

調整力の調達等について

第10回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

2025年6月27日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

1. 中部エリアにおける揚水随意契約の事後確認結果について

2. 関西エリア及び北海道エリアにおける揚水随意契約について

3. 関西エリアにおける系統安定対策機能調達について

中部エリアにおける揚水随意契約の事後確認について

- 第98回制度設計専門会合（2024年6月）にて、中部電力パワーグリッドより、需給調整市場の週間商品の未達実績が2024年度ベースで8割を超えている状況を受けて、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水発電機の ΔkW を随意契約で調達したいとの相談に対し、監視等委員会事務局で内容の確認を行い、これを認めることとした。
- 今般、中部電力パワーグリッドより、2024年度揚水随意契約の運用実績※及び提供事業者との精算額にかかる報告があったため、その内容について確認を行った。

（※）中部エリアにおける揚水随意契約の期間は2024年7月20日～2025年3月31日

第98回制度設計専門会合
資料5（2024年6月）

第98回制度設計専門会合
資料5（2024年6月）

3-1. 中部エリアにおける ΔkW 調達について

- 一般送配電事業者から、ブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意調達したい旨相談があったことから、内容について確認した。

（中部電力パワーグリッドからの相談）

- 中部エリアにおいては、需給調整市場からの週間商品の未達実績(2024年度実績)が8割を超えており、緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水機の ΔkW を随意契約で調達し、経済性を踏まえつつ ΔkW を確保したい。
- 今般、ブラックスタート機能契約の発電所を随意契約の候補とした理由は、各発電所がBG間の相対契約により年間で計画を立てる電源が大半である中で、年度途中で新たに契約交渉が可能となる電源は既にTSOと固定費負担に関する契約関係にあるブラックスタート機能契約機であると考えたため。
- 具体的には、TSOが使用权を有し、実需給の運転態勢を見据えた運転を行うことで、電源Iと同じく、揚水機スベック（GF・LFC・EDCおよびポンプ）を踏まえた ΔkW 最大化による費用低減が図れると考えたため。

検討中の契約内容は以下のとおり。

- 契約期間：契約時～2025年3月
- 契約額：TSOへの揚水機貸与に伴い発生する、JEPX市場の取引を基準としたBGの逸失利益および供給力減に伴うBGの代替調達コスト等の実績に対し、事後精算する。
- 契約容量：約50万～60万kW。BGが確保すべき供給力を鑑みて、電源Iの確保量の3～4割程度と限定的であり、中部エリアの市場募集量には到達しない見込み。
（注）需給調整市場募集量から、濁水などの制約も考慮した容量を控除することを検討しているところ。当面は、週間商品必要量から控除を優先に考えているが、状況によっては前日商品必要量からの控除も選択肢。
- その他：ポンプアップ原資は、エリア内調整力にて確保することを検討。なお、電源Iと同じく1ユニット単位で契約する事を検討しているため、V1・V2単価は、TSOによるポンプアップ原資をもとに算定される。2024年度は、当該契約による確保量を考慮しても ΔkW 希望量を下回ることから、随意契約を希望する複合リソースを有する揚水機がある場合は、協議を行いたい所存。
- また、年度後半の需給調整市場の応札状況にもよるが、2025年度においては公募調達による枠組みが整備された場合には、 ΔkW 必要量の一部を確保することを検討したい。

3-2. 事務局の評価

- 需給調整市場設立時の考え方に立てば、 ΔkW は需給調整市場を通して調達することが望ましく、また、需給調整市場での調達が困難である場合においては「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」を参照し、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募により行うことが望ましいと考えられるところ。
 - 今回の相談案件について、電源等の参加機会の公平性及びコストの適切性の観点から確認を行った結果、及び、需給調整市場での ΔkW の未達率が他エリアと比べて著しく大きい当該エリアが、随意契約によって ΔkW の一部を確保しエリアの安定供給を確保する行為が、合理的でない行為とは言い切れないことから、随意契約による ΔkW の調達を認めることとしてはどうか。
 - その際には、コストの透明性を担保する観点から、契約当事者に対して、相対交渉においてBS機能提供事業者の提示額の適切性を確認した上で契約を行うことを求めるとともに、監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行うこととした。
 - なお、随意契約で調達した ΔkW 量については、需給調整市場の募集量から控除することが考えられるところ。具体的な控除方法については、資源エネルギー庁や広域機関との協議を行い決定されることが望ましいと考える。
- （電源等の参加機会の公平性）
- 以下の説明があったことから、随意契約を行ったとしても電源等の参加機会の公平性は、一定程度保たれているものと考えられる。
 - 中部エリアでは、週間商品の未達率が約80%であること、今回随意契約で契約する ΔkW は電源I確保量の3～4割程度であり、市場募集量に到達しない。
 - ブラックスタート機能電源以外で随意契約の相手方となりえる揚水機との契約を妨げていない。
- （コストの適切性）
- 以下の説明があったことから、コストの適切性は保たれているものと考えられる。
 - 多様な機能を有する揚水機は需給調整の様々な断面に用いられるが、TSOが運用権を有し実需給に引き付けられることができれば、機会ロスが少なく、需給調整商品ごとに市場調達することと比べて費用低減効果が高いことから、揚水機を随意契約対象とした。
 - 契約額について、仮に需給調整市場に応札した場合に ΔkW として計上されるであろう逸失利益をもとに算定されている。

揚水随意契約の運用実績

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提供事業者が発生する、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、提供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

運用実績

稼働状況：揚水随意契約以降の揚水発電所の稼働実績は、電源Ⅰにより一般送配電事業者が過半を占有していた2023年度と比較し、上昇した。また、広域予備率低下に伴う提供事業者の供給力不足により、残暑が厳しかった時期を中心に「貸与不可」が度々発生した（当該期間については、事後精算から除く補正を実施）。

