

調整力提供者ヒアリングを踏まえた 対応の方向性について

2024年3月26日

需給調整市場検討小委員会 事務局
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 事務局

- 需給調整市場において、2024年度から新たに一次・二次①・二次②の取引が開始され、全面運開を迎える一方、既取引を開始している三次①・三次②について、取引開始当初から応札不足が継続している状況を踏まえると、2024年度も引き続き応札不足となる可能性があると考えられる。
- そのため、第45回本小委員会（2024年2月7日）において、2024年度からの需給調整市場全面運開における対応の方向性として、安定供給維持の観点から、起動の間に合わない電源に限っては、前日15時を待たず余力活用による緊急時の起動準備を進めること（以下、「余力活用の特別対応」という。）を提案し、調整力提供者への応札準備状況のヒアリング結果等も踏まえ、国とも連携の上、年度内に別途方向性を示すこととしていた。
- 今回、調整力提供者に対して2024年度の応札準備状況等のヒアリングを行ったうえで、具体的な対応の方向性について検討を行ったため、ご議論いただきたい。

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。

商品	実需給 前々日	実需給 前日					～	実需給 当日	
	1	-	12時	14時	15時	17時	～	GC	実需給
イベント			翌日計画 締切	三次② 入札	三次② 約定	時間前 市場 開場			
一次 ～ 三次②			余力活用 (起動が間に合わない電源に限る)	追加 調達	余力活用				調整力 発動

安定供給のため、15時より以前の余力活用も考えられるか

1. 調整力提供者へのヒアリング
2. 余力活用の特別対応
3. 今後の進め方
4. まとめ

(参考) 週間商品の取引実績 (速報)

- 既取引を開始している三次①・三次②については、取引開始後において応札不足の状況を確認したうえで、調整力提供者に対してアンケートおよびヒアリングを実施し、その結果を踏まえて、必要な対応を講じてきたところ。
- 具体的にはブロック時間の短縮や取引スケジュールの変更（週間商品の前日取引化）等を実施することとしている。
- なお、こうした対策はシステム改修等が必要であり、一定のリードタイムが必要である（需給調整市場が全面運開となる2024年度には間に合わない）ことから、2024年度に間に合う方策として、調整力の効率的な調達等の整理も行ってきたところ。
- 他方で、実際の取引が近づき、調整力提供者が詳細検討（業務フローの検討等）をして初めて見えてくる課題等もあると考えられることから、取引開始前の現段階においても、2024年度の応札準備状況等について、国とも連携のうえ、調整力提供者に対してヒアリングを行った。

まとめ

41

<取引スケジュールの変更>

- ✓ 2026年度に前日取引化を実現することを目指し、引き続き詳細な状況の把握を行うとともに、国と連携して検討を行っていくこととしたい
- ✓ 一般送配電事業者においても、前日化を実現する上での実務的な検討を引き続き行っていくこととしたい

<応札不足に関する全体スケジュール>

- ✓ 複合約定に影響ある項目について、早期実現の観点から「連系線利用枠拡大」については広域機関システム側、これ以外をMMS側で実施することで、項目全て最短2026年度から実施可能とすることも考えられるため、その実現可否については、引き続き深掘り検討（上記も踏まえた、全体スケジュールについては下表のとおり）

応札不足対応		導入目標時期	
市場競争環境の改善	取引スケジュール変更	2026年度 ^{※1}	
	連系線利用枠拡大	2026年度	
	商品要件緩和	アセスメント・ペナルティの見直し	2024年度 ^{※2}
		最低入札量見直し	2024年度
		三次 ^② 応動時間見直し	2025年度
		ネガポジ単体リソースの参入	2023年度 ^{※3}
機器個別・低圧アグリ	2026年度 ^{※4}		
調整力の効率的な調達	複合約定ロジック ^{※5}	2024年度	
	調整力必要量の在り方	2023年度期中	
	ブロック時間30分化（三次 ^② ）	2025年度	
	ブロック時間30分化（一次～三次 ^① ）	2026年度	

※1 ヒアリング等により、詳細な状況把握を行い、国と連携し引き続き検討

※2 取引規程等の改定後に実施

※3 出力変化量指令は2024年度から

※4 高圧機器点・低圧受電点のみ、また、今後の詳細な業務フロー設計等を踏まえ、必要なシステム改修期間が2年より長くなる可能性もある。※5 一次～二次^②市場システム含む

斜字 広域システム側での対応等、引き続き深掘り検討を行う

1. 調整力提供者へのヒアリング

2. 余力活用の特別対応

3. 今後の進め方

4. まとめ

(参考) 週間商品の取引実績 (速報)

- 2024年度の需給調整市場全面運開に向け、国とも連携のうえ、2024年2月14日～2024年3月15日にかけて一部の調整力提供者（12社）に対して需給調整市場への応札準備状況等について、ヒアリングを実施した※。
- なお、ヒアリングした項目ならびに詳細は下表のとおり。

※ 今回のヒアリングは2024年度の全面運開直前のヒアリングであり、時間的猶予がないことから、一部の調整力提供者に限定してヒアリングを実施した。

ヒアリング項目	詳細
(1) 応札準備状況	<ul style="list-style-type: none"> • 応札にあたってシステム開発要否並びにシステム開発状況はどうか（終了しているか）。 • 2024年4月に向けて実務対応の準備は終了する見込みか。 • 応札開始時期はいつになるか。
(2) 応札予定商品	<ul style="list-style-type: none"> • 応札予定の商品は何を予定しているか（単一 or 複合 or 両方）。
(3) 応札予定量	<ul style="list-style-type: none"> • 一次～三次②の応札想定量（複合・商品区分毎）はどの程度か。 • 応札見込みのユニット数および全保有ユニット数に対する割合はどの程度か。 • 2023年度（需給調整市場及び電源 I の合算）の応札量と比較した2024年度の需給調整市場への応札想定量への影響およびその理由は何か。 • 応札の考え方はどのようなものか （例：全電源起動による余力全量、起動なしの余力全量、固定費未回収電源の余力など）。 • 揚水発電がBG運用となることに伴う、従前と比較して応札想定量への影響およびその理由は何か。
(4) 応札価格	<ul style="list-style-type: none"> • 単一ユニットの持ち下げ（ケース1）と複数ユニットの持ち下げ（ケース2）があり得るなか、ケース2の考えに基づいて応札することについてどう考えるか。

- 一部の調整力提供者に対してヒアリングを実施した結果は下表のとおりであり、2024年度の需給調整市場全面運開に向けて、前向きなご意見を頂戴した一方、応札不足に繋がり得るご意見もいただいたところ。
- このうち、応札不足に繋がり得るご意見であるNo.1～8について、次頁以降で詳細説明を行う。

ヒアリング項目	ヒアリング結果概要	No.
(1) 応札準備状況	<ul style="list-style-type: none"> 大半の応札に必要なシステムの整備を行っており、<u>初回取引には間に合う見込み</u> 実務面での手続きも順次進んでおり、初回取引より応札を想定 	—
(2) 応札予定商品	<ul style="list-style-type: none"> 一次、二次①は並列必須となっており、<u>揚水発電所等にとっては</u>、週間商品として並列必須要件を満たすことが難しい（<u>応札できない見込み</u>） 	1
(3) 応札予定量	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場における機会費用収入のうち、起動した際の最低出力相当分の手当が余力活用契約と比較し劣後している 余力活用契約では確実に起動費が支払われることから、<u>市場供出は経済合理的な選択と認識していない</u> 	2
	<ul style="list-style-type: none"> 需給調整市場ガイドライン上では、起動費は2回（2024年度以降）までしかΔkW単価に計上できないため、歯抜け約定による取り漏れリスクを避けるため、2ブロック/全8ブロックを超えた追加起動を行っての応札を控える 起動費取り漏れリスクを回避するため、<u>追加起動を行っての応札は考えていない</u> 	3
	<ul style="list-style-type: none"> <u>相対契約を締結しているリソースに関しては</u>、前日スポット市場までの通告変更権の関係上、<u>週間商品（一次～三次①）に応札することはできない</u> 電源 I は卸販売（相対契約等）を実施しており、その全量を需給調整市場に供出するとは限らない 	4
	<ul style="list-style-type: none"> ΔkWへの応札以降、<u>調整力の発動量が把握できないことから、応札量が小さくなる（または応札しない）</u> 	5
	<ul style="list-style-type: none"> <u>BG下げ代不足に係る懸念</u>があり、<u>追加起動を行ってまで需給調整市場に応札することは考えていない</u> 	6
	<ul style="list-style-type: none"> アセスメント違反リスクが高まる等の理由により、<u>複数ユニットを持ち替えて応札する金銭的インセンティブがない</u> 	7
(4) 応札価格	<ul style="list-style-type: none"> ΔkW上限価格が設定されているため、<u>逸失利益や機会費用（マージン含む）が上限を超える場合は、週間商品への応札は行わない、または行えない</u> 	8

需給調整市場における全商品取扱開始を控えた発電事業者へのヒアリング

- 2024年4月より、需給調整市場における全商品の取り扱いを開始する予定。調整力商品が増えてもなお、募集量に比べて応札量が不足する断面が続く可能性も考えられるところ。かかる状況を踏まえ、取り扱い開始前後問わず、今後応札量増加のために考えられる合理的な対応は順次取っていく必要がある。
- そこで、一部の事業者を対象に、4月以降の応札商品（現時点での想定）や今後の応札量増加の障壁になり得る部分等について、ヒアリングを行った。

<ヒアリング結果>

【応札準備の進捗】

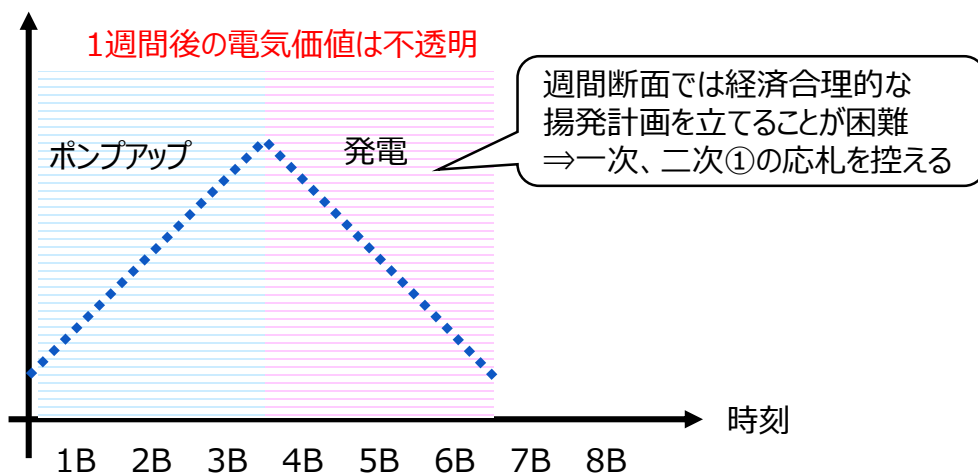
- 今ヒアリングを行った事業者は、応札に必要なシステムの整備を行っており、**2024年4月には間に合う見込みと回答**。社内的な手続きは順次進んでおり、**2024年4月の初回取引より応札**を想定。

【応札商品・応札量の想定】

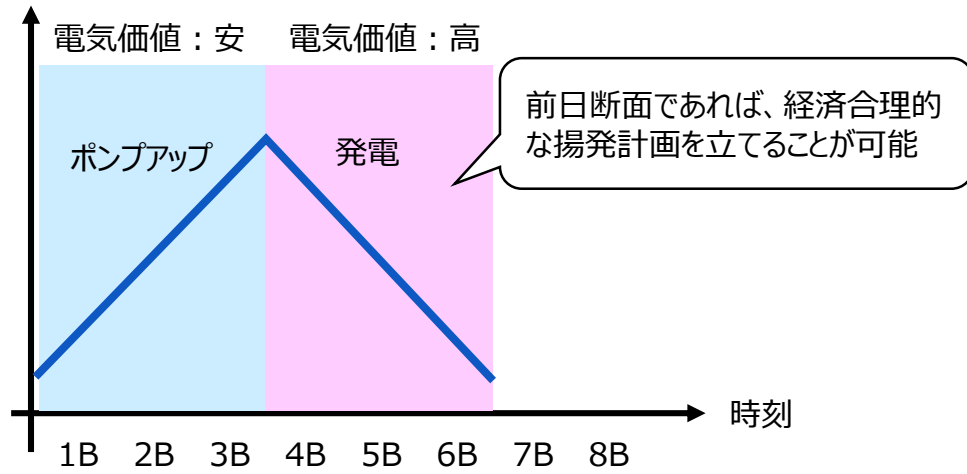
- 週間取引を行う一次・二次①については需給調整市場取引規程に「**並列要件**」が定められている。**揚水発電リソースにとっては並列必須要件を満たすことのハードルが高いため、揚水発電所からでは一次・二次①への供出が難しく、複合商品として応札するに際しても二次②・三次①に限る。**
- 需給調整市場における機会費用の収入の内、**起動した際の最低出力相当分の手当てが余力活用契約と比較し劣後**しており、かつ、余力活用契約では**確実に追加起動費の実費が支払われる**関係性から、市場への起動供出は経済合理的な選択とは認識していない。
- 需給調整市場ガイドライン上では、起動費は2回（2024年度以降。2023年度までは1回）しかΔkW単価に計上できないことから、**発電事業者は歯抜け約定による取り漏れリスクを避けるため、2ブロック/日を超えた応札を控えてしまう。**
- 今年度需給調整市場に応札している調整力は来年度も引き続き応札するが、**電源Ⅰに供出してきた分**（2023年度をもって沖縄エリア以外の調整力公募は終了）も含めて**卸販売（相対契約等）を実施しており、その全量が需給調整市場に供出されるとは限らない。**

- 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。

上池水位 【週間断面】

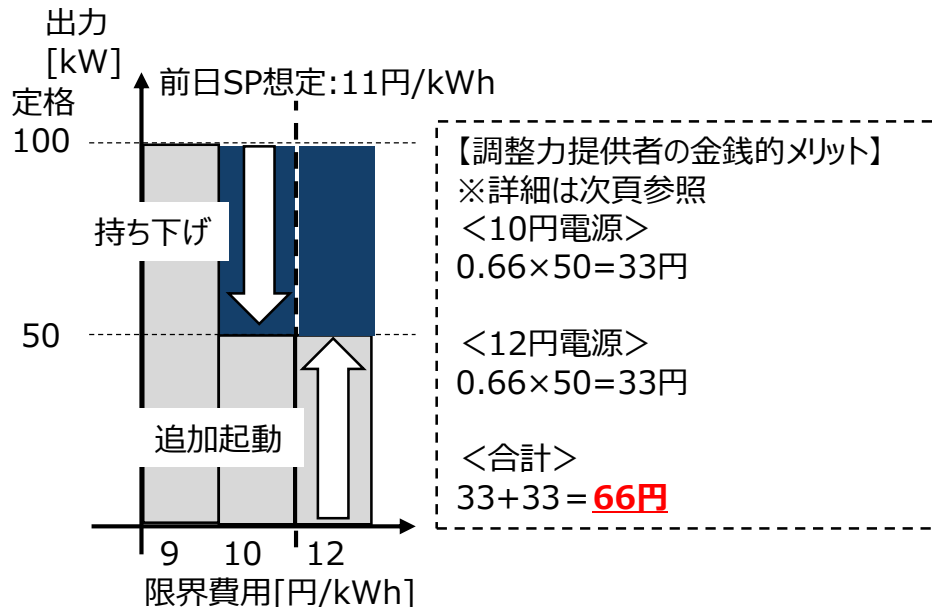


上池水位 【前日断面】

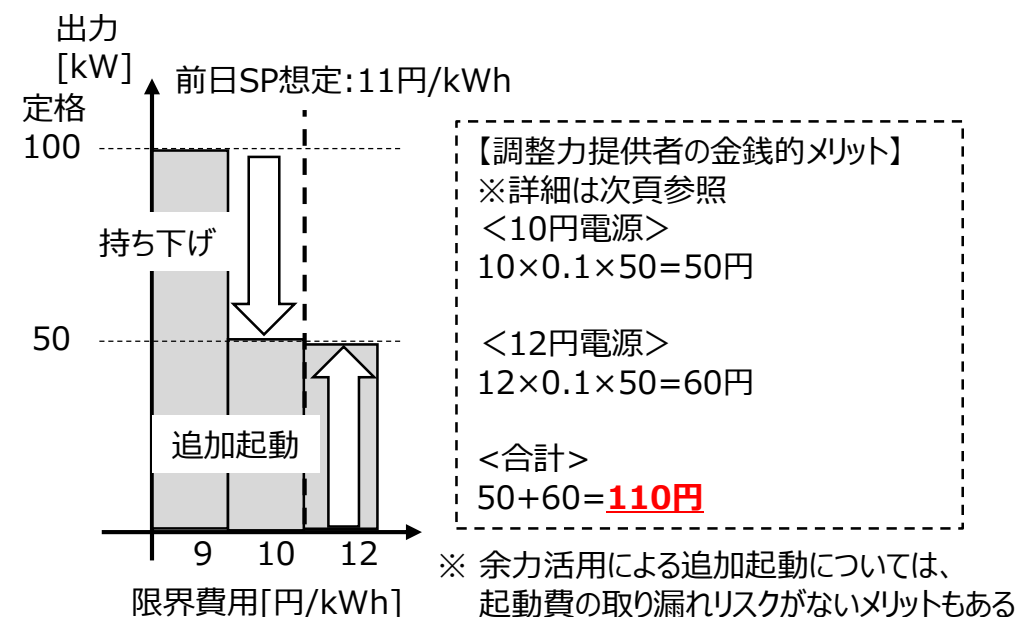


- 需給調整市場ガイドライン（2024年度以降）において、価格規律が以下のとおり定められている。
 - 調整力ΔkW単価上限：機会費用（逸失利益） + マージン（0.33） [円/kW・30分]
 - 調整力kWh単価上限：限界費用 ± マージン（限界費用×0.1） [円/kWh]
- 上記の価格規律を踏まえると、持ち下げ・追加起動のうえ需給調整市場に応札・約定した場合、調整力提供者は調整力ΔkW市場で0.33円/kW・30分（=0.66円/kWh）の金銭的メリット、調整力kWh市場では、仮に限界費用10円/kWhの電源とすると、1円/kWhの金銭的メリットを享受することができる。
- 他方、余力活用により追加起動指令を受けた場合は、計画と実績の差分について調整力kWh単価（限界費用±マージン）を用いて精算することとなっているため、経済性の観点から、需給調整市場への応札を控える（余力活用による追加起動指令を受ける方を選択する）といったご意見の調整力提供者も存在した。

