

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 3 9 回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和元年 6 月 2 5 日（火）



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、これまで3回にわたり検討を進めてきたところ。

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）

今回御議論いただく内容

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">・ コマ内で限界的なkWh価格が異なる場合の扱い・ 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

1 - 1 . 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

前回までの議論及び今回の論点

- 前回までの本会合では、以下のとおり事務局案をお示し、ご議論をいただいた。

広域運用された調整力のkWh価格を引用

- インバランス料金には、広域運用された調整力（2021年度では15分箱形）の限界的なkWh価格を引用する。

各コマの限界的なkWh価格の引用方法

- 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（不足時）または最も低い（余剰時）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。
→前半15分と後半15分の限界的なkWh価格の最高価格or加重平均のどちらを引用すべきか【継続論点】
- 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価格を引用する。

広域運用調整力への指令がゼロであった場合の扱い

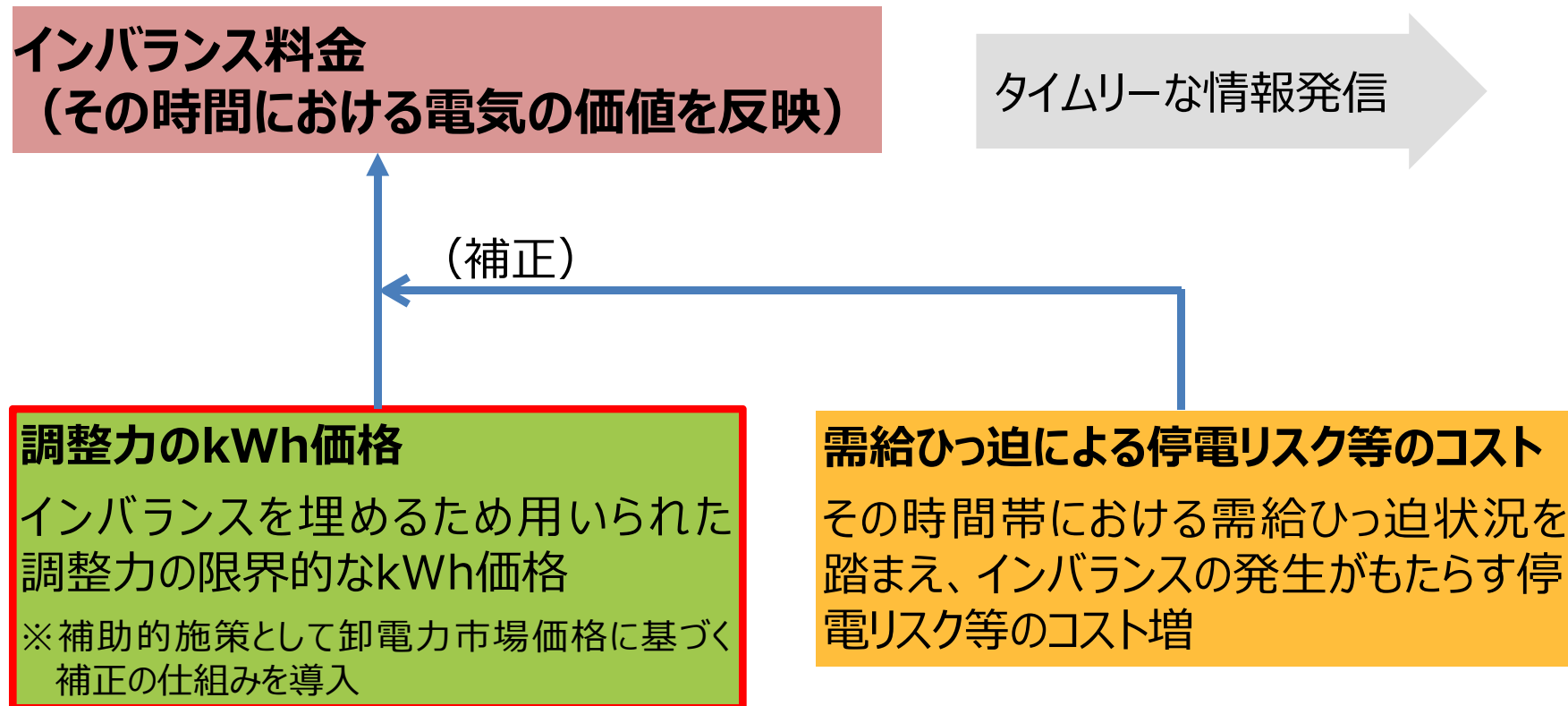
- 広域エリア合計でのインバランスが小さく、広域運用の調整力の指令量がゼロであった場合は、指令されなかった上げ調整力の最も安いkWh価格と、指令されなかった下げ調整の最も高いkWh価格の平均を引用する案、もしくは卸市場価格を引用する案が考えられるが、システム面で必要となるコスト等の評価を行ったうえで、いずれか採用する。
【今後事務局内で検討の上決定】

エリア分断時の扱い

- 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。

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

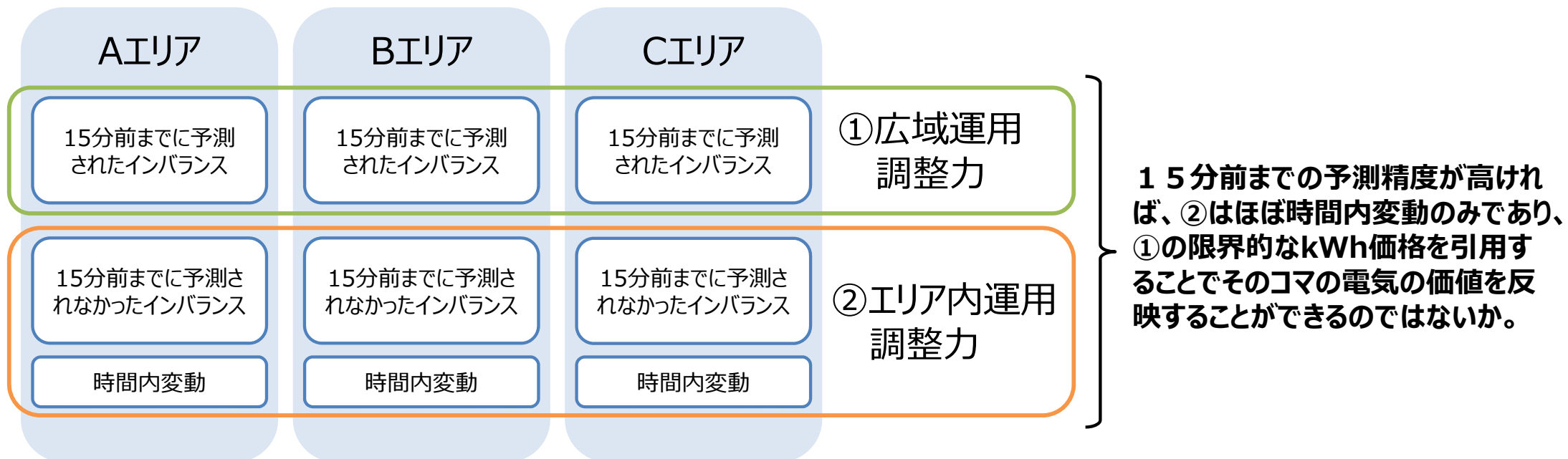
- 新たなインバランス料金制度は、①エリアごとに算定（調整力の広域運用を考慮）する、②原則として調整力の限界的なkWh価格を引用することとしたが、2021年度から調整力の運用が広域化される場所、どのように算定するのが適当か、検討した。



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。

- 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。

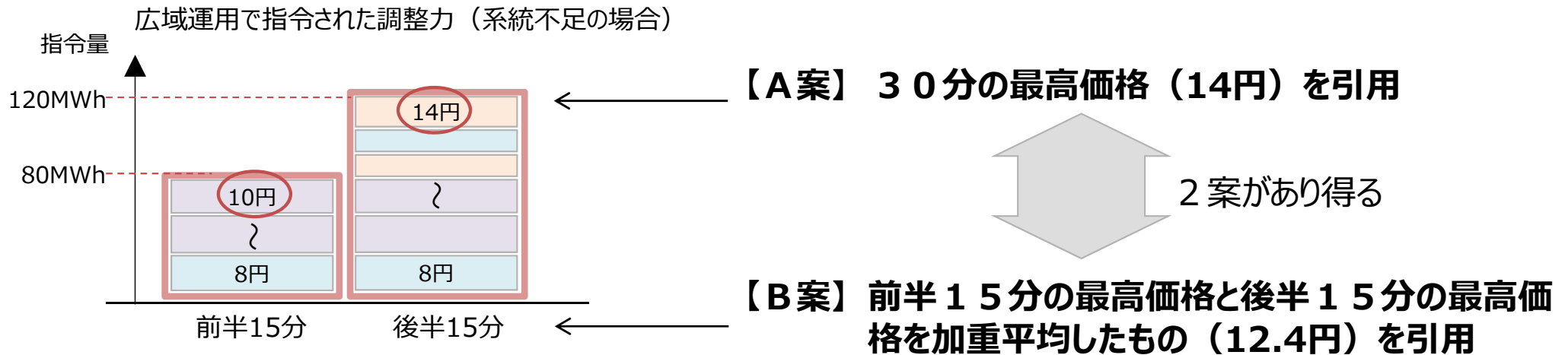
実需給15分前までに予測された15分単位のインバランスは広域運用の調整力で対応され、その後の変化や時間内変動はエリアごとの調整力で対応される。（※2023年度より15分前までの15分単位の予測に短縮を予定。）



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。

調整力のkWh価格をどのように引用するか

- 15分単位で運用される広域運用調整力のkWh価格をインバランス料金に引用する方法について、前回、以下の2案の両方あり得るとのご意見をいただいた。



○松村委員

限界費用というのは、これ以上1単位余分にインバランスが出たらどれくらいコストがかかるのか、減ったらどれくらい節約できるのかを表している。仮に15分単位で精算していたとすれば、インバランスが前半でもし1単位余分に出たら限界費用は10円、後半に出たら14円になる。実際は30分単位で精算するから加重平均すると一致する。一番高いところで決めるという趣旨は、限界というところで一番高いところといっている。理屈としては加重平均が正しいのではないかな。

○大橋委員

30分同時同量の範囲において価格シグナルとして出すべきメッセージは、30分内において動いたものに対する最も高い限界的な電源、すなわち14円がインバランスにおける正しいシグナルだと思う。この考え方でいくと、コマ内に上げと下げが存在するという不思議な現象もおそらく解決でき、これは加重平均で考えるのではなく、上げの最高値と下げの最低値を同時に出すことだと思う。

○林委員

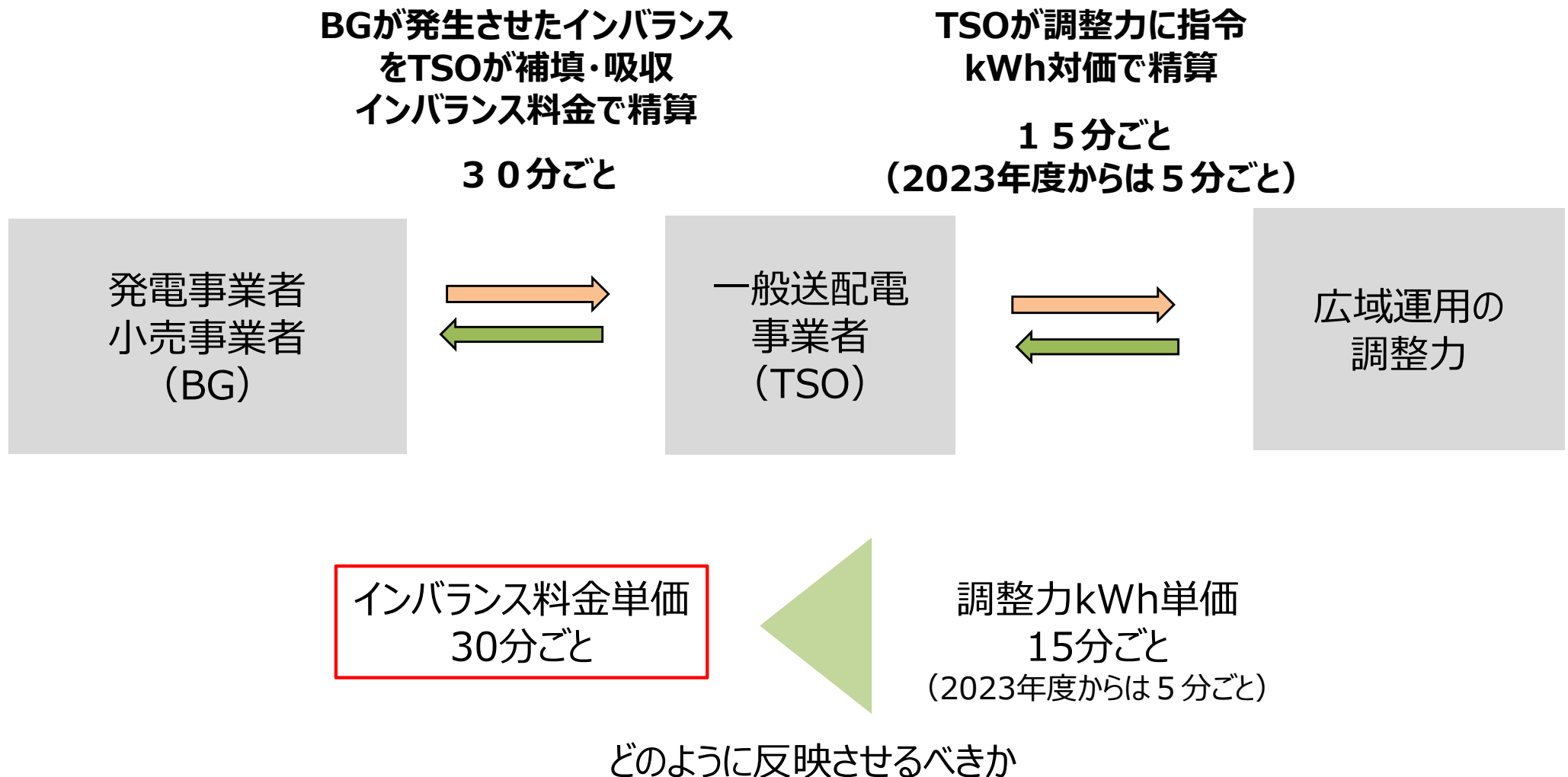
価格シグナルとは、BGに系統がこういう状況になっているということを知らせることだと思っている。価格シグナルでしか系統運用側とBG側の情報のやりとりができない中で、平均でならされてしまうと何も無かったんだなということになり、同じようなことが急に次に起きたときにBG側も学習できないし、系統側も学習できていけないということもあると思う。

○山内委員

価格によってどのように行動が変化するかが非常に重要で、前半15分と後半15分で価格を意識できないなら最高価格に決めろというのもちよっと言いすぎじゃ無いかなと思う。30分単位全体の価格を意識させるという意味では、加重平均が一番良いのではと思う。

調整力のkWh価格をどのように引用するか

- 15分単位（2023年度からは5分単位（予定））で運用される広域調整力のkWh価格を、30分単位で精算されるインバランス料金にどのように反映させるべきか。



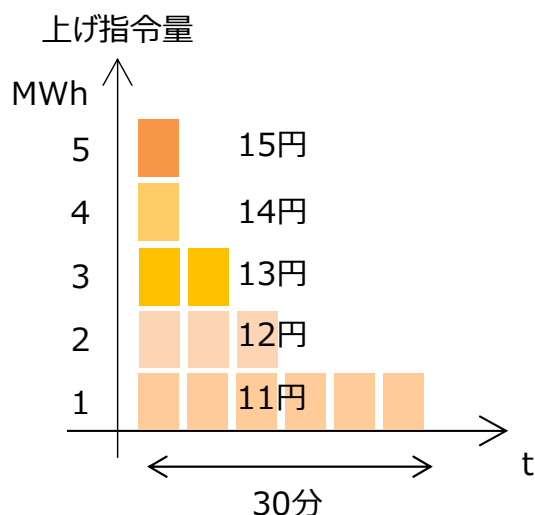
インバランス料金の算定方法（合理的な負担の観点）

- インバランス料金は、その30分コマ合計で 1 kWhのインバランスを出した者が送配電事業者と清算する価格であり、そのコマで送配電事業者が限界的な 1 kWhを調整するのに要したコストを反映することが適当と考えられる。
- 限界的な 1 kWhは30分コマ全体の実績カーブ上でそれに比例して発生すると考えるのが合理的であること、各BGが30分コマのどの時間帯でインバランスを発生させたかメーター値に現れないことを踏まえると、その30分間における全ての時間帯の限界的なkWh価格を反映することが適当ではないか。

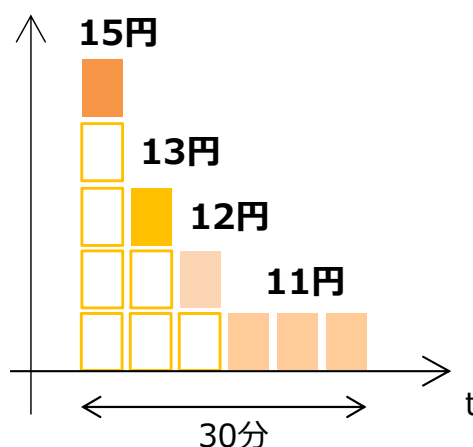
注）調整力の広域運用15分ごと×2コマ分（2021年度～）、5分ごと×6コマ分（2023年度～（予定））

