

本作業会における詳細な検討内容について

2025年6月13日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 第98回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委という。）（2024年6月21日）において、2024年度以降の状況変化（調整力調達の変化、系統混雑の進展等）を踏まえて、制度と運用が両立した最適な運用容量等の在り方を目指し、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」（以下「本作業会」という。）を調整力等委の下に設置した。
- 本作業会では、これまで計8回に亘り、一般送配電事業者の協力も得ながら、主要論点（系統特性定数・フリンジ等）の洗い出し・整理や、新たに顕在化した課題（負荷制限・EPPS等）の対応についての検討を行ってきた。
- 本資料では、第8回本作業会（2025年6月13日）資料6にて示した各主要論点の検討結果について、各論点ごとに詳細な検討内容を記載したため、ご報告する。

第1回 (2024年7月19日)

- (1) 作業会の設置や進め方等について
- (2) 運用容量等に関する基本的事項について

第2回 (2024年8月29日)

- (1) 周波数維持に用いる系統特性定数等について
- (2) 系統混雑に対応したフリンジに関する検討の方向性について
- (3) 制約要因一覧等を踏まえた今後の主要論点について

第3回 (2024年10月10日)

- (1) 変動性再エネ大量導入が運用容量等に与える影響について
- (2) 緊急時の負荷制限の織り込みに関する検討の方向性について
- (3) EPPSの動作確実性向上に向けた検討について

第4回 (2024年12月5日)

- (1) 緊急時の負荷制限の在るべき姿と個別織り込みの検討状況について
- (2) 将来の状況変化を踏まえた系統特性定数の必要性について
- (3) 各制約要因における限界潮流・フリンジ算出方法の実態について

第5回 (2025年1月24日)

- (1) 系統特性定数に関する詳細検討について (その1)
- (2) フリンジに関する詳細検討について (その1)
- (3) 想定故障の違い等を踏まえた検討の進め方について

第6回 (2025年3月14日)

- (1) 系統特性定数に関する詳細検討について (その2)
- (2) フリンジに関する詳細検討について (その2)
- (3) 想定故障等に関する詳細検討について
- (4) 広域的な負荷制限の在るべき姿について
- (5) 確実なE P P S動作に向けた整定変更の方向性について

第7回 (2025年4月22日)

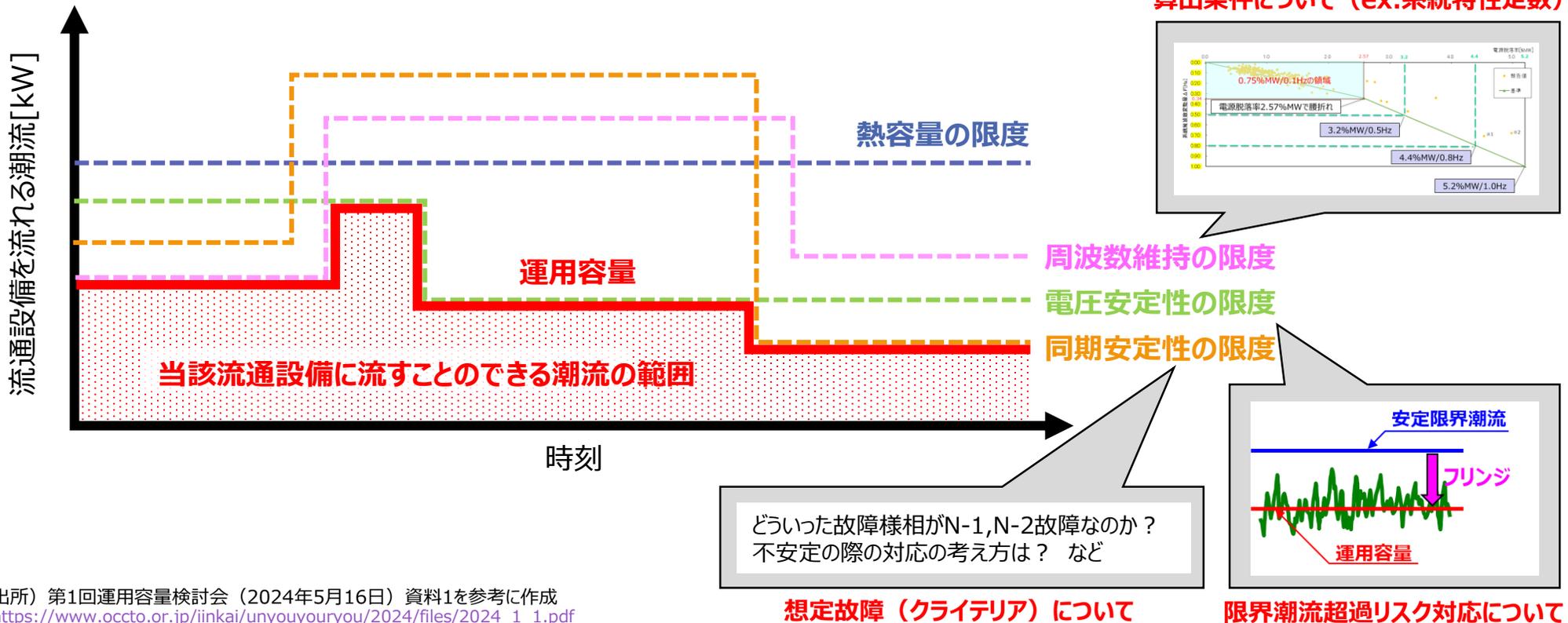
- (1) フリンジに関する詳細検討について (その3)
- (2) 中西安定度の運用容量制約への反映について
- (3) 地域間連系線への短時間容量適用の可能性について
- (4) 地内系統への緊急的な運用容量拡大スキーム適用について
- (5) 将来の中西エリアの周波数制御体系について

第8回 (2025年6月13日)

- (1) 系統特性定数に関する詳細検討について (その3)
- (2) フリンジに関する詳細検討について (その4)
- (3) 電源制限箇所の考え方について
- (4) 本作業会における検討内容取りまとめと今後の進め方について

- 運用容量とは、電力系統を安定運用する（設備故障時に供給・発電支障や設備寿命影響を最小限に留める）ための、**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全て満たす限界潮流値を指す。
- 一方、「どのような条件で算出するか※1」「どのような故障様相を想定するか（クライテリア）」「**限界潮流超過リスク**※2への対応はどうか」等については、地域間連系線と各地内系統で様々な考え方があるため、まずはそれらの実態把握と論点整理を進めた。

※1 周波数維持における算出条件の一つが「系統特性定数（系統容量に掛け合わせることで運用限度等を算出する）」に該当する。
 ※2 混雑系統において、調整力発動や需要変動等があった（フリッジが発生した）際に、一時的に超過してしまうリスクを指す。



- 第1回本作業会において、今後の論点整理にあたっての運用容量等に関する基本的事項として、まずは**熱容量**・**同期安定性**・**電圧安定性**・**周波数維持**といった運用容量を決定する制約要因毎に満たすべきクライテリアや違反時の影響、電源制限等の拡大対策についての概要をまとめた。

63

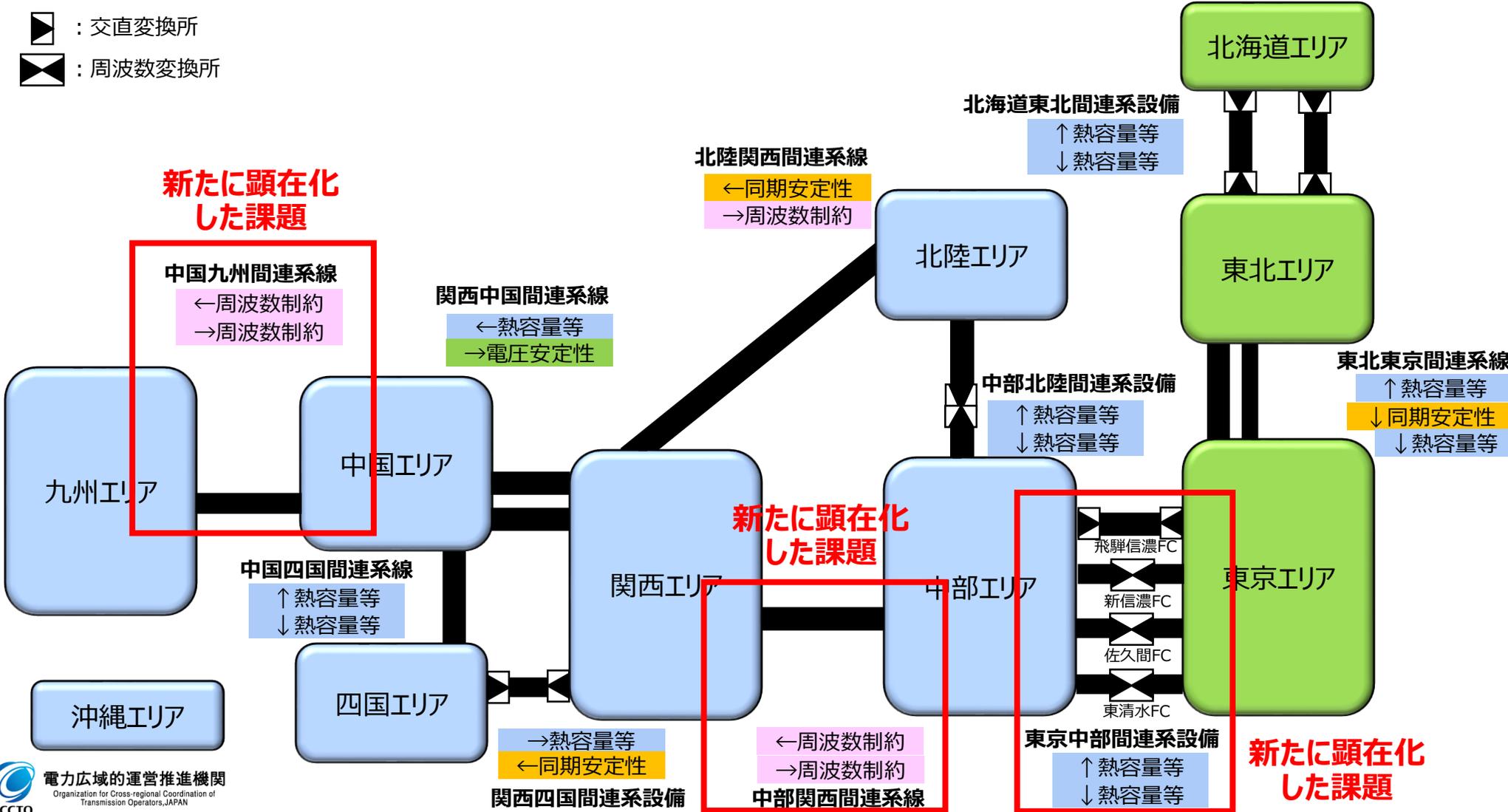
■ 本日、ご説明させていただいた運用容量等に関する基本的事項は、まとめると下表の通りであり、本作業会における今後の検討の一助にしていきたいと考える。

制約要因	運用容量					違反時の影響 (緊急拡大時リスク)	拡大対策
	想定故障	適用系統	故障後に満たすべきクライテリア	電制適用	負制適用		
熱容量	N-1	全て	健全回線が常時(短時間)熱容量以内	○	×	①過負荷連鎖トリップ(設備損壊) ②同期・電圧不安定(発電機停止) ③周波数低下	インピーダンス低減 設備増強 過負荷電制 DLR・DTR
	N-2	ループ	健全ルートが常時(短時間)熱容量以内	○	×		
同期安定性	N-1	全て	発電機が脱調しない	○	×	①発電機の連鎖脱調(設備損壊) ②周波数低下	インピーダンス低減 安定度電制 負荷制限装置 STATCOM等
	N-2	ループ	供給・発電支障の影響が大きくない	○	△※1		
電圧安定性	N-1	全て	電圧不安定に至らない	○	×	①発電機停止 ②過負荷連鎖トリップ ③リレーの不要動作 ④周波数低下	インピーダンス低減 無効電力制御装置 電圧電制 負荷制限装置
	N-2	ループ	供給・発電支障の影響が大きくない	○	△※1		
周波数※2	N-1	基本的に、N-1故障では周波数変動は生じない				①発電機停止(発電機損傷) ②周波数低下	設備増強・EPPS 周波数電制 負荷制限装置
	N-2	1ルート交流連系	周波数変動が上昇・低下限度を超過しない	○	○		

※1 負荷制限にあたっては、社会的影響が大きいため、少なくとも地域間連系線においては適用実績はない。
 ※2 地内送電線では、N-2故障により周波数低下限度値を下回らない設備形成がなされているため、運用容量の制約要因としては考慮されていないことが大半。

■ また、足元で市場分断等が発生している地域間連系線に対する負荷制限適用（それに伴う運用容量拡大）や、昨今の周波数滞在率悪化を踏まえたEPPSの動作確実性向上など新たに顕在化した課題に対する対応も実施。

