経済産業省

資料７

調整力の調達・運用の改善等について

第96回　制度設計専門会合
事務局提出資料

２０２４年４月２６日（金）

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

１．再エネ出力抑制における運用について

２．潮流調整のための余力活用枠を超えた運用について

３．北海道エリアにおける電圧調整機能の調達について

本日の内容

- 第73回制度設計専門会合（2022年5月）において、一部の一般送配電事業者が実施していた、優先給電ルールに基づく非調整電源の出力抑制を実施する際に、当該エリアの**下げ調整力を広域需給調整システム（KJC）に登録しない運用**が議論となった。

- 当該一般送配電事業者は、**自エリアの下げ調整力をKJCに登録した場合に、自エリアの下げ調整力が広域運用に活用されてしまう可能性があり、そうした場合に系統の安定運用に影響を及ぼすおそれがある**ことから、そのような対応を実施していたもの。他方で、当該エリアにおけるインバランス量がゼロとなったときに、**KJCに下げ調整力が登録されていないことでインバランス料金が算定不能（※）となる事象**が生じたもの。
  ※現在はKJCにメリットオーダーリストが登録されていない場合は、0円/kWhで計算するロジックが導入されている。

- そこで、第73回制度設計専門会合（2022年5月）において、**下げ調整力はインバランス予測誤差や時間内変動に対応するために自エリアで確保すべき分を除き、広域運用のためにKJCに登録することがインバランス料金の算定だけでなく、調整力費用低減の観点からも望ましい対応**であるという整理がなされた。

- **今回、KJCへの下げ調整力の登録を行いつつ、下げ調整力が他エリアから活用されないようにする**ことで、再エネ出力抑制時における系統の安定運用への影響を回避するという方法について、一般送配電事業者から相談があったため、ご確認いただきたい。

（参考）これまでのKJCにおける受電回避対応の整理について

- KJCは実需給21分前時点のインバランス予測に基づき運用が行われるものであり、その後の実需給時点までのインバランス予測誤差や時間内変動は、自エリアの調整力で対応するため、下げ調整力を全てKJCに登録するのは需給運用上のリスクを抱えることとなる。このため、今回の九州送配電の対応は、必ずしも不適切なものではない。
- 他方で、KJCに下げ調整力が登録されることで、広域運用により九州エリアを含む広域ブロック全体で系統余剰を解消するために効率的に下げ調整が行われることとなり、このような運用は調整力費用低減の観点からも積極的に行われるべきである。
- 以上を踏まえると、下げ調整力はインバランス予測誤差や時間内変動に対応するために自エリアで確保すべき分※1を除き、広域運用のためにKJCに登録することがインバランス料金の算定だけでなく、調整力費用低減の観点からも望ましい対応ではないか※3。

※1 一般送配電事業者の系統運用ルールでは、原則として系統容量の１～２%程度の周波数調整能力を確保することとされている。

KJCによる調整力の広域運用対応とエリア内運用対応の区分

（九州、中国、関西で広域ブロックを構成している場合）

②は、エリア内の調整力で対応するため、エリア内運用対応に必要な調整力を一定程度確保しておくことが必要。

※2 2023年度からはKJCの演算周期が15分単位から５分単位に変わるため、実需給11分前までに予測されたインバランスに対応する。

※3 広域運用による下げ調整の結果、出力制御中に九州→中国向きの連系線に空容量が生じたとしても、九州送配電のコントロールが及ばないKJCの運用の結果として生じたものであるからやむを得ないのでは無いか。

34

第73回 制度設計専門会合 資料10より

再エネ出力抑制時における調整量αの受電を回避する機能の活用について

- 第73回制度設計専門会合において、**再エネ出力抑制時における運用も含め、下げ調整力**はインバランス予測誤差や時間内変動に対応するために**自エリアで確保すべき分**（系統容量の1～2%）**を除き、広域運用のためにKJCに登録することが整理**された。
- 他方で、この結果、**自エリアの下げ調整力がKJCの演算によって他エリアで活用された後で**、**KJCの演算タイミング後に自エリアで大きな余剰インバランスが発生した場合**には、**自エリアで確保された下げ調整力だけでは対応できず、系統の安定運用に支障が生じるおそれ**がある。
- **2024年から、KJC上における連系線の空容量を示す調整量αをゼロに設定**し、**他エリアによる調整力の活用を事実上停止する機能が実装**された。本機能は、2022年3月に発生した福島県沖地震を受けて、**需給ひっ迫時に、KJCによって非ひっ迫エリアに対し供給力が流出することを防ぐために実装されたもの。**
- **再エネ出力抑制時においても本手法を活用**することで、下げ調整力をKJCに登録しつつ、再エネ出力抑制時にも系統の安定運用を図ることができるのではないか、**との相談が一般送配電事業者からあった。**

