

第8回 制度設計ワーキンググループ
事務局提出資料
～インバランス制度に係る詳細制度設計について～

平成26年9月18日(木)

1. インバランス制度に係る詳細制度設計について

送配電事業者による調整力の確保に関する検討。
(資料5-2参照)



相互に関連

(例: インバランスの発生に対応できる調整力の確保が必要。また、その調整力の調達の費用の一部はインバランス料金で回収)

【前回の論点】(※継続検討)

- ①インバランスの算定をどの単位で行うか(発電グループごとか、発電所(機)ごとか)
- ②インバランス料金制度においてどのように計画遵守のインセンティブを持たせるか(不足時の補給価格と余剰時の買取価格に差を設けるかどうか)

【本日の論点】

インバランス価格の算定式(どの市場を参照するか)やパラメーターについての検討

託送供給等約款等における具体化

全体の整理を踏まえて今後検討

風力など自然変動電源のインバランスに関する検討
(23ページ以降参照)

[本日の主要論点]

インバランス料金の水準に関する考え方(算定式の提示)



[前回のWGの論点](継続検討となっていたもの)

インバランス料金の算定単位と値差の有無(事務局案の提示)



[その他の論点]

- ①垂直一貫体制事業者における発電側インバランスについて
- ②需要側のインバランスの測定方法について
- ③新電力の同時同量方式の「選択制」について
- ④沖縄や離島におけるインバランス料金について

前回のWGでの主な意見

(林委員)

(各事業者の立ち位置について)、自分たちはここだと、それはなぜかというようなことをなるべくわかるように言っていたことが重要。

(添木オブザーバー)

自家発余剰の場合、雷予防解列や本業の生産活動による発電量の変動を考慮する必要。個別にインバランス料金が課金されると発電事業としての採算性が悪化してしまい、その結果、余剰電力の出し渋りが生じる可能性がある。低廉な余剰電力が有効に活用できる制度設計にさせていただいたほうが望ましい。

(祓川オブザーバー)

発電グループごと、価格差なしの③がよいではないか。

(中野委員)

市場の活用等によりゲートクローズ前に、確度の高い計画を立てることでインバランスの回避に向け努力することが、安定供給につながる。需要想定、発電計画、出力調整の精度向上へのインセンティブが付与される仕組みを設計することが重要。インバランス料金で回収できない部分の費用については託送料金で回収することとなる。インバランス料金の負担が小さい料金設定とした場合には、その分、託送料金の負担が増えることにも留意する必要。また、ゲートクローズ後の調整をどうするかについては、調整力、予備力の持ち方の議論とあわせて考える必要がある。

(沖委員)

基本的には③を軸に考えていきたい。ただし、一般電気事業者の発電あるいは小売については非常に大きなグループになることが予想されるので、ある程度規模の制限といったものができれば、③については機能するのではないか。価格の差については、一応なしということで話をしているが、(中略)もし前日のスポットでインバランスが決まるとすると、モラルハザードとしては非常に問題がある。少なくとも価格差なしでやろうとすると、まず予見性のない市場で最終的に値段が決まること、それから規模の段階で優位にならないように、ある程度制限を持たせること、この2つを条件に③は存在する。

(遠藤委員)

価格差については、なしとすべきだということをお願いしたい。インバランス料金はただでさえも規模の経済性が働く仕組み。それに加えて値差をつけるとさらに電力会社が有利になってしまう。持ち替えを可とするかは条件次第。電力会社の発電部門が電力会社の小売用の供給力と系統周波数調整用の調整力を適切に切り分けることを前提とした計画値同時同量が行われること、インバランス料金の基準価格が系統の需給を最大限反映したものなること。これらの条件が揃えば、④の方が適切。これらの条件が満足できないのであれば、③の方がいい。

(児玉オブザーバー)

新電力の電源調達がなかなか難しい中、小さいものをたくさんかき集めている実情を踏まえると、①の対案としての②は極端過ぎると感じている。(中略)④や②のようにインバランス料金を算定するのではなく、例えば、容量に応じて折衷案が可能になればよいのではないか。価格差については、限りなく価格差はなしがいいので、この中でいくと③と④の間ぐらいのところに、制度として検討できれば非常にありがたい。

(松村委員)

(東電の説明資料の方式であれば)調整電源に関しては④にかなり近い状況になり、自家発余剰のようなものも含めて調整能力の無いものは③のほうにいくことになる。(中略)安定供給の点からも公平性という観点からも、かなりうまくいくようになるのではないかな。需要のことを考えないで発電のことだけ議論するのはおかしいのではないかな。供給と需要のコントロールは等価というのが、このシステム改革の重要な特徴の1つだったはず。(中略)需要側の人為的な規模の経済性にどう対応するかという問いに対する回答を、②を支持される方は教えていただきたい。(中略)私の立場は①に反対。②に関しては若干の疑問を持っている。しかし、その疑問に答えていただければ支持する用意はある。

(寺島委員)

値差については、どのような価格設定になるのかの方が重要であり、次回の論点とセットで考えるべき。現行制度の非常に大きな値差が頭にこびりついている中で、「値差あり、なし」という議論をしても、落ち着きどころが見つけにくい。余剰・逼迫の需給状況を反映したインバランス価格が、予見し

にくく故意な動きが働きにくいような形でしっかりと発信されるようになれば、計画遵守のインセンティブになる。その上でさらにインセンティブとして幾ばくかの値差をつけるのかどうかはその先の議論でもいい。発電インバランスの「算定単位」の論点については、本質的に、「ゲートクローズ後の調整を個々の事業者に委ねるのか、系統運用者に委ねるのか」という論点。その意味では、重要視しなければならないのは、調整に関して系統運用者が系統全体のための効率性を実現すること、そのためには一元的に管理されることが重要。変動電源に同じような計画値同時同量を課すこと自体が非常に難しいことでありそのような電源への配慮のために本来の制度の骨格・導入趣旨を歪めてはいけな。私自身の意見としては、②または④。

(岡本オブザーバー)

東電の説明資料については、これが唯一とは思っておらず、2年後に間に合わせるための一つの案。東電資料の9ページ目は、需給調整のために、系統運用者から見ると何らかのコストが発生して、発電事業者やデマンドレスポンスのアグリゲーターから調整サービスを調達するコストがかかるのでそれを回収させてほしいという趣旨。インバランス料金の話は、コストを誰がどう払うのかというアロケーションの問題であり、東電資料9ページと、①～④の論点は独立したものと認識している。

(前田委員)

今までは①の立場からお話していた。(中略)今まで申し上げてきたことに対して、そうではなくてもできる世界があるのかどうか、検証していかなければいけない。(中略)最終的な系統運用者があらかじめ用意すべき調整力というのはどのぐらいの度合いなのかという議論も別にあると思うので、これらもすべて関係する。「どれだ」と言われますと、今「どれ」とは言えなくなってきたなと感じている。

(大橋委員)

今回この表だけで判断するのは難しい話。最初に押さえておくべきは、実需給の断面で調整力がどう確保・運用され、そして精算されているのか、そこの終わりから考えていくと、もう少し議論の精度が上がってくる。インバランスの値差に注目が集まってしまうているが、インバランス料金のレベルをどうするかという議論がまず初めにある。

- リアルタイム市場が創設され、需給調整に用いられる調整力の提供への対価が、高い透明性を伴って形成されることとなると、この価格をある時点においてインバランス調整に要するコストと考え、インバランスを精算する料金に適用することが可能。
- リアルタイム市場が創設されるまでの間においては、①市場価格ベースでの精算という方式と、②調整力の実コストベースでの精算という方式の二つが考えられるが、いずれも課題があり、制度設計上の工夫が必要。

【観点1】インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映

【観点2】予見性の低さ

【観点3】価格の妥当性や透明性の確保

リアルタイム市場価格での精算 (※第3段階で市場を創設)

実需給時点での需給状況を反映しており、系統運用者にとっての需給調整コストそのもの。

価格が実需給時点で決まるため(リアルタイム)、事前に予見しにくい。

エリアごとにリアルタイム市場が運営される場合には寡占が生じる可能性がある。

市場価格ベースでの精算 (スポット市場又は1時間前市場)

