

回避可能費用の算定方法の見直しについて

平成27年3月31日
資源エネルギー庁

- 本日のワーキンググループにおいて、御議論いただきたいのは以下の論点。

【前回WGで議論いただいた事項】

1. 小売全面自由化後の回避可能費用単価を市場価格連動ベースとして設計する
2. 回避可能費用の算定に当たり、変動性電源と非変動性電源との差を考慮するか否か
3. FITインバランス特例①、②における回避可能費用の基本的な考え方
(インバランスリスクは回避可能費用の外で処理)

【本日の論点】

1. 回避可能費用単価として使用すべき市場価格指標
(1) どの市場価格を用いるか
(2) 30分値をそのまま用いるか、平均価格を用いるか
2. 回避可能費用を設定する上で考慮すべき事項
(1) 市場価格の利用の例外等となるケースの検討
(2) 現一般電気事業者と現特定規模電気事業者(新電力)における回避可能費用の差異の要否
(3) 経過措置の必要性(現行算定方法の対象範囲の確定と今後の見直しに当たっての考え方の整理)
3. 回避可能費用の算定に当たり、変動性電源と非変動性電源との差を考慮するか否か
4. FITインバランス特例①、②において、回避可能費用に差を設けないとする場合のインバランスリスクの定量化手法及び精算スキーム

本日御議論いただきたい論点とオプション(1)

番号	論点	オプション
1-1	回避可能費用単価として用いる市場価格の指標	①スポット市場価格 ②スポット市場価格と1時間前市場価格の加重平均
1-2	30分毎の価格をそのまま用いるか、平均価格を用いるか	①30分毎の価格 ②平均価格(昼夜間平均、月間平均等)
1-3	スマートメーターによる30分値が利用できない場合の処理	プロファイリング
2-1	市場価格連動の例外ケース(1)(市場分断の場合)	全国統一が原則だが、市場分断の場合はエリアプライス
2-2	市場価格連動の例外ケース(2)(沖縄、離島)	沖縄は本土と同じ方法／離島は実コストベース
2-3	回避可能費用が買取価格を上回る場合の取扱い	①回避可能費用と買取価格の差分を費用負担調整機関に支払う／離島の場合は納付金に上乗せ ②固定価格買取制度に基づく買取と同額で買取を行うが、交付金の申請を行わない(一般送配電事業者が離島供給を行う場合には、離島供給コストで調整して収支を中立化)
2-4	一般電気事業者と新電力とのイコールフットイング	小売全面自由化後は、全ての小売事業者を平等に扱う
2-5	回避可能費用見直しの経過措置(1)	①新ルール施行後はすべて新たな算定方法を適用(経過措置なし) ②新ルール施行までの案件は旧算定方法を適用(経過措置あり)／新ルール施行後に特定契約の相手方を変える場合には、すべての設備について新たな算定方法を適用／今後回避可能費用を見直す場合には、原則として小売全面自由化時点までは遡及適用する
2-6	回避可能費用見直しの経過措置(2) ※経過措置の適用の範囲(2-5で②を選択する場合)	①運転開始ベースで判断 ②特定契約締結時点ベースの例外を設ける
2-7	回避可能費用見直しの経過措置(3) ※FITインバランス特例(2-5で②を選択する場合)	①特例1を選択する場合は経過措置不要、特例2は経過措置必要 ②特例1も2も経過措置必要

本日御議論いただきたい論点とオプション(2)

番号	論点	オプション
3	変動性電源と非変動性電源の扱い	①両者に差を設ける ②両者に差を設けない
4-1	FITインバランス特例1、2におけるインバランスリスク等(発電計画作成コストを含む)の精算方法	インバランスリスク等に相当する額を交付金の内数として小売事業者に交付し、特例1の場合は当該インバランスリスク分を送配電事業者が託送料金と併せて小売事業者から回収する
4-2	インバランスリスク単価についての考え方	・インバランスリスク単価: インバランス料金単価と回避可能費用単価との差分 ・発電計画作成コスト: 考慮せず
4-3	インバランスリスク総額の具体的な精算方法(案)	①インバランスリスク単価×実際の発電量(kWh) ②(インバランスリスク単価×(全国大のFIT発電インバランス/全国大の実際のFIT電源の発電量(kWh)))×実際の発電量(kWh) ※いずれの案も制度開始当初から実施可能か、精査が必要

前回の御指摘事項(1)

■ 前回の当ワーキンググループにおいて、委員・オブザーバーに御指摘いただいた主な事項は以下のとおり。

【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。
- ✓ 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。
- ✓ 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。

【FITインバランステ例において発生する費用の差分及び負担の在り方について】

- ✓ 最終的な仕上がりを実質的な差がなければ、インバランリスクを回避可能費用の中で処理しても外で処理しても、どちらでも良い。ただし、インバランリスクの水準は大きくすべきでない。
- ✓ 回避可能費用の中に性質の違うもの(インバランリスク)を入れるのは良くない。切り出して説明すべき。
- ✓ 送配電は個々事業者に対し成形を行うのではなく、全体の中で調整するのが実態。
- ✓ 新インバランス料金は旧と比べて相当軽減された水準になっているはずであり、インバランリスクの水準は大きくすべきでない。
- ✓ 特例①、②は小売が買取義務者であるが故に出てくる論点で、買取義務者を送配電にすれば問題がなくなる。仮に将来的に送配電が買取義務者になった場合、特例①により近いケースが原則になるので、なおさらインバランリスク水準を大きくしてはならない。

前回の御指摘事項(2)

【変動性電源と非変動性電源との差について】

- ✓ 変動性電源と非変動性電源の供給力確保のイメージ図が本当に実態に合っているか疑問。
- ✓ 変動性電源のkW価値を本当に考慮する必要があるのか。制度は極力シンプルにすべきであり、供給力確保は事業者が自ら考えるべきものである。
- ✓ 小売電気事業者は変動性電源を調達する場合、自社火力を確保しなくとも、スポット市場や1時間前市場で電源調達できる。それに対して供給力確保できてないとは言えない。
- ✓ 変動性電源と非変動性電源を概念的に分けることは賛成。ただし、それは長期的な視点に立って、小売電気事業者が供給力を確保しなければならないケースや容量市場ができてからの話。容量市場ができるまでは変動性電源と非変動性電源の間に差を設けるべきでない。
- ✓ 仮に変動性電源と非変動性電源とで差を設けるとするならば、変動性電源が市場価格で、非変動性電源は固定費を削減できる分価値が高く、市場価格＋火力固定費ということなのかもしれない。
- ✓ FITインバランス特例①において、小売電気事業者が変動性電源を買い取る場合、自ら供給力を確保していくとしても、計画値から外れた分については、送配電がすべて成形してくれることになっている。したがって、短期的な断面で考えた場合、変動性電源と非変動性電源で分ける必要はない。
- ✓ 回避可能費用をコストベースで考える時と、マーケットベースで考える時とでは考え方は異なるはず。
- ✓ 変動性電源と非変動性電源でマーケットが別々にあるならば、回避可能費用を別にするのは分かる。
- ✓ 再エネが増加した場合における社会全体として負担すべき費用を明らかにすることは望ましい。消費者にとって非常にわかりやすいので、現時点において、変動性電源と非変動性電源を分けて考えた方がいい。
- ✓ 小売にとって、変動性電源は買取りしたくない電源。他方、買取義務との関係で、最終的に必ず誰かが買い取らなければならないのであれば、変動性電源と非変動性電源を分けて考えた方がいい。