事務局の見解①

- 第93回制度設計専門会合（2024年1月）でもご報告したとおり、**（KJCによる広域運用調整力の調達後である）実需給の11分前（2022年度までは20分前）以降に、エリア内の系統余剰を解消するために、自エリア内の下げ調整力を活用するケース**は、**現実に発生しうる**と考えられる。

- **現時点で、**一部の一般送配電事業者が懸念しているような、自エリアの下げ調整力が他エリアから全て活用された上に、**自エリアで確保された下げ調整力だけでは対応できないような大きな系統余剰が発生するような事象は確認されていない**が、**状況によっては、そうした事象が発生**し、安定供給に支障が生じるおそれも考えられる。

（参考）インバランス収支の赤字額が多いエリアの状況（主な赤字要因）

第49回料金制度専門会合（2023年11月）
資料４

＜北海道NW＞

- エリア内の調整電源のV2単価が低く、（広域運用調整力の調達後である）実需給の20分前以降に下げ調整を行った取引において、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

＜関西送配電＞

- エリア内の調整電源のV2単価が低く、（広域運用調整力の調達後である）実需給の20分前以降に下げ調整を行った取引において、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

＜九州送配電＞

- 実需給の20分前までにエリアインバランス量を余剰と判断した後に、太陽光発電の下振れによる供給力の低下などでエリアインバランス量が不足となった場合に、インバランス料金単価と自エリアで稼働した調整力の加重平均単価との間に乖離が発生。

＜北海道エリアの特徴（北海道NWの考え）＞

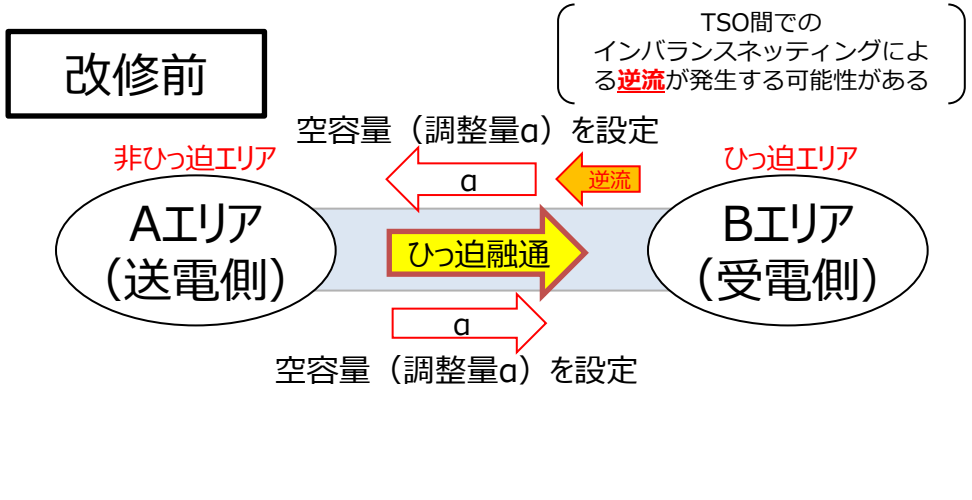
- 再エネ出力予測は、気象庁や気象協会から入手した最新データや再エネ設備量等の情報に基づき行っているが、北海道はエリアが広範に及ぶことや降雪影響等により、風力・太陽光発電の予測誤差量に少なからず影響を及ぼしている。
- なお、再エネ出力予測の基となる気象情報そのものの精度向上に向けて、NEDO事業による技術開発が気象会社において進められているため、それら技術の活用についても検討していく予定である。

