

需給調整市場の運用等について

第99回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和6年7月30日（火）



- 1. 7月中旬までの需給調整市場の動き**
2. 価格規律の検討及び事業者の応札行動の確認について

前日取引（三次調整力②）の動き（4月1日～7月10日）

- 4月1日から7月10日までの前日取引の概況は以下のとおり。
- 6月の平均約定単価は各エリア概ね前月より低下しているが、7月に入り東京及び中部エリアの平均約定単価は上昇している。
- 6月以降の募集量の低減により、 ΔkW の約定量、想定費用は低下している。他方、 ΔkW の約定量の低下は余力活用電源の運用コストを上昇させる可能性があるため、引き続き動向を注視していく。

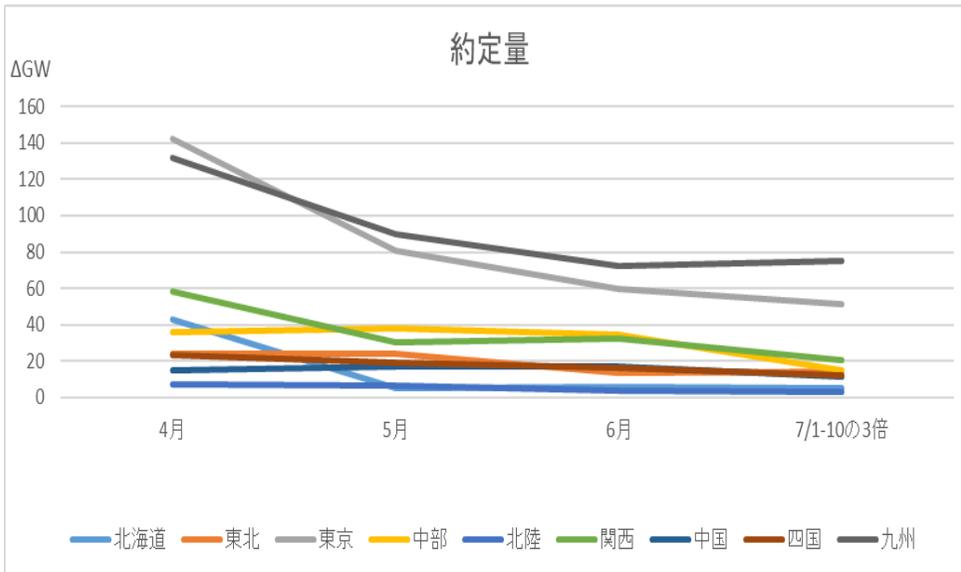
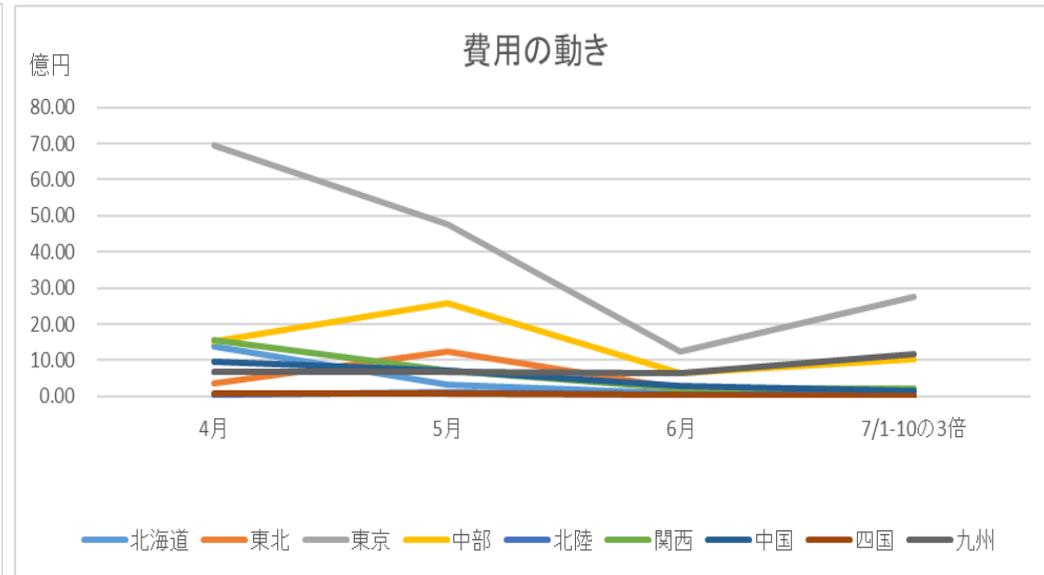
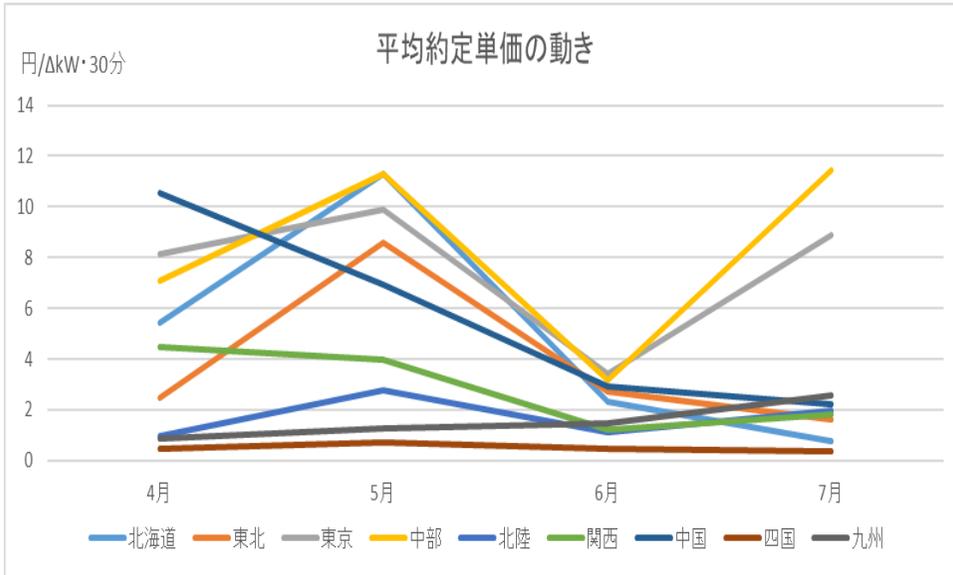
項目	月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分)	4月※2	5.43	2.49	8.16	7.06	0.97	4.48	10.53	0.46	0.86
	5月※2	11.31	8.6	9.88	11.28	2.76	3.97	6.93	0.7	1.28
	6月	2.31	2.72	3.44	3.15	1.11	1.22	2.93	0.48	1.47
	7月※3	0.76	1.64	8.9	11.46	1.98	1.81	2.22	0.34	2.58
最高約定単価 (円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分)	4月※2	321	321	321	199	23.89	197	197	80	197
	5月※2	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※3	321	321	160	183.93	95.09	95.09	31.08	0.34	197
最低約定単価 (円/ $\Delta kW \cdot 30$ 分)	4月※2	0.34	0.33	0.33	0.34	0.34	0.32	0.32	0.3	0.34
	5月※2	0.34	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.31	0.32
	6月	0.34	0.16	0.3	0.24	0.34	0.25	0.25	0.16	0.25
	7月※3	0.34	0.33	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.33	0.34
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	6.82
	5月※2	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	6.51	0.27	2.35	2.98	0.47	6.40
	7月※3	0.08	0.46	9.14	3.45	0.14	0.73	0.51	0.08	3.88
約定量※4 (ΔMW)	4月※2	42,878	23,978	141,996	35,679	7,075	58,490	15,313	23,332	132,074
	5月※2	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	34,453	4,037	32,120	16,931	16,241	72,546
	7月※3	1,813	4,702	17,123	5,015	1,137	6,749	3,824	4,033	25,070

※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。

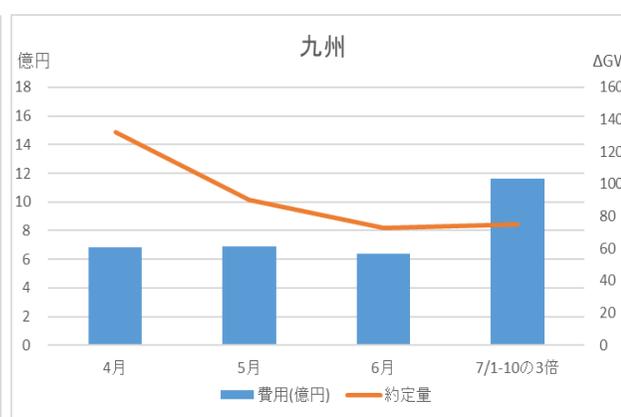
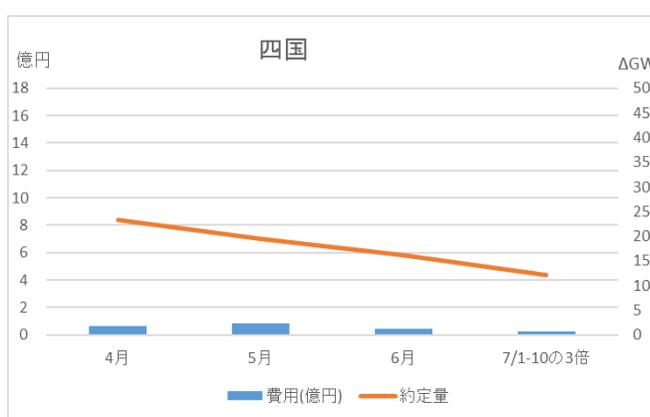
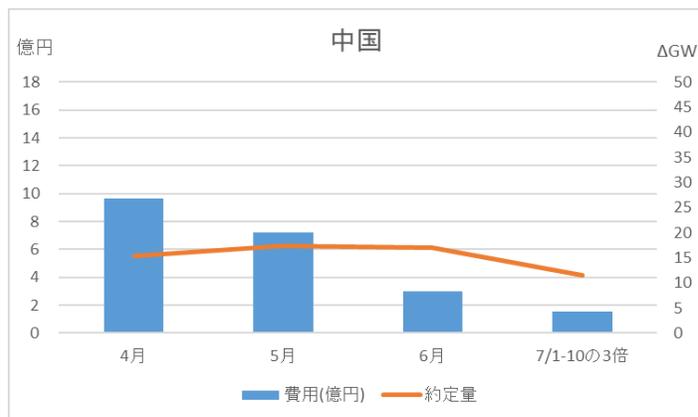
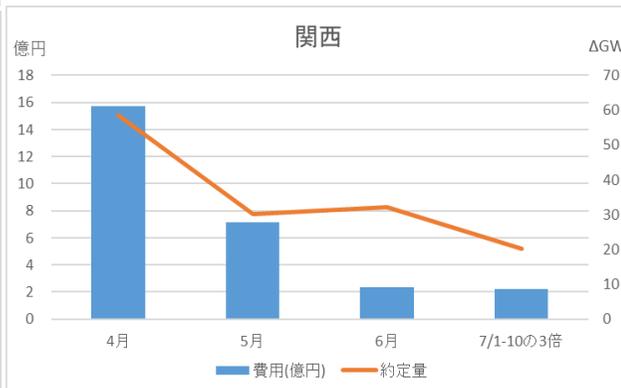
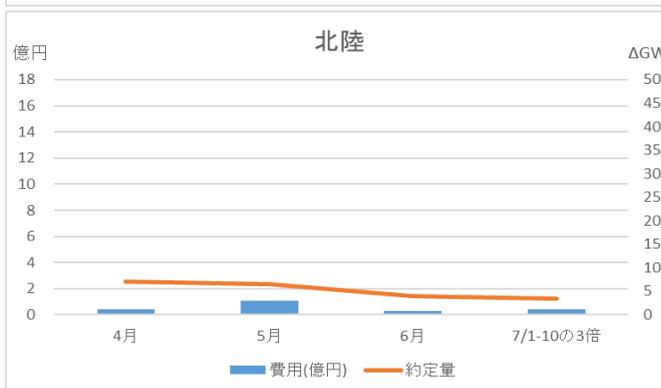
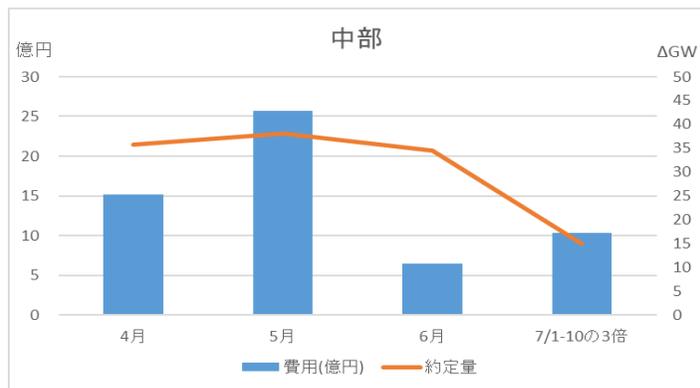
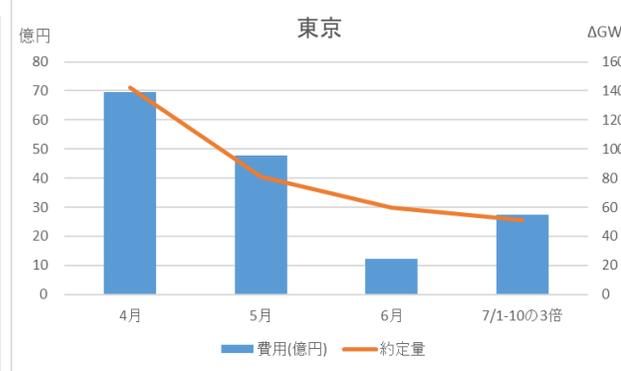
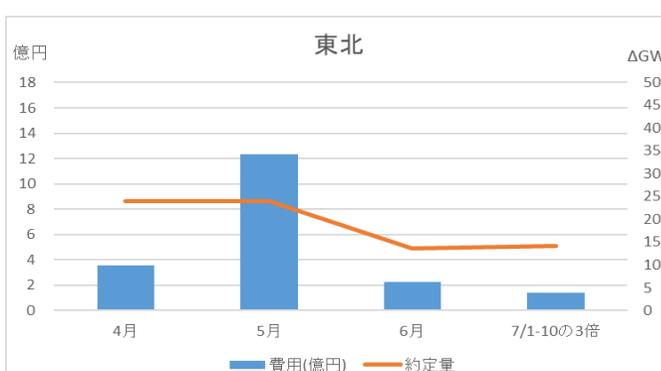
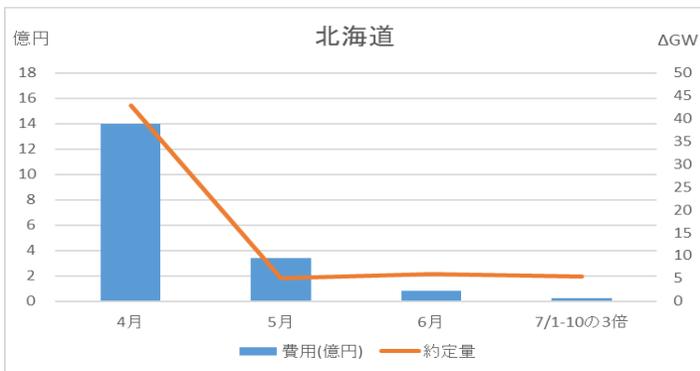
EPRXデータより事務局にて作成。

※3 7月は7月1～10日までのデータを使用している点に注意。 ※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。

(参考) 前日取引 (三次調整力②) の動き (4月1日~7月10日)



(参考) 前日取引 (三次調整力②) の動き (4月1日~7月10日)



※ 7月は7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～7月10日）

- 4月1日から7月10日までの週間取引の概況は以下のとおり。
- **北海道と九州エリアにおいては、他エリアと比して平均約定単価が高い状況**が続いている。また、九州エリアにおいては、約定量では関西エリアより少ないにもかかわらず、9エリアで最も想定費用が高い状況が続いている。

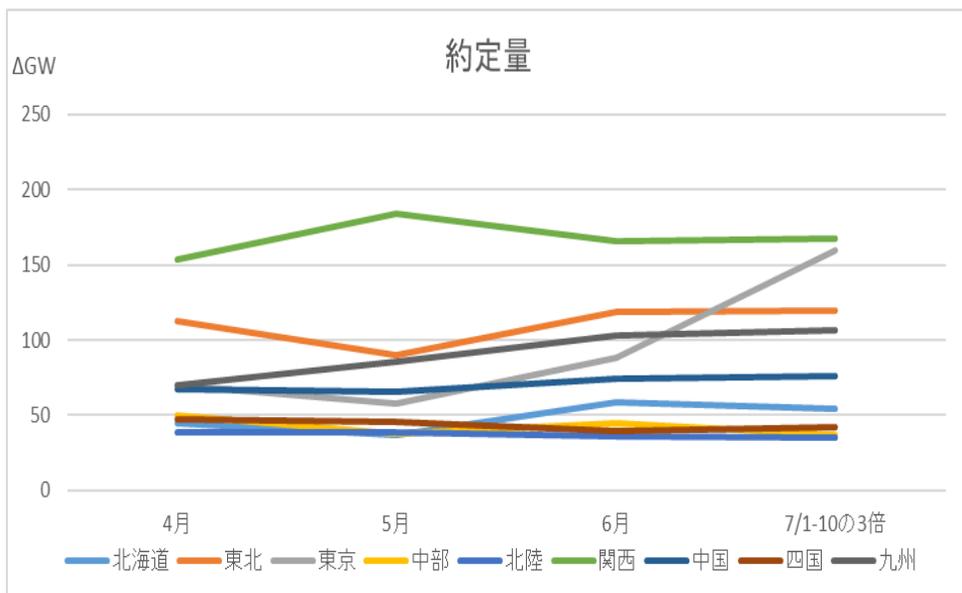
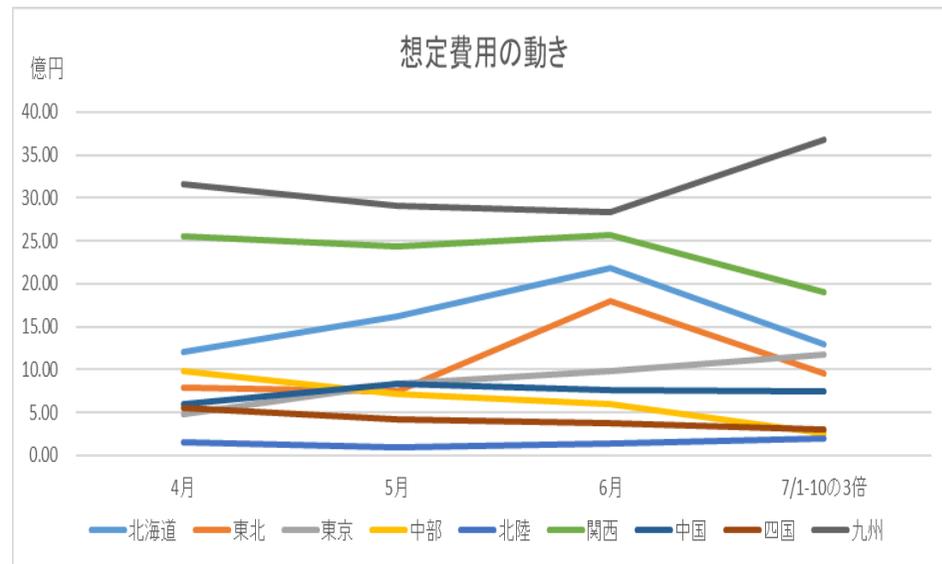
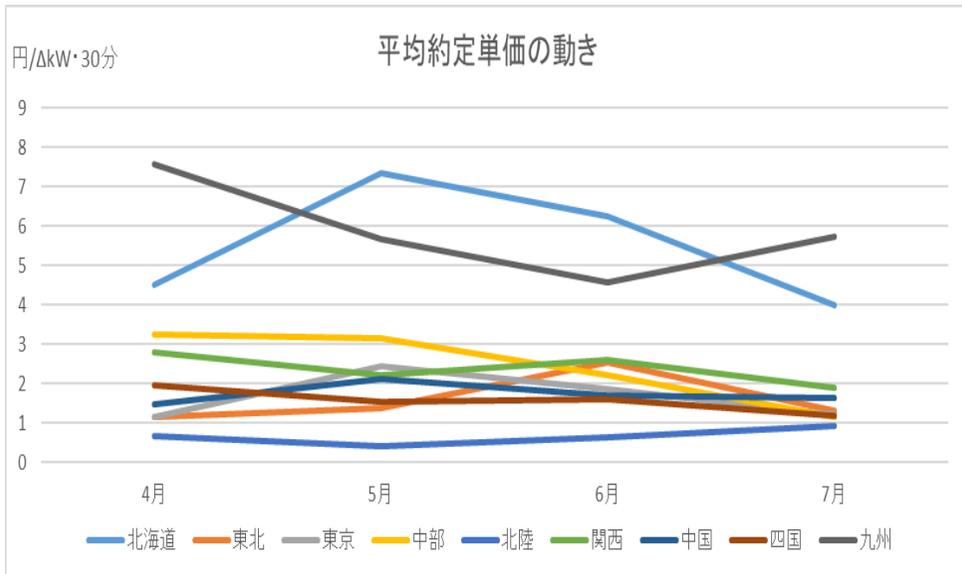
項目	月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・30分)	4月	4.51	1.16	1.15	3.26	0.66	2.78	1.48	1.96	7.58
	5月	7.33	1.38	2.43	3.14	0.42	2.21	2.12	1.53	5.66
	6月	6.24	2.53	1.86	2.21	0.64	2.59	1.7	1.59	4.58
	7月※2	3.98	1.32	1.23	1.15	0.91	1.89	1.62	1.19	5.74
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	19.51	7.66	7.21	12.82	14.13	15.12	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	19.5
	7月※2	19.5	5.5	7.21	5.26	3.49	16.11	12.37	16.58	19.5
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	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※2	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
想定費用※3 (億円)	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	17.99	9.85	5.96	1.37	25.75	7.62	3.74	28.38
	7月※2	4.31	3.16	3.92	0.84	0.64	6.32	2.47	0.99	12.27
約定量※3 (ΔMW)	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	58,432	118,507	88,303	44,931	35,694	165,712	74,743	39,214	103,279
	7月※2	18,067	39,922	53,089	12,158	11,655	55,724	25,380	13,925	35,617

