



需給調整市場について

2025年10月29日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2021年4月に、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を企図し、需給調整市場を開設。2024年4月に全商品(一次・二次①・二次②・三次①・三次②)の取引を開始したが、募集量に対する約定量の未達が発生。特に前日商品では調達費用の高騰も大きな課題となった。
- 前日商品の調達費用高騰に対応するため、本作業部会で、前日商品を対象に募集量削減係数の導入など募集量削減の 取組を段階的に行ってきた。2025年6月から、週間商品を対象に市場外調整力の募集量控除の対応(広域機関にて 検討)も開始した。第103回制度検討作業部会(2025年5月28日)では、調整力調達コストの最小化のためには、 当面の間は市場以外での調整力調達手段(余力活用電源・揚水等随意契約)を併用していくことが必要であるとした。
- 2026年4月には、価格に織り込まれる需給変動リスクの低減・価格算定の適正化や、一次・二次①の並列必須要件による応札障壁の緩和等を企図し、現在の週間商品(一次~三次①)が前日取引へ移行する。需給調整市場にとっては大きな制度変更になるが、本対応後の需給調整市場がどのようになるかを十分に見積もる必要がある。
- 第57回需給調整市場検討小委員会(2025年9月26日)では、広域機関及び電力需給調整力取引所(EPRX)、資源工ネルギー庁の連名にて行われた、需給調整市場に関する発電事業者へのアンケート結果が公表された。今回は、その結果も踏まえながら2026年度以降の需給調整市場の対応方針について議論するとともに、需給調整市場における売買手数料の期中見直しについて御議論いただきたい。

※なお、本資料中のデータは、直近の市場取引情報の速報値を収集・分析したものであるため、今後修正・変更が発生する可能性あり。

1. 足下の需給調整市場の約定実績

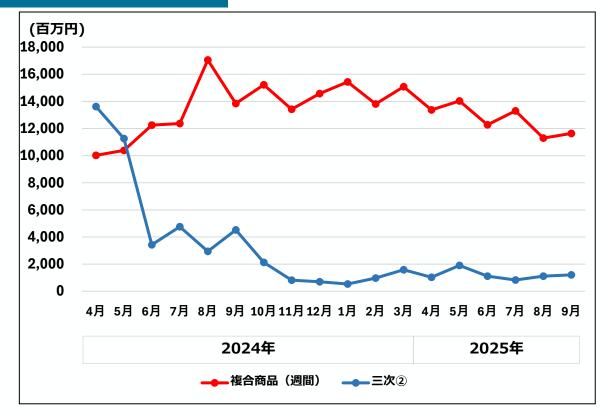
- 2. 2026年度以降の需給調整市場に関する アンケート結果
- 3. 2026年度以降の需給調整市場における対応
 - 3-1. 募集量の考え方
 - 3-2. 上限価格の考え方
- 4. 揚水における応札拡大方針について
- 5. 需給調整市場の売買手数料について

市場調達費用総額の動向(2024年4月~2025年9月)

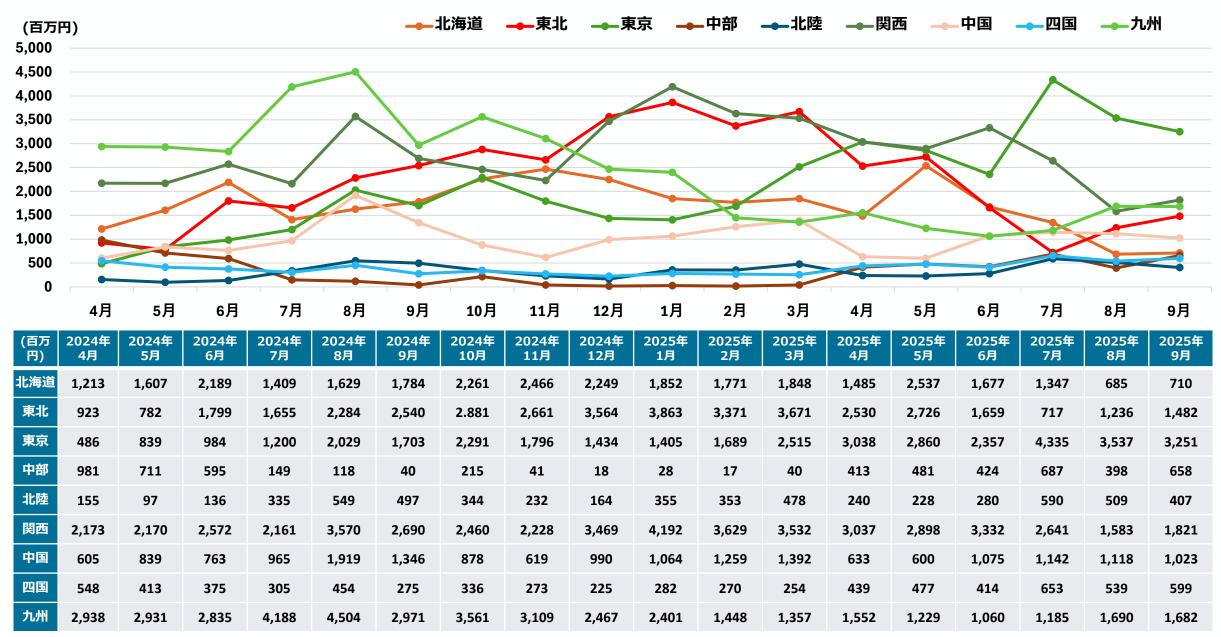
- 前日商品の調達費用は、募集量削減係数を用いた募集量削減を開始した2024年6月以降、削減前と比べて減少傾向。
- その一方で、週間商品の調達費用は、2024年度は通じて高止まりしていたが、2025年6月以降は、市場外調整力の 控除が始まった結果、エリアによって差はあれど、全体として減少傾向にある。
 - (※) 以降のデータにおいて、週間商品の調達費用及び単価は複合・単一商品双方を考慮して計算している。

市場調達費用総額(全エリア合計)

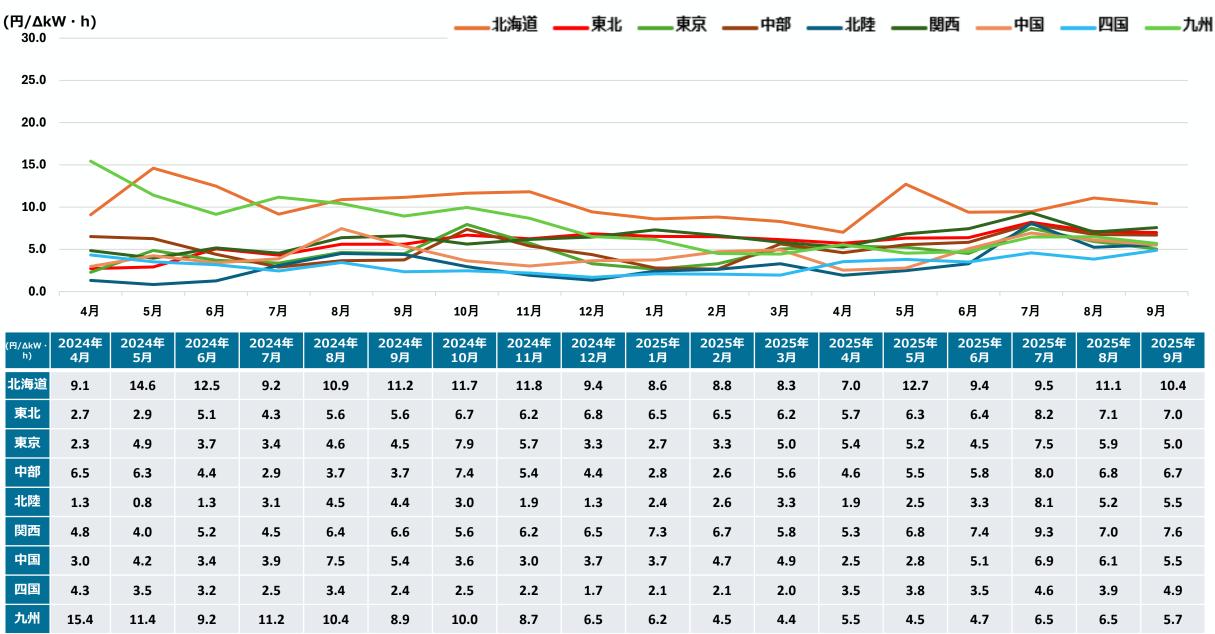
(百万円)	複合商品(週間)	三次②(前日)	合計
2024年4月	10,022	13,626	23,647
2024年5月	10,389	11,257	21,646
2024年6月	12,249	3,428	15,677
2024年7月	12,367	4,759	17,126
2024年8月	17,055	2,941	19,996
2024年9月	13,845	4,518	18,363
2024年10月	15,227	2,124	17,352
2024年11月	13,425	814	14,239
2024年12月	14,579	694	15,274
2025年1月	15,443	530	15,973
2025年2月	13,807	974	14,781
2025年3月	15,087	1,585	16,672
2025年4月	13,368	1,023	14,391
2025年5月	14,035	1,897	15,932
2025年6月	12,278	1,112	13,390
2025年7月	13,297	826	14,123
2025年8月	11,295	1,107	12,401
2025年9月	11,633	1,205	12,838



