

需給調整市場の運用等について

第3回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2024年11月15日（金）



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

1. 10月までの需給調整市場の動き

2. 価格規律の検討について

- ① 落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し
- ② 持ち下げ供出時の Δ kW価格

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. B種電源協議について

5. 揚水の調整力確保の在り方について

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～10月31日）

前日取引の概況（4～9月は確報値、10月は速報値）

- 10月の平均約定単価は多くのエリアにおいて前月より低下している。
- 高値が継続していた北海道・九州エリアの最高約定価格について、北海道は9月以降、九州は10月に大きく低下（北海道8月：321円 → 9月：49円、九州9月：197円 → 10月：95円）した。
- 東京エリアの想定費用は、9月に大きく上昇（8月：7.97億円 → 9月：24.13億円）したが、10月は低下（9月：24.13億円 → 10月：10.13億円）した。

平均約定単価 ※1 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	5.43	2.49	8.16	7.06	0.97	4.48	10.53	0.46	0.86
	5月	11.31	8.60	9.88	11.28	2.76	3.97	6.93	0.70	1.28
	6月	2.31	2.72	3.44	3.22	1.11	1.22	2.93	0.48	1.46
	7月	2.44	1.23	7.10	6.25	1.07	0.69	1.83	0.33	2.02
	8月	14.30	1.98	2.32	6.63	1.70	1.04	3.50	0.77	2.01
	9月	9.44	4.89	9.84	9.28	2.70	0.83	0.79	0.35	1.70
	10月※3	8.00↓	3.08↓	7.42↓	3.87↓	0.53↓	1.04↑	0.75↓	0.80↑	1.54↓

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。

(※3) 矢印（↑↓→）は前月比

(※4) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

EPRXデータより事務局にて作成。

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～10月31日）

最高約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※ ²	321	321	321	199	23.89	197	197	80	197
	5月	321	321	160	199	160	199	197	66.17	197
	6月	321	321	160	183.93	67.65	183.93	197	19.98	197
	7月	321	321	160	183.93	95.09	95.09	95.09	0.65	197
	8月	321	321	160	197	79.95	95.09	79.95	95.09	197
	9月	49	160	172	183.93	172	79.95	95.09	79.95	197
	10月※ ³	70↑	95↓	132.45↓	183.93→	95↓	95↑	19.41↓	95↑	95↓

最低約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※ ²	0.34	0.33	0.33	0.34	0.34	0.32	0.32	0.30	0.34
	5月	0.34	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.31	0.32
	6月	0.34	0.16	0.30	0.24	0.34	0.25	0.25	0.16	0.25
	7月	0.34	0.33	0.32	0.34	0.34	0.34	0.33	0.32	0.33
	8月	0.34	0.33	0.32	0.33	0.34	0.34	0.34	0.32	0.33
	9月	0.33	0.32	0.32	0.33	0.34	0.33	0.33	0.31	0.33
	10月※ ³	0.10↓	0.32→	0.32→	0.30↓	0.32↓	0.14↓	0.14↓	0.32↑	0.32↓

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。

(※3) 矢印（↑↓→）は前月比

(※4) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

EPRXデータより事務局にて作成。

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～10月31日）

想定費用※4 (億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	13.97	3.58	69.52	15.11	0.41	15.72	9.67	0.64	6.82
	5月	3.37	12.36	47.81	25.75	1.07	7.17	7.19	0.82	6.90
	6月	0.82	2.24	12.29	6.48	0.27	2.35	2.98	0.47	6.36
	7月	0.75	1.02	22.58	9.55	0.23	1.19	1.43	0.30	8.66
	8月	3.42	1.47	7.97	6.03	0.29	1.42	2.10	0.41	5.89
	9月	1.70	4.79	24.13	8.49	0.26	0.91	0.40	0.17	4.25
	10月※3	0.95↓	1.69↓	10.13↓	4.07↓	0.04↓	0.78↓	0.31↓	0.37↑	2.90↓

約定量 (ΔMW)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	42,878	23,978	141,996	35,679	7,075	58,490	15,313	23,332	132,074
	5月	4,973	23,952	80,658	38,045	6,444	30,119	17,281	19,484	89,885
	6月	5,891	13,706	59,521	33,540	4,037	32,116	16,931	16,181	72,546
	7月	5,113	13,851	52,998	25,468	3,569	28,684	13,060	14,944	71,481
	8月	3,983	12,406	57,257	15,151	2,859	22,695	10,012	8,774	48,826
	9月	3,000	16,312	40,873	15,245	1,589	18,319	8,354	8,291	41,713
	10月※3	1,977↓	9,169↓	22,751↓	17,535↑	1,392↓	12,445↓	6,876↓	7,750↓	31,405↓

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

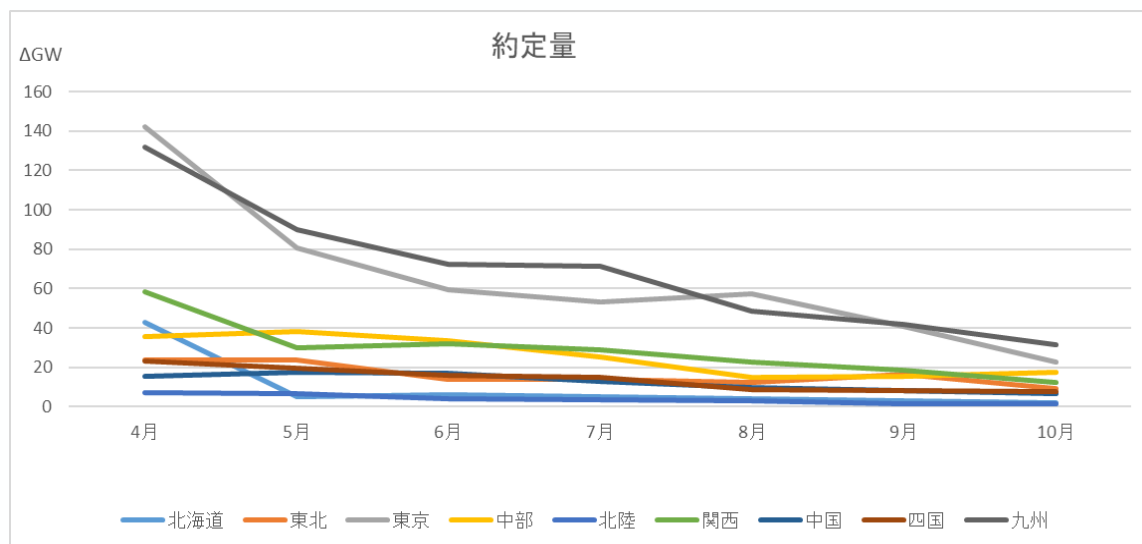
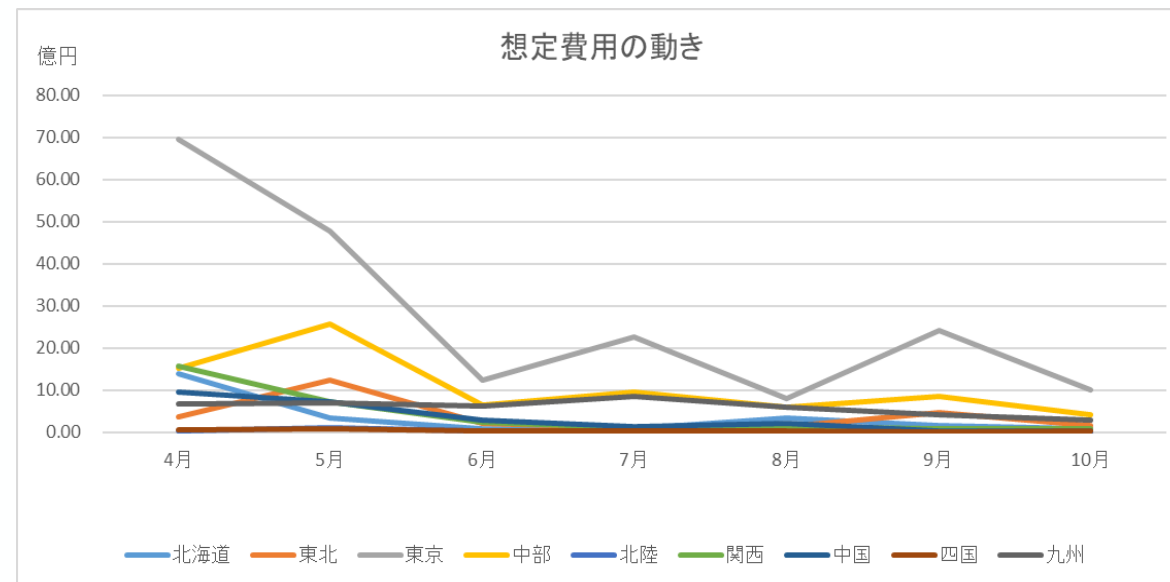
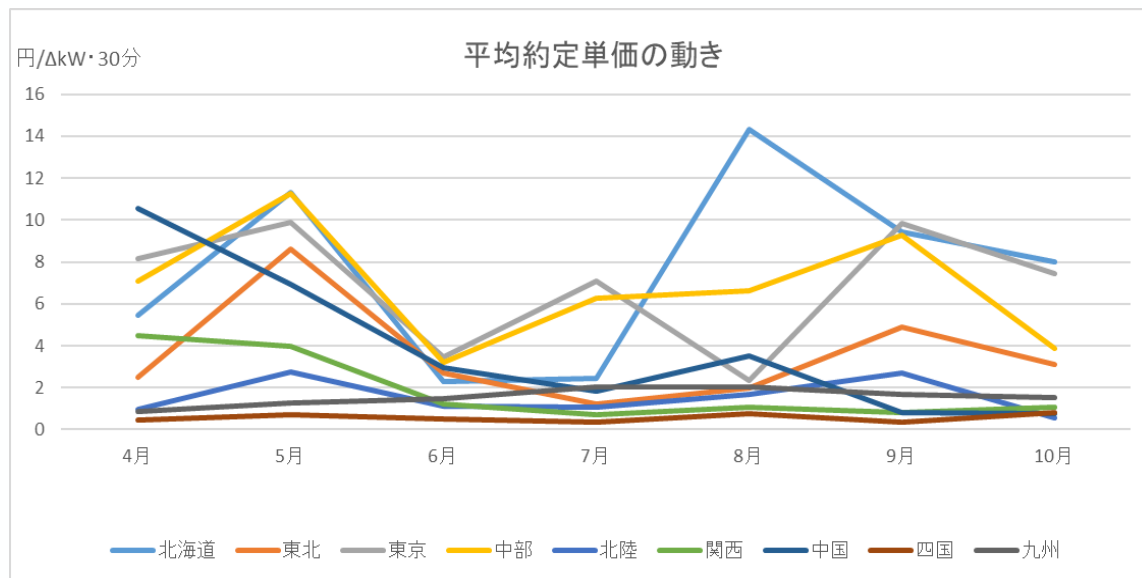
(※2) 4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。

(※3) 矢印（↑↓→）は前月比

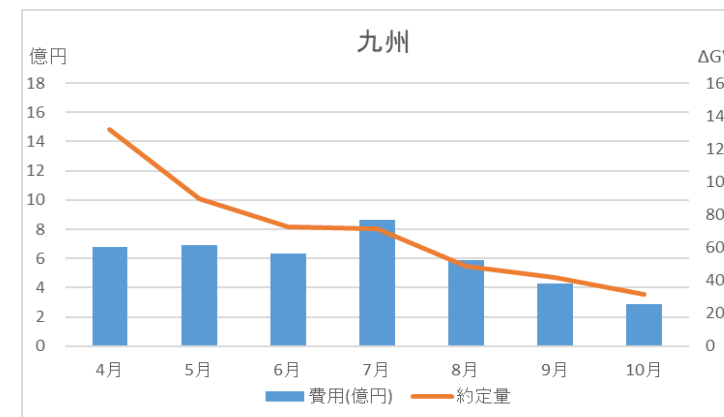
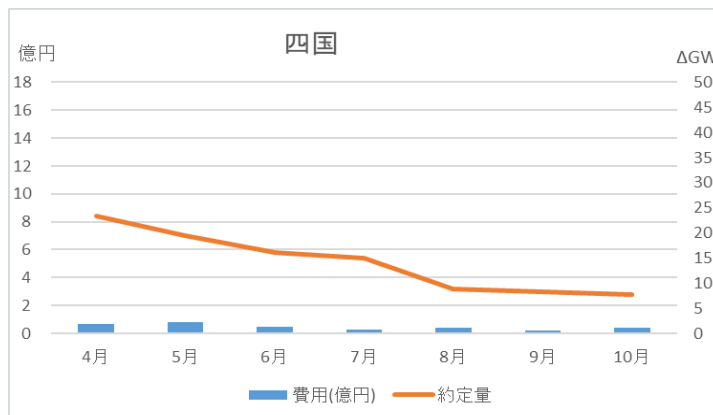
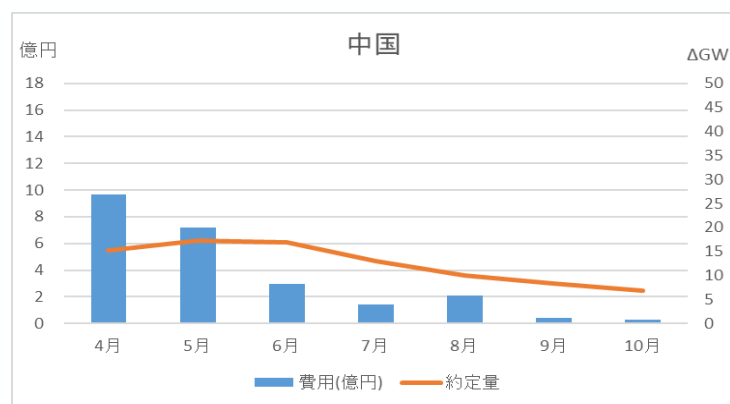
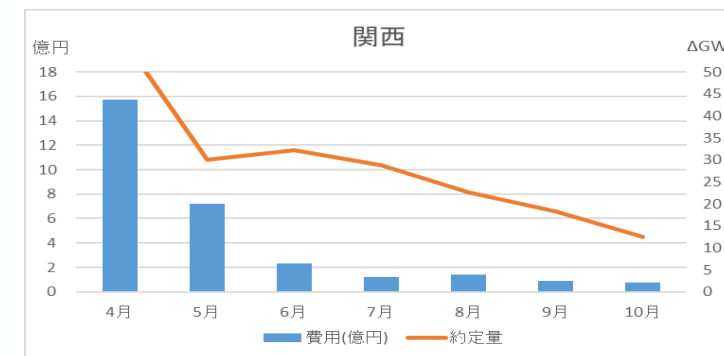
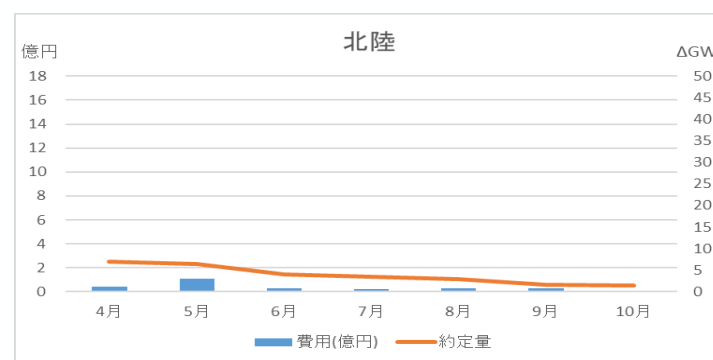
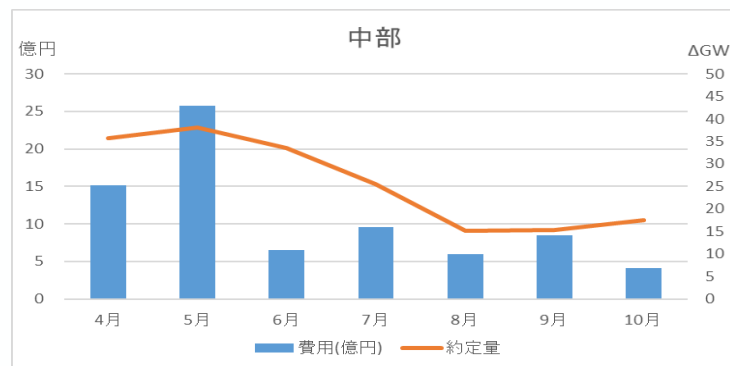
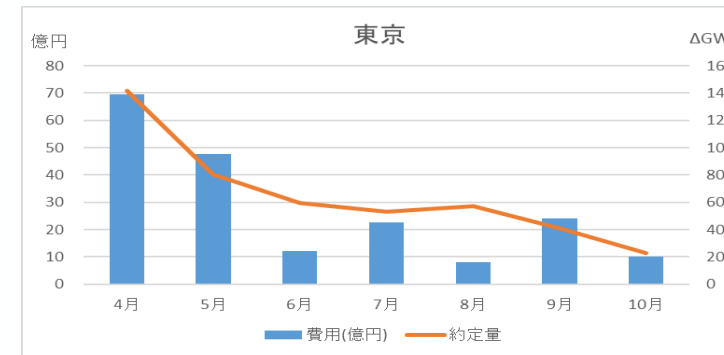
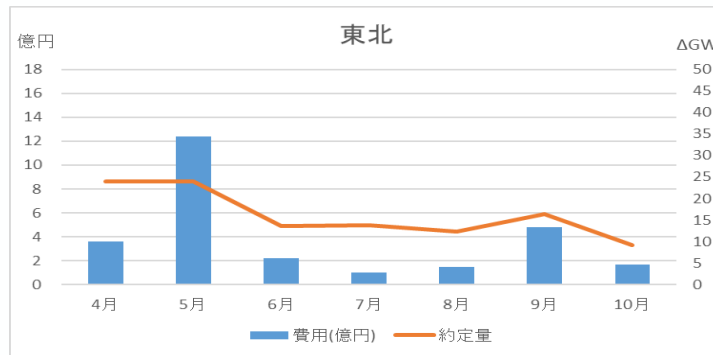
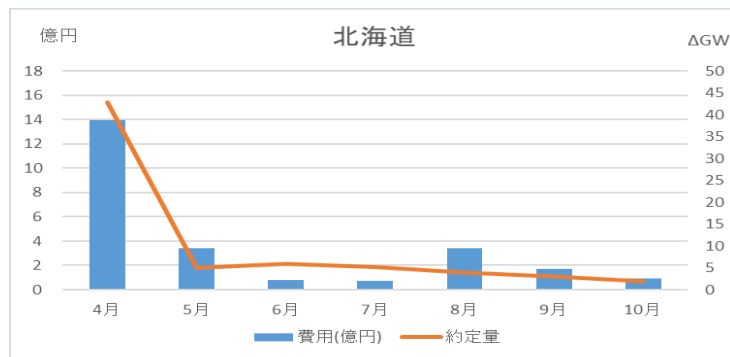
(※4) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 三次②の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



(参考) 三次②のエリア別の調達費用、約定量の動向



週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～10月31日）

週間取引の概況（4～9月は確報値、10月は速報値）

- 北海道・九州エリアの平均約定単価は、他エリアと比して高い状況が続いており、最高約定単価は上限価格に張り付いている状況が継続。
- 九州エリアにおいては、約定量では東北・関西エリアより少ないが、**9エリアで最も想定費用が高い**状況が続いている。

平均約定単価 ※1 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	4.51	1.16	1.15	3.26	0.66	2.78	1.48	1.96	7.58
	5月	7.33	1.38	2.43	3.14	0.42	2.21	2.12	1.53	5.66
	6月	6.24	2.30	1.86	2.20	0.63	2.59	1.70	1.42	4.57
	7月	4.57	1.79	1.69	1.46	1.54	2.30	1.94	1.20	5.59
	8月	5.45	2.49	2.30	1.83	2.25	3.28	3.73	1.77	5.18
	9月	5.57	2.67	2.23	1.87	2.20	3.31	2.69	1.17	4.48
	10月※2	5.83↑	3.34↑	3.97↑	3.69↑	1.48↓	2.81↓	1.82↓	1.23↑	4.98↑

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 矢印（↑↓→）は前月比

(※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

EPRXデータより事務局にて作成。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～10月31日）

最高約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	19.51	7.66	7.21	12.82	14.13	15.12	15.52	19.51	19.51
	5月	19.51	6.14	7.21	10.48	14.29	19.51	19.51	19.51	19.26
	6月	19.51	11.08	7.21	16.19	15.65	16.19	19.51	19.51	19.50
	7月	19.50	9.51	7.21	6.38	12.55	16.11	12.37	16.58	19.50
	8月	19.50	7.20	7.21	8.46	10.42	18.93	13.89	18.93	19.50
	9月	19.50	19.00	9.24	6.43	10.46	11.14	11.14	10.52	19.50
	10月※2	19.51↑	19.00→	9.36↑	9.24↑	10.46→	10.74↓	10.74↓	10.27↓	19.50→

最低約定単価 (円/ΔkW・30分)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	0.01	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	5月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	6月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	7月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	8月	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	9月	0.34	0.33	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	10月※2	0.34→	0.34↑	0.34↑	0.34→	0.34→	0.34→	0.34→	0.34→	0.34→

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 矢印（↑↓→）は前月比

(※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

EPRXデータより事務局にて作成。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～10月31日）

想定費用※ ³ (億円)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	12.03	7.85	4.83	9.81	1.52	25.55	6.02	5.55	31.65
	5月	16.17	7.42	8.39	7.12	0.97	24.36	8.38	4.19	29.05
	6月	21.88	16.35	9.85	5.93	1.32	25.74	7.62	3.85	28.30
	7月	14.05	13.71	12.01	1.49	3.34	21.53	9.62	2.93	41.81
	8月	16.29	20.31	20.08	1.18	5.47	35.25	19.14	4.46	44.58
	9月	17.79	24.23	16.86	0.39	4.97	26.48	13.03	2.71	29.68
	10月※ ²	22.63↑	28.81↑	22.89↑	2.16↑	3.44↓	24.59↓	8.77↓	3.35↑	35.60↑

約定量 (ΔMW)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	44,473	112,855	70,042	50,129	38,268	153,157	67,768	47,217	69,599
	5月	36,761	89,598	57,537	37,806	38,532	183,673	65,898	45,673	85,550
	6月	58,448	118,507	88,303	44,922	34,821	165,644	74,687	45,176	103,217
	7月	51,252	127,609	118,404	16,967	36,115	156,028	82,657	40,745	124,645
	8月	49,817	135,938	145,522	10,745	40,552	179,101	85,525	41,994	143,437
	9月	53,222	151,226	125,974	3,515	37,687	133,355	80,757	38,626	110,434
	10月※ ²	64,682↑	143,770↓	96,091↓	9,738↑	38,773↑	145,820↑	80,316↓	45,425↑	119,158↑

