



中部電力パワーグリッド



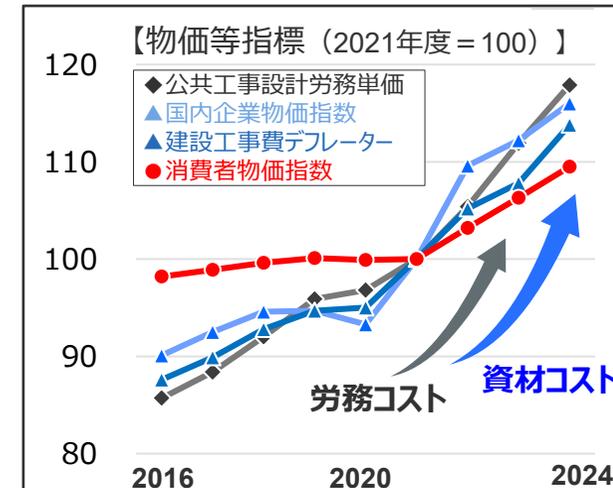
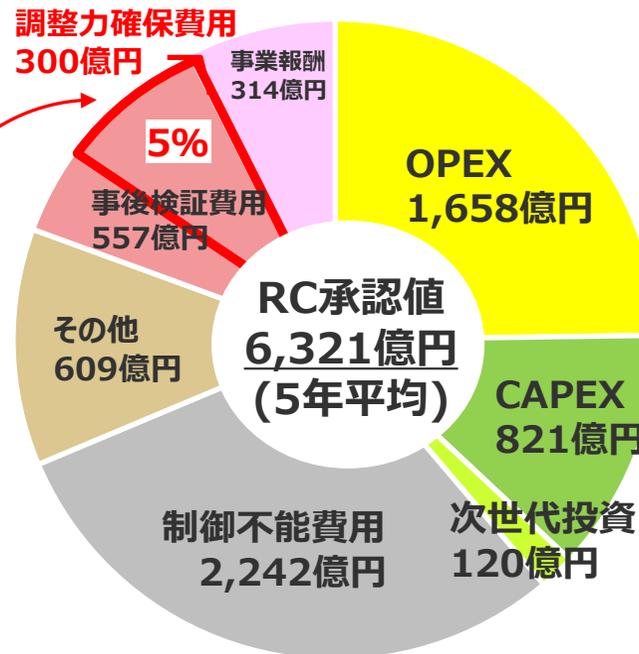
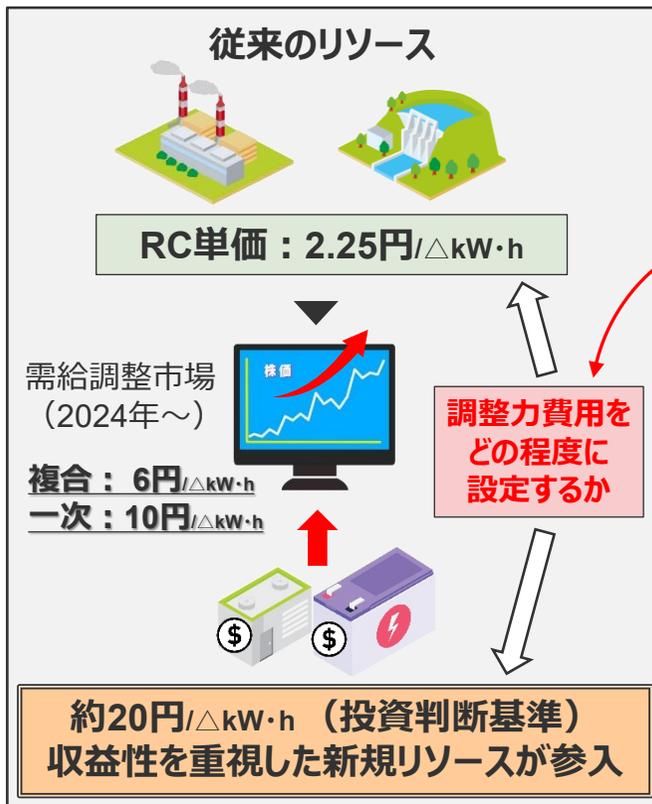
資料 5 - 1

中部エリアにおける2026年度の 揚水随意契約について

中部電力パワーグリッド株式会社
2026年 3月30日

1. 託送料金における現状と調整力確保費用

- 送配電事業については、**エスカレに伴う資材費や労務費、資金調達コストが増加する中で、再エネ拡大やデータセンターなどに関わる系統増強および高経年化設備更新を着実に進めていく時期にある。**
- **調整力確保費用は、託送料金原価の約5%を占めているが、需給調整市場からの調達コストは高止まりしている状況。**
- このため、**当社は事業者目線での創意工夫を凝らし「効率的な調整力確保」に取り組んでいる**ところ。



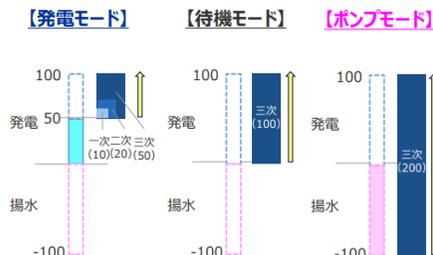
2. 中部エリアにおける揚水随契の枠組み

- 当社の揚水随契は、**ブラックスタート電源契約で固定費負担を保証している契約関係を活かし、BG側で運用する号機の収益実績に応じて対価を支払う仕組み（ミラー契約）**となっているのが特徴。
 - また、**TSOが揚水発電所の運用権を持つことにより、実需給までの運転態勢に応じた運転モードを使い分ける**ことで、同発電所が有する**調整機能（ Δ kW吐出量）を最大化**できる。
 - 高速商品を含む揚水機を**スポット前に事前確保**することは、**未達傾向の中部エリアの安定供給に寄与**。
- 固定費の合理化やTSOが揚水運用権を持つ価値に着目し、安価・確実な調整力確保の枠組みを構築**

