（検討課題）
中国九州間連系線（中国向）作業時の運用容量について

2026年11月16日
電力広域的運営推進機関

目次

1. はじめに

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

3-1. 2026年度の運用実績

3-2. 過年度の運用実績との比較

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価

5. まとめ

目次

1. はじめに

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

3-1. 2026年度の運用実績

3-2. 過年度の運用実績との比較

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価

5. まとめ

1. はじめに（1/2）

- ３年前の第94回調整力等委（2024年1月24日）において、1回線作業時の中国九州間連系線（中国向き）運用容量の低下に対して、長周期申告時点で中西5エリアの翌日BGポンプ計画値を集約して織り込む対策案③を2024年度に実施し、実効性等を踏まえて2025年度以降も継続するか否かについて検討することとしていた。
- ２年前の第104回調整力等委（2024年12月27日）、昨年の第114回調整力等委（2025年12月24日）において実績評価を行い、一定の効果が認められたことから、今年2026年度も対策案③を継続することとしていた。
- また、昨年の第114回調整力等委では、翌々日BGポンプ計画値を織り込む対策案①の検討を行い、再エネ抑制削減効果を期待できる結果となったが、サンプル数が少なく妥当性疑問が残ることから、継続検討としていた。
- 以上の経緯から、今回も今年度作業期間での対策案③の実績評価と、対策案①の妥当性について検討を行った。

（参考）第94回 本委員会での各対策案について

5

- 第94回 本委員会における、各対策案は以下のとおり。
- 2024年度においては対策案③長周期を活用した対策を実施することとした。
- 2025年度以降は、2024年度の対策の実効性を踏まえ、対策案①および対策案③の取扱いを改めて検討することとした。

	対策案① 翌々日の揚水計画を活用してスポットに向けて運用容量拡大	対策案② 現状の運用容量までスポットに向けて拡大	対策案③ 翌日の揚水計画を長周期以降に活用
概要	翌々日計画のBG揚水計画を元に運用容量を拡大し、前日スポット市場約定以降でBG揚水計画が減少した場合、揚水運用をTSOに切り替えて揚水量や運用容量を維持する	前々日時点で平常時の運用容量まで拡大し、BG揚水計画で必要な揚水ポンプ量が確保できない場合にTSO運用に切り替えて揚水量や運用容量を維持する	長周期前に前日計画のBG揚水計画を元に運用容量を拡大し、受電可能エリアに組合わせ、必要な揚水ポンプ量が確保できない場合はTSO運用に切り替えて揚水量や運用容量を維持する
まとめ	BG計画の有効性について検討を継続する	TSO運用による不経済リスクや、BG運用の主旨にそぐわないため不適	実需給に近い断面で運用でき、経済的な運用や再エネ出力制御量の低減が期待できる
実現性	△	×	○

電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN OCCTO

（参考）第94回 本委員会のまとめ

6

5. まとめ（1）

34

<2024年度の対応>

- 2024年度の対応として、**長周期申告時点で中西５エリアの揚水計画を集約する対策案③**により実施することとしてはどうか。

<2025年度以降の対応>

- 2025年度以降の対応として、対策案①BG揚水計画による運用容量拡大及び維持できない場合のTSO運用、対策案②現行保安ポンプを前提とした運用容量に拡大及び維持できない場合のTSO運用、対策案③長周期周波数調整による対応の**３つを対策案として提示**した。
- また、対策案としては提示しなかったが、**これら対策を実施しない（作業時は運用容量を低下させる）ことも一つの選択肢**と考える。
- **特定立地公募電源**については、上記の対策案に対して**BG計画に対する制約が大きくなること、当該連系線の作業期間は余剰時期のみで限定的であること**などから案としては**採用しなかった。**
- 今回の整理が**１回線作業時に限った対応であること。**加えて、昨今の**軽負荷期では、中西５エリアでは再エネ出力抑制に対応したポンプ量が一定程度期待できること。**こうした状況を踏まえれば、**BGによる揚水運用の主旨に鑑みてBG揚水計画を活用する対策を採用すべきではないか。**
- このため、事務局としては、**対策案③について2024年度の実効性などを踏まえて、2025年度以降の実施について改めて検討したい**がいかがか。
- **対策案①の有効性についても引き続き検討を進めることとしたい**がいかがか。

電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN OCCTO

出所：第94回 調整力および需給バランス評価等に関する委員会 資料3（2024.1.24）

出所）第104回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年12月27日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_104_02.pdf

1. はじめに（2/2）

■ 昨年度、同年より48点化が実施された翌々日BGポンプ計画の値の実需給までの変動を確認した結果、翌日と翌々日では翌日BGポンプ計画値の方が効果が大きく安全サイドではあるものの、翌々日BGポンプ計画値においても一定の蓋然性と再エネ抑制量削減効果があることが確認できた。

■ 今回は、実際に運用容量に織り込むポンプ量（暫定ポンプ量）に着目し、対策案①について検討を行う。

検討事項

- 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の 2026年度の実績評価
- 翌々日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の妥当性評価

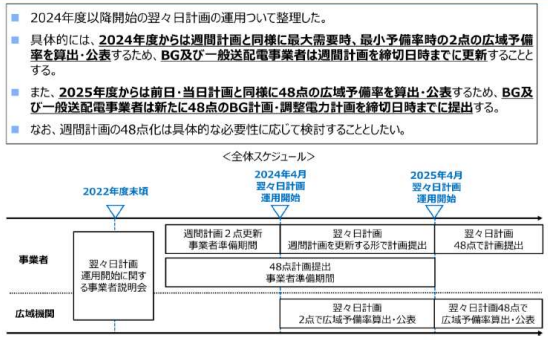
※ 翌々日、翌日BGポンプ計画より算出した暫定ポンプ量での評価を実施。

3－1．【対策案①】翌々日の揚水計画を活用してスポットに向けて運用容量拡大 15

■ 2025年度から開始する翌々日計画の48点化によって前々日時点で調整力提供者の揚水計画（以下「BG揚水計画」という。）が提出される。

■ このため、**翌々日計画のBG揚水計画を保安ポンプと同様に事故時の遮断量として考慮し、関門の運用容量を算出**する。

■ **前日スポット市場約定以降でBG揚水計画が減少し**、BG揚水計画を超えて揚水ポンプを行わなければ翌々日計画時点で決定した**運用容量を維持出来ない場合、揚水の池水位全体の運用を一般送配電事業者（以下「TSO」という。）に切り替えて揚水量や運用容量を維持**する。



出所）第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年1月24日）資料3より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_94_03.pdf

5. まとめ 19

■ 本検討では、1回線作業時の中国九州間連系線（中国向き）に対して、長周期申告時点で中西5エリアの翌日BGポンプ計画を集約して織り込む対策案③の2025年度の運用実績評価と、48点化された翌々日BGポンプ計画を利用する対策案①の有効性の評価を行い、以下の知見が得られた。

- ✓ 対策案③の再エネ抑制量削減効果が確認できた。
- ✓ しかし対策案③について、2024年度と比較して2025年度の効果が減少した。
  ※ 運用容量決定要因が「九州エリア周波数上昇」である断面の増加が要因の一つ
- ✓ 対策案①でも一定の効果を確認できたが、現状では対策案③の方が効果が大きい。

■ これらから、2026年度以降は以下のように対応することとしたい。

提案事項

- ✓ 実績評価より、再エネ抑制量削減効果が確認でき、対策案①より安定した効果が期待できるため、**2026年度も対策案③を継続してはどうか。**
- ✓ 翌々日BGポンプ計画の48点化により対策案①の評価が可能となり、検討の結果、再エネ抑制効果を期待できる結果となったが、現状ではサンプル量が少なく、妥当性に疑問が残るため、**2026年度も対策案①の有効性に関して継続検討してはどうか。**

電力広域的運営推進機関

出所）第114回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2025年12月24日）資料1より抜粋
https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chousei_jukyu/114/chousei_114_01.pdf

目次

1. はじめに

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

3-1. 2026年度の運用実績

3-2. 過年度の運用実績との比較

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価

5. まとめ

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

■ 九州送配電より長周期申し入れの可能性がある旨の連絡を受けた場合、前日スポット市場取引後に提出される翌日BGポンプ計画値より、減少リスク分を差し引いたポンプ量（暫定ポンプ量）を算出する。

※ 暫定ポンプ量の算出方法（減少リスク分を差し引き）は中西エリア各社で異なる。

■ 暫定ポンプ量を踏まえ、長周期組合せを実施する。

■ 長周期組み合わせの結果、運用容量拡大に必要なポンプ量が算定され、これを長周期受電エリアを優先して中西5社に振り分け、このポンプ量を加算することで、運用容量を拡大する。

