

需給調整市場の運用等について

第7回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年3月31日（月）



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

1. 3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. 東北エリアにおける揚水随意契約について

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～3月10日）

前日取引の概況（4～1月は確報値、2～3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が、**2月は1月と比して多くのエリアで平均約定単価が上昇した。**
- 特に北海道エリアにおいては、2月は平均約定単価・想定費用が上昇しているが、1月と比して募集量が増加したことにより、高値リソースの約定機会が増えたこと等が要因と考えられる。

		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	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	1.24	1.54	0.34	0.54	0.34	1.17
	2月	2.74	0.37	0.38	1.87	1.37	0.46	0.75	0.52	1.83
	3月※3	7.73	1.93	0.99	2.25	1.33	0.89	4.49	0.36	2.59

(※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) 3月は3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～3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	95	95	5.05	182	95	95	95	95	120
	3月※3	49	49	71.14	200	15.45	75	95	90.5	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	0.01	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33
	3月※3	0.32	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.19	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) 3月は3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～3月10日）

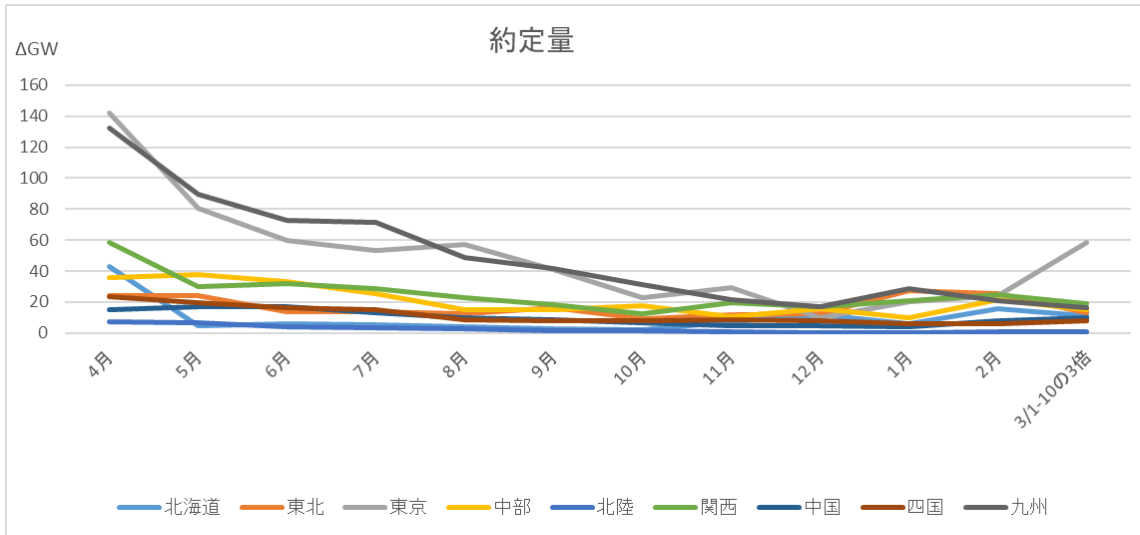
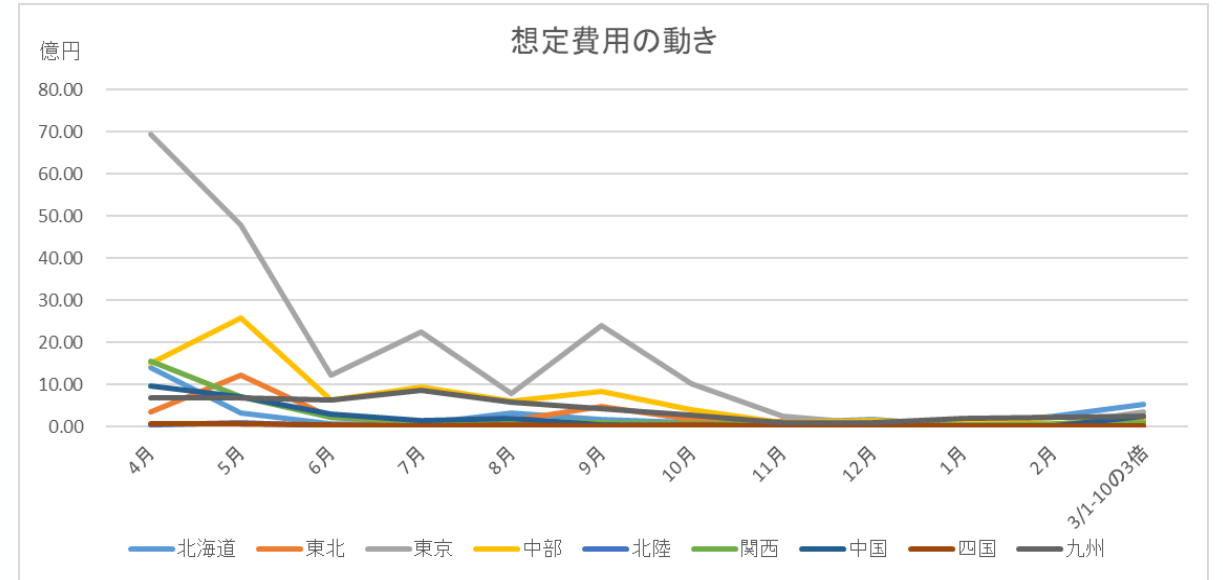
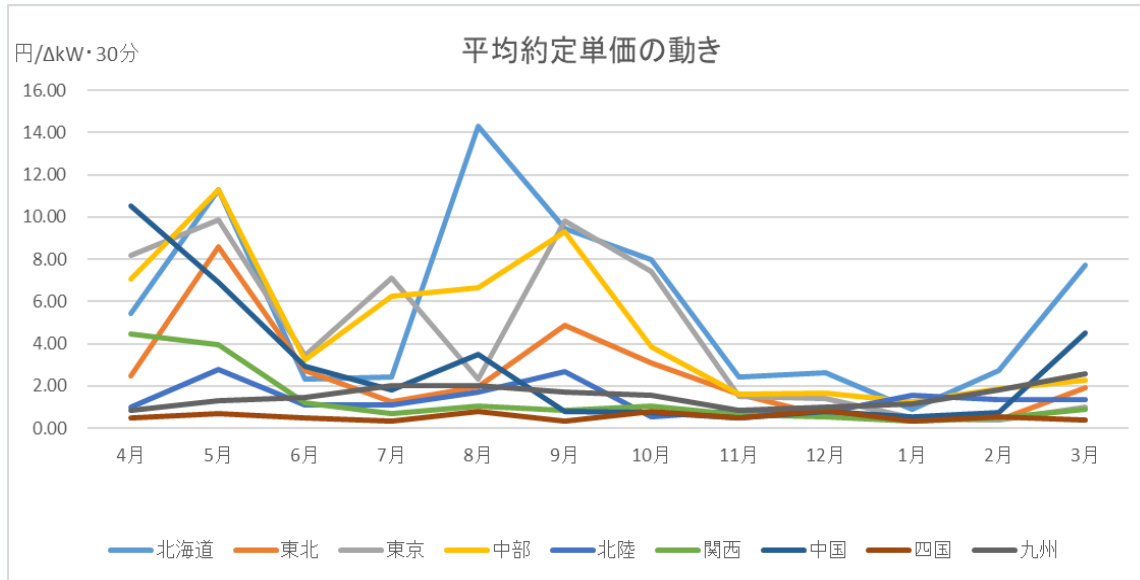
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
	想定費用※4 (億円)	4月※2	13.97	3.58	69.52	15.11	0.41	15.72	9.67	0.64
5月		3.37	12.36	47.81	25.75	1.07	7.17	7.19	0.82	6.90
6月		0.82	2.24	12.29	6.48	0.27	2.35	2.98	0.47	6.36
7月		0.75	1.02	22.58	9.55	0.23	1.19	1.43	0.30	8.66
8月		3.42	1.47	7.97	6.03	0.29	1.42	2.10	0.41	5.89
9月		1.70	4.79	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	0.73	0.04	0.43	0.14	0.12	2.02
2月		2.57	0.57	0.55	2.41	0.09	0.69	0.35	0.19	2.33
3月※3		1.77	0.51	1.16	0.67	0.03	0.34	0.88	0.06	0.86
約定量 (ΔMW)		4月※2	42,878	23,978	141,996	35,679	7,075	58,490	15,313	23,332
	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	9,812	474	21,208	4,351	5,718	28,730
	2月	15,632	25,739	24,022	21,479	1,053	25,131	7,824	6,092	21,185
	3月※3	3,808	4,431	19,583	4,994	342	6,342	3,274	2,553	5,549

(※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) 3月は3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。

