

令和 5 年 10 月 10 日

電力・ガス取引監視等委員会事務局

ネットワーク事業監視課

「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)」のパブリックコメントの募集について

(趣旨)

「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)」に係るパブリックコメントを実施することについて、御審議をいただく。

1. 経緯

インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるもの。2022年度に新インバランス料金制度が導入され、その内容は「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)」(以下、「中間とりまとめ」という。)としてとりまとめられている。

前回の中間とりまとめの改定時においては、「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」とされていたほか、補正インバランス料金におけるCの値に関しては、「2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的な措置として、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に200円/kWhを適用する」とされていたところ。

こうした状況を踏まえ、2024年度以降のインバランス料金制度を検討するため、制度設計専門会合において議論を行い、第89回制度設計専門会合において、中間とりまとめを改定することに関して了承を受けた(中間とりまとめの改定案は資料4-2のとおり)。

内容を御確認いただくとともに、パブリックコメントを行うことについて御審議いただきたい(意見公募要項は資料4-3を参照)。

なお、パブリックコメントは、当委員会では了承を得られ次第、速やかに実施し、1か月ほどの意見募集期間を設ける予定。

2. 中間とりまとめの主な改定内容

第89回制度設計専門会合において議論・了承を得た、中間とりまとめの主な改正内容は以下のとおり。

- 現行の中間とりまとめでは、補正料金算定インデックスに関して、「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」と記載されているため、補正料金算定インデックスは予備率(広域予備率)を参照する旨を記載する。
- 現行の中間とりまとめでは、Cの値に関して、「2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的な措置として、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に200円/kWhを適用する」と記載されているため、2024年度のCの値

41 は引き続き暫定的な措置として200円/kWh を適用し、2025年度以降に関しては別途検討
42 する旨等を記載する。

43 ● 現行の中間とりまとめでは、各コマの限界的な kWh 価格の決定方法に関して、「調整力
44 の広域運用は、2021年度からは15分ごとの指令、2023年度からは5分ごとの指令によっ
45 て運用される予定。したがって、30分コマ内に、前半15分と後半15分の二つの限界的な
46 kWh 価格が存在することになる。(2023年度以降は5分ごと6つの限界的な kWh 価格が
47 存在することになる。)」等の記載があることから、2023年度以降は5分ごとの指令に
48 よって運用されていることを踏まえた記載にする。

49

50 3. (参考) これまでの検討経緯

51 2023 年 2 月 第 82 回制度設計専門会合

52 2023 年 4 月 第 84 回制度設計専門会合

53 2023 年 5 月 第 85 回制度設計専門会合

54 2023 年 6 月 第 86 回制度設計専門会合

55 2023 年 9 月 第 89 回制度設計専門会合

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） 新旧対照表

（下線の部分は改正部分）

改正後	改正前
<p data-bbox="241 311 974 391">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）</p> <p data-bbox="689 454 1102 582">令和元年12月17日 改定 令和3年12月21日 改定 令和5年●月●日</p> <p data-bbox="593 598 1102 630">電力・ガス取引監視等委員会事務局</p> <p data-bbox="129 646 190 678">（略）</p> <p data-bbox="116 694 683 726">2. インバランス料金の算定方法の詳細</p> <p data-bbox="129 742 235 774">(1) 略</p> <p data-bbox="129 790 1064 821">(2) インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格</p> <p data-bbox="190 837 257 869">①略</p> <p data-bbox="190 885 761 917">②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法</p> <p data-bbox="183 933 1075 1109">調整力の広域運用は、<u>2021年度からは15分ごとの指令によって運用されていたが、2023年3月からは5分ごとの指令によって運用されている。したがって、30分コマ内に5分ごと6つの限界的な kWh 価格が存在することになる。</u></p> <p data-bbox="183 1125 1097 1396">30分コマのインバランス料金は、そのコマでさらに1kWhのインバランスが増えた場合に生じる費用の増減（30分全体の限界的な費用）を反映させることが適当と考えられることから、各<u>5分</u>の限界的な kWh 価格を各<u>5分</u>におけるインバランス量によって加重平均して得られる値をインバランス料金に引用することとする。</p>	<p data-bbox="1265 311 1998 391">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）</p> <p data-bbox="1713 454 2125 582">令和元年12月17日 改定 令和3年12月21日</p> <p data-bbox="1617 550 2125 582">電力・ガス取引監視等委員会事務局</p> <p data-bbox="1153 646 1214 678">（略）</p> <p data-bbox="1140 694 1706 726">2. インバランス料金の算定方法の詳細</p> <p data-bbox="1153 742 1258 774">(1) 略</p> <p data-bbox="1153 790 2094 821">(2) インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格</p> <p data-bbox="1214 837 1281 869">①略</p> <p data-bbox="1214 885 1785 917">②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法</p> <p data-bbox="1207 933 2125 1157">調整力の広域運用は、<u>2021年度からは15分ごとの指令、2023年度からは5分ごとの指令によって運用される予定。したがって、30分コマ以内に、前半15分と後半15分の二つの限界的な kWh 価格が存在することになる。（2023年度以降は5分ごと6つの限界的な kWh 価格が存在することになる。）</u></p> <p data-bbox="1207 1173 2125 1444">30分コマのインバランス料金は、そのコマでさらに1kWhのインバランスが増えた場合に生じる費用の増減（30分全体の限界的な費用）を反映させることが適当と考えられることから、各<u>15分</u>の限界的な kWh 価格を各<u>15分</u>におけるインバランス量によって加重平均して得られる値をインバランス料金に引用することとする。</p>

30分コマ内で上げ指令と下げ指令が両者存在したケースでは、上げ指令の価格が高い方と下げ指令の価格が低い方とから同量を相殺し、残ったものの限界的な kWh 価格を加重平均することとする。

(略)

(5) kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金

C: 緊急的に供給力を 1 kWh 追加確保するコストとして、市場に出ている供給力を新たに 1 kWh 確保するために十分な価格ということから、新たに DR を追加的に確保するのに必要となる価格として、電源 I' の公募結果から電源 I' として確保した DR を一般送配電事業者が想定する回数発動した場合の価格を参考に、原則として 600 円/kWh とする。一方、これまでの整理では、2022 年度から 2023 年度までの 2 年間は、暫定的な措置として、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に 200 円/kWh を適用することとしてきた。しかし、将来に向けて価格を引き上げていくという従来からの方向性は堅持しつつも、小売電気事業者の事業環境の大きな変化が予想される 2024 年度からの価格の引き上げは避けることとし、値上げ幅の議論を引き続き 2024 年度以降も継続することとする。

(略)

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、補正料金算定インデックスは各一般送配電事業者等の予備率(広域予備率)を参照する。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。

(略)

30分コマ内で上げ指令と下げ指令が両者存在したケースでは、上げ指令の価格が高い方と下げ指令の価格が低い方とから同量を相殺し、残ったものの限界的な kWh 価格を加重平均することとする。

(略)

(5) kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金

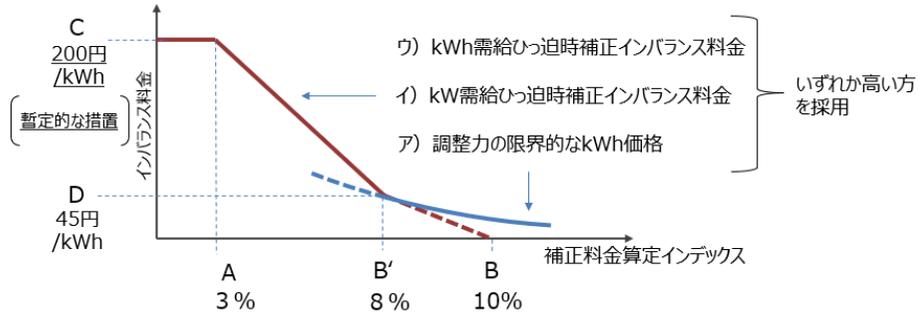
C: 緊急的に供給力を 1 kWh 追加確保するコストとして、市場に出ている供給力を新たに 1 kWh 確保するために十分な価格ということから、新たに DR を追加的に確保するのに必要となる価格として、電源 I' の公募結果から電源 I' として確保した DR を一般送配電事業者が想定する回数発動した場合の価格を参考に、原則として 600 円/kWh とする。ただし、2022 年度から 2023 年度までの 2 年間は、暫定的な措置として、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に 200 円/kWh を適用する。暫定措置期間終了後は、600 円/kWh に変更することを原則とする。ただし、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、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討する。

(略)

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。

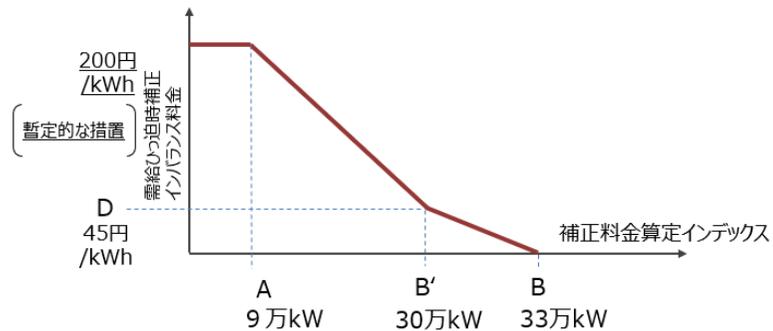
(略)

(6) kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金
(略)

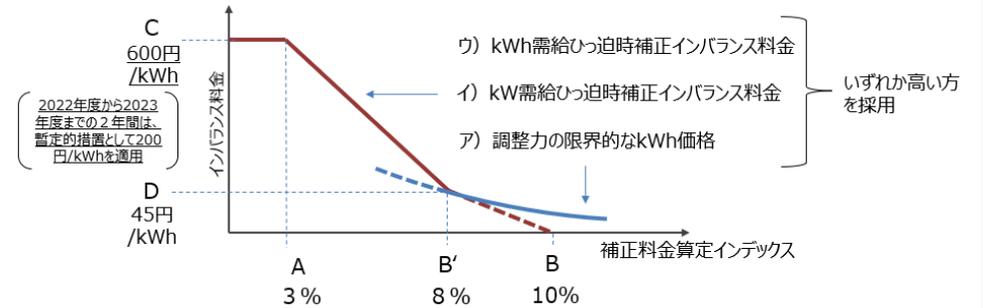


(略)

