



中部電力パワーグリッド



資料6

中部エリアにおける揚水随意契約について

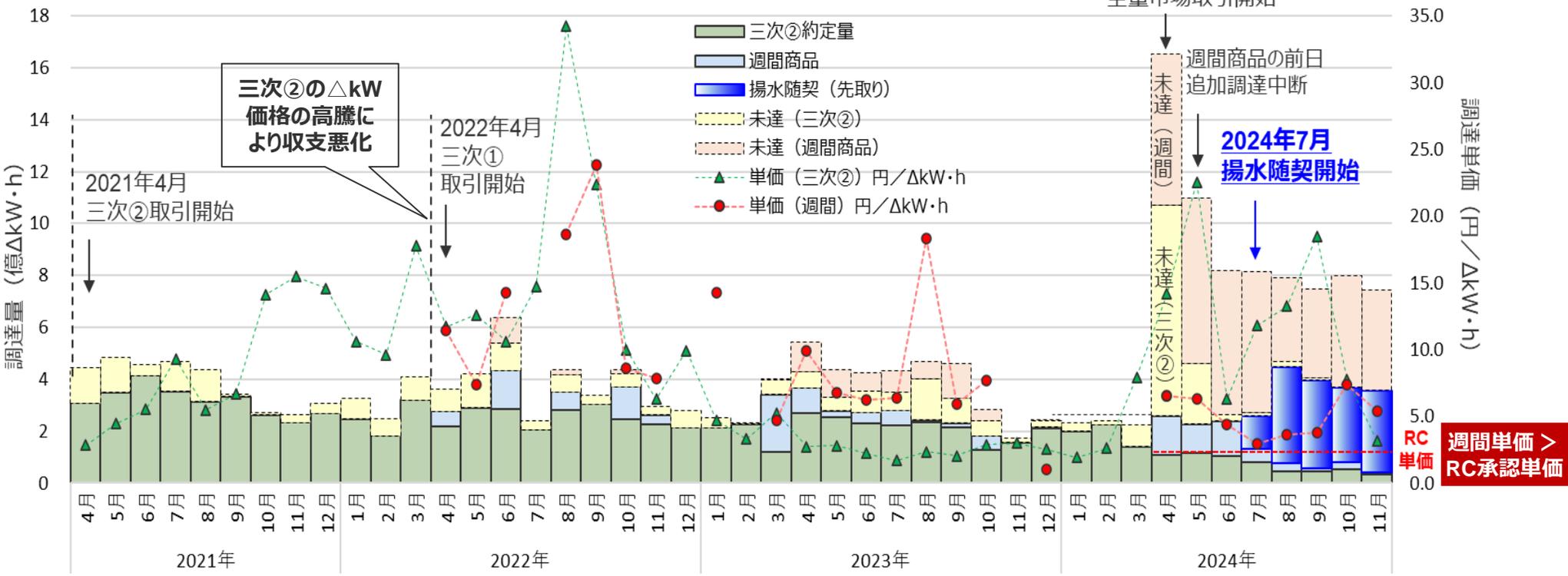
2025年 1月30日
中部電力パワーグリッド株式会社

- **揚水発電については、**起動停止の容易さや高い負荷追従性を持つ「調整電源」として大きな役割を担ってきたが、近年は、太陽光増加に伴う**スポット市場での値差収益取引やブラックスタート（以下、「BS」という。）**機能など、**多様な価値を有するリソースとしても注目**されている。
- また、2024年度は容量市場の受渡初年度であり、広域予備率や揚水発電の運用主体などのルール変更となるとともに、調整力確保（△kW調達）については、電源Ⅰ契約を廃止し、**需給調整市場からの全量調達を原則とした枠組みに移行**することとなった。
- **中部エリアにおいては、需給調整市場の未達率が大きく、単価が高止まり**していたことから、第98回制度設計専門会合で審議いただき、**BS揚水を原資とした揚水随意契約（以下、「揚水随契」という。）**を締結したうえで、**7月20日より本運用を開始**している。
- 本日は、**揚水随契の契約概要**とともに、**運用実績および効率的な調整力確保に向けた課題等**について報告させていただきます。

1. 中部エリアにおける需給調整市場の動向

- 需給調整市場については、2021年度より三次調整力②の取引を開始したが、**中部エリアにおいては、 Δ kW単価の高騰による調整力確保費用の増嵩が顕在化し、赤字決算に陥る年度もあった。**
- **週間商品（一次～三次①）については、RC承認単価を上回る Δ kW単価で推移するとともに、大幅な調達未達が常態化していたため、電源 I の事例を参考にしつつ、安定供給ならびに調整力確保費用の抑制の観点から、「揚水随契」を組み合わせた新たな Δ kW調達の枠組みを検討した。**