【追加起動による需給調整市場への応札】

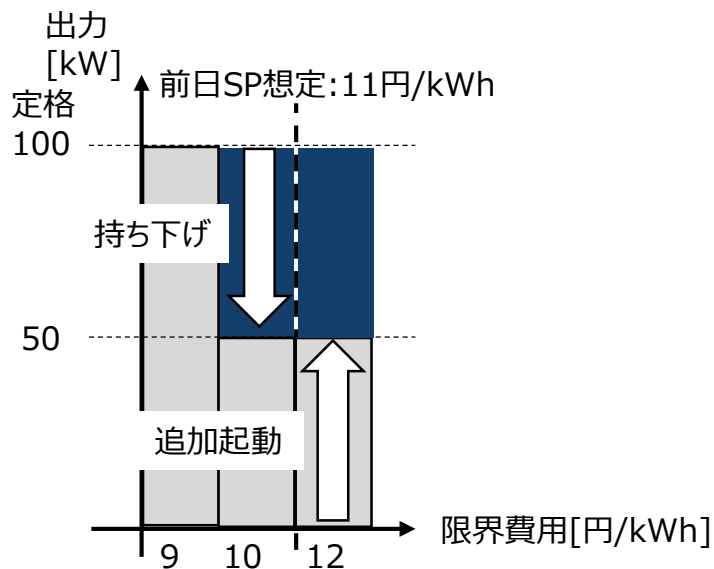


【余力活用による追加起動】

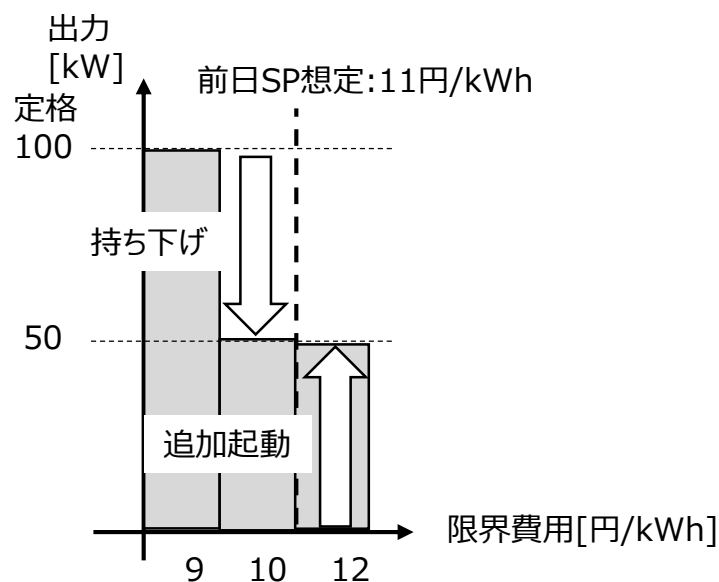


■ 前頁における調整力提供者の金銭的メリット試算の詳細は以下のとおり。

【追加起動による需給調整市場への応札】



【余力活用による追加起動】



【調整力提供者の金銭的メリット】

<10円電源>

支出) 逸失利益 = (前日SP想定 - 限界費用) × 応札量
 = (11 - 10) × 50 = 50円

収入) ΔkW約定分 = 逸失利益 + マージン × 応札量
 = 50 + 0.66 × 50 = 83円

<12円電源>

支出) 機会費用 = (限界費用 - 前日SP想定) × 最低出力 + 起動費
 = (12 - 11) × 50 + 起動費 = 50円 + 起動費

収入) ΔkW約定分 = 機会費用 + マージン × 応札量
 = (50 + 起動費) + 0.66 × 50 = 83円 + 起動費

<収支>

83 + 83 + 起動費 - (50 + 50 + 起動費) = **66円**

【調整力提供者の金銭的メリット】

<10円電源>

支出) V2 × 調整量 = (限界費用 - 限界費用 × 0.1) × 調整量
 = (10 - 10 × 0.1) × 50 = 450円

収入) 抑制燃料費 = 限界費用 × 調整量
 = 10 × 50 = 500円

<12円電源>

支出) 追加起動費等 = 限界費用 × 調整量 + 起動費
 = 12 × 50 = 600円 + 起動費

収入) V1 × 調整量 + v3 = (限界費用 + 限界費用 × 0.1) × 調整量 + 起動費
 = (12 + 12 × 0.1) × 50 + 起動費 = 660円 + 起動費

<収支>

500 + 660円 + 起動費 - (450 + 600 + 起動費) = **110円**

1-4. まとめ

- 第86回制度設計専門会合（2023年6月開催）以降、議論いただいた以下の内容についての需給調整市場ガイドライン改定に関しては、本制度設計専門会合の審議を踏まえ、電力・ガス取引監視等委員会に報告し、改定作業を進める。
- なお、B種電源の Δ kW一定額の協議については、ガイドライン改定前から協議を希望する事業者からの情報提供の受付を開始し、ガイドライン改定後から入札価格に反映可能となるよう配慮する。

【調整力 Δ kW市場の価格規律（上限値）】

電源種	現状	変更案
A種 固定費回収済電 源等	逸失利益orマージン（「限界費用」 \times 10% \times 電源I稼働率5%）	機会費用（逸失利益）+一定額（0.33円）
B種 未回収固定費有 電源	機会費用（逸失利益）+固定費回収のための合理的な額等	機会費用（逸失利益）+一定額（監視等委員会と協議し決定）

【予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

限界費用	現状	変更案
安い	市場価格	限界費用+マージン(上げ「限界費用」 \times 10%)
高い	限界費用	限界費用+マージン(上げ「限界費用」 \times 10%)

【非予約電源kWh市場の価格規律（上限値）】

固定費	現状	変更案
済	限界費用 \pm マージン(10%)	限界費用 \pm マージン(「限界費用」 \times 10%)
未	限界費用 \pm 固定費	

※「起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない」規律を2回分までとする。

※揚水発電、一般水力、DR等の限界費用の考え方について、第62回制度設計専門会合（2021年6月）にて検討した内容を需給調整市場ガイドラインに明記する。

※揚水機及び蓄電池の限界費用は以下の算定式とする。

$$\frac{\text{揚水ポンプ・蓄電原資} + \text{揚水・蓄電ロス量にかかる託送費従量料金分（再エネ賦課金含む）}}{\text{発電量（揚水量-ロス量）}}$$

■ 調整力 Δ kW 市場における価格規律における機会費用、逸失利益の考え方は以下のとおりであり、機会費用、逸失利益ともに、当該電源の限界費用ならびに卸電力市場価格 (予想) をもとに算出すると整理されている。

(逸失利益 (機会費用) の考え方)

(ア) 卸電力市場価格 (予想) よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し Δ kW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格 (予想) と限界費用との差額の機会費用が発生

(イ) 卸電力市場価格 (予想) よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げ Δ kW を確保する場合

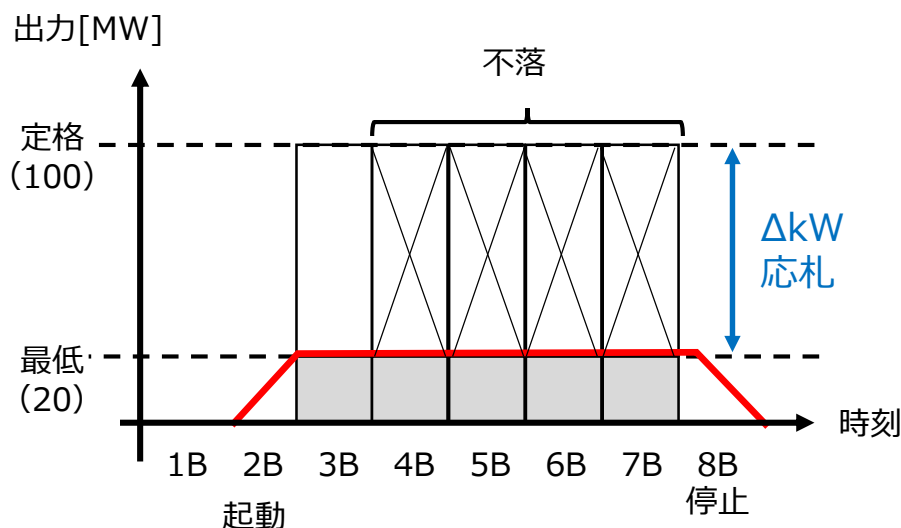
この場合、 Δ kW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量 (kWh) について、卸電力市場価格 (予想) と限界費用との差額の逸失利益が発生

【図表 4】 調整力 Δ kW 市場に供出する電源の Δ kW 確保の考え方



- 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。

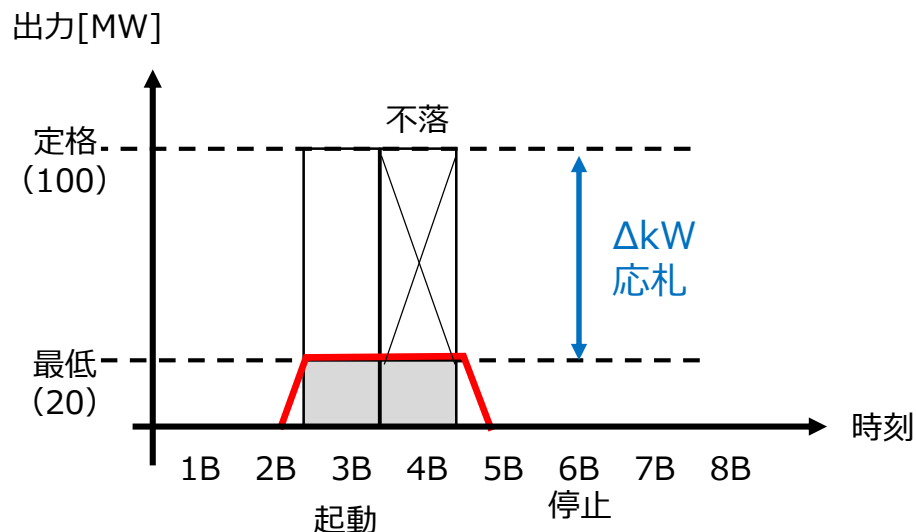
＜応札可能なブロック全てに応札＞



起動費の回収：2回 \times 1/5=0.4回分

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

＜2ブロックに限定した応札＞

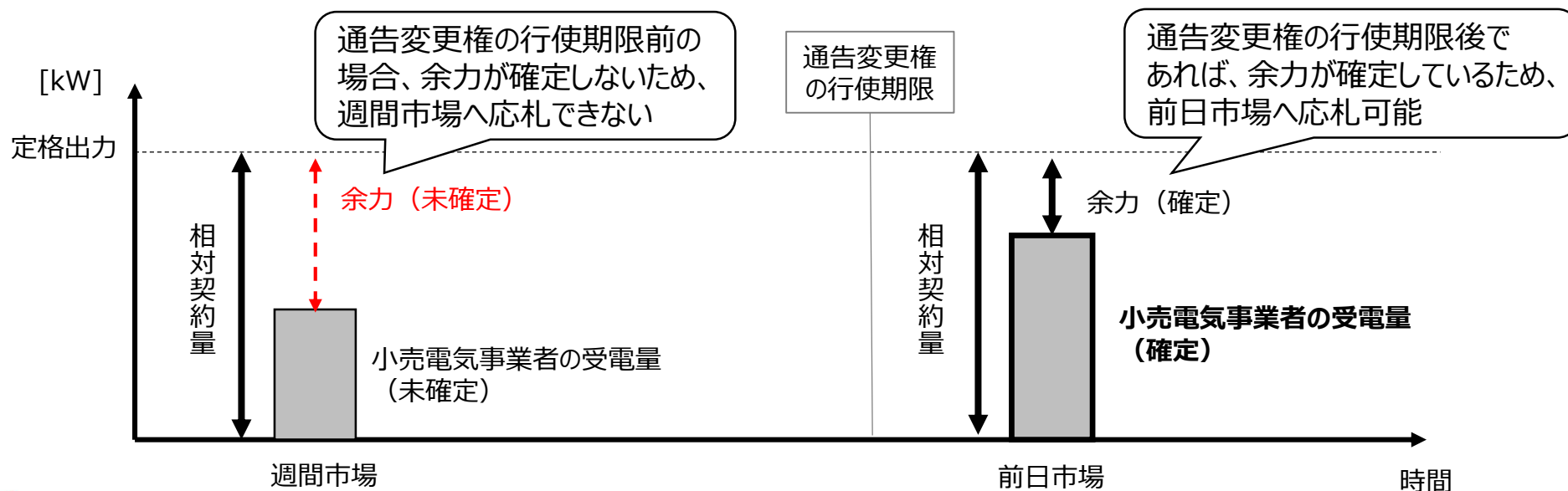


起動費の回収：2回 \times 1/2=1回分

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）

- 発電事業者と小売電気事業者間で、電源の相対契約を締結する際、通告変更権が定められているケースがある。
- 通告変更権とは、小売電気事業者が発電事業者に通告することで受給する電力量を柔軟に変更できる権利のことであり、通告を受けた発電事業者は、通告に応じて供給量を増減させる義務を負う。
- 通告変更権の行使期限は契約内容によってケースバイケースと考えられるものの、今回、ヒアリングを行った調整力提供者の場合、前日スポット市場前後に通告変更権の行使期限が設定されている状況であった。そのため、調整力提供者からは相対契約（通告変更権）を有する電源について、週間市場以降に通告変更権を行使される可能性があり、余力が未確定であることから、週間市場には応札できないと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。

<相対契約（通告変更権）のイメージ>

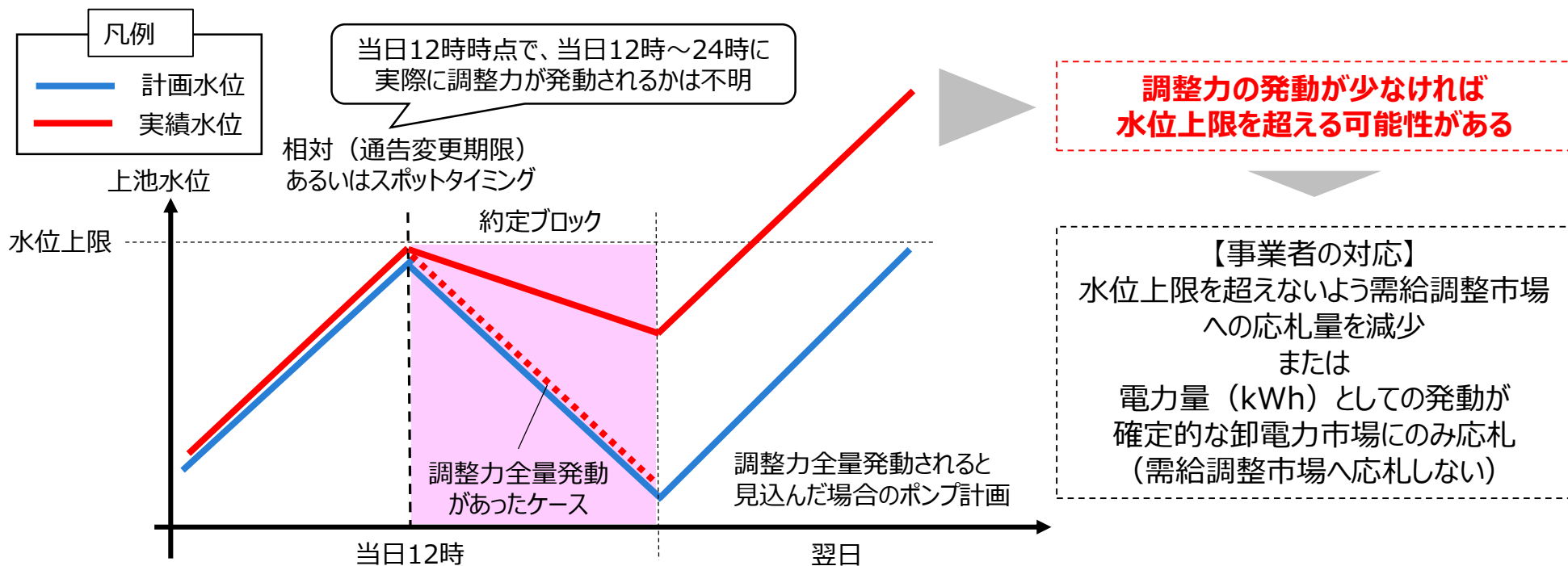


- 揚水発電所は、ポンプ原資を調達した上で、電力量 (kWh) あるいは調整力 (ΔkW) として活用することとなる。
- この点、相対契約あるいはスポット市場 (当日12時) にて原資を調達し、翌日のポンプ計画を策定した後の当日12時~24時までで、前日以前に約定した ΔkW 、あるいは余力活用分が発動されるかは不明である (実需給でのインバランス発生状況次第なため) ことから、状況によっては上池の水位上限を超過してしまうこととなる。
- 上記の状況を回避するため、水位上限を超えない範囲での需給調整市場への応札とする (応札量を減少させる) もしくは電力量 (kWh) としての発動が確定的な卸電力市場のみに応札する (需給調整市場^{※1}へ応札しない) といったご意見^{※2}をいただいた。

<揚水発電所の運用イメージ>

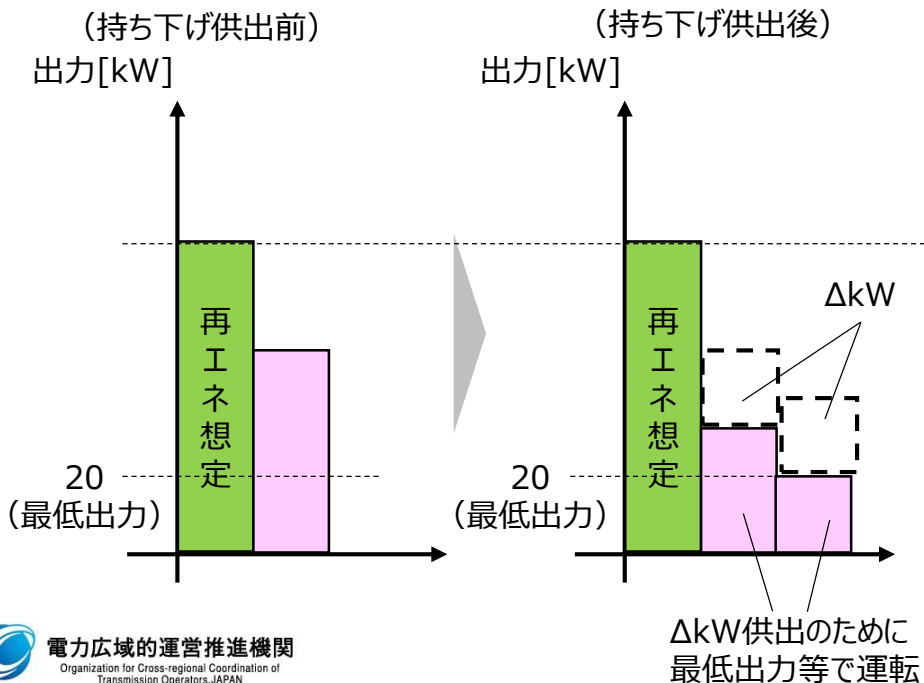
※1 余力活用契約における余力の提供含む。

※2 時間前市場の活用 (それに伴うポンプ計画変更) も考えられるが、現状はそこまで検討されていない。

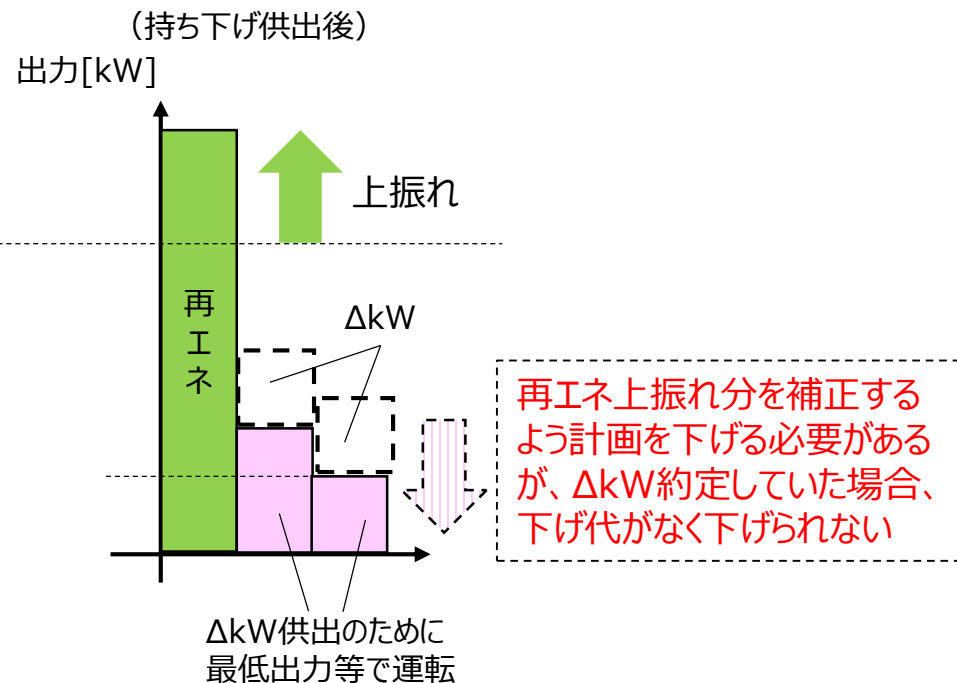


- 再エネ余剰となる断面においては、エリア全体だけでなく、BGとしても下げ代不足となる可能性があるところ。
- 週間取引時点においては、再エネ出力は各事業者による想定値となり、実需給や前日の計画配分（FIT①・③）までに時間的な乖離があるため、再エネが上振れした場合、需給調整市場で約定している電源を解列できないことから、BG下げ代不足となる可能性がある。
- BG下げ代不足時においては、一般送配電事業者が認める場合、一部商品の解列は可能としているものの、一次、二次①については、時間内変動対応の調整力のため、解列が認められていないことから、下げ代不足となるリスクを考慮して、持ち下げ供出を行わないといったご意見もあった。
- 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。