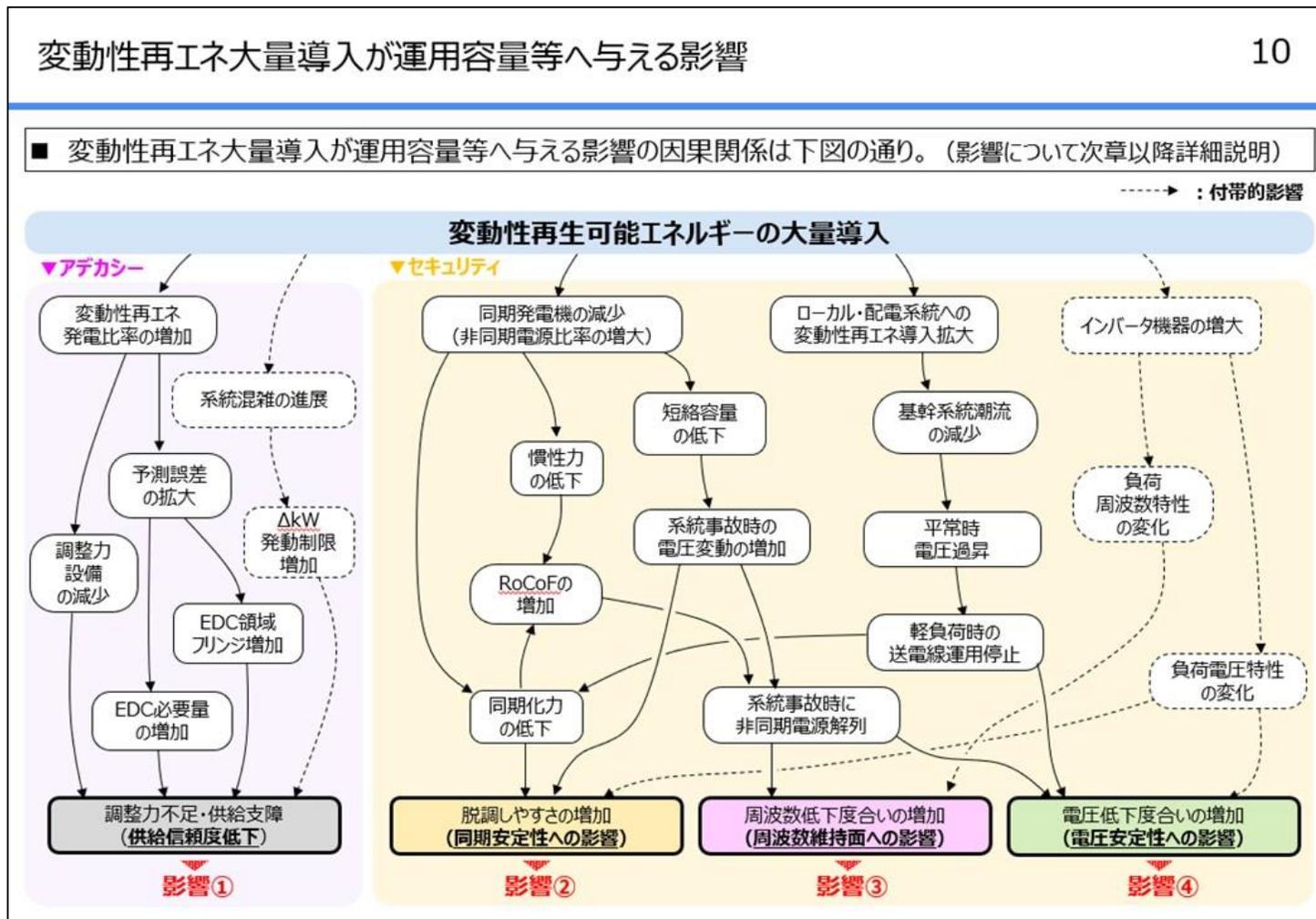
◀▶ : 交直変換所
 ◀▶ : 周波数変換所



■ 前述の実態把握や、変動性再エネ大量導入における運用容量への影響等を踏まえ、作業会における主要論点について下表のとおり整理し、これらを元にして深掘り検討を進めていくこととしていた。

大項目	中項目	No.	論点
共通	クライテリア（想定故障等）	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
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	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
	系統特性定数	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
		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

- 変動性再エネ大量導入が運用容量等に与える影響について、各制約要因ごとに整理した結果、これらを踏まえた合理的な算出方法、また、運用容量低下が顕在化した場合に補う方策の検討も併せて実施していくこととした。



大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	想定故障 (クライテリア)	1-1-1	想定故障や社会的影響 の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア (信頼度基準) においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと (ただし、電制は許容)、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか (例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか)、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➢ 次回以降、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認。その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>
	フリンジ	1-2-1	各決定要因における フリンジの取扱い	<p>地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする (フリンジで対応する) にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取り扱いに、見直しの余地がないかを再確認する。</p> <p>地域間連系線では、同期安定性および電圧安定性のみ限界潮流からフリンジを控除しているが、他の制約要因 (熱容量等、周波数維持) に織り込んでいないことを踏まえ、故障時の影響や事故後の対応可否について深掘り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい (論点No.1-2-2)。</p> <p>➢ 第2回本作業会にて検討状況を報告 (資料4)、次回以降見直し要否を含め深掘り検討</p>
		1-2-2	連系線と地内送電線で の取扱い統一可否	<p>同時市場導入検討においては、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方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かの検討が必要である。</p> <p>現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について深掘りを行い、場合によっては未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取り扱いについて整理していくこととしたい。</p> <p>➢ 第2回本作業会での報告内容 (資料4) を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告</p>
	緊急的な 運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大 スキーム整理が必要か	<p>地域間連系線では、N-0 (設備健全時) において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1故障・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められているが、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。</p> <p>地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み (適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など) の整理が必要ではないか。</p> <p>➢ 次回以降、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
熱	短時間容量	2-1-1	連系線へ短時間容量を適用できるか	<p>現在、地域間連系線においては、連続容量超過時に短時間で潮流調整が困難であることから、連続容量を熱容量としている(本四連系線は短時間可能時間が4Hと長いため、下げ代不足時や夏季に限り短時間も採用されている)。今後、同時市場(次期中給)になれば、緊急時SCED機能により5分以内に潮流調整可能となることを踏まえれば、地域間連系線にも短時間容量を適用することが可能となるかどうか。</p> <p>➤ 次回以降、次期中給で具備される機能紹介および、当該機能を活用することによるN-1故障(2ルート連系の場合、N-2故障)時の短時間での潮流調整の実現性を報告</p>
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か	<p>N-1電制量を常時周波数変動(0.2Hz)に納める案が第28回広域系統整備委員会にて示された後、「流通設備の整備計画の策定(送配電等業務指針 第55条関連)におけるN-1電制の考え方について」で定めているが、0.2Hz以内でなければならない理由はあるか。</p> <p>また、エリア予備率を考慮する案も示され、同様に定められているが、単機最大脱落がどのエリアでも発生すると思えば、電制後のエリア予備率確保による上限も不要となるか。</p> <p>➤ 次回以降、過去の整理の経緯・背景を踏まえ、現状や将来の状況変化を見据えた場合にこれらの考え方の変更要否を整理し、報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西 θ を運用容量の制約へ追加すべきか	<p>中西60Hz系統は長距離くし形系統であり、東向き潮流の重潮流化で同期安定性が不安定になりやすい傾向(西系統の送電線N-2事故や中系統の電源脱落事故が発生すると系統間脱調に至る可能性)がある。上記事象を防止するため、中西θ(九州の西側ノードから中国の東側ノードまでの位相差)が上限(限界値)に至らないように監視しており、超過時には持替え運用を行っている実態がある。</p> <p>一方、持替え運用は混雑処理(再給電)と同義であり、同時市場においてはSCUCで一括処理することが効率的と考えられるところ、中西θという指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、管理方法やSCUCへの組み込み方等について検討を進める必要がある。</p> <p>➤ 次回以降、中西地域における中西θを考慮した運用実態(必要性)を紹介いただいた上で、事務局にて運用容量の制約要因とする場合の考え方(管理方法等)を整理・検討する</p>
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、同期安定性の場合には、最も遮断量小さい箇所が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>次回以降、同期安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する。</p>
	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あるか	<p>将来的な再エネ大量導入等に伴い、電力系統内の非同期電源比率が高まることで、中期的な運用容量への影響(運用容量低下)が顕在化し得る可能性が調整力等委で報告されていることを踏まえ、当該影響を補う方策についての検討が必要か。</p> <p>➤ 既存の技術で効果的と考えられる電源制限装置等を活用した対策効果の見通しについて、次回以降、本作業会にて報告する。</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
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	<p>関西中国間連系線では、電圧安定性が運用容量の決定要因となっており、その限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性（故障後の二次系統電圧の回復による低め解への移行や調相資源の投入等を模擬できないため、一定程度尤度を持たせたうえでの0.9PUとも考えられる）を説明できるかどうか。</p> <p>地内の電圧安定性の判定方法として、V法など他の計算ツールを用いているエリアもあることから、判定方法の違いについて、現在、送配電網協議会にて調査を進めている、負荷の電圧特性等も踏まえた合理的な説明ができるか。</p> <p>また、将来的な短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➢ 次回以降、各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握した上で、負荷の電圧特性等を勘案し、算出・評価方法として妥当な説明が可能かについて整理結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。</p>
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、電圧低下の著しい箇所から離れた電源が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➢ 次回以降、電圧安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
周波数維持	EPPS	5-1-1	考え方見直し(影響評価)が必要か	EPPSを確実に動作させるために、新FC以外のFCにおいても周波数逆転を許容しない考え方(整定)を見直す必要があるか。また、考え方の変更にあたっては、EPPS送電後の健全側の周波数低下による影響をシミュレーション等で精緻に評価する必要があるか。 > 次回以降、周波数品質の悪化を踏まえ、見直すことの必要性を整理のうえ、見直すとなった場合には、その影響や設備側の整定変更要否について検討結果を報告
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まない理由とは	現行の関門連系線(九州向き)は周波数制約(無制御)で決まっており、PV不要脱落も相まって運用容量が相当小さく、卸(kWh)取引の変化やEUE(kW)評価において、九州向けが分断するケースも散見され、追加の社会コストがかかる等、課題が顕在化し始めている。負荷遮断の織り込みで解決する課題とも考えられるため、具体的な拡大方策の検討が必要か。 > 次回以降、負荷制限が織り込まれていない箇所(関門連系線の九州向き等)について、社会的便益(≒EUE評価結果への影響)等も踏まえた織り込み要否等について検討する
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	周波数上昇系統で効果は一律と考えられるものの、熱容量と同じ電制対象箇所の考え方で問題ないか整理が必要か。 > 次回以降、周波数上昇制約の拡大を目的として電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する
	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策の妥当性	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、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エリア毎の違いの妥当性を深堀り検討する必要があるか。 また、将来的なRoCoFの増加、短絡容量低下に伴う、非同期(インバータ)電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、将来的な周波数維持制約の合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。 > 次回以降、算出方法・判定方法の妥当性について、検討結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。
		5-4-2	系統特性定数の必要性	系統特性定数に関する前提(調整力調達の在り方)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、今後も必要かどうかについても、平常時(N-0)、作業時(N-1)、緊急時(N-2)の事象毎に検討する必要があるか。 > 第2回本作業会での事業者プレゼン内容(資料3-1)を踏まえ、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

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
周波数維持	系統特性定数	5-4-3	状況変化による系統特性定数の再算定	<p>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、負荷側においては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定の必要性について検討する必要があるか。</p> <p>➤ 次回以降、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算定の方法 (検証の進め方) について検討し、再算定を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告</p>

- 本作業会では、一般送配電事業者の協力を得ながら、主要論点や新たに顕在化した課題について検討してきた。
- 進捗状況は以下のとおりとなり、現段階で検討可能な論点については、概ね検討完了したため、各主要論点ごとに詳細な検討内容について次頁以降でご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	
共通	クライテリア（想定故障等）	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	検討完了
	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	継続検討
		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	継続検討
	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	継続検討
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	検討完了
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か	検討完了
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	継続検討
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	検討完了
	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	検討完了
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	継続検討
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	検討完了
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	検討完了
	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	検討完了
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	検討完了
	系統特性定数	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	検討完了
		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	検討完了
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	継続検討	

※検討完了には、現段階で可能な範囲の検討完了分を含む。

上段は第2回本作業会で設定（第3回本作業会で一部修正）した内容を記載

クライテリアについて

36

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	クライテリア (想定故障等)	1-1-1	想定故障や社会的影響の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア（信頼度基準）においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと（ただし、電制は許容）、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか（例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか）、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➤ 今後、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認 その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>

検討結果（あるいは検討状況）

一般送配電事業者にアンケートを実施するとともに、「N-1故障・N-2故障の定義」・「N-1故障における安定の考え方」・「N-2故障における安定の考え方」の3つの論点（差異）に関する合理的な考え方（考え方は統一可能か、差異は合理的か等）について、下記のとおり整理を行った。

【N-1故障・N-2故障の定義】（一般送配電事業者毎の差異が一部見られたもののみ記載）

- ・「1φ2LG」はN-1、「2φ3LG」はN-2※、片母線事故はN-2とする。
- ※は冬季雷の影響で2φ3LGの発生頻度が比較的高い北陸エリアを除く

【N-1故障における安定の考え方】

- ・同期・電圧・周波数のN-1電制量上限：技術的に可能かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能
- ・熱のN-1電制量上限：同期・電圧・周波数と同様の考え方にするこも考えられるが、設備形成の考え方にも大きく影響を与えることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き検討を進める

【N-2故障における安定の考え方】

- ・系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする

（第5回本作業会資料3、第6回本作業会資料5）

検討を行った開催回を最下段に記載

下段は第8回本作業会までに検討した内容を記載

各主要論点ごとの詳細な検討内容

- クライテリア・・・p.19～27
- フリンジ・・・p.28～62
- 緊急的な運用容量拡大・・・p.63～67
- 短時間容量適用・・・p.68～73
- 電源制限・・・p.74～91
- 同期安定性の低下補填・・・p.92～96
- 中西安定度・・・p.97～103
- 電圧安定性・・・p.104～114
- EPPS・・・p.115～119
- 負荷制限・・・p.120～126
- 系統特性定数・・・p.127～157

クライテリア

- P.19～27では、主要論点No.1-1-1「想定故障や社会的影響の考え方の違いは妥当か」の整理をご紹介します。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	クライテリア (想定故障等)	1-1-1	想定故障や社会的影響の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア（信頼度基準）においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと（ただし、電制は許容）、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか（例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか）、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➤ 今後、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認 その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>

検討結果（あるいは検討状況）

一般送配電事業者にアンケートを実施するとともに、「N-1故障・N-2故障の定義」・「N-1故障における安定の考え方」・「N-2故障における安定の考え方」の3つの論点（差異）に関する合理的な考え方（考え方は統一可能か、差異は合理的か等）について、下記のとおり整理を行った。

【N-1故障・N-2故障の定義】（一般送配電事業者毎の差異が一部見られたもののみ記載）

- ・「1φ2LG」はN-1、「2φ3LG」はN-2※、片母線事故はN-2とする。
- ※は冬季雷の影響で2φ3LGの発生頻度が比較的高い北陸エリアを除く

【N-1故障における安定の考え方】

- ・同期・電圧・周波数のN-1電制量上限：技術的に可能かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能
- ・熱のN-1電制量上限：同期・電圧・周波数と同様の考え方にする事も考えられるが、設備形成の考え方にも大きく影響を与えうることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き検討を進める

【N-2故障における安定の考え方】

- ・系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする

（第5回本作業会 資料3、第6回本作業会 資料5）

■ クライテリア(想定故障等)における論点を下記のとおり整理し、各一般送配電事業者の実態を調査したうえで、検討を進めた。

クライテリアの考え方(全体像)に関する各論点

8

■ 一方、それぞれの枠の考え方については、エリアによって解釈が異なる可能性があるため、アンケート調査を実施。



(参考) 各論点の補足説明

9

- 【論点①：そもそもどういった事故様相がN-1故障 or N-2故障なのか？】
 - 同じ事故様相であっても、エリアによって分類が異なっていないか？（運用容量として異なる制約になっていないか）
- 【論点②：ルート断に至るN-2故障、至らないN-2故障、両方とも確認しているか？】
 - 1ルート連系箇所（電源線含む）におけるN-2故障として、ルート断（系統分離）に至るN-2（6LG）だけでなく、ルート断に至らない（連系維持される）N-2（3φ4LG等）も確認しているか？ ※連系線についても要確認
- 【論点③：N-1電源制限量の限界値は？】
 - N-1電源制限量の限界値を定めているか？（例えば、負荷制限に至らない許容電源脱落量など）また、定めている場合はそれで安定化できる範囲を運用容量（運用容量制約）としているか？
- 【論点④：N-1故障で許容される社会的影響とは？】
 - どこまでならN-1故障による供給支障を許容しているか？（運用容量を制約しない事象と見做しているか）
- 【論点⑤：局所的脱調（系統制御なし）は許容されるのか？】
 - N-2故障において、局所的な脱調（脱調分離ルーで事故波及防止できる等）は許容しているか？
- 【論点⑥：N-2電源制限量の限界値は？】
 - N-2電源制限量の限界値を定めているか？（例えば、N-1電源制限量の限界値と同じなど）また、電源制限による周波数低下の結果、負荷制限（その後安定）に至ることは許容しているか？
- 【論点⑦：N-2故障で許容される社会的影響とは？】
 - どこまでならN-2故障による供給支障を許容しているか？（運用容量を制約しない事象と見做しているか）

