

再エネ予測誤差に対応するための 調整力確保費用

2020年12月7日

資源エネルギー庁

**1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力
確保費用とFIT交付金の活用について**

2. 予測誤差削減に向けた取組

3. FIT交付金の活用に関する考え方

本日の御議論

- FITインバランス特例（※）によって、一般送配電事業者がバランシングの主体となるケースにおいては、一般送配電事業者がFIT電源の発電出力の予測を行うタイミング（実需給の前々日～前日）が、ゲートクローズ（1時間前）よりも早いことから、その間に発生する予測誤差に対応する調整力を追加的に確保する必要が生じているものと考えられる。当該調整力確保費用については、インバンスリスク料に勘案されておらず、託送原価にも計上されていないため、現状では一般送配電事業者の負担となっている。
- 上記の課題について、これまで本委員会で議論を行っており、中間整理（第2次）において、「一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減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、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ようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用をFIT交付金により負担する仕組みを構築する」ことと整理された。
- 本日は、FIT制度に起因する再エネ予測誤差に対応するための調整力の確保費用について、予測誤差削減の取組がなされていることを確認し、2021年度以降の負担へのFIT交付金活用のあり方と、具体的な交付金額算出の考え方について、御議論いただきたい。

※FIT制度においては、再エネの普及拡大を図るため、発電に関する計画値同時同量制度に基づくバランシングの主体を、再エネ発電事業者ではなく、買取事業者である小売電気事業者又は一般送配電事業者に代行させる特例制度（FITインバランス特例）を設け、再エネ発電事業者に対するインセンティブを高めている。

(参考) FITインバランス特例とインバランスリスク料

- FITインバランス特例により、バランシングに係るコストについては、買取事業者が費用負担する仕組みであるが、FIT電源により生じるインバランス（計画値と実績の発電量（kWh）のズレ）については、インバランスリスク料としてFIT交付金から手当てする仕組みとなっている。

FITインバランス特例の種別と概要

	発電計画の作成主体	インバランス精算主体	計画値確定タイミング
特例①	一般送配電事業者	小売電気事業者（リスクなし）	実需給の前日 6 時
特例②	小売電気事業者	小売電気事業者（リスクあり）	実需給の 1 時間前（GC）
特例③	送配電事業者	送配電事業者	実需給の前日10時

