

需給調整市場の運用等について

第13回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年9月24日（水）



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

1. 9月中旬までの需給調整市場の動き

2. B種電源協議について

3. B種電源の固定費回収状況（4～6月）について

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～9月10日）

前日取引の概況（4～7月は確報値、8～9月は速報値）

- 8月の平均約定単価は、全エリアにおいて、前月比で上昇あるいは横ばいとなった。
- 8月の最高約定単価は、中部・関西エリアで200円、東北エリアでは195円となっていた。東京・中国・四国・九州エリアは、前月と比較して低下した。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月	2.91	0.86	1.89	0.67	0.43	0.57	0.44	0.38	1.03
	5月	0.48	1.39	3.12	0.85	0.64	0.53	0.43	0.36	1.19
	6月	0.48	0.90	1.20	0.57	0.52	0.59	0.45	0.36	1.61
	7月	2.78	0.61	0.92	0.84	0.52	0.44	0.54	0.36	1.02
	8月	3.32	1.07	2.33	1.41	0.66	0.55	0.55	0.37	1.24
	9月※2	2.06	0.67	3.25	1.02	0.75	0.40	0.61	0.37	2.59
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	79.91	195.00	97.00	200.00	4.02	200.00	33.25	7.19	60.00
	5月	7.59	195.00	195.00	200.00	75.00	200.00	39.87	78.83	197.00
	6月	49.00	195.00	97.00	200.00	200.00	75.00	89.00	10.96	197.00
	7月	49.00	195.00	200.00	200.00	65.54	84.41	89.00	89.00	89.00
	8月	97.00	195.00	133.10	200.00	92.99	200.00	49.00	49.00	11.04
	9月※2	49.00	195.00	97.00	200.00	5.59	92.99	92.99	92.99	92.99
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	0.33	0.33	0.33	0.33	0.35	0.33	0.33	0.33	0.33
	5月	0.32	0.33	0.33	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	6月	0.31	0.31	0.30	0.35	0.35	0.35	0.35	0.33	0.35
	7月	0.34	0.34	0.03	0.33	0.34	0.34	0.34	0.33	0.34
	8月	0.33	0.32	0.32	0.32	0.33	0.32	0.34	0.32	0.32
	9月※2	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.32	0.34
想定費用※3 (億円)	4月	1.06	1.30	4.83	0.49	0.03	1.04	0.17	0.25	1.03
	5月	0.09	2.26	9.69	1.48	0.12	0.98	0.32	0.28	3.63
	6月	0.22	1.34	3.58	0.79	0.09	0.69	0.26	0.18	3.93
	7月	1.25	0.75	2.10	1.16	0.04	0.90	0.12	0.29	1.61
	8月	1.39	1.46	4.18	1.07	0.05	0.73	0.14	0.27	1.78
	9月※2	0.11	0.24	1.31	0.21	0.02	0.19	0.12	0.10	2.61
約定量 (ΔMW)	4月	36,311	150,814	256,045	72,906	6,056	184,701	39,807	65,276	100,619
	5月	18,254	162,719	310,985	173,915	18,283	184,224	74,192	76,443	306,377
	6月	46,533	148,466	298,270	139,357	18,085	117,857	57,585	51,694	244,117
	7月	45,036	122,158	228,692	139,066	8,279	207,277	22,113	80,075	158,428
	8月	41,760	136,822	179,443	76,347	7,806	132,140	26,143	72,655	143,186
	9月※2	5,316	35,503	40,482	20,218	2,055	48,190	20,048	26,204	100,838

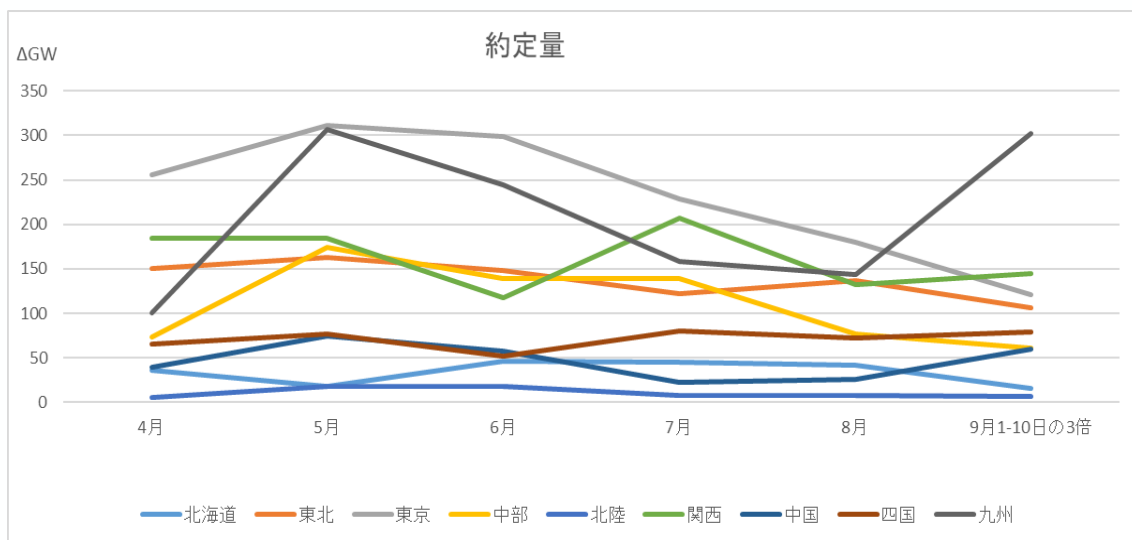
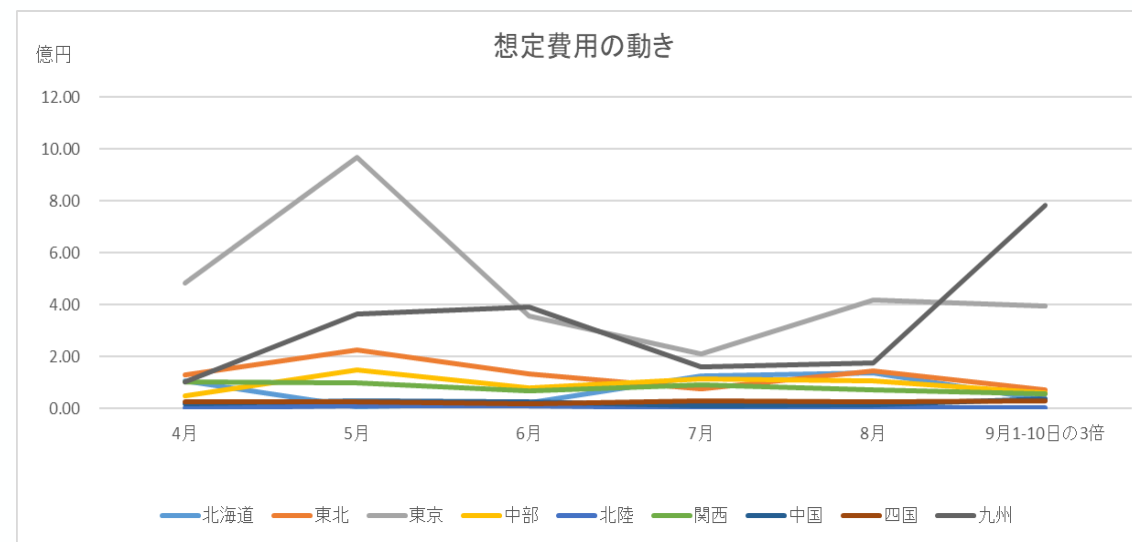
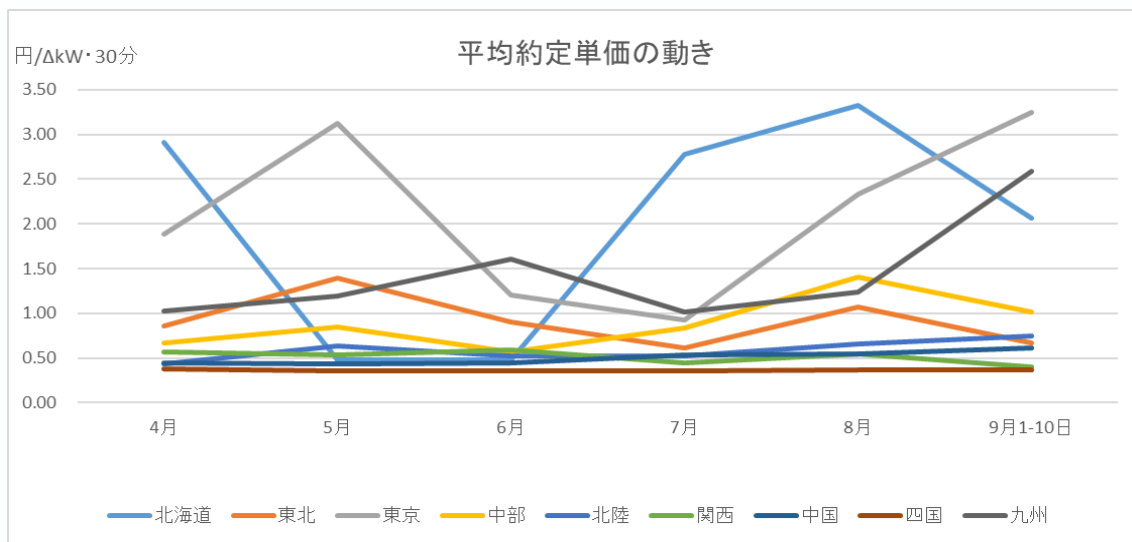
(※1) 平均約定単価は、「想定費用/約定量合計」で算出。