1-1 市場価格指標の選択肢

- 小売全面自由化後の回避可能費用を市場価格連動ベースとする場合、具体的に、どの市場価格指標を採用すべきかが論点となる。小売全面自由化後の小売電気事業者は実需給の前日までに、1日前需給計画の策定に向けて、自社の顧客の需要量に応じ、一般的にスポット市場又はスポット市場価格を踏まえた相対取引などを通じて、メリットオーダーに従って電源の調達を行うこととなると考えられる。
- また、1時間前市場においても、1日前需給計画から1時間前までの需要想定の変動に対応して、電源の調達が行われ、特に、FITインバランス特例②により変動性電源を買い取る場合は、前日計画との実需給断面における発電量予測との差分については、1時間前市場を利用した調達も行われると考えられる。
- FITインバランス特例①の場合であっても、スポット市場と1時間前市場に一定以上の値差が生じる見込みがある場合に、小売電気事業者は一般送配電事業者から供給される電気(発電計画ベース)を前提に、自社電源や他社契約電源について、1時間前市場を利用して経済差し替えを行う場合があると考えられる。
※なお、特例①における発電計画の最終決定時点は現時点ではまだ確定していない。
- したがって、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が適切ではないか。

選択肢	特徴	留意点
スポット市場価格のみ	● 前日の需給計画策定に向け、経済性を追求した不足電源の調達及び経済差し替えを行う場の価格指標 ● 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価格指標 ● よりシンプルな制度であり、小売電気事業者にとって予見可能性が比較的高い	● 不足電源の調達及び経済差し替えを行う場として、1時間前市場も存在するが、考慮する必要はないか
スポット市場価格と1時間前市場価格の加重平均価格	● 1時間前市場での電源調達の実態も反映でき、単なるスポット市場価格よりも精緻な価格指標になると考えられる ● インバランス料金の考え方とも整合的	● 1時間前市場はインバランスの最小化の追求を中心とする市場であり、取引量の少ない市場になると想定される

【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。

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

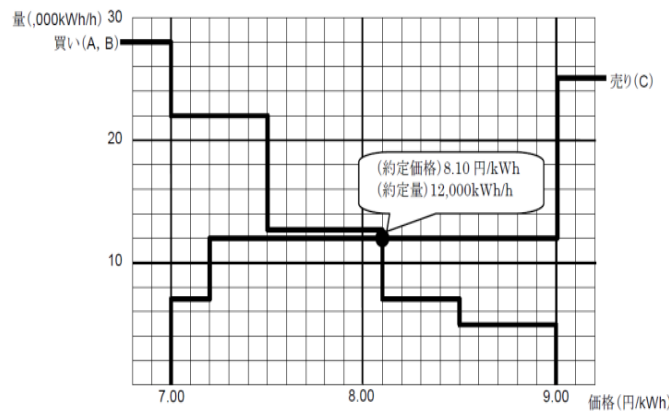
(備考) インバランスの発生状況など制度導入の効果や今後の市場動向によっては、インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映、価格の予見性や妥当性・透明性といった観点から、必要に応じ算定式やパラメーターの見直しを行うことも考えられる。

前日スポット市場

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



1時間前市場(改革の第2段階で創設)

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

概要

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

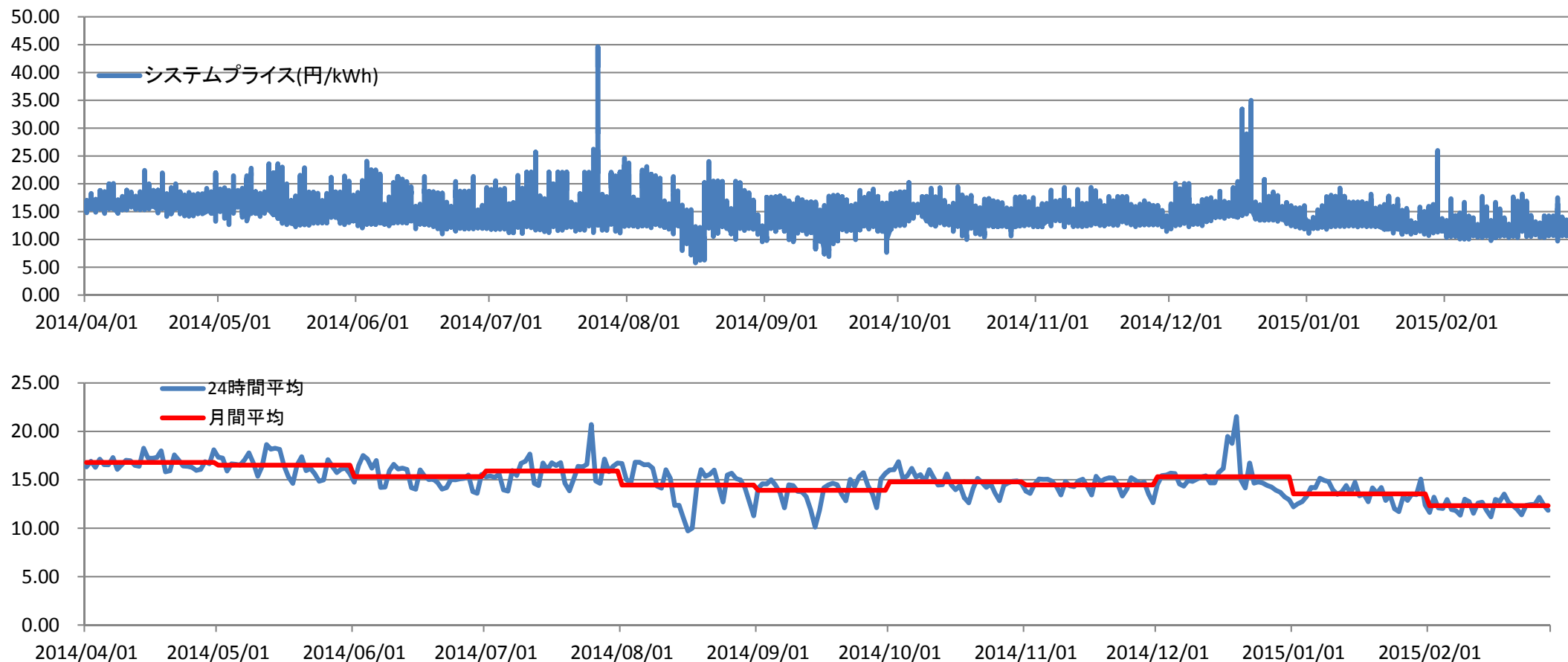
・短期売買を必要とする市場に適する

- ✓ 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

1-2 30分毎の価格そのもののか平均値か

- 新たな回避可能費用単価の指標として、スポット市場価格またはスポット市場価格と1時間前市場価格との加重平均を用いる場合でも、①30分毎の価格そのものを用いる、または、②平均値を用いる（例えば、昼夜間平均値や月間平均値等）のいずれが適当か。
- 実際の回避可能費用は需給状況に応じて変動すると考えられることから、需給状況に応じて随時変動する市場価格を適切に回避可能費用に反映させるため、30分毎の価格を用いることを原則とすることが適切ではないか。

