

2021年度以降のインバランス料金の 詳細設計等について

第37回 制度設計専門会合
事務局提出資料

平成31年4月25日（木）



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

インバランス料金制度の2021年度からの改正について

- 資源エネルギー庁の審議会において、需給調整市場の創設に併せて、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、システム改修に要する期間も踏まえ、資源エネルギー庁・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。
- これを踏まえ、本専門会合において、2021年度以降のインバランス料金制度の詳細及び関連情報の公表のあり方等について、前回から検討を進めているところ。

検討事項：

2021年度以降の、

- ① 新たなインバランス料金の詳細
- ② 関連情報のタイムリーな情報公表のあり方
- ③ 一般送配電事業者の需給調整関連経費の収支管理のあり方 等

スケジュール：

システム開発の要件に関連するものは、早期に結論を得る（5・6月頃）

1. 新たなインバランス料金制度と計画値同時同量制度との関係について

前回（第36回）専門会合における委員ご発言

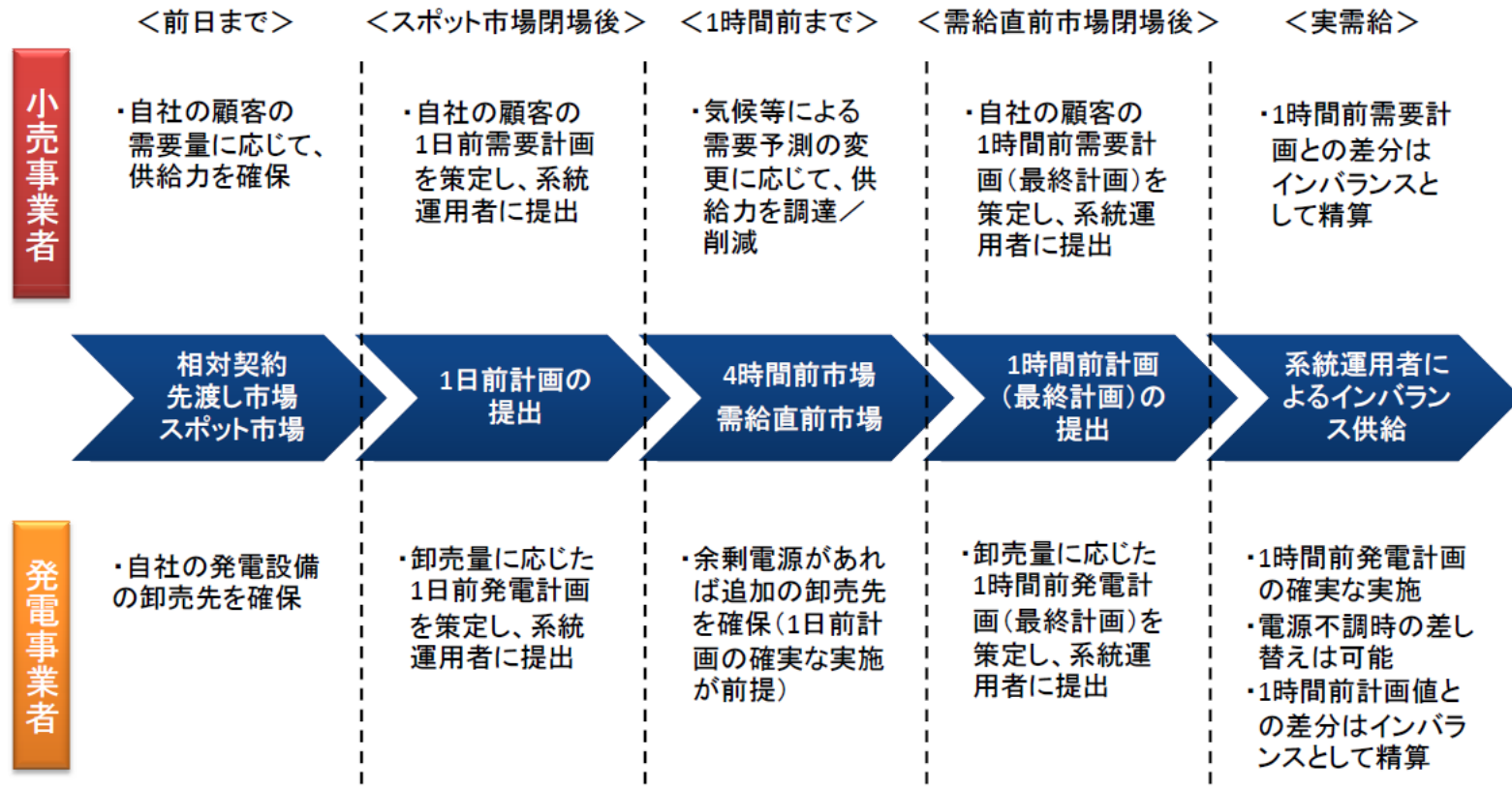
- 前回の本専門会合においては、事務局から提案した新たなインバランス料金制度と計画値同時同量制度との整理について、ご意見をいただいた。
- 現行のインバランス料金は、個々のBGに計画値同時同量を守ってもらうことが原則であったが、今回の制度設計は、系統全体の余剰・不足を解消するためであればミクロレベルのインバランスを許容するインセンティブが新たに加わったと理解している。（大橋委員）
- 系統全体の需給が一致していればよいのか、あるいは（個々のBGが）計画値からのずれを極限まで減らすこと自体が目的なのか、目的が整理されるとよい。（岩船委員）
- 現行のインバランス料金は、計画からのずれに対してある種のペナルティーがあり、計画通りにやることが原則だったと理解している。他方、今回の提案は、インバランス料金に価格シグナルの役割を求め、系統が不足していたら余剰を出した方が得となり、系統が余剰となったら不足した方が得となることで、最終的に（全体の）効率的利用を促すものと理解した。ペナルティなのか効率的利用の促進なのか、整理されるとよい。
- 実際に、計画からのずれを一般送配電事業者が調整する際に、どの程度計画を見て需給調整しているのか。計画を細かく見てやっているならその正確性が重要であるし、そうではなく、送配電が自らの経験から予測している部分が大きければ、計画値（の正確性）をそこまで厳密に求めることにあまり意味はないのかもしれない。（安藤委員）
- 現行制度も、系統不足時の余剰インバランスは高く買い取るようになっているなど、系統全体の動きに関係なく個々のBGに計画に一致させるよう強くインセンティブを働かせるものではなく、考え方を大きく変更するものではない。
- 計画値同時同量は、あくまで計画からの乖離をインバランスとして定義し（清算する）ための制度。他方、供給能力確保義務については、不足インバランスを恒常的に出し続ける、需要予測に対してスポットでも相対でも調達しないといったBGに対しては指導するもの。インバランス料金が合理的になって、ひっ迫時に不足を出すとするごく経済的な負担が大きくなった場合に、規制を緩めても良いのではないかという議論はあり得るが、今回の提案はそこまでのものではないと理解。（松村委員）

現行の計画値同時同量制度の考え方

- 現行の計画値同時同量制度は、需要BG（小売事業者等）は合理的に需要を予測し、その予測に応じて供給力を調達する、発電BG（発電事業者等）は販売した量を正確に発電することを通じ、需要に見合った電気が供給されるという考え方で設計された。

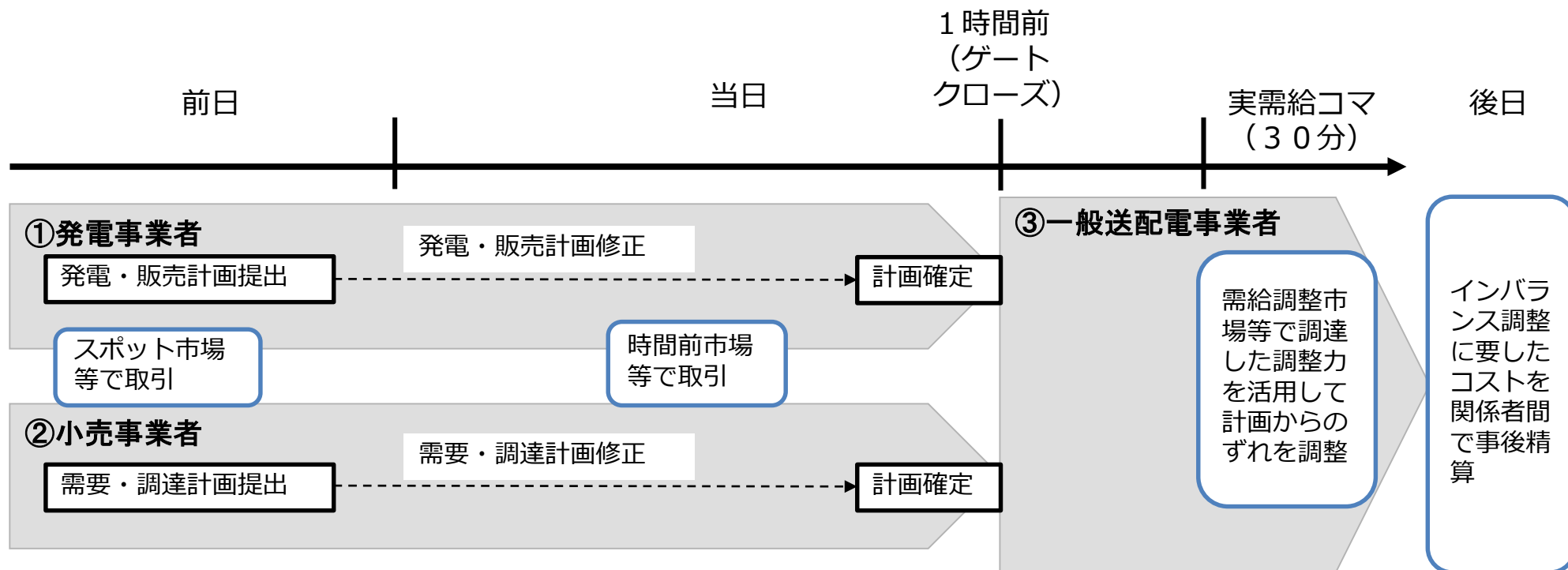
○計画値同時同量制度の業務フロー（イメージ）は以下のとおり。

○1時間前計画（最終計画）提出後の需給バランス調整は系統運用者が一手に担う。



計画値同時同量制度のフロー

- 発電及び小売事業者は、前日 12 時まで翌日の 48 コマの発電計画と需要計画をそれぞれ策定。発電計画・需要計画は、各コマの 1 時間前（ゲートクローズ）まで変更可能。
- ゲートクローズ後は、一般送配電事業者が需給調整業務を行い、計画と実績の差（インバランス）を調整力を用いて補填・吸収。インバランスを発生させたBGは、インバランス分の電気について、送配電事業者との間で事後清算。



※ 発電計画と販売計画、需要計画と調達計画は原則一致が求められる

電気事業法における計画値同時同量制度の規定

- 一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則において、インバランス料金及びインバランス量は以下の通り定義されている。

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則

(定義)

「インバランス料金」とは、託送供給等約款料金のうち、次に掲げるものをいう。

需要インバランス

イ 一般送配電事業者が小売供給を行う事業を営む他の者から受電した電気の量と当該他の者のその小売供給を行う事業の用に供するための電気の量に相当する電気の量との三十分を単位とした差について、当該一般送配電事業者が接続供給において行う当該他の者に対する電気の供給又は当該他の者からの電気の買取りに係る料金の一キロワット時当たりの単価

発電インバランス

ハ 一般送配電事業者が発電用の電気工作物を維持し、及び運用する他の者から受電した当該発電用の電気工作物の発電に係る電気の量と当該他の者があらかじめ申し出た電気の量との三十分を単位とした差について、当該一般送配電事業者が電力量調整供給において行う当該他の者に対する電気の供給又は当該他の者からの電気の買取りに係る料金の一キロワット時当たりの単価

(注) 電気事業法上、接続供給（託送供給）及び電力量調整供給が規定されており、一般送配電事業者は、正当な理由がなければこれらを拒んではならないと規定されている。

電気事業法上、一般送配電事業者は託送供給（接続供給）及び電力量調整供給に係る料金その他の供給条件について託送約款を定めることとされており、一般送配電事業者は託送供給（接続供給）及び電力量調整供給に係る料金その他の供給条件について託送約款を定めることとされている。

(参考) 電気事業法における計画値同時同量制度の規定①

- 電気事業法上、一般送配電事業者は託送供給（接続供給）及び電力量調整供給に係る料金その他の供給条件について託送約款を定めることとされている。

電気事業法

（託送供給等約款）

第18条 一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給(以下この条において「託送供給等」という。)に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

2～12 略

電気事業法施行規則

（託送供給等約款において定めるべき事項）

第18条 法第十八条第一項の託送供給等約款は、小売電気事業、一般送配電事業及び特定送配電事業の用に供するための電気並びに法第二条第一項第五号ロに掲げる接続供給に係る電気に係る託送供給及び電力量調整供給に関し、振替供給又は接続供給及び電力量調整供給に関する次に掲げる事項について定めるものとする。ただし、沖縄電力株式会社にあつては、第一号に掲げる事項について定めることを要しない。

一 略

二 接続供給及び電力量調整供給に関する次に掲げる事項

イ 適用範囲

ロ 料金

ハ～カ 略

(参考) 電気事業法における計画値同時同量制度の規定②

- 電気事業法上、接続供給（託送供給）及び電力量調整供給が規定されており、一般送配電事業者は、正当理由がなければこれら拒んではならないと規定されている。

電気事業法

(定義)

第2条 この法律において、次の各号に掲げる用語の意義は、当該各号に定めるところによる。

五 接続供給 次に掲げるものをいう。

イ 小売供給を行う事業を営む他の者から受電した者が、同時に、その受電した場所以外の場所において、当該他の者に対して、当該他の者のその小売供給を行う事業の用に供するための電気の量に相当する量の電気を供給すること。

ロ 略

七 電力量調整供給 次のイ又はロに掲げる者に該当する他の者から、当該イ又はロに定める電気を受電した者が、同時に、その受電した場所において、当該他の者に対して、当該他の者があらかじめ申し出た量の電気を供給することをいう。

イ・ロ 略

(託送供給義務等)

第17条 一般送配電事業者は、正当な理由がなければ、その供給区域における託送供給(振替供給にあつては、小売電気事業、一般送配電事業若しくは特定送配電事業の用に供するための電気又は第二条第一項第五号ロに掲げる接続供給に係る電気に係るものであつて、経済産業省令で定めるものに限る。次条第一項において同じ。)を拒んではならない。

2 一般送配電事業者は、その電力量調整供給を行うために過剰な供給能力を確保しなければならないこととなるおそれがあるときその他正当な理由がなければ、その供給区域における電力量調整供給を拒んではならない。

3～5 略

(参考) 電気事業法における計画値同時同量制度の規定③

- 一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則において、インバランス量は以下の通り定義されている。

一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則

(定義)

第1条 略

2 この省令において、次の各号に掲げる用語の意義は、当該各号に定めるところによる。

一 略

二 「インバランス料金」とは、託送供給等約款料金のうち、次に掲げるものをいう。

イ 一般送配電事業者が小売供給を行う事業を営む他の者から受電した電気の量と当該他の者のその小売供給を行う事業の用に供するための電気の量に相当する電気の量との三十分を単位とした差について、当該一般送配電事業者が接続供給において行う当該他の者に対する電気の供給又は当該他の者からの電気の買取りに係る料金の一キロワット時当たりの単価

ロ 略

ハ 一般送配電事業者が発電用の電気工作物を維持し、及び運用する他の者から受電した当該発電用の電気工作物の発電に係る電気の量と当該他の者があらかじめ申し出た電気の量との三十分を単位とした差について、当該一般送配電事業者が電力量調整供給において行う当該他の者に対する電気の供給又は当該他の者からの電気の買取りに係る料金の一キロワット時当たりの単価

二 略

三～七 略

3 略

現行制度においてB Gに求められている事項（法令）

- 電気事業法上、小売電気事業者は、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならないこととされている。
- 小売電気事業者が、定常的に供給能力の不足を発生させている場合や、短時間であっても極めて大きな供給能力の不足を発生させたなどの場合、経済産業大臣による供給能力確保命令の対象となる可能性がある。

電気事業法

（供給能力の確保）

第2条の12 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等

第2 処分の基準

（2）第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令

第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

- ① 定常的に、供給能力の不足を発生させている場合
- ② 短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合
- ③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合

現行制度においてB Gに求められている事項（約款等）

- 託送供給約款及び送配電等業務指針における計画値同時同量の規定ぶりは、需要B Gについては、以下の通り。（発電B Gについても同様の規定。）

一般送配電事業者「託送供給等約款」

- ✓ 需要BGは、需要計画・調達計画・販売計画を、電力広域的運営推進機関を通じて一般送配電事業者に通知する。（変更する必要がある場合も同様。）
- ✓ 需要計画（需要想定値）は、需要実績と30分ごとに一致するようにする。
- ✓ 需要計画と需要実績の差は、インバランス料金単価を適用して精算される。
- ✓ 頻繁に著しいインバランスが発生する場合、一般送配電事業者が接続供給契約を解約することがある。