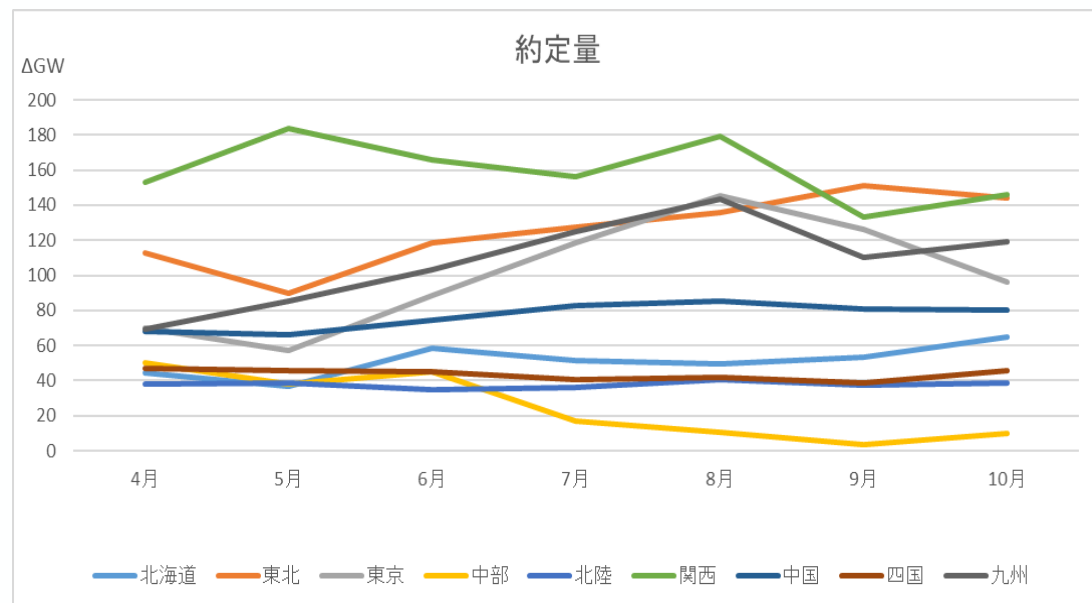
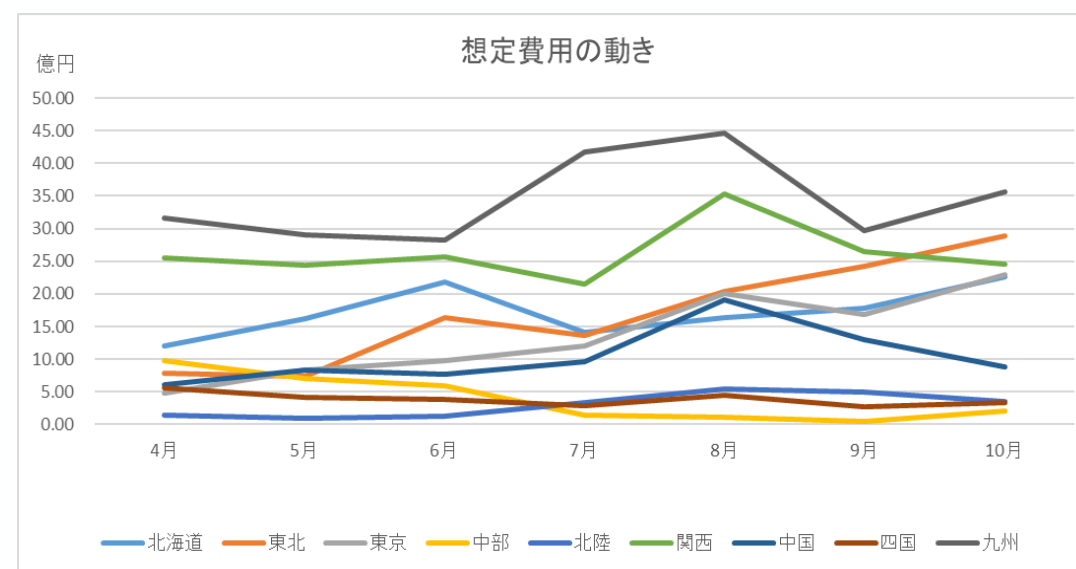
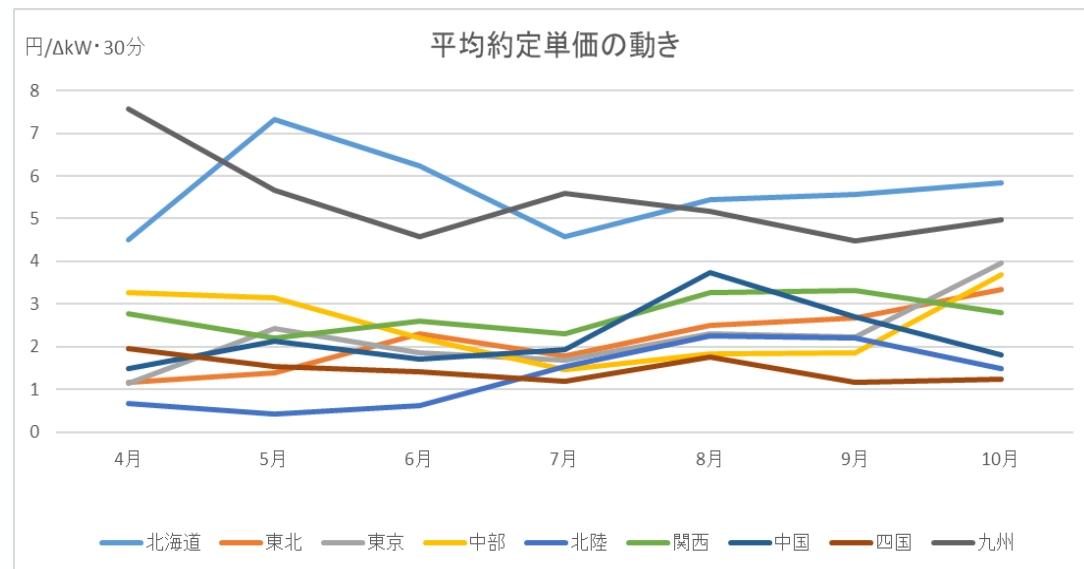
(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 矢印（↑↓→）は前月比

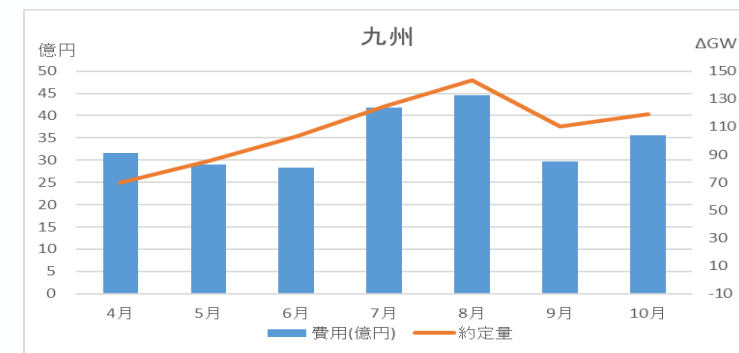
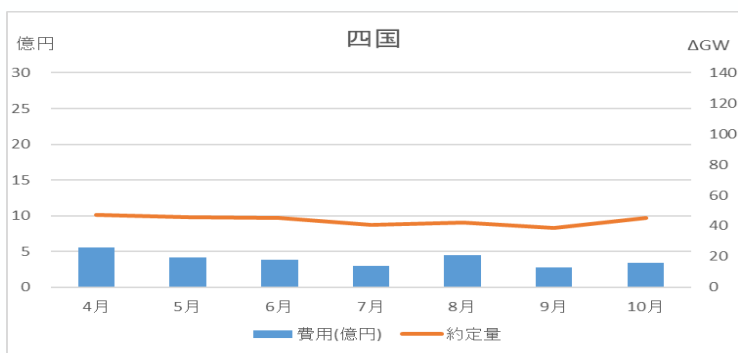
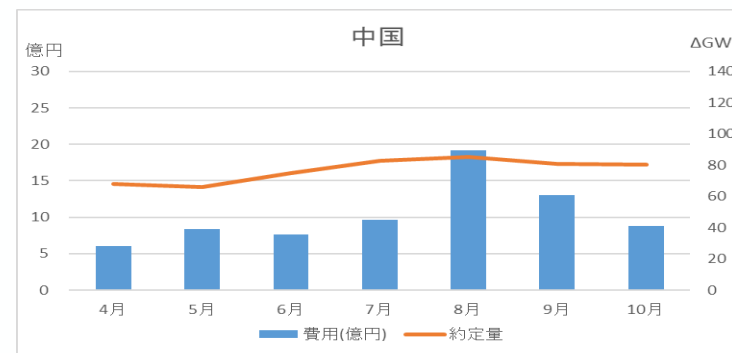
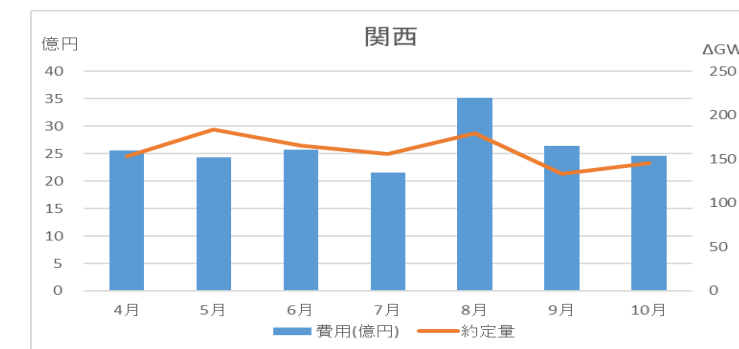
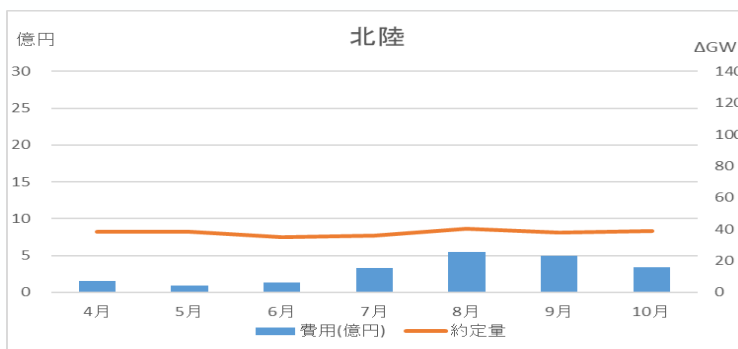
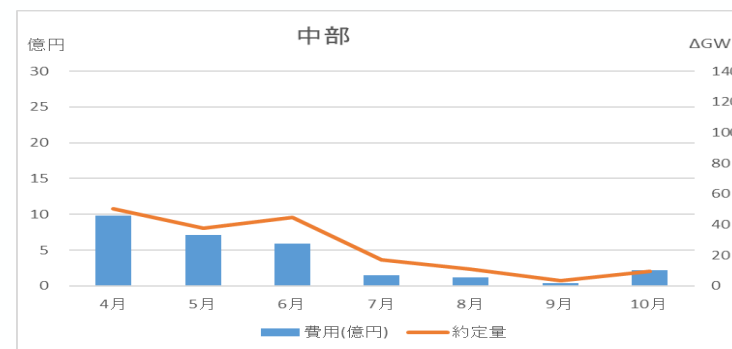
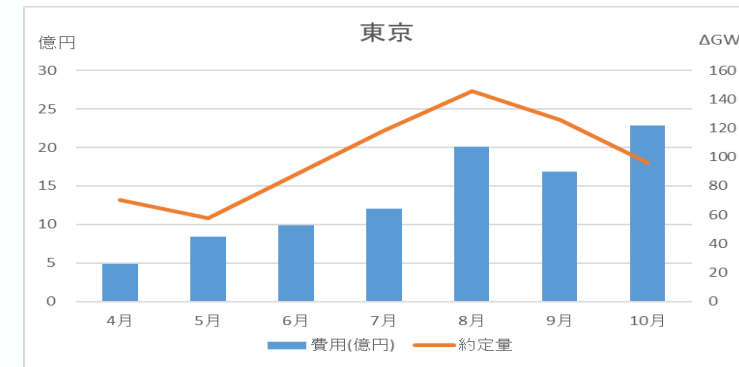
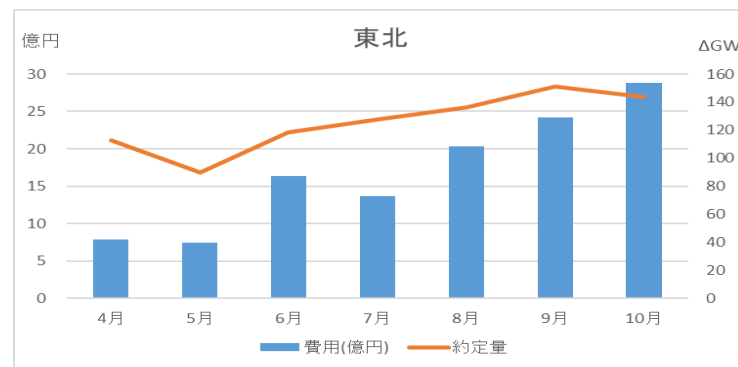
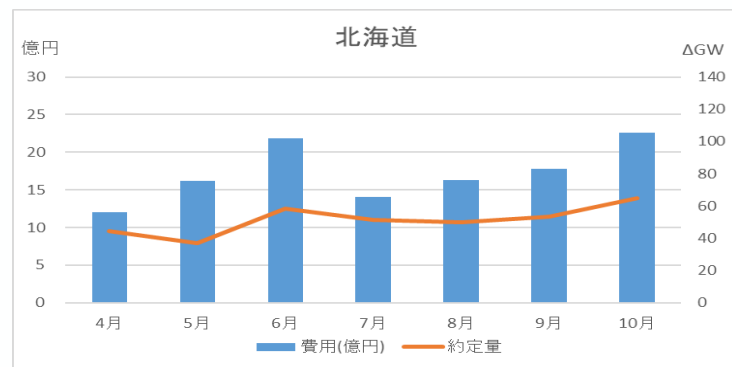
(※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 一次～三次①の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



(参考) 一次～三次①のエリア別の調達費用、約定量の動向



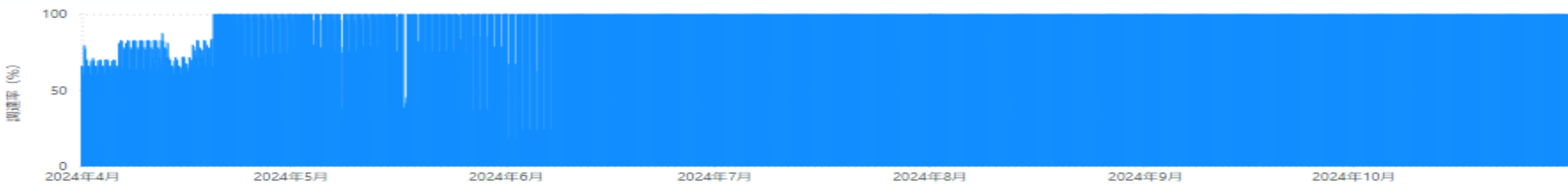
各エリアの調達率の動向（4月1日～10月31日）

各エリアの調達率の概況

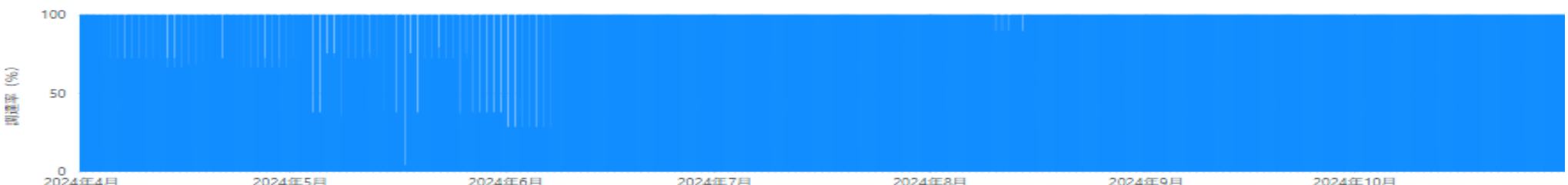
- 4月1日から10月31日までの調達率の状況を確認したところ、引き続き、東京エリアについては、一次調整力及び二次調整力①の調達率が他エリアと比して著しく低い。
- 中部エリアについては、一次調整力及び二次調整力①の応札が7月下旬から8月上旬にかけて一時的に出てきたが、その後は、7月中旬以前のように調達率が他エリアと比して著しく低い状況に戻っている。
- 引き続き、調達率の状況を注視していく。

北海道エリアの調達率

一次調整力



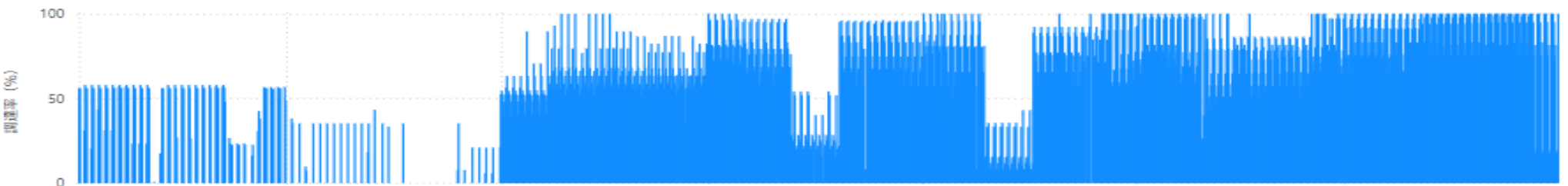
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①

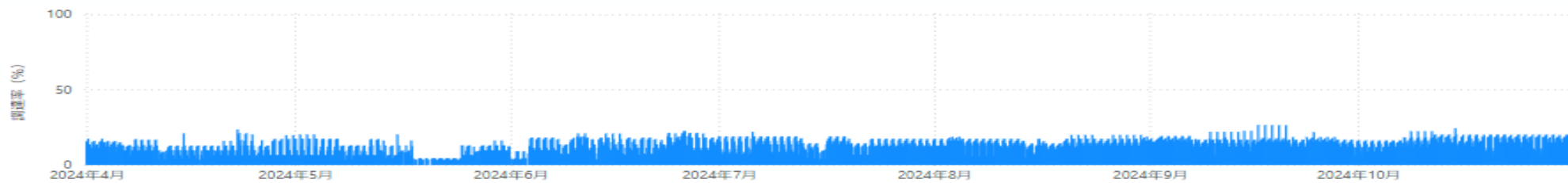


三次調整力②

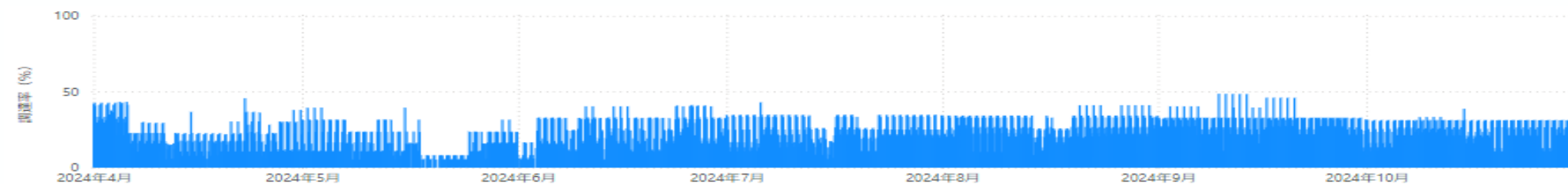


東北エリアの調達率

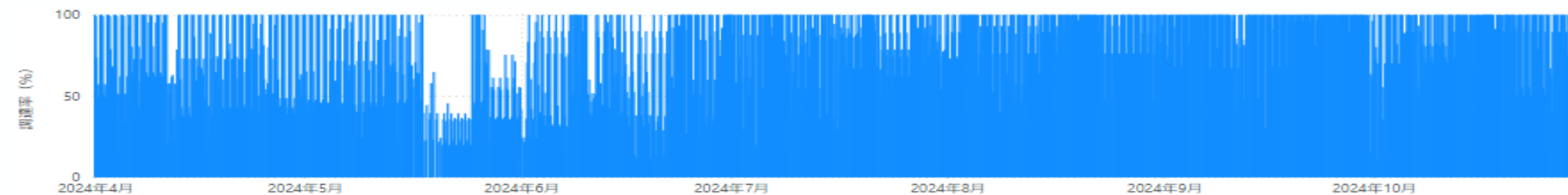
一次調整力



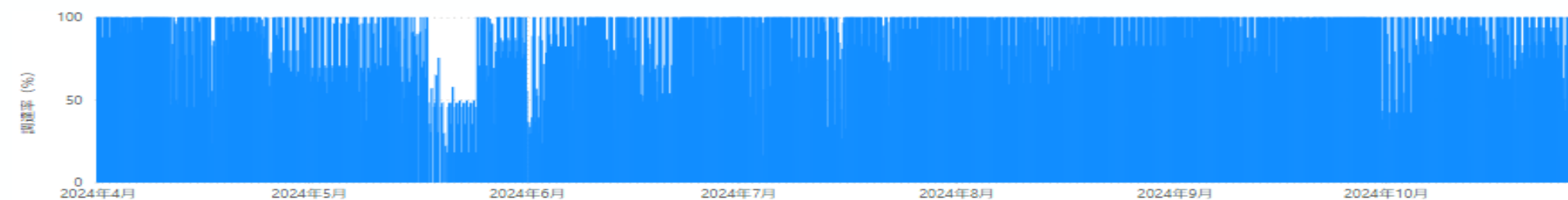
二次調整力①



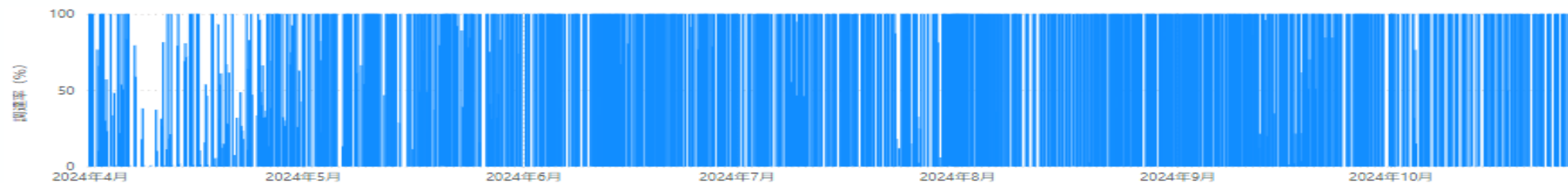
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②

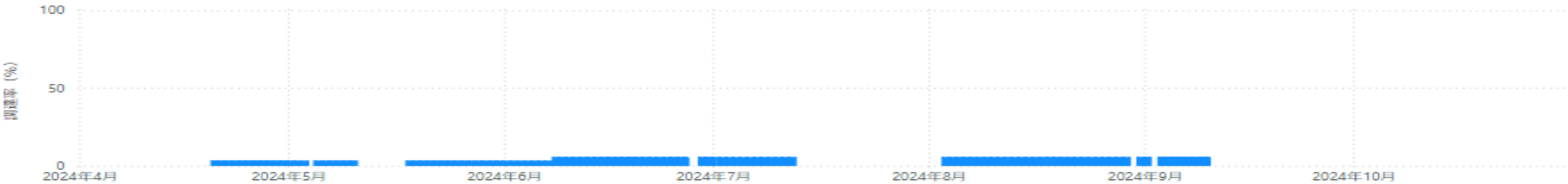


東京エリアの調達率

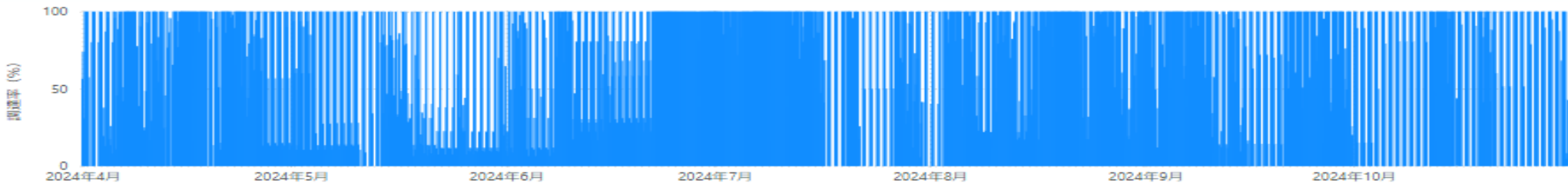
一次調整力



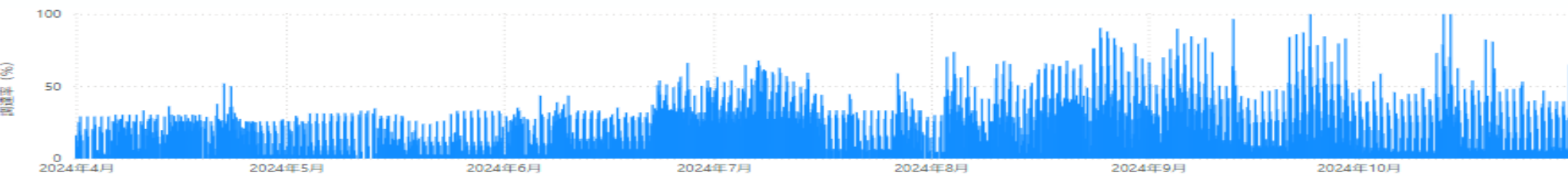
二次調整力①



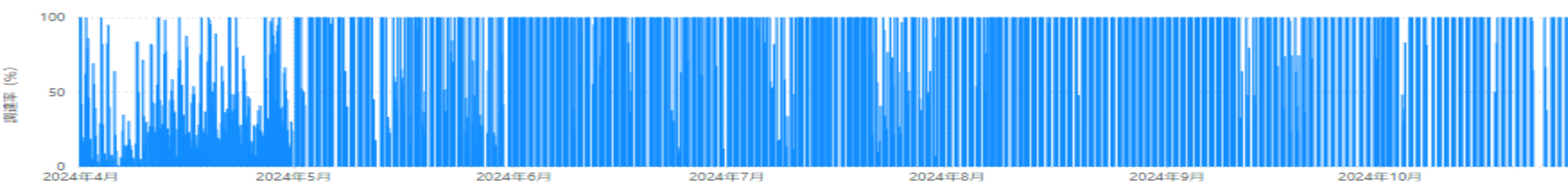
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②



