

需給調整市場の運用等について

第 6 回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年2月28日（金）



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

1. 2月中旬までの需給調整市場の動き

2. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドのフォローアップ調査状況報告

3. B種電源の固定費回収状況報告

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～2月10日）

前日取引の概況（4～12月は確報値、1～2月は速報値）

- 前日取引（三次調整力②）については、新しい募集量削減の考え方が導入された昨年11月以降、多くのエリアにおいて**平均約定単価・想定費用は低下の傾向**にある。
- 特に1月の東京エリアについては、前月と比して約定量が大きく増加している一方、想定費用は減少しており、高値のリソースの約定機会が少なくなったことが要因と考えられる。

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※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	8.00	3.06	7.41	3.86	0.53	1.04	0.75	0.80	1.54
	11月	2.41	1.63	1.48	1.59	0.82	0.65	0.49	0.46	0.82
	12月	2.64	0.58	1.41	1.67	0.75	0.53	0.77	0.86	0.98
	1月	0.87	0.50	0.49	1.39	1.54	0.34	0.54	0.34	1.18
	2月※3	2.06	0.34	0.34	2.29	2.01	0.34	0.76	0.39	1.93

(※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) 2月は2月1日～10日までのデータを使用。(※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～2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※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	70	95	132.45	183.93	95	95	19.41	95	95
	11月	49	70	183.93	183.93	49	49	49	7.27	49
	12月	49	95	97.2	182	95	95	95	95	9.38
	1月	49	95	71.14	95	95	0.34	95	1.06	95
	2月※3	49	9.35	0.34	182	95	0.34	30.47	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	0.10	0.32	0.32	0.30	0.32	0.14	0.14	0.32	0.32
	11月	0.10	0.32	0.33	0.30	0.33	0.33	0.33	0.31	0.33
	12月	0.33	0.33	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33
	1月	0.33	0.32	0.33	0.32	0.33	0.32	0.32	0.33	0.33
	2月※3	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33

(※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。

EPRXデータより事務局にて作成。

(※3) 2月は2月1日～10日までのデータを使用。(※4) 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。

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～2月10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	0.95	1.68	10.11	4.06	0.04	0.78	0.31	0.37	2.90
	11月	1.09	1.14	2.63	1.03	0.05	0.76	0.14	0.23	1.07
	12月	1.85	0.43	0.83	1.61	0.02	0.54	0.22	0.43	1.00
	1月	0.30	0.82	0.60	0.82	0.04	0.43	0.14	0.12	2.03
	2月※3	0.62	0.18	0.20	1.29	0.05	0.19	0.11	0.05	0.89

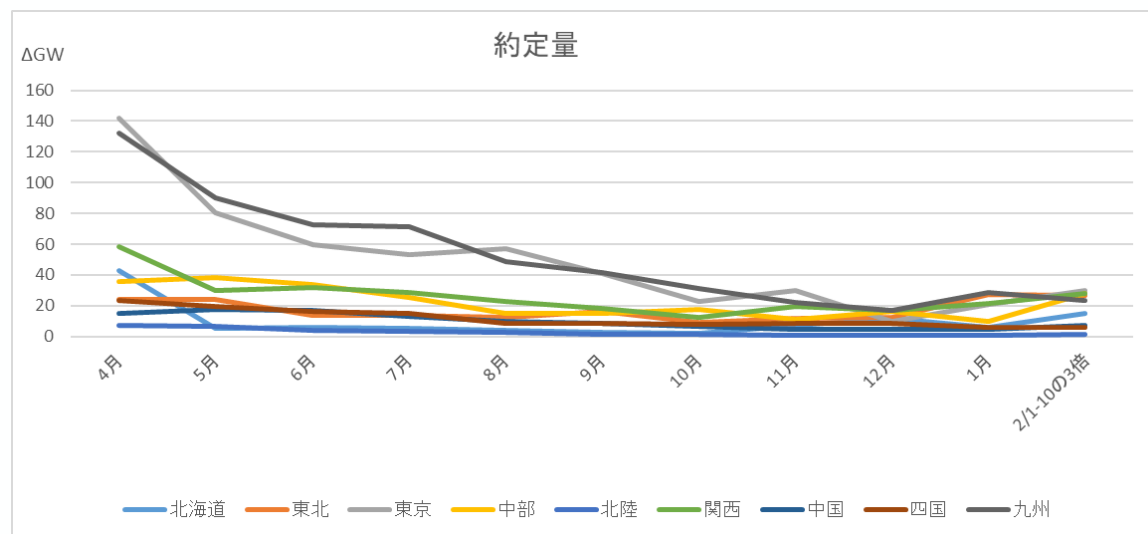
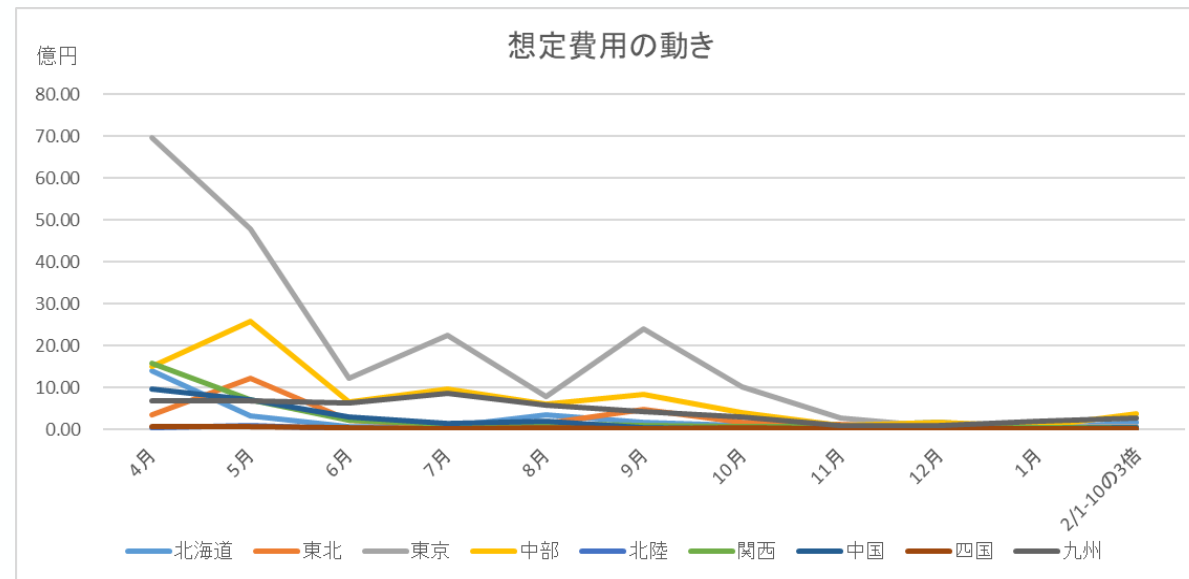
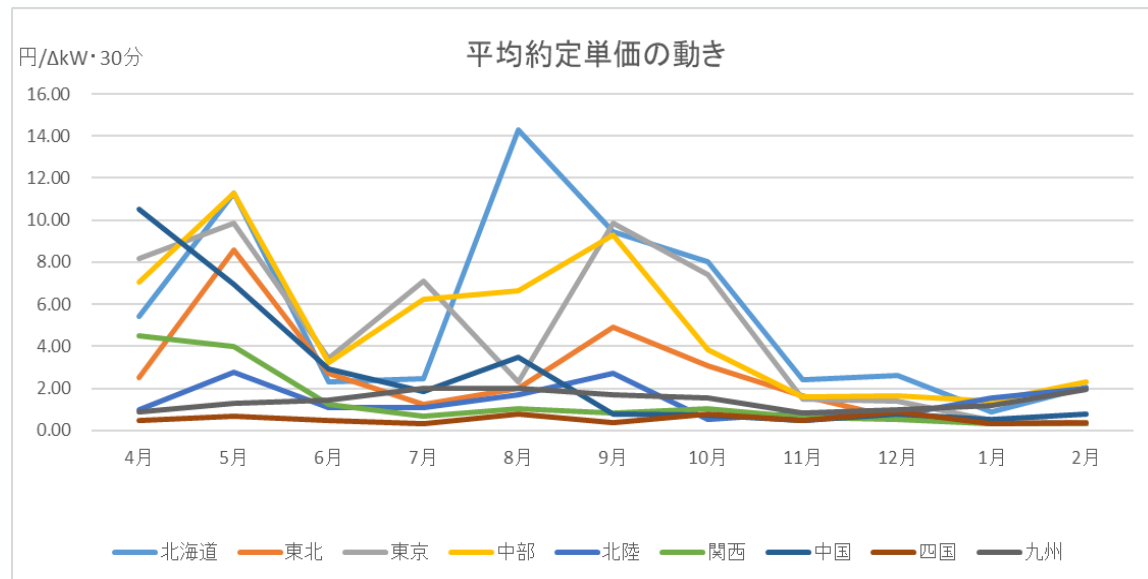
約定量 (Δ MW)		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	4月※2	42,878	23,978	141,996	35,679	7,075	58,490	15,313	23,332	132,074
	5月	4,973	23,952	80,658	38,045	6,444	30,119	17,281	19,484	89,885
	6月	5,891	13,706	59,521	33,540	4,037	32,116	16,931	16,181	72,546
	7月	5,113	13,851	52,998	25,468	3,569	28,684	13,060	14,944	71,481
	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	1,977	9,164	22,748	17,535	1,392	12,445	6,876	7,750	31,405
	11月	7,520	11,689	29,642	10,783	978	19,545	4,674	8,334	21,799
	12月	11,704	12,455	9,839	16,047	481	17,057	4,738	8,254	16,958
	1月	5,743	27,306	20,544	9,814	474	21,208	4,351	5,718	28,730
	2月※3	5,001	8,880	9,931	9,400	383	9,226	2,369	2,074	7,729

(※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) 2月は2月1日～10日までのデータを使用。(※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。

