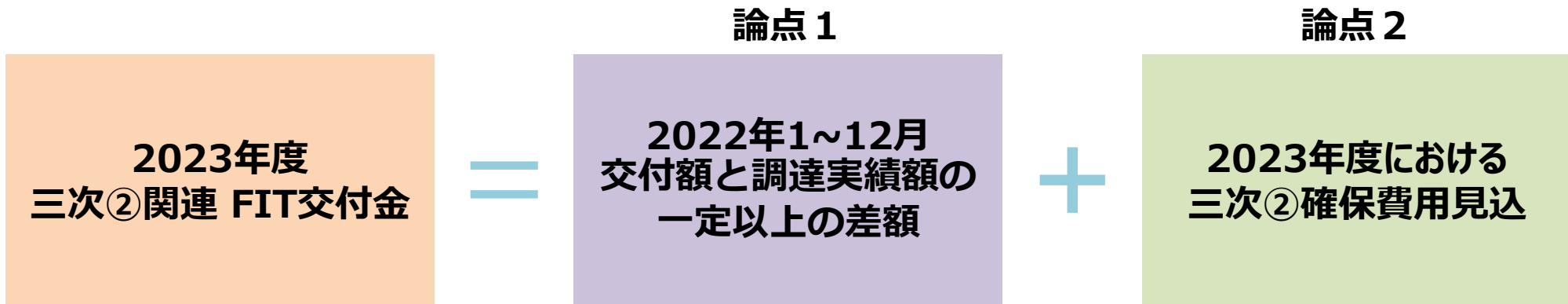


再エネ予測誤差に対応するための 調整力確保費用

資源エネルギー庁
2023年3月2日

本日のご議論

- 前回は、これまでのご議論や三次調整力②（以下「三次②」という。）の取引状況を踏まえ、2023年度の交付金活用の在り方について、①2022年の交付額と調達実績額の一定以上の差額と②2023年三次②確保費用という観点からご議論いただいた。
- 今回も、前回に引き続き、2023年度の交付金の活用のあり方についてご審議いただきたい。



- 論点 1 : 交付額と調達実績額の差額への対応について**
- 論点 2 : 2023年度の調整力確保費用の金額水準

需給調整市場における制度見直しの影響額と内訳

- 前回（2/9）の本小委において、2023年度の三次②に係る交付額の算定に際し、2022年のFIT交付金と調達費用実績との差額約800億円のうち、今後は費用計上が認められない、制度見直しの影響額約270億円については、基本的に算定対象から除外することとした。
- ただし、全体の9割を超える約250億円が中部エリアで生じていることから、その要因を更に調査・分析の上、その結果を踏まえ、最終的な費用の扱いを判断することとした。
- その後、電取委の協力を得つつ、中部エリアにおける制度見直しの影響額の内訳を調査・分析したところ、以下のとおりであった。
 - ✓ 合計約250億円のうち、制度見直しによる減額見込みが3社計約260億円
※別途、増額見込みが、他3社で計約10億円あるため、影響額の合計は約250億円
 - ✓ そのうち、最多が「持ち下げ供出」で約135億円
 - ✓ 次に多かったのが「経済差し替え及び機会費用等の計上」で約109億円
 - ✓ 最も少なかったのが「起動費の重複計上」で約16億円

- 持ち下げ供出・・・他の電源の出力を下げた上で、新たに電源を起動し、余力も含め調整力として活用すること。
- 経済差し替え・・・約定した電源について、実需給時に他の電源と差し替えること等により、起動させないこと。
- 機会費用等の計上・・・卸電力市場価格（予想）との限界費用の差額を踏まえた費用等を計上すること。
- 起動費の重複計上・・・連続する時間帯の入札において、それぞれの時間帯の応札価格に起動費を計上すること。

(参考) 交付額と調達実績額の差額への対応 (1/2)

第49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 (2023年2月9日) 資料2 一部修正

- 前回 (12/27) のご議論では、三次②の調達見込単価と実績単価に一定以上的大幅な乖離が生じた場合は、次年度の交付金で対応し、2023年度のFIT交付金は、2022年1月～12月の差額に対応することとされた。
- 2022年1月～12月の調達費用は、合計約1,477億円であった一方、2022年のFIT交付金は計約700億円であり、計約800億円程度の差額が発生。
- このうち、約270億円は、機会費用の計上や起動費の扱いなどに関する電取委における検討結果を踏まえ、今後、需給調整市場ガイドラインの改定以降は費用として認められないものである。
- 2023年度の交付金の算定に際し、このような費用について、どのように扱うことが妥当と考えられるか。

(億円)

2022年1～12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
三次②調達費用※1	56.9	128.0	150.6	452.2	18.4	292.8	116.1	52.4	209.8	1,477.3
FIT交付金	73.2	50.8	66.8	146.6	15.3	125.0	63.1	34.4	120.4	695.7
制度見直し影響額※2	-3.2	0.3	-8.8	-245.9	-3.9	5.9	-7.5	-2.0	-4.0	-269.2