中部エリアの調達率

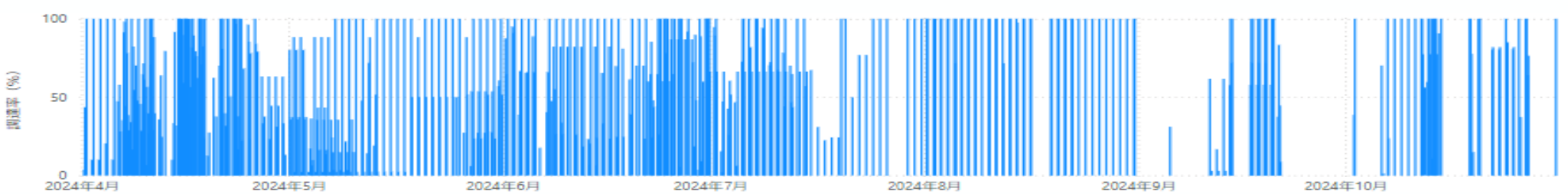
一次調整力



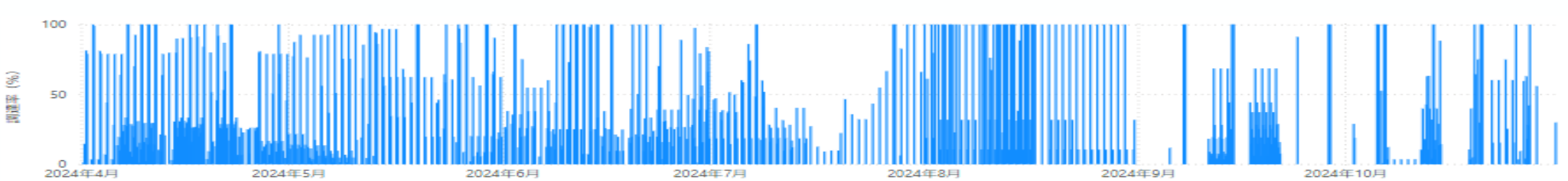
二次調整力①



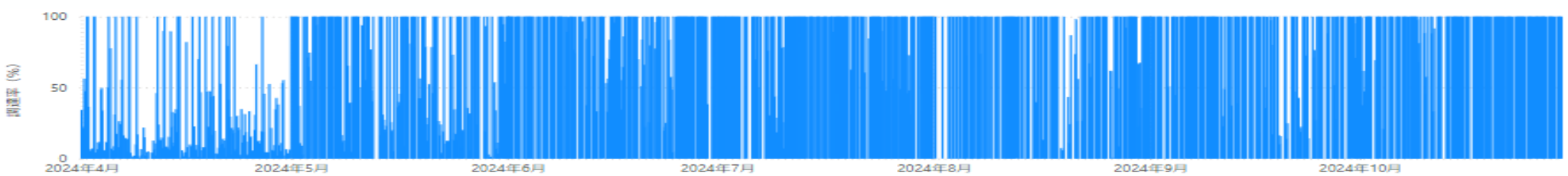
二次調整力②



三次調整力①

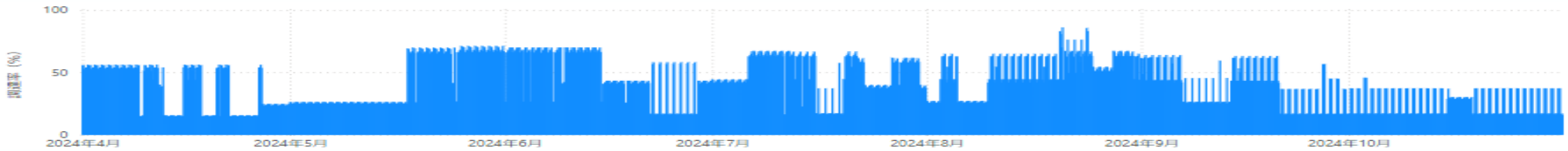


三次調整力②

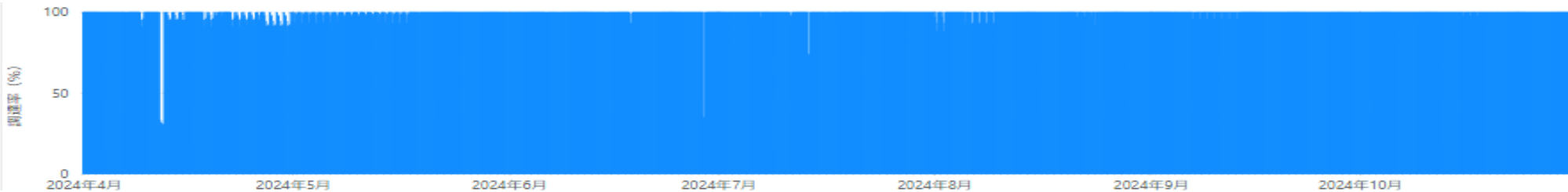


北陸エリアの調達率

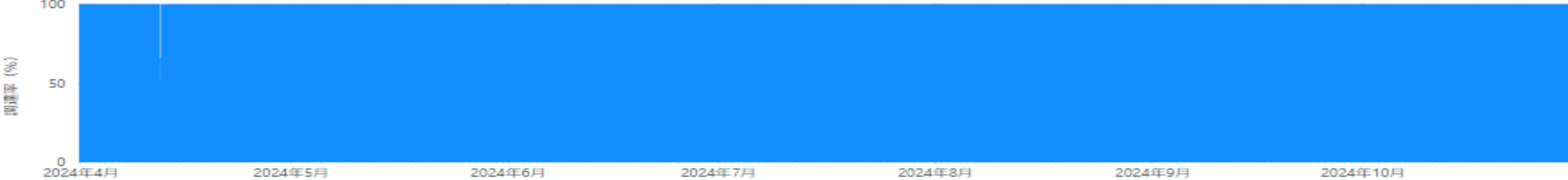
一次調整力



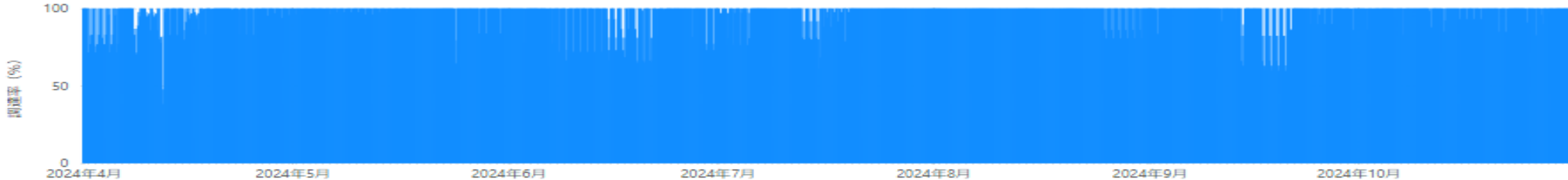
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②

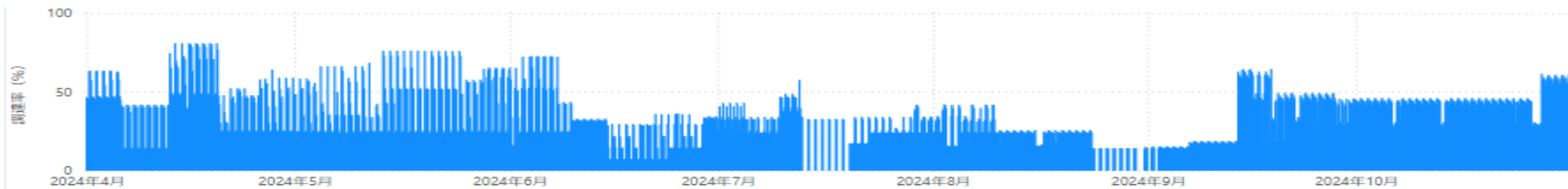


関西エリアの調達率

一次調整力



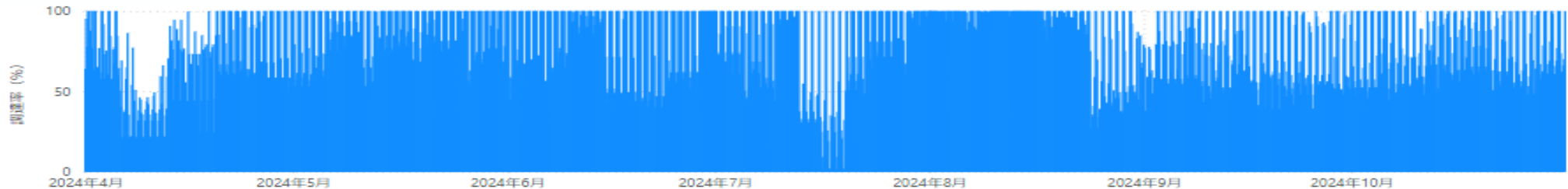
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②

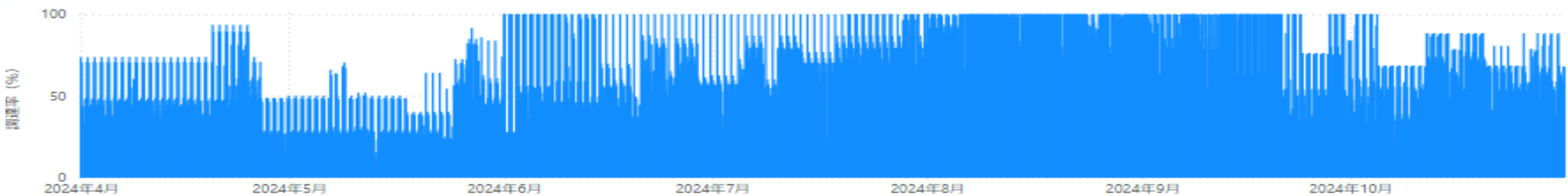


中国エリアの調達率

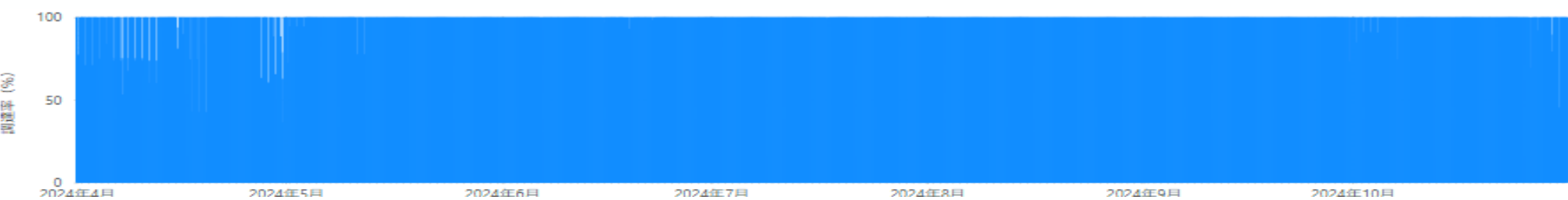
一次調整力



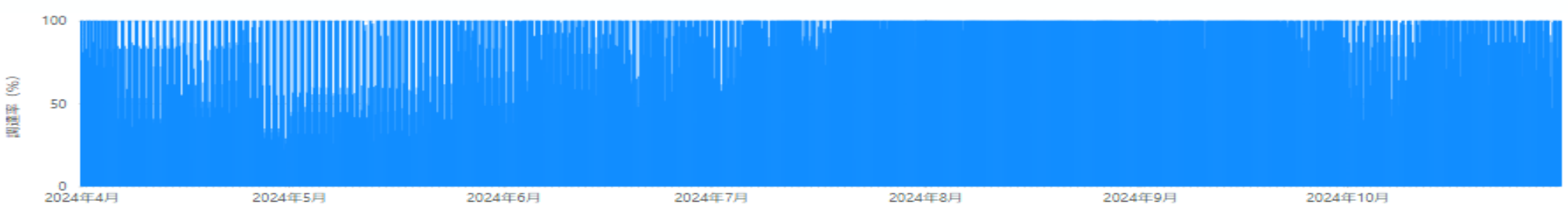
二次調整力①



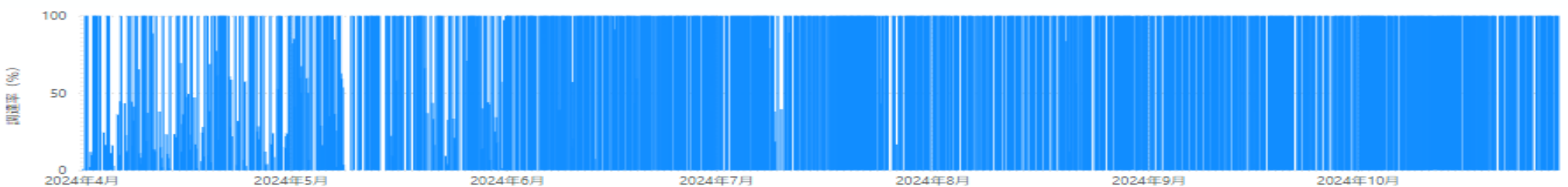
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②

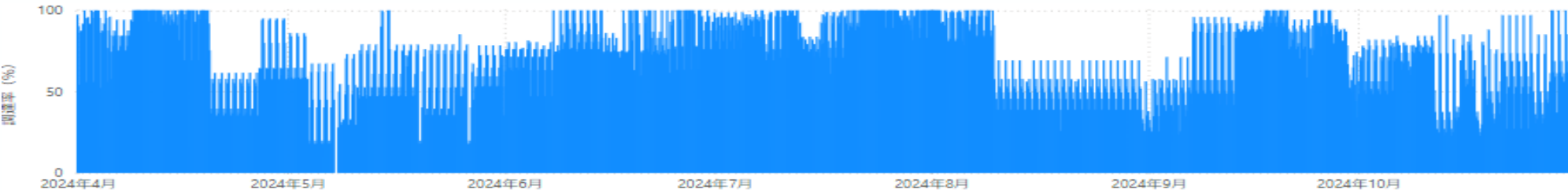


四国エリアの調達率

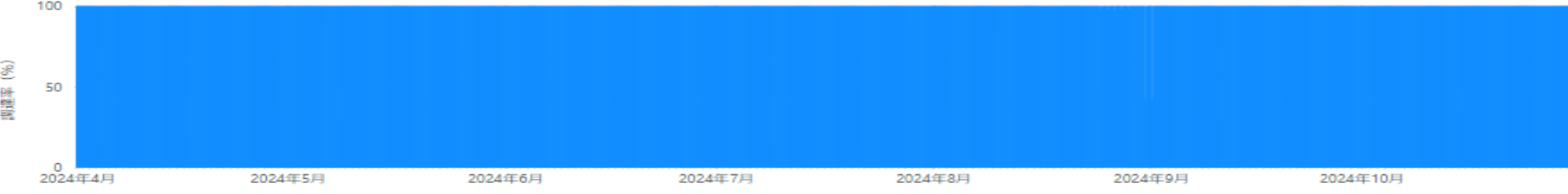
一次調整力



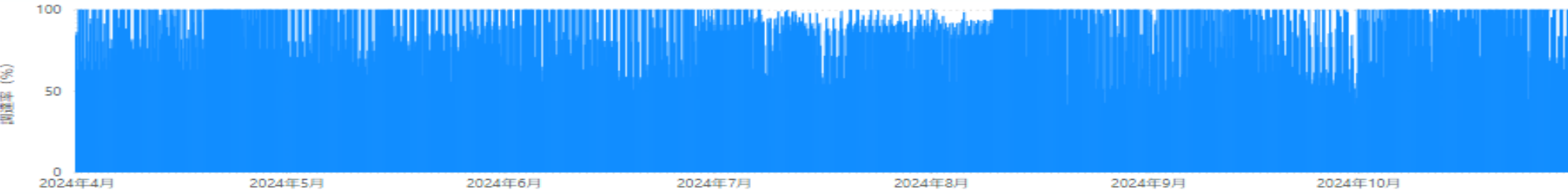
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①

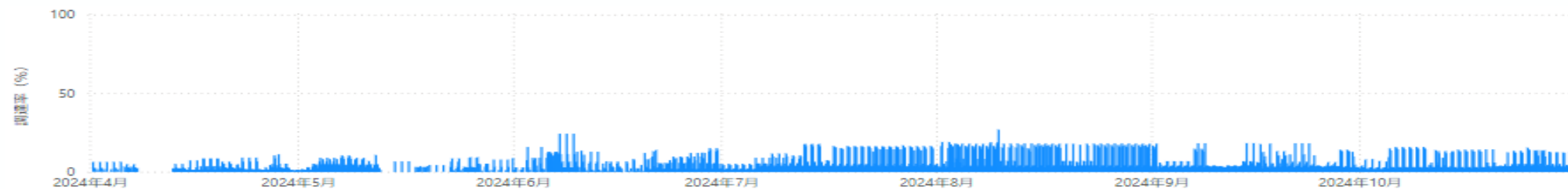


三次調整力②

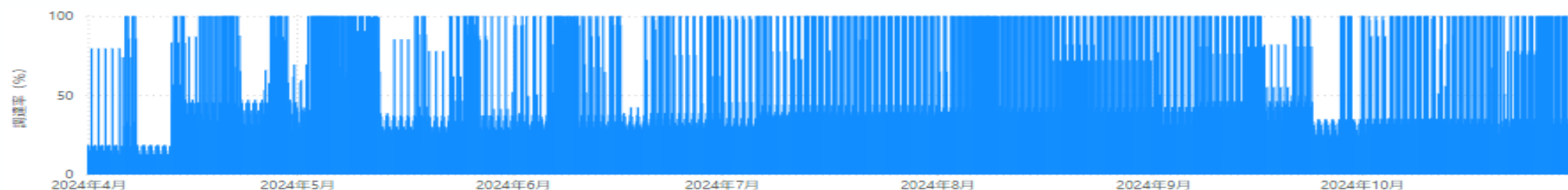


九州エリアの調達率

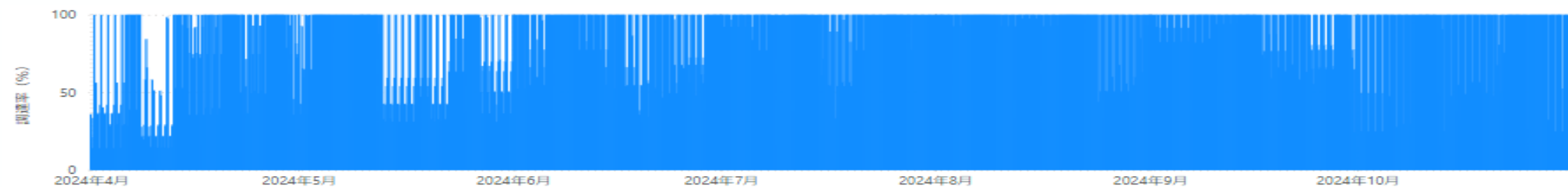
一次調整力



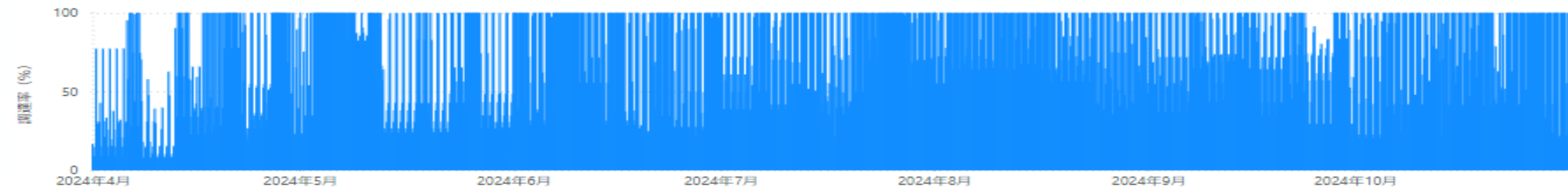
二次調整力①



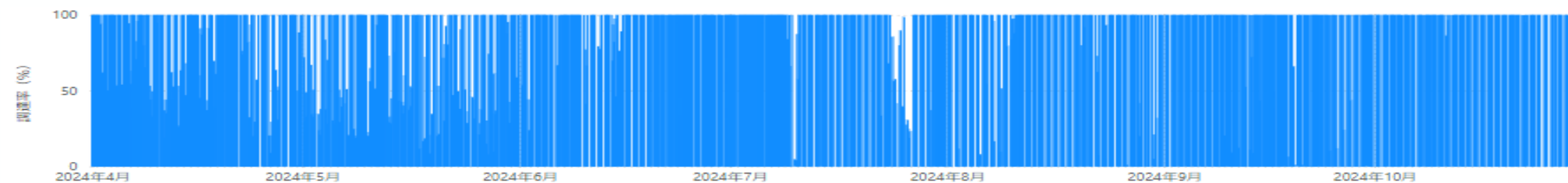
二次調整力②



三次調整力①

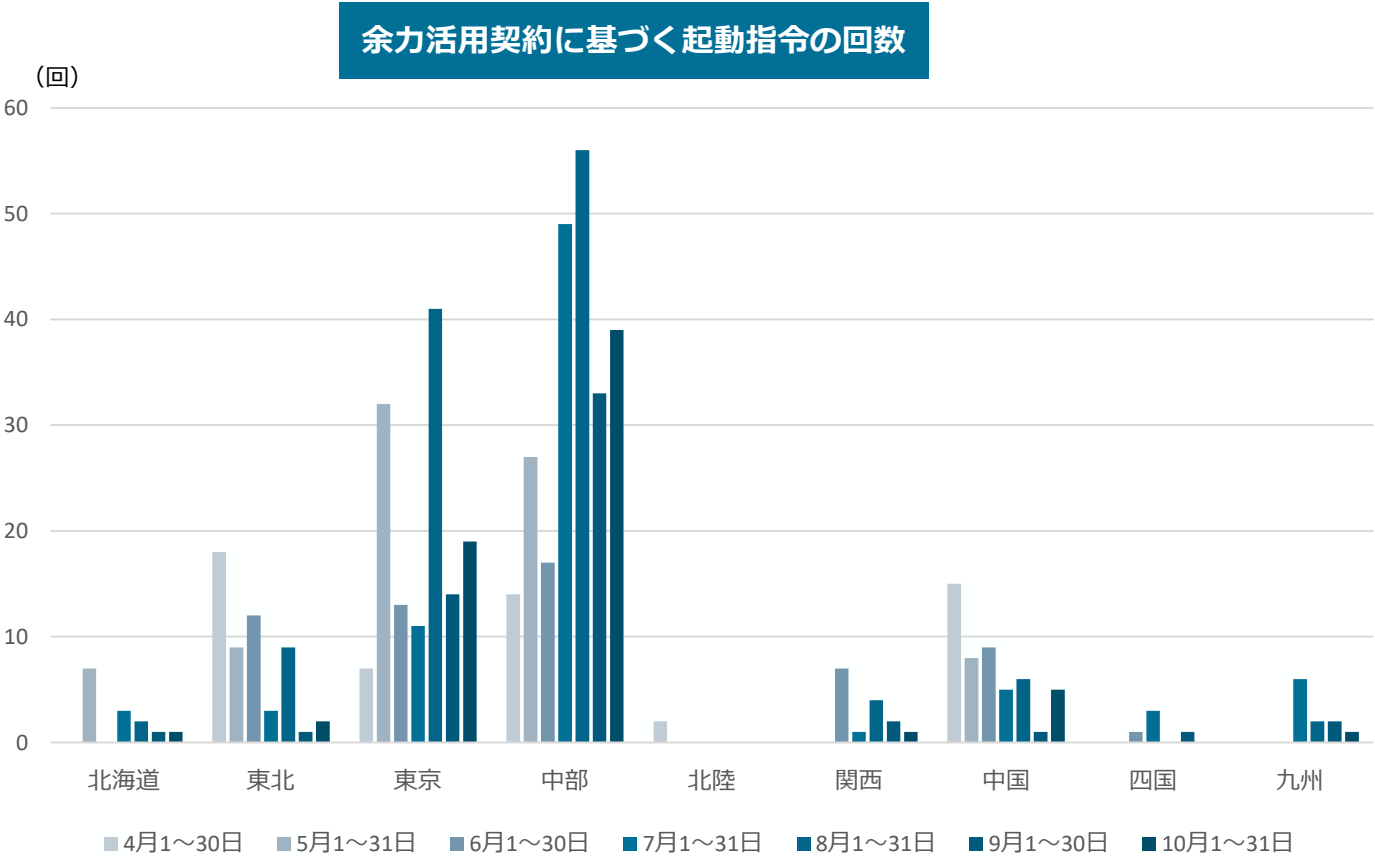


三次調整力②



(参考) 余力活用契約に基づく起動指令について (4月1日～)