- アンケートの結果、領域Ⅰ（1回線における故障）はN-1故障、領域Ⅲ（2回線に跨る故障のうち、ルート断に至る様相）はN-2故障で共通であった。
- 領域Ⅱ（2回線に跨る故障のうち、ルート断に至らない様相）のうち、1φ2LGや2φ3LGについては、エリアごとに一部差異が確認された。
- また、想定設備は、片母線事故をN-1として扱うかN-2として扱うかについても一部差異が確認された。

論点①② 送電線におけるN-1故障・N-2故障（深掘り調査結果） 10

- 送電線（2回線）における、N-1故障・N-2故障想定（同期安定性）の深掘り調査結果については下表の通り。
- 送電線（2回線）における事故様相の3分類、「領域Ⅰ：1回線における故障（通常、N-1故障）」・「領域Ⅱ：2回線に跨る故障のうち、ルート断に至らない様相（N-1 or N-2故障）」・「領域Ⅲ：2回線に跨る故障のうち、ルート断に至る様相（通常、N-2故障）」のうち、**領域ⅠはN-1故障、領域ⅢはN-2故障で共通**であった。
- しかしながら、領域Ⅱのうち1φ2LGや2φ3LGについては、多くのエリアがN-2故障と見做している一方、N-1故障と見做しているエリアも存在する等、差異が見受けられた（詳細な取扱いについては後述）。

事故様相	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	連系線
1φ1LG	N-1（全エリア共通）										領域Ⅰ
2φ2LG	N-1（全エリア共通）										
3φ3LG	N-1（全エリア共通）										
1φ2LG	N-2	N-2	N-1	N-2	N-1	N-1	N-2	N-2	N-2	N-2	領域Ⅱ
2φ3LG	N-2	N-2	N-2	N-2	N-1	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	N-1（越前）
3φ4LG	N-2（全エリア共通）										
2φ4LG	N-2（全エリア共通）										領域Ⅲ
3φ6LG	N-2（全エリア共通）										

論点①② 送電線以外の設備におけるN-1故障・N-2故障（深掘り調査結果） 12

- 続いて、送電線以外の設備（発電機・変圧器・母線等）における、主に同期安定性に関するN-1故障・N-2故障想定（深掘り調査結果）については下表の通り。
- 送配電等業務指針では、送配電線、変圧器、発電機が故障設備として例示されており、このうち、**変圧器・発電機についてはN-1故障で共通**であった。
- また、Ry1系不動作については、系統でN-1故障が発生した上で、追加的に発生するN-1故障（合計N-2故障）と見做す考え方が共通であった（実際には、基幹系にはRy2系列設置することで、両系とも不動作による事故除去遅延はN-3以上の想定外故障と見做していることが多い）。
- しかしながら、片母線事故については、多くのエリアがN-2故障と見做している一方、N-1故障と見做しているエリアも存在する等、差異が見受けられた（詳細な取扱いについては後述）。

想定設備	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	連系線
発電機	N-1	N-1	N-1	N-1	N-1	未考慮	N-1	N-1	N-1	N-1	
変圧器	N-1（全エリア共通）										
片母線	N-1	N-2	N-2	N-2	N-1	N-1	N-2	N-2	N-2	N-1	N-1※
N-1故障+Ry1系不動作	N-2（全エリア共通）										

※ 中部関西間、北陸関西間、中国四国間、中国九州間のみ



- 差異が確認された箇所について、設備形成のクライテリアも考慮したうえで3つの類型（A,B,C）に分類し、**合理的な考え方の検討**を進めることとした。

論点①② 設備形成ルール含めた深掘り調査結果

13

- また、前述の深掘り調査結果において、差異が見受けられた「1φ2LG」「2φ3LG」「片母線」について、設備形成ルール含めて確認すると、更に下記の通り、類型パターンが細分化されることが分かった。
 - 類型A：運用のクライテリアと設備形成のクライテリアが一致（他エリアと同等の水準）
 - 類型B：運用のクライテリアと設備形成のクライテリアが一致（他エリアより厳しい水準）
 - 類型C：運用のクライテリアと設備形成のクライテリアが不一致
- これまでの深掘り結果を踏まえ、次章において、「1φ2LG」「2φ3LG」「片母線」に関する合理的な考え方（考え方は統一可能か、差異は合理的か等）についての整理を行うこととする。（他の事故様相に関しては、現状において、既に統一的な考え方となっていることが確認できたため、検討を割愛する）

類型B
類型C
 （それ以外は全て類型A）

事故様相/設備		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
●● ●○ ○○	(参考) 3φ3LG	運用 N-1（全エリア共通）									
		設備形成 N-1（全エリア共通）									
●● ○○ ○○	1φ2LG	N-2	N-2	N-1	N-2	N-1	N-1	N-2	N-2	N-2	N-2
				N-1		(N-1)					
●● ○○ ○○	2φ3LG	N-2	N-2	N-2	N-2	N-1	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2
						N-1					
片母線	運用	N-1	N-2	N-2	N-2	N-1	N-1	N-2	N-2	N-2	N-1
	設備形成		N-2	N-2	N-2	N-1	N-2	N-2			

※ 空欄は設備形成ルールに記載がない（実質的にN-2以上である）ことを示す。

- 想定故障の定義については、単純な電力設備の箇所数よりも、当該事故様相の発生確率から分類するという考え方が実態を占めており、1φ2LGについては、代表的なN-1故障である3φ3LGよりも発生確率が高いことから、**N-1故障と定義するのが合理的**と整理した。
- 一方、設備形成ルールの考え方と異なっているエリアや、一致しているものの他エリアより厳しい水準としているエリアもあった。これらについては、実質的にN-1相当の発生確率で負荷制限が発生するのは避けるべきと考える一方、設備形成の考え方と不整合が生じている状態で、闇雲にN-1故障と定義して運用容量制約等を生じさせるのも非合理的であることから、**当面は1φ2LGに対し複数の定義が併存することを許容しつつ、1φ2LGにより負荷制限が発生する箇所（系統）に限り、負荷制限を許容するN-2信頼度基準ではなく、N-1信頼度基準（それに伴う、後述のN-1故障における安定の考え方）を適用することと整理した。**

想定故障等の合理的な考え方について (1φ2LG)

15

- 想定故障等の定義 (N-1故障かN-2故障か) については、系統信頼度 (セキュリティ) という観点からは、単純な電力設備の箇所数というよりも、当該事故様相の発生確率等から分類するという考え方*が実態を占めている。
- この点、**1φ2LGについては**、代表的なN-1故障である3φ3LGよりも発生確率が高いことから、**本来的にはN-1故障と定義するのが合理的**と考えられる。(本事故様相においては、類型Bにあたる東京・北陸が該当)
- 一方で、本作業会はあくまで運用基準を主たる議題とする場であることから、他エリアについては1φ2LGをN-2故障以上と見做し設備形成している (N-1故障と見做し設備形成しているエリアより系統が弱い) ことを前提に考える必要があり、その場合の現状の考え方 (各類型) の特徴は以下の通り。

	1φ2LGをN-2以上と見做して設備形成	運用上は1φ2LGをN-1故障と定義 (類型C: 関西)	運用上も1φ2LGをN-2故障と定義 (類型A: 東京・関西・北陸以外)
特徴		・N-1故障と見做して設備形成しているエリアより系統が弱いなが、運用上だけN-1信頼度基準 (原則、供給支障NG) を満たそうと思うと、電制量等が不足し、 運用容量制約となる可能性	・実際には、代表的なN-1故障である3φ3LGよりも発生確率が高いにも関わらず、N-2故障と定義することで 負荷制限許容の運用になる可能性

- これらについては、実質的にN-1相当の発生確率で負荷制限が発生するのは避けるべきと考える一方、設備形成の考え方と不整合が生じている状態で、闇雲にN-1故障と定義して運用容量制約 (あるいは新たな運用対策) を生じさせるのも非合理的であることから、**当面は1φ2LGに対し複数の定義が併存することを許容しつつ、1φ2LGにより負荷制限が発生する箇所 (系統) に限り、負荷制限を許容するN-2信頼度基準ではなく、N-1信頼度基準 (それに伴う、後述のN-1故障における安定の考え方) を適用することとはどうか。**
- また、中長期的には設備形成の考え方と整合を図ることが望ましいことから、関係箇所とも連携しながら、引き続き、検討を進めていくこととしたい。

* 当該事故の影響を緩和する (基準以内に収める) ために、設備・運用の対策 (投資) を行うことを考えると、発生確率等に基づく考え方が整合的。

(参考) 送電線 (2回線) における事故の発生確率

16

- 送電線 (2回線) における事故の発生確率としては1φ1LGや2φ2LGの頻度が高く、代表的なN-1故障である3φ3LGよりも電氣的ショックが小さいことから、1φ1LGや2φ2LG等はN-1故障に包含することが一般的となる。

表 4.3 平行 2 回線送電線における事故様相別の発生比率 (昭和 55 ~ 59 年度)⁽¹⁾

事故相	1φG		2φG		3φG			
	1LG	2LG	2LG	2LG	3LG	3LG	4LG	4LG
事故導体	×	×	×	×	×	×	×	×
事故様相	○	○	○	○	○	○	○	○
	○	○	○	○	○	○	○	○
略称 1	1φ1LG	1φ2LG	2φ2LG	2φ3LG	3φ3LG	3φ4LG		
略称 2	A	AA'	AB	AB'	AA'BC	ABC'	AA'BC	AA'BC'
事故実績	73%	5%	10%	3%	3%	1%		

(注) φは相, LGは地絡線路数を示す。

領域Ⅰ 領域Ⅱ 領域Ⅰ (領域Ⅱ) 領域Ⅱ 領域Ⅰ (領域Ⅱ) 領域Ⅱ (領域Ⅱ)

なお表 4.3 には、わが国における平行 2 回線送電線で発生した事故様相別の実績の比率 (昭和 55 ~ 59 年度、全国の 187 kV 以上の送電線) をあわせて記載している。

この実績をみると、1φ1LG(A) が最も頻度が高く、ついで2φ2LG(AB, AB'), 1φ2LG(AA') の順となっている。また、電力設備形成上の標準的な想定事故である3φ3LG(ABC)は意外に少ないことがわかる。

- 2φ3LGは、代表的なN-1故障である3φ3LGよりも発生確率は同等以下であることから、N-2故障と定義するのが合理的と整理した。
- 他方で、北陸エリアは冬季雷の影響で2φ3LGの発生頻度が高いことから、設備形成の考え方ならびに運用の考え方ともに2φ3LGをN-1故障としている。
- これは当該事故様相の発生確率に基づいた合理的な差異と考えられることから、引き続き、北陸エリアにおいては、2φ3LGをN-1故障と定義することとした。

想定故障等の合理的な考え方について (2φ3LG)

17

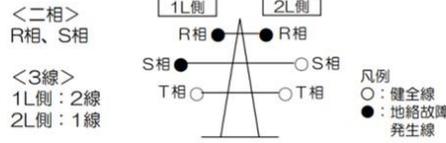
- 次に、「2φ3LG」については、1φ2LGと異なり、代表的なN-1故障である3φ3LGよりも発生確率は同等以下であることから、本来的にはN-2故障と定義するのが合理的と考えられる。(北陸以外のエリア(類型A)が該当)
- 一方で、北陸エリアは冬季雷の影響で2φ3LGの発生頻度が比較的高いという特徴があり、これまでにおいても、北陸エリアでは、設備形成の考え方ならびに運用の考え方ともに、2φ3LGをN-1故障と定義している。
- これらの考え方は当該事故様相の発生確率に基づいており、差異の説明として合理的と考えられることから、引き続き、北陸エリアにおいては、2φ3LGをN-1故障と定義することとしてはどうか。

(参考) 運用容量検討会資料の記載

【2回線二相3線地絡故障のイメージ】

北陸エリアでは、送電線2回線またがり故障の頻度が比較的多いため、二相3線地絡故障を想定故障に含めている。

二相3線故障とは右図のような故障をいう。



出所) 第4回運用容量検討会 (2025年3月1日) 資料1-2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/2024_unyouyouryousagyokai_05_hafu.html

(参考) 北陸エリアにおける2φ3LG事故について

18

- 北陸エリアでは、冬季雷の影響により、2φ3LG故障の発生頻度が高く、これまでもN-1故障として整理している。

参考) 不平衡故障の取り扱い

23

- ◆ 設備形成ルールでの取り扱い
 - ・北陸エリアでは冬季雷の影響で2回線2相3線故障の頻度が比較的多く、設備形成ルールでは単一設備故障(N-1故障)として考慮している。
 - ・他のエリアでは必要に応じ対策している。

エリア	不平衡故障の対応
北海道	単相再開路方式または多相再開路方式を採用している送電線については、3LG-O以外の事故様相についても検討を行なう。
東北	総合的に検討し適切な対策を行なう。
東京	必要に応じ2回線2相1線地絡並びにルート事故、遮断失敗等の条件についても、広範囲、長時間停電等の重大事故に発展しないよう保護・制御面を含めて適切な対策を行なう。
中部	必要に応じ、系統安定化装置を設置する。
北陸	単一設備故障時の系統崩壊、系統安定度及び電圧安定性の検討に用いる想定故障は原則として以下の通りとし、発電機の電力助長形の収束状況及び電圧の回復状況から安定性を判定する。 a. 超高圧送電線で、高速度多相再開路方式における系統安定度検討の場合：2φ3LG b. 上記以外：3φ3LG
関西	安定度電源制限装置：並行2回線送電線の2回線に亘る同相故障等に対して発電機の同期運転の安定性を維持することを目的として設置する。
中国	2回線にまたがる送電線事故、母線事故、高速再開路不成功、変圧器1台事故及びループ系統のループ断等についても、系統へ及ぼす影響が大きいと考えられる場合は必要により考慮する。
四国	単一事故(送電線1回線事故)以上の過熱事故 事故の頻度等により個別に検討する。
九州	系統に及ぼす影響が大きいと想定される場合は、ルート断故障等も考慮する。



出所) 第3回運用容量検討会 (2016年1月28日) 資料2より作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryousagyokai/2015/2016_0128_unyouyouryousagyokai_3.html