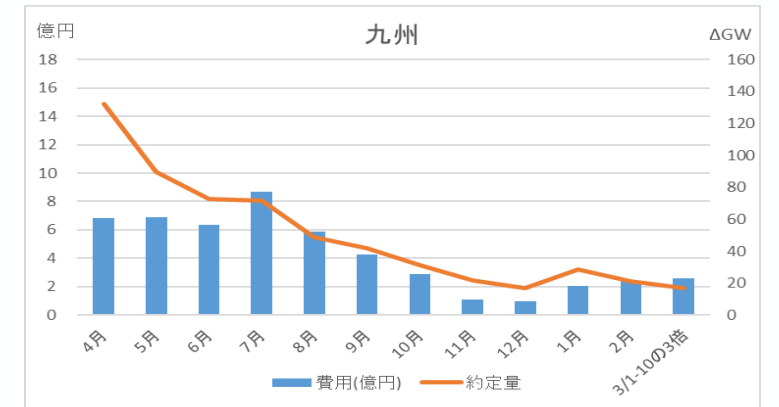
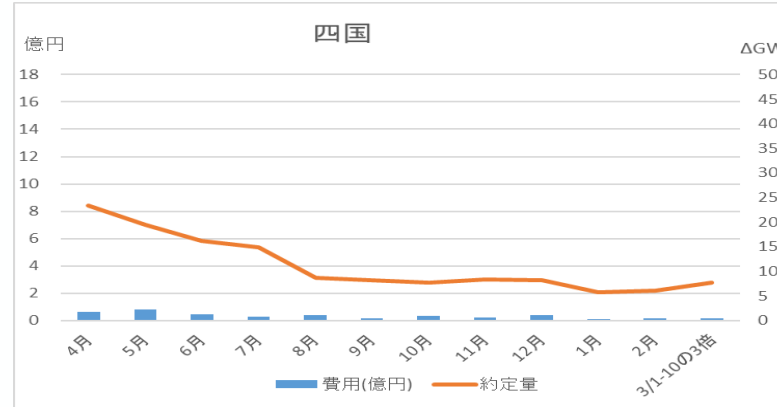
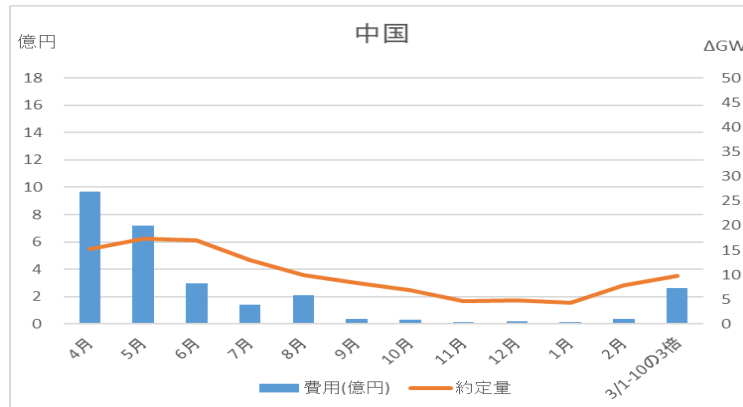
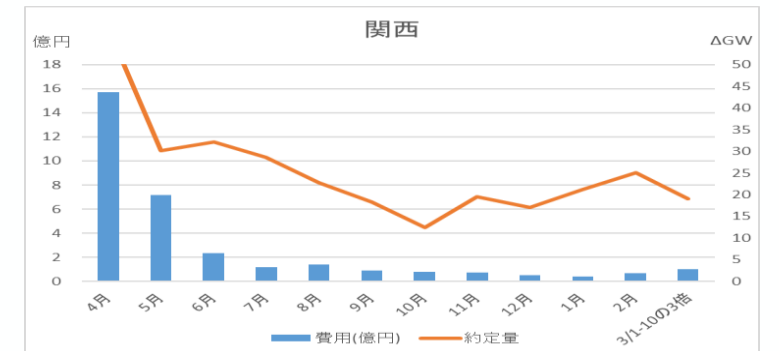
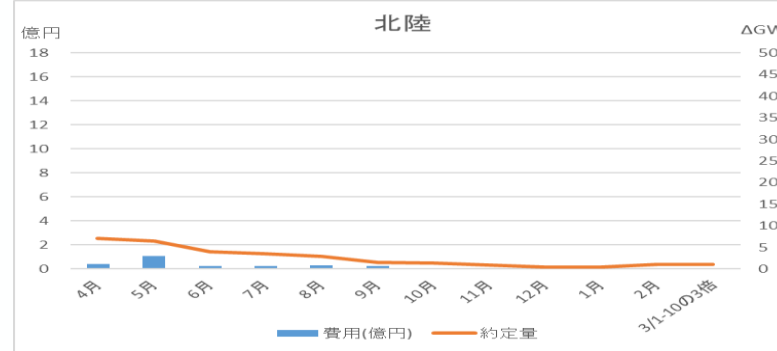
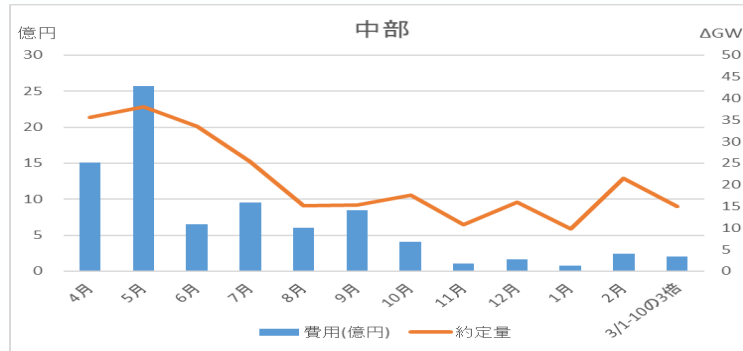
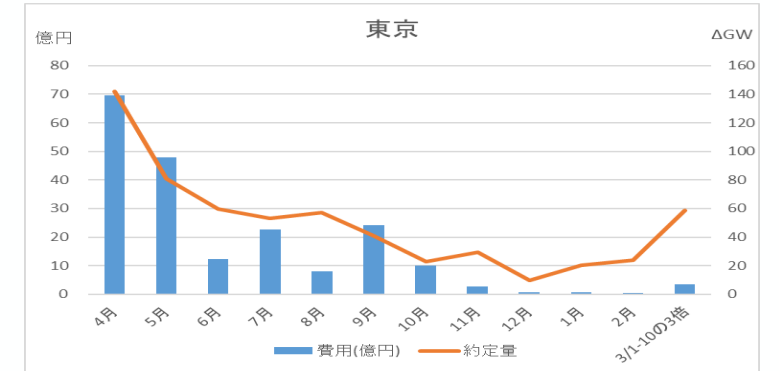
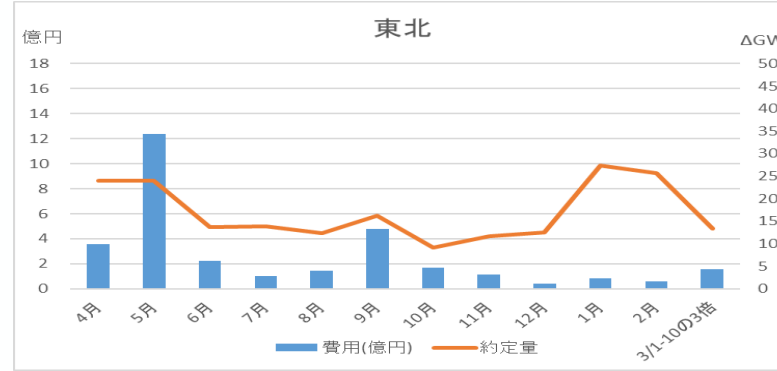
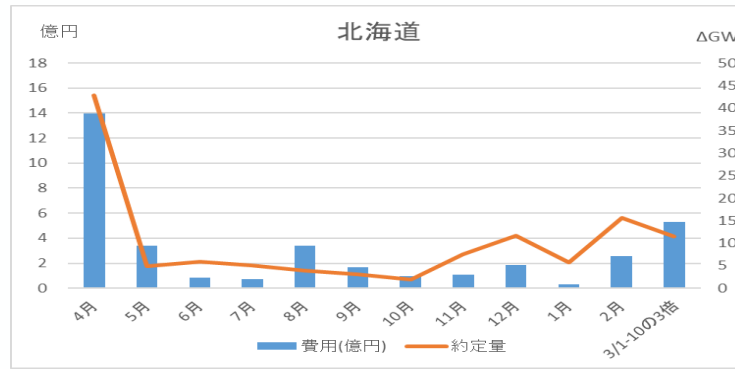
EPRXデータより事務局にて作成。

(参考) 三次②の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



(※) 3月は3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



(※) 3月は3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～3月10日）

週間取引の概況（4～1月は確報値、2～3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他エリアよりも平均約定単価・想定費用が高い傾向**にある。
- 2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。

	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	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	3.21	1.33	1.37	1.20	3.65	1.85	1.05	1.86
	2月	4.41	3.25	1.64	1.33	1.32	3.33	2.36	1.03	2.26
	3月※3	3.89	2.9	2.21	2.75	2.01	2.5	2.35	0.78	2.56

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

(※2) 3月は3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～3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	7.66	19.51	19.51
	2月	19.50	19.00	16.60	7.21	6.32	10.65	19.51	19.51	19.51
	3月※3	19.35	7.21	16.60	7.21	5.40	9.59	8.24	19.19	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	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	2月	0.01	0.33	0.33	0.54	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
	3月※3	0.34	0.34	0.33	0.34	0.34	0.33	0.34	0.34	0.34

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。(※2) 3月は3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。

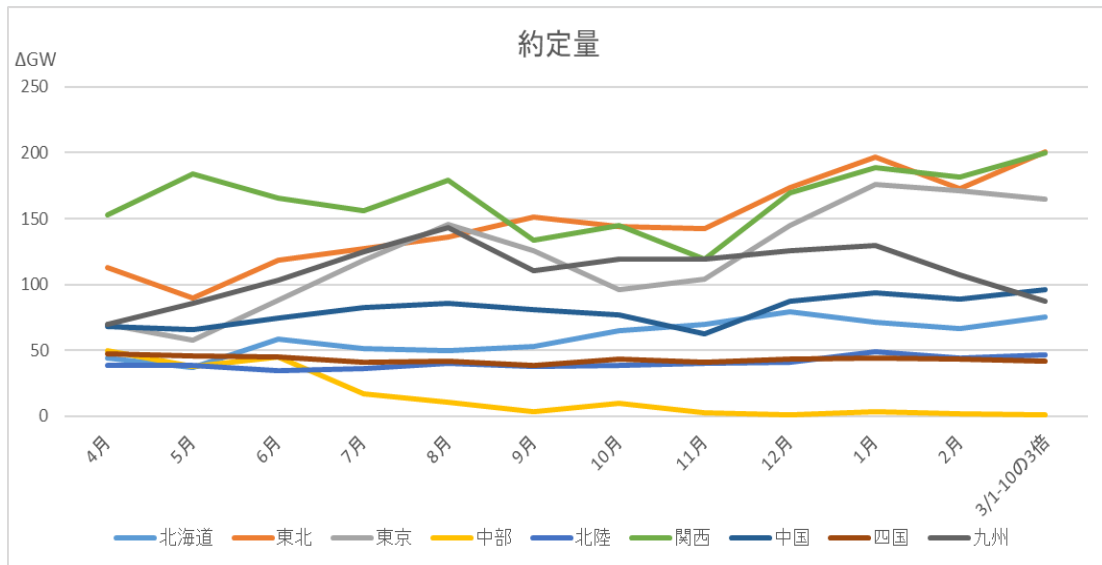
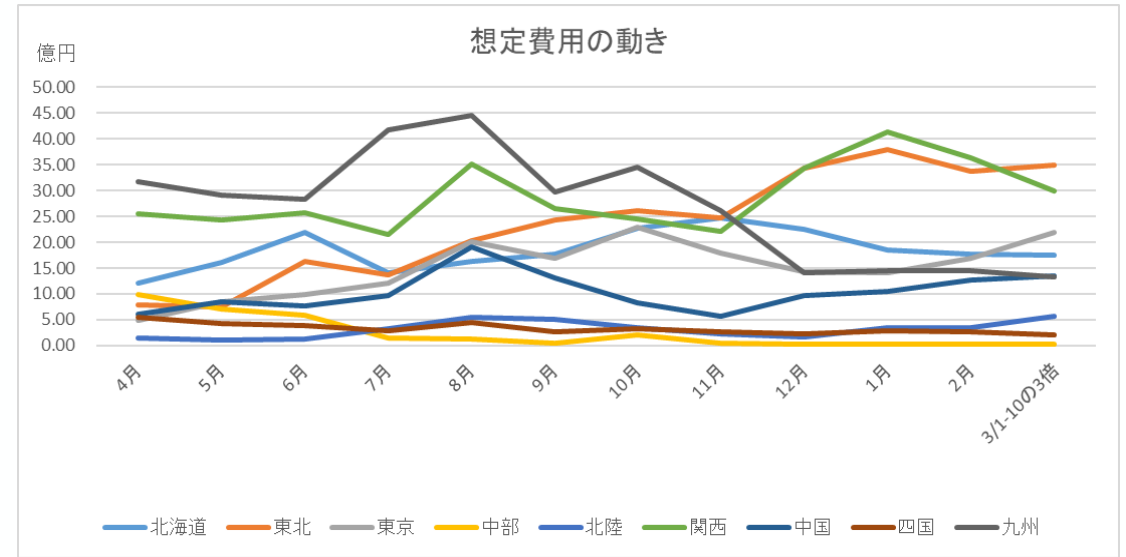
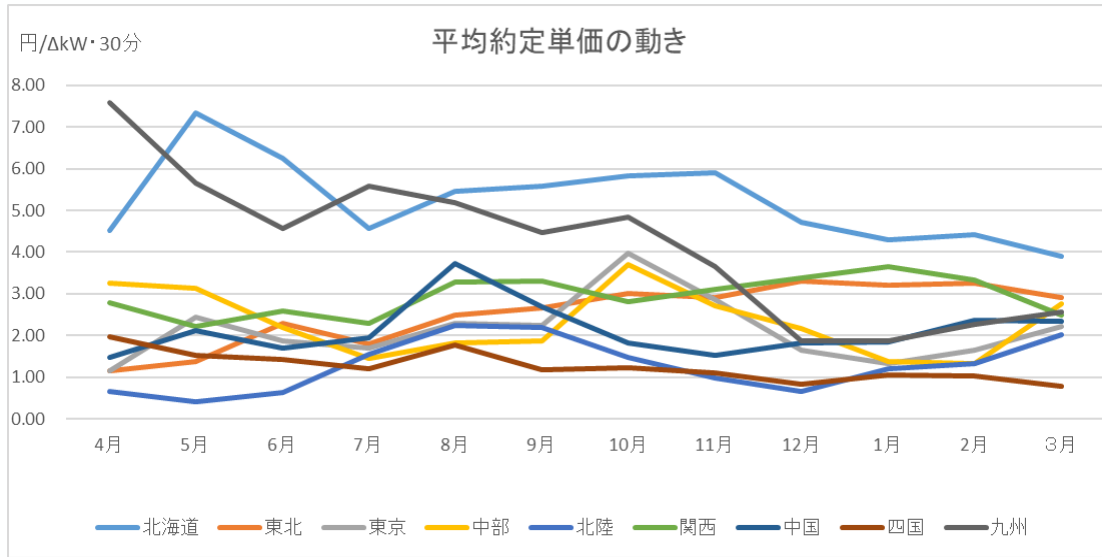
週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～3月10日）