※1 : 2022年1～12月の三次②調達費用 (確報値) を使用。

※2 : 第81回制度設計専門会合 (2023年1月30日) 資料5より抜粋

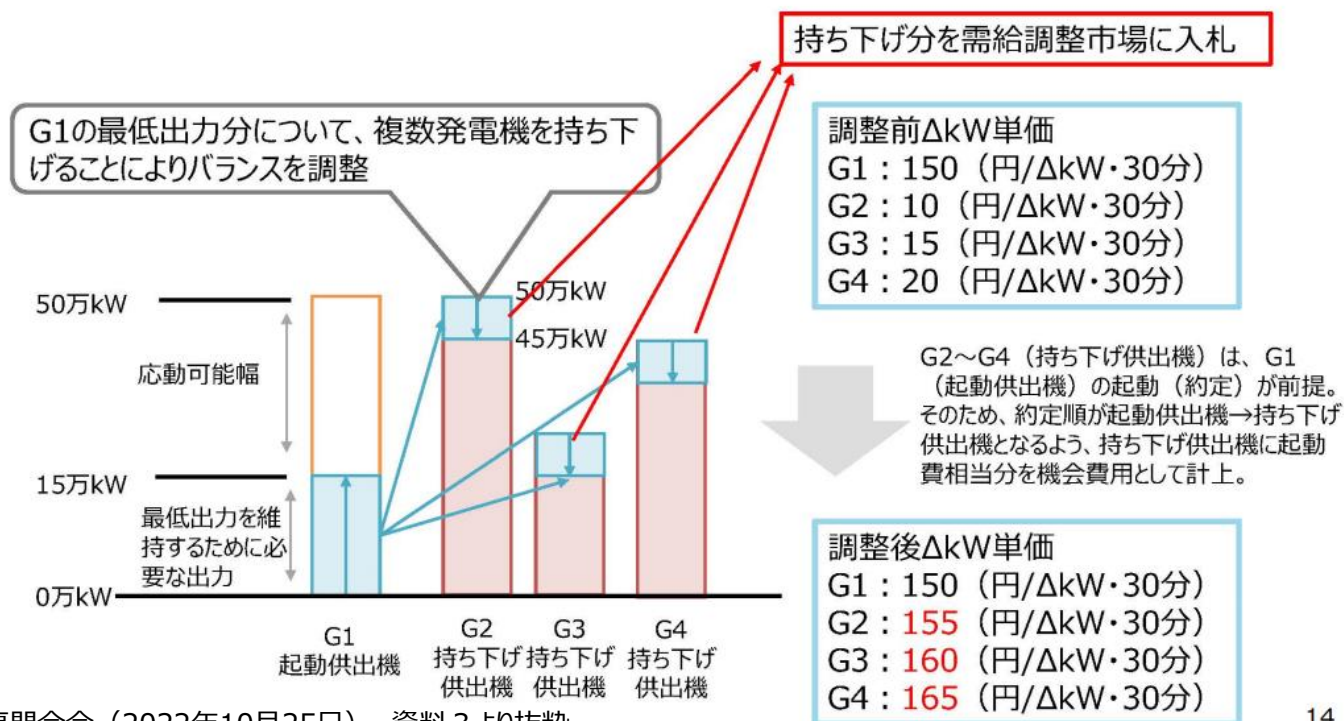
(参考) 交付額と調達実績額の差額への対応 (2/2)

- 三次②は、FIT発電事業者に代わり、一般送配電事業者が再エネ予測誤差を調整するための費用であり、現実に要した費用については、FIT賦課金で適切に手当することが原則である。
- 他方、国民負担を原資とするFIT交付金において、今後は費用計上が認められない費用を全額負担することは、妥当性を欠くと考えられる。このため、今回、電取委の調査により明らかになった金額については、交付金の算定対象から除外することを基本としてはどうか。
- ただし、一般送配電事業者に発生した費用を全て一般送配電事業者の負担とすることは、電力の安定供給の中核を担う一般送配電事業者の経営の安定性の観点から課題が残る。
- このような視点に立ち、約270億円の内訳を見ると、エリアにより大きく差異があり、全体の9割を超える約250億円は中部エリアで生じている。
- このため、中部エリアにおいて多額の費用が生じていることの要因を更に調査・分析の上、その結果を踏まえ、これらの費用の扱いを最終的に判断することとしてはどうか。

(参考) 持ち下げ供出について

- 三次②の取引では、昨夏に約定価格が上昇し、2022年8月には、最高約定価格が347.8円/kW・30分となり、過去最高となった。そのような価格高騰を踏まえ、電取委においては、2022年8月の三次②の入札価格等のデータに関して報告徴収を行うとともに、合理的な行動となる価格で入札を行っているかを確認するため、ヒアリング等を行った。
- 分析の結果、電源の起動並列において、調整力として使用しない最低出力を維持するための電力分を、他のユニットの出力を下げることにより調整し、出力を下げたことにより余力分が生じたユニットを需給調整市場に入札している事業者が確認された。その際、**起動供出機の起動費単価を機会費用として計上している事業者がいることが確認**された。

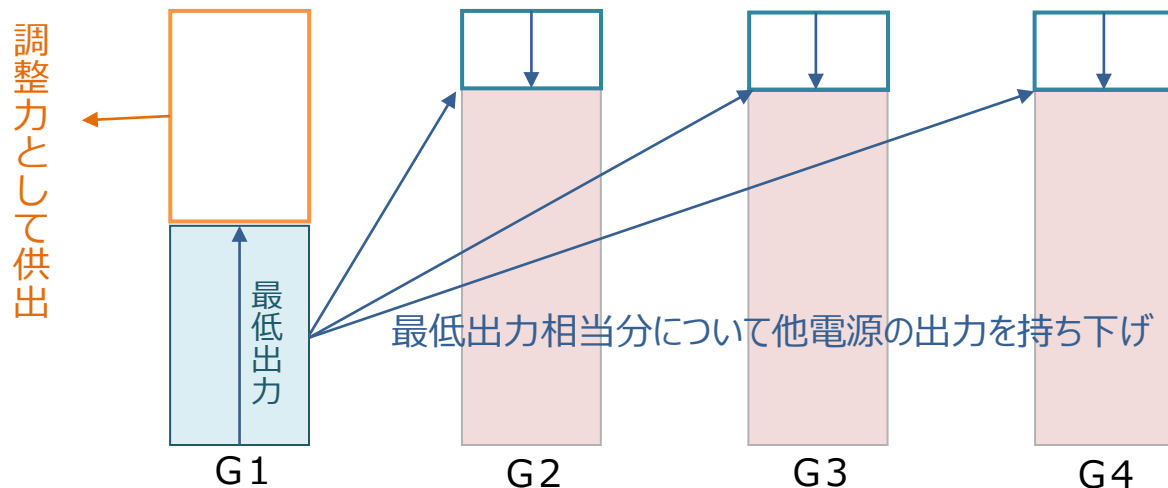
とある事業者における追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出イメージ>



(参考) 持ち下げ供出について

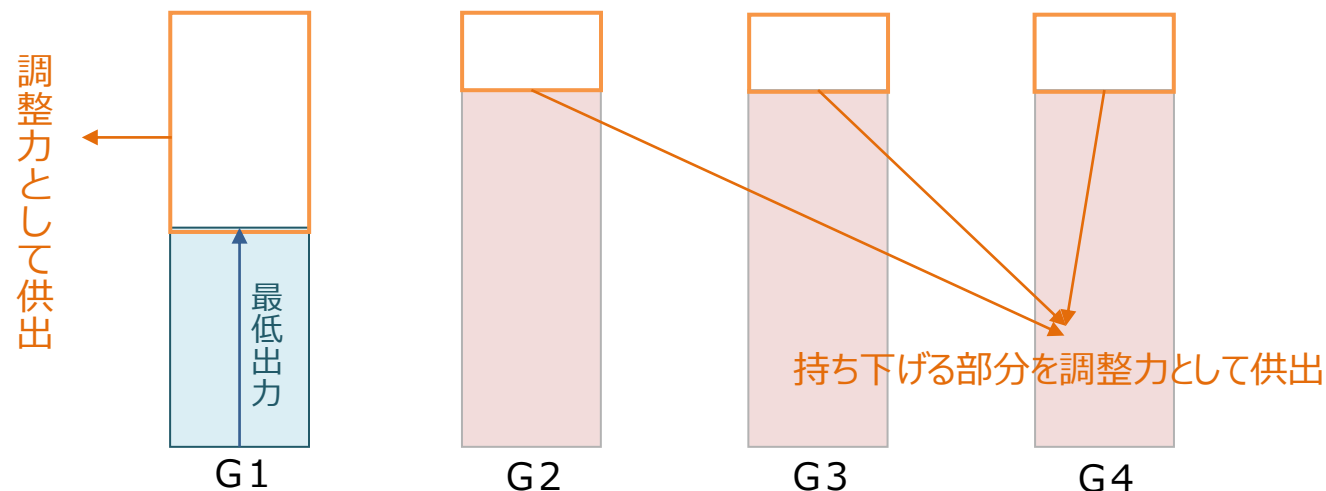
①最低出力相当分の持ち下げ

- ✓ 新しく調整力を確保するために電源(G1)を起動し、最低出力以外の部分を需給調整市場に供出。
- ✓ 最低出力相当分は、他の電源(G2~G4)の出力を下げる。