支払実績：**揚水随契の調達単価（0.57円/ΔkW・h）※1**は、2024年度（2024年4月～2025年3月）の中部エリアの**週間市場調達単価（5.76円/ΔkW・h）※2**よりも安価となった。また、2024年度（2024年4月～2025年3月）の中部エリアの市場・余力活用を含めた**総合的な需給調整費用（1.81円/ΔkW・h）**は、**レベニューキャップ申請単価（2.25円/ΔkW・h）**を下回る結果となった※3。

なお、中部エリアにおける揚水随意契約は、ブラックスタート機能契約のある揚水発電機を対象に調達。ブラックスタート機能契約のある揚水発電機は、既に一般送配電事業者が相応の固定費を負担しているため、今回の揚水随意契約では固定費の負担が発生しない。加えて、一般送配電事業者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、提供事業者に対し、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）とすることで、より低い調達単価に繋がったと考えられる。

（※1）揚水随契の調達単価は、提供事業者への支払額をΔkWで除して算出。

（※2）2024年4月の前日追加調達分を含めて算定。

（※3）レベニューキャップは複合商品ベースで申請していたため、実績も週間複合商品の単価で確認。

揚水随意契約における提供事業者との事後精算

事後精算の考え方

- 中部電力パワーグリッドに対し、事後精算項目及び諸元データの提出を求め、事後精算の考え方及び算定方法について確認を行った。
- 事後精算は、**第98回制度設計専門会合において認められた契約額の考え方**に沿って**実施**され、契約時に想定していなかった事象については、事後精算で適切に補正されていることを確認した。

事後精算の考え方

- 事後精算は、第98回制度設計専門会合において認められた契約額の考え方に基づき、一般送配電事業者への揚水機貸与に伴い提供事業者に発生する、**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**をもとに実施。
- 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、**提供事業者が運用する他の揚水発電機ユニットの収益実績をもとに、随意契約対象ユニットの精算額を算定**した。
- なお、契約時は想定していなかった、以下の事象については、事後精算時に適切に補正されていることを確認した。

事象	内容
容量市場リクワイアメント対応に伴う水位調整によるマイナス収益日の補正	通常、揚水運用ではスポット市場価格が安価（または相対契約電源の受電単価が安価）な時間帯でポンプアップを行い、スポット市場価格が高価な時間帯で売入札（またはBG供給力として活用）を行う。 しかし、容量市場リクワイアメントでは、広域予備率が8%未満となることが見込まれる場合に、当該コマを中心に運転継続時間分の市場応札が求められるため、当該リクワイアメント対応が発生する場合、BGは本来の経済性に基づく揚水運用ができない。さらに、代替調達を伴う需給ひっ迫翌日の揚水発電計画の取り止めや、卸電力市場が高価格な時間帯でポンプアップを行う必要も生じることから、揚水発電単価の上昇により、結果としてマイナス収益日が発生。 他方、貸与機については、貸与時点でBGが発電に必要なkWhを用意した状態で貸与されており、既にBGとしては容量市場のリクワイアメントを達成した状態となっていることから、貸与機にはリクワイアメント対応による損失が発生しないと考えられるため、当該事象における損失は補正して事後精算を実施。
貸与不可が発生した日の補正	広域予備率低下に伴う提供事業者の供給力不足により、残暑が厳しかった時期を中心に「貸与不可」が度々発生。当該期間については、事後精算から除く補正を実施。

(参考) 精算スキーム

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)

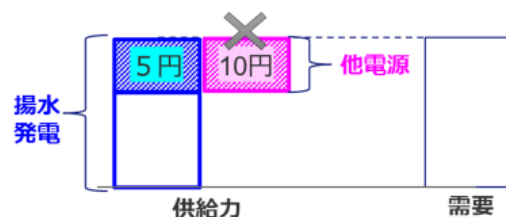


- BS機能契約を締結済の揚水発電所の「運用権」を有するBGに対し、合理的な支払範囲を協議。
- 当該発電所については、BG供給力として使用する計画断面も見込まれたことから、**全固定費に相当する「逸失利益」**に加え、「供給力減に伴う代替調達コスト」も負担することとした。
- 具体的には、**揚水発電所が複数台の同型機で構成されている点に着目し、BG号機の1台あたりの収益実績に応じて、TSO号機の対価を支払う実績精算（ミラー契約）**とすることで、BGの市場抛出入センティブを高める工夫を凝らした。

【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)

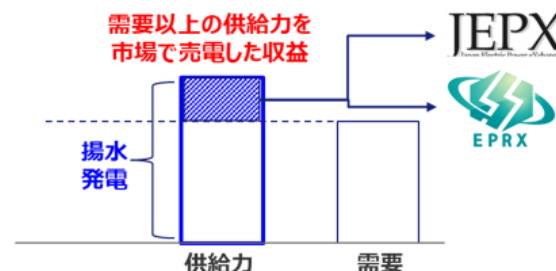
<パターン1：揚水のkWh運用益>

安価なポンプ原資活用による揚水機の運用益



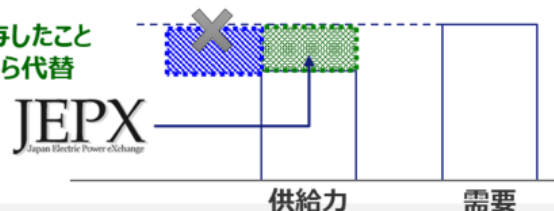
<パターン2：市場への売却益>

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



揚水随意契約における提供事業者との事後精算

事後精算の算定方法

- 中部電力パワーグリッドに対し、事後精算項目及び諸元データの提出を求め、事後精算の考え方及び算定方法について確認を行った。
- 事後精算は、**前頁の考え方に基づき実施**され、**その額の算定についても問題となる点は発見されなかった。**

事後精算の算定方法

前頁の考え方に基づき、以下の事後精算項目ごとに算定されていることを確認した。

<事後精算項目>

- ① kWh運用収益※1
- ② 需給調整市場収益（ Δ kW収益）
- ③ 供給力の減少に伴う代替調達コスト
- ④ 託送費用等（貸与機の託送費用、再エネ発電促進賦課金）
- ⑤ 貸与に伴う水位精算※2

