経済産業省

資料４

需給調整市場について

2024年4月22日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 一般送配電事業者（以降、「TSO」という）が需給バランスの調整を行うために必要となる調整力を、より効率的に調達するため、2021年度から三次調整力②（以降、「三次②」という）の需給調整市場を通じた調達が開始。さらに、2022年度には三次調整力①（以降、「三次①」という）の調達も開始。
- 2024年度からは、一次調整力（以降、「一次」という）、二次調整力①（以降、「二次①」という）、二次調整力②（以降、「二次②」という）まで含め、需給調整市場における全商品の取り扱いが始まった。
- 毎週火曜日実施の需給調整市場において未達が生じる場合、TSOは同週木曜日実施の市場外調達にて再度調達を行う。
- さらに、それでも調整力が不足する場合は、実需給前日15時のタイミングで、セーフティネットの役割を担う余力活用契約からの供出を行う。また、そのタイミングでの起動では実需給断面に間に合わない場合は、前日15時を待たず、余力活用による起動を行う準備を進めるなどの特別な対応を取ることともしている。
- 今回は、全商品の需給調整市場での取扱開始後における取引状況を確認すると共に、他の調整力調達手法と併せて調整力取引全体の現状を振り返りながら、今後の需給調整市場における調整力取引の在り方について検討することとしたい。

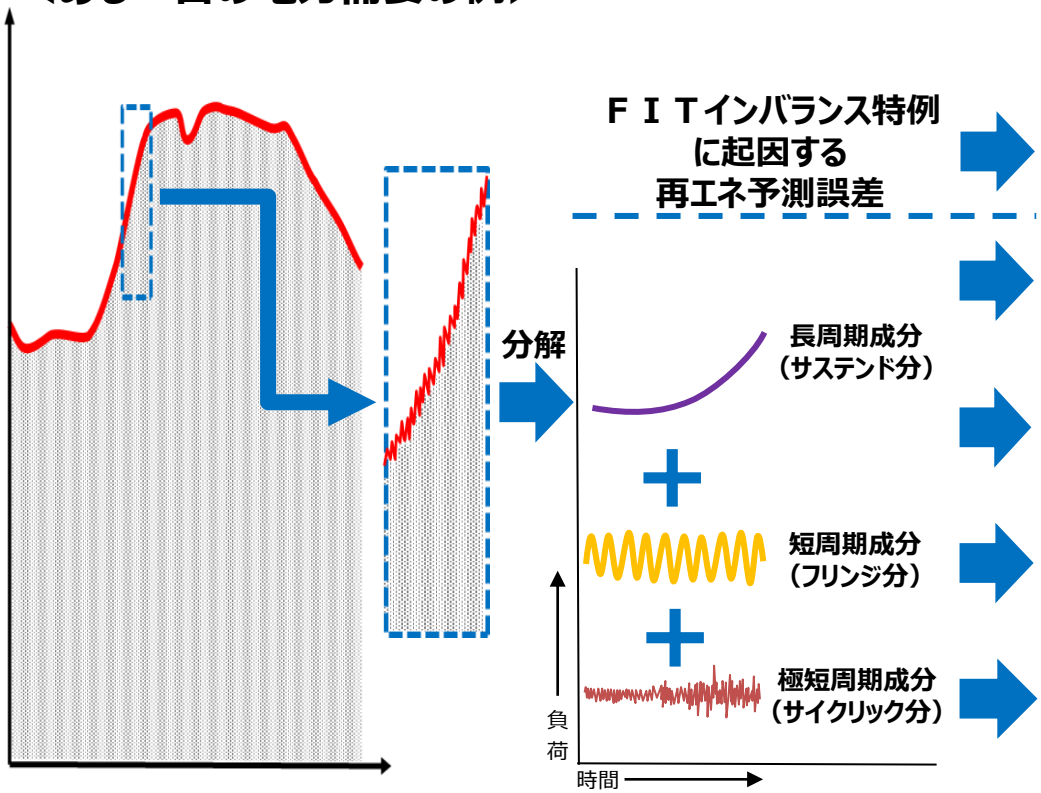
※なお、本資料中のデータは、直近の市場取引情報の速報値を収集・分析したものであるため、今後修正・変更が発生する可能性があることに留意いただきたい。

（参考）需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

第63回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年6月27日) 資料６　一部修正

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に応じて一次調整力から三次②までの5つの商品を取り扱う予定**。
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度から低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始**し、**他商品は2024年度から取引を開始**。

＜ある一日の電力需要の例＞



＜商品区分と導入スケジュール＞

	年度	2021	2022	2023	2024	2025
商品区分	**三次調整力②** 応動時間45分以内 継続時間：3時間	▼調達開始				
	三次調整力① 応動時間15分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	二次調整力② 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