※ 中西5社：九州エリアを除く中西エリアと定義

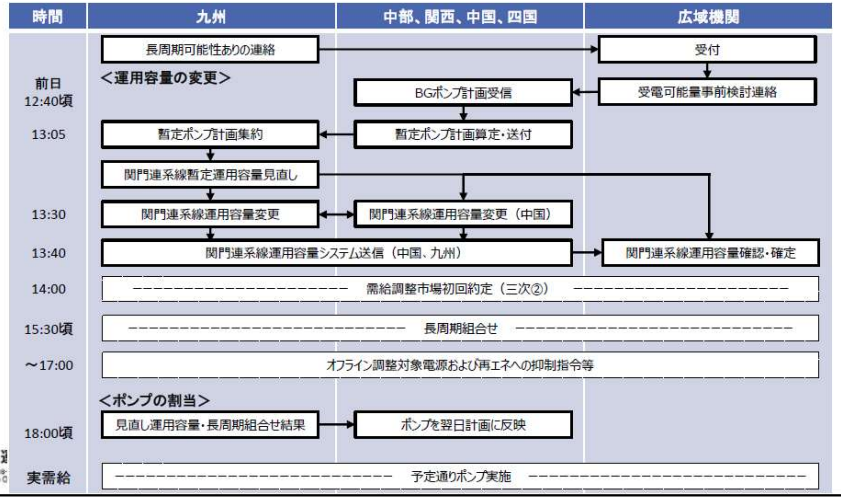
2．対策案③の運用方法概要

8

■ 第94回本委員会では、2024年度は前日スポット市場取引後に提出されるBGポンプ計画を利用し、暫定的に算出した運用容量で長周期において組合せ、再エネ出力抑制量の低減を図ることとした。

■ 長周期前の運用容量に織り込むポンプ量（暫定ポンプ量）については、BGポンプ計画の変動（減少）リスクを考慮した。

■ また、各エリアへの割り当てについては長周期の受電エリアのポンプを優先するなど、不経済な運用となるリスクを低減した。



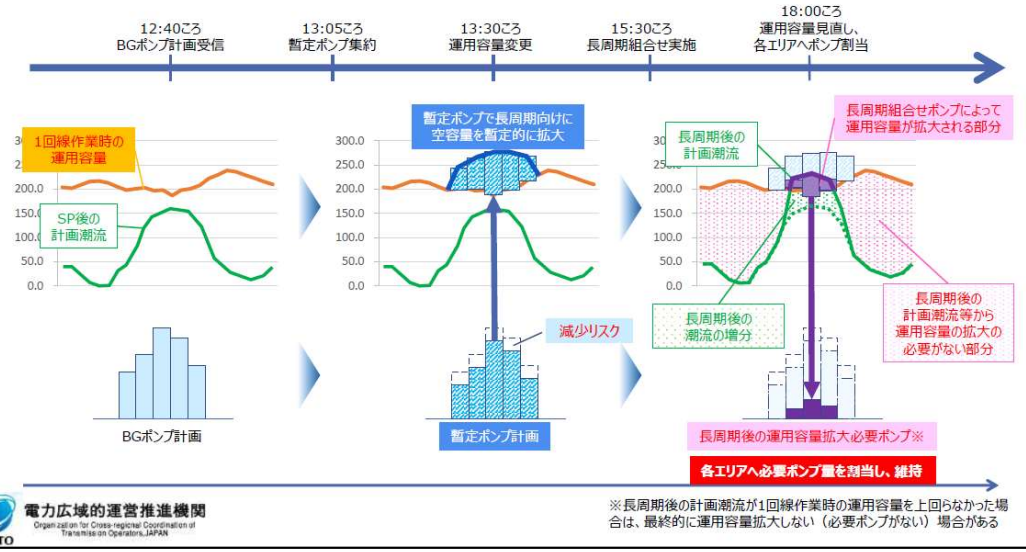
（イメージ）長周期広域周波数調整を活用した運用容量拡大について

9

■ BG計画の減少リスクを考慮した暫定ポンプ量で長周期に向け運用容量（空容量）を拡大。

■ 長周期組合せを実施し、組合せの結果、運用容量の拡大必要分のポンプ量を算定する。

■ 算定したポンプ必要量を長周期受電エリアを優先し、中西5社へ割り当てる。



出所）第104回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年12月27日）資料2より抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_104_02.pdf

目次

1. はじめに

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

3-1. 2026年度の運用実績

3-2. 過年度の運用実績との比較

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価

5. まとめ

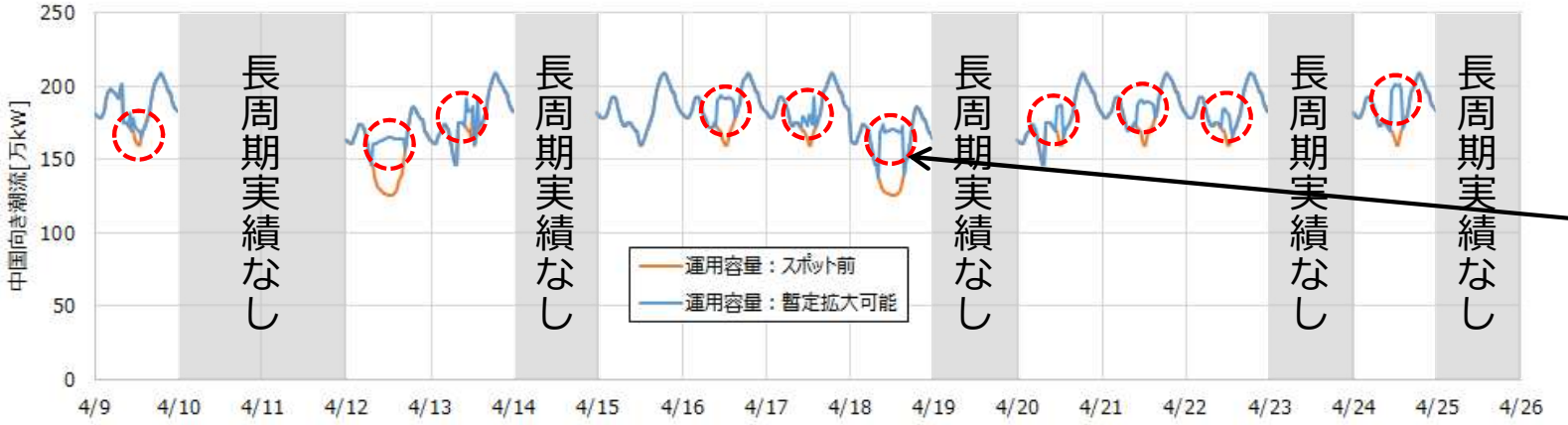
3-1. 2026年度の運用実績（1/2）

■ 翌日BGポンプ計画より算出した暫定ポンプ量を織り込んだ拡大可能量は下図の通り。

※ 中国九州間連系線設備停止　1号線4/9～4/25、2号線5/8～5/23

■ **スポット前の運用容量（橙色）**に対して、**暫定ポンプ量で拡大可能な運用容量（水色）**で増加する運用容量は**3,518万kWh**（コマ最大で**69万kW**）であった。