広域運用で指令された調整力

（23年度以降の5分ごと指令のイメージ）



各5分の限界価格 （仮に5分コマであった場合のインバランス料金）



各5分×6コマの加重平均

13.2円

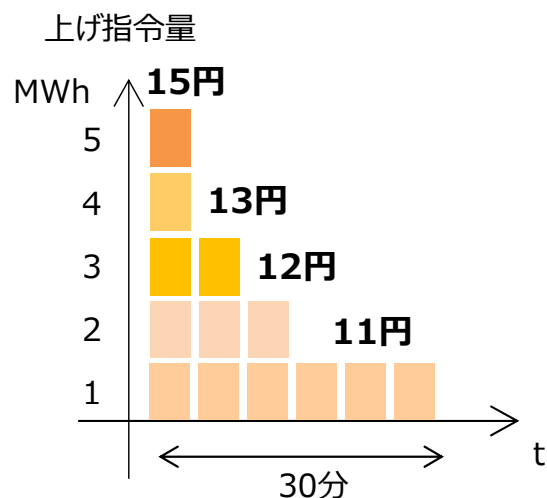
$$\left(\frac{15\text{円} \times 5 + 13\text{円} \times 3 + 12\text{円} \times 2 + 11\text{円} \times 3}{5 + 3 + 2 + 3} \right)$$

30分全体の調整力のコストを反映するものとしては、各5分の限界価格を平均した値が適当ではないか。

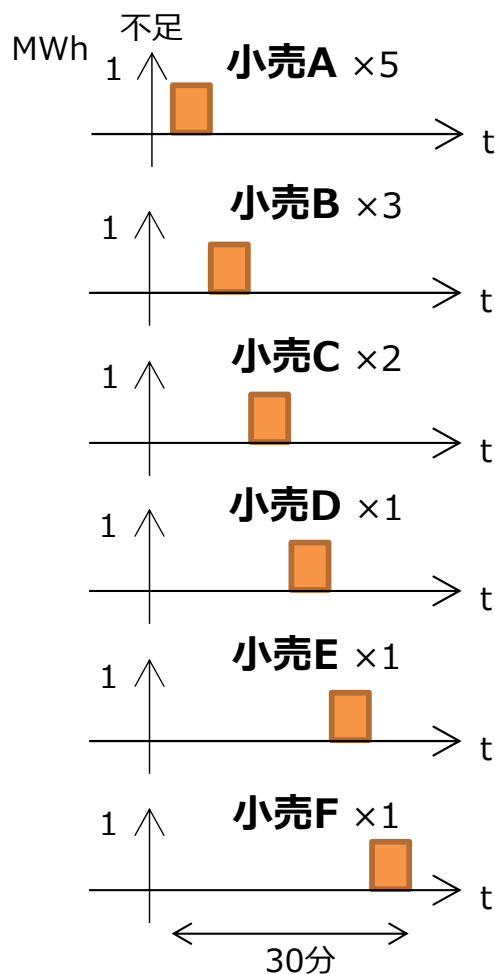
インバランス料金の算定方法（合理的な負担の観点）

- 各小売事業者が30分のどの時間帯でインバランスを出したか計測されないことを踏まえると、30分コマのインバランス料金は、30分全体の状況を表すものとして、前半15分・後半15分の（5分ごと×6コマの）限界的なkWh価格の加重平均が適当ではないか。

広域運用で指令された調整力 （各5分の限界価格）

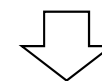


30分コマ内の異なる時間帯にインバランスを発生させた小売A～Fがいた場合



仮に5分ごとに精算する制度であれば、時間帯に応じて異なるインバランス料金を設定することが可能。

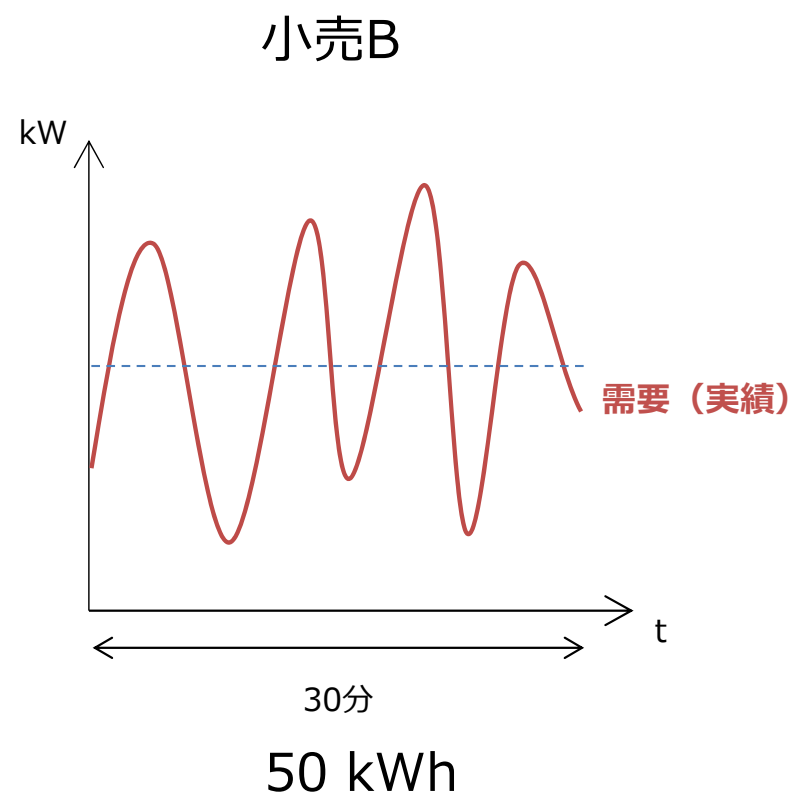
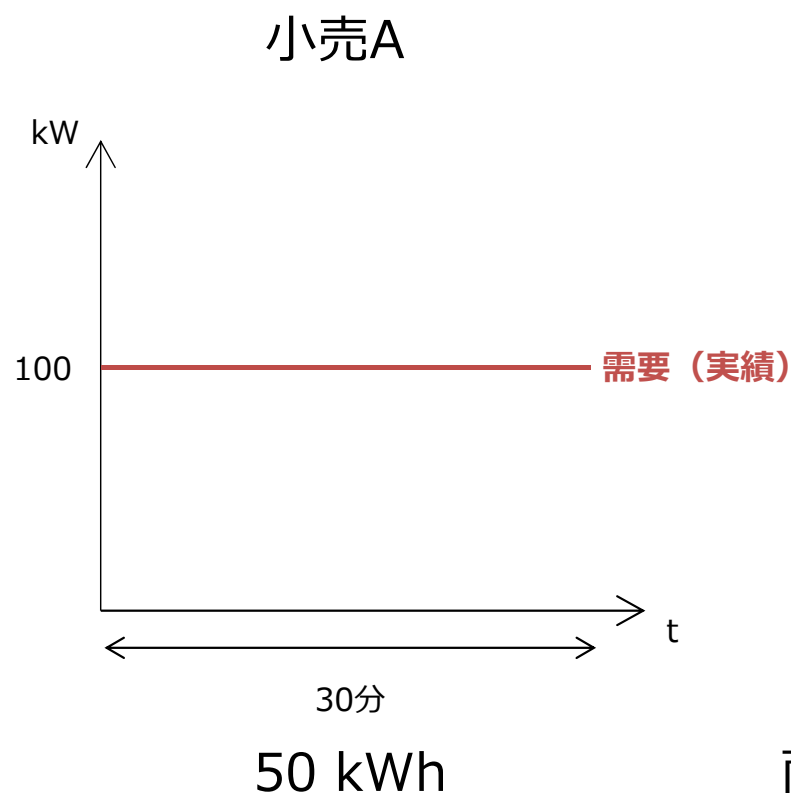
しかし、メーターは30分ごとの計測であることから、いずれの小売も実績値は同じとなる。また、全社が同一のインバランス料金で精算される。



30分の精算単価は各5分ごとの価格の加重平均価格とするのが適当ではないか。

インバランス量の計量単位（30分コマ内での変動は把握されない）

- 各BGの需要実績や発電実績はスマートメーターにより30分単位で計量される。（30分コマ内での変動は把握されない。）
- 各BGのインバランスはあくまで30分単位であり、それより細かい動きは把握されない。



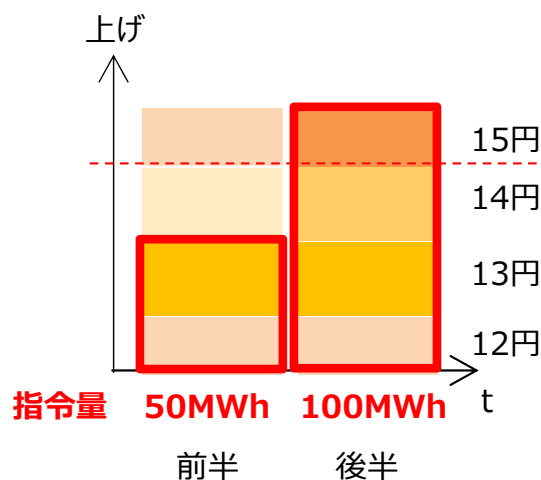
両者のメーター値は
同じ

各BGの30分コマ内での変動は把握されないため、インバランス料金によってそれを抑制するインセンティブを与えることはできない。また、そのコストを適切に起因者に負担させることもできない。

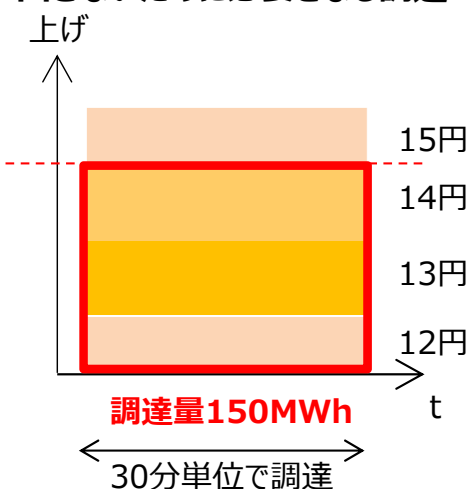
インバランス料金の算定方法（価格シグナルの観点）

- 30分同時同量制度のもと、小売BGは30分単位で調達する。加重平均単価を採用することで、小売BGに対して適切な量を調達するインセンティブとなるのではないか。

広域運用で指令された調整力

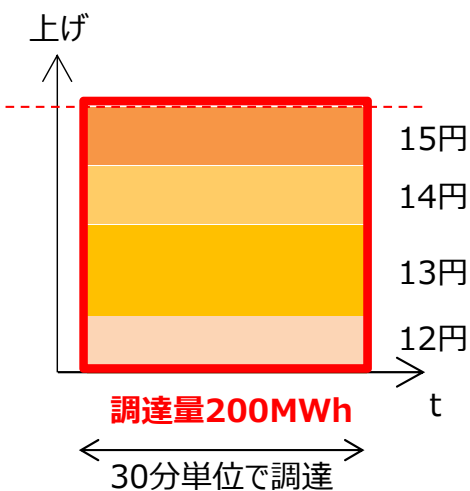
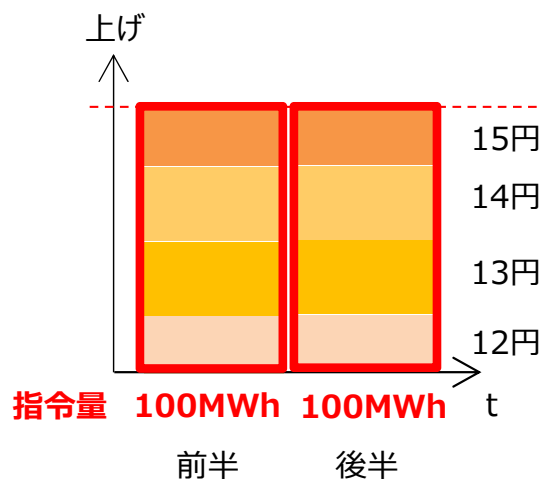


小売が不足インバランスを出さないために必要となる調達



最高単価15円を採用した場合、30分コマ内のピークに合わせたシグナルとなる。
以下と同じシグナルとなるが、適当か。小売BGが調達超過（オーバーシュート）する懸念はないか。

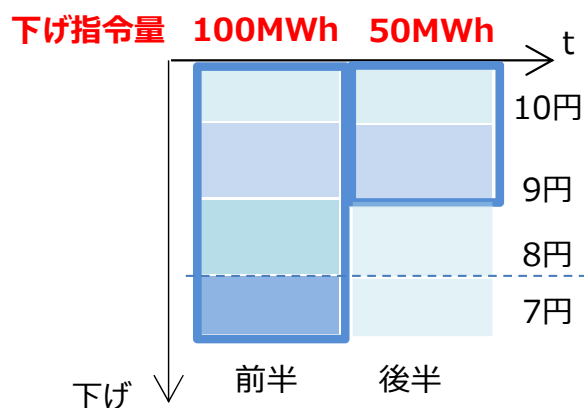
※電源価格の刻みによっては、過不足が生じるケースもある。



インバランス料金の算定方法（価格シグナルの観点）

- 30分同時同量制度のもと、小売BGは30分単位で調達・売却する。加重平均単価を採用することで、小売BGに対して適切な量を調達・売却するインセンティブとなるのではないか。

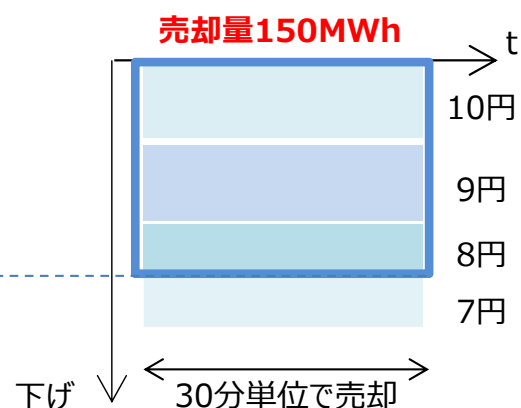
広域運用で指令された調整力



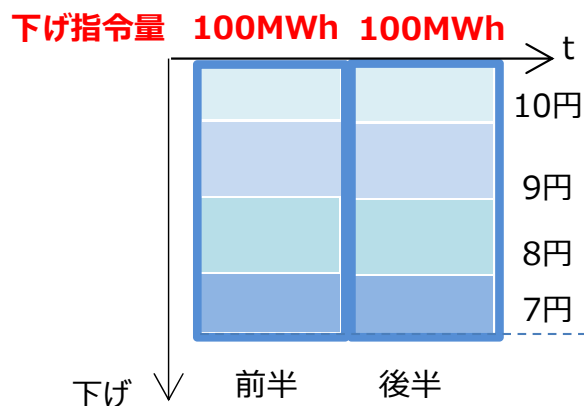
小売に対して適切に売却（発電事業者はバランス停止）するインセンティブとなる

←加重平均単価7.7円

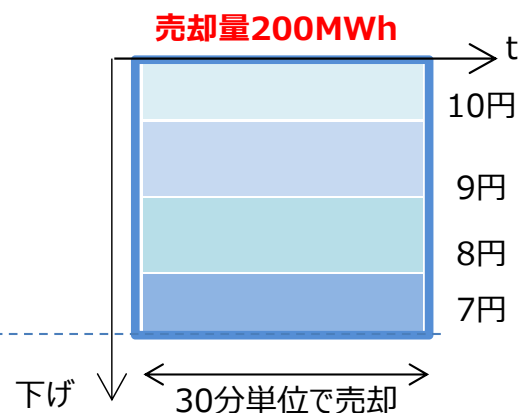
小売が余剰インバランスを出さないために必要となる売却



最低単価7円を採用した場合、30分コマ内のピークに合わせたシグナルとなる。
以下と同じシグナルとなるが、適当か。小売BGが売却超過（オーバーシュート）する懸念はないか。



←7円のシグナル

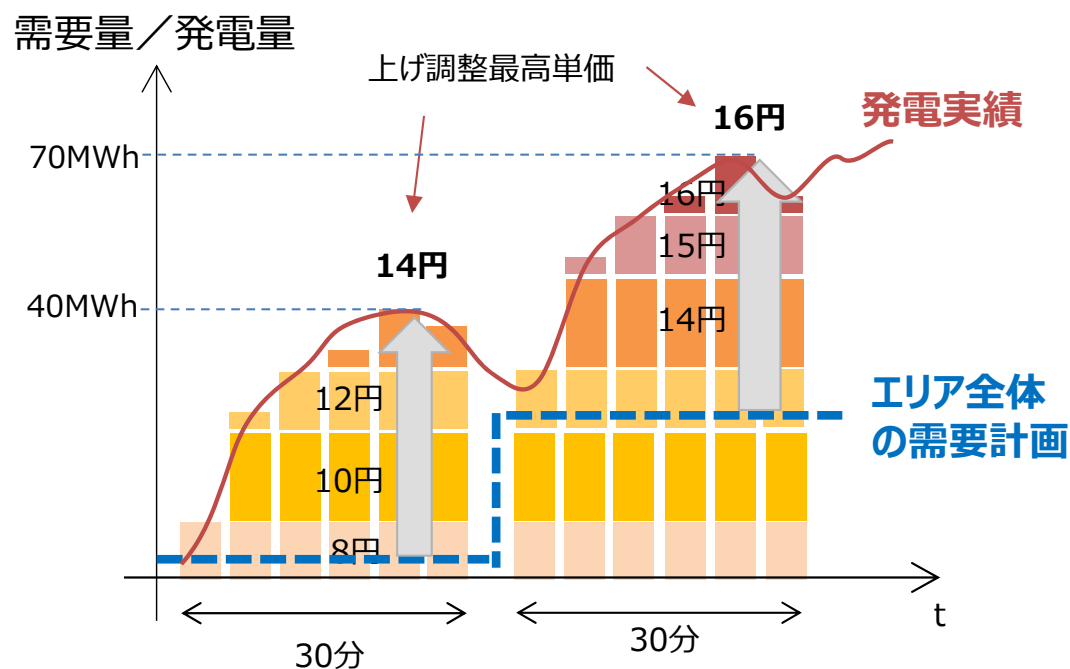


インバランス料金の算定方法（価格シグナルの観点）

- 30分同時同量制度のもと、小売BGは30分単位で調達・売却する。加重平均単価を採用することで、小売BGに対して適切な量の調達・売却を促す価格シグナルとなるのではないか。