FITインバランスリスク料の算定方法

$\text{FITインバランスリスク料} = \text{FIT買取電力量} \times \text{インバランスリスク単価}$

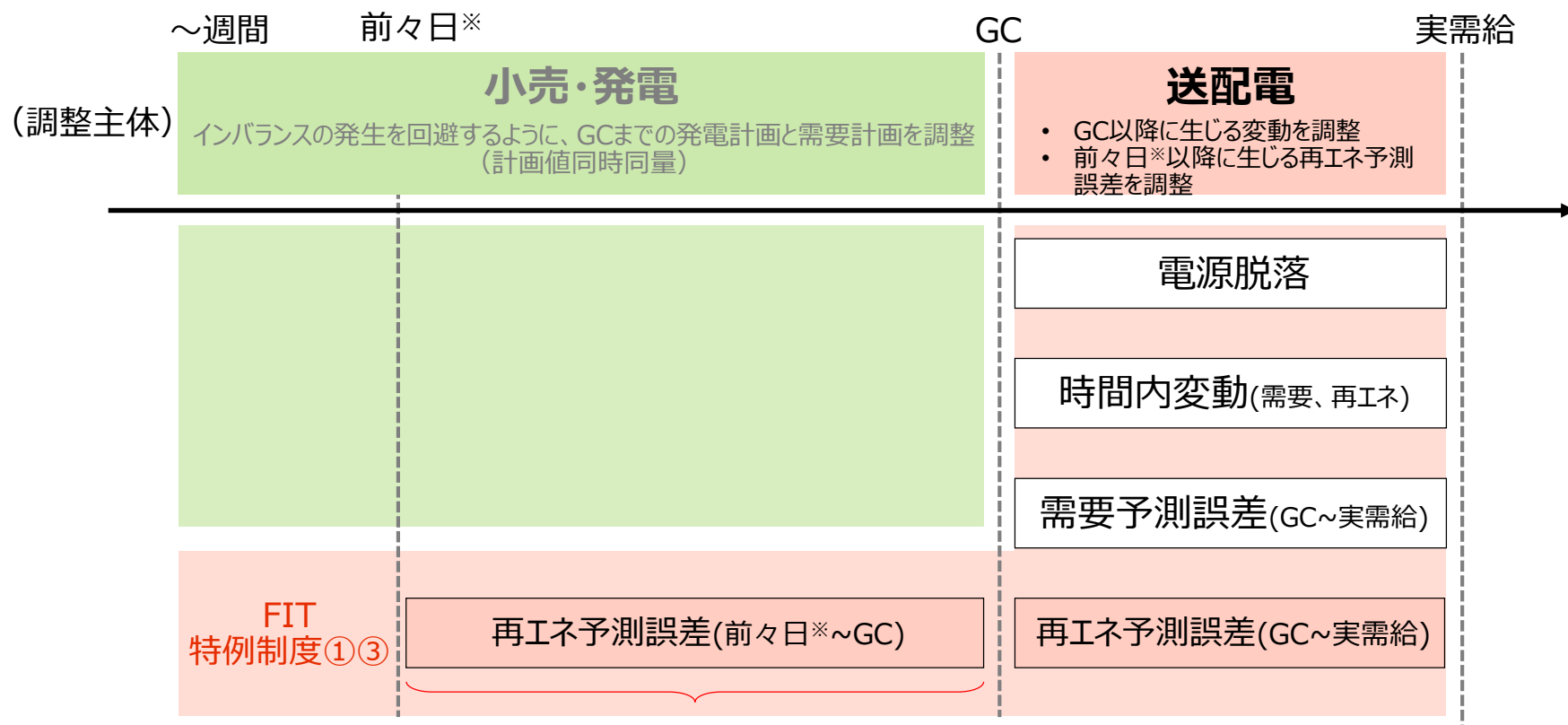
$\text{インバランスリスク単価} = (\text{当該コマのインバランス料金} - \text{回避可能費用}) \times \text{当該コマのインバランス発生率}$

※現状、一般送配電事業者のシステムでは30分コマ毎の算定ができないため、システム対応が可能になるまでの期間は、暫定措置として、年度ごとに算定を行い、年度ごとの単価を設定している。

(参考) FITインバランス特例における再エネ予測誤差

2018/12/26 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第11回）資料3より抜粋

- 前述のとおりFIT特例制度がない場合、再エネ予測誤差についてもGCまでは発電事業者が対応し、GC以降の誤差は一般送配電事業者が対応することとなる。
- 他方、FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前々日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、一般送配電事業者が対応する事象は「前々日※から実需給の予測誤差」となる。



FIT特例制度により送配電が対応することとなる部分

※2020年4月以降、前々日16時の計画値通知後、前日6時に再通知を行う運用に変更されている。

※FIT特例制度③に関しては前日朝を起点とした予測誤差として、同様に一般送配電事業者が対応する。

(参考) 第18回大量小委での審議内容

2020/7/22 再エネ大量導入・次世代NW小委員会 (第18回)
再エネ主力化小委 (第6回) 合同会議 資料2より抜粋

その他論点 (例)

<三次調整力②>

- 三次調整力②は、FITインバランス特例①・③の再エネ電気に係る予測誤差に対応するために必要となる調整力。
- 本委員会の中間整理 (第2次) のアクションプランにおいて、以下のように整理されているところ。どのように検討を進めていくべきか。
 - 「一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減について広域機関が適正に関し・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とその調整力の確保にかかる費用が残る場合には、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ようにしつつ、その調整力の確保にかかる費用をFIT交付金により負担する仕組みを構築する。」