※1 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。 ※2 7月は7月1～10日までのデータを使用している点に注意。

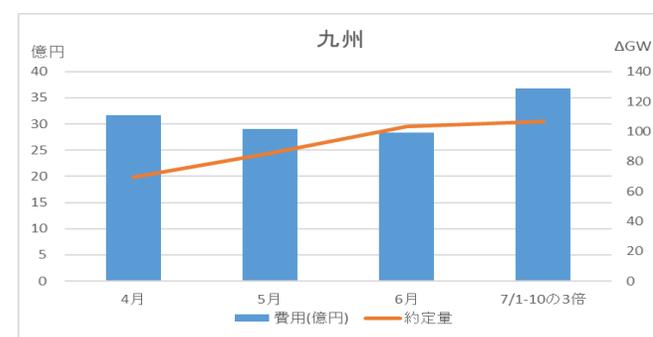
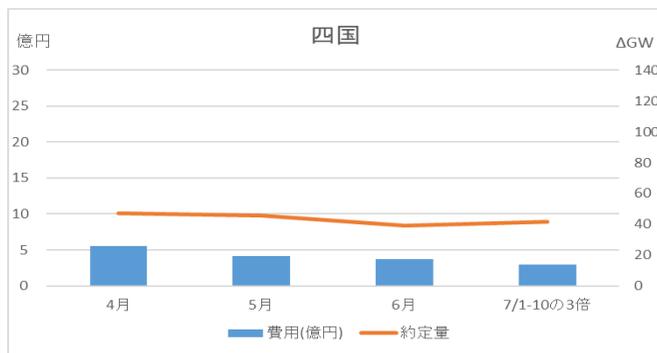
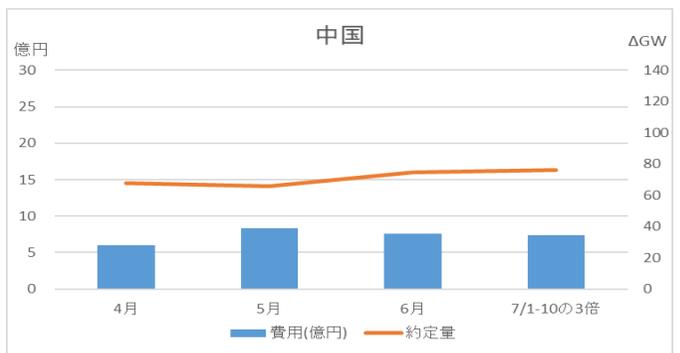
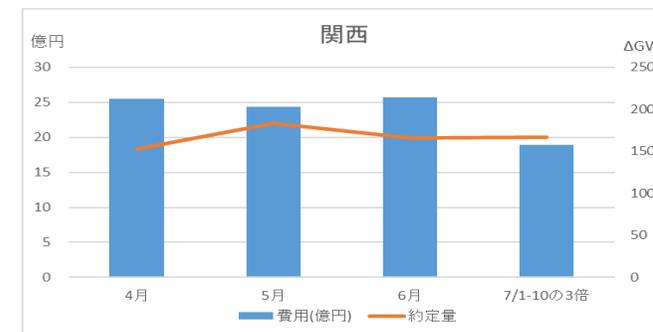
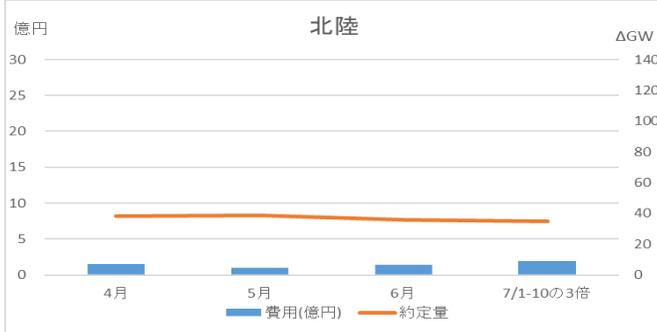
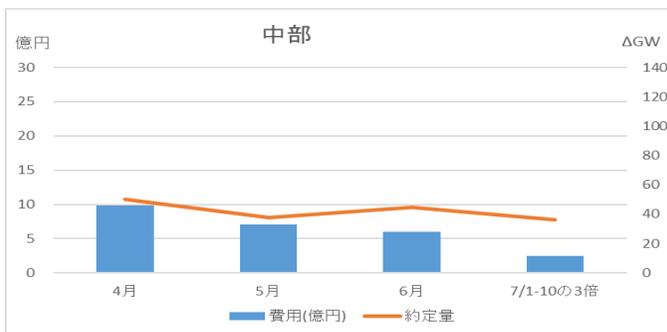
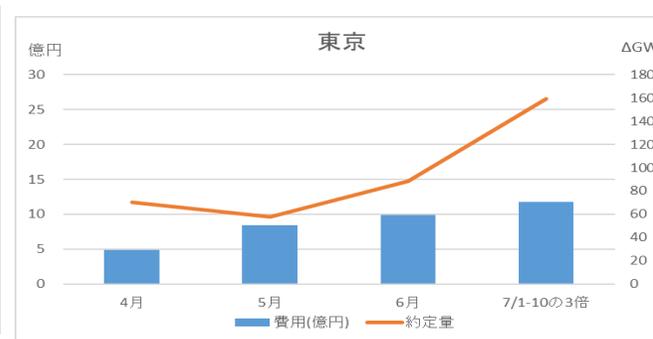
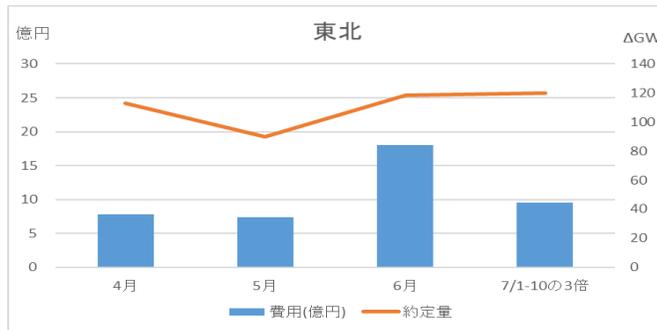
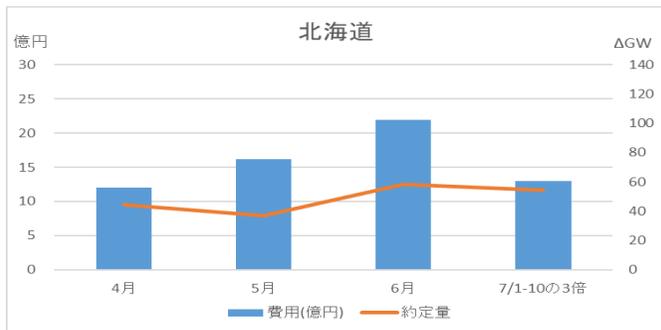
EPRXデータより事務局にて作成。

※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。

週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～7月10日）



週間取引（一次～三次①）の動き（4月1日～7月10日）

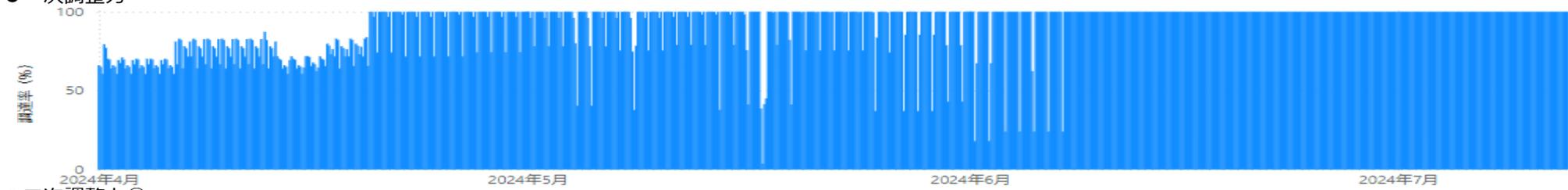


各エリアの調達率の動向（4月1日～7月10日）

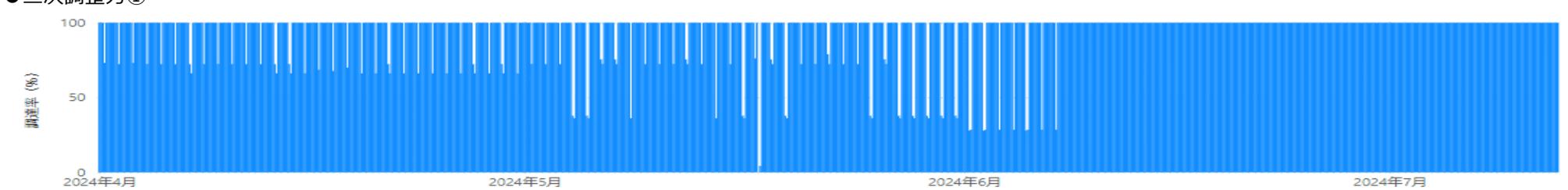
- 4月1日から7月10日までの調達率の状況を確認したところ、引き続き、東京及び中部エリアについては、一次調整力及び二次調整力①の調達率が他エリアと比して著しく低かった。（参考：スライド10～18）
- 北海道エリアでは、6月以降、二次調整力②と三次調整力①の調達率が改善している。これは、計画停止していた電源が稼働したことに加え、スライド31にて三次調整力②の募集量減少による応札量の減少が確認されることから、これまで三次調整力②に応札していた電源等のリソースのうち、二次調整力②と三次調整力①の募集要件を満たすリソースが、これら商品の応札に流れてきたものと推察される。
- 7月以降、高需要期に入っていることから、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 (4月1日~7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

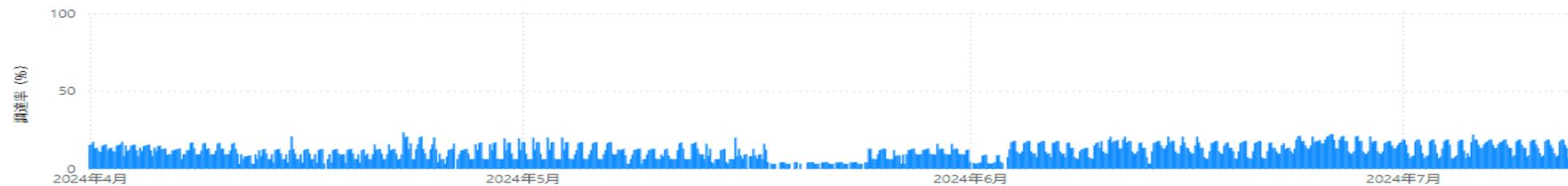


●三次調整力②

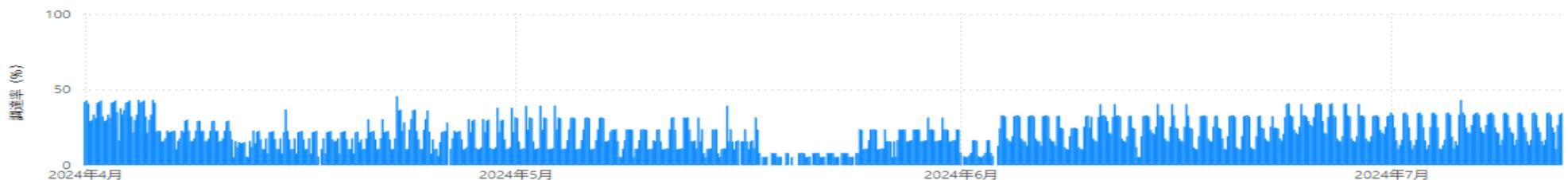


東北エリアの調達率 (4月1日～7月10日)

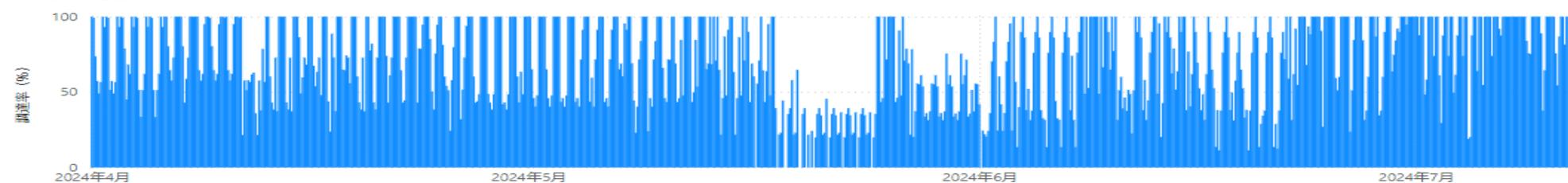
●一次調整力 (5月18～24日は大型火力機が起動していなかったことから調達率が低下したと考えられる。)



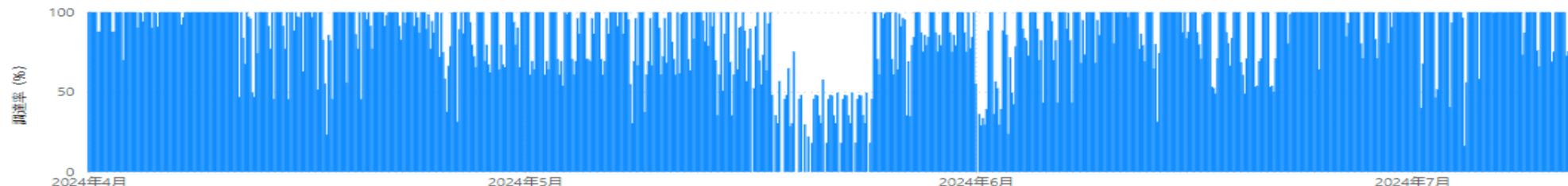
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

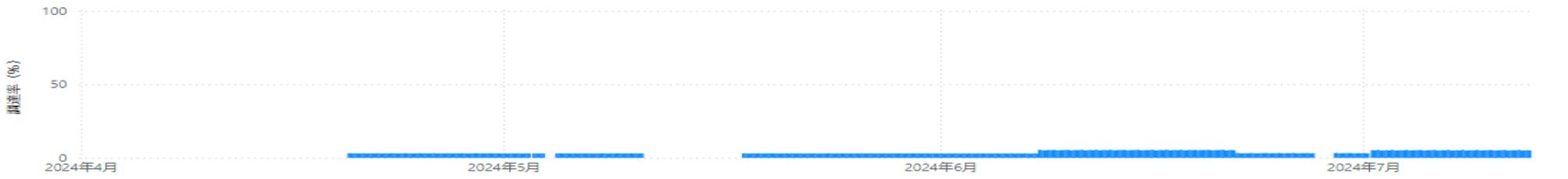


●三次調整力②



東京エリアの調達率 (4月1日~7月10日)

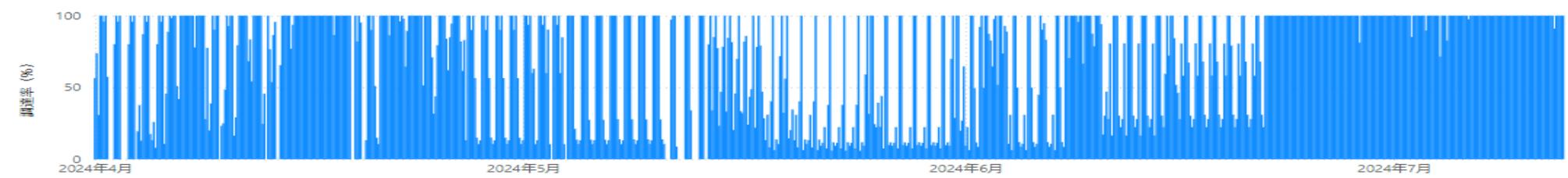
●一次調整力



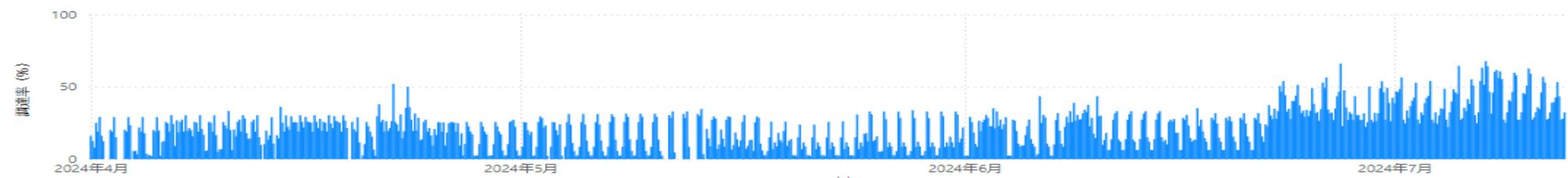
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

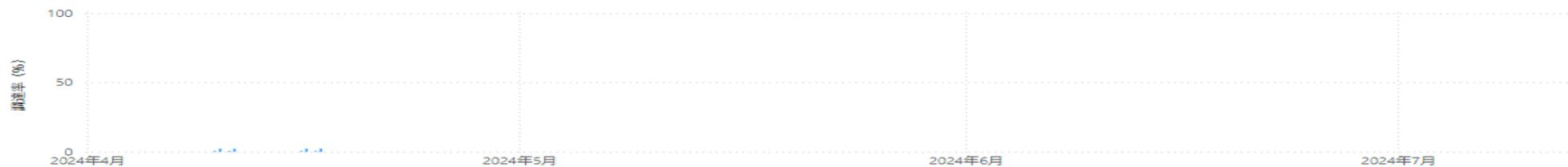


●三次調整力②

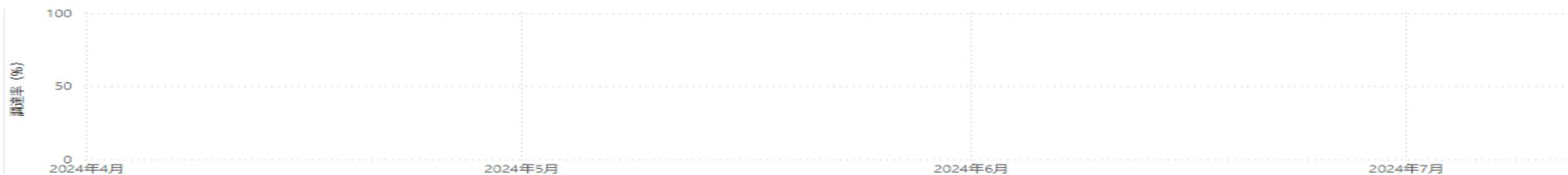


中部エリアの調達率（4月1日～7月10日）

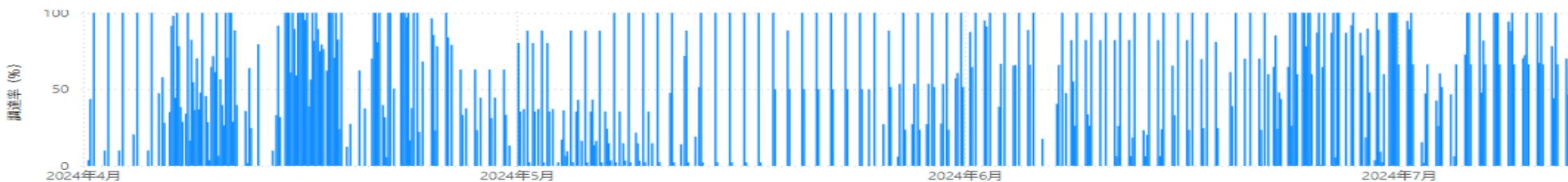
●一次調整力



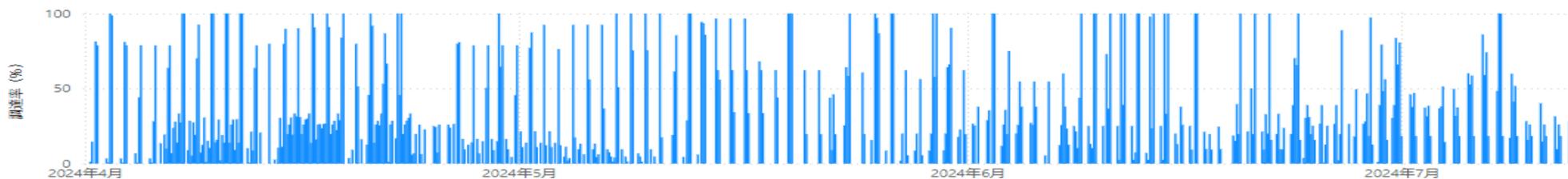
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

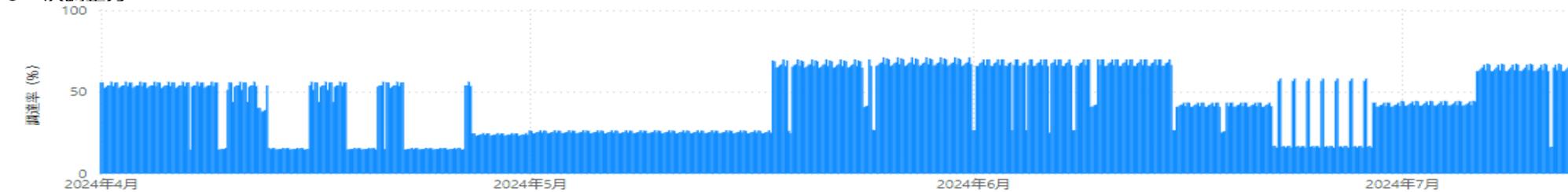


●三次調整力②

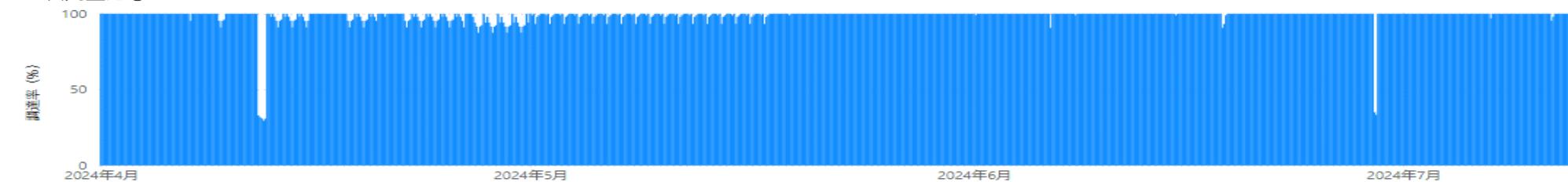


北陸エリアの調達率 (4月1日~7月10日)