【中部エリアにおける需給調整市場の取引推移】

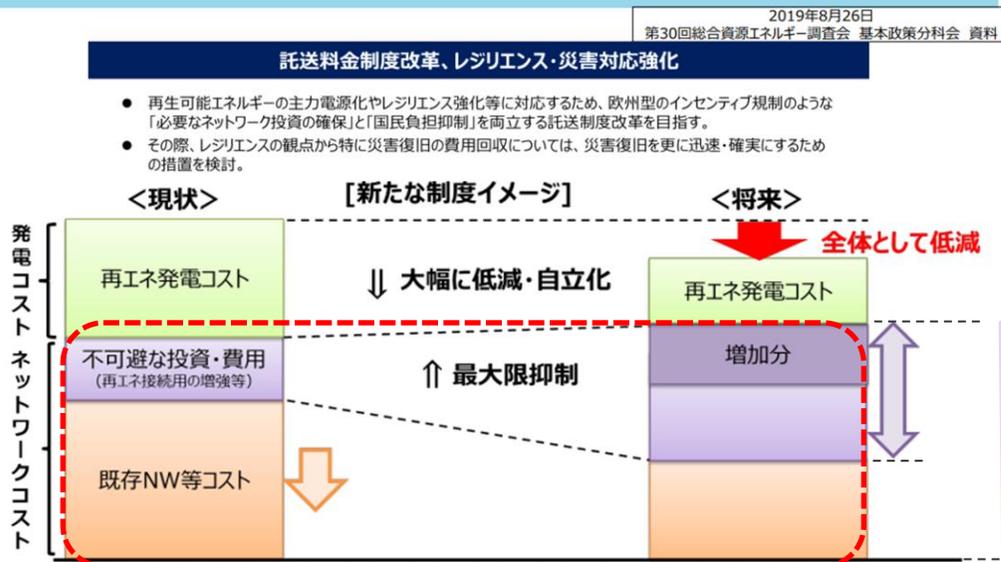


2. 一送の収支構造と調整力確保費用の関係性

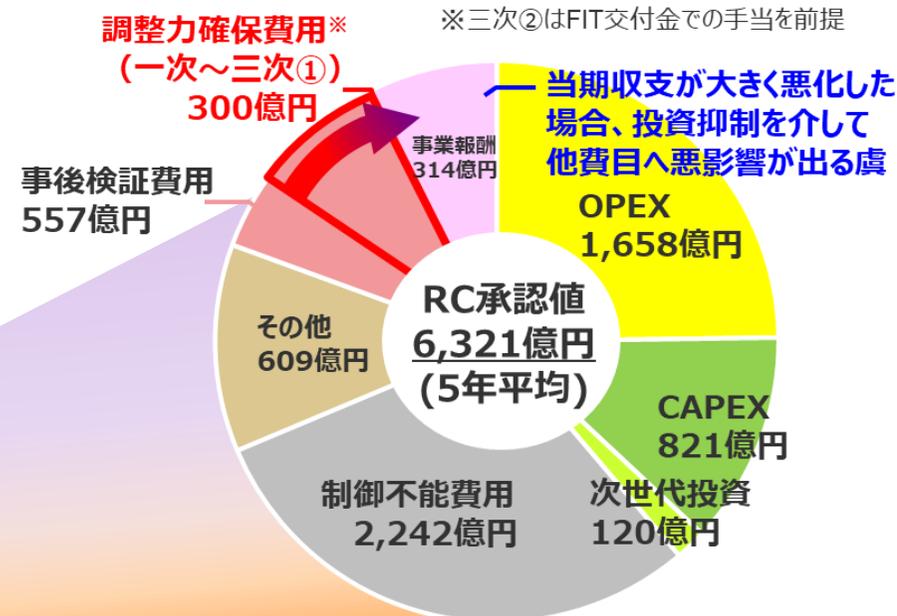
- 託送料金の新たな枠組みであるRC制度については、送配電の事業構造変化（再エネ増強・高経年設備更新等）を踏まえ、**一送の必要資金の確保とコスト効率化を両立**させる狙いがある。
- このうち、調整力については需給調整市場からの調達に段階的に移行してきたが、足元においては**市場メカニズムが十分に機能しておらず、調整力確保費用の増嵩リスクが顕在化**している。
- 世界的なインフレが進んでいる中で、**当社は設備投資側にも最大限のコスト効率化**を織り込んでいるが、需給調整市場の制度見直しと併せて、調整力確保費用の抑制・安定化に向けて、周波数維持業務を担う**一般送配電事業者としての知見を活かした「調整力の効率的な確保」にも取り組んでいる**。

託送料金制度改革の狙い

- 今回の託送料金制度改革（レベニューキャップ制度）の狙いは、一般送配電事業者における必要な投資の確保とコスト効率化を両立させ、再エネ主力電源化やレジリエンス強化等を図るものである。

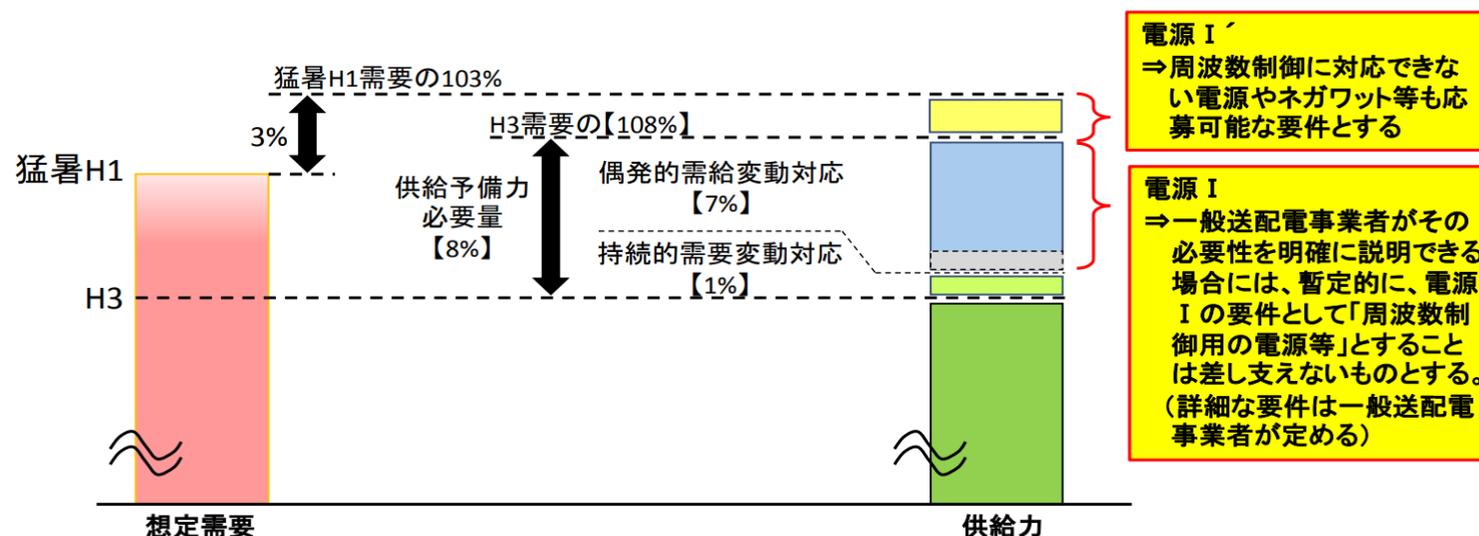


【当社のRC収入見通しの内訳】



3. 電源 I の振り返り

- 従来の電源 I は、偶発的需給変動対応の予備力（H3需要の7%）に関し、暫定的にTSOが全固定費を負担したうえで、「供給力」として確保していたもの。
- 中部エリアの電源 I の8割以上は揚水発電所からの調達であり、当社が調達した発電機ならびに発電所の水位管理も含めた運用を行っていた。
- 一送が揚水発電所の「一部運用権」を有することで、需給バランスに応じたタイミングで最適な運用モードを選択できるメリットがあり、起動費や最低出力費用が発生する火力や新規リソースを原資とする△kWと比較した場合には、安価に調整機能を確保できる余地がある。
- 他方、予備力・調整力確保を目的に、一送が揚水機の過半を専有してしまう側面もあり、太陽光増加による収益機会が拡大する中で、前日スポット取引（kWh市場）との共存が課題。



