

# 需給調整市場（三次調整力①及び②）の 運用状況等について

第84回制度設計専門会合

令和5年4月25日（火）



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 本日の議論

- 需給調整市場における三次調整力①（以下「3次①」という。）の取引が、令和4年4月から開始されたところ。
- 資源エネルギー庁の審議会（制度検討作業部会）や広域機関の会議（需給調整市場検討小委員会）にて、約定量の募集量未達及び応札単価が三次調整力②（以下「3次②」という。）と比して高水準で推移する期間がある点が指摘されており、この事象の背景等を確認するため、需給調整市場参加事業者10社に対して報告徴収を行いデータ等の提出を求めた。
- 今回は、令和5年3月までの需給調整市場の取引状況及び上記関係事業者からの報告内容の確認結果を御報告するとともに、今後の課題等について御議論いただく。

# 今後の需給調整市場に関する検討

- 一般送配電事業者からは、需給調整市場での調整力の調達費用が増大しているとの考えが示されており、調達量と調達価格の双方から検証を進めることが必要。特に、**電力・ガス取引監視等委員会**としては、**合理的な行動となる価格で入札を行っているか、監視していく。**
- **一部の発電事業者からは、需給調整市場に応札するインセンティブが低すぎるのではないかとの考えを示されているところ。**具体的には、調整力 $\Delta$ kW市場への応札において、当年度分の固定費回収が済んだ電源等の一定額の考え方に関して、実際の電源の稼働率を反映していないのではないかと主張(※)を受けており、**今後、見直しの是非を含めて検討すべきではないか。**

※ 電力広域的運営推進機関の資料にて、2021年4月～11月の期間において、三次調整力②の調達量のうち、約20%が再エネ予測誤差に対応していたことを踏まえた稼働率の上昇に関する要望。

## 「一定割合」について

需給調整市場ガイドライン(2021年3月)  
(抜粋・一部強調)

当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 $\Delta$ kW市場に供出するインセンティブの確保等を考慮し、逸失利益(機会費用)に、予約電源の想定稼働率を踏まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内で $\Delta$ kW価格を登録するものとする。

なお、当該一定額の割合については、調整力kWh市場と同様に市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討する。

一定額(円/ $\Delta$ kW) = 限界費用(円/kWh)  $\times$  10%  $\times$   $\Delta$ kW約定量  $\times$  **電源 I の平均稼働率(5%)**  $\times$  約定ブロック(3時間)

※ 限界費用が市場価格より高く、 $\Delta$ kW価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動費等に一定額を上乗せ。限界費用が市場価格より低く、 $\Delta$ kW価格を卸電力市場との逸失利益で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか高い方を上限とする。

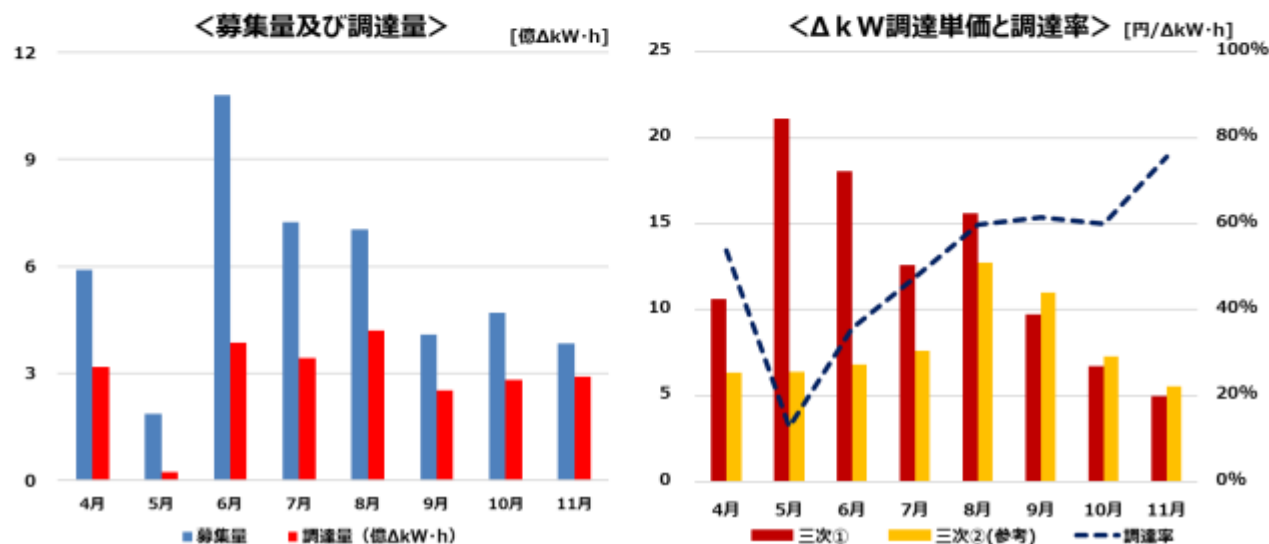
### (3)三次調整力①の取引状況と課題について

2022年度から三次調整力①の取引も開始された。ゲートクローズから実需給までの調整は一次調整力から三次調整力①の組み合わせで対応することとなるが、そのうち、三次調整力①は電源脱落も考慮した長周期成分の調整力である。

取引開始以降、三次①は調整力公募も継続するなか、募集量を削減し調達を行っているが、募集量に対し応札量が不十分である状況が継続しており、応札量全量が約定するブロックも多い状況。三次①の調達率が低調な時期は、三次②と比較しても、調達単価が高水準で推移していることが多い。

三次調整力①をはじめとする調整力の応札不足が継続した場合、市場における競争不足による価格の高騰や、調整力の調達不足による安定供給への支障が懸念される。現在は調整力公募による調整電源が活用できるため、日々の需給に支障は生じていない。また、2024年度以降は新たに余力活用に関する契約が開始され、安定供給の観点ではセーフティネットとなり得ると考えられる。一方で、それだけでは十分ではなく、需給調整市場に本来期待されていた、調整力調達コストの低減や、運用コストの低減といった効率化を実現するためにも、三次①が応札不足である状況には対策を講じていく必要がある。

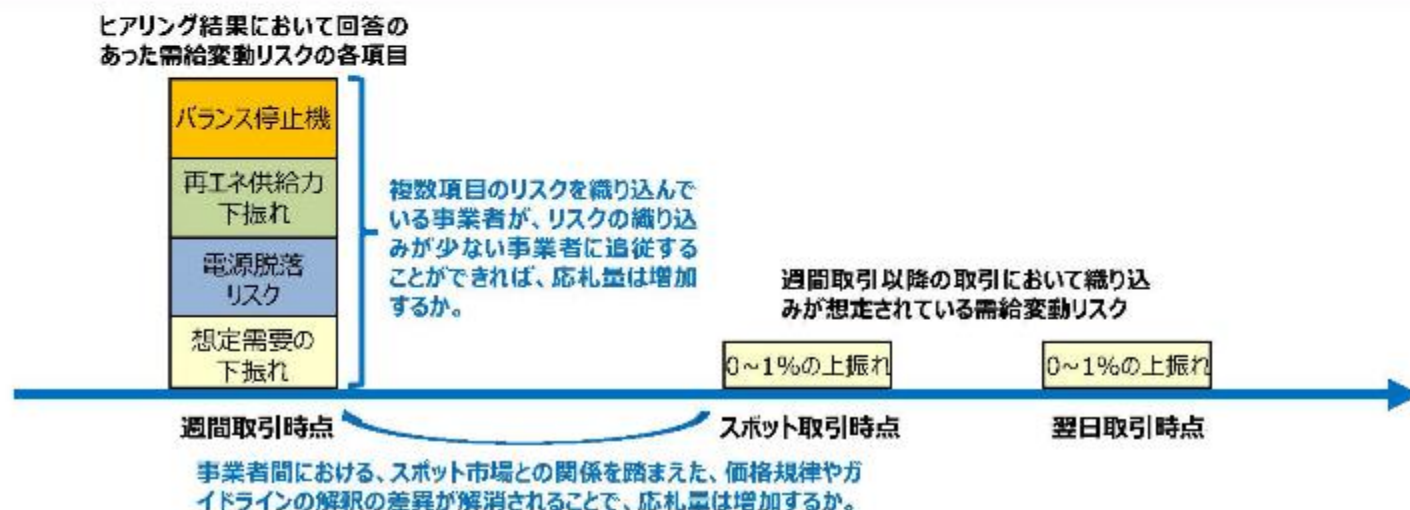
(参考図 1-4)三次調整力①取引実績(2022年4月～11月)





