

系統特性定数に関する詳細検討について (その2)

2025年3月14日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 第2回本作業会（2024年8月29日）において、現行の系統特性定数の実態（算出根拠・活用方法等）を、一般送配電事業者から紹介いただくとともに、事務局として本作業会で取り扱う系統特性定数に関する論点として、「算出・判定方法・低下補填の妥当性※1」「系統特性定数の必要性」「状況変化による系統特性定数の再算出」の3つと整理した。
- また、第4回本作業会（2024年12月5日）では、実態に即したシミュレーション環境の更新（チューニング）を行い、将来の状況変化（調整力確保状況や負荷特性変化等）に柔軟に対応できる環境を整えることが本質的な課題としたうえで、現状の系統特性定数を用いている（足元で必要と整理された）箇所において、「算出・判定方法・低下補填の妥当性※1」「状況変化による系統特性定数の再算出」を検討していくこととした。
- その後、第5回本作業会（2025年1月24日）では、現状の各エリアの判定方法（周波数上昇・低下限度）の妥当性確認を行い、判定方法見直しの余地があるエリア※2において、見直しの必要性含め検討することとしていた。
- 今回、一般送配電事業者の協力のもと、個別エリアの実態を詳細に調査し、短期的もしくは中長期的に行っていく取り組みについての整理、また、系統特性定数の再算出に関して、系統特性定数の傾向把握についての方向性を検討したため、ご議論いただきたい。

※1 第2回本作業会当時は「判定方法の妥当性」のみの論点であったが、第3回本作業会において変動性再エネ大量導入の影響評価をした際、「算出方法、低下補填の妥当性」についても合わせて検討するよう論点を再整理したもの。

※2 上昇側限度：四国、九州エリア、低下側限度：北海道エリア

本作業会における今後の主要論点

変更あり

37

- 前章の内容を踏まえ、本作業会で取扱うべき主要論点は、現時点で以下の通り。
- 今後、それぞれの論点について、具体的な進め方の整理や深掘り検討を進めることとしたい。

大項目	中項目	No.	論点
共通	想定故障（クライテリア）	1-1-1	N-1,N-2故障の具体的様相や社会的影響の考え方の違いは妥当か
	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか
		1-2-2	地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一することが可能か
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内混雑の進展を見据え、地内系統における緊急的な運用容量の拡大スキームが必要かどうか
	再エネ導入による影響	1-4-1	再エネ大量導入が運用容量へ与える影響とは何か
熱	短時間容量	2-1-1	地内送電線へ適用している短時間容量を地域間連系線へ適用できない理由は何か
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の新たな制約として追加する必要があるか
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所への考え方の整理が必要か
	低下補填	3-3-1	将来的な同期安定性の低下を補う方策は何か
電圧安定性	算出・判定方法・低下補填	4-1-1	電圧安定性の妥当な算出方法・評価方法・補う方策は何か
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所への考え方の整理が必要か
周波数維持	EPPS	5-1-1	周波数品質を踏まえ、考え方の見直しやその影響評価が必要かどうか
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まないことの（EUE算定への影響も含めて）理由は何か
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所への考え方の整理が必要か
		5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策は妥当か
	系統特性定数	5-4-2	調整力調達の在り方や系統構成、周波数制御方式が変化していく中でも系統特性定数は必要か
		5-4-3	調整力必要量の見直しや負荷特性の変化等を踏まえ、系統特性定数の再算定が必要か

まとめ（系統特性定数に関する論点・今後の進め方）

27

- 第2回本作業会（2024年8月29日）における一般送配電事業者からのプレゼン内容を踏まえ、系統特性定数に関する論点・進め方については、大きく次の通りと考えられるか。

➤ 判定方法の妥当性 ⇒No.5-4-1に反映

- ・ 系統特性定数を用いて周波数上昇・低下限度を算出（判定）する場合、その系統特性定数の平常時（N-0）と緊急時（N-2）の算出方法の違いや、過渡的な周波数上昇の扱い等の妥当性を深堀検討する必要があるか。

→ 次回以降、判定方法の妥当性について、検討結果を報告

➤ 系統特性定数の必要性 ⇒No.5-4-2に反映

- ・ 系統特性定数に関する前提（調整力調達の在り方や負荷特性など）が変化している一方で、系統の構成や周波数制御方式も変化していく中、そもそも系統特性定数が、今後必要かどうかについて、平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2等）の事象毎に検討する必要があるか。

→ 次回以降、系統特性定数の必要性について、検討結果を報告

➤ 状況変化による系統特性定数の再算出 ⇒No.5-4-3に反映

- ・ 仮に系統特性定数が将来的にも必要となった場合、調整力調達の在り方の変化による一次調整力がエリア需要の3%を下回る可能性や、負荷側において拡大するインバータ需要による負荷特性が変化している可能性が予想されることを踏まえ、系統特性定数の再算出について検討する必要があるか。

→ 次回以降、周波数上昇側の算出根拠等の考え方を整理するとともに、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算出の方法（検証の進め方）について検討し、再算出を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告する

第5回本作業会（2025年1月24日）資料3 系統特性定数に関する詳細検討について（その1）検討の方向性について

（辻メンバー）

•一つ目の判定方法の妥当性についてだが、今回過渡的な周波数と仕上りの周波数の両方での管理があるところを明確に示していただき、理解が深まった。その中で多くのエリアに関しては、過渡的な周波数で判定している場合と、仕上がり周波数で判定している場合で差異があっても、おおよそ同じような水準の考え方で判定しているところが見え、平仄が取れている部分が多いということもあった。ご説明いただいたように周波数上昇側での九州、四国エリアでの考え方や、周波数低下側での北海道の考え方で、いくつか更に深掘りや見直しの検討の必要性がありそうなところを抽出していただいたということで、示していただいた方向で是非更なる検討が出来ればと考える。周波数低下側の北海道エリアの話ではシミュレーション誤差という話が出てきたが、これについては、他のエリアでも系統特性定数がそもそも少し保守的になっていたり、色々な意味で誤差を吸収するところがあるかと認識している。北海道エリアのみでシミュレーション誤差という項目が出てきており、0.2Hz分を考慮しているが、シミュレーション誤差にも色々あると考えており、どういったところを睨んでの誤差なのかという辺りを深掘りしていただき、理由によっては他のエリアについても同様に気を付けなければいけないということで、知見を展開するということもあるかと考える。二つ目の章の話については、①～③までの考え方の整理をしていただき、理解が深まった。②について、条件に応じて系統特性定数の異なるものを用いて管理するというのは、太陽光が多い少ない等、様々な事情で系統特性定数の変化の振れ幅が大きくなってくると、こういった管理がある程度有効になるという場面があるのではないかとすることは、お示しいただいたとおりかと考えている。デメリットとして色々煩雑になるということがあると承知しているが、実際に太陽光の多い少ないで、周波数の落ち方が実際どれくらい変わり得るものかということについては、シミュレーション環境を構築されているエリアで既に色々検討されているか、或いは将来更に太陽光が増えればどういう傾向になるのかが出ているシミュレーションで評価できるのではないかと考えている。系統特性定数をどれくらい複数管理するかで、どのように運用容量が変わってくるかということを具体的に定量的にお示しいただくと、どこまで踏み込んでいくべきかという議論も進みやすいのかと感じており、そういった検討もお願いできればと考える。

（伊佐治メンバー）

•この整理をしていただくには、本系統側と分離系統側の違いを考えた方がいいということと、先ほど仰っていただいたとおり、九州の過渡周波数60.5Hzが既に一部の自家発のOFRの整定が60.5Hzになっていることで、整定変更しようとする、実施可否を含めて事業者側での対応が発生してくるということで、状況によってはすぐにできないという可能性があり、中長期的な取組になってしまう可能性もあるかと考えている。

1. 判定方法の妥当性検討
 - 1-1. 上昇側限度について（四国、九州）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
 - 1-2. 低下側限度について（北海道）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
 - 2-1. 系統特性定数の傾向把握について
3. まとめ

1. 判定方法の妥当性検討

1-1. 上昇側限度について（四国、九州）

- －概要と前回振り返り
- －実態把握と今後の方向性

1-2. 低下側限度について（北海道）

- －概要と前回振り返り
- －実態把握と今後の方向性

2. 状況変化による系統特性定数の再算出

2-1. 系統特性定数の傾向把握について

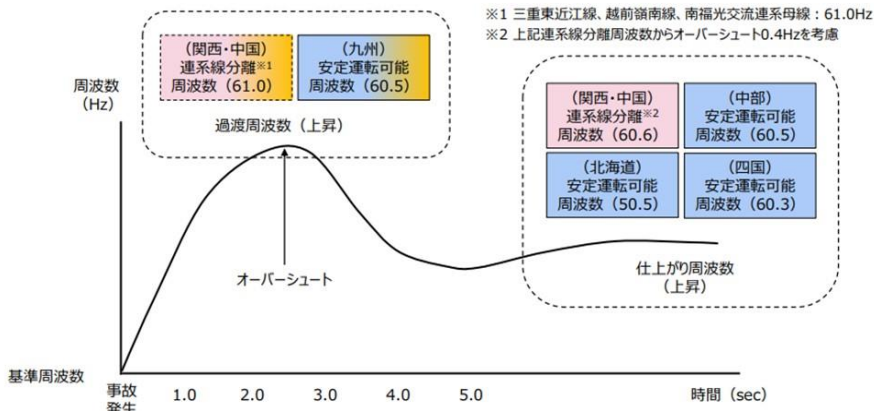
3. まとめ

- 「系統特性定数を用いる運用」における周波数維持制約の判定方法は、「系統容量（MW）」に「系統特性定数（%MW/●Hz）」を掛け合わせた限界潮流（MW）以下であることを判定するものである。
- すなわち、周波数維持制約の判定方法の妥当性とは、どこまで周波数の上昇・低下を許容できるかといった周波数上昇・低下限度値（●Hz）の妥当性と言い換えることができる。
- 第5回本作業会においては、上昇・低下限度の考え方を過渡的な周波数および仕上がり周波数に分類したうえで、各エリアの判定方法の実態把握を行い、妥当性を検討した。

周波数上昇限度の考え方について（概要）

10

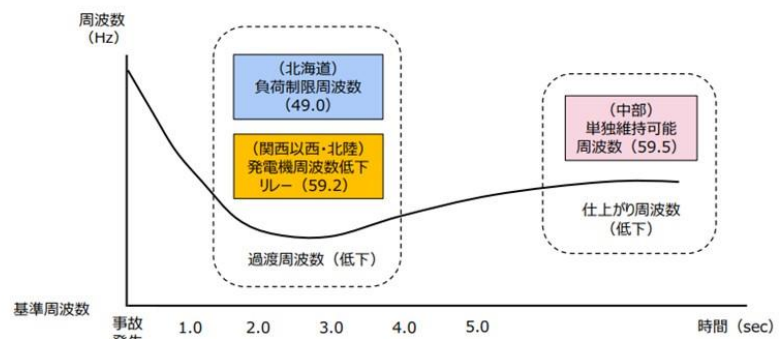
- 系統分離時等の周波数上昇の挙動としては、まず過渡的に周波数上昇（一時的なオーバーシュートが発生）し、その後、仕上がり周波数に落ち着く（低下する）こととなる。
- この際、周波数上昇限度の管理対象としては、「過渡周波数」「仕上がり周波数」の双方が存在する状況。
- また、周波数上昇限度の理由（要因）としては、「発電機の安定運転可能周波数」「発電機周波数上昇リレー（OFR）」「連系線分離周波数」等があり、各エリアの実態（現状）を示すと下図のとおりとなる。



周波数低下限度の考え方について（概要）

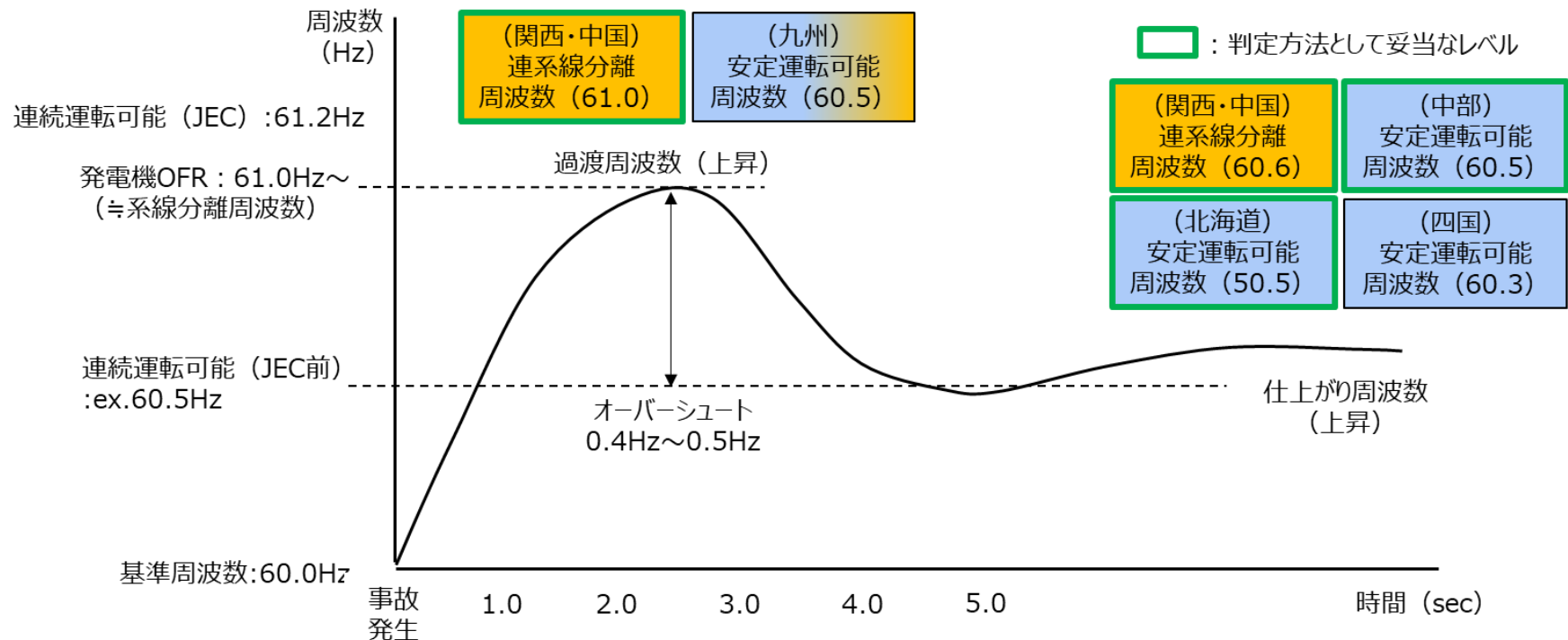
23

- 電源脱落・系統分離時等の周波数低下の挙動としては、まず過渡的に周波数低下（一時的に周波数ボトムまで低下）し、その後、仕上がり周波数に落ち着く（回復する）こととなる。
- この際、周波数低下限度の管理対象としては、「過渡周波数」「仕上がり周波数」の双方が存在する状況。
- また、周波数低下限度の理由（要因）としては、「負荷制限周波数（負荷側UFR）」「発電機周波数低下リレー（UFR）」「単独維持可能周波数」等があり、各エリアの実態（現状）を示すと下図のとおりとなる。



