

需給調整市場について

2025年6月25日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2021年4月より、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図るため、需給調整市場を開設し、三次調整力②（三次②）の取引を開始、2022年4月には三次調整力 ①（三次①）の取引を開始した。
- 2024年4月に残りの二次調整力①②（二次①、二次②）、一次調整力（一次）の取引を開始した中で、募集量に対する 応札量・約定量の未達が発生。前日商品について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の課題への取り急ぎの対応として、本作業部会で、前日商品を対象に募集量削減の取組を段階的に行ってきた。2024年11月からは、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスなどを考慮した新しい募集量削減の考え方も導入した。
- 第103回制度検討作業部会（2025年5月28日）においては、これからの調整力調達の方向性として、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とし、そのための制度変更対応を行うとともに、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。
- また、併せてこれからの週間商品の調達の方向性として、様々な対応策の案が提示されたが、**今回は、週間商品の調達状況を今一度分析し、今後の週間商品の調達費用抑制のための考え方について、ご議論頂きたい。**

※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。

これからの調整力調達の方向性について（概要）

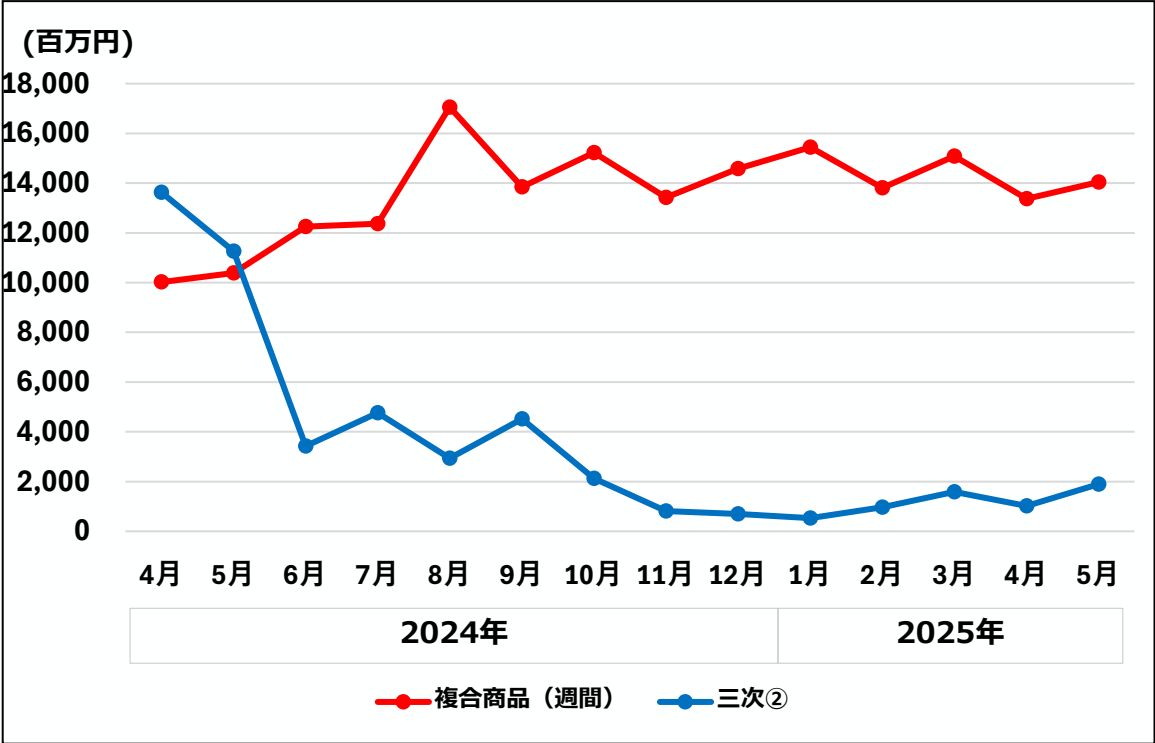
- 第81回電力・ガス基本政策小委員会（2024年9月26日）においては、市場創設の当初の目的を達成するために、誘導的措置や制度的措置、2026年度に予定されている前日取引への全面移行等の対応を進めることで、需給調整市場の運用改善を進めるべきであるとされた。
- さらに中期的には、今後の再エネ大量導入・系統混雑も見据えた上で、kWhとΔkWの同時約定により最適化された調整力調達および電源運用を実現するべく、同時市場の導入に向けた検討を本格的に進めることが必要だとされた。
- この点、将来の方向性を踏まえ、経済効率性を追求しつつ市場での調達割合を増やしていく方向性は合理的である。そこで、発電事業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、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。

市場調達費用総額の動向（2024年4月～2025年5月）

- 前日商品の調達費用は、2024年6月に募集量削減係数を用いた募集量削減を開始以降、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については、昨年4月以降に増加してから、大きな増減無く安定している。
- （※）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）