【スポット市場の価格実績値及びそれに基づく平均値の試算結果】

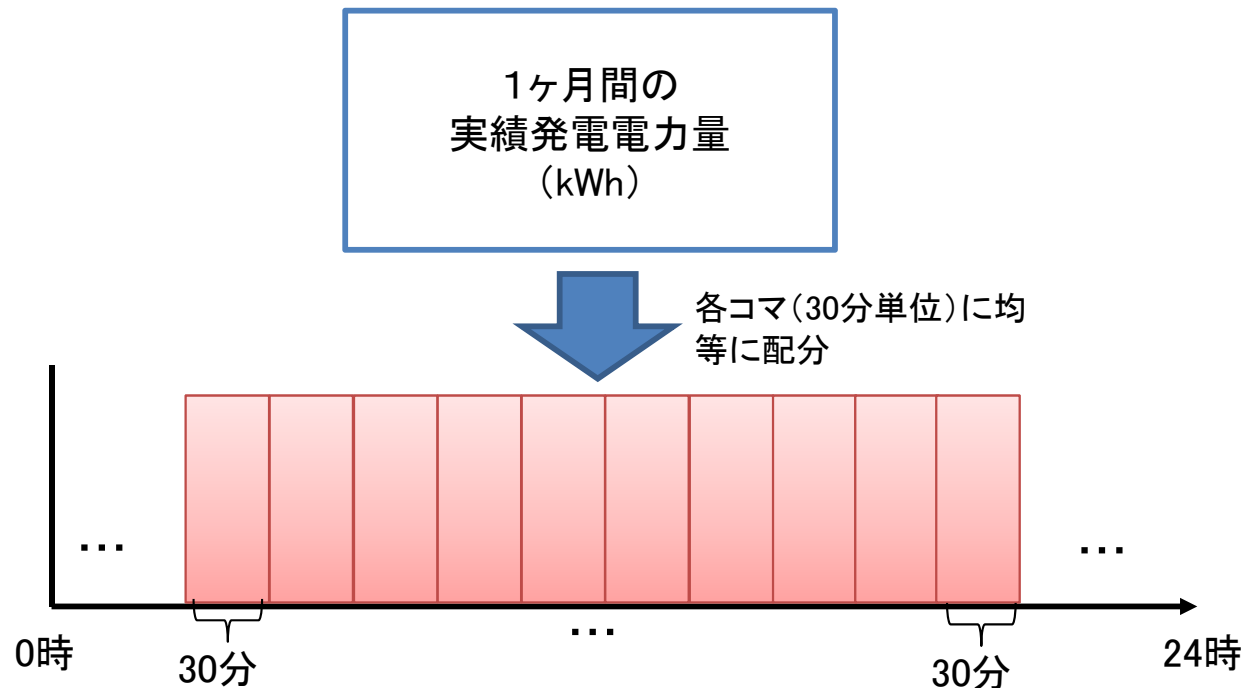


1-3 スマートメーターによる30分値が利用できない場合の処理

- 回避可能費用単価として、30分毎の市場価格を用いる場合、スマートメーターで30分毎の発電量を計測することが前提となるため、スマートメーター未設置の場合やスマートメーターの故障等により30分値の計測ができない場合の対応についての検討が必要。
- 上記の場合につき、特例として計画値によるプロファイリングで対応することが適切ではないか。
- 具体的なプロファイリングの方法としては、インバランス料金における扱いと同様に、1ヶ月間の実績発電電力量(kWh)を単純に「48コマ(30分単位)×30日」で均等に割り付ける方法を採用してはどうか(下図)。なお、この方法はインバランス量の算定における方法と整合的なものである。
- この場合、回避可能費用を算定する際は、均等に割り付けた発電電力量に30分単位の市場価格を乗じることになる。

※太陽光等については昼間のみ(例えば、午前8時～午後4時の8時間)で割り付ける方法を採用。

【スマートメーターによる30分値が利用できない場合のプロファイリングのイメージ】



2-1 市場価格連動の例外ケース(1)(市場分断の場合)

- 現行ルールでは、一般電気事業者による垂直一貫体制と地域独占、総括原価方式を前提として、電力会社ごとに構成する設備や運転方法が異なることを勘案し、地域ごと(電力会社ごと)に回避可能費用単価を設定してきた。
 - しかし、小売全面自由化後は、買取義務者である小売電気事業者には地域独占の概念がなく、どの事業者もすべての地域ですべての需要に応じ電気の供給を行うことが可能となる。
 - 小売電気事業者がFIT電源の代替電源を調達しようとするならば、自社の電源を活用するにせよ、市場又は相対で他社から調達するにせよ、市場価格を踏まえた取引になると考えられる。
 - 小売電気事業者にとっての代替電源の調達コストという回避可能費用の性質にかんがみると、回避可能費用単価を市場価格連動とする際には、全国で価格が統一されるのが適当と考えられる。
- ※なお、インバランス料金については、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う観点から、全国大ベースで市場価格連動の値を計算した上で、各エリアごとの需給調整コストの水準差は「調整項β」で調整することとしている。
- ただし、エリア間を跨ぐ取引量が、連系線の送電可能量を上回る場合は、エリア間で市場が分断されることから、取引所の約定価格もシステムプライス(※)ではなく、個々に約定処理を行った場合のエリアプライスが適用されることから、回避可能費用についても、エリアプライスを基に算定することが適当ではないか。

※連系線制約を考慮しない全国統一約定価格

(注) インバランス料金においては、 α 値の計算を行うに当たって一定程度の市場の厚みがあることが必要なため全国大ベースで計算することとしていることや、各エリアごとの需給調整コストの水準差は「調整項β」で調整することとしていることを背景に、市場分断が生じる場合でも、システムプライスを使うことが前提になっている。

2-2 市場価格の例外ケースの検討(2)(沖縄や離島の場合)

- 沖縄や離島については、本土から系統が独立しており、市場取引を用いることができないことから、回避可能費用について単純に市場価格連動を用いるための前提が欠けていると考えられる。
- それぞれにつき、電力供給の実態やインバランス料金との整合性の観点から、回避可能費用単価の考え方について補正を行う必要があるのではないか。
- 具体的には、以下のような設定方法としてはどうか。

沖縄の回避可能費用

- 現状では、沖縄電力の回避可能費用の水準は本土と大きく変わらない。
- 本土と系統が独立しているため、取引所取引を用いることはできないが、小売全面自由化後の沖縄電力管内のインバランス料金は、本土と同じ方法(市場価格連動)としている。
- したがって、沖縄の回避可能費用の算定方法は原則として本土と同様(市場価格連動)としてはどうか。なお、エリア分断が生じ、各電力管内においてエリアプライスが適用される場合においても、システムプライス(連系線制約を考慮しない全国统一約定価格)としてはどうか。