## 論点①－ 1：三次①応札量増加に向けた取組について（1 / 2）

- 調整力の応札量増加については、分散型リソースやネガポジリソース（需要抑制から発電まで可能なリソース）、DRの市場参入促進等を進め、より多くのリソースを活用するとともに、市場競争力を活発化させることも非常に重要である。
- 一方で、ヒアリング結果を踏まえると、リスクの織り込み方について、リスクの織り込み自体は否定されるものではないものの、複数項目のリスクを織り込んでいる事業者が、リスクの織り込みが少ない事業者に追従することができれば、応札量は増加する可能性がある。さらに、価格規律やガイドラインの解釈の違い等が解消されることで、応札行動も変化し、調整力応札量が増加する可能性もある。
- 関係各所と連携のうえ、取引事業者とのコミュニケーションや審議会等での議論を通し、そのような事業者毎の差について解消を促すことが、応札量増加にも繋がると考えられるのではないか。



## 論点①－1：三次①応札量増加に向けた取組について（2／2）

- 他方、取引事業者毎のリスクの考え方の差異が解消されたとしても、週間調達であることによる予測の不確実性が根本的に解消されるわけではない。
- そのような予測の不確実性の低減策としては、例えば取引スケジュールの変更も考えられるのではないか。第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）では、FIT通知も踏まえた再エネ供給力の計算や、スポット市場前のBG供出量検討に要する時間（4時間）の確保等を勘案したうえで、前々日（FIT1回目通知後から2回目通知までの間）に毎日三次①等の調整力を取引する案を示している。
- 取引スケジュールの変更による効果、実務面を勘案した実現可能な取引スケジュール、安定供給といった観点も踏まえ、スケジュール変更も視野に入れ、関係各所とともに実施の可否やその内容について、検討する必要があるのではないか。
- なお、現在2024年度に向け需給調整市場のシステム改修が進められており、スケジュール変更を行う場合も、実装まではある程度の時間を要すると考えられるため、その点も考慮し検討を進める必要がある。



(出所) 第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）資料 2より事務局で一部加工

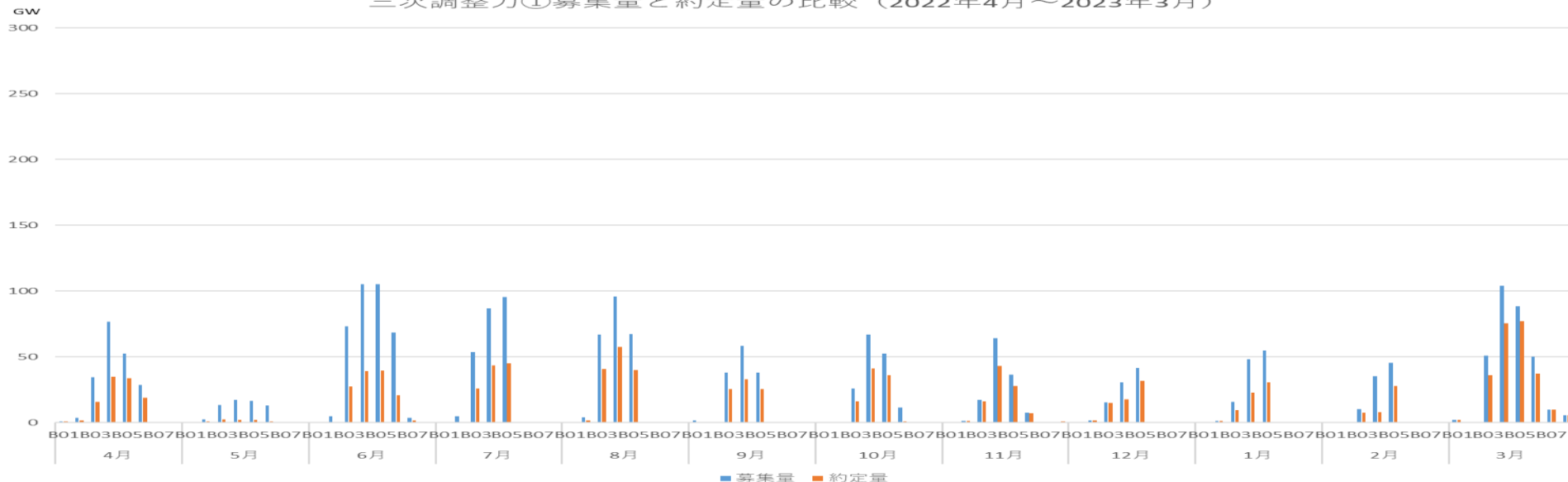


- 1. 需給調整市場の状況**
2. 事業者提出データの確認結果
3. 2024年度以降に向けての課題
4. まとめ

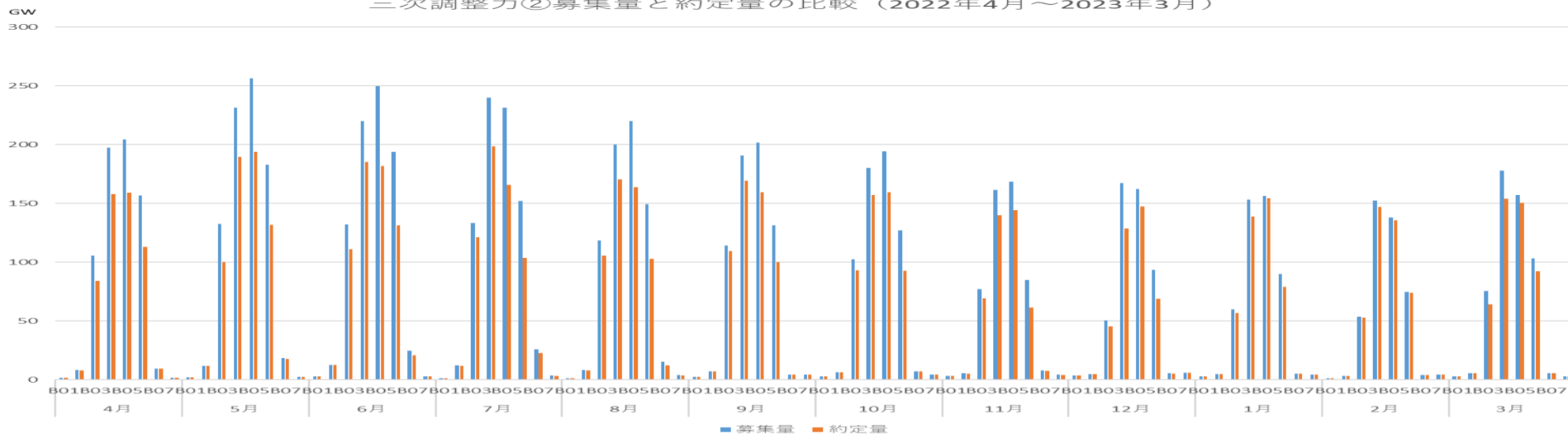
# 募集量・約定量の推移

- 2022年度の3次①、3次②の取引では、調達未達のブロックが発生した。

三次調整力①募集量と約定量の比較（2022年4月～2023年3月）



三次調整力②募集量と約定量の比較（2022年4月～2023年3月）





# 月別、ブロック別の未達発生度合

- 調達未達となったブロック数は、3次①は約70%、3次②は約40%であった。

●募集があったブロック数（月単位）

3次①（年合計：1850ブロック）

	1 ブロック	2 ブロック	3 ブロック	4 ブロック	5 ブロック	6 ブロック	7 ブロック	8 ブロック
4月	15	30	30	30	30	30	23	0
5月	0	31	31	31	31	31	0	0
6月	0	30	30	30	30	30	30	0
7月	0	31	31	31	31	0	0	0
8月	0	31	31	31	31	0	0	0
9月	30	0	30	30	30	0	0	0
10月	0	0	31	31	31	31	0	0
11月	0	30	30	30	30	30	30	30
12月	31	31	31	31	31	0	0	31
1月	0	31	31	31	31	0	0	31
2月	0	0	28	28	28	0	0	0
3月	14	0	31	31	31	31	31	31

3次②（年合計：2917ブロック）

	1 ブロック	2 ブロック	3 ブロック	4 ブロック	5 ブロック	6 ブロック	7 ブロック	8 ブロック
4月	30	30	30	30	30	30	30	30
5月	31	31	31	31	31	31	31	31
6月	30	30	30	30	30	30	30	30
7月	29	31	31	31	31	31	31	31
8月	31	31	31	31	31	31	31	31
9月	30	30	30	30	30	30	30	30
10月	31	31	31	31	31	31	31	31
11月	30	30	30	30	30	30	30	30
12月	31	31	31	31	31	31	31	31
1月	31	31	31	31	31	31	31	31
2月	27	28	28	28	28	28	28	28
3月	31	31	31	31	31	31	31	31