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）



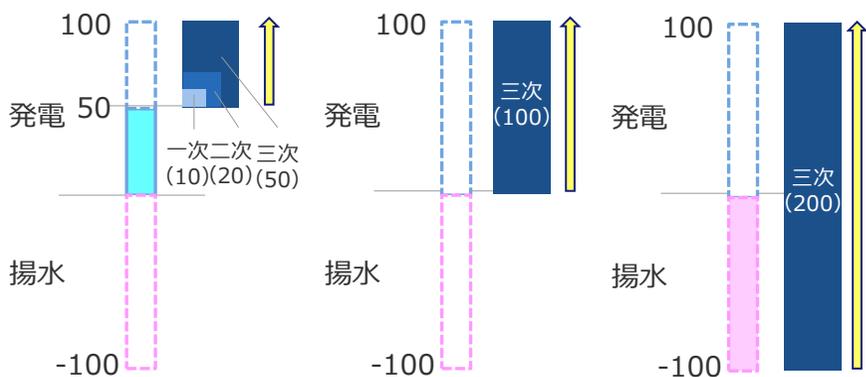
- 揚水発電は、並列の即応性など調整機能に優れた電源であり、「**発電（並列）**」「**待機（停止）**」「**ポンプ**」の3つの運転モードを有している。
- 他方、揚水発電は他リソースからのポンプ原資を必要とするため、**単体ではkWh面(池の貯水量)が制約**となり、計画的な事前確保が求められる「**需給調整市場（特に週間）**」への供出が難しい。
- **TSOが「揚水運用権」を保有し、火力を含む「全体需給バランスの電源態勢」に応じて、最適な運転モードを使い分ける**ことができれば、 Δ kW拠出制約であった**kWh制約を大幅に緩和**できるため、**揚水発電が有する調整機能を最大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

<運転モード：3パターン>

【発電モード】

【待機モード】

【ポンプモード】

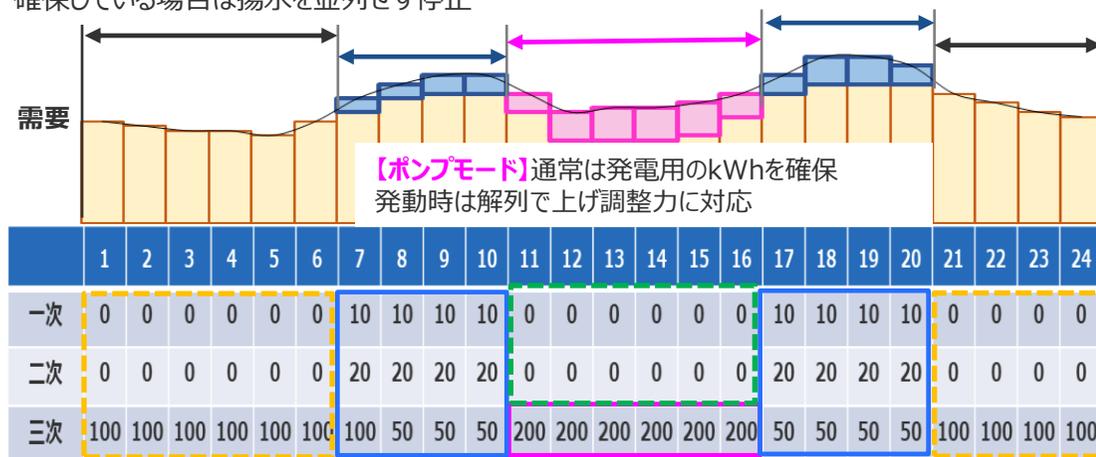


※簡略化のため、二次①を「二次」、二次②・三次①を「三次」と表記

<揚水の調整力供出可能量イメージ>

□火力ほか □揚水ポンプ □揚水発電

【待機モード】一次・二次の必要量を火力等で確保している場合は揚水を並列せず停止
 【発電モード】揚水単体で一次・二次を抛出
 最低出力分は火力内包分の Δ kW原資になる



5. BS機能公募について

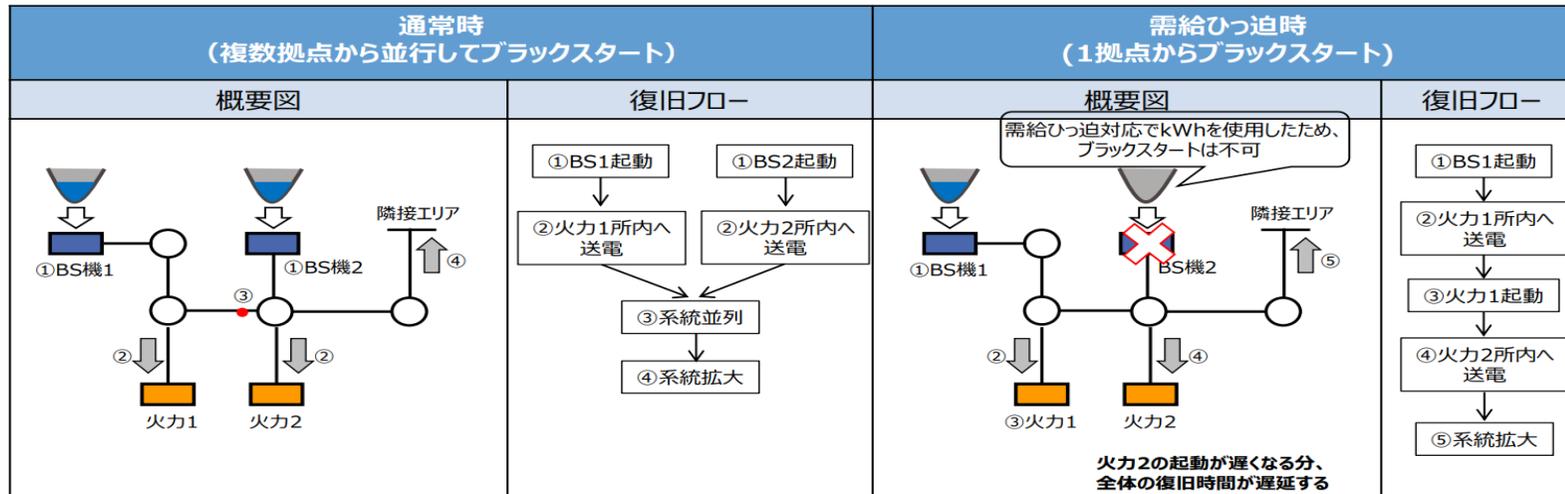
- **ブラックスタート (BS)** については、**外部電源に依存することなく、所内電源によって起動**するものであり、**揚水発電機**については**一定以上の貯水量をキープ**することでその役割を果たしている。
- **中部エリア**においては、2か所の**揚水発電所がBS公募落札電源**となっているが、**容量市場**で取引される**供給力価値 (kW)**とは見做せない**部分退出分**が生じたため、**2024~2026年度**については、通常のTSOの**容量拠出金負担に加え、部分退出分をTSOが事後的にBS費用に算入**している。

需給ひっ迫時における必要なkW・kWhの確保について

審議

32

- 需給ひっ迫時対応として揚水発電所のkWhを使用する必要がある。しかし、ブラックアウト発生リスクは常に残存するため、ブラックスタート機能として確保するkWhの一部を需給ひっ迫対応に使用することとしてはどうか。
- 具体的には、ブラックスタートを行う発電機台数を減らして対応する。その場合、ブラックアウト復旧時間が遅延する。
- 需給ひっ迫対応として追加供給力対策を実施していく中で、関係機関と一般送配電事業者が協議のうえ、ブラックスタート機能として確保するkWhの一部を緊急時の一般送配電事業者の運用として使用することとしてはどうか。