●一次調整力



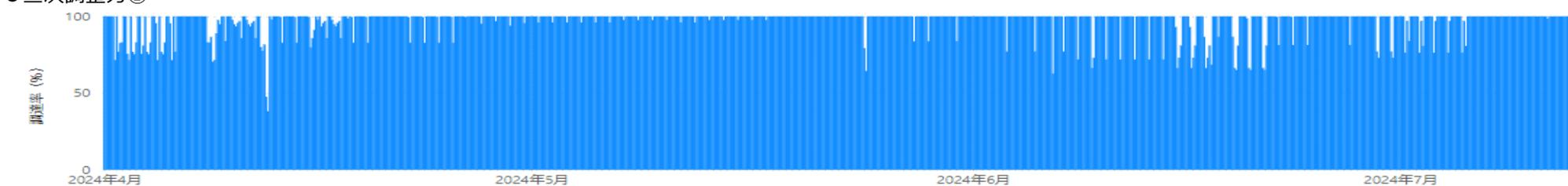
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

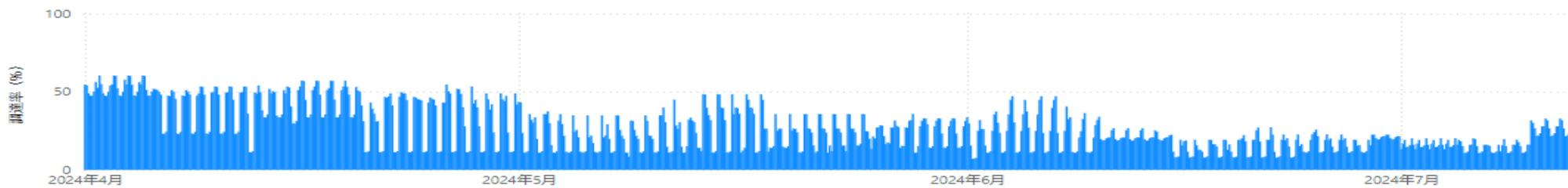


●三次調整力②

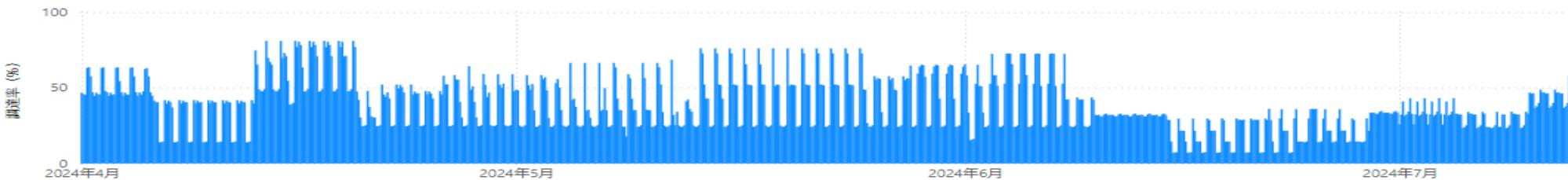


関西エリアの調達率 (4月1日~7月10日)

●一次調整力



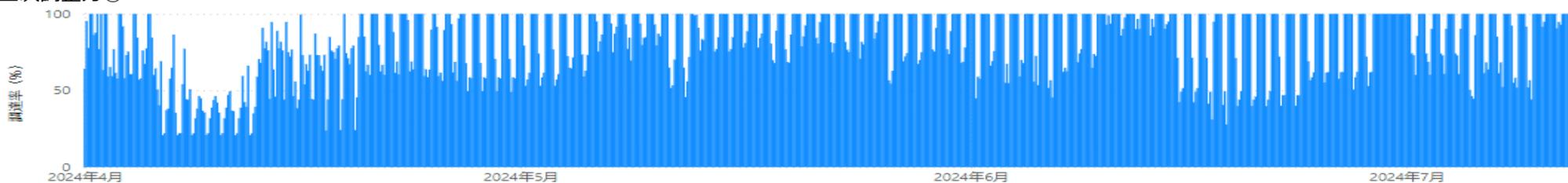
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

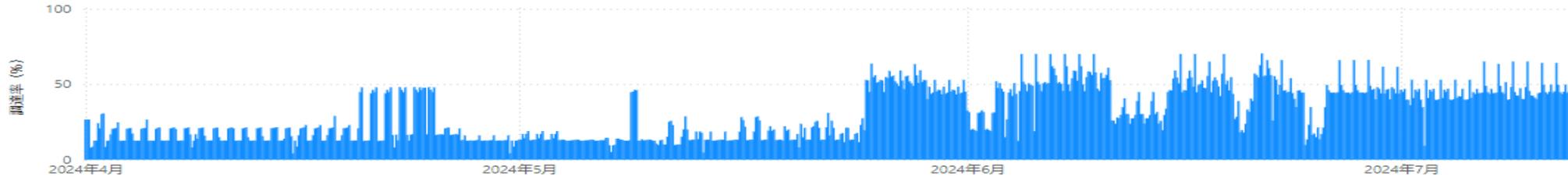


●三次調整力②

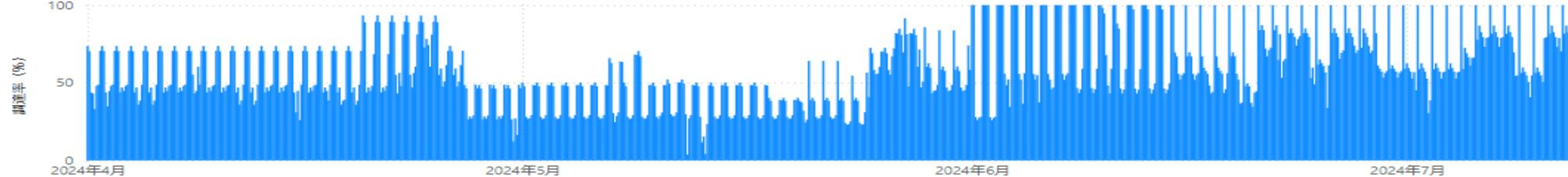


中国エリアの調達率 (4月1日~7月10日)

●一次調整力



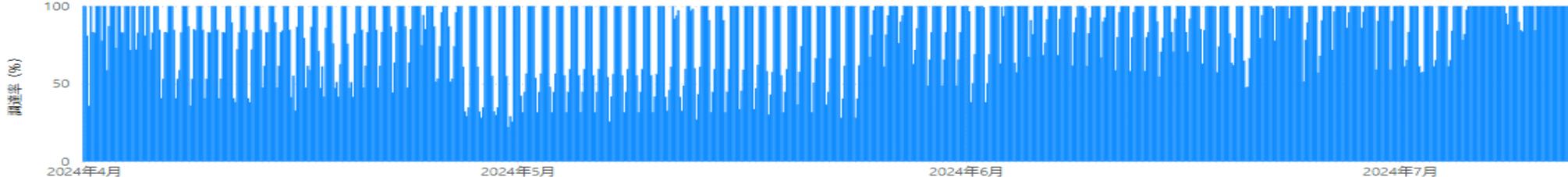
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

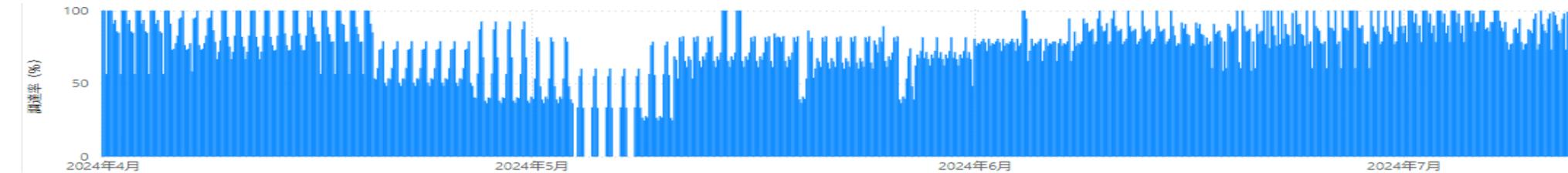


●三次調整力②

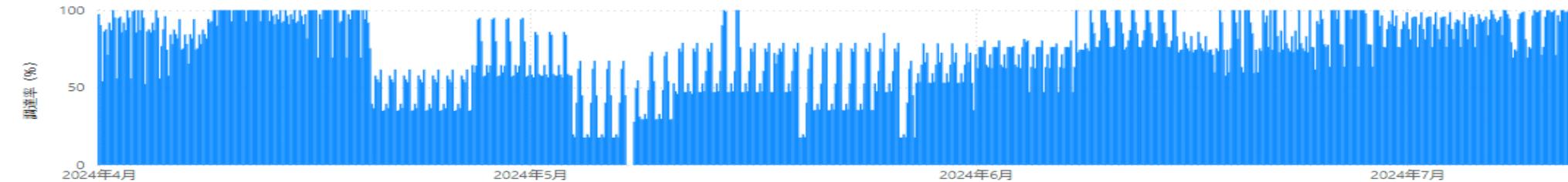


四国エリアの調達率 (4月1日~7月10日)

●一次調整力



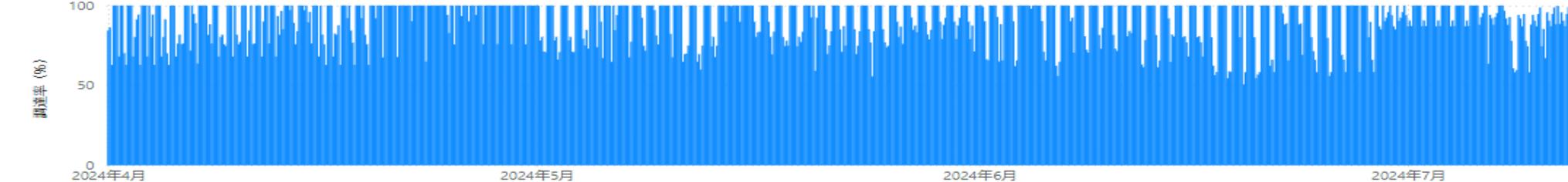
●二次調整力①



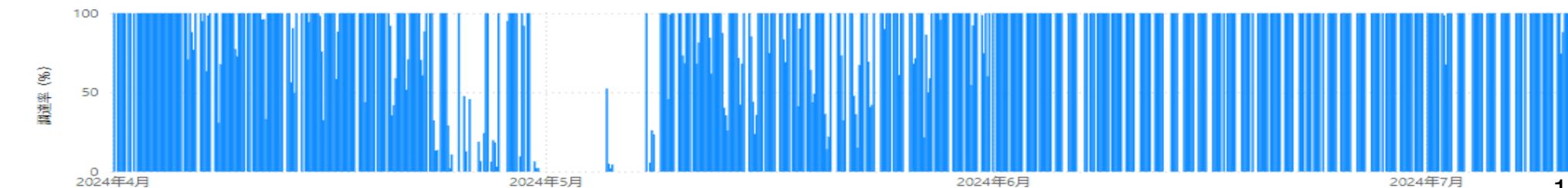
●二次調整力②



●三次調整力①

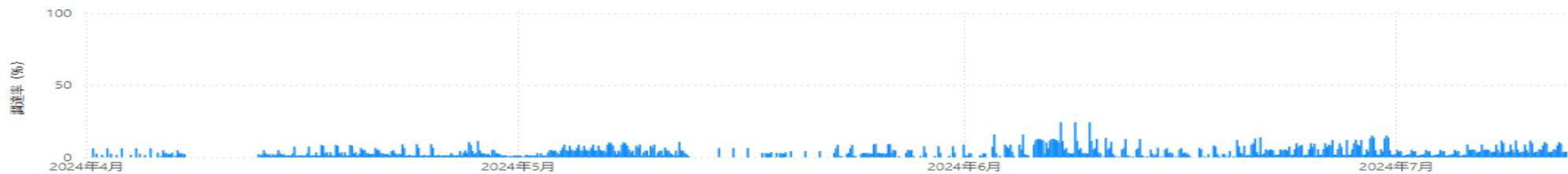


●三次調整力②

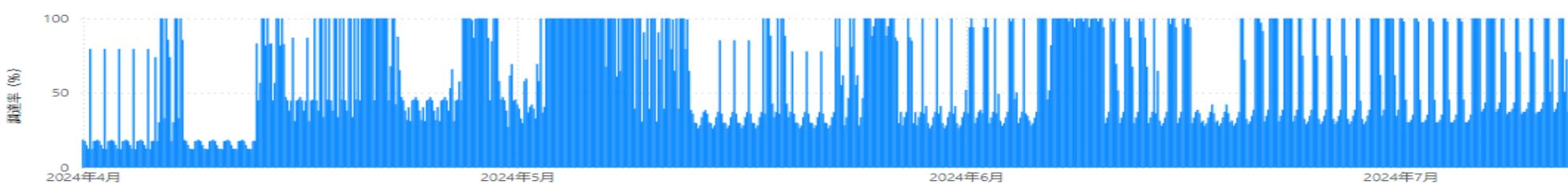


九州エリアの調達率（4月1日～7月10日）

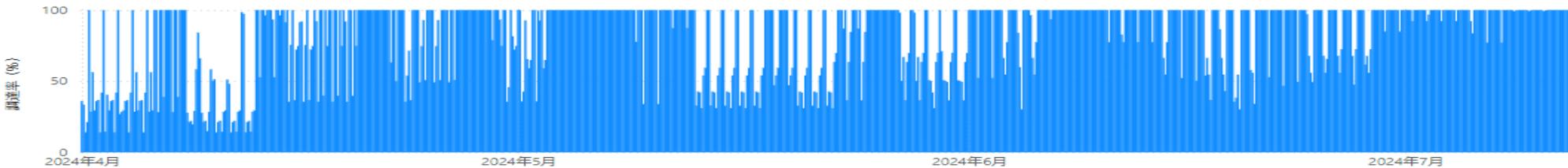
●一次調整力



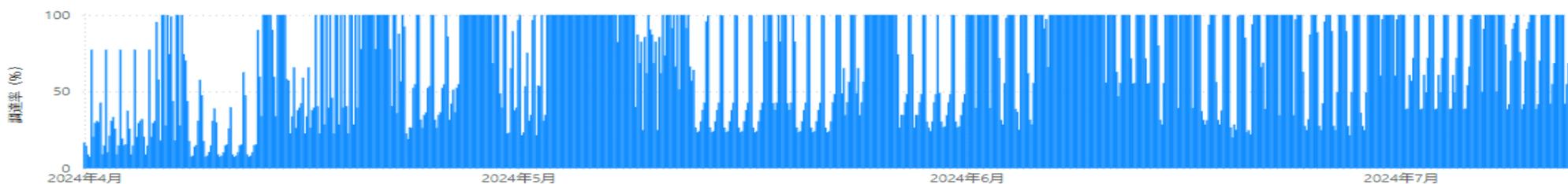
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

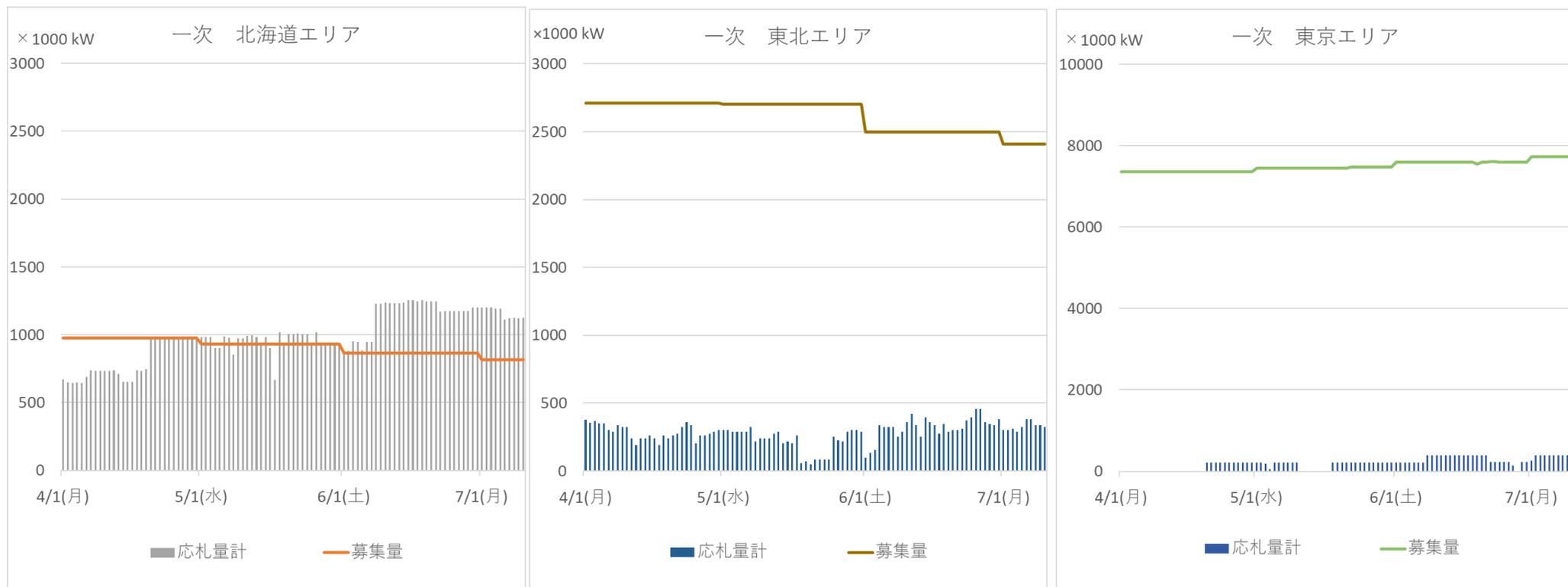


●三次調整力②

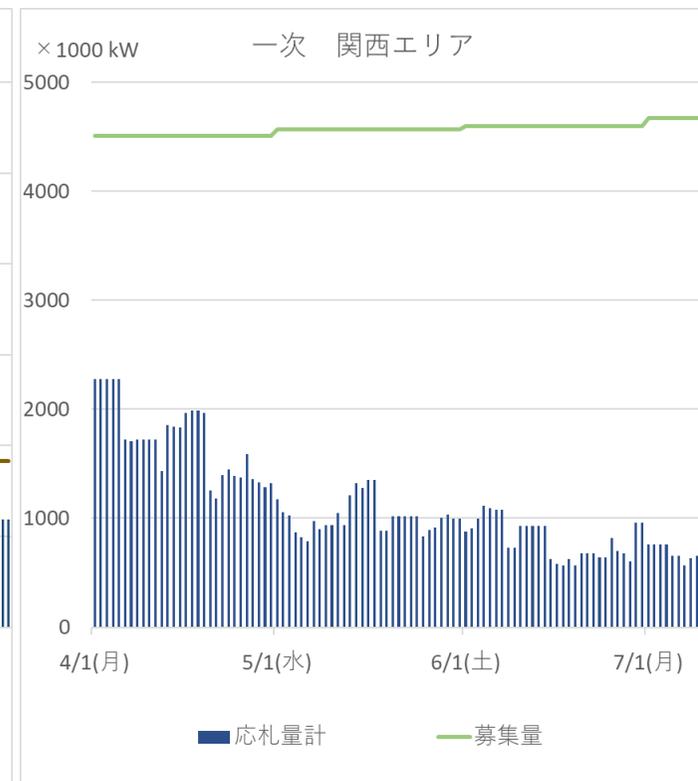
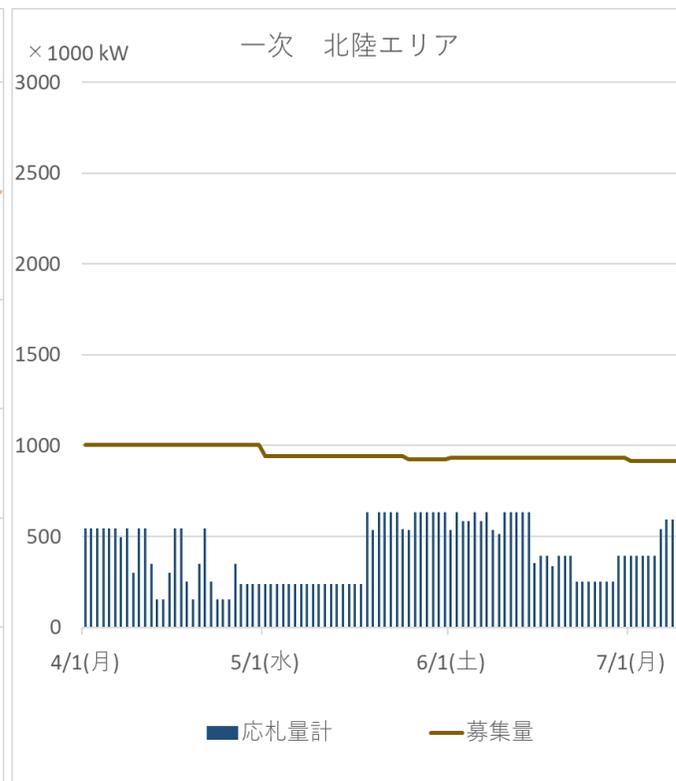
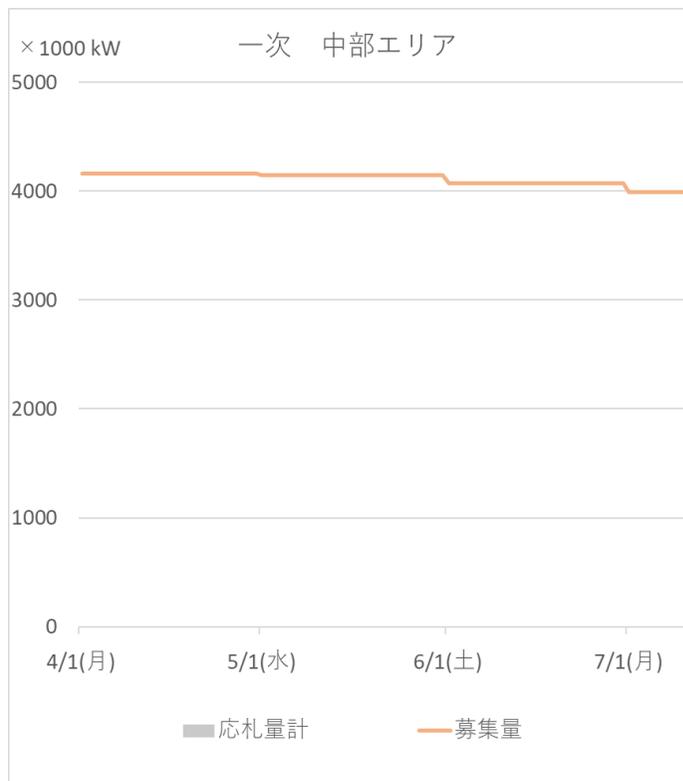