- 第1回会合での報告に引き続き、4月1日～10月31日までに余力活用契約に基づく起動指令が何回行われたか確認した。
- 週間取引の調達率が低いエリア（特に東京・中部）において起動指令の回数が多い傾向が継続。
- 起動費等の動向について引き続き注視していく。



(※) 上グラフの対象は、BG計画上停止していた電源（GC以降に調整可能な電源を除く）の追加起動としている。

起動費と最低出力費用（概算値を含む）（速報値）					
	北海道	東北	東京	中部	北陸
4月	-	0.1億円	0.4億円	2.2億円	0.4億円
5月	4.2億円	1.2億円	3.5億円	6.0億円	-
6月	-	0.6億円	2.8億円	5.3億円	-
7月	0.6億円	1.0億円	4.4億円	25.1億円	-
8月	0.7億円	0.4億円	10.7億円	52.7億円	-
9月	0.3億円	3.3億円	12.6億円	50.5億円	-
10月	0.5億円	0.1億円	13.2億円	1.9億円	-

	関西	中国	四国	九州
4月	-	6.5億円	-	-
5月	-	2.8億円	-	-
6月	4.1億円	3.1億円	0.1億円	-
7月	1.6億円	1.2億円	0.4億円	6.5億円
8月	2.0億円	1.4億円	-	4.5億円
9月	0.4億円	0.3億円	0.5億円	2.6億円
10月	0.4億円	2.3億円	-	算定中

(※) 上表の費用には、起動済電源の余力を調整力として活用したコスト等は含まれておらず、余力活用電源の運用コスト全体を表しているわけではない点に注意。
(※) 10月は事業者から報告があった費用（速報値）のみ集計。

1. 10月までの需給調整市場の動き

2. 価格規律の検討について

① 落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

② 持ち下げ供出時の Δ kW価格

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. B種電源協議について

5. 揚水の調整力確保の在り方について

本日の議論

- 落札電源の実需給断面における経済差替については、**2022年度までは Δ kW価格の差替不要**でよいとされていたが、**2023年度以降は、 Δ kW価格の差替が必須**となる運用変更が行われた。
- 上記運用変更に伴い、**経済合理的な電源運用を行うインセンティブが発電事業者になくっている状況**が生じていることから、第1回会合（2024年9月）において、**運用見直しに向けた詳細検討**を進めることとした。
- 今回、詳細検討にあたり、以下の論点について検討を行ったため、ご議論いただきたい。

今回検討した論点

論点1：経済差替によって生じた利益の帰属

論点2：経済差替によって生じた利益の精算方法

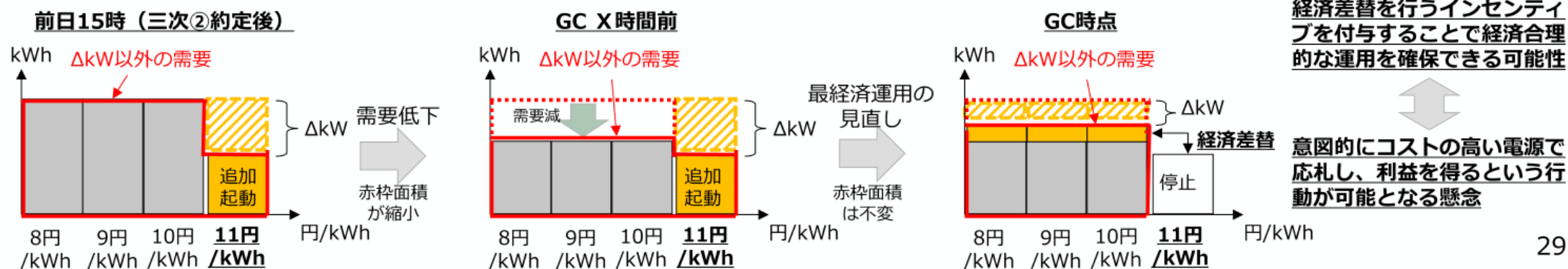
論点3：監視方法

起動費事後精算案の個別論点

論点5：落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

- 落札電源の実需給断面における経済差替については、**2022年度までは ΔkW 価格の差替不要**でよいとされていたが、**2023年度以降は、 ΔkW 価格の差替が必須**となる運用変更が行われた。
- その結果、現在、**経済合理的な電源運用を行うインセンティブが発電事業者になく**なっている状況が生じている。例えば、起動供出札で落札した電源が、約定日時以降の実需の変動により追加起動しなくても余力で ΔkW の供出が可能という場合になっても、落札電源の経済差替を行うインセンティブが働かない。このことは、社会全体で見れば非効率な電源を起動させ続けることによる燃料の無駄遣いを発生させていることになる。
- 今後、起動費事後精算を措置することにより、起動供出札が増えると、経済差替を柔軟に行うことができるインセンティブを設けなければ、非効率な電源が稼働することとなり、社会全体としての経済合理的な電源運用を損ねることとなる。
- したがって、今後、経済差替によって生じた利益の発電事業者・一般送配電事業者間の帰属等について、事業者へのインセンティブや差し替えに伴う実務負担等の観点を踏まえ、詳細を検討したいと考えるがどうか。

経済差替のイメージ



落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

論点1：経済差替によって生じた利益の帰属

- 経済差替の結果、**約定時 Δ kW価格と差替後 Δ kW価格の差が利益**となる。
- 経済差替によって生じた利益の帰属については、①一般送配電事業者（全額）、②発電事業者（全額）、③一般送配電事業者・発電事業者間で按分、の3つの案が考えられるが、①は発電事業者への経済差替インセンティブがないこと、②は Δ kW調達価格が託送料金等として国民負担となること等を踏まえ、**③一般送配電事業者・発電事業者間で按分**することとしてはどうか。
- 他方、一般送配電事業者・発電事業者間で按分することとした場合、**経済差替自体に伴う発電事業者の事務コストに加え、利益を按分するための事後精算に伴う事務コスト**等が一般送配電事業者及び発電事業者に発生すると考えられる。
- 発電事業者においては、経済差替によるインセンティブがコストより大きい場合に経済差替を行うと考えられるが、経済差替に伴う事務コストは定量的に示すことが難しいため、当面は**経済差替によって生じた利益は一般送配電事業者・発電事業者間で等分**とし、**今後の運用状況を踏まえ見直しを検討**することとしてはどうか。

経済差替によって生じた利益の帰属の検討

利益の帰属	検討
①一般送配電事業者（全額） ※現行の運用	・ Δ kW調達価格の低減（託送料金等の低減）に寄与する可能性があるが、発電事業者に経済差替インセンティブがないため、そもそも経済差替が行われず、社会全体として経済合理的な電源運用が行われないおそれ。
②発電事業者（全額） ※2022年度までの運用	・ 発電事業者に経済差替インセンティブがあるため、積極的に経済差替が行われる可能性が高まるものの、 Δ kW調達価格の増加（託送料金等の増加）に繋がるおそれ。 ・ 意図的にコストの高い電源で応札するおそれ。
③一般送配電事業者・発電事業者間で按分	・ 発電事業者に一定程度の経済差替インセンティブがあるため、経済差替が行われる可能性が高まる。また、経済差替が実施された場合、 Δ kW調達価格の低減（託送料金等の低減）にも寄与。

（※）利益の帰属に関わらず、経済差替が行われることにより、調整力kWhコストの低減に寄与する可能性がある。

（参考）経済差替に伴う発電事業者の事務手続き（例）

- 経済差替に伴う事務手続きについて、発電事業者数社に確認したところ、以下のとおり。
- 特に、人間系での対応が多くなる経済差替の実施要否の検討（最経済計画の作成含む）や限られた時間で正確性が求められる差替後 Δ kW価格の算定が負担となっているとの声が多かった。

経済差替の事務手続き（例）

A社

	所要時間	対応
差替前スポット約定結果バランスを作成し、経済差替の実施要否を大まかに判断	約 1 時間	人間系、ツール
差替実施時のBGバランスを作成	約 1 時間	人間系、ツール
差替実施前後のBGバランスから需給調整市場の価格規律に則った差替後単価を算定	約30分	ツール
週間市場で既に得ている Δ 収益と比較し、経済差替を実施するか最終判断	約30分	人間系
需給調整市場システムでの差替処理（約定量・単価）および自社システムにおける約定結果更新	約30分	人間系、ツール

B社

	所要時間	対応
需給状況を踏まえ最経済計画を作成し、当該計画で Δ kW約定分を供出するため、週間約定時点から供出ユニットの差替を検討	約 2 時間	人間系
差替時の Δ kW単価を検討し、需給調整市場システムへ差替登録	約 1 時間	ツール、システム

C社

	所要時間	対応
経済差替の要否検討	約 1 時間	人間系
差替操作		ツール
需給調整市場システムへの再登録		ツール
発電計画反映		

落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

論点2：経済差替によって生じた利益の精算方法

- 現行の運用においては、経済差替を実施する場合、実需給の1時間前までに差替後 Δ kW価格を需給調整市場システム（MMS）に再登録することとされているが、時間的制約がある中での作業となるため、**価格再登録が経済差替の障壁**となっているとの声もある。
- このため、**差替後 Δ kW価格の需給調整市場システムへの再登録までは求めないことを可能とし、後日、発電事業者において差替後 Δ kW価格を算定し、一般送配電事業者と事後精算することとしてはどうか。**

落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

論点3：監視方法

- 落札電源の実需給断面における経済差替について、これを確認なく認めた場合、例えば、発電事業者が意図的にコストの高い電源で応札すること等により、利益を得るという行動が可能となる懸念がある。
- このため、まずは、利益の事後精算時において、**発電事業者が経済差替を行う理由及び諸元を提出し、一般送配電事業者が確認**することとしてはどうか。
- 経済差替を行う合理的な理由としては、例えば、以下のようなケースが考えられるのではないかな。
 - 週間商品の応札時点から前日のスポット市場入札時点にかけて、想定需要の減少又は太陽光発電予測量の増加等があり、スポット市場や需給調整市場（三次②）での約定量が想定を下回った場合 等

（※）例えば、需要減少局面における経済差替の場合は、「週間／翌々日／翌日断面」と「ゲートクローズ断面」の発電販売計画（販売量）の比較により、需要減少局面であったことを確認することが考えられる。
- 経済差替を行う**合理性が認められない場合や理由に疑問がある場合は、一般送配電事業者から監視等委に報告**することとする。
- さらに、**監視等委においても事後監視**を行うとともに、必要に応じて**本会合にて経済差替の実績等を報告**することとしてはどうか。

経済差替の運用見直し案のまとめ

- 今回の個別論点をまとめると以下のとおり。
- この内容で問題なければ、**2025年度から運用見直し**を実施することとしたい。

経済差替の運用見直し案

1. 経済差替によって生じた利益の帰属

経済差替によって生じた利益の帰属については、当面は一般送配電事業者・発電事業者間で等分とし、今後の運用状況を踏まえ見直しを検討することとする。

2. 経済差替によって生じた利益の精算方法

差替後 Δ kW価格の需給調整市場システムへの再登録までは求めないことを可能とし、後日、発電事業者において差替後 Δ kW価格を算定し、一般送配電事業者と事後精算する。

3. 監視方法

利益の事後精算時において、発電事業者が経済差替を行う理由及び諸元を提出し、一般送配電事業者が確認。
経済差替を行う合理性が認められない場合や理由に疑問がある場合は、一般送配電事業者から監視等委に報告することとする。
さらに、監視等委においても事後監視を行うとともに、必要に応じて本会合にて経済差替の実績等を報告する。

(※) なお、調整力 Δ kW市場又は調整力kWh市場の約定方式がシングルプライス化されると、経済差替を行うことが経済合理的な行動として誘導できるため、特に調整力kWh市場についてはインバランス料金との整合性の観点からもシングルプライス化は将来的に検討の余地があると考えられる。

1. 10月までの需給調整市場の動き

2. 価格規律の検討について

① 落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

② **持ち下げ供出時の Δ kW価格**

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. B種電源協議について

5. 揚水の調整力確保の在り方について

持ち下げ供出時の ΔkW 価格

検討の経緯・背景

- 第79回制度設計専門会合（2022年11月）において、**持ち下げ供出機[※]は、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機のコストを反映した ΔkW 単価となるよう、当事者間で適切な費用を精算することとされた。**

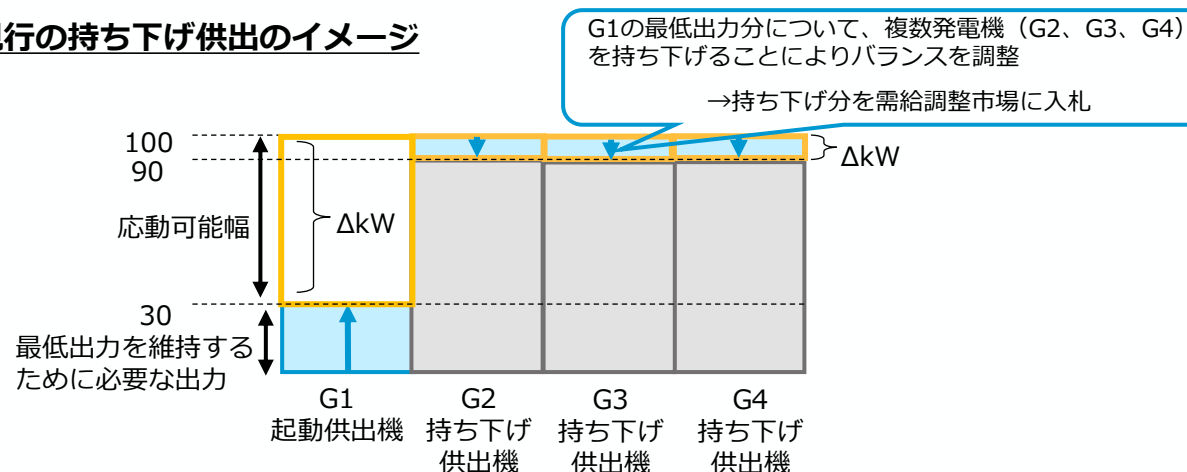
（※）持ち下げ供出機：起動供出機の最低出力を維持するため、他のユニットの出力を下げることでバランスを調整する場合、その下げた分の余力を調整力として活用するユニット。

- この考え方について、広域機関の第51回需給調整市場検討小委員会（2024年10月）において、以下のとおり、**事業者からの意見が紹介され、前者については需給調整市場システムの改修が必要となり、後者については価格規律の見直しが必要となることから、それぞれ一般送配電事業者および国とも連携して、検討を深掘りしていくこととされたところ。**

- 事後精算の仕組みは煩雑であることから、現行の価格規律に則った入札価格としたうえで、**起動供出側のみが不落とならないよう、起動供出側と持ち下げ供出側をリンクさせた約定処理の導入を希望する。**
- また、それが困難な場合には、**持ち下げ供出のみ落札した場合に費用の取り漏れが発生しないような、かつ、煩雑な事後精算が多発しないような誘導的措置の導入を希望する。**

- 今回、後者について、次頁のとおり、 ΔkW 価格の算定方法案を検討したため、ご議論いただきたい。

現行の持ち下げ供出のイメージ



調整前 ΔkW 単価

G1 : 150 (円/ ΔkW ・30分)
G2 : 10 (円/ ΔkW ・30分)
G3 : 15 (円/ ΔkW ・30分)
G4 : 20 (円/ ΔkW ・30分)

G2～G4（持ち下げ供出機）は、G1（起動供出機）の起動（約定）が前提のため、約定順が起動供出機→持ち下げ供出機となるよう、持ち下げ供出機に起動費相当分を機会費用として計上。

調整後 ΔkW 単価

G1 : 150 (円/ ΔkW ・30分)
G2 : 155 (円/ ΔkW ・30分)
G3 : 160 (円/ ΔkW ・30分)
G4 : 165 (円/ ΔkW ・30分)

事後精算

(参考) 第79回制度設計専門会合における整理

第79回制度設計専門会合 資料3
(2022年11月)

持ち下げ供出の扱いに関する整理 (案)

- 需給調整市場に対して起動供出機を供出し、同時に持ち下げ供出機も供出する場合、持ち下げ供出機の入札価格の考え方を整理する必要がある。
- 持ち下げ供出の扱いに関しては、以下の整理としてはどうか。
- なお、需給調整市場ガイドラインは、需給調整市場における考え方を示すものであることから、 Δ kW単価の具体的な清算方法等については、取引規程（需給調整市場）もしくは事業者間での契約書等に記載することが望ましいのではないか。

持ち下げ供出機の入札価格について

- 持ち下げ供出機の約定のためには、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機のコストを反映した Δ kW単価になるよう、当事者間で適切な費用を清算する。
- 持ち下げ供出機のコストを反映した単価は、逸失利益（機会費用）、一定額等（等は売買手数料）から算定し、起動供出機のコストを含めないものとする。

(参考) 第51回需給調整市場検討小委員会で紹介された事業者意見

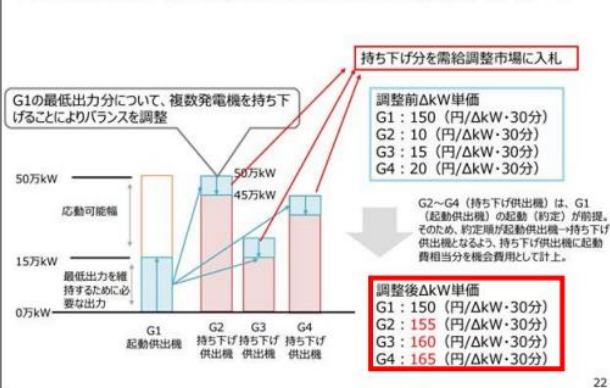
第51回需給調整市場検討小委員会 資料2 (2024年10月)

アンケートNo.1追補：持ち下げ供出と起動供出の関係性 (1 / 2)

20

- 持ち下げ供出は、起動供出分の約定が前提であるため、約定順を「起動供出→持ち下げ供出」とする必要がある。
- そのため、過去、起動供出分の起動費単価を機会費用として計上し、入札価格が「持ち下げ供出＞起動供出」となるよう入札した結果、調整力調達コストが高騰した事例が確認された。
- 上記事例を踏まえ、起動供出分の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出分の入札価格を作成することを可能とした一方、約定後、持ち下げ供出の実コストを反映したΔkW単価になるよう、適切な費用（差分）を事後精算（事業者から一般送配電事業者へ返還）する仕組みとなった。

事業者Aにおける追加起動供出に伴う発電持ち下げ機の供出のイメージ



持ち下げ供出の扱いに関する整理 (案)

- 需給調整市場に対して起動供出機を供出し、同時に持ち下げ供出機も供出する場合、持ち下げ供出機の入札価格の考え方を整理する必要がある。
- 持ち下げ供出の扱いに関しては、以下の整理としてはどうか。
- なお、需給調整市場ガイドラインは、需給調整市場における考え方を示すものであることから、ΔkW単価の具体的な清算方法等については、取引規程（需給調整市場）もしくは事業者間での契約書等に記載することが望ましいのではないかと。

持ち下げ供出機の入札価格について

- 持ち下げ供出機の約定のためには、起動供出機の約定が前提であるため、起動供出機の約定価格以上の入札価格で持ち下げ供出機の入札価格を作成することを可能とするが、約定後、持ち下げ供出機の実コストを反映したΔkW単価になるよう、当事者間で適切な費用を清算する。
- 持ち下げ供出機の実コストを反映した単価は、逸失利益（機会費用）、一定額等（等は売買手数料）から算出し、起動供出機の実コストを含めないものとする。

出所) 第78回制度設計専門会合 (2022年10月25日) 資料3をもとに作成
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/078_03_00.pdf
出所) 第79回制度設計専門会合 (2022年11月25日) 資料3をもとに作成
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/079_03_00.pdf

アンケートNo.1追補：持ち下げ供出と起動供出の関係性 (2 / 2)

21

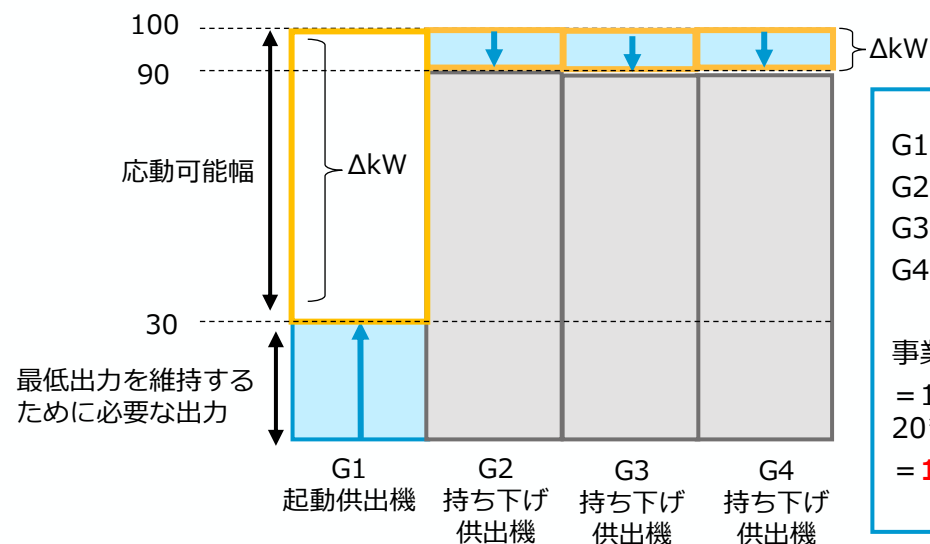
- この点、アンケートでは、持ち下げ供出を制度的措置とする場合、前頁の事後精算の仕組みは煩雑であることから、現行の価格規律に則った入札価格（前頁の調整前ΔkW単価のイメージ）といたうえで、起動供出側のみが不落とならないよう、起動供出側（親）と持ち下げ供出側（子）をリンクさせた約定処理の導入を希望するご意見をいただいた。
- また、それが困難な場合には、持ち下げ供出（子）のみ落札した場合に費用の取り漏れが発生しないよう、かつ、煩雑な事後精算が多発しないよう誘導的措置の導入を希望するご意見をいただいた。
- 前者については需給調整市場システム改修（実質的に新規ロジックの開発）が必要になり、後者については価格規律の見直しが必要になることから、それぞれ一般送配電事業者および国とも連携して、検討を深掘りしていくこととしたい。

持ち下げ供出時の ΔkW 価格

持ち下げ供出時の ΔkW 価格について

- 持ち下げ供出時の入札価格については、従前の算定方法（第79回会合整理）に加え、以下の算定方法も考えられるのではないかと。
 - 起動供出機及び持ち下げ供出機の ΔkW 単価から算出した加重平均単価を全ユニットの入札単価とする（詳細は以下図のとおり）。
- 上記の算定方法を用いることにより、**持ち下げ供出機のみが約定される事態を回避しつつ、事業者収益も調整前と同等であることで事後精算が不要**となる可能性があるため、**事業者の実務負担の軽減に一定程度資するもの**と考えられるのではないかと。

調整前



G1 : 150 (円/ ΔkW ・30分)
G2 : 10 (円/ ΔkW ・30分)
G3 : 15 (円/ ΔkW ・30分)
G4 : 20 (円/ ΔkW ・30分)

事業者収益
= $150 \times 70 + 10 \times 10 + 15 \times 10 + 20 \times 10$
= **10,950円**

調整後（加重平均単価を入札単価とする場合）

- 左記の例でG1～G4を紐づけ約定させたい場合
- G1～G4の調整前 ΔkW 単価から加重平均価格を算出
 $(150 \times 70 + 10 \times 10 + 15 \times 10 + 20 \times 10) \div (70 + 10 + 10 + 10)$
= 109.5円/ ΔkW ・30分
- G1～G4について、**全て加重平均単価（109.5円）で入札**
- 同一価格のため、**基本的に全て※約定or不落となる**