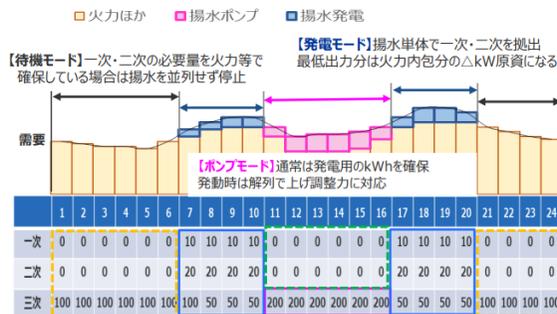
4. 揚水発電所の特性を活かした調整力確保のあり方（当社の考え） 中部電力パワーグリッド

- 揚水発電は、並列の即応性など調整機能に優れた電源であり、「**発電（並列）**」「**待機（停止）**」「**ポンプ**」の3つの運転モードを有している。
- 他方、揚水発電は他リソースからのポンプ原資を必要とするため、単体ではkWh面（池の貯水量）が制約となり、計画的な事前確保が求められる「**需給調整市場（特に週間）**」への供出が難しい。
- TSOが「**揚水運用権**」を保有し、**火力を含む「全体需給バランスの電源態勢」に応じて、最適な運転モードを使い分ける**ことができれば、 Δ kW吐出制約であった**kWh制約を大幅に緩和**できるため、**揚水発電が有する調整機能を最大化**できる。

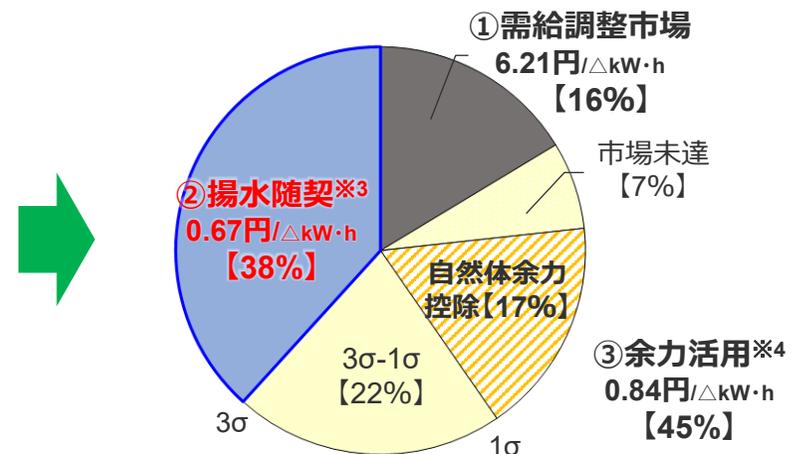
<運転モード：3パターン>



<揚水の調整力供出可能量イメージ>



【2025年度の調整力確保実績※1】



貸与日数実績：245日（80%）※2
揚水随契調整力確保量：28億 Δ kW・h

※1：2025年4月～2026年1月における貸与日数。

※2：貸与対象揚水発電機2台の平均値を採用。

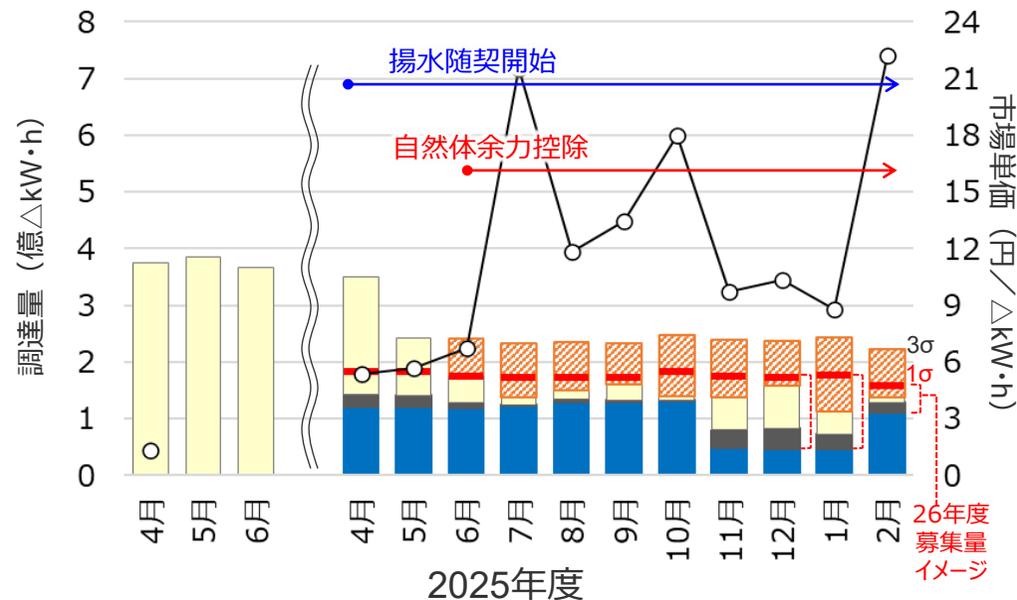
※3：広域機関で整理された市場募集量からの一律控除をベースに Δ kW量を算出。単価実績は、BGへの支払額を Δ kW量で除算。貸与機の託送費用、再エネ発電促進賦課金含む。