離島において一般送配電事業者が供給する場合の回避可能費用

- 小売全面自由化後も、引き続き一般送配電事業者が離島供給約款に基づいて供給することが主流。
- 一般送配電事業者が離島において保有する電源は小規模火力(重油等)がメインであり、コストが構造的に高いが、託送料金規制を通じてそのコストを把握することが可能。
- 小売全面自由化後のインバランス料金は、市場価格連動ではなく、固定的なインバランス料金(※)になっている。
- したがって、離島の回避可能費用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(現在の回避可能費用の考え方)としてはどうか。

※不足インバランスの精算には、託送供給約款の認可(又は届出)の際に離島供給コストとして用いた原価ベースでの発電費用(全電源の可変費+固定費)の値を用いる。

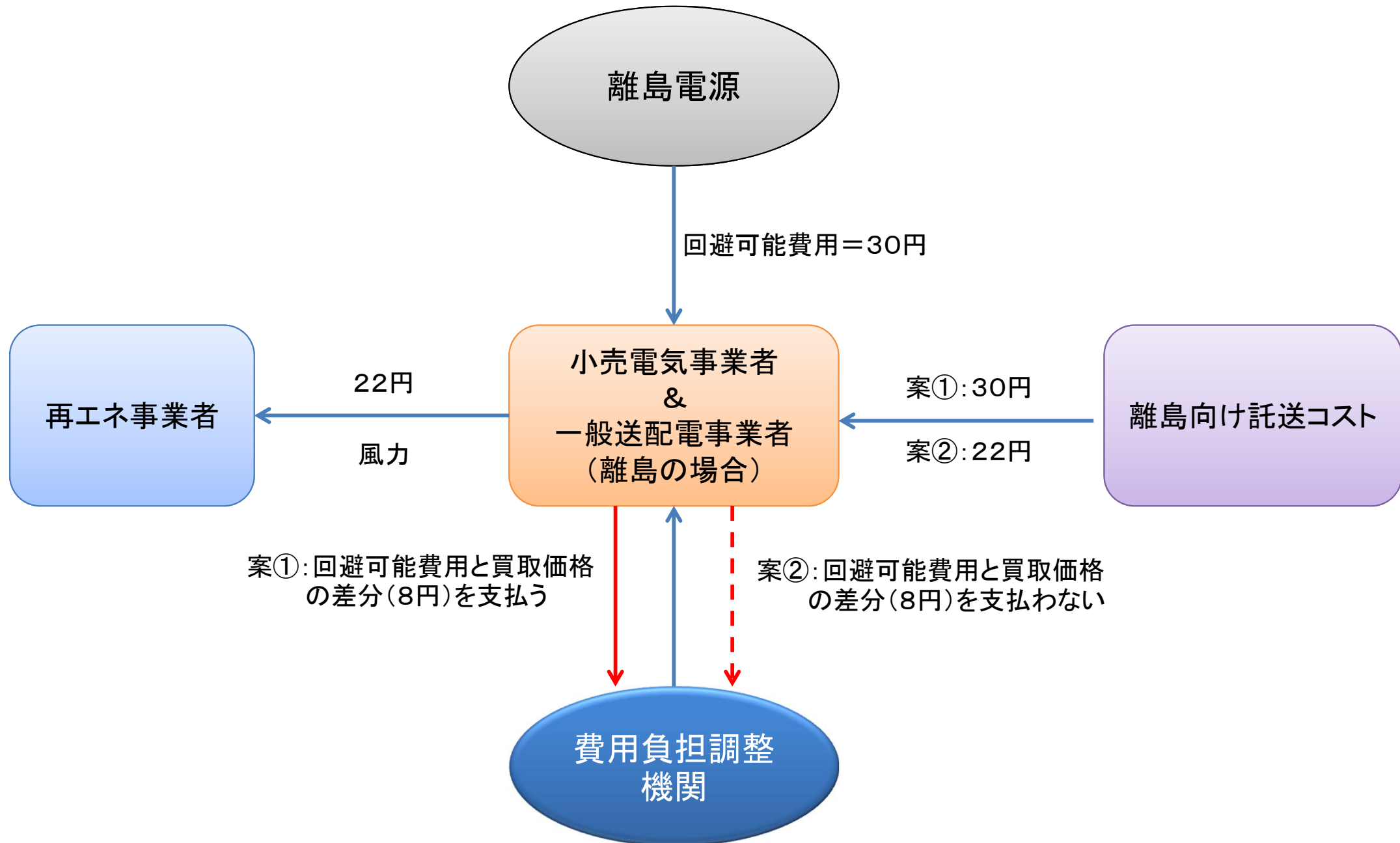
※余剰インバランスの精算には、離島供給約款に基づく平均小売収入の値(託送料金相当分を除く)を用いる。

2-3 回避可能費用が買取価格を上回る場合の扱い

- 回避可能費用を市場価格連動とした場合、市場価格が需給状況を反映して変動する結果として、回避可能費用が固定的な買取価格を上回る現象が生じ得る(例えば、需給逼迫時に市場価格の大幅な上昇が生じた場合)。また、一般送配電事業者が離島供給を行う場合、需給調整に用いる調整力の実コストが高く、実コストを回避可能費用とする場合は、恒常的に買取価格を上回ることも生じ得る。
- このような場合に取扱いについては、以下のような案が考えられる。
 - ① 買取義務者(小売電気事業者／離島における一般送配電事業者)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)。なお、離島において恒常的に回避可能費用単価が買取価格を上回る場合は、回避可能費用と買取価格の差分を納付金に上乗せして費用負担調整機関に支払う。
 - ② 固定価格買取制度に基づく買取と同額で買取りを行うが、交付金の申請を行わない。ただし、離島の場合には、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を圧縮する。
※なお、当事者間の合意により、小売事業者による自主買取を行うことを妨げるものではない。
- 以上の案について、下表のような特徴と留意点にかんがみれば、原則として、以下の①を採用し、離島において一般送配電事業者が供給を行っている場合に限って②を採用してはどうか。

案	特徴	留意点
①	● 需給に応じたコスト変動の実態をより正確に反映。	● 離島の場合、離島供給コストが託送料金原価に上乗せされるところ、固定価格買取制度に基づく買取りにより調達コストが下がった場合にも、エリア内の託送料金の圧縮がなされない。
②	● グリッドパリティを達成した状態を評価。 ● 交付金算定の際の相殺処理や、納付金の上乗せ等の処理が不要となり、簡明。	● 買取義務者が、再エネ調達によって、結果的に高コスト電源の稼働を免れた場合の処理を適切に行う必要があるところ、事業者が交付金を申請しなかった場合には差額分が事業者の超過利潤となる。 ● 離島の場合、離島供給コストが託送料金原価に上乗せされるところ、固定価格買取制度に基づく買取りに伴い調達コストが下がった分を勘案して託送料金を設定すれば、収支は中立化され、事業者に超過利潤は生じない。

【参考】 離島において恒常的に回避可能費用単価が買取価格を上回る場合(案①、②のイメージ)