発電事業者等の応札状況（一次調整力）

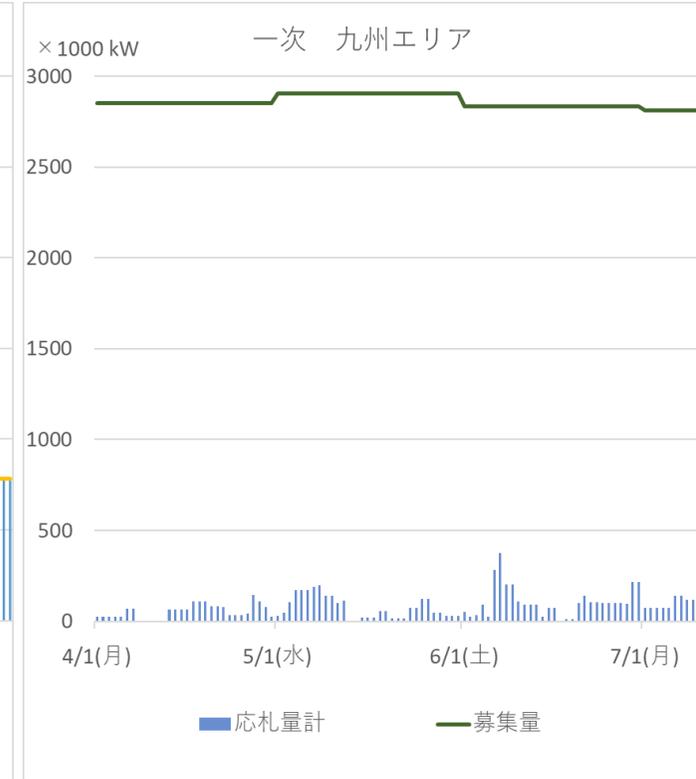
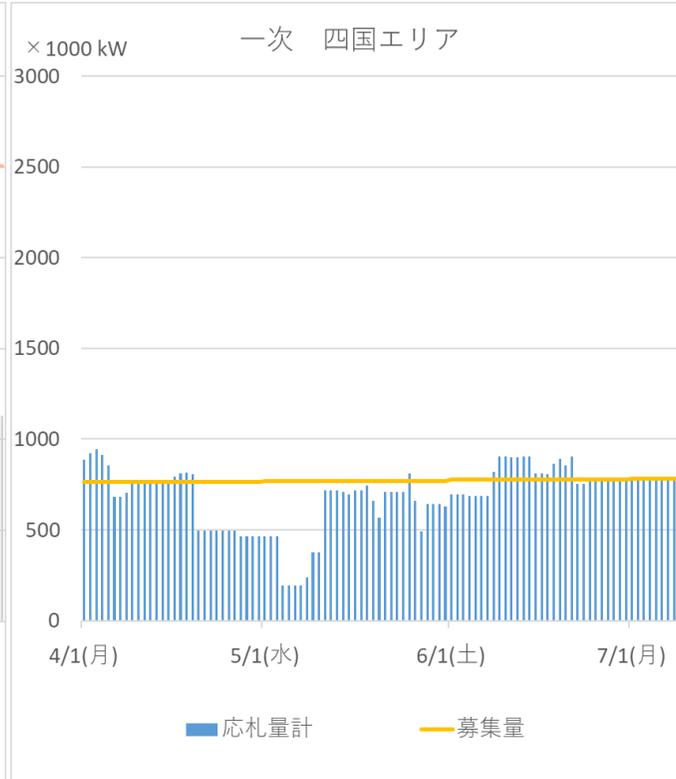
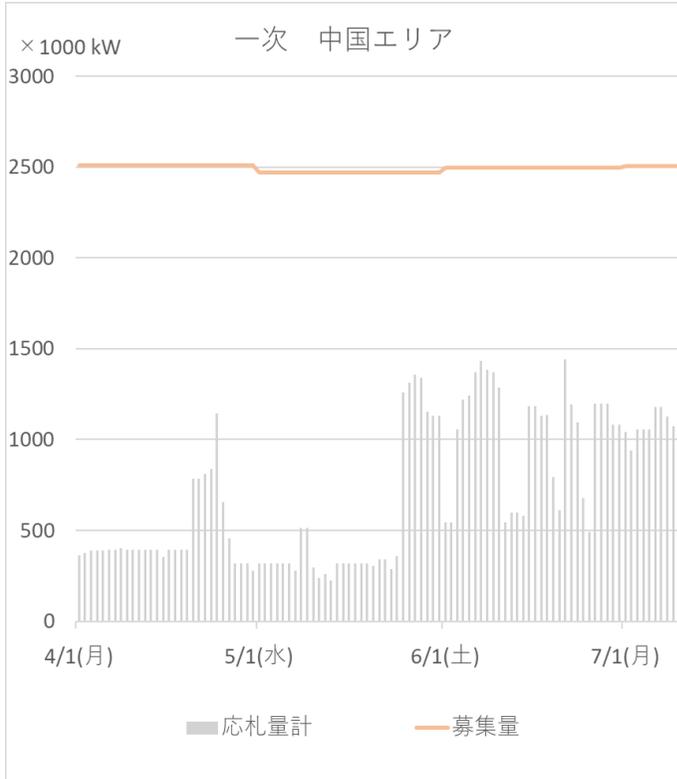
- 4月1日から7月10日までの応札状況（一次調整力）は以下のとおり。
- 北海道、北陸、関西、中国及び四国エリアは、比較的応札量が多い。
- 中部エリアの応札量が、他エリアと比較して極端に少ない。



発電事業者等の応札状況（一次調整力）

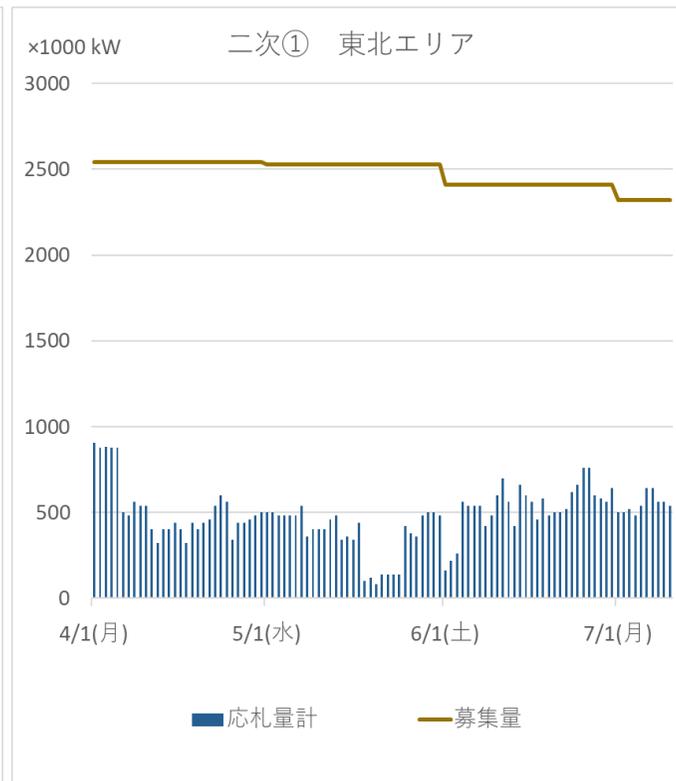
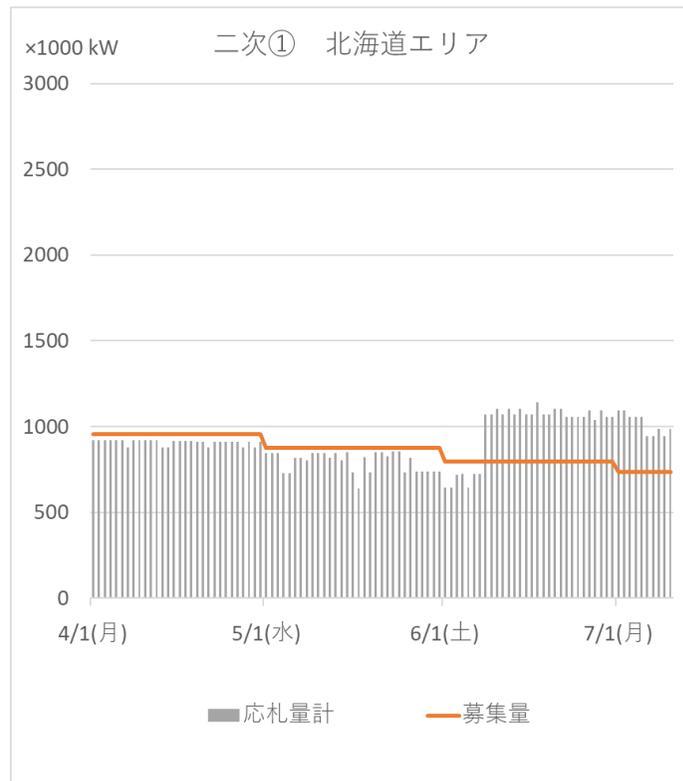


発電事業者等の応札状況（一次調整力）

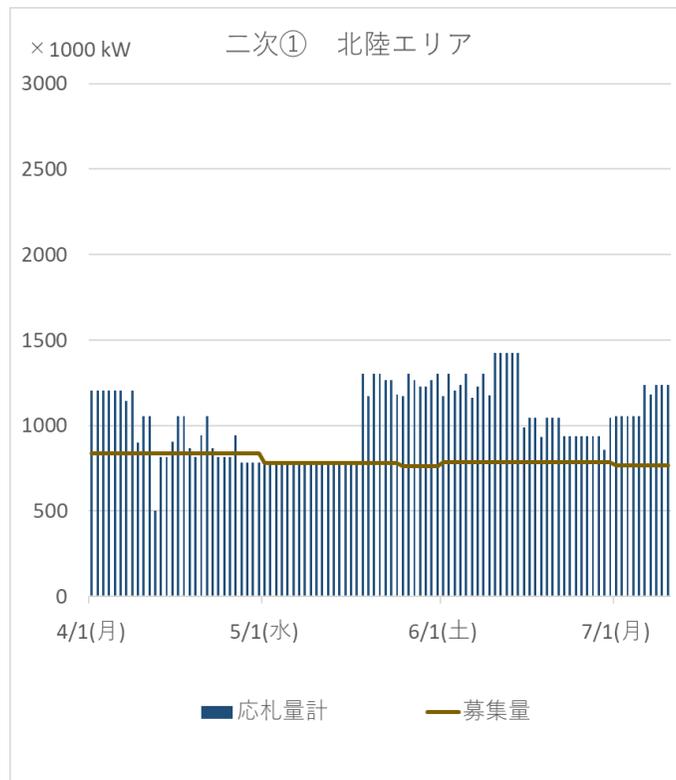
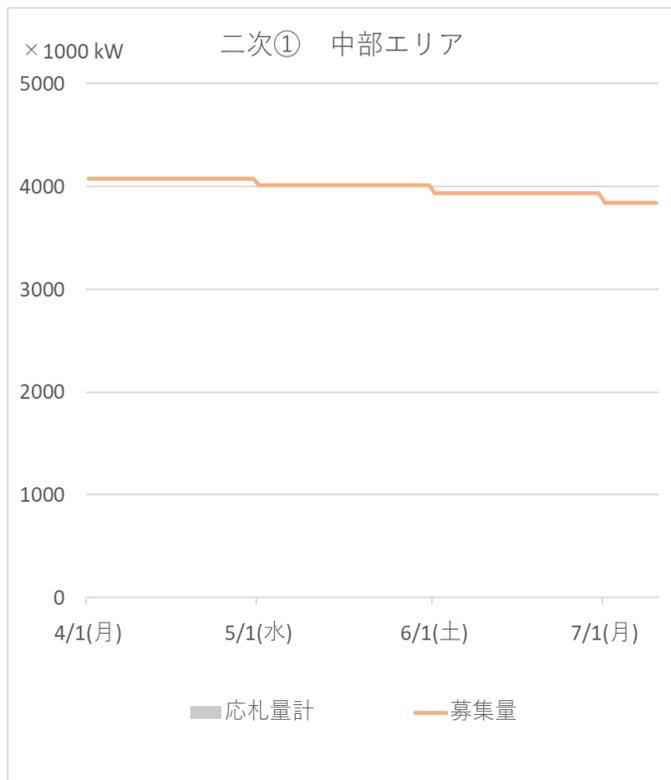


発電事業者等の応札状況（二次調整力①）

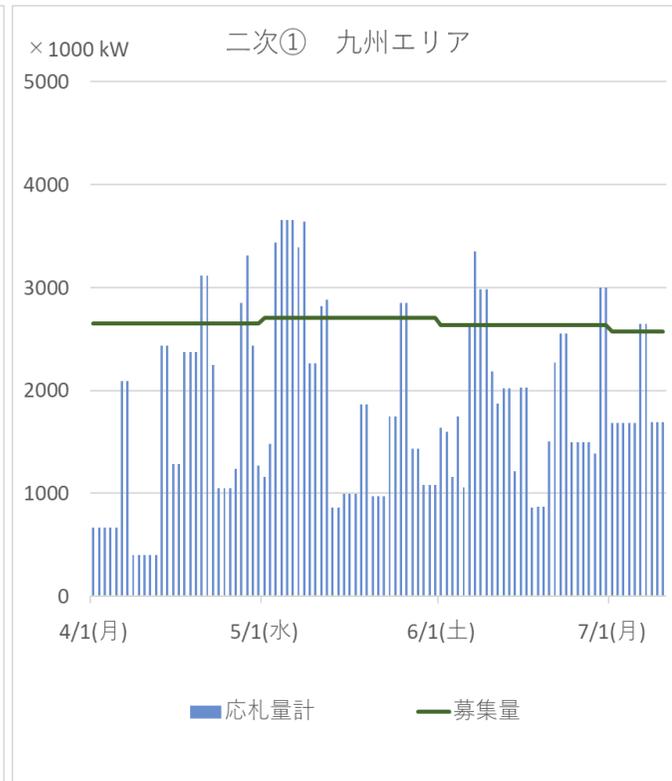
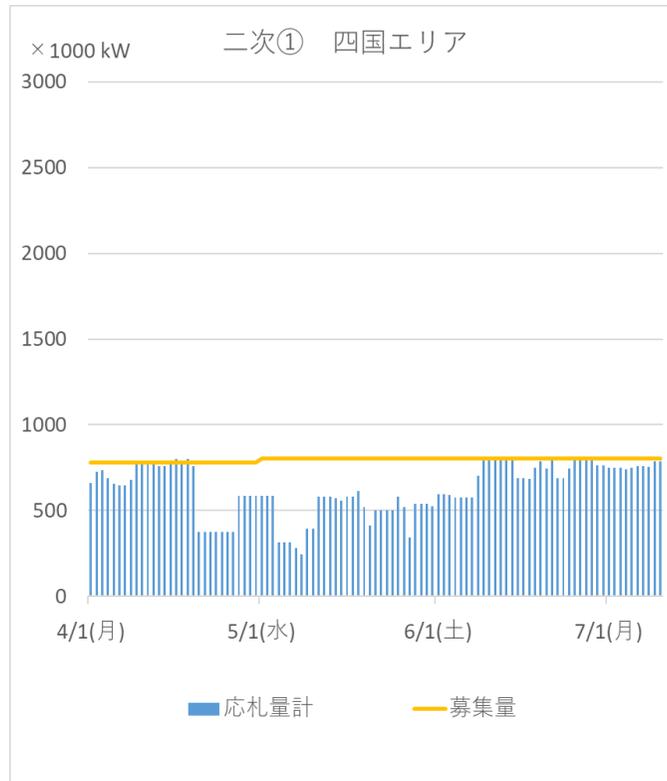
- 4月1日から7月10日までの応札状況（二次調整力①）は以下のとおり。
- 東京及び中部エリアの応札量が、他エリアと比して極端に少ない。



発電事業者等の応札状況（二次調整力①）

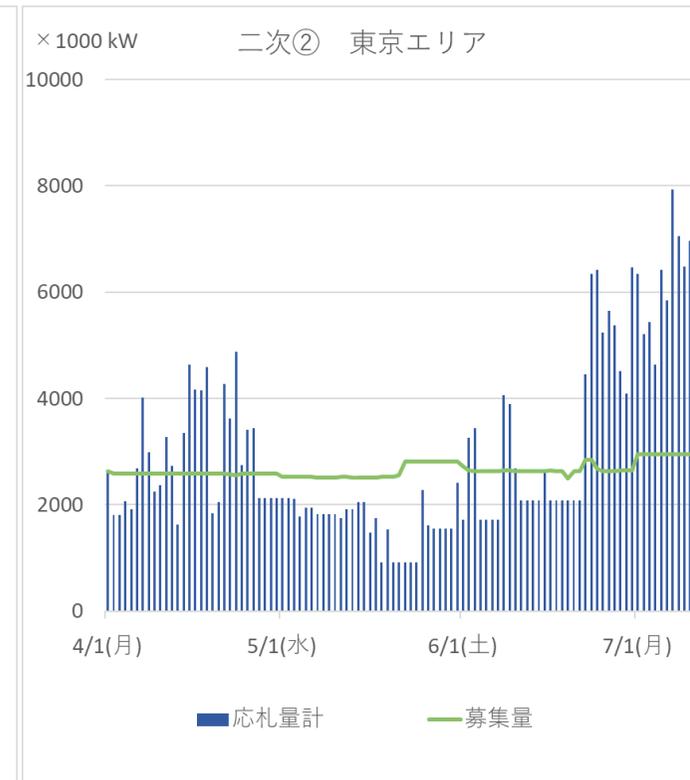
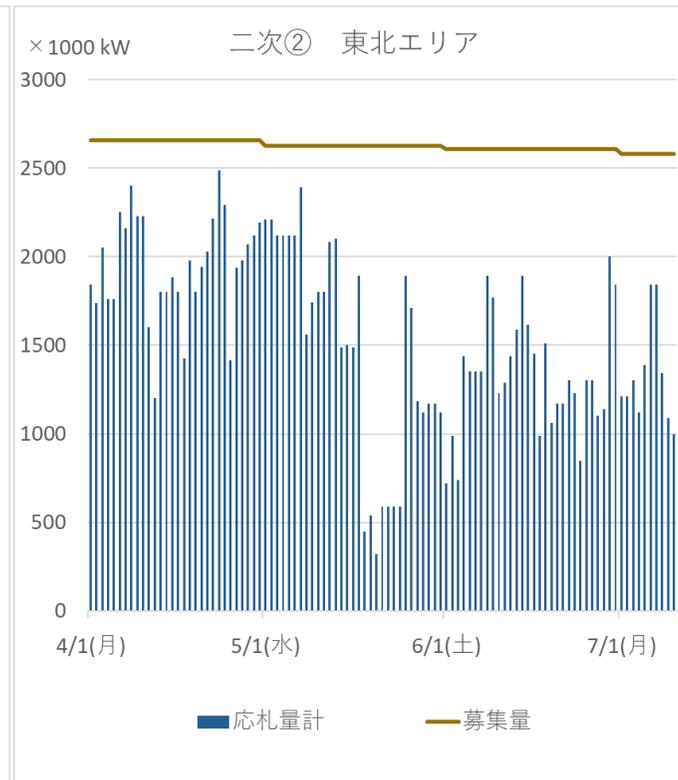
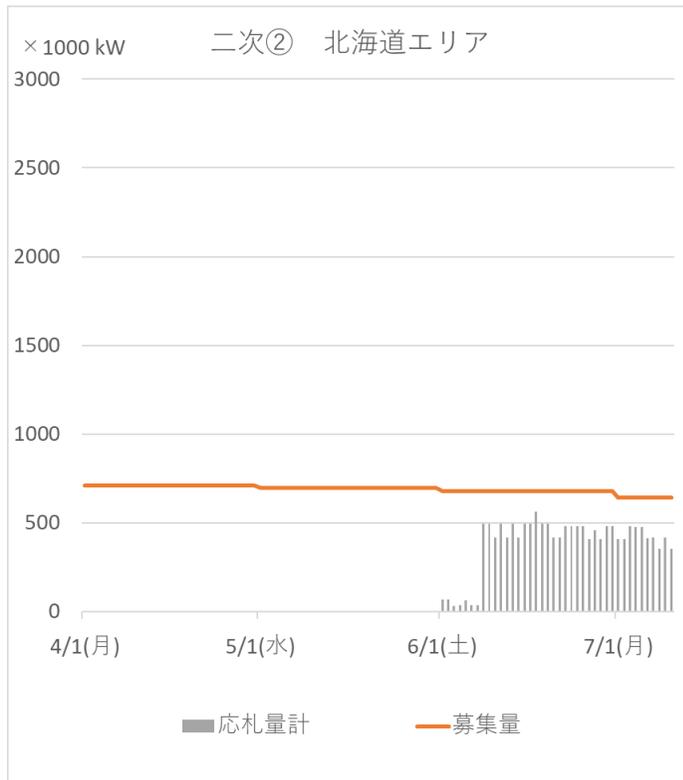