●募集があったブロック数のうち未達となったブロック数の割合（例）100%＝当該月当該ブロックすべてで未達が発生）

3次①（未達となったブロック年合計：1314ブロック（約70%））

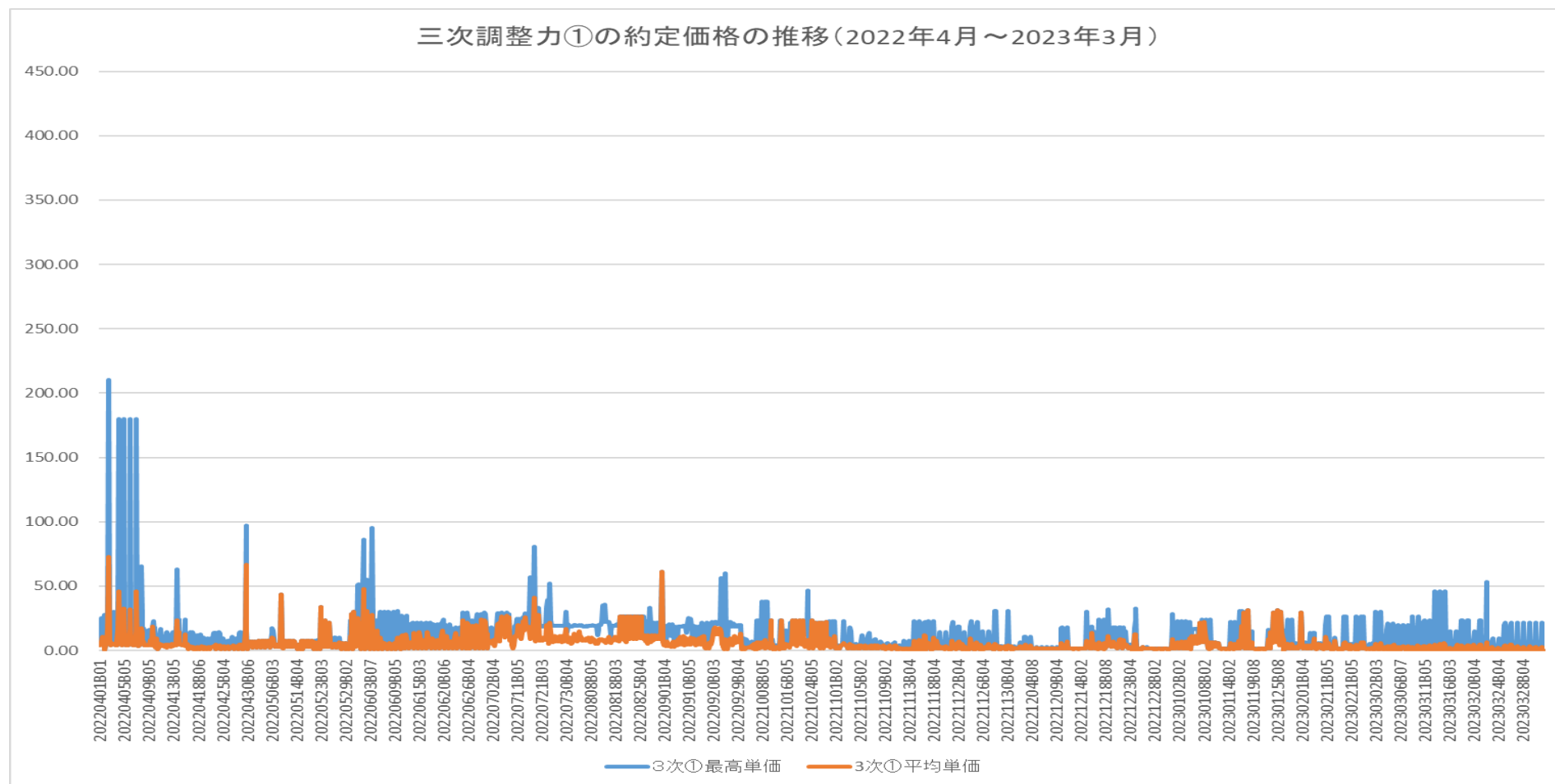
	1 ブロック	2 ブロック	3 ブロック	4 ブロック	5 ブロック	6 ブロック	7 ブロック	8 ブロック
4月	0%	93%	100%	100%	100%	100%	0%	—
5月	—	81%	100%	100%	100%	100%	—	—
6月	—	100%	100%	100%	100%	100%	100%	—
7月	—	100%	100%	100%	100%	—	—	—
8月	—	61%	81%	87%	87%	—	—	—
9月	97%	—	90%	87%	90%	—	—	—
10月	—	—	100%	100%	100%	100%	—	—
11月	—	0%	47%	93%	87%	10%	3%	20%
12月	0%	0%	16%	97%	77%	—	—	0%
1月	—	0%	45%	90%	90%	—	—	0%
2月	—	—	32%	100%	75%	—	—	—
3月	29%	—	94%	90%	81%	100%	0%	0%

3次②（未達となったブロック年合計：1260ブロック（約40%））

	1 ブロック	2 ブロック	3 ブロック	4 ブロック	5 ブロック	6 ブロック	7 ブロック	8 ブロック
4月	0%	7%	90%	93%	87%	97%	7%	7%
5月	0%	0%	94%	84%	87%	97%	32%	6%
6月	0%	3%	77%	80%	90%	93%	43%	10%
7月	10%	10%	68%	84%	97%	94%	77%	29%
8月	0%	6%	61%	81%	90%	97%	35%	10%
9月	0%	20%	40%	77%	80%	83%	33%	10%
10月	0%	10%	61%	71%	71%	90%	16%	6%
11月	23%	43%	77%	93%	80%	93%	17%	40%
12月	10%	6%	39%	77%	61%	94%	3%	10%
1月	3%	29%	45%	74%	32%	71%	19%	13%
2月	0%	18%	21%	29%	21%	18%	0%	11%
3月	3%	3%	61%	68%	45%	65%	0%	10%