- 現行ルールでは、特定規模電気事業者(新電力)の回避可能費用について、新電力自身のコストデータを求め、それに基づき回避可能費用を算定する場合、行政コストのみならず事業者の負担が過大になる恐れがあることから、便宜的に、一般電気事業者の回避可能費用の加重平均により代替することとしている。
- 他方、加重平均された回避可能費用は、新電力の実態を反映した単価になっていない可能性が高いという問題もある。
- 小売全面自由化後、一般電気事業者の小売部門は、新電力と同様に法律上同じく小売電気事業者と位置づけられることになる。
- また、回避可能費用が卸電力市場価格に連動することになれば、コストデータを把握することにより生じる事業者負担を考慮する必要がなくなる。
- したがって、小売全面自由化後は、回避可能費用の算定方法において、全ての小売電気事業者を同様に扱うこととしてはどうか。

2-5 回避可能費用見直しの経過措置(1)

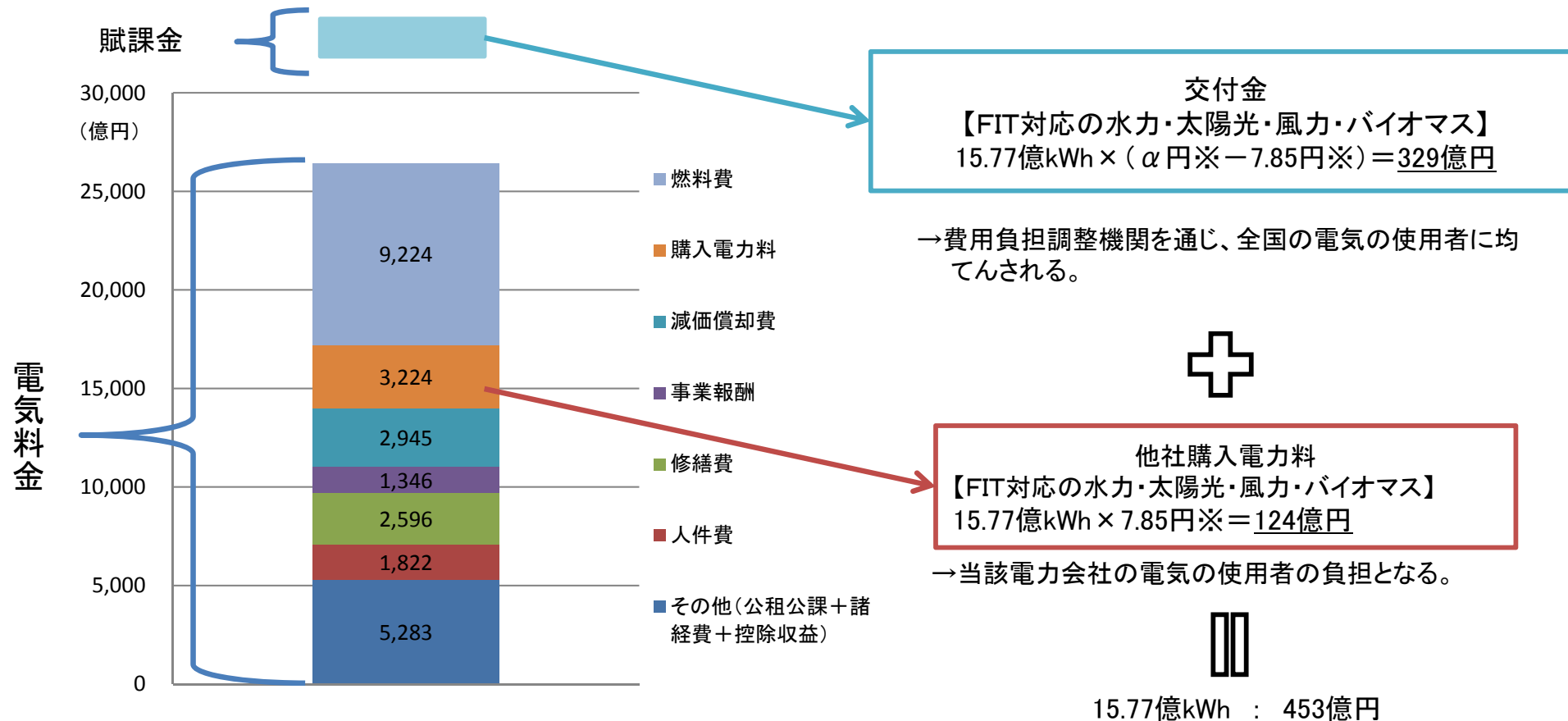
- 回避可能費用の算定方法の見直しにあたっては、国民負担に直結するため電気料金、賦課金への影響を勘案すること、電気事業者の予見可能性を一定程度配慮することが必要であることから、変更後の算定方法の適用範囲には、経過措置を設けるか否かが論点となる。
- 本来、回避可能費用は買取義務者たる小売事業者にとっての費用であり、発電事業者にとっての買取価格は何ら変わらないことからすれば、実際に買取が行われた場合の費用のみを考慮すればよく、経過措置は不要とも考えられる。他方で、電源種別によっては開発まで一定の時間が掛かること、現行の回避可能費用を前提として特定契約を締結済みの小売事業者の予見可能性等を考慮した場合は、一定の経過措置を設ける必要があるとも考えられる。ただし、その場合であっても、買取義務によっていずれかの小売事業者が必ず買取を行うこととなることにかんがみれば、名目上の賦課金による国民負担を最小化する観点から、経過措置の範囲はなるべく限定すべきではないか。

対応案	メリット	デメリット
【対応案A】 □ 新ルール施行時(小売全面自由化時点)から全てに「新回避可能費用単価」を適用 →経過措置を設けない	● 過去に契約済の買取分についても、新回避可能費用単価を適用できるため、名目上の賦課金の軽減に繋がる。	● 過去に契約済の買取分については、買取義務者たる小売事業者は従来の回避可能費用の算定方法に基づき、既に費用の中に織り込むことを予定しているため、算定方法の変更により、その費用の変更(電気料金の上昇)を余儀なくされる。
【対応案B】 □ 新回避可能費用単価の施行後の案件から適用。 □ ただし、新回避可能費用単価の施行後に再エネの販売先(買取事業者)を変更する場合は、契約関係がリセットされ、新たな買取事業者がその時点からの回避可能費用を織り込むことが可能となるため、新たな回避可能費用単価を適用。 □ また、経過措置がこれ以上複雑化することを避けるとともに、今後の予見可能性を確保する観点から、今後、回避可能費用単価の算定方法等を見直す場合には、小売全面自由化後の新規案件について、原則として見直し後の回避可能費用を適用することとしてはどうか。	● 過去に契約済の買取分(新ルールの施行後に買取事業者を変更する場合を除く)については、旧回避可能費用単価を適用するため、電気料金の上昇懸念に配慮できる。 ● 新ルール施行後に買取事業者を変更する場合については、新回避可能費用単価を適用できるため、名目上の賦課金の軽減に一定程度寄与する。	● 過去に契約済の買取分については、旧回避可能費用単価を適用するため、名目上の賦課金の軽減効果が相対的に低い。 ● 小売全面自由化後の新規参入者と比べると、従来から買取を行っていた事業者が優遇されることとなり、競争中立的とならない可能性がある。

