

市場外調整力の控除について（その1）

2025年4月15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49回本小委員会（2024年7月30日）では、応札不足対策の一つとして「市場外調整力の控除」に関して、需給調整市場における市場外調整力にどのようなものが存在するのか、また、それらが控除可能と整理できるか等に関して議論を行った。
- その際、コストの観点から追加起動不要な「自然体余力」であることと、控除した市場外調整力が市場応札されることで二重カウントにならないよう「需給調整市場非参入電源」を対象に確認したところ、該当する市場外調整力は限定的であり、市場外調整力の控除については引き続き検討を進めることとしていた。
- この点、2024年度4月の需給調整市場全面運開以降の取引実績が蓄積されてきたため、実需給（GC）断面における自然体余力を確認したところ、「需給調整市場参入電源」について、自然体余力が一定量存在することが判明したため、自然体余力の実態確認および控除の方向性について検討を行った。

論点整理 [応札不足]			
		赤字：今回追加 青字：検討再開条件	39
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
8-1 揚水発電所の 市場活用におけ る課題整理	✓ 揚水公募量の控除 方法やポンプアップ 原資の確保方法の 対応案の整理	✓ 契約価格の在り方 ✓ 池全体の水位管理の在り方	
8-2 制度的措置に 係る残論点の 整理	✓ 制度的措置に関す る基本的な考え方 や個別論点を整理 (技術面の検討)	✓ 誘導的措置の検討漏れ確認 ✓ 将来シナリオ想定 ✓ システム改修等費用の回収可否	
8-3 市場外調整力 の実態調査およ び募集量からの 控除検討	✓ 需給調整市場非参 入電源の自然体余 力（領域②）は、 現状、大宗のエリア でほぼゼロ	✓ 需給調整市場参入電源における余力 ✓ 控除できる蓋然性	

1. 募集量見直しの検討状況
2. 取引実績に基づく市場外調整力（自然体余力）の実態調査
3. 市場外調整力（自然体余力）の要因分析
4. まとめと今後の進め方

1. 募集量見直しの検討状況
2. 取引実績に基づく市場外調整力（自然体余力）の実態調査
3. 市場外調整力（自然体余力）の要因分析
4. まとめと今後の進め方

- 2024年度4月に需給調整市場が全面運開したものの、全商品において応札不足が顕在化した。
- 上記を受け、第92回制度検討作業部会（2024年5月10日）において、応札不足に対する対応策の基本的な考え方が示された。
- 「A.調達募集量の見直し」に関しては、前日商品について、2024年6月から案A-a（募集量の削減）、2024年7月から案A-c（三次②効率的な調達）を導入したことで、一定程度応札不足が解消されているところ。
- 他方、一次～三次①については応札不足（未達）が継続しており、引き続き対策の検討が必要な状況といえる。

対応策の基本的考え方③

● 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定される効果・懸念点は以下の通り（それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる）。

		対応所要期間	想定される効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施		・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できる	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ 公募要件や実効性等について精査要
応札量の増加（誘導的）	C. （余力活用比で魅力ある）価格規律の見直し	中～長 技術的な検討に加え、適切な水準の検討、需給調整市場ガイドラインや取引規程改定等が必要	・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に面結するため、需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ 揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、対応の可否、実効性についての十分な検証が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加（規制的）	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	慎重な検討が必要	・ 需給調整市場に対する出し惜しみがなく、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ 高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる	・ リソースにとっては個別事情で供出不可な場合もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ 義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制に関する検討が必要
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。調達価格の高騰防止に寄与	・ 設定価格次第では非支配的事業者の新規リソースを中心に退出事業者が存在。

A. 調達募集量の見直しの具体案

- 【a】週間・前日断面で算定される必要量に対して一定の割合を乗じることで募集量を圧縮
- 【b】余力活用契約による調整力確保見込み量を踏まえて募集量を設定
- 【c】三次②についても、調達量を3σ→1σ相当に減らし、不足分は余力活用契約により確保

募集量削減
(2024年6月～実施)

三次②効率的な調達
(2024年7月～実施)

(参考) A. 調達募集量の見直しのイメージ

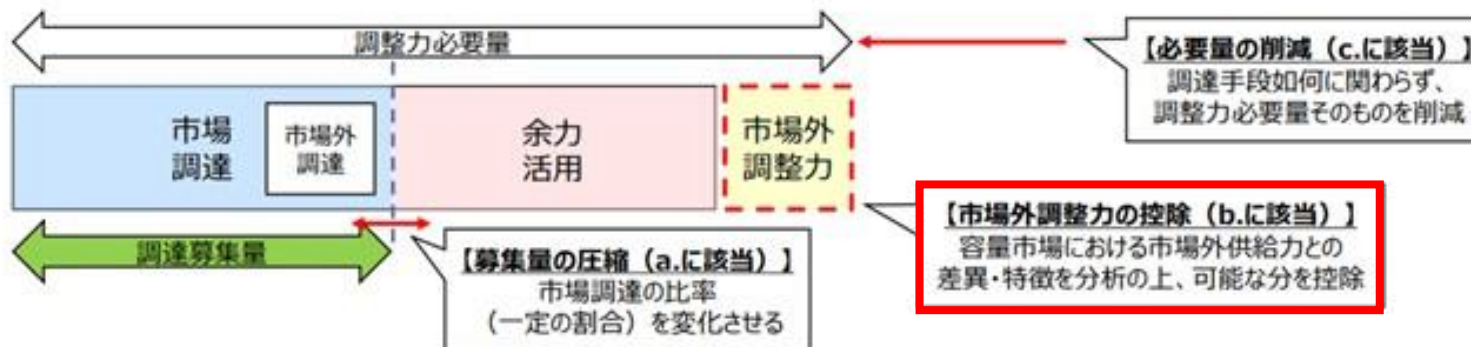
21

- 調達募集量見直しのイメージは下図の通りであり、主に「募集量の圧縮（a.に該当）」、「市場外調整力の控除（b.に該当）」、「調整力必要量の削減（c.に該当）」が挙げられる。

【調整力全体の関係性】



【調達募集量の見直し（各案のイメージ）】



- 2024年4月より、需給調整市場の全商品の取引が開始されたものの、全商品において募集量に対する応札量の未達が発生。前日取引については調達費用の高騰が発生した。
- この対策として、前日取引商品である三次②の募集量に一定の割合（募集量削減係数）を乗じることで圧縮する方法が提案され、6月以降順次実施しているところ。
- これにより、6月以降の前日商品の未達率及び調達費用は4、5月比で減少したことが確認されている。

2024年度上期の需給調整市場の審議会動向④ ～三次②募集量の見直し～

45

- 第93回TF（5月27日）において、三次②募集量見直し案として、まずもって週間・前日断面で算出される募集量に対して一定の割合（募集量削減係数）※1を乗じることで圧縮する方法（案A-a）が示され議論を実施した。
- この結果、5月31日取引分（6月1日受渡分）より、三次②の募集量の圧縮を実施※2。

※1 過去一定期間（直近約1ヵ月）における全エリア・ブロック別での調達率平均。今後の取引状況を踏まえ必要に応じて見直し

※2 「措置を終了し募集量が増加しても、一定の競争原理が働く状態」にまで応札がなされていることが圧縮解除の判断目安

前日調達募集量の見直しについて①

- 応札率としての募集量の見直しの考え方として、前回の本作業部会では以下の対応例を提示。
 - 【案a】週間・前日断面で算出される募集量に対して一定の割合（※1）を乗じることで募集量を圧縮する方法（※2）（これはどの調達率の算出方法と関係があるか）
 - 【案b】電力活用契約による調整力確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法
 - 【案c】募集量を3σ→1σ程度に減少する方法
- 前日商品の募集量を見直しに際し、各々の案について、即応性や運用バード等の観点から検討したところ、【案a】が合理的ではない。

	案aの即応性	案aの運用性・調整力	案bの即応性	案bの運用性
案a	・ 算出に即応性（システム上の入力のみ） ・ 調達率算出に即応性から応答 ・ 募集量に即応した調達率を算出するため、即応性が高い	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法
案b	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法
案c	・ 算出に即応性（システム上の入力のみ） ・ 3σ→1σ程度の削減	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法	・ 電力活用契約の確保見込み量を踏まえて募集量を削減する方法

前日調達募集量の見直しについて②

- 【案a】募集量に対して一定割合を乗じる方法については、一定割合（募集量削減係数）の算定次第で柔軟に募集量を削減可能だが、足元応札率に近い募集量とすべし（過去の調達率）を算出する方法が一案か。
- 募集量削減係数を過去の調達率データから算出するに際しては、「エリア別」「ブロック別」という粒度や、「前日」「前々日」「前々々日」などの算出方法の観点から、複数の案が考えられる。
- その検討に際しては、① 募集量と応札率の大幅な不均衡の解消、② 電力活用率の向上、③ 新入札の競争性確保（過度な市場退出の防止）の観点から、総合的な判断を必要とする。
- 複数の案の各々の形成効果を試算。①の面では削減後の未達率が低くなるなど、②の面では削減費用が大幅に低減し、一方、未達率は高水準である新入札の競争性を高めるため、③の面ではトレードオフの関係にある。よって、削減後の未達率が元の未達率と比較して過度に低い状況が好ましいとは言い難い。
- また、算出方法を「前日」にする場合、外れ値が存在する際に算出に即応しない削減が行われる可能性もある。
- 以上の分析を総合的に勘案し、募集量削減係数は、過去一定期間（前日約1ヵ月）における全エリア・ブロック別の調達率平均とすることとしようか。（※2）の募集量削減係数（※1）を乗じることで募集量を削減する方法（案A-a）が示され議論を実施した。

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

出所) 第93回制度検討作業部会（2024年5月27日）資料4

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_50_haifu.html

- 本取り組みでは、「エリアごとの応札状況等の特徴が反映できない点」「余力活用コストを踏まえたコスト総額低減の必要性」といった課題があり、11月以降は余力のコストを踏まえ、ブロック別・エリア別で算定することとして、募集量削減係数の算出方法を変更することとなった。

今後の前日商品の募集量削減について(1/2)

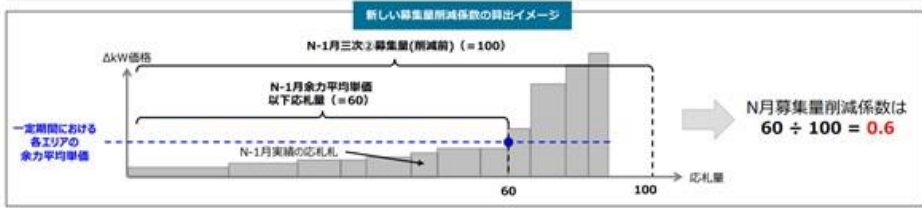
- 前述の課題等を踏まえると、毎月の状況、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスを考慮に入れた適切な水準の募集量を設定することが必要。例えば、**ブロック別・エリア別**で以下の式により算定してはどうか。

$$\text{N月 募集量削減係数} = \text{N-1月分応札量(過去一定期間の各エリア余力平均単価以下)} \div \text{N-1月分募集量(削減前)}$$

(参考) 現行の方法 N月 募集量削減係数 = N-1月分約定量 ÷ N-1月分募集量(削減前)

- この設定によるポイントは以下のものが考えられる。

- エリアによって異なるΔkW応札単価・余力電源リストのコスト分布を考慮に入れて削減ができる。
- ΔkWの約定量ではなく、**応札量・応札価格次第で募集量削減係数が増減する仕組み**であり、安価なΔkWの札が大量に応札された場合は、募集量削減を行わない可能性もある(係数は最大で1)。
- 余力調達コスト・市場調達コストの大小が逆転する点にて募集量を削減し、コスト最適化に近い状況を目指す。



11月以降の募集量削減の考え方について

- 前回の第96回制度検討作業部会(2024年9月27日)では、前日商品の今後の募集量削減に関する考え方について御議論いただいた。

- その際、ブロック別・エリア別で、以下の算定式により募集量削減係数を算定することについて御異論はなかったため、11月以降、基本的には本算定式により募集量削減係数を設定することとした。

$$\text{N月 募集量削減係数} = \text{N-1月分応札量(過去一定期間の各エリア余力平均単価以下)} \div \text{N-1月分募集量(削減前)}$$

- この点、例えば分子の算出に用いる余力平均単価が著しく低くなると、募集量削減係数が0となるエリア・ブロックが多く発生することも想定される。募集量削減係数が0となる場合、**当該エリア・ブロックの募集量は0となるため、事業者は応札しなくなり、その後一向に応札量が増えずに、募集量が0の状態が恒常的に続くおそれがある(※)**。

(※)実際には、自エリアの募集量が0である事業者が応札すると、他エリアの募集量・連系線の空き容量次第では、他エリアに流れ込み約定する可能性が十分にある。

- 募集量削減係数が0となるエリア・ブロックをなるべく無くすべく、**分子に入る応札量の基準となる余力平均単価は、0.34円/ΔkW・30分を最低とする(※)**こととし、その下で、11月1日以降の募集量削減係数を算定することとしたため、ご報告する。

(※)需給調整市場ガイドラインで定められたA種電源の一定額(0.33円/ΔkW・30分)に、需給調整市場の取引手数料(0.01円/ΔkW・30分)を加えたもの。実際の余力平均単価が0.34円/ΔkW・30分を下回ったとしても、募集量削減係数の分子には、0.34円/ΔkW・30分以下の応札量が入ることとなる。今後需給調整市場ガイドラインや需給調整市場の取引手数料が変更となった場合は、その変更に基づいてこの数字も適切に見直される。