<発電側基本料金>

- 本委員会の中間整理 (第3次) のアクションプランにおいて、以下のように整理されたところ。
 - 「既認定案件に対する調整措置の要否の検討に当たっては、原則、制度上の利潤配慮がなされていないものについては調整措置を置くことを検討することとし、具体的な調整措置の要件や調整の程度については、例えば系統接続の初期費用負担の大きさ等も考慮要素としつつ、調達価格等算定委員会において議論を行う。」
- 発電側基本料金の課金の在り方については、本年7月、経済産業大臣から非効率石炭火力のフェードアウトに向けた検討と併せて、再エネ主力電源化に向けた基幹送電線の利用ルールの見直しと整合的な仕組みとなるような見直し指示が出されているところ、その見直しの議論状況も踏まえ、本委員会において検討を進めていく。

1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力
確保費用とFIT交付金の活用について

2. 予測誤差削減に向けた取組

3. FIT交付金の活用に関する考え方

再エネ予測誤差削減に向けた取組の現状

- 再エネ予測誤差を削減し確保すべき調整力を減らすためには、一般送配電事業者が行っている再エネ出力の予測精度向上が不可欠である。
- 予測精度の向上に向け、現在、一般送配電事業者において以下の取組を進められているところ。

①再エネ予測精度向上に対する取組と状況の監視

- 再エネ出力予測を行うには、再エネ出力地点に応じた気象予測地点の情報が必要となる。このため、再エネ予測そのものの精度向上に向けて、「地理的粒度の適正化」および「最新の気象情報の取り込み」について、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」と指す。）が一般送配電事業者が目指すべき水準を提示し、一般送配電事業者にて改善に向けた取組が行われているとともに、その達成状況の定期的監視が、広域機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」にて進められている。
- また、一般送配電事業者では、再エネ予測精度向上に向けた新たな取組が、継続して行われている。

②気象予測精度の向上

- 一般送配電事業者が気象会社等から入手している気象予測の精度向上により、とりわけ、発電量予測の「大外し」をなくすことができれば、調整力必要量の削減につながる。このため、気象の専門家を含む関係者が参加する太陽光発電における出力予測精度の向上に向けた勉強会を2019年度から開催し、調整力の確保量の削減に資する気象予測精度向上策についての検討を進めており、その成果を踏まえ、確保すべき調整力の削減につなげていく
- 今後、効率的な調整力の確保を目指していくために、上記のような予測誤差削減の取組を全ての一般送配電事業者が実施し、費用の削減を進めることを前提に、2021年度以降、予測誤差削減のインセンティブを組み込んだ、FIT交付金の活用の仕組みを措置し、各社の継続的、かつ効率的な取組の実施を促すこととしてはどうか。

(参考) 予測精度向上に対する取組 (広域機関での検討)

- 再エネ予測そのものの精度向上に向けて、「地理的粒度の適正化」及び「最新の気象情報の取り込み」について広域機関が、一般送配電事業者が目指すべき水準を広域機関が提示し、その達成状況を定期的に監視することとされた。

まとめ

2019年9月
調整力及び需給バランス評価等
に関する委員会資料 抜粋

- 国の要請に基づいた、再エネ予測そのものの精度向上に向けた広域機関の監視については、今回一般送配電事業者の取組みについて確認・検討を行い、以下のとおり一般送配電事業者が目指すべき水準を提示し、その達成状況について定期的に監視することとしてはどうか。
 - ✓ 地理的粒度の適正化について
 - ・ 予測地点から半径20km程度の範囲の気象予測は、予測地点で代表できると考えられる。
 - ・ 代表地点方式の各社は、予測地点を中心とする半径20km円を設備プロット図に図示し、予測地点が不足していると考えられるエリアについて対策（予測地点の追加）を行う。
 - ※ 中部エリアのように気象相関が個別に評価されている場合は半径20km円に拘るものではない。
 - ・ 広域機関は設備プロット図の更新や気象予測地点の追加について定期的（年1回程度）に把握する
 - ✓ 最新の気象情報の取込みについて
 - ・ 前々日通知・前日通知に対しては、下記の気象情報（気象庁の情報取得時刻）を採用していることで一般送配電事業者として最新情報を採用していると考えられる。
 - 前々日通知：前々日 9時 に気象庁が必要な情報を取得する気象予測情報
 - 前日通知：前々日21時 に気象庁が必要な情報を取得する気象予測情報
 - ・ 現時点で上記よりも古い気象予測情報を用いている一般送配電事業者については、上記時刻の情報を採用できるように対策を行う。
 - ・ 広域機関は上記の取組みについて定期的（年1回程度）に把握する。
 - ・ なお、三次②調達は前日通知によるため、前々日通知は参考扱いとしてはどうか。
- なお、気象情報の精度向上については、気象の専門家を含む関係者が協力して取り組むことが必要であり、国において検討がなされているところ。