（※）G1～G4の売り札が約定点近傍の場合は部分約定となる場合もある。この場合、G1優先約定させるため、加重平均価格の中で少しだけ傾斜をつけ（G1を安価にし）、G2～G4内の起動費等取り漏れ分は事後精算とする案もある。

事業者収益
= $109.5 \times 70 + 109.5 \times 10 + 109.5 \times 10 + 109.5 \times 10$
= **10,950円**

1. 10月までの需給調整市場の動き

2. 価格規律の検討について

① 落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

② 持ち下げ供出時の Δ kW価格

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. B種電源協議について

5. 揚水の調整力確保の在り方について

需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

調査の概要

- 需給調整市場ガイドラインでは、市場支配力の影響度に応じて事前的措施の対象とする事業者を規定するとともに、その他の事業者についても「セーフハーバー」としてガイドラインの規定を参照する考え方としている。
- 一方で、需給調整市場では募集量に対して応札量が不足する状況が続いている。あるブロックで募集量に対し応札量が不足となったとき、結果的には、事前的措施の対象とする事業者か否かに関わらず、当該ブロックに応札した全ての事業者がPivotal Supplier※となり、価格決定力を有していたこととなる。
- こうした競争状況が継続する蓋然性が高い場合、厳格な入札価格のルール設定及び監視が必要となり、特に、三次調整力②については上限価格の設定がなされていないことから、事前的措施の対象外の事業者も含めて、高値落札案件に関する調査を実施した。
- 調査の結果、入札価格の設定方法が不適切と考えられる事案があったため、該当事業者に是正を促すとともに、当該事案における望ましい入札価格の考え方を次頁以降、整理した。
- なお、高値落札案件の調査は継続的に実施しており、今後も確認、周知が必要な事案については、本専門会合において報告を行い、必要に応じて需給調整市場ガイドラインの改定も実施する。

※その事業者による応札がなければ募集容量を満たすことができない存在。

需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

事案：固定費回収後の ΔkW 価格の一定額を $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分以上}$ で計上

- 需給調整市場ガイドラインでは、 ΔkW 価格（＝機会費用（逸失利益）＋一定額）の「一定額」部分に計上する金額は、 $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分}$ （A種電源）または**固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲（B種電源）**とされている。
- B種電源については、事前的措施の対象事業者の場合、電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て、 $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分以上}$ の一定額を設定することが可能であるが、**固定費回収後は $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分}$ （A種電源）**とすることとされている（第89回制度設計専門会合（2023年9月））。
- 今回、事前的措施の対象事業者ではないが、自主的にB種電源の考え方を適用していると考えられる複数の調査対象事業者※¹において、**当年分※²の固定費回収後も ΔkW 価格の一定額の見直しを実施せず、固定費回収前の額あるいは $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分以上}$ で計上していることが確認された。**

（※1）需給調整市場ガイドラインでは、市場支配力の影響度に応じて事前的措施の対象とする事業者を規定するとともに、その他の事業者についても「セーフハーバー」としてガイドラインの規定を参照する考え方としている。

（※2）固定費回収のための合理的な額の考え方について、対象期間を「当年分」とすることについては、第1回制度設計・監視専門会合（2024年9月）において改めて明確化したもの。今後、需給調整市場ガイドラインにも明文化予定。

需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

固定費回収後の ΔkW 価格の一定額は0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分とする

- 前頁のとおり、複数の事業者において当年分の固定費回収後も一定額の見直しが実施されていない、あるいは見直しを実施した場合も0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分以上としていることが確認されたため、今回あらためて「**固定費回収後の ΔkW の一定額は0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分**」とすることを明確化し、該当事業者には見直しを促すこととしたい。

需給調整市場ガイドライン（2024年3月25日改定）（抜粋）

（1） ΔkW 電源 （略）

ΔkW 価格 $\leq$ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等
一定額＝0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分（※1）または電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※2）とし、等は売買手数料とする。

（※1）A種電源という

（※2）B種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。

第89回制度設計専門会合 資料7（2023年9月）

- 「 ΔkW の一定額」事務局案詳細（前回会合で示した案1、案2の双方の値を記載）
 - A種：B種（個別協議必要）以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

（案1）一定額＝0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分 （案2）一定額＝限界費用 $\times 1.5 \sim 3.3\%$ （※1）

（※1）限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合（案2）で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- B種：個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024～2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

一定額＝固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後の ΔkW のマーヅンは0.33円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhのマーヅン含んで管理）

（注）運用においては、原則として、（案1）一定額＝1.64円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分 （案2）一定額＝限界費用 $\times 7 \sim 16\%$ （※2）を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

（※2）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均（※3）から、容量市場約定単価（経過措置考慮後）を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

（※3）2021～2023年度向けの電源I約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
2021年度（東北49,569円、北海道36,495円、北陸34,026円、中国23,263円）
2022年度（東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円）
2023年度（北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円）

1. 10月までの需給調整市場の動き

2. 価格規律の検討について

① 落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

② 持ち下げ供出時の Δ kW価格

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. B種電源協議について

5. 揚水の調整力確保の在り方について

B種電源協議について

- 需給調整市場ガイドラインにおいて、**B種電源の一定額**については電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て**決定した額**とすることとされている。
- 今回、事業者から**B種電源の協議（蓄電池VPP 2件）**があり、内容について確認を行ったため御報告する。
- なお、今回の協議は**第95回制度設計専門会合（2024年3月）**において御報告したB種電源（蓄電池VPP 2件）に含まれるリソースの追加に伴うもの。

需給調整市場ガイドライン価格規律（抜粋）

2. 調整力ΔkW市場

(1) ΔkW電源

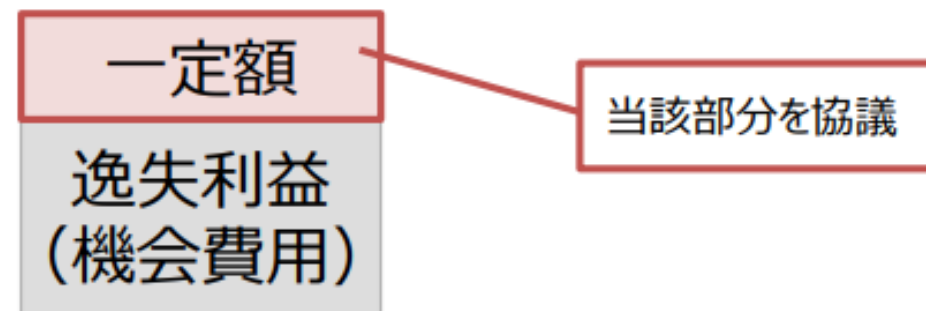
調整力ΔkW市場における適取ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等のΔkW価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

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

一定額 = 0.33 円/ΔkW・30 分（※1）または電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額（※2）とし、等は売買手数料とする。

（※1）A 種電源という

（※2）B 種電源といい、一定額については、制度設計専門会合等の整理に従い必要資料を提出した上で、電源毎に、固定費回収のための合理的な額を上回らない範囲で決定される。



B種電源協議の確認結果について①

- 今回協議された**B種電源（蓄電池VPP 2件）**について、第90回制度設計専門会合（2023年10月）の整理に基づき、**一定額の諸元（固定費、他市場収益見込み、 Δ kW想定約定量）の確認**を行ったところ、以下のとおり。
- なお、今回の協議は、第95回制度設計専門会合（2024年3月）において御報告した**B種電源（蓄電池VPP 2件）**に含まれるリソースの追加に伴うものであり、**追加となる固定費は新たなリソース（蓄電池）に係る減価償却費・委託費・損害保険料のみ**であった。

一定額の諸元

固定費	● 「蓄電池※1」及び「システム等費用※2」に係る固定費を計上。 （※1）減価償却費・委託費・損害保険料について、適切に期間按分された当年分のみを計上。 （※2）需給調整市場に調整力を供出するためのシステム。他電源と共有する一部システム費用については、想定稼働量で按分し、需給調整市場分のみを計上。
他市場収益	● 蓄電池の他市場収益はなし。 ● 他電源と共有する一部システム費用については、想定稼働量で按分し、需給調整市場分のみを計上。
Δ kW想定約定量	● 「想定約定回数（2024年度供出予定ブロック数×約定率※3）」×「1ブロックあたりΔkW供出量」により算定。 （※3）約定率は、2023年4～12月の約定実績をもとに設定。今回、リソースの追加に伴い、約定率の精査を実施したところ、2024年4～10月の約定率は2023年4～12月の約定率と同等であった。 ● リソース追加に伴い、1ブロックあたりΔkW供出量（想定）は見直されていることを確認した。

B種電源協議の確認結果について②

- 今回申し入れがあった案件について、**一定額が1.64円/ΔkW・30分※を超える**ため、第89回制度設計専門会合（2023年9月）の整理に基づき、以下3つの観点から、より厳正に個別精査を行ったところ、**不適切と見受けられる点はなかった**。

- 提出された固定費の総額に問題となる点がないこと
- 2023年度の応札額水準との違いの理由
- 他市場収益及びΔkW想定約定量の算定について、恣意的に少なく算定していないこと

（※）一定額1.64円/ΔkW・30分は、2021～2023年度向けの電源Ⅰ約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均値から算出した値。

- また、第89回制度設計専門会合において整理された、以下の**協議事項について対応する方向であることを確認**した。
 - 協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること
 - 協議事項2：固定費回収後のΔkWの-marginは0.33円/ΔkW・30分とする
 - 協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhの-marginも含んで管理）
- 前頁及び上記のとおり、今回申し入れがあったB種電源に関し、ΔkWの一定額の算定諸元等について確認を行ったところ、**不適切な点は発見されなかったことから、事業者と監視等委員会事務局で確認した数値を認めること**としたい。

● 「ΔkWの一定額」事務局案詳細（前回会合でお示した案1、案2の双方の値を記載）

- A種：B種（個別協議必要）以外の電源。以下の水準で未回収固定費が回収可能な電源及び固定費回収済みの電源が該当すると考えられる。

$$\text{（案1）一定額} = 0.33\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分} \quad \text{（案2）一定額} = \text{限界費用} \times 1.5 \sim 3.3\% \text{（※1）}$$

（※1）限界費用の基準値によって、数値が変動する。前回会合（案2）で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載

- B種：個別協議が必要であり、A種の水準では固定費が回収できない電源が協議するものと考えられる。基本的にP5の調査で情報提供された電源のうち2024～2026年度合計で固定費回収が困難な電源が該当すると考えられる。

一定額 = 固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定

協議事項1：ひっ迫の恐れがある時には必ず余力を需給調整市場に応札すること

協議事項2：固定費回収後のΔkWの-marginは0.33円/ΔkW・30分とする

協議事項3：事前に電源名を電力・ガス取引監視等委員会事務局に説明し、固定費の回収状況を3ヶ月に1回報告する（調整力kWhの-margin含んで管理）

（注）運用においては、原則として、（案1）一定額 = 1.64円/ΔkW・30分 （案2）一定額 = 限界費用 × 7～16%（※2）を基準に決定し、これを超える場合及び額の変更を行う場合については、より厳正に個別精査を行い決定する。また、決定する際は、安定供給の観点から、資源エネルギー庁及び広域機関に助言を求める。なお、当該電源の未回収固定費の全額回収を担保するものではない。当該電源の公表方法については別途検討。

（※2）2021～2023年度向けの電源 I 約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位平均（※3）から、容量市場約定単価（経過措置考慮後）を控除し、年間のkW予約料見合いの金額を算出した後、30分値に換算し算出。案2については、前回会合で提示した限界費用の基準値3案を元に算定した値を記載。

（※3）2021～2023年度向けの電源 I 約定電源のエリア評価用kW価格の上位4位
2021年度（東北49,569円、北海道36,495、北陸34,026円、中国23,263円）
2022年度（東北42,143円、北陸39,122円、北海道34,340円、中国23,263円）
2023年度（北海道42,154円、東北38,968円、北陸33,613円、四国21,051円）

1. 10月までの需給調整市場の動き

2. 価格規律の検討について

① 落札電源の実需給断面における経済差替の運用見直し

② 持ち下げ供出時の Δ kW価格

3. 需給調整市場における高値落札案件の調査状況報告

4. B種電源協議について

5. 揚水の調整力確保の在り方について

揚水の調整力確保の在り方について

議論の経緯・背景

- 電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）で開催された第101回、第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（第101回：2024年9月30日、第102回：2024年10月23日）において、2024年度の広域予備率の状況に基づく需給運用の課題整理として、調整力不足時の揚水の余力活用について議論が行われた。議論の要点は以下のとおり。
- 今回、②、③について検討を行ったので、その内容について御議論いただきたい。

議論の要点

- ・ 広域予備率が2023年度と比較し低水準であることの要因として、週間・翌々日断面での調整力の調達不足、翌日・当日断面での揚水発電の余力の範囲が調整力提供者により異なることなどがある。
- ・ これら課題のうち、揚水発電の余力活用については、
 - ①揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理
 - ②調整力不足時における（揚水発電の）一時的なTSO運用の考え方の整理
 - ③一般送配電事業者による揚水発電の随意契約が対策案として掲げられ、②、③について、監視等委と連携して検討を進めていくこととされた。

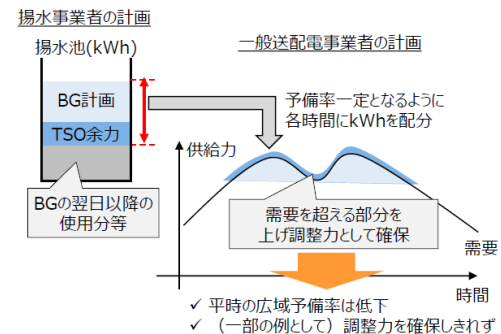
(参考) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での議論

電力広域的運営推進機関
第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1 (2024年9月)

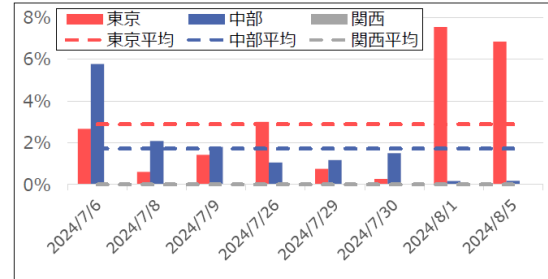
【No. I - 3】揚水発電の余力の範囲の影響

- 揚水発電は、2024年度から調整力提供者が通知する余力の範囲で運用を行っている。余力の範囲が小さい場合には、昨年度以前と比較して予備率も減少することになる。そこで、余力の範囲による予備率の影響を分析した。
- その結果、最も影響の大きい東京エリアではエリア予備率に対し、平均して3%程度最大で7~8%程度低下する影響があったが、関西エリアでは影響がなかった。
- この背景には、各調整力提供者の余力の範囲に関する考え方の違いがあると考えられ、調整力提供者へのヒアリング・アンケートを通じ、確認を進めているところ。

揚水発電の余力範囲が小さい場合のイメージ



翌日計画における余力範囲のエリア予備率への影響 (最小予備率時)



集計期間：4月1日～8月31日の翌日計画で
3エリア共通して供給力提供通知が発信された日

課題②：揚水発電の余力活用 (調整力の確保)

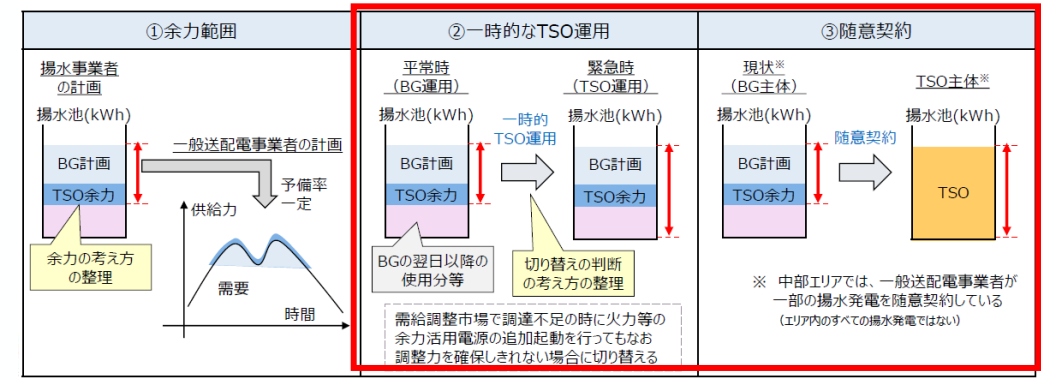
電力広域的運営推進機関
第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1 (2024年9月)

- 改めて現状の揚水発電の運用方法を振り返ると、需給調整市場の制度主旨に鑑みて、以下の通りである。
 - 調整力提供者が池全体の水位の運用を行い、一般送配電事業者は指定された余力の範囲内で運用する
 - 再エネの出力抑制回避等※1のために一般送配電事業者が必要と判断した場合、一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を行う
- ※1 具体的には、再エネの出力抑制回避時、需給ひっ迫時、発電時等に送変電設備に支障が生じる時を対象にしている
- この考え方を基本に基づき、調整力確保のために揚水発電の余力を活用する方法として二つのアプローチがあるか。
 - ① 揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理
 - ② 調整力不足時における一時的なTSO運用の考え方の整理
- 現行制度の考え方に則り、①の整理を進めることが望ましいが整理すべき事項が多岐に亘るため、方向性の整理には時間を要すると考えられる。
- 他方で、足元の調整力確保不足は早期に解消すべき課題であるため、①を中長期的な対策として検討を進めつつ、比較的短期間で導入が可能と考えられる②で暫定対応を行うことが必要と考えられる。
- そのため、まずは②の具体的な判断基準について、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進めていく。

調整力不足時の揚水の余力活用について

電力広域的運営推進機関
第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1 (2024年10月)

- 前回調整力等委員会において、足元の調整力確保不足の早期解消の方策として、一時的なTSO運用の考え方の整理を進めることをお示した。
- この点について、一時的なTSO運用の考え方の整理や揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理の他に、中部エリアで行われている、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約も対応方策として考えられると考えて意見をいただいた。
- これらの方策について、今後行われる予定である揚水発電の随意契約の事後監視や、足元の課題への対策導入までのリードタイムなどを考慮したうえで、どのような対応とするか、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進めていく。



5-1. 揚水発電の運用主体の変更について

5-2. 調整力不足時の揚水の余力活用について

5-3. 一般送配電事業者による揚水発電の随意契約

揚水発電の運用主体の変更経緯

- 揚水発電の運用主体は、2023年度までは、エリアによって一般送配電事業者が運用主体となるところもあれば、調整力提供者が運用主体となるところもあり混在していた。このため、揚水発電機の調整力kWh価格を登録するにあたり、**ポンプアップコストを加味するか否かで登録価格に差異※が生じていた。**
- こうした差異は、調整力がエリア内公募で調達、運用されていた頃は特段の支障はなかった。しかし、2021年度以降、需給調整市場の開設及び広域需給調整システムの本格運用が始まると、調整力は広域的に調達、運用が行われることとなり、こうした**エリア間での差異が競争環境に影響を与えるのではないかという懸念**から、第66回、第67回制度設計専門会合（第66回：2021年10月22日、第67回：2021年11月26日）において、揚水発電の運用主体についての議論を行った。その結果、以下の主旨により、**需給調整市場での全商品の取引が開始される2024年度からは揚水発電の運用主体を調整力提供者に統一すること**を整理した。

※ 調整力提供者の揚水発電の登録kWh価格
一般送配電事業者が運用主体のエリア：諸経費＋一定額
調整力提供者が運用主体のエリア：ポンプアップコスト＋諸経費＋一定額

運用主体変更の主旨

- 一般送配電事業者が揚水発電を自由に運用できるのであれば、**需給調整市場で Δ kWを調達しなくてもよくなり、必要な調整力は市場による競争を通じて透明性をもって確保するという需給調整市場の制度趣旨にそぐわなくなる**こと。
- 運用主体により、ポンプアップコストの負担者が決まるため、**エリアによって揚水発電の調整力kWh価格に大きく差異が生じ、公平な競争環境を損ねる**こと。

(参考) 過去の制度設計専門会合での議論

第66回制度設計専門会合 資料5
(2021年10月)

第67回制度設計専門会合 資料7
(2021年11月)

揚水発電のポンプアップ実施主体の検討について

- 現在、一般送配電事業者が調整力として活用する揚水発電について、上池への水のくみ上げ（ポンプアップ）は、一般送配電事業者が行うエリアと調整力提供者が行うエリアが存在する。
- これにより、一般送配電事業者が確保した調整力をGC後に運用する断面、すなわち調整力kWh市場では、揚水発電のkWh価格の登録の考え方が、以下のとおりエリアによって異なる状況となっている。
- 2024年度以降、調整力の調達、エリアごとに調達を行う調整力公募が終了し、全国大で調達を行う需給調整市場のみとなる。また、市場で取り扱う商品も一次調整力から三次調整力②まで、全ての商品が取引可能となり、揚水発電の取引機会の拡大が期待される。
- 調整力の広域運用が行われている状況において、こうした相違からエリアごとに価格にずれが生じることは調整力kWh市場の競争に影響を与えるものと考えられる。また、競争の活性化による効率的な市場を形成するためには、実際に発電を行う調整力提供者が発電コストを適切に計上し、kWh価格を登録することが望ましい。
- このため、ポンプアップ実施主体については、基本的には、調整力提供者に統一する方向性とすることが望ましいと考えられるが、その場合において、どういった課題が考えられるか検討を行ったので御議論いただきたい。
 - － ポンプアップ実施主体をいずれかに統一する場合は、運用変更となる側の一般送配電事業者のシステム改修が発生し、最短でも2年程度要すること。需給調整市場の取引が本格化する2024年度に間に合わせるには、2022年度からシステム改修に着手する必要がある、本論点を2021年までには整理を行う必要がある。

ポンプアップ実施主体の違いによる登録kWh価格の考え方

ポンプアップ実施主体	調整力提供者の登録kWh価格	ポンプアップの方法
一般送配電事業者	諸経費＋一定額	他の電源Ⅰあるいは電源Ⅱを活用。
調整力提供者	ポンプアップコスト＋諸経費＋一定額	自社の電源あるいは市場から調達した電源を活用。

2023年度で電源Ⅰ、Ⅱは終了。
2024年度以降のポンプアップは、需給調整市場のΔkW、容量市場の余力活用電源を活用することになると考えられる。

➡ 登録kWh価格の考え方がエリアごとに異なると、調整力kWh市場で適切な競争が行われないのではないかと。

2024年度以降の揚水発電の運用のあり方

- 2024年度以降、調整力の調達が需給調整市場のみとなると、現行の需給調整市場の取引規程等では、現在のような揚水発電の運用はできなくなる。
 - － ポンプアップの運用等を電源Ⅱ 契約で規定していることを踏まえると、2024年度以降は容量市場で落札した電源を対象とした余力活用契約において、ポンプアップの運用等を規定するといったことが考えられる。
- 需給調整市場が、必要な調整力は市場による競争を通じて透明性をもって確保することなどを背景に創設されたことを踏まえると、現在の一般送配電事業者主体のエリアのように、電源Ⅰ等の契約電力の範囲を超えて、自由に池全体の水位を運用できることが継続すると、需給調整市場でΔkWを調達しなくてもよいこととなり、これは需給調整市場の制度趣旨にそぐわないのではないか。
- こうしたことから、2024年度以降、一般送配電事業者が利用可能な水位の範囲については、需給調整市場で調達したΔkWの範囲を遵守することを基本的な考え方とすべきではないか。
 - － 余力活用契約における余力の範囲については、GC前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことが前提とされているが、スライド22のとおり、支障を与える事例は相当限定的なものとなっている。余力が多いとΔkWを調達しなくてもよいこととなることから、揚水運用において余力の範囲をどこまでとすべきか。
- また、上記の調整力の調達の透明性の観点や、本来、発電所はそれを所有する者に運用の権利があることや、前回会合で述べた調整力の登録kWh価格の考え方を踏まえると、揚水発電における池全体の水位の運用主体については、調整力提供者が行うことが適当ではないか。
 - － 揚水発電と同様の機能を持つ蓄電池については、その充放電の運用主体は蓄電池の所有者にある。蓄電池との整合性の観点からも調整力提供者が運用主体である方が適当ではないかと。

※運用主体を統一する場合は、運用変更となる側の一般送配電事業者のシステム改修が発生し、最短でも2年程度要すること。需給調整市場の取引が本格化する2024年度に間に合わせるには、2022年度からシステム改修に着手する必要がある、本論点を2021年までには整理を行う必要がある。

