

# 再エネ予測誤差に対応するための 調整力確保費用

2023年12月19日

資源エネルギー庁

# 本日御議論いただきたい事項

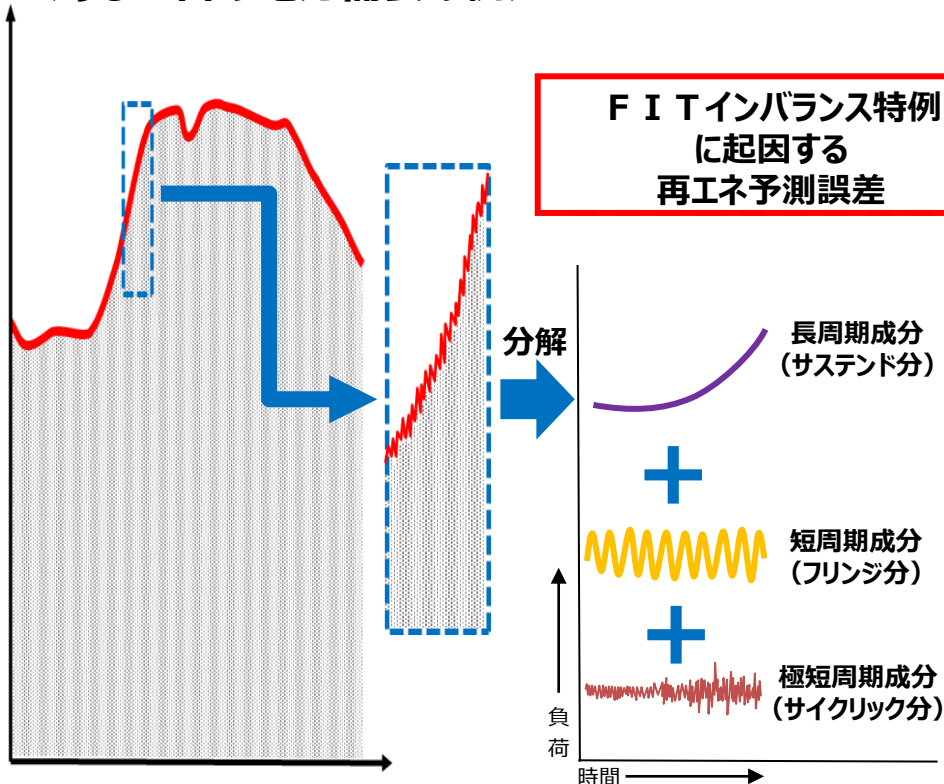
- FIT制度では、発電に関する計画値同時同量制度に基づくバランシングの主体を、再エネ発電事業者ではなく、買取義務者が代行する特例制度（FITインバランス特例①・③）を設けた上で、一般送配電事業者が、この特例に起因する再エネ予測誤差に対応するための三次調整力②（以下「三次②」）を調達する費用については、再エネ交付金を交付することとしている。
- 本日の会合では、2023年度三次②に係る交付金算定の考え方と足下の実績について御報告させていただいた上で、2024年度の三次②に係る交付金算定のあり方について、御議論いただきたい。

# (参考) 需給調整市場と三次調整力②

第63回電力・ガス基本政策小委員会  
(2023年6月27日) 資料6を加工

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に応じて一次調整力から三次②までの5つの商品を取り扱う予定**。
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度から低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始し、他商品は2024年度から取引を行う予定**である。

## <ある一日の電力需要の例>



## <商品区分と導入スケジュール>

|      | 年度                               | 2021  | 2022  | 2023 | 2024  | 2025 |
|------|----------------------------------|-------|-------|------|-------|------|
| 商品区分 | 三次調整力②<br>応動時間45分以内<br>継続時間：3時間  | ▼調達開始 |       |      |       |      |
|      | 三次調整力①<br>応動時間15分以内<br>継続時間：3時間  |       | ▼調達開始 |      |       |      |
|      | 二次調整力②<br>応動時間5分以内<br>継続時間：30分以上 |       |       |      | ▼調達開始 |      |
|      | 二次調整力①<br>応動時間5分以内<br>継続時間：30分以上 |       |       |      | ▼調達開始 |      |
|      | 一次調整力<br>応動時間10秒以内<br>継続時間：5分以上  |       |       |      | ▼調達開始 |      |

- 1. 2023年度三次調整力②に係る交付金算定の考え方  
と足下の状況**
2. 2024年度三次調整力②に係る交付金算定のあり方

# 【算定時の考え方】三次②の調達単価見込額

第50回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2023年3月2日）資料2を一部修正

- 2023年度の三次②調達費用の調達単価の算定では、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**。全国平均の調達単価は、**6.2円/ΔkW・h**。

| エリア | 1～12月<br>取引実績額※<br>(億円) |   | エリア | 1～12月<br>取引実績量<br>(億ΔkW・h) |   | エリア | ガイドライン等の改定<br>を踏まえた調達単価<br>(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。

# 【算定時の考え方】三次②の交付見込額

第50回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2023年3月2日）資料2を一部修正

- 2023年度の三次②調達費用の交付見込額は、それぞれのエリアにおいて、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（全国合計：196億ΔkW・h）を乗じることで算出。全国合計は、約1,200億円。

| エリア | 調達単価<br>(円/ΔkW・h) |  | エリア | 補正後の実績量<br>(億ΔkW・h) |  | エリア | 2023年度交付金見込額<br>(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年度の買取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。

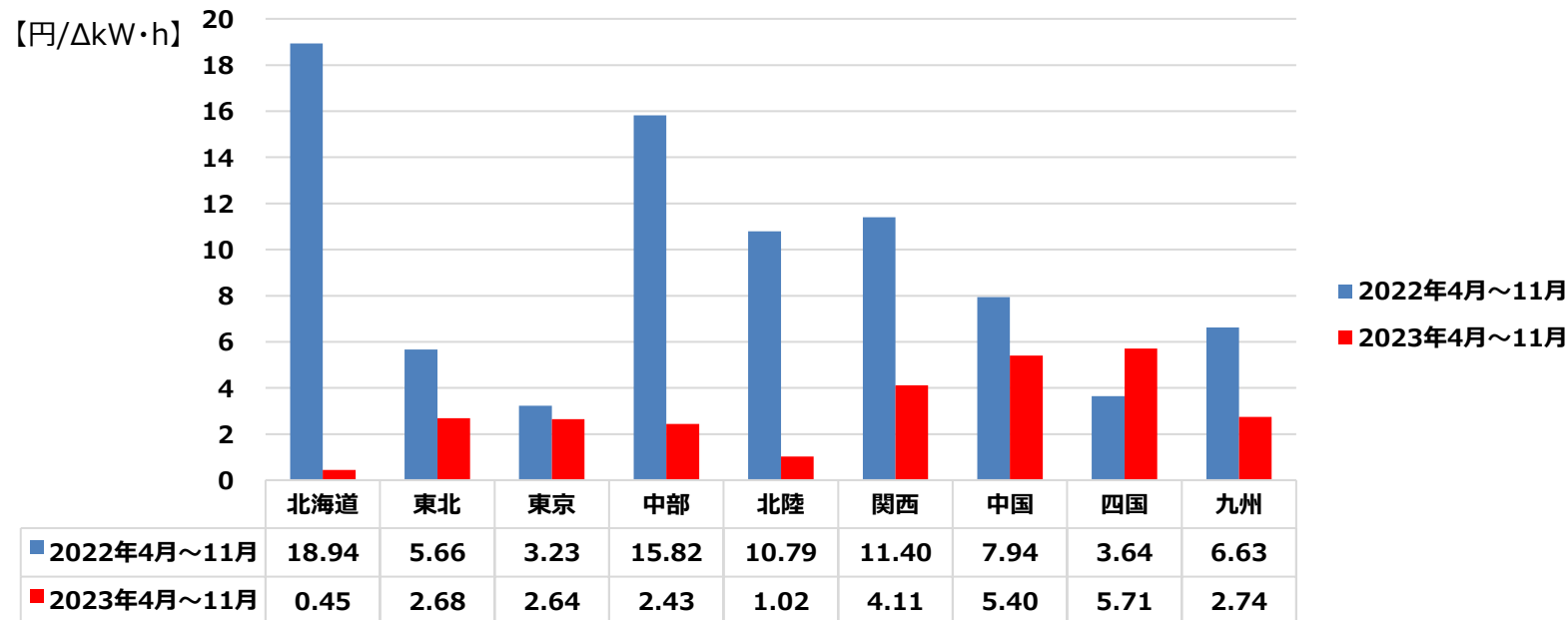
※ 3：沖縄については、需給調整市場が開場していないため、2021年度・2022年度交付金算定時と同じ考えのもと、交付金を算定する。