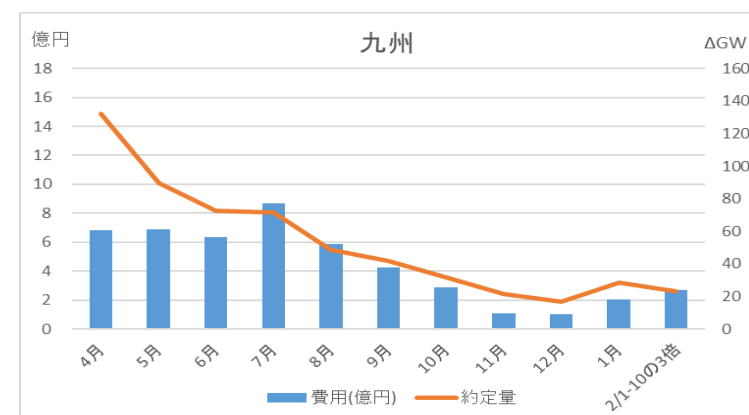
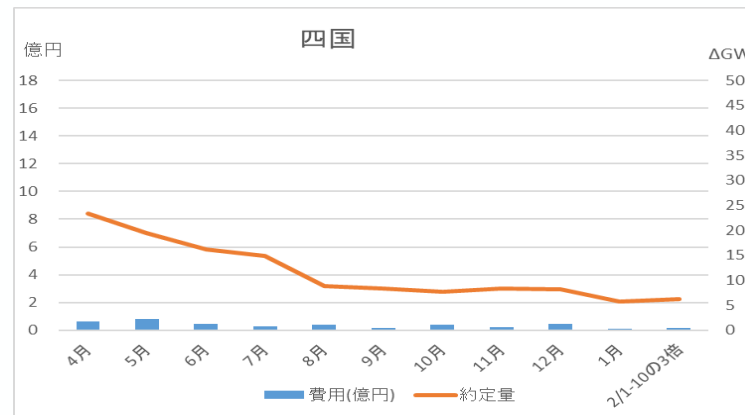
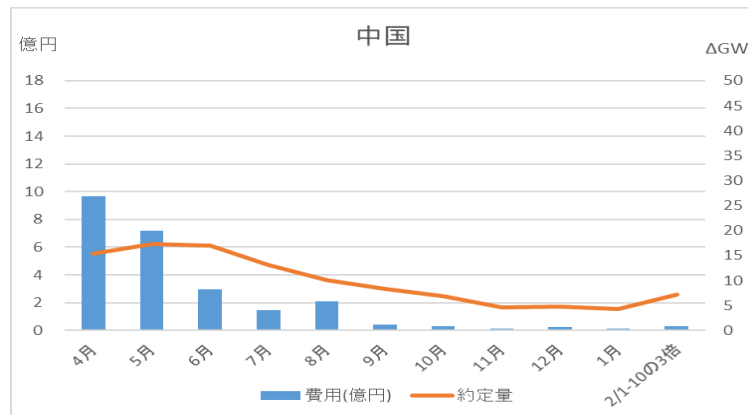
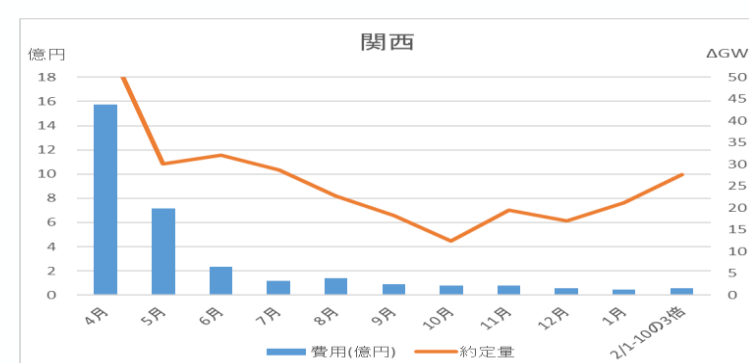
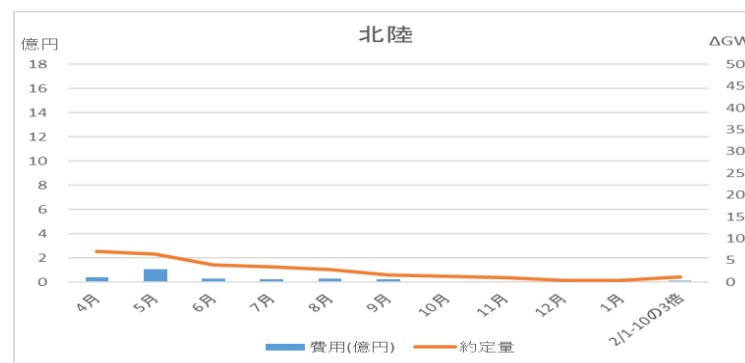
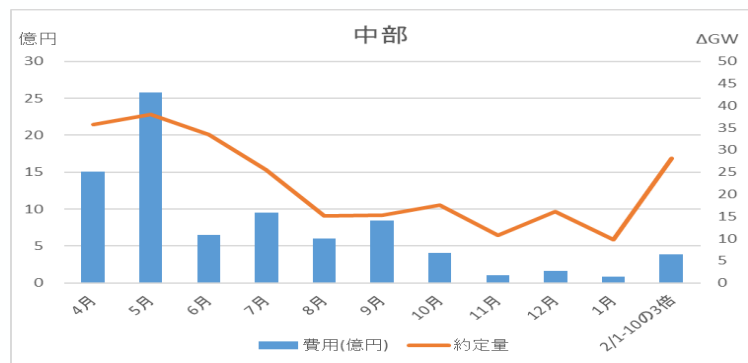
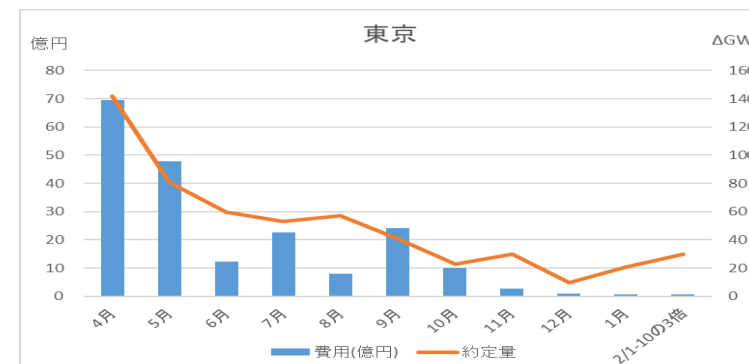
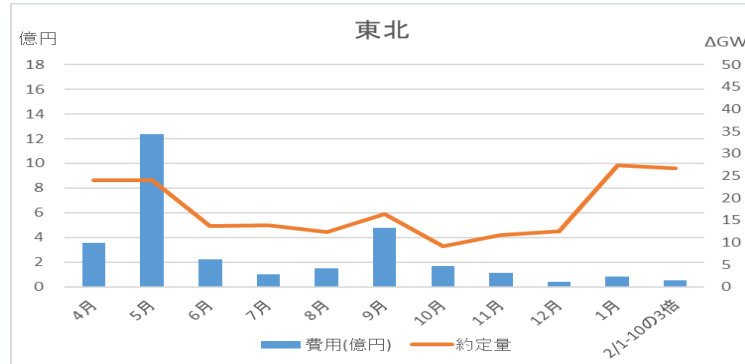
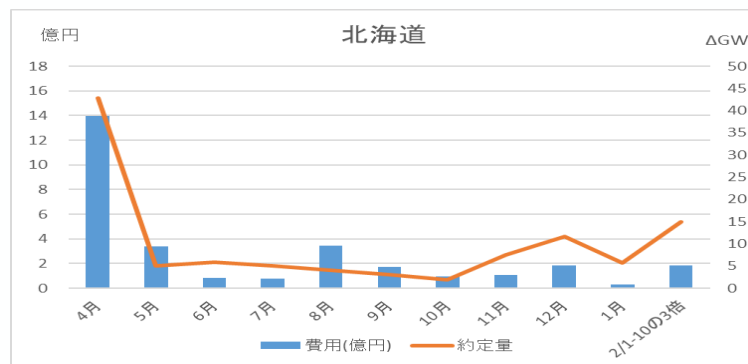
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 三次②の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



(※) 2月は2月1～10日までのデータを3倍して比較

(参考) 三次②のエリア別の調達費用、約定量の動向



(※) 2月は2月1～10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～2月10日）

週間取引の概況（4～12月は確報値、1～2月は速報値）

- 週間取引については、平均約定単価・想定費用の動向はエリアによって様々であるが、**東北・関西エリアにおいては微増の傾向**にある。
- 1月においても**北海道・九州エリアの最高約定単価は、上限価格に張り付いている状況が継続**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	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	5.83	3.02	3.97	3.69	1.48	2.81	1.81	1.23	4.83
	11月	5.91	2.91	2.86	2.70	0.97	3.10	1.53	1.10	3.64
	12月	4.72	3.30	1.65	2.18	0.67	3.37	1.83	0.84	1.86
	1月	4.30	3.27	1.33	1.40	1.21	3.66	1.87	1.05	3.09
	2月※2	4.59	2.85	1.44	1.33	0.66	3.91	1.62	1.24	2.52

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 2月は2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。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～2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	7.66	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	19.51	19.00	9.36	9.24	10.46	10.74	10.74	10.27	19.50
	11月	19.51	19.00	7.21	6.73	10.63	10.63	14.03	14.03	19.50
	12月	19.50	19.00	7.31	6.01	3.35	10.51	12.99	8.73	19.51
	1月	19.50	19.00	16.60	7.21	6.97	9.97	12.49	19.51	19.51
	2月※2	19.50	19.00	16.60	7.21	2.71	10.65	19.51	19.51	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	0.01	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	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	11月	0.34	0.34	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	12月	0.34	0.34	0.33	0.57	0.34	0.34	0.34	0.34	0.01
	1月	0.34	0.33	0.33	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	2月※2	0.01	0.33	0.33	0.54	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) 2月は2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。

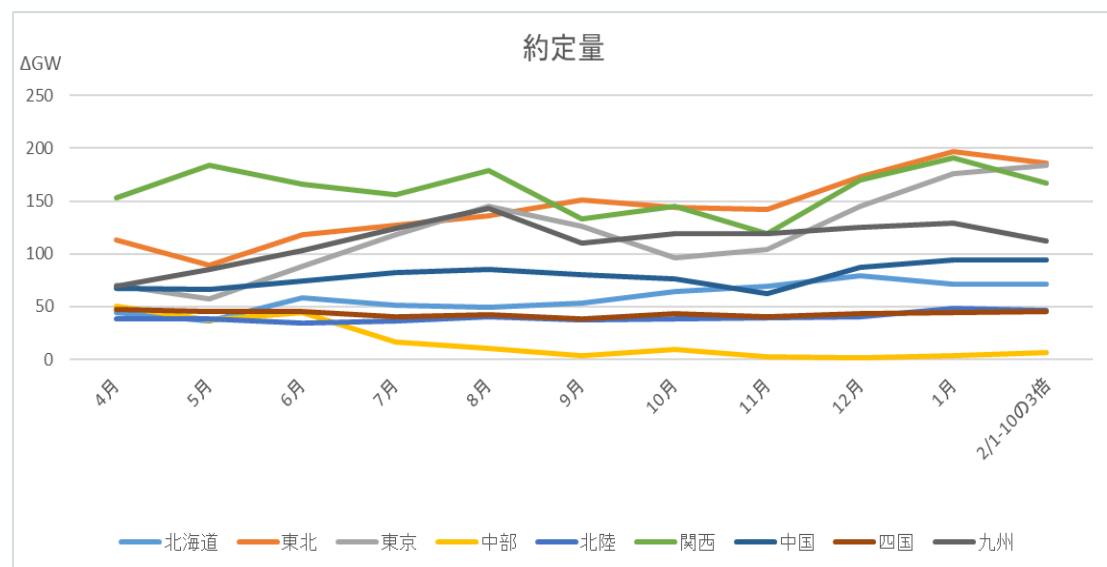
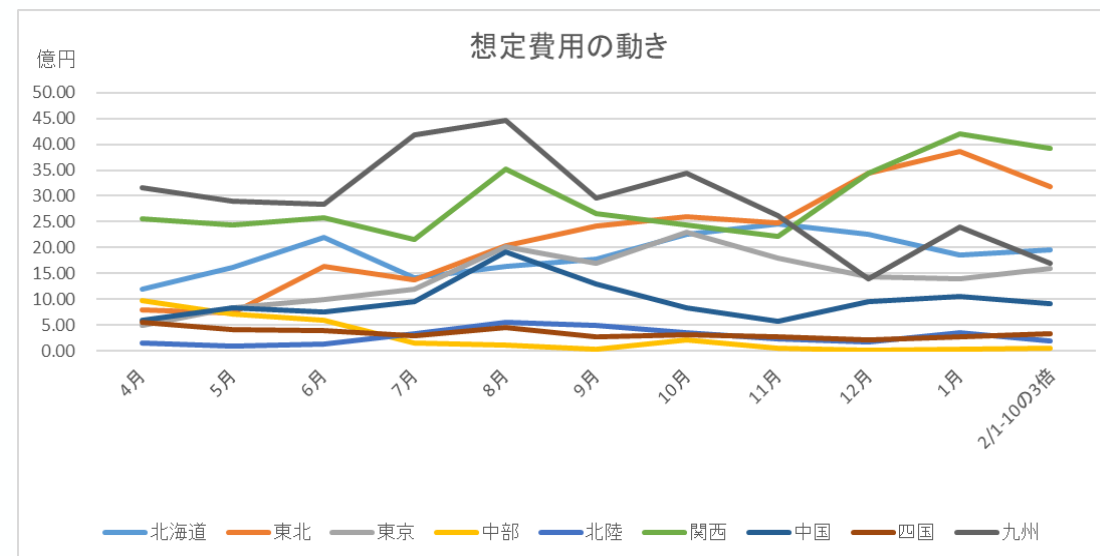
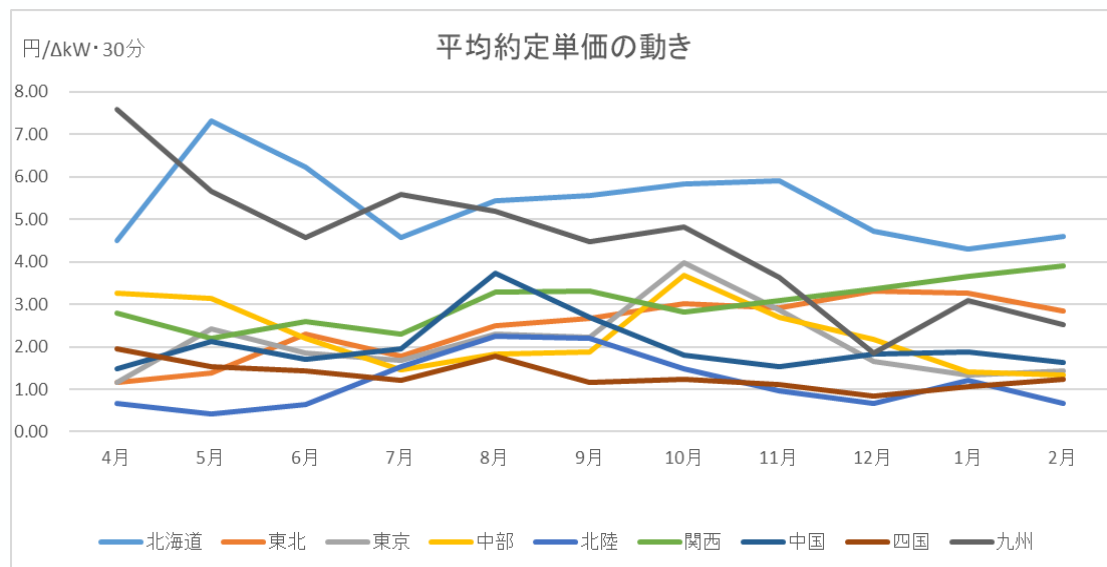
週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～2月10日）