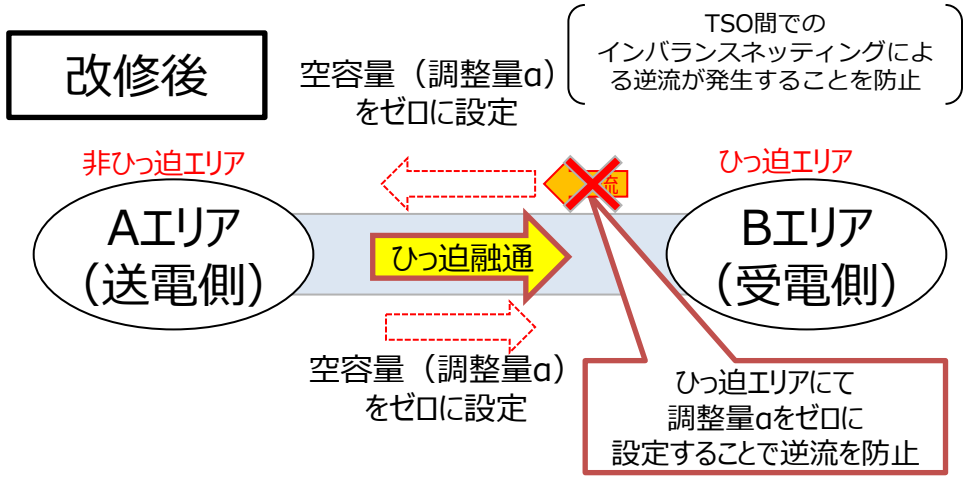
事務局の見解②

- 第73回制度設計専門会合（2022年5月）では、**広域運用による調整力費用低減の観点**から、「広域運用による下げ調整の結果、出力制御中に・・・連系線に空容量が生じたとしても、一般送配電事業者のコントロールが及ばないKJCの運用の結果として生じたものであるからやむを得ないのでは無いか。」**と整理**されていたところであるが、**前ページで記載したような、KJCの演算後に系統余剰が発生し自エリアの下げ調整力だけでは対応できない事態が発生する可能性を勘案すると、再エネ出力抑制時の対応として一般送配電事業者の提案を採用することが適当**と考えられるのではないか。
- また、インバランス料金単価の計算に参照されるメリットオーダーリストにおいて**下げ調整力を幅広にKJCに登録しつつ**、KJC上における連系線の空容量を示す**調整量αをゼロにする**という方法であり、**インバランス料金計算上の問題も考慮されている**と言えるのではないか。
- 本運用については、適正な管理を行っていく観点から、今後も厳正な監視を行うこととしたい。

（参考）これまでのKJCの改修の経緯

- 2022年3月16日夜に発生した福島県沖地震の影響により、多くの発電設備が停止した。これにより、3月22日から23日にかけて東北エリア、東京エリアの需給がひっ迫し、需給ひっ迫警報が発令された。広域機関は、両エリアの需給状況を改善すべく、連系線を最大限に活用し、長時間に渡り複数回の融通指示を実施した。
- その際、**KJCがインバランスネッティングの演算ロット毎に融通量を決定する仕様であるため、需給ひっ迫時に非ひっ迫エリアへ供給力が流出してしまうことが判明した。**
- 上記課題に対応すべく、**ひっ迫しているエリアから送電方向に対する融通量が約定しないようKJCにおける対象連系線の空容量（調整量α）をゼロに設定することができるようKJCを改修した。**
- これにより、**送電方向（非ひっ迫エリア）に対する供給力の流出を防ぐことが可能となった。**





（参考）2022年3月22日、23日における融通指示の概要

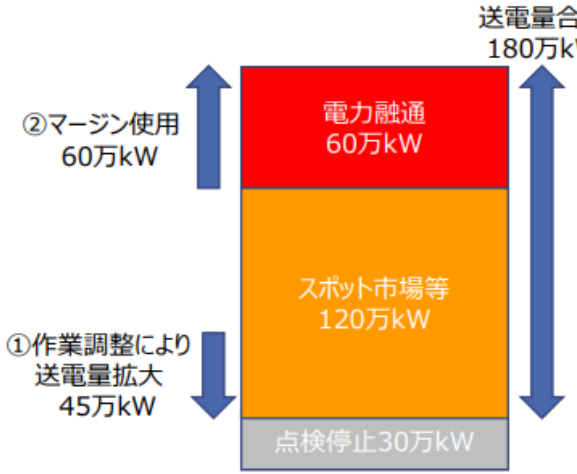
2．融通指示を踏まえた連系線の活用状況

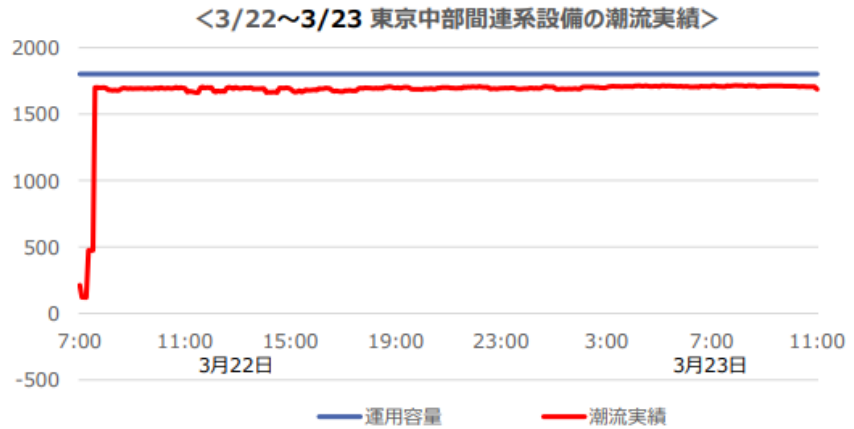
6

融通指示を踏まえた3/22～23の東京中部間連系設備の潮流実績

- 今回の送電にあたっては、広域機関は以下の対応を行い、東京中部間連系線設備を最大限利用。
  - ① 飛騨信濃周波数変換所の作業期間を短縮し、送電可能量を45万kW拡大。
    （3月20日に作業前倒し調整を行い、広域機関で作業日程変更承認（3月20日20:37））
  - ② マージンを使用して、60万kWの融通指示を実施。
- 7時の融通開始直後に融通指示で期待した送電ができなかったことからKJCシステム（広域需給調整システム）※をロックし、最大量の送電を実施した。