揚水発電の運用主体の変更により顕在化した課題

- 2024年度から揚水発電の運用主体が調整力提供者に統一されたことにより、調整力提供者は、近年の太陽光発電の増加によるスポット市場でのボラティリティの拡大から、揚水発電をスポット市場に応札し値差収益を得ることが経済合理的であるという判断を行うようになったことや、需給調整市場における週間商品の応札障壁（並列要件や、週間断面での水位管理の難しさなど）により、**需給調整市場に供出される揚水発電が減少した。**
- このため、**一般送配電事業者は、調整力として揚水発電を予約確保することが難しくなった。**また、調整力提供者により余力の範囲の考え方が異なることで、一般送配電事業者による**余力活用においても、運用主体の変更前より制約されようになった。**

第97回制度設計専門会合 資料3
(2024年5月)

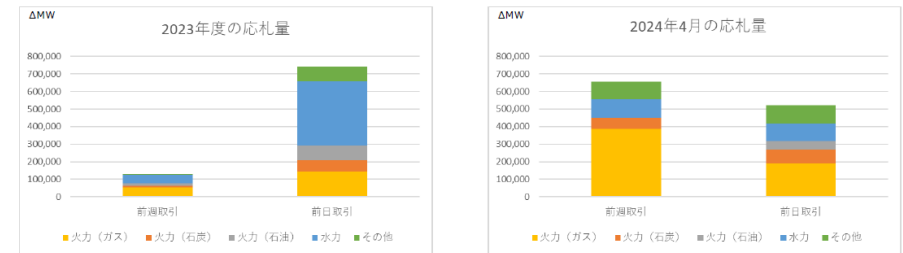
電力広域的運営推進機関
第47回需給調整市場検討小委員会
第63回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に
関する作業会 資料3 (2024年5月)

3-1. 需給調整市場への供出電源に係る分析

- 昨年度と本年度4月以降の需給調整市場への応札電源種について調べたところ、以下のとおり。
 - 本年4月から電源Ⅰ制度※が沖縄エリアを除いて廃止されるとともに、需給調整市場の前週取扱商品が拡大された。これに伴って、**前週取引への応札量は、火力電源を中心に増加した。**他方で、火力電源の**応札量の増加は前週取引の募集量の増加を満すものにはなっておらず、調達量未達の状況は5月に入っても引き続き継続している。**（未達の場合は、余力活用契約を活用することになる。）
 - 水力電源（揚水含む）は、昨年度、前日取引市場（三次調整力②）で**多くの応札があったが、本年4月から電源Ⅰ制度が廃止されたものの、減少している。**背景として、本年4月以降、**揚水発電の運用主体が、一般送配電事業者からBGに変更され、スポット市場等で値差取引を開始したことが考えられる。**

※2023年度の電源Ⅰは1,290kW（揚水864kW：67%、火力426kW：33%）

● 2023年度（月間平均値）と2024年4月の応札量

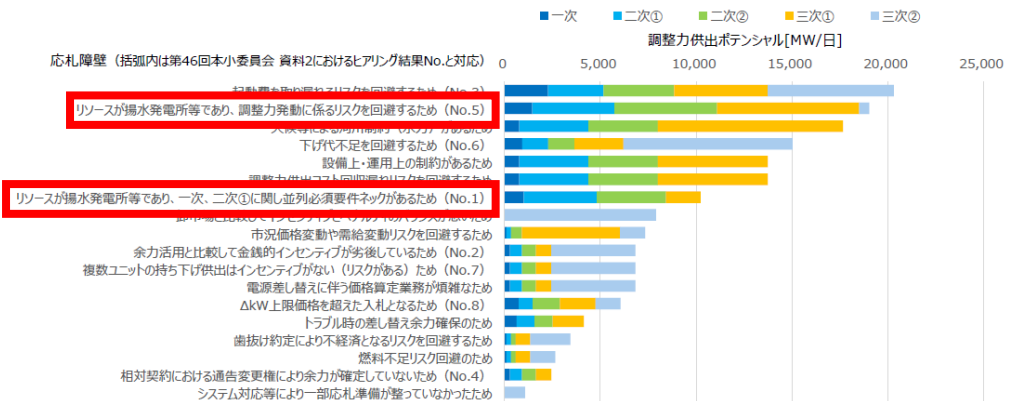


上記応札量については、発電情報公開システム（HJKS）に登録されている認可出力10万kW以上の発電ユニットであって、需給調整市場に応札しているものについて、ブロックごとの応札量（MW）を積み上げたもの。発電形式はHJKSに登録されている発電種による。2023年度の年間応札量合計値の月平均を算出し、2024年4月と比較した。

会員Aからのアンケート結果：（3）応札障壁（2／2）

- 応札を見送ったリソースに対し、応札を見送った理由（以下「応札障壁」という。）についてアンケートを行った。
- 合わせて各応札障壁における調整力供出に与える影響度を確認するため、仮に、応札障壁がなかった場合に期待できる調整力供出量（調整力供出ポテンシャル）を試算※のうえ、応札障壁と紐づけ下図のとおり整理した。
- 整理を行ったところ、調整力供出に与える影響が最も大きいと考えられる応札障壁は、**起動費取り漏れリスク**であり、次点で**調整力発動リスク**や**水力発電所における河川制約**といった結果であった。
- 本結果については、対応優先度や制度変更による対応可否等を含め、次章で深掘り検討を実施する。

※ 最大供出可能量（規模感）と応札実績の差分を、応札障壁の数に応じて按分して試算。
なお、調整力供出ポテンシャルがゼロ（あるいは不明）のものは図から削除。



5-1. 揚水発電の運用主体の変更について

5-2. 調整力不足時の揚水の余力活用について

5-3. 一般送配電事業者による揚水発電の随意契約

広域機関で検討された対応案

調整力不足時における揚水発電の一時的なTSO運用

- 前頁までの課題に対する対応策として、広域機関で提案された案は、調整力不足時には、以下の条件をトリガーに一時的に揚水発電の運用主体を一般送配電事業者に変更するというものである。

【運用主体変更の発動要件】

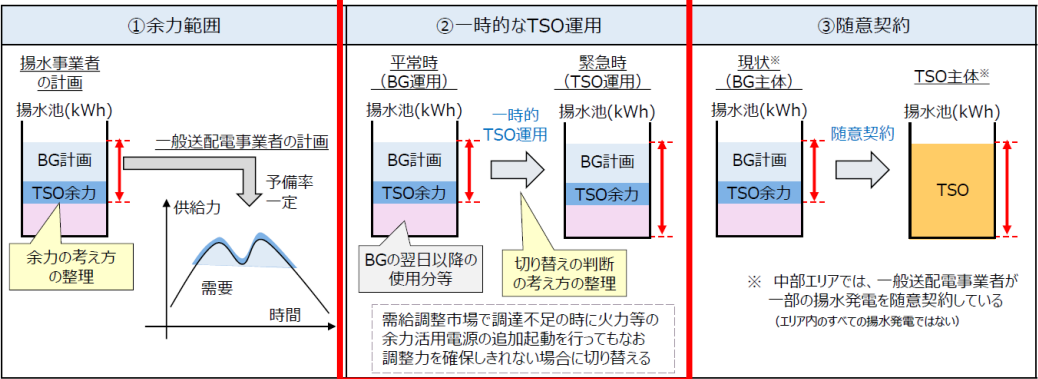
- ①需給調整市場で調整力の調達未達が発生し、
- ②余力活用電源の追加起動を行い調整力を確保しても、必要量を充足できない場合

調整力不足時の揚水の余力活用について

57

電力広域的運営推進機関
第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1（2024年10月）

- 前回調整力等委員会において、足元の調整力確保不足の早期解消の方策として、一時的なTSO運用の考え方の整理を進めることをお示した。
- この点について、一時的なTSO運用の考え方の整理や揚水事業者が定める余力範囲の考え方の整理の他に、中部エリアで行われている、一般送配電事業者による揚水発電の随意契約も対応方策として考えられるとご意見をいただいた。
- これらの方策について、今後行われる予定である揚水発電の随意契約の事後監視や、足元の課題への対策導入までのリードタイムなどを考慮したうえで、どのような対応とするか、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進めていく。



今冬に向けた追加供給力対策の発動基準の変更との関係について②

両者の対策の関係

- 追加供給力対策としての揚水発電のTSO運用切り替えの発動基準の変更は、今年度から新たに始まった追加供給力対策である発動指令電源の発動回数が全国的に増加傾向であることを踏まえ、その発動基準が見直されたことに伴って行われたその他の追加供給力対策の全体的な整理の一環であり、あくまで**今冬の暫定対応**である。
- 他方、調整力不足時における揚水発電の一時的なTSO運用は、揚水発電の調整力確保が従前よりも難しくなっていることの対策として実施されるものである。一般送配電事業者が、揚水発電の余力活用を行いやすくすることで、広域予備率を改善させ、ひいては需給ひっ迫時の容量市場のリクワイアメント※の発動要件である供給力提供通知の運用の適正化にも資するものとなり、**今冬以降も継続的に実施される措置**として今回検討するものである。
- なお、調整力不足時における揚水発電の一時的なTSO運用が、広域予備率の改善や供給力提供通知の適正な運用に資するものであることを踏まえると、運用切り替えの判断タイミングについては、翌日の広域予備率の計算に加味されることが必要。
- 需給調整市場の前日取引の結果が前日15時に把握され、その後、翌日計画の作成に入り、調整力不足時の余力活用電源の追加起動が検討されることを踏まえると、**判断タイミングは、一般送配電事業者の翌日計画の作成断面で余力活用電源の追加起動を行ってもなお調整力の調達不足が発生すると判断される場合に発動することになると考えられる。**

※稼働可能な計画となっている電源等について、バランス停止機においては起動（準備）、揚水発電機においては上池へのポンプアップを行うことで、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、卸電力市場・需給調整市場に応札すること。

本案に対する考え方

論点①：運用主体変更の発生頻度

- 発動要件が「①需給調整市場で調整力の調達未達が発生」のみであると、現在の需給調整市場の競争状況を踏まえれば、実質的には常時、一般送配電事業者が運用主体となることと同義であり、需給調整市場で揚水発電を調達する必要がなくなる。しかし、発動要件「②余力活用電源の追加起動を行い調整力を確保しても、必要量を充足できない場合」が附加されていることにより、**運用変更の機会は一定程度制約されている**。このため、**需給調整市場の制度趣旨を大きく損なうとまでは言えないと考える**。また、一時的なTSO運用中の調整力kWh価格は、一般送配電事業者各社において、BGが登録した価格を適用することと整理されているとのこと、このため、ポンプアップコストの有無による調整力kWh市場での公平性の欠如については発生しない。
- 広域機関の分析では、一般送配電事業者による余力活用電源の追加起動後の調整力不足は、4月1日から8月31日までの間、翌日計画で供給力提供通知が発信されたコマにおいて、東京エリアでは138コマ発生し、中部及び関西エリアでは一コマも発生していないとのこと。

(参考) 余力活用電源追加起動後の調整力不足の発生頻度

【No. I - 2】小売事業者・一般送配電事業者の需要想定への傾向による影響 翌日・当日計画 9

電力広域的運営推進機関
第101回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会 資料1
(2024年9月)

- 広域予備率の低下要因として、翌日計画で広域予備率が低下したコマの不足インバランスと、調整力の不足による影響を分析した。
- 分析によれば、東京エリアでは調整力不足の影響が大きく、中部・関西エリアでは一般送配電事業者の需要想定が大きい影響と小売事業者の不足インバランスの影響が同程度であった。
 - 東京：TSO需要想定誤差(④) < 小売BGの不足インバランス(①,②) < 調整力不足(①,③)
 - 中部：TSO需要想定誤差(④) ≒ 小売BGの不足インバランス(①,②)
 - 関西：TSO需要想定誤差(④) ≒ 小売BGの不足インバランス(①,②)

翌日計画で供給力提供通知を発信したコマの状況

ケース	小売BGの 不足インバランス※1	一般送配電事業者による 電源起動後の調整力不足※2	東京	中部	関西
①	あり	あり	36%(50/139コマ)	0%(0/81コマ)	0%(0/103コマ)
②	あり	なし	0%(0/139コマ)	52%(42/81コマ)	52%(54/103コマ)
③	なし	あり	63%(88/139コマ)	0%(0/81コマ)	0%(0/103コマ)
④	なし	なし	1%(1/139コマ)	48%(39/81コマ)	48%(49/103コマ)
パターン④のうちTSOの需要想定が 実績より大きい割合			100%(1/1コマ)	97%(38/39コマ)	80%(39/49コマ)

調整力不足「あり」
のコマ数
東京：138コマ
中部：0コマ
関西：0コマ

※1 翌日計画の小売BGの需要調達計画において、小売BGの需要想定誤差(計画実績差)に、未調達分を考慮した合計が不足の状況

※2 前日の需給調整市場閉場後、調達不足に伴う余力活用契約を締結する電源の追加起動を行った後に、なおも調整力必要量を充足していない状況

本案に対する考え方

論点②：調整力提供者に不利益が生じるか

- 2023年度までの一般送配電事業者が揚水発電の運用主体となるエリアでは、一般送配電事業者は、調整力提供者のBG計画を考慮せず、池全体の水位を自由に運用していた。この結果、調整力提供者においては自身のBG計画どおりの運用とはならず**BG計画と実績に乖離**が生じるが、この乖離は**インバランスとはみなされず調整力の稼働**とみなされていた。
- このことは、調整力提供者が揚水発電に係るインバランスの発生を気にすることなく、発電、販売を行うことができ、**BG計画の作成に制約が生じない**ことを意味している。今回も同様の運用が行われるのであれば、**調整力提供者に特段の不利益は生じない**と考えるがどうか。

(参考) 一般送配電事業者主体による揚水発電の運用について

第67回制度設計専門会合 資料7
(2021年11月)

現在の一般送配電事業者主体による揚水発電の運用について

- 一般送配電事業者がポンプアップ実施主体となっているエリアでは、一般送配電事業者が池全体の水位を管理しており、一定期間、全体の需給バランスを考慮して、需要カーブに合わせて最も合理的に貯水量を利用するよう調整力の稼働計画（発電・ポンプアップ）を立てている。
- 調整力提供者は、調整力（電源Ⅰ）として契約している分の池の水量を除いた範囲でBG計画を立てるが、一般送配電事業者が池全体の水位の管理、運用を行っていることから、状況によっては、一般送配電事業者の判断によりBG計画通りの運用とはならない場合がある（一般送配電事業者はBG計画を考慮せず、池全体の水位を自由に運用する）。
- この結果、BG計画と実績に乖離が生じるが、一般送配電事業者の池運用の結果生じたものなので、インバランスとは見なされない（調整力の稼働と見なされる）。
- ポンプアップについても、一般送配電事業者は、BG計画を考慮せず必要なタイミングで上池水量の回復を行っている。

本案に対する考え方

論点③：揚水随契と対策が重複し、過剰な対応とならないか

- 今回検討する揚水発電の随契調達は、需給調整市場における調整力確保の代替措置であり、**一定期間継続して揚水発電の運用権を確保**するもの。他方、本措置は調整力不足時の**一時的な運用権の確保**であり、両者は時間的なフェーズが異なること。
- また、随契調達の場合は**対象とする揚水発電機が限定される**が、本措置の場合は一般送配電事業者の**管轄エリア内の全ての揚水発電機が対象**となり、両者の対象範囲は異なる。
- 以上のことから、**両者は対策として重複せず、本措置が過剰な対応とは必ずしも言えない**と考えるがどうか。



本案に対する考え方

論点④：対策の波及効果

- 本措置は、翌日・当日断面の広域予備率の改善に寄与するものであり、現在、本会合で議論されている**インバランス料金制度の適切な運用にも貢献**する。系統利用者への適切なシグナル発信の観点からも本措置の意義はあると考えるがどうか。
- また、翌日計画において、広域予備率8%未満となれば追加供給力対策として揚水発電機のTSO運用切り替えが実施されるにも関わらず、あえて本措置を行う必要があるのかという論点もあり得るが、翌日計画作成断面で本措置を実施することにより、計上可能な供給力を反映した広域予備率に基づく、供給力提供通知の発出が可能となる。

補正料金算定インデックスについて

第3回制度設計・監視専門会合
資料5（2024年11月）

2024年度以降、顕在化した課題

- **広域予備率**は、広域エリアの需要に対して、どの程度供給余力が残っているかを把握する指標である。このため、**需給ひっ迫時に追加供給力対策が発動すると供給余力が増加し、広域予備率は上昇（改善）する**。
- 他方、**補正料金算定インデックス**は、補正インバランス料金が、緊急時の追加供給力確保や将来の調整力確保量の増大といったコストをインバランス料金に反映するためや、BGに需給一致の行動をより強く促すインセンティブとなるよう追加供給力対策のうち、調整力の限界的なkWh価格（通常インバランス料金）で反映できないものは、「**追加供給力対策がなかったとしたらどのような値になっていたか**」で表すことを基本としている。
- 以上のとおり両指標は本来的に性質が異なるものであったが、**2024年度以降、補正料金算定インデックスに広域予備率を参照した結果、需給ひっ迫時に補正インバランス料金が適切に上昇しないという事象が顕在化**している。
- また、需給調整市場での調達不足の影響により、週間・翌々日時点の広域予備率がエリアによって顕著に低下する傾向があり、広域予備率が実態に即した値となっていないといった課題も生じている。
- なお、これらの課題については、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会においても今後の検討事項として指摘されている。

本案に対する考え方（まとめ）

- 今回の揚水発電の一時的な運用主体の変更案は、**電源の所有者である発電事業者の事業活動に大きな影響を与えることなく広域予備率の改善及び計上可能な供給力を考慮した供給力提供通知の発出に資する措置**になっていると考えられることから、**一定の条件の下、一般送配電事業者の判断により発電事業者と調整の上、本案を実施してもよい**と考えるがどうか。
- なお、2023年度までの揚水発電の一般送配電事業者運用主体の契約上の根拠は電源Ⅱ契約に基づいており、一般送配電事業者が認識する余力の範囲が相当広く解釈されていることによっている。今後、一般送配電事業者が本案を実施する際は、**電源Ⅱ契約は既に存在しないため、余力活用契約に基づき運用されることとなることが想定される**。
- したがって、一般送配電事業者が本案を実施するに当たっては、**余力活用契約の解釈上、問題が無いかを事前に確認し、必要に応じて余力活用契約の見直しも検討するよう、一般送配電事業者各社に求めることとしてはどうか**。

運用主体変更の発動条件

- ①需給調整市場で調整力の調達未達が発生し、
- ②翌日計画の作成断面で余力活用電源の追加起動を行い調整力を確保しても、必要量を充足できない場合

(参考) 揚水発電の一般送配電事業者運用主体の契約上の根拠

(参考) 電源Ⅱ契約の書きぶり

第67回制度設計専門会合 資料7
(2021年11月)

- 電源Ⅱの契約書における調整力の提供及び運用要件に関する主な規定は以下のとおり。揚水発電のポンプアップや、下げ調整力を確保するために余力の範囲を超えて稼働指令を行うことについては、電源Ⅱの契約を根拠に実施している。

電源Ⅱ契約書

TSOポンプアップエリアの電源Ⅱ契約書（東京の場合）	BGポンプアップエリアの電源Ⅱ契約書（四国の場合）
（電源Ⅱ周波数調整力） 第1条（略） 2 本契約において電源Ⅱ周波数調整力の提供とは、甲が乙の指令に従い、<u>契約設備について以下の運転を行なうこと</u>をいう。 （1）<u>起動および停止</u> 契約設備の起動（起動後、乙の電力系統に並列するまでを指し、<u>揚水起動を含む</u>。）または停止を行なうこと。 （2）出力の増減 契約設備の出力を募集要綱に規定する周波数調整機能および需給バランス調整機能等を使用し、発電を実施することにより増減させること。 （3）<u>揚水運転</u> 下池から上池へ水を汲み上げる機能（以下「揚水運転機能」という。）を有する契約設備について、乙の電力系統に並列し、原則としてポンプ水車の空転状態（以下「揚水待機」という。）を経て、水の汲み上げを行なうこと。 <u>（4）～（6）（略）</u> （需給運用への参加） 第7条 乙は、約款にもとづく当日計画の提出締め切り（以下「ゲートクローズ」という。）後に、第2条にもとづく提出されたBG計画値等を確認のうえ、甲に対し、電源Ⅱ周波数調整力の提供を求めることができるものとし、甲は、特別の事情がある場合を除き、これに応じるものとする。（後略）。 2 前項に係らず、<u>乙が電源Ⅱ周波数調整力を必要とする場合、乙は甲に対してゲートクローズ前でも、第2条にもとづく甲が提出する発電可能電力等の範囲で電源Ⅱ周波数調整力の提供を求めることができるものとし、甲は、可能な限りこれに応じるものとする。</u> なお、この場合、約款にもとづく甲のBG計画値に織り込む必要はないものとする。 3、4 （略）	（調整力の提供） 第1条（略） 2 この契約において、調整力の提供とは、甲が乙の指令に従い、<u>契約電源等を以下のとおり運転すること</u>をいう。 （1）<u>起動および停止</u> 契約電源等の起動（起動後並列するまでを指し、<u>揚水起動を含む</u>。）または停止を行なうこと。甲が乙の指令に従い契約電源等を契約電力の範囲内で運転すること。 （2）出力の増減 契約電源等の出力を募集要綱に記載の周波数調整機能等を使用し、増減させること。 （3）<u>揚水運転</u> 下池から上池へ水を汲み上げる機能（以下「揚水運転機能」という。）を有する契約電源等について、乙の電力系統に並列し、水の汲み上げを行なうこと。 （4）、（5）（略） （需給運用への参加） 第8条 乙は、約款にもとづく当日計画の提出締め切り（以下「ゲートクローズ」という。）後に、第3条にもとづく提出された発電計画値等を確認のうえ、甲に対し、調整力の提供を求めることができるものとする。（後略）。 2 前項にかかわらず、<u>乙が調整力を必要とする場合、乙は甲に対してゲートクローズ前でも、第3条にもとづく甲が提出する発電等可能電力等の範囲で調整力の提供を求めることができるものとする。</u>この場合、乙は、甲乙別途協議により定めた金額を甲乙別途協議により定めた方法により甲に支払うものとする。なお、この場合、約款にもとづく甲のバランスグループの計画値に制約を及ぼさないものとする。 3 甲は、第1項、第2項において、<u>乙が調整力の提供を求めた場合には、特別の事情がある場合を除き、これに応じるものとする。</u>

5-1. 揚水発電の運用主体の変更について

5-2. 調整力不足時の揚水の余力活用について

5-3. 一般送配電事業者による揚水発電の随意契約

一般送配電事業者による揚水発電の随意契約について

- 第98回制度設計専門会合（2024年6月25日）にて、中部電力パワーグリッドより、需給調整市場の週間商品の未達実績が2024年度ベースで8割を超えている状況を受けて、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水発電機の ΔkW を随意契約で調達したいとの相談に対し、監視等委員会事務局で内容の確認を行い、これを認めることとした。
- その後、中部電力パワーグリッドでは、本会合での整理を受けてブラックスタート機能契約のある揚水発電機の ΔkW を随意契約にて調達し、7月から運用を開始している。今般、夏季（7月、8月）の運用状況の報告があったため、その内容を踏まえ、今後の揚水発電機の調整力確保の在り方について検討を行った。

第98回制度設計専門会合
資料5（2024年6月）

3-1. 中部エリアにおける ΔkW 調達について

- 一般送配電事業者から、ブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨相談があったことから、内容について確認した。