発電事業者等の応札状況（二次調整力①）

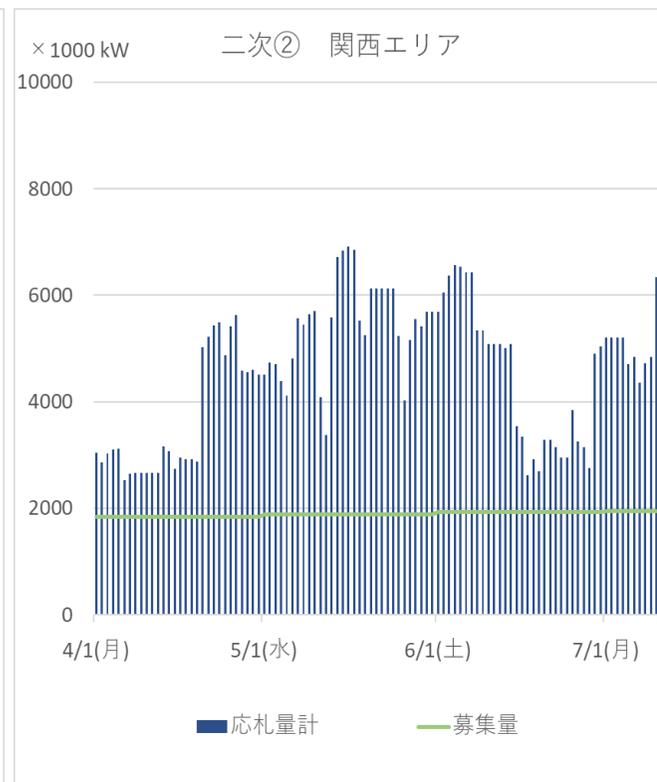
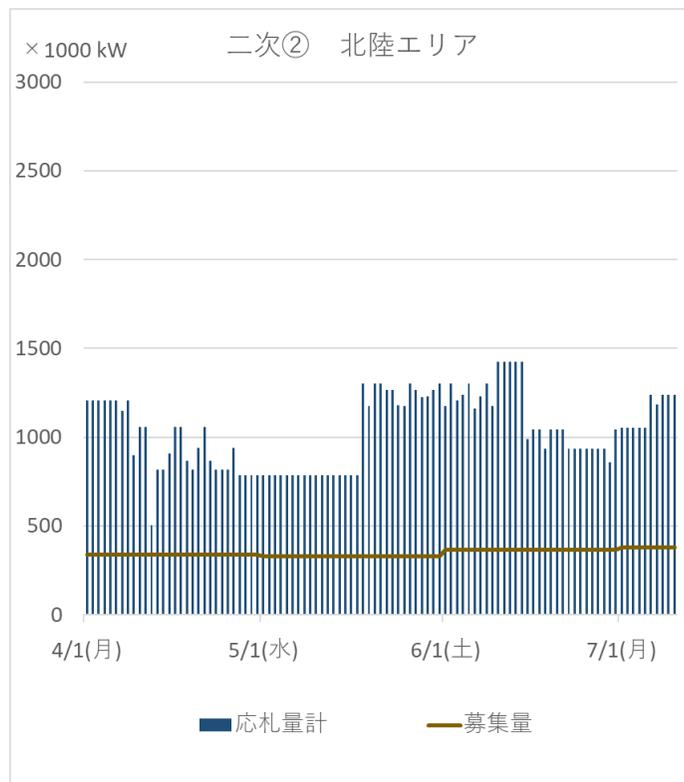
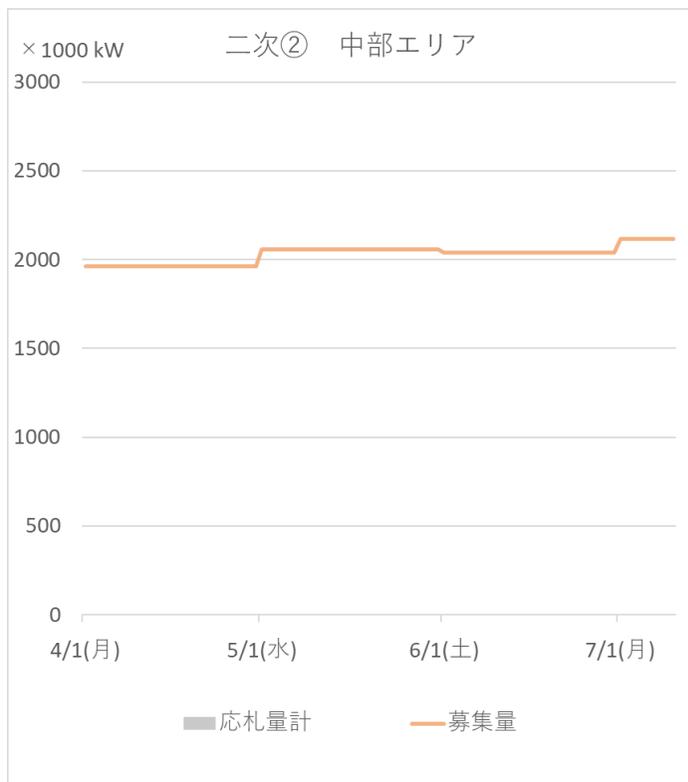


発電事業者等の応札状況（二次調整力②）

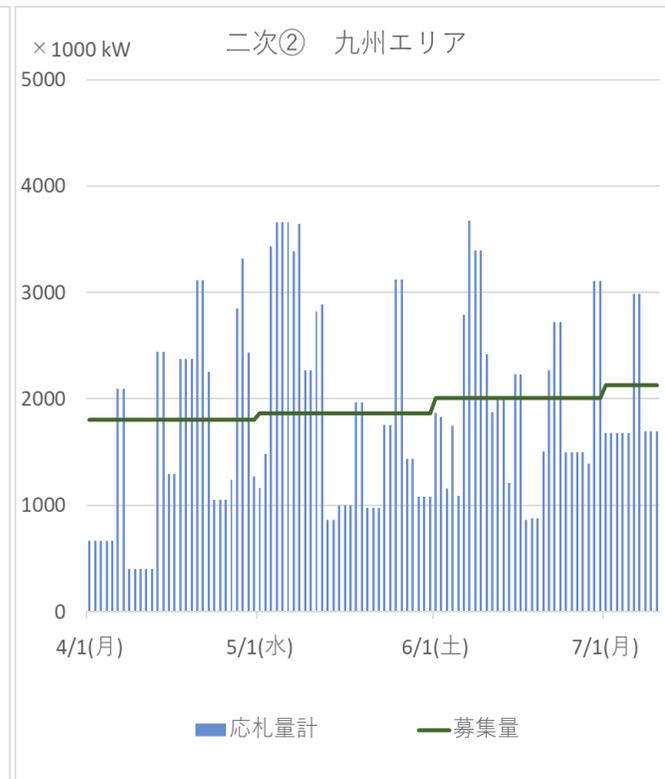
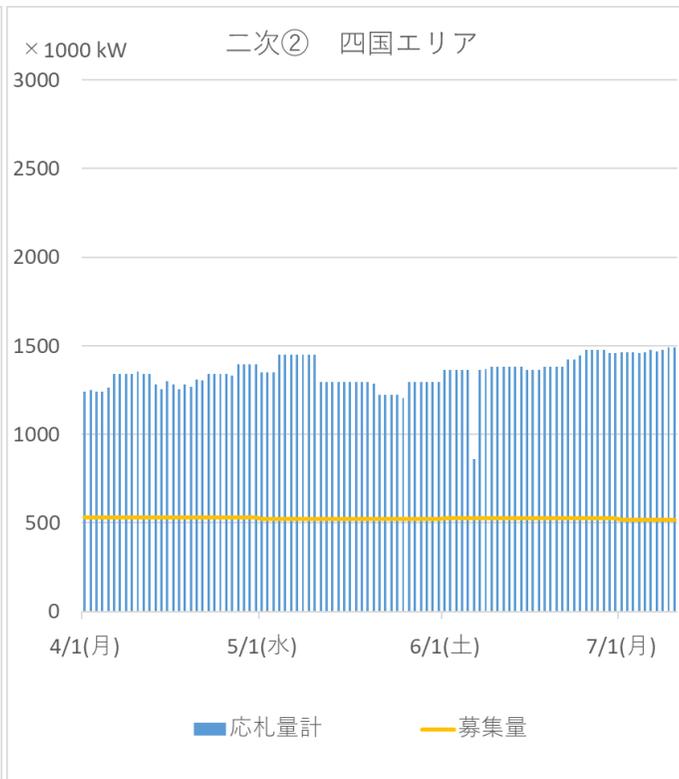
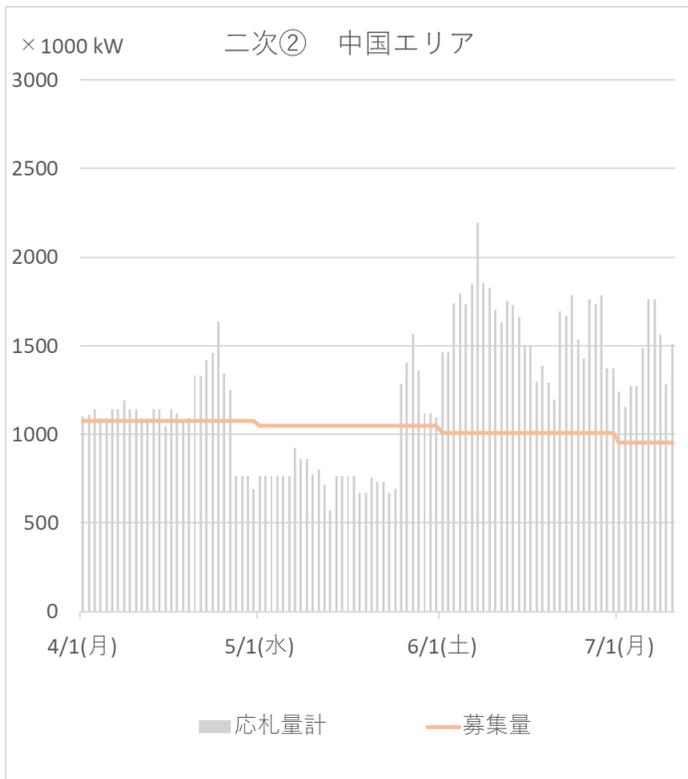
- 4月1日から7月10日までの応札状況（二次調整力②）は以下のとおり。
- 中部エリアの応札量が、他エリアと比して極端に少ない。



発電事業者等の応札状況（二次調整力②）

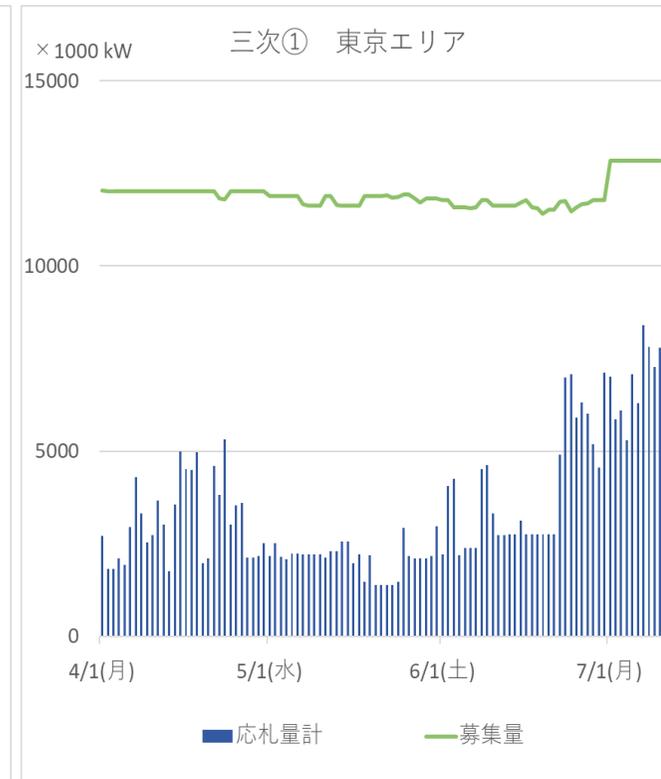
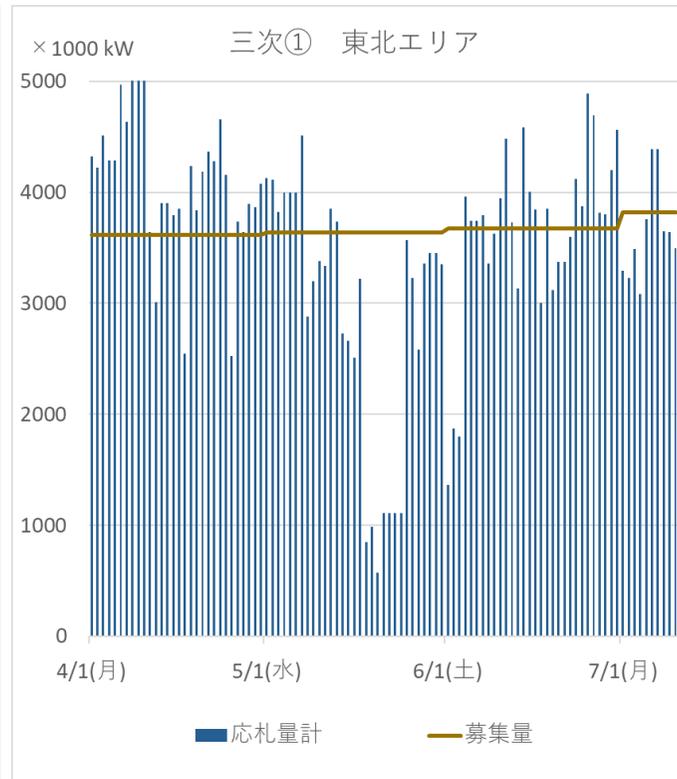
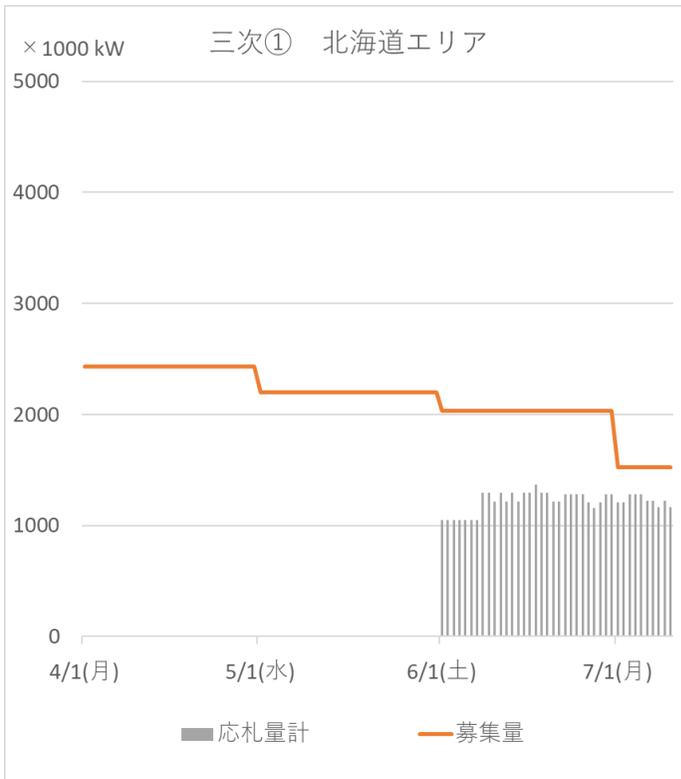


発電事業者等の応札状況（二次調整力②）

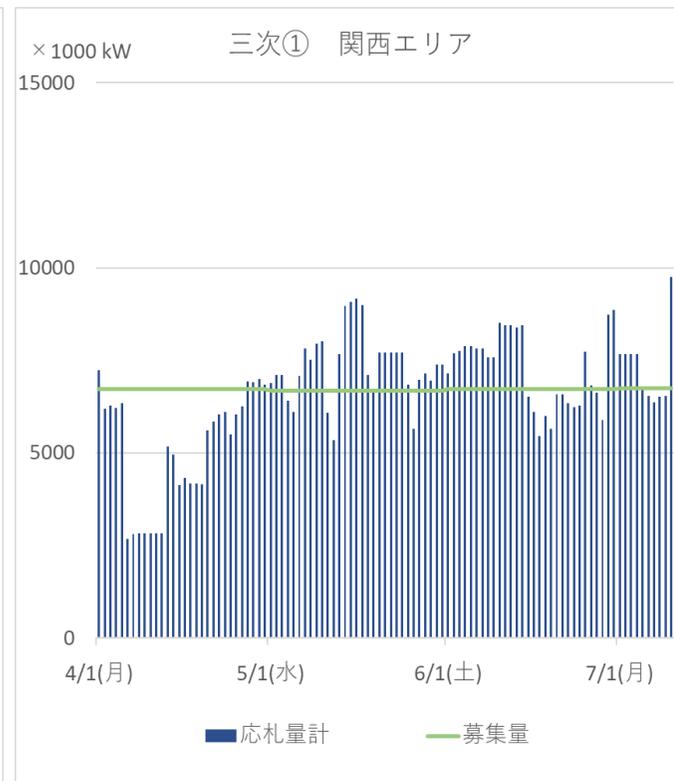
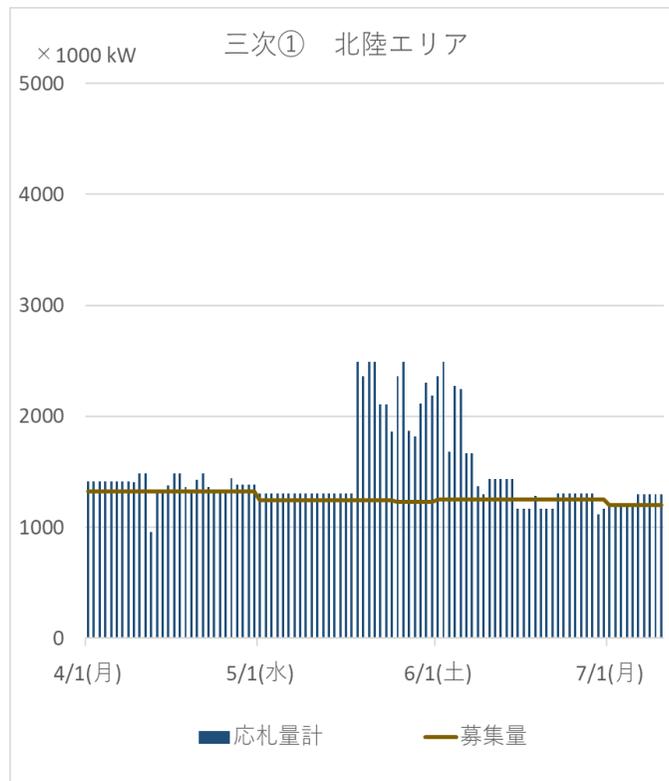
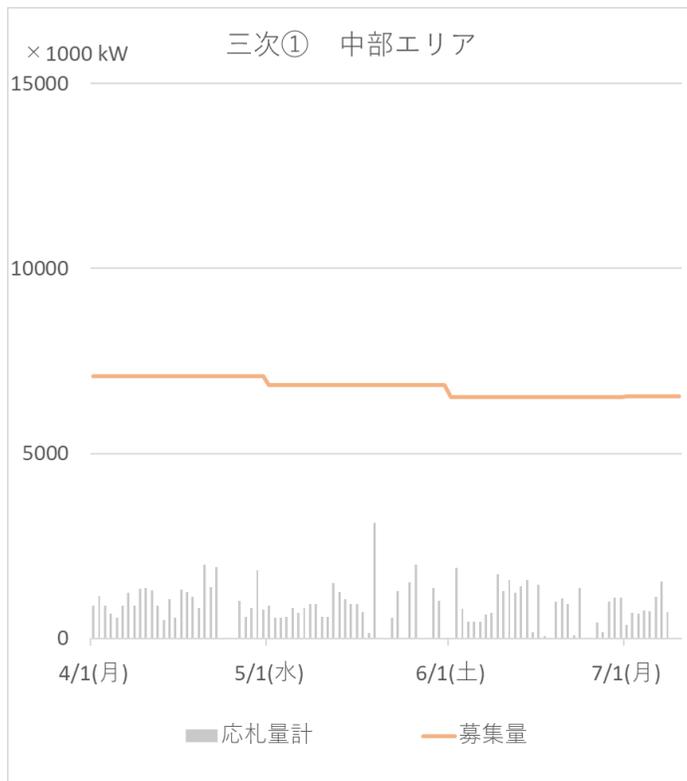