(※2) 9月は9月1日～10日までのデータを使用。

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

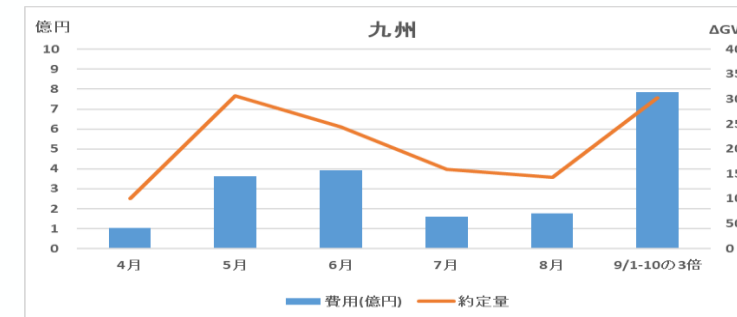
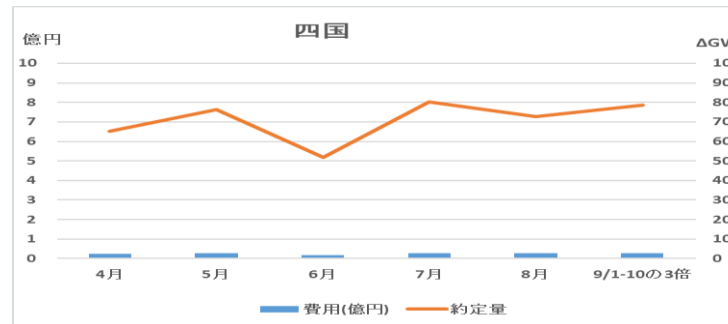
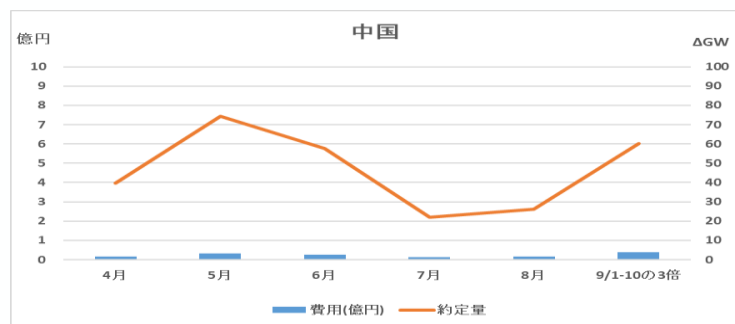
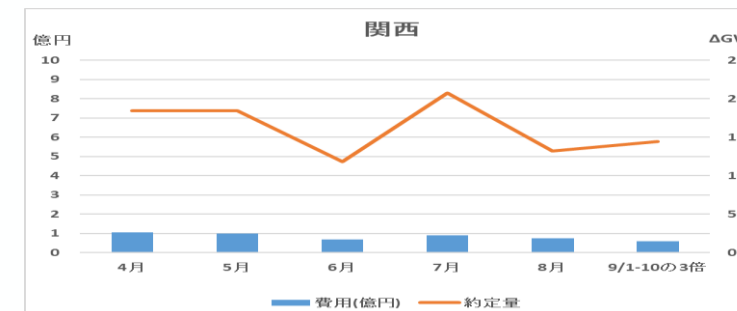
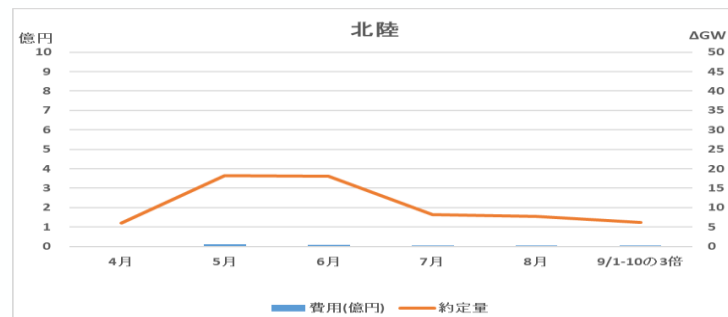
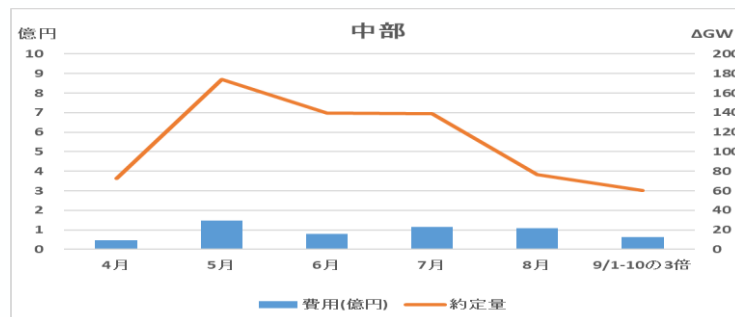
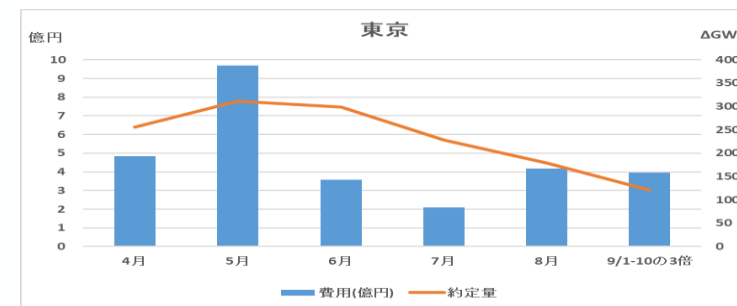
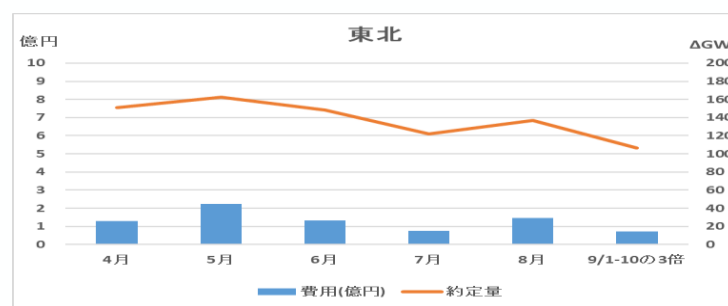
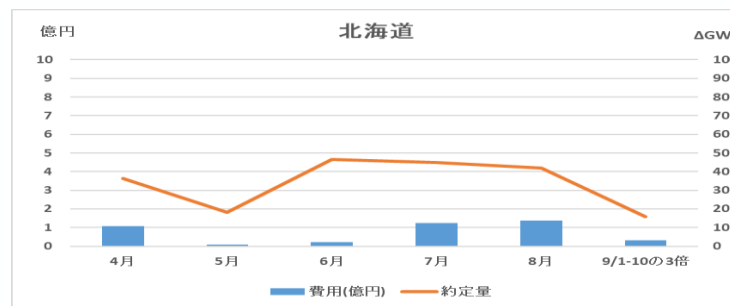
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 三次②の平均約定単価、想定費用、約定量の動向



(※) 想定費用・約定量：9月は9月1日～10日までのデータを3倍して比較。

(参考) 三次②のエリア別の想定費用、約定量の動向



(※) 9月は9月1日～10日までのデータを3倍して比較。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～9月10日）

週間取引の概況（4～7月は確報値、8～9月は速報値）

- 8月の平均約定単価は、前月との比較では中部・九州を除くエリアで低下した。
- 8月の最高約定単価は、北海道・東北を除くエリアで上限価格となっており、特に中国・九州エリアにおいては4月以降、上限価格に張り付いている状況。
- 7月19日から揚水発電の随意契約が開始された北海道・関西エリアでは、8月の想定費用が大きく減少した（北海道▲6.61億円：13.46億円→6.85億円、関西▲8.96億円：24.79億円→15.83億円）。

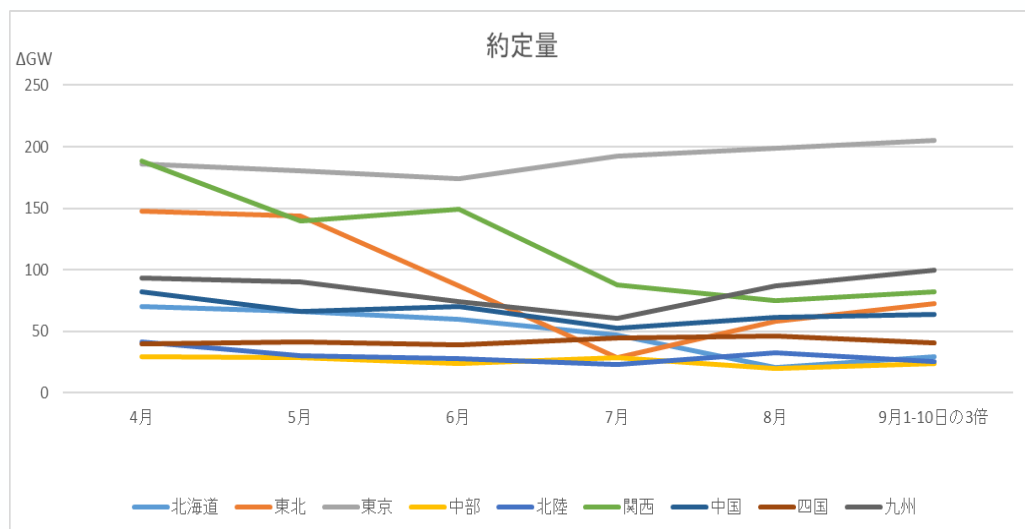
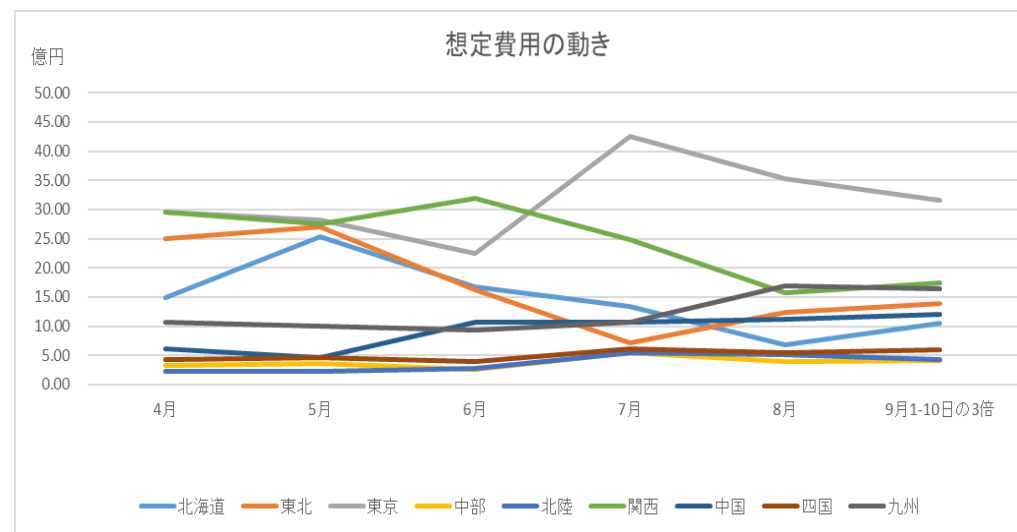
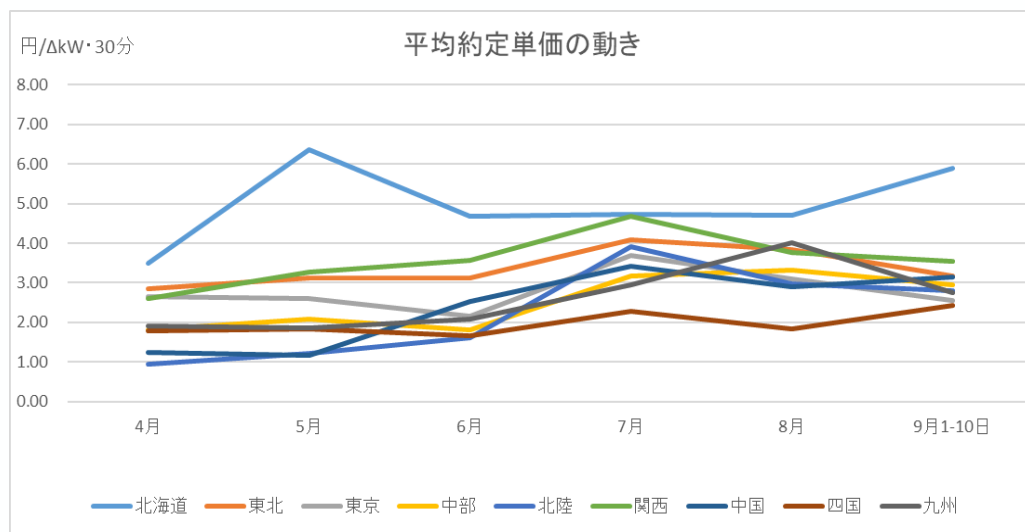
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月	3.50	2.84	2.66	1.82	0.95	2.61	1.24	1.79	1.92
	5月	6.35	3.13	2.61	2.07	1.22	3.28	1.16	1.84	1.85
	6月	4.69	3.12	2.16	1.80	1.62	3.57	2.53	1.66	2.08
	7月	4.74	4.09	3.68	3.18	3.92	4.69	3.42	2.27	2.96
	8月	4.71	3.83	3.09	3.32	2.97	3.76	2.90	1.84	4.00
	9月※2	5.90	3.18	2.56	2.94	2.80	3.54	3.15	2.44	2.74
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	19.51	7.93	19.50	8.23	7.15	10.80	19.51	19.51	19.51
	5月	19.51	19.51	19.51	8.34	6.30	19.51	19.51	17.13	19.51
	6月	19.51	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51
	7月	19.51	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51
	8月	19.50	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51
	9月※2	19.50	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	13.84	19.51
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	0.35	0.35	0.33	0.35	0.35	0.33	0.35	0.35	0.35
	5月	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	6月	0.36	0.36	0.33	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	7月	0.36	0.81	0.03	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	8月	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	9月※2	0.36	0.36	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
想定費用※3 (億円)	4月	14.83	25.09	29.63	3.26	2.34	29.57	6.16	4.27	10.72
	5月	25.33	26.97	28.30	3.59	2.24	27.51	4.65	4.58	9.98
	6月	16.74	16.22	22.57	2.63	2.75	31.97	10.68	3.87	9.27
	7月	13.46	7.14	42.49	5.41	5.54	24.79	10.74	6.11	10.73
	8月	6.85	12.36	35.37	3.98	5.09	15.83	11.18	5.39	16.90
	9月※2	3.49	4.64	10.53	1.39	1.41	5.83	4.01	1.99	5.46
約定量 (ΔMW)	4月	70,523	147,324	185,628	29,814	41,118	188,560	82,591	39,666	93,212
	5月	66,510	143,681	180,720	28,886	30,527	139,615	66,588	41,450	90,092
	6月	59,516	86,736	174,184	24,269	28,232	149,309	70,201	38,962	74,435
	7月	47,366	29,134	192,293	28,389	23,521	88,119	52,359	44,899	60,417
	8月	20,615	57,900	198,879	19,575	32,380	74,841	61,112	46,658	86,789
	9月※2	9,844	24,315	68,502	7,879	8,391	27,490	21,188	13,627	33,276