2026年4月　運用実績

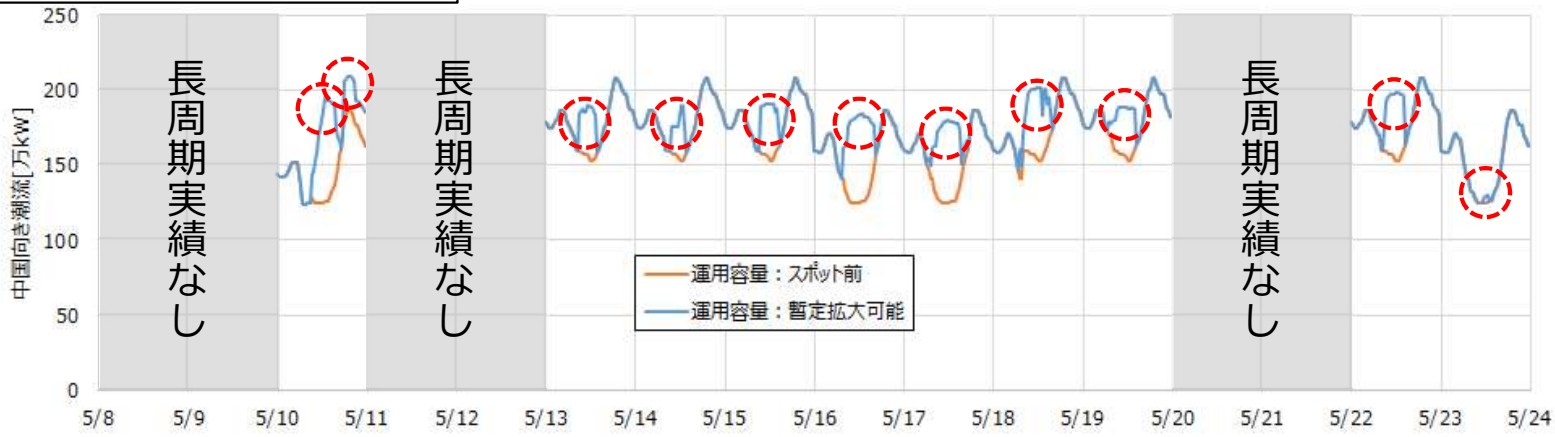


拡大：2026年4月18日



運用容量拡大可能量

2026年5月　運用実績

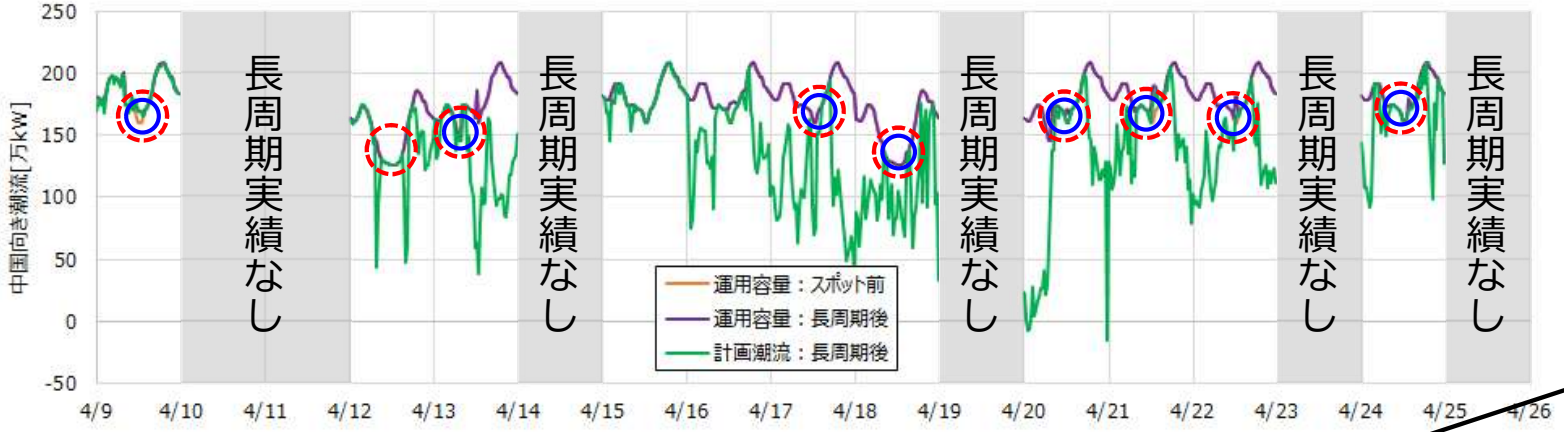


：拡大可能箇所

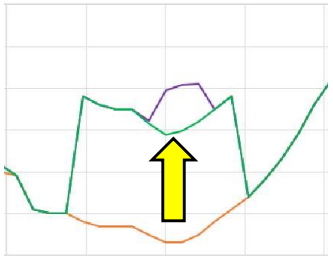
3-1. 2026年度の運用実績（2/2）

■ 2026年4,5月の中国九州間連系線1回線作業時の運用容量において、**スポット前の運用容量（橙色）**と**長周期後に見直した運用容量（紫色）**を比較すると、**869万kWh**（コマ最大で**46万kW**）の運用容量を拡大し、再エネ抑制量の低減に寄与した。（実際に拡大したのは可能量の25%程度）

2026年4月　運用実績

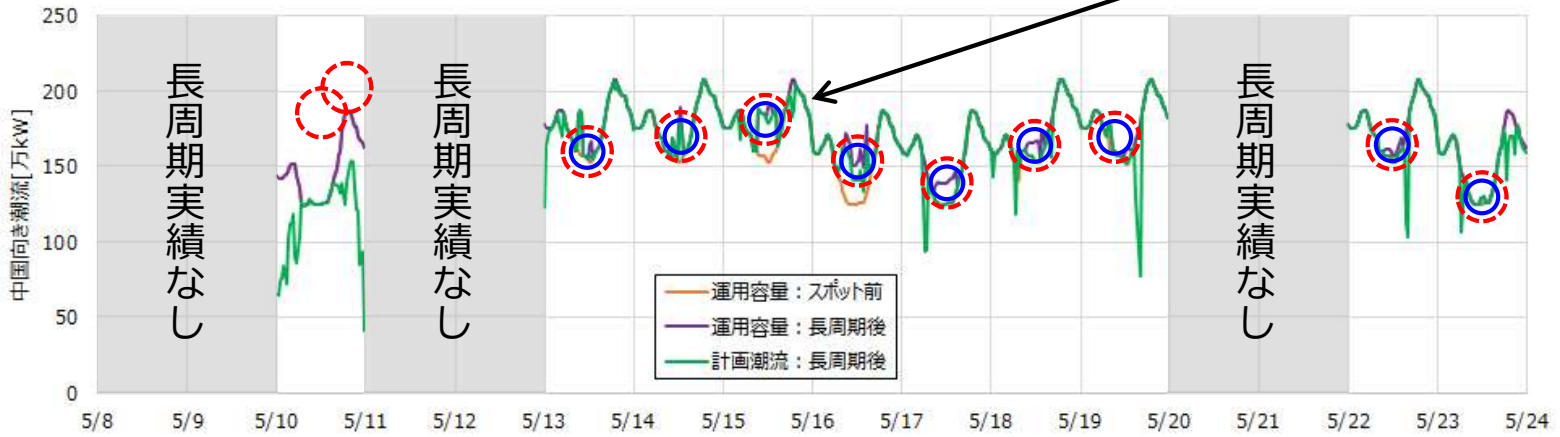


拡大：2026年5月15日



運用容量拡大

2026年5月　運用実績



：拡大可能箇所　　：実際に拡大した箇所

目次

1. はじめに

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

3-1. 2026年度の運用実績

3-2. 過年度の運用実績との比較

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価

5. まとめ

3-2. 過年度の運用実績との比較（1/2）

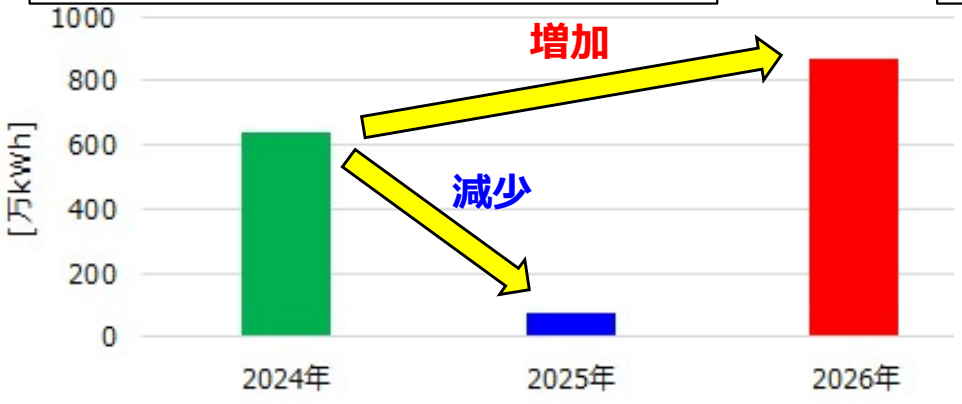
■ 2024～2026年度の運用容量を比較すると、拡大可能な運用容量は2,834→241→3,518万kWh、実際に拡大した運用容量は637→73→869万kWhとなっており、本運用を開始した2024年度と比較して、対策案③の効果が**2025年度は減少した**のに対して、**2026年度は若干増加した**。

■ この変化は、運用容量の限度値のうち、「九州エリア周波数上昇」の運用容量の傾向の差異に起因していると考えられ、次頁以降に分析結果について言及する。

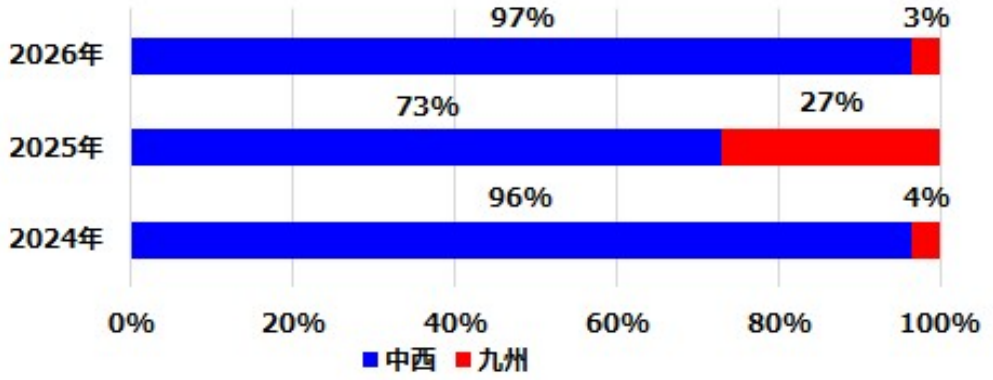
- 「中西エリアの周波数低下」と「九州エリアの周波数上昇」までの運用容量うち、数値が小さい方が運用容量の決定要因となる。
  - こちらの方が小さく、決定要因だとなった場合、今回の方策の効果はない。
  - 年度による変化が軽微で、今回の方策は、こちらに暫定ポンプ量を織り込むことで、運用容量を拡大する。
- 対策案③は、「九州エリアの周波数上昇」の値が大きいほど「中西エリアの周波数低下」が決定要因となるコマの割合が増え、またその差分が大きくなると、効果が増加する。

運用容量拡大		2024年度	2025年度	2026年度
拡大可能な運用容量	電力量	2,834万kWh	241万kWh	3,518万kWh
	最大電力	51万kW	13万kW	69万kW
実際の拡大した運用容量	電力量	637万kWh	73万kWh	869万kWh
	最大電力	34万kW	12万kW	46万kW

