

需給調整市場の運用等について

第15回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年11月21日（金）



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

1. 11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

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～11月10日）

前日取引の概況（4～9月は確報値、10～11月は速報値）

- 10月の平均約定単価は、関西及び中国を除いたエリアで、前月比で低下した。
- 10月の最高約定単価は、東北エリアでは195円、関西及び九州エリアでは197円となっていた。北海道、中部及び中国エリアは、前月と比較して低下した。

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	2.91	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	1.39	0.66	0.55	0.55	0.37	1.24
	9月	1.17	0.63	1.59	0.80	0.58	0.59	0.52	0.37	1.74
	10月	0.41	0.58	0.91	0.71	0.55	1.19	0.60	0.35	1.27
	11月※2	1.68	0.38	0.35	1.98	0.91	2.55	0.37	0.33	0.79

EPRXデータより事務局にて作成。

(※1) 平均約定単価は、「想定費用/約定量合計」で算出。

(※2) 11月は11月1日～10日までのデータを使用。

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～11月10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	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	65.75	195.00	121.85	200.00	6.47	92.99	92.99	92.99	197.00
	10月	16.32	195.00	163.24	6.78	12.29	197.00	25.89	149.94	197.00
	11月※2	15.01	195.00	2.73	200.00	200.00	200.00	4.31	0.35	30.73

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	0.33	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	0.10	0.34	0.34	0.33	0.34	0.34	0.34	0.32	0.34
	10月	0.32	0.32	0.30	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33
	11月※2	0.33	0.33	0.34	0.32	0.32	0.33	0.32	0.32	0.32

(※2) 11月は11月1日～10日までのデータを使用。

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～11月10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	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	1.38	1.46	4.17	1.06	0.05	0.73	0.14	0.27	1.78
	9月	0.23	0.68	2.93	0.61	0.03	0.90	0.39	0.33	5.58
	10月	0.18	0.65	1.47	0.15	0.02	1.53	0.20	0.23	0.98
	11月※2	0.45	0.15	0.14	0.34	0.01	0.59	0.02	0.07	0.31

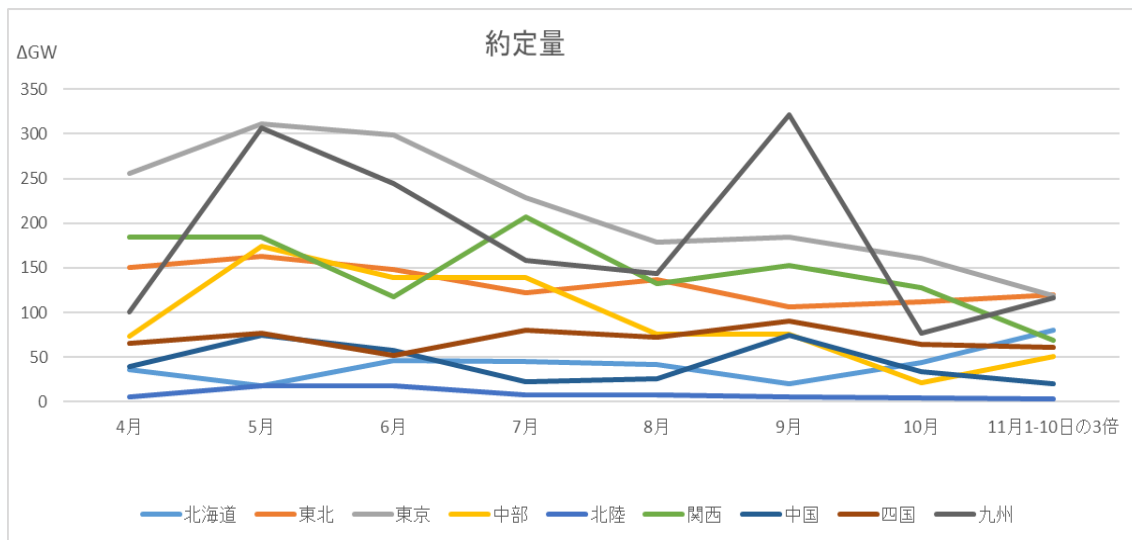
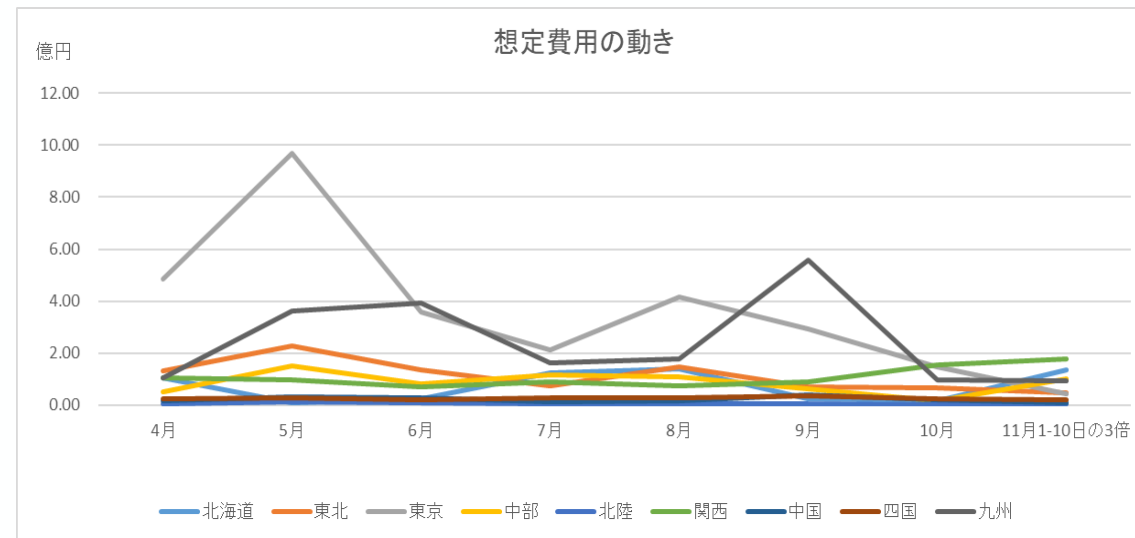
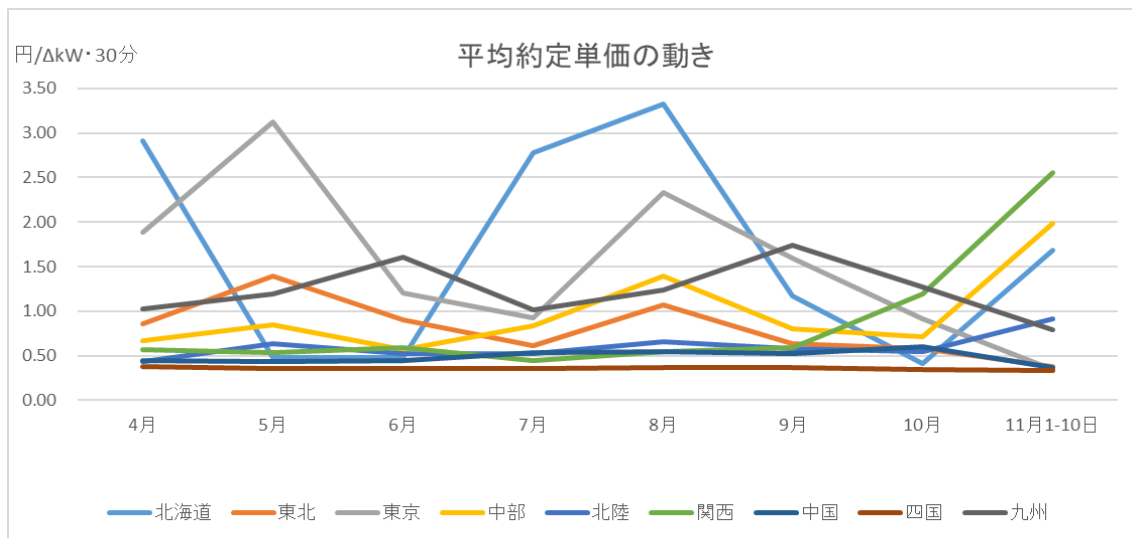
約定量 (Δ MW)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	36,311	150,814	256,045	72,906	6,056	184,701	39,807	65,276	100,619
	5月	18,254	162,719	310,985	173,915	18,283	184,224	74,192	76,443	306,377
	6月	46,533	148,466	298,270	139,357	18,085	117,857	57,585	51,694	244,117
	7月	45,036	122,158	228,692	139,066	8,279	207,277	22,113	80,075	158,428
	8月	41,669	136,822	179,280	76,165	7,806	132,140	26,143	72,655	143,186
	9月	19,926	106,746	184,164	76,180	5,955	152,804	74,587	90,955	321,401
	10月	43,472	112,468	161,046	21,799	3,915	128,168	33,290	64,281	77,285
	11月※2	26,675	39,818	39,398	17,075	1,132	23,045	6,674	20,299	38,883