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	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	22.63	26.05	22.89	2.16	3.44	24.46	8.33	3.22	34.48
	11月	24.63	24.80	17.89	0.41	2.33	22.12	5.74	2.69	26.10
	12月	22.51	34.34	14.33	0.18	1.64	34.32	9.61	2.20	14.02
	1月	18.50	38.62	14.05	0.28	3.55	41.98	10.62	2.81	24.03
	2月※2	6.54	10.62	5.29	0.17	0.61	13.06	3.05	1.12	5.63
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	64,682	143,770	96,091	9,738	38,773	145,091	76,689	43,573	118,993
	11月	69,452	142,064	104,262	2,560	39,976	118,950	62,527	40,755	119,486
	12月	79,479	173,436	144,744	1,406	40,774	169,741	87,506	43,689	125,616
	1月	71,714	196,825	176,006	3,377	48,879	191,146	94,632	44,575	129,599
	2月※2	23,752	62,132	61,241	2,174	15,481	55,685	31,351	15,095	37,254

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。(※2) 2月は2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。

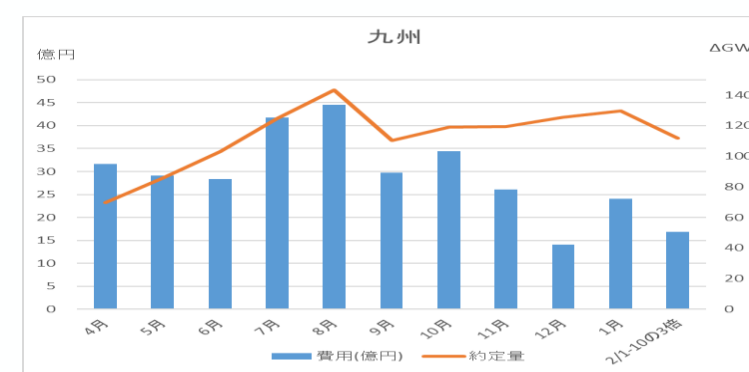
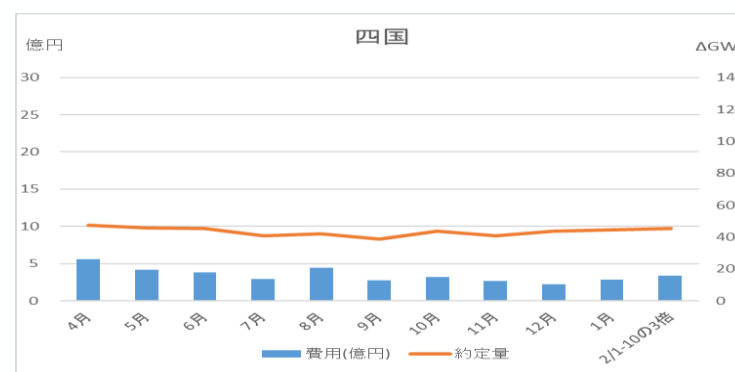
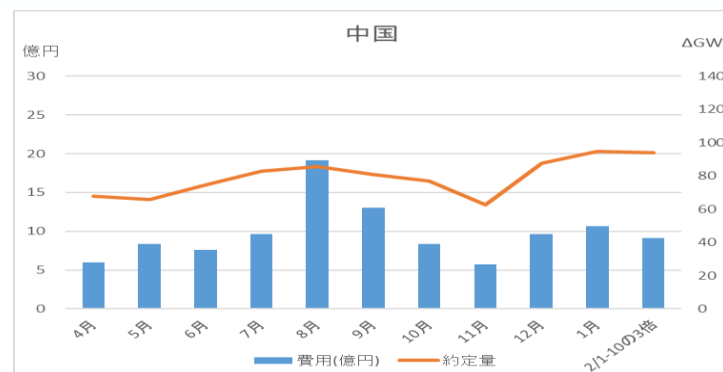
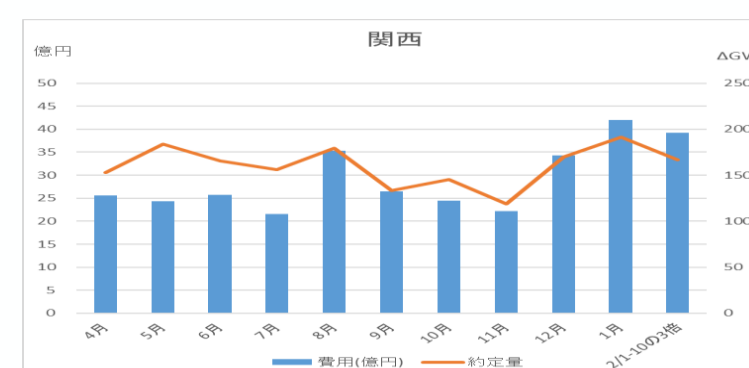
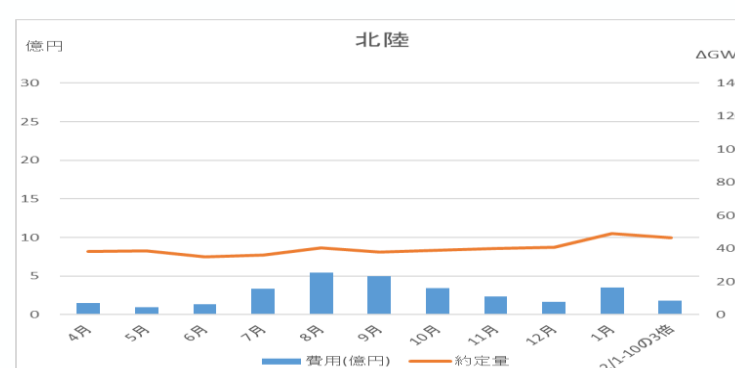
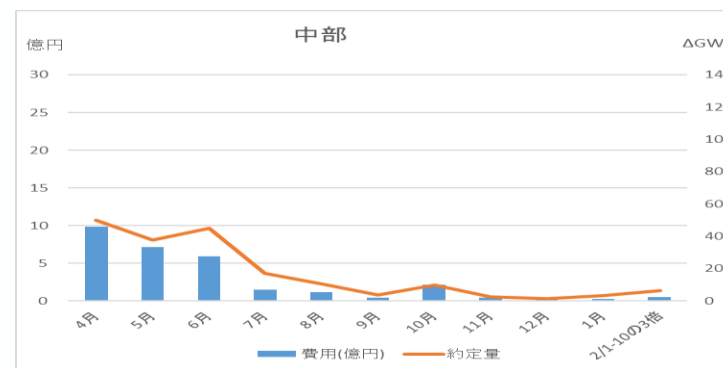
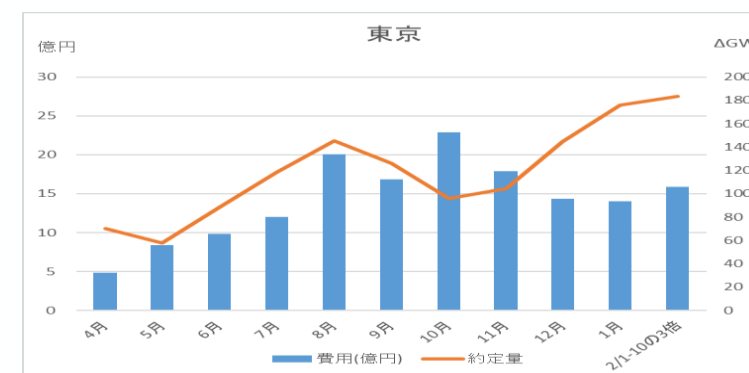
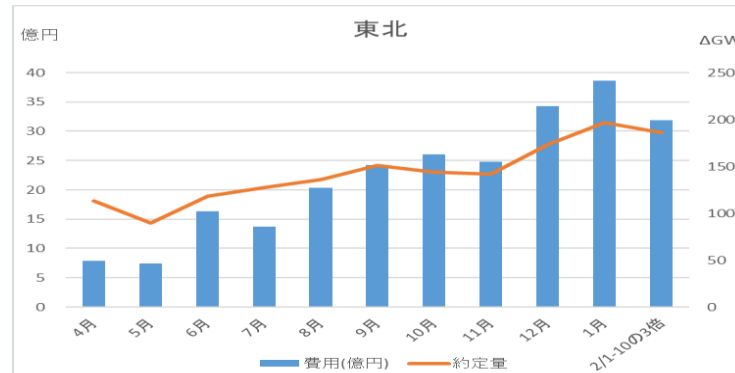
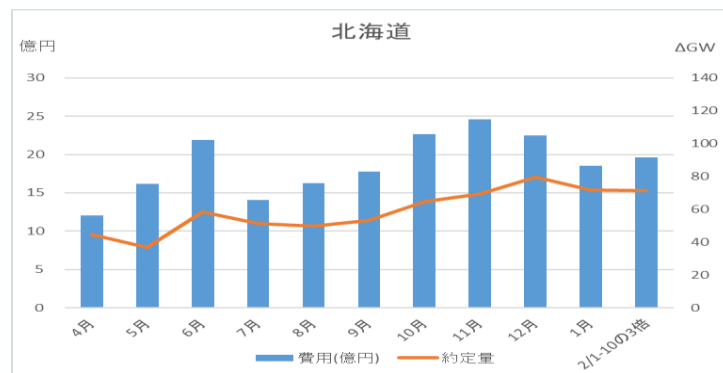
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 一次～三次①の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



(※) 2月は2月1～10日までのデータを3倍して比較

(参考) 一次～三次①のエリア別の調達費用、約定量の動向



(※) 2月は2月1～10日までのデータを3倍して比較

各エリアの調達率の動向（4月1日～2月10日）

各エリアの調達率の概況

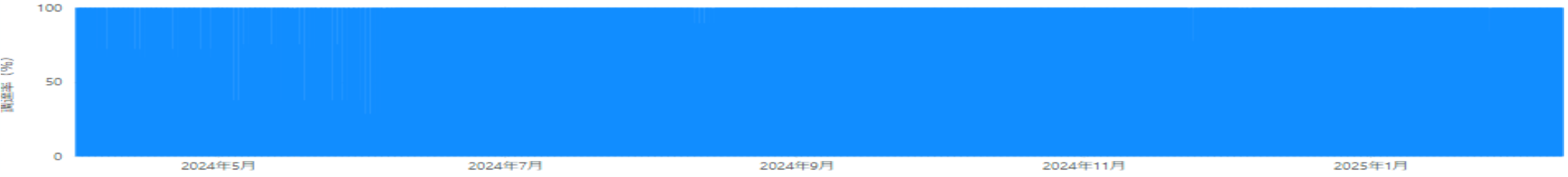
- 2024年4月1日から2025年2月10日までの調達率の状況は次頁以降のとおり。
- なお、前回会合（2025年1月）で御報告させていただいたとおり、**東京及び中部エリアにおいては1月18～24日受渡分の週間取引より応札が開始**されている。
- 引き続き、調達率の状況を注視していく。