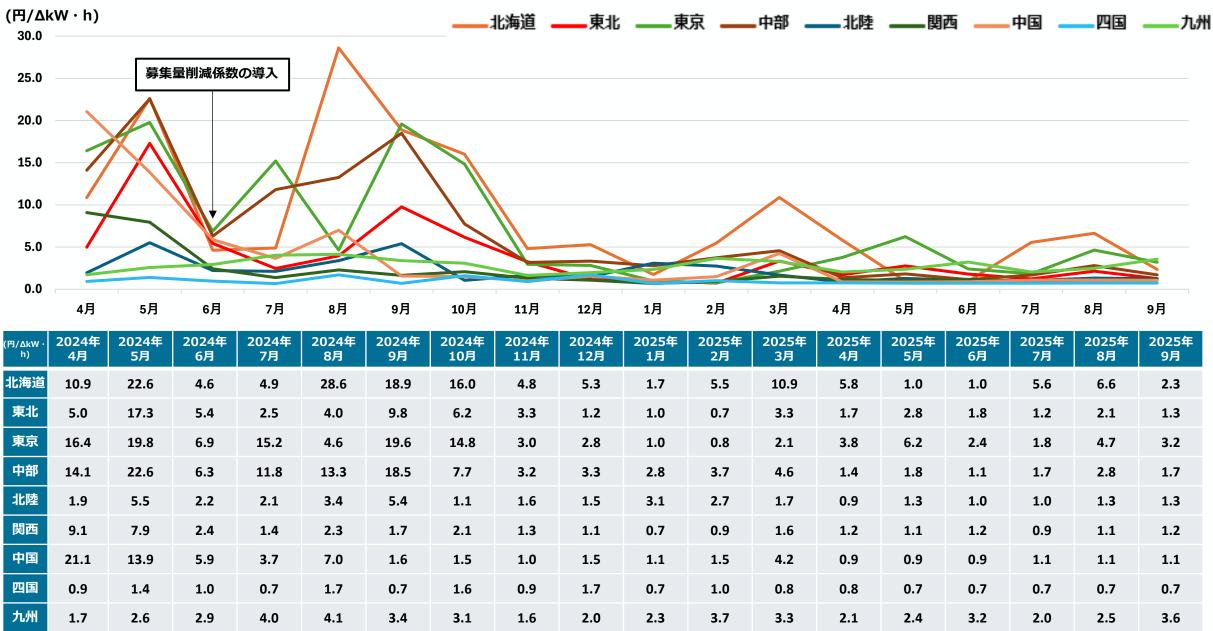
各エリア週間商品調達費用総額の動向(2024年4月~2025年9月)



エリア別週間商品(複合)調達単価(2024年4月~2025年9月)



エリア別前日商品(三次②)調達単価(2024年4月~2025年9月)

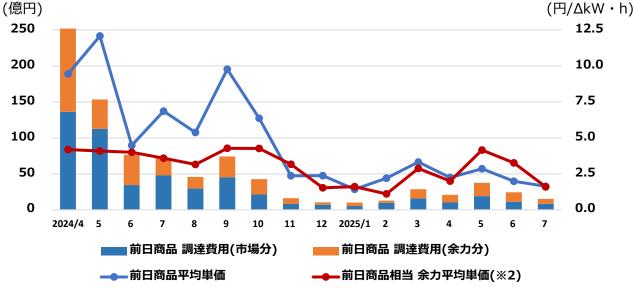


前日商品の調達費用(市場調達・余力活用)について

- 2024年5月以降、前日商品の募集量を削減してきたが、調整力の調達総コストを低減する観点からは、市場での前日商品調達費用(①)だけでなく、余力活用分(②)を含めた調達費用総額の動向を確認することが重要。
- 2024年6月に募集量削減係数による募集量削減を開始してから、市場調達費用は総じて低減傾向。同時に、余力活用費用も増加することなく調整力調達費用の総額は減少傾向。前日商品についていえば、募集量削減は余力活用を含めた調達費用総額の低減に寄与した。

前日商品(※1)調達費用の総額

	前日商品 平均単価	前日商品相当 余力平均単価(※2)	①前日商品 調達費用(市場分)	②前日商品 調達費用(余力分)	合計 (①+②)
2024年4月	9.44	4.19	136.26	115.47	251.73
5月	12.07	4.08	112.57	40.66	153.23
6月	4.47	4.00	34.28	42.14	76.42
7月	6.85	3.59	47.59	23.60	71.19
8月	5.38	3.16	29.41	16.27	45.68
9月	9.77	4.27	45.18	29.01	74.19
10月	6.36	4.26	21.24	21.24	42.49
11月	2.36	3.17	8.14	7.94	16.08
12月	2.37	1.53	6.93	3.50	10.43
2025年1月	1.42	1.60	5.29	4.88	10.18
2月	2.19	1.10	9.74	3.08	12.82
3月	3.32	2.87	15.85	12.65	28.50
4月	2.24	1.99	10.23	10.55	20.78
5月	2.86	4.15	18.97	18.56	37.53
6月	1.98	3.27	11.12	13.30	24.41
7月	1.63	1.60	8.26	6.90	15.16



(注)単価は円/ΔkW・h、費用総額および合計は億円。 現時点での発電事業者、小売事業者とTSO間の精算データを元に算出を行った速報値であるため、今後変更の可能性がある。

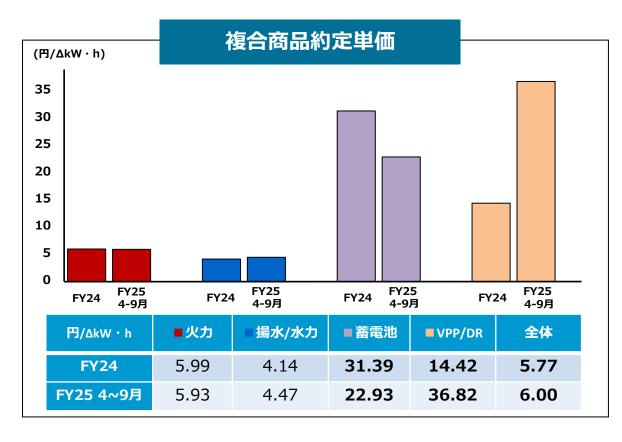
(※1)4月分については、前日商品の中に「週間商品の前日追加調達」分を、7月以降分については 「三次②の余力追加調達分(必要量を1σ相当に減らした後必要に応じて行う追加調達分)」も含む。

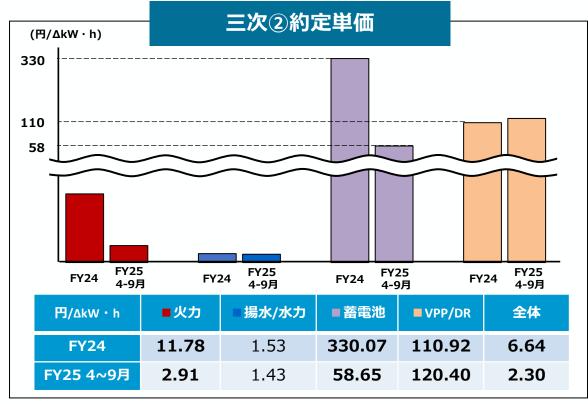
(※2) 余力平均単価は、持替費用の和(起動費含む)を持替電力量で除したもの(持替費用単価)に相当。エリア毎に余力平均 単価を計算し、各エリアの前日商品相当の余力調達量で加重平均することで、全体での前日商品相当の余力平均単価を算出。

(出典) 電力需給調整力取引所・送配電網協議会からの提供資料より事務局作成(速報値)

2025年度の約定単価について(リソース別)

- 複合商品の約定単価において、火力・揚水/水力では、2024年度と2025年4~9月で大きな変化は生じていない。
- 募集量削減をした三次②(前日商品)において、蓄電池・火力の高単価約定は減少しており、募集量削減が、約定単価の抑制に寄与したと言える。





- 1. 足下の需給調整市場の約定実績
- 2. 2026年度以降の需給調整市場に関する アンケート結果
- 3. 2026年度以降の需給調整市場における対応
 - 3-1. 募集量の考え方
 - 3-2. 上限価格の考え方
- 4. 揚水における応札拡大方針について
- 5. 需給調整市場の売買手数料について

発電事業者アンケート結果

- 2026年度以降の需給調整市場における応札想定の分析を行うべく、広域機関・EPRXと資源エネルギー庁の連名で、 現在需給調整市場の取引会員登録を行っている事業者に対してアンケートを行った。
- 第57回需給調整市場検討小委員会(2025年9月26日)において、そのアンケートの結果が公表され、以下のとおりまとめられている。

3. まとめ①

第57回需給調整市場検討小委員会 (2025年9月25日) 資料2

■ 今回、2026年度に向けた準備状況および市場外調整力の控除による影響等の調査を行った結果は以下のとおり。 【2026年度に向けた準備状況】

<準備状況>

■ 2026年度の制度変更に向けた、システム対応および業務フロー変更は、大半の事業者が事前に完了見込みであり、 これらが障壁となって取引に大きな影響が発生する可能性は低いものと考えられる。

<応札の偏り>

■ 複合市場と三次②市場への振り分け入札は、"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、 市場動向を踏まえ柔軟な対応が可能との意見も複数確認されているが、市場における各商品の募集バランスを 考慮しない応札が続く可能性もあり、応札偏りが生じる懸念が低いとは言い切れないか。

<応札量の見通し>

- 前日取引化および取引単位30分化により、応札量は増加すると回答した事業者が一定程度確認できた。
- 一方、制度変更により、余力をスポット市場へ全量応札した後での、売れ残り札のみが需給調整市場へ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、あるいは減少するという回答も複数確認された。
- 2026年度の想定応札量は、複合市場の応札量増加が見込まれている一方で、三次②は減少が見込まれており、 三次②の減少は、三次②へ応札されていたリソースの一部が複合市場へ流れることで生じていると考えられる。
- 2025年度の必要量(4/18 EPPS動作期待分を控除)と比較すると、一次および二次①、複合商品にて不足が 継続する結果となることを確認した。
- なお、2026年度の制度変更を踏まえても、応札を見送るリソースが残存することが、一定数確認された。