【参考】回避可能費用と電気料金との関係

- 再生可能エネルギー電気を買取価格で調達した場合、電気料金原価には、回避可能費用単価を購入単価として、再生可能エネルギー電気の調達費用が計上される。
- 費用負担調整機関からは、買取総額から回避可能費用を控除した金額が交付金として交付される。
- 少なくとも経過措置料金下においては、回避可能費用と電気料金は制度上ゼロサムの関係にある。

＜関西電力の例＞



※関西電力の総原価(グラフ中の数値)は、燃料費調整額なし、税抜の数値。

※買取価格: α 円は、平成25年度の各発電の価格(税込) 水力:25.2円、太陽光:37.8円、風力:23.1円、バイオマス(廃棄物(木質以外)単価を用いて試算):17.85円

※交付金の試算にあたっては、回避可能費用単価に燃料費調整額を加味していない。

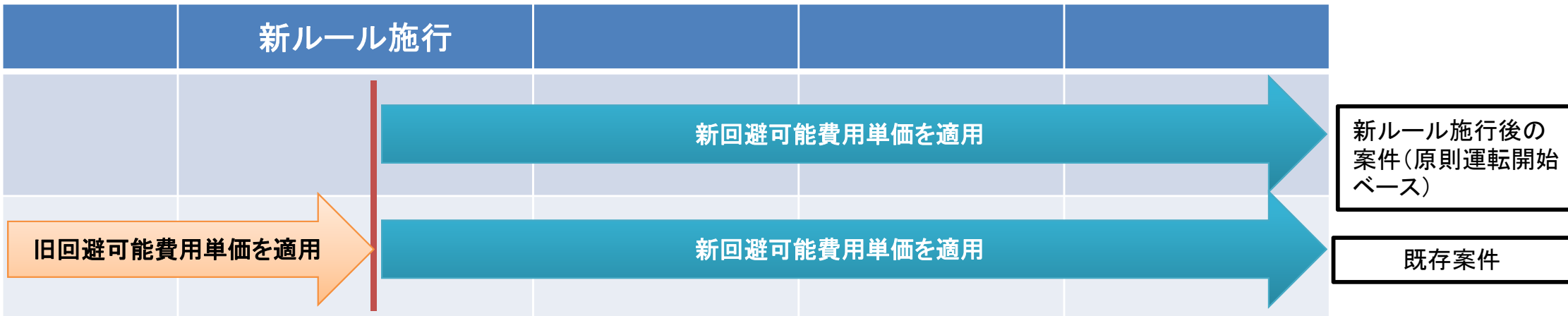
※他社購入電力料の購入単価は、回避可能費用単価相当額(燃料費調整額なし、税込)。

2-6 回避可能費用見直しの経過措置(2) (経過措置の適用の範囲)

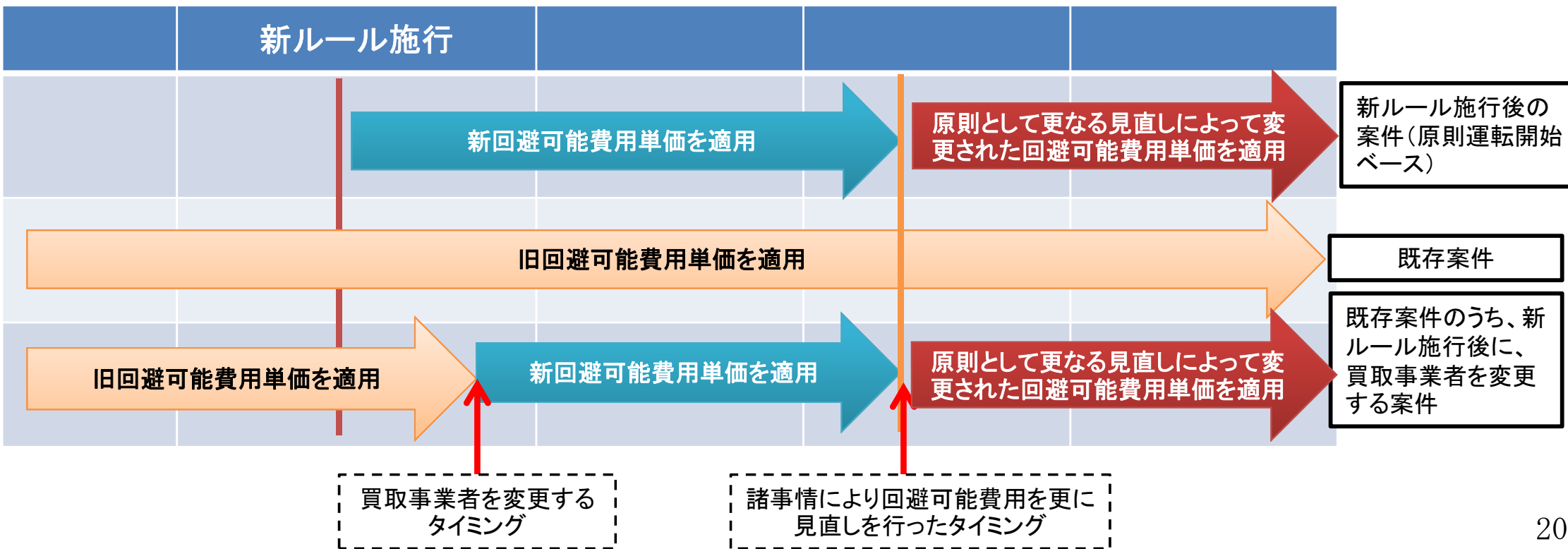
- 本来、小売電気事業者が「再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる費用」を回避できるのは、特定供給者から電気の供給を受けた時点からと考えられる。したがって、仮に対応案Bとした場合でも、新たな回避可能費用の算定ルールの施行後に、小売電気事業者が新たに特定供給者から買い取りを開始する設備から新たな回避可能費用の算定ルールを適用すべきではないか。
- その際、設備認定はFIT事業者(特定供給者)固有の事情であり、買取義務者たる小売電気事業者にとっては、無関係の事象である。したがって、対象設備は認定ベースとすべきではなく、実際に買取が始まるタイミングである運転開始ベースとすることを原則とすべきと考えられる。
- 他方、太陽光発電以外の一般的にリードタイムが長い電源は、小売電気事業者が特定供給者と特定契約の締結後に、回避可能費用を織り込んで事業計画を立て、それを前提に投資を開始し、運転開始まで数年かかる場合がある。したがって、例えば、既存投資案件について、関係者の予見可能性にも配慮し、太陽光発電以外の電源については、新たな回避可能費用の算定ルールの公布までに特定契約を締結済の場合に限り、「現行の回避可能費用単価」を適用することも一案であるが、経過措置の適用範囲をどのように考えるべきか。

回避可能費用算定方法見直しの適用範囲(イメージ)

【対応案A】



【対応案B】



2-7 回避可能費用見直しの経過措置(3) (FITインバランス特例)