(9) 沖縄エリアにおけるインバランス料金
(略)

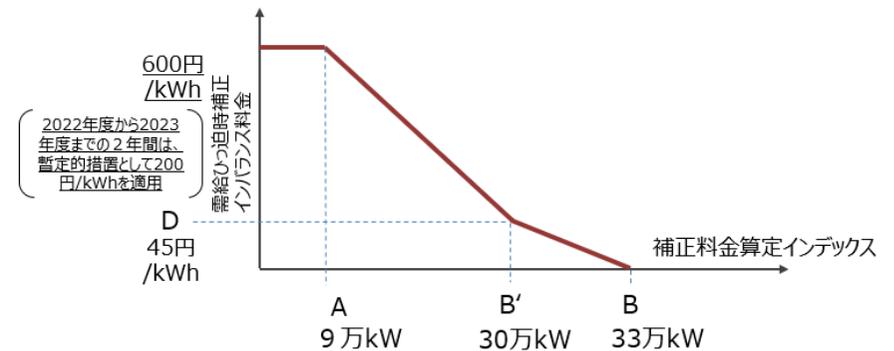


(6) kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金
(略)



(略)

(9) 沖縄エリアにおけるインバランス料金
(略)



(略)

3. タイムリーな情報公表の詳細

(1) 情報公表の意義

(略)

④インバランス精算の透明性の確保

インバランス料金が適正に算定されているか検証できるようにする。なお、インバランス料金情報公表ウェブサイトにおいて公表されたインバランス料金単価の諸元に誤りの可能性がある場合には、当該エリア及び要因（システム不備等）が特定・確認できた時点で、修正される可能性がある日付けコマについて、事案を把握した時点から3時間を目安に同ウェブサイト及び一般送配電事業者のウェブサイトでその旨を公表している。

(略)

(2) 公表されるべき情報の項目及びタイミング

(略)

項目名	公表のタイミング
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）
広域運用調整力の指令量（≒インバランス量）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
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）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
インバランス料金の算定根拠（卸市場価格による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）
インバランス料金の算定根拠（需給	GC 後速やかに公表（実需給前まで）

(略)

3. タイムリーな情報公表の詳細

(1) 情報公表の意義

(略)

④インバランス精算の透明性の確保

インバランス料金が適正に算定されているか検証できるようにする。

(略)

(2) 公表されるべき情報の項目及びタイミング

(略)

項目名	公表のタイミング
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）
広域運用調整力の指令量（≒インバランス量）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
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）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
インバランス料金の算定根拠（卸市場価格による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）
インバランス料金の算定根拠（需給	GC 後速やかに公表（実需給前まで）

ひっ迫時補正インバランス料金)	
<u>インバランス料金単価の諸元誤りの可能性 (エリア、日付けコマ)</u>	<u>事案を把握した時点から3時間を目処に公表 (日付コマの特定に時間を要する際には、インバランス料金単価が修正される可能性がある旨を、可能な範囲で期間等を特定した上で、先行して公表する)</u>
<u>インバランス料金単価の修正値</u>	<u>可能な限り早期に公表 (1週間以内を目処)</u>

ひっ迫時補正インバランス料金)	

(略)

本文書の適用開始について

「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)」の内容は、2024年4月1日からの適用開始とする。

(略)

(参考) これまでの審議経過

平成 31 年 2 月 15 日	第 36 回制度設計専門会合
平成 31 年 4 月 25 日	第 37 回制度設計専門会合
令和元年 5 月 31 日	第 38 回制度設計専門会合
令和元年 6 月 25 日	第 39 回制度設計専門会合
令和元年 7 月 31 日	第 40 回制度設計専門会合
令和元年 9 月 13 日	第 41 回制度設計専門会合
令和元年 10 月 18 日	第 42 回制度設計専門会合
令和元年 11 月 15 日	第 43 回制度設計専門会合
令和元年 12 月 17 日	第 44 回制度設計専門会合
令和 2 年 3 月 31 日	第 46 回制度設計専門会合

(略)

(参考) これまでの審議経過

平成 31 年 2 月 15 日	第 36 回制度設計専門会合
平成 31 年 4 月 25 日	第 37 回制度設計専門会合
令和元年 5 月 31 日	第 38 回制度設計専門会合
令和元年 6 月 25 日	第 39 回制度設計専門会合
令和元年 7 月 31 日	第 40 回制度設計専門会合
令和元年 9 月 13 日	第 41 回制度設計専門会合
令和元年 10 月 18 日	第 42 回制度設計専門会合
令和元年 11 月 15 日	第 43 回制度設計専門会合
令和元年 12 月 17 日	第 44 回制度設計専門会合
令和 2 年 3 月 31 日	第 46 回制度設計専門会合

令和2年6月30日	第48回制度設計専門会合	令和2年6月30日	第48回制度設計専門会合
令和2年7月31日	第49回制度設計専門会合	令和2年7月31日	第49回制度設計専門会合
令和2年9月8日	第50回制度設計専門会合	令和2年9月8日	第50回制度設計専門会合
令和3年10月1日	第65回制度設計専門会合	令和3年10月1日	第65回制度設計専門会合
令和3年10月22日	第66回制度設計専門会合	令和3年10月22日	第66回制度設計専門会合
令和3年11月26日	第67回制度設計専門会合	令和3年11月26日	第67回制度設計専門会合
令和3年12月21日	第68回制度設計専門会合	令和3年12月21日	第68回制度設計専門会合
令和5年2月20日	第82回制度設計専門会合		
令和5年4月25日	第84回制度設計専門会合		
令和5年5月22日	第85回制度設計専門会合		
令和5年6月27日	第86回制度設計専門会合		
令和5年9月29日	第89回制度設計専門会合		

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)

令和元年12月17日

改定 令和3年12月21日

改定 令和5年●月●日

電力・ガス取引監視等委員会事務局

資源エネルギー庁の審議会（電力・ガス基本政策小委員会）において、需給調整市場の創設にあわせて2021年度からインバランス料金制度を改正する方針が示され、その詳細については、電力・ガス取引監視等委員会において、資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関の協力を得つつ検討を進めることとされた。

これを受け、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、2019年2月より、資源エネルギー庁の審議会で示された考え方をベースに、新たなインバランス料金制度の詳細について議論を積み重ねてきた。今般、これまでの議論の結果を踏まえ、2022年度以降のインバランス料金制度の詳細設計の中間とりまとめを行うに至った。

なお、今後更に詳細な議論を要する事項については、引き続き、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関等の協力を得つつ、検討を進めていく。

※2019年11月に開催された電力・ガス基本政策小委員会において、電力・ガス取引監視等委員会における検討結果も踏まえ、新たなインバランス料金制度の開始時期が2022年度からに延期された。

1. 新たなインバランス料金の基本的考え方

インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるもの。したがって、2022年度以降のインバランス料金制度は、インバランスを発生させた者に合理的な負担を求める（発生させたインバランスが合理的な価格で精算される）とともに、系統利用者に適切なインセンティブを与えるものとなるよう、①インバランス料金が実需給の電気の価値を反映するようにし、②関連情報をタイムリーに公表することが重要。

こうした考え方に基づき、インバランス料金は、その時間における電気の価値を反映するよう、以下により算定する。

- 34 ア) インバランス料金はエリアごとに算定する。(調整力の広域運用は考慮)
- 35 イ) コマごとに、インバランス対応のために用いられた調整力の限界的な kWh 価格
- 36 を引用する。
- 37 ウ) 需給ひっ迫時における不足インバランスは、系統全体のリスクを増大させ、緊急
- 38 的な供給力の追加確保といったコスト増をもたらすことを踏まえ、そうした影響
- 39 がインバランス料金に反映されるよう、需給ひっ迫時にはインバランス料金が上
- 40 昇する仕組みを導入する。

41

42 2. インバランス料金の算定方法の詳細

43 (1) インバランス料金の算定方法

44 以下のア)、イ) 及びウ) の高い方をインバランス料金とする。

45 ア) インバランス対応のために用いられた調整力の限界的な kWh 価格 :

46 以下の (2) により算定。必要な場合、(3)、(4) により補正。

47 イ) kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金 :

48 以下の (5) により算定。

49 ウ) kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金 :

50 以下の (6) により算定。

51

52 (2) インバランス料金の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格

53 ①広域運用された調整力の kWh 価格を引用

54 2021 年度以降の調整力の運用においては、インバランス対応は主に広域運用調整

55 力によって対応される¹ことから、広域運用調整力の限界的な kWh 価格²をインバラ

56 ンス料金に引用することとする。この場合、広域運用されたエリアすべてが同一のイ

57 ンバランス料金となる。(エリア分断時の取扱いについては、以下④に記載。)

58

¹ 2021 年度以降の調整力の運用は、以下のとおりとなる。

① 各一般送配電事業者が実需給の 20 分前までに予測したインバランス量については、広域需給調整システムにより北海道から九州までの 9 エリア分が集計され、全エリアの調整力を kWh 価格の安いものから活用して対応。(広域メリットオーダー)

② その後、実需給断面における、20 分前に予測できなかったインバランスや時間内変動への対応は、各エリアごとに自エリアの調整力を用いて対応。(エリアごとのメリットオーダー)

※沖縄は系統が独立しているため、調整力の広域運用は行われない。

² 広域運用調整力の限界的な kWh 価格とは、上げ調整においては広域需給調整システムにより指令された調整力の最も高い kWh 価格、下げ調整においては広域需給調整システムにより指令された調整力の最も低い kWh 価格

59 **②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法**

60 調整力の広域運用は、2021 年度からは 15 分ごとの指令によって運用されていたが、
61 2023 年 3 月からは 5 分ごとの指令によって運用されている。したがって、30 分コマ
62 内に 5 分ごと 6 つの限界的な kWh 価格が存在することになる。

63 30 分コマのインバランス料金は、そのコマでさらに 1 kWh のインバランスが増え
64 た場合に生じる費用の増減 (30 分全体の限界的な費用) を反映させることが適当と考
65 えられることから、各 5 分の限界的な kWh 価格を各 5 分におけるインバランス量
66 によって加重平均して得られる値をインバランス料金に引用することとする。

67 30 分コマ内で上げ指令と下げ指令が両者存在したケースでは、上げ指令の価格が
68 高い方と下げ指令の価格が低い方とから同量を相殺し、残ったものの限界的な kWh
69 価格を加重平均することとする。

