

需給調整市場に係る実態調査結果等について

2026年7月31日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 需給調整市場では、取引の活性化を主な目的として2026年度から全商品の前日取引化および入札単位時間の30分化が実施されており、第61回需給調整市場検討小委員会（2026年6月9日）において、前日化前後の取引状況について確認を行った。
- 前日取引化等による取引会員への影響および応札行動に関する実態を把握して、更なる取引の活性化に向けた各種施策の検討に繋げるために、全取引会員を対象としたアンケートを実施したため、その結果についてご報告する。
- また、前日取引化等による調整力の調達および運用への影響も一部懸念されていたところ、一般送配電事業者に対しても現状の確認を行ったため、そちらの結果も併せてご報告する。

まとめ

35

- 今回、複合市場の前日取引化および入札時間単位30分化に伴い、需給調整市場の取引状況を確認した。
 - 複合市場商品
 - ✓ 前日取引化を契機として多くの商品およびエリアでは応札量が増加したものの、一次および二次①においては引き続き一定量の不足が生じている状況。また、一部エリアおよび時間帯において不足の発生が確認された。
 - 三次調整力②
 - ✓ 複合市場の前日取引化を契機として応札量減少および約定単価上昇が確認された一方、継続的な不足の発生および調達費用の高騰には至っていない状況であり、応札偏りの恒久対策は必要に応じて検討したい。
 - 2026年3月における時間帯別の取引状況および30分化の効果検証
 - ✓ 3月後半の募集量は、自然体余力の控除が終了したことにより、3月前半の募集量よりも増加した。
 - ✓ 複合商品における3月後半の募集量について、30分化の効果試算値は▲3.6%程度となった。必要量算定時に、3時間ブロック算定値を30分コマ算定値の上限として設定していることに起因している。
 - ✓ 3月後半の応札量は、日計としては3月前半の応札量よりも増加していたものの、点灯帯では減少した。これは複合商品に約定可能なリソースがスポット市場にて約定したことにより生じていると考えられる。
 - ✓ 複合商品における3月後半の応札量について、30分化の効果試算値は+30.3%程度となった。30分化により従来供出が難しかったものが応札されたことに加え、スポット市場の歯抜け約定等を要因としてコマごとに応札量が大きく変動していることが要因と考えられる。
- 2026年度当初の取引状況については、抜本的な応札不足の改善には至らず、調達未達による高単価リソースの約定といった課題は継続している。ただし、現時点で新たな問題が生じているものではないと考えられる。
- 季節性要因等によっては取引状況が大きく変動する可能性もあると考えられることから、市場動向の注視を継続し、必要に応じて事業者アンケートや国との連携を通じ、適宜施策を講じていくこととしたい。

1. 取引会員に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
2. 一般送配電事業者に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
3. まとめ

1. 取引会員に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
2. 一般送配電事業者に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
3. まとめ

- 2026年度から実施されている需給調整市場の前日取引化等の影響を確認し、今後の取引活性化に向けた施策検討に繋げるために、国とも連携のうえで2026年6月10日～2026年6月30日にかけて、需給調整市場の全取引会員（136社）に対してアンケート調査を実施した。
- 主なアンケート項目としては「前日取引化前後の応札状況」、「需給調整市場への応札が困難なリソースの有無」、「需給調整市場以外でのリソース活用状況・意向」について確認を行い、51社（全取引会員の約38%）から回答を得られた。

アンケート項目

詳細

前日取引化前後の
応札状況

- ・ 2026年2月および4月の電源種別応札量・応札価格
- ・ 需給リスクの織り込み方
- ・ 日別およびコマ別の増減要因

需給調整市場への応札が
困難なリソースの有無

- ・ 前日化以降も要件を満たしつつ、応札が困難なリソースの有無およびその要因

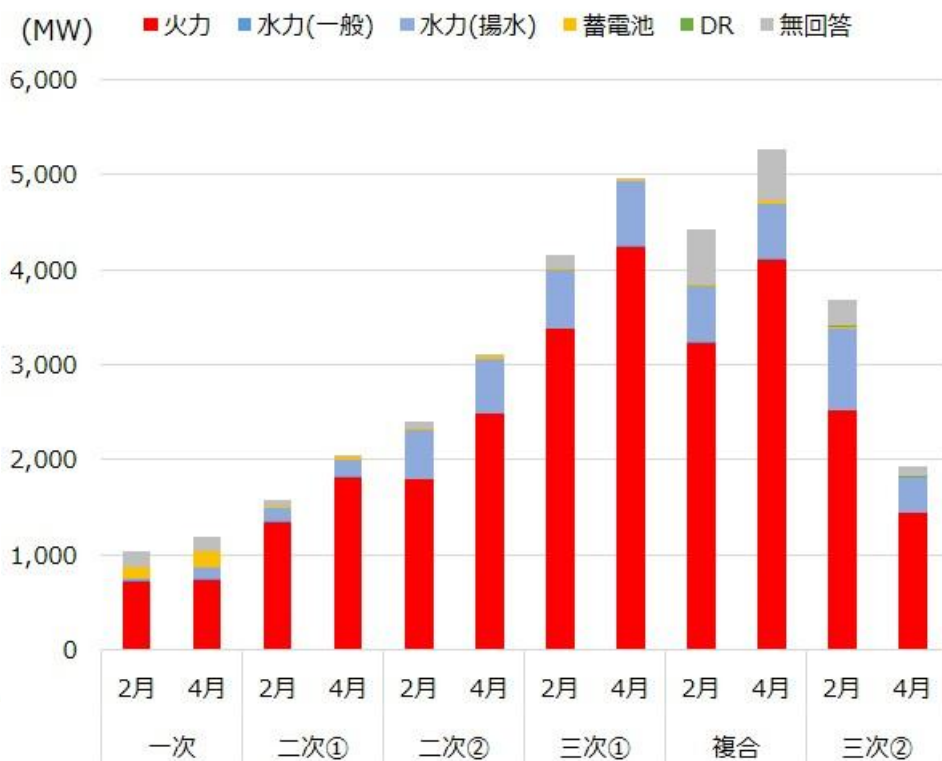
需給調整市場以外での
リソース活用状況・意向

- ・ 卸電力市場等での活用状況
- ・ 容量市場への応札状況
- ・ 公募等実施時の入札意向

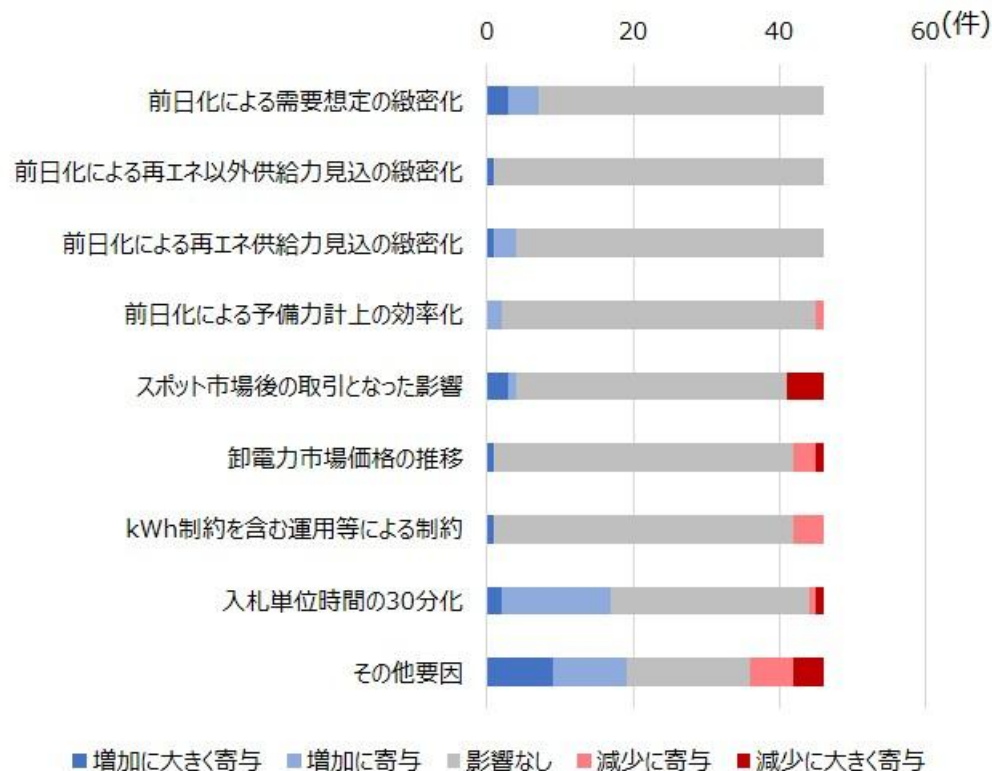
1. 取引会員に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
2. 一般送配電事業者に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
3. まとめ

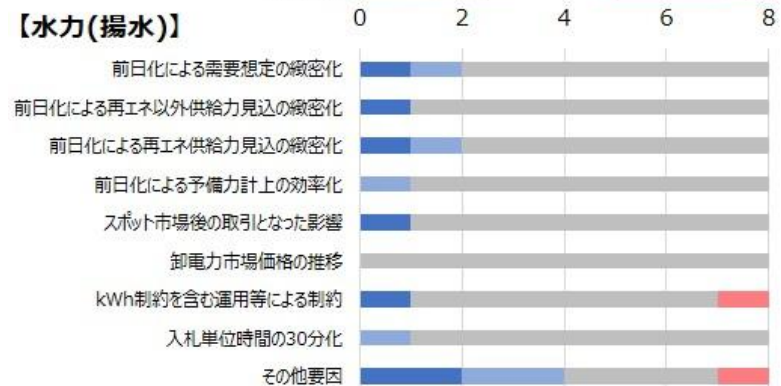
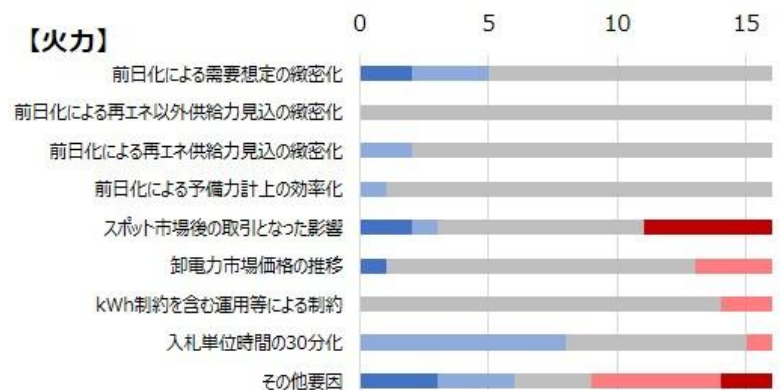
- 需給調整市場の前日取引化に伴う取引会員の応札行動変化を確認するため、前日取引化前（2026年2月）と、前日取引化後（2026年4月）における平均応札量およびその差異要因について調査を行った。
- 本調査における平均応札量の回答合算値は、需給調整市場の取引情報として公表されている応札量実績のうち約90%に相当する。
- 応札量変動要因として、増加方向では「入札時間単位の30分化」、減少方向では「スポット市場後の取引となった影響」とする回答が多く確認された。

【各商品における電源種別の平均応札量】



【2026年2月と4月の応札量差異要因】

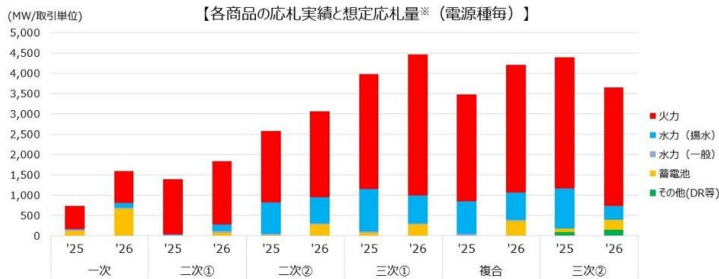




2. 調査結果（2026年度の想定応札量の確認）

23

- 現時点の応札量および2026年度以降の想定応札量について、ご回答いただいた結果（商品毎）は下図のとおり。
- アンケートの結果、2026年度の複合市場の応札量は増加が見込まれる一方で、三次②市場の応札量は減少が見込まれることが分かった。これは、2025年度以前は三次②へ応札されていたリソースの一部が、複合市場の前日取引化により、複合市場へ流れることや、一部の事業者が2026年度の応札量を合理的に想定できないため、一定の割り切りのもと算定していることなどによって生じていると考えられる。
これらの要因から、2025年度応札実績と2026年度の想定応札量は単純比較できないことには留意が必要か。
- また、現時点の応札量では、全商品で火力による応札が最も多い一方で、2026年度の想定応札量では、一次において蓄電池が火力と同程度の応札が見込まれることがわかった。
- 揚水発電について、一般送配電事業者との随意契約は回答に含まれておらず、2026年度以降における随意契約の取り扱い、国とも連携の上、別途方向性をお示しすることとしたい。



※ 複合市場の商品については、単独での入札と、複合商品の内訳として入札する量の合算値を記載

2. 調査結果（2026年度における応札量の変化）

13

- 応札量について、前日取引化・30分化により、どのように変化するか見込みが確認したところ、各種リスクの低減により増加見込みが33件、週間商品（複合市場）への応札無しおよび変動無しが8件、その他回答が6件であった。
- 応札可能量は、現状よりも増加する見込みであったが、需給調整市場よりも前に実施されるスポット市場の売れ残り札のみが応札可能となるため、実際の応札量については見通しが立たないという回答も複数確認できた。

<2026年度の制度変更を踏まえた応札量の変化について>

項目	回答数	うち事前的措施 対象事業者※	補足事項
前日取引化・30分化により増加	33	13	・ うち5件は、26年度から参入予定（純増）
週間商品（複合市場）への 応札実績および予定無し	4	-	・ 三次②のみ参入のため
変動無し	4	-	・ 30分化にて継続時間を考慮した1コマ当たりの応札量が増加する可能性はあるものの、SOC制約で応札可能なコマ数が減少するため、平均的な応札量は変動無し 等
応札量減少/試算不可	6	5	・ 現状はSP市場でのkWh確保も考慮してΔkWへ最大限 応札しているものの、前日化により順番が逆転し、SP後の 余力のみが応札可能となるため、減少が2件 ・ 約定機会の減少と業務負荷の増大を勘案し、減少が1件 ・ 試算不可が1件 ・ 検討中が1件

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

※ MMSコード別に回答いただいた事業者がいるため、対象事業者数の17社よりも1件多い計18件となる。

- 入札時間単位については、調整対象リソースが頻繁に入れ替わることで引継ぎがうまくいかず、周波数維持業務に支障をきたす懸念を考慮し、取引開始時点においては3時間ブロックとして設定していた。
- 他方、事業者が応札量を決定するにあたっては、当該ブロックの中で最も供出可能量が少ないコマに合わせて応札する必要があったことから、応札量増加施策として入札時間単位を30分化している。
- 調整対象リソースの入替えについては、余力活用電源を一定時間継続活用することで対応可能と整理された。

6. 一次～三次①のブロック時間見直しについて (1 / 4)

23

- 三次②のブロック時間見直しに合わせ、一次～三次①についてもブロック時間を見直してほしい(3時間→30分)との意見が寄せられた。
- 週間で取引される商品のうち三次①については、GC以降の予測誤差(需要、再エネ)に対応する商品であり、FIT特例①・③の前日からGCまでの予測誤差に対応する三次②と同様の性質を持っていると考えられるため、現在顕在化している三次②調達不足と同様のリスクが潜在化していると考えられる。
- また、週間商品である一次～三次①は複合約定することを踏まえると、この一次～三次①の入札時間単位を3時間で据え置くと、三次②と同様に応札量が十分に市場供出されず、一次～三次①すべてについて調達不足が顕在化する可能性もある。
- これを回避するためには、三次②調達不足の対応で取り上げたとおり、入札時間単位を3時間から30分に変更することが挙げられる。



出所) 第25回需給調整市場検討小委員会 (2021.9.25) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/2021_jukyuchousei_25_haifu.html

(参考) 入札時間単位について(複合商品)

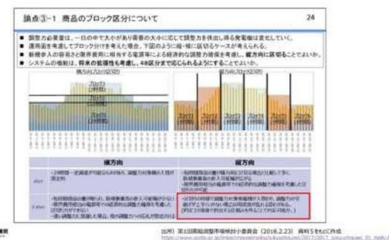
6

- 需給調整市場の入札時間単位検討にあたっては、取引・契約単位の区切りにおいて調整対象リソースが入れ替わることで、調整力の引継ぎがうまくいかない場合に周波数が乱れる恐れを考慮し、入札時間単位を3時間と設定した。
- この点、容量市場にて調整機能を有するリソースのリクワイアメントとなっている余力活用契約を有するリソースが需給調整市場における応札リソースの大宗を占める状況においては、前コマの運用リソースを一定時間継続活用できると考えられることから、応札量増加を主な目的として入札時間単位を30分とすることが整理された。

6. 一次～三次①のブロック時間見直しについて (2 / 4)

24

- 他方で、入札時間単位を3時間と設定した背景としては、検討当初、契約単位の区切りにおいて調整対象リソースが入れ替わることで、調整力の引継ぎが上手くいかない場合は、周波数調整に影響が生じうることを考慮したものである。

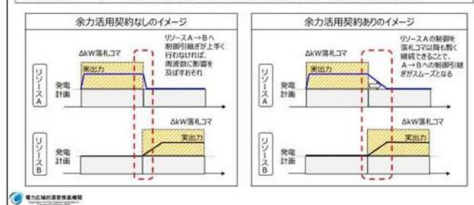


出所) 第25回需給調整市場検討小委員会 (2021.9.25) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/2021_jukyuchousei_25_haifu.html

6. 一次～三次①のブロック時間見直しについて (3 / 4)

25

- この点については、検討当初以降の変遷として、容量市場で落札したリソースのうち調整機能を有するものは、余力活用契約を継続することがリクワイアメントとなっており、この余力活用契約を有するリソースが需給調整市場における応札リソースの大宗を占めるであろう当面の間においては、現行の最長3時間と同等ではないものの、30分での区切りにおいて、前コマの運用リソースを一定時間継続活用が一定と見られることから、周波数調整への懸念は検討当初より緩和されていると考えられる。
- 以上を踏まえ、一次～三次①の入札時間単位について、3時間から30分に見直すことはどうか。