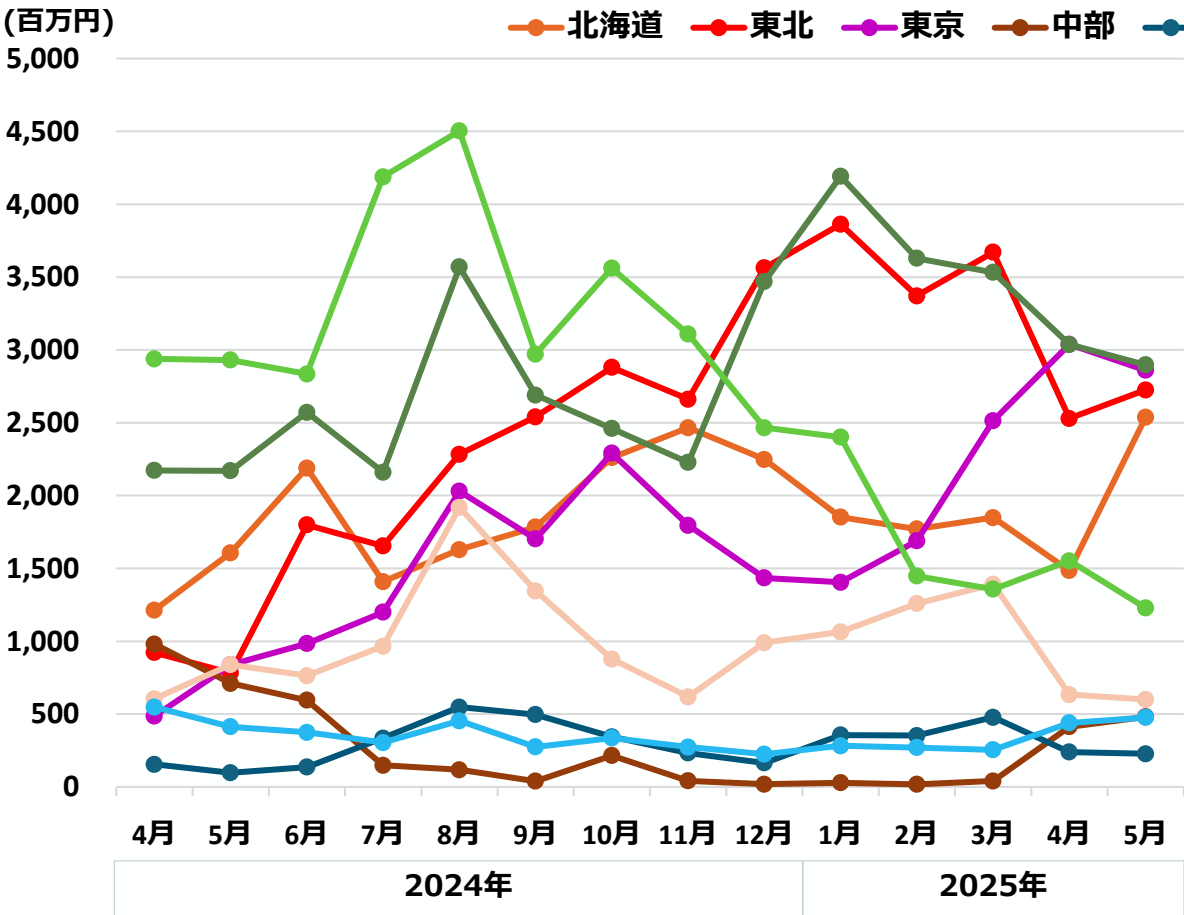
（百万円）	週間商品	三次②	合計
2024年4月	10,022	13,626	23,647
2024年5月	10,389	11,257	21,646
2024年6月	12,249	3,428	15,677
2024年7月	12,367	4,759	17,126
2024年8月	17,055	2,941	19,996
2024年9月	13,845	4,518	18,363
2024年10月	15,227	2,124	17,352
2024年11月	13,425	814	14,239
2024年12月	14,579	694	15,274
2025年1月	15,443	530	15,973
2025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



（注）2025年3月までは、起動費は1日最大2回までの計上が認められており、当該起動費計上を織り込んだ計算をしている。使用しなかった起動費は事後適切に返還することとしていたが、当該事後返還は本計算にて考慮していない。また、2025年4月以降は、需給調整市場ガイドラインの改定により、1回分の起動費を入札価格へ反映した上で、取り漏れが生じた起動費の事後精算が認められるようになったが、本計算においては、1回分の起動費のみ織り込んでおり、その事後精算額（未使用起動費の返還分も含む）については加味されていない。