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	37.91	14.01	0.28	3.52	41.30	10.42	2.80	14.46
	2月	17.70	33.71	16.85	0.17	3.53	36.33	12.60	2.69	14.50
	3月※3	5.86	11.65	7.28	0.08	1.88	9.99	4.52	0.66	4.46
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	71,707	196,825	175,560	3,377	48,839	188,598	93,852	44,517	129,539
	2月	66,897	172,854	171,225	2,174	44,559	181,838	88,953	43,591	106,943
	3月※3	25,120	66,965	54,932	481	15,563	66,633	32,059	14,041	29,025

EPRXデータより事務局にて作成。

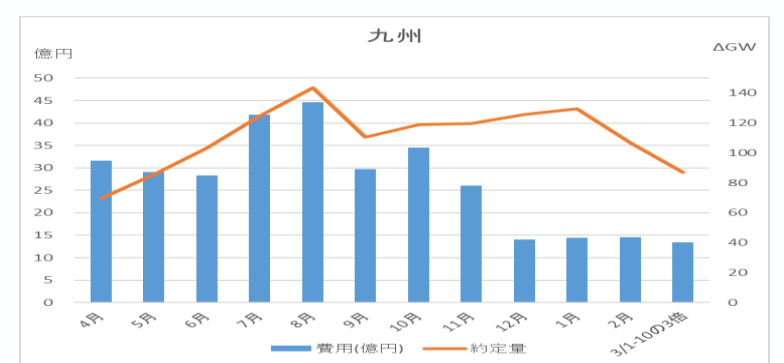
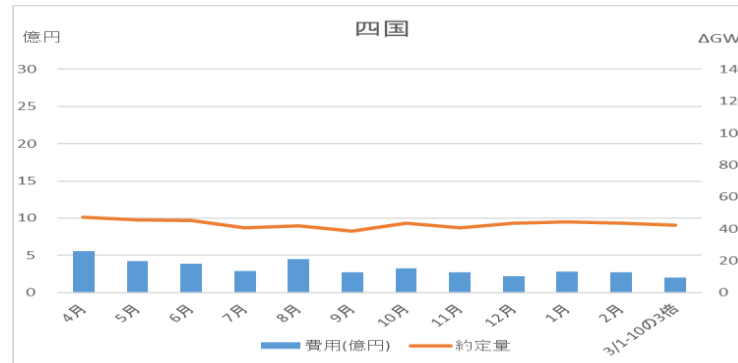
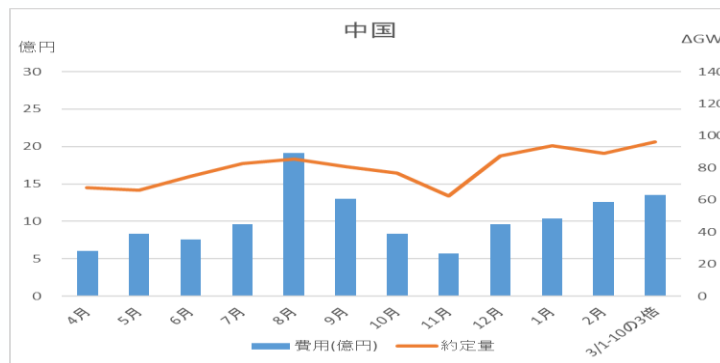
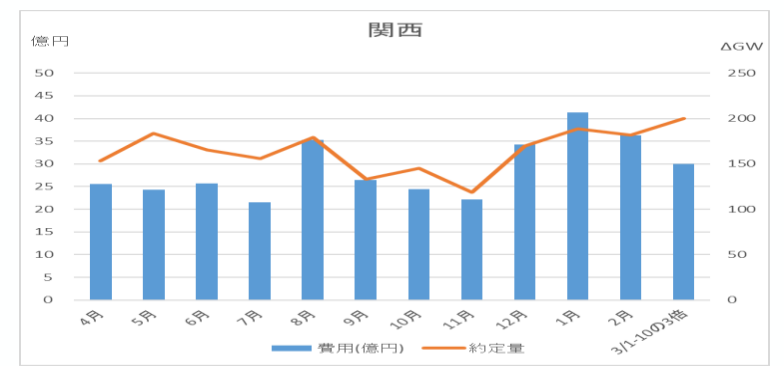
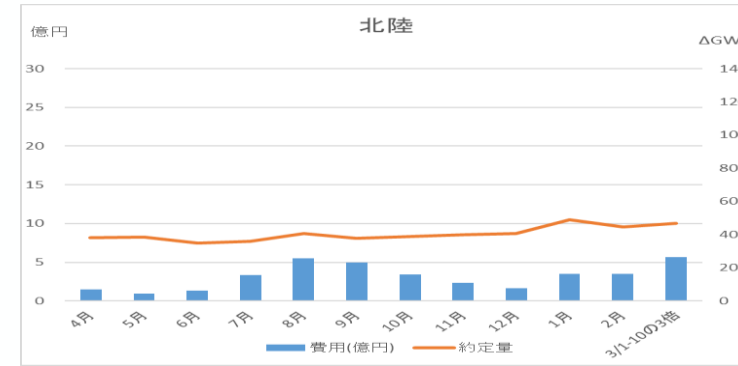
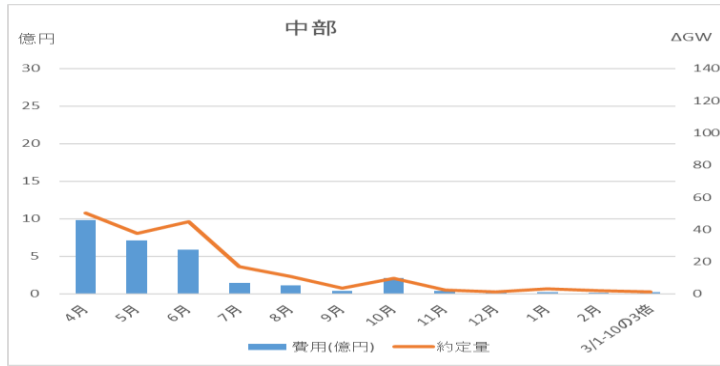
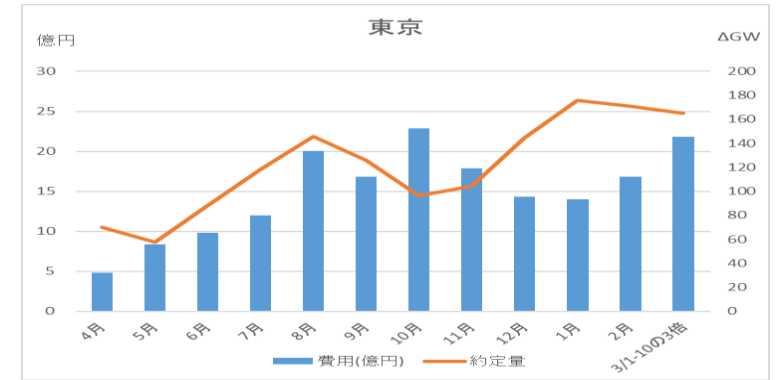
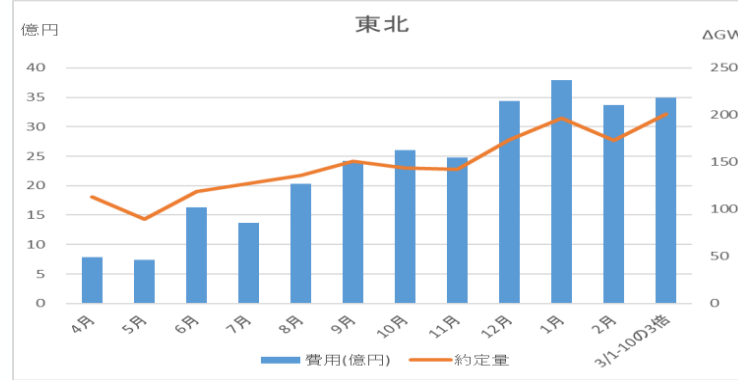
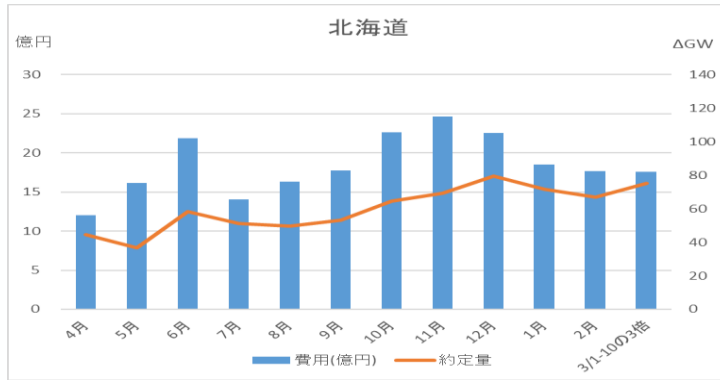
(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。(※2) 3月は3月1日～10日までのデータを使用。
 (※3) 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。