- 現在の実同時同量制度の下では、買取義務を負う電気事業者が自らインバランス負担を行っている点に着目すれば、FITインバランス特例②に類似する仕組みになっている。
- そのため、計画値同時同量制度に移行した後に、小売電気事業者がインバランス負担のないFITインバランス特例①を選択した場合は、既存と異なる仕組みに移行することから、買取義務者変更の場合と同様に経過措置が必要ないのではないかと論点も考えられる。
- 他方、FITインバランス特例①、②において、FIT電源の計画発電量ではなく実際の発電量全量(=回避可能費用の対象)に買取義務が生じることを重視し、回避可能費用に差を設けないという立場に立つ場合は、特例①、②のどちらを選択しても、小売電気事業者にとって回避可能費用に関する予見可能性の面においては差がないこととなる。
- したがって、今回の回避可能費用の見直しに当たって経過措置を設ける場合は、FITインバランス特例①も②も平等に経過措置の対象(※)とすることが適切ではないか。

※FITインバランス特例①についても経過措置の対象とした場合、特例①におけるインバランス料金の精算単価(=回避可能費用)にも議論を及ぼすため、その部分については別途検討が必要。

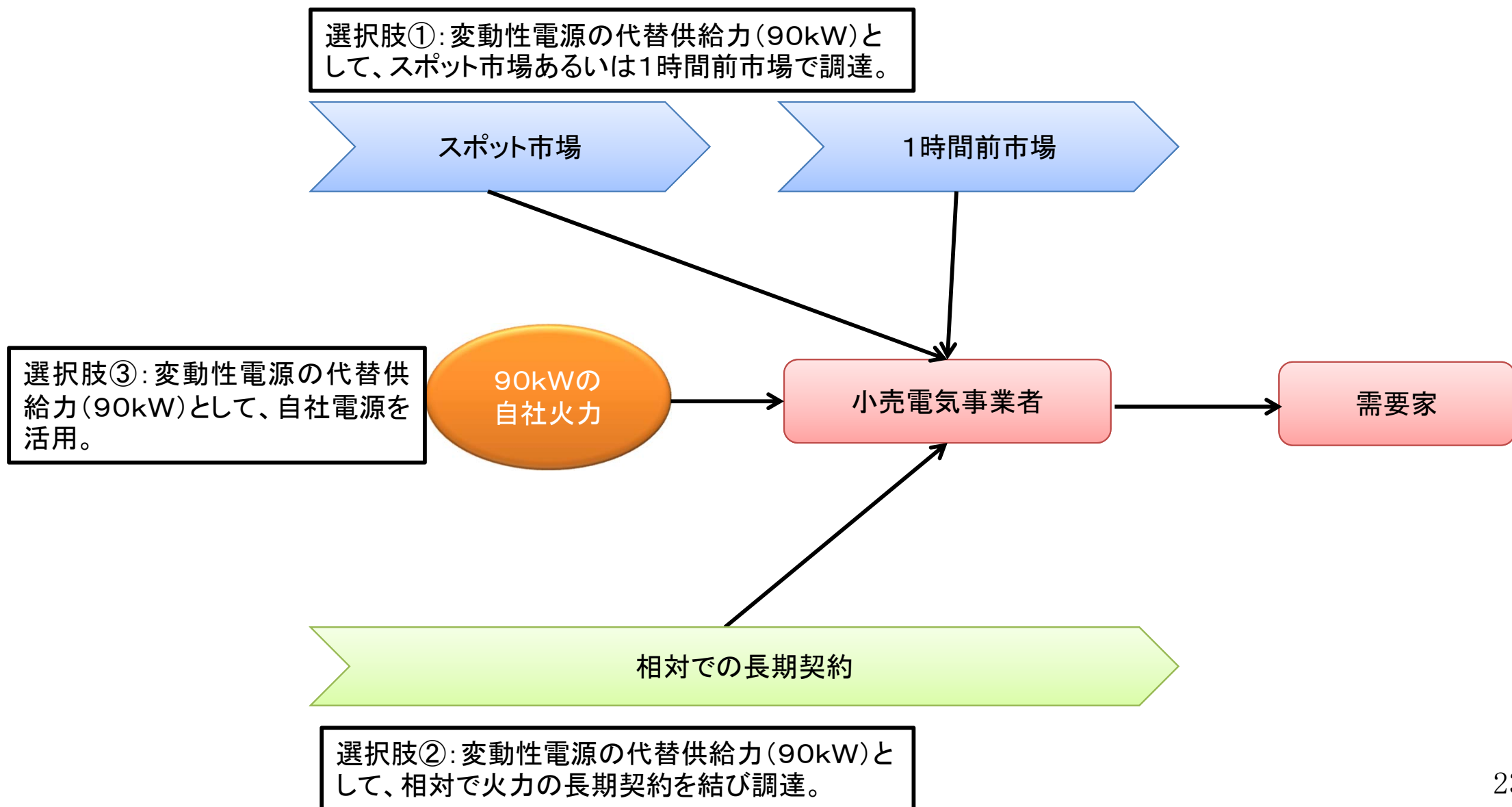
3 回避可能費用における変動性電源と非変動性電源の扱い

- 変動性電源を買い取る場合、小売事業者は同時に、バックアップ供給力を確保することが求められ、火力発電の稼働率は低下する。前回の事務局案は、こうした追加的に発生するコストを、可能な限り、FIT制度の中で評価し、見える化することが適切ではないか、との問題意識に基づくもの。
- この場合、小売事業者が卸電力取引所（スポット市場等）で変動電源の代替供給を確保するときは、回避可能なコストは、前回のWGで議論されたように、取引所価格と考えることが適当ではないか（火力発電の稼働率の低下は市場価格に反映される。なお、電力システム改革後において、各小売事業者が合理的な範囲で、卸電力取引所での調達により供給力を確保することは、制度上可能）。
- 他方、小売事業者が指定するタイミングで必要な量が供給されるバックアップ電源の長期契約について、前回の事務局案は、スポット市場における価格変動をヘッジする効果もあることから、スポット市場の平均価格に比べて価格が高いと見込まれるのではないかと、いう想定が前提。
- しかしながら、小売電気事業者が変動性電源のバックアップ供給力として、①卸電力市場での調達、②相対での長期契約による調達、③自社電源の活用のいずれを選択するかは、当該小売事業者の選択による。また、長期契約の場合にも、あらかじめ、バックアップ電源の稼働率の低下を織り込んで契約が締結されと考えられる。さらに、長期契約は、売り手（発電事業者）にとっても、(a)市場価格の変動リスクを避けて確実な売電契約が締結できること、(b)当事者間で一定の最低利用率を定めれば確実な電気の引き取りが期待できる、といったことから、長期契約の価格は、当然に市場価格よりも高いとは言えないのではないかと。
- したがって、小売電気事業者が変動性電源のバックアップを長期契約で調達する場合を含めて、市場価格ベースで回避可能費用を設定することとし、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が一案ではないかと。
- なお、上記の整理は、回避可能費用の算定に係る考え方であって、変動性電源の導入拡大に伴って、バックアップとして維持が必要な火力発電の稼働率低下等により社会的コストが増大することには留意が必要ではないかと。

【参考】100kWの太陽光発電を調達した場合の代替供給力確保について

※PVの供給力計上分を10%と仮定した場合。

- 買取義務者である小売電気事業者が、太陽光発電を調達した場合の代替供給力をいかなる手段で確保するかは、経済的観点から、最も安価な調達手段が選択され则认为られる。
- 現時点において、長期契約については、当然に市場価格よりも高いとは評価できないのではないかな。