70

71 **③広域運用調整力への指令がゼロであった場合の扱い**

72 広域エリア合計でのインバランスが小さく、広域運用調整力の指令量がゼロの場合、
73 当該エリアのインバランス料金は、指令されなかった上げ調整力の最も安い kWh 価
74 格と、指令されなかった下げ調整力の最も高い kWh 価格の平均を引用する。

75

76 **④エリア分断時の扱い**

77 調整力の広域運用において、連系線に空き容量がなく分断があった場合³は、分断さ
78 れたエリアごとに広域運用された調整力の限界的な kWh 価格を引用する。

79

80 **(3) 太陽光等の出力抑制のケースの扱い**

81 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマにおける系統余剰の発生は、実質的に
82 限界費用 0 円/kWh の太陽光等を下げていると見なすことが適当であると考えられる。
83 したがって、太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合の出力
84 抑制実施エリアを含む広域ブロック内のインバランス料金については、実際に稼働し
85 た調整力の kWh 価格を引用するのではなく、インバランス料金の算定に用いる調整
86 力の限界的な kWh 価格 = 0 円/kWh とする。

87 なお、系統余剰／系統不足の判断は、広域需給調整システム運用時の指令量に基づ
88 いて判断する。

³ 分断の判断は、あるエリアで予測されたインバランスの全量が広域運用調整力によって対応できなかった場合、そのエリアは分断されたものと見なすこととする。以下、分断されたエリアごとの各エリアの集合を「広域ブロック」という。また、広域ブロックは、広域需給調整システムの運用に基づく分断の判定により定義する。

89

90 (4) 電源Ⅲ抑制のケースの扱い

91 太陽光等の出力抑制には至らないまでも、優先給電ルールにより、一般送配電事業
92 者からの指令によって、オフラインの火力等の出力を計画値から下げる場合がある
93 (電源Ⅲ抑制)⁴。

94 このような状況において、系統余剰が発生した場合、持ち替えた電源Ⅰ・Ⅱを下げ
95 ることとなるが、実質的には、電源Ⅲを下げているとみなすことができる。したがっ
96 て、その電源Ⅲの下げ調整 kWh 価格をインバランス料金に反映させるのが適当であ
97 るが、電源Ⅲの価格をタイムリーに把握することは困難であるため、インバランス料
98 金の算定に用いる調整力の限界的な kWh 価格は、広域需給調整システムに登録され
99 た調整力の下げ指令単価の最低値とする。

100 なお、系統余剰／系統不足の判断は、広域需給調整システム運用時の指令量に基づ
101 いて判断する。

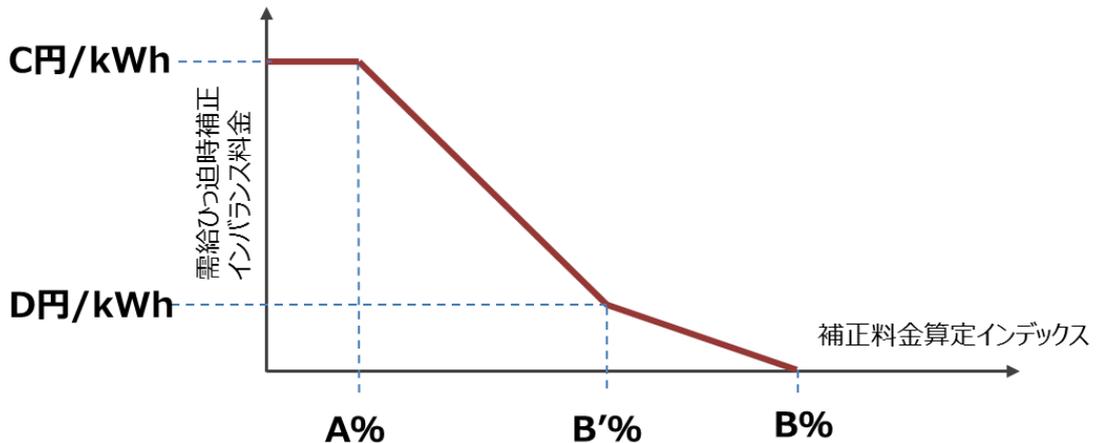
102

103 (5) kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金

104 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
105 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
106 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
107 もの。したがって、需給ひっ迫時、すなわち「上げ余力」が一定値以下になった場合
108 には、そうした影響（コスト増）をインバランス料金に反映させ、系統利用者に対す
109 る適切なインセンティブとなるよう、料金を上昇させることで、需給の改善を促して
110 いくことが適当である。

111 このため、以下のような直線的な式に基づき、そのコマの「上げ余力」（以下、「補
112 正料金算定インデックス」という。）に対応する需給ひっ迫時補正インバランス料金を
113 決定し、これが、上述（1）のア）調整力の限界的な kWh 価格よりも高い場合は、こ
114 の価格を当該コマのインバランス料金とする。

⁴ 下げ代を確保するために電源Ⅰ・Ⅱとの持ち替えを行うケースなど



115
 116 上図におけるA～Dの具体的な数値の設定については、必要に応じて見直しを行う
 117 ことを前提に、当面は以下の設定とする。

118 A：これ以上「補正料金算定インデックス」を低下させることは許されない水準として、
 119 需要家に痛みのある協力を求める対策のタイミングを参考に、政府が需給ひっ迫警
 120 報を発令する予備率（3%）を参考に3%とする。

121 B：「補正料金算定インデックス」が低下するリスクに備えて対策を講じ始める水準とし
 122 て、通常時には用いない供給力である電源I'を発動し始めるタイミングを参考に、
 123 これまで電源I'が発動されたケースにおける広域エリアでの概ねの予備率(10%)
 124 を参考に10%とする。

125 B'：B～B'までは、確保済みの電源I'で対応すると考えられる水準。したがって、
 126 B'は、これ以上「補正料金算定インデックス」が低下すると電源I'以外の新たな
 127 供給力を追加的に確保することが必要になり始める水準として、確保済みの電源I'
 128 の発動が確実となる水準を参考に、電力広域的運営推進機関における需給ひっ迫の
 129 基準となる広域エリアでの予備率（8%）を参考に8%とする。

130 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
 131 たに1kWh確保するために十分な価格ということから、新たにDRを追加的に確保
 132 するのに必要となる価格として、電源I'の公募結果から電源I'として確保した
 133 DRを一般送配電事業者が想定する回数発動した場合の価格を参考に、原則として
 134 600円/kWhとする。ただし、2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的な
 135 措置として、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最
 136 高価格を参考に200円/kWhを適用することとしてきた。しかし、将来に向けて価
 137 格を引き上げていくという従来からの方向性は堅持しつつも、小売電気事業者の事
 138 業環境の大きな変化が予想される2024年度からの価格の引き上げは避けることと
 139 し、値上げ幅の議論を引き続き2024年度以降も継続することとする。

140 D：確保済みの電源Ⅰ’のコストとして、電源Ⅰ’ 応札時に応札者が設定する kWh 価格
 141 の上限金額の各エリア最高価格の全国平均を参考に 45 円/kWh とする。ただし、C
 142 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
 143 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
 144 を検討する。

145
 146 上図における「補正料金算定インデックス」は、調整力の広域運用が行われるエリア
 147 毎に、以下の式により算出する。

$$148 \text{ 補正料金算定インデックス} = \frac{\text{当該コマの広域エリア内の供給力} - \text{当該コマの広域エリア需要}}{\text{当該コマの広域エリア需要}}$$

149
 150

	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。

151
 152
 153 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
 154 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。

155 なお、補正料金算定インデックスは各一般送配電事業者等の予備率（広域予備率）
 156 を参照する。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
 157 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。

158

159 (6) kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金

160 燃料不足懸念がある状況での不足インバランスは、貴重な燃料を使うことにより大
 161 きな社会的コストを発生させることから、それを適切に反映してインバランス料金が
 162 上昇することが適当と考えられる。

163 その反映方法については、燃料不足懸念等が発生した時に調整力を提供する発電事
 164 業者が、燃料不足懸念等を反映した調整力の kWh 価格登録、具体的には燃料不足懸

165 念等により生じる機会費用を加味した kWh 価格登録を行えば、調整力の限界的な
166 kWh 価格が上昇し、燃料不足懸念等を反映したインバランス料金となる。

167 しかしながら、調整力 kWh 価格については、以下の懸念があり、これらにより燃
168 料不足懸念等が発生した時に調整力の限界的な kWh 価格が十分に上昇しない可能性
169 がある。

170 ● スポット市場価格が機会費用を全て反映することにより上昇すれば、これに伴
171 い調整力 kWh 価格も上昇するが、現状は、必ずしもスポット市場価格に機会
172 費用を全て反映できるものとはなっていない。

173 ● 調整力 kWh 価格への機会費用の反映について、発電事業者は、スポット市場
174 価格の機会費用の反映方法をにらみながら行動するため、調整力 kWh 価格へ
175 の機会費用の反映に抑制的となる可能性がある。

176 このため、スポット市場価格や調整力 kWh 価格に機会費用を全て反映できるよう
177 になるまで、燃料不足懸念等が生じた場合に発生する追加的な kWh 供給力コスト⁵を
178 インバランス料金に反映する仕組みとして、kWh 不足の度合いに応じた補正インバ
179 ランス料金 (kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金) を設定する⁶。

180 kWh 不足の度合いに応じた補正インバランス料金を設定するためには、kWh 不足
181 を反映した指標が必要となる。kWh 不足を反映した指標として kWh 余力率があるが、
182 kWh 余力率はコマごとではなく、一週間単位で管理することとされているため、kW
183 需給ひっ迫時補正インバランス料金のような直線的な式を設定することは、現状では
184 困難。

185 このため、当面は、暫定的措置として簡易的な手法で対応することとし、kWh 余力
186 率が3%未満の期間において、80円/kWhの補正インバランス料金を適用する⁷。ただ
187 し、暫定措置期間中の kWh 余力率に関する関係機関における詳細検討の状況等を踏
188 まえ、必要に応じて見直しを検討する。

189 なお、kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金の導入に当たっては、インバランス
190 料金算定システムの改修や kWh 余力率算定のシステム化を要することから、その導
191 入時期については、システム改修が完了次第導入することとする。