※ 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。

# 【2023年度実績（4～11月）】三次②の調達単価

- 2023年4～11月の平均調達単価は3.2円/ΔkW・hであり、昨年度同時期（8.0円/ΔkW・h）と比較して低下傾向。
- 同時期の卸電力市場価格は、燃料価格の下落を背景に、前年同時期と比較して大きく下落しており（約22円→約11円/kWh）、需給調整市場においても同様の事象が生じていると考えられる。
- エリアごとに調整電源の構成が異なるほか、例えば北海道エリアでは電圧調整機能公募が開始したことなども、エリアごとに単価下落幅が異なる一因と考えられる。
- 四国エリアの単価上昇は、四国電力送配電等にヒアリングを行ったところ、定期点検により安価な火力発電所の運転が停止したことによる影響と考えられる。

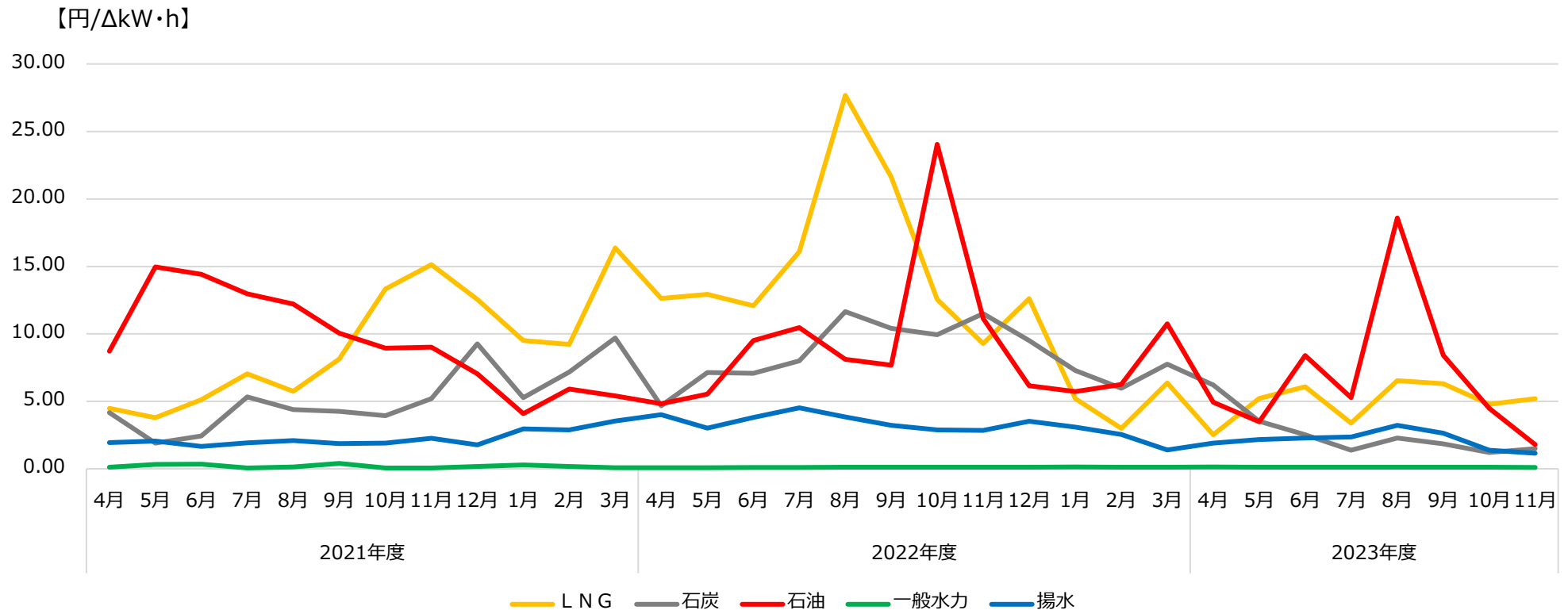
＜三次②約定単価 前年度との比較＞



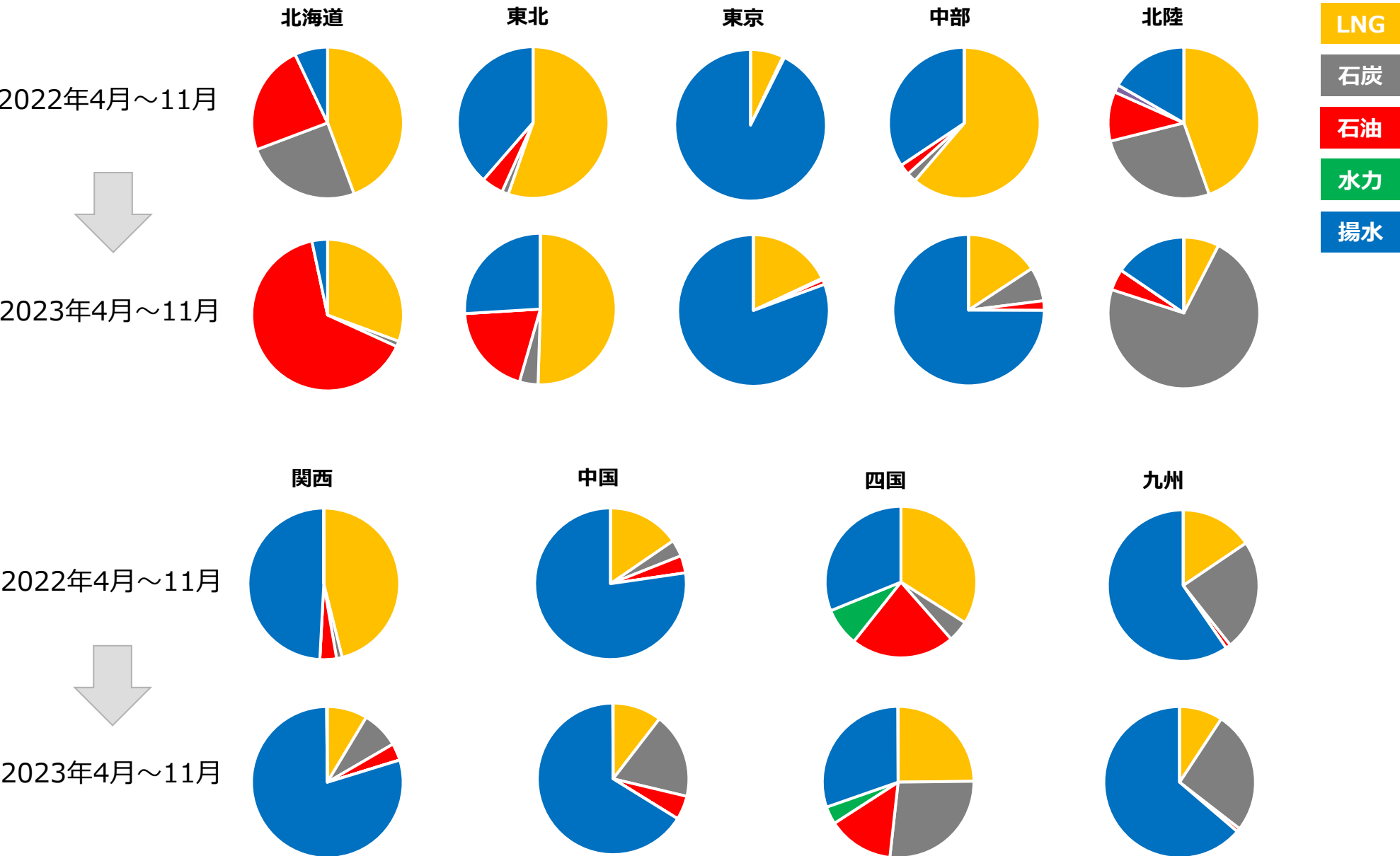
※送配電網協議会による提供資料（速報値）に基づき事務局作成。

## (参考) 三次②電源種ごとの調達単価推移

- 三次②の約定方法においては、広域メルिट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、連系線の影響を勘案し自エリア優先で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、燃料価格の変動等が与える影響も、エリア毎に差が生じる**状況。
- 電圧調整公募や定期点検による主要な調整電源の運転・停止により、**エリアにおける調整電源の構成が変わり、その結果、エリア毎の調達単価に影響が生じる**ことが考えられる。

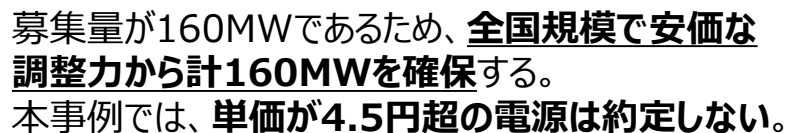


# (参考) 三次②電源構成比 エリア別の变化



※送配電網協議会による提供資料（速報値）に基づき事務局作成。

- ### ＜三次②における調整力確保の考え方（イメージ）＞



- 10