- 2φ3LGは、単一設備の故障であるものの、過去のエリアごとの過去実績を踏まえると、代表的なN-2であるルート断故障より発生確率は低いことから、**設備形成のルールでもN-2として扱っているエリアにおいては、N-2故障と定義**することとした。
- 北陸エリアにおいては、設備形成上N-1として扱っており、片母線事故の発生確率は2φ3LG程は地域性に依らないと考えられるものの、運用基準を主たる本作業会においては、**当面は片母線に対して複数の定義が併存することを許容**することとした。

想定故障等の合理的な考え方について（片母線）

19

- 最後に、「片母線」については、単一設備の故障ではあるものの、過去のエリア毎の故障実績を踏まえると、代表的なN-2であるルート断故障より発生確率は低いことから、**本来的にはN-2故障と定義するのが合理的**と考えられる。（北海道・北陸・関西・沖縄以外のエリア（類型A）が該当）
- この点、類型Cに該当する北海道・関西・沖縄についても、設備形成上N-2以上と見做して取り扱っており、運用上だけN-1信頼度基準（原則、供給支障NG）を満たそうとすると、電制量等が不足し運用容量制約となる可能性が生じる等、合理的ではない状態になると考えられるため、**北海道・関西・沖縄エリアにおいても片母線をN-2故障と定義**することとしてはどうか。
- 一方で、北陸エリアにおいては、設備形成上もN-1故障と見做して取り扱っており、また、片母線事故の発生確率は2φ3LG程は地域性に依らないと考えられるところ、あくまで運用基準を主たる議題とする本作業会においては、**当面は片母線に対し、複数の定義が併存（北陸エリアにおいてはN-1故障と定義）**することを許容することとしたい。
- また、中長期的には設備形成の考え方と整合を図ることが望ましいことから、関係箇所とも連携しながら、引き続き、検討を進めていくこととした。

(参考) 母線故障の頻度

20

参考) エリア毎の故障実績

22

- ◆ ルート断故障は、連系線と同じ第一階級電圧で見れば10年で19件発生しており、“通常想定し得る範囲での故障”と言える。

H17~26年度（東京はH17~26年度上期）故障件数 / ○ 内はルート断件数

エリア (電圧設備含む) [第一・第二階級電圧]	送電線				母線故障	
	N-1故障		N-2故障		N-1故障	
	第一階級電圧	第二階級電圧	第一階級電圧	第二階級電圧	第一階級電圧	第二階級電圧
北海道 [275kV, 187kV]	39件	203(3 [○])件	11(1+ [○])件	36(16+2 [○])件	0件	1件
東北 [500kV, 275kV]	58件	257件	4(4 [○])件	23(1+2 [○])件	0件	1件
東京 [500kV, 275kV]	167件	222(2 [○])件	11(1)件	50(10)件	7件	17件
中部 [500kV, 275kV]	59件	63(11 [○])件	13件	25(4+1 [○])件	1件	6件
北陸 [500kV, 275kV]	44件	64件	17(2)件	24(3)件	0件	3件
関西 [500kV, 275kV]	166件	350件	11(2)件	57(14)件	3件	3件
中国 [500kV, 220kV]	43件	186件	11(2)件	44(22)件	0件	0件
四国 [500kV, 187kV]	8件	442(21 [○])件	0件	27(8)件	0件	2件
九州 [500kV, 220kV]	47件	310件	7件	39件	0件	2件
合計	631件	2097(37)件	85(19)件	325(83)件	11件	35件

※1) 1回線設備での故障
 ※2) 1回線が故障停止中に残り回線が故障停止し、ルート断に至った事象

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

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

出所) 第3回運用容量検討会 (2016年1月28日) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyoursyousei/2015/2016_0128_unyouyoursyousei_3.html

まとめ

31

- 今回、想定故障等について更に深掘りした調査を行うとともに、「N-1故障・N-2故障の定義」・「N-1故障における安定の考え方」・「N-2故障における安定の考え方」の3つの論点（差異）に関する合理的な考え方（考え方は統一可能か、差異は合理的か等）について、下記のとおり整理を行った。

【N-1故障・N-2故障の定義】

- 「1φ2LG」については、本来的にはN-1故障と定義するのが合理的である一方、設備形成の考え方と不整合が生じるエリアにおいて、当面は1φ2LGに対し複数の定義が併存することを許容しつつ、1φ2LGにより負荷制限が発生する箇所（系統）に限り、負荷制限を許容するN-2信頼度基準ではなく、N-1信頼度基準（それに伴う、N-1故障における安定の考え方）を適用する
- 「2φ3LG」については、本来的にはN-2故障と定義するのが合理的である一方、北陸においては、引き続き、2φ3LGをN-1故障と定義する
- 「片母線」については、本来的にはN-2故障と定義するのが合理的なため、北海道・関西・沖縄において、片母線をN-2故障と定義することとし、設備形成の考え方と不整合が生じる北陸においてN-1故障と定義することを許容

【N-1故障における安定の考え方】

- 同期・電圧・周波数のN-1電制量上限については、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能としておくことが合理的
- 熱のN-1電制量上限についても、同様の考え方にすることも考えられるが、設備形成の考え方にも大きく影響を与えることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き、検討を進めていくこととする

【N-2故障における安定の考え方】

- 系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする

フリンジ

- P.28～41では、主要論点No.1-2-1「各決定要因におけるフリンジの取扱い」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取扱い	<p>地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする (フリンジで対応する) にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取扱いに、見直しの余地がないかを再確認する。</p> <p>地域間連系線では、同期安定性および電圧安定性のみ限界潮流からフリンジを控除しているが、他の制約要因 (熱容量等、周波数維持) に織り込んでいないことを踏まえ、故障時の影響や事故後の対応可否について深掘り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい (論点No.1-2-2)。</p> <p>➤ 第2回本作業会にて検討状況を報告 (資料4)、次回以降見直し要否を含め深掘り検討</p>

検討結果 (継続検討)

フリンジの取扱いに見直しの余地があることを確認し (第2回)、熱容量等制約を除く算出条件の実態 (第4回) を踏まえ、算出条件の在り方を整理 (第5回)。ここまでの結果 (整理) および、現行の地域間連系線のフリンジ実態 (変動量・周期) を前提に、**瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応が必要な制約要因を改めて整理し、将来のフリンジ実態や負荷特性調査の結果を踏まえ、必要に応じて見直していくこととした (第8回)。**

【地域間連系線・地内送電線における限界潮流超過リスクの考え方】

		フリンジ (GF・LFC) (~十数分程度の需要変動に対応)	フリンジ (EDC) (十数分程度以上の需要変動等に対応)
運用容量の制約要因	熱容量等	現行相当のフリンジ (GF・LFC) 実態であれば、平常時・故障時における限界潮流超過が設備寿命損失に繋がらないことから、 超過リスクは許容できる ※2	すべての制約要因に対して、 EDC成分の重畳による限界潮流超過は許容できない (常時運用容量超過と同義であるため)
	同期安定性	限界潮流超過時に系統故障が生じた場合、数msオーダーで発電機が脱調し、大規模停電に至る可能性があることから、 超過リスクは許容できない	
	電圧安定性	<p>(負荷の電圧特性が定電力特性※3の場合) 限界潮流超過時に系統故障が生じた場合、瞬間的に系統電圧崩壊し、大規模停電に至る可能性があることから、超過リスクは許容できない</p> <p>(負荷の電圧特性が定電流※3の場合) 故障直後の系統電圧は、その後の変圧器タップ応動等に伴い、数十分程度の時間をかけて徐々に電圧低下が進展していく。故障発生時点で限界潮流が超過していた場合であっても、実際には一定の裕度があり、電圧崩壊までには限界潮流超過が解消されるため、超過リスクは許容できる※2</p>	
	周波数維持	限界潮流超過時に系統故障が生じた場合、故障から数sオーダーで発電機OFRあるいはUFRが一齐に動作し、大規模停電に至る可能性があることから、周波数の上昇・低下側ともに 限界潮流超過は許容できない ※4	

※2 同時市場導入や次期中給運開後のフリンジ (GF・LFC) 実態に変化が確認された場合は適宜見直しが必要。
 ※3 負荷電圧特性の実態調査結果を踏まえ、フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過の許容可否を最終的に判断。
 ※4 発電機OFR動作が問題とならず、瞬間的な超過が許容できる箇所 (北海道・四国の周波数上昇側等) はこの整理に依らない。

■ 「各決定要因におけるフリンジの取扱い」の整理にあたり、まず、**第2回本作業会（2024年8月29日）において、現行の地域間連系線・地内送電線におけるフリンジの取扱いの実態※を確認した。**

- 熱容量等 : 地域間連系線・地内送電線ともに、フリンジへの**対応なし**（瞬間的な限界潮流超過は**許容**）
- 同期・電圧安定性 : 大宗の地域間連系線・地内送電線でフリンジへ**対応**（瞬間的な限界潮流超過は**許容しない**）
- 周波数維持 : 周波数低下側は一部の地域間連系線を除き、フリンジへ**対応**（瞬間的な限界潮流超過は**許容しない**）
周波数上昇側は地域間連系線・地内送電線でフリンジへの**対応なし**（瞬間的な限界潮流超過は**許容**）

※ 主に短周期（～十数分程度）の需要変動に対応する調整力応動の結果重畳するフリンジ（GF・LFC）の実態把握を対象

現行の地域間連系線におけるフリンジへの対応（まとめ）

24

- 熱容量等および周波数維持制約（低下側（中国九州間連系線・北海道エリア）、上昇側）のみ、**瞬時的な潮流変動による限界潮流の超過は許容**しており、特段の対応を講じていない。
- 他方、その他の制約要因（同期安定性、電圧安定性、周波数維持（低下側（中国九州間連系線・北海道エリア除く）））は、不安定となった際の社会的影響が大きいことから、**瞬時的な潮流変動により限界潮流を超えないよう対応**している。
- 具体的な対応方法としては、同期・電圧安定性制約では、**限界潮流からフリンジ3σ値（99.7%）を控除し、周波数維持制約（低下側（中国九州間連系線除く））では、常時周波数変動を限界潮流の算出時に考慮することで、フリンジで限界潮流を超えないよう対応**している。
- なお、**電源脱落による一時的な限界潮流超過は割り切っている**（初発・続発の同時発生（N-2以上）は想定しない）。

制約要因	各制約要因毎のフリンジの取扱い		
	フリンジへの対応	理由	対応方法
熱容量等	なし	フリンジ程度の超過であれば、事故発生後も設備損壊となる潮流とはならない	——
同期安定性	あり	発電機の脱調に伴う停止により、周波数が変動し、連鎖的な発電機停止や大規模停電を起こす可能性があり、 社会的影響が大きい ため	限界潮流からフリンジ分 ^{*1} を控除
電圧安定性	あり	電圧低下による保護機能により設備停止した場合に、周波数が変動し、発電機の停止や大規模停電を引き起こす可能性があり、 社会的影響が大きい ため	限界潮流からフリンジ分 ^{*1} を控除
周波数維持	あり	同期発電機の連鎖的な停止を伴って、大規模停電に至る可能性があり、 社会的な影響が大きい ため	周波数低下限度となる潮流を算出する際に、常時周波数変動 ^{*2} 等を考慮
	なし	事象が非常に稀頻度であるため（中国九州間連系線）	——

※1 計画値（P0）と実績潮流の差分を求め、正規分布に置き換えた時の3σ（99.7%）の過去5年実績最大値 ※2 常時周波数変動管理目標値（±0.2Hz or 0.3Hz）

現行の地内送電線におけるフリンジへの対応（まとめ）

29

- 現行の地内送電線においては、**概ね地域間連系線と同様の考え方**であったが、**フリンジへの対応有無や対応方法に違いが見られる**（地域間連系線と異なる箇所は、**下表赤字**の通り）。
- なお、**電源脱落による一時的な限界潮流超過は割り切っている**（初発・続発の同時発生（N-2以上）は想定しない）。

制約要因	各制約要因毎のフリンジの取扱い		
	フリンジへの対応	理由	対応方法
熱容量等	なし	フリンジ程度の超過であれば、事故発生後も設備損壊となる潮流とはならない	——
同期安定性	あり（6社）	発電機の脱調に伴う停止により、周波数が変動し、連鎖的な発電機停止や大規模停電を起こす可能性があり、社会的影響が大きい	限界潮流からフリンジ分 ^{*1} を控除 算出条件を厳しめに設定
	なし（1社）	影響が限定的 なため	——
電圧安定性	あり（4社）	電圧低下による保護機能により設備停止した場合に、周波数が変動し、発電機の停止や大規模停電を引き起こす可能性があり、社会的影響が大きい	限界潮流からフリンジ分 ^{*1} を控除
	なし（1社）	影響が限定的 なため	——
周波数維持	あり（5社）	同期発電機の連鎖的な停止を伴って、大規模停電に至る可能性があり、社会的な影響が大きい	周波数低下限度となる潮流を算出する際に、常時周波数変動 ^{*2} 等を考慮 系統安定化装置にてフリンジ分を含めた制御
	なし（0社）	——	——

※1 移動平均値と実績潮流の差分を求め、正規分布に置き換えた時の3σ（99.7%）の過去5年実績最大値 ※2 常時周波数変動管理目標値（±0.2Hz or 0.3Hz）

- 前頁の地域間連系線・地内送電線のフリンジの取り扱い実態を踏まえ、**第2回本作業会（2024年8月29日）**において、**制約要因毎に下表の見直し余地があることを整理**した。

まとめ		41	
<ul style="list-style-type: none"> ■ 地域間連系線および地内送電線におけるフリンジの現行の取り扱いを踏まえた見直しの余地は下表の通りであり、引き続き、深掘り検討を進めていくこととした。 			
大項目	中項目	現状	見直しの余地
各制約要因におけるフリンジへの対応	熱容量	地域間連系線・地内送電線ともにフリンジによる限界潮流の超過を許容	新たな状況変化（N-1電制の本格適用等）も踏まえ、平常時の常時熱容量超過は問題ないか、N-1故障時に他の系統制御との協調が問題ないか等 ▶ フリンジ実態（変動量や変動周期等）を把握した上で、許容することができるかどうか検討（影響評価）を進める
	同期安定性	地域間連系線・地内送電線の大宗でフリンジにより限界潮流を超過しないよう対応	フリンジへの具体的な対応方法として合理的かどうか ▶ 地域間連系線ならびに地内送電線の算出条件の実態を把握した上で、フリンジへの対応方法として、合理的な方法を深掘りしていく
	電圧安定性	同上	
	周波数維持	地域間連系線・地内送電線の大宗で常時周波数変動を算出に織り込むことでフリンジにより限界潮流が超過しないよう対応	フリンジへ対応していないことの合理的な説明が可能か ▶ 合理的な説明が可能かについて合わせて確認を進める
フリンジ算出方法	フリンジの考え方等	地内送電線は計画値が存在しないことから、フリンジ算出方法や考慮する成分について地域間連系線と地内送電線と異なる	将来の同時市場における調整力の在り方等を踏まえて、継続的に発動されるEDC成分の取扱いや、それも含めたフリンジ算定方法はどうかあるべきか ▶ フリンジ実績や将来的な調整力の在り方等を踏まえ、EDC運用に対し、どのようにフリンジ対応すべきか検討を進める ▶ 地域間連系線と地内送電線の考え方・違いを整理する