各エリア週間商品市場調達費用の動向（2024年4月～2025年5月）

- 週間商品の調達費用は、北海道、東北、東京、関西、九州が他エリアに比べて高く推移。
- 2025年1月以降では、北海道、東京でやや上昇傾向にある。



(百万円)	2024年 4月	2024年 5月	2024年 6月	2024年 7月	2024年 8月	2024年 9月	2024年 10月
北海道	1,213	1,607	2,189	1,409	1,629	1,784	2,261
東北	923	782	1,799	1,655	2,284	2,540	2,881
東京	486	839	984	1,200	2,029	1,703	2,291
中部	981	711	595	149	118	40	215
北陸	155	97	136	335	549	497	344
関西	2,173	2,170	2,572	2,161	3,570	2,690	2,460
中国	605	839	763	965	1,919	1,346	878
四国	548	413	375	305	454	275	336
九州	2,938	2,931	2,835	4,188	4,504	2,971	3,561

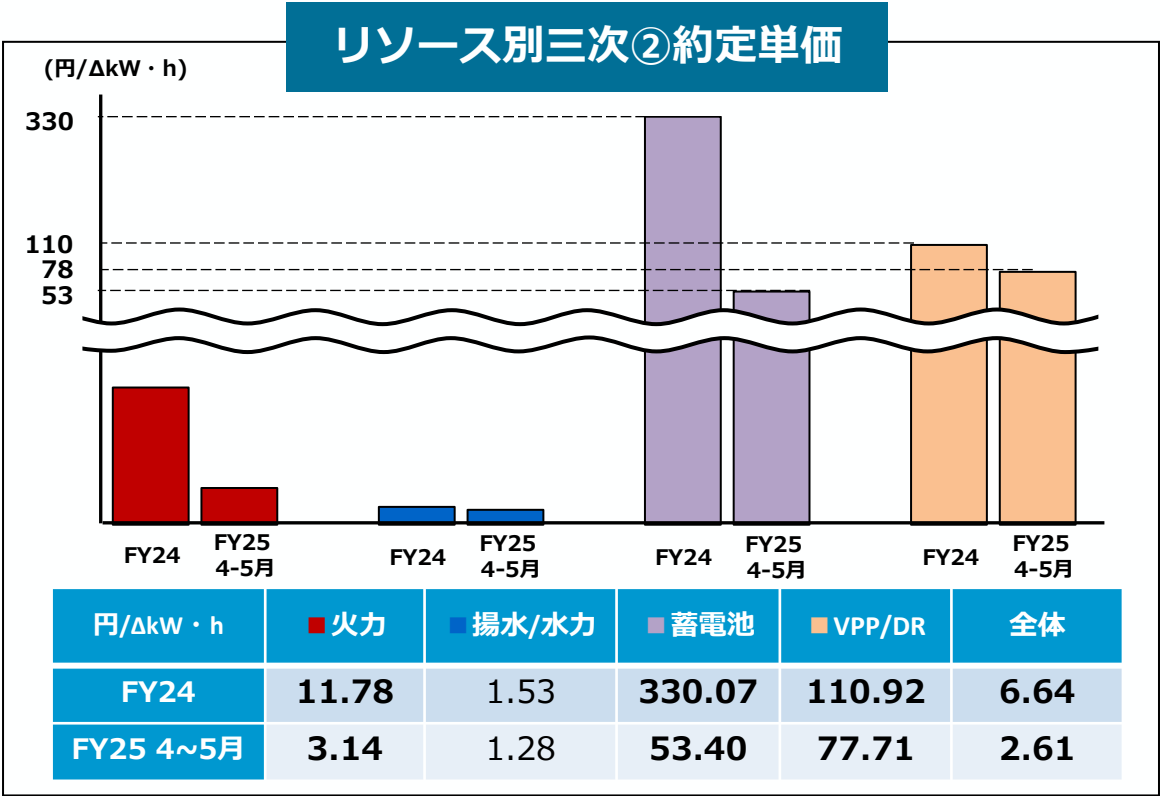
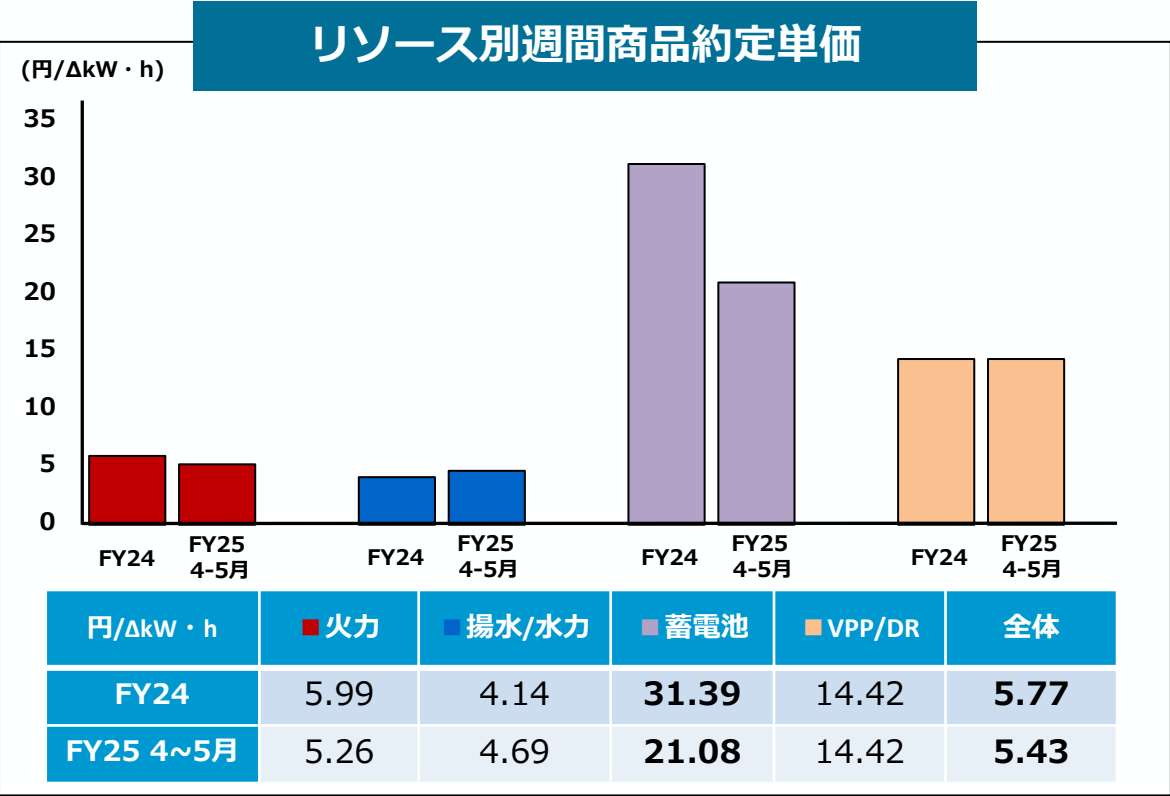
(百万円)	2024年 11月	2024年 12月	2025年 1月	2025年 2月	2025年 3月	2025年 4月	2025年 5月
北海道	2,466	2,249	1,852	1,771	1,848	1,485	2,537
東北	2,661	3,564	3,863	3,371	3,671	2,530	2,726
東京	1,796	1,434	1,405	1,689	2,515	3,038	2,860
中部	41	18	28	17	40	413	481
北陸	232	164	355	353	478	240	228
関西	2,228	3,469	4,192	3,629	3,532	3,037	2,898
中国	619	990	1,064	1,259	1,392	633	600
四国	273	225	282	270	254	439	477
九州	3,109	2,467	2,401	1,448	1,357	1,552	1,229

