

回避可能費用算定方法の見直しについて

資源エネルギー庁
2015年6月24日

1. 小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法の検討
2. 固定価格買取制度と計画値同時同量制度の整合性を図るための仕組み(FITインバランス特例①、②)における回避可能費用の算定方法

【買取制度運用ワーキンググループ委員等名簿】 ※五十音順、敬称略

(委員)

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所エネルギー工学連携研究センター准教授
大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科教授
崎田 裕子 ジャーナリスト・環境カウンセラー NPO法人持続可能な社会をつくる元気ネット理事長
佐藤 泉 佐藤泉法律事務所弁護士
馬場 旬平 東京大学大学院新領域創成科学研究科准教授
松村 敏弘 東京大学社会科学研究所教授
山内 弘隆 一橋大学大学院商学研究科教授
山地 憲治 公益財団法人地球環境産業技術研究機構理事・研究所長 <座長>

(オブザーバー)

一般社団法人太陽光発電協会、一般社団法人日本風力発電協会、株式会社エネット、電気事業連合会、一般社団法人日本卸電力取引所、株式会社サミットエナジー(第6回会合のみ)、山形県庁(第6回会合のみ)

【買取制度運用ワーキンググループ開催実績】

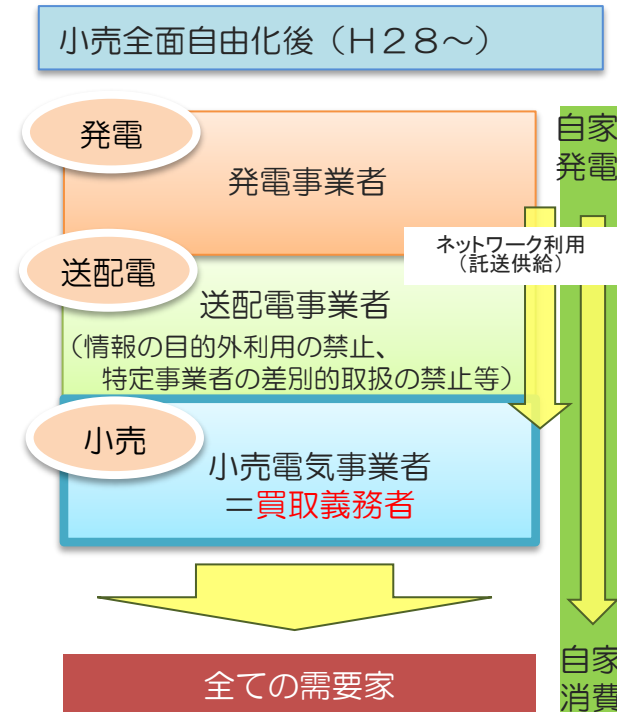
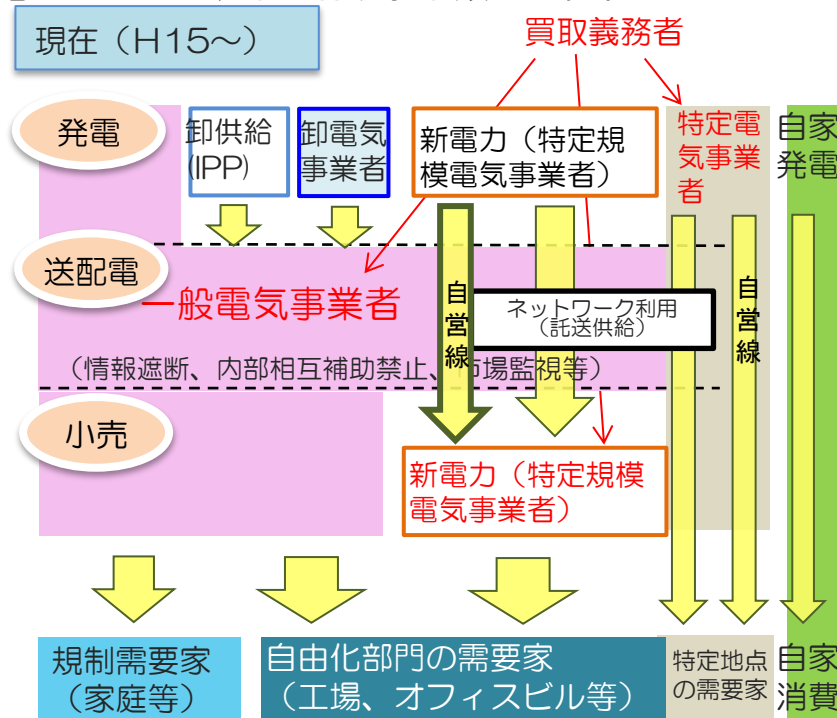
第4回会合 3月4日(水)
第5回会合 3月31日(火)
第6回会合 5月18日(月)

1. 小売全面自由化後の回避可能費用の 算定方法の検討

小売全面自由化後における回避可能費用の算定方法見直しの必要性

- 回避可能費用の算定方法について、現行ルールは、垂直一貫体制を前提として、再生可能エネルギー電気の調達が増加することにより、買取義務者である一般電気事業者が自社電源を調整する（短期的な焚き減らしから長期的な電源構成まで含む）ことを前提として回避可能費用を算定し、その結果を加重平均することにより、同じく買取義務者である新電力及び特定電気事業者の回避可能費用を算定するという構成を採用している。
- 小売全面自由化後は、①事業者概念が変わり、ライセンス制の導入により垂直一貫体制がなくなる、②経過措置があるものの、総括原価方式が廃止され、発電原価の算定が困難となる、③卸電力市場の活性化が期待され、制度上もインバランス料金が市場価格連動となる、等の変化が生じる。
- したがって、小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法については、自由化後の買取義務者である小売電気事業者による電気の調達実態に合わせ、回避可能費用の算定方法の考え方そのものを再設定すべきではないかとの前提で議論を行った。

<電力システム改革に伴う事業類型の見直し>



【参考】小売全面自由化後のインバランス料金の算定式

インバランス料金の算定式

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

(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。

- ・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。

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。

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。

小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法の検討(1)

- 買取制度運用ワーキンググループでの議論においては、小売全面自由化後の回避可能費用について、下記のような背景を踏まえ、原則として小売全面自由化後の新規買取契約は市場価格に連動する方式に移行すべきとの意見が多数であった。他方、既存買取契約については、小売料金への影響の観点から一定の激変緩和措置を講ずることが適切との方向性が示された。
- なお、小売電気事業者はゲートクローズ(1時間前)まで、スポット市場及び1時間前市場の両方を利用して電気の調達を行うことが想定されることから、新たな回避可能費用単価としては、インバランス料金の考え方と同様に、スポット市場価格と1時間前市場価格の加重平均値を用いることとなった。

回避可能費用を市場価格連動に見直す背景

1. 電力システム改革を通じ、従来の一般電気事業者を中心としたシステムが改革され、総括原価方式が将来的に撤廃されることから、回避可能費用の価格指標として「一般電気事業者が支出を免れた平均費用ベース」を採用できなくなり、新たな価格指標が必要になる。
2. 電力システム改革を通じ、卸電力市場の流動性が増大し、市場価格の指標としての役割が高まることが期待される。これを踏まえ、小売全面自由化後の「インバランス料金」も市場価格連動になる。
3. 市場価格と現行の回避可能費用の構造的な値差を利用して、小売電気事業者が転売益を得られる状況は国民負担増加に繋がる問題であり、取引所に転売することで、再エネが安く調達できたメリットが需要家に還元されないといった事態を防ぐ必要がある。

小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法(詳細)

1. 回避可能費用として使用すべき市場価格指標

- スポット市場と1時間前市場の加重平均(30分値をそのまま用いる)

2. 回避可能費用を設定する上で考慮すべき事項

- スマートメーターによる30分電力量が利用できない場合は、プロファイリングで対応
- 通常時はシステムプライスを採用するが、市場分断が生じる場合はエリアプライスとする。
- 離島の場合は、市場価格連動ではなく、一般送配電事業者のエリアごとに、離島の需給調整に用いる調整力の実コストをもとに算出
- 回避可能費用が買取価格を上回る場合、原則、買取義務者が費用負担調整機関に対し、回避可能費用と買取価格の差分を支払う(実際には、交付金の算定の際に相殺する)。ただし、離島の場合は、恒常的に回避可能費用が買取価格を上回る場合もあると考えられることから、そのような案件については、交付金の申請を行わないこととする。なお、これにより、回避可能費用と買取価格の差分だけ、離島供給コストとして託送料に上乗せされる費用が圧縮されることとなる。
- 小売全面自由化後は、全ての小売電気事業者(現一般電気事業者と現新電力)で同様の扱いとする。

3. 変動性電源と非変動性電源の扱い

- 両者に差を設けない(ただし、将来において、容量市場が整備された場合には、必要に応じて、その価格を長期契約の回避可能費用に反映することを検討する)。

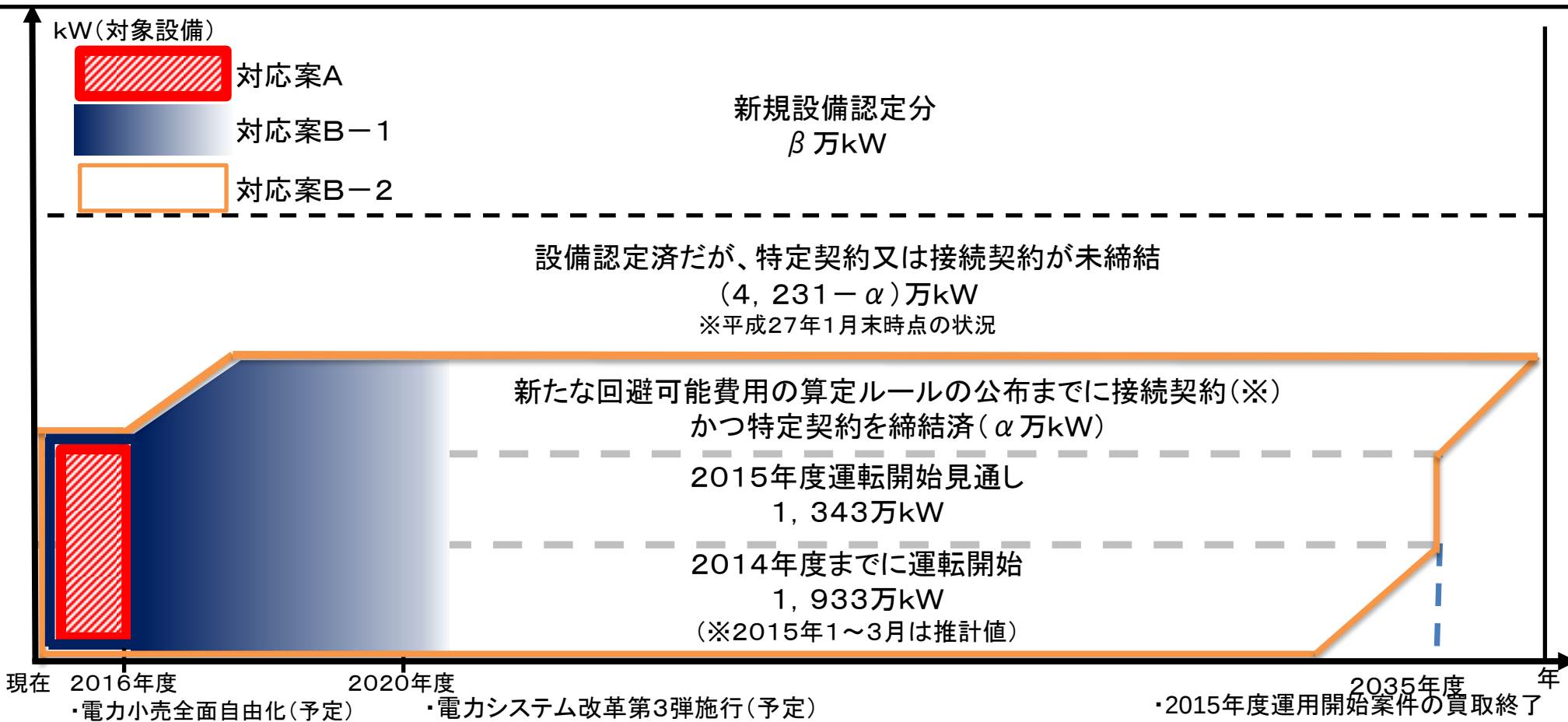
小売全面自由化後の回避可能費用の算定方法の検討(2)

