

三次調整力①応札不足への対応について

2022年12月14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

- 第29回本小委員会（2022年6月24日）において、三次①応札不足の要因として十分な応札量が供出されていないことが主要因と整理し、2024年度以降において、一般送配電事業者が必要な調整力を確保するための仕組み等について、関係箇所とともに検討していくこととしていたところ。
- 今回、応札不足における問題点の整理、およびこれらに対する主に技術的な対応方法について検討を行ったため、その方向性についてご議論いただきたい。

論点整理 [三次①]

11

課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性
4-1 2023年度に向けた必要量の検討および精査	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 設備量と需要の101%の差分のうちから調達 ✓ 複合商品の必要量から電源 I を控除 ✓ 夏期（7～9月）および冬季（12～2月）の6・7ブロックは調達量を0とする 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 必要量の精査 	
4-2 調達不足解消に向けた施策	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 週間調達に伴う需給変動リスク等を考慮した応札量（分析結果） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 応札量増加の施策 ✓ 一般送配電事業者が安定供給を維持できる仕組み 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 応札不足に対する対応が最大限図られる前提で、必要なΔkWが市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を認める。 ✓ 応札不足対応は引き続き検討。 <p style="text-align: right;">【第32回 本小委員会】</p>

まとめ

31

- 今回、2022年度から取引を開始した三次①の取引状況を整理したうえで、取引会員に対するアンケートを実施することで、三次①調達不足の要因について整理を行った。
- 三次①は、実需給の前週に取引を行っているところ、応札事業者は、実需給までの需給変動リスクを考慮して応札量を算定しており、これが需給調整市場に十分な応札量が供出されていない主要な要因であると考えられる。
- 今後は、前日取引である三次②も含め、需給調整市場における取引状況の分析等を継続しつつ、調整力の調達手段が需給調整市場のみになる2024年度以降において、一般送配電事業者が必要な調整力を確保するための仕組み等について、関係各所とともに検討していくこととしたい。

1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 需給調整市場については、需給一致の最後の砦である調整力を調達する市場であるため、調達の確実性ならびに効率性・透明性といった視点が一層重要になってくるところ。

需給調整市場検討の視座

- 需給調整市場は、需給一致の最後の砦である調整力を調達する市場であるため、他の市場に比べ、**調達の確実性が一層重要**となってくるのではないか。
- 一方、調整電源を自ら保有する時代から、公募する時代に移り変わり、今後は市場での調達を行う時代へと変遷する一連の流れの中で、**効率性や透明性の視点も重要**ではないか。
- こうした中で、DRなどの新たな技術も活用も視野に入れつつ、我が国の送配電網の特徴や、新たな制度への移行に係るシステム開発に係る期間などを踏まえ、場合によっては、段階的な移行も含めて検討を行っていくべきではないか。

1

確実性：調達・運用の確実性・透明性をどのように高めていくのか。

- 安定供給と低廉な電気料金の両立
- ex)容量メカニズム等の他制度との整合性、ペナルティ

2

効率性：新規電源の参入に資する設計とはどのようなものか。

- 効率的な調整力確保のための新規市場参入促進
- ex)広域調達・運用の検討、調達頻度の細分化、DR事業者の位置付け、市場の参入要件

3

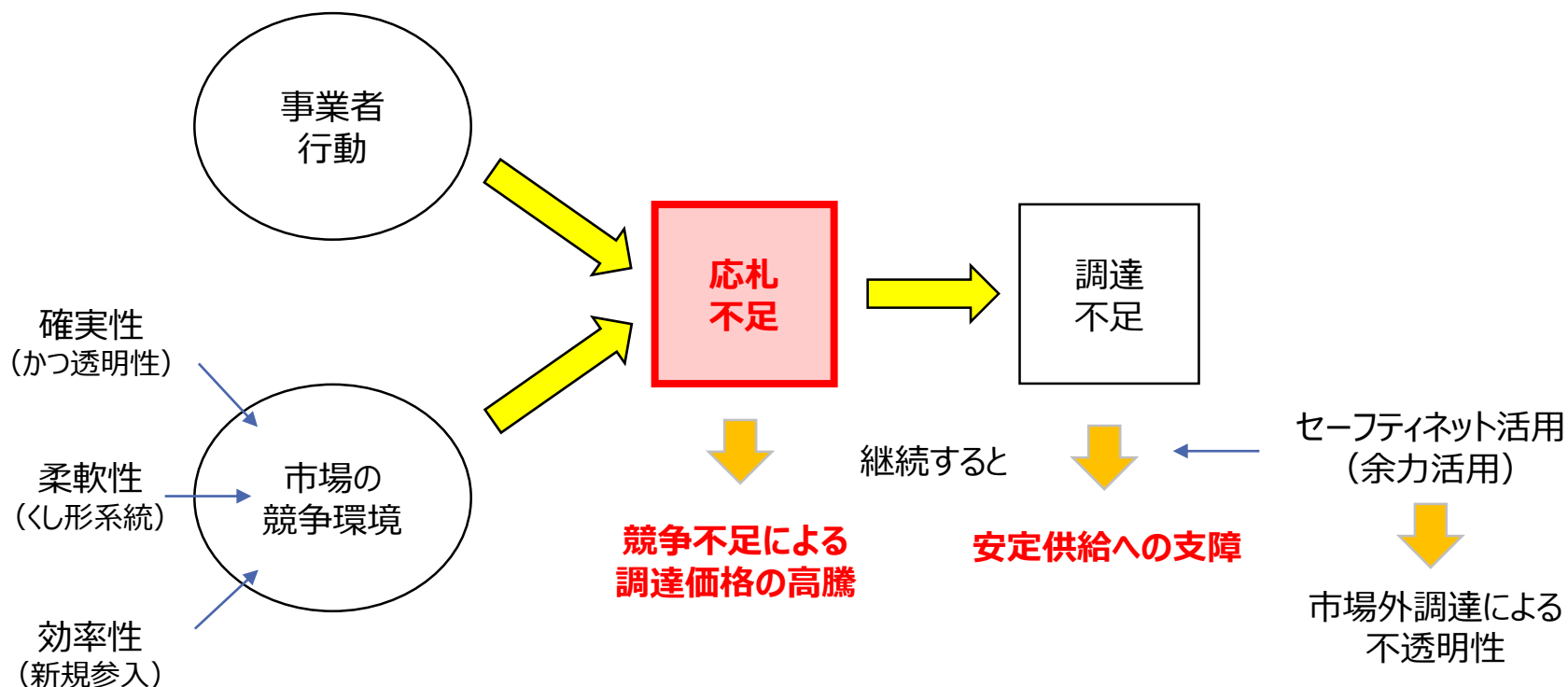
柔軟性：海外事例を参考にしつつ、どのように我が国としての制度としていくか。

- 技術的課題・日本固有実態の考慮
- ex)ダイヤモンドレスポンス (DR)をはじめとする新たな取組の活用
- 系統の特徴 (くし型)、システム開発の課題

4

- こうしたなか、現在、三次①および三次②においては、募集量に対して応札量が不十分といった状況が続いており、将来的（2024年度以降）にもこういった状況が継続すれば、全ての調整力に対し、「競争不足による調達価格の高騰」や、応札不足の結果生じる調達不足に伴う「安定供給への支障※」が懸念される。
- この対策の一環として、第32回本小委員会（2022年9月26日）においては、セーフティネットとしての余力活用の考え方について整理したものの、これだけでは十分ではなく、抜本的には応札不足への対策を講じる必要がある。

※現状においては、調整力電源である電源Ⅰ・Ⅱにより安定供給に支障は生じていない。



必要な ΔkW が市場で調達できない場合における追加起動について

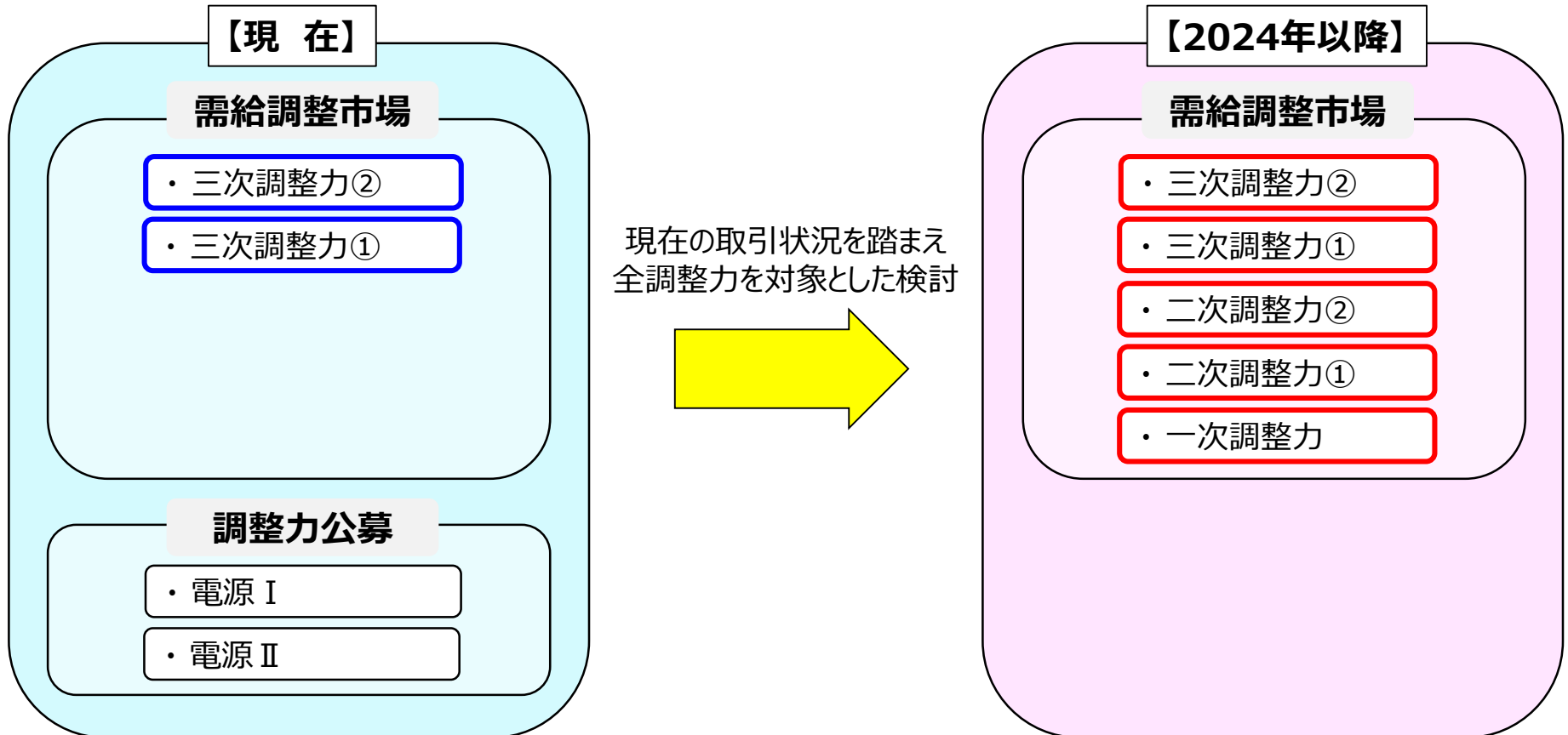
35

- 必要な ΔkW が市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 ΔkW 未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのは論点の一つ。
- この点、 ΔkW 未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
- このうち、余力活用契約における追加起動は ΔkW 調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対する対応が最大限図られるという前提※で、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしてはどうか。

※引き続き、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討の上、別途報告させていただく。

- また、これらは市場外での調達になることから、合理的（経済的）に行われるための検討（安価な順に広域調達を行う仕組み等）については、引き続き一般送配電事業者と連携して、行っていきたい。

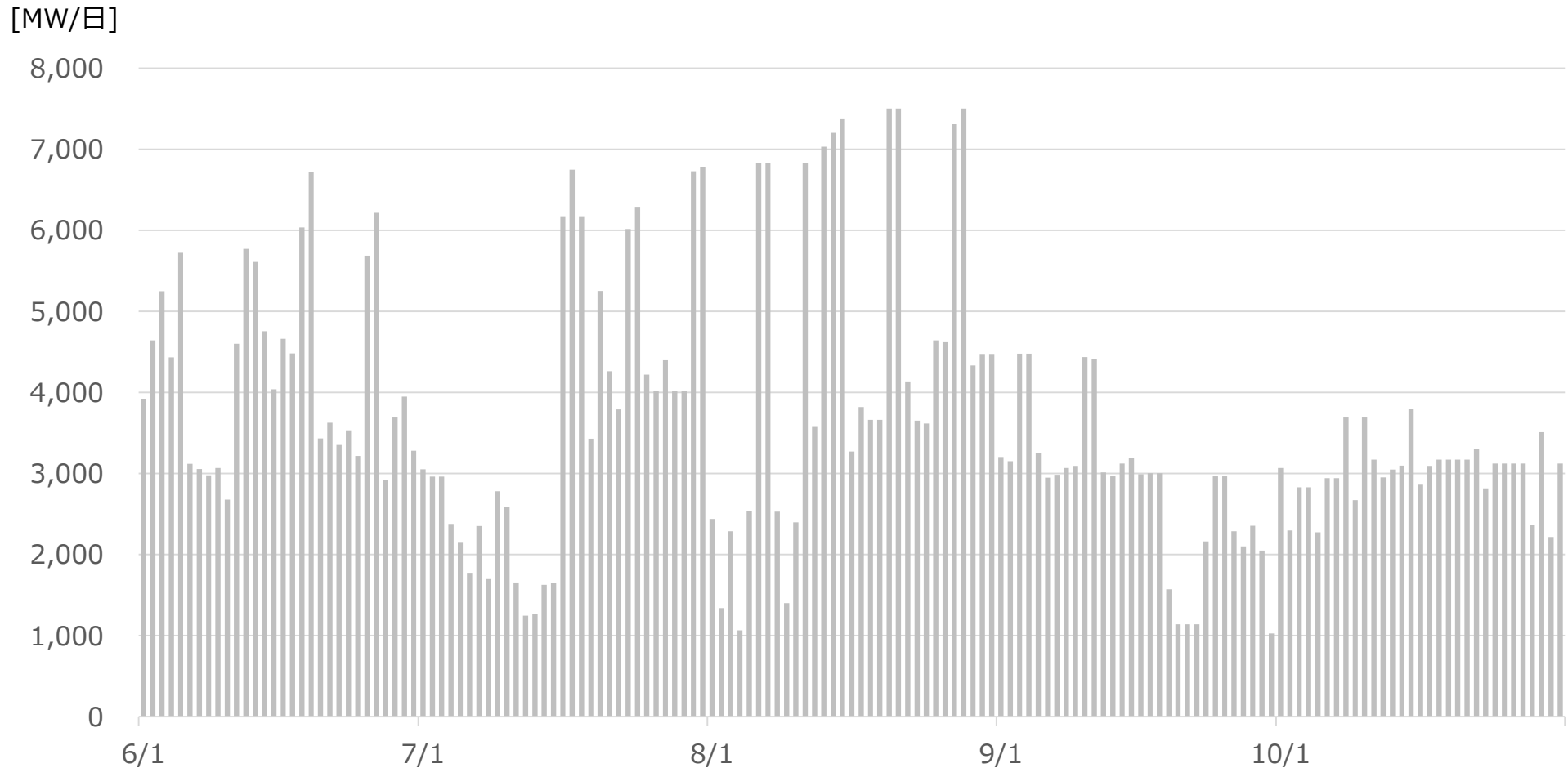
- 2024年度以降、調整力公募が終了し、一次から三次②までの全ての調整力を需給調整市場から調達することとなるため、応札不足への対応については、一次から三次②までの全ての調整力に対し実施する必要がある。
- そのため、現時点で取引が開始されている三次①（週間取引）ならびに三次②（前日取引）の取引状況の分析結果も踏まえ、全ての調整力を対象とした対応策の検討を行った。



1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

■ 6月以降の三次①の取引は落札量に増減はあるものの、システムトラブルもなく、順調に実施されている。

【三次①落札量の推移（全国合計）】



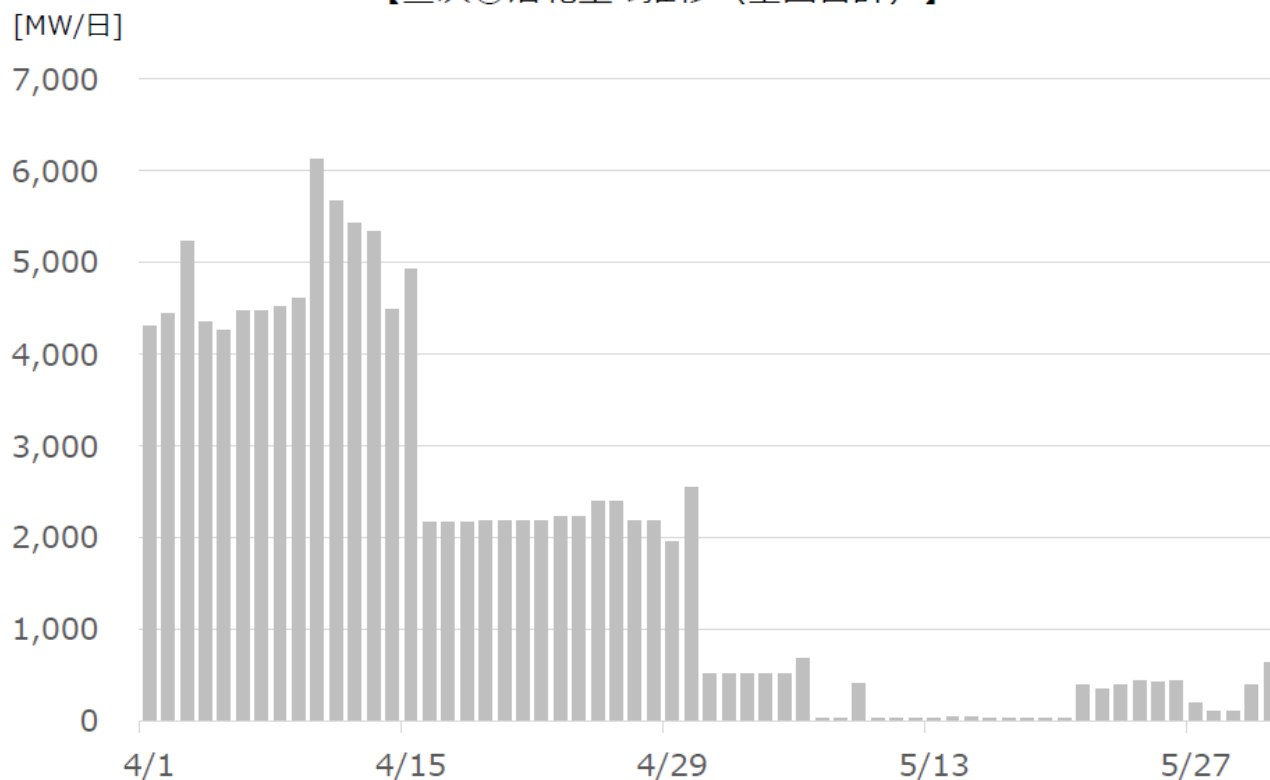
三次①取引実績について (4/1~5/31)