出所) 第96回制度検討作業部会(2024年9月27日) 資料3をもとに作成

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/096_03_00.pdf

出所) 第97回制度検討作業部会(2024年10月30日) 資料6をもとに作成

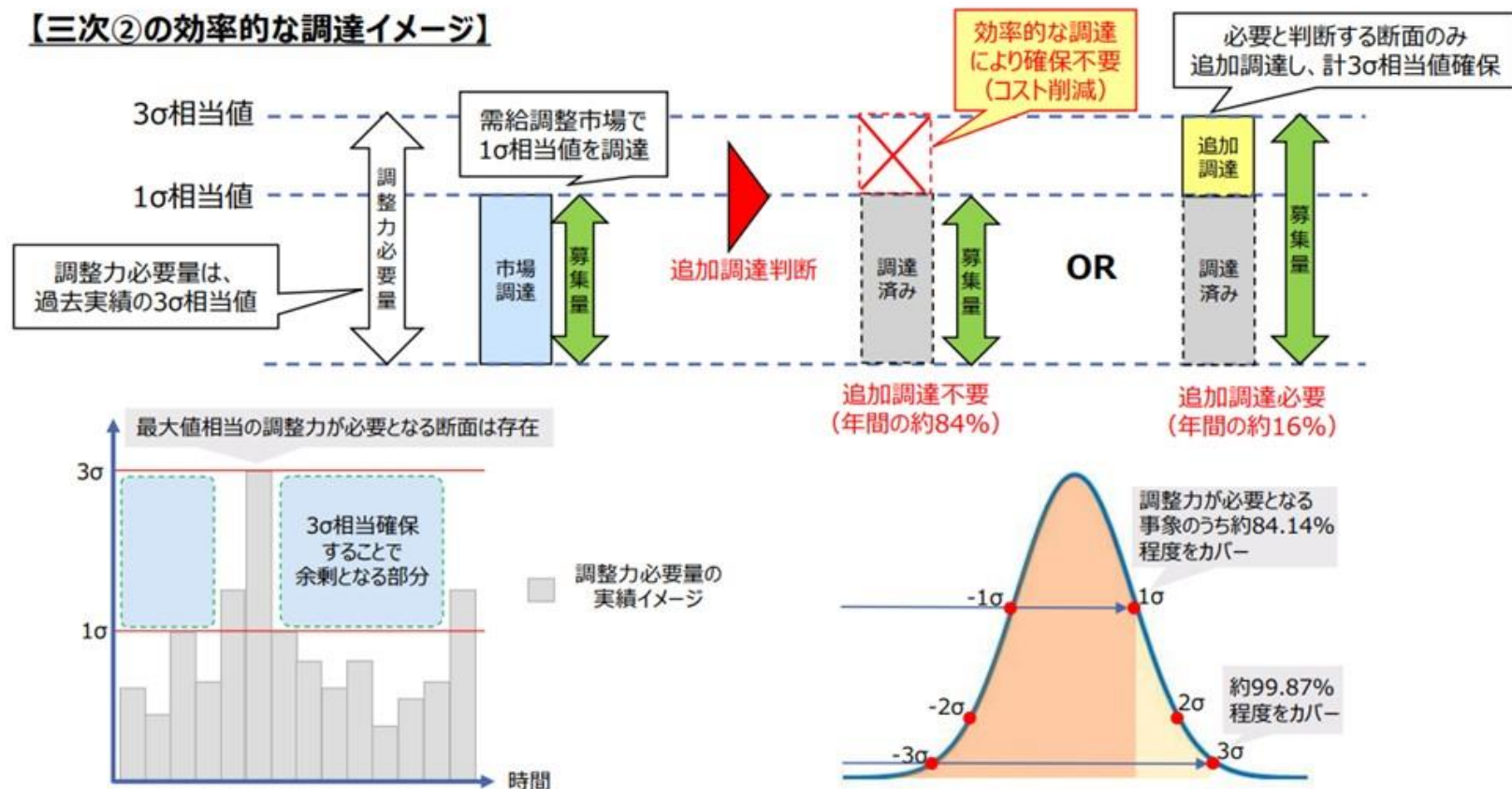
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/097_06_00.pdf

三次②の効率的な調達の導入 (1 / 2)

12

- また、応札不足対策の一環として、メイン取引において1 σ 相当を調達し、再エネ予測値が大きく下振れした場合は、余力活用により追加で調達する取り組みである三次②の効率的な調達を2024年7月から導入した。

【三次②の効率的な調達イメージ】



- 三次②については、2024年4月以降、大幅な未達が発生していたが、2024年6月から案A-a（募集量の削減）、2024年7月から案A-c（三次②効率的な調達）を導入したことで、調達率は大きく改善している。

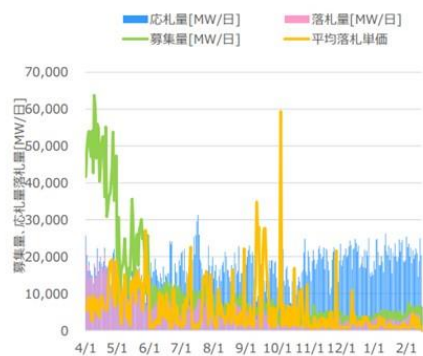
取引実績（三次②）：概要

出所）電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
募集量、応札量、落札量、不足量は全8ブロック合計値
不足率＝不足量/募集量

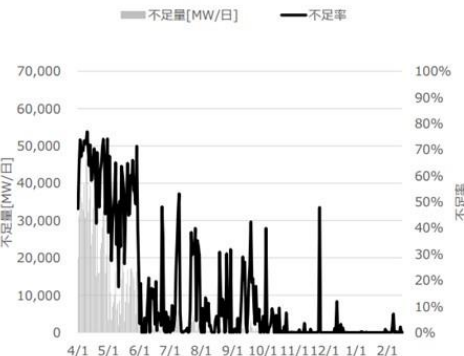
29

- 前日商品である三次②の取引としては、二次②・三次①の前日追加調達を一次中断（5月1日受渡分）からや過去実績をもとに元の募集量に一定割合を乗じた募集量への見直し（6月1日受渡分）から、まずもっての市場調達量を従来の3σから1σとする効率的な調達の導入（7月1日受渡分）等を通じて、募集量が圧縮された影響もあり、不足率は大きく改善している。

【募集量、応札量、落札量（全国エリア）】



【不足量、不足率（全国エリア）】

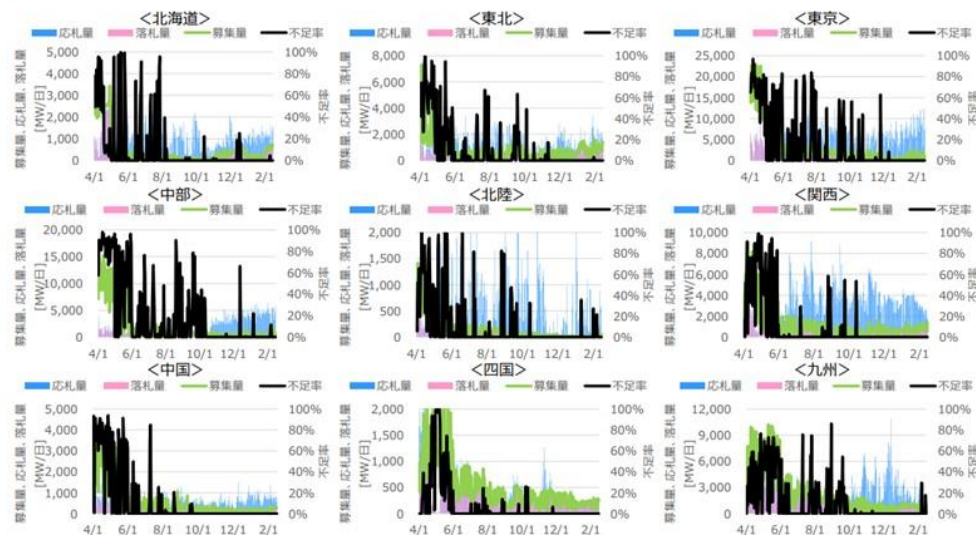


(参考) 取引実績（三次②）：エリア別

出所）電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
募集量、応札量、落札量は全8ブロック合計値
不足率＝不足量/募集量

30

- 二次②・三次①の前日追加調達を一次中断や一定割合を乗じた募集量への見直し、効率的な調達の導入等を通じて、4月当初に比べ募集量が大きく減少しており、不足率も大幅に改善傾向にある。



- 一次～三次①および複合商品については募集量見直しは未実施であり、三次②と比較すると大幅な応札不足の改善には至っていないものの、エリアによっては応札が増加して調達率の改善も確認されている。
- 一方で、中部エリアは依然応札が少なく、調達率が低い状況が継続※している。

※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施（7/20受渡分より）

取引実績（複合商品）：概要

出所）電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
募集量、応札量、落札量、不足率は全8ブロック合計値
不足率＝不足量/募集量

27

- ほぼ一定の募集量（48,000MW/日）に対し、当初の応札量（約20,000MW/日）に比べ、至近では30,000MW超/日と増加傾向であり、不足率も至近では30～40%程度と改善傾向が見られる状況であった。
- エリア別では、二次②、三次①と同様、特に中部エリア※では応札量の少なさが目立った一方、募集量を充足できているエリアも多数あった状況（次頁参照）

※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施（7/20受渡分より）

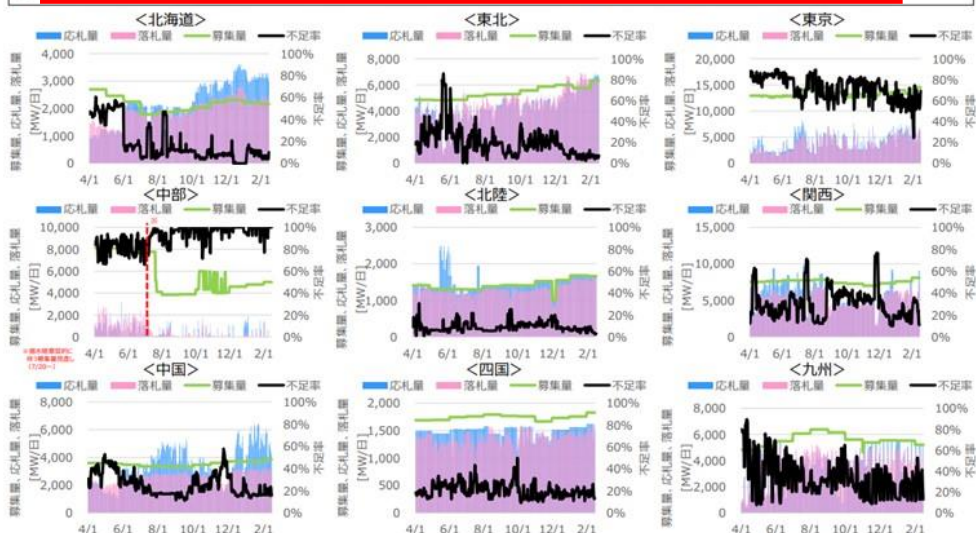


（参考）取引実績（複合商品）：エリア別

出所）電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
募集量、応札量、落札量は全8ブロック合計値
不足率＝不足量/募集量

28

- 東京・中部エリアについては、年間を通じて不足率は高めの状況。（特に中部エリアの応札量が少ない状況）
- 一方、北海道エリアでは6月頃まで応札が少なかったが、以降は応札量が増え、調達率の改善が見られた。



- 案A-b（市場外調整力の控除）に関して、需給調整市場における市場外調整力にどのようなものが存在するのか、控除可能と整理できるかについて、第49回本小委員会（2024年7月30日）にて議論を行った。
- ここでは、市場外調整力として、容量市場における市場外供給力を参考に、調整力提供者（BG）が起動を確定させた（発電計画に織り込んだ）電源における「自然体余力」であり、「需給調整市場非参入電源」を対象とすることと整理した。
- この整理にもとづき市場外調整力の候補となり得る調整力設備量の調査をしたところ、エリアごとに大きな差がある（大宗のエリアは該当電源がゼロあるいは微少）結果であり、応札不足対策としての効果は限定的であると想定されるが、詳細については引き続き検討することとしていた。

市場外調整力の控除に向けた今後の進め方について 22

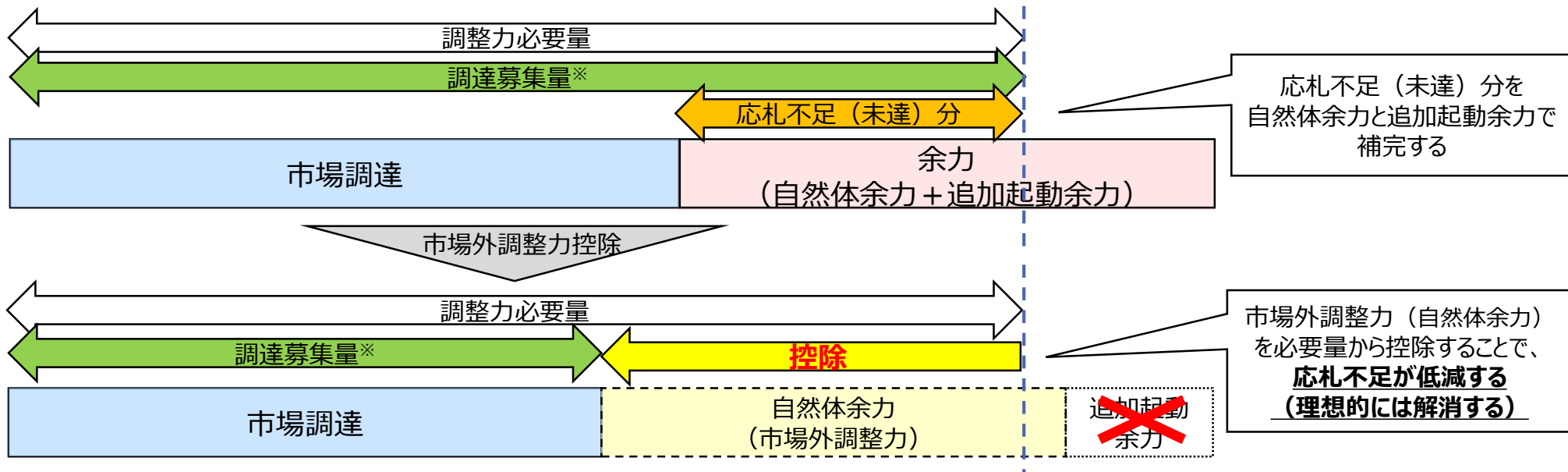
- 前頁までの整理を踏まえて容量市場の市場外供給力と需給調整市場の市場外調整力の特徴の比較を行った。
- 市場外供給力においては、供給計画と容量市場で確保された供給力の差分について分析の上、必要供給力と容量市場調達量の差分の一部を保険的にカバーできるよう予備電源を一定量確保する仕組みとしている。
- 市場外調整力としては、余力活用契約を締結している需給調整市場非参入電源のうち「自然体余力」が該当すると考えられる一方、候補となり得る調整力設備量について実態把握した結果、エリアごとに大きな差があった（大宗のエリアは該当電源がゼロあるいは微少）状況であった。
- 上記を踏まえ、実施に向けては下記のような課題が考えられるため、引き続き検討を進めていく。
 - 候補となり得る調整力設備で、各個別要因上織り込み可能なものは何か（そもそも織り込み不可分はないか）
 - 自然体余力（領域②）は、需給状況や電源作業、BGの経済行動等によって、運転状態（起動or停止）や出力が異なる（事前に定量的に把握することは困難である）ため、どのような考え方で控除量を定めるか
 - 控除量が実需給（自然体余力）で存在しない場合、調整力という特性上、安定供給に支障をきたす可能性があるため、当該リスクに対しどのように対応を行うか