## (参考) 北海道エリアにおける電圧調整機能公募と調整力について

第55回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2023年9月27日）資料3を時点修正

- 北海道エリアにおいては、**2023～2025年度の期間、電圧調整機能公募を実施。**
- **電圧調整機能公募のリクワイアメントとして、余力分は需給調整市場等に供出することとされており、公募において最低出力相当分の固定費が得られている電源等が需給調整市場に参入したことも、同エリアの約定単価を引き下げた一つの要因**と考えられる。

### 事務局提案のまとめ

第73回制度設計専門会合  
（2022年5月31日）資料8より抜粋

- 今回の事務局提案をまとめると以下のとおり。
- 今後は、今回御議論頂いた入札価格の基本的な考え方を基に、今回の公募における監視を適切に実行し、その結果については、落札者選定後の本専門会合において報告することとしたい。

#### 入札価格の基本的な考え方

- ✓ 入札価格は、電圧調整電源の固定費相当額としてはどうか。
- ✓ 固定費相当額は、電源Ⅰと同様の考え方とし、対象範囲は最低出力相当分までとしてはどうか。
- ✓ 固定費相当額の精算対象期間は、電圧調整電源の運転要請期間に限定することとしてはどうか。  
なお、入札価格作成のため、予め募集要綱に想定運転要請期間を明記し、実際の精算は実績運転要請期間で行うこととしてはどうか。
- ✓ 追加起動に係る持ち替え費用については、入札価格には織り込まず、都度実費精算としてはどうか。また、一般送配電事業者からの起動指令により生じた発電余力については、需給調整市場等に応札することをリクワイアメントとしてはどうか。

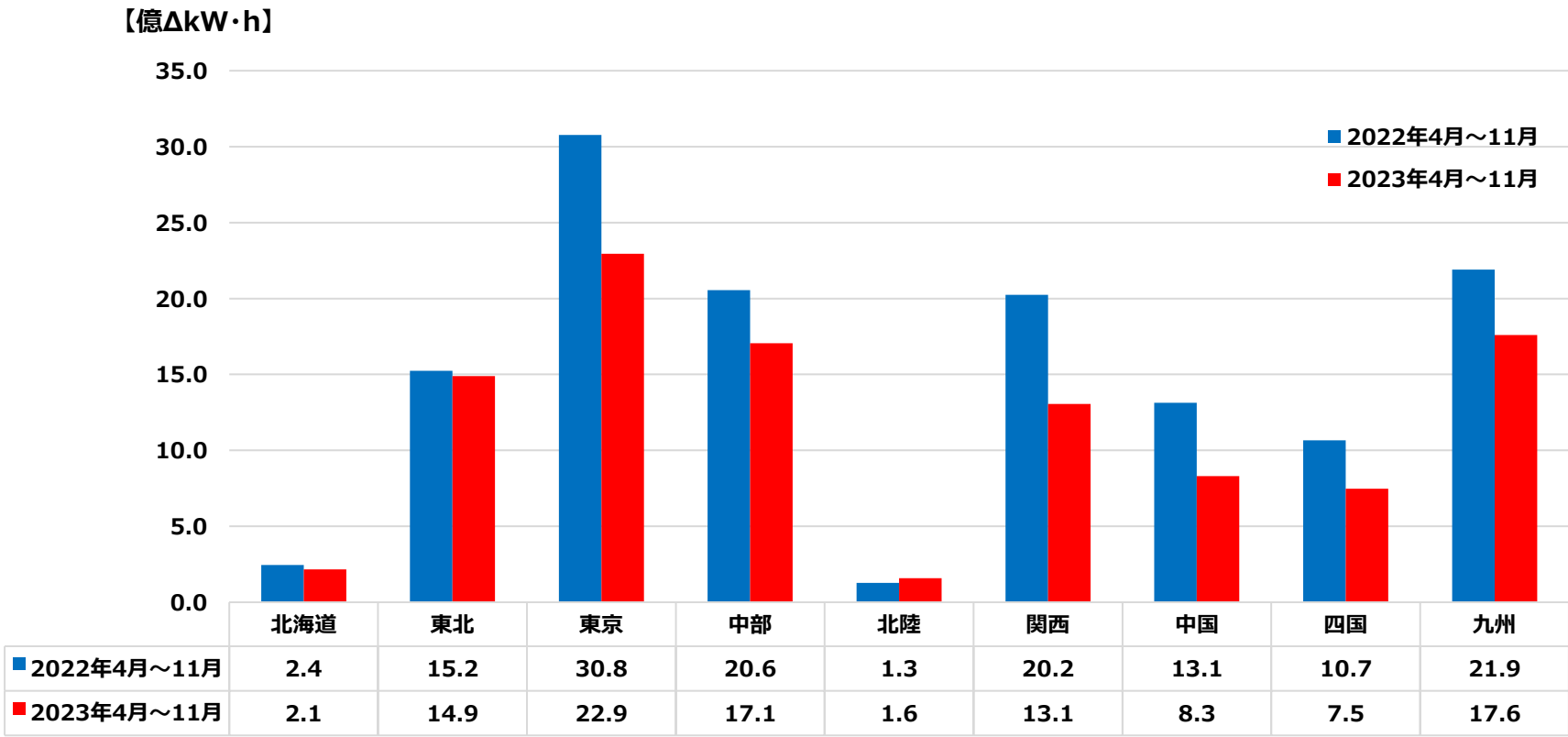
#### 今後のスケジュール（予定）

|         |            |
|---------|------------|
| 2022年7月 | 募集要綱案の意見募集 |
| 9月～10月  | 公募期間       |
| 11月下旬   | 落札結果公表     |
| 2023年4月 | 運用開始       |

