

市場外調整力の控除について（その2）

2025年6月3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55回本小委員会（2025年4月15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、検討を行った。
- その際に、2024年度以降の実需給データを用いて自然体余力を評価したところ、9エリア全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ため、これらをGC時点で市場外調整力として、蓋然性高く存在し控除できるか検討すべく、自然体余力の要因調査ならびに控除可否の分析を行った。（前回は、まずもって先行実施した中部エリアの結果をお示ししたところ）
- 今回は中部エリア以外の8エリアの要因分析を行い、その結果をもとに控除の具体的な考え方や適用開始時期について整理したため、ご議論いただきたい。

論点整理 [応札不足]			
赤字：前回議論結果 青字：検討再開条件			
13			
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	✓ 現時点で浮き彫りとなっている論点（誘導的措 置の検討漏れ含む）の技術面の検討は完了 ✓ 2024年度の応札状況等過去実績を踏まえると、 楽観シナリオのみの想定は難しいため、技術的な 観点からは何らかの形（強度）で制度的措置の 導入検討を進めることが重要 ✓ システム改修等費用の回収が困難な電源群につ いては、事業者には非合理的な金銭的損失を与え る可能性があるため、措置の対象外とする方向 【第54回 本小委員会】
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	今回議論

1. 検討状況の振り返りと考え方の再整理
2. 自然体余力の要因分析
3. 市場外調整力控除の具体的な検討
4. 揚水発電の自然体余力の控除の検討
5. まとめ

1. 検討状況の振り返りと考え方の再整理
2. 自然体余力の要因分析
3. 市場外調整力控除の具体的な検討
4. 揚水発電の自然体余力の控除の検討
5. まとめ

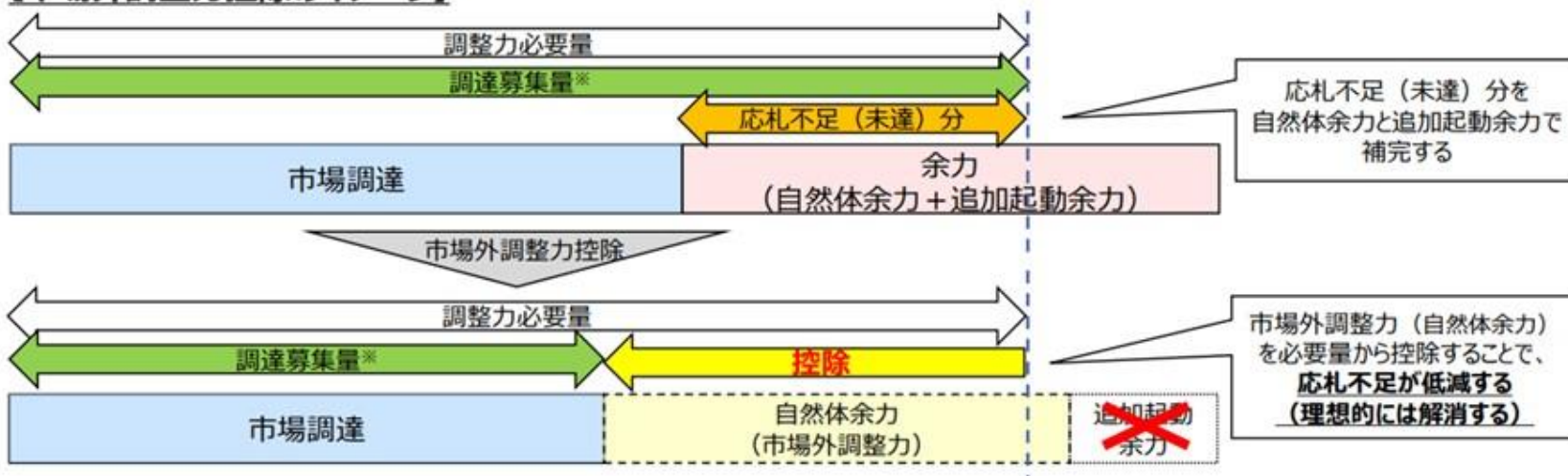
- 出所) 第50回需給調整市場検討小委員会 (2024年9月10日) 資料5
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_jukyuchousei_50_haifu.html

市場外調整力について (1 / 3)

15

- 需給調整市場の全商品が2024年4月取引開始して以来、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55回本小委員会では、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調査を行った。
- 調査では、現在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」を対象として、【発電上限 - 発電計画 - ΔkW約定量】をもとに自然体余力量を試算した。
- その結果、9エリア全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。

各エリアの市場外調整力（自然体余力）の調査について

19

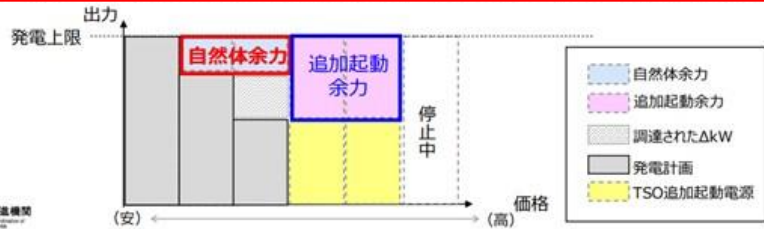
- 需給調整市場全面運開後の2024年度の取引実績が蓄積されてきたため、実需給データをもとに、市場外調整力としての自然体余力の実態を確認すべく、調査対象および調査方法を以下のとおり整理した。
 - 市場外調整力として控除するためには一定の調整機能が求められる
 - このため、応札不足対策のため現行調達未達となっている一次～三次①相当の調整機能を持つと想定される「余力活用契約を締結している火力電源」を対象に、市場外調整力として自然体余力の調査を行う
 - なお、評価対象の「自然体余力」は調整力提供者（BG）が起動を確定させた電源の持つ余力を指すことに対し、「追加起動余力」は、調整力不足時にTSO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



自然体余力の調査結果

20

- 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、1σ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	1σ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	1σ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

- 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。
- この点、自然体余力が控除可能であるかを判断するため、調整力提供者（発電事業者）の協力のもと、自然体余力の要因について実態調査することとした。
- 第55回本小委員会では、先行調査を行った中部エリアの結果、自然体余力の主な要因は「契約要因」および「要件起因の入札制約」である旨をお示し、「契約要因」を控除対象とすることが適切と整理を行った。
- 引き続き、他エリアの自然体余力の要因調査を実施し、その結果をもとに市場外調整力の控除の具体的な方法について検討を進めることとした。

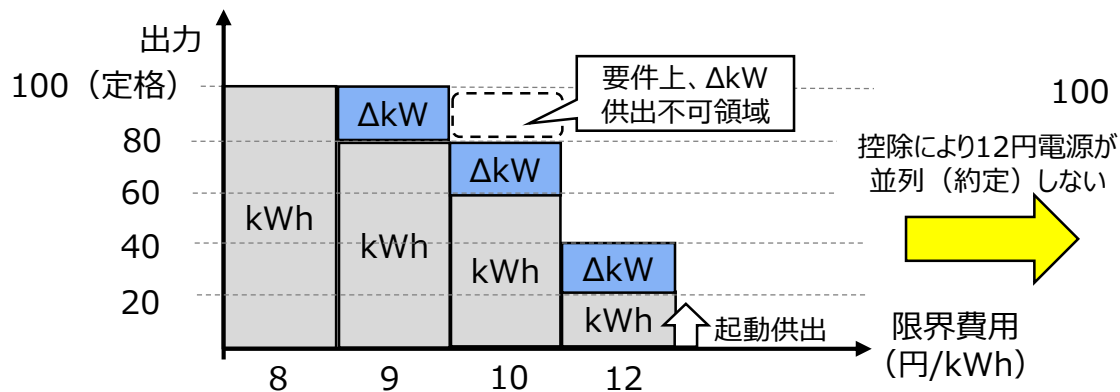
中部エリアの調査結果（4 / 4）						42
■ 中部エリアにおける事業者ヒアリングの結果をもとに控除対象を整理すると、自然体余力のうち「契約要因」を控除の対象とすることが適切と考えられる。（「要件起因の入札制約」はGC～実需給断面では調整力として活用できないものであり、控除対象外とする） ■ 控除対象を定量評価するため、「要件起因の入札制約」を控除した結果※1、中部エリアでは自然体余力※2のうち控除対象は【1σ値304MW】【平均718MW】程度であり、これをもとに控除可能量を検討することとする。 ■ なお、相対契約の更新や、制度変更（前日取引化）により、2026年度以降は自然体余力の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	

- 控除の具体的な検討を進めるにあたり、改めて、市場外調整力の控除に関する考え方を整理する。
- まず、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重要となる。
- その上で、市場は未達となっているが、最終的に（GC時点で）自然体余力が残存する場合、調整力提供者目線では収益機会を逃しており、一般送配電事業者目線では市場が競争環境となっていないことで応札されている全ての札が約定するため過大なコストに繋がるといったことになり、双方にとって不合理な状況となることから、本来的にはこれらの解消に繋がる取組みとすることが合理的といえる。
- 上記を踏まえると、市場外調整力の控除の考え方としては、**何らかの要因で市場応札できず余力となる調整力であり、応札できない要因への抜本対策実施までの期間に限定して控除**することが適切であると考えられる。
- また、控除量の観点としては、過少に控除した場合と過剰に控除した場合では、双方で不合理が発生する。
- まず、控除量が過少であった場合、現在の取引状況（調達未達）が継続して、競争が働かない（高コスト）状態が継続してしまうと考えられる。
- 一方、控除量が過剰であった場合、需給調整市場に応札したものの控除によって不落となった電源が解列してしまうことで、【 ΔkW 約定量 + 自然体余力 < 調整力必要量】となる可能性があり、その場合、一般送配電事業者による余力活用（余力活用電源の追加起動等）により調整力を確保することとなるため、追加起動に係る費用がかかり、逆にコスト増となる可能性もある（次頁参照）。
- これらを踏まえると、控除量は、**ある程度蓋然性高く存在する自然体余力**の量とすることが適切であると考えられる。

- 控除量が過剰であった場合、需給調整市場に応札したものの控除によって不落となった電源が解列してしまうことで、一般送配電事業者による追加起動に係る費用がかかり、逆にコスト増となる可能性もある。

【現行（控除前）】

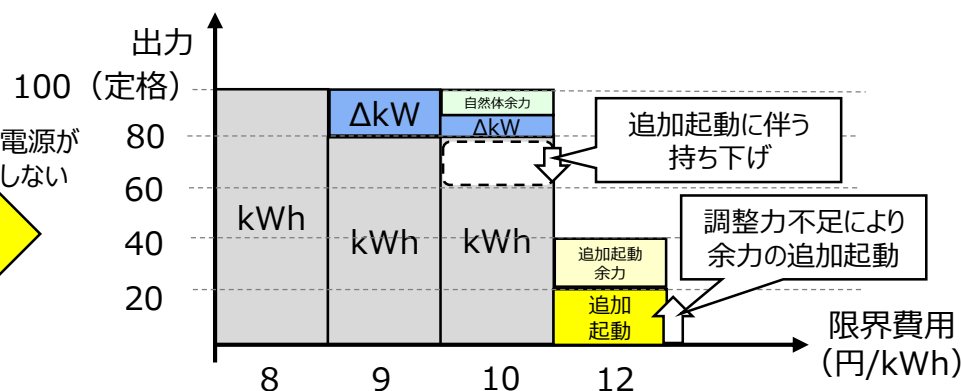
kWh:260、 Δ kW必要量60 ※ 各ユニットとも、要件上
→ Δ kW募集量60 (控除なし) 20まで Δ kW供出可能



電源	調達量	調達コスト
8円電源	—	—
9円電源	20	53.2円 ($2 \times 20 + 0.66 \times 20$)
10円電源	20	33.2円 ($1 \times 20 + 0.66 \times 20$)
12円電源	20	133.2円 ($1 \times 20 + 100 + 0.66 \times 20$)
合計	60	219.6円

【控除後（過剰な控除量の場合）】

kWh:260、 Δ kW必要量60 ※ 各ユニットとも、要件上
→ Δ kW募集量30 (控除量30) 20まで Δ kW供出可能



電源	調達量	調達コスト
8円電源	—	—
9円電源	20	53.2円 ($2 \times 20 + 0.66 \times 20$)
10円電源	10 10 (自然体余力)	16.6円 ($1 \times 10 + 0.66 \times 10$) —
12円電源	20+a (追加起動余力)	184円 ($100 + 4.2 \times 20$)
合計	60	253.8円

スポット市場価格は11円/kWh想定、起動費は100円と仮定、追加起動に伴う持替費用は4.2円/kWh ($= 12 \times 1.1 - 10 \times 0.9$)