【週間断面（持ち下げ供出のイメージ）】



【前日断面（再エネ上振れ）】



まとめ

32

- 方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）の運用実態や、2024年度以降の制度変更との整合性、至近の需給調整市場の取り組み状況を踏まえ、方法1（一般送配電事業者によるユニット並解列）については、2023年度末までの取り組みとし、2024年度以降は方法2（需給当日のユニット解列）によりBG下げ代不足に対応する方向性としてはどうか。
- また、エリアの上げ代が十分にあることを一般送配電事業者が判断可能と考えられることから、二次②、三次①、三次②を方法2の適用対象※とすることとしてはどうか。
- なお、方法2におけるエリアの上げ代が十分にあるかの判断については、現在、検討を進めている効率的な調達や三次②の時間前供出との整合を図る必要があると考えられることから、別途整理することとしたい。

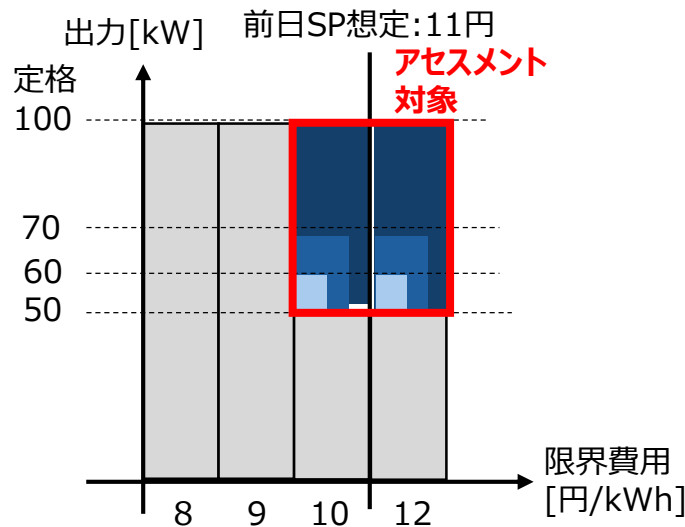
※ 二次②・三次①のみで構成される複合商品は適用対象

- 第45回本小委員会において、複合入札の方法（以下、2ケース）について検討を行い、系統側（安定供給上）目線では可能な限り全ての商品を充足するよう、複数ユニットを持ち下げて応札する方法（ケース2）が望ましいとしたところ。
- この点、調整力提供者からは、両ケースを比較した際に、価格規律上、金銭的インセンティブは同一である一方で、ケース2ではアセスメント対象電源が増加し、アセスメント許容範囲が狭くなることで、ペナルティリスクが増加することから、ケース2の応札は経済合理的ではないとご意見をいただいた。

<募集量>

一次	二次	三次	複合
40	60	80	100

【ケース1：単一ユニット持ち下げ】



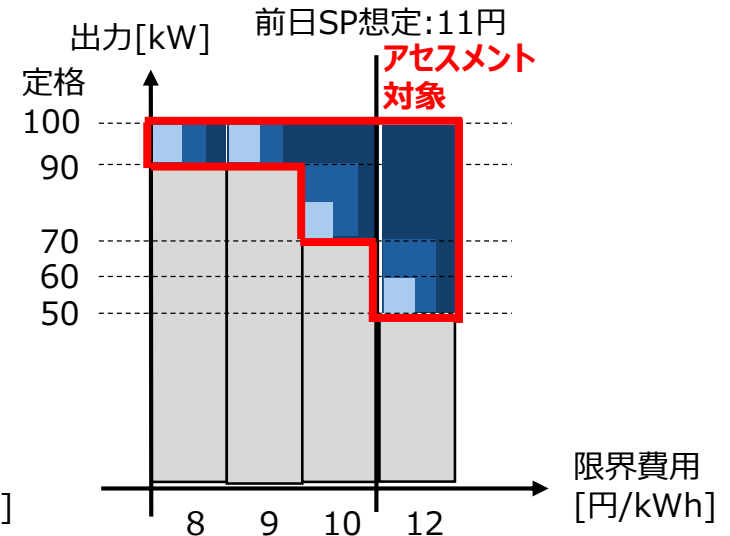
	一次	二次	三次	複合
応札量	20	40	100	100

【調整力提供者の金銭的メリット】

※試算の詳細は次頁参照

$0.66 \times 100 = \mathbf{66円}$

【ケース2：複数ユニット持ち下げ】



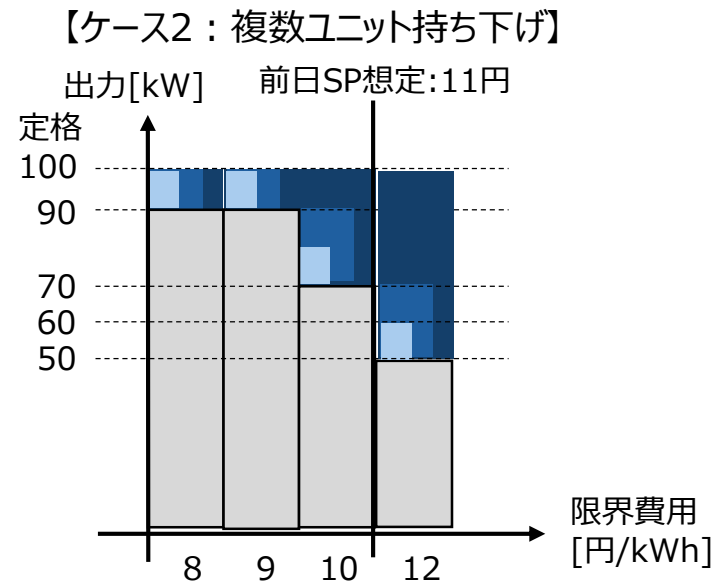
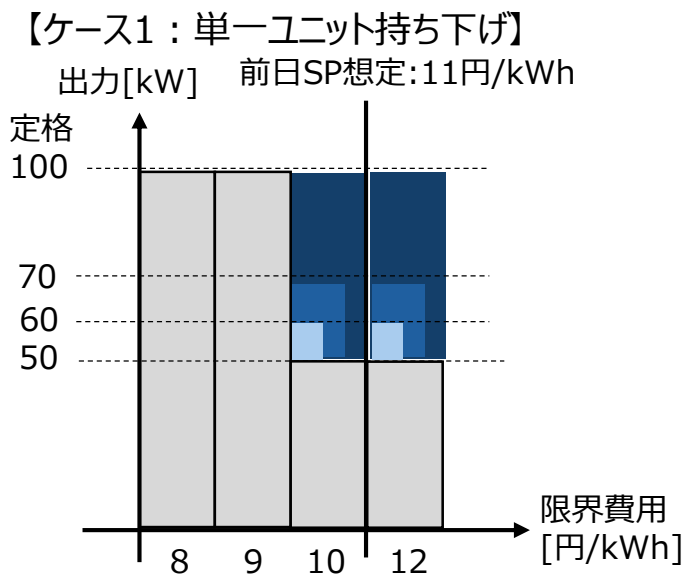
	一次	二次	三次	複合
応札量	40	60	100	100

【調整力提供者の金銭的メリット】

※試算の詳細は次頁参照

$0.66 \times 100 = \mathbf{66円}$

■ 前頁における調整力提供者の金銭的メリット試算の詳細は以下のとおり。



【調整力提供者の金銭的メリット】

<10円電源>

支出) 逸失利益 = (前日SP想定 - 限界費用) × 応札量
= (11 - 10) × 50 = 50円

収入) ΔkW約定分 = 逸失利益 + マージン × 応札量
= 50 + 0.66 × 50 = 83円

<12円電源>

支出) 機会費用 = (限界費用 - 前日SP想定) × 最低出力 + 起動費
= (12 - 11) × 50 + 起動費 = 50円 + 起動費

収入) ΔkW約定分 = 機会費用 + マージン × 応札量
= (50 + 起動費) + 0.66 × 50 = 83円 + 起動費

<収支>

83 + 83 + 起動費 - (50 + 50 + 起動費) = **66円**

【調整力提供者の金銭的メリット】

<8円電源>

支出) 逸失利益 = (前日SP想定 - 限界費用) × 応札量
= (11 - 8) × 10 = 30円

収入) ΔkW約定分 = 逸失利益 + マージン × 応札量
= 30 + 0.66 × 10 = 36.6円

<9円電源、10円電源>

8円電源と同様に計算

<12円電源>

支出) 機会費用 = (限界費用 - 前日SP想定) × 最低出力 + 起動費
= (12 - 11) × 50 + 起動費 = 50円 + 起動費

収入) ΔkW約定分 = 機会費用 + マージン × 応札量
= (50 + 起動費) + 0.66 × 50 = 83円 + 起動費

<収支>

36.6 + 26.6 + 49.8 + 83 + 起動費 - (30 + 20 + 30 + 50 + 起動費) = **66円**

具体的な複合入札の検討（まとめ）

19

- ケーススタディを踏まえた結果（系統側（安定供給）目線の望ましい応札と、調整力提供者目線の経済合理的な応札の確認結果）は下表のとおり。
- 余力活用による持ち替え等も踏まえると、ケース1・2とも結局は同じような発電機態勢になる（社会全体でかかるエネルギーコストは同じとなる）ため、それであれば応札不足が生じず、かつ調整力調達コストが安価となるケース2が望ましいとも考えられる。
- この点、前述のとおり、競争的な市場であれば、どのようなバランス変更をするかは調整力提供者の裁量となるものの、2024年度以降も応札不足となる（競争が十分に働かない）可能性もあると考えられ、かつ、系統全体と調整力提供者の目線が合致していないことから、これまでと同様かそれ以上に応札不足が発生する可能性も示唆される。
- まずは、国とも連携の上で、2023年度中に調整力提供者における2024年度の応札準備状況を確認することとし、その準備状況ならびに2024年度からの応札状況を踏まえ、対応を考えていくこととしたい。

視点	系統側（安定供給）目線	調整力提供者目線
ケース1 （追加起動と単一ユニットの持ち替え）	<ul style="list-style-type: none"> ×（必要量未達） ×（余力による追加コスト多） 	<ul style="list-style-type: none"> ○（ΔkW市場のマージンα多） ○（余力活用のマージンβ多） ○（アセバナリスク少）
ケース2 （追加起動と複数ユニットの持ち替え）	<ul style="list-style-type: none"> ○（必要量充足） ○（余力による追加コスト少） 	<ul style="list-style-type: none"> ○（ΔkW市場のマージンα多） ×（余力活用のマージンβ少） ×（アセメント・ペナルティリスク多）

- 需給調整市場における週間商品については、価格高騰を抑制する対応策として上限価格が設定されている。
- 前日市場で追加調達の機会がない一次、二次①、複合商品については高めの設定とし、追加調達の機会がある二次②、三次①は低めの設定とし、具体的には以下のとおりとなっている。
 - 一次、二次①、複合商品：三次②加重平均単価 + 3σ相当
 - 二次②、三次①：三次②加重平均単価 + 1σ相当
 - 三次②（前日取引）：上限価格の設定なし（以降に、需給調整市場での取引機会がないため）
- 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ている。

- 今回、2024年3月15日に公表された各商品のΔkW上限価格は以下のとおり。
（適用期間：2024年4月1日～2024年10月4日）
 - 一次、二次①、複合商品：19.51円/ΔkW・30分（=39.02円/ΔkW・h）
 - 二次②、三次①：7.21円/ΔkW・30分（=14.42円/ΔkW・h）
- 上記のΔkW上限価格の設定があるため、機会費用や逸失利益を考慮したΔkW入札価格が上限価格を超える場合は、週間商品への応札を行わない、または行えないといったご意見があった。

③ 上限価格の設定

- 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)」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)」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。

■ 2024年3月15日に公表されたΔkW上限価格は下表のとおり。

[円/ΔkW・30円]

上限価格						計算諸元		
複合商品	一次	二次①	二次②	三次①	三次②	三次② 加重平均	三次② 1σ相当	三次② 3σ相当
19.51	19.51	19.51	7.21	7.21	上限なし	1.06	6.15	18.45

1. 調整力提供者へのヒアリング

2. 余力活用の特別対応

3. 今後の進め方

4. まとめ

(参考) 週間商品の取引実績 (速報)

- 今回、一部の調整力提供者に対してヒアリングを実施した結果、2024年度の需給調整市場の全面運開に向けて、準備は進んでいるとの回答があった一方、商品要件や価格規律に関して前述のような応札不足に繋がり得るご意見もあった。
- 上記を踏まえると、2024年度の需給調整市場全面運開当初においては、応札不足が顕在化すると考えられ、安定供給維持の観点から、余力活用の特別対応を実施する必要があると考えられる。
- この点、第89回制度検討作業部会（2024年2月28日）において、余力活用の特別対応を実施することとし、安定供給に必要な調整力を十分に準備することと整理された。
- 他方、余力活用の特別対応の実施にあたっては、追加起動の判断基準を明確にすべき等のご意見があったことから、余力活用の特別対応の詳細について検討を行った。

安定供給維持のための余力活用のあり方について（2 / 2）

- 一方、起動に時間を要する電源も存在することから、余力として機能すべき電源の起動が前日15時のタイミングでは間に合わず、安定供給に支障を来たす場合もある。
- そこで、第45回需給調整市場検討小委員会にて、起動が間に合わない電源に限っては、前日15時より前に余力活用による起動を行う準備を進める対応が検討された。なお、本件の実施については、『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示す』こととされた。
- 本来は市場の仕組みのなかで調整力を確保する形が望ましいことに鑑みると、本対応は、緊急時においても、更に原則外の対応として捉えるべきである。
- 一方で、緊急時のセーフティネットであるはずの余力活用が十分に機能しないという状況に陥ることは、電力の安定供給に影響を与えるため、望ましくない。
- したがって、第45回需給調整市場検討小委員会の整理通り、2024年度の取引開始以降、万が一の場合は起動が間に合わない電源について15時より前に余力活用による起動を行う準備をすることとし、安定供給に必要な調整力を十分に準備することとしてはどうか。本対応は、市場を用いた調整力の調達とは逸脱する方向になるため、実際に本対応により特定事業者に対する恣意的な有利不利が生じないように、関係機関と連携して十分な確認・検証を行うこととしてはどうか。

■ 河辺委員

- P29（余力活用のあり方）について発言する。調整力の調達は基本的に市場の仕組みの中での対応が望ましいと考えている一方、安定供給のセーフティネットとして余力活用が果たす役割も重要であると考えている。起動が間に合わない電源に限っては前日15時以前に起動を開始するという案について、ご説明いただいた点に配慮いただきながら検討を進めていただきたい。そのうえで、前日15時以前に余力活用による起動準備を行う判断をどのように行うのかという点については、今後お示しいただけるとありがたい。なお、2026年度からの週間商品の前日取引化についても検討されていると考えているため、どのように前日15時前に余力活用の判断を行っていくのかということも気になっている。

■ 小宮山委員

- 一部の事業者の声とは認識しているものの、最低出力や起動費に関する費用に関してインセンティブを創出するうえで課題があるといった意見や、揚水の並列要件に関する意見について、調整力の市場調達を実現するうえでは尊重することが大事と考えている。さらなるヒアリングを実施し、課題抽出を行っていただきたい。P29（余力活用のあり方）について、余力活用によるセーフティネットは合理的な提案と考え、起動に時間を要する電源については前日15時前までに準備を進めるという点は大変大事と考える。河辺委員と同じく、こういった判断基準で起動を早めに要請していくかの検討を深めていくことは大事と認識しているため、よろしく願いたい。

■ 事務局（資源エネルギー庁 電力基盤整備課）

- 本日、15時以前に余力活用を行う場合の判断基準を合理的に示すようにとのご意見を頂いたと認識している。この点は、電力広域的運営推進機関とも連携のうえ、調整を進めていきたいと考える。また、4月以降もしっかりと需給調整市場の動向を注視しつつ、今後の事業者ヒアリングにおいても意見を聞いて対応していきたい。

- 余力活用の特別対応は市場外の取引であり、原則外の対応となることから、経済的な観点や調整力提供者間の平等性（特定事業者に対して恣意的な有利不利を生じさせない）といった観点が必要と考えられる。
- 具体的には、前日15時以前の適切な“判断タイミング”において、安定供給の観点から、起動が間に合わない電源に限り、適切な“判断基準”に基づき、適切な“順”で追加起動することを志向することが望ましいと考えられる。
- これらを踏まえると、余力活用の特別対応に関する論点としては以下3点が考えられるところ。

No.	論点	詳細
1	判断タイミング	<ul style="list-style-type: none"> • 余力活用の特別対応を実施判断のタイミングはいつとするか
2	判断基準	<ul style="list-style-type: none"> • 判断基準として何を用いるか
3	追加起動順	<ul style="list-style-type: none"> • 追加起動の対象となる電源が複数ある場合に追加起動順をどのように決めるか