# 【2023年度実績（4～11月）】三次②の調達量

- 2023年4～11月の三次②調達量は約110億ΔkW・hであり、昨年度と比較して約20%減少。特に減少率が大い関西、中国においては40%弱の減となっている。
- 調達量低減の要因として、一般送配電事業者の気象モデルの効果的な活用、複数エリア間での共同調達等の取組による必要量の減少（昨年対比で約30%減、約190億ΔkW・h→約130億ΔkW・h）が挙げられる。

＜三次②調達量 前年度との比較＞

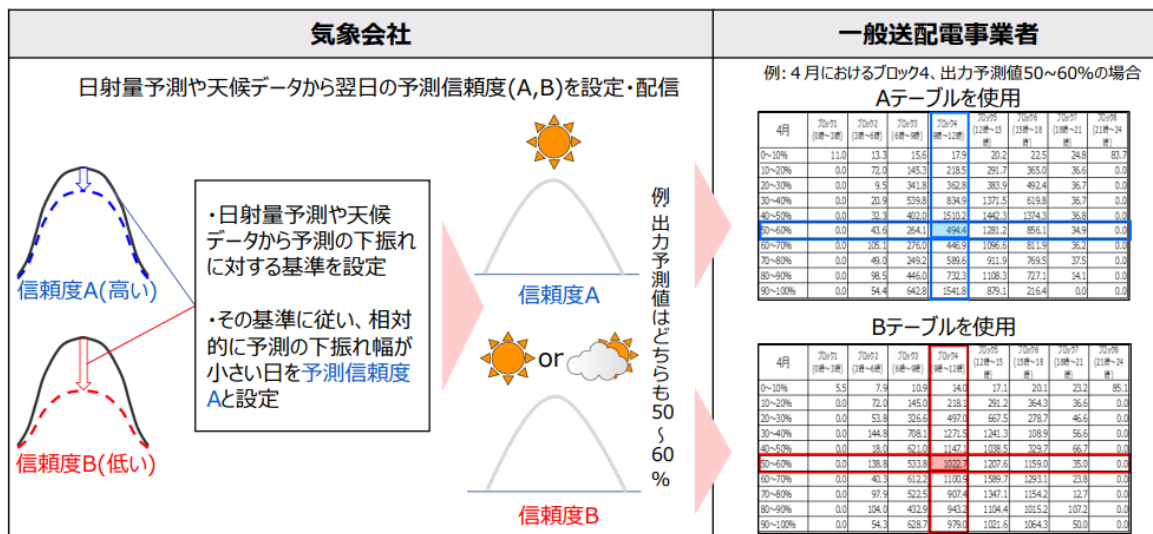


※送配電網協議会による提供資料（速報値）に基づき事務局作成。

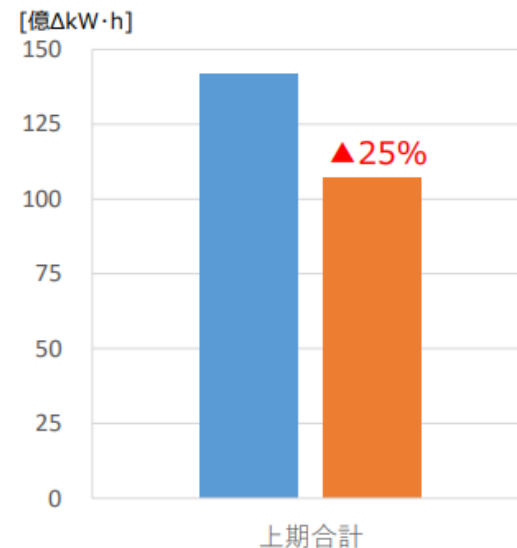
# (参考) 気象モデルの効果的活用による必要量の効率化

- 三次②の必要量低減に向けて、一般送配電事業者の取組やNEDO事業における気象予測精度向上の技術開発について、関係者で情報の共有・連携を行うため、気象の専門家を含む関係者で、気象勉強会を開催し議論を行っている。
- 気象会社が、気象予報に基づく日射量の精度に応じて信頼度（A又はB）を設定し、一般送配電事業者が、翌日の気象予報の信頼度に応じて、過去の再エネ予測誤差に基づき、必要量テーブルを使い分ける手法である。
- この手法は、2022年度に中部エリアで試験的に導入され、効果が見られたことから、2023年4月までには全エリアで導入された。その結果、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の中で、2023年度上期において、25%の三次②必要量の削減効果があったことが報告されている。

## <日射量予測制度の信頼度に応じた必要量テーブル>



## <アンサンブル予測の導入による三次②必要量>



(出所) 第92回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年11月17日）資料1より抜粋

# (参考) 複数エリアによる共同調達

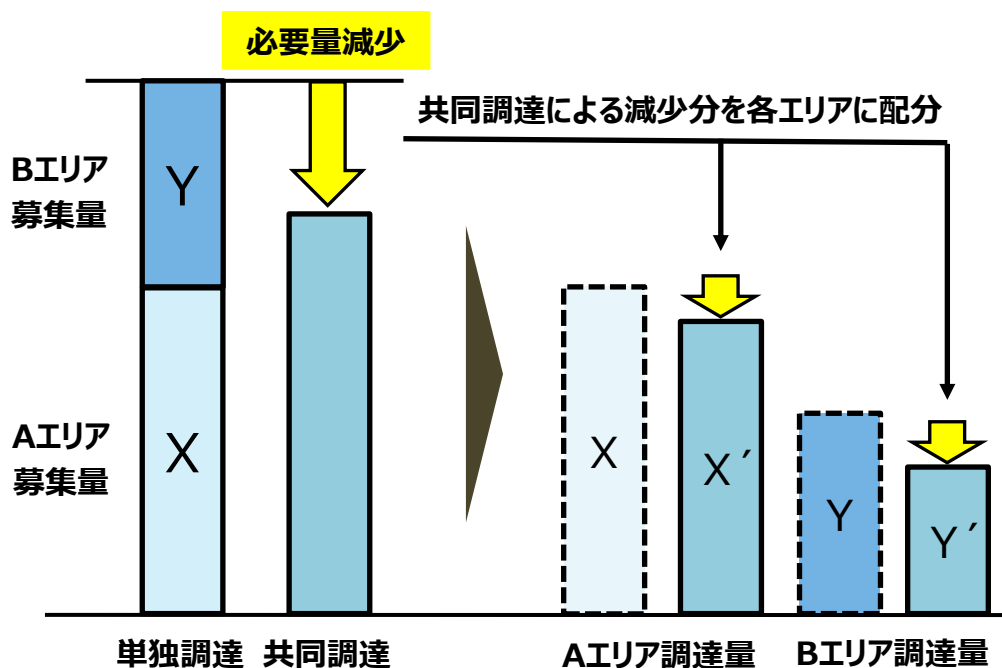
第49回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2023年2月9日）資料2 抜粋 一部修正