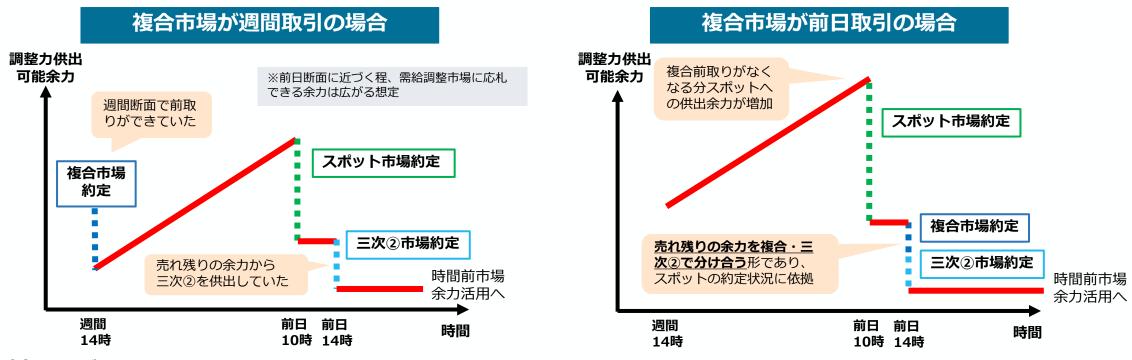
発電事業者アンケートを踏まえた見解

- アンケートの結果、以下の示唆を得ることができた。
 - ▶ 複合市場(注)の前日取引化・取引単位30分化により、複合市場の応札を増加させる事業者が一定程度存在。
 - ▶ ただし、一部の事業者については、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、スポット市場取引のタイミング(前日10時)で余剰電力の全量をスポット市場へ応札することが、公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為とされているため、その売れ残り札のみが、前日14時に行われる需給調整市場へ応札可能となる。そのため、実際の応札量について、現状見通しが立たない、あるいは減少する可能性もある。
 - > 2026年度の想定応札量は、複合市場では増加が見込まれる一方で、複合市場への応札の流れ込みにより三次②市場では減少する懸念がある。また、一次・二次①について、2025年度の必要量実績を下回る水準になることが見込まれており、2026年度以降も引き続き応札量が不足する可能性がある。
 - ▶ 複合市場と三次②市場は同一タイミングで応札・約定が行われるが、現状、同一札から双方への応札はできない 仕組み。2つの市場への振り分けについては、「経済期待値が最大化するように実施」と回答する事業者が多く、 市場における各商品の募集バランスを考慮しない応札が続く可能性もあり、応札が偏る懸念が存在する。
- 上記を踏まえると、2026年度以降、商品ごとの応札の偏りが必ずしも発生しないとは言い難く、全ての商品に対して、高い確度で、募集量を満たす十分な応札が入るとは言い切れない。
 - (注) このスライド以降、需給調整市場のうち一次~三次①の取引を行うものを複合市場、三次②の取引を行うものを三次②市場と定義する。

(参考) 調整力供出可能余力の各市場への割り振りについて

• 適取ガイドラインにおける「市場支配力を有する可能性の高い事業者」については、需給調整市場の前日取引化後、 スポット市場への余力全量応札後の売れ残り分を需給調整市場に供出することとなる。

(※)ただし、スポット取引後の追加起動と持ち下げ供出の対応をとることで、売れ残り以外の調整力供出可能余力を生み出すことも可能。



(参考) 適取ガイドライン 抜粋

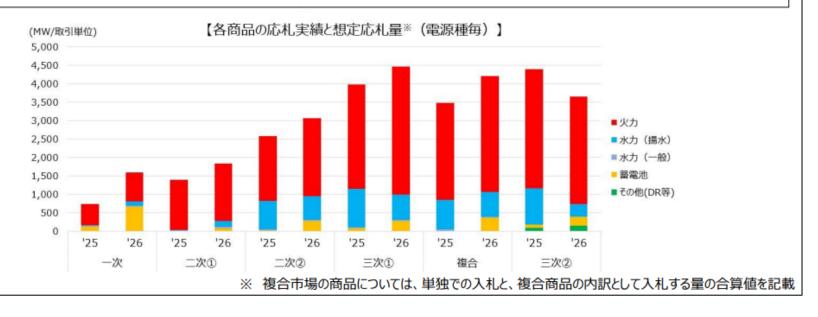
- (3) 卸電力市場の透明性 ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為
 - ③ スポット市場における売り札(一部抜粋)
 スポット市場において売り札を入れる事業者のうち、市場支配力を有する可能性の高い事業者においては、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが特に強く求められる。したがって、当該事業者がこれに反して、合理的な理由なく、限界費用に基づく価格よりも高い価格で市場に供出した場合や、余剰電力の全量を市場に供出しなかった場合においては、下記イ③における「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」に該当することが強く推認される一要素となる。

(参考)複合・三次②への2026年度想定応札量(リソース毎)

第57回需給調整市場検討小委員会 (2025年9月25日) 資料2

2. 調査結果(2026年度の想定応札量の確認)

- 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年度応札量実績と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は、国とも連携の上、別途方向性をお示しすることとしたい。



(参考) 複合・三次②への2026年度想定応札量(必要量との比較)

第57回需給調整市場検討小委員会 (2025年9月25日) 資料2

2. 調査結果(2025年度必要量実績と2026年度想定応札量の比較)

- 複合市場の商品は、2025年度に取引単位30分化した三次②とは必要量の算定式が異なることから、三次②と 異なり、取引単位30分化によって必要量が大きく変動しないと仮定し、2025年度の必要量実績を基に比較を行う。
- 対比を行う必要量は、EPPS動作期待分が控除(2025年4月18日)された後、市場外調整(自然体余力)が控除(2025年6月14日)される前の必要量が、2026年度の想定される市場環境に近く、適切と考えられるか。
- 対比を行った結果、主には一次と二次①ならびに複合において、応札不足が継続する試算となった。 ただし、想定応札量には揚水随契や一定の割り切りによる試算等の影響が含まれている可能性には留意が必要か。

※一次~三次①および複合は2025年4月18日公表の調整力必要量、三次②は2025年4月1日~9月6日までの募集量実績から試算 (MW/取引単位) 3,000 2,500 2,000 1,500 1,500 2,000 1,000 1,000 1,000 500 500 0 4月 26年度 想定応札量 (MW/取引単位) (MW/取引単位) (MW/取引単位) 5,000 4,000 3,000 4,000 3,000 3,000 2,000 2,000 2,000 1,000 1,000 1,000 0 0 7月 7月 6月 7月

(参考) 応札商品の偏りについて

第51回需給調整市場検討小委員会 (2024年10月23日) 資料3

【課題⑤】応札商品の偏りについて

43

- 前述のとおり、2026年度の前日断面においては、二つの前日市場が存在することになり、事業者は同じタイミングでどちらの商品(一次~三次①・複合 or 三次②)に、どれだけ応札するかを決める必要が生じるが、場合によっては応札商品の偏りが生じる可能性も考えられ、結果的に落札量が減少し、メリットオーダーに応じた調達ができなくなる虞もある。
- その対策として、シリアル処理(逐次処理)の優位性を最大限発揮する観点、あるいは調整力提供者の収益機会を最大化する観点から、先行市場で落札されなかったリソースについて、後続市場でも活用するようなシステムが構築できれば、商品の偏り問題にも対応可能であると考えたところ。
- 一方、MMS改修が伴う場合、要件定義の時間等を踏まえると2026年度からのシステム対応は難しく、その場合は、システム化せずにできる方策(暫定対策)についての検討も必要になってくると思料。
- そのため本課題について、今後、一般送配電事業者とのシステム改修可否確認をはじめ、関係箇所と連携しながら 深堀検討していきたい。



- 1. 足下の需給調整市場の約定実績
- 2. 2026年度以降の需給調整市場に関する アンケート結果
- 3.2026年度以降の需給調整市場における対応
 - 3-1. 募集量の考え方
 - 3-2. 上限価格の考え方
- 4. 揚水における応札拡大方針について
- 5. 需給調整市場の売買手数料について

2026年度以降の需給調整市場における対応

- 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 講じていくとしている。
- 2024年度に三次②の調達費用が高騰した際は、急ぎの対応で順次募集量削減の施策を講じてコストの抑制を図り、 結果的に、発電事業者やTSOに対して、事業計画の見直しや運用変更等、急激な影響が生じた。
- 2026年度に、アンケートで示された懸念が実態化することにより市場環境の大幅な悪化が発生すること(それに伴い様々な措置を直ちに講じることで、TSO及び発電事業者が混乱すること)を防ぐためにも、2026年度の前日取引化以降に講じる策について、現時点で可能な限り検討しておく必要がある。
- そこで、同作業部会で示したとおり、今後の調整力調達コストの抑制のために、市場以外での調整力調達手段(余力活用電源・揚水等随意契約)を併用していくことを前提に、「週間商品の募集量削減」「合理的な上限価格の設定」
 (こついて検討する。
 - (注) 『2026年度以降』と記載しているものは、**あくまでも前日取引化が行われるタイミング以降、の意であり、2026年4月1日からの施策ではない**ことに留意。電力需給調整力取引所によると、**前日取引化に向けたシステム切替を経て、2026年3月13日の市場取引(3月14日受渡分)より前日取引に移** 行する予定となっている。

(参考) これからの調整力調達の方向性(1/2)

第103回制度検討作業部会(2025年5月28日)資料4一部修正

これからの調整力調達の方向性について(概要)

- 第81回電力・ガス基本政策小委員会(2024年9月26日)においては、**市場創設の当初の目的を達成するため**に、<u>誘</u> **導的措置や制度的措置**、2026年度に予定されている前日取引への全面移行等の対応を進めることで、需給調整市場 の運用改善を進めるべきであるとされた。
- さらに中期的には、今後の再工ネ大量導入・系統混雑も見据えた上で、kWhとΔkWの同時約定により最適化された 調整力調達および電源運用を実現するべく、同時市場の導入に向けた検討を本格的に進めることが必要だとされた。
- この点、将来の方向性を踏まえ、**経済効率性を追求しつつ市場での調達割合を増やしていく方向性は合理的**である。 そこで、**発電事業者にとっての応札障壁のさらなる緩和**、**より安価な応札札の増加**、**将来的な同時市場への円滑な移 行**を目指すべく、まずは今後予定されている以下の対応を着実にとっていく。
 - 全商品の取引時間1ブロック30分化(2026年度からの導入を予定) →6ページ 従来の3時間ブロックの中では、当該時間帯に予備力の少ないコマが含まれる場合に、そのコマに引きずられる形で応札可能余力が少なくなっており、本対応による更なる応札可能余力の増大を企図。2025年度より三次②に関して先行的に対応。
 - ▶ 週間商品の前日取引への移行(2026年度からの導入を予定)
 価格に織り込まれる需給変動リスクの低減・価格算定の適正化や、一次・二次①の並列必須要件による応札障壁の緩和等を企図。
- その一方で、<u>調整力調達コストの最小化のためには、当面の間は市場以外での調整力調達手段(余力活用電源・揚水</u> 等随意契約)を併用していくことが必要である。