ワーキンググループにおける議論の概要(市場価格連動した場合の影響及び経過措置について)

1. 回避可能費用を市場価格に連動することについて、一部の新電力等(オブザーバー)からは、以下のような主張がなされた。
 - ①再エネを市場価格より安く調達できなくなり、新電力にとって再エネを買い取るインセンティブがなくなる。
 - ②新電力にとっての電気の調達単価が変動することになり、経営リスクが高まる。
 - ③現行の回避可能費用と市場価格の構造的な値差を原資に再エネ事業者にプレミアムを支払うこととしており、回避可能費用が市場価格に連動されれば、その原資が捻出できなくなり、発電所の維持ができなくなる。
2. 上記のような主張も踏まえ、ワーキンググループにおいて、以下のような整理がなされた。
 - ①FIT制度上、小売電気事業者は「買取義務者」であり、正当な経済的補償(交付金)を得ることになっているのみであり、そもそもFITは小売電気事業者に対して「買取インセンティブ」を与える制度ではない。
 - ②回避可能費用は法律上、「再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額」と定義されている。これまでも、電力会社の料金改定や燃料費調整制度にリンクして変動してきたように、固定的に低い水準を保証しているものではない。そもそも、震災以降、市場価格が比較的高水準で推移しているものの、これは電力の需給が比較的厳しいことを反映しており、中長期的には、原発の再稼働の状況や再エネ導入によって変動し得るのではないかと。
 - ③発電所の採算性はFIT価格で保証されているものであり、発電所の採算性を維持するために低い回避可能費用を前提として買取価格において任意にプレミアム付けを行ったとしても制度上保証されるものではない。
3. これらの議論を受けて、経過措置を設けることは特定の事業者の利益を守ることにつながるため、本来設けるべきではないとの委員意見が多数であった。しかし、一部の新電力は、需要家と複数年契約を締結しており、一切の経過措置なしで市場価格連動に移行するならば、短期的には小売価格への反映が難しく、社会的混乱を招きかねないため、一定の激変緩和措置を講ずることについて検討を行った。

回避可能費用の算定方法の見直しに係る激変緩和措置のイメージ

- 回避可能費用の算定方法の見直しの経過措置について、以下の3つの案について比較検討を行った。
- 中長期的には、(現行の回避可能費用の考え方の前提となる)総括原価方式も廃止される中で、事業者が既存小売契約の見直しを行うことと合わせ、本来であれば、速やかに既存案件の回避可能費用も市場連動に移行すべきとの意見が多数であった。
- 他方、既存買取契約への影響(主に新電力の観点)を鑑みて、小売事業者が回避可能費用の見直しに伴う採算性の変動分を電気料金に反映させる期間として、一定の激変緩和措置を講ずる方向となった(具体的には、当面の間(例えば5年程度。遅くとも経過措置料金の廃止まで)、現状の回避可能費用を適用する(対応案B-1))。



※接続申込みから270日を経過しても接続契約の締結に至っていない旨の電力会社からの証明があれば、当該期間が経過した時点をもって、接続契約を締結した案件と同じ扱いとする。

【参考】 現行の回避可能費用単価と市場価格の比較

■ 現時点において、現行の回避可能費用単価は市場価格より低い水準になっている。

平成27年6月における回避可能費用単価（平成26年4月1日以降に再エネ特措法第6条第1項の認定を受けた設備）

一般電気事業者	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
回避可能費用単価（円/kWh）	9.85	10.00	12.47	11.86	6.97	11.39	8.41	8.49	9.77	8.32
（参考）告示により定める販売電力量シェア（％）	4%	9%	31%	15%	3%	17%	7%	3%	10%	1%

特定電気事業者・特定規模電気事業者（※）	全国
回避可能費用単価（円/kWh）	10.99

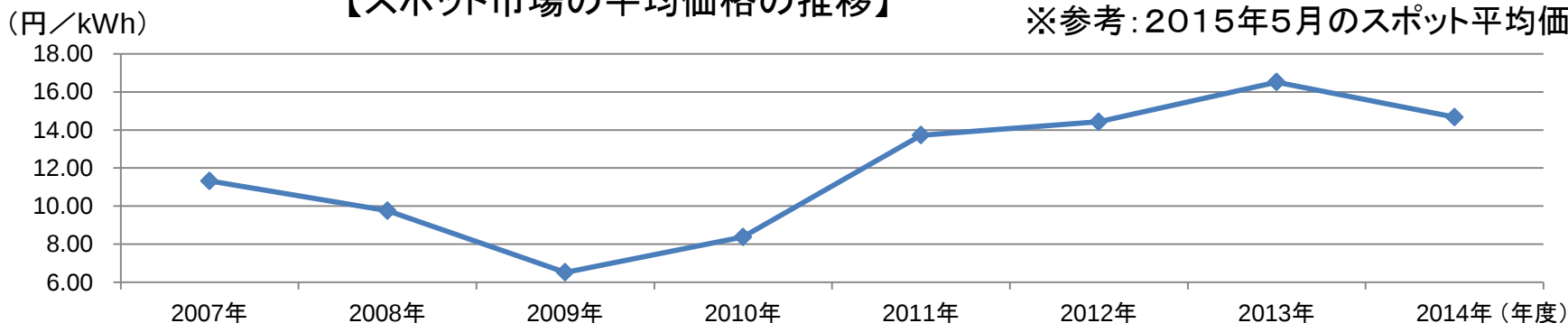
※一般電気事業者各社の回避可能費用単価に各社の販売電力量シェアで加重平均した単価。

日本卸電力取引所におけるスポット市場の平均価格（平成26年4月1日～平成27年3月31日）

スポット市場の平均価格	14. 67円
-------------	---------

【スポット市場の平均価格の推移】

※参考：2015年5月のスポット平均価格：11. 00円



○清水貴之議員(維新)

四月一日の日本経済新聞に出ていた記事で、転売をしている業者の話なんですけれども、電力小売が企業に売るより市場価格の方が高いですから、直接企業に売るんじゃなくて一旦市場の方に流してしまうと、大体十円前後で売っているものが十五円とか二十円とかで売れるから、その分の差益というのが利益になっていると。大体一億円を超える利益を得たケースがあると。その買って売る差の分というのは、政府からの補助金が大抵二十円出ているということですから、言ったら国民のお金が入っているわけですね。それを本当は小売にしなきゃいけないのに、市場の方が高いからと流してしまっただけで利益を得ている。だったら、国民負担をもっと減らせばいいわけですから、こういうところも、額にしたらそれほど、でも一億円出たら大きいですよ。大きな額になっていますので、この辺りもしっかり見ていっていただきたい。

こういう、不正とまでは言えないのかもしれませんが、ある意味抜け道的なところ、国民負担を減らすための少しでも努力をしていただきたいと思うんですが、まずはこの現状についてどう把握していच्छやって、どう対策取っていくつもりか、お聞かせいただけますでしょうか。

○政府参考人(木村陽一省エネルギー・新エネルギー部長)

御指摘について申し上げますと、現在、再生可能エネルギーの買取りに伴って一般電気事業者が支出を免れた平均費用ベースというものを中心的な価格として考えておりまして、仮に卸電力市場の取引価格がこれより高い場合は、確かに買い取った再生可能電気を市場で転売することで利益が上げられるという構造になっているということは事実でございます。現在、国民負担によって御指摘のとおり支えられている制度でございますので、こうした状況を見直すべく、回避可能費用につきましては卸電力市場価格に連動する方式に今見直しを進めているところでございます。

仮にこの方式にしますと、市場に転売しても利益が発生することはございませんので、引き続き問題意識を持って検討を進めてまいりたいと考えてございます。

○清水貴之議員

ということは、やはり今市場で売って利益を得ている業者がいるというのは問題であるという認識を持っていらっしゃるということよろしいですかね。

○政府参考人(木村陽一部長)

その点については、そのような認識で私どもとしても考えてございます。

【参考】 小売電気事業者の買取・販売と国民負担との関係(イメージ)

1. 現行の回避可能費用(※)の場合(買取価格が32円の10kW以上の太陽光である場合、新電力への交付金は20円、一般電気事業者への交付金は18円～25円)

※新電力: 約12円、一般電気事業者: 約7円～14円の場合

(1) 新電力が現行の回避可能費用で買取



(2) 新電力が現行の回避可能費用+プレミアム(2円)で買取



※一部の一般電気事業者と同等の水準

(3) 新電力が現行の回避可能費用で買い取るが、市場に転売する



2. 回避可能費用を市場価格連動(2014年度平均は約15円)に見直した場合(買取価格が32円の10kW以上の太陽光である場合、新電力、一般電気事業者への交付金はともに17円に減少)

(1) 新電力が現行の回避可能費用で買取(既存案件: 激変緩和措置の対象)



(2) 新電力が現行の回避可能費用+プレミアム(2円)で買取(既存案件: 激変緩和措置の対象)

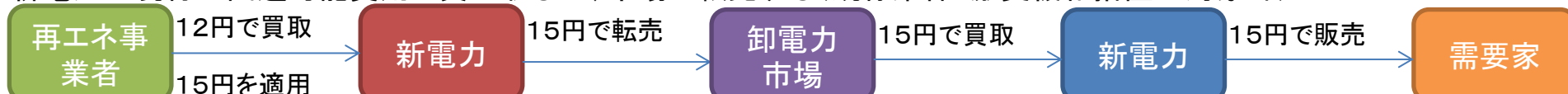


※一部の一般電気事業者と同等の水準

(3) 新電力が市場価格で買取(新規案件)



(4) 新電力が現行の回避可能費用で買い取るが、市場に転売する(既存案件: 激変緩和措置の対象外)