余力活用の振り返り (2 / 3)

19

- また、一般送配電事業者が需給調整市場において透明かつ効率的な調整力の調達を実施する観点から、余力活用契約において基本的（平常時）に、一般送配電事業者は起動停止権を有しない整理としたところ。
- 他方で、需給調整市場で必要な調整力が調達できない場合等に限っては、安定供給に支障が生じないよう、緊急時の余力活用として電源の追加起動を認めている。
- 緊急時の余力活用は、基本的に前日取引後（15時頃）に調整力が必要量に対して未達となった場合に適用する整理としているものの、必要に応じ余力活用の特別対応として前日15時以前の追加起動も認めており、安定供給に支障が生じないよう最大限配慮した制度設計としているところ。

⑦ 緊急時の追加起動

36

- 第8回本小委員会において、電源等のトラブル時や調達不調時などは、オンライン電源をエリア内からエリア外の順に、次にオフライン電源をエリア内からエリア外の順に調達していくことと整理した。
- 緊急時には、これらの電源に対して起動を指示したり、増出力運転を含む出力増減を指示する必要がある。
- オンライン電源については、こうした緊急時の追加起動や出力増等についても、余力活用の仕組みにおいて実施することとし、その対価を支払えることとしてはどうか。
- なお、調整力のコストを低減し、透明かつ市場原理による効率的な調整力（ΔkW）の調達とその運用を行うために需給調整市場を設けることとなった。他方、電源の起動・停止を自由にできる契約とすると、需給調整市場でΔkWを調達せずとも発電機の調整幅を確保できることとなり、市場に期待していた透明かつ効率的な調整力の調達が果たせなくなる可能性がある。必要なΔkWは需給調整市場で確保することを前提とし、第8回本小委員会で整理したように、想定以上の電源トラブル等により調達したΔkWでは不足する場合、若しくは必要なΔkWが市場で調達できない場合などに限り、電源の追加起動を容認することとしてはどうか。

需給調整市場取引の基本的な考え方について (2 / 2)

34

- 一方、前日取引終了後に応札不足等により未達となるような緊急時に、市場外調達を優先した対応を取った場合、実需給断面で調整力を確保できず安定供給に支障をきたす可能性が高まる。
- 具体的には、電源は追加起動の指令を受けてから起動（並列）まで一定の時間を要するため、追加起動の指令が実需給断面に近付けば近付くほど活用可能な電源が少なくなることが想定される。
- そのため、前日取引後（15時頃）に未達となったような場合は、即座に追加起動判断を行う必要がある緊急時であると考えられることから、本来であれば、効率的な調達や市場外調達を行うべきところを省略し、余力活用契約（緊急時）に基づく対応を行うこととしてはどうか。
- なお、前日取引後であっても、未達でない場合（平常時）は基本的な考え方により調達を実施することとする。

※ 実際に、現行の電源主余力等確認（一般送配電事業者による追加起動）においても、電源起動に時間がかかるものに対しては、前日夕方時点で追加起動指令を出さなければ起動が間に合わないケースがある

<調整力の調達イメージ>



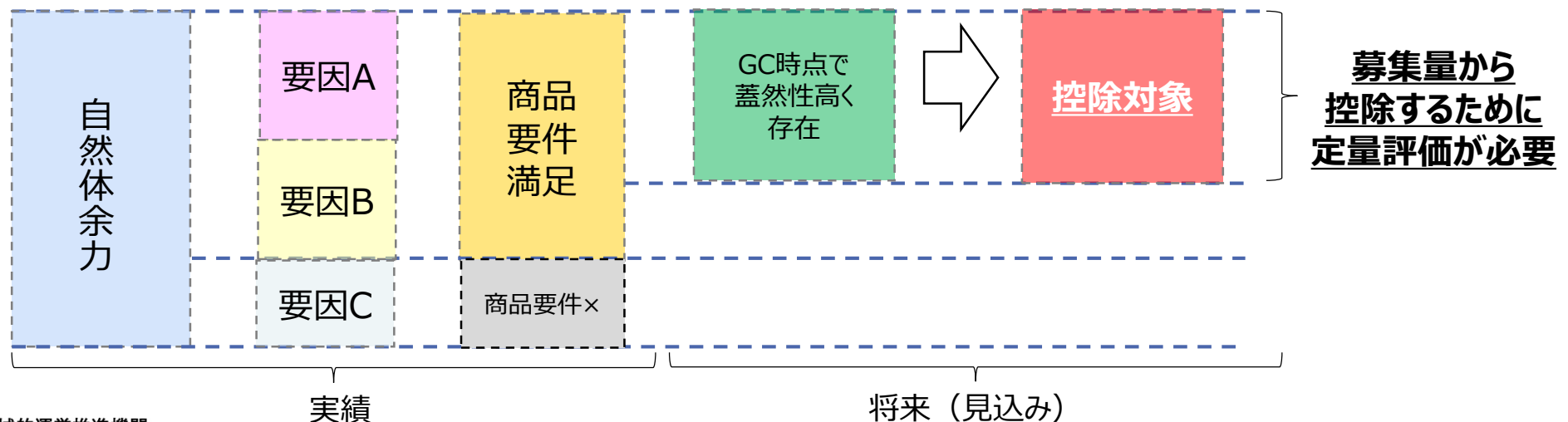
前日取引後（15時頃）に未達となった場合は緊急時とみなし、効率的な調達や市場外調達は省略し、余力での対応に移行してはどうか

1. 検討状況の振り返りと考え方の再整理
2. 自然体余力の要因分析
3. 市場外調整力控除の具体的な検討
4. 揚水発電の自然体余力の控除の検討
5. まとめ

- 第55回本小委員会では、控除対象となる自然体余力（市場外調整力）について、**「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**と整理を行った。
- 控除対象となるかどうかを判断するには、自然体余力の発生要因等の実態を把握する必要があるため、先行調査済みの中部エリア以外の調整力提供者（発電事業者）に対して、以下項目についてアンケート調査を実施※した。
 - 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があるか
 - 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
 - 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
 - 自然体余力量（実績）を要因ごとに定量評価（算出）する方法はあるか

※ 対象リソースは自然体余力の定量評価と平仄をとり、「余力活用契約を締結している火力電源」とした。

【自然体余力の要因調査イメージ】



- アンケート調査の結果にもとづき、全9エリアの自然体余力の発生要因をまとめると下表の通りであった。
- 調整機能を持つ自然体余力の発生要因としては、9エリアのうち8エリアは「市場売れ残り分」であり、一部エリアでは「契約要因」との回答だった。
- また、調整機能を持たない自然体余力の発生要因としては、「燃料制約」「要件起因の入札制約」であった。

【自然体余力の発生要因まとめ】

調整機能		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
有	市場売れ残り分 (需給変動リスク含む)	○	○	○		○	○	○	○	○
	契約要因		○	○	○					
無	燃料制約								○	
	要件起因の 入札制約	○	○	○	○	○	○	○	○	○

- 北海道エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「需給変動リスク」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の 機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、 入札を見送った余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
需給変動リスク	想定小売需要の変動で結果生じた 余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
要件起因の 入札制約	リソースの出力変化率が需給調整 市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

※ 2026年度以降は見直しが必要

- 東北エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「需給変動リスク」、「契約要因」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、入札を見送った余力	○	全商品前日取引化までの期間は可	2025年度※
需給変動リスク	想定小売需要の変動で結果生じた余力	○	全商品前日取引化までの期間は可	2025年度※
契約要因	複数社での共同受電電源について、出力帯の情報が不明なため、市場に応札できない余力	○	可能	期限なし
要件起因の入札制約	リソースの出力変化率が需給調整市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

※ 2026年度以降は見直しが必要

- 東京エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「契約要因」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の 機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、 入札を見送った余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
契約要因	一部相対契約の通告変更権行使 期限が入札時刻以降のため、市場 に応札できない余力	○	可能	期限なし
要件起因の 入札制約	リソースの出力変化率が需給調整 市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

※ 2026年度以降は見直しが必要

- 北陸エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「需給変動リスク」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の 機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、 入札を見送った余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
需給変動リスク	想定小売需要の変動で結果生じた 余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
要件起因の 入札制約	リソースの出力変化率が需給調整 市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

※ 2026年度以降は見直しが必要

- 関西エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「需給変動リスク」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の 機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、 入札を見送った余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
需給変動リスク	想定小売需要の変動で結果生じた 余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
要件起因の 入札制約	リソースの出力変化率が需給調整 市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

※ 2026年度以降は見直しが必要

- 中国エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の 機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、 入札を見送った余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
要件起因の 入札制約	リソースの出力変化率が需給調整 市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

※ 2026年度以降は見直しが必要

- 四国エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「燃料制約」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の 機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、 入札を見送った余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
燃料制約	LNGタンクが1基のため、燃料消費 計画に応じた市場応札しかできない が、kWとしては残存する余力 (詳細は後述)	×	不可	—
要件起因の 入札制約	リソースの出力変化率が需給調整 市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

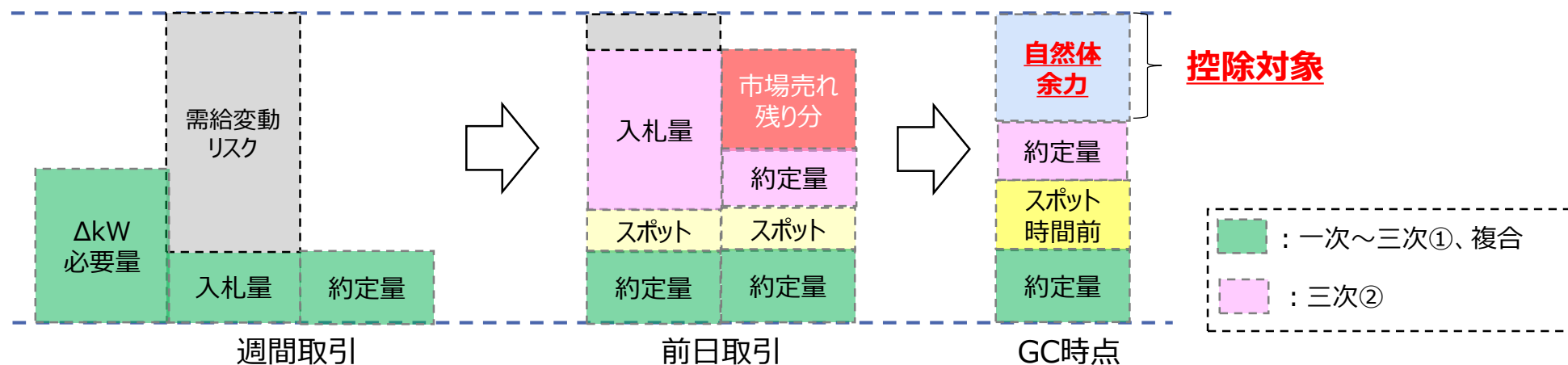
※ 2026年度以降は見直しが必要

- 九州エリアの調整力提供者に対する調査の結果、自然体余力の要因は「市場売れ残り分」、「要件起因の入札制約」であった。

要因	概要	調整力の 機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、 入札を見送った余力	○	全商品前日取引化 までの期間は可	2025年度※
要件起因の 入札制約	リソースの出力変化率が需給調整 市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

※ 2026年度以降は見直しが必要

- アンケート調査の結果、調整機能を持つ自然体余力の発生要因としては、9エリア中8エリアが「市場売れ残り分」および「需給変動リスク」が要因で、GC時点で自然体余力が残存するとの回答であった。
- 「市場売れ残り分」とは、保有設備の余力を、週間商品（一次～三次①、複合）、スポット市場、前日商品（三次②）、時間前市場に入札したものの不落になったものが、最終的にGC時点で自然体余力として残存するものである。
（この点、一部エリアでは属地エリアの募集量を上限として三次②応札量を決定しているとの回答もあった）
- また、「需給変動リスク」は、小売需要や供出可能量の変化で調整力が発動できなくなるリスクを考慮して応札量を制限するものであり、特に週間商品について大きな要因となるが、前日以降の市場取引については取引スケジュールが実需給に近い場合、需給変動リスクが少なくなることから、スポット市場、前日商品（三次②）、時間前市場へ応札することで、需給変動リスクを抑制することが可能であり、前述の「市場売れ残り分」に包含されと考えられる。
- なお、2026年度に一次～三次①、複合商品が前日取引化した場合、需給変動リスクが少なくなったスポット市場売れ残り分が一次～三次①、複合商品に入札されることから、自然体余力は減少すると想定されるため、控除量については2026年度以降は見直しが必要になる。