(参考) 太陽光発電における出力予測精度の向上に向けた勉強会

2020年7月 第27回電力・ガス基本政策小委員会資料 一部改変

- 2020年2月～3月に、気象予測の専門家や事業者が参加する勉強会を開催。
- 同勉強会では、予測誤差の原因と精度向上に向けた技術手法を議論するとともに、実際の~~大外し~~事例に基づくサンプル分析を実施し、今後必要と考えられる技術開発の方向性を取りまとめたところ。
- 2020年度の第1回勉強会を11月11日に書面開催し、
 - ・昨年度取りまとめた技術開発の方向性について、期間やエリアを拡大したデータ分析を行い、
 - ・技術開発要件の整理や早期の実運用に向けた検討を行う方針を確認した。

<委員・オブザーバー構成> (五十音順)

(委員)

- ・ 大関 崇 産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所
再生可能エネルギー研究センター 太陽光システムチーム
研究チーム長
- ・ 鈴木 靖 政策研究大学院大学 防災・危機管理コース講師
防災政策研究会 気象防災委員長
- ・ 新野 宏 東京大学 名誉教授
東京大学 大気海洋研究所 特任研究員【座長】

(オブザーバー)

- ・ 気象庁
- ・ 資源エネルギー庁
- ・ 電気事業連合会
- ・ 電力・ガス取引監視等委員会
- ・ 電力広域的運営推進機関
- ・ 東京電力パワーグリッド株式会社

<気象予測誤差の原因>

- ① 初期値に含まれる誤差の増大
初期値の僅かな差異が時間発展とともに増大し、数日先の予測結果が大きく異なる場合がある。
- ② 気象モデルの不完全性
気象モデルでは、計算機の性能の限界により、ある大きさのモデル格子で予測計算を行わざるを得ないため、大気の振る舞いを完全には表現できない。

<今後の技術開発の方向性>

- ① 誤差の拡大を事前に把握する手法として、アンサンブル予報※の活用
- ② 気象モデルの不完全性を補う手法として、複数の気象モデルの活用
- ③ これらと併せて、気象モデル自体の精度向上

※アンサンブル予報：少しずつ異なる初期値を多数用意する等して多数の予報を行い、予報のばらつき具合等の情報を用いて気象現象の発生を確率的に捉え、予測の信頼度を分析する手法。

(参考) 一般送配電事業者における予測誤差削減への取組

- 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）
- 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	・高低圧の予測単位を現状の代表地点集約から気象予報メッシュ単位に細分化を実施しPV設備捕捉率向上を図る（2021.4～）	関西電力送配電	・最新の発電実績値に基づく日射量から発電出力への換算係数の見直し（継続的取組） ・アンサンブル予報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出力予測のメッシュ化を実装予定（2021年度中） ・日射量予測のアンサンブルによる精度向上の検証と採用検討 ・海外気象予測モデルを活用し、気象予測の精度向上を検討	中国電力 NW	・実績を踏まえ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 ・アンサンブル予報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	・最新の気象情報の取り込みの検討（気象庁初期時刻0時の使用） ・日射量予測地点追加によるPV予測精度向上の検討 ・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	四国電力送配電	・SYNFOS統合予測による予測精度の検証と適用方法の検討（適用するためメッシュ予測に対応させる予定） ・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
中部電力 PG	・衛星画像など複数モデルを統合した予測による検証 ・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 ・これまでと異なるメソアンサンブル予測の採用検討	九州電力送配電	・実需給1～2時間前の予測誤差に関する要因分析による短時間予測の精度向上検討 ・風速予測配信回数の細分化
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 ・予測と実測の乖離を改善する実況補正の導入検討 ・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

足下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

- 足下の再エネ予測誤差に対応する調整力の確保量と確保費用について、一般送配電事業者にて積算し、その結果を広域機関及び電力・ガス取引監視等委員会事務局にて確認を行ったところ、**2019年度は一般送配電事業者全社合計で約210億円を要したとの試算結果**となった。