北海道エリアの調達率

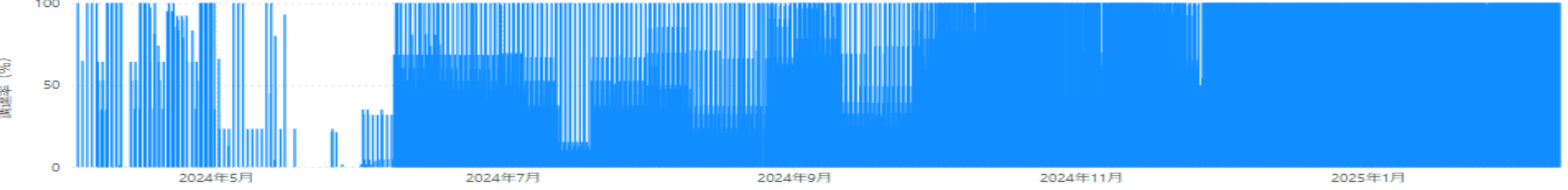
一次調整力



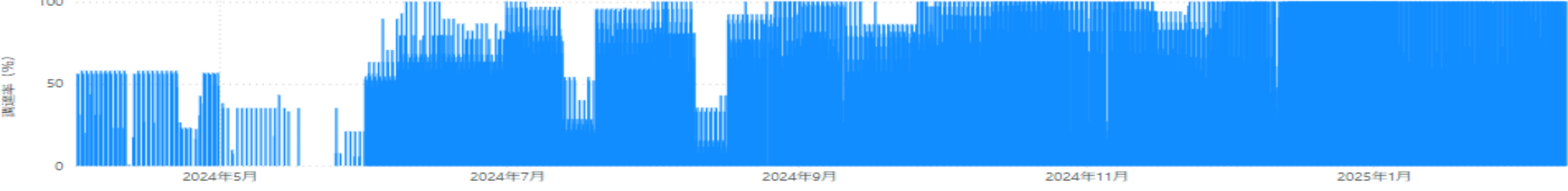
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①

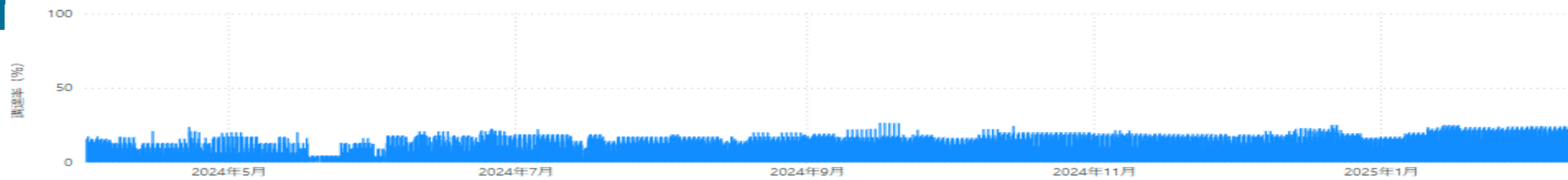


三次調整力②

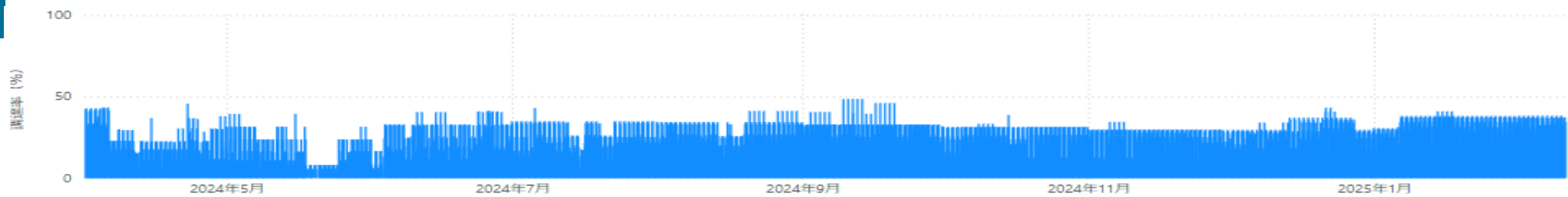


東北エリアの調達率

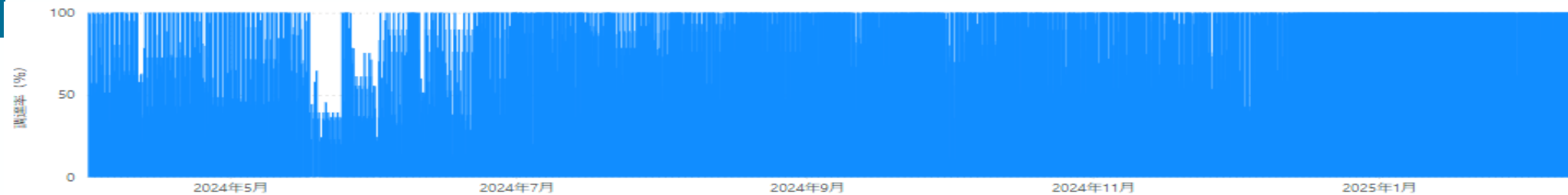
一次調整力



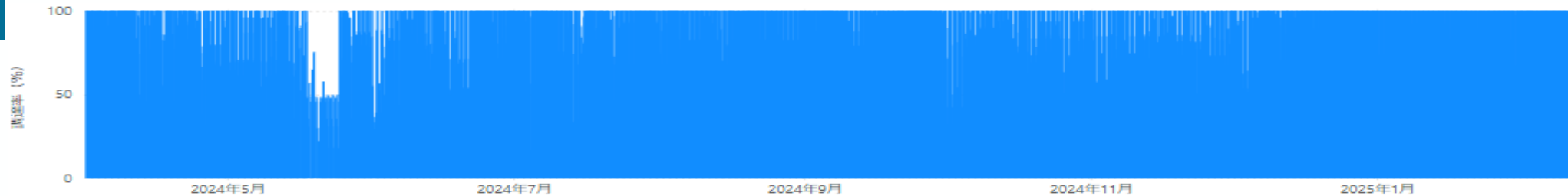
二次調整力①



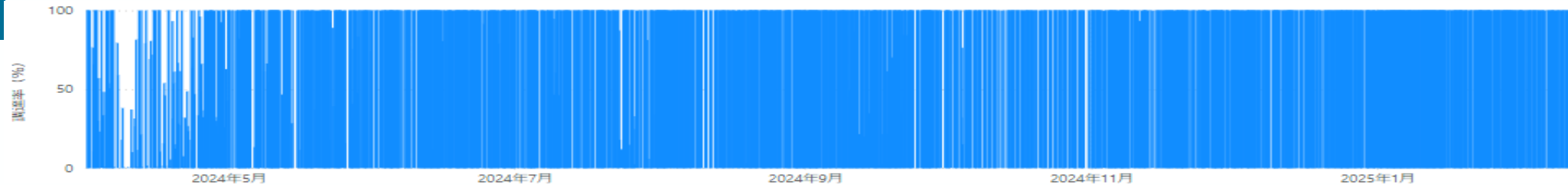
二次調整力②



三次調整力①

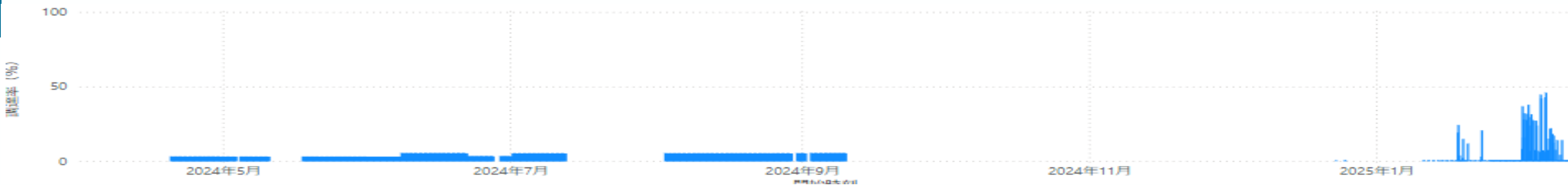


三次調整力②

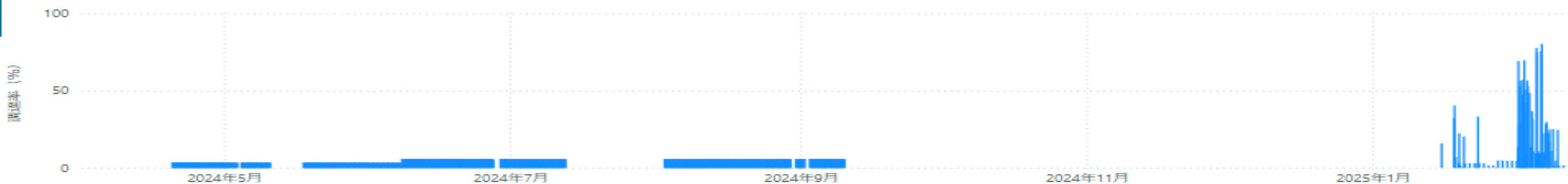


東京エリアの調達率

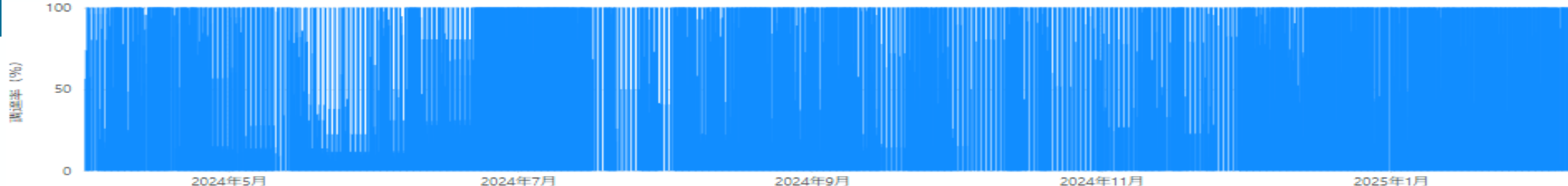
一次調整力



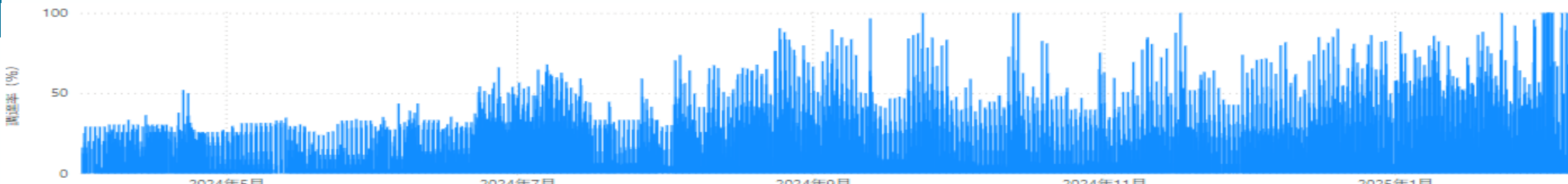
二次調整力①



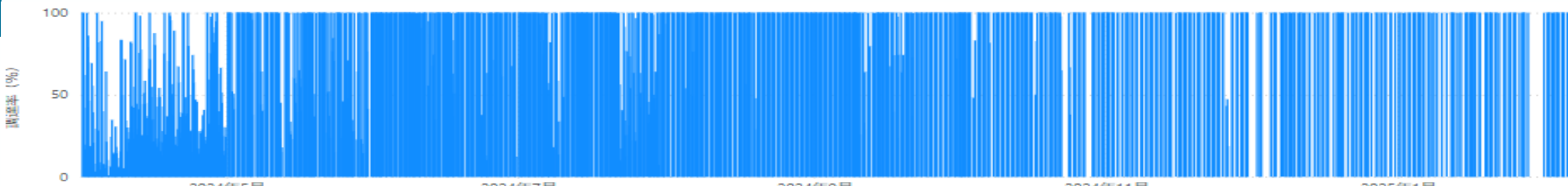
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②



