計上されない)。

広域予備率算定では、予備率一定となるように揚発予備力を各時間帯に配分した結果、9時～9時30分(19コマ)は揚発予備力とその他供給予備力で広域予備率は2.5%

※32～34コマでは揚発供給力・揚発予備力は揚発設備定格まで計上



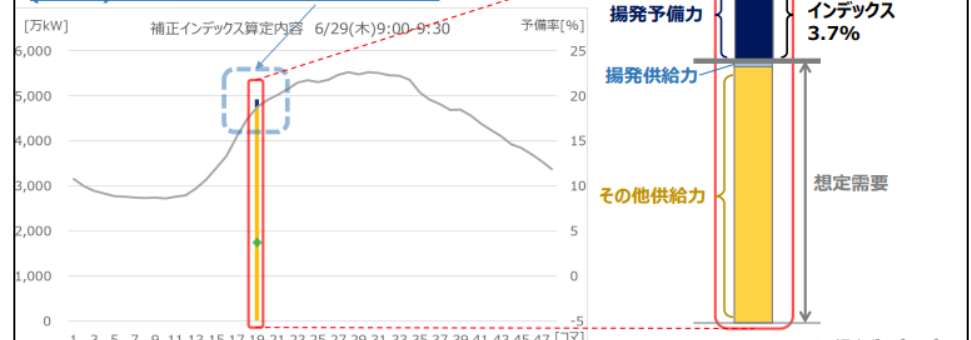
※TSOによる揚水ポンプアップは需要や供給力に計上されない

補正料金算定インデックス算定状況（9時～9時30分(19コマ)GC時点）

17

- 補正料金算定インデックス算定では、調整力として活用できる揚発上池貯水量を3時間で使い切る揚発予備力として配分した結果、9時～9時30分の時間帯は揚発予備力で補正料金算定インデックスは3.7%となった。
- また、朝方の揚水ポンプアップによって揚発上池貯水量が増加するため、揚発予備力が増加し、補正料金算定インデックスを増加させることができた。なお、広域予備率算定と同様に、TSOによる揚水ポンプアップは調整力の発動であり、補正料金算定インデックス算定には影響しない(TSOによる揚水ポンプアップは需要想定に計上されない)。

補正料金算定インデックス算定では、揚発上池貯水量を3時間で使い切る揚発予備力として配分した結果、9時～9時30分(19コマ)の補正料金算定インデックスは3.7%



※TSOによる揚水ポンプアップは需要や供給力に計上されない

その他の実務的影響

- 現在、補正料金算定インデックスは、広域機関及びインバランス料金単価中央算定システム（ICS）のHPにおいて、ゲートクローズ時点での最終計画値が、コマ終了後速やかに公表されている。
- 一方、広域予備率については、広域機関のHPにおいて、ゲートクローズ時点での最終計画値をゲートクローズ後速やかに公表するとともに、当日及び翌日の予測値についても公表している。
※最大需要及び最小予備率のコマの広域予備率については、少なくとも 1 週間前に公表している
- これは、計画停電などの需給対策の情報公表や対外的な説明において混乱が生じないよう広域予備率が翌日などの予測値を公表するのに対し、補正料金算定インデックスは予測値を公表しない運用としたものである。
- 広域予備率は、需給ひっ迫警報などにおいても参照されており、広域予備率に一本化することにより、国民への節電呼びかけ等の数値とも連動し、社会的にも分かりやすさが増すものと考えられる。
- また、広域予備率は、翌日などの予測値についても公表していることから、補正インバランス料金の予見性が高まり、DR等の追加的な供給力の更なる活用も期待される。

情報の項目	公表のタイミング
広域エリア供給力/広域予備率（ゲートクローズ時点での最終計画値）	ゲートクローズ後速やかに公表（実需給前まで）
広域エリア供給力/広域予備率（予測値）	一週間前、前日夕方、前日23時から30分ごとに当日 0 時から24時までの各コマのGC時点の予測値を公表
補正料金算定インデックス（ゲートクローズ時点での最終計画値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）

「補正料金算定インデックス」と各一般送配電事業者等の予備率について

- 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いる。
 - 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】インバランス料金に係る関連情報の公表内容

- 新たなインバランス料金では、以下の情報項目についてタイムリーに公表を行う。

情報の種類	情報の項目	公表のタイミング
① 系統の需給に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> エリア総需要量（実績値） エリア総需要量（予測値） エリア総需要量（需要BG計画値の総計） 	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） 一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表 翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表
	<ul style="list-style-type: none"> エリア総発電量（実績値） エリア総発電量（予測値） エリア総発電量（発電BG計画値の総計） エリア太陽光・風力発電量（実績値） エリア太陽光・風力発電量（予測値） エリア太陽光・風力発電量（発電BG計画値の総計） 	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） 前日夕方、当日午前中などに公表 翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表 コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） 前日夕方、当日午前中などに公表 翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表
	<ul style="list-style-type: none"> 連系線の空き容量 発電ユニット等の停止情報 	状況変化に基づき随時公表 状況変化に基づき随時公表
	<ul style="list-style-type: none"> 広域エリア供給力/広域予備率（GC時点での最終計画値） 広域エリア供給力/広域予備率（予測値） 	GC後速やかに公表（実需給前まで） 一週間前、前日夕方、前日23時から30分ごとに当日0時から24時までの各コマのGC時点の予測値を公表 コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
	<ul style="list-style-type: none"> 補正料金算定インデックス（GC時点での最終計画値） 	GC後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
② インバランスに関する情報	<ul style="list-style-type: none"> インバランス料金 広域運用調整力の指令量（≒インバランス量） インバランス料金の算定根拠（指令した調整力の限界的なkWh価格） インバランス料金の算定根拠（需給ひっ迫時補正インバランス料金） 	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） GC後速やかに公表（実需給前まで）
③ 調整力に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> 広域運用調整力の指令量（≒インバランス量） 指令した調整力の限界的なkWh価格（＝インバランス料金の算定根拠） 広域需給調整システムに登録された調整力等の詳細（メリットオーダー） 	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで） コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）

広域予備率に一本化する際の影響について

- 補正料金算定インデックスを広域予備率に一本化することによるインバランス料金への影響として、揚水や自家発電等の追加供給力の供給力への計上方法の違いが考えられる。
- 揚水について、補正料金算定インデックスでは、3時間で貯水量を使用することを基本として発電可能電力量を供給力に計上することに対し、広域予備率では、貯水量から発電可能電力量を算定した上で当日の予備率が一定になるように各時間帯の発電可能電力量を供給力に計上する。
- また、自家発電等の追加供給力については、広域予備率では発電を決めた時点から供給力として織り込むが、補正料金算定インデックスは供給力に織り込まないこととしている。
- こうした影響について、各エリアの広域予備率及び補正料金算定インデックスを比較することとするが、**揚水及び自家発電等の追加供給力による影響を確認することに加え、補正インバランス料金が高いほど事業者に与える影響が大きい**ことから、新インバランス料金制度が導入された**2022年4月以降の期間において、エリアごとに広域予備率及び補正料金算定インデックスが低い日を比較**することとする。

広域予備率に一本化する際の影響について

- 補正料金算定インデックス及び広域予備率について、エリア別に10%を下回るコマ数を以下のとおり確認した。
- 北海道エリア及び東京エリアについては、補正料金算定インデックスとの比較において、広域予備率10%を下回るコマが特に多い結果となった。

補正料金算定インデックス及び広域予備率が10%未満だった際のコマ数に関する分析

	補正料金算定インデックス (2022年4月～2023年3月)				広域予備率 (2022年4月～2023年3月)			
	10%未満	8%未満	5%未満	3%未満	10%未満	8%未満	5%未満	3%未満
北海道	79	8	0	0	552	55	1	0
東北	54	20	2	0	48	15	0	0
東京	121	61	13	1	205	97	18	3
中部	39	8	0	0	38	6	0	0
北陸	22	3	0	0	23	2	0	0
関西	28	3	0	0	28	2	0	0
中国	21	0	0	0	23	0	0	0
四国	21	0	0	0	22	0	0	0
九州	20	0	0	0	18	0	0	0

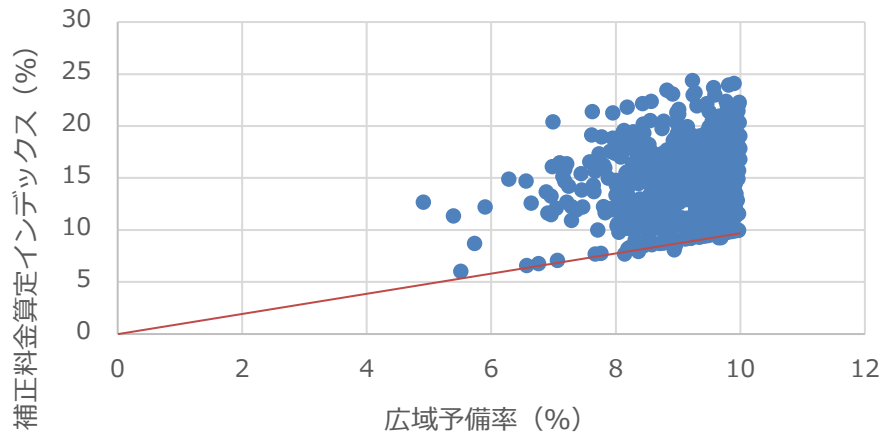
広域予備率に一本化する際の影響について（分析結果）

- 広域予備率への一本化の影響について、補正インバランス料金カーブが適用となる広域予備率10%以下の状況について、2022年度の全エリア・全コマの補正料金算定インデックス・広域予備率のデータを用いて検証した。
- 揚水潜在計算の手法の違いにより、需給の余裕がない日には、広域予備率は午前中から低下する一方で、補正料金算定インデックスは午前中の数値が高い傾向がある。また、午後においては、補正料金算定インデックスと広域予備率は、ほぼ同じ水準となる傾向がある。（ただし、2022年6月末から7月初旬の東京エリアのように、需給が極めて厳しい場合にはこの限りではない。）
- こうした理由から、2022年度においては、北海道エリアや東京エリアにおいて、広域予備率と補正料金算定インデックスとの間で乖離が生じる日が多く見られた。
- 他のエリアにおいては、広域予備率と補正料金算定インデックスは概ね同じ動きを見せている。また、最も需給がひっ迫するコマにおいては、追加供給力が勘案される広域予備率の方が、若干ではあるが数値が上昇する（＝需給が緩和したような数値となる）傾向も見られた。