②持ち下げ分の調整力としての供出

- ✓ 出力を下げた部分(持ち下げ分)は、指令がかかれば稼働するため調整力として供出ができる。
- ✓ ただし、G1が調整力として約定しなかった場合、持ち下げ自体が発生しないため、G1が調整力として供出されることが前提。



(参考) 経済差し替えについて

- また、約定したユニットを必ず起動しなければならないという整理はないものの、三次②に応札し、約定したものの、実需給時に起動していないユニットが存在することが判明した。

起動費等の扱いに関する整理 (案)

第79回制度設計専門会合
(2022年11月25日) 資料3より抜粋

- 起動費等の扱いに関して、以下の整理としてはどうか。
- なお、需給調整市場ガイドラインは、需給調整市場における考え方を示すものであることから、発電事業者から一般送配電事業者に費用を返還する際の詳細な方法等については、取引規程(需給調整市場)もしくは事業者間での契約書等に記載することが望ましいのではないか。
- 加えて、第69回制度設計専門会合(本年1月)において整理した、原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないこととし、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する点について、需給調整市場ガイドラインに明記してはどうか。

実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還について

- 需給調整市場に起動費を計上して入札・約定(※)し、一般送配電事業者からの停止指令により実需給時まで起動しなかった場合には、一般送配電事業者との間で起動費を清算する。また、他エリアの一般送配電事業者が調達をした場合には、一般送配電事業者間で別途清算を行う。

※約定後に電源差替えした場合は当該差替え電源が対象。

電源差替え時の価格について

- 電源を差替える場合、 ΔkW 約定単価に関しては、差替え後のユニットに合わせた ΔkW 約定単価に変更する。ただし、差替え後の ΔkW 約定単価は、差替え前の ΔkW 約定単価以下の値とする。

※ 電源差替え時の価格の変更については、取引会員においてシステム改修が必要な場合があるとのことであり、システム改修までは、事後清算を可とする。

(参考) 起動費の重複計上について

- その他、電取委の第68回制度設計専門会合において、連続するブロックへの入札において、それぞれのブロックに起動費を全額計上している事業者が存在することも指摘されている。
- 起動費の重複計上額については、2022年度の三次②調達費用において、FIT交付金を活用する際には、交付額から控除した。

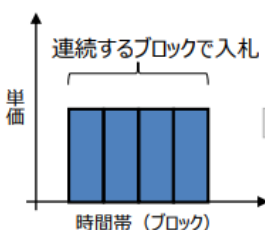
第68回制度設計専門会合
(2021年12月21日) 資料4より抜粋

(参考) 歯抜け約定のイメージ・起動費の過回収、回収漏れ及び入札戦略の例

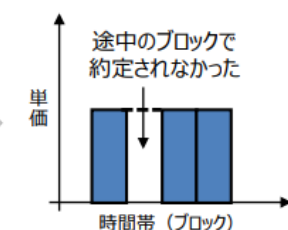
- 歯抜け約定のイメージ、起動費の過回収、回収漏れ及び入札戦略の例は以下の図のとおり。

【歯抜け約定】

<入札時>



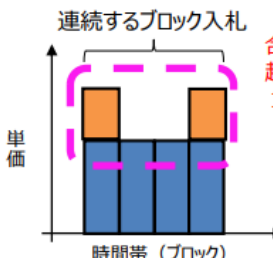
<約定結果>



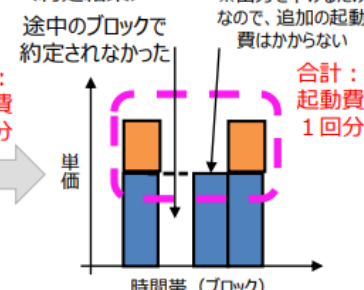
連続するブロックにおいて、一部のブロックのみ約定している状態。

【起動費の入札戦略の例】

<入札時>



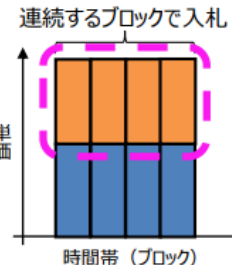
<約定結果>



約定確率の高いブロックに傾斜配分することにより回収漏れを防ぐ。

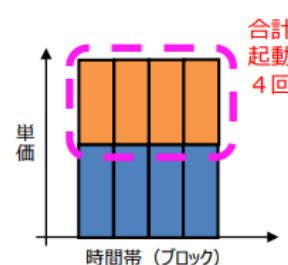
【起動費の過回収の例】

<入札時>



合計：
起動費
4回分

<約定結果>

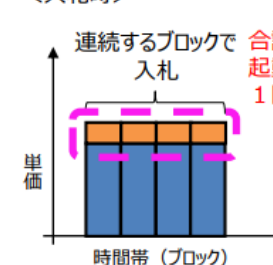


合計：
起動費
4回分

発電機に係る起動費は1回分で済むが、ブロックごとに起動費を計上することにより、過回収が生じている。

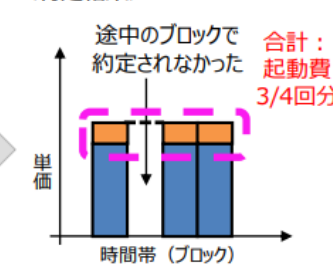
【起動費の回収漏れの例】

<入札時>



合計：
起動費
1回分

<約定結果>



合計：
起動費
3/4回分

起動費1回分を均等按分すると、歯抜け約定が起こった場合、約定されなかったブロックに計上した分の回収漏れが起こる。

制度見直しによる影響額への対応①

- 制度見直しによる減額見込みの要因のうち、「**起動費の重複計上**」については、2022年1月の電取委制度設計専門会合において、望ましくない入札行動として以後は認めないことと整理されており、**そもそもFIT交付金の対象とはなり得ないものである**。

