



中部電力パワーグリッド



資料 5 - 1

中部エリアにおける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 1月30日

1. 中部エリアにおける揚水随契の概要と運用状況

【揚水随契の目的】

- 送配電事業においては、資材価格や労務費の上昇によるコスト増加が著しく、当社は、託送料金への影響を可能な限り抑制できるよう、効率化に全力で取り組んでいる。
- このうち調整力費用は、RC承認単価を大きく上回る Δ kW単価で推移し、大幅な調達未達が常態化していたことから、安定供給ならびに調整力確保費用の抑制の観点で、ブラックスタート電源の契約関係に着目し新たな Δ kW調達の枠組を検討。
- TSOが揚水発電所の一部運用権を貸借し、全体需給バランスの電源態勢に応じて「揚水機の最適な運転モード」を使い分けることで、揚水発電所が有する調整能力を最大化し、調整力コスト全体の引き下げを目指す。

【契約の概要】

契約期間：2025年4月1日～2026年3月31日

契約額：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非貸与ユニットの実績を元に算定）

契約容量：約61万kW

【運用実績（2025年4月～2025年11月）】

- 揚水随契による調整力調達費用は18億円（年間換算は24億円程度となる見込み^{※1}）となり、調整力確保量（募集量控除量）から算出した単価は**0.74円/ Δ kW・h**となった。
- また、稼働実績は**6.5%^{※2}**（電源 I 契約時代の2023年度と比較し、概ね**3倍程度**の水準）となり、季節別では、春季は再エネ余剰対応、夏季は供給力対応で稼働率が高くなる傾向にあり、**kWh市場と Δ kWの双方で効率的に運用**されている。
- 当該期間における**市場単価（中部エリア6.19円/ Δ kW・h、全国加重平均6.00円/ Δ kW・h）との比較でも安価**であり、市場調達・揚水随契・余力で構成した**総合的な需給調整費用は1.86円/ Δ kW・h**となり、**RC承認単価（2.25円/ Δ kW・h）を下回った。**

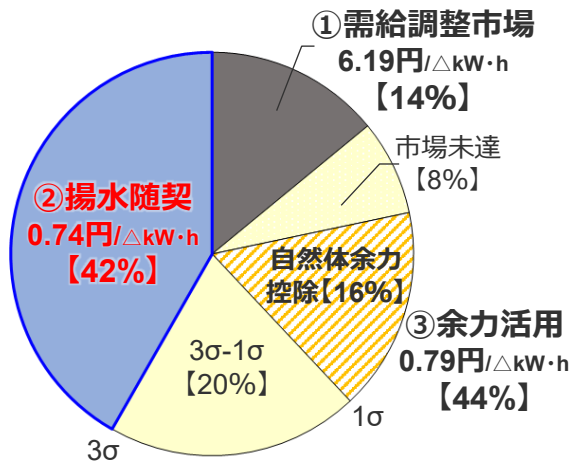
※1 昨年度からスキームの変更はないため、2025年度の想定（冬季の値）は、2024年12月～2025年3月実績値を採用。

※2 貸与号機含む揚水発電所全体の稼働率（発電分）

2. 揚水随契の実績について（全体での調整力確保比較）

- 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】



貸与日数実績：213日（88%）
 揚水随契調整力確保量：24億△kW・h

【2025年度の調整力総合単価】

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11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%	41.7%
	②揚水随契※2	1.45	1.15	0.77	0.35	0.46	0.56	0.65	0.45	0.74
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	0.79
	①需給調整市場	4.61	5.54	5.83	8.00	6.77	6.69	6.99	5.71	6.19
	総合単価	1.94	2.31	2.02	1.24	1.03	1.30	2.20	3.53	1.86