(参考) 一次～三次①の平均約定単価、調達費用、約定量の動向



(※) 3月は3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



(※) 3月は3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～3月10日）

各エリアの調達率の概況

- 2024年4月1日から2025年3月10日までの調達率の状況は次頁以降のとおり。
- 東京及び中部エリアについては、1月中旬から発電事業者と小売事業者の契約見直しによる余力分の週間商品への応札が始まったところ、東京エリアについては、2月も一次調整力及び二次調整力①について継続的に応札があることが確認できた。一方、中部エリアについては、2月は一次調整力及び二次調整力①の応札が少なかったため、事業者を確認したところ、小売事業者の余力がなかったこと等が要因とのこと。なお、東京及び中部エリアにおいては、2025年4月1日～4月4日の週間取引の受渡分より、これまでの余力応札に加え、電源の追加起動による応札も開始されていることを確認した※1。
- 引き続き、調達率の状況を注視していく。

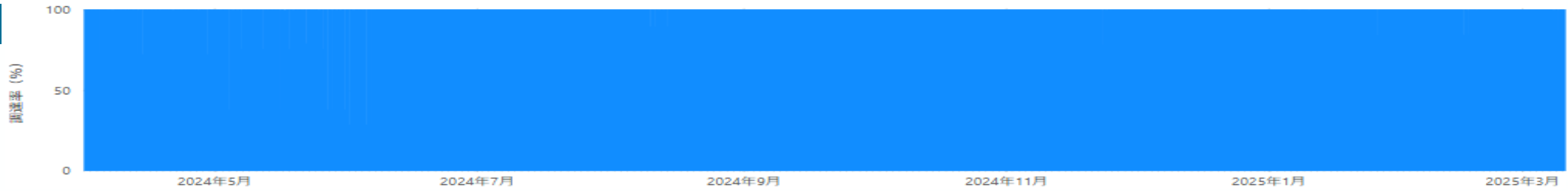
（※1）16～17頁の東京・中部エリアの調達率は3/10までの状況のため、4/1～4/4については資料上は反映されていない。

北海道エリアの調達率

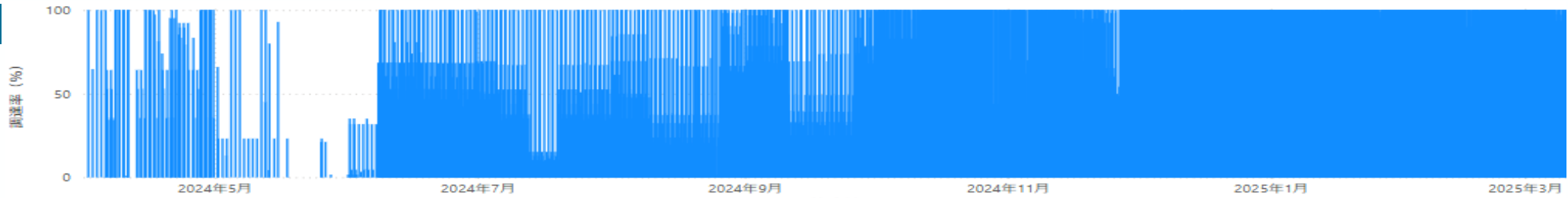
一次調整力



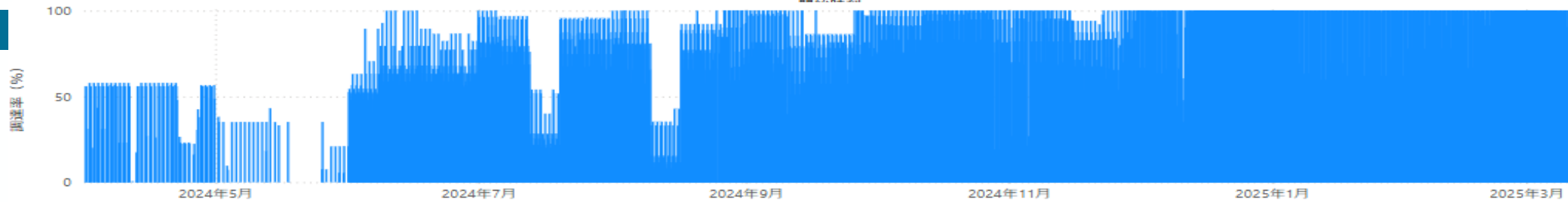
二次調整力①



二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②

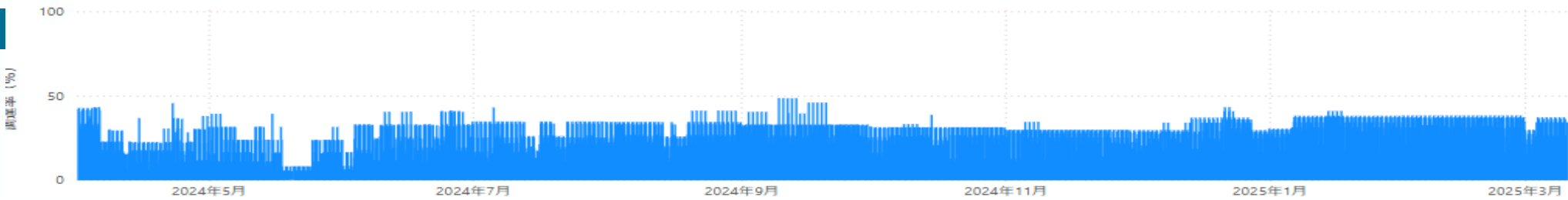


東北エリアの調達率

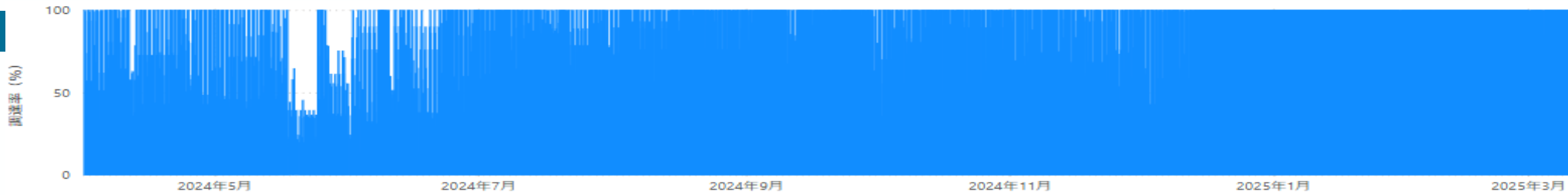
一次調整力



二次調整力①



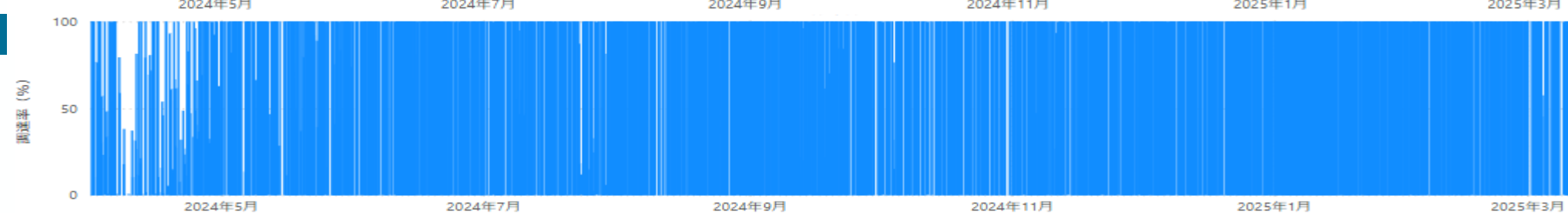
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②