（※1）卸市場や相対契約などの安価なポンプアップ原資をBGが自社の供給力として活用したことによる揚水機の運用益。

（※2）貸与に伴う水位精算は、「随意契約必要kWh追加ポンプアップ費用精算」及び「貸与中断時水買取費用」。

随意契約必要kWh追加ポンプアップ費用精算：揚水機は出力（kW）が貯水電力量（kWh）に制約されるため、上げ調整力（ Δ kW）として予約確保するためには、予め必要水量を上池にポンプアップする必要があることから、運用権の貸与にあたり、BG側で貸与日までに貸与機の属する発電所の上池に必要な水量をポンプアップし、当該ポンプアップに要したコストを事後精算。

貸与中断時水買取費用：貸与期間中、作業等により一時的に貸与を取止める場合、TSO側の負担により上池にポンプアップした貯水電力量をBG側が供給力として使用する際には、貸与最終日（連続する貸与期間の最終日）の翌需給対象日（＝BGが供給力活用する日）にスポット市場や相対供給力を用いて当該水量を汲み返した場合の想定必要費用にて、BGが上池の水を買い取ることとし、当該支払金額を「貸与中断時水買取分」として事後精算。

中部エリアにおける揚水随意契約の事後確認について

事後確認結果

- 今回、中部電力パワーグリッドより、2024年度を通した揚水随意契約の運用実績や提供事業者との精算額にかかる報告があったため、その内容について事後確認を行った。
- 2024年度（2024年4月～2025年3月）の中部エリアの総合的な需給調整費用（1.81円／ Δ kW・h）は、レベニューキャップ申請単価（2.25円／ Δ kW・h）を下回る結果となったことが確認できた。
- また、事後精算については、第98回制度設計専門会合において認められた契約額の考え方に沿って実施され、その額の算定についても問題となる点は発見されなかった。
- 2025年度は中部エリア以外においても揚水随意契約による運用が開始されているため、来年度以降も、引き続き、事後監視を行うこととしたい。

1. 中部エリアにおける揚水随意契約の事後確認結果について
- 2. 関西エリア及び北海道エリアにおける揚水随意契約について**
3. 関西エリアにおける系統安定対策機能調達について

関西エリア及び北海道エリアにおける揚水随意契約について

- 第3回及び第5回制度設計・監視専門会合（2024年11月、2025年1月）において、**中部エリアにおける揚水随意契約**に関し、一般送配電事業者による揚水発電の随契調達の意義等について御報告させていただき、次年度（2025年度）に向けた他の一般送配電事業者への横展開等についてご議論いただいたところ。
- また、第7回制度設計・監視専門会合（2025年3月）において、**2025年度の東北エリアにおける揚水随意契約**についてもご議論いただいた。
- 今回、**関西エリア及び北海道エリアの2025年度の揚水随意契約**に関して、関西電力送配電及び北海道電力ネットワークから、それぞれ相談があったため、内容について確認を行った。

(1) 関西エリアにおける揚水随意契約について

関西電力送配電からの相談内容 ①契約内容（案）

- ・ 関西電力送配電から相談があった契約内容（案）は以下のとおり。

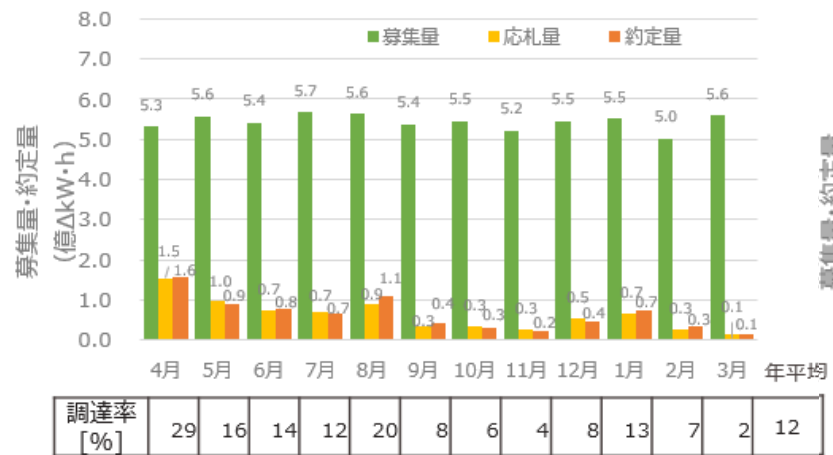
項目	内容
契約期間	契約時～2026年3月
契約容量	47万kW（2台分）
契約額	・ 契約対象発電機の固定費（容量市場収入を除く） ・ 運用に伴い、精算が必要な費用（ポンプロス託送料金等）の実績に対し、事後精算 ・ 全体としてレベニューキャップ申請単価を下回る単価で契約予定
揚水機の運用主体	TSO運用 （※発電事業者の供給力不足が懸念される場合は、発電事業者の申し出により一時的に運用権を返還。 返還している期間分は作業停止分と併せて料金の割り戻し対象）
需給調整市場の調達	発電所運用の制約なども考慮し、 週間商品の募集量から、随契により確保したΔkW分を商品毎に控除（複合商品基準で約5割程度）