(※1) 平均約定単価は、「想定費用/約定量合計」で算出。週間商品は1ブロック3時間＝6コマ（1コマ30分）のため、「約定量合計」は、「表中の約定量×6」で算出。

(※2) 9月は9月1日～10日までのデータを使用。(※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

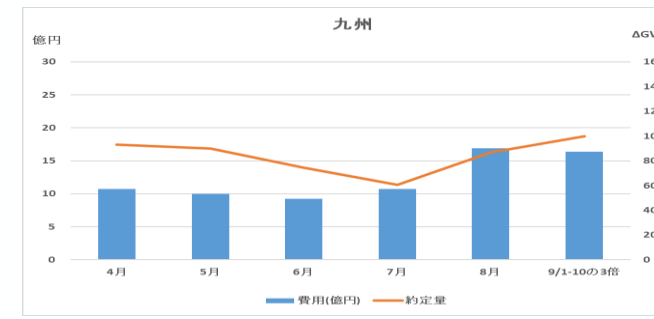
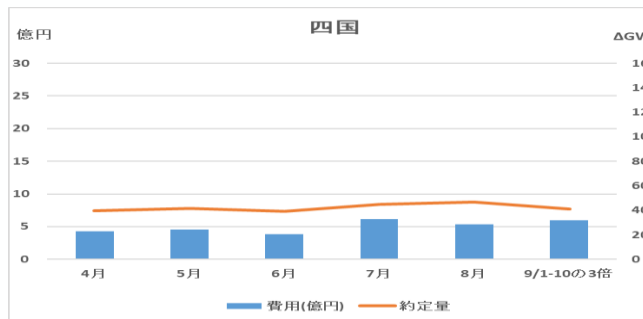
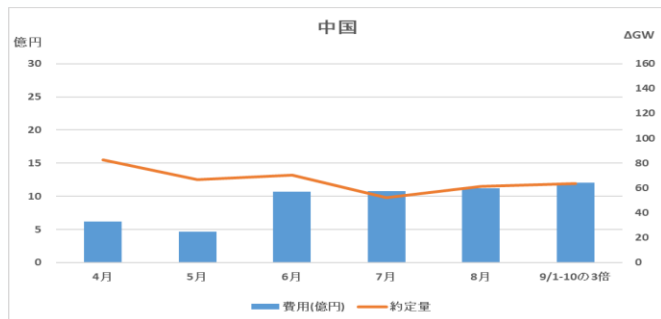
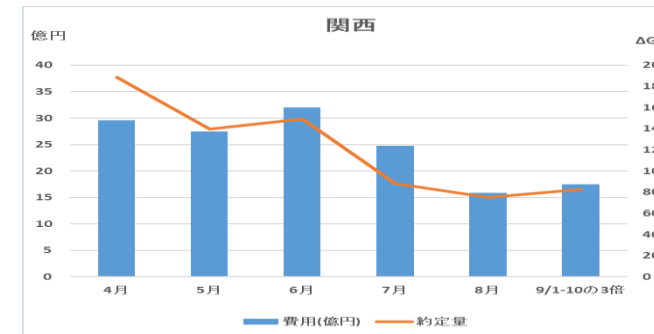
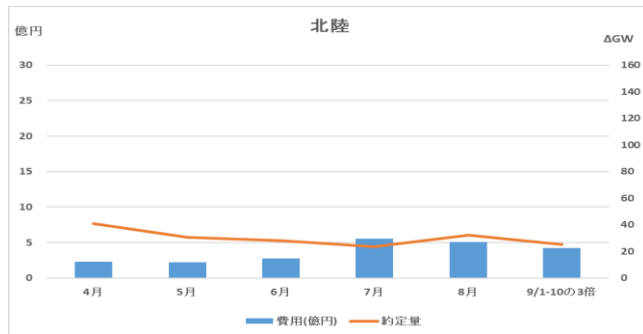
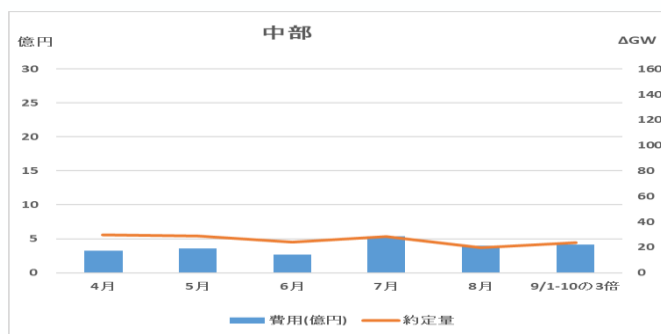
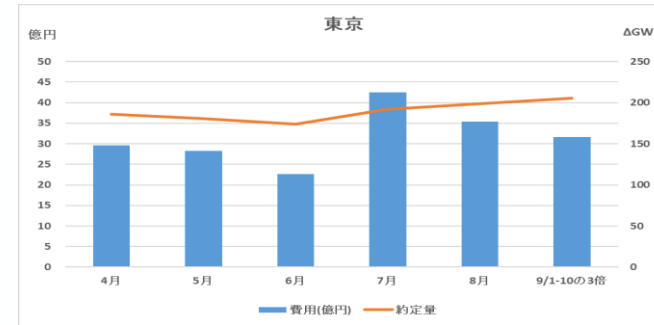
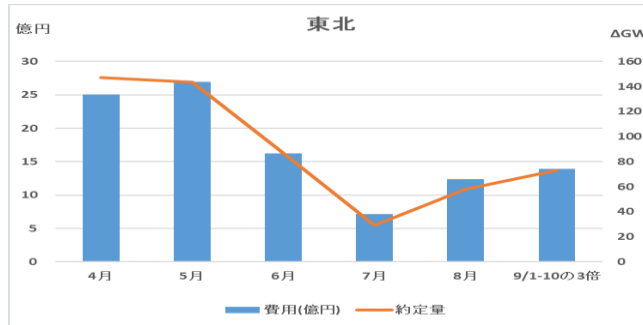
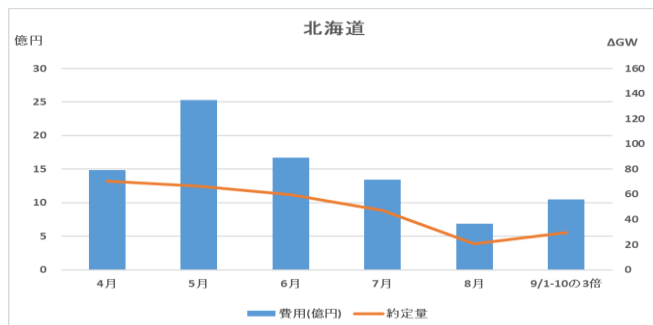
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 一次～三次①の平均約定単価、想定費用、約定量の動向



(※) 想定費用、約定量について、9月は9月1日～10日までのデータを3倍して比較。

(参考) 一次～三次①のエリア別の想定費用、約定量の動向



(※) 9月は9月1日～10日までのデータを3倍して比較。

各エリアの募集量・応札量・調達率の動向

各エリアの募集量・応札量・調達率の概況（2025年4月1日～9月10日）

- 2025年4月1日～9月10日の募集量及び応札量、調達率の状況は次頁以降のとおり。
- **一次調整力**については、依然として**多くのエリアで未達が多い状況**。
- **複合商品**については、全体として応札量が募集量を上回る状況となっているものの、**東京など一部のエリアでは応札量が募集量を下回っている状態が継続**。東京エリアでは、今後、揚水随契が開始されることから、約定単価や調達費用の動向含め、引き続き状況を注視していく。

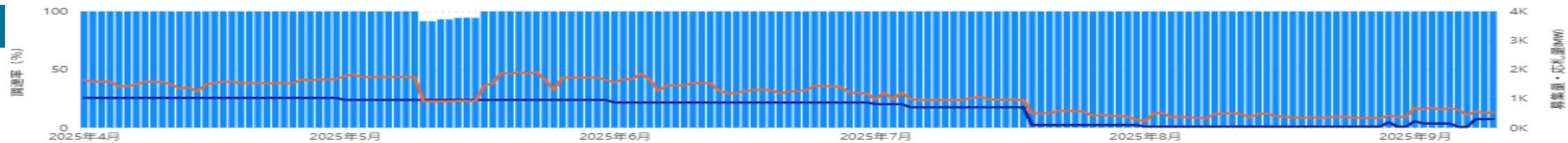
<参考>

- 2025年4月 中部・東北エリア 揚水随契開始（※中部エリアは2024年度も実施）
- 2025年4月 全エリア EPPS動作期待分の控除開始
- 2025年6月 全エリア 自然体余力の控除開始
- 2025年7月 北海道・関西エリア 揚水随契開始

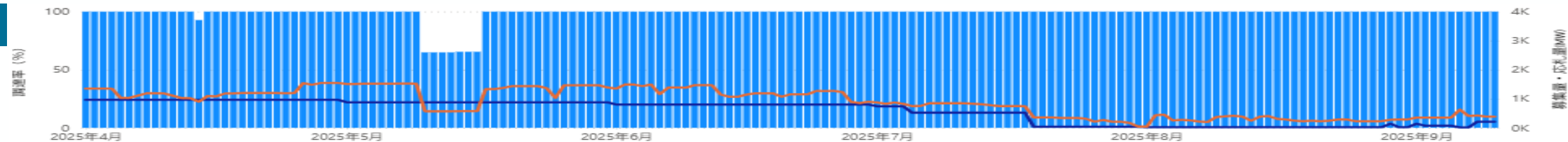
北海道エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