※4：電源持替費用から自然体余力、追加起動、電源持替で発生した余力活用による確保量を基に算定。

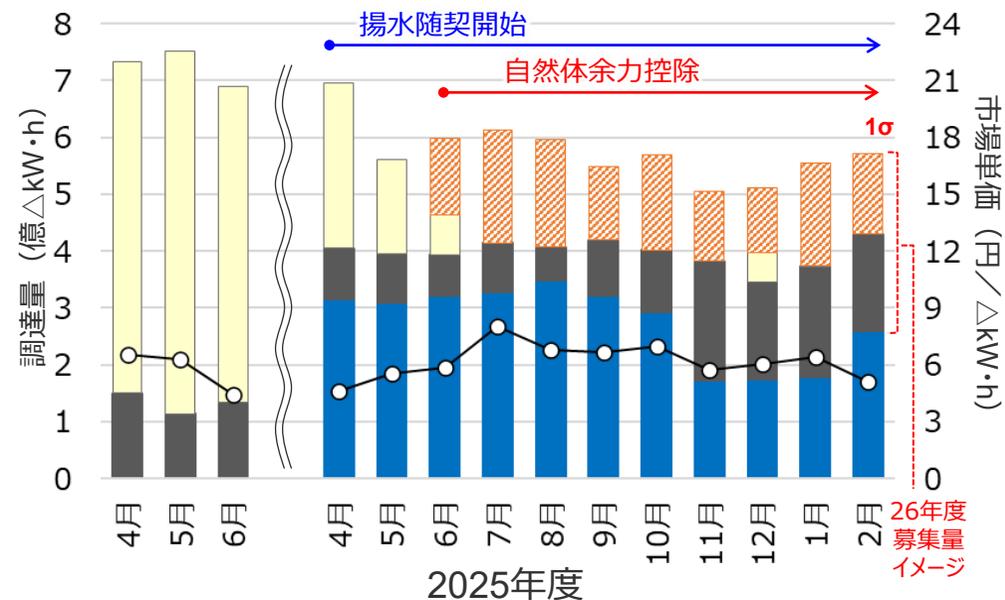
（参考）2025年度のポートフォリオ調達実績

- 中部エリアでは、2024年度1Qの応札実績が大幅未達であり、**安定供給や効率的な調整力確保および市場取引を阻害しない点も総合的に考慮**のうえ**規模感を設定**し、同年7月より揚水随契を実施。
 - 2025年度においては、同年6月より自然体余力控除が新たに追加されたため、複合商品では充足率は大幅に向上する断面が増えた一方、**一次調整力は依然として未達**が残っている。
- ➔**2026年度は自然体余力控除が行われず、その分の募集量は増加**する点を踏まえると、揚水随契が同規模継続であっても、**量の観点で一定の取引機会は引き続き確保される**と考えられる。

【一次調整力（調達量・市場単価）】



【複合（調達量・市場単価）】



■ : 揚水随契調達量 (億△kW・h) ■ : 市場調達量 (億△kW・h) □ : 市場未達量 (億△kW・h) ▨ : 自然体余力控除量 (億△kW・h) ○ : 市場単価 (円/△kW・h)

➔**不落札データをP5、前日化影響をP8で説明**

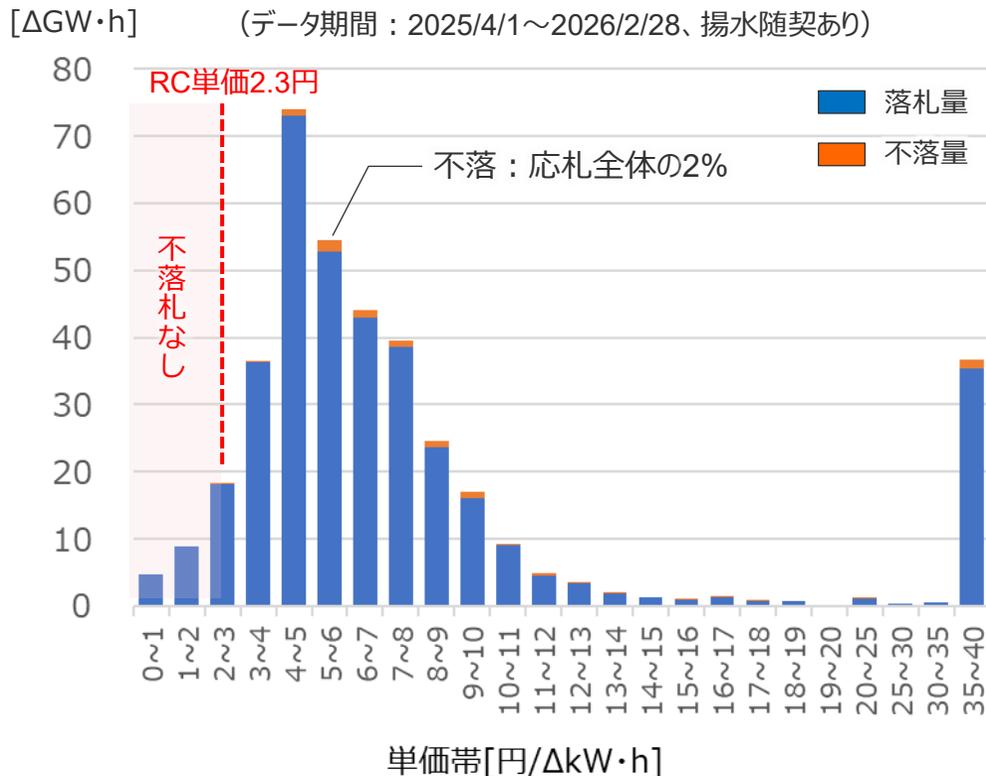
（参考）2025年度の応札実績分析（落札／不落札）

- 中部エリア属地電源の一次調整力の不落札は、自然体余力控除が追加された6月以降に発生しており、**応札全体の2%程度**と極めて小さく、経済合理性の観点で、RC単価を下回るような安価な札を不落にした実績はない。
- 複合においては、当該日ブロックのメリットオーダーやMMSの約定ロジックの影響などにより、RC単価以下の安価な応札が不落になっているブロックも発生しているが、**応札全体の3%**と極めて小さい。