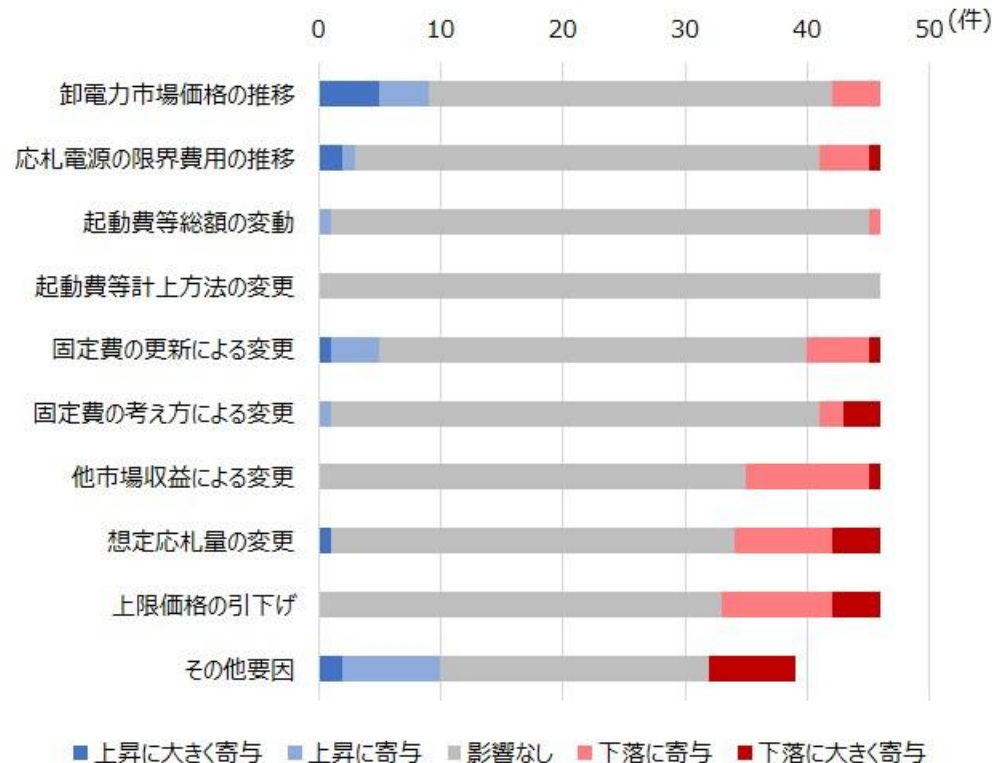
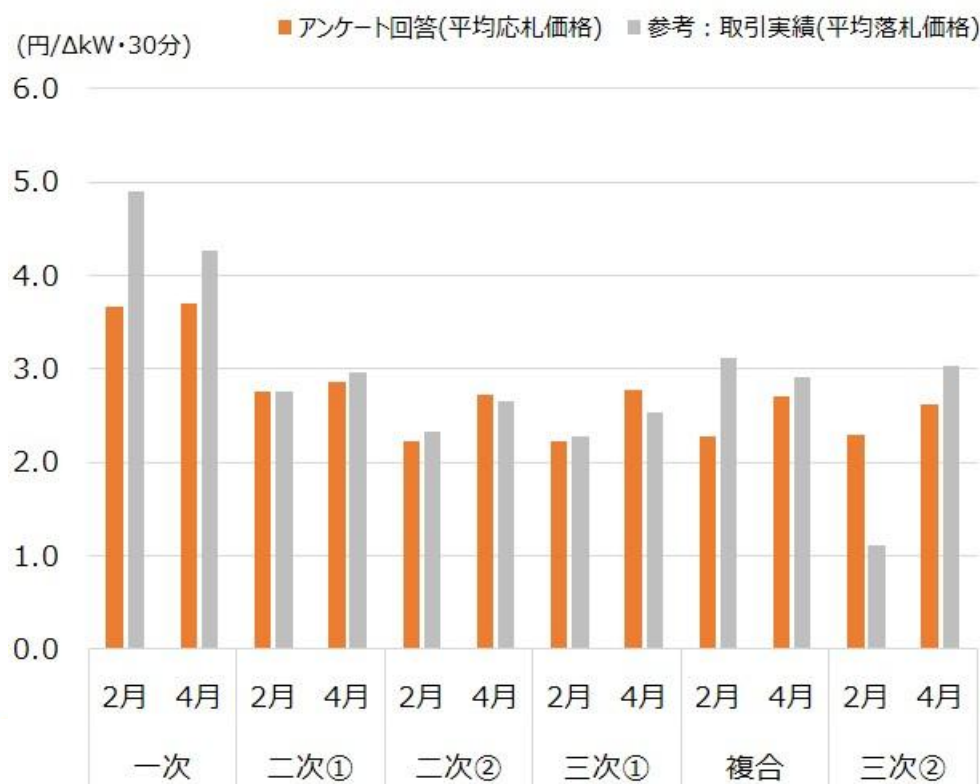


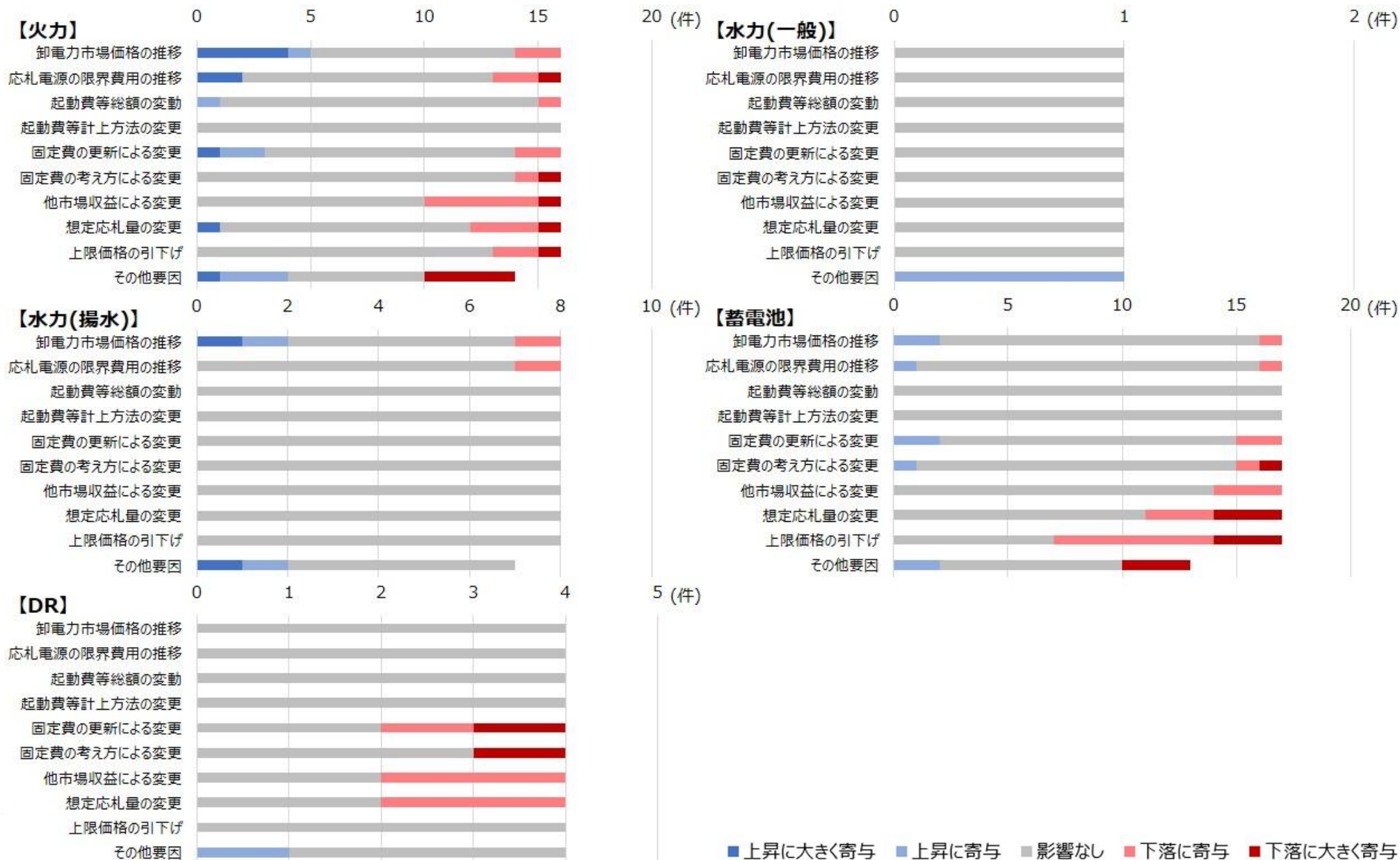
出所) 第28回需給調整市場検討小委員会 (2022年2月24日) 資料3-1をもとに作成
<https://www.occto.or.jp/iinkai/jukyuchousei/28.html>

出所) 第28回需給調整市場検討小委員会 (2022年2月24日) 資料3-1
<https://www.occto.or.jp/iinkai/jukyuchousei/28.html>

出所) 第61回需給調整市場検討小委員会 (2026年6月9日) 資料2
<https://www.occto.or.jp/iinkai/jukyuchousei/61.html>

- 需給調整市場の前日取引化前後における応札価格の変化を確認するため、平均応札量と同様に2026年2月と2026年4月の期間における加重平均応札単価と、その変動要因について調査を行った。
- 市場取引情報では応札単価が公開されていないものの、公開されている平均落札価格と、それぞれの期間における平均応札単価のアンケート回答について対比を行うと、一次調整力の単価に乖離が見られた。
- 応札価格が変動している要因として、上昇方向としては「卸電力市場価格の推移」という回答が多く、下落方向では「想定応札量の変更」ないしは「上限価格の引下げ」との回答が多く挙げられた。





- 需給調整市場の ΔkW 価格における一定額（固定費回収のための合理的な額）について、2025年度以前では「固定費回収の上限額」を「想定約定量」で除すことで算定されていたが、想定約定量の考え方次第で価格水準が恣意的にコントロール可能であったことから、2026年度以降、当面の間は想定応札量を用いて算定することとされた。

論点 1：一定額の考え方の整理

固定費回収のための合理的な額の考え方 ③ 想定約定量の考え方

- 前回合会でも御報告したとおり、 ΔkW 価格における一定額（固定費回収のための合理的な額）は、「固定費回収の上限額（＝当年度分の減価償却費等を含む固定費－他市場で得られる収益）」を「想定約定量」で除すことで算定されることから、**分母の想定約定量の考え方次第で相当恣意的に価格水準がコントロール可能となる（つまり、事業者が自らセーフハーバーを設定することが可能となる）。**
- このため、一定額の算定における分母の考え方について、以下2案を基に検討を行った。
 - ✓ **案 1：** 想定約定量ではなく、**想定応札量**を用いる（固定費回収の上限額÷想定応札量で一定額を算定）
 想定応札量は、定期検査や燃料制約等による停止期間や蓄電池の充放電制約等を考慮し、当年度に応札することが可能な ΔkW を基に、応札事業者が、当該電源の運転パターンや過去実績等を踏まえて算定する。
 - ✓ **案 2：** 想定応札量に、**一定の方法で算定した想定約定率**を掛け合わせて、想定約定量を算定する

13

論点 1：一定額の考え方の整理

固定費回収のための合理的な額の考え方 ③ 想定約定量の考え方

（前頁の続き）

- まず、 ΔkW 価格における逸失利益（機会費用）は応札することによって発生するものであることから、事業者は自らの応札量に応じて算定しているが、一定額については、ほとんどの事業者が想定約定量に応じて算定を行っている。このため、一つの ΔkW 価格を構成する要素であるにもかかわらず、**考え方が整合していない。**
- また、案 2 の場合、過去の平均的な約定実績（募集量÷応札量）等を用いて想定約定率を設定することが考えられるが、約定率（実績）はエリアや商品によっても異なることや、**2026年度からの全商品前日取引化による取引環境の変化も考慮すると、直ちに全社共通の合理的な想定約定率を設定することは困難。**エリア毎に想定約定率を設定することも考えられるが、需給調整市場では調整力は広域調達されることを踏まえれば、エリア毎の設定も合理的とはいえない。
- さらに、現在、旧一般電気事業者や一部の新電力を中心に、案 1 の方法で想定応札量を用いて（想定約定率100%と想定して）想定約定量を算定している事業者もいることから、**案 2 とした場合、全体の調整力費用の増加に繋がる可能性もある。**
- また、未回収固定費の回収可能性の観点では、 ΔkW 市場では、 ΔkW 価格における逸失利益で市場収入との差額は得られるため、卸電力市場で回収すべき固定費についても、**一定程度回収できる仕組みとなっている。**加えて、**本来、未回収固定費は稼働に応じて得られる調整 kWh 収益も含めて回収していくものと考えられることから、一定額だけをもって回収する必要はないと考えられる。**
- 以上を踏まえ、一定額の算定における分母の考え方については、当面の間は、案 1 とし、市場の状況を踏まえ、必要に応じて想定約定率の設定を検討していくことが望ましいと考えられるが、どうか。
- なお、想定応札量を用いる場合、**応札事業者は固定費回収を進めるため、過去実績等に比してより積極的に需給調整市場に応札すると見込まれる。**この結果、需給調整市場の応札量の増加にも繋がると考えられる。

14

- 需給調整市場において十分な競争環境が構築されず、上限価格に張り付いた約定が多く残ることで、一般送配電事業者の調整力調達負担が増大する懸念を鑑み、第110回制度検討作業部会（2026年1月23日）において一次・二次①・複合商品の上限価格を15円/ Δ kW・30分へと引下げることが整理された。

2026年度以降の需給調整市場における対応（1 / 2）

- 第103回制度検討作業部会（2025年5月28日）においては、2026年度以降も必要な範囲で取引安定化の措置を順次講じていくとされた。これを受けて、第108回・第109回作業部会において、2026年度以降の需給調整市場の対応方針についてご議論いただいた。応札未達を解消し、調整力調達コストの高騰を防ぐため、一次、二次①等の募集量の削減と合理的な上限価格の設定の方向性についてはおおむねご賛同いただいた一方、募集量の削減と上限価格の大幅な引下げを同時に行うことで、新規リソース等の事業者の事業予見性が損なわれる懸念、将来的に募集量を増やす必要性についてご指摘いただいた。
- また、複数の事業者との意見交換を行った結果、需給調整市場への中長期的な参加のためには、安定した約定機会が確保され、一定の予見性が確保されている市場の形成が望ましいという意見をいただいた。
- 市場で取引される調整力の厚みが増すためには、継続的に調整力を供出するリソースが参入しやすい市場を形成する必要がある。他方、引き続き市場への応札不足が懸念される現在の状況下では、募集量と応札量が乖離していることによる調整力調達コストの高騰を防ぐ必要がある。
- そこで、前日取引化するタイミングでは、複合市場の状況を予測することができないため、募集量・上限価格について一定の措置を講じた上で、市場への応札状況等をモニタリングし、一定の約定機会を確保しながら競争的な環境が形成されるまでの間、調整力調達コストの高騰を抑制できるように募集量・上限価格を見直すこととしてはどうか。

5

2026年度以降の需給調整市場における対応（2 / 2）

- 前日取引化が実施されるタイミングで、一次・二次①・複合商品における募集量・上限価格について、以下のとおりとはどうか。
 - 募集量：現在の3 σ 相当量から1 σ 相当量*まで削減する
 - 上限価格：現在の19.51円/ Δ kW・30分から15円/ Δ kW・30分に引き下げる
(ただし、市場における競争状況に改善が見られない場合、10円・7.21円/ Δ kW・30分等と段階的に引き下げる)
- その上で、例えば、系統用蓄電池の接続検討申込の件数が急増していることなども踏まえると、今後、新規リソースの参入により、需給調整市場への応札量が増加することも予想される。適切な競争環境と十分な約定機会を確保する観点から、市場において十分な競争が働いていることが確認できた場合には、募集量を増加させることとしてはどうか。また、市場における競争状況に改善が見られれば、それ以上の上限価格の引下げは行わないこととしてはどうか。
- 市場における競争状況について、前日取引開始後、1か月、2か月、3か月、6か月などの一定の期間における実績（例えば、募集量に対する応札量の状況、応札価格の分布、余力の価格水準）を確認し、その検証結果を踏まえて判断することとしてはどうか。その際、エリアや商品等による市場の状況の違いにも留意することとしたい。

※専用線の構築が不要な「一次オフライン枠」の調達上限は、電力の安定供給の観点から、一次の必要量（電力需要の変動に相当する平常時分と、電源脱落時の対応に相当する異常時分の合算）のうち平常時分の3 σ 相当値とされている。