●調達率 ●MW募集量 ●MW応札量

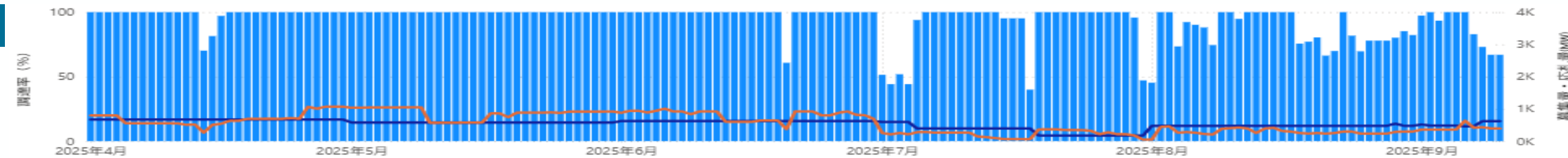
一次調整力



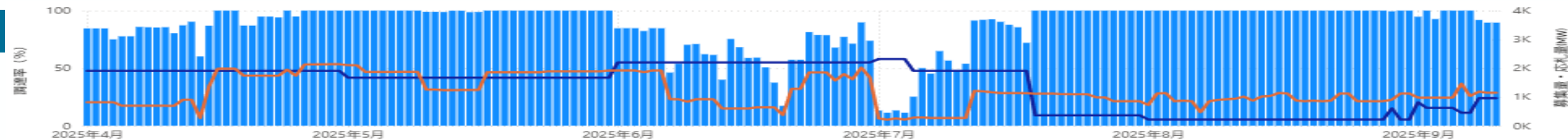
二次調整力①



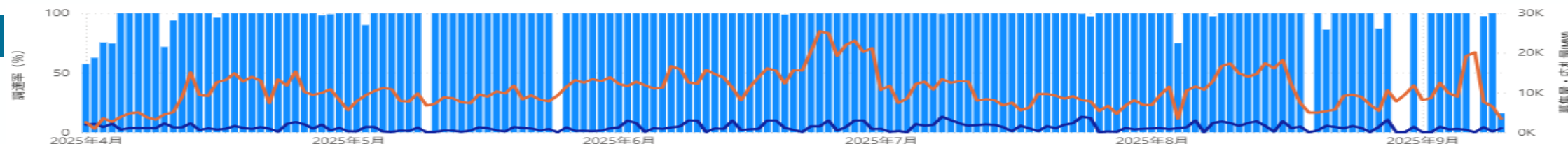
二次調整力②



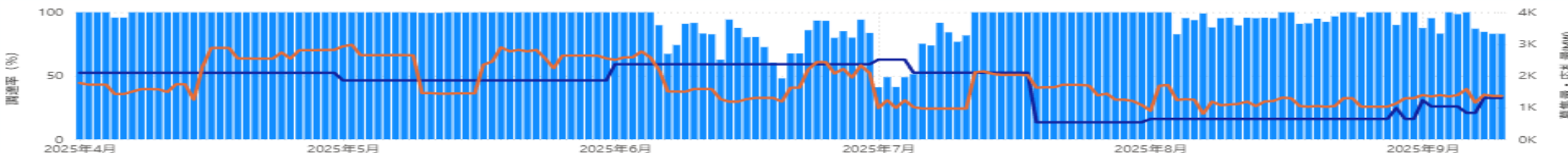
三次調整力①



三次調整力②



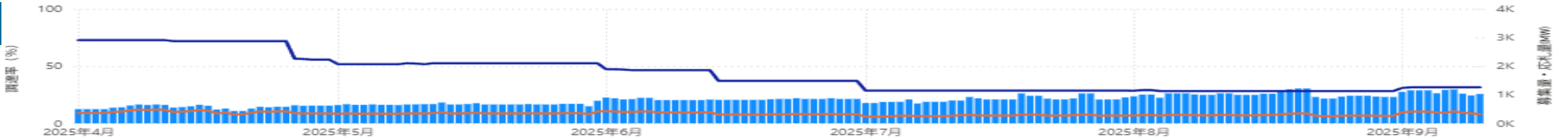
複合商品



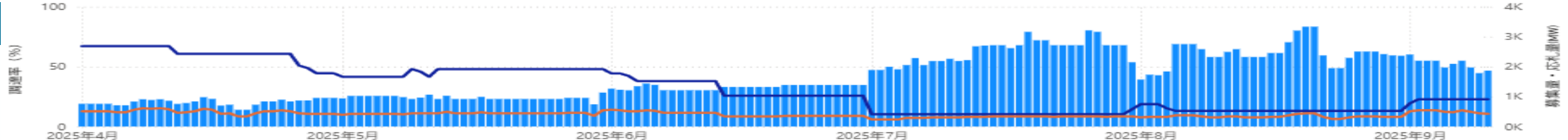
(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

東北エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年9月10日)

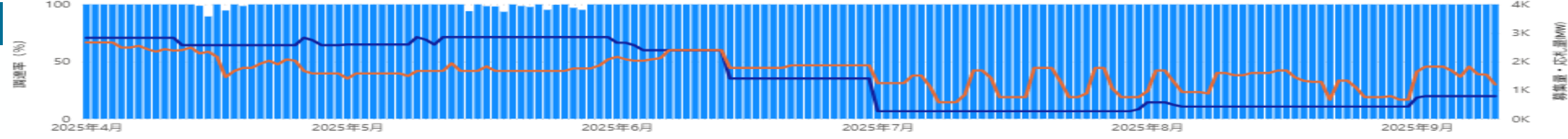
一次調整力



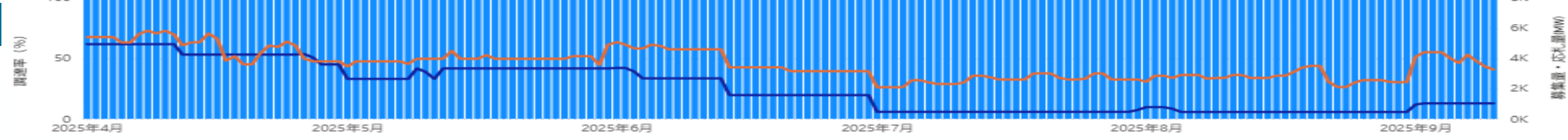
二次調整力①



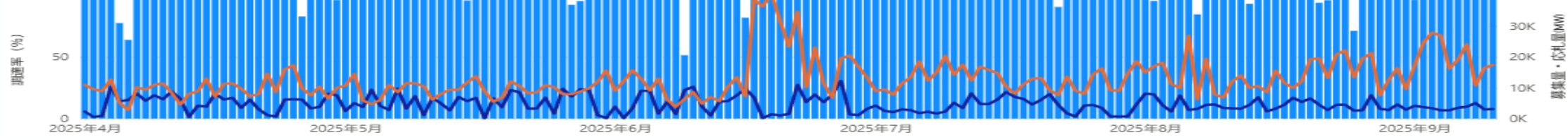
二次調整力②



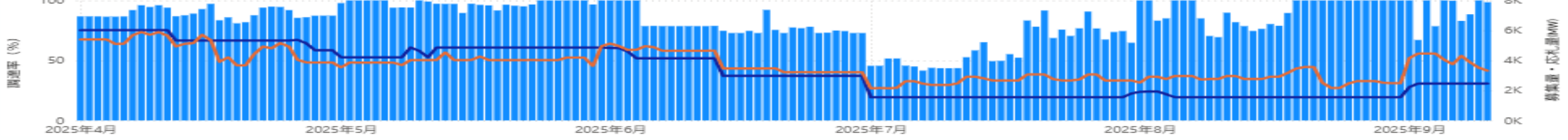
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

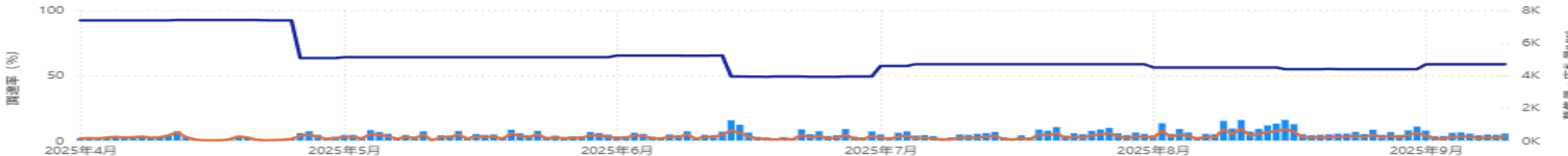


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

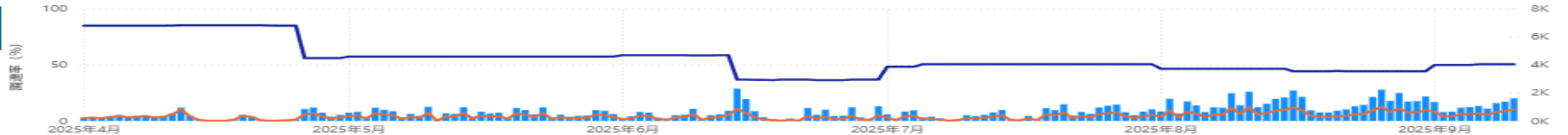
東京エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

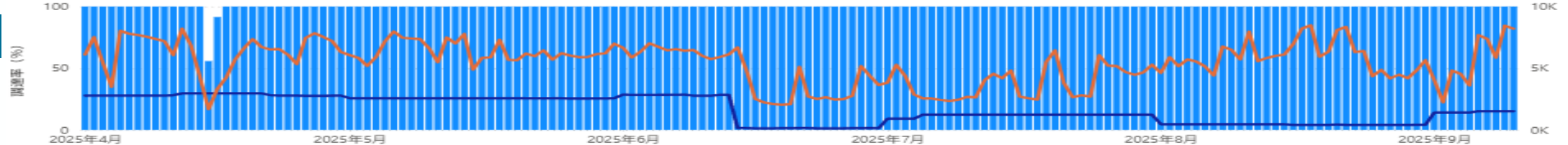
一次調整力



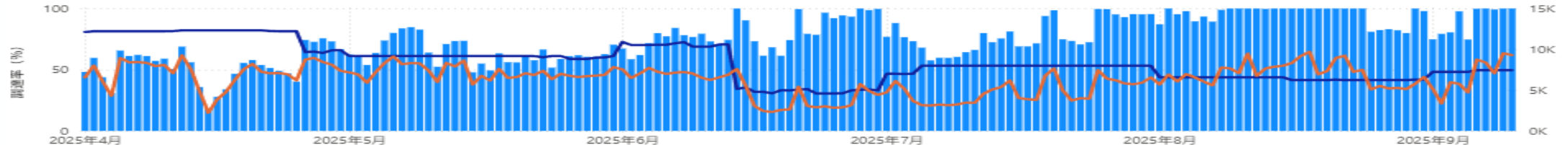
二次調整力①



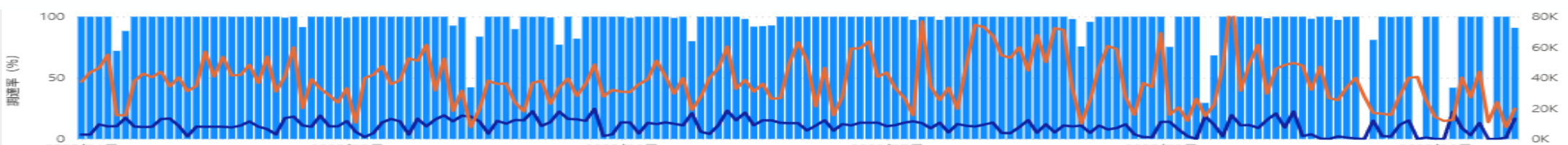
二次調整力②



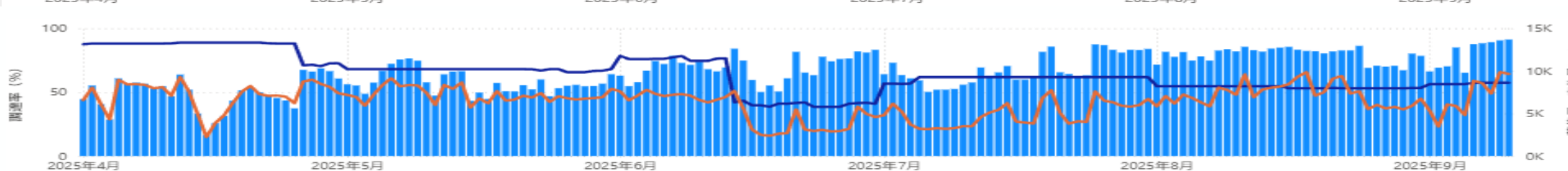
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