➔2025年度実績においては、揚水随契に起因する不合理な不落札はないことを確認。

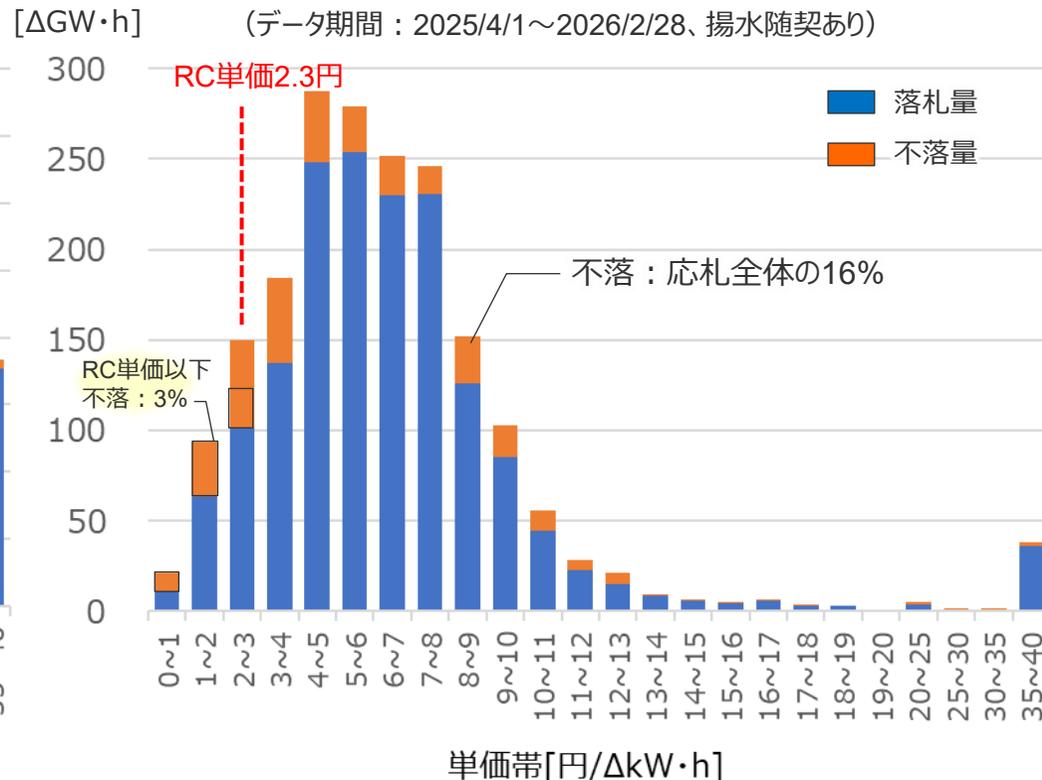
【一次調整力 落札／不落札 単価分布】

（データ期間：2025/4/1～2026/2/28、揚水随契あり）



【複合 落札／不落札 単価分布】

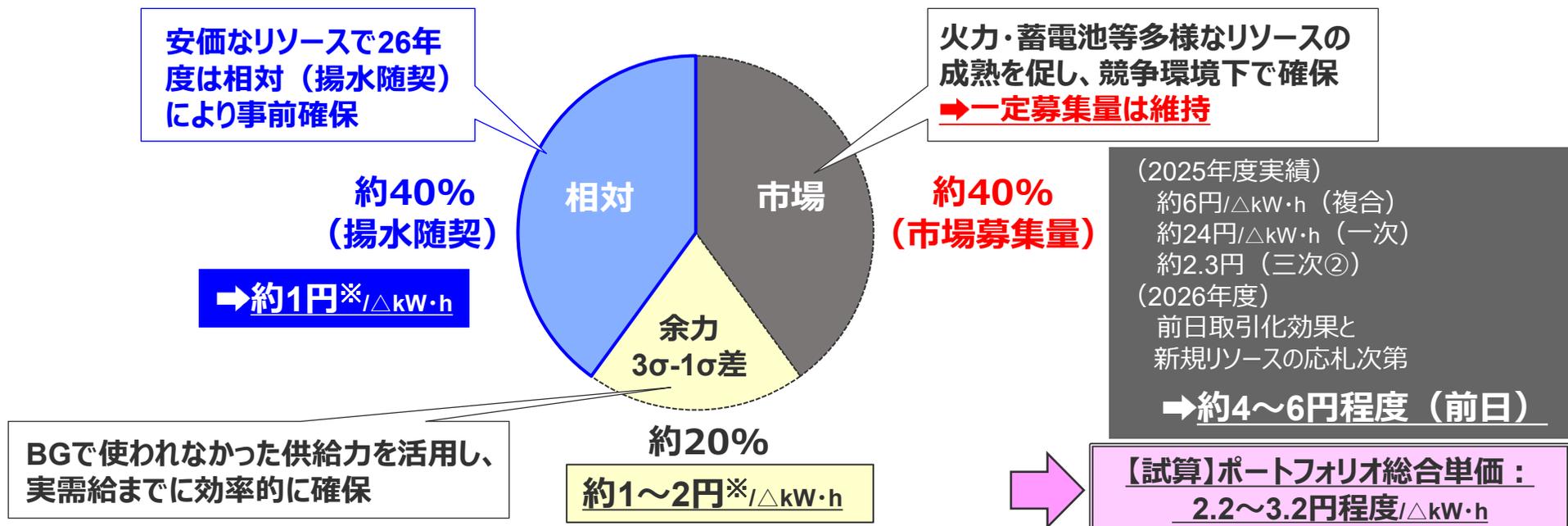
（データ期間：2025/4/1～2026/2/28、揚水随契あり）



3. 2026年度調整力ポートフォリオの考え方

- 当初、全量調達の予定だった**需給調整市場の単価**は、新規リソース育成の観点はあるものの、**従来費用に対して大幅に上振れ**している点が大きな課題。
- この点、**コスト競争力に優れた「揚水随契」**を組み合わせた**ポートフォリオ調達**を行う概念であれば、**市場の成熟を促し、「リソース育成」と「需要家負担」の両立**を図ることができる。
- 具体的な2026年度の調整力ポートフォリオについては、事前確保の1σ領域のうち、**年間の市場募集量を上限としたうえで、揚水随契の規模を設定するイメージとし、市場40：揚水40：余力20の割合**としたい。（※揚水規模は複合基準で設定）