電力広域的運営推進機関「送配電等業務指針」

- ✓ 需要計画には、合理的な予測に基づく需要の想定を記載する。
- ✓ 原則として、翌日計画（前日12時）以降は調達計画は（合理的な予測に基づく需要の想定を記載した）需要計画と一致させる。
- ✓ 需要B Gが適切に供給力を確保する見込みがない場合や、法令、送配電等業務指針等に照らして不適切な行為を行っていることが認められる場合は、指導又は勧告を実施し、当該事業者名を公表する。

(参考) 託送供給等約款における規定①

- 一般送配電事業者の「託送供給等約款」において、需要 B G は、需要計画・調達計画・販売計画を、電力広域的運営推進機関を通じて通知することとされている。（変更する必要が生じた場合も同様。）
- また、需要計画（需要想定値）は、需要量と一致するようにするとされている。

託送供給等約款抜粋（東京電力パワーグリッド）

37 託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ 電力量については、次のとおりにさせていただきます。

(イ) 契約者は、別表 9（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにさせていただきます。

(ロ) 契約者は、別表 9（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表 9（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにさせていただきます。

□ 契約者は、接続供給の実施に先だち、需要計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、契約者が通知した需要計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

(参考) 託送供給等約款における規定②

- 託送供給等約款においては、30分の計画電力量と実際の需要量の差（kWh）について、インバランス料金を適用して精算することとされている。

託送供給等約款抜粋（東京電力パワーグリッド）

23 接続対象計画差対応電力

(1) 略

(2) 接続対象計画差対応電力

イ 接続対象計画差対応補給電力

(イ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応余剰電力

略

(参考) 託送供給等約款における規定③

- 託送供給等約款においては、頻繁に著しいインバランスが発生する場合、接続供給契約を解約することがある旨規定されている。

託送供給等約款抜粋（東京電力パワーグリッド）

54 解約等

- (1) 当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお、この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が□に該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ・□ 略

- ハ 契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき

(イ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ) 接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき

(ハ) 発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき

(ニ) ～ (フ) 略

(参考) 送配電等業務指針における規定①

- 電力広域的運営推進機関の「送配電等業務指針」において、需要 B G が一般送配電事業者に通知する、①需要計画には合理的な予測に基づく需要の想定を記載すること、②調達計画には、需要計画に対応した供給力の確保を記載すること、③原則として、翌日計画（前日 1 2 時）以降は調達計画は（合理的な予測に基づく需要の想定を記載した）需要計画と一致させることとされている。

送配電等業務指針抜粋（電力広域的運営推進機関）

（託送供給契約者による計画の提出）

第138条 略

2 需要調達計画等には、次の各号に掲げる事項を記載するものとする。

- 一 需要計画 合理的な予測に基づく需要の想定（需要者の需要抑制量の反映を含む。）
- 二 調達計画 需要計画に対応した供給力の確保の計画（但し、調達先（卸電力取引所における前日スポット取引及び 1 時間前取引による調達を含む。）ごとに記載することを要し、翌日計画以降は、調達先の販売計画及び卸電力取引所の約定結果と一致させなければならない。）
- 三 販売計画 販売先の調達計画に対応して販売する計画（但し、調達先（卸電力取引所における前日スポット取引及び 1 時間前取引による調達を含む。）ごとに記載することを要し、翌日計画以降は、調達先の販売計画及び卸電力取引所の約定結果と一致させなければならない。）

3 託送供給契約者は、原則として、翌日計画以降においては、調達計画と販売計画との差は需要計画と一致させなければならない。

4・5 略

(参考) 送配電等業務指針における規定②

- 電力広域的運営推進機関の「送配電等業務指針」において、需要 B G 等が過去の実績等に照らして適切に供給力を確保する見込みがない場合や、法令、送配電等業務指針等に照らして不適切な行為を行っていることが認められる場合は、指導又は勧告が実施され、当該事業者名を公表することとされている。

業務規程抜粋（電力広域的運営推進機関）

（需給状況の監視）

第 1 0 5 条 本機関は、法第 2 8 条の 4 0 第 1 号に基づき、会員が営む電気事業に係る電気の需給の状況（以下「需給状況」という。）を監視する。

（指導・勧告の実施）

第 1 7 9 条 本機関は、電気供給事業者が次の各号に掲げるいずれかに該当すると認めるときは、法第 2 8 条の 4 0 第 6 号に基づき、当該電気供給事業者に対する指導又は勧告を行う。

一 第 1 0 5 条の需給状況の監視の業務において、小売電気事業者若しくは特定送配電事業者（登録特定送配電事業者に限る。）たる会員が、過去の実績等に照らして需要に対する適正な供給力を確保する見込みがないとき又は一般送配電事業者たる会員が調整力の確保に努めていないとき

二～六 （略）

七 電気供給事業者が、法令、本機関の定款、本規程又は送配電等業務指針に照らして不適切な行為を行っていることが認められるとき

八 （略）

2 本機関は、前項の指導又は勧告を行ったときは、遅滞なく、対象となった電気供給事業者の氏名又は商号、指導又は勧告の内容及びその理由を公表する。

これまでの制度の変遷

- これまでの制度の変遷をまとめると以下のとおりであり、今回のインバランス料金の見直しは、より正確に電気の価値を反映させるもの。

	同時同量制度	インバランス料金	備考
2000年度～	第三者アクセス制度	ペナルティ的なインバランス料金	<ul style="list-style-type: none"> • 需要量と供給量のかい離が3%を超えると懲罰的な料金を支払い
2016年度～ (現行)	計画値同時同量制度 (規定により、合理的な予測に基づく計画策定、計画に見合った適正な供給力の確保を求める)	価格による清算 (ペナルティ性なし※)	<ul style="list-style-type: none"> • 卸市場価格をベースに算定 (系統の不足・余剰を料金に反映。必ずしもエリアごとの状況を反映しないという課題あり。)
2021年度～	同上	同上	<ul style="list-style-type: none"> • 調整力のkWh価格をベースに算定 (コマごとエリアごとの電気の価値をより正確に反映) • タイムリーな情報公表

※例えば、系統不足時においては、不足インバランスは高い価格で精算させ、余剰インバランスは高い価格で買い取るなど

新たなインバランス料金制度の効果（電気の価値の反映、タイムリーな情報公表）

- 新たなインバランス料金制度は、現行制度と同様に各 B G が正確に計画を策定することを原則としつつ、仮に予測が正確でなかった B G が一部にあった場合にも、全体として需給が一致に向かい、需給状況が適切に市場価格に反映されることを促進すると期待されるもの。

2021年度以降のインバランス料金制度：

実需給における電気の価値をインバランス料金に反映させるとともに、関連情報をタイムリーに公表

需要 B G は、最新の情報を踏まえて常に需要予測を精査し、変化があれば需要計画を修正。時間前市場も活用して調達量を変化させる。

※インバランス料金が、正確な計画を策定するインセンティブとして機能。

【各 B G の計画が正確になることによって総和として正確な計画となる】

仮に予測が正確でなかった B G がいた場合、時間前市場は十分に反応しないが、調整力稼働量が増えるためインバランス料金の予測は上昇あるいは下降。

その結果、例えば、市場価格よりインバランス料金が高くなると予測される場合に、リスクを低減させるため需要予測より少し多めに調達するなど、他の B G が全体のインバランスを減らす方向に調達量を増減させる等が期待される。

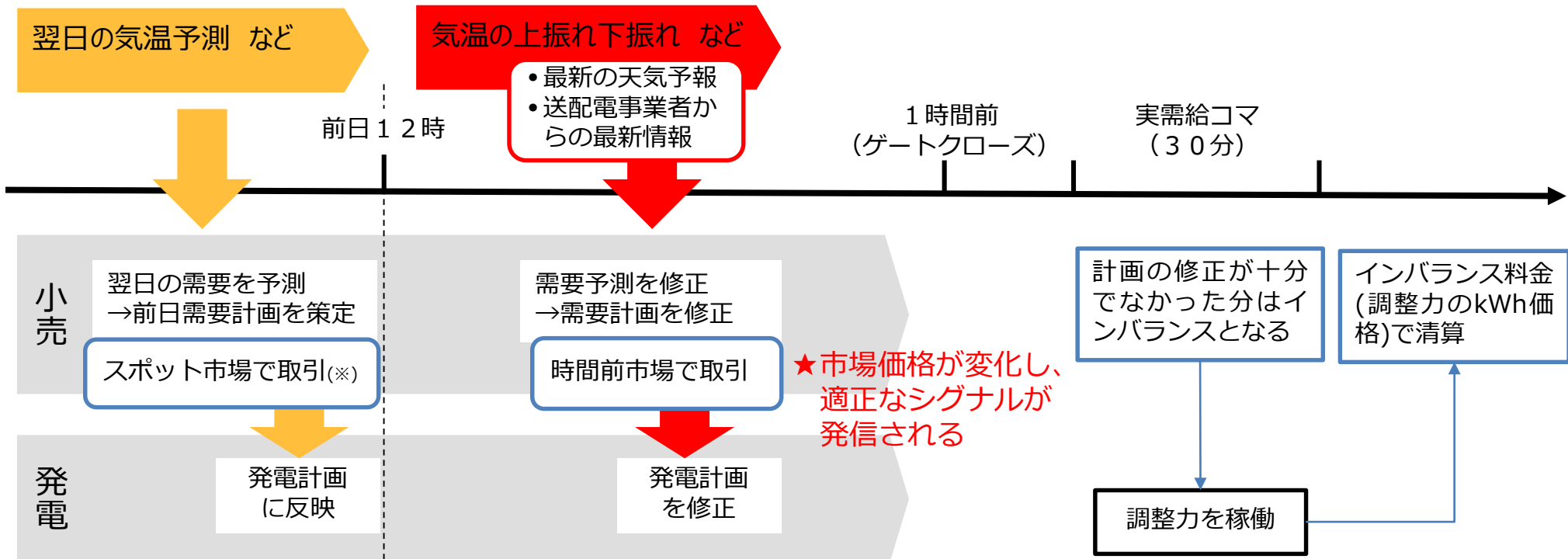
【一部の B G 計画には過不足があるが全体としてはより正確な計画となる】

（留意点） 需要BGの結果的なインバランスに特段の問題はあるか

- 実需給で必要となる電源がGC前までに確保されるとともに、最新の需要予測が市場価格に反映される。（→その価格にさらに反応して需要が変化するという最適配分を促進）
- 予測からの過不足（インバランス）は、その時間帯の電気の価値（限界的な調整力の kWh 価格）で清算。（合理的な負担）

新たなインバランス料金制度の効果（電気の価値の反映、タイムリーな情報公表）

- 需要 B G は、最新の情報を踏まえて常に需要予測を精査し、変化があれば需要計画を修正するのが原則。それにより、実需給で必要となる電源が事前に確保されるとともに、最新の予測が市場価格に反映される。
- 実需給における電気の価値をインバランス料金に反映させることで、実需給で過不足を出した B G に合理的な負担を求めるとともに、常に計画を精緻化し調達量を調整するインセンティブを付与。
- また、一般送配電事業者等からエリア需要の状況等に関する情報をタイムリーに提供することで、需要 B G が常に最新の情報に基づく需要予測を行うよう促進。

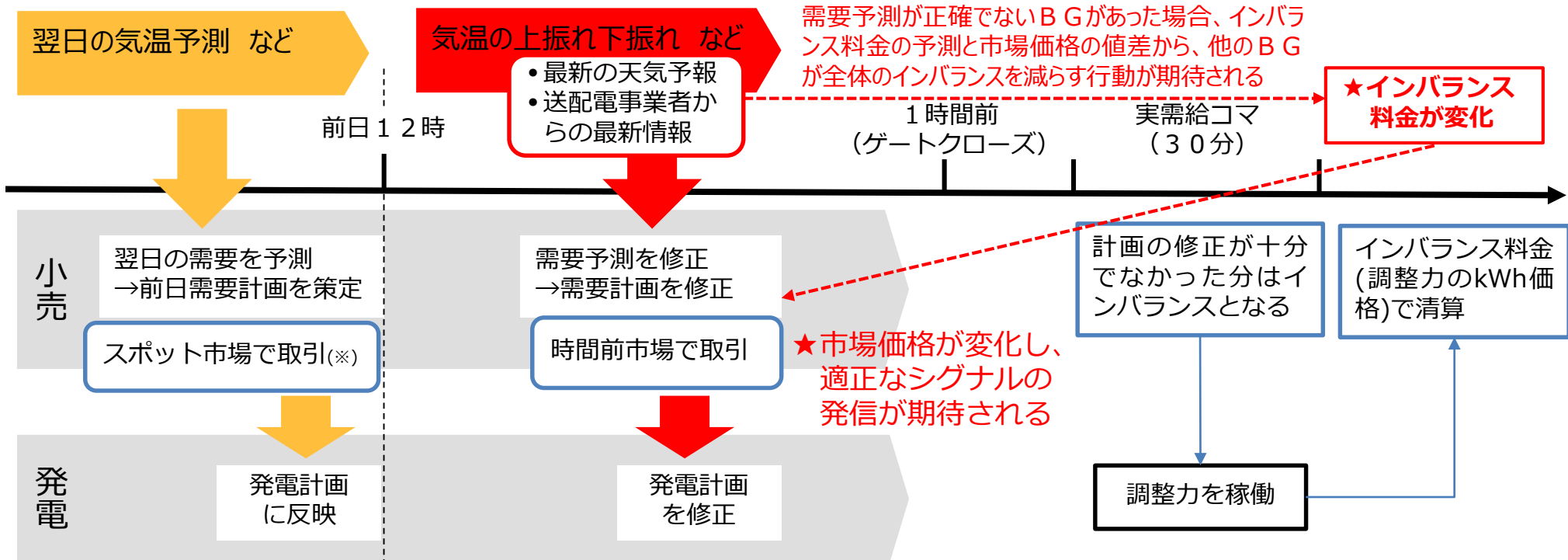


※旧一般電気事業者は、自社需要の0～1%相当の予備力を超える電源分は全量市場に投入。

新たなインバランス料金制度の効果（電気の価値の反映、タイムリーな情報公表）

- 仮に計画を適切に修正しないB Gがいた場合、時間前市場は十分に反応しないが、調整力稼働量が増えるためインバランス料金の予測は上昇あるいは下降。
- その結果、例えば、市場価格よりインバランス料金が高くなると予測される場合に、リスクを低減させるため需要予測より少し多めに調達するなど、他のB Gが全体のインバランスを減らす方向に調達量を増減させる等が期待される。
- こうした動きにより、需給状況の変化が市場価格に反映されることも期待される。

※こうした効果の前提として、新たなインバランス料金が引用する調整力kWh価格が合理的なものとなるよう、需給調整市場が適切に機能することが重要。



※旧一般電気事業者は、自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分を全量、市場に投入。

BGの需要計画及び発電計画の意義

- 仮に予測が正確でなかったB Gがいた場合、他のBGがインバランス料金を予測して少し多め・少なめに調達するといった動きが、需給調整の観点から問題ないかについて、BGの需要計画及び発電計画が正確であることの意義を踏まえて検討した。

BGの需要計画及び発電計画の意義：

①エリアの需要量に見合う発電量が事前に準備され、必要な供給力が確保されるようにする。

原則前日に必要量を予測して調達（1時間前に確定）するしくみにより、エリア需要に見合った電源が小売・発電事業者のやり取りによって事前に確保されるようにする。

これにより、一般送配電事業者が大量に調整力に指令しなくとも、効率的に安定供給が確保される。

②一般送配電事業者が調整力への指令を円滑に行えるよう、参考情報を提供する。

上述①によってもなお発生するインバランスや時間内変動については、一般送配電事業者が調整力を用いてバランスさせる。

現状、その実務において、ゲートクローズから実需給時点までのエリアの総需要とエリアの総発電量の予測に基づき、調整力の稼働の準備等を行っているところ、エリアの発電量（再エネ以外）については、発電B Gの発電計画を引用している。

③インバランス精算の基準となる。

インバランス量の算定のベースラインを明確化する。

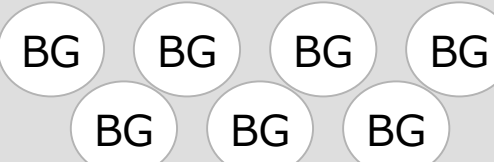
BG計画の意義①（需要に見合った発電量の確保）

- 現行の計画値同時同量制度においては、
 - ・各需要BGが(a)正確に需要を予測して需要計画を策定し、(b)それに見合った電源を調達し
 - ・各発電BGが(c)販売する量をもとに発電計画を策定して、(d)その通り発電することによって、需要に見合った発電が確保されるようにしている。
- これら(a)～(d)の各段階における「ずれ」の総和（需要インバランスと発電インバランスの合計）がエリア全体の需要量と発電量の差となり、調整力の稼働が必要となる。
- したがって、**重要なことは、インバランスの合計値を小さくすること。**※