1. 判定方法の妥当性検討
 - 1-1. 上昇側限度について（四国、九州）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
 - 1-2. 低下側限度について（北海道）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
 - 2-1. 系統特性定数の傾向把握について
3. まとめ

- 上昇側限度値については、発電機の安定運転可能周波数・発電機OFR・連系線分離Ry等の考え方があったが、基本的には、発電機保護のために発電機OFRが設置されており、発電機OFR動作による一斉解列を防ぐため（共倒れを防ぐため）、連系線分離Ryが設置されているといった共通の考え方にまとめられることが分かった。
- 上記を踏まえ、現状、発電機OFRについてはJECの連続運転可能周波数を考慮し、多くの発電機が61.0Hz以上で整定されているものと考えられることから、「61.0Hzの瞬間的な超過を許容せず（過渡周波数管理）、オーバーシュート0.4Hz～0.5Hzを考慮し、60.5Hz～60.6Hzに落ち着く（仕上がり周波数管理）閾値」が、判定方法として妥当なレベルではないかと整理したところ。



緊急時における周波数上昇限度値の違い（2 / 2）

14

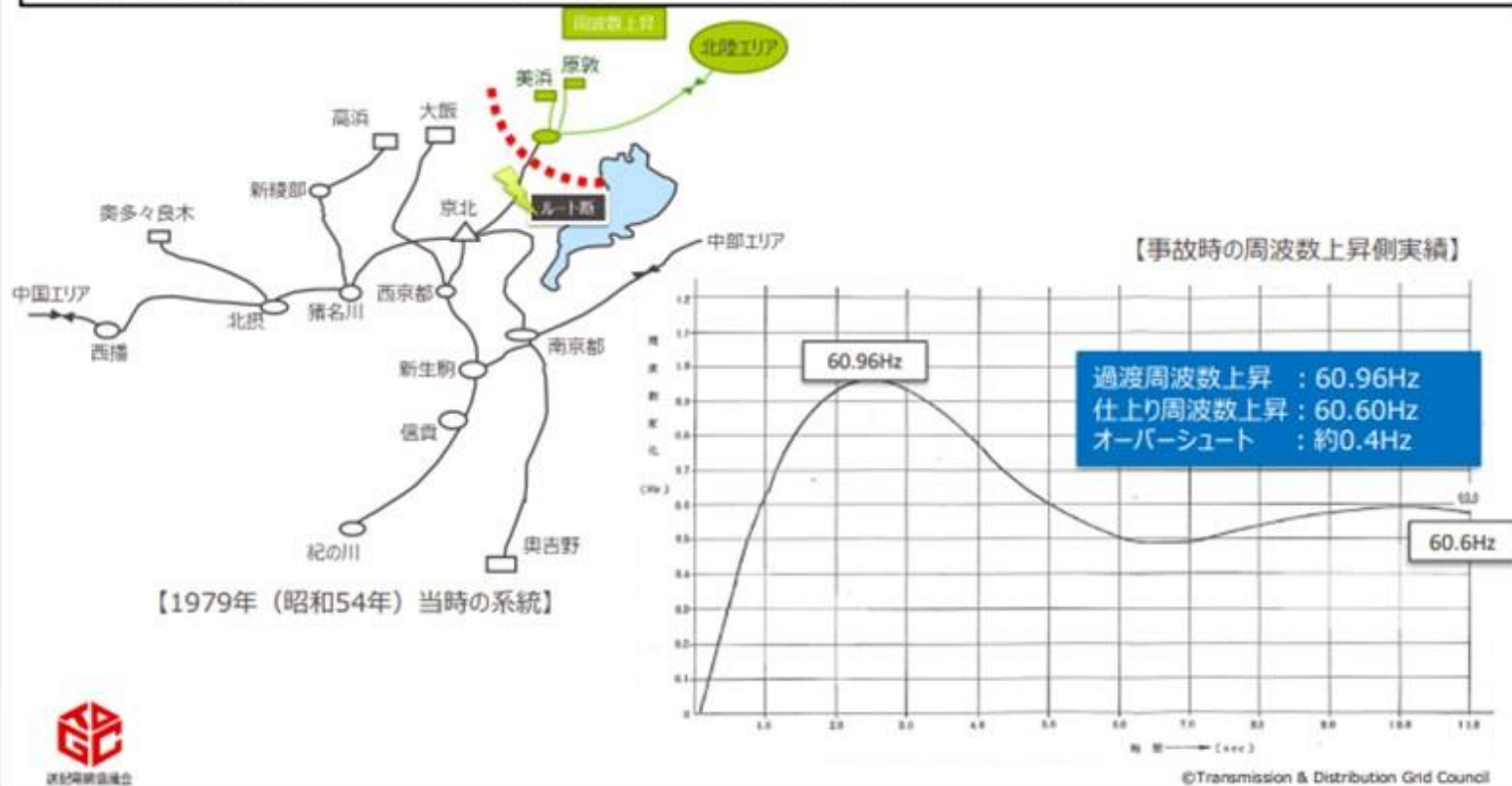
- また、周波数上昇限度については、北海道・中西エリアにおいて、基準周波数から周波数上昇限度値までの負荷脱落量（連系線潮流）を算出している。
- この際、常時周波数変動（≡フリンジ）が最大となる断面（中西エリアの場合：60.2Hz）で、系統分離に至るN-2故障が生じた場合には、**周波数上昇限度を超える可能性**が考えられる。
- この点については、**第2回本作業会（2024年8月29日）資料4のフリンジへの対応の整理の中で検討を深めていくこととしたい。**

エリア		系統特性定数	周波数上昇限度	限度値に関する補足
北海道 (50Hz)	—	12.4%MW/0.5Hz※	50.5	火力プラントの安定運転可能周波数上限（50.5Hz）
東北・東京 (50Hz)	—	固有の系統特性定数を用いずに運用		
中西 (60Hz)	中部	10.0%MW/0.5Hz	60.5Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.5Hz）
	北陸	不使用	60.0Hz	仕上がり周波数を60.0Hzとし、連系線潮流相当を電制制御するため系統特性定数は使用されていない
	関西	14.0%MW/0.6Hz	60.6Hz	エリア間の連系分離防止（61.0Hz）から過渡周波数上昇実績（0.4Hz）を控除した値
	中国	14.0%MW/0.6Hz	60.6Hz	
	四国	不使用 （無制御潮流を シミュレーションで算出）	60.3Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.3Hz）
	九州	7.5%MW/0.5Hz	60.5Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.5Hz）

(参考) 周波数上昇側のオーバーシュートについて

12

- 1979年（昭和54年）に発生した関西地内の送電線ルート断故障（若狭幹線山）により、『北陸エリアの系統』と『関西エリアの一部系統（美浜系）』を合わせて単独系統となり、仕上がり周波数は60.6Hzまで上昇した。
- また、この際のオーバーシュートが約0.4Hzであった。



- 他方で、発電機の安定運転可能周波数を要因として、仕上がり周波数60.3Hz（四国）および過渡周波数60.5Hz（九州）で管理しているエリアもあった。
- 過去、JECよりも低い値（ex.60.3Hz or 60.5Hz）を要件（アクセス基準）※としていた時期に建設（連系）された発電機制約に伴う上昇側限度ではあるが、あくまでも連続運転可能周波数であることを踏まえると、仕上がり60.5Hzに落ち着く閾値に見直すことも考えられる。
- これらについては、各エリアの実態等も踏まえた上で、判定方法見直しについて、必要性含め検討することとした。

※ 過去60.3Hzの要件（アクセス基準）であった四国では、2004年度に「連続運転可能周波数61.0Hz以上」に、過去60.5Hzの要件（アクセス基準）であった九州では、2023年度に「連続運転可能周波数61.2Hz」に変更。

判定方法の妥当性について（２／２）20

- 他方、「仕上がり周波数60.3Hz（四国）」「過渡周波数60.5Hz（九州）」については、妥当性という観点からは見直す余地があると考えられるか。
- 両者とも、過去、JECよりも低い値（ex.60.3Hz or 60.5Hz）を要件（アクセス基準）としていた時期に建設（連系）された発電機制約に伴う上昇側限度ではあるが、あくまでも連続運転可能周波数であることを踏まえると、九州エリアの上昇限度値についても「仕上がり60.5Hzに落ち着く閾値」に見直す方向が合理的※1と考えられる。
- また、実態として、中部関西間（中部向き）の運用容量は、中部の周波数低下側だけでなく、関西以西・北陸（5エリア）の周波数上昇側も考慮しており、その際の判定基準（仕上がり周波数60.6Hzまで許容）を踏まえると、現状でも既に、四国・九州エリアの個別判定方法を超過する運用※2がなされているともいえる。
- 上記については、四国・九州エリアの実態等も踏まえ、判定方法見直しについて、必要性含め検討することとしたい。

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（４）65

⑥ 想定故障

➢ 中部関西間連系線2回線停止

⑦ 系統の周波数特性

	関西以西・北陸	中部
周波数低下側	4.4%MW/0.8Hz	3.5%MW/0.5Hz
周波数上昇側	14.0%MW/0.6Hz	10.0%MW/0.5Hz

<判定基準>

➢ 中部の周波数が、59.5Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。

➢ 関西以西・北陸の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

※1 一方、過去の連続運転可能周波数を元に、発電機OFR60.5Hzで設定された自家発電等も一部存在することから、限度値の見直し可否はこれら影響にも依る。

※2 実際に関西以西・北陸で周波数上昇になった際は、5エリアで協調して下げ調整を行い、速やかに60.3Hz以内に戻すこととなる。

出所）2023年度 第5回運用容量検討会（2024年2月13日）資料1-2
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryousai/2023/files/unyoyouryousai_2023_5_1-2.pdf

発電機周波数上昇リレー (OFR) について

17

- また、前述の連続運転可能周波数 (61.2Hz) を遵守するため (より正確には発電機保護のため)、周波数上昇リレー (OFR) が設置されており、多くが「61.2Hz (または裕度をとって61.0Hz) + 瞬時解列」で設定されている。
- すなわち、一斉解列による大規模停電リスク (前者の実態) を考慮すると、**実質的に61.0Hzの瞬間的な超過を許容できない状態になっている**といえる。



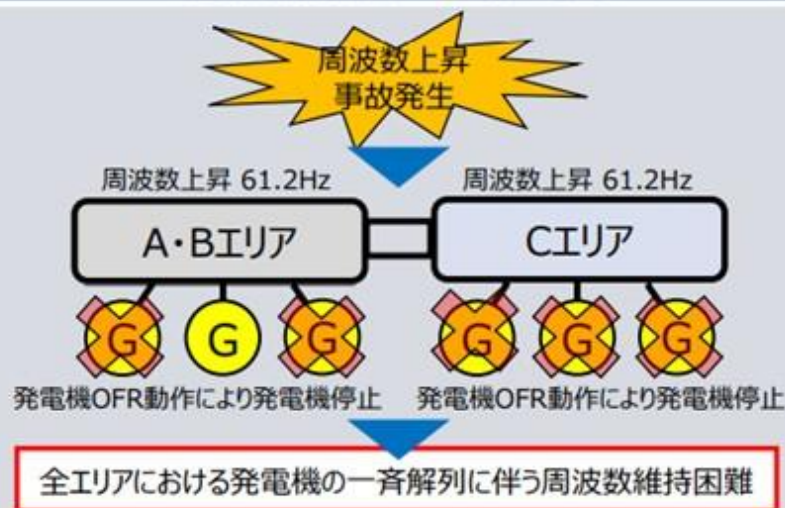
周波数上昇時の制御体系 (イメージ)

連系線分離周波数について

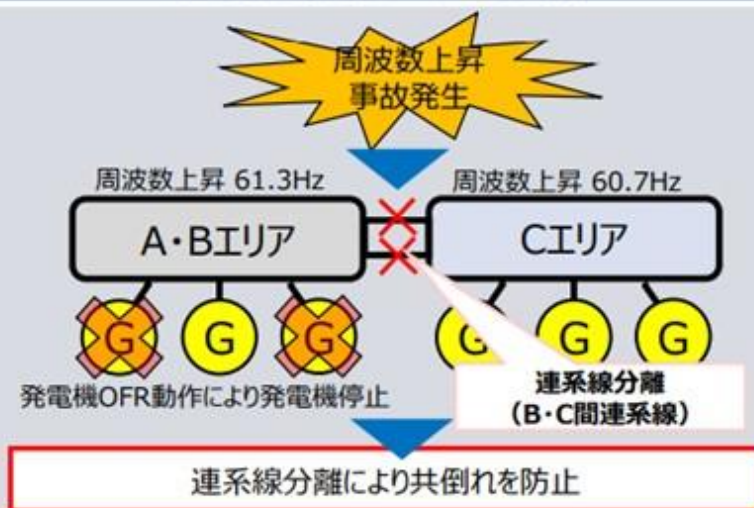
18

- 連系線分離周波数について、現状は中部関西間連系線・北陸関西間連系線等において「61.0Hz」で設定されており、連系分離に至ると周波数バランス維持が難しくなる懸念があるため、周波数上昇限度としている。
- しかしながら、連系線分離周波数が決まっているから周波数上昇限度になるといった考え方は本来的にはおかしく、連系を維持したままでは共倒れとなる具体的事象があり、それを防止するために連系線分離周波数が定まっている（そして、それを周波数上昇限度とする）といった考え方が本来的な在り方と考えられる。
- この点、前述のとおり、発電機OFR設定（多くが「61.0Hz・瞬時」）により連系維持が難しくなっていると考えられることから、連系線分離周波数による周波数上昇限度の考え方は、**実質的に発電機周波数上昇リレー（OFR）の制約（61.0Hzの瞬間的な超過を許容できないのは同様）**と言い換えることが出来るのではないかと。