※本来、応札価格に含めるべきでない費用である以上、発電事業者においては、中部PGに相当額を返還することが妥当と考えられる。

- 次に、「**経済差し替え及び機会費用等の計上**」は、発電事業者が自ら主体的に行った経済合理的な取組であり、その**取組自体は不適切なものでない**。
- 他方、約定後に行われた経済差し替え等の**便益は、応札した発電事業者にのみ帰属**するものであり、今後は、需給調整市場ガイドライン及び取引規程の改定により、実需給時まで起動しなかった場合の起動費は返還するなどの対応が求められる。
- こうした費用について、国民負担を原資とする**FIT交付金で支出することは、妥当性を欠くのではないか**。

※費用の扱いについては、電取委において整理された需給調整市場ガイドライン及び取引規程改定の方方向性を踏まえつつ、負担の公平性の観点から、契約当事者である発電事業者と中部PGとの間で、返還を含めた費用の見直しを誠実に協議することが妥当である。

- 分析結果を踏まえ、機会費用と逸失利益の計上、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱いに関する整理について制度設計専門会合において議論・検討が行われ、とりまとめられた。そのうえで、機会費用や逸失利益の考え方等については引き続き検討することとし、以下の点については需給調整市場ガイドラインを改定することについて、電力・ガス取引監視等委員会より建議が行われたところ。
- 本件は、電源側の費用を必要な範囲で回収しつつ、その適正化を図るものであり、より合理的な入札行動に資すると考えられることから、**建議の通り需給調整市場ガイドラインを改定することとしてはどうか。**

＜ガイドライン改定の方向性＞

- ・ 「機会費用と逸失利益の計上に関する整理」では、需給調整市場ガイドラインにおける限界費用、卸電力市場価格（予想）等について明確化。
- ・ 「持ち下げ供出の扱いに関する整理」では、需給調整市場に対して起動供出機を供出し、同時に持ち下げ供出機も供出する場合の、持ち下げ供出機に関する入札価格の考え方を整理。
- ・ 「起動費等の扱いに関する整理」では、実需給時まで起動しなかったユニットの起動費の返還方法や、電源差替え時の価格の考え方等について整理。

＜需給調整市場ガイドライン 改定事項＞

- ・ 限界費用に含まれる燃料コストについては、特段の事情がない限り、定格出力までの間の適切な価格を1つ選定する旨、記載する。また、揚水発電等の限界費用については、需給調整市場ガイドラインの調整力kWh 市場における記載を参照する旨、記載する。
- ・ 卸電力市場価格（予想）は、当該エリアのスポット市場価格と時間前市場価格の想定値の範囲内から、適切な価格を1つ選定する旨、記載する。なお、受け渡し日の前週に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）はスポット市場価格の想定価格とし、受け渡し日の前日に取引が行われる場合、卸電力市場価格（予想）は時間前市場価格の想定価格とする旨、記載する。また、時間前市場価格の想定価格は、スポット市場価格を基に算定する旨、記載する。
- ・ ΔkW 価格の算出に当たっては、「 ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額等」の式を満たすようにし、「等」は売買手数料とする旨、記載する。
- ・ 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めないこととし、1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において工夫する点や、取り漏れが生じた起動費等については、当該年度の先々の取引において計上することを許容する旨、記載する。

制度見直しによる影響額への対応②

- 最後に、「持ち下げ供出」は、特に中部エリアにおいて、需給調整市場での売り応札量が買い応札量を下回る状況が続き、売り応札量の増加策が電取委で議論される中、発電事業者において、売り応札量を増やす取組の一つとして行われたものである。
- この取組は、売り応札量の増加ひいては約定量の増加に寄与しており、その便益は、発電事業者のみならず、広く社会全体に帰属するものである。このような取組の費用について、仮にFIT交付金を一切充当せず、すべて事業者の負担とした場合、応札量の増加に向けた今後の事業者の自主的な取組を妨げる可能性もある。
- このため、その費用については、基本的にFIT交付金の対象とすることとしてはどうか。
- ただし、FIT交付金の対象費用は、応札量の増加に不可欠であった範囲に限定する必要がある。例えば、応札価格が必要以上に高かったと認められる場合は、超過分の費用を対象外とすべきである。
- また、応札量の増加に向けた取組が結果的に市場価格の高騰の一因にもつながり、電取委による調査を経て、現行ガイドライン及び取引規程の見直しに至った経緯を踏まえると、電取委が調査に着手するまでの1月～7月分を対象とすることが妥当と考えられる。
- 以上を踏まえ、中部エリアで生じる制度見直しの影響額については、約50億円をFIT交付金の対象とすることとしてはどうか。

※残る費用の扱いは、電取委において審議された一連の内容を踏まえつつ、契約当事者である発電事業者と中部PGとの間で誠実に協議することが考えられる。

交付額と調達実績額の差額への対応について

- そのうえで、交付額と調達実績額の差額については、年度平均単価に対する月別平均単価の変動（約3%程度）と同程度であれば、各社への影響も大きくないと考えられることから、±3%以上の単価差が生じた場合、交付額と調達実績額の差に対応することとしてはどうか。
- そのような考えのもと、制度見直しによる影響額も踏まえ、2022年1~12月の差額に対応する場合、対応額は計約617億円程度となる見込。

【億円】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
25.5	77.1	87.0	98.8	3.2	141.2	59.6	19.5	105.6	617.5

今後の市場監視等の在り方

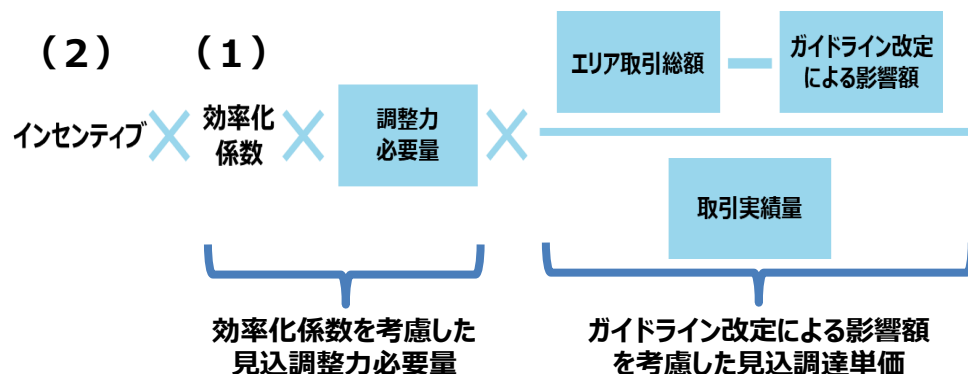
- 昨年8月の市場価格高騰を契機とした電取委による調査・検討の結果、需給調整市場の取引ルールを定めたガイドラインが改定され、今後は、応札価格の算定等において、より厳格なルールが適用されることとなった。
- これによる費用削減見込みは約270億円に上っており、今回の取引ルール見直しにより多額の社会的費用が、今後抑制される見込みである。こうした費用を未然に最大限抑制する観点から、今回行われたような取引ルールの見直しは、できる限り早期に実施・適用されることが望ましい。
- そのためには、電取委において、引き続き、厳格かつきめ細やかに取引を監視するとともに、必要に応じて速やかに制度の見直しを検討することが重要。
- 一方、資源エネルギー庁及び電力広域機関においては、デマンドリスポンス（DR）を含めた新規参入を促しつつ、調整力必要量の更なる適正化を進めるなど、需給調整市場や関連する制度のあり方を不断に見直すことが求められる。