(注) 2025年3月までは、起動費は1日最大2回までの計上が認められており、当該起動費計上を織り込んだ計算をしている。使用しなかった起動費は事後適切に返還することとしていたが、当該事後返還は本計算にて考慮していない。また、2025年4月以降は、需給調整市場ガイドラインの改定により、1回分の起動費を入札価格へ反映した上で、取り漏れが生じた起動費の事後精算が認められるようになったが、本計算においては、1回分の起動費のみ織り込んでおり、その事後精算額（未使用起動費の返還分も含む）については加味されていない。

(出典) 電力需給調整力取引所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

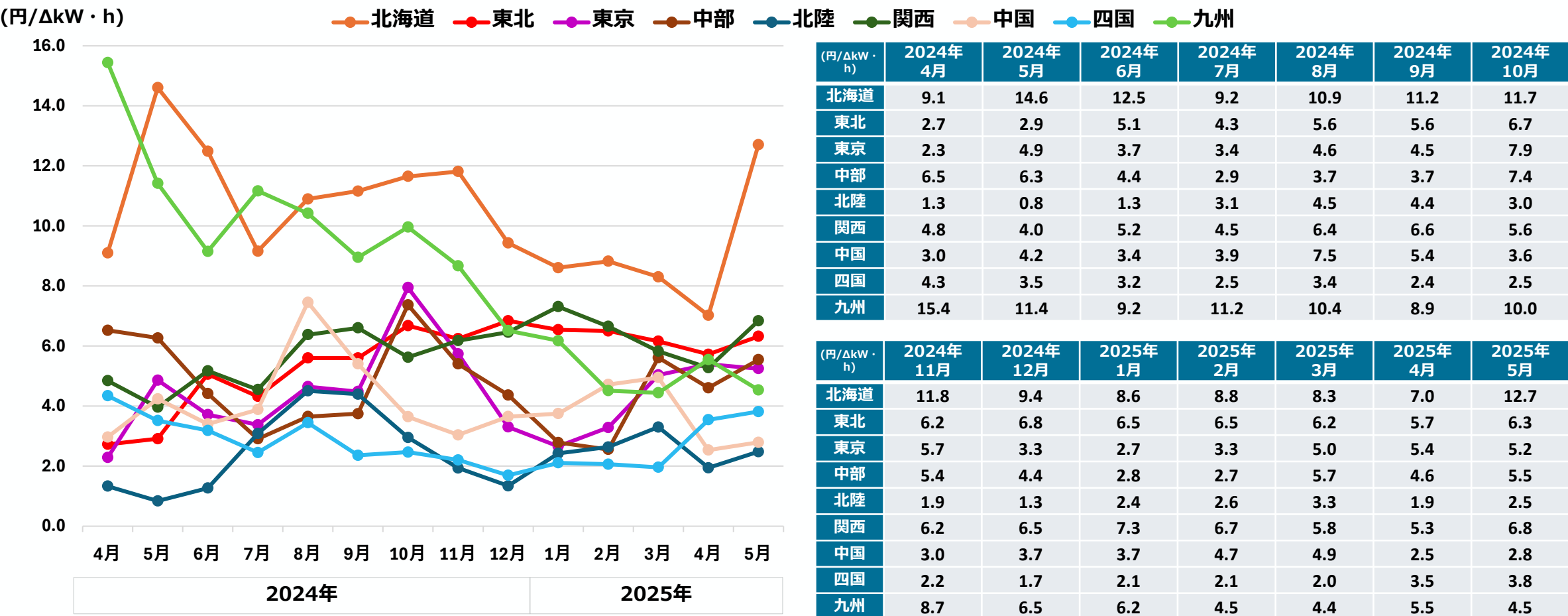
- 募集量削減をした三次②（前日商品）において、蓄電池・DRリソース、火力の高単価約定は減少。エリア単位でも多くのエリアで単価は下落しており、募集量削減が約定単価の抑制に寄与したといえる。
- 募集量削減を講じていない週間商品の約定単価においては、蓄電池を除き2024年度と2025年4～5月で大きな変化は生じていない。また、蓄電池も安い水準とはいえない。