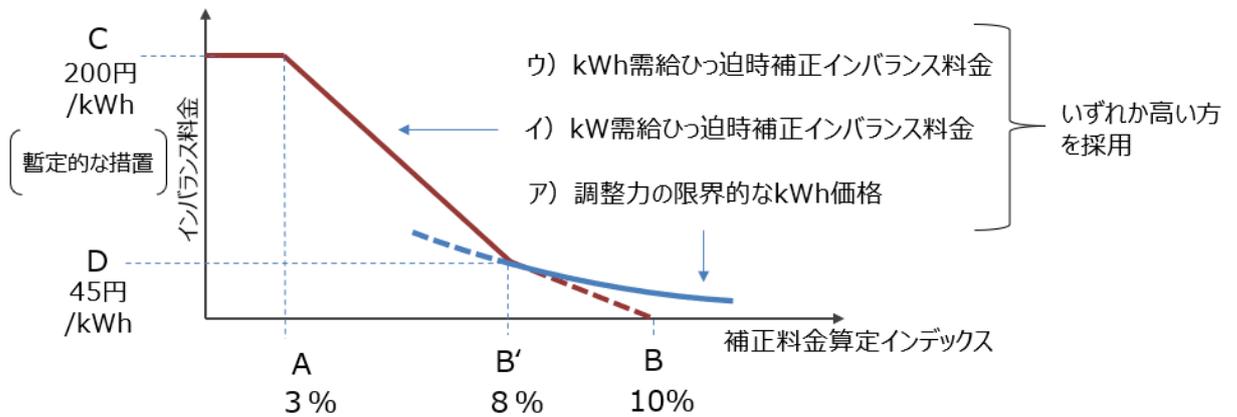
⁵ 緊急的な燃料の追加確保や将来の燃料確保量の増大 (燃料余剰リスクの増大) 等のコスト。

⁶ スポット市場価格や調整力 kWh 価格に機会費用を全て反映できるようになれば、調整力の限界的な kWh 価格によるインバランス料金が燃料不足懸念等を適切に反映したものとなるため、kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金の設定は廃止する。

⁷ 簡易的手法による kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金 80円/kWh の反映方法の一案としては、kWh 余力率3%未満の時間帯に 80円/kWh の調整力が稼働しているとみなして、上述 (2) の計算を行う方法が考えられる

192
193
194

以上、インバランス料金の算定方法の詳細をまとめると下図のとおりとなる。



195
196
197
198
199
200
201
202
203
204

(7) 需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の取扱いについて

需給ひっ迫時において一般送配電事業者は、通常の調整力に加えて、電源 I' や緊急的に追加確保した自家発からの逆潮も供給力として活用する。更に、需給ひっ迫時には、国によって、電気事業法に基づく電力使用制限や計画停電といった対策が講じられることがある。

そのコマにおける電気の価値を適切にインバランス料金に反映させるためには、これらの対策が講じられた際には、そのコストがインバランス料金に反映されることが適当であることから、以下のような方法でインバランス料金に反映する。

需給ひっ迫時に講じられる対策	インバランス料金の計算方法
一般送配電事業者が電源 I' を稼働させた場合	稼働した電源 I' についても広域運用された調整力の一部とみなして、上述 (2) の計算を行う。 ただし、kWh 不足に対応するために長時間発動を行った場合は、広域運用された調整力の一部とはみなさず、電源 I' の長時間発動がなければどの程度補正料金算定インデックスが低下していたかを算定し、その値に基づいて上述 (5) の計算を行う。
一般送配電事業者が緊急的に追加確保した自家発からの逆潮を利用した場合	その自家発がなければどの程度補正料金算定インデックスが低下していたかを算定し、その値に基づいて上述 (5) の計算を行う。
電力使用制限	電力使用制限を調整力とみなし、kWh 価格 = 100 円

	/kWh の調整力が稼働したとみなして、上述（２）の計算を行う。
計画停電	計画停電を調整力とみなし、kWh 価格=C 円/kWh の調整力が稼働したとみなして、上述（２）の計算を行う。

205 ※節電要請については、その発動をインバランス料金に反映させる特別なルールを導入しない。
 206 ※一般送配電事業者のインバランス料金収入・支出については、それに対応するために指令した調整
 207 力の kWh 支出・収入とをあわせてインバランス収支として管理する。インバランス収支は、収支均衡を
 208 原則とし、インバランス収支の過不足については、託送収支に繰り入れ、託送料金を通じて調整する。

209
 210 なお、需給ひっ迫時に、価格メカニズムを通じて新たな供給源の参入や需要側の取
 211 組を促すとともに、電気の最適配分を実現していくためには、こうしたケースにおい
 212 てもスポット市場や時間前市場を開場し、取引が可能となることが重要。したがって、
 213 電力使用制限や計画停電が実施されるケースも含めて、原則として卸電力取引市場
 214 （スポット市場、時間前市場）は閉じないこととする。

215

216 **（８）ブラックアウトが発生した場合のインバランス料金及び卸電力市場のあり方**

217 複数の事故が同時に発生する等によって、ごく短時間でも需給が大きく崩れた場合
 218 には、いわゆるブラックアウト（全域停電）が発生する可能性がある。また、ブラッ
 219 クアウトからの復旧は、複数の発電機を段階的に並列していくことが必要といった技
 220 術的な理由によって時間がかかることがある。

221 ブラックアウトとなった場合には様々な混乱が生じる可能性が高く、関連する情報
 222 を全ての関係者がタイムリーかつ偏りなく得られない状況になる可能性がある。

223 以上を踏まえ、ブラックアウトの発生からネットワーク機能が復旧するまでの間に
 224 ついては、無用な混乱を回避するとともに、市場参加者の公平性を確保するため、卸
 225 電力取引市場を一旦停止し、この期間中のインバランス料金については、ブラックア
 226 ウト発生前の卸電力取引市場価格（スポット市場価格）を適用する。

227

状況	インバランス料金の扱い	卸電力取引市場の扱い
ブラックアウトが発生した場合 - ブラックアウト～ネットワーク機能が復旧するまで - ネットワーク機能の復旧には、	ブラックアウト発生当日： ブラックアウト発生直前のスポット市場価格（各 48 コマ） ブラックアウト発生翌日以降：	卸電力取引市場を停止

設備損壊など当面物理的に通電しえない地域を除く。	ブラックアウト発生直前一週間のスポット市場価格の平均値（各48コマ）	
--------------------------	------------------------------------	--

228 ※ブラックアウト以外に、何らかのトラブルにより卸電力市場システムが停止した場合等、市場の運営が
 229 困難となった場合にもブラックアウト時と同様のインバランス料金を適用する。

230

231 **（9）沖縄エリアにおけるインバランス料金**

232 沖縄エリアにおける上述（2）の算定においては、調整力の広域運用が行われない
 233 ことから、エリア内で稼働した調整力の限界的な kWh 価格を引用してインバランス
 234 料金を算定する。

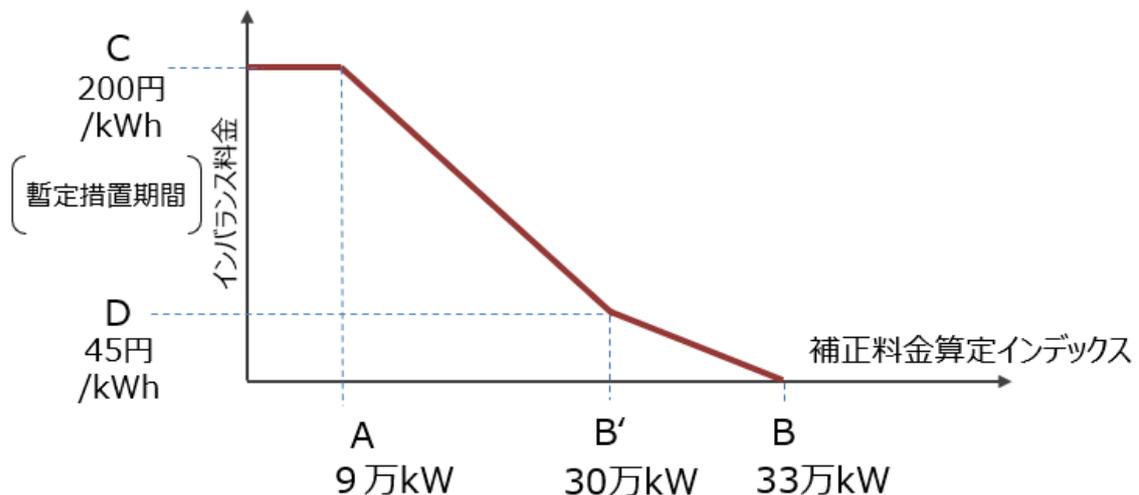
235 エリア内調整力は、インバランス対応と時間内変動対応の両方のために稼働すること
 236 ことから、以下のように算定することとする。

- 237 ● エリア内で稼働した調整力のうち、kWh 価格の高いものから順に 20MWh 分の加
 238 重平均価格を引用することとする。
- 239 ● 30分コマにおいて上げ調整と下げ調整が同時に行われた場合は、上げ調整の高い
 240 方から、下げ調整の低い方から、どちらかの調整量がゼロになるまでそれぞれ相
 241 殺し、残った方の kWh 価格の高いものから順に 20MWh 分の加重平均価格を引
 242 用することとする。

243 kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金については、上述（5）の考え方にに基づき、
 244 以下の設定とする。

245

246 上図におけるA～Dの具体的な数値の設定については、必要に応じて見直しを行う
 247 ことを前提に、当面は以下の設定とする。



248 A：最低限必要な周波数調整分 5.7 万 kW に、他エリアにおいて需給ひっ迫警報を発令
249 する予備率 3 %と計画停電を実施する予備率 1 %の差分となる予備率 2 %に相当す
250 る予備力⁸を加えた値として 9 万 kW を参考に 9 万 kW とする。

251 B：沖縄エリアにおける B' の水準 30 万 kW に、他エリアにおける B' の水準（電源
252 I' の発動が確実となる水準）8 %と B の水準（電源 I' を発動し始める水準）10 %
253 の差分となる 2 %に相当する予備力を加えた値として 33 万 kW を参考に 33 万 kW
254 とする。