※KJCシステム（広域需給調整システム）：各一般送配電事業者間でインバランスネッティングとネッティング後のインバランスに対して、調整力を広域メリットオーダーに基づき運用するシステム





※ 運用容量と潮流実績の差分は振替ロス分

第72回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022.4.12）資料１

１．再エネ出力抑制における運用について

２．潮流調整のための余力活用枠を超えた運用について

３．北海道エリアにおける電圧調整機能の調達について

本日の内容

- 揚水運用については、2024年度からはBG運用となっており、一般送配電事業者は余力活用契約を締結した上で、BG運用の余力の範囲において行われることとなっている。
- 第67回制度設計専門会合（2021年11月）において、池全体の水位の管理については、余力活用契約を締結する調整力提供者が行う一方、**再エネ出力抑制回避時**及び**需給ひっ迫時**においては、**一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を行うことを認める整理がなされている。**
- **上記について、発雷時等により送電設備に支障が生じるおそれがある場合においても、揚水発電の余力の範囲を超えた一時的なTSO運用で対応していくことが可能かどうかについて、一送各社から相談があったため、ご審議いただきたい。**

（参考）一送による一時的な揚水運用について

第67回制度設計専門会合 資料7

事務局提案のまとめ

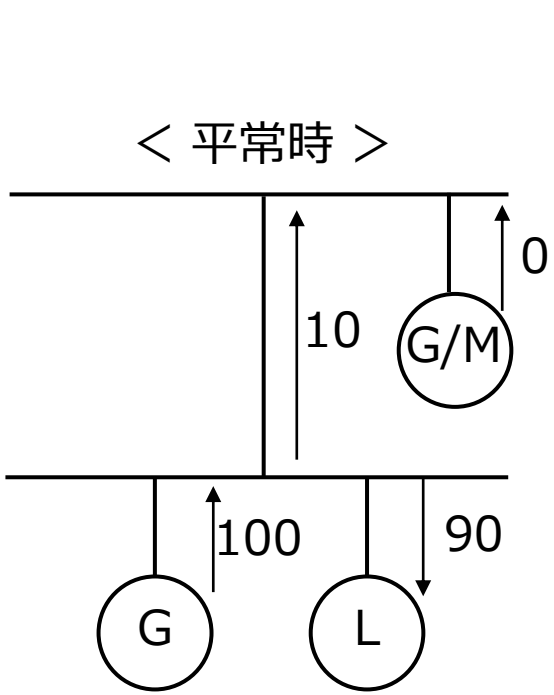
- 2024年度以降、一般送配電事業者が利用可能な水位の範囲については、需給調整市場で調達したΔkWの範囲を遵守することを基本的な考え方とすべきではないか。
- 調整力の調達の透明性の観点等を踏まえ、揚水発電における池全体の水位の運用主体については、調整力提供者が行うべきではないか。
- なお、再エネの出力抑制回避等※のために一般送配電事業者が必要と判断した場合には、一時的に一般送配電事業者に池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。
- その際、調整力提供者に負担を生じさせないよう、調整力提供者に発生するインバランスの発生については、現在と同様、インバランスとは見なさないこととしてはどうか。更に、需給調整市場でのペナルティの発生については、免除するよう資源エネルギー庁で検討を行うこととしてはどうか。

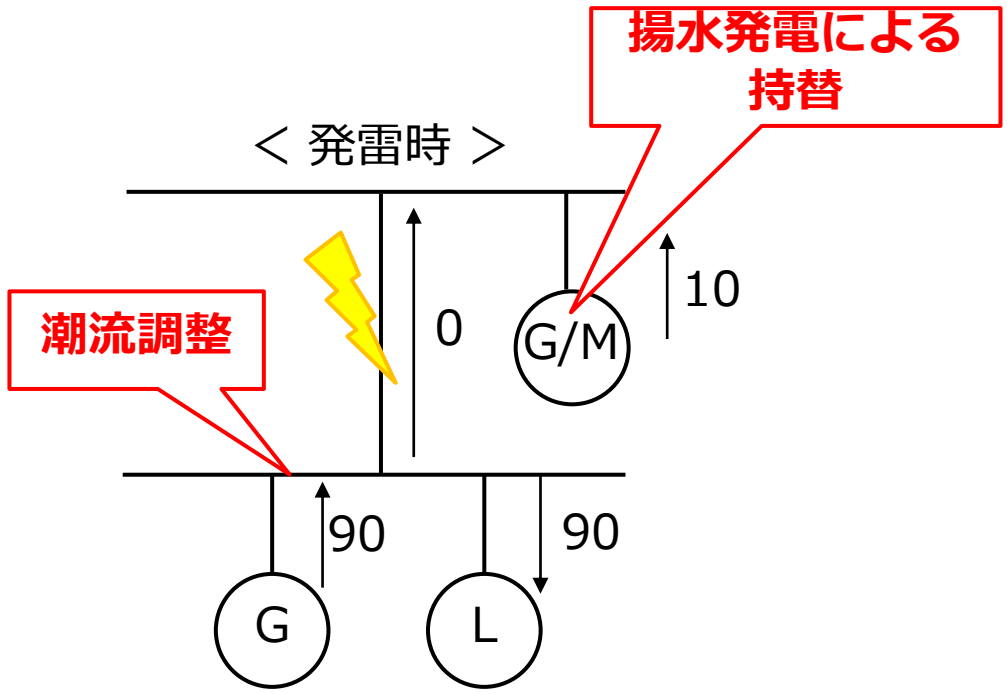
※需給ひっ迫時においてもエリアの周波数維持義務を履行するために一般送配電事業者が必要と判断した場合には、一時的に一般送配電事業者に池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。