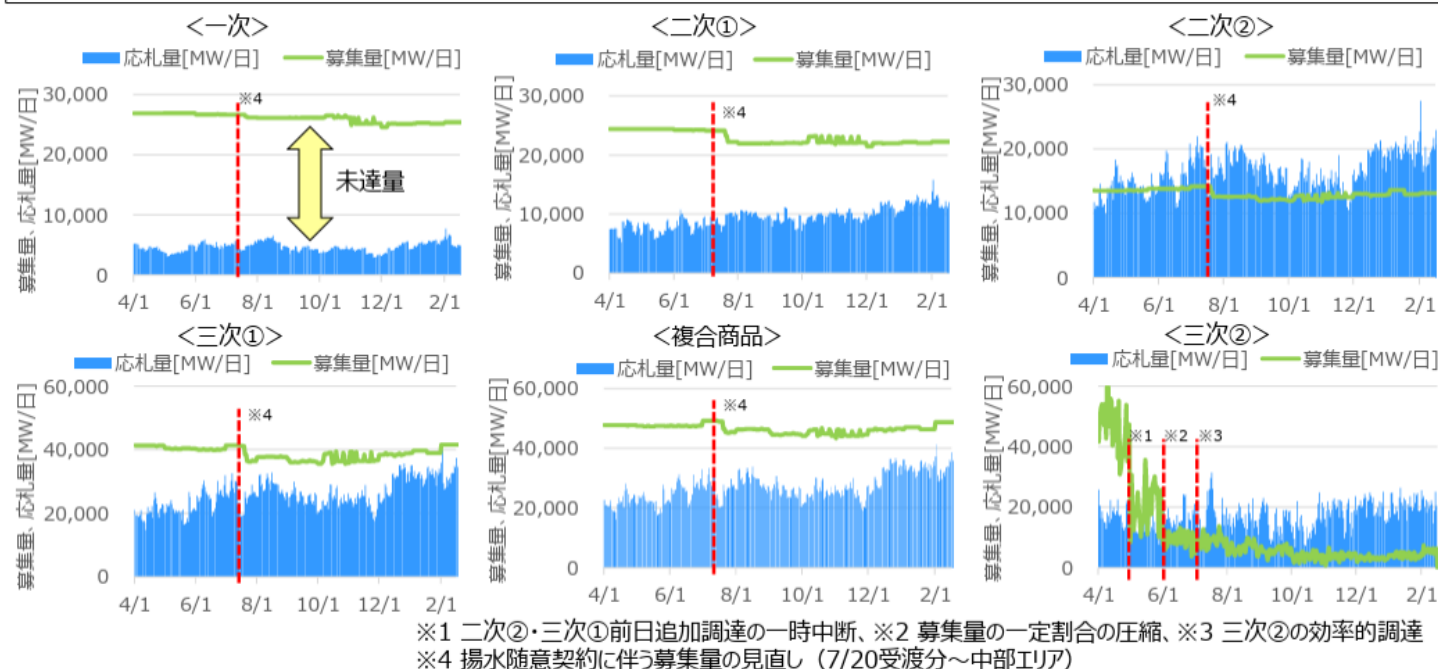
- 2024年度の取引実績からも、週間商品（一次～三次①、複合）については、需給変動リスク等によって応札不足（未達）となる一方、前日商品（三次②）については売れ残りが発生している様子が見受けられる。

2024年度の取引実績（概要）

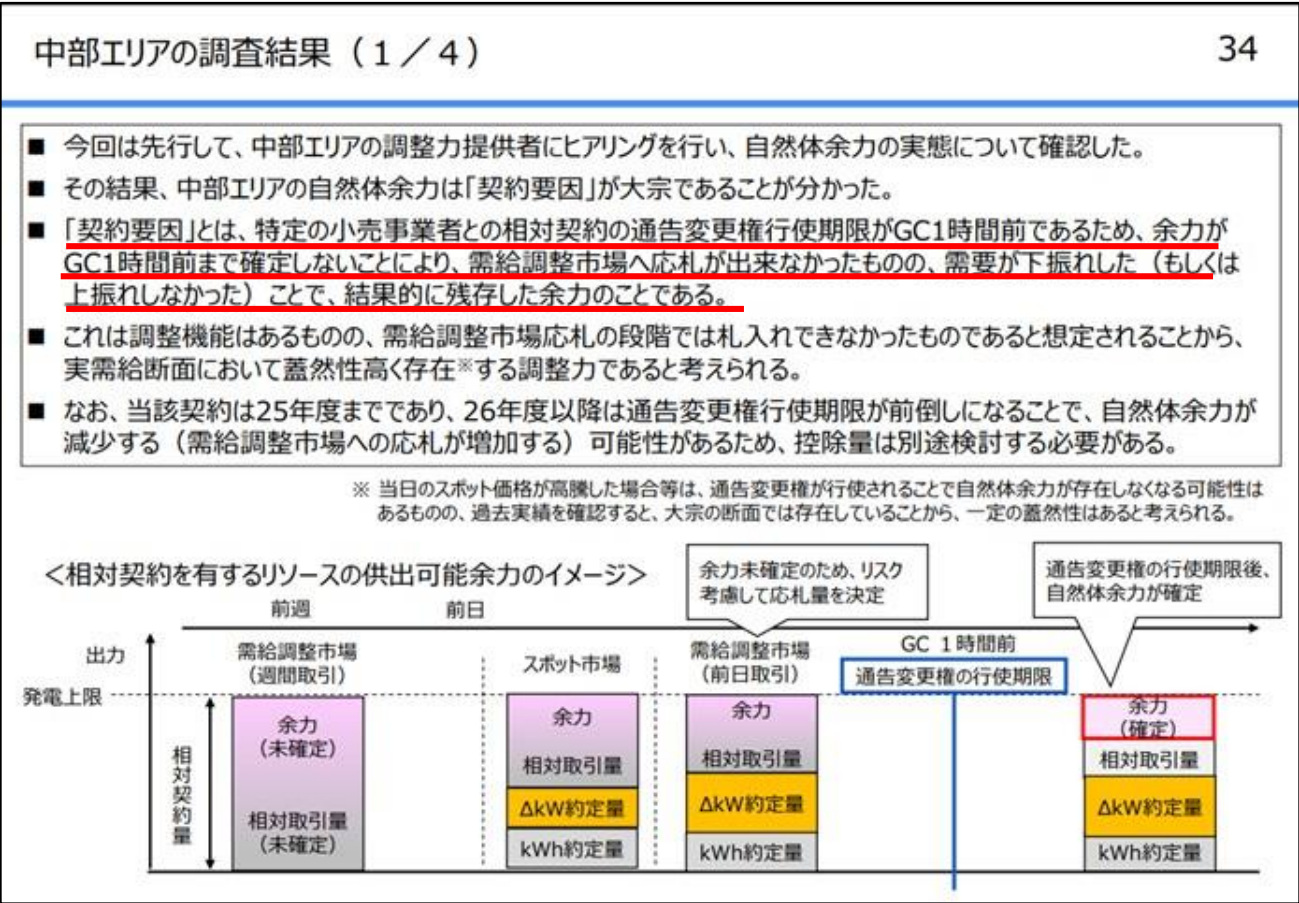
出所）電力需給調整力取引所HPの速報値をもとに広域機関にて作成
募集量・応札量は全8ブロック合計値

18

- 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した。またそれに伴う前日取引である三次②調達費用の高騰も大きな課題となった。
- これらについては、全国大でみれば、特に一次、二次①においては依然として募集量と応札量の乖離が大きいところではあるものの、前章の応札不足への対応等を通じて、少しずつ改善傾向も見受けられるところ。
- 更なる応札不足対応（実施準備中のもの、現在検討中のもの）により、より一層の改善を目指したい。



- 他に、調整機能を持つ自然体余力の要因としては、一部エリアで「契約要因」があるとの回答があった。
- 「契約要因」については、第55回本小委員会で報告した中部エリアと同様のものであり、小売事業者との相対契約の通告変更権行使期限が前日商品の入札〆切時刻（14時）以降であることから需給調整市場へ応札できないものであり、控除対象とすることが適切と考えられる。



- また、四国エリアの調整力提供者特有の要因として、「燃料制約」があるとの回答があった。
- 四国エリアの調整力提供者のLNG発電所はLNGタンク1基で運用しており、LNG船の配船日（燃料受入日）も年間で固定しているため、タンク残量を考慮して燃料消費を計画的に実施する必要がある。
- この点について追加調査をしたところ、以下の回答であった。
 - 燃料消費計画に織り込んだ分だけ需給調整市場へ応札しているため、自然体余力の試算（kW上の試算）は一定程度余力が存在するような結果となっているが、自然体余力と試算された量すべてに対応できる燃料（kWh）は存在しない。
 - 仮に、一般送配電事業者から余力の発動指令があり燃料消費計画との差異が生じる場合は、発電計画を変更した上で、発電を抑制（燃料消費減）して対応している。
- これを踏まえると、「燃料制約」による自然体余力はGC時点で存在する蓋然性が低く、GC時点で「調整機能なし」といえることから、四国エリアのLNG発電所については、控除対象外※とすることが適切と考えられる。

※ 一次・二次①については継続時間が短く、必ずしも燃料制約で応札量が制限されるとは言えないものの、当該LNG機は基本的に複合札で応札しており、燃料制約を加味しているものの、一次・二次①は供出可能量とほぼ同等が入札されているため、一次・二次①についても控除対象外とする。

- 最後に、調整機能を持たない自然体余力の要因として、全エリアで「要件起因の入札制約」との回答があった。
- 具体的には、第55回本小委員会で報告した、出力変化率の制約により商品要件を満足しない余力であるため、そもそも市場応札できないものであり、控除対象外とすることが適切と考えられる。

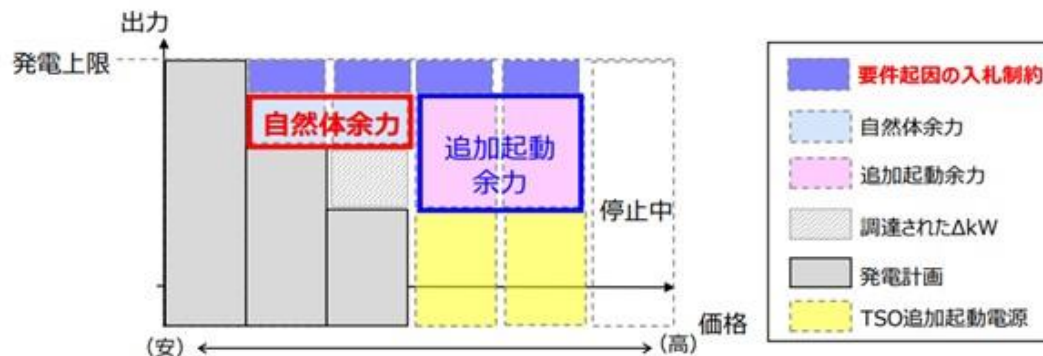
中部エリアの調査結果（２／４）

36

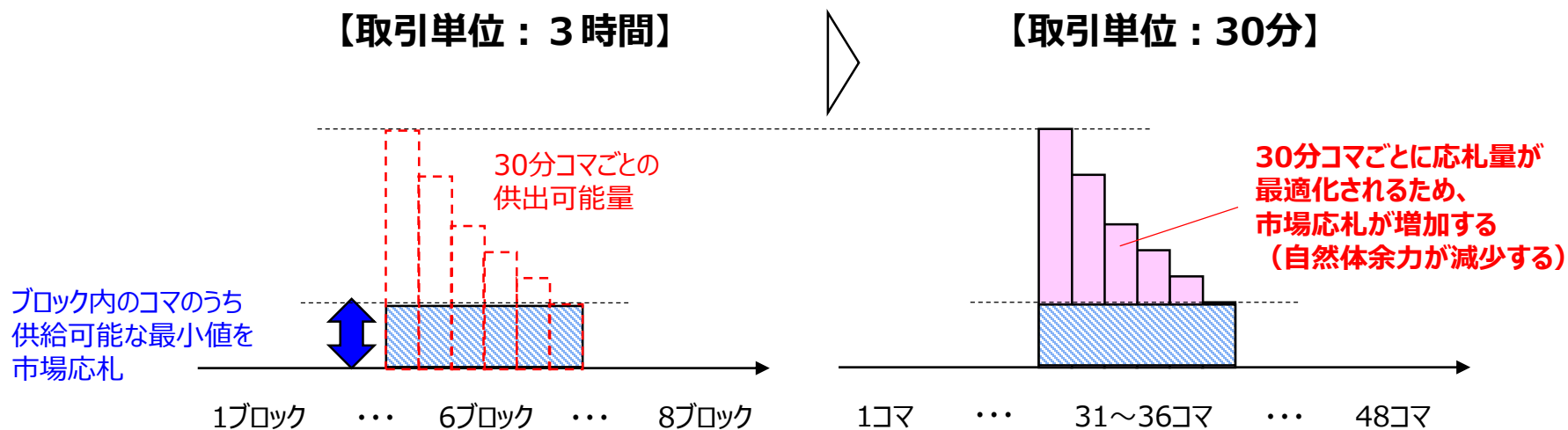
- また、中部エリアの自然体余力の一部には、「要件起因の入札制約」も含まれることがわかった。
- 試算では発電上限～発電計画（ ΔkW 約定量含む）を余力としているが、その中には発電機の出力変化率の制約により需給調整市場の商品要件を満足しない余力が存在する。
- 具体的には、仮に三次①必要量から自然体余力を控除することを考えた場合、控除可能なのは三次①応動時間である15分で上げ調整可能な領域までであり、必ずしも発電上限まで達するとは限らない（上げ調整可能な領域から発電上限までが入札制約になる）ということを意味している。
- これは自然体余力の算定方法※に起因して発生するものであり、調整力提供者の努力では供出が困難であり、「要件起因の入札制約」といえることから、控除対象外とする必要がある。