※ 現在は、需給調整市場の開設前であり、一般送配電事業者は、調整力を年度調達しているため、それぞれの実需給断面で必要となった**再エネ予測誤差に対応した調整力の実績値を特定することが困難**であることに留意が必要。
需給調整市場の開設後は、再エネ予測誤差に対応するための調整力は「三次調整力②」の区分にて市場調達されることになるため、**再エネ予測誤差にかかる調整力確保量や費用の実績値が特定可能**となる。

2019年度 試算値

エリア	ΔkW※確保量 (億ΔkW・h)	ΔkW確保費用 (億円)	ΔkW単価 (円/ΔkW・h)
北海道	19.6	36.7	1.9
東北	20.3	3.5	0.2
東京	44.7	50.4	1.1
中部	29.3	43.8	1.5
北陸	4.7	5.1	1.1
関西	20.3	17.0	0.8
中国	32.5	10.6	0.3
四国	19.9	6.7	0.3
九州	38.2	29.7	0.8
沖縄	2.4	6.2	2.6
全国	231.8	210.0	0.9

※ ΔkW = 調整力（実需給時点で各時間帯毎に必要な能力をもった電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保すること）

(参考) 再エネ予測誤差に対応する調整力の確保量の試算方法

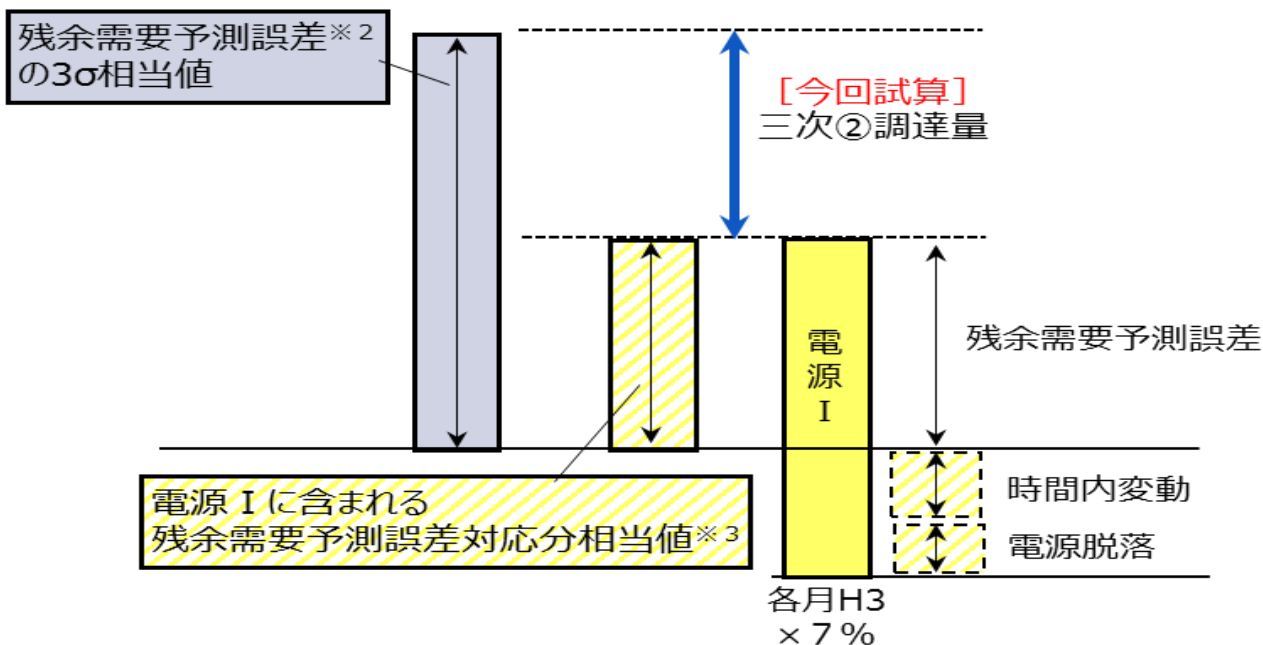
- 需給調整市場開設前において、再エネ予測誤差に対応するために確保した調整力の量は、以下の方法で試算。

