

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

2022年12月27日

本日のご議論

- 一般送配電事業者が、FITインバランス特例①・③（※）の再エネ予測誤差に対応するため、需給調整市場において調整力を確保する際にかかる費用については、再エネ賦課金の仕組みを活用して適切に回収することとされている。
- 今回は、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。

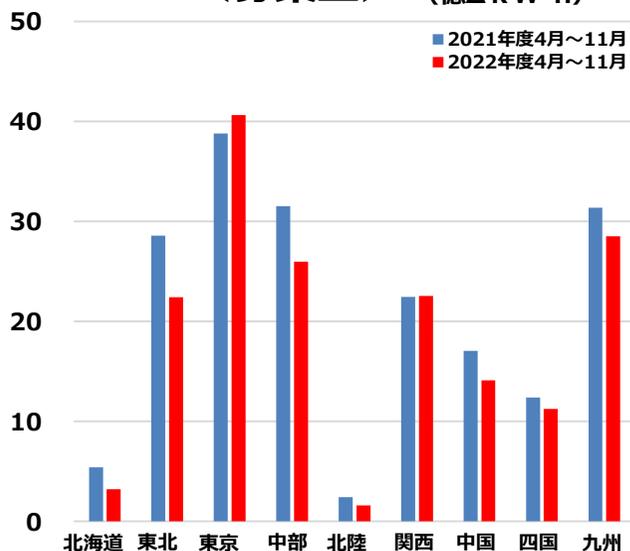
※FIT制度においては、再エネの普及拡大を図るため、発電に関する計画値同時同量制度に基づくバランシングの主体を、再エネ発電事業者ではなく、買取義務者が代行する特例制度（FITインバランス特例）を設け、再エネ発電事業者に対するインセンティブを高めている。

- 1.三次調整力②の取引状況**
- 2.確保費用算定にかかる論点

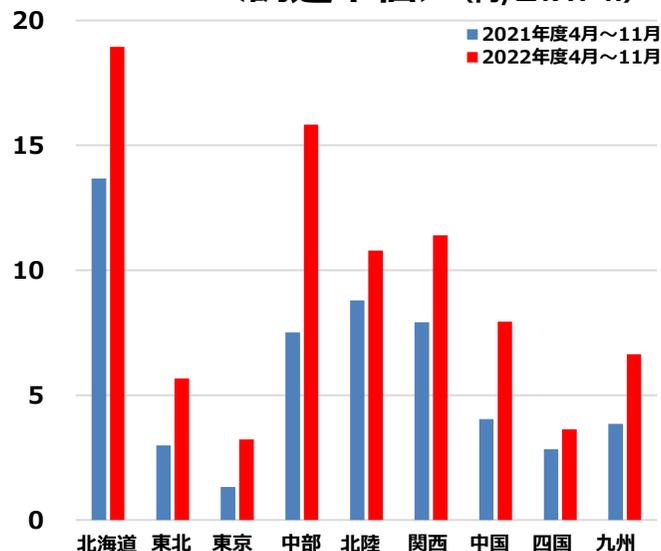
2022年度の三次②取引状況

- 再エネ予測誤差に対応する調整力である三次②については、社会コスト低減や再エネ導入拡大の観点より、安定供給を維持しつつ、調達量の低減や合理化が求められているところ。
- これまでも複数気象モデルの活用等、必要量削減に向けた取組を進めており、2022年度からはエリア間の共同調達等、さらなる募集量低減の取組を行っている。2022年度の取引状況について、前年同月と比較した場合、三次②の募集量が増加しているエリアもあるが、減少しているエリアも多く、募集量削減にむけた取組の効果も一因となっていると考えられる。
- 他方、足下の燃料価格高騰等の影響を受け調達単価は全国的に上昇しており、調達費用は前年同月対比で増加しているエリアもみられる。その結果、2022年4～11月の調達費用総額は1,000億円超であり、既に2022年度の交付予定額約800億円を超過している状況。

