

再エネ予測誤差に対応するための 調整力確保費用

2021年12月24日

資源エネルギー庁

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（前々日又は前日）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。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いなかったため、本委員会で御議論をいただき、2021年度よりFIT交付金を活用しているところ。
- その際には、需給調整市場の開場前であったため当該調整力の実績値を特定することが困難であることを踏まえ、電源持ち替え費用を確保費用として試算した結果を基にFIT交付金を活用することとされた。
- 本日は、本年4月から取引が開始された需給調整市場の実績をご報告させていただきつつ、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、2022年度のFIT交付金活用のあり方の論点について御議論いただき、次回の本委員会で具体的な設計を検討していきたい。

※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。

1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用と2021年度の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. 2021年度三次調整力②確保費用の見通し

(参考) FITインバランス特例とインバンスリスク料

- 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）を設けている。**
- FITインバランス特例により、バラシングに係るコストについては、買取り事業者が費用負担することになるが、FIT電源により生じるインバランス（計画と実績の発電量（kWh）のズレ）については、インバ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	インバンス精算主体	計画値確定後の修正可否
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時以降修正不可
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）まで修正可
特例③	送配電事業者	送配電事業者	実需給の前日12時以降修正不可

FITインバンスリスク料の精算イメージ

インバンスリスク単価 = (インバンス料金 - 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)