中部エリアの調達率

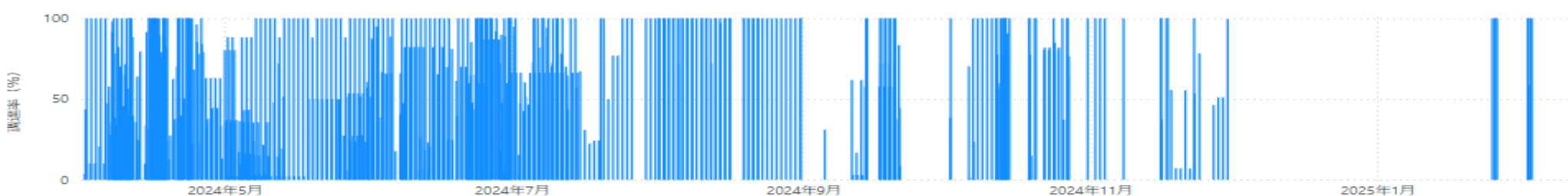
一次調整力



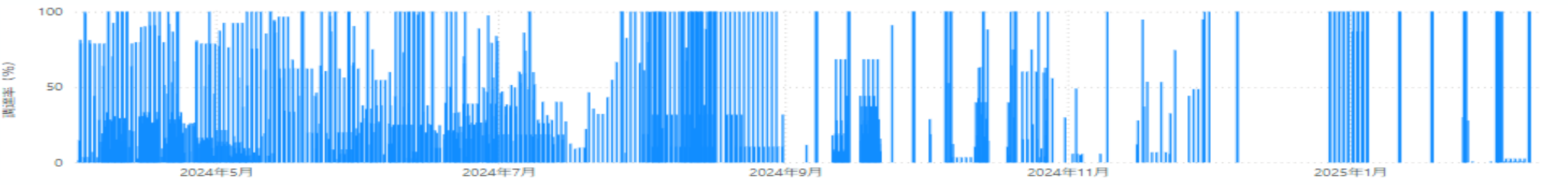
二次調整力①



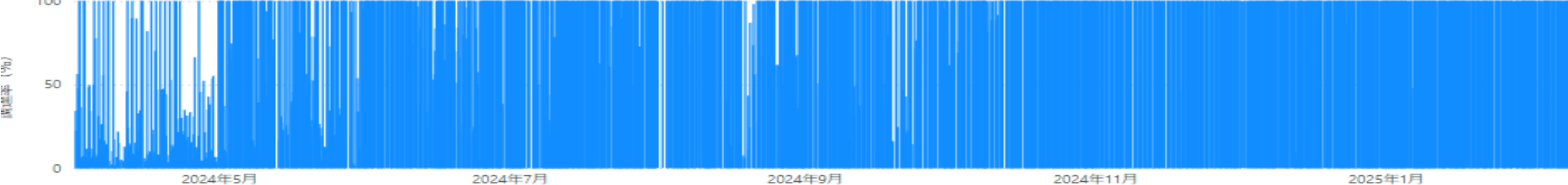
二次調整力②



三次調整力①

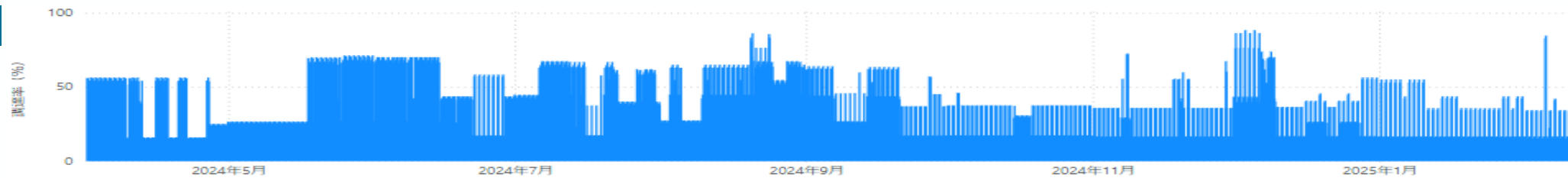


三次調整力②



北陸エリアの調達率

一次調整力



二次調整力①



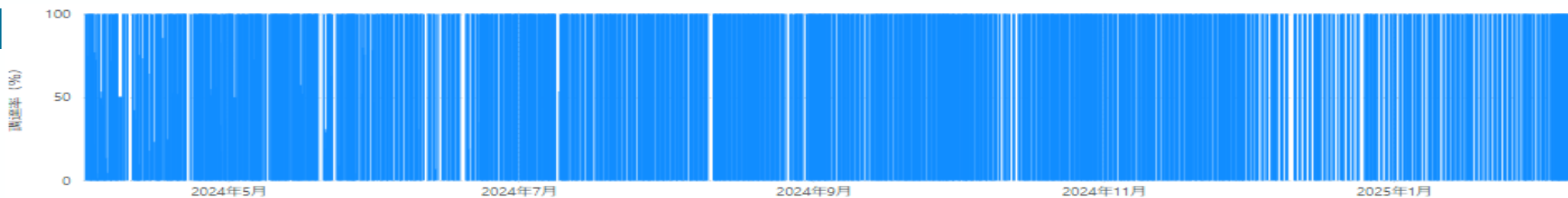
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②