需要／発電実績は同じでも、計画値が多めであったか少なめであったかによって、インバランス料金は異なる。

計画が少なめであった場合



13.2円

15.5円

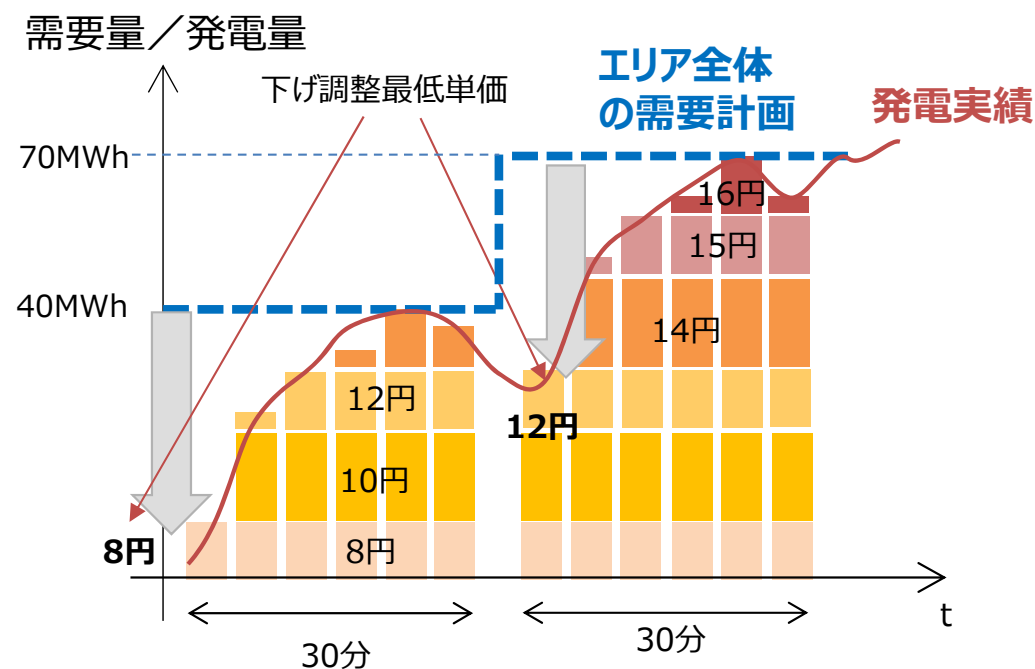
インバランス料金（加重平均）

14.0円

16.0円

インバランス料金（最高価格）

計画が多めであった場合



10.7円

14.7円

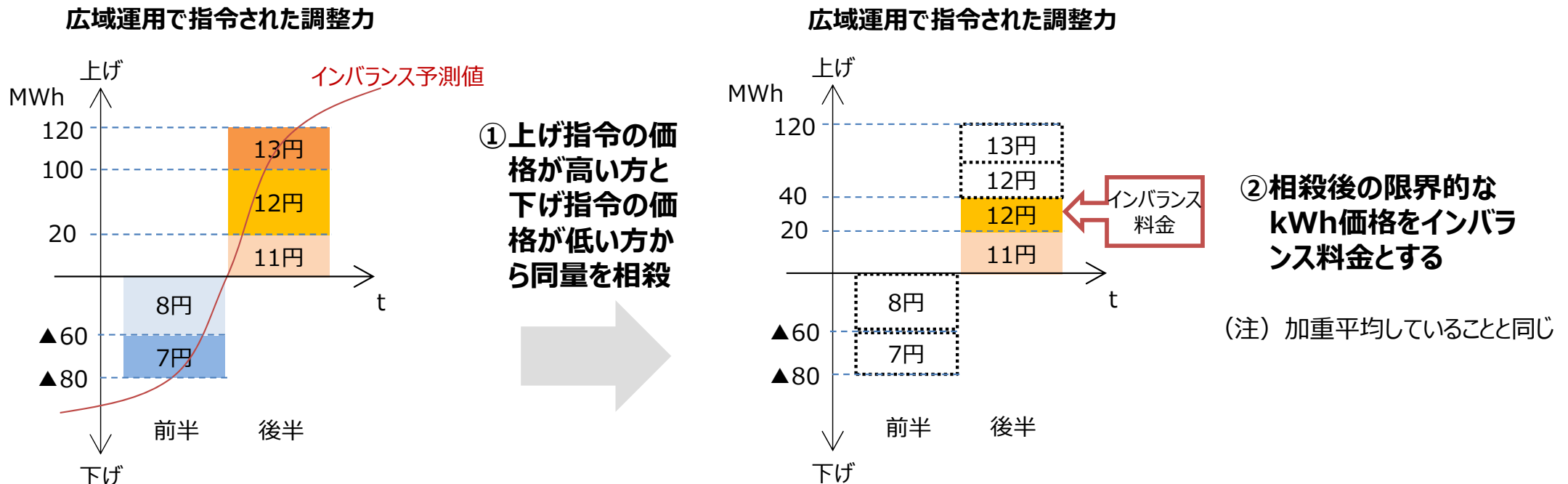
8.0円

12.0円

30分全体の状況を表す価格シグナルとしては、加重平均がより適当ではないか。

(参考) コマ内で上げ指令と下げ指令がある場合の取扱い（上げ下げの相殺）

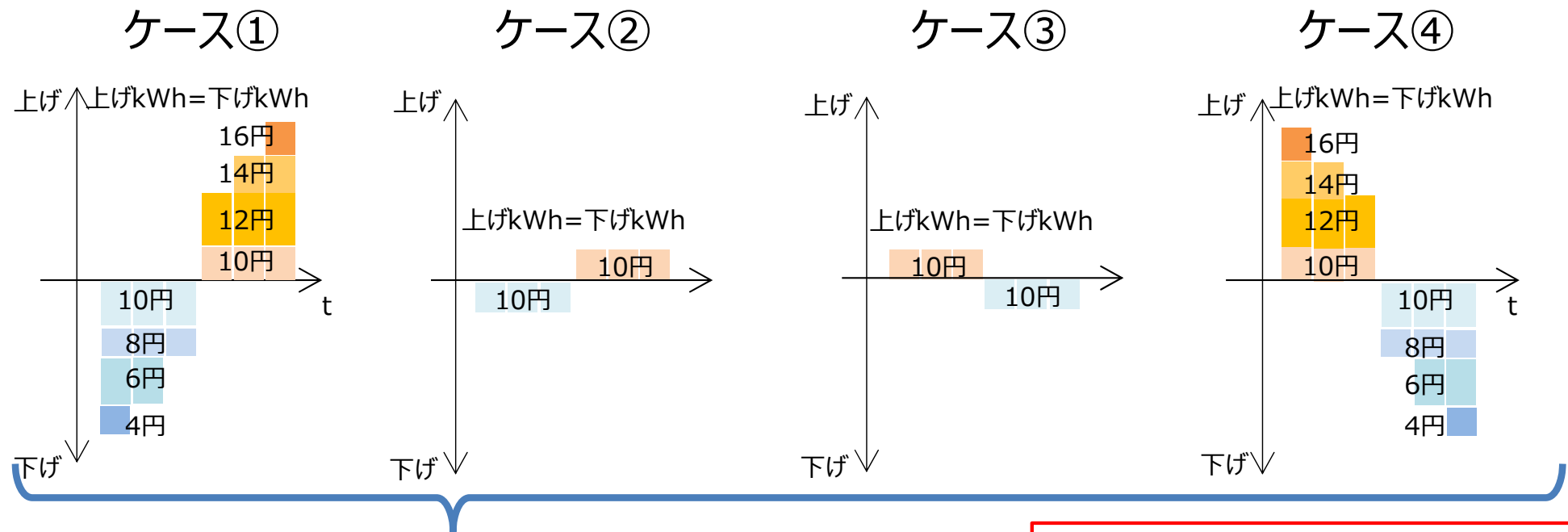
- インバランス料金には、インバランス対応のために稼働した調整力のkWh価格を反映させるという考え方を踏まえ、時間内変動への対応のために稼働した分を取り除いて引用することが適当。
- こうしたことから、上げ指令の価格が高い方と下げ指令の価格が低い方から同量を相殺し、残ったものの限界的なkWh価格（不足時は最も高いkWh価格、余剰時は最も低いkWh価格）を引用することが適当と考えられる。



※この場合、上げ指令80MWh分、下げ指令80MWh分は、30分コマ単位の実績では相殺され、インバランスとはならないため、時間内変動と考える。インバランス料金で回収する対象は、インバランスに対応する調整力稼働分とすることが適当。

時間内変動に対応するための調整力kWhコスト

- 30分コマ内の変動（時間内変動）はBGの需要実績・発電実績には表れないことから、時間内変動のために稼働した調整力のkWhコストをインバランス料金で回収することはできない。このコストについては、起因者が特定できないことから、系統利用者全員で負担することが適当と考えられ、託送料金で回収することとされている。
- 今後、再エネのさらなる拡大により時間内変動が拡大する可能性が高いところ、一般送配電事業者の努力によって低減することは困難であると考えられる費用については、そのコストを確実に回収できる仕組みを検討していくべきではないか。



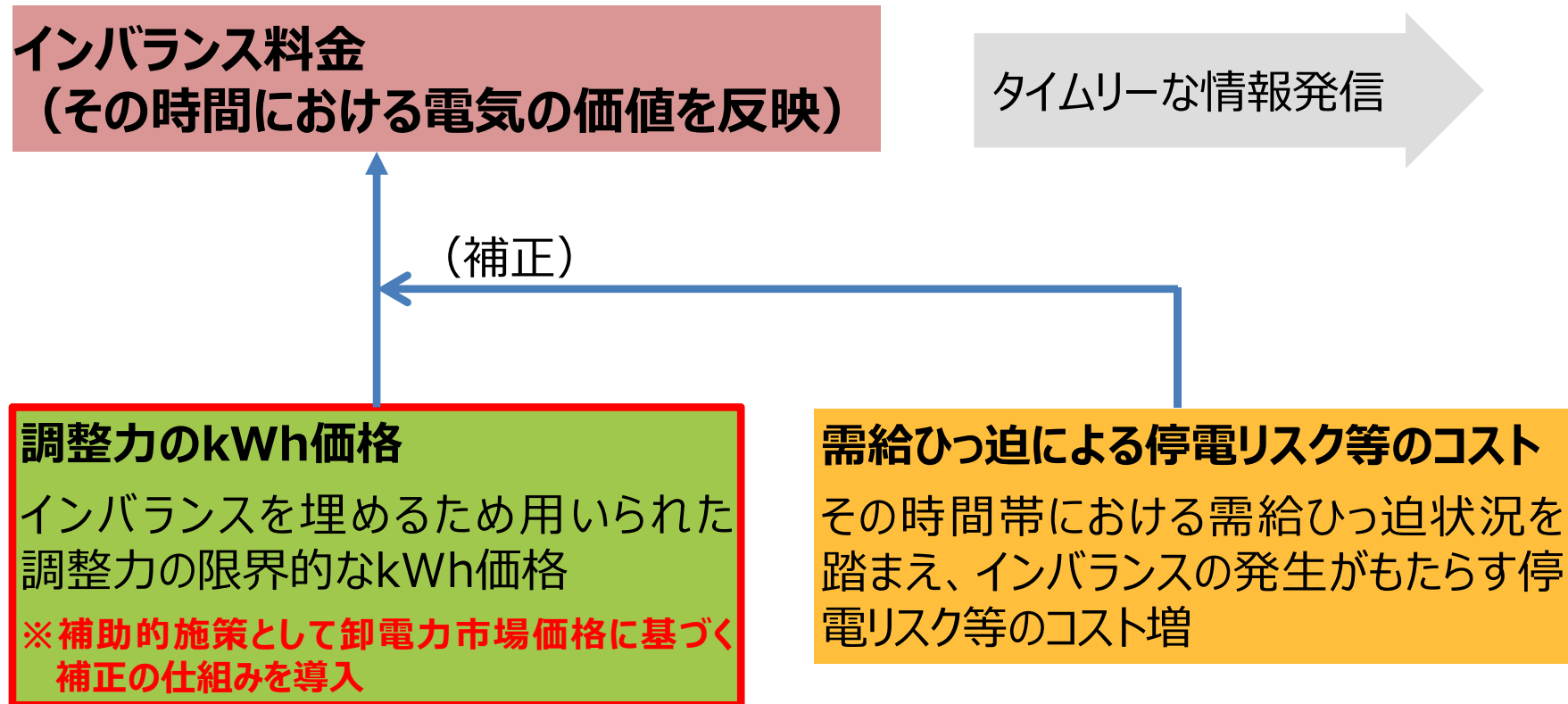
いずれも30分コマでのインバランス量は0（ゼロ）
インバランス料金 = 10円（30分全体の状況を表している）

なお、ケース①及び④では、上げ指令と下げ指令の価格差から送配電事業者に費用が発生するが、起因者が特定できないため、インバランス料金ではなく託送料金で回収することとされている。

1 - 2 . 卸電力市場価格を用いた補正について

卸電力市場価格を用いた補正について

- 新たなインバランス料金制度を導入するにあたり、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することとされた。



- 2021年時点において、需給調整市場が十分に理想的に機能していない可能性を考慮すると、調整力kWh価格が必ずしもその時間帯における電気の価値を反映しておらず、系統利用者に適切なインセンティブが働かないケースがあり得る。
- こうしたことから、資源エネルギー庁の審議会における議論において、補助的施策としてインバランス料金と卸電力市場価格との逆転が起きないように、以下の補正を導入する方針が示されている。