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

<自然体余力と入札制約のイメージ>



- その他、「制度要因」による自然体余力として、取引単位が3時間ブロックであることに起因する点も報告された。
- これは、取引単位が3時間ブロックであるため、3時間の中で供出できる最小値しか応札できず、一部がGC時点で自然体余力として残存するものである。
- 現時点において週間商品（一次～三次①、複合）については継続して存在しているが、三次②は2025年度から30分化されている（上記要因は解消している）ため、2024年度と比較して自然体余力が減少（三次②応札が増加）することが想定される。
- 他方で、前述の通り「市場売れ残り分」として三次②不落分が自然体余力となっているなかで、30分化することで募集量も効率化（低減）されるため、「市場売れ残り分」の自然体余力として増加する可能性も考えられる。
- 上記を踏まえると、商品ごとに段階的に30分取引化する2025年度以降、自然体余力としては増減両方の可能性があるため、控除対象外とすべきと考えられる。



- 調整力提供者（発電事業者）に対する自然体余力の要因調査ならびに考察した結果については下表のとおり。
- 要因の大宗を占める「市場売れ残り分」は、2026年度の全商品前日取引化後に状況の変化が想定されるため、まずは2025年度限定で控除する方向性が考えられる。
- また、「契約要因」は契約期間次第ではあるが、契約期間や前日取引化が影響するため、まずは2025年度限定の控除とすることが適切か。
- 一方、「燃料制約」および「要件起因の入札制約」は自然体余力と算定されるものの、GC時点で調整力として活用可能とは言い切れないことから、控除対象外とする。

要因	概要	調整力の機能	控除可否	控除期間
市場売れ残り	市場応札の結果不落になったものや、入札を見送った余力	○	全商品前日取引化までの期間は可	まずは2025年度のみ
契約要因	一部相対契約の通告変更権行使期限が入札時刻以降のため、市場には応札できない余力	○	可能	契約変更までの期間
燃料制約	LNGタンクが1基のため、燃料消費計画に応じた市場応札しかできないが、kWとしては残存する余力	×	不可	—
要件起因の入札制約	リソースの出力変化率が需給調整市場の商品要件を満足しない余力	×	不可	—

控除対象

控除対象外

1. 検討状況の振り返りと考え方の再整理
2. 自然体余力の要因分析
- 3. 市場外調整力控除の具体的な検討**
4. 揚水発電の自然体余力の控除の検討
5. まとめ

- 前章では、自然体余力の要因分析を実施し、控除対象か否かを整理した。
- また、市場外調整力の控除の考え方については、「何らかの要因で市場応札できず余力となる調整力であり、応札できない要因への抜本対策実施までの期間に限定して控除」することと整理した。
- これらを踏まえて、市場外調整力控除の具体的な方法に関する論点を以下のとおり整理し、以降、各論点について検討を行うこととする。

【市場外調整力控除に関する論点】

	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 ・どのエリアに適用するか
論点 2	控除量の算定方法	・控除対象量の算定方法について、具体的にどのようにするか（要因毎／商品毎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） ・過去実績から控除量を算定する方法をどのようにするか（過去実績の平均／1σ相当値／最小値等）
論点 3	控除適用の時期	・市場外調整力控除について、いつ開始するか ・控除の期限をどのように設定するか

- 市場外調整力の控除の考え方について、「何らかの要因で市場応札できず余力となる調整力であり、応札できない要因への抜本対策実施までの期間に限定して控除」することと整理した。
- この点、現状未達となっている商品は週間商品（一次～三次①、複合）であり、この抜本対策として2026年度から前日取引化が予定されているため、2025年度までの期間限定で控除対象商品とすることは適切と考えられる。
- なお、エリアによっては「一次～三次①、複合商品」でも未達となっていない（募集量＜応札量）時間帯も存在するが、全国大では未達の状況であり、また、大宗の商品が広域調達可能な市場において余剰札は未達他エリアで活用されることとなるため、現状エリア単位で充足していても、控除対象とすることが合理的と考えられる（この前提として、属地エリアの募集量を上限として応札量を決定することは望ましくないといえる）。
- 一方、前日商品（三次②）については、控除対象とした場合、三次②募集量が現状より削減されることになるが、前述のとおり、自然体余力の主要因は「（三次②）市場売れ残り分」（全国大では充足の状況）であり、これを控除すると三次②売れ残り分（不落）がより一層増加することになる。
- この場合、増加した不落分の ΔkW 対価が調整力提供者へ支払われなくなることとなり、非合理的な金銭的損失に繋がる虞もあること、ならびに実際には市場売れ残りが増えると事業者は電源態勢を変更する（非経済的な電源を停止する）ため、逆に一般送配電事業者のコスト増となる可能性もあること（前述の控除量が過剰であった場合と同じ構図）から、三次②は控除対象外とすることが適切と考えられる。

- 各商品別の取引実績を確認すると、全体的に未達率は改善傾向であるものの、一次、二次①、二次②、三次①、複合商品についてはいまだに調達未達が継続している状況といえる（複合商品以外の取引実績は次頁）。
- 一方で、三次②については募集量低減などの対策により、調達未達は一定程度解消していると考えられる。

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、不足量は全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ない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）



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、まづ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。



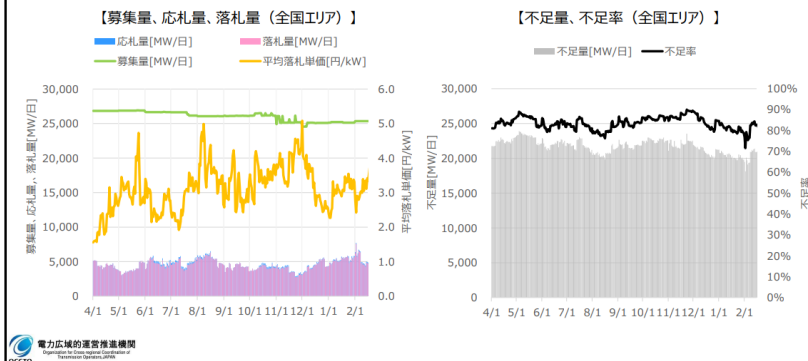
取引実績(一次): 概要

出所) 電力需給調整力取引所HPの連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

19

- 凡そ一定の募集量(25,000~27,000MW/日)に対し、2割未満の応札量、落札量(約5,000MW/日)で推移し、不足率(不足量/募集量)としては80%程度といった状況。
- エリア別では、東京・中部エリア※においては年間を通しての不足率の高さ(応札がない日も多数あり)が目立った一方で、北海道エリアにおいては、4月中旬以降は募集量をほぼ充足できている状況であった(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)



取引実績(二次①): 概要

出所) 電力需給調整力取引所HPの連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

21

- 凡そ一定の募集量(22,000~24,000MW/日)に対し、当初の応札量(5,000~6,000MW/日)に比べ、至近では約10,000MW/日と増加傾向であり、不足率も徐々に改善が見られるが未だ60%程度はある状況。
- エリア別では、一次と同様、東京・中部エリア※においては年間を通して不足率の高さ(応札がない日も多数あり)が目立った一方で、北海道・北陸エリアにおいては(至近では中国・九州エリアも)募集量をほぼ充足できている状況であった(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)



取引実績(二次②): 概要

出所) 電力需給調整力取引所HPの連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

23

- 凡そ一定の募集量(12,000~14,000MW/日)に対し、全国大で見れば、ほぼ充足するような応札量・落札量で推移しており、他の商品と比較すると調達状況は芳しく、至近での不足率は10%程度といった状況。
- エリア別では、年間で見ると、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)



取引実績(三次①): 概要

出所) 電力需給調整力取引所HPの連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

25

- 凡そ一定の募集量(38,000~40,000MW/日)に対し、当初の応札量(約20,000MW/日)に比べ、至近では約30,000MW/日と増加傾向であり、不足率も約30%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と同様に、年間で見ると、特に中部エリア※では応札量の少なさが目立った一方で、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)

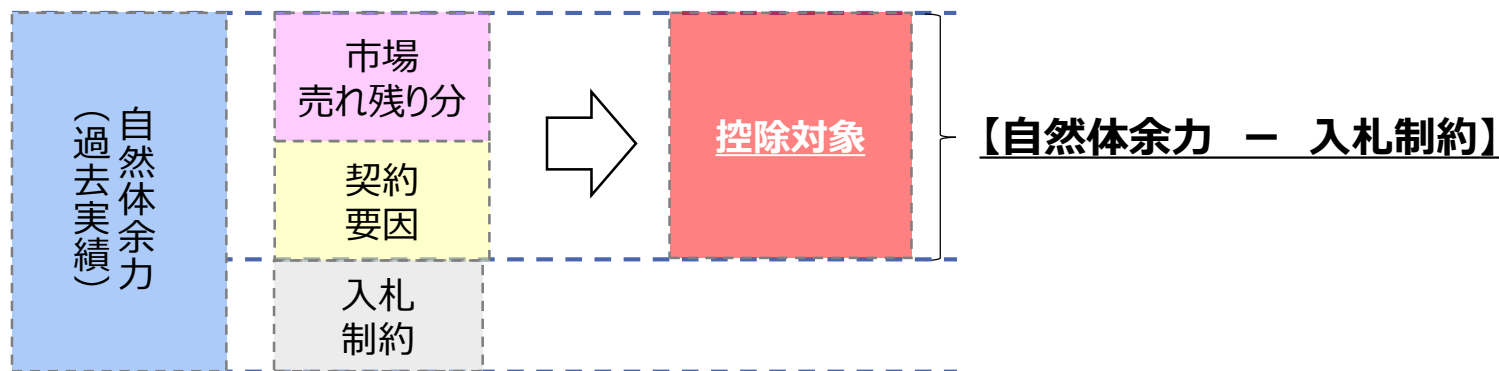
※ 中部エリアは揚水随意契約に伴い募集量見直しを実施(7/20受渡分より)



- また自然体余力の要因調査の結果、全エリアに一定程度共通の控除可能と考えられる要因が存在することが判明したため、控除対象エリアについては、基本的には全エリアを対象とすることが望ましい。
- これらを踏まえると、控除対象は以下とする方向性が適切と考えられる。
 - 控除対象商品：一次、二次①、二次②、三次①、複合商品
 - 控除対象エリア：北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国※、九州
- なお、今回は取引状況や自然体余力の要因に応じた標準的な整理を行ったが、エリア特有の事象が判明した場合、控除対象については再度検討することとする。