【2026年度ポートフォリオ調達のイメージ】



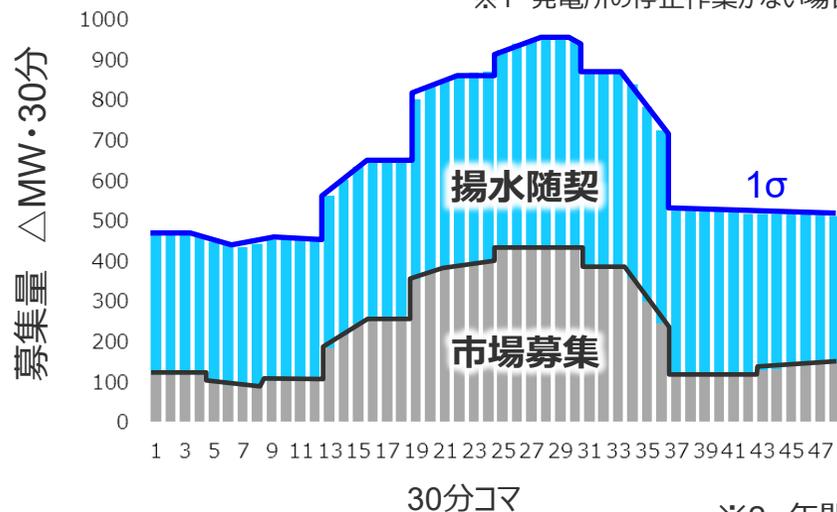
（参考）2026年度揚水随契スキームの一部見直し

- 2026年度は、発電所の停止作業が少ないため、現行契約規模（2台）で通年貸借した場合、揚水随契による Δ kW確保量が全体の過半を超える見込み。
 - このため、TSO号機をBGの供給力側（kWh活用）に一部返還するスキームに変更することで、市場募集量とのバランスを考慮した契約（市場:揚水随契=40:40）に見直すこととしたい。
- ➔市場参加者の Δ kW市場取引機会に十分配慮しつつ、供給力（kWh）と調整力（ Δ kW）双方の観点での社会コスト低減に向け、揚水発電所の効率的運用を引き続き目指していく。

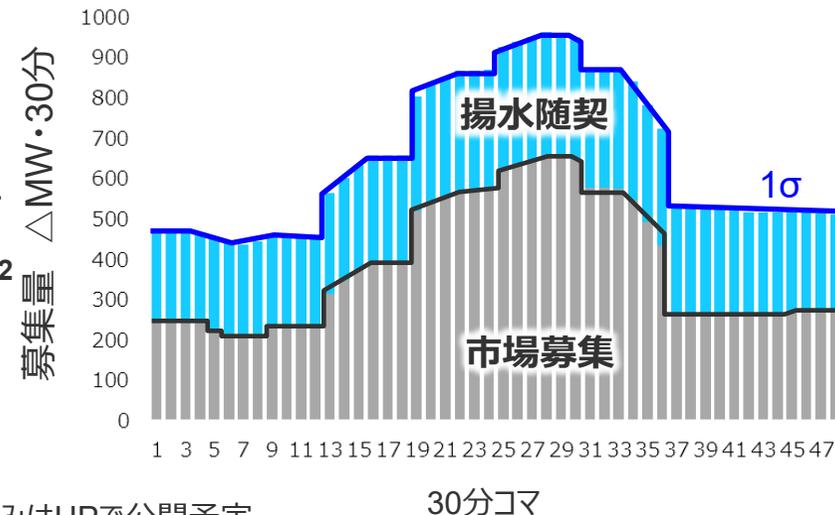
2026年度の揚水随契スキーム（一部返還スキーム）

揚水機 2 台控除（2024年度～2025年度※1）

※1 発電所の停止作業がない場合



揚水機 1 台控除



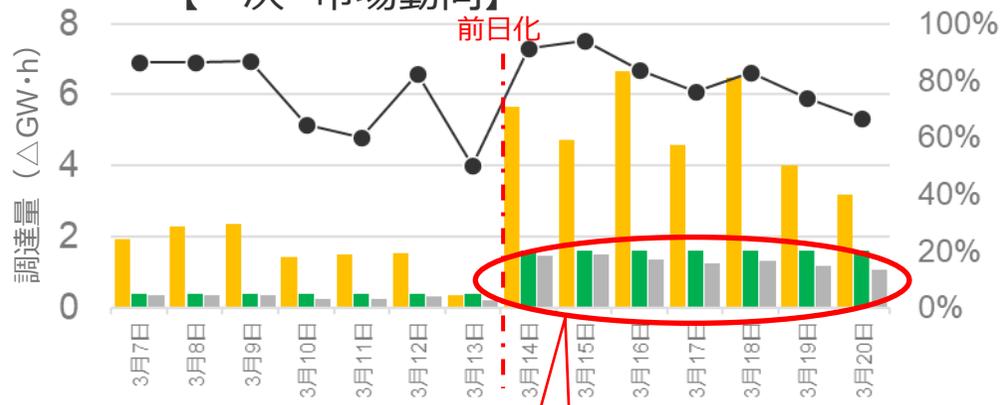
合わせ※2

※2 年間控除量の見込みはHPで公開予定

(参考) 前日取引化後の調達実績

- 前日取引化後の中部エリアの応札量は、一次・複合とも2～3倍に増加した一方、募集量側も自然体余力控除の終了により、一次・複合とも大幅に増加。
- 約定単価は、一次 (24円→9.1円) および複合 (7円→3.8円) で大幅な低下が見られた。
- 他方、一次調整力はコマ毎に見ると約4割程度 (約22コマ) で未達が残っており、揚水随契2台の規模感でも取引機会は引き続き確保できている。

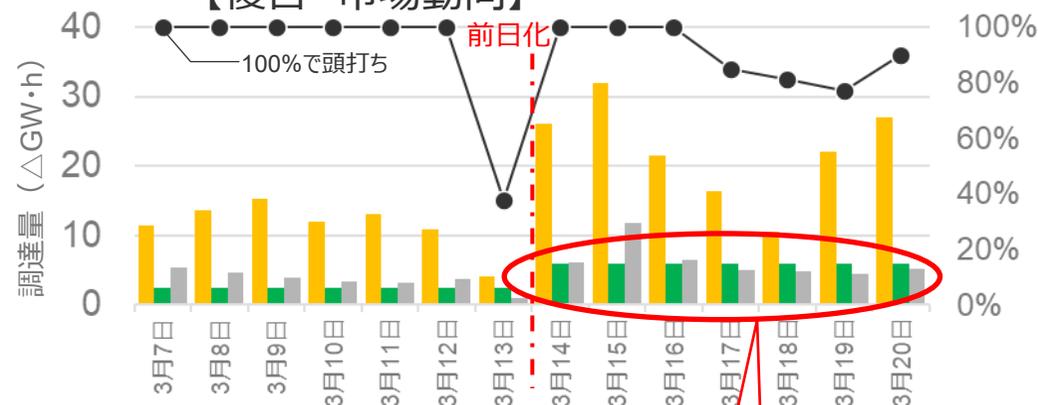
【一次 市場動向】



前日取引化後も未達コマが継続的に発生 (ブロック数の約4割程度)