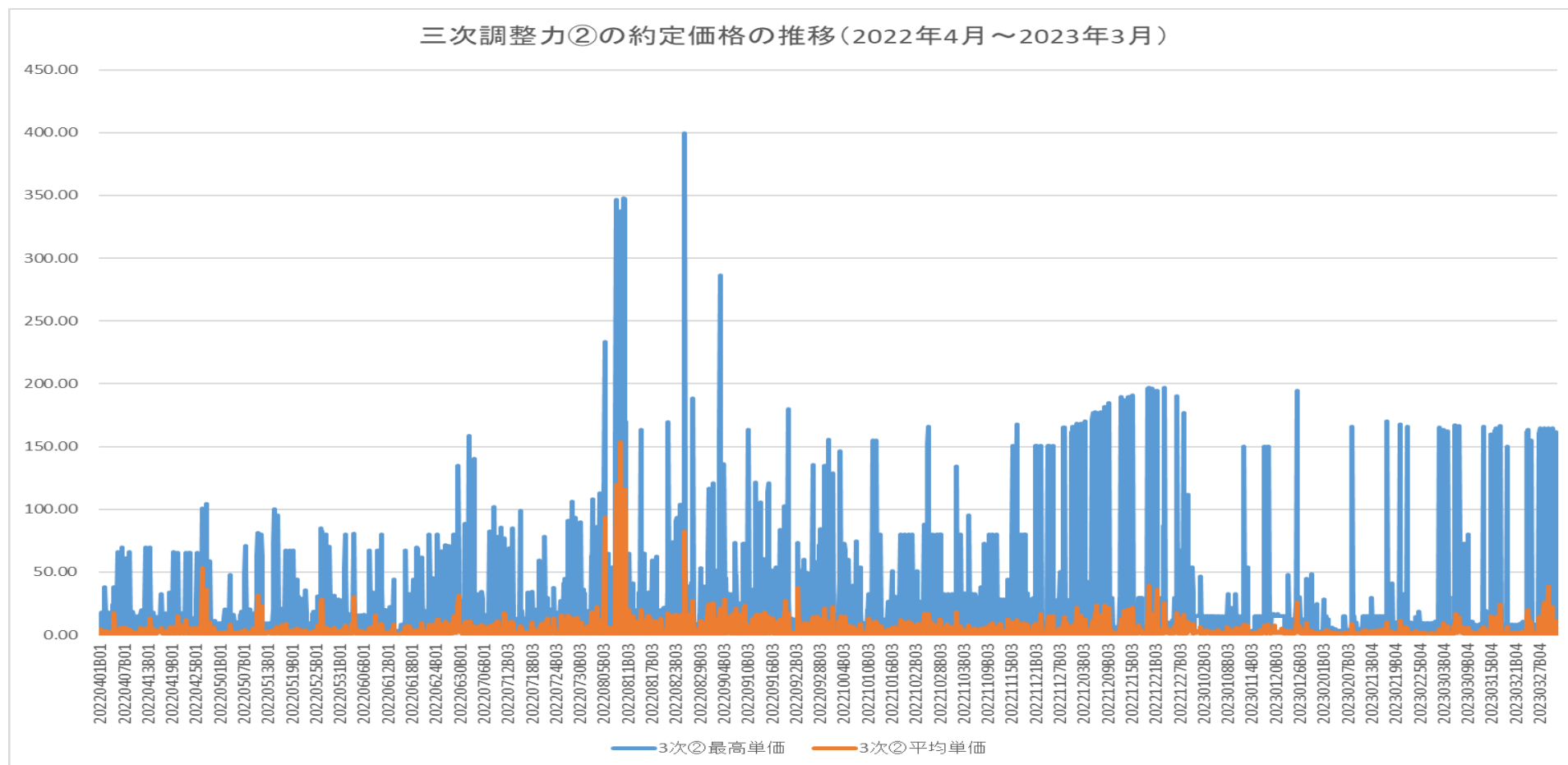
### 3次①の約定価格の推移

- 3次①の最高約定単価は、0.01円/kW・30分～201.4円/ kW・30分、平均約定単価は、0.01円/ kW・30分～72.96円/ kW・30分で推移している。
- 2022年度取引の平均単価（単純平均）は、8.49円/ kW・30分。



## 3次②の約定価格の推移

- 3次②の最高約定単価は、0.02円/ kW・30分～399.68円/ kW・30分、平均単価0.02円/ kW・30分～153.79円/ kW・30分で推移している。
- 2022年度取引の平均単価（単純平均）は、6.77円/ kW・30分。



1. 需給調整市場の状況
- 2. 事業者提出データの確認結果**
3. 2024年度以降に向けての課題
4. まとめ



## 2. 関係事業者への報告徴収内容

- 需給調整市場参加事業者10社に対し以下の内容について報告徴収を行った。
- 提出されたデータに基づき、需給調整市場ガイドラインに照らして確認を行った結果は次項以降に掲載。

### (参考) 報告徴収内容

#### ○定性データ

- ・ 3次①への入札量決定の考え方
- ・ 回収済み固定費の管理について
- ・ 調整力 k W h 単価を構成する固定費について他

#### ○定量データ

- ・ 3次①、3次②への応札電源の発電計画等 (※)
- ・ 3次①、3次②への応札価格 ( $\Delta$ kW) の根拠 (※)
- ・ 3次①、3次②への調整力 k W h 単価の根拠 (※)
- ・ 3次①、3次②への応札電源の固定費回収計画他

(※) データ量が膨大となることから事業者毎に対象日を6～10日程度抽出

## 2-1. 確認内容詳細①（3次①への入札量に関して）

- 3次①の調達未達を改善する観点から、入札に際しての考え方について確認を行ったところ、以下の点が確認された。
- 起動を伴う電源による供出（以下「追加起動供出」という。）をしていない事業者があった。
  - ・ 3次①は応動15分以内が要件となっているところ、停止状態から15分以内の応動が不可であることから、追加稼働余力の範囲内で応札している。
  - ・ 燃料調達環境の悪化により、発電機の追加起動応札は行っていない。
  - ・ 水力発電所は、運用上の制約から計画的な供出が困難。
  - ・ 火力機の台数による制約がある。
  - ・ 現在システム開発中。等
- 追加起動供出に伴う「持ち下げ」供出をしていない事業者があった。
  - ・ オペレーションが構築できていなかったことから供出できていなかったが、ガイドライン改定に伴い価格規律が見直されたことから、今後供出に向け検討する。
  - ・ 仮に追加起動供出機が約定せずに持ち下げ機のみが約定した際に、追加起動電源分の起動費等の取り漏れが発生することから、持ち下げ分は供出していなかった。ガイドライン改定に伴い価格規律が見直されたことから、今後供出に向け検討する。等
- 持ち替えを伴う供出（※）を行っている事業者がいたことから、行っていない事業者に対して理由を確認したところ以下の通りであった。（※）ある電源について、3次①の供出要件「応動15分以内」に適合させるために、負荷変化速度が高い出力帯まで出力を上げ、BG計画をバランスさせるために、他電源の持ち下げを行う。
  - ・ 週間断面では、需要・再エネの出力について不確定要素が多く、持替対象ユニットの特定が困難（計画断面と実需給断面とでことなった運用になる可能性が高い）であったが、今後可能な限りの供出に向け検討する。
  - ・ 実需給の1週間前では、詳細な電源バランス想定をすることが困難。等

→（事務局見解）要件等の工夫により、解決できる課題か検討が必要と考える。

## 2-1 . 確認内容詳細② (ΔkW価格の構成要素等)

- 需給調整市場ガイドライン上、事前的措置として一定の規範に基づいて入札を行うことを要請された事業者（以下「事前的措置の対象事業者」という。）について、3次①及び3次②のΔkW価格がガイドラインに基づいて決定されているか確認したところ、以下の点が確認された。

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

- ・ 未回収固定費がある電源の「一定額」は、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額（※）」
- （※）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を差し引いた分
- ・ 当年度分の固定費回収が済んだ電源の「一定額」は、「限界費用 $\times 10\% \times \Delta kW \text{約定量} \times \text{電源 I の平均稼働率（5\%）} \times \text{約定ブロック}$ 」

- 需給調整市場への供出へあたり、個々の電源の未回収固定費の有無にかかわらず、「当年度分の固定費回収が済んだ電源」と見なし応札していた。

（事務局見解）ガイドラインに示された一定額の考え方が、「未回収固定費がある電源」と「当年度分の固定費回収が済んだ電源」を分けて定められているのは、固定費の過回収防止及び固定費回収が済んだ電源の供出インセンティブ確保を目的としていることから、上記対応については、問題とまらないのではないか。

- 「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」の算出にあたって差し引かれる「他市場収益」について、1週間～1か月に1回見直しを行う事業者が大半であったが、年度内に見直しを行っていない事業者があった。

（事務局見解）「他市場収益」は、固定費の過回収防止の観点から、年度内に数回見直しを行うことが適当と考えられる。今回、報告徴収をおこなった事業者のうち過半数程度が1か月に1回の見直しを行っていたことから、1か月に1回の見直しを行うことを基準としてはどうか。

➤ 逸失利益（機会費用）の一部として以下の費用を計上している事業者があった。

① 「当年度分の固定費回収が済んだ電源」として応札した電源について、「仮に非予約電源（電源Ⅱ）として発動された場合」の逸失利益を算入していた。

（注）予約電源として得ることができる「 $\Delta$ kW」と「調整力kWh」の合計よりも、非予約電源として得ることができる「調整力kWh」の方が多いと考え、非予約電源の調整力kWh単価で得られるマージン収入（限界費用×10%）を考慮し、価格を決定した。

② 需給調整市場の約定後に、BGの需要計画が増加した場合に、増加分に対応するためのコストを加味。（注）令和5年3月のガイドライン改定後は算入していない。

③ 卸電力市場価格の変動リスクを加味（「卸電力市場価格（予想）－限界費用」から算出される額とは別）。（注）令和5年3月のガイドライン改定後は算入していない。

#### （事務局見解）

- ガイドラインの記載に基づけば、逸失利益（機会費用）の基本的な考え方は以下(ア)(イ)のとおりであり、卸電力市場価格（予想）との比較において発生する逸失利益（機会費用）のみ考慮しており、非予約電源として発動した場合の逸失利益、及び、需給調整市場約定後のBG計画の変動リスクは考慮されていない。


（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 $\Delta$ kWを確保する場合：

起動費や最低出力までの発電量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額分の機会費用が発生。

（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た $\Delta$ kWを確保する場合：

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分逸失利益が発生。



- 
- また、現行のガイドラインの記載に基づけば卸電力市場価格（予想）については、「エリアのスポット市場価格と時間前価格の想定値の範囲内から 1 つを選定する」としており、卸電力市場価格の変動リスクの考慮について言及していない。
  - 以上から、上記①②③については、現行のガイドラインにおいて、事前的措置の対象事業者に対して要請した $\Delta$ kW価格とは異なるものと考えられる。
  - 一方で、後段で課題として提示している、予約電源と非予約電源のインセンティブのバランス等に鑑み、本件の扱いについては検討する必要がある。

## (参考) $\Delta kW$ 価格

第68回制度設計専門会合（2021年12月）  
資料4

- 調整力 $\Delta kW$ 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 $\Delta kW$ 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

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

- 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  $\times$  一定割合)
- 固定費回収のための合理的な額(円/ $\Delta kW$ ) =  
$$\frac{\{ \text{①電源等の固定費(円/kW} \cdot \text{年)} - \text{②他市場で得られる収益(円/kW} \cdot \text{年)} \}}{\text{③想定年間約定ブロック数}}$$
  