255 B'：最低限必要な周波数調整分（電源 I a 必要量）とエリア内単機最大ユニットの電源
256 脱落分（電源 I b 必要量）は、電源 I' 発動時点で最低限維持すべき予備力と考え、
257 電源 I' の発動が確実となる水準は、電源 I a 必要量と電源 I b 必要量を加えた値と
258 して 30 万 kW を参考に 30 万 kW とする。

259 C 及び D：他のエリアの設定と同様とする。

260
261 なお、上述（3）、（4）、（7）及び（8）については、沖縄エリアにも同様のルー
262 ルを適用する。kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金については、沖縄エリアは
263 kWh 余力率管理の対象外となっているため、今後、必要に応じて検討を行う。

264

265 【参考】卸市場価格による補正

266 電源 I など、登録された調整力 kWh 価格が必ずしもその時点の需給状況を考慮さ
267 れたものとなっていない場合があり、そのため、稼働した調整力の限界的な kWh 価
268 格が電気の価値を適切に反映しない場合があり得る。こうしたことから、卸市場価格
269 との関係が逆転する場合においては、以下の補正を行うこととしていた。その後、2020
270 年度冬季の需給ひっ迫において、卸市場価格が需給の状況等とは乖離して高騰した。
271 このような事象が再度発生した場合には、卸市場価格補正によりこうした市場価格を
272 反映したインバランス料金が算出されることとなり、実需給における電気の価値を適
273 切に反映したものとならなくなる。

274 系統利用者による需給一致のインセンティブは、特に需給ひっ迫時において機能す
275 ることが重要であり、需給ひっ迫時には需給ひっ迫時補正インバランス料金の仕組み
276 により、需給一致のインセンティブが確保されることや、2020 年度冬季の需給ひっ迫
277 時に新電力等が受けた影響等を考慮し、卸市場価格による補正は廃止する。

278 なお、新たなインバランス料金制度の開始後、系統不足時にインバランス料金が市
279 場価格を下回る（系統余剰時にインバランス料金が市場価格を上回る）事象がどの程

⁸ 沖縄の厳気象 H1 需要は 160 万 kW 程度であるため、2 %は 3.2 万 kW 程度に相当。

280 度発生するか、その状況を注視していく。

	系統余剰のとき	系統不足のとき
余剰インバランス料金	調整力の限界的な kWh 価格 又は卸市場価格 P (低い方)	調整力の限界的な kWh 価格
不足インバランス料金	調整力の限界的な kWh 価格	調整力の限界的な kWh 価格 又は卸市場価格 P (高い方)

- 281 ● 上表において P は、当分の間、時間前市場における取引の実需給に近い取引から
282 異なる 5 事業者・5 取引の単純平均価格を用いる。
- 283 ● 調整力の広域運用が分断した場合は、分断したエリア毎に算定する。
- 284 ● 当該エリアの異なる事業者による取引件数が 5 件未満である場合には、残りの件
285 数はエリアプライスを引用する。
- 286 ● 系統余剰／系統不足の判断は、広域需給調整システム運用時の指令量に基づいて
287 判断する。

288

289 3. タイムリーな情報公表の詳細

290 (1) 情報公表の意義

291 インバランス料金が、その時間における電気の価値を反映することを踏まえ、以下
292 の意義に基づき、関連情報がタイムリーに公表されるべきである。

293 ① 需給バランス確保の円滑化を通じた安定供給の確保

294 系統の需給状況やインバランスの発生状況、インバランス料金に関する情報をタイ
295 ムリーに提供することにより、系統利用者が最新の状況を踏まえて自らの需要予測を
296 精査し、市場取引などを通じて調達量を調整することを促進。

297 ② 電気の有効利用の促進・新たなビジネスモデルの育成

298 インバランス料金 (=リアルタイムの電気の価格) に関する情報をタイムリーに公
299 表することで、状況変化があった場合にそれが速やかに時間前市場価格等に反映され
300 ることを促進。今後、需給の状況変化に応じて電気の消費・供給・充放電を変化させ
301 るといった分散型の取り組みが拡大するための環境を整備。

302 ③ 適正な競争の確保 (情報格差の防止)

303 電力市場における適正な競争を確保する観点から、一部の者 (調整力提供者) のみ
304 がインバランス料金の予測に資する情報を持つことがないようにする。

305 ④ インバランス精算の透明性の確保

306 インバランス料金が適正に算定されているか検証できるようにする。なお、インバ
 307 ランス料金情報公表ウェブサイトにおいて公表されたインバランス料金単価の諸元
 308 に誤りの可能性がある場合には、当該エリア及び要因（システム不備等）が特定・確
 309 認できた時点で、修正される可能性がある日付けコマについて、事案を把握した時点
 310 から3時間を目安に同ウェブサイト及び一般送配電事業者のウェブサイトでその旨
 311 を公表している。

312

313 (2) 公表されるべき情報の項目及びタイミング

314 系統の需給に関する情報

315 系統の需給状況は、系統利用者が最新の状況を踏まえてインバランス料金を予測し、
 316 市場取引などを通じて自らの計画をより合理的なものとする上で重要な情報となる。

317

318 ● エリアの需要に関する情報

項目名	公表のタイミング
エリア総需要量（実績値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
エリア総需要量（予測値）	一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表
エリア総需要量（需要BG計画値の総計）	翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表

319

320 ● エリアの発電に関する情報

項目名	公表のタイミング
エリア総発電量（実績値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
エリア総発電量（予測値）	前日夕方、当日午前中などに公表
エリア総発電量（発電BG計画値の総計）	翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表
エリア風力・太陽光発電量（実績値）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
エリア風力・太陽光発電量（予測値）	前日夕方、当日午前中などに公表
エリア太陽光・風力発電量（発電BG計画値の総計）	翌日計画・当日計画確定後に速やかに公表

321 ※風力発電量については、エリア内の導入量等を踏まえ、段階的な対応を検討。

322

323 ● エリアの需給状況に関する情報

項目名	公表のタイミング
連系線の空き容量	状況変化に基づき随時公表
発電ユニット等の停止情報	状況変化に基づき随時公表
広域エリア供給力/広域予備率（GC 時点での最終計画値）	GC 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（GC 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）

324

325 インバランス料金に関する情報

326 インバランス料金の情報は、系統利用者が最新の状況を把握する上で不可欠な情報で
327 あるとともに、その算定根拠を公表することでインバランス料金の透明性を確保するこ
328 とに資する。

329 なお、計画停電時や電力使用制限時等については、復旧作業などに注力する緊急的な
330 状況であり、また、実施時間等は政府等との調整が必要なため、タイムリーに情報公表
331 システムに反映する運用が当面は困難となることが想定される。

332 このため、これらの事象が発生した際には、その実施時間等を一般送配電事業者のホ
333 ームページに公表し、インバランス料金については、あらかじめ、インバランス料金の
334 公表用ホームページ等に常時分かりやすい形で注記して情報発信することとし、システ
335 ムへの反映のあり方は、ニーズ等を踏まえ、引き続き、国、広域機関、一般送配電事業
336 者において検討する。

337

項目名	公表のタイミング
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）
広域運用調整力の指令量（≒インバ ランス量）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
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）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも 30 分後まで）
インバランス料金の算定根拠（卸市場 価格による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）
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）	GC 後速やかに公表（実需給前まで）

インバランス料金単価の諸元誤りの可能性（エリア、日付けコマ）	事案を把握した時点から3時間を目処に公表（日付コマの特定に時間を要する際には、インバランス料金単価が修正される可能性がある旨を、可能な範囲で期間等を特定した上で、先行して公表する）
インバランス料金単価の修正値	可能な限り早期に公表（1週間以内を目処）

338

339 **調整力に関する情報**

340 調整力の稼働情報は、系統利用者がインバランス料金を予測する上で重要な情報である
 341 るとともに、一部の者（調整力提供者）のみがその情報を持つことがないよう、公表を
 342 行うことが適正な競争の確保に資する。

343

項目名	公表のタイミング
広域運用調整力の指令量	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
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）	コマ終了後速やかに公表（遅くとも30分後まで）
広域運用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） ※公表の方法は、当分の間、9エリア全体、東日本3エリア、西日本6エリアそれぞれについて、広域メリットオーダーを近似した直線を公表

344

345 **本文書の適用開始について**

346 「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）」の内容は、
 347 2024年4月1日からの適用開始とする。

348

349 **（参考）これまでの審議経過**

350	平成31年2月15日	第36回制度設計専門会合
351	平成31年4月25日	第37回制度設計専門会合
352	令和元年5月31日	第38回制度設計専門会合
353	令和元年6月25日	第39回制度設計専門会合
354	令和元年7月31日	第40回制度設計専門会合
355	令和元年9月13日	第41回制度設計専門会合
356	令和元年10月18日	第42回制度設計専門会合
357	令和元年11月15日	第43回制度設計専門会合

358	令和元年 12 月 17 日	第 44 回制度設計専門会合
359	令和 2 年 3 月 31 日	第 46 回制度設計専門会合
360	令和 2 年 6 月 30 日	第 48 回制度設計専門会合
361	令和 2 年 7 月 31 日	第 49 回制度設計専門会合
362	令和 2 年 9 月 8 日	第 50 回制度設計専門会合
363	令和 3 年 10 月 1 日	第 65 回制度設計専門会合
364	令和 3 年 10 月 22 日	第 66 回制度設計専門会合
365	令和 3 年 11 月 26 日	第 67 回制度設計専門会合
366	令和 3 年 12 月 21 日	第 68 回制度設計専門会合
367	令和 5 年 2 月 20 日	第 82 回制度設計専門会合
368	令和 5 年 4 月 25 日	第 84 回制度設計専門会合
369	令和 5 年 5 月 22 日	第 85 回制度設計専門会合
370	令和 5 年 6 月 27 日	第 86 回制度設計専門会合
371	令和 5 年 9 月 29 日	第 89 回制度設計専門会合

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）に対する意見公募要領

令和 5 年●月●日
経済産業省
電力・ガス取引監視等委員会事務局
ネットワーク事業監視課

1. 意見公募の趣旨・目的・背景

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会では、計画値同時同量制度下において系統利用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際の対価精算方法であるインバランス料金制度を、需給調整市場の創設にあわせて 2021 年度から改正する方針が示され、その詳細については、電力・ガス取引監視等委員会において、資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関の協力を得つつ検討を進めることとされました。