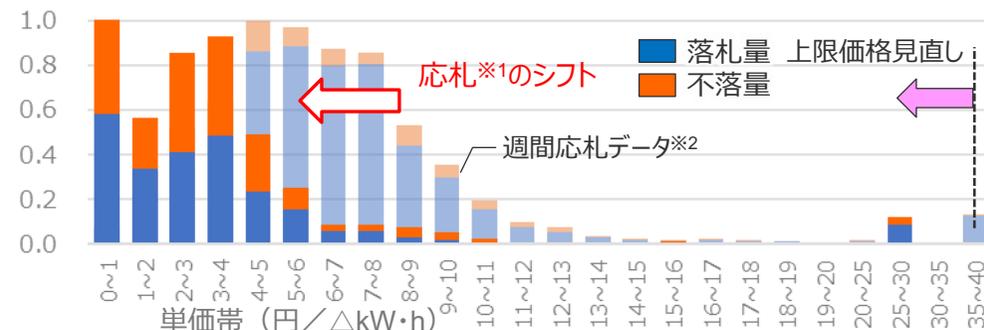
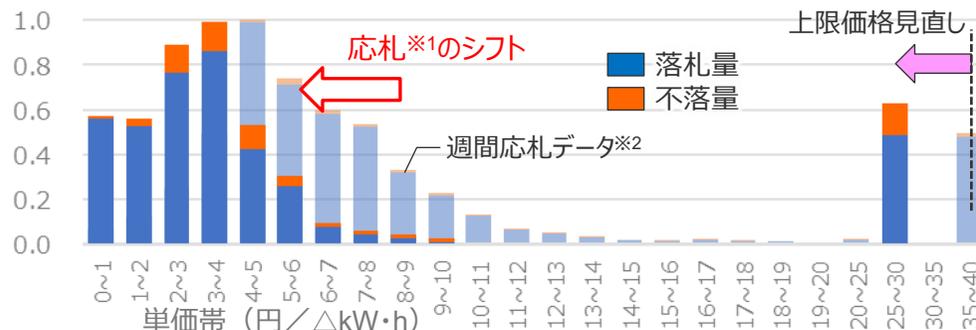
■ : 中部エリア応札量 (億ΔkW·h) ■ : 募集量 (億ΔkW·h)
■ : 約定量 (億ΔkW·h) ● : 約定率%

【複合 市場動向】



前日取引化後も未達コマが発生

単価別応札量の最大値で正規化



※1 2026年3月15日～3月20日のデータ (前日化後)
 ※2 2025年4月1日～2026年2月28日のデータ (週間取引、P5と同様)

4. その他リソースの随意契約について

- 今回の揚水随意契約は、拋出事業者様とスキームを協議のうえ、**TSOが調整力を安価に確保する目的**であるため、**その他事業者様からも同様の申し出があれば、誠実に協議**させていただく所存。
- 「**一次調整力を含む複合リソースであること**」、「**RC単価以下で拋出できる見込みがあること**」などを**基本要件**とし、その他具体的条件については個別にご相談させていただく予定。
- なお、2027年度に向けては、**公募を含む合理的なリソース確保の在り方**について検討を進める。

【随意契約に関する基本要件（案）】

条件区分	概要
価格	RC単価以下
商品要件	一次調整力・複合調整力を出せること
属地	中部エリア
kWh単価	V1/V2はリソース特性に応じてTSOが設定

- ※10MW以上かつ、余力活用契約を締結していること。
- ※1日の稼働回数や控除係数等、具体的条件は国や広域機関殿と相談のうえ決定。



※画像はイメージ

(参考) 系統用蓄電池の活用に関する議論

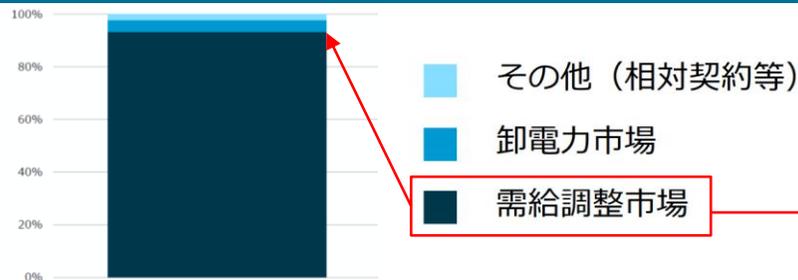
- 3/6の第2回分散型エネルギー推進戦略WGでは、蓄電池は卸電力市場で再エネの**アービトラージ活用を行うことが期待**されるが、**蓄電池の収益構造が需給調整市場に偏在**している旨の報告があった。
- 需給調整市場だけでなく、電力システムが期待する蓄電池のポテンシャルや役割（アービトラージ、系統混雑への貢献等）を担うための政策措置の必要性の議論がなされている状況。

第2回 分散型エネルギー推進戦略WG（2026/3/6）【資料5】

系統用蓄電池の活用のあり方に関する課題

- 第7次エネルギー基本計画において、系統用を含む蓄電池は、再生可能エネルギー等で発電された電力を蓄電し、需要ピーク時などに電力供給（いわゆるアービトラージ活用）できるほか、迅速な応答性を有する調整電源として重要とされている。
- 導入支援事業により系統用蓄電池の導入が進捗し運用も開始されているが、容量市場については応札から4年後の実需給年度に到達しておらず収入化に至っていないなか、現状の収益構造として、需給調整市場収益が太座を占め、アービトラージ活用・収益は限定的である。
- 蓄電池事業者自らが卸電力市場への入札によりアービトラージ活用を行うことが期待される。しかし、需給調整市場において一部商品、エリアで応札不足による約定価格の高止まりが見られ、卸電力市場では価格ボラティリティが相対的に小さいという市場環境等により、足下では蓄電池事業者がアービトラージ運用を優先するインセンティブに乏しく、市場メカニズムだけでは電力システムが期待する運用が実施されない恐れがある。
- 他方、長期脱炭素電源オークションや容量市場で落札された調整機能を有する蓄電池のうち、10MW以上の専用線オンライン接続の蓄電池においては、ストレージ式運用の適用対象となり、一般送配電事業者により電力需要や再エネ出力に応じて余力の範囲で柔軟に運用され、安定供給に重要な役割を果たすことが期待される。