再エネ予測誤差に対応するための調整力確保量

= 「各エリア全体の残余需要(需要 - 再エネ出力)」の予測誤差の3σ相当値
 - 「電源Ⅰ※に含まれる残余需要」の予測誤差の3σ相当値

※一般送配電事業者の専用電源として、調整力として使用するために年間を通じて常時確保する電源等。
 その必要量は、H3需要（最大3日平均電力）× 7%にて算出。

2018/12/26 再エネ大量導入・次世代NW小委員会（第11回）資料3より抜粋



2019年度 試算値

エリア	ΔkW確保量 (億ΔkW・h)	ΔkW確保費用 (億円)
北海道	19.6	36.7
東北	20.3	3.5
東京	44.7	50.4
中部	29.3	43.8
北陸	4.7	5.1
関西	20.3	17.0
中国	32.5	10.6
四国	19.9	6.7
九州	38.2	29.7
沖縄	2.4	6.2
全国	231.8	210.0

※2 需要はGC時点の予測値、再エネは前々日の予測値を使用

※3 電源Ⅰの必要量は残余需要ピークの時間帯（主に点灯時間帯）の予測誤差であることから、前々日からGCまでの再エネ予測誤差が少なく、GC以降に生じる残余需要予測誤差と見なした。

- エリア毎に再エネ予測誤差に対応する調整力を確保するために必要となる費用については、**電源の持ち替え費用に限定して試算。**
- 一般送配電事業者は、調整力を確保するために、スポット価格より安価な電源の出力を下げ、高価な電源を最低出力で追加並列（＝電源の持ち替え）を行う。その際の機会費用を30分コマ毎に算出し、年間の確保費用を積算。

1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力
確保費用とFIT交付金の活用について
2. 予測誤差削減に向けた取組
3. **FIT交付金の活用に関する考え方**

FIT交付金の活用に係る基本的考え方（案）

- FIT交付金の活用を検討するにあたり、国民負担によるものであることに鑑み、インバンスリスク料の考え方と同様に、**確保費用を自動的に全て補填する仕組みではなく、予測誤差を削減し、確保する調整力を減らすインセンティブが働く仕組み**とする必要がある。
 - 具体的なインセンティブの仕組みとして、各エリアのFIT設備あたりの ΔkW 確保率※について、
 - ①全エリア共通で設定される「達成目標」の到達状況
 - ②エリア毎の過去実績と比較した改善率を評価して、**エリア毎の調整係数を設定してはどうか**。その際、**評価基準や調整係数の値については、需給調整市場の実績を踏まえて検討することとしてはどうか**。
- ※ ΔkW 確保率 = ΔkW 確保量 ($\Delta kW \cdot h$) $\div$ FIT設備量 (kW)
- 具体的な交付の方法としては、各エリアの調整力確保費用の実績に調整係数を乗じて算出した交付金を充てるべき額（交付金額水準）から、**再エネ予測誤差に係るエリア毎の交付額単価（1キロワット時あたり）を設定し、FIT交付金に当該単価を上乗せして、変動電源（太陽光・風力）※の買取電力量の実績に応じて、支払うこととしてはどうか**。
- ※ 電気供給が安定的な非変動電源（水力・地熱・バイオマス）については、FITインバンス特例による予測誤差及び調整力確保費用の発生は限定的と考えられるため、FIT交付金による補填は行わないこととする。
- なお、今回FIT交付金の対象とする再エネ予測誤差に対応する調整力の確保費用は、FIT電源のインバンス特例によって追加的に生じるものであり、**非FIT再エネ電源や卒FIT電源、FIP電源においては生じないものであることから、今後、再エネ電源の自立化の進展に伴い、減少していくものである**。