※インバランスの合計値が、各コマの平均においても、ばらつきにおいても小さくなることが重要

計画時点（1時間前に確定）

需要計画（需要予測から策定）



予測(a)

実需給時点

エリア需要

(a)と(b)におけるずれ
= 需要インバランス

需要インバランスと発電
インバランスの合計
値を調整力で穴埋め
(コストが発生)

(c)と(d)におけるずれ
= 発電インバランス

差

エリア発電
(調整力を除く)

発電(d)

発電計画

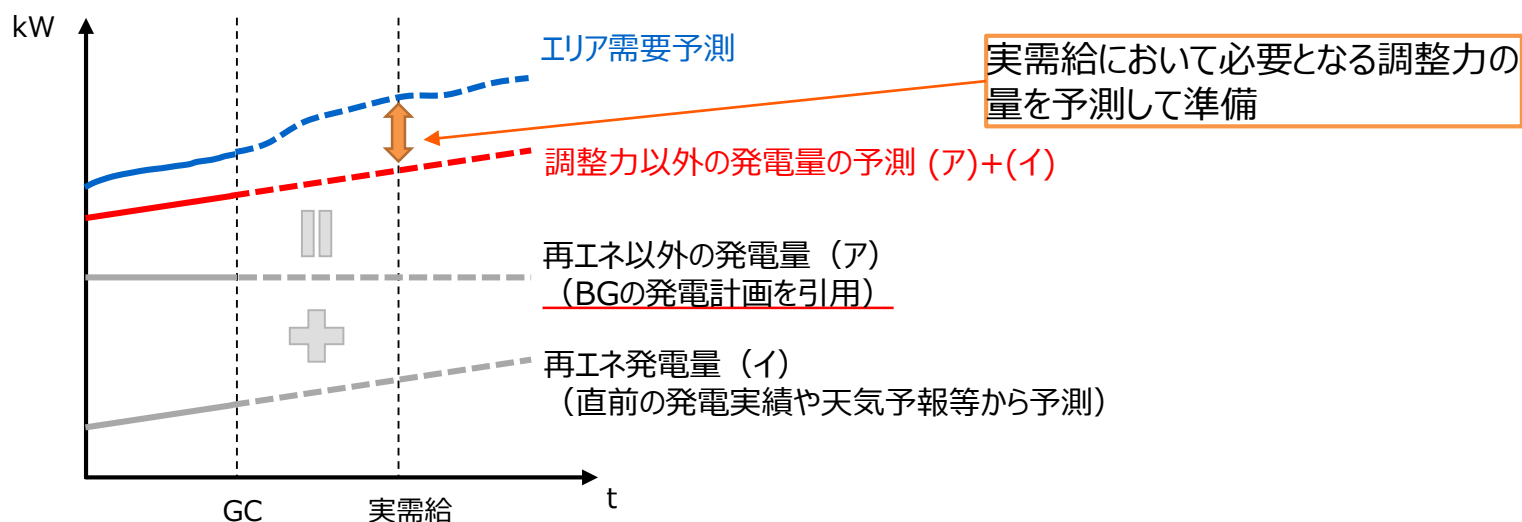


計画をもとに調達(b)
販売量をもとに計画策定(c)

BG計画の意義②（送配電事業者の需給調整業務における参考情報）

- 発電BGの発電計画は、一般送配電事業者が調整力の稼働の準備等を行う上で、必要な情報となっている。したがって、**発電BGが計画通りに発電することは、送配電事業者が円滑に需給調整業務を行うことに資する。**
- ✓ 一般送配電事業者は、実需給時点のエリアの総需要とエリアの総発電量を予測し、調整力の稼働の準備等を行う。（実需給においては、エリアの周波数を見て調整力に指令し、需給を一致させている。）
- ✓ 総発電量の予測においては、再エネの発電量は自社で予測し、再エネ以外の発電量は発電BGの発電計画を引用している。すなわち、発電BGの発電計画は、一般送配電事業者が調整力の稼働の準備等を行う上で重要な情報となっている。（エリアの総需要は過去の実績や気象情報から自社で予測。需要BGの需要計画については、自社予測と比較参照し妥当性の確認に用いるのみ。）

一般送配電事業者の実務における調整力の必要量の予測



(参考) 一般送配電事業者の需給調整の実務におけるBG計画の活用状況

- 需給調整業務におけるBG計画の活用状況について、一般送配電事業者10社から詳細を聴取したところ、発電計画については調整力の余力・発電量の算出に活用しているとの回答があった。
- エリアの需要量については、過去の実績や気象情報から自社で予測しており、需要計画については、自社予測と比較参照し妥当性の確認に用いるのみとの回答があった。

一般送配電事業者10社からの回答の概要：

エリア需要量の予測について

- 過去のエリアの需要実績及び気象情報から自社で予測している。（法的分離後も同様の対応を継続する予定）

需要BGの需要計画の活用状況について

- 自社で予測したエリア需要量と、需要BGの需要計画との差異を見ることで、自社予測の妥当性を確認している。

発電BGの発電計画の活用状況について

- 調整力として指令できる電源については、発電BGの発電計画から調整力の余力を算出している。（調整力が足りなくなると予想される場合には追加起動を判断）
- 調整力として指令できない電源については、発電BGの発電計画を発電量予測の積み上げに活用している。

検討のまとめ（需要計画・発電計画について確保すべきこと）

- 前述の検討のとおり、計画が総和として正確であることが重要であるものの、個々のBGの需要計画の正確性は、需給調整業務への影響度合いは小さいと考えられる。
- このため、需要BGがインバランス料金の高騰を予測しリスクに備えて多めに調達するなど、適正な価格シグナルに基づくマクロ一致の方向での（結果的な）需要インバランスは、基本的には問題がないものと考えられるのではないかな。
 - ✓ タイムリーな情報公表が行われない等により、各BGが過度に反応した場合には、むしろインバランスを増やしてしまう（オーバーシュートする）可能性がある。
- 他方で、現在の需給調整の実務を踏まえると、発電BGが計画通り発電することは重要であると考えられる。

需要計画・発電計画の意義

① エリアの需要量に見合う発電量が準備され供給されるようにする

② 一般送配電事業者が需給調整業務を円滑に行うための情報を提供する

需要計画・発電計画について確保すべきこと

① 需要インバランスと発電インバランスの合計値ができるだけ小さくなるようにする

② 再エネ以外の電源について正確な発電計画が提出される

インバランス料金による経済的インセンティブ+ルールによる規律付け
（現行制度と同様）

新たなインバランス料金制度の効果（電気の価値の反映、タイムリーな情報公表）

- 新たなインバランス料金制度は、現行制度と同様に各 B G が正確に計画を策定することを原則としつつ、仮に予測が正確でなかった B G が一部にあった場合にも、全体として需給が一致に向かい、需給状況が適切に市場価格に反映されることを促進すると期待されるもの。

2021年度以降のインバランス料金制度：

実需給における電気の価値をインバランス料金に反映させるとともに、関連情報をタイムリーに公表

需要 B G は、最新の情報を踏まえて常に需要予測を精査し、変化があれば需要計画を修正。時間前市場も活用して調達量を変化させる。

※インバランス料金が、正確な計画を策定するインセンティブとして機能。

【各 B G の計画が正確になることによって総和として正確な計画となる】

仮に予測が正確でなかった B G がいた場合、時間前市場は十分に反応しないが、調整力稼働量が増えるためインバランス料金の予測は上昇あるいは下降。

その結果、例えば、市場価格よりインバランス料金が高くなると予測される場合に、リスクを低減させるため需要予測より少し多めに調達するなど、他の B G が全体のインバランスを減らす方向に調達量を増減させる等が期待される。

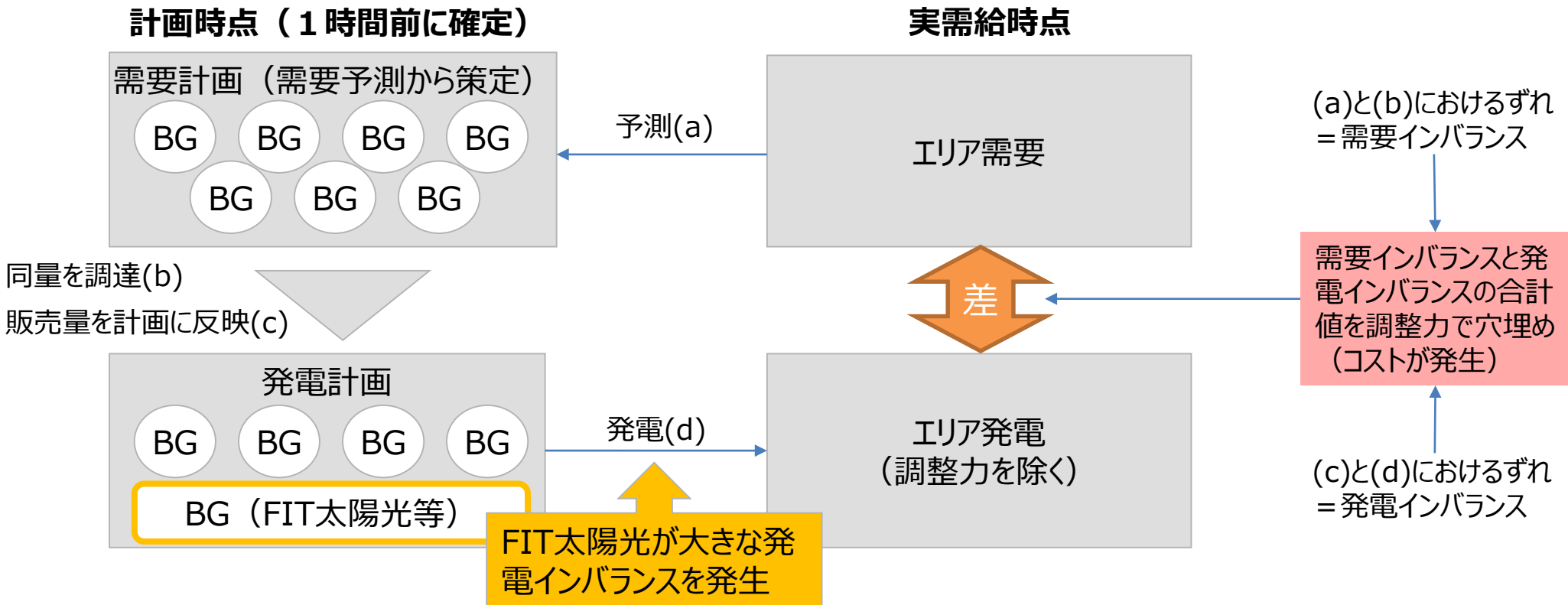
【一部の B G 計画には過不足があるが全体としてはより正確な計画となる】

適正な価格シグナルに基づく、マクロ一致の方向での（結果的な）需要インバランスは、基本的には問題がないものと考えられるのではないかと。

- 実需給で必要となる電源が GC 前までに確保されるとともに、最新の需要予測が市場価格に反映される。（→その価格にさらに反応して需要が変化するという最適配分を促進）
- 予測からの過不足（インバランス）は、その時間帯の電気の価値（限界的な調整力の kWh 価格）で清算。（合理的な負担）

考えられるケース：FIT太陽光予測外れへの対応

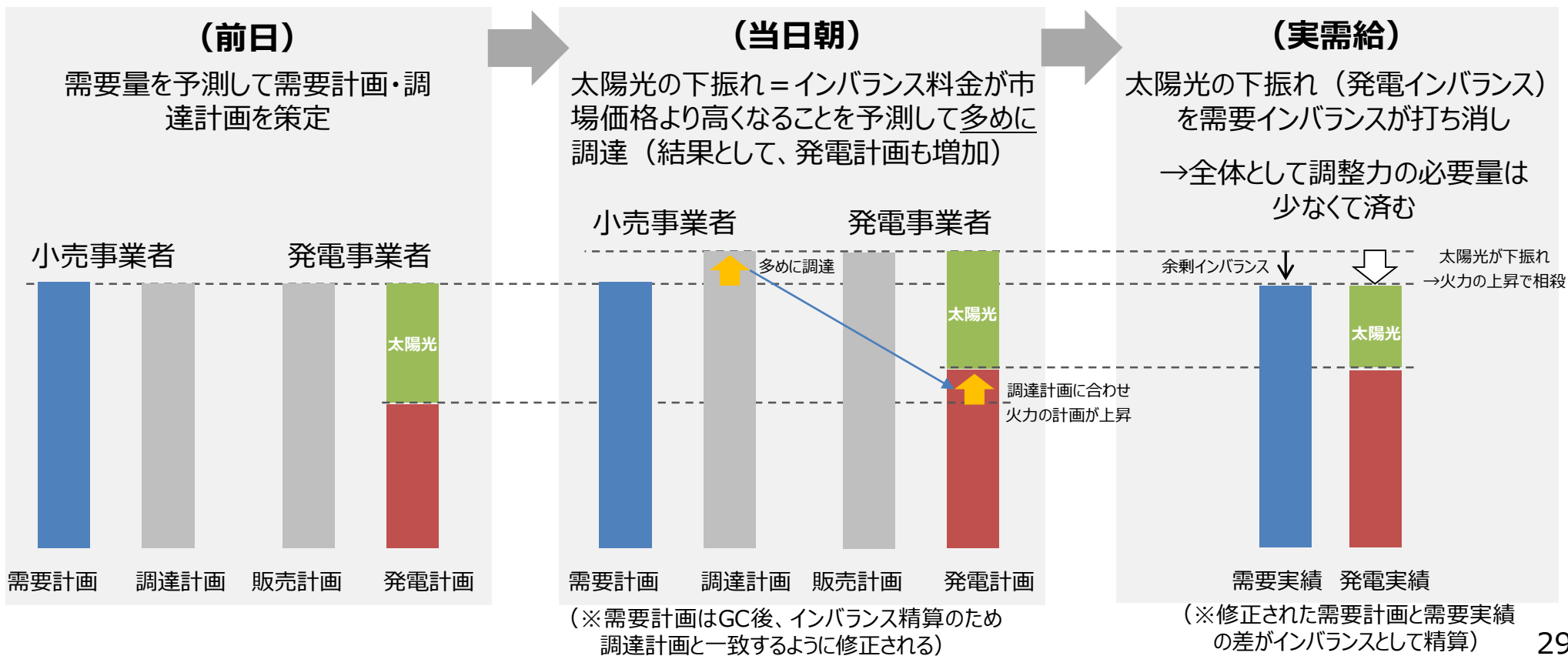
- 現状、大きなエリアインバランスが発生したケースの多くは、FIT太陽光の発電インバランス（予測外れ）が要因となっている。
- こうした状況においては、需要BGが市場価格とインバランス料金予測値との差を踏まえて、多め・少なめに調達することは、インバランスの合計値を小さくすることに貢献すると考えられる。



こうしたケースにおいて、需要BGが多め/少なめに調達する（(b)を外す）、多め/少なめに消費する（(a)を外す）ことは、インバランスの合計値を小さくすることに貢献するのではないか。