(※2) 11月は11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。

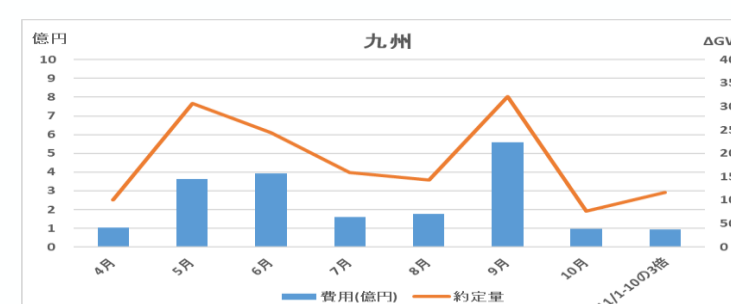
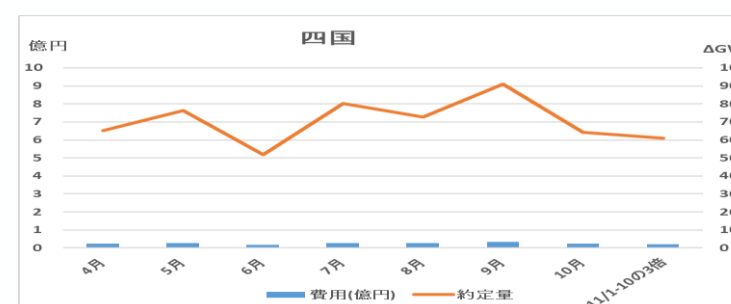
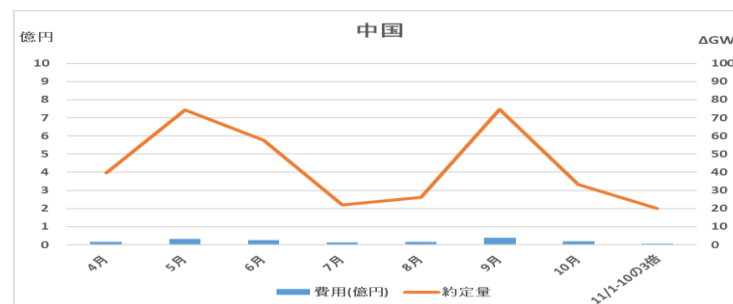
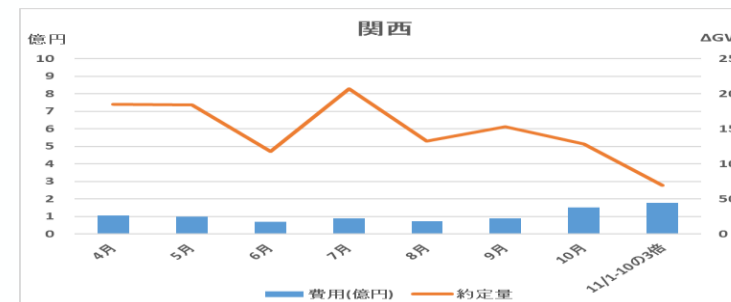
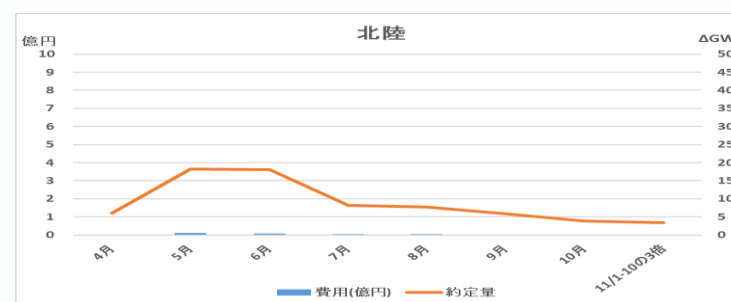
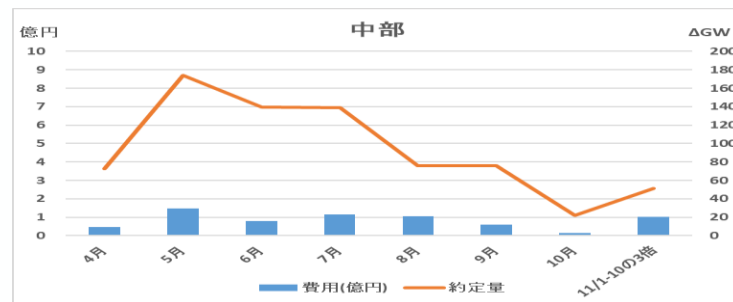
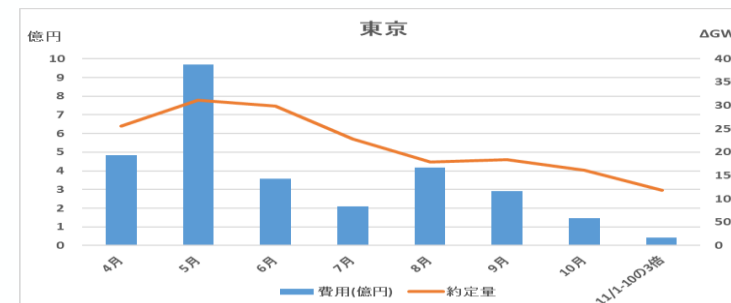
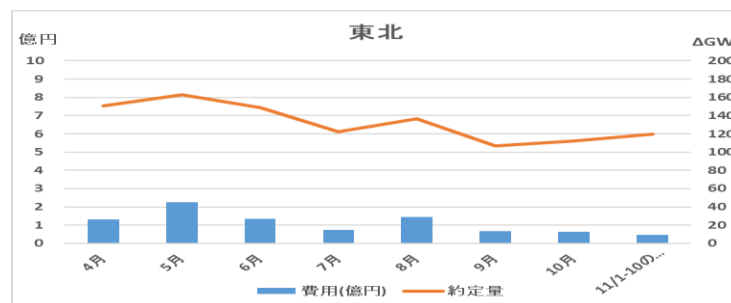
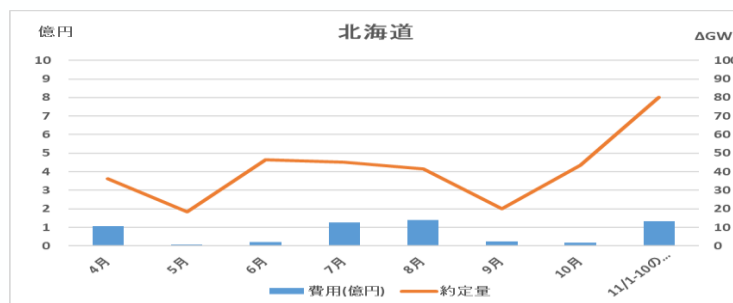
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 三次②の平均約定単価、想定費用、約定量の動向



(※) 想定費用・約定量：11月は11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



(※) 11月は11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～11月10日）

週間取引の概況（4～9月は確報値、10～11月は速報値）

- 10月の平均約定単価は、北海道、東京、中部、関西及び九州エリアにおいて、前月比で上昇した。
- 10月の最高約定単価は、全てのエリアで上限価格となっていた。
- 10月の想定費用は、東北、中部及び北陸を除いたエリアで、前月比で減少した。東京エリアでは、10月11日実需給分から揚水発電の随意契約の締結に伴う募集量の見直しが行われたこともあり、**想定費用、約定量ともに減少**に転じた。また、**東北エリア**では、随意契約を結んでいる揚水発電機が9月から10月下旬まで計画停止していたことや、市場外調整力（自然体余力）の控除量が低下したこともあり、**募集量が増加**した。その結果、**想定費用、約定量ともに増加**している。

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	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	5.52	3.46	2.88	2.76	2.60	3.52	3.07	1.91	3.12
	9月	5.16	3.45	2.44	1.63	2.60	3.59	2.67	2.36	2.73
	10月	5.79	2.84	2.74	3.49	2.39	3.99	2.24	1.61	3.01
	11月※2	11.06	3.21	3.10	2.90	1.41	2.91	1.50	1.72	2.74

(※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) 11月は11月1日～10日までのデータを使用。

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～11月10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	7.93	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	19.51	16.47	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	17.78	19.51
	10月	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51
	11月※2	19.35	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	19.51	8.87	19.51

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	0.35	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	0.36	0.36	0.35	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	10月	0.20	0.36	0.33	0.36	0.35	0.33	0.35	0.36	0.33
	11月※2	0.36	0.37	0.36	0.34	0.35	0.35	0.35	0.36	0.36

（※2）11月は11月1日～10日までのデータを使用。

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～11月10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	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	6.82	12.02	33.96	3.23	5.03	15.61	10.94	5.33	16.12
	9月	7.06	14.60	31.44	3.22	3.81	17.04	9.73	5.72	15.99
	10月	6.23	21.97	25.14	7.59	4.35	15.46	8.24	3.48	13.58
	11月※2	3.17	6.66	6.89	2.94	0.84	7.48	1.64	0.96	4.29