- 熱容量等制約における見直しの余地の検討にあたり、フリンジ実態把握が必要であるため、第8回本作業会（2025年6月13日）で現行の地域間連系線のフリンジ実態（概ねフリンジ（GF・LFC））の分析結果※をお示した。
- 結果として、**変動量は、熱容量等制約における限界潮流（常時熱容量 100%/ cct）の10%未満**であり、**変動周期（同方向に流れる継続時間）の実績3σ値は、いずれも概ね10分程度**であることをお示した。

※ 同時市場導入や次期中給システム運開後のフリンジ実態は、早くともLFCの広域調達・運用開始後（2027年度以降）でない限り、想定・把握することは難しいため、現行の地域間連系線で想定

現行の地域間連系線におけるフリンジ実態（1 / 2）

12

- 現行の地域間連系線における**フリンジ変動量は**、運用容量検討会において、至近5か年の実績3σ値が公表されており、いずれも**熱容量等制約における限界潮流（常時熱容量100%/cct）の10%未満**であった。
- 例えば、1ルート2回線の地域間連系線の場合、**平常時は両回線に分かれてフリンジが重畳**し（1回線あたり5%未満）、**N-1故障時は健全回線側に10%未満のフリンジが重畳**することとなる。

	地域間連系線における設備情報		フリンジ量実績3σ値※1 [万kW] (常時熱容量比率※2)				
	線種	常時熱容量 [万kW]	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
東北東京間連系線 (相馬双葉幹線2cct※3)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4導体	631	19.7 (3.1%)	30.3 (4.8%)	33.9 (5.4%)	29.0 (4.6%)	27.3 (4.3%)
中部関西間連系線 (三重東近江線2cct)	ACSR410mm ² ×4導体	278	23.9 (4.3%)	27.1 (4.9%)	33.7 (6.1%)	33.6 (6.0%)	32.3 (5.8%)
北陸関西間連系線 (越前嶺南線2cct)	ACSR410mm ² ×4導体	278	9.1 (1.6%)	10.7 (1.9%)	11.2 (2.0%)	12.4 (2.2%)	12.7 (2.3%)
関西中国間連系線 (西播東岡山線2cct+山崎智頭線2cct)	ACSR410mm ² ×4導体	556	29.8 (1.3%)	29.7 (1.3%)	30.9 (1.4%)	32.3 (1.5%)	35.2 (1.6%)
中国四国間連系線 (本州四国連系線2cct)	OF 2,500mm ²	120	9.9 (4.1%)	11.9 (5.0%)	11.5 (4.8%)	13.8 (5.8%)	16.1 (6.7%)
中国九州間連系線 (関門連系線2cct)	ACSR410mm ² ×4導体	278	21.2 (3.8%)	21.4 (3.8%)	21.4 (3.8%)	22.1 (4.0%)	26.8 (4.8%)

※1 2024年度 第1回運用容量検討会（2024年5月16日）資料1（https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2024/files/2024_1_1.pdf）
 ※2 回線数考慮（1回線あたりに流れるフリンジ量に換算したうえで常時熱容量比率を算出）
 ※3 東北東京間連系線は2020年度以降、500kV相馬双葉幹線と275kVいわき幹線を併用しているが、ここでは、簡易的に500kV相馬双葉幹線にフリンジが全量重畳したと仮定して常時熱容量比率を計算している

現行の地域間連系線におけるフリンジ実態（2 / 2）

13

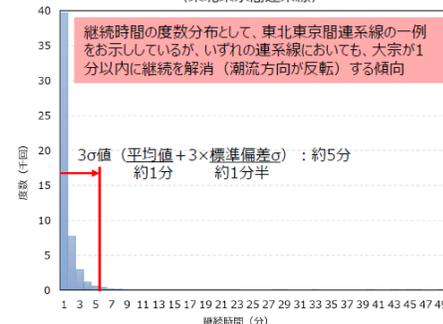
- 次に、現行の地域間連系線におけるフリンジ変動周期※4は、GF・LFCが十数分程度以内の需要変動に対応する機能であるため、**一般的に十数分程度以内と考えられているが、至近で分析された事例はない。**
- そこで、2023年度の潮流実績値およびEDC（KJC）後の計画潮流値を基に、年間の特徴的な5月・8月・1月における**フリンジ変動周期を分析※2したところ、いずれも実績3σ値は概ね10分程度**であった。
- つまり、現行の地域間連系線では、フリンジ重畳に伴う**限界潮流超過が、10分程度以上継続する頻度は極めて少なく、概ね10分以内には限界潮流超過は解消**するものと考えられる。

※1 本資料では、地域間連系線に流れるフリンジの順or逆方向の継続時間を集計したものを変動周期として分析した（以下、同様）
 ※2 フリンジは、「実績潮流値（5～10秒サンプリング値）- EDC（KJC）後の計画潮流値（5分値）」により算出

【フリンジの変動周期の実績3σ値】

	2023年5月	2023年8月	2024年1月
東北東京間連系線	6分	6分	5分
中部関西間連系線	5分	5分	5分
北陸関西間連系線	8分	9分	9分
関西中国間連系線	6分	5分	5分
中国四国間連系線	12分	10分	10分
中国九州間連系線	5分	5分	5分

【フリンジ変動周期（順or逆方向の継続時間）の度数分布】
(東北東京間連系線)



- 第8回本作業会（2025年6月13日）では、熱容量等制約における限界潮流を3領域に分類したうえで、平常時・N-1故障時において、前頁の地域間連系線のフリンジ実態を前提とした場合の**限界潮流超過リスクを検討し、いずれの場合も、従来通り、許容できると整理**した（フリンジ実態に変化が確認された場合には適宜見直し）。

熱容量等制約における限界潮流超過リスクへの対応（まとめ）

19

- 今回、**現行の地域間連系線のフリンジ実態を前提とし、熱容量等制約における限界潮流超過リスクへの考え方を下表のとおり整理した**（現状通り、熱容量等制約における限界潮流超過リスクは**許容できる**）。
- また、今回前提としたフリンジ実態は、将来の同時市場導入や次期中給運開後などの環境変化や算出方法などの見直し等により、当然、変わり得る可能性が考えられることから、今後、フリンジ（GF・LFC）実態に変化が確認された場合は適宜見直すこととしたい。

		熱容量等制約における限界潮流		
		常時熱容量（100%）	出力調整領域（ex.100~150%）	電源制限領域（ex.150~200%）
適用条件		—	短時間以内に供給支障を生じることなく、系統切替・発電機出力調整等により、常時熱容量まで調整できる	N-1故障時、電制対象電源を瞬時に遮断することで常時熱容量まで、潮流調整を行うことができる
適用状況	地内送電線	—	【現状/将来】適用 あり	【現状/将来】適用 あり
	地域間連系線	—	【現状】一部適用 あり （中国四国間） 【将来】SCED機能により 適用が期待	【現状】適用 なし 【将来】慎重な 検討が必要
限界潮流超過リスク	平常時	超過リスクなし (50+a/2 %/cct)	超過リスクなし (50~75+a/2 %/cct)	許容できる (75~100+a/2 %/cct)
	N-1故障時 ※ループ系統の場合、 N-2故障も含む	許容できる (100+a %/cct)	許容できる (100~150+a %/cct)	許容できる (150~200+a %/cct)

- 第4回本作業会（2024年12月5日）では、地内送電線の同期・電圧安定性の限界潮流算出方法の実態を調査し、各エリアで算出条件の考え方に違いがあることを確認した（左下図）。
- これを踏まえ、第5回本作業会（2025年1月24日）では、現行の地内送電線におけるフリンジによる同期安定性の限界潮流超過リスクへの対応方法を4つ（右下図 I ~ IV）に分類したうえで、**混雑が発生（予見）する場合には、発電事業者への説明性の観点等からも、対応方法（Ⅲ）が最も合理的であることと整理した。**
- これは、同期安定性が制約要因となる地内送電線では、現行の地域間連系線と同様に、**算出条件上の裕度を極小化したうえで、フリンジにより対応する**ことを方向性としてお示したことを意味する。

同期安定性における限界潮流算出方法の実態調査結果

14

- 同期安定性が制約要因となる地内送電線においては、**メリットオーダーではない過酷寄りな電源稼働や電圧低め条件等で限界潮流を算出しているエリア、していない（過酷寄りでない）エリアが混在している状況。**
- また、フリンジの考慮についても、限界潮流からフリンジを控除している（他制約限界潮流に加算して確認している）エリア、していない（他制約限界潮流に加算せず確認している）エリアが混在しており、一部は、**メリットオーダー上想定され得る電源稼働（想定潮流）の範疇でのみ確認（または算出を省略）**しているエリアも確認された。

運用容量決定要因	限界潮流の算出方法								
	需要	①潮流想定方法		②故障想定	③判定方法	④フリンジ (前頁分類参照)			
		電源稼働	電圧調整						
同期安定性	軽負荷期*	想定方法①	メリットオーダー順に稼働	基準	Y法	内部相差角が収束傾向			
		想定方法②	同期安定性面で過酷な順に増出力	下限			〃	〃	〃
		想定方法③	全台最大出力とした上で、再エネ出力の減少等を想定	基準			〃	〃	〃
その他	軽負荷期*	想定方法①	メリットオーダー順に稼働	基準	Y法	内部相差角が収束傾向			
		想定方法②	同期安定性面で過酷な順に増出力	下限			〃	〃	〃
		想定方法③	全台最大出力とした上で、再エネ出力の減少等を想定	基準			〃	〃	〃

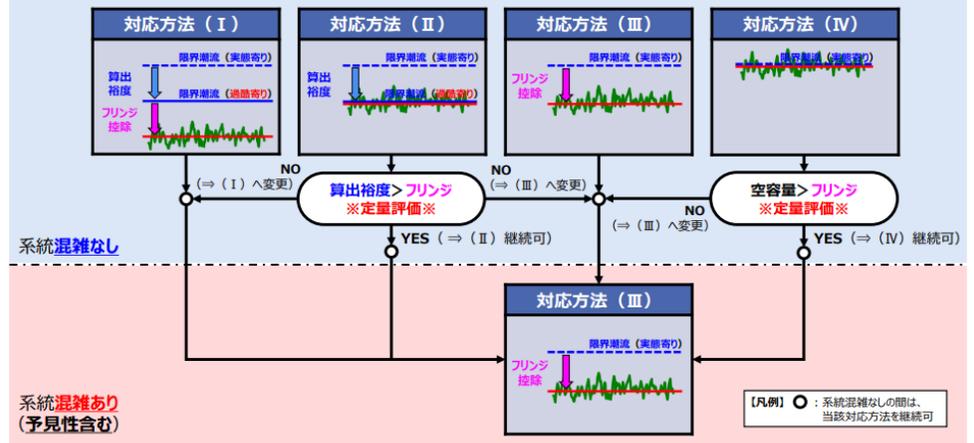
※ 算定対象設備によっては、重潮流となる重負荷期需要等も想定する場合あり

フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応方法の在るべき姿 (2 / 2)

21

- そのため、同期・電圧安定性が制約要因となる地域間連系線・地内送電線においては、予見性も含めた系統混雑の有無や限界潮流算出方法等の実態に応じ、**下図条件フローに則った対応をフリンジによる限界潮流超過リスクへの対応の在るべき姿とすることでどうか。**

※ 本整理は、フリンジによる一瞬の限界潮流超過も許容できない制約要因に対する考え方（在るべき姿）であり、電圧安定性で一瞬の限界潮流超過も許容できないのか（フリンジ控除が必要か）については、別論点（No.4-1-1「電圧安定性の妥当な算出方法・評価方法・補う方案は何か」）の検討により今後変わりの可能性がある。



■ このため、フリンジ (GF・LFC) の重畳に伴い限界潮流を超過している状況において系統故障が発生した場合、地域間連系線・地内送電線ともに、**瞬間的 (数百ms~数秒オーダー) に連鎖脱調などが進展し、大規模停電に至るリスクがあることから、同時市場導入や次期中給運開後も限界潮流超過リスクは許容できない**と整理した。

地域間連系線における限界潮流超過リスク

23

- 地域間連系線では、従来から系統混雑による卸電力取引市場の分断等が顕在化しており、**発電事業者等の運用容量拡大ニーズを踏まえて、限界潮流の算出条件も実態寄りに見直し (算出裕度を極小化)**してきた。
- このため、フリンジ (GF・LFC) の重畳に伴い限界潮流を超過している状況において、地域間連系線の故障が発生した場合には、**瞬間的 (数百ms~数秒オーダー) に連鎖脱調などが進展し、大規模停電に至るリスク**がある。
- この状況は、将来的にも変わらないと考えられることから、**同時市場導入や次期中給運開後も限界潮流超過リスクについては許容できない**と考えられる。

地域間連系線におけるフリンジによる限界潮流超過への対応方法 (2 / 3) 18

- 東北、東日本連系線の限界潮流は、**実態に準じ、単価の安い発電機から稼働する方法**により算出している。
- 加えて、関西中国連系線では、2020年度頃までは、過酷寄りの電源稼働想定で限界潮流を算出していたが、再エネ連系線の増加等による系統混雑の見直しを踏まえ、2021年度より、**実運用を考慮して稼働電源を想定 (ミリットオーダーに近い電源稼働の想定方法) へ見直し**を行っている。
- つまり、地域間連系線においては、混雑発生による発電事業者等の運用容量拡大ニーズを踏まえて、「**対応方法 (Ⅲ) : 運用容量設定方法 : 限界潮流-フリンジ/限界潮流算出方法 : 実態寄りへ移行してきた**といえる。

出所) 第5回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2025年1月24日) 資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyokai_5_04.pdf

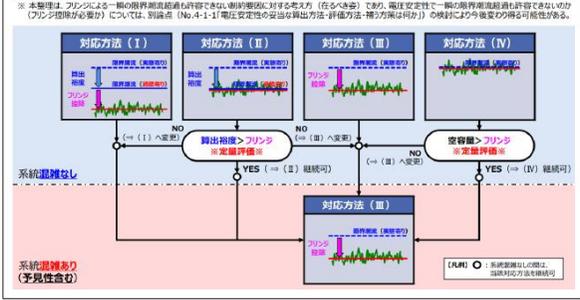
地内送電線における限界潮流超過リスク (2 / 2)

25

- この点、第5回本作業会 (2025年1月24日) において、将来的に系統混雑が顕在化する (予見される) 場合、地域間連系線と同様に、**算出条件を実態寄り (かつフリンジ控除) とすることを在るべき姿として整理**した。
- このため、フリンジ (GF・LFC) の重畳に伴い限界潮流を超過している状況において系統故障が発生した場合、地域間連系線と同様に、**瞬間的 (数百ms~数秒オーダー) に連鎖脱調などが進展し、大規模停電に至るリスク**があることから、**同時市場導入や次期中給運開後も限界潮流超過リスクは許容できない**と考えられる。

フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応方法の在るべき姿 (2 / 2) 21

■ そのため、同期・電圧安定性が制約要因となる地域間連系線・地内送電線においては、予見性も含めた系統混雑の有無や限界潮流算出方法等の実態に応じ、**下図条件フローに則った対応をフリンジによる限界潮流超過リスクへの対応の在るべき姿とすることでどうか。**



出所) 第5回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2025年1月24日) 資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyokai_5_04.pdf

- 同期安定性と同様に、第4回本作業会（2024年12月5日）で調査した実態（左下図）を踏まえ、第5回本作業会（2025年1月24日）では、現行の地内送電線におけるフリンジによる電圧安定性の限界潮流超過リスクへの対応方法を4つ（右下図Ⅰ～Ⅳ）に分類したうえで、**系統混雑が発生（予見）する場合には、発電事業者への説明性の観点等からも、対応方法（Ⅲ）が最も合理的であることと整理した。**
- これは、電圧安定性が制約要因となる地内送電線では、現行の地域間連系線と同様に、**算出条件上の裕度を極小化したうえで、フリンジにより対応すること**を方向性としてお示したことを意味する。

電圧安定性における限界潮流算出方法の実態調査結果

24

- 電圧安定性が制約要因となる地内送電線においては、同期安定性と同様に、**メリットオーダーによらない厳しめな電源稼働や低め電圧条件等で算出した上で、限界潮流からフリンジを控除した値を運用容量として設定。**
- 他方で、フリンジの考慮については、電圧安定性が制約要因とならない地内送電線では、**メリットオーダー上想定され得る電源稼働（想定潮流）の範囲でのみ確認（または算出を省略）**しているエリアも確認された。

運用容量決定要因	限界潮流の算出方法					
	需要	①潮流想定		②故障想定	③判定方法	④フリンジ (前頁分類参照)
		電源稼働	電圧調整			
電圧安定性	重負荷期 ^{※1}	想定方法②	電圧安定性面で過酷な順に増出力	基準 下限		限界潮流から控除 限界潮流から控除
		想定方法①	メリットオーダー順に稼働	基準	検討課題 No.1-1-1	領域Ⅲ
その他	重負荷期 ^{※1}	想定方法②	電圧安定性面で過酷な順に増出力	基準 下限	整理中	領域Ⅰ 領域Ⅰ
		想定方法③	全台最大出力とした上で再エネ出力の減少等を想定 ^{※2}	基準		領域Ⅰ ^{※3}
		制約となり得る規模の潮流が流れる蓋然性が低い等より、限界潮流の算出を省略				

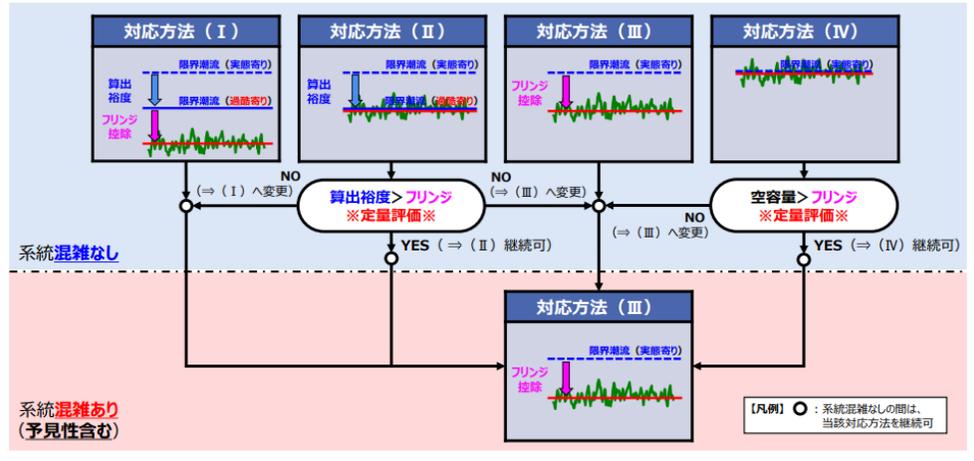
※1 算定対象設備によっては、系統電圧を維持する同期発電機の連系が少ない軽負荷期需要等を想定する場合もあり
 ※2 全台最大出力において電圧安定性が確認できる（再エネ出力等の抑制しない）場合も想定方法③に含む
 ※3 全台最大出力時において電圧安定性が維持できていることから、実質的に領域Ⅰを想定していることと同義

フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応方法の在るべき姿 (2 / 2)

21

- そのため、同期・電圧安定性が制約要因となる地域間連系線・地内送電線においては、予見性も含めた系統混雑の有無や限界潮流算出方法等の実態に応じ、**下図条件フローに則った対応をフリンジによる限界潮流超過リスクへの対応の在るべき姿とすることでどうか。**

※ 本整理は、フリンジによる一瞬の限界潮流超過も許容できない制約要因に対する考え方（在るべき姿）であり、電圧安定性で一瞬の限界潮流超過も許容できないのか（フリンジ控除が必要か）については、別論点（No.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」）の検討により今後変わり得る可能性がある。



- 加えて、第8回本作業会（2025年6月13日）では、各社の判定方法の実態を整理した。
- この結果、前頁のように算出条件上の裕度を極小化したうえで、フリンジにより対応した場合であっても、系統負荷の電圧特性が定電流特性であることを前提とすれば、フリンジによる限界潮流超過があったとしても、各判定方法で一定の裕度があるため、**電圧安定性制約における限界潮流超過は許容できると整理**した。
- ただし、その一方で、系統負荷の電圧特性実態が定電力特性に近づく場合には、原理上、瞬間的な電圧崩壊に至るため、**限界潮流超過は許容できないこと**になると考えられるため、電圧特性の実態調査結果を踏まえて、今後、**フリンジ（GF・LFC）による限界潮流超過の許容可否を判断していく**こととした（継続検討）。

判定方法の妥当性・限界潮流超過リスクの考え方（定電流特性を前提）

38

- 故障直後の系統負荷が**定電流特性であることを前提とすれば**、定性的には、判定方法①-1・②-1が最も裕度が少ないものの、いずれも裕度を織り込んでいる。（裕度の関係※2：①-2、①-3、②-2、②-3>①-1≒②-1）
- この点、電圧安定性については、フリンジ（GF・LFC）による限界潮流超過があったとしても、下表いずれの判定方法でも一定の裕度があることから、電圧安定性制約における**限界潮流超過は許容できると考えられる**のではないかと。

※1 ①-2、①-3、②-2、②-3は、当該制約による**系統混雑が予見される場合には、実態よりの判定方法への見直しに向けた検討が必要**と考えられる。
 ※2 次頁のとおり、定量的に「①-3>②-1」の関係にあることから、全体的な傾向が上記のとおりであることを確認した。

	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (実態より)	定電流 (実態より)	定電力相当 (リスク)	定電流 (実態より)	定電流・定電力の中間 (リスク)	定電力 (リスク)
電圧調整	変圧器タップ 調相操作 発電機AVR	非考慮 (楽観) 非考慮 (リスク) 考慮 (実態より)	非考慮 (楽観) 非考慮 (リスク) 考慮 (実態より)	非考慮 (楽観) 非考慮 (リスク) 考慮 (実態より)	考慮 (実態より) 考慮 (実態より) 考慮 (実態より)	考慮 (実態より) 考慮 (実態より) 考慮 (実態より)
判定断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後20分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解
判定基準	ノーズ端電圧付近※3以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近※3以上	低め解領域に至らない (ノーズ端電圧から一定の裕度なし)	ノーズ端電圧付近※3以上	ノーズ端電圧付近※3以上
エリア実態 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性	一定の裕度	複数の裕度	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度
	定電力特性	ギリギリ or NG	裕度大と想定	一定の裕度	ギリギリ or NG	裕度なくギリギリ

※3 ノーズ端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

判定方法の妥当性・限界潮流超過リスクの考え方（定電力特性を考慮）

40

- 他方で、前述の整理は、故障直後の系統負荷の電圧特性が定電流特性であることを前提としており、**将来的にはインバータ需要の進展に伴い、定電力特性へ変化していく可能性**が考えられ、足元で実態調査がなされている。
- この点、故障直後の系統負荷の特性が**定電力特性に近づく場合**、原理上、瞬間的に電圧崩壊に至ることから、**フリンジ（GF・LFC）による限界潮流超過は許容できないこと**になると考えられる。
- そのため、電圧安定性制約における限界潮流超過リスクについては、電圧特性の実態調査結果を踏まえて、今後、**フリンジ（GF・LFC）による限界潮流超過の許容可否を判断していく**こととしたい。

	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (楽観)	定電流 (楽観)	定電力相当 (実態より)	定電流 (楽観)	定電流・定電力の中間 (楽観)	定電力 (実態より)
電圧調整	変圧器タップ 調相操作 発電機AVR	故障直後の系統負荷特性が定電力特性に近づく場合、原理上、電圧調整の動作を考慮する時間的裕度がない				
判定断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後20分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解
判定基準	ノーズ端電圧付近※3以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近※3以上	低め解領域に至らない (ノーズ端電圧から一定の裕度なし)	ノーズ端電圧付近※3以上	ノーズ端電圧付近※3以上
エリア実態 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性	一定の裕度	複数の裕度	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度
	定電力特性	ギリギリ or NG	裕度大と想定	一定の裕度	ギリギリ or NG	裕度なくギリギリ

※3 ノーズ端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

- 周波数維持については、まず第2回本作業会（2024年8月29日）において、各エリアの算出実態を調査した。
- 周波数低下側は、**地域間連系線※1および地内送電線で周波数低下限度値超過時の社会的影響は許容できないことから、常時周波数変動（≒フリンジ（GF・LFC））を考慮することで対応していることを報告するとともに、引き続き、妥当性を整理**していくこととした。
- 他方、周波数上昇側は、地域間連系線・地内送電線ともに常時周波数変動（≒フリンジ（GF・LFC））の重畳による周波数上昇限度超過を許容していたため、**周波数上昇限度値の考え方を整理のうえで改めて許容することの妥当性について整理**することとした。

※1 中国九州間連系線のみ、当該連系線ルート断故障（N-2故障）が非常に稀頻度であることから考慮されていない。

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	60.5Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限 (60.5Hz)

※ 仕上がり周波数50.5Hzとなる北限界潮流は、需要に過去のシミュレーションで算出した12.4%を乗じて算出しており、実質的には12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していることと同義

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	
	関西	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	中国	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
	四国	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	九州	(地内送電線) 4.4%MW/0.8Hz (地域間連系線) 5.2%MW/1.0Hz	59.2Hz 59.0Hz	

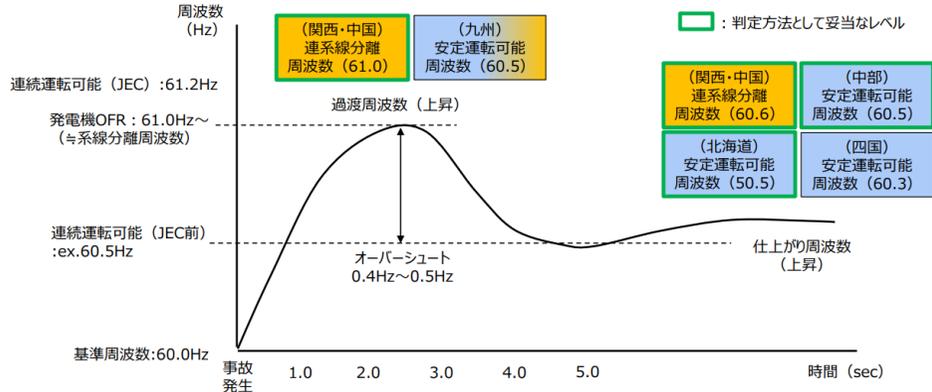
- 前頁の実態を踏まえ、第5回本作業会（2025年1月24日）においては、周波数上昇側は、発電機OFR整定値の瞬間的な超過は許容せず、**当該周波数を過渡周波数上昇限度値（あるいはオーバーシュートを考慮した仕上がり周波数上昇限度値）として管理することが妥当**であることを整理した。
- また、周波数低下側は、発電機UFR整定値の瞬間的な超過を許容せず、**当該周波数を過渡周波数低下限度値として管理することが妥当**であることを整理した。

判定方法の妥当性について (1 / 2)

19

- 前述の整理をもとに、JECの連続運転可能周波数（61.2Hz）を遵守するため、多く^{*1}の発電機OFRが61.0Hz + 瞬時解列で設定されているもの（一斉解列による大規模停電リスクを有する）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^{*2,3}であると考えられる。**

^{*1} 過去、JECよりも低い値（ex. 60.3Hz or 60.5Hz）を要件（アクセス基準）としていた時期に連系された発電機の一部を除く。
^{*2} 本来的にはJEC上は過渡的な周波数変動61.8Hz（1.03PU）まで問題ないため、現行の発電機OFR自体が相当裕度をもった整定であると考えられ、これらの是正により周波数上昇限度の見直しも可能と考えられるが、相当の時間を要するため中長期的な課題とする。
^{*3} 北海道エリアにおいても、JECの連続運転可能周波数（51.0Hz）を考慮すると、仕上がり周波数50.5Hz管理は妥当と考えられる。

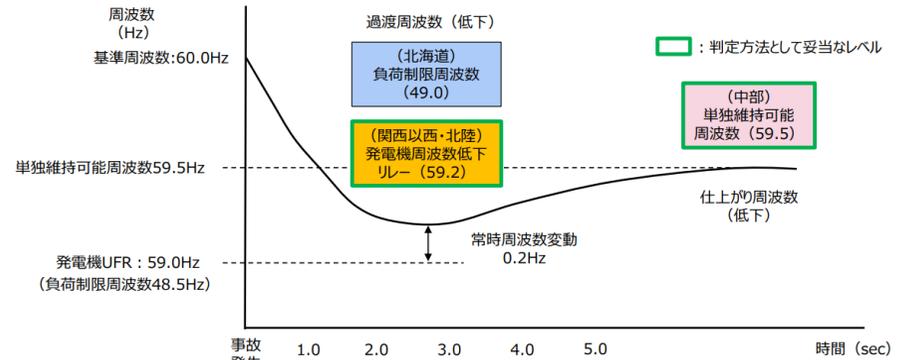


判定方法の妥当性について (1 / 2)

31

- 前述の整理をもとに、発電機UFR（59.0Hz）連鎖脱落による更なる周波数低下（それに伴う大規模停電）を起こす懸念があることを踏まえ、**「59.0Hzの瞬間的な超過を許容せず、常時周波数変動0.2Hzを考慮し、過渡周波数59.2Hzで管理する閾値」は、判定方法として妥当なレベル^{*}であると考えられる。**
- また、単独維持からの系統並列を考慮し、仕上がり周波数59.5Hzで管理する閾値も、定量的な根拠には乏しい（経験則な）ものの、過渡周波数59.2Hzと同レベル相当であることから、相対的に妥当なレベルと考えられる。