※想定年間約定ブロック数 = 想定年間予約時間  $\div$  3 時間

## 2-1. 確認内容詳細③（調整力kWh単価の構成要素）


- 調整力kWh単価について、ガイドラインに基づいた算定であるか確認したところ、以下の点が確認された。
- 揚水機について、予約電源の調整力kWh単価を非予約電源と同値とするために、「調整力kWh単価＝固定費回収のための合理的な額（限界費用は0円）」としていた案件があった。

（事業者注）当該電源は揚水機であり、TSO運用であることから、調整力提供事業者には調整力kWhの費用は発生しない（調整力提供事業者の限界費用は0円）。また、当該電源の属地エリアは、揚水機について、一機一池運用（※）をしており、当該電源に限らず、すべての揚水機の調整力kWh単価を予約・非予約電源の区別なく一律にすることをTSOから要請されている。そのため、ガイドラインの主旨を踏まえ、固定費回収額が未回収固定費額を上回らないよう適切に単価設定のうえ、予約・非予約電源を区別せず同一のkWh単価を設定した。

（※）一機一池運用：属地エリアの複数の揚水発電機を1つの発電機と捉えた運用。一定量の調整力kWhが数時間継続して供出可能となるよう、一機一池運用で管理されるすべての揚水機の上池の貯水量の大きさ（kWh）及び水量（kW）を考慮して運用している。そのため、常時どの揚水機でも稼働可能とする観点から、すべての揚水機の調整力kWh単価が予約・非予約の区別なく一律であることが必要。実運用では、各揚水発電機のkWが最大限継続して供出できるように、比較的最大出力を長く継続できる大きな池から調整力を供出し、比較的継続時間が短い小さな池の貯水力が枯渇しないよう管理している。なお、需給調整市場のΔkWへの応札は、揚水機kWのBG運用分から供出される。

（事務局見解）当該案件は、現行のガイドラインの記載(※)に基づけば、予約電源の調整力kWh単価に固定費を算入することは、認められないと考えられる。仮に同社が現行のガイドラインの記載に基づき、調整力kWhを供出する場合、揚水機の限界費用が0円であることから、市場価格で供出することが経済合理的な行動と考えられるところ。一方で、揚水機のTSO運用により稼働される調整力kWh分についても、同社が市場価格相当の報酬を得ることは適当でないと考えられることから、現行の考え方での調整力kWh単価の登録を認めることとしてはどうか。

（※）予約電源の調整力kWh単価の価格規律  
予約電源については、事前に調整力ΔkW市場を通じて調達され、既にΔkWの収入を得ているものであることなどから、（略）全ての事業者について、その登録kWh価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当であり、ΔkWの契約においてそれを明確化することとする。（略）

- 
- 未回収固定費がある非予約電源のkWh単価については、未回収固定費の算入が認められているところ。非予約電源での固定費回収の割合を事業者を確認したところ、0～約60%とばらつきがあった。

（事務局見解） 予約電源と非予約電源のインセンティブのバランス及び調整力kWh単価がインバランス料金単価の諸元となり、ひいてはスポット市場価格シグナルとなる可能性があること等に留意し、予約電源と非予約電源の調整力kWh単価の在り方について検討を行う必要があると考える。



# (参考) その他、事業者の報告徴収への回答内容

- 3次①の供出の考え方について
  - 販売電力量を差引いた余力を入札量上限として、15分応動等の応札要件を考慮し応札量を算定。属地エリアの募集量に関わらず、恣意性なく全国募集量を上限に応札。
  - 過去にTSOからの指令に時間内に応動できなかった実績のある電源は、入札対象外としている。
  - 自社需要に対する供給力を除いた余力を応札。需要予測は、最新の気象情報（天気・気温）を元に想定。
  - スポット市場で約定が見込めず、未回収固定費が残っている電源等を中心に応札。 等
- リスクの考え方について
  - 卸電力取引市場と同様のリスクの考え方にに基づき供出（想定需要の1%、連系線の混雑を考慮等）。
  - 過去の需要変動・再エネ変更及び気象予報を参照しリスクを織り込み。
  - 電源脱落に耐えられる予備力を確保。 等
  - その他、リスクの織り込みをしていない事業者もあった。
- $\Delta kW$ の算定について
  - 持ち下げによる供出時を含め、 $\Delta kW$ の算定にあたっては限界費用が諸元とされており、調整力kWh単価を諸元としている事業者はいなかった。
  - 未回収固定費は、減価償却費、人件費、固定資産税、修繕費、水利使用权、一般管理費、固定資産除却費、事業報酬、所内電力料、法人税、託送料金（揚水）、事業税等。なお2023年1月時点で固定費回収ができた電源は、全体の約半数であった（※）。  
（※）期初に未回収固定費を $\Delta kW$ に算入した電源について集計。電源単位で管理していない事業者分は含まず。
  - 他市場収益には、卸電力市場、ベースロード市場、相対、電源Ⅱ、調整力公募等収入が計上されていた。
  - 約定想定ブロック数は以下の方法で算定されていた
    - ①年間の需給バランスに基づき算定し、電源単位で管理。
    - ②年間の需給バランスを1時間単位でシミュレーションし電源余剰が発生する時間を算出。
    - ③前年度実績を基に算定（3次①についても3次②実績を参照）。 等
- $\Delta kW$ 及び調整力kWh算定諸元となる燃料価格の参照先について
  - JKM・JCC・JLCの価格を参照（LNG）。
  - GCI・gCを参照（石炭）。
  - 燃料の在庫金額や購入金額を参照。
  - 季節ごとの $\Delta kW$ の諸元となる限界費用単価の動き  
4～6月：25.12円/kWh。7～9月：31.54円/kWh。10～12月：26.60円/kWh

（注）今回報告徴収を行った対象日の供出コマ（3～5ブロックが中心）を諸元としている点に留意。なお、限界費用は、供出する出力帯に応じて変動する（発電効率が変動することによる。）

- データ提供対象日におけるΔkWに含まれる逸失利益、機会費用、未回収固定費等（他市場収益除額後）の比率  
 （注）調査対象日の登録単価を足し上げ、比率を算定

- 3次①

	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j
逸失利益	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.4%	10.2%	53.4%	90.1%
機会費用	0.0%	0.0%	0.4%	76.5%	45.6%	99.2%	85.7%	36.0%	0.0%	0.0%
未回収固定費等	100.0%	100.0%	99.6%	23.5%	54.4%	0.5%	14.0%	53.9%	46.6%	9.9%

- 3次②

	ア	イ	ウ	エ	オ	カ	キ	ク	ケ	コ
逸失利益	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%	1.7%	4.8%	16.3%	50.4%
機会費用	0.0%	0.0%	57.4%	67.4%	77.7%	23.2%	68.6%	54.1%	0.0%	0.0%
未回収固定費等	100.0%	100.0%	42.6%	32.6%	22.3%	76.6%	29.8%	41.1%	83.7%	49.6%

※機会費用には、起動費、最低出力までの発電費、持ち替え費、電源Ⅱに供出した場合の逸失利益、需給変動リスク、電力市場変動リスクが参入  
 ※未回収固定費等には、マージン、手数料を含む

- データ提供対象日における調整力kWhの構成要素の比率
- 予約電源（上げ調整単価）（注）調査対象日の登録単価を足し上げ、比較を算定

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
燃料	0.0%	0.0%	73.0%	74.8%	93.3%	97.2%	99.0%	99.7%	99.8%	100.0%
市場との差分等（※）	100.0%	100.0%	27.0%	25.2%	6.7%	2.8%	1.0%	0.3%	0.2%	0.0%

※発電に伴う消耗品費、手数料等を含む（P19で指摘した通り、固定費を算入している事業者があった。）

- 非予約電源（上げ調整単価）（注）調査対象日の登録単価を足し上げ、比較を算定

	あ	い	う	え	お	か	き	く	け	こ
燃料	0.0%	0.0%	68.3%	71.3%	73.0%	90.1%	90.7%	91.6%	99.7%	99.8%
固定費・マージン等（※）	100.0%	100.0%	31.7%	28.7%	27.0%	9.9%	9.3%	8.4%	0.3%	0.2%