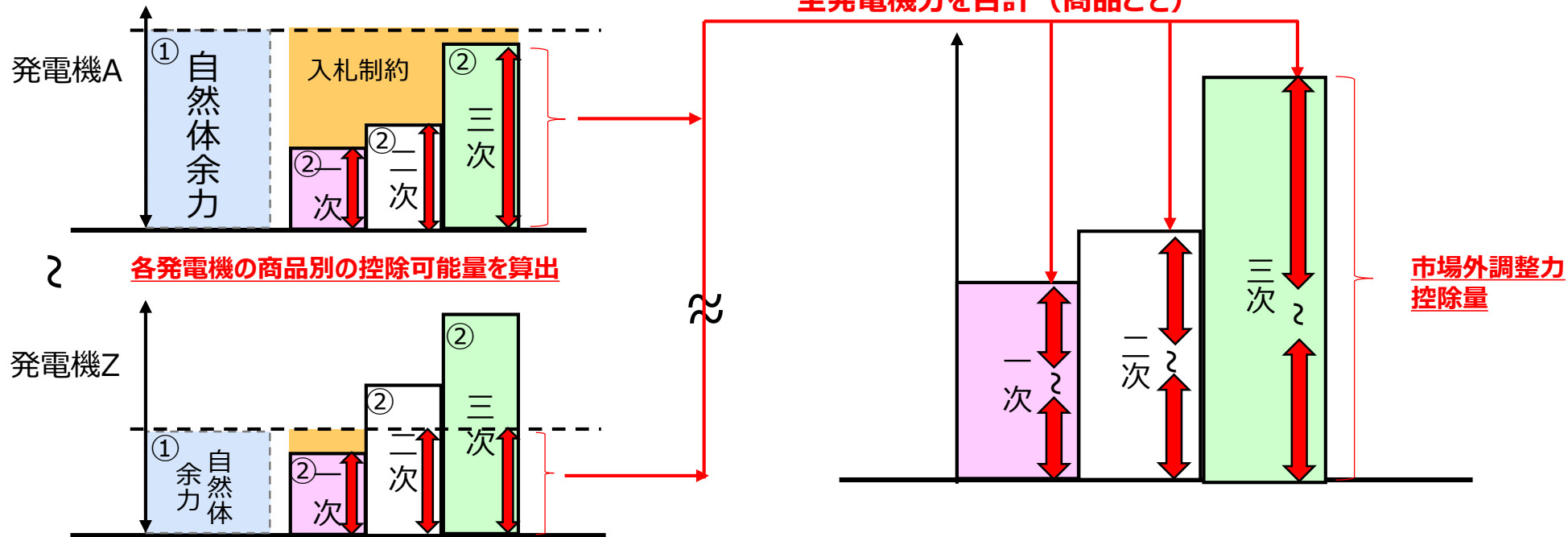
※ 四国エリアではLNG機には燃料制約があり、GC時点で自然体余力が存在する蓋然性が低いため、LNG機は控除対象外とする。

- 次に、控除量の算定方法としては、過去実績から控除可能量を算出し、将来においても一定程度蓋然性高く存在する量として設定する方向性が考えられる。（調整力必要量と同様の手法）
- この過去実績からの控除可能量の算出には、自然体余力（過去実績）における控除対象の要因と控除対象外の要因を切り分ける必要がある。
- この点、控除対象要因である「市場売れ残り分」「契約要因」は、需給状況や市場の取引状況により変動するため、それぞれを正確に切り分ける（抽出する）事は困難であるものの、控除対象外要因である「入札制約」については、各ユニットの供出可能量をもとに切り分ける（抽出する）ことが可能である。
- これを踏まえると、控除量の算定方法としては、自然体余力（過去実績）から控除対象外である「入札制約」を差し引くことで、控除対象となる要因（「市場売れ残り分」「契約要因」）をグロスで抽出する方法が考えられる。



- 続いて、商品毎の具体的な控除可能量の算出方法について検討した結果については以下のとおり。
 - まず、ユニット毎に自然体余力（発電上限－発電計画－ Δ kW約定量）の過去実績を算出する（①）
 - 商品要件に基づく最大供出可能量から Δ kW約定量を差し引いた、各商品毎の控除可能量を算出する（②）
 - 各ユニット毎・商品毎の控除可能量は、自然体余力（①）を上限とした控除可能量（②）となることから、これらを合計することで、各エリアにおける商品毎の控除可能量が算出できる
- 上記によって、控除対象外である「入札制約」を差し引いた、適切な市場外調整力控除量になると考えられる。

<控除可能量（過去実績）試算イメージ>



- 市場外調整力の控除については、現行の週間商品（一次～三次①、複合）の募集量から控除することになるため、控除量についても募集量と同じ単位（粒度）で算出することが適切と考えられる。
- したがって、控除量の算定単位としては、控除対象とする商品の必要量算定方法（必要量テーブル）を踏まえて、過去1年間の実績をもとに、各月別・商品ブロック（3時間）別に控除量を算定することとしてはどうか。

必要量の算定方法（平常時・事故時含む）

35

- 一次から三次①については、GC以降に生じる変動（平常時における予測誤差・時間内変動や突発的に必要となる電源脱落等）に対応することとし、各商品区分毎の必要量の基本的な算定式としてはどうか。

✓ 一次調整力：（残余需要元データ^{※1} - 元データ^{※1}10分周期成分）の3σ相当値^{※4} + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

✓ 二次調整力①：（元データ^{※1}10分周期成分 - 元データ^{※1}30分周期成分）の3σ相当値^{※4} + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

✓ 二次調整力②：（残余需要予測誤差30分平均値^{※3}のコマ間の差）の3σ相当値^{※4}

✓ 三次調整力①：（残余需要予測誤差30分平均値^{※3}のコマ間で連続する量）の3σ相当値^{※4} + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1～10秒計測データ

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - （BG需要計画 - GC時点の再エネ予測値）

※4 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 平常時の予測誤差・時間内変動に対応する一次、二次①、二次②及び三次①の必要量は、月別・商品ブロック別に算定してはどうか。

- 事故時の電源脱落に対応する一次、二次①及び三次①の必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。

- 一次から三次①の調達量については、週間調達時に当該月、当該週、当該商品ブロックの必要量を、週を通して調達することとしてはどうか。

不等時性を考慮した複合約定時の考え方

37

- 各商品の必要量の考え方では、それぞれ別のリソースで対応できる必要量を算定した。各商品の必要量において、不等時性を考慮した必要量の合成値は、各商品の必要量の合計値より小さい値となる。そのため複数の機能を持つ調整力を複合して約定する場合の必要量は、不等時性を考慮した合成値で算定することとしてはどうか。

✓ 複合約定時の必要量：{ 残余需要元データ^{※1} - （BG計画 - GC時点の再エネ予測値） } の3σ相当値^{※3} + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値^{※2}

※1 残余需要1分計測データ

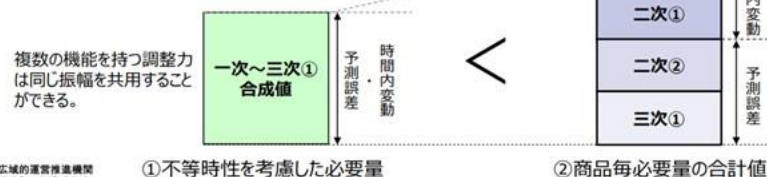
当該月の前後1か月を含めた3か月実績データを使用して月毎、商品ブロック毎に算定

※2 当該週の50Hz及び60Hzにおける同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を系統容量をもとに按分

※3 「3σ相当値」：いわゆる、統計的処理を行った最大値。過去実績相当の誤差に対応できるように、過去実績をもとに統計処理した値。具体的には、99.87パーセンタイル値（全体10000個のデータの場合、小さい方から数えて9987番目の値）を使用。

- 複合約定時についても、一次から三次②と同様に、平常時の必要量は、各月別・商品ブロック別に必要量を算定してはどうか。事故時の電源脱落に対応する必要量は、当該週に稼働できる単機最大ユニット容量の系統容量按分値を、週を通して調達してはどうか。

（平常時の変動）



- 最後に、控除量については、前述のとおり、ある程度蓋然性高く存在する自然体余力の量とすることが適切であるが、需給状況や市場取引の状況等、各断面で複数の要素が関連した結果として自然体余力が残存するため、将来の控除量について精緻に想定することは難しい。
 - この状況で控除量を算出する方法としては、一定の割り切りのもと、過去実績の頻度を示す「平均値」・「最小値」・「1σ相当値※1」の3通り※2が考えられるところ。
 - これら3通りの控除方法を比較するため、以下の方法で控除量の過去実績から各パターンの控除量を試算し、最新の調整力必要量から控除することで、その効果（前後の変化）を比較することとする。
- ✓ 【試算方法】
- 自然体余力を過去データより算出
 - ✓ 自然体余力の過去実績をユニットごとに【発電上限－ 発電計画－ ΔkW 約定量】で算定
 - ユニット・商品別の供出可能量（ΔkW約定量除く）を上限として、エリア別の控除量過去実績を算定
 - 過去実績をもとに「各月別／3時間ブロック別」の【平均／最小／1σ相当値】として控除量テーブルを作成
 - 最新の調整力必要量から控除して、控除前後の変化を確認する

※1 必要量を算定する際に用いる1σ相当値は、母集団の最小値から84パーセンタイル値（最小値から84%の断面をカバー）となるが、今回は1σ相当の断面で存在する自然体余力量を求めるため、過去実績の最大値から84パーセンタイル値を1σ相当値とした。

※2 各算出方法による自然体余力のカバー率としては、「平均値：約50%」、「最小値：100%」、「1σ相当値：84%」となる。

- まず、控除量を過去実績の「平均値」（約50%の断面をカバー）とした場合、大宗の商品で控除率が7割以上となる試算結果となった。
- これは前回の本小委員会で整理した「異常時（電源脱落）対応調整力からEPPS動作分控除」により、募集量（調整力必要量）が低減されたことで、より顕著な傾向が出たものと考えられる。
- この点、調整力の市場調達が大幅に目減りすることに加え、平均値ということは概ね半分の断面において期待した（控除した）自然体余力が存在しないことになるため、前述の過剰な控除によりコスト増となるケースが、高頻度で発生する虞もあることから、「過去実績の平均値」は不適切と考えられる。
- 一方、過去実績の「最小値」（100%の断面をカバー）とした場合は、逆に控除率がほぼ0%となるエリア・商品が複数箇所存在することから自然体余力を活用できず、現在の取引状況（調達未達）が継続し、競争が働かない（高コスト）状態が継続してしまうこととなるため、こちらも不適切と考えられる。
- 控除量を過去実績の「1 σ 相当値」（84%の断面をカバー）とした場合、相対的に控除量が過剰ではないものの一定程度存在した※ため、割り切りの考え方としては妥当なレベルといえるか。
- なお、過去実績の「1 σ 相当値」についても一定の割り切りの数値であることから、実際に控除開始した後に、想定と異なる状況が確認された場合には速やかに見直しを検討することとする。

※ エリアや月・ブロックにより異なるが、全エリア合計で調整力必要量の2～5割が控除量となる試算（詳細は後述）

まとめ

42

- 今回、運用容量等作業会で、EPPS動作確実性向上のための整定見直しの方向性が示されたことから、異常時(電源脱落)対応調整力からEPPS動作分を控除できるかについて検討した結果は以下のとおり。

【異常時(電源脱落)対応調整力からEPPS動作分を考慮(控除)する考え方】

- 一次成分については、仮に1.0Hz程度の低下が10秒程度で起こった場合、10秒時点の融通量(動作量)は、一次調整力とほぼ変わらず、電源脱落に伴う周波数低下に十分に対応できると考えられる
- 二次①・三次①成分についても、EPPS動作後の数コマ程度であれば、EPPSにより融通した供給力により対応することも可能であると考えられる

【異常時(電源脱落)対応調整力必要量の考え方】

- 50Hzおよび60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量からEPPS動作期待分を控除した量が、EPPS動作期待分を上回る場合は「単機最大ユニット容量-EPPS動作期待分」、下回る場合は「EPPS動作期待分固定」とし、これを同一周波数連系系統の各エリア系統容量を元に按分した量
- これら異常時(電源脱落)対応調整力必要量からEPPS分を控除することによる、EPPS動作時への健全側への影響も軽微であることも確認できた

- 以上を踏まえ、一般送配電事業者等の準備(必要量見直し対応等)が出来次第、異常時(電源脱落)対応調整力からEPPS動作分を控除する運用を開始することとしてはどうか。

- 一次の場合、控除量を過去実績の「平均値」とすると控除率は全エリア合計で40%、過去実績の「最小値」とすると控除率は全エリア合計で11%、過去実績の「1σ相当値」とすると控除率は全エリア合計で23%となる試算結果となった。

		北海道	東北	東京	中部※3	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
控除前必要量※1 (MW)		120	243	652	332	94	395	242	63	251	2,392
控除量 ※1 (MW)	平均値	33	105	253	332	33	100	38	14	47	955
	1σ値	8	61	115	310	4	41	4	2	14	559
	最小値	2	13	18	221	0	3	0	0	0	257
控除後 募集量※1 (MW)	平均値	87	138	399	0	62	294	204	49	204	1,437
	1σ値	112	182	537	22	90	353	238	61	238	1,833
	最小値	118	231	634	111	94	391	242	63	251	2,135
控除率※2 (%)	平均値	27%	43%	39%	100%	35%	25%	16%	22%	19%	40%
	1σ値	6%	25%	18%	93%	4%	10%	2%	3%	5%	23%
	最小値	2%	5%	3%	67%	0%	1%	0%	0%	0%	11%