市場価格は実需給時点での需給状況とはズレがあり、また、需給調整のためのコストとも必ずしも整合しない。

市場価格をそのまま適用すると、価格を事前に予見できるため、何らかの対応が必要。

全国市場であり、取引量に一定の厚みがあれば、価格の妥当性・透明性が高い。

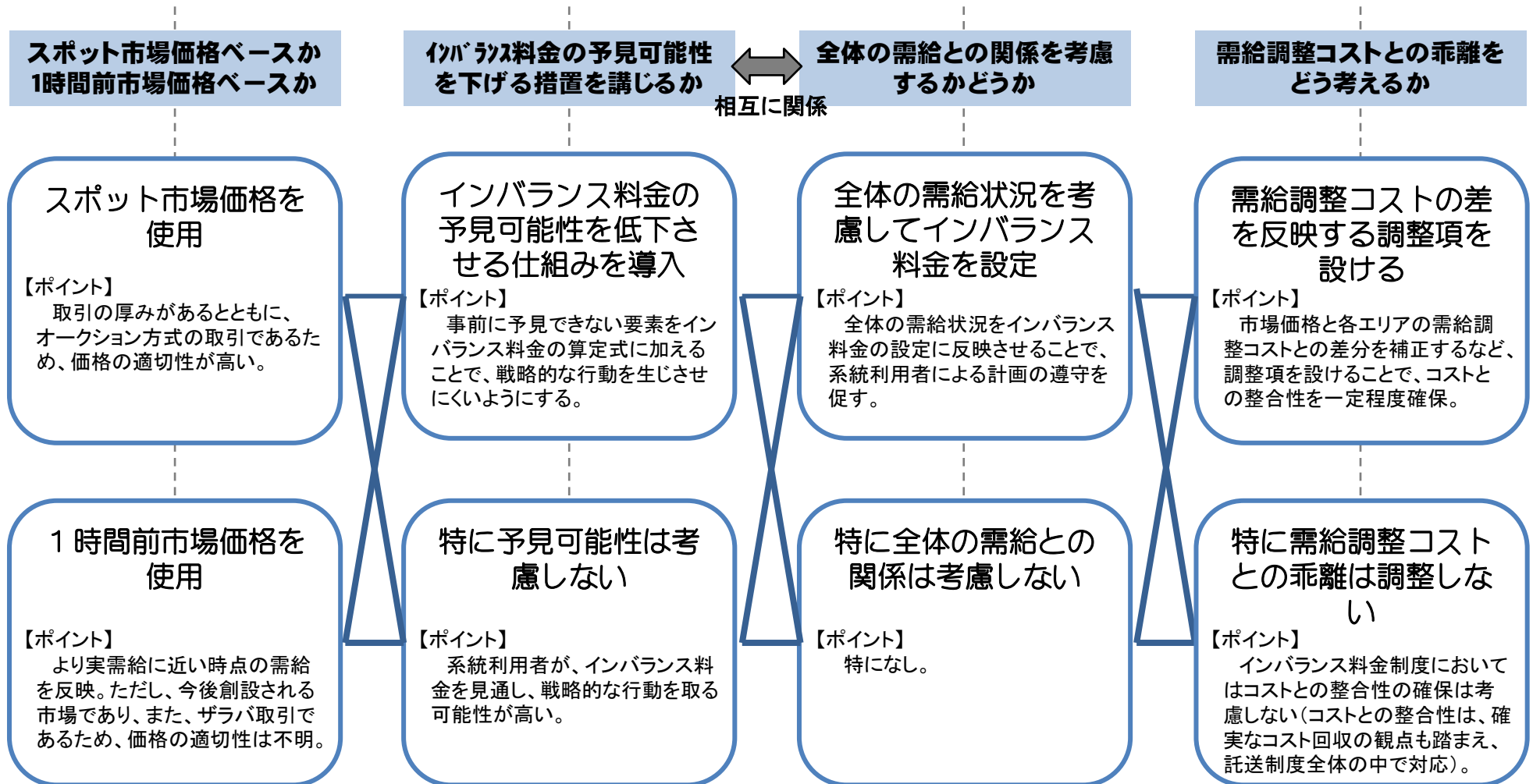
需給調整に用いる調整力の実コストベースでの精算

発電事業者にとっての実コストを、小売用と調整用に区別することは容易ではなく、「需給調整のコスト」とは一致しない可能性。

調整力の太宗を持つ旧一般電気事業者である発電部門は、精算価格を予見できる可能性が高い。

調整力の実コストは競争部門である発電事業者のコストデータであり、その公開は当該事業者の利益を害さない範囲に制約される。

○ 市場価格ベースとする場合のインバランス料金水準については、例えば以下のような詳細設計の軸が考えられる。



- スポット市場は実需給直前の需給状況を反映しないが、一定の厚みと客観性の高い価格指標が期待できる。
- 他方、1時間前市場は取引量の少ない市場となることが想定され(※)、またザラバ方式での取引となることから、その時々の売り手、買い手の戦略を反映した価格形成がなされる。

(注)現状の「時間前市場」や海外の1時間前市場を見ると、一般にスポット市場と比較して取引量は限定的。

- これらの得失を考慮し、リアルタイム市場が創設されるまでの間において市場価格連動とする場合には、スポット市場価格と1時間前市場の加重平均の値を用いてはどうか(1時間前市場の厚みが乏しい状況では主にスポット市場の価格によって決まることとなる)。

前日スポット市場

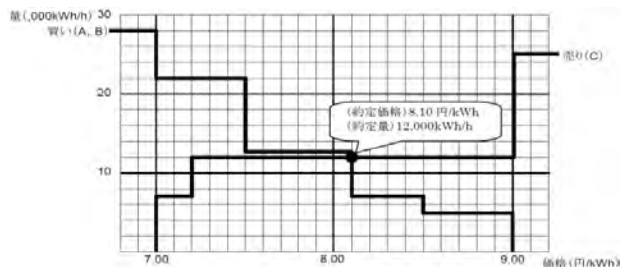
1時間前市場(改革の第2段階で創設)

概要

取引時期: 実需給の前日

取引方法: オークション方式で取引

- ✓ 入札を付け合せ、売り買いが均衡する量と価格で取引を成立させる方式
- ✓ 市場参加者は他の参加者の入札状況は分からない
- ✓ 一般的には、各商品につき一つの価格が適用される



取引時期: スポット市場終了以降、実需給の1時間前にかけて

取引方法: ザラバ方式で取引

- ✓ 価格優先・時刻優先で、個別の入札を付け合わせ、随時取引を成立させる方式
- ✓ 市場参加者は、その時々の入札状況が反映される「板」を見ながら、価格や量を調整して入札を行う
- ✓ 同じ商品であっても、入札時の状況によって価格が変動

売り	価格	買い
	8.88	
24	8.58	
43	8.30	
20	8.00	
	7.88	34
	7.35	2
	7.34	
	7.05	11

30@8.50 A社 □エリア

市場の特徴 (電力の場合)

・メリットオーダーの追求や、公正な価格指標の形成を重視する市場に適する

- ✓ 入札のタイミングに約定価格・量が左右されない
- ✓ (原則として)商品毎に1つの価格が形成されるため、指標性に優れる

・短期売買を必要とする市場に適する

- ✓ 結果がすぐに分かり、また約定に必要な価格気配がわかるため、短期での取引の柔軟性に優れる

- 系統利用者が戦略的な行動を取ることを抑制するために、インバランス市場の算定式において、(事後的にし
か判明しない)系統全体の需給状況に応じた調整項を設け、インバランス料金が予見しにくい仕組みとすること
により、計画遵守のインセンティブを持たせてはどうか。
- 系統全体の需給状況を反映するための指標としては、全国大でのインバランス発生量(発電側と需要側の合計)が
不足なのか余剰なのかを用いることとし、全体として不足な場合は、基準となるスポット市場価格に一定率を上
乗せした水準をインバランス料金としてはどうか(逆に、全体として余剰な場合は一定率引き下げ)。

系統全体で不足か余剰かの判断は、全国大での合
計インバランス発生量が不足か余剰かで判断。

全体でインバランスが
不足の場合

全体でインバランスが
余剰の場合

円/kWh

インバランス料金

基準となる市場価格

インバランス料金

いずれの場合も、個々の系
統利用者のインバランスが
不足なのか余剰なのかに
関わらず、同一の価格を適
用(不足と余剰で値差無し)。

予見可能性低下の実効性について

- ◆ 仮に系統全体での需給状況が「不足」の発生に著しく偏った場合には、高い確度でインバランス料金を予見できることが懸念される。このような場合、インバランス料金が恒常的に高くなるため、系統利用者は計画遵守に努めることとなり、結果的に系統全体でのインバランスが改善し、系統全体での「不足」の発生頻度は減少する。インバランス料金の変動制となると、このような安定化作用が働くため、常に「不足」となりインバランス料金が容易に見通せてしまうということにはならないと考えられる。(余剰についても同様)
- ◆ また、全国大で不足か余剰かを判定する仕組みであれば、エリア内で寡占的な事業者であっても、インバランス料金を予見することは困難。

- スポット市場価格ベースとする場合、各地域ごとの需給調整コストの差異や、前日～実需給にかけての需給状況の変化は、そのままではインバランス料金に反映されない。
- これらの点については、下記のような対応策が考えられる。こうした対策を講じた場合でもコストとの乖離は残るが、スポット市場価格等を用いたインバランス精算がリアルタイム市場導入までの一時的なものであることや、インバランス料金制度を透明で分かりやすいものとするという観点を踏まえれば、コストとの厳密な整合を追求する必要性は薄いのではないか。

（１）各地域ごとの需給調整コストの差異



調整用に用いられることの多い電源の可変費（例：ピーク・ミドル電源の年間平均）がエリアごとに異なる部分については、これを補正する簡易的な調整項を置くことで一定程度反映可能。

（２）前日から実需給にかけての需給の変化

前日からGCまでの変化分



前日スポット市場価格に加え、一時間前市場の価格を考慮することで前日からGCまでの需給変動を精算価格に反映可能。
（例：前日スポット市場価格と一時間前市場価格を取引量に応じて加重平均する等）

GCから実需給までの変化分



GC～実需給にかけての需給の変化は、系統全体の需給状況に応じた調整項（前頁）により一定程度反映されることとなる。

- 需給調整に用いる調整力の実コストを用いる場合、平均費用と限界費用のどちらかを用いることが考えられる。
- 経済最適という観点からは、限界費用による精算が適当と考えられるが、上げと下げの調整の限界費用が異なることも踏まえると、インバランス料金に適用する価格は様々なパターンが考えられる(上げと下げのコストを使い分ける場合には不足と余剰のインバランスに値差が生じる)。