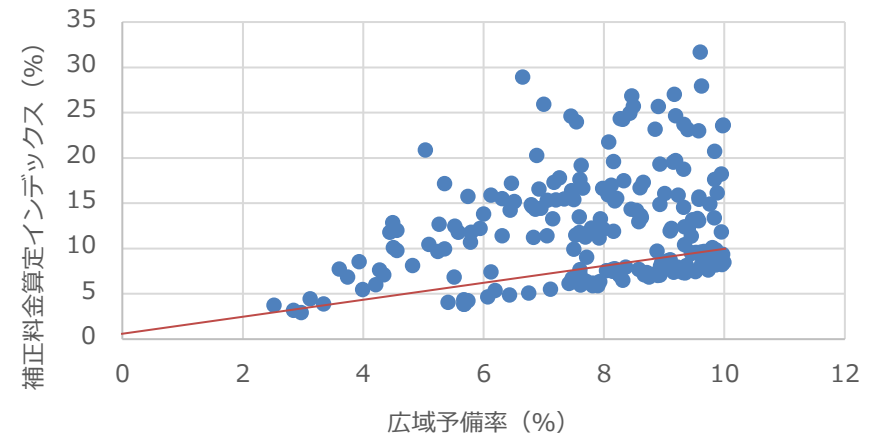
広域予備率に一本化する際の影響について

- 需給が厳しいコマにおける広域予備率と補正料金算定インデックスの数値を比較すると、北海道、東京、東北においては両者に相違が見られ、その他のエリアは相違がほとんどなかった。

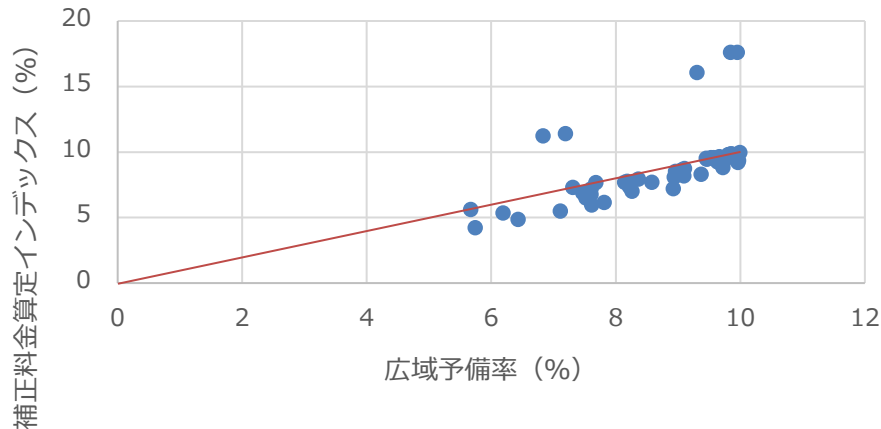
北海道 (n=551)



東京 (n=205)



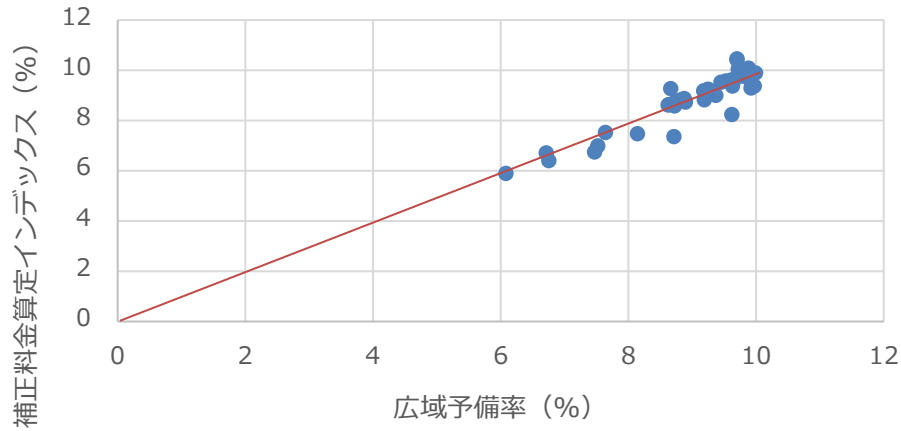
東北 (n=48)



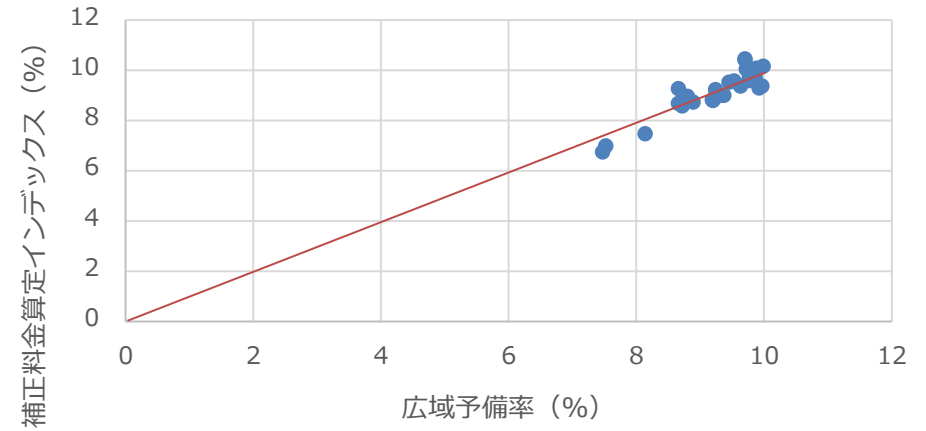
- 北海道はほとんどのコマにおいて、補正料金インデックスよりも広域予備率の方が大幅に低くなる傾向がある。
- 東京は補正料金算定インデックスよりも広域予備率の方が大幅に低くなるコマが多いが、広域予備率の方が若干高くなるコマも一定数存在する。
- 東北は広域予備率よりも補正料金算定インデックスの方が若干低くなる傾向がある。

広域予備率に一本化する際の影響について

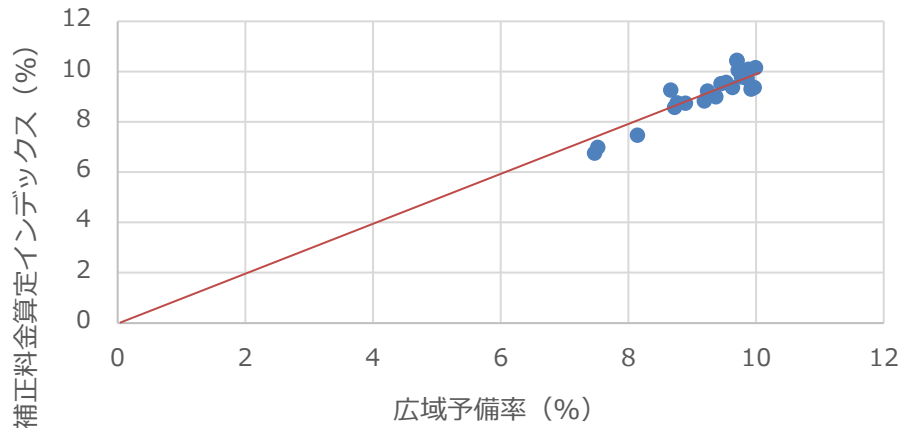
中部 (n=38)



関西 (n=28)



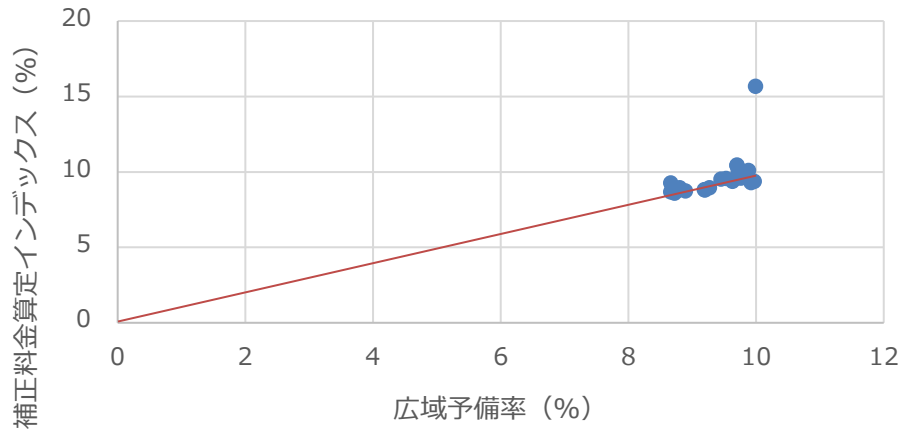
北陸 (n=23)