(1) 関西エリアにおける揚水随意契約について

関西電力送配電からの相談内容 ②調整力確保の必要性

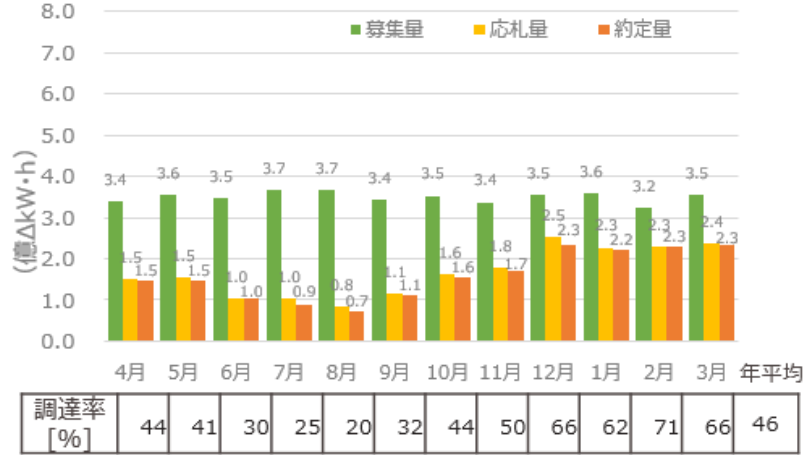
- ・ 関西エリアにおいては、一次調整力・二次調整力①の調達率が2024年度平均で1～5割以下と低水準にあり、調達未達分は余力活用電源の活用により確保している。
- ・ 週間商品（複合商品）の約定単価については、2024年度平均で5.94円/ΔkW・hとなっており、レベニューキャップ申請単価（3.24円/ΔkW・h）を上回る状況が継続。
- ・ また、揚水発電機は短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いことから、調整電源として非常に有用な電源であり、需給調整市場とは別の方法で一定期間予約確保することは、安定的な需給運用、すなわち周波数維持義務の観点や調整力の効率的な調達の観点から必要。

<取引実績【週間市場（一次調整力）】>



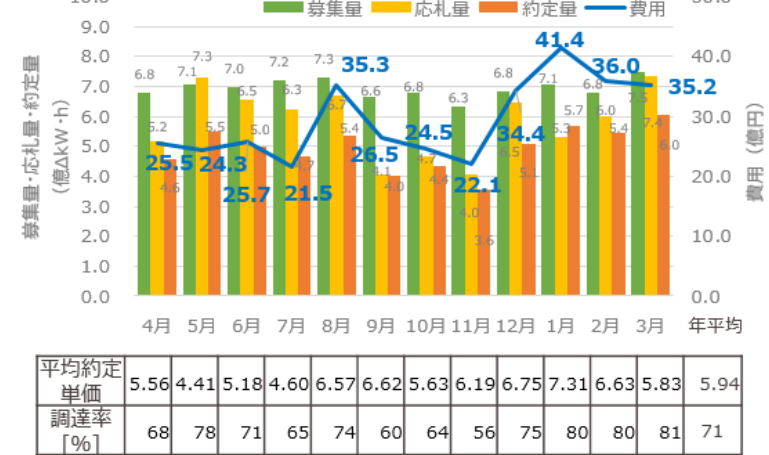
(出典) 関西電力送配電作成

<取引実績【週間市場（二次調整力①）】>



(出典) 関西電力送配電作成

<取引実績【週間市場（複合）】>



(出典) 関西電力送配電作成

(1) 関西エリアにおける揚水随意契約について

事務局評価

必要性について

- 揚水発電は、短時間での起動停止が容易であり、負荷追従性も高いため、需給調整に用いる電源（調整電源）として非常に有用な電源である。特に需給調整市場の商品区分における一次調整力、二次調整力①といった高速商品の利活用が期待されるが、今回、揚水随契の相談があった**関西エリアにおいては高速商品の調達率が低い状況が継続している**。
- 調達率の低い状況が継続する中、**一般送配電事業者が必要な調整力の一部として揚水発電機を需給調整市場とは別に随意契約で予約確保することは、安定的な需給運用の観点から一定の意義がある**と考えられる。

電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性について

- 他方、安易に随意契約を行うことは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくないため、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達の考え方」に基づいた対応が求められるところ。
- この点、**関西エリアにおいては、高速商品の調達率が1～5割以下であることに加え、随意契約で調達する量（47万kW）は、複合商品基準で全体の募集量の約5割程度であり、市場募集量に達しないことから、電源等の参加機会は一定程度保たれている**と考えられる。
- また、**随意契約する揚水発電機の Δ kW価格は全体としてレベニューキャップ申請単価（3.24円/ Δ kW・h）以下で契約予定であることから、コストの適切性についても一定程度保たれる**と考えられる。
- 以上を踏まえ、**関西エリアの揚水随意契約については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから認めることとしたい**。なお、コストの適切性・透明性を確保する観点からは、引き続き、監視等委員会事務局において、契約価格および相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行い、本会合で報告することとしたい。

(2) 北海道エリアにおける揚水随意契約について

北海道電力ネットワークからの相談内容 ①契約内容（案）

- 北海道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。

項目	内容
契約期間	契約時～2026年3月
契約容量	34万kW（定格出力20万kW×2台の85%（*1））
契約額	- 契約対象発電機の固定費（容量市場収入等を除く） - 全体としてレベニューキャップ申請単価（4.63円/ΔkW・h）を下回る単価で契約予定
揚水機の運用主体	TSO運用 （池容量についてはBGとTSOで分割して計画・管理）
需給調整市場の調達	発電所運用の制約や市場参加機会の確保なども考慮し、週間商品の募集量から、随契により確保したΔkW分（一台分の定格出力20万kW分）を商品毎に控除

（*1） ①市場参加機会の確保
②昼間帯での経済的な上げ調整力のみで揚水が可能となる経済効率性の二点を踏まえ、一台分の定格出力20万kWの調整力を継続的に利用可能な水準として設定