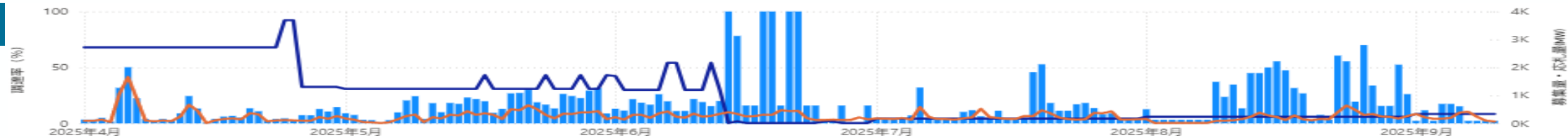


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

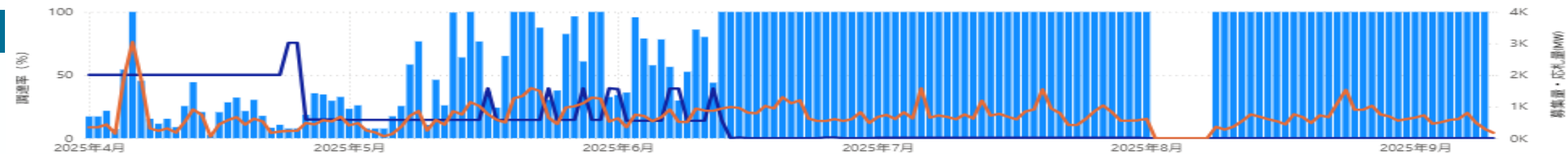
中部エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

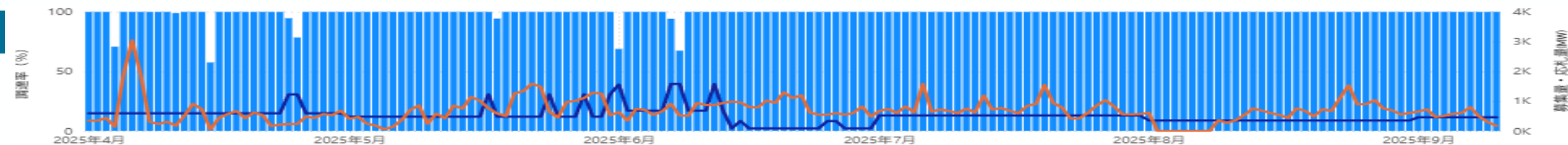
一次調整力



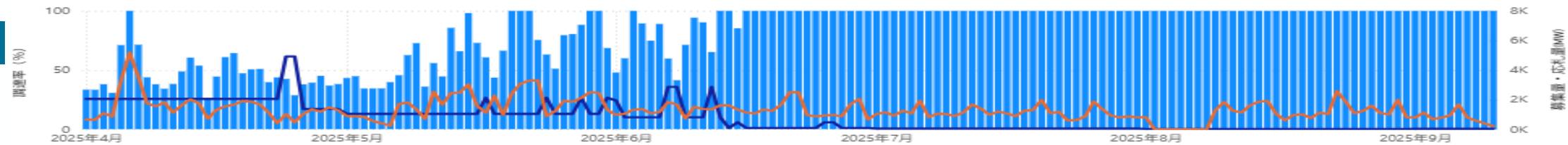
二次調整力①



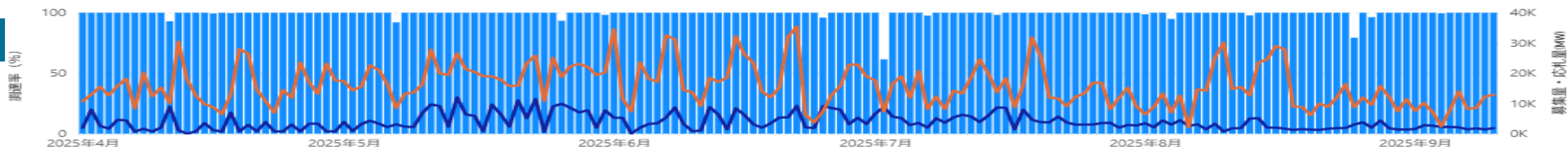
二次調整力②



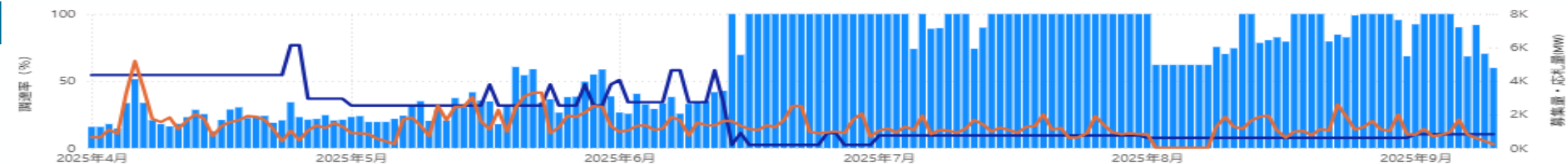
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

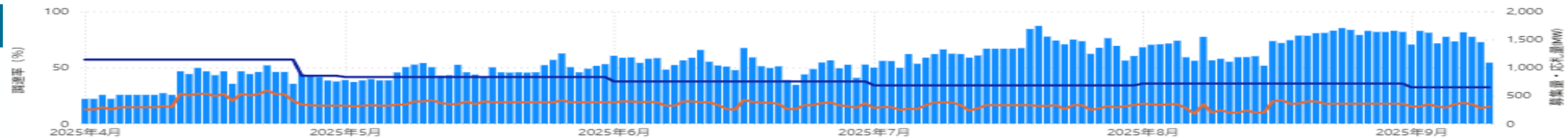


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

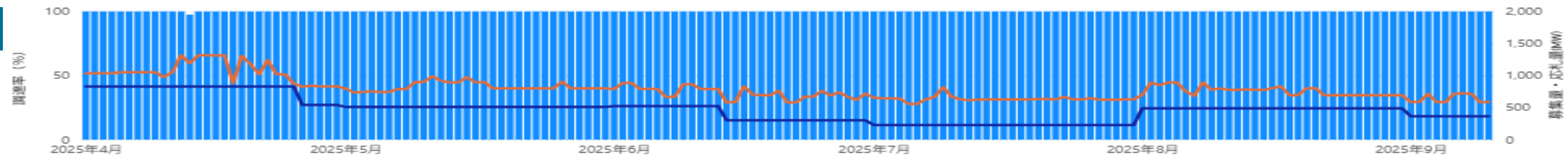
北陸エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

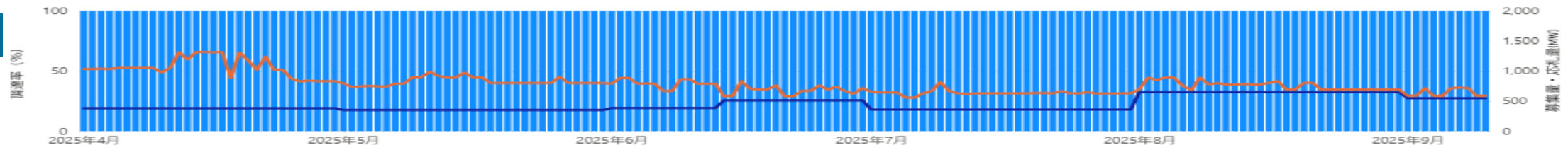
一次調整力



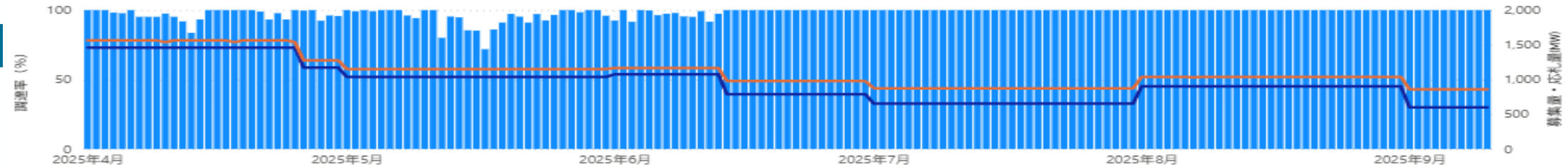
二次調整力①



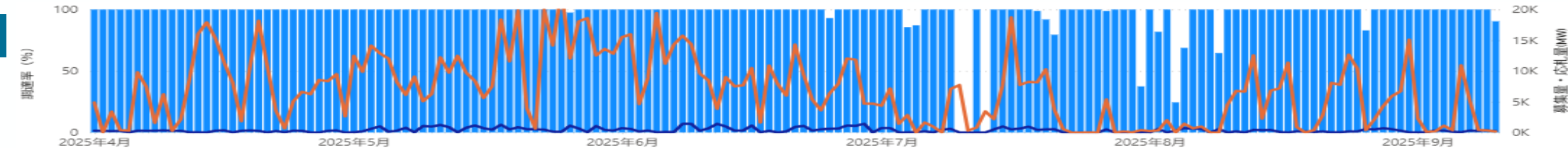
二次調整力②



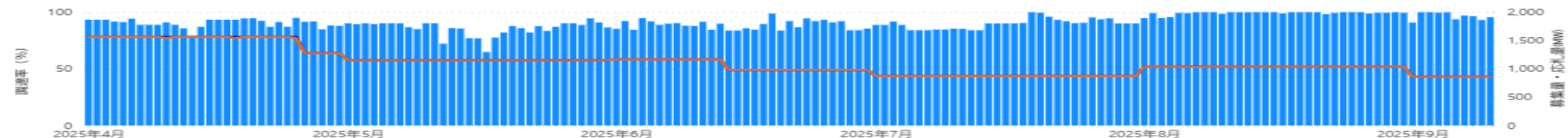
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

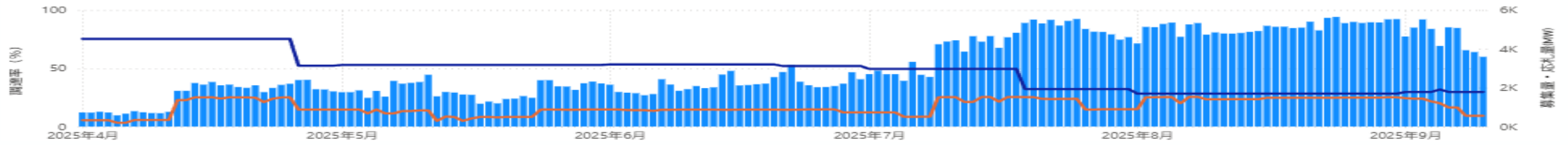


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

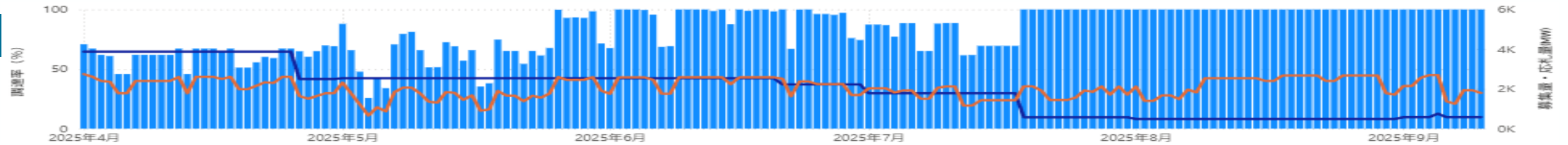
関西エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