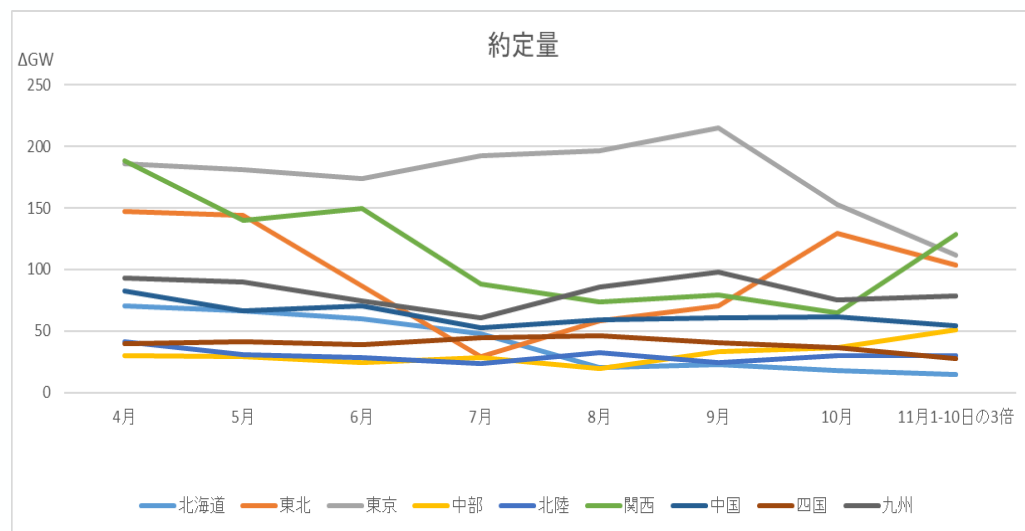
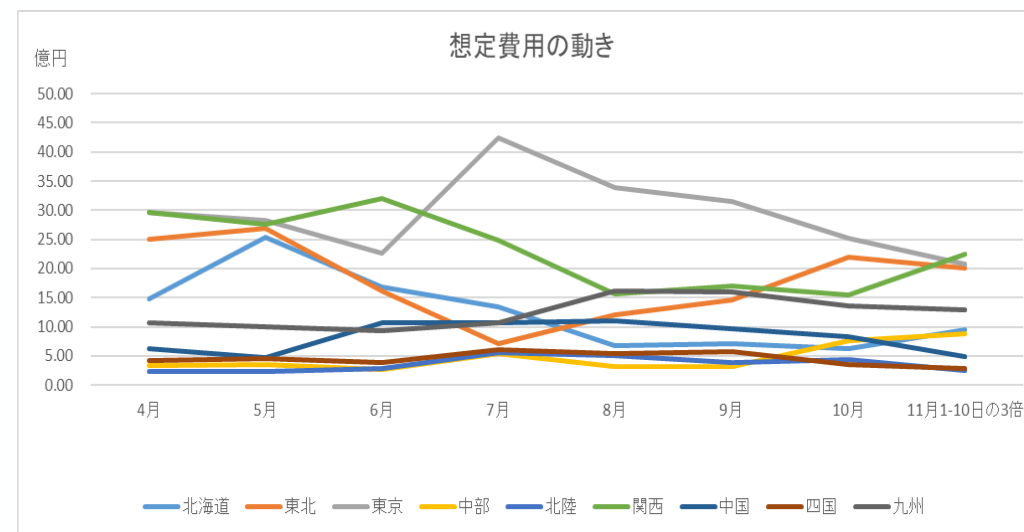
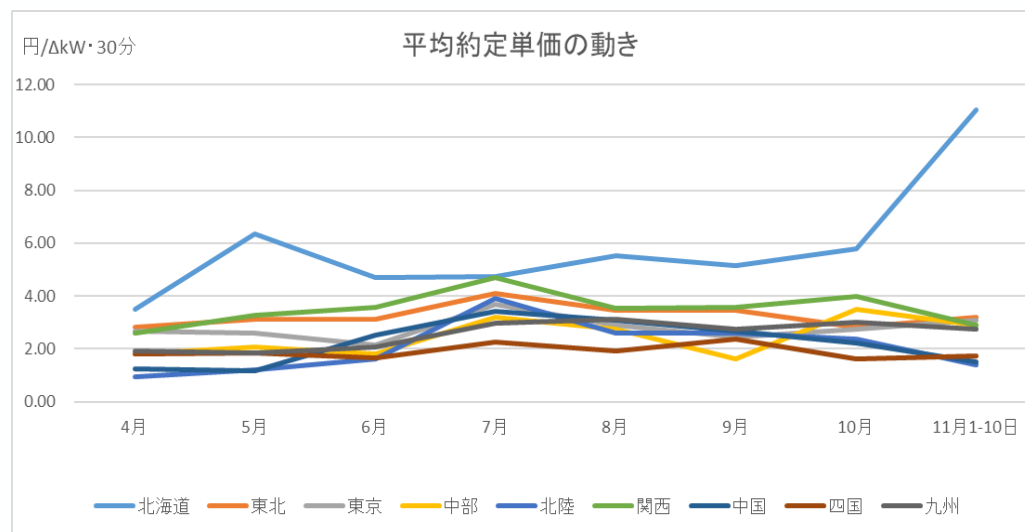
約定量 (ΔMW)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月	70,523	147,324	185,628	29,814	41,118	188,560	82,591	39,666	93,212
	5月	66,510	143,681	180,720	28,886	30,527	139,615	66,588	41,450	90,092
	6月	59,516	86,736	174,184	24,269	28,232	149,309	70,201	38,962	74,435
	7月	47,366	29,134	192,293	28,389	23,521	88,119	52,359	44,899	60,417
	8月	20,612	57,900	196,414	19,495	32,282	73,954	59,400	46,405	85,964
	9月	22,780	70,638	214,708	32,821	24,390	79,151	60,702	40,316	97,763
	10月	17,925	129,050	153,023	36,180	30,283	64,585	61,383	36,040	75,297
	11月※2	4,770	34,584	37,100	16,901	9,973	42,837	18,195	9,259	26,134

(※2) 11月は11月1日～10日までのデータを使用。

EPRXデータより事務局にて作成。

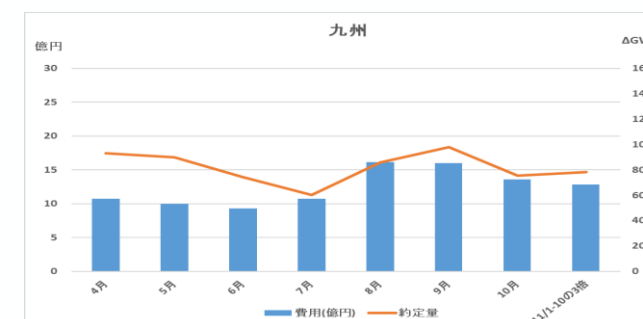
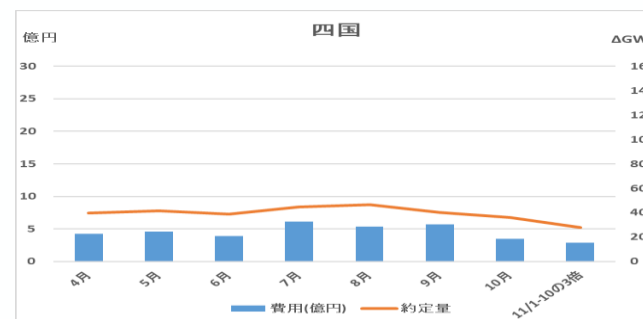
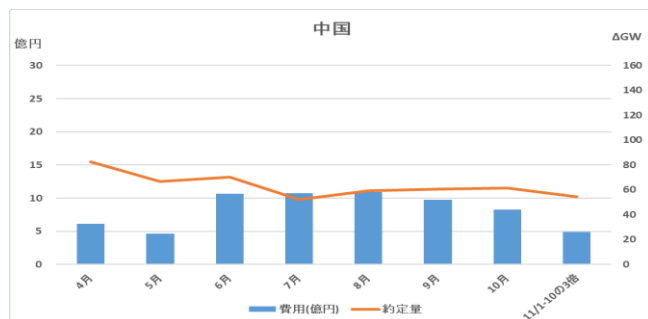
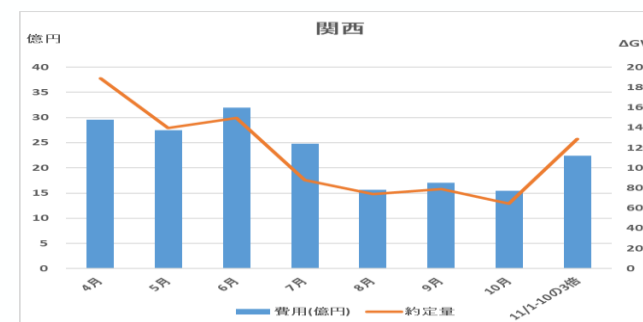
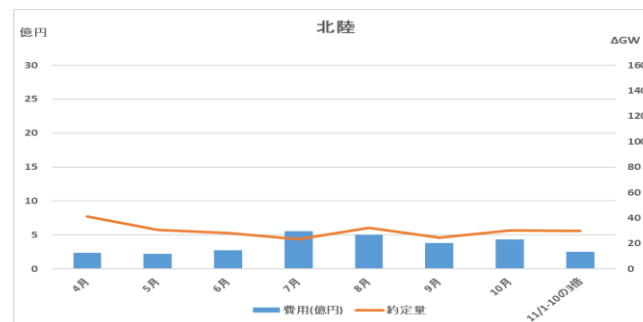
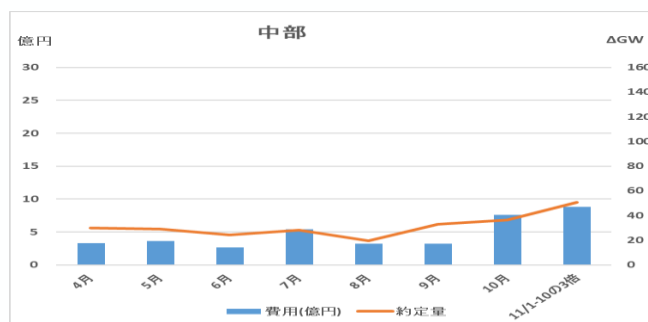
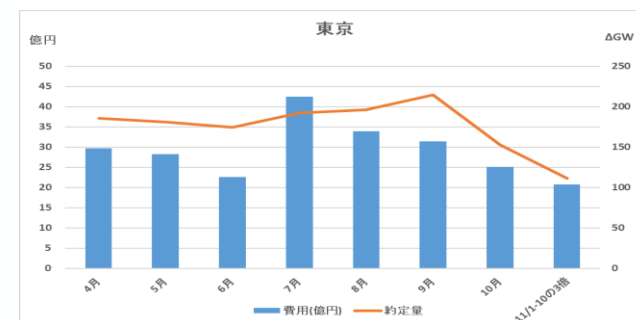
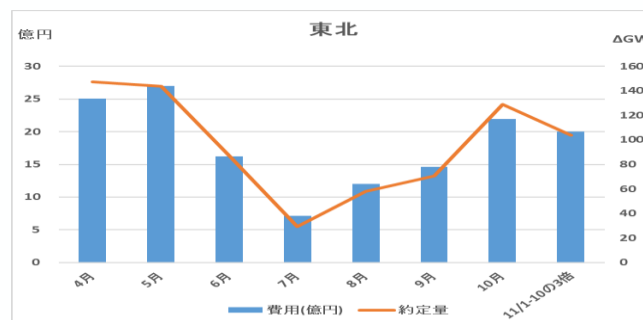
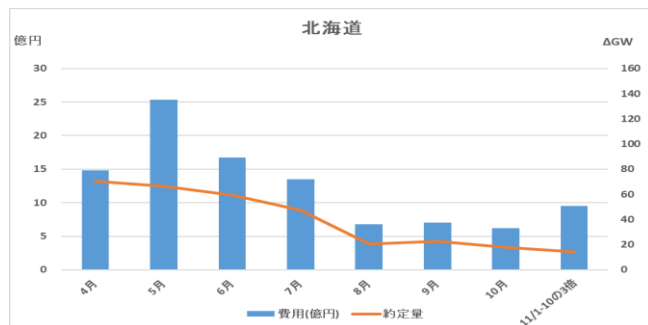
(※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

(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、11月は11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



(※) 11月は11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～11月10日）

- 2025年4月1日～11月10日の募集量、応札量及び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**の動向はエリアによって様々であるが、直近、**多くのエリアで応札量が募集量を超過している状況**。
なお、**東京エリア**では、10月11日実需給分から揚水発電の随意契約の締結に伴う募集量の見直しが行われていることから、**募集量が減少**している一方、**応札量の減少は見られなかった**。
また、**東北エリア**では、随意契約を結んでいる揚水発電機が9月から10月下旬まで計画停止していたことや、市場外調整力（自然体余力）の控除量が低下したこともあり、**募集量が増加**している。
- また、調達率の動向を注視していく中で、応札事業者が応札時に設定する最小約定希望量（約定可能な最低 Δ kW）を起因とした過調達が発生していることがわかった。現在、最小約定希望量の設定の考え方については明示的に整理されていないため、応札事業者に最小約定希望量の考え方についてヒアリングを実施したうえで、必要に応じて本会合において御議論いただくこととする。