実際に拡大した運用容量（電力量）



作業期間中の決定要因の割合



（参考） 中国九州間連系線（中国向）の運用容量について

- 中国九州間連系線（中国向）の運用容量は、周波数維持が制約となる断面が多く、ルート断故障が発生した際の「九州エリアの周波数上昇」、「中西エリアの周波数低下」の限度値うち、小さい方を設定している。
- 「九州エリアの周波数上昇」は、九州エリア電源の出力制限（電制）を織り込むことで、運用容量を増加させているため、従来は「中西エリアの周波数低下」の限度値が決定要因となる断面が主であった。
- しかしながら、再エネ導入の拡大により、電制電源の出力が抑制され、「九州エリアの周波数上昇」の限度値が決定要因となる可能性が示唆されていた。

1．中国九州間連系線の中国向きの運用容量の考え方 2

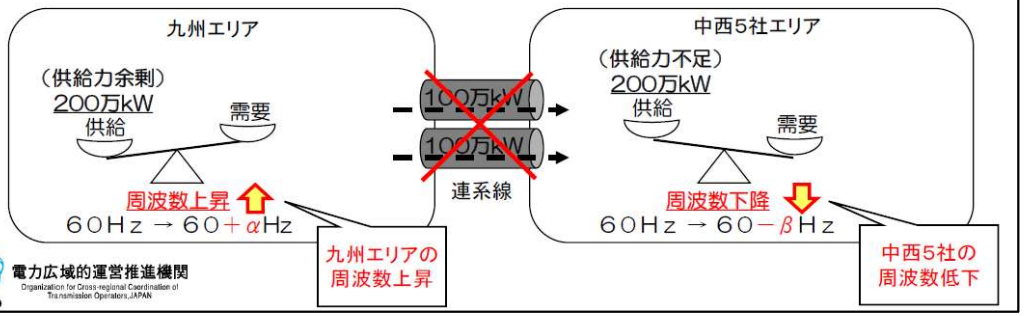
○ 電力系統を安定的に運用するためには、熱容量、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因をすべて満たすよう、限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている。

○ 中国九州間連系線は、現在、基本的に中国向き潮流であり、その運用容量は、熱容量等より周波数維持要因の方が限度値が小さい。このため、連系線のルート断故障が発生したときに
- 供給力不足に伴う**「中西5社※エリアの周波数低下限度値」**
- 供給力余剰に伴う**「九州エリアの周波数上昇限度値」**

のどちらの限度値も超えないように、限度値の小さい方を設定している。

※中部・北陸・関西・中国・四国

中国九州間連系線ルート断故障発生時の挙動
（連系線ルート断により九州エリアと中西５社エリアが分離）

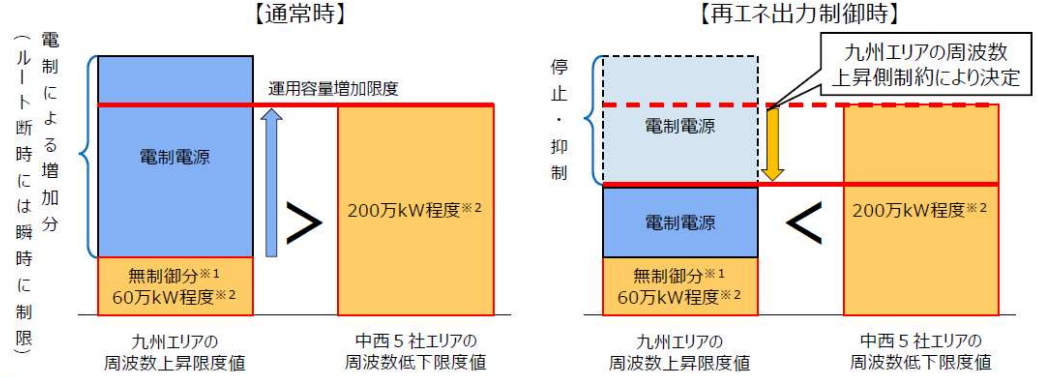


電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

1．中国九州間連系線の中国向きの運用容量の考え方 3

○ 中国向きの運用容量は、連系線ルート断故障時に、瞬時に九州エリアの電源の出力制限（電制）を実施できれば、九州エリアの周波数上昇を回避できることから、「電制分」だけ運用容量を増加させている。このとき、**通常の運用容量上限は「中西5社エリアの周波数低下限度値」が決定要因となる。**

○ しかしながら、**再エネ導入が拡大すると、下げ代不足時に優先給電ルールにより、九州エリアで見込んでいた電制電源（火力）の出力が抑制され、その効果が期待できない場合には、九州エリアの周波数上昇限度値で運用容量が決定する可能性がある。**



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN
OCCTO

※1 ルート断故障が発生しても原則、電制を伴わない潮流
※2 九州エリア・中西５社エリアの需要により変動

出所）第11回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ（2017年9月27日）資料4-2より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/011_04_02.pdf

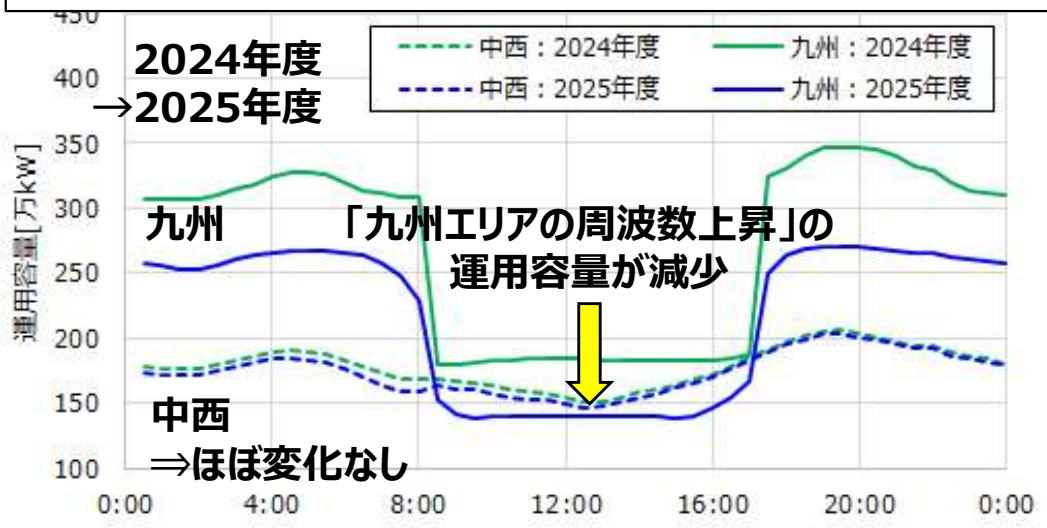
3-2. 過年度の運用実績との比較（2/2）

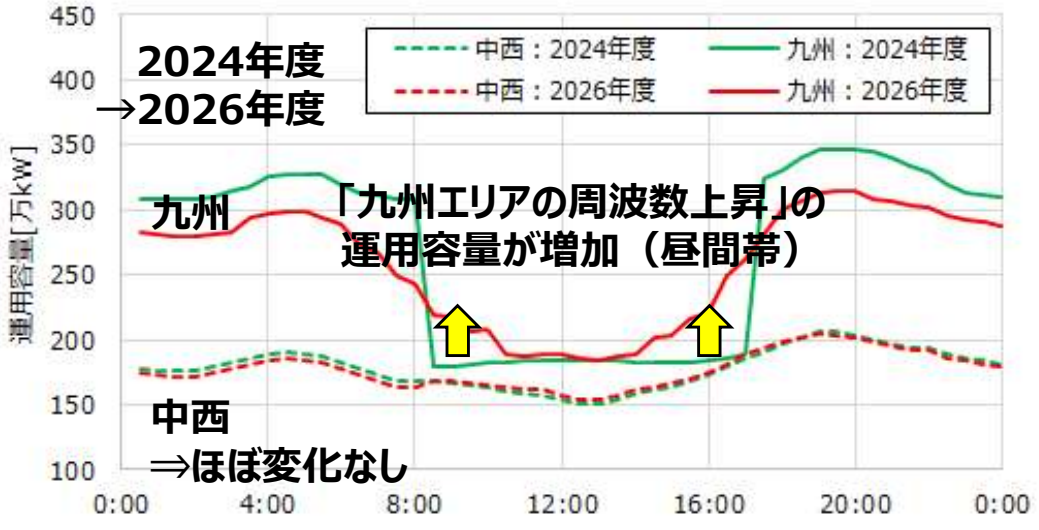
- 2024～2026年度の「中西エリアの周波数低下」と「九州エリアの周波数上昇」の運用容量の傾向変化を確認するために、4月の作業期間中における、各時間帯ごとの平均値の推移を示す。

※　「中西エリアの周波数低下」は、対策案③の適用前の数値を使用。

- 3年間通して「中西エリアの周波数低下」の運用容量に傾向変化はほぼ確認できないが、「九州エリアの周波数上昇」の運用容量は年度ごとに傾向変化を確認することができる。
- **2024年度を基準**とすると、2025年度、2026年度は以下のような差異があると言える。
  - **2025年度**は、**電制対象電源の低出力が要因**となり、「九州エリアの周波数上昇」の運用容量が小さく、昼間帯において「中西エリアの周波数低下」の運用容量を下回るため、対策案③の効果が減少したと考えられる。
  - **2026年度**は、**国の補助事業による再エネの運用容量への織り込みが要因**となり、「九州エリアの周波数上昇」の運用容量が、昼間帯の一部において、 2024年度を上回っており、その結果、対策案③の効果が増加したと考えられる。
- 上記の各年度の傾向についての詳細な分析は、次頁以降の参考スライドを参照。