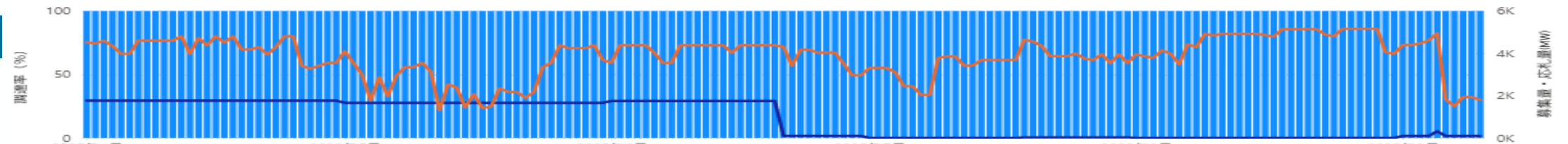
一次調整力



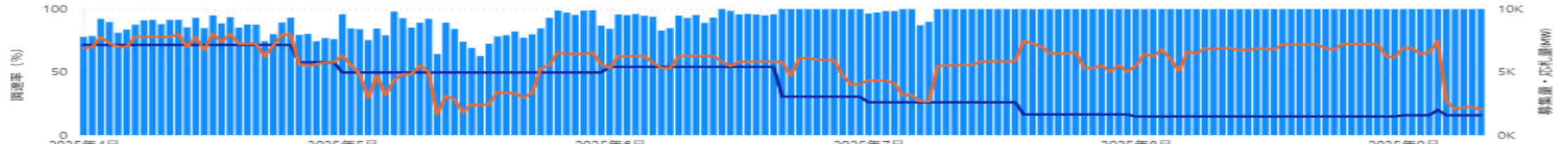
二次調整力①



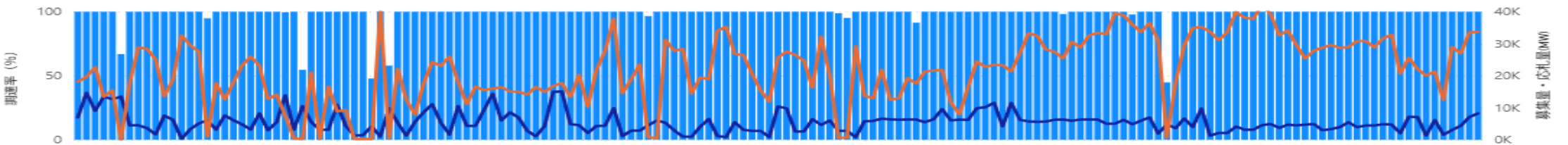
二次調整力②



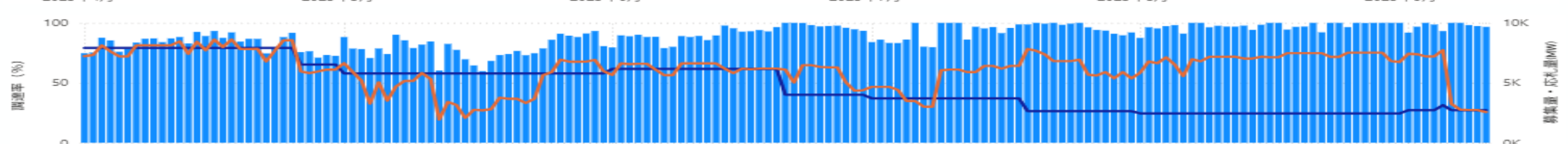
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

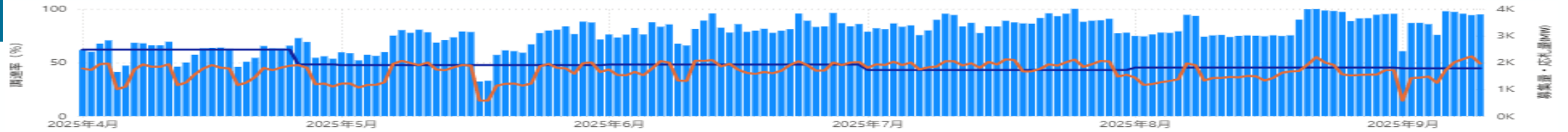


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

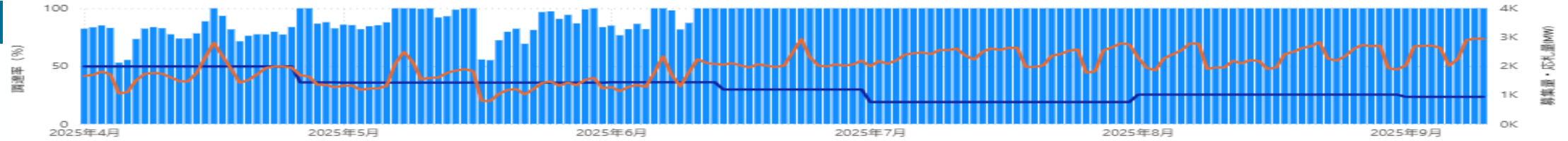
中国エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

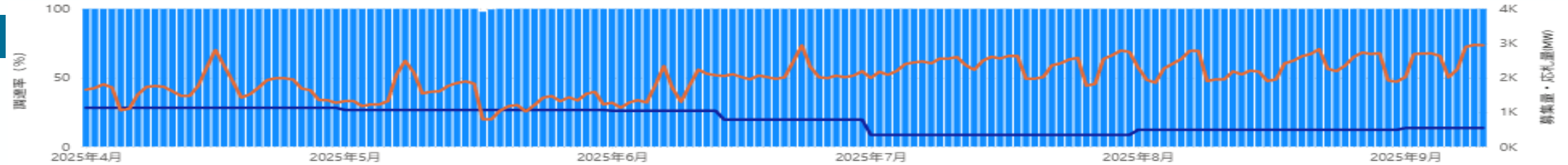
一次調整力



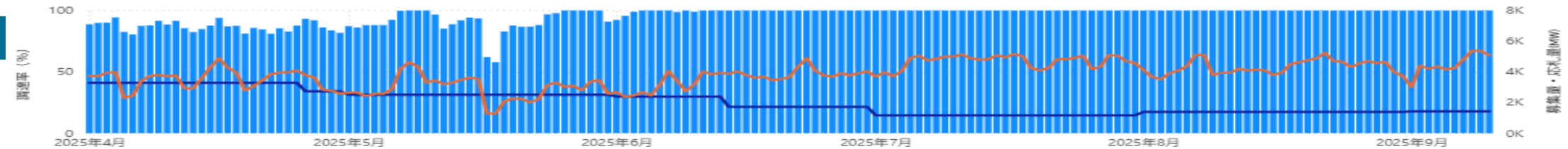
二次調整力①



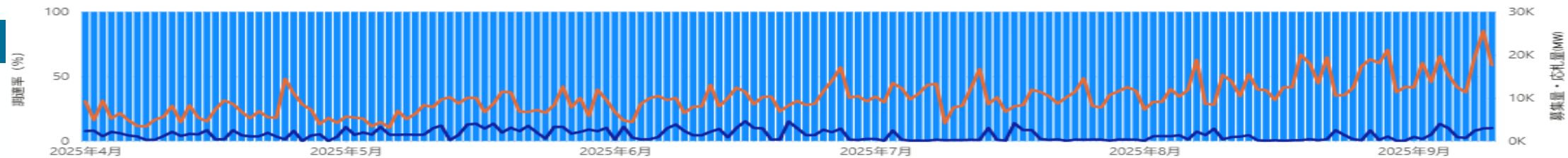
二次調整力②



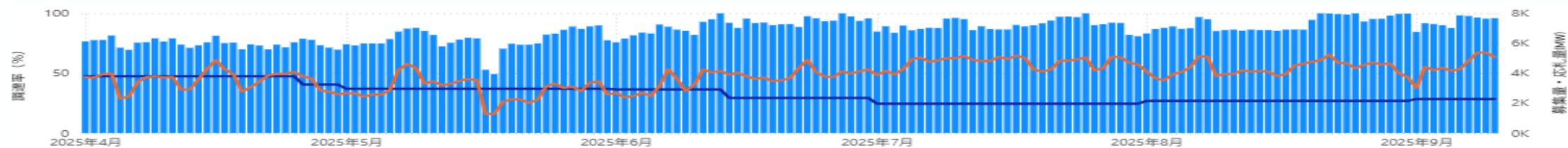
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

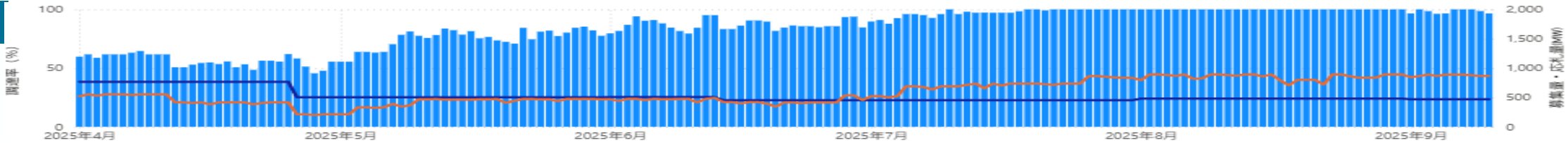


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

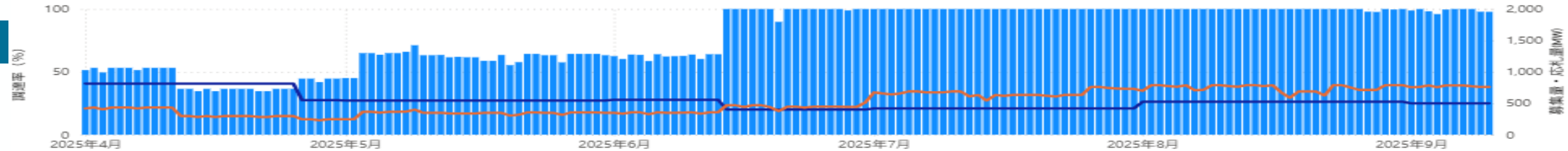
四国エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

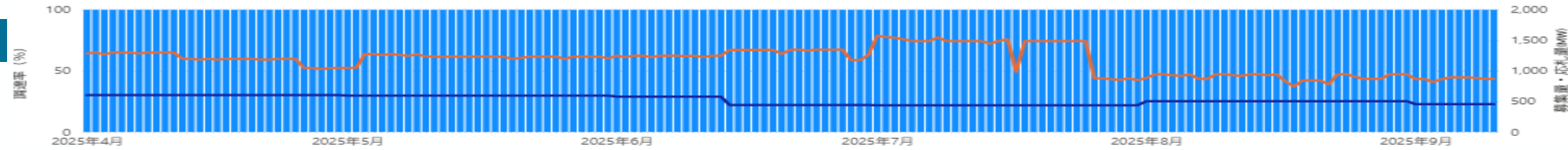
一次調整力



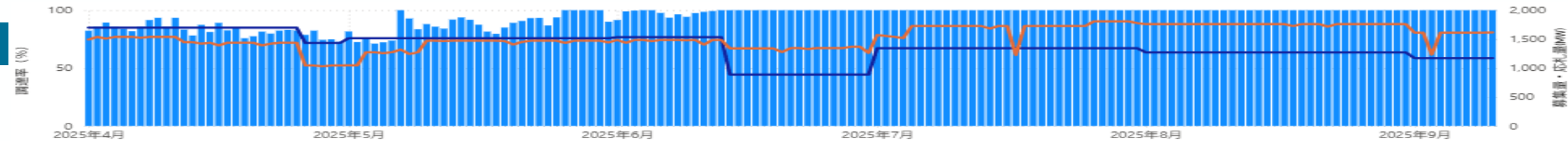
二次調整力①



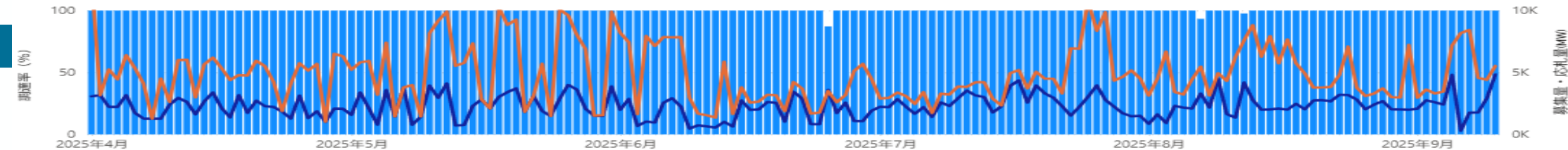
二次調整力②



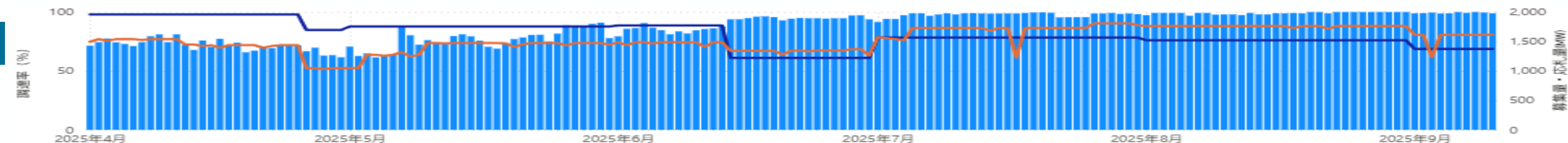
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