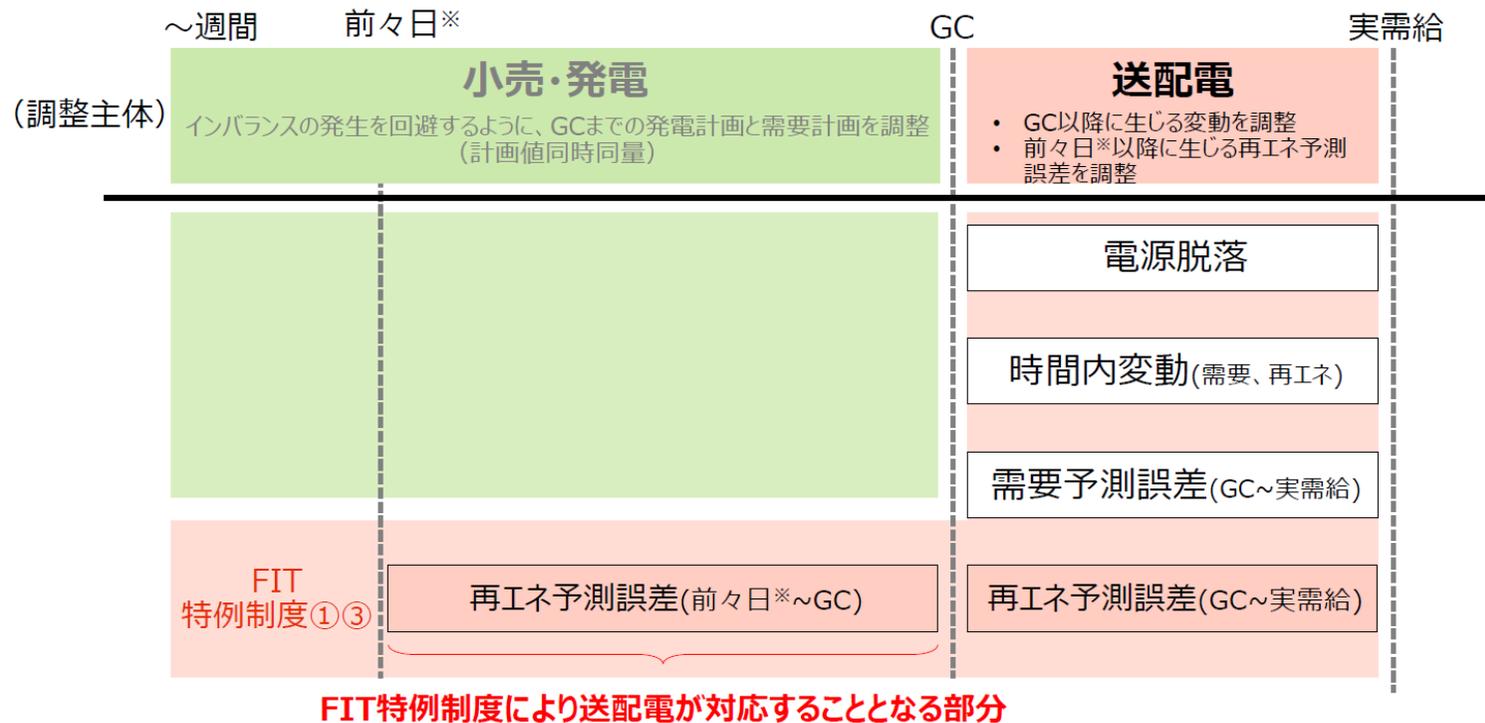
(参考) FITインバランス特例における再エネ予測誤差

FIT特例制度における再エネ予測誤差

7

出所) 第7回需給調整市場検討小委員会 (2018.11.13) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_07_haifu.html

- 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。

※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。

(参考) 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

- 2021年度三次調整力②確保費用は以下の試算に基づき算定された。
- **①調整力確保量 × ②調整力単価 = 調整力確保費用**
- 具体的には、**①調整力確保量**、**②調整力単価**を、それぞれ以下の数値を用いて算出することとした。
 - 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**

<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

- 「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。
- 三次調整力②確保費用総額は**170.4億円**。また2021年度FIT買取予想電力量で除した1kWhあたりの交付額単価は全国平均で**0.21円/kWh**となった。

2021年度 確保費用※

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 交付額単価

エリア	交付額単価 (円/kWh)
北海道	0.41
東北	0.11
東京	0.19
中部	0.14
北陸	0.13
関西	0.19
中国	0.27
四国	0.29
九州	0.25
沖縄	0.86
全国	0.21

1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用と2021年度の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. 2021年度三次調整力②確保費用の見通し

(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）
 - 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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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 ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・複数の短時間予測モデルの内、過去類似日で好成績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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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

(参考) 再エネ予測制度向上に向けた取り組みについて

- 再エネ予測そのものの精度向上に向けて、複数気象モデルの活用など新たな技術の導入に向けて各一般送配電事業者において取り組みを進めているところ。

2021年9月 第65回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5より抜粋

まとめ

29

- 今回、再エネ出力予測精度向上に向けて、一般送配電事業者が目指すべき水準として新しく追加した複数の気象モデルの活用状況について確認した。
- 各一般送配電事業者における複数の気象モデルの導入は、再エネ予測システムの改修が必要なため、導入時期が年度末となる事業者もあるものの、概ね2021年度の初めまでに導入が行われていることを確認した。
- また、通常の三次②必要量テーブル作成では、複数の気象モデルによる予測データを2年分蓄積し、実績データを置き換える必要があるため、導入効果を得るまでには時間を要するが、気象会社と連携し、過去実績データを複数の気象モデルを導入していたものとして遡って置き換えることで、早期に導入効果を得るよう各事業者で工夫していることを確認した。この結果、多くの事業者では、2021年度上期において、複数の気象モデル予測を活用した三次②必要量テーブルの適用が行われていることを確認した。
- 実際の三次②調達状況は、他の一般送配電事業者の取り組み状況（地理的粒度の適正化）とあわせて、定期的に確認することとしたい。
- 今後の気象予測精度向上については、気象の専門家を含む関係者を集めた研究会等を通じ、気象予測精度向上に係る技術開発の状況および一般送配電事業者の新たな気象予測技術の実装可否について確認しつつ、引き続き、本委員会でも、再エネ誤差低減に向けた検討を行っていくこととしてはどうか。

1. 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用と2021年度の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. 2021年度三次調整力②確保費用の見通し

