

需給調整市場の運用について

第98回 制度設計専門会合
事務局提出資料

2024年6月25日（火）



- 1. 6月中旬までの需給調整市場の動き**
2. 価格規律について
3. 中部エリアにおける ΔkW 調達について

1-1. 前日取引（三次②）の4月1日～6月10日までの動き

- 需給調整市場の三次調整力②（前日取引）の募集量について、6月1日より募集量が「一定割合を乗じた」量となったところ（※）。
（※）一定期間における、全エリア・ブロック別の調達率の平均値を乗じた。
- 4月からの平均約定単価等の動きについて確認を行った（次項及び次々項参照）。
- 平均単価：多くのエリアでは4月より5月が高値であり、6月は4月より低値であった。
- 約定量：6月10日までのデータを3倍して4月～6月を比較したところ、4月から5月の下降量が大きかったエリアは北海道、東京、関西、九州が、5月から6月の下降量が多いと予想されるエリアは、東北と九州であった。
- 想定費用：募集量を調整したことにより、多くのエリアにおいて費用削減効果があった。東北・中部は、4月と5月とで約定量は同程度であったが、調達費用は5月の方が1.5～3.5倍と多かった。これはエリア内の火力電源の応札が減少し、他エリアの高値電源がより約定しやすかったことが原因のひとつと考えられる。

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※2	5.43	2.49	8.09	7.05	0.97	4.55	10.43	0.46	0.86
	5月	11.31	8.59	9.88	11.25	2.73	3.97	6.70	0.69	1.31
	6月※3	2.00	0.37	1.15	2.14	0.89	2.25	3.69	0.33	0.98
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月※2	321.00	321.00	321.00	199.00	23.89	197.00	197.00	80.00	197.00
	5月	321.00	321.00	160.00	199.00	160.00	199.00	197.00	66.17	197.00
	6月※3	321.00	1.18	160.00	183.93	8.35	183.93	197.00	0.34	197.00
最低約定単価 (円/ΔkW・30分)	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※3	0.34	0.16	0.30	0.31	0.34	0.25	0.25	0.16	0.25
想定費用※4 (億円)	4月※2	13.97	3.59	70.71	15.24	0.41	16.21	9.68	0.65	6.91
	5月	3.37	12.57	47.83	25.76	1.07	7.18	7.20	0.82	7.15
	6月※3	0.24	0.07	1.71	1.30	0.09	1.31	1.05	0.11	1.34
約定量※4 (ΔMW)	4月※2	42,878	23,978	145,703	36,046	7,100	59,320	15,459	23,532	134,158
	5月	4,973	24,389	80,658	38,167	6,514	30,150	17,913	19,724	90,758
	6月※3	2,024	3,348	24,631	10,150	1,666	9,745	4,730	5,521	22,772

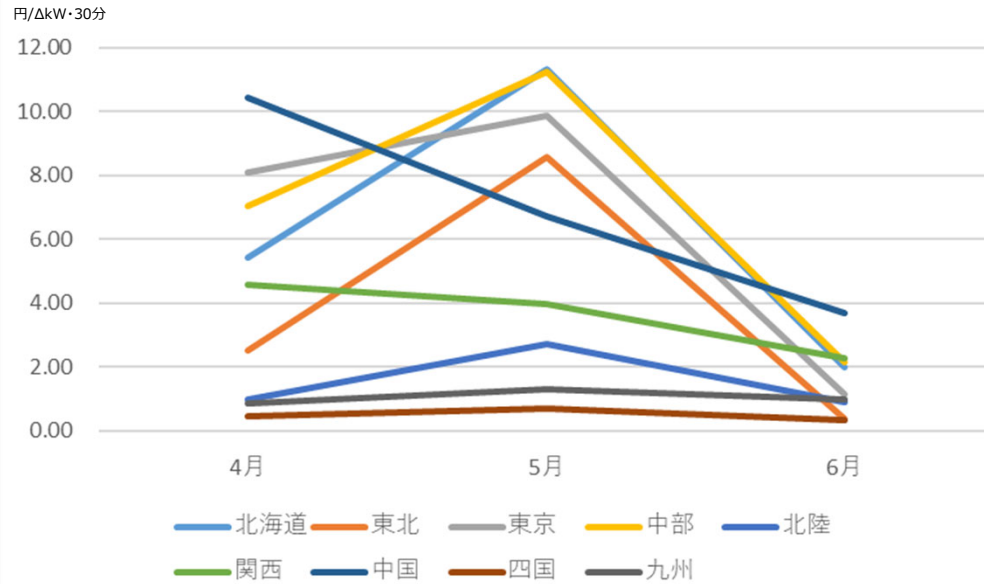
※1 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。※2 4月は前日市場における二次②、三次①の追加調達分も含む。

EPRXデータより事務局にて作成。

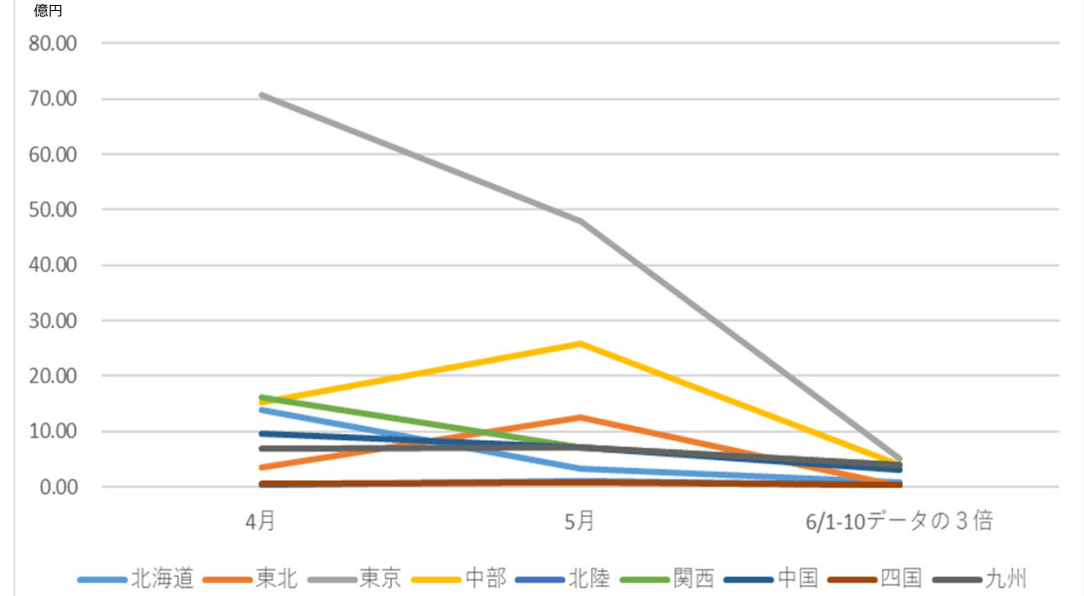
※3 6月は6月1～10日までのデータを使用している点に注意。※4 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。想定費用、約定量については、リソースの差し替え前後の数値が一部重複計上されている点に注意。

(参考) 前日取引 (三次②) の動き (4月、5月、6月1~10日を元に作成)

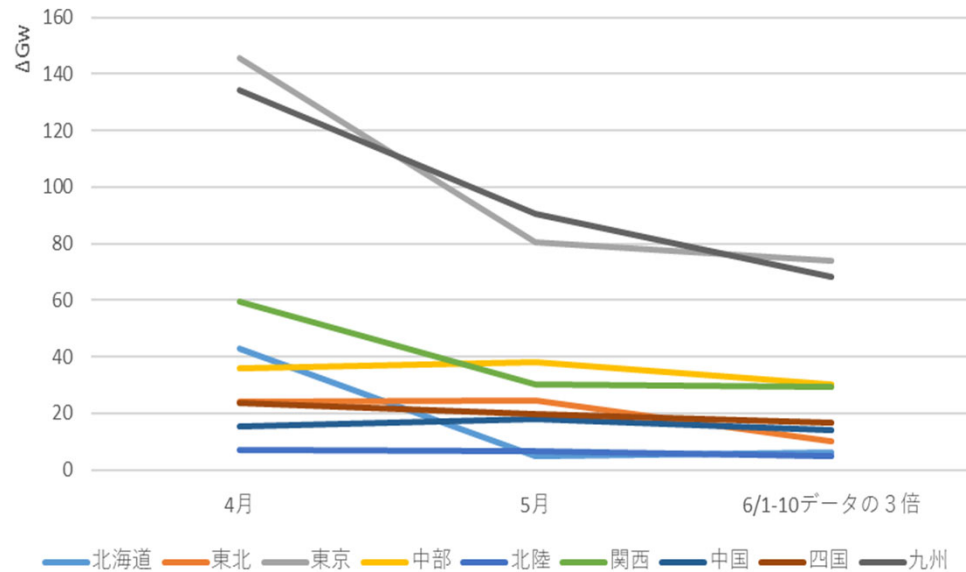
平均約定単価の動き



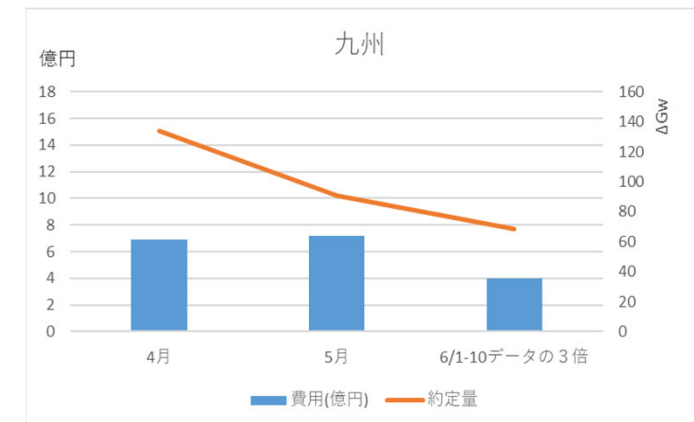
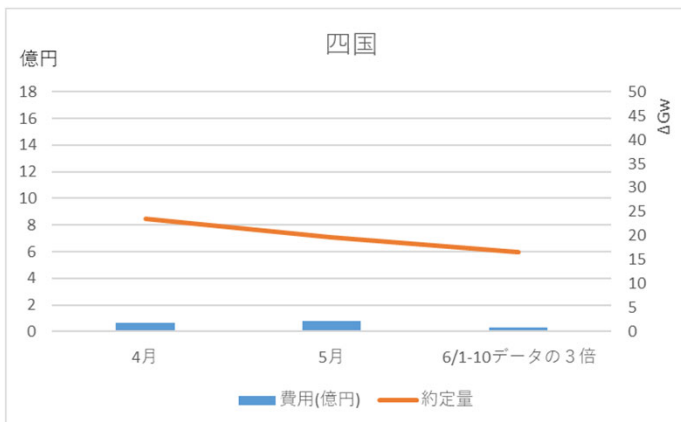
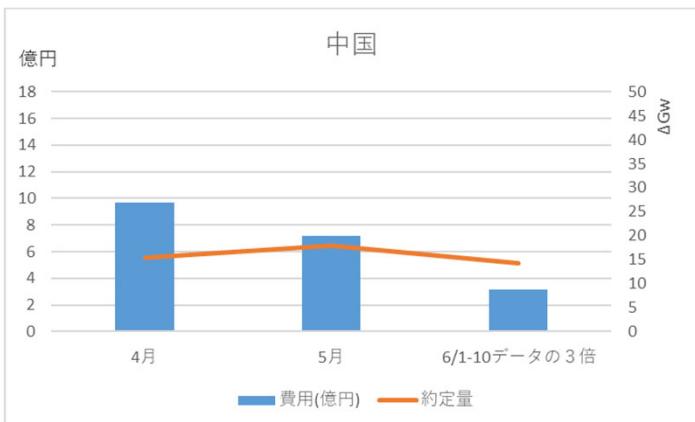
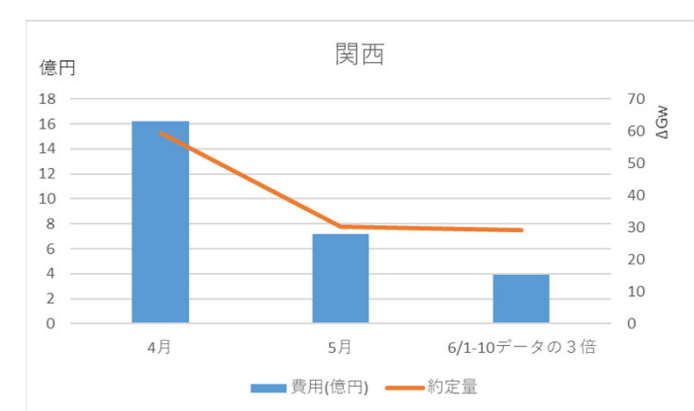
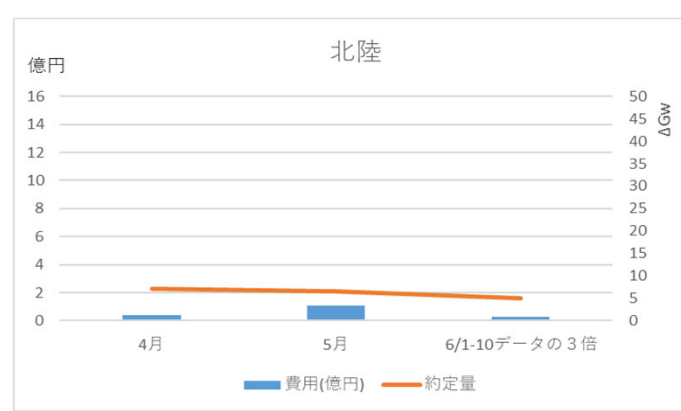
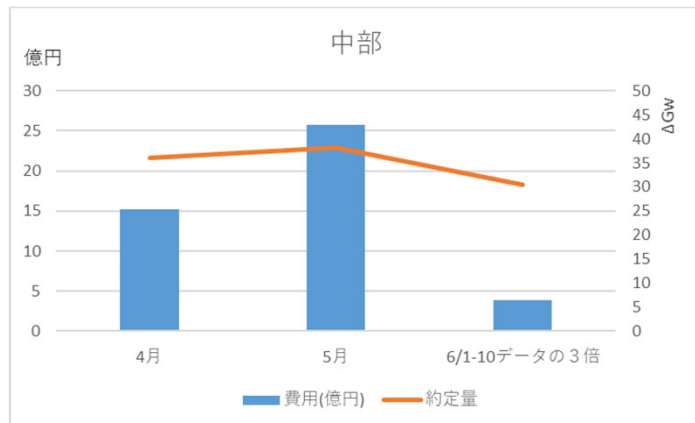
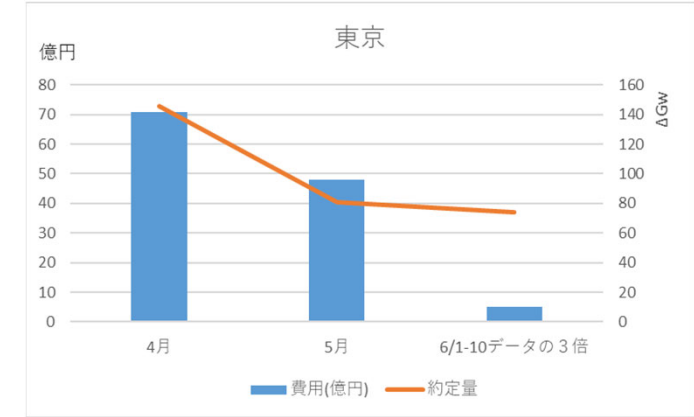
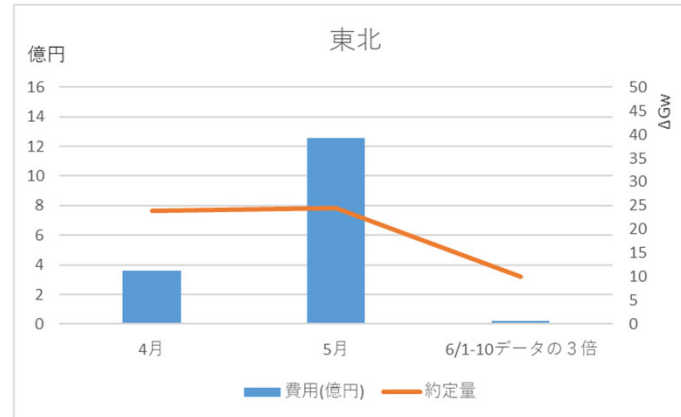
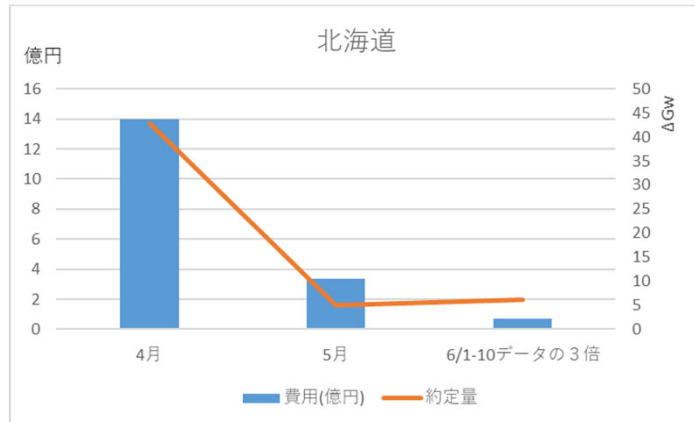
費用の動き