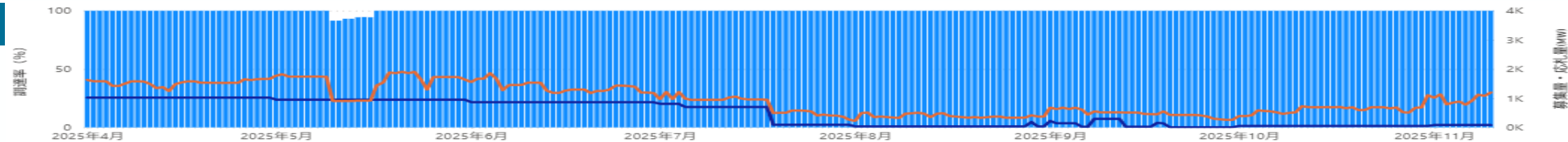
<参考>

- 2025年4月 中部及び東北エリア 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 北海道及び関西エリア 揚水随契開始
- 2025年10月11日 東京エリア 揚水随契開始

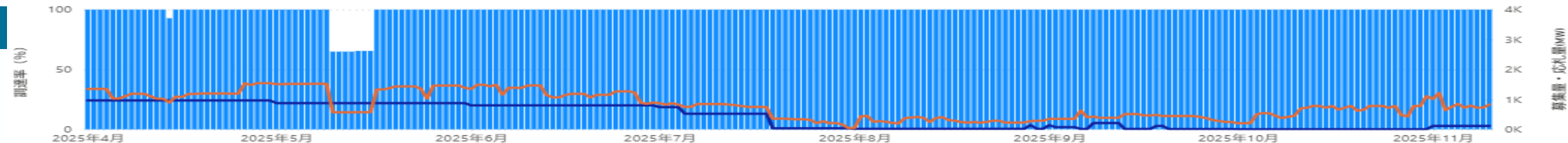
北海道エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年11月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

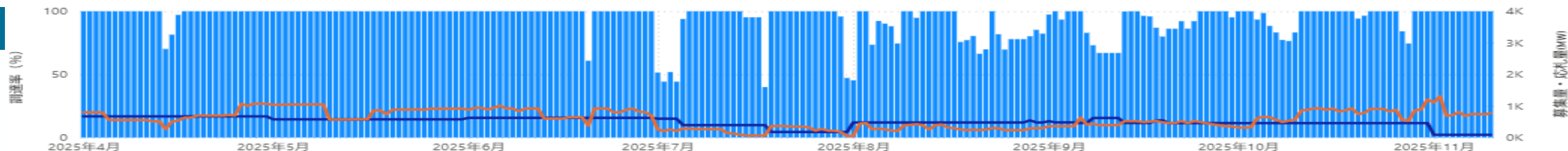
一次調整力



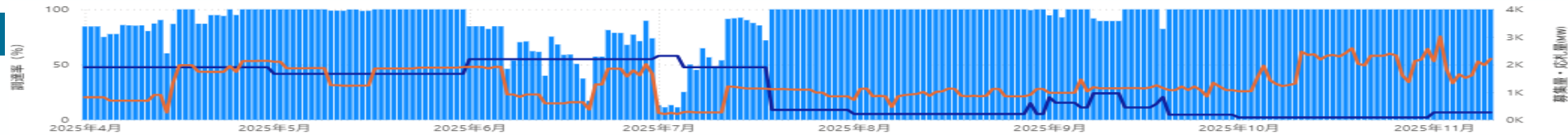
二次調整力①



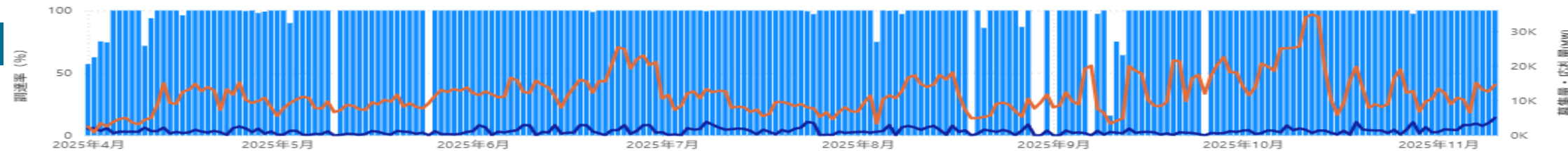
二次調整力②



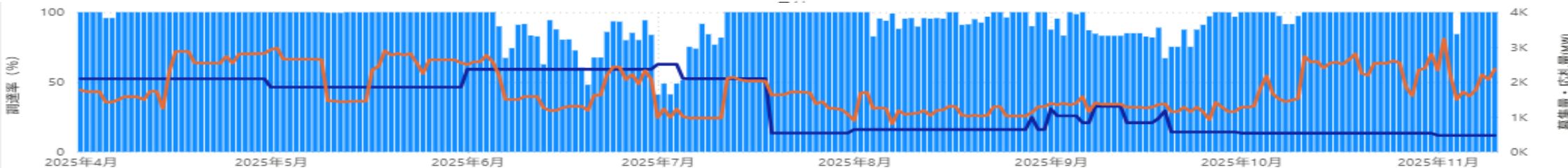
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

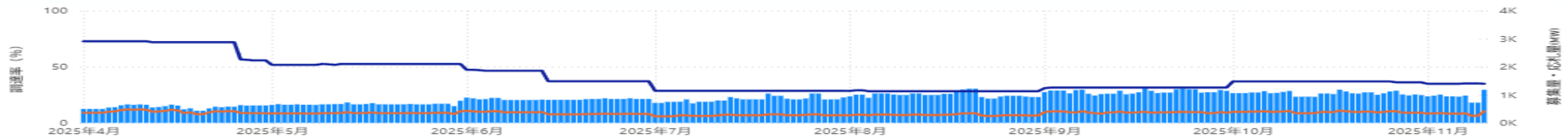


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

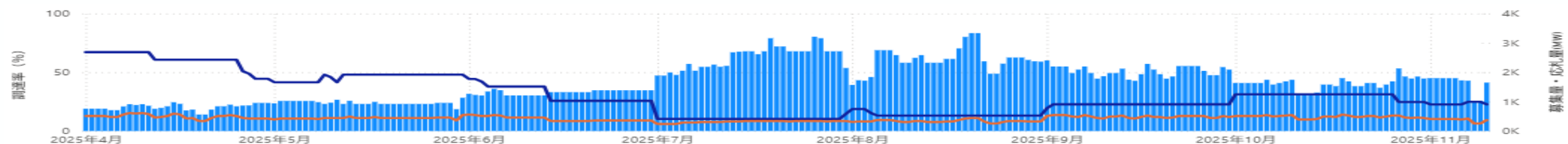
東北エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年11月10日)

●調達率 ●MW募集量 ●MW応札量

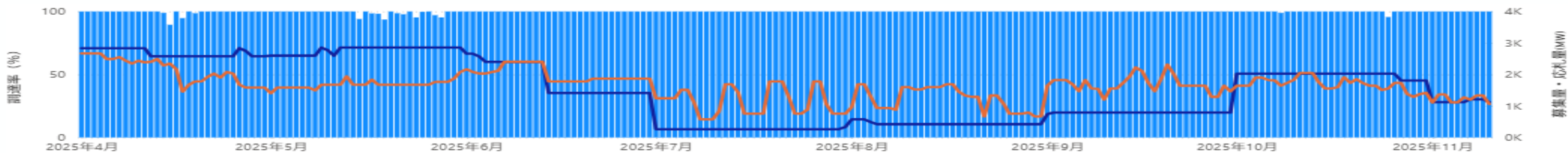
一次調整力



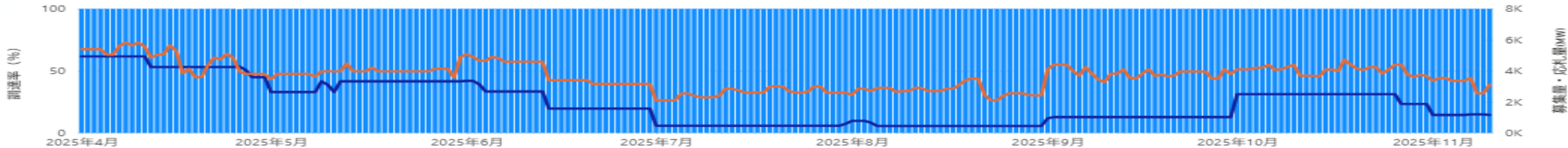
二次調整力①



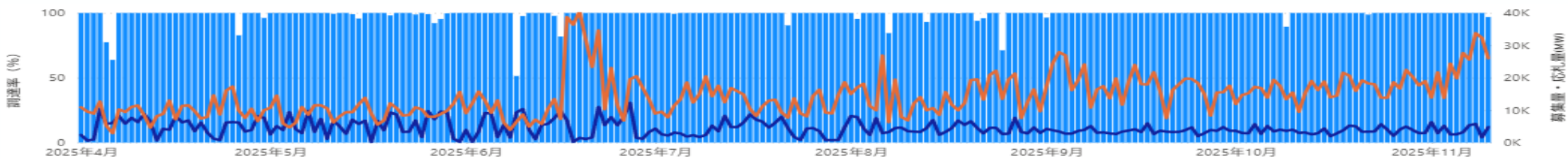
二次調整力②



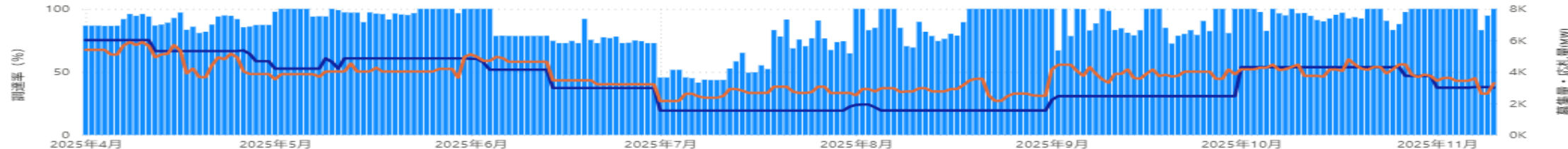
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