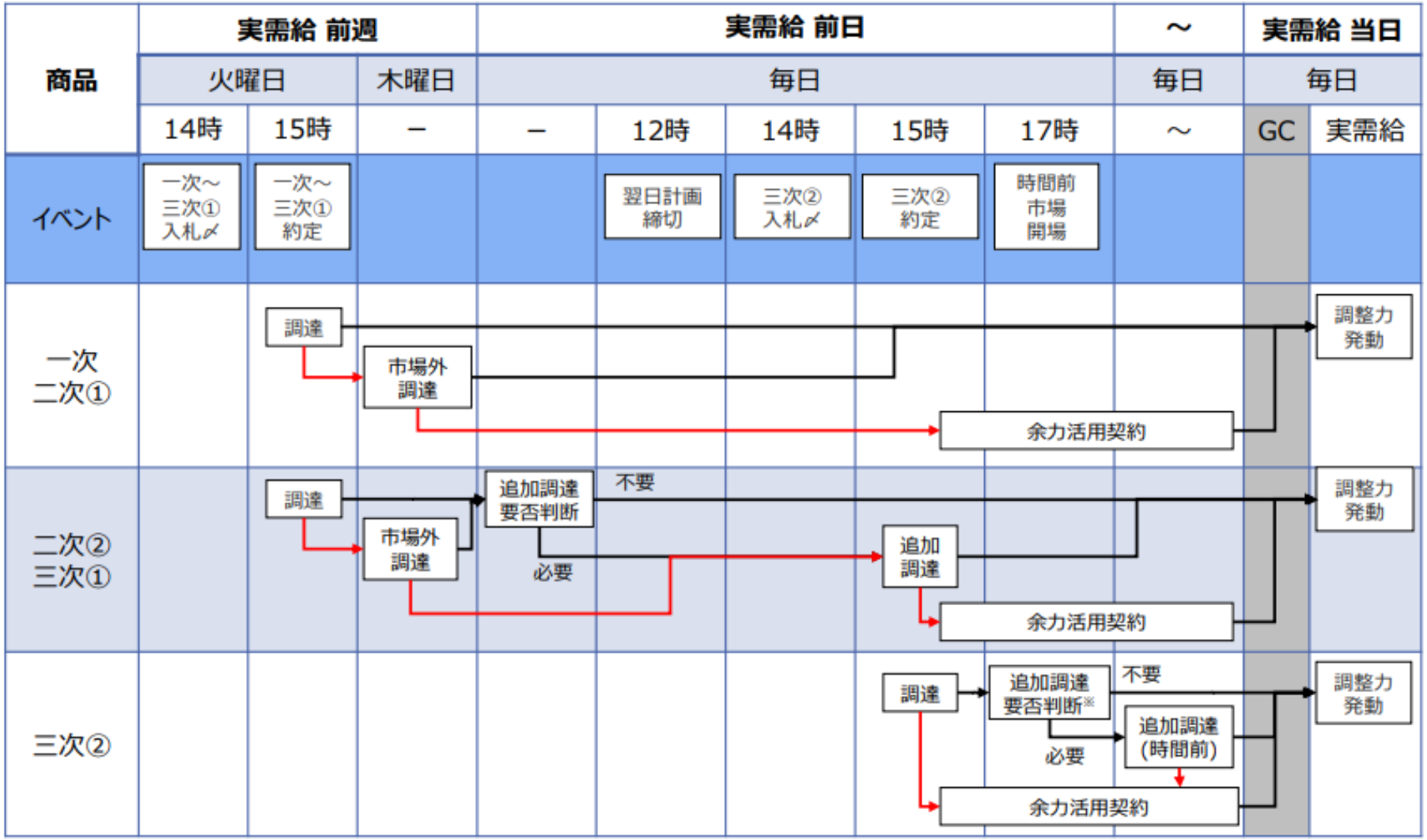
（参考）需給調整市場の取引スケジュール

第41回需給調整市場検討小委員会
（2023年8月17日）資料2

2024～2025年度における需給調整市場取引の全体像について

→ 未達なし
→ 未達あり

44



※ 三次②の追加調達判断のタイミングや閾値等については別途検討

（参考）調整力の市場外調達について

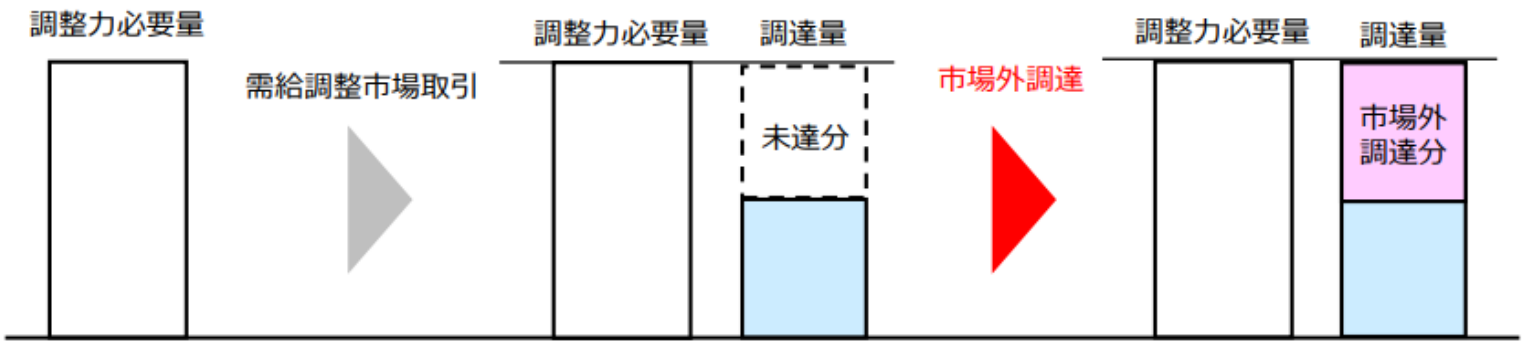
第41回需給調整市場検討小委員会
（2023年8月17日）資料2

未達時の対応について（市場外調達）

- 第8回本小委員会（2019年1月24日）において、未達となった場合（電源等トラブルを除く）は、一般送配電事業者が代替電源等を以下の優先順位で（市場外で）確保することと整理した。
  ＜優先順位＞
  ①エリア内のオンラインで出力可能な電源等
  ②エリア外のオンラインで出力可能な電源等
  ③エリア内のオフラインで出力可能な電源等
  ④エリア外のオフラインで出力可能な電源等
- 市場外調達は相対契約前提の調達方法であるため、取引価格等に不透明性はあるものの、確保された調整力を考慮してBG計画を作成することから、調整力を確実に確保できる手法である。
- 一方、通常の市場取引と比較すると、広域調達が限定的（エリア内優先）であること、ならびに複合約定ロジックによる調達が困難であることから、調整力（未達分）の調達コストについては、約2倍－α※に上昇する蓋然性が高いものと考えられる。

※ 広域調達および複合約定ロジックによる調達が困難な場合、通常の市場取引と比較して調達コストは約2倍に上昇する蓋然性が高いと考えられるものの、市場外調達においては限定的に広域調達が可能であることを踏まえマイナスαとした

【市場外調達のイメージ】

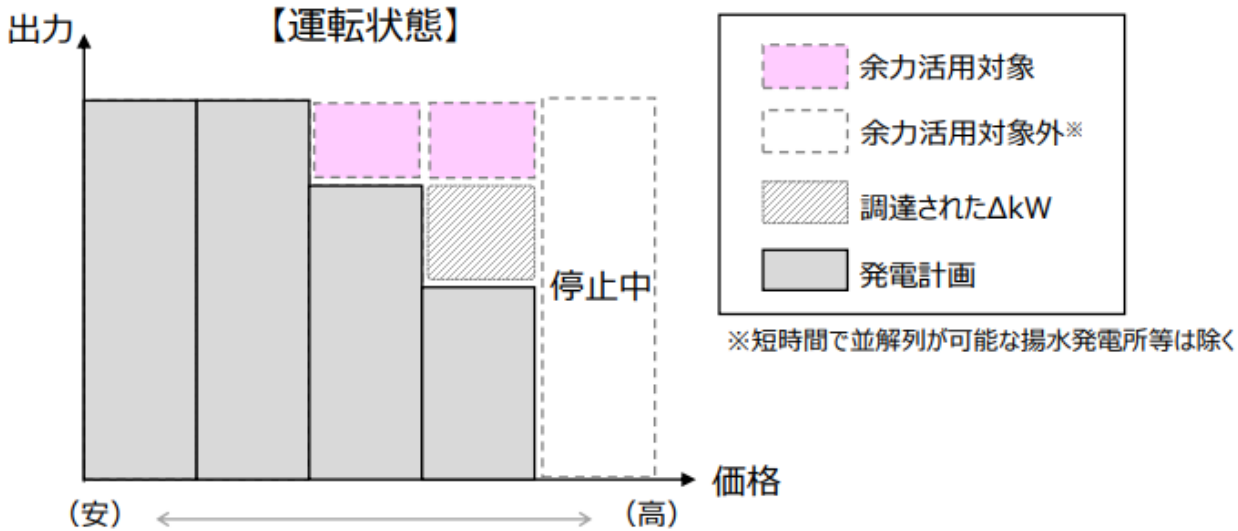


（参考）余力活用契約について

GC後の余力および余力活用の目的

- GC後の余力とは、一般送配電事業者の指令に応じて応動が可能な状態にある電源において、発電計画および調達したΔkW以外の部分を指しており、調整機能を有しているものの起動停止が必要で指令に応じることができない電源は対象とならない。
- 現在においても、一般送配電事業者は、周波数制御・需給バランス調整、系統運用等を目的として、電源Ⅱ等の契約に基づきGC後の余力を活用しており、これらに要したkWh等について、その対価を発電事業者等に支払っている。
- 容量市場の開設後、電源Ⅱ等公募の廃止以降についても、一般送配電事業者がGC後に周波数制御・需給バランス調整、系統運用等を実施する際は、GC前の発電事業者等の計画策定に支障を与えないことを前提に余力を活用することで、社会コストの低減等、より効率的、安定的な需給調整、系統運用が期待できる。

【余力活用対象のイメージ図（上げ余力の例）】



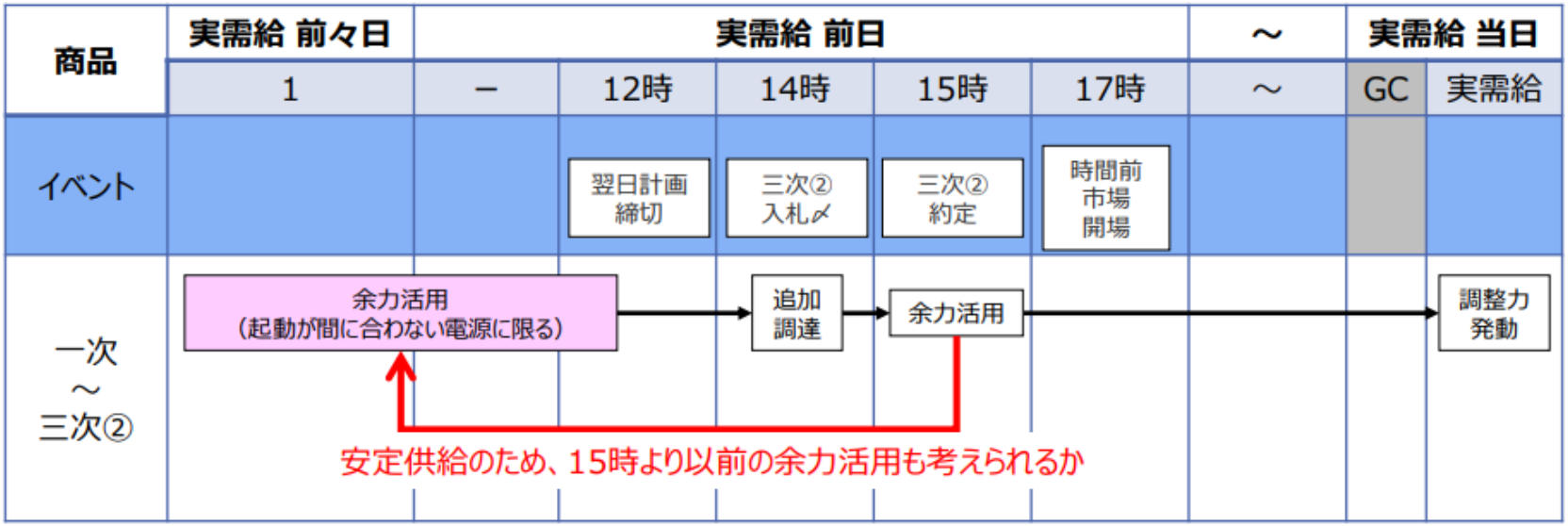
（参考）余力活用契約に関する特別な対応

第45回需給調整市場検討小委員会
（2024年2月7日）資料4

需給調整市場全面運開に向けた対応の方向性について（２／２）

25

- 他方で、日本においては、起動に時間を要する電源が相応に存在し、前日15時では起動が間に合わず安定供給に支障を来たすおそれもある。
- このような場合、本来的には、調整力提供者が各市場に応札のうえ、約定すれば、調整力提供者自らが電源起動すべきところ、2024年度当初においては事業者の習熟度が上がっていないこと等も考えられる。
- そのような観点からは、安定供給維持のため、起動が間に合わない電源に限っては、例えば、前日15時を待たず、余力活用による起動を行う準備を進めるなどの特別な対応を取ることも考えられるか。
- 一方で、このような特別な対応は本来の市場の役割とは異なる原則外の対応となる上、経済的な影響も考慮に入れる必要があることから、実施の有無については、前述の応札準備状況の確認結果等も踏まえ、国とも連携の上、年度内に別途方向性をお示しすることとしたい。



