

「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)」を踏まえたインバランス料金制度の運用に関する建議について

令和 5 年 11 月 21 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

(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)」を踏まえた、インバランス料金制度の運用に関して、経済産業大臣に建議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 471 回本委員会 (令和 5 年 10 月 10 日) の審議を経て、令和 5 年 10 月 10 日から 11 月 8 日までの間、パブリックコメントを実施した。

2. パブリックコメントの結果

パブリックコメントにおいては、4 件の意見が寄せられたところ。

寄せられた意見に関しては、「いただいた御意見に対する考え方 (案)」(別紙) のとおり回答することとしたい。

3. 今後のスケジュール

御意見等を踏まえて修正した「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)」(資料 4-4) を踏まえ、インバランス料金制度を運用することについて、資料 4-2 により、経済産業大臣に建議することとしたい。

経済産業省

2023 11 ●● 電委第●号
年 月 日

経済産業大臣 殿

電力・ガス取引監視等委員会委員長

「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）」を踏
まえたインバランス料金制度の運用に関する建議について

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
ースとなるものです。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」）
としてとりまとめられていますが、今般、補正料金算定インデックスや沖縄エリアにおけ
るインバランス料金制度について、当該「中間とりまとめ」を改定しました。当該「中間
とりまとめ」を踏まえてインバランス料金制度を運用することが電力の適正な取引の確保
を図るために必要があると認められることから、電気事業法第 66 条の 14 第 1 項の規定
に基づき、貴職に建議いたします。

「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）」の改定事項

- 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」と記載されているところ、2024 年度以降、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。
- C の値に関して、現行の中間とりまとめでは、「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」と記載されているところ、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。
- 各コマの限界的な kWh 価格の決定方法に関して、現行の中間とりまとめでは、「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。）」等の記載があるところ、2023 年度以降は 5 分ごとの指令によって運用されることを踏まえて限界的な kWh 価格が決定されることを明確化する。
- 沖縄エリアのインバランス料金に関して、第 66 回電力・ガス基本政策小委員会（2023 年 10 月）において、計画停電の実施基準および需給ひっ迫警報の発令基準がそれぞれ 4.9 万 kW と 8.1 万 kW に見直されたことから、補正料金算定インデックスの基準値【A】、【B′】、【B】を修正する。

「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）」
に対する意見公募の実施結果について

令和 5 年 1 1 月 2 1 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）」に関して、以下のとおりパブリックコメントを実施致しました。御意見の概要及び御意見に対する考え方は別紙のとおりです。

1. 実施期間等

（1）意見募集期間

令和 5 年 1 0 月 1 0 日～1 1 月 8 日

（2）実施方法

電子政府の総合窓口（e-Gov）ホームページにより周知を図り、e-Gov、郵送、電子メールにより御意見を募集。

2. 提出意見数

4 件

3. 提出意見及び提出意見に対する考え方

別紙のとおり

いただいた御意見に対する考え方（案）

番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
1	・意見内容 2024 年度からの C 値の引き上げを避けることに賛同いたします。 また、2024 年度以降の値上げ幅の議論においては、600 円/kWh ありきではなく、昨今の市場環境等を踏まえた議論が必要と考えます。インバランス料金は発生させた事業者が負担することを基本としつつも、新規参加者の多くがインバランスを解消するための調整電源を合理的に確保することが困難な現状の中で、非 FIT の太陽光発電や清掃工場の余剰電力など予測が難しい電源、需要家などは天候や気温に左右されるものもあります。複合条件が重なった場合にインバランスを発生せざるを得ないリスクが排除できない一方で、極めて高額なインバランス料金の存在が小売電気事業者に与える心理的影響は大きく、経営の悪化要因となっているのが実態です。小売事業者の事業継続性や予見可能性に配慮した調整電源の制度的整備およびインバランス価格の設定をお願いいたします。なお、計画値同時同量の確保のためには合理的な説明なく恒常的にインバランスを継続させる事業者に対して何らかの経済的ペナルティーを課すことも一案と考えます。大規模災害時においては、様々な混乱が生じる可能性が高いことから、大規模災害時におけるインバランス料金の在り方については、事前に整理することが望ましいと考えます。	いただいたご指摘、ご提案については、今後の政策検討の参考にさせていただきます。
2	市場に出ていない供給力を活用するという観点で 200 円や 600 円というシグナルを採用することについては趣旨は理解しておりますが、実運用上は懸念があると考えます。	補正インバランス料金 C 値及び D 値については、今般の改定案においても「将来に向けて価格を引き上げていく」という従来の方向性は堅持しつつ、値上げ幅の議論を引き続き