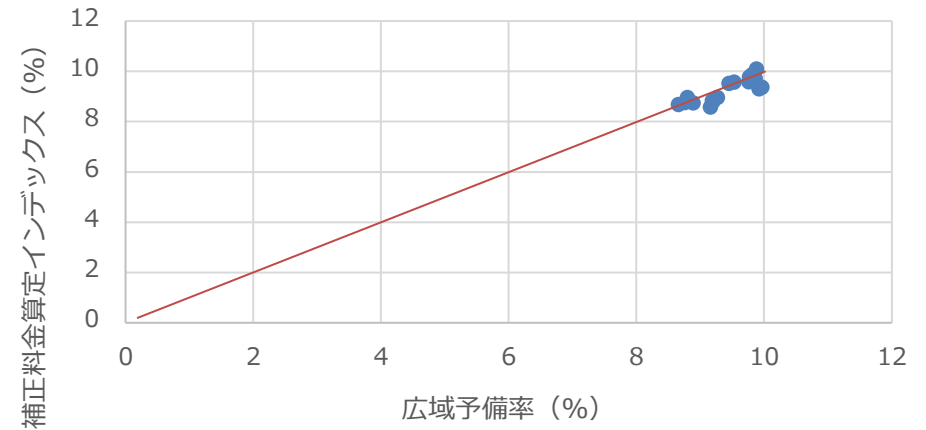
- 中部、関西、北陸は広域予備率と補正料金算定インデックスの間に大きな違いは見られない。

広域予備率に一本化する際の影響について

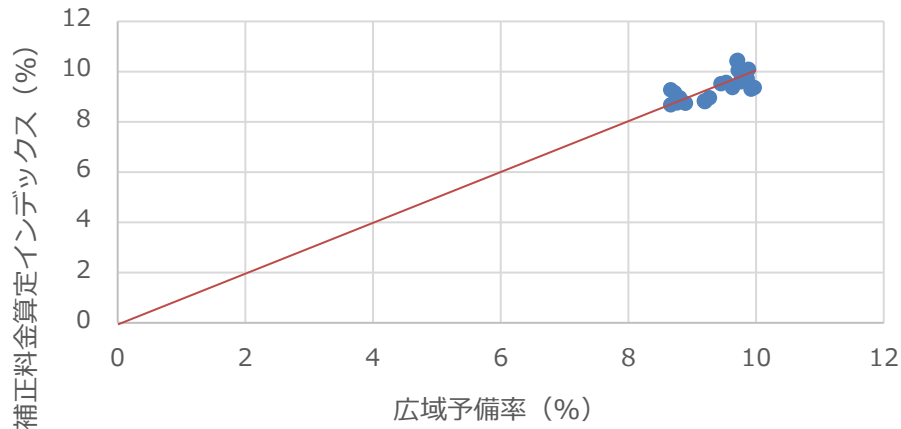
中国 (n=23)



九州 (n=18)



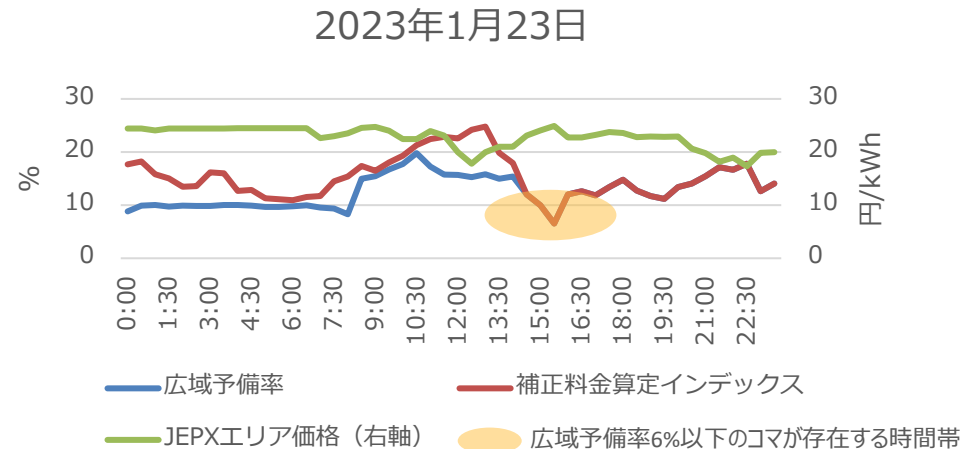
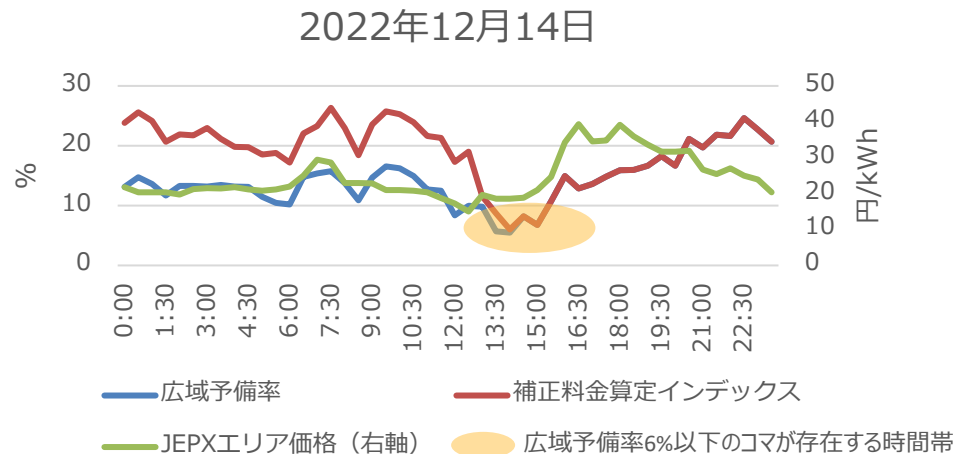
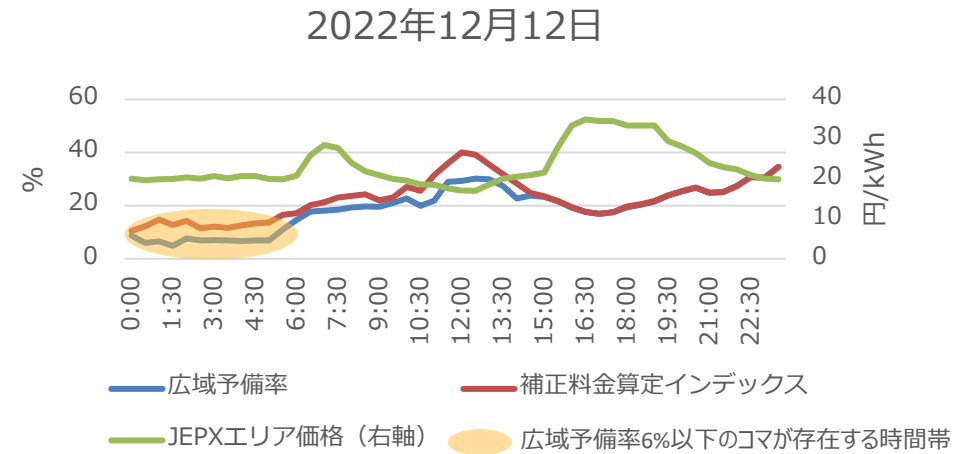
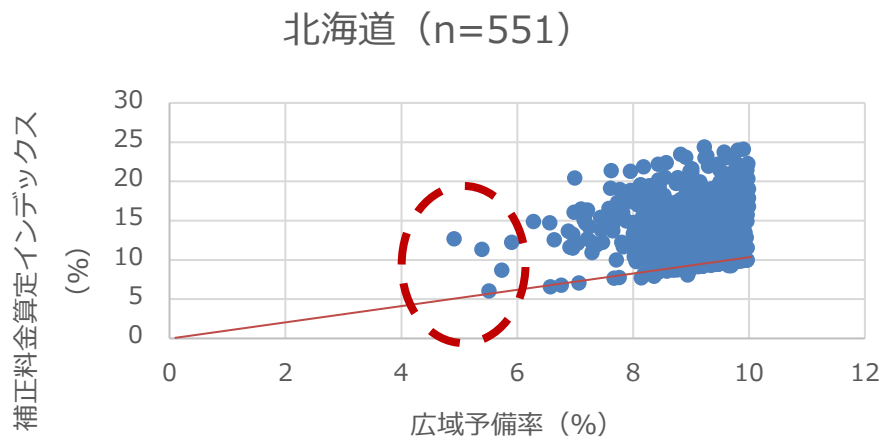
四国 (n=22)