1. 平均費用と限界費用について

電源A	↑5万kW @20円
電源B	↑10万kW @16円
電源C	↑10万kW @14円
電源D	最大出力で運転しており出力増ができない
電源E	

(例)20万kWの上げ調整が必要であったため、電源B、Cに指令。

- ・平均費用: 15円/kWh
- ・限界費用: 16円/kWh

2. インバランス料金への適用について

※実運用においては、このように系統運用者がある30分間に上げ・下げ双方向の調整を行なうことが多い。

(例)ある30分コマの中で、20万kWの上げ調整と、40万kWの下げ調整の双方を実施。

上げ調整の場合		下げ調整の場合	
電源A	↑5万kW @20円	電源A	停止中であり出力減ができない
電源B	↑10万kW @16円	電源B	↓10万kW @14円
電源C	↑10万kW @14円	電源C	↓10万kW @12円
電源D	最大出力で運転しており出力増ができない	電源D	↓20万kW @10円
電源E		電源E	

インバランス料金への適用の様々なパターン

	上げ・下げを通算した費用を使用	上げ・下げの調整コストを使い分け(値差が生じる)
平均費用ベース	◆全体を加重平均した値である12.7円/kWhで精算	◆不足インバランスは上げ調整の平均値である15円/kWhで精算 ◆余剰インバランスは下げ調整の平均値である11.5円/kWhで精算
限界費用ベース	◆上げ・下げそれぞれの限界値の平均である13円/kWhで精算	◆不足インバランスは上げ調整の限界値である16円/kWhで精算 ◆余剰インバランスは下げ調整の限界値である10円/kWhで精算

※これら以外にも、上げと下げの調整量をネットtingした上で、その限界費用を用いる方法など、様々な方法が考えられる。

- リアルタイム市場創設以前においては、系統運用者は垂直統合されている自社の発電部門の電源を主に用いて需給調整を行うこととなるが、この電源は小売用途と調整用途が明確に区別されておらず、また、他社電源との競争が乏しいため、仮に入札を行ったとしても妥当性・透明性の高い価格指標を期待することは困難。
- そのため、実コストを用いる場合、①コストの妥当性・透明性の確保、②発電事業者のコストデータの取扱いにおける発電事業者の利害への配慮、③旧一般電気事業者の発電部門のみがインバランス料金を予見しやすいという公平性、といった課題が存在。
- これらのうち、①と②については解決策が相反する面があり、また、③については、本質的な解決には旧一般電気事業者以外の電源等の調整力としての活用が相当進むことが必要。

【課題1】コストの妥当性・透明性をどう確保するか

系統運用者が使用する調整力のコストについて、行政による監視や入札による調達など、適切な水準であることを担保し、多くの系統利用者の理解を得られる仕組みが必要。

⇕ 相反する面がある

【課題2】インバランス料金の透明性確保が必要であるが、競争部門である発電事業者のコストデータの公開は当該事業者の利益を害することにならないか

インバランスの精算に実コストを用いる場合、公開が必要であるが、どの電源のコストかについての特定をしないこと等により、発電事業者の競争上の地位への配慮は可能ではないか。

【課題3】各エリアの調整力の大部分を保有している旧一般電気事業者の発電部門は、インバランス料金水準を予見しやすい一方で、他事業者は予見しにくいいため、公平性という面で問題がないか

予見可能性を低下させるための方策を採れば、一定程度改善。本質的には、需給調整において旧一般電気事業者以外の電源やディマンドレスポンス等が相当程度活用されるようになることが必要ではないか。

- 市場価格連動とする方法と実コストベースとする方法については、それぞれ前述のような課題があるが、以下のように評価される。

方式	評価
市場価格連動	各課題に対し、前述のような各種の対応策により一定程度対応が可能であり、現実性が高い。
実コストベース	妥当性・透明性が高く系統利用者が広く納得できる価格を算出できるかについて、課題解決に時間を要する。



これらの点を考慮し、改革の第2段階においては、市場価格をベースとして算定した価格をインバランス精算に用いることとしてはどうか。（将来的に改革の第3段階で中立で透明なリアルタイム市場が創設された場合には、その価格を用いることとする）

- また、インバランス料金の設定においては、計画遵守のインセンティブを持たせることや、送配電事業者にとっての需給調整コストとの整合性を確保するといった観点も重要。



これら双方の観点をインバランス料金の中に織り込むため、インバランス料金の算定式においては、市場価格を基本としながら、

- ・インバランス料金が予見しにくい仕組みとすることにより、計画遵守のインセンティブを持たせるための調整項（ α ）と、
- ・需給調整コストの水準が地域によって異なる点をインバランス制度において一定程度反映するための調整項（ β ）という

二つの調整項を設ける（詳細は次ページ）。

- 前ページの基本的考え方に立脚し、改革の第2段階においては、以下の式で計算される価格をインバランス精算に用いることとしてはどうか。

インバランス料金の算定式（案）

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値}^{(注)} \times \alpha + \beta$$

（注）1時間前市場の厚みが乏しい状況では主にスポット市場の価格によって決まることとなる。また、1時間前市場については変動する価格を考慮した上で加重平均。

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

【趣旨】インバランス料金が予見しにくい仕組みとすることにより、計画遵守のインセンティブを持たせる。

30分ごとの需給状況によって、事後的にいずれかに決まる。

- ・全国大でのインバランスが不足の場合: $\alpha_1 > 1$
 - ・全国大でのインバランスが余剰の場合: $0 < \alpha_2 < 1$
- 〔個々の系統利用者が不足か余剰かによるインバランス料金の値差は生じない。〕

β : 各地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

【趣旨】需給調整コストの水準が地域によって異なる点をインバランス制度において一定程度反映する。

$$\beta = \text{当該エリアの年平均の需給調整コスト} - \text{全国の年平均の需給調整コスト}$$

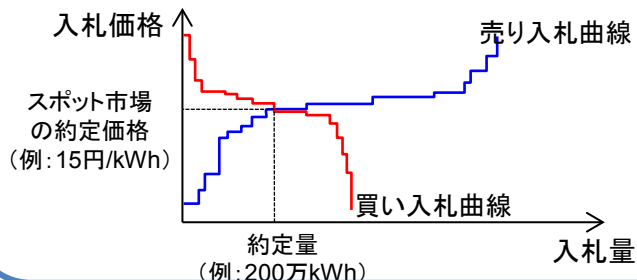
（備考）インバランスの発生状況など制度導入の効果や今後の市場動向によっては、インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映、価格の予見性や妥当性・透明性といった観点から、必要に応じ算定式やパラメーターの見直しを行うことも考えられる。

- 前ページの α については、 α_1 と α_2 を固定的に定める方法の他、需給状況に応じて変化させる方法も考え得る。
- 更に、実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法も考えられる(下図)。ただし、スポット市場が薄いままで推移するとインバランス料金が極端に振れる(更に薄ければ玉切れで定義できなくなる)おそれがあるため、この場合であっても何らかの上限値・下限値を定めることは必要。

(参考)2013年度のスポット市場の約定量は需要全体の約1.3%(年間で平均すれば約128万kWに相当)。なお、計画値同時同量に移行することやゲートクローズが1時間前となることなど、改革の前後で前提が大きく異なるが、現行制度では、一般電気事業者については販売電力量の3.7%のインバランス発生とみなすとともに、インバランス料金の算定式でもこの値を用いている。

- こうした方法も含め、 α の設定方法や具体的水準を更に検討していくこととしてはどうか。

前日スポット市場での取引



1時間前市場での取引

ザラバ方式での取引

インバランスの発生

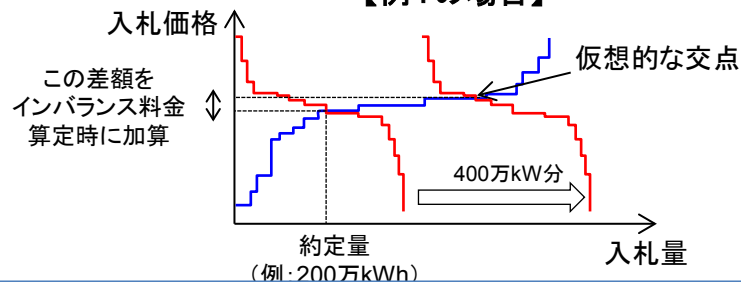
1時間前市場までの取引より後で生じた需要誤差や発電トラブル分がインバランスとなる。

例1: 系統全体で不足インバランスが400万kW発生

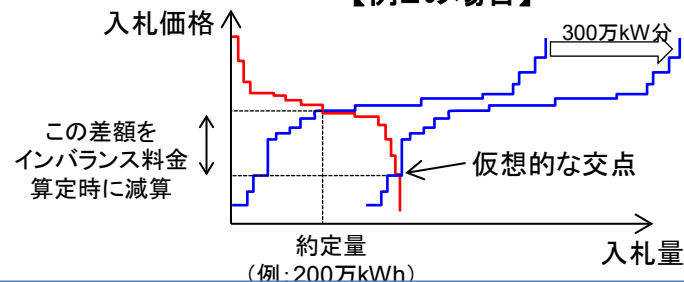
例2: 系統全体で余剰インバランスが300万kW発生

スポット市場でインバランス分の入札が行なわれていた場合の価格形成

【例1の場合】



【例2の場合】



英国（見直しを予定）

○ 英国では、規制当局(Ofgem)が本年5月に、下記の内容の制度見直し案を示し、2018年までの間に順次導入するよう提言。

- ① 規模の異なる事業者間の公平性の向上等を目的に、系統利用者のインバランスが不足か余剰かで価格を変えるdual price方式から、不足と余剰で値差が無いsingle price方式に変更。(下表参照)
- ② 需給状況を反映した適切な価格シグナルを発信するため、リアルタイム市場での落札分(50万kWh分まで)の加重平均を用いる方式から、限界価格を用いる方式に変更。
- ③ 需給逼迫時にインバランス料金に適切に上昇する仕組みとするため、逼迫度合いに応じて算定する価格がインバランス料金の下限値となる仕組みに変更。
- ④ 緊急的な需要抑制措置を発動した際には、停電の社会的コスト(value of lost load)をインバランス料金として利用