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：全8ブロックの合計値

5

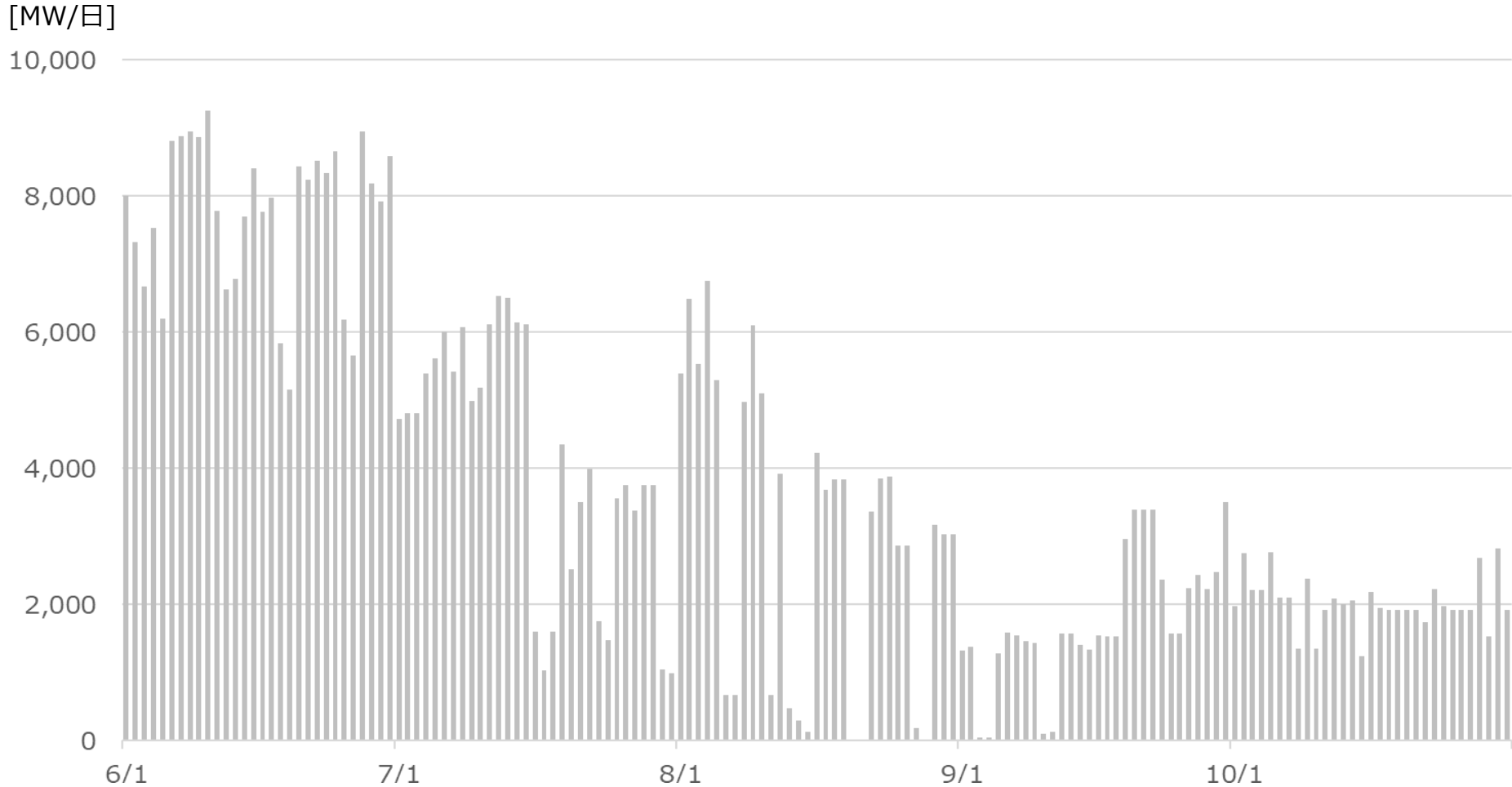
- 三次①の取引状況は、4月中旬以降、落札量が低位で推移しているものの、取引そのものはシステムトラブルもなく、順調に実施されている。

【三次①落札量の推移 (全国合計)】

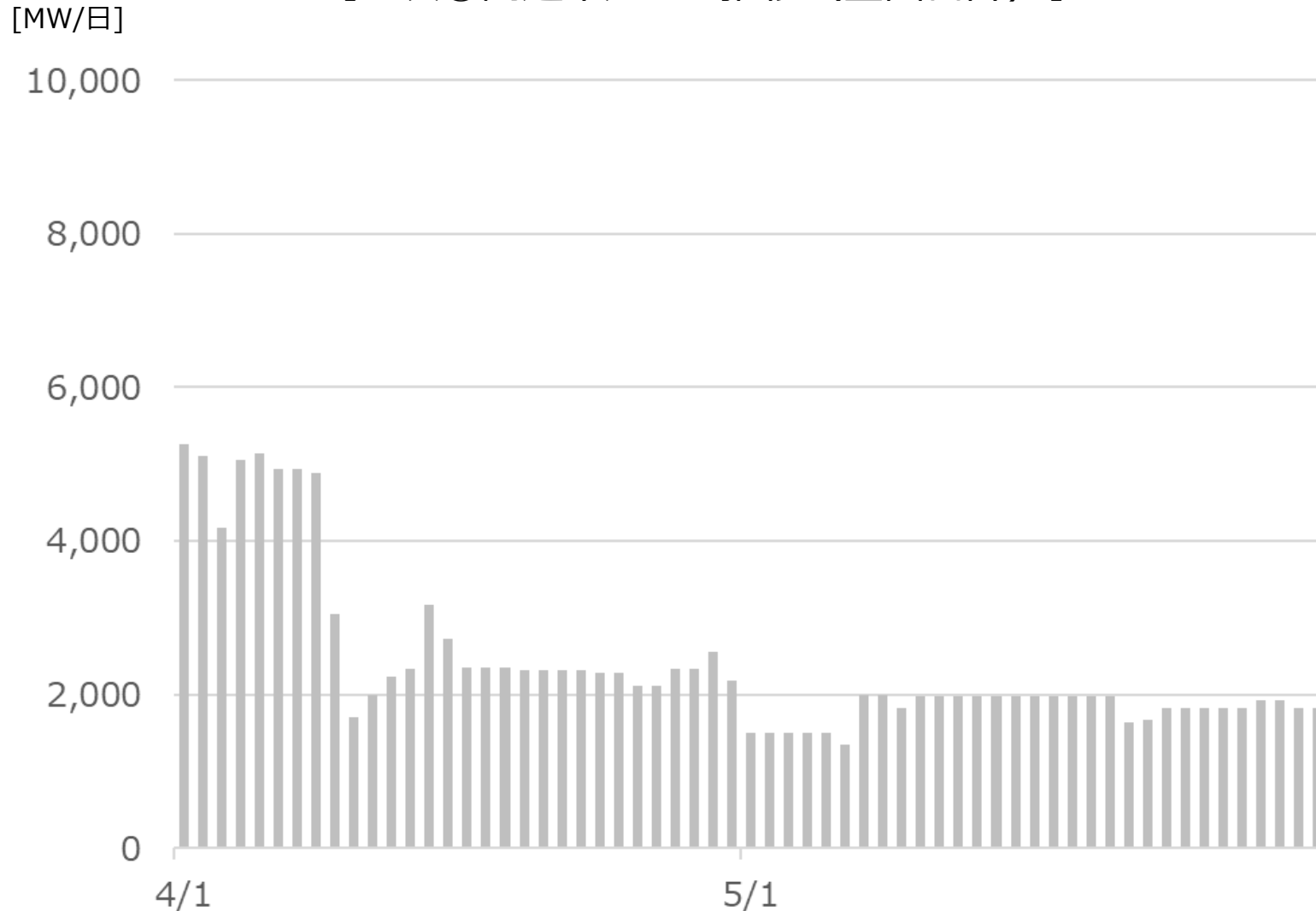


■ 他方で、調達不足については、7月中旬以降減少傾向にあるものの、依然として発生している状況。

【三次①調達不足量の推移（全国合計）】



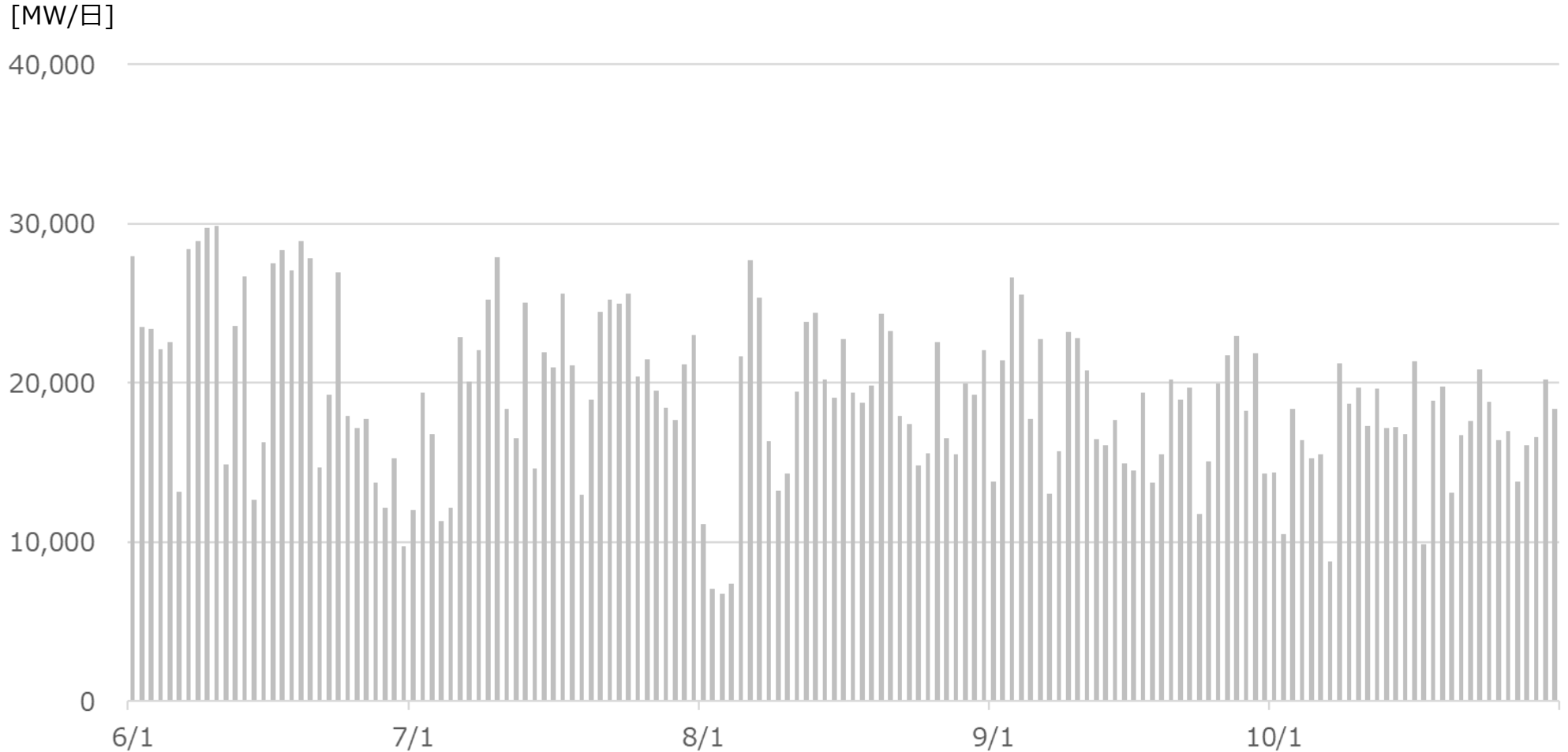
【三次①調達不足量の推移（全国合計）】



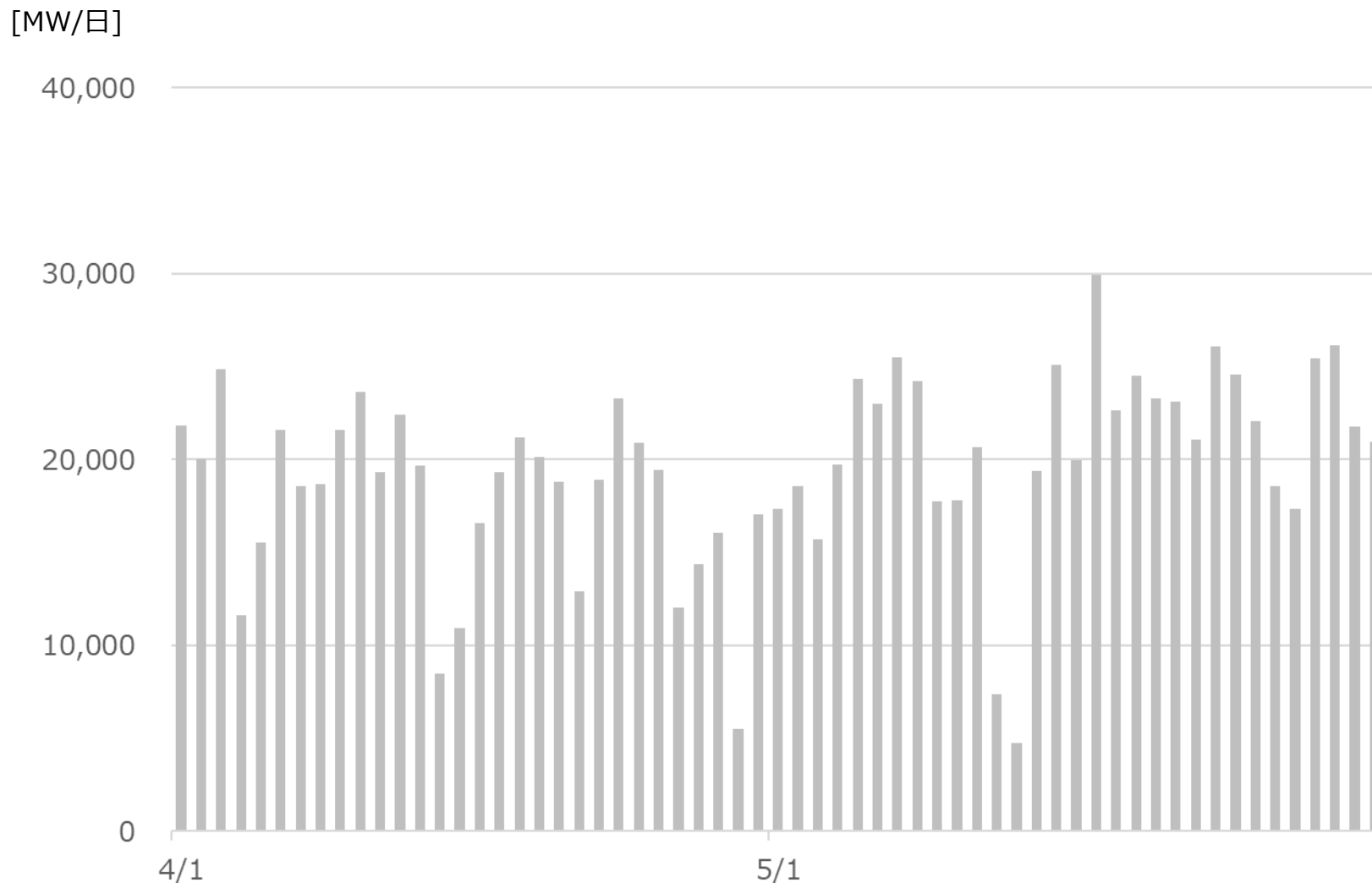
1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

■ 6月以降の三次②の取引は一部システムトラブルがあったものの、概ね順調に実施されている。

【三次②落札量の推移（全国合計）】



【三次②落札量の推移 (全国合計)】

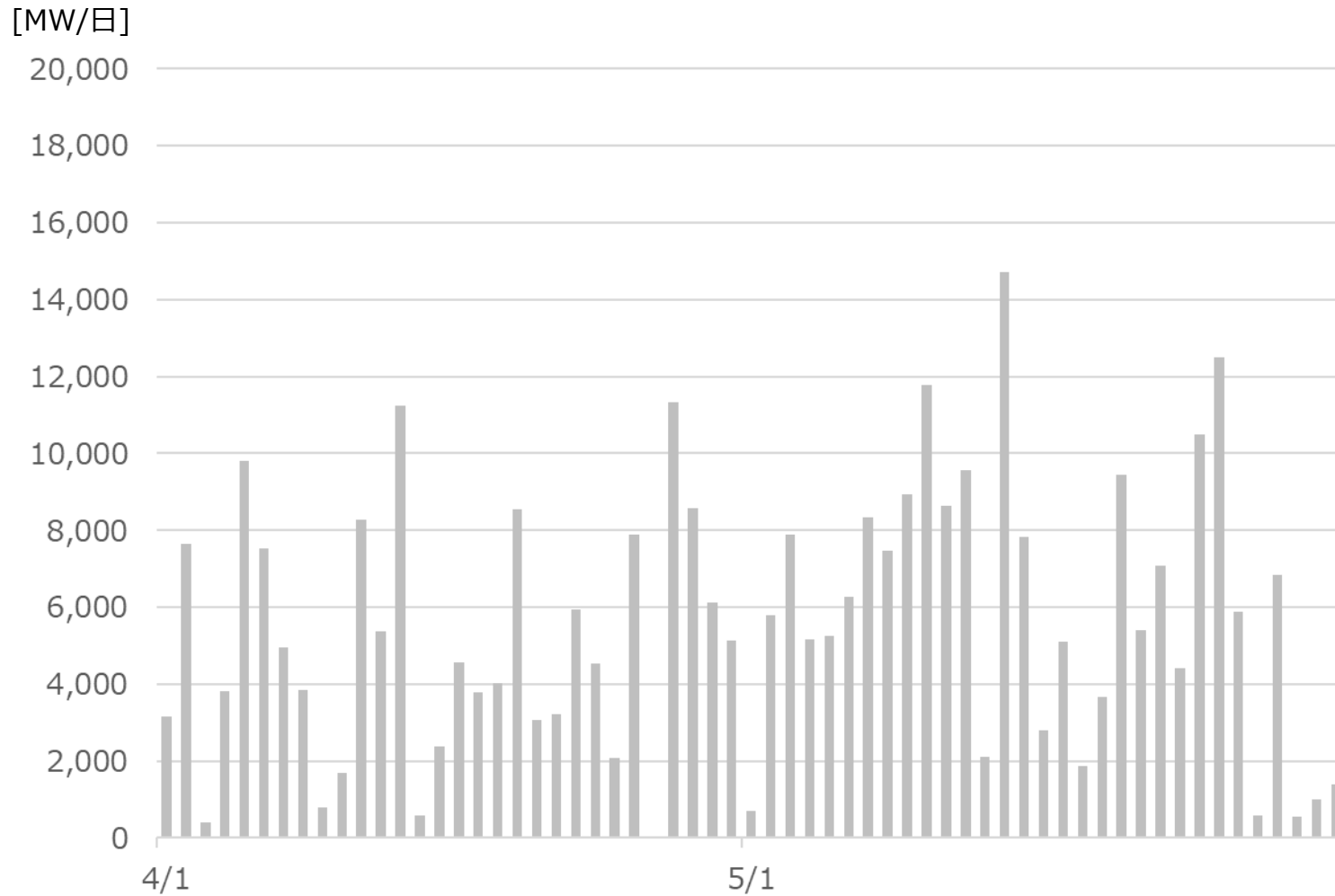


■ 他方で、調達不足については増減はあるものの、依然として発生している状況。

【三次②調達不足量の推移（全国合計）】

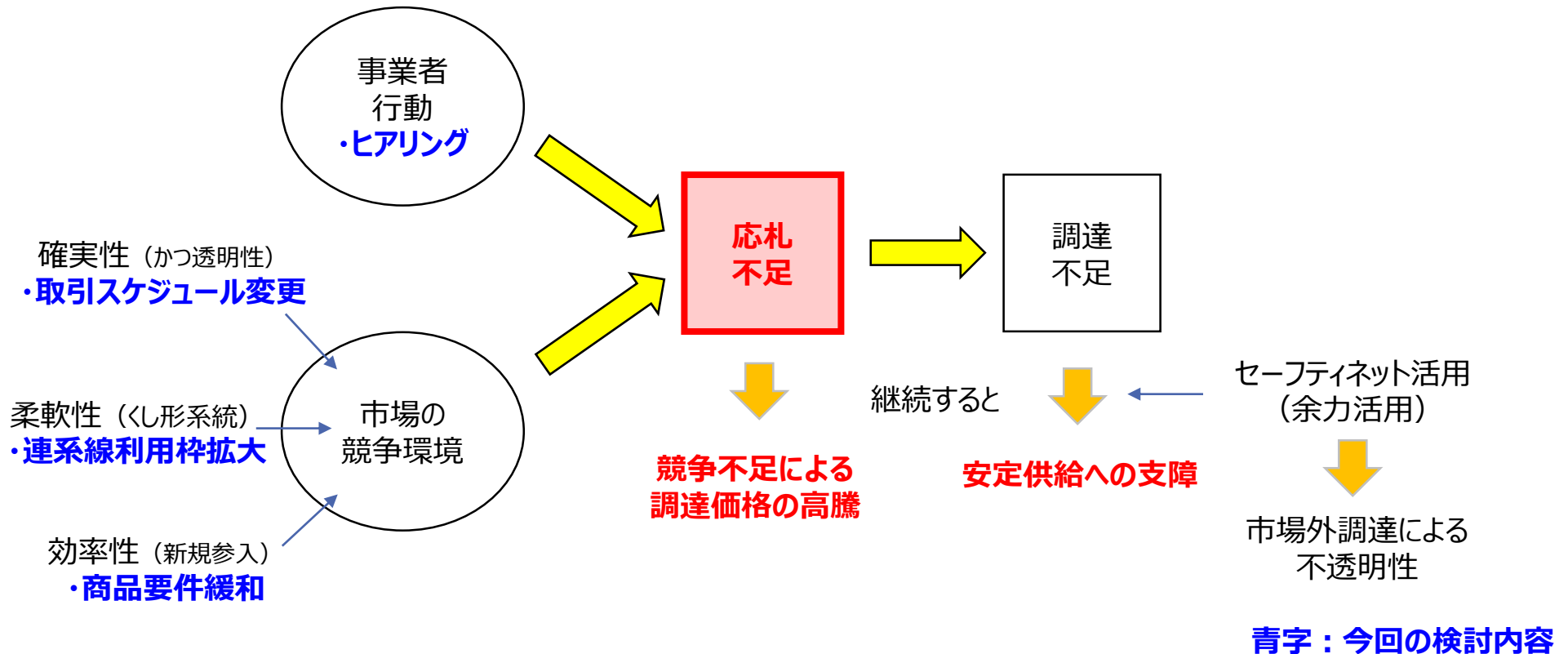


【三次②調達不足量の推移（全国合計）】



1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 応札不足の要因としては大きく、「調整力供出事業者の行動内容」と、「需給調整市場の競争環境」が考えられる。
- そのため、事業者行動を把握する観点から「取引会員へのヒアリング」の実施、および市場競争環境を改善する観点から「取引スケジュールの変更（確実性）」、「需給調整市場向け連系線利用枠の拡大（柔軟性）」および「商品要件の緩和（効率性）」について検討を行った。