約定量



(参考) 前日取引 (三次②) の費用と約定量の動き (4月、5月、6月1～10日を元に作成)



※。6月は6月1～10日までのデータを3倍して比較

1-2. 週間取引（一次～三次①）の4月1日～6月10日までの動き

- 需給調整市場の週間取引の募集量については、前日取引とは異なり、募集量の調整は行われていないところ。
- 4月以降の平均約定単価等の動きについて確認を行った（次項及び次々項参照）。
- 平均単価：4月と5月を比較すると北海道エリアは約3円/ΔkW・30分上昇、九州エリアは2円/ΔkW・30分下降した。**5月と6月を比較すると、東北エリアは約1円/ΔkW・30分上昇、九州エリアは約2円/ΔkW・30分下降したが、他エリアの値差は0.6円/ΔkW・30分の範囲**であった。
- 約定量：東北・関西エリアは他エリアと比して約定量が多い。九州エリアは、4月と5月の約定量を比較すると約36%増加、5月約定量を6月10日までのデータを3倍した数値と比較すると約40%増加傾向となる可能性がある。
- 想定費用：4月、5月の数値と6月10日までのデータを3倍した数値を確認したところ、九州エリアは、毎月30億円程度、関西エリアは、毎月20億程度、東北エリアは6月のみ約20億円程度かかる見込み。他エリアは、10億円以下であった。

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	4.37	1.26	1.14	3.24	0.67	2.42	1.49	2.16	7.67
	5月	7.29	1.37	2.43	3.11	0.42	1.92	2.09	1.76	5.67
	6月※2	7.12	2.42	2.29	2.66	0.51	2.23	1.52	2.00	4.07
最高約定単価 (円/ΔkW・30分)	4月	19.51	7.66	7.21	12.82	14.13	14.84	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※2	19.51	11.08	7.21	16.19	15.65	16.19	19.51	19.51	19.50
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※2	0.48	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	12.23	9.83	5.01	9.82	1.58	22.02	6.09	5.53	29.44
	5月	16.07	8.00	8.56	7.19	0.97	22.22	8.83	4.26	29.51
	6月※2	8.71	6.30	3.44	2.34	0.38	7.58	2.28	1.63	9.85
約定量※3 (ΔMW)	4月	46,629	129,753	73,224	50,508	39,141	151,605	68,393	42,573	63,950
	5月	36,717	97,394	58,577	38,469	38,535	193,075	70,550	40,316	86,803
	6月※2	20,389	43,331	25,118	14,640	12,422	56,582	24,906	13,624	40,398

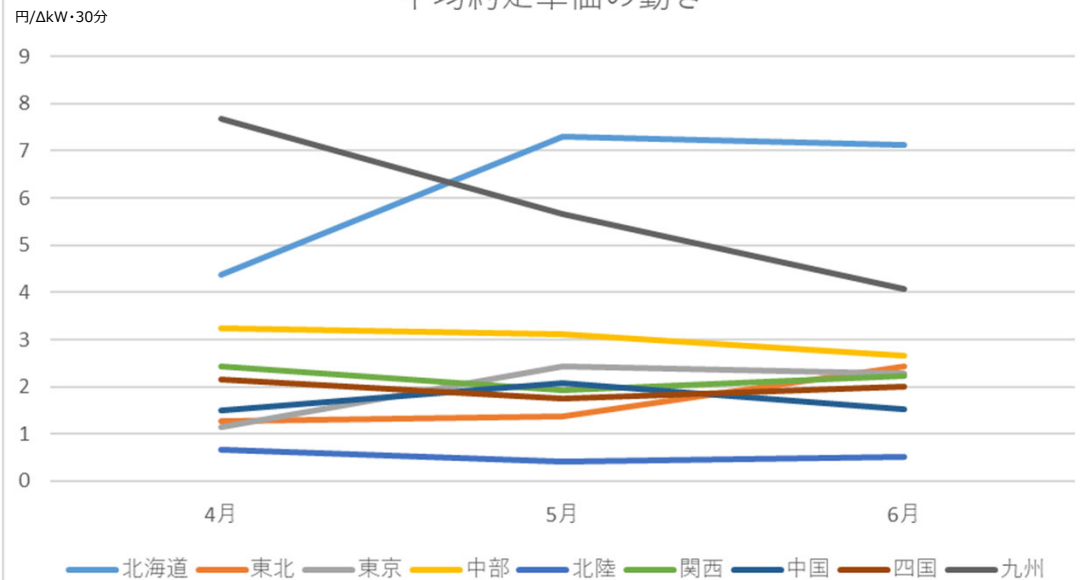
※1 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。※2 6月は6月1～10日までのデータを使用している点に注意。

EPRXデータより事務局にて作成。

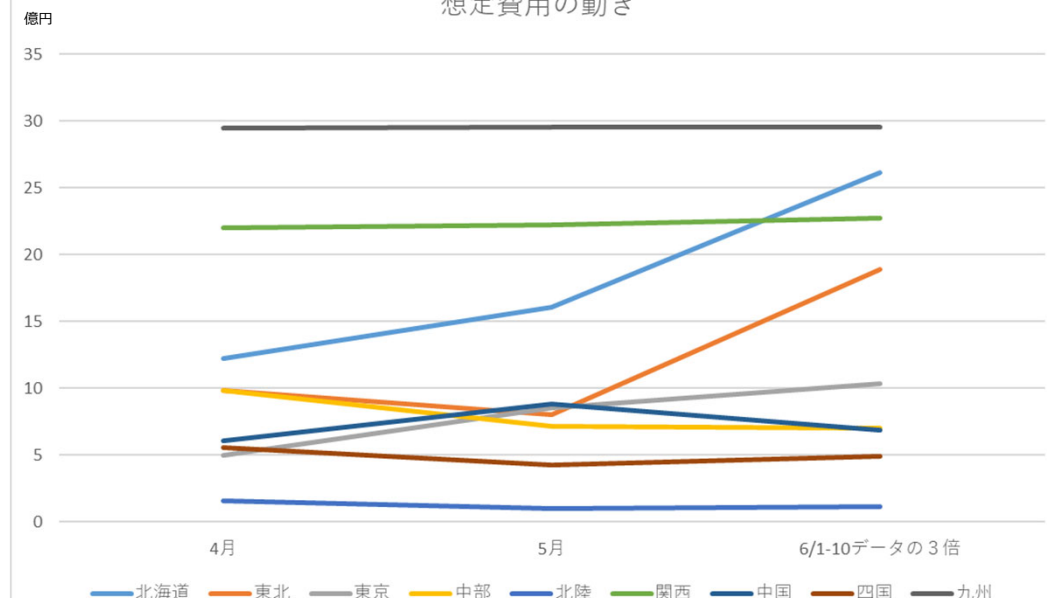
※3 想定費用は、案件ごとの約定単価×約定量を足し上げて算出。未使用の起動費はTSOに返還される点に注意。想定費用、約定量については、リソースの差し替え前後の数値が一部重複計上されている点に注意。