今回、一次の募集量を3 σ 相当値から1 σ 相当値に削減することに伴い、一次オフライン枠の調達上限も、平常時分の1 σ 相当値まで引き下げる。

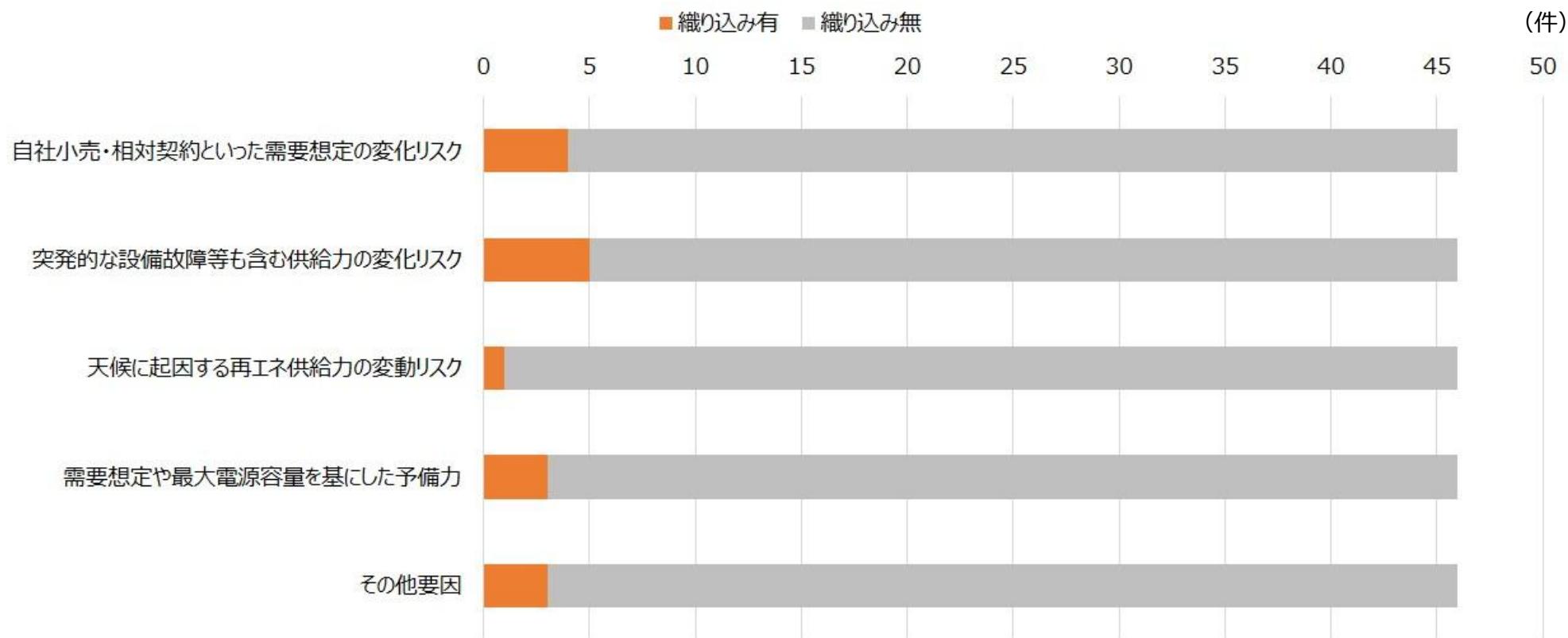
6

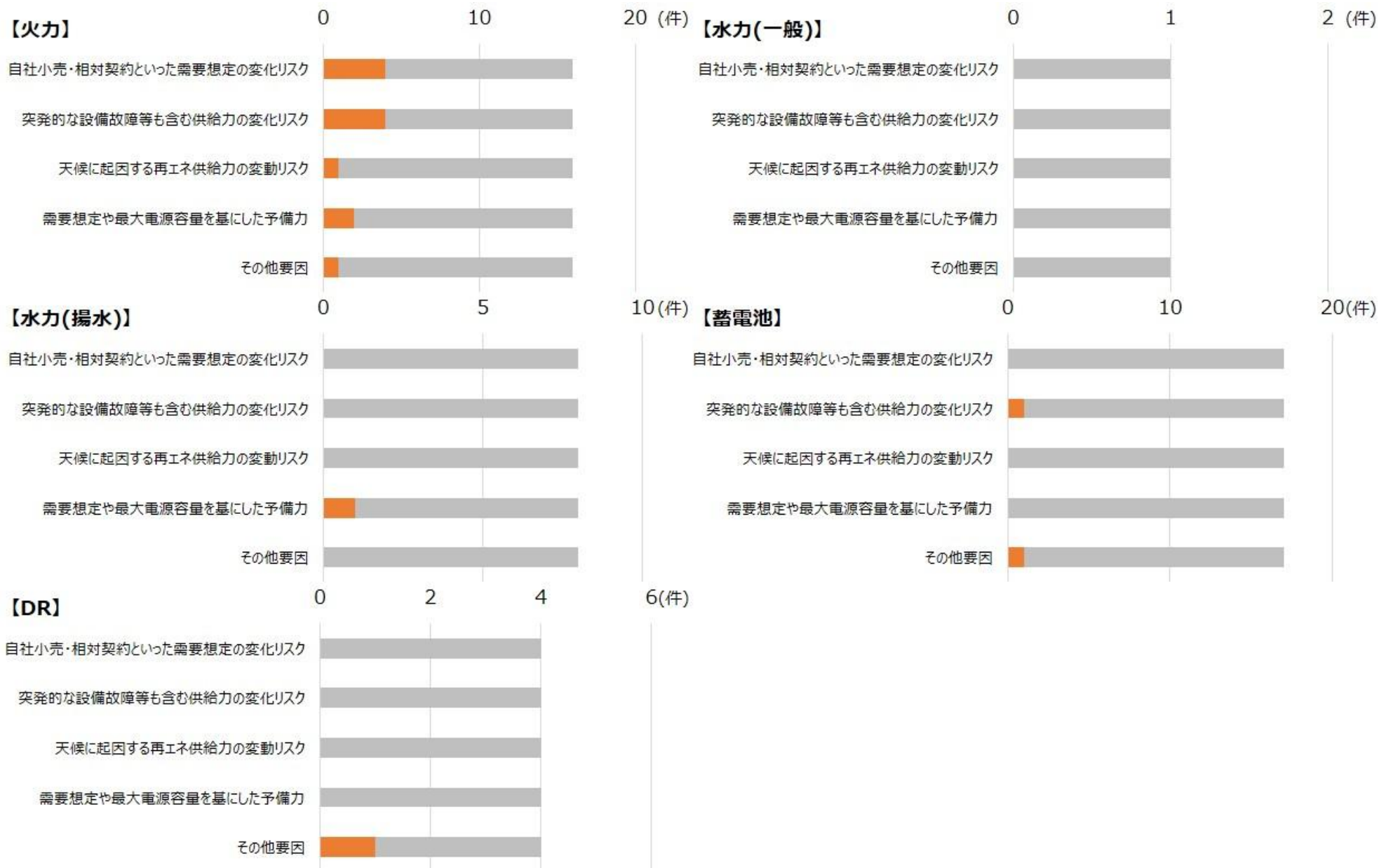
- 第4回電力安定供給ワーキンググループ(2026年7月14日)において、需給調整市場における前日取引化後の市場取引実績を確認したところ、上限価格付近で一定程度約定できる状況が継続しており、競争状況が改善したとは評価しがたい状況であることから、一次・二次①・複合商品の上限価格を2026年9月1日実需給分から10円に引き下げることが示された。

まとめ

- ・ 第110回制度検討作業部会では、前日取引化後、市場における競争状況に改善が見られない場合、一次・二次①・複合商品の上限価格(単位: 円/ Δ kW・30分)を15円から10円、7.21円等と段階的に引き下げることとされた。
- ・ そこで、前日取引化後の約3か月間の市場の取引実績(募集量と応札量の関係、応札価格の分布、余力の価格水準)について確認した。その結果、応札量は増加しているものの応札未達の状況は継続しており、上限価格付近で一定程度約定できる状況も継続しているため、市場における競争状況が改善したとは評価し難い状況であった。また、事業者へのヒアリングも踏まえると、今後、高需要期を迎えるに当たり、応札量が増加し競争的な環境が形成されることが見込まれるとは必ずしも言い難いと考えられる。
- ・ なお、上限価格の引下げにより、一部の火力・揚水電源で市場への応札量は減少する可能性があるものの、その一部は余力活用による調達に置き換わることが想定され、調整力の確保に直ちに支障が生じるものではないと考えられる。また、高価格帯の約定抑制による調達費用の低減が期待されるほか、余力活用によるメリットオーダーに基づく調達は、調達の効率性を損なうものではないと考えられる。
- ・ 以上を踏まえると、前日取引化後も応札未達が継続し、上限価格付近での応札・約定が確認されていることに加え、一部の高価格帯の約定が引き続き調達費用に一定の影響を与えていることから、一次・二次①・複合商品の上限価格を10円へ引き下げることとし、本年9月1日実需給分から適用することとしてはどうか。
- ・ その上で、上限価格の引下げ後も、適切な競争環境と十分な約定機会を確保する観点から、市場における競争状況や市場外も含めた調整力調達全体の状況を継続的に確認し、必要に応じて募集量や上限価格の在り方についても改めて検討することとしたい。

- 週間取引時は、各事業者が予測の不確実性等を理由として各種需給変動リスクを織り込んで需給調整市場への応札量を算定していたところ、前日取引に移行することで織り込む需給変動リスクが減少し、需給調整市場に対する応札量の増加が期待できるとしていた。
- 前日取引化後における需給リスク等の織り込み状況について調査を行ったところ、多くの取引会員においては、需給調整市場への応札量を決定するにあたり、各種需給リスクは織り込むことなく決定していることが確認された。



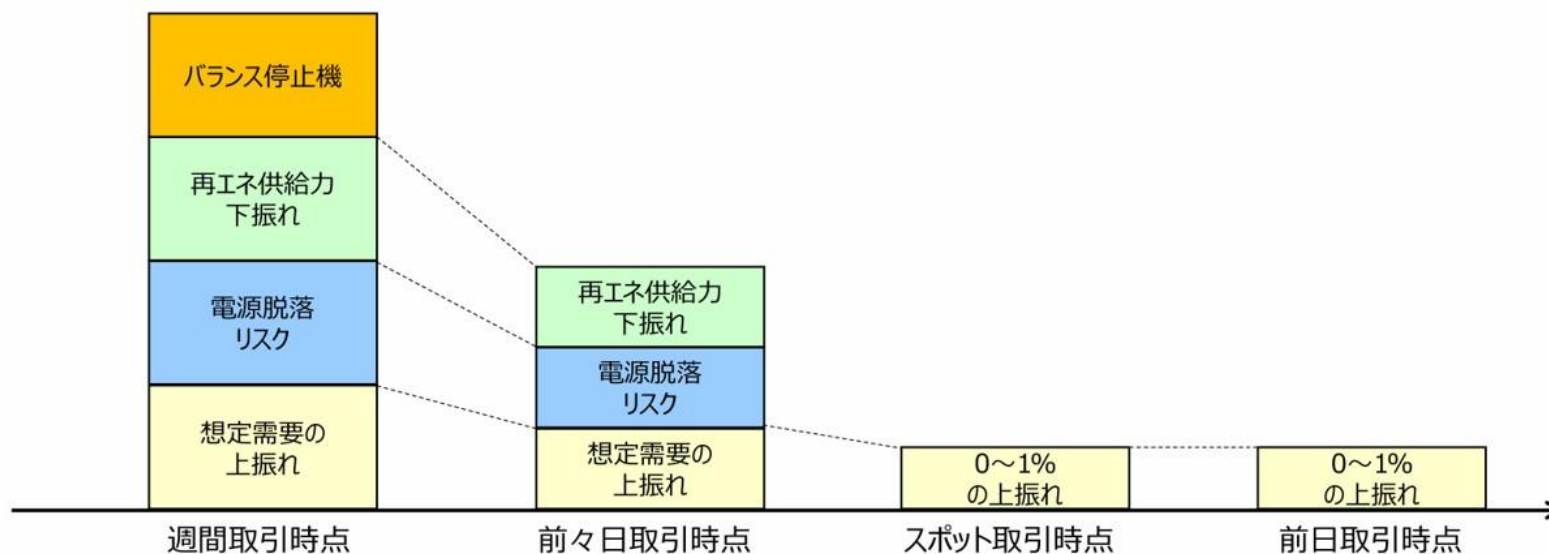


期待できる効果① 応札量増加

12

- 週間取引においては、各事業者が予測の不確実性を理由に、何らかの需給変動リスクを織り込んだ上で、応札量を算定しており、前々日取引化（スポット取引前）によっても、一定の改善効果は期待できるところ。
- 一方で、前々日取引であったとしても、スポット取引前（約18時間前）であることに変わりはなく、一部の需給変動リスクならびにそれに伴う応札量の減少は残ると考えられる。
- これらの需給変動リスクは、前日取引（スポット取引後）であれば、現状のスポット市場における小売電気事業者が予備力として確保する可能性があるのは1%分となることから、応札量増加に対する相当の効果が期待できる。

【応札量算定時において見込むリスク（イメージ）】



- 前日取引化以降、週間取引時と比較して、日によって応札量の大きく異なる事例が複数確認されていたことから、2026年4月の期間中、各取引会員において応札量が多かった日と少なかった日の差異要因について調査を行った。
- 最も多かった回答は「スポット市場における約定状況」であり、起動供出の可否により応札状況は異なっていた。

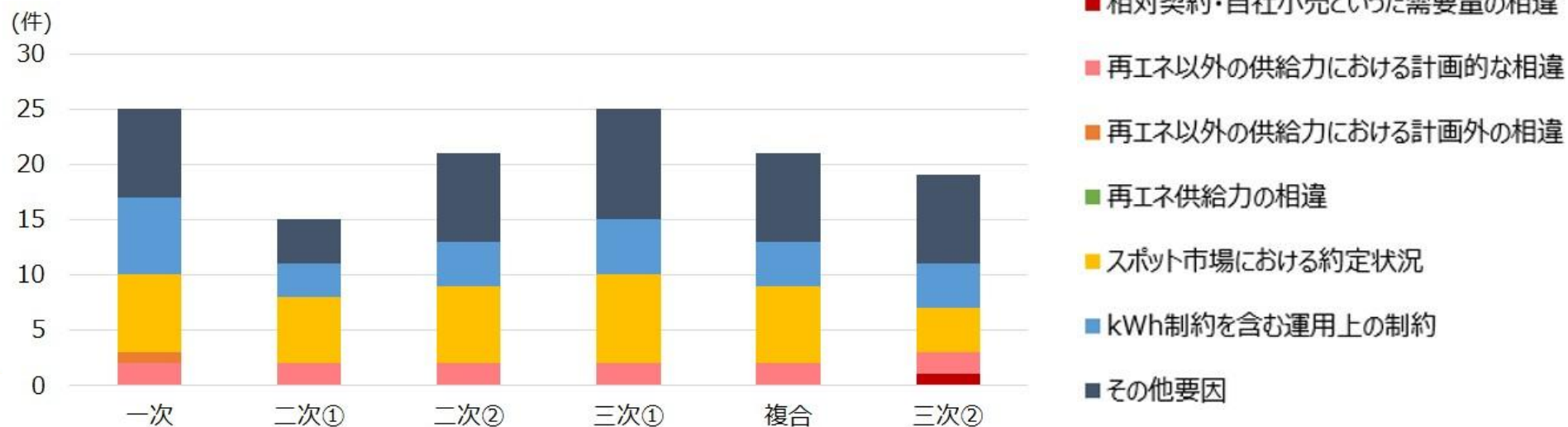
【応札量が多かった日の主な要因】

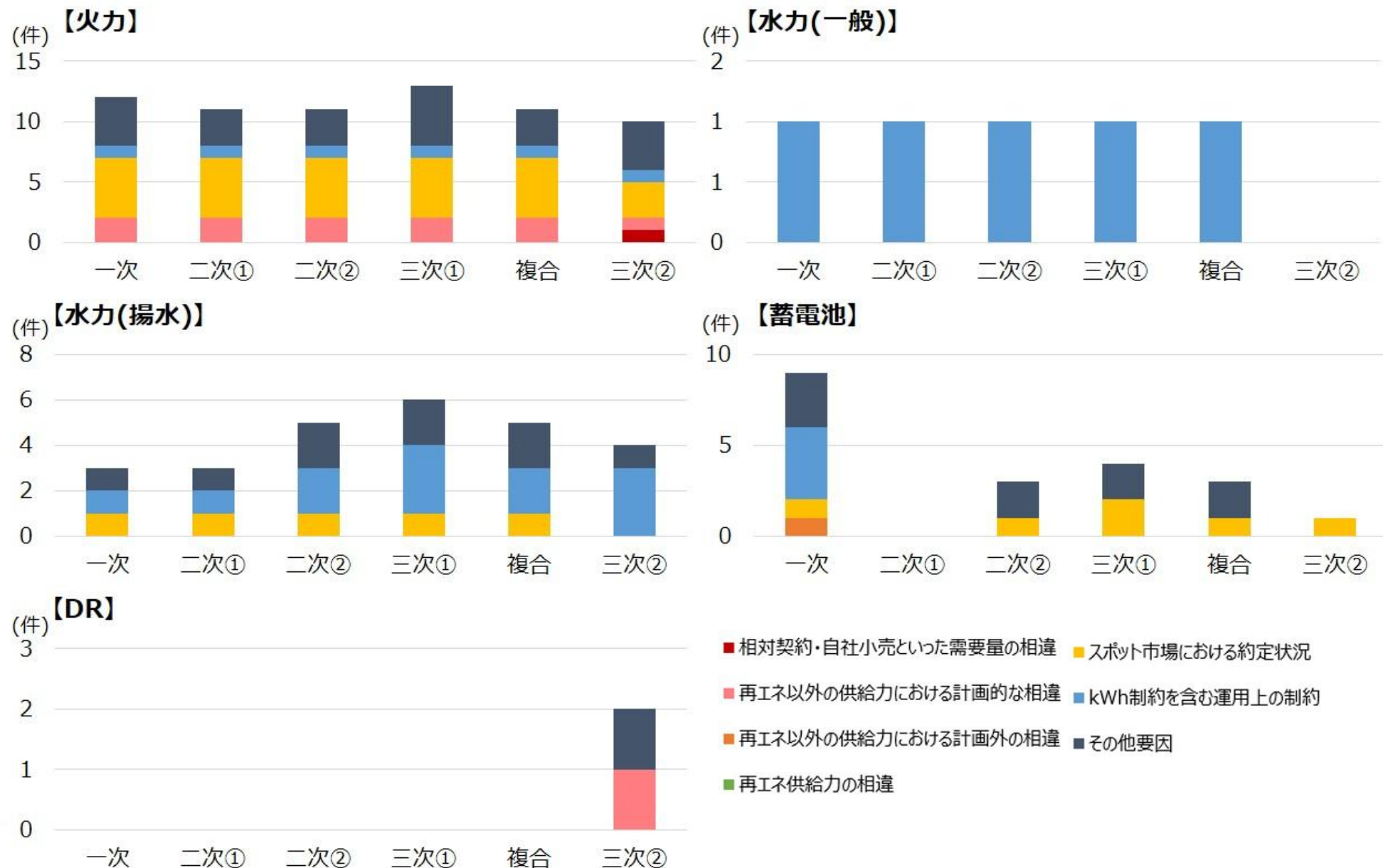
- スポット市場にて未約定となり、需給調整市場への応札リソースに余力が多く残存していた
- スポット市場での約定量が多く、並列リソースの台数が多かったため、起動済リソースの持ち下げによる下げ代余力の発生により、起動供出量が増加した

【応札量が少なかった日の主な要因】

- スポット市場にて全量約定となり、需給調整市場へ応札可能な余力がなかった
- スポット市場の約定量が少なく、最低出力を加味した下げ代が不足し、起動供出の余地がなかった

【日単位での応札量変動要因に関する商品別回答数】



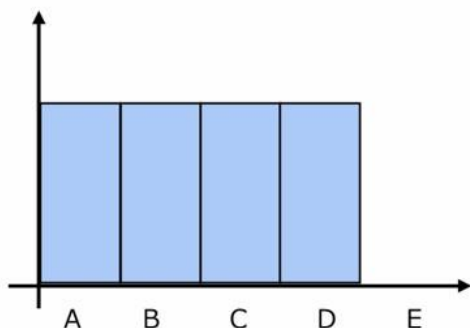
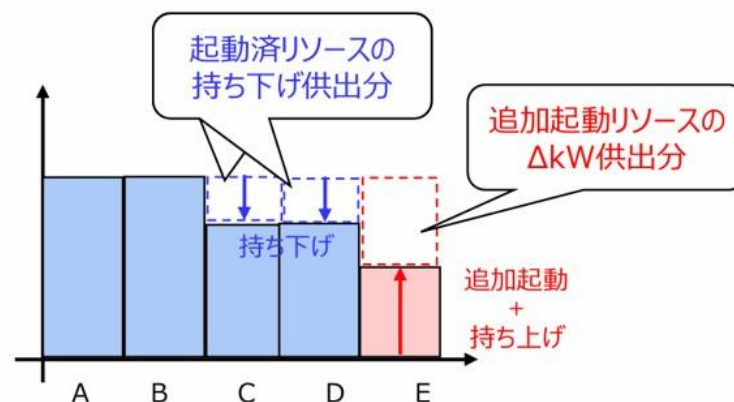


確実な調整力確保の観点について（高性能リソースの事前確保）

30

- また、高性能リソースが卸電力市場で売り切れる前に確実に確保するとの理由からスポット取引前としており、この点をどう考えるかも課題となる。
- この点、スポット取引後の発電機態勢を考えると、安価な電源順にkWhを充足しており、追加起動リソースの ΔkW 供出だけでは（追加起動可能台数も限られており）高性能リソースの確実な確保は難しいと考えられる一方、実際には起動済リソースの持ち下げ供出分の ΔkW も期待でき、これによる高性能リソースの確保も可能と考えられる。
- すなわち、高性能リソースの事前確保という課題については、本質的には追加起動の可否という起動特性の課題に内包されることとなり、起動特性の課題については対応可能との整理に基づくと、本課題も対応可能と考えられる。