- 中国、四国、九州は広域予備率と補正料金算定インデックスの間に大きな違いは見られない。

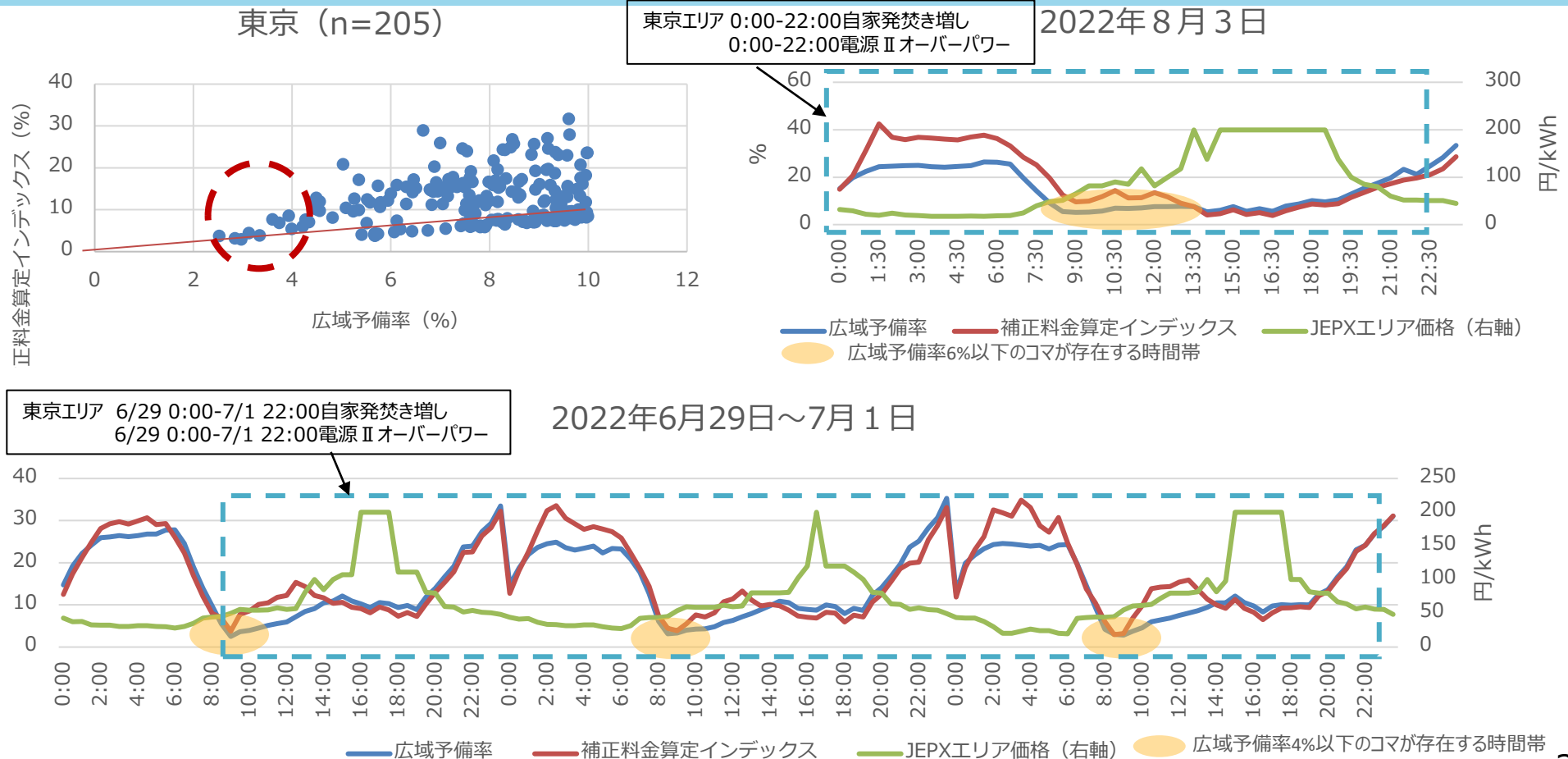
広域予備率に一本化する際の影響について（北海道）

- 北海道において広域予備率が6%以下になったコマが存在する日※について詳細分析したが、午後以降数値が一致することから、揚水潜在計算の違いによって午前中に数値が乖離するものと考えられる。※2022年12月12日、12月24日、2023年1月23日の3日間
- 両指標に比較的大きな乖離があったのは夜間であり、スポット価格は比較的落ち着いていた。



広域予備率に一本化する際の影響について（東京）

- 東京において広域予備率が4%以下になったコマが存在した日は2022年6月29日～7月1日であり、広域予備率が下がっていたのは8時～9時台。揚水潜在計算の手法の違いによる影響が大きいと考えられる。（第76回制度設計専門会合において、揚水運用について東京電力PGから詳細説明あり。）
- 他に予備率が低かった日（6%以下）として2022年8月3日があり、同日は朝から夕方にかけて広域予備率が低い状況であった。一方、補正料金算定インデックスは午前は比較的高かったが、揚水潜在計算の手法の違いによる影響とみられる低下が生じた。

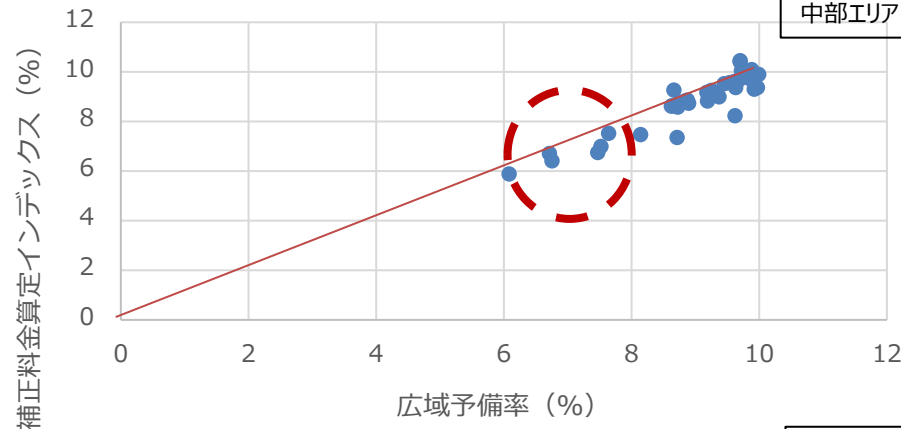


広域予備率に一本化する際の影響について（中部）

- 中部において広域予備率が8%以下になったコマが存在した日は2022年6月27日、8月2日、8月3日であった。これらの日において、最も広域予備率が低下した時間帯においては、補正料金算定インデックスの方が広域予備率よりも若干低くなるコマがあった。自家発電増し等の追加供給力の発動によるものとみられる。

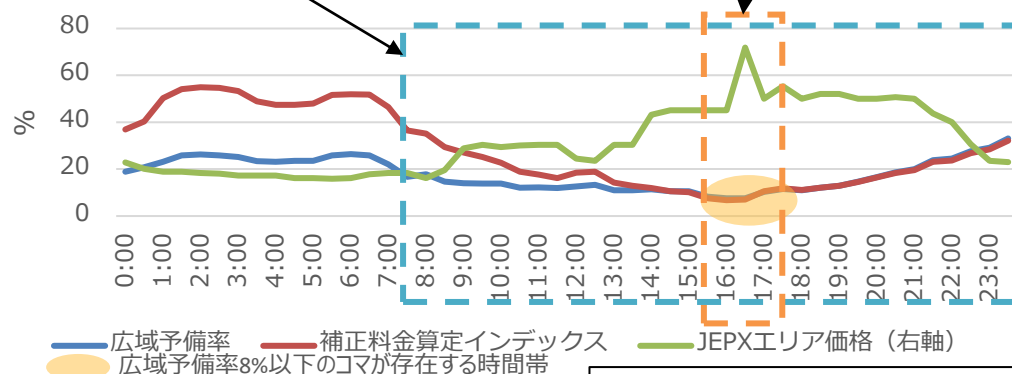
	6/27			8/2					8/3			
コマ	32	33	34	33	34	35	36	37	33	34	35	36
広域予備率(%)	8.14	7.47	7.52	7.64	6.71	9.18	8.82	9.25	6.75	6.08	8.73	8.71
補正料金算定インデックス(%)	7.47	6.75	6.99	7.52	6.71	9.18	8.82	9.25	6.41	5.89	8.73	7.36