※発電に伴う消耗品費、手数料等を含む

1. 需給調整市場の状況
2. 事業者提出データの確認結果
- 3. 2024年度以降に向けての課題**
4. まとめ

### 3. 2024年度以降に向けての課題

- 2024年度から、需給調整市場の全商品の取引が開始される予定であるところ。
  - 調達不足解消の観点及びTSOが調整力を確実に調達する観点から、調整力の供出インセンティブは「予約電源＞非予約電源」となっていることが望ましいと考え、現行の供出インセンティブの比較を行った。
  - 比較の結果、特に固定費回収済み電源については、必ずしも調整力の供出インセンティブは「予約電源＞非予約電源」となっていないことから、予約電源と非予約電源の供出インセンティブのバランスについて、検討が必要と考える。
  - その際には、以下の点に留意することが必要と考える。
  - ✓ 非予約電源として調整力kWhへ供出するインセンティブがなくなれば、事業者が調整力機能を保持する電源を維持するインセンティブが弱くなる可能性がある。(※)
- (※) 特に、固定費を回収できていない非予約電源にとって、電源維持のディスインセンティブとなる可能性がある。
- ✓ 調整力kWh単価(※)は、インバランス料金単価の諸元となり得、ひいてはスポット市場価格シグナルとなる可能性がある。

(※) 非予約電源で固定費未回収電源は、調整力kWh単価に固定費を算入することが認められている。



# 3-1. 予約電源と非予約電源の供出インセンティブの比較

## (①未回収固定費がある電源)

- 未回収固定費がある電源の需給調整市場及び調整力kWhの価格規律は下枠のとおり。
- 「限界費用 > 市場価格」の時、予約電源の調整力kWh単価は限界費用 (※)、非予約電源は、限界費用に固定費またはマージンの10%を算入することから、調整力kWhのメリットオーダーリストにおいて予約電源に劣後し、発動指令がない可能性がある。(※) 揚水発電、一般水力、DR等は限界費用に機会費用を含めることが認められている。
- 「限界費用 < 市場価格」の時、予約電源は、 $\Delta kW$ で逸失利益を得、発動指令があった場合、調整力kWhで限界費用と時間前平均価格の差分を得る（発動指令があった場合、市場と限界費用の差分を2回得ることになる）。非予約電源は限界費用に固定費を算入することから、調整力kWhのメリットオーダーリストにおいて予約電源に劣後し、発動指令がない可能性がある。
- 発動指令に対して未達が発生した場合、予約電源にはペナルティがあるのに対して、非予約電源にはペナルティ規定がない。
- 未回収固定費がある電源については、調整力の供出インセンティブは「予約電源 > 非予約電源」となっていると考えられるところ、需給調整市場に係る費用が託送料金で回収されることを鑑み、「限界費用 < 市場価格」の時に、予約電源が、市場との限界費用の差分を2回得ることが適当か検討が必要と考える。

(参考) 未回収固定費がある電源の予約電源と非予約電源の価格規律

- 予約電源
  - $\Delta kW \leq$  逸失利益 (機会費用) + (未回収固定費 - 他市場収益)
  - 上げ調整力kWh = 「限界費用又は市場価格 (※)」以下 (※) 時間前市場の約定価格の平均値
- 非予約電源 (※)
  - 上げ調整力kWh  $\leq$  限界費用 + (未回収固定費 - 他市場収益)

(※) 現行制度では電源Ⅱに該当する。2024年度以降は、容量市場約定電源のリクワイアメントを根拠にした余力活用電源となる。

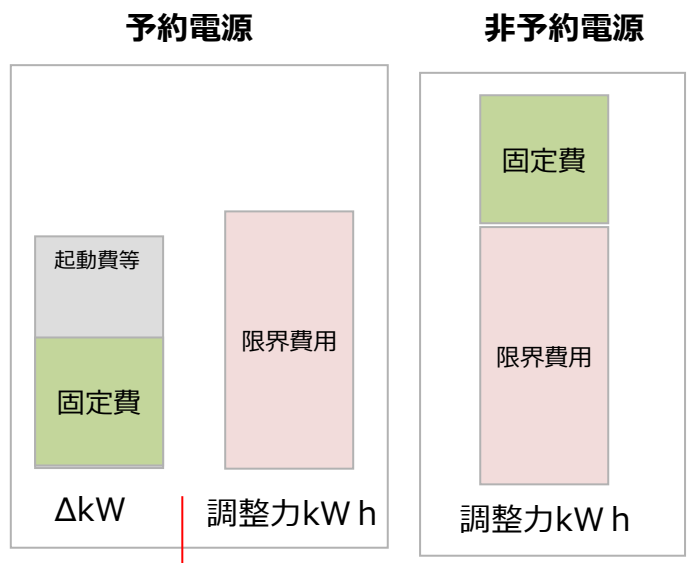
(注) 非予約電源の起動費及び最低負荷までの発動費用は登録kWhとは別でTSOと精算されることから費用取り漏れはしない。

# (参考) 予約電源と非予約電源の供出インセンティブの比較

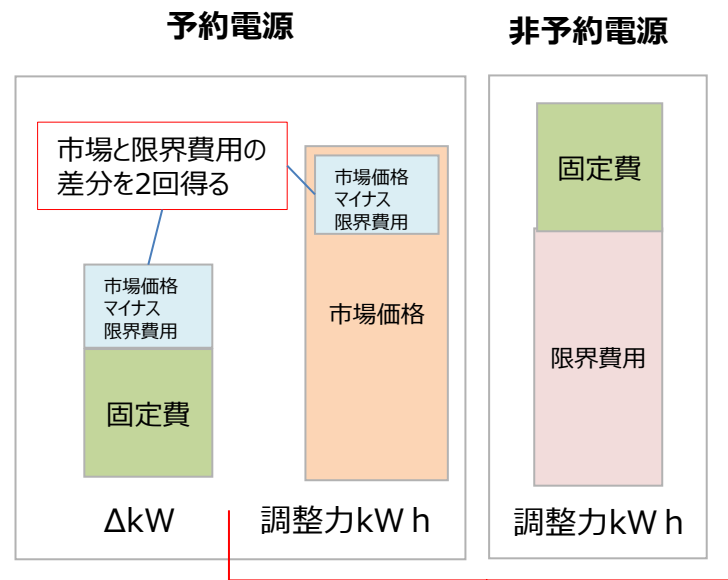
## (①未回収固定費がある電源)

未回収固定費がある電源については、調整力の供出インセンティブは「予約電源> 非予約電源」となっていると考えられるところ、需給調整市場に係る費用が託送料金で回収されることを鑑み、「限界費用<市場価格」の時に、予約電源が、市場と限界費用の差分を2回得ることが適当か検討が必要と考える。

「限界費用> 市場価格」の時



「限界費用<市場価格」の時



非予約電源の調整力kWhは、メリットオーダーリストにおいて予約電源に劣後し、発動指令がない可能性があることから、需給調整市場に供出し予約電源とした方が経済的な行為となる。

## 3-1. 予約電源と非予約電源の供出インセンティブの比較

### (②固定費回収済み電源)

- 固定費回収済み電源の需給調整市場及び調整力kWhの価格規律は下枠のとおり。
- 固定費回収済み電源が、予約電源として、需給調整市場の $\Delta kW$ で得られる収益は「逸失利益（機会費用）＋限界費用 $\times 10\% \times \Delta kW$ 約定量 $\times$ 電源Ⅰの平均稼働率（5%） $\times$ 約定ブロック」、調整力kWhで得られる収益は、限界費用と市場価格の差分。
- 非予約電源は調整力kWhで「限界費用 $\times 10\%$ （※）」得られる。（※）第50回制度設計専門会合（2020年9月）に米国PJM・CAISOの事例を参考として決定された。
- 予約電源と、非予約電源のマージンについては、「限界費用 $\times 10\%$ 」であり同等であるところ、予約電源については、「限界費用 $\times 10\%$ 」に、電源Ⅰの平均稼働率（5%）を乗じて算出されることから、至近の所有電源の調整力稼働状況等から、事業者にとって非予約電源として応札した方が事業者にとって経済的であると判断する場合がある。
- なお、発動指令に対して未達が発生した場合、予約電源にはペナルティがあるのに対して、非予約電源にはペナルティ規定がない。

（参考）固定費回収済み電源の予約電源/非予約電源の価格規律

➤ 予約電源

- $\Delta kW \leq$  逸失利益（機会費用）＋限界費用 $\times 10\% \times 5\% \times$  供出量 $\times$  供出ブロック
- 上げ調整力kWh  $\leq$  「限界費用又は市場価格（※）」（※）時間前市場の約定価格の平均値