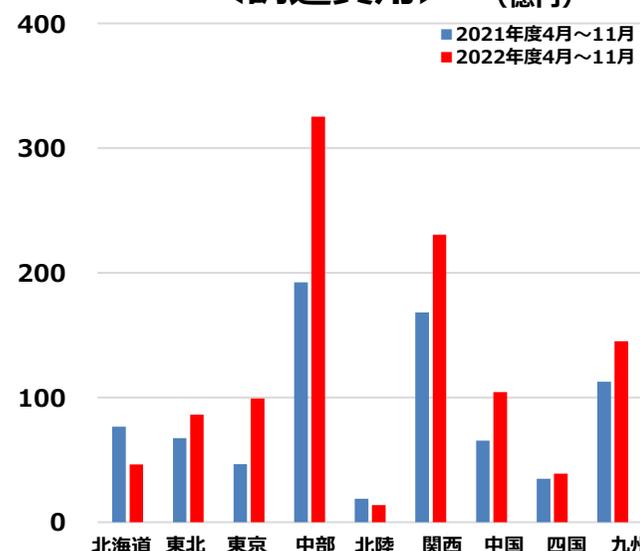
＜募集量＞ (億ΔkW・h)



＜調達単価＞ (円/ΔkW・h)



＜調達費用＞ (億円)