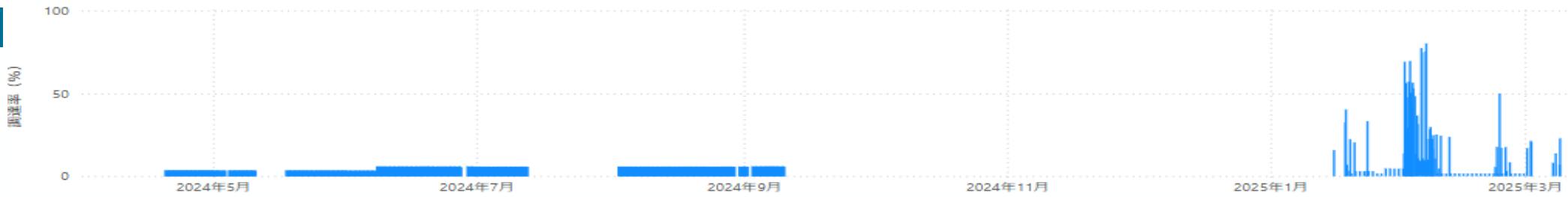


東京エリアの調達率

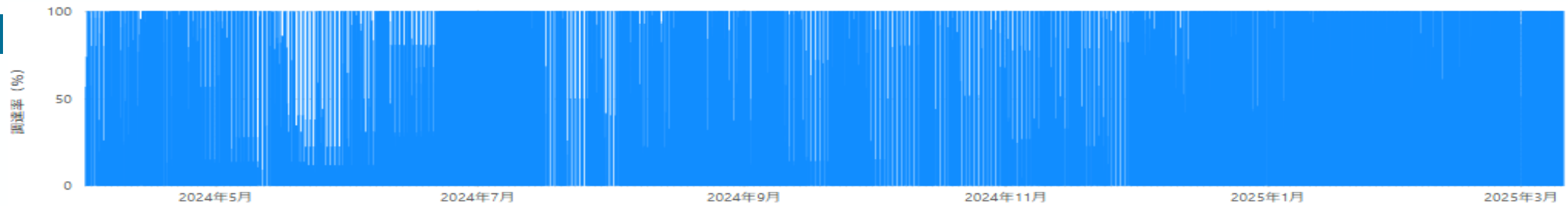
一次調整力



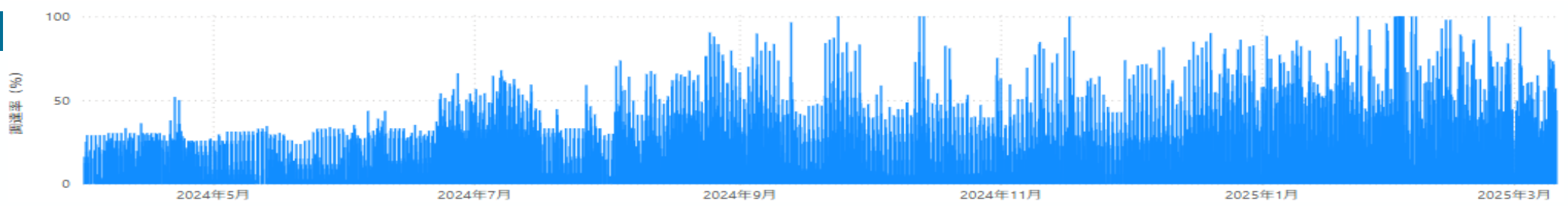
二次調整力①



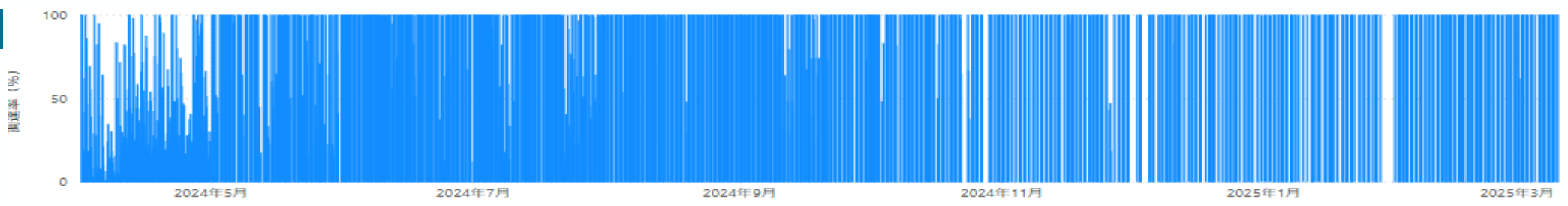
二次調整力②



三次調整力①



三次調整力②



中部エリアの調達率

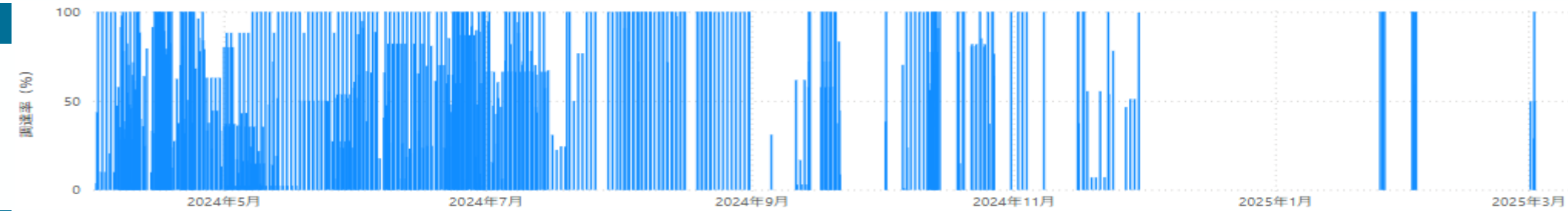
一次調整力



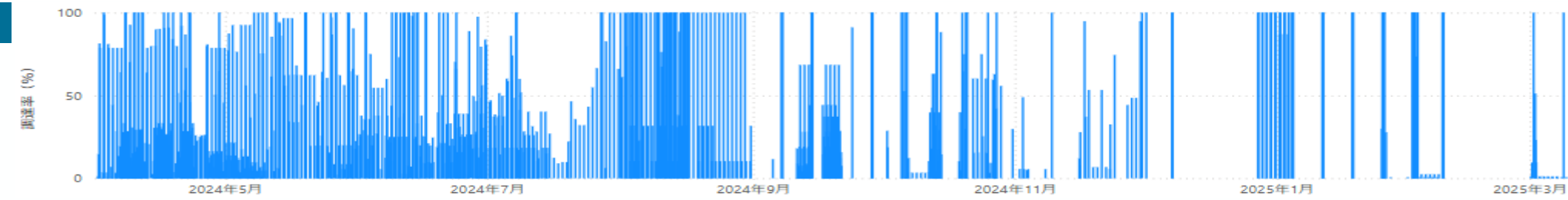
二次調整力①



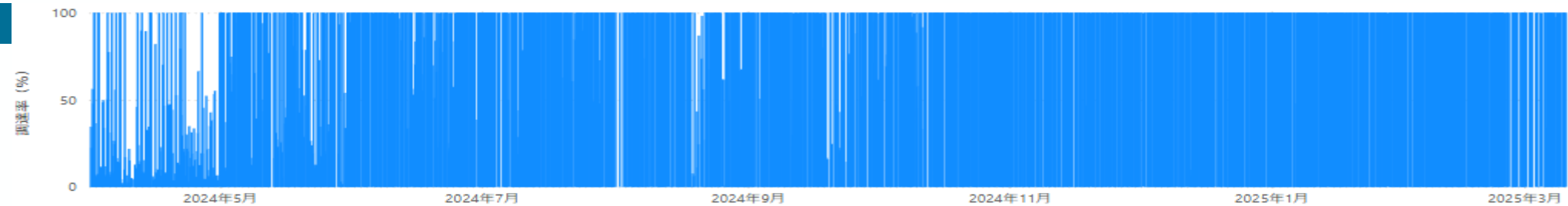
二次調整力②



三次調整力①

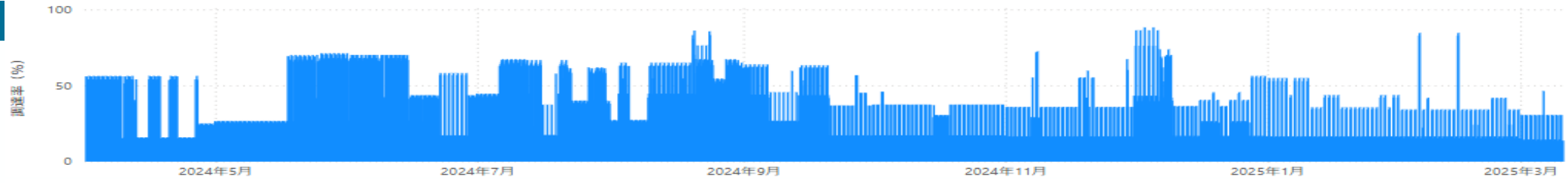


三次調整力②



北陸エリアの調達率

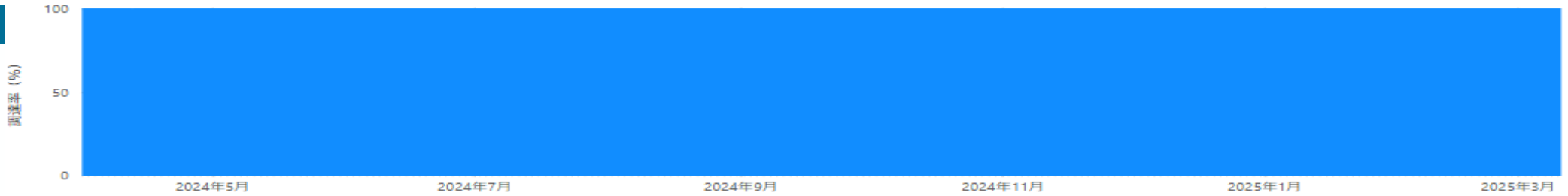
一次調整力



二次調整力①



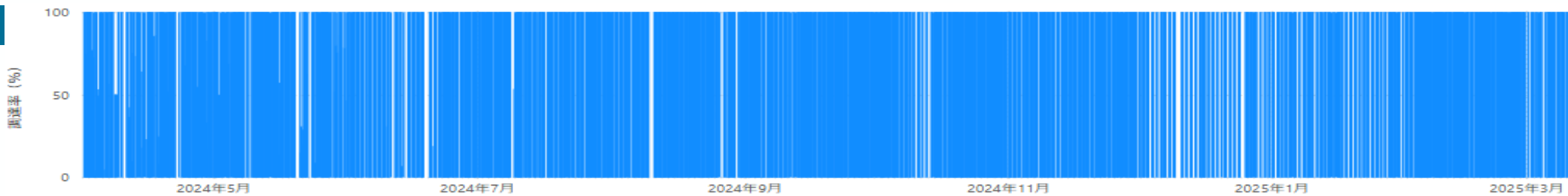
二次調整力②



三次調整力①

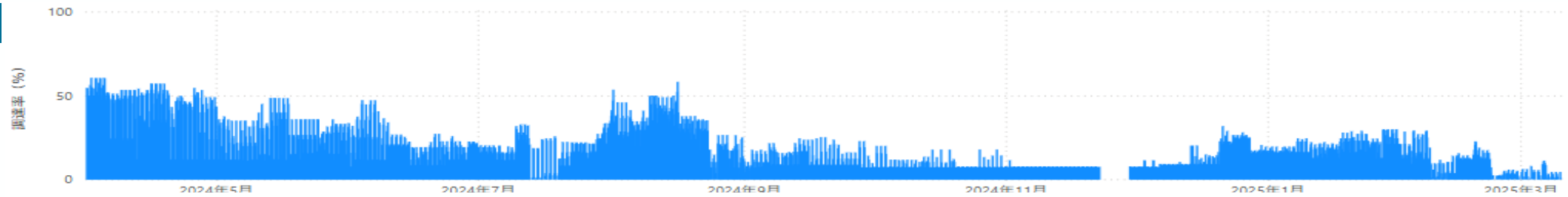


三次調整力②

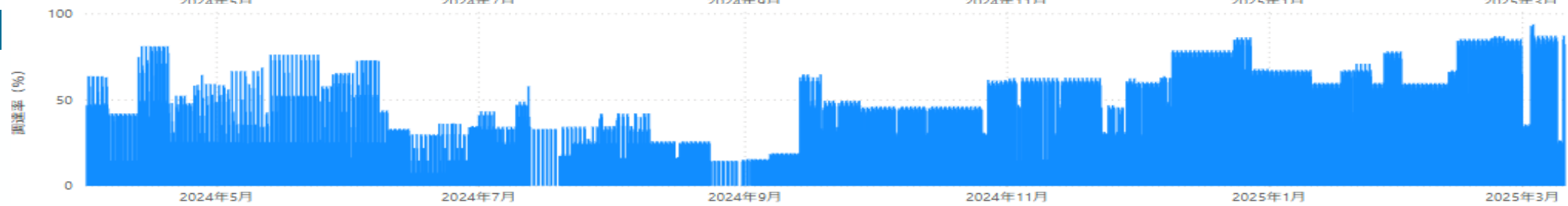


関西エリアの調達率

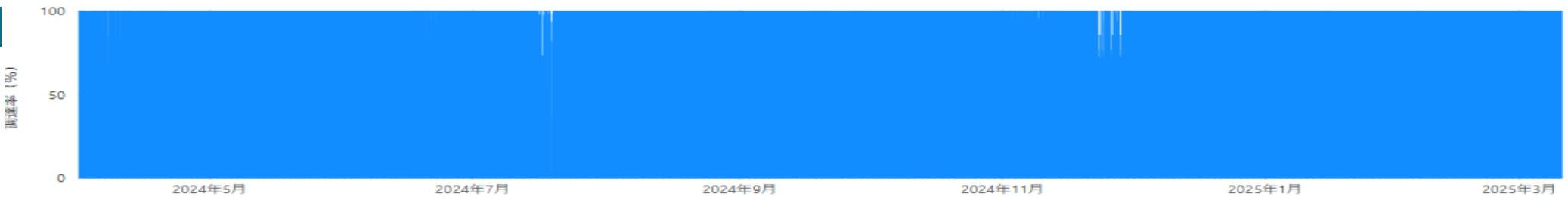
一次調整力