※1 2025年度各月・各ブロックの平均値（10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値）

※2 控除率 = (控除量 / 控除前必要量)

※3 中部エリアの控除量には揚水随意契約による募集量控除分も含む

- 二次①の場合、控除量を過去実績の「平均値」とすると控除率は全エリア合計で70%、過去実績の「最小値」とすると控除率は全エリア合計で19%、過去実績の「1σ相当値」とすると控除率は全エリア合計で38%となる試算結果となった。

		北海道	東北	東京	中部※3	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
控除前必要量※1 (MW)		114	225	591	317	65	310	180	65	215	2,082
控除量 ※1 (MW)	平均値	44	166	357	317	56	156	127	38	186	1,447
	1σ値	17	87	163	316	12	59	36	6	85	781
	最小値	7	14	39	282	0	43	1	0	3	389
控除後 募集量※1 (MW)	平均値	70	59	235	0	9	154	54	27	29	637
	1σ値	97	138	429	1	53	251	144	60	129	1,302
	最小値	107	211	552	35	64	267	180	65	212	1,693
控除率※2 (%)	平均値	39%	74%	60%	100%	86%	50%	70%	59%	86%	70%
	1σ値	15%	39%	27%	100%	19%	18%	20%	9%	40%	38%
	最小値	6%	6%	7%	89%	1%	14%	0%	0%	1%	19%

※1 2025年度各月・各ブロックの平均値（10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値）

※2 控除率 = (控除量 / 控除前必要量)

※3 中部エリアの控除量には揚水随意契約による募集量控除分も含む

- 二次②の場合、控除量を過去実績の「平均値」とすると控除率は全エリア合計で86%、過去実績の「最小値」とすると控除率は全エリア合計で19%、過去実績の「1σ相当値」とすると控除率は全エリア合計で52%となる試算結果となった。

		北海道	東北	東京	中部※3	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
控除前必要量※1 (MW)		90	316	442	305	82	237	134	84	203	1,893
控除量 ※1 (MW)	平均値	43	284	429	296	58	221	101	36	165	1,633
	1σ値	18	172	317	249	9	111	37	5	75	993
	最小値	8	21	90	217	0	11	1	0	3	351
控除後 募集量※1 (MW)	平均値	47	32	12	8	24	16	33	48	38	258
	1σ値	73	144	125	56	73	126	97	79	129	902
	最小値	83	295	352	88	82	226	133	84	201	1,544
控除率※2 (%)	平均値	48%	90%	97%	97%	71%	93%	75%	43%	81%	86%
	1σ値	20%	54%	72%	82%	11%	47%	28%	6%	37%	52%
	最小値	8%	7%	20%	71%	0%	5%	1%	0%	1%	19%

※1 2025年度各月・各ブロックの平均値（10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値）

※2 控除率 = (控除量 / 控除前必要量)

※3 中部エリアの控除量には揚水随意契約による募集量控除分も含む

- 三次①の場合、控除量を過去実績の「平均値」とすると控除率は全エリア合計で79%、過去実績の「最小値」とすると控除率は全エリア合計で18%、過去実績の「1σ相当値」とすると控除率は全エリア合計で44%となる試算結果となった。

		北海道	東北	東京	中部※3	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
控除前必要量※1 (MW)		262	482	1,385	645	140	690	308	168	430	4,510
控除量 ※1 (MW)	平均値	169	437	1,108	636	107	464	228	107	292	3,548
	1σ値	78	229	651	595	21	187	88	16	112	1,977
	最小値	36	30	202	532	1	15	6	1	3	826
控除後 募集量※1 (MW)	平均値	93	45	277	9	32	226	80	62	138	962
	1σ値	184	253	734	50	119	503	220	152	319	2,534
	最小値	226	451	1,183	113	139	675	302	167	428	3,684
控除率※2 (%)	平均値	65%	91%	80%	99%	77%	67%	74%	63%	68%	79%
	1σ値	30%	48%	47%	92%	15%	27%	29%	10%	26%	44%
	最小値	14%	6%	15%	83%	0%	2%	2%	1%	1%	18%

※1 2025年度各月・各ブロックの平均値（10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値）

※2 控除率 = (控除量 / 控除前必要量)

※3 中部エリアの控除量には揚水随意契約による募集量控除分も含む

- 複合商品の場合、控除量を過去実績の「平均値」とすると控除率は全エリア合計で64%、過去実績の「最小値」とすると控除率は全エリア合計で16%、過去実績の「1σ相当値」とすると控除率は全エリア合計で37%となる試算結果となった。

		北海道	東北	東京	中部※3	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
控除前必要量※1 (MW)		291	639	1,511	842	153	797	379	196	558	5,366
控除量 ※1 (MW)	平均値	140	450	994	825	82	407	158	97	261	3,414
	1σ値	67	240	580	715	18	172	62	15	98	1,967
	最小値	32	39	184	543	1	47	2	1	3	852
控除後 募集量※1 (MW)	平均値	151	190	517	17	71	390	220	99	297	1,952
	1σ値	224	400	931	127	135	625	317	181	460	3,400
	最小値	259	601	1,328	299	152	750	377	195	555	4,516
控除率※2 (%)	平均値	48%	70%	66%	98%	54%	51%	42%	50%	47%	64%
	1σ値	23%	37%	38%	85%	12%	22%	16%	8%	18%	37%
	最小値	11%	6%	12%	64%	1%	6%	1%	1%	0%	16%

※1 2025年度各月・各ブロックの平均値（10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値）

※2 控除率 = (控除量 / 控除前必要量)

※3 中部エリアの控除量には揚水随意契約による募集量控除分も含む

- 自然体余力の要因等を踏まえると、自然体余力の状況については、全商品の前日取引化（2026年度）以降で変化する可能性が高く、過去実績をもとに控除量を試算する今回の考え方については、まずは2025年度限定の取組みとする方向性が考えられ、その場合、控除適用時期は短期間になることから、可能な限り早期に控除を開始することで効果を得ることが重要となる。
- なお、第55回本小委員会では「特定のエリアから開始することで、高額札が隣接エリアに流れてしまい価格高騰する可能性があるため、全エリア同時期に開始することが望ましい」としていたが、エリアごとに自然体余力の状況が異なる中で控除量にばらつきがある点を考慮すると、必ずしも全エリア同時でなければならない理由に乏しいとも考えられる。
- これらを踏まえると、以下の方向性として適切と考えられる。
 - 控除開始：準備が整ったエリアから順次導入開始
 - 控除期限：2026年3月（2026年度以降は状況に応じて改めて検討）
- なお、今回は取引状況や自然体余力の要因に応じた標準的な整理を行ったが、エリア特有の事象が判明した場合は控除適用時期についても再度検討することとする。

今後の検討の方向性（2 / 2）

45

- 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値札が隣接エリアに流れて価格高騰することもあるため、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。

＜第55回需給調整市場検討小委員会（2025年4月15日）でのご意見＞

- ✓ 応札不足という状況の中では、高い札が隣接エリアに流れ価格高騰するということがあるため全エリア同時期に開始を目指すという点について、その通りと感じるが、一方で控除の適用方法によっては、エリア間で控除の量で大分差があるということがあり得ると認識しており、多かれ少なかれ高い札が隣接エリアへ流れて価格が高くなるということは、どちらにしても起こり得るであろうし、その点をどのように考えるかという整理も併せて検討を進めていくといいと感じた。（辻委員）

1. 検討状況の振り返りと考え方の再整理
2. 自然体余力の要因分析
3. 市場外調整力控除の具体的な検討
- 4. 揚水発電の自然体余力の控除の検討**
5. まとめ

- これまで、応札不足対応として、現状、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、市場外調整力の控除について検討を行ってきた。
- この点、第55回本小委員会において、オブザーバより「揚水発電についても、これまでの市場入札に関する議論から、自然体余力として見込める量が一定程度存在すると考えているため、揚水発電を対象とした市場外調整力の控除についても検討いただきたい」といったご意見を頂いた。
- 上記を踏まえ、揚水発電を対象とした市場外調整力の控除についても、今回検討を行った。

＜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＞

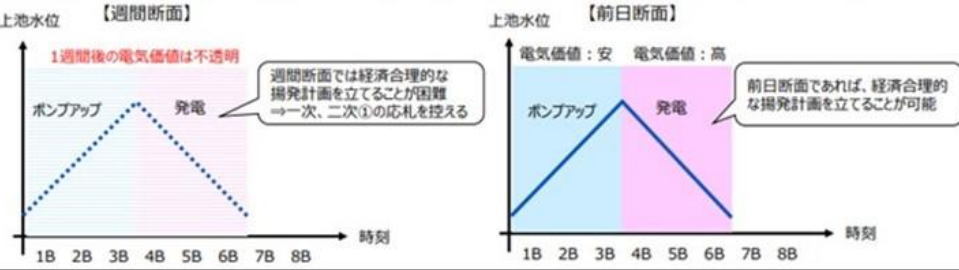
- ✓ 揚水発電については、これまでも市場入札における課題が議論されており、火力発電と同様に揚水発電の方にも自然体余力として見込める量があることは、既に共通の認識と考えている。まずは火力発電を対象に議論することに関して異論はないものの、揚水発電についても対象とすべく検討をお願いしたいと考えている。一方で揚水発電については、自然体余力はkW面だけではなく、kWh面も考慮する必要があると考え、追加検討が必要と認識しており、その検討の際には、一般送配電事業者も是非協力させていただくので、宜しくお願いする。（東京電力パワーグリッド 岸オブザーバ）

- 揚水発電は優れた調整機能を持ち、需給調整市場の様々な商品への応札が期待されている。
- 一方で、揚水発電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、最低出力が火力等より高いといった揚水発電特有の運用制約を考慮した上で応札することになるため、現状応札量は限られている。
- 特に、高速応動が求められる一次、二次①は商品要件として電源の並列を必須としているが、これらの商品が週間取引で約定した場合は一週間後の約定ブロックで並列運転を求められる一方、一週間先の電気の価値は不透明であることから、揚水の運用制約を考慮すると、需給調整市場への応札量は限られるという課題があった。
- また、約定した調整力は実需給断面で実際に発動されるかは不明である一方で、揚水運用は池水位（kWh面）の余力も考慮する必要があり、結果として応札量が限られる状況となっている。

ヒアリング結果：No.1 一次、二次①の並列必須要件について

11

- 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への応札を抑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。