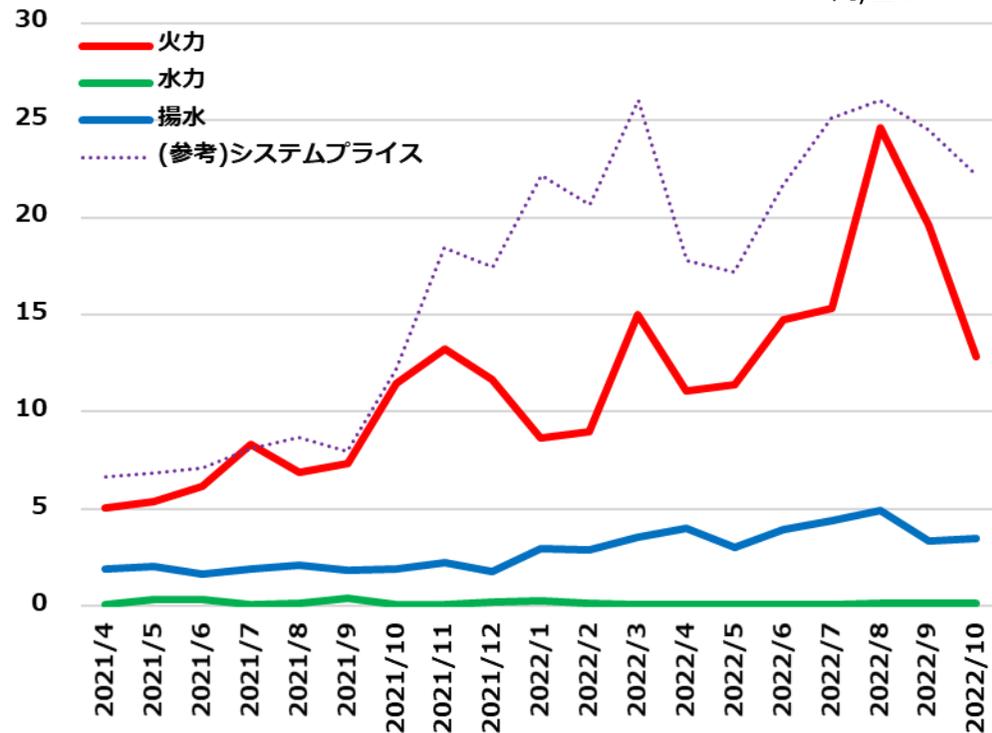


(参考) 電源種別の調達状況

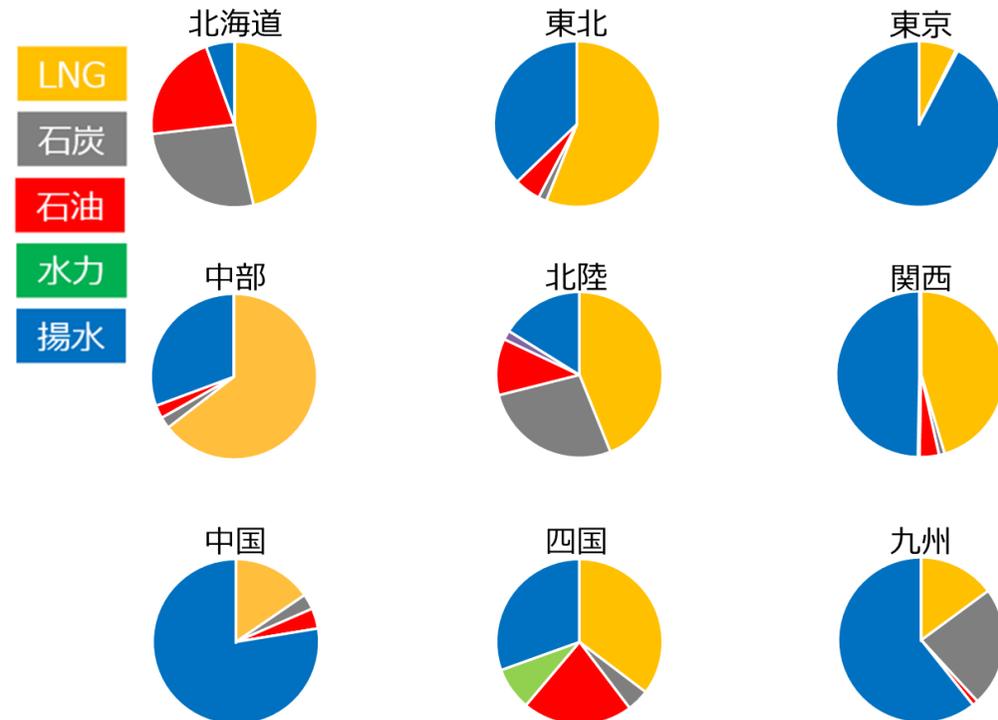
- 三次調整力②の約定方法においては、広域メリットオーダーに**基づき全エリア合計の調達費用が最小化されるよう電源を確保した後、連系線への影響を勘案し自エリア優先で電源の紐付けを実施**している。
- そのため、各調整力電源の調達割合はエリア毎に大きく異なり、**火力の単価上昇が与える影響もエリア毎に差がある状況**。

三次調整力②電源種毎の調達単価推移

円/ΔkW・h



三次調整力②エリア毎の電源構成



※送配電網協議会提供の情報を元に事務局作成。スポット市場システムプライスについては、月毎の加重平均値を算出。

1. 三次調整力②の取引状況
- 2. 確保費用算定にかかる論点**

2023年度の調整力確保費用の考え方について（1 / 2）

- 三次②の確保費用について、2021年度は調達費用と交付金額に約1,030億円の差額が生じた。2022年度は、交付金額として約800億円を交付する見込みだが、燃料価格高騰等の影響を受け、今年度も700~800億程度の差額が生じる可能性がある。
- そのような背景のもと、必要量削減に向けた適切なインセンティブのもと、一般送配電事業者が再エネ事業者に代わり行う業務において必要となる調整力の調達費用は、必要額が適切に交付されるべきという考えから、2023年度以降の交付金算定において、交付額と調達実績額の間に生じた一定以上の大幅な乖離については、次年度の交付金で対応することとした。
- そのため、2023年度の三次②の交付金算定のためには、（1）2022年度中に発生している乖離への対応範囲、（2）2023年度交付金より導入することとしていた調整力確保量削減に向けた取組を促進するためのインセンティブ設計、（3）調達実績を踏まえた来年度の調達見込量/調達見込単価について検討する必要がある。

<2023年度の調整力確保費用に関する論点>

- （1）2022年度交付金と調達実績の間に生じた差額への対応範囲
- （2）調整力確保量削減に向けたインセンティブ設計
- （3）2023年度三次②調達見込量/調達見込単価