※現実には別途、託送料金等が必要となるため、あくまで電源コスト部分について模式化したもの。

【小売全面自由化後の回避可能費用について】

- ✓ 小売全面自由化を見据えるとともに、需給調整を反映するためには、市場価格連動ベースとすることに賛成。ただし、卸電力市場の厚みが今後どうなっていくのか気になる。
- ✓ 100万kWの売電源が減少した際のシミュレーションだけをもって市場に厚みがあるとは言えないのではないかな。
- ✓ 卸電力市場に厚みが足りないことは市場連動を否定する理由にならない。むしろ、回避可能費用を市場連動にすることで、電力システム改革による卸電力市場の更なる活性化を期待したい。
- ✓ 現在の新電力のシェア約4%に対し、卸電力市場のシェアは約1.3%あるので、必ずしも厚みがないとは言えないのではないかな。
- ✓ 市場価格連動ベースに賛成だが、計算に手間がかかることや予見可能性が低くなることに対する懸念はあろうかと思う。
- ✓ 運用可能であれば、スポット市場の48コマの価格をそのまま使うべき。
- ✓ 裁定取引ができる構造的要因をなくすべき。市場価格連動ベースにすれば、この構造的な要因を小さくできる。
- ✓ 細かく見ていけば、市場価格はそれぞれの小売にとっての本当の回避可能費用ではないかもしれないが、電源をいつでも市場に出せると考えれば適切ではないかな。

【回避可能費用を設定する上で考慮すべき事項について】

- ✓ 経過措置の必要性はない。特定の事業者を守るように見える。一部の事業者の利益のために経過措置を入れると、高い負担を国民に強いることになる。
- ✓ 事業はリスクを負ってやるものであり、これまではある意味制度の欠陥について行われているもので保護すべき対象ではないことから経過措置は不要。
- ✓ 経過措置がない方がすっきりするが、新電力を育てる観点から経過措置は必要。
- ✓ 理屈的には経過措置は必要なし。ただ、再生可能エネルギー事業が立ち上がったばかりであり、経過措置を考慮してもよいのではないかな。
- ✓ 仮に経過措置を設ける場合でも、認定ベースではなく、運転開始ベースで厳格的に運用すべき。
- ✓ 固定価格買取制度は回避可能費用が低いほど交付される交付金が増えるため、再生可能エネルギー電気の価値を下げる方向にインセンティブが働くことになっており、おかしい。本来、価値の高い再生可能エネルギーの値段は高くあるべきであり、再生可能エネルギー価値を正當に評価するためには、FITではなくFIPに移行すべき。

【経過措置の必要性和その内容について】

- ✓ オブザーバーの主張は発電事業と電力小売事業を混同している。発電事業はFIT価格で保証されているはず。回避可能費用は外生変数ではなく、実際に再エネが何の電源を代替されたのか、内生変数としてとらえるべき。
- ✓ 今の卸電力取引所における取引価格の水準はおかしい数字とはいえない。
- ✓ 問題は小売契約との関係。小売で長期契約を結んでいる実態がないとすれば、事務局の激変緩和措置案で十分。
- ✓ FITは再エネ最大限導入のため、国民負担によって支えられた仕組み。国民負担を最小化する観点から、FIT関係事業者は最大限努力すべき。
- ✓ 電力自由化という環境変化の中で、回避可能費用を市場連動させていくことに賛成。ただし、一生懸命取り組んでいる事業者にとっていきなりの制度適用が非常に困るということであれば、事務局の激変緩和措置案に賛成であり、2020年という目安も妥当だと思う。
- ✓ 新電力が、「制度変更が全く想定されなかった」と主張されたが、電力自由化はこれまで何年もかけて議論してきた話で、関係する諸制度見直しの議論も多々行われている中、全く想定しえなかったという主張に賛同しかねる。
- ✓ 本来なら経過措置は不要。ただし、どうしても激変緩和が必要であれば、案B-1(5年程度の措置)が妥当。
- ✓ 新電力から、非変動電源に限定して激変緩和が必要だという予想よりマイルドな要望があった。
- ✓ ベース電源の確保という面で、新電力が圧倒的に不利な状況にあるのは共通の認識で、電力システム改革の中で受け止めるべきものと理解。
- ✓ 地産地消は推進されるべき。ただし、回避可能費用を低く抑えることではなく、FIT価格で考慮すべき話。
- ✓ 地産地消や非変動電源は全電源のごく一部。これを救うために、全電源に激変緩和措置を求めるのは非効率的。仮に、地産地消や非変動電源が1%の場合で、全電源に激変緩和措置を講じた場合、賦課金に100倍の影響を与えることになる。
- ✓ 激変緩和措置を設ける場合でも、平成26年以前のものについて、全電源平均可変費、という明らかに低すぎる算定方法によって守られる既得権益を保護すべきでない。激変緩和措置は、26年度より前のものと26年度以降のものとの2種類ではなく、26年度以降のもの1種類にすべき。
- ✓ 原発再稼働が進めば、市場価格だけでなく、全電源平均可変費も下がってくる。そうすれば、既得権益を守る効果が更に強くなる。よく考えるべき。
- ✓ 転売への対応策さえすれば問題が解決されたというのは安易な発想。小売に用いていても、回避可能費用が安いことによる既得権益は保護されている。5年程度に限定された激変緩和措置もセットでなければならない。

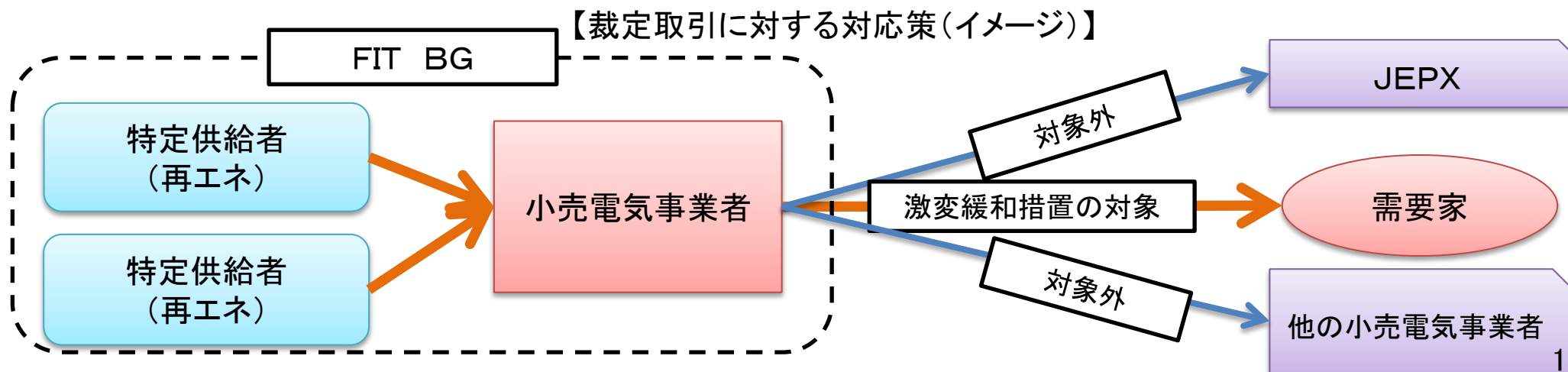
激変緩和措置を講じる場合の付随事項

(1) 不当な裁定取引に対する対応

- ✓ 不当な裁定取引の防止策を講ずる。例えば、小売全面自由化以降に激変緩和措置を利用したい場合、他の（火力等の）電源と切り離してバランシンググループを形成することとする。引き続き、バランシンググループから最終需要家に直接販売を行っている場合には、激変緩和措置の対象とし、取引所での取引や相対での転売を実施した再エネ電源については、（買取事業者が変更される場合と同様に）新制度の回避可能費用に移行（下図参照）。

(2) その他留意事項

- ✓ 新ルール施行後に特定契約の相手方（小売電気事業者）を変える場合には、小売電気事業者は新たに買い取ることを前提に小売契約を締結すると考えられるため、変更契約の対象となるすべての設備について新たな算定方法を適用。
- ✓ 激変緩和措置を廃止する際に、仮に小売電気事業者の競争条件に著しく影響を及ぼす懸念がある場合には、政府として、廃止にあわせて必要な措置を講ずることを検討する。
- ✓ その上で、小売全面自由化後、様々な環境変化（例えば、容量市場の創設や卸電力市場における変化など）が想定されるため、それを踏まえた回避可能費用の見直しがあり得る。その際、原則として、見直された回避可能費用をその時点での既存案件も含めて適用する。



2. 固定価格買取制度と計画値同時同量制度の整合性を図るための仕組み（FITインバランステ例①、②）における回避可能費用の算定方法

固定価格買取制度から見た計画値同時同量制度に対応するための課題

- 小売全面自由化の実施後、計画値同時同量制度が導入されることとなっている。
- 他方、固定価格買取制度との関係では、計画値同時同量に対応するために、以下のような課題が生じると考えられる。

課題1：計画発電量を超えた量の買取義務の扱い

1. 固定価格買取制度においては、特定供給者(FIT電源の認定を受け、小売電気事業者等と特定契約を締結した者)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固定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、計画値同時同量制度を前提とした場合、特定供給者が計画発電量を超えた電気の買取を小売電気事業者に求めたとしても、買取を拒否されることとなる。

課題2：特定供給者が発電計画を作成することが困難(特に変動電源の場合)

1. 固定価格買取制度上の特定供給者の中には一般家庭なども含まれるが、全ての特定供給者が日々の発電計画の作成・提出を行うことは困難。

課題3：特定供給者に発電インバランス負担が発生

1. 現在の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しないこととされている。
2. 一方、計画値同時同量制度においては、特定供給者にも発電インバランスが発生することとなり、仮に特定供給者が日々の発電計画の作成・提出できたとしても、買取対象電源のうち風力・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. 発生した発電インバランスを、特定供給者の負担に寄せると、全量買取としていることとの間の整合性が課題となる。

特例制度①と特例制度②の比較

	計画発電量の 設定主体	インバンスリスクを負う 主体	インバンスの 精算単価	計画発電量の精度向上 インセンティブ
特例制度①	一般送配電事業者	一般送配電事業者	FIT制度における 回避可能費用	一般送配電事業者
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者	通常のインバンス料金	小売電気事業者
通常の計画値 同時同量制度	発電事業者	発電事業者	通常のインバンス料金	発電事業者

特例制度①と特例制度②における回避可能費用の考え方

○上表のとおり、特例制度②においては、現行の実同時同量制度における特定規模電気事業者と同様に小売電気事業者が調達リスクを負うこととなる一方、特例制度①においては一般送配電事業者がインバンスリスクを負うこととなり、小売電気事業者は一切調達リスクを負わないこととなる。