- まず、追加起動について一般送配電事業者が適切な判断を実施するためには、最新の電源態勢情報から各電源の余力等を把握・試算可能なタイミングで判断する必要があると考えられるところ。
- この点、現行制度上で一般送配電事業者が電源態勢等を把握可能なタイミングとしては以下が考えられる。
 - 週間計画提出タイミング（前週水曜日10時以降）
 - 翌々日計画提出タイミング（前々日10時以降）
 - 翌日計画提出タイミング（前日12時以降）
- 各事業者が提出する最新の計画を用いることで、客観性の高い（恣意性が入りづらい）判断が可能と考えられることから、前日15時以前の追加起動判断のタイミングは上記の3回を基本としてはどうか。

<追加起動の判断タイミングの基本的な考え方（イメージ）>

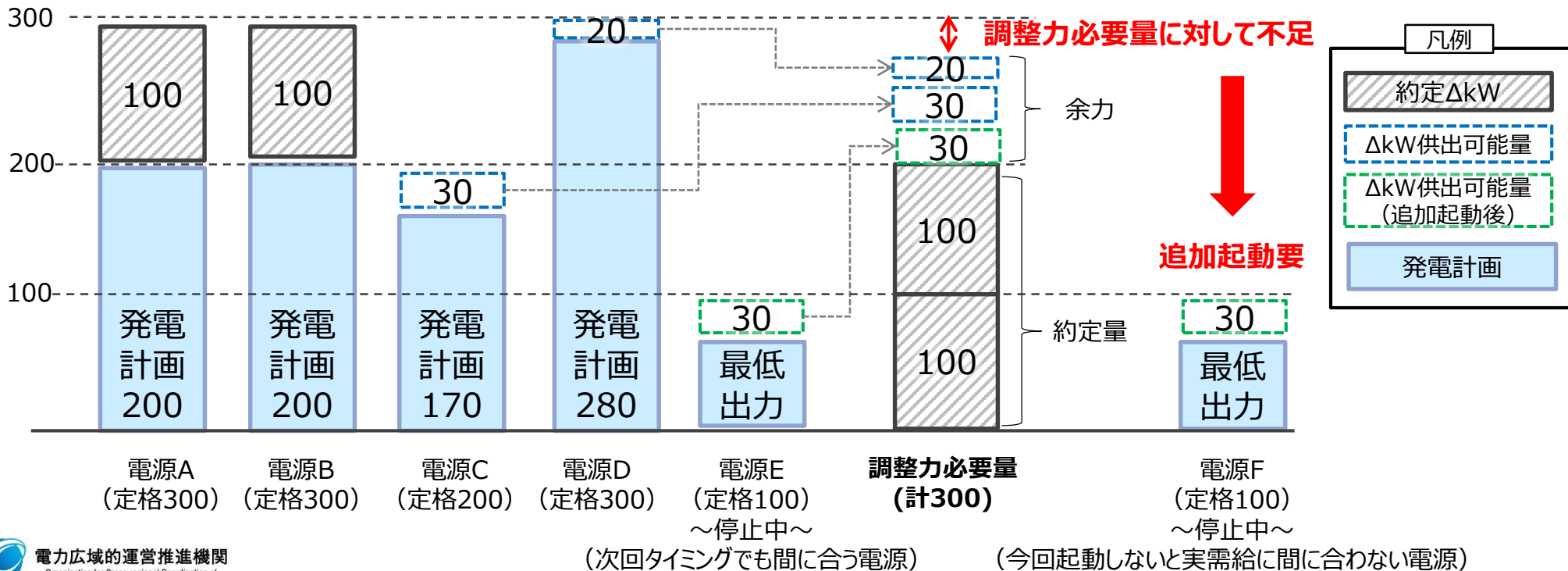
商品	実需給 前週	実需給 前々日	実需給 前日					～	実需給 当日	
	水曜日	毎日	毎日					毎日	毎日	
	10時	10時	10時	12時	14時	15時	17時	～	GC	実需給
イベント	週間計画 締切	翌々日計画 締切	スポット 入札	翌日計画 締切	三次② 入札	三次② 約定	時間前市場 開場			
一般送配 電事業者	→ 起動判断 (1回目)		→ 起動判断 (2回目)		→ 起動判断 (3回目)					

※ 電源態勢が変更となった場合（需要見直しを行った場合等）には、起動判断タイミングの間で起動判断することもあり得る。

- 前述の各追加起動判断タイミングにおける最新の電源態勢情報のもと、適切に追加起動の必要性を判断するため、以下の判断基準に従って、各エリア単位で追加起動の要否を判断することを基本としてどうか。
 - 追加起動判断タイミングにおける調整力（ ΔkW ）の約定量、エリア内の全電源の余力^{※1}ならびに次回の追加起動判断タイミングにおいて起動した場合の余力^{※1}を考慮してもなお、調整力必要量に対して不足する場合、次回のタイミングに間に合わない電源に限り、追加起動の実施を判断^{※2}する。
 （次回タイミングでの判断で間に合うのであれば、今回タイミングで追加起動判断は行わない）

＜追加起動判断の基本的な考え方（イメージ）＞

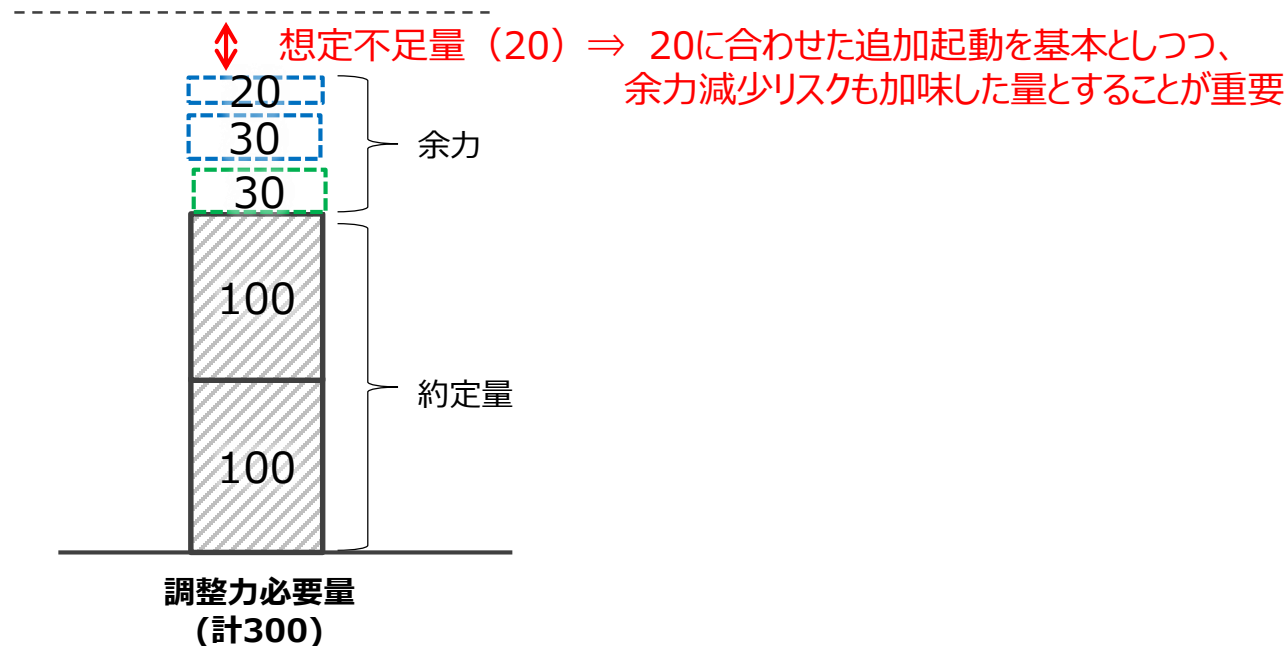
※1 可能であれば余力の持ち替え分も考慮
 ※2 実際の起動指令は指令リミットを踏まえて実施



(参考) 想定不足量(追加起動量)の考え方

- 前頁のとおり追加起動が必要と判断された場合の追加起動量については、安定供給の観点から、少なくとも調整力必要量に対して不足する量（想定不足量）は、追加起動を実施する必要があると考えられる。
- 他方で、余力活用契約による追加起動は確実な調整力の調達ではない（追加起動実施後に余力がBG計画に織り込まれ、想定していた余力が減少する可能性がある）ことから、想定未達量のみを確保するように厳密過ぎる追加起動を行うと安定供給に支障をきたすことも考えられる。
- そのため、想定不足量に合わせた追加起動を基本としつつ、余力減少リスクも加味した量とすることが重要。

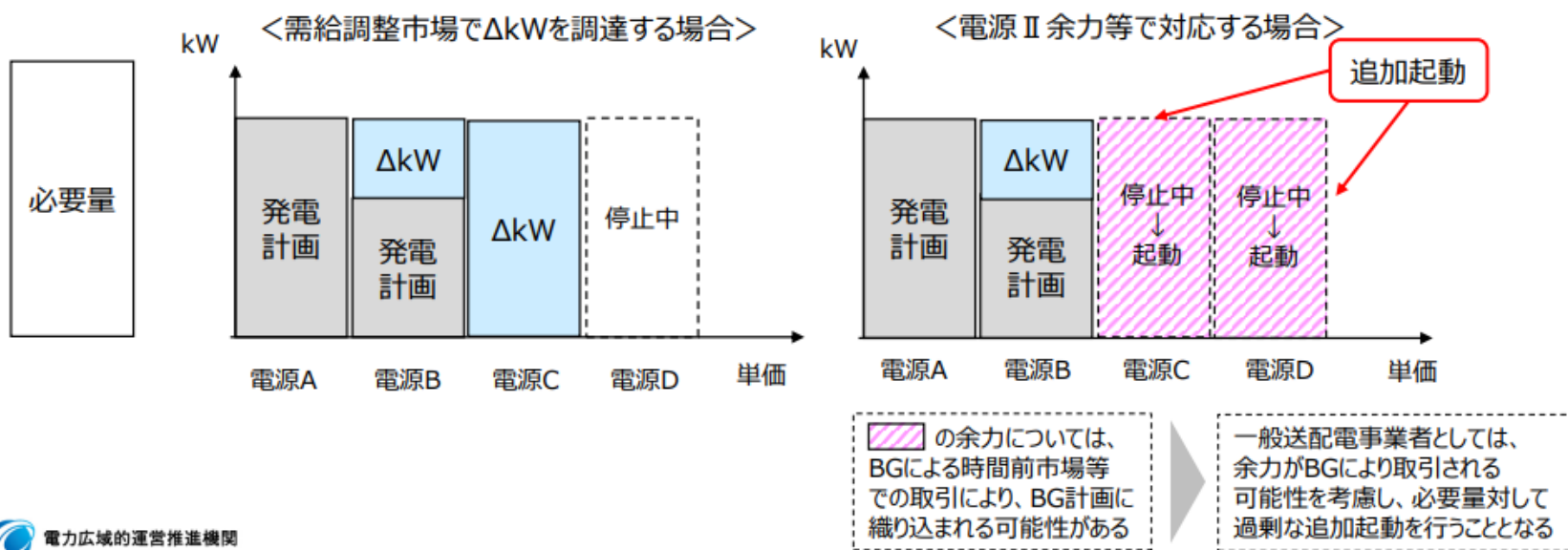
<追加起動量の基本的な考え方（イメージ）>



未達時の対応について（電源Ⅱ余力等確認 2 / 2）

27

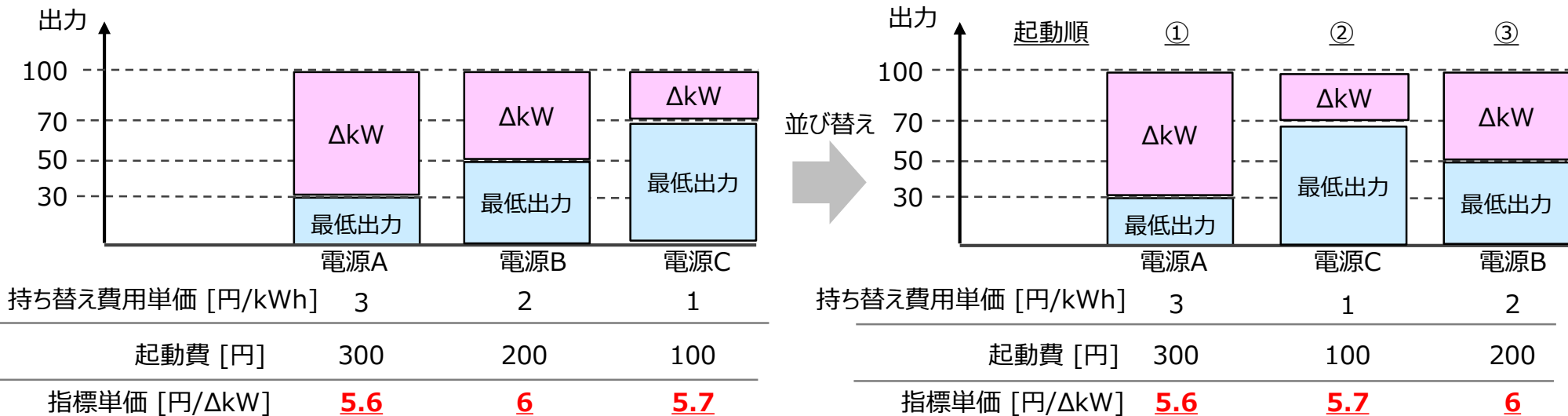
- ただし、このとき確認した余力（追加起動を行った電源の余力含む）は、BG計画に反映されないことから、実需給断面に至るまで余力が存在する保証はなく、すなわち調整力の確実な調達はできていない状態となる。
- そのため、一般送配電事業者としては、時間前市場等での取引によりBG計画が変更されることにより、実需給断面で ΔkW が不足する可能性を考慮した上で追加起動を行う必要があり、結果的に過剰な（必要量以上の）追加起動を行うこととなり、 α の調整力コストが発生することとなる。
- また、電源Ⅱ余力等確認は市場外での対応であるため、取引価格等に不透明性が伴うことに加え、複合約定や広域調達は実質的に不可能であることから、通常の市場取引と比較すると、未達分の調整力対応に係るコストは約2倍+ α 程度に上昇する蓋然性が高いものと考えられる。



- 最後に、追加起動が必要と判断された場合（判断基準を満たした場合）の追加起動順について検討する。
- 余力活用の特別対応により、特定の事業者に対し恣意的な有利不利が生じることは望ましくなく、また、社会コストの観点からも可能な限り経済的な追加起動順とすることが望ましい。
- この点、余力活用契約を締結している電源については、需給調整市場システム（MMS）に調整単価ならびに起動費が登録されていることから、調整単価や起動費を考慮のうえで、社会コストが徒に増加しない（ある程度はメリットオーダーに基づいた）追加起動順とすることが重要と考えられる。
- 一案として、追加起動対象となり得るエリア内の電源に対し、需給調整市場ガイドラインの追加起動時の ΔkW 費用を参考に、次のような指標単価を算出し、指標単価の安い順に追加起動を実施するといった方法が考えられるか^{※1}。
 - 指標単価 [円/ ΔkW] = (持ち替え費用単価^{※2} [円/kWh] × 最低出力 [kWh] + 起動費 [円]) / ΔkW

※1 蓋然性の高い別のコスト評価に基づき、追加起動順を決定する方法も有り得る
 ※2 持ち替え費用単価 = 追加起動電源の上げ調整単価と持ち下げ電源の下げ調整単価の差分
 (持ち下げ電源の特定が困難な場合は、想定値で試算することも考えられる)

【追加起動順の考え方（イメージ）】



- 需給調整市場ガイドラインにおける追加起動時の ΔkW 費用は、その ΔkW 確保により発生した機会費用（起動費や最低出力までの発電量にかかる費用）と整理されている。

(逸失利益（機会費用）の考え方)

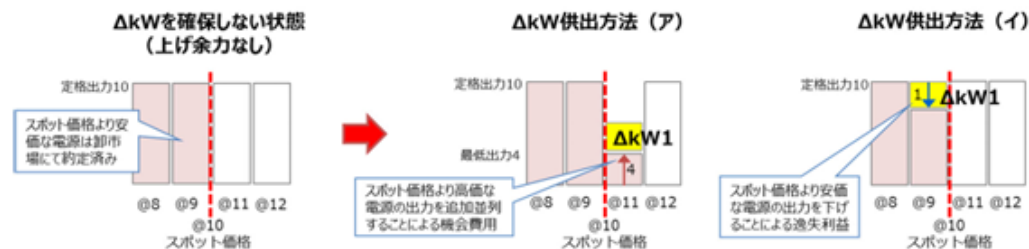
(ア) 卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し ΔkW を確保する場合

この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の機会費用が発生

(イ) 卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出する計画だった電源の出力を下げても ΔkW を確保する場合

この場合、 ΔkW で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その分の発電可能量（kWh）について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額の逸失利益が発生

【図表4】調整力 ΔkW 市場に供出する電源の ΔkW 確保の考え方



1. 調整力提供者へのヒアリング
2. 余力活用の特別対応
3. 今後の進め方
4. まとめ

(参考) 週間商品の取引実績 (速報)

- 今回、調整力提供事業者に対するヒアリングの中で頂戴したご意見については、2024年度以降の取引実績等を踏まえつつ、特に技術的な検討が必要となる箇所に関しては、第89回制度検討作業部会で示されたとおり、電力広域的運営推進機関が主体となって、引き続き国とも連携のうえ、対応策の検討を進める。
- また、第45回本小委員会において整理したとおり、取引実績を注視するとともに、調整力提供者の応札行動を確認するため、2024年4月以降も随時調整力提供者に対してヒアリング等を実施し、国とも連携のうえ、応札不足の要因に対する対応策の検討を進めることとしたい。

ヒアリング等を踏まえた対応

- 2024年度の全商品運開と同時に、必要量の増加も想定されること、需給調整市場における調達費用が高騰することや調達量が減少することは避けたい。
- これまで2024年度に向けて、発電事業者にとっての調整力の供出ハードルが下がるように価格規律をはじめとする各種政策検討を進めてきたところ、引き続き、発電事業者から多くの調整力供出がなされることが期待される。
- 一方で、一部事業者へのヒアリングの中で、調整力の供出についての課題が示唆された。今後も需給調整市場における全商品取扱開始を待つことなく、更に事業者からのヒアリングを重ねた上で、関係機関と連携を取りながら検討していくこととしたい。
 - 一次・二次①について、週間商品（前日調達はなし）であるが故に応札量が控えられる懸念がある。リソースが並列していることが必要とされる条件をはじめとする規程・制度の見直しや複合約定商品への入札促進等といった対応策を広域機関と連携しながら検討していく。
 - 需給調整市場における費用の取り漏れのリスクを回避する動きから、応札が控えられる懸念がある。現行の価格規律で定められたコスト回収方法の正当性について、電源種別等を考慮しながら十分に精査をしつつ、監視等委と議論をしながら適切な方針を検討していく。
 - その他応札に際して障壁となるリスクの洗い出しを行い、その対応策を検討する。

将来的な対応の方向性について (2 / 2)

39

- 前述のとおり、現行においても、応札不足解消のための対応（取り組み）を実施しているが、2024年度以降に、どういった要因で応札不足になるかは、調整力提供者の応札行動に因るところもあり、前述の取り組みの深掘りが必ずしも十分な効果が得られるとは限らない（他の要因・対応策がある可能性もある）とも考えられる。
- そのため今後の対応としては、取引実績について適宜確認するとともに、調整力提供者の応札行動を確認するため、2024年4月以降にも随時ヒアリング等を行うこととし、そのうえで国とも連携して、応札不足の要因に対する対応策の検討を進めることとしたい。