（中部電力パワーグリッドからの相談）

- 中部エリアにおいては、需給調整市場からの週間商品の未達実績(2024年度実績)が8割を超えており、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意契約で調達し、経済性を踏まえつつ ΔkW を確保したい。
- 今般、ブラックスタート機能契約の発電所を随意契約の候補とした理由は、各発電所がBG間の相対契約により年間で計画を立てる電源が大半である中で、年度途中で新たに契約交渉が可能となる電源は既にTSOと固定費負担に関する契約関係にあるブラックスタート機能契約機であると考えたため。
- 具体的には、TSOが使用权を有し、実需給の運転態勢を見据えた運転を行うことで、電源Ⅰと同じく、揚水機スベック（GF・LFC・EDCおよびポンプ）を踏まえた ΔkW 最大化による費用低減が図れると考えたため。
検討中の契約内容は以下のとおり。
 - 契約期間：契約時～2025年3月
 - 契約額：TSOへの揚水機貸与に伴い発生する、JEPX市場の取引を基準としたBGの逸失利益および供給力減に伴うBGの代替調達コスト等の実績に対し、事後精算する。
 - 契約容量：約50万～60万kW。BGが確保すべき供給力を鑑みて、電源Ⅰの確保量の3～4割程度と限定的であり、中部エリアの市場募集量には到達しない見込み。
（注）需給調整市場募集量から、濁水などの制約も考慮した容量を控除することを検討しているところ。当面は、週間商品必要量から控除を優先に考えているが、状況によっては前日商品必要量からの控除も選択肢。
 - その他：ポンプアップ原資は、エリア内調整力にて確保することを検討。なお、電源Ⅰと同じく1ユニット単位で契約する事を検討しているため、V1・V2単価は、TSOによるポンプアップ原資をもとに算定される。2024年度は、当該契約による確保量を考慮しても ΔkW 希望量を下回ることから、随意契約を希望する複合リソースを有する揚水機がある場合は、協議を行いたい所存。
- また、年度後半の需給調整市場の応札状況にもよるが、2025年度においては公募調達による枠組みが整備された場合には、 ΔkW 必要量の一部を確保することを検討したい。

3-2. 事務局の評価

- 需給調整市場設立時の考え方に立てば、 ΔkW は需給調整市場を通して調達することが望ましく、また、需給調整市場での調達が困難である場合においては「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」を参照し、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募により行うことが望ましいと考えられるところ。
- 今回の相談案件について、電源等の参加機会の公平性及びコストの適切性の観点から確認を行った結果、及び、需給調整市場での ΔkW の未達率が他エリアと比して著しく大きい当該エリアが、随意契約によって ΔkW の一部を確保しエリアの安定供給を確保する行為が、合理的でない行為とは言い切れないことから、随意契約による ΔkW の調達を認めることとしてはどうか。
- その際には、コストの透明性を担保する観点から、契約当事者に対して、相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行うこととした。
- なお、随意契約で調達した ΔkW 量については、需給調整市場の募集量から控除することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える。
（電源等の参加機会の公平性）
 - 以下の説明があったことから、随意契約を行ったとしても電源等の参加機会の公平性は、一定程度保たれているものと考えられる。
 - 中部エリアでは、週間商品の未達率が約80%であること、今回随意契約で契約する ΔkW は電源Ⅰ確保量の3～4割程度であり、市場募集量に到達しない。
 - ブラックスタート機能電源以外で随意契約の相手方となりえる揚水機との契約を妨げていない。
（コストの適切性）
 - 以下の説明があったことから、コストの適切性は保たれているものと考えられる。
 - 多様な機能を有する揚水機は需給調整の様々な断面に用いられるが、TSOが運用権を有し実需給に引き付けることができれば、機会ロスが少なく、需給調整商品ごとに市場調達することと比して費用低減効果が高いことから、揚水機を随意契約対象とした。
 - 契約額について、仮に需給調整市場に応札した場合に ΔkW として計上されるであろう逸失利益をもとに算定されている。

中部エリアの随契調達した揚水発電機の運用状況

契約の概要

契約期間：2024年7月20日～2025年3月31日

契約額：一般送配電事業者への揚水機貸与に伴い発電事業者に発生する、卸電力取引市場での逸失利益及び供給力の減少に伴う代替調達コスト等の実績に対し、事後精算を実施。**（精算額は、発電事業者が運用する他の揚水発電機ユニットの実績値を元に算定）**

契約容量：約61万kW

運用状況（7月～8月実績）

稼働状況：夏季の調整力指令は限界的なkWh価格が低い火力発電の機会が多く、火力発電よりも相対的にkWh価格が高い揚水発電の発動機会は少なく、稼働率は低かった。また、発電事業者による揚水運用のときは、24時時点で一般送配電事業者が一旦、発電事業者の計画水位に合わせる必要があり、一般送配電事業者の需給調整には不要な揚発、揚水運転が発生していたが、本契約によりその制約が緩和されたことも稼働率低下の要因となった。

支払実績：同期間の中部エリアの週間市場調達単価（中部エリア：4.2円/ΔkW・h、全国加重平均：6.6円/ΔkW・h）よりも安価となり、かつ総合的な需給調整費用はレベニューキャップ申請単価（2.3円/ΔkW・h）を下回る水準に抑制された※。

※ 数字は、レベニューキャップも複合商品ベースで申請していたため、実績も複合商品の単価で確認。

なお、精算額は、発電事業者側が運用する揚水発電機の逸失利益及び代替調達コスト等となるが、重負荷期（夏・冬）は、限界費用の諸元となるポンプアップ原資の調達コストが軽負荷期（春・秋）と比べ相対的に高いため（スポット市場価格が0.01円/kWhとなるコマ数が少ない）、市場収益が得られにくい傾向となる。このため、卸電力取引市場での逸失利益は抑制され、一般送配電事業者から発電事業者への支払い額は少なくなる。一方、軽負荷期は逆の傾向となり、市場収益が得られやすく、一般送配電事業者から発電事業者への支払い額は、重負荷期よりも多くなる可能性が高い。このため、**経済性評価は、重負荷期と軽負荷期を通して確認することが必要。**

揚水発電機を随契調達することの意義について①

安定的な調整力の事前確保

- 揚水発電は、短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いため、需給調整に用いる電源（調整電源）として非常に有用な電源である。特に、需給調整市場の商品区分における一次調整力、二次調整力①といった高速商品での利活用が期待されるが、現状は一部のエリアを除けば、一次調整力、二次調整力①の調達率が低い状況が続いている。
- 発電BG側で、揚水発電を一次調整力や二次調整力①等の週間商品に応札するのが難しい理由としては週間断面での需給予測を踏まえた水位管理の難しさや、並列要件を満たすことのハードルが高いといった意見が上がっている。
- なお、2026年度以降、需給調整市場の全商品がスポット市場取引後に実施される前日取引に移行する。これにより、これまで週間取引に応札することが難しかったリソースの Δ kWが需給調整市場に供出されることが期待される一方で、需給調整能力の高い揚水発電が、スポット市場で先取りされ、調整力として十分に活用できない懸念も生じるとの声もある※。
- 上記の観点を踏まえれば、今回の中部エリアにおける随契調達を含め、一般送配電事業者が揚水発電等の必要な調整力の一部を需給調整市場とは別の方法で一定期間予約確保することは、安定的な需給運用、すなわち周波数維持義務の確保の観点から、一定の意義があると考えられるのではないかと。

※ 広域機関の第35回需給調整市場検討小委員会（2023年1月24日）における前日取引移行化の検討においては、余力活用契約又は需給ひっ迫時の容量市場リクワイアメントにより、バランス停止機の追加起動を行い、起動済みの高性能リソースの持ち下げにより、高性能リソースの確保が可能という考えが示されており、必ずしもこのような懸念が生じるとは限らない。

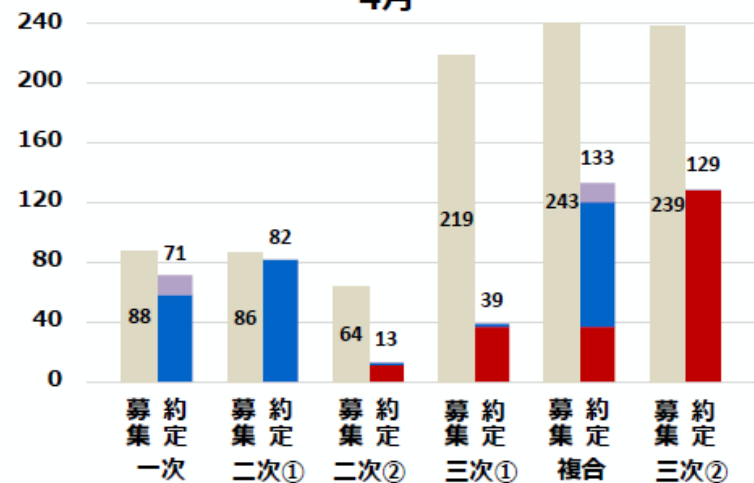
各エリア約定量の動向 (2024年4~8月) (1 / 9)

北海道

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

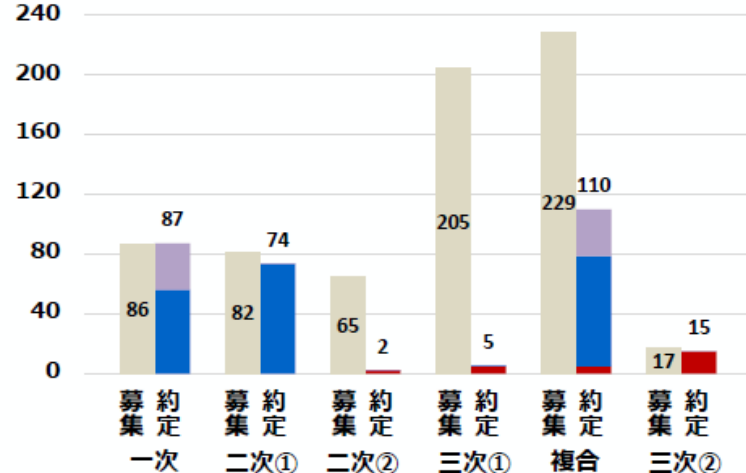
(百万ΔkW・h)

4月



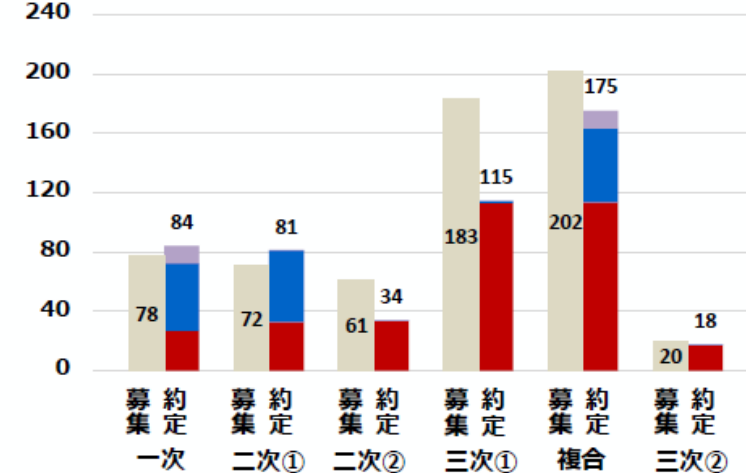
(百万ΔkW・h)

5月



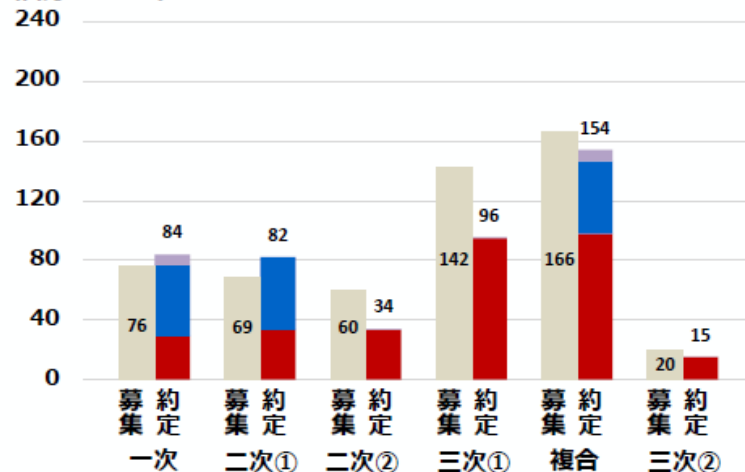
(百万ΔkW・h)

6月



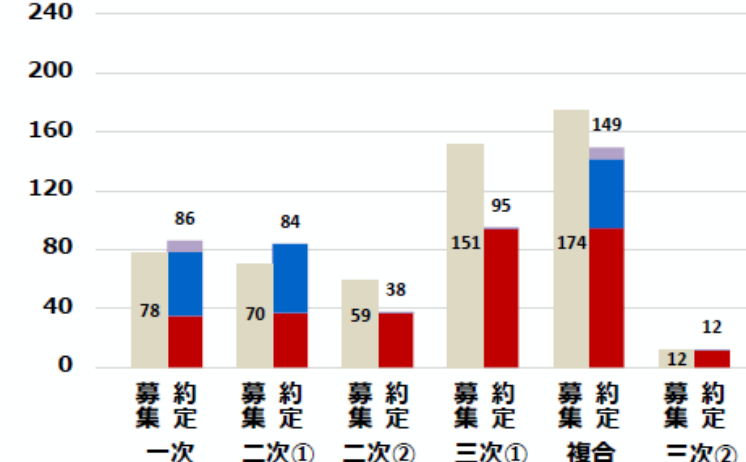
(百万ΔkW・h)

7月



(百万ΔkW・h)

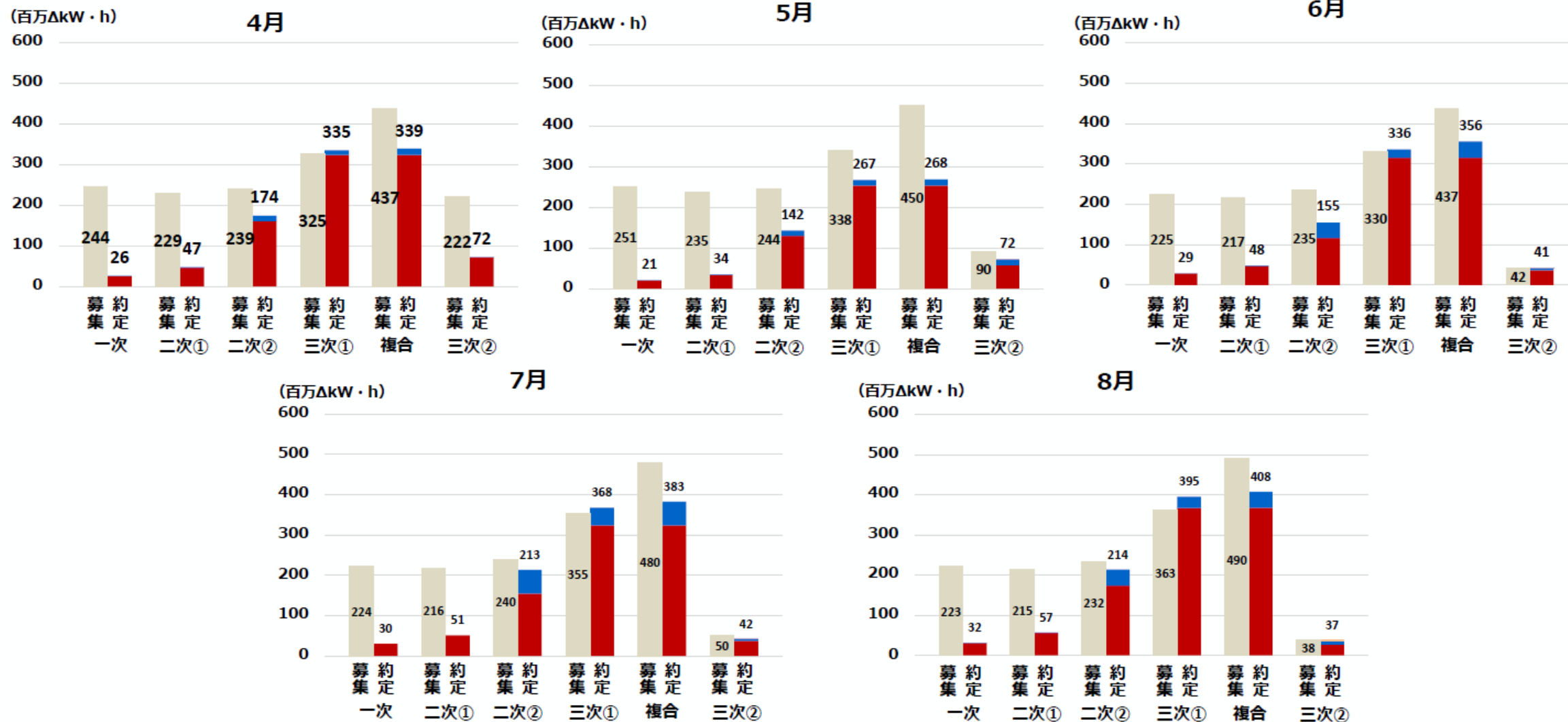
8月



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

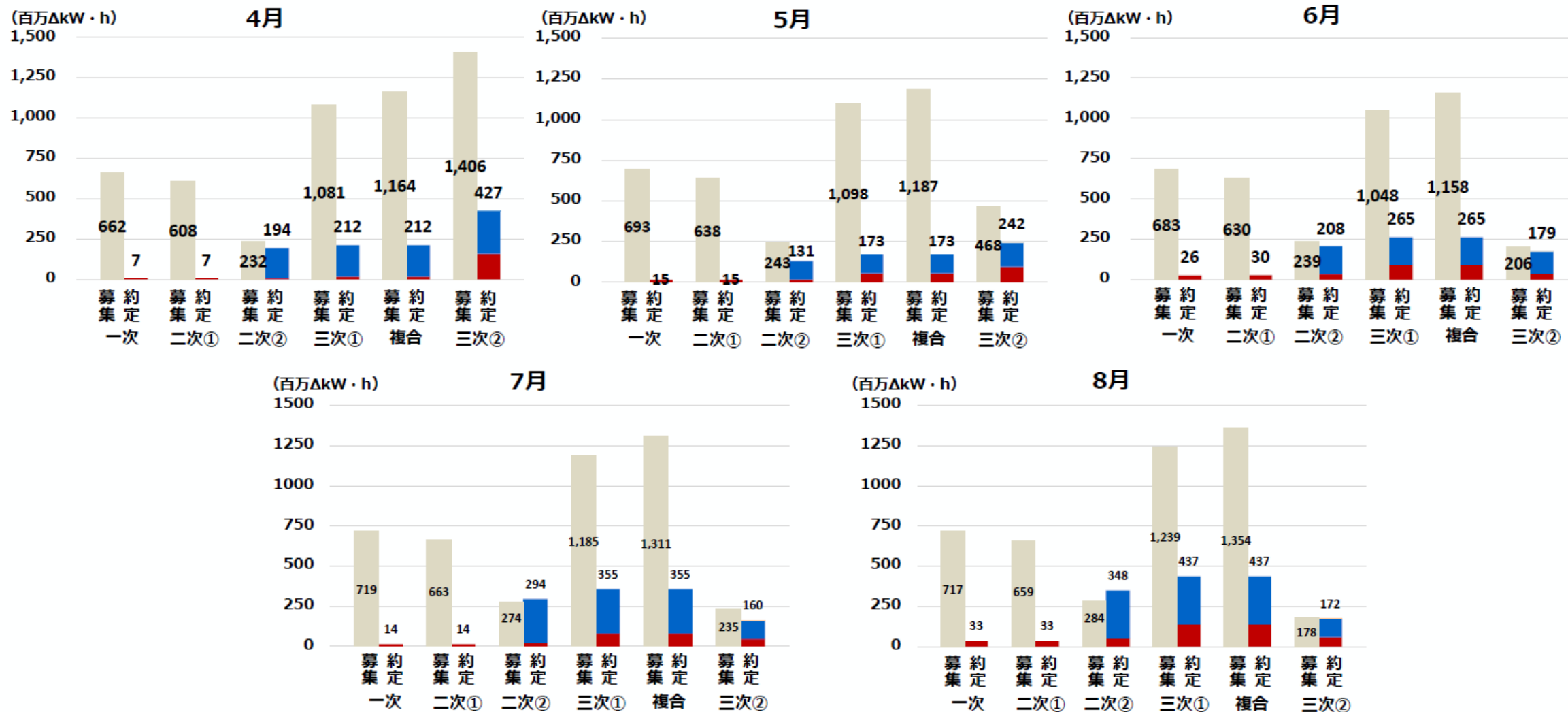


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

各エリア約定量の動向 (2024年4~8月) (3 / 9)

東京

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

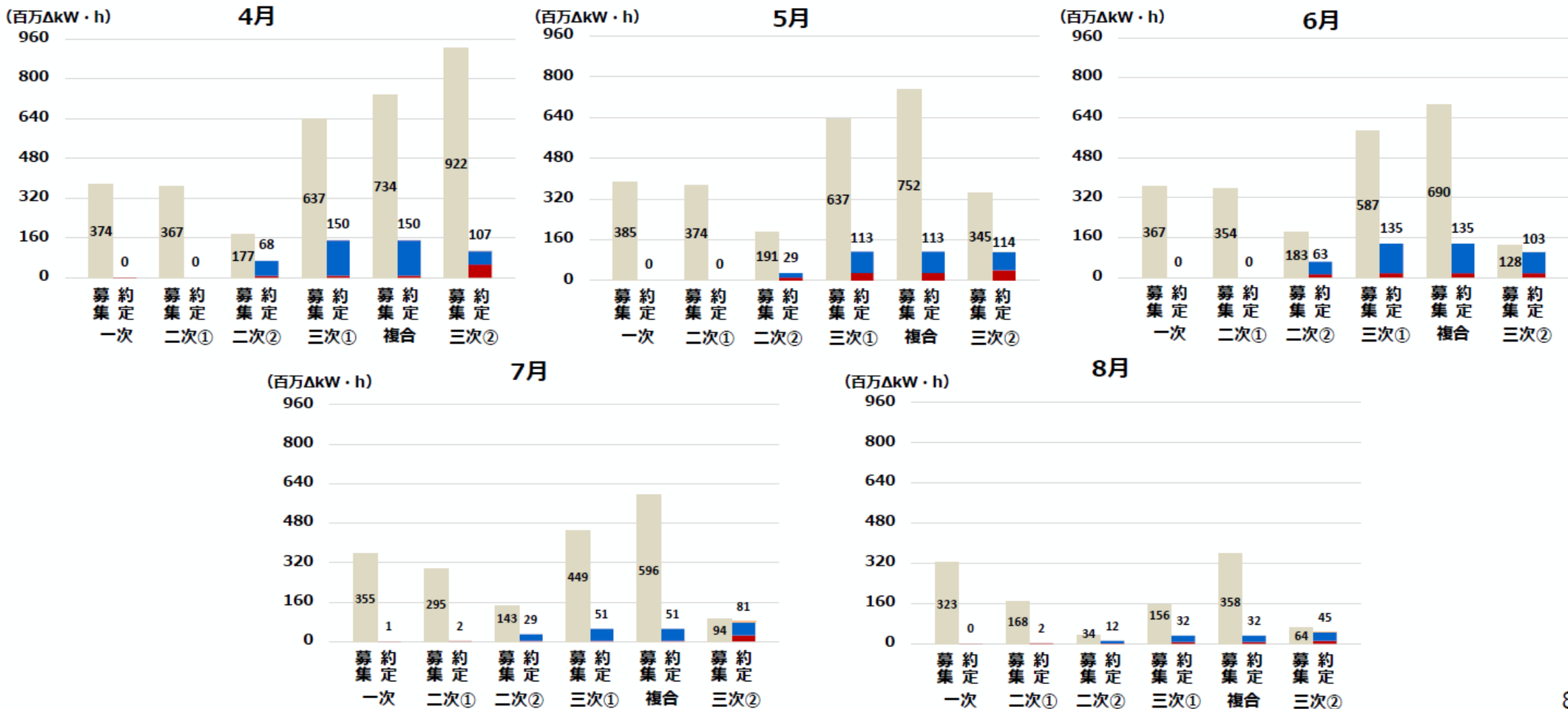


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

各エリア約定量の動向 (2024年4~8月) (4 / 9)