考えられるケース：FIT太陽光の予測外れを打ち消す需要BGの動き

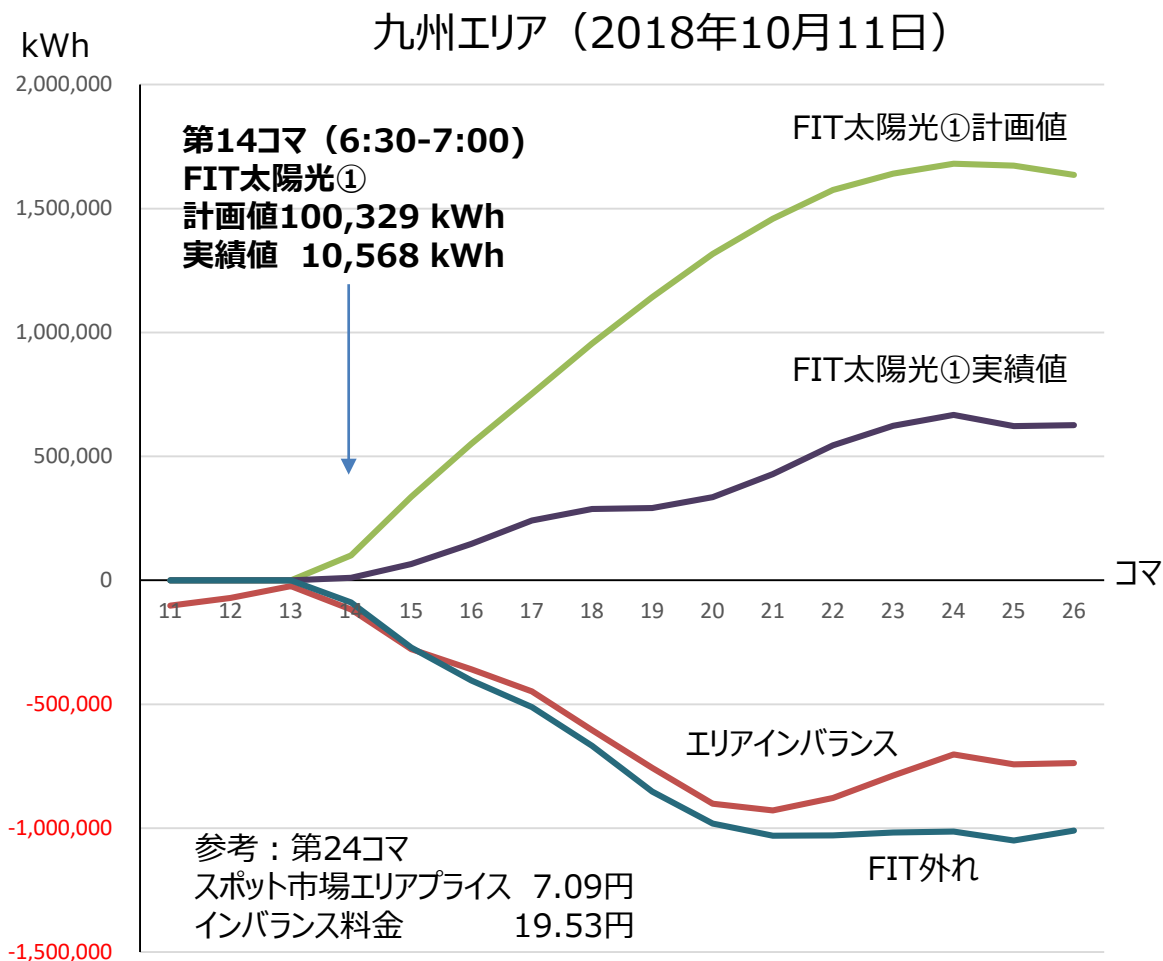
- 当日朝にFIT太陽光外れの傾向が分かった時点で、需要BGがインバランス料金の高騰を予測し、そのリスクに備え多めに電源を調達するといった行動は、系統全体のインバランスを減らし調整力稼働量を減らすことに貢献。また、系統の状況が時間前市場価格に反映される。
- 適正な価格シグナルに基づく、マクロ一致の方向での（結果的な）ミクロの需要インバランスは、基本的には問題がないものと考えられるのではないか。



考えられるケース（FIT太陽光の予測外れを打ち消すBGの動き）

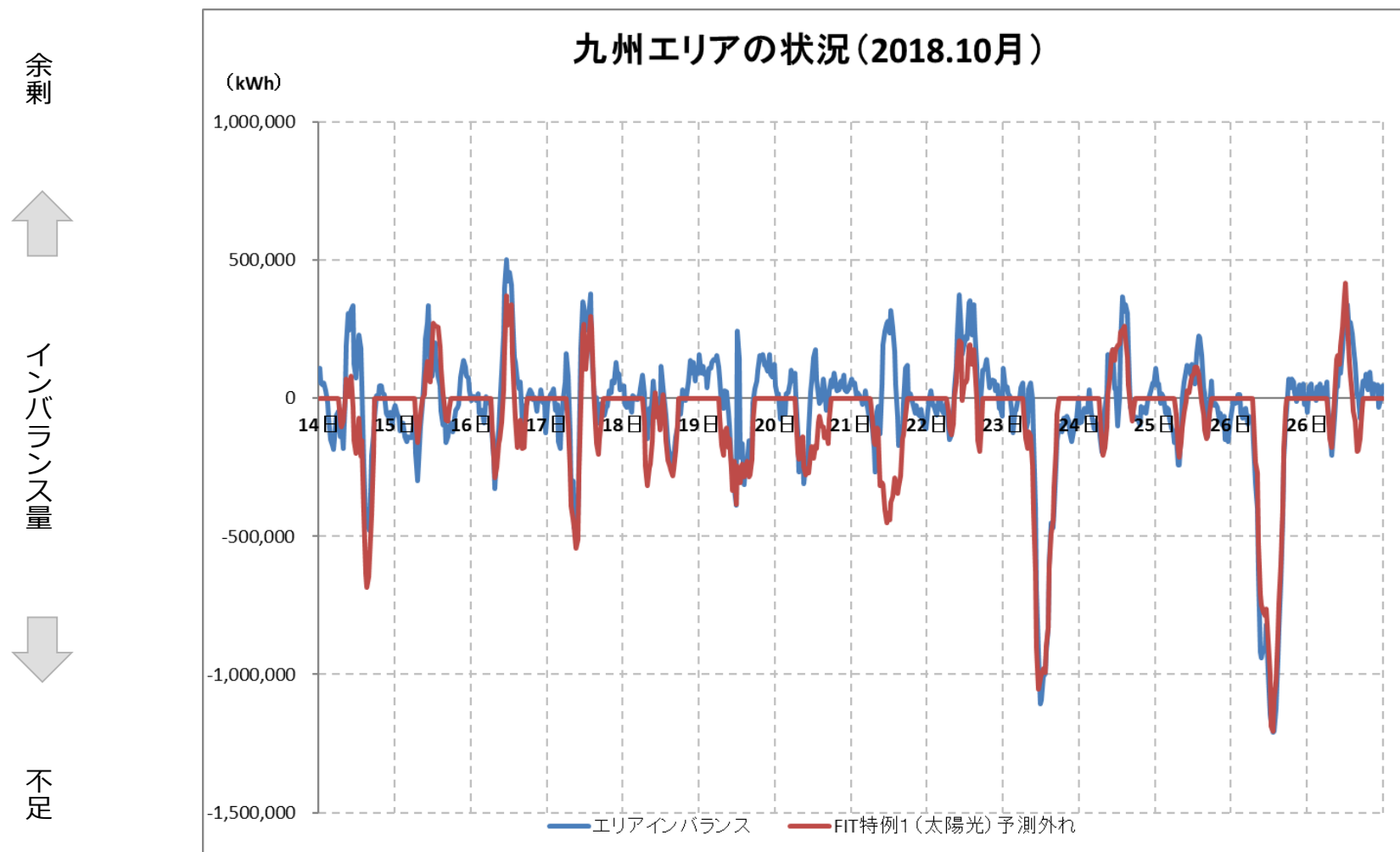
- 例えば、当日朝にFIT外れの傾向が分かった時点で、需要BGがインバランス料金の高騰を予測し、そのリスクに備え多めに電源を調達するといった行動により、全体のインバランスを減らし調整力稼働量を減らすことが期待されるのではないか。

- ◆ 右のケースでは、当日朝 7 時の時点で昼間時間帯にFIT外れにより多くの不足インバランスが発生することが予測できていたと考えられる。
- ◆ こうした場合に、需要BGがインバランス料金の高騰を予測し、そのリスクに備え多めに電源を調達する、需要を抑制するといった行動により結果的に余剰インバランスを出すことは、系統全体のインバランスを減らすことにつながると期待される。
- ◆ また、需要BGが調達を増やすことで、太陽光下振れという状況変化が時間前市場価格に反映され、適正な価格シグナルが発信されるという効果も期待される。



(参考) エリアインバランスに占めるFIT太陽光発電予測外れの割合

- 例えば九州エリアにおいて、大きなエリアインバランスが発生したケースの多くは、FIT太陽光の発電インバランスが要因となっている。



エリアインバランス：(出典)九州電力HPより

FIT特例①(太陽光)予測外れ：発電計画値及び九州電力による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成(インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

インバランス料金の考え方

- 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。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。

インバランス料金
(その時間における電気の価値を反映)

タイムリーな情報発信

(補正)

調整力のkWh価格

インバランスを埋めるため用いられた
調整力の限界的なkWh価格

※ 補助的施策として卸電力市場価格に基づく
補正の仕組みを導入

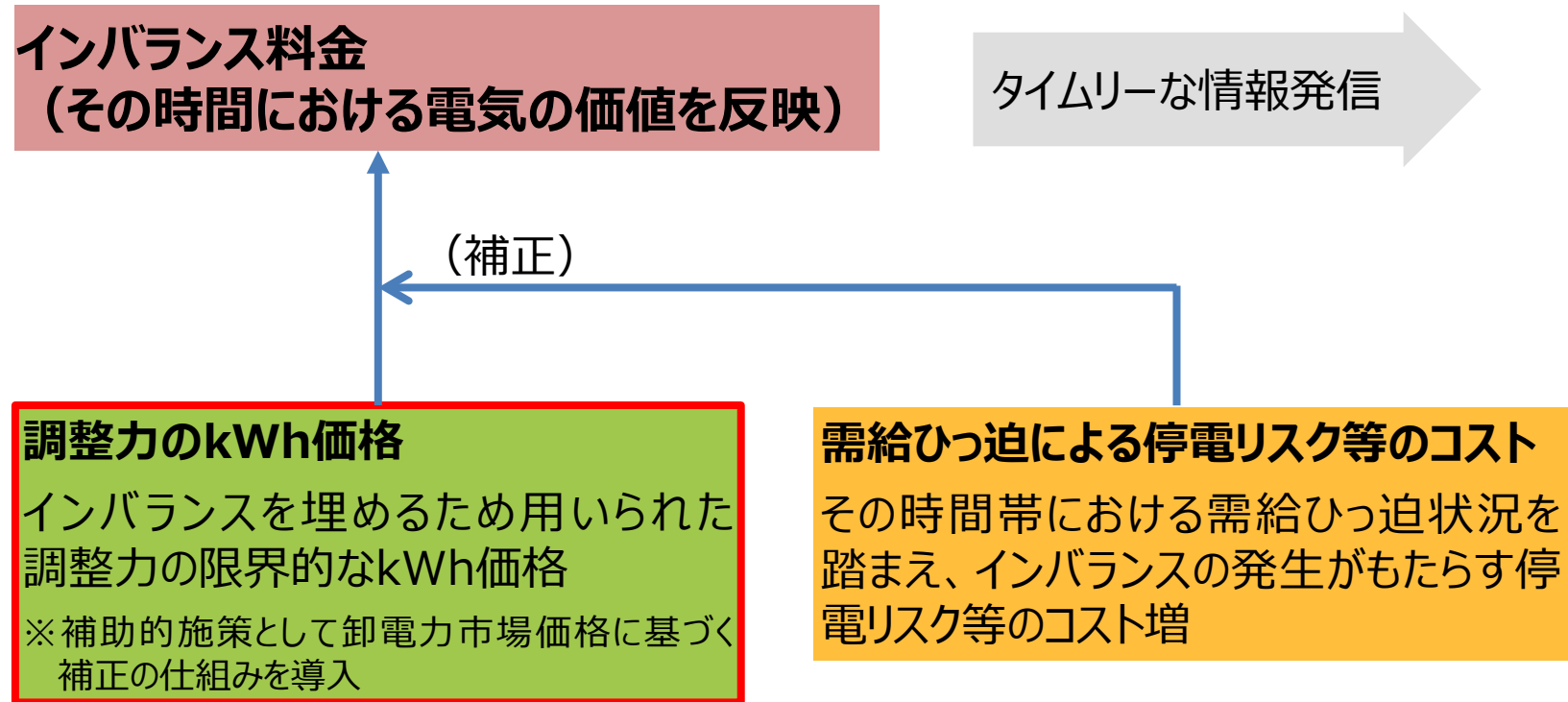
需給ひっ迫による停電リスク等のコスト

その時間帯における需給ひっ迫状況を
踏まえ、インバランスの発生がもたらす
停電リスク等のコスト増

2. インバランス料金に引用する調整力の kWh価格の決定方法について

調整力の広域運用を踏まえたインバランス料金の決定方法について

- 新たなインバランス料金制度は、①エリアごとに算定（調整力の広域運用を考慮）する、②原則として調整力の限界的なkWh価格を引用することとしたが、2021年度から調整力の運用が広域化されるところ、どのように算定するのが適当か、検討した。

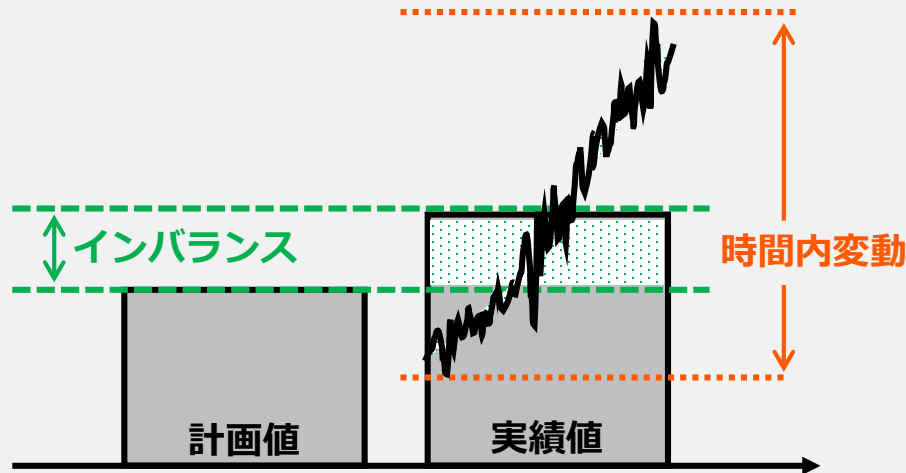


検討課題：調整力の広域運用の下で、エリアごとの限界的な調整量kWh価格をどのように特定するか。

調整力のkWh価格をどのようにインバランス料金に反映させるか

- インバランス料金は、そのコマ・そのエリアにおいてさらにインバランスが1単位増えたとすれば発生したであろう需給調整のコストを反映することが適当。
- エリアごとに、インバランスを埋めるために用いられた調整力の限界的なkWh価格を引用することが適当と考えられるところ、広域運用の下でどのように決定すべきか。

30分コマ内で稼働した調整力



時間内変動等に対応した調整力
インバランス料金の算定において
考慮しない

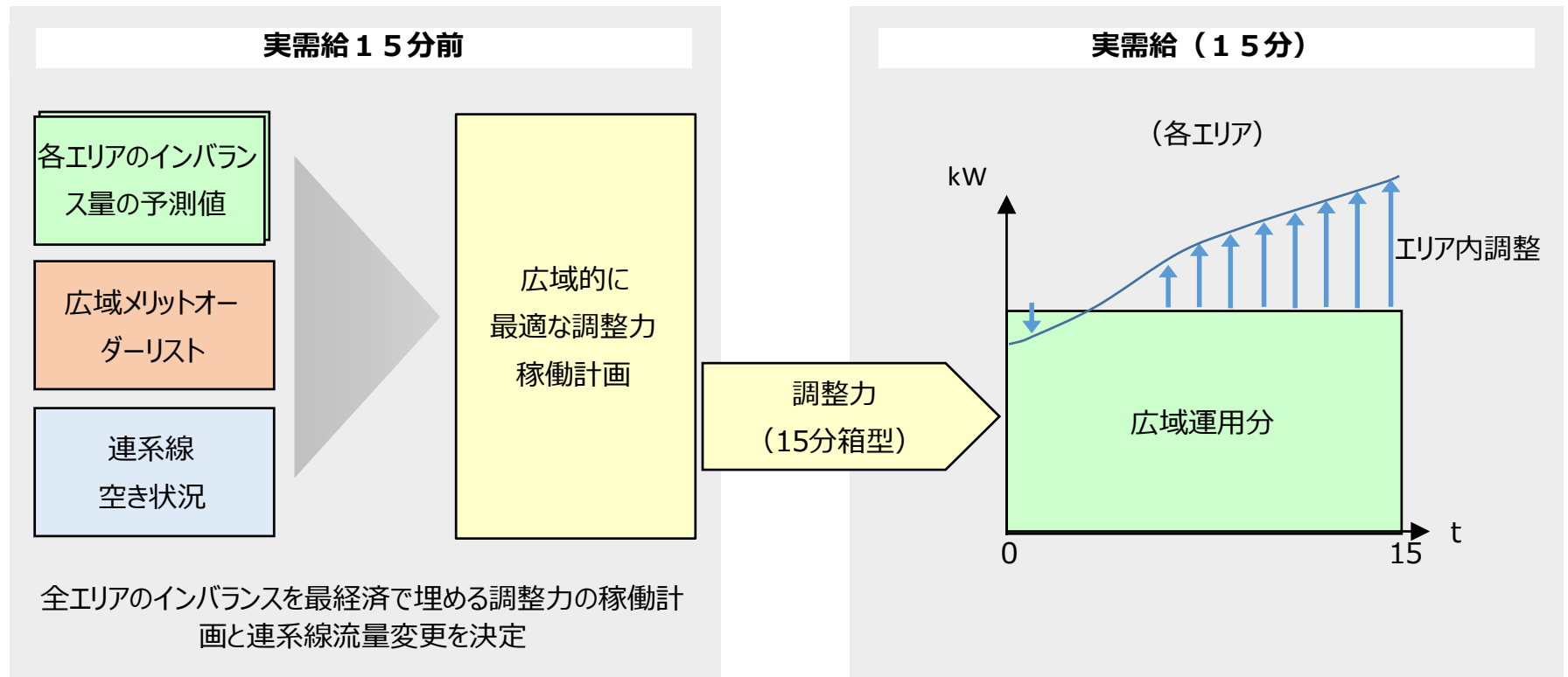
インバランスに対応した調整力
このうち限界的な価格をインバ
ランス料金に反映

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（kWhが発生）したものと、周波数制御や時間内変動のために稼働したものがある。