2023年度の調整力確保費用の考え方について（2 / 2）

- 2023年度調整力確保費用に関する各論点ではそれぞれ以下のような点について検討する必要がある。
- 2022年度交付額と調達実績額の間に生じた差額への対応範囲については、閾値の考え方等、その具体的な算定方法について検討する必要がある。
- 調整力確保量削減に向けたインセンティブ設計は、エリア毎に異なる天気の影響や再エネの偏在状況等、一般送配電事業者にとって外生的な要素もあることを考慮したうえで、事業者自らの取組でも増減する余地があるため、電源の有効活用や社会コスト低減の観点から、事業者による調整力必要量の低減に向けた取組が不断に行われるよう、適切なインセンティブが働く仕組みとするよう検討が必要。
- 2023年度以降の調達見込量/調達見込単価には、電取委による分析をもとに、機会費用と逸失利益、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱いについて整理のうえ、需給調整市場ガイドラインが改正される予定であることを踏まえ、入札行動の見直しによる単価変動を考慮する必要がある。2022年度に生じた、交付金と調達費用の乖離額に対応する場合においても、本件による単価変動により生じた差額についてはどのように考えるべきか、検討が必要。

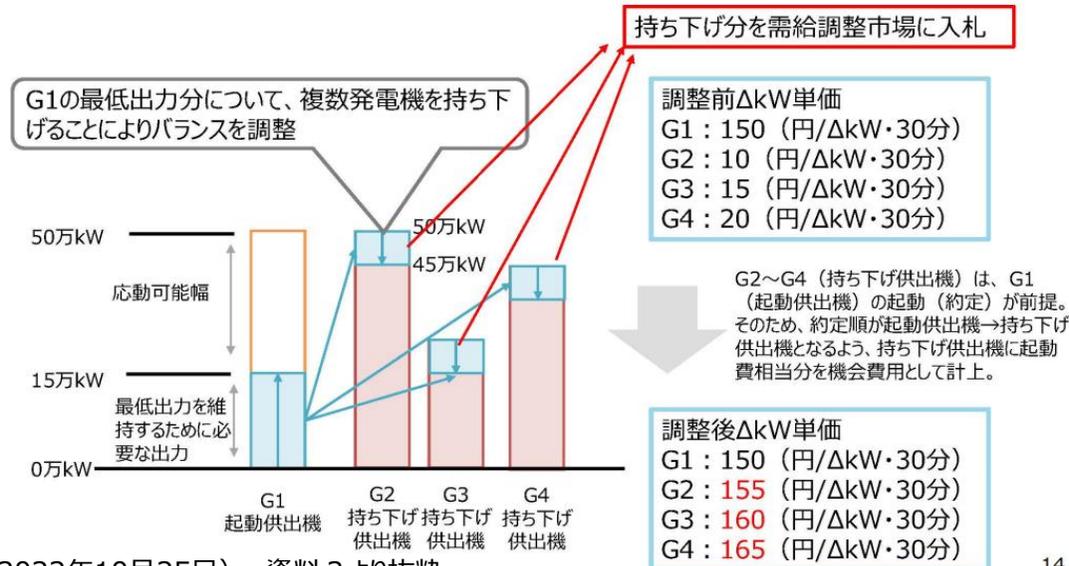
(参考) 交付金の基本的な考え方

- FIT制度においては、再エネの導入拡大を図るため、本来は再エネ事業者が担うべき需給調整業務を一般送配電事業者等に代行させる特例制度を設け、再エネ発電事業者の負担軽減を図っている（FITインバランス特例制度）。
- したがって、一般送配電事業者が調達する三次調整力②は、FITインバランス特例制度①・③に起因する再エネ予測誤差に特化した調整力であり、当該調整力の確保費用は再エネ賦課金で適切に負担することとしている。
- かかる中、2021年度は約1,030億円の差額が生じ、2022年度も500～600億円規模の差額が生じる可能性がある。
- **このような背景を踏まえると、一般送配電事業者が再エネ事業者に代わり行う業務において必要となる調整力の調達費用は、必要額が適切に交付されるべきである。**
- 現在、三次調整力②の調達費用については、翌年度分の費用見込みに基づき交付する仕組みとしている。一方で、燃料価格の高騰等が発生している2022年度のように、**交付金算定時の見込みと取引実績の乖離は今後も生じる可能性がある。**
- このため、適切に費用を交付し制度を安定的に運用するには、翌年度の費用を見込みで交付しつつ、例えば**見込みと実績の間に生じた一定以上の大幅な乖離については、次年度の交付金で対応することとしてはどうか。**
- その際、**一般送配電事業者において、再エネ予測誤差を削減し調達する調整力を削減するための取組を引き続き行っていくことや、適切な情報公開を進めていくことは、大前提である。**