これを受け、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、2023 年 2 月より、新たなインバランス料金制度の詳細について 5 回にわたって議論がなされ、その中間とりまとめについて、2023 年 10 月 10 日の電力・ガス取引監視等委員会に報告されました。

ついては、広く国民の皆様から意見をいただきたく、以下の要領で意見の募集をいたします。忌憚のない意見を下さいますようお願い申し上げます。

2. 意見公募の対象

「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）」

3. 資料入手方法

電子政府の総合窓口「e-Gov」における掲載

4. 意見募集期間（意見募集開始日及び終了日）

令和 5 年 10 月●日（●）～令和 5 年 11 月●日（●）必着

5. 意見提出先・提出方法

別紙の意見提出用紙に日本語で記入の上、以下いずれかの方法で送付して下さい。

(1) 電子政府の総合窓口「e-Gov」

電子政府の総合窓口「e-Gov」(<https://search.e-gov.go.jp/servlet/Public>)の意見提出フォームからご提出ください。

(2) 郵送

意見提出用紙に氏名、連絡先及び本件への意見を記入の上、下記の住所宛にお送り下さい。

住所：〒100-8901
東京都千代田区霞が関1-3-1
経済産業省
電力・ガス取引監視等委員会ネットワーク事業監視課
パブリックコメント担当 宛て

(3) 電子メール（意見提出用紙を添付してお送り下さい。）

意見提出用紙に氏名、連絡先及び本件への意見を記入の上、下記のメールアドレス宛てにお送り下さい。

メールアドレス： bz1-s-dentori-network-O-meti.go.jp

（迷惑メール防止のため、アドレス中の「@」を「-o-」としております。電子メール送信の際には「@」に置き換えて利用して下さい。）

電子メールの件名を「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）に対する意見」として下さい。

※ 電話での意見提出はお受けしかねますので、あらかじめ御了承下さい。

6. その他

皆様からいただいた意見については、最終的な決定における参考とさせていただきます。なお、いただいた意見についての個別の回答はいたしかねますので、あらかじめ、その旨を御了承下さい。

提出いただきました意見については、氏名（法人又は団体の場合は名称）、住所、電話番号及びメールアドレスを除き、すべて公開される可能性があることを、あらかじめ御承知おき下さい。ただし、意見中に、個人に関する情報であって特定の個人を識別しうる記述がある場合及び個人・法人等の財産権等を害するおそれがあると判断される場合には、公表の際に当該箇所を伏せさせていただきます。

意見に附記された氏名、連絡先等の個人情報については、適正に管理し、意見の内容に不明な点があった場合等の連絡・確認といった、本案に対する意見公募に関する業務にのみ利用させていただきます。

「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）」に対する意見

[氏名]	(企業・団体の場合は、企業・団体名、部署名及び担当者名)
[住所]	
[電話番号]	
[電子メールアドレス]	
[御意見]	
・ 該当箇所（どの部分についての意見か、該当箇所が分かるように明記して下さい。）	
・ 意見内容	
・ 理由（可能であれば、根拠となる出典等を添付又は併記して下さい。）	

インバランス料金制度の見直しについて (補正インバランス料金のC及びDの値)

第89回 制度設計専門会合
事務局提出資料

2023年9月29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

- 第86回制度設計専門会合（2023年6月）において、補正インバランス料金のC及びDの値について議論を行った。
- その際、C及びDの値に関しては、今夏の需給状況など直近の状況も踏まえた上で、さらに検討することとしていた。
- 本日は、前回会合での御指摘等を踏まえつつ、今夏の需給状況や事業者等へのヒアリングを実施・精査したため、御議論いただきたい。
- また、来年度以降のインバランス料金制度に関するこれまでの議論等を踏まえ、「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）」の改定に関して御議論いただきたい。

(参考) 需給ひっ迫時の補正インバランス料金について

第85回制度設計専門会合（2023年5月）
資料6-1

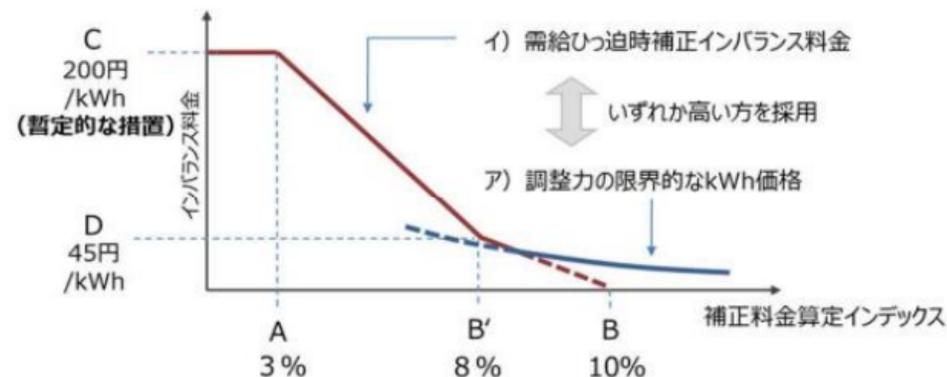
- 2022年度から開始されているインバランス料金制度は、需給調整市場の発足を踏まえて検討が行われ、第44回制度設計専門会合（2019年12月17日）において中間とりまとめ^{注1}が行われた。

注1 その後、パブリックコメント手続きに付されたが修正なしとなった。

- 中間とりまとめにおいては、需給ひっ迫時補正インバランス料金について、以下の整理がなされている。

C：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いうことから、新たにDRを追加的に確保するのに必要となる価格として、電源 I' の公募結果から電源 I' として確保したDRを一般送配電事業者が想定する回数発動した場合の価格を参考に、原則として600 円/kWh とする。**ただし、2022 年度から2023 年度までの2 年間は、暫定的な措置として、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に 200 円/kWh を適用する。**暫定措置期間終了後は、600 円/kWh に変更することを原則とする。ただし、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などを確認した上で、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討する。

D：確保済みの電源 I' のコストとして、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を参考に 45 円/kWh とする。ただし、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などを確認した上で、必要に応じ、見直しを検討する。



(参考) 第86回制度設計専門会合におけるまとめ

第86回制度設計専門会合 (2023年6月)
資料10

【まとめ】2024年度のC値及びD値について

- DR等の発展に対する影響について

⇒電源 I' におけるDRの応札量は、C値が200円/kWh と設定された2020年度以降も着実に増加している。

- 小売電気事業者にとってのリスク回避手段の整備

⇒時間前市場や電力先物市場の取引量は年々増加傾向ではあるが、スポット市場の取引量と比較すると限定的である。

- C値及びD値に関する更なる検証

⇒電源I'に係る複数年のエリア別最高調達価格の平均を取ったところ、360.52円/kWhであった。また、電源I'のkWh上限価格について、昨年度の東北エリアの200円/kWhを除いたうえで、複数年の上限単価の平均を取ったところ、概ね45円/kWhであり、現在のD値と近い数値となった。



➤ C値及びD値について、この夏の需給状況など直近の状況も踏まえた上で、さらに検討することとしたい。

1. 補正インバランス料金のC及びDの値

2. 中間とりまとめの改定

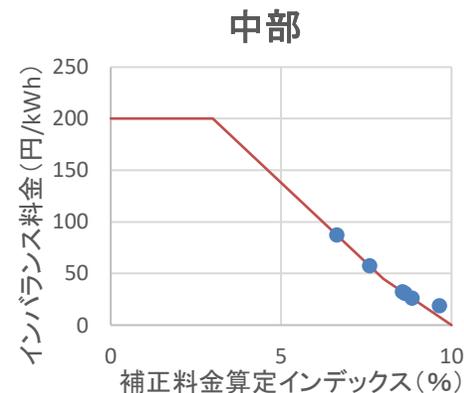
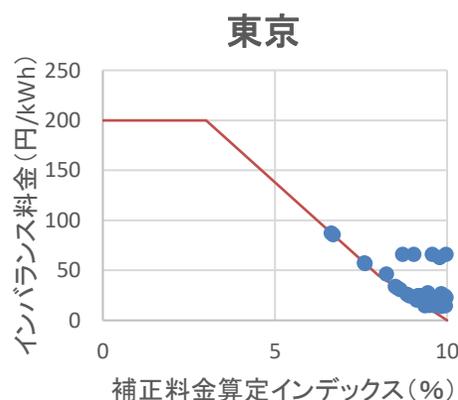
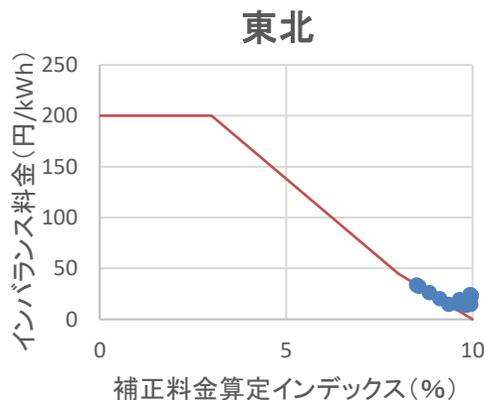
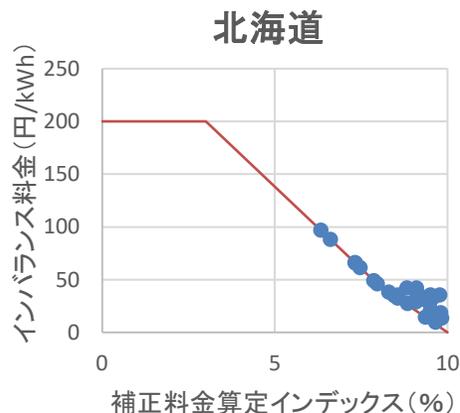
(参考) 前回会合（令和5年6月27日（火））における主な御意見

- 第86回制度設計専門会合（2023年6月）における主な御意見は以下のとおり。
 - C値及びD値について、この夏の需給状況など直近の状況も踏まえてさらに検討するという案に賛成。（草薙委員）
 - インバランス料金のC値、D値について、この夏の需給状況等も踏まえてさらに検討するという案については、支持をしたい。その上で、インバランス料金は誤算定がかなりの頻度で起きていると認識。誤算定がなぜ起きるのかということについては、総合的に検討して防いでいくような仕組みが必要。（二村委員）
 - DRの発展に対する影響について、200円でもDRが増加しているからよいというふうを考え、受け止めていいのか、それとも将来600円になるから今のうちにやっておこうと思っているのか、それは（第86会合の事務局資料からでは）判別できない。小売のリスク回避の手段も、増加傾向であるが限定的であり、C値をこのままであるべきだと積極的に言えるものでもない。ただ、消費者の漠然とした恐怖・不安というものがあるとよろしくない。状況を見た上で、着実に実行できる形・納得いく形で値が定められるということが適切。（山口委員）
 - 今回のC値の検証においても、やはり600円とする理由が見られない。直近の状況を含め、過去からの電源I'のコストがどうなっていくかは一番重要な点になるであろう。600円という数字そのものも議論していただきたいし、もう少し価格推移を見極めた上で検討していただくのが合理的。（中野オブザーバー）