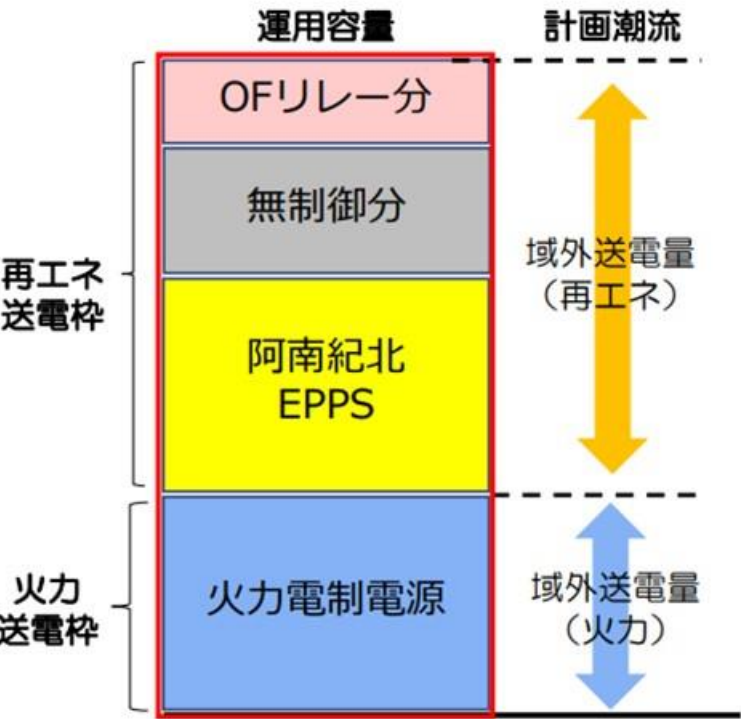
連系線分離リレーがない場合



連系線分離リレーがある場合



- 四国エリアでは、火力プラントの安定運転可能な範囲として、周波数上昇限度値を仕上がり周波数60.3Hzに設定している。
- 本四連系線ルート断時は、電源制限および阿南紀北EPPS等により、周波数を目標限度値以下となるように運用している。



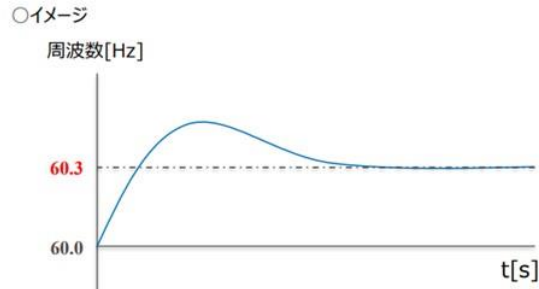
系統特性定数（周波数制御用）（【四国】周波数上昇側）

16

○ 四国エリアは、最過酷想定（軽負荷）時に連系線分離した際の周波数が、火力プラントの安定運転可能な範囲として60.3Hzとなる無制御潮流をシミュレーションで算出し管理している。

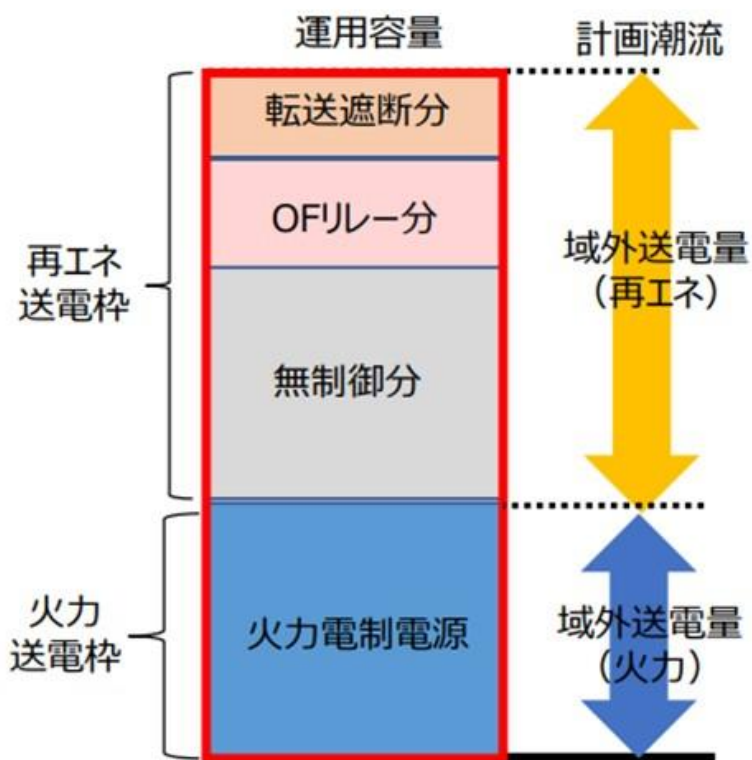
2016.9.16 運用容量検討会資料1-2より内容抜粋

- 四国系統の周波数上昇
無制御潮流に抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量を考慮する。
無制御潮流（20万kW¹⁾）＋抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量
1) シミュレーションにより算出（2016年度第3回運用容量検討会）



中国四国間連系線	
方向	逆方向（中国向）
周波数上昇エリア	四国
無制御潮流の算出方法	シミュレーションで算出
周波数上昇限度値	60.3Hz
周波数上昇限度値の考え方	四国エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度値

- 九州エリアでは、過去に長時間運転可能周波数の許容限度値を60.5Hzとしていたことから、60.5Hz超過時の発電機への影響を考慮し、周波数上昇限度を過渡周波数60.5Hzで管理している。
- また、運用容量拡大を目的として、無制御分に加えて、火力電源電制や水力および地熱のOFR動作による遮断分も考慮している。

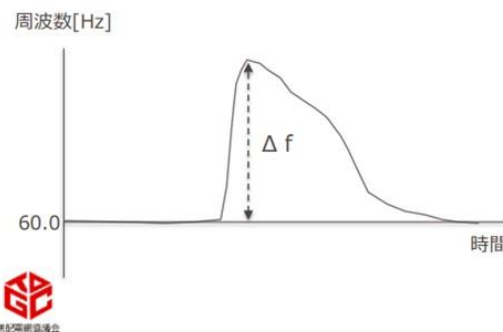


系統特性定数（周波数制御用）（【九州】周波数上昇側）

17

- 九州エリアの複数の火力機において、高周波数運転時に、タービン翼の共振現象により、過大な応力が発生し、損傷にいたる虞があるため、長時間運転可能周波数の許容限度値を設計上60.5Hzとしていたことから、九州エリアの周波数上昇限度値は60.5Hzを適用している。
- 1993年（平成5年）の九州エリア単独時の実測データ（系統容量、周波数上昇値など）から、周波数上昇側の系統特性定数を算出した結果、『7.5%MW/0.5Hz』となった。
- エリア間連系線のルート断故障等により単独系統となる場合、系統安定化装置が上記系統特性定数を用いて、周波数上昇を0.5Hz以内に抑えるために必要な量を電源制限する。

【九州エリア単独時の周波数上昇実績】



【系統特性定数の算出式】

$$\Delta f = 1 / K \times \Delta P / \text{系統容量} \times 100$$

K : 系統特性定数
 ΔP : 九州エリア単独時の余剰 (MW)

ΔP 、 Δf 、系統容量は九州エリア単独時の実測データより
 $K = \Delta P / \Delta f / \text{系統容量} \times 100$
 $= 7.5\% \text{MW} / 0.5 \text{Hz}$



出所) 2024年度 第4回運用容量検討会 (2025年2月12日) 資料1-2

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2024/files/unyouyouryou_2024_4_2.pdf

出所) 第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2024年8月29日) 資料3-1をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyoukai_2_03_01.pdf

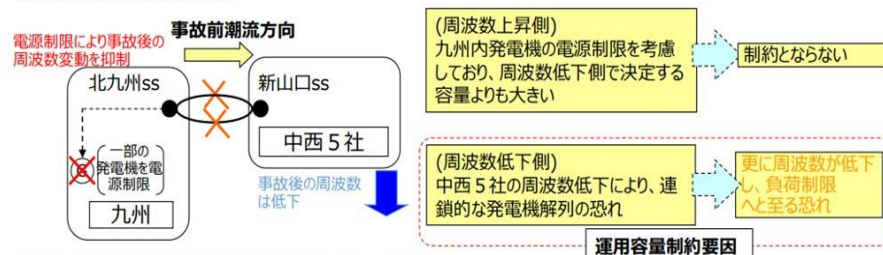
- 中国九州間連系線(中国向き)は、電制量不足により周波数上昇側で運用容量が決定する場合がある。
- この点、運用容量低下による再エネ抑制を防ぐため、再エネ発電設備への電制装置設置を進めている。

<参考> 周波数維持限度値の考え方と判定基準

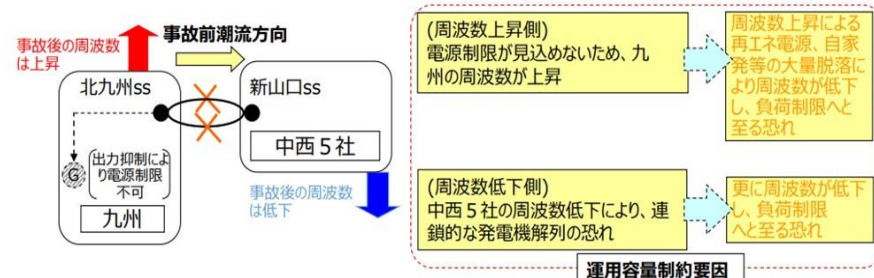
185

- 再生可能エネルギーの導入拡大の進展により、電源制限を見込めない場合、周波数上昇側の制約が顕在化し、運用容量が低下する恐れがある。

(従来の運用容量算定時)



(再エネの導入拡大に伴い電源制限が見込めない場合)



【取組②】域外送電量の拡大(再エネ電制電源拡大)

- 再エネ域外送電量拡大のため、九州送配電では再エネ発電設備への電制装置設置を進めている(令和5年度補正予算事業)。今般、設置先候補としていたすべての大規模再エネ発電事業者が参画することとなった。
- 設置事業者は、保全等の経費を一部負担いただくが、設置により九州エリア全体の再エネ出力制御量の低減が実現するもの。太陽光発電協会(JEPA)をはじめ、再エネ発電事業者の協力により再エネ最大導入の取組が進展していることは評価されるべきものである。
- なお、電制装置設置事業者(太陽光)は、原則※、電制効果を高めるため出力制御の実制御対象とはせず、オンライン代理制御のスキームを用いて精算で対応する。工期の関係で電制装置の本格稼働はR8年度となる見込み。 ※限定的な運用容量が最大限活用されない場合に出力制御を行うこともある。

設置予定発電所

発電所	設備容量 (MW)	種別
北九州響灘海上ウインドファーム (西部)	160	風力
鹿屋大崎ソーラーヒルズ太陽光発電所	76	太陽光
鹿児島七ツ島メガソーラー発電所	70	太陽光
パシフィコ・エナジー細江メガソーラー発電所	63	太陽光
大分ソーラーパワー	61	太陽光
北九州響灘海上ウインドファーム (東部)	60	風力
延岡門川メガソーラーパーク	42	太陽光

精算区分 (九州エリア)

- ①旧ルール10kW以上500kW未満のオフライン発電所
- ②旧ルール500kW以上のオフライン発電所
- ③オンライン発電所
- ④電制装置付発電所

※ オンライン代理制御のスキームでは、実制御を伴わなかったオフライン発電所(①②)は、オンライン発電所と比較して出力制御時間帯が長くなることから、出力制御量の補正を行うが、電制装置付発電所(④)はオンライン発電所であるため、補正を行わない。

※ 風力はオンライン代理制御の対象外であるため、運用容量に影響しないように実制御で対応する。

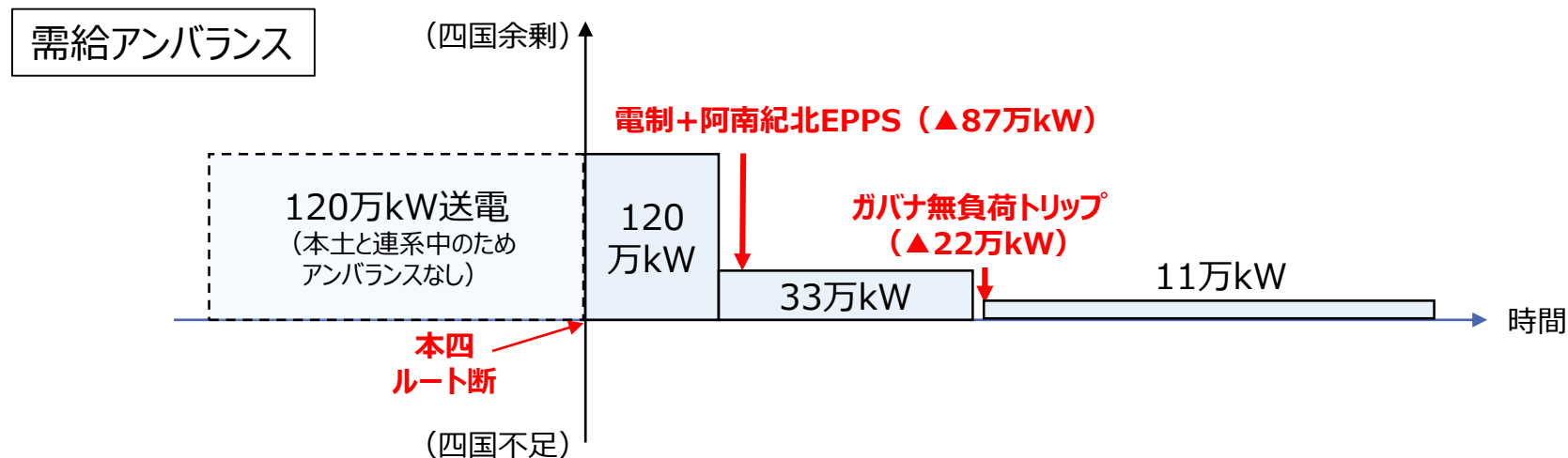
46

1. 判定方法の妥当性検討
 - 1-1. 上昇側限度について（四国、九州）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
 - 1-2. 低下側限度について（北海道）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
 - 2-1. 系統特性定数の傾向把握について
3. まとめ