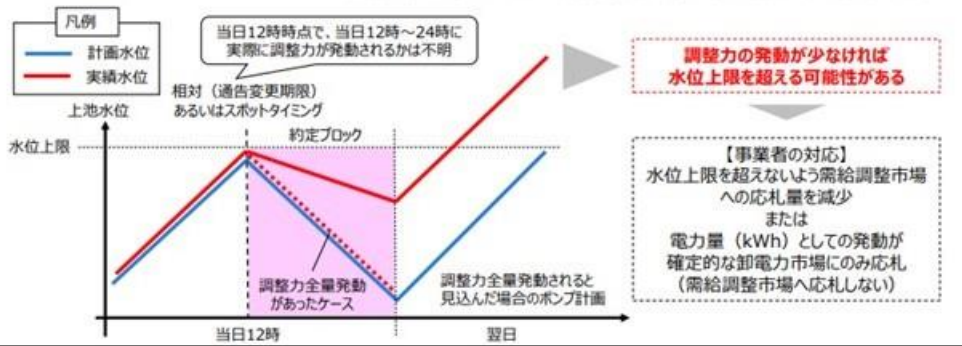
ヒアリング結果：No.5 調整力発動に係るリスク回避について

18

- 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。

※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。

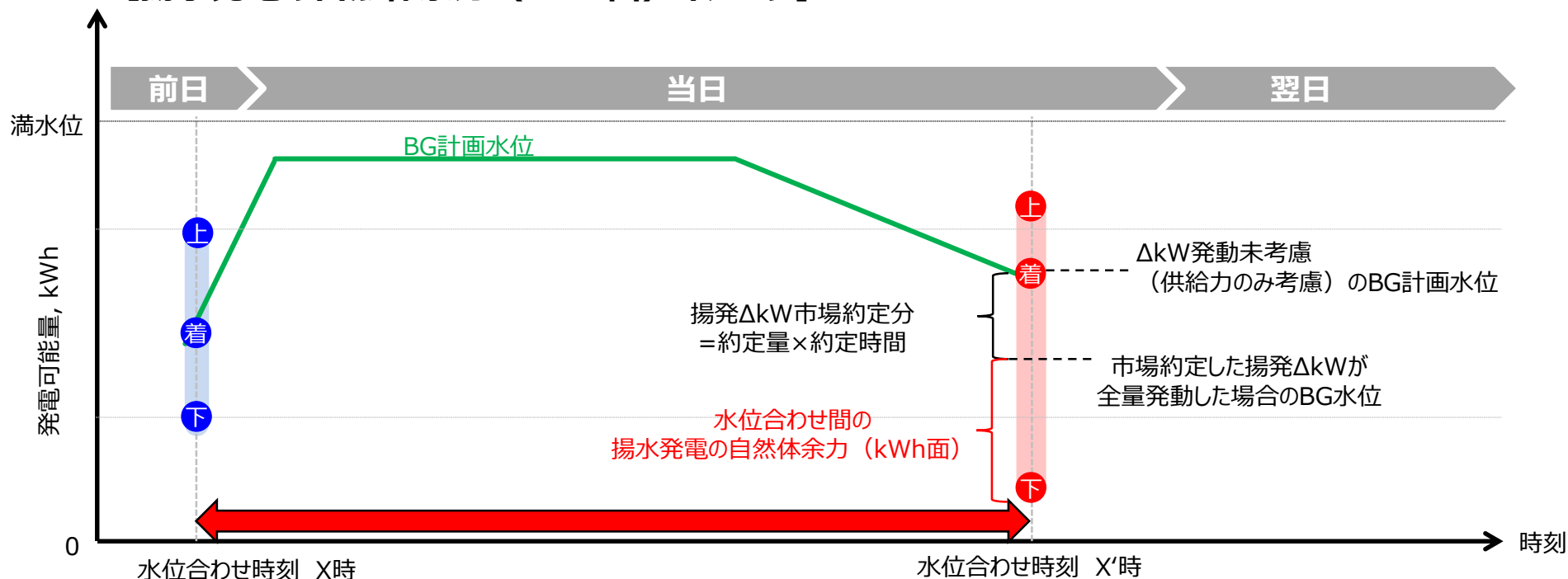
<揚水発電所の運用イメージ>



- 揚水発電特有の運用制約により応札量が限られている現状を踏まえると、「何らかの要因で市場応札できず余力となる調整力」である市場外調整力（自然体余力）は相応に存在すると考えられる。
- 自然体余力の要因としては、火力発電と同様、「市場売れ残り分」等に加えて、前述の並列必須要件や揚水発電のkWh制約も影響すると想定される。
- この点、火力発電の場合は設備容量に関する自然体余力量（以下、kW余力という）を考慮して控除量を算出していたが、揚水発電の場合は池水位の余力（以下、kWh余力という）や電源態勢（並列有無）についても、考慮が必要になると考えられる。

- 2024年度以降、揚水発電の運用主体は調整力提供者になり、調整力提供者は、自らの計画に影響が無い水位の上下限（余力の範囲）をTSOに通知し、TSOはその範囲で揚水発電等を運用することとなっている。
- このような運用状況を踏まえると、揚水発電のkWh余力としては、下式で算定できると考えられる。
✓【BG計画水位－BG通知下限水位－ Δ kW約定分】
- この場合、 Δ kW約定量が全量発動されたと仮定した水位となるため、実際と比較すると裕度のある水位になる。
- また、一部エリアでは揚水発電の随意契約により、当該揚水発電所分を募集量から控除しているため、重複して控除しないよう考慮することが必要となる。

【揚水発電の自然体余力（kWh面）イメージ】



- 揚水発電の控除量はkW余力とkWh余力の両方を考慮する必要があり、その具体的な算定方法を検討した。
- 水位合わせが1日単位で実施されている場合、kWh余力も1日単位で算定されるため、控除可能量としてはまず各ブロック毎のkW余力を上限として、kWh余力を各ブロックに配分する必要がある。
- この配分の考え方としては、kWh余力を適切に配分する（募集量控除の効果を均等比にする）観点から、3時間ブロック毎の複合募集量の比率で余力を配分する※1ことが考えられる。
- また、揚水発電は停止（あるいはポンプ）モードであっても、EDC（二次②・三次①）であれば供出可能※2なため、火力発電と異なりBG計画0のコマも試算対象とした上で、商品毎の供出可能量を算定する。

※1 kW余力の制約で余剰となったkWh余力は別のブロックに再配分する。
※2 一次・二次①は商品要件で並列必須となっている（TSOが並列させると持替費用が発生する）ため、BG計画0のコマは供出可能量「0」と計上する。

＜控除可能量（過去実績）試算イメージ※3＞

	1BL	2BL	3BL	4BL
kWh余力	100			
kW余力	30	50	50	30
複合商品募集量比率	10%	40%	40%	10%
BG計画（並列・解列）	並列	解列	並列	並列
控除量（一次・二次①）	10	0	40	10
控除量（二次②・三次①・複合）	10	40	40	10

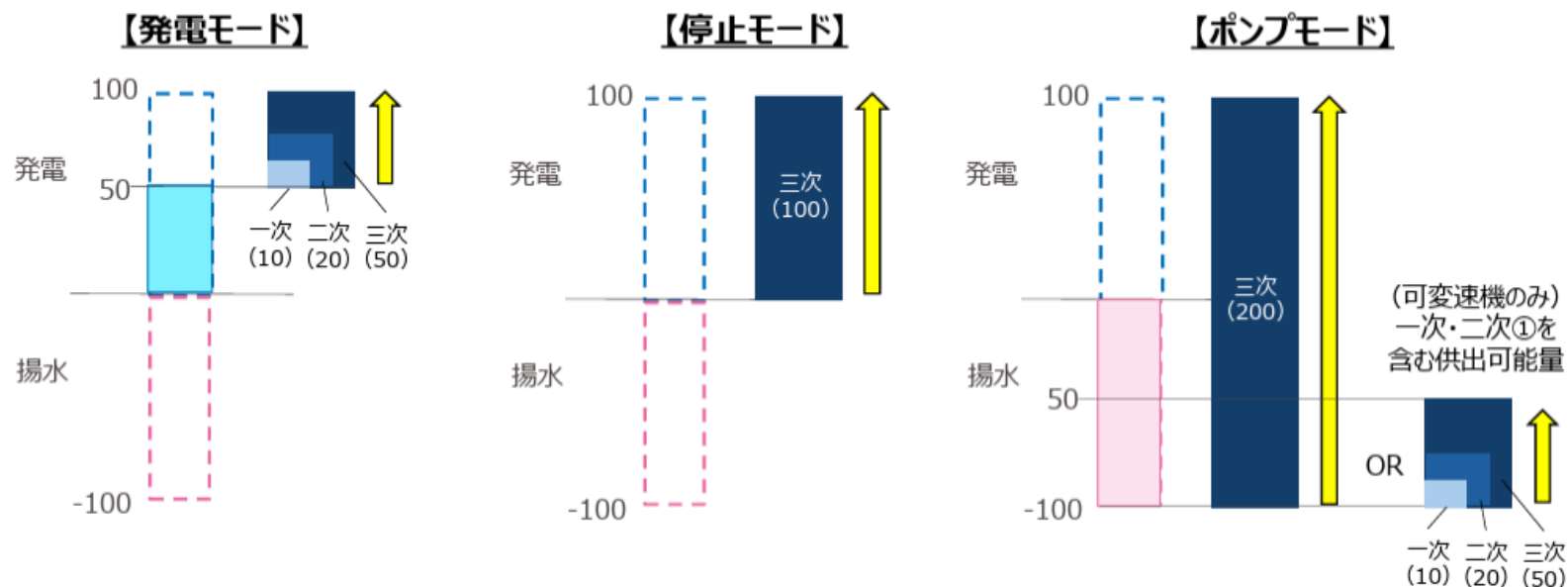
※3 簡略化のため4ブロック/日としている。

需給調整市場の募集量との関係性について

23

- 需給調整市場においては、週間取引で一次～三次①を、前日取引で三次②を扱っている。
- また、揚水発電機は優れた機能を有する複合リソースであるものの、「発電」「停止」「ポンプ」（または定期点検中）と様々なモードが存在し、各モードにおいて供出可能な調整力の種類・量は異なることになる。
- 今回、揚水公募等を検討するにあたり、揚水公募量をどのように扱うか（市場の募集量との関係性をどうするか）について、大きく2案が考えられるため、それぞれの特徴（位置付け）について検討を行った。
 - 案1：揚水を複合リソース（発電リソースのみ）と見做し、揚水公募量を市場の募集量から一律控除
 - 案2：揚水機の調整力供出可能量をTSO自身が需給調整市場に応札

※ 簡略化のため、二次①を「二次」、二次②・三次①を「三次」と表記（また、各商品の供出可能量は仮値）

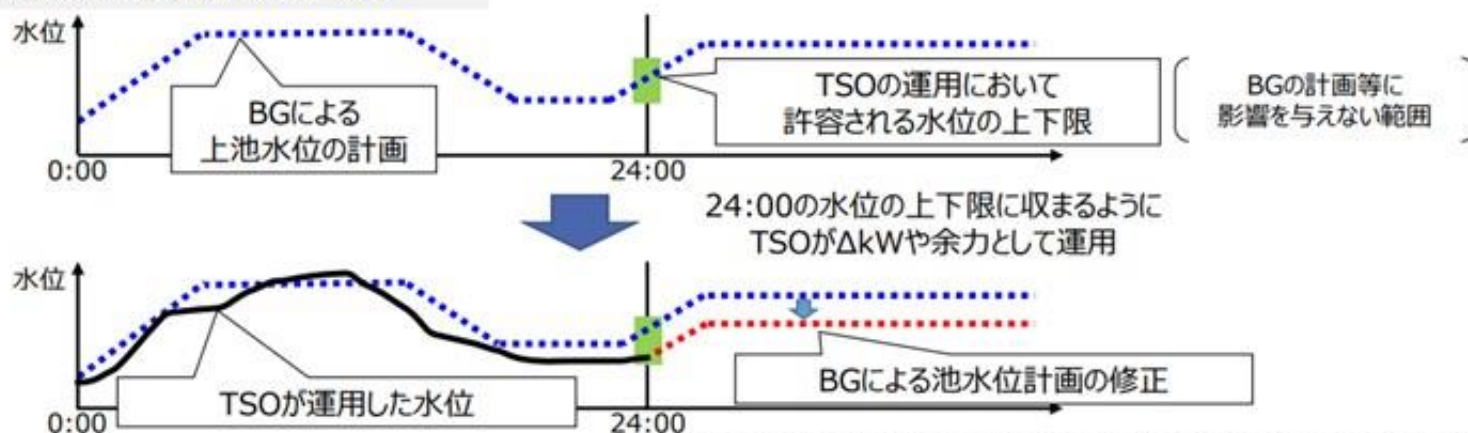


2024年度以降の揚水BG運用イメージ(平常時)

13

- 揚水の池の水位の運用主体はBGになり、BGが物理的な上池や下池の制約等を考慮しながら、数日先までの市場取引等の経済合理性のある計画に基づいて池の水位を管理する。
- BGは自らの計画に影響がないことを前提として、TSOの運用において許容される水位の上下限をTSOに通知し、TSOはその範囲で揚水発電等を運用することになる。
- 許容される水位の上下限はBGからTSOに1日1点等で通知される。その上下限值(余力の運用幅)については、スポット市場等における販売予定分として確保する水位を基本として、販売予定増減分や ΔkW として利用するために確保する水位、池の制約等を加味して設定されると想定される。
- TSOは指定されている断面の上下限に収まるように ΔkW や余力を活用する。すなわち、TSOは通知された水位の上下限を認識しながら、周波数調整(時間内変動対応)や広域需給調整による経済運用(予測誤差対応)を考慮して、発電やポンプアップを行うことになると考えられる。

BGによる上池水位の計画(例)



出所) 第88回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2023年7月25日)資料1-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/chousei_jukyu_88_haifu.html

- 揚水発電の市場外調整力の控除対象については、基本的には火力発電と同様とすることが適切と考えられるため、控除対象商品は以下のとおりとはどうか。
- 控除対象商品：一次・二次①・二次②・三次①・複合商品
- 対象エリアについては、揚水の随意契約を実施しているエリアでは市場外調整力の控除量と随意契約分の控除量の切り分けが困難である等状況が異なるため、下表の通り、5エリアを対象とすることとはどうか。

【揚水発電における市場外調整力の控除対象としたエリア※】

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
揚発	○	×	○	×	×	○	×	○	○

※ ・東北エリアは随意契約箇所とのkWhの切り分けが困難なため現状対象外とする。
・中部エリアは随意契約箇所とのkWhの切り分けが困難な発電所や、計上可能な余力がほぼ存在しない発電所のみのため対象外。
・北陸エリアは対象となる揚水発電所が無いため対象外。
・中国エリアは計上可能な余力がほぼ存在しない発電所のみのため対象外。