1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 第29回本小委員会におけるアンケート調査の結果において、主に週間調達であることから需給変動リスクを考慮した応札となっているといった回答をいただいていた。他方、スポット市場に売電する量を事前に確保したうえで、三次①に応札といった特異な応札となっている事業者の存在も判明した。
- これらを踏まえ、今回、改善効果の大きさや詳細な応札方法を把握する観点から、代表的な取引会員を選定し、資源エネルギー庁とともにヒアリング調査（深掘り調査）を行った。

三次①・②応札に係る取引会員へのアンケート調査について

18

- 電力需給調整力取引所の取引会員のうち、4月上旬時点で取引に参加している会員に対して、応札量算定の考え方や、応札量を増加するために改善すべきルール等について、アンケート調査を実施した。

【三次①・②応札量に係る取引会員へのアンケート調査】

○実施期間

2022年4月12日～4月18日

○調査対象

4月上旬時点で取引に参加している会員 15社（旧一電系10社、新電力系5社）

○回答数

15社

○主な調査内容

- ・三次①、②の応札量算定にあたっての需給バランスの作成方法
- ・三次①応札量が三次②応札量より少ない原因
- ・三次①応札量を増やすために改善すべきと考える制度や市場ルール

三次①応札量の算定の考え方について

23

- 週間取引である三次①応札量の算定の考え方としては、受け渡しが翌週であり、想定需要や再エネ供給力の算定の精度が低いこと、電源脱落リスクがあることから、一定の需給変動リスクを考慮しているとの回答が多くあった。
- また、前週段階ではスポット市場に売電した場合の逸失利益の算定が困難などの理由から、スポット市場に売電する量を事前に確保したうえで、残りの余力から三次①に応札するといったことや、三次①の応札量は属地エリアの募集量に止めているとの回答もあった。

【三次①応札量の算定の考え方】

	余力の範囲内で 応札 (予備力なし)	余力の範囲内で応札 (予備力あり)			三次①応札 枠内で応札
		—	スポット市場売電量を 除いて応札	属地エリアの募集量を 目安に応札	
事業者数	1社	6社	1社	1社	1社
応札量算定の 考え方	週間バランスの余力の 範囲内で応札	<u>需給変動リスクを考 慮</u> して、週間バランス の余力の範囲内で応 札	<u>スポット市場売電量 等を考慮</u> したうえで、 週間計画時点で起 動可能な停止機の発 電余力を基に応札	実需給における需給 逼迫や市況高騰に対 応できるよう <u>一定の裕 度を見つ</u> つ、 <u>属地エリ アの募集量を目安に 応札</u>	<u>相対取引や卸市場へ の供出枠を先取り</u> し たうえで、三次①応札 可能枠を設定
その理由	—	週間取引であり、需 要や再エネ供給力、 電源脱落を精緻に算 定することが困難	スポット市場価格を精 緻に予想することは困 難であり、三次①の 入札価格に適切な機 会費用が織込めない	需要や市況などの振 れ幅が大きい	—

三次①・②の需給バランスの作成方法について

24

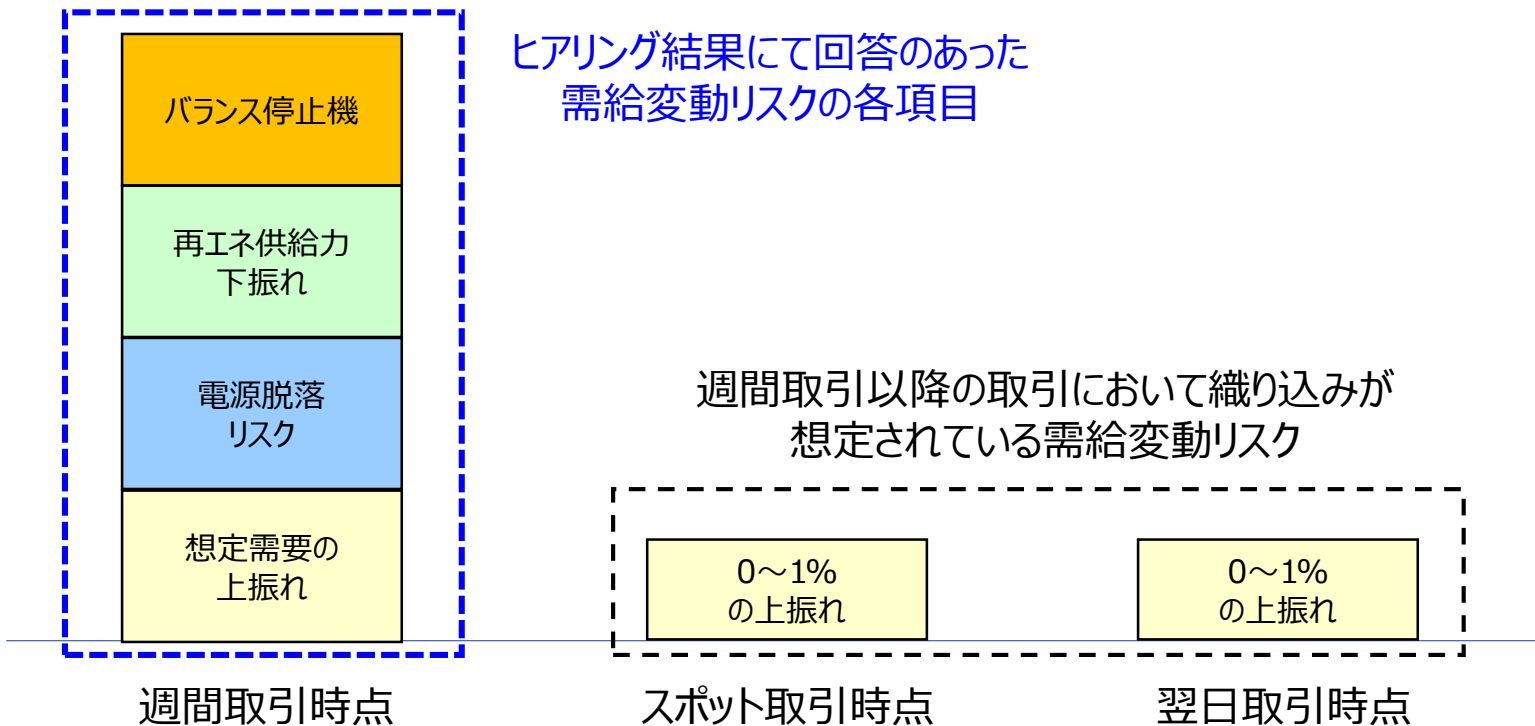
- 三次①と三次②の応札量算定の基となる需給バランス作成方法を比較すると、需要や再エネ供給力の想定においては、三次②では全ての事業者が最新の気象予想を用いている一方で、三次①では複数の事業者が平年値や過去最低値に基づき算定していると回答された。
- また、予備力については、三次②では多くの事業者が0～1%を確保している一方で、三次①では複数の事業者が一定の予備力を確保していると回答された。

【三次①・②の需給バランスの作成方法】

		三次① (全10社、うち旧一電系10社)	三次② (全15社、うち旧一電系10社)
需要想定		<ul style="list-style-type: none"> ・週間気象予想に基づき想定 (5社) ・至近実績に基づき想定 (2社) ・平年気温に基づき想定 (2社) 	<ul style="list-style-type: none"> ・翌日気象予想に基づき想定 (10社)
供給力	再エネ以外	<ul style="list-style-type: none"> ・作業や燃料制約を除いて計上 (10社) 	<ul style="list-style-type: none"> ・作業や燃料制約を除いて計上 (12社)
	水力	<ul style="list-style-type: none"> ・週間気象予測や至近実績に基づき算定 (6社) ・平年値に基づき算定 (2社) ・過去最低値に基づき算定 (1社) 	<ul style="list-style-type: none"> ・翌日気象予測や至近実績に基づき算定 (10社)
	太陽光・風力	<ul style="list-style-type: none"> ・週間気象予測や至近実績に基づき算定 (3社) ・平年値に基づき算定 (3社) ・過去最低値に基づき算定 (3社) 	<ul style="list-style-type: none"> ・翌日気象予測や至近実績に基づき算定 (10社)
予備力		<ul style="list-style-type: none"> ・予備力確保なし (1社) ・想定需要の1% (2社) ・最大電源容量 (1社) ・想定需要の1% + 最大電源容量 (1社) ・一定の予備力を確保 (4社) 	<ul style="list-style-type: none"> ・予備力確保なし (3社) ・想定需要の1% (6社) ・最大電源容量 (1社)

※事業者の保有リソースの種類（火力、水力、DR等）により、無回答の項目があるため、合計が一致しない。

- 週間取引による予測の不確実性を理由に、今回調査を行った全ての会員が何らかの需給変動リスクを織り込んだうえで、応札量を算定しているとの回答があった。
- 一方、リスクの織り込み方については、1項目のみ織り込んでいる会員もいれば、複数項目にそれぞれ織り込んでいる会員も存在し、また、バランス停止機についても大半の会員は応札量に含めている一方で、応札量に含めていない会員もいるなど、それぞれの対応に違いが見られた。
- こういった複数項目のリスク等を織り込んでいる会員が、リスクの織り込みが少ない会員に追従することができれば、応札量は増加すると考えられ、事業者の積極的な応札行動を促すことを目的に、望ましい姿（あるいは望ましくない姿）を例示することについて、国において検討することとしてはどうか。

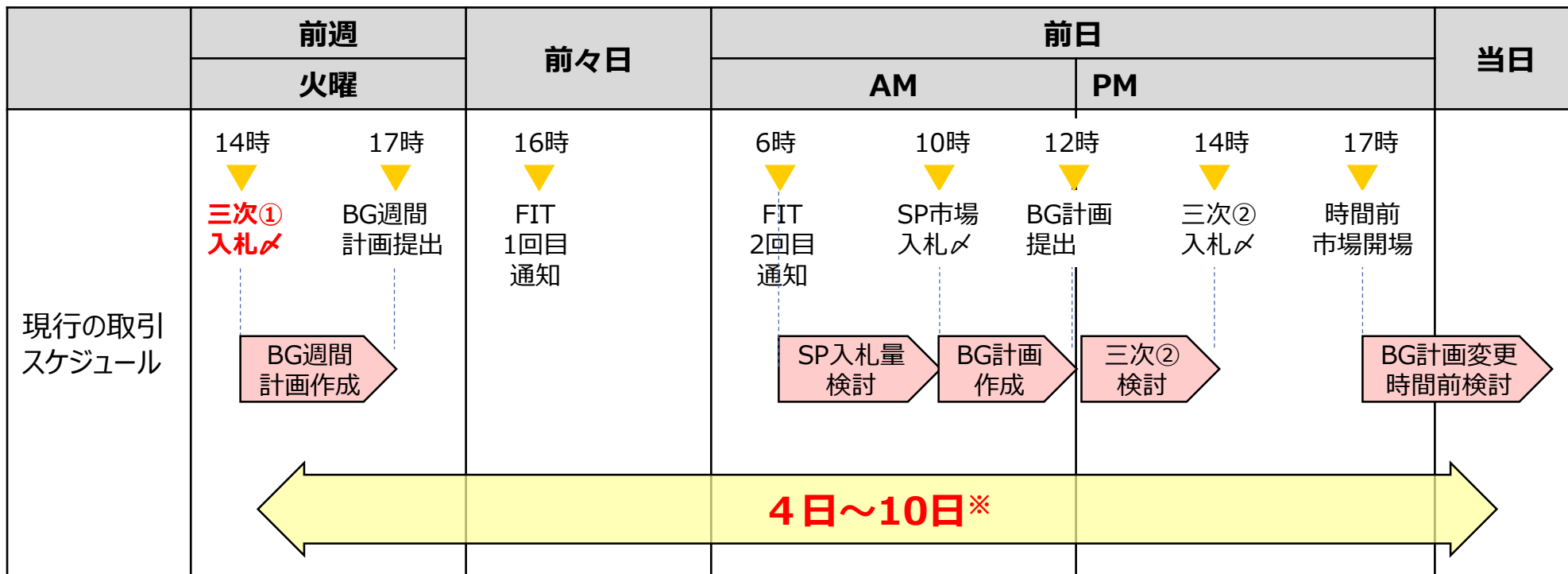


- また、需給変動リスクの織り込み以外で、応札量が増えない要因としては、三次①以外の取引量を控除したうえで応札している会員が複数存在していることが分かった。
- 理由は様々ではあるものの、会員間での価格規律やガイドラインの解釈の違いが影響していることが考えられる。
- こういった解釈の違いが解消されることで、応札量が増加するとも考えられ、事業者の積極的な応札行動を促すことを目的に、望ましい姿（あるいは望ましくない姿）を例示することについて、国において検討することとしてはどうか。

考え方	事業者意見
スポット市場入札量を 応札量から控除	<ul style="list-style-type: none"> ・需給調整市場への供出により、スポット市場への供出量が減ることが、「適正な電力取引についての指針」（適取ガイドライン）に沿った考え方であるかの判断がつかない ・週間取引の段階ではスポット市場の価格想定ができず、逸失利益についての合理的な説明が困難 ・競争力のある電源はシングルプライスであるスポット市場へ供出する方が経済的である
三次②供出量を応札量から控除	<ul style="list-style-type: none"> ・属地エリアの三次②の供出量も意識したうえで入札
エリア応札量を参考に応札	<ul style="list-style-type: none"> ・属地エリアの安定供給を考え、エリア募集量を参考にしている
価格規律、競争環境関係	<ul style="list-style-type: none"> ・三次①（週間取引）と三次②（前日取引）の価格規律が同じであり、固定費等については三次②でも回収が可能であることから、スポット市場での買戻しリスクを冒してまで、三次①へ応札するインセンティブが無い

1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - **取引スケジュールの変更について**
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 先述のとおり、週間取引による予測の不確実性を理由に、何らかの需給変動リスク等を織り込んだうえで、応札量を算定している取引会員が多いのが実態である。
- これら予測の不確実性の低減策としては、取引スケジュールの変更も考えられることから、変更にあたり制約となりうる事項を考慮のうえ、どのようなスケジュール変更が考えられるかについて検討を行った。



※火曜日に土曜日から翌週の金曜日分の取引を実施

- スケジュール変更にあたっては、リソースの起動特性や卸電力市場の取引スケジュール等を考慮する必要がある。
- これらについて過去の整理を踏まえると、三次①取引スケジュールの変更にあたり制約となりうる事項は以下のとおりと考えられる。
 - ① リソースの起動特性：短期停止 1～1.5日程度、長期停止 2.5～3日程度
 - ② 高性能リソースが卸電力市場で売切れる前に確保：スポット市場前での取引
 - ③ BGのスポット市場への供出量検討時間：4時間程度
 - ④ BGの再エネ供給力の算定：前々日16時（FIT1回目通知）、前日6時（FIT2回目通知）
 - ⑤ BGの Δ kW供出量検討時間：三次②の場合2時間程度（前日12受付開始、14時 \times 切）
- 上記制約のうち①が週間調達の主たる要因となっている部分であることから、2024年以降の制度設計を踏まえたうえで見直しができないか、再度検討を行った。

- 1週間未満の停止であれば、起動指令から給電運用まで最長で1日程度。
- 長期停止した発電機を起動指令から給電運用を行うためには最長で2.5日程度。
- ただし、同一発電所で2機以上の並列が必要な場合は、上記に加え0.5日程度必要。
- 上記を踏まえ、リソースの起動スケジュールとしては**最長で3日程度必要**との考えを示していた。

02 | 発電機の起動準備時間について



前回の作業会にて、発電機の起動準備時間に関するご質問があったため、現状の運用について中部電力の例を示す。

- 火力発電機の起動準備時間(中給[TSO側]の並列指令から給電運用[調整力として出力調整できるまでの時間]は、以下のとおり。

	発電機並列指令から並列までの時間	発電機並列から給電運用までの時間※	合計時間
ガスタービン機	6~12時間	1~6時間程度	7~18時間程度
それ以外の発電機	12時間	2~8時間程度	14~20時間程度

※:同じ発電機でも発電機の停止時間によって、時間に差が生じる(長時間停止の方が時間が長くなる)

- 同一発電所で2機以上の並列が必要となった場合、2機目の発電機の起動時間は、上記より12時間程度時間を要することになる。
- また、1週間以上停止させる場合、発電機の補機類を停止するため、その後の発電機の起動には、機能点検等が必要となることから、上記よりさらに半日から2日程度並列までの時間が必要となる。(次シート参照)

→確実に調整力を確保するには、週間段階から準備する必要があるのではないか

02 | (参考)1週間以上停止した火力発電機の起動について



- 前シートの起動準備時間に対応するため、火力発電機は復水器の真空保持等が必要となり、そのためには、さまざまな補機等を運転状態で待機させなければならない。
- したがって、軽負荷期等、供給力が十分に確保できる時期で、運転の見込みがない発電機については、補機類を停止する等による発電機の維持費用削減や運転要員の効率運用を図っている。

発電機の停止期間	発電機を並列するために必要な作業項目 ※	起動準備時間に、さらに追加で必要となる時間
1週間以上	補機類の起動機能点検	12時間程度
短期間(3~12か月)の停止	補機類の起動機能点検	36時間程度

※ 補機類の停止状況は停止期間により異なり、その結果、補機類の起動に必要な時間差が生じる機能点検は、主に、タービン制御機能・主要弁の動作テスト等を実施

- 調整力確保タイミングとしては、「**高性能なものが卸市場で売り切れる前に確実に確保する**」との理由から、三次②を除く商品について、卸電力市場より前の週間断面で行うと整理していた。

広域調達された三次①の差替えについて

30

- バランス停止を決める段階で広域的により安価に差し替えることを検討するに当たっては、hotな状態で確保するためどのようなコストがかかるかを考慮する必要がある。
なお、これまでに需給調整市場で取り扱う ΔkW については、あらかじめ調整力を発動できる状態で確保することが、 ΔkW として確保することであると整理した。
- ΔkW を確保するためには、電源をhotな状態としておくため起動費や増分燃料費などの追加コストがかかることに加え、確保された電源が卸市場で売買する機会を失うことによる機会損失が発生する。
ただし、年間調達された三次①については、送配電が固定費を支払うことから送配電の専用電源となり、この場合、機会損失は発生しない。
- バランス停止を判断する段階で広域的に再度調達することにより、この起動費や増分燃料費などがより安価となるhotな電源との差替えができる場合があると考えられる。透明性をもってこれを行うためには、需給調整市場の ΔkW に入札させることで、差し替えを行うこととしてはどうか。また、その時期については高性能なものが卸市場で売り切れる前に調整力必要量を確実に確保するとの考えから、週間※としてはどうか。
- ただし、送配電が調整力として活用することを目的として年間※調達により設備を確保している。このため、年間調達された三次①の機会損失はなく、年間を通じて活用されることが必要である。この点については三次①の年間調達時のリクワイアメントとしてはどうか。
- なお、日や時間帯によっては三次①の量が電源 I -b相当の量では不足する場合も考えられる。この量については三次①の必要量の検討の中で明らかになるが、その調達については需給調整市場の ΔkW として週間であわせて調達することとしてはどうか。