番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
	具体的には、大規模災害等で長期間に亘って 3%未満が継続するようなケースにおいては、発電、小売電気事業者が負担に耐えられない可能性があります。 従いまして、例えば長期間に亘って 3%未満となる蓋然性が高いケースや不足する kW が著しく大きい場合などは、別ルールで運用するなどのご検討をいただけますと幸いです。 懸念される事項 1. JEPX が 200・600 円となると、預託金、資金繰りの関係で、札入れが容易ではない。 2. 200・600 円になる蓋然性が高いケースにおいては、供給余力がある事業者も万が一のトラブルで供給できないケースに 200・600 円のインバランスペナルティが発生することを危惧し、JEPX には供出せずに、出なりでの供給とする可能性があり、結果として JEPX が機能しなくなる可能性がある。 3. 例えば自社電源 100MW が被災し、代替調達が全て 600 円となった場合、1 ヶ月で 432 億円※の負担となる。この金額を負担しながら、電源復旧をすることになると、復旧に支障が発生する。※100MW×24 時間×30 日×600 円 4. 結果として、発電、小売事業者が破綻すると、一般送配電事業者へインバランス料金の支払いが行われない。 5. 大手も含めて市場連動が燃料調整に反映される傾向があり、需要家に対して事前説明はされているものの、節電には限界もあり、長期間 JEPX やインバランスが 200・600 円となった場合には、法人、個人共に電気代支払いに困難が発生し、社会問題になる可	2024 年度以降も継続する」と記載しているとおおり、200 円または 600 円という数字を含め、引き続き議論を継続していきます。 なお、いただいたご指摘については、今後の政策検討の参考にさせていただきます。

番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
	能性が排除できない。	
3	・2024年度からのCの価格の引き上げ（600円/kWh）を避けるという判断は妥当であり支持する。 ・一方で、「将来に向けて価格を引き上げていくという従来の方向性は堅持しつつ、値上げ幅の議論を引き続き2024年度以降も継続する」とされているが、議論にあたっては、以下の2つを論点として挙げていただき、単に値上げ幅の議論だけに留まらず、需給ひっ迫時のインバランス料金そのものの在り方に踏み込んだ議論を要望する。 （1）厳気象等の短期の需給逼迫と災害時等の長期の需給逼迫を分けて考えること ・第36回電力・ガス基本政策小委「2020年度冬期の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証中間取りまとめ」P75注釈45では、「今冬のような事象を想定した場合には、事務局提案の暫定措置はセーフティネットになるが、災害時に200円/kWhとなる時間帯が長く続くことも想定される中で、今後もこの価格でよいのかについては、引き続き課題として認識すべきではないか」との意見があったことが注記されている。 ・また、第85回の制度設計専門会合での議論でも、委員から「事業者にすごく深刻な影響を与えるのは、それが数コマとか十数コマとかというそういう生易しい数字ではなく、1,000コマとかが現れかねないということまで対応することを考えると本当に壊滅的な影響を与えることもあり得る」という指摘もあったが、これまでの制度設計専門会合の議論では、これらの指摘に対して正面から向き合っていない。 ・小売事業者及び発電事業者がリスクヘッジで対応可能なのは、あくまで厳気象のような確率論的に生じるひっ迫（年に十数コマ）であり、大規模災害のように事業者にとつ	補正インバランス料金C値及びD値については、今般の改定案においても「将来に向けて価格を引き上げていくという従来の方向性は堅持しつつ、値上げ幅の議論を引き続き2024年度以降も継続する」としてありますが、いただいているご指摘については、今後の政策検討における議論の際の参考にさせていただきます。

番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
	て予見不可能なひっ迫（長く続く可能性）とは分けて考えないと、いつまでたっても対立構造は収束せず、200 円か 600 円かというある意味不毛な議論に陥るだけで、本質的な課題解決にはつながらないとする。 （2）高すぎるインバランス料金が事業者の行動を躊躇させるという指摘がされていること ・第 89 回制度専門会合資料で、事業者ヒアリング結果（DR 事業者）として、DR の発動に対する失敗リスクを懸念する意見があったことが示されている。 ・この点については、第 44 回専門会合で自家発代表のオブザーバーからも、「今回設定されようとしている料金レベルですと、万一、当日になって発電設備がうまく動かないといった、供給できなかったようなことを想定すると、そのデメリットは非常に大きいので、リスク回避の観点から供給はやはり見合わせようかというような会社が出るのではないかという声もちょっと聞こえてきております。」といった同様の意見が出されている。 ・こうした DR 事業者や自家発保有者の声や行動心理も考慮した上で、600 円への値上げが本当に期待する成果を得られるのかという視点で検討を深めるべきである。	
4	・該当箇所 2. インバランス料金の算定方法の詳細－（9）沖縄エリアにおけるインバランス料金にて定められている、<u>kW 需給ひっ迫補正インバランス料金について【 10～11 ページ】</u> ・意見内容 沖縄エリアの補正料金算定インデックスについては、同エリアの計画停電実施基準およ	御指摘のとおり修正します。