【スポット取引後の発電機態勢】

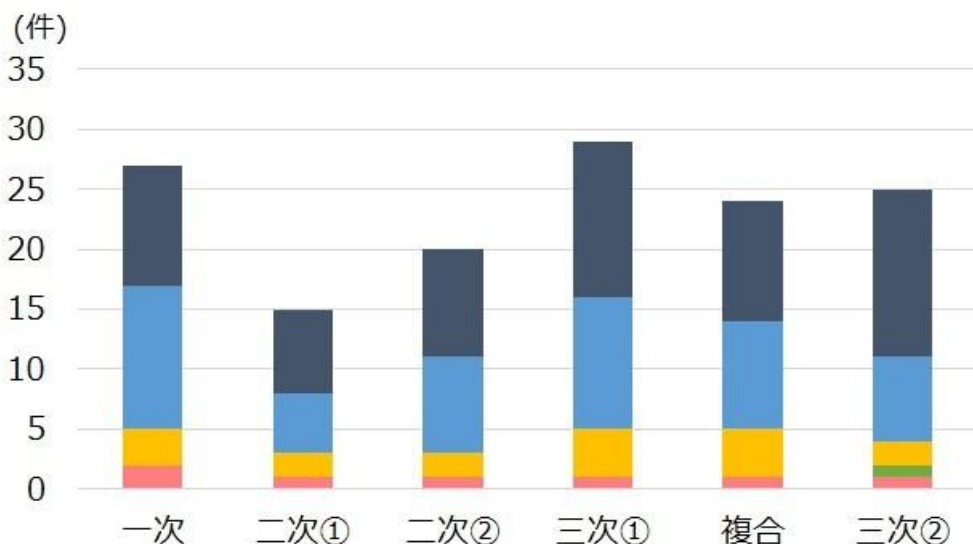
【 ΔkW 供出のための発電機態勢】

- 入札単位時間30分以下、3時間ブロック取引時と比較して、連続するコマで応札量が大きく異なるケースが複数確認されていたため、2026年4月における各取引会員の応札量変動が大きかったコマについて調査を行った。
- 応札量が大きく増加したコマ、および大きく減少したコマのいずれにおいても、応札量の変動要因として最も多かった回答は「kWh制約を含む運用上の制約」であり、需要等に応じて細かく応札量を決定されている点が確認された。

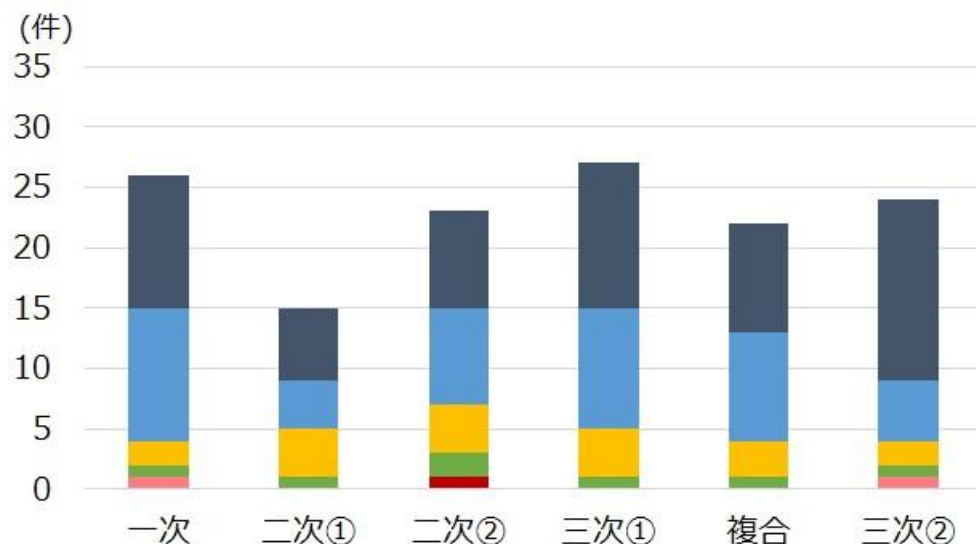
【連続するコマにおいて、応札量が大きく増加および減少する要因】

- SOC状況等も含めた運用体制上、応札を実施していない時間帯が存在するため
- スポット市場の約定結果を踏まえてリソースの並列・解列を行い、並列必須要件を満たす余力が変動したため
- リソースの当該コマにおける出力帯に応じた供出可能量で応札を実施しているため

【応札量が大きく増加した要因の商品別回答数】

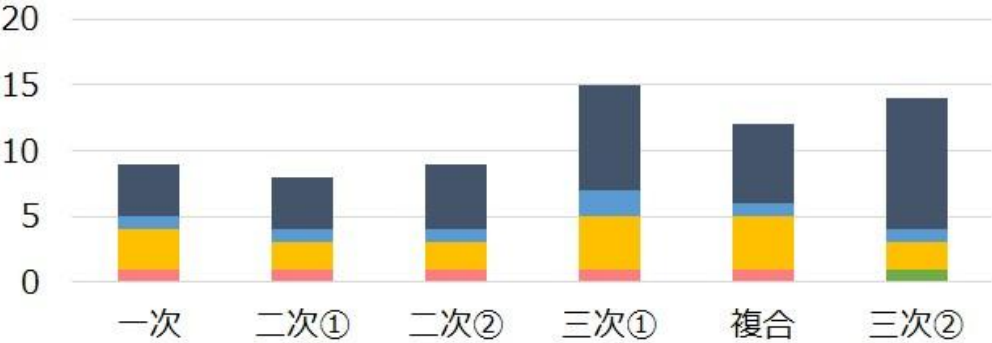


【応札量が大きく減少した要因の商品別回答数】

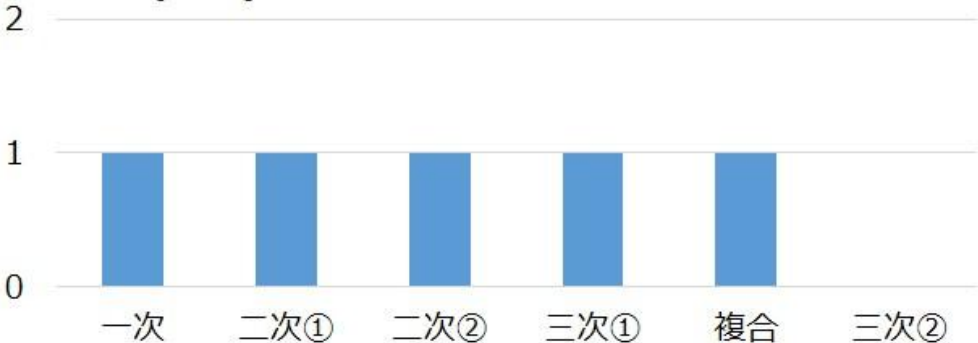


■ 相対契約・自社小売といった需要量の相違 ■ 再エネ以外の供給力における計画的な相違 ■ 再エネ以外の供給力における計画外の相違 ■ 再エネ供給力の相違
 ■ スポット市場における約定状況 ■ kWh制約を含む運用上の制約 ■ その他要因

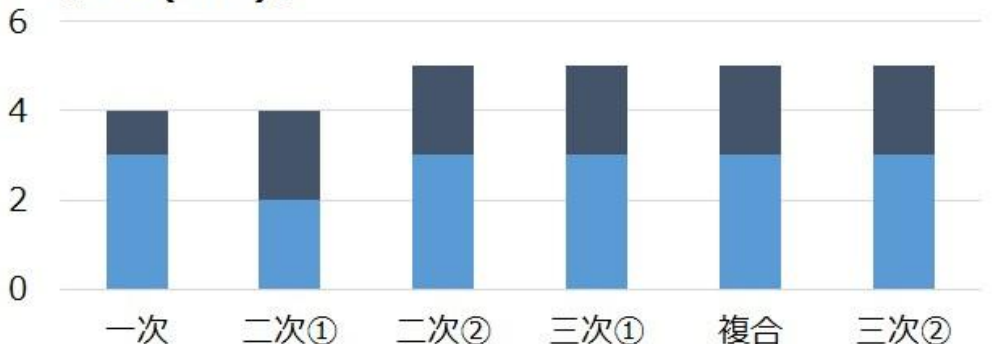
(件)【火力】



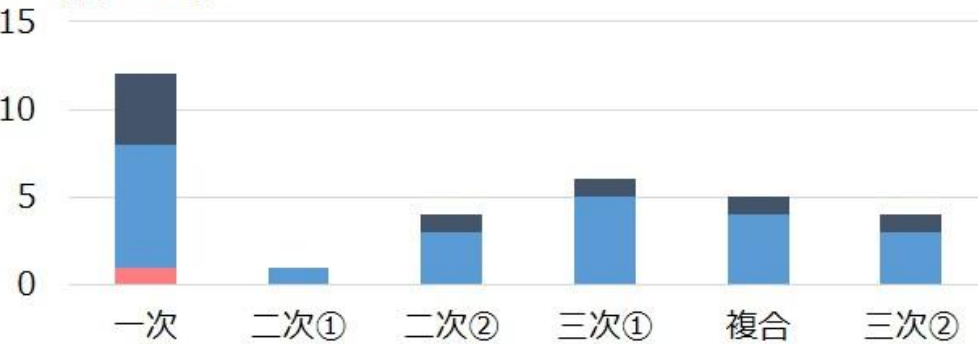
(件)【水力(一般)】



(件)【水力(揚水)】



(件)【蓄電池】

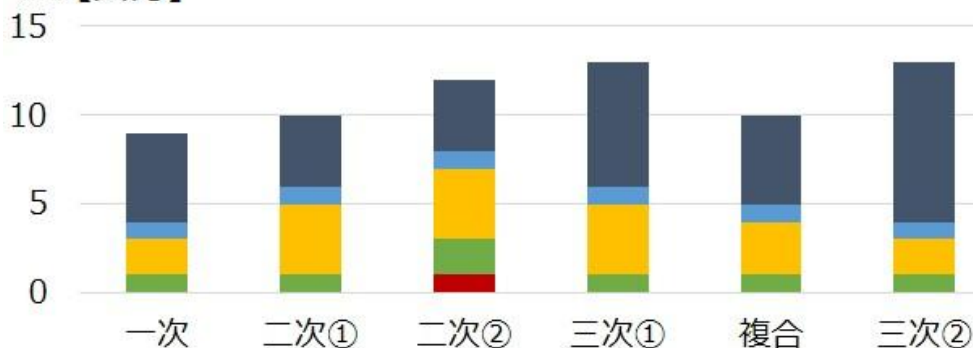


(件)【DR】

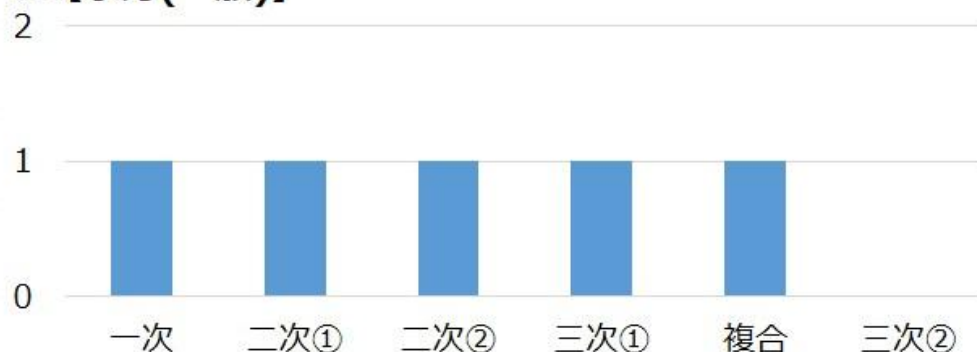


- 相対契約・自社小売といった需要量の相違
- スポット市場における約定状況
- 再エネ以外の供給力における計画的な相違
- kWh制約を含む運用上の制約
- 再エネ以外の供給力における計画外の相違
- その他要因
- 再エネ供給力の相違

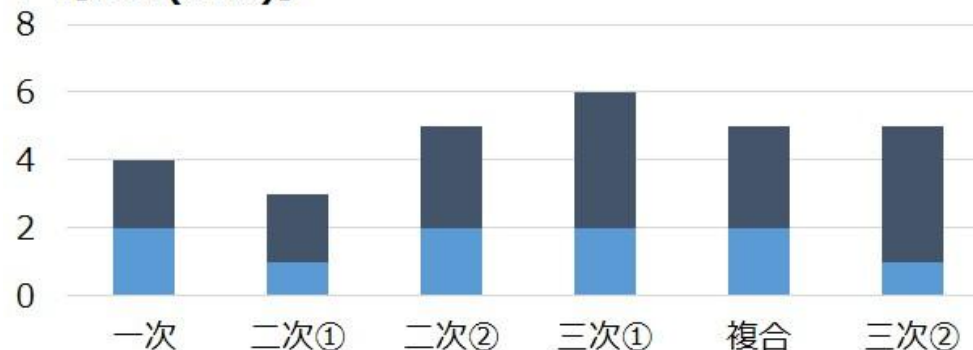
(件)【火力】



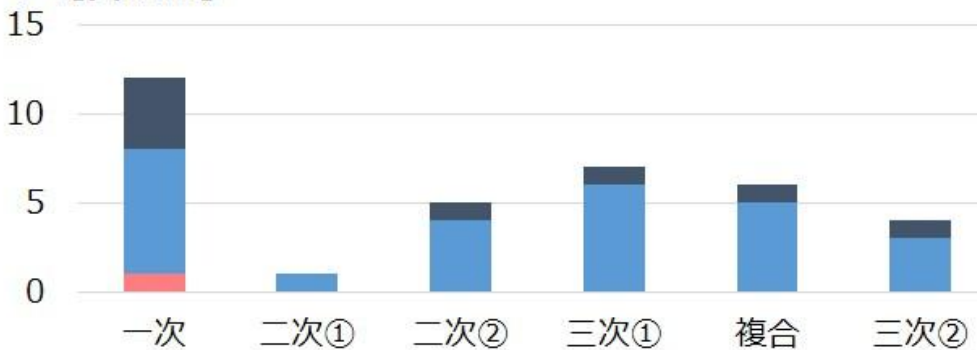
(件)【水力(一般)】



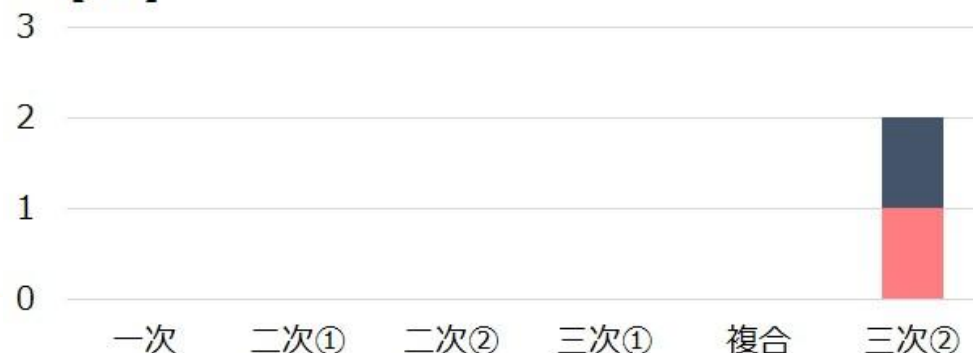
(件)【水力(揚水)】



(件)【蓄電池】



(件)【DR】



- 相対契約・自社小売といった需要量の相違
- スポット市場における約定状況
- 再エネ以外の供給力における計画的な相違
- kWh制約を含む運用上の制約
- 再エネ以外の供給力における計画外の相違
- その他要因
- 再エネ供給力の相違

2026年度以降の商品区分・要件について

75

■ 2026年以降の商品区分および要件は下表のとおり。

	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※1)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ (オフライン監視の場合は不要)	専用線のみ	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	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	30分※3	30分※3	30分※3	30分※3	30分
応動時間	10秒以内※4	5分以内	5分以内	15分以内	60分以内
継続時間	5分以上※4	30分※3	30分※3	30分※3	30分
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	専用線：数秒～数分 (簡易指令システム：5分)	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分	30分
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	専用線：1～5秒程度 (簡易指令システム：1分)	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)	60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)
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1 MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2	上げ／下げ※2

※1 事後に数値データを提供する必要あり

※2 現行は上げ区分のみ調達

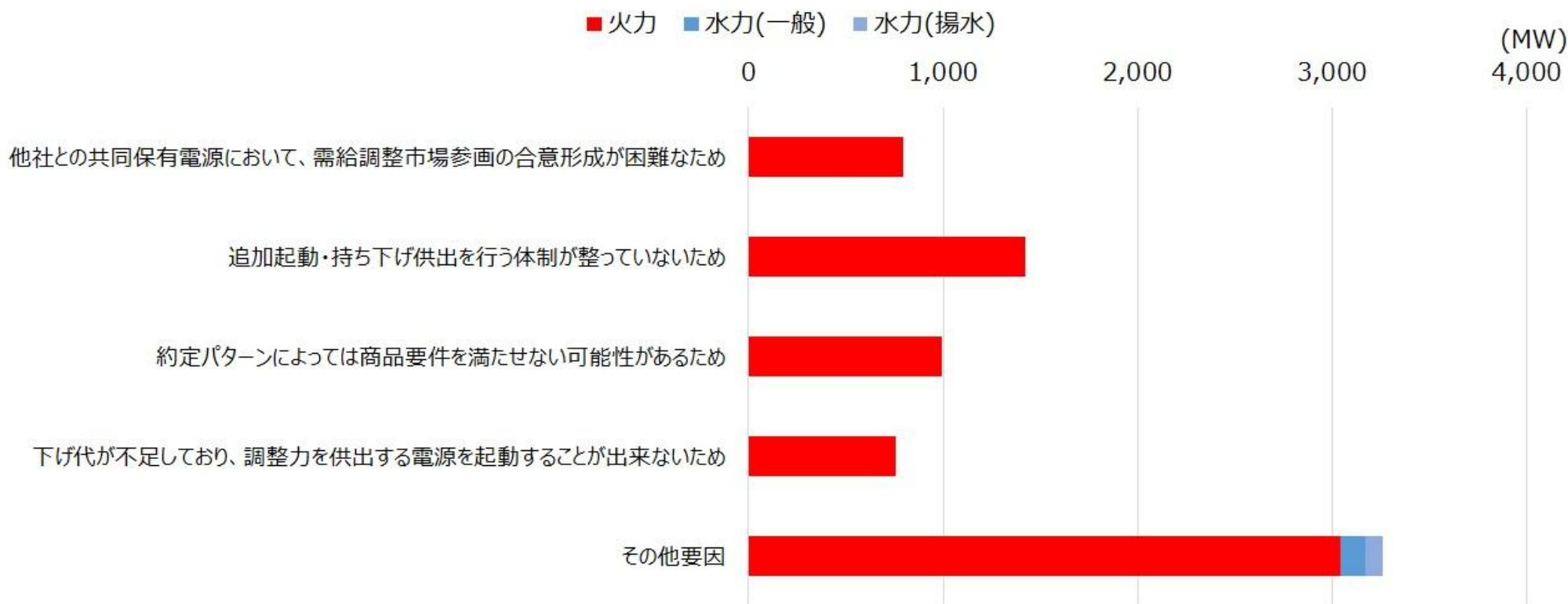
※3 入札時間単位「30分」、継続時間「30分」に変更 (2026年度より適用)