- 四国エリアの実態について調査した結果、周波数上昇限度を仕上がり60.3Hzに設定しているが、発電機OFRの整定値が60.3Hzに設定されている発電機は存在しなかった。
- 一方、四国エリアのいくつかの大規模火力機に関して、その特性から、最低負荷から一定期間周波数上昇が継続した場合に、プラントトリップが起こる可能性があることが分かった。
- 該当発電機の設備量としては125万kWであったが、以下2つの理由から、軽負荷期の脱落量は緩和される。
 - 軽負荷時期には該当発電機の一部はメルिटオーダー上停止している
 - 上記に加えて、プラントトリップは該当発電機が事前にほぼ最低出力で運転している状態から周波数上昇でタービン出力が絞られ、ガバナ無負荷位置継続となった場合に生じるものとなるため、本事象による脱落影響量としては、事前出力がほぼ最低出力のものとなり、その場合の合計値は22万kWとなる。
- 上記実態を踏まえ、“仮に”四国エリアの周波数上昇限度を仕上がり60.5Hzに拡大した場合の影響について、次頁において深掘り検討を実施した。

- 中国四国間連系線ルート断時の影響として、四国エリアにおいては0.5Hzの無制御潮流分（約33万kW※）だけ供給余剰となり、周波数上昇が継続した場合に、前述のプラントトリップ（22万kW電源脱落）が発生する可能性があることを踏まえると、余剰分が相殺されるだけで周波数低下までは至らず過渡的な影響は軽微と考えられる。
- 他方で、近年、軽負荷期は再エネ抑制量低減のために、発電機並列台数が少ない場合もあり、合計22万kWの発電機（2台）が停止することにより、単独系統が継続した場合、時間帯によっては供給力不足となる懸念もある。
- この点、中国四国間連系線（中国向き）は、電源制限および阿南紀北EPPS等により、周波数上昇制約が運用容量の決定要因となっていないことから、**短期的には周波数上昇限度の見直し（ex.仕上がり周波数60.5Hz等への引き上げ）は実施しない**こととしてはどうか。
- 一方で、本来は仕上がり周波数60.5Hz～60.6Hzで管理することが妥当なレベルであることから、中長期的には、該当発電機が除却（リプレイス）されるタイミングで解消することを目指し、その際に再度、四国エリアの周波数上昇限度の見直しを検討することとしてはどうか。

※ 従来は、0.3Hzの無制御潮流分を20万kWとしていたため、0.5Hzの無制御潮流分は概算で33万kW（ $\approx 20 \times 0.5 / 0.3$ ）とした。

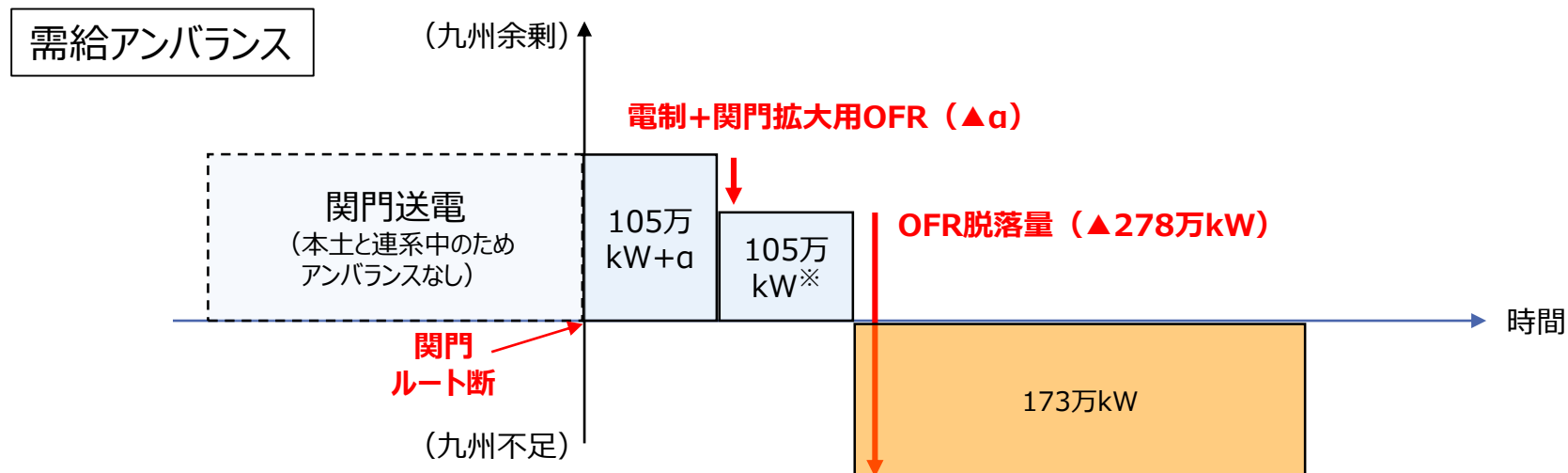


- 九州エリアの実態について調査した結果、周波数上昇限度を過渡周波数60.5Hzで管理していることから、発電機OFRの整定値が60.5Hz～60.9Hzに設定されている電源（特別高圧）設備量は350万kW程度存在した。
- その設備量を電源種別毎に分類すると、再エネ56%程度、その他44%程度となり、設備量に対する発電量を仮に再エネ77%、火力55%程度※と想定した場合、**周波数60.9Hz到達時の脱流量は250万kW程度**となる。
- また、高低圧については、全ての該当電源を把握することは困難であったものの、過去の整定依頼等で残った記録により推定した結果、発電機OFRの整定値が60.5Hz～ 60.9Hzに設定されている電源の設備量は40万kW程度（同様の計算により**脱流量28万kW程度**）存在する可能性があることが分かった。
- 上記実態を踏まえ、“仮に”九州エリアの周波数上昇限度を仕上がり60.5Hzに変更した場合（過渡周波数閾値を60.5Hzから61.0Hz程度まで拡大した場合に相当）の影響について、次頁において深掘り検討を実施した。

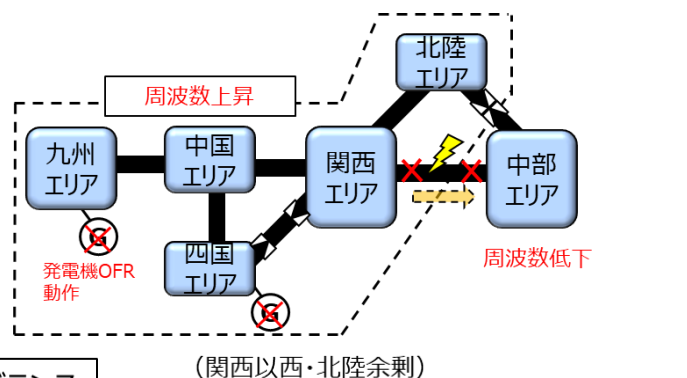
※ 再エネ実績の2σ値や、過去の中西周波数低下事象の検討で用いた値を引用し、設備量に対する発電量を、太陽光:0.77、その他:0.55と想定。

- 中国九州間連系線ルート断時の影響として、九州エリアにおいては仕上がり0.5Hzの無制御潮流分（約105万kW※）だけ供給余剰となり、周波数が過渡的に60.9Hzまで上昇した場合の電源脱落量は278万kW（特高+高低圧）となるため、差し引き173万kWの不足となる。
- これは、九州エリア700万kWの約25%の電源脱落に該当し、低下側系統特性定数（5.2%MW/1.0Hz）から考えても、九州エリアの大規模停電（系統崩壊）に至るレベルだと考えられるため、**短期的には周波数上昇限度の見直し（ex.仕上がり周波数管理60.5Hz等への変更）は実施しない**こととしてはどうか。
- 一方で、本来は仕上がり周波数60.5Hz～60.6Hzで管理することが妥当なレベルであることから、中長期的には、発電機OFRの整定値見直しを進めていくことが重要（発電機点検に同調して見直す等、事業者協議を行うことが望ましい）と考えられることから、今後それらの取り組みは継続して進めていき、整定変更の状況等も踏まえつつ、定期的に九州エリアの周波数上昇限度見直しを検討することとしてはどうか。

※ 九州系統容量700万kWおよび九州単独時の上昇側系統特性定数7.5%MW/0.5Hzから、過渡周波数1.0Hz程度上昇する場合の電源余剰を算出。



- 最後に、本系統周波数上昇時（ex. 中部関西間連系線（中部向き）ルート断事故時）における、四国・九州エリアの発電機停止等に伴う影響（リスク）について確認した。
- 事故で系統が分離した場合、本系統側（関西以西・北陸）の周波数は、仕上がり周波数60.6Hzであることから、オーバーシュートによって、61.0Hz付近まで上昇したのちに、仕上がり周波数60.6Hzに落ち着くこととなり、その後、関西以西・北陸5エリアの持つ下げ調整力で速やかに周波数を下げるることとなる。
- この際、前頁までに把握した発電機OFR動作によって解列する発電機の量（九州）、周波数上昇継続時に停止する可能性がある発電機の量（四国）を踏まえて検討し、問題がないか確認した。
- 検討の結果は以下の通りとなり、392万kW（2800万kWの14%/0.6Hz分）の供給余剰に対して、300万kWの発電機が脱落することから、余剰分が相殺されるだけで周波数低下までは至らず影響は軽微であることを確認。



需給アンバランス

(関西以西・北陸余剰)

総脱落量 (▲300万kW)

中部関西間連系線送電
(関西・中部間連系中のため
アンバランスなし)

392万
kW
※2

92万kW

時間

中部関西間連系線
(中部向き) ルート断

(関西以西・北陸不足)

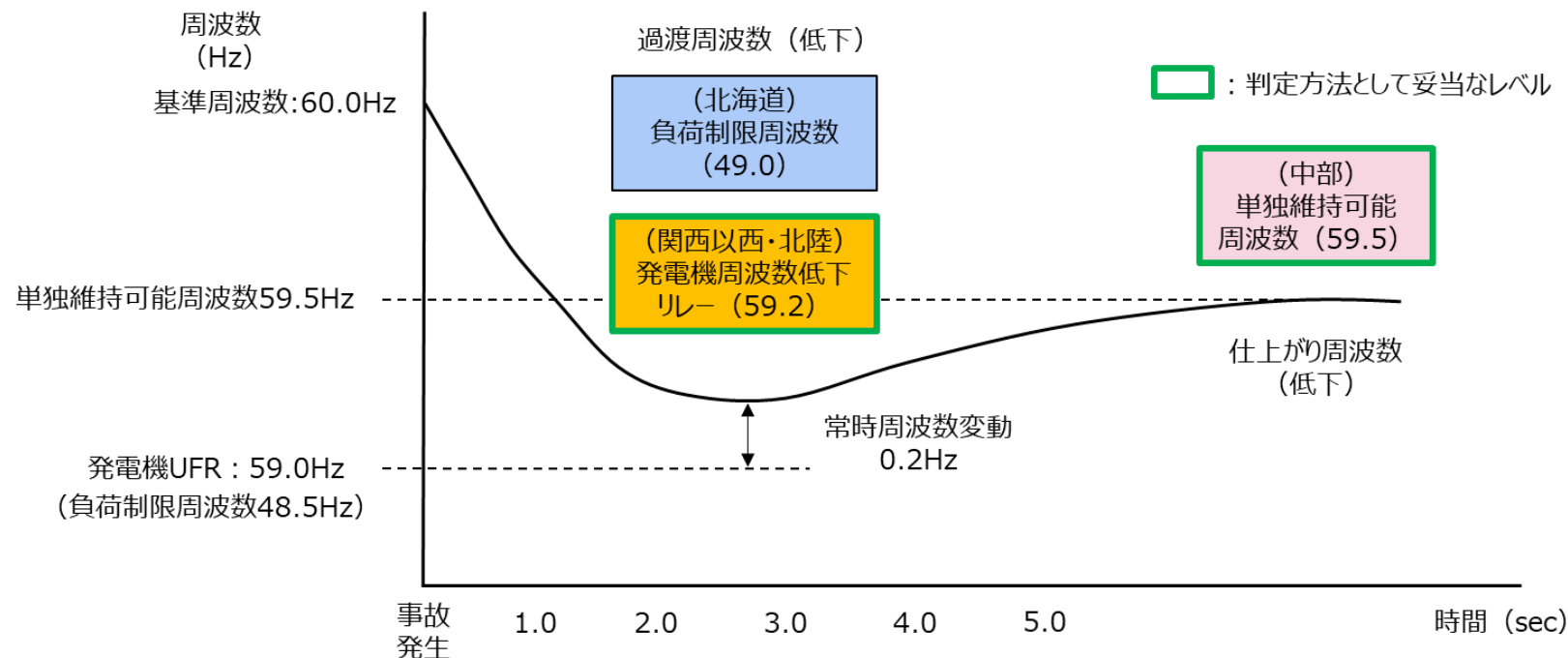
エリア	最軽負荷期の需要	周波数上昇時脱落量
関西以西・北陸	約2800万kW	約300万kW 九州：278万kW（60.5～60.9HzでOFRが整定されている発電機設備量に割合※1をかけ、発電量を想定） 四国：22万kW（周波数上昇継続時にトリップする虞のある発電量）

※1 再エネ実績の2σ値や、過去の中西周波数低下事象の検討で用いた値を引用し、設備量に対する発電量を、太陽光:0.77、その他:0.55と想定。

※2 関西以西・北陸の最軽負荷期系統容量2800万kW、および系統連系時の上昇側系統特性定数14%MW/0.6Hzから、仕上がり0.6Hzとなる場合の供給余剰を算出。

1. 判定方法の妥当性検討
 - 1-1. 上昇側限度について（四国、九州）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
 - 1-2. 低下側限度について（北海道）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
 - 2-1. 系統特性定数の傾向把握について
3. まとめ

- 周波数低下限度についても、過渡的な周波数低下（一時的に周波数ボトムまで低下）の後、仕上がり周波数に落ち着く（回復する）こととなる。
- 周波数低下限度の考え方としては、「負荷制限周波数（負荷側UFR）」「発電機周波数低下リレー（UFR）」「単独維持可能周波数」等があり、各エリアの実態（現状）を示すと下図のとおりとなる。