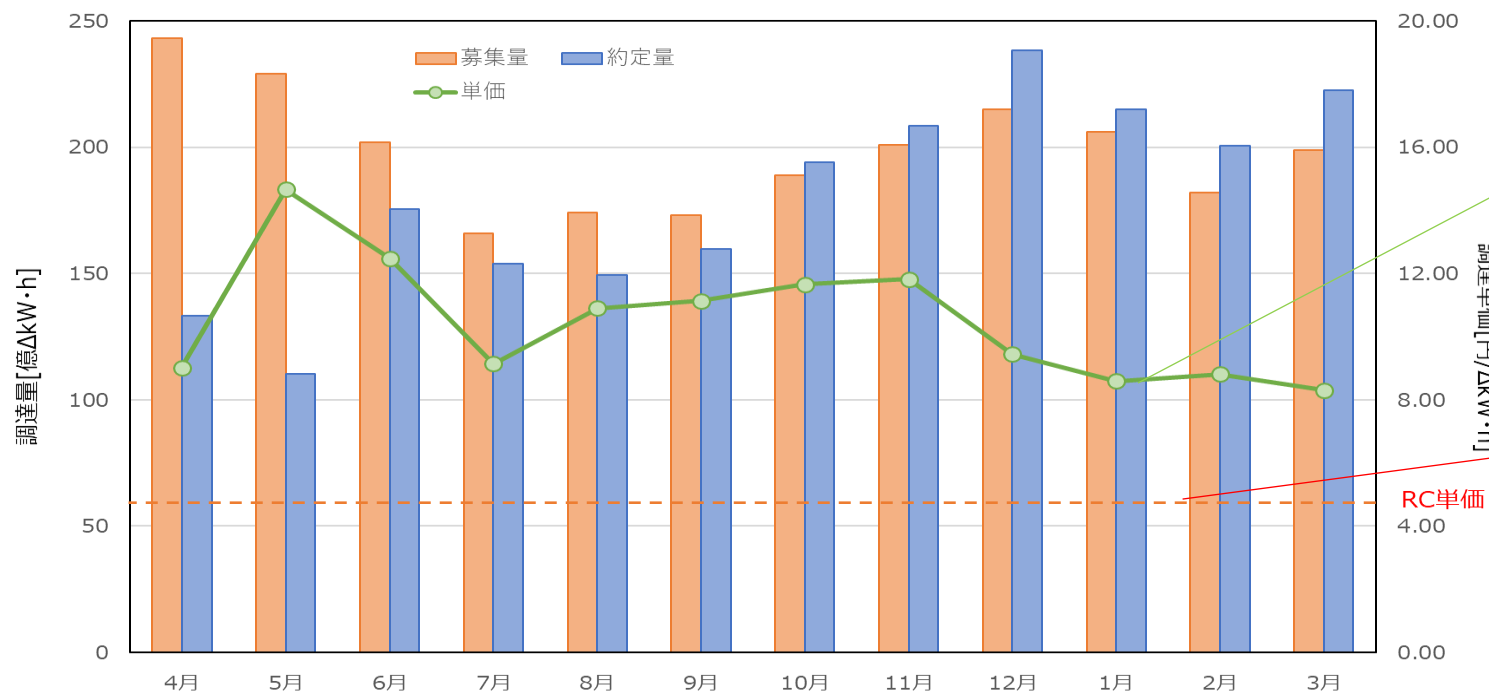
(2) 北海道エリアにおける揚水随意契約について

北海道電力ネットワークからの相談内容 ②調整力確保の必要性

- 北海道エリアにおいては、需給調整市場の高値約定等により、**2024年度の市場での平均約定単価が10.5円/ΔkW・h**となっており、**レベニューキャップ（RC）申請単価（4.63円/ΔkW・h）を大幅に上回っている状況にある。**

（出所）北海道電力ネットワーク作成

【北海道エリアにおける需給調整市場での一次～三次①調達状況（2024年度）】



平均約定単価 10.5円/ΔkW・h

RC単価 4.63円/ΔkW・h

平均単価：10.50
[円/ΔkW・h] > RC単価：4.63
[円/ΔkW・h]

(2) 北海道エリアにおける揚水随意契約について

事務局評価

必要性について

- 北海道エリアは、現状、需給調整市場において一次調整力及び二次調整力①の調達率が全国で唯一高いエリアである。この理由は、同エリアの揚水発電の調整力提供事業者が、揚水発電分の調整力を週間市場に積極的に応札していることによるものである。
- 上記について、当該調整力提供事業者にヒアリングしたところ、一般送配電事業者が地域間連系線を通じて他エリアから高速の調整力を調達することが困難であるため、北海道エリア内の高速商品の調整力需要を踏まえて入札を行っており、また、揚水発電について週間断面で需給予測を踏まえた水位管理やポンプアップコストを設定することには一定の不確実性やリスクが伴うため、こうした要素を合理的に価格に織り込んだ上で入札を行っている、との説明であった。
- 他エリアからの高速の調整力の調達が困難な北海道エリアにおいて、需給調整市場における調整力の調達が上記となっている現状を踏まえれば、同エリアの一般送配電事業者が、揚水の随意契約により高速な調整力を事前に確保しておくことは、今後の同エリアのより一層の安定供給に資すると考えられる。

電源等の参加機会の確保、コストの適切性・透明性について

- 随意契約で調達する量は、複合商品基準で全体の6～7割程度であり、市場募集量に達しないことから、電源等の参加機会は一定程度保たれていると考えられる（市場参加機会の確保の観点から、募集量からの控除分については一台分の定格出力20万kW分とする）。
- また、北海道エリアにおいては、2024年度の市場での平均約定単価が10.5円/ Δ kW・hと他エリアと比較しても高く、結果としてレベニューキャップ申請単価（4.63円/ Δ kW・h）を大きく上回っている状況。国民負担を抑制する観点からは、調整力の調達コストの効率化が強く求められるところ、今回の随意契約ではレベニューキャップ申請単価を下回る単価で契約予定であり、その効果が極めて大きい。
- 以上を踏まえ、北海道エリアの揚水随意契約については、必要性、コストの適切性・透明性の観点から有用であり、電源等の参加機会も一定程度保たれていると考えられることから認めることとしたい。なお、コストの適切性・透明性を確保する観点からは、引き続き、監視等委員会事務局において、契約価格および相対交渉の内容、事後精算の額等について厳正な事後監視を行い、本会合で報告することとしたい。