(参考) 週間取引（一次～三次①）の動き（4月、5月、6月1～10日を元に作成）

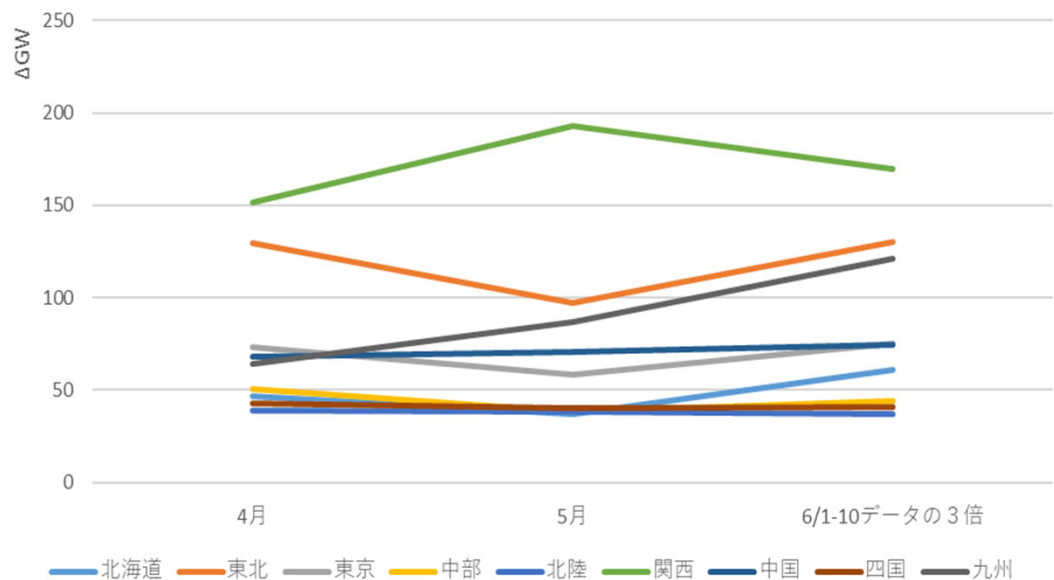
平均約定単価の動き



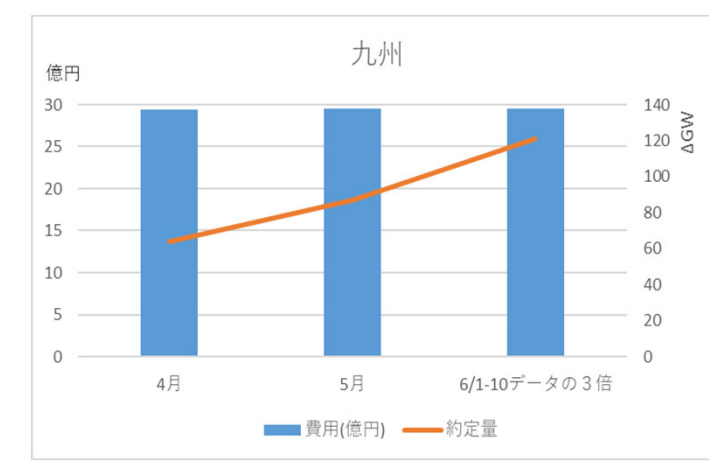
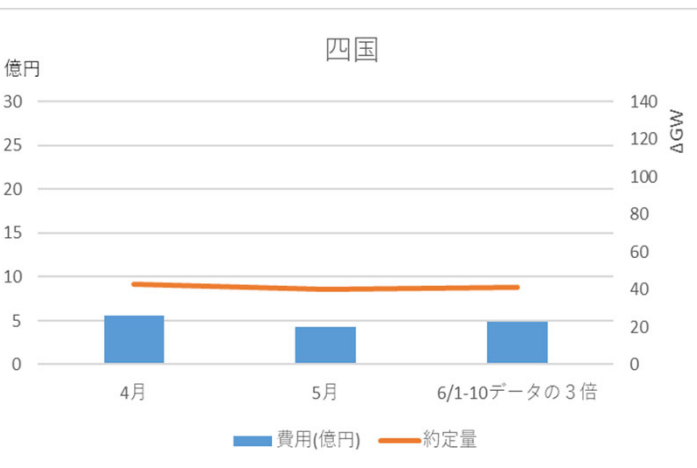
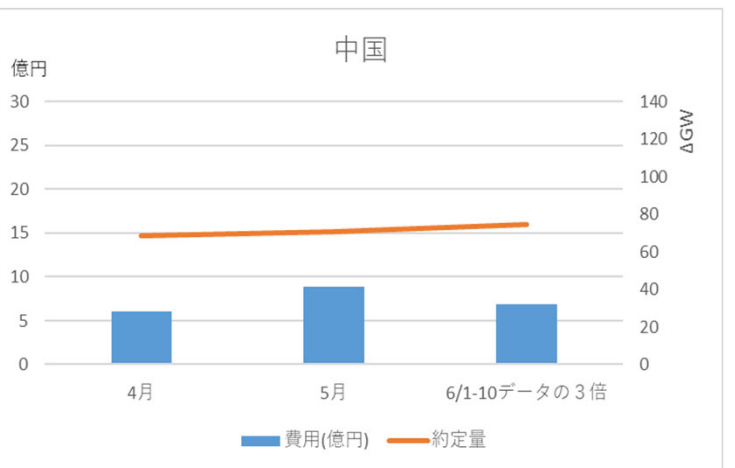
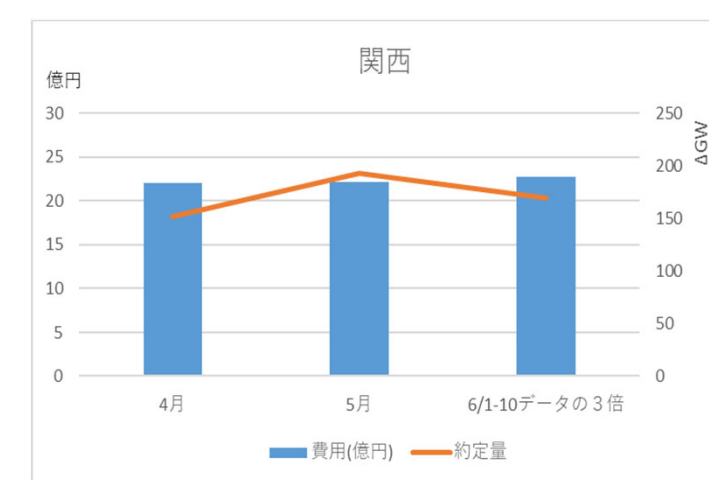
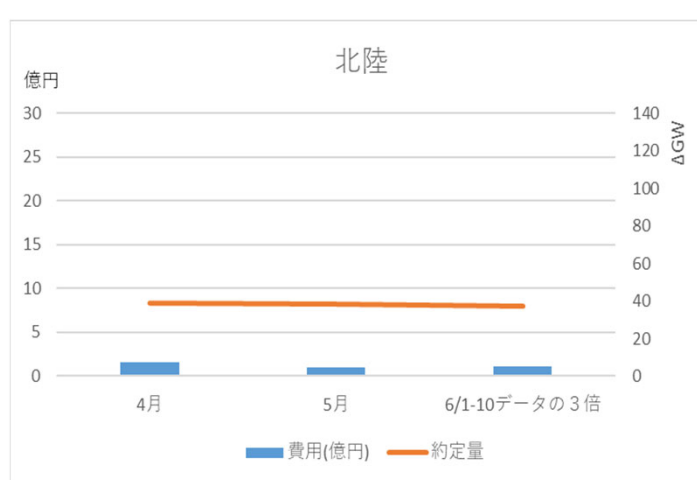
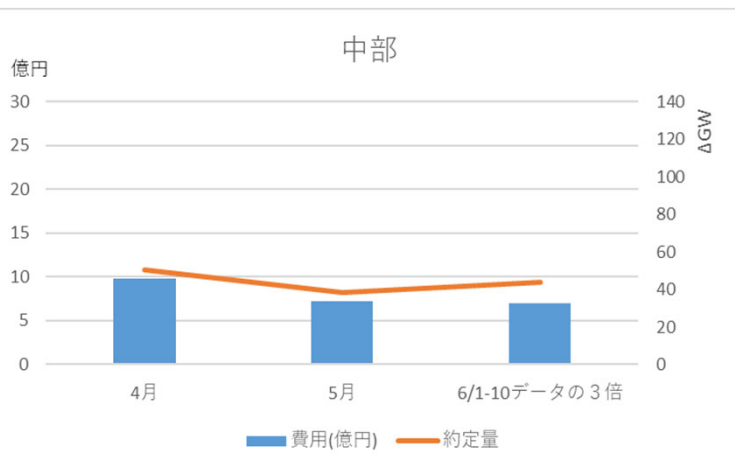
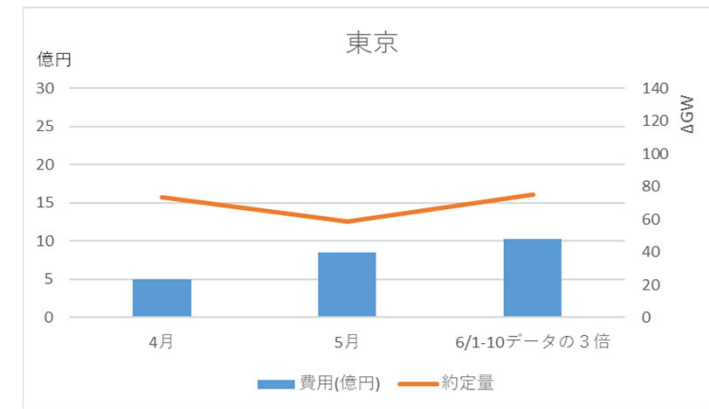
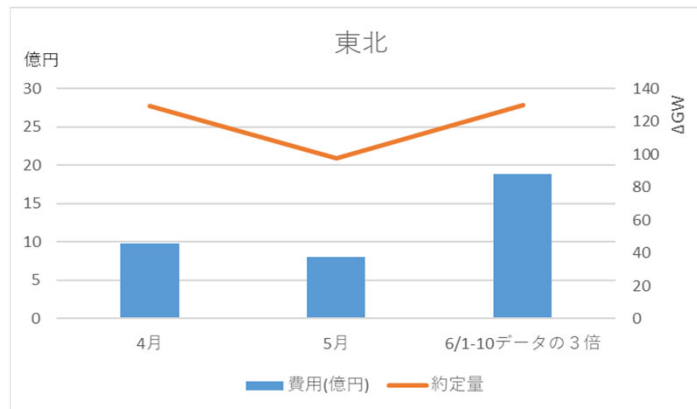
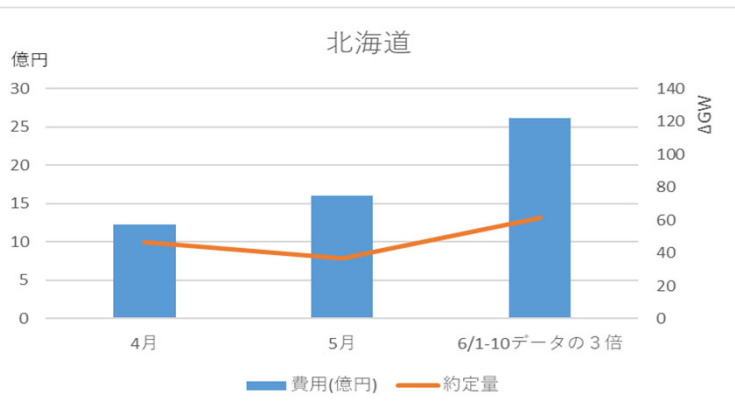
想定費用の動き



約定量の動き



(参考) 週間取引 (一次～三次①) の費用と約定量の動き (4月、5月、6月1～10日を元に作成)



1-3. 一次調整力・二次調整力①の調達率が著しく低いエリアについて

- 4月～6月10日までの需給調整市場の調達状況を確認したところ、東京エリア・中部エリアについては、4月以降一次調整力・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）。
- 前回は、発電事業者に対して供出がない理由について確認したところ。今回は、需要BG側に余力の供出の余地がないか（※）確認を行い、以下の回答を得た。
- 需要BGの需要計画の最終通告期限をゲートクローズに近づけインバランス発生を最小限にする運用が行われることによって、需給調整市場の前日取引（三次②）に対して、発電事業者からも需要BGからも ΔkW の供出が行われず、前日取引（三次②）の効率的な取引が損なわれている可能性があるのではないか。

（※） 相対での確保量が確定した後、前日10時のスポット市場でより安く電気が調達できたときに、相対確保分を前日14時の需給調整市場に供出することはあり得るか。

（事業者聞き取り内容）

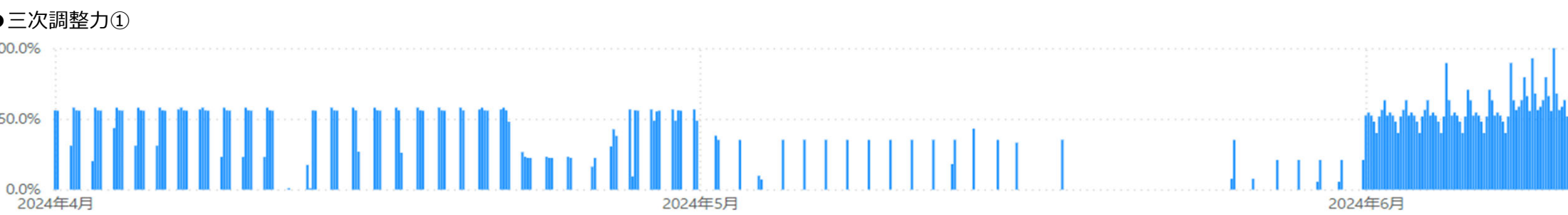
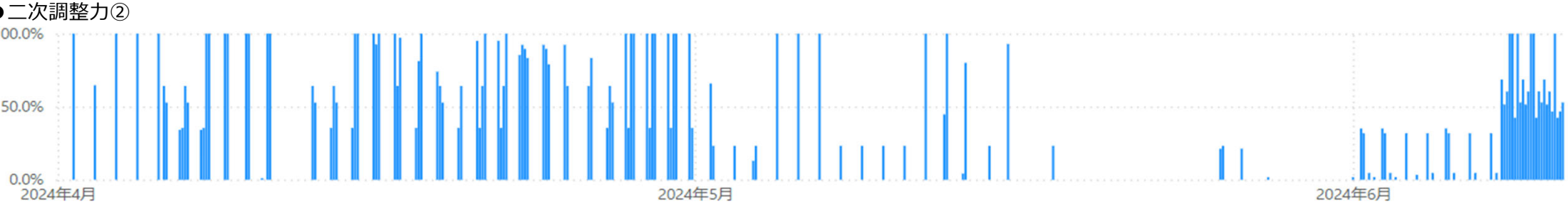
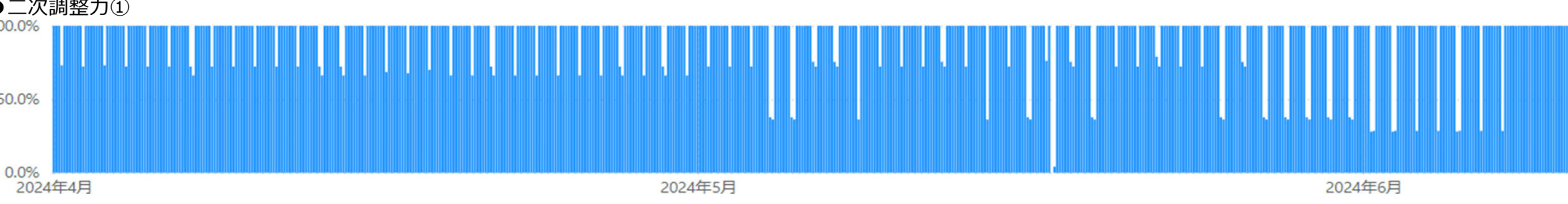
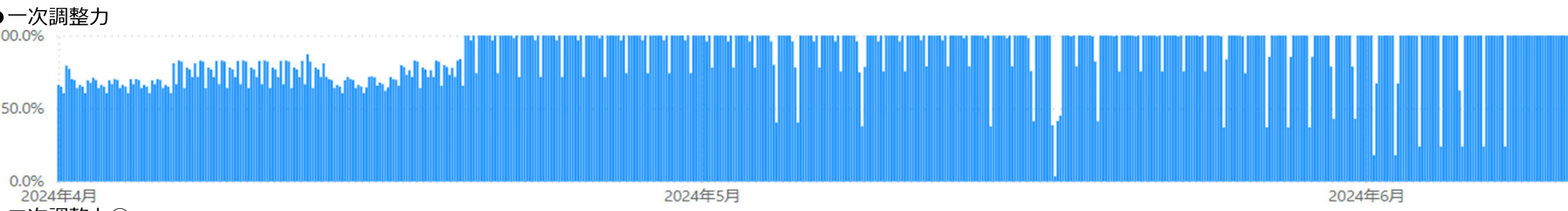
（A社）