(参考) これからの調整力調達の方向性(2/2)

第103回制度検討作業部会(2025年5月28日)資料4一部修正

これからの調整力調達の方向性について(週間商品の調達費用抑制)

- 2024年度に行った三次②の募集量削減については、前述の通り調整力調達コストの抑制に概ね寄与したものと評価できる。一方で、募集量削減を行っていない現在の週間商品(一次~三次①)については、週間商品のみに設定された上限価格が一定程度調達コスト抑制の機能を果たしているが、そのコストは足下必ずしも安価ではない現状。
- そのため、2026年度以降も調整カコスト増加に伴う一般送配電事業者の経営基盤や需要家負担への影響を踏まえ、
 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。その点、現在の週間商品の調達方針についても、
 今後も引き続き見直しの検討が必要である。
- 例えば、現在の週間商品については、その募集量が三次②と比して大きい。その中で、三次②と同様に競争環境をより働かせやすくするためにも、加えて、2026年度現在の週間商品が三次②と同じタイミングである前日取引へ移行する際に、三次②ではなく約定機会の生じやすい複合商品に過度に応札が偏ることを防止するためにも、週間商品の募集量を削減することも一案である。
- あるいは、現行の週間商品の上限価格については、2024年4月以降の水準(※)を当面の間継続することとしているが、足下の取引状況やTSOの調整力調達計画等に鑑みながら、今一度合理的な上限価格の設定について検討し直すことも一案である。

(※) 一次・二次①・複合商品に対して19.51円/ΔkW・30分、二次②・三次①に対して7.21円/ΔkW・30分

こうした取り組みを含めて、週間商品の今後の調達方針について今後検討を進めて行くこととしたい。

- 1. 足下の需給調整市場の約定実績
- 2. 2026年度以降の需給調整市場に関する アンケート結果
- 3. 2026年度以降の需給調整市場における対応 3-1. 募集量の考え方
 - 3-2. 上限価格の考え方
- 4. 揚水における応札拡大方針について
- 5. 需給調整市場の売買手数料について

2026年度以降の需給調整市場の募集量(三次②市場)

- 現状、三次②市場の募集量は、「1σ相当」又は「3σ相当に募集量削減係数をかけたもの」のうち小さい方と設定している。この募集量削減係数とは、第96回・97回制度検討作業部会(2024年9月27日・10月30日)にて議論された、余力調達コスト・市場調達コストの大小が逆転する点において募集量を削減する考え方であり、コスト最適化に近い状況を目指すことができる。
- 実際に、この募集量削減係数については、市場と余力の最適調達を図る手段として十分な効果を果たしており、p.8 のとおり、導入した2024年11月以降、市場と余力の調達コストを合わせて、十分なコスト抑制を図ることができている。そのため、本対応は今後も継続的に、三次②市場においても適用をしていくこととする。

(参考) 現在の三次②の募集量削減係数について

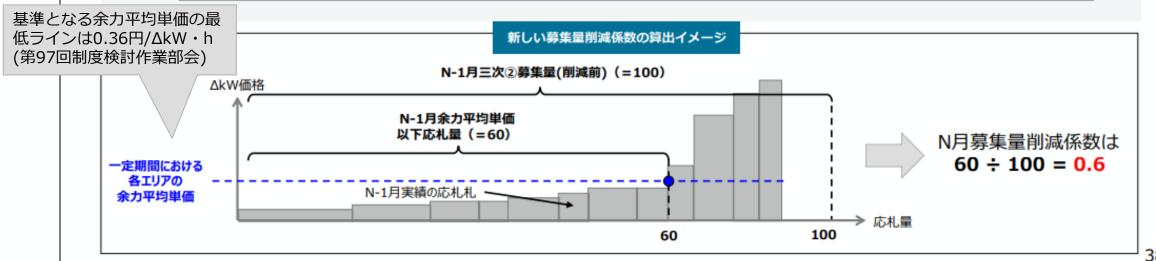
第96回制度検討作業部会 (2024年9月27日) 資料3 一部修正

今後の前日商品の募集量削減について(1/2)

• 前述の課題等を踏まえると、毎月の状況、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮に入れた適切な水準の募集量を設定することが必要。例えば、**ブロック別・エリア別**で以下の式により算定してはどうか。

N月 募集量削減係数 = N-1月分応札量(過去一定期間の各工リア余力平均単価以下) $\div N-1$ 月分募集量(削減前) (参考) 現行の方法 N月 募集量削減係数 = N-1月分約定量 $\div N-1$ 月分募集量(削減前)

- この設定によるポイントは以下のものが考えられる。
 - エリアによって異なるΔkW応札単価・余力電源リストのコスト分布を考慮に入れて削減ができる。
 - ΔkWの約定量ではなく、応札量・応札価格次第で募集量削減係数が増減する仕組みであり、安価なΔkWの札が大量に応札された場合は、募集量削減を行わない可能性もある(係数は最大で1)。
 - ▶ 余力調達コスト・市場調達コストの大小が逆転する点にて募集量を削減し、コスト最適化に近い状況を目指す。



23

2026年度以降の需給調整市場の募集量(複合市場)(1/3)

- 複合市場の募集量について、現在は、第56回需給調整市場検討小委員会(2025年6月3日)において議論された市場外調整力の控除と、複数のエリアで揚水の随意契約による募集量の削減を行っている。このうち市場外調整力の控除は、控除期限が2026年3月とされている。(※)2026年4月以降、状況に応じて必要あらば、再度の控除の検討はあり得る。
- 本来的なコスト最適化のためには、三次②市場のように募集量削減係数を導入することが考えられる。仮に複合市場に同様の募集量削減係数を導入した場合の試算を見ると、募集量が大幅に控除される見込みであり、応札の活性化による競争環境の構築という需給調整市場の本来のねらいを阻害しかねず、応札事業者への影響も確認する必要がある。
- 例えば、需給調整市場における蓄電池の応札先は、三次②市場の募集量削減の措置を開始してから、上限価格のない 三次②市場ではなく、上限価格のある複合市場(特に一次)が中心になっている。この中には、週間商品の約定可能 性の高さを見越して、応札先を三次②市場から複合市場に移行させた事業者もいると考えられる。
- 募集量削減を行うに当たっては、**こうした新規リソースが一次を中心とした高速商品に参入が増えているという状況** を最大限考慮しつつも、コスト抑制を図る方法を考えるべきではないか。

(参考) 市場外調整力の募集量控除について

第56回需給調整市場検討小委員会 (2025年6月3日) 資料2

まとめ(1/2)

- 今回、市場外調整力の控除について、控除の考え方と具体的な方法について整理を行った。
- 火力発電を対象とした市場外調整力の要因調査の結果、控除対象となる要因は「市場売れ残り分」「契約要因」であり、控除対象外となるものは「燃料制約」「入札制約」であった。
- これらを踏まえて、控除の具体的な論点について、下表のとおり整理を行った。

項目	検討結果
控除対象	・対象商品:一次、二次①、二次②、三次①、複合商品 ・対象エリア:北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国*、九州
控除量の 算定方法	控除対象となる市場外調整力の過去実績を【各月別/各商品ブロック別】に 算出し、【1σ相当値】を控除量とする
控除適用の時期	・控除開始:準備が整ったエリアから順次導入開始 ・控除期限:2026年3月(以降、取引状況に応じて再度検討)

※ 四国エリアではLNG機には燃料制約があり、GC時点で自然体余力が存在する蓋然性が低いため、LNG機は控除対象外とする。

まとめ (2/2) 67

- また、揚水発電についても過去の議論から自然体余力は一定程度存在すると考えられるため、揚水発電における 市場外調整力の控除についても検討を行った。
- 揚水発電は池水位(kWh)制約も考慮して運用する必要があるため、控除量についてもkWh制約を考慮した方法として、下表のとおり整理を行った。

項目		概要			
控除対象		・対象商品:一次、二次①、二次②、三次①、複合商品・対象エリア:北海道、東京、関西、四国、九州			
控除量	kW余力	【発電上限 $-$ 発電計画 $ \Delta$ kW約定量 $]^{*1}$			
の考え方	kWh余力	「水位合わせの間の期間」の BG水位計画をもとにkWh面の余力(水位)を算定			
	控除量	kW余力(ブロック別)を上限に、kWh余力を各ブロックに配分した 量 *2 の 1σ 相当値			
控除適用	の時期	・控除開始:準備が整ったエリアから順次導入開始 ・控除期限:2026年3月(以降、取引状況に応じて再度検討)			

※1 火力発電と異なり、BG計画ののコマであってもkW余力を計上する(0と補正しない)。 ※2 一次・二次①は並列していないコマは控除量0として集計する。

- 今回整理した考え方にもとづき、市場外調整力の控除を開始することとしてはどうか。
- なお、上記は複数エリア共通かつ一定の割り切りによる考え方であることから、今後の取引に支障があった場合は、 必要に応じて再度検討することとしてはどうか。



(参考) 一次・二次①に募集量削減係数を導入した場合の試算

2025年8月の一次・二次①に対し、前月の応札状況を踏まえた(必要量3σからの)募集量削減係数の試算を実施。
 多くのエリア・ブロックで、募集量が90%以上削減される試算となった。(削減係数が10%=90%募集量を削減)

8月 一次·二次① 募集量削減係数試算

8月 一次・二次① 実際の応札率(応札量/必要量)