	確保対象	市場外として見込む対象	期待していた量が減るリスクへの対応
容量市場 （市場外供給力）	kW	発生の蓋然性が一定程度あるものの、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が高い電源（供給計画から判断）	（短期的に立ち上げ可能な）予備電源を一定量確保している
需給調整市場 （市場外調整力）	ΔkW	余力活用契約を締結している、需給調整市場非参入電源のうち自然体余力 課題① 個別要因上、織り込み可能設備の特定 課題② どのような考え方で控除量を定めるか	課題③ 控除量が実需給で存在しない場合、どのように対応を行うか

1. 募集量見直しの検討状況
2. 取引実績に基づく市場外調整力（自然体余力）の実態調査
3. 市場外調整力（自然体余力）の要因分析
4. まとめと今後の進め方

- 需給調整市場の全商品が2024年4月に取引開始して以来、調達未達が継続しているが、市場調達できなかった調整力必要量の未達分については、余力活用を含むエリア供給力で補完している。
- この点、需給バランスの状況や時間帯によって、調整力が不足すると想定される断面では一般送配電事業者による余力の追加起動（以下「追加起動余力」という。）により、調整力を確保することとしている。
- 他方で、起動済み電源の余力（以下「自然体余力」という。）のみで調整力必要量を満足する断面も存在すると想定され、これは市場応札されていない調整力であることから、一種の市場外調整力と見做すことができる。
- このように市場外調整力が蓋然性高く存在する状況では、需給調整市場の必要量全量を市場調達するのではなく、必要量から市場外調整力相当量を控除（募集量低減）することで、応札不足の対策になると考えられる。

【市場外調整力控除のイメージ】



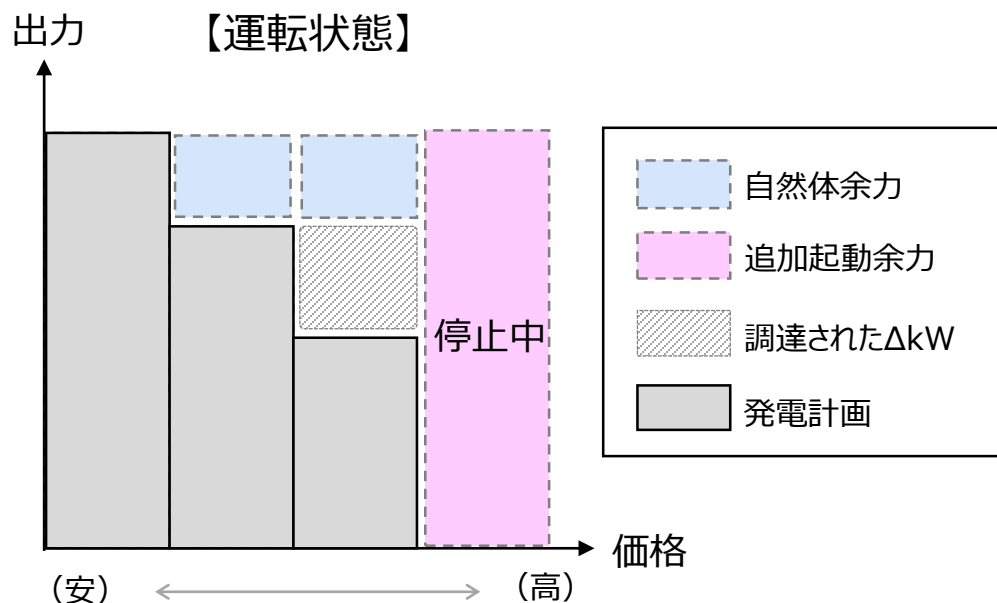
※2025年3月現在で週間商品は必要量 = 募集量だが、三次②は募集量低減の取組により、必要量 > 募集量となっている

- 第54回本小委員会（2025年3月4日）において、オブザーバーより「実需給断面の実績データをもとにGC時点で残存している自然体余力について確認したところ、一定量が存在することが確認されたため、これを控除した募集量とすることで、応札不足対策となるのではないか」といったご意見を頂いた。
- 市場外調整力の控除については、第49回小委員会で検討を行っていたが、2024年度4月の需給調整市場全面運開以降の取引実績が蓄積されてきたため、頂いたご意見をもとに、実際のデータをもとに市場外調整力の実態を確認し、改めて控除について検討することとした。

＜第54回需給調整市場検討小委員会（2025年3月4日）でのご意見＞

- ✓ 自然体余力については、GC時点で残っている量を足元の実績で確認したところ、需給が厳しくない時間帯を中心に一定程度存在していることが分かってきてる。それが何らかの理由で応札されない、もしくはできないとすると、調整力の必要量をすべて市場で調達した場合、結果的に自然体余力も残っているため、必要以上に調整力を確保した状態になる。このため、自然体余力として期待できる量を何らかの形で控除することで調整力調達コストの低減が期待でき、また、この仕組みにより市場での未達量が減少して、一定の競争原理が働く、市場として機能する状態に近づけることができるのではないか。（中部電力パワーグリッド 山本オブザーバー）

- 第49回本小委員会において、市場外調整力を整理する際に、「自然体余力」と「追加起動余力」の分類に加えて、余力活用に関する契約を締結している電源のうち、需給調整市場に関する契約の有無で、「需給調整市場参入電源」「需給調整市場非参入電源」といった観点で、余力を4象限に分けて分類を行った。
- その上で、追加起動によるコスト増にならない「自然体余力」であり、かつ市場参加する可能性がないことから確実に控除可能である「需給調整市場非参入電源」となる領域②を市場外調整力（控除可能な調整力）としたが、該当する設備量は、大宗のエリアは該当電源がゼロあるいは微少であり限定的であった。
- 他方、自然体余力のうち需給調整市場参入電源（領域①）について各種要因により市場応札できないものの、実需給断面では市場外調整力と見做すことのできる自然体余力が存在することも考えられるため、今回の検討では需給調整市場の参入状況は問わず、市場外調整力としての「自然体余力」の実態について確認を行うこととする。



	需給調整市場 参入電源	需給調整市場 非参入電源
自然体 余力	今回検討 領域①	第49回小委で検討 領域②
追加起動 余力	領域③	領域④

- 第49回本小委員会では、容量市場における市場外供給力を調達量から控除する取組みにおいて、どのような条件で控除可能としているかを整理し、これを参考に、需給調整市場における市場外調整力について整理を行った。

需給調整市場における市場外調整力について (2 / 2)

16

- 市場外調整力について、前述の容量市場における市場外供給力の適用条件に照らし合わせると以下のとおり。
- 条件Ⅰ：市場外供給力が存在することが供給計画で判明していること（検出手段があること）
⇒ 毎年度の調整力の確保に関する計画の取りまとめにおいて担保（検出）可能か
 - 条件Ⅱ：市場外供給力が万一、容量市場に参加してきて二重カウントにならないこと
⇒ 市場外調整力と見込んだものを二重カウントしないよう、まずは「需給調整市場非参入電源」が対象か※1
 - 条件Ⅲ：市場調達より安価な（社会コストが増加しない）可能性が高いこと（kW価値として0円確保が可能）
⇒ 追加起動（＋最低出力持替）は市場調達より高額な可能性※2もあり、「自然体余力」が対象か
- 上記条件を踏まえると、需給調整市場における市場外調整力（募集量から控除可能な調整力）として、まずは「領域②」が該当すると考えられる。なお、条件Ⅳ（安定供給に万全を期す規模感）については、領域②についてどの程度あるかで評価するものであり、本章では考慮していない。

	需給調整市場 参入電源	需給調整市場 非参入電源
自然体 余力	領域①	領域②
追加起動 余力	領域③	領域④

※1 「需給調整市場参入電源」で見込めるものもあると考えるが、こちらは他の対応策（募集量削減や誘導的措置等）の進展により、確度が変わり得るため、今後の状況に応じて、対象に加えるか別途検討する。

※2 特に、需給調整市場非参入電源は、ΔkW価値（価格）として他の電源に比べ相対的に劣後すると判断してきた可能性が高い。



まずは、領域②を市場外調整力
（募集量から控除可能な調整力）
と定義

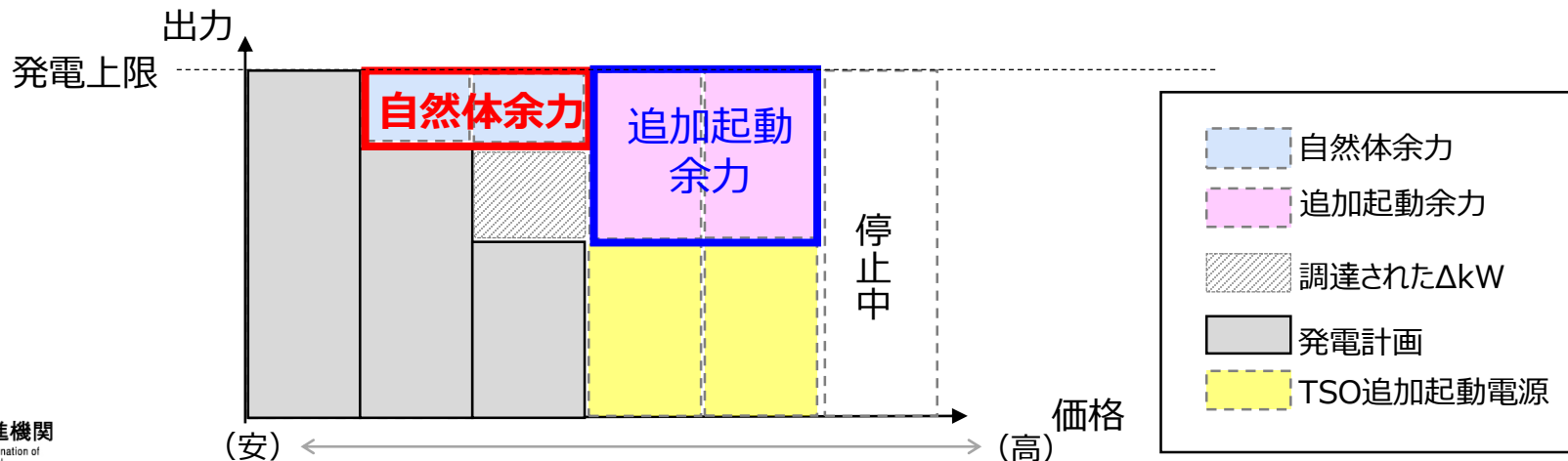
- 需給調整市場全面運開後の2024年度の取引実績が蓄積されてきたため、実需給データをもとに、市場外調整力としての自然体余力の実態を確認すべく、調査対象および調査方法を以下のとおり整理した。
 - 市場外調整力として控除するためには一定の調整機能が求められる
 - このため、応札不足対策のため現行調達未達となっている一次～三次①相当の調整機能を持つと想定される「余力活用契約を締結している火力電源」を対象に、市場外調整力として自然体余力の調査を行う
 - なお、評価対象の「自然体余力」は調整力提供者（BG）が起動を確定させた電源の持つ余力を指すことに對し、「追加起動余力」は、調整力不足時にTSOが追加起動により確保する余力となるため調査対象外とする

【自然体余力の算出方法】

- 発電上限－発電計画－ ΔkW 約定量

【使用データ】

- 対象：余力活用契約を締結している火力機ユニット
- 期間：2024年4月1日～2025年1月31日
- データ：「GC時点の発電計画・発電上限および発電下限」、「 ΔkW 約定実績」