- 従来、エリア毎に確保していた調整力の必要量について、複数のエリアで同時に全て調整力が必要となるわけではないことを考慮し、**複数エリアで共同調達**するスキーム※を2022年4月から導入。電力広域的運営推進機関において、2022年4月～10月の取引状況を分析したところ、**共同調達により東ブロックで約19%、中西ブロックで約8%の必要量低下**が確認された。

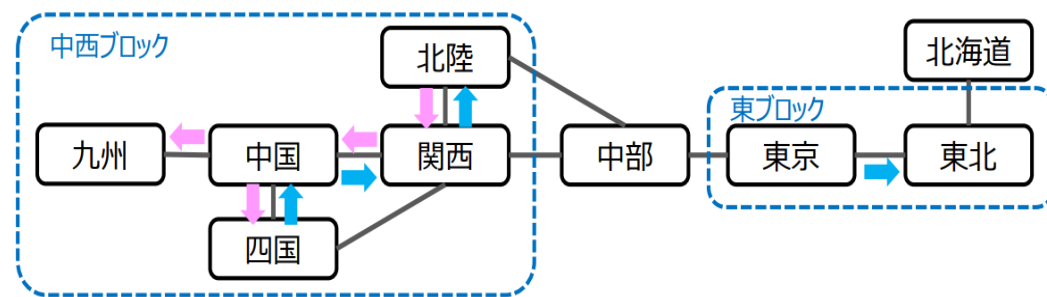
(※) 実運用において、空容量が残存している蓋然性が高い連系線に接続しているエリアにて実施

- 連系線空容量実績値を踏まえ、2023年度も同様のエリアを対象として共同調達を実施するが、今後、さらに実績を蓄積することにより、**対象エリア拡大も含め見直しを検討する**予定。

## <共同調達の考え方※1>



## <2022年度・2023年度の共同調達実施エリア※2>



※連系線空容量実績値をもとに検討

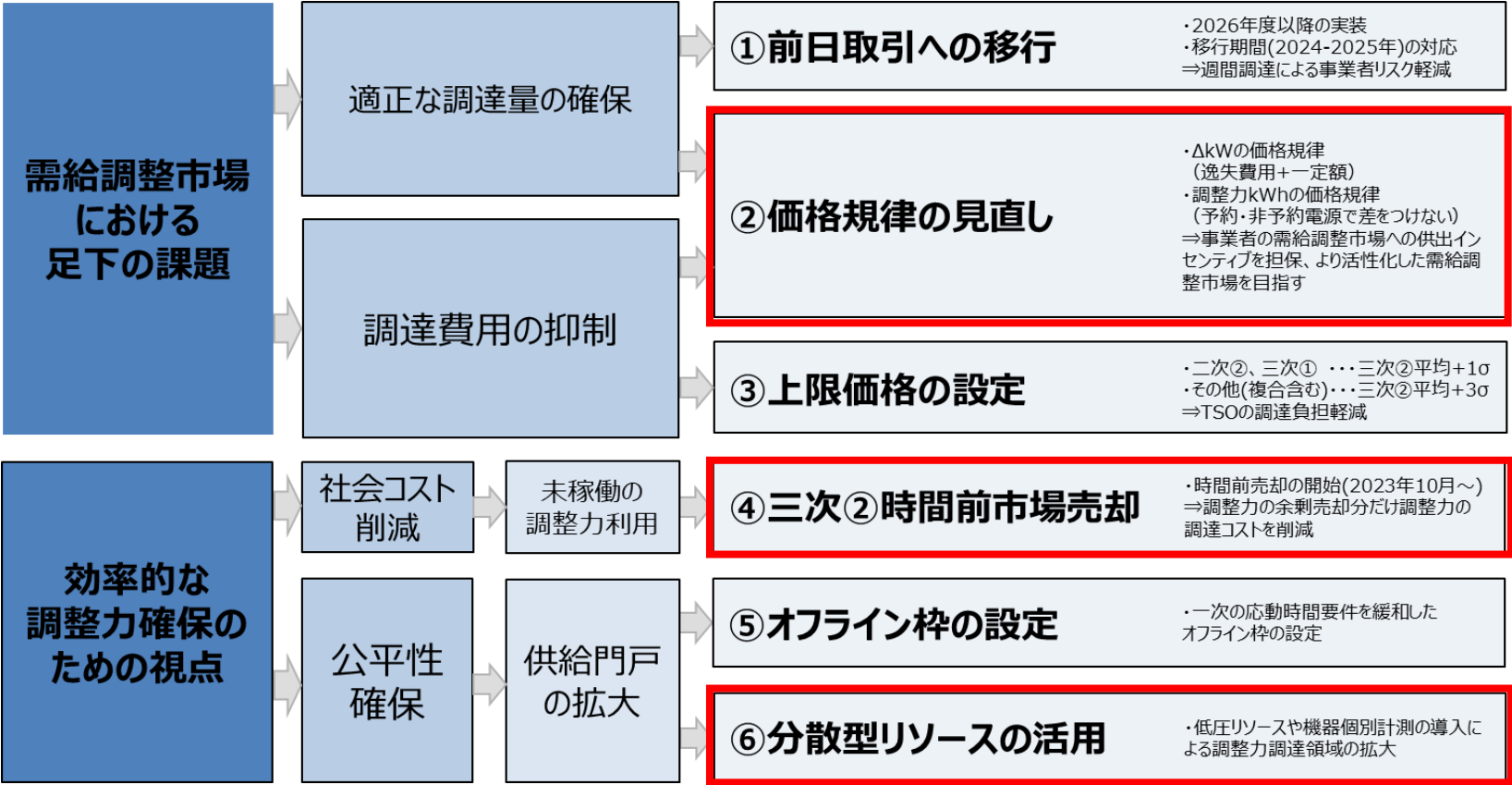
※矢印は空容量のある向きを示している

※今後、連系線空容量の見直し等により、共同調達実施エリアの範囲は変わりうる

※1：第64回制度検討作業部会（2022年4月25日）資料5-1より作成

※2：第27回需給調整市場検討小委員会（2021年12月21日）資料3より作成

- 足下の課題としては、適正な調達量の確保、調達費用の抑制を挙げ、さらに効率的な調整力の確保のために、三次②の時間前市場売却、新しい調整電源の応札量増加などを進めている。



# (参考) 価格規律の見直し

- 市場参加者間の競争によるコスト抑制を図っていく観点からは、市場参加者を増やすことが重要であり、このためには、需給調整市場への応札インセンティブを高めていくことが課題となっている。
- そこで、監視等委によって、需給調整市場への応札を促すため、現行の価格規律における調達費用（三次②を含むΔkW価格）、調整力の発動費用（kWh価格）の双方の算定方法の見直しの検討を行った。
- この見直しにより、需給調整市場への応札インセンティブを確保し、今後の市場での更なる価格競争の活性化に繋げていく。

第90回制度設計専門会合  
(2023年10月31日) 資料 7 より一部修正

【調整力ΔkW市場の価格規律（上限値）】

| 電源種           | 現状                                | 変更案                          |
|---------------|-----------------------------------|------------------------------|
| A種（固定費回収済電源等） | 逸失利益orマージン（「限界費用」×10%×電源 I 稼働率5%） | 機会費用（逸失利益）+一定額（0.33円）        |
| B種（未回収固定費有電源） | 機会費用（逸失利益）+固定費回収のための合理的な額等        | 機会費用（逸失利益）+一定額（監視等委員会と協議し決定） |