➤ 非予約電源（※）

- 上げ調整力kWh  $\leq$  限界費用＋限界費用 $\times 10\%$

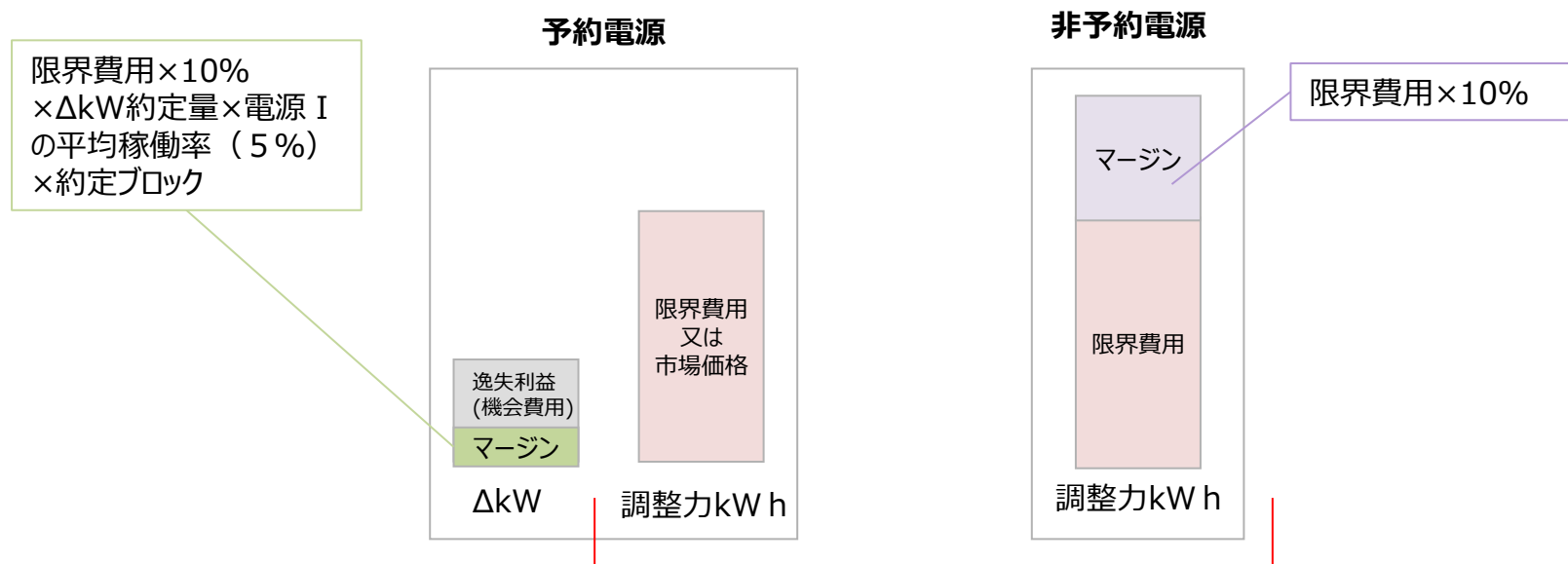
（※）現行制度では電源Ⅱに該当する。2024年度以降は、容量市場約定電源のリクワイアメントを根拠にした余力活用電源となる。

（注）非予約電源の起動費及び最低負荷までの発動費用は登録kWhとは別でTSOと精算されることから費用取り漏れはしない。

# (参考) 予約電源と非予約電源の供出インセンティブの比較

## (②固定費回収済み電源)

予約電源と、非予約電源のマージンについては、「限界費用×10%」であり同等であるところ、予約電源については、「限界費用×10%」に、電源Ⅰの平均稼働率（5%）を乗じて算出されることから、至近の所有電源の調整力稼働状況等から、事業者にとって非予約電源として応札した方が事業者にとって経済的であると判断する場合がある。



一般的には、非予約電源の調整力kWhは、メルिटオーダーリストにおいて予約電源に劣後し、発動指令がない可能性があるものの、至近の所有電源の調整力稼働状況等から、非予約電源としても稼働されることが見込まれれば、事業者にとって非予約電源として応札した方が事業者にとって経済的であると判断する場合がある。

(注) 非予約電源の起動費及び最低負荷までの発動費用は登録kWhとは別でTSOと精算されることから費用取り漏れはしない。

## (参考) 調整力kWh単価とインバランス料金単価との関係

- 調整力kWh単価は、インバランス料金単価の諸元となり得、ひいてはスポット市場の価格シグナルとなることが期待されているところ。
- 系統余剰の場合、下げ調整単価がインバランス単価の諸元となり、系統不足の場合上げ調整単価がインバランス料金単価の諸元となる。
- 現行、インバランス料金単価の諸元である調整力kWh単価には限界費用以外の要素について算入することが可能となっており、特に、下げ調整単価は、すべて非予約電源による供出となることから、価格構成要素に未回収固定費若しくはマージンが算入する可能性が高い(※)。
- また、非予約電源のマージンは、限界費用の10%までの算入が可能であることから、限界費用の諸元となる燃料価格の高騰時はそれに伴いマージン分も増加する。

(参考) 下げ調整のkWh単価：「限界費用－(固定費又はマージン)」以上が、調整力提供事業者からTSOへの支払額となる。

(※) 固定費未回収電源について、仮に、需給調整市場で約定した予約電源が、約定したブロック内のコマにおいて電源Ⅱ契約に基づく下げ調整指令を受けた場合、 $\Delta kW$ と調整力kWh両方で固定費を回収することができる。

# (参考) 限界費用について

第78回制度設計専門会合（2022年10月）  
資料3（抜粋）

- 限界費用については、需給調整市場ガイドラインにおいて、以下の記載がある。

需給調整市場ガイドライン（2021年3月）  
（抜粋・一部強調）

## Ⅲ. 需給調整市場において望ましい行為の詳細

### 1. 調整力kWh市場

#### （1）予約電源以外

調整力kWh市場の予約電源以外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kWh価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整のkWh価格 ≤ 当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整のkWh価格 ≥ 当該電源等の限界費用 - 一定額

（途中略）

なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りである。

#### ①「限界費用」について

電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR（需要抑制）などの限界費用が明確でないと考えられる電源等については、以下のように整理する。

#### （揚水発電、一般水力、DR等の場合の限界費用の考え方）

- 「機会費用を含めた限界費用」を基本的な考え方とする。
- 「限界費用」には、揚水発電における揚水運転や一般水力における貯水の減少に対応するための火力発電等の稼働コストを含む。
- 「機会費用」には、揚水発電や一般水力における貯水の制約による卸電力市場での販売量減少による逸失利益、DRによる生産額の減少等の考え方が取り得る。
- その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適用する。
- 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録kWh価格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を事前及び事後に行う。

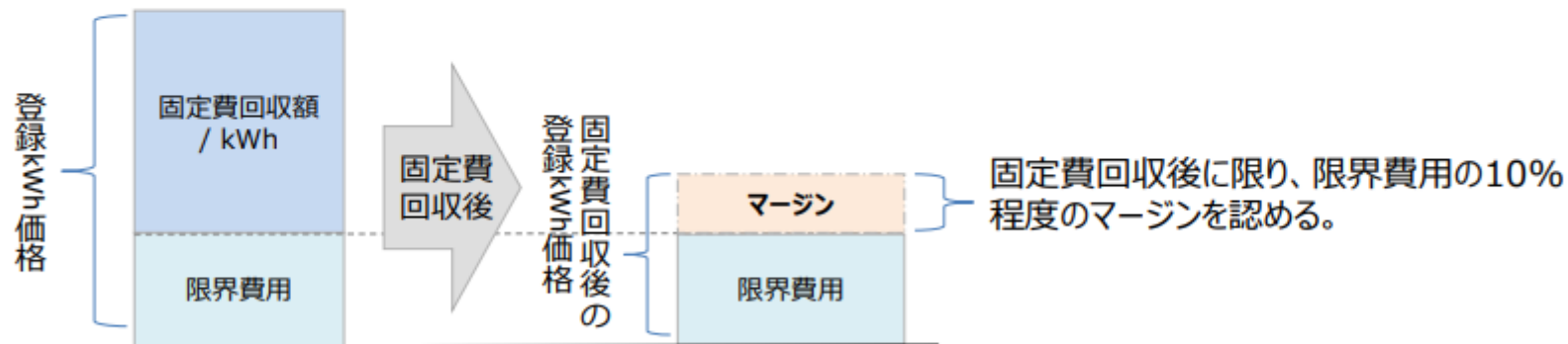
※ 上記において、貯水制約のある揚水発電及び一般水力並びに燃料制約のある火力発電の限界費用を逸失利益とする場合、この逸失利益には固定費回収額が含まれている場合があることから、これに一定額を加算すると固定費回収額を二重に計上することとなる。したがって、この場合のkWh価格の登録については、「代替電源等の限界費用 + 一定額」or「逸失利益」のいずれか高い方を上限とするのが適切と考えられる（代替電源等の限界費用とは、貯水減少又は燃料減少による代替電源の限界費用、揚水運転のために使用した電源の限界費用が考えられる）。



## マージンの取扱いについて②

- 以上を踏まえ、固定費回収が済んでからも、引き続き調整力kWh市場に供出するインセンティブ等を確保するため、当年度分の固定費回収が済んだ電源について、一定額の上乗せ（マージン）を認めることとしてはどうか。
- また、マージンの割合については、海外の事例等を参考に限界費用の10%程度とし、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。