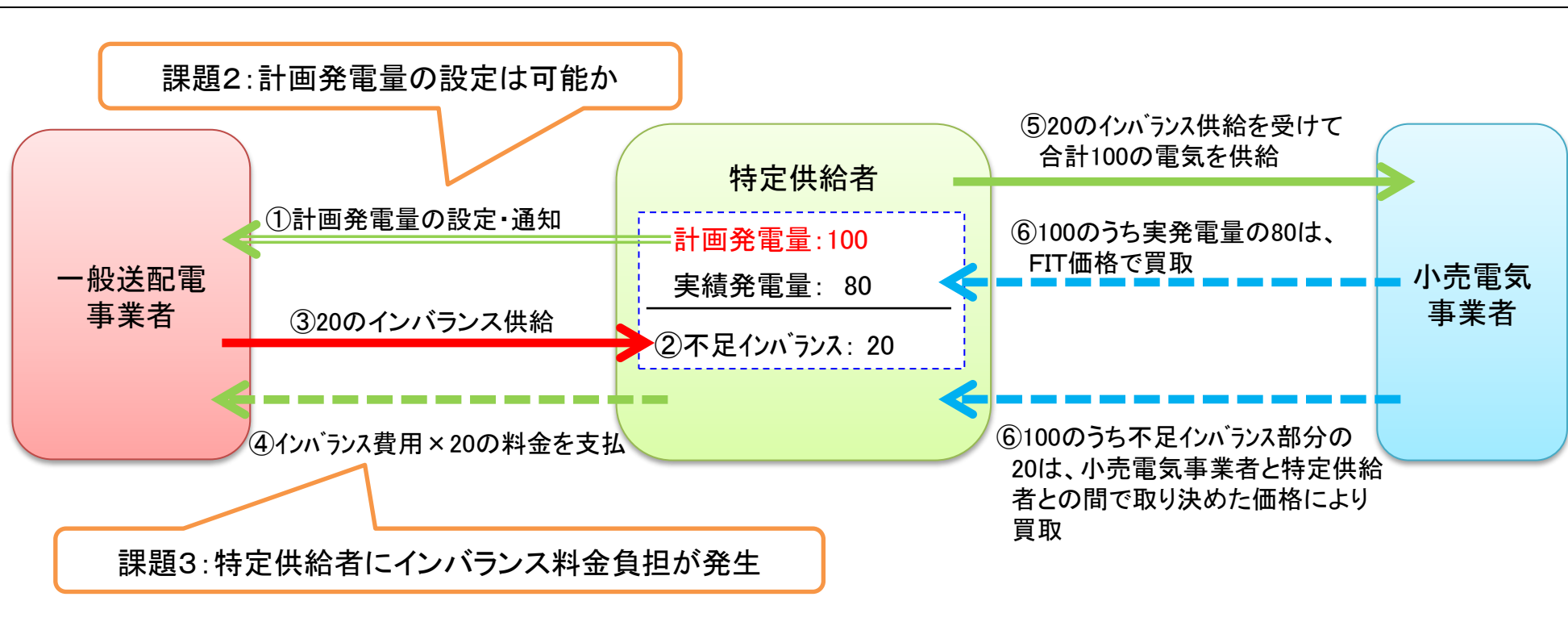
○このため、特例制度①の回避可能費用は、特例制度②の回避可能費用と比較して高めに設定されることも一案として考えられるが、特例制度②における回避可能費用の具体化について、FIT制度全体の検討を行っている「総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会」にて検討することとする。

(注)化石燃料混焼バイオマスについては、下記①～③の基準を全て満たすことから、原則として、特例制度①の対象外とすることが適切との議論がなされた。なお、その他の再エネ電源については、特例①、②を選択できることになる。

- 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計画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
- ③バイオマス混焼の場合、その発電する電気にFIT対象の電気とFIT対象外の電気が混在すること

【参考】計画値同時同量制度を導入する上での課題

<仮にFIT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>

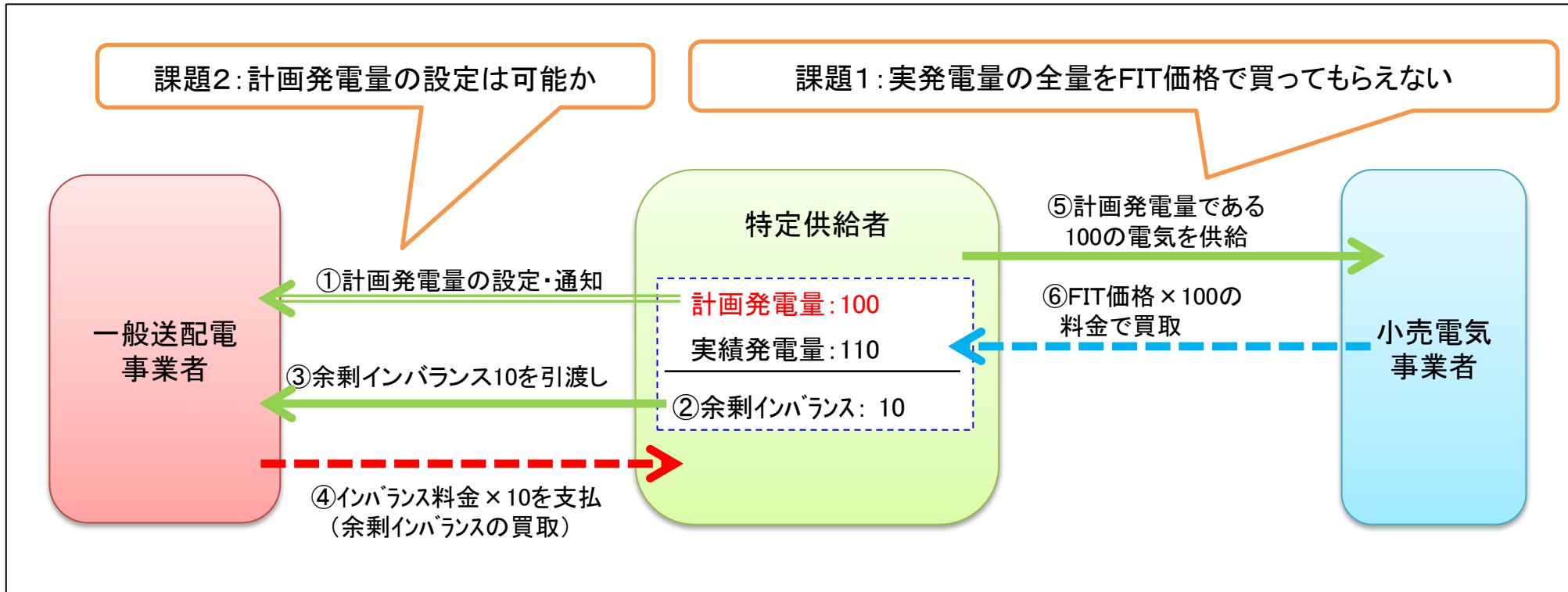


◇特定供給者は、結果的に、【実発電量×FIT価格】の収入を得られるが、不足インバランスの支払いが生じるため、現行のFIT制度と比較して、【不足インバランス×(不足インバランス価格－小売電気事業者との間で取り決めた価格)】の分だけ収入が減少することとなる。

※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。

【参考】計画値同時同量制度を導入する上での課題

＜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＞

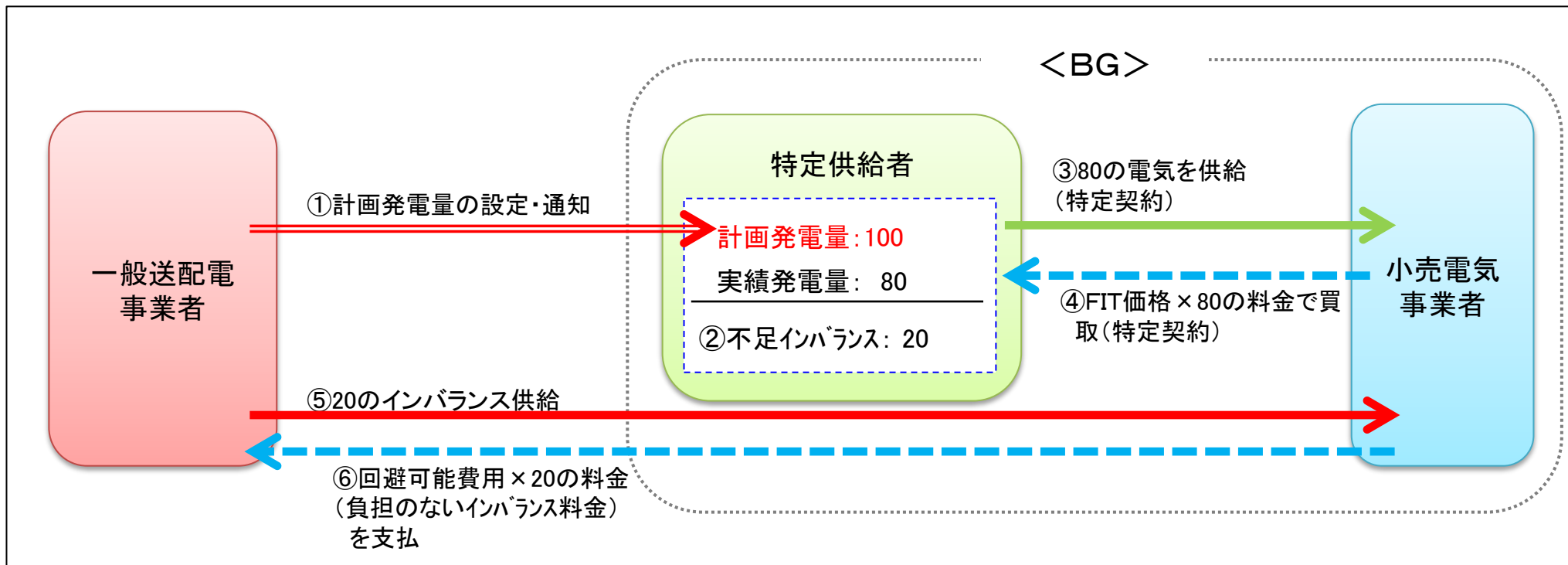


◇ 特定供給者は、結果的に、【計画発電量 × FIT価格】の収入を得られるが、実発電量の一部は一般送配電事業者へ余剰インバランスとして引き取られるため、現行のFIT制度と比較して、【余剰インバランス × (FIT価格 - 余剰インバランス価格)】の分だけ収入が減少する。

【参考】特例制度①における電気の流れ、インバランスの精算

一般送配電事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度①)