- BS揚水のTSO負担額は、容量市場より前に逸失利益を除く固定費を保証するため、容量市場の約定価格によって大きく変動する。

一調整力費用（ブラックスタート電源確保費用）一 ※下図の2024～2026年度には部分退出費用は含まず

- ブラックスタート電源確保費用については、ブラックスタート機能公募における約定実績等から容量拠出金相当額を控除した額が算入されていることを確認した。各社のブラックスタート手順及びリスク想定、予備ユニット数の妥当性についてヒアリングを行うとともに、各社の技術検討の結果によるユニット数の見直し等の直近の議論の状況を踏まえて見積もっていることについて検証を行った（2024年度と2025年度の算入額の差は、容量拠出金相当額控除分の影響が主な要因と考えられる）。
- 中部及び中国の必要ユニット台数については、技術検討の結果、第74回制度設計専門会合で整理され、2026年度以前と比べ、2027年度は必要ユニット台数が減少して見積額が計上されている（中部：9ユニット→5ユニット、中国：5ユニット→4ユニット）。一方、技術検討は必要ユニット台数に関する見直しであり、その見直しの適用は2023年度に遡って規制期間の算入額とする考え方もあるがどうか（遡って適用する場合、中部：47億円減、中国：10億円減。なお、中部と中国からは技術検討前の必要ユニット台数の妥当性について説明を受ける予定）。
- なお、参照期間に比して規制期間の算入額が高くなっているところ、これは、2023年度まではブラックスタート機能維持費のみ調整力提供事業者に対し支払うこととなっていたが、2024年度以降は、制度変更によりブラックスタート機能維持費に加え、電源の維持にかかる費用（減価償却費・修繕費等の固定費）を応札価格に算入できるようになったことによるもの（調整力供出電源の確保に要する費用については、次頁参照）。

単位（百万円）

会社	参照期間							規制期間						
	2017	2018	2019	2020	2021	5年計	5年平均	2023	2024	2025	2026	2027	5年計	5年平均
北海道電力NW	4	4	64	61	60	192	38	50	-	330	24	24	428	86
東北電力NW	9	9	9	10	11	48	10	11	-	11	10	10	43	9
東京電力PG	14	13	14	13	13	66	13	13	8,087	19,599	8,036	7,566	43,301	8,660
中部電力PG	33	32	55	44	61	226	45	45	855	8,768	759	95	10,521	2,104
北陸電力送配電	1	1	4	3	68	78	16	68	-	82	82	82	313	63
関西電力送配電	12	24	744	753	773	2,306	461	743	521	8,340	1,289	815	11,708	2,342
中国電力NW	20	20	15	15	19	89	18	20	120	3,684	46	43	3,913	783
四国電力送配電	0.6	0.6	0.6	1	11	14	3	12	6	3,667	-	-	3,685	737
九州電力送配電	10	10	10	9	10	50	10	10	804	7,741	2,722	2,306	13,583	2,717
沖縄電力	26	21	20	26	27	120	24	238	223	224	228	209	1,122	224

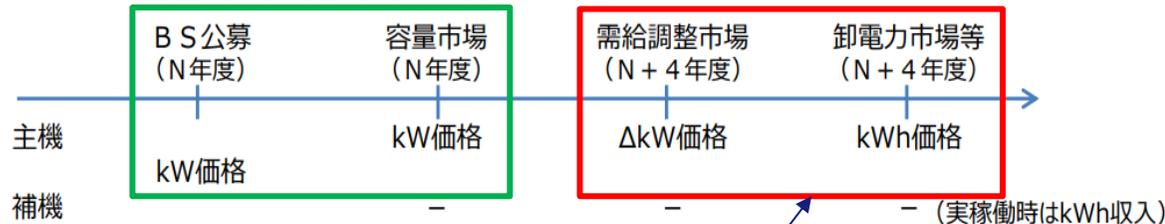
※ブラックスタート電源約定価格が容量拠出金約定結果と比して安価な場合は、当該費用への算入額が「-」となる。ただし、2025年度以降は最低保証額となる。

38

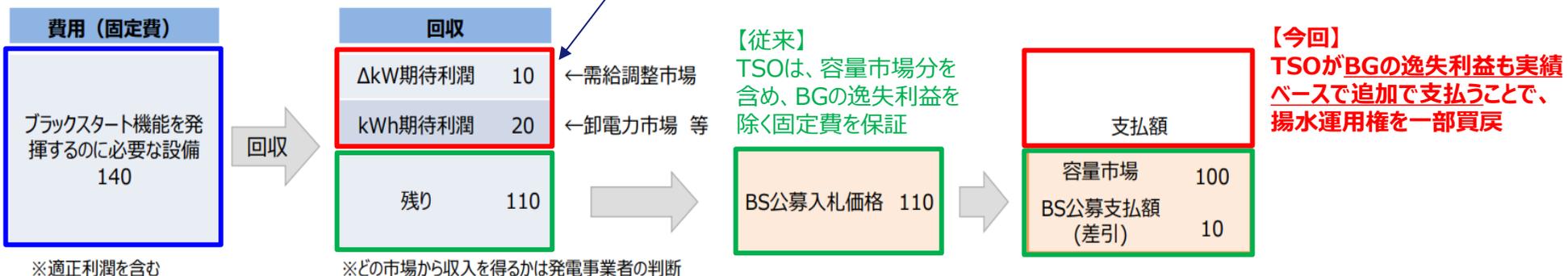
6. 揚水随契の枠組み① (BS揚水の費用構造)

- 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△kWの大幅な応札不足が継続し、調整力確保費用の増高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

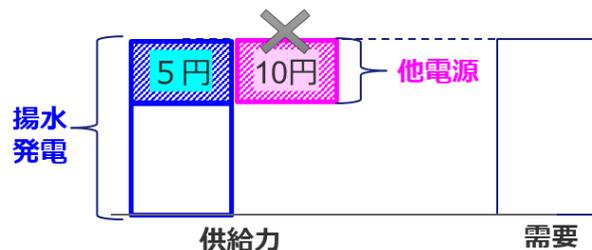


- BS機能契約を締結済の揚水発電所の「運用権」を有するBGに対し、合理的な支払範囲を協議。
- 当該発電所については、BG供給力として使用する計画断面も見込まれたことから、**全固定費に相当する「逸失利益」**に加え、「供給力減に伴う代替調達コスト」も負担することとした。
- 具体的には、揚水発電所が複数台の同型機で構成されている点に着目し、**BG号機の1台あたりの収益実績に応じて、TSO号機の対価を支払う実績精算（ミラー契約）**とすることで、BGの市場拋出インセンティブを高める工夫を凝らした。