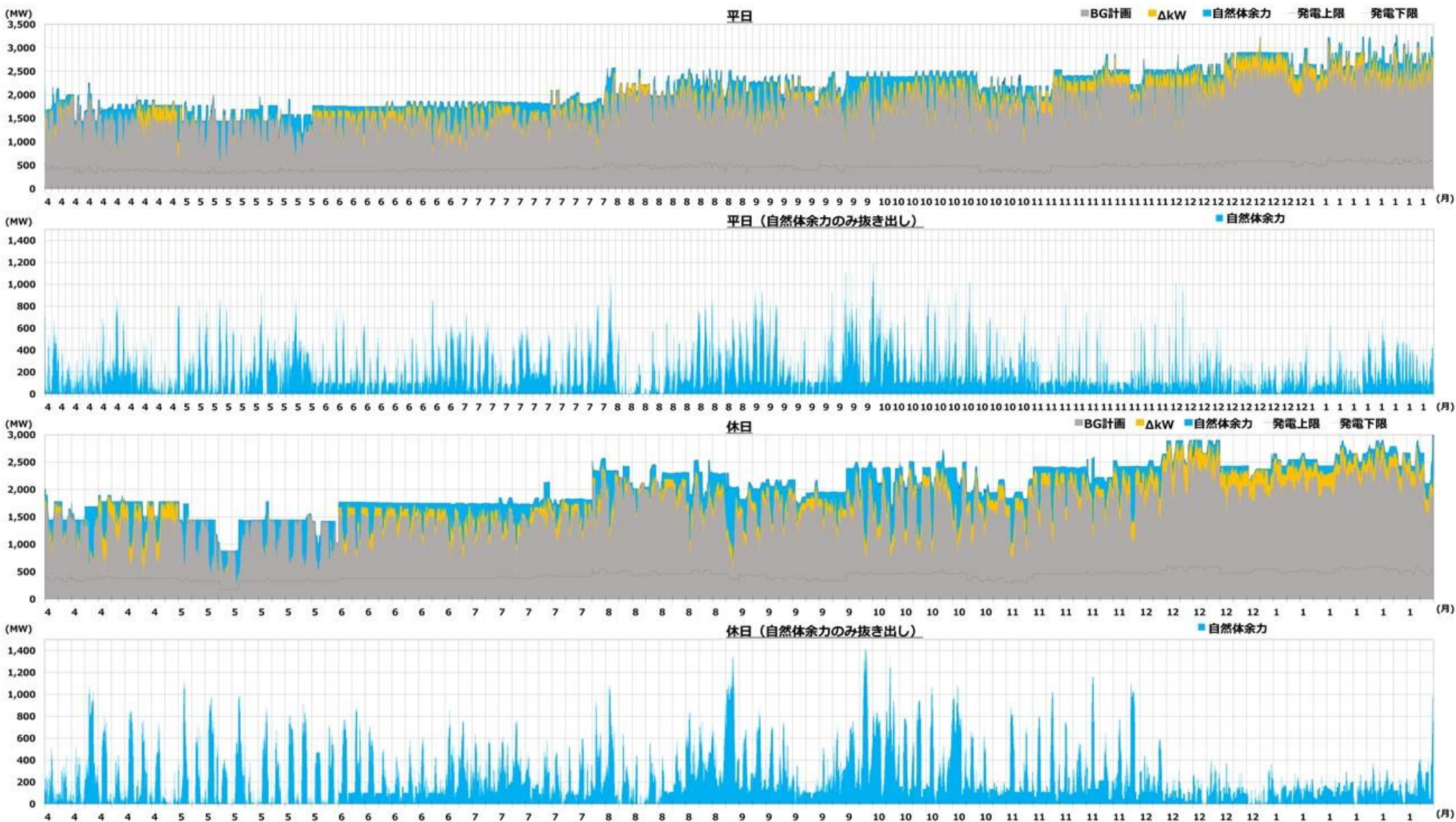


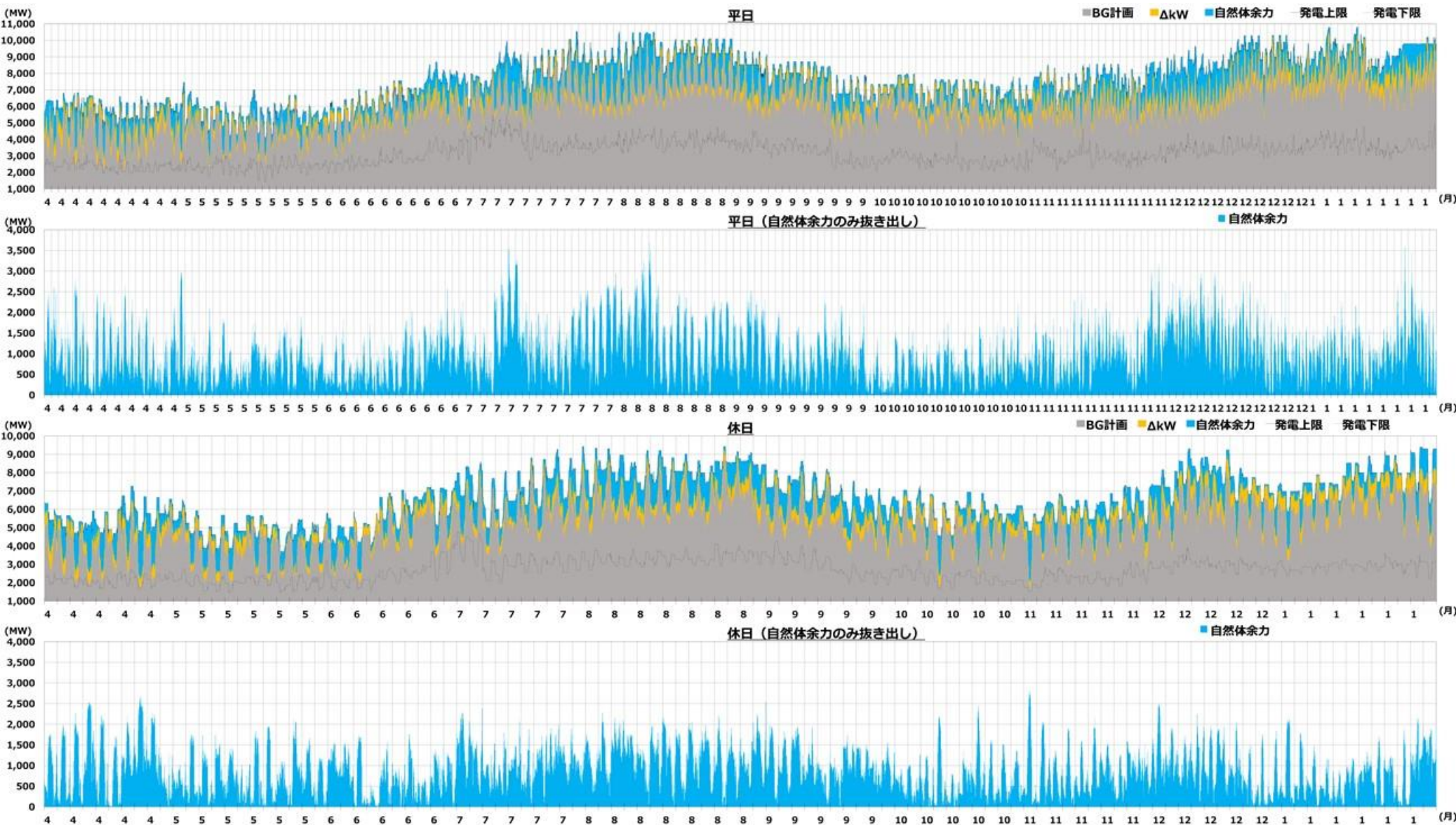
- 自然体余力の調査の結果、時間帯や断面でばらつきがあるものの、9エリアすべてで一定の自然体余力が存在していることが確認できた。
- 下表のとおり、H3需要に対しては、1 σ 値で0.3~2.5%程度の自然体余力があり、ある程度の蓋然性をもって存在することがわかった。（また、平均ではH3需要の2.2~7.4%程度存在していた）

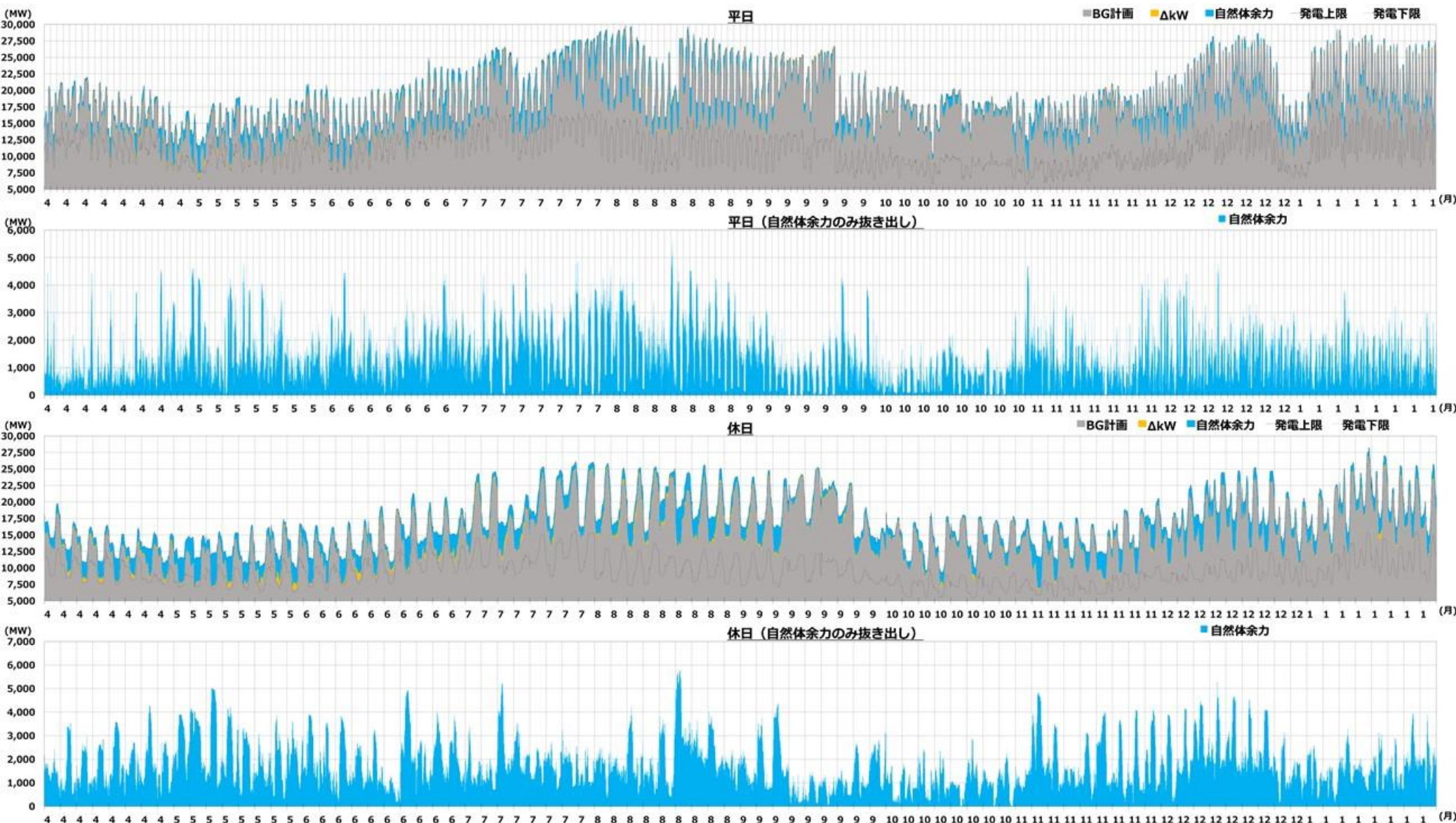
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
自然体余力	1 σ 値 (MW)	57	318	570	309	14	162	48	119	70
	平均 (MW)	224	936	1,491	842	248	592	360	352	394
自然体余力とH3需要の割合	1 σ 値 (%)	1.1%	2.4%	1.1%	1.3%	0.3%	0.6%	0.5%	2.5%	0.4%
	平均 (%)	4.5%	7.0%	2.8%	3.6%	5.1%	2.2%	3.5%	7.4%	2.5%
	H3需要 (MW)	5,010	13,467	53,469	23,210	4,860	26,405	10,273	4,742	15,811
【参考】複合必要量 (MW)		272	689	1786	1023	183	950	446	220	687