①今夏の需給等（補正インバランス料金の動向）

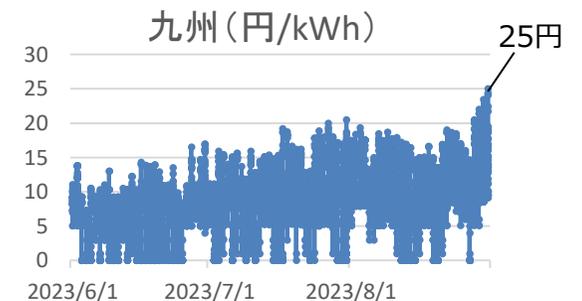
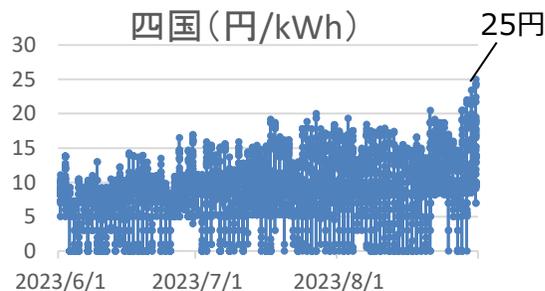
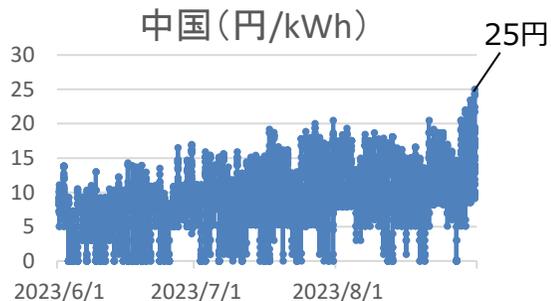
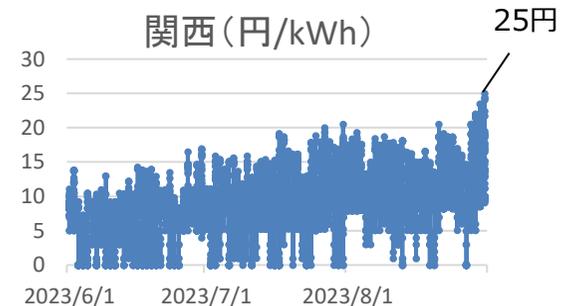
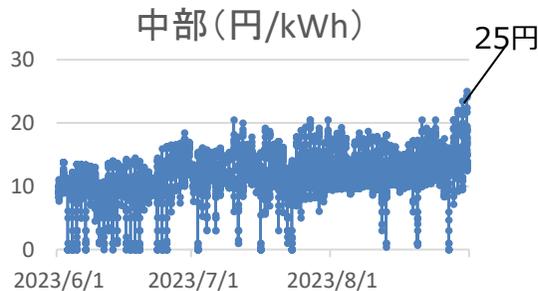
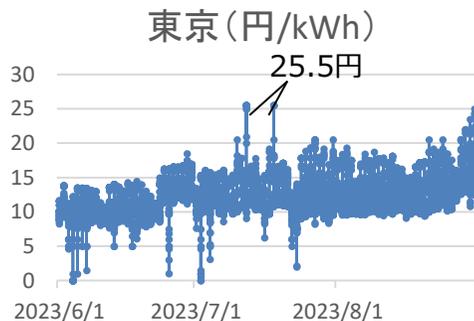
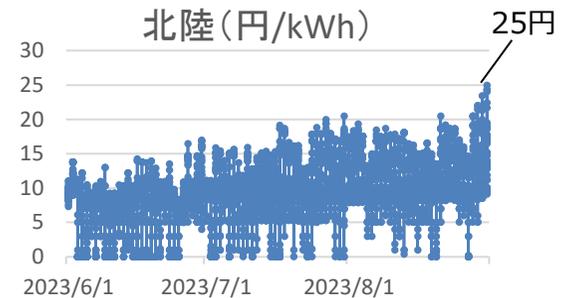
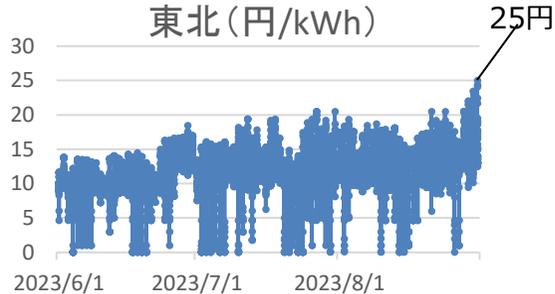
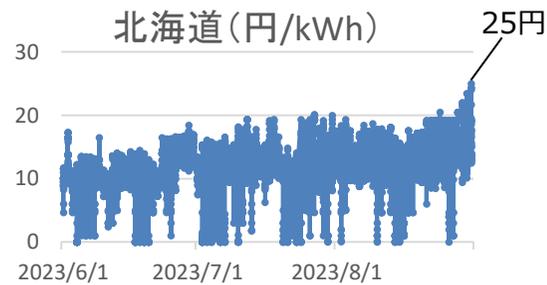
- 2023年6月～8月において、補正料金算定インデックスが10%以下となったコマは、全体の約2%（84コマ）であった。
- エリア別で見ると、北海道、東北、東京、中部の4エリアにおいて10%以下となるコマが存在しており、その他のエリアについては10%以下となるコマがなかった。
- 該当のコマは、一般送配電事業者によると、太陽光発電の出力低下と夕方に向けた需要の増加が重なることにより、一般的に一日の中で16時～20時頃の時間帯に予備率が低い傾向にあると考えられるとのこと。

	補正料金算定インデックス： 0～3%	補正料金算定インデックス： 3～8%	補正料金算定インデックス： 8～10%
補正インバランス料金の最高価格	—	96.77円/kWh	65.9円/kWh
該当コマ数	0	13	71



①今夏の需給等（スポット市場価格）

- 2023年6月～8月におけるスポット市場（エリアプライス）の価格動向は、以下のとおり。
- 最高価格は東京エリアの25.5円/kWh（7月12日、7月18日）であった。

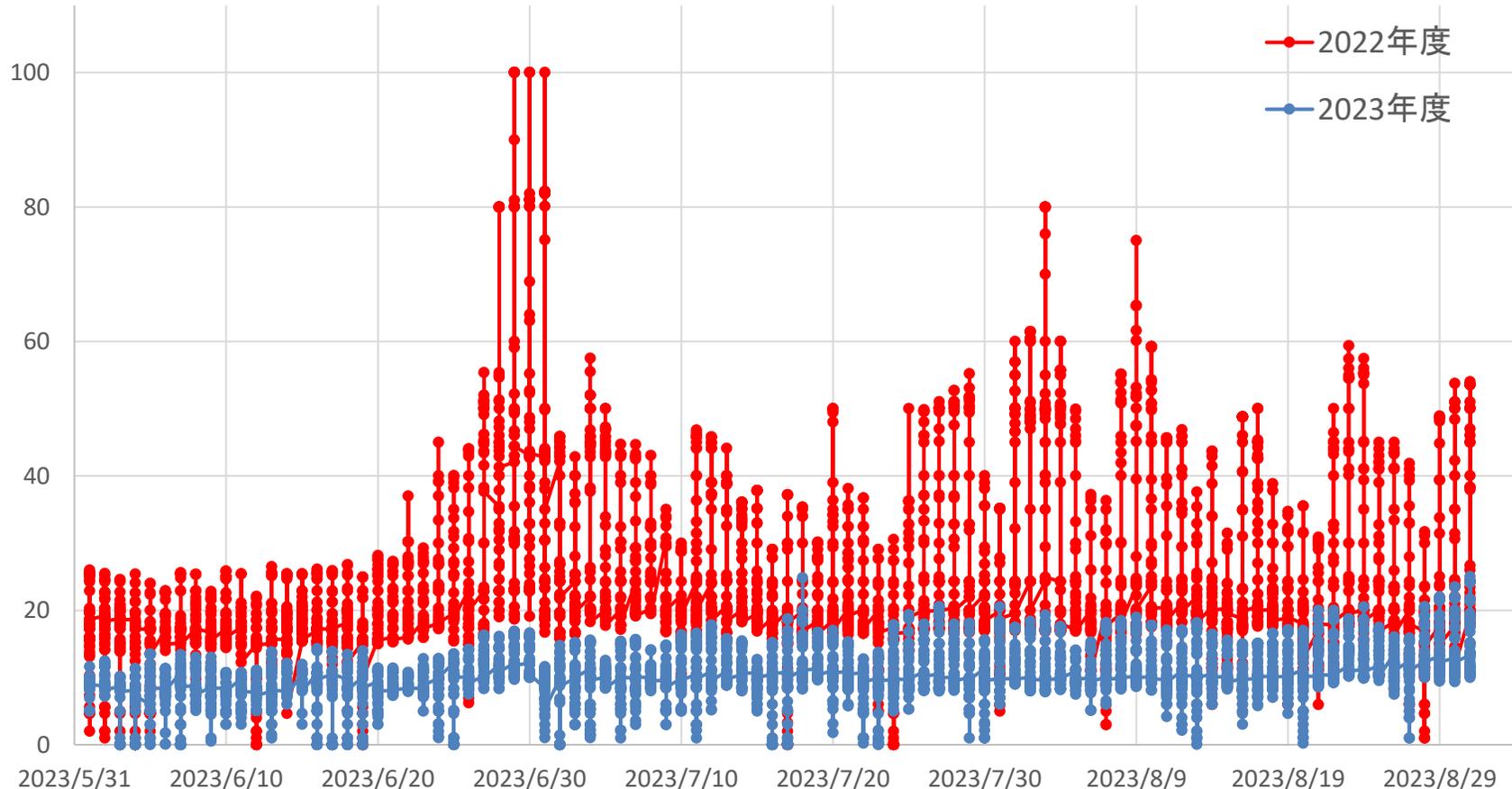


(参考) スポット市場価格の昨年との比較

- 2023年6月～8月のシステムプライスの平均価格は約10円/kWhであり、昨年同期と比較して約58%程度価格が低くなっていた。 今夏の需給状況は改善されており、全体的に落ち着いた傾向が見られた。