【現行制度】	系統全体で不足	系統全体で余剰	【見直し後】	系統全体で不足	系統全体で余剰
不足インバランスが発生した系統利用者	リアルタイム市場での落札分(上げ50万kWh分)の加重平均	卸市場価格連動	不足インバランスが発生した系統利用者	リアルタイム市場での上げ調整の限界価格	リアルタイム市場での下げ調整の限界価格
余剰インバランスが発生した系統利用者	卸市場価格連動	リアルタイム市場での落札分(下げ50万kWh分)の加重平均	余剰インバランスが発生した系統利用者		

ドイツ（2012年に見直し）

○ ドイツでは、2012年に下記の内容の制度見直しを実施。

- ① single price方式は維持しつつ、系統利用者がインバランス精算に頼る戦略的な行動を取ることを防ぐため、系統全体の需給状況に応じて価格を使い分け、卸市場での調整を促す制度を導入。(下表参照)
- ② 系統全体で上げ調整力の80%以上が発動された逼迫時にはインバランス価格を加算(下げ調整力が乏しくなった場合には減算)
- ③ リアルタイム市場における調整力の平均調達コストを用いる点については従来の制度を維持

【従来の制度】	系統全体で不足	系統全体で余剰	【見直し後】	系統全体で不足	系統全体で余剰
不足インバランスが発生した系統利用者	リアルタイム市場での平均調達価格		不足インバランスが発生した系統利用者	リアルタイム市場での平均調達価格 (ただし、当日の卸市場価格が下限)	リアルタイム市場での平均調達価格 (ただし、当日の卸市場価格が上限)
余剰インバランスが発生した系統利用者			余剰インバランスが発生した系統利用者		

- 不足インバランスの補給価格と余剰インバランスの買取価格に価格差を付けるかどうかについては、インバランス料金の算定単位(持ち替えを可とするかどうか)など、関連する論点と併せた検討が必要。
- 現行制度に最も近いのは、「持ち替え可」で「価格差が有る」下図①の組み合わせであるが、公平性の確保やインバランスの発生量の抑制などの観点を踏まえ、多面的な検討が必要。
- 価格差が無い場合にどれだけ計画遵守が図れるかや、持ち替えをしないことを原則とした場合に発電インバランスの発生という点で課題が生じる電源(出なり電源など)をどう扱うか、インバランス補給に必要な固定費の求償方法といった点について、どのように考えるか。

発電グループごとに算定 (持ち替えを可とする場合)

発電所(機)ごとに算定^(注) (持ち替えを不可とする場合)

価格差有り

①

現行制度に
最も近い

- グループ内での調整ができる点と、価格差がある点の双方で現行制度に近い(インバランスの発生量の抑制に最もつながりやすい)。
- 大規模な発電グループが有利。
- 値差を大きくすれば計画遵守のインセンティブを高めることが可能。

②

- 計画確定後の調整をすべて送配電事業者に委ねる点で現行制度と大きく異なる。
- 発電グループの規模による有利・不利の差が小さい。
- 値差を大きくすれば計画遵守のインセンティブを高めることが可能。

価格差無し

③

- グループ内での調整ができる点では現行制度に近い。
- 発電グループの規模による有利・不利の差が小さい。
- インバランス料金を事前に予見しにくい仕組みとすれば計画遵守のインセンティブが一定程度あるが、値差がある場合と比べれば限定的。
- インバランス補給に必要な固定費をインバランスを出した事業者だけに求償する制度にはならない。

④

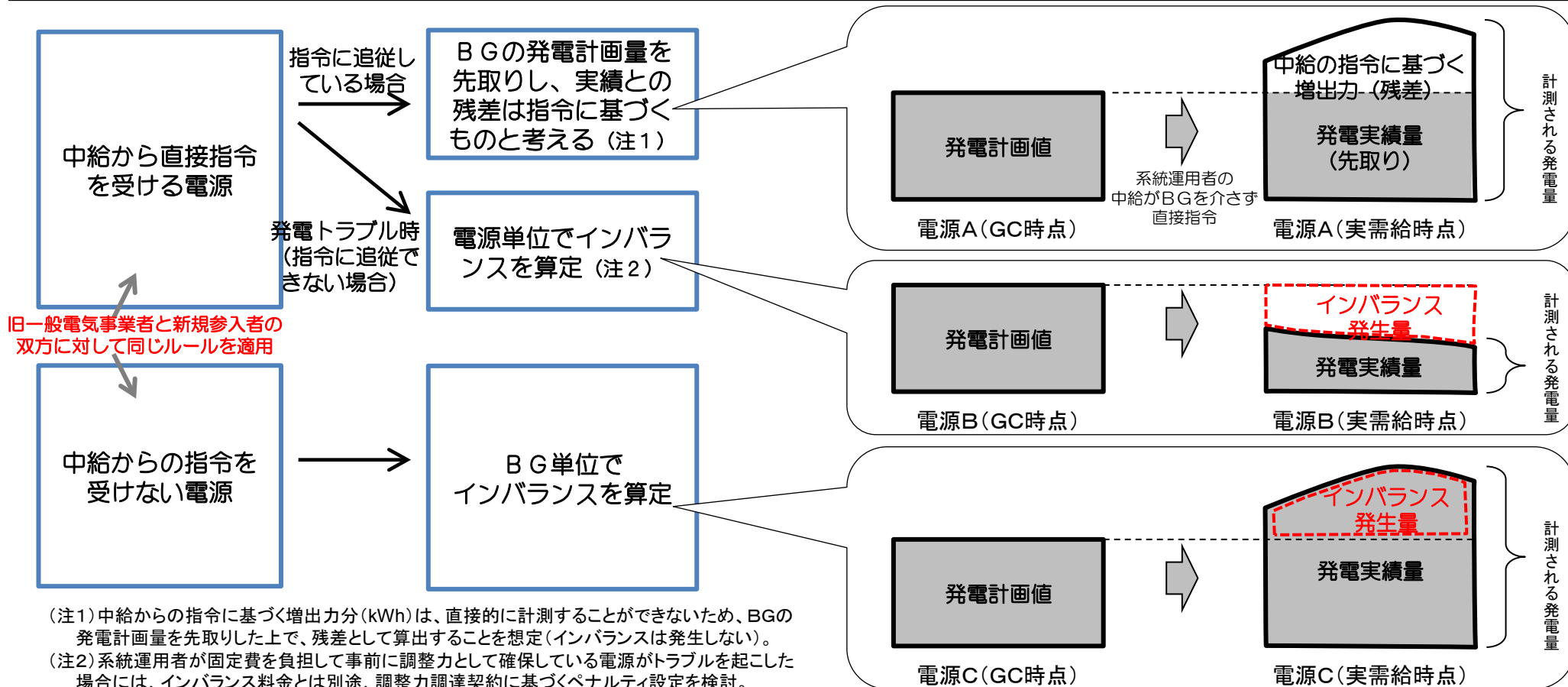
- 持ち替えができないため、発電グループの規模に関わらずインバランスが発生。
- 発電グループの規模による有利・不利の差が小さい。
- インバランス料金を事前に予見しにくい仕組みとすれば計画遵守のインセンティブが一定程度あるが、値差がある場合と比べれば限定的。
- インバランス補給に必要な固定費をインバランスを出した事業者だけに求償する制度にはならない。

(注)何らかのルールにより意図的な持ち替えを禁じることを想定。仮にそうしなければ、④の場合には、値差が無いため、電源トラブル時に他の電源で意図的に余剰インバランスを出すことで、金銭的ペナルティ無しに持ち替えと同じ効果が得られることとなる。

- 公平性の確保を重視する観点からは、値差の生じない方式（前ページの③又は④）が望ましい。
- 値差の生じない方式を取る前提としては、インバランス料金の予見可能性を低下させることが必要であるが、前述のとおり、系統全体の需給状況に応じてインバランス料金を変えることで予見可能性の低下が可能。
- 現状においてスポット市場価格が需給に応じて十分変動していることや、インバランス料金の算定式において全体の需給を加味することでインバランス料金の変動がより強まることになると考えられることから、値差の生じない方式を取ったとしても、系統利用者に対して計画遵守のインセンティブを与えることが可能。
- 方式③と④のいずれを取るかについては、需給調整の仕組みにもよるが、発電側インバランスの特定を次ページで後述する方法とすることを前提に、中給からの指令を受ける電源の発電トラブル時のインバランスについては④とし、指令を受けない電源については③としてはどうか。また、需要側インバランスについてはグループ単位での算定（③と同様）となる。

		①	②	③	④
インバランス発生量		○	○	△～○	△
規模の異なるグループ間の公平性	発電側	×	○	○	○
	需要側	×	×～△	○	○
電源運用の効率性		○	○	○	○
変動電源（F I T 電源を除く）への対応		○	△	○	△
市場の活用促進		△	○	△	○