- 契約上、需要BGが ΔkW を市場供出することはできない。
- 最終通告期限については、電気事業法上の同時同量義務の達成にあたりインバランス発生を最小限とする目的から可能な限りゲートクローズに近づける協議をし合意した結果である。なお、当社は、電力受給契約において、上記協議を前提とした費用を発電事業者に対して負担している。

（B社）

- 最終通告を伝えた後、需要減少により需要BG全体で余剰側となった場合、発電事業者（最終通告後）の電源を原資として需要BGが需給調整市場に供出することはできない契約もあるものの、需要BGが確保している他の契約電源を原資とした需給調整市場への入札は実施している。

北海道エリアの調達率（4月1日～6月10日）

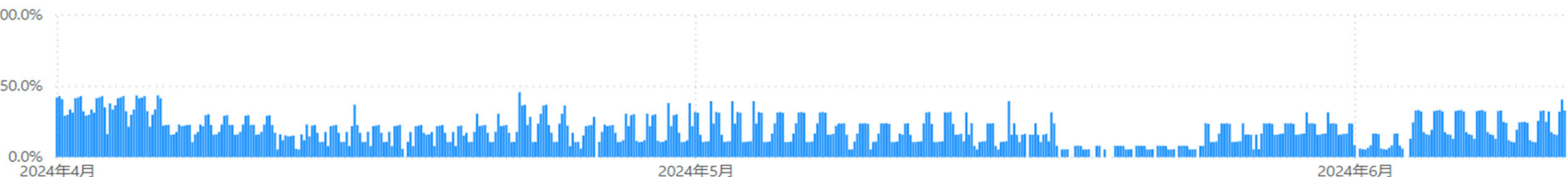


東北エリアの調達率（4月1日～6月10日）

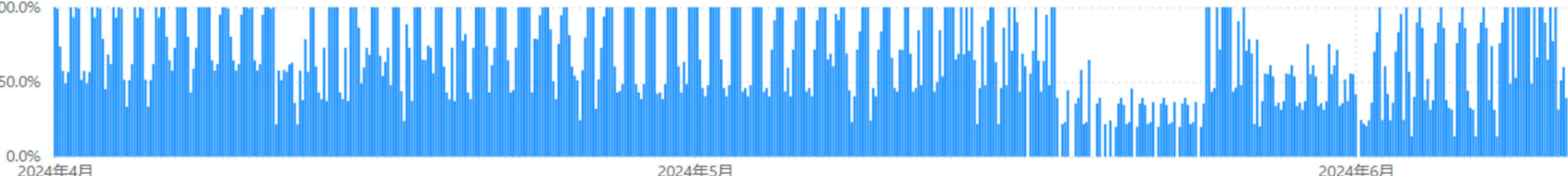
●一次調整力（5月18～24日は大型火力機が起動していなかったことから調達率が低下したと考えられる。）



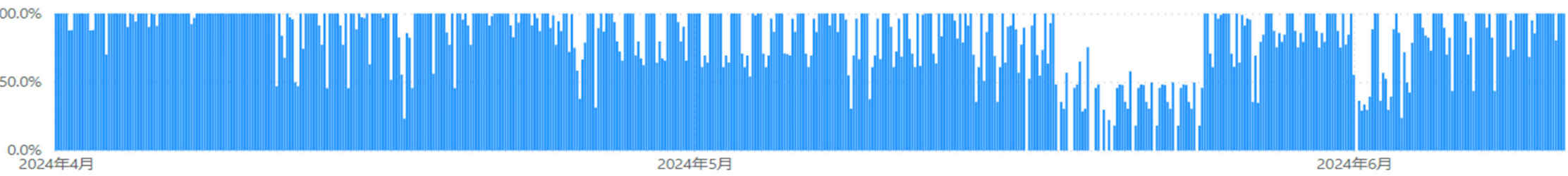
●二次調整力①



●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～6月10日）

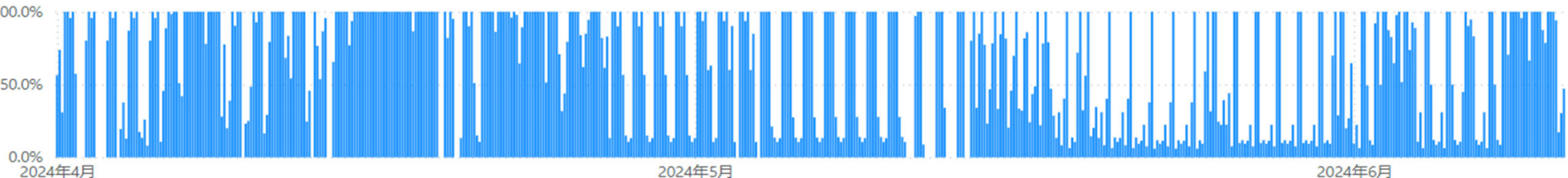
●一次調整力



●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～6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

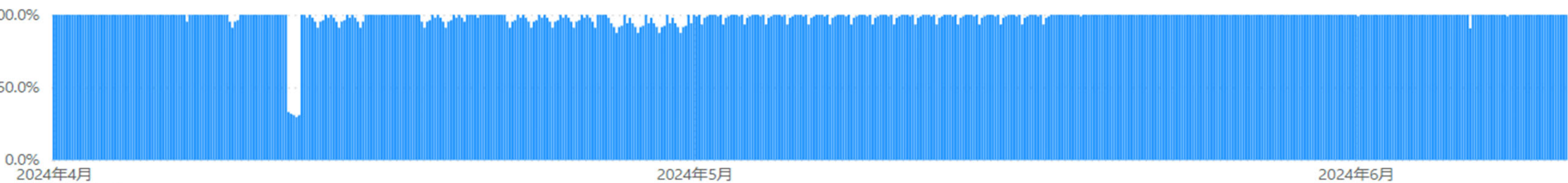


北陸エリアの調達率（4月1日～6月10日）

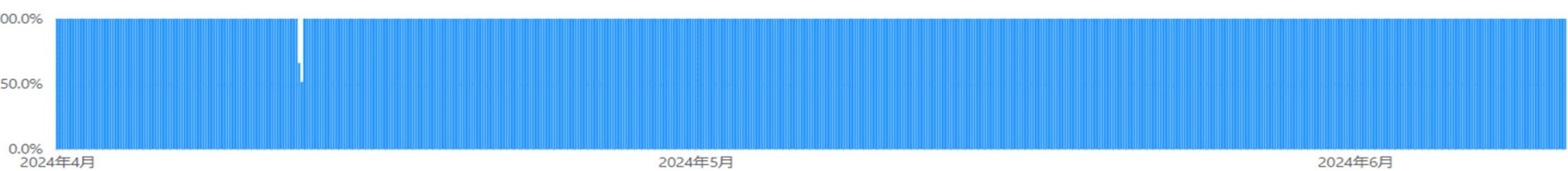
●一次調整力



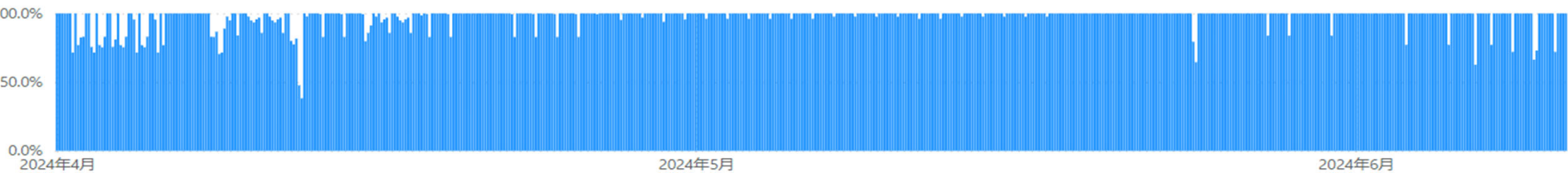
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①

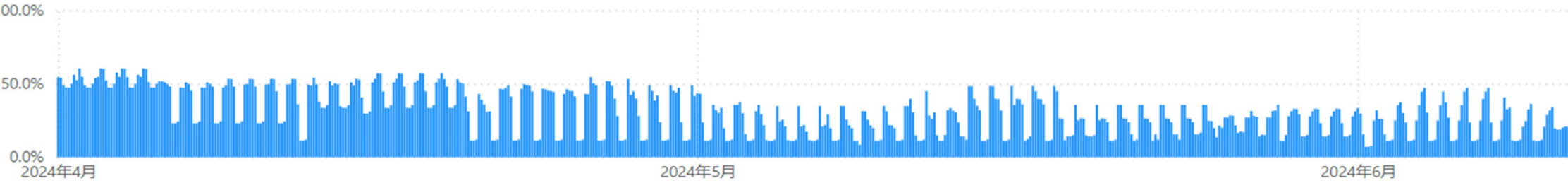


●三次調整力②

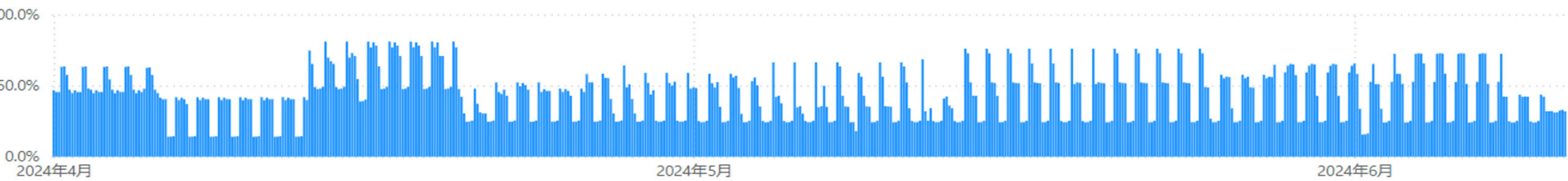


関西エリアの調達率（4月1日～6月10日）

●一次調整力



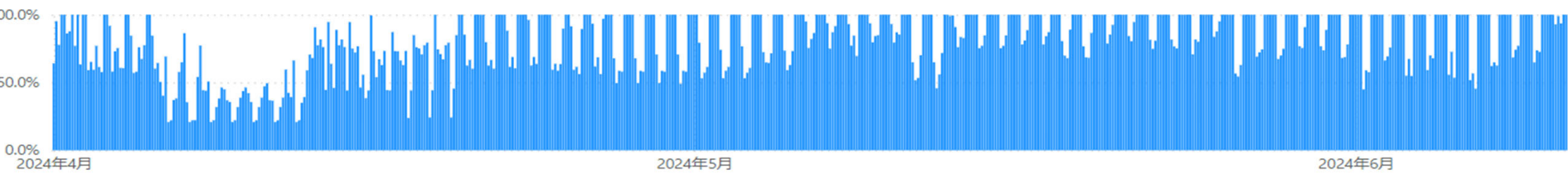
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①