作業期間における時間帯別運用容量平均値の推移（4月）





- 2025年度に「九州エリアの周波数上昇」の運用容量が小さくなった要因として、電制対象電源の出力が低かったことが要因と考えられる。以下に、2024～2026年度の作業期間中における電制対象電源の合計出力の推移を示す。

「九州エリアの周波数上昇」の運用容量＝系統容量×系統特性定数＋**電源制限対象分**

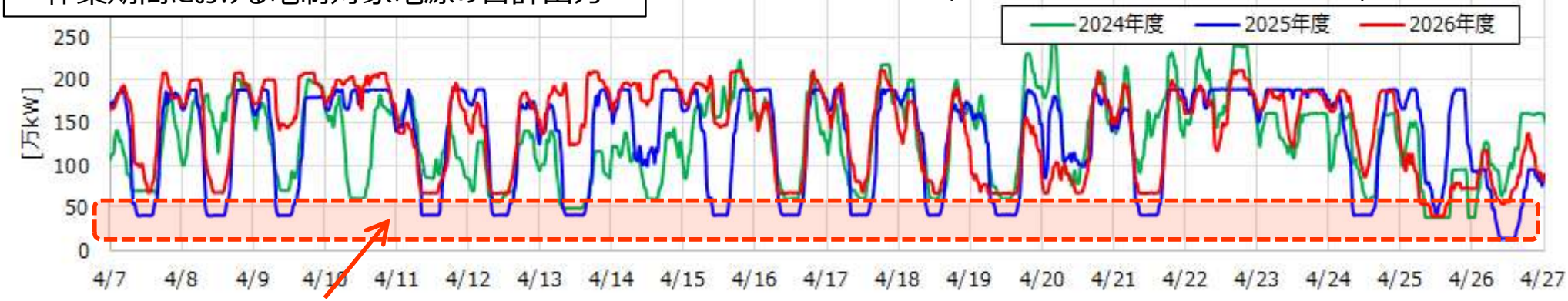
- 再エネ抑制が発生する可能性がある昼間帯において、2025年度の電制対象電源の合計出力が、2024、2026年度と比較して低い日が多くなっていることが確認できる。また、期間中の合計電力量も2025年度は低くなっている。

作業期間中の合計電力量　2024年：1,203GWh、2025年：1,118GWh、2026年：1,199GWh

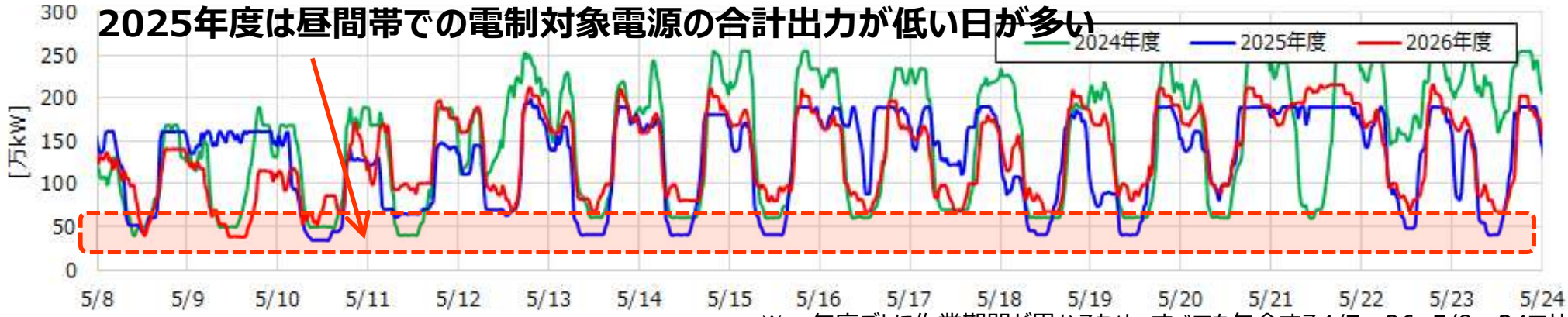
- これは、2025年度は再エネ出力、需給状況の関係上、電制対象電源のバランス停止が多かったためだと考えられる。

作業期間における電制対象電源の合計出力

※　九州松浦発電所1,2号機と電発松浦火力発電所1,2号機の合計出力



2025年度は昼間帯での電制対象電源の合計出力が低い日が多い



※　年度ごとに作業期間が異なるため、すべてを包含する4/7～26、5/8～24で比較

（参考）2024～2026年度の再エネ抑制量削減効果の推移に関する分析 ：2026年度における効果の増加について（1/2）

■ また更に、2026年度の対策案③の効果が増加した要因は、2026年4月から国の補助事業により、電制対象電源に転送遮断システムによる再エネの遮断が追加されたことが影響していると考えられる。

2026年度に対策案③の効果が増加した要因

① 対策案③は暫定ポンプ量を「中西エリアの周波数低下」の運用容量に織り込むことで、運用容量を増加させるが、その**増加可能幅は「九州エリアの周波数上昇」の運用容量が上限**となる。

② 2026年度から、補助事業により、「九州エリアの周波数上昇」の運用容量の算出に電源制限対象分に再エネが追加され、**運用容量が増加したことで、対策案③による「中西エリアの周波数低下」の増加可能幅が大きくなり**、その効果が増加した。

転送遮断による電制量の運用容量の織込みについて 2

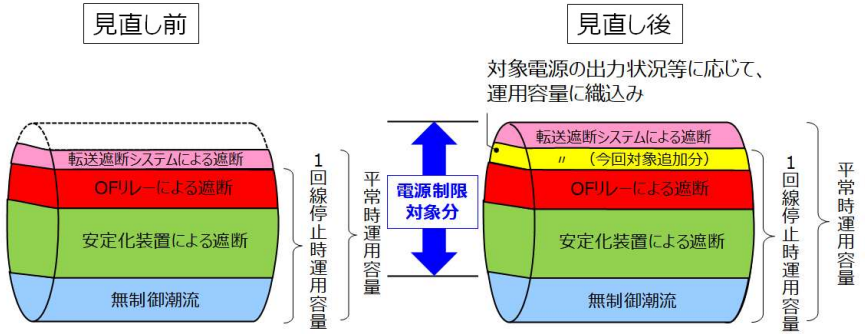
o 中国九州間連系線の運用容量について

・ 国の補助事業で転送遮断システムの電源制限対象に追加する電源については、2026年4月から運用容量に反映予定※

（中国九州間連系線の運用容量（中国向）のうち、九州系統の周波数上昇側の算出に用いる電源制限対象分として織込み）

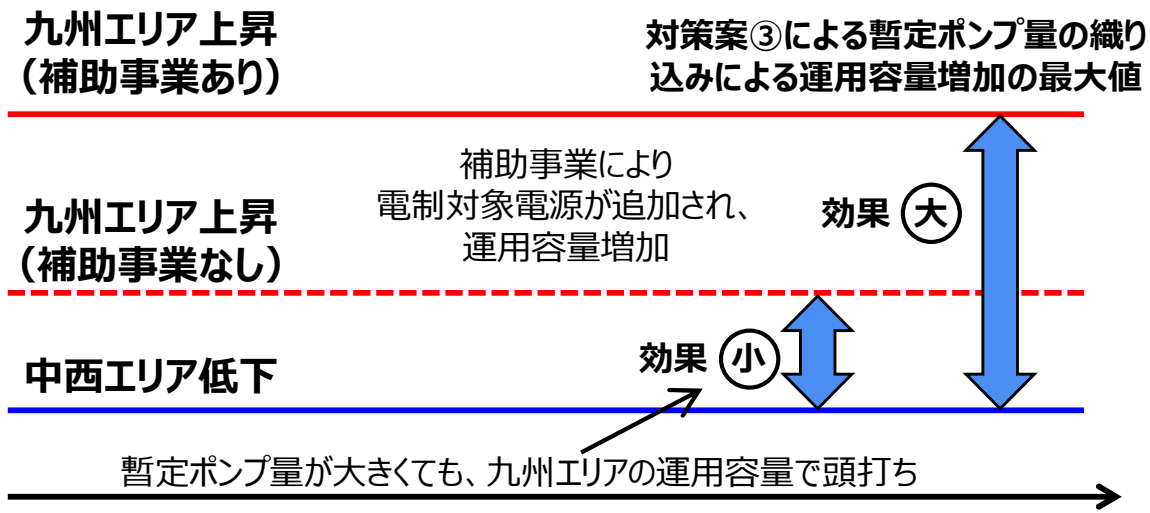
※ 補助事業の目標と同程度の効果量となる見込み

[九州系統の周波数上昇側が制約の場合の運用容量算出イメージ]



出所）2025年度第5回運用容量検討会（2026年2月9日）資料4より抜粋
https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/unyouyouryou/25005/2025_5_4.pdf