- 論点 1 : 交付額と調達実績額の差額への対応について
- 論点 2 : 2023年度の調整力確保費用の金額水準**

2023年度の三次②調達費用に関する交付金活用の考え方①

- 前回の小委において、2023年度の確保費用については、効率化係数やインセンティブ設計を導入のうえ、以下のような算定式に基づき算定することをお示した。
- (1) 効率化係数や、(2) インセンティブについては、三次②必要量は、エリア毎に異なる再エネの導入状況や天候等、一般送配電事業者にとって外生的な要素でも変動しうる一方で、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の低減に向けた取組によっても変動することを踏まえ、各社の取組を促進できるような仕組みとする必要がある。
- 上記を踏まえ、(1) 効率化係数については、過去の三次②必要量実績値の変動のうち、共同調達の開始等、仕組みの変更による影響や、天候の影響等を控除のうえ、一般送配電事業者の努力によって変動可能と考えられる範囲を算定し、使用することとしてはどうか。
- 具体的には、2022年の必要量実績値の変動のうち、一般送配電事業者の努力によるものと考えられる変動率を踏まえ、更なる取組等を促す観点から、年0.5%と設定してはどうか。また、今後の取引実績等を踏まえ、必要量を精査の上、定期的に見直すこととしてはどうか。

< 2023年度の三次②確保費用 算定式のイメージ※1>



< 三次②必要量の変動を踏まえた分析>

必要量の変動量	
2021年4~10月 必要量実績※2	182.4億ΔkWh
2022年4~10月 必要量実績	155.2億ΔkWh
変動量	27.2億ΔkWh (約15%)

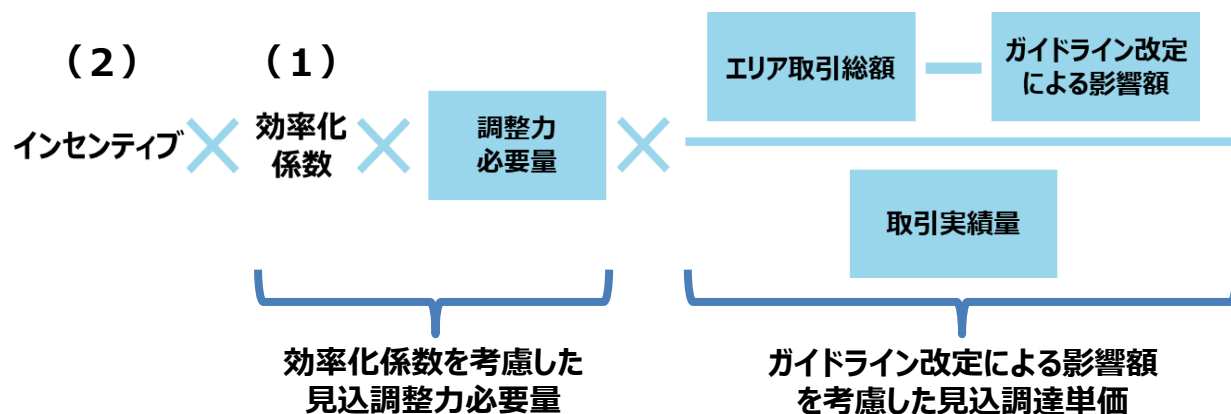
- ・ 共同調達等による変動 約11%
- ・ 天候による変動 約0.5%
- ・ 気象予測精度向上による変動 約3%
- ・ 一般送配電事業者の取組による変動

※1：2022年1~12月における、交付額と調達実績額の差額への対応は別途算定を行う。

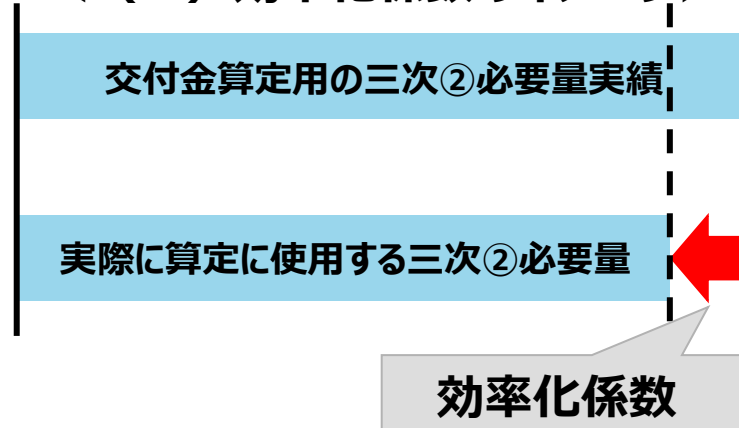
※2：2021年度の必要量については、2022年度設備増加率を元に補正。

- 三次②の必要量は、エリア毎に異なる再エネの導入状況や天候等、一般送配電事業者にとって外生的な要素でも変動しうる。一方で、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の低減に向けた取組によるところも少なくない。
- このため、翌年度の三次②の確保費用を算定する際には、その全てを自動的に交付するのではなく、各一般送配電事業者による、再エネ予測誤差の低減に対するインセンティブが働く仕組みとする必要がある。
- こうした観点から、(1) 調達量を継続して減らすことを促す効率化係数と、(2) 他エリアとも比較の上、各事業者の取組結果に応じたインセンティブを導入し、調達量削減に向けた取組を促すこととしてはどうか。
- 効率化係数については、一般送配電事業者による調達量低減に向けた継続的な取組を促すという趣旨に鑑み、例えば0.5～1.0%程度を基本とし、今後の取組状況を踏まえつつ、定期的に見直すこととしてはどうか。