（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

エリア別週間商品市場調達平均単価（2024年4月～2025年5月）

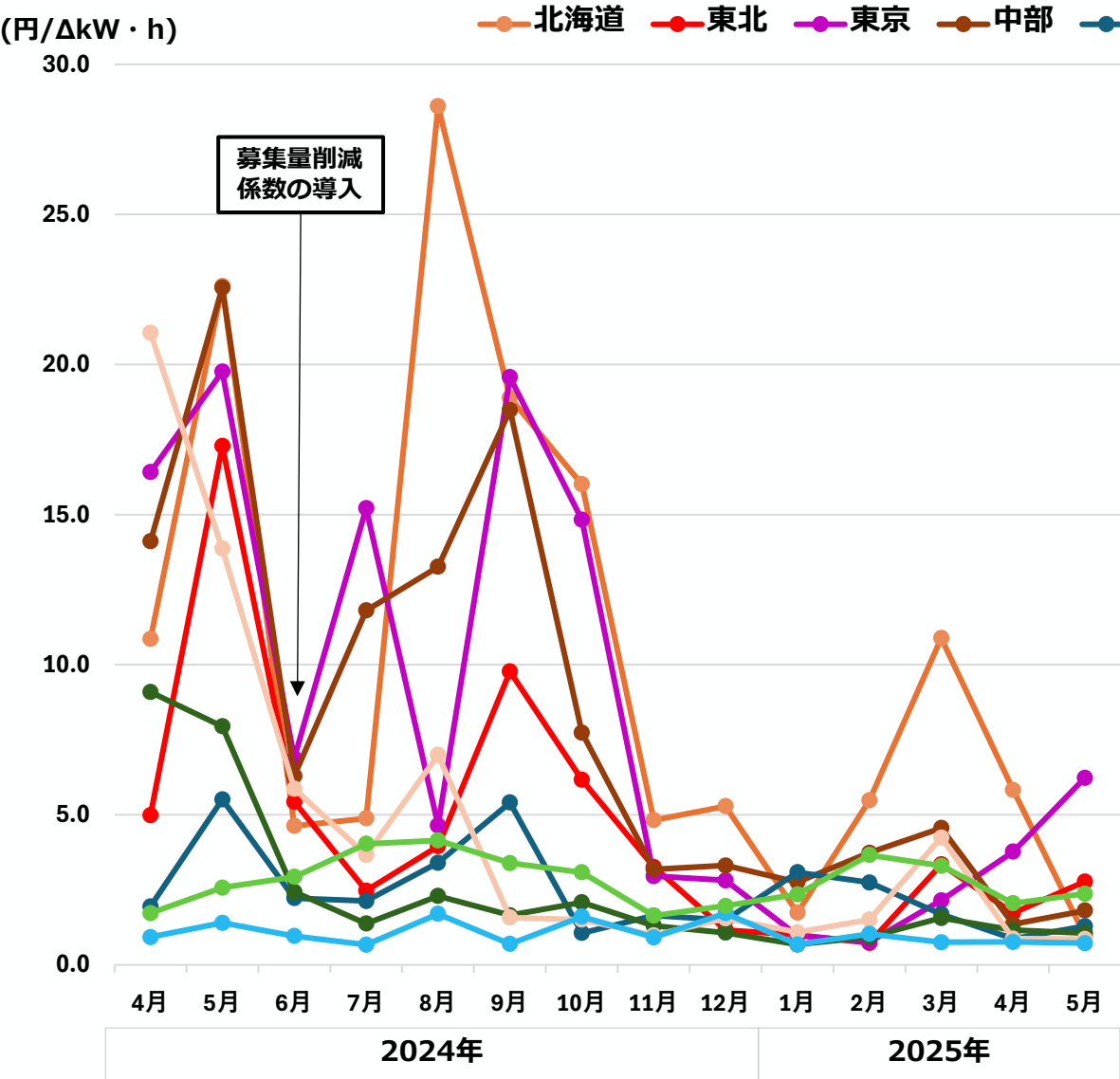
- 週間商品の調達平均単価は、北海道で1年を通して他エリアより高い。
- 2025年1月以降では、東京、中部、四国で上昇傾向にある。