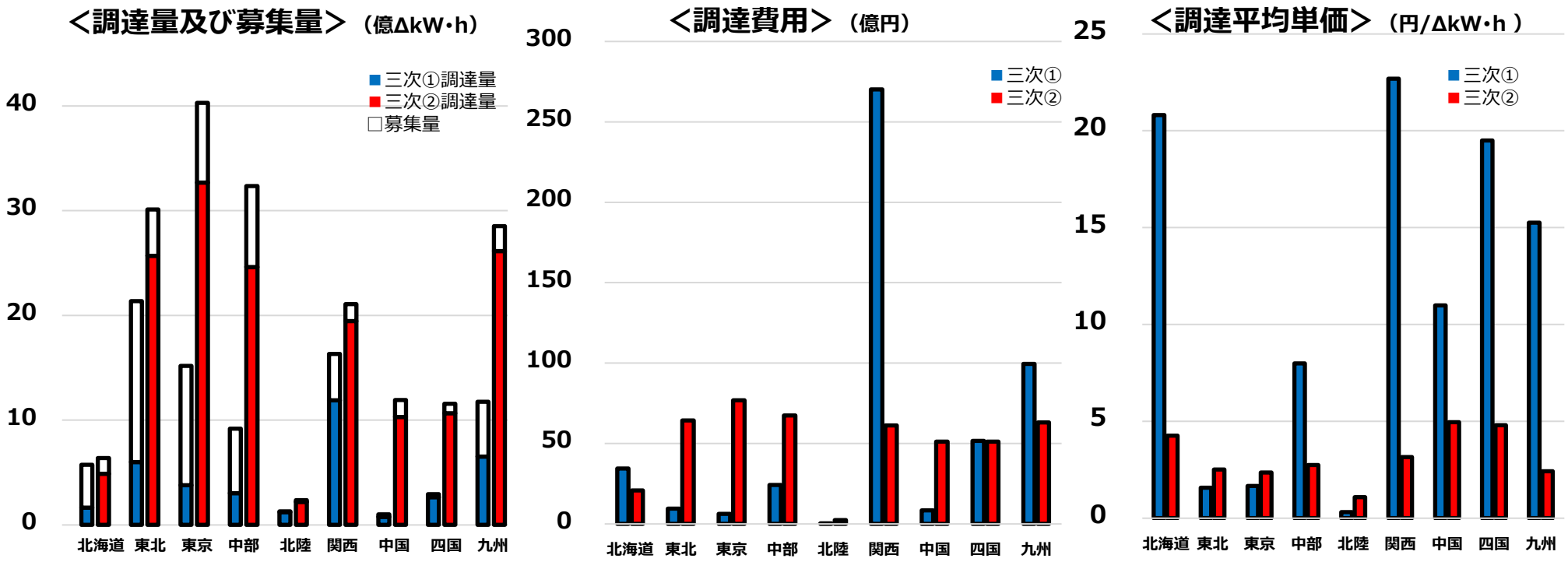
１．需給調整市場の足下応札実績

２．調整力全体の調達状況

2023年度の需給調整市場の取引状況

- **2023年度は三次①・②の2商品について需給調整市場にて取引を実施、募集量に対する応札量の不足や調達費用の大幅な上昇等**の課題が生じていた。
- そのため、関係機関と連携し、募集量や応札価格の在り方について、継続的に検討を進めてきたところ。例として、**調整力の効率的な調達（週間商品の前日取引化）の導入**、**週間商品への応札上限価格の導入**が挙げられる。

【参考】需給調整市場の取引状況（2023年4月~2024年3月分）



（出典）送配電網協議会・電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

（参考）上限価格の設定

第67回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年12月7日) 資料5 一部修正

- 週間取引を基本とする2024年度及び2025年度において、週間取引を行う中でも価格高騰を抑制する対応策として、TSOから**上限価格の設定が提案され、監視委において検討を進めてきた**。
- 同委員会の会合では、週間取引される一次～三次①について、一律で**「三次②加重平均単価＋１σ 相当（＝約20円/ΔkW･h）（注）」を目安とする案で「差し支えない」**とされた。
- 他方で、**安定供給の観点等も関係するところ、必要に応じ、資源エネルギー庁において議論されるべきと考える**とされ、**10月の本小委員会において検討を行った**。
- 一次及び二次①は、二次②及び三次①と異なり、**前日段階で追加的に調達する機会がなく、上限価格の設定には、慎重を期す必要**がある。
- 検討の結果、一次・二次①及び全ての複合商品の上限価格は、**TSOの提案（約20円）より高めに設定することが妥当**とされ、具体的には、**「三次②加重平均単価＋３σ相当（＝約50円/ΔkW･h ）（注） 」**とすることとなった。
- その上で、実際の取引状況を踏まえ、必要な調整力の確保と調整力コストの抑制の両立を図る観点から、**上限価格の水準については不断に見直す**こととされた。

(注)「約20円」「約50円」は当時の三次②取引状況を踏まえた試算値であり、2024年4月より実際に適用された上限価格は、二次②・三次①の単一商品は14.42円/ΔkW・h、複合商品及び一次・二次①の単一商品は39.02円/ΔkW・hとなった。

全商品調達開始以降（4/1~4/14）の約定量分析（１／４）

- 2024年4月1日に需給調整市場における全商品の取り扱いが開始してから、2024年4月14日までの各商品のリソース別約定量の動向については、以下12～14頁の通り。
- 結果を踏まえ、特筆すべきポイントとして以下が挙げられる。