【一次】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	43.8%	0.0%	1.1%	3.0%	3.8%	15.7%	7.8%	45.1%	2.9%
2BL	58.0%	1.7%	4.0%	4.3%	0.0%	15.6%	7.8%	45.5%	26.0%
3BL	33.0%	0.0%	1.4%	0.0%	7.6%	15.0%	28.3%	60.0%	3.6%
4BL	33.0%	0.0%	0.1%	0.0%	8.4%	4.7%	21.3%	65.7%	3.3%
5BL	31.7%	0.0%	0.0%	0.0%	6.3%	5.3%	20.8%	74.6%	2.2%
6BL	76.3%	8.7%	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	1.2%	9.4%	0.0%
7BL	80.2%	12.6%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	0.0%	0.0%	0.0%
8BL	80.8%	4.0%	0.0%	0.9%	0.0%	5.6%	5.8%	31.7%	0.0%

【一次】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	96.9%	18.0%	2.7%	16.1%	38.0%	22.6%	90.9%	86.3%	33.6%
2BL	97.0%	21.0%	8.9%	24.2%	38.8%	35.8%	97.8%	87.3%	59.1%
3BL	87.2%	9.6%	2.8%	2.1%	30.4%	33.1%	96.7%	98.3%	6.0%
4BL	84.4%	10.9%	1.2%	0.6%	54.7%	29.4%	91.3%	92.5%	9.6%
5BL	87.1%	11.0%	1.5%	0.3%	55.8%	31.9%	92.8%	93.0%	7.3%
6BL	100%	19.6%	2.3%	2.8%	39.6%	34.1%	83.3%	96.9%	8.0%
7BL	100%	23.7%	4.3%	11.3%	35.0%	34.7%	100%	98.1%	64.5%
8BL	99.0%	13.5%	3.4%	13.8%	38.7%	32.8%	93.4%	90.0%	33.2%

【二次①】

_									
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	44.0%	0.0%	1.9%	4.1%	12.1%	31.9%	12.0%	57.8%	46.7%
2BL	58.7%	3.0%	6.4%	5.2%	0.0%	30.4%	11.8%	53.3%	47.1%
3BL	37.6%	0.0%	2.2%	0.0%	29.5%	27.8%	30.8%	60.6%	60.8%
4BL	38.2%	0.0%	0.0%	0.0%	28.9%	8.9%	19.5%	62.0%	62.8%
5BL	35.3%	0.4%	0.0%	0.0%	21.5%	9.4%	20.0%	71.4%	47.6%
6BL	75.0%	13.9%	0.0%	0.0%	0.0%	7.1%	1.7%	10.5%	2.0%
7BL	79.0%	22.6%	0.0%	0.0%	0.0%	2.4%	0.0%	0.0%	0.0%
8BL	80.0%	6.7%	0.0%	1.0%	0.0%	11.3%	14.0%	38.5%	5.4%

【二次①】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	93.4%	22.1%	3.4%	55.8%	93.1%	76.5%	99.4%	91.1%	88.9%
2BL	97.8%	25.6%	13.1%	76.6%	95.6%	78.8%	100%	85.0%	97.1%
3BL	83.9%	11.1%	3.5%	10.2%	95.1%	72.9%	100%	89.4%	81.9%
4BL	80.4%	12.7%	0.0%	0.3%	98.7%	75.9%	100%	90.2%	94.4%
5BL	63.7%	11.5%	0.8%	0.0%	100%	77.3%	98.4%	91.7%	95.2%
6BL	96.6%	24.7%	1.5%	6.6%	100%	59.0%	98.3%	94.7%	82.2%
7BL	97.5%	33.9%	5.2%	41.8%	100%	66.2%	100%	98.0%	100%
8BL	97.8%	19.0%	4.9%	49.8%	100%	81.4%	100%	94.2%	99.0%

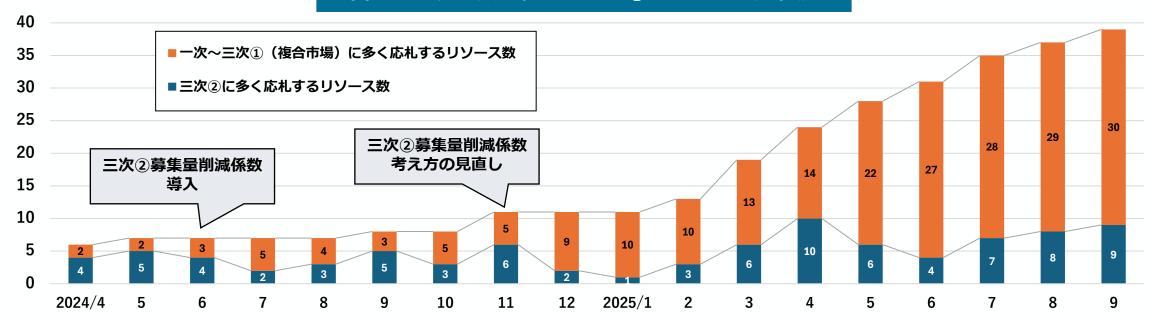
⁽注)一部エリアで行われている「揚水随意契約」による募集量削減は加味しておらず、揚水随意契約次第では追加の募集量削減が生じうる。

⁽出所) 送配電網協議会の提供資料より事務局作成

(参考)蓄電池リソースの応札商品分布

- 2024年4月~2025年9月において需給調整市場に応札している蓄電池リソースを、三次②市場と複合市場のどちらの応札量が多いかで分類し、その推移を示したものが下図のグラフ。
- 2024年4月以降しばらくは、三次②市場への応札が多いリソースの割合が多い時期もあったが、2024年12月以降は 複合市場への応札を行うリソースが中心になった。2024年11月は、三次②市場に新しい募集量削減係数を導入した 時期であり、こうした動きを踏まえて応札の中心が複合市場に移行した可能性が高い。

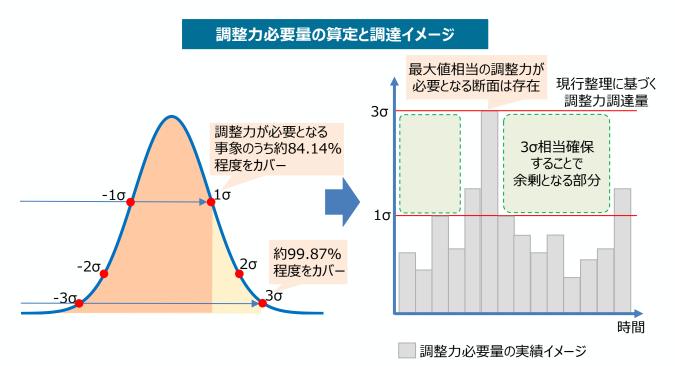
蓄電池リソースの複合・三次②への応札振分状況



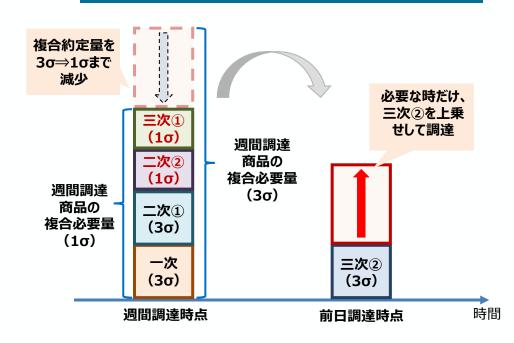
- (※1) 一次~三次①に複合で供出するリソースは、複合の内訳のうち最大容量の応札が入っている商品の数字を活用。
- (※2) 本数字は同一リソースについて応札が多かった商品が三次②か一次~三次①かで分布をとっているものであり、各リソースの規模の大小は考慮していないため、応札容量ベースでは上記のように分布するとは限らない。

2026年度以降の需給調整市場の募集量(複合市場)(2/3)

- 現在一次・二次①は、必要量3σ相当を市場調達と、必要に応じて(揚水)随意契約で確保する方針としている。
- 二次②・三次①は、市場調達での確保量を最大1σとし、前日12時時点での広域予備率が12%(※1)を下回っている場合、3σ相当まで必要分を追加調達する効率的な調達を導入している。追加調達は三次②の市場調達量に上乗せ(※2)して行っていたが、2024年5月以降、三次②での追加調達を一時中断し余力から追加調達している。
 - (※1) 12%という閾値は、第83回制度検討作業部会で議論された、あくまでも現時点において適用されている閾値である。
 - (※2) 2026年度以降複合市場と三次②市場が同一タイミング(前日14時)になるため、「三次②での追加調達」という概念がなくなる。この仕組みは、「前日12時時点の広域予備率次第で、二次②・三次①の必要量が1σ相当か3σ相当かが変わる」という形になる。



週間調達商品の効率的な調達の考え方(イメージ)



第83回制度検討作業部会 (2023年7月31日) 資料3 一部修正

論点:2026年度以前における調整力調達量の効率化について(1/2)

- 週間調達商品(二次②及び三次①)について、**追加調達を行う判断のタイミングは、** 実需給に近く、三次②調達前が望ましいため、前日12時頃までに行うことが妥当と 考えられる。その際、追加調達の判断基準としては、インバランスと広域予備率の関係 性を踏まえ、設定することが考えられる。
- 二次②及び三次①について、週間断面における調達量を1σ相当値まで減少させた場合、1σ相当の調整力量では不足インバランス発生時の約84%をカバーできるが、言い換えれば、不足インバランス発生時の16%程度はカバーできないため、そのような事象が発生する可能性がある場合、調整力の追加調達が必要となると考えられる。
- 広域機関における分析を踏まえると、不足インバランス発生時における、全体の下位 16%程度に該当する広域予備率は、約12%であり、この水準は、当日断面における 安定供給維持の観点からも、一定の合理性があるものと考えられる。
- そのため、上記分析を踏まえ、まずは前日12時前における最新の広域予備率が12% を下回っているかどうかで、追加調達の要否を判断することとしてはどうか。
- 一方、広域予備率とインバランスの関係については、例えば季節毎の差異もある可能性がある。また、調整力の調達方法が大きく変化する2024年度以降、関係性が変化する可能性も考えられる。そのような点も踏まえ、本判断基準については、取引状況等を都度確認し、仮に問題が生じること等があれば、速やかに見直しを行うこととしてはどうか。