< 2023年度の三次②確保費用 算定式のイメージ※ >



< (1) 効率化係数のイメージ >



(参考) 広域機関における三次②の事後検証結果

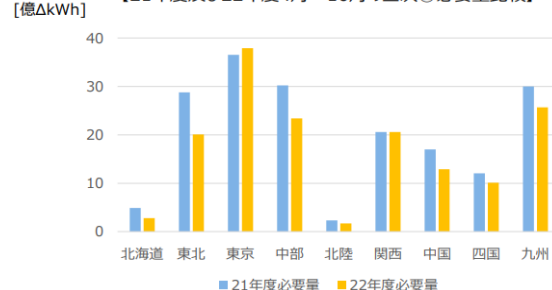
- 三次②必要量については、一般送配電事業者が三次②必要量の妥当性について検証を行い、電力広域機関が確認結果を事後検証することとしている。
- 2022年4～10月の取引状況について、前年同月の必要量を設備増加率を踏まえ補正したのち、必要量の低減有無を確認した結果、約15%の必要量低減が確認された。
- また、共同調達による東ブロック（東京・東北）や中西ブロック（北陸・関西・中国・四国・九州）における必要量削減効果や、中部エリアにおいて行われた、アンサンブル予測の活用（日射量予測精度の信頼度に応じた必要量テーブルの見直し）による必要量削減効果を評価したところ、**低減効果は13.6%程度**だったと考えられる。

(5) 三次②必要量の低減有無について

32

- 次に2022年度に行った必要量低減に向けた取り組みに対する全体評価として、2021年度と2022年度の4月から10月における必要量の比較を行った。なお、三次②必要量はFIT設備増減の影響を受けることから、2021年度の必要量については、2022年度の設備増加率を補正することとした。また、三次②必要量は天候の影響も受けることが想定されるが、本比較では気象影響による補正は未適用としている。
- **結果は下図のとおりとなり、エリアによって多少の差異はあるものの、2021年度値と比較して、2022年度の必要量は全国合計で約30億ΔkWh（15%）の低減が確認できた。これは、再エネ予測精度自体の向上に加え、前述の共同調達やアンサンブル予測の活用といった必要量低減に向けた取り組みの効果と言えるのではないが。**

【21年度及び22年度4月～10月の三次②必要量比較】



【合計】
21年度：182.4 [億ΔkWh]
22年度：155.2 [億ΔkWh]

(3) 三次②必要量低減に向けた取り組みに対する評価について

25

- 次に必要量低減に向けた施策検討に対する検証として、今年度から導入した共同調達、および中部エリアにおけるアンサンブル予測活用による必要量低減効果を確認した。
- 4月から10月における単独エリアテーブルによる必要量と上記施策による実際の募集量を比較したところ、下表のとおり、共同調達によって東京・東北エリアで約19%、中西エリアで約8%と昨年度事前評価とほぼ同程度の募集量低減が確認できた。
- また、中部エリアではアンサンブル予測の活用に伴い約3%の低減（導入した7月15日以降の三次②必要量低減効果については約7%の低減効果）が確認できた。

(2022年4～10月)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
単独エリアテーブル必要量 [億ΔkWh]	2.8	33.6	37.9	24.2	1.9	21.1	14.3	10.9	28.6	246.8
募集量実績 [億ΔkWh]	2.8	20.1	37.9	23.4	1.7	20.6	12.9	10.1	25.7	213.2
低減効果 [%]		▲18.9		▲3.3			▲7.6			▲13.6

□：共同調達エリア □：アンサンブル予測活用エリア

(参考) 一般送配電事業者による予測誤差削減に向けた取組

- 予測誤差の削減に向けて、一般送配電事業者としては、最新の気象情報の取り込みを進めたり、日射量予測および発電出力予測の機械学習モデルの改良を行い、システム計算誤差を改善する等の取組を進めることが考えられる。それらの取組により、三次②の必要量を算定するための必要量テーブルの精度が改善されていくこととなる。

(参考) 一般送配電事業者における予測誤差削減への取組

第38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（2021年12月24日）資料2より抜粋

- 一般送配電事業者各社では、再エネ予測誤差削減に向けた取組が、現状、行われている。その代表的な取組は以下のとおり。
 - FIT特例①予測の前日6時再通知
 - 最新の気象情報の取り込み（気象庁初期時刻前々日21時の使用）
 - 複数の気象モデルを活用した出力予測の導入
- また、更なる予測誤差削減に向けた取組が、一般送配電事業者各社にて継続的に進められている状況である。

	今後の取組		今後の取組
北海道電力 NW	・細分化された予測地点（メッシュ）ごとの日射量実績を受信し、電力変換カーブの補正に活用 ・アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討	関西電力 送配電	・予測精度向上に向けた日射量から発電出力への換算係数の細分化および精緻化（継続的取組） ・アンサンブル予測に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
東北電力 NW	・PV高低圧設備の地理的粒度細分化(5kmメッシュ) (2022/3) ・海外気象モデルを活用したアンサンブル予測の適用(同上) ・風力設備の予測更新間隔短縮(同上)	中国電力 NW	・発電実績を踏まえ出力予測に用いる出力換算係数を検証し、必要により見直しを実施 ・アンサンブル予測に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
東京電力 PG	・気象予測購入会社の追加による気象予測精度の検証と採用検討 ・PV出力予測のメッシュ化を実装予定（2024年度） ・気象の類似性を加味した最適な予測地点設置の検討	四国電力 送配電	・アンサンブル予測に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討 ・発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施
中部電力 PG	・アンサンブル予測で複数パターンの予測による誤差傾向を検証 ・数時間先のSYNFOS-solar統合予測への気象庁GPVの統合	九州電力 送配電	・複数の短時間予測モデルの内、過去類似日で好成绩であったモデルを重視することによる予測精度向上 ・風速予測配信回数の細分化 ・日射量予測メッシュの細分化(LFM導入)による精度向上検討
北陸電力 送配電	・複数の気象モデルを用いたSYNFOS-Solar統合版予測（外部委託）の導入後の精度検証とチューニング ・予測と実測の乖離を改善する実況補正の導入 ・アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報（外部委託）の活用検討	沖縄電力	・日射計を増設し、データ収集・分析等の検討を通して、PV発電出力推定実績の精度向上およびPV発電出力予測精度向上を図る

2023年度の三次②調達費用に関する交付金活用の考え方②

- また、（２）インセンティブ設計については、レベニューキャップにおけるインセンティブ設計を参考とし、自らの前年度からの改善率（縦比較）と、他社の改善率との競争（横比較）の双方を考慮することとした。
- その際、評価に使用するΔkW改善率については、昨年度からのFIT設備量増減による必要量の変動、今年度気象実績と前年度気象実績を踏まえた必要量の変動を控除することで、可能な限り各一般送配電事業者の取組自体を評価できるように考慮したものとした。
- ΔkW改善率を使用することで、前年度からの改善率を評価できるだけではなく、エリア毎の差異を考慮したうえで、公平に各社の取組を比較・評価することが可能となる。