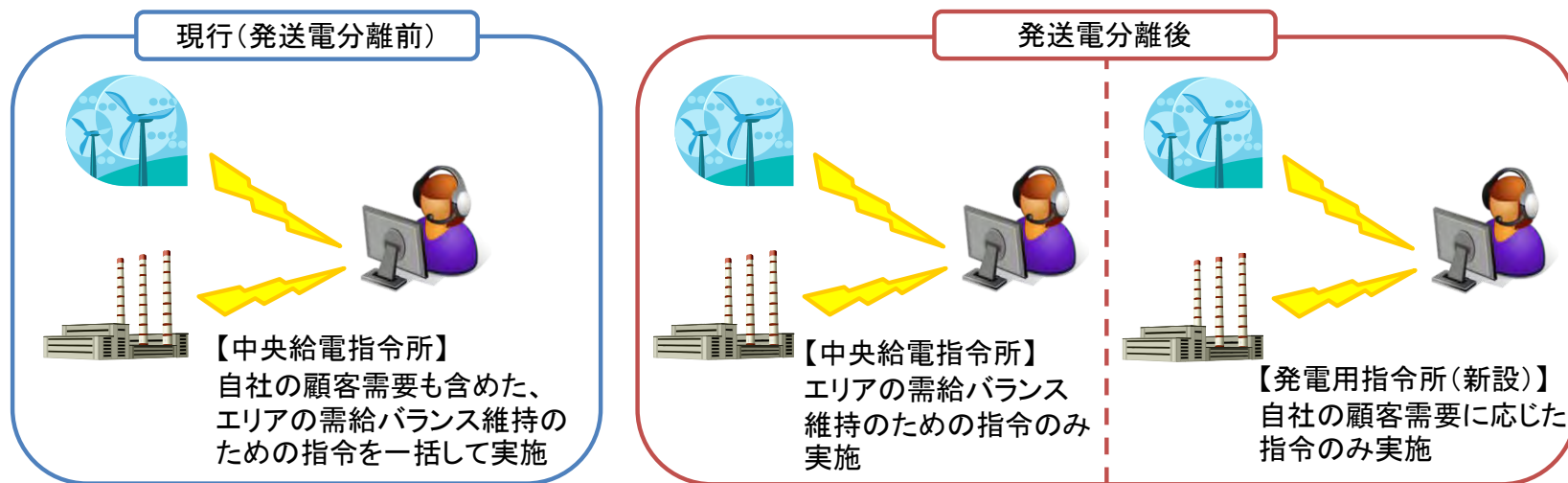
- 発電・送配電を一貫で行っている事業者における発電側インバランスの特定方法が継続検討課題(次頁参照)。
- 中給から指令を受けない電源については、BG単位での計画と実績の差をインバランスとし、他方、中給から直接指令を受ける電源については、指令に追従している時は平常時は計画と実績の差はすべて中給からの指令によるものとみなし、発電トラブル時は計画と実績の差をインバランスとして電源単位で精算することとしてはどうか。
- また、イコールフットイング確保のため、旧一般電気事業者と新規参入の発電事業者の双方に対し、同一ルールを適用してはどうか。



第10回電力システム改革専門委員会資料(抜粋)

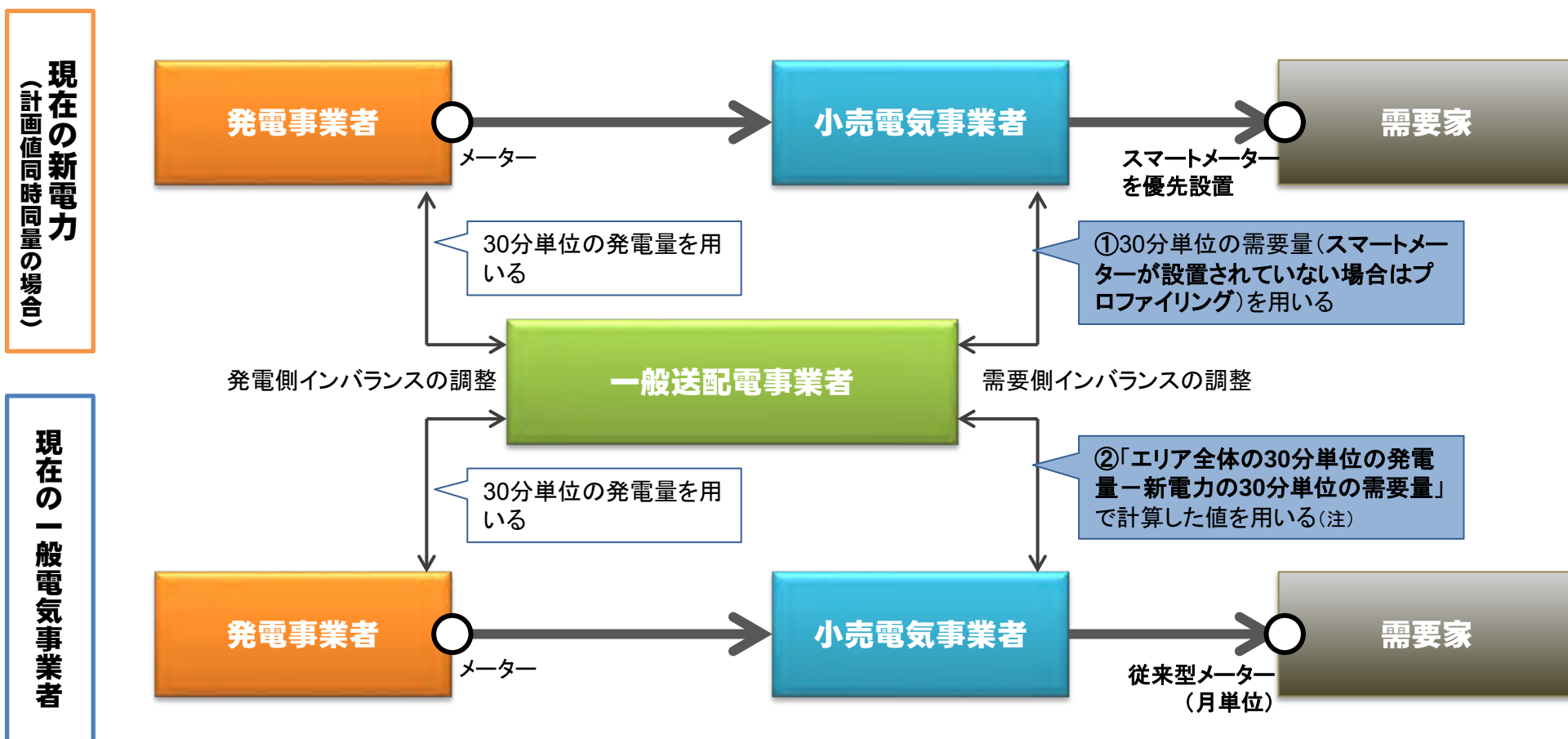
発送電分離前の一般電気事業者の発電側インバランスについて

- 一般電気事業者は、自社の顧客需要に対応するための電源への指令と、エリア全体の需給バランス維持のための電源への指令を同一の中央給電指令所から実施している。
- このため、計画値同時同量制度を導入した場合であっても、一般電気事業者の発電側インバランスを算定するのは非常に困難。
- したがって、発送電分離(機能分離or法的分離)を実施し、一般電気事業者の発電部門と送配電部門(系統運用機能)を分離するまでの間に限り、当面の措置として、『電源トラブル等に伴う全国融通受電量』を一般電気事業者の発電側インバランスと見なしてはどうか。



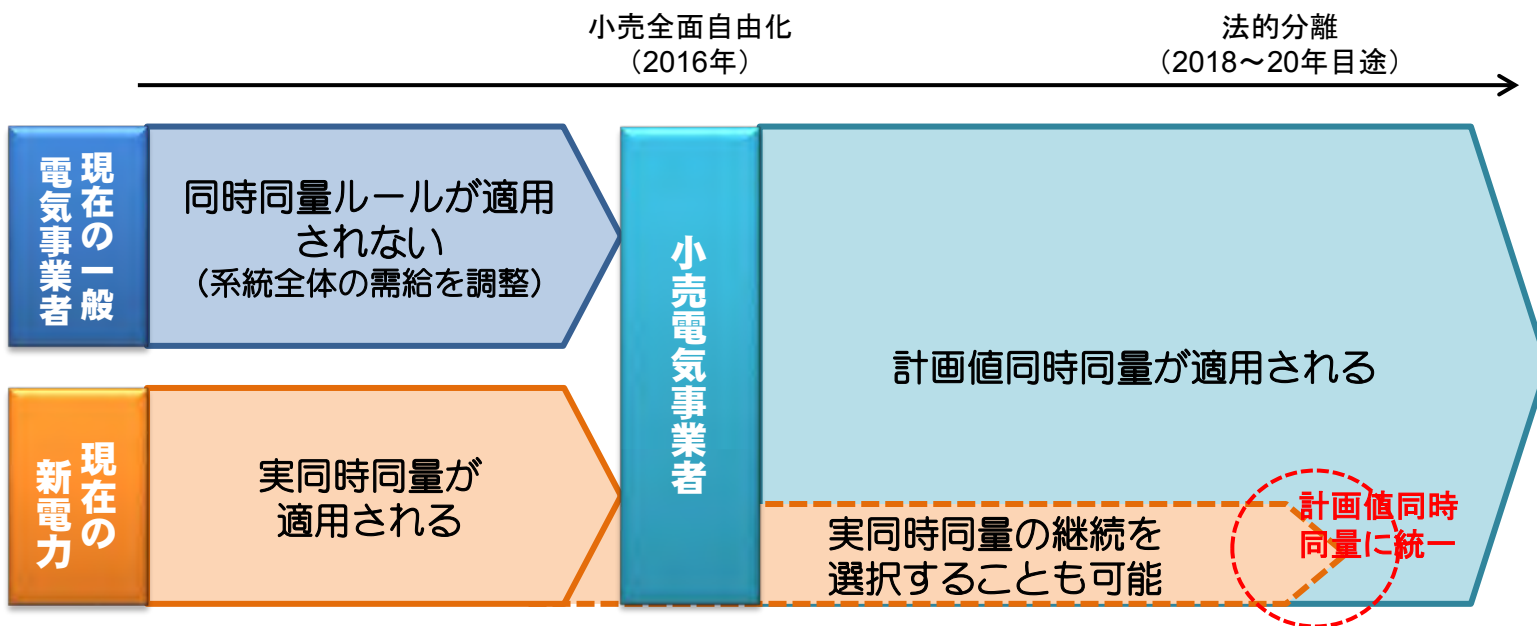
✓ 発送電分離後は、その他の発電事業者と同じ方法で発電側インバランスを算定可能に。