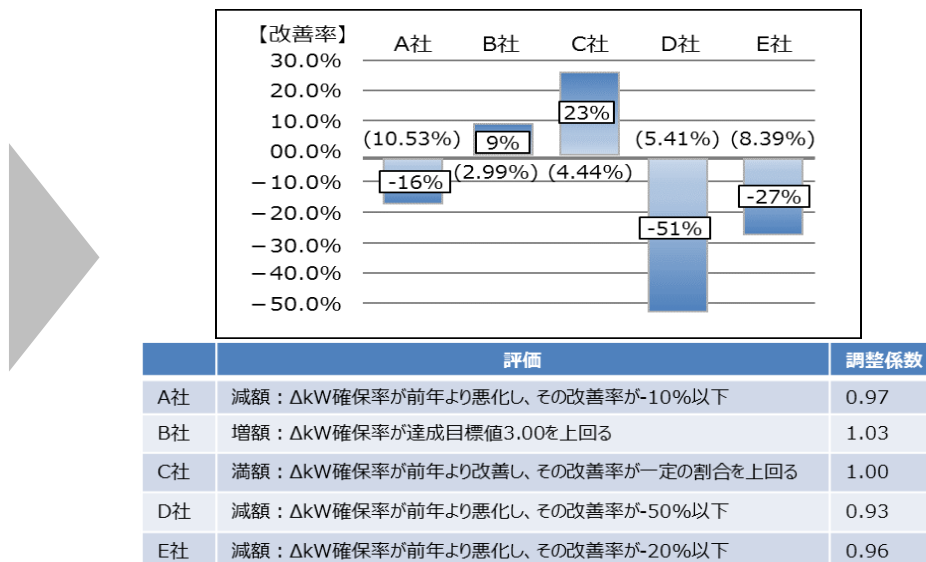
(参考) 各エリアの交付金額水準の算出方法のイメージ

- 各エリアの交付金額水準の算定にあたり、**全エリア共通で設定する「達成目標」は、 Δ kW確保率の過去最小値をベースとして、将来の改善見通しや他エリアも含めた予測誤差の状況を踏まえて設定すること**を想定。
- また、上記及びエリア毎の過去実績と比較した改善率を踏まえて設定する調整係数については、予測誤差削減に努め、達成目標を上回った場合には、インセンティブを施した額（ex +3%）とし、他方、悪化した場合は、ペナルティを施した額（ex ▲7%）とすることを想定。
- なお、年度ごとの気象条件の差などにより、各社の予測誤差削減に向けた取組と直接関係なく、 Δ kW確保率が改善／悪化する可能性があることを踏まえ、**予測誤差削減のインセンティブが機能することを前提に、調整係数には上限、下限を設定することが適当**と考えられる。

【インセンティブの判断基準 例】

- Δ kW確保率が達成目標値を上回った場合
インセンティブを加味した調整係数にて、 Δ kW確保費用を算出し直す。
- 以下の条件のいずれかを満たす場合、交付額は、取引実績額とする。
以下の条件のいずれかを満たす場合、交付額は、取引実績額とする。
 - － 過去3年の各年で最も優秀な Δ kW確保率の加重平均値を上回る
 - － Δ kW確保率が前年より改善し、その改善率が一定の割合を（ex 13.00%）を上回る
- 以下の条件を満たす場合、一定の減額率のもとで交付額を算定する。
 - － Δ kW確保率が前年より改善するも、その改善率が一定の割合以下
 - － Δ kW確保率が前年より悪化し、その改善率が一定の割合以下

【インセンティブ評価イメージ】※カッコ内は、 Δ kW確保率、四角内は、改善率を指す



需給調整市場の実績反映前の調整力確保費用の試算の考え方（案）

- 需給調整市場開設後に、再エネ予測誤差に対応した調整力の実績値が判明するまでは、試算に基づき交付額の単価設定を行うことが必要（具体的には2021年度及び2022年度）。
- エリア毎の調整力確保費用は①調整力確保量に、②調整力単価を乗じて試算される。その際、
①については、今後削減に向けた取組によって、減少が見込まれること、
②については、需給調整市場開設後は調整力が広域調達されることによって、エリア差が縮小し平準化していくと見込まれること、について考慮が必要。
- 具体的には、①調整力確保量、②調整力単価、それぞれ以下の数値を用いて算出してはどうか。
①については、各エリアの調整力確保率の最小値（過去3年間）を用いた調整力確保量
②については、全エリア共通で調整力単価の全国平均値