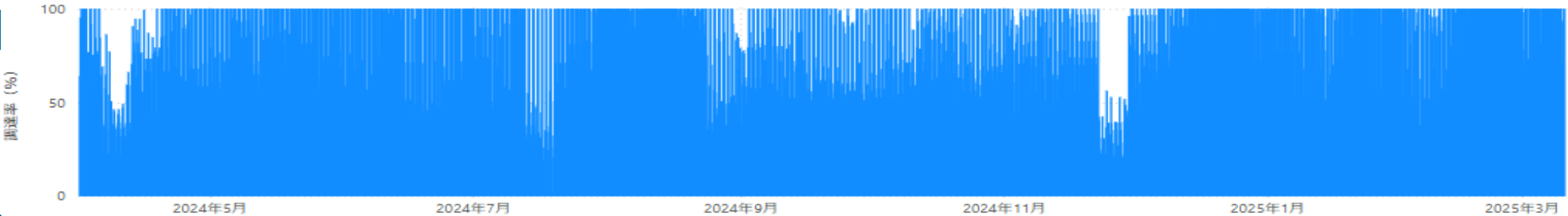
二次調整力①



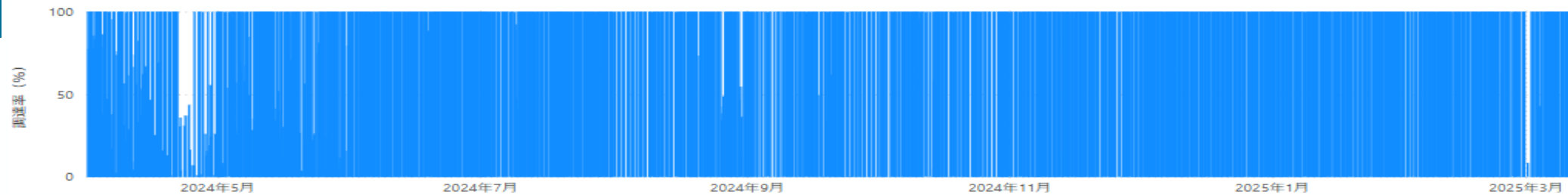
二次調整力②



三次調整力①

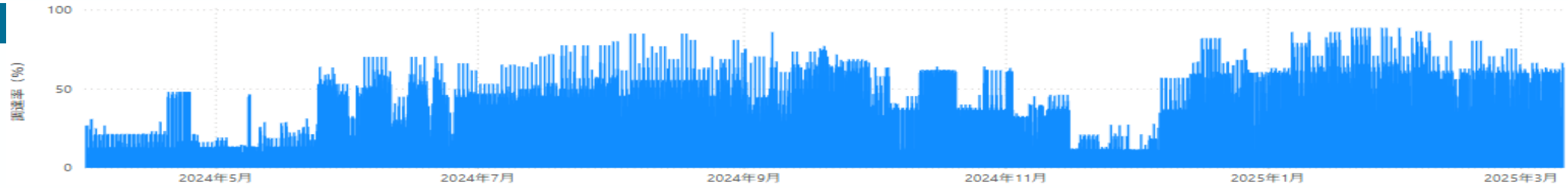


三次調整力②

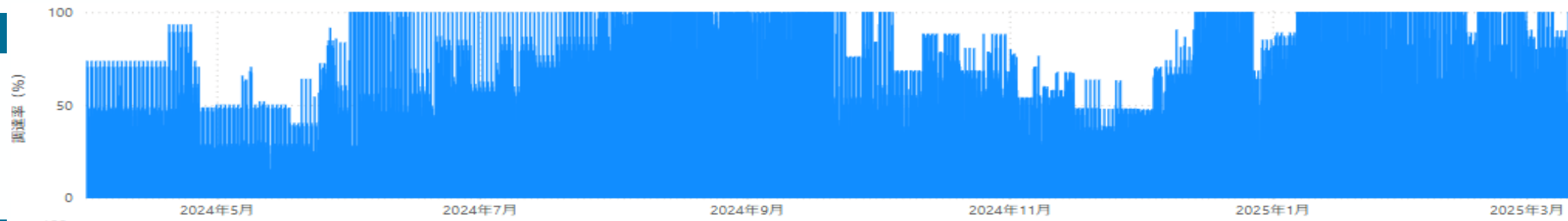


中国エリアの調達率

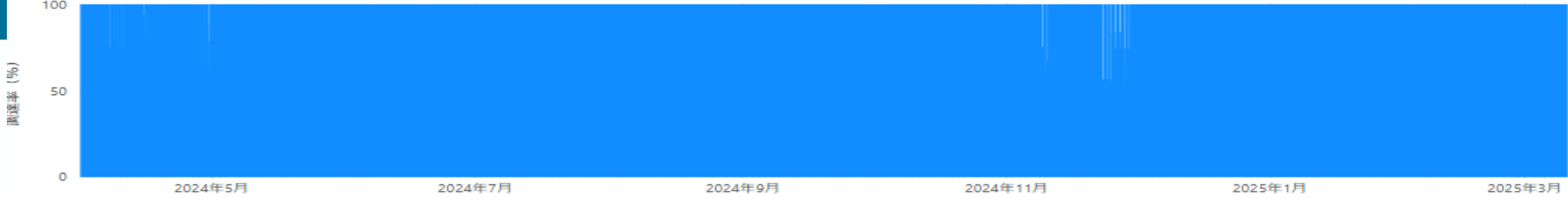
一次調整力



二次調整力①



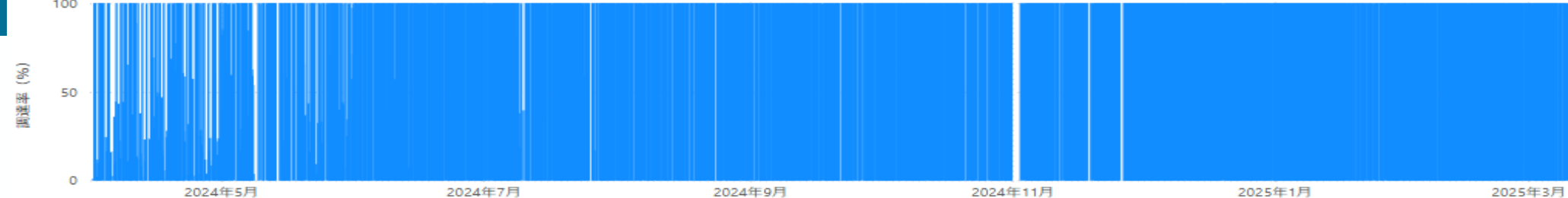
二次調整力②



三次調整力①

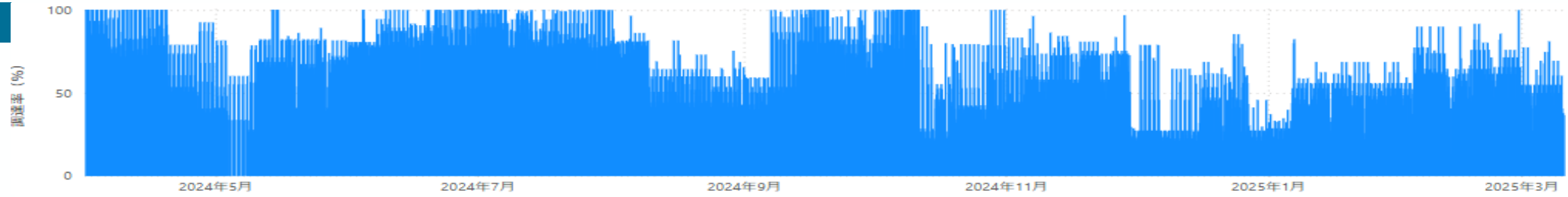


三次調整力②

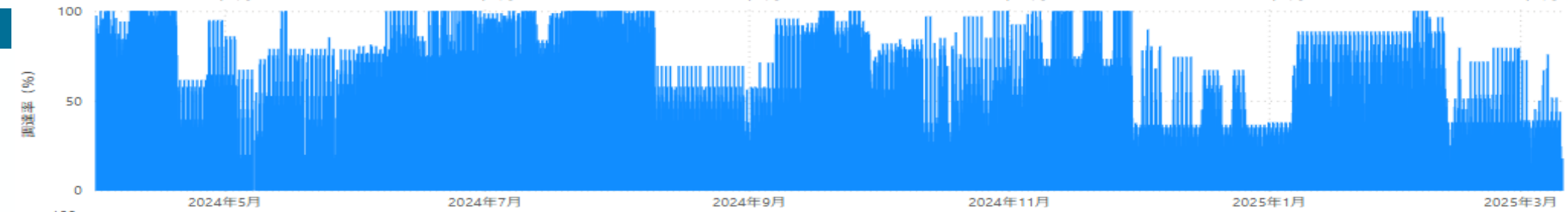


四国エリアの調達率

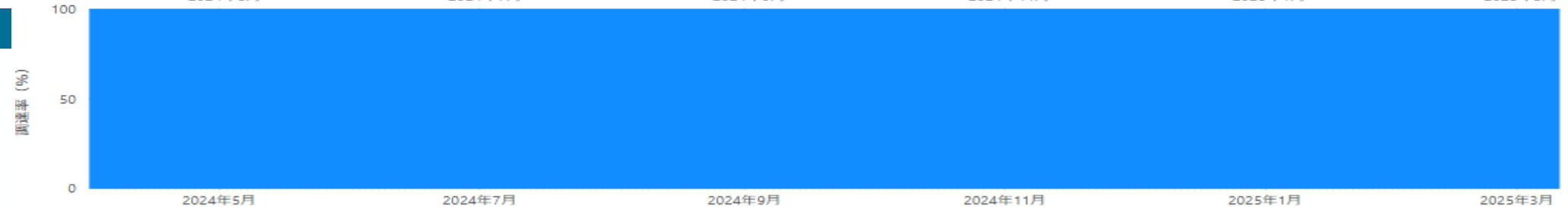
一次調整力



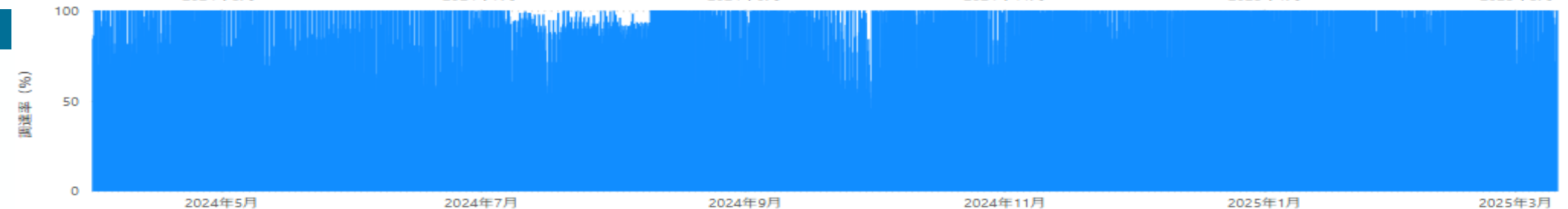
二次調整力①



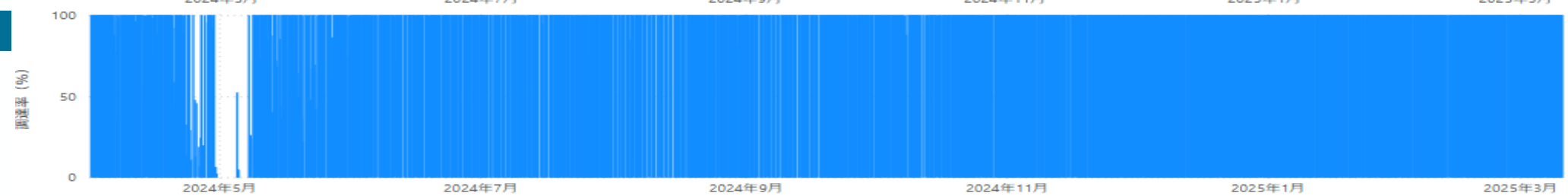
二次調整力②



三次調整力①

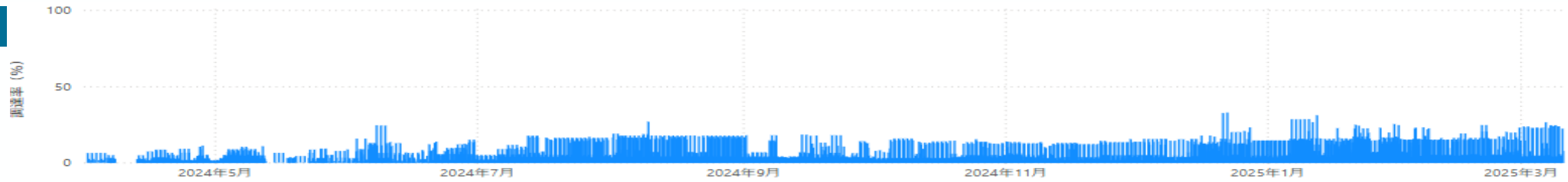


三次調整力②

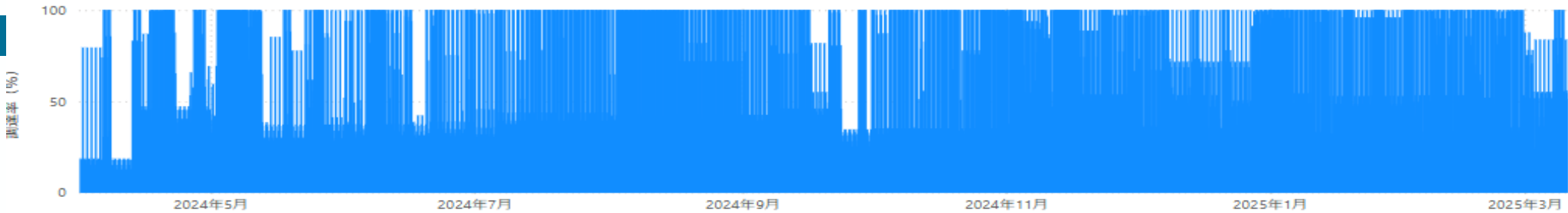


九州エリアの調達率

一次調整力



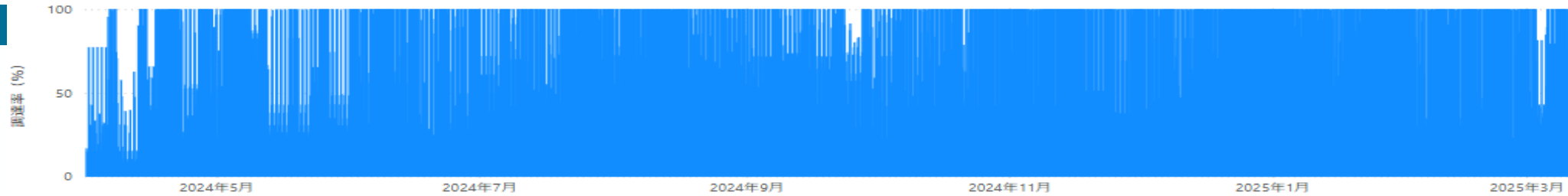