26

一送各社からの相談内容

- 2024年度以降の潮流調整の運用は、火力を用いた潮流調整で対応しているエリアが多数あるが、落雷による送配電設備の故障が発生する虞が生じる場合においても、単独系統を維持することで停電を未然に回避するため、余力の範囲を超えた一時的な揚水のTSO運用について審議いただきたい。





（参考）これまでの対応について

- 一送各社において、2023年度以前に発雷時等に揚水発電を用いた潮流調整の対応実績の有無について整理したところ、以下の表のとおりであった。
- 北海道、東北については潮流調整を必要としない系統であるため、潮流調整による対応実績はなかった。
- 四国、九州については、揚水発電を持替先とする可能性はあるが、事前に気象データを収集するなどして火力発電で対応できるよう備えていることから揚水発電による実績はない。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
①	発雷時等により送電線に支障が発生するおそれがある際に潮流調整を実施するケースがあるか	なし	なし	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり
②	①で該当する可能性がある場合、潮流調整や持替先として揚水発電を使用する可能性があるか	—	—	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり
③	②に該当する場合、直近３年間に揚水発電を使用した実績があるか	—	—	あり	あり	あり	あり	あり	なし	なし

事務局の見解

- 余力活用契約においては、各種電源（火力発電、揚水発電など）は上げ調整力、下げ調整力ともに余力の範囲で活用できることとなっている。
- **揚水発電については、余力の範囲を超えて一時的に一般送配電事業者が池全体の水位の運用を認めることが第67回制度設計専門会合において整理されており、一般送配電事業者が必要と判断した場合の事例として再エネ出力抑制回避時**及び**需給ひっ迫時**に認めることとしてきた。
- 他方で、**発雷時等による送配電設備に支障が生じるおそれがある場合**には、系統の安定維持の観点から、**一般送配電事業者に揚水発電を一時的に運用させることを余力活用契約上認めることは適当ではないか。**
- このため、**一般送配電事業者が必要と判断した場合には、発雷時等（※）により送電線に支障が発生するおそれがある時も一時的に一般送配電事業者に池全体の水位の運用を認めることとしてはどうか。**

  ※台風、塩害、雪害、暴風（台風以外）、水害等
- なお、**余力活用契約が締結されていない揚水発電については、上記のような際の一時的な運用について、公募で対応することを認めることとしてはどうか。**
- 本運用については、適正な管理を行っていく観点から、今後も厳正な事後監視を行うこととしたい。

１．再エネ出力抑制における運用について

２．潮流調整のための余力活用枠を超えた運用について

３．北海道エリアにおける電圧調整機能の調達について

1．北海道エリアにおける電圧調整機能調達について

- 第81回制度設計専門会合（2023年１月）において、北海道エリアにおける電圧調整機能の調達を随意契約によって行うことを認めたところ。
- 2024年度向け契約を締結したと報告があったことから、内容について確認を行った。
- なお、契約額については、第73回制度設計専門会合（2022年５月）に整理された内容に沿ったものであるか（※）の観点から確認を行った。

（※）年間固定費想定額（円）×{最低運転出力（kW）/定格出力（kW）}×{想定運転要請期間（日）/１年間の日数（日）}

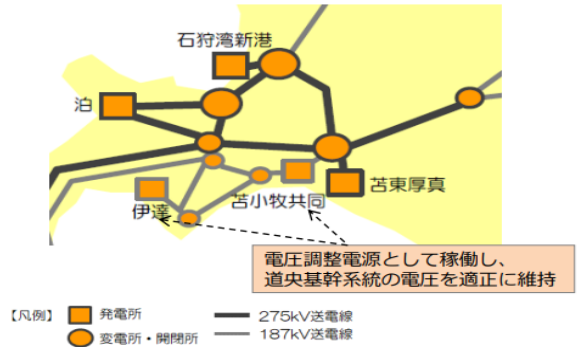
（参考）電圧調整機能調達の対象地域及び電源地点

2022年3月 第71回制度設計専門会合 資料4

（参考）北海道エリアで実施している電圧調整電源の稼働について

- 北海道エリアでは、北海道中央部の基幹系統内において、二つの大規模電源（苫東厚真、石狩湾新港）が接続しており、これらが作業停止などで運転できない時に、当該系統の電圧を適正に維持するため、系統電圧の状況に応じて電圧調整電源（苫小牧共同、伊達）を追加で稼働させている（下図①）。
- また、北海道エリアで大規模電源が脱落した際の、北本連系設備の緊急動作に対する交直変換器の安定運転を図るため、北本連系設備付近の電圧調整電源（知内）を通年で稼働させている（下図②）。