中部（n=38）



東京エリア 8:00-24:00自家発電増し
9:30-24:00電源Ⅱオーバーパワー
中部エリア16:00-17:00電源Ⅱオーバーパワー

2022年6月27日

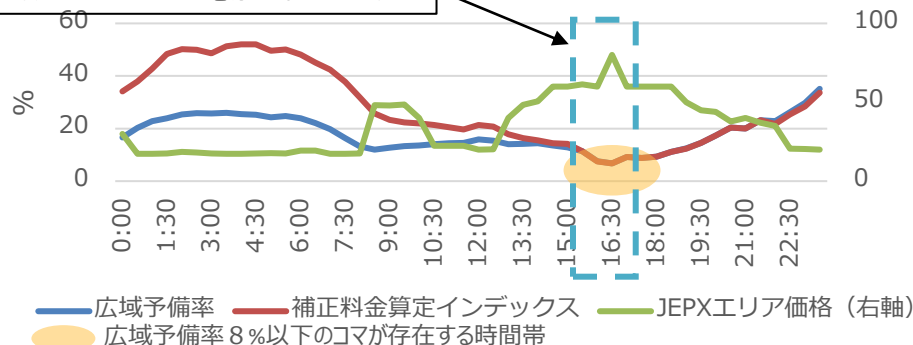


15:30-17:00東京エリアと同一の広域ブロック

2022年8月2日

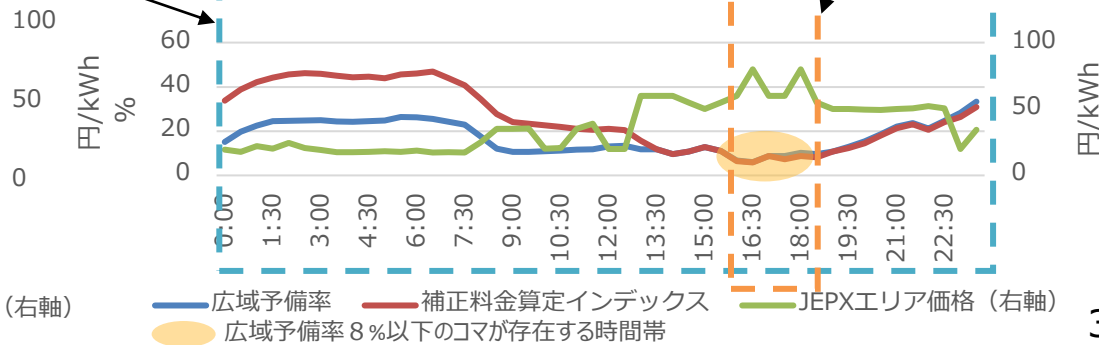
中部エリア16:00-17:00電源Ⅱオーバーパワー

東京エリア 0:00-22:00自家発電増し
0:00-22:00電源Ⅱオーバーパワー
中部エリア16:00-17:00電源Ⅱオーバーパワー



2022年8月3日

16:00-16:30東京エリアと同一の広域ブロック
17:30-18:00

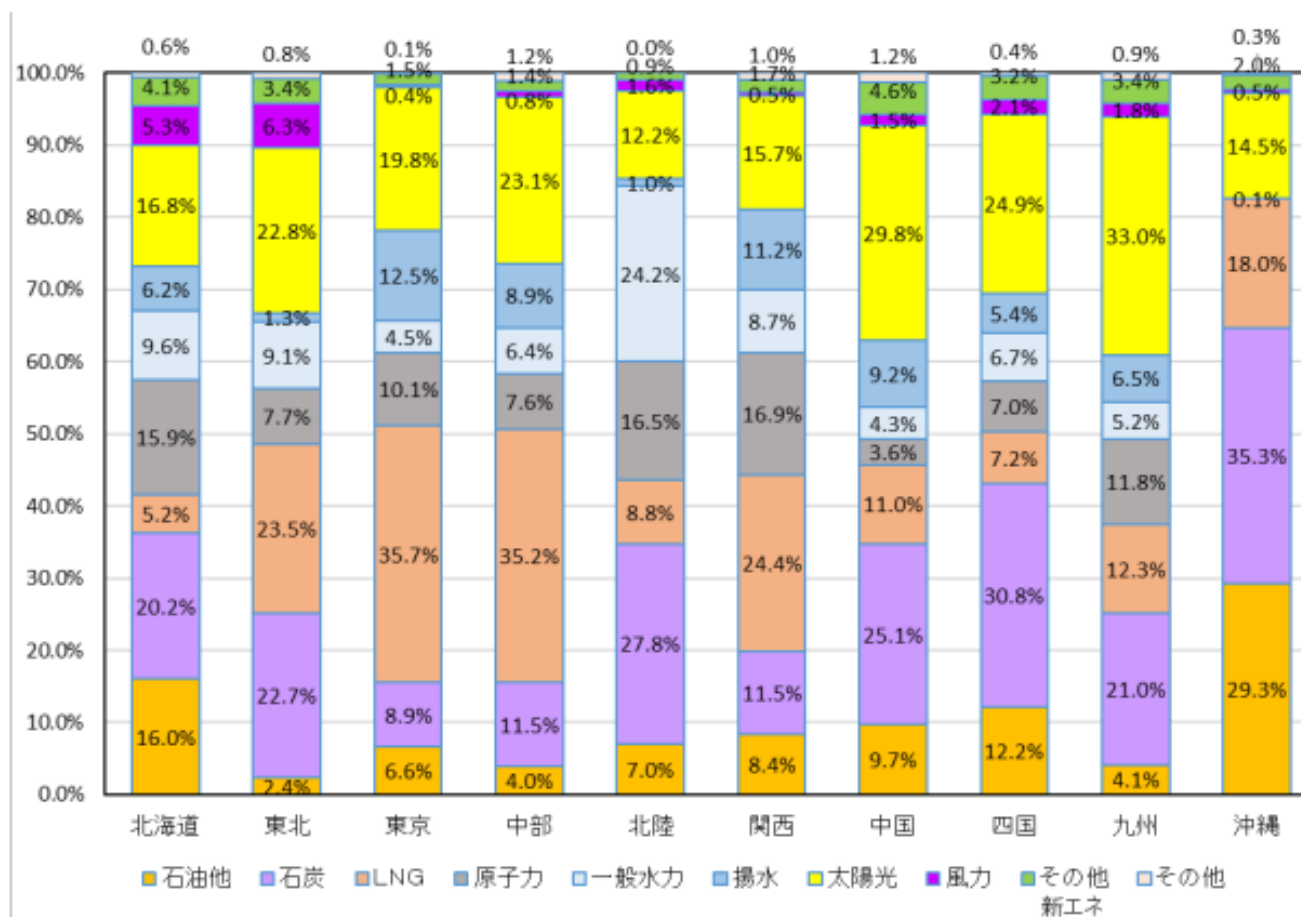


【参考】エリア別設備容量の比率

2023年度供給計画のとりまとめ
(2023年3月) 抜粋

(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2022年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2022年度末)

東北エリアの比較結果

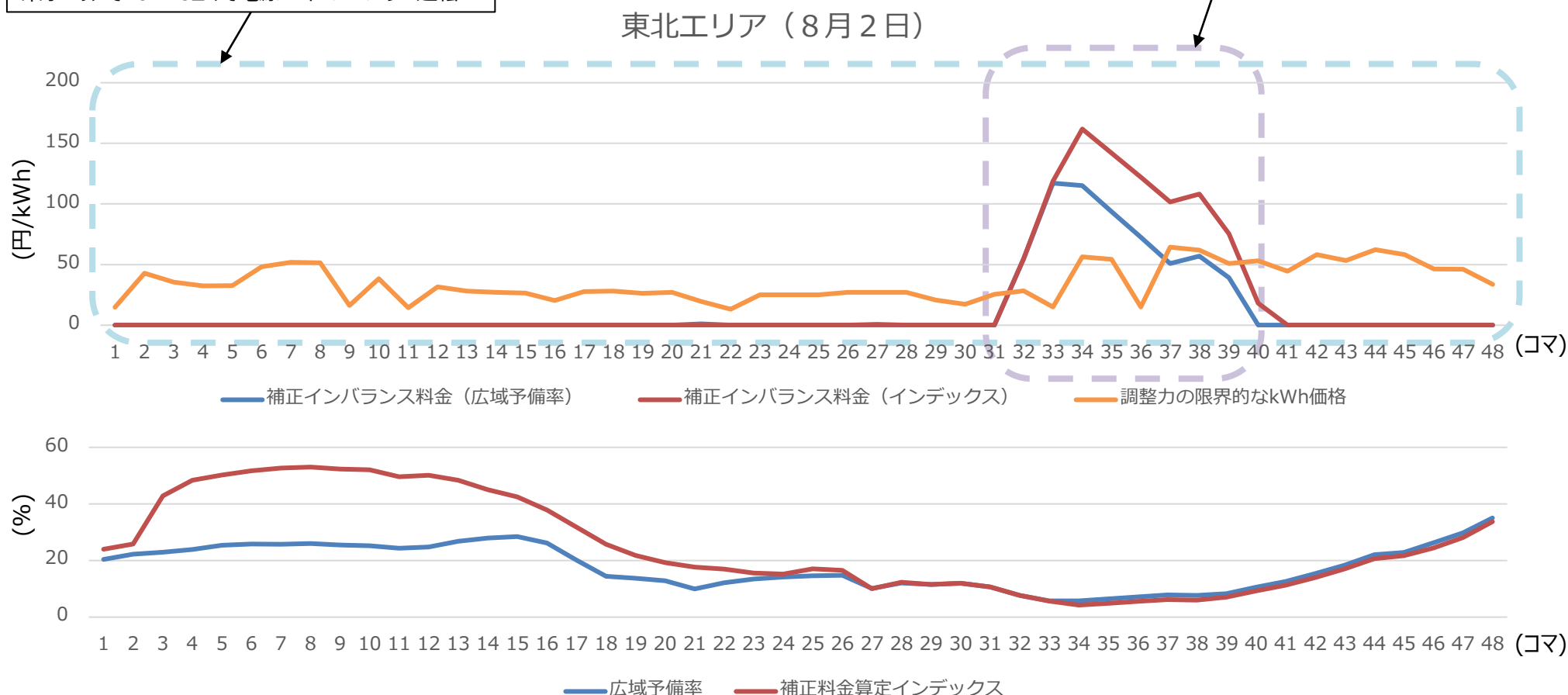
- 2022年8月2日32～40コマにおいて、補正インバランス料金が発生。

※ 2022年8月2日は2022年4月～2023年3月において、補正料金算定インデックスが一番低いコマが存在した日

- 東京エリアで発動した自家発の焚き増し及び電源Ⅱのオーバーパワーにより33～40コマは補正料金算定インデックスよりも広域予備率により算出した補正インバランス料金が下がったものと考えられる。