<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。

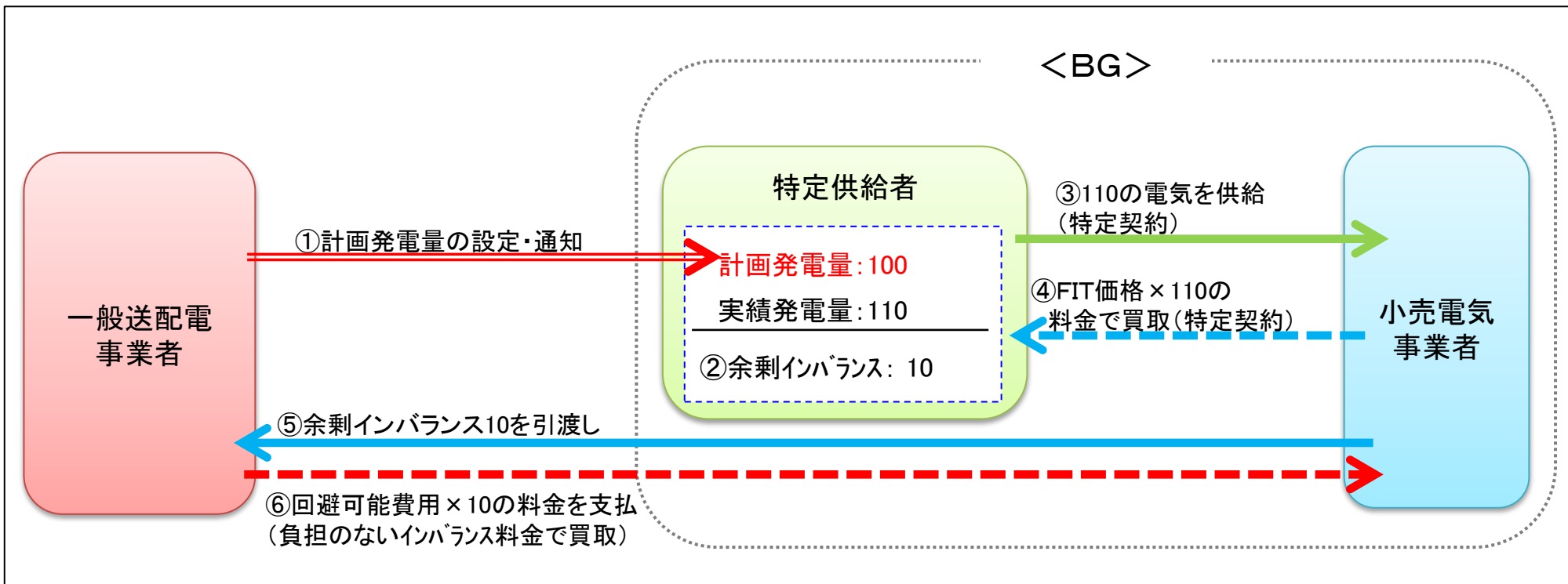
◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。

※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。

【参考】特例制度①における電気の流れ、インバランスの精算

一般送配電事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度①)

<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。

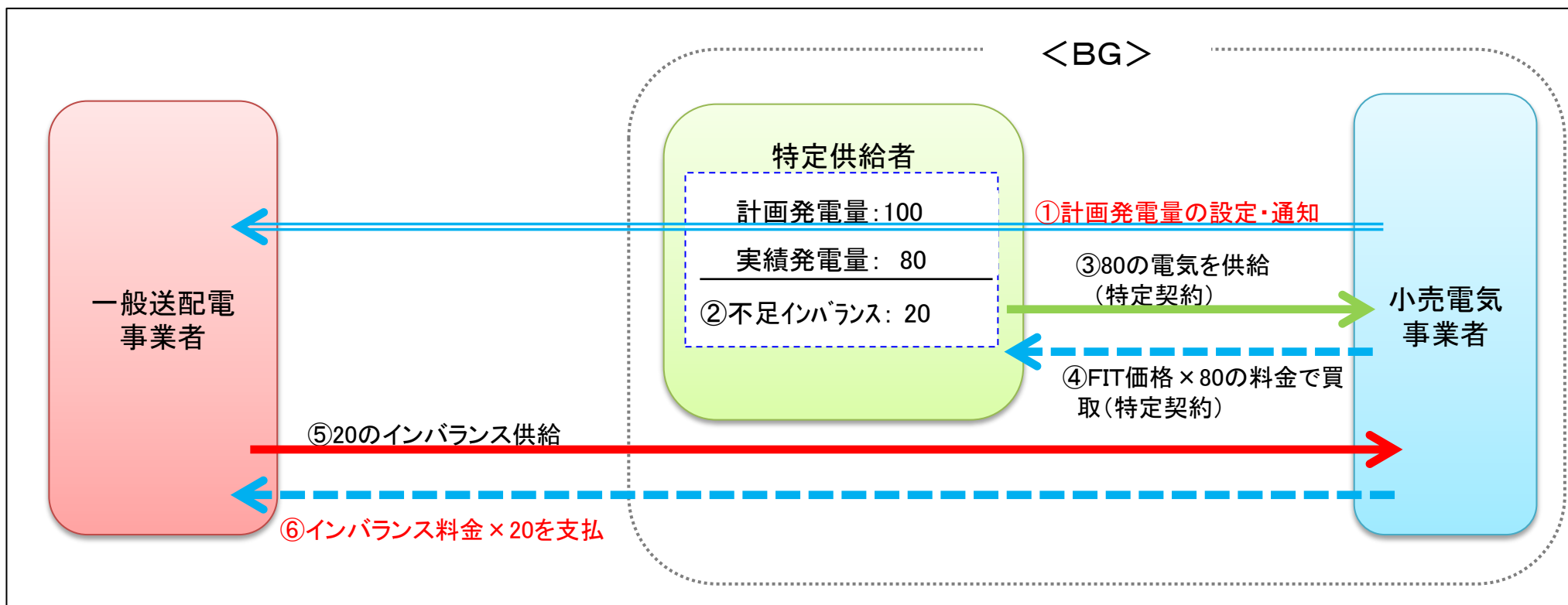
◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を回避可能費用で買い取ることとなる。

※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。

【参考】特例制度②における電気の流れ、インバランスの精算

小売電気事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度②)

<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。

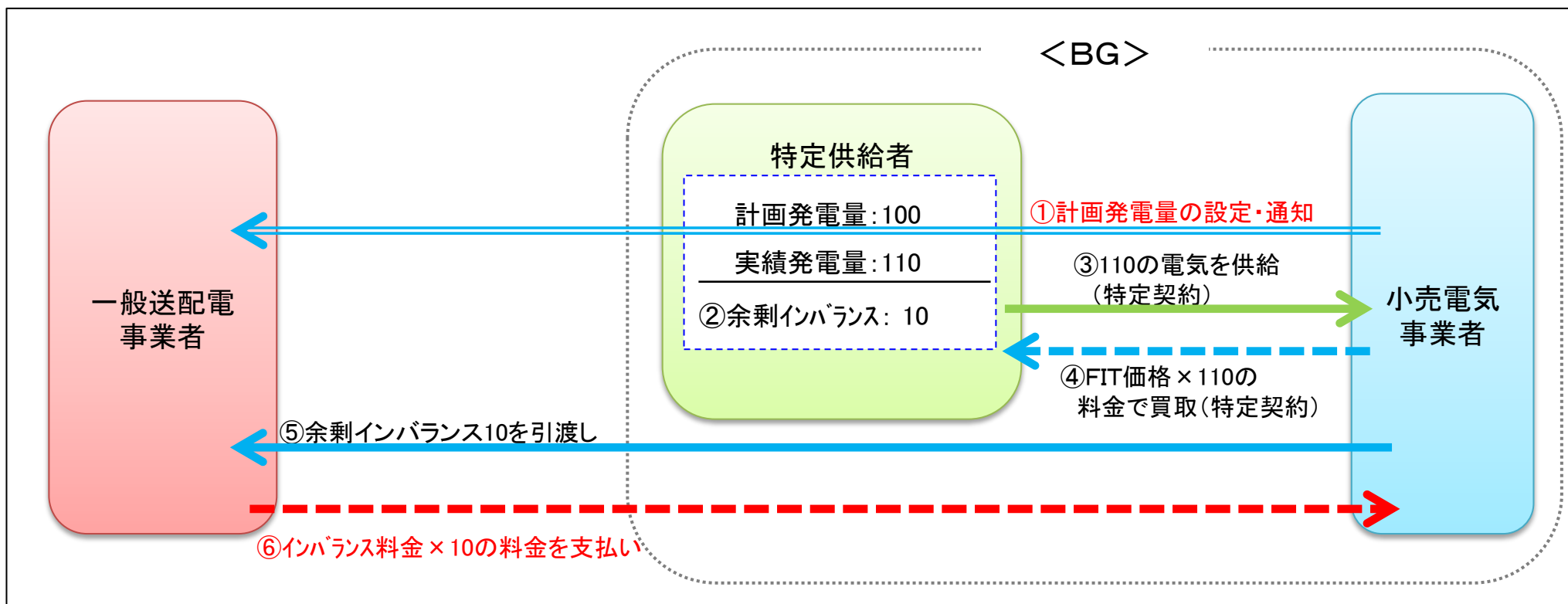
◇小売電気事業者は、結果的に、計画発電量と同量の電気を買い取ることとなるが、実績発電量相当分については回避可能費用で、不足インバランス相当分については通常のインバランス料金で買い取ることとなる。

※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。

【参考】特例制度②における電気の流れ、インバランスの精算

小売電気事業者が計画発電量を設定する仕組み(特例制度②)

＜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買い取ることとなるが、実績発電量相当分については回避可能費用で買取り、そのうち余剰インバランス相当分については、通常のインバランス料金で一般送配電事業者に買い取られることとなる。

※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。

FITインバランス特例①、②におけるコスト負担者の相違について

- FITインバランス特例①、②について、回避可能費用に差を設けるかどうかは、特例①と特例②において、小売電気事業者が再生可能エネルギー電気の調達をすることにより免れる電気の調達コストに差があるかどうかで決めるべきところ、特例①、②のいずれにおいても、小売電気事業者はFIT電源の発電量の全量を買取ることは差がないことから、回避可能費用には差を設けるべきではない。
- 他方、FITインバランス特例①、②は、原則ケースと比較して、コストの負担主体が異なると考えられる。
- これらのコストについては、本来、特定供給者が負担すべきものを別の主体が負担していることから、固定価格買取制度によって発生するコストの一部として、原因者負担・受益者負担の観点から、FITインバランス特例①、②における精算関係の中で処理することが適切と考えられる。
- 具体的には、発電計画作成コスト、成形コスト、インバランスリスク(発電インバランスが発生した場合のコストであり、発電計画の作成主体が責任を負うべきリスク)が問題となり、下表の通り整理され则认为られる。
- これを踏まえ、原則ケースからの乖離が生じる発電計画作成コストとインバランスリスクについての負担の在り方を検討した。

<FITインバランスに係るコスト及び負担者の比較>

	原則	特例①	特例②
発電計画作成コスト	特定供給者	一般送配電事業者	小売電気事業者
成形コスト ※	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
インバランスリスク	特定供給者	一般送配電事業者	小売電気事業者

※ 発電に係るkWhを計画値と一致(kWの時間での積分値[面積]が一致)するよう調整するコストを指すため、ゲートクローズ後の対応となることから、一般送配電事業者以外負担し得ないと考えられる。なお、実際には個別の発電事業者ごとに調整を行うのではなく、系統全体の実需要と供給のバランスを取るための調整となる。