- 揚水発電の調整機能活用のため、中部エリアおよび東北エリアでは揚水随意契約により、必要となる調整力の一部を需給調整市場とは別で予め確保しており、これらのエリアについては、一定の調整力が事前確保できているといえるため、市場での募集量から控除することとしている。

中部エリアの随契調達した揚水発電機の運用状況

契約の概要

契約期間：2024年7月20日～2025年3月31日

契約額：一般送配電事業者への揚水機貸与に伴い発電事業者に発生する、卸電力取引市場での逸失利益及び供給力の減少に伴う代替調達コスト等の実績に対し、事後精算を実施。（精算額は、発電事業者が運用する他の揚水発電機ユニットの実績値を元に算定）

契約容量：約61万kW

運用状況（7月～8月実績）

稼働状況：夏季の調整力指令は限界的なkWh価格が低い火力発電の機会が多く、火力発電よりも相対的にkWh価格が高い揚水発電の発動機会は少なく、稼働率は低かった。また、発電事業者による揚水運用のときは、24時時点で一般送配電事業者が一旦、発電事業者の計画水位に合わせる必要があり、一般送配電事業者の需給調整には不要な揚発、揚水運転が発生していたが、本契約によりその制約が緩和されたことも稼働率低下の要因となった。

支払実績：同期間の中部エリアの週間市場調達単価（中部エリア：4.2円/ΔkW・h、全国加重平均：6.6円/ΔkW・h）よりも安価となり、かつ総合的な需給調整費用はレベニューキャップ申請単価（2.3円/ΔkW・h）を下回る水準に抑制された※。

※ 数字は、レベニューキャップも複合商品ベースで申請していたため、実績も複合商品の単価で確認。

なお、精算額は、発電事業者側が運用する揚水発電機の逸失利益及び代替調達コスト等となるが、重負荷期（夏・冬）は、限界費用の請求となるポンプアップ原資の調達コストが軽負荷期（春・秋）と比べ相対的に高い（スポット市場価格が0.01円/kWhとなるコマ数が少ない）、市場収益が得られにくい傾向となる。このため、卸電力取引市場での逸失利益は抑制され、一般送配電事業者から発電事業者への支払い額は少なくなる。一方、軽負荷期は逆の傾向となり、市場収益が得られやすく、一般送配電事業者から発電事業者への支払い額は、重負荷期よりも多くなる可能性が高い。このため、経済性評価は、重負荷期と軽負荷期を通して確認することが必要。

67

東北エリアにおける揚水随意契約について

東北電力ネットワークからの相談内容 ② 契約内容（案）

- 東北電力ネットワークから相談があった契約内容（案）は以下のとおり。

契約内容（案）

契約期間	契約時～2026年3月
契約容量	最大23万kW（東北エリアの募集量の2～5割程度） （※）23万kWを上限とし、BGが使用しない容量を週ごとに協議のうえ、ΔkWして調達
契約単価	レベニューキャップ申請単価（2.76円/ΔkW・h）を念頭に、需給調整市場ガイドラインにおけるΔkW価格の考え方（A種電源）をもとに協議し、全体としてレベニューキャップ申請単価以下で契約予定
揚水機の運用主体	BG運用
需給調整市場の調達	発電所運用の制約なども考慮し、週間商品の募集量から、随契により確保したΔkW分を商品毎に控除

35

出所）第3回制度設計・監視専門会合（2024年11月15日）資料6

https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_systemsurveillance/pdf/003_06_00.pdf

出所）第7回制度設計・監視専門会合（2025年3月31日）資料4

https://www.egc.meti.go.jp/activity/emsc_systemsurveillance/pdf/007_04_00.pdf

- これまでの検討を踏まえ、揚水発電の市場外調整力の控除量の考え方をまとめると、下表のとおりとなる。
- この考え方で対象エリアの控除量および控除後の募集量を試算したところ、エリアや商品によって差異はあるものの、火力発電・揚水発電ともに控除した後の各商品の控除率は2割～7割（9エリア合計）となる結果となった。
- また、揚水発電の市場外調整力の要因についても、全商品前日取引化で一定程度解消が見込まれることから、前述の火力発電に関する市場外調整力の控除と同様の適用時期（期限）とすることが適切と考えられる。

項目		概要
控除対象		・対象商品：一次、二次①、二次②、三次①、複合 ・対象エリア：北海道、東京、関西、四国、九州
控除量の 考え方	kW余力	【発電上限－発電計画－ΔkW約定量】※1
	kWh余力 （揚水発電特有）	「水位合わせの間の期間」の BG水位計画をもとにkWh面の余力（水位）を算定
	控除量	kW余力（ブロック別）を上限に、kWh余力を各ブロックに配分した量※2 の1σ相当値
控除適用の時期		・控除開始：準備が整ったエリアから順次導入開始 ・控除期限：2026年3月（以降、取引状況に応じて再度検討）

※1 火力発電と異なり、BG計画0のコマであってもkW余力を計上する（0と補正しない）。
※2 一次・二次①は並列していないコマは控除量0として集計する。

- 揚水発電のみを控除対象とする場合、一次・二次①の控除量平均値および控除率は下表のとおり。
(試算値は2025年度控除可能量の各月・各ブロック平均値)

		北海道	東京	関西	四国	九州
一次	控除前募集量※1※2 (MW)	120	652	395	63	251
	揚水控除量※2 (MW)	9	5	0	0	3
	控除後募集量 (MW)	111	647	395	63	249
	控除率※3 (%)	8%	1%	0%	0%	1%
二次①	控除前募集量※1※2 (MW)	114	591	310	65	215
	揚水控除量※2 (MW)	9	5	0	0	4
	控除後募集量 (MW)	104	586	310	65	211
	控除率※3 (%)	8%	1%	0%	0%	2%

※1 火力・揚水ともに控除前の募集量

※2 10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値

※3 控除率 = 【揚水控除量 / 控除前募集量】

■ 揚水発電のみを控除対象とする場合、二次②・三次①・複合商品の控除量平均値および控除率は下表のとおり。
(試算値は2025年度控除可能量の各月・各ブロック平均値)

		北海道	東京	関西	四国	九州
二次②	控除前募集量※1※2 (MW)	90	442	237	84	203
	揚水控除量※2 (MW)	18	50	290	4	97
	控除後募集量 (MW)	72	392	18	80	106
	控除率※3 (%)	20%	11%	92%	4%	48%
三次①	控除前募集量※1※2 (MW)	262	1,385	690	168	430
	揚水控除量※2 (MW)	18	50	293	4	97
	控除後募集量 (MW)	244	1,336	396	165	333
	控除率※3 (%)	7%	4%	43%	2%	23%
複合 商品	控除前募集量※1※2 (MW)	291	1,511	797	196	558
	揚水控除量※2 (MW)	18	50	293	4	97
	控除後募集量 (MW)	273	1,447	503	193	461
	控除率※3 (%)	6%	4%	37%	2%	17%

※1 火力・揚水ともに控除前の募集量

※2 10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値

※3 控除率 = 【揚水控除量 / 控除前募集量】

■ 火力・揚水両方を控除対象とした場合、一次、二次①の控除量平均値および控除率は下表の通り。
(試算値は2025年度控除可能量の各月・各ブロック平均値)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
一次	控除前募集量※1※3 (MW)	120	243	652	332	94	395	242	63	251	2,392
	控除量※2※3 (MW)	17	61	120	310	4	41	4	2	17	576
	控除後募集量 (MW)	103	182	532	22	90	354	238	61	234	1,816
	控除率※4 (%)	14%	25%	18%	93%	4%	10%	2%	3%	7%	24%
二次 ①	控除前募集量※1※3 (MW)	114	225	591	317	65	310	180	65	215	2,082
	控除量※2※3 (MW)	26	87	168	316	12	59	36	6	89	799
	控除後募集量 (MW)	88	138	423	1	53	251	144	59	126	1,283
	控除率※4 (%)	23%	39%	28%	100%	18%	19%	20%	9%	41%	38%

※1 火力・揚水ともに控除前の募集量

※2 火力・揚水両方を対象とした控除量（東北・中部・北陸・中国は火力のみ、四国は揚水のみ）

※3 10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値

※4 控除率 = 【（火力控除量 + 揚水控除量） / 火力・揚水ともに控除前の募集量】

■ 火力・揚水両方を控除対象とした場合、二次②・三次①・複合商品の控除量平均値および控除率は下表の通り。
(試算値は2025年度控除可能量の各月・各ブロック平均値)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
二次 ②	控除前募集量※1※3 (MW)	90	316	442	305	82	237	134	84	203	1,893
	控除量※2※3 (MW)	36	172	367	249	9	237	37	9	172	1,288
	控除後募集量 (MW)	54	144	75	56	73	0	97	75	31	605
	控除率※4 (%)	40%	54%	83%	82%	11%	100%	28%	11%	85%	68%
三次 ①	控除前募集量※1※3 (MW)	262	482	1,385	645	140	690	308	168	430	4,510
	控除量※2※3 (MW)	96	229	701	595	21	480	88	20	209	2,439
	控除後募集量 (MW)	166	253	684	50	119	210	220	148	221	2,071
	控除率※4 (%)	37%	48%	51%	92%	15%	70%	29%	12%	49%	54%
複合 商品	控除前募集量※1※3 (MW)	291	639	1,511	842	153	797	379	196	558	5,366
	控除量※2※3 (MW)	85	240	630	715	18	465	62	19	195	2,429
	控除後募集量 (MW)	206	399	881	127	135	332	317	177	363	2,937
	控除率※4 (%)	29%	38%	42%	85%	12%	58%	16%	10%	35%	45%

※1 火力・揚水ともに控除前の募集量

※2 火力・揚水両方を対象とした控除量(東北・中部・北陸・中国は火力のみ、四国は揚水のみ)

※3 10月～3月の調整力必要量算定前のため試算値

※4 控除率 = 【(火力控除量 + 揚水控除量) / 火力・揚水ともに控除前の募集量】

1. 検討状況の振り返りと考え方の再整理
2. 自然体余力の要因分析
3. 市場外調整力控除の具体的な検討
4. 揚水発電の自然体余力の控除の検討
5. まとめ

- 今回、市場外調整力の控除について、控除の考え方と具体的な方法について整理を行った。
- 火力発電を対象とした市場外調整力の要因調査の結果、控除対象となる要因は「市場売れ残り分」「契約要因」であり、控除対象外となるものは「燃料制約」「入札制約」であった。
- これらを踏まえて、控除の具体的な論点について、下表のとおり整理を行った。

項目	検討結果
控除対象	・対象商品：一次、二次①、二次②、三次①、複合商品 ・対象エリア：北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国※、九州
控除量の算定方法	控除対象となる市場外調整力の過去実績を【各月別/各商品ブロック別】に算出し、【1σ相当値】を控除量とする
控除適用の時期	・控除開始：準備が整ったエリアから順次導入開始 ・控除期限：2026年3月（以降、取引状況に応じて再度検討）

※ 四国エリアではLNG機には燃料制約があり、GC時点で自然体余力が存在する蓋然性が低いため、LNG機は控除対象外とする。

- また、揚水発電についても過去の議論から自然体余力は一定程度存在すると考えられるため、揚水発電における市場外調整力の控除についても検討を行った。
- 揚水発電は池水位（kWh）制約も考慮して運用する必要があるため、控除量についてもkWh制約を考慮した方法として、下表のとおり整理を行った。

項目		概要
控除対象		・対象商品：一次、二次①、二次②、三次①、複合商品 ・対象エリア：北海道、東京、関西、四国、九州
控除量の考え方	kW余力	【発電上限－発電計画－ΔkW約定量】※1
	kWh余力	「水位合わせの間の期間」のBG水位計画をもとにkWh面の余力（水位）を算定
	控除量	kW余力（ブロック別）を上限に、kWh余力を各ブロックに配分した量※2の1σ相当値
控除適用の時期		・控除開始：準備が整ったエリアから順次導入開始 ・控除期限：2026年3月（以降、取引状況に応じて再度検討）

※1 火力発電と異なり、BG計画0のコマであってもkW余力を計上する（0と補正しない）。
※2 一次・二次①は並列していないコマは控除量0として集計する。

- 今回整理した考え方にもとづき、市場外調整力の控除を開始することとしてはどうか。
- なお、上記は複数エリア共通かつ一定の割り切りによる考え方であることから、今後の取引に支障があった場合は、必要に応じて再度検討することとしてはどうか。