東京エリアで1～48コマで自家発の焚き増し
東京エリアで20～48コマで電源Ⅱオーバーパワー運転

補正インバランス料金が0円より大きい32～40コマのうち、
33～40コマで東京エリアと同一の広域ブロック



北陸エリアの比較結果

- 2022年6月27日32～34コマにおいて、補正インバランス料金が発生。

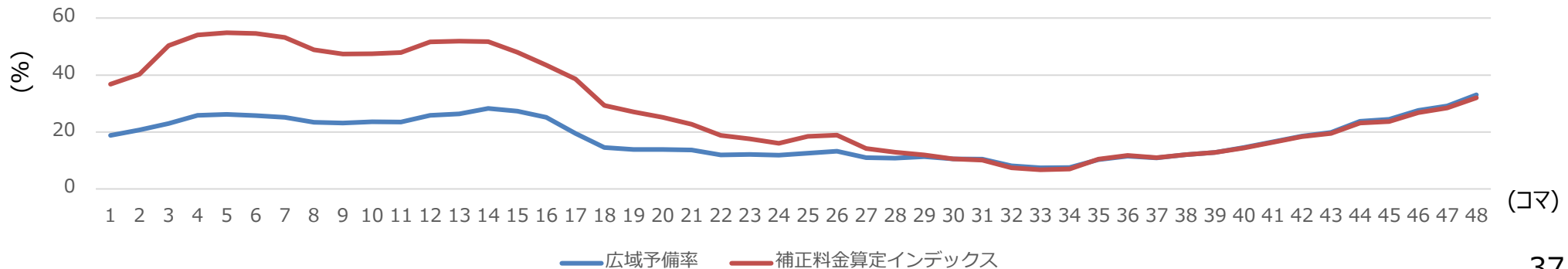
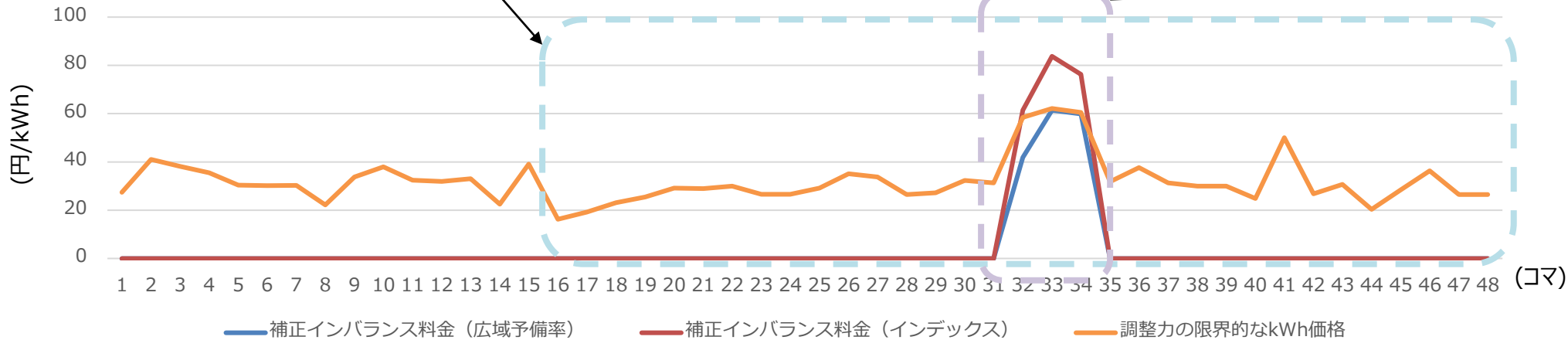
※ 2022年6月27日は2022年4月～2023年3月において、補正料金算定インデックスが一番低いコマが存在した日

- 東京エリアや中部エリア、北陸エリアで発動した自家発の焚き増し及び電源Ⅱのオーバーパワーにより32～34は補正料金算定インデックスよりも広域予備率により算出した補正インバランス料金が下がったものと考えられる。

東京エリアで17～48コマで自家発の焚き増し
東京エリアで20～48コマで電源Ⅱオーバーパワー運転
中部エリア及び北陸エリアで33、34コマで電源Ⅱオーバーパワー運転

北陸エリア（6月27日）

補正インバランス料金が0円より大きい32～34コマのいずれにおいても東京エリア、中部エリアと同一の広域ブロック



関西エリアの比較結果

- 2022年6月27日32～34コマにおいて、補正インバランス料金が発生。

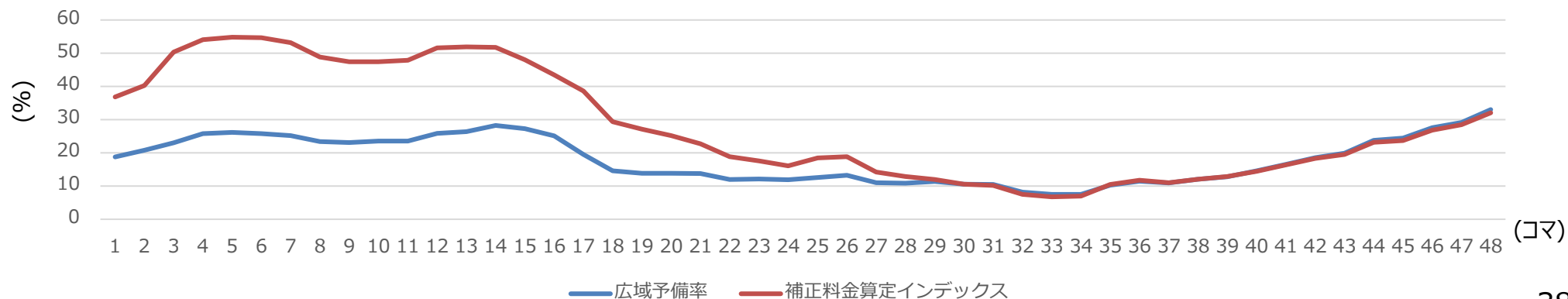
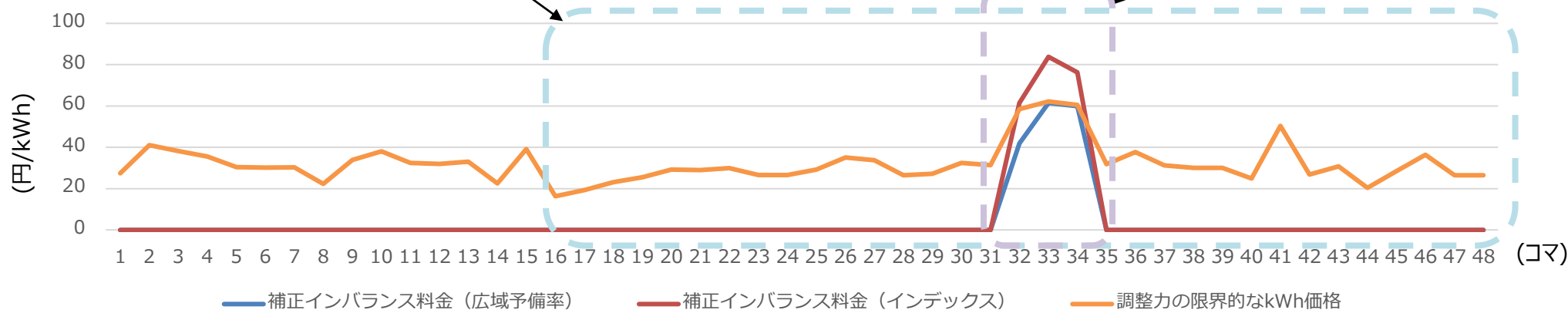
※ 2022年6月27日は2022年4月～2023年3月において、補正料金算定インデックスが一番低いコマが存在した日

- 東京エリアや中部エリア、北陸エリアで発動した自家発の焚き増し及び電源Ⅱのオーバーパワーにより32～34コマは補正料金算定インデックスよりも広域予備率により算出した補正インバランス料金が下がったものと考えられる。

東京エリアで17～48コマで自家発の焚き増し
東京エリアで20～48コマで電源Ⅱオーバーパワー運転
中部エリア及び北陸エリアで33、34コマで電源Ⅱオーバーパワー運転

関西エリア（6月27日）

補正インバランス料金が0円より大きい32～34コマのいずれにおいても東京、中部、北陸エリアと同一の広域ブロック



中国エリアの比較結果

- 2022年6月28日38、39コマにおいて、補正インバランス料金が発生。

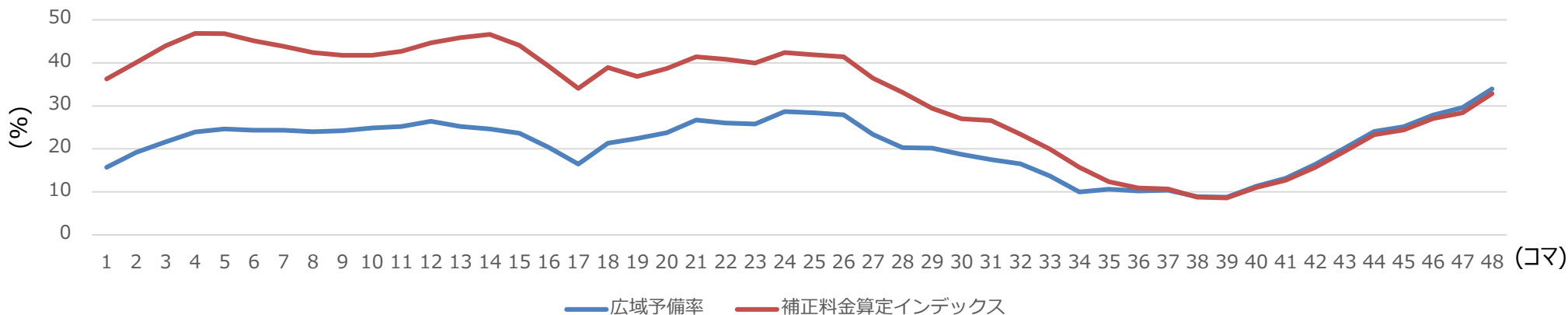
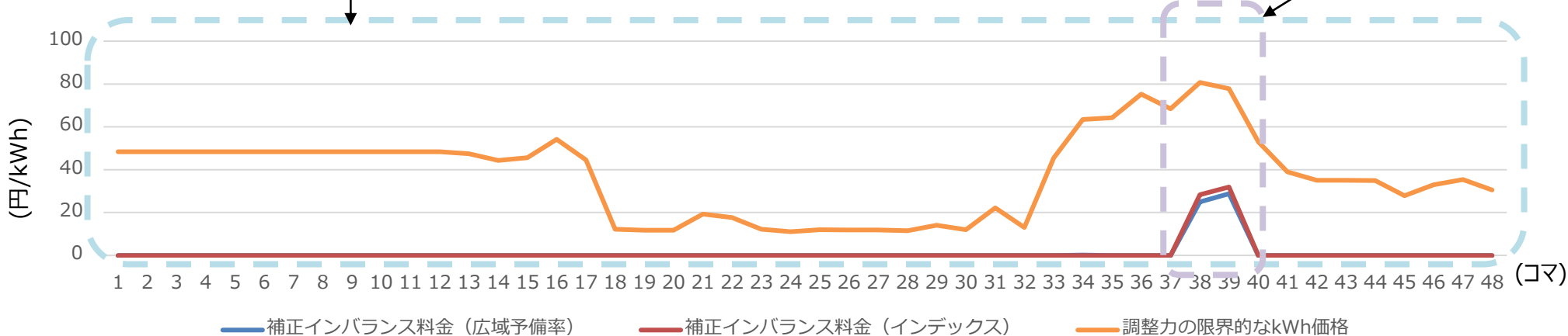
※ 2022年6月28日は2022年4月～2023年3月において、補正料金算定インデックスが一番低いコマが存在した日