発電事業者等の応札状況（三次調整力①）

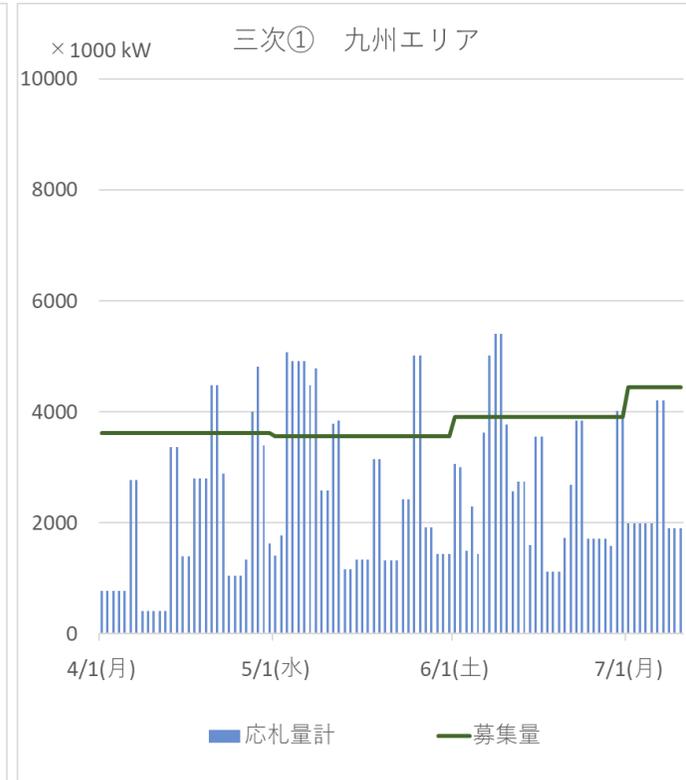
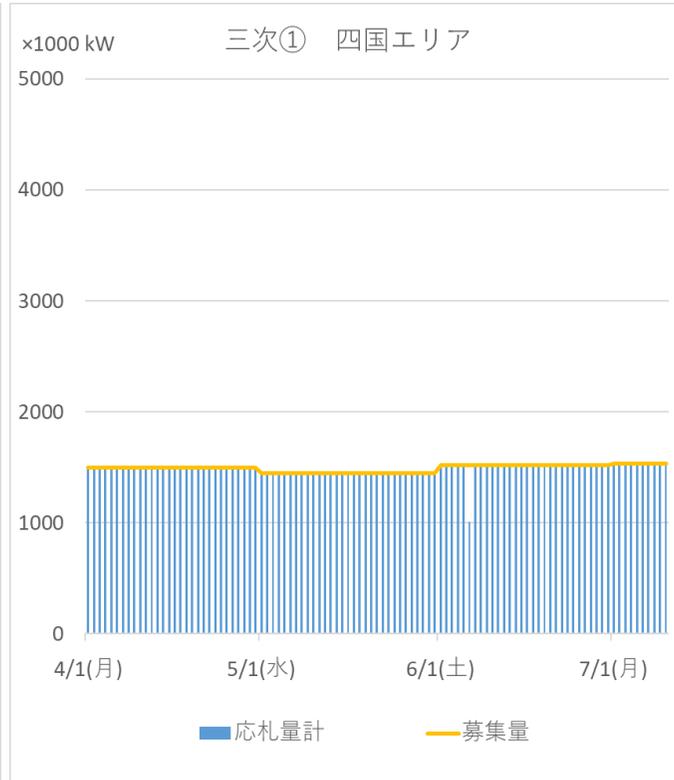
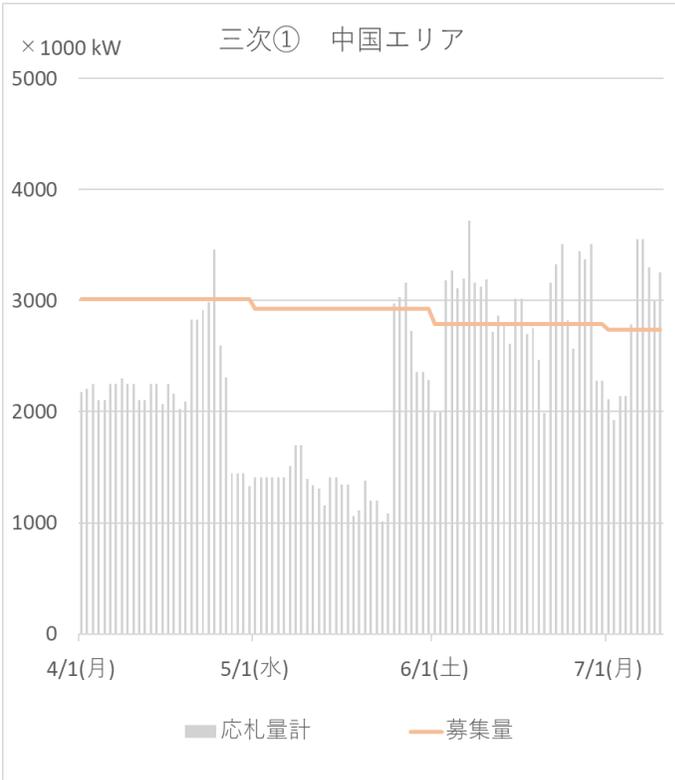
- 4月1日から7月10日までの応札状況（三次調整力①）は以下のとおり。
- 一次調整力及び二次調整力①②ほどではないが、**中部エリアの応札量は他エリアと比べて少ない。**



発電事業者等の応札状況（三次調整力①）

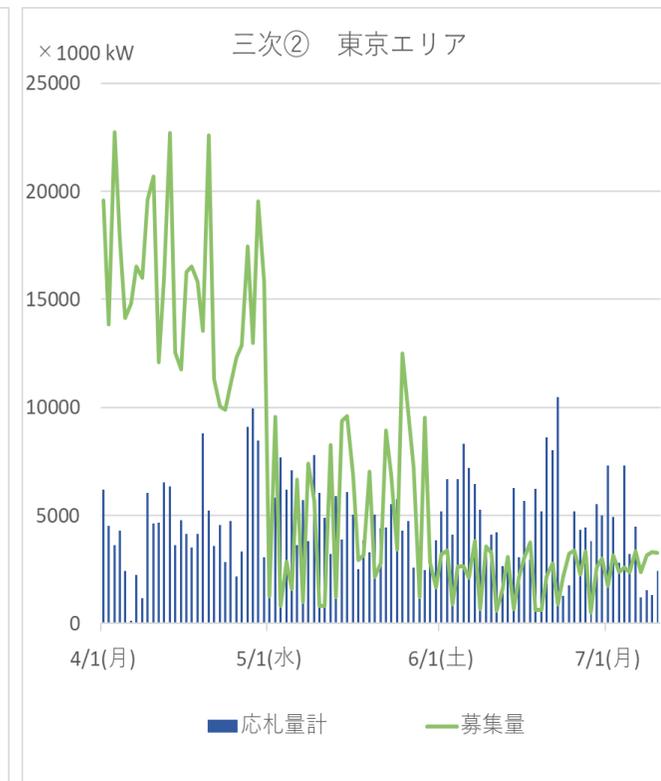
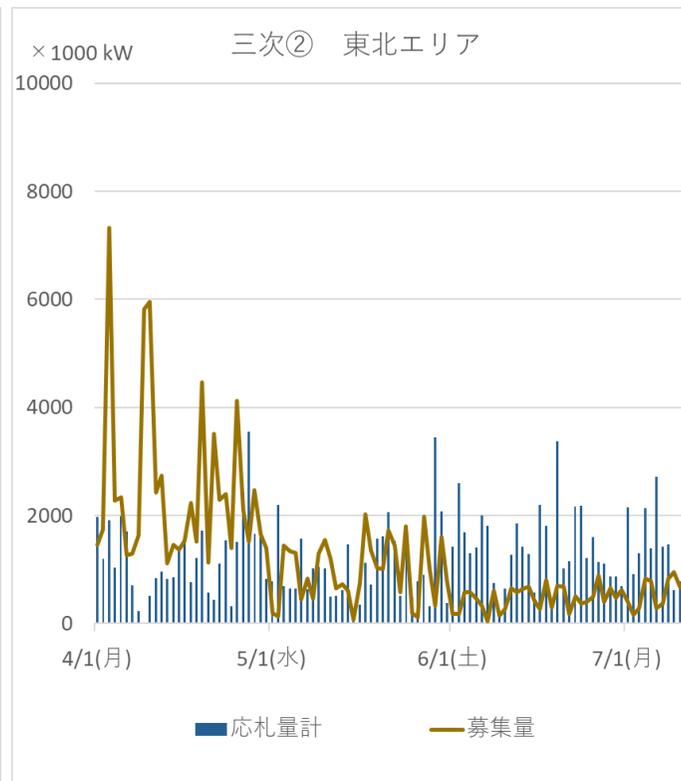
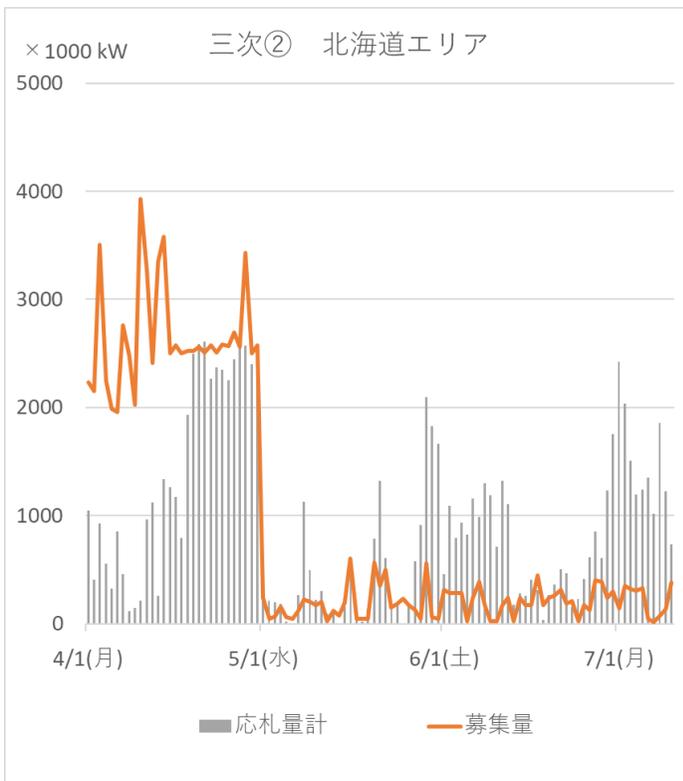


発電事業者等の応札状況（三次調整力①）

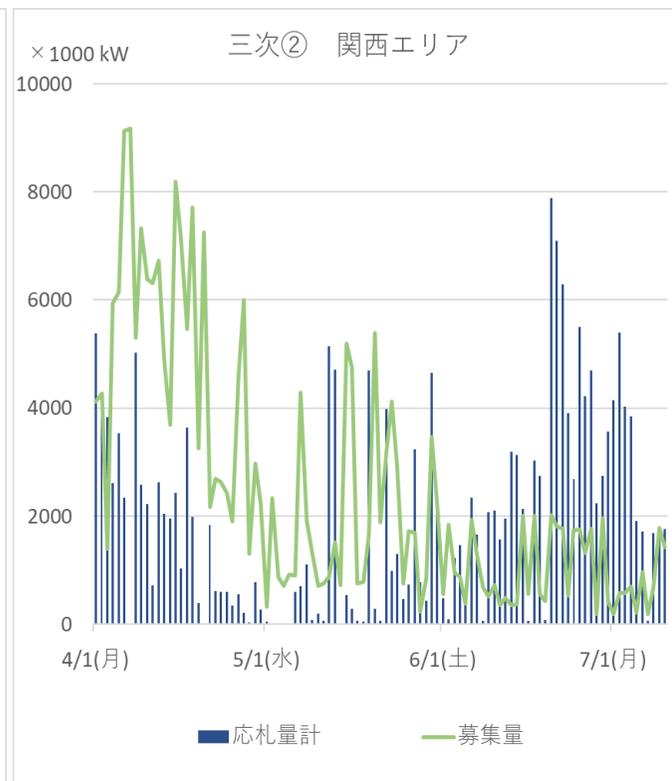
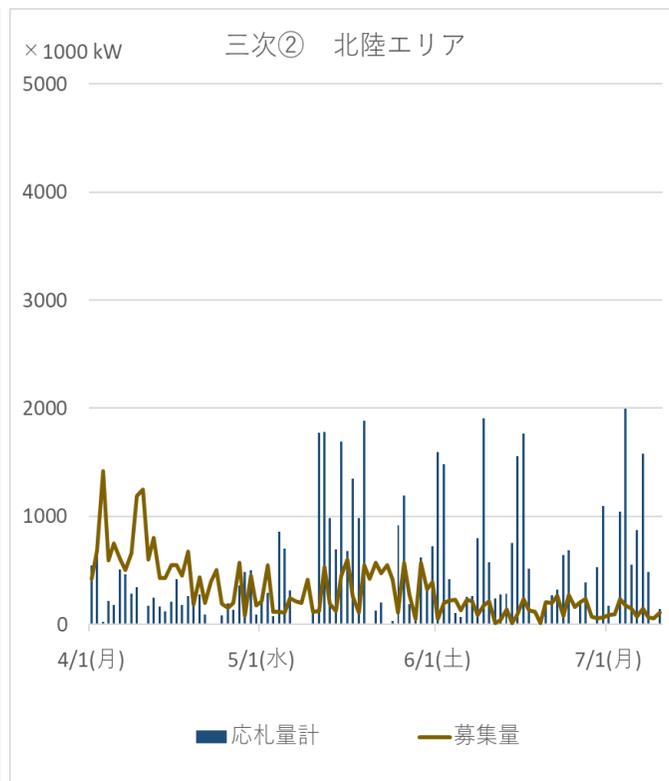
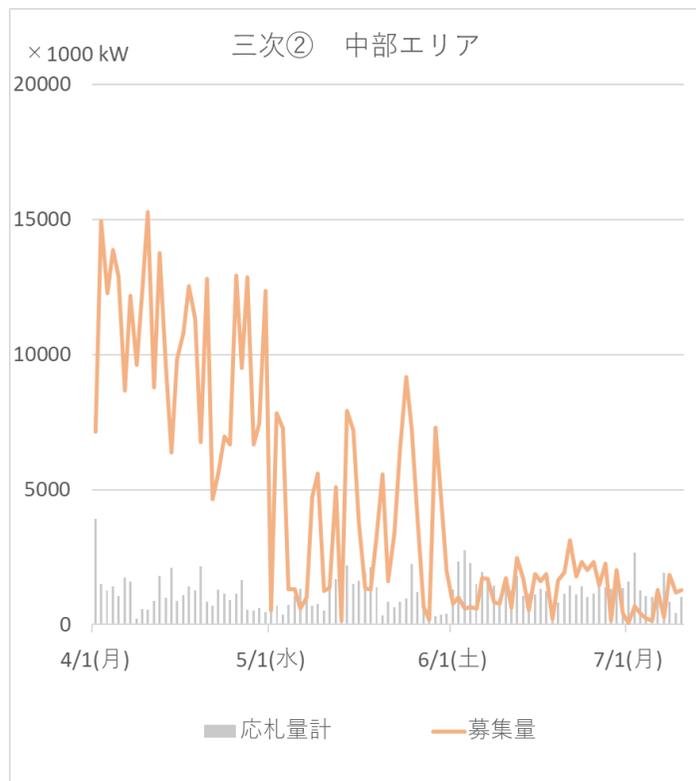


発電事業者等の応札状況（三次調整力②）

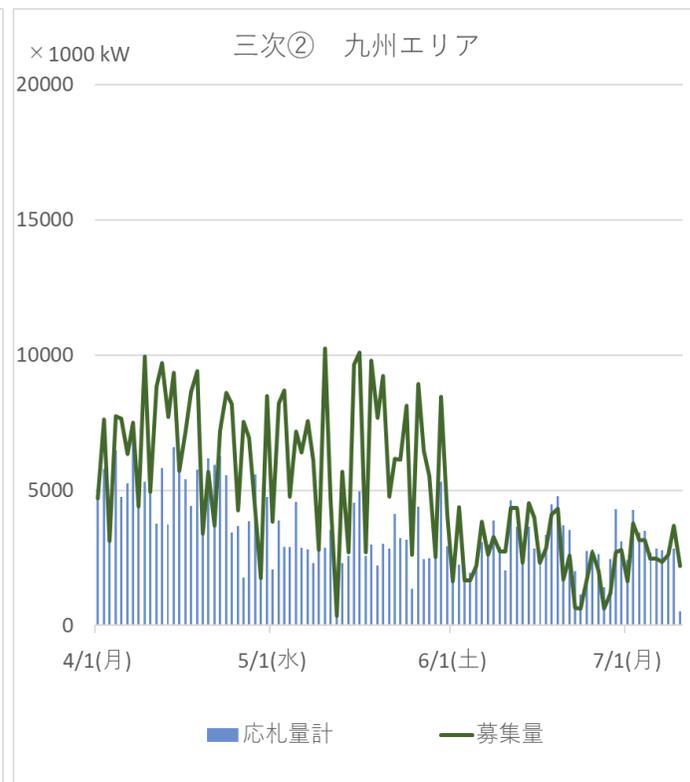
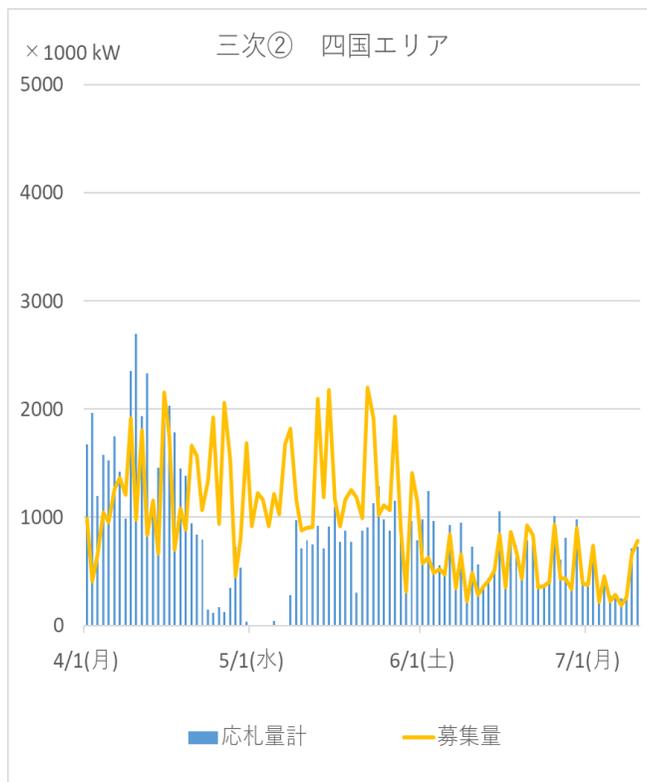
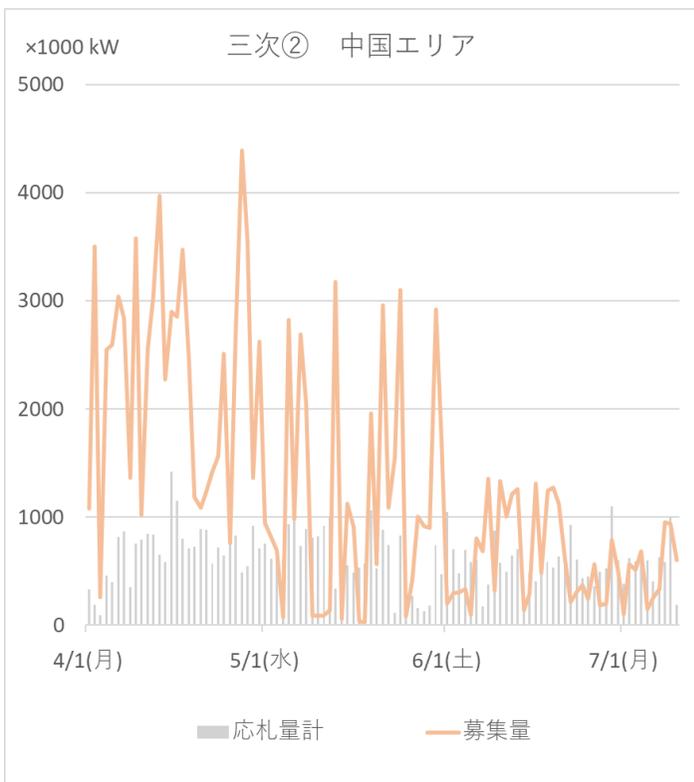
- 4月1日から7月10日までの応札状況（三次調整力②）は以下のとおり。
- 募集量の見直しにより、募集量に占める応札の割合は上昇しているが、北海道、北陸及び関西エリアを除けば、総じて応札量の推移に変化はない。



発電事業者等の応札状況（三次調整力②）



発電事業者等の応札状況（三次調整力②）

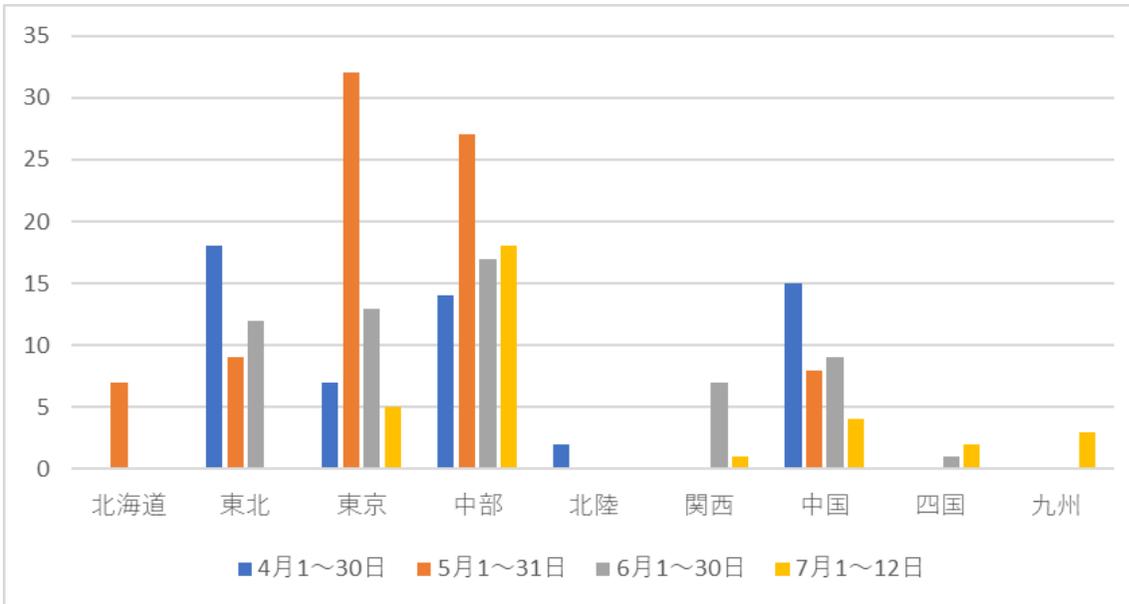


(参考) 余力活用契約に基づく起動指令について (4月1日～)

- 前回会合での報告に引き続き、4月1日から7月12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東京、中部エリアについては起動指令の回数が多い傾向があった。
- 翌月以降も、高需要期が続き余力が減ると見込まれることから、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

(回)



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

起動費と最低出力費用（概算値を含む）（速報値）

	北海道	東北	東京	中部	北陸
4月	0	約0.1億円	約0.4億円	約1.1億円	約0.4億円
5月	約4.2億円	約1.2億円	約3.5億円	約2.9億円	0
6月	0	約0.6億円	約2.5億円	算定中	0
7月	0	0	算定中	算定中	0

	関西	中国	四国	九州
4月	0	約6.5億円	0	0
5月	0	約2.8億円	0	0
6月	約3.7億円	約3.1億円	約0.1億円	0
7月	算定中	算定中	算定中	算定中

※上表の費用には、起動済電源の余力を調整力として活用したコスト等は含まれておらず、余力活用電源の運用コスト全体を表しているわけではない点に注意。

1. 7月中旬までの需給調整市場の動き
2. **価格規律の検討及び事業者の応札行動の確認について**

本日の議論

- 前回会合では、需給調整市場の価格規律について、起動費を Δ kW価格に計上せず事後精算とする案の今後の検討については、発電事業者と小売事業者との相対契約内容が応札障壁となっているかなどの確認を経た上で、その要否を検討することとした。
- 今回、前回提示した2案の実務的な課題を検討するとともに、発電事業者と小売事業者との相対契約が応札障壁となっているかについて確認を行ったので、その内容を報告するとともに今後の進め方について御議論いただきたい。