図①：道央の基幹系統内の電圧調整



図②：北本連系設備の安定運転対策

（注）北本連系設備の安定運転のための電圧調整対策は2023年度で終了したものの、新北本連系設備の作業停止時において、新北本連系設備の電圧調整機能停止の代替として、電源の並列による電圧調整対策が引き続き必要となる。

2．契約内容

- 北海道電力ネットワークから、契約内容について以下のとおり報告があった。

（北海道電力ネットワークからの報告）

- **道央の基幹系統内の電圧調整対策（想定運転要請期間：28日）**
  - ➢昨年度は１発電所と契約を行ったが、当該発電所が契約不可となったことから、道央の基幹系統内の電圧調整対策が可能な発電所３地点と契約を行った。運用においては、需給状況を鑑み最も効率的な電源に発動指令を行うことにより潮流調整を実施する。
  - ➢契約額：2.3億円（３地点合計）
    なお、実稼働日数・時間に基づき、精算が行われる（詳細は※参照）
  - ➢想定運転要請期間：28日×３機
  - ➢発動指令時：無効電力調整能力が最も高い発電機が停止し、電圧調整が必要となる時

- **新北本連系設備停止対策（想定運転要請期間：37日）**
  - ➢契約額：約0.7億円
    なお、実稼働日数・時間に基づき、精算が行われる（詳細は※参照）
  - ➢想定運転要請期間：37日
  - ➢発動指令時：新北本連系設備停止時

（※）精算は、稼働に応じて契約発電機ごとに以下の式で算定した金額を、料金算定期間にわたって合計した金額する旨を契約書に記載。

$$\text{契約金額} \times \frac{365\text{［日］}}{\text{想定運転要請期間［日］}} \times \frac{\text{運転要請実績コマ数［コマ］}}{17{,}520\text{［コマ］}}$$

（注）上記２件の契約電源は容量市場の落札電源であり、容量市場のリクワイアメントにて余力の市場供出が求められていることから、2023年度契約とは異なり、2024年度向け契約書においては、余力の市場供出について定めていない。

３．契約の適切性について①

- 本件の契約について、第81回制度設計専門会合においては、要件に合致する電源が各１件のみである等から、電源等の参加機会公平性への配慮が不要と考えられたことから随意契約を認めたところ。
- 一方で、今回の契約電源の構成は、第81回制度設計専門会合で報告を行った電源と異なっていたことから理由を確認した。
- 北海道電力ネットワークからは、**昨年度の契約発電所と契約不可となったことから、次の手段として、電源の点検スケジュールを考慮した上で、道央の基幹系統内の電圧調整対策のために必要となる全ての発電所と、需給状況を鑑み最も効率的な電源に発動指令が行える契約とした旨説明があった。また、要件に合致する電源を所有する事業者が一事業者のみである旨説明があった。**
- 電源の点検スケジュール等を考慮した上で、道央の基幹系統内の電圧調整対策のために必要となる全ての発電所と契約を行った点及び、要件に合致する電源を所有する事業者が一事業者のみである点から、電源等の参加機会公平性に配慮することは困難と考えられ、今回の北海道電力ネットワークの調達は合理的であったと考えられる。

2-3.今後の対応について

- 北海道エリアの電圧調整機能の公募の応札案件については、2025 年度までの調達となる見込み（2025年度以降は、系統側での電圧調整措置が完了）。
- 「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。
- 当該公募案件については、応札要件に合致する電源が各１件のみであり、また、期間的に新規参入を見込むことが困難であり、電源等の参加機会公平性への配慮は不要と考えられることから、2024年度向け及び2025年度向けの電圧調整機能公募については、随意契約を認めてはどうか（※）。
- なお、コストの適切性及び透明性の観点から、公募実施者に対して、相対交渉において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等について厳正な事後監視を行うこととしたい。

（※）電圧調整機能公募は、価格規律が設定されていることから、公募と随意契約とで契約価格の差は生じないと考えられる。

3．契約の適切性について②

- 北海道エリアにおける随意契約による電圧調整機能調達について、第73回制度設計専門会合（2022年５月）の整理に基づいたものであったか、確認を行った結果は下表のとおりであり、固定費の費用項目等の考え方は合理的であったと考えられる。