- 東京エリアや九州エリアで発動した自家発の焚き増し及び電源Ⅱのオーバーパワーにより、補正料金算定インデックスよりも広域予備率により算出した補正インバランス料金が下がったものと考えられる。

東京エリアで1～48コマで自家発の焚き増し
東京エリアで1～18、22～48コマで電源Ⅱオーバーパワー運転
九州エリアで34～40コマで電源Ⅱオーバーパワー運転

中国エリア（6月28日）

補正インバランス料金が0円より大きい38、39コマにおいて、38コマは東京エリアと同一の広域ブロック、39コマは九州エリアと同一の広域ブロック

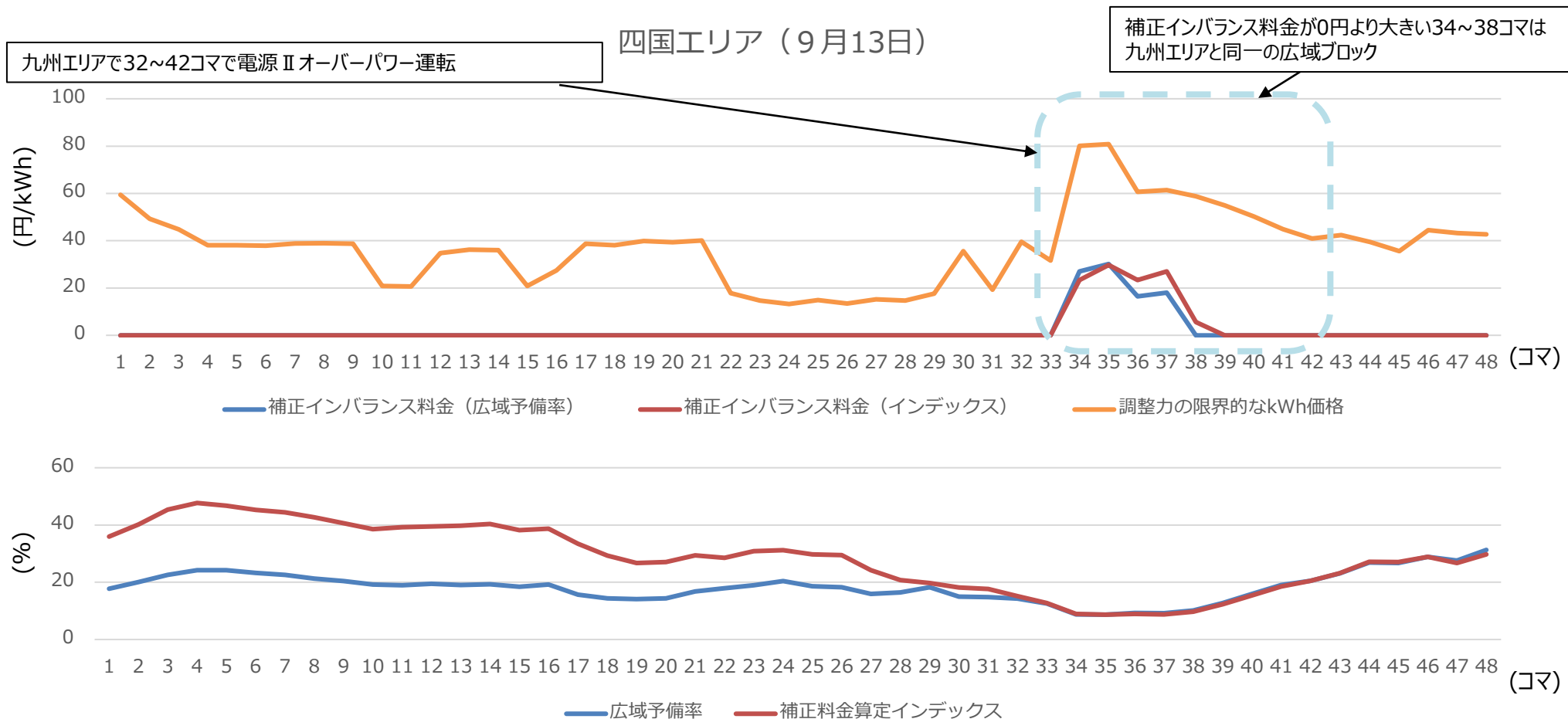


四国エリアの比較結果

- 2022年9月13日32～38コマにおいて、補正インバランス料金が発生。

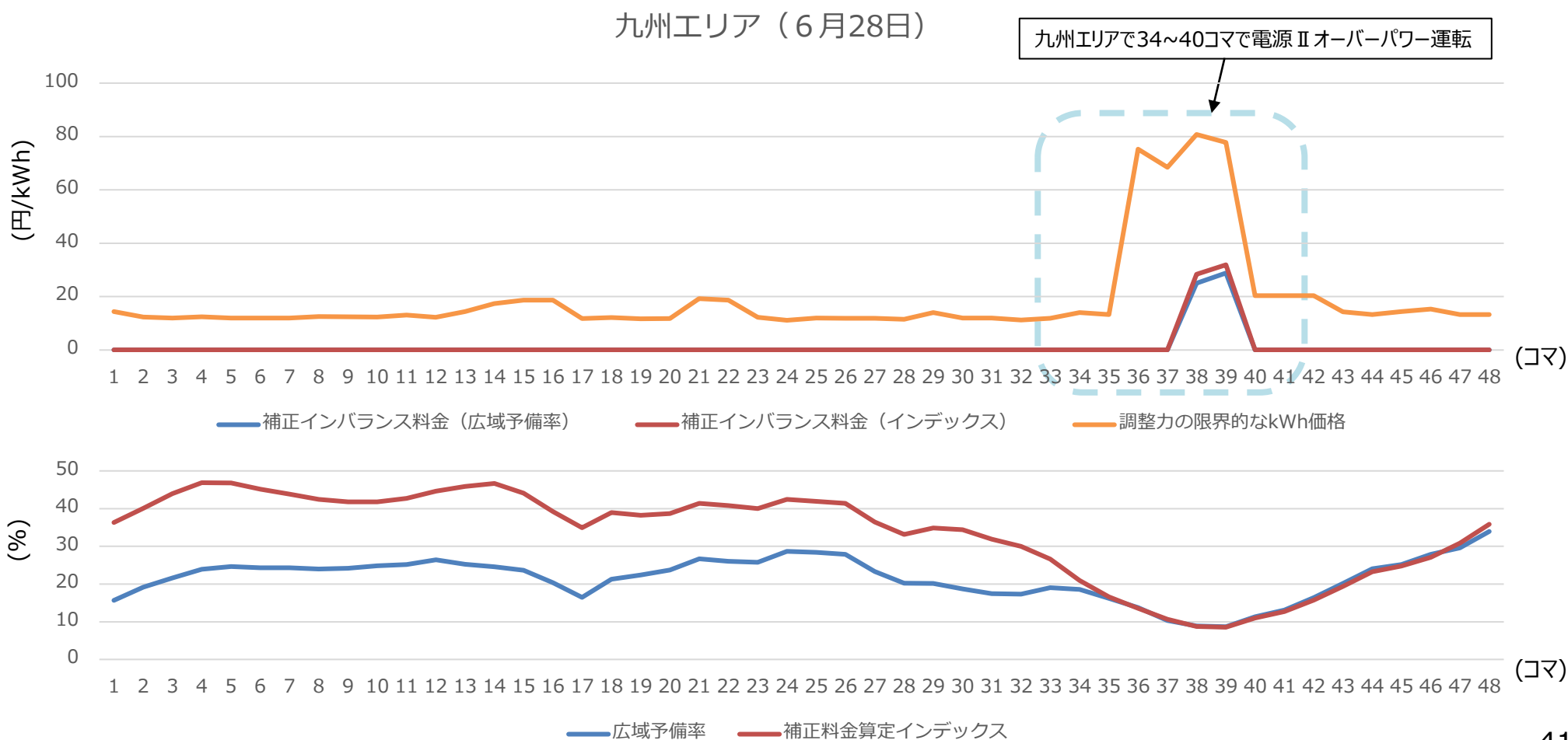
※ 2022年9月13日は2022年4月～2023年3月において、補正料金算定インデックスが一番低いコマが存在した日

- 九州エリアで発動した電源Ⅱのオーバーパワーにより、36～38コマは補正料金算定インデックスよりも広域予備率により算出した補正インバランス料金が下がったものと考えられる。



九州エリアの比較結果

- 2022年6月28日38、39コマにおいて、補正インバランス料金が発生。
- ※ 2022年6月28日は2022年4月～2023年3月において、補正料金算定インデックスが一番低いコマが存在した日
- 九州エリアで発動した電源Ⅱのオーバーパワーにより、補正料金算定インデックスよりも広域予備率により算出した補正インバランス料金が下がったものと考えられる。