※ 「年間調達」とは 1年前 に 1年分 を 1商品[1年間×1コマ]として調達
「週間調達」とは 1週間前 に 1週間分 を 56商品[3時間×56ブロック]に分けて調達 (56商品を1週間前に同時に調達)

- 2016年4月から一般送配電事業者によるFIT特例①の通知が開始され、前々日16時にFIT通知を行っていたところ。この通知時間を後ろ倒しすることで、平均的な予測誤差を低減する取り組みについて議論が行われた。
- FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への**入札量を決定するまでに要する時間は1～4時間程度**。
(旧一電：約4時間、新電力：約1～2時間)
- TSOは前日3時前後に受信したデータにより予測を行う。
- これらを考慮し、FITの2回目の通知は**前日6時**（スポット入札×切：前日10時）と整理した。

論点①：短期的に取り組むべき事項の考え方

- 現状、FIT特例①に係る再エネ予測値の通知は前々日16時に行われているところ、これを後ろ倒し、実需給に近い断面で通知を行うことができれば、平均的な予測誤差量(kWh)が減少する傾向にあるというデータを、前回の会合においてお示したところ。
- 他方、これによって一般送配電事業者が確保する調整力(ΔkW)が減少するか否かについては検証が必要であることに加え、**各BGの供給力調達の運用や、一般送配電事業者の系統運用等の実務への影響も考えられる。**
- このため、「短期的に取り組むべき事項」として、まずはBGや一般送配電事業者の**実務への影響が極力少ない範囲で、通知時間の見直しを行うこと**としてはどうか。

8

論点③：FIT特例①通知の在り方について

- BGの業務フローについてヒアリングを行ったところ、FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、**1～4時間(注)程度**との回答が得られた。
- また、仮に前日6時に通知を行う場合、一般送配電事業者は、前日3時前後に受信したデータを利用してFIT特例①の配分量を通知することが可能となる。
- 加えて、現在、多くのBGでは、前々日16:00に通知を受け、一旦スポット市場への入札を行い、その後、需給計画に変動があった場合は、前日朝に入札計画を修正するとの回答が得られた。
- 以上を踏まえ、**FIT特例①の通知については、前々日16時の一度通知をした後に、前日6時に再通知し、BGは前日6時の通知を計画に反映する**、という運用の見直しを行うこととしてはどうか。

(注) BGが入札量を決定するまでの業務フロー（ヒアリングベース）

【旧一般電気事業者：約4時間】

※需要量・供給力のボリュームが大きく、それぞれの業務に時間を要する。

- ①データ取込【約1時間】
- ②発電計画策定(需給/バランス策定)【約1時間】
- ③供出量の策定【約30分】
- ④入札処理(入札ファイル策定・JEPXへの入札)【約1～1.5時間】

【新電力等：約1～2時間】

- ①データ取込【約5分程度】
- ②発電計画作成【約30分～1時間】
- ③入札処理(入札)【約30分】



19

- 現行の起動特性による制約は、長期停止を行っており、かつ実需給当日までバランス停止を継続する予定のリソースについて、 ΔkW 約定をキックに起動準備させることが目的と考えられるところ。
- 一方、こういった長期停止の蓋然性が高いガス・石油火力の起動特性の分析結果によると、起動指令の24時間後には約90%以上のリソースが起動可能となっている。
- また、容量市場が開始される2024年度以降においては、卸電力市場と需給調整市場の競合が起こる蓋然性が高い広域予備率8%以下となった場合には、容量市場のリクワイアメントにより、週間断面から事業者に対しバランス停止機の自発的な起動準備ならびに卸電力市場・需給調整市場への応札を求めることとなる。
- これらを踏まえた場合、週間調達ではなく**前々日あるいは前日断面での調達に変更したとしても、起動特性に伴う制約に与える影響は軽微である**と考えられる。

分析結果 電源種、停止モード別の発電機の起動特性

- 起動指令後一定時間経過後における起動可能容量を計算した結果、**起動指令の12時間後には日次停止・週末停止状態の石油火力と、コンバインド式ガス火力を中心として、全石油・ガス火力の70%以上が起動可能**であることが確認された。
- 更に、**起動指令後18～24時間後には、日次停止・週末停止状態の石油火力・汽力式ガス火力の80%以上が起動可能**であることが確認された。

電源種毎の起動特性の分析結果

電源種	総容量 (GW)	停止モード	起動指令からの経過時間毎の起動電源の割合								
			3時間後	6時間後	9時間後	12時間後	18時間後	24時間後			
石油・ガス火力計	85GW	全停止モード平均*1	24%	47%	64%	71%	88%	91%	起動指令後 12時間 以上経過すると、 70%以上起動可能 。		
		コンバインド式ガス火力	46GW	81%	87%	93%	93%	100%		100%	コンバインド式ガス火力の方が汽力式よりも起動が早く、 9時間後には日次停止・週末停止ユニットの90%以上が起動可能 。
		汽力式ガス火力	30GW	34%	71%	93%	93%	100%		100%	
石油火力	9GW	0%	39%	73%	87%	98%	98%	石油火力も 12時間 以上経過すると、 日次停止・週末停止 のユニットの起動可能量が増加。			
日次停止	19%	45%	51%	63%	95%	95%					
週末停止	0%	18%	32%	42%	73%	85%					
定検等	0%	6%	26%	26%	52%	66%					
日次停止	19%	66%	71%	93%	93%	93%					
週末停止	0%	8%	45%	72%	82%	82%					
定検等	0%	0%	0%	7%	62%	62%					
石炭火力*2	26GW	全停止モード平均	3%	9%	16%	33%	46%	51%			
水力・揚水	32GW	全停止モード平均	100%								

*1：全停止モード平均は3種類の停止モードの起動電源割合の平均値。 *2 石炭火力は限界費用の低いベースロード電源であり、基本的にはスポット市場時点で約定するため、詳細分析の対象外とした。 11

- 容量市場落札電源に対し、需給ひっ迫のおそれがあるときには下記のリクワイアメントが課される。
 - 稼働可能な計画となっている電源等 (バランス停止機含む) は、**小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する**
 - 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない
 - 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める

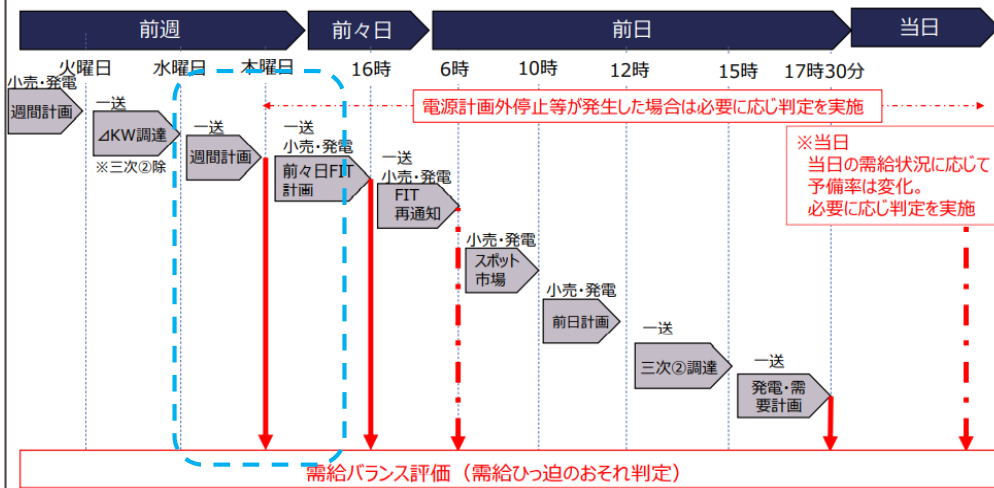
容量市場のリクワイアメントによる需給ひっ迫抑制効果		5
<ul style="list-style-type: none"> ■ 容量市場において、「平常時」と「需給ひっ迫のおそれがあるとき」ではリクワイアメントが異なる。 ■ 具体的には、「平常時」では、稼働可能な電源等の市場応札を求めるものの、経済的ペナルティは課さない。それに対して、「<u>需給ひっ迫のおそれがあるとき</u>」では、<u>全ての稼働可能な計画となっている電源等に対して、小売電気事業者に電気を供給すること、もしくは市場に応札することを求め、燃料制約によって未達となった場合でも、経済的ペナルティを課すこととなる。</u> ■ したがって、容量市場における「需給ひっ迫のおそれがあるとき」の仕組みにより、稼働可能な電源等により必要な電気が供出されることが期待される。 		
事業者	リクワイアメント	ペナルティ
平常時	<ul style="list-style-type: none"> ● 稼働可能な電源等における余力を応札する。 ● バランス停止を予定している電源の不経済な起動は求めない。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 事前に経済的ペナルティを設定するのではなく、問題のある行為があった場合は、参入ペナルティを課す。
需給ひっ迫のおそれがあるとき	<ul style="list-style-type: none"> ● 稼働可能な計画となっている電源等 (バランス停止機含む) は、小売電気事業者との契約により電気を供給すること、若しくは、スポット市場等の卸電力市場・需給調整市場に応札する。 ● 市場へ応札する余力は、燃料制約によって減じることを原則認めない。 ● 需給ひっ迫のおそれがあるとき、対応可能な範囲で計画停止の中止を求める。 	<ul style="list-style-type: none"> ● リクワイアメント未達量 (kW・時間) から、以下にてペナルティ額を算定する。 ● ペナルティレート (¥ / kW・h) = 容量収入額 × 100% ÷ (容量確保契約量 (kW) ・ Z (h)) 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達量 × ペナルティレート ※ Zとは1年間で需給ひっ迫のおそれがあるときとなる時間が想定される時間

- 広域機関は、翌週分の需給バランスを評価して、前週木曜日に需給ひっ迫のおそれ判定を実施する。
(広域予備率8%未満が見込まれる場合に、「需給注意報」等のアラートを発信)
- 前週木曜日断面での判定は、発電事業者に対し、電源の起動時間を考慮したうえで、容量市場のリクワイアメントを遵守させることで、起動準備を促すためのものとなる。

需給バランス評価(需給ひっ迫のおそれ判定)のタイミング

21

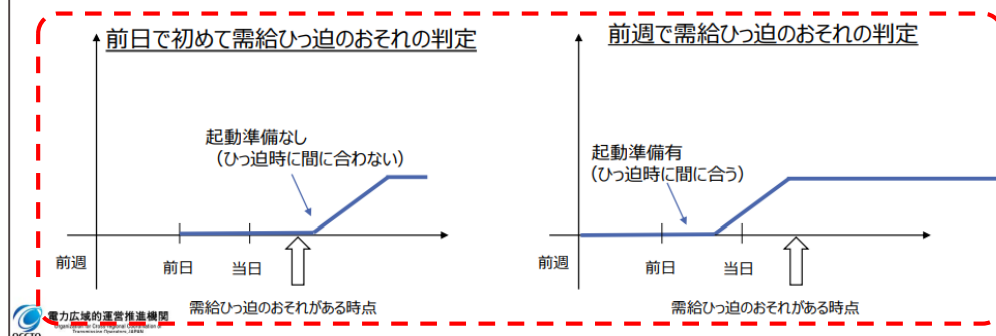
- 需給バランス評価のタイミングにおいて、基本的に需給ひっ迫のおそれ判定を実施することとなるか。
- 具体的には、前週木曜日に翌週の需給バランスを評価し、その後の追加的な計画外停止等の発生時に必要に応じ評価してはどうか。また、前日スポット市場の前(例; 前々日のFIT特例①の配分時など)に再評価してはどうか。
- 前日の前日計画受領以降は、需給状況の変化等を踏まえ、30分コマ単位で、より精緻に評価することとなる。



前週における需給ひっ迫のおそれの判定(前週判定)の必要性

22

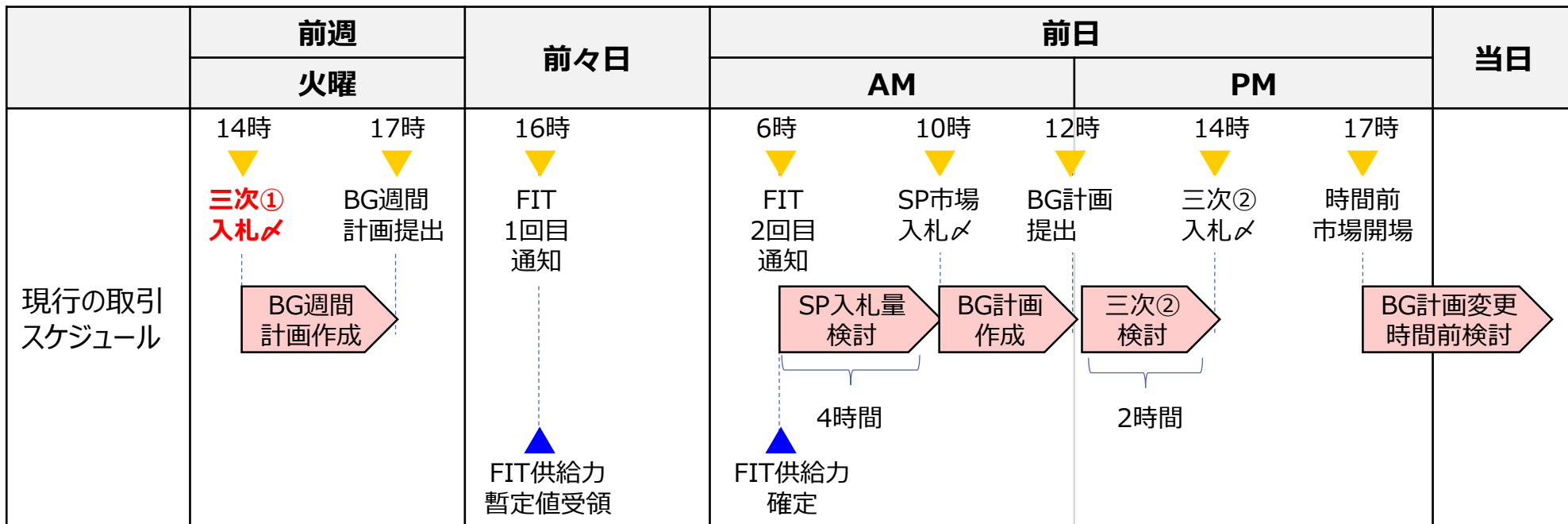
- 前日計画の断面で初めて需給ひっ迫のおそれありと判定された場合、バランス停止機が起動に時間がかかる状態で、需給ひっ迫のおそれがある実需給時点までに起動並列が間に合わないという状況が発生することが想定されることから、前週～前々日の断面での需給ひっ迫のおそれの判定(以下「前週判定」と略す)をする必要があるか。
- 前週判定を行うことで期待できる事項は以下のとおり。
 - 発電事業者が週間計画受領の断面でバランス停止している発電機を、需給ひっ迫のおそれがある日時に向けて起動準備を促すことができ、需給ひっ迫時の予備力が増加する。
 - 発電事業者が運用する発電機の計画停止の中止可否の検討を促すことができる。
- 前週判定を実施し、発電事業者に容量市場のリクワイアメントを遵守させることで、発電機の起動準備を促すこととはどうか。



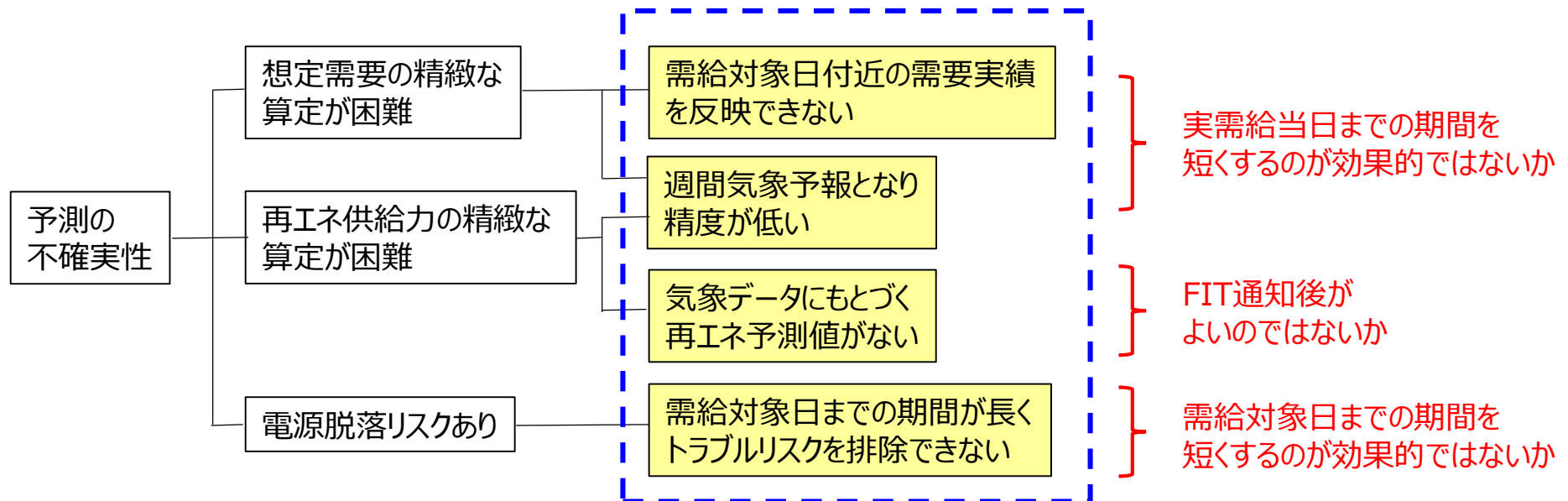
■ 2024年度以降の制度設計を踏まえた場合、取引スケジュールの変更にあたり制約となる事項は以下のとおりとなるか。

- ① **リソースの起動特性：1～1.5日程度** ← 見直しが可能ではないか
- ② 高性能リソースが卸電力市場で売切れる前に確保：スポット市場前での取引
- ③ BGのSP供出量検討時間：4時間程度
- ④ BGのΔkW供出量検討時間：三次②の場合2時間程度（前日12受付開始、14時×切）
- ⑤ BGのFIT供給力の算定：FIT1回目通知（前々日16時）、FIT2回目通知（前日6時）

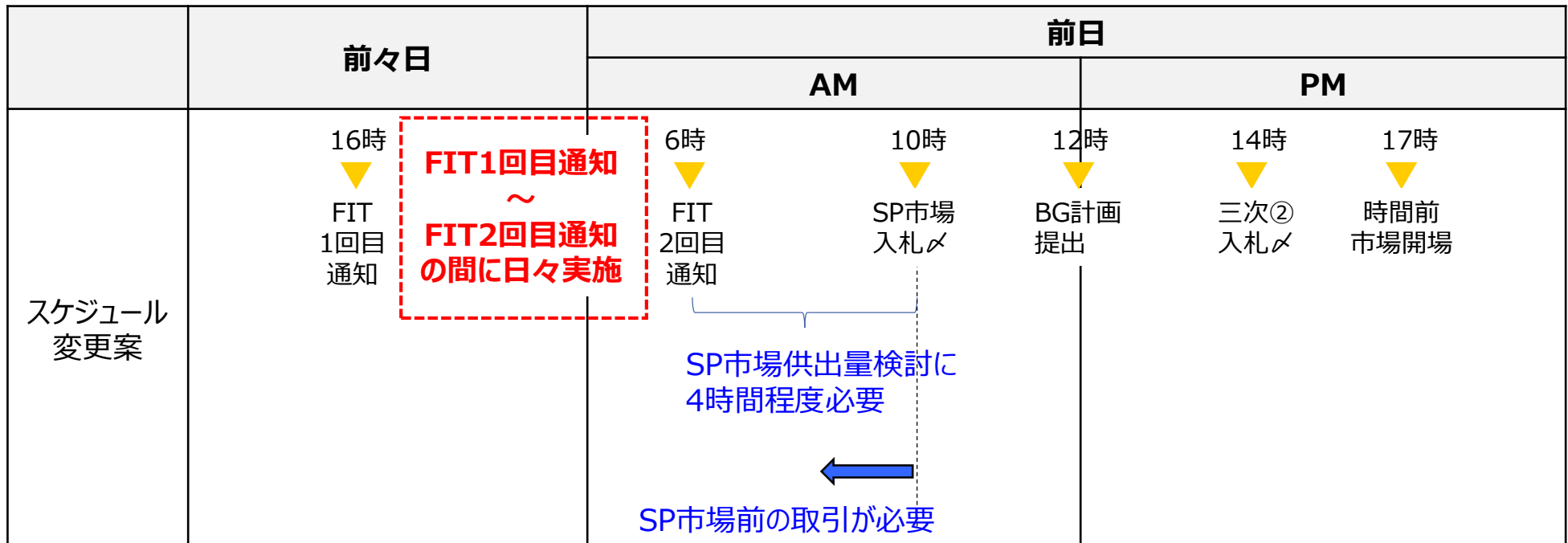
■ 上記を踏まえ、現行の取引スケジュール等を考慮したうえで、新たなスケジュール案について検討を行った。