運用容量増加イメージ



✓ **補助事業により「九州エリア周波数上昇」の運用容量が大きくなることによって、最終的な運用容量の増加できる幅が広がるため、対策案③の効果が増加した。**

（参考）2024～2026年度の再エネ抑制量削減効果の推移に関する分析 ：2026年度における効果の増加について（2/2）

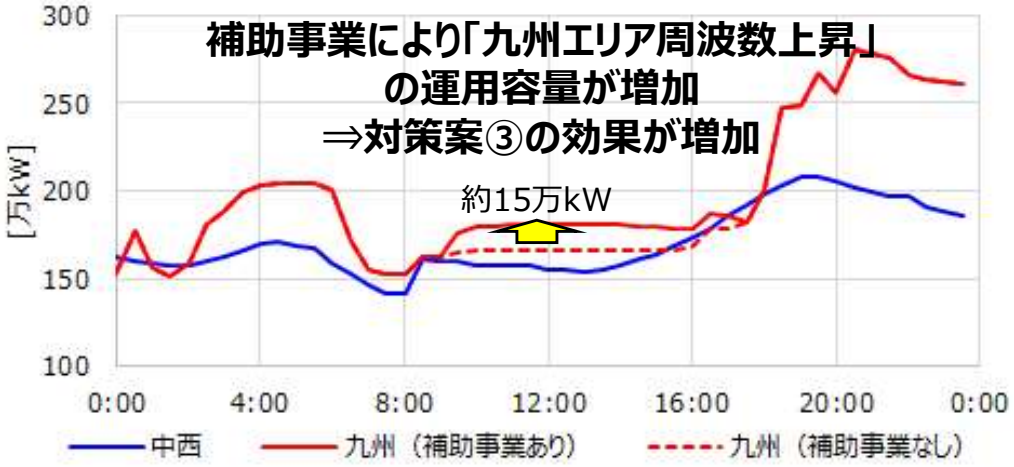
- 補助事業に「九州エリアの周波数上昇」の運用容量が増加した例として、2026年5月11日における運用容量の推移を示す。
  ※　長周期実績のない日だが補助事業による運用容量増加の典型例として掲載。
- 補助事業がなかったと仮定した場合※と比較して、再エネ抑制が発生する昼間帯での「九州エリア周波数上昇」の運用容量が増加していることが確認できる。
  ※　「九州エリア周波数上昇」の運用容量から補助事業により追加された電制対象電源分の数値を差し引いて算出。
- 昼間帯で15万kW程度の増加量であり、その分対策案③で増加可能幅大きくなっていることを示している。
- また、作業期間通しての対策案③が適用可能な「中西エリア周波数低下」が決定となるコマの割合は以下の通り。

2024年：96%、2025年：73%、2026年：97%（補助事業なし：92%）

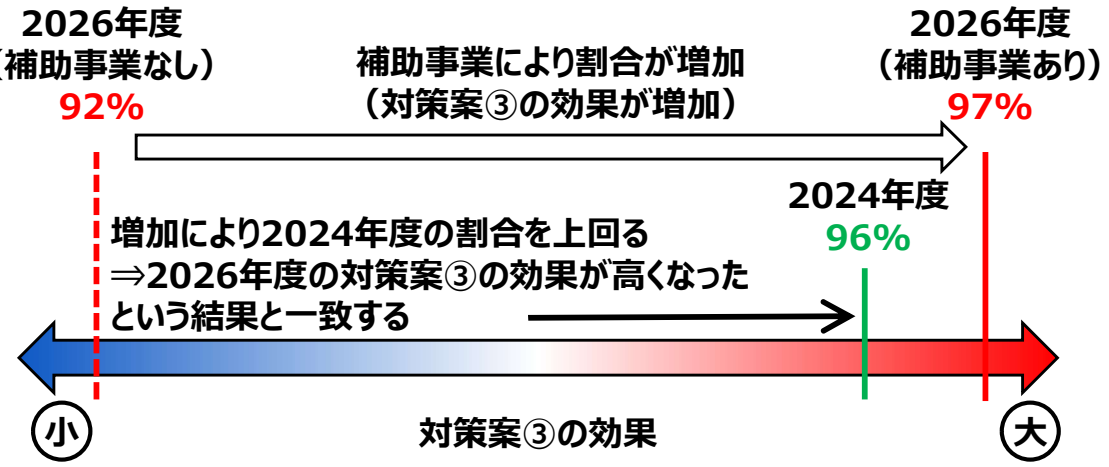
- 2026年度に、補助事業により「九州エリアの周波数上昇」の運用容量が増加し、「中西エリア周波数低下」が決定要因となるコマの割合が5%程度増加（92%→97%）し、対策案③の効果がより期待できる運用になったと言える。

※　上記の増加で2026年度の「中西エリア周波数低下」が決定となるコマの割合（ 92%→ 97%）は、2024年度の割合（96%）を上回ったことから、補助事業が2026年度で対策案③の効果が増加した要因と考えられる。

例：2026年5月11日の運用容量の推移



決定要因割合（「中西エリア周波数低下」）



目次

1. はじめに

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

3-1. 2026年度の運用実績

3-2. 過年度の運用実績との比較

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価

5. まとめ

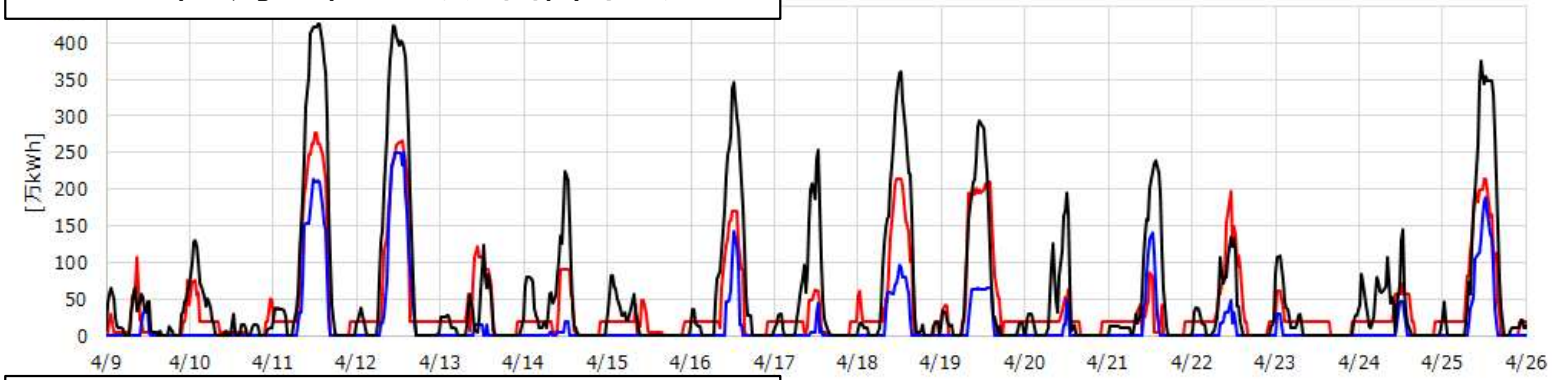
4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価（1/5）

- 翌々日BGポンプ計画を利用する対策案①について検討を行う。　※　30分コマごとのkWh値を比較。
- 対策案③（翌日）はスポット処理後で長周期前に運用容量に織り込むのに対し、対策案①（翌々日）はスポット処理前に織り込めるというメリットがある。
- 作業期間中の中西エリアの暫定ポンプ量（翌々日、翌日）と当日の実績値を比較したところ、以下の特徴が確認でき、暫定ポンプ量（翌々日）も実績値に対して一定の蓋然性があることが分かる。
  - ✓ **再エネ抑制が発生する昼間帯は、暫定ポンプ量は両者ともに実績値に近い波形**
  - ✓ **ポンプ量の大きさは実績＞暫定（翌々日）＞翌日である断面が多い**

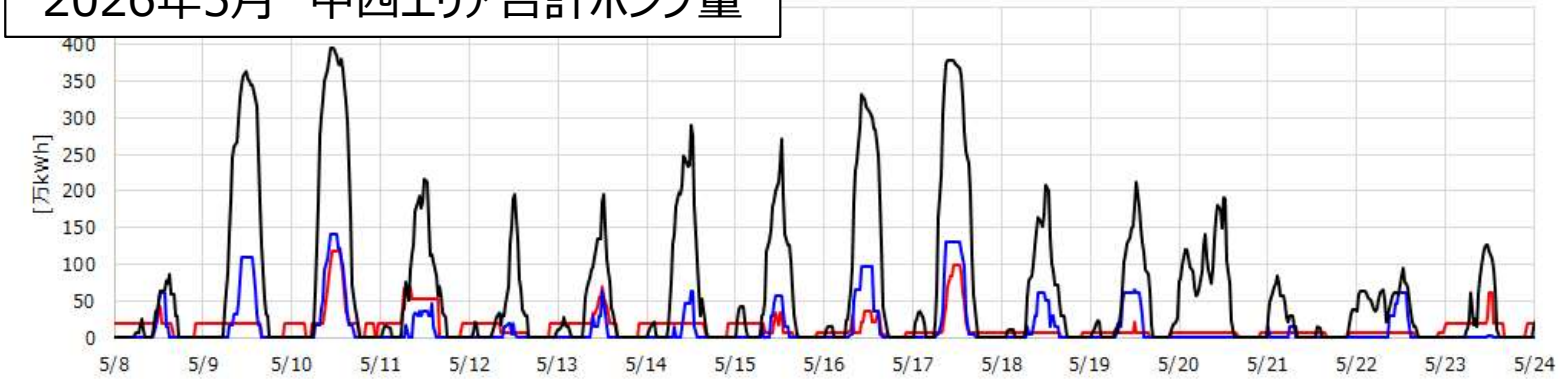
※暫定ポンプ量（翌々日）は、BGポンプ計画の減少リスクを暫定ポンプ量（翌日）と同等として算出。