【参考】2024年度 週間取引（一次～三次①）の動き

第9回制度設計・監視専門会合 資料4
(2025年5月) 一部加工

(参考) 2024年度 週間取引（一次～三次①）の動き

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
平均約定単価※1 (円/ΔkW・h)	4月	9.02	2.32	2.30	6.52	1.32	5.56	2.96	3.92	15.16
	5月	14.66	2.76	4.86	6.28	0.84	4.42	4.24	3.06	11.32
	6月	12.48	4.60	3.72	4.40	1.26	5.18	3.40	2.84	9.14
	7月	9.14	3.58	3.38	2.92	3.08	4.60	3.88	2.40	11.18
	8月	10.90	4.98	4.60	3.66	4.50	6.56	7.46	3.54	10.36
	9月	11.14	5.34	4.46	3.74	4.40	6.62	5.38	2.34	8.96
	10月	11.66	6.04	7.94	7.38	2.96	5.62	3.62	2.46	9.66
	11月	11.82	5.82	5.72	5.40	1.94	6.20	3.06	2.20	7.28
	12月	9.44	6.60	3.30	4.36	1.34	6.74	3.66	1.68	3.72
	1月	8.60	6.42	2.66	2.74	2.40	7.30	3.70	2.10	3.72
	2月	8.82	6.40	3.28	2.56	2.64	6.62	4.62	1.94	2.74
	3月	8.30	5.94	5.04	5.58	3.30	5.84	4.94	1.96	3.64
	加重平均	10.30	5.32	4.16	5.30	2.52	5.94	4.30	2.56	7.82
	単純平均	10.50	5.07	4.27	4.63	2.50	5.94	4.24	2.54	8.07

(※1) 平均約定単価は、想定費用/約定量合計。

EPRXデータより事務局にて作成。

【参考】一般送配電事業者が行う調整力公募調達に係る考え方

(10) 必要量まで確保できなかった場合（電源Ⅰ）

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

イ) 募集期間を新たに設定して再募集

ロ) 不足量については短期契約の公募調度を別途実施

ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量(kW)、容量(kW)価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

■ 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ)又はロ)の対応をする。

■ 上記のハ)の方法で調達が行われた場合、ハ)の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

(出典) 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方 (令和3年4月15日)
<https://www.emsc.meti.go.jp/info/guideline/pdf/20210415.pdf>

1. 中部エリアにおける揚水随意契約の事後確認結果について
2. 関西エリア及び北海道エリアにおける揚水随意契約について
- 3. 関西エリアにおける系統安定対策機能調達について**

関西エリアにおける系統安定対策機能調達について

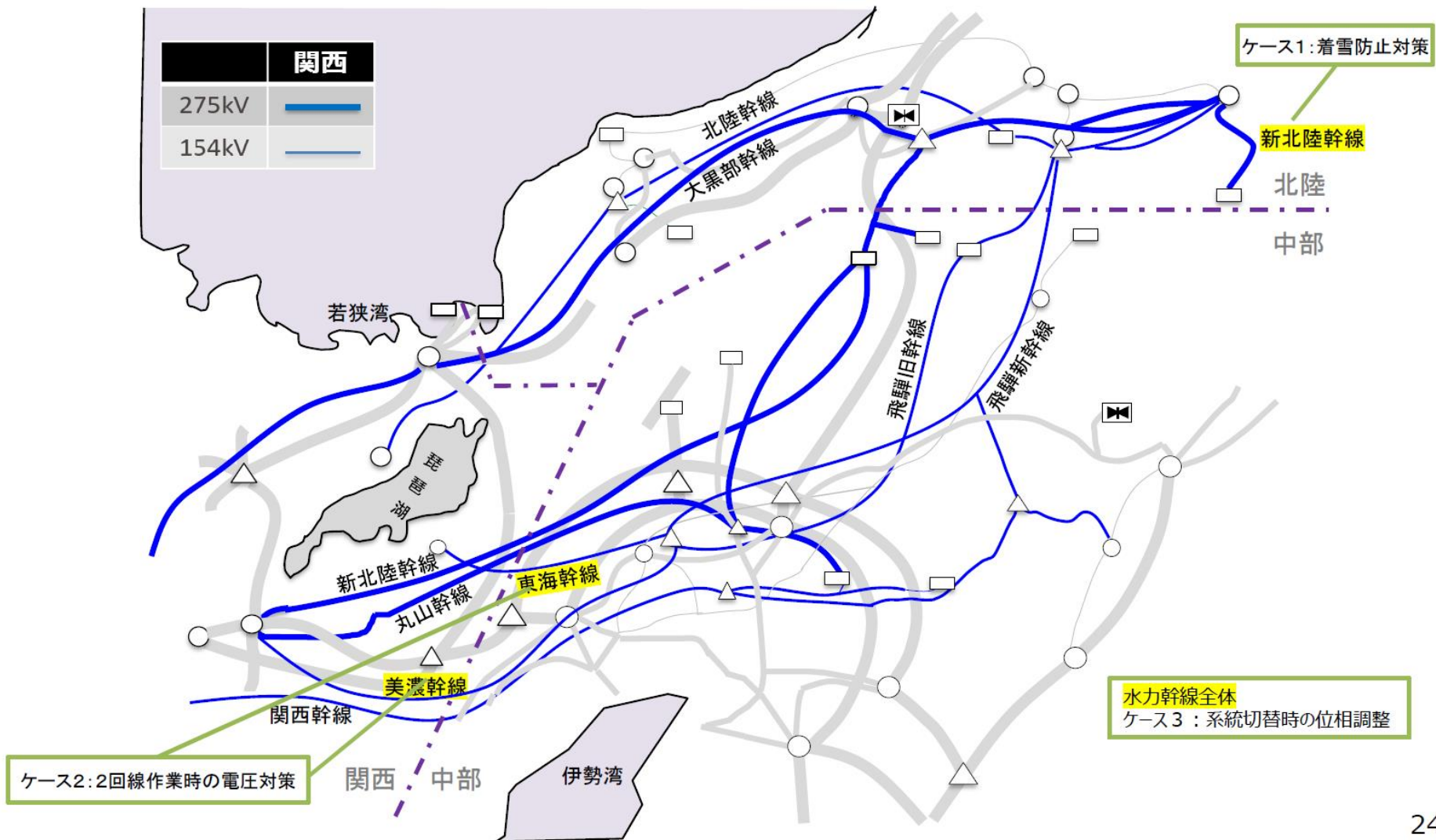
経緯及び契約内容の確認

- 第95回制度設計専門会合（2024年3月28日）において、関西送配電より、**関西エリアの水力幹線の系統安定対策のため、当該幹線に接続する電源に給電指令を行うための随意契約を締結することについて**相談があり、契約電源を必要最小限に限定することとした上で、随意契約を行うことについて認めることを整理した。
- 今回、関西送配電より、随意契約の締結に至った※との報告があり、その内容について確認を行った。