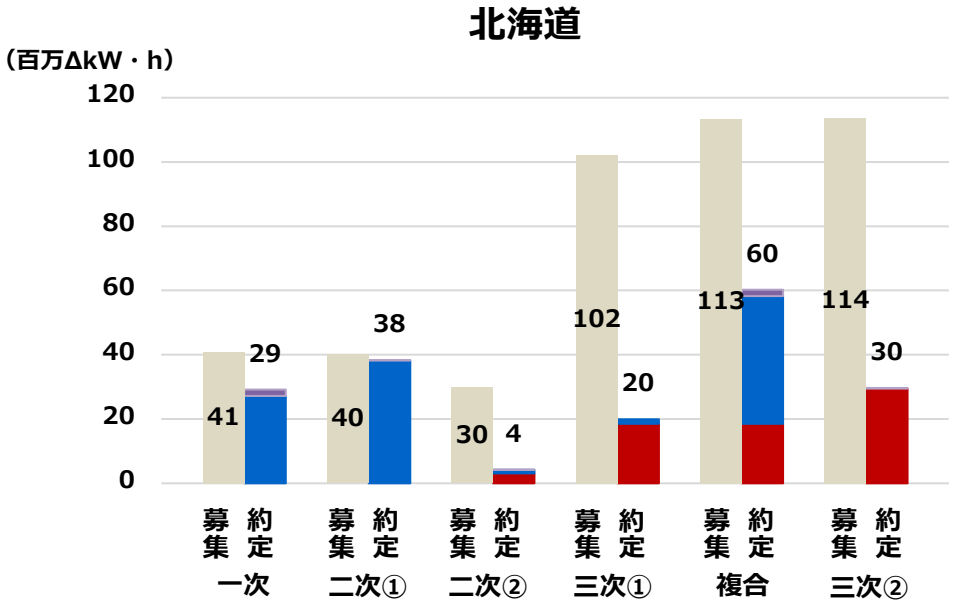
【リソースについて】

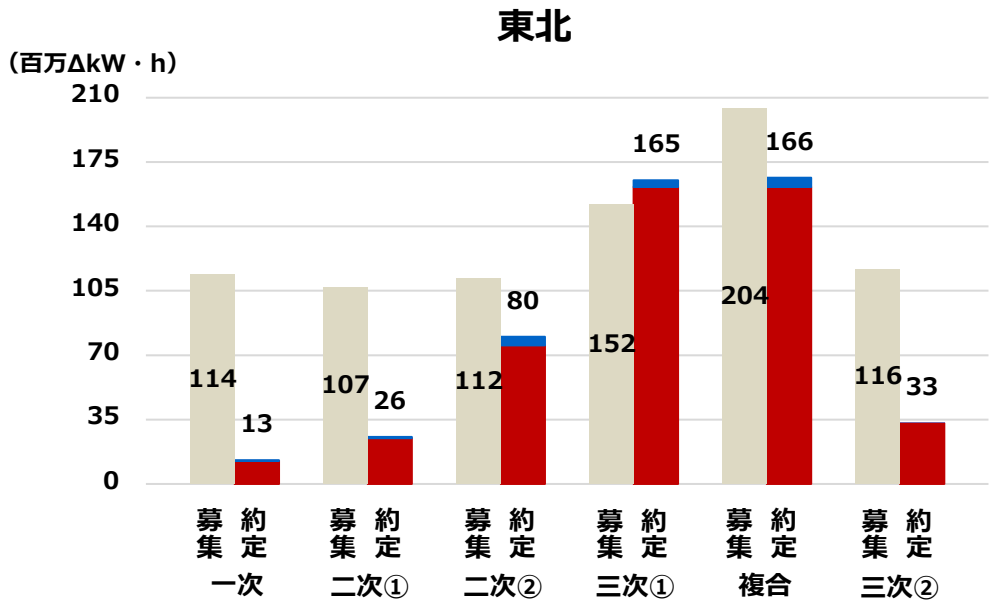
- 北海道・東京・中部エリアでは**揚水**が主な約定リソースとなっている。その他エリアでは**火力**が主なリソースとなっており、四国エリアでは**一般水力**も重要なリソースに位置付けられている。
- 蓄電池やDRといった新規リソースの約定量は少ない。
- **揚水**リソースの供出は、並列していることが必要とされる**一次・二次①よりも、二次②～三次②に集中している**エリアが多い。

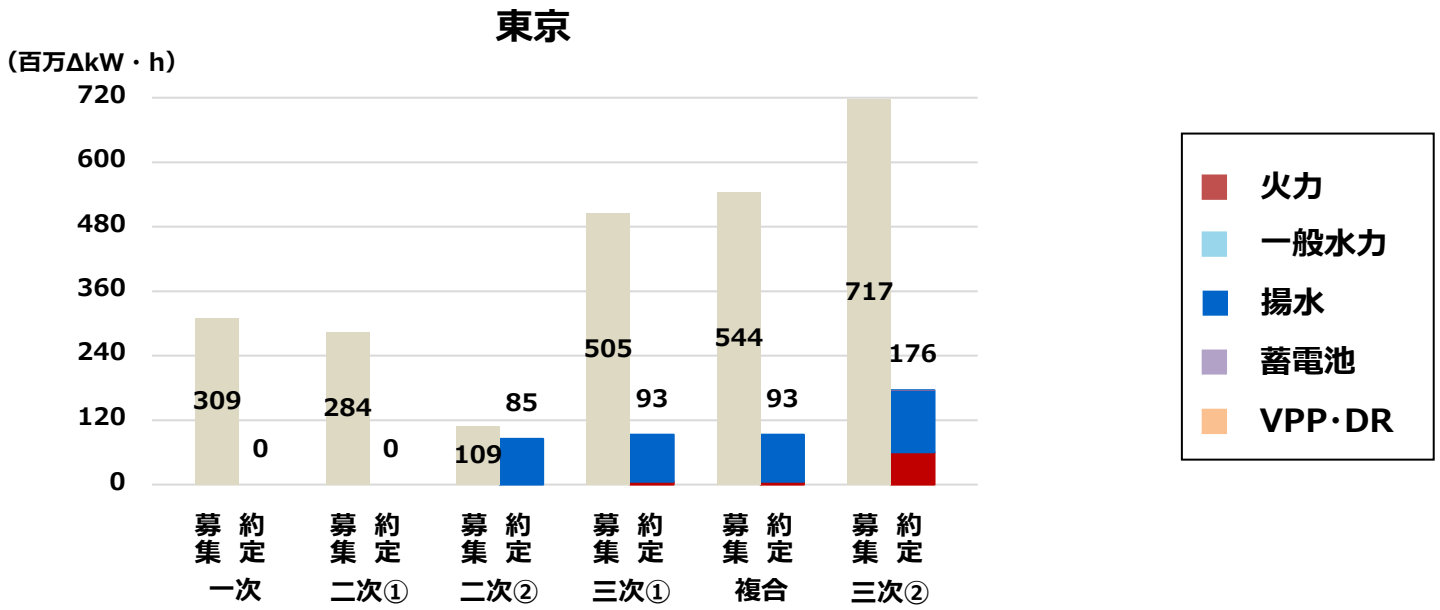
【約定量について】

- 未達率が0%となっているエリア・商品の組み合わせが一部存在するが、**大部分の組み合わせにおいて未達が生じている**。
- 特に、**東京・中部エリア**における約定率は一次・二次①を中心に、**いずれの商品も極めて低い**状況にある。
- 三次②約定状況についても、2023年度の実績（9頁）と比較して、大部分のエリアで未達率が増加している。