導入支援事業により導入された系統用蓄電池案件における直近の収益構造*



供給側リソースの施策の方向性

- 系統用蓄電池の系統連系容量は2025年9月末時点で約50万kW。外部機関による2040年度における供給側蓄電池導入量の見通しの幅（280万kW～1,000万kW）を踏まえると、引き続き導入を進めていくことが必要。
- 他方、系統接続契約申込量は2025年9月末時点で約2,400万kWと、見通しの幅を超過しており、引き続き申込が増加している状況にも留意が必要。
- したがい、今後の供給側蓄電池の導入拡大に向けては、事業の健全性、持続可能性や電力システムへの貢献可能性等の観点から、必要性の高い蓄電池の重点的な導入と効果的な運用を促すような政策措置のあり方について検討していくことが必要ではないか。
- 系統用蓄電池については、健全かつ持続可能な事業を促進することに加え、蓄電池に期待される役割が十分に果たされるよう、以下のような政策措置を検討するべきではないか。
 - 蓄電池の安全性や部素材を含めたサプライチェーン強化に資する蓄電池の導入を促進する。
 - 地域との共生や長期安定的な蓄電池事業への取組みを促進する。
- 需給調整に加え、時間シフトによる再エネの最大活用への貢献や系統混雑緩和への貢献といった、蓄電池が有する価値の最大限の活用を促進する。
- 再エネ併設蓄電池については、FIT制度からFIP制度に移行を促すなど再生可能エネルギーの電力市場への統合に貢献することに加え、出力制御時間帯の出力制御量の直接的な削減が期待されることから、事業者のニーズを適宜把握しながら、導入支援を継続することが適切ではないか。

5. まとめ

- 国の審議会（5月および10月の制度設計作業部会）において、ポートフォリオ調達概念は整理済であるが、**2026年度のポートフォリオ調達比率を以下の観点で改めて検討した。当社は、取引機会にも配慮しつつ、2026年度も揚水随契を継続（最大61万kW）することで、引き続き社会コストの抑制を図ってまいりたい。**

調整力確保の考え方

安定供給

コスト

- 高速商品を含む揚水機をスポット前に事前確保することは、未達傾向の中部エリアの安定供給に寄与。
- 調整力確保費用は全体のRC1託送料金の5%であるが、全量市場調達を前提とした場合には需要家負担が大きく膨らむため、「**効率的な調整力確保のあり方**」の視点が重要となる。
- この点、新規リソースを含む市場での取引機会を確保しつつ、安価な「揚水随契」を組み合わせることで、全体のコスト面のバランスを取ることができるため、具体的な**2026年度年間調達比率**として、**市場：揚水随契：余力 = 40：40：20**とすることとしたい。

その他リソースとの関係性

機会の確保（募集量）

公平性

- 過去実績なども確認した結果、安価な札を阻害しておらず、「**揚水随契の規模感**」として**問題ない旨を改めて確認**した。また、2026年度は、**揚水以外のリソースに対する随意契約（RC単価以下など条件有）の協議窓口を設置**し、希望する事業者様と誠実に協議させていただく。
- なお、需給調整市場は、広域調達により、安価なリソースを最大限活用することが主旨である一方、新規リソース目線での投資回収に関しても様々な要望もいただいている。この点、本来期待される役割（再エネのアビトラージ運用、系統混雑への貢献等）へ誘導する政策措置の必要性が別の審議会でも示されており、スポット市場や容量市場などを含めた**制度のアップデートの状況も注視**してまいりたい。



中部電力パワーグリッド

(参考) 揚水随契の枠組み①

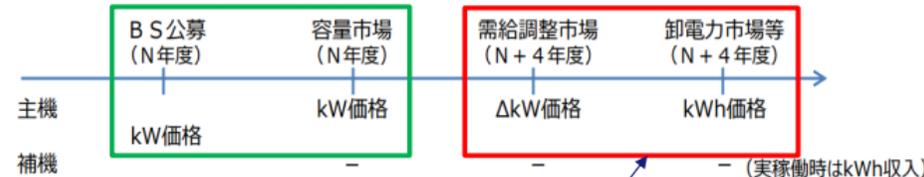
第5回 制度設計・監視専門会合 (2025/1/30) 【資料6】

6. 揚水随契の枠組み① (BS揚水の費用構造)