- 取引スケジュールの変更は、応札事業者の予測の不確実性を軽減させるのが目的となる。
- この予測の不確実性の要因を考えた場合、需給対象日に近く、至近の気象データに基づく再エネ供給力の算定が可能となる**FIT通知後に、日々（毎日）取引を行う**方向が考えられるところ。



- 再エネ供給力の精緻な算定を考えると、前日6時のFIT2回目通知後に実施することが望ましい一方で、制約事項としては、スポット市場前のBG供出量検討に要する時間（4時間程度）の確保が必要となる。
- これらを踏まえると、FIT2回目通知後に実施することは難しく、再エネ供給力の算定としては暫定値となるものの、**FIT1回目通知後から2回目通知までの間に日々（毎日）取引を行う案**が考えられるところ。
- 一方、実施にあたっては、スケジュール変更による効果（実効性）分析、実務的課題やシステム改修に要する期間の検討も必要となることから、引き続き、国と連携し検討を行ったうえで、実施の可否について判断することとしたい。

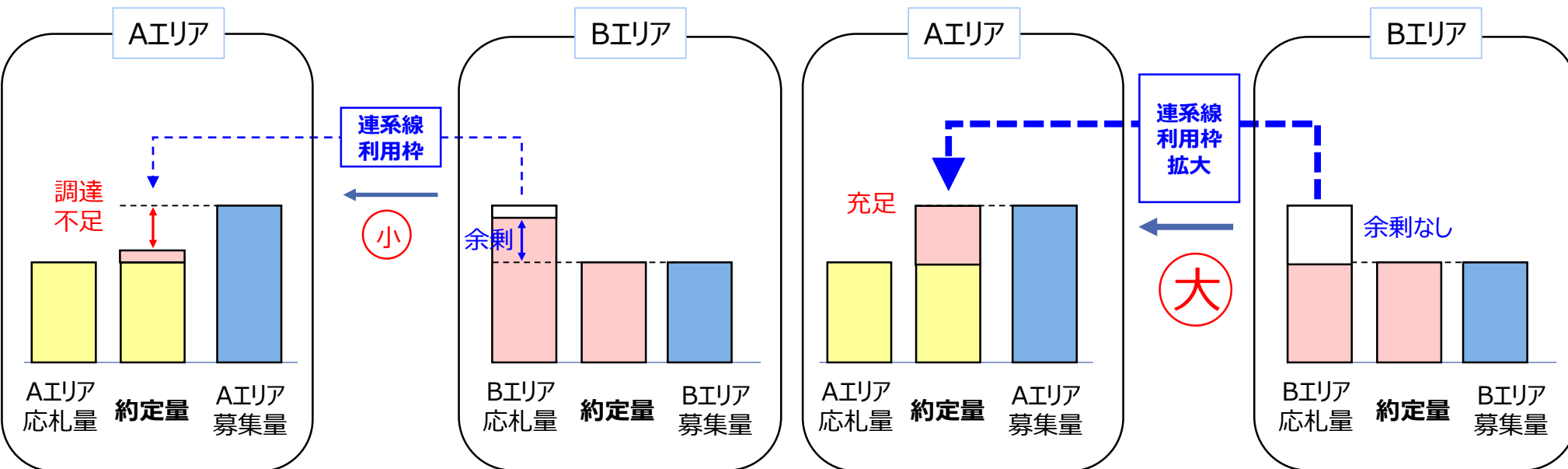


1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - **需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について**
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 需給調整市場での取引に利用できる連系線容量（以下、連系線利用枠）については、電力・ガス取引監視等委員会において、需給調整市場で広域的に調達することによる経済的なメリットと、卸電力市場で用いる連系線容量が減少することによる経済的なデメリットを考慮し、社会便益が最大となるように設定されている。
- 一方、三次①・三次②応札不足の背景として、日本の系統がくし形であることに伴う連系線制約により広域調達に上限があることも、その要因の1つと考えられるところ。
- これらを踏まえ、社会便益を損なうことなく連系線利用枠を拡大することにより、より一層の広域調達を促すことができないかについて、検討を行った。

【現状】

【連系線利用枠拡大】



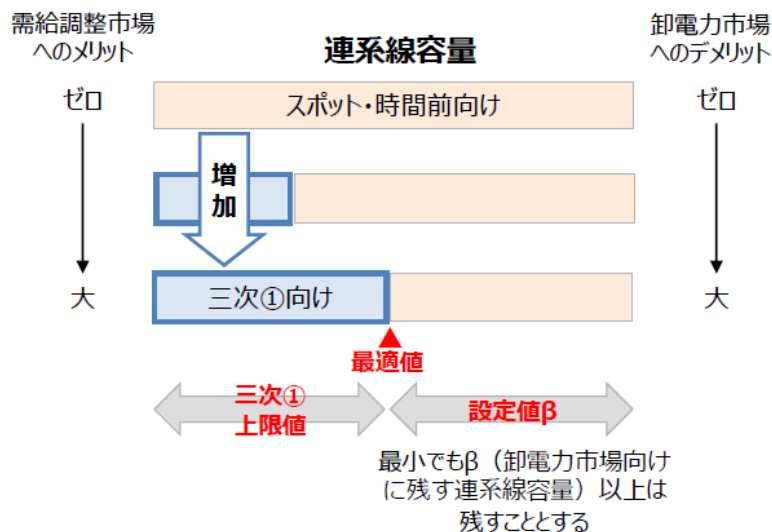
Bエリアに余剰があるものの連系線制約によりAエリアで一部しか約定できない

連系線制約緩和によりAエリアでの約定量が増加

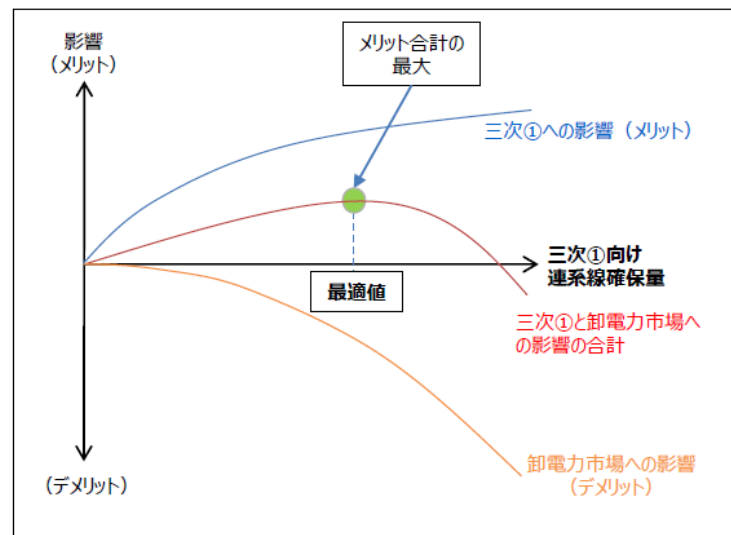
参考：三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方

2020年3月 第46回制度設計
専門会合 資料8を一部加工

- 三次①向けの連系線確保量を増加させると、三次①の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加する。
- 両者の影響額（メリット）の和が最大となる点（社会便益が最大となる点）が最適な連系線確保量と考えられる。この量を、最小でもスポット・時間前向けに残す連系線容量（ β ）とし、残余分を三次①向けの連系線確保量の上限とする。



三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方



【算出結果】2022年度の卸電力市場向けに残す連系線容量(β)

- 2022年度のスポット・時間前市場向けに残す連系線容量βの算出結果(連系線運用容量に対する割合)は以下のとおり。

月	ブロック	北海道→東北		東北→東京		東京→中部		中部→関西		北陸→関西		関西→中国		中国→四国		中国→九州	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
4	1	95%	100%	90%	0%	0%	100%	100%	100%	50%	70%	40%	50%	90%	60%	0%	100%
	2	95%	100%	90%	0%	80%	100%	100%	100%	60%	70%	50%	50%	99%	60%	0%	97%
	3	100%	100%	100%	0%	95%	100%	99%	100%	70%	70%	30%	99%	90%	80%	40%	99%
	4	100%	100%	100%	0%	80%	100%	100%	95%	70%	50%	0%	100%	80%	80%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	80%	100%	100%	99%	70%	50%	0%	100%	70%	90%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	70%	100%	60%	97%	95%	50%	20%	100%	80%	100%	0%	100%
	7	80%	100%	90%	0%	60%	100%	70%	100%	97%	40%	40%	70%	60%	80%	0%	100%
	8	90%	100%	95%	0%	0%	100%	95%	100%	95%	40%	20%	70%	60%	70%	0%	100%
5	1	99%	100%	100%	0%	100%	100%	10%	100%	60%	50%	20%	70%	99%	50%	0%	100%
	2	100%	90%	95%	0%	100%	100%	50%	100%	60%	50%	30%	60%	100%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	60%	60%	20%	99%	95%	80%	30%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	80%	50%	10%	100%	90%	95%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	50%	10%	100%	90%	95%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	60%	100%	95%	50%	10%	100%	90%	80%	0%	100%
	7	100%	97%	95%	0%	100%	100%	40%	100%	97%	40%	10%	80%	100%	60%	0%	100%
	8	100%	95%	100%	0%	80%	100%	40%	100%	95%	50%	10%	60%	100%	40%	0%	100%
6	1	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	100%	50%	40%	0%	60%	90%	90%	0%	100%
	2	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	99%	60%	100%	0%	50%	90%	90%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	100%	10%	90%	90%	60%	10%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	10%	97%	80%	70%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	0%	90%	80%	100%	60%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	80%	30%	10%	90%	80%	100%	30%	100%
	7	90%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	80%	90%	20%	20%	70%	80%	100%	0%	100%
	8	100%	100%	100%	0%	100%	100%	70%	100%	60%	40%	0%	60%	90%	97%	0%	100%
7	1	70%	100%	90%	0%	99%	100%	0%	100%	50%	50%	0%	60%	80%	80%	0%	99%
	2	70%	100%	90%	0%	100%	100%	10%	100%	50%	40%	0%	60%	80%	70%	0%	99%
	3	100%	100%	99%	0%	100%	100%	0%	100%	60%	60%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	70%	50%	0%	95%	70%	90%	0%	100%
	5	100%	99%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	80%	50%	0%	90%	70%	100%	50%	100%
	6	90%	100%	97%	0%	100%	100%	80%	100%	90%	50%	20%	80%	70%	80%	0%	100%
	7	80%	100%	100%	0%	90%	100%	40%	100%	80%	20%	20%	60%	70%	40%	0%	100%
	8	90%	100%	100%	0%	70%	100%	0%	100%	80%	40%	10%	70%	60%	50%	0%	100%
8	1	100%	100%	99%	0%	100%	100%	20%	100%	90%	50%	0%	60%	60%	70%	0%	100%
	2	100%	100%	97%	0%	100%	100%	10%	100%	90%	40%	0%	60%	60%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	90%	40%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	70%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	40%	0%	95%	70%	80%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	90%	30%	0%	90%	70%	80%	0%	100%
	7	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	90%	10%	10%	60%	70%	30%	0%	100%
	8	97%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	90%	80%	30%	0%	60%	60%	60%	0%	100%
9	1	80%	100%	90%	0%	100%	100%	60%	100%	70%	50%	0%	80%	10%	70%	0%	100%
	2	80%	100%	90%	0%	100%	100%	40%	100%	70%	50%	0%	70%	30%	60%	0%	100%
	3	90%	100%	100%	0%	100%	100%	95%	100%	60%	50%	0%	99%	50%	90%	20%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	50%	50%	95%	100%	70%	95%	50%	100%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	99%	50%	50%	0%	100%	70%	99%	0%	100%
	6	99%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	99%	60%	97%	0%	100%
	7	60%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	90%	50%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	8	80%	100%	95%	0%	100%	100%	70%	100%	50%	60%	0%	80%	50%	90%	0%	100%

※数値 100% : 運用容量の全量を卸電力市場に割当 0% : 運用容量の全量を需給調整市場に割当

※ブロック 三次①の取引単位の3時間単位で1日を8ブロックに分割

【算出結果】2022年度の卸電力市場向けに残す連系線容量(β)

月	ブロック	北海道→東北		東北→東京		東京→中部		中部→関西		北陸→関西		関西→中国		中国→四国		中国→九州	
		順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
10	1	50%	95%	97%	0%	100%	100%	0%	100%	30%	70%	10%	70%	60%	90%	0%	100%
	2	40%	100%	90%	0%	100%	100%	90%	100%	30%	70%	20%	70%	60%	70%	0%	100%
	3	90%	97%	100%	0%	100%	100%	90%	100%	50%	70%	10%	95%	90%	100%	80%	100%
	4	100%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	97%	60%	100%	70%	100%
	5	95%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	97%	60%	99%	90%	100%
	6	50%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	80%	60%	10%	90%	70%	99%	70%	100%
	7	30%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	70%	60%	70%	10%	60%	60%	95%	0%	95%
	8	50%	99%	100%	0%	100%	100%	90%	100%	50%	70%	0%	70%	60%	90%	0%	100%
11	1	60%	100%	80%	0%	100%	100%	60%	95%	30%	90%	0%	60%	60%	50%	0%	100%
	2	30%	100%	80%	0%	100%	90%	80%	50%	20%	95%	10%	60%	60%	40%	0%	100%
	3	97%	100%	97%	0%	100%	100%	90%	100%	30%	90%	0%	97%	90%	70%	70%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	90%	100%	40%	80%	90%	100%	60%	97%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	40%	70%	0%	97%	60%	95%	0%	100%
	6	50%	100%	90%	0%	100%	100%	80%	95%	30%	70%	0%	90%	60%	90%	99%	100%
	7	40%	100%	80%	0%	100%	100%	99%	30%	30%	70%	0%	70%	60%	80%	0%	100%
	8	70%	100%	90%	0%	100%	100%	70%	80%	30%	90%	0%	70%	60%	50%	0%	100%
12	1	50%	100%	90%	0%	100%	100%	100%	60%	20%	95%	10%	60%	80%	30%	0%	100%
	2	40%	100%	90%	0%	100%	100%	100%	60%	20%	95%	10%	60%	70%	10%	0%	100%
	3	60%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	50%	50%	90%	0%	60%	60%	10%	60%	100%
	4	90%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	70%	50%	90%	0%	97%	70%	50%	0%	100%
	5	97%	95%	100%	0%	100%	100%	100%	70%	60%	90%	0%	90%	70%	50%	0%	100%
	6	95%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	50%	50%	70%	0%	70%	70%	30%	0%	100%
	7	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	50%	50%	60%	0%	60%	70%	20%	0%	100%
	8	80%	97%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	50%	80%	20%	60%	70%	10%	30%	100%
1	1	50%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	90%	40%	80%	40%	50%	90%	10%	30%	95%
	2	50%	100%	90%	0%	100%	100%	100%	80%	40%	80%	50%	40%	95%	10%	0%	97%
	3	80%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	80%	80%	60%	10%	97%	100%	10%	0%	95%
	4	95%	95%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	80%	70%	10%	70%	100%	10%	80%	100%
	5	95%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	80%	70%	70%	10%	90%	70%	10%	0%	100%
	6	90%	90%	100%	0%	100%	100%	100%	70%	70%	40%	10%	70%	100%	10%	0%	100%
	7	90%	90%	100%	0%	100%	100%	60%	40%	70%	40%	10%	60%	100%	10%	0%	80%
	8	70%	90%	99%	0%	100%	100%	70%	70%	60%	50%	10%	50%	90%	10%	40%	100%
2	1	10%	100%	90%	30%	100%	100%	60%	90%	60%	90%	0%	60%	60%	20%	0%	100%
	2	10%	100%	90%	50%	100%	100%	60%	80%	50%	80%	0%	50%	60%	10%	0%	97%
	3	40%	100%	100%	50%	100%	100%	100%	80%	70%	80%	0%	70%	60%	30%	0%	100%
	4	80%	100%	100%	90%	100%	100%	100%	95%	70%	60%	0%	95%	70%	97%	30%	100%
	5	80%	100%	100%	50%	100%	100%	100%	95%	80%	50%	0%	95%	70%	60%	0%	100%
	6	60%	100%	100%	60%	100%	100%	100%	99%	70%	40%	0%	80%	70%	50%	0%	100%
	7	60%	95%	99%	50%	100%	100%	100%	60%	70%	30%	10%	60%	70%	20%	0%	100%
	8	60%	100%	99%	20%	100%	100%	100%	90%	70%	70%	10%	60%	50%	10%	0%	100%
3	1	20%	100%	90%	50%	100%	100%	50%	90%	80%	70%	0%	60%	60%	20%	0%	100%
	2	20%	100%	80%	70%	100%	100%	60%	90%	80%	60%	10%	60%	60%	20%	0%	100%
	3	90%	100%	100%	40%	100%	100%	90%	80%	97%	40%	0%	97%	60%	10%	0%	100%
	4	90%	100%	100%	0%	100%	100%	80%	97%	100%	30%	0%	100%	60%	80%	0%	100%
	5	97%	100%	100%	0%	100%	100%	97%	100%	100%	30%	0%	100%	60%	50%	30%	100%
	6	60%	100%	100%	10%	100%	100%	50%	97%	90%	30%	0%	95%	60%	30%	0%	100%
	7	30%	100%	99%	10%	100%	100%	100%	50%	100%	0%	0%	70%	60%	0%	0%	100%
	8	30%	100%	95%	0%	100%	100%	90%	90%	90%	40%	0%	60%	60%	10%	0%	100%

※数値 100% : 運用容量の全量を卸電力市場に割当 0% : 運用容量の全量を需給調整市場に割当

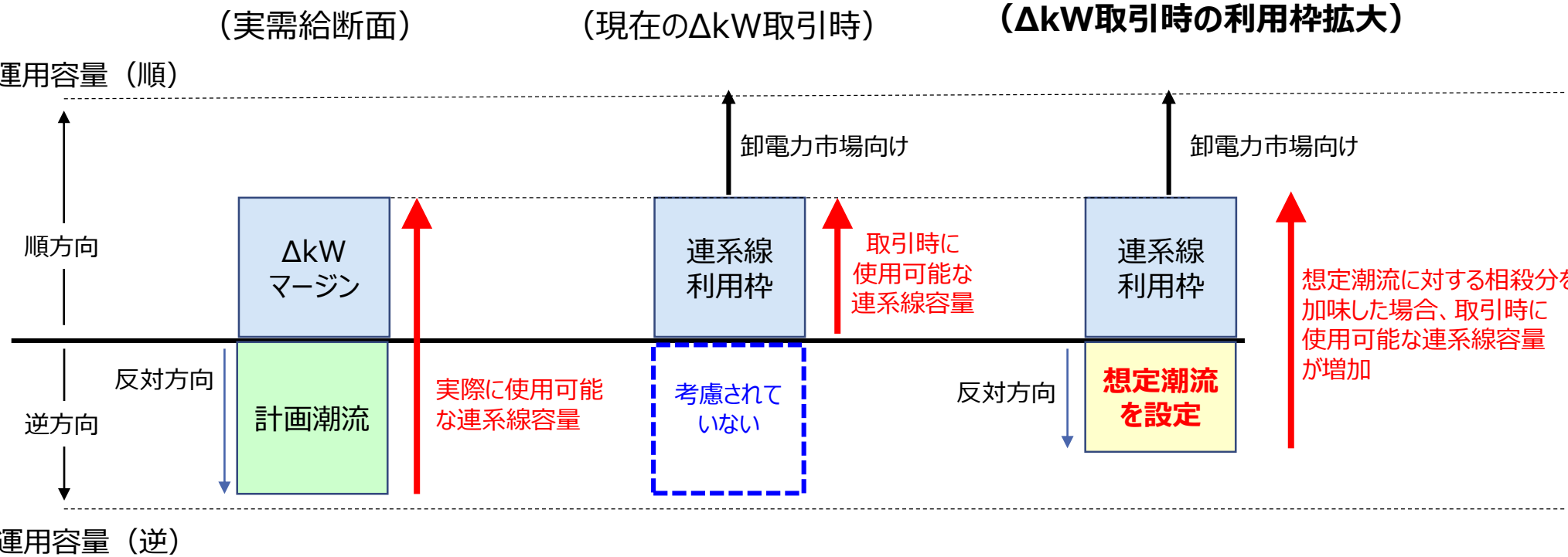
※ブロック 三次①の取引単位の3時間単位で1日を8ブロックに分割

論点2：三次①の調達不足について

- 需給調整市場については、2024年度より全商品の取引を開始するためのシステム準備等も進められているところ、三次①は応札量が不足しており調達不足が発生していること、市場として十分な競争が働いていないことについてどのような対応策が考えられるか。
- 調達不足の背景には、三次①が週間調達であることに伴う入札行動や、連系線制約により広域調達に上限があることが考えられる。
- また、応札事業者は実需給までの需給変動リスクを勘案して応札量を算定していること、週間調達のリスクに見合った価格を設定しづらいこと等の要因もあり、十分な応札量を供出できていない。その結果、ほとんどの売り入札が約定し、市場として十分な競争が働いていない状況となっている。
- 一方で、連系線制約による広域調達の上限については広域調達に一定の制約を加えるものであるものの、供出量が募集量の4割にも満たない現状を踏まえれば、まずは上記のような、発電事業者の応札行動に与える構造的背景に焦点を当てた議論が必要ではないか。
- 2023年度まで調整力公募がある現状においては、三次①が調達不足であっても調整力自体が不足する事態は顕在化していない。2024年度に円滑に市場取引に移行するためにも、調整力公募と需給調整市場の関係性、発電事業者の利潤最大化、調達コストの抑制などの観点も踏まえ、例えば調達時期やリクワイアメント、受渡し期間の観点から検討してはどうか。