2021年度三次調整力②確保費用の見通し

- 送配電網協議会より提出された2021年度三次調整力②確保費用実績（4～11月）は783.6億円、2021年度の見通しは1,122億円となった。
- 現在、電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合においてこうした需給調整市場（三次調整力②）の入札価格の分析が行われている。
- この中で、次年度の三次調整力②の確保費用が数百億円程度増大する可能性があることが指摘される一方、起動費の重複計上も確認されており、数百億円軽減の可能性も指摘されている。

2021年12月 第68回制度設計専門会合資料4より抜粋

【三次調整力②調達費用（2021年4月～11月の実績・2021年度見通し）】

※送配電網協議会の試算（億円）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
4～11月実績	76.7	67.5	46.4	193.0	18.6	168.6	65.4	34.9	112.6	783.6
2021年度見通し	107.1	106.4	65.2	289.1	25.2	236.9	86.4	46.9	158.9	1122.2

※12月～3月の必要量は広域機関にて検証済の必要量テーブル、12月～3月の調達単価は4月～11月の実績平均を横置きで算定。4～11月の追加調達分約10億円を除く。

(参考) 三次調整力② Δ kW調達費用の今後の見込み

2021年12月 第68回制度設計専門会合資料4より抜粋

2-3. 三次調整力② Δ kW調達費用の今後の見込み

- 三次調整力②の市場調達費用は、本年4月～11月で約784億円であり、その実績を踏まえた年間費用の見通しは約1,122億円程度と見込まれている（※送配電網協議会の試算）。
- 固定費回収において、本年度は取引開始初年度であることから価格規律をもとに抑制的に入札価格を設定していた事業者が、本年度の実績を踏まえ価格規律の範囲内で入札価格を設定した場合等において、固定費の考え方を直せば、費用が増大する可能性がある。また、現に入札の考え方を変更したことにより単価や費用が上がっている状況も見られている。
 - 例えば、本年度の実績を踏まえ、想定年間約定ブロック数を実績により近く見込んで入札価格を設定した結果、固定費の回収額が増大した場合
 - 固定費回収後のマージン相当額で固定費回収を行っている（固定費回収のための合理的な額を算出していない）事業者が、固定費回収のための合理的な額を算出し Δ kW価格に上乗せした場合
- その結果、次年度の三次調整力②の年間費用は、本年度より数百億円程度増大する可能性がある。
- 一方、前述において提起した起動費や最低出力までの発電コストの機会費用における重複計上の問題が改善されれば、この分の費用として数百億円程度軽減されるのではないかとみられる。
- 上記を踏まえ、次年度の三次調整力②の年間費用は、取引状況や募集量等に多分に影響されるものの、およそその見込みとしては、約700億～1,300億円程度となりうるのではないかとみられる。なお、2021年度のFIT交付金見込額は約170億円とされていた。
- 次年度のFIT交付金の算出にあたっては、上記も参考として、資源エネルギー庁の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において議論を進めていただきたい。

(参考) 起動費の重複計上について

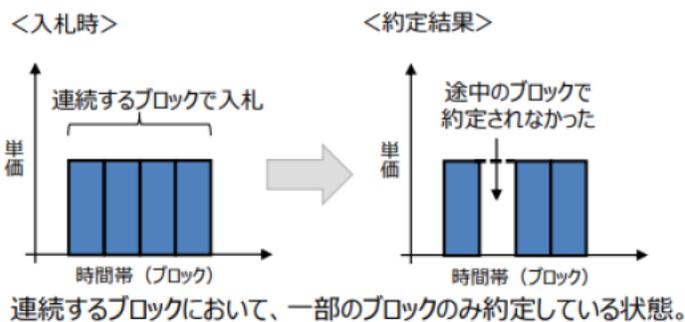
- 第68回制度設計専門会合において、連続するブロックへの入札において、それぞれのブロックに起動費を全額計上している事業者が複数存在していることが指摘されている。