<インセンティブに用いるΔkW改善率>

改善量

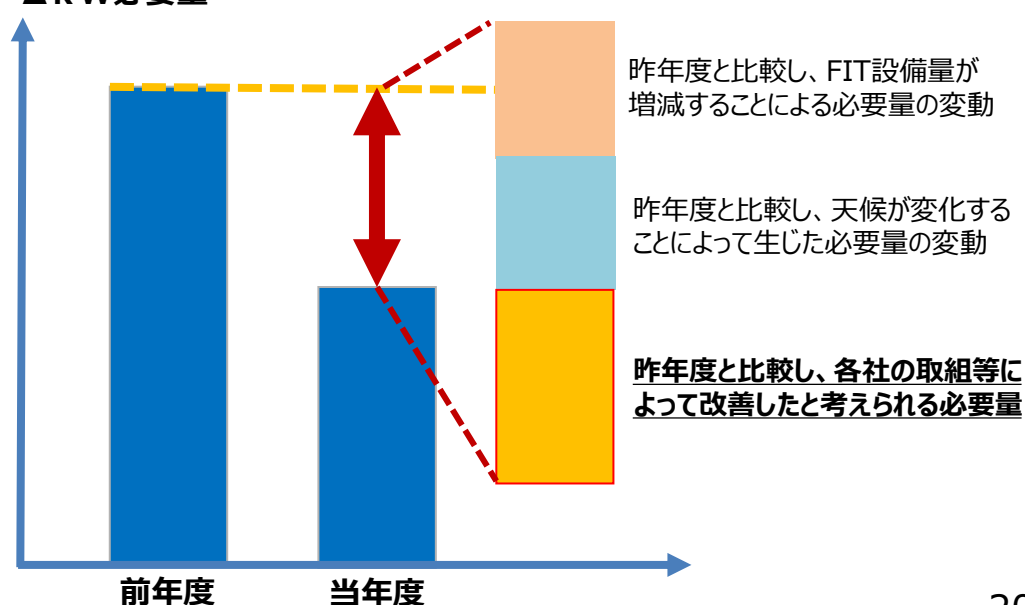
FIT設備量（前年度）

ΔkW必要量（前年－当年）±FIT設備量影響±気象影響

FIT設備量（前年度）

<各社の改善量の算出イメージ>

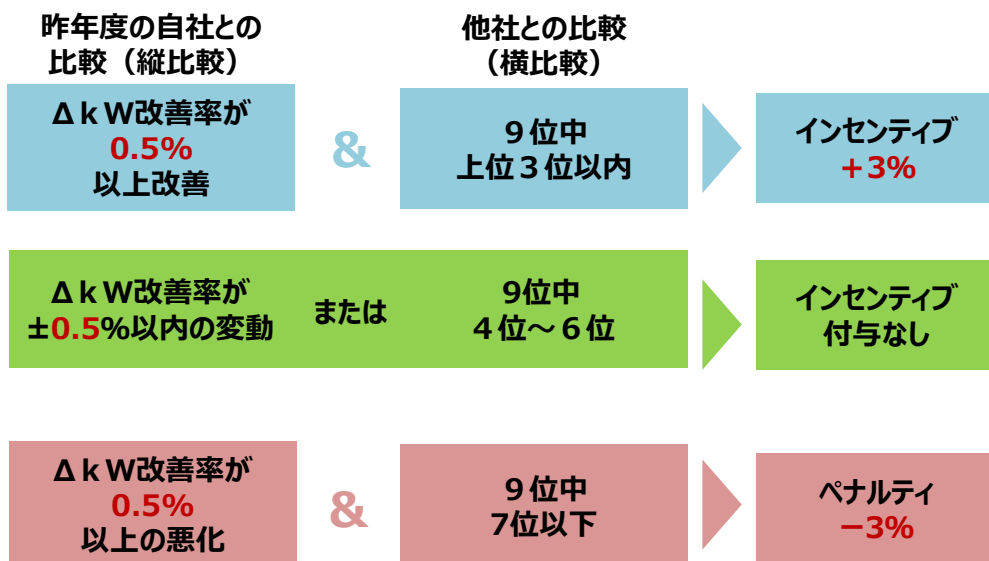
ΔkW必要量



2023年度の三次②調達費用に関する交付金活用の考え方③

- インセンティブ設計において、縦比較を行う際には、効率化係数以上の規模での必要量削減を促す観点から、 Δ kW改善率の数値が $\pm 0.5\%$ 程度改善または悪化した場合、それぞれインセンティブ、ペナルティを付与することとしてはどうか。
- また、効率化係数により削減を促すなか、上記上限のもと付与されるインセンティブとペナルティについては、交付金総額に与える影響を勘案し、それぞれ $\pm 3\%$ としてはどうか。また、効率化係数と合わせ、取引実績に応じ、必要量を精査の上、適宜見直すこととしてはどうか。
- 上記整理のもと、今回、 Δ kW改善率が 0.5% 以上、かつ上位3位以内となり、 $+3\%$ のインセンティブ付与対象となるのは、関西、四国、北陸。一方で、 Δ kW改善率が -0.5% 以下、かつ下位3位以内に該当し、 -3% のペナルティ付与対象となるのは東北となる。