番号	御意見の概要	御意見に対する考え方
	び需給ひっ迫警報基準を参照しているが、第 66 回電力・ガス基本政策小委員会※1にて計画停電の実施基準（周波数調整に最低限必要な調整力）および需給ひっ迫警報の発令基準がそれぞれ 4.9 万 kW と 8.1 万 kW に見直されたことから、補正料金算定インデックスの基準値【A】、【B】、【B'】はそれぞれ以下の通り見直し、10 ページの図を修正することが適当ではないか。 【A】 最低限必要な周波数調整分 <u>4.9</u> 万 kW に、他エリアにおいて需給ひっ迫警報を発令する予備率 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 %に相当する予備力を加えた値として <u>8.1</u> 万 kW を参考に <u>8</u> 万 kW とする。 【B】 沖縄エリアにおける B' の水準 <u>29</u> 万 kW に、他エリアにおける B' の水準（電源 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%の差分となる 2 %に相当する予備力を加えた値として <u>32.2</u> 万 kW を参考に <u>32</u> 万 kW とする。 【B'】 最低限必要な周波数調整分（電源 I a（GF 機能）必要量）とエリア内単機最大ユニットの電源脱落分（電源 I b 必要量）※2 は、電源 I' 発動時点で最低限維持すべき予備力と考え、電源 I' の発動が確実となる水準は、電源 I a（GF 機能）必要量と電源 I b 必要量電源脱落分を加えた値として <u>29.3</u> 万 kW を参考に <u>29</u> 万 kW とする。 ・理由 ※1. 第 66 回電力・ガス基本政策小委員会（2023 年 10 月 31 日）資料 4（24～27 ページ） ※2. 現在の電源 I -b 必要量は電源 I 必要量 203MW と電源 I -a 必要量との差分と整理されており、エリア内単機最大ユニットの電源脱落分と一致しない。（第 87 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023 年 6 月 28 日）資料 3（12 ページ））	

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。

- 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)
- 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 価格を引用する。
- 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昇する仕組みを導入する。

2. インバランス料金の算定方法の詳細

(1) インバランス料金の算定方法

以下のア)、イ) 及びウ) の高い方をインバランス料金とする。

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：

以下の(2)により算定。必要な場合、(3)、(4)により補正。

イ) kW 需給ひっ迫時補正インバランス料金：

以下の(5)により算定。

ウ) kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金：

以下の(6)により算定。

(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

①広域運用された調整力の kWh 価格を引用

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。)

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

②各コマの限界的な kWh 価格の決定方法

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、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。

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 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。

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。

③広域運用調整力への指令がゼロであった場合の扱い

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、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。

④エリア分断時の扱い

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。

(3) 太陽光等の出力抑制のケースの扱い

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。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力の限界的な kWh 価格 = 0 円/kWh とする。

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。

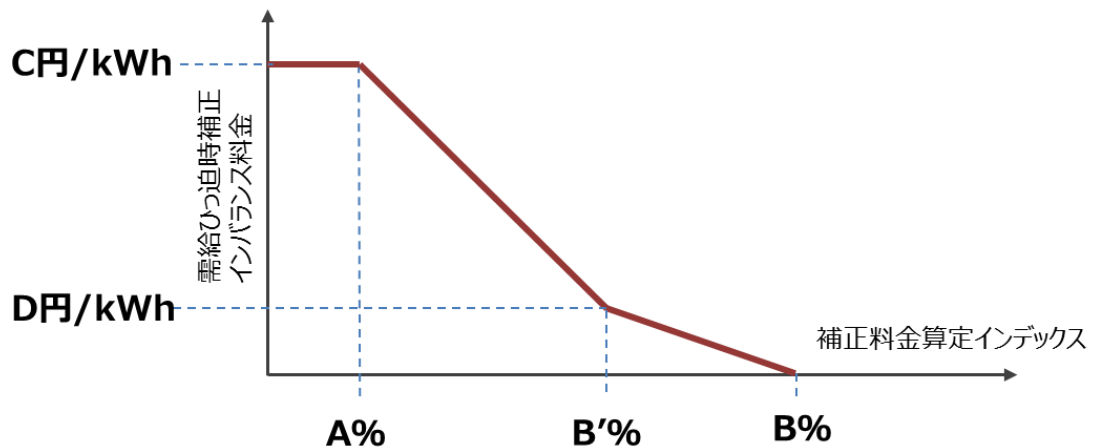
100 なお、系統余剰／系統不足の判断は、広域需給調整システム運用時の指令量に基づ
101 いて判断する。