### 固定費回収後のマージン上乗せについて



### 参考：海外におけるマージンの取扱いについて


米国PJM、米国CAISOでは、リアルタイム市場（調整力kWh市場）で市場支配力のある事業者に対し、入札価格に対する上限規制を導入しており、当該規制価格として、限界費用の10%を設定している。

1. 需給調整市場の状況
2. 事業者提出データの確認結果
3. 2024年度以降に向けての課題
- 4. まとめ**

## 4. まとめ

- 事業者報告データの確認を行った結果の、事務局見解は以下の通り。
- 調達不足解消の観点及びTSOが調整力を確実に調達する観点から、事業者が、起動及び持ち替えを伴う供出を行うインセンティブの検討が必要と考える。
- $\Delta$ kW価格に算入された以下の項目については、現行のガイドラインに基づけば、算入は認められないと考えられるものの、予約電源と非予約電源とのインセンティブのバランスを鑑み、扱いについて検討する必要がある。
  - ① 「当年度分の固定費回収が済んだ電源」として応札した電源について、「仮に非予約電源（電源Ⅱ）として発動された場合」の逸失利益を算入していた。
  - ② 需給調整市場の約定後に、BGの需要計画が増加した場合に、増加分に対応するためのコストを加味。
  - ③ 卸電力市場価格の変動リスクを加味（「卸電力市場価格（予想）－限界費用」から算出される額とは別）。
- $\Delta$ kW価格の算定の際に控除される「他市場収益」については、少なくとも1月に1回の見直しが適当と考える。
- 揚水機の案件について、予約電源の調整力kWh単価を非予約電源と同値とするために、「調整力kWh単価＝固定費回収のための合理的な額（限界費用は0円）」としていた案件については、揚水機のTSO運用により稼働される調整力kWh分についても、同社が市場価格相当の報酬を得ることは適当でないと考えられることから、現行の考え方での調整力kWh単価の登録を認めることとしてはどうか。
- 非予約電源の調整力kWh単価に算入されている未回収固定費について（0%～60%）は、予約電源と非予約電源のインセンティブのバランス及び調整力kWh単価がインバランス料金単価の諸元となり、ひいてはスポット市場価格シグナルとなる可能性があることに留意し、非予約電源の調整力kWh単価の在り方について検討を行う必要があると考える。



- 
- 2024年度以降の課題として、調達不足解消の観点及びTSOが調整力を確実に調達する観点から、予約電源供出と非予約電源供出インセンティブのバランスについて検討を行うことが適切と考え、その際には、以下の点に留意することが必要と考える。

- ✓ 非予約電源として調整力kWhへ供出するインセンティブがなくなれば、事業者が調整力機能を保持する電源を維持するインセンティブが弱くなる可能性がある。(※)

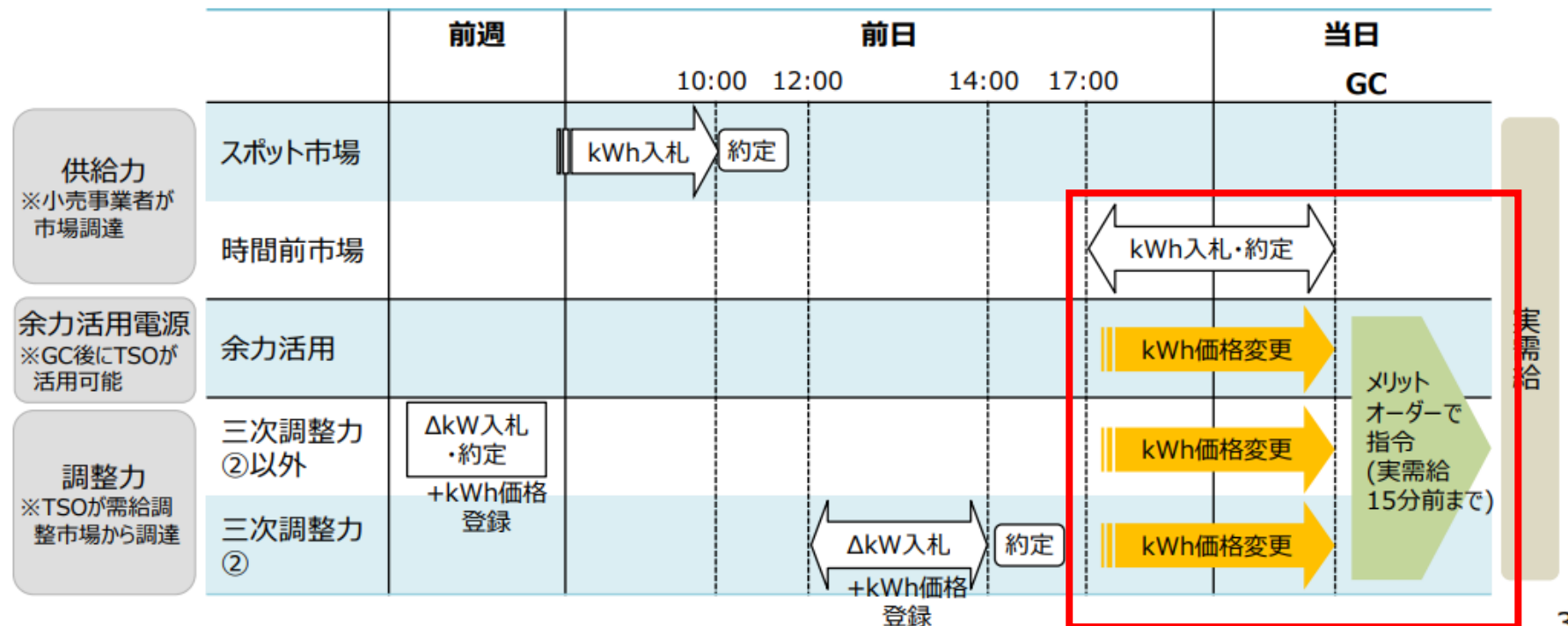
(※) 特に、固定費を回収できていない非予約電源にとって、電源維持のディスインセンティブとなる可能性がある。

- ✓ 調整力kWh単価 (※) は、インバランス料金単価の諸元となり得、ひいてはスポット市場価格シグナルとなる可能性がある。

(※) 非予約電源で固定費未回収電源は、調整力kWh単価に固定費を算入することが認められている。

## （参考） $\Delta kW$ ・ $kWh$ 価格の入札フロー

- 需給調整市場では、三次調整力②以外は週間調達により週一回の入札、三次調整力②は前日調達により毎日入札が行われ、 $\Delta kW$ 単価が安い入札から順に約定される（マルチプライスのため、入札単価が約定単価となる）。
- また、調整力の $kWh$ 価格は、調整力提供者が事前に登録することとされており、一般送配電事業者は $kWh$ 価格の安い順（メリットオーダー順）に調整力を稼働させ、稼働実績に応じた $kWh$ 価格の精算を行う。



- 「適正な電力取引についての指針」（適取ガイドライン）において、**各事業者は、調整力の応札価格及び調整電力量料金に適用する単価の登録においては、競争的な市場において合理的な行動となる価格で入札（登録）を行うことが望ましい**とされている。また、その**詳細については、需給調整市場ガイドラインを参考とすること**とされている。

需給調整市場ガイドライン（2021年3月）  
（抜粋・一部強調）

2021年度から開設される需給調整市場において、その適正な取引を確保するための措置については、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合において、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の事後的な措置に加えて、上乗せ措置として、**市場支配力を有する蓋然性の高い事業者には一定の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることとされた。**

この**事前的措置の考え方については、大きな市場支配力を有する事業者**（地域間連系線の分断等が生じた場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む。）**に対して、競争的な市場において取るであろう行動を常に取り求めることが適当**とされ、また、**このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事業者においても望ましい**ものであるとされた。

以上を踏まえ、「適正な電力取引についての指針（以下「適取ガイドライン」という。）」において、需給調整市場における「望ましい行為」として、上記の考え方を規定し、その詳細について、本文書を策定し参考とすることとされた。

**本文書は、需給調整市場における事前的措置の考え方の詳細を示すことで、需給調整市場の適切な運営を目指すもの**である。



# (参考) 需給調整市場で取引される商品

第78回制度設計専門会合（2022年10月）  
資料3（抜粋）

- 2021年4月に需給調整市場が開設。2021年度から三次調整力②、2022年度から三次調整力①の取引が開始されており、2024年度には商品が拡大する予定。

第21回需給調整市場検討小委員会（2021年1月）  
資料3（抜粋・一部強調）

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	数秒～数分※4	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り（データの取得方法、提供方法等については今後検討）。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。