- 現在、連系線利用枠はマージンとして扱うことから、運用容量の範囲内で設定されている。需給調整市場においては、その範囲内で取引が行われている。
- 一方、想定される潮流が ΔkW の約定の方向と反対方向の場合、実際に使用できる連系線容量については大きくなるとも考えられるところ。
- 現在の ΔkW 取引においては、この想定潮流が加味されていないことから、需給調整市場の取引時に一定量の想定潮流を設定することで、連系線利用枠を拡大する方法について検討を行った。

順方向の取引を想定した場合のイメージ



- 第43回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年9月30日）にて、需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量は、マージンとして取り扱うことと整理されており、マージンは連系線の運用容量の一部として設定される。

業務規程上の取扱

4

- 業務規程（抜粋）は以下のとおり。連系線容量の確保目的は需給調整市場における広域調達・広域運用のためであることから、「マージン」の項目における「調整力の供給区域外からの調達のため」に該当する。
- 需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量は「マージン」として取り扱うこととしたい。

業務規程（抜粋）

第一章 総則（用語）

（略）

十八「マージン」とは、電力システムの異常時若しくは需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力システムを安定に保つため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。

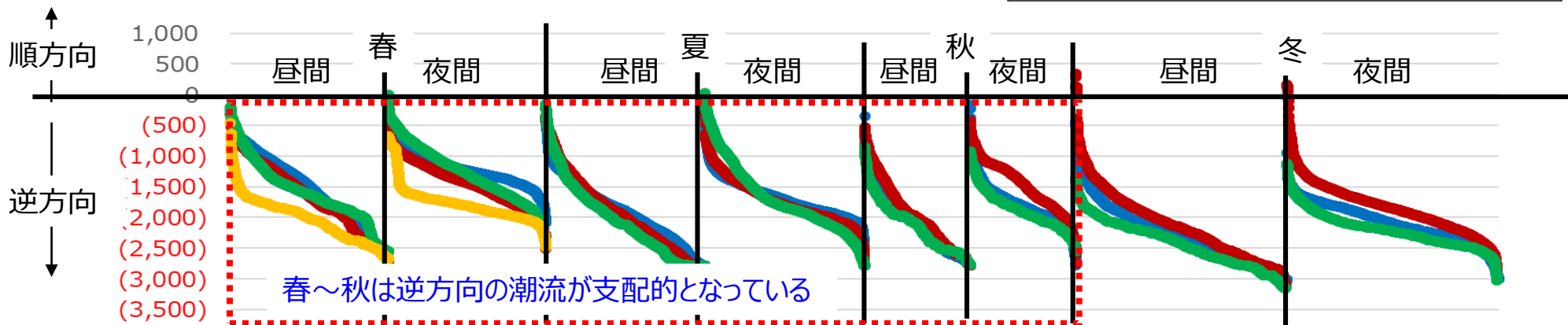
（以下略）

連系線容量の確保目的は、需給調整市場における広域調達・広域運用のためであることから、需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量はマージンに該当する。

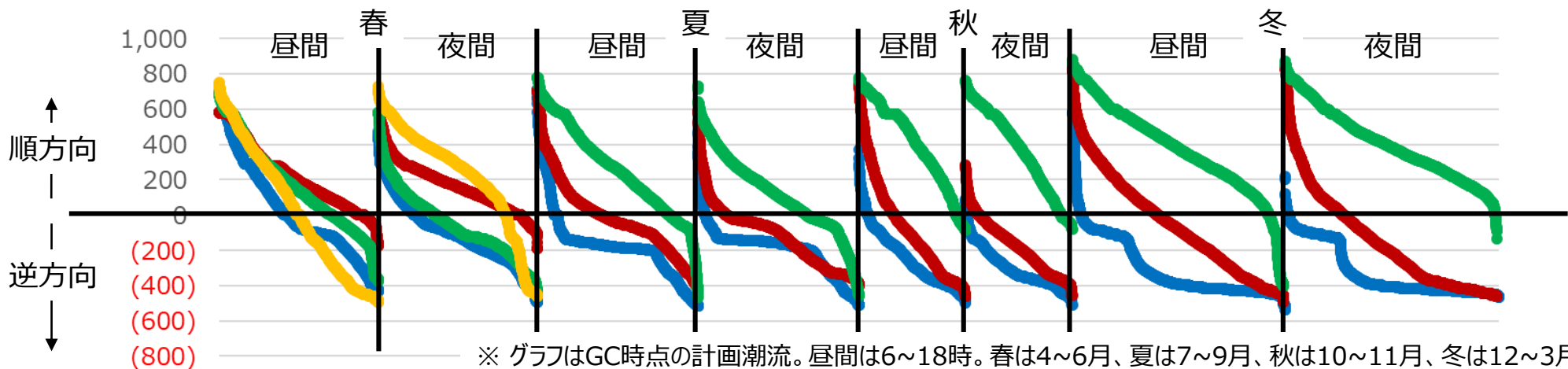
- 想定潮流を設定することにより連系線制約が緩和される一方で、想定潮流より実際の潮流が少ない、あるいは反対方向となる場合は、 ΔkW 約定量の一部が実需給断面において融通できなくなるといったリスクも存在する。
- このため、想定潮流を設定する連系線については、一方向への潮流が支配的な連系線に限定することが考えられる。

例) 一方向への潮流が支配的な送電線 (中国-九州間)

単位：MW



例) 一方向への潮流が支配的でない送電線 (北海道-東北間)



※ グラフはGC時点の計画潮流。昼間は6～18時。春は4～6月、夏は7～9月、秋は10～11月、冬は12～3月

- 本来的には想定潮流値は実潮流に近い方が望ましいものの、週間取引時はスポット市場や時間前市場の取引前であり、計画潮流は決まっていないのが実態である。
- そのため、週間取引時には、計画潮流を元にした想定潮流の設定ではなく、過去実績を元にした想定潮流を設定することも考えられる。
- この場合、前述の想定潮流設定によるリスクを極力低減するとの観点から、過去3カ年の潮流実績（GC時の計画潮流）の3σ相当値を算出したうえで、全て同一方向となる連系線を対象に、最小値を想定潮流値としてはどうか※。

※需給ひっ迫融通が想定される場合や、大型電源の稼働状況や再エネの導入状況等により想定潮流に大幅な変化が見込まれる場合には、想定潮流を設定しないことも考えられる

	前週	前日		当日
	火曜	AM	PM	
現行の取引スケジュール	<div style="border: 1px dashed red; padding: 5px; text-align: center;"> 14時 ▼ 三次① 入札 </div> <p style="text-align: center; color: red;">週間取引実施</p>	<div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px; text-align: center;"> 10時 ▼ SP市場 約定 </div> <p style="text-align: center; color: blue;">約定結果にもとづく潮流想定ができない</p>	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> 14時 ▼ 三次② 入札 </div> <div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px; text-align: center;"> 17時 ▼ 時間前 市場開場 </div> </div>	<div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px; text-align: center;"> GC時 ▼ </div> <p style="text-align: center; color: red;">計画潮流が確定</p>

■ 過去3カ年の潮流実績（GC時の計画潮流）の3σ相当値を算出したうえで、全て同一方向となる連系線の抽出を行ったところ、下表の連系線が対象になると考えられる。

単位：MW

想定潮流を設定する送電線	利用枠が拡大される送電線	対象期間	(参考) 想定潮流
東北-東京間 (順方向)	東北-東京間 (逆方向)	春・昼間	601
		春・夜間	187
		夏・昼間	1,765
		夏・夜間	1,261
		秋・昼間	539
		秋・夜間	682

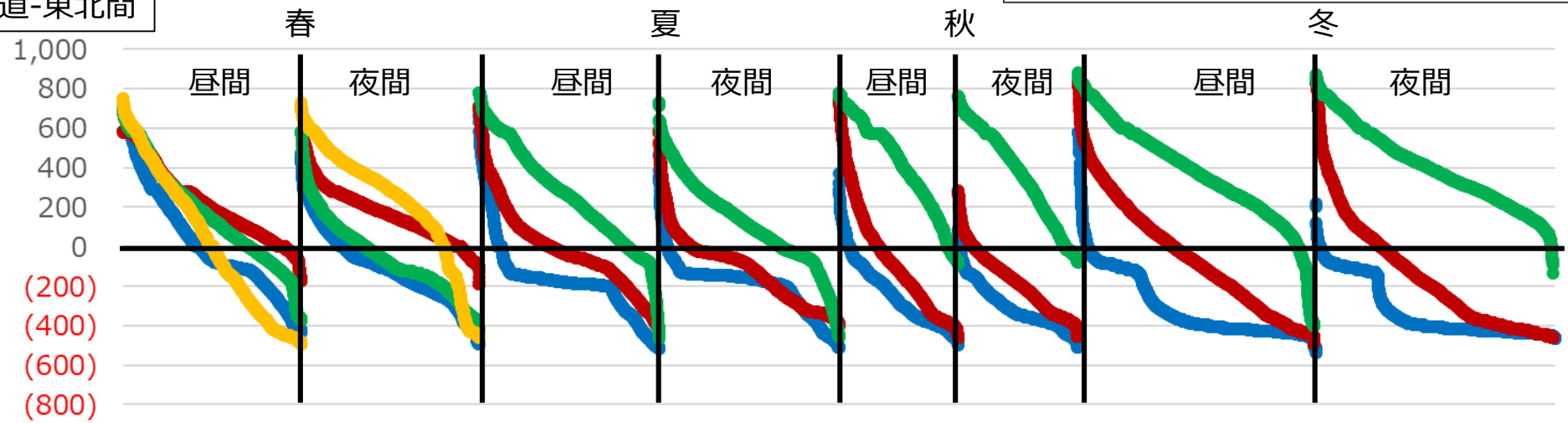
単位：MW

想定潮流を設定する送電線	利用枠が拡大される送電線	対象期間	(参考) 想定潮流
関西-中国間 (逆方向)	関西-中国間 (順方向)	夏・昼間	-244
		秋・昼間	-155
		冬・昼間	-77
		冬・夜間	-90
中国-九州間 (逆方向)	中国-九州間 (順方向)	春・昼間	-287
		春・夜間	-139
		夏・昼間	-244
		夏・夜間	-75
		秋・昼間	-549
		秋・夜間	-358