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



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ことを前提に、当面は以下の設定とする。

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、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報を発令する予備率（3％）を参考に3％とする。

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、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％)を参考に10％とする。

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、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'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基準となる広域エリアでの予備率（8％）を参考に8％とする。

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。

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、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。

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。

（６）kWh 需給ひっ迫時補正インバランス料金

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上昇することが適当と考えられる。

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 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。

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がある。

- 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費用を全て反映できるものとはなっていない。
- 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 価格への機会費用の反映に抑制的となる可能性がある。

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

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。

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。

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、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 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、現状では困難。

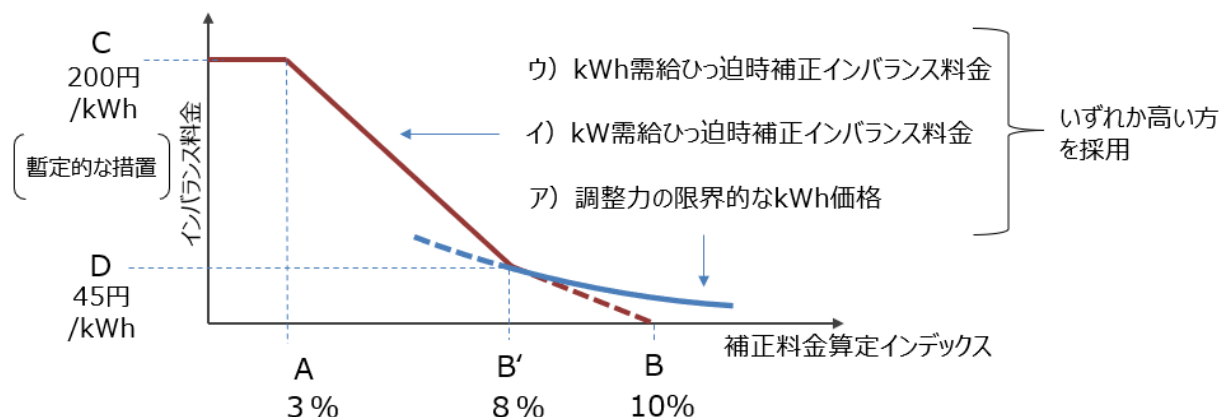
このため、当面は、暫定的措置として簡易的な手法で対応することとし、kWh 余力率が 3 %未満の期間において、80 円/kWh の補正インバランス料金を適用する⁷。ただし、暫定措置期間中の kWh 余力率に関する関係機関における詳細検討の状況等を踏まえ、必要に応じて見直しを検討する。

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。

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。

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



【参考】補正料金算定インデックス

「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毎に、以下の式により算出する。

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

	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。

(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。

※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。

※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。

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、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（スポット市場、時間前市場）は閉じないこととする。

(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

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術的な理由によって時間がかかることがある。

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。

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。

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、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： 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）	卸電力取引市場を停止