需給調整市場創設後の調整力の広域運用について

- 2021年度から開始される調整力の広域運用においては、実需給15分前までに各エリアのインバンス量を15分単位で予測し、広域的に最も効率的な調整力の稼働計画を決定する（15分箱型。連系線流量も変更。）。

2021年度に開始される調整力の広域運用の業務フロー

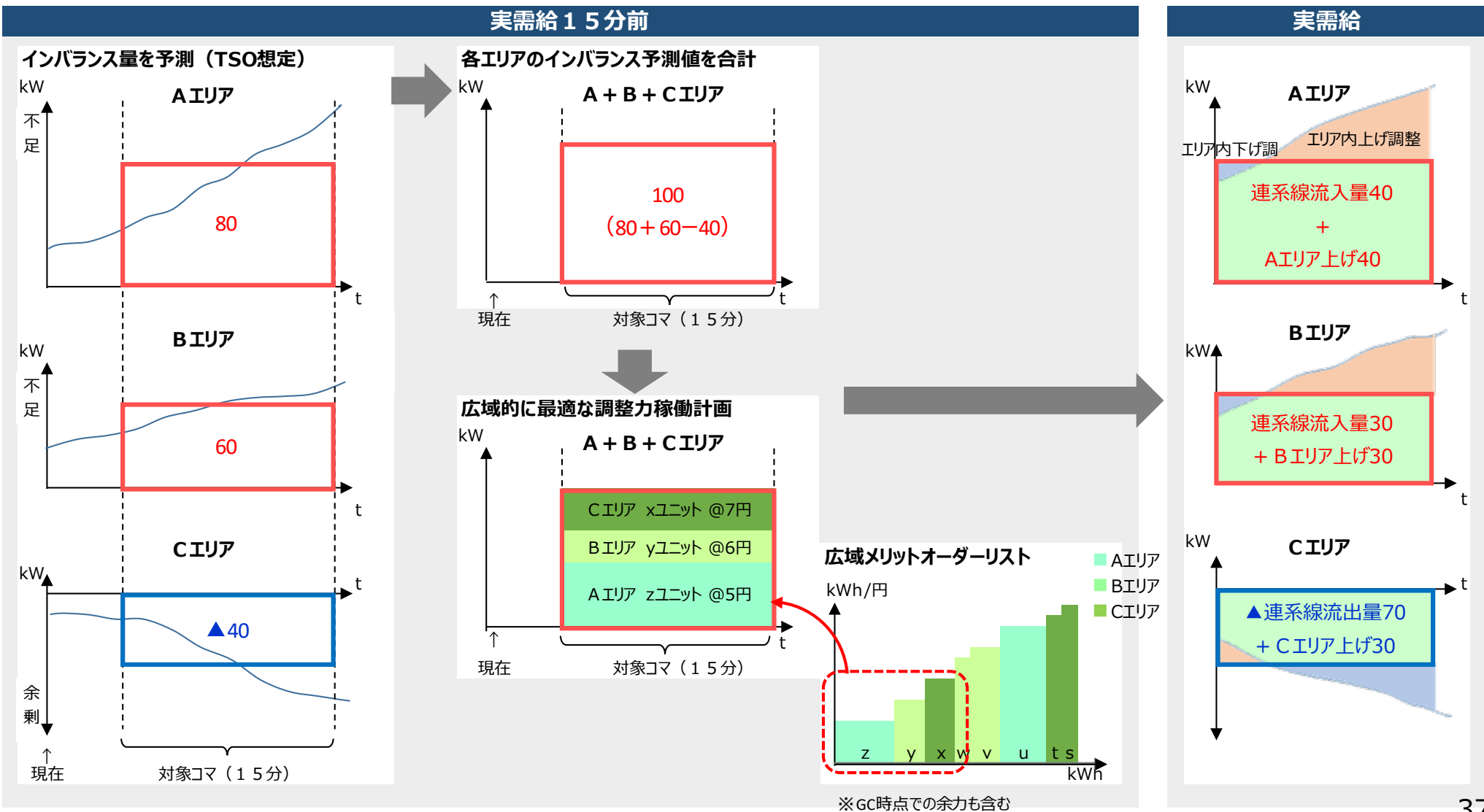


※ 2021年度から、三次①、三次②及び余力活用調整力について広域運用が開始される。

※実需給15分前までの15分単位の予測について、2023年度より5分前までの5分単位の予測に短縮を予定。

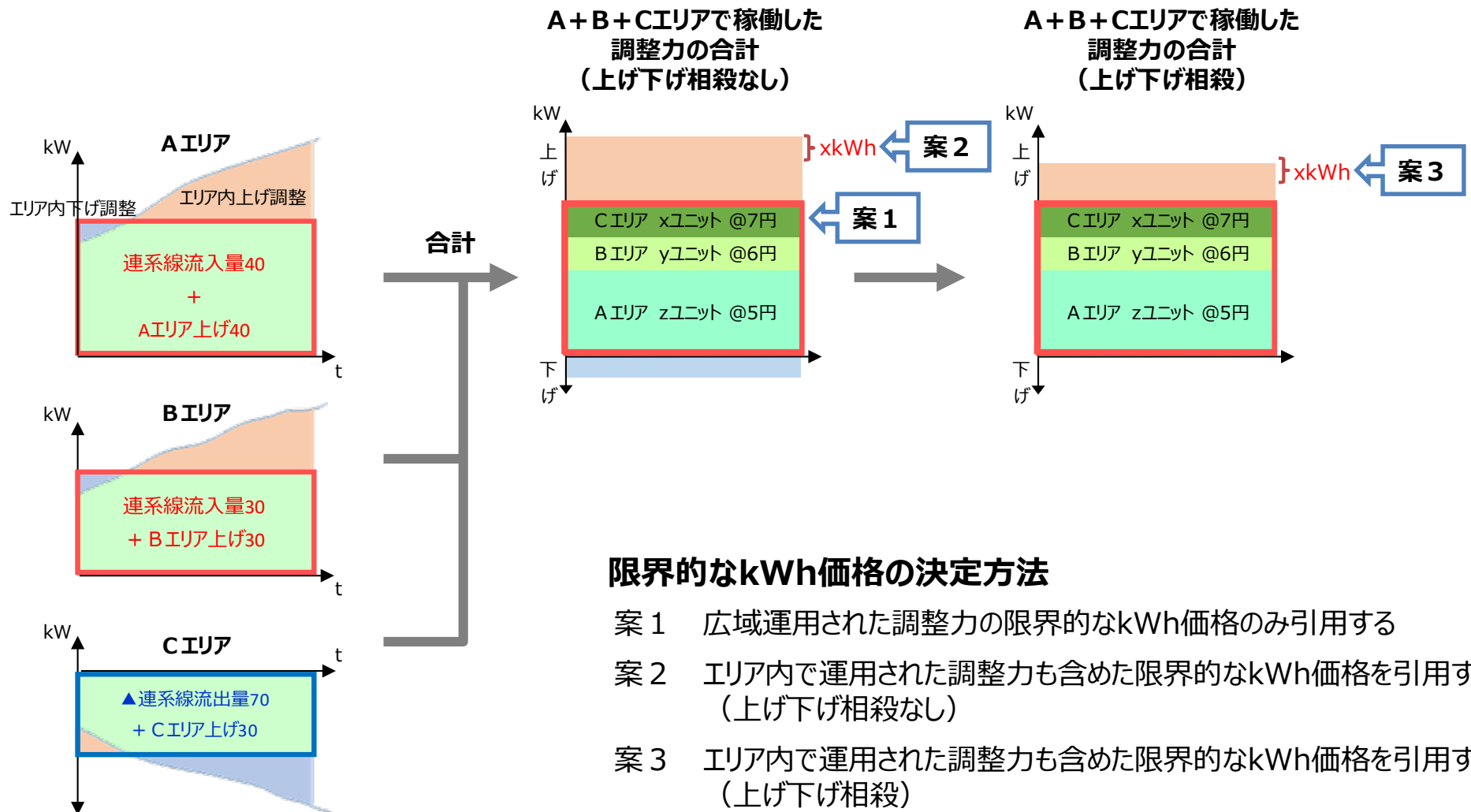
調整力の広域運用のイメージ

- 各エリアの15分間のインバランス量を予想し、15分箱型で調整力を広域的に融通する。15分内の時間内変動および想定を上回るインバランスの調整は、各エリアごとに対応。



限界的なkWh価格の決定方法の詳細検討

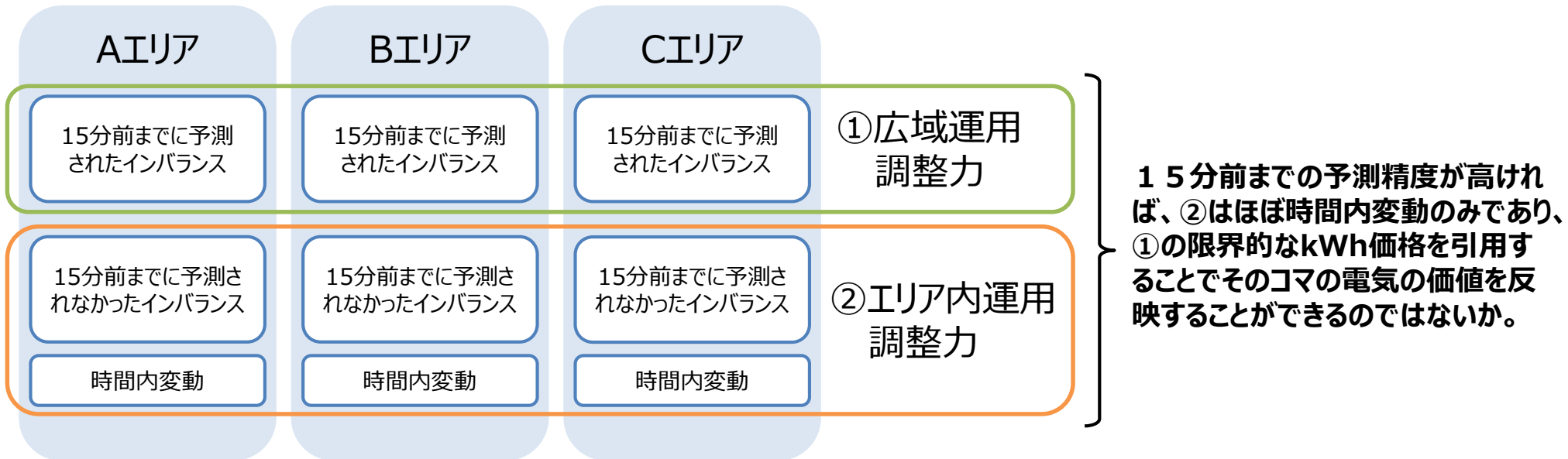
- 調整力の広域運用を前提として、インバランス料金に反映される調整力の限界的なkWh価格はどのように決定すべきか。



インバランス料金に引用する調整力

- 15分前までの予測精度が高ければ、インバランス対応は主に広域運用の調整力が担うことになることから、その広域運用調整力のkWh価格を引用することで、そのコマの電気の価値を反映させることができるのではないか。

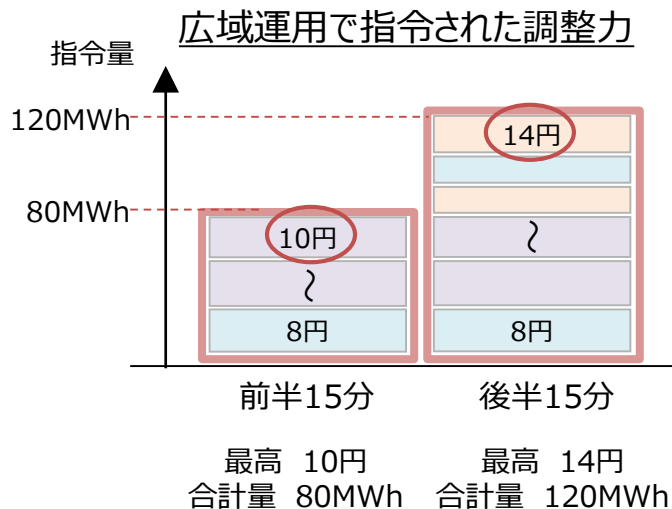
実需給15分前までに予測された15分単位のインバランスは広域運用の調整力で対応され、その後の変化や時間内変動はエリアごとの調整力で対応される。（※2023年度より15分前までの15分単位の予測に短縮を予定。）



一般送配電事業者による広域運用については、インバランス量を適切に予測した運用がなされているか等、運用状況の監視を行い、合理的でない動きがみられた場合には、その原因等を聴取する。

広域運用された調整力のみ引用した場合の具体的な方法

- 広域運用で稼働した調整力には時間内変動対応は含まれていないため、最もkWh価格が高いものの指令量が少量であった場合も、それを限界的なkWh価格として引用することとしてはどうか。（広域運用の調整力の最低単位は1 MWh）
- 広域運用は15分単位で実施されるところ、30分コマのインバランス料金は、前半15分と後半15分の限界的なkWh価格を加重平均して引用することが合理的と考えられる。30分の最高価格（余剰のコマは最低単価）を採用する案もありうるが、加重平均で算出することによいか。



← 指令量が少量であった場合も、最もkWh価格が高いものをその15分の限界的なkWh価格とする。

← 前半15分と後半15分の限界的なkWh価格を加重平均してインバランス料金とする。

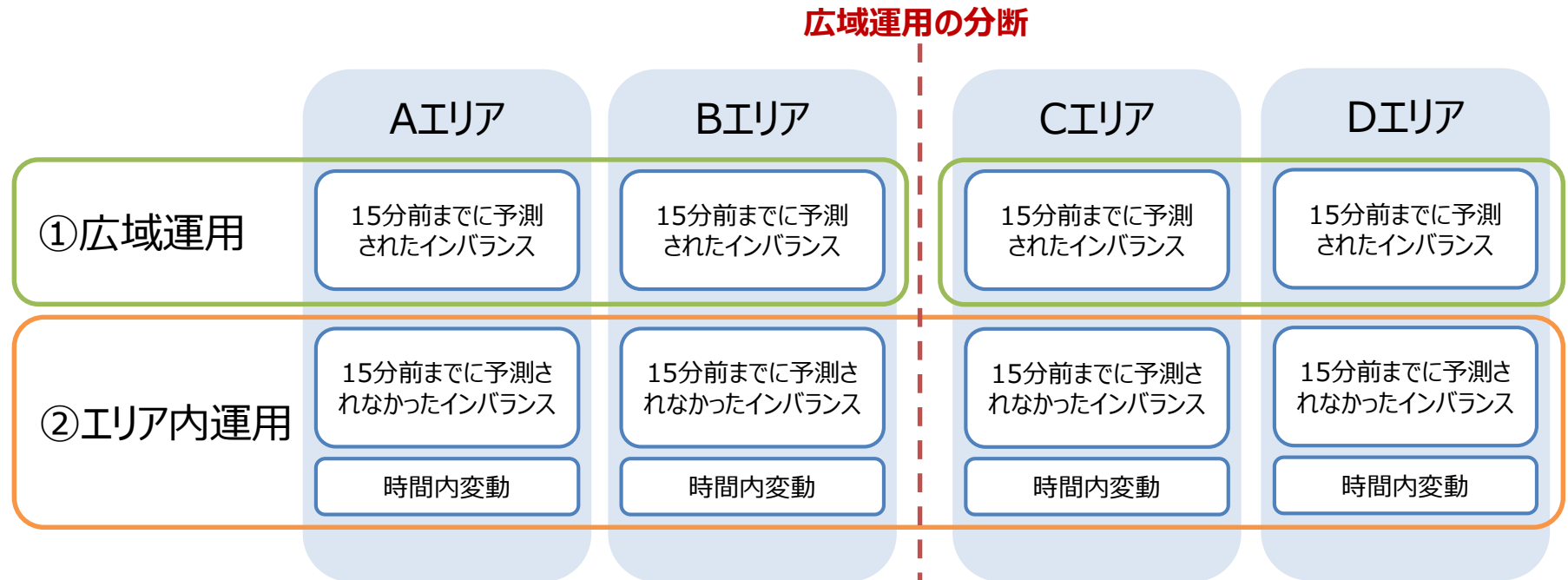
インバランス料金

$$\frac{10 \times 80 + 14 \times 120}{80 + 120} = 12.4 \text{円}$$

そのコマで仮にインバランスがさらに1単位発生した場合に増えるコストをインバランス料金に反映するという考え方から、前半15分と後半15分の価格を加重平均するのが合理的。
30分の最高価格（余剰のコマは最低単価）を採用する案もありうるが、加重平均で算出することによいか。
2023年度から広域運用は5分単位となることにも留意が必要。