<インセンティブの考え方>

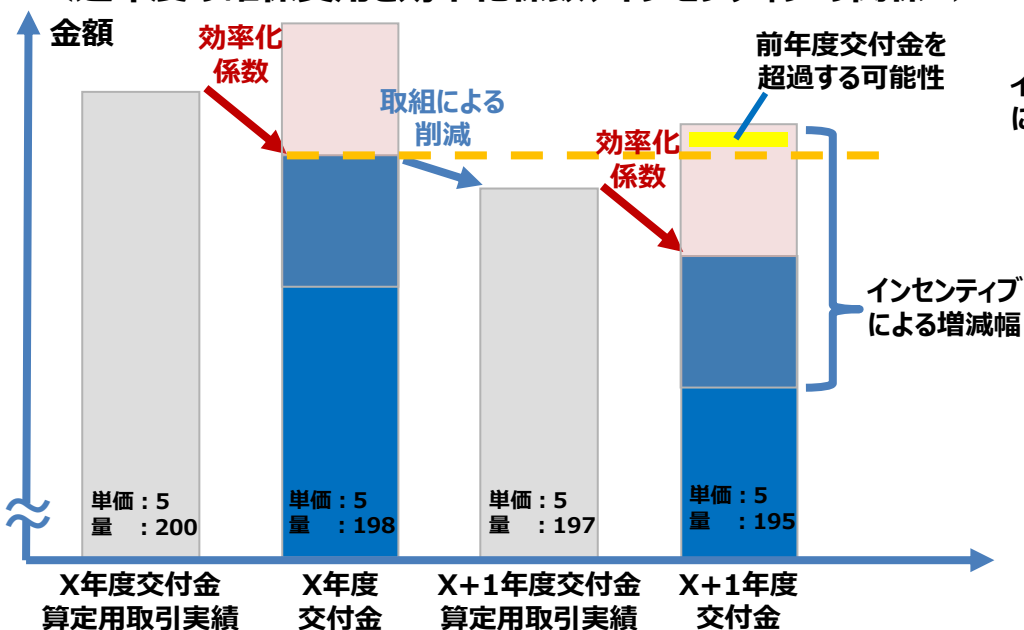


<2022年 Δ kW改善率>

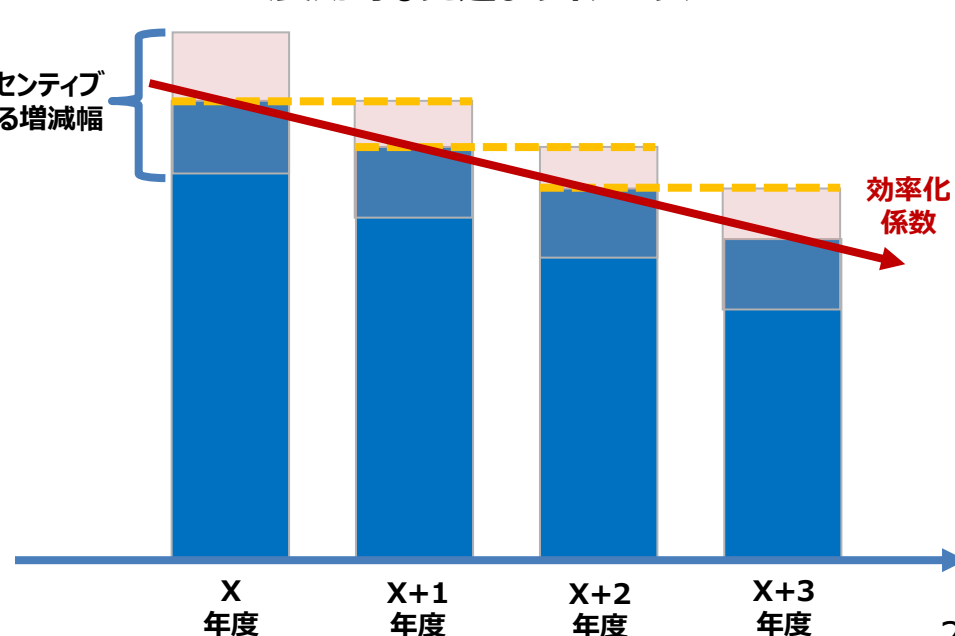


- また、三次②の取引状況や、インセンティブ等の設定状況によっては、インセンティブ付与による費用の増加により、効率化係数による低減効果を勘案してもなお、交付金額が過年度の三次②確保費用を上回る可能性がある。そのため、効率化係数やインセンティブ設計の水準については、相互の関係を考慮し設定する必要がある。
- そのうえで、国民負担が原資であるFIT交付金を活用しているため、継続的に三次②確保費用を低減させていく必要があることを踏まえ、本インセンティブとして付与できる金額については、前年度の交付金額を踏まえつつ、上限を定めてはどうか。
- なお、一般送配電事業者にとって外生的な要因により変動する調達単価の増加等によって、過去の取引費用を超過する場合については、増加要因について別途分析のうえ、対応することとする。

<過年度の確保費用と効率化係数、インセンティブの関係※>



<長期的な見通しのイメージ>



※単価の変動による増減については、別途検討することとする。

2023年度の三次②調達費用に関する交付金活用の考え方③

- 2023年度の再エネ予測誤差に対応する、調整力確保費用の金額水準を見込むに当たり、市場実績を可能な限り反映するため、2022年1～12月の三次②取引実績を活用する。
- その際、需給調整市場ガイドライン及び取引規程の改定を踏まえ、算定に使用する調達見込単価を算定する。

エリア	1～12月 取引実績額※ (億円)		エリア	1～12月 取引実績量 (億ΔkW・h)		エリア	ガイドライン等の改定 を踏まえた調達単価 (円/ΔkW・h)
北海道	53.6	÷	北海道	3.7	=	北海道	14.6
東北	128.0		東北	22.1		東北	5.8
東京	141.9		東京	43.8		東京	3.2
中部	206.3		中部	30.3		中部	6.8
北陸	14.5		北陸	2.0		北陸	7.3
関西	292.8		関西	28.8		関西	10.2
中国	108.6		中国	17.7		中国	6.1
四国	50.4		四国	14.8		四国	3.4
九州	205.8		九州	31.0		九州	6.6
合計	1,202.0		合計	194.1		平均	6.2

※ 1 : 各数値は四捨五入のうえ表示。

※ 2 : 電取委が示した、需給調整市場ガイドライン及び取引規程の改定によるマイナスの影響額については、実際の取引実績値から控除している。

2023年度の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準案

- 2023年度の交付金活用については、2022年の取引実績、ガイドライン及び取引規程の改定を踏まえた調達単価に、効率化係数やインセンティブを考慮した取引実績量を掛けることで、エリア毎の交付金活用額を算出。

エリア	調達単価 (円/ΔkW・h)		エリア	補正後の実績量 (億ΔkW・h)		エリア	2023年度交付金見込額 (億円)
北海道	14.6		北海道	3.6		北海道	53.4
東北	5.8		東北	21.3		東北	123.6
東京	3.2		東京	43.6		東京	141.1
中部	6.8		中部	30.1		中部	205.3
北陸	7.3		北陸	2.0		北陸	14.8
関西	10.2		関西	29.6		関西	300.1
中国	6.1		中国	17.6		中国	108.0
四国	3.4		四国	15.2		四国	51.7
九州	6.6		九州	30.8		九州	204.8
沖縄	2.1		沖縄	2.2		沖縄	4.6
平均	6.2		合計	196.0		合計	1,207.4

※ 1 : 各数値は四捨五入のうえ表示。

※ 2 : 実際の交付額単価は、FIT設備の見込量で算定した交付金額を、エリアごとに2023年度の実績電力量の見込値で割り戻し、決定されるものであることに留意が必要。

※ 3 : 沖縄については、需給調整市場が開場していないため、2021年度・2022年度交付金算定時と同じ考えのもと、交付金を算定する。

※ 4 : 三次②では調達不足が発生していることを踏まえ、2023年度の調整力確保費用算定には、取引実績量を使用したが、今後調達不足の解消が進んだ際には、取引実績量ではなく、必要量の実績値を使用することが考えられる。