1. 調整力提供者へのヒアリング
2. 余力活用の特別対応
3. 今後の進め方
4. **まとめ**

(参考) 週間商品の取引実績 (速報)

- 2024年4月から需給調整市場が全面運開する予定であることから、一部の調整力提供者へのヒアリングを行った。
- 今回、一部の調整力提供者に対してヒアリングを実施した結果、2024年度の需給調整市場の全面運開に向けて、準備は進んでいるとの回答があった一方、商品要件や価格規律に関して応札不足に繋がり得るご意見もあった。
- 上記を踏まえると、2024年度の需給調整市場全面運開当初においては、応札不足が顕在化するとも考えられ、安定供給維持の観点から、余力活用の特別対応を実施する必要があると考えられる。
- この点、第89回制度検討作業部会にて、余力活用の特別対応を実施することとし、安定供給に必要な調整力を十分に準備することと整理された。
- 余力活用の特別対応は市場外の取引であり、原則外の対応となることから、経済的な観点や調整力提供者間の平等性（特定事業者に対して恣意的な有利不利を生じさせない）といった観点から、以下の考え方を基本として余力活用の特別対応を実施することとしてはどうか。
 - 判断タイミング
 - ✓ 前日15時以前の追加起動判断のタイミングは、各事業者が提出する最新の計画を用いることで、客観性の高い（恣意性が入りづらい）判断が可能と考えられることから、「週間計画、翌々日計画、翌日計画の提出タイミング以降」の3回とする
 - 判断基準
 - ✓ 追加起動判断タイミングにおける調整力（ ΔkW ）の約定量、エリア内の全電源の余力ならびに次回の追加起動判断タイミングにおいて起動した場合の余力を考慮しても、なお調整力必要量に対して不足する場合、次回のタイミングに間に合わない電源に限り、想定不足量に合わせた追加起動の実施を判断する
 - 追加起動順
 - ✓ 追加起動対象となり得るエリア内の電源について、調整単価や起動費等を考慮のうえで、社会コストが闇雲に増加しない（ある程度メリットオーダーに基づいた）追加起動順とする（一案として次の指標単価の安い順とする方法が考えられる）
 - 指標単価 [円/ ΔkW] = (持ち替え費用単価 [円/kWh] × 最低出力 [kWh] + 起動費 [円]) / ΔkW

- 今回、調整力提供事業者に対するヒアリングの中で頂戴したご意見については、2024年度以降の取引実績等を踏まえつつ、特に技術的な検討が必要となる箇所に関しては、第89回制度検討作業部会で示されたとおり、電力広域的運営推進機関が主体となって、引き続き国とも連携のうえ、対応策の検討を進める。
- また、第45回本小委員会にて整理したとおり、取引実績を注視するとともに、調整力提供者の応札行動を確認するため、2024年4月以降も随時調整力提供者に対してヒアリング等を実施し、国とも連携のうえ、応札不足の要因に対する対応策の検討を進めることとしたい。

1. 調整力提供者へのヒアリング
2. 余力活用の特別対応
3. 今後の進め方
4. まとめ

(参考) 週間商品の取引実績 (速報)

- 本日（3月26日）、需給調整市場の全面運開後の初回取引が実施され、取引そのものはシステムトラブルもなく、順調に実施された。
- 他方で、全エリアで応札不足による調達不足が発生している状況であった。

【各エリア・各商品の調達状況】

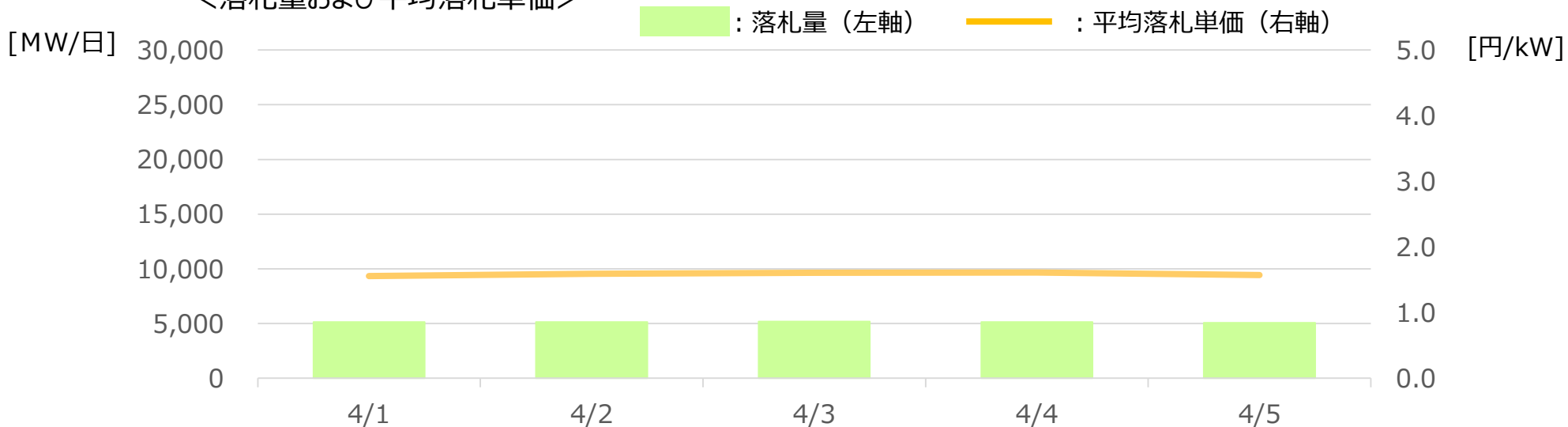
凡例

○：調達不足なし ×：調達不足あり

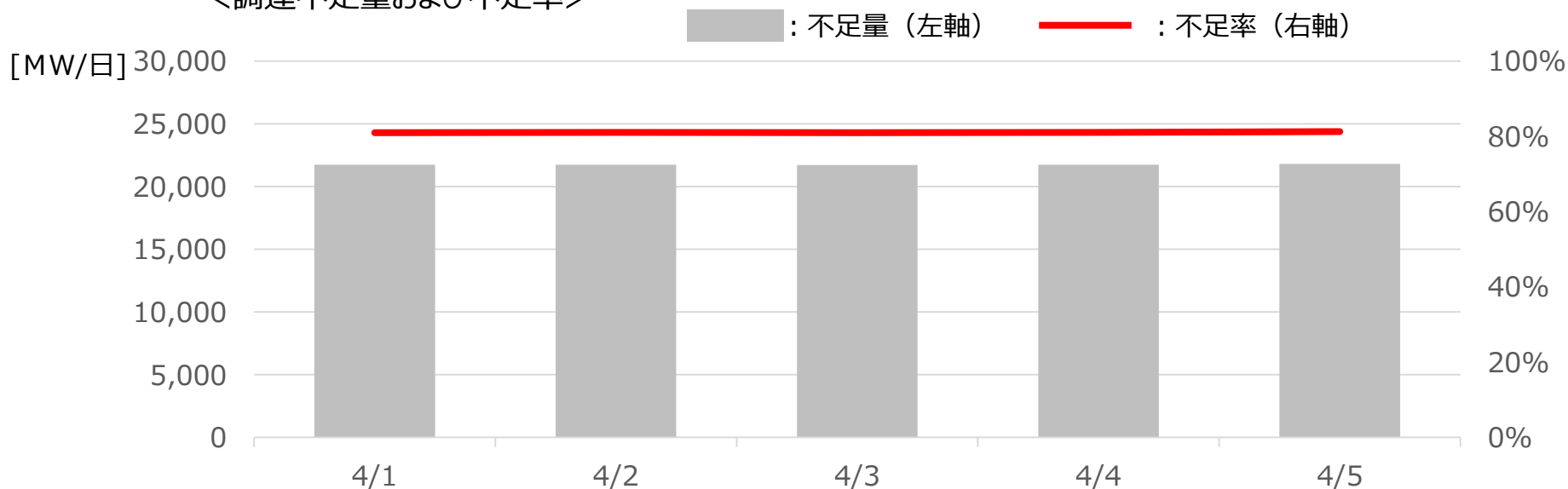
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
一次	×	×	×	×	×	×	×	×	×
二次①	×	×	×	×	○	×	×	×	×
二次②	×	×	×	×	○	×	×	○	×
三次①	×	×	×	×	×	×	×	×	×
複合	×	×	×	×	×	×	×	×	×

※ 取引期間である4月1日～4月5日の間（5日×8ブロック=40ブロック）において、1ブロックでも不足があれば「調達不足あり」としている。

<落札量および平均落札単価>



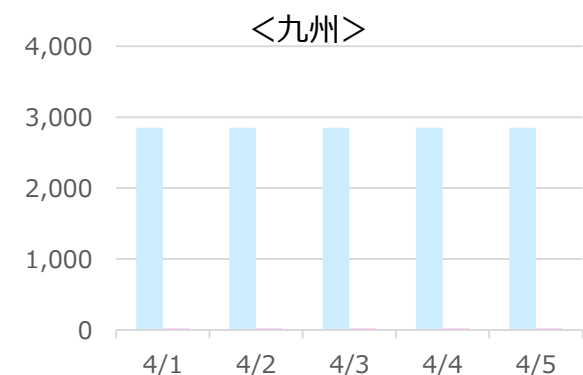
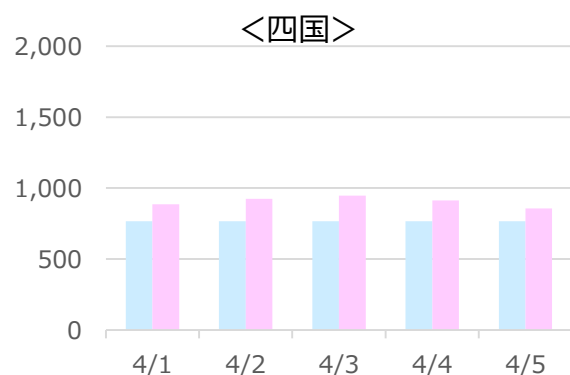
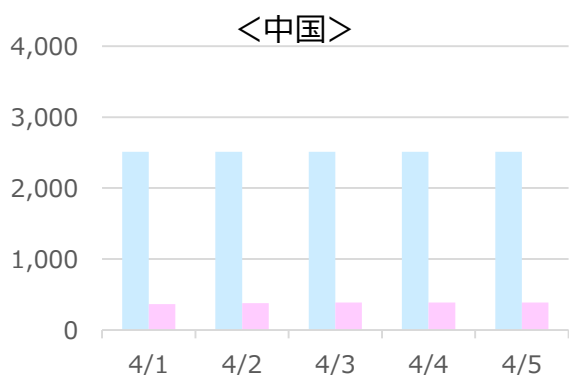
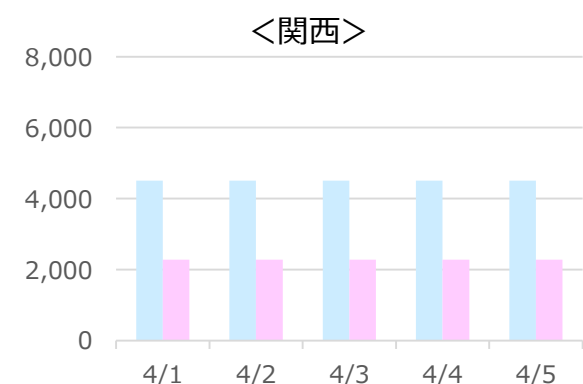
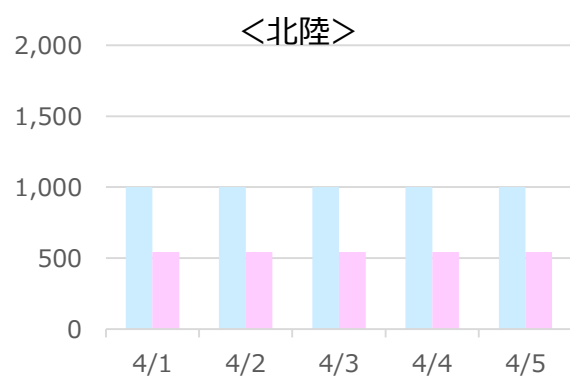
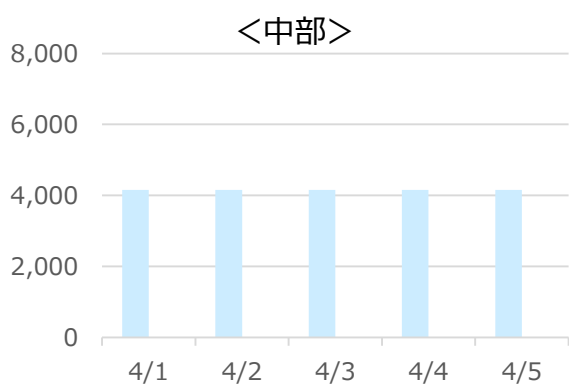
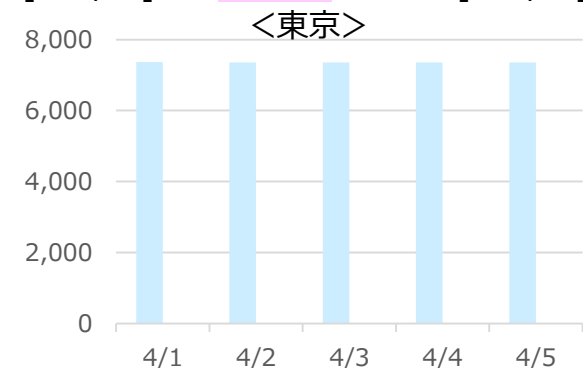
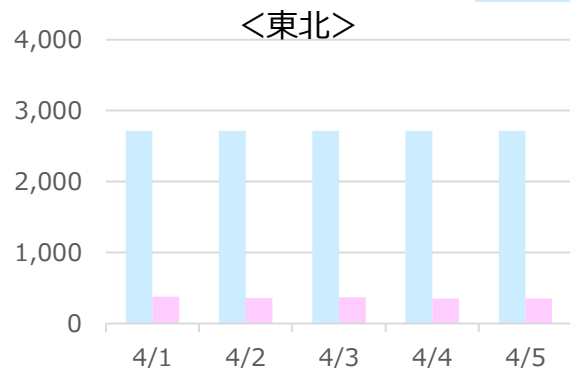
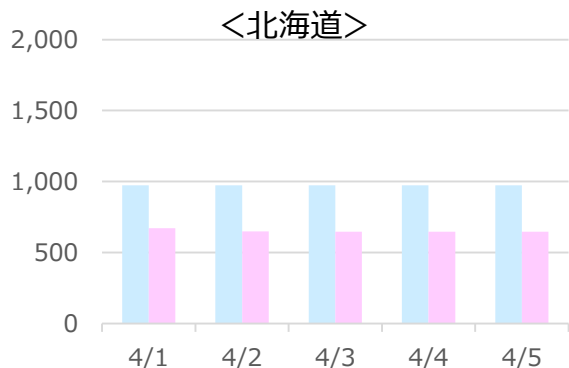
<調達不足量および不足率>



(参考)一次の募集量および応札量(エリア別)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
募集量・応札量は全8ブロック合計値

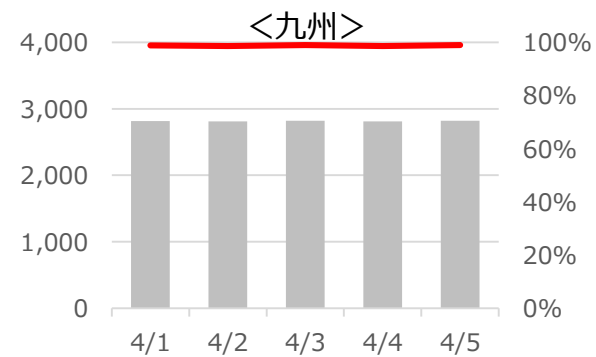
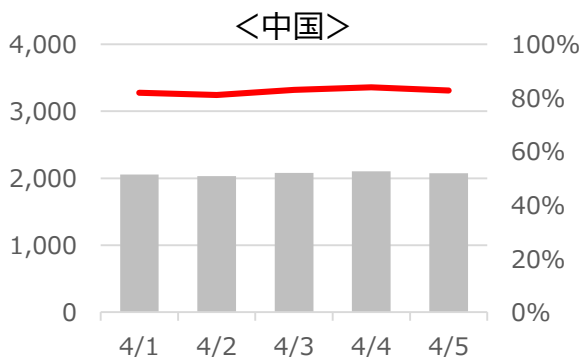
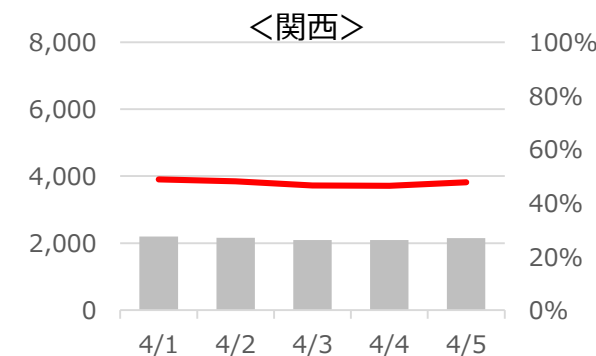
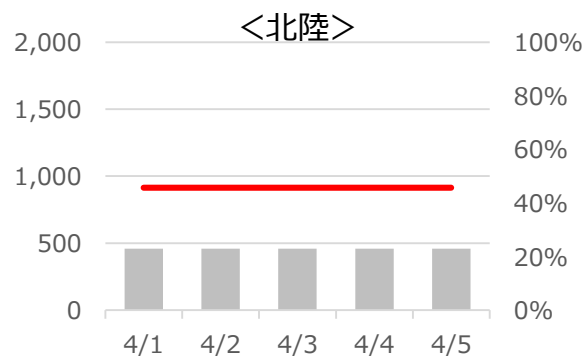
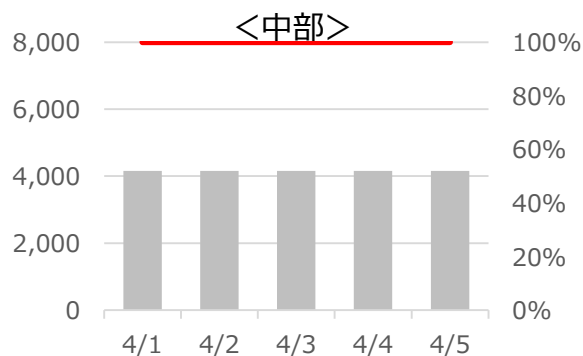
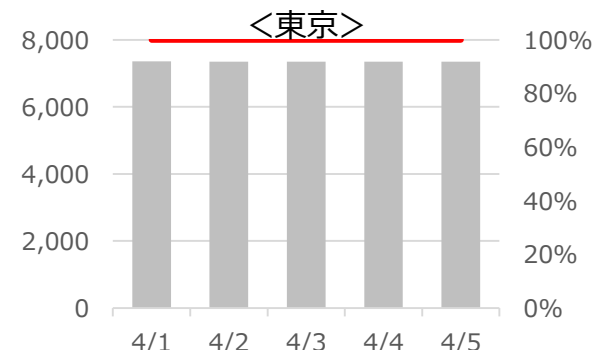
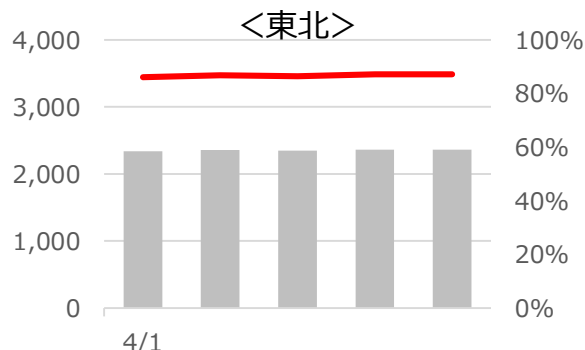
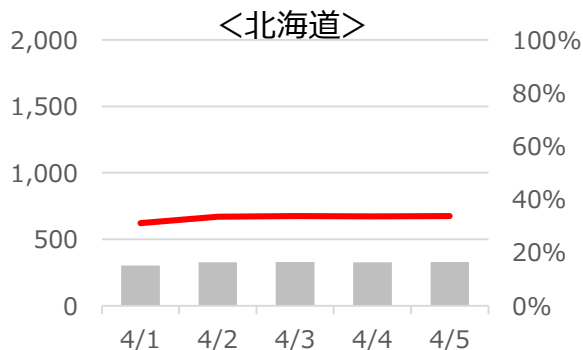
■ : 募集量[MW/日] ■ : 応札量[MW/日]