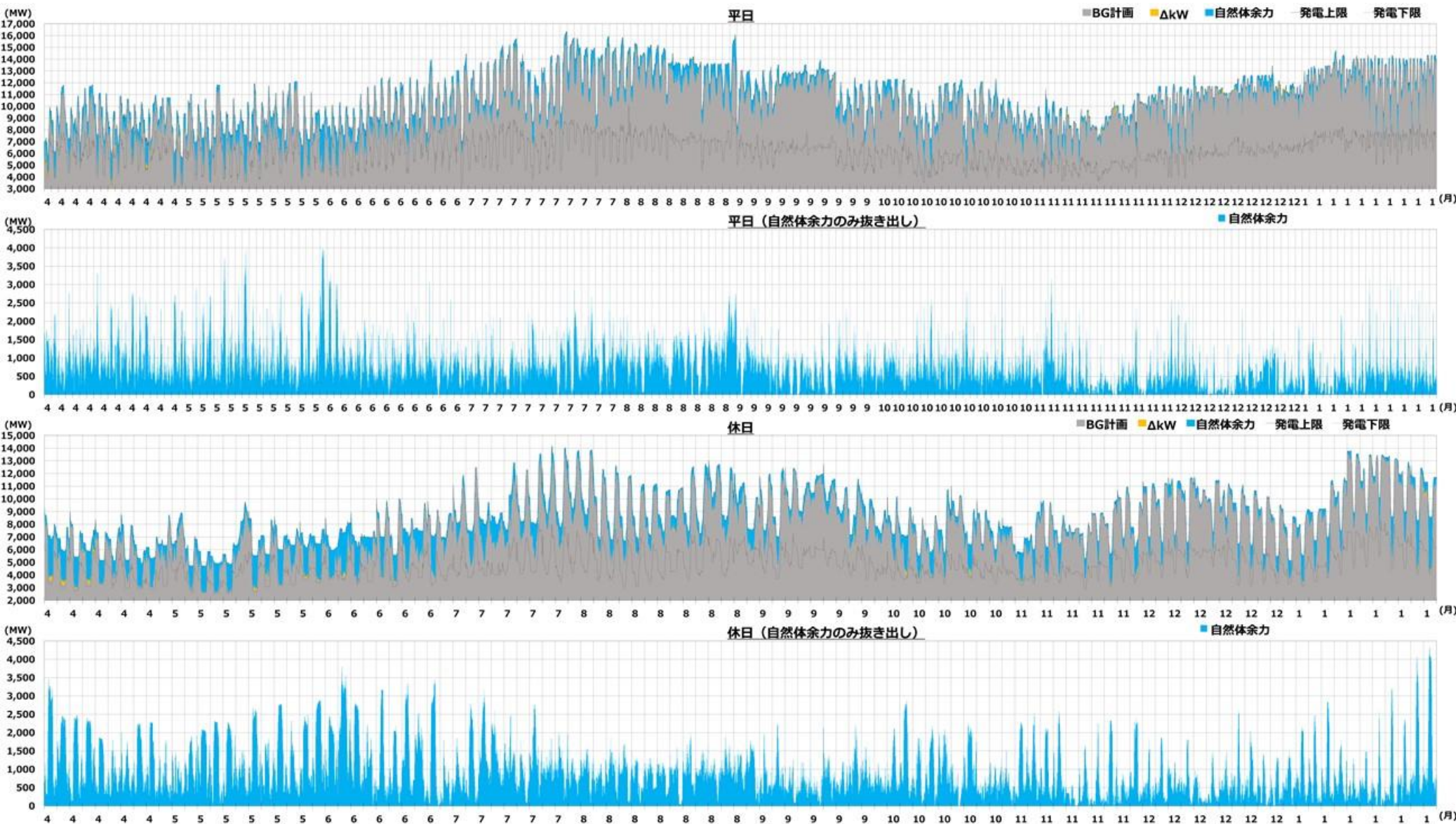
■ 自然体余力の3時間ブロックごとの1 σ 値は以下の通り。

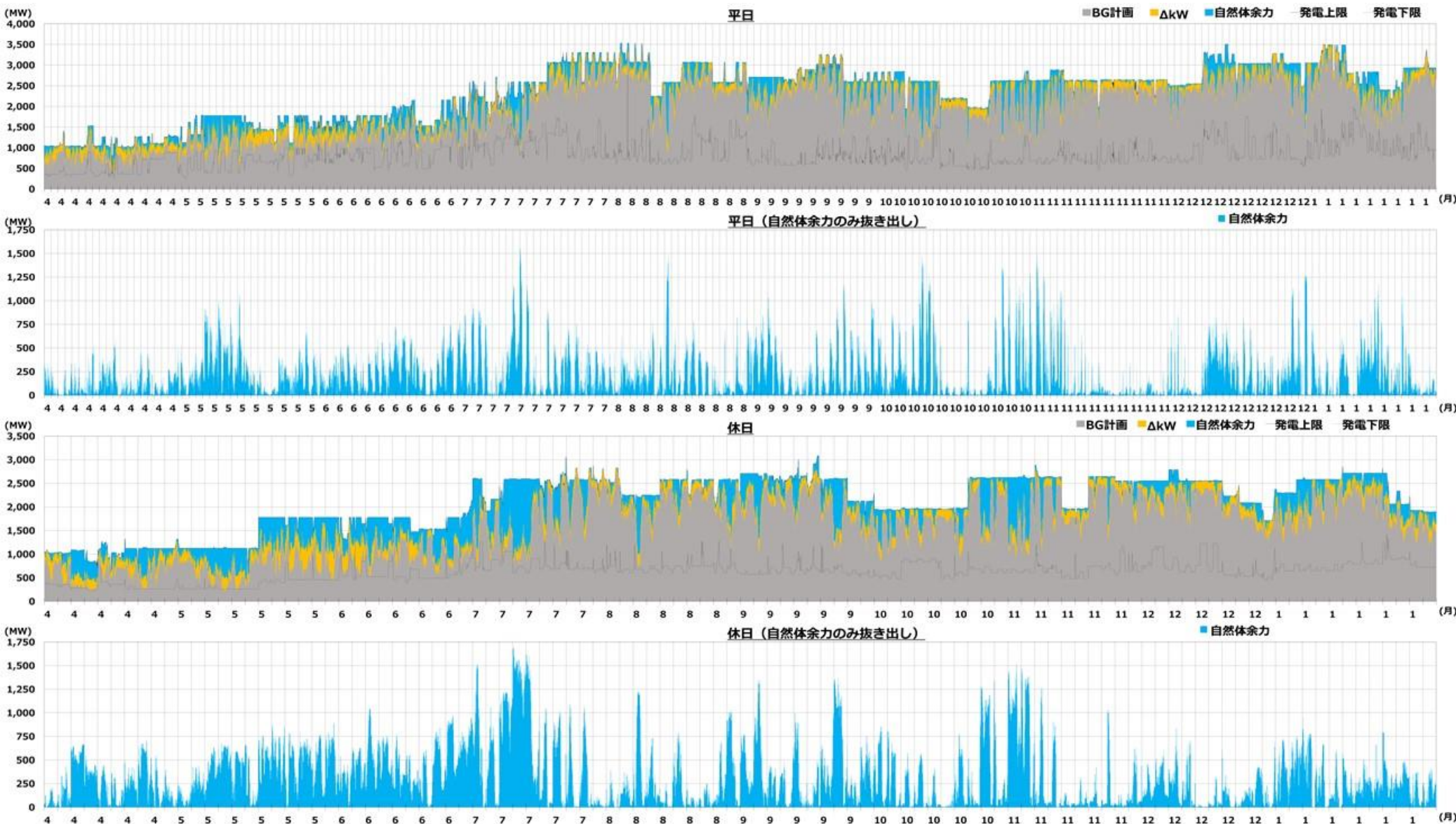
											【MW】
	1BL	2BL	3BL	4BL	5BL	6BL	7BL	8BL	全コマ	H3需要	複合必要量
北海道	75	48	99	72	67	41	17	68	57	5,010	272
東北	452	305	454	536	550	169	159	372	318	13,467	689
東京	963	903	688	672	628	178	328	721	570	53,469	1786
中部	454	346	308	505	539	163	158	277	309	23,210	1023
北陸	54	28	29	16	10	4	5	22	14	4,860	183
関西	451	198	170	166	221	54	75	196	162	26,405	950
中国	126	75	98	132	183	6	0	69	48	10,273	446
四国	171	143	89	113	146	61	58	155	119	4,742	220
九州	241	133	119	104	144	3	0	68	70	15,811	687