（注）2025年3月までは、起動費は1日最大2回までの計上が認められており、当該起動費計上を織り込んだ計算をしている。使用しなかった起動費は事後適切に返還することとしていたが、当該事後返還は本計算にて考慮していない。また、2025年4月以降は、需給調整市場ガイドラインの改定により、1回分の起動費を入札価格へ反映した上で、取り漏れが生じた起動費の事後精算が認められるようになったが、本計算においては、1回分の起動費のみ織り込んでおり、その事後精算額（未使用起動費の返還分も含む）については加味されていない。

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

(参考) エリア別前日商品 (三次②) 市場調達平均単価 (2024年4月～2025年5月)



(円/ΔkW・h)	2024年4月	2024年5月	2024年6月	2024年7月	2024年8月	2024年9月	2024年10月
北海道	10.9	22.6	4.6	4.9	28.6	18.9	16.0
東北	5.0	17.3	5.4	2.5	4.0	9.8	6.2
東京	16.4	19.8	6.9	15.2	4.6	19.6	14.8
中部	14.1	22.6	6.3	11.8	13.3	18.5	7.7
北陸	1.9	5.5	2.2	2.1	3.4	5.4	1.1
関西	9.1	7.9	2.4	1.4	2.3	1.7	2.1
中国	21.1	13.9	5.9	3.7	7.0	1.6	1.5
四国	0.9	1.4	1.0	0.7	1.7	0.7	1.6
九州	1.7	2.6	2.9	4.0	4.1	3.4	3.1

(円/ΔkW・h)	2024年11月	2024年12月	2025年1月	2025年2月	2025年3月	2025年4月	2025年5月
北海道	4.8	5.3	1.7	5.5	10.9	5.8	1.0
東北	3.3	1.2	1.0	0.7	3.3	1.7	2.8
東京	3.0	2.8	1.0	0.8	2.1	3.8	6.2
中部	3.2	3.3	2.8	3.7	4.6	1.4	1.8
北陸	1.6	1.5	3.1	2.7	1.7	0.9	1.3
関西	1.3	1.1	0.7	0.9	1.6	1.2	1.1
中国	1.0	1.5	1.1	1.5	4.2	0.9	0.9
四国	0.9	1.7	0.7	1.0	0.8	0.8	0.7
九州	1.6	2.0	2.4	3.7	3.3	2.1	2.4

(注) 2025年3月までは、起動費は1日最大2回までの計上が認められており、当該起動費計上を織り込んだ計算をしている。使用しなかった起動費は事後適切に返還することとしていたが、当該事後返還は本計算にて考慮していない。また、2025年4月以降は、需給調整市場ガイドラインの改定により、1回分の起動費を入札価格へ反映した上で、取り漏れが生じた起動費の事後精算が認められるようになったが、本計算においては、1回分の起動費のみ織り込んでおり、その事後精算額(未使用起動費の返還分も含む)については加味されていない。

(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成(速報値)

市場外調整力の募集量控除の効果について

- 第56回需給調整市場検討小委員会（2025年6月3日）においては、現在各エリアで発生している自然体余力（起動済み電源の余力）の発生要因について分析し、市場募集量からの控除対象として適切な市場外調整力について整理された。また、当該控除は、2026年3月までを適用時期とし、以降は取引状況に応じて再度検討することとした。
- 市場外調整力の募集量控除量はエリアによって異なる。北海道・関西以外で2025年6月10日約定（6月14日～20日受渡し）分以降について、本取組による募集量控除を行っているが、未達率の改善状態はエリアによって差がある。
（※）関西エリアにおいては6月17日約定（6月21日～27日受渡し）分より開始。北海道エリアでは未実施であり、7月1日約定（7月5日～11日受渡し）分より開始予定。