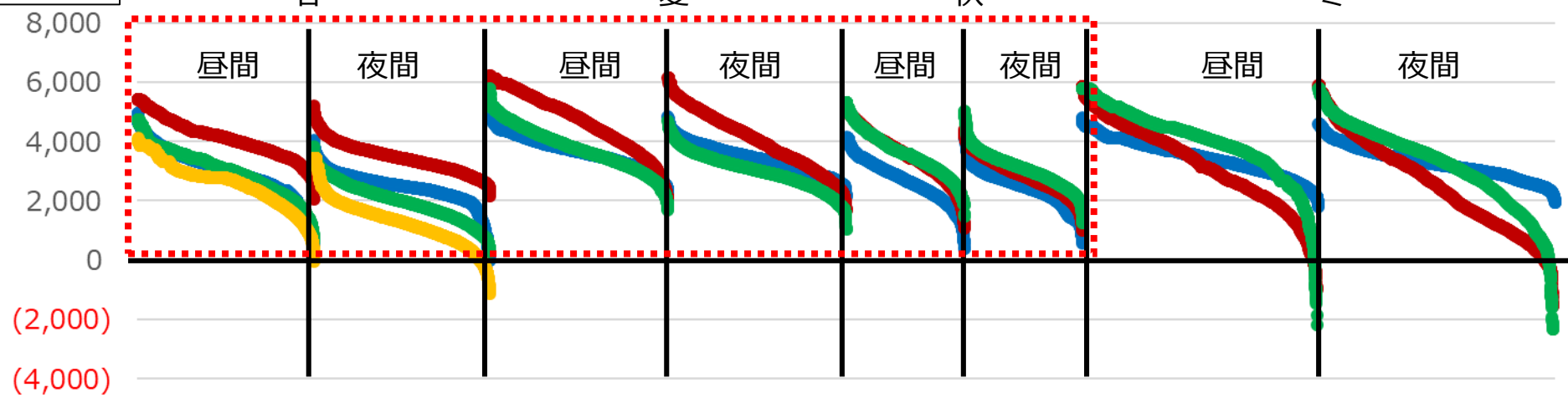
北海道-東北間

単位：MW

● 2019年度 ● 2020年度 ● 2021年度 ● 2022年度



東北-東京間



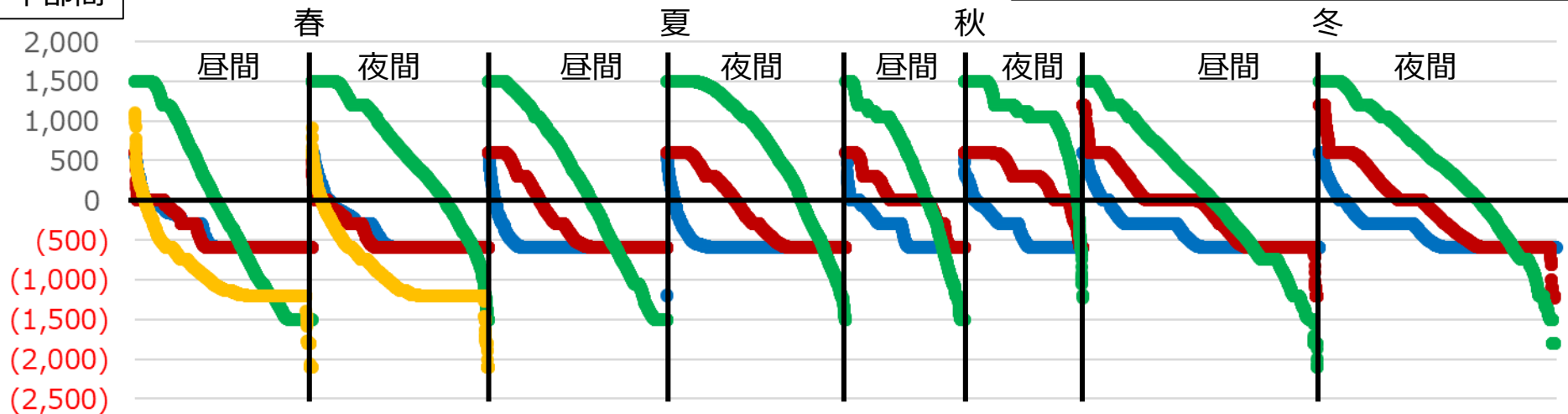
赤枠：想定潮流の設定対象候補

※昼間は6~18時。春は4~6月、夏は7~9月、秋は10~11月、冬は12~3月

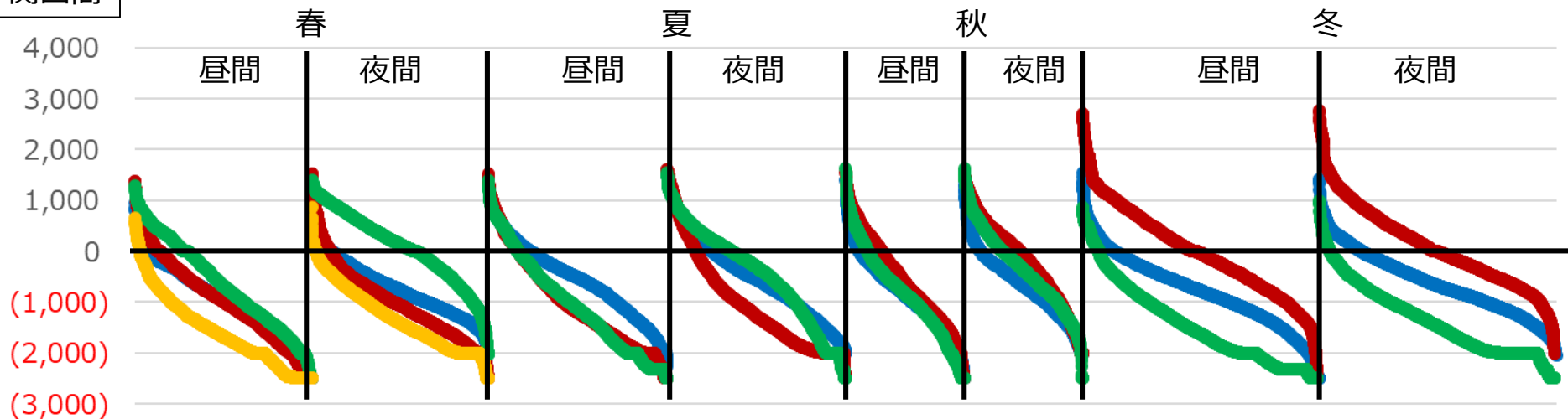
東京-中部間

単位：MW

● 2019年度 ● 2020年度 ● 2021年度 ● 2022年度



中部-関西間

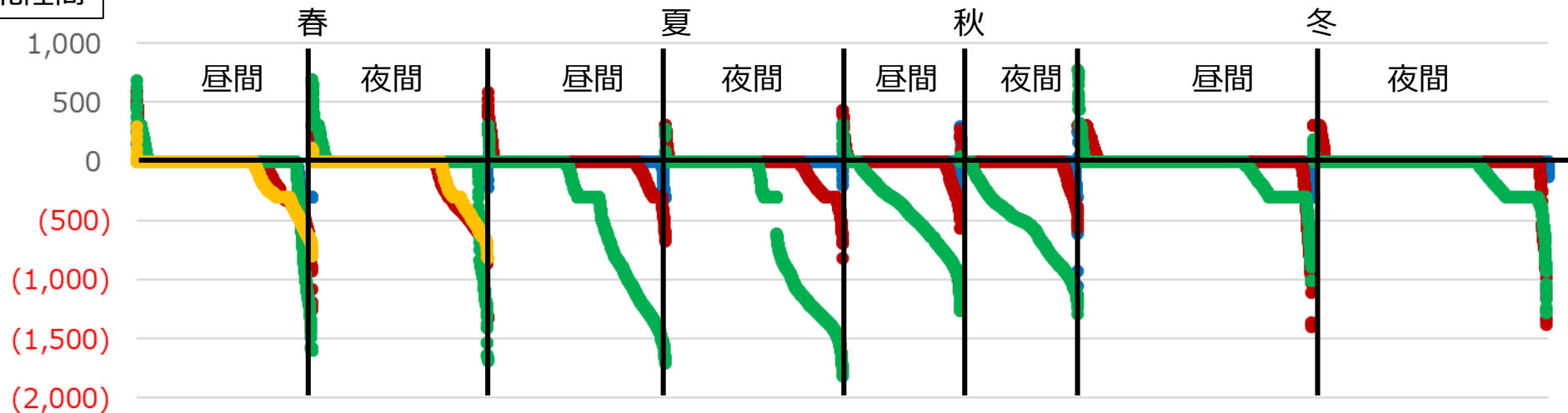


※昼間は6~18時。春は4~6月、夏は7~9月、秋は10~11月、冬は12~3月

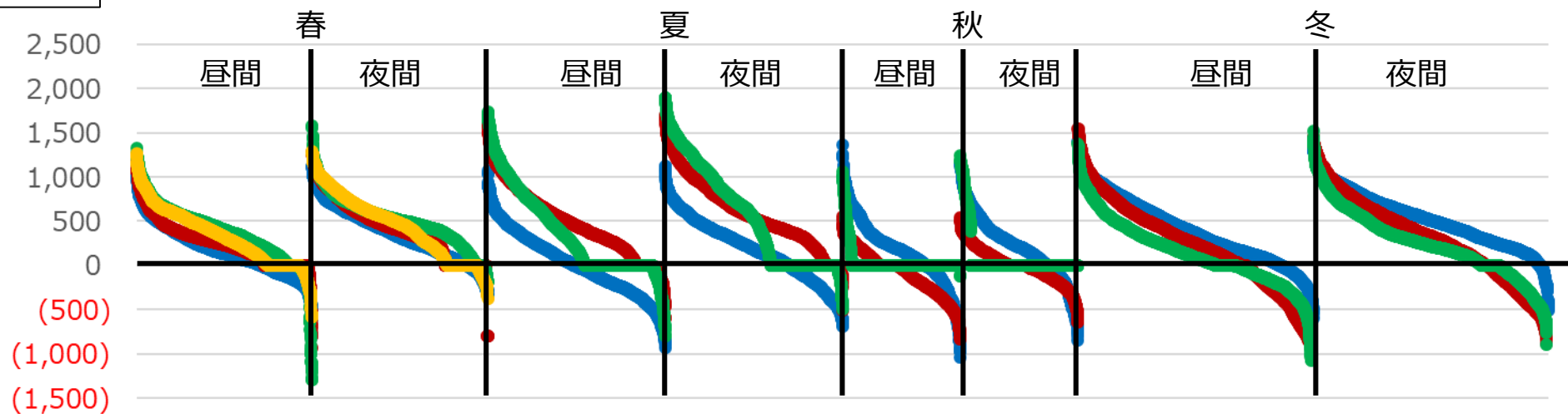
単位：MW

● 2019年度 ● 2020年度 ● 2021年度 ● 2022年度

中部-北陸間



北陸-関西間

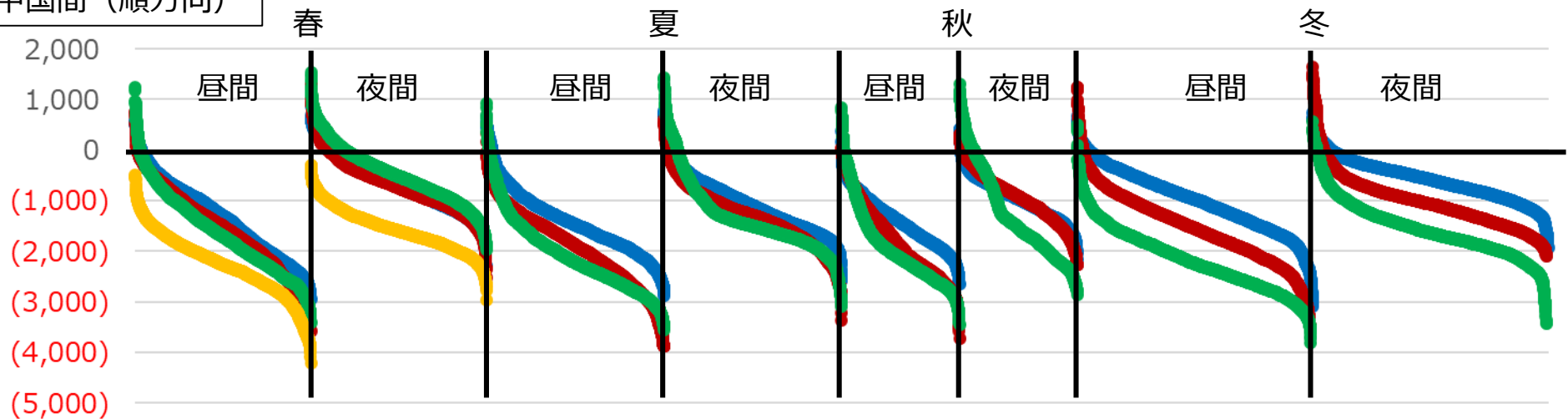


※昼間は6~18時。春は4~6月、夏は7~9月、秋は10~11月、冬は12~3月

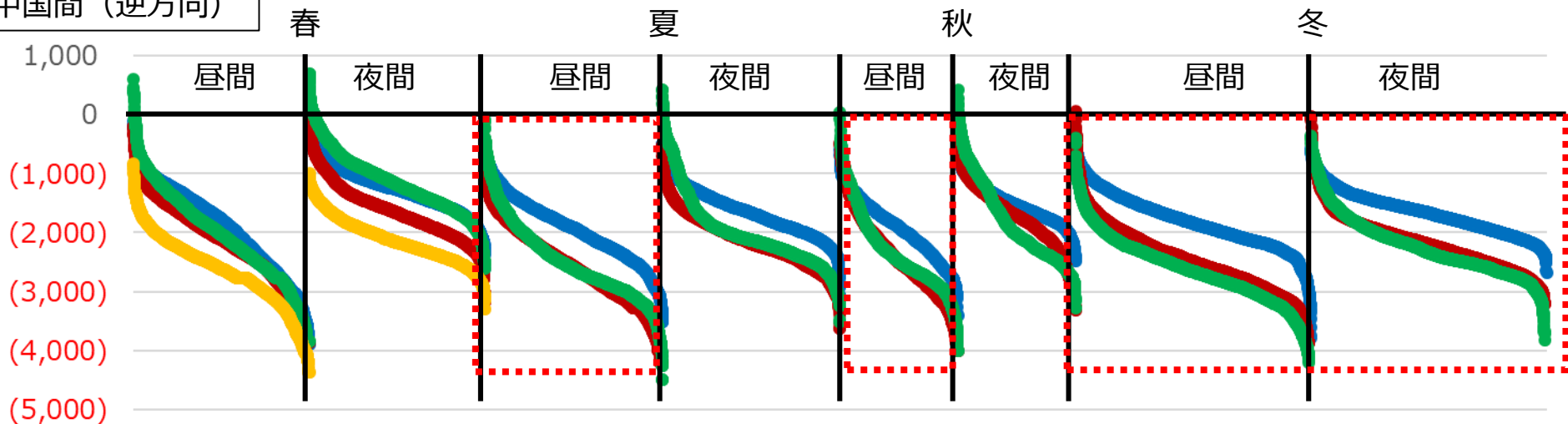
関西-中国間 (順方向)

単位：MW

● 2019年度 ● 2020年度 ● 2021年度 ● 2022年度



関西-中国間 (逆方向)

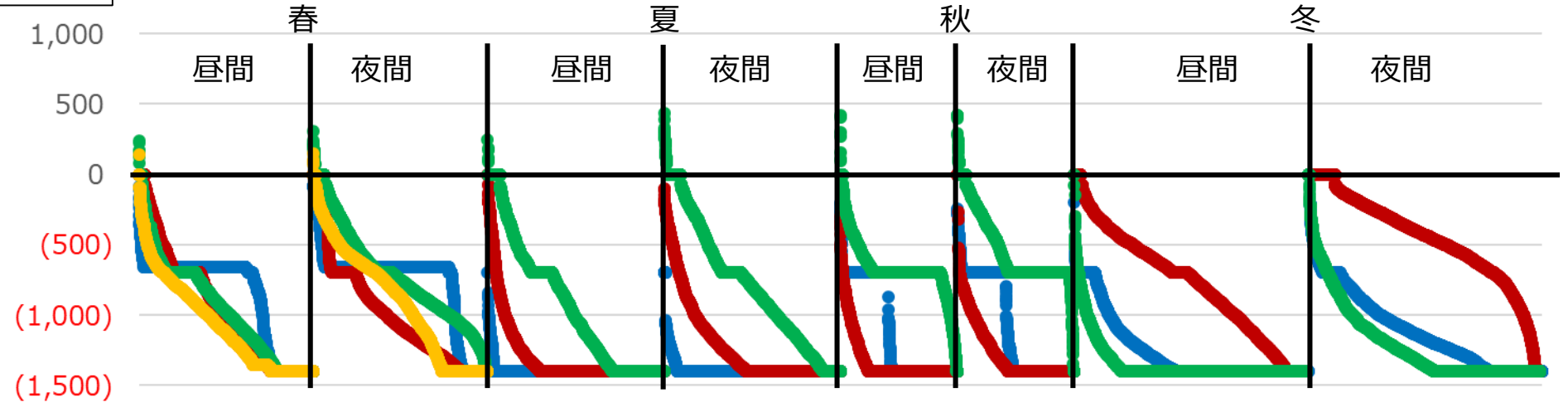


赤枠：想定潮流の設定対象候補

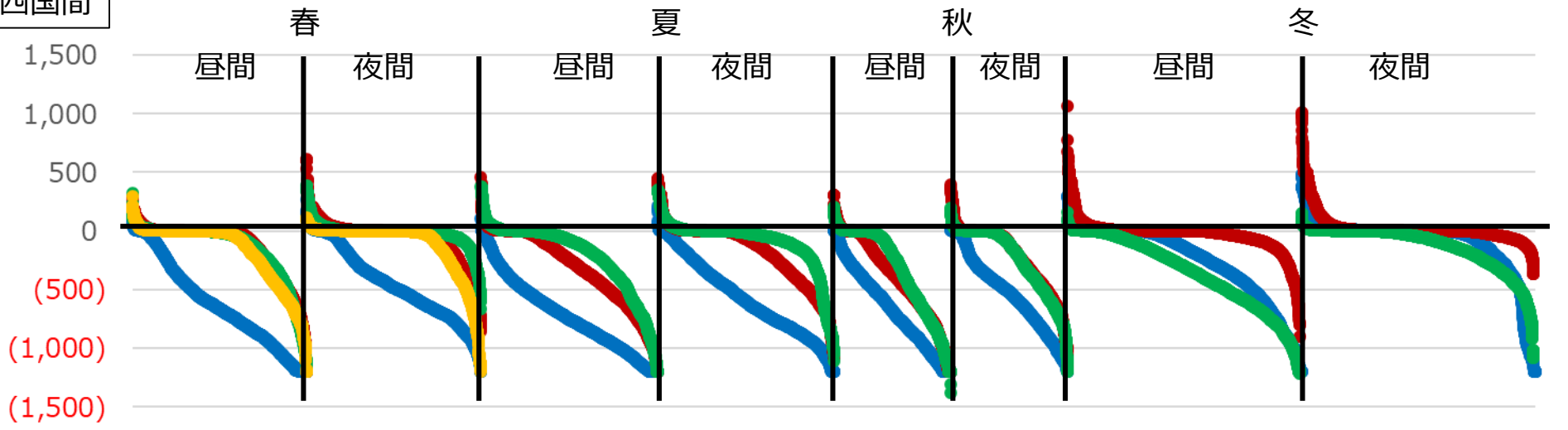
※昼間は6~18時。春は4~6月、夏は7~9月、秋は10~11月、冬は12~3月

関西-四国間

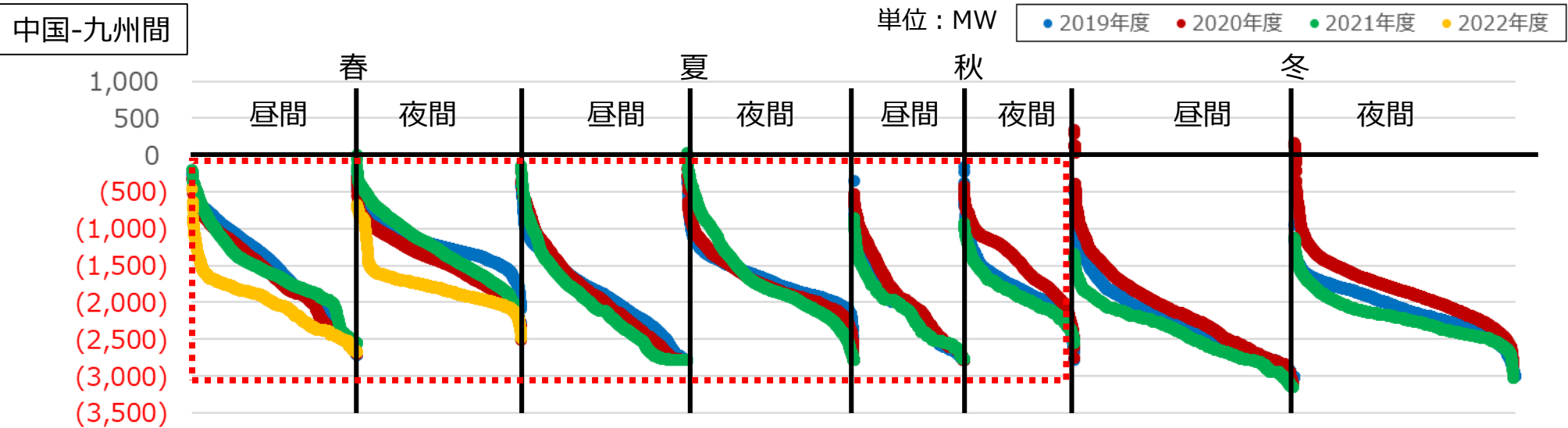
単位：MW ● 2019年度 ● 2020年度 ● 2021年度 ● 2022年度



中国-四国間



※昼間は6~18時。春は4~6月、夏は7~9月、秋は10~11月、冬は12~3月



赤枠：想定潮流の設定対象候補

(参考) 想定潮流(順方向)の3σ相当値

			北海道-東北	東北-東京	東京-中部	中部-関西	中部-北陸	北陸-関西	関西-中国 _順	関西-中国 _逆	関西-四国	中国-四国	中国-九州
01_春	01_昼間	19年度	-428	601	-600	-2,499	-300	-500	-2,872	-3,829	-1,400	-1,200	-2,702
		20年度	-166	2,344	-600	-2,500	-1,215	-771	-3,477	-3,860	-1,400	-1,199	-2,680
		21年度	-370	806	-1,500	-2,500	-1,600	-1,268	-3,337	-3,850	-1,400	-1,136	-2,550
		22年度(参考)	-491	262	-2,100	-2,500	-759	-574	-3,980	-4,331	-1,400	-1,200	-2,670
		01_春	02_夜間	19年度	-493	187	-600	-2,499	-300	-500	-2,872	-3,829	-1,400
20年度	-187	2,368	-600	-2,500	-1,215	-771	-3,477	-3,860	-1,400	-1,199	-2,454		
21年度	-428	362	-1,500	-2,500	-1,600	-1,268	-3,337	-3,850	-1,400	-1,136	-2,398		
22年度(参考)	-454	-999	-2,100	-2,500	-759	-574	-3,980	-4,331	-1,400	-1,200	-2,450		
02_夏	01_昼間	19年度	-514	2,120	-600	-2,155	-300	-847	-2,750	-3,489	-1,400	-1,200	-2,780
		20年度	-417	1,962	-600	-2,500	-613	-449	-3,874	-4,200	-1,400	-1,200	-2,780
		21年度	-423	1,765	-1,500	-2,500	-1,664	-704	-3,465	-4,288	-1,400	-1,200	-2,780
		22年度(参考)											
		02_夏	02_夜間	19年度	-508	2,270	-600	-1,998	-88	-627	-2,528	-3,071	-1,400
20年度	-389	1,771	-600	-2,481	-679	-167	-3,011	-3,416	-1,400	-1,040	-2,706		
21年度	-454	1,261	-1,500	-2,500	-1,746	-434	-2,988	-3,231	-1,400	-1,012	-2,778		
22年度(参考)													
03_秋	01_昼間	19年度	-489	539	-600	-2,500	-298	-969	-2,590	-3,269	-1,400	-1,200	-2,780
		20年度	-458	1,178	-600	-2,500	-487	-809	-3,518	-4,008	-1,400	-1,200	-2,780
		21年度	-85	1,559	-1,500	-2,500	-1,248	-21	-3,399	-3,913	-1,400	-1,211	-2,770
		22年度(参考)	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!
		03_秋	02_夜間	19年度	-491	682	-600	-2,000	-1,064	-763	-1,999	-2,395	-1,400
20年度	-454	1,128	-600	-2,000	-527	-599	-2,265	-3,258	-1,400	-1,098	-2,548		
21年度	-75	1,315	-1,200	-2,500	-1,213	0	-2,768	-3,115	-1,400	-1,194	-2,543		
22年度(参考)	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!		
04_冬	01_昼間	19年度	-526	1,887	-600	-2,500	-292	-492	-2,910	-3,378	-1,400	-1,200	-3,010
		20年度	-455	-772	-1,200	-2,499	-1,045	-922	-3,517	-3,860	-1,400	-763	-3,075
		21年度	-400	-1,351	-2,091	-2,500	-881	-1,068	-3,590	-4,100	-1,400	-1,200	-3,150
		22年度(参考)	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!
		04_冬	02_夜間	19年度	-462	2,030	-600	-1,992	-72	-462	-1,855	-2,481	-1,400
20年度	-460	-1,450	-1,200	-1,893	-1,256	-794	-2,045	-3,114	-1,400	-320	-2,782		
21年度	-82	-2,236	-1,800	-2,500	-1,082	-693	-3,209	-3,660	-1,400	-1,055	-2,940		
22年度(参考)	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!	NUM!		
全期間		19年度	-509	311	-600	-2,496	-300	-806	-2,794	-3,604	-1,400	-1,200	-3,010
		20年度	-458	-505	-1,200	-2,500	-1,038	-862	-3,674	-4,198	-1,400	-1,200	-3,025
		21年度	-425	-1,337	-1,800	-2,500	-1,653	-990	-3,436	-4,038	-1,400	-1,200	-3,140
		22年度(参考)	-485	-889	-2,100	-2,500	-735	-560	-3,888	-4,550	-1,400	-1,200	-2,780

過去3か年の3σ値の最小値を
想定潮流として設定

(参考) 想定潮流(逆方向)の3σ相当値

			北海道-東北	東北-東京	東京-中部	中部-関西	中部-北陸	北陸-関西	関西-中国順	関西-中国逆	関西-四国	中国-四国	中国-九州
01_春	01_昼間	19年度	688	4,938	559	807	300	1,025	496	-213	-175	112	-374
		20年度	584	5,434	598	1,282	496	1,096	543	-340	0	207	-342
		21年度	685	4,731	1,500	1,195	487	1,245	930	369	164	184	-287
		22年度(参考)	737	3,990	987	545	114	1,236	-546	-980	0	209	-694
01_春	02_夜間	19年度	437	3,888	600	692	0	1,104	633	-111	-83	140	-319
		20年度	578	5,025	490	1,435	299	1,246	1,120	-45	0	600	-351
		21年度	575	3,553	1,500	1,364	649	1,474	1,394	623	209	353	-139
		22年度(参考)	700	3,440	690	607	99	1,260	-340	-1,055	77	102	-700
02_夏	01_昼間	19年度	634	5,044	600	1,348	300	952	497	-505	-851	36	-427
		20年度	697	6,207	600	1,355	471	1,594	-55	-1,033	-61	333	-369
		21年度	781	5,612	1,500	1,235	300	1,683	637	-244	124	367	-224
		22年度(参考)											
02_夏	02_夜間	19年度	359	4,731	522	1,494	300	1,085	708	-538	-700	162	-525
		20年度	578	6,128	600	1,578	300	1,668	525	-610	-142	436	-406
		21年度	714	4,537	1,500	1,477	103	1,896	1,282	292	318	342	-75
		22年度(参考)											
03_秋	01_昼間	19年度	321	4,128	600	1,337	300	1,249	88	-781	-237	4	-791
		20年度	743	5,222	600	1,481	427	473	15	-529	-354	300	-549
		21年度	771	5,329	1,500	1,413	230	1,015	666	-155	308	184	-915
		22年度(参考)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
03_秋	02_夜間	19年度	44	4,178	592	1,450	200	1,122	389	-598	-257	23	-358
		20年度	264	4,303	600	1,523	212	497	295	-525	0	367	-462
		21年度	753	5,003	1,500	1,545	18	1,182	1,160	192	417	169	-963
		22年度(参考)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
04_冬	01_昼間	19年度	578	4,643	600	1,317	64	1,339	518	-495			
		20年度	817	5,854	1,200	2,605	300	1,514	1,179	-77			
		21年度	869	5,795	1,500	795	703	1,275	164	-656			
		22年度(参考)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
04_冬	02_夜間	19年度	85	4,578	600	1,163	0	1,300	599	-649	0	453	-1,221
		20年度	825	5,875	1,200	2,552	300	1,375	1,415	-90	0	981	124
		21年度	848	5,770	1,500	788	143	1,392	367	-478	0	107	-1,175
		22年度(参考)	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!
全期間		19年度	668	4,811	600	1,380	299	1,282	577	-209	0	345	-418
		20年度	815	6,128	1,200	2,471	412	1,538	1,088	-210	0	601	82
		21年度	848	5,770	1,500	1,401	521	1,717	1,092	277	246	334	-202
		22年度(参考)	720	4,166	924	536	109	1,252	-469	-1,054	0	179	-702