【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）

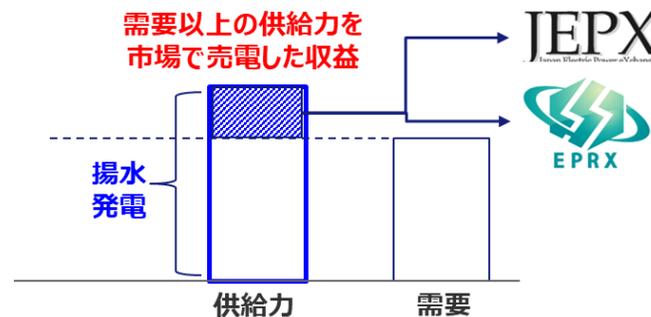
<パターン1：揚水のkWh運用益>

安価なポンプ原資活用による揚水機の運用益



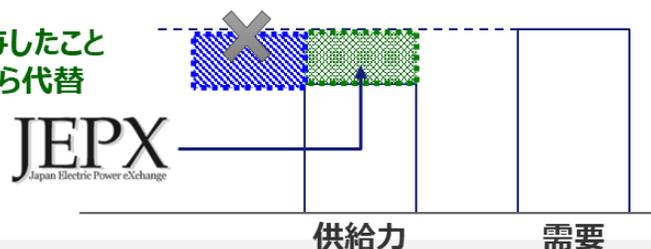
<パターン2：市場への売却益>

需要以上の供給力を市場で売電した収益



【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



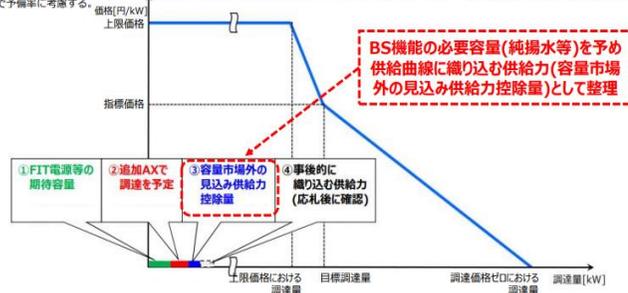
6. 揚水随契の枠組み③（水位管理）

- 発電所の水位管理は、運用主体であるBGが実施しており、BS機能分は通常使われない供給力であるが、国・広域機関・TSOで協議のうえ、需給ひっ迫時にその供給力を活用する枠組みとなっている。
- また、実運用においては、TSOは予備力確保や調整電源として活用するものの、BG指定水位に24時時点で合わせる必要があるため、多くのロスが生じていた。
- このため、今回の揚水随契においては、BS契約を締結済の2つの揚水発電所から1台ずつを貸与することとし、TSOが実水位管理を行う枠組みとした。

BS機能の必要容量(純揚水等)の供給力としての解釈

- BS機能の必要容量(純揚水等)は、容量市場において確保する供給力ではないと考えられる一方、(例えば予備率が3%を下回るなどの)需給ひっ迫を事前に予測できる場合には**活用可能な供給力**である。そのため、**需給検証や供給計画^{(*)1}において供給力として考慮することが合理的**ではないか。
- また、2024年度以降、BS機能に必要なkW・kWhはBS公募を通じて明確化されることから、**BS容量(純揚水等)は容量市場外の供給力として扱う^{(*)2}**こととしてはどうか。
- なお、需給ひっ迫を予測した場合、ブラックアウトのリスクも勘案のうえ、一般送配電事業者、電力広域的運営推進機関、資源エネルギー庁の三者が協議のうえ、BS機能の必要容量(純揚水等)を需給ひっ迫解消のために活用する^{(*)3}こととする。

*1: 予備率が3%を下回るような需給ひっ迫時に活用される供給力は、供給計画において厳密な対応分、稼働リスク対応分を含んだEUE評価により考慮される。
*2: メンテナンスについては2028年度実需給向け以降、追加アクションについては2025年度実需給向け以降に、約定処理において加算する供給力として考慮する。
*3: BS容量(純揚水等)を追加供給力対象として実施する判断の基準は引き続き検討を要する。また、実運用においては、BS容量(純揚水等)をこの程度供給力として扱うかを本協議で決定したうえで予備率に考慮する。



【2024年4月～揚水随契前】

(週間～GC前)



①BGが経済性で計画配分

(実運用)



②全機を調整電源として活用するため、kWh稼働にズレが生じる

(水位管理)



↑ ↓ **BGが実水位管理**
→③TSOは運用権がなく、24時時点で水位合わせするため、予備率確保後の上げ下ろしによるロスが発生

BGが管理するものの、国・広域機関・TSOの三者で協議

【揚水随契運用イメージ】

(週間～GC前)



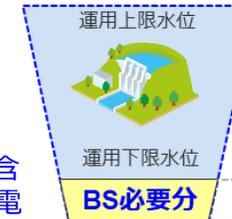
①BGがTSO貸与機を除き、経済性で計画配分

(実運用)



②TSO貸与機も含め、全機を調整電源として活用

(水位管理)



↑ ↓ **TSOが実水位を管理**
→③TSOが運用権を持つことで、24時水位合わせを緩和
※BGの翌日計画に配慮しつつ、水位精算は年度末に実施

火力を含む全体バランスで最適な運用を実現

6. 揚水随契の枠組み④（調整力kWh単価の設定）

- 揚水発電所の調整力kWh単価については、ポンプ原資にロス分、諸経費ならびにマージンを加味して設定されるが、**発電所毎に1つの精算単価(V1/V2)**しか設定できない。
- また、**2024年4月からは**、ガイドライン見直しにより、**kWhマージンが変更（10%）**されている。
- 今回の揚水随契では、**TSO単価がBG単価に比べ安値傾向**であることを踏まえ、**TSO単価をベースに運用**したうえで、調整力の**発動kWhのうち、コマ毎にTSO貸与分を先取りし、それを上回るkWhをBG号機分として、マージン分を含め精算**する枠組みとした。