市場外調整力の募集量控除前後（北海道は未実施）における週間商品の調達状況の変化

単位：百万ΔkW・h 未達率のみ%	6月の1日あたり週間商品募集量		6月の1日あたり応札量		6月の1日あたり約定量		6月の未達率	
	控除前	控除後	控除前	控除後	控除前	控除後	控除前	控除後
東北	12.84	8.92	14.27	10.02	11.23	6.76	17%	25%
東京	34.28	18.13	21.08	10.73	23.44	12.31	32%	32%
中部	9.82	1.00	3.92	4.08	3.30	1.95	67%	20%
北陸	3.50	2.94	3.50	2.94	3.12	2.63	11%	11%
関西	18.50	12.00	18.79	18.41	16.53	11.92	11%	5%
中国	8.77	7.06	9.76	11.72	7.61	6.58	14%	8%
四国	5.31	3.66	4.42	4.01	4.51	3.47	15%	5%
九州	13.19	8.33	9.40	7.53	9.65	5.70	27%	32%
8エリア合計	106.20	62.03	85.14	69.44	79.39	51.32	26%	20%

（注1）上記表にて応札量が募集量を上回っていても、ある日のあるブロックで1度でも未達が発生していれば、未達率はゼロにならないことに注意。
（注2）東北・中部エリアにおいては、揚水随意契約分の募集量削減は控除前後共に反映されている。
（注3）控除前の計算期間は6月1日～13日（関西エリアにおいては6月1日～6月20日）、控除後の計算期間は6月14日～6月27日（関西エリアにおいては6月21日～6月27日）としている。北海道エリアは控除未開始のため本表には記載していない。
（注4）未達率＝1日あたり未達量÷1日あたり週間商品募集量。一方、ブロックによって募集量を上回る約定が生じている場合（各応札に設定できる「最小希望約定量」のため）もあるため、未達量は「募集量と約定量の差」と必ずしも一致しない。
（注5）募集量・約定量は各TSO別（約定エリア別）の集計、応札量は電源属地別の集計。
（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

(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)

66

- 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
控除量の考え方	kW余力 【発電上限 - 発電計画 - ΔkW約定量】※1
	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0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。

揚水発電の随意契約について

- 制度設計専門会合及び制度設計・監視専門会合においては、これまで中部エリア・東北エリアにおける揚水発電所の随意契約に関する議論が行われており、当該契約に応じて現在市場での募集量が控除されている。
- 中部エリアにおいては、第5回制度設計・監視専門会合（2025年1月30日）において、揚水の随意契約により確保できた調整力の調達単価が2024年7月～11月の間で0.58円/ΔkW・hと、中部エリアのレベニューキャップ承認単価（2.25円/ΔkW・h）と比較してより安く調達出来たことが示されている。

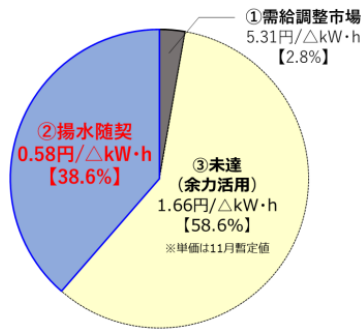
第5回制度設計・監視専門会合
(2025年1月30日) 資料6

7. 揚水随契の実績について③（全体での調整力確保比較）



- 中部エリアにおいては、需給調整市場からの調達の一部に留まっており、揚水随契と余力活用契約を組み合わせる形でΔkW必要量を実需給までに確保している。
- 本契約を開始した7/20から11/30における実績は、複合募集量に対する**揚水随契の割合が38.6%※**となり、その**単価は0.58円/ΔkW・h**となった。
※広域機関で整理された市場募集量からの一律控除をベースにΔkW量を算出。単価実績は、BGの支払額をΔkW量で除算。
- また、当該期間の**総合的な調整力確保費用（ΔkW単価）は1.87円/ΔkW・h**となり、**需給調整市場を含め、RC承認単価(2.25円/ΔkW・h)を下回る水準**であることから、**全体として効率的に調整力を確保することができた**ものと考えられる。