●三次調整力②

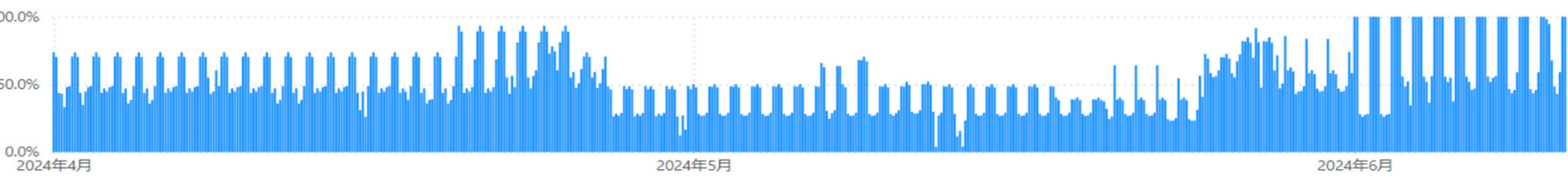


中国エリアの調達率（4月1日～6月10日）

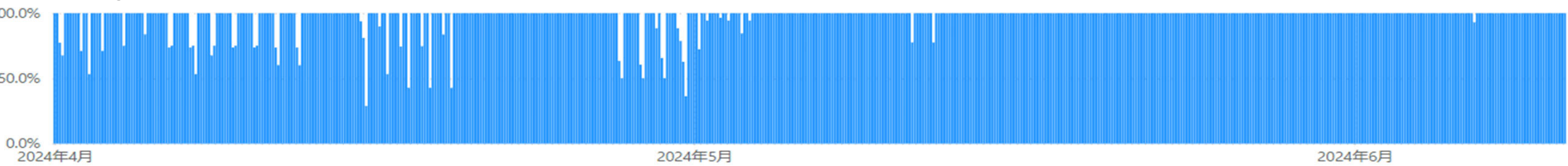
●一次調整力



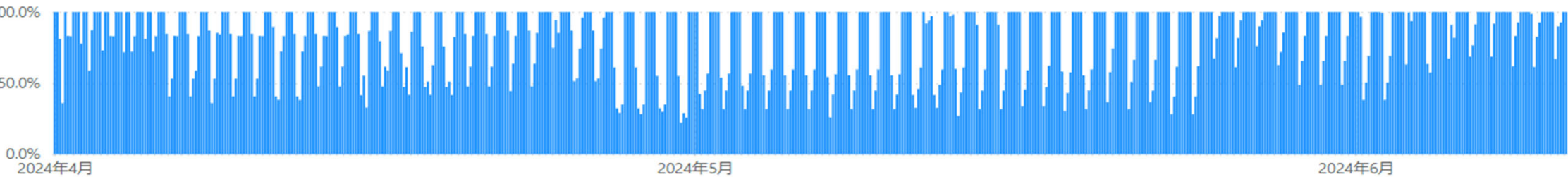
●二次調整力①



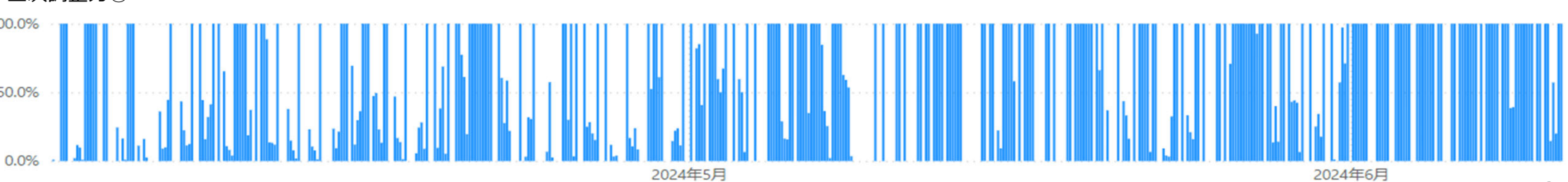
●二次調整力②



●三次調整力①



●三次調整力②

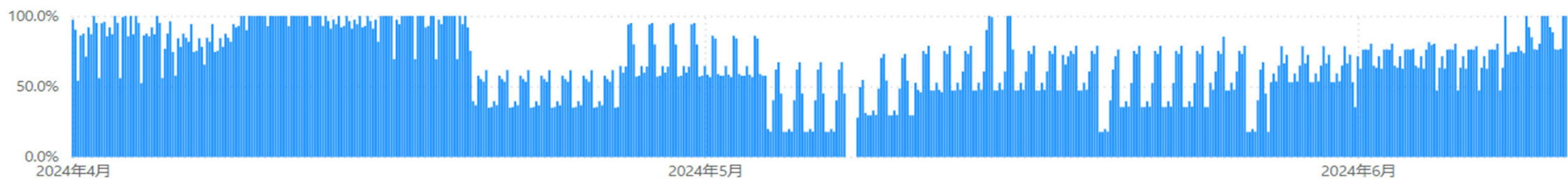


四国エリアの調達率（4月1日～6月10日）

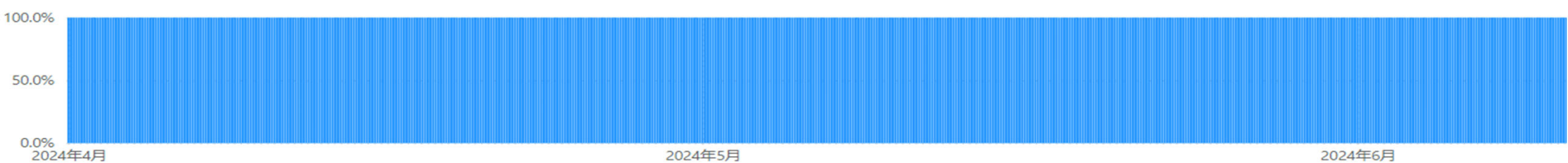
●一次調整力



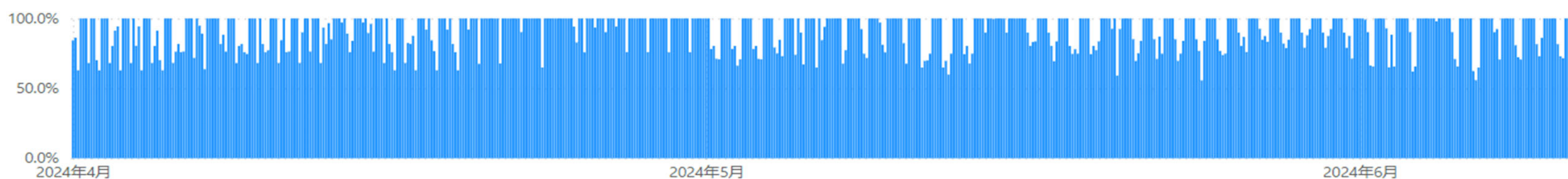
●二次調整力①



●二次調整力②



●三次調整力①



●三次調整力②

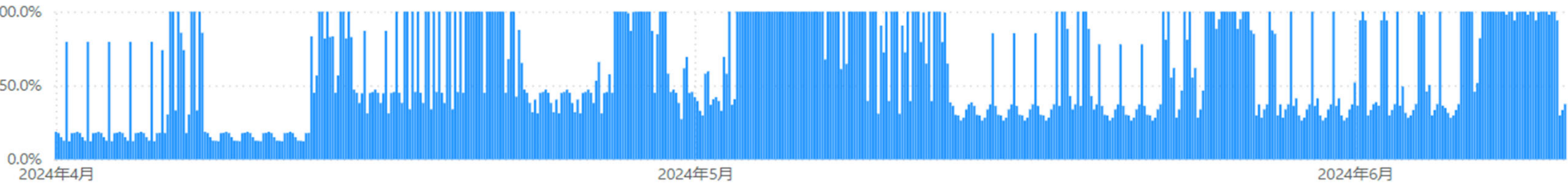


九州エリアの調達率（4月1日～6月10日）

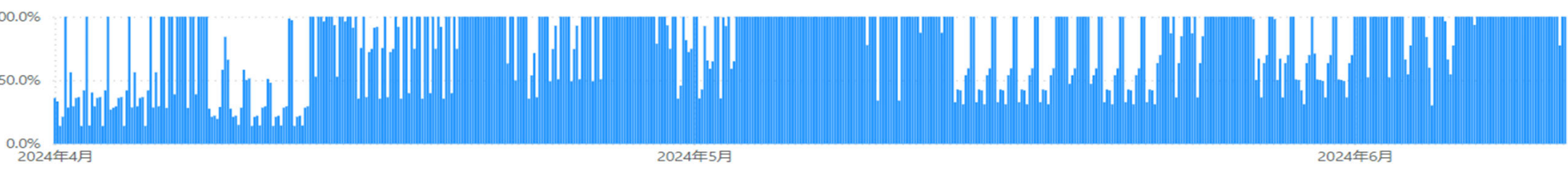
●一次調整力



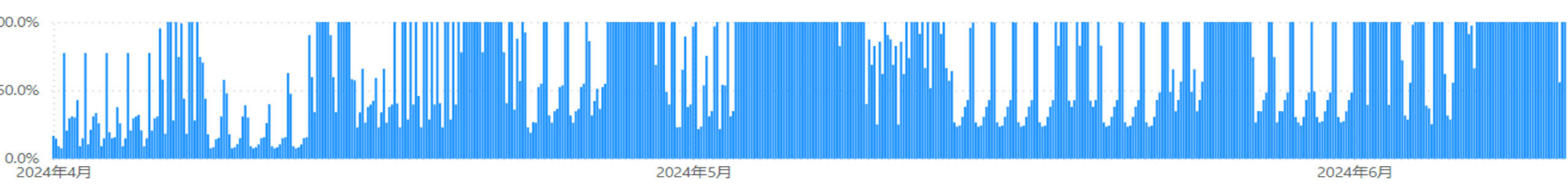
●二次調整力①



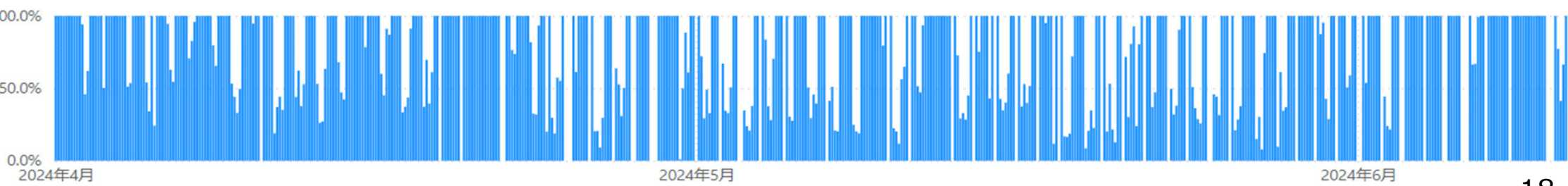
●二次調整力②



●三次調整力①



●三次調整力②



1-4-①. ドイツの需給調整市場について

- 前回の会合において海外における需給調整市場の状況について言及する意見 (※) があったところ、ドイツ等の状況を確認した。
- ドイツにおいては、2017年10月に調整力kWh市場において、一時的な価格高騰が生じ、その後、上限価格を設定する等の対応がとられた。
- さらに、2018年10月から2019年7月にかけて、 ΔkW の約定判定の際にkWh価格を一定程度考慮する措置がとられたが、 ΔkW の調達コストが大きく上昇したため、当該措置は停止された。* 現在は、 ΔkW の価格の低い順に約定が行われている。

出所) "Lessons learnt from Germany's mixed price system", www.next-kraftwerke.com

(※) 委員意見概要：日本は需給調整市場について他国と比して後発。需給調整市場がワークしている国の状況及び改善のヒントを調査するべき。

電力広域的運営機関「欧米諸国の需給調整市場に関する調査」最終報告書（2018年7月）36ページの記述

- 2017年10月17日に、エネルギー入札価格 = 77,777€/MWhのTCRリソースが発動された。
- 2017年末に、BNetzAは、暫定的な措置として、SCRとTCRのエネルギー入札価格に関して、9,999€/MWhの上限を設定した。

出所) Elia Grid International 社への紹介

事務局注：TCR = 三次調整力、SCR = 二次調整力、BNetzA = ドイツの規制機関、2017年12月以前の上限価格は、99,999€/MWh。現在の上限価格は15,000€/MWh (consentec, "Description of the balancing process and the balancing markets in Germany" (05 August 2022) 16ページ)

Tennet Market Review 2017 48ページの記述

2017年10月17日にインバランス価格は歴史的な高値である24,455€/MWhをつけた。これはドイツの需給調整システムの余力がなくなったため、aFRRの起動において競争が制限されたからであった。このことは、ドイツの市場参加者が極めて高い水準での需給調整kWh価格登録を行う動機付けとなり、インバランス価格の高騰につながった。

1-4-②. 欧州の需給調整市場における起動費の織りこみ

- 一般に、欧州の需給調整市場においては、起動費はΔkW価格ではなく、kWh価格に織り込まれていると考えられる。フランスにおいては調整力kWhの発動順における起動費の考慮方法が明示されている。

フランスにおける起動電源決定時のkWh価格への起動費の織りこみ方法

$$Prix_{Effectif\ par\ MWh} = Prix_{Offre_{HFDém}} + \frac{Forfeit\ Dém}{P \times D}$$

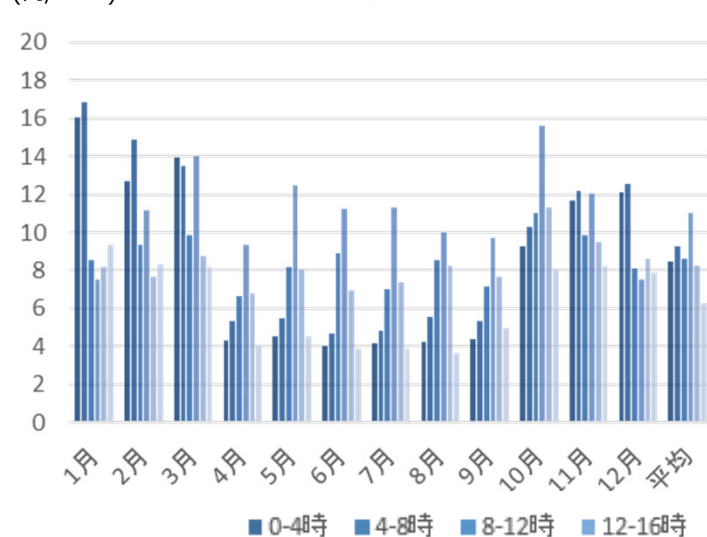
- $Prix_{Effectif\ par\ MWh}$: 起動機の札の価格 (単位 : €/MWh)
- $Prix_{Offre_{HFDém}}$: 起動費用を除く入札価格 (単位 : €/MWh)
- $Forfeit\ Dém$: 調整力の火力電源機の固定的起動費相当額 (単位 : €/MWh)
- P : 最低出力 (単位 : MW)
- D : 継続時間 (単位 : 分)

RTE “Market Rules Chapter 2. Balancing Mechanism” (2024年4月) 57ページ

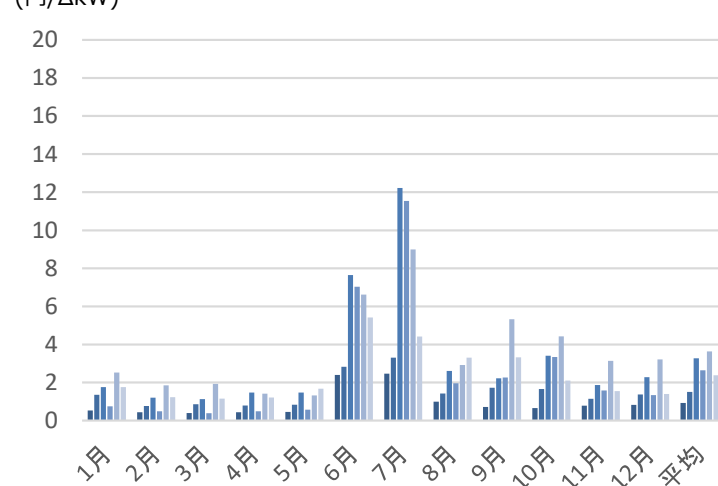
1-4-③. ドイツの需給調整市場の価格水準(ΔkW)

- ドイツ（2023年）の需給調整市場においては、4時間ごとのブロックでΔkW商品が取引されており、**年間平均約定価格は、ブロックにもよるが、0.07円～11.00円/ΔkW。**
1ユーロ = 169円換算。出所：REGELLEISTUNG.NET
- なお、3商品合計での年間平均調達量は、ブロックにもよるが3,000～3,300MW程度。
FCR(上下)、aFRR（上げ）、mFRR（上げ）のブロック別の年間平均。なお、ドイツの需要（ピーク時間帯・年間平均）は64,000MW程度であるため、需要ピークの約5%を調達している。