2021年12月 第68回制度設計専門会合資料4より抜粋

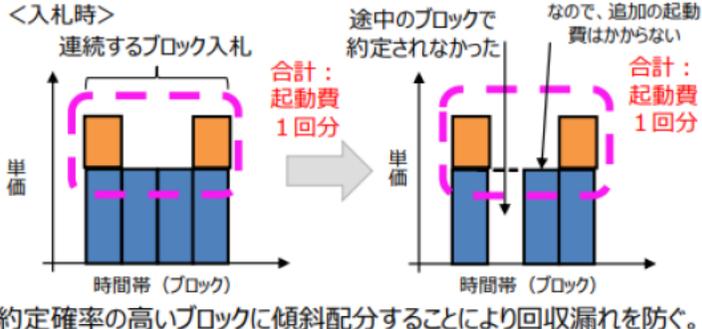
(参考) 歯抜け約定のイメージ・起動費の過回収、回収漏れ及び入札戦略の例

- 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。

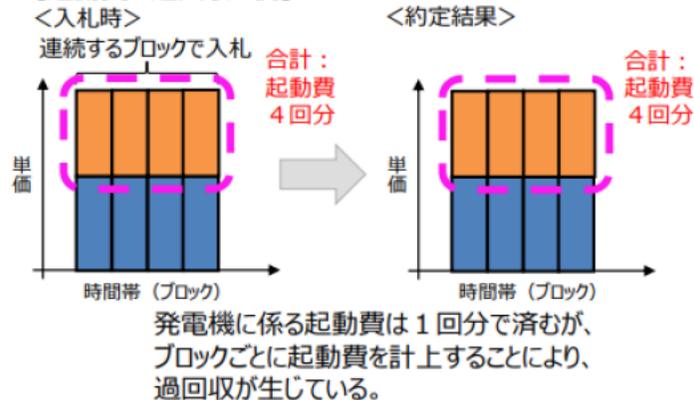
【歯抜け約定】



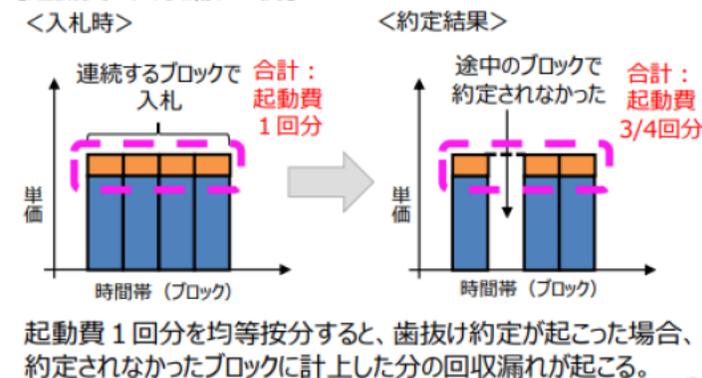
【起動費の入札戦略の例】



【起動費の過回収の例】



【起動費の回収漏れの例】



2022年度以降のFIT交付金活用のあり方の検討

- 2021年度の再エネ予測誤差に対応するための調整力の確保費用の実績は需給調整市場の開場などの影響で実際に支払われたFIT交付金との乖離が見られた。
- こうした状況を踏まえ、2022年度以降の負担へのFIT交付金活用のあり方の検討に当たっては以下の論点が考えられる。