インバランス料金の基本設計の方向性

第11回基本政策小委員会(2018.9) 資料を基に作成

	インバランス料金	
系統不足時	不足 B G	余剰 B G
$P > V 1$ の時	P	V 1
$P < V 1$ の時	V 1	V 1

	インバランス料金	
系統余剰時	不足 B G	余剰 B G
$P > V 2$ の時	V 2	V 2
$P < V 2$ の時	V 2	P

P : 卸電力市場価格

V 1 : 上げ調整kWh価格

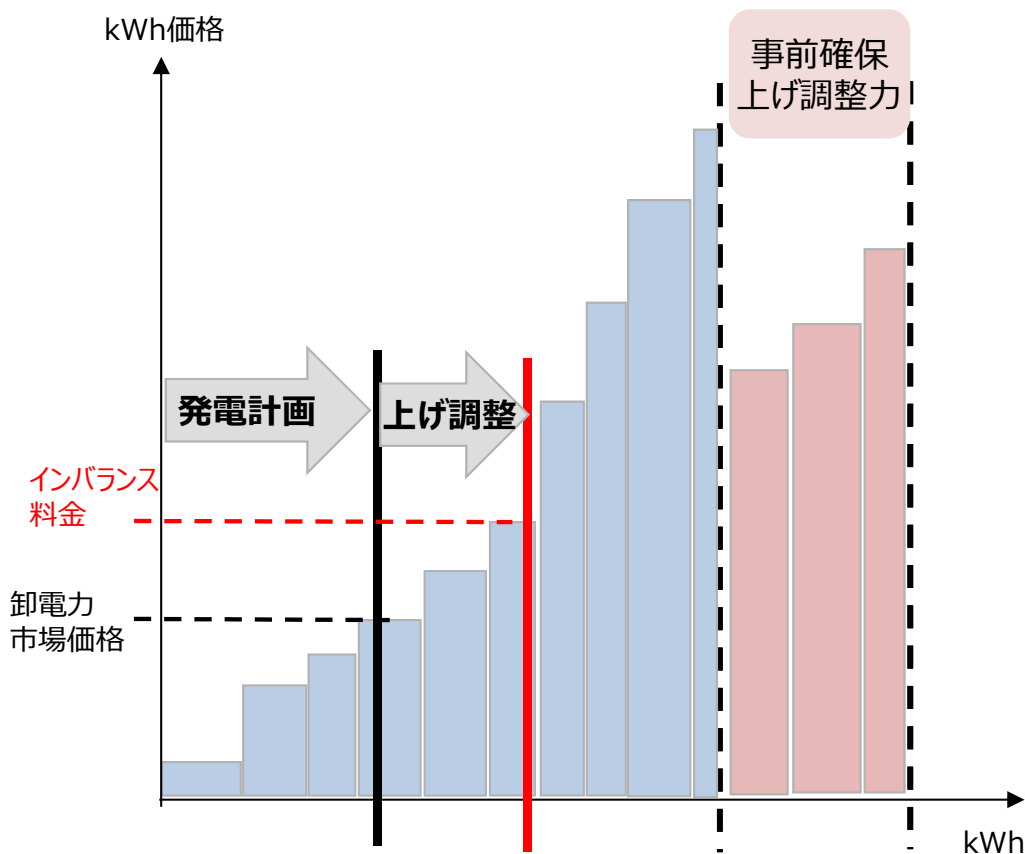
V 2 : 下げ調整kWh価格

補正の必要性

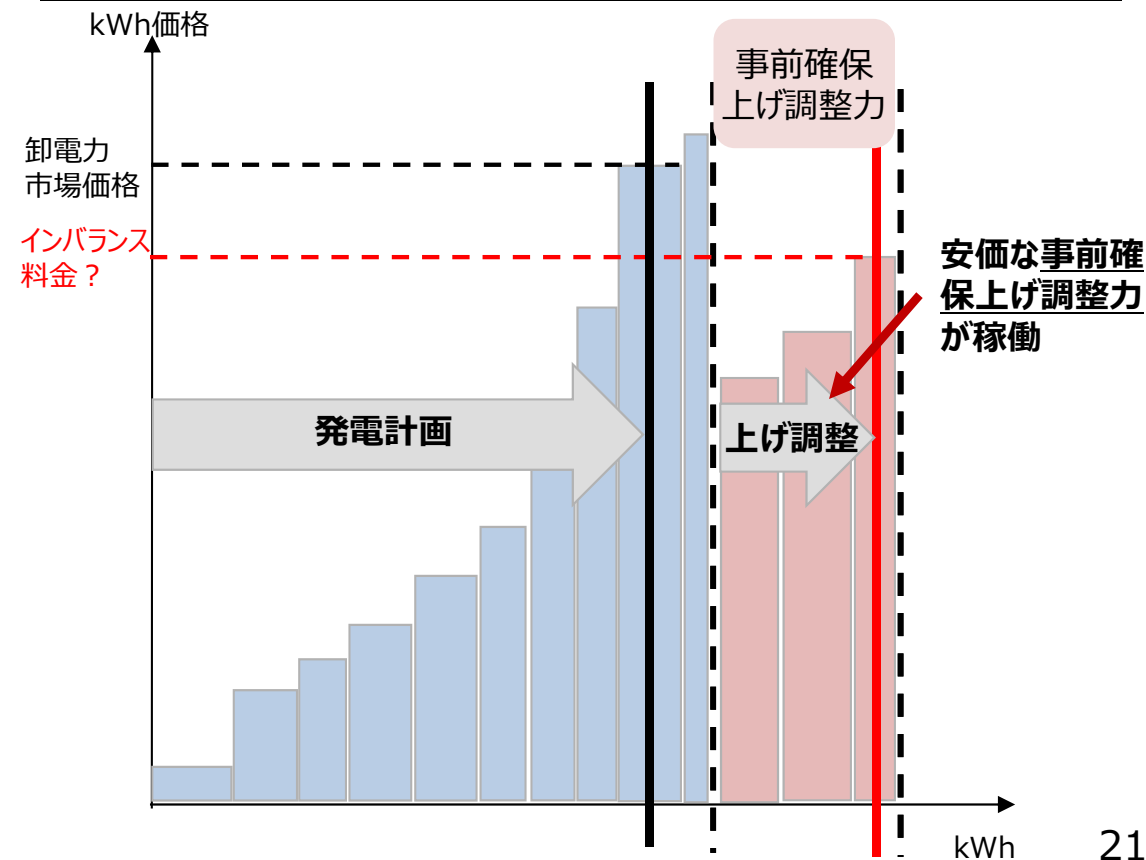
- 例えば事前に確保された調整力は卸電力市場から切り離されるため、実需給において、市場価格よりも安価な上げ調整力や市場価格よりも高価な下げ調整力が稼働することがあり得る。
- このようなケースは、調整力の限界的なkWh価格が系統の状況を反映していないと考えられ、系統利用者に適切なインセンティブが働かないおそれがあるため、補正を行うことが適当と考えられる。

※なお、事前確保調整力を含め、直前までkWh価格の変更を認める場合は、この状況は相当程度解消するとも考えられる。

系統不足時（通常）



調整力kWh価格が電気の価値を表していないケース



補正に用いる卸電力市場価格の考え方（案）

- 小売事業者等の市場参加者は、スポット市場後も最新の情報を踏まえて自らの需要予測等を精査し、必要があれば時間前市場も活用して調達量・販売量を調整する。このため、実需給に近い（ゲートクローズに近い）取引ほど、実需給における電気の価値を反映する価格と考えられる。
 - － 例えば、旧一般電気事業者の小売部門は、需要予測の精度が高めながら順次予備力を時間前市場で取引。
- したがって、インバランス料金の補正には実需給に近い取引の価格を用いることが適当ではないか。

卸電力市場の実績を見ると、スポット市場価格から時間前市場価格が大きく変化するケースも相当数存在する。（価格が上がるケースも下がるケースもある。）

（例）エリアプライスが13円台であったコマの時間前市場価格の分布

スポット市場		時間前市場		実需給	
エリアプライス 13円以上～14円未満 (9エリア：5,656コマ)	<div> <div>価格上昇</div> <div>価格下降</div> </div>	加重平均価格	9エリア計	余剰インバランス	不足インバランス
		16円以上～	100コマ	41コマ	59コマ
		15円以上～16円未満	154コマ	68コマ	86コマ
		14円以上～15円未満	493コマ	233コマ	260コマ
		13円以上～14円未満	2,424コマ	1,347コマ	1,077コマ
		12円以上～13円未満	1,367コマ	808コマ	559コマ
		11円以上～12円未満	477コマ	283コマ	194コマ
		10円以上～11円未満	179コマ	105コマ	74コマ
		～10円未満	122コマ	72コマ	50コマ

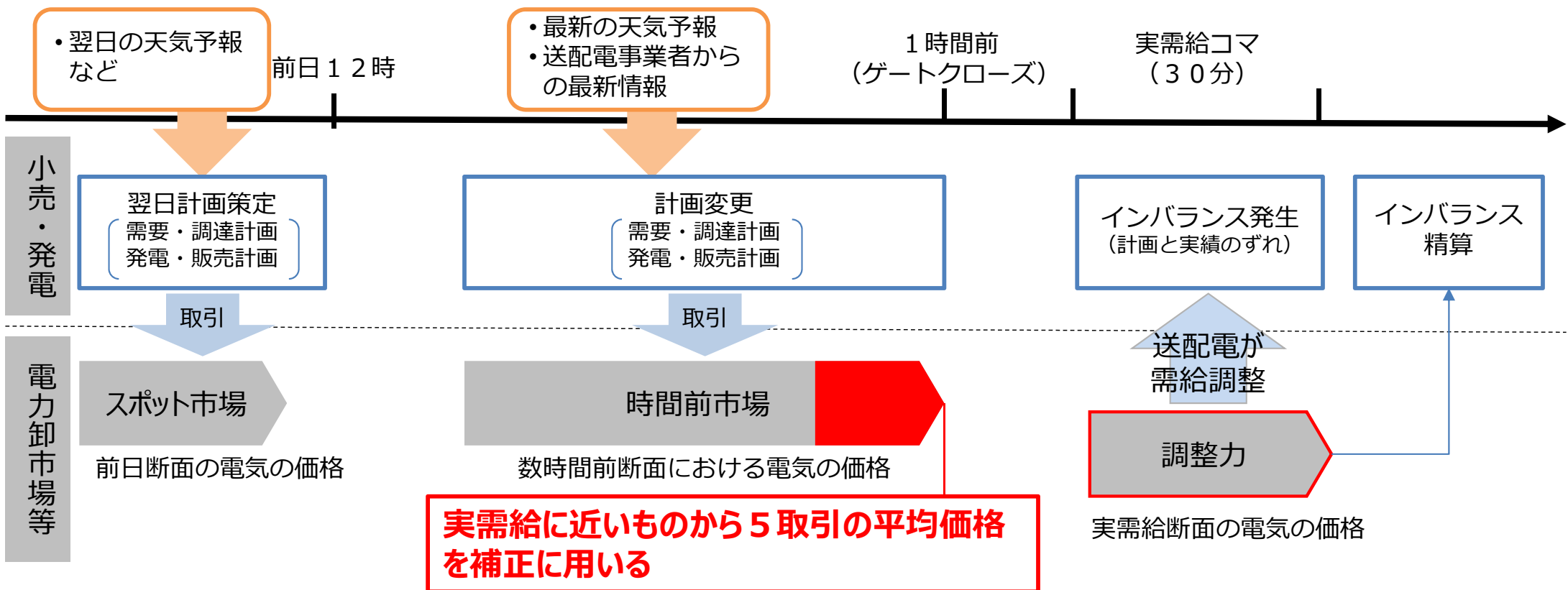
※ 対象期間：2018年4月1日～2019年3月31日（17,520コマ）

※ 出典：JEPX公表データを元に電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

実需給に近い取引から一定量の考え方（案）

- 時間前市場はザラバ方式であるため、取引ごとに価格が大きくぶれることもあることから、実需給に近い取引から一定量の平均価格を用いることが適当ではないか。
- 一定量については、例えば、複数の取引を含み、かつ、特定事業者の価格操作性を排除する観点から、異なる事業者による5取引分の価格の単純平均としてはどうか。

※当該エリアの時間前取引件数が5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。



(参考) 時間前市場の取引規模について

- 時間前市場のコマ当たりの平均取引件数（買い約定のみ）は、75件。

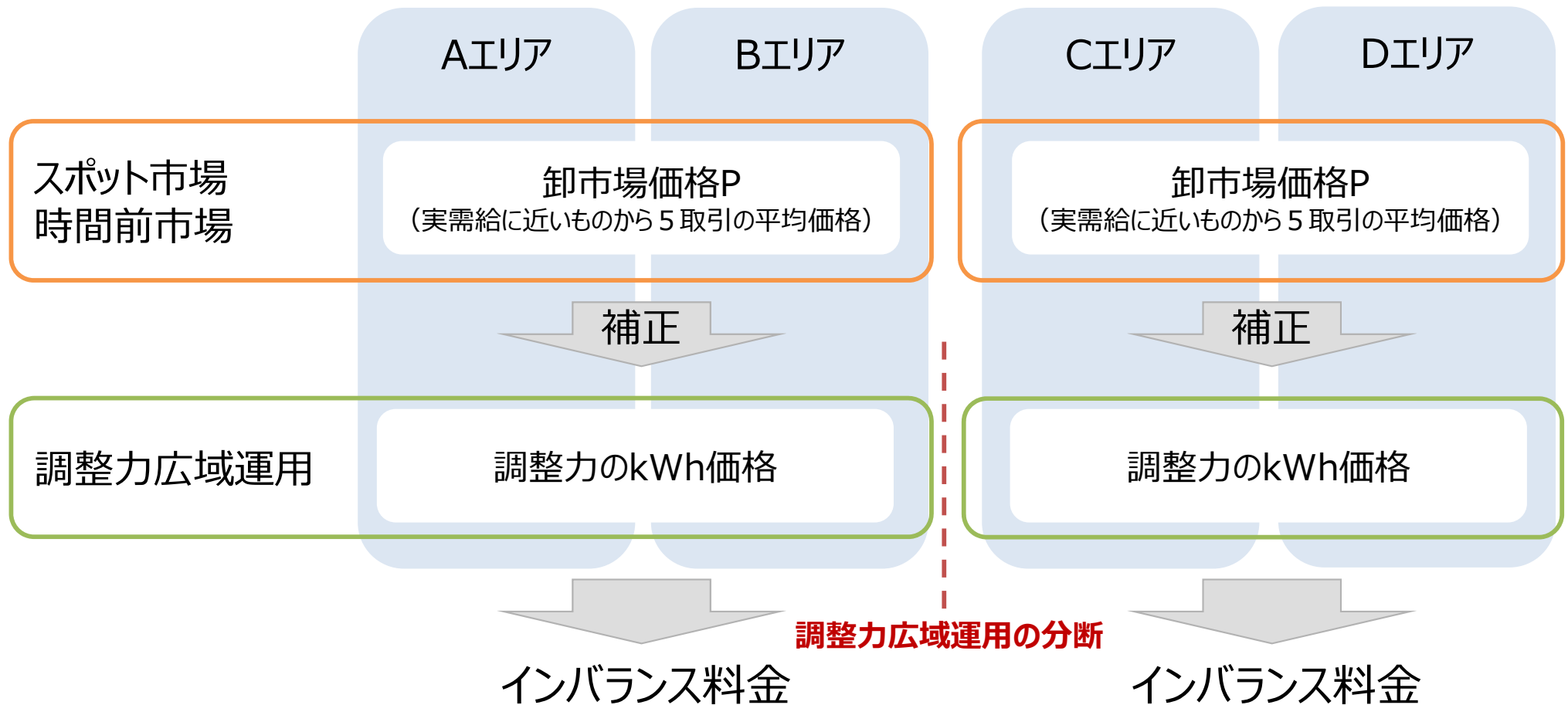
時間前市場の取引量(2018年度、買い約定) ※取引のあったコマのみ

(単位：30分値kWh)

	全国	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
コマあたり取引件数 (平均値)	75件	6	8	19	7	6	12	8	5	9
コマあたり取引量 (平均値)	99,725	4,591	6,846	24,045	5,410	15,467	22,658	15,433	4,043	9,272
コマあたり取引量 (中央値)	70,750	800	2,050	10,650	2,050	400	5,600	1,450	900	2,550
一取引あたりの量 (平均値)	1,321	731	849	1,291	744	2,528	1,837	1,926	756	1,034

市場分断があった場合の取扱い

- 市場分断があったコマについては、分断されたエリア毎に、卸市場価格補正（P補正）を行うことが適当と考えられる。



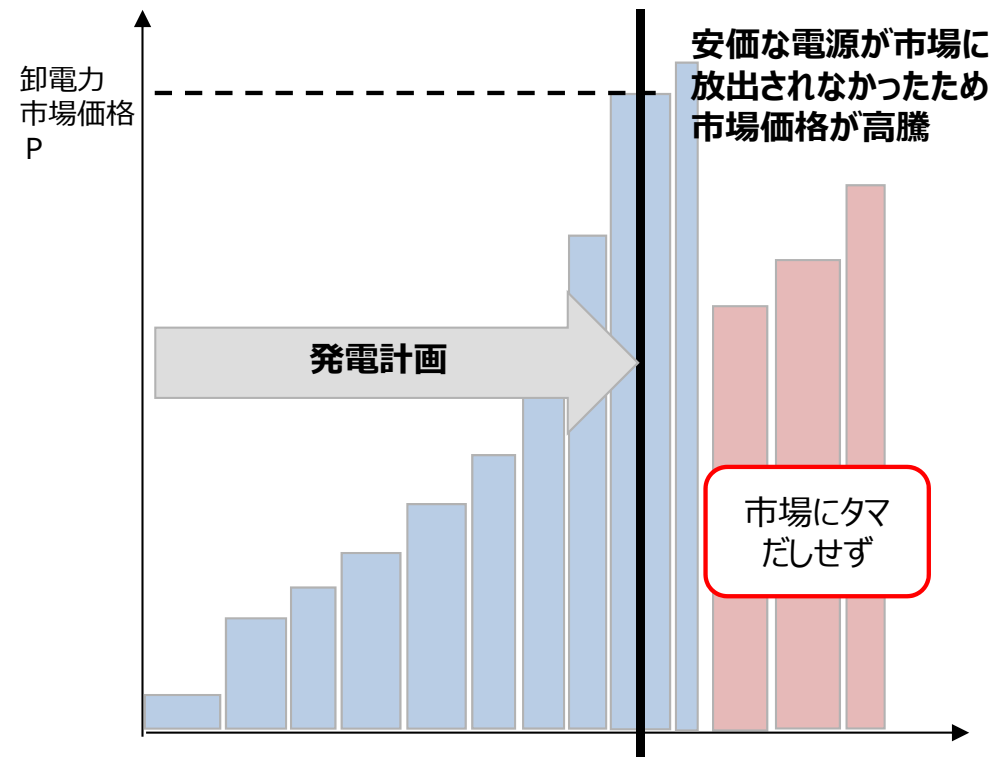
※具体的な運用については、上図のように調整力広域運用のエリア分断の有無で判断することが合理的と考えられるが、JEPXとのシステム連携の複雑さ等を今後評価した上で決定する。

卸市場価格を用いた補正を導入する際の留意点

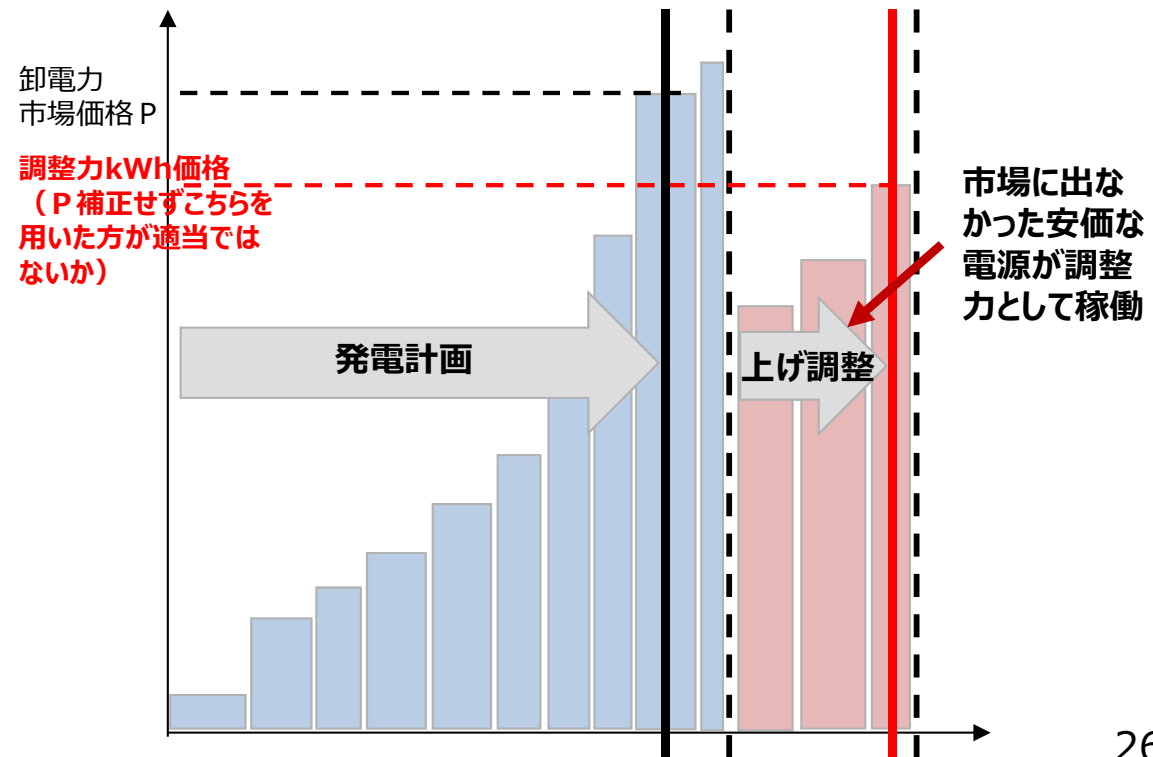
- インバランス料金の算定において卸市場価格を用いた補正を行うにあたっては、卸市場における価格形成が適切に行われていることが前提となる。したがって、旧一般電気事業者が適切に時間前市場で予備力を放出しているかなど、引き続き卸売市場における取引を十分に監視していく。
- また、施行後の状況を分析し、卸市場価格を用いた補正による効果等について評価し、必要があれば見直しを検討することが適当。