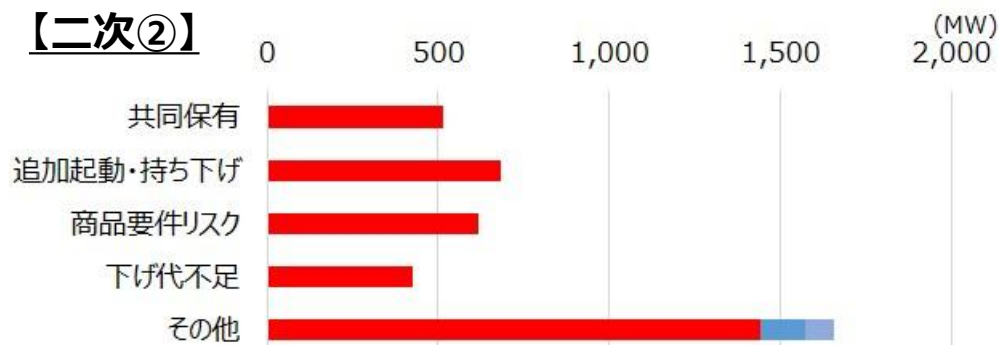
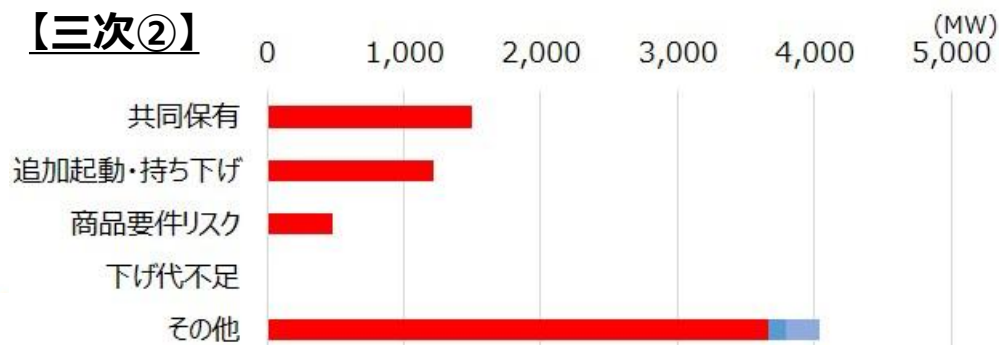
※4 オフライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」

※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

- 前日取引化への移行に伴い、各種需給リスク等の織り込みが不要となることから、需給調整市場への応札量増加が期待されていたが、他にも様々な理由で市場応札を見送っていたこと（応札障壁）について、第47回本小委員会（2024年5月15日）においてアンケート調査結果等を示し、第54回本小委員会（2025年3月4日）にて確認した通り、応札障壁の解消に向けて各種誘導的措置を講じていたところ。
- 前日取引化が実施された状況で改めて応札障壁の確認を行った結果、火力リソースを中心として応札障壁のある事例が確認された。応札を見送っている理由の一例については、後述スライドにて詳細をお示しする。

【応札障壁と該当設備量（複合）】

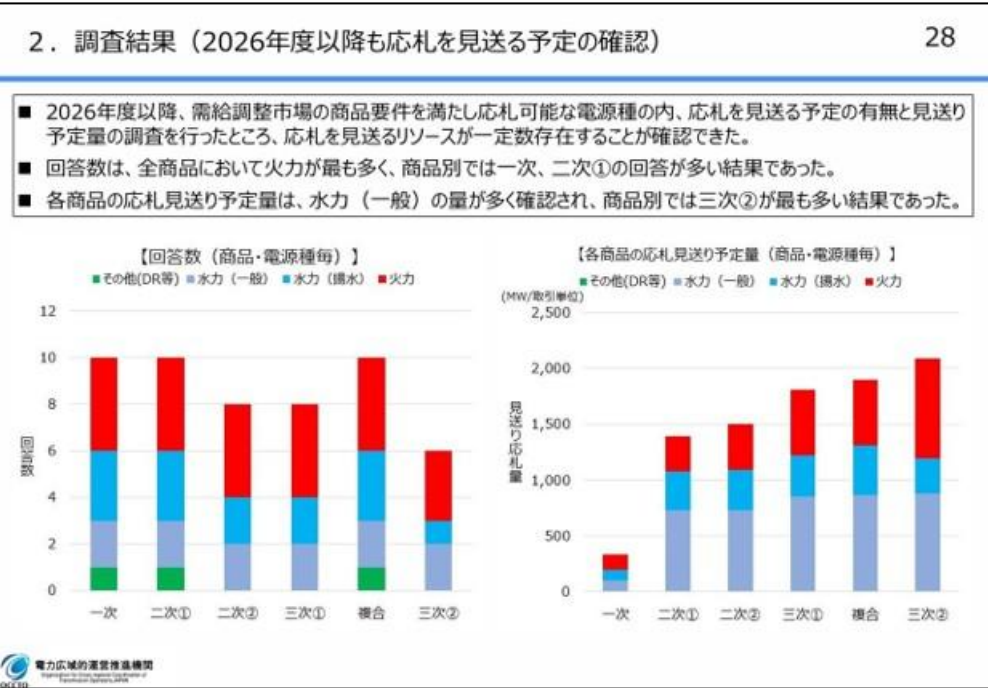


【一次】**【二次①】****【二次②】****【三次①】****【三次②】**

- 今回のアンケートにおいて、需給調整市場への応札を見送っている理由の詳細としていただいた主なご意見としては、「アセスメントⅡ 違反になる可能性がある」、「燃料供給・管理に制約がある」といった内容であった。
- これらの要因については、後述する需給調整市場への意見で得られた回答と合わせて、調整力調達コストが過大とまらない範囲で、必要に応じて国をはじめとした関係各所と連携の上、検討を進めていくこととしたい。

No.	事業者から寄せられた応札を見送っている理由の一例
1	・ 中東情勢等の影響により石油の調達環境が悪化しており、石油機の追加起動供出を実施していない。
2	・ 燃料価格が高騰しており、追加起動を伴う入札において上限価格を超過する場合がある。
3	・ 属地エリアの募集量および属地外エリアの募集量を超過し、約定可能性が無いため。
4	・ タンクの制約により燃料の計画消費が求められており、追加起動等までは現状で対応が出来ていない。
5	・ 追加起動/持ち下げ供出に関するシステム開発が遅延しており、今年度下期の対応完了を見込んでいる。
6	・ 容量市場の市場応札リクワイアメントを満たすよう、調整機能を切にして増出力する運用を行っているため。
7	・ 応札リソースが個別の相対契約を締結している場合に、相対契約先との間で市場利益およびリスク量の分担協議が難航し、契約締結等を妨げる可能性がある。
8	・ 複数の出資会社で共同保有しているリソースにおいて、供出可能量を出資比率で按分して応札しており、状況によっては按分後の応札量が少なく、アセスメントⅡ を満たせない可能性がある。
9	・ 応動時間が遅く、複合商品のアセスメント要件を満たすことが出来ない。

- 第57回本小委員会（2025年9月26日）における前日取引化に向けた事前準備時のアンケート調査結果では、電源種別の応札見送り量としては水力（一般）が最も多い量を占めていた。
- 今回のアンケート調査結果では火力に多くの回答が確認されたところ、当時との違いとしては中東情勢の変化による燃料調達環境の悪化や、システム対応の遅延等が考えられる。



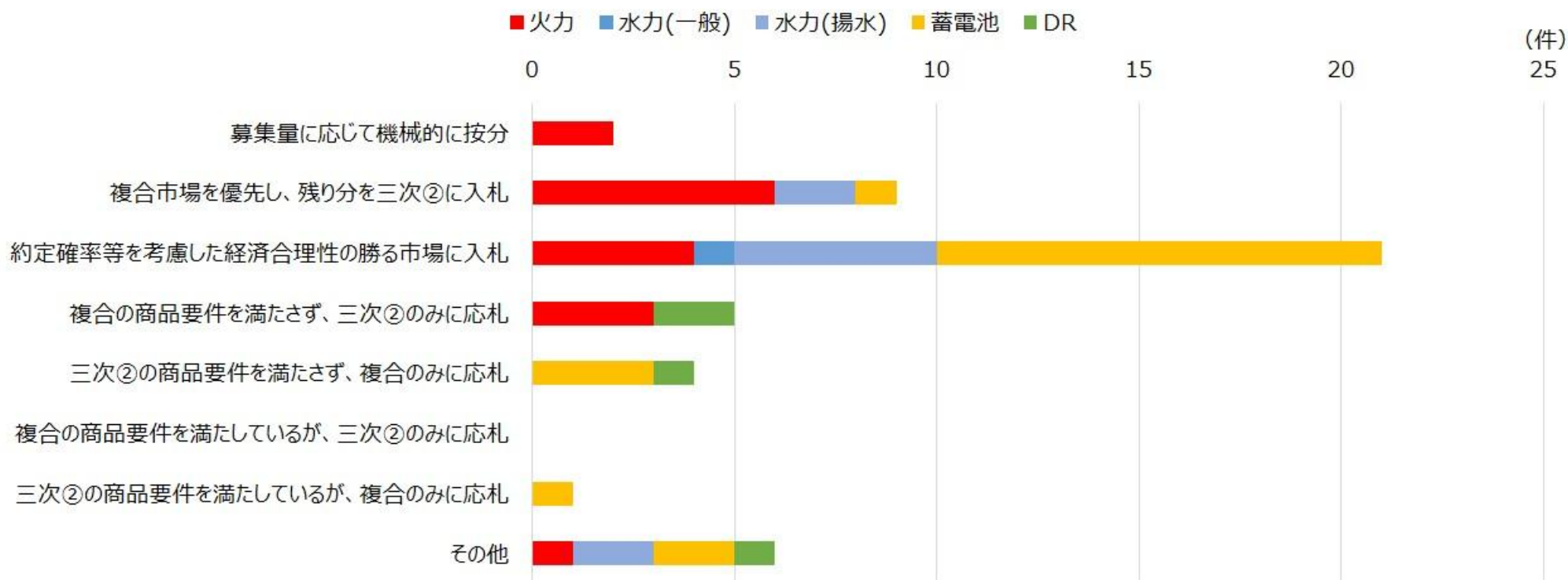
2. 調査結果（事業者から寄せられた応札を見送る理由の一例） 29

■ 今回ご回答いただいた、需給調整市場への応札を見送る理由について、回答内容を同様の項目にて取りまとめた上、下表のとおり整理した。

■ 見送る理由への対応については、社会コストが過大とならない範囲で、必要に応じて、国をはじめ、EPRXおよび一般送配電事業者とも連携の上、今後検討を進めていくこととしたい。

電源種	事業者から寄せられた応札を見送る理由の一例
火力	- 電源トラブルによる起動費を取り漏れるリスクを回避するため - 並列運転中トラブルにより、途中から調整力を供出不可となった場合、供出不可コマに計上していた起動費は事後精算の対象外 - 起動工程中にトラブルが発生し、全量が供出不可で未約定扱いとなる場合、事後精算の対象外 - 調整力供出コスト（機会費用含む）回収漏れリスクを回避するため - 持ち下げ供出機が（一部）未約定となった際、ΔkW供出により発電量が増減する分の全量を、市場規模がスポット市場ほど大きくない時間前市場では、全量を想定市況にて取引できない恐れ - 燃料不足リスク回避のため - 他社権利分および相対契約の通告変更期限が、需給調整市場の入札時間後のため
水力（一般）	河川法・地元協定により、調整力利用が困難なため（制度変更に関係なく供出が困難）
水力（揚水）	- 並列必須要件ネック（一次・二次①） - 一般送配電事業者との随意契約を実施する可能性があるため
その他（DR等）	属地一般送配電事業者の中給システム改修が未了のため※ ※ P35記載のとおり、DRの出力変化量による指令は、事業者からの申し込み状況に応じて中給システム改修を実施する予定

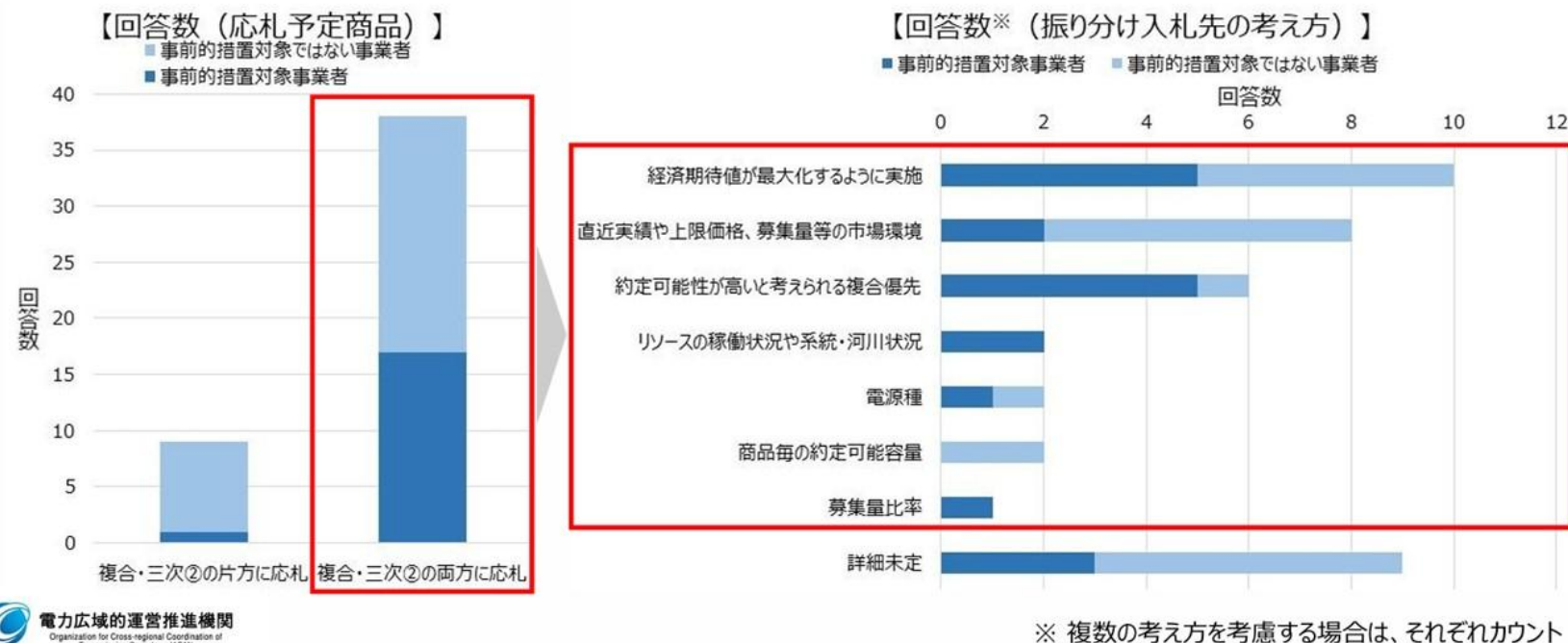
- 三次調整力②市場と複合市場の取引タイミングが同一となることから、一方の市場へ応札が偏ってしまうことが懸念されていたところ、取引会員がどのように応札する市場を決定（振り分け入札）しているのか、改めて確認を行った。
- 最も多くの回答が得られたのは「経済合理性の勝る市場に応札」であり、今後も両市場における約定確率等を加味された結果として、応札量変動していくことが想定される。
- 他方、応札量が多い事前措置の対象事業者からは「募集量に応じ機械的に按分」との回答も複数得られており、両市場に対して一定量の応札は期待できると考えられる。



2. 調査結果（振り分け入札についての確認）

19

- 前日断面の二つの市場（複合市場と三次②市場）への振り分け入札について現時点での考え方を確認したところ、“経済期待値が最大化するように実施”と回答した事業者が多く、複合・三次②どちらかの商品に応札が偏った際は、約定可能性を高めるために、もう一方の商品へ応札を切り替える、といった意見も確認できたが、各事業者は市場の募集量と約定量のバランスが整うよう応札するわけではないため、応札偏りが生じる懸念が低いとはいえないか。
- また、“約定可能性が高いと考えられる複合優先”と回答した事業者の多くは、事前措置の対象事業者であり、市場動向を踏まえ柔軟な対応可能とも確認できたが、こちらも対応に一定の時間を要することから、前日取引化初期の応札偏りの要因となる可能性は否定できないか。



- 需給調整市場においては、その適正な取引を確保するために、市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対して、一定の規範に基づいて入札を行うことを要請する事前的措置を講じている。
- 2026年度は、2024年11月から2025年10月における各種取引実績等を基にして分析を行い、19の事業者が事前措置の対象事業者とされている。

本日の議論

事前的措置の対象とする事業者の範囲の検討について

- 2021年度より開始された需給調整市場では、その適正な取引を確保するため、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等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事前的措置を講じることとされた。**
- 今回は、2026年度の事前的措置の対象事業者※を決定するにあたり、①**地理的範囲の画定**、②**大きな市場支配力を有する蓋然性の評価**を行い、**事前的措置の対象とする事業者の範囲について検討を行ったので、その内容についてご議論いただきたい。**

※正確には、2026年3月13日の取引から適用する事前的措置の対象事業者を指す。

需給調整市場における対応措置の全体像

対象事業者	法的措置	上乗せ措置
大きな市場支配力を有する事業者	(事後的措置) 「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」があった場合には、業務改善命令等では正	(事前的措置) 登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請
それ以外の事業者		

2

事務局提案のまとめ

2026年度の事前的措置の対象とする事業者の範囲について

- 2026年度の需給調整市場（調整力ΔkW市場、調整力kWh市場）における事前的措置の対象とする事業者の範囲については、**前年度までと同様の方法を踏襲しつつ、地理的範囲の画定を月毎に実施したことや市場支配力有無の蓋然性評価における分析対象を直近1年間の全ての取引とするといった精緻化を行った上で分析した結果である下表のとおりとすることとどうか。**
- 下表の事業者に対しては、第14回制度設計・監視専門会合（2025年10月29日）で整理したとおり、2026年度の取引開始前に、以下のi.について確認を行う。ただし、期中に参入又は入札価格の考え方を変更する電源等は、期中の取引開始前に確認を行う。また、当該事業者に対し四半期毎に、以下のii.について報告を求める。
 - i. 各電源等の入札価格の考え方について、価格規律の認識に齟齬がないこと
 - ii. 期中の固定費回収状況※
- なお、今回、事前的措置の対象とならなかった事業者に対しても、「需給調整市場ガイドライン」及び「適正な電力取引についての指針」に基づき、しっかりと事後監視を行っていく。