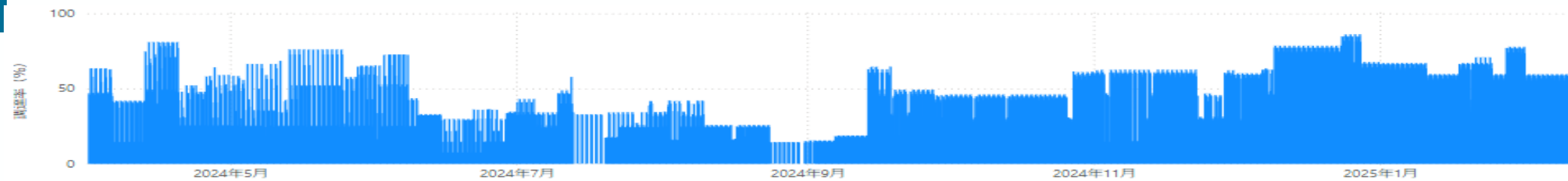


関西エリアの調達率

一次調整力



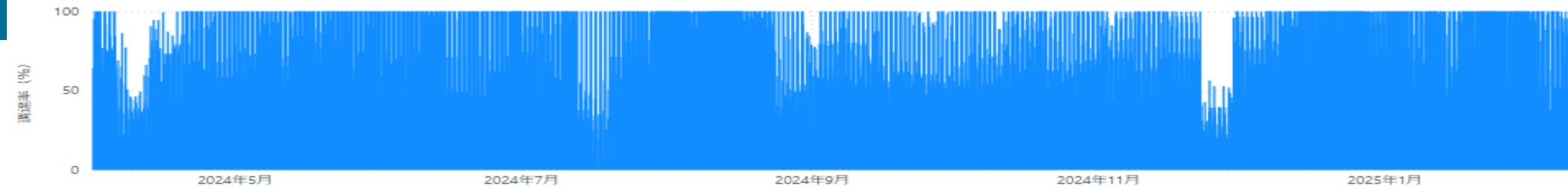
二次調整力①



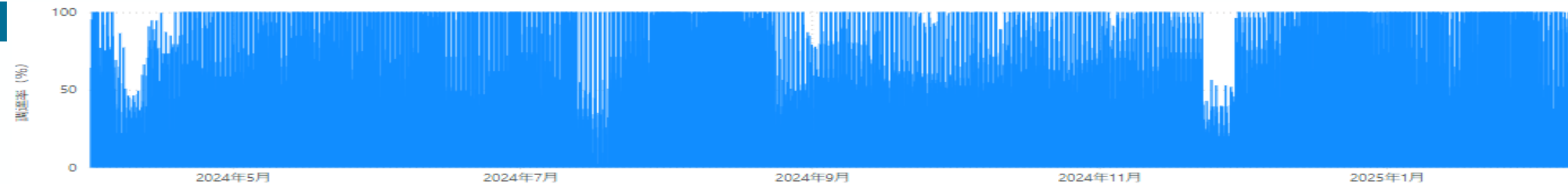
二次調整力②



三次調整力①

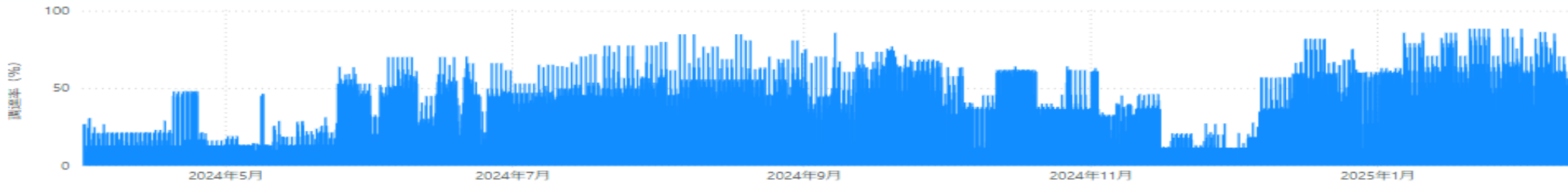


三次調整力②

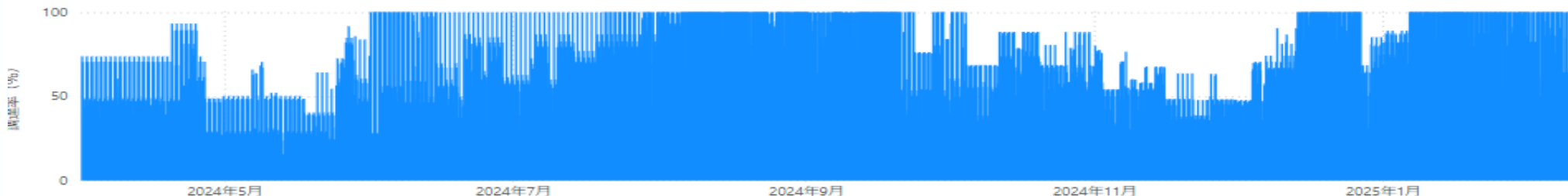


中国エリアの調達率

一次調整力



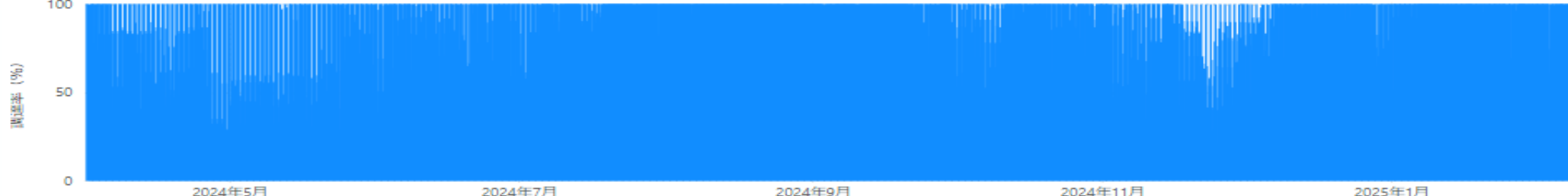
二次調整力①



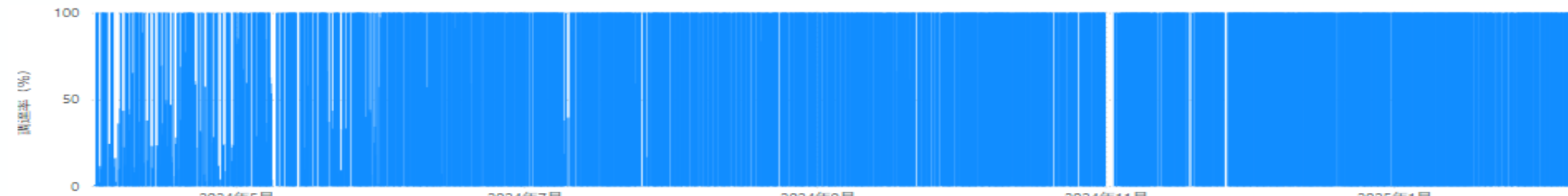
二次調整力②



三次調整力①

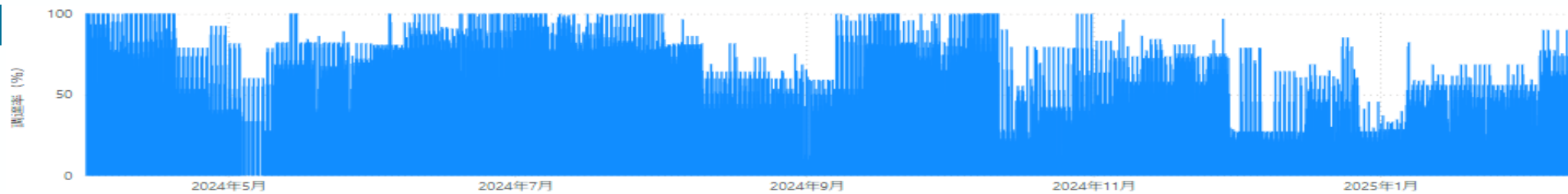


三次調整力②

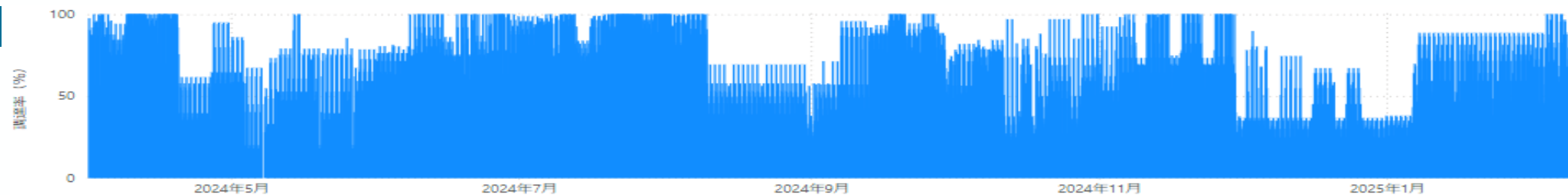


四国エリアの調達率

一次調整力



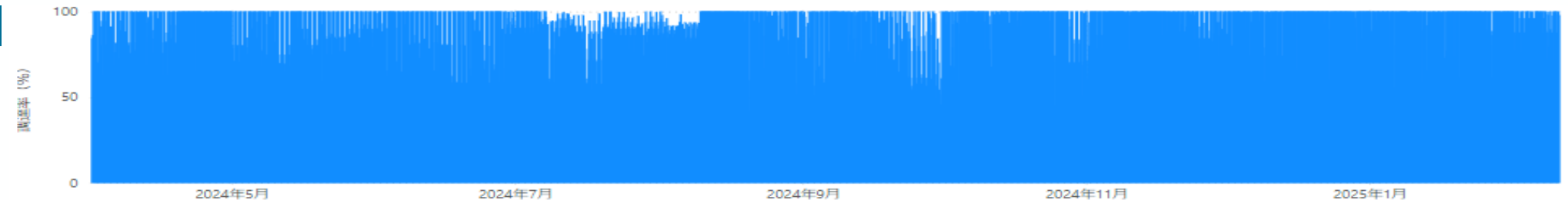
二次調整力①



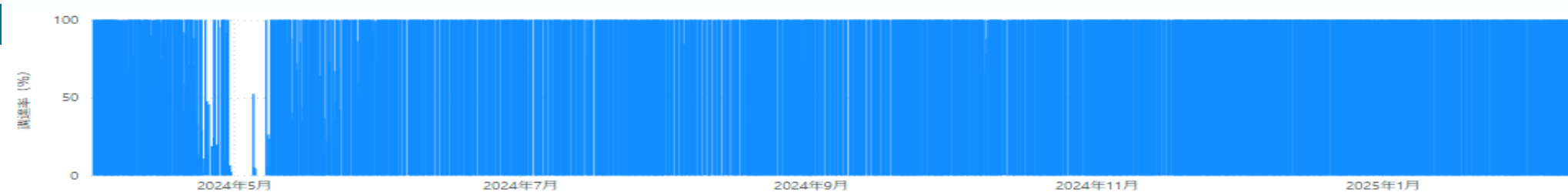
二次調整力②



三次調整力①

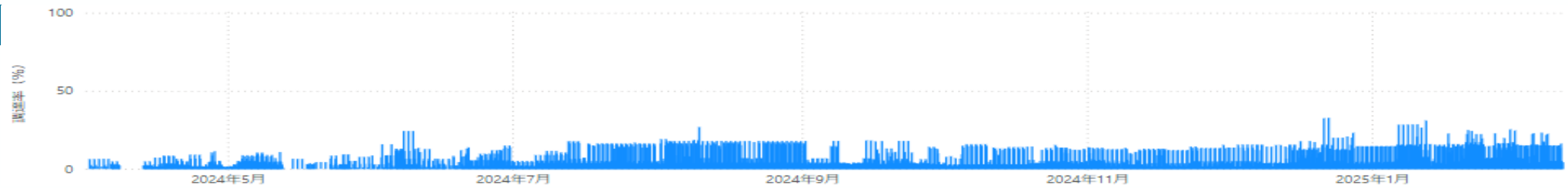


三次調整力②

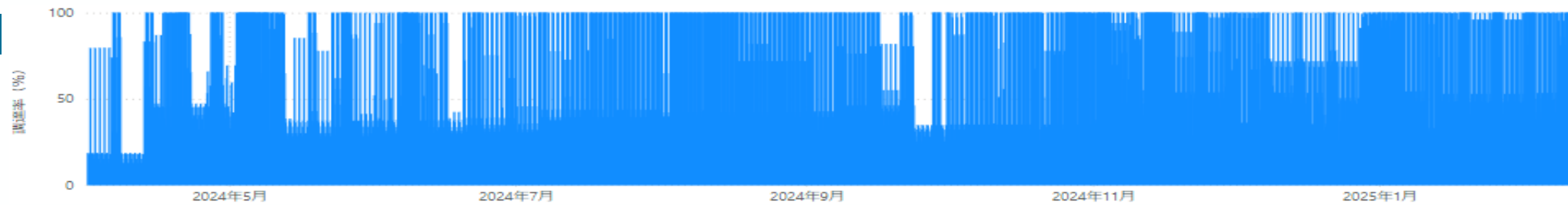


九州エリアの調達率

一次調整力



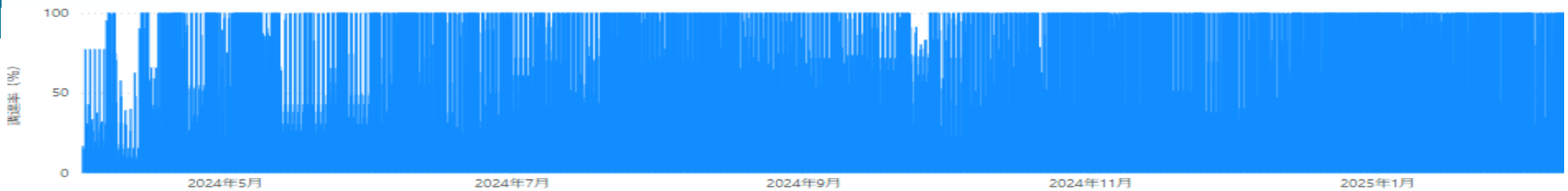
二次調整力①



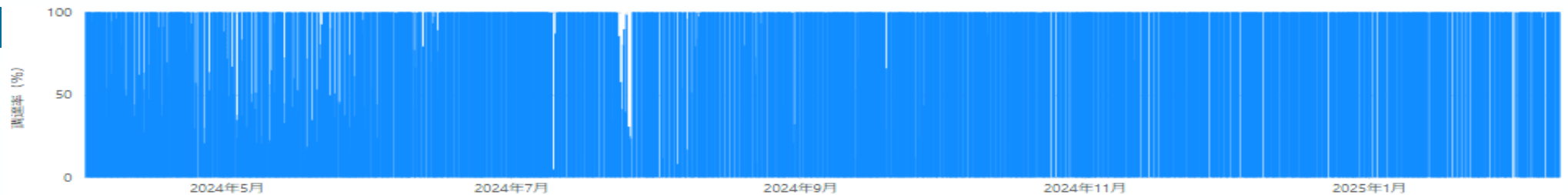
二次調整力②



三次調整力①

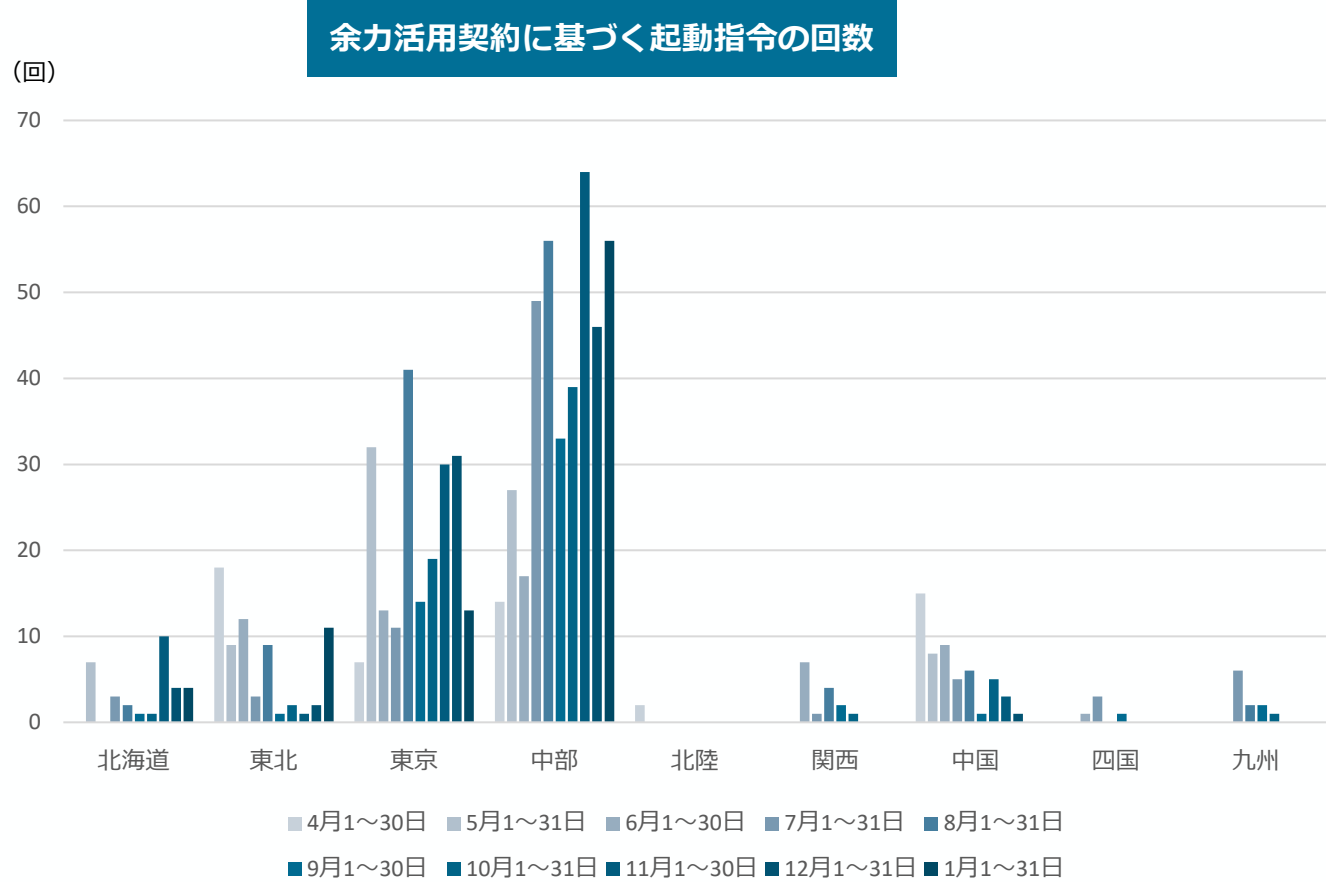


三次調整力②



(参考) 余力活用契約に基づく起動指令について（4月1日～）

- 4月1日～1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にある。
- 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～6月	4.2億円	2.0億円	6.8億円	13.5億円	0.4億円
7月～9月	1.6億円	4.7億円	27.8億円	128.4億円	-
10月	0.5億円	0.1億円	13.1億円	21.7億円	-
11月	2.9億円	-	9.3億円	37.4億円	-
12月	1.5億円	1.4億円	4.7億円	36.1億円	-
1月	1.1億円	2.7億円	4.8億円	2.1億円	-

