

需給調整市場について

2024年9月27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、22年4月には三次調整力①（三次①）の取引を開始した。
- 本年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、本年4月以降の本作業部会で、前日商品を対象に募集量削減の取組を5月1日～、6月1日～、7月1日～と、段階的に行ってきた。
- 今回はまず、現在までの取引状況をご確認頂いた上で、今後の募集量についての考え方、10月5日受渡し分以降の週間商品の上限価格の考え方について御議論いただきたい。
- また、広域機関の需給調整市場検討小委員会では応札量の増加を目的とした制度的措置について検討が始められているところ、検討状況についてご報告する。
- さらに、2027・2028年度におけるノンファーム電源の市場参入可否についても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。

前回までの制度検討作業部会での意見概要

【募集量について】

- 削減係数について、決定方法の式を見ると、翌月の削減係数は直近1か月の削減係数を超えることは無いと思ったのだが、その理解で良いか。削減係数の話は暫定的な措置と思っているが、今の理解で正しければ、毎月の募集量が減っていく形になると思った。（第94回 河辺委員）
- 募集量の考え方については、余力活用電源の調整力としての活用の可能性を踏まえて、募集量をより変更できるかどうか、深掘りして検討することも大事かと思った次第。余力活用電源からの調達量を増やすと費用総額が気になるが、どの程度調達費用の総額に影響が及ぶのかを踏まえながら募集量を改めて考えることも大事なのではないか。（第95回 小宮山委員）
- 一部の高単価入札が三次②の調達費用を引き上げているのだろうが、こうした特定リソースを排除するために市場全体の募集量を縮小していくと、高いものから排除されていくことは事実だが、市場の新規参入機会や競争を損なってしまう懸念に留意すべき。（第95回 東京ガス 石坂オブザーバー）

【市場調達と余力活用のコストについて】

- 広域運用だから全国一律でないで困ると思わなければならないだろうか。余力活用の限界費用はエリア毎に違う。したがって、募集量がエリア毎に違うというのは合理的ではないか。例えば今削減率で定めているが、余力活用で比較的低コストが期待できるエリアでは、最大x%は募集量を下げても良いという裁量を与えていいということにすれば、機能するのではないか。（第94回 松村委員）
- 三次②の効率的な調達を行うことは、本質的には余力調達量が減ることだと思う。余力活用のデータは遅れて出てくることは認識しているので、7月からの取組については、余力の情報を整理していただきながら、その効果に関する注視をお願いできればと思う。（第95回 辻委員）
- Δ kWに要するトータルコストの削減が重要という視点を踏まえると、余力の活用によりトータルコストを削減することができるなら、エリア毎の前日取引量の削減も有効な手段か。（第95回 河辺委員）

【インセンティブについて】

- 週間商品については、応札するインセンティブをいかに高めていくか、応札量をいかに増やしていくかが大事。2026年度になると前日取引化する方針が定まっている一方、足下で供給力提供準備通知等が出されている中、冬場の高負荷期を踏まえるとうような問題がまた出てくる可能性を踏まえ、そこに向けて週間商品をどう増やしていくか、検討の余地があれば価格規律など含めて議論をすることも重要なポイントか。（第95回 小宮山委員）

- 1. 7・8月の調整力調達実績**
2. 前日商品の募集量削減の考え方について
3. 週間商品の上限価格の考え方について
4. 需給調整市場における制度的措置について
5. ノンファーム電源の市場参入可否について
(2027・2028年度)

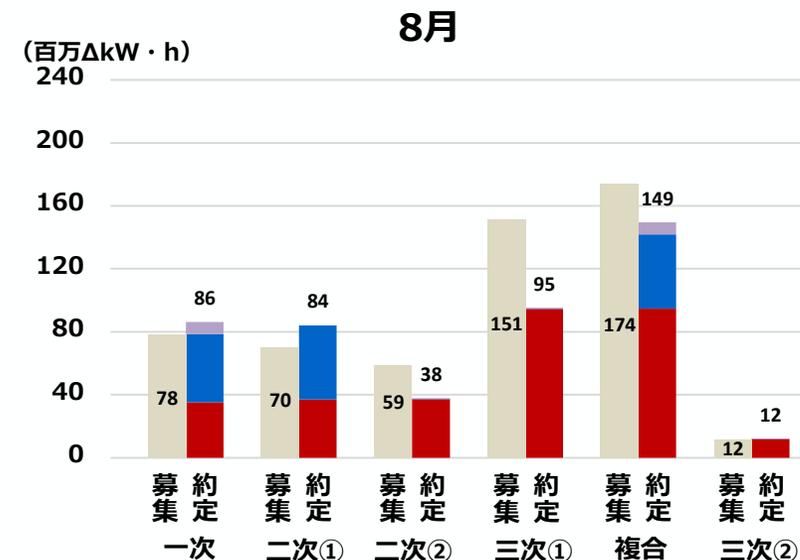
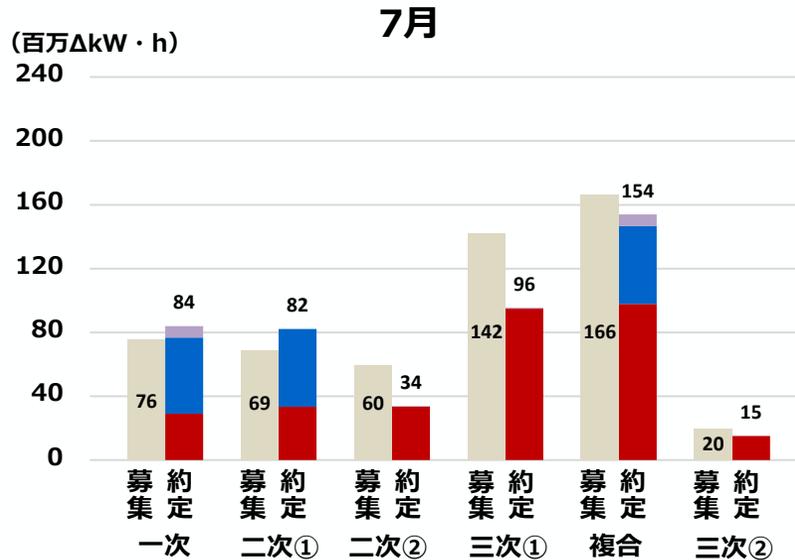
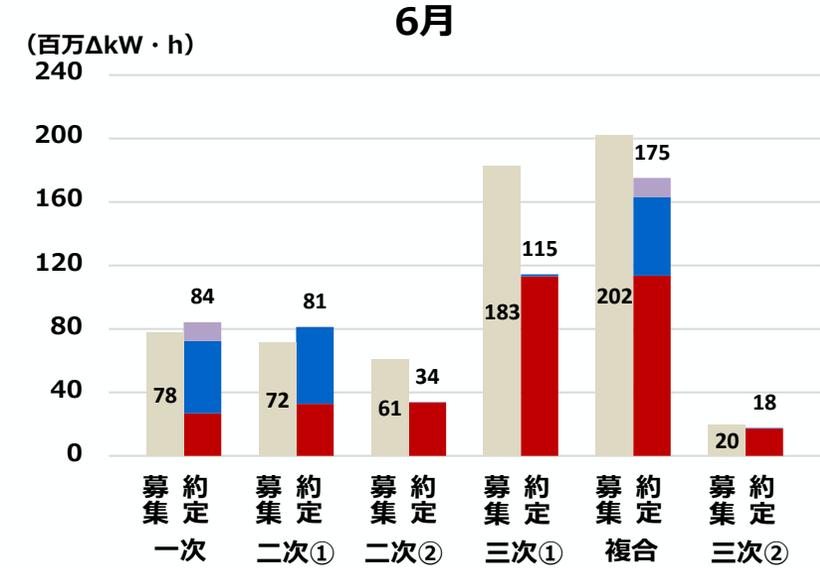
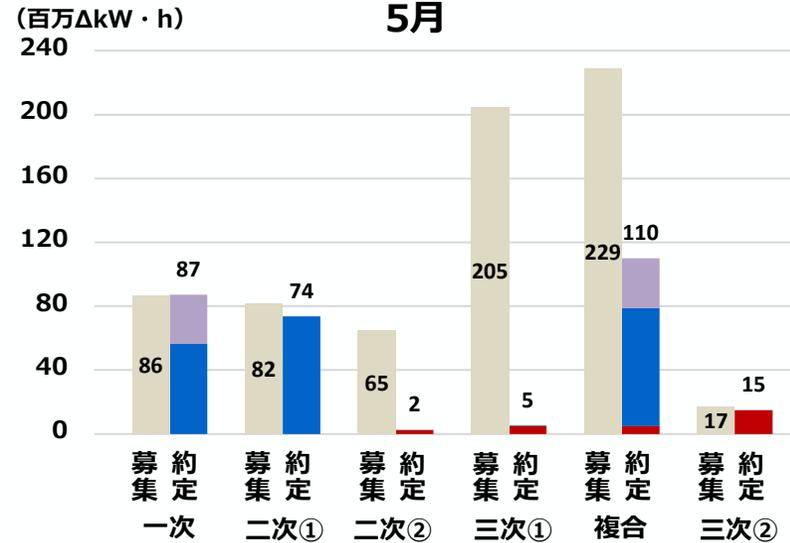
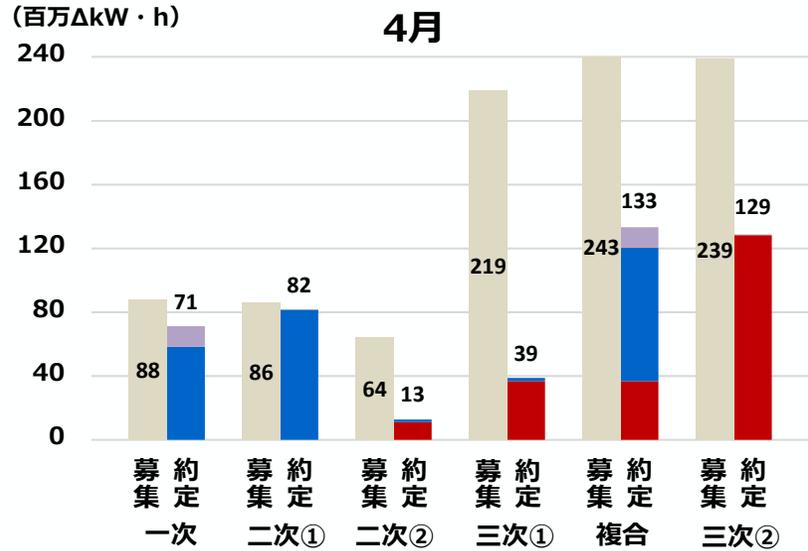
約定量・募集量・応札量の動向（2024年4~8月）

- 多くのエリア・商品で約定量が募集量を下回る傾向だが、未達率（（募集量－約定量）／募集量）は減少傾向にある。
 - 商品別では、二次②の未達率が比較的低い水準である一方、一次の未達率が約7~8割程度と極めて高い。
 - エリア別では、北陸、中国、四国において未達率が比較的 low、二次②・三次①の未達率では0%に近い水準となっている。一方、東京及び中部では未達率が極めて高く、特に一次及び二次①については約定量がほぼゼロの状態が継続。
 - 7月12日、中部エリアにおいては属地TSOとBG間における揚水発電の運用権貸与に関する随意契約を締結したことを踏まえ募集量を見直し。7・8月より週間商品の募集量が減少している。
- エリアにより差があるものの、約定リソースの内訳は、火力が最多、次いで揚水、蓄電池やDRは僅かである。
 - 火力は、すべての商品で幅広く約定しているが、東京及び中部において約定量が少ない。
 - 揚水は、応動時間の短い高速商品（一次及び二次①）に適したリソースと考えられるが、北海道以外では高速商品での約定が少ない。
 - 北海道で蓄電池の約定量が一定量あるが、その他エリアにおいては、蓄電池やDR等の新規リソースの約定量はほとんどない。
- 5月以降、段階的に前日商品の募集量を削減したことで、三次②の未達率は基本的に減少傾向だが、6月に比べて7月は未達率が一時的に上昇した。（結果として三次②の平均約定単価は一時的に上昇）
- 多くのエリアでは、週間・前日商品のいずれでも、応札量が顕著に増加している傾向は見られない。ただし、一部エリアの週間商品では応札量の増加傾向が見られる。

各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（1 / 9）

北海道

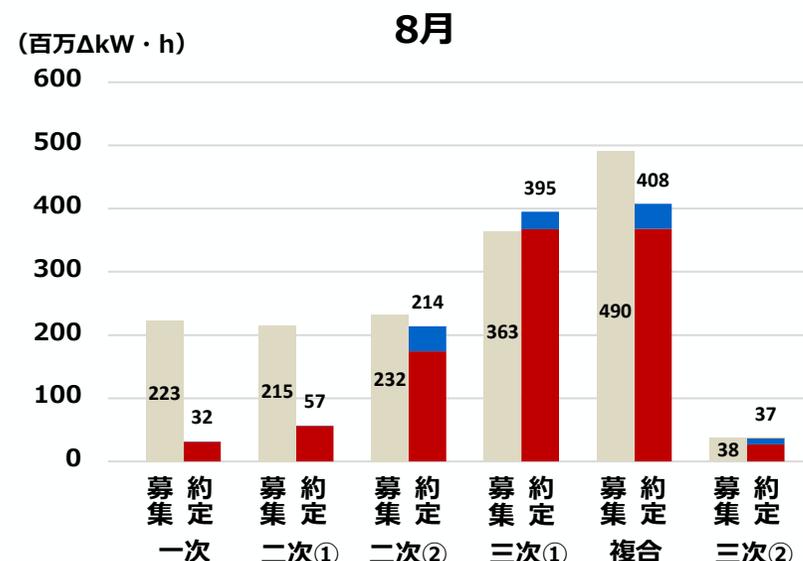
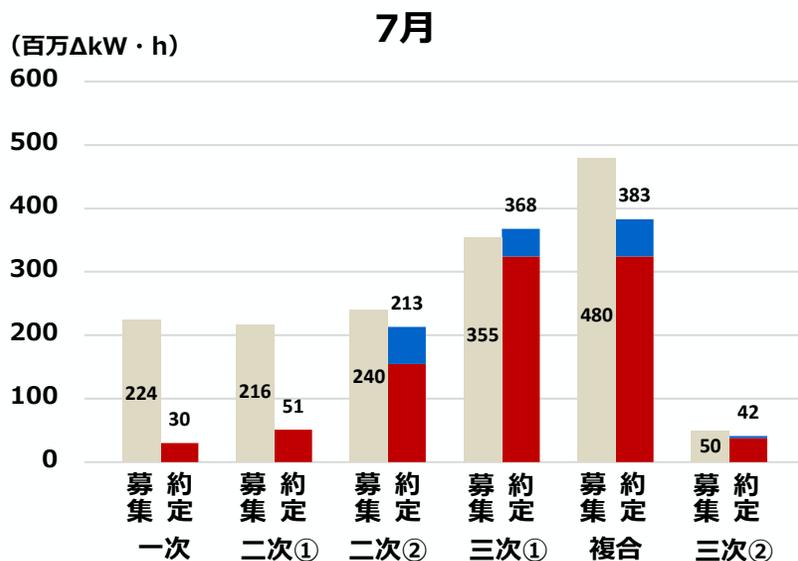
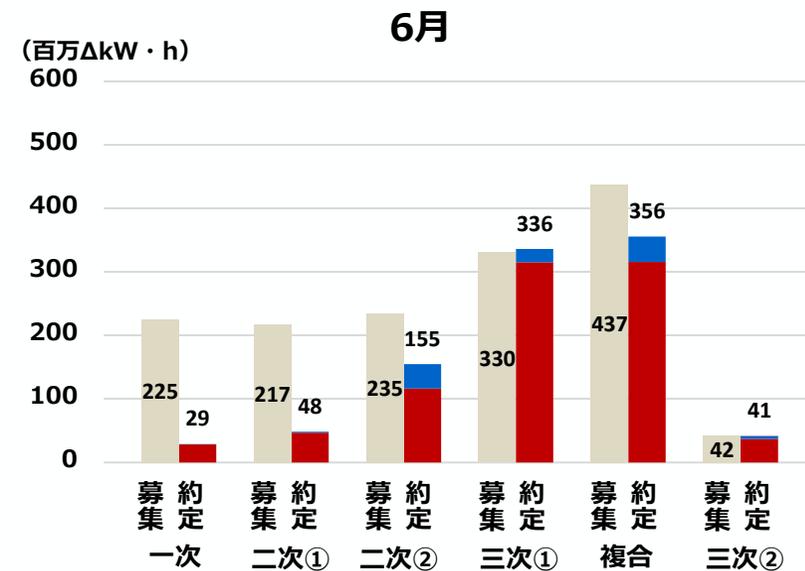
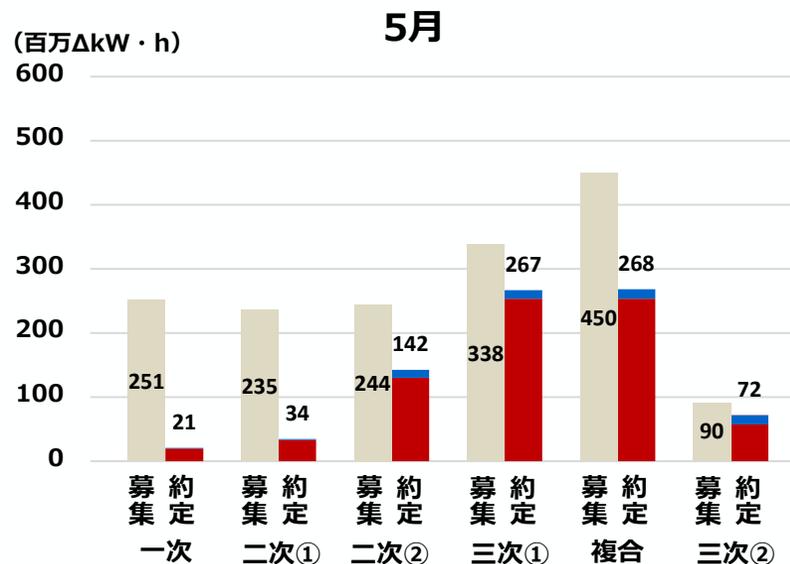
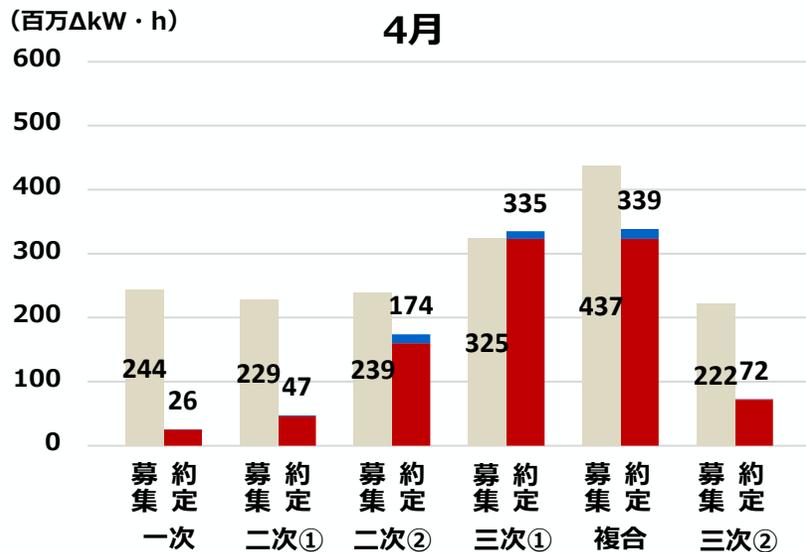
■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR



各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（2 / 9）

東北

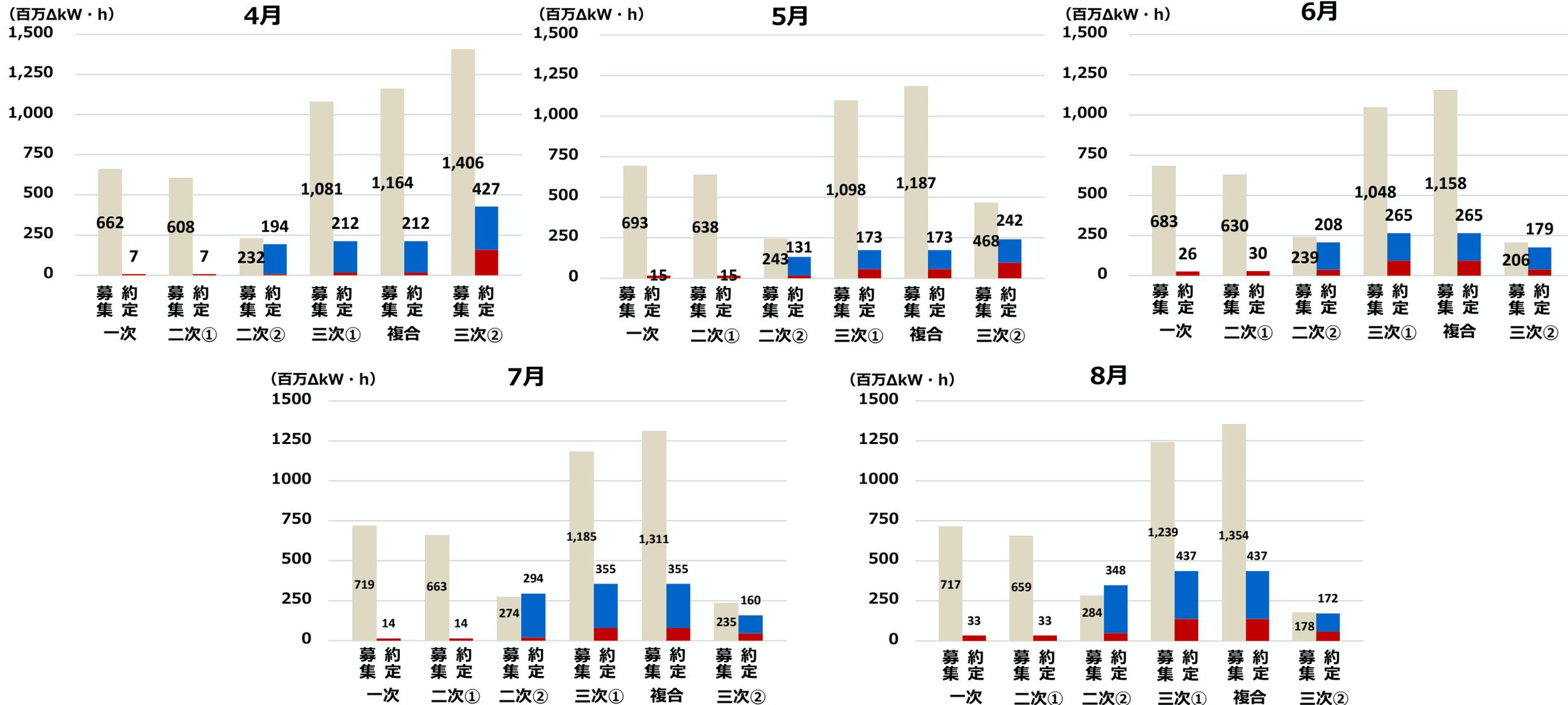
■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR



各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（3 / 9）

東京

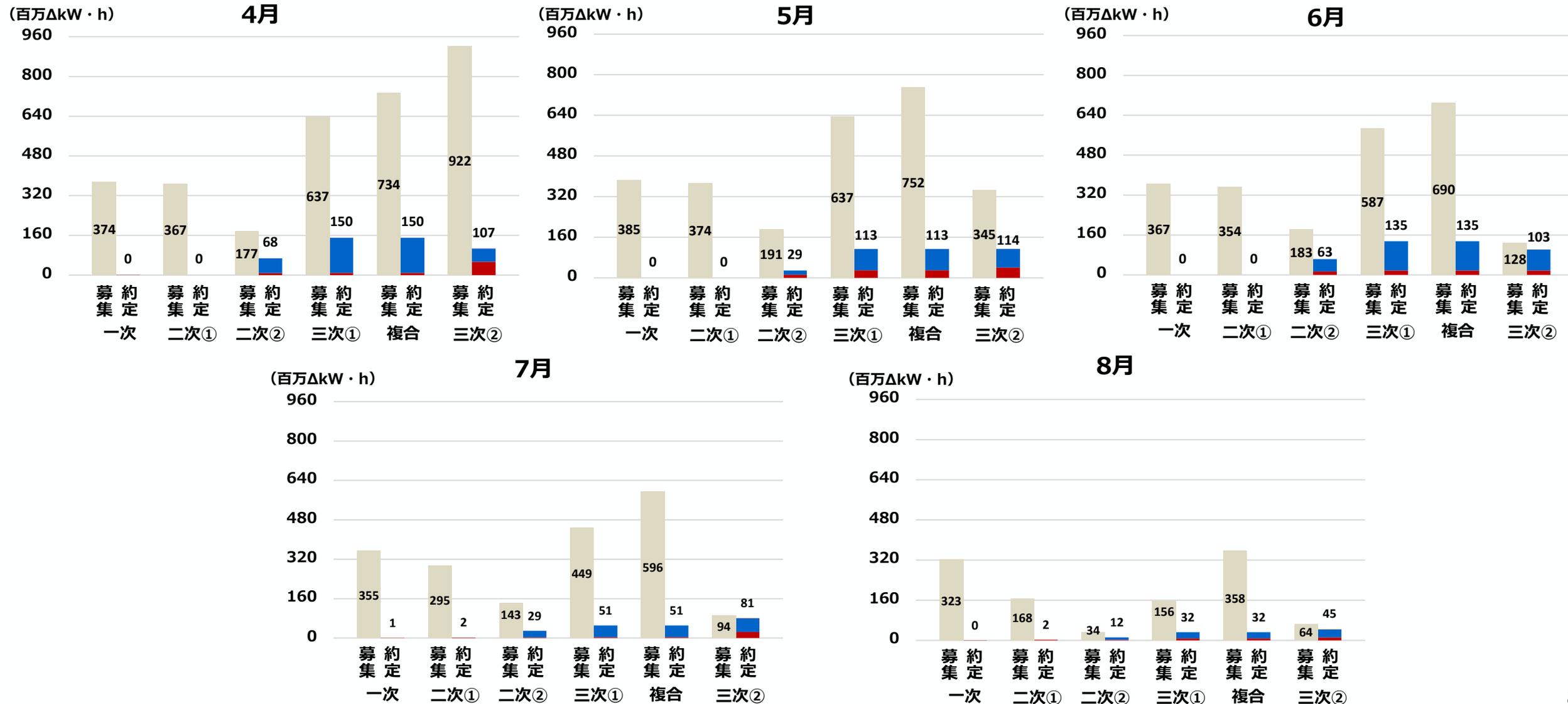
■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR



各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（4 / 9）

中部

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

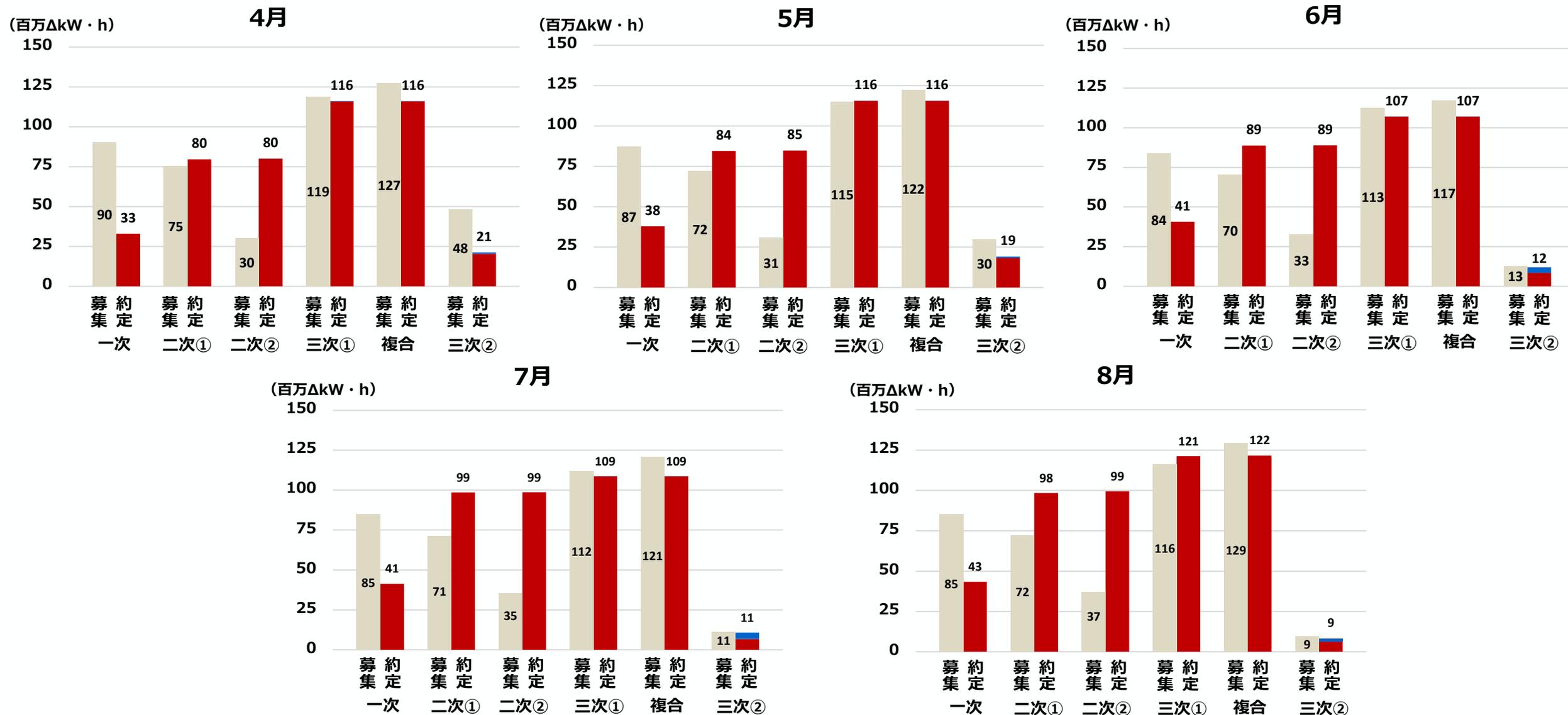


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（5 / 9）

北陸

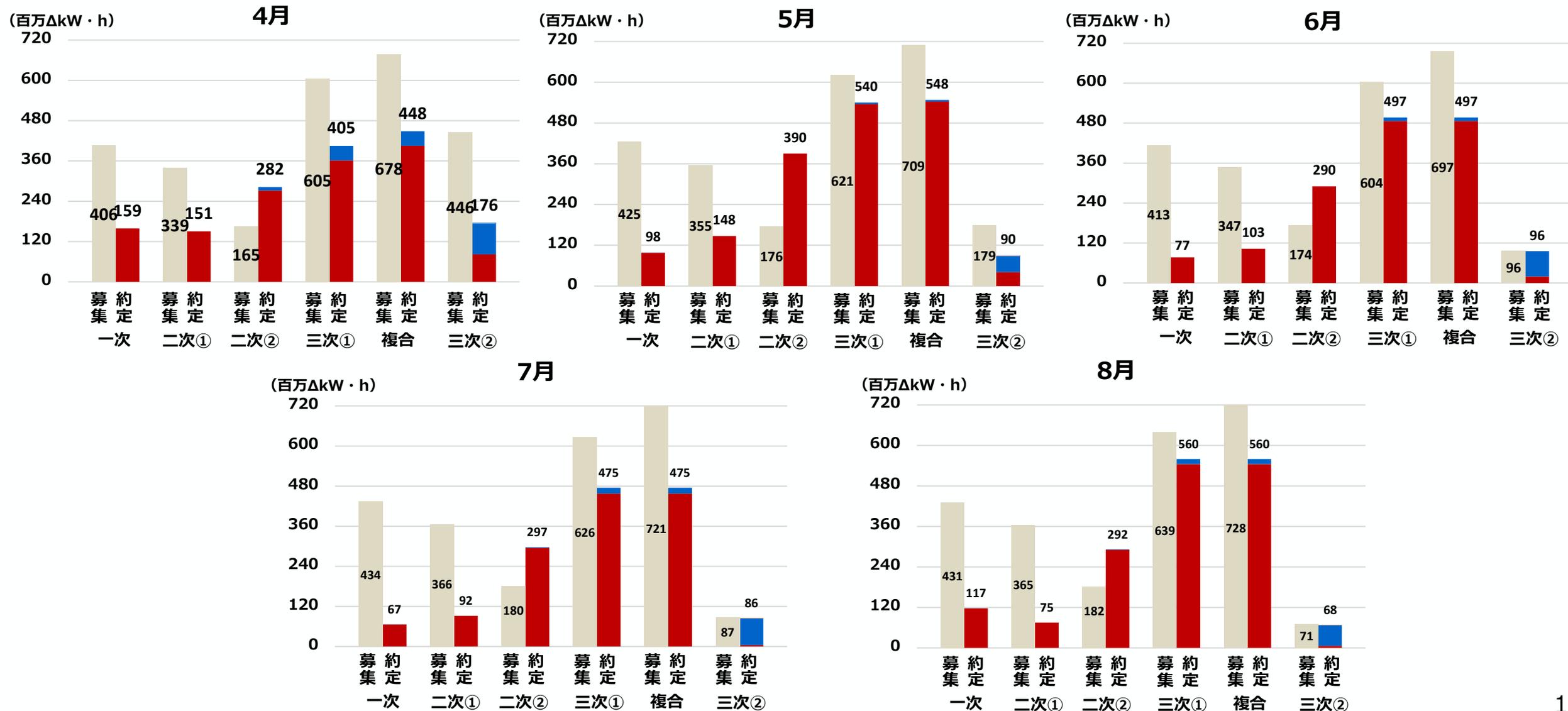
■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR



各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（6 / 9）

関西

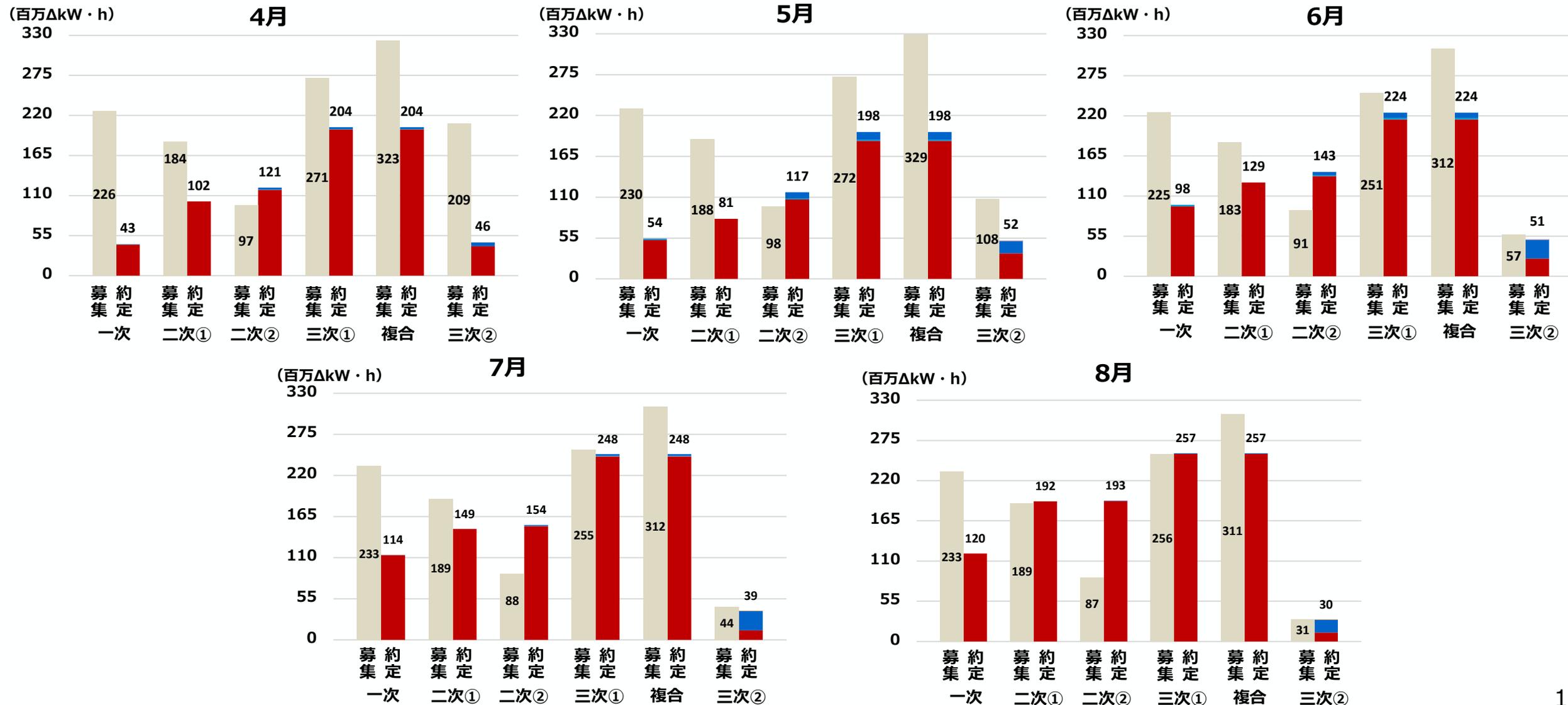
■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR



各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（7 / 9）

中国

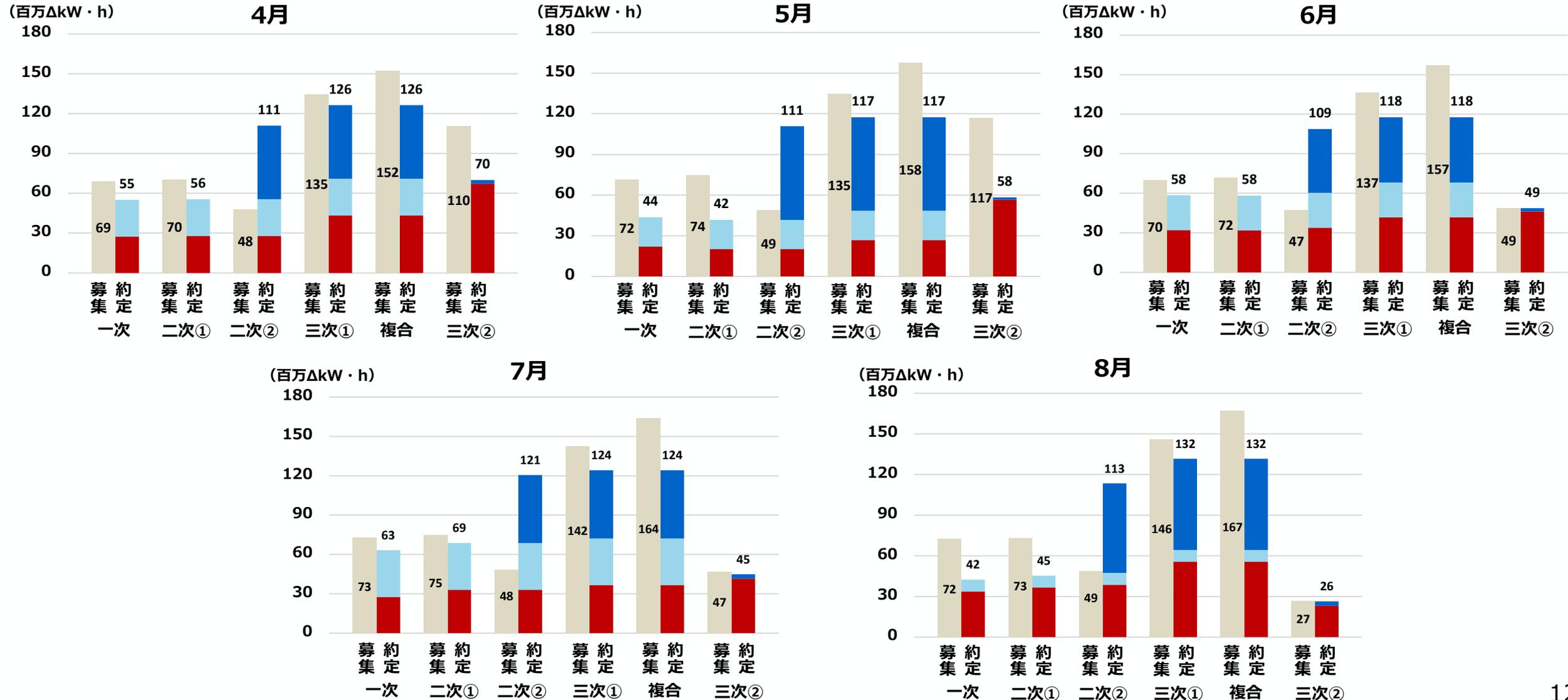
■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR



各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（8 / 9）

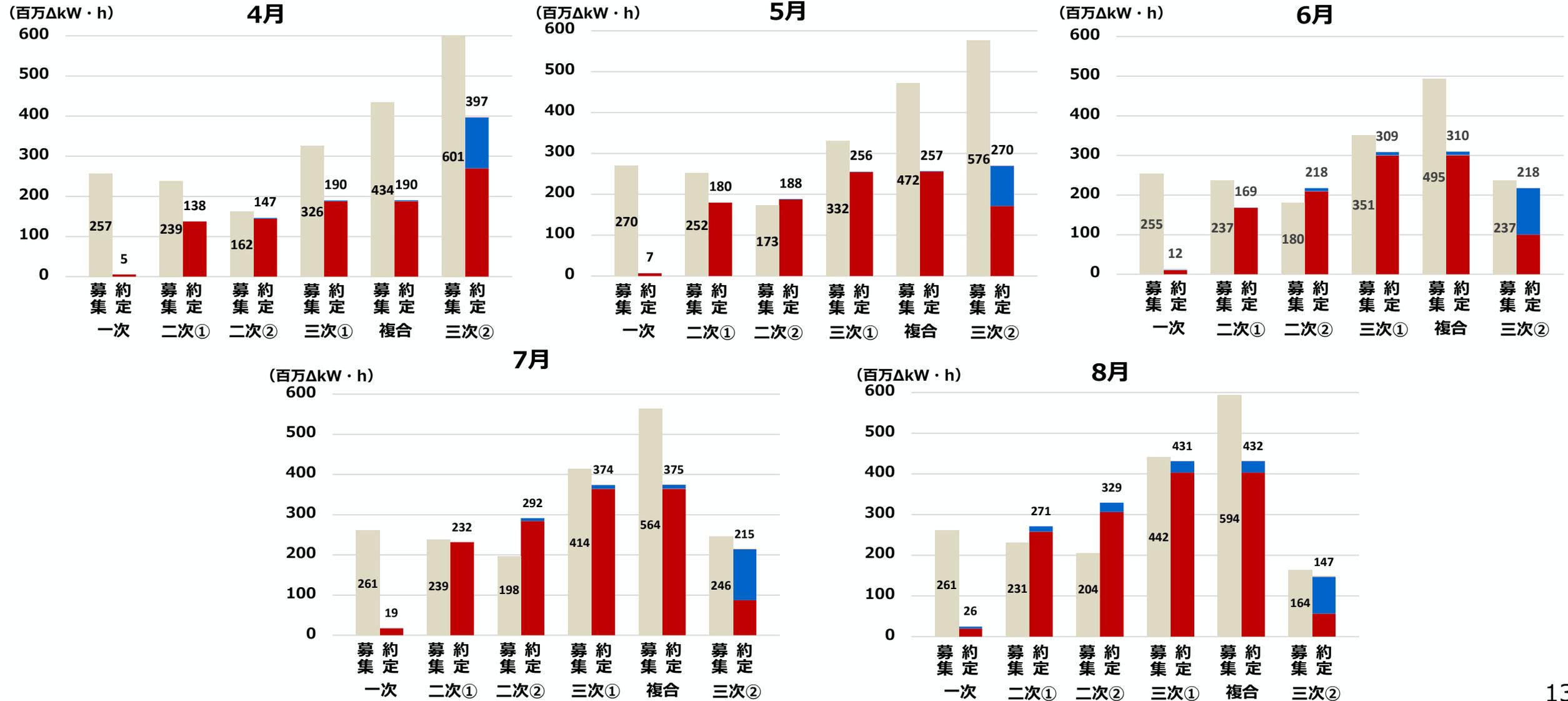
四国

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR



各エリア約定量の動向（2024年4~8月）（9 / 9）

九州



(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)

未達率の動向（2024年7~8月）

【商品別の未達率(%)】

	一次		二次①		二次②		三次①		複合		三次②	
	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月
北海道	0	0	0	0	49	42	33	37	12	19	23	2
東北	87	86	76	74	12	10	9	6	22	19	17	2
東京	98	95	98	95	23	18	70	65	73	68	32	3
中部	100	100	99	99	80	67	89	79	91	91	13	29
北陸	51	49	0	1	0	0	3	1	10	6	3	9
関西	85	73	75	79	5	0	24	12	34	23	2	6
中国	51	48	22	2	0	0	4	0	20	17	11	2
四国	13	42	9	38	0	0	13	10	24	21	4	1
九州	93	90	28	18	4	3	19	12	34	27	13	10
全国	83	80	69	64	20	11	43	33	49	42	17	8

(注) 未達率は(募集量-約定量)÷募集量で求まる。募集量・約定量は1日8BL×1か月分のデータを合算。
募集量を上回る約定量となったBLでは、上回った分の約定量は合算の対象外とする。

(参考) 未達率の動向 (2024年4~6月)

第95回制度検討作業部会
(2024年7月23日) 資料4

【商品別の未達率(%)】

	一次			二次①			二次②			三次①			複合			三次②		
	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月
北海道	19	7	3	5	10	3	80	96	48	82	97	37	45	52	16	46	12	10
東北	89	92	87	79	85	78	29	45	34	8	29	13	24	42	24	68	20	3
東京	99	98	96	99	98	95	19	46	24	80	84	75	82	85	77	70	49	13
中部	100	100	100	100	100	100	62	85	66	76	82	77	80	85	80	88	67	19
北陸	63	57	51	4	1	1	0	0	0	5	1	6	9	6	10	56	35	7
関西	61	77	81	56	58	70	3	0	1	33	13	18	34	23	29	61	51	0
中国	81	76	56	45	57	30	9	1	0	25	28	11	37	40	28	78	52	11
四国	22	40	17	21	44	19	0	0	0	7	13	15	17	25	25	37	50	0
九州	98	97	95	48	36	36	34	24	12	46	33	22	56	46	38	34	53	8
全国	84	86	83	71	72	70	28	38	25	54	54	44	56	57	49	66	52	10

(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)

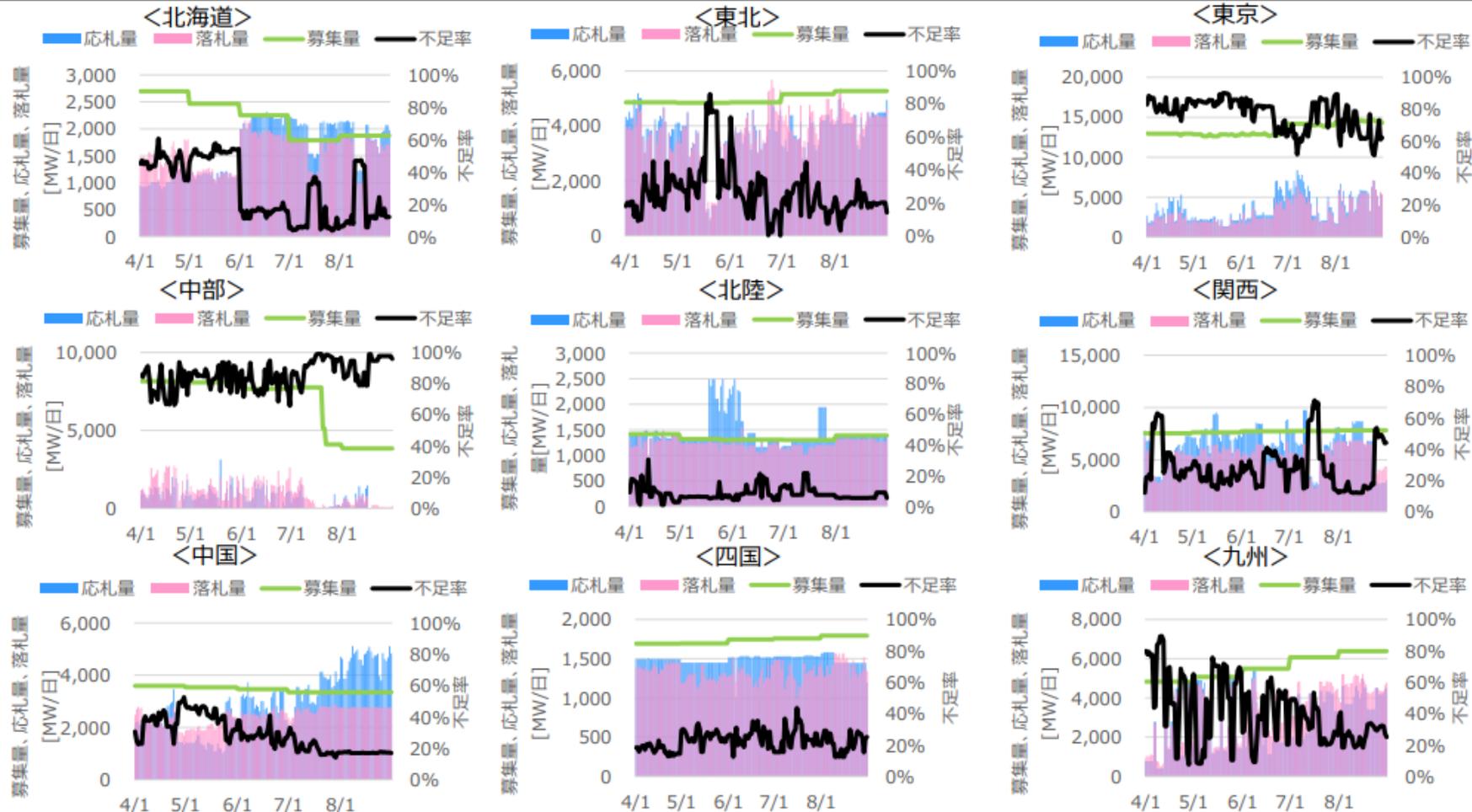
(参考) 週間商品 (複合商品) における募集量・応札量・落札量の関係

第50回需給調整市場検討小委員会
(2024年9月10日) 資料5

(参考) 取引実績(複合商品): 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、落札量は全8ブロック合計値
不足率 = 不足量/募集量

- 東京・中部エリアについては、上期全体を通じて不足率は高めの状況。
- 一方、北海道エリアでは6月頃まで応札が少なかったが、以降は応札量が増え、調達率の改善が見られた。



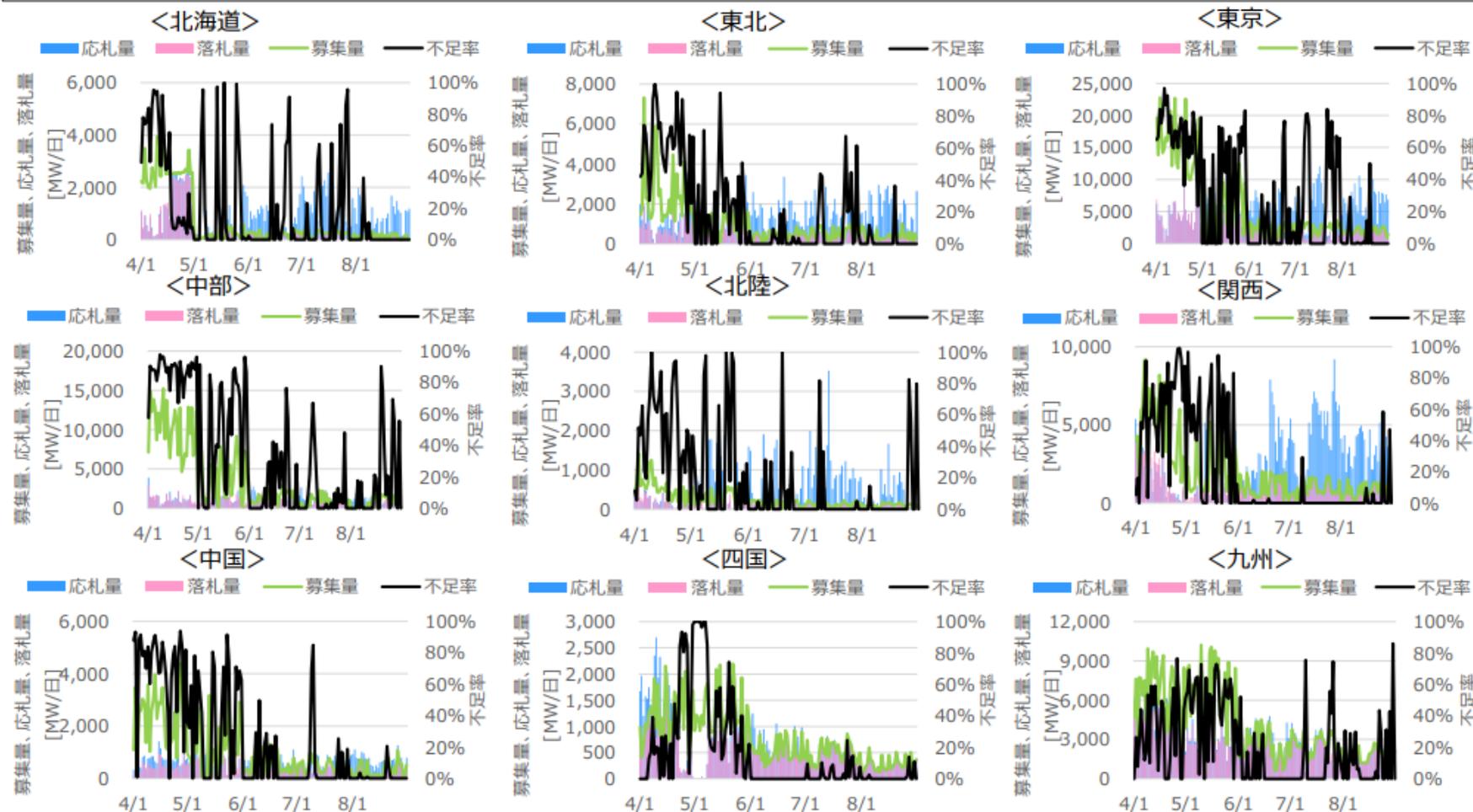
(参考) 前日商品 (三次②) における募集量・応札量・落札量の関係

第50回需給調整市場検討小委員会
(2024年9月10日) 資料5

(参考) 取引実績(三次②):エリア別

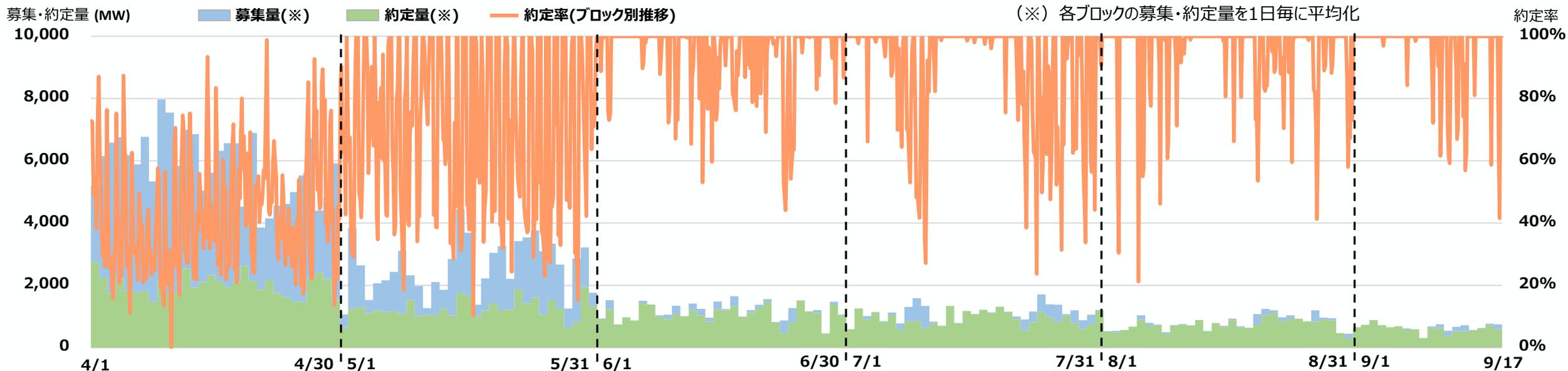
出所) 電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
募集量、応札量、落札量は全8ブロック合計値
不足率 = 不足量/募集量