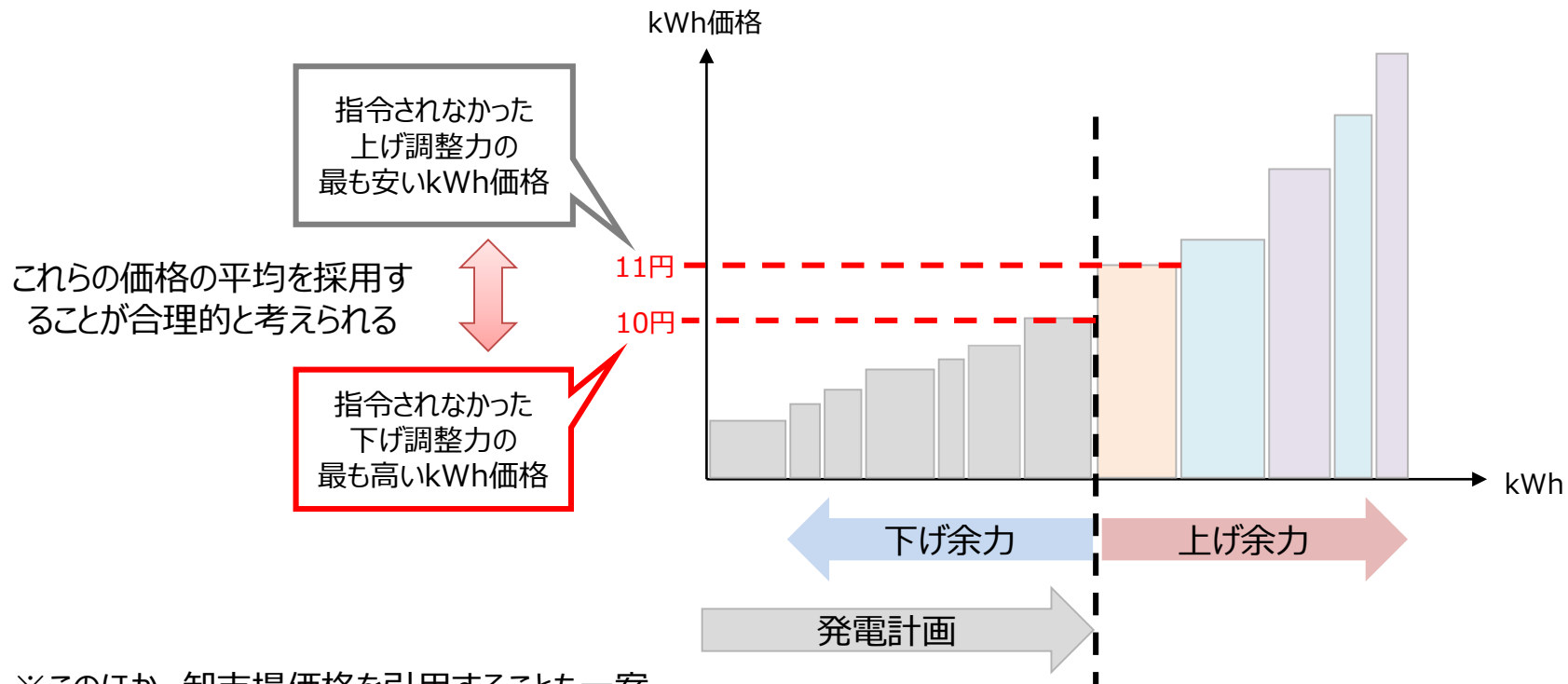
分断があった場合の取扱い

- 連系線に空きがない場合は、調整力の広域運用が限定的なものとなる。
- その場合、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価格を引用することとしてはどうか（分断の結果、単独エリアとなった場合も、15分前までに決定した調整力指令量をベースにする）。



広域運用調整力の指令量がゼロの場合の取扱い

- 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の最も高いkWh価格の平均を引用することが合理的と考えられる。
- 他方において、システム面での煩雑さを考慮し、卸市場価格を引用することも考えられる。
- これらの論点を踏まえ、システム対応で必要となるコスト等の評価も行なったうえで、いずれかの案を採用することとしたい。



※このほか、卸市場価格を引用することも一案

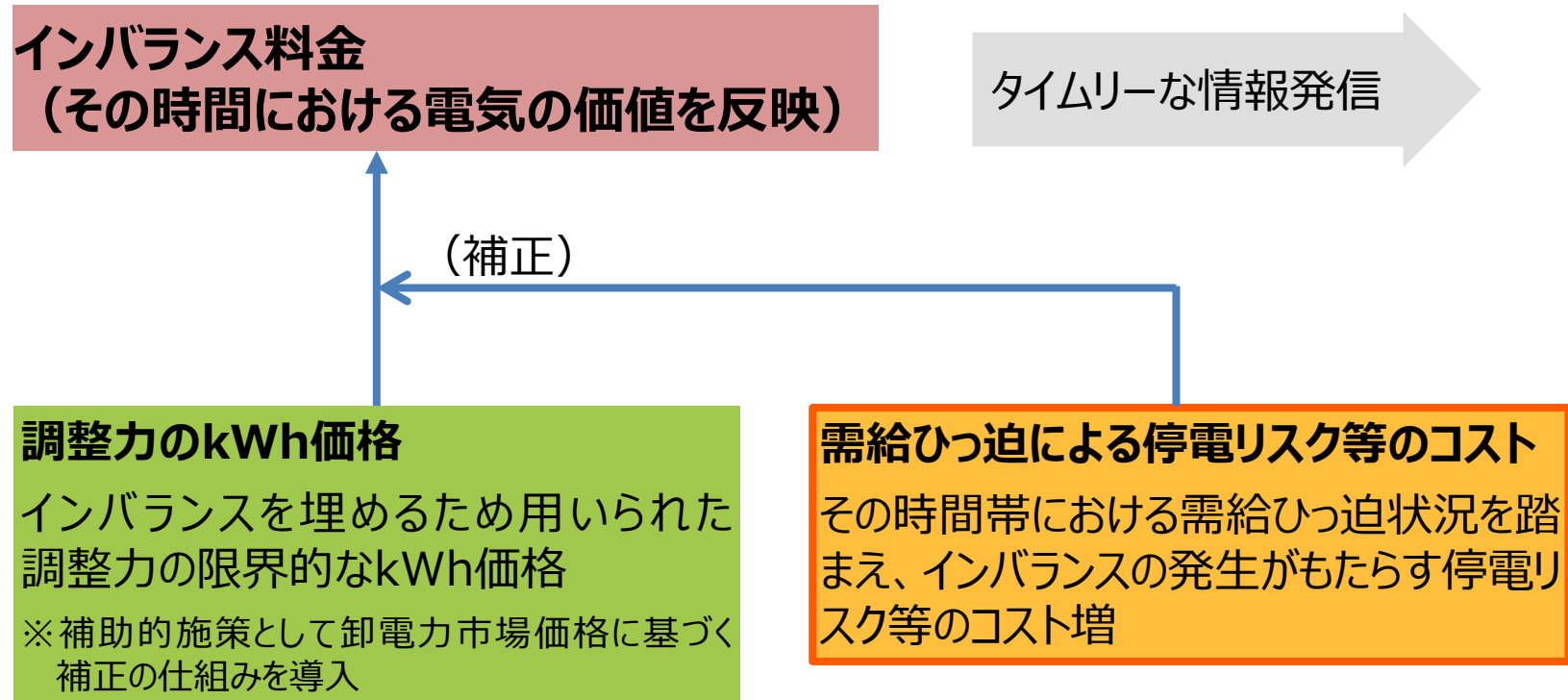
まとめ（インバランス料金に引用する調整力のkWh価格の決定方法）

- 本日の事務局からの提案内容をまとめると以下の通り。
 - インバランス料金には、広域運用された調整力の限界的なkWh価格を引用する。
 - 広域運用された調整力は15分単位で指令されることから、前半15分と後半15分のそれぞれ最も高い限界的なkWh価格を加重平均し、30分コマの限界的なkWh価格とする。
 - 分断があった場合には、分断したエリアごとの広域運用された調整力のkWh価格を引用する。
 - 広域エリア合計でのインバランスが小さく、広域運用の調整力の指令量がゼロであった場合は、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の最も高いkWh価格の平均を引用する案、もしくは卸市場価格を引用する案が考えられるが、システム面で必要となるコスト等の評価を行ったうえで、いずれか採用する。

3. 需給ひっ迫時（調整力の余力不足時）におけるインバランス料金について

需給ひっ迫時におけるインバランス料金について

- 新たなインバランス料金制度では、需給ひっ迫時（「上げ余力」が一定以下になった場合）はインバランス料金が上昇する仕組みを導入することとしたが、具体的にどのような算定方法が適当か検討した。



検討課題：具体的にどのような算定方法が適当か

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

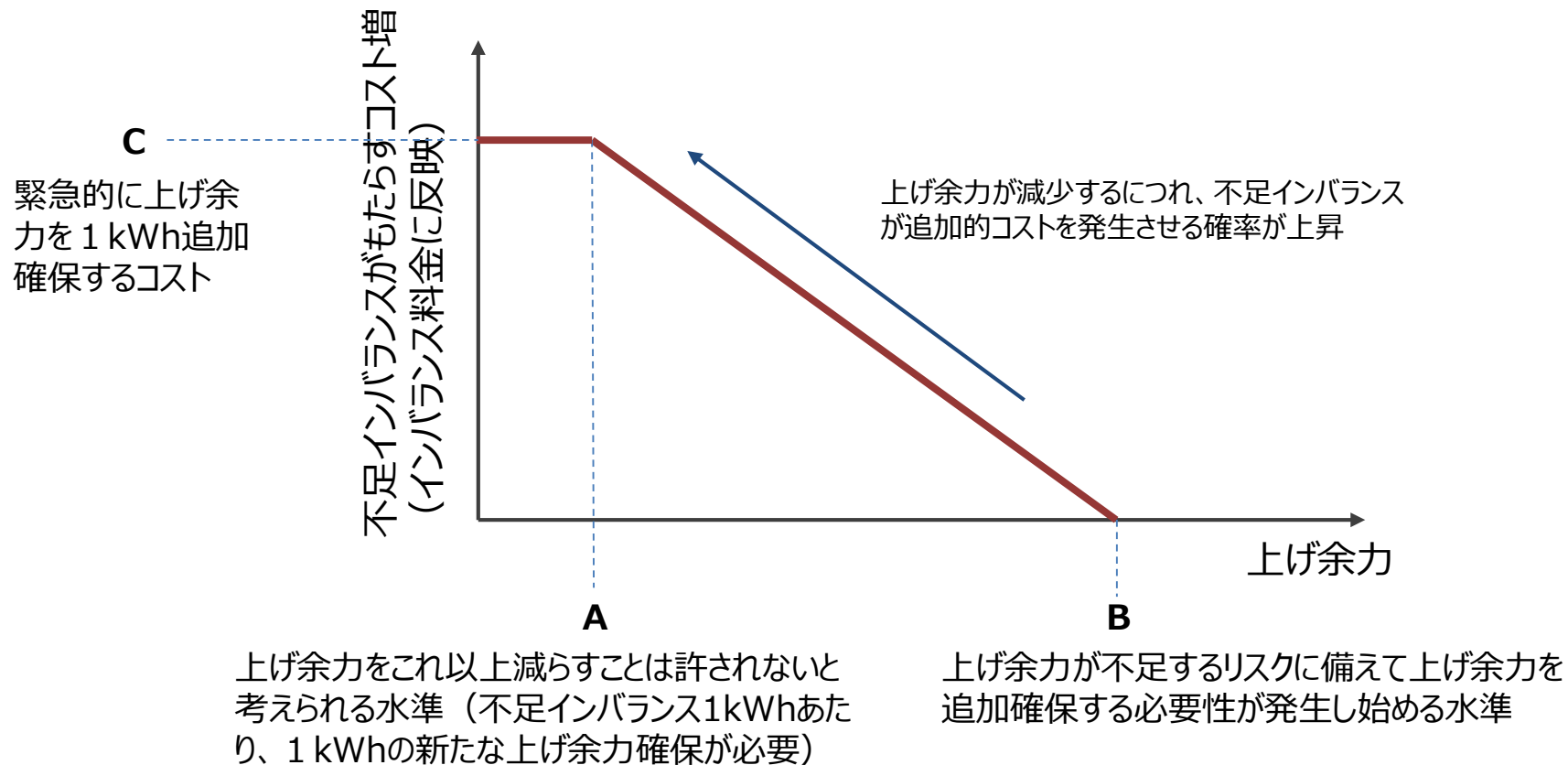
- ① 一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に供給力を追加確保しなければならなくなる。
- ② 負荷遮断の可能性を増大させる。（ひいては、周波数低下による大規模停電のリスクを増大させる。）
- ③ それ以降の同様な事象に備えるため一般送配電事業者がより多くの調整力を確保しなければならなくなる。

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。

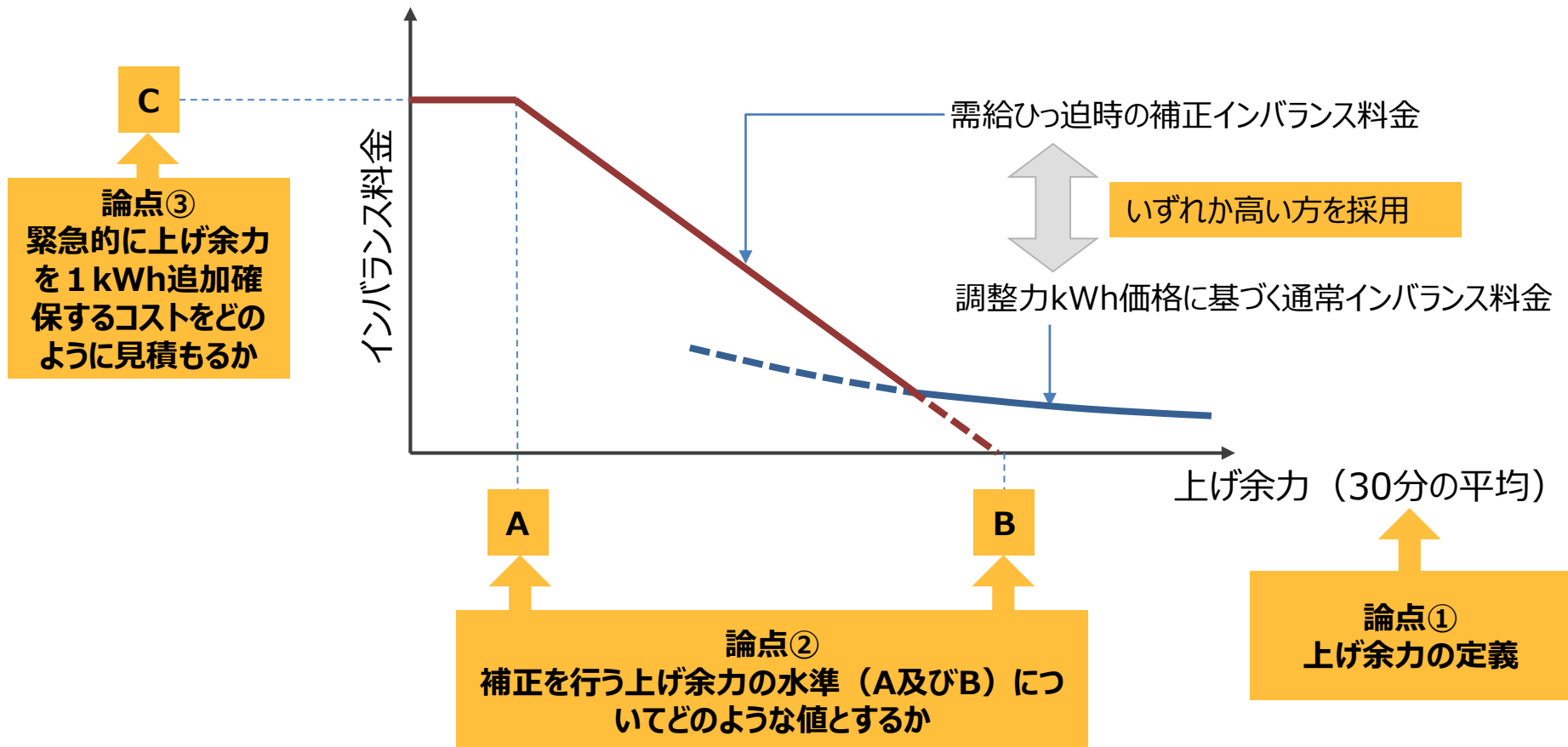
需給ひっ迫時のインバランス料金（供給力追加確保コストの反映）

- 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成本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。