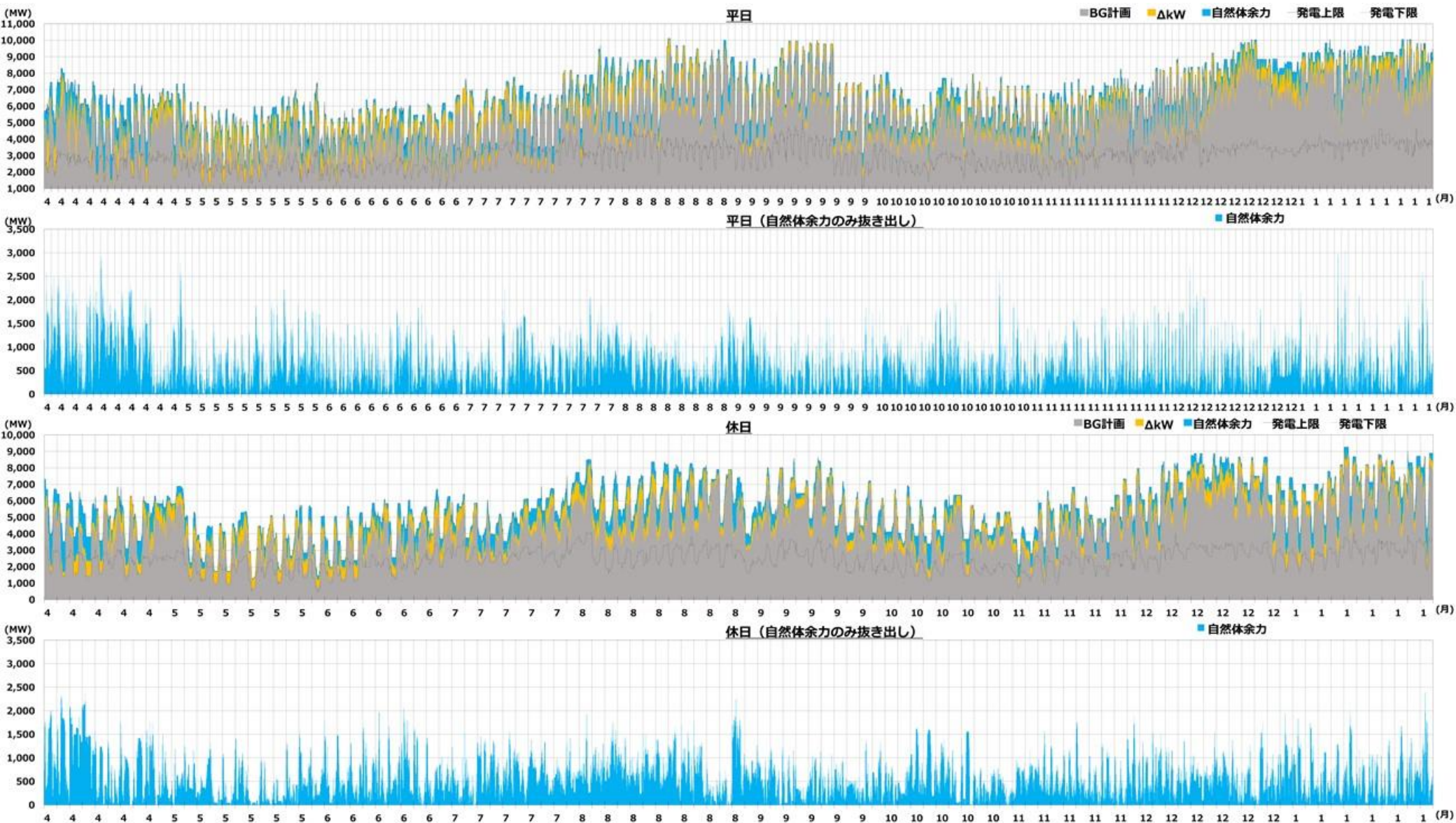


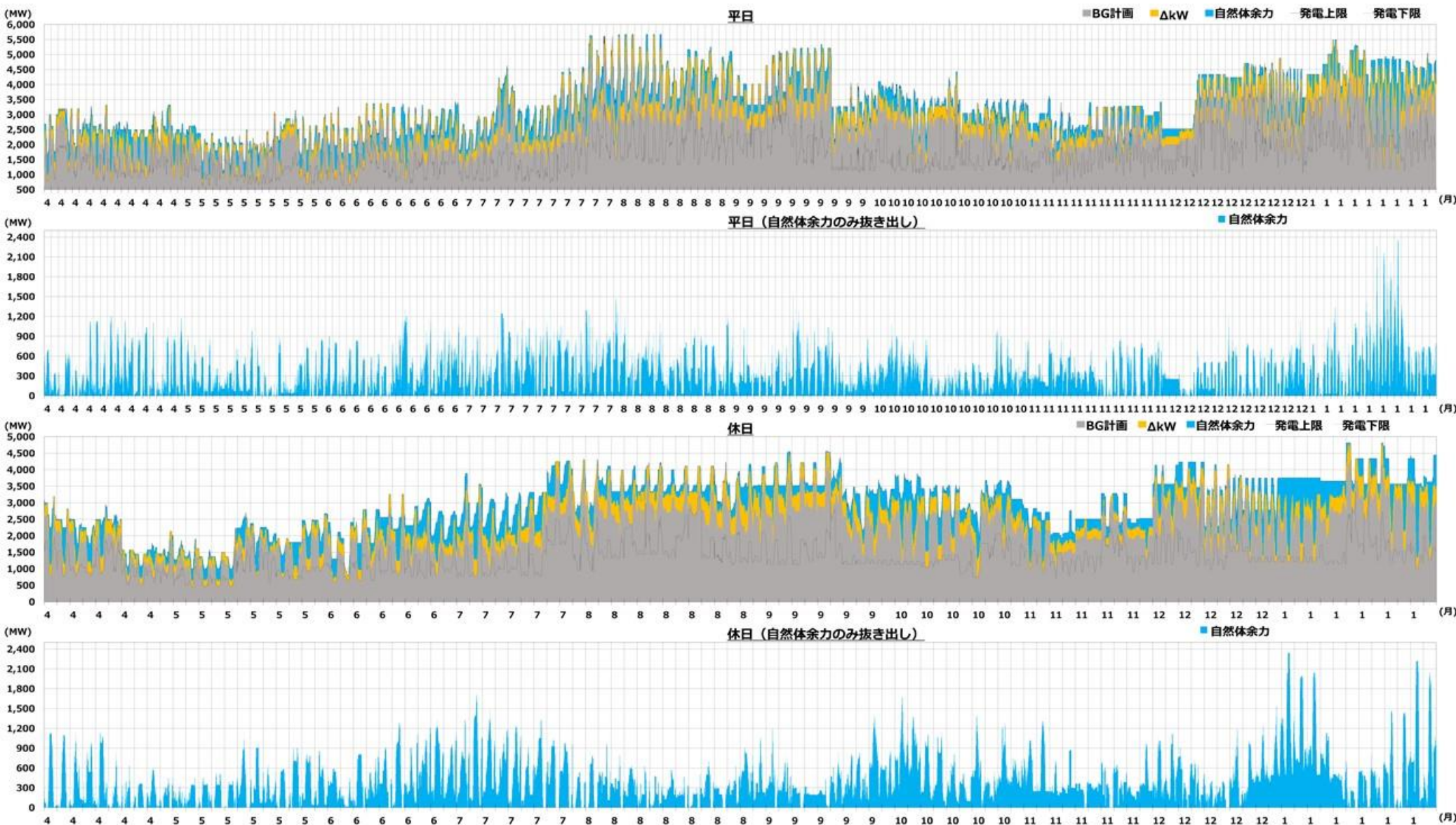


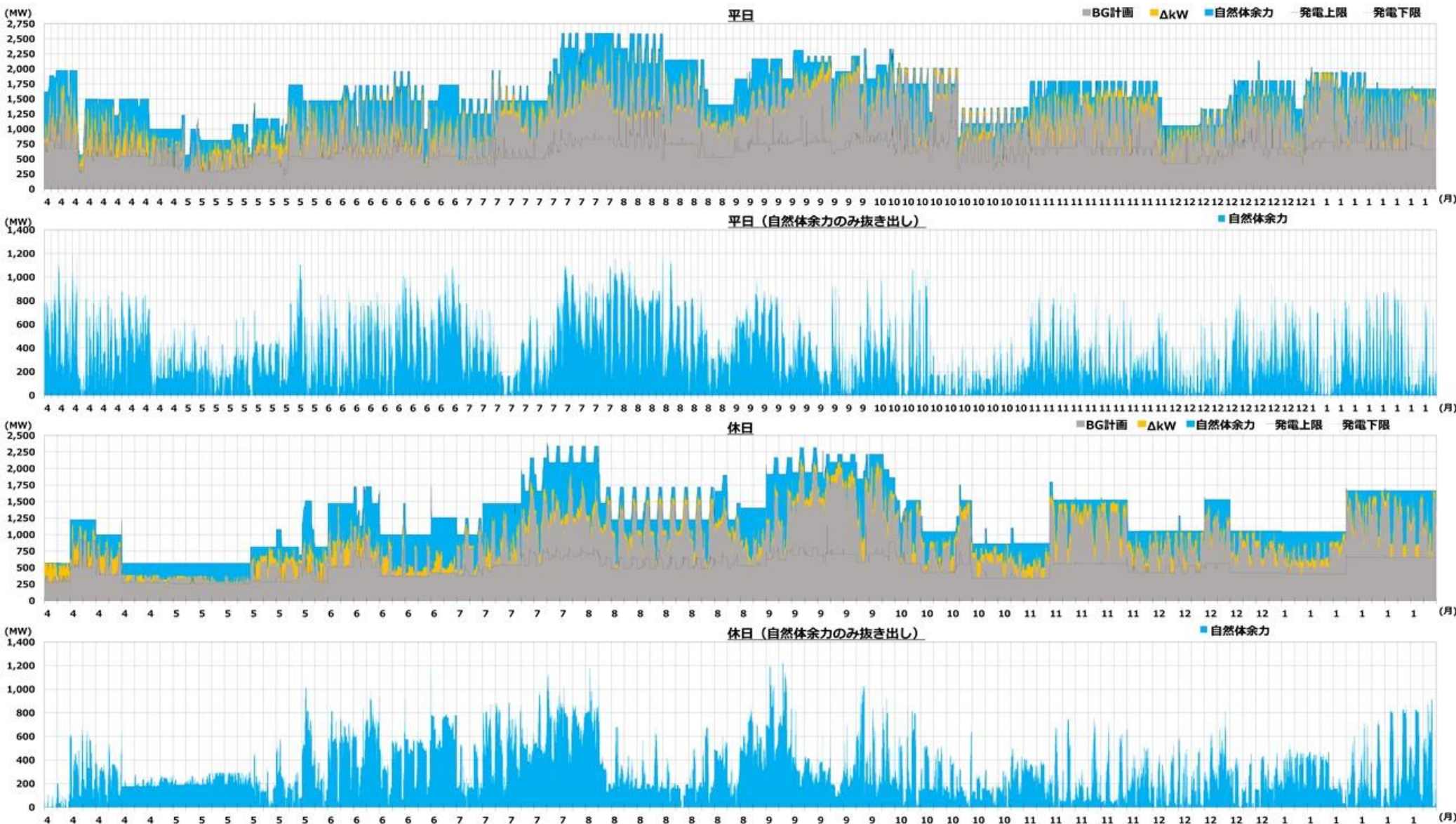










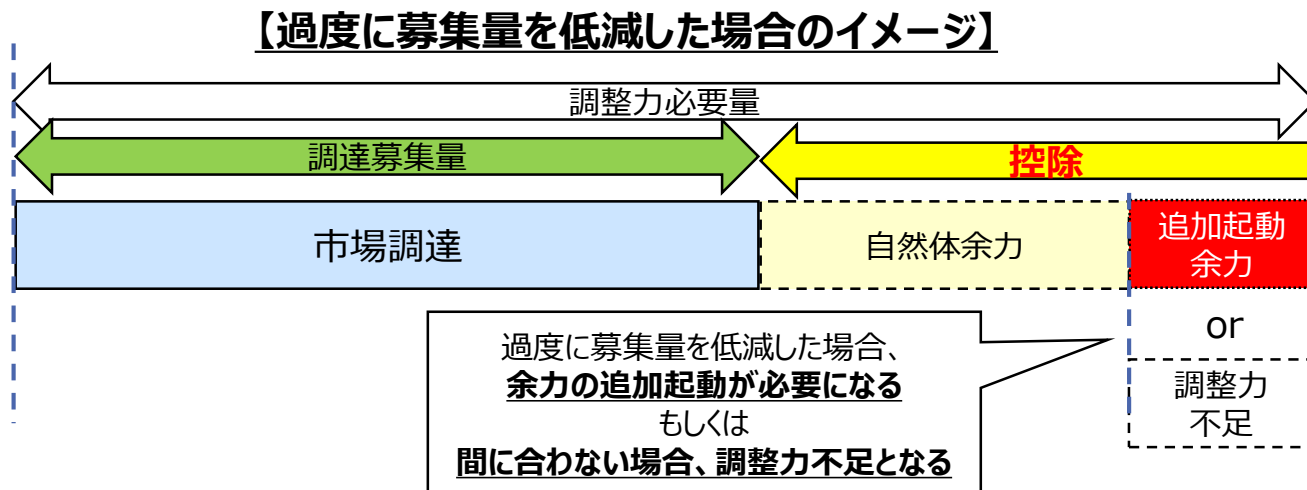




1. 募集量見直しの検討状況
2. 取引実績に基づく市場外調整力（自然体余力）の実態調査
3. 市場外調整力（自然体余力）の要因分析
4. まとめと今後の進め方

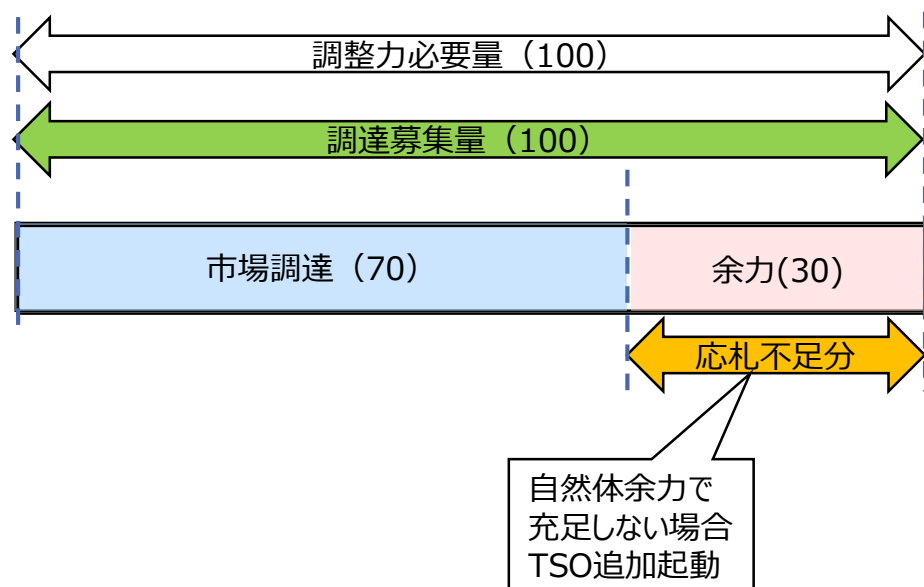
- 調整力の確保は「多様な電源等の公平性」、「調達コストの透明性・適切性」、「調整力の効率的な確保」の観点
を踏まえ、需給調整市場から市場調達することが望ましい。
- その上で、調整力としての機能はあるものの、何らかの要因で需給調整市場に応札できず※、GC以降の実需給
断面で自然体余力として蓋然性高く残存するものについては、控除することが合理的と考えられる。
- 一方で、過度に募集量を低減すると、不落となった電源が並列されず（もしくは解列され）、調整力不足を回避
するために余力の追加起動を実施することで持替費用でコスト増となる可能性がある、もしくは余力の追加起動が
間に合わず、調整力不足となり、安定供給に支障をきたす虞もあると考えられる。
- これらを踏まえると、**控除対象となる自然体余力は**、実需給断面で調整力として活用可能である必要があるため、
「調整力としての機能があり」かつ「GC時点で蓋然性高く存在する」ことが重要となる。
- このため、控除対象となり得る自然体余力の実態を把握する必要があることから、調整力提供者（発電事業者）
に自然体余力の要因について実態調査することとした。（今回は先行実施した中部エリアの調査結果をお示し）

※ 応札できない要因については必要に応じて手当することが必要となるが、今回は手当前の自然体余力の取り扱いの検討となる。

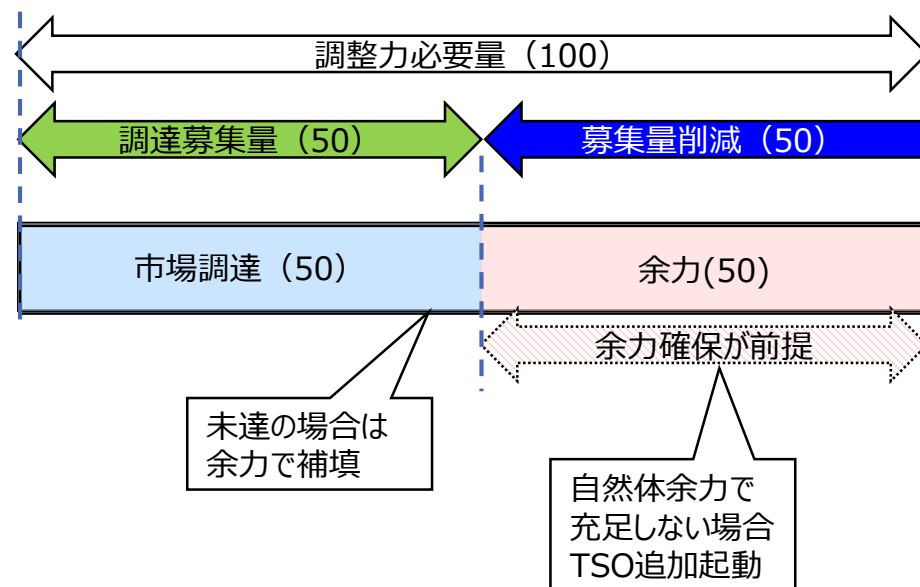


- 調整力必要量は過去の【平常時必要量（誤差実績） + 緊急時必要量（電源脱落対応量）】から算定されるものであり、実需給断面で必要な調整力量である。
- 募集量は市場調達（募集）する量であるが、応札不足などによる必要量未達分は、余力を活用して充足させる関係性であり、余力含めても調整力が不足することが予見された場合は、TSOが追加起動して余力の確保を行う。
- 現状、一次～三次①は【必要量=募集量】となっているが、三次②については応札不足対策の一環である案A-aによる募集量削減で【必要量>募集量】となっており、その差分は余力で確保することを前提としている。

【一次～三次①】

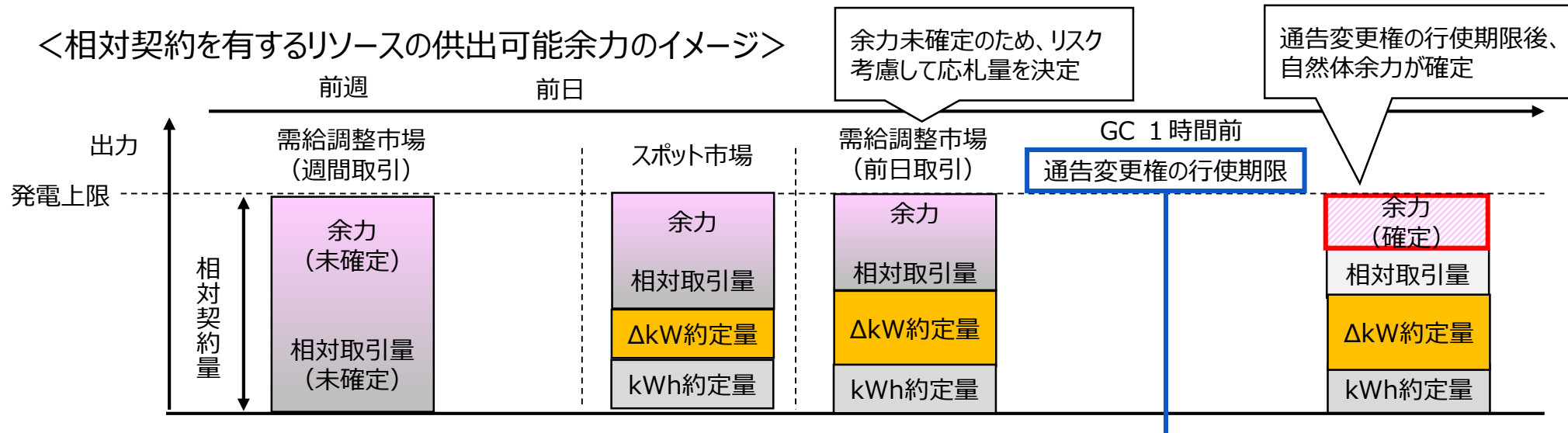


【三次②（募集量削減後）】



- 今回は先行して、中部エリアの調整力提供者にヒアリングを行い、自然体余力の実態について確認した。
- その結果、中部エリアの自然体余力は「契約要因」が大宗であることが分かった。
- 「契約要因」とは、特定の小売事業者との相対契約の通告変更権行使期限がGC1時間前であるため、余力がGC1時間前まで確定しないことにより、需給調整市場へ応札が出来なかったものの、需要が下振れした（もしくは上振れしなかった）ことで、結果的に残存した余力のことである。
- これは調整機能はあるものの、需給調整市場応札の段階では札入れできなかったものであると想定されることから、実需給断面において蓋然性高く存在※する調整力であると考えられる。
- なお、当該契約は25年度までであり、26年度以降は通告変更権行使期限が前倒しになることで、自然体余力が減少する（需給調整市場への応札が増加する）可能性があるため、控除量は別途検討する必要がある。

※ 当日のスポット価格が高騰した場合等は、通告変更権が行使されることで自然体余力が存在しなくなる可能性はあるものの、過去実績を確認すると、大宗の断面では存在していることから、一定の蓋然性はあると考えられる。