2026年4月　中西エリア合計ポンプ量

—：暫定ポンプ量（翌々日）—：暫定ポンプ量（翌日）—：実績値



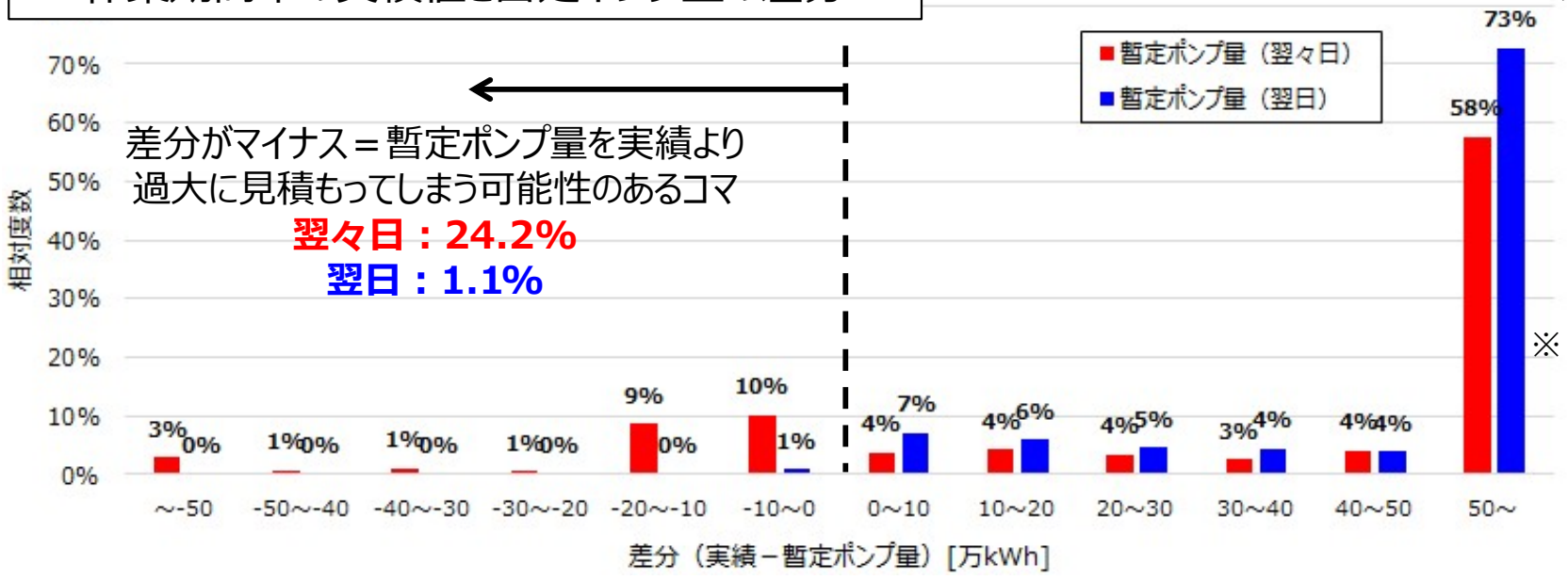
2026年5月　中西エリア合計ポンプ量



4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価（2/5）

- 次に、再エネ抑制が発生する可能性がある時間帯（8:00～16:00）に限定して、実績値に対する暫定ポンプ量（翌々日、翌日）の大小関係について確認する。
- なお、翌々日、翌日の暫定ポンプ量は同様の方法を用いて算出した。(減少リスクとして、同じポンプ台数減を想定)
- 各コマの実績値と暫定ポンプ量の差分を算出し、数値がマイナスであれば、暫定ポンプ量を実績に対して大きく見積もってしまっていることを意味しており。結果を確認すると、実績値に対して両者ともに50万kWh以上の余裕をもって暫定ポンプ量を設定できている断面が半数以上ではあるが、それとは別に以下の傾向が確認できる。
  - ✓ **暫定ポンプ量（翌日）が実績値を超過することはほとんどない。（1.1%）**
  - ✓ **暫定ポンプ量（翌々日）は全体の1/4程度のコマで実績値を超過している。（24.2%）**
  - ✓ **実績がゼロにも関わらず、翌々日では暫定ポンプ量が算出されるコマが存在した。**
- 以上より、**実績に対して暫定ポンプ量を過大に見積もるということは連系線の運用容量を過大に拡大するということであり、超過水準としてみた場合、同様の算出方法では対策案③は許容できるが、対策案①は許容できない。**

作業期間中の実績値と暫定ポンプ量の差分



➢ 実績がゼロにもかかわらず、暫定ポンプ量が算出されたコマ

翌々日	翌日
62コマ	0コマ

※ 翌々日、翌日それぞれ昼間帯（8:00～16:00）の**実績値または暫定ポンプ量が存在するコマのみ**で検討を実施

翌々日：合計512コマ
翌日：合計450コマ

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価（3/5）

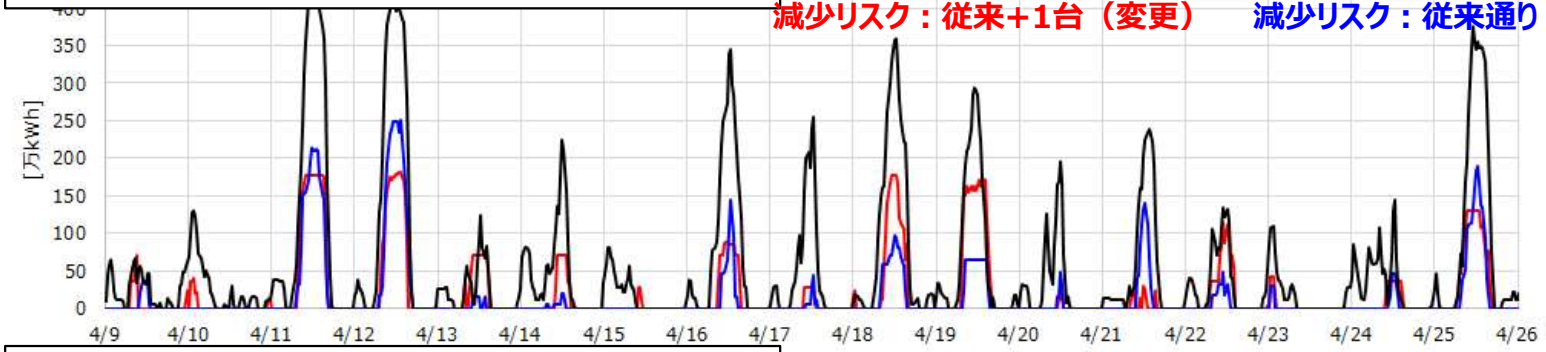
- 更なる深堀として、対策案①では、暫定ポンプ量を算出した場合、運用容量を過大に拡大する虞があるため、安全サイドで減少リスクを大きく見積もったポンプ計画を運用容量に織り込んで、検討を行った。
- 暫定ポンプ量（翌々日）の算出にあたり、**減少リスクのポンプ台数を＋1台増加させた対策案①'**の結果を示す。
  ※　中西の各エリアでの減少リスクのポンプ台数を＋1台としたが、四国エリアは元々の暫定ポンプ量が小さかったため、変更を省略。
- BGポンプ計画のポンプ台数減少リスクを従来より多く見込んだことで、暫定ポンプ量（翌々日）が小さくなり、実績値を超過するケースが大幅に減少している。（実績値を超過するコマ：24.2%→4.6%）
- しかし同時に、暫定ポンプ量（翌々日）が小さくなりすぎたことにより、算出結果がゼロになる等、**運用容量の拡大を期待できる量が減少している（対策案③に対し23%まで減少）**ことが確認できる（特に5月において）　。