全商品調達開始以降（4/1~4/14）の約定量分析（２／４）

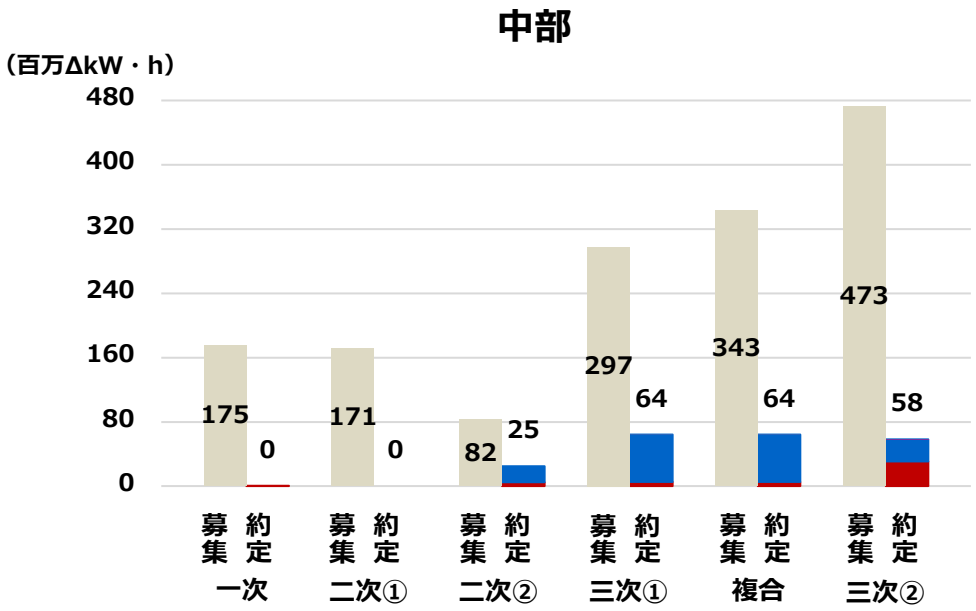


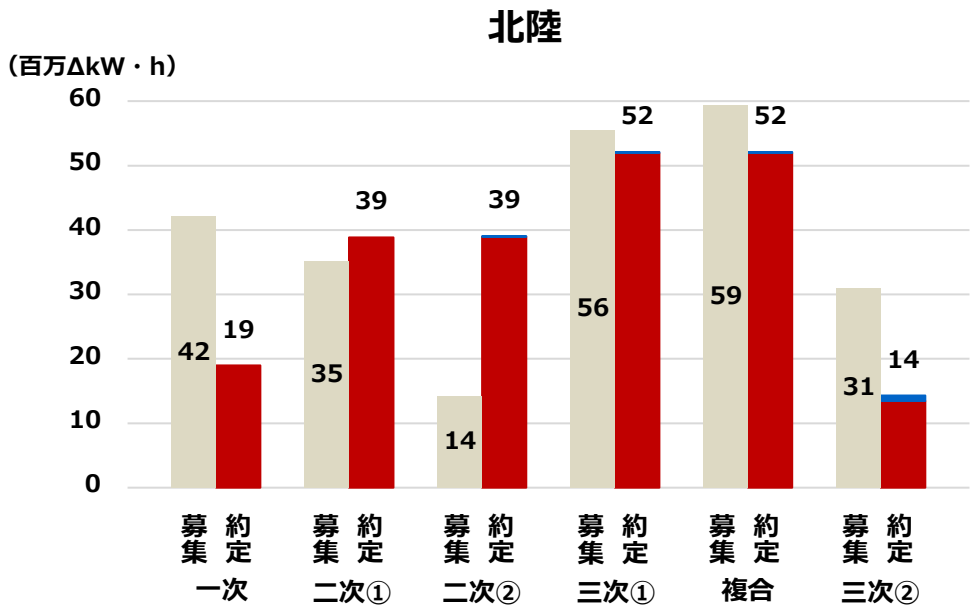


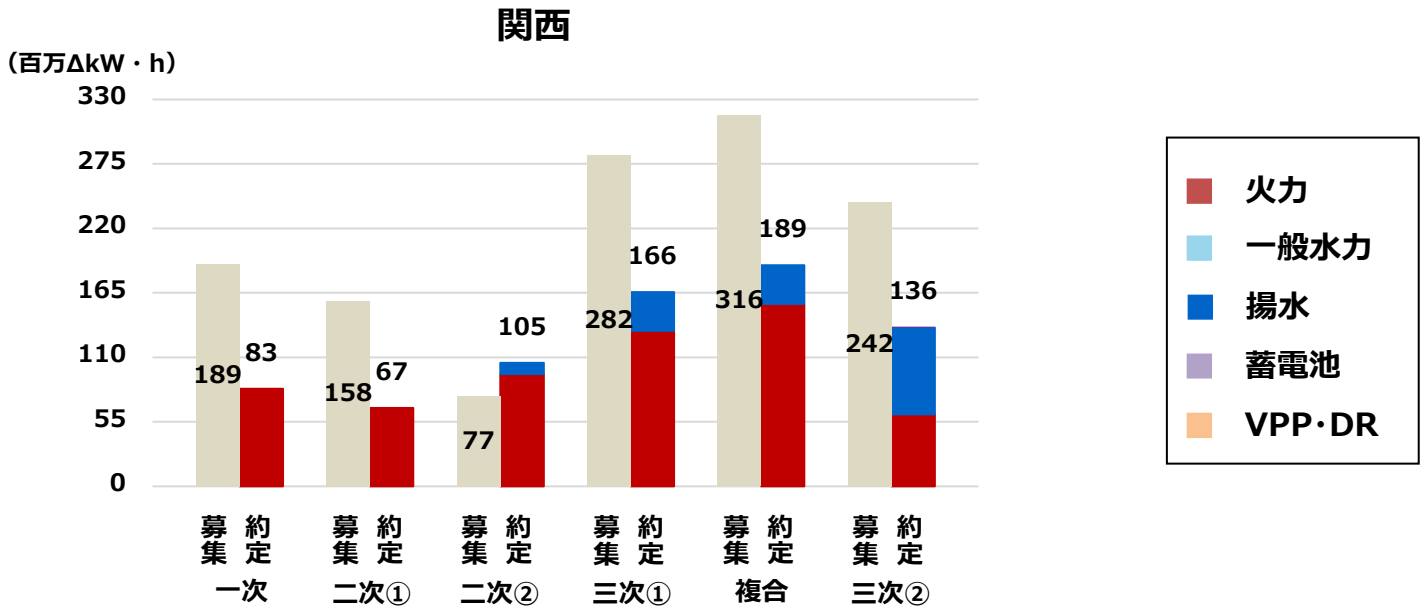


（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

全商品調達開始以降（4/1~4/14）の約定量分析（３／４）

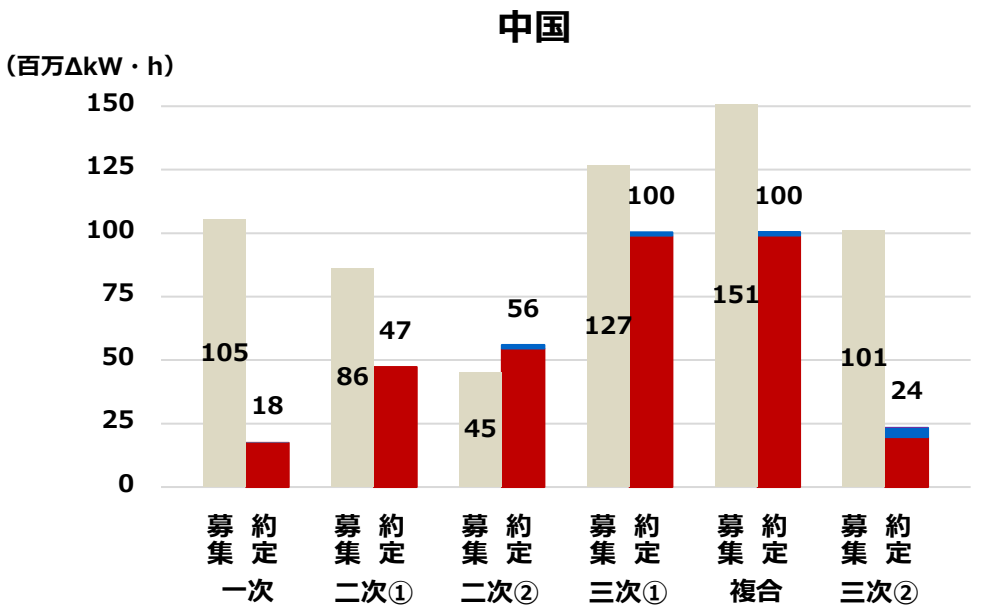


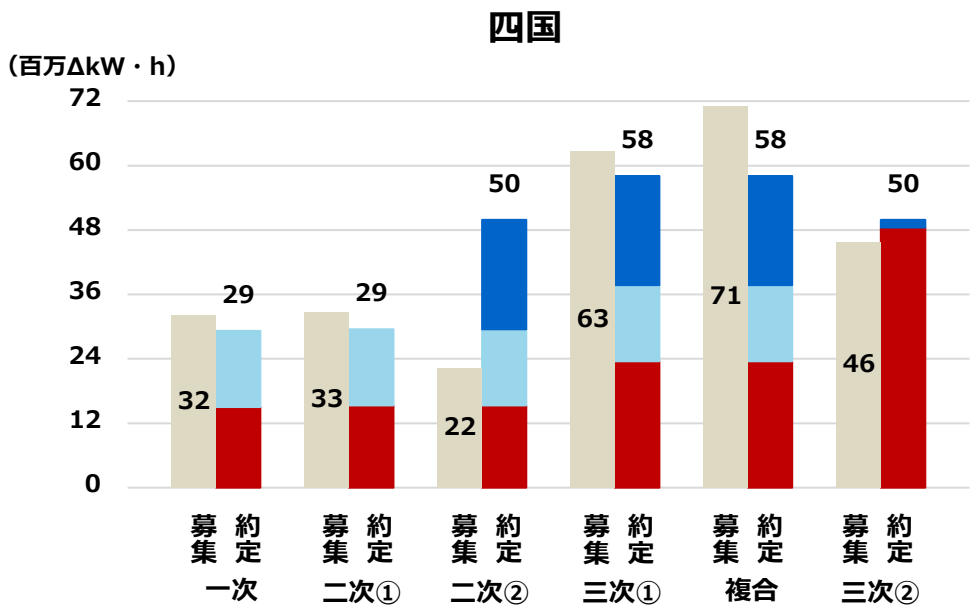


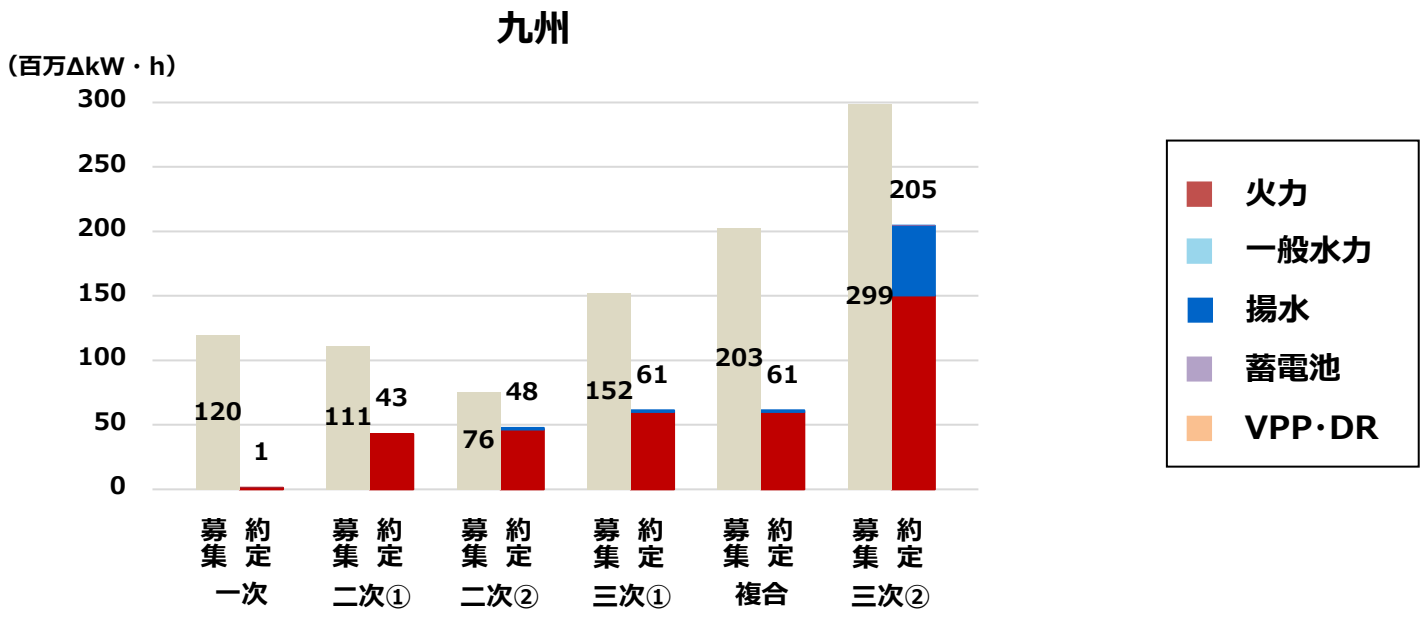


（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

全商品調達開始以降（4/1~4/14）の約定量分析（４／４）





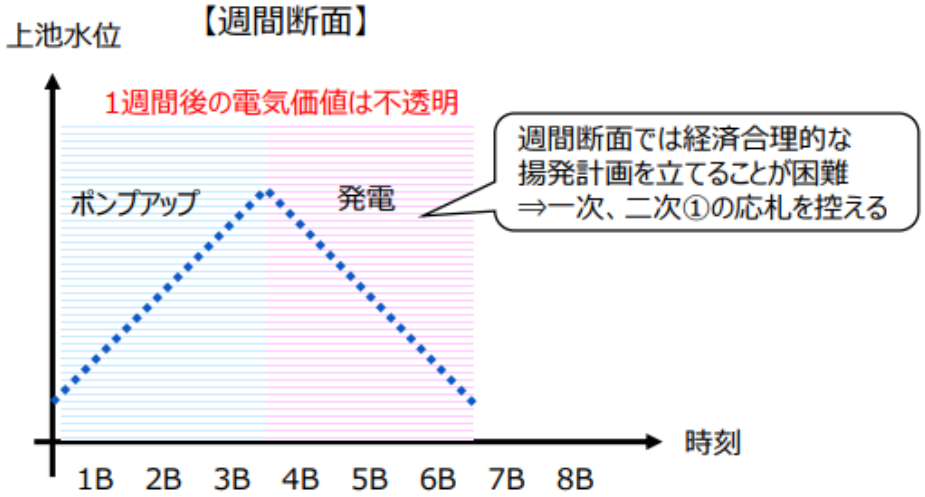


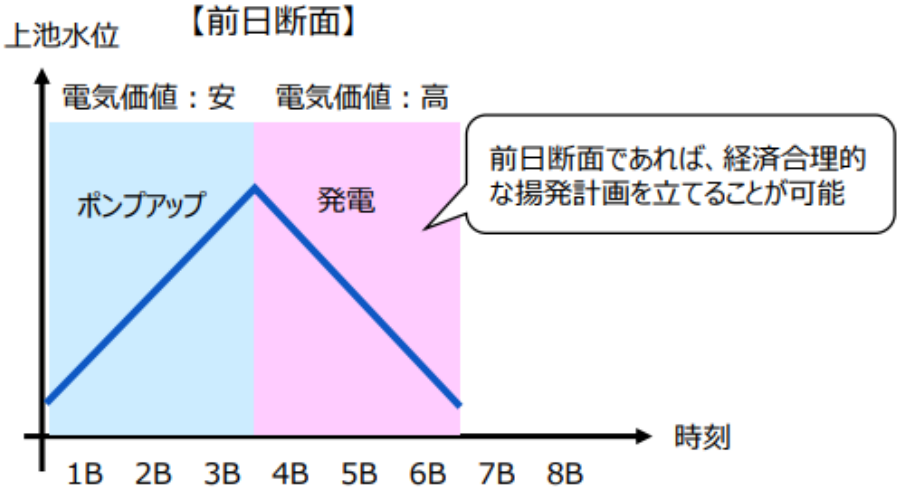
（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

（参考）揚水リソースと並列必須要件について

ヒアリング結果：No.1 一次、二次①の並列必須要件について

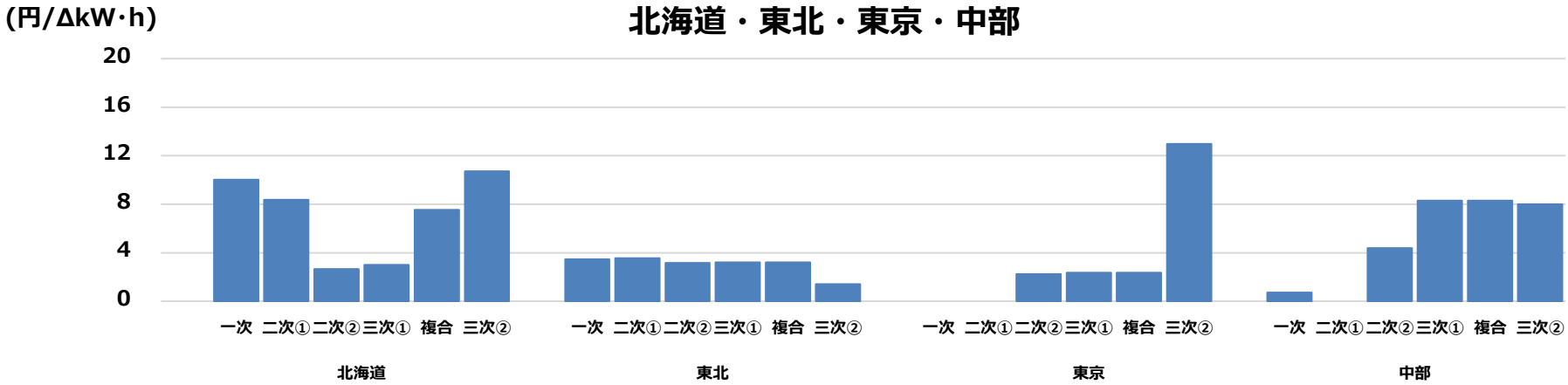
- 週間商品のうち一次・二次①については時間内変動に対応するため、商品要件として電源の並列を必須としている。