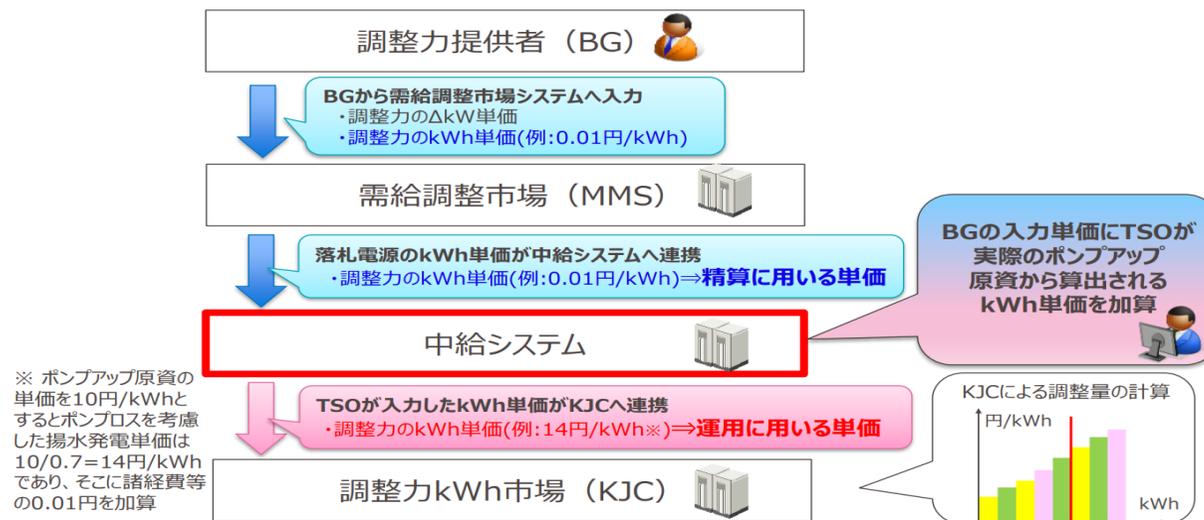
（参考）過去の揚水kWh単価の設定（2/2）

9

- 揚水TSO運用の場合、池水位（燃料）の確保（管理）主体が異なることから、BGは揚水発電の調整力の精算単価（V1/V2）として諸経費等のみ（数銭/kWh）を需給調整市場システム（MMS）へ入力する。
- 一方、ポンプアップ原資はTSOのみ把握していること、ならびに揚水発電のV1単価が安値（諸経費等のみ）のままでは、KJCにより頻繁に指令され、池水位が枯渇することから、運用単価についてはTSOが入力する運用としている。

【今回の揚水随契】

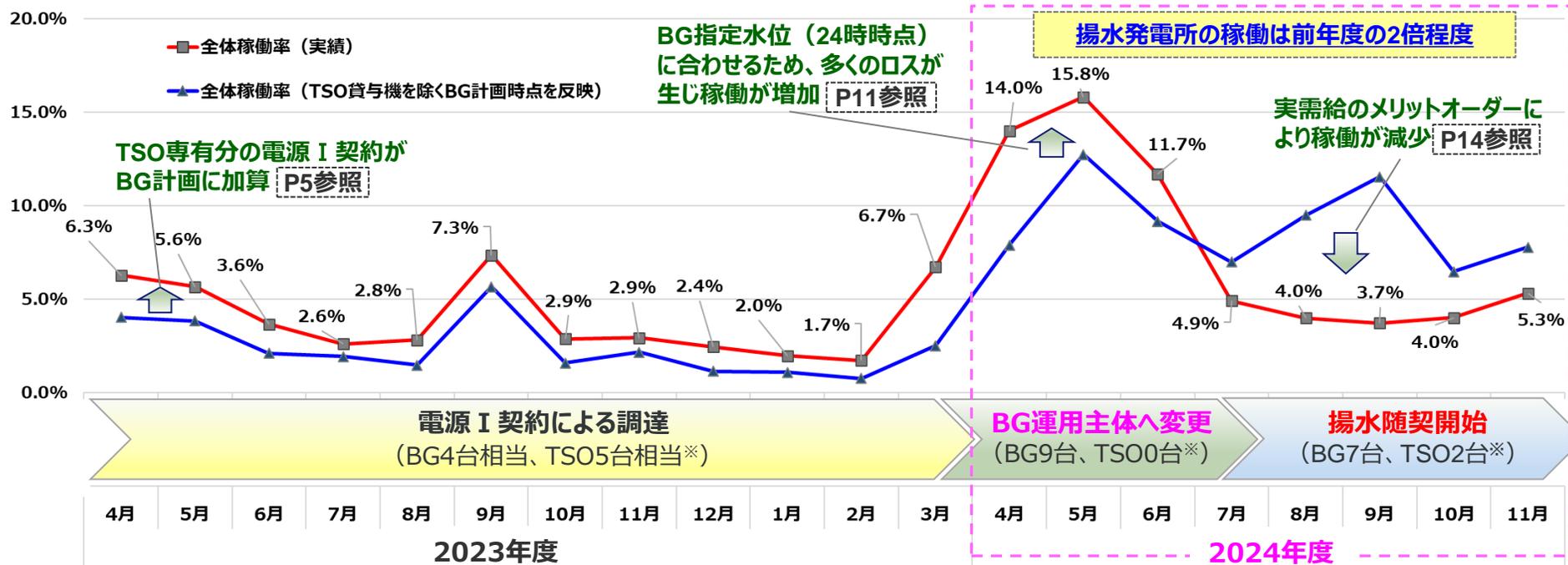
- ①BGがマージンを含め単価設定
例：20+2=22円/kWh
- ②TSOがポンプ原資を踏まえ単価設定
例：14円/kWh
- ③揚水発電所で発動した調整力kWhのうち、コマ毎にTSO貸与容量分を先取りし、その残りをBG単価で精算
例：発動量300MWh/hの場合
(TSO貸与分250MWh/h)
300-250(TSO単価)=50MWh(BG単価)



7. 揚水随契の実績について①（発電所の稼働率）

- 2024年度稼働率については、電源 I 契約によりTSOが過半の揚水機を専有していた**2023年度と比較し、概ね2倍程度**に上昇している。
- また、揚水随契以降（7/20～）との比較ではBG計画に対し、稼働率が減少しているが、**実需給のメリットオーダーで、揚水単価>インバランス単価（主に火力）**となり、**運転機会が減少**したことが理由。
- **揚水随契による一部貸与後も発電所の全体稼働率は、前年度比で向上**しており、**kWh市場と共存しつつ、効率的に△kWも確保できている**ものと考えられる。