<現状>

ケース1 (余力供出札)

ΔkW収益：逸失利益※ + 一定額

kWh収益：限界費用×10%×指令量 ※逸失利益 = (市場価格 - 限界費用) × ΔkW約定量

ケース2 (起動供出札)

ΔkW収益：**起動費 + (限界費用 - 市場価格) × 最低出力量** + 一定額

kWh収益：限界費用×10%×指令量

(※) 連続するブロックにおいて、起動費は2回まで計上可能。取り漏れが発生した場合は、先々取引に算入可能。

<案1>

ケース2 (起動供出札)

ΔkW収益：**(限界費用×10%) × 最低出力量** + 一定額

起動指令に伴う精算 (事後)：**起動費 + 限界費用 × 最低出力量 (※)**

(※) 最低出力帯のV1単価には限界費用×10%のマーヅンが含まれていると考えられるところ、ΔkWで約定したブロックについて当該V1単価で支払いが行われるとマーヅンの二重支払いが発生するため、最低出力費用の精算時にマーヅン分の二重支払いを回避する処理 (V1単価登録時にマーヅン10%を計上しない等) が必要と考える。

この他、供出されたΔkWに対応するkWh収益 (最低出力と定格の間の出力帯)：(限界費用 + 限界費用×10%) × 指令量が得られる。

<案2>

ケース2 (起動供出札)

ΔkW収益：一定額

起動指令に伴う精算 (事後)：**起動費 + (限界費用 + 限界費用×10%) × 最低出力量**

この他、供出されたΔkWに対応するkWh収益 (最低出力と定格の間の出力帯)：(限界費用 + 限界費用×10%) × 指令量が得られる。

(参考) 2-6.両案の比較

- 各案を比較すると下表のとおりと考えられ、発電事業者にとっての運用を考えると、案2のメリットが大きいと考えられるが、詳細は要検討。

	余力活用契約とのインセンティブ比較	起動費の取り漏れリスク	コストの低い電源に差し替えた時の扱い	(参考)特徴
<p>案1</p> <p>・ΔkW : $(\text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量} + \text{一定額}$</p> <p>・事後精算 : $[\text{起動費} + \text{限界費用} \times \text{最低出力量}]$</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 起動指令の有無にかかわらず、「$(\text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量} + \text{一定額}$」の収益を得る。 ・ 起動指令があった場合の収入は基本的には余力活用契約と同じ（最低出力帯のV1価格においてマージンが重複しないよう調整が必要） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ リスクは生じない（最低出力帯のV1価格においてマージンが重複しないよう調整が必要） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ΔkWの再登録が必要となる場合がある（「$(\text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量}$」の部分） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ΔkWに最低出力までの発電に係るマージンを含めることで、起動電源の競争力が低下し、競争環境への影響が緩和される。
<p>案2</p> <p>・ΔkW : <u>一定額</u></p> <p>・事後精算 : $[\text{起動費} + (\text{限界費用} + \text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量}]$</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 起動指令の有無にかかわらず、「一定額」の収益を得る。 ・ 起動指令があった場合の収入は基本的には余力活用契約と同じ 	<ul style="list-style-type: none"> ・ リスクは生じない 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ΔkWの再登録は生じない 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 競争環境の変化が案1と比して、相対的に大きい。 ・ 起動供出札の方に価格優位性が生じるため、応札を誘因できる可能性があること、他電源との持ち替えによる余力供出札の応札も誘因できる可能性がある。

(注)その他、同時同量の観点から起動電源の計画値計上についての整理や、持ち下げ電源の ΔkW が需給調整市場に出づらくなる可能性への対応、 ΔkW 約定電源と余力活用契約電源との最適運用に関する確認等の検討が必要と考えられる。

2-9. 起動費を Δ kW価格に計上せず事後精算することの今後の検討

- 起動費を Δ kW価格に計上せず事後精算することについては、発電事業者が需給調整市場に応札する上での運用負担を減らすといった効果は観念されるものの、もともと現時点でも需給調整市場に応札することが経済的に合理的な行動となるはずの発電事業者が、そうした対応を追加的にとることで、現在の応札行動を変えるかどうかは不明である。
- 特に、各BGとの契約によって、実需給の直前（約1時間前）までBGの追加供給依頼に対応しなければならない場合などは、需給調整市場ガイドラインの問題ではなく、発電事業者とBGとの契約によって需給調整市場への玉出しが抑制されていると考えられる。
- BGが実需給の直前まで自らの力で供給力を調整しようとすることは、それによって当該BGの需給バランスの誤差を減らす効果はあるかもしれないものの、需要予測の誤差は一定程度の割合で発生すると考えられるため、エリアや広域的な需給バランス調整の上で、どのようなメリットをもたらしているかは検証が必要となる。一方で、BGが実需給の直前まで電源を確保していることが、発電事業者にとって需給調整市場への応札時の支障になっているかどうかについても、検証が必要となる。
- そうしたことを確認した上で、需給調整市場ガイドラインの見直しの要否を検討していくことが考えられる。

一次調整力・二次調整力①に応札を行わない理由についての発電事業者からの回答

（第97回制度設計専門会合（2024年4月）資料3 P12から抜粋）

- ✓ 週間応札時点で需要の変動に影響されず稼働を計画している電源の余力を応札の基本としているが、当該期間には該当する電源がなかった。

起動費を Δ kW価格に計上せず事後精算とする案（2案）の課題

- 起動費を Δ kW価格に計上せず事後精算とする場合、実務的には主に以下の課題が想定される。
- 次頁以降、これらの課題について考察した。

主な課題

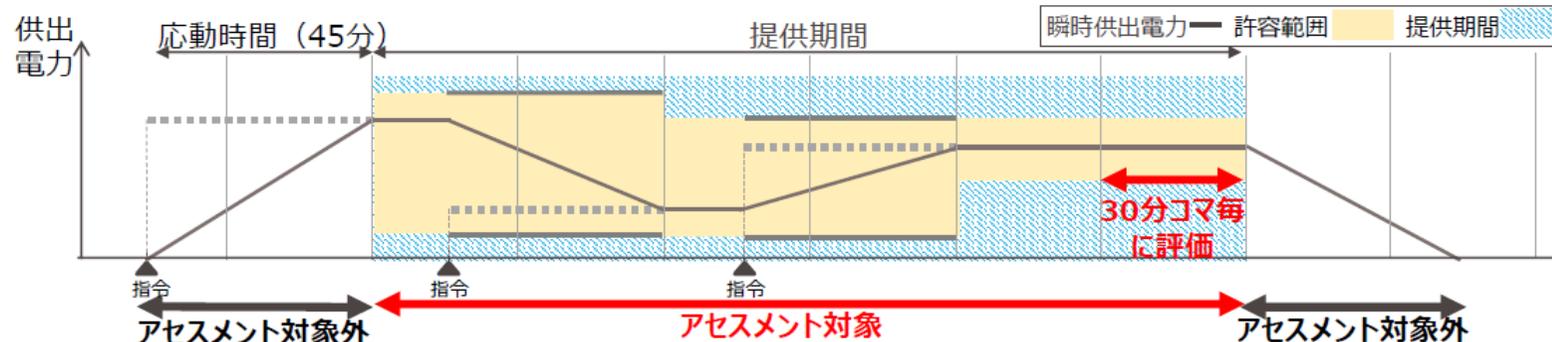
1. 一般送配電事業者が起動判断を行う場合のアセスメントの取扱い
2. 広域調達した起動供出札に対する起動指令
3. 案2において起動供出札0.33円が多数応札することの問題点

一般送配電事業者が起動判断を行う場合のアセスメントの取扱い

- 需給調整市場のアセスメントには、調整力提供事業者が、電源等の稼働前において ΔkW 約定量を供出可能な状態に維持していること（アセスメントⅠ）、及び稼働後において ΔkW 約定量の範囲内で一般送配電事業者の指令に従い調整を実施したか（アセスメントⅡ）の二種類がある。

送配電網協議会
需給調整市場説明会資料

アセスメント項目	リソースの要件	アセスメントのイメージ	不適合事象例
アセスメントⅠ (ΔkW 供出可否の確認)	ΔkW 約定量の供出が可能な状態を維持していること	提供期間におけるリソースの供出可能量が ΔkW 約定量を下回っていないことを確認	ΔkW 約定量に対して、空き容量不足の発電計画提出
アセスメントⅡ (指令応動実績の確認)	実需給時点において属地エリアの一般送配電事業者の指令に従い実際に調整すること	提供期間において、 ΔkW 約定量の範囲内で、指令に従い実際に調整していることを確認	許容範囲を逸脱した供出電力の供出



取引規程 第8章 第39条

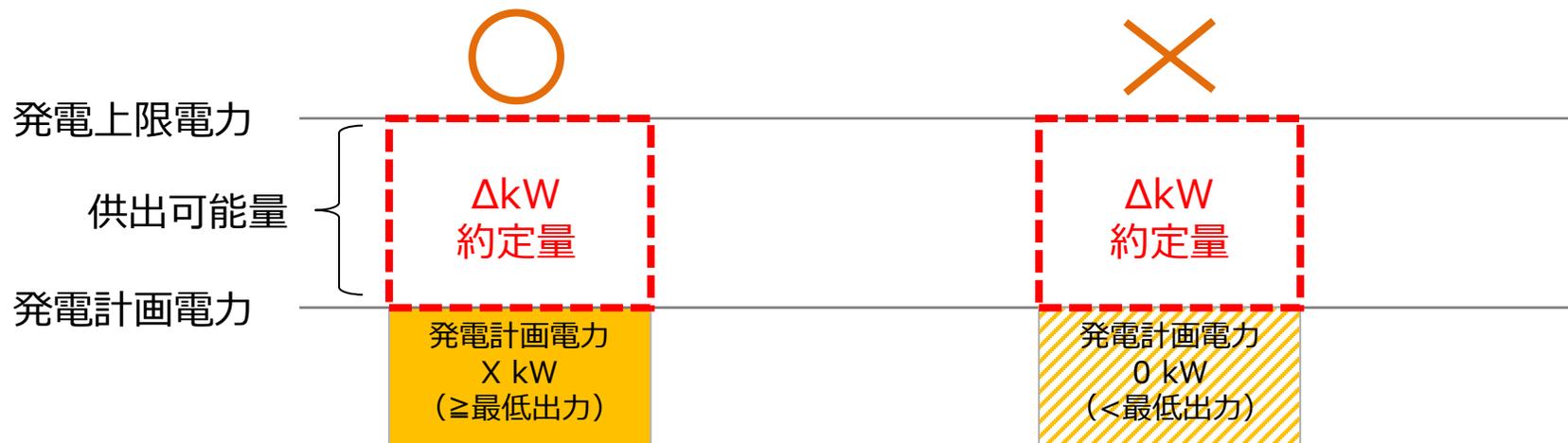
一般送配電事業者が起動判断を行う場合のアセスメントの取扱い（続き）

- 現状、アセスメントⅠ・Ⅱの判定は、自動判定システムを用いて行われており、基本的には、発電機等のGC時点のBG計画（発電計画）を参照し、アセスメントⅠは発電可能上限値と発電計画値の差分が ΔkW の落札量を上回っていること、アセスメントⅡはGC時点のBG計画を基準に ΔkW 落札量の範囲内で、指令に従い応動していることを確認している。
- また、並列要件が必須である商品（一次、二次①）においては並列していること（最低出力以上の発電計画となっていること）を確認している。
- 案1、案2は、一般送配電事業者が ΔkW 電源の起動判断を行うことを想定している。この場合、起動電源の最低出力分のkWhをBG計画に織り込むことは難しく、発電計画値はゼロとなる※ことから、並列要件が必須である商品は、自動判定システム上、アセスメントⅠは不適合、アセスメントⅡは適切な確認ができなくなる。
- この点、システム改修やアセスメントフリーとする対応が考えられるが、システム改修には数年単位の時間を要するとのことであり、アセスメントフリーもモラルハザードを誘発する懸念が生じる。このように、一般送配電事業者が起動判断を行う場合に、アセスメント対応が困難となる課題がある。

※ 一般送配電事業者が ΔkW 電源の起動判断を行う場合、発電事業者が起動が確実でない電源の最低出力分のkWhをBG計画に織り込むのは、計画値同時同量の観点から難しい面がある。

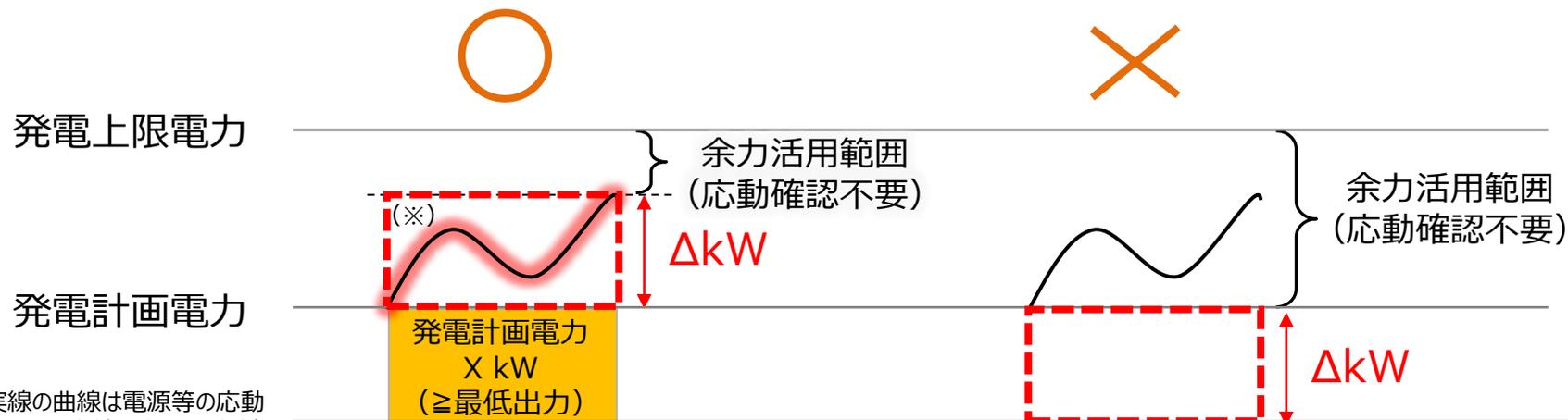
(参考) アセスメント対応の課題のイメージ

アセスメントⅠの判定について



ΔkW約定量分の供出可能量が確保されているが、BG計画上の電力量は0 kWhであるため、アセスメント判定システム上は不適合。

アセスメントⅡの判定について

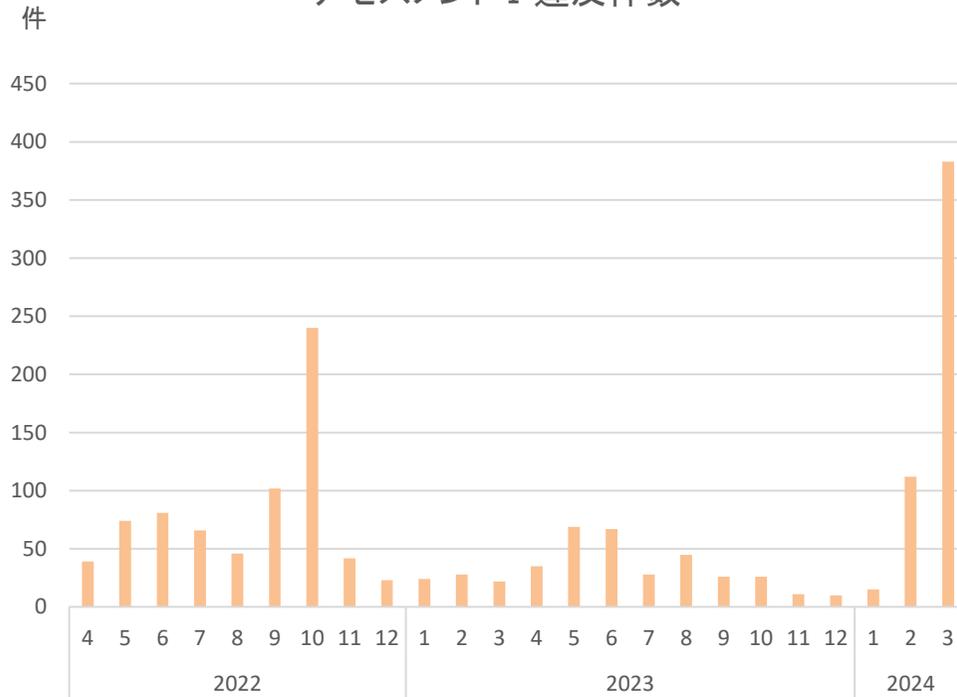


※黒実線の曲線は電源等の応動イメージ。黒実線の上下一定割合の赤色範囲は、アセスメントの許容範囲。

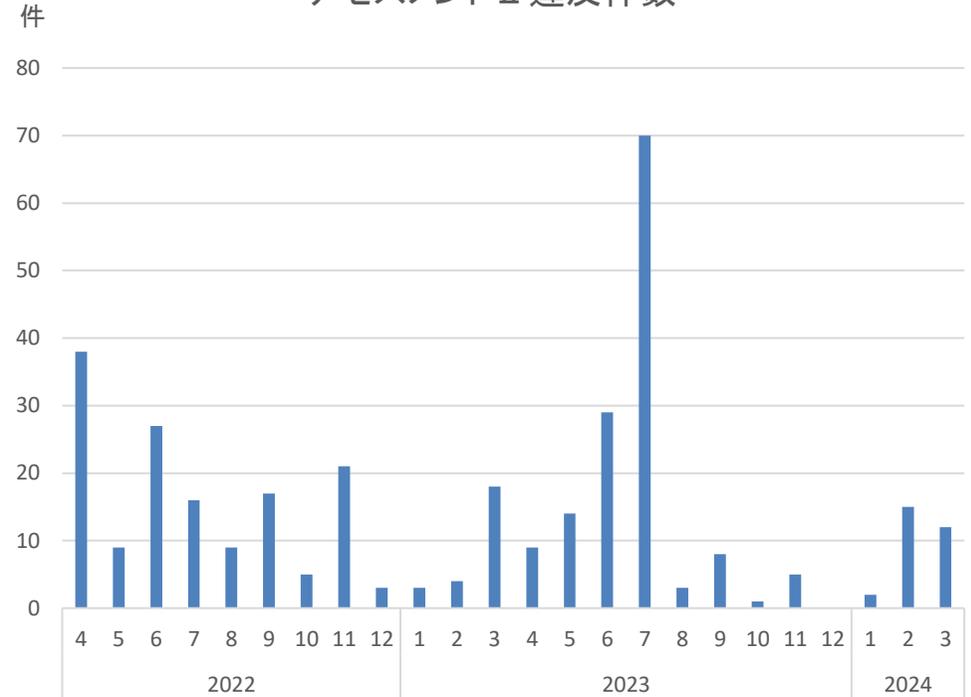
「ゼロ」以上、「ΔkW」以下の領域で、指令に追従できているかを確認することになり、本来、確認すべき応動を確認できない。

(参考) アセスメント違反件数

アセスメントⅠ 違反件数



アセスメントⅡ 違反件数



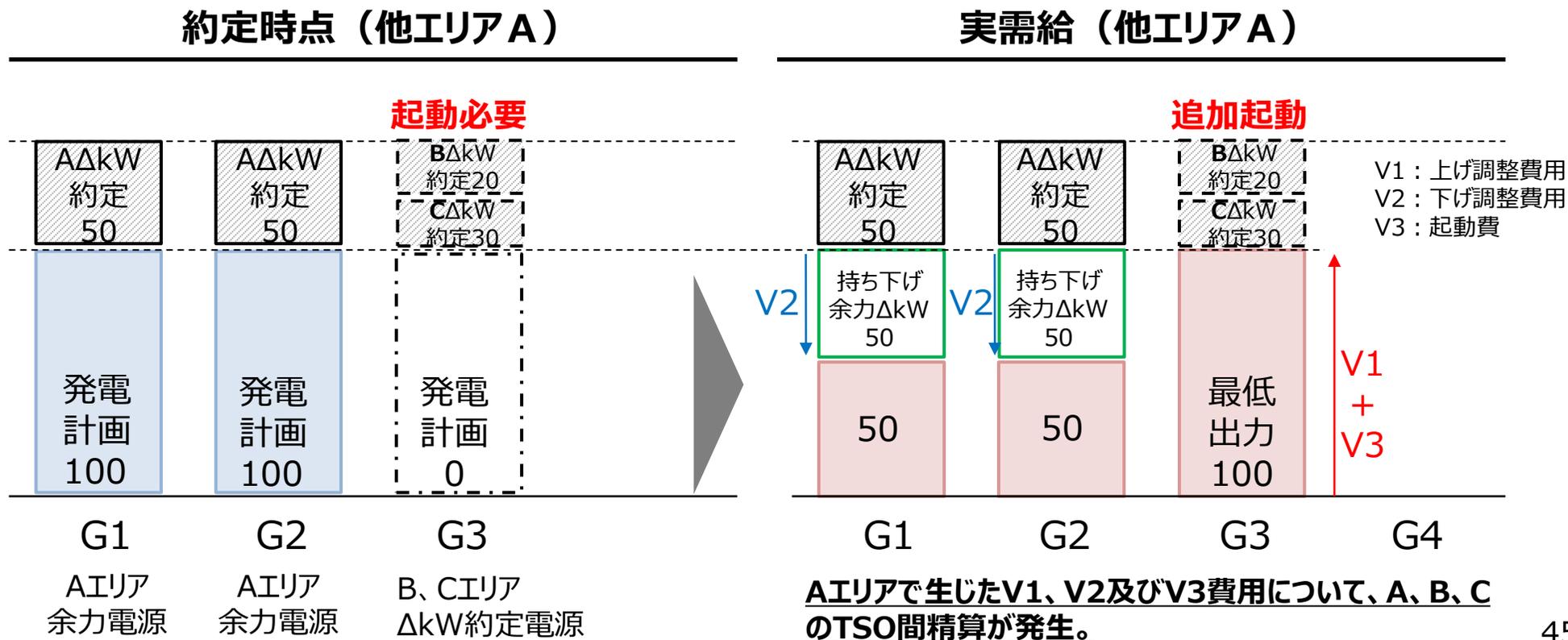
(資料) 一般社団法人電力需給調整力取引所 (EPRX) よりデータ提供を受け、当事務局が集計、加工して作成