- ここで、揚水発電所等が一次・二次①に約定した場合を考えると、約定ブロックにおいては最低出力等で運転（並列）したうえで、調整力指令に応じる運用を求められることとなる。
- 揚水発電所等は火力等の電源と比較すると上池容量（燃料タンク相当）が小さく、また最低出力が50%程度と火力等より高いため、これらの運用制約により多数のブロックへの応札は難しい。
- また、揚水発電所等の経済的運用は、電気の価値が安い断面でポンプアップし、電気の価値が高い断面で発電することである一方、1週間先の電気の価値は不透明であることから、週間商品である一次・二次①に約定した場合の運用制約（1週間後の約定ブロックで並列運転を求められる）を踏まえると、最経済運用が難しくなる虞がある。
- 上述の理由より、揚水発電所等については、並列必須要件のある週間商品の一次・二次①への応札を控えることとなるといったご意見をいただいた。
- なお、2026年度には週間商品の前日取引化を予定しており、こうした状況は一定程度軽減するとも考えられる。

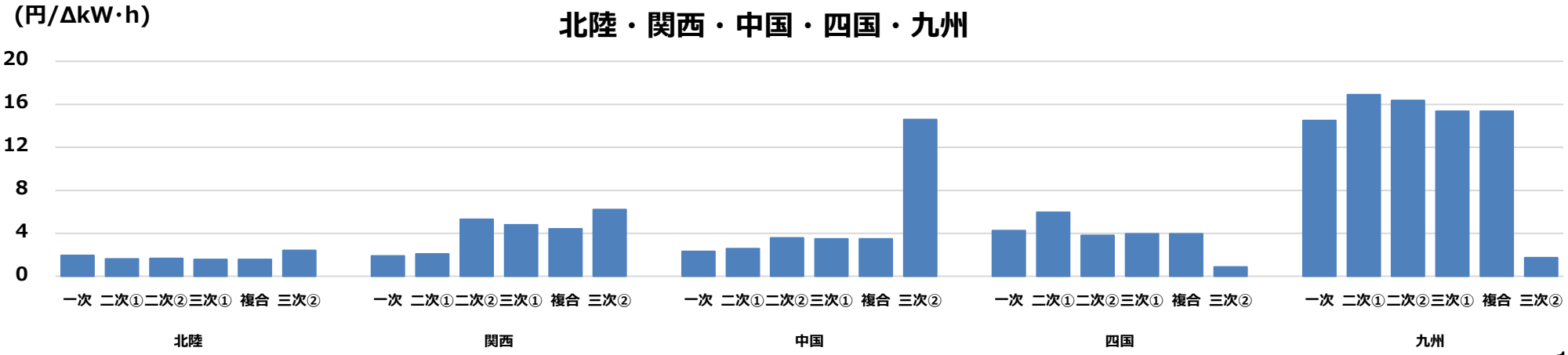




全商品調達開始以降（4/1~4/14）の平均約定価格分析（１／３）

- 2024年4月1日に需給調整市場における全商品の取り扱いが開始してから、2024年4月14日までの各商品のエリア別平均約定価格の動向については、以下の通り。
- 商品によって上限価格の設定に差を設けたものの、高速商品が低速商品より高い約定価格とはならないエリアもあった。また、三次②前日調達（二次②・三次①追加調達含む）の約定価格もエリアによっては高値、安値となるなど異なる傾向となった。