論点1 調整力確保量について

論点2 調整力単価について

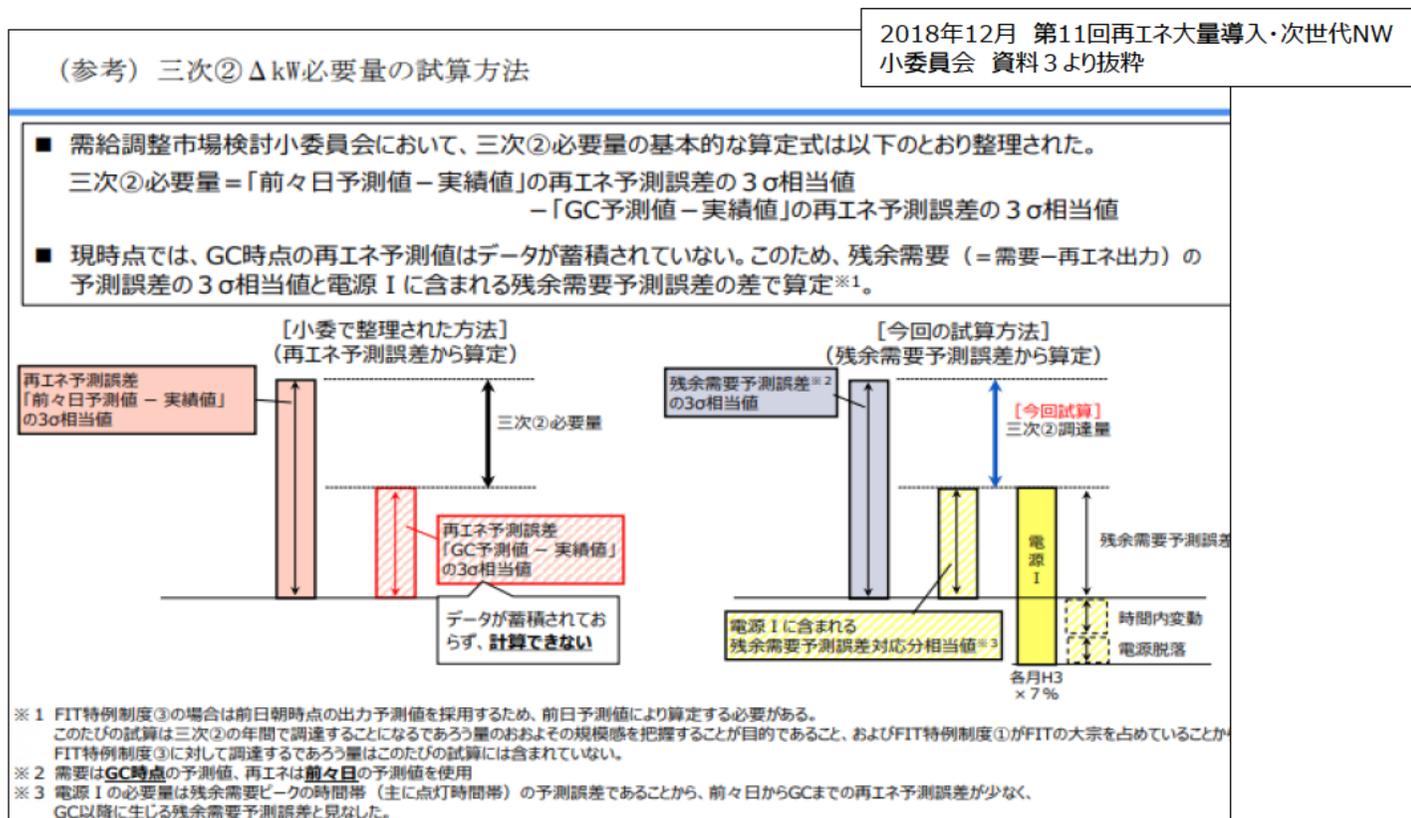
論点3 エリア毎の調達単価の差について

論点4 再エネ予測誤差削減に対するインセンティブ設計について



論点 1 調整力確保量について

- 2021年度調整力確保費用の試算にあたり、昨年度本委員会で御議論頂いた際には、ゲートクローズから実績までの再エネ予測誤差の計算がデータ不足等により困難であること、「三次調整力②必要量のおおよその量」を知ることが目的であるとして、FITインバランス特例①設備分のみを考慮した簡易的な試算を使用した。
- 現在は需給調整市場の開場にあわせ一定のデータの蓄積ができています。また算出の過程においてFITインバランス特例③設備分も考慮することが可能であることから、2022年度調整力確保量算定時にはFITインバランス特例①設備のみならずFITインバランス特例③設備分まで考慮し必要量を算出すべきではないか。
- また各一般送配電事業者の取り組みによる再エネ予測誤差削減による調整力確保量の改善については別途インセンティブ設計を設け評価してはどうか（論点 4）