■ 二次②・三次①の前日追加調達を一次中断や一定割合を乗じた募集量への見直し等を通じて、4月当初に比べ募集量が大きく減少しており、不足率も改善傾向にある。



前日商品の募集量見直しによる効果について（全国合計）

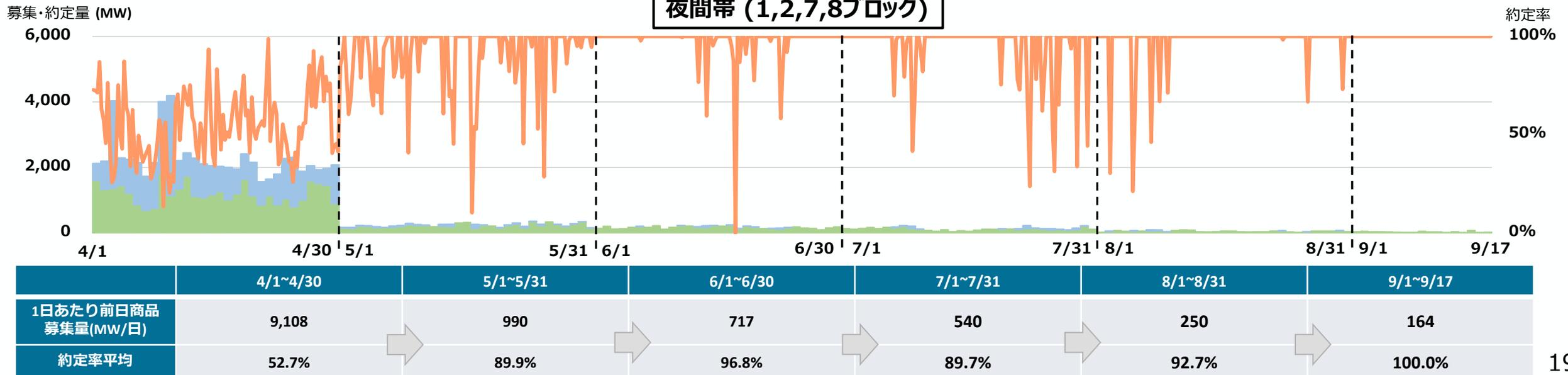
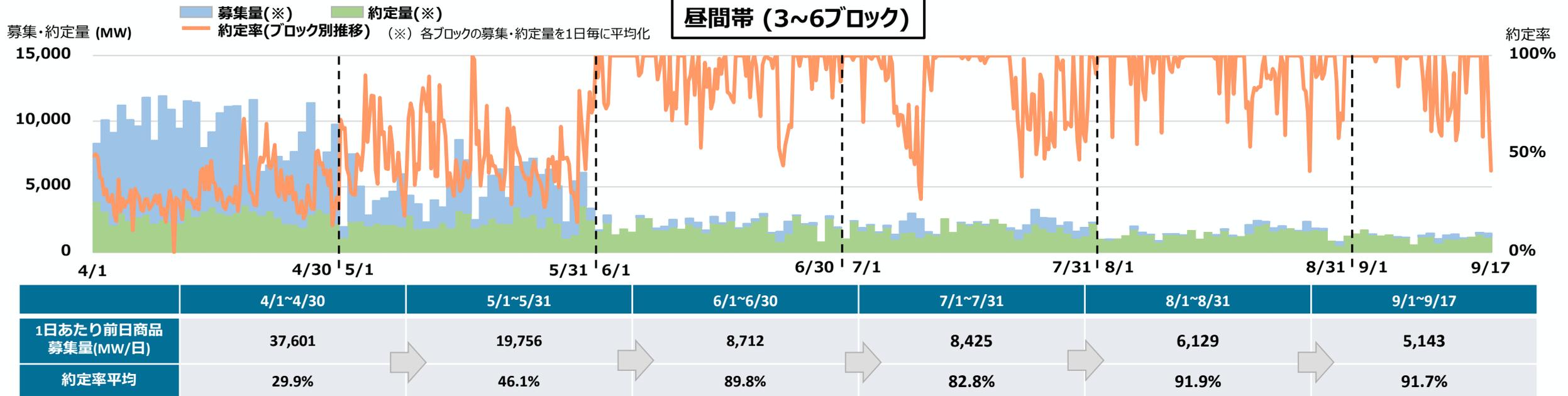
- 単価の高騰が顕著な前日商品を対象に、需給調整市場における募集量削減を行ってきた。前日商品の4月以降における全国(9エリア合計)での約定量・募集量・約定率の推移は下記グラフの通り。5/1から週間商品の前日追加調達一時中断、6/1から一定割合による募集量削減、7/1からは前日商品の効率的調達を実施。
- 週間商品の前日追加調達一時中断により、ある程度約定率は増加したが、一定割合による募集量削減を経て、三次②の約定率は更に大幅に向上。昼夜問わず約定率が100%となる断面が増加した。前日商品の効率的な調達開始(7月)以降、概ね約定率は高水準で推移しているが、6月から7月にかけては下がっており、今後継続的な注視が必要。



	4/1~4/30	5/1~5/31	6/1~6/30	7/1~7/31	8/1~8/31	9/1~9/17
1日あたり前日商品 募集量(MW/日)	46,710	20,746	9,429	8,965	6,379	5,307
約定率平均	34.3%	48.2%	90.3%	83.2%	91.9%	91.9%

(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) 前日商品の募集量見直しによる効果について (全国合計・昼夜間別)



約定価格の動向（2024年4~8月）

【エリア・商品別の約定価格動向について】

- 約定価格は、エリアにより大きな差が生じており、北海道や九州において平均単価10円超の商品が多い一方、北陸、四国においては、すべての商品について比較的低くなっている。
- 上限価格の設定がない三次②については、6/1から始まった一定割合による募集量削減により、ある程度調達単価が抑えられているエリアも存在する。一方で、北海道では8月の三次②調達平均単価は30円近くまで高騰。

（※）募集量は削減していたため、結果的に三次②の調達費用全体に対する影響は限定的。

【商品・リソース別の約定価格動向について】

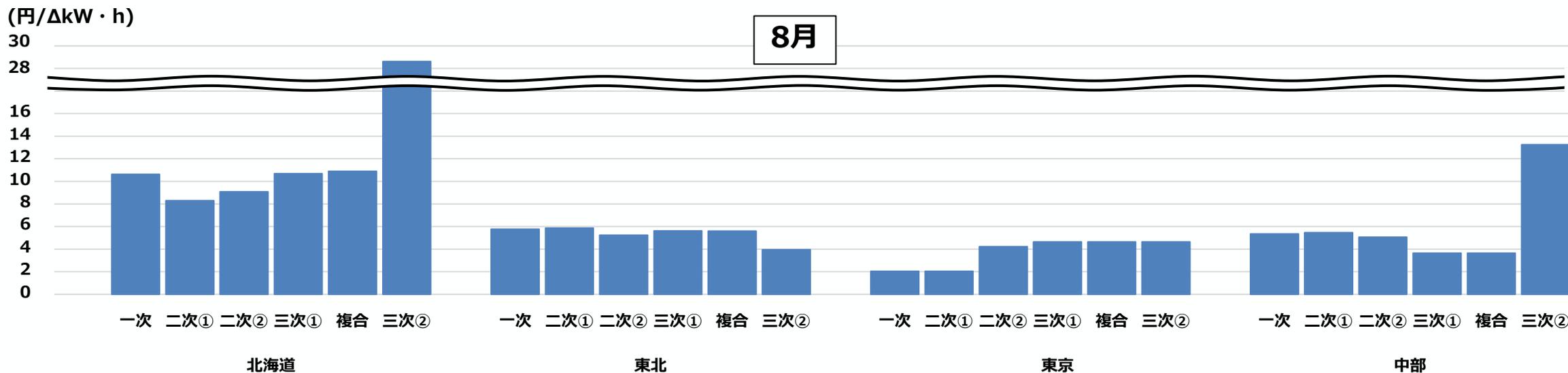
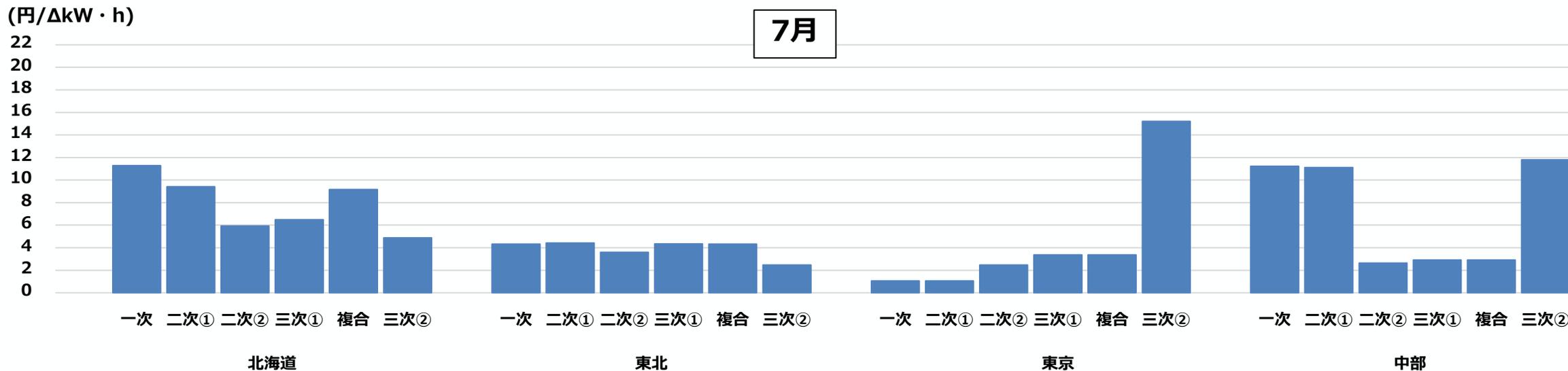
- 週間商品（一次～三次①）においては、蓄電池リソースを中心に上限価格に近い水準での約定が確認できる。
- 三次②においては、蓄電池やDRリソースにて価格高騰が見られる他、引き続き火力リソースについて他商品より平均価格が高く、より高値で応札している事業者の存在が確認できる。

【週間商品・前日商品の約定単価分布】

- 週間商品においては、上限価格に近い水準（或いは張り付き）の約定もあった。
- 三次②は上限価格設定がなく、募集量の削減を行った一方で、100円/ Δ kW・h以上の高値札が引き続き多く約定した。

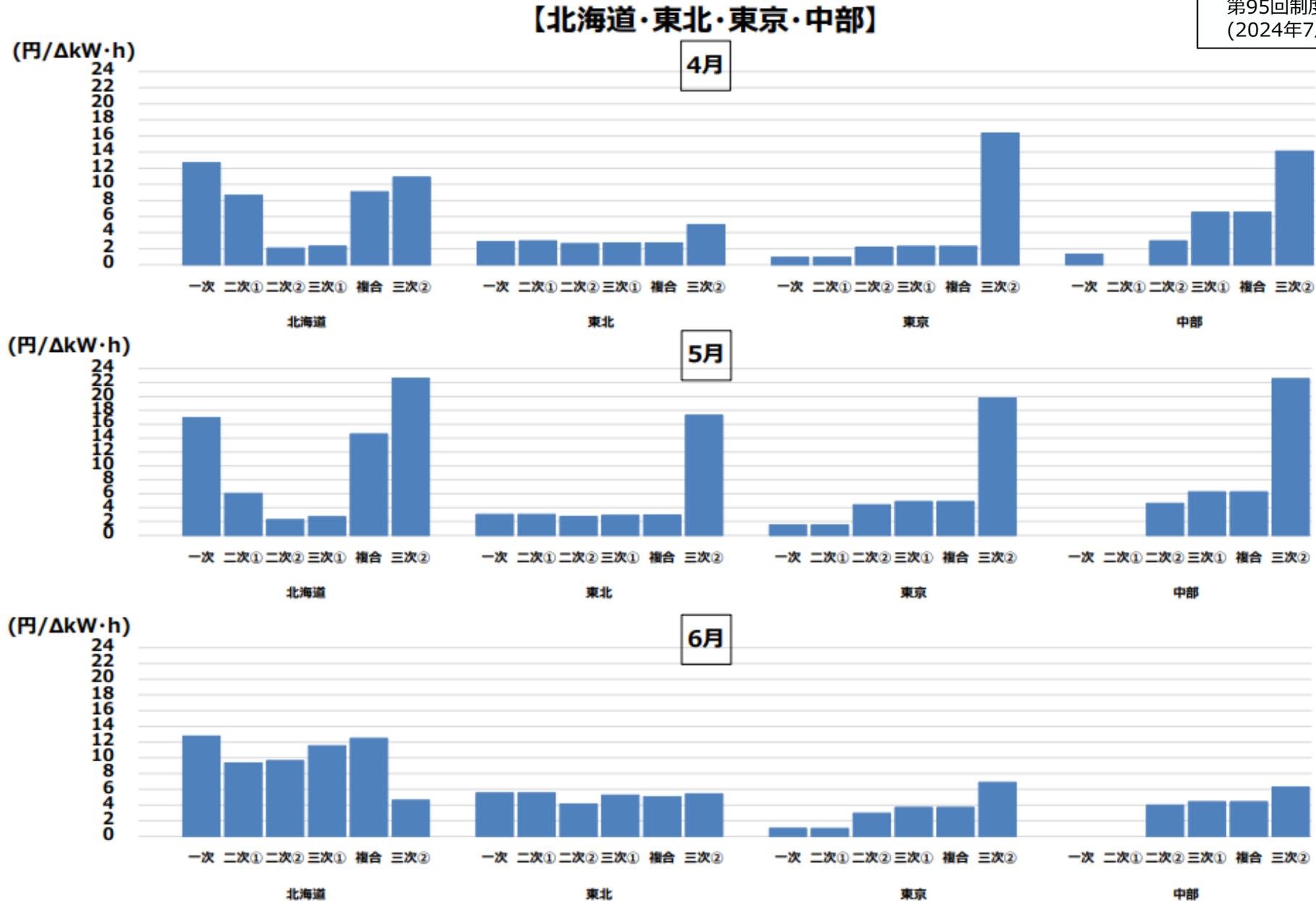
エリア・商品別約定価格の動向（2024年7・8月）（1 / 2）

北海道・東北・東京・中部



(参考) エリア・商品別約定価格の動向 (2024年4~6月) (2 / 2)

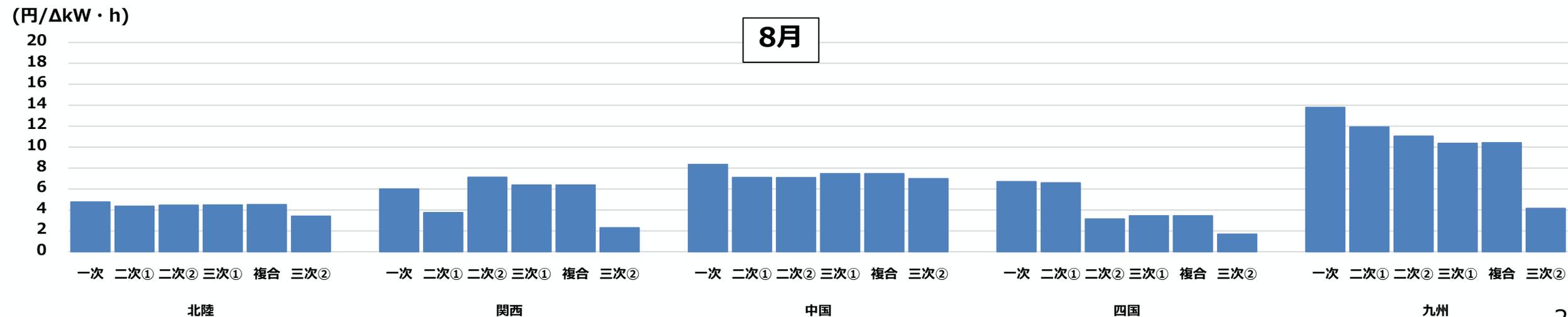
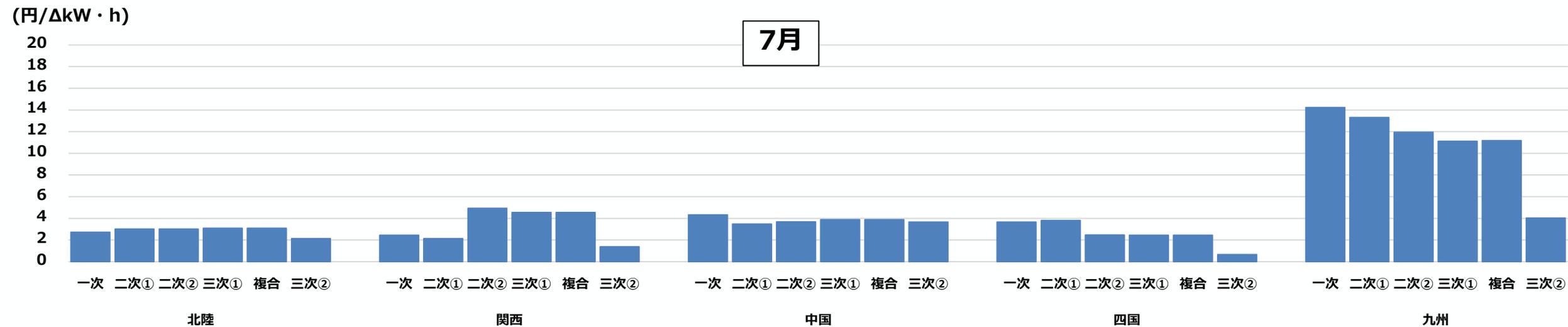
第95回制度検討作業部会
(2024年7月23日) 資料4



(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)