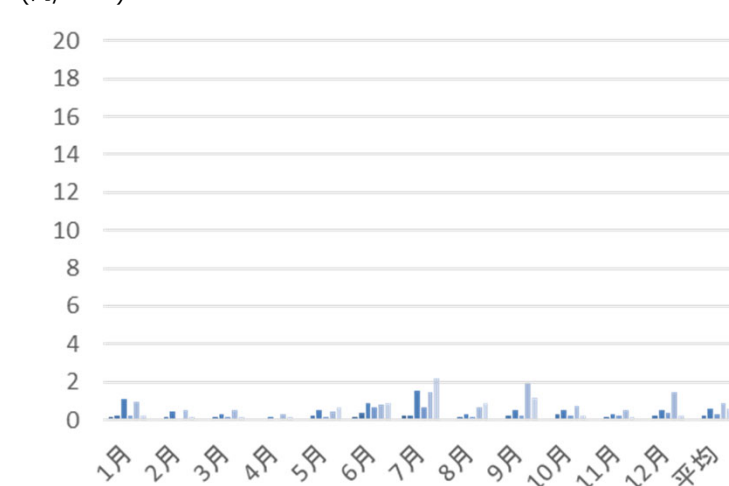
(円/ΔkW) FCR約定価格(2023年)



(円/ΔkW) aFRR上げ調整力約定価格(2023年)



(円/ΔkW) mFRR上げ調整力約定価格(2023年)

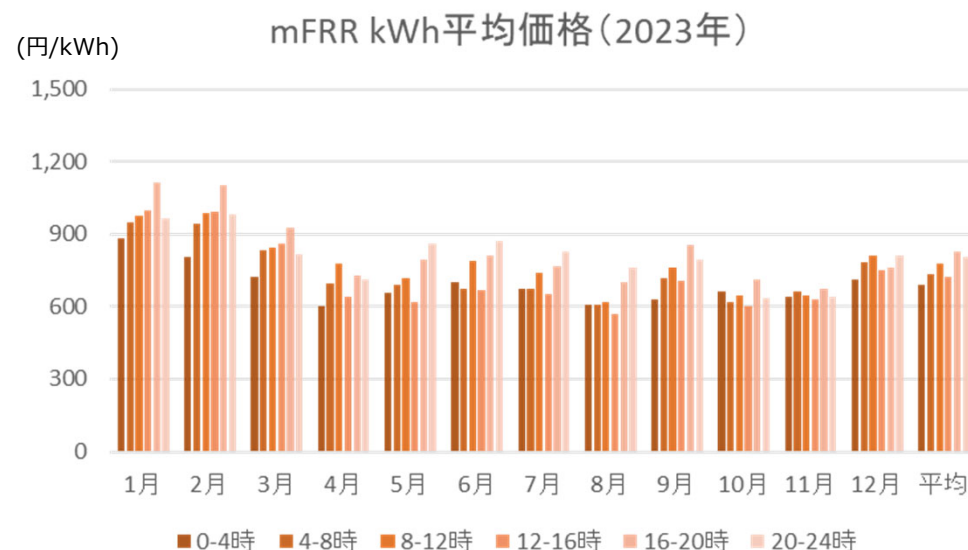
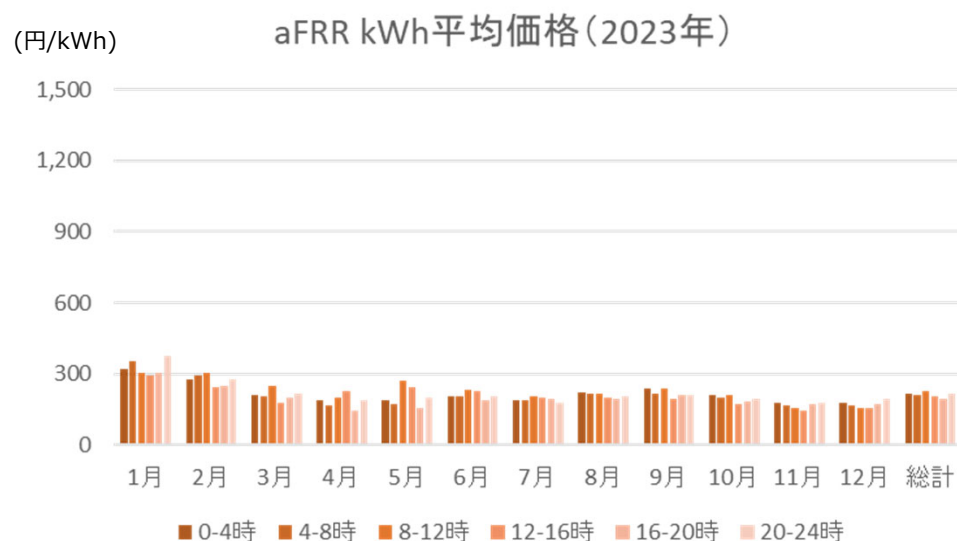


(1ユーロ = 169円換算)

ドイツの調整力商品名	応動時間	調達方法	ドイツ(2023年)での平均価格	日本の調整力商品
FCR (Frequency Containment Reserve)	30秒	シングルプライス (多数国間共同調達)	6.25～11.00円/ΔkW	1次調整力
aFRR(automatic Frequency Restoration Reserve)	5分	マルチプライス (オーストリアとの共同調達)	0.92～3.63円/ΔkW	2次調整力
mFRR(manual Frequency Restoration Reserve)	15分	マルチプライス (オーストリアとの共同調達)	0.07円～0.84円/ΔkW	3次①相当

1-4-④. ドイツの需給調整市場の価格水準(kWh)

- ドイツ（2023年）の需給調整市場kWh商品の月間平均応札価格は、商品・時間帯にもよるが、**100～1,100円/kWh**。
1ユーロ = 169円換算。出所：REGELLEISTUNG.NET
- この水準は、**ドイツの卸電力市場価格の水準**（2023年年間平均:16.1円/kWh）
と比較して相当程度高い。
1ユーロ = 169円換算。出所：Energy-Charts.info（前日取引スポット価格）



(1ユーロ = 169円換算)

ドイツの調整力商品名	応動時間	調達方法	ドイツ(2023年)での平均価格	日本の調整力商品
FCR (Frequency Containment Reserve)	30秒	シングルプライス (多数国間共同調達)	6.25～11.00円/ΔkW	1次調整力
aFRR(automatic Frequency Restoration Reserve)	5分	マルチプライス (オーストリアとの共同調達)	0.92～3.63円/ΔkW	2次調整力
mFRR(manual Frequency Restoration Reserve)	15分	マルチプライス (オーストリアとの共同調達)	0.07円～0.84円/ΔkW	3次①相当

(参考) ドイツのインバランス制度

- ドイツのインバランス料金は、高額になるコマもあるが、多くの時間帯においては低廉な水準となっている。
- 加えて、エリアインバランスによってBG収支が変わる仕組みとなっている。

ステップ1

以下のモジュール 1 ～ 3 のうちの最高価格（上げ調整時）又は最低価格（下げ調整時）をインバランス料金とする

モジュール 1 発動された調整力（4秒ごと）のkWh価格の15分間加重平均（正の価格（上げ調整優越）も負の価格（下げ調整優越）もあり得る）

モジュール 2 時間前市場価格（エリアインバランス量によって10ユーロ/MWh又は最大25%の補正あり）

モジュール 3 需給ひっ迫補正価格（エリアで確保した調整力の80%を使用した時点から上昇）

※需給ひっ迫時などを除けば、基本的にはモジュール 1 の価格で価格が決定されることが多い。

※モジュール1の価格は、高額な調整力kWh価格を反映して非常に高額になることもあるが、多くの時間帯では上げ調整力価格と下げ調整力価格が加重平均計算によって打ち消されるなどして、時間前市場価格（モジュール 2）と大幅には乖離しない水準となる。

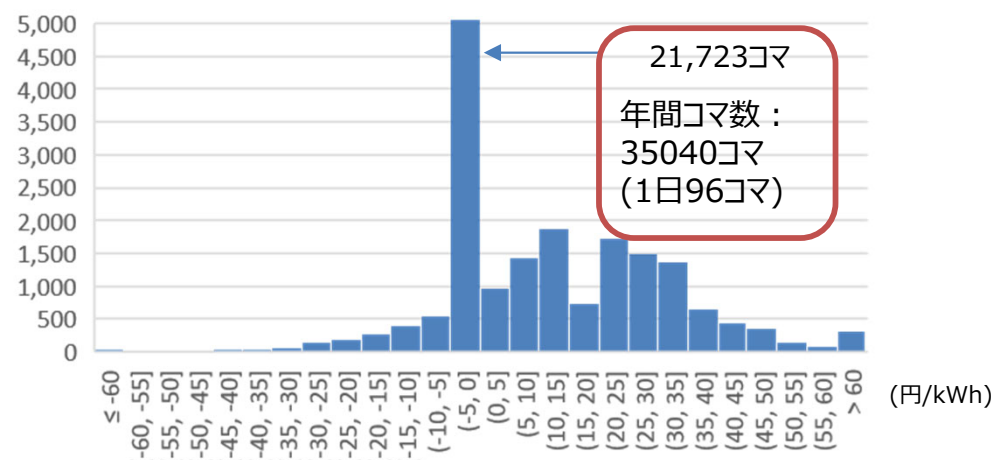
ステップ2

ステップ 1 で算出されたインバランス価格の正負とBGのインバランス量の不足・余剰により支払い・受け取り金額を算定

BGの不足／余剰	インバランス価格	BGの収支
不足 (BGがkWh受取)	正	支払い
不足 (BGがkWh受取)	負	受取
余剰 (BGがkWh供出)	正	受取
余剰 (BGがkWh供出)	負	支払い

Consentec GmbH, "Description of the balancing process and the balancing Markets in Germany" 2022年8月5日などから作成

(コマ数) ドイツのインバランス料金 (2023年)



1-4-⑤. ドイツのインバランス価格の考え方

- ドイツのインバランス制度の趣旨として、系統全体の需給調整はTSOが行うことが合理的であるという考え方が根底にあると見られる。

とりわけ変動再エネがある系統においては発電量の正確な予測はできず、需要予測も正確にはできないため、エリアインバランスの発生を防ぐことは不可能である。したがって、エリアインバランスの調整を図ることが系統の安定のために不可欠である。(3.1)

このため、個々のBGによる分散的な需給調整は理論的には理解できるものの、TSOによる系統全体の需給調整を実することは、系統利用者全体にとって大きなコスト削減をもたらす。この考えに沿えば、個々のBGは、自らが需給調整する場合と比較してほんの一部のコストを負担するだけで済む。

他方で、この考えの下では、個々のBGのインバランスは互いに打ち消し合うため、TSOが負担する費用のほんの一部しか課金されないことになる。個々のBGのインバランスとシステムのインバランスが相関関係を持つかによって、課金額は、個々のBGの相対的規模よりも大きくなるか、小さくなるかが決まる。システムのインバランスとはランダムにインバランスを生み出すならば、平均的には大きなインバランスコストは発生しない。

この連帯のコンセプトは、BGのインバランスコストは、調整力kWh価格だけでなく、他のBGのインバランスによっても変動するという仕組みを受け入れることによって成り立つ。また、このコンセプトの下では、インバランス費用は、個々のBGのインバランス発生量とは本質的に無関係であり、15分間の同時同量のための需給管理義務といったものとも関わりがない。一定のインバランスの発生は許容され、インバランス精算に関係したインバランス量だけが、費用として請求される。

このため、個々のBGが発生させるインバランスの原因、例えば需要予測の質や短期的な需給管理の方策を持っているかといったことは、考慮されない。許容されないほど多くのインバランスを派生させたときのみ、BGは契約によってペナルティを科される可能性がある。TSOが大きなインバランスの発生を特定した場合に、BGは他のBGとともに、そうしたインバランスが避けられなかったかを説明することになる。(6.3)

1. 6月中旬までの需給調整市場の動き
2. **価格規律について**
3. 中部エリアにおける ΔkW 調達について

2. 価格規律の見直し等について

- 前回会合においては、現行の需給調整ガイドラインについての発電事業者の声について考察し、見直し案についても提示した。
- 今回は、前回提示した案について、さらに考察した結果等について御報告するもの。

前回会合資料 5. まとめ(抜粋)

- ・ 同時に、需給調整市場ガイドラインについての発電事業者の声について考察し、見直し案についても提示した。現行ガイドラインの価格規律において、コスト取り漏れリスクや余力活用契約より インセンティブが低くなるリスクが大きいとは考えにくく、そうしたリスクが存在することをもって火力発電事業者が需給調整市場に応札しないことが、経済的に合理的行動と言えるのか疑問が残るものの、応札量増加を促すために、価格規律見直しに向けた検討を開始することについてどう考えるか。
- ・ 今回の制度設計専門会合の議論を踏まえ、揚水発電の公募や需給調整市場ガイドラインの見直しについて、引き続き検討することとしたい。
- ・ 現在の状況が、一部の支配的な事業者の恣意的な応札行動によってもたらされているとすれば、市場支配力の行使が疑われるところであり、そうした観点からも動向を注視することが必要ではないか。