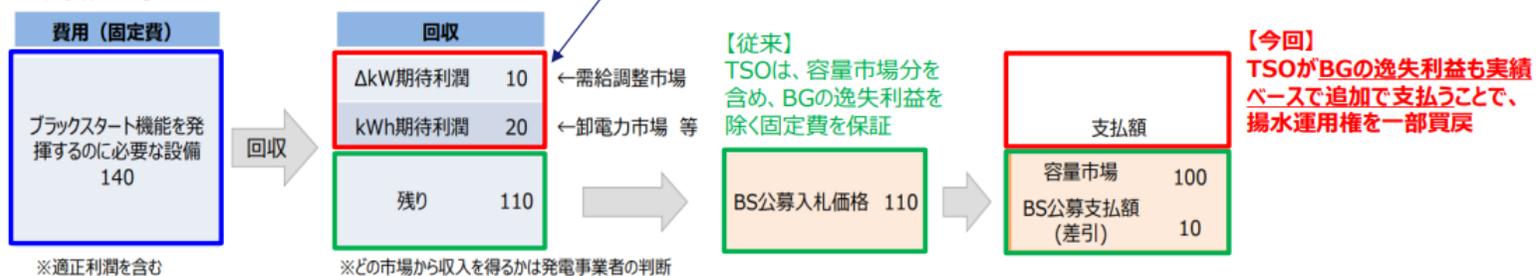


- 中部エリアにおいては、揚水発電機がBS公募落札電源となっており、TSOは相応の固定費を負担しているが、揚水発電所の全運用権はBGが保有し、TSOには電源Ⅰのような「運用権」は付与されていなかった。
- 他方、需給調整市場では、取引タイミングや調整力kWh発動の不確実性等の問題もあり、中部エリアでは ΔkW の大幅な応札不足が継続し、調整力確保費用の増嵩や必要な調整力確保に支障をきたす虞もあった。
- このため、今回の揚水随契ではTSOがBGの逸失利益分を実績ベースで追加で支払い、電源Ⅰに類似する形で「揚水発電所の一部運用権」を買い戻すことにより、必要調整力を効率的に確保できる枠組みとした。

ブラックスタート電源が各市場等で得られる収入



入札価格の考え方



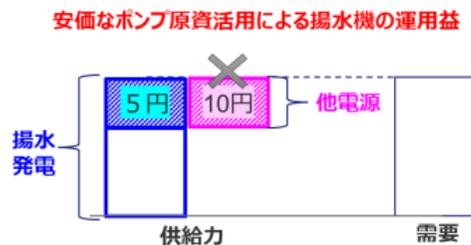
6. 揚水随契の枠組み② (△kW確保費用に関する精算スキーム)



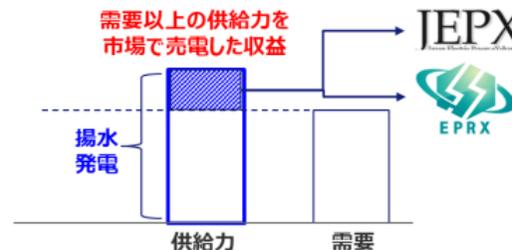
- BS機能契約を締結済の揚水発電所の「運用権」を有するBGに対し、合理的な支払範囲を協議。
- 当該発電所については、BG供給力として使用する計画断面も見込まれたことから、**全固定費に相当する「逸失利益」**に加え、「供給力減に伴う代替調達コスト」も負担することとした。
- 具体的には、揚水発電所が複数台の同型機で構成されている点に着目し、**BG号機の1台あたりの収益実績に応じて、TSO号機の対価を支払う実績精算 (ミラー契約)**とすることで、BGの市場抛出インセンティブを高める工夫を凝らした。

【BGの主な逸失利益】 ⇒ BG号機の1台あたり収益実績に基づき、PGが支払 (P9参照)

<パターン1：揚水のkWh運用益>

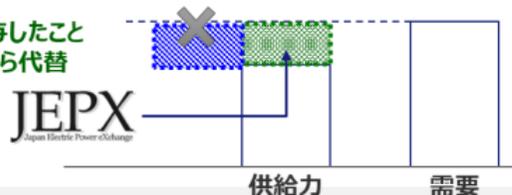


<パターン2：市場への売却益>



【BGの代替調達コスト】 ⇒ 前日段階でBGから連絡し、調達実績に基づきPGが支払

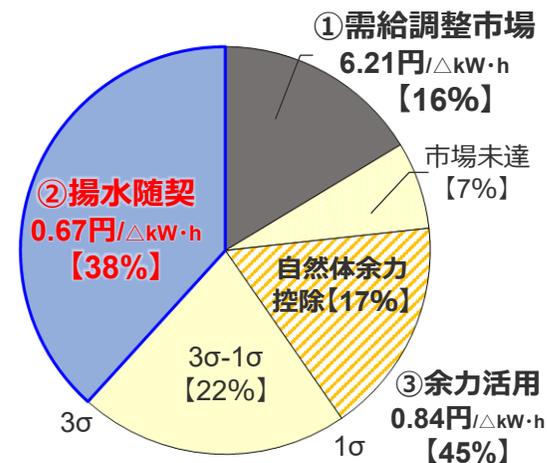
揚水2台をTSOへ貸与したことにより、スポット市場から代替調達したコスト



（参考）2025年度揚水随契の実績について

- 弊社の揚水随契は、ブラックスタート電源契約で固定費負担を保証している契約関係に着目し、BG側で運用する号機の逸失利益等に応じて対価を支払う「ミラー精算」となっているのが特徴。
- 揚水随契の△kW単価は、需給調整市場との比較では年間を通じて安価であり、調達割合（約4割）も加味すると、全体の調達ポートフォリオを効率化する役割を担っている。
- また、季節別では、kWh市場の昼夜間値差が大きい春期に支払額が膨らむ特徴があり、重負荷期に割高になりやすい需給調整市場とも補完的な関係にある。

【2025年度の調整力確保状況※1データ更新】



貸与日数実績：245日（80%）※
揚水随契調整力確保量：28億△kW・h

【2025年度の調整力総合単価】

データ追加・更新

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	累計
量	揚水随契 (複合必要量に対する割合)	43.0%	52.6%	47.6%	36.0%	42.0%	41.9%	43.3%	28.7%	27.1%	22.8%	38.3%
	②揚水随契※2	1.45	1.15	0.77	0.35	0.46	0.56	0.65	0.45	0.15	0.27	0.67
単価 (円/△kW・h)	③余力活用※3	0.85	1.04	1.15	0.40	0.38	0.23	0.95	2.15	1.04	1.10	0.84
	①需給調整市場	4.61	5.54	5.83	8.00	6.77	6.69	6.99	5.71	6.07	6.39	6.21
	総合単価	1.94	2.31	2.02	1.24	1.03	1.30	2.20	3.53	2.40	2.47	1.97

※1：2025年4月～2026年1月における貸与日数。貸与対象揚水発電機2台の平均値を採用。

※2：広域機関で整理された市場募集量からの一律控除をベースに△kW量を算出。単価実績は、BGへの支払額を△kW量で除算。貸与機の託送費用、再エネ発電促進賦課金含む。

※3：電源持替費用から自然体余力、追加起動、電源持替で発生した余力活用による確保量を基に算定。