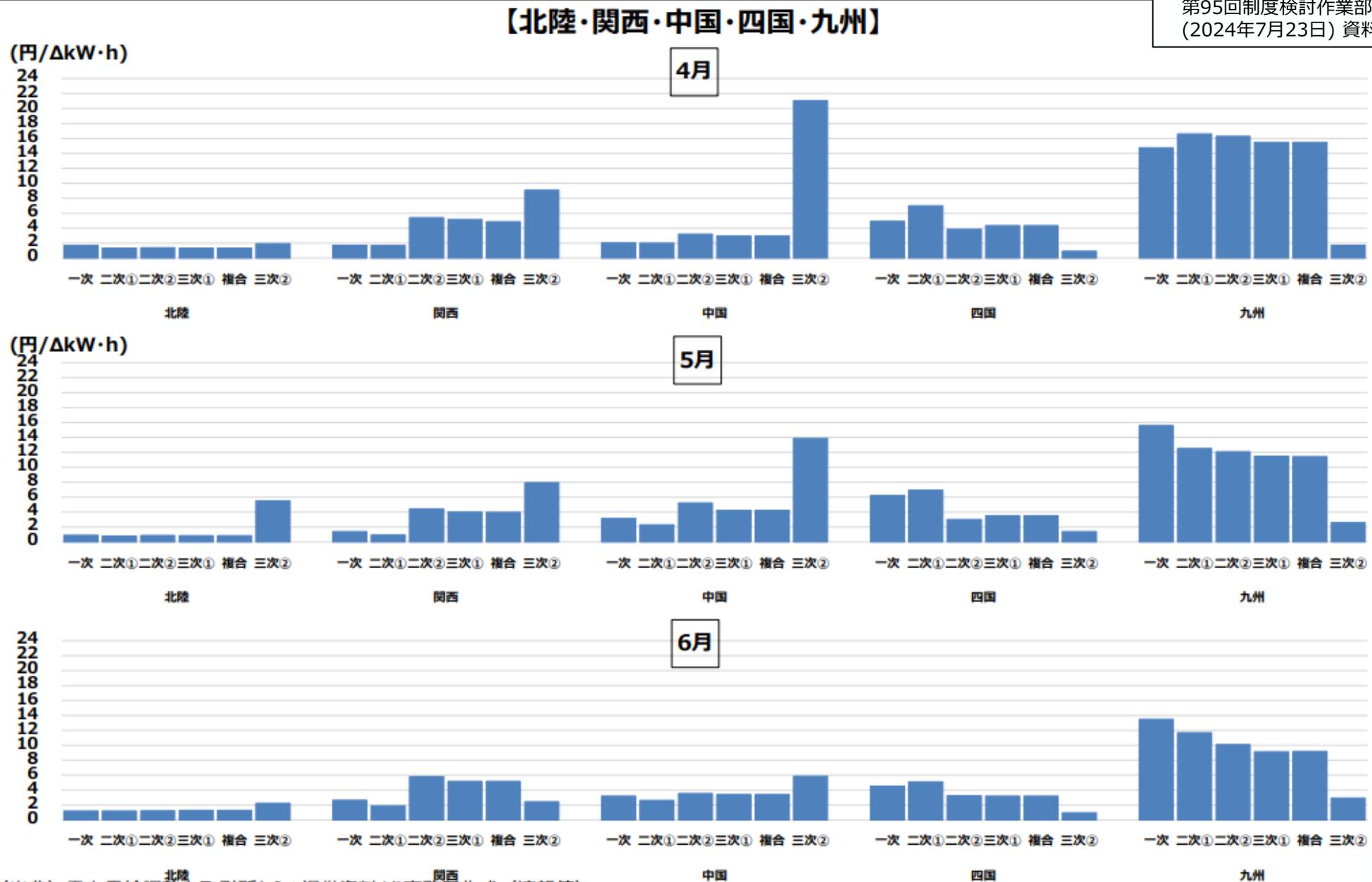
エリア・商品別約定価格の動向（2024年7・8月）（2 / 2）

北陸・関西・中国・四国・九州

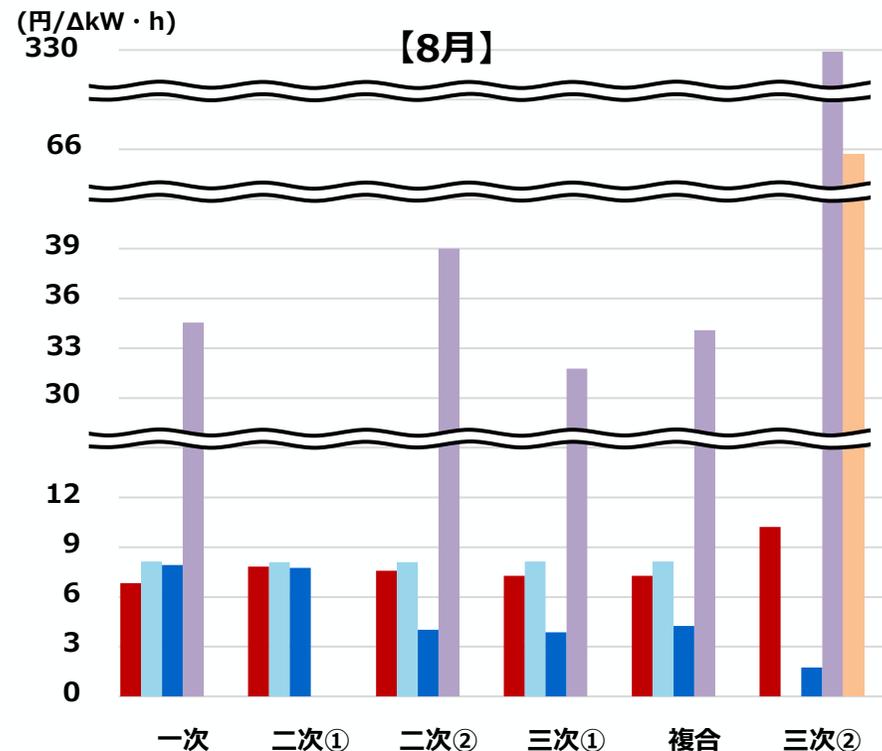
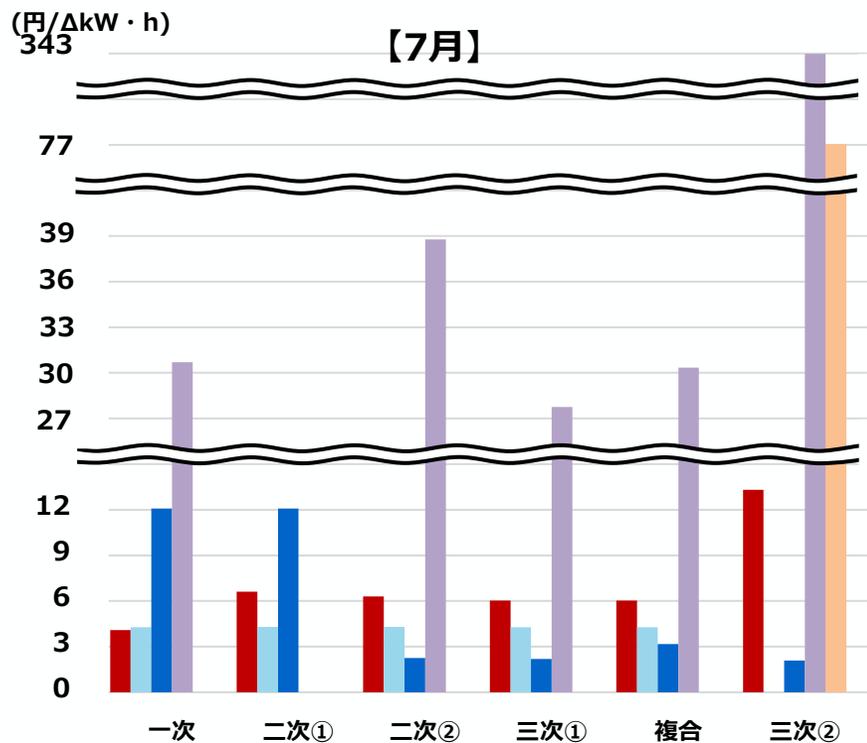


(参考) エリア・商品別約定価格の動向 (2024年4~6月) (1 / 2)

第95回制度検討作業部会
(2024年7月23日) 資料4



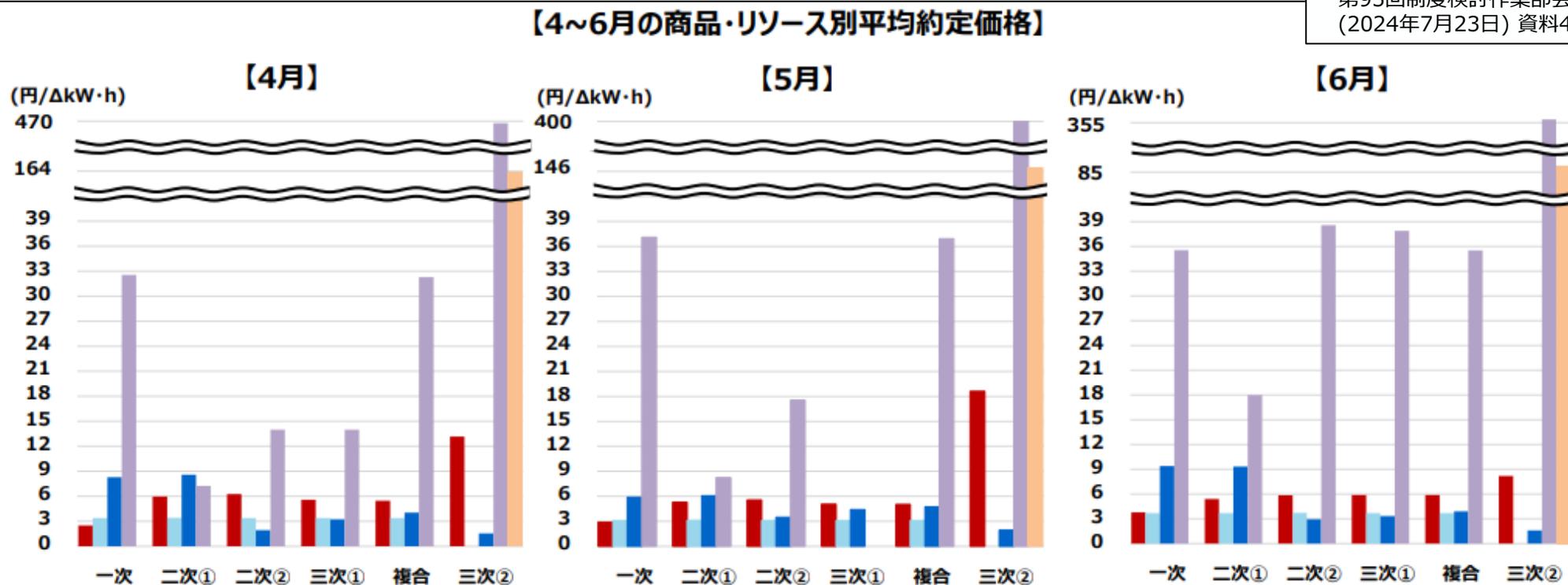
商品・リソース別約定価格の動向（2024年7・8月）



(円/ΔkW・h)	一次		二次①		二次②		三次①		複合		三次②	
	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月	7月	8月
■ 火力	4.09	6.84	6.60	7.83	6.30	7.58	6.02	7.27	6.02	7.27	13.30	10.23
■ 一般水力	4.27	8.14	4.30	8.10	4.30	8.10	4.27	8.14	4.27	8.14	-	-
■ 揚水	12.09	7.93	12.08	7.75	2.26	4.02	2.19	3.86	3.17	4.26	2.08	1.75
■ 蓄電池	30.69	34.55	-	-	38.77	39.00	27.75	31.77	30.34	34.09	342.99	329.10
■ VPP/DR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.02	65.68
全体	5.47	7.44	6.83	7.83	5.14	6.64	5.22	6.64	5.43	6.74	6.85	5.38
上限価格	39.02				14.42(単一)				39.02		なし	

(参考) 商品・リソース別約定価格の動向 (2024年4~6月)

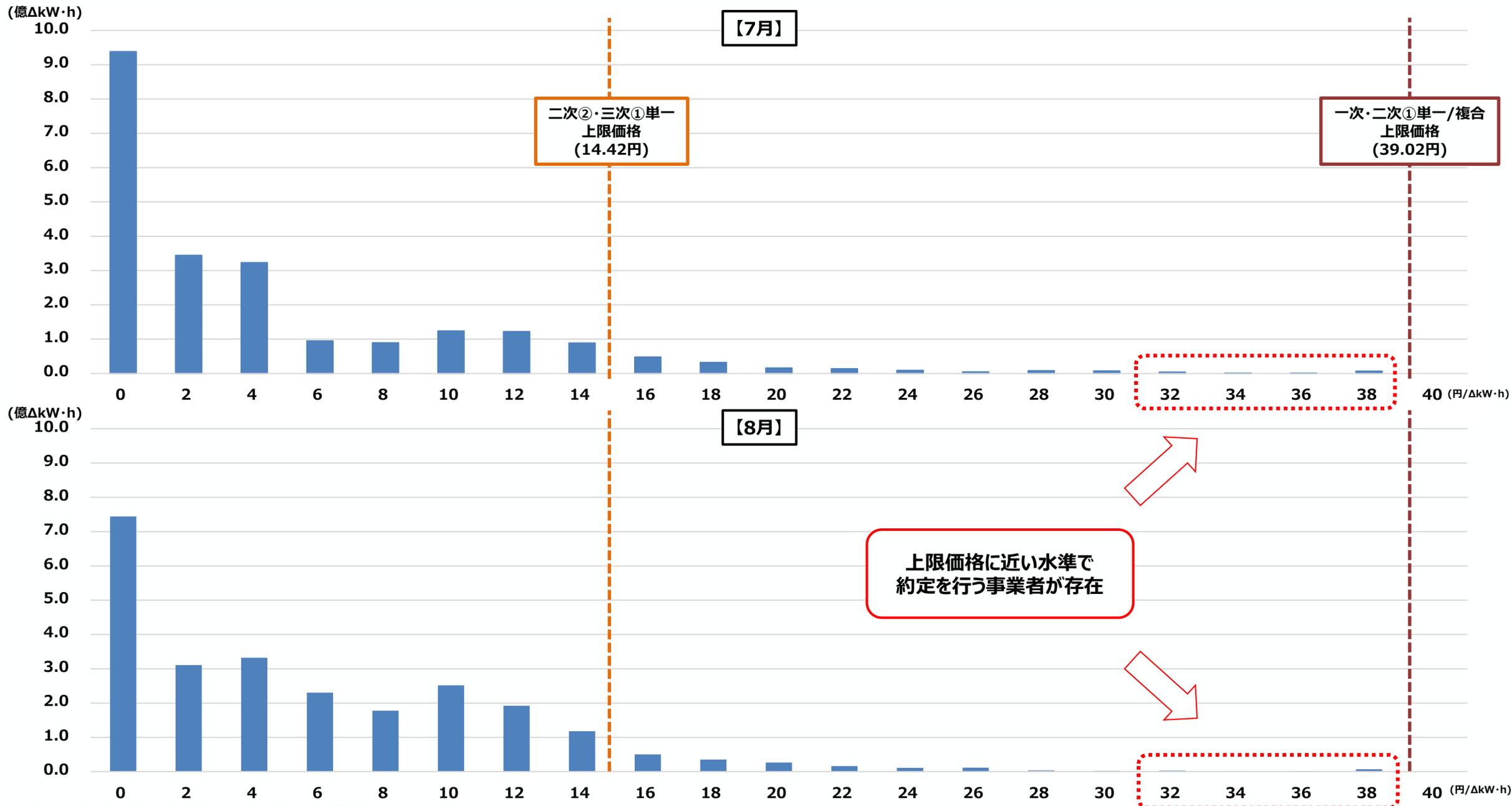
第95回制度検討作業部会
(2024年7月23日) 資料4



(円/ΔkW・h)	一次			二次①			二次②			三次①			複合			三次②		
	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月
■ 火力	2.49	2.90	3.78	5.96	5.30	5.39	6.28	5.56	5.85	5.59	5.05	5.88	5.47	5.03	5.87	13.15	18.60	8.19
■ 一般水力	3.39	3.09	3.70	3.42	3.12	3.67	3.39	3.09	3.72	3.39	3.09	3.70	3.39	3.09	3.70	-	-	-
■ 揚水	8.28	5.89	9.39	8.58	6.07	9.33	1.92	3.49	2.95	3.23	4.41	3.33	4.04	4.73	3.90	1.55	1.94	1.60
■ 蓄電池	32.57	37.11	35.54	7.25	8.23	18.00	14.00	17.54	38.59	14.00	-	37.89	32.30	36.92	35.53	469.78	400.74	355.41
■ VPP/DR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	163.91	146.42	85.81
全体	4.38	6.28	5.31	6.18	5.32	5.61	5.00	5.13	5.10	4.95	4.92	5.38	5.22	5.47	5.60	9.44	12.07	4.47
上限価格	39.02						14.42(単一)						39.02			なし		

(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)

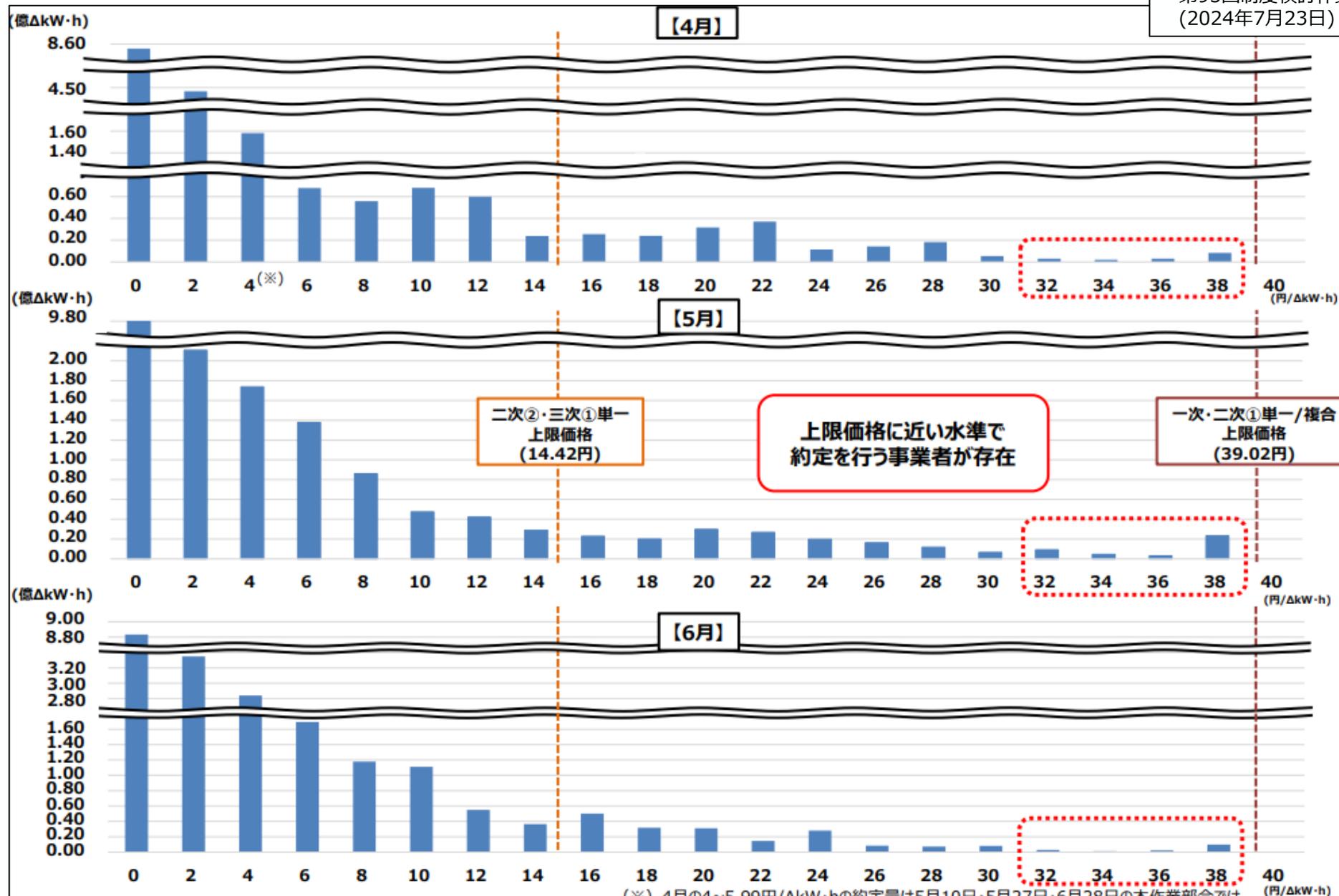
週間商品の約定単価分布 (2024年7・8月)



(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) 週間商品の約定単価分布 (2024年4~6月)