(参考) 三次②の入札価格等に関する分析

- 三次②の取引では、今夏約定価格が上昇し、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、電力・ガス取引監視等委員会においては、本年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、**機会費用と逸失利益の計上に関する考え方について、事業者毎に解釈が異なることが判明**した。また、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（以下「持ち下げ供出機」という）を需給調整市場に入札している事業者が複数確認された。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。
- その他、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。また、その場合の起動費の扱いも、事業者により異なることが判明した。

＜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) 需給調整市場ガイドラインの改定について

- 電取委の分析を踏まえ、需給調整市場ガイドライン改定を予定。

論点① - 2 : 需給調整市場ガイドラインの改定について

第73回制度検討作業部会
(2022年12月21日) 資料4より抜粋

- 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。
- $\Delta k\text{W}$ 価格の算出に当たっては、「 $\Delta k\text{W}$ 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、当該年度先の取引において計上することを許容する旨、記載する。

論点 1 : 交付額と調達実績額の差額への対応について (1 / 2)

- 調達見込と実績に一定以上の大幅な乖離が生じた場合は、次年度の交付金で対応することとしたが、次年度の交付金算定において、その具体的な算定方法についてはどのように考えるか。
- 差額への対応については、調達量と調達単価の視点から検討することとしており、調達単価が一定以上変動した場合に、その乖離について次年度の交付金で対応することとした。調達単価については、一般送配電事業者の取組以外の要素等によっても変動しうるものであるなか、どの程度の単価差が生じた場合に対応することとするか。また、対応に際しては、単価差の発生が不可避であったかどうかについて、どのように確認を行うことが考えられるか。
- なお、調達単価は、燃料価格の下落等により、見込単価を下回る可能性がある。その場合、単価下落による差額利益を一般送配電事業者に留め置く必要はないと考えられる。そのため、実績単価が見込単価を上回り、差額を次年度の交付金に加算する場合と同様の方法に基づき、次年度の交付金から控除することとしてはどうか。
- そのほか、電取委が持ち下げ供出機の扱いや機会費用・逸失利益、起動費の扱い等について分析しているなか、合理的な入札行動とは言えない金額が計上されている可能性もあるところ、そのような金額については、差額への対応の中ではどのように扱うべきか。

論点 1 : 交付額と調達実績額の差額への対応について (2 / 2)

- 調達量についても交付金算定時と実績の乖離が発生するものの、こうした点は一般送配電事業者の取り組みにより削減する余地があることから、乖離として考慮する必要はないのではないかと。
- ただし、こうした量の変動による乖離額については、今後各取組等により必要量は減少する可能性もあるところ、2021年度以降発生している取引実績と交付金額の差額も踏まえつつ、国民負担の下で一般送配電事業者に収益が発生することのないよう、事後的に検証することとしてはどうか。
- なお、差額に対応する期間としては、交付金算定時に参照することができる直近1年間とする。2022年度交付金算定時には、2021年1~12月の取引実績を参考に算定を行ったことから、2023年度交付金においては、その算定時期を勘案し、2022年1~12月の差額に対応することとしてはどうか。

論点2：インセンティブ設計について（1 / 2）

- 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による、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。
- 2021年度・2022年度の交付金算定時、必要見込量の算定に使用してきた $\Delta k W$ 確保率は、同一の客観的な指標をもとに、各社の実績を比較できる指標であった。2023年度交付金算定時においては、インセンティブ設計に、同様の指標を用いることを検討していたところ。
- インセンティブ設計におけるこれまでの議論において、調整力必要量は、天候の影響やFIT設備量の増減等、一般送配電事業者の取組とは無関係な要因でも増減するため、交付金算定時、各社の取組を比較のうえインセンティブ付けを行う場合は、そのような要素があることも考慮すべきではないか等、ご意見をいただいていたところ。

< $\Delta k W$ 確保率の考え方>



論点2：インセンティブ設計について（2 / 2）

- 天候等の影響については、日々三次②の必要量を算定するために使用している必要量テーブルを活用することにより、把握することが可能である。
- そのため、可能な限り各一般送配電事業者自身の努力幅を評価可能な指標とするため、天候等の影響を考慮する等、指標の考え方をアップデートすることも検討してはどうか。そのうえで、各社の取組を正確に評価し、一般送配電事業者の努力を適切に促進するためには、どのようなインセンティブ設計を行うべきか。