緊急時における周波数低下限度値の違い

15

- 一方、周波数低下限度について、中西エリアの大半で、常時周波数変動（0.2Hz）を考慮した場合であっても、発電機等が大量に解列される59.0Hzを下回らないよう系統特性定数を設定している。
- 他方で、九州エリアにおける連系線運用容量の算出では、常時周波数変動（≒フリンジ分）を考慮していないことから、常時周波数変動が最大となる断面（例：59.8Hz）で系統分離に至るN-2故障が生じた場合には、**周波数低下限度（59.0Hz）を下回る可能性**が考えられる。
- この点についても、**第2回本作業会（2024年8月29日）資料4のフリンジへの対応の整理の中で検討を深めていくこと**としたい。

エリア		系統特性定数	周波数低下限度	限度値に関する補足
北海道	—	6.0%MW/1.0Hz	49.0Hz	負荷遮断に至らない周波数（48.5Hz）から、 常時周波数変動等（0.5Hz）を控除した値
東北・東京	—	固有の系統特性定数を用いずに運用		
中西	中部	3.5%MW/0.5Hz	59.5Hz	単独系統時に系統維持可能周波数（59.5Hz）
	北陸	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	発電機等が大量に解列される周波数（59.0Hz）から、 常時周波数変動（0.2Hz）を控除した値
	関西	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	中国	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	四国	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	九州	(地内送電線) 4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	発電機等が大量に解列される周波数（59.0Hz）
		(地域間連系線) 5.2%MW/1.0Hz	59.0Hz	

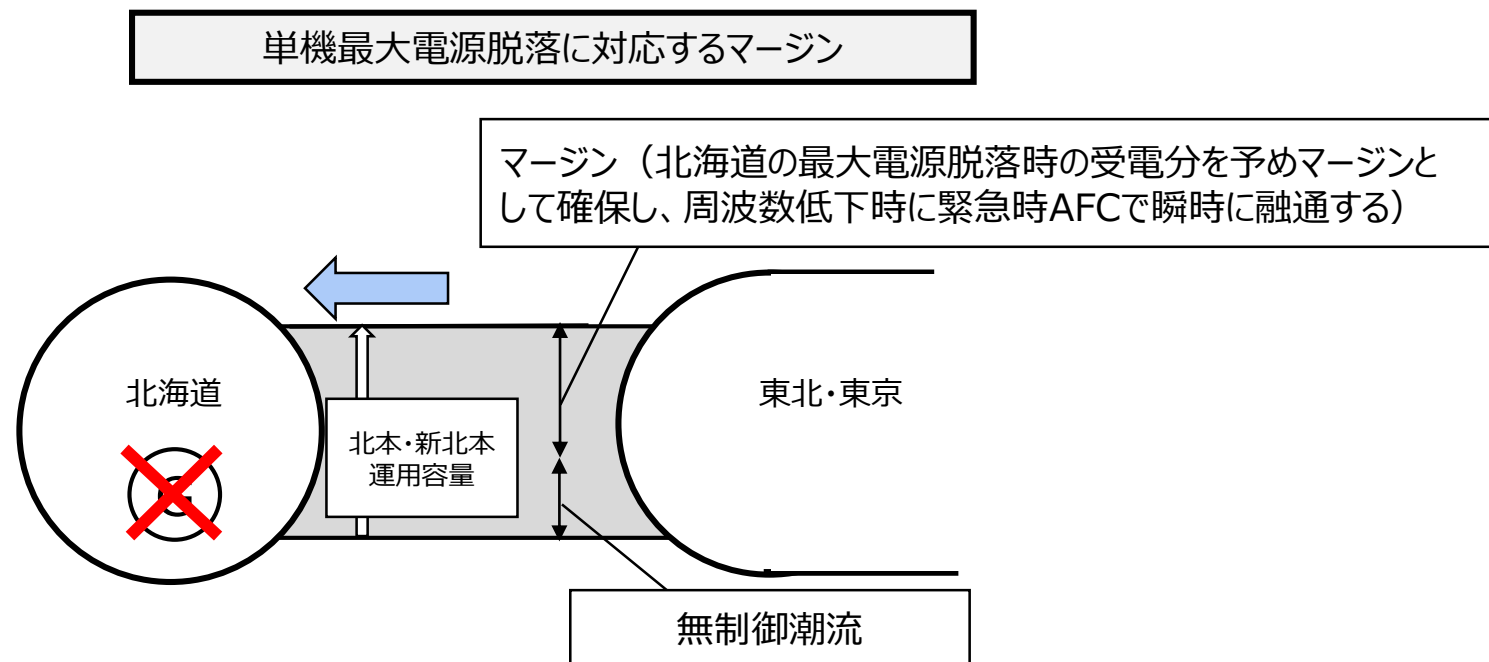
27

- | 周波数 | 60Hz系統周波数制御体系 | 運用容量算出の前提条件 | 調査結果 |
|-----------------------------|-------------------------------------|---------------|--|
| 60.0 [Hz] | N-2故障発生時における60Hz系統周波数維持目標 [~59.0Hz] | | |
| 上越火力線等
ルート故障時の
周波数最低値 | 揚水動力遮断(59.5Hz以下) | 解列する発電機なし | ① FRT非対応太陽光PCS
単独運転検出機能動作(受動的方式の一部) |
| 59.3 | | | |
| 59.0 | 運用容量上限 | | ② 59.0Hz以上のUFR |
| | 周波数常時変動分[0.2Hz] | | |
| 58.8 | 想定より過酷な事象における広域停電の防止 | 自家発・太陽光発電設備解列 | 自家発・太陽光発電設備解列 |
| JECの発電機
連続運転可能
周波数下限値 | 地域間連系線分離など | | |

- 北海道エリアにおいては、単機最大電源脱落または北本連系設備故障時に、北海道エリア周波数が低下限度値以内となるよう、**系統特性定数**と**周波数低下限度**からマージンを設定している。
- 逆方向（東北⇒北海道）のマージンを算出する際の**系統特性定数**については、GF分2.0%MW/1.0Hzと負荷周波数特性4.0%MW/1.0Hzを織込んだ6.0%MW/1.0Hzを採用している。
- また、N-1事故で負荷制限（48.5HzでのUFR動作）に至ることを回避するために、**周波数低下限度**については、常時周波数変動0.3Hzおよびシミュレーション誤差0.2Hzを考慮し、49.0Hzを採用している。

連系線	方向	マージンの設定の考え方及び確保理由
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北（順方向）	北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するため。具体的には、次の①、②のうち大きい値とする。 ① 北海道・本州間電力連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 また、上記に※1〈B0〉および※2〈A0〉を加える。
	東北⇒北海道（逆方向）	<u>北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制するため。なお単一の電源の最大出力は発電計画等を踏まえ設定する。〈B1〉</u> 但し、次の①、②のいずれかが、上記の値よりも大きい場合は①、②のうち大きい方の値とする。 ① 北海道・本州間電力連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の低下が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 また、上記に※1〈B0〉および※2〈A0〉を加える。

- 北海道エリアは系統容量に対する単機最大電源の容量が大きく（系統容量比20%～40%程度）、単機最大電源脱落時に周波数が大きく低下する。
- そのため、瞬時に電力を融通することができる緊急時AFC機能を使用するためのマージンを確保しておき、事故時に瞬時に電力を融通することで、大幅な周波数低下ならびに負荷制限を回避している。



マージン = 単機最大電源出力 - 系統特性定数 $\times \Delta f$ (1Hz) $\times$ 最小需要

【計算例】

マージン = 単機最大ユニット (91.2万kW) - 系統特性定数(0.06) $\times \Delta f$ (1.0Hz) $\times$ 最小需要(232.0万kW) $\div$ 78万kW

無制御限界潮流

(参考) 北海道本州間連系設備の緊急時AFC機能について

6

○緊急時AFC機能

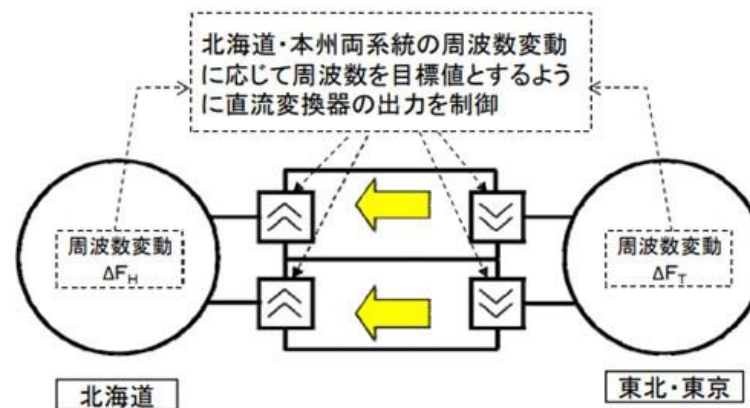
- 北海道系統または本州系統において大きな周波数変動があった場合、瞬時に電力を融通し、当該系統の周波数を安定させる。

事務局補足:

- 動作条件は、下記の通り。

北海道エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.38\text{Hz}$ 東北・東京エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.35\text{Hz}$ 健全側周波数範囲 : $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$

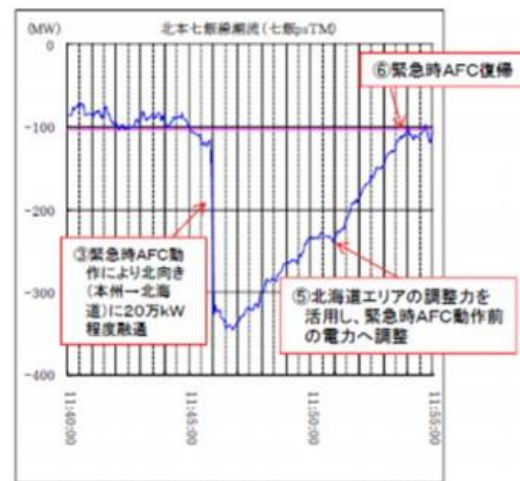
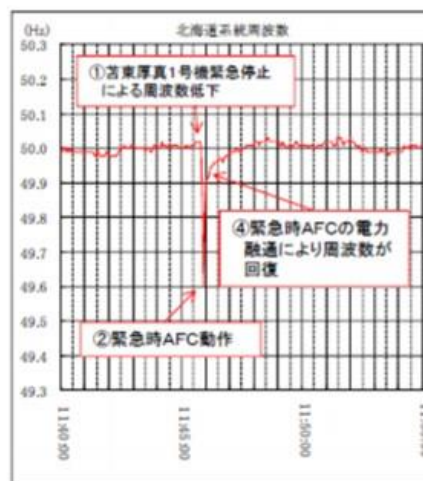
※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。



○緊急時AFCの動作実績(例)

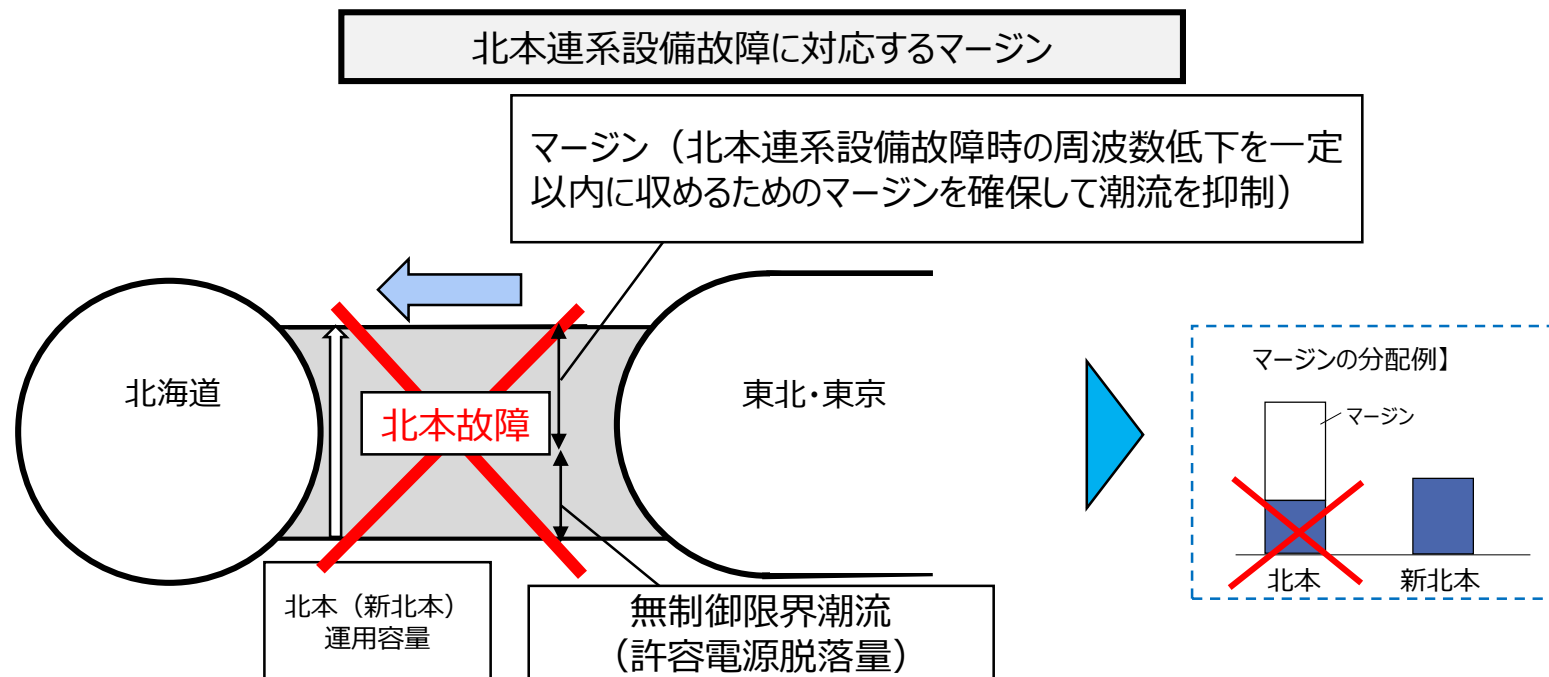
発生日時	原因 (受電エリア)
平成25年1月11日(金) 11:45(平日)	苫東厚真1号機停止 (北海道)