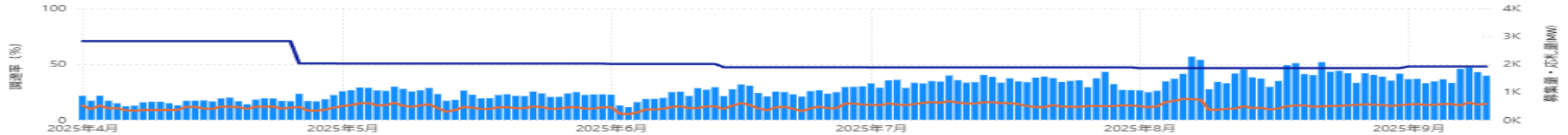


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

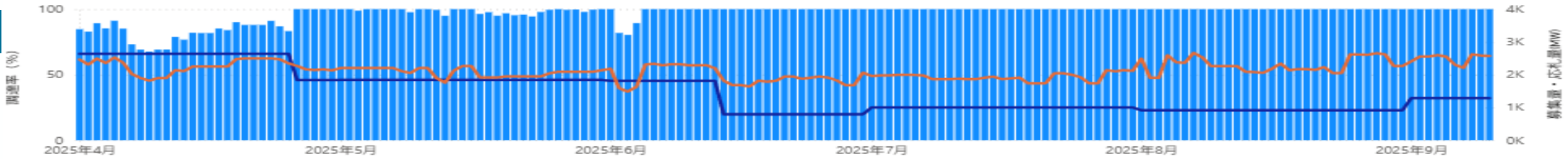
九州エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年9月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

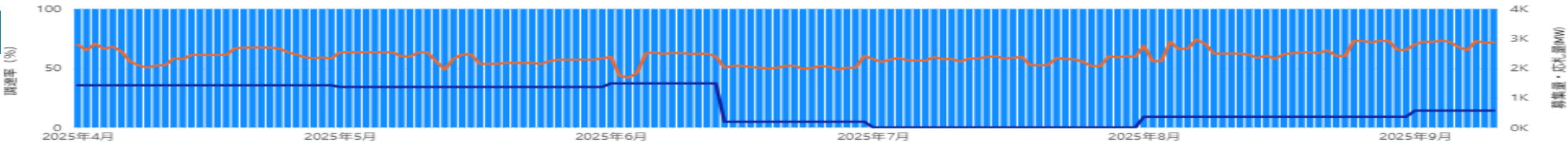
一次調整力



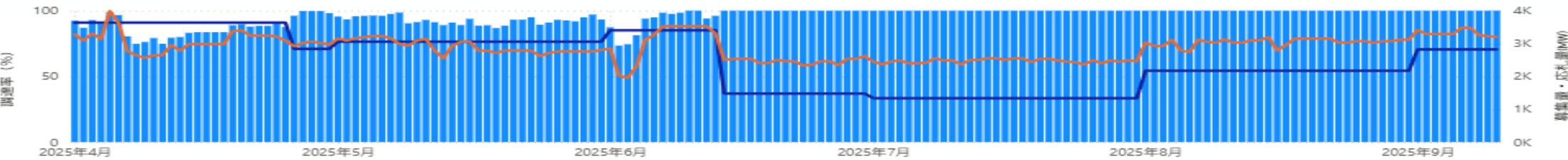
二次調整力①



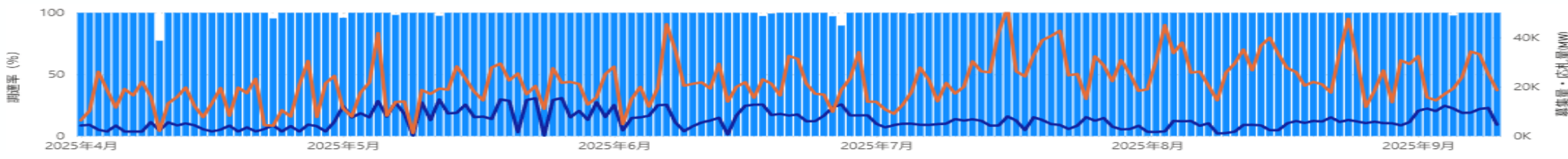
二次調整力②



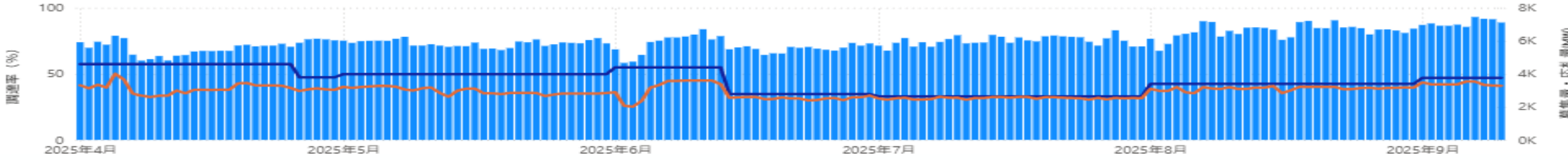
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

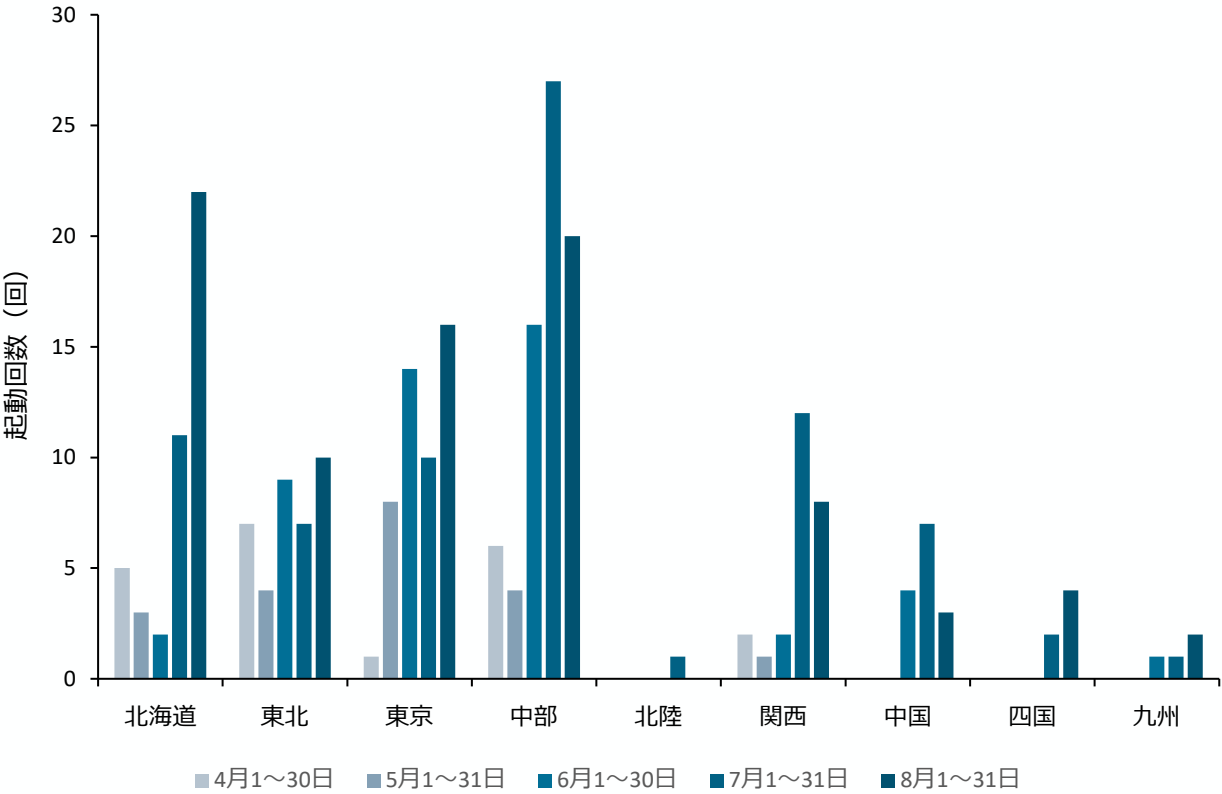


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

(参考) 余力活用契約に基づく起動指令について (2025年4月1日～8月31日)

- 2025年8月までの余力活用契約に基づく起動指令の回数について確認した。
- 引き続き動向を注視していく。

余力活用契約に基づく起動指令の回数



(※) 上グラフの対象は、BG計画停止していた電源（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（8月は速報値）

	北海道	東北	東京	中部	北陸
4月	2.2億円	3.7億円	0.4億円	1.3億円	－
5月	0.7億円	10.3億円	1.7億円	0.7億円	－
6月	2.0億円	6.9億円	3.2億円	7.3億円	－
7月	2.6億円	4.0億円	8.7億円	13.3億円	0.2億円
8月	7.3億円	0.9億円	6.9億円	0.9億円	－

	関西	中国	四国	九州
4月	1.2億円	－	－	－
5月	0.2億円	－	－	－
6月	0.4億円	0.9億円	－	0.2億円
7月	5.7億円	1.9億円	1.7億円	1.3億円
8月	3.2億円	0.5億円	0.3億円	2.8億円

(※) 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。
(※) 8月は事業者から報告があった費用（速報値）のみ集計（中部エリアは起動費のみの報告のため、最低出力費用は来月以降の報告で反映予定。）

(参考) 起動費等・経済差替に伴う事後精算について (2025年4月1日～7月31日)

- 起動費等事後精算及び経済差替に伴う事後精算の実績（2025年4～7月）は以下のとおり。
- 引き続き動向を注視していく。

起動費等事後精算

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4月	0.5億円	—	0.1億円	—	—	—	0.2億円	—	—
5月	—	—	0.3億円	0.0億円	—	—	0.1億円	—	—
6月	—	—	0.5億円	—	—	—	0.0億円	—	—
7月	0.3億円	—	0.4億円	0.0億円	—	—	0.1億円	—	—

経済差替に伴う事後精算

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4月	—	—	—	0.8億円 (304件)	—	—	—	—	—
5月	—	—	—	1.4億円 (655件)	—	—	—	—	—
6月	—	—	—	1.4億円 (499件)	—	—	—	—	—
7月	—	—	0.0億円 (2件)	1.2億円 (387件)	—	—	—	—	—

(※) 1,000万円未満は0.0億円と記載。

(※) 各一般送配電事業者からの情報提供に基づき事務局にて作成。

(※) 経済差替に伴う事後精算額は、一般送配電事業者から発電事業者への精算額。括弧内は経済差替実施件数。



1. 9月中旬までの需給調整市場の動き

2. B種電源協議について

3. B種電源の固定費回収状況（4～6月）について

B種電源協議について

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）または当年度分の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）とされており、事前的措施の対象事業者がB種電源を適用する場合は監視等委員会事務局との事前の協議が必須とされている。
- 前回までの会合に引き続き、B種電源協議の申し入れがあった案件について、監視等委員会事務局にて一定額の算定諸元等の確認を行い、協議が整ったもの（4社・電源13件）について今回御報告する。