(D.12)各社のオプション価値（通告変更量・期限）とその評価 1/2

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

変動数量契約における条件設定（24年度受渡し分）※1			
事業者	区分	最終通告期限	通告変更量のアローアンス
北海道	社内	【半年・長期】なし（確定数量契約のみ）	-
	社外	【半年・長期】なし（確定数量契約のみ）	-
東北	社内	【半年・長期】なし（確定数量契約のみ）	-
	社外	【半年・長期】なし（確定数量契約のみ）	-
東電HD・RP	グループ内	【混合温水PPA】前日23時、当日7時、当日15時※2	契約kWの範囲内
	グループ外	【卸標準メニュー】なし（出たりて受電）※2	-
東電EP	グループ内	【半年】なし（確定数量契約のみ）【長期】販売なし	-
	グループ外	【半年】なし（確定数量契約のみ）【長期】販売なし	-
中電HD	グループ内	【長期】なし（電源特性上、未設定）	-
	グループ外	【半年】なし（電源特性上、未設定）	-
中電MZ	グループ内	【半年・長期】販売なし	-
	グループ外	【半年・長期】販売なし	-
JERA	対EP	【既存の長期契約】スポット入札前	契約kWの範囲内
	対ミライズ	【既存の長期契約】GC1時間前まで	・1年前通告は、2年前通告量に対して±10%以内 ・月間通告は、四半期毎通告量に対して±5%以内 ・GC前通告は、当日起動している発電機の変量kWの範囲内
グループ外		【既存の長期契約】前日18時	事前に合意している運転パターンへの変更

※1 複数の契約のうち、条件の自由度が高いものを例示として抜粋。JERAの対EP・対ミライズの契約については、主要な契約における条件を記載。
※2 東電HDの卸標準メニューは、東電HD・RPと東電EP間の既存長期契約（原子力（出たり）・一般水力（出たり）・混合温水（通告変更あり）・太陽光（出たり））の内のシステム運用制約の都合上等の理由から、混合温水PPAを除いて卸標準メニューを作成しているため、卸標準メニューは出たり（通告変更なし）となっている。

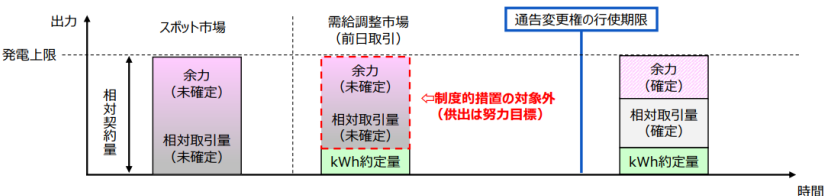
小売事業者と発電事業者の相対契約が応札障壁となっていることの確認

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

論点1-3：相対契約（3/3）

- 他方で、足元においては、通告変更権の行使期限「前」の余力についても、努力目標として応札を求めていることを踏まえ、計画見直し等（運用変更等）の工夫による供出については、引き続き努力目標として据え置くことが適当と考えられる。
- なお、足元では通告変更権の行使期限が需給調整市場（前日取引）の後（GCの1時間前等）に設定された相対契約を有するリソースが存在するものの、今後の内外無差別議論の進展等によって、将来的に需給調整市場の開場時（前日の14時）には、通告変更権の行使期限がスポット市場より前となるリソースが増加する（前頁の図の例が増加する）方向と考えられる。

<相対契約を有するリソースのイメージ> ※通告変更権の行使期限が需給調整市場後の例



出所）第98回制度設計専門会合（2024年6月25日）資料7-1をもとに作成
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/098_07_01.pdf

出所）第99回制度設計専門会合（2024年7月30日）資料4をもとに作成
https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/099_04_00.pdf

出所）第53回需給調整市場検討小委員会（2025年1月24日）資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_53_haifu.html

- ※ 自然体余力の算出方法を【発電上限－発電計画－ Δ kW約定量】とした場合。

-  要件起因の入札制約
-  自然体余力
-  追加起動余力
-  調達された ΔkW
-  発電計画
-  TSO追加起動電源

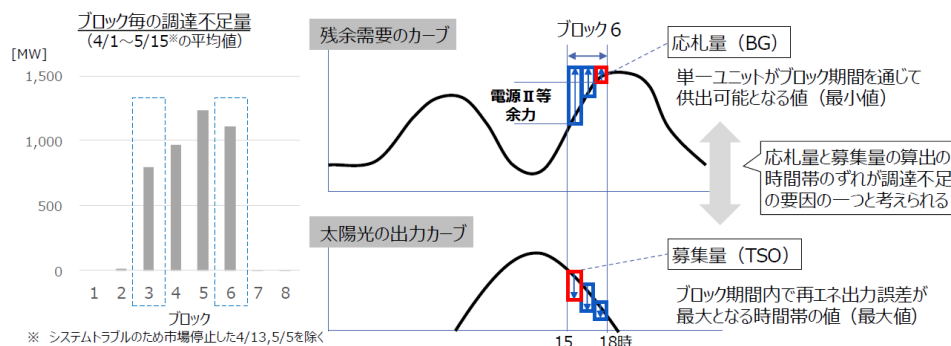
- また、需給調整市場の「制度要因」が入札阻害となり、市場応札できない余力も一定程度存在すると考えられる。
- 今後、応札状況が改善すると想定される主な制度変更としては、「商品ブロック時間30分化」「起動費取り漏れ分の事後精算」「前日取引化」が挙げられる。
- 中部エリアの調査の中で、これら「制度要因」による自然体余力への影響を確認したところ、以下のとおりであった。
 - 2025年度
 - ✓ 「三次②30分化」によって自然体余力の減少（ Δ kW応札増加）が想定される
 - ✓ 一方で、「起動費取り漏れ分の事後精算」により起動供出が増加することで、起動ユニットの出力上限までの余力や、需給バランスのため持ち下げたユニットの余力が増えることが考えられる
 - ✓ これらの効果として上振れ・下振れ両方あり得るため、2025年度は制度要因の影響は少ないといった見通し
 - 2026年度以降
 - ✓ 「一次～三次①の前日取引化」により応札が実需給に近づくことで需給変動リスクが減少し※、GC時点での自然体余力の減少（ Δ kW応札増加）が見込まれる
- これらを踏まえると、「制度要因」について、2025年度は大きく影響は与えない（2024年度実績をもとに試算した自然体余力で問題ない）と考えられるものの、2026年度は自然体余力の減少が想定されるため、再度評価が必要であるといえる。

※ 加えて前述のとおり、小売事業者との相対契約も更新予定もあり、2026年度からは一層自然体余力は減少すると想定される。

- 需給調整市場の商品要件が入札の阻害要因となり、市場応札できない余力が一定程度存在すると考えられる。
- 具体的には、取引単位が3時間であることで調整力の供出可能量が制限される点や、並列必須が要件である一次、二次①は週間単位での取引である点、また、需給変動リスクや相対契約での通告変更権の行使期限を考慮すると応札量が制限されてしまうといった点が挙げられる。
- これらについては、「取引時間30分化」や「一次～三次①の前日取引化」により一定程度解消される見込みであり、自然体余力としては制度変更以降は存在しなくなることも想定されるが、制度変更までは蓋然性が高い余力となることから、控除することも一案となる。

三次②の応札量が少ない要因について ～ 市場ルールに係る詳細要因 (1/2) ～ 15

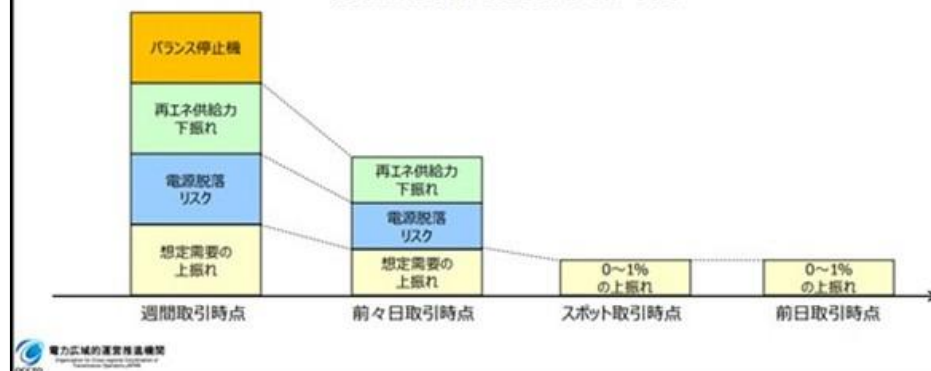
- ΔkWの供出を踏まえた計画を基に三次②応札を実施している事業者から、応札量が少ない理由として商品ブロック(3時間)内における最小供出可能量を応札していること等が挙げられている。需給調整市場における取引は、3時間単位の商品ブロック(8ブロック/日)で行っているところ、今回の三次②調達不足は、この8ブロックのうちブロック3～6で発生している。
- このうち、ブロック6(15～18時)は、昼間帯から点灯帯にかけて太陽光出力が低下するに伴い、残余需要が増加するという変化の大きいブロックであるところ、応札量は商品ブロック期間を通じて供出可能である必要があるため、点灯帯の発電余力が少ない時間帯で算出されることが、このブロックにおいて応札量が少ない要因として考えられる。なお、これは太陽光出力が増加する朝のブロック3(6～9時)についても同様となる。



期待できる効果① 応札量増加 12

- 週間取引においては、各事業者が予測の不確実性を理由に、何らかの需給変動リスクを織り込んだ上で、応札量を算定しており、前々日取引化(スポット取引前)によっても、一定の改善効果は期待できるところ。
- 一方で、前々日取引であったとしても、スポット取引前(約18時間前)であることに変わりはなく、一部の需給変動リスクならびにそれに伴う応札量の減少は残ると考えられる。
- これらの需給変動リスクは、前日取引(スポット取引後)であれば、現状のスポット市場における小売電気事業者が予備力として確保する可能性があるのは1%分となることから、応札量増加に対する相当の効果が期待できる。

【応札量算定時において見込むリスク(イメージ)】



出所) 第23回需給調整市場検討小委員会(2021年5月24日) 資料2-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2021/2021_jukyuchousei_23_haifu.html

出所) 第35回需給調整市場検討小委員会(2023年1月24日) 資料2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/2022_jukyuchousei_35_haifu.html

- 三次②については2025年度から「取引時間30分化」されることとなり、一次～三次①については2026年度から「取引時間30分化」および「前日取引化」されることになり、これらの制度要因による自然体余力は制度変更後、存在なくなると想定される。

2024年度以降の商品区分・要件について

1

- 2024年以降の商品区分および要件（将来的に要件変更が予定されているものは青字）は下表のとおり。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン（自端制御）	オンライン（LFC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン（EDC信号）	オンライン
監視	オンライン（一部オフラインも可※1）	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線のみ（オフライン監視の場合は不要）	専用線のみ	専用線 または（簡易指令システム※2）	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
入札時間単位	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※3	3時間※4
応動時間	10秒以内※5	5分以内	5分以内	15分以内	45分以内※4
継続時間	5分以上※5	30分以上※3	30分以上※3	3時間※3	3時間※4
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	—（自端制御）	0.5～数十秒	専用線：数秒～数分（簡易指令システム※2：5分） 専用線：1～5秒程度（簡易指令システム※2：1分）	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分 専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	30分 1～30分※6
監視間隔	1～数秒※1	1～5秒程度	5分以内に出力変化可能な量（機器性能上のLFC幅を上限）	15分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）	45分以内※4に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）
供出可能量（入札量上限）	10秒以内に出力変化可能な量（機器性能上のLFC幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量（機器性能上のLFC幅を上限）	5分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）	15分以内に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）	45分以内※4に出力変化可能な量（オンラインで調整可能な幅を上限）
最低入札量	1MW	1MW	1MW	1MW	1MW
刻み幅（入札単位）	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 事後に数値データを提供する必要あり

※2 2体止時点を反映した簡易指令システム向けの指令値を作成するための中継システム改修の完了後に開始（2024年度以降準備ができたエリアから順次適用）

※3 2026年度より30分に変更予定

※4 2025年度より入札時間単位が30分（応動時間が60分以内）、継続時間が30分に変更予定

※5 2025年度にオンライン監視の場合、応動時間「30秒以内」、継続時間「設定なし」に変更予定

※6 30分を最大として、事業者が収集している期間と合わせることも可能

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

(参考) 需給調整市場の商品導入スケジュール

2

年度	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028以降
一次	運用	広域運用 (周波数変換装置を含む直流設備を除く)							
	調達	調整力公募			▼広域調達開始 広域調達（週間）		広域調達（前日）		
二次①	運用	エリア内運用					▼広域運用開始 広域運用		
	調達	調整力公募			▼調達開始 エリア内調達（週間）		エリア内調達（前日）	▼広域調達開始※ 広域調達（前日）	
二次②	運用	エリア内運用			▼広域運用開始 広域運用				
	調達	調整力公募			▼広域調達開始 広域調達（週間）		広域調達（前日）		
三次①	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始						
	調達	調整力公募		▼広域調達開始 広域調達（週間）			広域調達（前日）		
三次②	運用	段階的 広域運用	▼広域運用開始 広域運用						
	調達	調整力 公募		▼広域調達開始 広域調達（前日）					

※一般送配電事業者による二次①の広域運用が実現可能となつたうえで、2027年度からの広域調達を目指す

出所) 今後の要件変更等について（2024年3月27日更新）をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/youkenhenkou_20240327.pdf

出所) 第53回需給調整市場検討小委員会（2025年1月24日）参考資料2をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_53_haifu.html

- 需給調整市場ガイドライン上では、 Δ kW入札価格への起動費の反映は1日2回分まで認められているが、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った。
- これに対応するため、起動費を1日1回、各応札ブロックに約定確率を考慮して按分計上し、事後的に生じた分を精算することで、取り漏れリスクを解消する方向性が示された。
- 需給調整市場ガイドラインの改定後（2025年度）から適用されることで、起動供出が増加する見込みとなる。

需給調整市場ガイドラインの改定①（起動費の事後精算について）

- ・ 現行の需給調整市場ガイドライン上では、 Δ kW入札価格への起動費の反映は1日2回分まで認められる。取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引における計上を許容するとしている。
- ・ 一方で、第47回需給調整市場検討小委員会（2024年5月15日）においては、2024年4月の一定期間について、需給調整市場への応札を見送った理由に関するアンケート結果が示された。その結果、「起動費を取り漏れるリスクを回避するため」応札が回避された供出ポテンシャルが多く存在したことが分かった。
- ・ そこで、より精査に生じた起動費を回収すべく、第1回制度設計・監視専門会合（2024年9月30日）では、起動費を1日1回、各応札ブロックに約定確率を考慮して按分計上し、事後的に生じた分を精算(※)する方向性が示された。
(※)実際の事後精算の対象は、「起動費」及び「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」
- ・ これまでは、需給調整市場に応札しないことで、歯抜け約定等により起動費が十分回収出来ず発電事業者に損失が生じるリスクを回避していた、とも考えられるため、本対応によって確実に起動費を事後的に精算できるようになった結果、発電事業者にとって需給調整市場のために電源を起動し供出する際の障壁が一つなくなるものと史料される。
- ・ 本変更は、需給調整市場への応札量増大、競争活性化による調整力調達コストの削減にも資する取り組みであると判断されることから、建議の通り、需給調整市場ガイドラインを改定することとしてはどうか。