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

| 限界費用 | 現状   | 変更案                     |
|------|------|-------------------------|
| 安い   | 市場価格 | 限界費用+マージン(上げ「限界費用」×10%) |
| 高い   | 限界費用 | 限界費用+マージン(上げ「限界費用」×10%) |

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

| 固定費 | 現状             | 変更案                 |
|-----|----------------|---------------------|
| 済   | 限界費用±マージン(10%) | 限界費用±マージン(限界費用×10%) |
| 未   | 限界費用±固定費       |                     |

※「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」規律を2回分までとする。

※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。

※揚水機及び蓄電池の限界費用は下記の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量－ロス量）}}$$

① 調整力ΔkW価格は、一定額（マージンに相当）を0.33円/ΔkW・hとすること（A種電源）とした上で、この水準で未回収固定費が回収できない電源については、監視等委と個別で協議して決定（B種）することとした。

② 調整力kWh価格は予約電源と非予約電源でマージンに差を設けず「限界費用」×10%で統一としたことで、ΔkW価格が享受できる分予約電源（需給調整市場へ応札する電源等）のインセンティブが確保される構造となった。

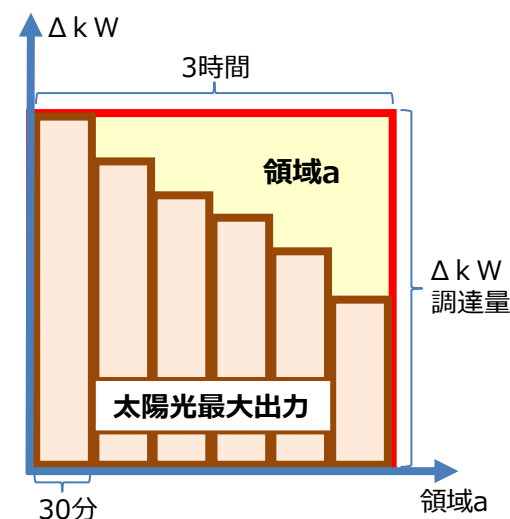
## (参考) 三次②時間前市場売却について

- 実需給が近づき、余剰となることが明らかな三次②を時間前市場に供出できれば、電源の有効活用に資すると考えられ、電取委や広域機関と連携し、検討を進めてきた。その結果、太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない余剰領域 a（右下図参照）について、時間前市場に投入することとした。
- また、第86回制度設計専門会合において示された、市場支配力に関する評価結果を踏まえ、TSOが時間前市場に売入札する際の価格について、まずは価格規律等は設けず、取組開始後の状況を踏まえ、必要に応じて更なる対応を検討することとした。
- これらを踏まえ、TSOが売却主体となり、10月下旬から本取組が開始された。

### <三次②時間前市場売却の取組状況>（取組開始～11/30）

| エリア            | 北海道             | 東北              | 東京              | 中部              | 北陸              | 関西              | 中国              | 四国              | 九州              |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 取組開始<br>(日数)   | 10/27<br>(23日間) | 10/27<br>(23日間) | 10/27<br>(23日間) | 10/17<br>(31日間) | 10/24<br>(26日間) | 10/28<br>(22日間) | 10/28<br>(22日間) | 10/27<br>(23日間) | 10/24<br>(23日間) |
| 総売入札量<br>(GWh) | 6.8             | 49.4            | 64.5            | 47.9            | 2.6             | 34.4            | 12.3            | 19.1            | 29.8            |
| 総約定量<br>(GWh)  | 0.6             | 0.3             | 0.5             | 8.0             | 0.3             | 0.7             | 0.3             | 0.8             | 4.3             |

### <領域aのイメージ>



(※) 入札単位が3時間→30分になると、領域aは市場供出されない。現在、太陽光が下振れしたとしても使用しない調整力（領域b）や、太陽光が上ぶれした場合は使用しない調整力（領域c）についても、時間前市場に供出可能か、リスク分析や定量評価を進め、改めて整理することとしている。

(出所) 第67回電力・ガス基本政策小委員会（2023年12月7日）資料5 抜粋

第55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9月27日）資料3 抜粋 一部修正

## (参考) 分散型リソースの活用

- 脱炭素化の流れの中で、調整力の多様化を進める上で、需要家側リソース（DSR）や蓄電池等の分散型リソースに対する期待は大きい。
- 現行制度上、需給調整市場において、分散型リソースは、受電点計測でのデマンド・リスポンス（DR）として参加可能である。
- 他方、DRが各商品要件を満たすためには、需要家側の他の電力負荷の変動等を蓄電池等で「しわ取り」することが必要となる。その結果、需要規模に対して蓄電池等の出力規模が小さい場合には、需給調整市場に参画することが難しい。
- この点、需給調整市場において、受電点での計測ではなく、機器毎の個別計測が認められるようになれば、分散型リソースが潜在能力を発揮し、調整力としてより一層活用されることが期待される。
- このため、次世代の分散型電力システムに関する検討会において、家庭用蓄電池等の低圧リソースの需給調整市場での活用について検討が行われ、機器個別計測での調整力供出を把握する契約の考え方等が整理された。
- また、数千～数万に及ぶことが想定される低圧リソースを全体管理する際の適切な手法についても、一定の方向性が示された。
- これらの検討結果を踏まえ、2026年度の開始を目指し、TSOにおいてシステムの改修・構築を進めることとしている。

## (参考) 更なる三次②の効率的な調達について（時間前市場での購入）

- 三次②の更なる効率的な調達として、**前日取引における調達量を減少させ、調整力が不足する場合は時間前市場で購入する方法**が挙げられる。現在広域機関において、国と連携したうえで、引き続き実務的・技術的な検討を進めているところ。

### 今後の検討の進め方

第43回需給調整市場検討小委員会  
(2023年11月9日) 資料2 抜粋

- 今回、三次②の効率的な調達における追加調達に関する検討事項について、以下のとおり整理を行い、必要量や追加調達の実施方法など実務的・技術的な論点については概ね方向性が定まった。
- また、残る検討項目（買い入札時の価格規律や追加調達費用をどのように扱うか）について、国とも連携した上で、検討を進めているところ。
- 上記事項を踏まえ、三次②の効率的な調達に関する方針や実現時期については、別途お示しすることとしたい。

| 項目              |           | 本小委員会を含めた整理(実務的・技術的な論点)                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|-----------------|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 追加調達の判断・実施タイミング |           | <ul style="list-style-type: none"><li>・時間前市場への供出（領域a）を考慮し、追加調達判断は前日15時とする</li><li>・追加調達が必要と判断した日については時間前市場での買い入札のみを行うこととし、追加調達が不要と判断できる日においては売り入札（領域a）を実施する</li><li>・追加調達の対象は平日対応可能な日の3～6Bとし、前日17時頃に入札、前日19時頃に一斉に札下げをする</li><li>・系統余剰時（市場価格0.01円/kWh）においては、前日15時の下振れを実質的に0と見做し、追加調達を行わないこととする</li></ul> |
| 必要量             | 前日市場での必要量 | <ul style="list-style-type: none"><li>・調達量算定においては共同調達を考慮し、アンサンブル予報については信頼度Aの日はAテーブル、Bの日は従来（A+B）テーブルを用いる</li></ul>                                                                                                                                                                                       |
|                 | 追加調達量     | <ul style="list-style-type: none"><li>・前日15時時点の再エネ予測値を加味して、【前日15時時点の必要量 + 予測値の下振れ量 - 前日調達量】とする</li><li>・調達量算定においては共同調達およびアンサンブル予報は適用しないこととする</li></ul>                                                                                                                                                  |
| 追加調達判断基準（閾値）    |           | <ul style="list-style-type: none"><li>・「前日予測値-前日15時予測値」の分布のうち、再エネ予測値が下振れした中で上位16%となる場合に追加調達を実施する（再エネ予測量が、各エリア再エネ設備量の2.5%～5.9%（エリア毎の閾値）以上、下振れした場合を追加調達閾値とする）</li><li>・効率的な調達の導入後、実績について都度確認し、仮に問題が生じた場合には速やかに閾値の見直しを行うこととする</li></ul>                                                                    |