(参考) 一次の調達不足量および不足率(エリア別)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 調達不足量は全8ブロック合計値
 不足率 = 不足量 / 募集量

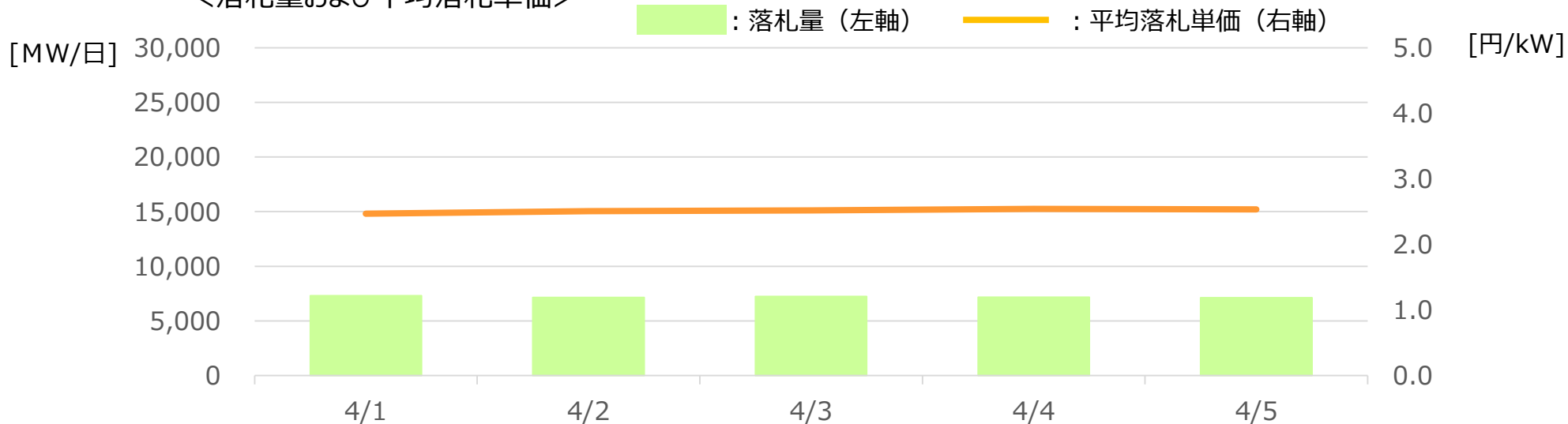
■ : 不足量[MW/日] 〃 : 不足率



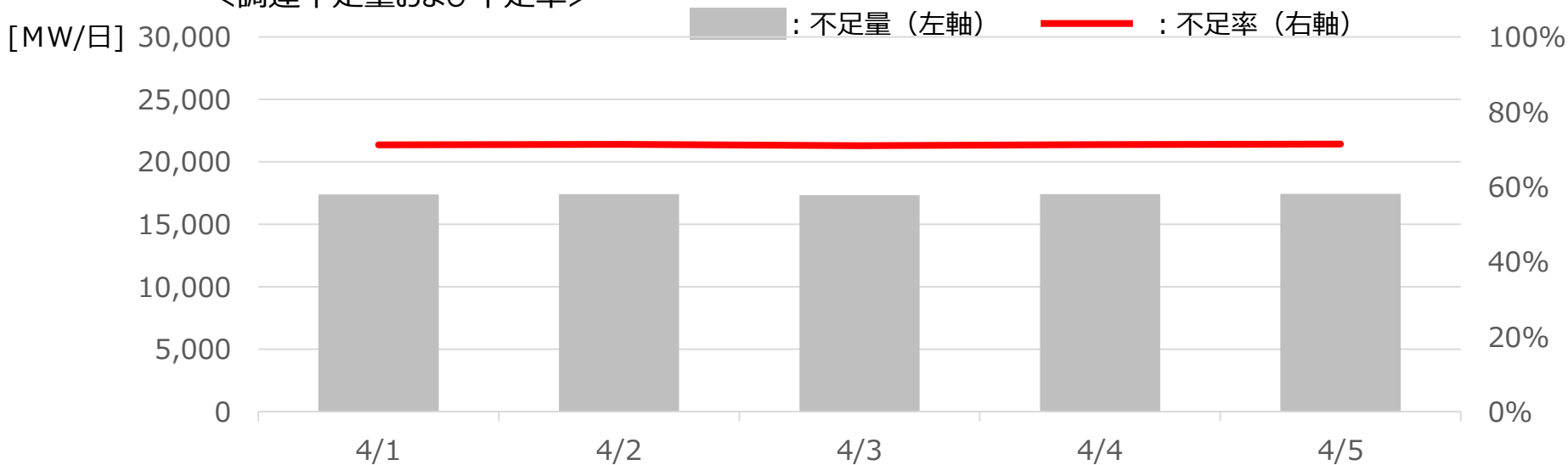
(参考) 二次①の取引状況(全国)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
落札量および不足量は全8ブロック合計値
不足率 = 不足量 / 募集量

<落札量および平均落札単価>



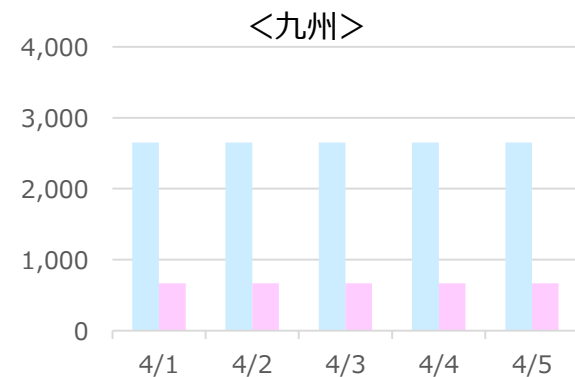
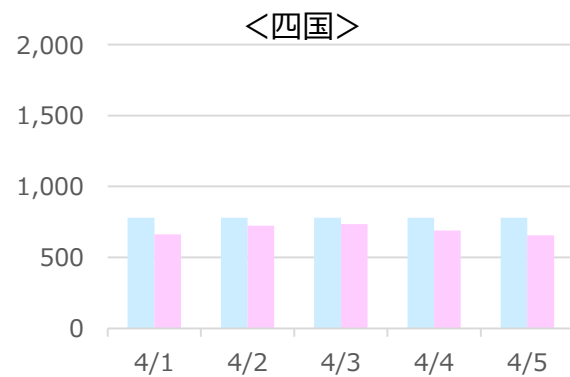
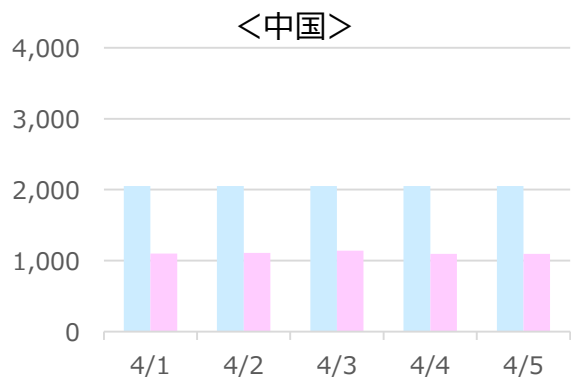
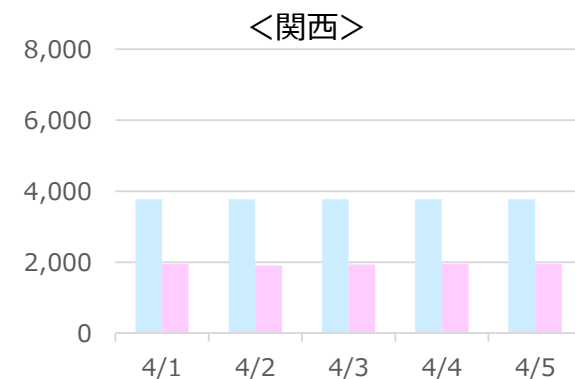
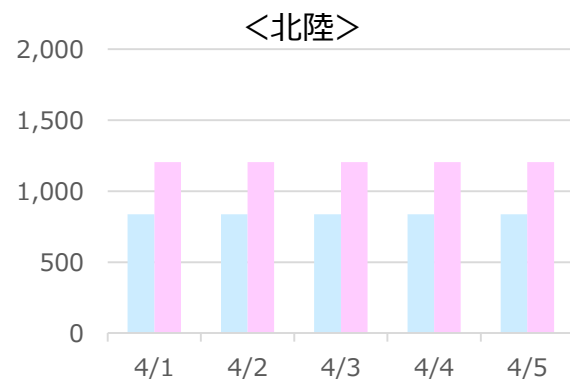
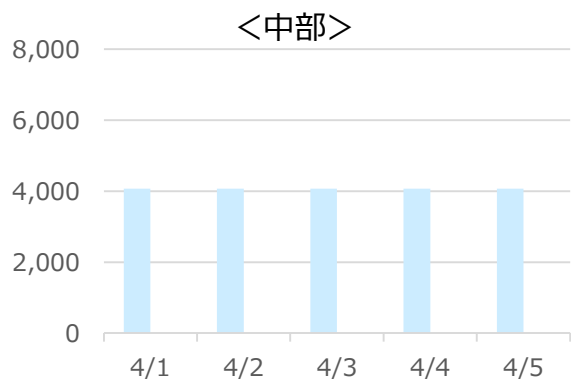
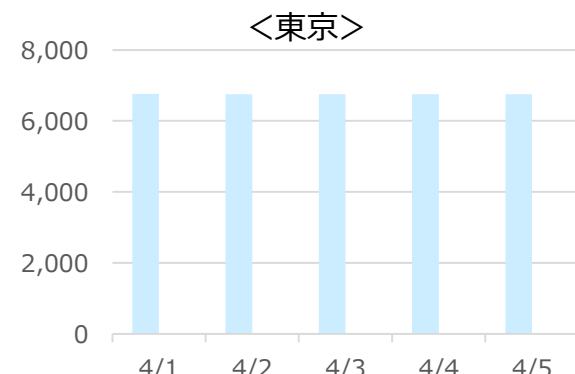
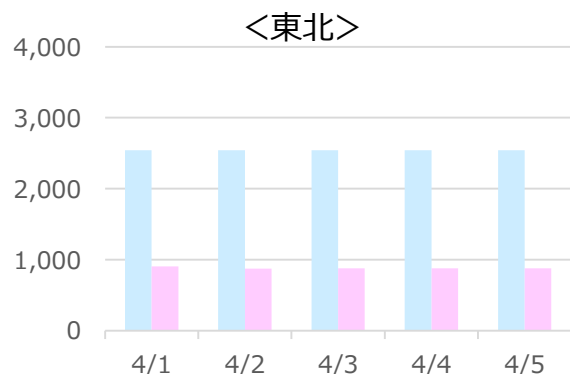
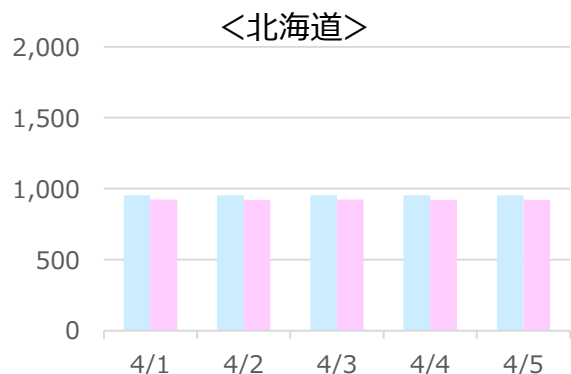
<調達不足量および不足率>



(参考) 二次①の募集量および応札量(エリア別)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 募集量・応札量は全8ブロック合計値

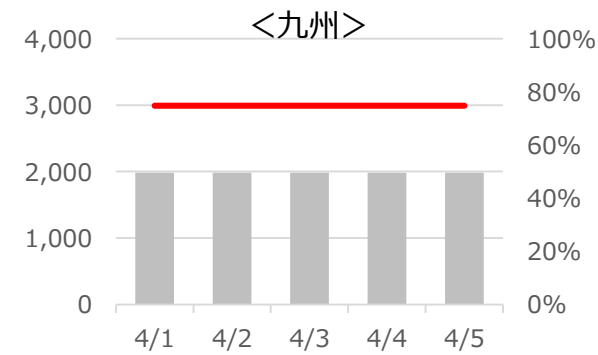
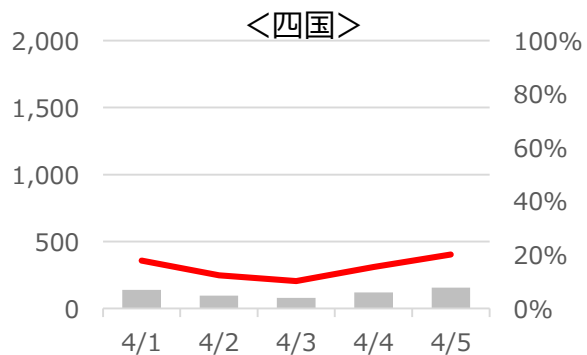
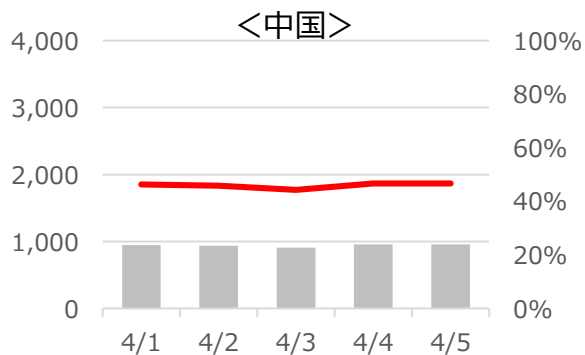
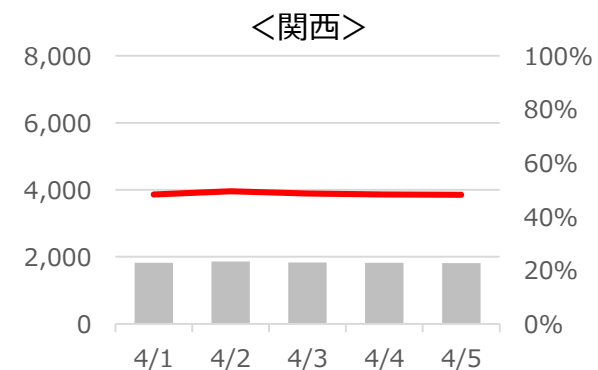
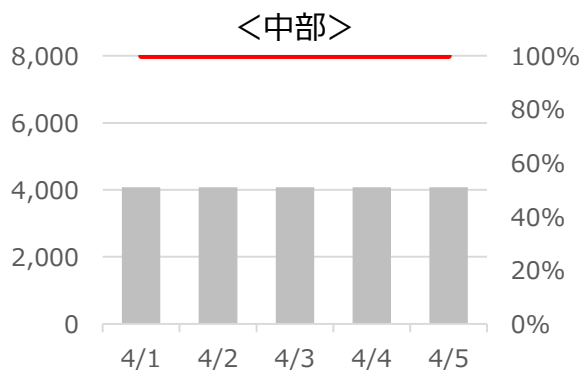
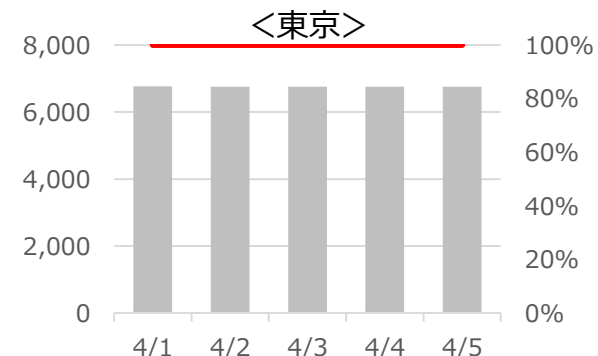
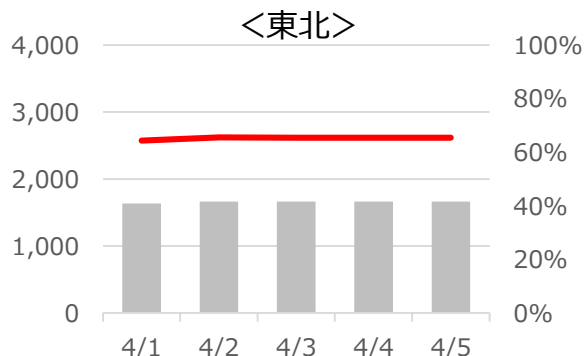
■ : 募集量[MW/日] ■ : 応札量[MW/日]



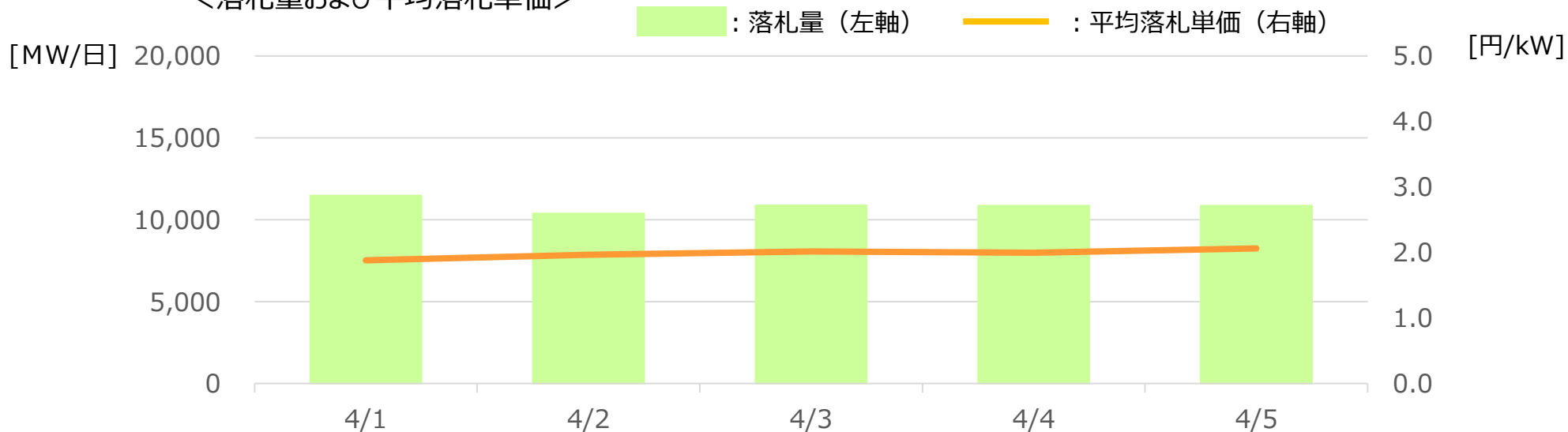
(参考) 二次①の調達不足量および不足率(エリア別)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 調達不足量は全8ブロック合計値(左軸)
 不足率=不足量/募集量(右軸)