- その他、制度要因で発生する自然体余力についても、事業者アンケートを通して事業者の応札リスクを抽出し、応札量増加の取組である誘導的措置として各リスクへの対応の方向性が示されており、解消見込みとなっている。

論点 2 - 3 : 事業者リスク

66

- 予備的検討ならびに事業者アンケートでいただいた、事業者に非合理的な金銭的損失を与えるリスクに係る検討状況は下表のとおりであり、全てのリスクに関する対応の方向性について既に整理済みの状況。

No.	名称	概要	対応の方向性	検討ステータス
1	起動費の取り漏れリスク	ΔkW価格に起動費を織り込んで応札したうえで一部のブロックのみ約定した場合、起動費を取り漏れるリスク	起動費事後精算案を2025年度受渡分の取引から実施する	方向性を整理済み (第1回制度設計・監視専門会合)
2	少量約定時のペナルティリスク	少量約定時、アセスメント許容範囲が極端に狭くなり、アセスメント不適合となるリスク	「一次あるいは二次①が含まれる商品落札」かつ「定格の10.01%以下のΔkWで落札」をしたものを対象としてアセスメント許容範囲を緩和することとし、2026年度当初の導入を目指す	方向性を整理済み (第52回本小委員会)
3	電源トラブル時のペナルティリスク	想定外事故等の事由により調整力の供出が困難となった場合、代替電源を用意できず、1.5倍のペナルティが科されるリスク	制度的措置の導入時、電源トラブル時に限ってアセスメントⅠ不適合時のペナルティ強度を1.0倍に緩和する	方向性を整理済み (第52回本小委員会)
4	供給力確保が困難となるリスク	週間の需給調整市場に応札した結果、スポット市場の価格が高騰し、調達コストが増加するリスク	スポット市場“後”の需給調整市場の活性化を果たすことを基本的な考え方として据えたため、左記リスクは発生しない(第51回本小委員会)	— (基本的な考え方に則り、対応不要)
5	アセスメントⅡの契約不履行ペナルティリスク	月に2回アセスメント不適合となったリソースに対し、入札義務が課されることによって、強制的に市場退出が促されるリスク(事業者アンケート)	制度的措置の導入時、月あたりに2回不適合があったリソースについては、入札制約がある状態とみなし、制度的措置の対象外とする(ただし、意図的に2回/月不適合を出した場合は除く)	方向性を整理済み (第52回本小委員会)
6	持ち下げ供出に伴い精算が煩雑となるリスク	持ち下げ供出に伴う事後精算を強制されるリスク(事業者アンケート)	起動供出機及び持ち下げ供出機のΔkW単価から算出した加重平均単価を全ユニットの入札単価とする入札方法を認める	方向性を整理済み (第3回制度設計・監視専門会合)

- 中部エリアにおける事業者ヒアリングの結果をもとに控除対象を整理すると、自然体余力のうち「契約要因」を控除の対象とすることが適切と考えられる。（「要件起因の入札制約」はGC～実需給断面では調整力として活用できないものであり、控除対象外とする）
- 控除対象を定量評価するため、「要件起因の入札制約」を控除した結果※1、中部エリアでは自然体余力※2のうち控除対象は【1σ値304MW】【平均718MW】程度であり、これをもとに控除可能量を検討することとする。
- なお、相対契約の更新や、制度変更（前日取引化）により、2026年度以降は自然体余力の状況が大きく変化することが考えられるため、中部エリアにおける今回の整理は2025年度取引を対象として、2026年度以降は状況に応じて再度検討することとする。

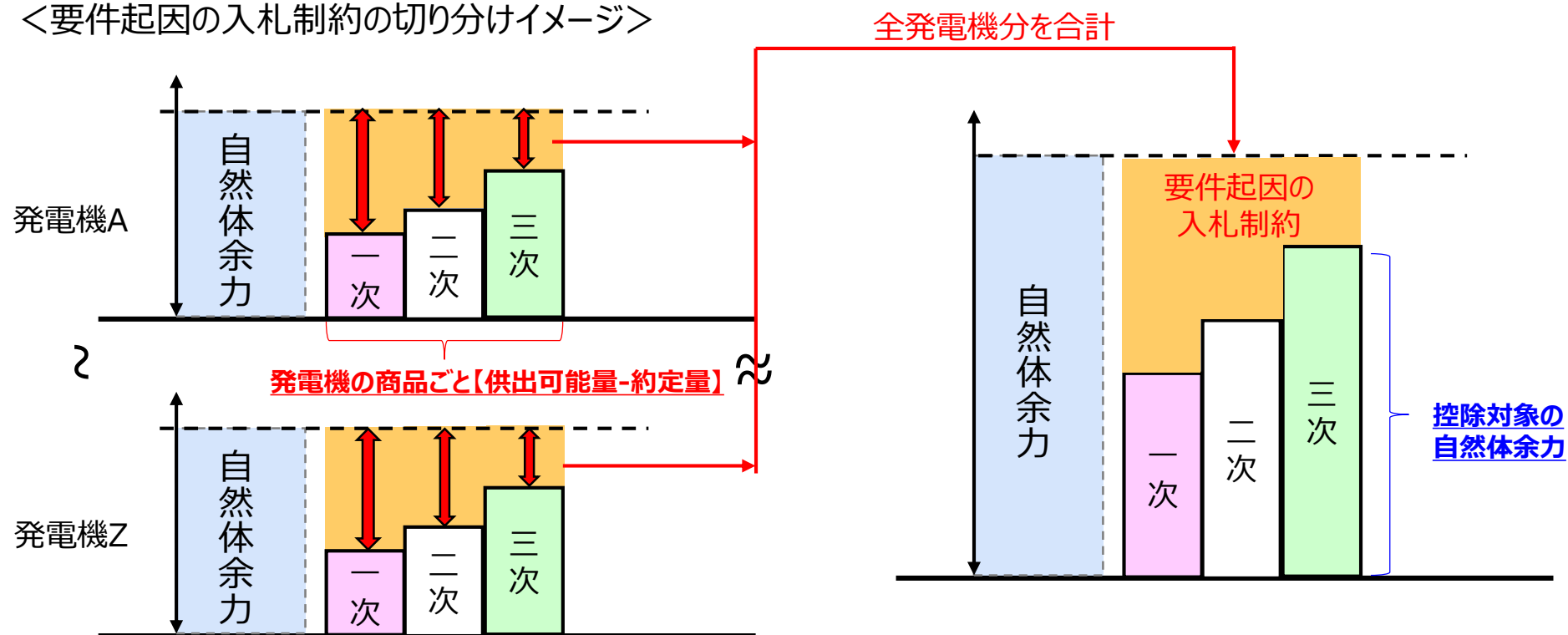
※1 今回は「要件起因の入札制約」について、応動時間が三次①より長いものを控除した。

※2 中部エリアの自然体余力は【1σ値309MW】、【平均842MW】

分類	調整力としての機能	GC時に蓋然性高く存在する	控除可否	余力の1σ値	余力の平均	控除期間
契約要因	○	○	契約変更までの期間は可	304MW	718MW	2025年度のみ
要件起因の入札制約	×	—	不可	5MW	124MW	

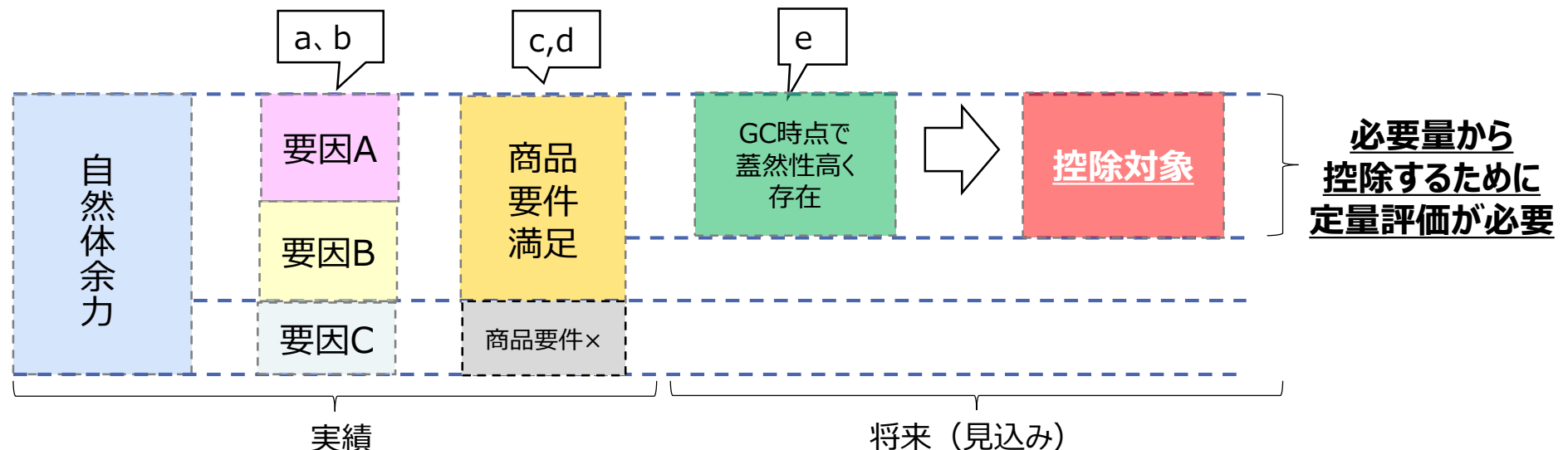
- 「要件起因の入札制約」については、発電機ごとの出力変化速度が需給調整市場の商品要件である応動時間を満足しないことに起因する制約である。
- 市場外調整力の控除対象としては、2025年4月現在継続して未達となっている一次～三次①とする方向性が考えられる。
- 三次①相当の「要件起因の入札制約」を切り分ける方法として、各発電機毎に商品ごとの供出可能量（同商品の約定量控除）を上限として自然体余力を評価する方法が考えられ、前頁の試算はこの方法により実施しており、その他の商品を控除対象とする場合も同様の方法が想定される。

<要件起因の入札制約の切り分けイメージ>



- 今回先行して、中部エリアの実態調査を行ったが、中部エリア以外の自然体余力は「契約要因」であるとは限らず※、控除可否については各エリアの状況に応じて判断する必要がある。
- このため、自然体余力の実態について、各エリアの調整力提供者に対して以下の観点で要因調査を行うこととする。
 - a. 市場応札できず、GC時点で自然体余力として残存する要因は具体的にどのようなものか。
 - b. 2024年度以前と2025年度以降を比較すると、自然体余力が変化する予定はあるか。
 - c. 自然体余力には需給調整市場の商品要件を満足する調整機能が備わっているか。
 - d. 自然体余力量（実績）を要因ごとに定量評価（算出）する方法はどのようなものか。
 - e. 自然体余力（将来の見込み量）として、蓋然性ある量の切り分け方法（概算方法）はどのようなものか。

※ 相対契約の通告変更権行使期限がGC一時間前である事業者ばかりではないため、他エリアの自然体余力は別の要因の可能性が高いと想定される。



- また、事業者ヒアリングを通して自然体余力の要因を深掘りし控除対象を明確化した上で、具体的な控除方法についても検討する必要がある。
- 具体的には、「控除対象」や「控除量の算定方法」「開始時期」等が考えられるため、これらについても引き続き検討していくこととしたい。

【自然体余力の控除方法に関する論点】

	項目	検討事項
論点 1	控除対象	需給調整市場のどの商品（一次、二次①、二次②、三次①、三次②、複合）を控除の対象にするか
論点 2	控除量の算定方法	・控除量の算定方法について、具体的にどのようにするか（要因/商品ごとの控除量算定方法を具体的にどのようにするか） ・控除量の算定は、どの単位で実施するか（年間/月間/週間/日/3時間等）
論点 3	控除適用の時期	・全エリア同時期に開始を目指す※上で、いつ開始するか ・控除の期限をどのように設定するか

※ 特定のエリアから開始することで、当該エリアで不落となった高額札が隣接エリアに流れて価格高騰することもある想定されるため、自然体余力の控除については、全エリア同時期に開始することが望ましいと考えられる。

1. 募集量見直しの検討状況
2. 取引実績に基づく市場外調整力（自然体余力）の実態調査
3. 市場外調整力（自然体余力）の要因分析
4. まとめと今後の進め方

- 需給調整市場において応札不足が継続している状況を踏まえ、市場外調整力の控除について、以下のとおり検討を行った。
 - 自然体余力の調査
 - ✓ 2024年4月から2025年1月までの実需給データをもとに、各エリアの自然体余力を調査し、全エリアに一定程度の自然体余力が存在することが判明
 - 自然体余力の要因分析（発電事業者ヒアリング）
 - ✓ 控除の対象となる自然体余力は実需給断面で調整力として活用可能なものである必要があるため、「調整力としての機能があり」かつ「GC時点で蓋然性高く存在する」ことが重要であると整理
 - ✓ 中部エリアのヒアリング結果から、上記を満足する「契約要因」を控除対象とすることが適切と考えられる
 - ✓ これを踏まえ、自然体余力の要因について、各エリアの発電事業者にヒアリングを実施することとした
- 今回は中部エリアのヒアリング結果をもとに控除可否の検討を行ったが、自然体余力の控除については全エリア同時期開始が望ましいため、今後は他エリアの発電事業者にもヒアリングを行い、控除可否を検討する。
- その上で、自然体余力の具体的な控除方法として、「控除対象」や「控除量の算定方法」「開始時期」等について、引き続き検討を行うこととする。