	関西	中国	四国	九州
4月～6月	4.1億円	12.4億円	0.1億円	-
7月～9月	4.0億円	2.9億円	1.0億円	13.6億円
10月	0.4億円	2.3億円	-	0.9億円
11月	-	1.0億円	-	-
12月	-	0.5億円	-	-
1月	-	-	-	-

(※) 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。
(※) 1月は事業者から報告があった費用（速報値）のみ集計。

1. 2月中旬までの需給調整市場の動き

2. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドのフォローアップ調査状況報告

3. B種電源の固定費回収状況報告

調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

調査概要

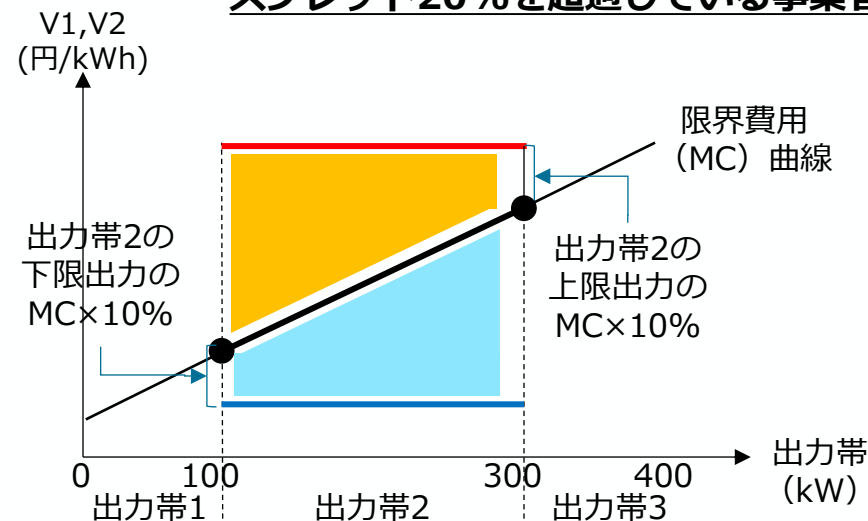
- 需給調整市場ガイドラインでは、一般送配電事業者が運用する調整力（調整力kWh市場）の上げ調整価格（V1）、下げ調整価格（V2）は、各リソースの限界費用に一定額（限界費用×10%）を上乗せした金額の範囲内で登録することとされている。
- すなわち、調整力kWh市場では、V1とV2のスプレッドは限界費用の20%以内になると考えられるが、第1回制度設計・監視専門会合(2024年9月)で御報告したとおり、同一出力帯におけるV1とV2で限界費用の設定方法に相違があることにより、スプレッド20%を超過していると思われるリソースが確認された。
- このため、同会合にて、「**調整力kWh市場におけるV1とV2の価格登録において、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させる**」（=V1V2スプレッドは20%以内となる）ことを明確化し、需給調整市場ガイドラインに明文化することとしたところ。
- 今回、この整理以降のフォローアップ調査を需給調整市場システムに登録されている全てのリソースを対象に行ったところ、**V1とV2のスプレッドが20%を超過している事案が確認された**ため報告するもの。

調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

類型1：火力電源の限界費用の設定方法について

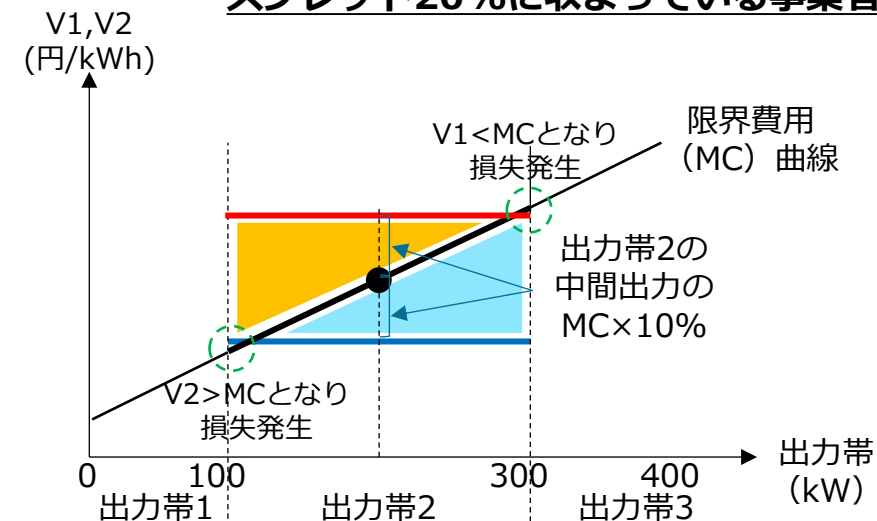
- 類型1の場合、ある発電事業者は、各出力帯における上限出力の限界費用をV1の諸元とし、同様に、各出力帯における下限出力の限界費用をV2の諸元とすることで、調整力指令による損失を一切発生させず、かつ限界費用の10%以上の利益を得る行動をとっていた。
(左下図)
- 他方、スプレッド20%に収まっている発電事業者は、各出力帯の中間出力の限界費用をV1、V2の諸元としており、一般送配電事業者からの指令によっては、利益が減少する又は損失が発生する可能性も認識した上で、利益と損失の発生見込みは双方とも優劣がないという考え方に立った行動をとっていた。(右下図)
- このように、過剰な利益を得ることなく適切に行動している事業者もいることを踏まえれば、調整力kWh市場における火力電源の限界費用の設定方法の考え方については、適切に整理することが制度運用上望ましいと考える。
- **したがって、調整力kWh市場におけるV1とV2の価格登録において、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとし、その旨を需給調整市場ガイドラインに明文化してはどうか。**

スプレッド20%を超過している事業者の価格登録



例えば、出力帯2の場合、V1は、上限出力の限界費用を基に設定しているため、出力帯2の中のどの出力で指令がきても10%以上の利益（橙色部分）が得られる。V2も、下限出力の限界費用を基に設定しているため、出力帯2の中のどの出力で指令がきても10%以上の利益（水色部分）が得られる。

スプレッド20%に収まっている事業者の価格登録



スプレッド20%に収めるため、V1、V2を出力帯2の中間出力の限界費用を基に設定している。結果、出力帯2の中間出力以外では利益増加、減少又は両端付近で損失が発生する可能性もあるが、利益と損失の発生見込みはチャンスイーブンと捉えている。

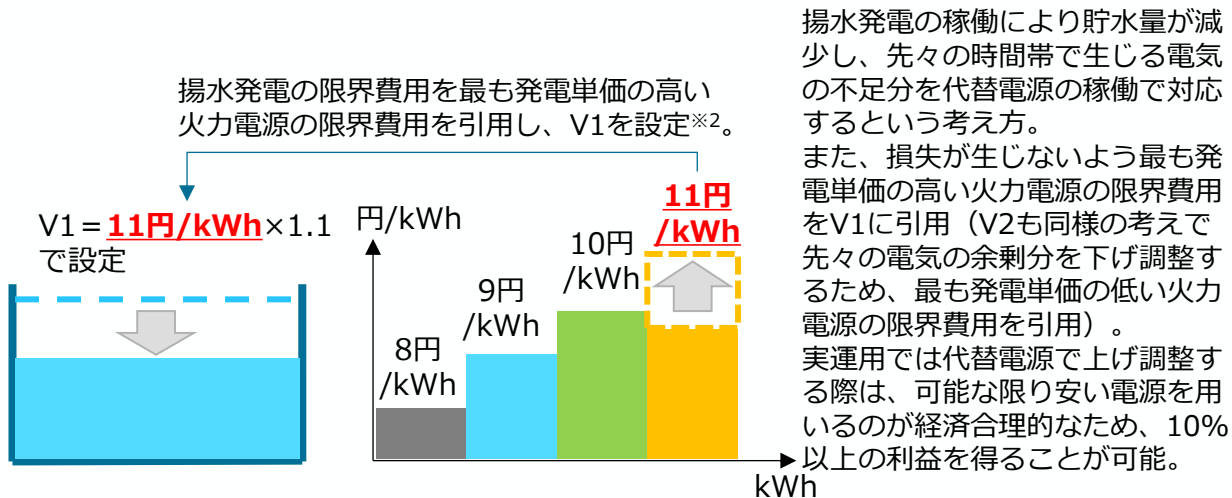
調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

類型2：揚水発電・一般水力の機会費用を含む限界費用の設定方法について

- 類型2の場合、ある発電事業者は、調整力の稼働に伴う貯水量の減少を代替電源の稼働で対応するという考え方により、V1は発電単価の高い火力電源の限界費用、V2は発電単価の安い火力電源の限界費用を諸元としていた。（左下図）
- また、別の事業者は、調整力の稼働に伴う貯水量の減少を将来の電力販売の機会損失という考え方により、V1はスポット市場価格（予想）の最高値、V2はスポット市場価格（予想）の最低値を引用していた。（右下図）
- 揚水発電・一般水力においても、スプレッド20%に収まっている事業者もいることから、火力電源と同様に調整力kWh市場におけるV1、V2の設定方法の考え方について、適切に整理することが制度運用上望ましいと考える。
- **したがって、調整力kWh市場におけるV1とV2の価格登録において、代替電源の限界費用を引用する場合は、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとしてはどうか。また、卸電力市場価格を機会費用として引用する場合は、スプレッド20%となるようにV1の機会費用を設定する^{※1}こととしてはどうか。**これらを需給調整市場ガイドラインに明文化してはどうか。

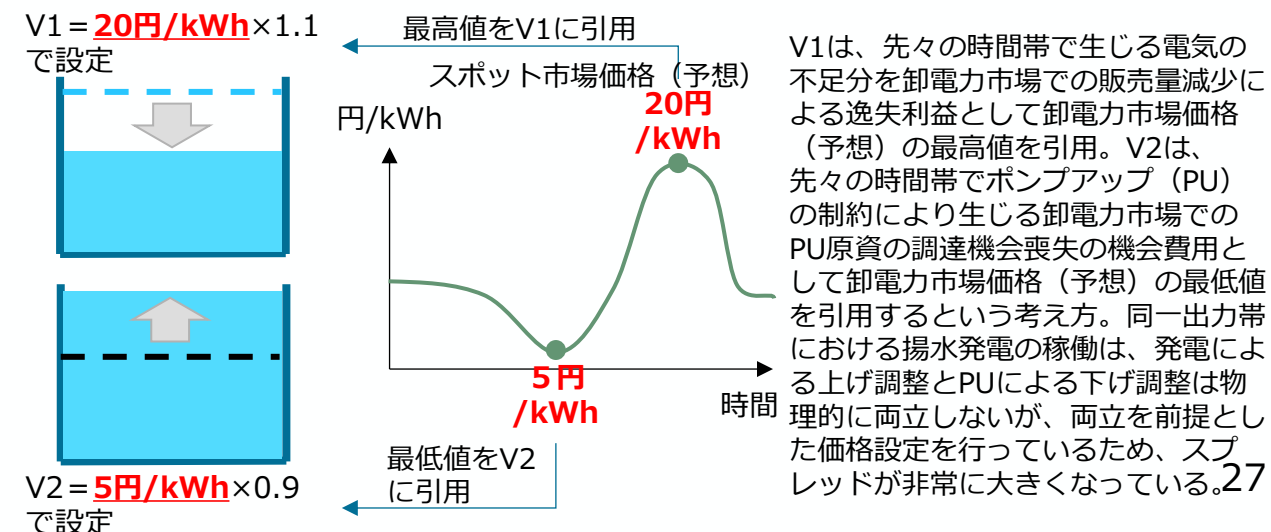
※1 V1に対して、 $V2 = V1 \div 1.1 \times 0.9$ で設定