※第95回制度設計専門会合後から契約締結までに1年程度の時間を要しているが、関西送配電によると、精算方法、契約書の内容等で調整に時間を要したとのことであった。

(参考)関西エリア水力幹線の特徴

- 関西電力送配電の水力幹線は、中部・北陸エリアにある電源(全て非調整電源)を関西エリアまで送電する長距離送電系統であり、275kV送電線・154kV送電線で構成されている。
- 北陸エリアにある水力発電を関西エリアに送電するためのものであることから、水力幹線と呼ばれているが、昨今は、太陽光発電所なども接続されている。
- ただし、太陽光発電等が接続された現在においても、出力調整可能な電源は、水力発電に限られる。
- 他エリアと接続せずに長距離を送電する幹線であることから、事故時や作業時の系統切替や電圧調整が必要となる。



(参考) 関西送配電からの相談内容

第95回制度設計専門会合
資料6 (2024年3月)

3-1. 関西送配電からの相談内容

(相談内容)

- ▶ 関西エリアの水力幹線は、76件(※)の非調整電源の水力発電所及び太陽光発電所が接続している幹線。
※至近の連系予定を含む
- ▶ 当該幹線に接続する発電機については、2024年度の余力活用契約の対象電源がなかったところ。当該幹線において、発電機の増出力をとまう系統安定対策が必要となった場合に、現行の託送約款に基づく接続契約内容では増出力指令を行うことができない。

給電指令(出力増加)が必要なケース

No	ケース	詳細	頻度
1	新北陸幹線(山)の着雪防止対策	豪雪地帯であることから、雪による鉄塔倒壊を防止するため、融雪用に電流を系統設備により確保しているところ。系統設備の故障等により融雪できない場合に、発電機の出力増加により電流を確保したい。	緊急時対応のため、頻度は稀
2	東海幹線もしくは美濃幹線の2回線作業時の電圧対策	軽負荷期に作業する場合、系統の末端電圧が上昇傾向となることがある。基本的には系統対策により電圧調整が可能であるが、万一の電圧過昇の場合には発電機の出力増加を行いたい。	軽負荷時かつ想定を超える電圧過昇の場合のため、頻度は稀
3	系統切替時の位相調整	系統作業に伴う水力幹線の発電機の系統切替を行う場合、位相調整が必要となる。位相調整時は出力抑制を優先して行うが、万一の位相調整量不足の場合に発電機の出力増加を行いたい。	位相調整時は出力抑制を優先するため、出力増加に至るケースの頻度は低

25

第95回制度設計専門会合
資料6 (2024年3月)

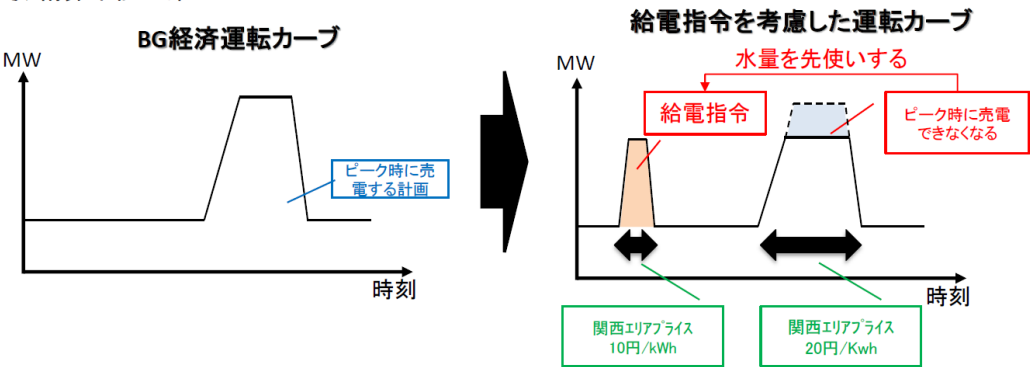
3-2. 対応案について

- 関西送配電は、前項の対応として以下を検討している。

(対応案)

- 系統安定対策として増出力指令を行う可能性がある発電所とあらかじめ契約を締結することとしたい。なお、当該契約においては、対象となる電源は、当該幹線に接続する水力発電所のうち、効果的な発電機を限定した上で随意契約で調達することとしたい。
- 給電指令(出力増加)を行う対象発電所は全て水力発電所であるため、ダム・貯水池の貯水量をTSO都合で使用することになる。具体的には、下図イメージのように、発電事業者がピーク立とする予定であった水量を先使いすることになる。
- そのため、BGの経済運転機会の逸失を考慮した精算とすることを検討。(下図イメージの場合は、給電指令時の関西エリアプライスとピーク立時間帯の関西エリアプライスの値差を精算単価とする)

(参考) 精算単価の案



26

(参考) 関西送配電からの相談内容に対する事務局の見解

3-3. 事務局の見解

第95回制度設計専門会合
資料6 (2024年3月)

- 2024年度からは需給調整市場が始まることから、調整電源の調達は需給調整市場で行われることが前提となる。
- また、需給調整市場で調達ができない系統安定機能の調達においては公募での調達が前提となると考えられ、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」によれば、電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、公募することが望ましいとされているところ。
- 今回の関西送配電からの相談については、系統安定対策として必要な契約であること、及び、系統安定に必要となる電源が立地場所から特定されていることから、参加機会の公平性に配慮することが不可であることから、随意契約を行うことはやむを得ないと考えられる。
- 一方で、今回の契約は、原則公募の考え方から外れることから、対象電源の選定等にあたっては、前項の関西送配電対応案においても「効果的な電源を限定」するとしているところ、系統安定対策として契約電源を必要最小限に限定することとした上で、随意契約とすることを認めることとしてはどうか。
- 運用については、コストの適切性及び透明性の観点から、随意契約の内容及び精算単価等について、厳正な事後監視を行うこととしたい。
- また、実際に増出力指令した際には報告を求め、指令の適切性及び精算単価の適切性について事後監視を行うこととしたい。