- 新電力については、スマートメーターを優先的に設置することとしているが、間に合わない場合にはプロファイリングの値を用いて同時同量を実施(下記①)。(←前回WGで提示)
- 一般電気事業者については、スマートメーターの設置が進むまでの間は従来型メーターが多く存在するため、スマートメーターの設置が完了するまでの間は、「エリア全体の30分単位の発電量－新電力の30分単位の需要量」で計算した値を用いて同時同量を実施することとしてはどうか(下記②)。



(注) その他、取引所販売購入電力量、地帯間販売購入電力量及び他社受電電力量等の加減が必要。

- 新電力については、既に実同時同量制度に対応したシステムを導入していることも踏まえ、専門委員会報告書において、実同時同量と計画値同時同量の選択制とすることとしている(参考参照)。
- 小売全面自由化後は、現在の一般電気事業者も新電力も「小売電気事業者」に一本化される。そのため、自由化後の各種ルールにおいては計画値同時同量を原則としつつ、既存の新電力(自由化実施時点における特定規模電気事業者)については実同時同量を選択することも認めることとしてはどうか。
- また、この選択制については、計画値同時同量制度の運用において大きな問題が生じない限り、法的分離の実施以降においては、計画値同時同量に統一することとしてはどうか。



(参考)電力システム改革専門委員会報告書における記述

5. 計画値同時同量の導入

(略) 競争市場においては両者の対等な関係(イコールフットイング)が求められるため(脚注)、一般電気事業者のインバランスを計画値と実績値の差異として算定できるよう、一般電気事業者に計画値同時同量制度を適用することが適当である。他方、新電力については現在既に30分実同時同量制度に対応したシステムを導入していることも踏まえ、30分実同時同量と計画値同時同量のいずれかを選択することを認める制度とすることが適当である。

(脚注) 送配電部門の一層の中立化を行うことにより、インバランス料金の透明性確保がなされた後の同時同量制度の在り方については、分離までの間に検討を行うこととする。

- 沖縄や離島については、本土から系統が独立しており、前日スポット市場や1時間前市場が成立しない可能性が高いことから、市場連動価格とするかどうかが論点となるが、以下のような考え方が考えられる。

1. 沖縄のインバランス料金

(考え方)

- ✓ 沖縄については、小売全面自由化を進める中で、競争環境への配慮が必要。また、現状ではインバランス料金の水準が本土と大きく変わらない。
- ✓ そのため、沖縄については、①本土の取引所価格を参照する市場価格ベースの方式とするか、②実コストベースの方式とするか、などの方法が考えられる。

(案1)市場価格ベース

- ◆ 本土と同様に、市場価格ベースとしつつ、 α や β の調整項を設ける算定式によりインバランス料金を算定。
- ◆ この場合、市場価格や α の値が、沖縄の電力需給状況との関係は薄い。

(案2)実コストベース

- ◆ 不足・余剰ともに、需給調整に用いられる調整力の30分単位の実コストを加重平均した値を用いる(値差は生じない)。
- ◆ 系統運用者が使用する調整力のコストについて、行政による監視や入札などにより、コストの適切性を最大限確保。
- ◆ この場合、電源の太宗を保有する沖縄電力の発電部門がインバランス価格を予見しやすいことや、調整に用いられる電源のコストが推測しやすいことが課題。

2. 離島のインバランス料金

(考え方)

- ✓ 離島でインバランス料金が適用されるのは、小売事業者が離島に参入した場合に限られる(送配電事業者が離島供給を行う場合はインバランス制度の対象外)。
- ✓ 需給調整コストの水準が本土よりも高く、また、簡素な制度が望まれる。
- ✓ そのため、30分毎の変動料金とはせず、需給調整コストや小売料金との整合性を考慮しつつ固定的なインバランス料金を設定してはどうか。

- ◆ インバランス料金の設定は各エリアの全離島で同一とする。
- ◆ 不足インバランスの精算には、需給調整に用いる調整力の実コストを加重平均した値を用いる(変動させない)。
- ◆ 余剰インバランスの精算には、離島供給約款に基づく平均収入(託送料金相当分を除く)を用いる(変動させない)。
- ◆ 系統運用者が使用する調整力のコストについて、行政による監視や入札などにより、コストの適切性を最大限確保。

2. FIT制度と計画値同時同量制度の関係について

- ◇小売全面自由化の実施後、計画値同時同量制度を導入することとしている。
- ◇他方、F I T制度との関係で以下のような課題が生じるが、これらの各課題をクリアしなければ計画値同時同量制度を導入することは困難ではないか。

課題1：全量での買取と計画発電量での買取

1. F I T制度においては、特定供給者と特定契約を締結した小売電気事業者が発電量の全量をF I T価格で買い取ることを前提としている。
2. 一方、計画値同時同量制度においては、小売電気事業者が発電者が設定した計画発電量と同量の電気を買い取ることを前提としており、計画発電量以上に発電した電気は一般送配電事業者がインバランス価格で買い取ることを前提としている。
3. このため、現行F I T制度を前提とすれば、F I T認定電源については、引き続き、小売電気事業者が発電量の全量をF I T価格で買い取る仕組みとすることが必要。

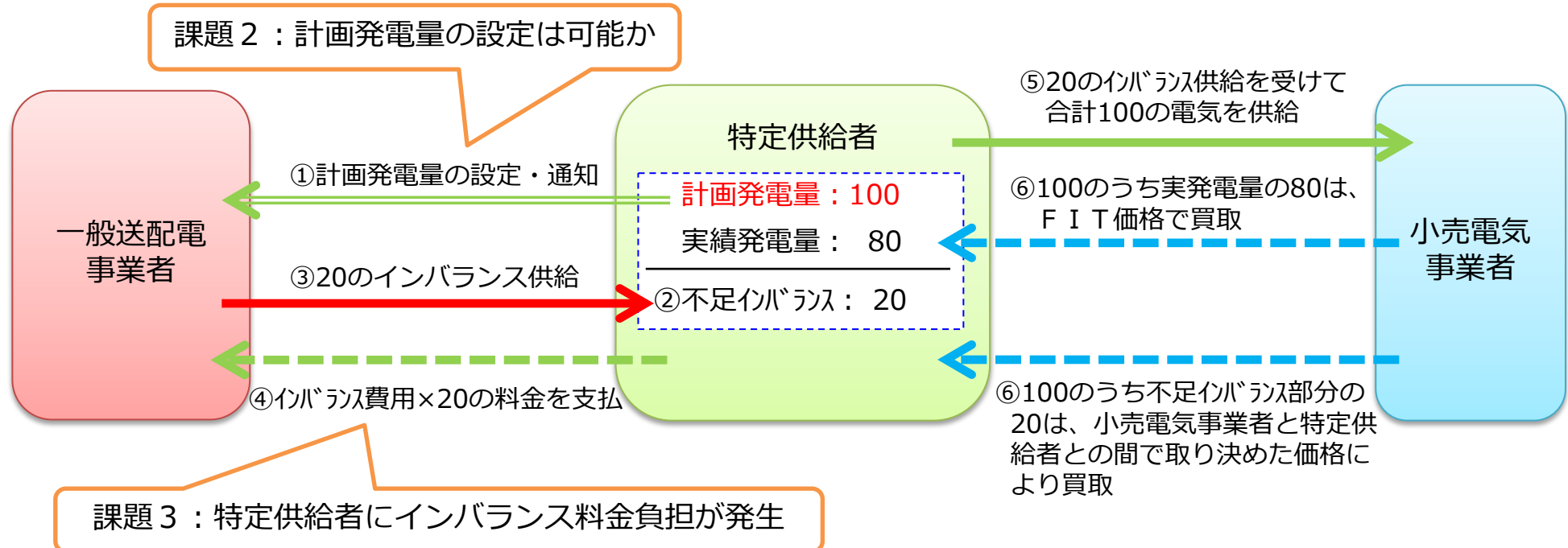
課題2：F I T認定電源を設置する者の日々の発電計画

1. F I T法上の特定供給者（F I T電源の認定を受け、小売事業者等と特定契約を締結した者）の中には一般家庭なども含まれるが、全ての特定供給者に対して日々の発電計画の作成・提出を求めることは非現実的ではないか。

課題3：F I T認定電源を設置する者の発電インバランス負担

1. 実同時同量制度においては、特定供給者の発電量にかかわらず、発電インバランスは観念されない。
2. 一方、計画値同時同量制度においては、発電インバランスが観念されることとなり、仮に日々の発電計画の作成・提出が可能であったとしても、F I T認定電源のうち風力・太陽光などの自然変動電源については実態として相当程度の発電インバランスが発生することが見込まれる。
3. F I T制度が再生可能エネルギー電源の設置・運用に係る費用を日本全体で負担することにより再生可能エネルギーを普及・促進することを目的とする制度であることに鑑みれば、現在の制度と同様に特定供給者にインバランス負担が生じない仕組みの導入が必要。