2026年4月　中西エリア合計ポンプ量

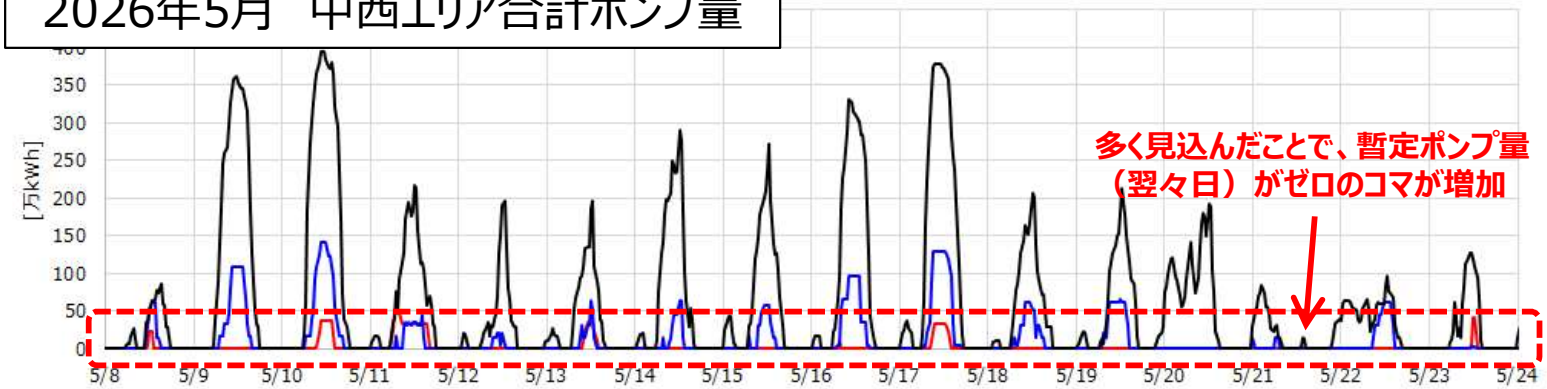
—：暫定ポンプ量（翌々日）　減少リスク：従来＋1台（変更）

—：暫定ポンプ量（翌日）　減少リスク：従来通り（変更なし）

—：実績値



2026年5月　中西エリア合計ポンプ量



➢ 実績がゼロにもかかわらず、暫定ポンプ量が算出されたコマ

翌々日	翌日
3コマ	0コマ

暫定ポンプ量が減少したことで、該当するコマが減少した。

※　翌々日、翌日それぞれ昼間帯（8:00～16:00）の実績値または暫定ポンプ量が存在するコマのみで検討を実施

翌々日：合計453コマ

翌日：合計450コマ

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価（4/5）

■ 続いて、対策案①'を運用実績に適用した場合の再エネ抑制量削減効果への影響を確認する。

※　減少リスクのポンプ台数を従来より+1台増加した暫定ポンプ量（翌々日）を使用。

■ 2026年度の運用において、実際にスポット前から長周期後で運用容量を拡大したコマを対象に、前頁で算出した暫定ポンプ量（翌々日）拡大量の上限に設定した際の、影響を示す。

■ 連系線の運用容量の過大な拡大を回避するために、減少リスクを多く見込んだ結果、再エネ抑制量の削減効果が大きく低下することが確認できた。（拡大する運用容量が実績の23%程度まで減少）

■ これまでの検討から、暫定ポンプ量（翌々日）を用いる対策案①を採用した場合のついて、以下の知見が得られた。

- ✓ **減少リスク従来通り　（対策案①）：連系線の運用容量を過大に拡大する可能性がある。**
- ✓ **減少リスク従来+1台　（対策案①'）：再エネ抑制量削減効果が大きく減少する。**

■ 上記の知見より、**対策案①の単体では、連系線の運用容量を過大に拡大する虞があり、また安全サイドの対策案①'とした場合は、対策案③と比較して効果が大幅に減少することから、単体での導入は不適当である。**

更なる減少リスクに関する検討については、「減少リスクのポンプ台数を小数点以下まで想定する」、「エリアごとに減少リスクのポンプ台数を変える」等で今年度の実績における適当な減少リスクの設定方法を推定することも考えられるが、ポンプ台数を整数以外で設定することが不適切であり、来年度以降の運用においても妥当である根拠がないため、検討を見送る。

拡大量	運用実績 （実際に拡大した運用容量）	対策案①' （減少リスク：従来+1台）
電力量（作業期間合計）	869万kWh	**199万kWh**
電力（コマ最大）	46万kW	**29万kW**

効果が大きく減少

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価（5/5）

■ これまでの検討により、対策案①、①′単体での導入は、連系線の運用容量の過大な拡大または、対策案③と比較して、効果が減少する等の理由で、不適切であるという結論となった。

■ 一方で、単体での適用ではなく、対策案①′と対策案③を同時に導入する案も考えられる。

＜対策案①′と対策案③の同時導入（案）＞

前々日スポット前の段階で対策案①′を適用し、運用容量を拡大する。（翌々日BGポンプ計画に従来通りの減少リスクを見込む）

⇒効果は小さいがスポット前の時点で運用容量を拡大することで、経済効果が期待できる。

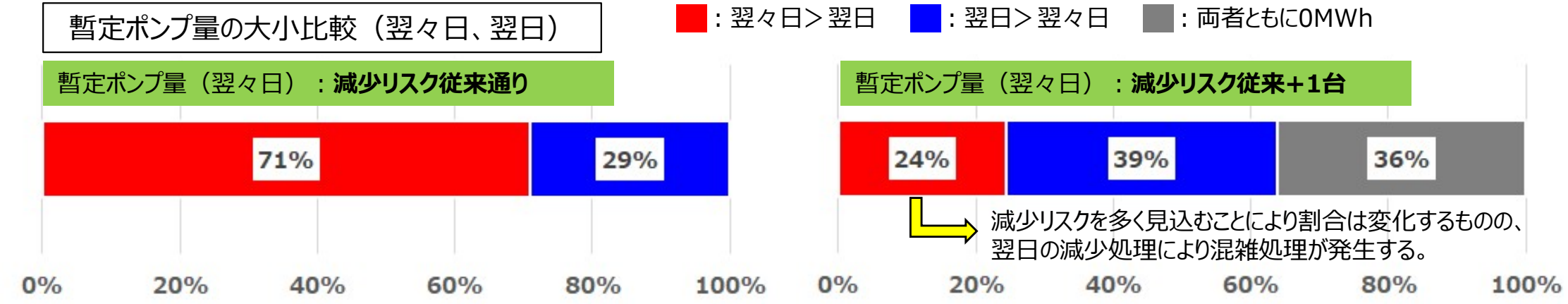
前日の長周期組合せの段階で対策案③を適用し、運用容量を拡大する。（翌日BGポンプ計画に従来＋1台の減少リスクを見込む）

⇒現状の方策は継続して実施する。

■ 以上の方法で実務に耐えうるか検討を行ったところ、下図に示す通り、暫定ポンプ量（翌々日）が暫定ポンプ量（翌日）を上回るコマも十分に存在していることが確認された。※ 作業期間中の昼間（8:00～16:00）の暫定ポンプ量を比較

■ よって、翌々日の段階で拡大した運用容量を、スポット約定後の減少処理が必要な場合も想定され、実務者の負担が増加する。現状、対策案③のみでも業務処理がタイトであり、対策案①′と対策案③の同時導入は、業務処理の遅延により、長周期周波数調整による再エネ出力制御量が抑制できないリスクがあり、同時導入は困難と考える。

暫定ポンプ量の大小比較（翌々日、翌日）



目次

1. はじめに

2. 翌日BGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案③）の概要

3-1. 2026年度の運用実績

3-2. 過年度の運用実績との比較

4. 翌々日のBGポンプ計画を織り込む運用方法（対策案①）の評価

5. まとめ

5. まとめ

■ 本検討では、1回線作業時の中国九州間連系線（中国向き）に対して、長周期申告時点で中西エリアの翌日BGポンプ計画を集約して織り込む対策案③の2026年度の運用実績評価を行った。

- ✓ 対策案③の再エネ抑制量削減効果が引き続き確認できた。
- ✓ 2026年度の再エネ抑制量削減効果は過年度と比較して増加した。（国の補助事業の影響もあり）

■ また、翌々日BGポンプ計画を利用する対策案①の有効性の評価を行った。

- ✓ 翌々日BGポンプ計画より算出した暫定ポンプ量と実績の間に一定の蓋然性を確認できた。
- ✓ しかし、暫定ポンプ量（翌々日）は、現行と同様の減少リスクを見込んだ場合、連系線の運用容量を過大に拡大する虞があり、また、安全サイドで減少リスクを＋1台増加した場合、再エネ抑制量削減効果が減少する。
- ✓ **よって、対策案①（翌々日）を単体で採用するのは、リスクが高い、またはリスクを回避する安全サイドでの結果だと効果が薄くなるため、不適当であると判断できる。**
- ✓ **また対策案①′③の同時導入に関しても、業務の複雑化・実務者の負担拡大が予想され、タイトな業務フローの中で対応することは困難であると考える。**

■ 検討結果より、2027年度以降は以下のように対応することとしたい。

- ✓ 対策案③（翌日BGポンプ計画を利用）については、2024～2026年度の実績評価より、再エネ抑制量削減効果が継続的に確認できたことから、**2027年度以降も継続的に実施することとし、これまで行ってきた毎年の実績分析報告は今年度をもって終了とする。**
- ✓ 対策案①（翌々日BGポンプ計画を利用）については、スポット実施前に開放できるというメリットがあるものの、前述の要因により、**不適当であり廃案とする。**

以下の内容を調整力及び需給バランス評価等に関する委員会へ諮ることとしたい。
⇒来年以降も対策案③を継続することとし、本委員会への報告は今年度をもって終了とする。

※ 対策案③の継続の要否も含めて、運用実績と効果の分析・検討については内部的に継続し、必要に応じて運用容量検討会に報告する。
※ 本方策は「59.1Hzの広域的負荷遮断」に伴う系統保安ポンプ取りやめによる運用容量低下対策を発端として開始した運用であり、制度変更や設備の新設等の状況変化に応じて、再度必要性について検討を実施する。