例えば、多くの発電所を管理する事業者が卸市場に売り入札をしなかったことによって卸市場価格が高止まりするケースがあれば、卸市場価格を用いて補正をせず、調整力kWh価格を引用する方が電気の価値を反映していると考えられる。

kWh価格
スポット市場時点



kWh価格
実需給



卸市場価格補正の具体的な方法（まとめ）

- 今回の事務局提案をまとめると以下の通り。

	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kWh価格 又は卸市場価格 P (低い方)	限界的な調整力 kWh価格
不足インバランス料金	限界的な調整力 kWh価格	調整力kWh価格 又は卸市場価格 P (高い方)

- ✓ 上表において、Pは、卸電力市場における約定の新しいものから異なる事業者による 5 取引の単純平均価格。
(注) 時間前市場の異なる事業者による取引が 5 件未満の場合は、残りの件数はエリアプライスを参照する。
- ✓ 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。
- ✓ 系統余剰／系統不足の判断は、広域調整力の指令量に基づいて判断することが適当と考えられるが、今後実務面等を踏まえて決定する。

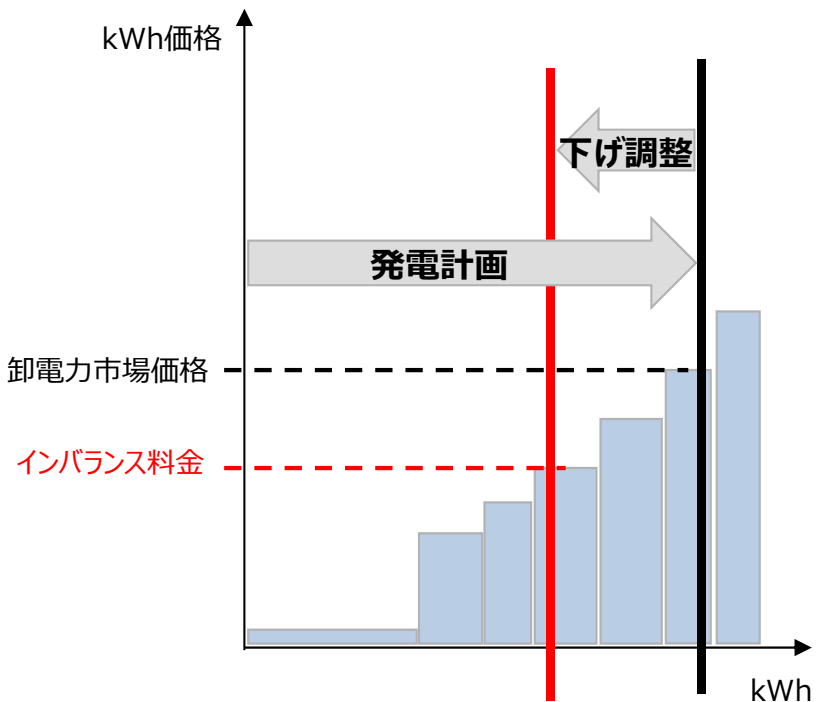
1 - 3 . 太陽光等の出力抑制時の 取扱いについて

太陽光等の出力抑制のケースにおける取扱い

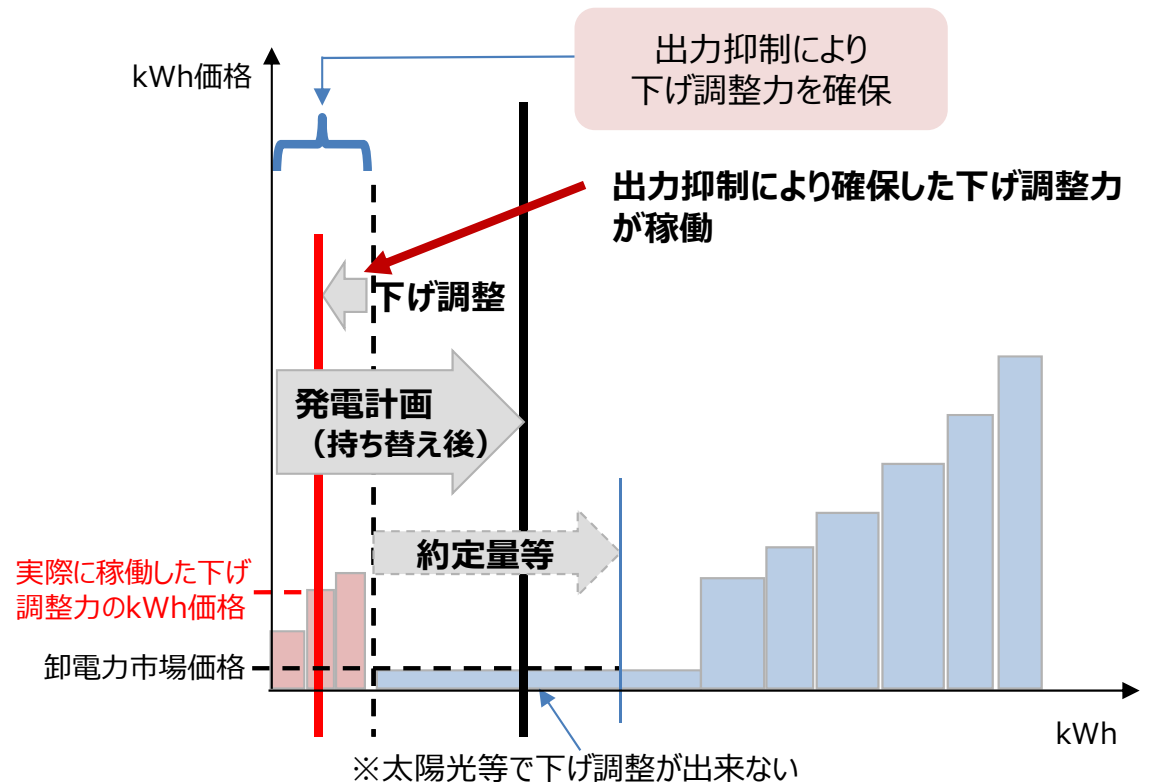
- 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマにおける系統余剰の発生は、実質的に限界費用0円/kWhの太陽光等を下げていると見なすことが適当であると考えられる。したがって、太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合については、実際に稼働した調整力のkWh価格を引用するのではなく、インバランス料金を0円/kWhとすることが合理的ではないか。

※系統余剰／系統不足の判断は、広域調整力の指令量に基づいて判断することが適当と考えられるが、今後実務面等を踏まえて決定する。

系統余剰時（通常）



系統余剰時（太陽光等の出力抑制が行われたコマ）



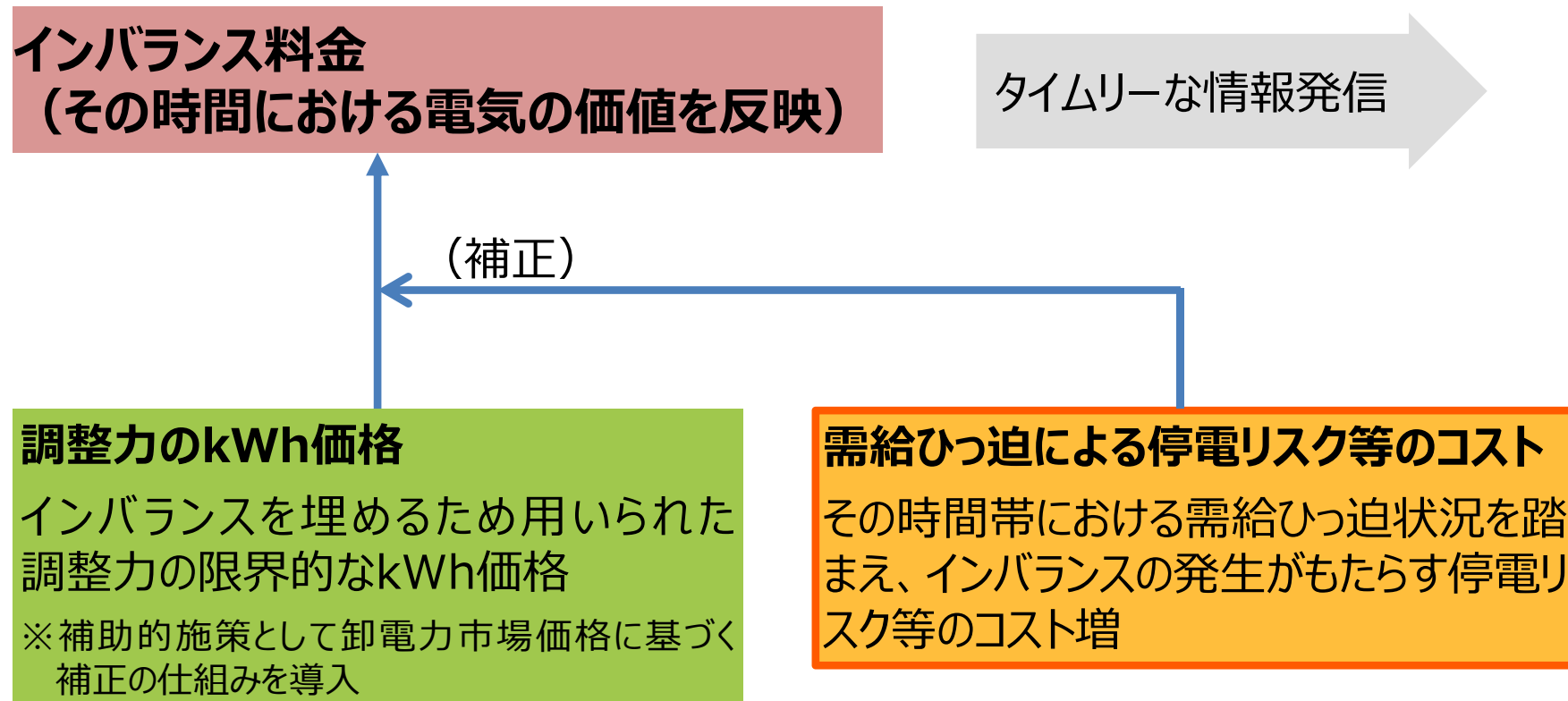
注) 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマでは、限界費用0円/kWhの太陽光等を抑制して火力等の調整電源との持ち替えを行い、下げ調整力を確保している。

2. 需給ひっ迫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

2019年4月 第37回制度設計専門会合 資料4

- 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、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

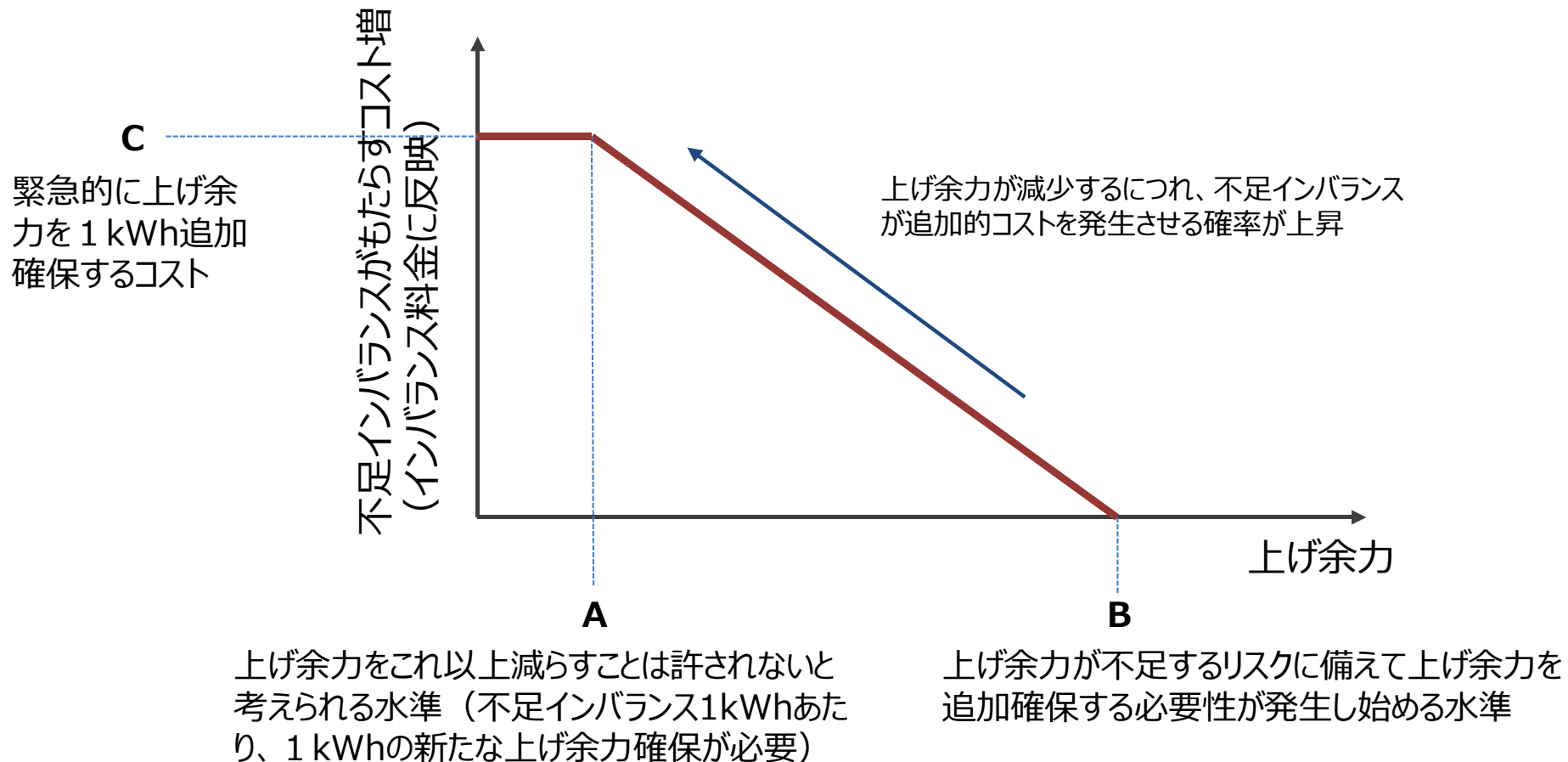
- ① 一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に供給力を追加確保しなければならない。
- ② 負荷遮断の可能性を増大させる。（ひいては、周波数低下による大規模停電のリスクを増大させる。）
- ③ それ以降の同様な事象に備えるため一般送配電事業者がより多くの調整力を確保しなければならない。

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、D Rや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果も期待される。