過去3か年の3σ値の最小値を想定潮流として設定

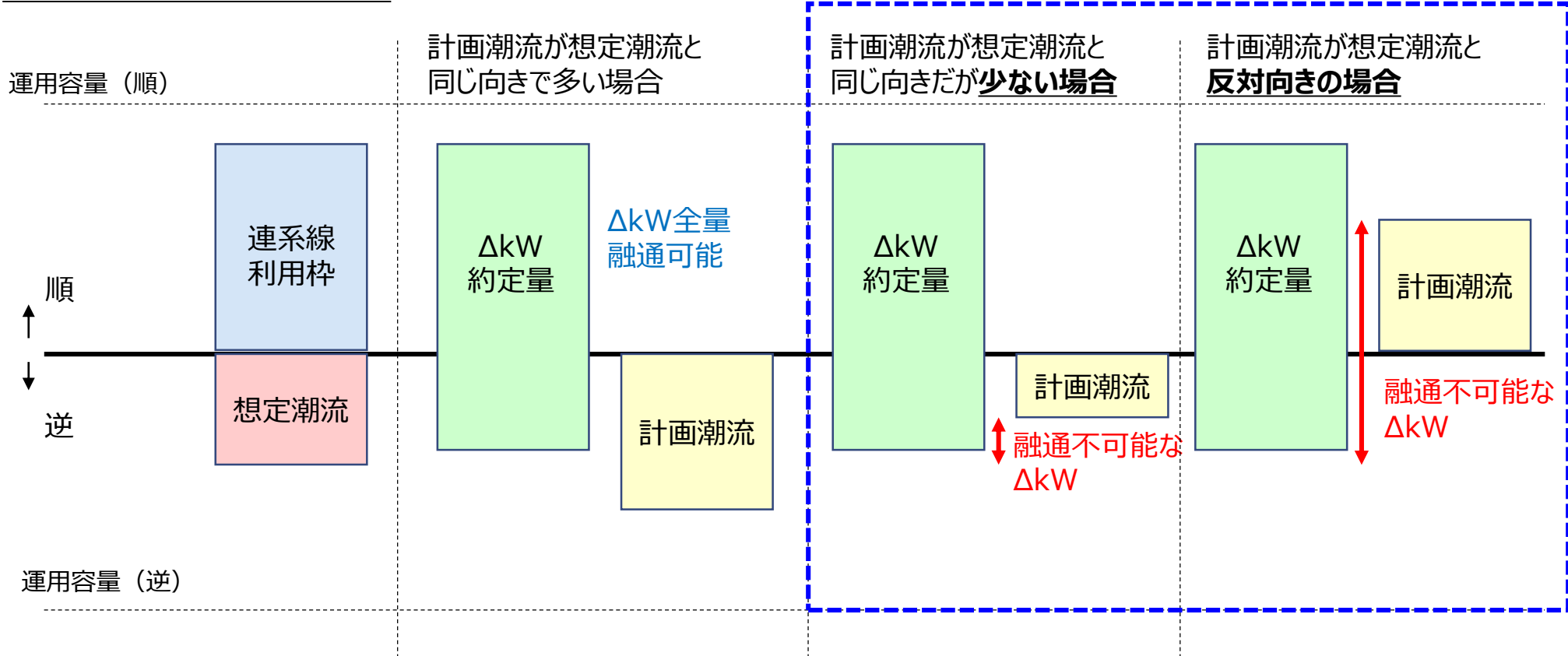
- 次に、前日取引の場合、時間前市場取引前であり計画潮流自体は確定していないものの、卸電力市場での取引の大宗を占めるスポット市場の約定後であることから、このスポット市場での約定結果をもとに想定潮流値を算出することが考えられる（この場合、週間取引時と異なり、全連系線を対象に利用枠拡大が可能）。
- 一方、前日取引後に行われる時間前市場においても潮流値は変化する可能性はあるため、三次②の時間前市場供出の結果等も踏まえながら、全連系線を対象に、前日取引時の想定潮流を設定することとしてはどうか※。

※需給ひっ迫融通が想定される場合や、大型電源の稼働状況や再エネの導入状況等により想定潮流に大幅な変化が見込まれる場合には、想定潮流を設定しないことも考えられる

	前週	前日		当日
	火曜	AM	PM	
現行の取引スケジュール	14時 ▼ 三次① 入札❌	10時 ▼ SP市場 約定 想定潮流を作成	14時 ▼ 三次② 入札❌ 前日取引実施	17時 ▼ 時間前 市場開場 GC時 計画潮流が確定

- 他方、実際の計画潮流が想定潮流よりも少ない、あるいは反対方向となる場合は、 ΔkW 約定量の一部が実需給断面において融通できなくなる可能性があり、その場合は ΔkW を調達したエリアは、調整力不足となる可能性がある。
- こういった状況は 3σ 相当値を超える状況であることから、 ΔkW 調達不足に相当する緊急時と考えられるため、余力活用契約による追加起動の対象ならびにそれによる対応が基本になると考えられる。

【計画潮流が想定外となる場合】



必要な Δ kWが市場で調達できない場合における追加起動について

35

- 必要な Δ kWが市場で調達できない場合は、余力活用契約による電源の追加起動を許容することが整理されている一方、現在のように、 Δ kW未達（三次①）が継続的に発生している状況でも許容するのは論点の一つ。
- この点、 Δ kW未達の問題は、大きく「応札不足」と「調達不足」に分けられ、「応札不足」は競争が不十分といった市場環境上の問題であり、「調達不足」は調整力が不足することに伴う安定供給上の問題であることから、それぞれ対応のアプローチは異なると考えられる。
- このうち、余力活用契約における追加起動は Δ kW調達不足への対応（セーフティネット）になると考えられることから、応札不足に対する対応が最大限図られるという前提※で、スポット市場における小売供給力確保後は、余力活用契約による電源の追加起動を認めることとしてはどうか。

※引き続き、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討の上、別途報告させていただく。

- また、これらは市場外での調達になることから、合理的（経済的）に行われるための検討（安価な順に広域調達を行う仕組み等）については、引き続き一般送配電事業者と連携して、行っていきたい。

- 連系線利用枠拡大については、応札不足対応として一定の効果が期待できる一方、実施にあたってはシステム改修を含めた実務的な課題の検討が必要となる。
- そのため、引き続き、国と連携し検討を行ったうえで、改めて実施の可否について判断することとしたい。

1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - **商品要件緩和について**
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 需給調整市場における競争環境促進のためには、商品要件緩和による参入リソース拡大も有効と考えられる。
- そのため、現在検討中の下表の商品要件緩和内容について、引き続き検討を進めていきたい。

商品	検討項目	導入目標時期	ステータス・導入への課題	小委付議
一次	オフライン枠上限の拡大	未定	<ul style="list-style-type: none"> ・一次単独必要量の4%を上限 ・市場開設後の応札状況やリソース評価の結果等を参考に対象リソースや上限拡大を検討 	第26回
三次②	ブロック時間の見直し	2025年度	<ul style="list-style-type: none"> ・ブロック時間を30分とする ・システム開発の検討中 	第26回
三次②	応動時間の見直し	2025年度	<ul style="list-style-type: none"> ・応動時間を60分とする ・システム開発の検討中 	第26回
一次～ 三次①	ブロック時間の見直し	未定	<ul style="list-style-type: none"> ・ブロック時間を30分とする ・導入開始時期およびシステム改修期間を検討 	第28回
共通	最低入札量の見直し	未定	<ul style="list-style-type: none"> ・専用線の最低入札量を1MWに変更する ・システム改修期間について検討中 	第28回

まとめ

18

- 2024年度から取引を開始する一次調整力におけるオフライン枠の取り扱いについて、以下の通りとしてはどうか。
 - <オフラインによる参入対象リソース>
 - ✓ オフラインによる参入対象リソースについて、まずは、DSR、蓄電池、および容量が1,000kW未満の発電機(アグリにより最低入札量を満たす場合)を参入対象リソースとする
 - <商品要件および約定方法>
 - ✓ 監視および回線以外の商品要件等は、オンラインであるリソースと区別をしないこととする
 - ✓ 約定方法についてもオンラインと区別をせず、全ての入札を Δ kW単価のメリットオーダー順に約定させる
 - <オフライン枠の調達上限量>
 - ✓ まずは、容量市場における発動指令電源の調達上限の比率を引用し、一次の単独必要量のうち4%を、一次のオフライン枠の調達上限量に設定する
 - ✓ 市場開設後におけるエリア毎のオフライン枠への応札状況や、ERAB検討会で進められるリソースの実力評価の結果等も参考にしつつ、オフライン枠が需給調整に与える影響も勘案したうえで、必要に応じて、参入対象リソースの範囲拡大や調達上限量のあり方等についても検討していくこととする
 - <応動実績データの不正防止策等>
 - ✓ 一般送配電事業者がリソースの応動実績値を抜き打ちで直接確認することができることとし、不正行為が確認された場合には、アセスメントⅡ違反時と同様の金銭的ペナルティを課すとともに、一回目の不正行為であっても、一定期間、市場退出のペナルティを設定する
 - ✓ また、悪質な不正行為が確認された場合、例えば会員資格のはく奪等のより厳しいペナルティを設定する
- また、各項目における詳細については、一般送配電事業者が定める取引規程において取り決めることとしてはどうか。

三次②市場ルールの見直しの開始時期

20

- 2024年度に市場開設予定の一次～二次に係るシステム開発等は計画通り進める前提で、三次②市場ルール見直しの効果量および工事可能時期や件数を踏まえた3つの方策の開発スケジュール案は以下の通り。
- 効果量の最も大きいブロック時間の見直しは、工事可能時期の制約から、システム開発が2023～2024年度となり、ルール見直しの適用開始は2025年度からとなる。
- また、下げ代不足対応は、2022年度にシステム開発、2023年度からの適用開始※、応動時間の見直しは、2023～2024年度にシステム開発、2025年度からの適用開始となる。

	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
システム開発 可能件数	1件	3件	3件		
スケジュール案		ブロック時間見直し (3時間→30分)		▽2025年度適用開始	
	下げ代不足対応	▽2023年度適用開始※			
		応動時間見直し (45分→60分)		▽2025年度適用開始	

※改修内容が2021年度中に確定できなければ、適用開始が遅れることがある
また、一部のBGでは工事可能時期の制約により、対応開始が2024年度以降になるところがある

6. 一次～三次①のブロック時間見直しについて (4 / 4)

27

- なお、入札時間単位を30分に変更することによる周波数調整に与える影響については、一般送配電事業者とも継続的に確認を行うとともに、将来的に、余力活用契約を有さないリソースが需給調整市場における落札容量の一定割合を占めるような状況となれば、30分コマの切り替わり時において周波数調整への懸念が改めて生じることになるため、そのような状況が想定される場合は、その対処方法等について検討することとしてはどうか。
- また、一次～三次①の入札時間単位を3時間から30分に変更するにあたり、システム演算処理等の検討が必要となると聞いており、これについては三次②の30分化の検討結果を踏まえる必要もあることから、一次～三次①の入札時間単位の見直し時期については、別途、整理を行うこととしたい。

4. 専用線の最低入札量の引き下げについて

17

- 専用線の最低入札量について、現状は5MWと設定しているところ、簡易指令システムの最低入札量（1MW）まで引き下げてほしいとの意見が寄せられた。
- 現状、一次～三次②の全ての商品において、専用線を用いて接続する場合の最低入札量は、専用線の敷設及び中給システムへの接続対応による一般送配電事業者のコストを考慮し、調整力公募と同様の水準として5MWとしている。
- この中給システムへの接続対応については、最低入札量を引き下げることで専用線による指令対象リソースが増加し、現行システムの接続口数が全て埋まり、設備増強が必要となることを懸念したものであるが、既に三次②の取引が開始され、また来年度から三次①の取引が開始されるなか、現状の新規参入の動向を踏まえると、いずれの一般送配電事業者においても、専用線接続口数が直ちに上限に達する状況には至っていない。
- また、最低入札量を引き下げることで新規参入が進み、調整力調達不足の緩和や、調達コストの低減が期待されることから、**専用線を用いて接続する場合の最低入札量を5MWから1MWに変更**することとしてはどうか。
- なお、最低入札量の引き下げに伴い需給調整市場システムの改修が必要となるため、最低入札量を変更する時期は、このシステム改修後とし、別途、周知することとしたい。
- また、最低入札量の引き下げに伴い専用線を用いた新規参入が増加し、現行中給システムの接続口数が上限に達する見通しが生じた場合は、新規参入が増加したことによる調整力調達コストの低減と現行中給システムの接続口数の増設コストに係る評価や、将来予定されている中給抜本改修の時期等を踏まえ、現行中給システムの接続口数の増設要否を、都度、エリア毎に検討することとしてはどうか。

- 需給調整市場における競争環境促進のためには、合わせて市場参入機会を拡大するネガポジ単体リソース参入や機器個別・低圧リソースの活用なども有効と考えられる。
- そのため、現在検討中の下表の市場参入機会拡大内容についても、引き続き検討を進めていきたい。

商品	検討項目	導入目標時期	ステータス・導入への課題	小委付議
共通	ネガポジ単体リソースの参入	2023年度※	<ul style="list-style-type: none"> ・リソース単体で最低入札量を満たすネガポジリソースのネガポジ型参入 ・参入要件およびシステム改修期間を検討 	今回付議 (第34回)
共通	機器個別計測	未定	<ul style="list-style-type: none"> ・機器個別におけるアセス／事前審査／入札精算約定の課題整理と対策案を検討 	第32回
共通	低圧アグリ	未定	<ul style="list-style-type: none"> ・機器個別計測の低圧アグリへの適用可否を検討 	第32回

※今回の本小委員会の資料4における審議項目

機器個別計測導入に向けた論点のまとめ

31

- 今回機器個別計測導入に向けた論点について、下表のとおり整理した。
- 各項目における詳細な課題とその対策については、引き続き国および一般送配電事業者と連携し、検討を進めることとしてはどうか。

項目	論点	検討事項
アセスメントⅠ	・機器点リソース単位での発電(基準値)計画の作成およびシステム登録	・計画記載項目の整理とシステム改修要件
アセスメントⅡ	・特例計量器から瞬時供出電力の送信可否 ・応動実績に対する不正防止	・必要な設備要件(事業者側通信設備やスマメ要件、TSO側システム改修)や送信間隔 ・不正事例の具体例と防止策
入札・約定・精算	・配線経路内損失の取り扱い ・需要家内差分計量の実施	・システム改修可否含めた採用案の決定 ・差分計量に伴う制度変更
その他	・インバランス補正と需要家内BG構成 ・需要家内の契約単位の考え方整理 ・市場参入要件	・需要家内BG構成の在り方と合わせた機器点リソースにおけるインバランス精算方法 ・需要家内契約単位の考え方整理に伴う制度変更 ・機器点リソースによる詳細な市場参入要件

機器個別計測におけるユースケースについて

13

- 機器個別計測におけるユースケースとしては、リソースの種別が発電か需要抑制か、機器点に接続されるリソース数が単一か複数かで分類できる。
- 今回、まずは、機器点に「高圧」の単一発電(需要)リソースが接続された場合について、従来の受電点での計測と比較することで機器個別計測を導入した際の課題を改めて洗い出した。なお、電気計量制度の合理化の要件が500kW未満の計測であることから、複数の機器点計測リソースによるアグリゲーションでの参入を前提条件とした※1。
- なお、低圧リソースについては、機器個別計測導入に向けた共通課題を解決したうえで、低圧リソース特有の課題である膨大なリソースのアセスメント可否や事業者側での収益性といった観点からの検討も行っていくこととしたい。

※1 検定等に合格した計量器を使用した単一リソースでの参入における課題についても包含

		調整力の供出パターン		
		発電	需要抑制	ネガポジ
機器点配下のリソース数	単一	(ユースケース①) 機器点配下の単一リソースに指令し、発電(放電)	(ユースケース②) 機器点配下の単一需要負荷を制御し、電力消費量を抑制	(ユースケース③※2) 機器点配下の単一リソースに指令し、発電(放電)および需要抑制 ※2 蓄電池
	複数	(ユースケース④) 機器点配下の複数発電リソースに指令し、発電(放電)	(ユースケース⑤) 機器点配下の複数需要負荷を制御し、電力消費量を抑制	(ユースケース⑥) 機器点配下の発電リソースに指令し、発電(放電)需要負荷を制御し、電力消費量を抑制

1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 今回示した技術的な観点からの応札不足への対応案については、実務的な課題やシステム改修ボリュームについての深掘りが必要な項目も多く、その影響が多岐に渡ることも想定されること。
- 特にシステム改修については、様々な案件が輻輳しており、優先順位を定めて対応していく必要があるところ、他案件も含めてどのような優先順位とするか、実施の可否も含めて、今年度中を目途に別途お示ししたい。

需給調整市場における課題一覧

商品	No	課題	詳細
一次	1-1	広域調達	1ルート連系エリアにおける広域調達可否と開始時期 オフライン枠の上限値の在り方 2024年度取引開始に向けた必要量の検討および精査
	1-2	オフライン枠	
	1-3	必要量	
二次①	2-1	技術要件	遅れ時間のスペックダウン防止策の検討 2024年度取引開始に向けた必要量の検討および精査
	2-2	必要量	
二次②	3-1	必要量	2024年度取引開始に向けた必要量の検討および精査
三次①	4-1	必要量	2023年度に向けた必要量の検討および精査 調達不足解消に向けた施策
	4-2	調達不足	
三次②	5-1	必要量	必要量低減の取り組み（共同調達、アンサンブル予測等） 実需給断面において不要となる調整力の時間前市場への売り入札
	5-2	時間前市場	
複合	6-1	アセスメント分析	アセスメントⅡ 違反となる要因の分析 一次のみのアセスメント方法の検討 2024年度取引開始に向けた必要量の検討および精査
	6-2	一次アセスメント	
	6-3	必要量	
共通	7-1	ネガポジ	リソース単体で最低入札量を満たすネガポジリソースの参入可否 需給調整市場における機器個別計測・低圧アグリの可否 ブロック時間の見直し時期 最低入札量の見直し時期 低コスト方式の拡大 将来の混雑系統からの調整力の調達の在り方
	7-2	機器個別	
	7-3	ブロック時間	
	7-4	最低入札量	
	7-5	専用線	
	7-6	混雑系統	

1. 応札不足による問題点について
2. 需給調整市場の取引状況について
 - 三次①取引状況
 - 三次②取引状況
3. 応札不足に対する取り組みについて
 - 取引会員へのヒアリングについて
 - 取引スケジュールの変更について
 - 需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について
 - 商品要件緩和について
4. 応札不足に対する今後の進め方
5. まとめ

- 応札不足における問題点の整理、およびこれらに対する主に技術的な対応方法について検討を行った。

<取引会員へのヒアリングについて>

- ✓ 需給変動リスク等の織り込み方や価格規律・ガイドラインの解釈等について会員間で違いがあることが分かった。これらが解消されることで、応札量が増加するとも考えられ、事業者の積極的な応札行動を促すことを目的に、望ましい姿（あるいは望ましくない姿）を例示することについて、国において検討することとしてはどうか。

<取引スケジュールの変更について>

- ✓ 予測の不確実性低減策として、週間取引ではなくFIT1回目通知後から2回目通知までの間に日々（毎日）取引を行う案が考えられるところ。一方で、実施にあたっては、スケジュール変更による効果（実効性）分析や、実務的課題、システム改修に要する期間の検討も必要となることから、引き続き、国と連携し検討を行ったうえで実施の可否について判断することとしたい。

<需給調整市場向け連系線利用枠の拡大について>

- ✓ 取引時に一定量の想定潮流を設定することで、連系線利用枠を拡大し、より一層の広域調達を促す方法が考えられるところ。一方で、実施にあたってはシステム改修を含めた実務的な課題の検討が必要となることから、引き続き、国と連携し検討を行ったうえで、改めて実施の可否について判断することとしたい。

<商品要件の緩和>

- ✓ 商品要件の緩和や市場参入機会拡大に向けて、引き続き検討を進めていきたい。

<応札不足の今後の進め方について>

- ✓ システム改修等において、様々な案件が輻輳しており、優先順位を定めて対応していく必要があるため、他案件も含めてどのような優先順位とするか、実施の可否も含めて、今年度中を目途に別途お示ししたい。