2-1. 前回会合で検討した案

- 前回会合では、以下の案を提示した。

＜余力活用と比較した金銭的インセンティブ（持替供出）＞

- ① 持ち上げ・持ち下げ供出分に対してインセンティブを加算して支払う
- ② 非予約電源のkWhマージンを下げる

＜起動費の取り漏れリスク回避＞

- ③ 全てのブロックへの起動費等算入を認める案について
- ④ 起動費等算入を一切認めず事後精算する案について**

- 今回会合では、上記のうち、「**④ 起動費等算入を一切認めず事後精算する案**」について考察を深めた。

2-2.起動費の取り漏れリスク回避

- 前回会合で示した、起動費の取り漏れリスク回避に係る起動費等算入を一切認めず事後精算する案については、起動費を Δ kW価格に算入しないというもの。
- この点、スライド20等のとおり、欧州の需給調整市場でも起動費は調整力kWh価格に織り込まれていると考えられ、 Δ kW価格には算入されていないものと考えられる。
- そこで、我が国の需給調整市場において、起動費を Δ kW価格に計上せず事後精算する場合、どのような運用になるか等を次ページ以降で考察した。

(全てのブロックへの起動費等算入を認める案について)

- 過去の検討結果の中で、全てのブロックへの起動費等算入を認めた場合についてのデメリットとして、適切な ΔkW の価格から大幅にずれる可能性があることから、全てのブロックへの起動費算入を認めることは困難としたところ。
- 適切な ΔkW の価格から大幅にずれる可能性について、これを補正するには、返還処理が行われた後の ΔkW の調達平均単価等を公表することが考えられる。一方で、費用精算には一ヶ月以上かかることに留意することが必要。(ΔkW の調達平均単価は、安くなることはありえるが、高くなることはない。)
- 起動費及び最低出力運転費用について、電源持替後の ΔkW の再登録及び未使用分 (TSOの起動中止や日をまたいだ連続運転により生じなかった起動費。) の返還処理が適切に行われるのであれば、TSOの調達費用の観点からは特段問題は発生しないと考えられるが、ハンドによる事務処理の負担が発生する。
- また、市場調達を原則とする立場からは、約定した ΔkW 価格から事後的な精算の額が大きくなることは望ましいことではないと考えられることから、仮に導入する場合は、前日取引分においてのみ起動費を全部計上した ΔkW の入札を認めることから始める等を検討することが必要と考える。

(起動費等算入を一切認めず事後精算する案について)

- 過去の検討結果の中で、全てのブロックへの起動費等算入を認めず、全額起動費を事後精算する案については、起動が必要な電源か不要な電源かが取引の過程で選別できない点をデメリットとした。
- 現在の約定ロジックでは、起動不要の電源を先に約定させた上で、起動が必要な電源について ΔkW に算入していない起動費データを基に約定電源を選定することができない。
- 例えば、 ΔkW の単価に起動費の算入を認めず、 ΔkW の「機会費用 (逸失利益)」については「卸電力市場等との逸失利益」「最低出力費用」との競争で、ある程度、取引の過程で起動が必要な電源か不要な電源かを選別することが可能とも考えられる。その上で、起動供出電源の起動はTSOの指示により行い、あらかじめ登録された起動費 (V3単価) が支払うこととする等が考えられる。

(その他)

- 起動費取り漏れリスクの完全な回避への対応としては、上記以外の案も考えられるところ。効率的な調整力の調達の観点等から慎重に検討することが必要と考えられる。

(参考) ブロック入札について

- 起動費等については、第69回制度設計専門会合（2022年1月24日）において、ブロック入札の導入や、リンクブロック機能等の導入が行われれば、適切に計上することが可能と言及していた。
- 他方、その後の広域機関等の検討（2023年6月）において、応札不足を助長する可能性やシステム改修が必要で導入に時間を要するなどの観点から、導入が見送られている。

第69回制度設計専門会合 資料4
(2022年1月)

電力広域的運営推進機関
第39回需給調整市場検討小委員会 資料2（2023年6月）

適切な起動費等の計上・入札についての考え方

- 現在の需給調整市場において、起動費等を連続するブロックにおいて重複計上し、過剰に回収することは、結果的に必要な経費以上の金額を入札事業者が得ることとなる可能性が高いため、のぞましい入札行動とは言えない。
- 他方、起動費等の重複計上を認めない場合、歯抜け約定が発生した際に取り漏れが生じる。この取り漏れ分を完全に入札事業者のリスクとするのは、入札事業者の負担が大きいうる。また、今回あらためて調査を行ったところ、傾斜配分により入札している事業者において、取り漏れが発生していることがわかった。
- したがって、連続するブロックに起動費等を重複計上することは基本的に認めないこととしつつ、歯抜け約定による取り漏れに対しても一定の配慮を行うことが必要と考えられるのではない。
- なお、本来的には、広域機関において検討される予定のブロック入札の導入や、さらにはリンクブロック機能やThree-Part Offer等の導入が行われれば、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用についてより適切に計上することが可能になると考えられるところ。したがって、中長期的な対応としては、ブロック入札やThree-Part Offer等の導入が適切と考えられるところであるが、それまでの短期的な対応として、どのような起動費等の計上・入札の考え方が適切であるかを整理することとする。

複数時間指定入札（ブロック入札）の導入について（まとめ）

42

- ブロック入札の導入目的である歯抜け約定による起動費等のコスト回収漏れリスクについては、価格規律の見直しにより一定の手当が行われており、そのリスクは低減されていると考えられる。
- 応札量や約定量への影響については、応札不足（調達不足）を助長する可能性が否定できず、システム改修についても2026年度以降の改修着手になり、導入は更に遅くなると想定される。
- 上記を踏まえると、前述の前日取引化とは異なり、社会全体としての有益性が少なく、また、同時市場が導入された場合には、活用時期は相当程度短くなると想定されることから、ブロック入札の導入については、基本的には見送る方向としてはどうか。
- なお、今後、大きな状況変化等があった場合には、再度検討を行うこととしたい。

項目	論点	検討結果
I 調整力提供者のコスト回収	調整力提供者の起動費等のコスト回収漏れリスクをどう考えるか	価格規律の見直しにより一定の手当済み
II 応札量および約定量への影響	応札不足が顕在化している中でどの様な影響が想定されるか	応札不足（調達不足）を助長する可能性が否定できない
III システム改修	応札不足対応に関する他の案件のシステム改修スケジュールを踏まえた場合、どの様な対応となるか	2026年度以降の改修着手となり、導入は更に遅くなると想定される

2-3. 起動費をΔkW価格に計上せず事後精算する案の運用のイメージ

- **起動費をΔkW価格に計上せず事後精算する場合**、まず、起動済の電源については燃料費等の限界費用を反映した調整力kWh価格（V1,V2価格）に基づき、メリットオーダーで運用され、指令量に応じて精算されることが想定される。（現状と同様。）
- 現在の余力活用電源の運用においても、**起動費（V3）はkWh価格（V1,V2価格）とは別途登録されており、起動指令が行われるたびに起動費（V3）が支払われる運用**となっている。**起動費をΔkW価格に計上しない運用とする場合、余力活用契約と同様に、起動が必要な都度、起動費（V3）が支払われることになる。**
- 一般には、起動費（V3）は調整力kWh価格（V1,V2価格）よりも遥かに高額であり、**追加起動せずに需給運用できるのであれば、一般送配電事業者は追加起動を行わず、確保した電源と余力活用できる電源の中から、最も経済的に調整電源を運用するもの**と考える。

電源Ⅰ・Ⅱ契約における起動費の精算方法

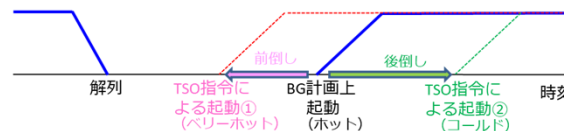
- 電源Ⅰ・Ⅱ契約では、発電事業者は起動費を事前に登録し、一般送配電事業者から起動指令が行われると、登録された起動費に基づき精算が行われる。
- このとき、BG計画において予め電源の起動が予定されている場合は、一般送配電事業者からの指令タイミングにより、いくつかの精算パターンが発生する。

第71回制度設計専門会合資料5
(2022年3月)

BG計画において予め電源の起動が予定されている場合の起動費の精算パターン

パターン	精算方法
①BG計画上、稼働計画はないが、一般送配電事業者からの指令により起動する場合	一般送配電事業者から発電事業者に対し、登録された起動費が支払われる。
②BG計画上の起動時刻から変更を求めない場合	発電事業者は予定通り電源を起動するため、一般送配電事業者との間で精算は発生しない。
③一般送配電事業者からの指令により、BG計画より起動時刻を前倒しする場合（下図①）	前回解列からの時間が短くなるため、BG計画よりも起動費が少額となる（hot→very hot）ため、起動費の差額（100万円）を発電事業者から一般送配電事業者を支払う。
④一般送配電事業者からの指令により、BG計画より起動時刻を後倒しする場合（下図②）	前回解列からの時間が長くなるため、BG計画よりも起動費が高額となる（hot→cold）ため、起動費の差額（200万円）を一般送配電事業者から発電事業者を支払う。

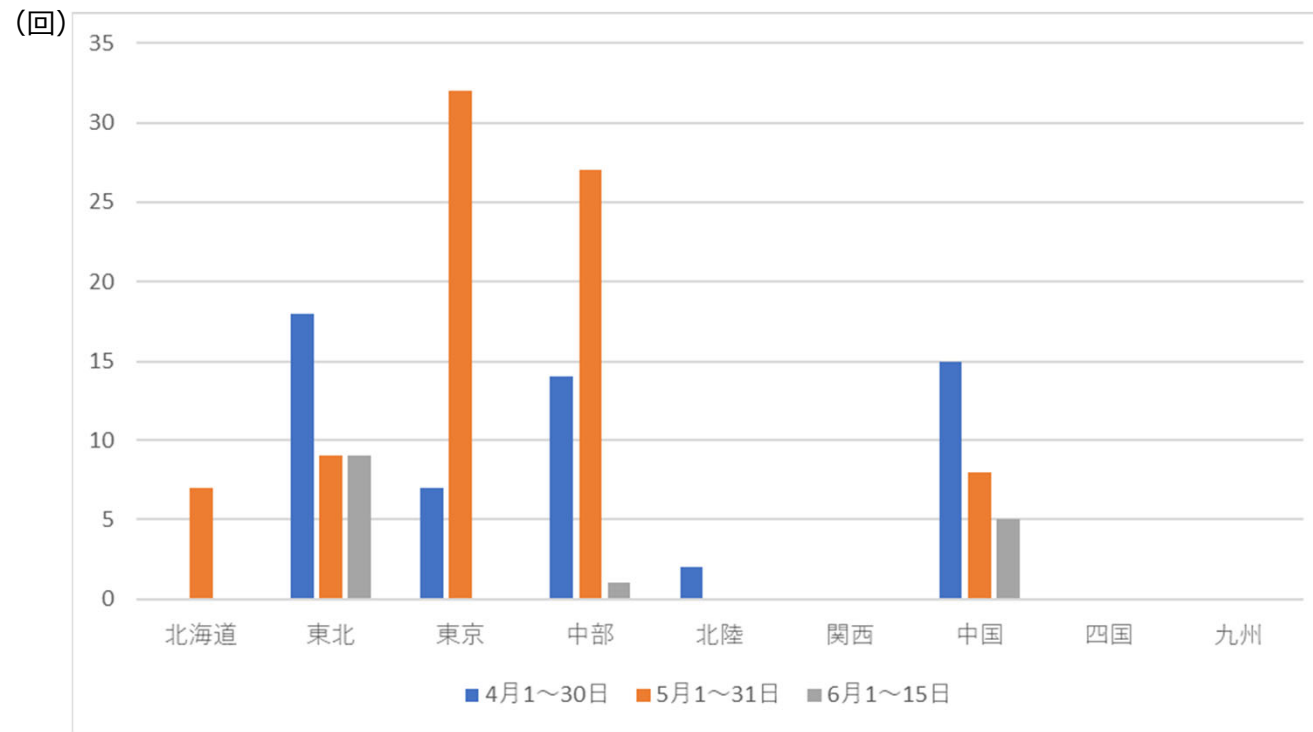
起動時の状態	起動費（例）
2時間以内（very hot）	200万円
8時間以内（hot）	300万円
56時間以内（cold）	500万円



（参考）4月1日から6月15日までの余力活用契約に基づく起動指令について

- 2024年度以降は、必要な予備力を含めた供給力は容量市場により確保されているところ。
- 前回会合での報告に引き続き、5月19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。
（※）BG計画上停止していた電源の追加起動
- 週間商品の調達率が比較的低い東北、東京、中部、中国エリアについては起動指令の回数が多い傾向があった。
- 7月以降は需要期に差し掛かり、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



● 起動費と最低出力費用（概算値を含む）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	中国
4月	0	約0.1億	約0.4億円	約1.1億円	約0.4億円	約6.5億
5月	約5億	約7.4億	約3.5億	算定中	0	約2.8億
6月	0	算定中	0	算定中	0	算定中

2-4. 起動費を Δ kW価格に計上せず事後精算する案の留意点

- 前述の運用をとる場合、実需給時に起動させるかどうかは予め一般送配電事業者が指示しておく必要があるため、 Δ kW商品の要件を一部修正することが必要になる。
※例えば、現状は「指令から15分以内に応動」とあるところを、「○時間前までに一般送配電事業者から起動指令があった場合には、指令から15分以内に応動」とする等。なお、要件を変更する場合は、需給調整市場の精算システムを回収するために、一定の期間及び費用を要する。

※なお、余力活用契約の場合、起動できる電源は、余力活用に関する契約に係る余力の運用規程 第32条において「必要な Δ kWが需給調整市場で調達できず、調整力の確保に必要となる場合」と定められている。
- また、起動費を Δ kW価格に計上しない場合、 Δ kWとして事前に確保されていながら、起動費の存在により、実需給時には調整力として確保済みの他の電源や、余力活用電源に指令が出されるケースが頻発することも考えられる。別の言い方をすれば、起動費を Δ kW市場で勘案しないため、 Δ kW市場においては安価になるが、kWhを勘案すると高価になる電源が Δ kW市場で多く落札される結果にもなり得る。
- このことは、電源の追加的な起動を増加させるとともに、他電源との持ち替えによる Δ kWの応札も促せる可能性があるということであり、追加起動電源の確保により Δ kWの確保を容易にする意味では利点となる。一方で、需給調整市場の競争環境をドラスティックに変化させることにもなり得るし、起動費を要する調整電源ばかりを Δ kWとして調達するという結果になることも考えられるため、 Δ kW市場への応札価格を一部調整するという案も考えられる。