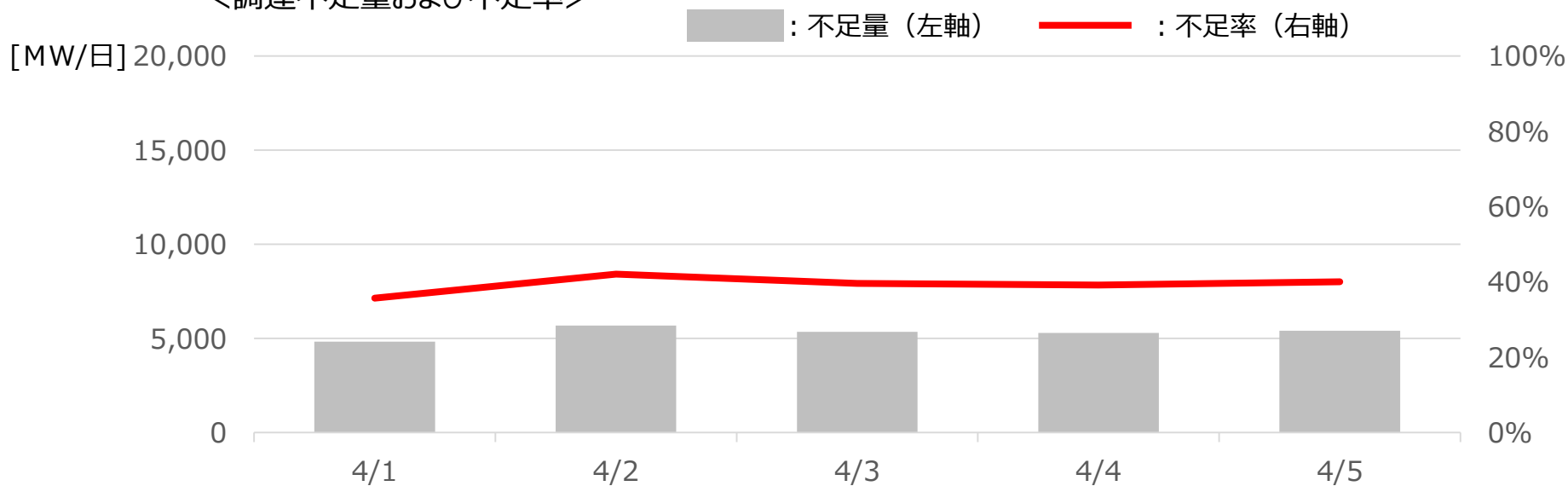
■ : 不足量[MW/日] — : 不足率



<落札量および平均落札単価>

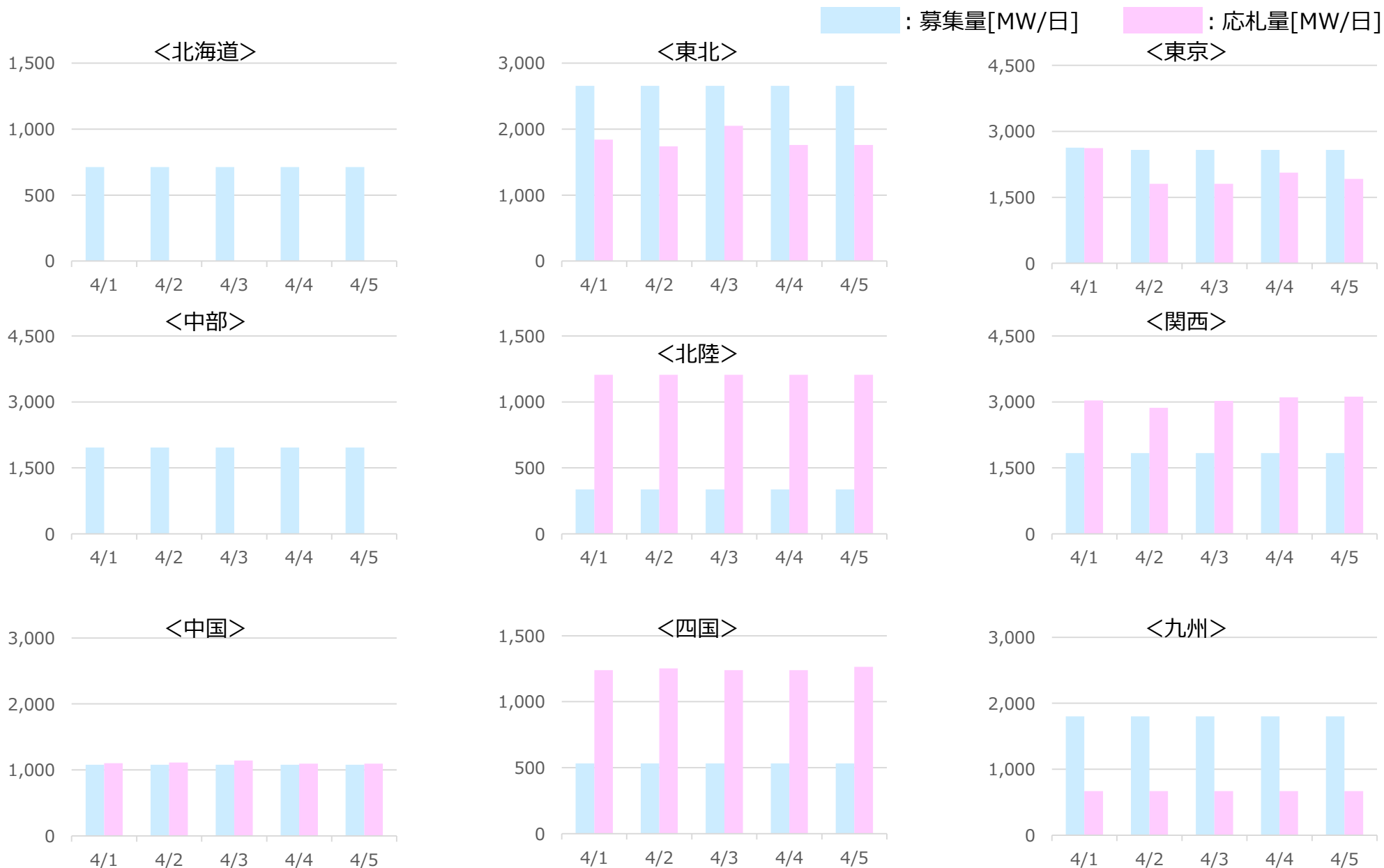


<調達不足量および不足率>



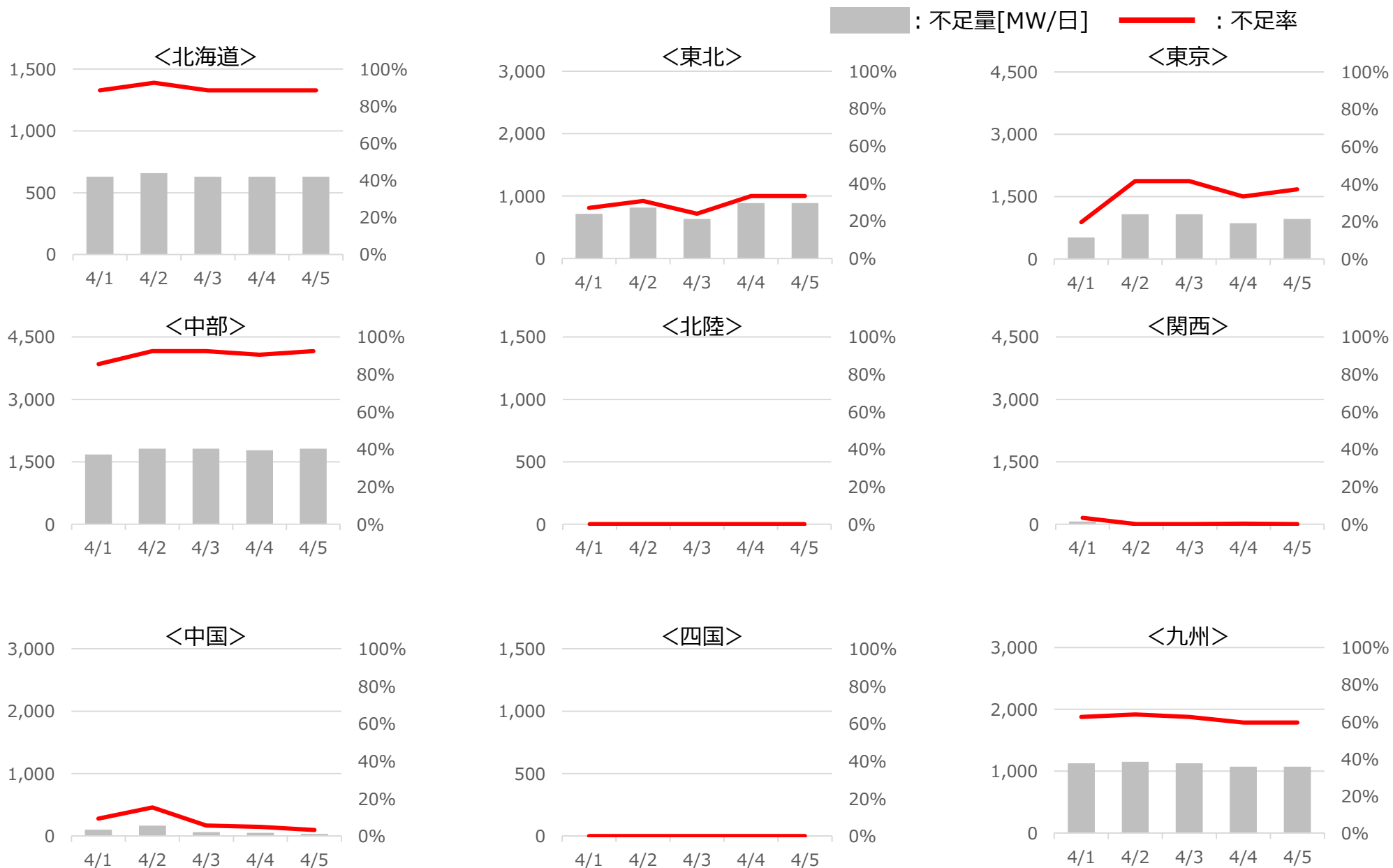
(参考) 二次②の募集量および応札量(エリア別)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 募集量・応札量は全8ブロック合計値

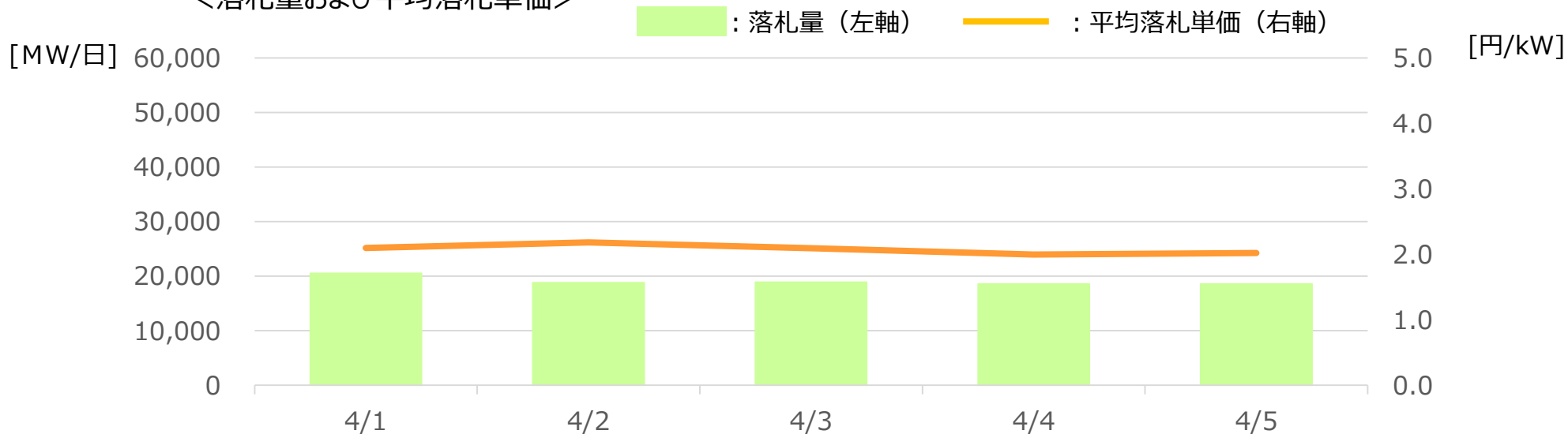


(参考) 二次②の調達不足量および不足率(エリア別)

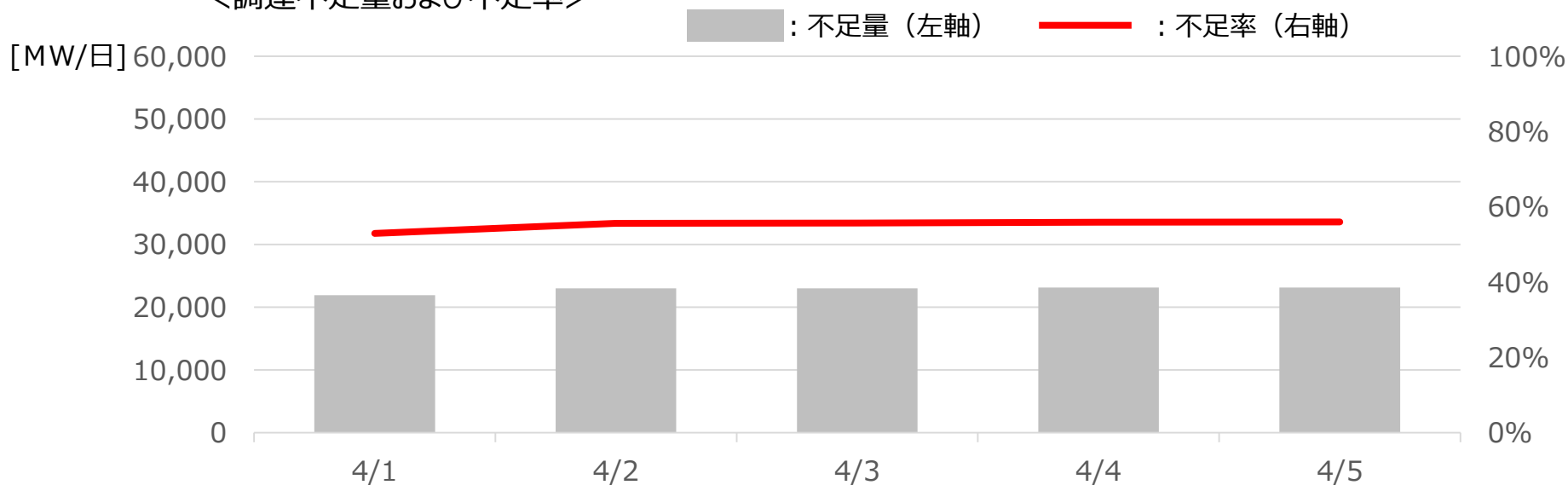
出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 調達不足量は全8ブロック合計値 (左軸)
 不足率 = 不足量/募集量 (右軸)