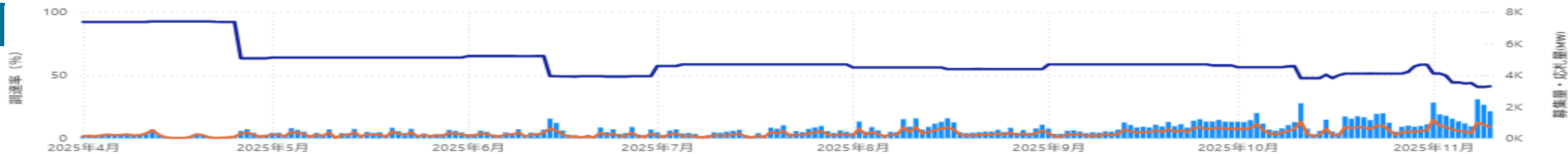


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

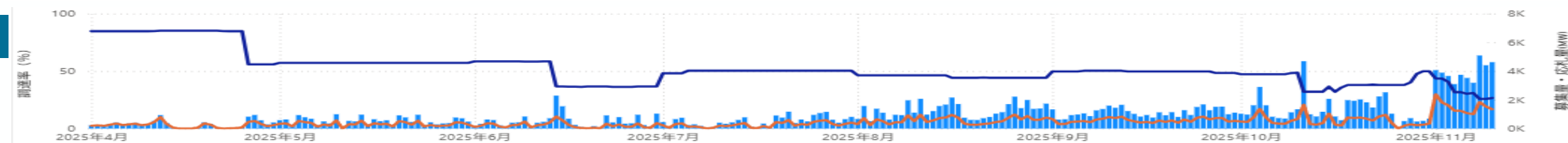
東京エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年11月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

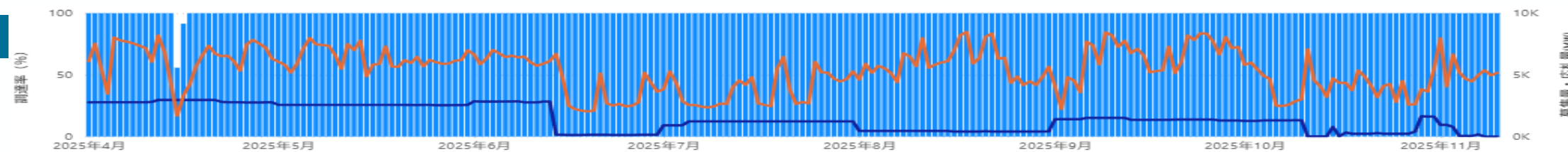
一次調整力



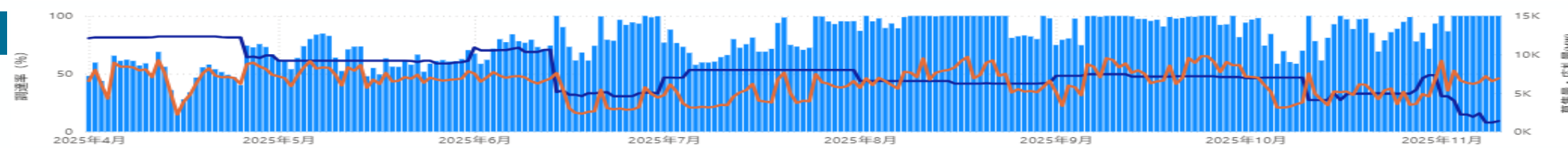
二次調整力①



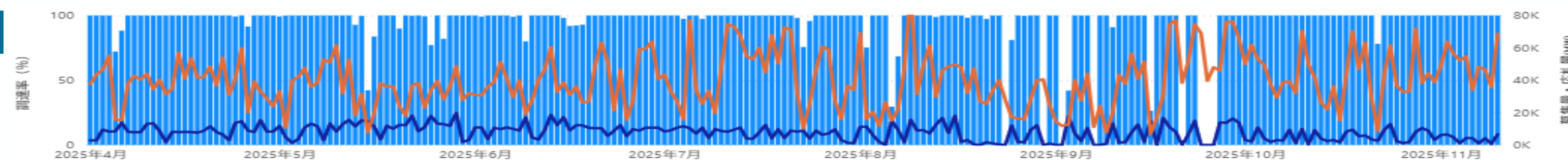
二次調整力②



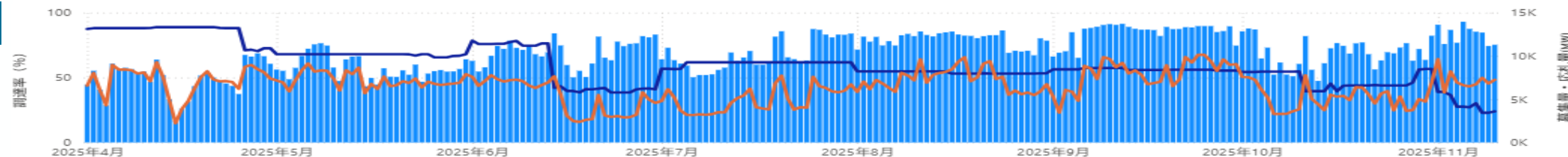
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

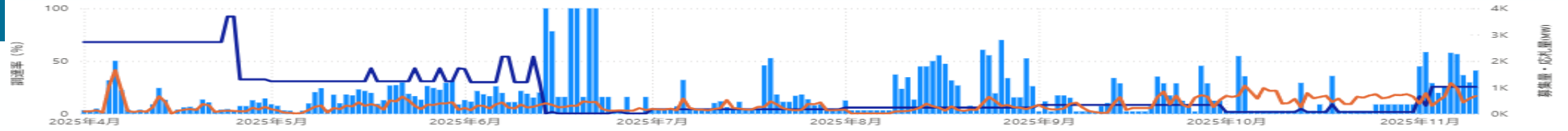


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

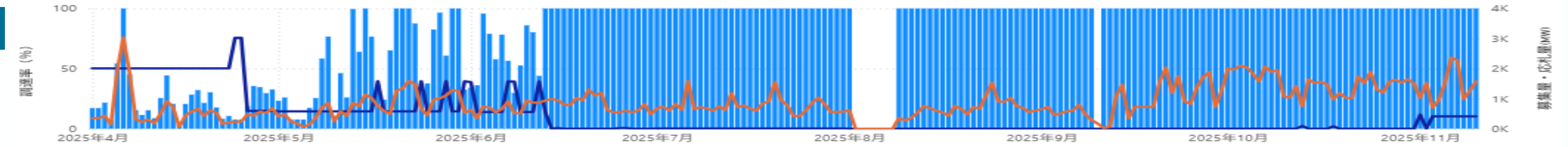
中部エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年11月10日)

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

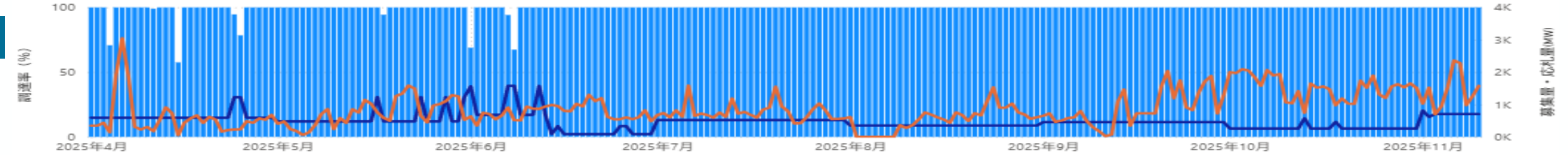
一次調整力



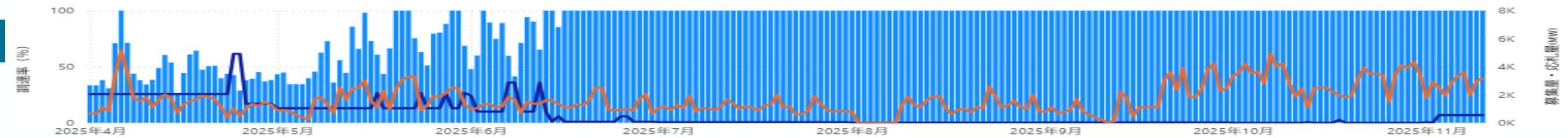
二次調整力①



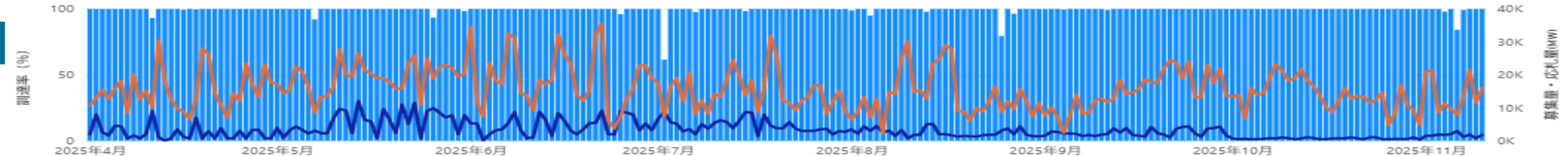
二次調整力②



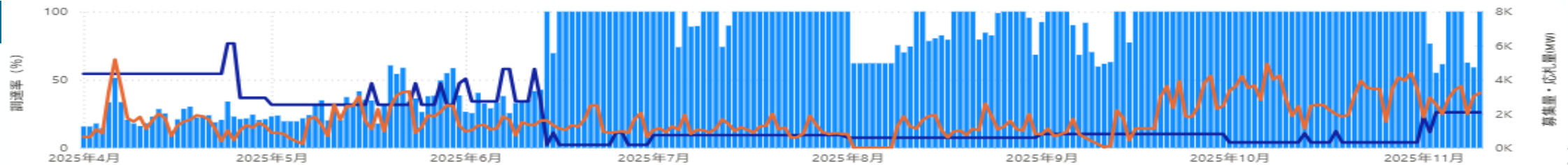
三次調整力①



三次調整力②



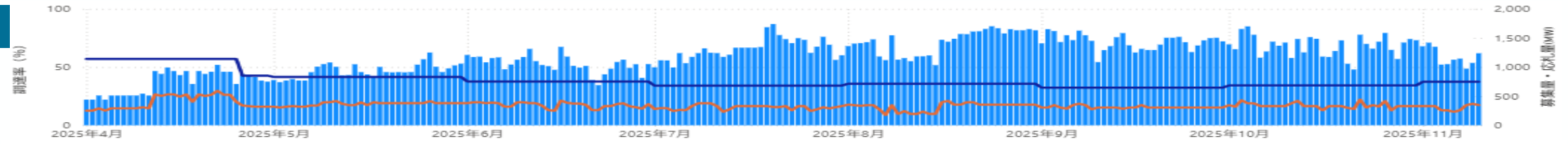
複合商品



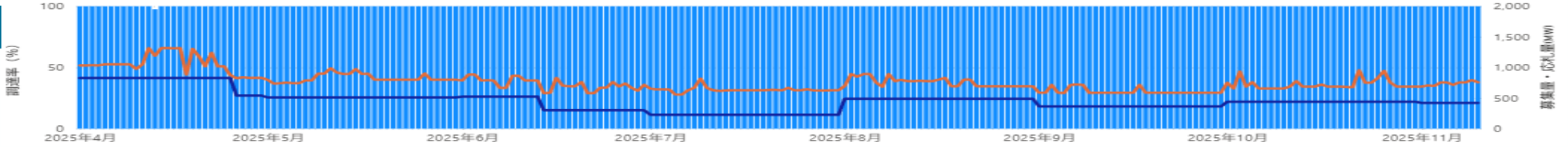
(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