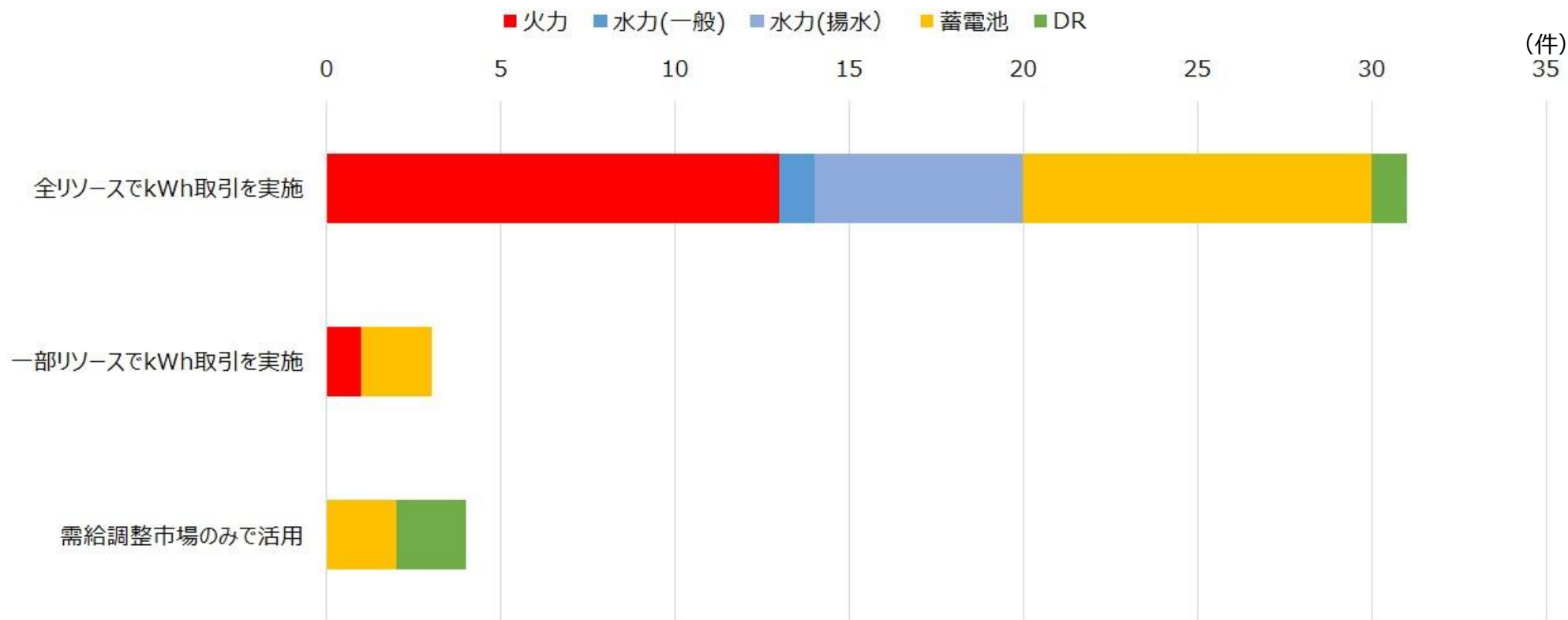
※固定費回収状況の確認対象は8種電源

2026年度の需給調整市場における事前的措置の対象とする事業者の範囲

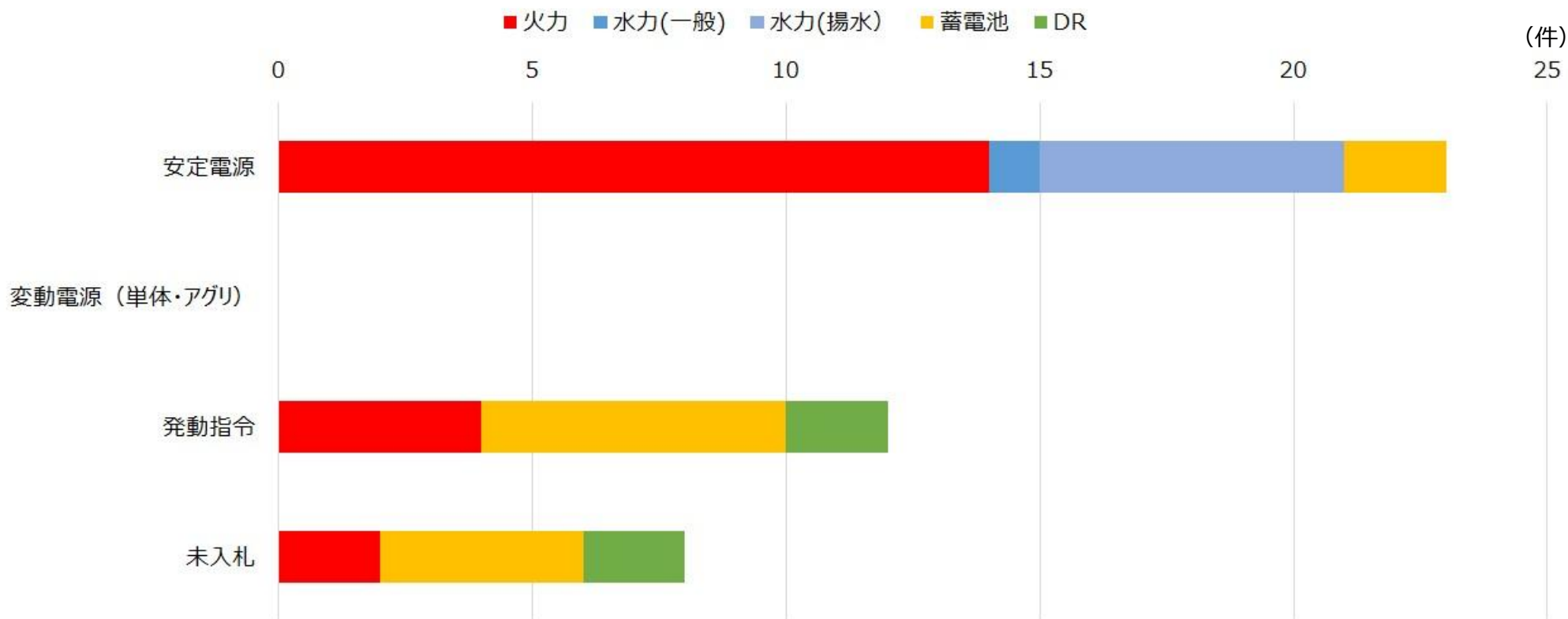
No.	事業者名	対象エリア	No.	事業者名	対象エリア	No.	事業者名	対象エリア
1	北海道電力	北海道	8	東京電力RP	東京	15	四国電力	中国・四国
2	ENEOS Power	北海道	9	東京ガス	東京	16	電源開発	四国
3	エナリス	北海道・九州	10	中部電力ミライズ	中部	17	九州電力	九州
4	東北電力	東北	11	北陸電力	北陸・関西・中国	18	アーバンエナジー	九州
5	JEERA	東北・東京・中部	12	関西電力	北陸・関西・中国	19	でんきの駅	九州
6	E-Flow	東北・東京・関西・中国	13	中国電力	北陸・関西・中国・四国			
7	東京電力EP	東京	14	大阪ガス	北陸・関西・中国			

35

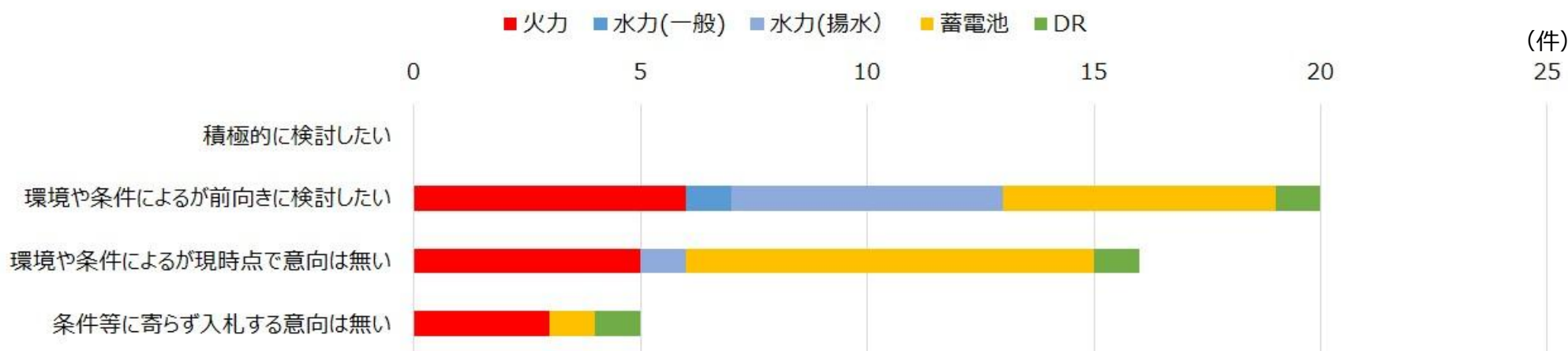
- 需給調整市場に応札されているリソースに関して、調整力以外としての活用状況として、相対契約や卸電力市場等における活用状況の確認を行った。
- 殆どのリソースが相対契約や卸電力市場等にも活用されているとの回答が得られたが、蓄電池およびDRにおいては需給調整市場のみで活用されている事例が複数確認された。需給調整市場のみで活用されている主な要因として、「需給調整市場が最も経済合理性に勝る」といった回答が得られた。



- 続いて、需給調整市場以外での活用状況として、容量市場への応札状況についても確認を行った。
- 水力一般および揚水は全リソースが安定電源として応札されている一方、火力、蓄電池ならびにDRにおいて、容量市場へ応札されていないリソースが確認された。容量市場へ応札されていない要因として、火力では「リソースの一部を停止予定であったため」、蓄電池では「設置までの期間が短く市場への応札が間に合わず、応札が可能なタイミングから随時実施を予定」、DRでは「需要都合で常時稼働できるものではないため」といった回答が確認された。



- 現在、調整力調達コストの抑制等を目的として、一部の揚水発電所については、一般送配電事業者との間で随意契約が締結されて、市場外調整力として活用されている。
- 今後、仮に市場外調整力の公募や随意契約の募集が実施された場合、調整力提供者として応札する意向があるのかについて、確認を行った。
- 最も多く確認された回答は「環境や条件によるが前向きに検討したい」であり、応札にあたっての判断材料としては、「リクワイアメント等の要件」や「経済優位性の有無」が挙げられた。



【応札にあたっての判断材料の回答例】

設備容量の一部が落札しうる際、運用権限等の取扱い	CAPEX・設備寿命等を考慮した設定の可否
調整力が供出不可時の差替要否	運用における実務負担が過大とならないか
卸電力市場によるアービトラージおよび容量市場の発動指令への対応	需給調整市場を始めとした、各種市場や取引と比較した際の経済優位性の有無

- その他、今回の調査対象項目に限らず、各取引会員から寄せられた需給調整市場ならびに取引所のHPに対する、主なご意見・ご要望（黒字）および一部項目に対する現時点でのご回答（青字）は以下の通り。
- 前述の応札障壁も含め、今回頂戴したご意見については、関係各所と調整の上で必要に応じ検討することとしたい。

No.	事業者から寄せられたその他ご意見・ご要望（黒字）および一部回答（青字）
1	・ 需給調整市場について、定期的なモニタリングと内容開示を希望する。 ⇒ EPRXのHPにおいて半期ごとの取引状況報告を実施している。
2	・ 最高/平均/最低落札価格だけでなく、電源種別の価格がわかる形での情報開示を希望する。 ⇒ EPRXのHPにおいて電源種別の約定実績を開示している。
3	・ 問合せ先等を一元化いただきたい。 ⇒ 広域機関の問合せ窓口において、問い合わせの例示および問合せ先のリンク集を作成している。
4	・ 応札判断のため、募集量を前日等の早期に開示いただきたい。 ⇒ 揚水発電所の随意契約や特定立地電源による募集量控除は、日ごとの池水位や系統状況を考慮して控除量を決定しているため、早期に確定させることは困難。
5	・ 揚水の随意契約による募集量控除等は事業に多大な影響を及ぼすため、慎重にご議論いただきたい。 - また、年間一律での募集量は実態に即しておらず、コマ単位や池水位等の考慮を検討いただきたい。 ⇒ 揚水発電所の随意契約による募集量控除は、池水位等を踏まえて日ごとに控除量を決定している。
6	・ 30分化により月3回のアセスメント違反に抵触するリスクが増大しているため、回数の緩和を希望する。 ⇒ 海外事例等を参照すると、従来が緩和状況であり、現状においては見直しを検討する予定は無い。

No.	事業者から寄せられたその他ご意見・ご要望（黒字） および一部回答（青字）
7	- 休日や特異日は需要が少なく並列台数が限られるため、並列必須要件のある高速商品への応札量は限定的となる。GFの必要確保量はエリア需要の3%程度であるのであれば、日々の需要実態に沿った必要量とすることをご検討いただきたい。 ⇒ 直近の残余需要実績から試算すると、一次の必要量に平休日で有意な差異は確認されなかった。自然変動電源等による出力変動が残余需要に影響を及ぼすようになっているものと考えられる。
8	- スポット市場閉場から需給調整市場応札までの時間的余裕に乏しく、対応に苦慮している。需給調整市場の入札締切時刻の後ろ倒しを検討いただきたい。 ⇒ 需給調整市場の約定処理に要する時間とその後の下げ調整力不足時の処理フローのスケジュール上変更することは困難。
9	事後精算について、算定が複雑なうえに申請対応期間が短く、対応に苦慮している。申請期限の後ろ倒しおよび一定の割り切りの元での単純な算定への見直しを検討いただきたい。
10	MMSへ計画ファイルを登録した際にメール等でのアンサーバックがあると安心。
11※	一部リソースに関して、状況次第で調定率が5%を超過する可能性があるため、技術要件を満たせずに一次への応札を見送っている、技術要件の緩和をご検討いただきたい。
12※	蓄電池の一次オフライン枠への参入に対して、設備容量上限が課される前から系統連系を実施していたリソースが活用できていない状況にある、既設リソースを有効活用できる施策をご検討いただきたい。
13	現行のΔkWリクワイアメントでは、実際のkWhの使われ方に対して要求されるkWhのハードルが高く、火力の燃料タンク等に比べて小規模である揚水の池容量の場合、応札量の抑制要因となりえる。

No.	事業者から寄せられたその他ご意見・ご要望
14	エリアにより市場環境は異なる点を踏まえた募集量等の制度検討を希望する
15	十分な競争環境が確認された市場においては、上限価格の引上げもしくは廃止を検討いただきたい。
16	蓄電池における余力活用契約（ストレージ型運用）について、運用面を踏まえて例示いただきたい。
17	蓄電池を市場応札する際のSOC消費量について、事業者により異なる運用をされている理解。この点、統一的な見解をお示しいただきたい。
18	起動応札にあたって、需給調整市場は余力活用と比較してメリットが劣後していると認識している。起動供出時の持ち上げ・持ち下げ部分についてのインセンティブをご検討いただきたい。
19	需給調整市場へ応札するために必要な設備投資等を回収するにあたっては、0.33円/ΔkW・30分の一定額では不足しているのではないかと。中長期的な調整力確保も念頭に、応札インセンティブの在り方をご検討いただきたい。
20	容量市場の発動指令/実効性テストと調整力指令が重複した場合、応動実績が重複する時間帯のみがアセスメント判定されることから、発動指令に対応する分、SOC制約を加味しΔkWの応札を見送っている。需給調整市場へ応札している際の発動指令・実効性テストのアセスメント緩和を希望する。
21	需要リソースにおいて、需給調整市場での指令発動実績により容量市場のベースラインが低下する点を懸念し、需給調整市場へ応札しないケースがあるため、調整力指令日も容量市場のベースライン除外日としていただきたい。

- 需給調整市場は前日取引化に伴い、以前とは異なり応札のタイミングがスポット市場よりも後へと移行した。
- この点、需給調整市場目線では、今回のアンケートでも「スポット市場での約定結果により、需給調整市場への応札可能量が減少した」との回答が得られたことに加え、第20回制度設計・監視専門会合（2026年5月29日）でも旧一般電気事業者等へのヒアリング結果として、同様の回答が得られている。
- この点、スポット市場後の電源体制から追加起動を行い、既存電源の出力を下げることで調整力として供出することで電源の更なる有効活用に繋がると考えられ、燃料の調達環境や各事業者のシステム対応等について、必要に応じて追加確認を実施することとしたい。

各エリアの募集量・応札量・調達率の動向②

旧一般電気事業者へのヒアリング結果

- 前日取引化では、需給調整市場の全商品がスポット市場後の取引となるため、不確実性が減少することにより、これまで週間取引では応札することが難しかったリソースの応札が期待されている。一方で、スポット市場で先取りされ、需給調整市場への応札余力が十分残らないケースも想定される。
- 前日取引化後、こうした要因が各社の応札行動にどのように影響しているかについて、旧一般電気事業者（JERA含む）にヒアリングを実施したところ、概要は次頁のとおり。応札量が増加している事業者もいる一方、応札量が横ばい又は減少している事業者もいることがわかった。
- 事務局としては、こうした事業者の行動にも留意しつつ、引き続き需給調整市場の監視を行っていく。

※なお、上記のヒアリングにおいて、複数の発電事業者より、3月14日以降に複合市場の取引単位が3時間から30分（30分コマ化）に変更されたことに伴い、歯抜け約定に伴う起動費等事後精算の件数が増加しており、各月の一般送配電事業者への書類申請（翌月第一営業日が提出締切）の対応が困難になっているとの声があった。

※このような意見を踏まえ、現在、送配電協議会及び一般送配電事業者各社において、書類申請の提出締切の後ろ倒し等の柔軟な対応について検討中。

20

旧一般電気事業者等へのヒアリング結果

応札量が増加している事業者の要因

- 積極的な持ち下げ供出の実施や小売事業者との相対契約分の減少等により、応札量が増加。
- 前日取引化による不確実性の低下により、応札量が増加。
- 端境期のため、スポット市場での約定量が限られているため、需給調整市場に応札可能な余力が大きい。

応札量が横ばい/減少している事業者の要因

- 前日取引化により需給調整市場に供出しやすくなるという面もあるが、スポット市場取引後の余力により供出することで供出可能量が減少する影響のほうが相対的に大きい。
- 需給運用上、一部電源の稼働を調整しており、応札量が減少。
- スポット市場価格の高騰に伴い、相対的に限界費用が高い電源もスポット市場で約定され、需給調整市場に応札可能な余力が大幅に減少。
- LNG火力を起動供出し、石炭火力を持ち下げで需給調整市場に応札することを想定していたが、LNG火力の限界費用が上がって複合市場の上限価格を超過してしまい、石炭火力との持ち下げ供出ができない場合がある。
- 電源の作業停止により全体的に電源が減少。
- 系統側作業の影響により、出力抑制が余儀なくされる局面がある。
- 昼間帯を中心に下げ代不足の影響により、起動供出ができない状況が発生している。

21

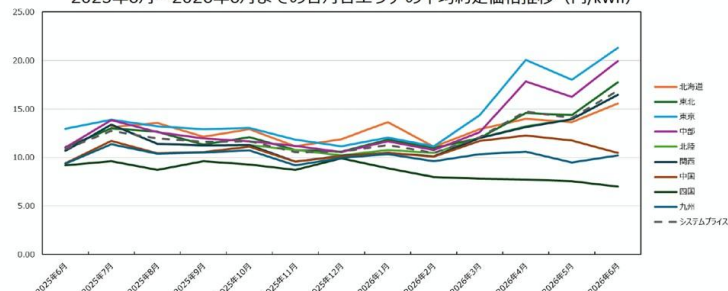
- 足元のスポット市場では価格高騰が生じており、第21回制度設計・監視専門会合（2026年6月19日）において価格高騰について、要因が分析されている。
- スポット市場価格高騰の主な要因としては、「中東情勢の影響による燃料費高騰」、「長期電力購入契約の終了」、「設備による供給力制約」が挙げられており、需給調整市場の前日取引化については、スポット市場に対して多大な影響があったものとは示されていない状況。
- 今後も、卸電力市場および需給調整市場に大きな環境変化等があった際には、双方への影響について関係各所と連携の上、適宜確認を行っていくこととしたい。

スポット市場価格高騰の状況

・ 昨今の中東情勢による燃料価格高騰に伴う売り入札価格の上昇や、大手事業者間の既存契約の終了に伴う売買入札の急増、東北―東京間の連系線の運用容量の抑制、供給力の減少等により、2026年4月以降、スポット市場のシステムプライス（SP）平均値が前年同月に比べ大幅に上昇。