契約内容に対する事務局の確認結果①

契約電源について

- 今回、随意契約で確保する電源について、合理的な確保量であり必要最小限となっているかどうかを確認したところ、**合理的に対象箇所を選定し、実運用上も必要最小限にとどめるものとなっていることから、契約段階の確認としては問題ないと考えられる。**
- なお、費用精算は給電指令に伴い発生するものに限定され、固定費等の支払いは発生しない。このため、**実運用において必要最小限の指令となっていたかどうかは、契約期間終了後に事後確認を行う。**

No.	給電指令対象	契約電源の考え方	事務局評価
1	着雪防止対策において新愛本変電所のS h Rが故障等により使用不可となることによる発電機の運転指令を実施した場合	着雪が想定される主に深夜帯において、およそ数時間にわたって、新北陸幹線の区間（新愛本～黒四）に約5万kWの発電潮流を流すことが必要。そのため、 着雪防止対策の系統に物理的に潮流を流すことができる発電所かつ、数時間にわたって5万kWの発電量を確保しやすいダム式水力発電所を主に確保。	対象系統において、 物理的に潮流を流すことができる発電所（15か所）のうち、必要な発電量を確保しやすいダム式水力（11か所）を主に選定しており、合理的に確保されていると評価できる。
2	電圧過昇対策に伴う発電機の運転指令を実施した場合	東海幹線、美濃幹線の二回線作業時に、飛騨旧幹線、飛騨新幹線の電圧が上昇した場合に運転を指令。電圧対策では、発電機が最低出力でも運転していれば、潮流ロスによる電圧降下や発電機のAVR等により、電圧過昇対策が可能なため、 対策系統に物理的に連系可能な発電所を確保。	飛騨旧幹線、飛騨新幹線に物理的に連系可能な発電所（13か所）を全て確保するが、 実運用ではBG計画上、どの電源も停止している場合に指令が限定され、対象も電圧調整が必要な箇所のみ（1か所程度）とされ、必要最小限にとどまっていると評価できる。
3	系統切替に伴う位相調整で発電機出力の増発を実施した場合	負荷がなく発電機のみで構成される水力幹線では、発電機を系統切替する際の位相差は発電機の運転状態に依存。このため、位相差を規定値以内にするには、発電機出力調整を行うしか手段がない。水力幹線に接続するすべての発電所が位相差の調整に効果的だが、必要最小限に絞るため、 発電事業者が一般送配電事業者の出力調整に応じやすいダム式水力発電所を主に確保。	水力幹線に接続するすべての発電所（76か所）のうち、出力調整に応じやすいダム式水力発電所を主に確保（41か所）。 実運用では、系統切替を必要とする箇所において、1～2か所の指令を予定しており、必要最小限にとどまっていると評価できる。

契約内容に対する事務局の確認結果②

契約金額について

- 今回の契約では、費用精算は給電指令に伴い発生するものに限定され、固定費等の支払いは発生しない。
- 精算対象は、給電指令に伴い発生した増発電力量、抑制電力量、先使い電力量（＝増発電力量－抑制電力量）とし、各指令時間帯のエリアプライス※を乗じて、精算対象金額を計算し、以下の算式で精算を行う。

精算金額＝先使い電力量料金＋抑制電力量料金－増発電力量料金

先使い電力量料金＝先使い電力量×先使い対象時間帯エリアプライス

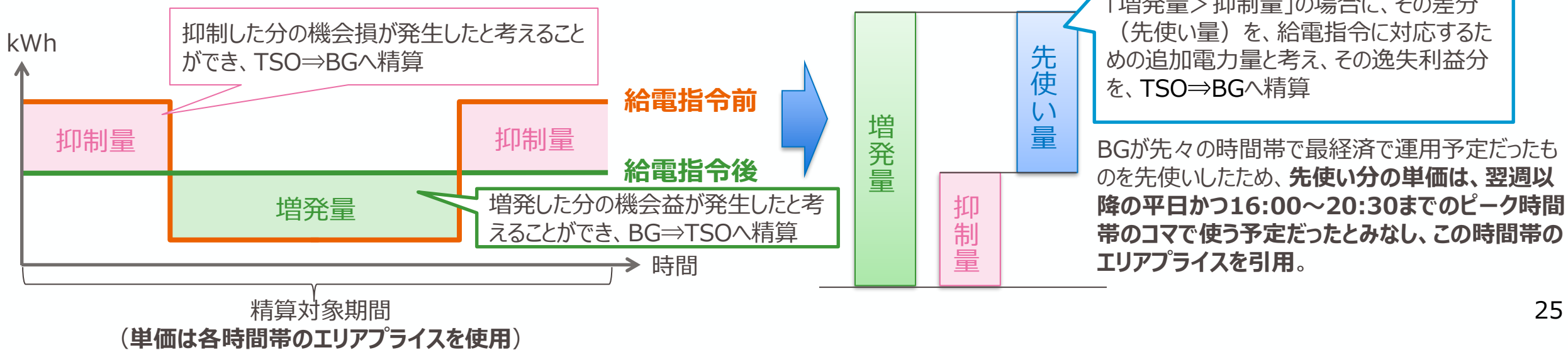
抑制電力量料金＝抑制電力量×抑制指令時間帯エリアプライス

増発電力量料金＝増発電力量×増発指令時間帯エリアプライス

第95回制度設計専門会合で整理した精算のイメージと基本的には整合しており、問題ないと考えられる。

※対策のBG計画への反映有無により、インバランス単価を使う場合がある。

精算対象電力量の算定イメージ



まとめ

事務局見解

- 関西送配電の契約内容は、第95回制度設計専門会合で整理した内容と齟齬はなく、特に問題となる点はなかった。
- 今後は、本契約期間終了後に運用結果の事後監視を行い、本会合で報告することとしたい。