北陸エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年11月10日) ●調達率 ●MW募集量 ●MW応札量

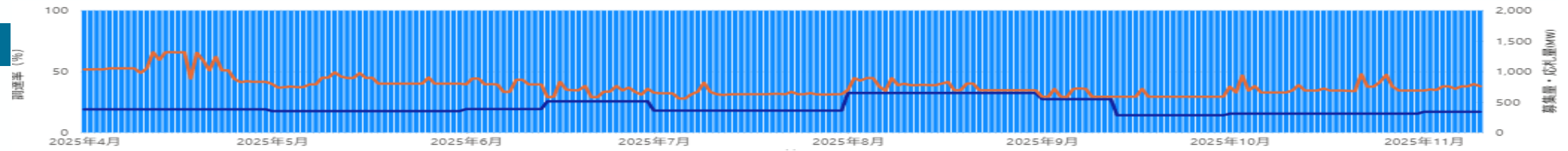
一次調整力



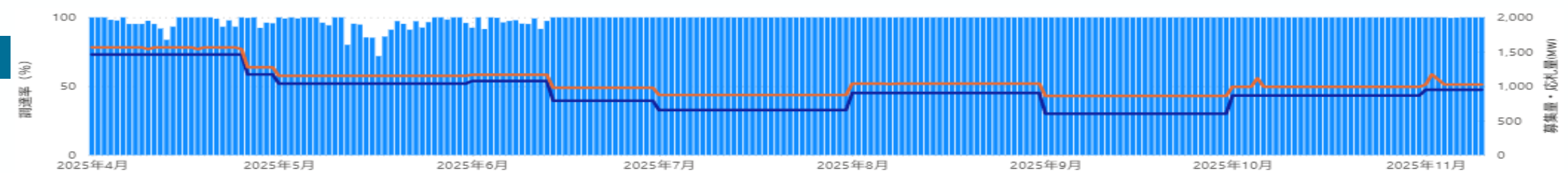
二次調整力①



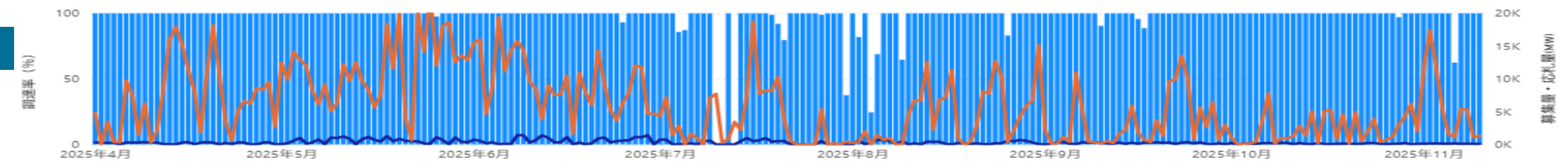
二次調整力②



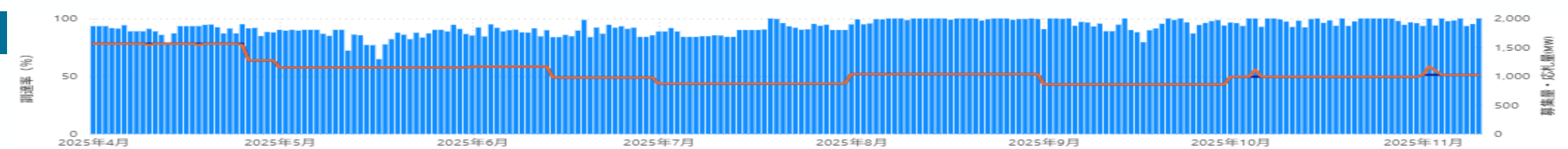
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

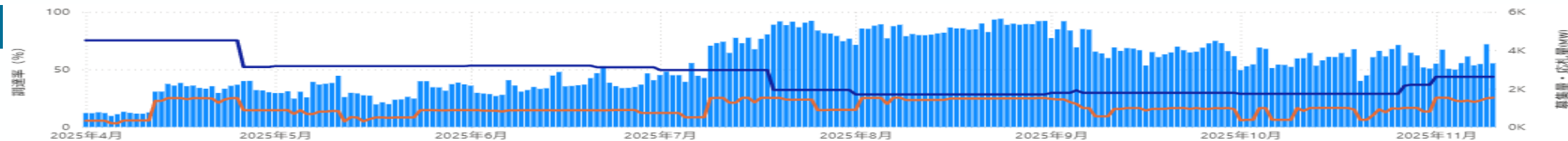


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

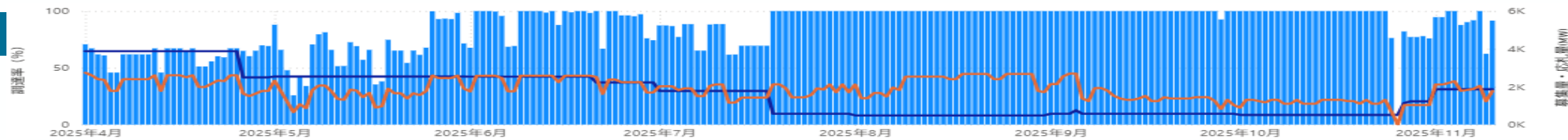
関西エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年11月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

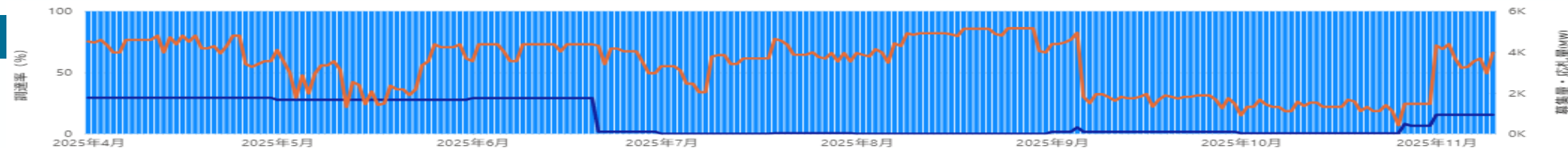
一次調整力



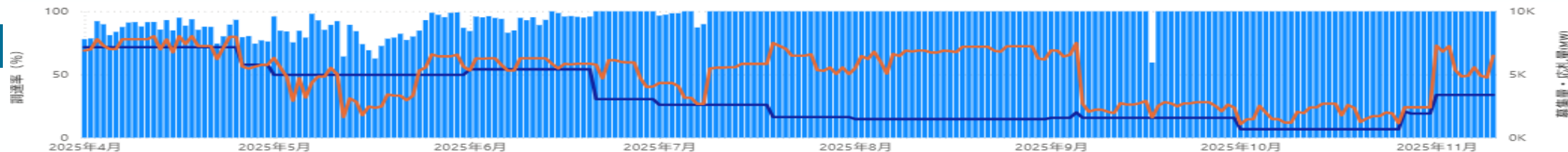
二次調整力①



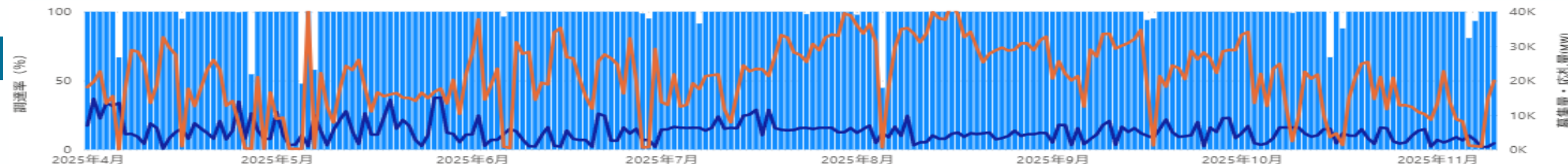
二次調整力②



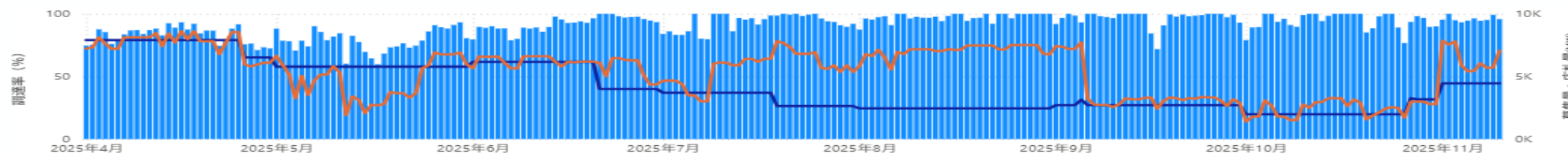
三次調整力①



三次調整力②



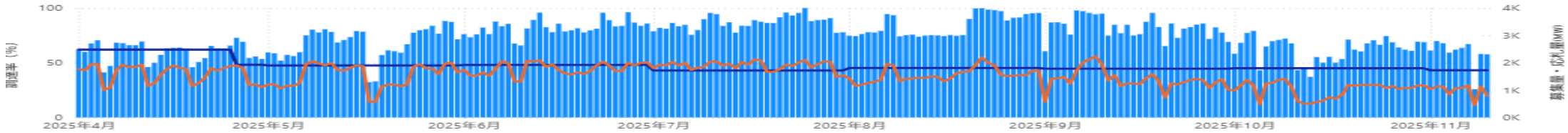
複合商品



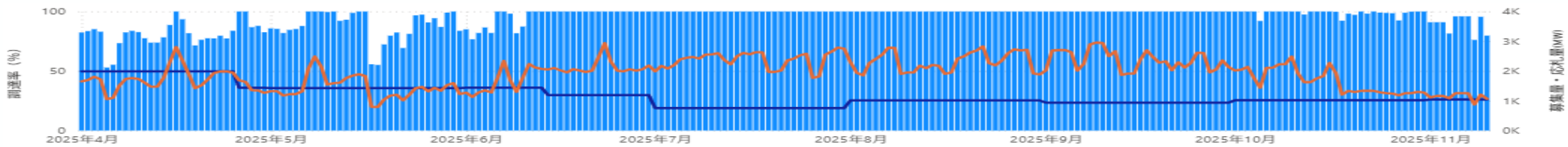
(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