第95回制度検討作業部会
(2024年7月23日) 資料4

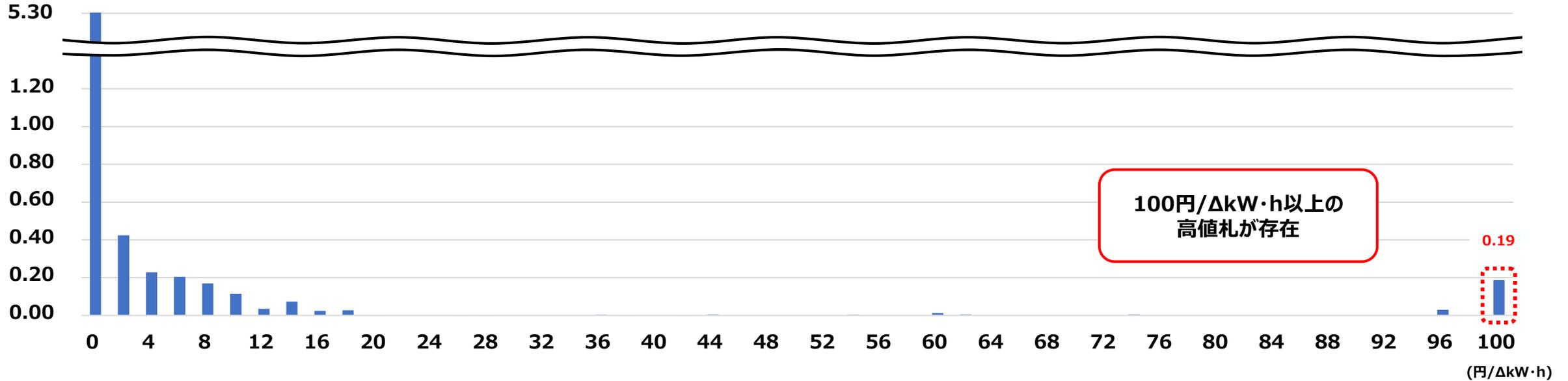


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

前日商品の約定単価分布（2024年7・8月）

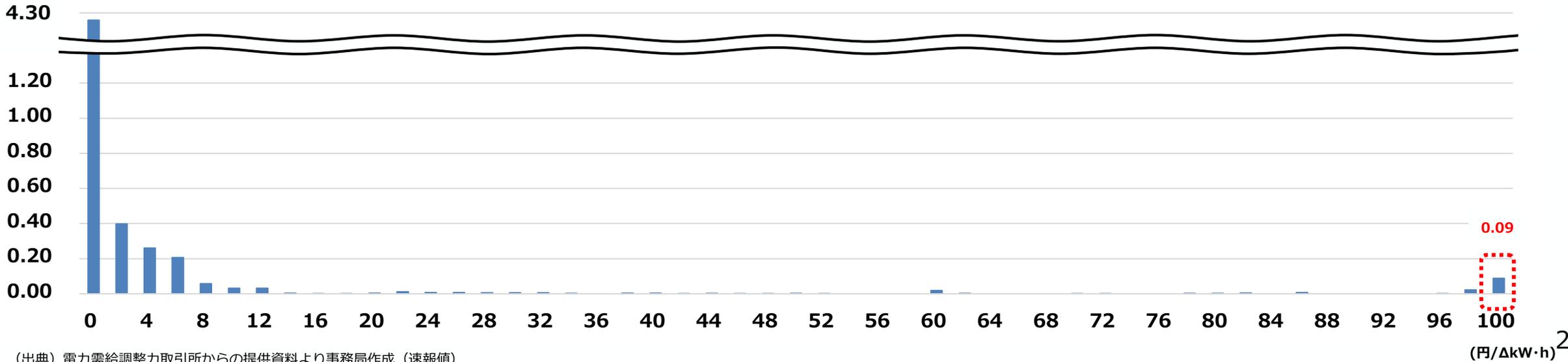
(億 Δ kW \cdot h)

【7月】



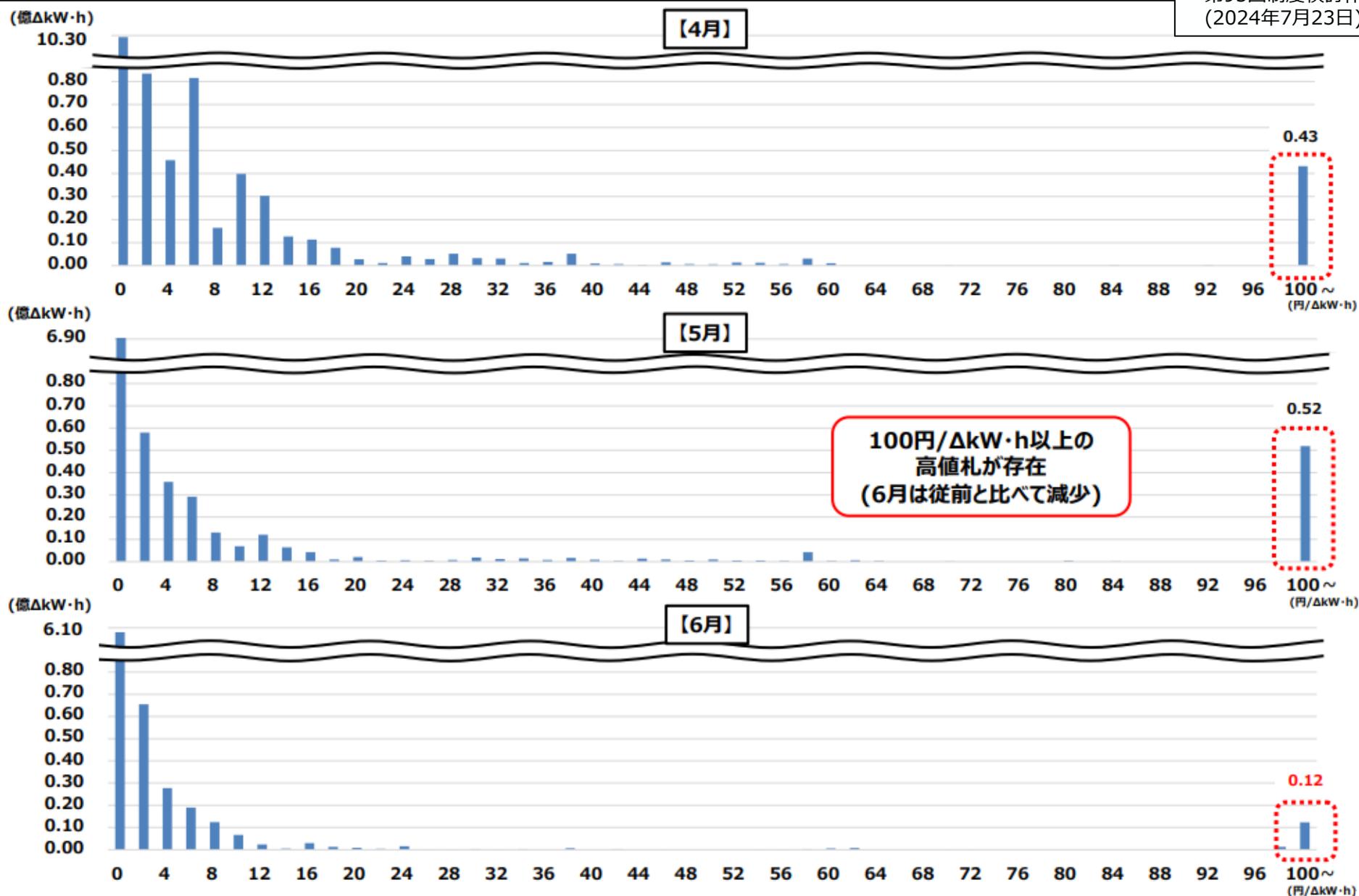
(億 Δ kW \cdot h)

【8月】



前日商品の約定単価分布 (2024年4~6月)

第95回制度検討作業部会
(2024年7月23日) 資料4



100円/ΔkW·h以上の
高値札が存在
(6月は従前と比べて減少)

(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)

調達費用総額の動向（2024年7・8月）

- 前日商品について、調達費用は4・5月の水準（毎月9エリア合計で100億円超）と比して大きく減少。
- 一方で、週間商品については4月以降増加の傾向。高需要期においてスポット市場の単価も高騰し、需給調整市場ガイドラインの中で応札価格に組み込む「逸失利益」が増加したことにより、需給調整市場の約定費用にも影響が出たものと推察される。

【2024/7/1~8/31 調達費用総額】

(百万円)	週間商品		前日商品				総額	
	7月	8月	7月	8月	うち蓄電池・DR		7月	8月
					7月	8月		
北海道	1,409	1,629	75	342	(28)	(7)	1,484	1,971
東北	1,655	2,284	103	147	(22)	(10)	1,757	2,431
東京	1,200	2,029	2,441	798	(50)	(21)	3,641	2,827
中部	149	118	958	603	(41)	(34)	1,107	721
北陸	335	549	23	29	(0)	(7)	358	578
関西	2,161	3,570	118	157	(17)	(32)	2,279	3,726
中国	965	1,919	144	210	(11)	(2)	1,109	2,129
四国	305	454	30	45	(0)	(6)	335	498
九州	4,188	4,504	867	611	(54)	(66)	5,055	5,115
合計	12,367	17,055	4,759	2,941	(222)	(184)	17,126	19,996

【参考：2023年度調達費用総額】

三次①	三次②	総額
3,421	2,078	5,499
739	6,414	7,153
628	7,708	8,336
2,430	6,777	9,207
39	237	276
26,268	6,131	32,399
860	5,112	5,972
5,167	5,120	10,286
10,067	6,325	16,391
49,619	45,902	95,519

(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) 調達費用総額の動向 (2024年4~6月)

第95回制度検討作業部会
(2024年7月23日) 資料4

- これまで行ってきた募集量の削減に関する施策を通し、前日商品について調達費用は毎月減少。特に6月1日以降の前日商品の一定割合による募集量削減により、全エリアにおいて前日商品の調達費用は大きく低減。高価な火力・蓄電池・DRリソースの約定機会が少なくなったことが主因と考えられる。

【2024/4/1~6/30 調達費用総額】

(百万円)	週間商品			前日商品(うち蓄電池・DR)			総額		
	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月
北海道	1,213	1,607	2,189	1,397 (231)	337 (23)	82 (19)	2,611	1,944	2,271
東北	923	782	1,799	359 (55)	1,243 (33)	223 (6)	1,281	2,024	2,023
東京	486	839	984	7,002 (8)	4,783 (1)	1,228 (0)	7,488	5,622	2,212
中部	981	711	595	1,515 (83)	2,575 (100)	651 (42)	2,496	3,286	1,246
北陸	155	97	136	41 (0)	107 (13)	27 (7)	196	204	163
関西	2,173	2,170	2,572	1,596 (417)	718 (177)	234 (31)	3,768	2,888	2,806
中国	605	839	763	967 (87)	719 (78)	298 (30)	1,572	1,558	1,061
四国	548	413	375	65 (10)	82 (25)	47 (0)	613	495	422
九州	2,938	2,931	2,835	683 (146)	694 (178)	638 (34)	3,621	3,625	3,474
合計	10,022	10,389	12,249	13,626 (1,036)	11,257 (628)	3,428 (170)	23,647	21,646	15,677

【参考：2023年度調達費用総額】

三次①	三次②	総額
3,421	2,078	5,499
739	6,414	7,153
628	7,708	8,336
2,430	6,777	9,207
39	237	276
26,268	6,131	32,399
860	5,112	5,972
5,167	5,120	10,286
10,067	6,325	16,391
49,619	45,902	95,519

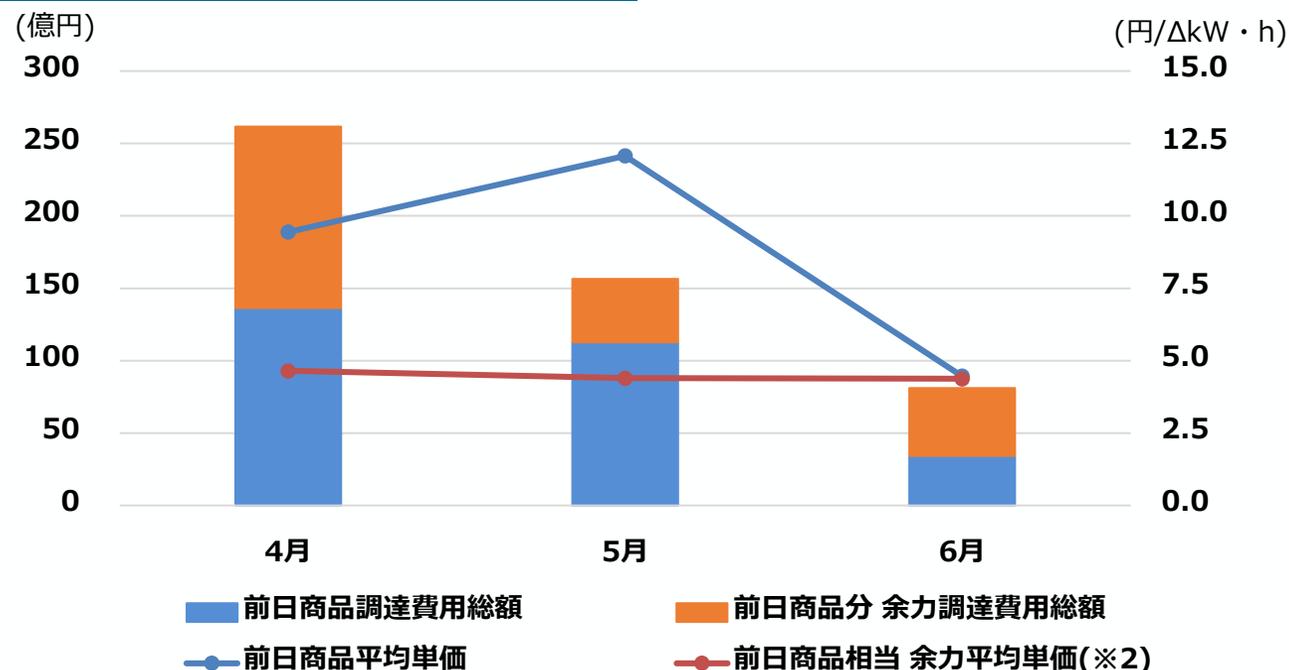
(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

前日商品調達費用の総額（市場調達・余力活用）について

- 本年4月以降、前日商品の募集量を削減してきたが、調整力の調達コストを低減するとの観点からは、市場での調整力調達だけでなく、余力活用含めた調達費用総額の動向を確認することが重要。
- 全国単位で見ると、4月から6月にかけて、市場での調達費用と余力活用での調達費用を合算した費用は下がっている状況が確認できる。

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)	前日商品 調達費用総額	前日商品分余力 調達費用総額	合計
4月	9.44	4.65	136.26	125.32	261.57
5月	12.07	4.40	112.57	43.81	156.39
6月	4.47	4.38	34.28	46.43	81.31



(注)単価は円/ΔkW・h、費用総額および合計は億円。

(※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」分も含む。

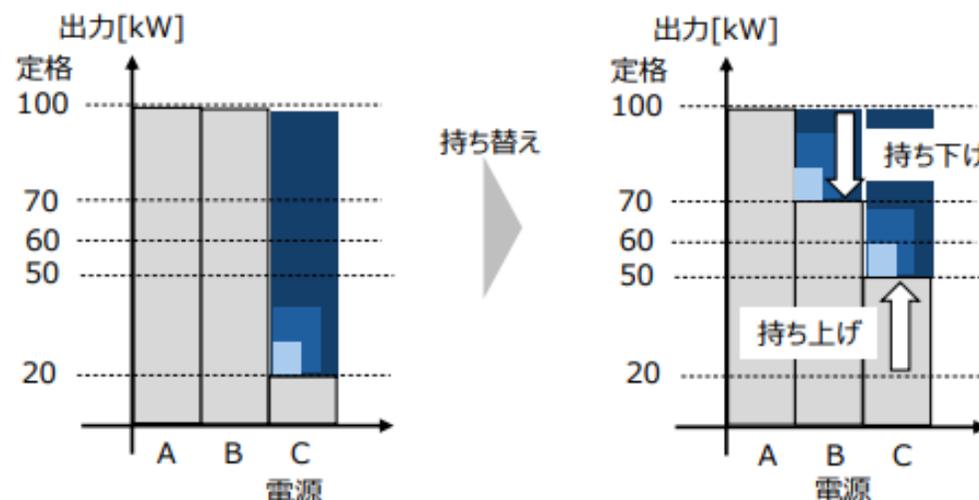
(※2) 余力平均単価は、**次頁の持替費用の和(起動費含む)を持替電力量で除したものの(持替費用単価)**に相当。エリア毎に余力平均単価を計算し、各エリアの前日商品相当の余力調達量で加重平均することで、全体での前日商品相当の余力平均単価を算出。

余力活用の実態 (4 / 4)

33

- 週間取引に関しても、半数のエリアにおいて持替費用単価が市場取引単価を下回っているものの、逆に持替費用単価が市場取引単価を大きく上回っているエリアもあることから、一概に市場取引と余力活用のいずれかが優位とはいえない状況。
- この点、余力活用における略式複合約定の導入により、無駄に (単一商品必要量の合計ほど) 多くの調整力を確保している訳ではないものの、本来の複合約定ほど厳密 (効率的) ではないこと、特定の電源において持替費用が高い (V1/V2スプレッドが大きい) こと等が上記の要因と考えられるか。

<電源の持替費用 (イメージ)>



$$\begin{aligned} \text{電源の持替費用} &= \text{電源CのV1} \times \text{持替電力量} - \text{電源BのV2} \times \text{持替電力量} \\ &= (\text{電源CのV1} - \text{電源BのV2}) \times \text{持替電力量} \end{aligned}$$

※持ち上げ電源のV1および持ち下げ電源のV2のスプレッドが重要

1. 7・8月の調整力調達実績
- 2. 前日商品の募集量削減の考え方について**
3. 週間商品の上限価格の考え方について
4. 需給調整市場における制度的措置について
5. ノンファーム電源の市場参入可否について
(2027・2028年度)

これまでの前日商品の募集量削減の課題

- 前日商品(三次②)においては、2024年6月より直近約1ヶ月における全エリア・ブロック別での調達率平均を募集量削減係数とし、全エリア共通の募集量削減係数を掛けることで毎月の募集量を削減してきた。
- その結果、**6月以降需給調整市場における前日商品の未達率及び調達費用は4,5月比で減少した**。一方で、現状の募集量削減係数による募集量削減には、以下の課題があるため、対応が必要ではないか。

① 募集量削減係数が毎月減少してしまう

- 約定量は募集量(削減後)を基本的に下回るため、以下の式のとおり、募集量削減係数は翌月に基本的に下がる。ある月に約定量が大きく減少して削減係数が一度低くなると、以降の削減係数は継続的に低くなる。

$$N\text{月 募集量削減係数} = \frac{N-1\text{月分約定量}}{N-1\text{月分募集量(削減前)}} \leq \frac{N-1\text{月分募集量(削減後)}}{N-1\text{月分募集量(削減前)}} = N-1\text{月 募集量削減係数}$$

(※)N-1月の募集量が全量約定した場合、N月とN-1月分の募集量削減係数は同じ値になる。

② エリアごとの応札状況等の特徴が反映できない

- エリアによっては旺盛な応札があっても、他エリアと同様の募集量削減係数がかかることで、本来調達されるべき安価な三次②を市場で調達しにくくなる。

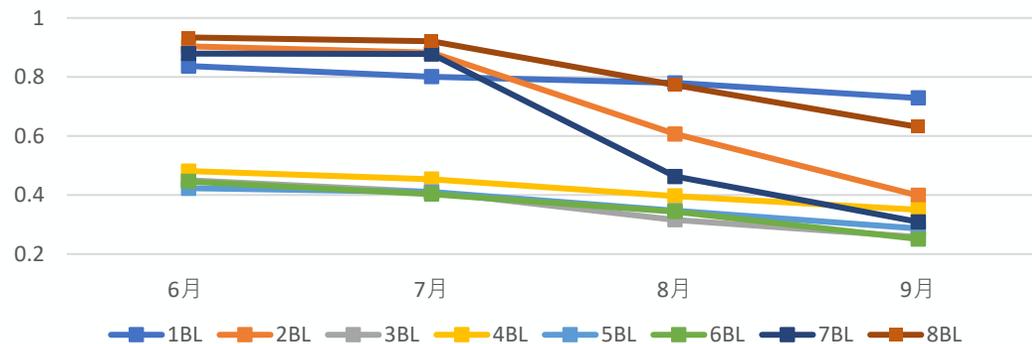
③ 余力活用コストと合わせた調整力調達コストの総額低減を図れない

- 現在の募集量削減係数は、市場における約定量と募集量の関係性のみ焦点をあてているため、結果として余力活用コストと合わせた調整力調達総額の低減を図れているとはいえない。