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）

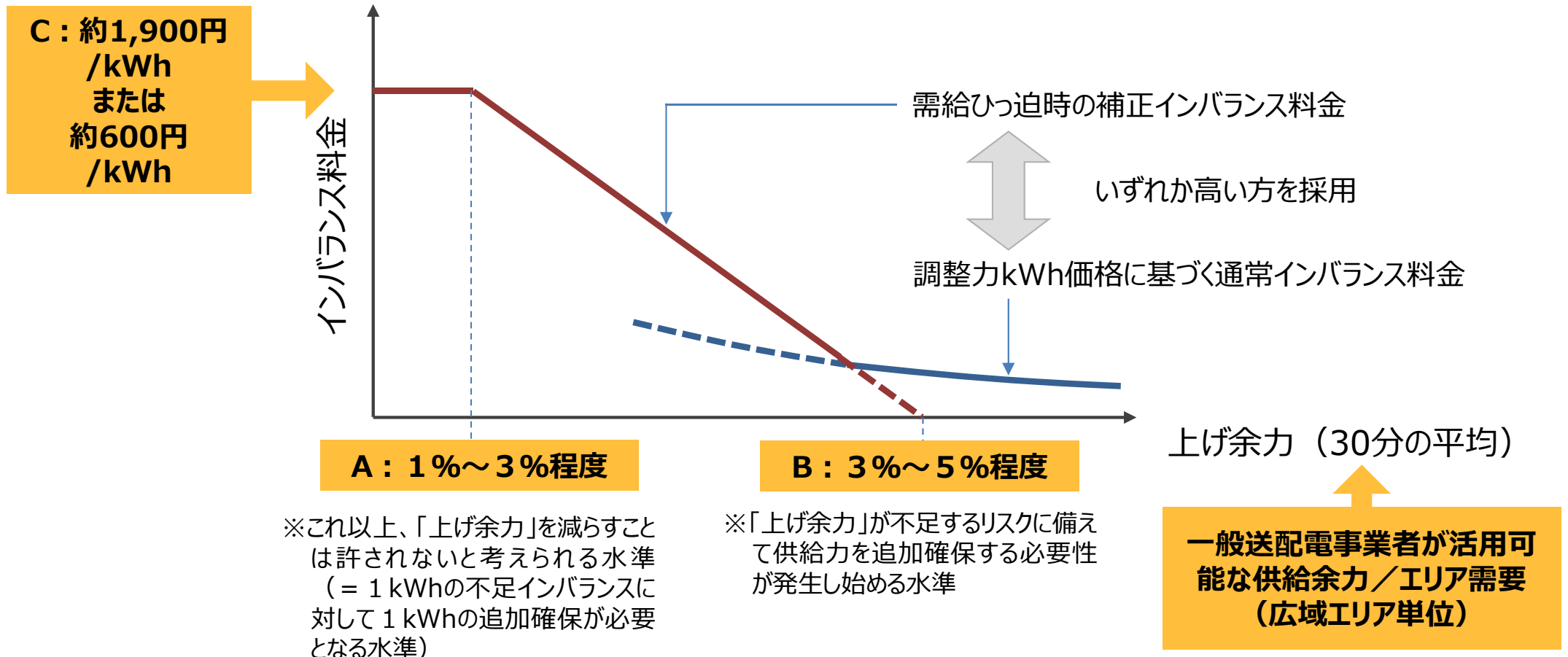
- 需給ひっ迫時の不足インバランスは、一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に追加の供給力を確保する必要性を高めるとともに、それ以降の備えを強化する必要性を高めるもの。
- 一般送配電事業者が活用可能な「上げ余力」が減少するにつれ、リスクに備えた緊急の供給力追加確保や将来の調整力確保量の増加といった追加的成本が上昇していくと考え、それを一定の式（下図のような直線）で表し、インバランス料金に反映させることとしてはどうか。



需給ひっ迫時補正インバランス料金（前々回提出資料）

2019年4月 第37回制度設計
専門会合資料（一部改変）

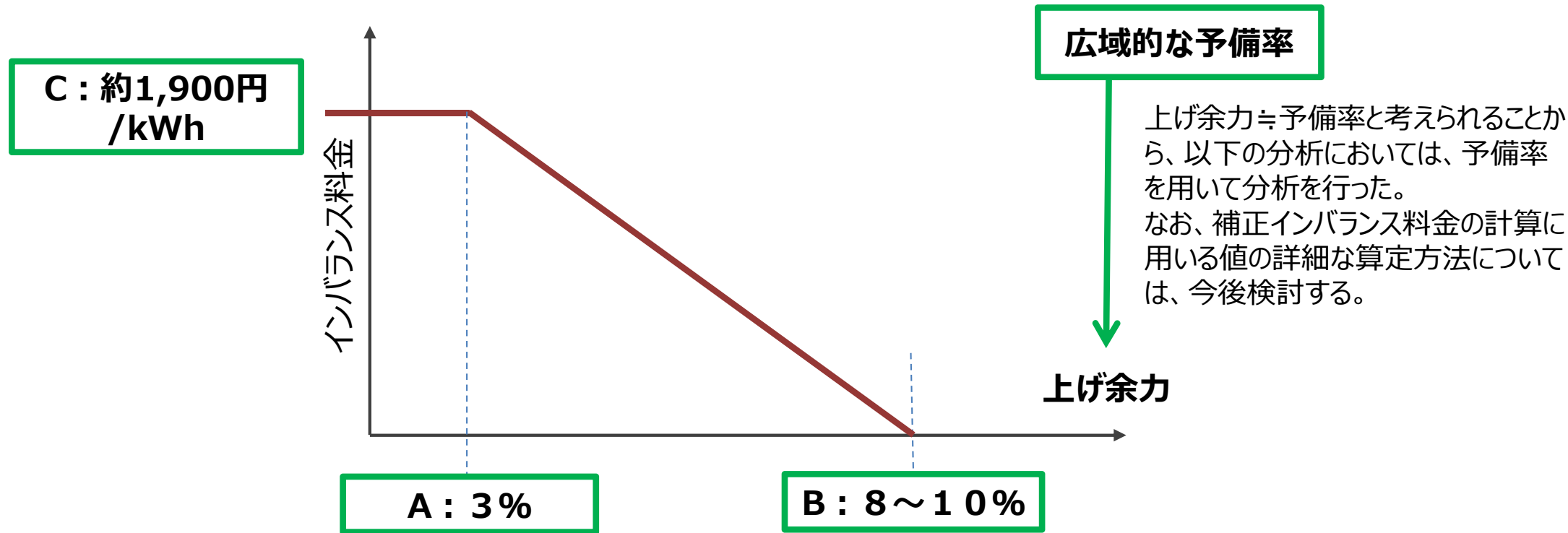
- 需給ひっ迫時の補正インバランス料金の具体的な算定式について、今回の検討に基づく案をまとめると以下の通り。
- これらの数値については、現行のエリア単位での調整力の運用等を参考にしたものであることから、今後具体化される調整力の広域運用の詳細を踏まえて引き続き検討を行う。（過去のケースに当てはめた試算も行い、それも参考として検討を行う。）



需給ひっ迫時の補正インバランス料金（広域機関からの提案）

- 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、ひっ迫時の需給対策等を取りまとめる立場である広域機関から、以下の通り提案があった。
- これも参考に、A～Cの値について検討を行った。

広域機関からの提案

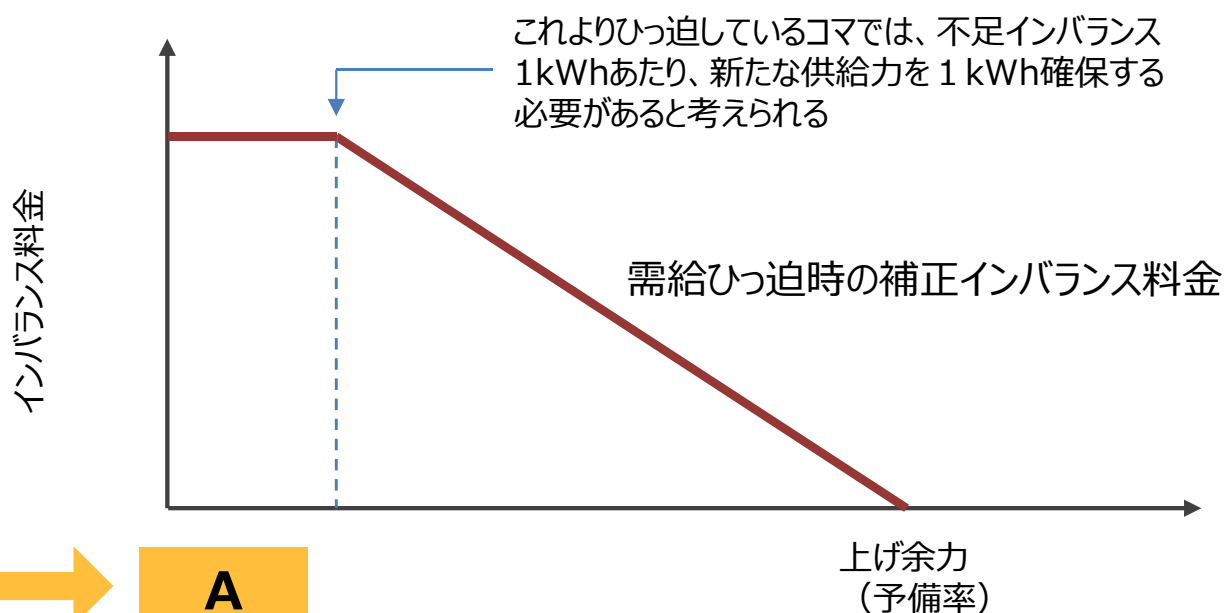


需給ひっ迫時補正インバランス料金の検討：（A）について

- 以下のAは、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であることから、幅広く需要家等に痛みのある協力を求める対策を講じるタイミングが参考になると考えられるのではないかと。
 - － 例えば、政府が需給ひっ迫警報（計画停電の可能性の公表）を発令するタイミング（予備率 3 %）が参考となるのではないかと。

これ以上「上げ余力」を減らすことは許されない水準として、幅広く需要家等に痛みのある協力を求める対策のタイミングが参考になるのではないかと。

（例えば、政府が需給ひっ迫警報を発令する予備率 = 3 %）



<需給ひっ迫警報（計画停電）>

- 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。

(参考) 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%未滿となるおそれがある場合とされている。

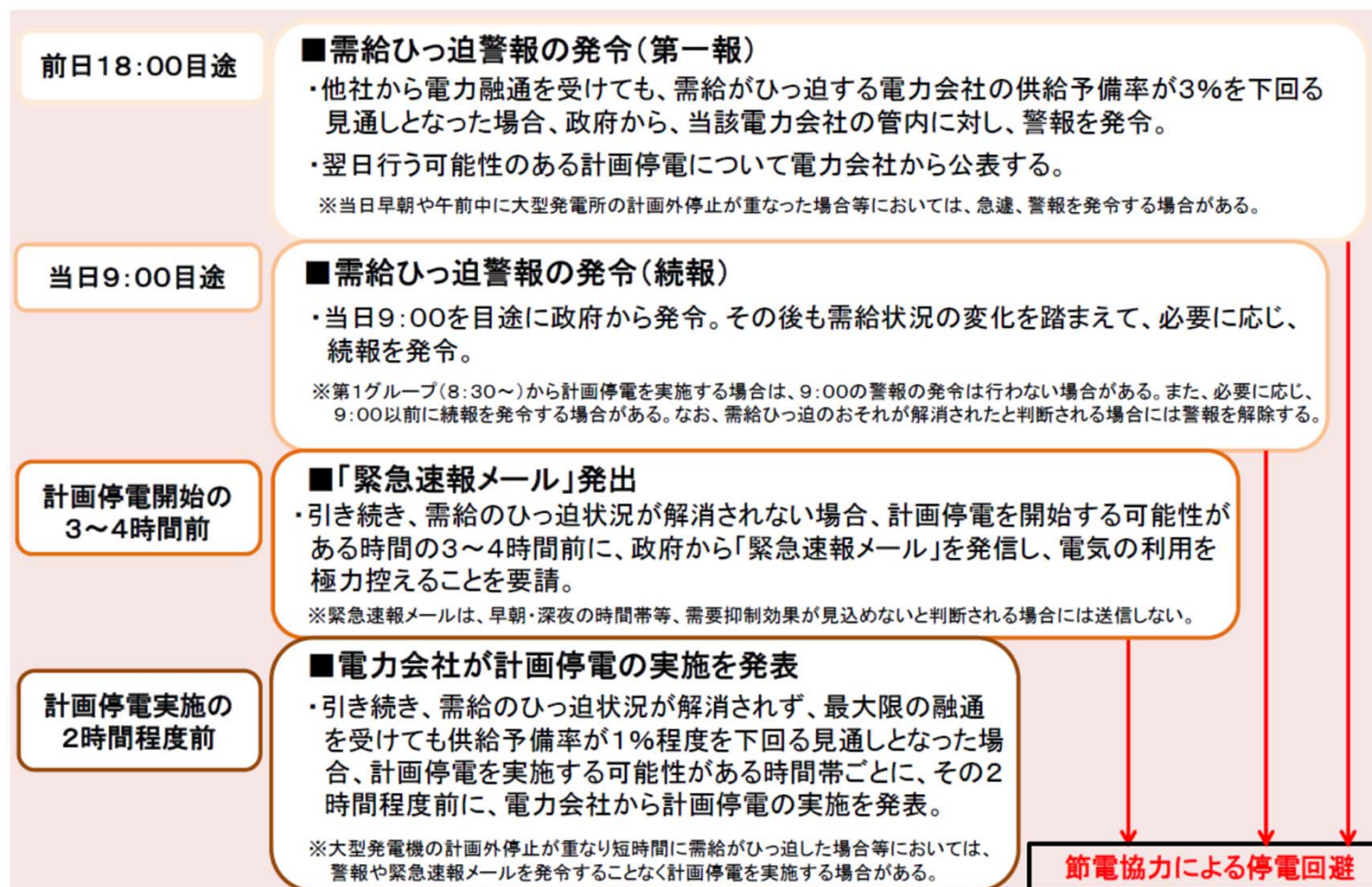
<一般送配電事業者各社の需給調整業務の運用ルール> TSO運用

- 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。

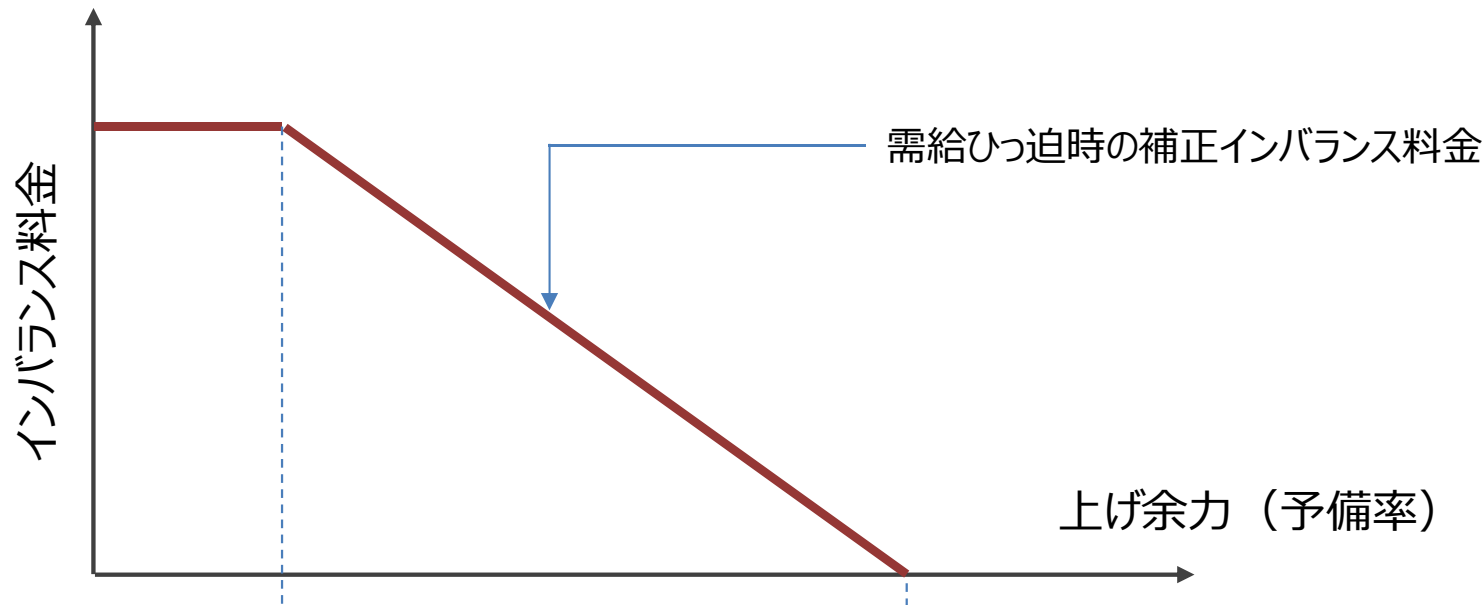
需給ひっ迫警報と計画停電の実施フロー



※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。

需給ひっ迫時補正インバランス料金の検討：（B）について

- 以下のBは、「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であることから、通常時には用いない供給力である電源 I' を発動するタイミングが参考になると考えられるのではないかと。



「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として、通常時には用いない供給力を用いるという点から、電源 I' を発動するタイミングが参考になるのではないかと。

これまでの電源Ⅰ'が発動されたケース

- これまで電源Ⅰ'が発動されたケースを見ると、エリア予備率 7 %以下程度、広域予備率では10%以下程度で発動されているケースが多い。

電源Ⅰ'が発動されたコマ数（予備率別）

2017年度、2018年度累計

エリア予備率	東京	関西	九州	計
10%以上	2	-	1	3
9～10	-	-	2	2
8～9	2	-	1	3
7～8	4	-	-	4
6～7	23	2	2	27
5～6	33	7	5	45
4～5	26	1	1	28
3～4	12	-	1	13
3%以下	-	-	-	-
計	102	10	13	125

← 7%

広域予備率 (50Hz/60Hz別)	東京 (50Hz)	関西 (60Hz)	九州 (60Hz)	計
10%以上	7	1	2	10
9～10	17	3	9	29
8～9	24	-	2	26
7～8	26	2	-	28
6～7	21	4	-	25
5～6	7	-	-	7
4～5	-	-	-	-
3～4	-	-	-	-
3%以下	-	-	-	-
計	102	10	13	125