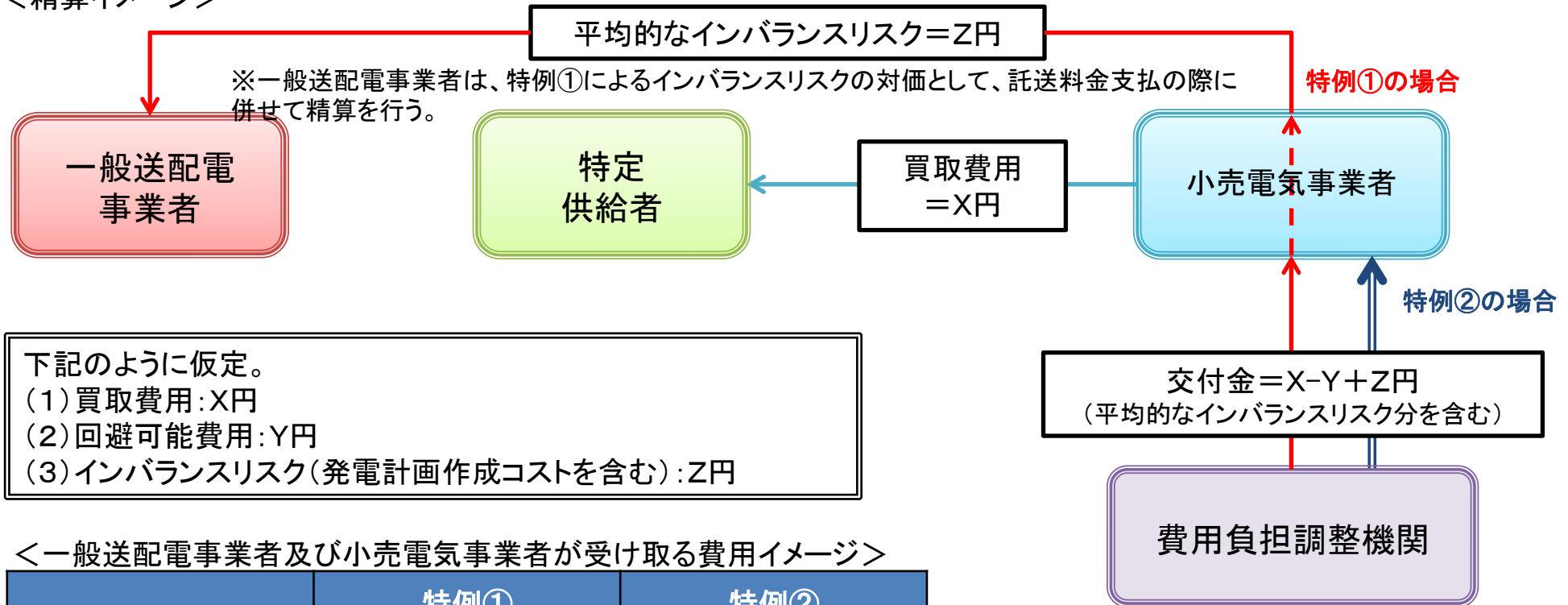
インバランスク単価についての考え方

- FITインバランスク特例①、②においては、一般送配電事業者と小売電気事業者がそれぞれ発電計画作成コストとインバランスクを負うことになっている。
- インバランスクは、発電計画値と発電実績値が乖離した際に、一般送配電事業者(特例①)あるいは小売電気事業者(特例②)が負担するリスクであることを踏まえれば、そのリスク単価はインバランスク料金と回避可能費用の差と考えるべき(通常、インバランスク料金が回避可能費用より高いと考えられる。)。
※インバランスク料金を予見しにくいことによるリスクも存在しているが、定量化が困難なため、ここでは勘案していない。
※インバランスク「リスク」という用語を用いているがここでの定義上、インバランスク発生率は勘案していない(インバランスク発生率はP30の案2で勘案)。
- なお、発電計画作成コストは、一般送配電事業者(特例①)あるいは小売電気事業者(特例②)が、発電計画を作成するために、気象予測データなどを用いて実発電量を精緻に予測するためのコストである。他方、このコストは個別性が高く試算が困難である上、個別に発電量ベースでみた単価は小さいものと考えられる。したがって、発電計画作成コストについては、この枠組みの中で考慮に入れる必要がないと考えられる。
- また、小売電気事業者がFITインバランスク特例①、②のどちらかを選択した後に、他の方式への切り替えを行うことについて、少なくとも、「30分ごとの選択」ではなく、一定期間はいずれかの方式で固定すべきと考える。
- なお、仮にインバランスク(総額)がマイナスとなる場合はゼロとみなすこととする。

【参考】FITインバランステ例①、②におけるインバランリスク等の精算方法(イメージ)

- 原則ケースからの乖離が生じる発電計画作成コストとインバランリスク(インバランリスク等)について、回避可能費用以外で調整する負担スキーム案は下記の通り。
- 具体的には、費用負担調整機関がインバランリスク等に相当する額を含む交付金を一旦小売電気事業者に交付し、特例②においては小売電気事業者がインバランリスク分もそのまま受領。特例①においては、小売電気事業者から一般送配電事業者に対しインバランリスク等に相当する額を託送料金支払の際に併せて精算を行うスキームとする。

<精算イメージ>



<一般送配電事業者及び小売電気事業者が受け取る費用イメージ>

	特例①	特例②
一般送配電事業者	Z	(なし)
小売電気事業者	X-Y	X-Y+Z

インバンスリスク単価の水準(試算)

インバンスリスク単価＝(小売全面自由化後のインバンス料金(※1)－小売全面自由化後の回避可能費用(市場価格連動))×全国大のインバンス発生率

①小売全面自由化後のインバンス料金－小売全面自由化後の回避可能費用

②全国大のインバンス発生率: 全国大のFIT発電インバンス(kWh)／全国大のFIT電源の実際の発電量(kWh))

※1: ここでいうインバンス料金は、通常のインバンス算定式(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× $\alpha + \beta$)で算出されたインバンス料金を指しており、インバンス特例①におけるインバンス料金(小売全面自由化後の回避可能費用)ではない。

①小売全面自由化後のインバンス料金－小売全面自由化後の回避可能費用＝1.13円
: 期間平均(平成26年度)

②卸電力市場におけるインバンス発生率(※2)

※2: 本来なら、計画値同時同量下におけるインバンス発生率を使用すべきだが、試算においては、卸電力取引所におけるインバンス発生率(販売量に対する実績量の未達成率)を使用。

	インバンス発生率 (平成26年度年間平均)	備考
太陽光・風力	12.5%	風力については、卸電力取引所における取引が1件しかないため、試算においては、変動電源である太陽光のインバンス発生率(12.5%)を適用。
地熱、バイオマス、水力	0.8%	太陽光・風力を除いた新電力の電源の平均インバンス発生率を適用。

出所: 日本卸電力取引所(平成26年度)

インバンスリスク単価(※3、※4)

太陽光・風力

1.13円×12.5%＝14銭／kWh

地熱、バイオマス、水力

1.13円×0.8%＝1銭／kWh

※3: 実際のインバンスリスク精算は30分ごとに計算し、例えば、それを合計して月単位で精算することとする。なお、月単位でインバンスリスクの総額がマイナスになる場合はゼロとみなす。他方、平成28年度当初時点では電力会社のシステム改修が間に合わないため、当面の間(システム改修が完了するまで)は、年間の平均インバンスリスク単価(①、②の部分を経年平均値とする)を用いて精算することを認めることとしてはどうか。

※4: インバンス料金算定式に含まれる β 値が含まれていない。

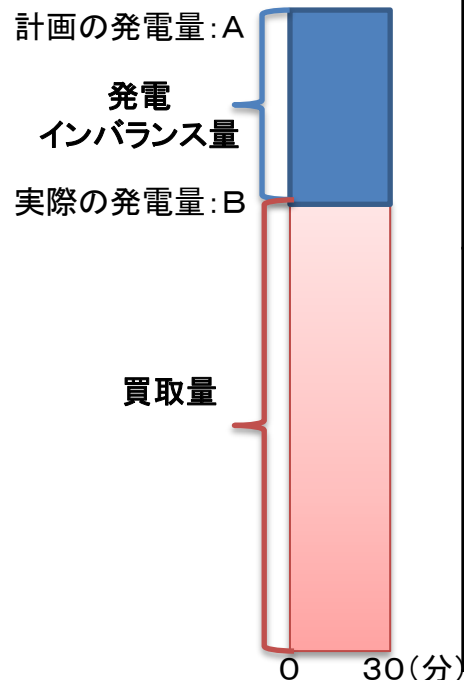
【参考】インバランスク総額の具体的な精算方法

■ FITインバランス特例①、②において、一般送配電事業者（特例①）と小売電気事業者（特例②）が負担するインバランスク等の総額の算定にあたっては、下記のような考えに基づくこととする。

1. インバランスの発生率を勘案することなく、実際の発電量が大きい場合により多くのインバランスク（総額）を認める。
2. インバランスの発生率を勘案し、日本全国のFIT電源の平均的なインバランス費用よりも実際の費用を抑制するためのインセンティブを制度上盛り込む。具体的には、特例②の小売電気事業者又は特例①の一般送配電事業者が、FIT電源の全国大における発電インバランスの発生率より低い発電インバランス発生率を実現できれば、交付金（直接交付されるもの又は託送により回収されるもの）と実際のインバランス料金・負担との差分がより多く残る仕組みとすることで、精緻な発電計画を作成するインセンティブを持たせる。なお、この場合、FIT電源の種別（変動性・非変動性）に応じた配慮が必要ではないか。

■ インバランスクを算定する方式として、以下のような2つの案について比較検討を行ったが、発電インバランスの発生を最小化するインセンティブを働かせるべき等の観点から、案2を採用すべきとの結論が得られた。