※1：4月～11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。

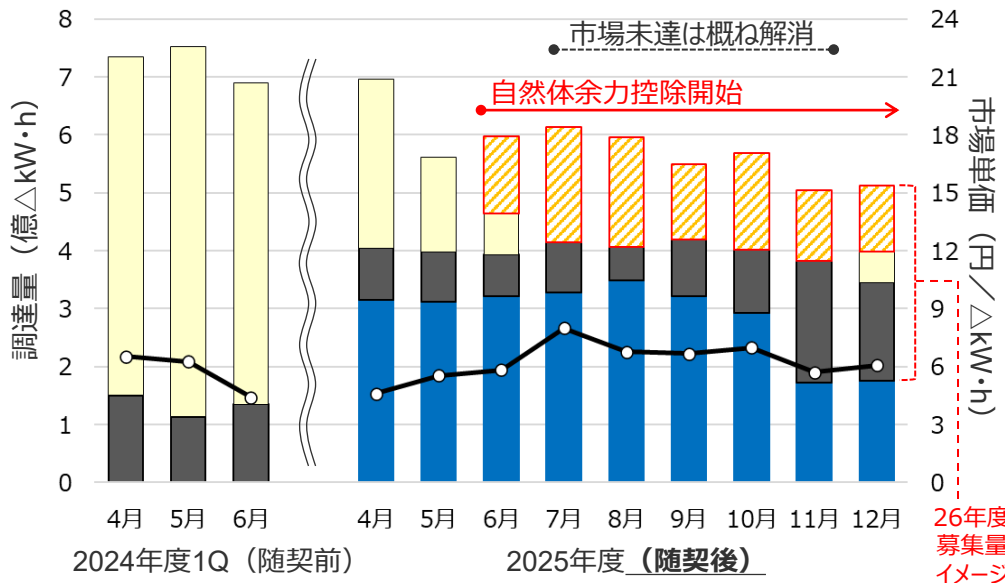
※2：広域機関で整理された市場募集量からの一律控除をベースに△kW量を算出。単価実績は、BGへの支払額を△kW量で除算。貸与機の託送費用、再エネ発電促進賦課金含む。

※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。

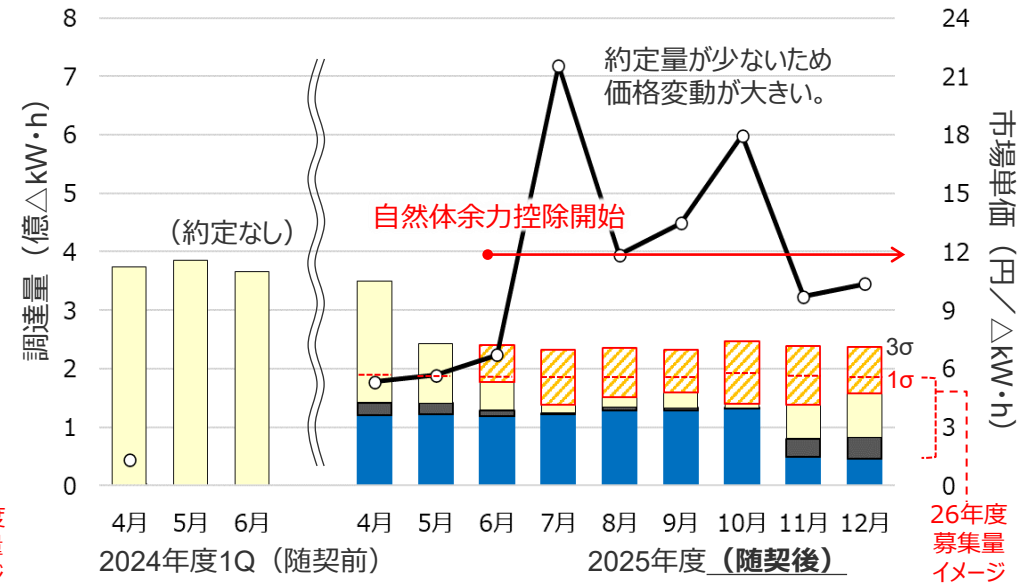
3. 調達ポートフォリオの実績分析

- 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。
 - **市場価格**について、中部エリアは揚水随契による事前確保を考慮しても、**市場募集量に対しやや未達傾向**にあり、特に一次調整力については、**リソースの応札影響によるバラつき**が見られる。
- 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。**