← 10%

(参考) 電源Ⅰ'が発動される基準

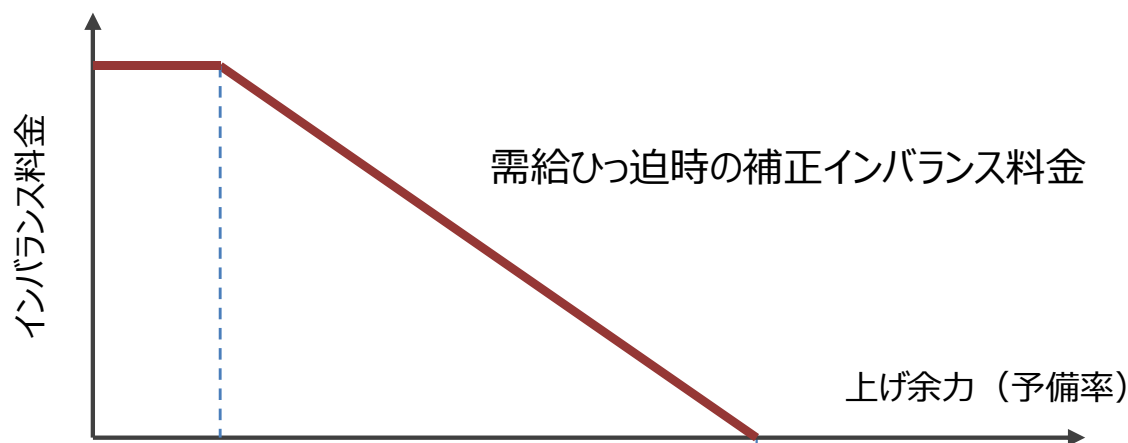
- 各一般送配電事業者において厳気象等対応の供給力として確保されている電源Ⅰ'の発動基準は、各社概ねエリアの予備率が3～5%未満となるおそれがある場合とされている。

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

需給ひっ迫時補正インバランス料金の検討：（B）について

- 以下のBは、「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であることから、通常時には用いない供給力である電源 I' を発動するタイミングが参考になると考えられるのではないかと。
- － 例えば、これまで電源 I' が発動されたケースでは、エリア予備率 7 % 以下が多いが、2021年度以降の調整力の広域運用を踏まえた考慮が必要。



B

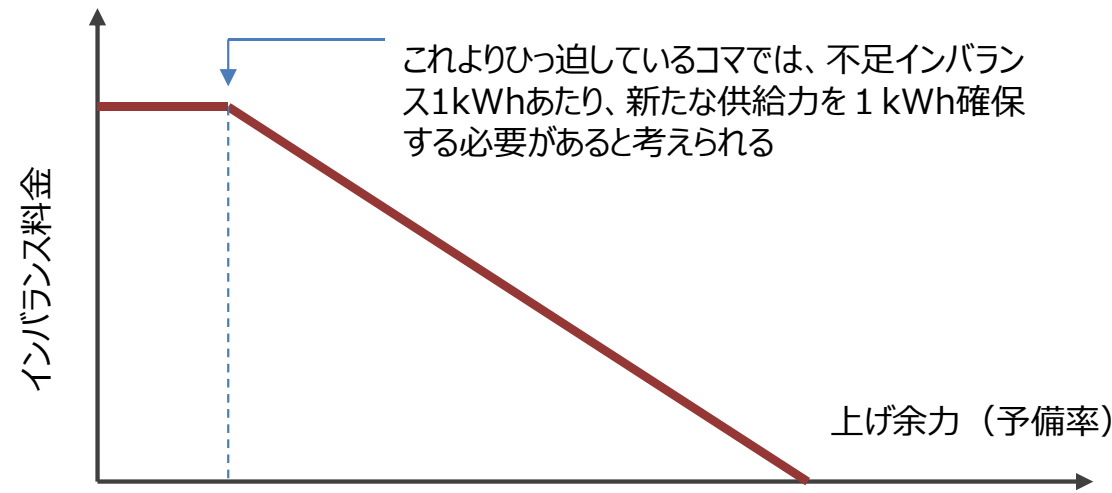
「上げ余力」が不足するリスクに備えて供給力を追加確保する必要性が発生し始める水準として、通常時には用いない供給力である電源 I' を発動するタイミングが参考になるのではないかと。（例えば、これまで電源 I' が発動されたケースでは、エリア予備率 7 % 以下が多いが、2021年度以降の調整力の広域運用を踏まえた考慮が必要）

注）広域機関からは、現行より少なくとも + 2 % 程度の 8 ～ 10 % が適当との見解が示されている。

需給ひっ迫時補正インバランス料金の検討：上限価格（C）について

- 以下のCは、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1kWh確保するために十分な価格として、新たに D R を追加的に確保するコストから見積もることが考えられるのではないかな。
- 一つの方法として、電源 I 'の応札額を参考とすることが考えられるのではないかな。

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



過去 2 年の電源 I 'の応札価格から見積もったコスト

		DR発動 1 時間あたりコスト（概算値※注） （上段2018年度、下段2019年度）		
	見積もり方法	最安エリア	全国平均	最高エリア
<案 1>	昨年度の価格で確保した D R が 1 回発動と仮定 kW価格／（運転継続時間× 1 回） + kWh価格	272円	1,911円	4,161円
		654円	1,946円	2,786円
<案 2>	昨年度の価格で確保した D R が想定回数発動と仮定 kW価格／（運転継続時間×想定発動回数） + kWh価格	113円	626円	1,156円
		182円	629円	888円

注）簡便な方法で計算した値

2019年度向け調整力の公募結果（電源Ⅰ'）

2019年4月 第37回制度設計専門会合
資料4 一部改変

東北			東京			中部			関西			九州			
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	3,818	6,893	3,075	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	
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	
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	
kW確保コスト+kWhコスト															
＜案 1＞発動1時間あたりコスト (年間発動回数1回)	A÷B	272	654	1,839	1,985		1,581	1,599		1,702	2,786		4,161	2,705	
＜案 2＞発動1時間あたりコスト (年間発動回数1.8～3.6回)	A÷B÷C	113	182	511	551		878	888		473	774		1,156	751	



kW確保コスト+kWhコスト（全国集計）

		全国平均		全国最高		全国最低	
		2018年度	2019年度	2018年度	2019年度	2018年度	2019年度
＜案１＞発動1時間あたりコスト (年間発動回数1回)		1,911	1,946	4,161	2,786	272	654
＜案２＞発動1時間あたりコスト (年間発動回数1.8～3.6回)		626	629	1,156	888	113	182

※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（kW確保コスト+kWhコスト）の算出

＜案1＞DR発動1時間あたりコスト（発動回数1回を想定）：電源Ⅰ'「評価用kW価格 + 評価用kWh価格」のエリア最高÷運転継続可能時間

＜案2＞DR発動1時間あたりコスト（発動回数1.8～3.6回を想定）：（電源Ⅰ'「評価用kW価格 + 評価用kWh価格」のエリア最高÷運転継続可能時間）÷想定発動回数

※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）海外における需給ひっ迫時補正インバランス料金の上限価格

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

諸外国の需給ひっ迫時補正インバランス料金の事例

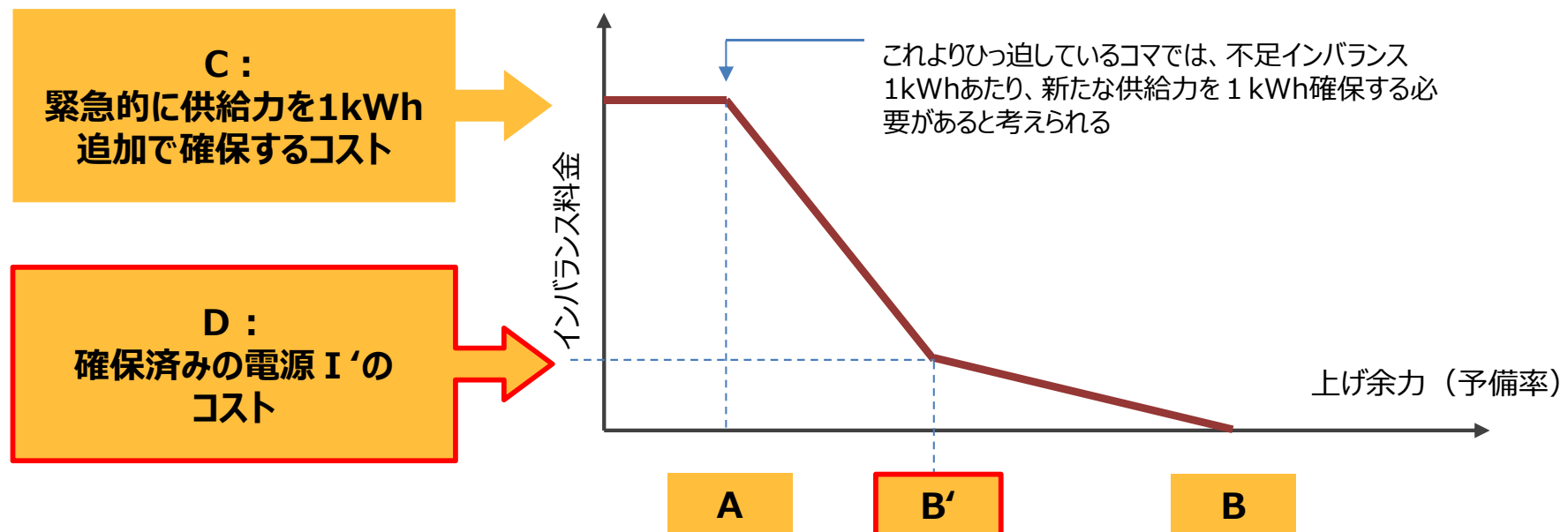
各国、VOLL（停電の価値6,000£/MWh（国により異なる）） × LOLP（停電確率）で算出。LOLPの最大値は1。

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

国名・制度の名称	概要	インバランス価格等の決め方
イギリス Reserve Scarcity Pricing	系統予備率が低下するとインバランス料金が上昇する	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load停電の価値6,000£/MWh LOLP: 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)	運用可能なり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	運用可能なり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。

需給ひっ迫時補正インバランス料金の検討：上限価格（C）について

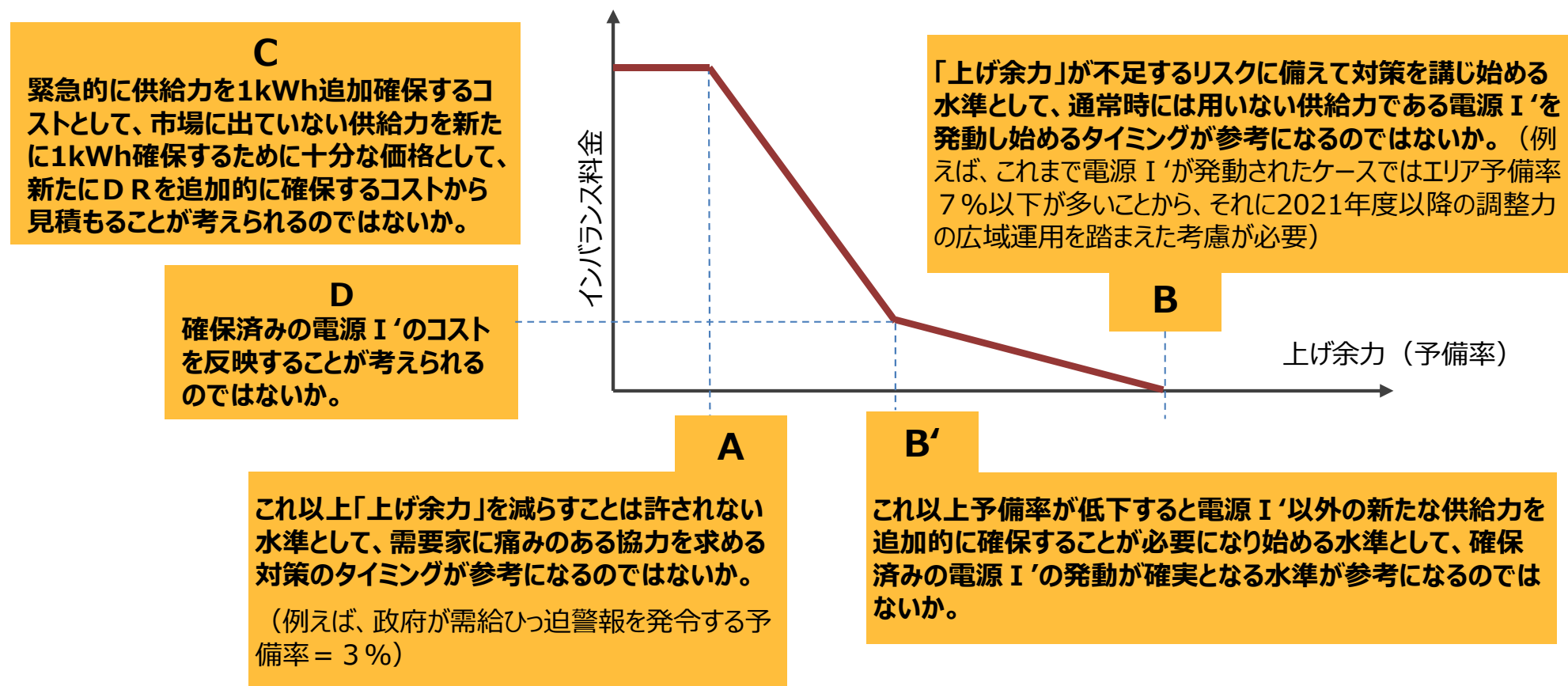
- 来年度以降、全てのエリアで電源 I' を確保する予定であることを踏まえると、一定の水準（以下の B'）までは確保済みの電源 I' で需給対策が行われると考えられ、その水準までは電源 I' のコスト（例えば、kWh 価格）のみを反映することが合理的と考えられる。（これより予備率が小さくなると、新たに供給力を確保する必要性が発生。）
- したがって、以下のように、予備率 B' において確保済みの電源 I' のコスト（D）まで上昇し、そこからさらに予備率が低下すると緊急的に電源 I' 以外の供給力を確保する必要が生じ、C の価格に向けてコストが上昇すると考えることが適当ではないか。



B から B' の間は、確保済みの電源 I' で対応すると考えられる区間。（B から電源 I' が稼働する確率が発生し、B' で100%稼働するという考え方）
B' は、これ以上予備率が低下すると電源 I' 以外の供給力を追加的に確保することが必要となる水準として、確保済みの電源 I' の発動が確実となる水準が参考になるのではないかと。

今回の事務局における検討のまとめと今後の検討方針

- 今回、これまでの一般送配電事業者の需給ひっ迫時における対応状況等を踏まえて検討した結果、以下のような考え方で設定することが一案として得られた。
- 2021年度から調整力の広域運用が開始されることで、予備率と一般送配電事業者の需給対策との関係は現状から変更されることから、具体的な数値については、この案をベースにしつつ、引き続き検討を深めていく（2021年度以降も実績等を踏まえて必要に応じ検証を行う）。
- また、インバランス料金の計算に用いる予備率（上げ余力）の定義についても、精緻化が必要。



※なお、災害時・市場停止時におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行う。

(参考) 広域エリアで予備率が低下したコマ数

- 東日本エリア、西日本エリアで予備率が低下したコマ数は以下のとおり。

2017年度

広域予備率	コマ数	
	東日本エリア (50Hz)	西日本エリア (60Hz)
9.5%～10%	65	75
9%～9.5%	56	45
8.5%～9%	49	19
8%～8.5%	36	4
7.5%～8%	38	-
7%～7.5%	21	-
6.5%～7%	17	-
6%～6.5%	3	-
5.5%～6%	6	-
5.5%以下	-	-
計	291	143

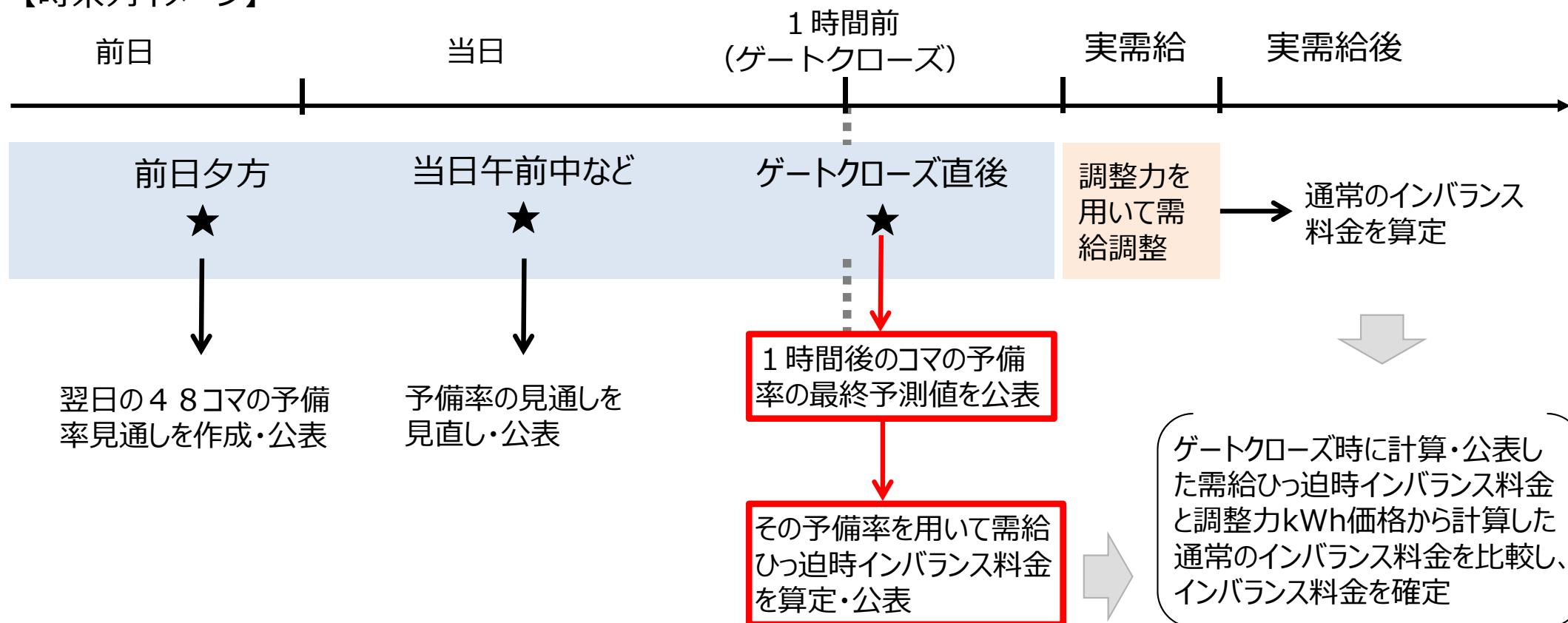
2018年度

広域予備率	コマ数	
	東日本エリア (50Hz)	西日本エリア (60Hz)
9.5%～10%	33	42
9%～9.5%	27	35
8.5%～9%	19	16
8%～8.5%	28	5
7.5%～8%	19	11
7%～7.5%	13	4
6.5%～7%	13	4
6%～6.5%	8	-
5.5%～6%	2	-
5.5%以下	-	-
計	162	117