・ 例えば、東京エリアにおいては、4月以降、エリアプライス（AP）の最高値が40～50円台に上昇。なお、5月以降はおおむね20～30円台後半まで低下したものの、5月中旬からは再び40～50円台に上昇。

2025年6月～2026年6月までの各月各エリアの平均約定価格推移（円/kWh）



出典先：KEPXのデータをもとに作成。2026年6月は、6月1日～6月15日までのもの。

2

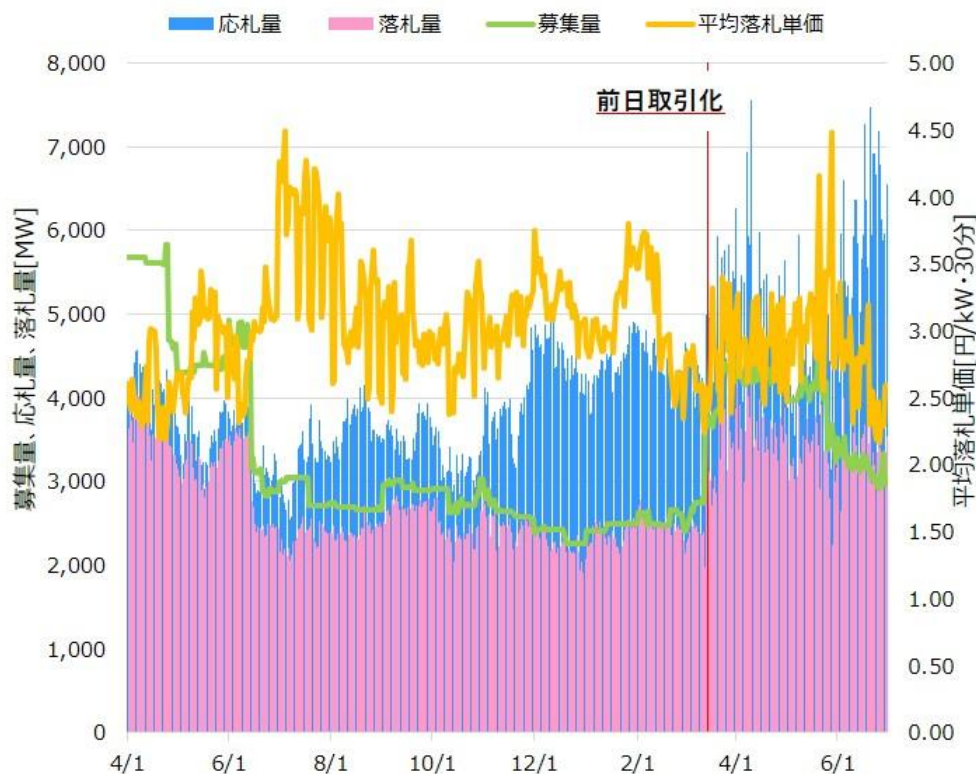
価格高騰要因分析

1. 4月以降の価格高騰については、中東情勢の影響で売り入札の限界費用に含まれる燃料費が10～15円/kWh程度上昇していること、大規模事業者の個別に締結していた長期電力購入契約が3月末に終了し、それに伴いスポット市場へ大量の売り入札・買い入札がなされたこと、連系線や発電設備の定期点検等による供給力に制約が生じていることが要因であると考えられる。
2. また、売りブロック入札については、総じて約定率の向上は見られるものの、改善の余地がある。
3. なお、中東情勢を受け、電力・ガス取引監視等委員会事務局において、各社の燃料調達状況を確認する等の監視強化を実施してきた。現時点で、市場参加者による市場相場を変動させることを目的とした不適切な取引は確認されていない。

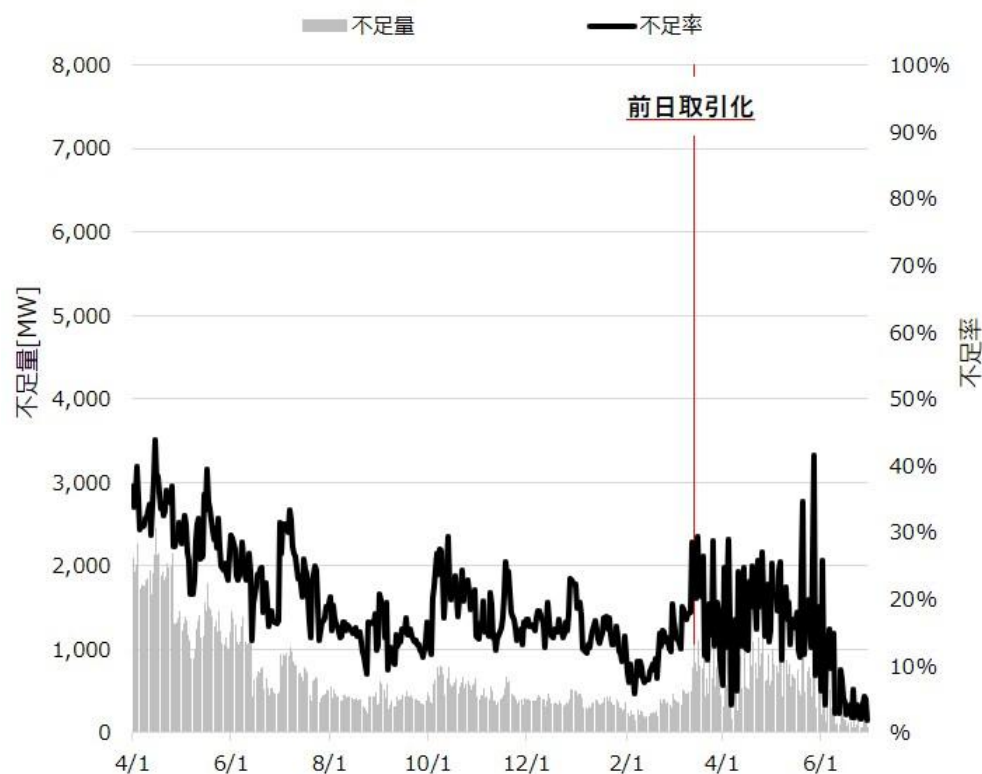
3

- 需給調整市場における複合商品の取引実績としては、東京および中国エリアで揚水発電の随意契約が締結されたことによる募集量の低減および取引会員による応札量の増加により、不足率は低減方向となっている。
- 各エリア別の実績としては、主に東京および中部エリアにおいて応札量が当該エリアの募集量を超過していることから、当該エリアにおいて未約定となったリソースが広域調達によって他エリア向けの調整力として約定することで、各エリアの不足率低減が確認された。(次頁参照)

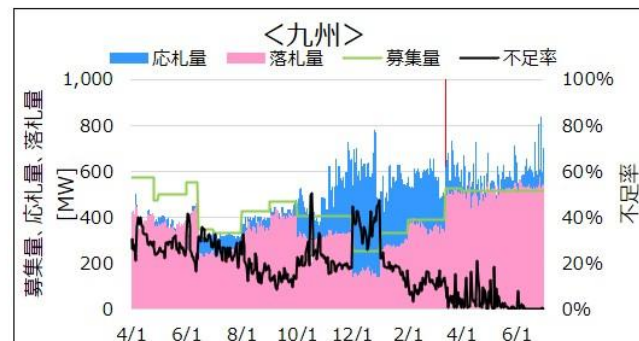
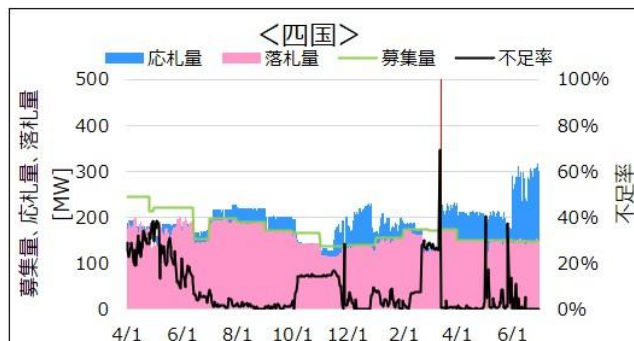
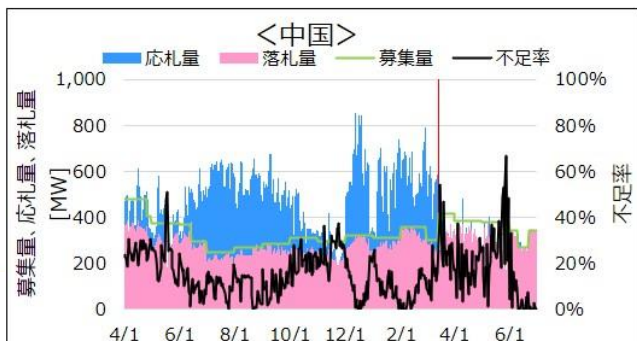
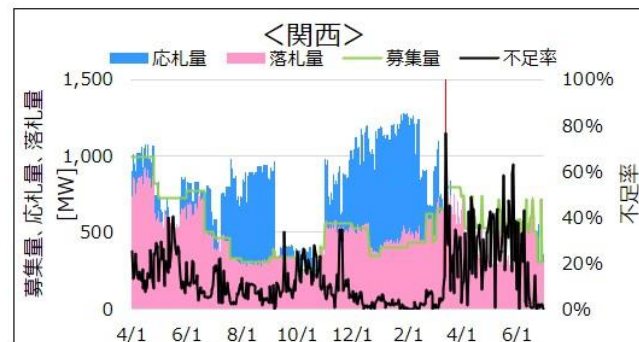
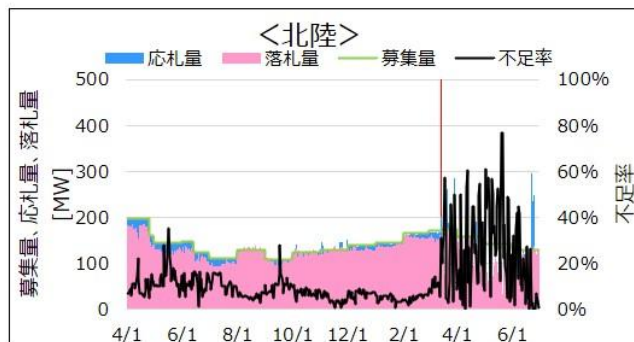
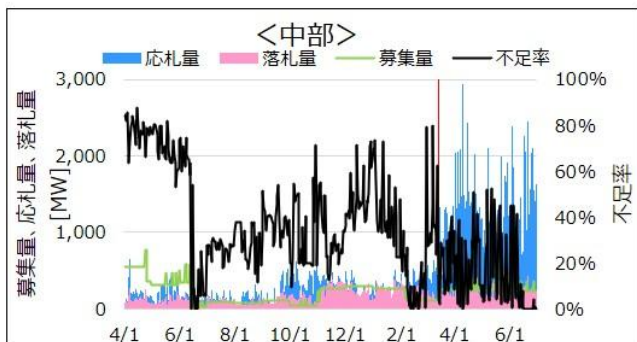
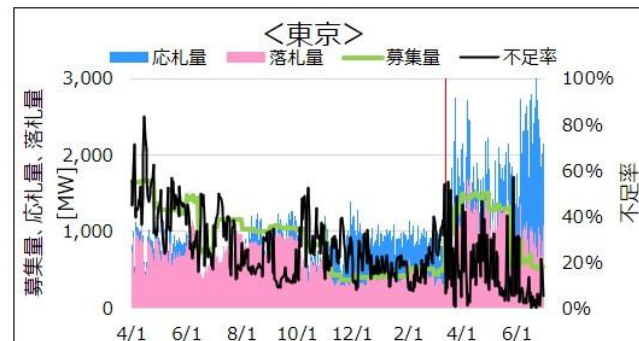
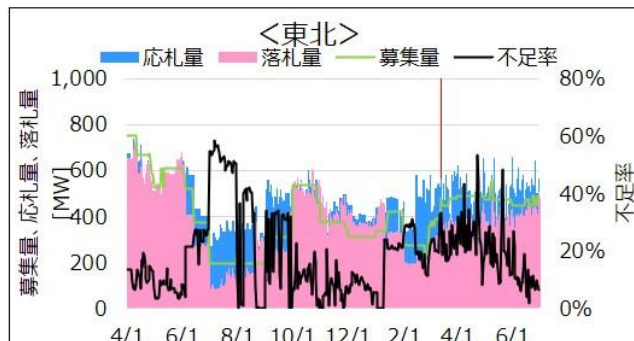
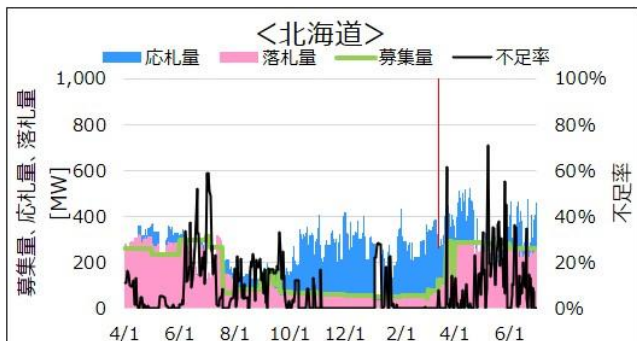
【募集量、応札量、落札量 (全国エリア)】



【募集量、応札量、落札量 (全国エリア)】

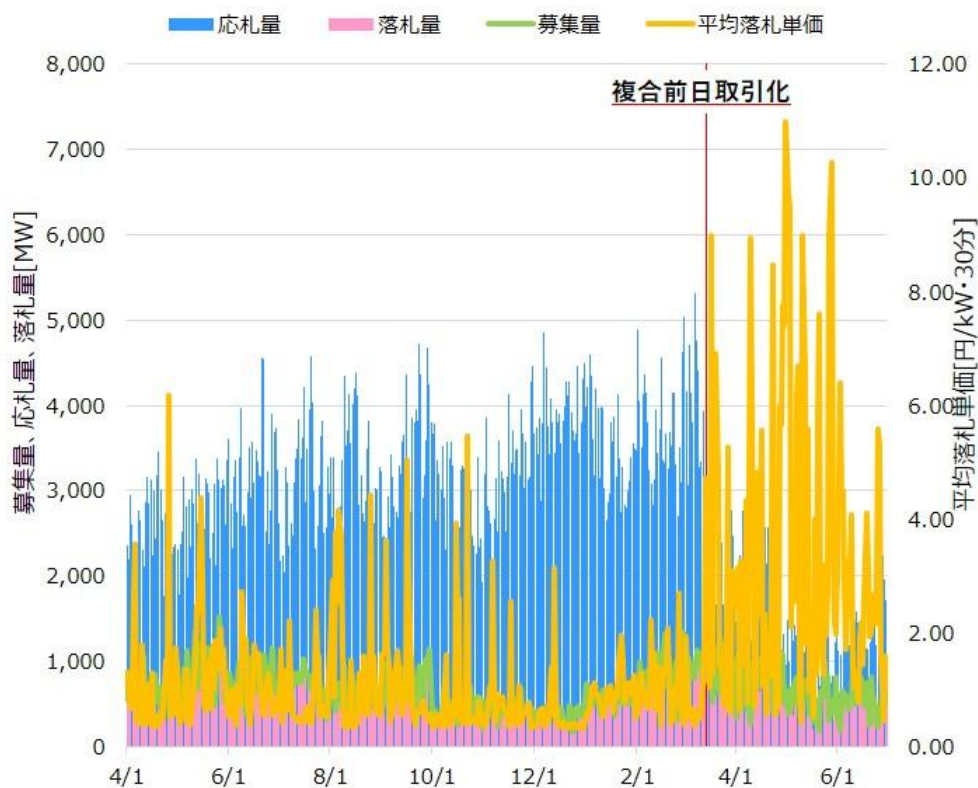


- 応札量は東京・四国エリアを中心に増加している傾向にあり、大きく減少しているエリアは確認されなかった。
- 不足率は東北・東京・中部・四国・九州エリアにおいて前日化以前よりも低位で推移していることが確認された。

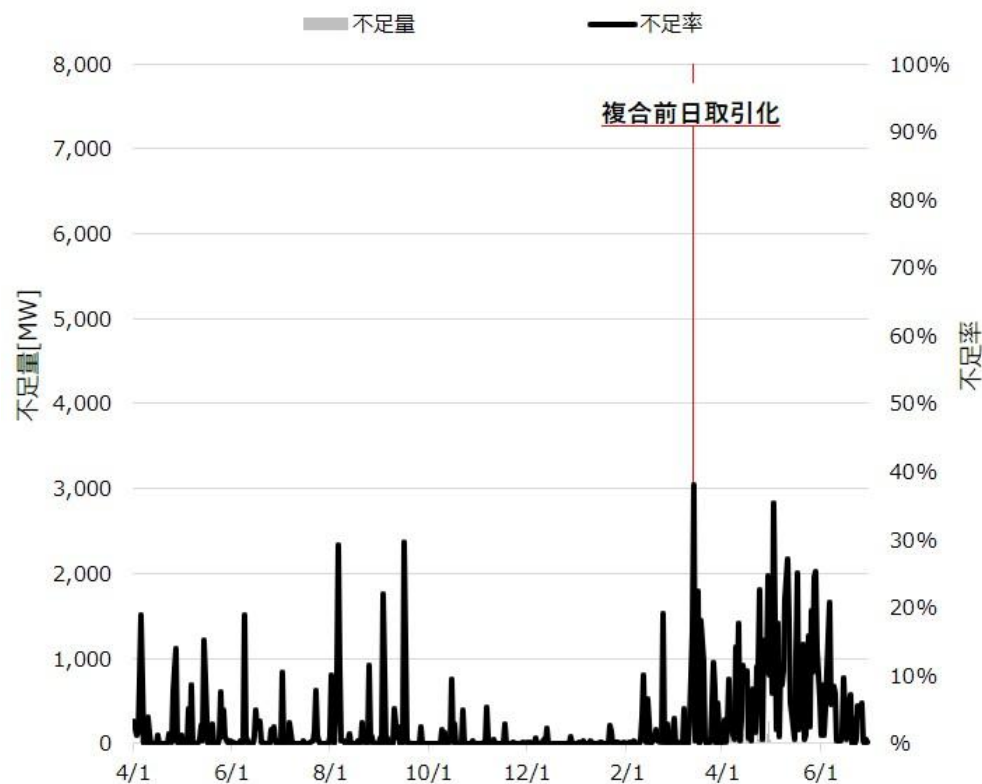


- 需給調整市場における三次②の取引実績としては、前回報告時と同様に複合市場の前日取引化以前に比べると応札量が減少しているものの、複合市場と比較した際に応札量が明確に不足している状況までは至っていない。
- 各エリア別の実績としては、東北・北陸エリアにおいて募集量削減係数による募集量圧縮により、2026年5月および6月の募集量がごく限られる状況となった。また、前日化直後は三次②の応札量が増加していた四国エリアにおいて、応札量が募集量相当まで減少していることが確認された。(次頁参照)