※30分コマ単位で違反件数を計上

広域調達した起動供出札の起動指令について

- 今回の案1、案2は、一般送配電事業者が Δ kW電源の起動判断を行うことを想定している。一般送配電事業者が、起動供出札を他エリアから約定した場合、当該一般送配電事業者は、調整力の運用上、他エリアの電源に起動指令できない。このため、他エリアの一般送配電事業者に起動指令を依頼することとなるが、当該一般送配電事業者には電源の持ち下げなど追加的な需給調整コストが生じ、一般送配電事業者間に複雑な精算ルールの設定が発生する。
 - 余力活用電源においても、一般送配電事業者が他エリアの電源に対し起動指令を行うことはない。

広域調達した起動電源の運用イメージ（Bエリア及びCエリアのTSOが、Aエリアから起動電源を調達した場合）

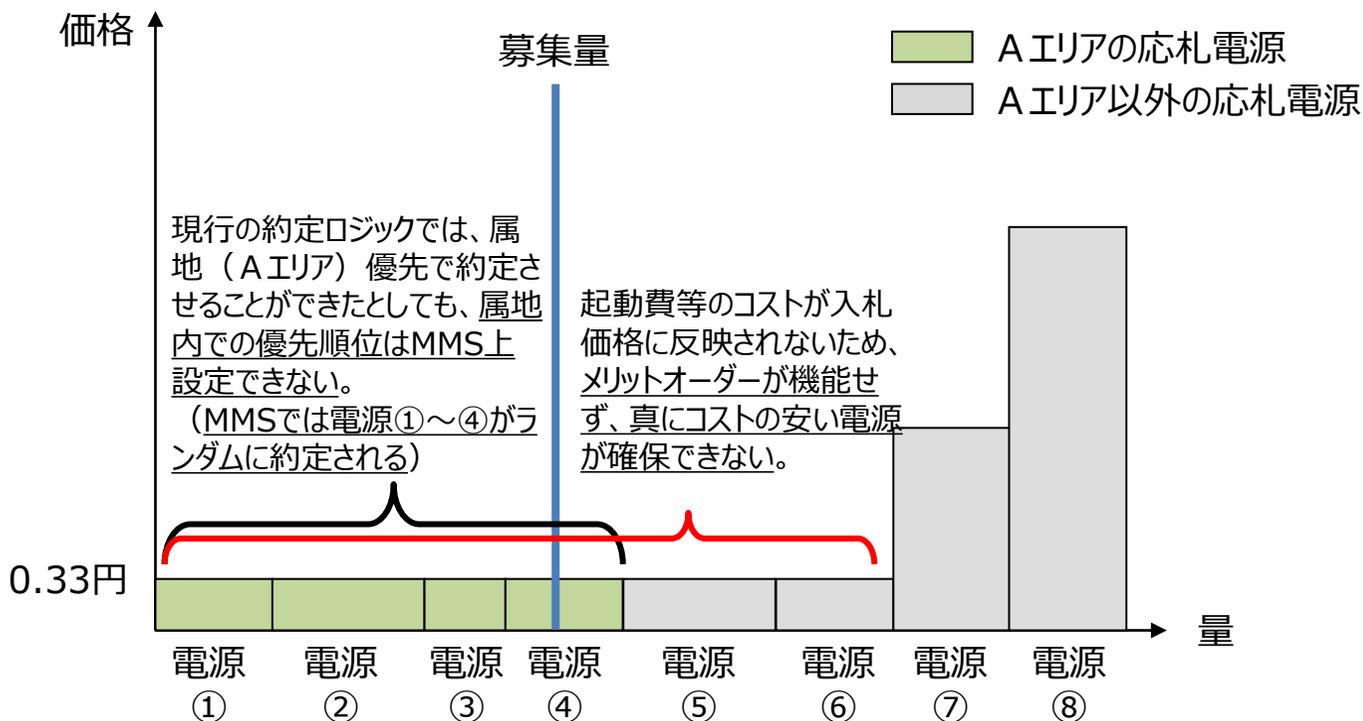


案2において起動供出札0.33円が多数応札することの問題点

- 案2を適用した場合、本来は起動費等を考慮して応札価格が形成されるのが望ましいところ、起動費等は事後精算となるため、起動供出札の価格は一定額（0.33円）が並ぶことが想定される。このため、メリットオーダーが機能しなくなり、市場を通じた効率的な電源等の確保が困難となる。

- 0.33円の起動供出札が募集量を超えた場合、現在の約定システム（MMS）上は、どの0.33円の札を落札するかはランダムに決まる。

0.33円の応札が多数発生するイメージ（調達エリアをAエリアとする）



課題考察のまとめ

- 今回考察した案1、案2の実務的な課題を踏まえると、これらの案の実施は、応札を誘引することの引き換えに非常に難しい問題を抱えることになることから、**対策案の精査が必要**と考える。
- 他方で、事業者の応札障壁となっている起動費の取り漏れリスクに関しては、現行の入札方法を前提に**事後的に起動費の取り漏れ分を精算**するだけであれば、既に起動費の取り過ぎ分の事後精算は行っているため、他の運用に影響を与えることなく**実務的に対応可能**であることから、こうした方向性で今後対策案を検討することも考えられる。
- なお、仮に価格規律の見直しを行い応札を誘引することができたとしても、**応札余力がなければその効果は限定的**である。このため、発電事業者と小売事業者との相対契約が応札障壁となっているかどうかについて確認を行った。

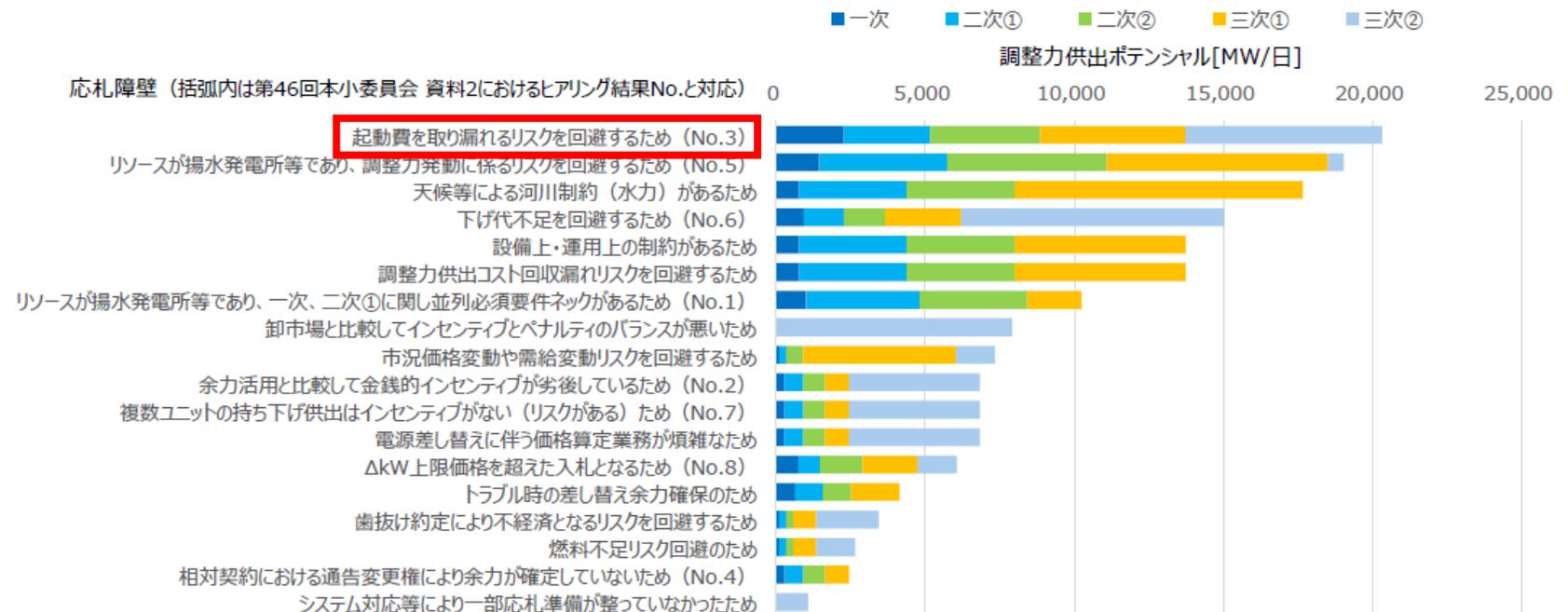
(参考) 広域機関によるアンケート結果 (応札障壁)

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

会員Aからのアンケート結果： (3) 応札障壁 (2 / 2)

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

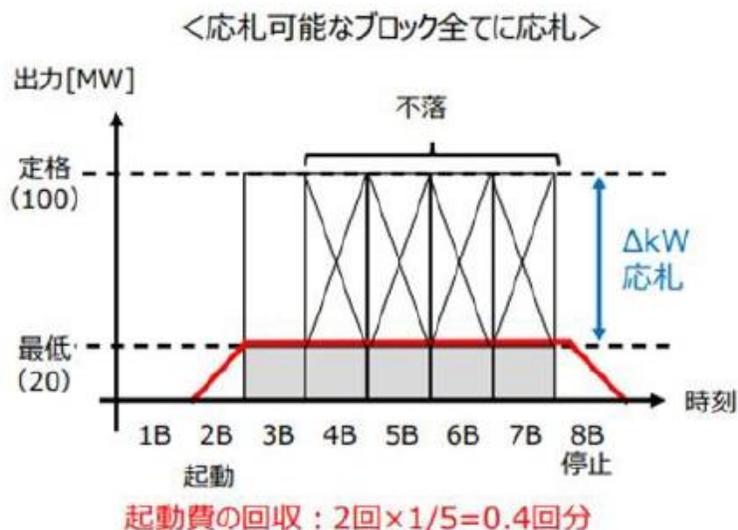
* 最大供出可能量 (規模感) と応札実績の差分を、応札障壁の数に応じて按分して試算。
なお、調整力供出ポテンシャルがゼロ (あるいは不明) のものは図から削除。



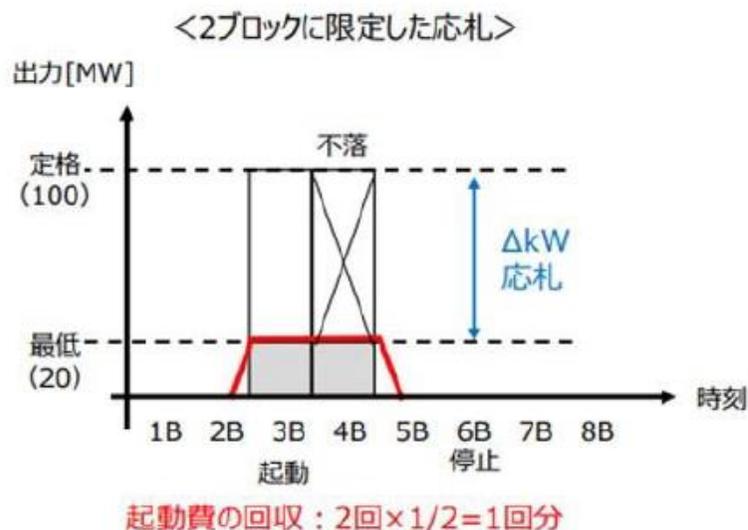
ヒアリング結果：No.3 起動費取り漏れリスク回避について

16

- 需給調整市場ガイドライン（2024年度以降）の価格規律においては、応札ブロックのうち一部のブロックのみ約定（歯抜け約定）することで、起動費を取り漏れるリスクがあることから、取り漏れリスク低減のため、起動費等の計上は1回起動であっても2回まで認められているところ（ただし、使用しなかった起動費は適切に返還）。
- 一方で、上記価格規律を踏まえてなお、起動費の取り漏れリスクを回避する（リスクをゼロとする）ため、2ブロックに限定した応札とする、あるいは追加起動による ΔkW 応札は行わないことが経済合理的といったご意見をいただいた。
- こうした応札の考え方は応札不足に繋がり得る方法と考えられるところ。



応札ブロック分に起動費2回分を按分計上していた場合、不落となったブロックが多ければ、起動費回収漏れが発生する



応札を2ブロックに限定すれば、一方が不落となっても起動費回収漏れは発生しない（2ブロック分ともに不落となれば起動しないため、起動費は発生しない）

小売事業者と発電事業者の相対契約が応札障壁となっていることの確認

- スライド12、13のとおり、東京及び中部エリアでは、週間取引（特に一次調整力及び二次調整力①）の応札がほとんどない状態が続いている。
- このことについて、当該エリアに属する需給調整市場の事前的措置の対象である発電事業者及び小売事業者にヒアリングを行った。当該発電事業者からは、週間時点では、小売事業者との相対契約分について通告変更の可能性があり、余力が確定していないため、週間取引に応札できないとの回答であった。
- また、当該発電事業者と相対契約を締結する小売事業者からは、週間取引の応札を前提とした具体的な取組についての定めがなく、現時点で発電事業者との間で合意に至っていないことや、週間時点では、気象予測誤差による需要予測の上振れや太陽光発電量の下振れに備えて、相対契約上確保している余力をリリースする運用としていないといった主旨の回答を得た。
- 一方で、東京及び中部エリア以外の旧一般電気事業者にヒアリングを行ったところ、いずれの事業者も、週間取引に応札することを前提としており、相対契約の最終通告期限が週間取引の応札後であっても、週間時点の断面で需要計画の見直しを行い、余力があれば当然に週間取引への応札を行う運用としているという主旨の回答であった。
- 以上を踏まえ、当委員会事務局から、東京エリア及び中部エリアに属する上記発電事業者及び小売事業者に対し、週間時点での需給計画をもとに供出可能な余力を週間取引に応札できる余地はあるのではないかといた指摘を行ったところ、各社から次頁のとおり今後の対応を見直す回答があった。

A社、B社、C社の回答

A社（発電事業者）

1. これまでの対応

- 前日取引を中心に需給調整市場に応札しており、週間時点では、相対契約電源に関しては、通告変更権により余力が確定していないため、週間取引には応札できない。

2. 今後の対応

- 小売電気事業者との契約協議を速やかに行い、なるべく早期に、週間時点で供出可能な余力があれば、費用取り漏れ有無などを勘案しつつ需給調整市場へ応札する運用とすることとしたい。

B社（小売事業者）

1. これまでの対応

- 発電事業者との間で週間商品供出を念頭においた具体的な取組について定めがなく、週間商品供出に向けた協議を行っていたものの合意には至らなかった。

2. 今後の対応

- 発電事業者との間で週間商品供出に関する具体的な取組みについて、小売電気事業者にリスクが偏らないことを念頭に協議・検討を行うこととし、発電事業者の合意が得られ次第（2024年秋目標）、週間商品供出量拡大に向けた運用を開始することとしたい。

C社（小売事業者）

1. これまでの対応

- 週間時点で自社の需給バランスを見直してはいたが、需要予測や太陽光発電量予測の振れがあるため、発電事業者に対し余力を引き渡すことはなかった。

2. 今後の対応

- 週間時点で見直した自社の需給バランスに一定程度の予備力を見込んだ上で、それを超える余力を発電事業者に引き渡す方向とするなど合理的に対応可能な限りで発電事業者と協議を行い、週間取引の応札量増加に貢献したい。

(参考) 東京及び中部以外のエリアでの旧一般電気事業者の対応状況

D社

- 需給調整市場に備えて、週間取引への応札を行う前提でオペレーションを見直し。相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、一定の需要予測の振れを想定しつつ週間時点の余力については、週間取引に当然に応札している。週間取引への入札はツールの活用により対応。なお、余力活用契約よりも需給調整市場の方が必ずしも収益性が低いとは認識しておらず、現状では起動費の取り漏れの課題も大きくは生じていない。

E社

- 相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、週間時点の需要予測に振れのリスクがあることを前提に、週間取引には応札している。需給変動により前日時点で供給力に不足が生じた場合、スポット市場等で買い戻して対応することは許容する考え。揚水発電は、週間取引には応札しにくい。週間計画で運転の予見性が高い火力電源は極力需給調整市場へ入札し収入が得られる方がよいと考えている。

F社

- 相対契約の最終通告変更期限は週間取引応札後であるが、週間時点の計画で生じた余力は、基本的に週間取引に応札している。なお、前日断面での供給力の不足分は、スポット市場等で買い戻しを行う。他方、追加起動を前提とした応札は、起動費の取り漏れリスクや電源トラブル等のペナルティリスクを踏まえると、インセンティブは少ないと考えている。

(参考) 東京及び中部以外のエリアでの旧一般電気事業者の対応状況

G社

- 相対契約は概ね確定数量契約のため、週間取引において支障はない。スポット市場での落札が難しい電源を週間取引に応札している。約定確率を考慮して応札しており起動費の取り漏れは発生していない。ΔkW価値を得ることにインセンティブを感じているので、余力活用契約との比較で需給調整市場の応札を回避することはない。揚水発電は週間取引に応札しているが、電源の差し替え対応に苦慮しながら運用している。週間取引への入札は、システムで対応している部分もあるが一部は人間系で対応。

H社

- 通告変更権のある相対契約は量が少ないため、需要計画が上振れしても影響はなく、週間取引において支障はない。週間時点では、電源トラブル等のリスク分を考慮した余力を週間取引に応札しており、今のところ歯抜け約定もなく起動費取り漏れは発生していない。状況によっては余力活用契約の方がインセンティブが高いときもあるかもしれないが、現状ではそのことをもって需給調整市場に応札しないということはない。

I社

- 週間取引に影響が生じるような相対契約はないため、週間取引において支障はない。起動費の取り漏れリスクはあるが、応札量が少ない現在は結果として発生していない。揚水発電は週間取引には応札している。週間取引への入札はシステムおよびツールで対応している。

(参考) 各社の変動数量契約

(D.12)各社のオプション価値 (通告変更量・期限) とその評価 1/2

- 東電HD・RP及びJERAについて、既存の長期契約で提供しているオプション価値は、グループ内にのみ提供されている。

変動数量契約における条件設定 (24年度受渡し分) ※ 1			
事業者	区分	最終通告期限	通告変更量のアローアンス
北海道	社内	【単年・長期】なし (確定数量契約のみ)	-
	社外	【単年・長期】なし (確定数量契約のみ)	-
東北	社内	【単年・長期】なし (確定数量契約のみ)	-
	社外	【単年・長期】なし (確定数量契約のみ)	-
東電HD・RP	グループ内	【混合揚水PPA】前日23時、当日7時、当日15時※ 2	契約kWの範囲内
	グループ外	【卸標準メニュー】なし (出なりで受電) ※ 2	-
東電EP	グループ内	【単年】なし (確定数量契約のみ) 【長期】販売なし	-
	グループ外	【単年】なし (確定数量契約のみ) 【長期】販売なし	-
中電HD	グループ内	【長期】なし (電源特性上、未設定)	-
	グループ外	【単年】なし (電源特性上、未設定)	-
中電MZ	グループ内	【単年・長期】販売なし	-
	グループ外	【単年・長期】販売なし	-
JERA	対EP	【既存の長期契約】スポット入札前	契約kWの範囲内
	対ミライズ	【既存の長期契約】GC1時間前まで	<ul style="list-style-type: none"> ・1年前通告は、2年前通告量に対して±10%以内 ・月間通告は、四半期毎通告量に対して±5%以内 ・GC前通告は、当日起動している発電機の空きkWの範囲内
	グループ外	【既存の長期契約】前日18時	事前に合意している運転パターンへの変更

※ 1 複数の契約のうち、条件の自由度が高いものを例示して抜粋。JERAの対EP・対ミライズの契約については、主要な契約における条件を記載。

※ 2 東電HDの卸標準メニューは、東電HD・RPと東電EP間の既存長期契約 (原子力 (出なり) ・一般水力 (出なり) ・混合揚水 (通告変更権あり) ・太陽光 (出なり)) の内、システム運用制約の都合上等の理由から、混合揚水PPAを除いて卸標準メニューを作成しているため、卸標準メニューは出なり (通告変更権なし) となっている。

(参考) 各社の変動数量契約

(D.12)各社のオプション価値 (通告変更量・期限) とその評価 2/2

変動数量契約における条件設定 (24年度受け渡し分) ※ 1			
事業者	区分	最終通告期限	通告変更量のアローアンス
北陸	社内	【単年】2日前15時 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【単年】契約kWに対して±5%以内
	社外	【単年】2日前15時 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【単年】契約kWに対して±5%以内
関西	社内	【単年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
	社外	【単年・長期】なし(確定数量契約のみ)	-
中国	社内	【単年・長期】2日前14時	【単年・長期】契約kWの範囲内
	社外	【単年・長期】2日前14時	【単年・長期】契約kWの範囲内
四国	社内	【単年・長期】2日前15時	【単年】契約kWに対して▲50%～契約kWの範囲内 【長期】契約kWに対して▲70%～契約kWの範囲内
	社外	【単年・長期】2日前15時	【単年】契約kWに対して▲50%～契約kWの範囲内 【長期】契約kWに対して▲70%～契約kWの範囲内
九州	社内	【単年】前々日9時から16時まで 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【単年】契約kWに対して▲10%～契約kWの範囲内
	社外	【単年】前々日9時から16時まで 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【単年】契約kWに対して▲10%～契約kWの範囲内
沖縄	社内	【単年】当日8時半 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【単年】契約kWの範囲内
	社外	【単年】当日8時半 【長期】なし(確定数量契約のみ)	【単年】契約kWの範囲内

※ 1 複数の契約のうち、条件の自由度が高いものを例示として抜粋。

今後の対応

- 仮に価格規律の見直しを行い応札を誘引することができたとしても、応札余力がなければその効果は限定的である。
- 今回、特に週間取引への応札量が少ない東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者に対して事務局から指摘を行い、当該事業者から、週間取引の応札拡大に向けた取組を進めていく旨の前向きな回答があったことから、今後の対応を確認していくこととしたい。
- 加えて、起動費取り漏れリスク等が需給調整市場への応札障壁となっているとの声が一部の発電事業者から上がっていることも事実であるため、上記の対応状況も踏まえた上で、引き続き、価格規律の見直し案についての実務的な検討を行っていきたい。