(参考) 前日商品の募集量削減について現在生じている現象

① 募集量削減係数が常に減少

【月別 募集量削減係数の推移】



	6月	7月	8月	9月
1BL	0.837	0.801	0.780	0.729
2BL	0.904	0.883	0.607	0.399
3BL	0.450	0.411	0.316	0.258
4BL	0.481	0.454	0.397	0.350
5BL	0.423	0.41	0.347	0.287
6BL	0.446	0.403	0.344	0.251
7BL	0.880	0.878	0.463	0.309
8BL	0.934	0.921	0.773	0.631

ブロック(BL)毎に募集量削減係数は毎月減少

② エリアによる三次②の調達状況の差

【中部 4~8月募集量・応札量・約定量】



【関西 4~8月募集量・応札量・約定量】



(注1) 応札量は当該月に当該エリアにおける発電事業者が行った応札量
 調達量は当該エリアにて実際に約定した量 (他エリアからの流れ込みも含む)
 (注2) 集計は全ブロック毎日の合計のため、応札が募集を上回っても、
 ブロック単位では未達が発生している可能性があり、
 その場合は募集量=調達量にはならない。

今後の前日商品の募集量削減について（1 / 2）

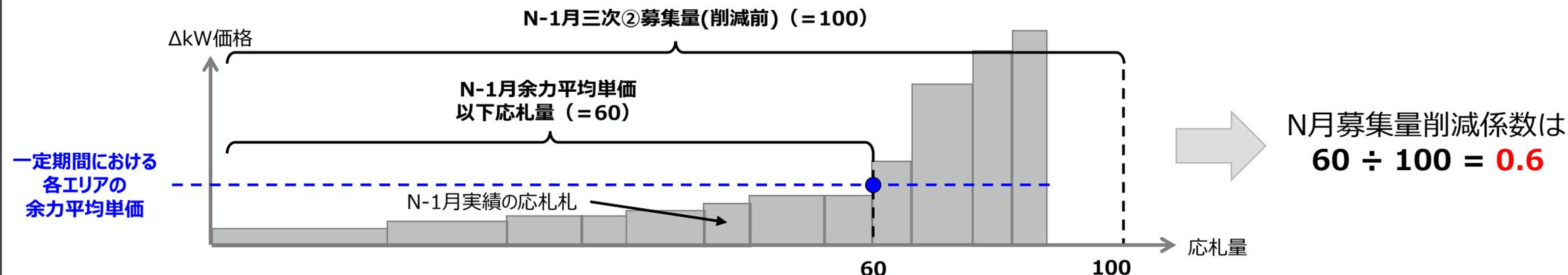
- 前述の課題等を踏まえると、毎月の状況、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮に入れた適切な水準の募集量を設定することが必要。例えば、**ブロック別・エリア別**で以下の式により算定してはどうか。

$$N\text{月 募集量削減係数} = \frac{\text{N-1月分応札量(過去一定期間の各エリア余力平均単価以下)}}{\text{N-1月分募集量(削減前)}}$$

(参考) 現行の方法 $N\text{月 募集量削減係数} = \frac{\text{N-1月分約定量}}{\text{N-1月分募集量(削減前)}}$

- 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。**

新しい募集量削減係数の算出イメージ



今後の前日商品の募集量削減について（2 / 2）

- 第93回制度検討作業部会(5月27日)において、前日商品の募集量削減係数については、①募集量と応札量の大幅な不均衡の解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持、④エリアによる効果の差の発生状況に留意し、必要に応じて見直すと考えられた。
- 今回の新たな削減案は、これら4つの視点を踏まえて、以下のように考えられるのではないかと見られる。
 - ①募集量と応札量の不均衡の解消、②余力活用含めた費用抑制、④エリアによる効果の差の解消
→更なる効果が期待できる。
 - ③新規リソースの事業性維持
→新規リソースの約定が完全に排除されるものではないため、事業性への影響はまだ限定的。
- 本対応については、**11月以降の前日商品の募集量削減策として導入することとしてはどうか**。また、本対応の実施による応札量の動向・余力活用含めた調達費用の動向について注視していくこととしたい。

	①大幅な不均衡の解消	②余力を含めた費用抑制	③新規リソースの事業性維持	④エリアによる効果の差
現行案	<ul style="list-style-type: none"> 前月実績を踏まえた募集量削減により、未達率は大きく減少 一方で、前月比で応札量が増加しても、削減係数は前月の削減係数を超えることは無く、常に減少していく方向 	<ul style="list-style-type: none"> 対応前の5月比で6月の調達コストは減少 余力活用のコスト次第で、調整力調達コスト全体が増加する可能性あり 	<ul style="list-style-type: none"> 現状も引き続き、一定程度の新規リソース約定がなされており、新規リソースにおける事業性への影響は限定的 	<ul style="list-style-type: none"> エリア毎に差こそあれど全エリアにおいて調達費用は減少 一方で、従来未達が少なかったエリアでも募集量が一律削減され、低単価応札の約定確率も低下
新規削減案	<ul style="list-style-type: none"> 市場での削減係数が応札状況によって増減する仕組み。現行案と異なり安い応札が増加すれば、翌月の削減係数は増加。 	<ul style="list-style-type: none"> 余力活用より安い応札が約定されやすくなり、高い応札は約定されにくくなるため、余力を含めた調達コスト削減にはより寄与する構造 	<ul style="list-style-type: none"> 削減後の募集量の枠内で、応札価格順に約定がなされるという構造は現行と同様であり、引き続き一定程度新規リソースの約定は見込める。削減係数の増加に伴う募集量の増加が見込め、結果として新規リソースの約定にもつながる可能性 	<ul style="list-style-type: none"> エリア毎の余力コストに応じて募集量が増えるため、各エリアにおける経済性を意識した形での募集量設定が可能 調整力コスト全体の削減の観点では、エリア単位でより効果が出ることを期待

前日調達募集量の見直しについて③

- 本対応については、三次②調達費用の高騰を早急に抑える観点から、**6月1日受渡し分以降に、一般送配電事業者の実務対応が準備でき次第開始**することとしてはどうか。
- また、週間商品における募集量の見直しについても、本対応による影響などにも鑑みながら、引き続き検討を重ねることとしてはどうか。
- なお、前頁で定めた「募集量削減係数」の定め方については、**その後実際の取引状況を踏まえ必要に応じて見直しを行っていく**こととしてはどうか。その際には、①募集量と応札量の大幅な不均衡の解消、②余力活用含めた調達費用抑制、③新規リソースの事業性維持の3観点を確認しつつ、例えば以下の観点から**エリアによる効果の差の発生状況**についても十分に注意すべきではないか。
 - 現状高単価約定が多く発生しているエリアにおいて募集量を削減することで、約定しなくなった当該応札は、未達が発生している他のエリアに流れ応札する可能性がある。結果的に他エリアにおける調達費用の高騰を招く可能性がある。
 - また、募集量を削減する分、余力活用からの調整力確保量が増加することとなるため、②の効果については、余力活用分のkWh単価の違いによりエリア毎で差が生じる可能性がある。

新しい募集量削減を行った場合の募集量削減係数の試算

- 余力平均単価は電力需給によって変動することが考えられ、当該月の実際の余力平均単価になるべく近づける観点から、余力平均単価を計算する「過去一定期間」は、データ取得可能な直近3か月程度とすることが考えられる。
- 9月分の募集量削減係数について、仮に新しい削減案に基づいて算出した場合の試算結果は以下の通り。
 (※1)募集量削減係数が1というのは、募集量の削減は行わず、3σ相当の募集量そのまま市場での募集量となることを意味する。
 (※2)但し、実際の募集量については、3σ相当の募集量に募集量削減係数を掛けた削減後の募集量と、1σ相当の募集量のうち小さい方となる。

新しい募集量削減係数の試算結果

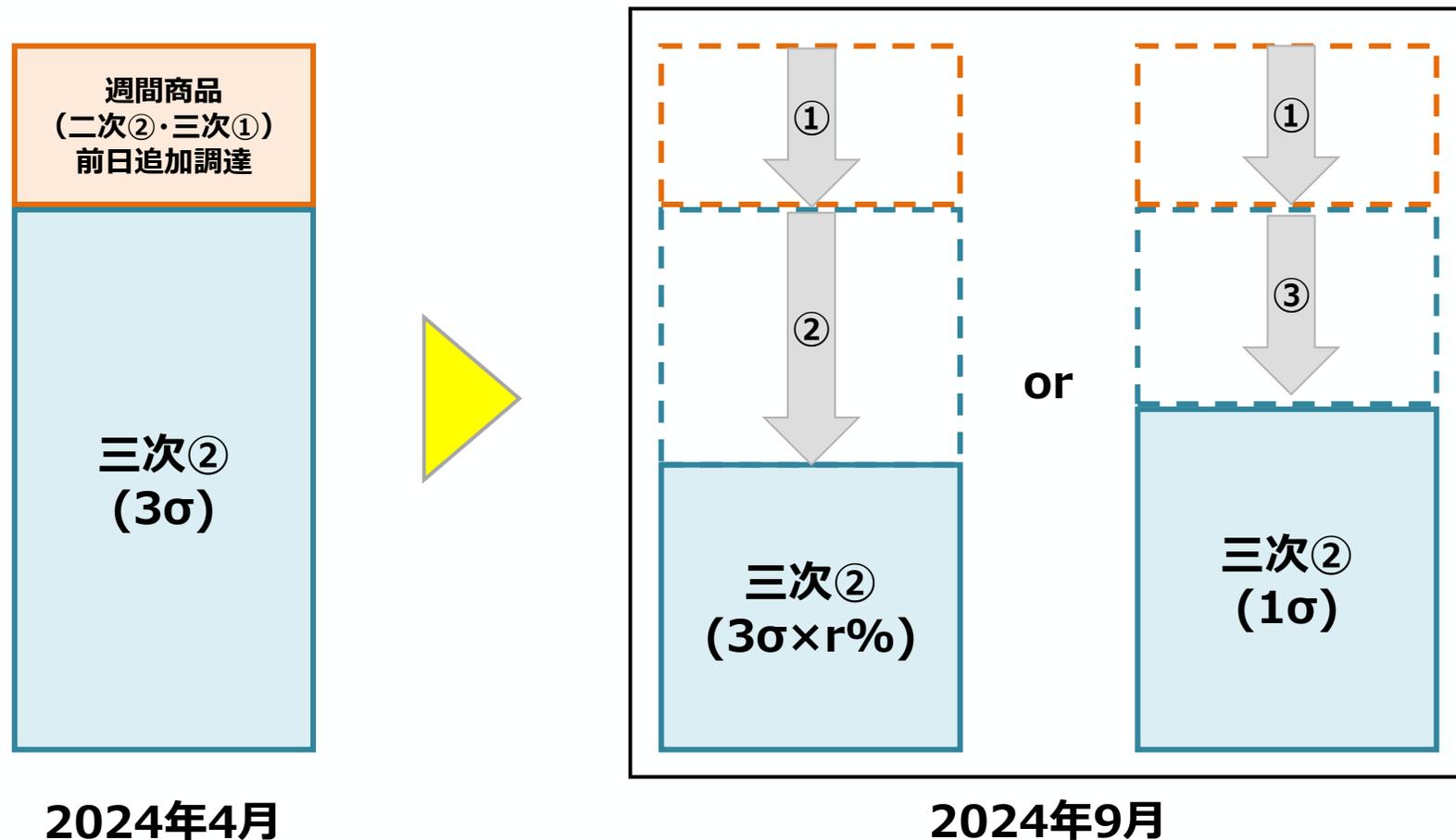
(参考) 9月時点の募集量削減係数

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州		全国共通
1BL	0.857	0.815	1.000	0.000	1.000	0.851	0.742	0.968	1.000	1BL	0.729
2BL	0.467	0.919	0.941	0.000	0.559	1.000	0.847	0.801	0.561	2BL	0.399
3BL	0.864	0.815	0.535	0.180	0.548	0.780	0.252	0.351	0.247	3BL	0.258
4BL	0.629	0.589	0.410	0.107	0.539	0.854	0.212	0.378	0.106	4BL	0.350
5BL	0.244	0.421	0.364	0.061	0.265	0.819	0.141	0.310	0.126	5BL	0.287
6BL	0.288	0.138	0.300	0.032	0.000	0.718	0.073	0.371	0.072	6BL	0.251
7BL	1.000	0.129	0.247	0.000	0.000	0.667	0.073	0.541	0.036	7BL	0.309
8BL	0.911	0.477	1.000	0.331	1.000	0.925	0.308	0.773	0.180	8BL	0.631

【試算前提（送配電網協議会による試算）】

- ・2024年7月21日～2024年8月20日の三次②応札・約定実績を適用。
- ・余力活用コストには、2024年4～6月分の余力平均単価を適用。

(参考) 制度検討作業部会にて議論した前日商品募集量の考え方



- ① (5月～) 週間商品の追加調達一時中断
 - ② (6月～) 一定割合(募集量削減係数：r%)による削減 → **11月～ r%の定め方を見直し**
 - ③ (7月～) 三次②の効率的調達
- (※実際の募集量は②と③による募集量のうち小さい方)

(参考) 週間商品の募集量削減について

- 週間商品においても、余力活用コストとあわせた調整力調達総額を抑制するため、前日商品と同様の仕組みを導入する案も考えられる。
- 一方で、週間商品は一次～三次①のそれぞれの単一商品だけでなく複合商品もあることから、募集量削減係数を適切に設定すること、さらには係数設定後に適切に約定処理することが困難となることが想定される。
- 現時点では、週間商品は上限価格の設定によって調整力調達コストを抑制できており、また、それを補う余力活用コストが高騰しているとは必ずしも言えない。
- こうしたことから、週間商品については、引き続き上限価格を継続し（後述）、募集量削減は行わず、状況を注視することとしたい。

1. 7・8月の調整力調達実績
2. 前日商品の募集量削減の考え方について
- 3. 週間商品の上限価格の考え方について**
4. 需給調整市場における制度的措置について
5. ノンファーム電源の市場参入可否について
(2027・2028年度)

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+1σ相当・・・14.42円/ΔkW・h 三次②加重平均単価+3σ相当・・・39.02円/ΔkW・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、**直近の三次②取引状況を踏まえた上限価格の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。**

(参考) 需給調整市場検討小委員会の資料・電力需給調整力取引所の通知

- 第50回需給調整市場検討小委員会（2024年9月10日）では、「近日中に開催される国の審議会において、例えばこれまでの計算式を用いて再計算されるか、または現在の水準を据え置くかなど、今後の上限価格の在り方について検討される予定」と提示された。その後、電力需給調整力取引所（EPRX）からも、同様の通知文が公表された。

需給調整市場の応札不足対応一覧（3 / 3） 8

■ 価格面（上限価格）の対応※や、その他の取組事項については下表のとおり。

■ これら（上限価格除く）は、調整力提供者目線で供出インセンティブ拡大となる（応札不足解消に資する）だけでなく、一般送配電事業者による再エネ余剰時の運用改善（それに伴う再エネ出力制御量の低減等）にも資する取組みとなる（早期実現に向けては、システム改修に依らず対応できる方策がないか含めて引き続き検討中）。

※ 一次～三次①、複合の現行の上限価格については、電力需給調整力取引所からの公表文書（2024年3月15日）において、2024年4月1日～10月4日が適用期間とされており、また、「同一の上限価格を利用する期間は原則6ヶ月程度となりますが、終了年月日は関係する審議会等による妥当性検証の結果により変更される場合があります」とされている。まもなく原則6ヶ月の適用期間終期を迎えるところ、近日中に開催される国の審議会において、例えばこれまでの計算式を用いて再計算されるか、または現在の水準を据え置くかなど、今後の上限価格の在り方について検討される予定。

対策	取組事項	詳細取組	想定される効果	審議会	2024	2025	2026	2027	2028以降	備考
価格面	F.三次②上限価格設定	F-a. 上限価格設定	三次②価格の高騰抑制	-検討中- 第51回TF						市場退出リソースに留意が必要
その他	異常時（電源脱落）対応	異常時対応調整力の商品要件の見直し	①市場を通じたポンプ応札の経済的な調達、運用（暫定対策からの昇級） ②EPPSの活用	-検討中- 第47回本小委			①システム改修(2026) ②			①暫定的に再エネ余剰時は、異常時対応必要量に限り、ΔkW電源を停止し、ポンプを認めている
	GF機能と一次要件の考え方の乖離対策	一次供出可能量の見直し	一次供出可能量の増加（調達量増加）	【決定】 第49回本小委(7/30)		準備出 来次第				実施にあたり、取引規程・取引ガイドの見直しが必要
	新規リソースの検討	変動性再エネの調整力活用	調整力供出量の増加	-検討中- 第50回本小委				前日取引になれば、予測誤差が小さくなり、参入障壁も下がるか		調整力リソースとなれば同時市場でも活用可能

需給調整市場のΔkW 上限価格について
(適用終了年月日の変更)

2024年9月19日
一般社団法人 電力需給調整力取引所

現行の需給調整市場のΔkW 上限価格（以下、「上限価格」という）については、適用終了年月日を2024年10月4日としておりましたが、近日中に開催される国の審議会において、今後の上限価格の在り方について検討がなされる予定*であることから、上限価格の変更や適用期間に関して方針が決定しましたら、改めて弊所ホームページにて公表いたします。

取引会員の皆様におかれましては、入札の際に上限価格にご留意くださいますようお願い申し上げます。

[電力需給調整力取引所 上限価格](#)

※ 第50回需給調整市場検討小委員会・第66回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(2024年9月10日) 資料5 スライド8 参照

以上

(参考) 現行の上限価格について

- EPRXより、2024年10月4日までを期限に、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分の上限価格を設定することが通知されている。
- 併せて、同一の上限価格の利用期間は原則6ヶ月程度となるものの、終了年月日は関係する審議会等による妥当性検証の結果により変更される場合があるとしている。

需給調整市場のΔkW上限価格について

2024年03月15日
電力需給調整力取引所

需給調整市場では週間取引に際し、募集量に対し応札量が少ないことにより徒に価格が高騰することを回避すべく上限価格を設定します。上限価格は三次調整力②の約定結果から求められる加重平均単価およびその約定価格の分散から求められる標準偏差(1σ)を基準とし、三次調整力①および二次調整力②は加重平均単価+1σ、二次調整力①、一次調整力、複合商品は加重平均単価+3σとなります。

公表年月日	初回約定処理年月日	適用開始年月日 ^{※1}	適用終了年月日 ^{※1※2}	上限価格 [円/ΔkW・30分] ^{※5}						計算諸元 [円/ΔkW・30分] ^{※6※7}		
				複合商品 ^{※3}	一次調整力 ^{※4}	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②	加重平均単価	1σ相当	3σ相当
2024年03月15日	2024年03月26日	2024年04月01日	2024年10月04日	19.51	19.51	19.51	7.21	7.21	上限無し	1.06	6.15	18.45
-	-	-	-									
-	-	-	-									
-	-	-	-									
-	-	-	-									
-	-	-	-									
-	-	-	-									
-	-	-	-									