二次調整力①



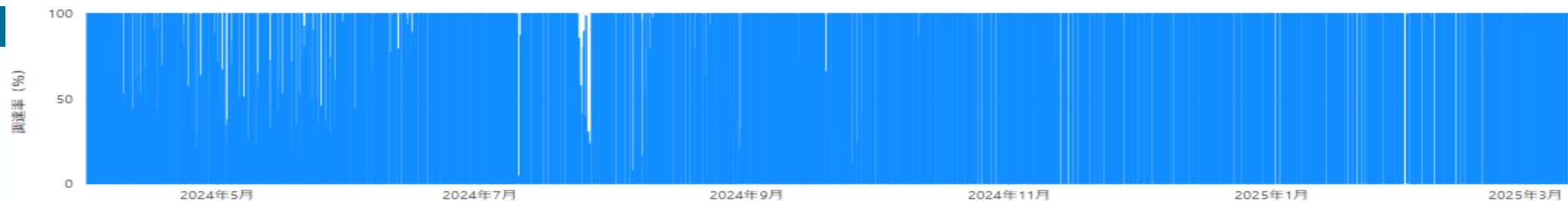
二次調整力②



三次調整力①



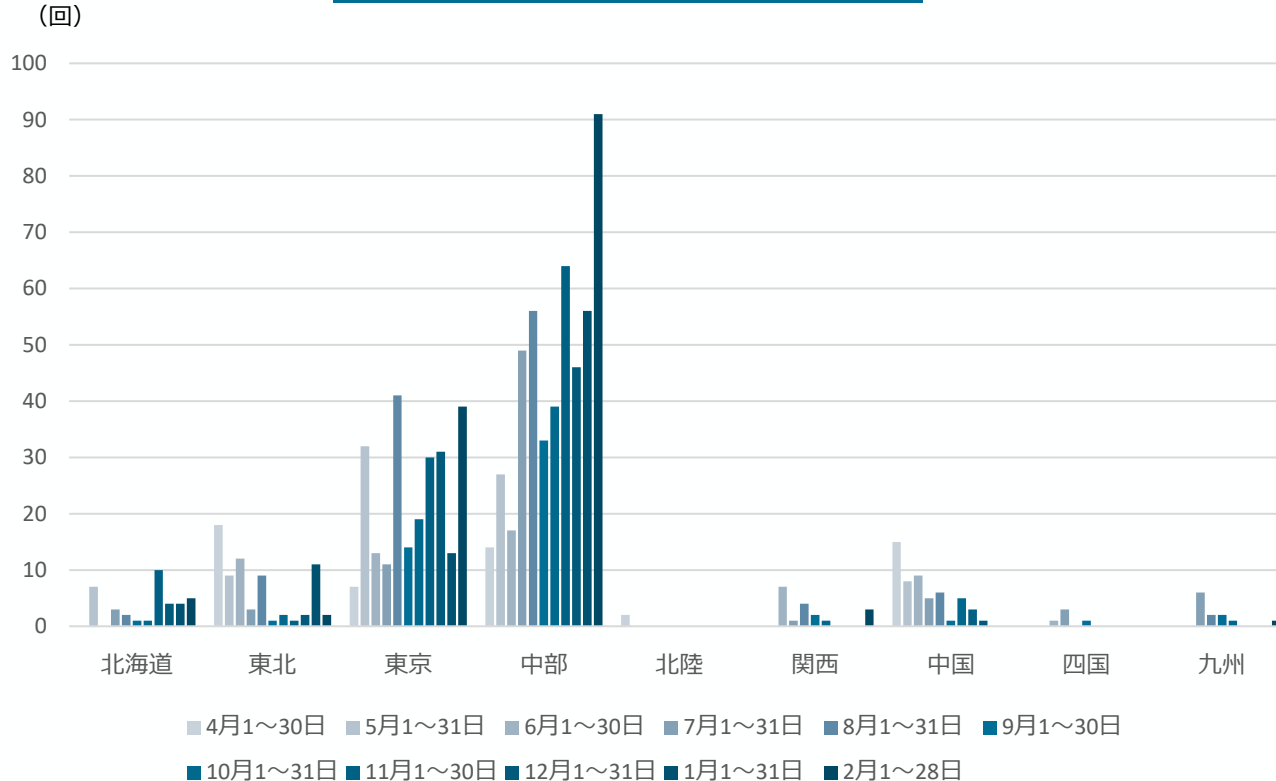
三次調整力②



(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~2月28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。

余力活用契約に基づく起動指令の回数




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	0.9億円	2.7億円	4.7億円	43.4億円	-
2月	1.6億円	0.1億円	6.7億円	3.4億円	-

	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	-	-	-	-
2月	1.5億円	-	-	-

(※) 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。

(※) 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23
 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。
 (※) 2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. B種電源協議について**
 3. 東北エリアにおける揚水随意契約について