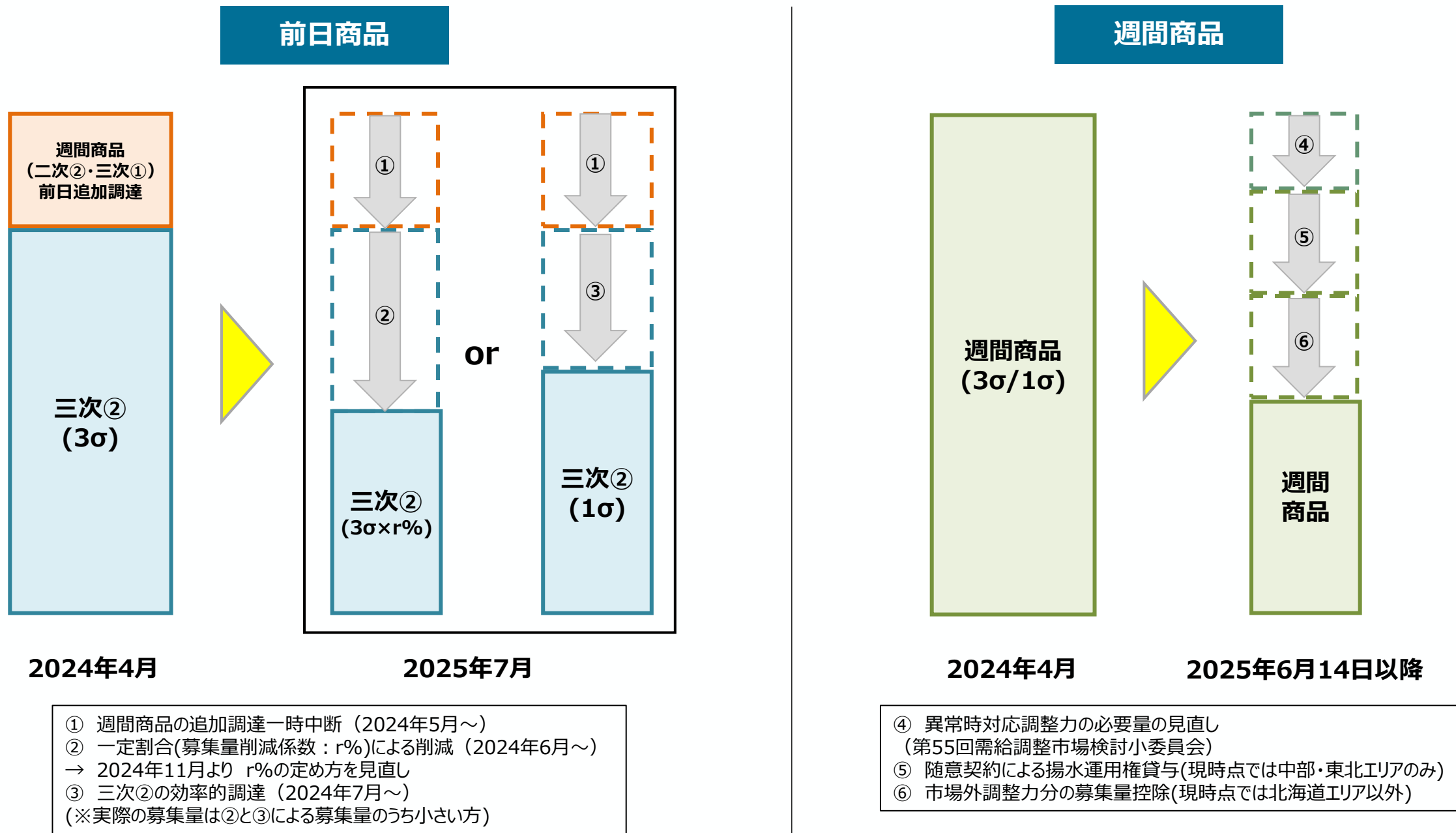
【当該期間中の調整力確保状況】



		7月※1	8月	9月	10月	11月	累計
量	揚水随契 (複合募集量に 対する割合)	25.8%	49.5%	33.1%	31.1%	45.8%	38.6%
単価 (円/ΔkW・h)	②揚水随契※2	0.38	0.38	1.14	0.75	0.34	0.58
	③余力活用※3	1.68	2.18	1.59	1.59	1.28	1.66
	①需給調整市場	6.69	3.65	3.75	7.37	5.40	5.31
	総合	1.81	2.35	1.83	1.99	1.40	1.87

※ 1 : 7月のうち、貸与開始以降となる7/20～7/31が対象
※ 2 : 貸与機の託送費用、再エネ発電促進賦課金（サーチャージ）を含む
※ 3 : 自然体余力、追加起動、電源持替で発生した余力量を基に算定

(参考) 制度検討作業部会等にて議論した前日・週間商品募集量の考え方



これまでの週間商品調達状況について（データを踏まえ）

- 募集量削減の検討を継続的に行ってきた三次②と異なり、現在の週間商品（一次～三次①）については、これまで上限価格を設定してきたこともあり、市場調達費用総額は安定してきたものの、2024年4月と比較すると増加した水準で推移している。また、2025年5月の市場調達費用が2024年4月の2倍以上になっているエリアも存在している。
- 加えて、単価ベースでも2024年度以降応札単価が上がっているエリアも存在している。2025年4月以降は、需給調整市場ガイドラインの改定を行い、起動費の事後精算を認めることとしたため、起動供出札の増加が期待できる一方で、週間商品の調達単価がさらに高まる可能性もある。
- こうした中で、現状のままで週間取引を継続すれば、上限価格の範囲内で約定平均単価が増加、高止まりし、結果として、託送料金を通じた、需要家負担の高まりにつながる可能性もある。
- 第56回需給調整市場検討小委員会にて議論され、足下から開始した市場外調整力の募集量控除については、現在エリア毎に差はあれど、総じて未達の減少に寄与している。本取組や、今後揚水随意契約の締結が更に他のエリアでも進めばその効果も引き続き注視していく必要がある。
- これら取り組みを踏まえてもなお、引き続き調達コストの抑制が難しい可能性もある。状況に応じて、週間商品の調達コスト削減策として、更なる募集量削減や上限価格の見直しについても引き続き検討していくこととしたい。