18

29

第92回制度検討作業部会 (2024年5月10日) 資料4

週間商品(二次②・三次①)の追加調達の一時中断

- 需給調整市場においては、2021年度から三次②、2022年度から三次①の取引が開始したが、いずれについても、募集量に対して応札量が少ない傾向が継続。
- このため、調整力の調達をより効率化する観点から、二次②及び三次①について、実需給1週間前の調達量を減らした上で(3σ→1σ相当)、必要に応じ、前日に三次②と合わせて不足分を追加調達することとした。
- 具体的には、三次①については2023年12月から、二次②については本年4月から、実需給前日 における追加調達を開始した。
- しかしながら、本年4月にすべての調整力が需給調整市場で取引されるようになって以降、全エリア合計で本年3月と比較して約2.7倍程度に募集量が増加。応札量が少なく、大幅な未達が続く中で、ΔkW単価が100円/ΔkW・hを超える高値での約定量が大幅に増加した。
 - ※上限価格が設定されている週間商品(一次~三次①)と異なり、前日商品(三次②)については上限価格が設定されていない。
- その結果、一般送配電事業者による三次②の調達費用が急増。こうした中で、前回(4/22)の制度検討作業部会では、徒な国民負担の増大を回避する観点から、二次②及び三次①の追加調達の一時中断を含めた対策を早急に講じるべきとの議論があった。
- こうした議論を踏まえ、資源エネルギー庁において高値応札事業者にヒアリングを行い、一般送配電 事業者と協議の上、**5月1日の受渡分(4/30取引)から追加調達を一時中断**することとした。
- その際、追加調達の再開時期については、国や電力広域的運営推進機関での検討を踏まえ、5月中に提示することとした。

2026年度以降の需給調整市場の募集量(複合市場)(3/3)

- 2026年度以降の複合市場における募集量削減について、制度運用を統一する観点から、<u>一次~三次①の全ての商品で、市場による調達量を最大1σ相当</u>としてはどうか。
- その際、一次・二次①については、必要量3σとの差分は余力にて調達することとし、二次②・三次①については、 引き続き前日12時の広域予備率が閾値を下回っていれば、追加調達分を余力にて調達することとなる。
 - (※) 二次②・三次①については、前日12時の広域予備率が閾値以上の場合は、1σ相当が必要量となり、追加調達は行わない。
- 第35回需給調整市場検討小委員会(2023年1月24日)においては、短周期成分は調整力不足の予見が難しいことなどを理由に、一次・二次①は効率的な調達の対象とせず、二次②・三次①のみを対象とした。しかし、現在も一次・二次①の未達は多く見られるものの、市場・余力・(揚水)随意契約を組み合わせて調整力確保を行う方針の下、市場で十分集まりきらずとも、ほかの手段から調整力を調達することで安定供給への支障は出ていない。余力や(揚水)随意契約による調達コスト自体についても、いたずらな高騰は生じていない。
- 一次・二次①の募集量を削減する上記の整理は、アンケート結果にあった、2026年度以降も一次・二次①を中心に 応札未達が起こり得るという懸念への対策として適合している。

(参考)調整力の効率的な調達の対象

第35回需給調整市場検討小委員会(2023年1月24日)資料3一部修正

(方法Ⅱ)必要となった場合に追加調達する方法 ~週間断面での調達量の考え方~

38

- 週間断面で調達量を減らし、必要時に追加調達を行うにあたっては、追加調達の予見性有無が問題となる。
- この点については、予見性の一つの判断要素として、週間断面(あるいは前々日断面※)で提出されるBG計画をベースにすることで、インバランス対応分(EDC領域)については、ある程度予見できると考えられるか。
- これらを踏まえた場合、EDC領域である二次②と三次①については、週間断面での調達量を減らしておき、必要と判断される場合に追加調達を行うことも可能ではないか。
- 一方で、一次(GF領域)および二次①(LFC領域)については、短周期成分に対応する調整力であることから、 調整力不足の予見が難しく、追加調達の判断ができないことから、現行の整理どおり、週間断面から最大値相当 (3σ相当)を調達する必要があるのではないか。

※2024年度から開始予定

	前週	前々日	前日	当日
BG計画提出 スケジュール	BG週間 計画提出	BG前々日 計画提出 2024年度開始予定	12時 ▼ BG前日 計画提出	必要により見直し

(参考) 一次・二次①の募集量を1σとした場合の削減割合試算

2025年8月の一次・二次①に対し、市場募集量を1σとした場合の必要量3σからの削減割合について試算。全体とし て見れば、募集量削減係数の試算(p.26)と比較して、約定余地を一定程度残した形となっている。

8月 募集量1σ後の募集量削減の割合

[一次]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	72%	79%	81%	74%	61%	68%	62%	76%	62%
2BL	69%	79%	82%	73%	60%	68%	62%	73%	61%
3BL	65%	68%	76%	72%	54%	63%	61%	70%	62%
4BL	65%	66%	77%	71%	55%	58%	60%	66%	60%
5BL	70%	66%	78%	72%	55%	60%	61%	62%	59%
6BL	74%	70%	79%	72%	51%	64%	61%	66%	60%
7BL	76%	75%	76%	73%	53%	65%	62%	75%	62%
8BL	70%	76%	77%	71%	55%	65%	61%	67%	63%

【二次①】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	75%	82%	86%	80%	71%	74%	71%	82%	68%
2BL	75%	83%	87%	77%	63%	73%	67%	67%	69%
3BL	74%	71%	80%	75%	69%	75%	66%	65%	69%
4BL	70%	66%	78%	68%	61%	70%	63%	49%	60%
5BL	68%	66%	78%	71%	66%	73%	67%	54%	64%
6BL	76%	68%	84%	75%	66%	77%	67%	57%	71%
7BL	81%	82%	84%	81%	69%	76%	67%	80%	75%
8BL	73%	83%	84%	73%	71%	73%	67%	73%	70%

(注) 一部エリアで行われている「揚水随意契約」による募集量削減は加味しておらず、揚水随意契約次第では追加の募集量削減が生じうる。

_	次	

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	96.9%	18.0%	2.7%	16.1%	38.0%	22.6%	90.9%	86.3%	33.6%
2BL	97.0%	21.0%	8.9%	24.2%	38.8%	35.8%	97.8%	87.3%	59.1%
3BL	87.2%	9.6%	2.8%	2.1%	30.4%	33.1%	96.7%	98.3%	6.0%
4BL	84.4%	10.9%	1.2%	0.6%	54.7%	29.4%	91.3%	92.5%	9.6%
5BL	87.1%	11.0%	1.5%	0.3%	55.8%	31.9%	92.8%	93.0%	7.3%
6BL	100%	19.6%	2.3%	2.8%	39.6%	34.1%	83.3%	96.9%	8.0%
7BL	100%	23.7%	4.3%	11.3%	35.0%	34.7%	100%	98.1%	64.5%
8BL	99.0%	13.5%	3.4%	13.8%	38.7%	32.8%	93.4%	90.0%	33.2%

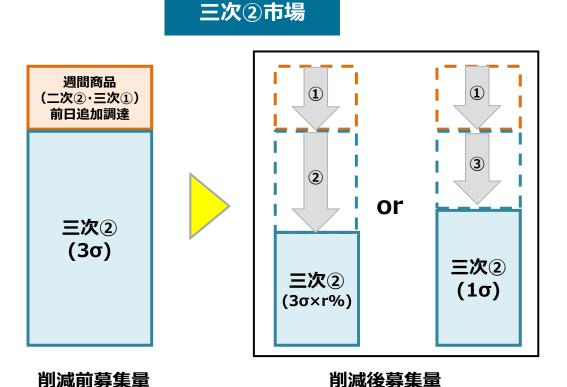
(再掲)8月 一次・二次① 実際の応札率(応札量/募集量)

【二次①】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1BL	93.4%	22.1%	3.4%	55.8%	93.1%	76.5%	99.4%	91.1%	88.9%
2BL	97.8%	25.6%	13.1%	76.6%	95.6%	78.8%	100%	85.0%	97.1%
3BL	83.9%	11.1%	3.5%	10.2%	95.1%	72.9%	100%	89.4%	81.9%
4BL	80.4%	12.7%	0.0%	0.3%	98.7%	75.9%	100%	90.2%	94.4%
5BL	63.7%	11.5%	0.8%	0.0%	100%	77.3%	98.4%	91.7%	95.2%
6BL	96.6%	24.7%	1.5%	6.6%	100%	59.0%	98.3%	94.7%	82.2%
7BL	97.5%	33.9%	5.2%	41.8%	100%	66.2%	100%	98.0%	100%
8BL	97.8%	19.0%	4.9%	49.8%	100%	81.4%	100%	94.2%	99.0%

33

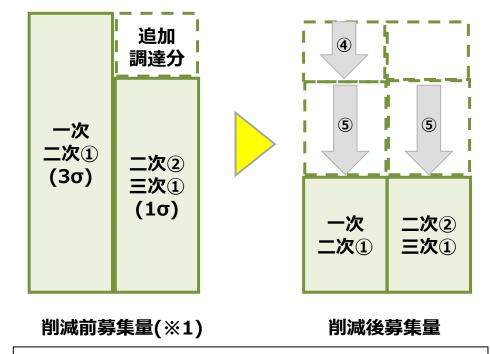
(参考) 2026年度以降の募集量の考え方



- ① 週間商品の追加調達一時中断 (2024年5月~)
- ② 一定割合(募集量削減係数:r%)による削減(2024年6月~)
- → 2024年11月より r%の定め方を見直し
- ③ 三次②の効率的調達(2024年7月~)

(実際の募集量は②と③による募集量のうち小さい方)

複合市場



- ④ 一次・二次①の市場募集量を1σ相当とし、3σ相当との差分は余力調達
- ⑤ 揚水随意契約締結による募集量控除(※2)