「上げ余力」を算定するタイミングについて

- 需給ひっ迫時インバランス料金を適用するにあたっては、BGがそれに対応するための一定の時間的猶予を与えることが適当と考えられる。
- したがって、ゲートクローズ直後に一般送配電事業者が実需給時点での「上げ余力」（予備率）を予測して公表することとし、その値をひっ迫時インバランス料金の算定に用いることとしてはどうか。

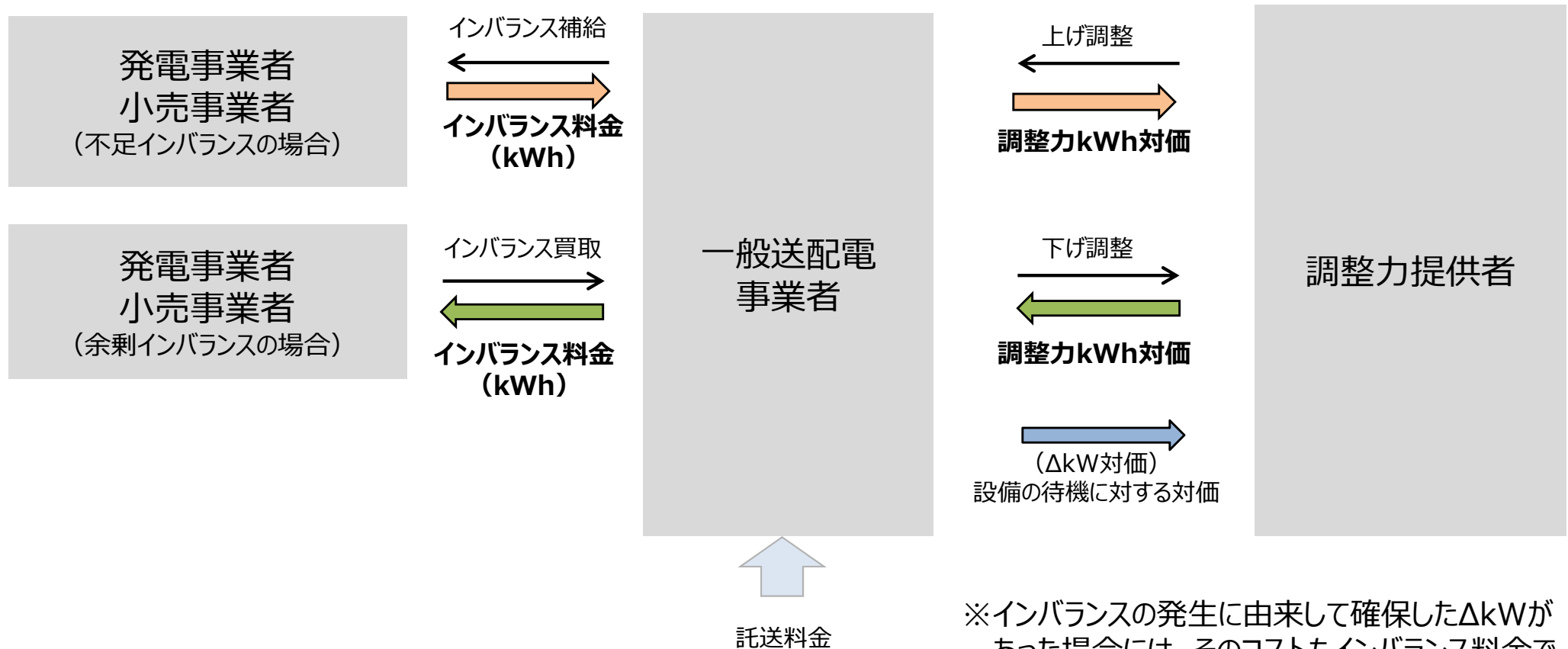
【時系列イメージ】



3. 需給調整関連費用及びインバランス料金の収支管理のあり方について

(参考) 基本的考え方の確認 (一般送配電事業者のコスト回収)

- インバランスに対応するために稼働した調整力のコストは、インバランスを出した者が負担することが適当。
- したがって、インバランス料金は、一般送配電事業者がインバランス対応に要した調整力のコストを適切に回収できるようなものであるべき。



※インバランスの発生に由来して確保した ΔkW があった場合には、そのコストもインバランス料金で回収することが考えられる。(今後検討)

需給調整関連費用の回収について（現行の仕組み）

- 現状、一般送配電事業者の需給調整関連業務に係る費用は、インバランス料金と託送料金とで回収することとされている。
- 2021年度の需給調整市場の創設とインバランス料金制度の見直しに合わせて、一般送配電事業者の費用回収や収支管理のあり方についても、現行のままでよいか精査する必要がある。

一般送配電事業者における需給調整関連費用の回収と収支管理（現行）

費用・収益		回収	収支管理
調整力 kWhコスト	インバランス対応	インバランス料金	インバランス収支
	その他 （時間内変動対応、上げしろ確保のための持ち替え 等）		
調整力 kWコスト	調整力（電源Ⅰ）契約費用	託送料金	託送収支
その他	起動費（追加起動の費用、起動取りやめ時の収益） ブラックスタート電源の契約費用		

需給調整関連費用の負担のあり方（受益と負担の関係）

- 一般送配電事業者の需給調整に要する費用の回収については、以下の考え方に基づいて回収されるよう制度が設計されることが望ましいと考えられるのではないかな。

1. 起因者（受益者）が特定できる費用 → その起因者（受益者）が負担する。

例)

- ・ インバランスに対応するために稼働した調整力のkWhコスト
- ・ FIT太陽光予測外れに対応するために確保した調整力 Δ kWのコスト

2. 起因者（受益者）が特定できない費用 → 託送料金を通じて系統利用者全員で負担する。

例)

- ・ 時間内変動に対応するために稼働した調整力のkWhコスト
- ・ 時間内変動や需要変動に対応するために確保した調整力の Δ kWのコスト
- ・ その他（人件費等）

（注）今後、再エネのさらなる拡大によって時間内変動の増大など需給調整関連費用の増大が懸念される。一般送配電事業者の努力によって低減することは困難であると考えられる費用については、確実に回収できるよう、その費用の実績に応じて毎年託送料金を増減させることができる等の仕組みを導入することが適当と考えられる。

一般送配電事業者の需給調整関連費用の回収あり方（検討の方向性）

- 前述の考え方にに基づき、2021年度以降の一般送配電事業者の需給調整関連業務に係る費用の回収の仕組みについては、以下のような対応が考えられる。
- 調整力公募調達制度開始以降の過去2年間の状況や諸外国における取扱いも参考に、次回以降さらに検討を深めることとしたい。

費用の種類	小分類	費用回収の考え方
調整力のkWhコスト	インバランス対応のためのもの（a）	【インバランス料金で回収】 コマごとにインバランス料金を通じて起因者から回収。 （余剰が生じる可能性が高いことを踏まえ、その取扱いを今後検討※。）
	時間内変動対応などそれ以外に用いられたもの（b）	【託送料金で回収】 現状では、起因者の特定が難しいことから、託送料金で回収するのが合理的。送配電事業者がコントロールできない面が大きいことを踏まえ、毎年実績を踏まえて料金改定できるような仕組みが望ましいのではないか。
調整力のΔkWコスト （持ち替えのためのkWhコストを含む）	要因が明確なもの（c）	【起因者から回収】 例えば、三次調整力②はFIT太陽光予測外れへの対応であることから、FIT交付金からの回収を検討。
	それ以外のもの（d）	【託送料金で回収】 現状では、起因者の特定が難しいことから、託送料金で回収するのが合理的。送配電事業者がコントロールできない面が大きいことを踏まえ、毎年実績を踏まえて料金改定できるような仕組みが望ましいのではないか。
それ以外のコスト （システム関連費用、人件費等）	インバランス精算のためのシステムの費用等（e）	【託送料金で回収orインバランスを発生させた者から手数料として回収】 インバランス量に応じて負担するという考え方から、インバランス料金に手数料的なものとして一定額を乗せて回収する方法もあり得る。
	調整力の調達・運用のためのシステムの費用、人件費等（f）	【託送料金で回収】 託送料金で回収するのが合理的。

※インバランス料金制度の見直しにより、2021年度以降、インバランス料金による収入ーインバランス対応の調整力kWh費用において、余剰が発生する可能性が高い（なお、諸外国では競争的仕組みの下でコマ毎の限界的kWh価格の一律単価で調整力提供者への支払いを行う例もあることや、起動費の取扱い等、今後の制度設計によっては必ずしも余剰とならない場合もあり得る）。この使途や管理方法などを検討する必要があるのではないか。

第11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

再エネ予測誤差に対応するための調整力の費用負担について

86

- 一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとした上で、なお生じざるを得ない相応の予測誤差が残る場合には、これに対応するための調整力の確保にかかる費用について、その負担の在り方を検討する必要がある。
- 三次調整力②については、2021年目途に創設される需給調整市場において調達を開始される。このため、再エネ予測誤差に対応する調整力を確保するための費用については、2021年以降は、需給調整市場で実際に調達された三次調整力②の ΔkW の確保にかかる費用を基に算定することができるのではないかと。

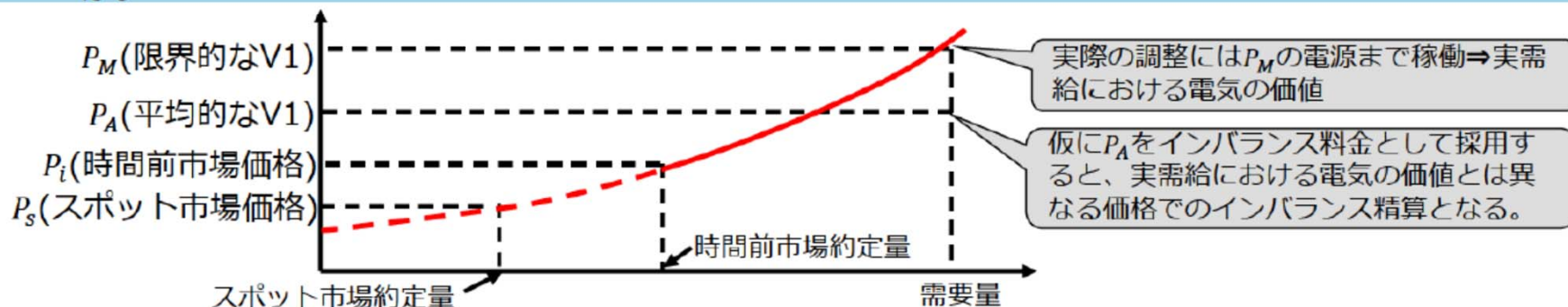
※ 調達実績を集計できるまでの間は、暫定的に、今般示されたような三次調整力②の ΔkW 相当の調整力を確保するための費用の試算を基に算定することもあり得る。

- また、これらの費用は、FIT特例制度に起因して必要となっていること、更にはFIT特例制度により生じるインバランスリスク（kWh）は既にFIT交付金で手当てしていることも踏まえ、生じざるを得ない相応の予測誤差とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、FIT交付金を活用して負担することについて検討してはどうか。
- ただし、その際は、現行のインバランスリスク料の考え方と同様、かかる費用を自動的に全て補填するのではなく、予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすインセンティブが働く仕組みにする必要があるのではないかと。
- こうした方策について、今後行われるFIT法の抜本見直しも見据え、2020年度を目途に具体化できるよう検討を進めることとしてはどうか。

第14回電力・ガス基本政策小委員会

【論点2】調整力価格・卸電力市場価格の参照

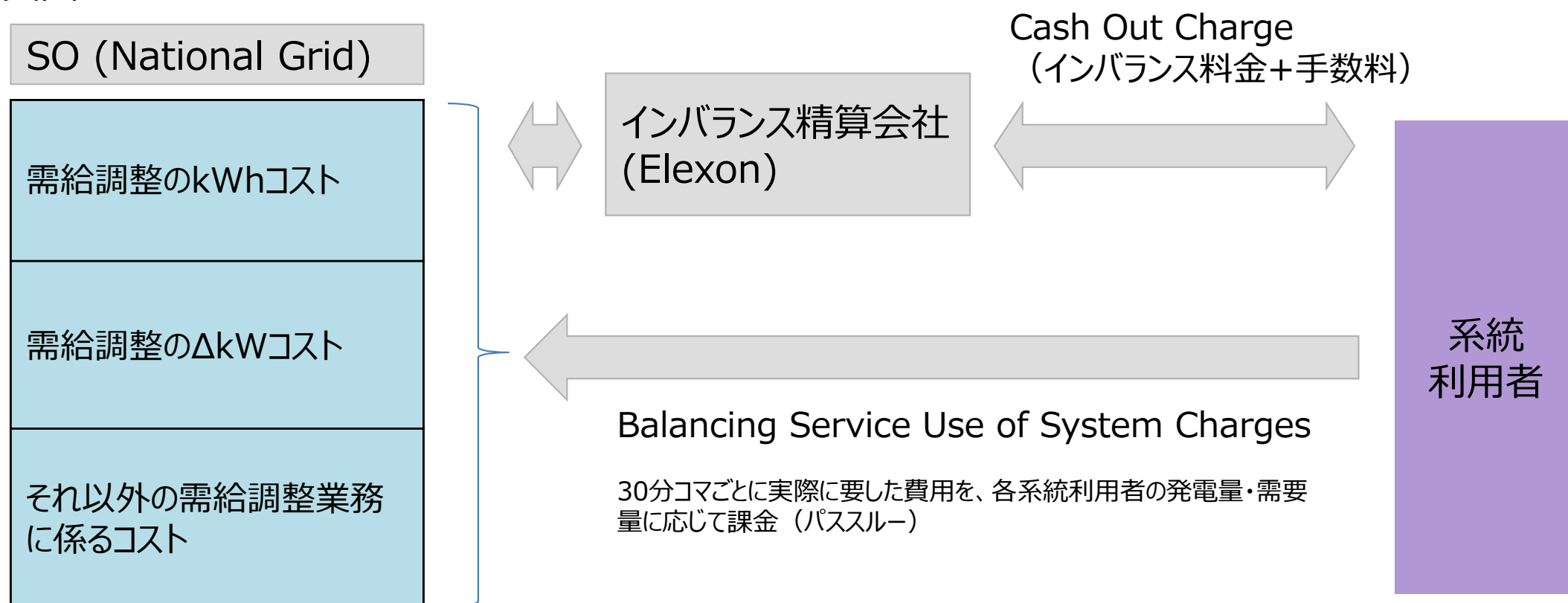
- 現在、需給調整市場においては、GC後の調整力について、メルिटオーダー順に発動され、その価格はマルチプライスで精算される方向性で検討が進められている。
- この場合、稼働した調整力の価格が複数存在することになるため、インバランス料金として採用する調整力価格（ $V1/V2$ ）について、①限界的な $V1/V2$ （稼働した調整力のうち最も高いもの／低いもの）を用いるか、②平均的な $V1/V2$ を用いるかが論点となる。
- この点について、実需給断面における電気の価値を適切に反映させる観点からは、実需給断面において更に電気を利用するのに必要なコストが電気の価値であると考えられることから、限界的なコストを用いることが適当と考えられるのではないかと。
- ただし、限界的な価格を用いる場合、一般送配電事業者は実際に要した調整力の変動費以上の収入を得ることになるため、一定量以上の余剰収支については、系統利用者へ適切な利益の還元を行う仕組みの検討が必要ではないかと。
- また、補正に用いる P についても、調整力価格と同様に限界的な価格を用いることが基本であると考えられるのではないかと。ただし、市場価格の指標性、需給ひっ迫時における停電の社会的コストにも留意が必要であるとともに、市場取引の停止・再開時のインバランス料金については更なる補正が必要ではないかと。



(参考) 諸外国における需給調整関連費用の回収①

- 諸外国においては、基本的に需給調整のkWhコストはインバランス料金で回収され、収支に不均等が生じた場合、何らかの形でネットワーク利用者に再配分が行われている。
- 需給調整の Δ kWコスト及びその他のコスト(相殺により生じるコスト、管理費等) は、託送料金で回収され、基本的には数年後までには全ての費用が回収できるようパススルーが認められている。

英国



(参考) 諸外国における需給調整関連費用の回収②

- 諸外国においては、基本的に需給調整のkWhコストはインバランス料金で回収され、収支に不均等が生じた場合、何らかの形でネットワーク利用者に再配分が行われている。
- 需給調整の Δ kWコスト及びその他のコスト(相殺により生じるコスト、管理費等) は、託送料金で回収され、基本的には数年後までには全ての費用が回収できるようパススルーが認められている。

ドイツ