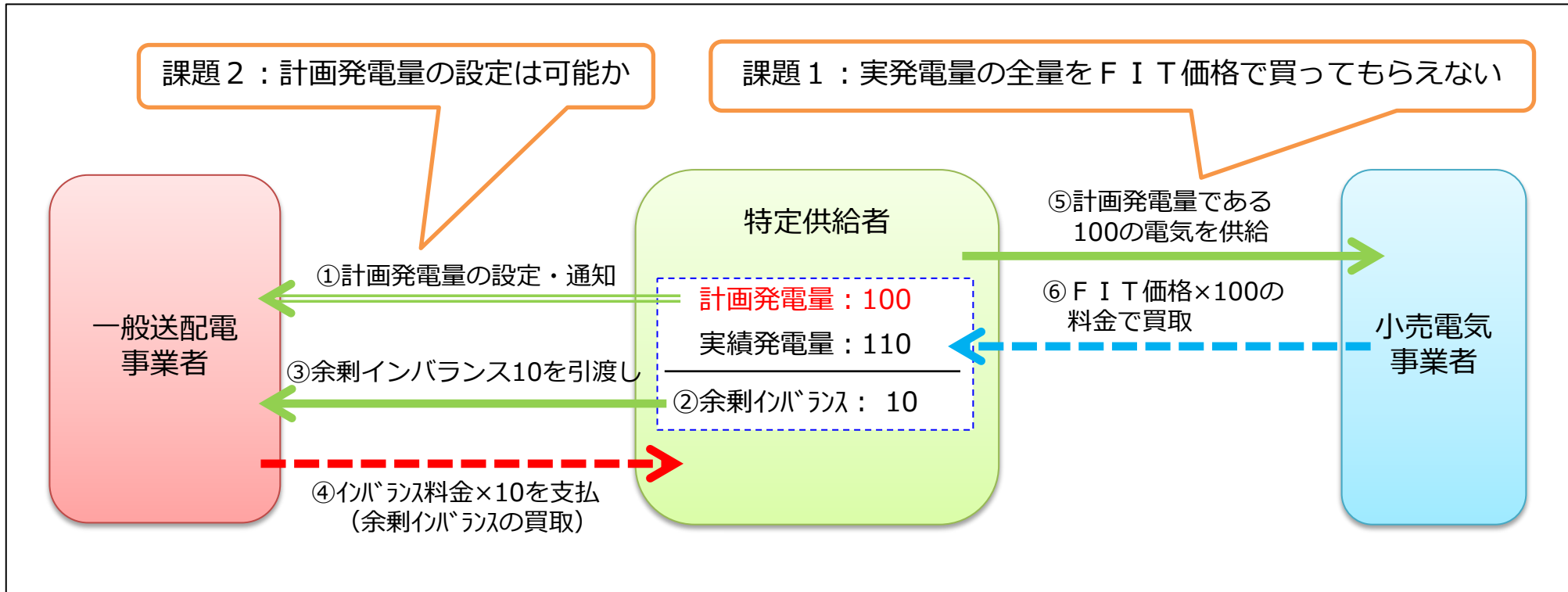
＜仮に F I T 認定電源に計画値同時同量をそのまま適用し、不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算＞



◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×F I T 価格】の収入を得られるが、不足インバランスの支払いが生じるため、現行の F I T 制度と比較して、【不足インバランス×（不足インバランス価格－小売電気事業者との間で取り決めた価格）】の分だけ収入が減少することとなる。

※小売電気事業者との間で取り決める価格を不足インバランスの価格と同額にした場合、特定供給者に負担は生じないが、小売電気事業者が高い価格で電気を調達することになるため、小売電気事業者に負担が生じることとなる。

<仮にFIT認定電源に計画値同時同量をそのまま適用し、余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算>



◇特定供給者は、結果的に、【計画発電量×FIT価格】の収入を得られるが、実発電量の一部は一般送配電事業者へ余剰インバランスとして引き取られるため、現行のFIT制度と比較して、【余剰インバランス×(FIT価格－余剰インバランス価格)】の分だけ収入が減少する。

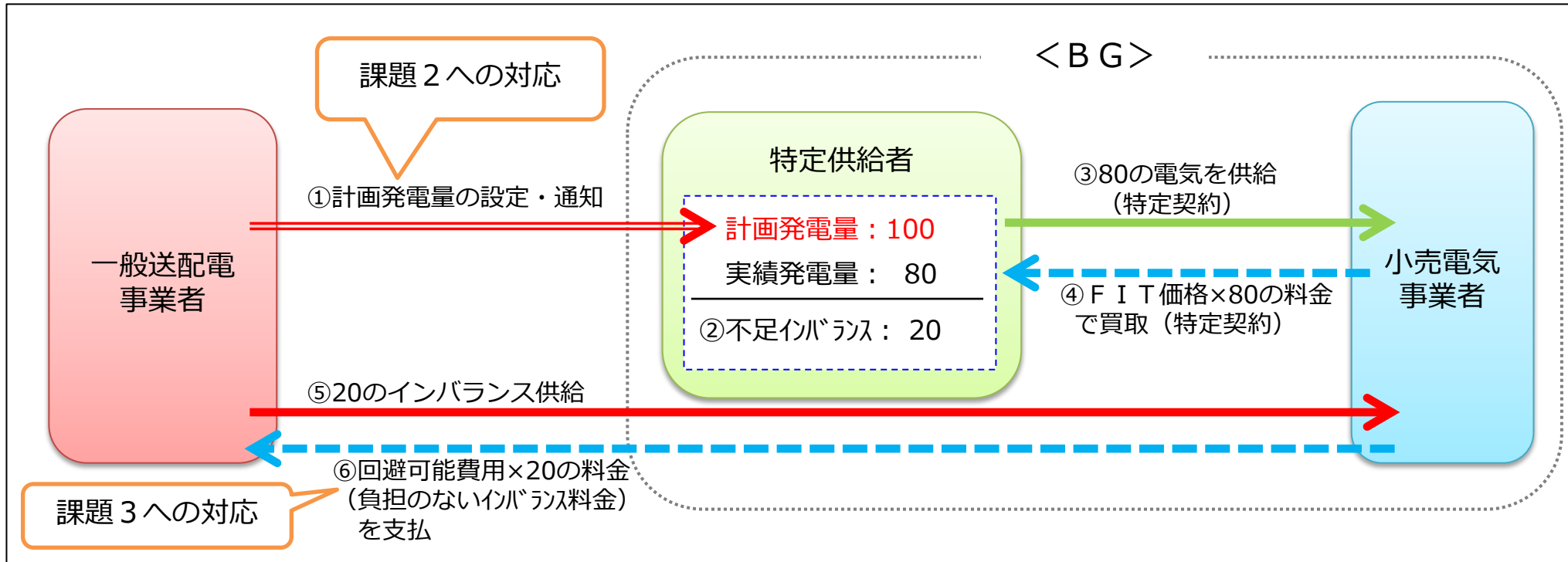
◇前3ページの各課題をクリアしつつ、FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図るため、以下のような仕組み（以下「特例制度」という）を導入してはどうか。

1. 特定供給者と小売電気事業者が特定契約を締結。
2. 特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結するFIT電源全体をインバランスの精算単位とする特別なバランシンググループ（BG）を設定。
3. BGに組み込まれた**特定供給者の計画発電量**は、当該FIT認定電源の出力・電源種等を踏まえ、**一般送配電事業者が設定**。【課題2への対応】
4. 計画発電量と実発電量の差分については、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算する仕組みとする。具体的には、
 - (1) **不足インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が実発電量をFIT価格で引き取ったうえで、不足分については負担の生じないインバランス料金（例えば、回避可能費用）により精算**。【課題3への対応】
 - (2) **余剰インバランスが生じた場合には、小売電気事業者が発電量の全量をFIT価格で引き取ったうえで、余剰分を一般送配電事業者に引き渡し、一般送配電事業者は小売電気事業者の負担が生じないインバランス料金（例えば、回避可能費用）を支払い**。【課題1への対応】