## (参考) 一般送配電事業者各社の財務状況

- 旧一電各社の四半期報告書によると、一般送配電事業者各社の**2022年度経常損益（第二四半期）は、半数以上の事業者で赤字**となった。**2023年度の経常損益（第二四半期）は、全社が経常黒字計上**となっている。

### ＜一般送配電事業者 2022年度・2023年度の第二四半期決算実績＞

| (億円)<br>会社 | 送配電    |        |       |       | (参考) 連結 |         |        |        |
|------------|--------|--------|-------|-------|---------|---------|--------|--------|
|            | 売上高※1  |        | 経常損益  |       | 売上高     |         | 経常損益   |        |
|            | FY22   | FY23   | FY22  | FY23  | FY22    | FY23    | FY22   | FY23   |
| 北海道        | 1,692  | 1,496  | ▲19   | 93    | 3,868   | 4,585   | ▲10    | 703    |
| 東北         | 5,413  | 4,124  | 75    | 367   | 13,397  | 13,878  | ▲1,319 | 2,191  |
| 東京         | 12,413 | 10,817 | 621   | 1,449 | 35,053  | 35,137  | ▲2,388 | 4,796  |
| 中部         | 5,661  | 4,449  | ▲140  | 568   | 17,792  | 18,415  | ▲230   | 3,773  |
| 北陸         | 1,125  | 1,007  | ▲21   | 112   | 3,749   | 4,079   | ▲377   | 700    |
| 関西         | 5,844  | 5,052  | ▲324  | 598   | 17,842  | 20,730  | ▲1,118 | 5,111  |
| 中国         | 2,857  | 2,359  | ▲48※2 | 285※2 | 7,497   | 8,415   | ▲685   | 1,619  |
| 四国         | 1,378  | 1,198  | 90    | 93    | 4,021   | 4,009   | 173    | 646    |
| 九州         | 3,499  | 3,446  | 169   | 412   | 10,106  | 10,992  | ▲778   | 8,996  |
| 9社合計       | 39,882 | 33,948 | 403   | 3,977 | 113,328 | 120,240 | ▲6,735 | 28,535 |

※1 2023年度各社第二四半期決算短信における、送配電事業のセグメント情報を記載

※2 送配電部門の経常損益記載なく、営業損益を記載。

(出所) 旧一電各社 2022年度・2023年度第二四半期 四半期報告書より事務局作成

1. 2023年度三次調整力②に係る交付金算定の考え方  
と足下の状況
2. 2024年度三次調整力②に係る交付金算定のあり方

# 2024年度三次②に係る交付金算定における前提

- 2024年度三次②に係る交付金の算定に当たっては、次のように2023年度の算定を踏襲することを基本とすることとはどうか。

## 2024年度三次②に係る交付金

= (A) 2024年度三次②確保費用見込額 (※ 1)

+ (B) 2023年 1～12月における交付額と調達実績額の一定以上の差額 (※ 2)

(※ 1) 「調達単価見込額」に「調達実績見込量」を乗じて算定。

「調達実績見込量」は、過去の調達実績量から、効率化係数による経年の減少量や、一般送配電事業者の削減の取組によるインセンティブを考慮した数値を用いて算出。

(※ 2) 2022年度の交付額と調達実績額に差額が発生したことを踏まえ、2023年度の算定時から、前年における交付額と調達実績額の一定以上の差額を次年度に調整するスキームを導入している。具体的には、± 3 %以上の単価差が生じた場合に、交付額と調達実績額の差に対応することとしている。

- その上で、2024年度の交付額算定に当たっては、2023年度三次②の足下の状況等を踏まえると、次の点が論点となるのではないか。

論点 1 : 交付額と調達実績額の差額の算定のあり方

論点 2 : 前述の(B)が(A)を上回った場合 (マイナス精算発生時・詳細p.29参照) の場合の取扱い・単価変動の影響の抑制について

論点 3 : 時間前市場における三次②の売却促進のあり方

# 2023年度の三次②調達単価見込（再掲）

第50回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2023年3月2日）資料2を一部修正

● 2023年度の三次②調達費用の調達単価の算定では、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**。全国平均の調達単価は、**6.2円/ΔkW・h**。

| エリア | 1～12月<br>取引実績額※<br>(億円) |   | エリア | 1～12月<br>取引実績量<br>(億ΔkW・h) |   | エリア | ガイドライン等の改定<br>を踏まえた調達単価<br>(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年度の三次②交付見込額（再掲）

- 2023年度の三次②調達費用の交付見込額は、それぞれのエリアにおいて、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（全国合計：196億ΔkW・h）を乗じることで算出。全国合計は、約1,200億円。

| エリア | 調達単価<br>(円/ΔkW・h) |  | エリア | 補正後の実績量<br>(億ΔkW・h) |  | エリア | 2023年度交付金見込額<br>(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年度の買取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。

# 交付額と調達実績額の差額への対応について

第50回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2023年3月2日）資料2を一部修正

- 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た。**
- 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。**

【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 |

## (参考) 交付額と調達実績額の差額への対応について（昨年度の議論①）

第48回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会（2022年12月27日）資料3を一部修正

- 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**。

## (参考) 交付額と調達実績額の差額への対応について (昨年度の議論②)

第48回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW  
小委員会 (2022年12月27日) 資料3を一部修正

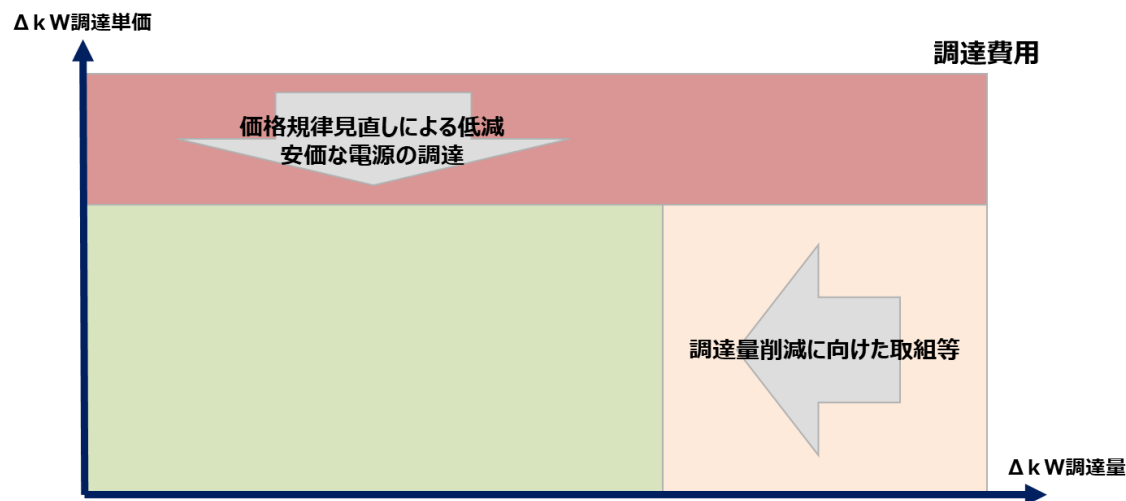
- 調達量についても交付金算定時と実績の乖離が発生するものの、こうした点は一般送配電事業者の取り組みにより削減する余地があることから、乖離として考慮する必要はないのではないかと。
- ただし、こうした量の変動による乖離額については、今後各取組等により必要量は減少する可能性もあるところ、2021年度以降発生している取引実績と交付金額の差額も踏まえつつ、国民負担の下で一般送配電事業者に収益が発生することのないよう、事後的に検証することとしてはどうか。
- なお、差額に対応する期間としては、交付金算定時に参照することができる直近1年間とする。2022年度交付金算定時には、2021年1～12月の取引実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