スポット市場価格（システムプライス）に関する比較
（2022年及び2023年の6月～8月の価格）

(円/kWh)



②事業者ヒアリング結果（DR事業者）

- インバランス料金に関して事業者へヒアリングを行った。
- 各事業者からのコメントは以下のとおり。
 - 上限値C値は引き上げた方がDRが促進される
 - どの程度C値を引き上げた場合に、どの程度DRが増加するかなどの定量的な試算は現状行っていない
 - 現状のC値でもDRは十分促進されている、C値を引き上げるならば容量拠出金などの発生した後の小売電気事業者の負担が落ち着いたタイミングが良いのではないか

	ヒアリング内容
DR事業者	<ul style="list-style-type: none">・C値を600円などに引き上げると小売電気事業者のDRに対するニーズが上がるため、DR事業者が増えると考え。C値が200円で維持される場合、DRは現状より促進されない。・補正インバランス料金の上限額を引き上げることによって、どの程度より多くのDR事業者が増えるかについては定量的な試算を行っていない。・C値を引き上げるのならば今のタイミングではなく、容量拠出金などが発生した後の小売電気事業者の負担が落ち着いたタイミングいいのでは。・現状の補正インバランス料金の上限値においてでも十分DR事業は促進されていると考えている。・時間前市場の動きが不確定な中で、補正インバランス料金の上限値の引き上げを行うと、スポット市場及び時間前市場にもその影響が反映されてくることが予想される。DRの発動に失敗した際に、その影響が現段階で不透明であるため、マイナス要素と捉えてDR事業から撤退する事業者が増えるのでは。

②事業者ヒアリング結果

(小売電気事業者、発電事業者、一般送配電事業者)

- 各事業者からのコメントは以下のとおり。
 - 小売電気事業者からは、インバランス料金C値の引き上げについては、慎重な意見が多かった
 - 発電事業者からは、C値について現状維持に賛成の意見があった
 - 一般送配電事業者からは、様々な条件によると思うが一般的には、C値の上昇により、需給状況は良くなると想定されるとの意見があった
- なお、以下の内容は一部の事業者へのヒアリング結果であり、各事業分類の総意ではないことに留意が必要

	ヒアリング内容
小売電気事業者	<ul style="list-style-type: none">・（自社はDR事業を行っていないが、）C値を引き上げることでDR事業者数が増加するかはDRへ参画する需要家の数によるため、DR事業者数の増減はないと考える。・2024年度から容量拋出金が発生するため、小売事業者の負担が見通せるようになってからC値を引き上げた方が良く考えている。・新電力にとってインバランス料金の価格は影響力が大きい数字であり現状の200円でも高いと思っている。・災害時の需給逼迫状況において200円～600円のリスクを小売事業者がとらなければならないのか。・小売電気事業者が計画値同時同量を達成する上で、インバランス料金の発生を回避することよりも、TSOとの約款上における託送供給の契約の解約などの方が抑止力になっていると考える。
発電事業者	<ul style="list-style-type: none">・補正インバランス料金の上限値を維持することに異論はない。
一般送配電事業者	<ul style="list-style-type: none">・様々な条件によると思うが一般的には、補正インバランス料金の上限値の上昇により、DR参加者が増加し需給状況は良くなると想定される。・上限値を600円に引き上げた方が逼迫対策に効果があるのではと想像する。

③ 今後の方針

- 今夏（6月～8月）の需給状況について

⇒補正料金算定インデックスが10%を割り込んだ事例はごくわずかであり、3%を割り込んだ事例はなかったため、インバランス料金の観点で追加的に詳細分析が必要な場面はなかった。

- DR事業者へのヒアリング結果

⇒Cの値を200円/kWhから引き上げることでDR事業者数が増加していくと考えられるが、どの程度より一層DRを促進することになるか等の定量的に判断することは困難。

- 小売電気事業者等へのヒアリング結果

⇒小売電気事業者からは、2024年度から容量市場が開始され、容量拠出金の支払いが発生する予定であるため、C値の引き上げに関しては慎重な意見が多かった。

➡ DR育成の重要性や需給逼迫時の対応促進等の観点から、将来に向けてC値を引き上げていくという従来からの方向性は堅持しつつも、今夏の需給状況は安定しており、小売電気事業者の事業環境の大きな変化が予想される2024年度からのC値の引き上げは避けることとし、値上げ幅の議論を引き続き2024年度以降も継続することとしてはどうか。

（インバランス料金については、卸電力市場におけるネガティブプライスの扱いに係る今後の検討状況にも留意が必要。）

(参考) 再エネTFの提言 (抜粋)

第27回 再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース
(2023年6月) 資料3-2

Ⅲ 提案

日本の優先給電ルールに基づく出力抑制が引き起こしている上記の弊害を除去するために、電力需給制度を次の方法で改善し、優先給電ルールを廃止することを提案する。

[1] 負の市場価格と、負のインバランス料金とを許容する。それと併せて、優先給電ルール、あるいはそれに類した、出力抑制を徹底的に廃止する。

[2] 現在の FIT にはインバランス精算に服するインセンティブを与える。

まず、次の「新 FIP 制度」を創設し、現在の FIT 事業者がこの制度に転換できることとする。

- a. 新 FIP への転換を選択する事業者には、年間を通せば FIT で得られる収入と同額となる kWh 当たり FIP 交付金を与える。その際、この目的で現行の転換支援制度で支給している kWh 当たり FIP 交付金の単価の算定式を見直し、転換に伴う不必要なリスクを少なくする¹⁴。
- b. 転換に当たって、発電事業者による遠隔での起動停止などの制御は求めるが、オンライン制御化は求めない。

(参考) 卸電力市場におけるネガティブプライスの検討

第52回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会
(2023年6月) 資料3

中長期対策② 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

- 再エネの出力制御が行われる時間帯は、電力の供給量が需要を上回っており、通常、卸電力市場（前日スポット取引）における約定価格は、ほぼゼロ円である。
- 現状では、市場価格がゼロ円であっても、それを需要家が享受できる小売料金メニューが完全市場連動メニューに限られるため、需要増加には寄与しておらず、需要創出に繋がる小売料金メニューの出現が期待される。
- なお、海外においては、卸電力市場において「マイナス」の価格（ネガティブプライス）での取引が行われる仕組みとなっている例もある。ネガティブプライスは、供給側に対して供給ディスインセンティブを持たせ自発的な出力調整を促すとともに、需要側に対して適切に料金に反映されれば電力の消費インセンティブを持たせる効果もあると考えられる。
- ただし、ネガティブプライスについては、日本においても導入を求める声もあるが、電力取引に係る大きな考え方の変更となるため、様々な論点（※）について、詳細・丁寧な検討が不可欠。
※例えば、ネガティブプライスをつけているコマのみならず、もう少し広い時間幅で見たときに、電力需給にどのような影響を与え得るか、短時間に供給量を調整することが困難な電源の扱いや、取引上の基本概念の変更による関連諸制度（インバランス料金制度、FIT・FIP制度、容量市場等含む各種制度）との整合性など。
- また、別途、卸電力市場価格以外の価格面の要素として、系統設備コスト等の固定費が大宗を占める託送料金などの存在も指摘されている。このうち、託送料金については、2023年4月から、再エネの出力抑制の時間帯に需要をシフトした場合は割引が適用されるようにピークシフト割引の時間帯が見直しされている。このため、まずはその効果を見極めながら、中長期的な観点から、必要に応じ、より一層のインセンティブ等を持たせることも考えられるのではないかと。

1. 補正インバランス料金のC及びDの値

2. 中間とりまとめの改定

① 中間とりまとめについて

- 2019年2月より、制度設計専門会合において、新たなインバランス料金制度の詳細について議論を積み重ね、**2020年4月に2022年度以降のインバランス料金制度の詳細設計の中間とりまとめを行った**。中間とりまとめは、その後の議論内容を踏まえて、2021年12月に改定している（資料6－1を参照）。
- 以下の表のとおり、**本会合において、2024年度以降に向けたインバランス料金制度に関する検討を進めてきたことなどを踏まえ、中間とりまとめを改定することとしてはどうか。**

回	日程	議論内容
第82回制度設計専門会合	2023年2月	補正料金算定インデックスと予備率の一本化
第84回制度設計専門会合	2023年4月	補正料金算定インデックスと予備率の一本化
第85回制度設計専門会合	2023年5月	補正インバランス料金のC及びDの値
第86回制度設計専門会合	2023年6月	補正インバランス料金のC及びDの値
第89回制度設計専門会合	2023年9月	補正インバランス料金のC及びDの値

②中間とりまとめの改定

- これまでの検討等を踏まえ、以下の点に関して、中間とりまとめを改定してはどうか。
 - 現行の中間とりまとめでは、補正料金算定インデックスに関して、「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**」と記載されているため、**補正料金算定インデックスは予備率（広域予備率）を参照する旨記載する。**
 - 現行の中間とりまとめでは、Cの値に関して、「**2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的な措置として、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に**200円/kWhを適用する**」と記載されているため、12ページにおける事務局提案が了承されれば、**2024年度のCの値は引き続き暫定的な措置として200円/kWhを適用し、2025年度以降に関しては別途検討する旨等を記載する。****
 - 現行の中間とりまとめでは、各コマの限界的なkWh価格の決定方法に関して、「調整力の広域運用は、**2021年度からは15分ごとの指令、2023年度からは5分ごとの指令によって運用される予定**。したがって、30分コマ内に、前半15分と後半15分の二つの限界的なkWh価格が存在することになる。（2023年度以降は5分ごと6つの限界的なkWh価格が存在することになる。）」等の記載があることから、**2023年度以降は5分ごとの指令によって運用されていることを踏まえた記載にする。**

(参考) 補正料金算定インデックスと広域予備率の一本化に関する検討

第84回制度設計専門会合 (2023年4月)
資料8

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)