＜気象の影響による三次②必要量の増減量 算出方法のイメージ＞

当年度の三次②必要量テーブル



- 日々の三次②必要量に算定にあたり、前日の再エネ出力予測に基づき、時間帯毎に調整力の必要量を選択できるよう、過去実績等をもとに必要量テーブルを作成している。
- 前年度の気象データによる再エネ出力予測に基づき、当年度の必要量テーブルから調整力量を選択した場合、当年度が前年度のような気象状況であった場合に必要となる調整力量を把握することができる。
- 同様に、当年度の気象データによる再エネ出力予測に基づき、当年度の必要量テーブルから調整力量を選択した場合、当年度必要となる調整力量を把握することができる。
- 両者を比較することで得られる差分は、該当エリアにおいて、前年度に対し、どの程度天候の影響で三次②必要量が増減したのかを示している。

(参考) 三次②必要量テーブルの作成について (1 / 2)

14

- 日々の三次②必要量の算定に当たって、前日の再エネ出力予測に基づき、時間帯毎にその必要量を選択できるように、過去実績をこれら区分に分類のうえ、その区分ごとに前述の算定式に基づき三次②必要量を算出している。この分類された三次②必要量の一覧表が三次②必要量テーブルとなる。

【ステップ1：過去実績の整理】

再エネ予測誤差の算出

| 月日 | 時刻 | 前日予測 (予測出力帯) | 実績 | 再エネ 予測誤差 |
|-----|-----------------|-----------------|----|-------------|
| 4/1 | 00:00~ 00:30 | 32 (8%) | 23 | 9 |
| : | : | : | : | : |
| 4/1 | 03:00~ 03:30 | 53 (15%) | 33 | 20 |
| : | : | : | : | : |
| : | : | : | : | : |

月別・時間帯別・出力予測帯別に分類

| 予測 出力帯 | 4月 ブロック | | | | | | | |
|------------|------------|----|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 0~ 10% | 9 | | | | | | | |
| 10~ 20% | | 20 | | | | | | |
| : | : | : | : | : | : | : | : | : |

※「GC予測値-実績値」の再エネ予測誤差も同様に整理

【ステップ2：3σ相当値の算出】

「前日予測値-実績値」 の再エネ予測誤差の3σ相当値の算出

| 予測 出力帯 | 4月 ブロック | | | | | | | |
|------------|------------|----|----|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 0~ 10% | 25 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 30 | 30 |
| 10~ 20% | 0 | 20 | 25 | 45 | 40 | 20 | 20 | 0 |
| : | : | : | : | : | : | : | : | : |

「GC予測値-実績値」 の再エネ予測誤差の3σ相当値

| 予測 出力帯 | 4月 ブロック | | | | | | | |
|------------|------------|----|----|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 0~ 10% | 10 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 10 |
| 10~ 20% | 0 | 10 | 15 | 20 | 15 | 10 | 10 | 0 |
| : | : | : | : | : | : | : | : | : |

【ステップ3：必要量テーブルの作成】

「前日予測値-実績値」の再エネ予測誤差 の3σ相当値から「GC予測値-実績値」の 再エネ予測誤差の3σ相当値を控除

| 予測 出力帯 | 4月 ブロック | | | | | | | |
|------------|------------|----|----|----|----|----|----|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 0~ 10% | 15 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 | 20 |
| 10~ 20% | 0 | 10 | 10 | 25 | 15 | 10 | 10 | 0 |
| : | : | : | : | : | : | : | : | : |

(参考) 三次②必要量テーブルの作成について (2 / 2)

15

- 三次②必要量テーブルの作成にあたり、母集団となる再エネ予測誤差に関するデータは、再エネの設備導入量および気象予測の精度※に影響を受けることが考えられる。このうち、再エネの設備導入量は年々変化していることから、母集団に登録する母集団データは、こうした設備量の変化を当該年度相当量に補正処理を実施する。
- また、三次②必要量テーブルを作成するための母集団データとして、月別・予測出力帯・時間帯別に分類するにあたり、十分なデータが蓄積できていない区分において特異値が発生しているため、テーブル内で隣接する予測誤差発生状況を用いて補正処理を実施する。