	事業者の考え方	事務局の評価
固定費について	• 第73回制度設計専門会合で整理された費目 （人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）を計上。 その他費用として、委託費、固定資産除却費、 事業報酬、一般管理費等を算入。 • 費用の発生箇所が特定できるものについては直課し、それ以外の費用については、料金原価手法に準じて配賦。 • 各費用は、過去３年の実績値等に基づき計上。	• 本会合で整理された費目が計上されていた。 • 費用配賦の方法及び、過去３年の実績値等に基づき計上された点は合理的と考えられる。 • 追加起動に係る持ち替え費用は計上されていなかった。 • 以上から、固定費計上の考え方は合理的であったと考えられる。
対象費用について	• 第73回制度設計専門会合通り、上記固定費に（ 最低運転出力[kW] /定格出力[kW] × 想定運転要請期間[日] １ 年間の日 数[日]）を乗じて算出。 • 更に稼働実績日数・時間により契約額から精算を行うこととなっている。	• 第73回制度設計専門会合の整理のとおりの算出であった。

４．まとめ

- 北海道エリアの2024年度における電圧調整機能の随意契約による調達に関して、第81回制度設計専門会合において随意契約を認めた内容と、今回の内容は異なっていたところ。
- 電源の点検スケジュール等を考慮した上で、道央の基幹系統内の電圧調整対策のために必要となる全ての発電所と契約を行った点及び、要件に合致する電源を所有する事業者が一事業者のみである点から、電源等の参加機会公平性の配慮することは困難と考えられることから、今回の北海道電力ネットワークの調達は合理的であったと考えられる。
- また契約額について、第73回制度設計専門会合（2022年５月）に整理された内容に沿ったものであることを確認し、問題となる点は発見されなかった。
- なお、過去の審議会資料において、当該随意契約は2025年度までとしていたところ。
- 北海道電力ネットワークでは、電圧調整機能の調達期間についてエリア内の電圧状況を踏まえて見直す可能性があるものの、現時点では以下のとおり想定しているとのことであった。

  ・道央の基幹系統電圧調整対策：2025年度まで

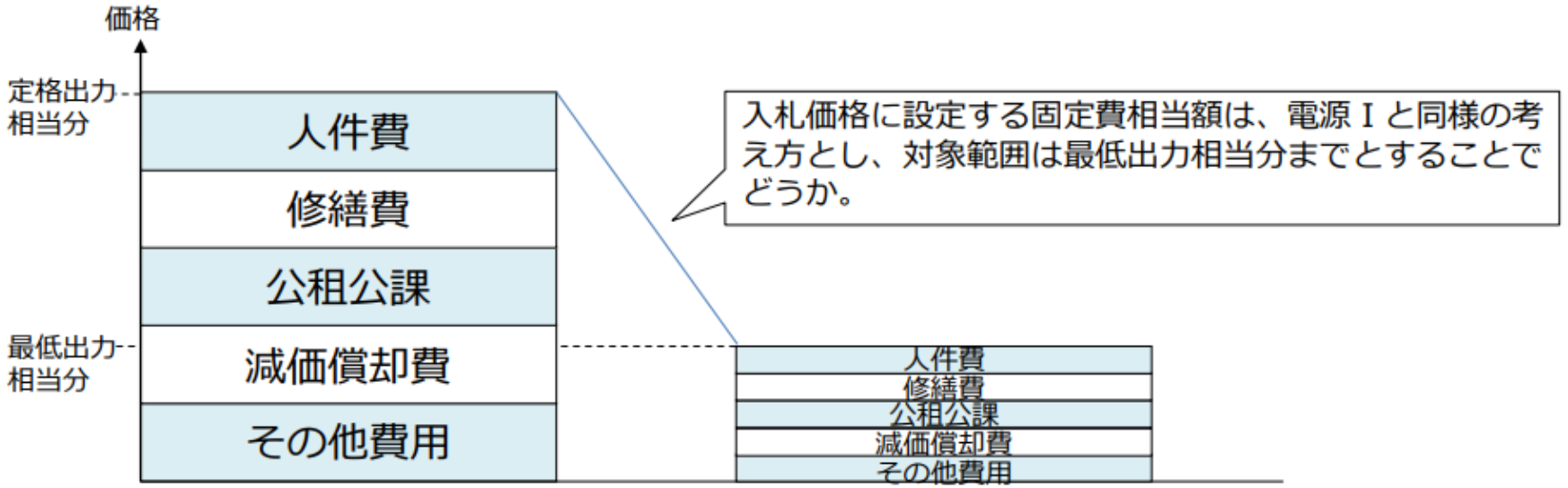
  ・新北本連系設備作業停止時の電圧調整対策：系統側の対策を検討中
- 来年度以降の随意契約についても、引き続き契約内容の事後監視を行うこととしたい。

入札価格の基本的な考え方（固定費相当額の対象費用）

- 予約確保に係る費用（固定費相当額）については、対象費用と対象期間を整理する必要がある。
- 対象費用については、電圧調整電源の応動を確保するために一定の維持費用を要することを踏まえれば、調整力公募（電源Ⅰ※）と同様としつつ、電圧調整電源の稼働要請は、一般送配電事業者によれば発電可能な状態であればよいため、最低出力までの稼働で十分とのこと。
- したがって、入札価格の対象とする固定費相当額は、最低出力相当分までとすることでどうか。