※具体的な電気の流れ、インバランスの精算については次ページ以降を参照

※特定契約を締結した小売電気事業者が実同時同量制度を選択する場合はこの仕組みの対象外となる

＜不足インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算＞

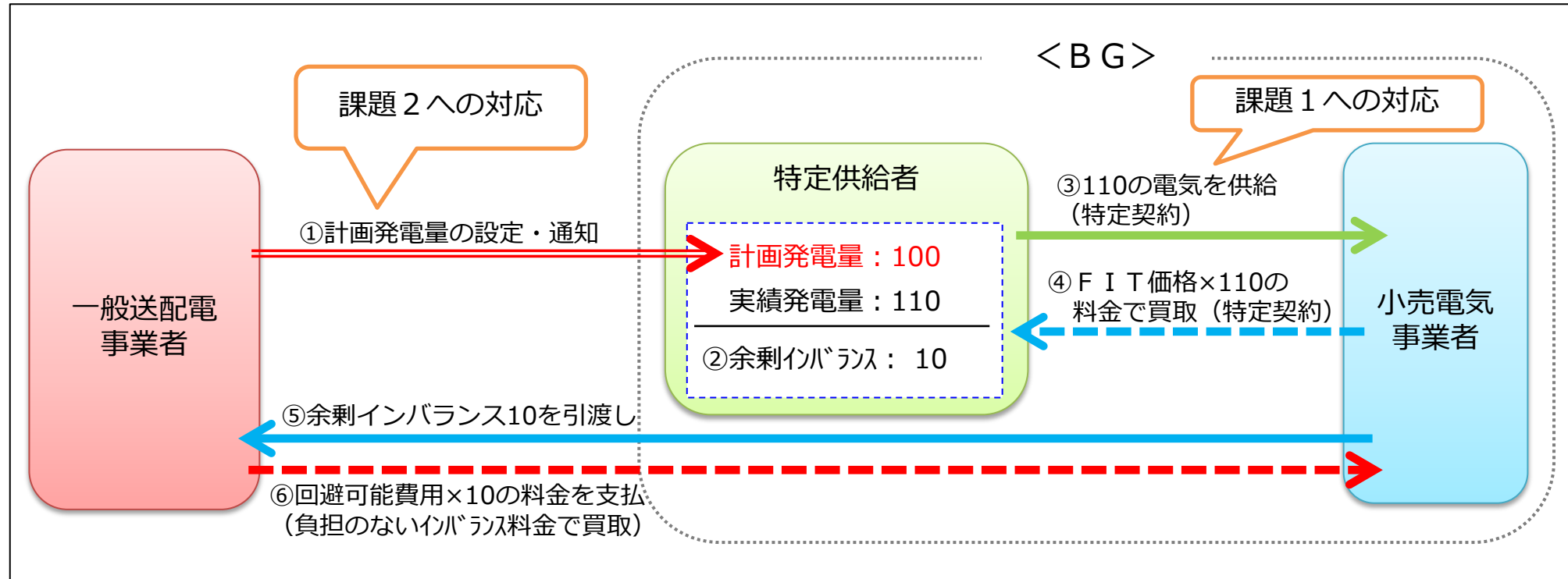


◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。

◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。

※FIT価格で買い取った部分については、費用負担調整機関から、【FIT価格－回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的に回避可能費用で買い取ったこととなる。

＜余剰インバランスが生じた場合の電気の流れ、インバランスの精算＞



◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られることとなる。

◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。

※余剰インバランス部分については、特定供給者にFIT価格を支払うこととなるが、一般送配電事業者から【回避可能費用】の収入、費用負担調整機関から【FIT価格－回避可能費用】の交付金が交付されるため、実質的な負担は生じない。

◇特例制度を導入する場合、各 F I T 電源の特性を踏まえ、どの電源を対象とするべきか。

電源種	発電量の決定要因	特定供給者による 計画発電量設定	一般送配電事業者によるエリア単位での 計画発電量設定	再生可能エネルギー比率
太陽光	エリアの天候 ※いわゆる自然変動電源	非常に困難	平滑化効果による 優位性あり	100%
風力	エリアの風況 ※いわゆる自然変動電源	非常に困難	平滑化効果による 優位性あり	100%
地熱	個別サイトの蒸気量 ※いわゆる自然変動電源	比較的容易	優位性なし (設定は可能)	100%
水力	個別サイトの水量 ※いわゆる自然変動電源	比較的容易	優位性なし (設定は可能)	100%
バイオマス	特定供給者の 燃料投入量	比較的容易	優位性なし (設定が困難)	数%～100% ※混焼の場合、FIT対象外の 電気が混在
一般火力 (参考)	事業者の燃料投入量	容易	優位性なし (設定が困難)	0%

◇例えば、バイオマス発電については、

- ①発電量が特定供給者の燃料投入量により決定されること（一般送配電事業者による発電量の設定が困難）
- ②特定供給者自身が計画発電量を設定することが比較的容易であること（P.24の課題2、3が生じない）
- ③バイオマス混焼の場合、その発電する電気に F I T 対象の電気と F I T 対象外の電気が混在することから、特例制度の適用対象外とする考え方もありうるがどうか。

◇この場合、P.24の課題1との関係については整理が必要（次ページを参照）

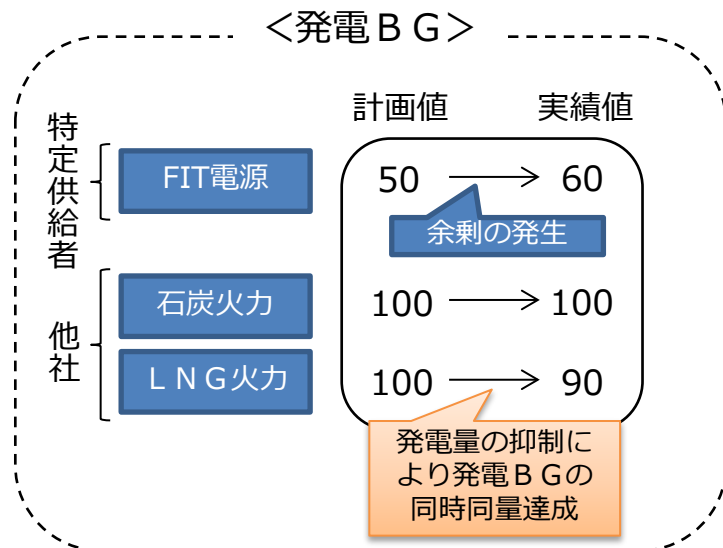
◇仮に特定のFIT電源を特例制度の対象外とする場合、P.24の 課題1 との関係を整理することが必要。

◇課題1 については、以下のいずれかの方法により、対処することが考えられるがどうか。

※なお、特例制度の適用を受けたくない特定供給者が以下の方法を採用することも可能。

＜方法1＞

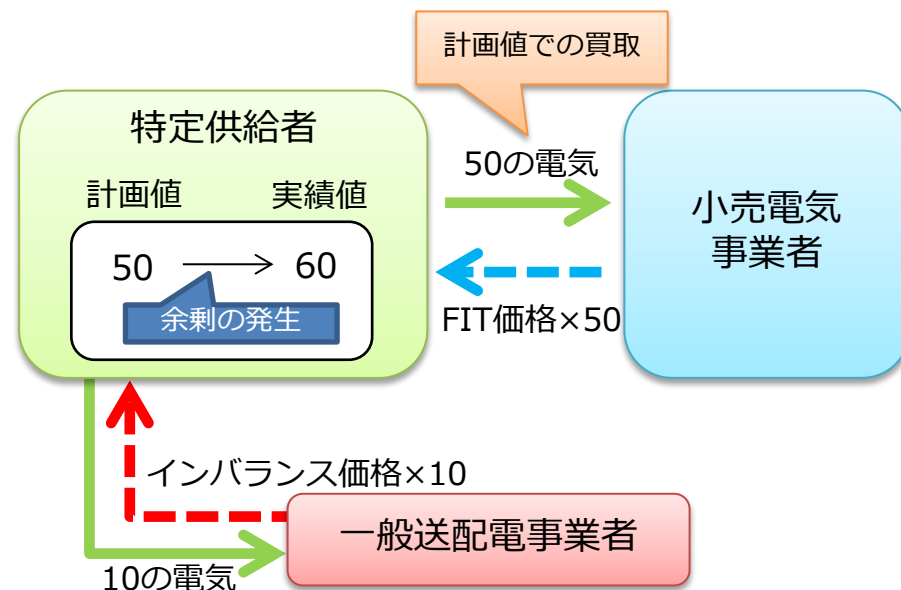
- 他の発電事業者と発電バランシンググループ（B G）を組成することにより、特定供給者が計画発電量以上に電気を発電した場合には、他の発電事業者が自社の発電量を抑制することにより、発電B G全体での同時同量を達成



※インバランス制度全体の設計において、発電B Gの組成を認めないこととする場合には方法1は採用できない

＜方法2＞

- 特定契約において、小売電気事業者は特定供給者が設定する計画発電量と同量の電気を買い取ることとする。
- 発電余剰については、一般送配電事業者が通常のインバランス価格で買取。



論点1：一般送配電事業者はどのようにして計画発電量を設定するか

- ※一般送配電事業者が設定する計画発電量の精度向上に資するよう、FIT認定電源のうち、例えば、一定規模以上のものや、地熱発電や流れ込み式の水力発電などについては、計画発電量の提出などの情報提供を求めることも必要ではないか
- ※一般送配電事業者が設定する計画発電量については、事後的に検証を行い、継続的な精度向上を図っていくべきではないか

論点2：回避可能費用の考え方について

- ※計画値同時同量制度においては、FIT電源を含む全ての電源から発電される電気について、一般送配電事業者がインバランス調整を行ったうえで小売電気事業者に引き渡されることになるため、変動のない成型された電気となる
- ※変動しない成型された電気は、実同時同量制度において小売電気事業者が引き取ることとなる変動する電気と比較して電気価値が高いと考えられるが、回避可能費用の考え方を見直す必要はないか

論点3：一般送配電事業者はどのタイミングで計画発電量を設定するか

- ※小売電気事業者は設定された計画発電量を所与として、その他の電源調達を行うこととなる

論点4：一般送配電事業者から小売電気事業者への計画発電量の通知など、具体的な業務フローをどのように設定するか