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）

- 需給ひっ迫時の補正インバランス料金は、一定の式（下図のような直線）により、そのコマで一般送配電事業者が活用可能な「上げ余力」（30分平均値）に基づいて算定することとし、それが通常の方法で計算したインバランス料金を上回る場合に採用することとしてはどうか。
- 具体的な算定方式を設計するにあたり、以下の論点①～③について検討が必要。



需給ひっ迫時のインバランス料金（論点①）

- 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、「上げ余力」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。）今後具体化される調整力の広域運用の詳細を踏まえ、検討を深めることとしたい。
- 「上げ余力」については、一般送配電事業者が活用可能な供給余力（応動時間が一定以下のもの）／広域エリア需要から算定することが適当ではないか。
 - ✓ 一般送配電事業者が一定時間内に活用できない電源については、緊急時に活用できない可能性があることから、上げ余力の算定からは除外してよい。

需給ひっ迫補正インバランス料金算定式における「上げ余力」（横軸）の算定方法（案）

広域運用されるエリア（広域エリア）ごとに次式で算定する。

$$\text{上げ余力} = \frac{\text{広域エリア内の一般送配電事業者が活用可能な供給余力} \\ (\text{応動時間が一定以下のもの※1})}{\text{当該コマの広域エリア需要※2}}$$

※1 詳細は実務や技術的な要素を考慮した上で決定

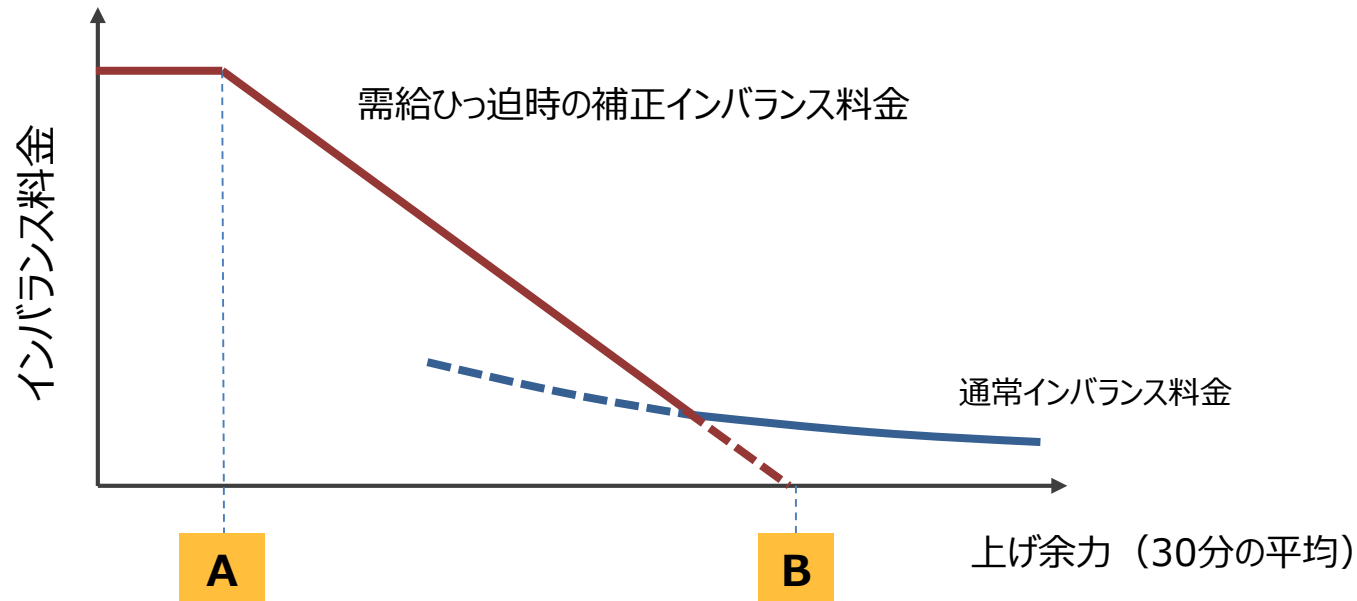
※2 エリア需要については、季節・曜日・コマごとに事前に決めておくことも一案として考えられる

需給ひっ迫時のインバランス料金（論点②）

- 需給ひっ迫補正の式における下図のA及びBについては、以下の考え方により、これまでの安定供給確保のための政策的対応や需給調整業務における運用などを参考としつつ設定することが適当ではないか。

A：これ以上、「上げ余力」を減らすことは許されないと考えられる水準（＝1 kWhの不足インバランスに対して1 kWhの追加確保が必要となる水準）

B：「上げ余力」が不足するリスクに備えて供給力を追加確保する必要性が発生し始める水準



これまでの安定供給確保の政策的対応や需給調整業務における運用

- これまでの政策的対応や需給調整の運用において明確化されている「上げ余力」等の必要量は以下の通り。

<需給ひっ迫警報（計画停電）> 政策的対応

- 政府においては、需給ひっ迫警報（計画停電の可能性の公表）を、他社から電力融通を受けても電力会社の供給予備率が3%を下回る見通しとなった場合発令することとされている。
- 政府においては、計画停電の実施の発表を、最大限の融通を受けても供給予備率が1%程度を下回る見通しとなった場合に行うこととされている。

<一般送配電事業者各社における調整力の必要量の算定> 広域機関ルール

- 広域機関における調整力の必要量算定の議論においては、電源脱落に備え1.4%、時間内変動の対応のために1.7～2.5%は必要という分析がなされている。

<電源Ⅰ'の発動基準> TSO運用

- 一般送配電事業者が厳気象対応のために確保している電源Ⅰ'の発動条件は、各社概ねエリアの予備率が3%～5%未満となるおそれがある場合とされている。

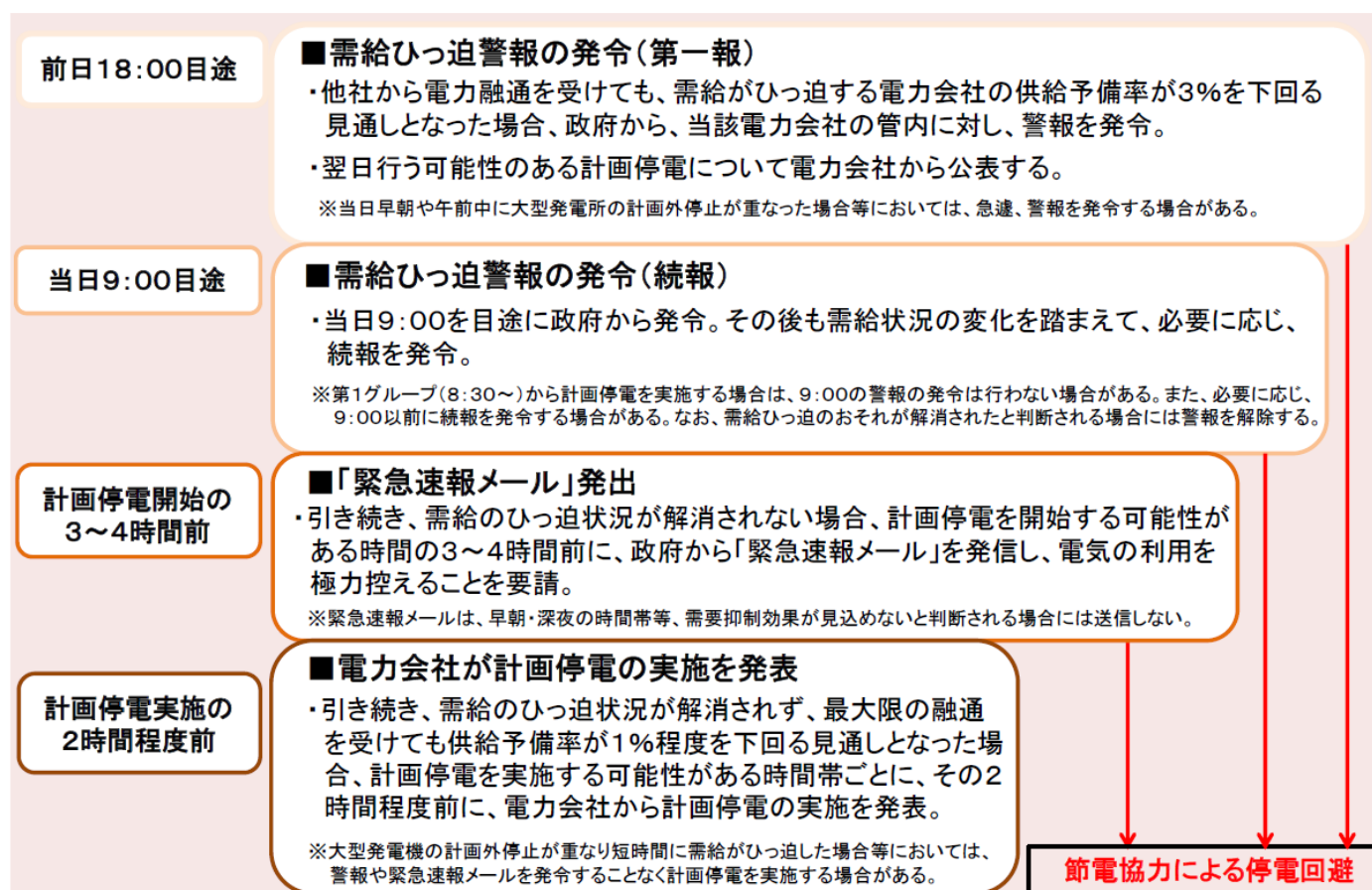
<一般送配電事業者各社の需給調整業務の運用ルール> TSO運用

- 一般送配電事業者の運用においては、原則として、系統容量に対して3%程度の瞬動予備力を確保し、日々の最大需要に対してあらかじめ5%以上の運転予備力を確保するよう努めることとされている。
- 一般送配電事業者の運用においては、当日の最大電力に対して運転予備力が3%を下回った場合、あるいは下回ると予想される場合に、需給ひっ迫融通の指示を広域機関に要請することとされている。

(参考) 政府における需給ひっ迫警報の発令と計画停電の実施について

- 需給ひっ迫警報の第一報（計画停電の可能性の公表）の発令基準は、「他社から電力融通を受けても、需給がひっ迫する電力会社の供給予備率が3%を下回る見通しとなった場合」とされている。
- 計画停電の実施の発表の基準は、「最大限の融通を受けても供給予備率が1%程度を下回る見通しとなった場合」とされている。

需給ひっ迫警報と計画停電の実施フロー



※北海道電力管内については、北本連系線等が計画外停止した場合等においても、更なる発電機等の計画外停止等が停電(計画停電や場合によっては不測の停電)につながる可能性があるため、その旨を速やかに周知する。万一、不測の停電が起きた場合にも、速やかに計画停電に移行する。

(参考) 一般送配電事業者各社における調整力の必要量の算定

- 広域機関における調整力の必要量算定の議論においては、電源脱落に備え1.4%、時間内変動の対応のために1.7～2.5%は必要という分析がなされている。

2018年7月 第30回調整力及び需給バランス等に関する委員会 資料

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000	730	約300	72

- ✓ 対象データ：2017年4月～2018年3月
- ✓ 「時間内変動 + 3σ相当値」、「残余需要予測誤差 + 2σ相当値」、「電源脱落（直後）」の合計値を算定

(参考) ケース1における上げ調整力必要量の内訳
－2017年度のデータによる算定結果－

25

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	8.4	5.6	3.6	5.2	3.8	5.2	5.1	6.9	5.1	5.4
(ii) 時間内変動	3.2	2.2	1.9	2.3	2.6	2.4	3.2	2.4	2.6	2.5
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	13.1	9.2	7.0	8.9	7.7	9.0	9.7	10.6	9.2	9.4
【参考】ゼロ点補正量	-1.0	-0.6	-0.5	0.0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.9	-0.9	-0.5

(参考) ケース3における上げ調整力必要量の内訳
－2017年度のデータによる算定結果－

27

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	11.8	6.2	3.4	5.5	4.0	4.5	4.3	8.0	4.5	5.8
(ii) 時間内変動	3.2	2.2	1.9	2.0	2.0	1.9	2.7	2.3	2.6	2.3
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	16.4	9.8	6.8	9.0	7.4	7.8	8.4	11.6	8.5	9.5
【参考】ゼロ点補正量	0.5	0.0	-0.2	0.6	0.1	0.2	0.1	-0.4	-0.8	0.0

(参考) ケース2における上げ調整力必要量の内訳
－2017年度のデータによる算定結果－

26

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	7.3	4.3	2.9	4.5	3.7	3.8	4.9	5.7	4.3	4.6
(ii) 時間内変動	2.9	2.3	1.1	1.7	2.6	1.8	3.1	2.3	3.3	2.4
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	11.7	8.0	5.5	7.6	7.7	7.0	9.3	9.4	9.0	8.4
【参考】ゼロ点補正量	-1.4	-0.6	-0.5	-0.2	-0.2	-0.3	-0.5	-0.9	-1.1	-0.6

(参考) ケース4における上げ調整力必要量の内訳
－2017年度のデータによる算定結果－

28

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1,2}	10.4	3.9	2.3	4.8	3.2	3.3	3.9	5.5	3.7	4.5
(ii) 時間内変動	2.8	2.1	0.8	1.7	1.3	1.3	1.9	1.6	2.1	1.7
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	14.6	7.4	4.5	7.9	5.9	6.0	7.2	8.5	7.1	7.7
【参考】ゼロ点補正量	0.5	0.1	-0.4	0.8	0.3	-0.1	0.4	-0.6	-0.5	0.0

(参考) 一般送配電事業者各社の需給調整業務の運用ルール

- 各一般送配電事業者は、周波数調整・需給運用ルールにおいて、予備力の確保の水準及び需給ひっ迫融通の基準を定めている。

周波数調整・需給運用ルール（東京電力PGの例）

8. 2 運転予備力の確保

(1) 基本的考え方

中央給電指令所は、当社エリアの電力系統の供給信頼度を確保するため、以下の項目を考慮し、原則として、当該日の最大電力に対してあらかじめ5 %以上の運転予備力の確保に努める。

- 気温予想誤差などによる最大電力予測差
- 電力系統の故障による発電機の停止または発電機自体の故障停止（例えば、当社エリアの最大電源ユニット相当量の発電機故障） など

8. 3 瞬動予備力の確保

(1) 基本的考え方

中央給電指令所は、瞬時性の需要変動や発電機の故障など極めて短時間内に生じる需給アンバランスに対応するため、原則として系統容量に対して3 %程度の瞬動予備力の確保に努める。

8. 6. 2 需給ひっ迫融通の受電

(1) 基本的考え方

中央給電指令所は、供給力の確保、調達などに努めるものの、当日の最大電力に対して運転予備力が3 %を下回った場合、あるいは下回ると予想される場合に、必要により送配電等業務指針に則り、需給ひっ迫融通の指示を電力広域的運営推進機関に要請する。

(参考) 電源Ⅰ' (厳気象対応) が発動される基準

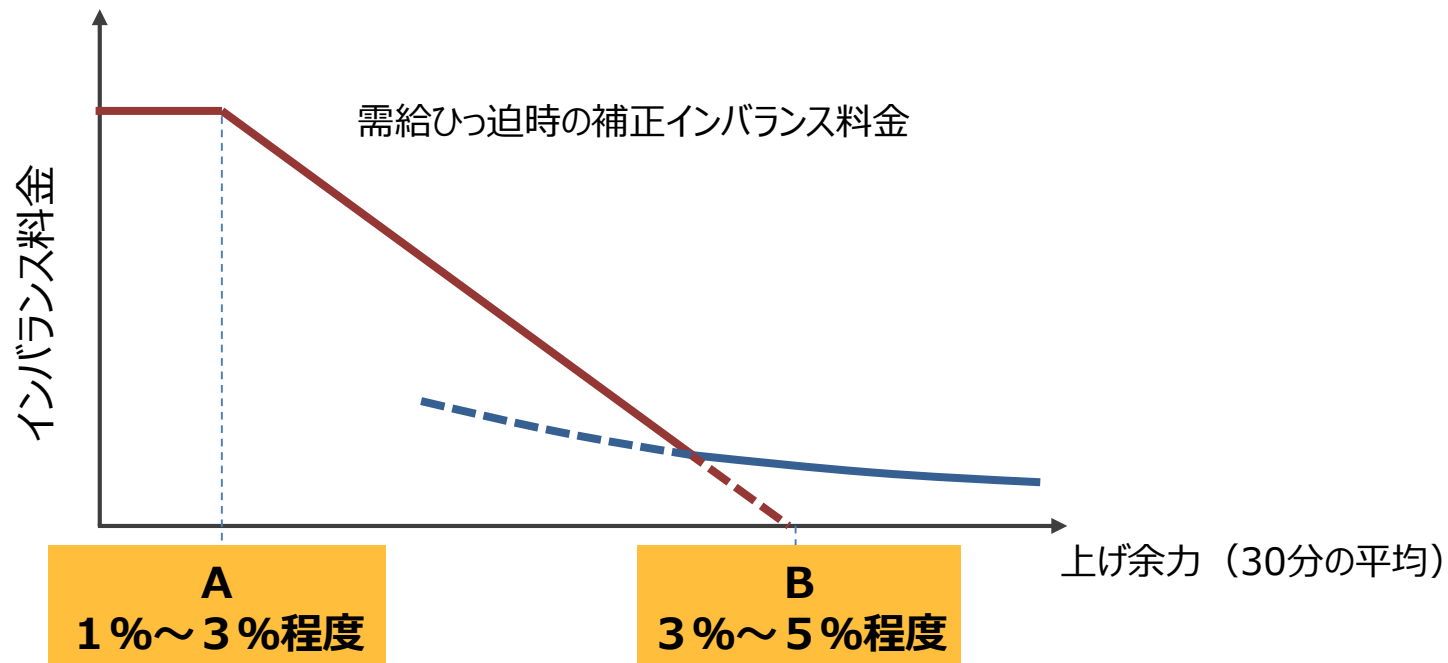
- 各一般送配電事業者において厳気象対応の供給力として確保されている電源Ⅰ'の発動基準は、各社概ねエリアの予備率が3～5%未満となるおそれがある場合とされている。