中部

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

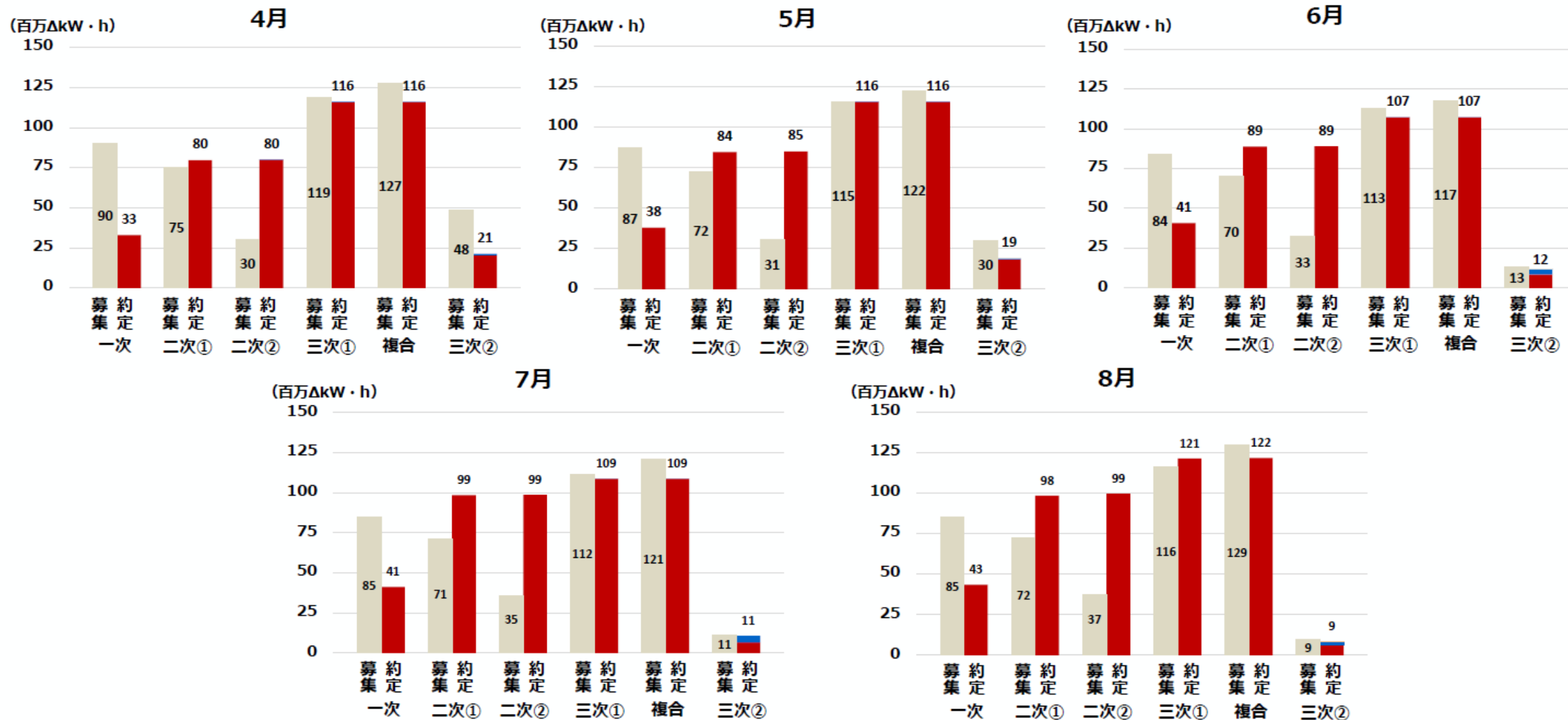


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

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

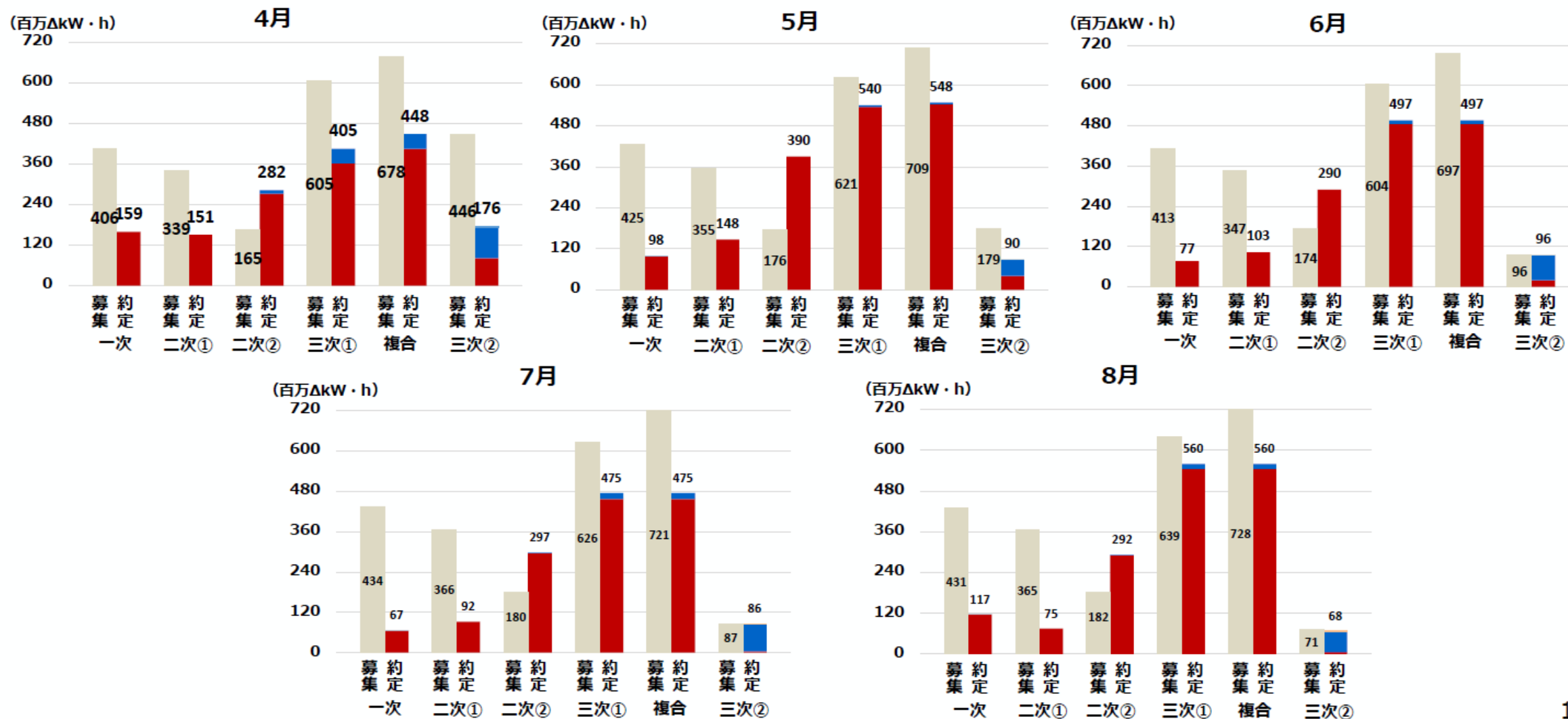


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

各エリア約定量の動向 (2024年4~8月) (6 / 9)

関西

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

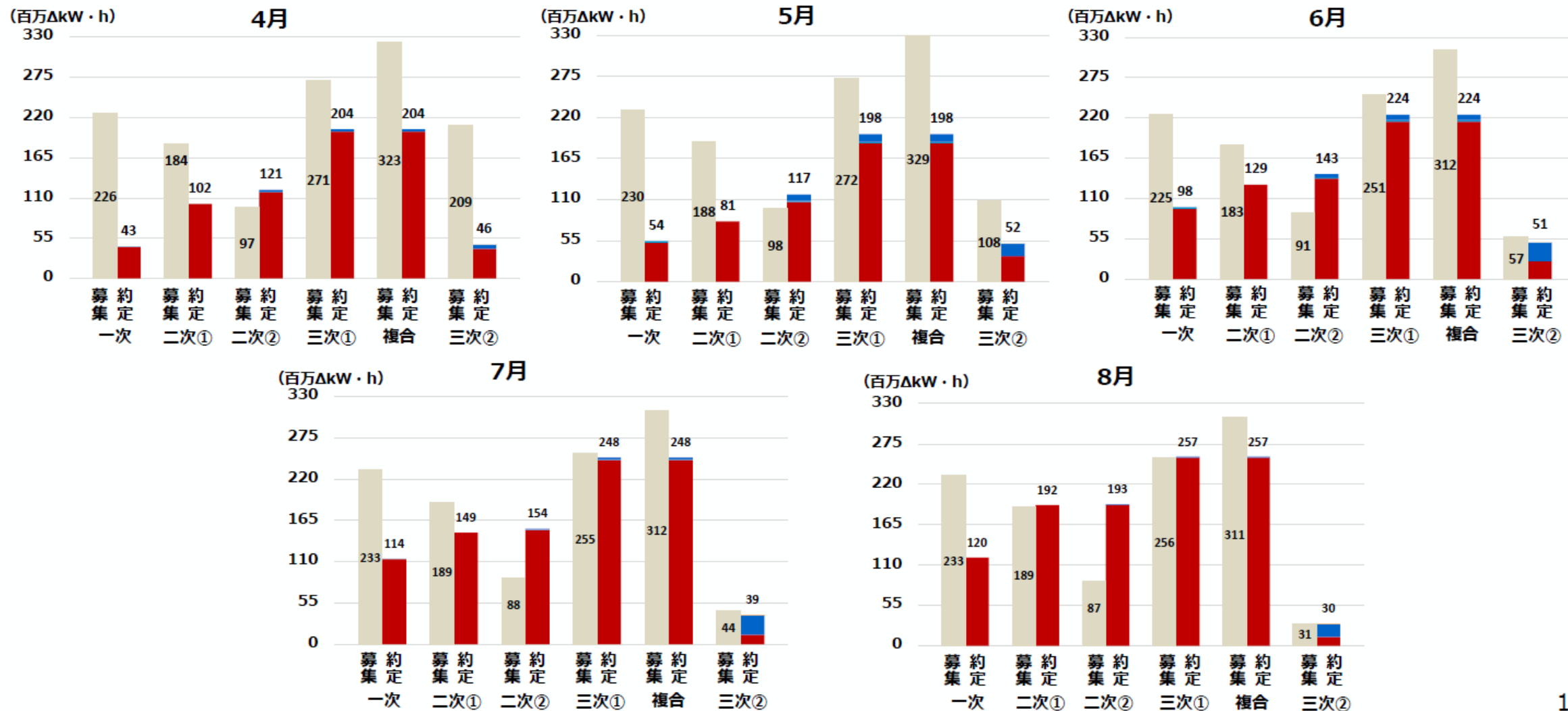


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

各エリア約定量の動向 (2024年4~8月) (7 / 9)

中国

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

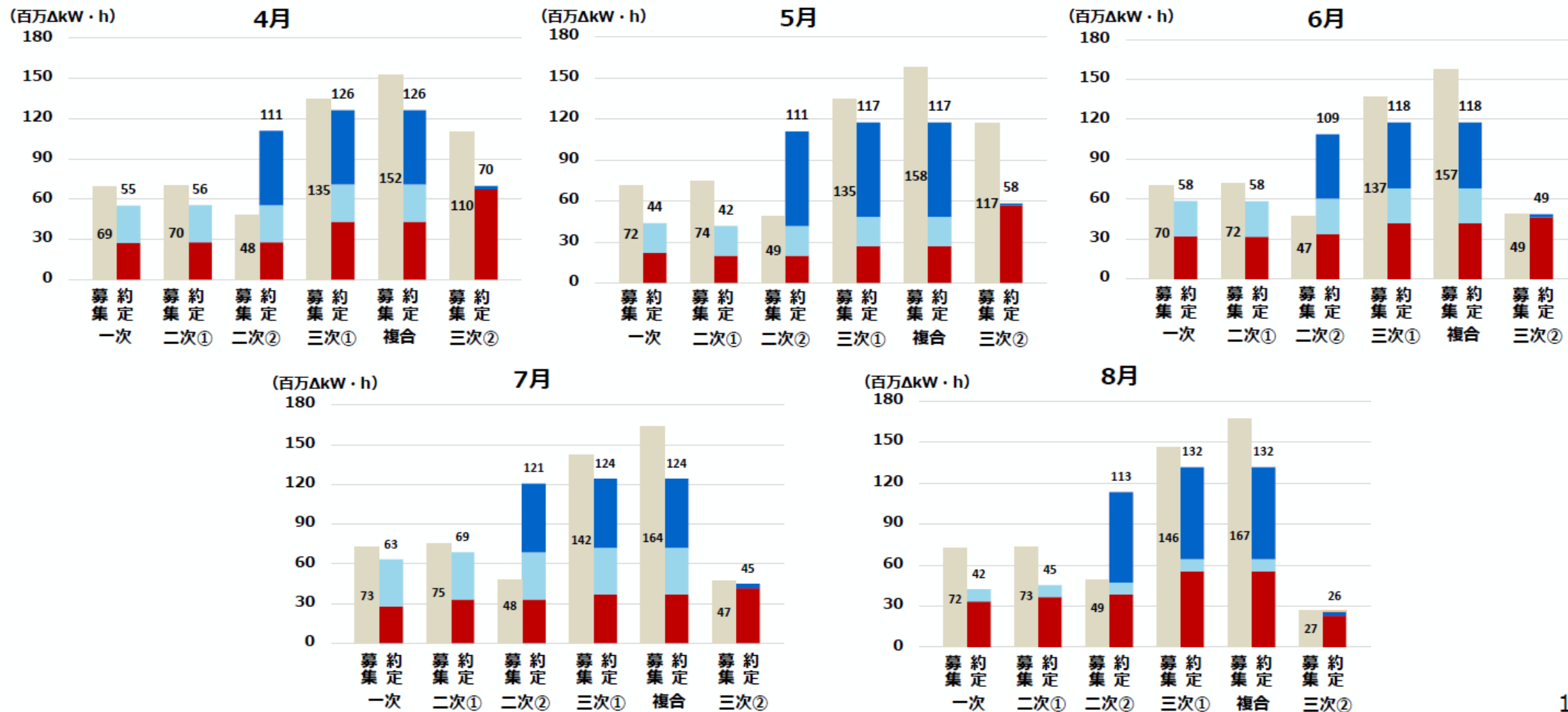


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

各エリア約定量の動向 (2024年4~8月) (8/9)

四国

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

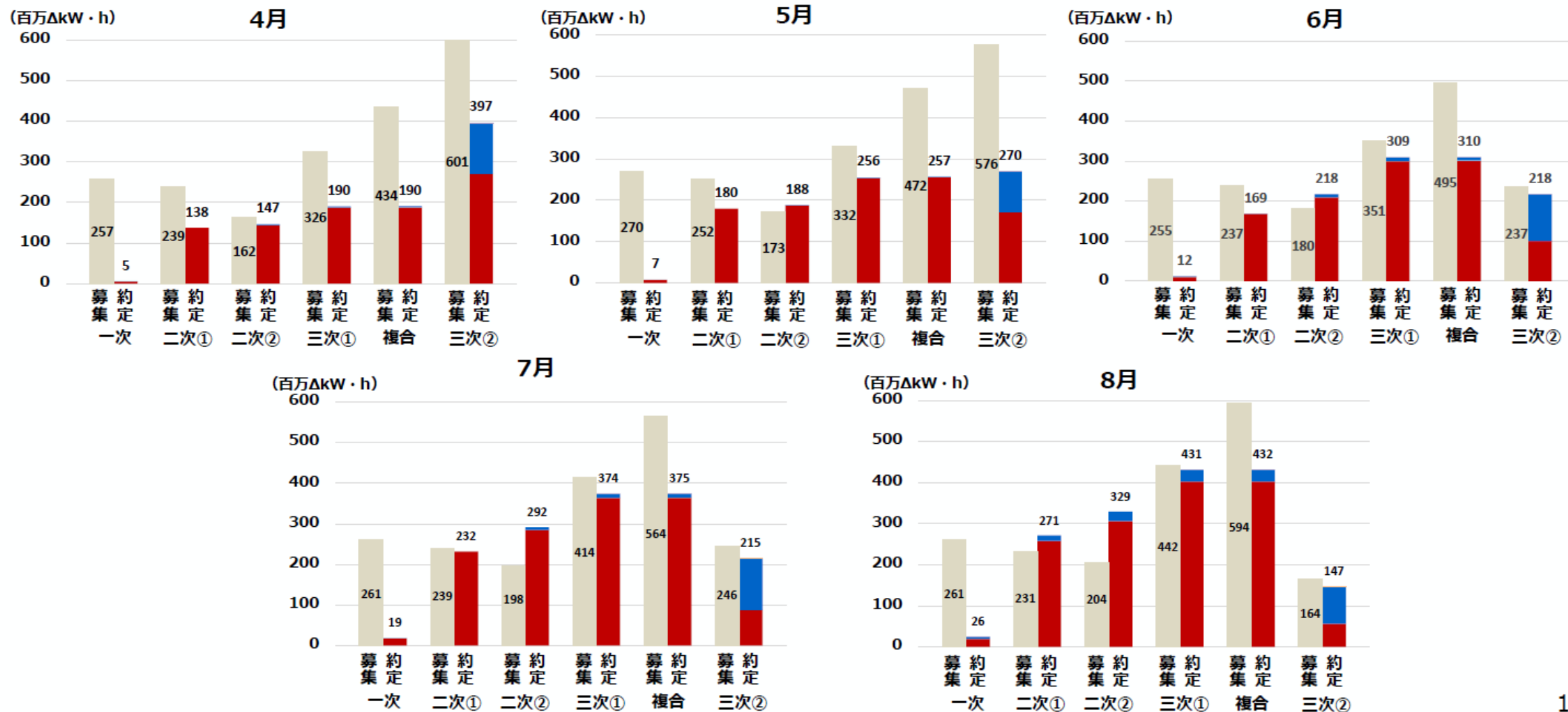


(出典) 電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成 (速報値)

各エリア約定量の動向 (2024年4~8月) (9 / 9)

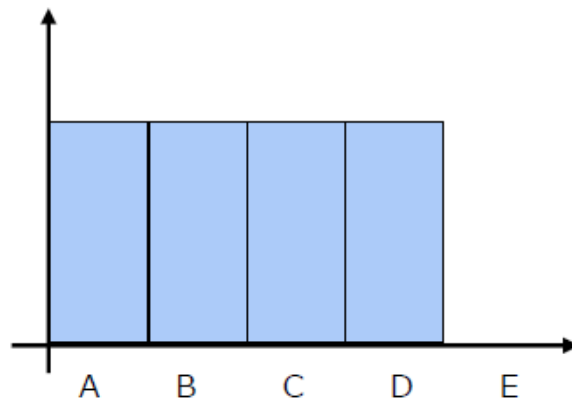
九州

■ 火力 ■ 一般水力 ■ 揚水 ■ 蓄電池 ■ VPP・DR

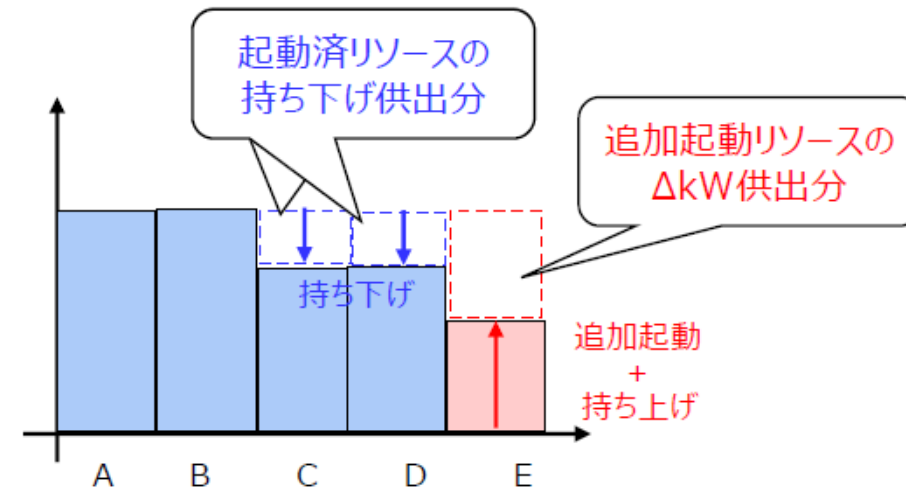


- また、高性能リソースが卸電力市場で売り切れる前に確実に確保するとの理由からスポット取引前としており、この点をどう考えるかも課題となる。
- この点、スポット取引後の発電機態勢を考えると、安価な電源順にkWhを充足しており、追加起動リソースの ΔkW 供出だけでは（追加起動可能台数も限られており）高性能リソースの確実な確保は難しいと考えられる一方、実際には起動済リソースの持ち下げ供出分の ΔkW も期待でき、これによる高性能リソースの確保も可能と考えられる。
- すなわち、高性能リソースの事前確保という課題については、本質的には追加起動の可否という起動特性の課題に内包されることとなり、起動特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



揚水発電機を随契調達することの意義について②

広域予備率の運用改善

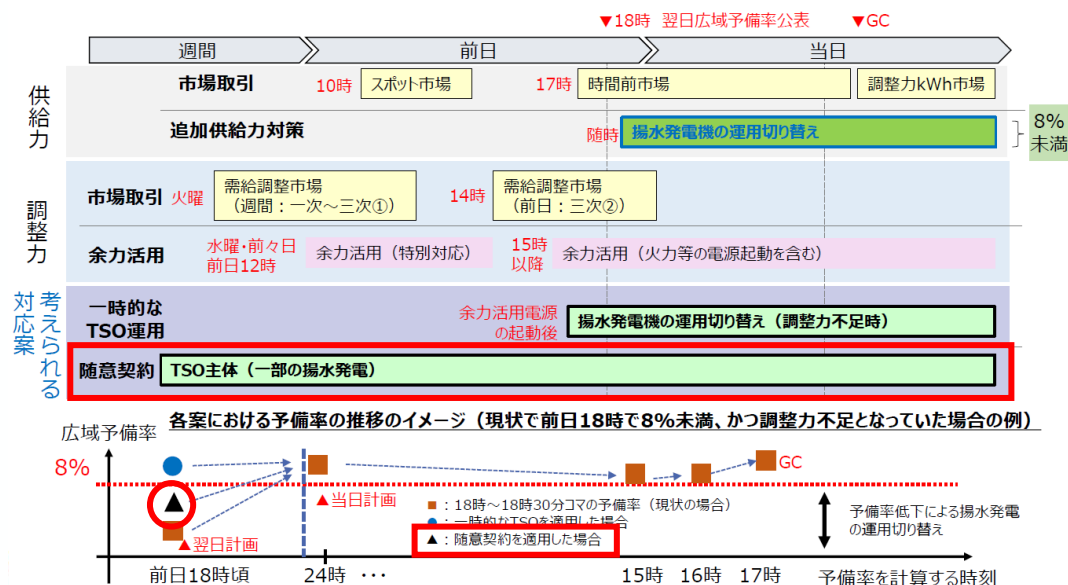
- 現行の広域予備率は、需給調整市場での調達不足の影響により、週間・翌々日時点の広域予備率がエリアによって顕著に低下する傾向があり、**広域予備率が実態に即した値となっていない**といった課題がある。現在、資源エネルギー庁、広域機関において対策が検討されている。
- 今回の中部エリアにおける随意契約では、調達した揚水発電機の供給力を広域予備率の供給力に計上するとともに、その ΔkW を需給調整市場の募集量から控除している。このように一般送配電事業者が揚水発電機を一定期間予約確保できれば、週間・翌々日時点の供給力に計上可能となるため、**広域予備率の運用改善に資する**と考えられる。

(参考) 一時的なTSO運用・随意契約の場合のイメージ

59

電力広域的運営推進機関
第102回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料1 (2024年10月)

■ 一時的なTSO運用や随意契約を適用した場合の対応や予備率のイメージは以下の通り。



揚水発電機の随契調達の今後について

- 今回、中部エリアで実施されたブラックスタート機能契約のある揚水発電機の ΔkW を随意契約にて調達する方法は、**安定的な調整力の事前確保及び広域予備率の改善の観点からも意義のある取組**だと考えられる。また、**一般送配電事業者の創意工夫による、このような調整力の調達安定化・費用低減の取組は評価に値する。**
- 本来、安易に随意契約を行うことは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくないため、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方」に基づいた対応が求められるところ。
- しかしながら、上記の意義を踏まえ、**今後、中部エリアのブラックスタート機能契約のある揚水発電機の ΔkW の調達事例を参考に、他の一般送配電事業者においても、次年度に向けて必要に応じ、揚水発電機の ΔkW を随意契約にて調達することを検討する余地はあるのではないか※。**

※監視等委員会事務局において、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性等について一般送配電事業者に説明を求め、確認を行うことを前提とする。

- なお、他の一般送配電事業者の検討に資するよう、次回以降の会合にて、中部エリアにおける随契調達された揚水発電機の夏（重負荷期）、秋（軽負荷期）を通した運用状況を報告したい。

【参考】一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方

(10) 必要量まで確保できなかった場合（電源Ⅰ）

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

イ) 募集期間を新たに設定して再募集

ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施

ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW)価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ)又はロ)の対応をする。

■ 上記のハ)の方法で調達が行われた場合、ハ)の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。