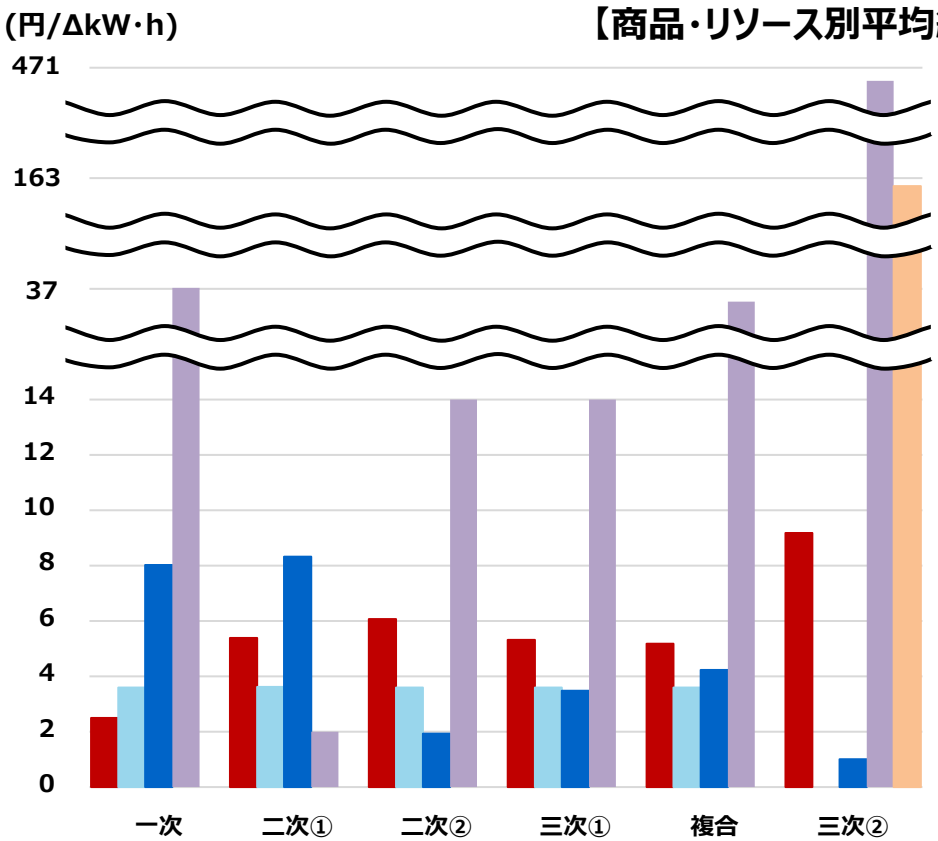


（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

全商品調達開始以降（4/1~4/14）の平均約定価格分析（２／３）

- 2024年4月1日に需給調整市場における全商品の取り扱いが開始してから、2024年4月14日までの各商品のリソース別平均約定価格の動向については、以下の通り。
- 一次や複合商品においては、蓄電池リソースによる上限価格に近い水準での約定が確認できる。
- 三次②においては、**蓄電池やDRリソースについて価格の高騰が見られる**他、**火力リソースについて他商品より平均価格が高く**、より高値で応札している事業者が存在することが確認できる。

【商品・リソース別平均約定価格(円/ΔkW・h)】

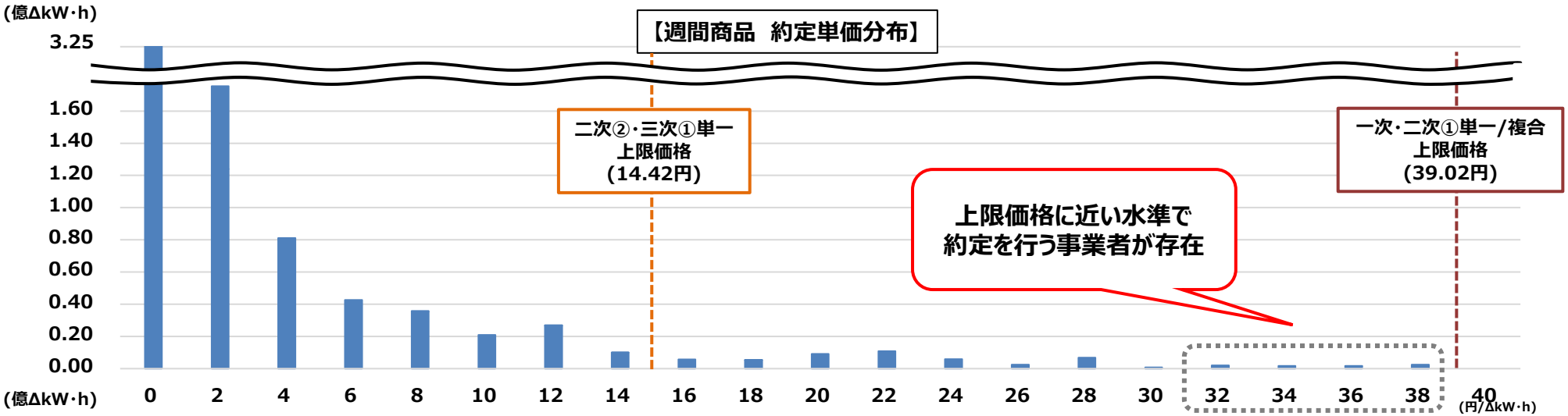


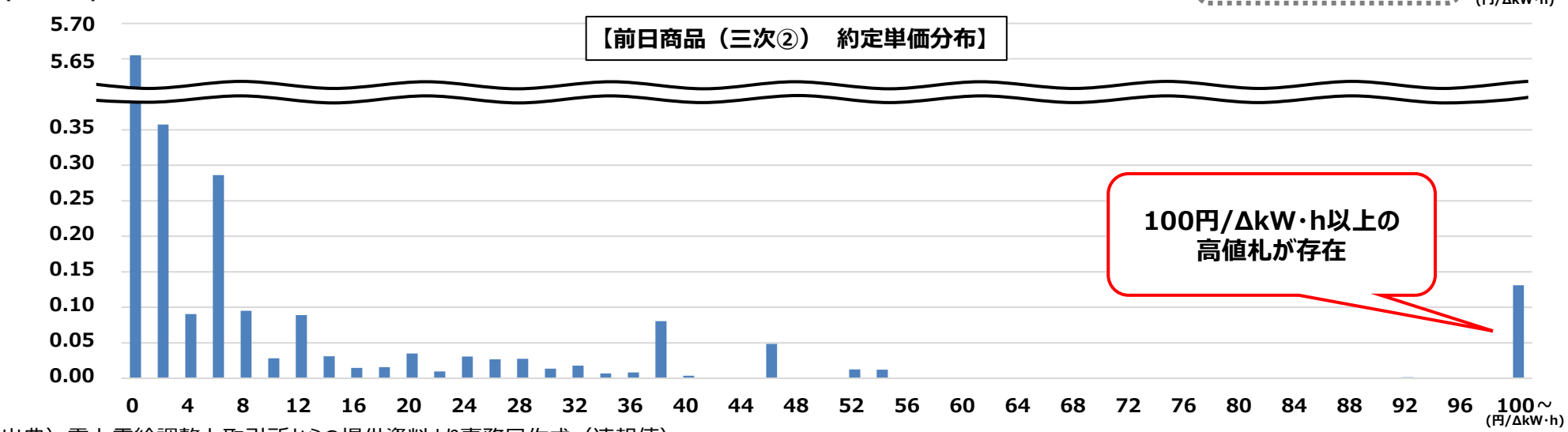
	一次	二次①	二次②	三次①	複合	三次②
火力	2.49	5.38	6.06	5.32	5.18	**9.18**
一般水力	3.59	3.62	3.59	3.59	3.59	-
揚水	8.02	8.33	1.93	3.47	4.23	1.00
蓄電池	**37.04**	2.00	14.00	14.00	**36.54**	**470.22**
VPP/DR	-	-	-	-	-	**162.72**
全体	3.72	5.69	4.79	4.80	4.95	6.54
(参考)上限価格	39.02	39.02	14.42(単一)	14.42(単一)	39.02	なし

（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

全商品調達開始以降（4/1~4/14）の平均約定価格分析（３／３）

- 週間商品（一次～三次①）は、上限価格に近い水準の約定もあったが、上限価格への張り付きはなかった。
- 三次②は上限価格設定がない中、100円/ΔkW･h以上の高値札が多く約定した。





（出典）電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

全商品調達開始以降（4/1~4/14）の調達費用分析

- 2024年4月1日に需給調整市場における全商品の取り扱いが開始してから、2024年4月14日までの各エリアの調達費用の動向は以下の通り。
- 上限価格設定によって調達費用総額が抑制された週間商品と比べ、前日商品の調達費用が多額となったエリアが存在。
- 2023年度の三次②調達費用総額と比べても、この期間中にかなりの費用が発生。エリアによって傾向は異なるが、高価な火力、蓄電池、DRリソースは、約定量は少量ながら、調達費用を押し上げる要因となったと考えられる。