【不足インバランスの場合】

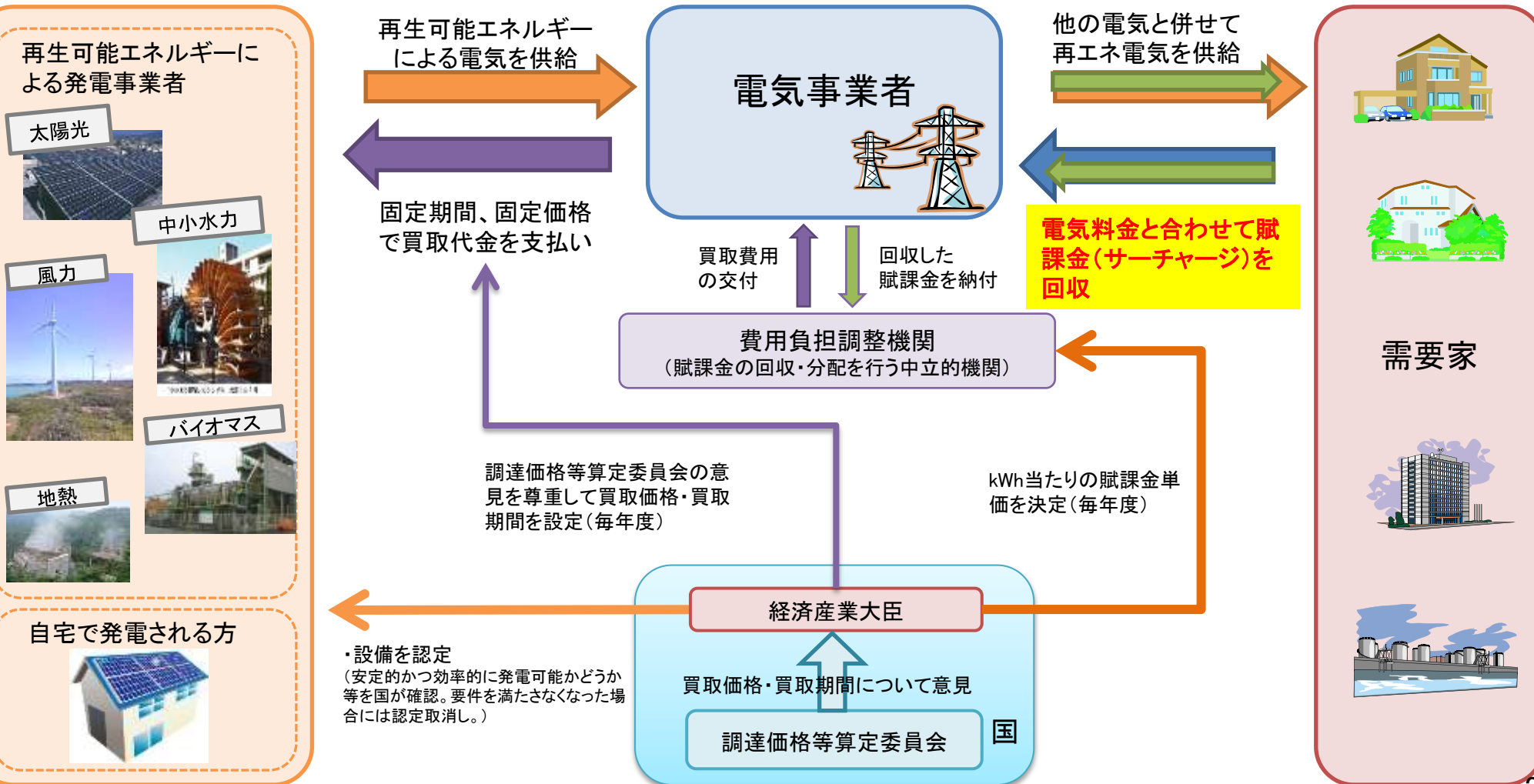


	インバランスク（総額）	留意点
案1	（小売全面自由化後のインバランス料金－小売全面自由化後の回避可能費用（市場価格連動））× 実際の発電量（kWh） ※リスク単価 × 発電量	・特例①の場合、託送料金に新たな精算項目を設けなければならない、システム改修が必要となるため、速やかに検討を開始する必要がある。 ・小売電気事業者が発電計画を精緻に作成し、発電インバランスを最小化するインセンティブがある。 ・過剰なインバランスクを支払う可能性がある。
案2	（小売全面自由化後のインバランス料金－小売全面自由化後の回避可能費用（市場価格連動））× （全国大のFIT発電インバランス（kWh）／全国大のFIT電源の実際の発電量（kWh））× 実際の発電量（kWh） ※リスク単価 × インバランス発生率 × 発電量	・特例①の場合、託送料金に新たな精算項目を設けなければならない、システム改修が必要となるため、速やかに検討を開始する必要がある。 ・小売電気事業者が発電計画を精緻に作成し、発電インバランスを最小化するインセンティブがある。 ・インバランスの発生率はFIT電源の種別に応じて異なる。

(参考)現在の回避可能費用の考え方

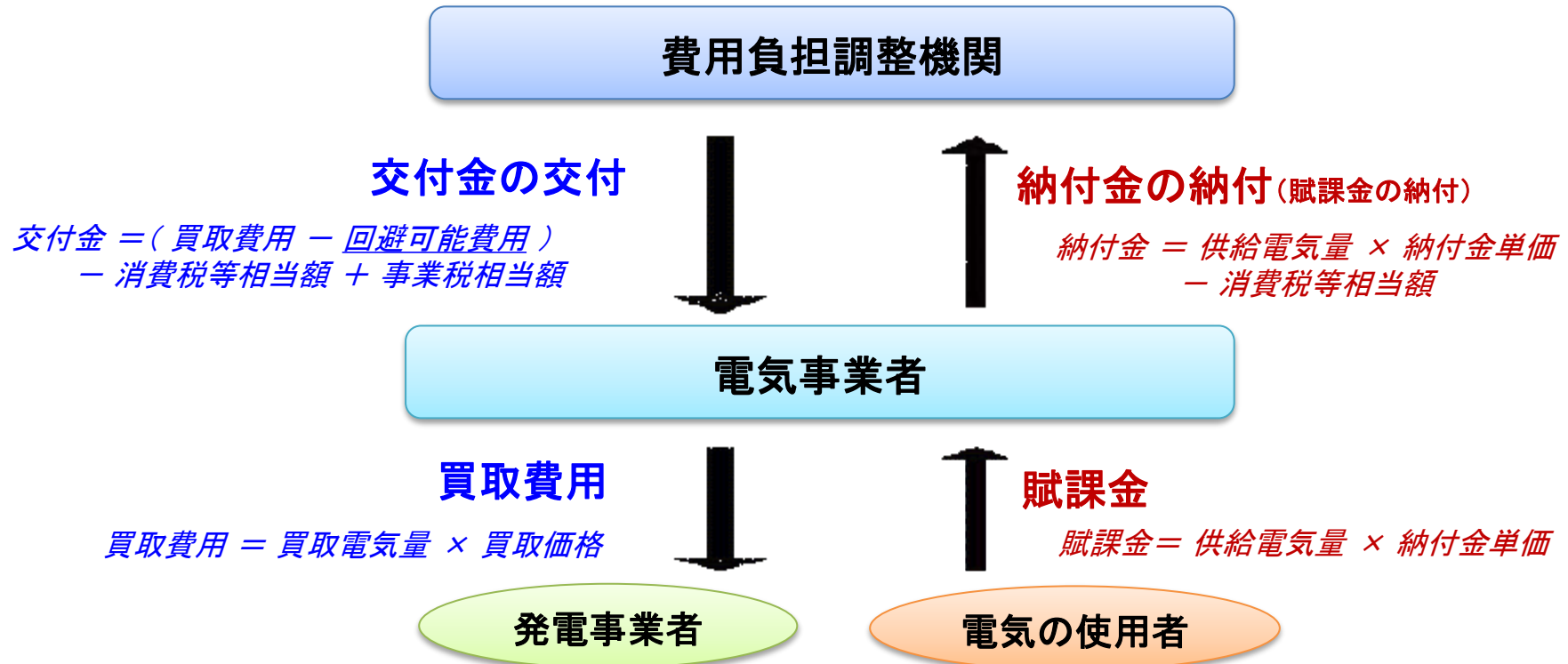
現在の固定価格買取制度の基本的仕組み

- 買取りに要した費用に充てるため、各電気事業者がそれぞれの電気の需要家に対し、使用電力量に比例した賦課金(サーチャージ)の支払いを請求することができる。
- 地域による再エネ導入量のばらつきによって国民負担に差が出ないように、その年度の導入量予測に基づいて、全国一律に賦課金単価を算定。それを基に、費用負担調整機関が全国から賦課金収入を回収し、各電気事業者に対して、買取実績に応じた費用を支払う仕組み。



賦課金の回収・分配について

- 電気の使用者が負担する金額の基礎となる賦課金単価は、全国一律。電気事業者は、電気の使用量に応じ使用者から集めた賦課金を、毎月、費用負担調整機関に納付。
- 費用負担調整機関は、毎月、電気事業者から報告を受けた買取費用から各事業者の回避可能費用等を差し引いた金額を、交付金として各電気事業者に交付。



- 納付金単価(賦課金単価)は、下記の計算式により計算し、毎年度、当該年度の開始前に経済産業大臣が定め、告示することとなっている。【法第12条第1項、第2項、第4項】
- 納付金単価(賦課金単価)を算出する際の回避可能費用見込みは「当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額」としている。【法第9条第1項第2号】

<現在の納付金単価(賦課金単価)の算定式>

$$\begin{array}{l} \text{納付金単価(円/kWh)} \\ \text{(賦課金単価)} \end{array} = \frac{(\text{①買取見込み額} - \text{②回避可能費用見込み}) + \text{③費用負担調整機関の事務費見込み}}{\text{④見込み総需要電力量}}$$

回避可能費用単価の更新について

- 回避可能費用単価は、燃料価格の変動や燃料費電源構成の変化に伴う電気事業の原価の見直しがなされれば、年度途中であっても、それを反映した変更を行う。(ただし、納付金単価(賦課金単価)への反映は翌年度以降)
- 電気事業の原価については、電気料金改定の際に見直しが行われる。その後、最長でも3年を目途に行政が電気料金について事後評価を実施することになっており、事後評価の結果、必要があれば、経済産業大臣が料金の変更認可申請を命じ(電気事業法第23条)、原価の妥当性を確保することとしている。

- 昨年の当ワーキンググループでは、以下4つの対応案について検討を行い、比較検討を重ねた結果、対応案4で回避可能費用を算定することに決定した。

対応案1

- ・ 短期の調整を重視し、火力平均可変費単価を採用

対応案2

- ・ 長期の調整を重視し、全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価(供給力計上相当分)を採用

対応案3

- ・ 短期・長期の組み合わせを考慮し、初年度は火力平均可変費単価、2年度目以降は全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価(供給力計上相当分)を採用

対応案4

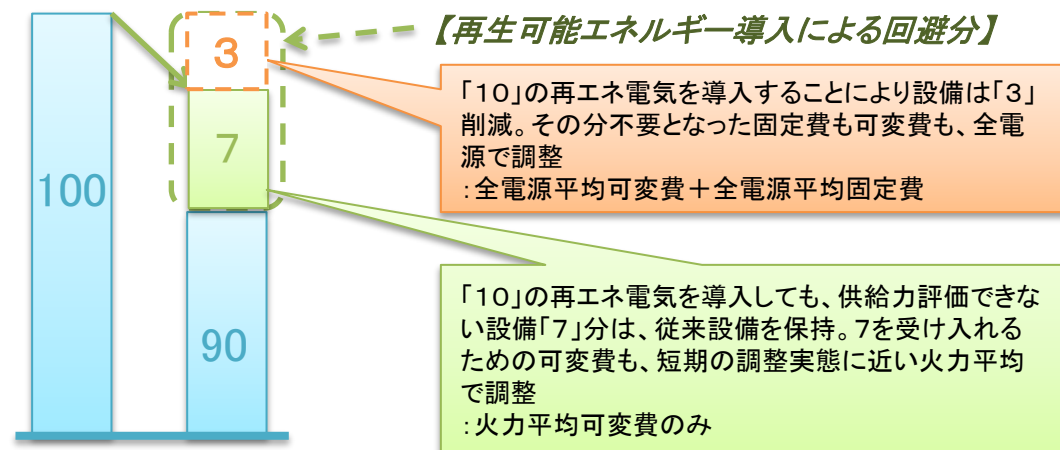
- ・ 再生可能エネルギー電源の特性ごとに、ア) 非変動性の再生可能エネルギー電源(地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力の供給力計上相当分)については、全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価(供給力計上相当分)を採用、イ) 変動性の再生可能エネルギー電源(太陽光・風力・水力の非供給力計上相当分)については、火力平均可変費単価を採用