中国エリアの募集量・応札量・調達率 (2025年4月1日~2025年11月10日)

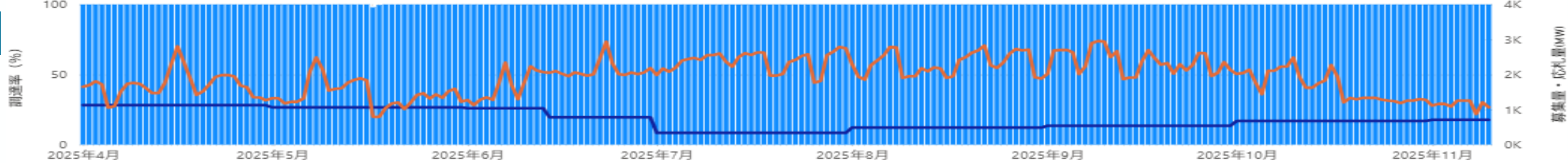
一次調整力



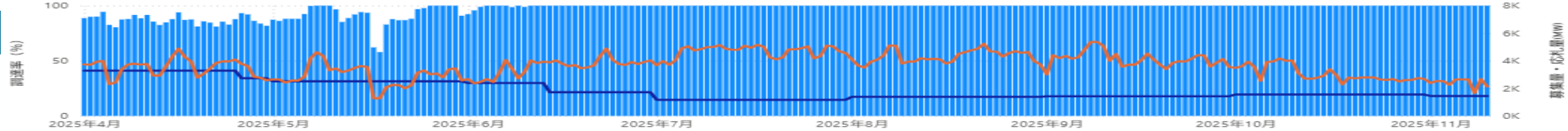
二次調整力①



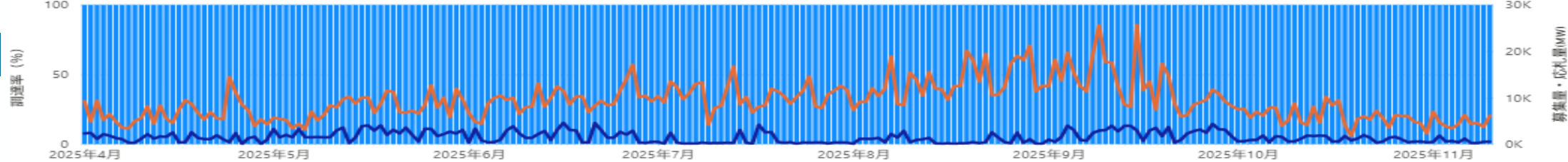
二次調整力②



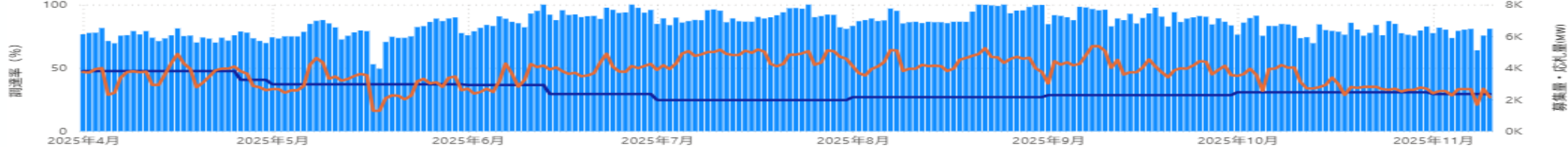
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

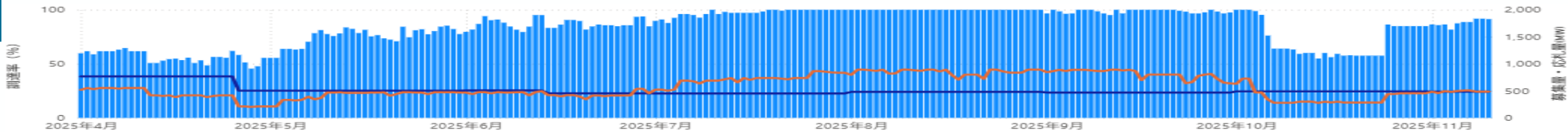


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

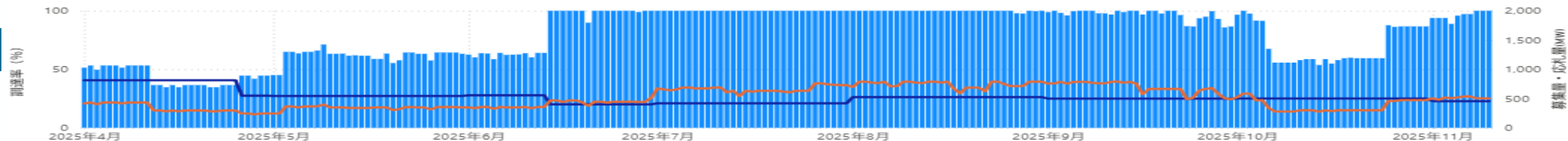
四国エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年11月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

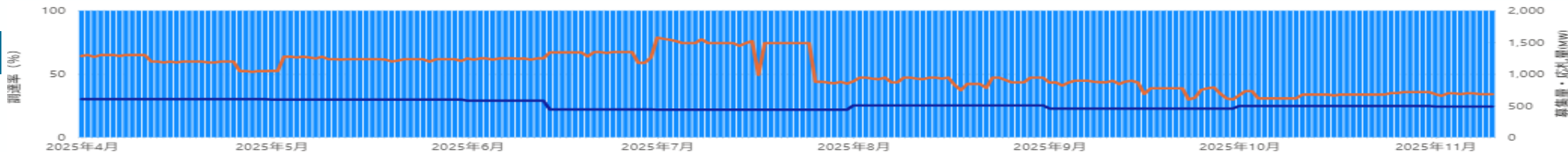
一次調整力



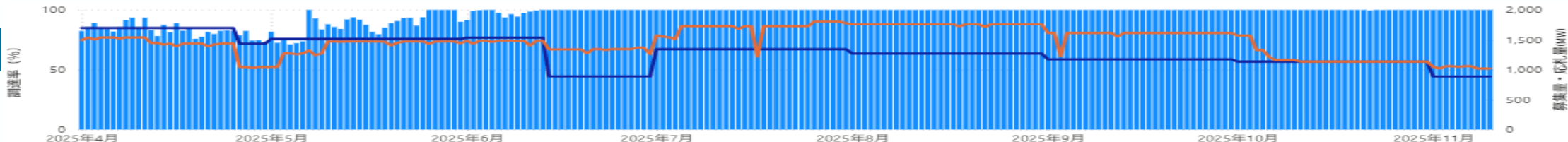
二次調整力①



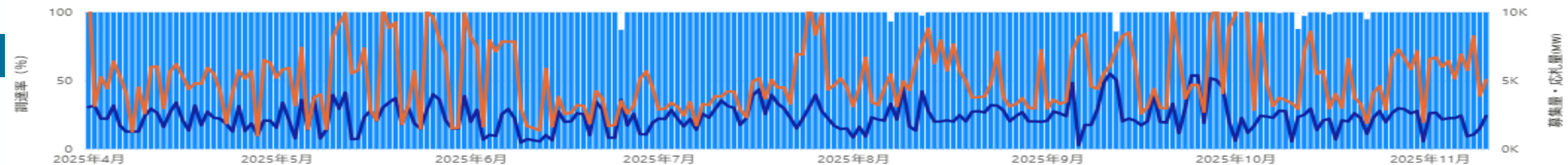
二次調整力②



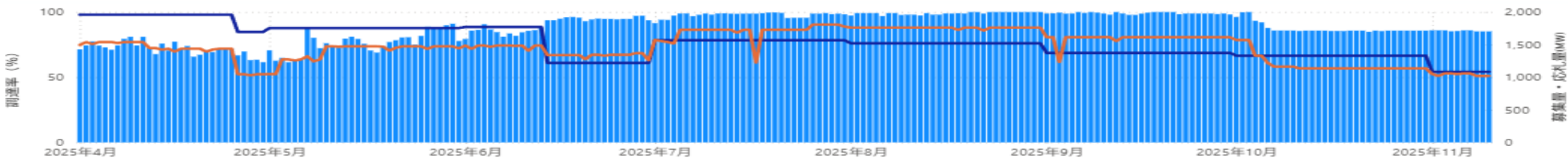
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

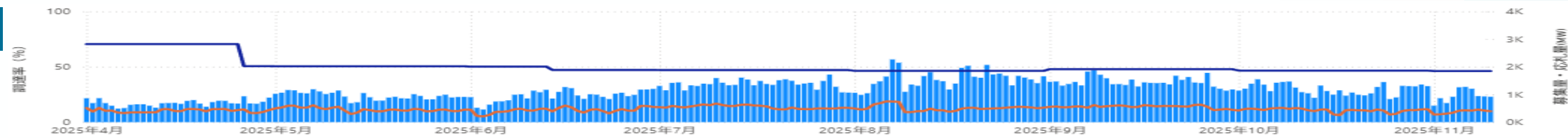


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

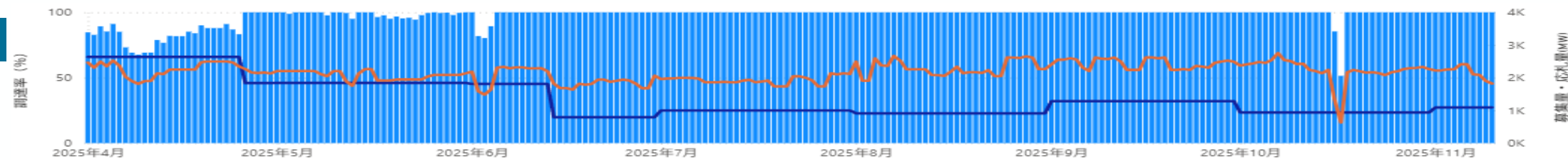
九州エリアの募集量・応札量・調達率（2025年4月1日～2025年11月10日）