※1 適用開始年月日、適用終了年月日は実需給日を示しており、応札や約定処理が行われる日ではありません。

※2 同一の上限価格を利用する期間は原則6ヶ月程度となりますが、終了年月日は関係する審議会等による妥当性検証の結果により変更される場合があります。

※3 複合商品に応札し、約定処理の結果として単独約定となった場合でも、複合商品の上限価格が適用されます。

※4 一次オフライン枠は一次調整力の上限価格が適用されます。

※5 需給調整市場システムでは応札価格が上限価格を超過しているか否かを判定しません。

※6 需給調整市場システムによって約定した原則6ヶ月分の三次調整力②の初期約定を基準としています。

※7 約定結果に明らかな異常値を含む場合、または上限価格への影響が軽微なデータ欠落がある場合等、約定結果の一部を含まずに上限価格を算定することがあります。

以上

1. 7・8月の調整力調達実績
2. 前日商品の募集量削減の考え方について
3. 週間商品の上限価格の考え方について
- 4. 需給調整市場における制度的措置について**
5. ノンファーム電源の市場参入可否について
(2027・2028年度)

需給調整市場における制度的措置について

- 第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）において、本市場における制度的な供出義務化も応札量増加のための対応策の一つとして提示していた。具体的には、個別事情で供出不可なりソースの存在や、義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制など、検討を要する懸念点がある一方で、市場に対する出し惜しみがなくなり、一定の規律の下、市場供出量の増加が期待されるほか、高単価応札が自ずと市場から押し出されるなどの効果も期待されると示していたところ。
- この点、第50回需給調整市場検討小委員会（2024年9月10日）では、制度的措置に関する予備的検討についての報告が行われ、今後は事業者へのアンケート等を通じて、影響なども考慮に入れながら、具体的な検討が進められる。
- 第81回電力・ガス基本政策小委員会（2024年9月26日）においても、市場創設の当初目的を達成するために進めるべき運用改善策のひとつとして、調整力供出に係る制度的措置の検討が挙げられていた。
- こうした状況を踏まえ、本作業部会においても、広域機関における検討状況を適時報告し、必要に応じて検討を行っていくこととしてはどうか。

短期の需給運用を効率的に行う枠組みの在り方に関する基本的考え方

- 旧電事法において、アンシラリーサービスは旧一般電気事業者の供給義務の範囲内であり、旧一電各社が必要なkW、kWhを確保していた。電力システム改革の際、アンシラリーサービスは一般送配電事業者が担うこととなり、発電事業者から必要なkW、kWhを調達し、費用は託送料金で回収する仕組みとなった。また、調整力の調達にあたっては、市場機能を最大限活用し、経済効率的な需給調整を実現する方向性が示された。
- 2016年から、公平性・透明性を確保しつつ、コストの低減、事業者の新規参入を期待する観点から、一般送配電事業者による調整力公募が開始されたが、同公募は基本的にエリア内で完結するため、広域的調達によるさらなるコスト低減、効率的な調整力確保を目指す観点から、需給調整市場が創設された。
- 需給調整市場は、「エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用による効率化と、市場原理による競争活性化・透明化」「DR事業者や新電力等の新規事業者の市場参加拡大による、より効率的で柔軟な需給運用の実現」を掲げ、2021年度以降、順次取扱商品を増やした。しかしながら、週間商品への入札量が不足し、約定単価の高騰、調整力調達コストの増大を招いたため、2024年度からの全商品取扱いの開始に合わせて、週間商品への上限価格の導入を講じた。そして、2024年度を迎えたが、前日商品でも調整力調達コスト増大等を招いたため、前日商品募集量削減等の暫定的な措置を講じた。
- 市場創設の当初目的を達成するには、市場応札量増加に向けた誘導的措置、価格規律、調整力供出に係る制度的措置の検討や、2026年度に予定されている前日取引への全面移行等を進めることで、需給調整市場の運用改善を進めるべきではないか。
- さらに、市場設計の当初目的を達成しても、今後、状況がさらに変われば、調整力必要量の増加、電源運用の難化、混雑系統の増加等の課題が深刻化すると考えられる。中長期的には、系統制約も考慮に入れた上で、kWとΔkWの同時約定により調整力の調達及び電源運用の最適化を行う「同時市場」の導入に向け、本格的に検討を進めることが必要ではないか。

対応策の基本的考え方③

- 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定される効果・懸念点は以下の通り（それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる）。

		対応所要期間	想定される効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準 について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施	中～長 技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要	・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、 揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ 公募要件や実効性等について精査要
応札量の増加 (誘導的)	C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し		・ 支配的事業者による応札をより促すこと となり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、 需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整 が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ 揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり 、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、 対応の可否、実効性についての十分な検証 が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加 (規制的)	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	〔 慎重な検討が必要 〕	・ 需給調整市場に対する 出し惜しみがなく なり、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ 高単価応札が自ずと市場から押し出されること となる	・ リソースにとっては 個別事情で供出不可な場合 もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ 義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制 に関する検討が必要
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。 調達価格の高騰防止に寄与	・ 設定価格次第では非支配的事業者の 新規リソース を中心に 退出事業者が存在 。

まとめと今後の進め方

41

- 制度検討作業部会において、需給調整市場における応札不足対応策の一つとして示された制度的措置について基本的な考え方や、具体的な論点と対応の方向性について予備的検討を行った。(制度的措置の実施要否に係る検討ではない点に留意)
- 制度的措置の検討における基本的な考え方としては、以下2点。
 - 以下を制度的措置の定義とし、肉付けする方向性で検討を進める
 - ✓ 特定のルールのもと、需給調整市場の活性化(調整力調達費用の低減)を果たすために、特定の事業者に対して、調整力 Δ kW市場への供出を求める措置
 - 社会コストが過大とならない範囲で最大限、事業者配慮した設計とする
- 論点としては以下4点が考えられ、そのうち先行して論点1～3について予備的検討を行った。
 - 論点1：制度的措置の対象
 - 論点2：求める具体的行動
 - 論点3：開始時期
 - 今後の論点：ルールへの紐づけ
- 各論点を今後さらに深めていくにあたり、調査が必要な項目については、まずは事業者アンケートを通じた意見聴取などを行うこととしてはどうか。また、制度的措置に関する議論は、今回の予備的検討も踏まえつつ、適切に国とも連携しながら進めていくこととしたい。

1. 7・8月の調整力調達実績
2. 前日商品の募集量削減の考え方について
3. 週間商品の上限価格の考え方について
4. 需給調整市場における制度的措置について
5. **ノンファーム電源の市場参入可否について
(2027・2028年度)**

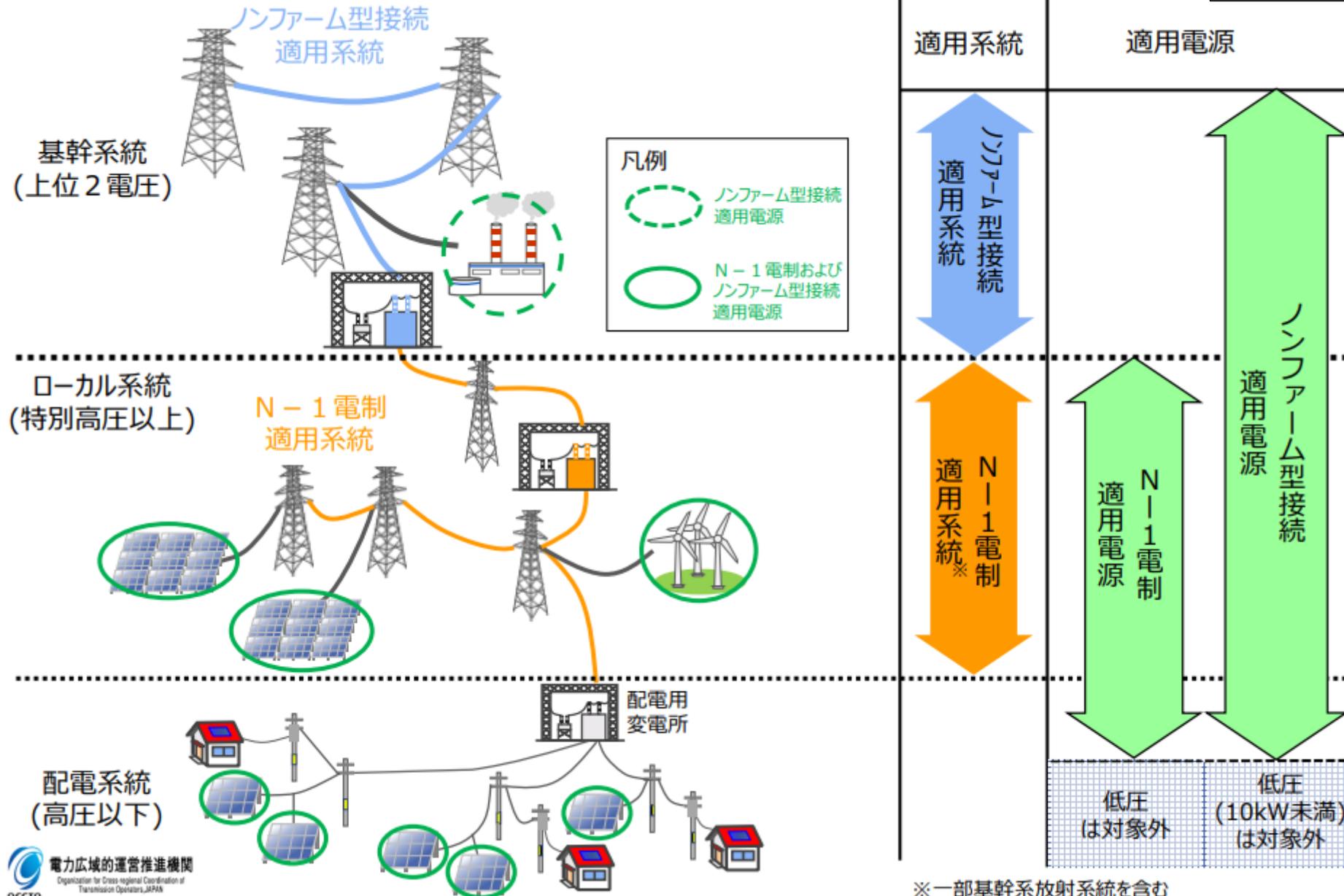
これまでのノンファーム電源の取り扱い

- 基幹系統については、2021年1月よりノンファーム接続の受付を開始しており、ローカル系統についても、2023年4月1日よりノンファーム接続の受付を開始。
- 第34回需給調整市場検討小委員会（2022年12月14日）においては、系統混雑発生時の需給調整市場における課題として、混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を非混雑系統でどのように確保するのか（課題①）、系統混雑により調整力が利用できないことによる需給調整用 ΔkW の不足にどのように対応するか（課題②）が挙げられ、さらに需給調整用 ΔkW が不足した場合については、代わりとなる ΔkW を非混雑系統側でどのように代替するか（課題②-1）、発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するか（課題②-2）の2つの課題が挙げられている。
- 同時に**課題①・課題②-1**についていずれも余力の範囲で対応可能とされたことを受け、第73回制度検討作業部会（2022年12月21日）において、基幹系統起因・ローカル系統起因共にノンファーム電源の需給調整市場参入を2026年度程度までは認めることとされた。また、**2027年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとされていた。**

※なお、課題②-2については、第75回制度検討作業部会（2023年1月27日）にて費用負担の対応方針が示された。

(参考) ノンファーム接続適用系統とノンファーム接続適用電源

第42回広域系統整備委員会
(2019年8月5日) 資料1



系統混雑発生時の需給調整市場における課題について

16

- 系統混雑発生時の需給調整市場における課題については、まず系統全体の課題として、第32回本小委員会にて整理した、調整力の確保に関する2つの課題（「混雑処理用 ΔkW の確保」（課題①）、「需給調整用 ΔkW の不足」（課題②））がある。
- また、課題②については、発動制限される需給調整用 ΔkW を非混雑系統でどのように代替するかという点（②-1）また発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するかという点（②-2）に分類される。
- 加えて、リソース単体の課題として、これまで混雑がほぼ発生しない前提でノンファーム電源の市場参加を認めていたが、その前提自体が変わるため、改めてノンファーム電源の「参加の在り方」（課題③）についても検討が必要となる。
- なお、課題①～③とも、基幹系統とローカル系統の特徴の違い（範囲の広狭、抑制手段等）により、影響度や対応も変わりうるものと考えられる。

区分	課題	詳細
系統全体	①混雑処理用 ΔkW の確保	・混雑処理に必要な混雑処理用 ΔkW を非混雑系統でどのように確保するか
	②需給調整用 ΔkW の不足	・発動が制限される混雑系統の需給調整用 ΔkW を非混雑系統側でどのように代替するか（②-1） ・発動制限される需給調整用 ΔkW をどのような考え方で負担するか（②-2）
リソース単体	③参加の在り方	・ノンファーム電源の需給調整市場への参加を認めるか否か

論点②：ノンファーム電源の扱いについて（1 / 2）

- 新規接続申込の増加等の状況変化はあるが、2026年度までの系統混雑に関する再評価を踏まえても、混雑発生初期はその影響は小さく、混雑処理用 ΔkW の確保（課題①）や需給調整用 ΔkW の代替（課題②－1）については、余力の範囲で対応可能である見通しである。
- そのため、基幹系統起因のノンファーム電源については、従来通り、需給調整市場の参加に必要なその他の要件を満たしていることを前提に、当面（2026年程度まで）の間は需給調整市場に参加できることとしたい。
- ローカル系統起因のノンファーム電源についても、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度以降から当面（2026年度程度まで）は認めることとしたい（課題③）。
- そのうえで、2027年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとしてはどうか。

約定 ΔkW と代替 ΔkW の費用負担を踏まえた対応方針について

- 電源の立地誘導インセンティブや、発電事業者の売入札インセンティブ、社会費用の増減等を踏まれば、一定程度立地誘導インセンティブも働き、発電事業者の売入札インセンティブも案Aほど低くはない、**案Cが最も望ましいと考えられるか。**
- 社会費用については、混雑によって約定 ΔkW の価値から代替 ΔkW の価値へ増加することとなるが、その点は混雑の結果を反映したものであるとも考えられる。
- 本整理は、**需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカルシステムの混雑発生が見込まれる2024年度から、適用することとしたい。**また、案Cをもとに対応する場合の実務面についても、引き続き確認することとしたい。
- あわせて、**事業者の予見性を高めるような情報開示等を進めることが重要**であると考えられる。また、将来的な市場主導型の導入等、引き続き検討を進めていく必要がある。

<費用負担の対応案>

	案A	案B	案C
※前回議論時の案	案2	案3	
①代替 ΔkW 確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
②約定 ΔkW の費用	支払う(一般負担)	支払う(一般負担)	支払わない(特定負担)
③代替 ΔkW の費用負担	発電事業者(特定負担)	一般送配電事業者(一般負担)	一般送配電事業者(一般負担)
立地誘導インセンティブ	高い	低い	中程度
売手の入札インセンティブ	低い	高い	中程度
社会費用	▲50円	▲110円	▲60円

2027年度以降のノンファーム電源の取り扱い

- 第50回需給調整市場検討小委員会（2024年9月10日）では、各エリアの基幹系統における2027年度・2028年度の混雑量・発動制限量の見通しが示された。
- その中で、当該2年度の間については、混雑処理用 Δ kWの必要量が少なく非混雑系統内の余力の範囲で対応可能であること（課題①）と、エリア内調整電源が発動制限を受けても非混雑系統側の余力は設備量としては十分にある（または余力の追加起動などで対応できる）こと（課題②-1）が整理された。
- 以上を踏まえると、2026年度までと同様に、**2028年度までにおいても課題①・課題②-1についていずれも余力の範囲で対応可能といえる**ことから、**基幹系統起因・ローカル系統起因共にノンファーム電源の需給調整市場参入を2028年度までは認めることとしてはどうか。**
- 2029年度以降の対応については、混雑見通し等を踏まえつつ別途検討することとしたい。

(課題①) 混雑処理用ΔkWの確保について (2 / 2)

16

- 各エリアの基幹系統における2027年度・2028年度の混雑量を確認したところ、下表のとおりであった。
- 現時点の混雑見通しであれば、混雑量すなわち混雑処理用ΔkWの必要量は少なく、非混雑系統内の余力の範囲で対応可能である※1と考えられる。

※1 再エネ変動等により想定以上の混雑が発生した場合も、緊急時として追加起動を行うことで対応可能

【2027年度の混雑発生見通し（基幹系統）】

[MW]

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最大混雑量※2	83 (1.5%)	63 (0.5%)	593 (1.5%)	137 (0.6%)	20 (0.4%)	—	—	3 (0.1%)	—
エリア内の調整電源	5,376	12,305	40,141	22,777	5,053	—	—	4,553	—

【2028年度の混雑発生見通し（基幹系統）】

[MW]

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最大混雑量※2	80 (1.6%)	86 (0.7%)	593 (1.5%)	51 (0.2%)	60 (1.2%)	—	12 (0.1%)	3 (0.1%)	—
エリア内の調整電源	5,124	12,305	40,141	22,777	5,053	—	8,687	4,553	—

※2 () 内の数値は、最大混雑量/エリア内の調整電源

(参考) 2027年度・2028年度の発動制限量の見通し

(課題②-1) 需給調整用ΔkWの不足への対応 (2 / 2)

20

- 各エリアの基幹系統における2027年度・2028年度の発動制限量を確認したところ、下表のとおりであった。
- 東北・東京・中部・中国エリアでは、一定の需給調整用ΔkWが発動制限を受けることとなるが、混雑見通しは軽負荷期での発生であり、軽負荷期においては設備量に対して残余需要が少なく、非混雑系統側の余力は設備量としては十分にあることから、非混雑系統においてΔkWを代替すること自体は可能と考えられる。
- 一方、北海道・北陸エリアについては、エリア内調整電源の大部分が需給調整用ΔkWの発動制限を受けることとなる。この点、北海道・北陸エリアについて個別確認をしたところ、仮に混雑が発生したとしても、非混雑系統での余力の追加起動などで対応可能である(需給調整用ΔkWは充足する)見込み。

【2027年度の発動制限見通し(基幹系統)】

[MW]

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸 ^{※2}	関西	中国	四国	九州
最大制限量 ^{※1}	177 (3.3%)	—	593 (1.5%)	137 (0.6%)	1680 (33%)	—	—	—	—
エリア内の調整電源	5,376	—	40,141	22,777	5,053	—	—	—	—

【2028年度の発動制限見通し(基幹系統)】

[MW]

エリア	北海道 ^{※2}	東北	東京	中部	北陸 ^{※2}	関西	中国	四国	九州
最大制限量 ^{※1}	3,933 (77%)	188 (1.5%)	593 (1.5%)	51 (0.2%)	1,720 (34%)	—	12 (0.1%)	—	—
エリア内の調整電源	5,124	12,305	40,141	22,777	5,053	—	8,687	—	—

※1 () 内の数値は、最大制限量/エリア内の調整電源

※2 北海道、北陸の値が大きいのは負荷混在の混雑系統内に属する発動制限ΔkWを全て計上したためであり、全てを非混雑系統で代替確保する必要はない(詳細後述)