※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。

(9) 沖縄エリアにおけるインバランス料金

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料金を算定する。

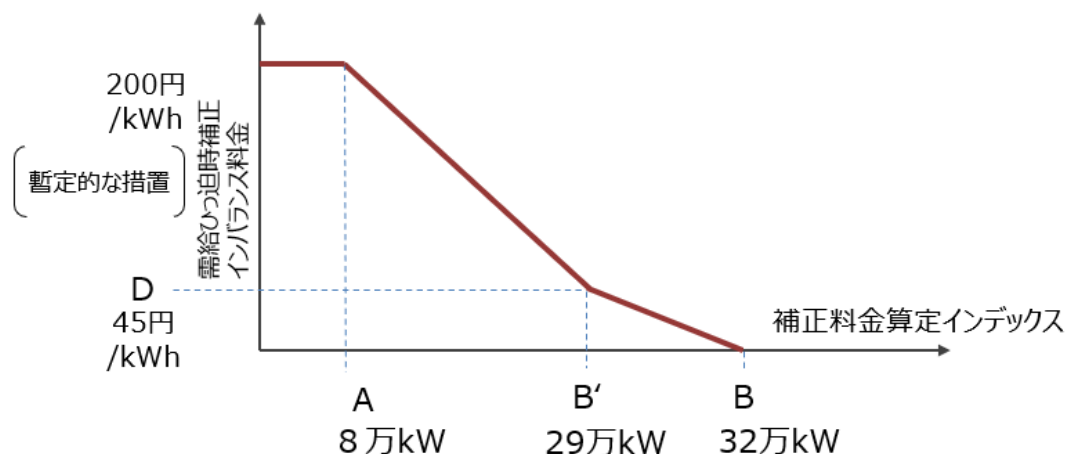
エリア内調整力は、インバランス対応と時間内変動対応の両方のために稼働することから、以下のように算定することとする。

- 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 分の加重平均価格を引用することとする。
- 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

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用することとする。

kWh 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、以下の設定とする。

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ことを前提に、当面は以下の設定とする。



A：最低限必要な周波数調整分 4.9 万 kW に、他エリアにおいて需給ひっ迫警報を発令する予備率 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 % に相当する予備力⁸を加えた値として 8.1 万 kW を参考に 8 万 kW とする。

B：沖縄エリアにおける B' の水準 29 万 kW に、他エリアにおける B' の水準（電源 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 % の差分となる 2 % に相当する予備力を加えた値として 32.2 万 kW を参考に 32 万 kW とする。

B'：最低限必要な周波数調整分（電源 I a（GF 機能）必要量）とエリア内単機最大ユニットの電源脱落分は、電源 I' 発動時点で最低限維持すべき予備力と考え、電源 I' の発動が確実となる水準は、電源 I a（GF 機能）必要量と電源脱落分を加えた値として 29.3 万 kW を参考に 29 万 kW とする。

C 及び D：他のエリアの設定と同様とする。

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 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。

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。

【参考】卸市場価格による補正

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 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。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切に反映したものとならなくなる。

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。

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)

- 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異なる 5 事業者・5 取引の単純平均価格を用いる。
- 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。
- 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、残りの件数はエリアプライスを引用する。
- 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判断する。

3. タイムリーな情報公表の詳細

(1) 情報公表の意義

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。

① 需給バランス確保の円滑化を通じた安定供給の確保

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。

② 電気の有効利用の促進・新たなビジネスモデルの育成

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。

③ 適正な競争の確保（情報格差の防止）

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。

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。

(2) 公表されるべき情報の項目及びタイミング

系統の需給に関する情報

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、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。

● 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
-----------------------	---------------------

325

326 ● 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

327 ※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。

328

329 ● 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）

330

331 インバランス料金に関する情報

332 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
333 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
334 とに資する。

335 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
336 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
337 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。

338 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
339 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
340 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
341 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
342 者において検討する。
343

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）

344
345 **調整力に関する情報**
346 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
347 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
348 行うことが適正な競争の確保に資する。
349

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
--	---

350

351 本文書の適用開始について

352 「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、
353 2024年4月1日からの適用開始とする。

354

355 (参考) これまでの審議経過

356	平成31年2月15日	第36回制度設計専門会合
357	平成31年4月25日	第37回制度設計専門会合
358	令和元年5月31日	第38回制度設計専門会合
359	令和元年6月25日	第39回制度設計専門会合
360	令和元年7月31日	第40回制度設計専門会合
361	令和元年9月13日	第41回制度設計専門会合
362	令和元年10月18日	第42回制度設計専門会合
363	令和元年11月15日	第43回制度設計専門会合
364	令和元年12月17日	第44回制度設計専門会合
365	令和2年3月31日	第46回制度設計専門会合
366	令和2年6月30日	第48回制度設計専門会合
367	令和2年7月31日	第49回制度設計専門会合
368	令和2年9月8日	第50回制度設計専門会合
369	令和3年10月1日	第65回制度設計専門会合
370	令和3年10月22日	第66回制度設計専門会合
371	令和3年11月26日	第67回制度設計専門会合
372	令和3年12月21日	第68回制度設計専門会合
373	令和5年2月20日	第82回制度設計専門会合
374	令和5年4月25日	第84回制度設計専門会合
375	令和5年5月22日	第85回制度設計専門会合
376	令和5年6月27日	第86回制度設計専門会合
377	令和5年9月29日	第89回制度設計専門会合