まとめ

- 補正料金算定インデックスと広域予備率の一本化について検討を行ったが、補正料金算定インデックスの策定後、広域機関の第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020年2月18日）において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たことや、広域予備率が需給ひっ迫警報など社会的な節電呼びかけ等に用いられていることから、補正料金算定インデックスは広域予備率を参照することが望ましいと考えられる。
- 補正料金算定インデックスと広域予備率の算定方法の違いに基づく、両数値間の違いについては、昨年6/27～7/1の需給ひっ迫時の検証を通じても数値の動向に本質的な意味で違いがなかったと整理されている。また、広域予備率の場合、揚水潜在計算の手法の違いにより、午前中から数値が低下する傾向があるが、揚水の上池の水量がひっ迫している場合などは、揚水発電の運用実態を踏まえ、午前中から需要抑制インセンティブが働く方が望ましいとも考えられる。
- なお、広域予備率の算定方法について、揚水発電量計算手法の見直しが広域機関において行われているが、広域予備率がインバランス料金に影響を与えることを踏まえ、今後、算定方法の見直しをインバランス料金の補正料金算定インデックスに反映させるかは、算定方法の見直しの都度確認することとしてはどうか。（反映させないと判断した場合には、その部分について乖離が生じることになる）

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。

インバランス料金単価の誤算定に係る報告について

インバランス料金単価の誤算定について

- 2021年6月～2023年3月の期間に、一般送配電事業者（東北、中部、関西、九州、沖縄）によるインバランス料金単価の算定諸元の誤算定があり、これにより各一般送配電事業者と発電事業者・小売電気事業者との間の精算に誤りが生じているもの。
- 当該誤算定の経緯や原因、今後の対応について御報告する。

インバランス料金単価の誤算定の経緯

- 2022年10月に関西送配電の中給システムにおけるデータ取込設定の誤りに伴うインバランス料金単価の公表値の誤りが発覚（誤算定期間：2022年4月分～2022年10月分）。
- 関西送配電は誤算定を発生させたこと受け止め、中給システムの再点検を実施（再点検期間：2022年11月～2023年3月末）。
- 再点検の結果、新たな誤算定が発覚（誤算定期間：2021年6月分～2023年2月分）。

※2021年6月分～2022年3月分は旧インバランス料金単価の誤算定

- また、2023年2月に九州送配電の中給システムの設定の誤りに伴うインバランス料金単価の公表値の誤りが発覚（誤算定期間：2022年4月分～2023年2月分）。
- 再精算を必要とする関西送配電及び九州送配電の誤算定を踏まえ、2023年2月に同様の誤算定が発生していないか他の一般送配電事業者に確認したところ、東北NW、中部PG、沖縄電力において、同様の誤算定が発生していることが発覚した（誤算定期間：2022年4月分～2023年3月分）。

インバランス料金単価の誤算定の状況

- インバランス料金単価の誤算定に関する状況は、以下のとおり。

エリア	主な原因	誤算定期間
東北	中給システムにおいて、需要実績を計算するための発電実績は、テレメータ計測をしている場合はテレメータ計測値、テレメータ計測をしていない場合は発電計画値を設定する。しかし、設定誤りにより、一部の発電所について、 <u>テレメータ計測値と発電計画値を二重に需要実績として計上</u> していた。	2022年4月分～ 2023年3月分
中部	中給システムにおいて、需要実績を計算するための発電実績は、テレメータ計測をしている場合はテレメータ計測値、テレメータ計測をしていない場合は発電計画値を設定する。しかし、設定誤りにより、一部の発電所について、 <u>テレメータ計測値と発電計画値を二重に需要実績として計上</u> していた。	2023年1月分～ 2023年3月分
関西	中給システムにおいて、需要実績を計算するための発電実績は、テレメータ計測をしている場合はテレメータ計測値、テレメータ計測をしていない場合は発電計画値を設定する。しかし、設定誤りにより、一部の発電所について、 <u>テレメータ計測値と発電計画値を二重に需要実績として計上</u> していた。	2021年6月分～ 2023年2月分
九州	中給システムにおいて、発電計画と発電実績を集約し、発電インバランスを算定。このうち、 <u>中給システムの集約処理の不具合</u> により、一部の発電所の発電計画値を二重に計上していた。	2022年4月分～ 2023年2月分
沖縄	中給システムにおいて、補正料金算定インデックスを計算するためのエリア供給力想定は、非調整電源（火力・一般水力・バイオマス等）については発電計画値を設定する。しかし、設定誤りにより、 <u>一部の発電計画値がエリア供給力想定に計上</u> されていなかった。	2022年4月分～ 2023年2月分

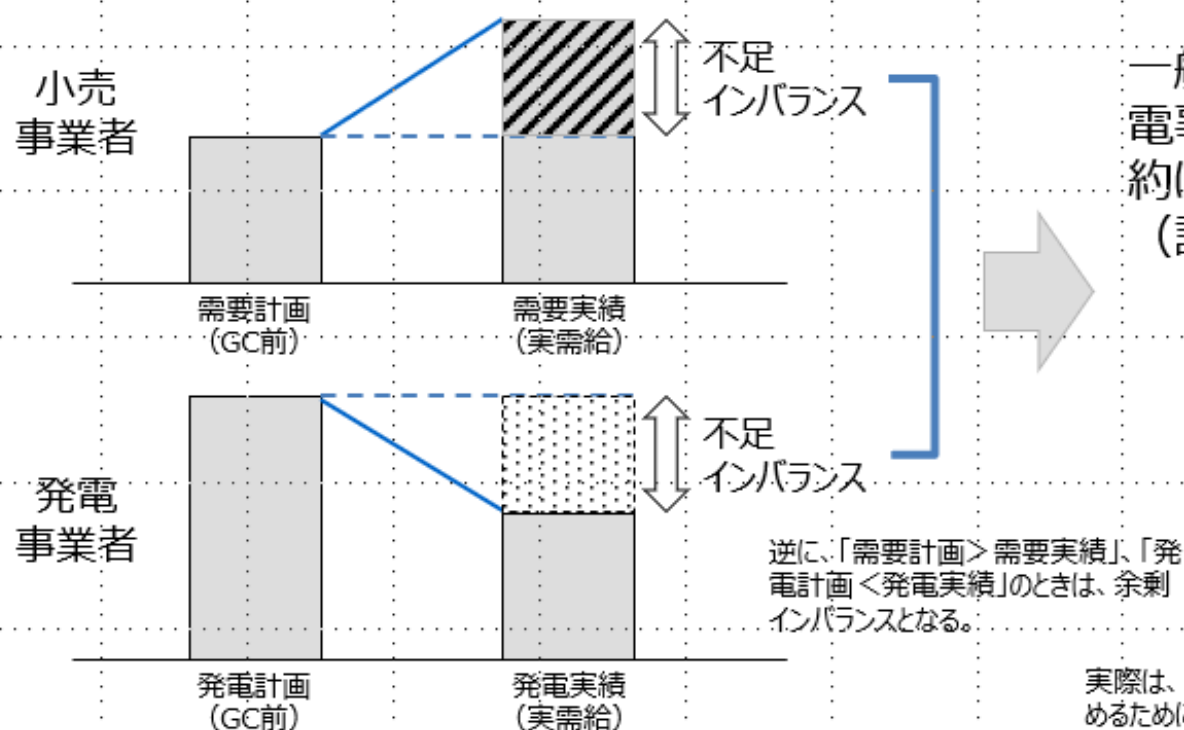
今後の予定・対応

- 全国の一般送配電事業者と発電事業者・小売電気事業者との間の精算に誤りが生じているため、今後、全エリアの一般送配電事業者から払い戻しまたは追加請求が必要となる見込み。
- 正しいインバランス料金の単価や、全国の発電事業者・小売電気事業者に対する払い戻し額・追加請求額について、現在、一般送配電事業者において算定を進めており、正しいインバランス料金の単価は4月、払い戻し額・追加請求額については6月に確定する見通し。
- 今回、インバランス料金単価の公表値の誤りにより価格シグナルが正しく発せられなかったことに加え、発電事業者・小売電気事業者の会計処理・税務処理に影響を与え得ることを考えても不適切であったと考えており、今後、発電事業者・小売電気事業者に与える影響を含め、電力・ガス取引監視等委員会の本委員会において検証し、必要な対応を行う予定。

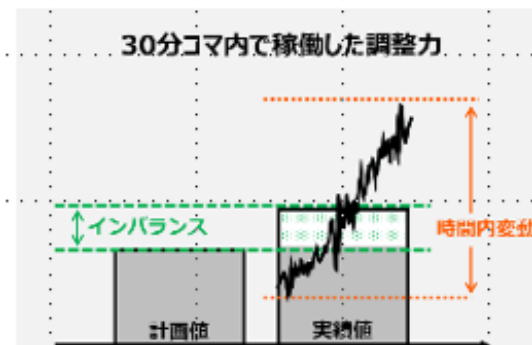
(参考) インバランスについて

- 2016年度からの小売全面自由化後、新たに計画値同時同量制度が導入され、小売事業者と発電事業者は、1日を48コマに分割した30分単位のコマごとに需要計画と発電計画を作成し、実需給の1時間前（ゲートクローズ）までに需給を一致させる運用を行っている。
- 実需給において、計画からズレ（インバランス）が発生した場合は、一般送配電事業者が、電源等（調整力）に指令を行いインバランスを解消するよう調整する。

現在の需給調整の仕組み



一般送配電事業者は、小売事業者や発電事業者が発生させたインバランスを予め契約により確保した需給調整用の電源等（調整力）を用いて解消する。



実際は、1コマ（30分）の中で稼働した調整力の中には、インバランスを埋めるために稼働したものと、時間内変動を調整するために稼働したものがある。

(参考) インバランスと調整力の精算

- インバランスを発生させた発電事業者又小売事業者は、インバランス分の電気について、一般送配電事業者との間で事後精算する。
- 一般送配電事業者は、調整力提供者に対し、需給調整の指令に応じて調整力を稼働させた分の対価を支払う。



インバランス料金とは、一般送配電事業者が実需給における電気の過不足を調整する単価。すなわち、インバランス料金は、実需給における電気の価値を表すもの。