4-1(1) 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における回避可能費用自体の差の有無にかかわらず、原則ケースと比較して、特例①、②それぞれの場合でコスト負担主体が異なるものもあると考えられる。
- 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が別の主体に転嫁されていると考えられることから、固定価格買取制度による再生可能エネルギー導入に伴い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ることが考えられる。
- このため、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、負担の在り方(それらが回避可能費用に含まれるかどうかも含む)を以下で具体的に検討していく。

＜FITインバランスに係るコスト及び負担者の比較＞

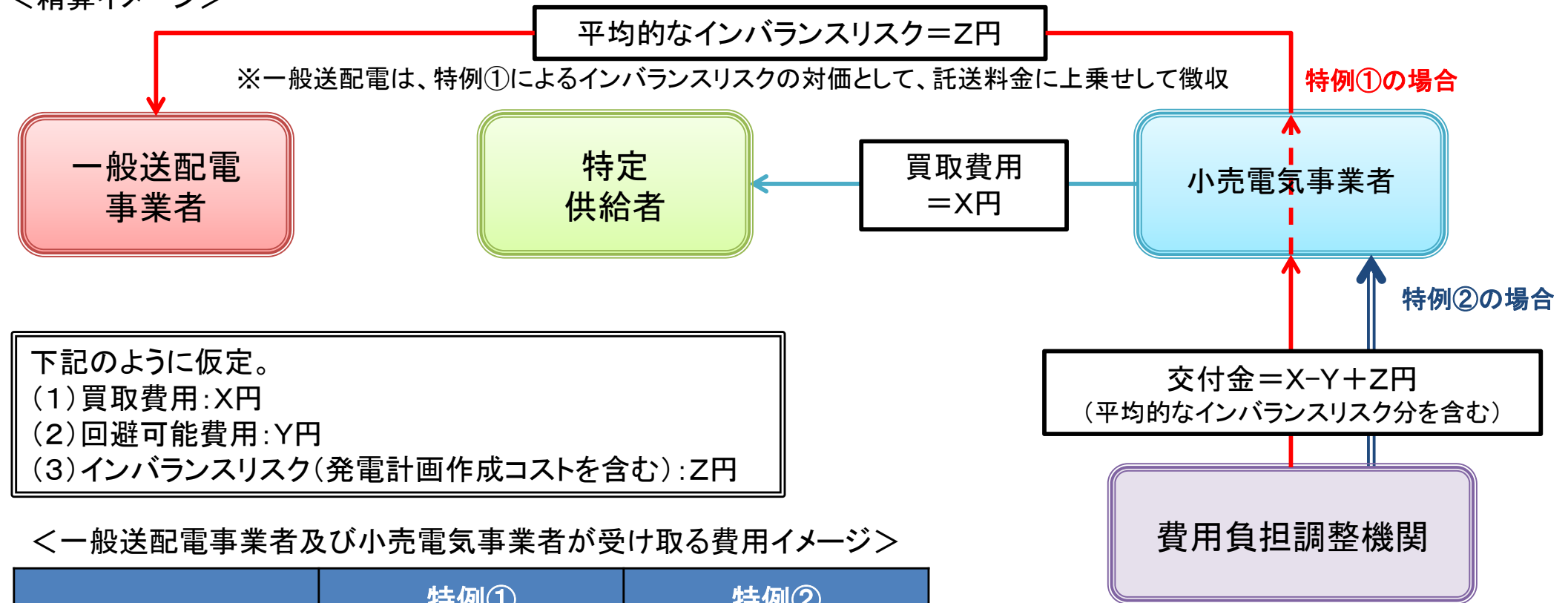
	原則	特例①	特例②
発電計画作成コスト	特定供給者	一般送配電事業者	小売電気事業者
成形コスト ※	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
インバランスリスク	特定供給者	一般送配電事業者	小売電気事業者

※ 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。

4-1(2) FITインバランス特例①、②におけるインバンス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ンスリスク(インバンスリスク等)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ンス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ンス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ンス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してはどうか。

<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

4-2 インバランスリスク単価についての考え方

- FITインバランス特例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リスクを負うことになっている。
- インバランスリスクは、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料金と回避可能費用の差と考えるべきではないか(通常、インバランス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「リスク」という用語を用いているがここでの定義上、インバランス発生率は勘案していない(インバランス発生率は次頁の案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のではないか。
- また、小売電気事業者がFITインバランス特例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ではないか。
- なお、仮にインバランスリスク(総額)がマイナスとなる場合はゼロとみなすことが適切ではないか。

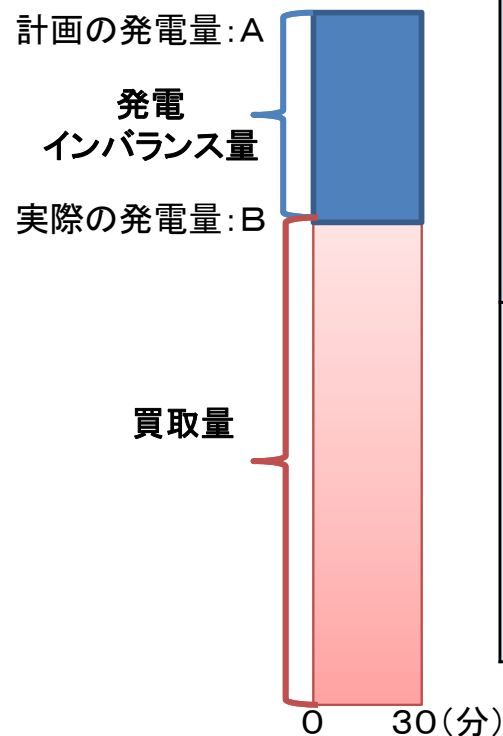
4-3 インバンスリスク総額の具体的な精算方法(案)

■ FITインバンス特例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)が負担するインバンスリスク等の総額の算定にあたっては、下記のような考えがあるのではないかな。

1. インバ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ンスリスク(総額)を認める。
2. インバ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ンスの発生率より低い発電インバ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な。

■ 上記の考え方にに基づき、インバンスリスクを算定する方式として、たとえば、以下のような2つの案が考えられるが、どちらの案を採用すべきかな。ただし、いずれの案においても、制度開始当初からこの仕組みを導入することが技術的に可能かな、精査が必要と考えられる。(託送料金のシステム対応等が必要となるため)

【不足インバンスの場合】



	インバンスリスク(総額)	留意点
案1	インバンスリスク単価 × 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ず、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、発電インバンスを最小化するインセンティブがある。 ・過剰なインバンスリスクを支払う可能性がある。
案2	インバンスリスク単価 × (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)) × 実際の発電量(kWh) ※リスク単価 × インバンス発生率 × 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ず、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、発電インバンスを最小化するインセンティブがある。 ・インバンスの発生率はFIT電源の種別に応じて異なる。

【参考】 交付金等算定に関する法令上の規定

○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 （略）

○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）

（交付金の額の算定方法）

第15条

法第9条各号列記以外の部分の経済産業省令で定める方法は、前条で定める期間ごとに、法第9条の規定に基づき算定して得た額から消費税及び地方消費税に相当する額を控除して得た額に交付金の交付に伴い当該電気事業者が支払うこととなる事業税に相当する額を加える方法とする。