- 三次②の交付額と調達実績額の差額への対応については、調達単価と調達量の視点から検討し、
  - 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ことを踏まえ、**±3%以上の単価差が生じた場合に対応**することとし、
  - 調達量については、一般送配電事業者の取組により削減する余地があることから、**差額として対応することはない**こととした。
- 2023年度について、前述のとおり、三次②の調達単価と調達量は、交付額算定時よりも総じて減少している。こうした中で、昨年度の考え方に沿って算定を行うと、次のとおりとなる。
  - 調達単価に関しては、**2024年度交付金算定における差額対応（差額分の控除）の対象**。
  - 調達量に関しては、一般送配電事業者の調達効率化による必要量削減に伴うもの（※）であり、**2024年度交付金算定における差額対応（差額分の控除）の非対象**。

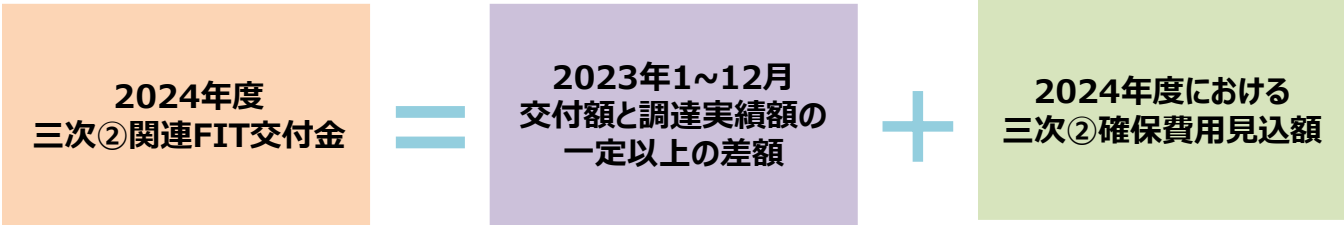
（※）三次②調達量の減少分は、約定率の低下によるものではない。

（2022年1～11月の約定率実績：約79%、2023年1月～11月の約定率実績：約85%）



# 論点 2 : マイナス精算発生時の取扱い・単価変動の影響の抑制について

- 2023年度について、前述のとおり、三次②の調達単価と調達量は、交付額算定時よりも総じて減少している。このため、各エリアごとの交付金について、2023年 1～12月における交付額と調達実績額の一定以上の差額の絶対値が、2024年度確保費用見込額を上回り、マイナス精算が発生する可能性がある。
- マイナス精算が発生した場合は、三次②確保費用が国民負担による再エネ賦課金を原資として交付されていることに鑑み、一般送配電事業者に収益が発生することのないよう調整することが必要となる。例えば、次年度の交付金をゼロとした上で、なお調整が必要な額について次々年度以降に繰り越すなどの対応を行うこととしてはどうか。
- そのうえで、調達単価見込額は、前年実績のエリア毎平均に基づき算定しているが、これまで調達単価は大きく変動しており、その結果、見込みと調達実績との差額が大きくなっている。見込みと調達実績との差額は、翌年度に調整することとしているが、一般送配電事業者の事業の安定性の確保などの観点から、年度ごとの単価変動を抑制する方法（例：直近複数年間の取引実績に基づき算出する等）を今後検討することとしてはどうか。



|      |        |        |      |
|------|--------|--------|------|
| エリアA | 5億円    | - 10億円 | 15億円 |
| エリアB | - 10億円 | - 20億円 | 10億円 |
| ⋮    | ⋮      |        | ⋮    |

マイナス精算が発生

【注意】上記エリアA・Bはあくまでも例示であり、実際の特定期間の試算結果を指すものではない。

## 論点3：時間前市場における三次②の売却促進のあり方

- 本小委員会の第55回会合（9月27日）において、余剰となる三次②を時間前市場に入札し、約定することで一般送配電事業者が得た利益については、再エネ賦課金の低減に活用することとした。また、本取組による利益や約定量の最大化を促すような枠組みについて、本小委員会で検討することとした。
- 三次②については、国民負担に基づく再エネ賦課金を原資に交付されているものであり、その余剰分について生じた利益は、一般送配電事業者が得るべきものではなく、再エネ賦課金の低減に活用すべきものである。同時に本取組は、三次②として調達した電源のうち、余剰分として使用されない電源の有効活用が重要であり、なるべく多くの電源を時間前市場に供出し、約定することも必要である。

（※）一般送配電事業者の三次②時間前市場売却価格は、市場の過去実績を参照して想定されるV1単価等を踏まえて決定しているが、参照時点と比較してV1単価が上昇した場合、時間前市場に売却した電源について、売却益がマイナスとなる（売却損が発生する）可能性はあるところ。その売却損分は一般送配電事業者が負担することが基本。

- こうした中で、一般送配電事業者による本取組の成果をどのように評価することが適切か。その際の評価指標（例：売却量、売却益等）については、エリアごとに売却可能量等が異なることも踏まえる必要があるほか、本取組が本年10月下旬に開始したところであり、既に売却損が発生しているエリアもあることから、まずは安定的に売却益が発生するような調整も考えられる。そのためにも損失の発生要因等の分析が必要。
- 引き続き売却状況をモニタリングしながら、国民負担の抑制の観点に留意して、適切な仕組みを検討していくこととしたい。

## 三次②の時間前市場への売入札の取扱い

- これまで、三次②として確保したものの、実需給断面で活用しない電源を時間前市場に供出することについて、関係各所において検討を進めてきたところ。
  - 本取組については、三次②を確保した一般送配電事業者が、まずは太陽光の上振れ・下振れに関わらず使用しない調整力量から時間前市場に投入することとしており、最速で本年10月下旬から取引を開始する予定である。
  - 三次②の調達費用は、国民負担の下で、再エネ賦課金を原資に対応していることから、余剰となる三次②を時間前市場に入札し、約定することで一般送配電事業者が得た利益（※）については、再エネ賦課金の低減に活用することが妥当ではないか。
- （※）時間前市場で得た利益とは、約定価格から、V1単価や手数料といった諸費用を除いた額が考えられる。
- その上で、こうした制度設計を前提とすると、時間前市場への入札については、一般送配電事業者の利益や約定量を最大化するような売入札が行われることが望ましい（※）。
- （※）ただし、適正取引ガイドライン上の相場操縦規制に抵触しないことが前提。
- そのため、2024年度の調整力確保費用の算定の際には、一般送配電事業者の時間前市場への応札状況等を勘案するなど、一般送配電事業者の本取組による利益や約定量の最大化を促すような枠組みについて、本小委員会で検討することとしてはどうか。