エリア	電源Ⅰ'の発動基準
東北	当日において、予備率が5%を下回ることが想定される場合、電源Ⅰ'発動の検討を行い、発動について判断。
東京	自エリアで予備率が5%以下になると想定される場合に発動指令を行う。揚水の池容量も考慮し、翌日、翌々日も含めて5%以下になると想定される場合に発動指令を行う。
中部	計画段階の予備率や当日朝の需要の立ち上がりを評価した結果、火力の増出力を行っても予備率3%を下回る蓋然性が高まった場合（予備率3～5%）に、実需給の3時間前に発動指令を行う。
関西	予備率が5%程度を下回る見通しとなれば、電源Ⅰ'の発動を検討し必要に応じて実施。
九州	当日朝の需給バランスの見直しにおいて、予備率3%未満となることが想定される場合において、電源Ⅰ'の要件（3時間前の指令など）を勘案し、発動を判断している。

※各社からの聞き取りに基づき監視等委員会事務局作成

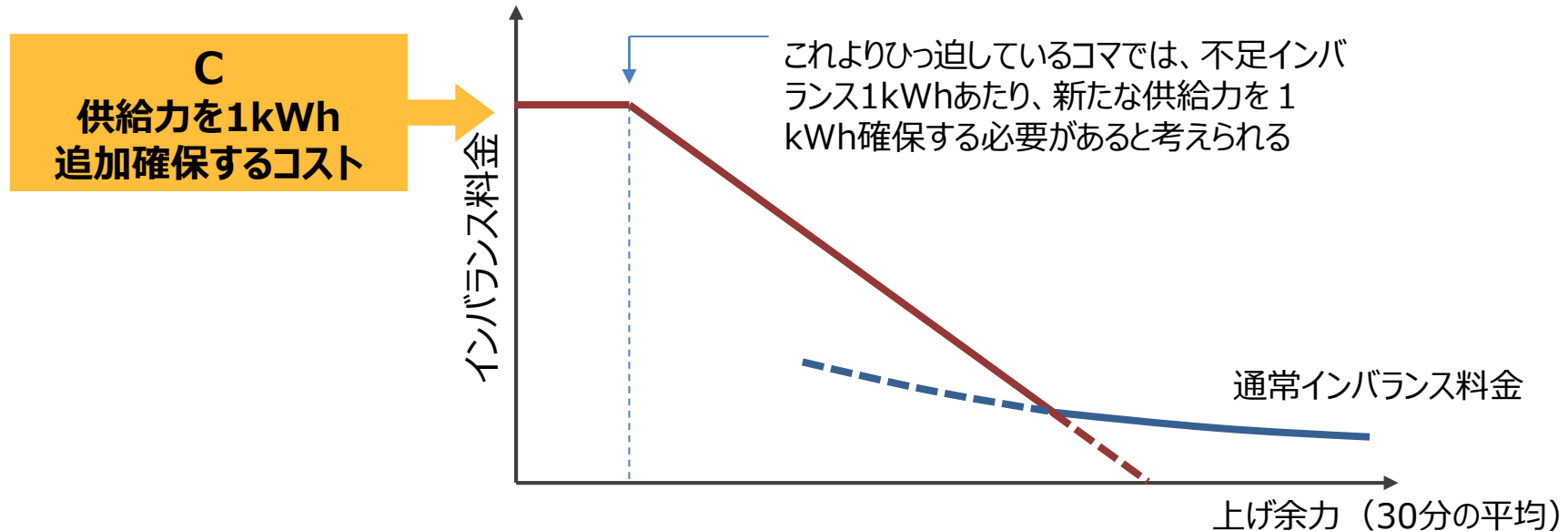
需給ひっ迫時のインバランス料金（論点②）

- 現行の整理及び運用を踏まえると、需給ひっ迫補正インバランス料金の算定式におけるA及びBは以下とすることが一案と考えられる。
A：上げ余力 = 1 %程度（計画停電実施の水準）～ 3 %程度（時間内変動対応等に必要な水準）
B：上げ余力 = 3 %程度（時間内変動対応等に必要な水準）～ 5 %程度（電源 I ' の発動基準）
- これらの数値については現行のエリア単位での運用を参考としたものであることから、今後具体化される調整力の広域運用の詳細を踏まえて引き続き検討を行うこととしたい。（その参考資料として、過去の需給ひっ迫のケース等から試算も今後行う。）



需給ひっ迫時のインバランス料金（論点③）

- 需給ひっ迫時の不足インバランスがもたらす追加的コストについては、それまでに市場に出てきていなかった供給力を1kWh追加で確保するために必要なコストとして、新たにD Rを追加的に確保するコストから見積もってはどうか。



新たにD Rを確保するコストとして、D R発動1回または1時間あたりのkW確保コスト及びkWhコストの合計を考慮してはどうか。

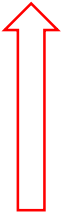
<案1>	D R 発動1回あたりkW確保コスト+kWhコスト (電源 I '評価用kW価格+評価用kWh価格'のエリア最高÷想定発動回数)	1,957円	(2018年度全国平均)	➡	約1,900円
		1,897円	(2019年度全国平均)		
<案2>	D R 発動1時間あたりkW確保コスト+kWhコスト (<案1>÷運転継続可能時間)	626円	(2018年度全国平均)	➡	約600円
		629円	(2019年度全国平均)		

※エリア最高単価の全国平均の採用について

現状、電源 I 'の調達にはエリアごとに行われており、市場に出てきていない供給力はエリアごとに存在。そのため、エリア最高の全国平均を採用することが合理的。
調達が広域化された場合には、全国最高を採用することが合理的。

2019年度向け調整力の公募結果（電源Ⅰ'）

	全国平均		東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)			8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)			3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	－ ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲ 3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	－ ▲ 13.2
落札容量(万kW)			3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	－ ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	－ ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	－ 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用価格※ エリア最高(円/kW)			1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用価格※ エリア平均(円/kW)			1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,717	4,342	625	6,607	5,850	▲ 757
kW価格 エリア平均(円/kW)			880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間			7/16 ～9/20	7/16～ 9/20 12/16～ 2/20		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31		7/1 ～9/30	7/1 ～9/30		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31 (7/1 ～3/31)	()内は追 加募集分	7/1 ～3/31	4/1 ～3/31	
想定発動回数			2.4回	3.6回		3.6回	3.6回		1.8回	1.8回		3.6回	3.6回		3.6回	3.6回	
運転継続可能時間			4時間	4時間		3時間	3時間		2時間	2時間		3時間	3時間		4時間	4時間	
1回あたりkW確保コスト+ kWhコスト	1,957	1,897	454	726		1,533	1,654		1,757	1,777		1,418	2,322		4,624	3,005	
1時間あたりkW確保コスト+ kWhコスト	626	629	113	182		511	551		878	888		473	774		1,156	751	



※評価用価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格：公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格：上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

上限kWh価格：電源Ⅰ' 応札時に応札者が設定するkWh価格の上限。

想定発動回数：契約期間内の発動可能回数（12回）から、10年間での平均的な発動可能回数として算出。

新たにDRを確保するコストの算出

D R 発動1回あたり「kW確保コスト+ kWhコスト」：電源Ⅰ' 「評価用kW価格+ 評価用kWh価格」のエリア最高÷想定発動回数

D R 発動1時間あたり「kW確保コスト+ kWhコスト」：（電源Ⅰ' 「評価用kW価格+ 評価用kWh価格」のエリア最高÷想定発動回数）÷運転継続可能時間

※評価用kW価格+ 評価用kWh価格の最高価格は、エリアによっては電源が該当する場合もある。

市場に出てきていなかった供給力を1kWh追加で確保するために必要なコストを算出する趣旨から、電源も含めることとした。

(参考) 電源 I' の想定発動回数の考え方について

2017年10月 第23回制度設計専門会合 資料 4 - 1

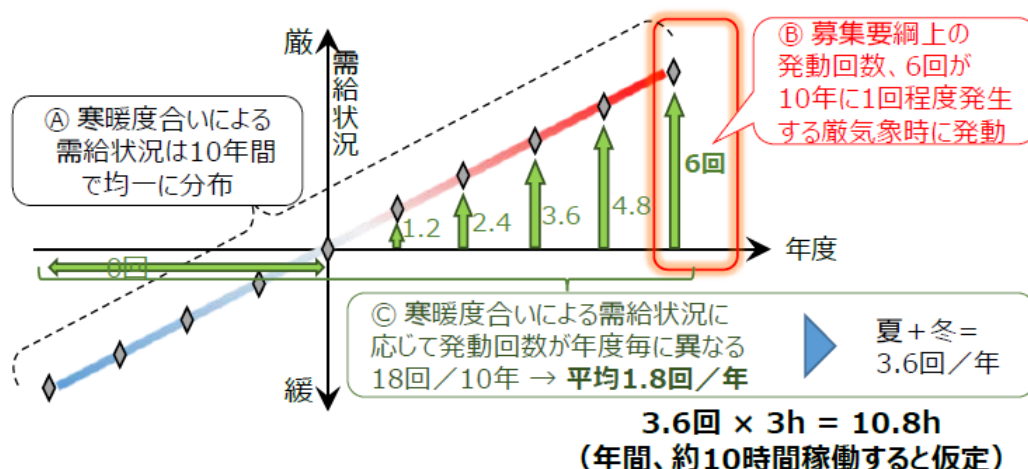
- kW価格とkWh価格の総合評価にあたり、電源 I' の想定発動回数については、入札に関する事項であり、一般送配電事業者があらかじめ設定し、募集要綱へ明記する必要があることから、その考え方について整理しました。

＜考え方＞

- ✓ 想定発動回数については本来、過去の発動実績等から設定することが望ましいと考えますが、昨年度から電源 I' を公募開始、実運用期間が半年程度であり十分な実績がないため、気象要因における需給状況をもとに、10年間の平均的な電源 I' の発動回数を一定の仮定のもと算出した期待値とします。
- ✓ 具体的には、以下の仮定のもと算出した、10年間の平均値相当で想定発動回数を設定します。
 - ① 10年間にわたる寒暖度合いによる需給状況はそれぞれ均一に分布する。
 - ② 募集要綱上の発動回数が10年に1回程度発生する厳気象時に発動されると想定する。
 - ③ 寒暖度合いによる需給状況に応じて発動回数が年度毎に異なる。

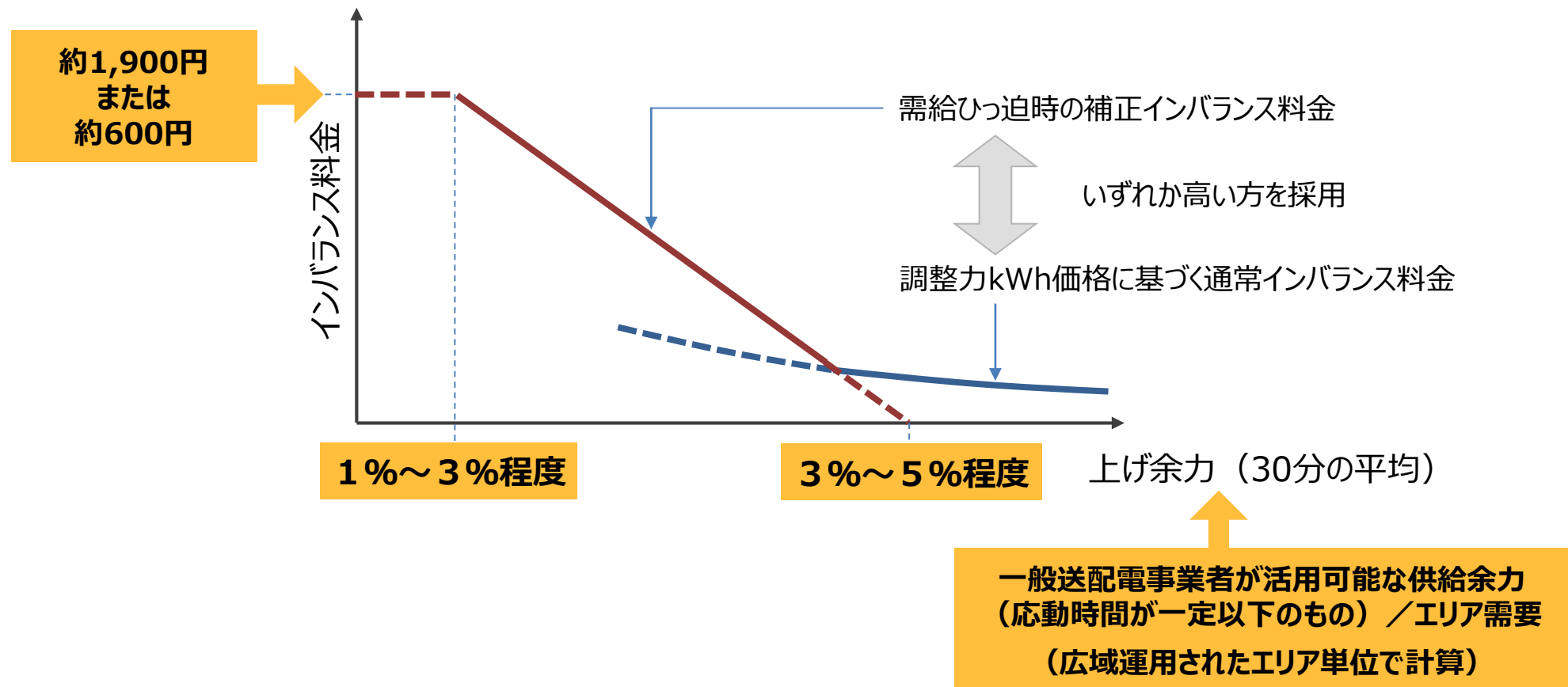
○想定発動回数の算出イメージ（関西電力の例）

10年間の寒暖度合いによる需給状況（夏季または冬季の想定）



需給ひっ迫時のインバランス料金（今回の検討に基づく案）

- 需給ひっ迫時の補正インバランス料金の具体的な算定式について、今回の検討に基づく案をまとめると以下の通り。
- これらの数値については、現行のエリア単位での調整力の運用等を参考にしたものであることから、今後具体化される調整力の広域運用の詳細を踏まえて引き続き検討を行う。（過去のケースに当てはめた試算も行い、それも参考として検討を行う。）



(参考) 海外における需給ひっ迫料金の事例

- いくつかの国は、需給ひっ迫時にインバランス料金等が上昇する仕組みを導入している。

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: 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: 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: 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。

今後の検討事項（新たなインバランス料金の詳細設計）

今後の検討課題

スケジュール

①新たなインバランス料金の詳細	調整力のkWh価格の反映	<ul style="list-style-type: none"> インバランス料金と卸市場価格が逆転した際の補正のあり方（補正による影響を踏まえた卸市場における規律のあり方） 沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法 	<ul style="list-style-type: none"> システム開発の要件に関連するものは、早期に結論を得る
	需給ひっ迫時のインバランス料金	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時補正の一定の式（直線）における数値の設定 災害時のインバランス料金のあり方 	<ul style="list-style-type: none"> システム開発の要件に関連するものは、早期に結論を得る 6月以降に審議予定
②タイムリーな情報公表		<ul style="list-style-type: none"> 情報公表の意義、情報公表の項目・タイミング・公表主体など 	<ul style="list-style-type: none"> システム開発の要件に関連するものは、早期に結論を得る
③収支管理のあり方		<ul style="list-style-type: none"> 新たなインバランス料金制度を踏まえた調整力関連費用及びインバランス料金に係る一般送配電事業者の収支管理のあり方 	<ul style="list-style-type: none"> 6月以降に審議予定
④その他		<ul style="list-style-type: none"> 競争が十分でない場合の調整力のkWh価格の規律のあり方など 	<ul style="list-style-type: none"> 6月以降に審議予定