【複合（調達量・市場単価）】



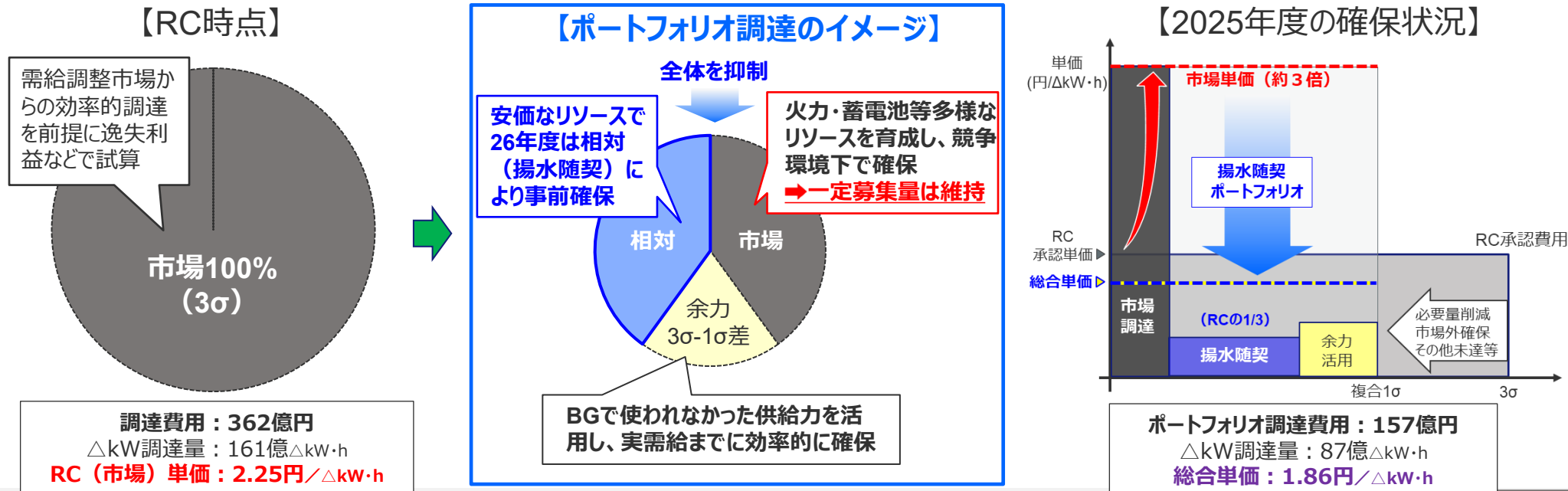
【一次調整力（調達量・市場単価）】



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

4. 2026年度以降の効率的な調整力確保について

- 需給調整市場については、多様なリソースを広域的に調達する意義があり、2026年度に向けて、取引タイミングの見直し（前日取引化）や価格指標となる上限価格の段階的引き下げなど、**制度面でのアップデート**が検討されており、**価格低減が期待**されているところ。
- 今回の揚水随契スキームは、2024年度に続いて需給調整市場の単価実績を大きく下回っており、その有用性を改めて確認できた。具体的には、理想的な市場調達を前提としたRC承認額との比較において**34億円/年***1、市場調達単価との比較では、**150億円/年***2の削減が図れる見通し。
- 弊社は、需給調整市場の更なる効率化に期待しつつ、**2026年度以降も揚水随契の枠組みを継続**することで、余力も組み合わせた「ポートフォリオ調達」を介して、社会コストの低減を図ってまいりたい。



*1 RC承認費用を必要量実績換算した時の費用比較 *2 揚水随契確保量を市場調達とした場合、(市場平均単価-随契単価) × 揚水控除量にて算定



中部電力パワーグリッド