※電源Ⅰでは、旧一電（発電・小売部門）は、固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）に事業報酬相当額を乗せたコストベースでの入札価格の設定を行っている。

入札価格に設定する固定費相当額の考え方（対象費用）

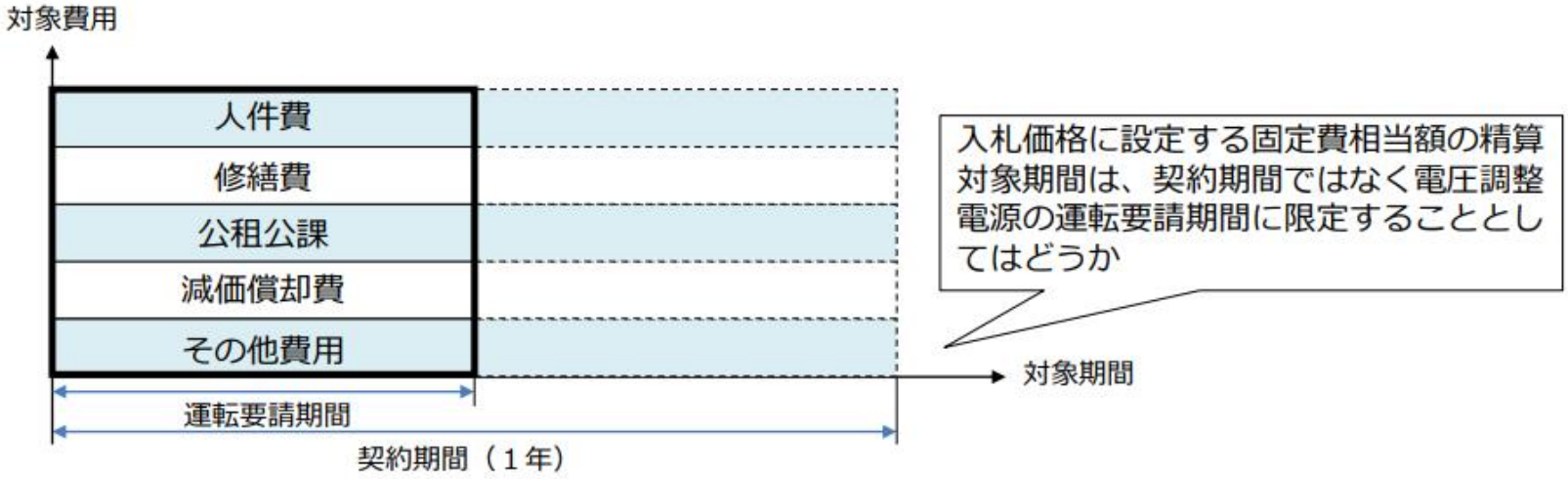


入札価格の基本的な考え方（固定費相当額の対象期間）

- 今回調達する電圧調整電源は、年間契約を想定している。このため、いつ指令がきても応動できる状態を維持するということから、固定費相当額の精算対象期間については、 １年間とするという考え方もあり得る。
- 他方で、運転要請期間以外の期間は他市場への応札などを行ったとしても、一般送配電事業者側の運用上支障は生じない。このため、当該期間に他市場で収益を得ることが可能であるため、当該期間にまで一般送配電事業者が固定費相当額を支払うことは、その支払原資が託送料金を通じた国民負担であることを踏まえれば、適切とは言えないのではないか。
- したがって、固定費相当額の対象期間については、運転要請期間に限定することとしてはどうか※。

※電源Ⅰ'も年間契約ではあるが、固定費相当額の対象期間はペナルティ対象期間（７月～９月、12月～２月）としており、当該期間以外の他市場への応札は一般送配電事業者と協議の上、可能となっている。

入札価格に設定する固定費相当額の考え方（対象期間）



事務局提案のまとめ

- 今回の事務局提案をまとめると以下のとおり。
- 今後は、今回御議論頂いた入札価格の基本的な考え方を基に、今回の公募における監視を適切に実行し、その結果については、落札者選定後の本専門会合において報告することとしたい。

入札価格の基本的な考え方

- ✓ 入札価格は、電圧調整電源の固定費相当額としてはどうか。
- ✓ 固定費相当額は、電源Ⅰと同様の考え方とし、対象範囲は最低出力相当分までとしてはどうか。
- ✓ 固定費相当額の精算対象期間は、電圧調整電源の運転要請期間に限定することとしてはどうか。なお、入札価格作成のため、予め募集要綱に想定運転要請期間を明記し、実際の精算は実績運転要請期間で行うこととしてはどうか。
- ✓ 追加起動に係る持ち替え費用については、入札価格には織り込まず、都度実費精算としてはどうか。また、一般送配電事業者からの起動指令により生じた発電余力については、需給調整市場等に応札することをリクワイアメントとしてはどうか。

【参考】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

（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達を別途実施
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