B種電源協議について

2025年度に向けた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協議が必須とされている。
- 前回会合（2025年2月）で2025年度の事前的措置の対象事業者が決定したことを踏まえ、複数の事業者からB種電源の申し入れがあったことから、監視等委員会事務局にて一定額の算定諸元等について確認を行い、協議が整ったものについて今回御報告する。
- なお、2025年度の容量市場の約定価格が前年度と比して大きく低下したため、容量市場での固定費回収が困難な電源が増加し、結果としてB種電源協議の申し入れが昨年度より増加している。

B種電源協議の状況（2025年3月25日時点）※

（※）2025年3月25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。

協議が整った事業者数：2社

協議が整った案件数：10件（電源5件、蓄電池VPP5件）

需給調整市場ガイドライン（2025年3月24日改定）（抜粋）

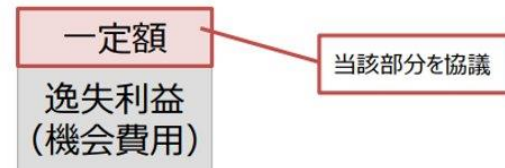
2. 調整力 ΔkW 市場
（略）

ΔkW 価格 \leq 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）



(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・他市場収益

- B種電源10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

(電源)

- 固定費の内訳は、**人件費、委託費、修繕費^{※1}、減価償却費**等であり、**適切に期間按分されていること**を確認した。また、**事業報酬を算入していないこと**を確認した^{※2}。

(※1) 数年に1度実施する定期点検・中間点検等にかかる修繕費については、年度単位の回収計画を立てた上で、当年分を計上。

(※2) Δ kWの一定額の算定においては事業報酬は考慮しない（第90回制度設計専門会合）。

(蓄電池)

- 固定費の内訳は、**蓄電池及び需給調整市場へ調整力を供出するためのシステム関連費用**等であり、**適切に期間按分されていること**を確認した。

他市場収益

(電源)

- 他市場収益の内訳は、**容量収入、相対卸収益、卸電力取引収益、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。
 - 容量収入は、経過措置考慮前の収入を計上
 - 相対卸収益は、契約済みの相対契約単価と供給計画に基づく発電電力量等をもとに算定
 - 卸電力取引収益は、想定市場価格と限界費用をコマ毎にマッチングさせたうえ、販売電力量・販売収益を算定
 - 過去実績平均から調整電力量を想定の上、マージン10%（限界費用×10%）を計上し算定

(蓄電池)

- 他用途と共有する蓄電池及び他電源と共有する一部システム費用については、**想定稼働日数や想定稼働量で按分し、需給調整市場分のみを計上していること**を確認した。

B種電源協議の確認結果について

一定額の算定諸元の確認について ②想定約定量等

- B種電源10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

（電源）

- 供給計画をもとに、需給調整市場（週間商品）、卸電力市場、需給調整市場（前日商品）の順に供給力を割り当てたうえで、過去実績から想定した約定率を乗じて算定。また、バランス停止ユニットについては、年間起動停止上限回数^{※1}も考慮して算定。

（※1）年間起動停止上限回数は、起動停止に伴う設備の損耗等を低減するために設けている社内管理値。

（蓄電池）

- 想定約定回数（2025年度供出予定ブロック数）に1コマあたりの Δ kWを乗じて算定。

所有する他電源等に関する確認

（電源／蓄電池）

- 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種電源協議の確認結果について

協議事項等について

- 今回協議が整った案件については、一定額が1.64円/ Δ kW・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
 - 2024年度の応札額水準との違いの理由
 - 他市場収益及び Δ kW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/ Δ kW・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 Δ kWの-marginは0.33円/ Δ kW・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）

● 「 Δ kW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。

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

（※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。

$$\underline{\text{一定額} = \text{固定費回収に必要な額を超えない範囲内で監視委と個別協議の上決定}}$$

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 Δ kWの-marginは0.33円/ Δ kW・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/ Δ kW・30分（案2）一定額=限界費用 \times 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）

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10件について、 Δ kWの一定額の算定諸元について確認を行った。
- 確認の過程において、数値の誤りが発見された項目等については修正が行われ、それ以外も含めて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値を一定額とすることとしたい。
- 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。

1. 2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. 東北エリアにおける揚水随意契約について**

東北エリアにおける揚水随意契約について

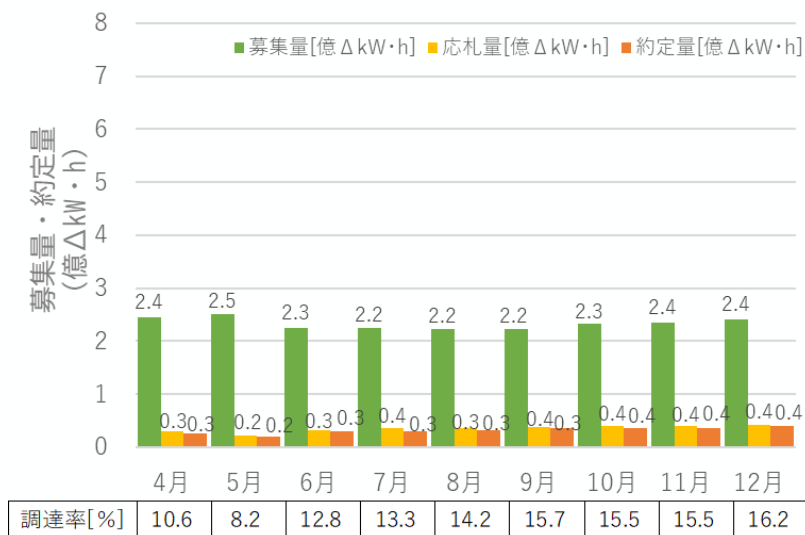
- 第3回及び第5回制度設計・監視専門会合（2024年11月、2025年1月）において、中部エリアにおける揚水随意契約に関し、一般送配電事業者による揚水発電の随契調達の意義等について御報告させていただき、次年度（2025年度）に向けた他の一般送配電事業者への横展開等についてご議論いただいたところ。
- 今回、東北電力ネットワークより、2025年度の東北エリアにおける揚水随意契約について相談があったため、内容について確認を行った。

東北エリアにおける揚水随意契約について

東北電力ネットワークからの相談内容 ①必要性

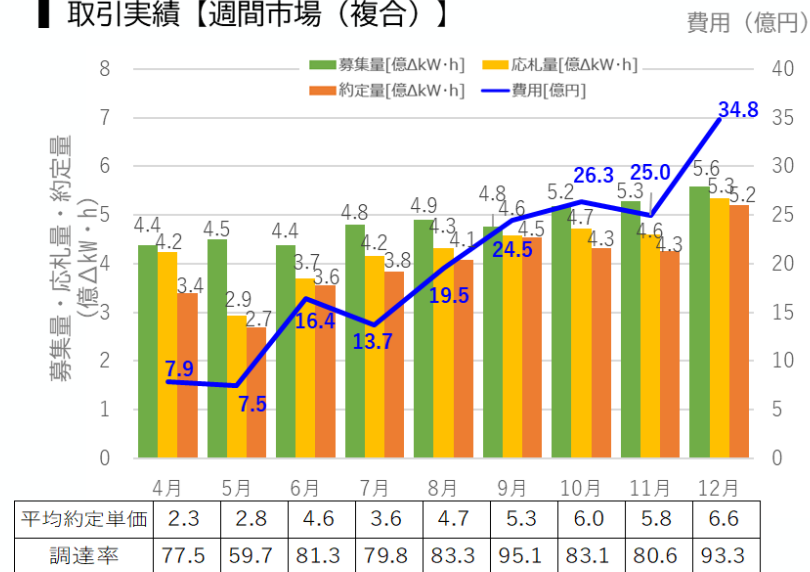
- 東北エリアにおいては、一次調整力・二次調整力①の調達率が平均2割以下と低水準にあり、調達未達分は余力活用電源の活用により確保している。
- 週間商品（複合商品）の約定単価については、4月は2.3円/ΔkW・hであったが、12月は6.6円/ΔkW・hとなり、**レベニューキャップ申請単価（2.76円/ΔkW・h）を大きく上回る**状況が継続。
- また、揚水発電機は短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いことから調整電源として非常に有用な電源であるが、**エリア内唯一の調整力機能を有する揚水発電機について、事業者側ではスポット市場への供出も含めた検討がなされるものと想定されるため、余力活用電源としての活用ができない可能性がある。**

取引実績【週間市場（一次調整力）】



(出所) 東北電力ネットワーク作成

取引実績【週間市場（複合）】



平均約定単価[円/ΔkW・h], 調達率[%] (出所) 東北電力ネットワーク作成

東北エリアにおける揚水随意契約について

東北電力ネットワークからの相談内容 ②契約内容（案）

- 東北電力ネットワークから相談があった契約内容（案）は以下のとおり。

契約内容（案）

契約期間	契約時～2026年3月
契約容量	最大23万kW（東北エリアの募集量の2～5割程度） （※）23万kWを上限とし、BGが使用しない容量を週ごとに協議のうえ、 Δ kWして調達
契約単価	レベニューキャップ申請単価（2.76円/ Δ kW・h）を念頭に、需給調整市場ガイドラインにおける Δ kW価格の考え方（A種電源）をもとに協議し、全体としてレベニューキャップ申請単価以下で契約予定
揚水機の運用主体	BG運用
需給調整市場の調達	発電所運用の制約なども考慮し、週間商品の募集量から、随契により確保した Δ kW分を商品毎に控除

東北エリアにおける揚水随意契約について

事務局評価

必要性について

- 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、今回、揚水随契の相談があった東北エリアにおいては高速商品の調達率が低い状況が続いている。
- また、調達率の低い状況が続く中、**エリア内唯一の調整機能を有する揚水発電機が余力活用契約で活用できない可能性があること**も踏まえれば、**一般送配電事業者が揚水発電の必要な調整力の一部を、需給調整市場とは別に随意契約で予約確保することは、安定的な需給運用の観点から一定の意義がある**と考えられる。

電源等の参加機会の公平性、コストの適切性・透明性について

- 他方、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。
- この点、東北エリアにおいては、**高速商品の調達率が約20%であること、今回調達する電源がエリア内で唯一の調整機能を有する揚水発電機であることに加え、随意契約で調達する量（最大23万kW）は全体の募集量の2～5割程度であり、市場募集量に到達しないことから、電源等の参加機会の公平性は一定程度保たれている**と考えられる。
- また、随意契約する揚水発電機の Δ kW価格はレベニューキャップ申請単価（2.76円/ Δ kW・h）を念頭に、需給調整市場ガイドラインにおける Δ kW価格の考え方（A種電源）をもとに協議し、**全体としてレベニューキャップ申請単価以下で契約予定であることから、コストの適切性についても一定程度保たれる**と考えられる。
- 以上を踏まえ、**東北エリアにおける揚水随意契約を認めることとして差し支えない**と考えられる。なお、**コストの透明性を確保する観点からは、引き続き、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**としたい。