論点 2 調整力単価について

- 昨年度本委員会で三次調整力②確保費用について御議論頂いた際には、需給調整市場開場前であることを踏まえ、特定が困難な要因を除外し**電源持ち替え費用に限定**して算出した。
- 他方今年度から取引が開始されている需給調整市場に入札される費用はガイドライン上「**当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額**」の範囲内と規定されている。
- しかしながら、需給調整市場に入札されている費用には**起動費等の重複計上分などが含まれている**ことが制度設計専門会合で指摘されており、**FIT交付金の活用にあたってはこうした指摘も踏まえて検討を行うこととしてはどうか**。なお、需給調整市場における適切な起動費等の計上・入札の在り方については、引き続き電力・ガス取引監視等委員会において検討が行われる予定である。

2. 調整力ΔkW 市場

<需給調整市場ガイドライン>

(1) ΔkW 電源

調整力ΔkW 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等のΔkW 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

②「固定費回収のための合理的な額」について

固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力kWh 市場と同様に、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既回収分も含む）を差し引いた分とする。

$$\Delta \text{kW 価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

$$\text{固定費回収のための合理的な額 (円/ΔkW)}$$

$$= \{ \text{①電源等の固定費 (円/kW・年)} - \text{②他市場で得られる収益 (円/kW・年)} \} \div \text{③想定年間約定ブロック数}$$

$$\text{想定年間約定ブロック数} = \text{想定年間予約時間} \div 3 \text{ 時間}$$

また、予約電源が、調整力kWh 市場において、kWh 価格を市場価格で登録することにより、「市場価格－限界費用」分の収益が発生した場合は、当該収益についても当年度分の固定費の既回収分とする。

資本費
(減価償却費、固定資産税、水利使用料等)

運転維持費
(人件費、修繕費、一般管理費等)

その他諸経費

固定費の内訳

未回収分

当年度の既回収分の固定費

他市場で得た収益

固定費の回収

調整力ΔkW市場にて回収

既回収分には、調整力kWh市場で得た収益（市場価格－限界費用）も含む。

(参考) 持ち替え費用について

2021年12月 第68回制度設計専門会合資料4より抜粋

機会費用・逸失利益について

- 逸失利益（機会費用）については、需給調整市場ガイドラインにおいて、以下のように定められているが、どのようなものを含めているか、不適切な費用の積み方をしていないかどうか、分析を行った。
- なお、三次調整力②を入札するにあたって、 ΔkW を供出する方法は以下の2通りある。
 - 停止している電源を起動並列し、最低出力までの発電量分だけ、スポット市場で約定した別の電源の出力を下げることで、 ΔkW を供出するケース（いわゆる持ち替えによる ΔkW 供出）
⇒**以下の（ア）（イ）の逸失利益（機会費用）が発生。**
 - 電源の持ち替えを行わず、kWの余力で ΔkW を供出
⇒**卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生**

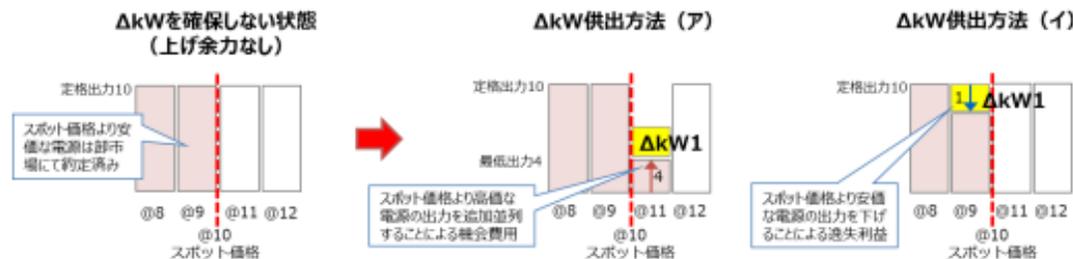
【調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保：逸失利益（機会費用）の考え方】

（ア）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

（イ）卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げて ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生