^{*} 前述のとおり、発電機周波数低下レール（UFR）の影響が一定程度は正される2030年頃には判定方法を見直すのが望ましいと考えられる。



- 周波数上昇・低下限度値を発電機OFR・UFRとする整理を踏まえ、第8回本作業会（2025年6月13日）では、**フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過は上昇側・低下側ともに許容できない**※1こととした。

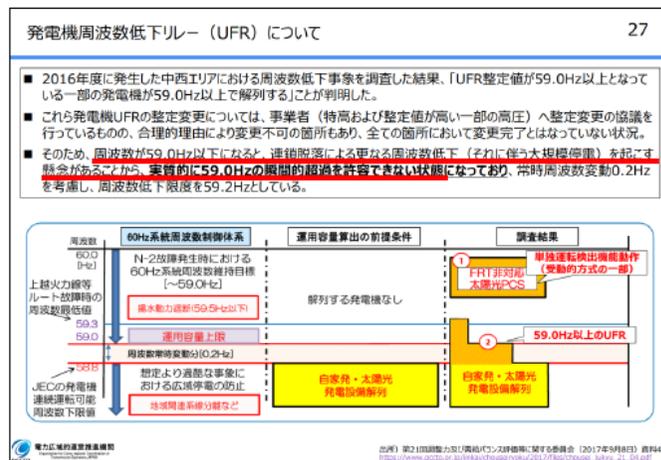
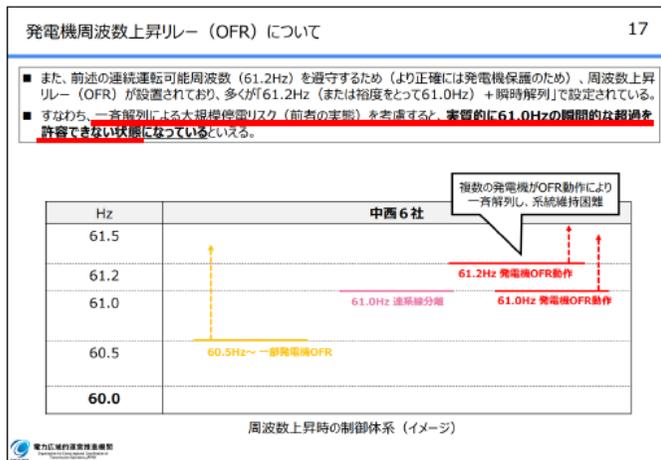
※1 発電機OFR動作が問題とならず、瞬間的な超過が許容できる箇所（北海道・四国の周波数上昇側等）はこの整理に依らない。

周波数維持制約における限界潮流超過リスク

47

- 過渡周波数上昇（低下）限度値を発電機OFR（UFR）整定値とする整理を踏まえれば、限界潮流超過時に、ルート断故障等による需給不均衡が生じた場合、**多くの発電機OFR（UFR）が一斉動作し、数秒オーダーで大規模停電に至ることとなる。**
- この周波数上昇・低下限度値自体は将来的にも変わり得るが、限度値を超過した際の影響は変わるものではないと考えられるため、**フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過は上昇側・低下側ともに許容できない**※1と考えられる。
- 一方で、この考え方の変更に伴う影響（許容可から許容不可に変わることによる運用容量低下等）も考えられることから、対応について次頁以降で整理※2する。

※1 発電機OFR動作が問題とならず、瞬間的な超過が許容できる箇所（北海道・四国の周波数上昇側等）はこの整理に依らない。
 ※2 周波数低下側については、別論点No.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」にて検討中。



出所) 第5回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2025年1月24日) 資料3をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyoursagyoukai_5_03.pdf

出所) 第8回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2025年6月13日) 資料4
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2025/files/unyouyoursagyoukai_8_04.pdf

- 各制約要因毎の**瞬間的な限界潮流超過リスクへの考え方（許容できるか否か）を一覧にまとめると下表のとおり。**
- ただし、現行の地域間連系線のフリンジ実態や系統負荷の電圧特性が定電流特性であることを前提とした整理のため、**将来のフリンジ実態や負荷特性調査の結果を踏まえ、必要に応じて見直していくこととした。**

将来の調整力成分の重畳による限界潮流超過リスク（まとめ）

51

- 現行・将来におけるフリンジによる限界潮流超過リスクの考え方は、**地域間連系線・地内送電線とも、下表を基本とし、将来のフリンジ実態や負荷特性調査の結果を踏まえ、必要に応じて見直していくこと**としてはどうか。
- なお、周波数上昇側の限界潮流超過リスクは、**準備の整ったエリアから対応していくこととする。**（中国九州間連系線（中国向き）については、運用容量拡大対策の検討状況も踏まえ、移行時期を判断※1）

※1 周波数低下側については、別論点No.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」にて検討中。

【地域間連系線・地内送電線における限界潮流超過リスクの考え方】

	フリンジ (GF・LFC) (～十数分程度の需要変動に対応)	フリンジ (EDC) (十数分程度以上の需要変動等に対応)
運用容量の制約要因	熱容量等	すべての制約要因に対して、 EDC成分の重畳による限界潮流超過は許容できない (常時運用容量超過と同義であるため)
	同期安定性	
	電圧安定性	
	周波数維持	

※2 同時市場導入や次期中給連開後のフリンジ (GF・LFC) 実態に変化が確認された場合は適宜見直しが必要。

※3 負荷電圧特性の実態調査結果を踏まえ、フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過の許容可否を最終的に判断。

※4 発電機OFR動作が問題とならず、瞬間的な超過が許容できる箇所（北海道・四国の周波数上昇側等）はこの整理に依らない。

フリンジ

- P.42～62では、主要論点No.1-2-2「連系線と地内送電線での取扱い統一可否」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	フリンジ	1-2-2	連系線と地内送電線での取扱い統一可否	<p>同時市場導入検討においては、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方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かの検討が必要である。</p> <p>現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について 深掘りを行い、場合によっては未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取り扱いについて整理していくこととしたい。</p> <p>➢ 第2回本作業会での報告内容 (資料4) を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告</p>

検討結果 (継続検討)

現在～将来 (同時市場導入や次期中給運開) にかけて、地域間連系線・地内送電線でフリンジとして対応すべき調整力成分を特定し (第6回)、調整力の調達～発動までの各過程で考慮する運用容量および算出に必要なフリンジ量の合理的な算出方法を整理した (第7回)。そのうえで、将来課題として、「①第1年度のフリンジ量の算出方法の整理 / ②再エネ等を踏まえたフリンジ量の上振れ評価 / ③フリンジ (EDC) の算出方法の在り方 (将来的な細分化) / ④実務対応負担を軽減するための効率的な算出および⑤フリンジ (GF・LFC) の算出方法」について、引き続き、一般送配電事業者と連携して検討を進める (第7・8回)。

【ΔkW調達～発動の各過程での運用容量算出に必要なフリンジ量の算出方法】

		地域間連系線	地内送電線
瞬間的な潮流超過を許容できない制約要因	① GC前の同時市場 (調整力の調達)	フリンジ (EDC・LFC・GF) 「実績潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値	同左
	② GC後のSCED (EDCの予測制御)	フリンジ (LFC・GF) 「実績潮流-SCED後の計画潮流※1」の3σ相当値	同左
	③ SCED後の実需給 (GF・LFCの事後制御)	フリンジ (GF) ※2 「実績潮流-実績潮流10分周期成分」の3σ相当値	算出不要
瞬間的な潮流超過を許容できる制約要因	① GC前の同時市場 (調整力の調達)	フリンジ (EDC・LFC) ※2 「実績潮流10分周期成分-GC時点の計画潮流」の3σ相当値	フリンジ (EDC) 「SCED後の計画潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値
	② GC後のSCED (EDCの予測制御)	フリンジ (LFC) ※2 「実績潮流10分周期成分-SCED後の計画潮流※1」の3σ相当値	算出不要
	③ SCED後の実需給 (GF・LFCの事後制御)	算出不要	算出不要

※1 GC時点の計画潮流値にSCED指令の結果として重畳するEDC成分を加算した値

※2 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載。(仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、地内送電線と同じ整理)

- 「連系線と地内送電線での取扱い統一可否」を整理するにあたり、まず、**第2・4回本作業会（2024年8月29日・2024年12月5日）**において、**現行の地域間連系線および地内送電線のフリンジ算出方法を調査**した。
- そのうえで、現行の需給制御方式（FFC制御／TBC制御）の違いも踏まえ、各地域間連系線・地内送電線で算出されるフリンジに含まれる調整力（需要変動）成分を分析し、**将来的に想定される調整力運用の変化等を踏まえ、フリンジで対応すべき調整力成分を特定後、合理的なフリンジ算出方法を検討**していくこととした。

地域間連系線および地内送電線におけるフリンジ算出方法

36

- 今回、前述のとおり「限界潮流からフリンジを控除しているエリア」および「熱容量等制約等にフリンジ変動を加算した潮流で同期・電圧安定性を算出しているエリア」における**地内送電線のフリンジ算出方法について実態を調査**した。
- 地内送電線では、第2回本作業会で紹介したエリア（Aエリア）と概ね同じ方法の他、「**地域間連系線のフリンジを系統容量比率で換算する方法**」や「**大規模電源線の短周期潮流変動を算出**」等の算出方法を**確認**した。

実績参照箇所		フリンジ量の算出方法	同期安定性	電圧安定性	
(参考) 地域間連系線	各地域間連系線	『潮流実績値（5～10秒サンプリング値）』と『計画値（KJCの調整量α（域外EDC発動分）含む5分値※1）』の差分を求め、正規分布に置き換えた際の3σ値	○	○	
地内送電線	A	フリンジを考慮する地内送電線（フェンス）	『潮流実績値（10秒サンプリング値）』と『15分移動平均値※2』の差分を求め、正規分布に置き換えた際の3σ値	○	○
	B	''	『潮流実績値（1分サンプリング値）の10分間最大値』と『10分移動平均値※3』の差分を求め、正規分布に置き換えた際の3σ値	-	○
	C	各地域間連系線	『連系する地域間連系線潮流実績のフリンジ量』に『フリンジを考慮するエリア内送電線以下の系統容量のエリア系統容量比率』を乗じた値	○	○
	D	大規模電源線	大きな出力変動が無い時間帯の『潮流実績値（33msサンプリング値（PQVF仕様））の95秒間最大振幅値（最大値-最小値）÷2』	○	-
	一次変圧器	大きな出力変動が無い時間帯の一次変圧器における遅れ力率変動実績値から有効電力の変化率を算出	-	○	

※1 KJCにおける調整量αの指令間隔である5分間値を抽出している。
 ※2 電気学会技術報告 第1100号（2007）におけるフリンジの定義（数秒から十数分までの周期の変動）を踏まえ、15分間移動平均値を採用している。
 ※3 電気工学ハンドブックにおけるフリンジの定義（数分～10分までの負荷変動の短周期変動分）を踏まえ、10分間移動平均値を採用している。

まとめと今後の方向性

39

- 今回、一般送配電事業者の協力を得て、熱容量等を除く**各制約要因における限界潮流・フリンジの算出方法の実態調査結果および今後の検討の方向性を整理**した。
- (同期・電圧安定性の限界潮流算出方法)
 これまでの想定潮流の蓋然性が高く、かつ運用に裕度がある状況であれば、問題とはならなかったと考えられるが、将来的の状況変化（系統混雑の進展等）を踏まえれば、問題が顕在化することも想定されるため、**まずは、将来的な地域間連系線および地内送電線における合理的な算出方法を整理した上で、フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応方法の検討**を進めていくこととした。
- (周波数維持の限界潮流算出方法（常時周波数変動の取扱い）)
 周波数上昇・低下限度値が瞬間的な超過を許容できるのであれば、特段考慮されていないという実態が確認されたため、将来的な取扱いを整理するにあたっては、**まずは、常時周波数変動の実態（変動周期やフリンジとの関係性）を把握し、将来的な広域LFCや同時市場（次期中給）移行後の変容も見据えた上で、その取扱いを整理していくこととした。**
- (フリンジの算出方法)
 現行の需給制御方式の違いも踏まえ、**各地域間連系線や地内送電線において、算出されるフリンジに含まれる調整力（需要変動）成分について分析**を行う。そのうえで、将来的な広域LFC運用の開始、同時市場（次期中給）移行後に想定される調整力運用の変化等を踏まえ、**フリンジとして対応すべき調整力成分を特定し、合理的なフリンジ算出方法を検討**していくこととした。
- 次回以降、今回整理した検討の方向性のとおり、一般送配電事業者と連携のうえ、検討を進めていくこととした。



- 第6回本作業会（2025年3月14日）では、現行および将来（～同時市場導入や次期中給システム運開後）における地域間連系線・地内送電線潮流に含まれる調整力成分を分析・整理した。
- 現行、**LFCはエリア内運用であるため、地域間連系線潮流にフリンジ（LFC）は重畳しないが、広域LFC調達・運用開始以降は、新たにフリンジ（LFC）が重畳する変化があるが、その他の成分に変化はない。**

33

地域間連系線・地内送電線に流れる調整力成分の変化（現行～同時市場）

	地域間連系線・地内送電線に流れる調整力成分※1		
	GF	LFC	EDC
(現行)			
地域間連系線 (TBC-TBC)	広域運用するGF発動分が連系線潮流 ($P_0 + \alpha$) \wedge 重畳	需要変動時は、当該エリアのみで需給不均衡を解消するため、基本、 連系線潮流 ($P_0 + \alpha$) に重畳しない （但し、LFC応動遅れによる過・不足制御分は重畳）	KJCで5分毎に演算された調整量 α が 連系線潮流 (P_0) \wedge重畳 （加えて、予測誤差による過・不足制御分も重畳）
地域間連系線 (FFC-TBC)		一部のケース（TBCエリア需要変動）で、過・不足制御分が 連系線潮流 ($P_0 + \alpha$) \wedge重畳 （加えて、LFC応動遅れによる過・不足制御分も重畳）	
地内送電線※2 (基幹系統)	地内送電線潮流 \wedge 重畳	地内送電線潮流 \wedge 重畳	地内送電線潮流 \wedge 重畳
(同時市場導入や次期中給システム運開後)			
地域間連系線 (TBC-TBC)	広域運用するGF発動分が連系線潮流 ($P_0 + \alpha$) \wedge 重畳	次期中給システムによる3秒毎のAR補正の結果、広域的に運用されるLFC成分が 連系線潮流 ($P_0 + \alpha$) に重畳する （加えて、LFC応動遅れによる過・不足制御分も重畳）	次期中給システムによる5分毎※3の需給制御（SCED）の結果、 連系線潮流 (P_0) \wedgeEDC成分（現行α相当）が重畳 （加えて、予測誤差による過・不足制御分も重畳）
地域間連系線 (FFC-TBC)		一部のケース（TBCエリア需要変動）で制御量の過不足が生じるが、これも含めて次期中給システムによる3秒毎のAR補正の結果、広域的に運用されるLFC成分が 連系線潮流 ($P_0 + \alpha$) に重畳する （加えて、LFC応動遅れによる過・不足制御分も重畳）	
地内送電線※2 (基幹系統)	地内送電線潮流 \wedge 重畳	地内送電線潮流 \wedge 重畳	地内送電線潮流 \wedge 重畳