現行の回避可能費用の算定方法

- 再生可能エネルギー電源を、地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力の供給力評価を受けた電源部分（非変動性再生可能エネルギー電源）と、燃料費の削減にのみ資する、太陽光・風力・水力のうち供給力評価を受けられない電源部分（変動性再生可能エネルギー電源）に分けて、それぞれの特徴を踏まえて、以下を組み合わせた各社の回避可能費用単価の算定を行う考え方をを用いる。**
 - 供給力計上可能な非変動性再生可能エネルギー電源の導入により、既存設備の稼働の減少も可能であり、かつその後の設備形成は全体の電源のバランスを見ながら調整され则认为、既存設備の稼働の減少効果を全電源平均固定費単価（供給力計上相当分）によって評価。また、減少後の設備はベストミックスを目指した運転が行われると认为、可変費部分も全電源平均可変費単価を用いる。**
 - 他方、変動性再生可能エネルギー電源による既存設備の稼働の減少分は、設備形成には影響がなく、その調整も短期的な調整実態に近いと认为、固定費は含めずに、火力平均可変費単価を用いる。**

【具体的なイメージ(例)】

「10」の再生可能エネルギー（供給力計上可能な分が「3」、残りを「7」とする）が導入されると、電力会社は「100」の電源を「97」に削減。「10」相当の導入による回避可能費用は、以下のように整理。



※いずれも平成26年度供給計画ベース

太陽光	
供給力計上した分 (電力会社毎に0～21%)※	供給力計上していない分
風力	
供給力計上した分 (電力会社毎に0～5.7%)※	供給力計上していない分
水力	
供給力計上した分 (電力会社毎に0～92%)※	供給力計上していない分
バイオマス	
地熱	

火力平均可変費単価

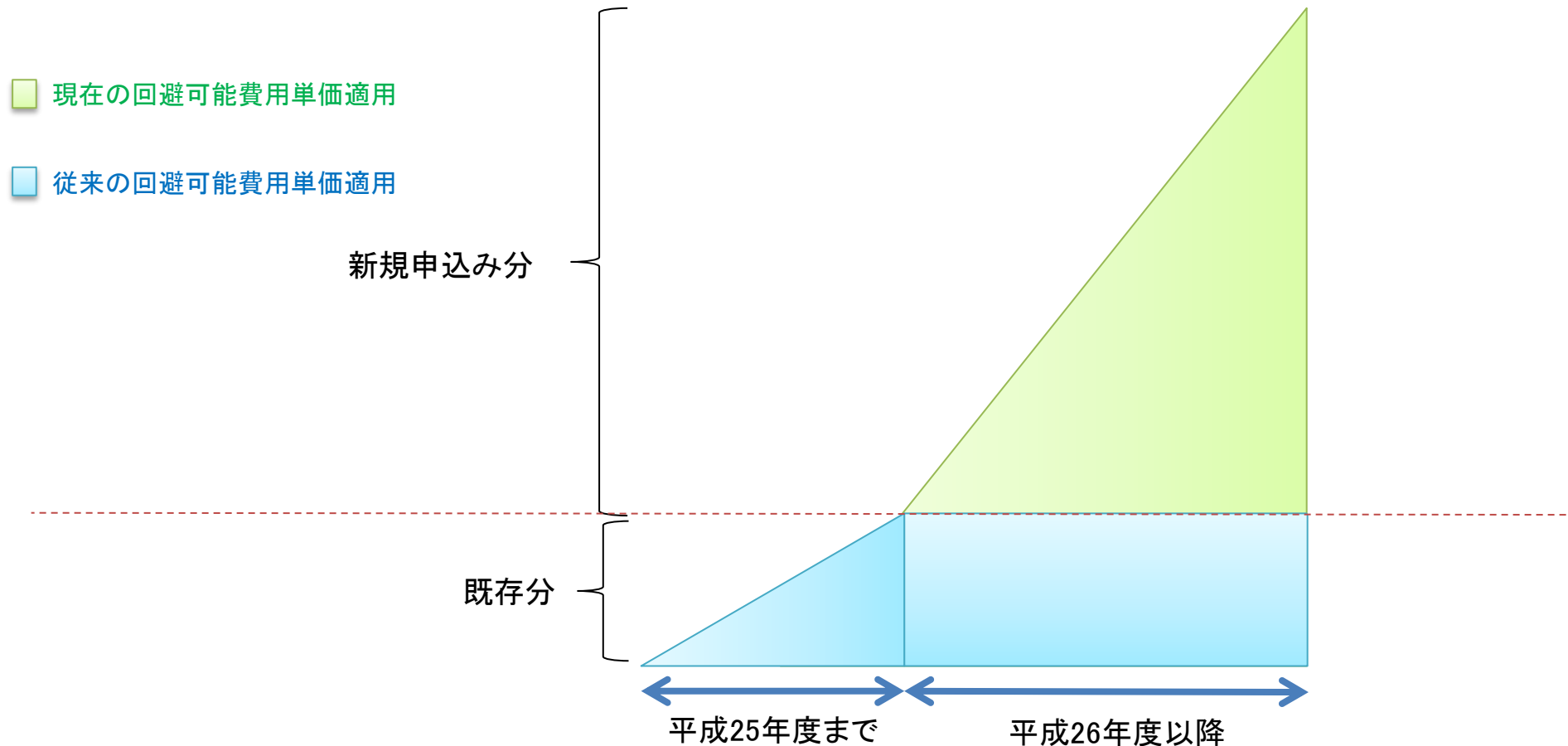
全電源平均可変費単価 + 全電源平均固定費単価

回避可能費用の適用範囲(現在の単価と旧単価との関係)

- 現行の回避可能費用の算定方法は平成26年4月1日以降の新規の買取契約案件(設備認定ベース)のみ適用することになっており、既存分については、旧回避可能費用の算定方法(全電源平均可変費)を適用している。

<電気事業者の回避可能費用分の負担(総額)についてのイメージ>

※面積＝回避可能費用単価×買取量の総額



賦課金算定に関する法令上の規定①

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成23年法律第108号）

（交付金の交付）

第8条 第19条第1項に規定する費用負担調整機関（以下この章において単に「費用負担調整機関」という。）は、各電気事業者が供給する電気の量に占める特定契約に基づき調達する再生可能エネルギー電気の量の割合に係る費用負担の不均衡を調整するため、経済産業省令で定める期間ごとに、電気事業者（第14条第1項の規定による督促を受け、同項の規定により指定された期限までにその納付すべき金額を納付しない電気事業者を除く。次条、第10条第1項、第16条及び第18条において同じ。）に対して、交付金を交付する。

2 前項の交付金（以下単に「交付金」という。）は、第11条第1項の規定により費用負担調整機関が徴収する納付金及び第18条の規定により政府が講ずる予算上の措置に係る資金をもって充てる。

（交付金の額）

第9条

前条第1項の規定により電気事業者に対して交付される交付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、特定契約ごとの第1号に掲げる額から第2号に掲げる額を控除して得た額の合計額を基礎として経済産業省令で定める方法により算定した額とする。

一 当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量（キロワット時で表した量をいう。）に当該特定契約に係る調達価格を乗じて得た額
二 **当該電気事業者が特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用の額として経済産業省令で定める方法により算定した額**

（納付金の額）

第12条

前条第1項の規定により電気事業者から徴収する**納付金の額は、同項の経済産業省令で定める期間ごとに、当該電気事業者が電気の使用者に供給した電気の量（キロワット時で表した量をいう。次項及び第16条第2項において同じ。）に当該期間の属する年度における納付金単価を乗じて得た額を基礎とし、第17条第1項の規定による認定を受けた事業所に係る電気の使用者に対し支払を請求することができる第16条の賦課金の額を勘案して経済産業省令で定める方法により算定した額とする。**

2 前項の納付金単価は、毎年度、当該年度の開始前に、経済産業大臣が、当該年度において全ての電気事業者に交付される交付金の見込額の合計額に当該年度における事務費の見込額を加えて得た額を当該年度における全ての電気事業者が供給することが見込まれる電気の量の合計量で除して得た電気の1キロワット時当たりの額を基礎とし、前々年度における全ての電気事業者に係る交付金の合計額と納付金の合計額との過不足額その他の事情を勘案して定めるものとする。

3（略）

4 経済産業大臣は、納付金単価を定めたときは、遅滞なく、これを告示しなければならない

（賦課金の請求）

第16条

電気事業者は、納付金に充てるため、当該電気事業者から電気の供給を受ける電気の使用者に対し、当該電気の供給の対価の一部として、賦課金を支払うべきことを請求することができる。

2 前項の規定により電気の使用者に対し支払を請求することができる賦課金の額は、当該電気事業者が当該電気の使用者に供給した電気の量に当該電気の供給をした年度における納付金単価に相当する金額を乗じて得た額とする。

賦課金算定に関する法令上の規定②

○電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則（平成24年経済産業省令第46号）

（回避可能費用の算定方法）

第16条

法第9条第2号の経済産業省令で定める方法は、特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる1キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額（以下「回避可能費用単価」という。）に消費税及び地方消費税に相当する額を加えた額に当該電気事業者が特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気の量を乗ずる方法とする。

○回避可能費用単価等を定める告示（平成24年経済産業省告示第144号）

（回避可能費用単価）

第4条

1（略）

2 平成26年4月1日以後に認定を受けた発電に係る特定契約に基づき調達した再生可能エネルギー電気に係る交付金の額の算定に係る回避可能費用単価は、次に掲げる電気事業者の種類に応じ、それぞれ当該各号に定める額とする。

一 一般電気事業者 次の表の上欄に掲げる電気事業者ごとに、同表の下欄に掲げる額について一般電気事業供給約款料金算定規則第21条の規定の例により燃料費調整を行った額

北海道電力株式会社	1キロワット時当たり11.47円
東北電力株式会社	1キロワット時当たり9.25円
東京電力株式会社	1キロワット時当たり11.79円
中部電力株式会社	1キロワット時当たり11.82円
北陸電力株式会社	1キロワット時当たり7.08円
関西電力株式会社	1キロワット時当たり10.48円
中国電力株式会社	1キロワット時当たり7.92円
四国電力株式会社	1キロワット時当たり8.67円
九州電力株式会社	1キロワット時当たり9.65円
沖縄電力株式会社	1キロワット時当たり9.01円

二 特定電気事業者及び特定規模電気事業者 次のイに掲げる額をロに掲げる額により増額又は減額したもの

イ 1キロワット時当たり10.58円

ロ 各一般電気事業者が一般電気事業供給約款料金算定規則第21条の規定の例により燃料費調整を行った各月の額を前項第2号ロの表の割合により加重平均した額