【2024/4/1~4/14　調達費用総額(百万円)】

	週間商品	前日商品（三次②）		総額
			（うち蓄電池・DR）	
北海道	463	319	**122**	782
東北	586	47	17	633
東京	227	**2,287**	2	**2,514**
中部	533	490	**36**	1,023
北陸	86	35	0	120
関西	847	**969**	**66**	**1,816**
中国	353	343	**52**	696
四国	234	55	0	288
九州	953	371	**73**	1,323

【参考：2023年度　調達費用総額(百万円)】

三次①	三次②	総額
3,439	2,079	5,517
945	6,439	7,384
627	7,681	8,309
2,428	6,742	9,170
39	238	277
27,017	6,128	33,145
841	5,109	5,950
5,158	5,116	10,274
9,950	6,314	16,264

（出典）送配電網協議会・電力需給調整力取引所からの提供資料より事務局作成（速報値）

1．需給調整市場の足下応札実績

2．調整力全体の調達状況

市場外調達の状況について

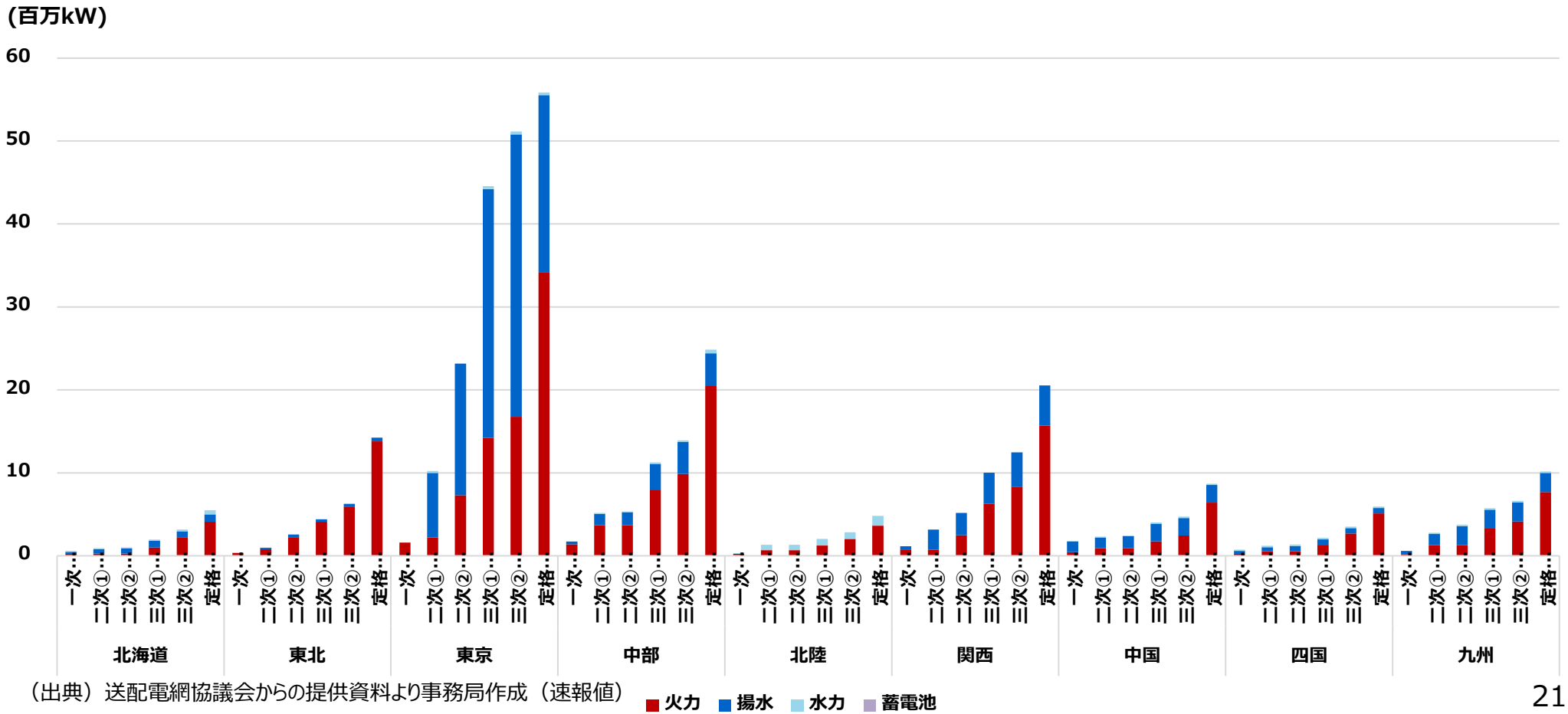
- 週間調達時点で未達が発生した場合にTSOが行う「市場外調達」について、2024年4月１日～５日までの調達状況を確認した。
- 結果、関西、四国、九州以外の各エリアで市場外調達量は０であり、またこれら３エリアでも週間商品未達量に対して十分な量は確保されず、調整力全体としては余力活用契約電源に依存している様子がうかがえる。

(百万ΔkW･h)	一次～三次① 複合募集量 (A)	一次～三次① 市場調達量 (B)	一次～三次① 市場外調達量 (C)	一次～三次① 複合未達量 (A)-(B)-(C)
北海道	40	22	0	18
東北	73	59	0	14
東京	194	26	0	168
中部	122	15	0	107
北陸	21	18	0	3
関西	113	92	**4**	17
中国	54	40	0	13
四国	25	20	**3**	1
九州	72	16	**9**	47

（出典）送配電網協議会からの提供資料より事務局作成（速報値）

余力活用契約の状況について

- TSOが発電事業者と締結し、調整力調達のセーフティネットとしての意味合いを持つ「余力活用契約」について、2024年度の契約締結状況について確認した。
- 現在、余力活用契約を締結している電源のうち調整機能を有するものの規模は、約1.51億kW※であり、**火力や揚水リソースが中心となっている**。※　定格出力の合計値



（出典）送配電網協議会からの提供資料より事務局作成（速報値）

余力の活用状況について

- 2024年4月1日～4月5日までにおける、余力の活用状況を確認した。
- 同期間の実績では、どのエリアもBG余力※を上回る余力確保必要量が生じている状況ではなく、**現状ではBG余力の範囲内で調整力をカバーできている状態と判断できる**。

※BGが運転を計画している電源全体から、BGの供給力に活用する量とΔkW約定量（市場・市場外）を除いた余力。

- ただし、高速商品である一次や二次①の要件を満たすBG余力が十分に無かったことなどから、その分余力活用契約による電源の追加起動などが必要となるエリアが一部あった。

（単位）百万ΔkW・h	週間調達			前日調達		余力確保必要量 (1)+(4)-(2) -(3) -(5)	BG余力
	必要量（1）	調達		必要量（4）	調達		
		市場（2）	市場外（3）		市場（5）		
北海道	40	22	0	3	10	11	15
東北	73	59	0	28	16	26	108
東京	194	26	0	86	67	187	264
中部	122	15	0	67	27	147	194
北陸	21	18	0	8	7	4	18
関西	113	92	4	38	45	10	174
中国	54	40	0	18	3	28	57
四国	25	20	3	8	12	0	82
九州	72	16	9	45	70	22	157

（出典）送配電網協議会からの提供資料より事務局作成（速報値）

4月以降の取引結果を受けた課題と論点

- 2024年4月1日～14日の取引データから、以下のような課題が確認された。
  - **週間取引**（一次～三次①）については、エリアや商品ごとに濃淡はあるが、総じて目標調達量に対して**大きく未達が発生**した。
  - **前日取引**（三次②、二次②・三次①未達分の追加調達など）については、目標調達量に対して**未達が発生**した上、上限価格の設定がないこともあり、**リソースによっては応札時のΔkW単価が非常に高価**であった。特に蓄電池、DR、一部の火力発電所の単価が高かった。
- この中、今後例えば以下のような検討の方向性が想定される。これらについて、個別に時間軸を意識しつつ実施有無含め検討していくことが必要ではないか。特に三次②調達費用高騰は、FIT賦課金や託送料金を原資とするところ、速やかに結論を得て対策を講じることが必要ではないか。

1. 市場競争を活性化させつつ、確保リソースの経済性を向上すべく、二次②・三次①の追加調達一時中断による**前日取引の募集量削減や、三次②上限価格の設定に関する検討**

※非支配的事業者、新規リソース事業者のビジネスモデルを念頭に置いた応札行動の在り方も考慮する必要があるため、必要に応じて事業者へのヒアリングなども実施しつつ検討を進める。

2. 調整力供出が可能な電源に対し市場供出を促すべく、**余力活用契約比で魅力のあるような価格規律の設定、並列必須要件に関する見直し、需給調整市場への制度的な供出義務化に関する検討**

※電力広域的運営推進機関や電力・ガス取引監視等委員会とも密に連携しつつ、検討を行う。

- また、市場外調達や余力活用契約の動向についても注視し、これら需給調整市場内外での調整力調達の全体コストの動向について、引き続き確認を進めていく。