停止前 発電機出力	動作方向	動作量
24万kW	北向き (本州→北海道)	20万kW 程度



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

- 北本連系設備の単一故障（N-1）で、供給支障が発生しないよう、マージンを設けている。
- 具体的には、系統特性定数と周波数低下限度（1Hz）と系統容量（需要）をかけ合わせることで、許容電源脱落量（周波数低下限度値以内に収まる受電量）を算出し、運用容量からの差分をマージンとして確保しておくことで、北本連系設備故障時の周波数低下を目標値以内に抑えて、負荷制限を回避している。



マージン＝北本（新北本）設備容量－系統特性定数× Δf （1Hz）×最小需要

【計算例】※北本の場合

マージン＝北本設備容量（60万kW）－系統特性定数(0.06)× Δf （1.0Hz）×最小需要(232.0万kW)＝47万kW

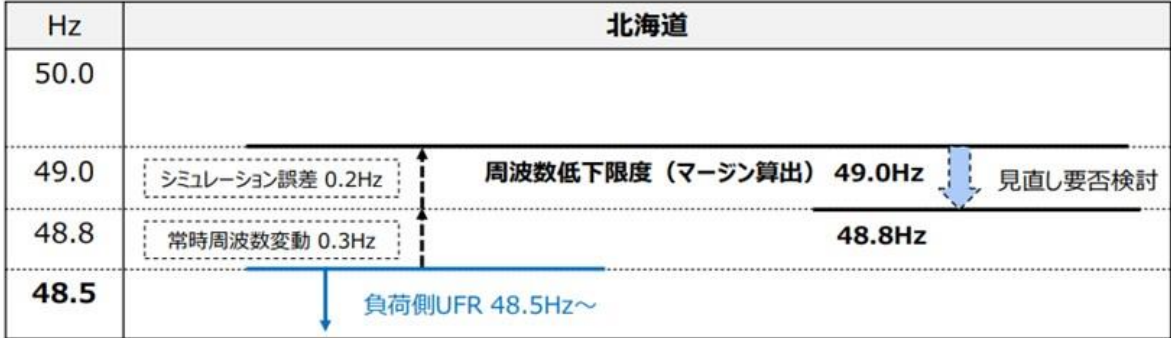
無制御限界潮流

- 前述した通り、北海道エリアは、N-1事故で負荷制限（48.5HzUFR動作）に至ることを回避するために、周波数低下限度については、常時周波数変動0.3Hzおよびシミュレーション誤差0.2Hzを考慮し、49.0Hzを採用している。
- 他方で、他エリアでは、周波数低下限度にこのようなシミュレーション誤差は考慮していないことから、北海道エリアの実態等を踏まえて、判定方法の見直し要否（ex.低下限度48.8Hzに見直し等）について検討することとしていた。

判定方法の妥当性について（2 / 2）

33

- 他方、「負荷制限周波数49.0Hz（北海道）」については、妥当性という観点から見直す余地があると考えられるか。
- 具体的には、北海道エリアの負荷側UFRが48.5Hz以下で設定されていることから、実質的に48.5Hzの瞬間的な超過を許容できない状態になっていることや、シミュレーション誤差等を考慮していない中西エリアとの平仄を踏まえ、妥当性（「過渡周波数48.8Hz」への見直し要否）について検討する必要があると考えられる。
- 上記については、北海道エリアの実態等も踏まえ、判定方法見直しについて、必要性含め検討することとしたい。



周波数低下時の制御体系および低下限度（イメージ）

1. 判定方法の妥当性検討
 - 1-1. 上昇側限度について（四国、九州）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
 - 1-2. 低下側限度について（北海道）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
 - 2-1. 系統特性定数の傾向把握について
3. まとめ

- 周波数低下限度の見直し検討を進めるにあたり、まずもって北海道エリアにおける過去の経緯等について調査したが、シミュレーション誤差を0.2Hzに設定した理由等は見つからなかった。
- 他方で、前述した通り、北海道エリアは系統規模に対する電源脱落量（単機最大電源）が大きいことや、周波数低下時の緊急時AFCによる電力融通の影響（マージン確保量の影響）が大きいため、改めて単機最大電源脱落および北本連系設備故障時の周波数シミュレーションを行い、周波数低下限度見直し可否、ならびに見直し後のマージン確保量について深掘り検討を実施した。

- 需要 2,320MW (2023年9月25日 2時、2023年度最小負荷断面)
- 電源構成
 - 原子力：泊3G
 - 火力機：苫東厚真4G、石狩湾新港1G
 - 水力機：実績ベース
 - 揚発機：なし
 - 蓄電池：あり※1
- 脱落想定電源 泊3G (912MW)
- 一次調整力必要量 105MW (平常時：41MW、異常時：64MW) ※2
- 一次調整力確保量 ケース1：105MW (火力 55MW、水力 50MW)
ケース2：105MW (火力 55MW、蓄電池 50MW)
- 北本初期潮流 127MW※3
- 負荷特性定数 4%MW/Hz

※1：事故前バランスには考慮せず、調整力として確保する場合は初期出力0MWで追加

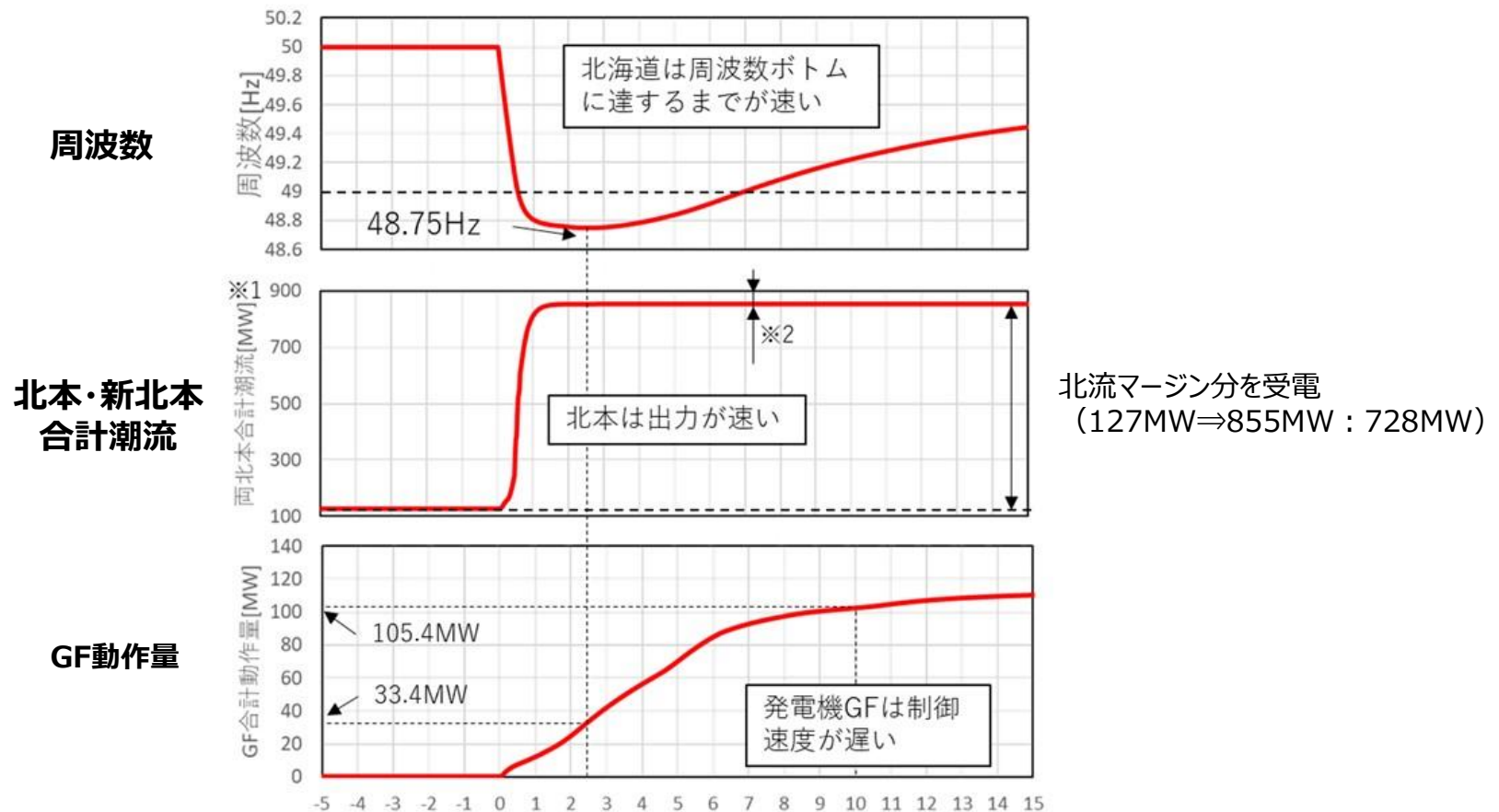
※2：9月1ブロック目の必要量

※3：事故前潮流は北流マージン分のみを確保した最大受電量

(北流マージン=912MW-2,320MW×1Hz×6%MW/Hz≒773MW)

(北本受電量=900MW-773MW=127MW)

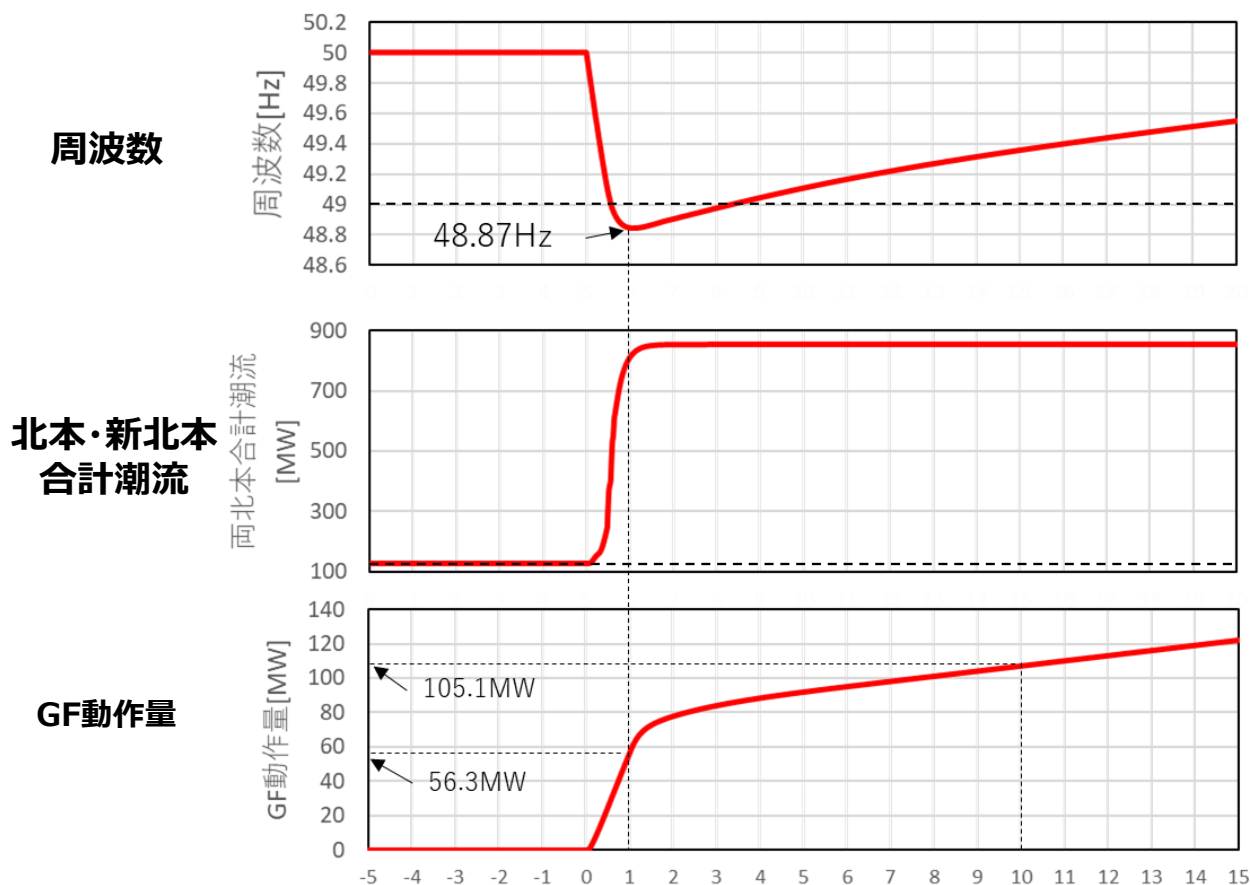
- 一次調整力を同期機のみ（火力+水力）で確保した場合、需給調整市場の要件通り10秒時点の供出可能量に応じたGF動作量となるが、北海道エリアの特徴として周波数変化率RoCoFが大きいいため、電源脱落から2.5秒程度で周波数ボトムが約48.8Hzに達する（従来の周波数低下限度49.0Hz遵守が出来ない）結果となった。



※1：北本潮流は+側を北流、-側を南流とする。

※2：北本・新北本の設備容量合計は900MWだが、ロス分（5%：45MW）を考慮しているため全量動作しても855MWが上限となる。

- 一次調整力を蓄電池を含めて確保した場合、蓄電池は周波数低下検出からの出力上昇が高速なため、周波数ボトムが48.87Hzとなった。
- 周波数ボトム（電源脱落から1秒時点）におけるGF動作量は、おおよそ確保量に対して5割程度となった。



- 前述のシミュレーション結果は、従来マージン（緊急時AFC受電枠）を確保していたとしても、48.8Hz（△1.2Hz）程度まで低下することが判明した事象であり、言い換えると、北海道エリアの系統特性定数が6%MW/1.0Hzから、6%MW/1.2Hz（=5%MW/1.0Hz）に変化した（再算定された）ことと同義だと考えられる。
- 周波数低下量が想定の低下限度（1Hz）より大きくなった原因として、単機最大電源脱落時は周波数ボトムに達するスピードが速く（1～2.5秒程度）、一次が全量発動していないことが分かった（確保量に対し3割程度）。
- また、前頁のとおり、高速な緊急時AFCによる瞬時の融通により周波数低下を抑えているものの、動作遅延（ある程度周波数低下してから動作に1秒程度）と設備の5%のロス分が発生することも影響していると考えられる。
- 以上より、周波数低下限度見直しと合わせて、発電機周波数特性 K^G を実態に合わせた値（2.0%MW/1.0Hz⇒1.0%MW/1.0Hz）に見直すことで、単機最大電源脱落時の系統特性定数を見直す方向性が考えられる。