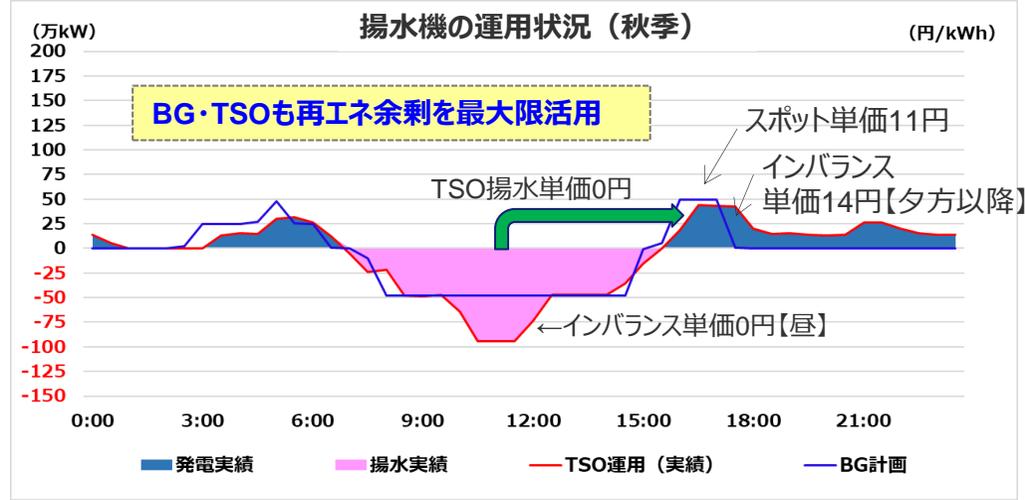
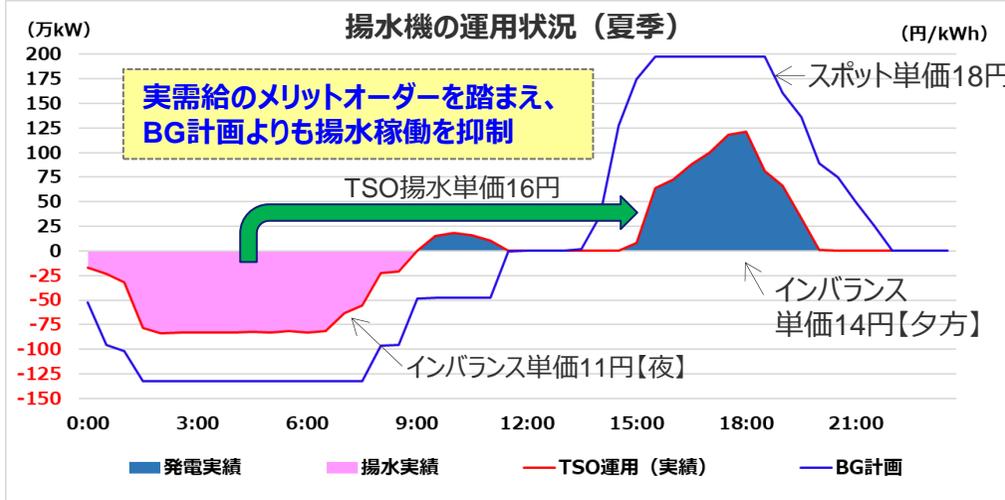
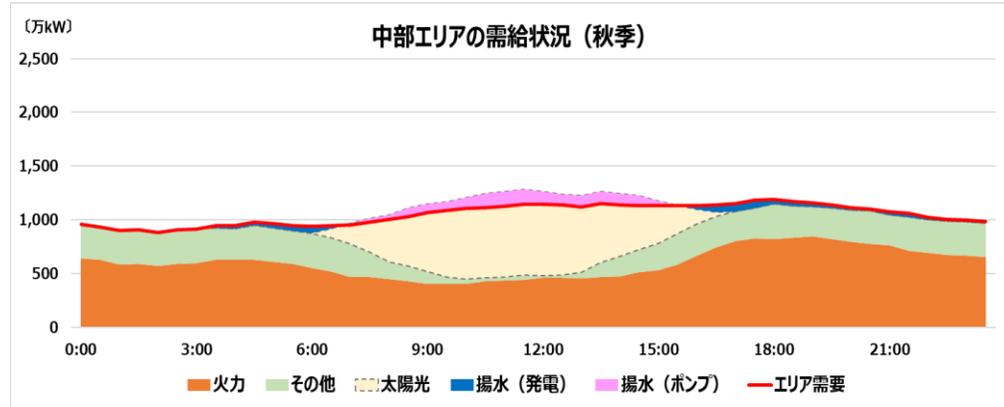
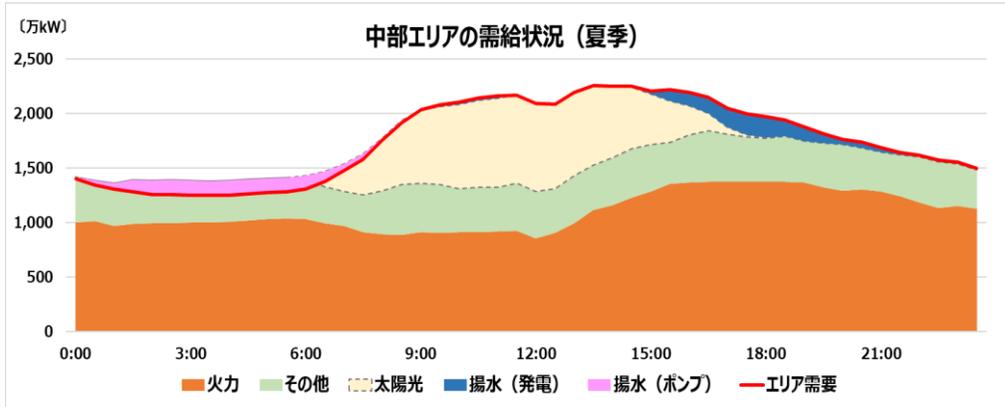
揚水随意契約における発電所の状況（発電分）



※ TSOへの事前貸与機を表す

7. 揚水随契の実績について②（日断面の需給バランス）

- **夏季（7～9月）** の実需給断面では、**揚水単価 > インバランス単価**となることが多く**BG計画と比較するとメリットオーダー上揚水機の稼働が抑制される傾向**にあった。
- **秋季（10,11月）** では、**軽負荷期の特徴**である**再エネ余剰を原資としたkWh差替で稼働する断面**も見られた。



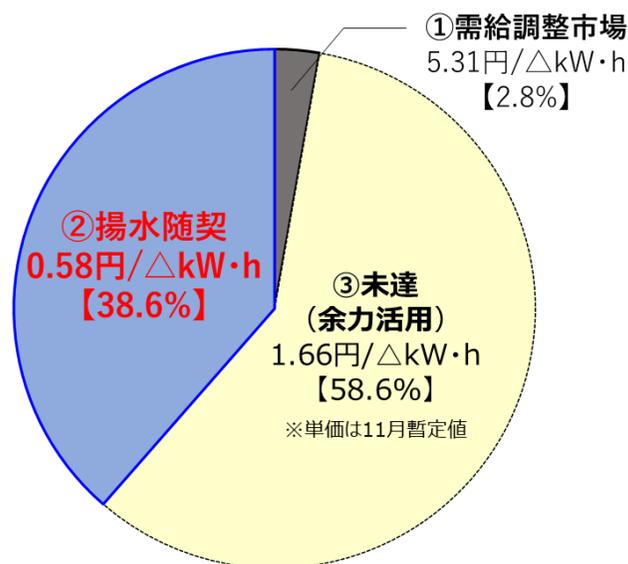
7. 揚水随契の実績について③（全体での調整力確保比較）

- 中部エリアにおいては、需給調整市場からの調達の一部に留まっており、揚水随契と余力活用契約を組み合わせる形で△kW必要量を実需給までに確保している。
- 本契約を開始した7/20から11/30における実績は、複合募集量に対する揚水随契の割合が**38.6%***となり、その**単価は0.58円/△kW・h**となった。

※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の支払額を△kW量で除算。

- また、当該期間の総合的な調整力確保費用（△kW単価）は**1.87円/△kW・h**となり、**需給調整市場を含め、RC承認単価(2.25円/△kW・h)を下回る水準**であることから、**全体として効率的に調整力を確保することができた**ものと考えられる。

【当該期間中の調整力確保状況】



		7月 ^{※1}	8月	9月	10月	11月	累計
量	揚水随契 (複合募集量に 対する割合)	25.8%	49.5%	33.1%	31.1%	45.8%	38.6%
	②揚水随契 ^{※2}	0.38	0.38	1.14	0.75	0.34	0.58
単価 (円/△kW・h)	③余力活用 ^{※3}	1.68	2.18	1.59	1.59	1.28	1.66
	①需給調整市場	6.69	3.65	3.75	7.37	5.40	5.31
	総合	1.81	2.35	1.83	1.99	1.40	1.87