- (※1)第55回需給調整市場検討小委員会において議論された、異常時対応調整力の必要量の見直しについては引き続き継続。
- (※2)揚水随意契約については、現在北海道・東北・東京・中部・関西の5エリアにおいて、TSOとBG間の協議の下で締結されており、最長でも年間単位で契約している。 今後の揚水随意契約の在り方や、それによる募集量削減量については、市場での募集量維持の観点と調整力調達コスト抑制のバランス等を考慮しながら、必要に応じて 電力・ガス取引監視等委員会の制度設計・監視専門会合にて議論される見込み。

- 1. 足下の需給調整市場の約定実績
- 2. 2026年度以降の需給調整市場に関する アンケート結果
- 3. 2026年度以降の需給調整市場における対応
 - 3-1. 募集量の考え方
 - 3-2. 上限価格の考え方
- 4. 揚水における応札拡大方針について
- 5. 需給調整市場の売買手数料について

2026年度以降の需給調整市場の上限価格について(1/3)

- 複合市場については、先述のとおり、市場(+随意契約)による募集量を最大1σ相当とする方針(現時点では募集量削減係数を導入しない想定)を示した。
- 一方で、本対応による募集量削減を行ったとしても、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引き続き多く残るなど、週間商品の調達コスト抑制が十分図れない可能性がある。
- 現在、上限価格については、二次②・三次①の単一商品は7.21円/ΔkW・30分、一次・二次①の単一商品及び全ての複合商品は19.51円/ΔkW・30分と設定されている。これは、それぞれ第66回電力・ガス基本政策小委員会(2023年10月31日)において示された「三次②加重平均単価+1σ相当・3σ相当」を、2023年9月~2024年2月の市場取引データを元に計算した結果である。(※)
 - (※)元々上限価格の数字(三次②加重平均・1σ及び3σ相当の計算)は6か月周期で見直す運用がなされていたが、第96回制度検討作業部会において、週間商品については当面の間、当初定めた上限価格水準を維持することとされた。
- 一次・二次①及び複合商品に高めの上限価格が設定されている理由は、同小委員会において、「週間調達段階では不確実性があるため全体の供給量が抑制され、相対的に高い価格での応札が増える可能性もあり、できる限り市場を通じて必要な調整力を確保する観点からは、多少調達コストが上昇しても、確実に必要量を確保することが重要」であると整理されたことに由来する。

(参考)上限価格の設定水準について(1/2)

第66回電力・ガス基本政策小委員会(2023年10月31日)資料4一部修正

需給調整市場における上限価格の設定について(1/2)

- 需給調整市場における上限価格については、9月29日の電取委の制度設計専門会合において、一般送配電事業者から、週間取引商品は「三次②加重平均単価+1σ相当(=約20円)」を目安とする案が示された。
- これに対し、同会合では、「上限価格の水準については、**不確実性がある週間取引で** 無理に調達せず、リスクを減らした価格で取引する指標として用いられるものとして、 差し支えないと考える」とされた。
- 同時に、「安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じて、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える」とされている。
- 需給調整市場における上限価格の設定は、市場供給量の減少につながり得るものであり、その水準によっては、市場で必要量を調達できなくなる可能性がある。
- 仮に市場で必要量を調達できなかった際は、一般送配電事業者は、発電事業者と締結した余力活用契約を活用し未達量を調達する。他方、余力活用契約による実需給直前の追加的な調整力の調達は、安定供給の観点から不確実性を残すこととなる。
- また、余力活用契約への過度の依存は、広域的な調整力の調達・運用による調整力コストの低減を目指した需給調整市場設立の趣旨と相容れないものともなりかねない。
- このため、上限価格については、需給調整市場における調達時期や追加調達機会の有無、三次①のこれまでの取引状況等を踏まえ、市場調達の機会を徒に損なわないよう配慮しつつ、商品毎に設定することが望ましいのでないか。

(参考)上限価格の設定水準について(2/2)

第66回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年10月31日) 資料4 一部修正

需給調整市場における上限価格の設定について(2/2)

- 需給調整市場において週間調達される商品のうち、一次及び二次①については、二次②及び三 次①と異なり、前日段階で追加的に調達する機会がない。このため、週間調達で必要な調整力 を確保できるよう、上限価格の設定には慎重を期す必要がある。
- 供給量が必要量を上回り、市場が十分に競争的となれば、そもそも上限価格を設定する必要 **性はない**。一方、現在の三次①と同様、週間調達段階では不確実性があるため全体の供給量 が抑制され、相対的に高い価格での応札が増える可能性もある。
- その場合、できる限り市場を通じて必要な調整力を確保する観点からは、多少調達コストが上 **昇しても、確実に必要量を確保することが重要**となる。
- 従前の三次①の取引では、約定量の約71%が概ね20円以下であった。2024年度以降、一次 及び二次①も同等価格での応札がありうると仮定すると、上限価格は、一般送配電事業者の提 案 (約20円) より高めに設定することが妥当と考えられる。
- このため、2024年度当初の一次及び二次①の上限価格については、「三次②加重平均単価 + 3 σ相当 (=約50円) Jとすることとしてはどうか。 ※全ての複合商品(含む調整力を問わない)も同様
- その上で、実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る 観点から、**上限価格の水準については、不断に見直すこと**としてはどうか。
- 具体的には、例えば、一定期間(例えば3ヶ月)毎に上限価格の妥当性を確認し、関係事業 者からヒアリングを行うなどした上で、必要に応じ、上限価格の引下げ(または引上げ)を含めた 更なる取組の在り方について、検討を行うこととしてはどうか。

38

38

(参考)上限価格の水準維持について

第96回制度検討作業部会 (2024年9月27日) 資料3 一部修正

10月以降の上限価格設定について

- 第89回制度設計専門会合(2023年9月29日)や、第66回電力・ガス基本政策小委員会(2023年10月31日)において、一次、二次①及び全ての複合商品については「三次②加重平均単価+3σ相当」、二次②及び三次①については「三次②加重平均単価+1σ相当」を上限価格とすること、上限価格の水準については不断に見直すこととされた。
- これを受け、2024年4月からの上限価格適用に向け、2024年3月15日に電力需給調整力取引所(EPRX)より、2024年10月4日適用終了予定として上記計算式を用いて計算された上限価格が適用される旨と、同一の上限価格を利用する期間は原則6ヶ月程度となる旨が通知された。

三次②加重平均単価 $+1\sigma$ 相当・・・14.42円/ Δ kW・h 三次②加重平均単価 $+3\sigma$ 相当・・・39.02円/ Δ kW・h

この通知に基づけば、2024年10月5日以降は原則として新たな上限価格を適用することになる。その際、仮に最新の動向を踏まえ2024年3月から8月までの6ヶ月の三次②の約定結果を元に計算すれば、以下の単価に引き上がる。

三次②加重平均単価+1σ相当・・・38.94円/ΔkW・h 三次②加重平均単価+3σ相当・・・101.58円/ΔkW・h

- 上記の水準にまで上限価格が高騰した場合、より高単価での約定が増加し、市場調達価格がこれまでに比べて高まるおそれがある。
 - (※)需給調整市場ガイドラインにおいては、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競争的な市場において取るであろう行動を常に取ることが望ましいとされていることに留意。
- こうしたことから、応札価格や約定価格が安定しない現在の状況では、<u>直近の三次②取引状況を踏まえた上限価格の</u> 設定は妥当ではなく、週間商品については10月5日以降当面の間現行の上限価格水準を維持することとしてはどうか。

2026年度以降の需給調整市場の上限価格について(2/2)

• 一方で、市場とそれ以外での調整力調達手段(余力活用電源・揚水等随意契約)を組み合わせて調整力調達を行っている現在、市場での調達量をコントロールしながら、コストをある程度抑制させる方針も重要。前述の募集量削減を行ったとしても、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引き続き多く残り、TSOの調整力調達負担を増大させる懸念に鑑み、上限価格の水準は2026年度以降以下の通り見直すこととしてはどうか。

<u>一次~三次①の上限価格:全商品(単一・複合問わず)7.21円/ΔkW・30分(=14.42円/ΔkW・h)</u>

- 三次②は、現行の募集量削減係数の仕組み上、仮に応札未達であったとしても、次回更新時の募集量削減係数により 安値の応札量に応じて市場サイズが縮小することとなるため、いたずらなコスト増大に繋がる懸念は薄く、上限価格 は引き続き設定しないこととしてはどうか。
- さらに、蓄電池などの新規リソースの参入を促進することは 重要でありながら、これらリソースが需給調整市場における 高単価約定を前提に大規模投資され、結果的に需要家負担の 増大につながる形は望ましくなく、より健全な市場参入が図 られるよう一定の価格指標を示すことも必要。こうした点等 を勘案し、上限価格については状況に応じて適切な水準とな るよう適宜見直しを検討していくこととしてはどうか。

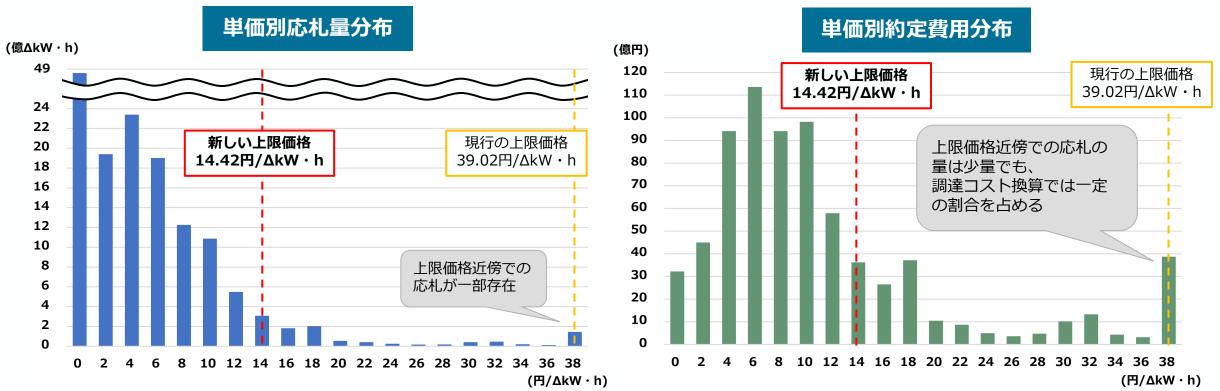
2026年前後での上限価格の変更

円/∆kW・30分	2025年度まで		2026年度以降	
	単一	複合	単一	複合
一次	19.51	19.51 (※)	7.21	7.21 (※)
二次①	19.51		7.21	
二次②	7.21		7.21	
三次①	7.21		7.21	
三次②	設定なし	-	設定なし	-