<単機最大電源脱落時マージンの算出方法（現行）>

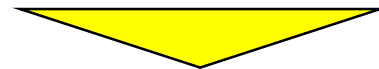
$$912\text{MW} - \frac{(6\% \text{MW}/1.0\text{Hz} \times 1.0\text{Hz} \times 2,320\text{MW})}{(2.0\% \text{MW}/1.0\text{Hz} + 4\% \text{MW}/1.0\text{Hz})} \div 773\text{MW}$$

単機最大電源

発電機周波数特性
 K^G (GF分)負荷周波数
特性 K^L

周波数低下限度

系統容量



<単機最大電源脱落時マージンの算出方法（今後）>

$$912\text{MW} - \frac{(5\% \text{MW}/1.0\text{Hz} \times 1.2\text{Hz} \times 2,320\text{MW})}{(1.0\% \text{MW}/1.0\text{Hz} + 4\% \text{MW}/1.0\text{Hz})} \div 773\text{MW}$$

単機最大電源

発電機周波数特性
 K^G (GF分)負荷周波数
特性 K^L

周波数低下限度

系統容量

- 続いて、北本連系設備脱落時についても同様のリスク（周波数低下が速く、発電機GF動作量が不足する問題）があるかを確認するためにシミュレーション（周波数低下限度1.0Hz、1.2Hz）を実施したところ、単機最大電源脱落時より周波数低下量が抑制される結果となった。
- この理由として、北本連系設備脱落時は、潮流抑制を目的としたマージンを取っていることから、供給力減少量が単機最大電源脱落時よりも小さく、周波数ボトムまでの時間も長くなり、GFも7割程度動作したためと考えられる。
- 以上のことから、北本連系設備脱落時のマージン（潮流抑制C1マージン）算定においては、現行の系統特性定数は変更せず周波数低下限度の見直し（1.0Hz⇒1.2Hz）のみ実施する方向性が考えられる。

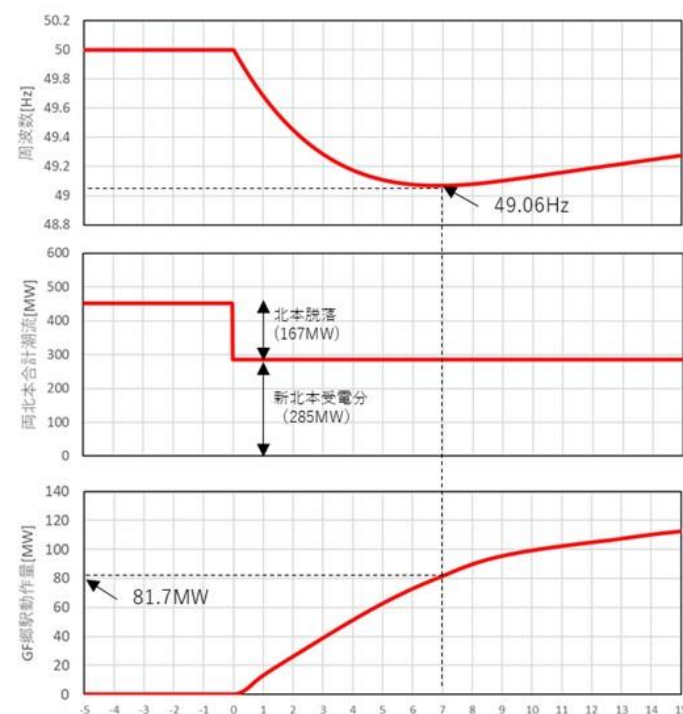
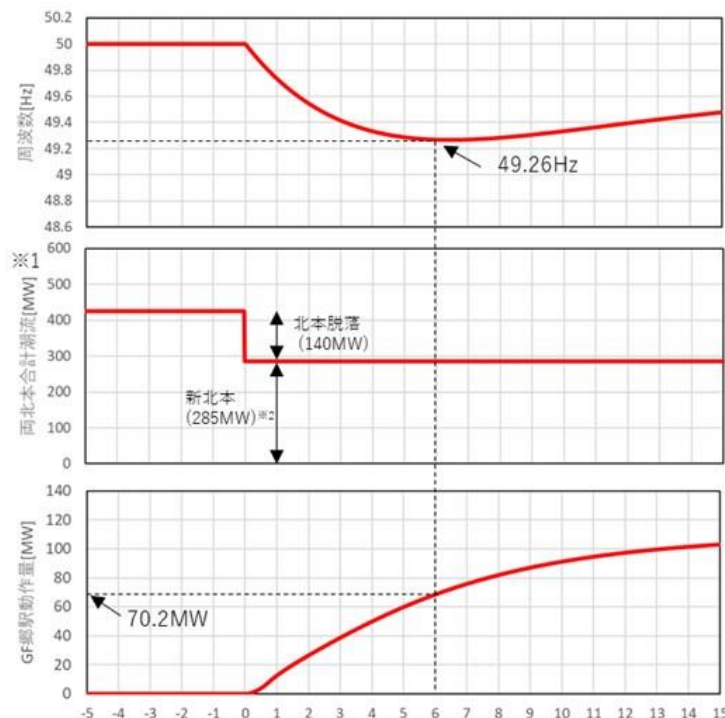
低下限度1.0Hzとしたシミュレーション結果

低下限度1.2Hzとしたシミュレーション結果

周波数

北本・新北本
合計潮流

GF動作量



※1：北本潮流は+側を北流、-側を南流とする。※2：計画潮流も5%分のロス（変換器ロス等）を考慮

- シミュレーション内容 C1マージンを北本にのみ配分し、新北本の計画潮流は最大受電量を設定した上で、北本脱落時の周波数シミュレーションを実施して周波数ボトム等を確認する。
- 需要 2,320MW (2023年9月25日 2時、2023年度最小負荷断面)

- 電源構成 単機最大脱落時と同条件

- 一次調整力確保量 105MW (火力 55MW + 水力 50MW) ※1

- 負荷特性定数 4%MW/Hz

- 両北本初期潮流

(計画潮流) <現状ケース①> 北本 140MW※2 / 新北本 300MW

<周波数低下限度見直し後ケース②> 北本 167MW※2 / 新北本 300MW

※1 9月の1ブロック目の必要量

※2 脱落前潮流は、C1マージン分のみを確保した最大受電量

【現状ケース①】

$C1マージン = 600MW - 2,320MW \times 1.0Hz \times 6\%MW/Hz \div 460MW$ 、

北本受電量 = $600MW - 460MW = 140MW$

【周波数低下限度見直し後ケース②】

$C1マージン = 600MW - 2,320MW \times 1.2Hz \times 6\%MW/Hz \div 433MW$ 、

北本受電量 = $600MW - 433MW = 167MW$

- 前頁までの内容を整理すると下記の通りとなり、他エリアとの平仄踏まえ、**周波数低下限度の見直しは行うものの、単機最大電源脱落時については周波数低下速度が速いため、使用する系統特性定数についても併せて見直す**（6%MW/1.0Hz⇒5%MW/1.0Hz）こととしたい。
- また、今後、状況変化（一次必要量の見直しや新々北本運開等）があった場合は、必要に応じ系統特性定数の見直しについて検討することとしてはどうか。

赤字：見直し箇所

＜単機最大電源脱落時マージンの算出方法（現行）＞

$$912\text{MW} - \frac{(6\% \text{MW}/1.0\text{Hz} \times 1.0\text{Hz} \times 2,320\text{MW})}{(2.0\% \text{MW}/1.0\text{Hz} + 4\% \text{MW}/1.0\text{Hz})} \div 773\text{MW}$$

単機最大ユニット	発電機周波数特性 K ^G （GF分）	負荷周波数 特性K ^L	周波数低下限度	系統容量
----------	----------------------------------	---------------------------	---------	------

＜単機最大電源脱落時マージンの算出方法（今後）＞

$$912\text{MW} - \frac{(5\% \text{MW}/1.0\text{Hz} \times 1.2\text{Hz} \times 2,320\text{MW})}{(1.0\% \text{MW}/1.0\text{Hz} + 4\% \text{MW}/1.0\text{Hz})} \div 773\text{MW}$$

単機最大ユニット	発電機周波数特性 K ^G （GF分）	負荷周波数 特性K ^L	周波数低下限度	系統容量
----------	----------------------------------	---------------------------	---------	------

＜北本連系設備脱落マージンの算出方法（今後）＞

$$600\text{MW} - \frac{(6\% \text{MW}/1.0\text{Hz} \times 1.2\text{Hz} \times 2,320\text{MW})}{(2.0\% \text{MW}/1.0\text{Hz} + 4\% \text{MW}/1.0\text{Hz})} \div 433\text{MW}$$

北本・新北本運用容量	発電機周波数特性 K ^G （GF分）	負荷周波数 特性K ^L	周波数低下限度	系統容量
------------	----------------------------------	---------------------------	---------	------

1. 判定方法の妥当性検討（個別エリア）
 - 1-1. 上昇側限度について（四国、九州）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
 - 1-2. 低下側限度について（北海道）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
 - 2-1. 系統特性定数の傾向把握について
3. まとめ

- 第5回本作業会（2025年1月24日）において、周波数維持に関する運用の考え方について改めて整理を行い、北海道エリアおよび中西エリアにおけるシミュレーション環境の構築予定についても報告した。
- また、今後、上記シミュレーション環境の構築状況やフォローアップ等を踏まえて、系統特性定数の再算定の具体的方法について、検討していくこととしていた。
- 系統特性定数の再算定に向けた検討を進めていくにあたり、今回、シミュレーションを用いた**系統特性定数の傾向把握の方向性**について検討したため、お示しする。

- 中西エリアで用いている系統特性定数は、過去（1996年）に、発電機周波数特性については代表的なプラントモデルを用いてGF容量3%という条件で模擬し、負荷周波数特性については海外（イギリス）での試験結果を元に「3.33%MW/Hz」としたシミュレーション環境において、重負荷昼夜（8月ピーク・8月ナイト）と軽負荷昼夜（5月ピーク・5月ナイト）を算定の上、安全サイドで保守的に線を引いた単一固定カーブ（5.2%MW/Hz）としている。
- また、以降は、電源脱落事故時における周波数低下実績から系統特性定数の妥当性を確認している。（最下点が安全サイドであることを確認しており、周波数低下状況をシミュレーションにより再現している訳ではない点に留意）

中西系統の系統特性定数（周波数低下側）について

9

○ 中西系統の系統特性定数（周波数低下側）は、発電機特性（GF）および負荷特性を考慮し、改良Y法によるシミュレーションにより1996年度に算出したものを使用している。

(1) 周波数低下時のGF発電機の応答

(a) GF応答特性

<試験結果>

- ・ 関西の試験結果について追加調査を行ったところ、GFで火力機の出力を5%程度変化させる場合、中低圧級の応動時定数は25秒程度となることがわかった。
- ・ 九州：新小倉5G、四国：坂出4号機において、周波数低下時のガバナ応動試験を実施した結果、関西での試験結果と同等の効果が得られた。上記の試験結果に基づき、シミュレーションにおいては、火力機についてプラントモデル（主蒸気系、プラント制御系、給水・燃料制御系を模擬したもの）を追加し、電中研の協力を得てプラント定数を設定した。

(b) GF容量

実績調査の結果より、3%MWのGF容量を確保できていることが確認できた。したがって、GF容量を3%MWとしてシミュレーションを行った。

(2) 負荷特性（周波数）

過去より使用してきた周波数特性を採用
（1948年の英国における実証試験データを準用）

・ 周波数特性・・・2%MW/%Hz（3.33%MW/Hz）

[%MW/%Hz]⇒[%MW/Hz]の変換について

[60Hz系の変換]：60[Hz]を100[%]基準とした際の1[%]の変動に対する変動割合を示す

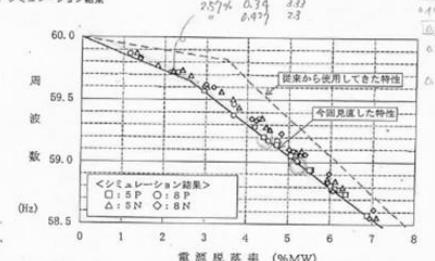
$$\frac{2.0[\%MW]}{1[\%Hz]} = \frac{2.0[\%MW]}{\frac{1}{100} \times 60[Hz]} = 3.33[\%MW/Hz]$$



送配電推進委員会

1996年度、中西6社大の技術検討資料（抜粋）

1. シミュレーション結果



	採用値	根拠
GF応動特性	ガバナ応動試験結果（5%変化/25秒）を基にプラント定数を設定	関西・九州・四国でガバナ応動試験を実施
GF容量	3%MW	実績調査
負荷特性（周波数特性）	3.33%MW/Hz	従来通りの定数（1948年にイギリスで実施された負荷特性把握試験結果による）

©Transmission & Distribution Grid Council

- 中西エリアの系統特性定数は1996年以降見直しは行われていないものの、1996年からの現在まで変化として、以下の2つが挙げられる。
 - ① 誘導機が大半であった時代から、インバータ需要設備（EV、蓄電設備、省エネ家電など）の割合が高まったことによる負荷周波数特性の変化
 - ② 同期機が大半であった時代から、PV等の非同期電源の増加に伴う慣性力の減少
- ①については、現在一般送配電事業者の取り組みとして、測定装置を設置し、データを蓄積しているところ。
- 一方、②については、同期機減少に伴う系統特性定数の悪化が、シミュレーション等により示されているものではなく（あくまで定性的な要素）、また今後、様々な選択肢（単一の系統特性定数で管理する方法、複数の系統特性定数で管理する方法等）の検討を効率的に進めていくためにも、以前ご指摘いただいたとおり、シミュレーション環境を用いた系統特性定数の傾向把握について、予め検討を進めていくこととしてはどうか。