B種電源協議の状況（2025年9月12日時点）※

（※）2025年9月12日時点で協議が整った事業者数・件数。以下事業者以外においても協議が整った段階で、次回以降の制度設計・監視専門会合において順次御報告予定。

協議が整った累計事業者数：8社（前回から3社追加）

協議が整った累計案件数：32件（電源27件、蓄電池VPP5件）

→上記のうち、今回は協議が整った4社・13件について御報告。

需給調整市場ガイドライン（2025年3月24日改定）（抜粋）

2. 調整力 ΔkW 市場 （略）

ΔkW 価格 ≤ 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額等

一定額＝ $0.33\text{円}/\Delta kW \cdot 30\text{分}$ （※1）又は電力・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、当年度分の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。なお、当年度分の固定費回収後の一定額は、A種電源とする。

（略）

一定額

逸失利益
（機会費用）

当該部分を協議

(参考) 固定費回収のための合理的な額

第90回制度設計専門会合 資料7 (2023年10月)

1-1-②. B種電源の一定額を協議する際の諸元等について

1. 一定額協議の際に考慮する期初固定費の上限値

- 一定額の値を算定する際に考慮する固定費回収の上限額は、「**減価償却費等を含む固定費(※1) - 他市場収益(※2)**」としてはどうか。

(※1) 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 Δ kWに算入することを認める。

(※2) 経過措置導入時、運転開始10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いこと等を考慮した経緯から、容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たと見なす。

(参考) 経過措置の考え方 (2/2)

2017年11月
第14回制度検討作業部会
事務局提出資料

- 経過措置起算時点については、現在進行中の建設案件への影響を防ぐ観点から現時点より前に設定することが適当であり、かつ、①東日本大震災前後で電気事業を巡る環境が大きく激変したこと、②10年目程度まで減価償却コストが多く発生し固定費コストが高いことなどから、東日本大震災発生時点(2010年度末)としてはどうか。
- 容量市場開設時点の控除率は、経過措置起算時点以前に建設された全ての電源(旧既設電源)の7割とし、2020年以降、段階的に減少させていくこととしてはどうか。
- 2030年時点では、経過措置起算時点以降2020年までに建設された既設電源(新既設電源)も、全て建設後10年以上が経過することから、旧既設電源と新既設電源との公平性を確保する観点や、容量市場開設後一定期間後には卸電力市場価格の価格低減に寄与することが考えられることを踏まえ、2030年(容量の受け渡し時点)には経過措置を終了させることとしてはどうか。
- 経過措置の更なる技術的な詳細については、本日の議論を踏まえ、必要に応じ、広域機関において検討することとしてはどうか。

需給調整市場ガイドライン(2025年3月24日改定)(抜粋)

2. 調整力 Δ kW市場 (略)

②「固定費回収のための合理的な額」について
固定費回収のための合理的な額は、以下の考え方にしたがって算定する。

(固定費回収のための合理的な額の考え方)

- 固定費回収の対象期間は適切に期間按分された固定費の当年度分とする。
- 固定費回収の上限額は、**当年度分の減価償却費等を含む固定費(※1) から他市場で得られる収益(※2) を差し引いた額**とする。

※1 需給調整市場への参加のための制度見直しに伴うシステム改修費については、年度単位の回収計画を立てた上で、 Δ kWに算入することを認める。

※2 容量市場収入額については、経過措置により容量市場収入を得ていない額についても、収入を得たとみなす。

(略)

B種電源協議の確認結果について

一定額の算定諸元の確認について ①固定費

- B種電源4社13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、一定額の算定諸元（固定費、他市場収益、ΔkW想定約定量、所有する他電源等）について確認を行った。

固定費

A社：固定費の内訳は、主に**人件費、委託費、修繕費、減価償却費等**であった。なお、前年度と比較して修繕費が増加していたが、定期事業者検査や中間点検の実施によるものであることを確認した。

B社：他社電源を契約して運用しており、その**契約料金を基に固定費を算定**していることを確認した。

C社：固定費の内訳は、主に**ガス仕入にかかる定額基本料金、保守費用、減価償却費等**であった。

なお、減価償却費の計上方法について、協議の過程において、以下のとおり修正されたことを確認した。

- 協議開始当初に計上していた減価償却費は、過去に電力事業会社を株式取得によって子会社化した際の（支配獲得時の）連結上の時価評価額を基に算定されていた。しかし、子会社となった電力事業会社は、組織再編前後において追加の設備投資等はなく、電力を供出するための実態に変化がないことから、個社である電力事業会社の取得価額に基づく減価償却費に修正された。

D社：固定費の内訳は、主に**人件費、修繕費等**である。

なお、固定費の計上方法について、協議の過程において、以下のとおり修正されたことを確認した。

- 当該電源は自家発であり、実際に発電した電力の大半を自家消費しているが、協議開始当初、自家消費にかかる費用も含めて固定費として計上していたことから、需給調整市場への応札のために要する固定費のみに修正された。

B種電源協議の確認結果について

一定額の算定諸元の確認について ②他市場収益

- B種電源4社13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、一定額の算定諸元（固定費、他市場収益、 Δ kW想定約定量、所有する他電源等）について確認を行った。

他市場収益

A社：他市場収益の内訳は、**容量市場収入、相対卸収益、卸電力市場収益、調整力kWh収益等**であり、それぞれ以下のような考え方で算定されていることを確認した。

- 相対卸収益の従量料金分は、【契約単価】×【契約電力量】で算定し、基本契約がある場合は、基本料金収入として計上。
- 卸電力市場収益は、【想定市場価格】×【想定売電量（想定市場価格と限界費用から想定）】で算定。
- 調整力kWh収益は、EPRXが公表している調整力の使用率（実績）から調整電力量を想定したうえで、マージン10%相当分を算定。
- その他、FIT・FIP・非化石価値等の想定収入を計上。

B社：他市場収益の内訳は、**容量市場収入、卸電力市場収益、調整力kWh収益**であり、卸電力市場収益及び調整力kWh収益は、過去の実績等を基に算定されていることを確認した。

C社：他市場収益の内訳は、**容量市場収入、卸電力市場収益、調整力kWh収益**であり、卸電力市場収益及び調整力kWh収益は、想定市場価格や過去の実績等を基に算定されていることを確認した。
ただし、一部の協議電源については、設備の老朽化により容量市場のリクワイアメントに年間を通じて応えられる蓋然性が低いため、容量市場はメインオークション、追加オークションともに応札していない。

D社：他市場収益の内訳は、**容量市場収入のみ**である。
ただし、一部の協議電源については、容量市場メインオークション、追加オークションいずれの実施時点においても、将来の計画自体が見通せなかったため、容量市場への応札を見送っており、容量市場収入はない。また、想定市場価格よりも限界費用が高く、卸電力市場での採算性が低いため、限られた発電余力を、より収益性の高い需給調整市場に優先して応札する方針であることから、他市場収益は想定していない。

B 種電源協議の確認結果について

一定額の算定諸元の確認について ③想定約定量

- B 種電源 4 社13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、一定額の算定諸元（固定費、他市場収益、 Δ kW想定約定量、所有する他電源等）について確認を行った。

Δ kW想定約定量

A社：「**エリア募集量 × 過去の実績を基に想定した約定率**」により**想定約定量を算定**。なお、相対契約及び他市場での販売計画を基に、余力を最大限、需給調整市場に応札することを前提としている。

B社：「**供出可能量（想定入札量） × 過去の実績を基に想定した約定率**」により**想定約定量を算定**。なお、供出可能量は、2025年度供給計画に基づき、週間商品、前日商品の順に需給調整市場に供出する前提で算定。

C社：「**供出可能量（想定入札量） × 直近の市場価格を基に想定した約定率**」により算定。なお、供出可能量は、2025年度の供出予定ブロック数及び1ブロックあたりの Δ kWを基に算定。

また、想定約定量の算定方法について、協議の過程において、以下のとおり、修正されたことを確認した。

- 前年度において高頻度の電源トラブルが発生したことから、今年度も同水準で電源トラブルが継続的に発生することを前提に想定約定量を算定。しかし、使用状況や管理状況等に依存する電源トラブルについて、前年実績のみを理由とした高頻度の電源トラブルを前提とした考えは合理的ではなく、また、その発生頻度も不確実性が高く、適切に見積もることは困難であることから、故障率を考慮しない想定約定量に修正された。
- 電源トラブルが発生することを前提に、発電機4機中2機は予備電源として位置づけ、2機分の供出可能量を基に想定約定量を算定。一方、固定費には予備電源含めた4機分が計上されていたことから、想定約定量についても4機分を基に修正された。

D社：「**供出可能量（想定入札量） × 直近の市場環境を基に想定した約定率**」により算定。なお、供出可能量は、去年の自家消費実績量を基に、概ね供出可能となる残量について発電設備を特定したうえで算定。

B種電源協議の確認結果について

一定額の算定諸元の確認について ④他電源等

- B種電源4社13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、一定額の算定諸元（固定費、他市場収益、 Δ kW想定約定量、所有する他電源等）について確認を行った。

所有する他電源等 に関する確認

- A社** : 所有電源すべての固定費・他市場収益見込みについて提出を求め、他電源等で回収すべき費用が協議対象電源の固定費に算入されていないこと、また、協議電源の収益が他電源に算入されていないことを確認した。
- B社** : 他社電源のみを固定費計上しているため、その他電源と按分が必要な固定費は存在しないことを確認した。
- C社・D社** : 需給調整市場に応札するためのシステム関連費用等について、対象電源とその他電源で適切に按分されていることを確認した。また、電源にかかる費用については、その他電源と別管理されており、按分する固定費はないことを確認した。

B 種電源協議の確認結果について

協議事項等について

- 一定額が $1.64\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}$ ※を超えるものについては、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実施。そのうえで、24～26頁に記載したような合理的な説明ができない固定費や想定約定量等の算定方法については、確認の過程において修正されたことを確認した。
 - 提出された固定費の総額に問題となる点がないこと
 - 2024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 $1.64\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}$ 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 $0.33\text{円}/\Delta\text{kW} \cdot 30\text{分}$ 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）

● 「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）

B種電源協議について

まとめ

- B種電源 4 社13件について、 Δ kWの一定額の算定諸元や考え方について確認を行った。
- 確認の過程において、合理的な説明ができない固定費や想定約定量等については修正されたことを確認し、それ以外も含めて制度設計の趣旨に反する事実は見受けられなかったことから、今回協議があった事業者からのB種電源 4 社13件について、監視等委員会事務局で確認した値を一定額とした。
- 他方、24～26頁に記載したとおり、協議開始時点では、合理的な説明ができない固定費の計上や想定約定量の算定が散見され、より厳正な個別精査を要する一定額の水準（1.64円/ Δ kW・30分）と比較して、高単価となっている案件が複数あった。また、発電設備の老朽化により容量市場のリクワイアメントへの対応に懸念があること等を理由に容量市場への応札がないことが一定額の上昇に繋がっている案件も見受けられた。
- こうした状況も踏まえ、次回以降、来年度に向けたB種電源協議のあり方等について検討することとしたい。

- 
1. 9月中旬までの需給調整市場の動き
 2. B種電源協議について
 - 3. B種電源の固定費回収状況（4～6月）について**

B種電源の固定費回収状況の報告（2025年4～6月）

- B種電源は、固定費の回収状況を3ヶ月に1回、監視等委員会事務局に報告することとされている。
- 6月までに協議が整ったB種電源18件について、2025年4～6月までの固定費回収状況を確認したところ、約定実績に基づき適切に回収額が管理されていることを確認した。
- また、回収率は、リソースごとにばらつきがあるが、0～22%程度であった※1。
- 引き続き、7月以降の回収状況についても確認を行っていく。

（※1）B種電源の一定額の諸元となる固定費回収の上限額（＝当年度分の減価償却費等を含む固定費から他市場収益で得られる収益）に対する回収率。
電源にかかる当年度分の固定費全体に対する回収率ではない点に注意。