※1：7月のうち、貸与開始以降となる7/20～7/31が対象

※2：貸与機の託送費用、再エネ発電促進賦課金（サーチャージ）を含む

※3：自然体余力、追加起動、電源持替で発生した余力量を基に算定

■ 今回の試行運用においては、広域機関の整理に基づき、**揚水随契の契約容量（約61万kW）を一律控除し、7/20以降の市場募集量を6～7割程度に圧縮している。**

案1：揚水公募量を市場の募集量から一律控除

25

- 案1の場合、定期点検中や供出不可時間帯については、揚水による調整力供出は物理的にできず、「TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完」といった特徴や、逆に「揚水の調整力供出可能量を活用しきれない断面が生じる」といった課題がある。
- 特に、余力活用による追加起動等は、長期的に望ましい姿からは乖離している（可能な限り、余力活用比率を下げるのが望ましい）ものの、応札不足が常態化している現状においては、余力活用に頼るのは実質的に同じ状態であることから、応札不足が続く足元においては、取り得る案とも考えられるか。

【揚水発電機の調整力供出可能量】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	0	0	0	10	10	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0	0	0	0
LFC	0	0	0	20	20	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	20	20	20	0	0	0	0	0	0
EDC	200	200	100	50	50	100	100	50	50	50	200	200	200	200	200	50	50	50	0	0	0	0	0	0

【案1:揚水を複合リソース（発電リソースのみ）と見做し、公募量を募集量から一律控除】

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
LFC	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
EDC	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

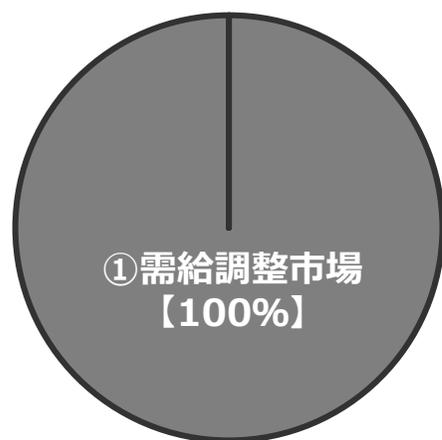
 : TSOによる代替確保（余力活用による火力追加起動等）で補完
 : 揚水の調整力供出可能量を活用しきれない断面

8. 調整力調達ポートフォリオの効率的な構築について（当社の考え）

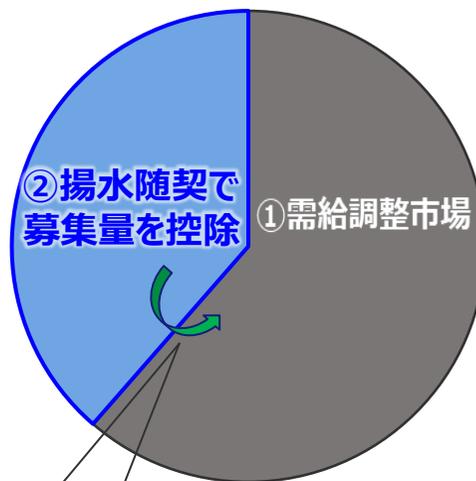


- ①需給調整市場は、広域的に Δ kWを成分別で確実に調達できる仕組みである反面、応札段階（特に週間）ではkWhを含む発電機態勢が確定できず、リスクを織り込んだ割高な単価・応札量となりやすい。
- ③余力活用契約は、 Δ kWや予備率の不足時には、火力の追加並列等を用いて必要量を確保する枠組であり安価な場合もあるものの、GC後の権利であり、単体では最適な調達方法とは必ずしも言えない。
- ➡ ②揚水随契は、即応性に優れた特性を活かし、実需給を見据えた最適な運転モードを選択することができ、①需給調整市場や③余力活用でカバーできない領域を補完することで、事前確保（年間・週間・前日）～実需給（GC）の一連の流れにおいて、全体の調整力調達ポートフォリオを効率的に構築することができる。

【RC承認時の前提】

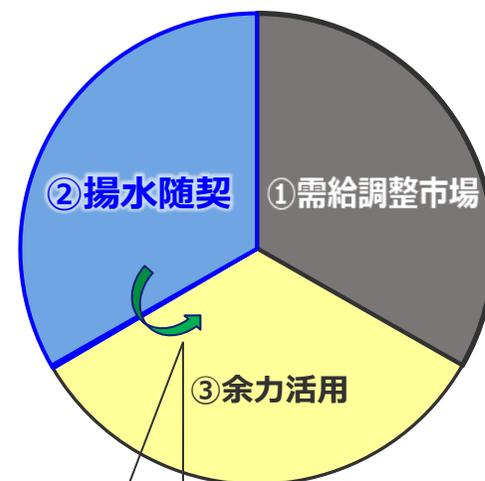


【週間取引での揚水随契の役割】



揚水随契の事前確保により市場募集量を合理的に削減し、約定を効率化

【実需給での揚水随契の役割】



揚水随契により火力の追加並列を減らすことで全体バランスを効率化

- **揚水発電所については、**起動停止の容易さや高い負荷追従性を持つ「調整電源」としても大きな役割を担ってきたが、近年は、太陽光増加に伴う**スポット市場での値差収益**や**BS機能**なども注目されているリソースである。
- 当社は、揚水発電所の「**BS機能の契約構造**」に着目し、**TSOが一部発電機の運用権ならびに水位管理を行う対価**として、BGに対し、同一発電所の残りの発電機が生み出した**1台あたりの逸失利益および代替調達コストを支払う契約形態（ミラー契約）**とした点に工夫を凝らした。
- 具体的には、**BG側は、貸与後も全台相当の市場拋出インセンティブが維持**できる一方、**TSO側では、余力活用原資となる火力機の運転態勢を睨みつつ、実需給で最適な運転モードを選択**することで、**揚水発電所の調整力機能を最大限活用**することができる。
- その結果、中部エリアにおいては、大幅未達となっていた**需給調整市場を補完**しつつ、主に火力機を原資とする「**余力活用契約**」と親和性が高い「**揚水随契**」を組み合わせることで、「**調整力調達ポートフォリオを試行的に構築**」し、約4か月の期間ではあるものの、**総合的な調整力確保費用をRC承認単価以下に抑制**できた。
- 今後の課題として、**揚水発電所のBS機能分の固定費**については、4年前に実施される**容量市場の価格変動リスク**をTSOが実質的に負っている構図であり、**揚水随契等を介して、TSOが調整力にも有効活用**できれば**社会コスト低減**にも繋がることから、**複数年契約や運用権のあり方**などを含め、「**揚水発電所の最適活用に向けた検討**」を深めてまいりたい。



中部電力パワーグリッド