(※)複合の組合せは不問

(参考) 複合市場における単価別応札量・約定費用分布

- 2025年4月~9月において、複合市場(二次②・三次①の単一商品応札分を除く)における応札量・約定費用の単価 別分布は下図。
- 大半のリソースは新しい上限価格の7.21円/ΔkW・30分(=14.42円/ΔkW・h)以下で応札しているが、現在の上限価格19.51円/ΔkW・30分(=39.02円/ΔkW・h)近傍での応札が他単価層と比して多く存在していることが確認でき、上限価格近傍での約定札が、一定程度調達費用総額にも影響を与えている様子がわかる。



- 1. 足下の需給調整市場の約定実績
- 2. 2026年度以降の需給調整市場に関する アンケート結果
- 3. 2026年度以降の需給調整市場における対応
 - 3-1. 募集量の考え方
 - 3-2. 上限価格の考え方
- 4. 揚水における応札拡大方針について
- 5. 需給調整市場の売買手数料について

揚水における応札拡大方針の取り扱い

- 第47・48回需給調整市場検討小委員会においては、 BG運用している揚水発電機について、並列必須要件が定められた一次・二次①への応札障壁としてBG側が抱えるアセスメント違反や計画不一致リスクを緩和すべく、以下の対応策を講じることについて議論された。 (実際の本策の適用については、第94回制度検討作業部会で議論された)
 - ✓ 対応策①:最低出力等の供給力を確保できない場合、TSOが余力活用電源で代替 ΔkWを用意
 - ✓ 対応策②:最低出力等を供給力として販売できなかった場合、TSOが最低出力分を系統並列し、持替先も用意
- 第47回需給調整市場検討小委員会においては、上記のようなリスクが、週間断面で系統並列時の電源持替えが確約できないために生じているものだと議論されたが、26年度の前日取引化以降も、これらの対応策について継続の必要性があるかについて検討する。
- 対応策①について、前日取引化された場合、約定した以降に最低出力分の水位を確保するには、実需給断面までに自 社火力機の稼働や時間前市場での調達による電力からポンプアップするしかなく、引き続き最低出力などの供給力を 確保できない(アセスメント違反)リスクは残る。対応策②についても、実需給断面における最低出力等は、自社火 力機の持ち下げで吸収するか、時間前市場で販売するしかなく、引き続き最低出力の販売先が見つからない(計画不 一致)リスクは残る。(※) 殊に自社電源に火力機が無く、持替の自由度が低い揚水事業者にとってはより大きなリスクになる。
- ・ 先述の発電事業者アンケートでは、揚水事業者からも対応策①・②の継続を求める声もある。前日取引化以降においても引き続きアセスメント違反・計画不一致リスクは残り得ることから、2026年度以降もこれらの対応策を継続することとしてはどうか。

(参考)揚水応札に際しての課題

第47回需給調整市場検討小委員会(2024年5月15日)資料4一部修正

課題②(電源態勢持替え)に対する対応の方向性(1/2)

35

- 課題②に関係するヒアリング意見として「No.1:一次、二次①の並列必須要件」ということで、約定ブロックにおいては最低出力(50%程度)等で運転(並列)したうえで、調整力指令に応じる運用を求められるため、経済的運用を考えると、並列必須要件のある週間商品の一次・二次①への応札を控えることとなるといったご意見をいただいた。
- 他方、一次、二次①は時間内変動(あるいは瞬時の電源脱落)対応の調整力であり、技術的には約定時間帯において、系統並列しておくことは必須となる。
- 言い換えると、本課題は一次、二次①の並列要件有無が課題なのではなく*1、週間断面では系統並列時の電源 態勢の持替えが確約できない*2ため、**アセスメント違反や計画不一致のリスクを背負ってまで応札できないという のが本当の課題**であると考えられる(そのため、自社火力等で持替え可能なパターン I は比較的対応が容易)。
 - ※1 仮に、並列要件を緩和したとしても、TSO指令等により約定時間帯の前には、必ず並列する必要があるため。
 - ※2 この点、過去(~2023年度)の揚水TSO運用においても、狙った時間帯に確保していた訳ではなく、供給力(kWh)の確保 (あるいは経済差替)を目的とした揚水(発電・ポンプ)スケジュール上、系統並列している時間帯のみ期待できていたのが実態。



対応策①

最低出力等の供給力を確保できない場合TSOが余力活用電源で代替 ΔkWを用意する(その場合調整力提供者(揚水発電)にΔkW費用は支 払わない)

対応策②

最低出力等の販売できなかった場合は TSOが最低出力分を系統並列し、持ち 替え先も用意する

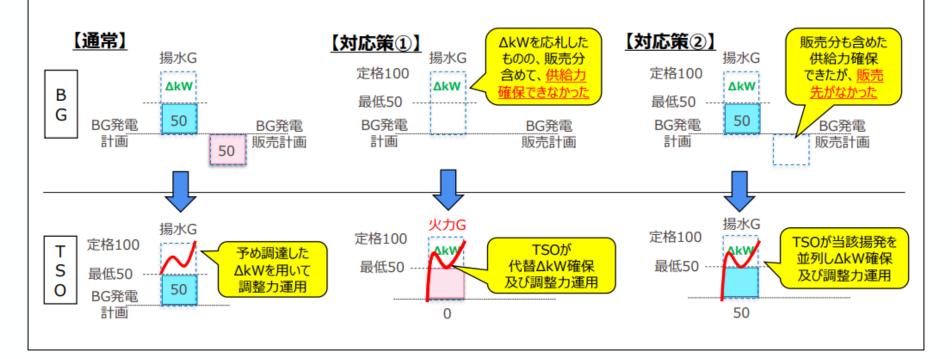
(参考) 揚水応札拡大方針の詳細

第48回需給調整市場検討小委員会 (2024年6月26日) 資料4

対応策の概要について

12

- 通常、調整力供出にあたり並列が必要な(一次、二次①を供出する)場合には、調整力提供者は最低出力等の供給力を小売BGに販売かつ実需給時に系統並列をした上で、余力をΔkWとしてTSOに提供する。
- 対応策①については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できなかった場合に、TSOが余力活用電源で代替ΔkWを確保すること(TSOポンプアップによる供給力確保含む)によって、調整力必要量を充足させるもの。
- 対応策②については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できたものの、運用できる状態(並列状態) にできなかった場合、TSOが余力活用契約に基づき揚水発電を並列し調整力必要量を充足させるもの。
- 以降の頁で、それぞれの対応策の論点ならびに実現方法について検討した。



(参考) 発電事業者アンケート結果(その他意見・要望)

第57回需給調整市場検討小委員会(2025年9月26日)資料2一部修正

40

2. 調査結果(その他)

- その他、需給調整市場に関わるご要望等についてアンケートを実施した結果、寄せられた主なご意見は下表のとおり。
- 今回頂いたご意見やご要望については、応札の拡大が見込まれる理由と同様に、社会コストへの影響も踏まえ、 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。

<需給調整市場へのご意見やご要望>

No.	その他ご要望等
1	• 新規リソースの活用に向けて、固定費に事業報酬を織り込むことを認めていただきたい
2	・ 揚水の並列要件ネック解消に向けて、揚水応札拡大方策を継続実施いただきたい
3	随意契約自体は否定されるものではないものの、公平性・透明性の観点から、リソース種別や事業者に関係なく、 随意契約の交渉・締結が可能となるようにご検討いただきたい
4	起動費等を複合商品と三次②に按分計上したとき、片方不落となった際に起動費の取り漏れが発生するので、 手当をご検討いただきたい
5	事業者では予見性のない、自然現象による代替不可申請および電源トラブル時のペナルティ倍率の緩和を ご検討いただきたい
6	• 高機能リソースの活用に向けて、高速商品へのインセンティブ付与をご検討いただきたい
7	・ 少量約定時のアセスメント緩和について、電源差替時のリソースも緩和対象としていただきたい

- 1. 足下の需給調整市場の約定実績
- 2. 2026年度以降の需給調整市場に関する アンケート結果
- 3. 2026年度以降の需給調整市場における対応
 - 3-1. 募集量の考え方
 - 3-2. 上限価格の考え方
- 4. 揚水における応札拡大方針について
- 5. 需給調整市場の売買手数料について

需給調整市場の売買手数料水準の期中見直しについて

- 電力需給調整力取引所(EPRX)においては、市場運営業務に要する経費に相当する売買手数料を、需給調整市場において取引を行う調整力提供事業者、一般送配電事業者から収受している。(現在:0.03円/ΔkW・30分) (※)需給調整市場の売買手数料については、需給調整市場ガイドラインにおいてΔkW応札価格への織り込みが認められている。
- 設立当時から、売買手数料は市場運営に実際に要する経費(実費)に基づいて算定する(ΔkW約定量に応じた従量制)、という考え方が整理されている。例年の算定は、その考え方を基に、EPRXにて出た利益や損失を相殺するような形で、必要に応じて翌々年度の売買手数料削減・上乗せを行う「収支相償」の考え方を基本として行われている。
- 前述のとおり、2026年度以降も市場の状況が見通せない中、手数料設定時の想定から約定量が大きく変動する可能性があり、結果として手数料収入が想定以上に変動し、EPRXに余剰な利益・損失が発生する可能性がある。実際、足下においても、調整力調達コスト抑制のための三次②の募集量削減係数による募集量削減割合の変動や、期中の募集量削減方策の対応開始に加え、システム改修の対応など、収支相償を実現させることが困難な状況にある。
- こうした状況も踏まえて、現在、取引規程上、年度ごとに更新されることになっているEPRXの売買手数料について、 機動的な対応が必要になる可能性にも鑑み、今後は年度途中に必要な見直しを行うことを認めることとしてはどうか。