※気象情報の精度向上に向けた取り組みは調整力等委員会で検討中。

再エネ設備導入量の補正

- 過去の予測値および実績値を、当時の設備量に対する取引年度の設備量の比率で引き延ばす補正処理をしてテーブルを作成

【N年前】

(設備導入量)
3,000MW

| 日時 | 予測 | 実績 |
|-----------------|----|----|
| 4/1 00:00~00:30 | 9 | 5 |
| 4/1 00:30~01:00 | 25 | 15 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| 4/1 03:00~03:30 | 20 | 10 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ |

【取引年度】

(設備導入量)
4,000MW

| 日時 | 予測 | 実績 |
|-----------------|----|----|
| 4/1 00:00~00:30 | 12 | 7 |
| 4/1 00:30~01:00 | 33 | 20 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| 4/1 03:00~03:30 | 27 | 13 |
| ⋮ | ⋮ | ⋮ |

× 4,000
3,000

テーブル内で隣接する予測誤差を用いた補正

- データ欠損等に対して、上下（予測出力帯）、左右（時間帯）の予測誤差値を平均した値に線形補正

| 6月 | ブロック1 (0時~3時) | ブロック2 (3時~6時) | ブロック3 (6時~9時) | ブロック4 (9時~12時) | ブロック5 (12時~15時) | ブロック6 (15時~18時) | ブロック7 (18時~21時) | ブロック8 (21時~24時) |
|---------|------------------|------------------|------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 0~10% | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10~20% | 0 | 0 | 0 | 188 | 0 | 98 | 0 | 0 |
| 20~30% | 0 | 0 | 0 | 0 | 20 | 80 | 0 | 0 |
| 30~40% | 0 | 0 | 0 | 1784 | 2374 | 320 | 0 | 0 |
| 40~50% | 0 | 0 | 1033 | 1473 | 1830 | 683 | 32 | 0 |
| 50~60% | 0 | 0 | 45 | 2316 | 2220 | 1081 | 18 | 0 |
| 60~70% | 0 | 48 | 301 | 2133 | 2476 | 1803 | 0 | 0 |
| 70~80% | 0 | 37 | 1029 | 3614 | 332 | 3371 | 29 | 0 |
| 80~90% | 0 | 52 | 1949 | 4261 | 5491 | 1437 | 33 | 0 |
| 90~100% | 0 | 55 | 1201 | 2376 | 1822 | 1273 | 114 | 0 |

停電対応（具体的な評価方法）

- 目標の達成状況を踏まえた、インセンティブ付与における評価を行う上では横比較の観点が必要。他方で、停電対応については、事業者によって要因分類の粒度等も異なっており、精緻な横比較が困難であることを踏まえ、縦比較（事業者毎の経年比較）と組み合わせて、具体的な評価を行うこととする。
- なお、事業者の説明により、合理的理由により目標の未達成があったと判断される場合は、評価において考慮する。

| 縦比較 | | 横比較 | | インセンティブ |
|--|---|---|---|---|
| ● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から 5%以上減少 | + | ● 規制期間における停電量の割合が少ない方から 10社中3位以内 | ▶ | ボーナス を付与する ※当期収入上限の一定割合を、翌期の収入上限に上乘せ |
| ● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から 5%以上減少 | + | ● 規制期間における停電量の割合が少ない方から 10社中4位以下 | ▶ | インセンティブを付与しない |
| ● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から 5%未満増減 | + | ● 規制期間における停電量の割合 順位に関わらず | ▶ | インセンティブを付与しない |
| ● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から 5%以上増加 | + | ● 規制期間における停電量の割合が少ない方から 10社中3位以内 | ▶ | インセンティブを付与しない |
| ● 規制期間における停電量が、自社の過去実績から 5%以上増加 | + | ● 規制期間における停電量の割合が少ない方から 10社中4位以下 | ▶ | ペナルティ を付与する ※当期収入上限の一定割合を、翌期の収入上限から引き下げ |

※1需要家あたりの停電時間換算で、15秒程度（5年間）に相当。

※停電量の割合は、「停電量」÷「需要電力量」にて算出する。