【募集量、応札量、落札量 (全国エリア)】



【募集量、応札量、落札量 (全国エリア)】

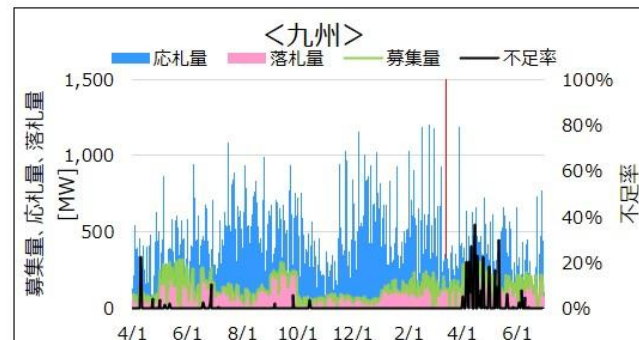
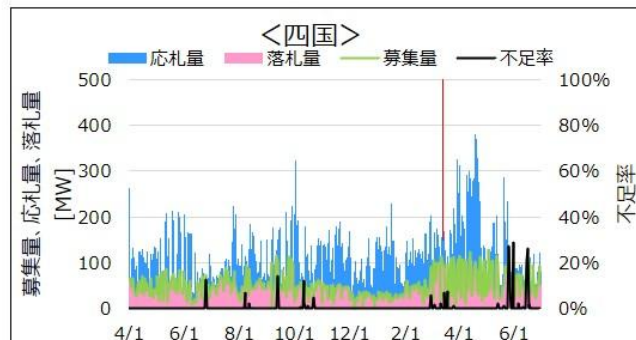
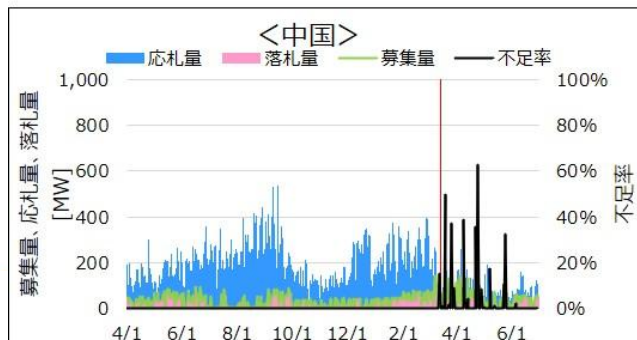
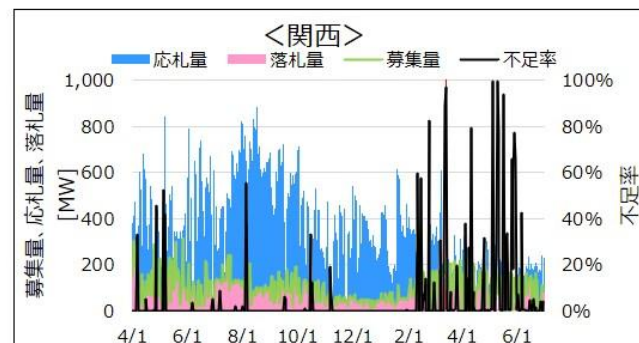
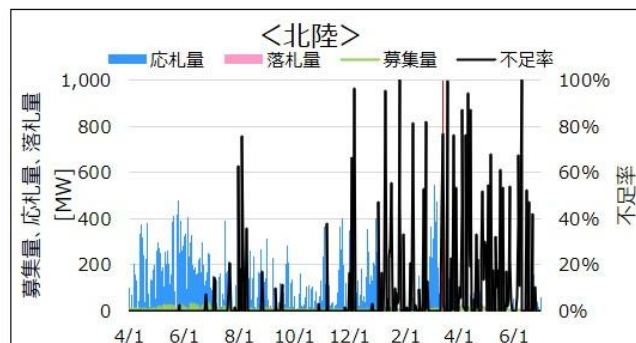
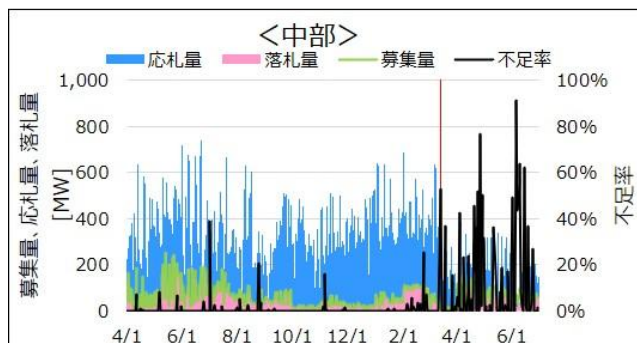
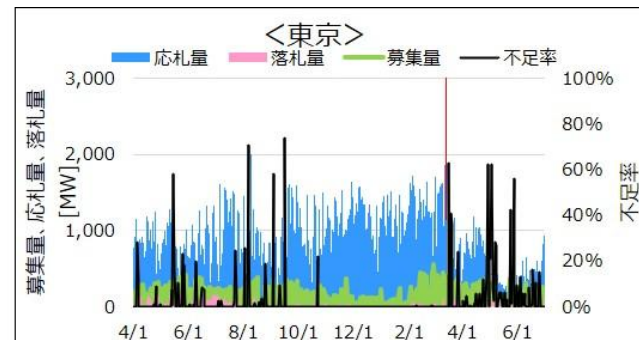
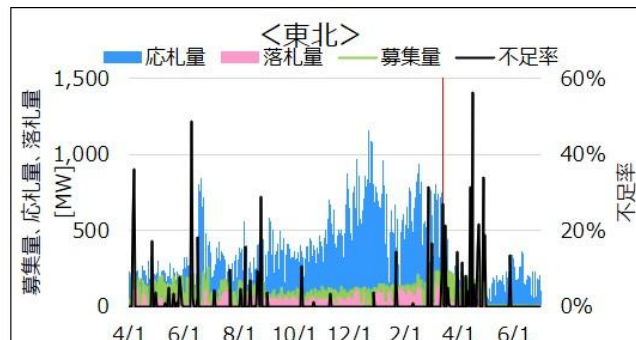
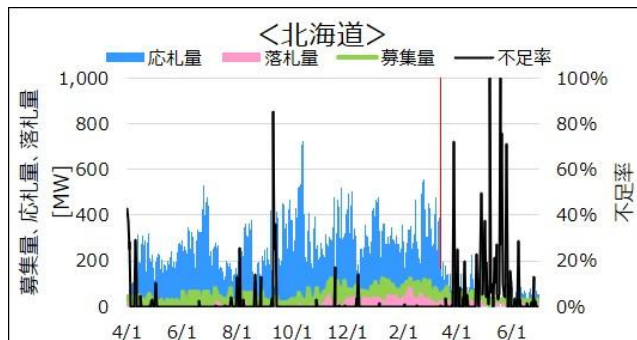


(参考) 足元の市場取引状況(三次②-エリア別)

出所) 電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
 募集量、応札量、落札量、不足量は各ブロック・コマの平均値
 平均落札単価は市場での総調達費用/約定量の加重平均
 不足率 = 各ブロック・コマにおけるエリア毎の不足量計/募集量計

45

- 応札量は東京エリアにおいて増加、北陸・四国エリアにおいて減少していることが確認された。
- 前日化以前と比較して不足が生じる頻度が増加している点については、前回と同様の状況となっている。



1. 取引会員に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
2. 一般送配電事業者に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
3. まとめ

- 需給調整市場の前日取引化等にあたっては、TSOによるシステム面対応に加えて、入札単位時間の30分化に伴う運用上の懸念（契約単位の区切りにおける調整対象リソースの入れ替わりおよび引継ぎの頻発など）への対応が求められてきたところ。
- このような背景を踏まえ、足元の運用状況や今後の懸念事項を把握するために、一般送配電事業者を対象としたアンケート調査を実施した。
- 主なアンケート項目は、「前日取引化等による影響」・「その他懸念事項等」の2点である。

アンケート項目	詳細
前日取引化等による影響	・ 前日取引化および入札時間単位の30分化により、従前抱えていた課題が解消されたケースもしくは新たに生じた懸念や課題の有無 ・ 市場外調整力の調達も加味した調整力の調達および運用状況
その他懸念事項等	・ 上記に限らない、ΔkW確保および調整力kWh運用に関する課題および懸念

1. 取引会員に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
2. 一般送配電事業者に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
3. まとめ

- 需給調整市場における複合市場が前日取引に移行した後の調整力確保・運用状況について確認を行ったところ、入札時間単位の30分化により懸念されていた「調整リソースの頻繁な持ち替えによる電力品質の悪化」については、余力活用契約が締結されているリソース等を活用することにより、現時点で明確には確認されなかった。
- 他方、電源の計画外停止や中東情勢に伴う燃料制約等の要因が重複した際の一部において、需給調整市場および市場外の調達を通じて、調整力必要量の全量を確保することが難しかった断面が生じた点は確認された。
- この点、本機関で取りまとめている調整力の確保に関する計画を確認すると、調整機能を有する設備量そのものは不足しておらず、需給状況の悪化等によって供給力不足に至っていることが影響しているものと考えられる。供給力確保については、本機関の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会や国の審議会等で議論が行われているところであり、それらの状況を踏まえて適宜対応を検討することとしたい。

大項目	一般送配電事業者から寄せられた影響事項等
前日取引化	・ 調整力供出事業者の応札行動に変化があったため、需給調整市場を通じた調整力の確保状況に影響があった。 ・ 運用にあたっては、現時点において明確な影響および支障は無い。
入札単位時間30分化	・ 必要量がコマ単位で適正化されたことで、調整力確保費用が低減された。 ・ 運用にあたっては、余力活用契約等を通じて調整リソースの持ち替えを実施しており、現時点において明確な影響及び支障は無い。
その他要因	・ 燃料制約やリソースの計画外停止、需給ひっ迫等が重複した際の一部で、調整力必要量の全量が確保しきれない断面が生じた。

- その他、 ΔkW や調整力 kWh の調達・確保および運用等に関する懸念や課題事項等について確認を行った。
- 懸念や課題事項としては、「将来的な ΔkW 確保等の観点からも、中長期にわたって調整力確保が可能となるような制度や規制についても、ご議論いただきたい。」といった意見が確認された。また、一部の取引会員や電源種における市場応札および運用行動についても課題が示された。
- これらのご意見に関しては、取引会員から寄せられた各種ご意見・ご要望と同様に、関係各所と調整のうえで必要に応じて具体的な検討を実施することとしてはどうか。

No.	一般送配電事業者から寄せられた懸念事項等
1	ΔkWの中長期的な確保について、調整力を確実かつ経済的に確保する観点からも、需給調整市場・随意契約(公募)・市場外調達の活用やグリッドコード等による規制も踏まえて議論いただきたい。
2	連系線確保上限量について、足元の実績も踏まえて適切に更新いただきたい。
3	約定実績等を鑑みるに、調整力供出事業者がΔkWの最小約定希望量を適切に設定していない可能性があるため、今一度の確認を希望する。
4 ※	蓄電池の運用について、フリッカの発生など電力品質に支障をきたすケースが確認されている。調整力の効率的な運用に向け、機器設定や余力活用契約等の対応策を検討いただきたい。

※ 当該項目については対応検討を実施したため、本日の本小委員会 資料3においてご報告する。

2026年度における需給調整市場の地域間連系線の確保量

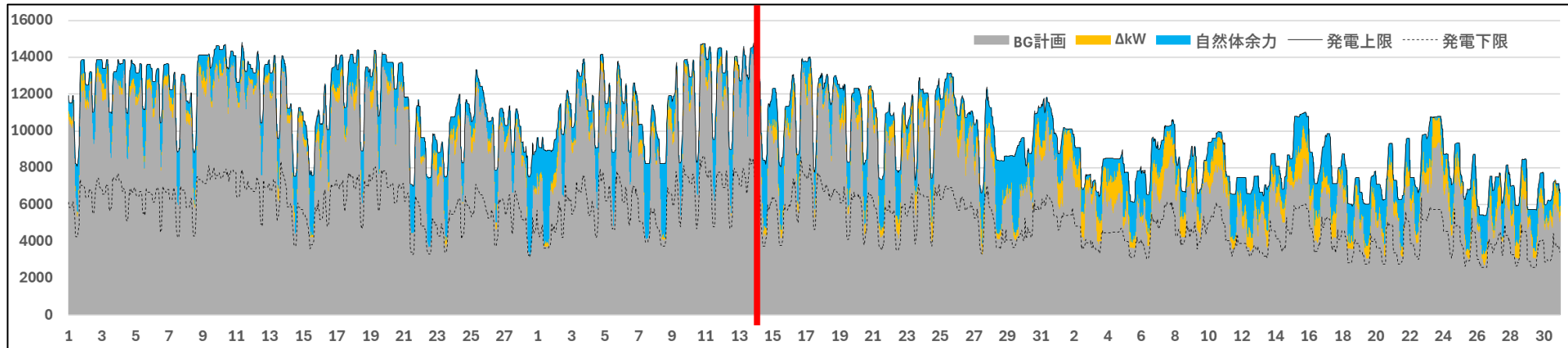
2026年度の方針について

- 需給調整市場では、広域調達された調整力を確実に運用できるよう、あらかじめ地域間連系線の容量を確保する必要がある。例年1月から3月まで頃を目処に本会合にて、次年度の地域間連系線確保量の算出結果を報告している。
- 地域間連系線の確保量については、調整力を広域調達することにより生じるメリットと、卸電力市場でのエリア間取引が制限されることによるデメリットを考慮し、一定の上限（需給調整市場で用いることができる量）を設定している。
- 具体的には、過年度の実績データ等を活用し、調整力の広域調達によるコスト削減額と市場分断による卸電力市場の調達費用の増加額を検討し、両者の合計の最大値を評価して、社会コストが最小となるように決定している。
- 本来であれば、2026年度に適用する地域間連系線の確保量についても、この時期に算出する必要があるところ。他方、2026年度からは全商品前日取引化に移行するため、分析に用いるデータの前提条件が異なってくることから、このタイミングで見直しを行うことは時期尚早な面がある。
- このため、2026年度の取引開始以降も当面は現在の設定を継続し、全商品前日取引化移行後の取引実績を一定期間（3、4か月程度）蓄積した上で、2026年度に適用する地域間連系線の確保量を算出し、その結果を本会合で報告することとしたい。

- 調整力供出事業者（BG）が自ら起動を確定させている、余力活用に関する契約が締結されている電源における発電上限からGC時点の発電計画と、 ΔkW 約定量を差し引いた差分である余力（自然体余力）について、前日取引化前後での状況変化を確認するため、2026年2月から4月の中部エリアにおける実績値を確認した。
- 今後、他のエリアや重負荷期等の実績値も蓄積された段階で、自然体余力が残存している要因等について改めて調査および分析を進めていくこととしたい。

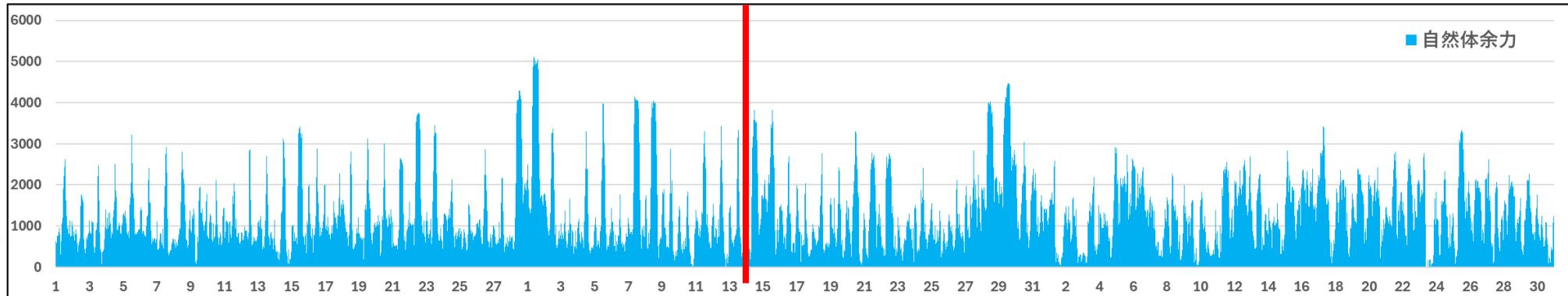
2～4月（BG計画・ ΔkW 約定・自然体余力）

前日取引化



2～4月（自然体余力のみ）

前日取引化



1. 取引会員に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
2. 一般送配電事業者に対する調査
 - i. 調査に関する概要および項目
 - ii. 調査結果
3. まとめ

- 今回、需給調整市場に係る実態調査として、取引会員および一般送配電事業者へのアンケートを実施した。

【取引会員への調査結果】

[前日取引化前後の応札状況]

- 2026年2月および4月の平均応札量は市場実績に対して9割近い回答が得られ、応札量が増加した要因は「入札時間単位30分化」が、減少した要因は「スポット市場後の取引となった影響」との回答が多く確認された。
- 2026年2月および4月の平均応札価格について、応札単価が上昇した要因は「卸電力市場価格の高騰」が、下落した要因は「想定応札量の変更」ないしは「上限価格の引下げ」との回答が多く確認された。
- 需給リスクについては、前日取引化後、多くの取引会員が織り込まずに応札量を算定していることが確認された。
- 日単位での応札量の変動要因については、スポット市場における約定状況によって差異が生じているとの回答が多く確認された。起動供出が可能な事業者は、スポットで多く約定すると並列リソースが多くなるために応札量が増加する一方、起動供出が不可の事業者は、スポットで多く約定すると余力が減少し、応札量が減少していた。
- 連続するコマにおける応札量の大きな変動の要因については、スポットの結果を踏まえた電源体制・出力帯から応札量を決定しているため、スポット市場における約定状況によって差異が生じているとの回答が多く確認された。

[需給調整市場への応札が困難なリソースの有無]

- 要件は満たしているが様々な要因から市場への応札を見送っているリソースは、火力を筆頭に引き続き一定量の存在が確認された。一部の応札障壁については、時間経過等により解消する見込みであるものも確認されている。
- 振り分け入札については、「経済合理性に勝る市場へ応札する」との回答が多い一方で、一部の事業者からは「募集量に応じて機械的に按分する」との回答が得られるなど、事前準備時と同様の回答傾向が確認された。

[需給調整市場以外でのリソース活用状況・意向]

- 需給調整市場以外でのリソース活用状況については、蓄電池を筆頭として需給調整市場のみで活用されている状況が確認され、卸電力市場等のkWh面では「需給調整市場が最も経済合理性に勝るため」、容量市場では「市場応札のタイミングに間に合わなかった」等が理由として挙げられた。
- 公募等が実施された際は、リクワイアメントや経済優位性次第での判断となるといった回答が多く確認された。

【一般送配電事業者への調査結果】

- 一般送配電事業者からは、前日取引化によって周波数維持業務に支障が生じた事例は確認されなかったが、調整力の確保等について懸念や課題が示された。

【各調査結果を踏まえた今後の進め方】

- 前日取引化により期待されていた需給リスクについては実際に低減していることが確認され、入札単位時間30分化では、3時間だと応札が困難であったリソースの応札および各コマの出力帯に応じた応札量の増加が確認されたが、応札量の算定に当たっては、スポット市場後の取引となったことによる影響が多く確認された。
- これらを踏まえると、前日取引化と同様のタイミングにおいて発生した中東情勢等の影響によって卸電力市場価格が高騰した一方で、燃料調達環境の悪化やシステム対応の遅れ等により起動供出が十分になされなかったことから、抜本的な応札不足の改善および競争環境の醸成までは至らなかったものと考えられる。
- 引き続き需給調整市場における競争環境の醸成に向け、今回の調査にて取引会員および一般送配電事業者から得られた意見について、関係各所と連携のうえ、必要に応じて適宜検討等を進めていくこととしたい。