<落札量および平均落札単価>



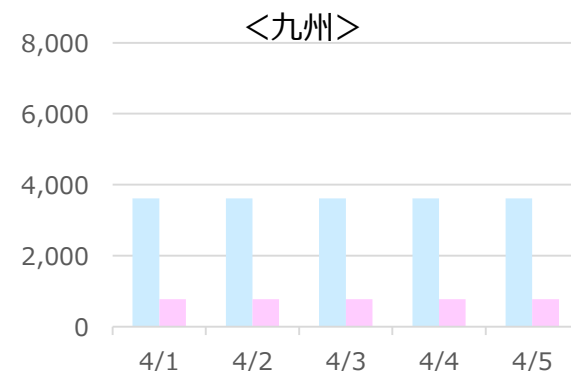
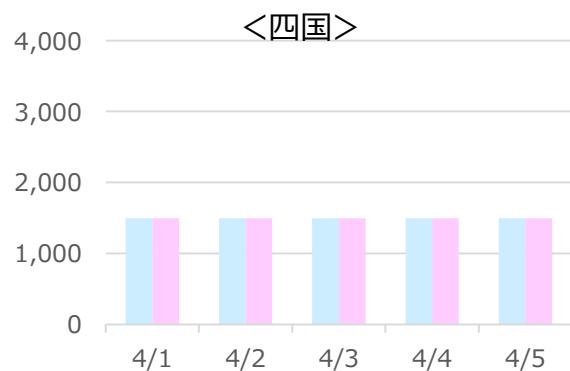
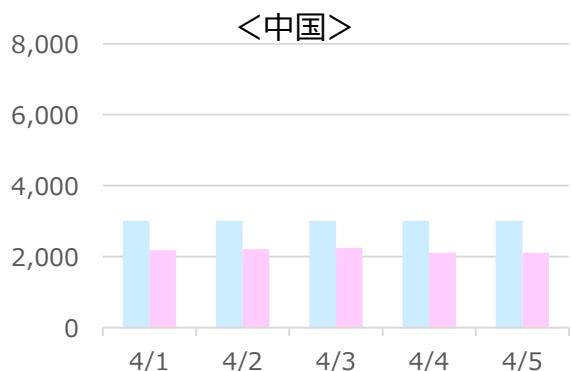
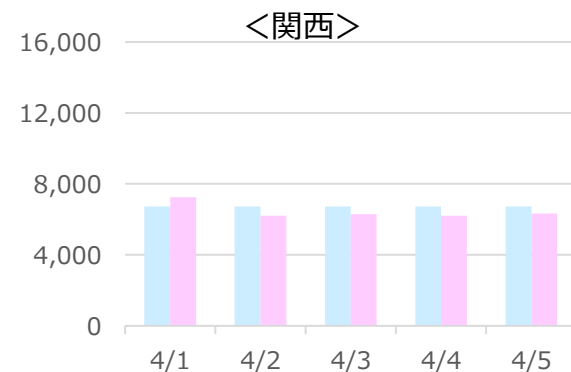
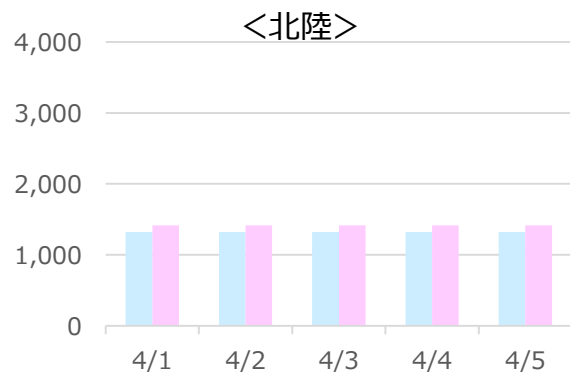
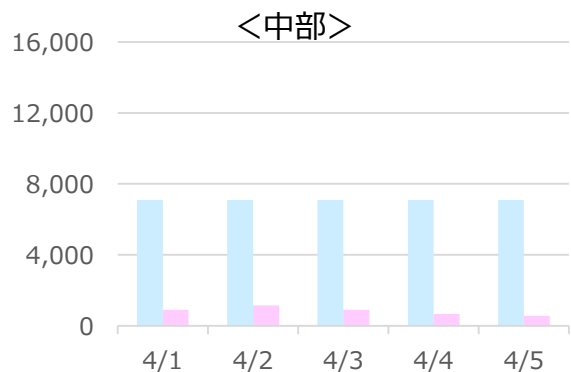
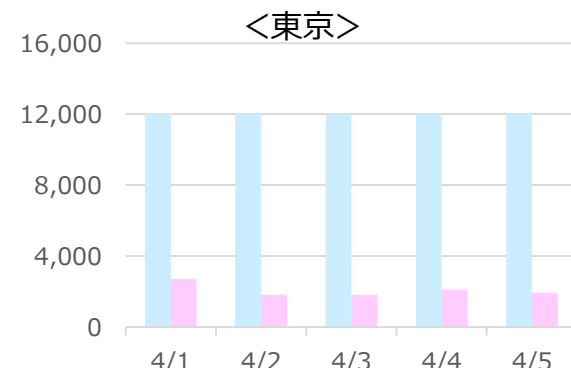
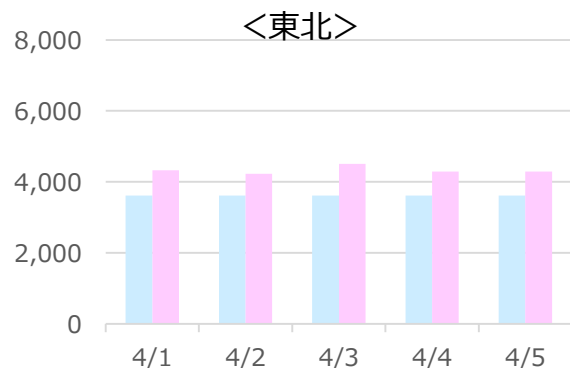
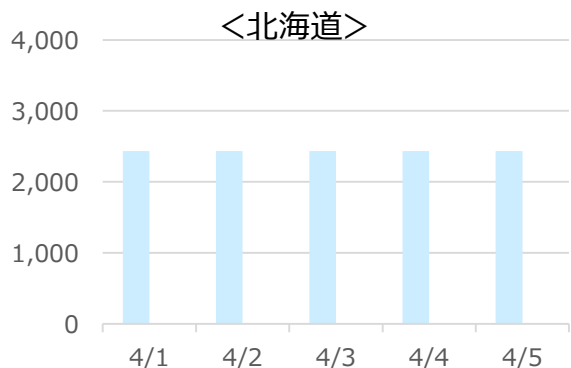
<調達不足量および不足率>



(参考) 三次①の募集量および応札量(エリア別)

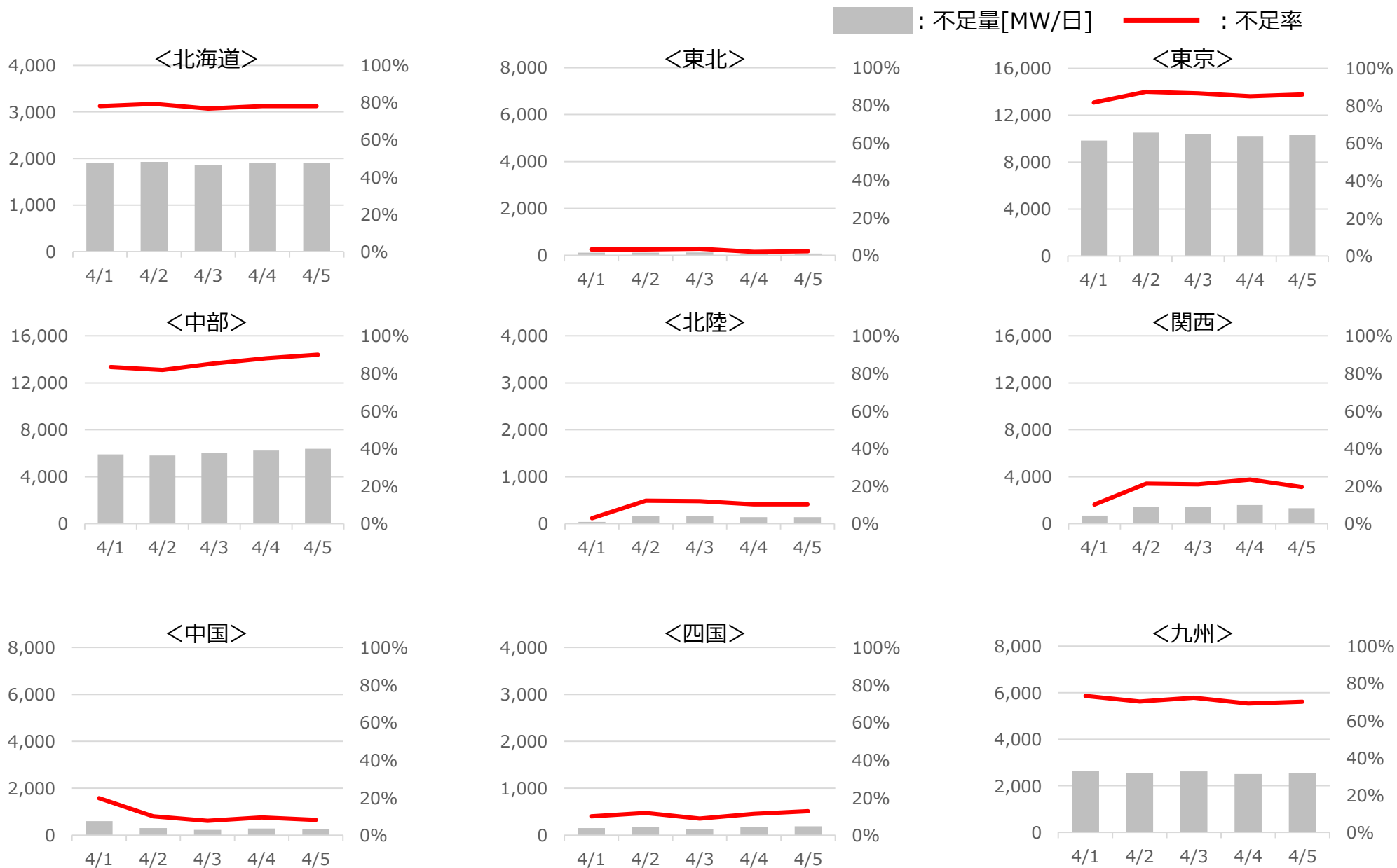
出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
募集量・応札量は全8ブロック合計値

■ : 募集量[MW/日] ■ : 応札量[MW/日]

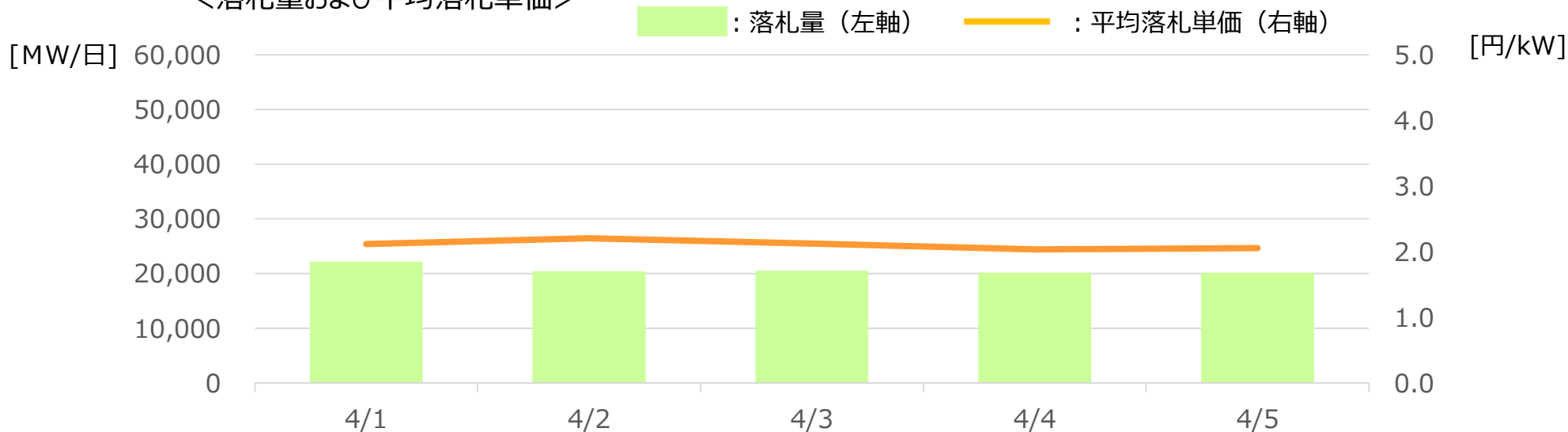


(参考) 三次①の調達不足量および不足率(エリア別)

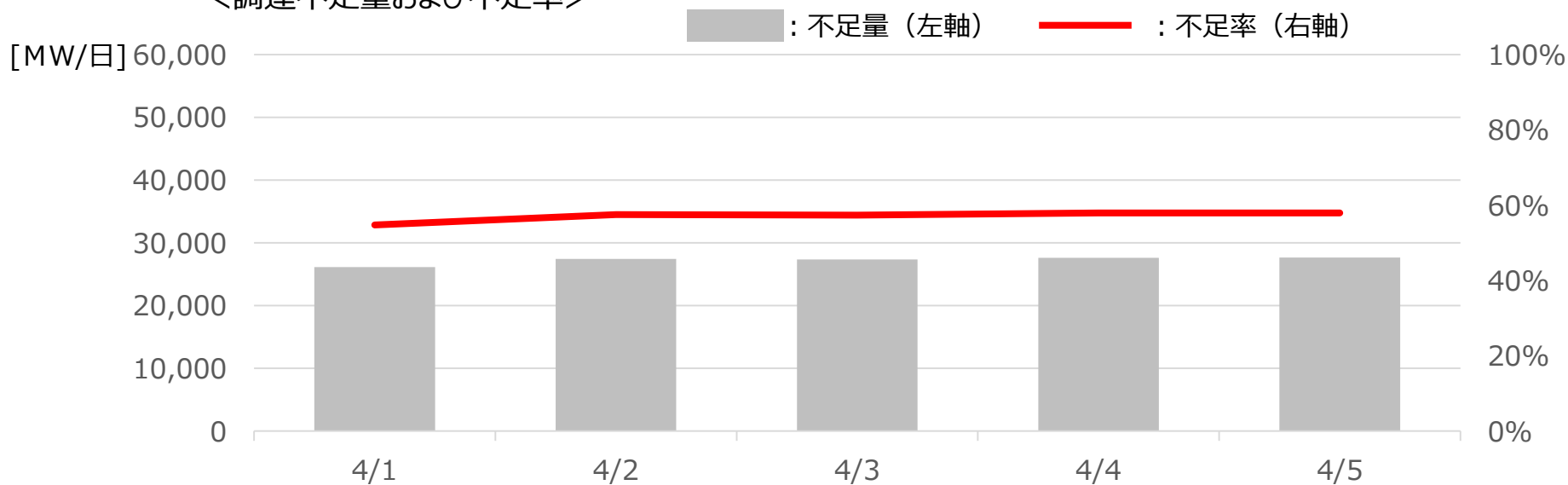
出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 調達不足量は全8ブロック合計値 (左軸)
 不足率 = 不足量/募集量 (右軸)



<落札量および平均落札単価>



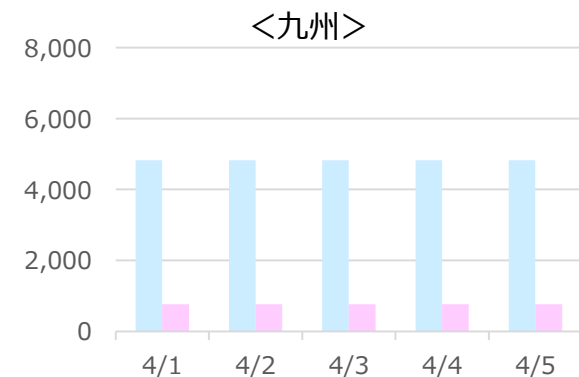
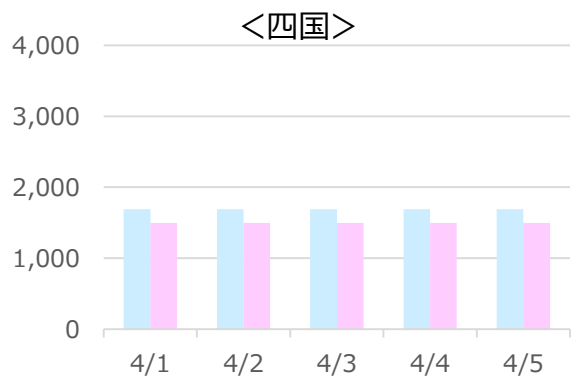
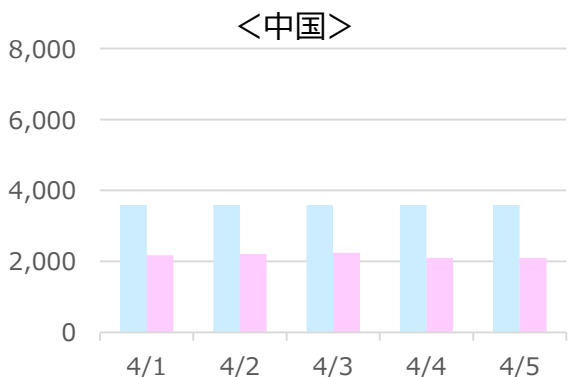
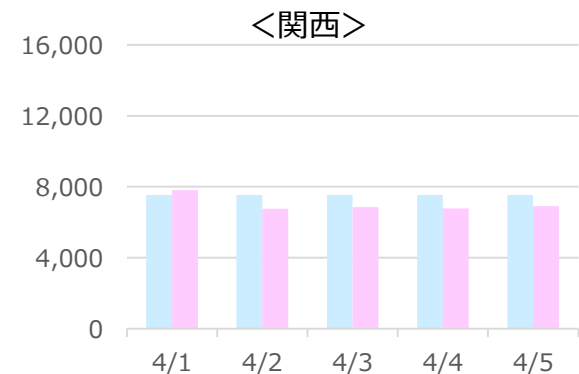
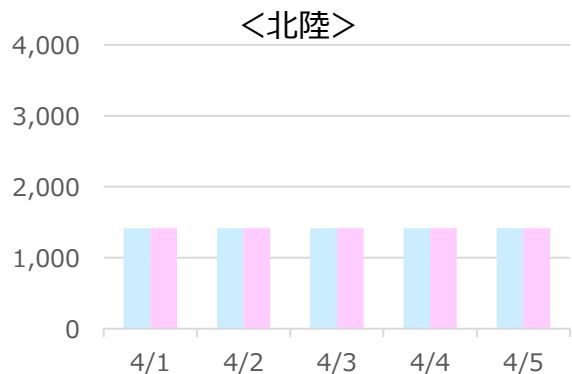
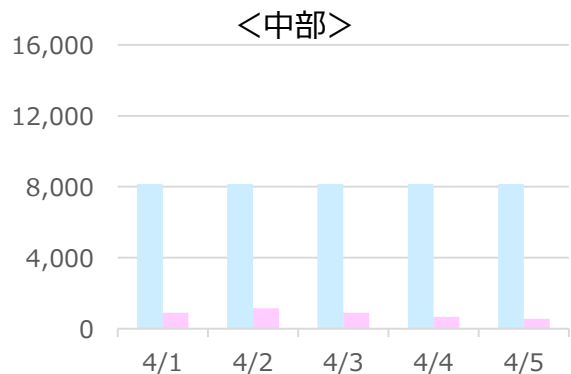
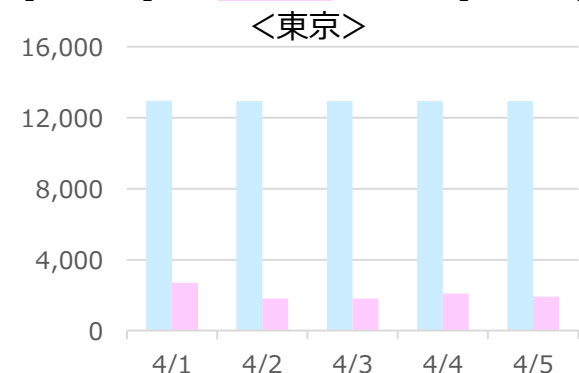
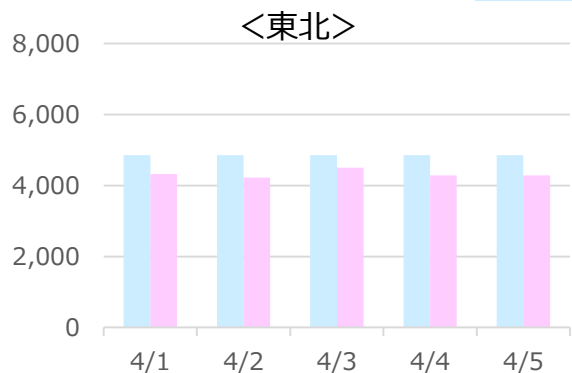
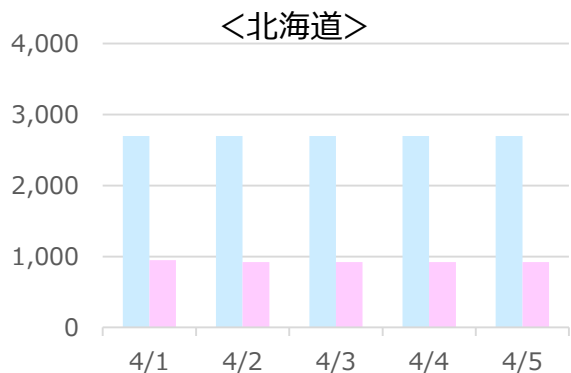
<調達不足量および不足率>



(参考) 複合商品の募集量および応札量(エリア別)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
募集量・応札量は全8ブロック合計値

■ : 募集量[MW/日] ■ : 応札量[MW/日]



(参考) 複合商品の調達不足量および不足率(エリア別)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成
 調達不足量は全8ブロック合計値 (左軸)
 不足率 = 不足量/募集量 (右軸)