● 調達率 ● MW募集量 ● MW応札量

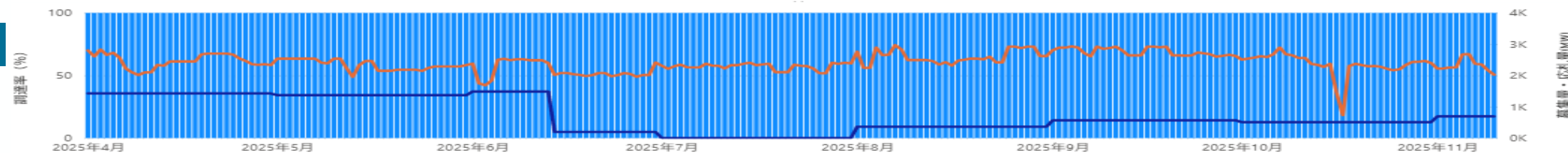
一次調整力



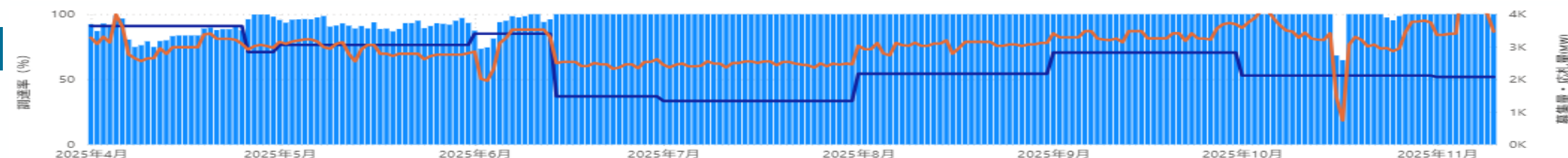
二次調整力①



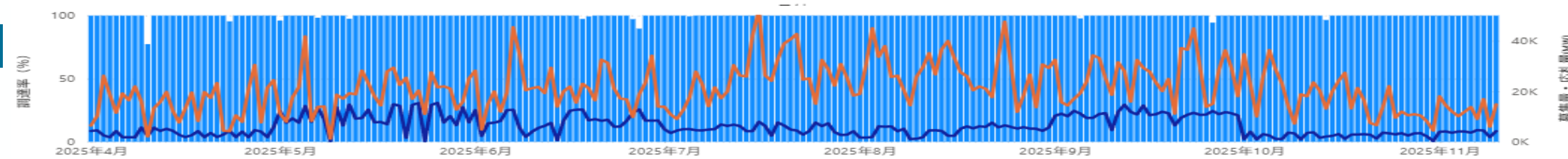
二次調整力②



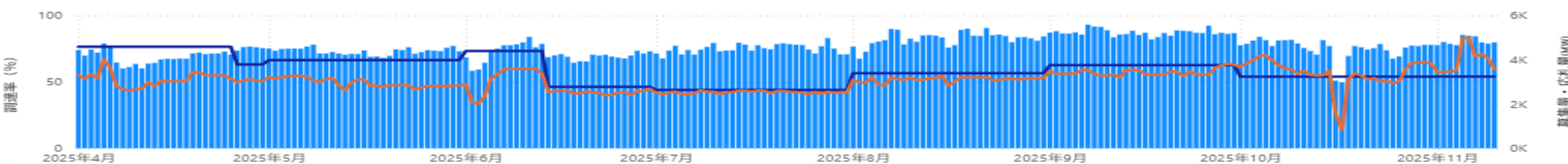
三次調整力①



三次調整力②



複合商品

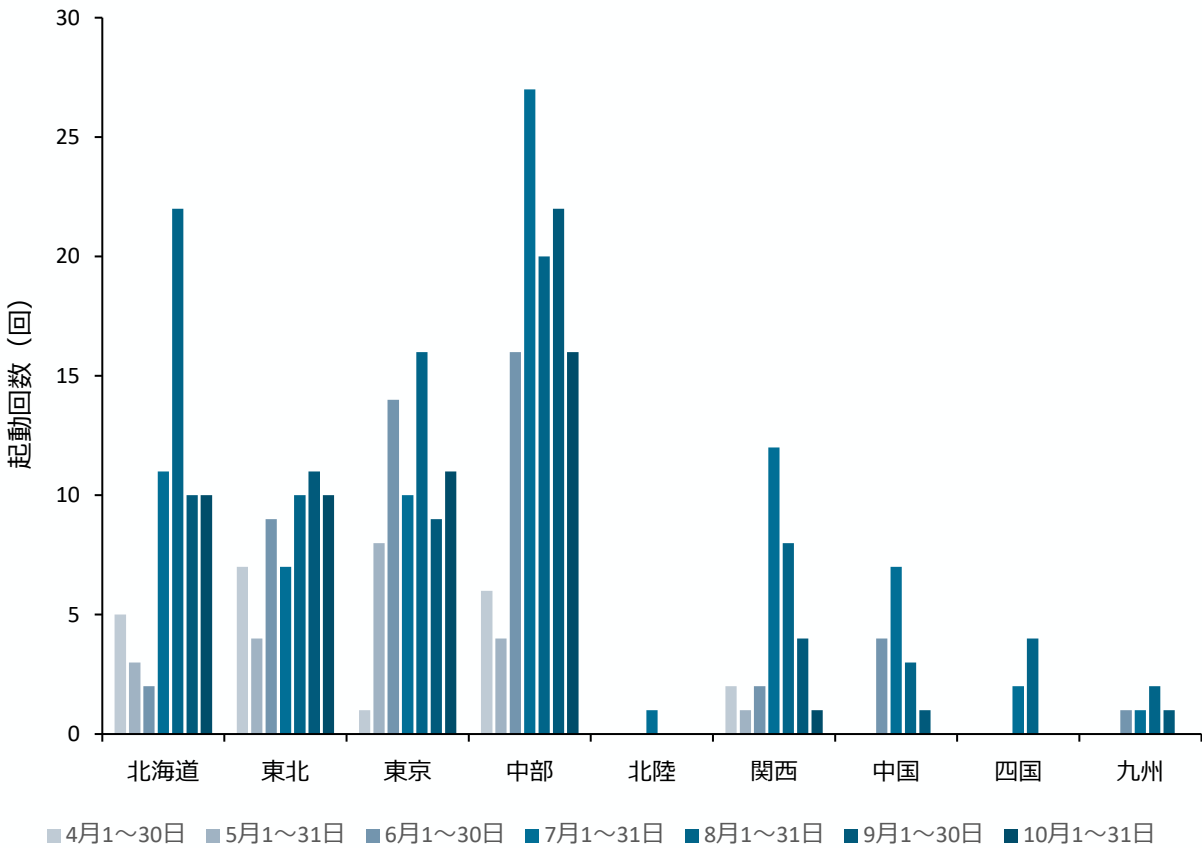


(※) 日単位での集計のため、募集量と応札量の関係と調達率が一致しない場合がある。

(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～10月31日)

- 2025年10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（10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	10.8億円	0.9億円	6.9億円	9.9億円	－
9月	8.0億円	2.8億円	3.9億円	9.5億円	－
10月	6.2億円	4.0億円	8.2億円	0.3億円	－

	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	3.2億円
9月	2.3億円	0.3億円	－	2.0億円
10月	1.2億円	－	－	－

(※) 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。

(※) 10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～9月30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4～9月）は以下のとおり。
- 引き続き動向を注視していく。

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)	－	－	－	－	－
8月	－	－	0.0億円 (18件)	0.9億円 (273件)	－	－	－	－	－
9月	－	－	0.0億円 (17件)	2.9億円 (1223件)	－	－	－	－	－

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	－	－	0.5億円	0.0億円	－	－	0.1億円	－	－
6月	－	－	0.6億円	－	－	－	0.0億円	－	－
7月	0.3億円	－	0.4億円	0.0億円	－	－	0.1億円	－	－
8月	1.9億円	－	0.2億円	0.0億円	－	－	0.0億円	－	－
9月	2.7億円	－	0.3億円	0.1億円	－	－	0.4億円	－	0.0億円

(※) 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. 11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

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、事前措置の対象事業者が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（1社、蓄電池1件）について今回御報告する。

B種電源協議の状況（2025年11月17日時点）※

（※）2025年11月17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：9社

協議が整った累計案件数：35件（電源28件、蓄電池2件、蓄電池VPP5件）

→上記のうち、今回は協議が整った1社・1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、 ΔkW 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 ΔkW 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、 ΔkW 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 ②他市場収益

- B種電源 1社1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。

固定費

- 固定費の内訳は、主に**新規の蓄電池投資額に対する減価償却費**であり、**その他システム費用、人件費等**の費目で構成されている。また、固定費の算定の考え方や諸元等を確認し、**適切に期間按分された固定費が計上**されていることを確認した。

他市場収益

- 以下のとおり、**他市場収益は見込んでいない**。
 - 容量市場収入：今年度から運開した新規リソースであり、メインオークション・追加オークションともに時間的に参入できていない。
 - 卸電力市場収入：卸電力市場では、充電（買電）のみ行う予定であり、放電（売電）は想定していない。
 - 調整力kWh収入：一次調整力での運用を想定しており、応動指令にもとづく調整力kWh収入はない。

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 ④他電源等

- B種電源 1社1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。

ΔkW 想定約定量

- 「**供出可能量（想定入札量） × 想定約定率**」により算定。
 - 供出可能量は、一般的なメンテナンス等の日数を考慮し、安定稼働ができることを想定した量で算定。
 - 想定約定率については、一次調整力を対象としているため、100%の前提で算定。

所有する他電源等

- 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（今後当該システムを利用する予定の電源も含む）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、**その他の電源と別管理**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円/ΔkW・30分※を超えているものについては、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。修正後の協議内容について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
 - 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のマージンは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のマージンも含んで管理）

● 「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

- 今回の協議が整ったB種電源 1 社 1 件について、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等については、適切に修正が行われたことを確認し、算定諸元も含めて制度設計の趣旨に反する事実は見受けられず、今回協議があった事業者からのB種電源 1 社 1 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。
- なお、今回御報告した案件以外についても、協議が整い次第、次回以降の本会合において御報告させていただく。