2-5.起動費をΔkW価格に計上しない場合の応札価格設定案

<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-margin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-marginの二重支払いが発生するため、最低出力費用の精算時に-margin分の二重支払いを回避する処理（V1単価登録時に-margin10%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。

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
案1 ・ ΔkW : $(\text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量} + \text{一定額}$ ・事後精算 : $[\text{起動費} + \text{限界費用} \times \text{最低出力量}]$	- 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）	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）	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）	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。
案2 ・ ΔkW : <u>一定額</u> ・事後精算 : $[\text{起動費} + (\text{限界費用} + \text{限界費用} \times 10\%) \times \text{最低出力量}]$	- 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	リスクは生じない	ΔkWの再登録は生じない	- 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。

2-7. 要起動電源が増加することについて

- 起動費を事後精算とした場合、 ΔkW として調達する電源に要起動電源が多く含まれる可能性が生じる。
- 他方で、一般送配電事業者は、実需給時には余力活用電源の調整力の利用可能性も含めて検討し、 ΔkW として確保した電源の起動の要否を判断することになると考えられることから、調整力調達費用において、起動費として要する費用が著しく増加する可能性は高くないのではないか。むしろ、起動費がすべからく ΔkW に織り込まれるということがなくなることから、費用は減少する可能性もあるのではないか。

2-8. 費用の取り扱い

- 起動費を事後精算とする場合に、起動費相当額を託送料金負担ではなく、ドイツのようにインバランス料金負担とする考え方もある。
- 他方で、起動費をインバランス料金で参照する調整力kWh価格に反映させた場合、エリアの需給バランスに関わらず調整力kWh価格がスパイクする可能性もあることから、現行のインバランス料金の考え方との整理が必要となる。
- また、フランスのように一定の算式で調整力kWh価格に反映させようとしても、システム構築などに一定の時間を要するほか、V1、V2単価の修正に伴う実運用への影響も慎重に見極める必要がある。
- 起動費相当額をkWh価格に織り込むことや、原資をインバランス料金とすることについては、こうした課題を詳細検討することが必要となることから、現時点では対応せず、将来的な課題と整理することが考えられる。

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可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。

1. 6月中旬までの需給調整市場の動き
2. 価格規律について
3. **中部エリアにおける ΔkW 調達について**

3-1. 中部エリアにおける ΔkW 調達について

- 一般送配電事業者から、ブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨相談があったことから、内容について確認した。

(中部電力パワーグリッドからの相談)

- 中部エリアにおいては、需給調整市場からの週間商品の未達実績(2024年度実績)が8割を超えており、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意契約で調達し、経済性を踏まえつつ ΔkW を確保したい。
- 今般、ブラックスタート機能契約の発電所を随意契約の候補とした理由は、各発電所がBG間の相対契約により年間で計画を立てる電源が大半である中で、年度途中で新たに契約交渉が可能となる電源は既にTSOと固定費負担に関する契約関係にあるブラックスタート機能契約機であると考えたため。
- 具体的には、TSOが使用権を有し、実需給の運転態勢を見据えた運転を行うことで、電源 I と同じく、揚水機スベック (GF・LFC・EDCおよびポンプ) を踏まえた ΔkW 最大化による費用低減が図れると考えたため。

検討中の契約内容は以下のとおり。

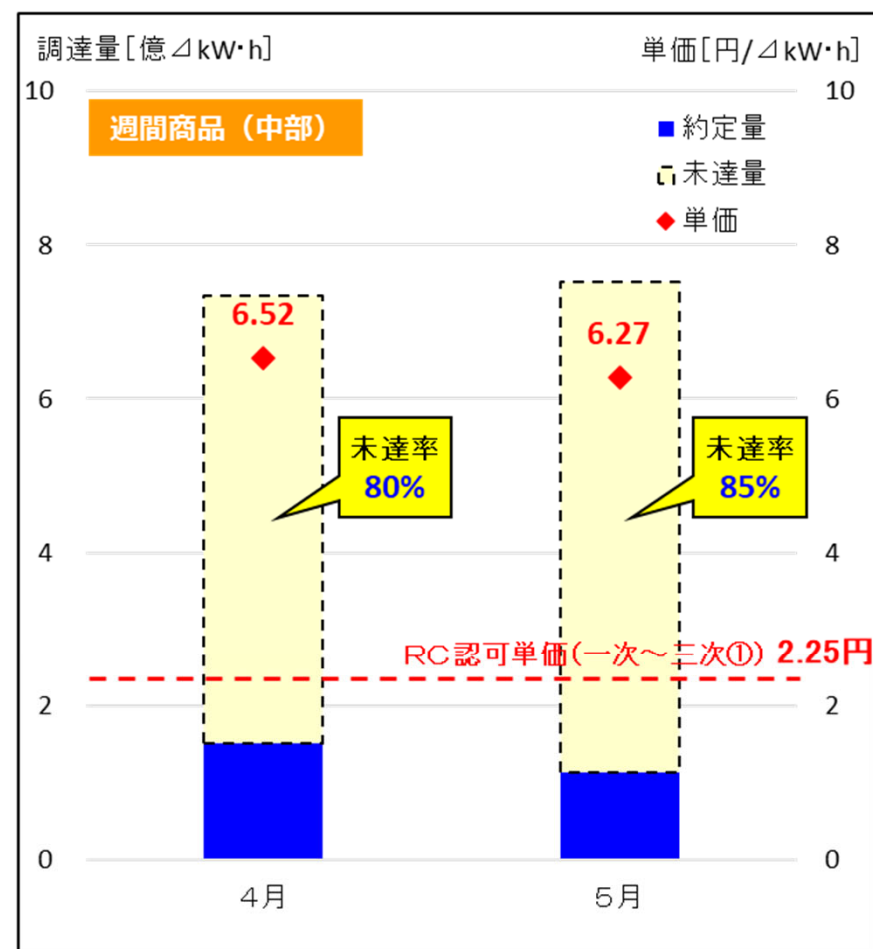
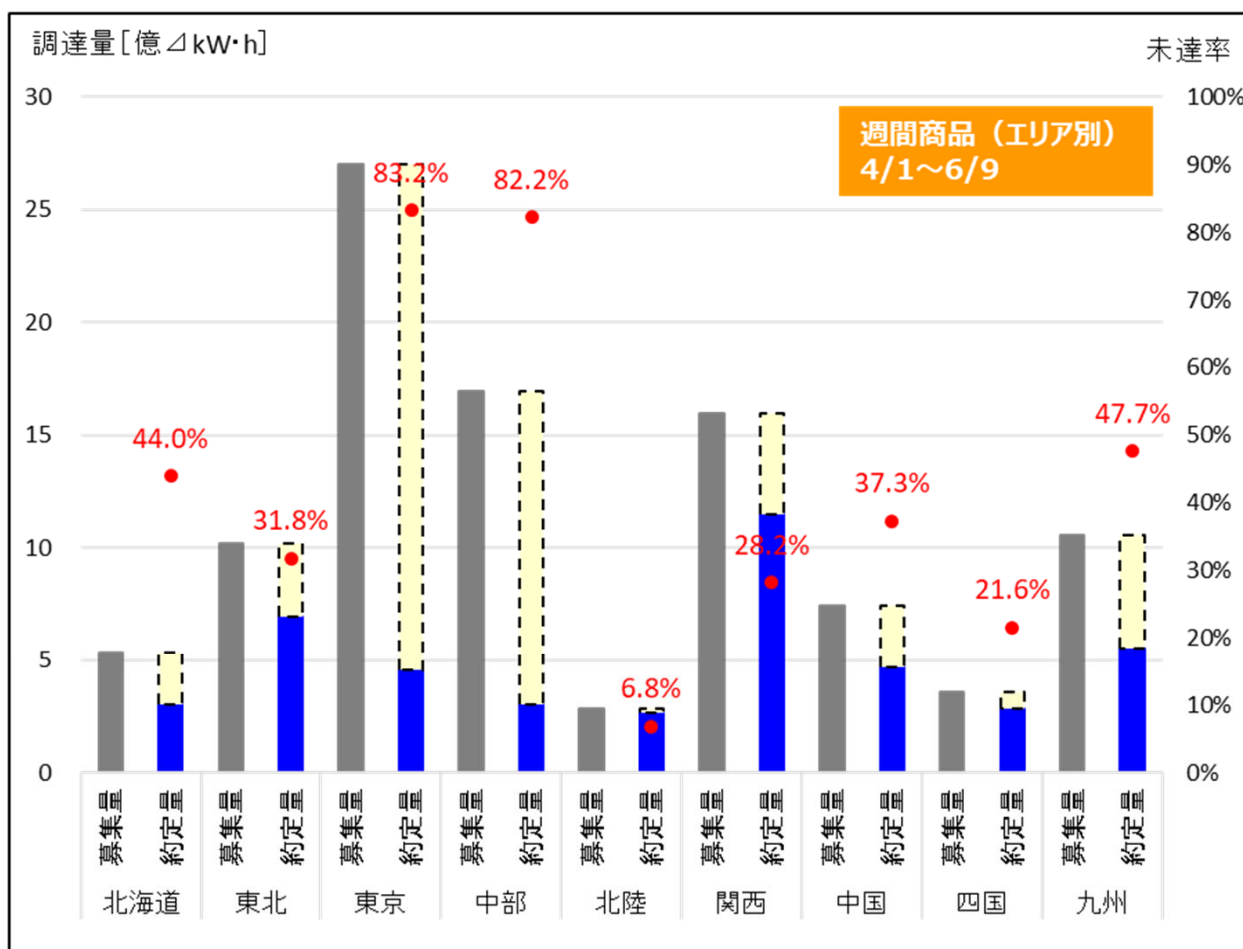
- 契約期間：契約時～2025年3月
- 契約額：TSOへの揚水機貸与に伴い発生する、JEPX市場の取引を基準としたBGの逸失利益および供給力減に伴うBGの代替調達コスト等の実績に対し、事後精算する。
- 契約容量：約50万～60万kW。BGが確保すべき供給力を鑑みて、電源 I の確保量の3～4割程度と限定的であり、中部エリアの市場募集量には到達しない見込み。

(注) 需給調整市場募集量から、濁水などの制約も考慮した容量を控除することを検討しているところ。当面は、週間商品必要量から控除を優先に考えているが、状況によっては前日商品必要量からの控除も選択肢。

- その他：ポンプアップ原資は、エリア内調整力にて確保することを検討。なお、電源 I と同じく1ユニット単位で契約する事を検討しているため、V1・V2単価は、TSOによるポンプアップ原資をもとに算定される。2024年度は、当該契約による確保量を考慮しても ΔkW 希望量を下回ることから、随意契約を希望する複合リソースを有する揚水機がある場合は、協議を行いたい所存。
- また、年度後半の需給調整市場の応札状況にもよるが、2025年度においては公募調達による枠組みが整備された場合には、 ΔkW 必要量の一部を確保することを検討したい。

(参考) 中部電力パワーグリッド提出資料

- 中部エリアにおける週間商品の未達率は8割を超え、全国でも極めて高い水準にあるとともに、約定単価もRC認可単価（2.25円）を大きく上回る水準にある。



3-2. 事務局の評価

- 需給調整市場設立時の考え方に立てば、 ΔkW は需給調整市場を通して調達することが望ましく、また、需給調整市場での調達が困難である場合においては「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」を参照し、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募により行うことが望ましいと考えられるところ。
- **今回の相談案件について、電源等の参加機会の公平性及びコストの適切性の観点から確認を行った結果、及び、需給調整市場での ΔkW の未達率が他エリアと比して著しく大きい当該エリアが、随意契約によって ΔkW の一部を確保しエリアの安定供給を確保する行為が、合理的でない行為とは言い切れないことから、随意契約による ΔkW の調達を認めることとしてはどうか。**
- その際には、コストの透明性を担保する観点から、契約当事者に対して、**相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求める**とともに、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。
- なお、**随意契約で調達した ΔkW 量については、需給調整市場の募集量から控除**することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える。

(電源等の参加機会の公平性)

- 以下の説明があったことから、随意契約を行ったとしても電源等の参加機会の公平性は、一定程度保たれているものと考えられる。
 - 中部エリアでは、週間商品の未達率が約80%であること、今回随意契約で契約する ΔkW は電源 I 確保量の3～4割程度であり、市場募集量に到達しない。
 - ブラックスタート機能電源以外で随意契約の相手方となりえる揚水機との契約を妨げていない。

(コストの適切性)

- 以下の説明があったことから、コストの適切性は保たれているものと考えられる。
 - 多様な機能を有する揚水機は需給調整の様々な断面に用いられるが、TSOが運用権を有し実需給に引き付けることができれば、機会ロスが少なく、需給調整商品ごとに市場調達することと比して費用低減効果が高いことから、揚水機を随意契約対象とした。
 - 契約額について、仮に需給調整市場に応札した場合に ΔkW として計上されるであろう逸失利益をもとに算定されている。

【参考】一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方

(10) 必要量まで確保できなかった場合（電源Ⅰ）

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

イ) 募集期間を新たに設定して再募集

ロ) 不足量については短期契約の公募調度を別途実施

ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、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。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW)価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ)又はロ)の対応をする。

■ 上記のハ)の方法で調達が行われた場合、ハ)の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

（出典）一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（令和3年4月15日）

<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>