代替電源の限界費用を引用した価格登録



※2 V2の場合は、最も発電単価の低い火力電源の限界費用（8円/kWh）を引用。

スポット市場価格を機会費用として引用した価格登録



調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

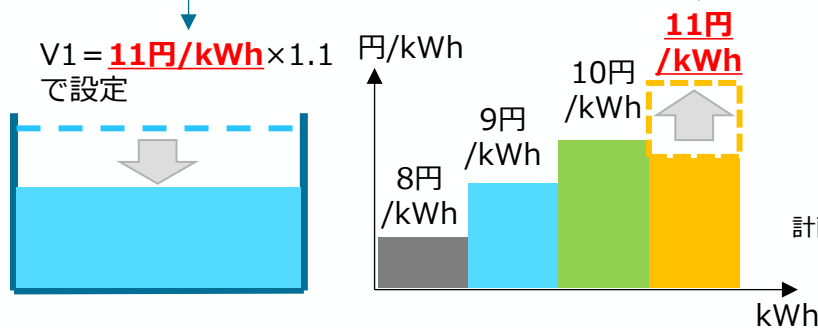
類型3：揚水発電の機会費用を含む限界費用の設定方法について

- 類型3の場合、ある発電事業者は、限界費用の諸元にポンプアップ原資となる電源の限界費用を適用するという考え方により、V1は発電単価の高い火力電源の限界費用、V2は発電単価の安い火力電源の限界費用を諸元としていた。（下図）
- 本件についても、前頁と同様に、調整力kWh市場におけるV1、V2の設定方法の考え方について、適切に整理することが制度運用上望ましいと考える。
- このため、調整力kWh市場におけるV1とV2の価格登録において、ポンプアップ電源の限界費用を引用する場合は、同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用は一致させることとし、その旨を需給調整市場ガイドラインに明文化してはどうか。

ポンプアップ電源の限界費用を引用した価格登録

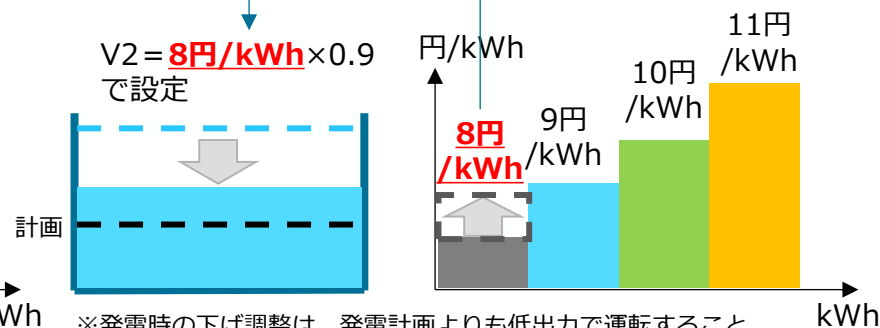
V1の設定方法

揚水発電の限界費用を最も発電単価の高い火力電源の限界費用を引用し、V1を設定。



V2の設定方法

揚水発電の限界費用を最も発電単価の安い火力電源の限界費用を引用し、V2を設定※。



揚水発電の稼働により貯水量が減少するため、先々の時間帯でポンプアップするための電源の限界費用として、V1は当日夜間断面の最も発電単価の高い火力電源の限界費用、V2は自社電源の週間計画で最も発電単価の安い火力電源の限界費用を引用するという考え方。

実運用においては、調整力の稼働指令により減少した貯水量は、上げ調整分か下げ調整分に関わらず同じタイミングでポンプアップされるはずであり、当該事業者のV1とV2の設定は、本質的には損失回避が目的であると考えられる。また、ポンプアップする際は、可能な限り安い電源を用いるのが経済合理的なため、10%以上の利益を得ることが可能。

調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

事案：同一出力帯における上げ調整時の限界費用と下げ調整時の限界費用の相違

- 今回のフォローアップ調査において、**A社（新電力）の火力発電所において、V1とV2のスプレッドが20%を超過していることが判明したため、A社に対し個別調査を実施した。その結果、同一出力帯におけるV1とV2の限界費用が一致していないことが判明した。不一致の理由について確認したところ、当該発電所はA社とB社（新電力）が一定の按分比率で電力の割り当てを受けており、その範囲内で需給調整市場にも応札を行っていたとのこと（応札はA社が代表して実施）。**
- 当該発電所の調整力kWh価格の登録は、**両社の燃料調達コスト（≒限界費用）が異なっているため、独立してV1とV2を設定。他方、需給調整市場システムでは、1ユニットの調整力kWh価格は出力帯ごとに一意かつ出力帯の増加に応じて単調増加となるように登録することとなっている。このため、A社とB社は、それぞれ設定したV1とV2を集約し、昇順または降順に並び替えを行うことで、出力帯ごとに一意かつ単調増加のV1とV2を作成、登録していた。**この結果、**同一出力帯におけるV1とV2の限界費用が一致しないという状況となっていた。**

価格登録のイメージ（V1の場合）

	...	出力帯 17	出力帯 18	出力帯 19	出力帯 20
A社	...	V_{A-1-17}	V_{A-1-18}	V_{A-1-19}	V_{A-1-20}
B社	...	V_{B-1-17}	V_{B-1-18}	V_{B-1-19}	V_{B-1-20}
					
A・B	...	V_{B-1-19}	V_{A-1-19}	V_{A-1-20}	V_{B-1-20}

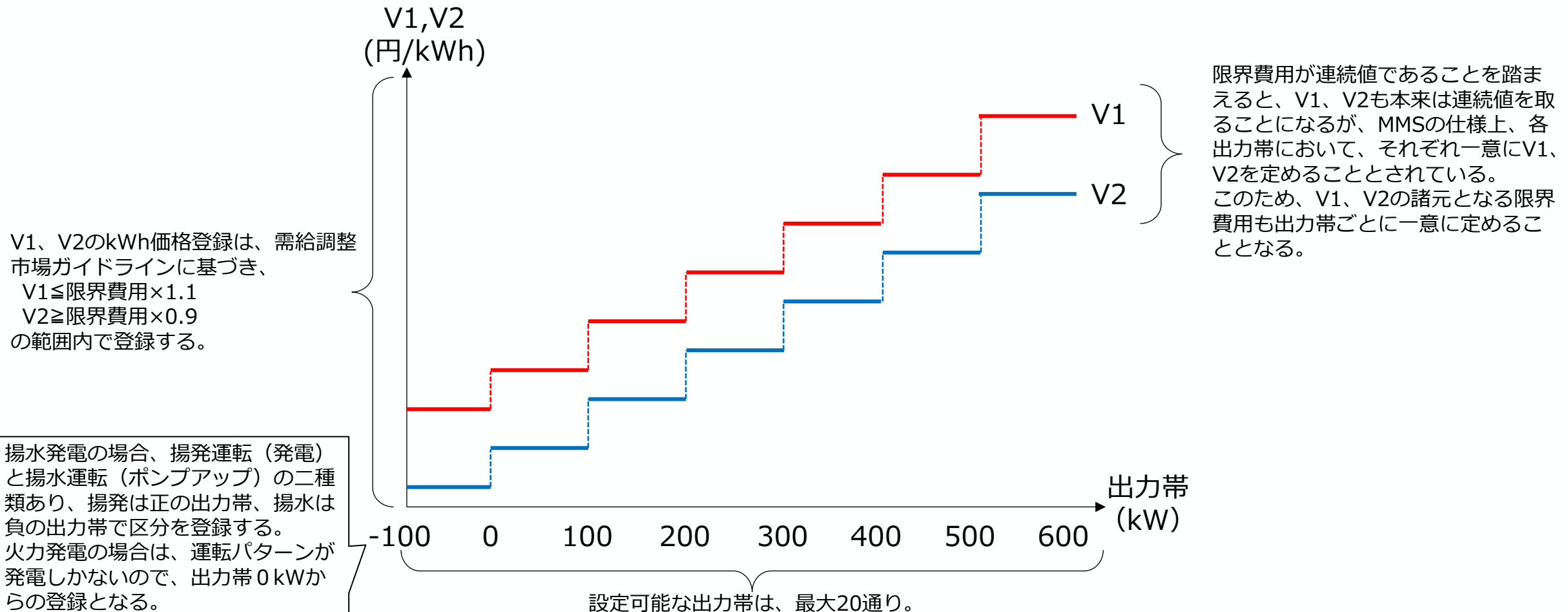
- ①A社とB社は、同一ユニットのV1を出力帯ごとにそれぞれ設定。このとき、各社の限界費用が異なるため、同一出力帯の限界費用は両社で一致しない。
- ②A社とB社のV1価格を集約し、出力帯の増加に伴い単調増加するように並び替えを行い設定。（左記イメージの場合、 $V_{B-1-19} < V_{A-1-19} < V_{A-1-20} < V_{B-1-20}$ ）

元々、両社の同一出力帯の限界費用が一致していないことに加え、並び替えの結果、本来の出力帯に応じた限界費用とはならない。この方法をV2の設定においても採用しているため、同一出力帯のV1とV2の限界費用が一致せずV1V2スプレッドが20%を超過するケースが発生していた。

(参考) 調整力kWh市場における調整力のkWh価格登録

- 調整力kWh市場では、発電事業者等が、任意に設定する出力帯ごとにV1とV2をゲートクローズまでにMMSに登録することとされている。

V1、V2のkWh価格登録



調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドの調査状況報告

本調査の結果・対応

- 本件は、結果的に出力帯ごとのV1とV2のスプレッドが20%を超過し、過剰に収入を得ることが可能なケースも起こりうる。さらに、当該発電所のV1とV2が調整力の限界的なkWh価格となれば、インバランス料金にも影響を与えることとなる。
- V1とV2の価格登録においては、以下のような他の登録方法も考えられることから、A社に対し見直しを促したところ。A社においては、見直しのためのシステム改修が完了し、既にV1とV2のスプレッドが20%以内になるよう、価格登録を開始しているとのこと。
- なお、今回の調査においてV1とV2のスプレッドが20%を超過している事案が確認された他事業者についても、理由・対応状況を確認しており、一部の事業者については、システム改修後、既に見直し対応が完了していることを確認した。

価格登録例

	...	出力帯 17	出力帯 18	出力帯 19	出力帯 20
A 社	...	MC_{A-17}	MC_{A-18}	MC_{A-19}	MC_{A-20}
B 社	...	MC_{B-17}	MC_{B-18}	MC_{B-19}	MC_{B-20}

A・B	...	$\omega_A \cdot MC_{A-17} + \omega_B \cdot MC_{B-17}$	$\omega_A \cdot MC_{A-18} + \omega_B \cdot MC_{B-18}$	$\omega_A \cdot MC_{A-19} + \omega_B \cdot MC_{B-19}$	$\omega_A \cdot MC_{A-20} + \omega_B \cdot MC_{B-20}$
-----	-----	---	---	---	---

①各社の限界費用（MC）を出力帯ごとに一定の比率で加重平均することなどにより両社で1つの限界費用を算出する。

左記で求めた出力帯ごとの限界費用に一定額を上乗せして、V1とV2を設定すれば、スプレッド20%以内が遵守可能となる。

※ ω_A 、 ω_B は、加重平均のウェイト

1. 2月中旬までの需給調整市場の動き

2. 調整力kWh市場におけるV1V2スプレッドのフォローアップ調査状況報告

3. B種電源の固定費回収状況報告

B 種電源の固定費回収状況の報告

- 第89回制度設計専門会合（2024年3月）において、B 種電源について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た。
- 今回、協議済みのB 種電源7件（電源3件・蓄電池VPP4件、事業者2社）について、2024年12月までの固定費回収状況の確認を行ったところ、約45～97%の回収率であった※1。
- なお、一部電源については、2025年3月末までに当年度分の固定費回収に必要な額を回収できる見込みが立ったため、2024年12月中旬より、入札価格の算定について「一定額=0.33円/ΔkW・30分」で応札しているとの報告があった。
- 引き続き、1～3月の回収状況についても監視等委員会事務局にて確認を行う。

（※1）固定費回収率は、他市場収益も含めて算出。