論点3 エリア毎の調達単価の差について

- 需給調整市場は全国大の市場だが、約定価格（4ブロック目：11月30日までの平均）を確認すると、連系線の運用容量制約等により必ずしも全エリア同じ条件で約定が出来ていない状況。エリアによって調達単価（円/kW・30分）に差が生じている。
- こうした状況を踏まえ、全国一律単価で調整力確保費用を算出する際は、エリア間の混雑状況や電源種別差についても勘案してはどうか。

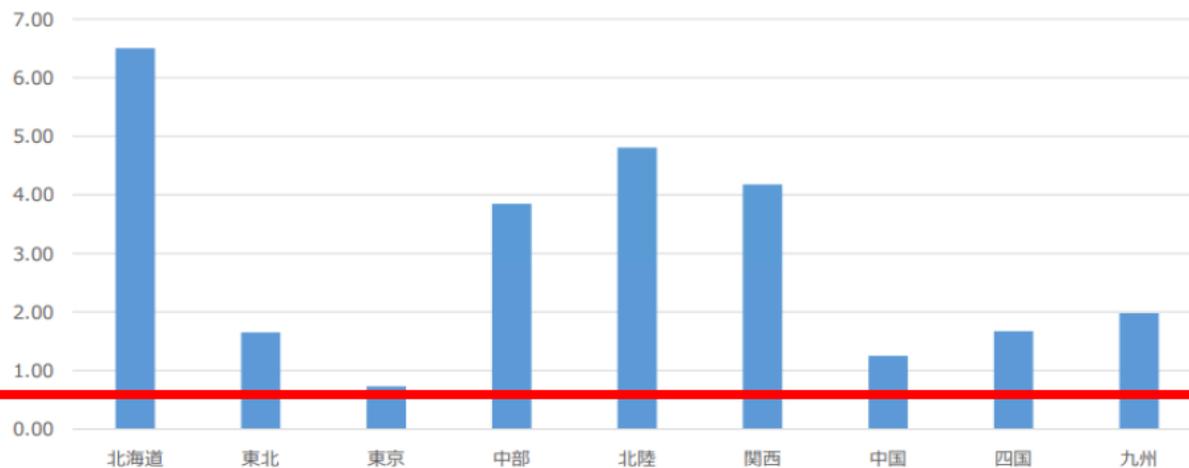
2021年12月 第68回制度設計専門会合資料4より抜粋

需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定価格の状況

- 三次調整力②について、エリア別の約定価格（4ブロック目(9:00-12:00):11月30日までの平均）は以下のとおり。エリアによって価格差が生じている。

4ブロック目の平均約定価格
(TSO別2021年4月1日～11月30日)

単位：円/kW・30分



昨年度試算時単価
0.45円/ΔkW・30分
(0.89円/ΔkW・h)

✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

(資料) 送配電網協議会HPの情報をもとに作成

論点4 再エネ予測誤差削減に対するインセンティブ設計について

- FIT交付金の活用を検討するにあたっては、国民負担によるものであることに鑑み、**確保費用を自動的に全て補填する仕組みではなく、各一般送配電事業者の再エネ予測誤差削減に対するインセンティブが働く仕組みを講じる必要がある。**
- インセンティブ設計にあたっては**電源構成等のエリア毎の特性を考慮しつつ、他エリアと比べて効率的な運用を行っている一般送配電事業を評価できるような一定の係数を設定することなどを**昨年ご紹介したところ。
- こうした**インセンティブ設計のあり方について具体的な検討を進めてはどうか。**また今後**中長期的な社会コスト低減策**についても議論してはどうか。

(参考) 各エリアの交付金額水準の算出方法のイメージ

2020年12月 第22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・第10回主力電源化制度改革小委員会合同会議 資料3より抜粋

- 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、 ΔkW 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、 ΔkW 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】

- ΔkW 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、 ΔkW 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 ΔkW 確保率の加重平均値を上回る
 - ΔkW 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。
 - ΔkW 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
 - ΔkW 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、 ΔkW 確保率、四角内は、改善率を指す