第5回本作業会（2025年1月24日）

（辻メンバー）

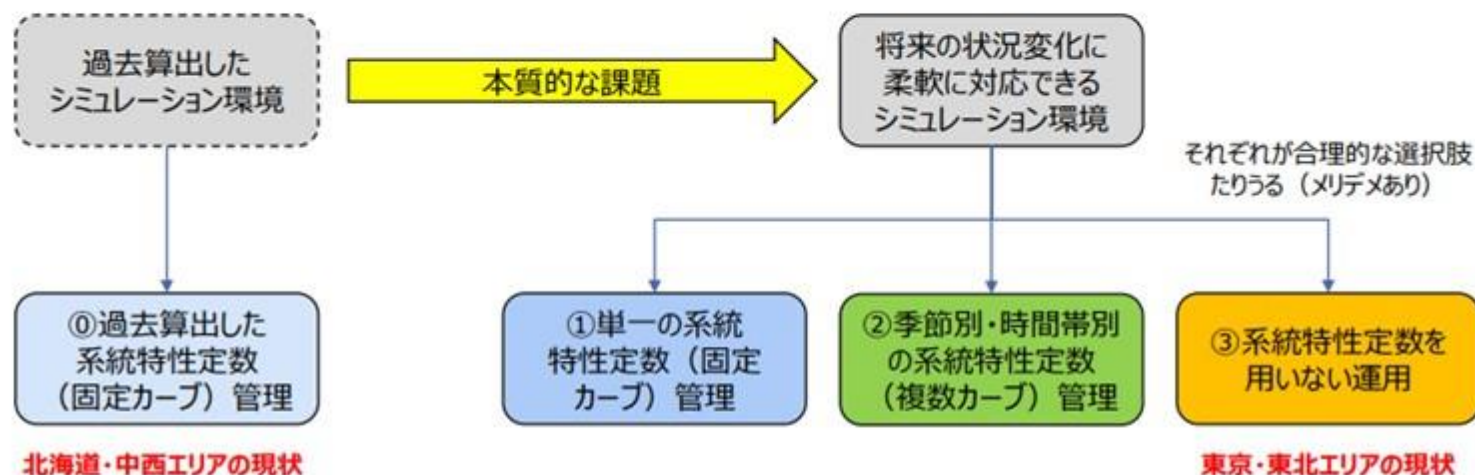
条件に応じて系統特性定数の異なるものを用いて管理するというのは、**太陽光が多い少ない等、様々な事情で系統特性定数の変化の振れ幅が大きくなってくると、こういった管理がある程度有効になるという場面があるのではないか**ということ、**お示しいただいたとおりかと考えている**。デメリットとして色々煩雑になるというところがあると承知しているが、**実際に太陽光の多い少ないで、周波数の落ち方が実際どれくらい変わり得るものかというところについては、シミュレーション環境を構築されているエリアで既に色々検討されているか、或いは将来更に太陽光が増えればどういう傾向になるのかが出ているシミュレーションで評価できるとのではないかと考えている**。系統特性定数をどれくらい複数管理するかで、どのように運用容量が変わってくるかということを具体的に定量的にお示しいただくと、どこまで踏み込んでいくべきかという議論も進みやすいのかと感じており、そういった検討もお願いできればと考える。

周波数維持に関する運用の考え方（全体像）

35

- 第4回本作業会において、周波数維持に関する運用について整理を行い、本質的な課題としては、「実態に即したシミュレーション環境の更新（チューニング）を行い、将来の状況変化（調整力確保状況や負荷特性変化等）に柔軟に対応できる環境を整えること」とした上で、それが実現した暁に「①煩雑な算定や細分化された管理を避ける観点から単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理すること」・「②精緻な周波数維持制御の観点から季節別・時間帯別の系統特性定数（複数カーブ）で管理すること」あるいは「③系統特性定数を用いない運用を行うこと」のそれぞれが合理的な選択肢となりうる旨を示した。
- 上記考え方（全体像）を示したものが下図イメージとなり、次頁以降にて①～③の運用イメージ、ならびに北海道・中西エリアにおけるシミュレーション環境構築に向けた見通しについてお示しする。

【周波数維持に関する運用の考え方（全体像）】

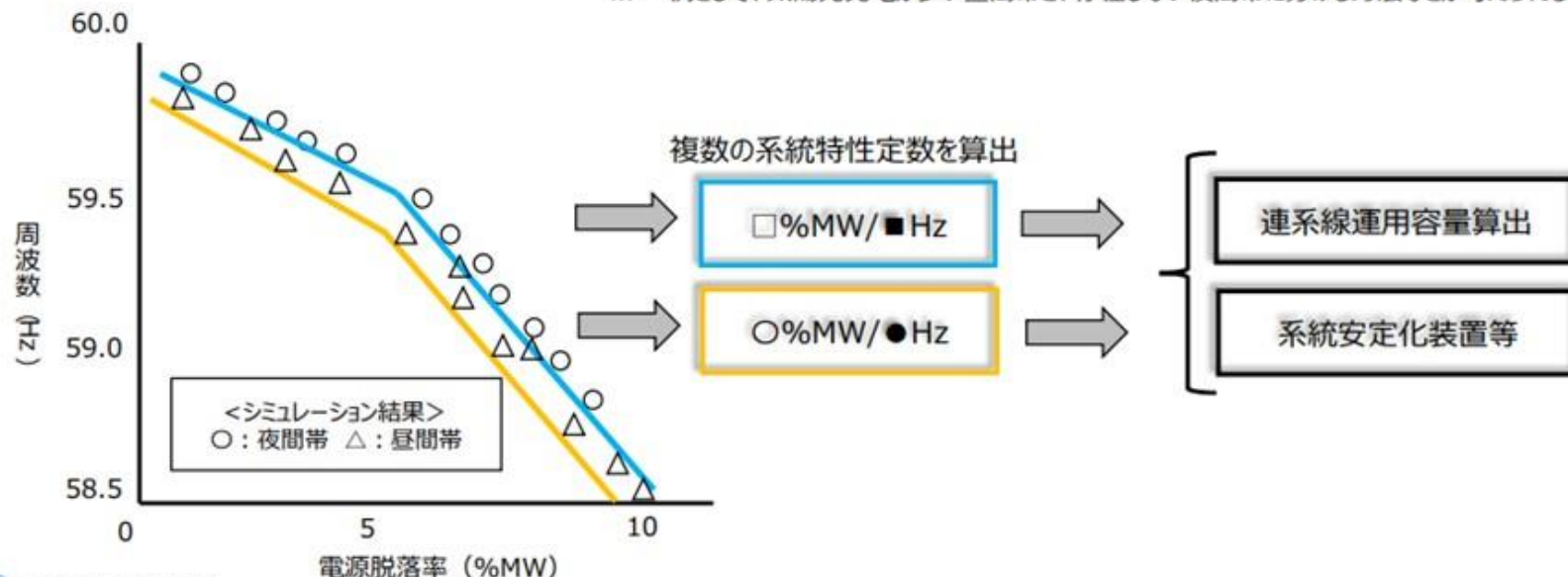


②季節別・時間帯別の系統特性定数(複数カーブ)管理

39

- こちらは、電源態勢・負荷特性等が大きく異なるような季節別・時間帯※に、いくつか(複数カーブ)の系統特性定数を算定しておき、それらを使い分けて、運用容量(無制御限界潮流)や系統安定化装置の制御量等の演算を行う運用方法である。
- この運用方法のメリットとしては、年間を通じて保守的に設定した単一の系統特性定数(固定カーブ)よりも、断面によっては運用容量拡大あるいは制御量極小化が可能となる点が挙げられる。
- 一方で、デメリットとしては、各断面に応じた系統特性定数の算定が煩雑という点や、既存の系統安定化装置等の改修が必要となる点、運用面での細分化された管理が複雑になってしまう点などが挙げられる。

※ 一例として、太陽光発電が多い昼間帯と、存在しない夜間帯に分ける方法などが考えられるか。



北海道および中西エリアのシミュレーション環境について

44

- 北海道および中西エリアについては、一般送配電事業者と電力中央研究所でシミュレーション環境の整備を進めており、簡易モデルおよび詳細モデル（個々の発電機ロジックを模擬）を既に構築している状況。
- また、負荷周波数特性についても、2023年度に計測装置を設置し、現在はデータ蓄積中といったステータス。
- 今後、数年かけて過去の周波数変動を伴った実際の事故※との実測対比による精度検証を通じて精度向上を図る予定であるため、今後、進捗に応じて一般送配電事業者から検討状況を報告いただく等、シミュレーション環境構築のフォローアップをしていくこととしたい。

※ 例えば、2024年の能登半島地震発生時に起きた電源脱落に伴う周波数低下や、本四連系線1回線停止中の残回線事故に伴う周波数上昇等。

2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
計測装置の設置				
		収集データの分析		
モデル・シミュレーションの精度・機能向上				

ただし、今後詳細検討で変更となる可能性がある

- 系統特性定数の傾向を把握するための算出条件の一例として、太陽光が多い昼間帯と、太陽光がない夜間帯での比較検証等が考えられるところ。
- これにより、あくまで、シミュレーションではあるものの、系統特性定数への影響や、系統特性定数の再算出における考慮事項について、知見が深まることも期待できる。
- 傾向把握のシミュレーションの実施方法については、中西エリアのシミュレーション環境と東エリアのシミュレーション環境が考えられるものの、以下の理由より、東エリアのシミュレーション環境を使用することとしてはどうか。
 - 現在、中西エリアのシミュレーション環境については、実績対比による精度検証を行っていること
 - 東エリアのシミュレーション環境については、大規模な電源脱落の再現シミュレーションや負荷側UFR整定のためのシミュレーションを既に行っていること
- 次回以降、シミュレーションによる複数条件での比較検証等を行い、結果をお示しすることとしたい。

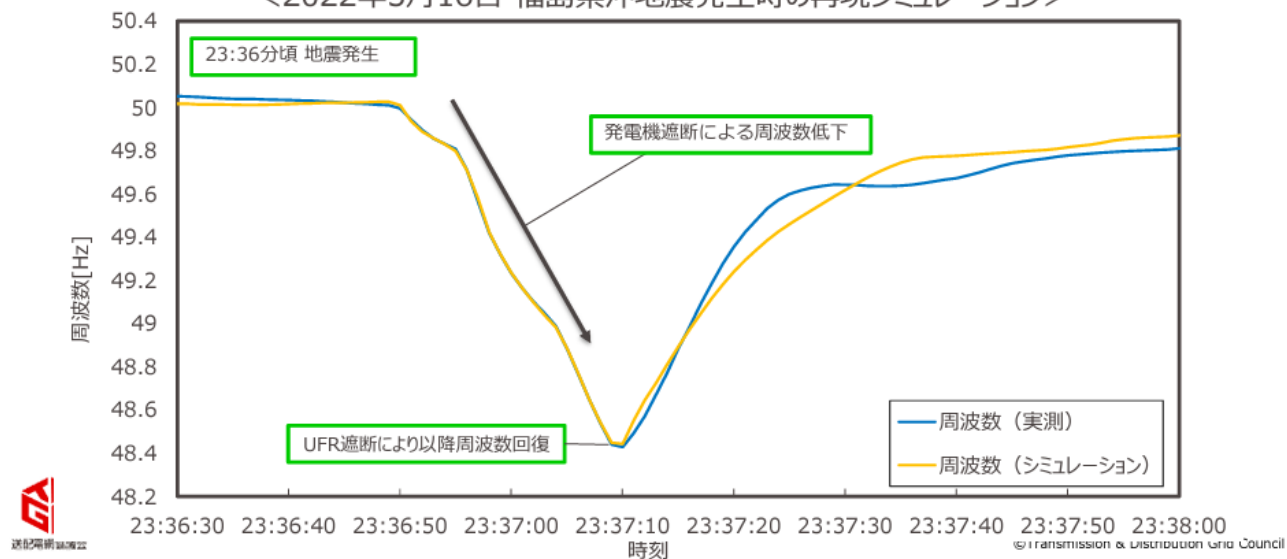
- 東京・東北エリアにおいては、大規模な電源脱落による周波数変動が生じた際等に再現シミュレーションを実施し、シミュレーション結果と実績が概ね一致することを確認している。

系統特性定数を用いずに運用している例【東京・東北エリア】

28

- ✓ UFR整定値の検討については周波数シミュレーションにより対応している。
- ✓ 本シミュレーションにおいては**発電機周波数特性については特定の定数を用いず**、想定事象に対するLFCや発電機などの制御ロジックなどを詳細に模擬することによって周波数状況を確認している。
- ✓ **負荷周波数特性については『0.3%MW/0.1Hz』を仮定**しているが、大規模な電源脱落による周波数変動が生じた際などに再現シミュレーションを実施し、シミュレーション結果と実績が概ね一致することを確認している。

<2022年3月16日 福島県沖地震発生時の再現シミュレーション>



1. 判定方法の妥当性検討（個別エリア）
 - 1-1. 上昇側限度について（四国、九州）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
 - 1-2. 低下側限度について（北海道）
 - －概要と前回振り返り
 - －実態把握と今後の方向性
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
 - 2-1. 系統特性定数の傾向把握について
3. まとめ

- 今回、見直し余地の可能性があると考えられる、個別エリアの周波数限度（上昇側・低下側）に関する判定方法について、詳細な実態を把握したうえで、今後の方向性について整理した。
 - 四国エリアについては、短期的には周波数上昇限度の見直し（ex.仕上がり周波数60.5Hz等への引き上げ）は実施せず、中長期的には、該当発電機が除却（リプレース）されるタイミングで解消することを目指し、その際に再度、四国エリアの周波数上昇限度の見直しを検討する
 - 九州エリアについては、短期的には周波数上昇限度の見直し（ex.仕上がり周波数管理60.5Hz等への変更）は実施せず、中長期的には、発電機OFRの整定値見直しを進めていくことが重要（点検に同調して見直す等、事業者協議を行うことが望ましい）と考えられることから、今後それらの取り組みは継続して進めていき、整定変更の状況等も踏まえつつ、定期的に九州エリアの周波数上昇限度見直しを検討する
 - 北海道エリアについては、周波数低下限度見直し（49.0Hz⇒48.8Hz）は行うものの、単機最大電源脱落時については、使用する系統特性定数についても併せて見直す（6%MW/1.0Hz⇒5%MW/1.0Hz）
- また、今後の系統特性定数の再算出については、シミュレーション環境を用いた系統特性定数の傾向把握について、東エリアのシミュレーション環境を使用して複数条件での比較検証等を行い、次回以降、結果をお示しする。