※ 沖縄エリアにおいては、第43回制度検討作業部会（2020年10月13日）で示されたとおり、需給調整市場が開設されないことから、2023年度以降も、上記の算定方法を採用することとしてはどうか。

<需給調整市場の実績反映前の調整力確保費用の試算イメージ>

①調整力確保量を算出（削減効果を見込んだ補正）

2017年度	A社	B社	C社	D社	E社
ΔkW確保量[億ΔkW・h]	35.5	3.2	17.7	29.3	17.3
FIT①設備量[MW]	12,211	996	4,327	7,516	1,702
ΔkW確保率[%]	3.32%	3.67%	4.67%	4.45%	11.60%
2018年度	A社	B社	C社	D社	E社
ΔkW確保量[億ΔkW・h]	53.3	5.2	23.9	27.7	19.2
FIT①設備量[MW]	13,888	1,110	5,232	7,588	1,801
ΔkW確保率[%]	4.38%	5.35%	5.21%	4.17%	12.17%
2019年度	A社	B社	C社	D社	E社
ΔkW確保量[億ΔkW・h]	46.6	6.8	21.2	29.8	19.1
FIT①設備量[MW]	13,500	1,108	5,333	7,640	1,889
ΔkW確保率[%]	3.93%	6.99%	4.53%	4.44%	11.51%

ΔkW確保率の最小値(過去3年間)を用いて、ΔkW確保量を再計算

2017年度～2019年度最小値	3.32%	3.67%	4.53%	4.17%	11.51%
ΔkW確保量 [億ΔkW・h] (算定後)	39.2	3.6	21.1	27.9	19.0

②調整力単価を算出 (平準化効果を見込んだ補正)

×

平均ΔkW単価
(沖縄除く)
0.89

=

広域調達を考慮し、平均ΔkW単価を使用※

調整力確保費用を試算 (① × ②)

	ΔkW単価	ΔkW 確保費用 (算定後)
A社	0.89	34.9
B社	0.89	3.2
C社	0.89	18.8
D社	0.89	24.8
E社	0.89	17.0

※ 沖縄エリアは需給調整市場を開設しないことから、
沖縄エリアのΔkW単価（試算）を利用

2021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）

- 2019年度の試算値をもとに、「需給調整市場の実績反映前の調整力確保費用の試算の考え方」に示した方法で、2021年度のエリア別の交付額単価を算出した結果は、以下のとおり。
- 今後、足許の取組及び削減に向けたインセンティブ設計により、調整力確保量の削減効果が見込まれることに加え、需給調整市場の開設により、調整力が広域調達され、エリアを越えて安価な調整力を相互利用することになるため、一般送配電事業者全社合計の調整力確保費用が減少すると考えられる。

2019年度 試算

エリア	ΔkW確保量 (億ΔkW・h)	ΔkW確保費用 (億円)
北海道	19.6	36.7
東北	20.3	3.5
東京	44.7	50.4
中部	29.3	43.8
北陸	4.7	5.1
関西	20.3	17.0
中国	32.5	10.6
四国	19.9	6.7
九州	38.2	29.7
沖縄	2.4	6.2
全国	231.8	210.0

2021年度 試算

エリア	ΔkW確保量 (億ΔkW・h)	ΔkW確保費用 (億円)
北海道	18.8	16.7
東北	13.8	12.3
東京	40.1	35.7
中部	21.9	19.5
北陸	2.8	2.5
関西	16.7	14.9
中国	23.2	20.7
四国	13.1	11.7
九州	37.0	32.9
沖縄	1.4	3.7
全国	188.7	170.4

2021年度 試算

エリア	交付額単価※ (円/kWh)
北海道	0.49
東北	0.14
東京	0.21
中部	0.17
北陸	0.18
関西	0.21
中国	0.33
四国	0.33
九州	0.29
沖縄	0.82
全国	0.24

※エリア毎に、2021年度調整力確保費用の試算値を、暫定的に2019年度のFIT変動電源の買取電力量の実績値で割り戻し、交付額単価を試算。実際の交付額単価は、2021年度の買取電力量の見込み値から算出し、決定されるものであることに留意が必要。