※1 ○・△・×は、時間内変動に対して発動する調整力成分が地域間連系線・地内送電線潮流に含まれる（○）／一部のケースで含まれる（△）／含まれない（×）
 ※2 当該調整力成分を供給できる電源～需要変動地点間の地内基幹送電線であることを前提に記載

- 前頁の地域間連系線・地内送電線に重畳する調整力成分を踏まえ、第6回本作業会（2025年3月14日）では、**GC前に調達した調整力を無駄にせず（発動を制限せず）、GC後の運用で限界潮流を超過させないために、下表の対応が講じられていることを確認（整理）した。**

（I） 現行の調整力成分の重畳に伴う限界潮流超過リスクへの対応方法（まとめ） 43

- 以上より、現行の地域間連系線・地内送電線における限界潮流超過リスクへの対応をまとめると下表のとおり。
- 広域（他地点）調達、調達エリアとの紐づけの有無や、系統制約を考慮した指令（運用）が可能かは、地域間連系線と地内送電線、あるいは各調整力成分毎に異なるが、**各々、GC前に調達した調整力を無駄にせず、また、実需給断面で調整力成分の重畳により限界潮流を超過しない対応がなされている。**

	調整力の調達・運用および重畳による限界潮流超過リスクへの対応方法 (凡例)【広】：広域（他地点）調達 / 【系】：系統制約指令（運用）		
	GF	LFC	EDC
地域間連系線	【広】：有（紐付け有） 【系】：無（自端制御） ⇒ ΔkWマージン+フリンジで対応 (実績を踏まえフリンジで対応となるか)	【広】：無 【系】：無 ⇒ フリンジで対応	【広】：有（紐付け有） 【系】：有（KJC） ⇒ ΔkWマージンで対応
地内送電線①	【広】：有（紐付け無） / 【系】：無 ⇒ フリンジで対応		
地内送電線②	【広】：有（紐付け無） / 【系】：無 ⇒ ΔkW代替確保で対応（調整力と調達エリアの紐付け無のため、代替確保量は任意判断）		

系統混雑状況を踏まえて移行※

※ なお、地内送電線にて「翌日予想（前日17時頃）を踏まえたΔkW確保先の変更」のみで対応しているエリアは、第5回本作業会で
お示したとおり、**将来的な系統混雑の進展に伴って、上述の対応方法（フリンジで対応）へ移行することとなる。**

- そのうえで、需給制御システムの運用開始、制度変更、あるいは系統混雑の進展といった将来の状況変化により、フリンジで対応すべき調整力（需要変動）の在り方を整理し、同時市場導入や次期中給運開後には、**地域間連系線・地内送電線共に、全ての調整力成分に対して、限界潮流超過リスクへ「フリンジで対応」することを基本的な考え方として整理した。**

(Ⅲ) 同時市場導入や次期中給システム運開後（頃）の
限界潮流超過リスクへの対応方法（まとめ）

55

- 同時市場導入後、 ΔkW マージンでの対応不可となるため、地域間連系線・地内送電線ともに、**全ての調整力成分に対して、その重畳による限界潮流超過リスクへ「フリンジで対応」**することが基本的な考え方となる。
- ただし、調整力の調達～発動の各ステップで、下記のとおり、**運用容量^{※1}の設定（責任分解）**が必要となる。
SCUC：運用容量の制約要因に関わらず、EDC成分（+GF・LFC成分）の重畳量をフリンジとして限界潮流から控除した値
SCED：GF・LFC成分の重畳量をフリンジとして限界潮流から控除した値^{※2}
実需給：地域間連系線のみGF成分をフリンジとして限界潮流から控除した値^{※2}（あるいは系統制約を考慮しないLFC指令変更）

※1 本資料では、便宜上、運用容量と呼称しているが、業務規程等における実際の取扱いについては、別途整理が必要。
 ※2 瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因の場合を例示（許容できる場合、SCEDは限界潮流からフリンジ（LFC）を控除した量、実需給は限界潮流）

(広域LFC運用・調達開始～)		調整力の調達・運用および重畳による限界潮流超過リスクへの対応方法 (凡例)【広】：広域（他地点）調達／【系】：系統制約指令（運用）		
		GF	LFC	EDC
地域間連系線	【広】：有（紐付け有） 【系】：無（自端制御） ⇒ ΔkW マージン+フリンジで対応 (実績を踏まえフリンジで対応となるか)	【広】：有（紐付け有） 【系】：有（広域LFC） ⇒ ΔkW マージン+フリンジで対応 (実績を踏まえフリンジで対応となるか)	【広】：有（紐付け有） 【系】：有（KJC） ⇒ ΔkW マージンで対応	
地内送電線①	【広】：有（紐付け無）／【系】：無 ⇒ フリンジで対応	同時市場導入以降、 ΔkW マージンで対応する調整力成分が変わる (地内送電線のEDCは、系統制約指令となる)		
(同時市場導入や次期中給システム運開～)		変更		
		地域間連系線	【広】：有（紐付け無） 【系】：無（自端制御） ⇒ フリンジで対応	【広】：有（紐付け無） 【系】：有（広域LFC）※無への変更も ⇒ フリンジで対応
地内送電線	【広】：有（紐付け無）／【系】：無 ⇒ フリンジで対応	【広】：有（紐付け無） 【系】：有（SCED） ⇒ フリンジで対応		

■ 前頁の限界潮流超過リスクへ「フリンジで対応」を基本的な考え方とする整理を踏まえ、第7回本作業会（2025年4月22日）では、「調整力の調達～発動までの各過程で考慮する運用容量※」を地域間連系線・地内送電線の調整力指令の違いなどを考慮し、下表のとおり整理した。

※便宜上、運用容量と呼称しているが、業務規程等における実際の取扱いについては、別途整理が必要（以下、同様）

運用容量とフリンジの関係性（地域間連系線） 12

■ 各調整力成分毎の調整力指令の違いや、調整力成分毎の限界潮流超過リスクへの考え方の違いを踏まえると、地域間連系線における運用容量と（その算出に必要な）フリンジの関係性は下表のとおり。

GF・LFCによる瞬間的な限界潮流超過リスク		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ（EDC）量を 控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮※1	限界潮流からフリンジ（LFC）量を 控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ（GF）量を 控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	運用容量	運用容量①-連-1：限界潮流 -フリンジ（EDC・LFC・GF）	運用容量②-連-1：限界潮流 -フリンジ（LFC・GF）	運用容量③-連-1※2,3：限界潮流 -フリンジ（GF）
許容できる 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ（EDC）量を 控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮※1	限界潮流からフリンジ（LFC）量を 控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	運用容量	運用容量①-連-2※3：限界潮流 -フリンジ（EDC・LFC）	運用容量②-連-2※3：限界潮流 -フリンジ（LFC）	運用容量③-連-2：限界潮流 ※フリンジ量の算出不要

注）EDCはすべての制約要因で許容できない

※1 第6回本作業会で示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載（仕様変更により、非考慮となる場合には、GFと同じ整理になる）
 ※2 運用容量③は、SCED後の実需給で系統制約を考慮したLFCが限界潮流までLFC指令を送り、かつGF発動が重畳した時に限界潮流を超過するリスクがあるため設定。
 ※3 広域LFC機能の仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、「③-連-1,②-連-2:算出不要/①-連-2:限界潮流-フリンジ（EDC）」となる。

運用容量とフリンジの関係性（地内送電線） 13

■ 地内送電線においても同様に、運用容量と（その算出に必要な）フリンジの関係を整理すると下表のとおり。
 ■ これらの運用容量とフリンジの関係性を念頭に、次章では、調整力の調達～発動までの各過程で限界潮流から控除する各フリンジ量の算出方法を整理する。

調整力発動時 系統制約考慮の有無		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ（EDC）量を 控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 非考慮	限界潮流からフリンジ（LFC）量を 控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ（GF）量を 控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	運用容量	運用容量①-地-1：限界潮流 -フリンジ（EDC・LFC・GF）	運用容量②-地-1：限界潮流 -フリンジ（LFC・GF）	運用容量③-地-1：設定不要 ※フリンジ量の算出不要
許容できる 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ（EDC）量を 控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	運用容量	運用容量①-地-2：限界潮流 -フリンジ（EDC）	運用容量②-地-2：限界潮流 ※フリンジ量の算出不要	運用容量③-地-2：設定不要 ※フリンジ量の算出不要

注）EDCはすべての制約要因で許容できない

- さらに、第7回本作業会（2025年4月22日）では、前頁でお示した同時市場導入や次期中給システム運開後の「調整力調達～発動までの各過程で考慮する運用容量」の算出に必要なフリンジ量の算出方法を、「**地域間連系線／地内送電線**」、「**GF・LFCによる瞬間的な潮流超過を許容できる／できない**」毎に下表のとおり整理※した。

※ 次頁以降、パターン毎のフリンジ量の算出方法の詳細を掲載

地域間連系線・地内送電線におけるフリンジ量の算出方法（まとめ）		33	
<p>■ フリンジ量の算出方法をまとめると下表の通りとなり、超過許容可否含め、地域間連系線では最大5通り／設備のフリンジ量を、地内送電線では、最大3通り／設備のフリンジ量を算出することが必要となる。</p> <p>【ΔKW調達～発動の各過程での運用容量算出に必要なフリンジ量の算出方法】</p>			
		地域間連系線	地内送電線
瞬間的な潮流超過を許容できない制約要因	① GC前の同時市場（調整力の調達）	フリンジ（EDC・LFC・GF） 「実績潮流－GC時点の計画潮流」の3 σ 相当値	同左
	② GC後のSCED（EDCの予測制御）	フリンジ（LFC・GF） 「実績潮流－SCED後の計画潮流※1」の3 σ 相当値	同左
	③ SCED後の実需給（GF・LFCの事後制御）	フリンジ（GF）※2 「実績潮流－実績潮流10分周期成分」の3 σ 相当値	算出不要
瞬間的な潮流超過を許容できる制約要因	① GC前の同時市場（調整力の調達）	フリンジ（EDC・LFC）※2 「実績潮流10分周期成分－GC時点の計画潮流」の3 σ 相当値	フリンジ（EDC） 「SCED後の計画潮流－GC時点の計画潮流」の3 σ 相当値
	② GC後のSCED（EDCの予測制御）	フリンジ（LFC）※2 「実績潮流10分周期成分－SCED後の計画潮流※1」の3 σ 相当値	算出不要
	③ SCED後の実需給（GF・LFCの事後制御）	算出不要	算出不要

※1 GC時点の計画潮流値にSCED指令の結果として重畳するEDC成分を加算した値

※2 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載。（仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、地内送電線と同じ整理）

(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因 地域間連系線(①GC前の前日・時間前同時市場)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性(地域間連系線)

15

■ 次頁でお示しするフリンジ量(運用容量①-連-1の算定に必要な控除量)については、前章でお示した地域間連系線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表)の赤枠箇所に該当する。

GF・LFCによる瞬間的な限界潮流超過リスク		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ(EDC)量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮※1	限界潮流からフリンジ(LFC)量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ(GF)量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	運用容量	運用容量①-連-1: 限界潮流-フリンジ(EDC・LFC・GF)	運用容量②-連-1: 限界潮流-フリンジ(LFC・GF)	運用容量③-連-1※2,3: 限界潮流-フリンジ(GF)
許容できる制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ(EDC)量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮※1	限界潮流からフリンジ(LFC)量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	運用容量	運用容量①-連-2※3: 限界潮流-フリンジ(EDC・LFC)	運用容量②-連-2※3: 限界潮流-フリンジ(LFC)	運用容量③-連-2: 限界潮流-フリンジ量の算出不要

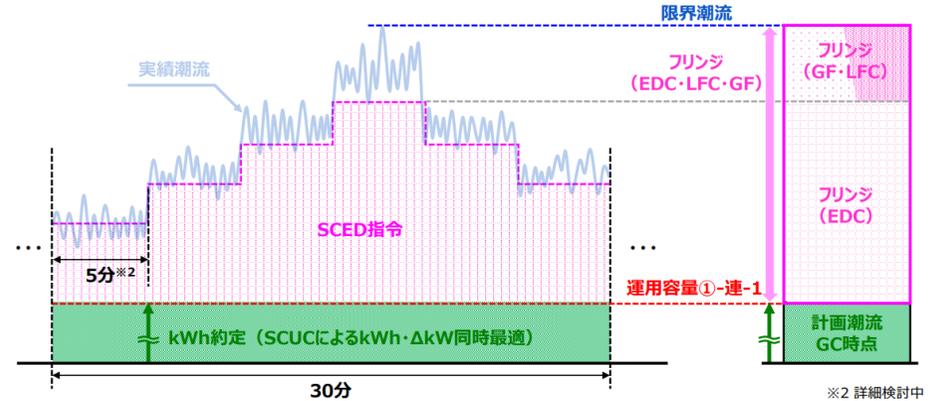
※1 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載(仕様変更により、非考慮となる場合には、GFと同じ整理になる)
 ※2 運用容量③は、SCED後の実需給で系統制約を考慮したLFCが限界潮流までLFC指令を送り、かつGF発動が重畳した時に限界潮流を超過するリスクがあるため設定。
 ※3 広域LFC機能の仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、「③-連-1,②-連-2:算出不要/①-連-2:限界潮流-フリンジ(EDC)」となる。

地域間連系線(瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因)
① GC前の前日・時間前同時市場

16

■ フリンジ(EDC・LFC・GF)量を限界潮流から控除した運用容量①-連-1を使用することで、GC後のSCEDおよびその後の実需給において、事前調達したΔkW(EDC・LFC)の発動制限の回避およびLFC・GF発動に伴う限界潮流超過リスクへ対応する。
 ■ このフリンジ量は、GC以降のEDC(SCED)およびGF・LFC発動に伴って重畳する量であるため、「実績潮流-GC時点の計画潮流値」の3σ相当値(99.7%)※1により算出することが合理的と考えられる。

※1 電源脱落発生時の調整力発動による限界潮流超過は、更なる送電線故障時(N-2以上)へのリスク対応となるため、同時市場導入以降も3σ値を採用することで、電源脱落等異常時の変動を除外(電源脱落発生時の調整力発動による限界潮流超過は許容)する。(以下、同様)



※2 詳細検討中

(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因 地域間連系線 (②GC後のSCED)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性 (地域間連系線)

17

■ 次頁でお示しするフリンジ量 (運用容量②-連-1の算定に必要な控除量) については、前章でお示した地域間連系線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表) の赤枠箇所に該当する。

GF・LFCによる瞬間的な限界潮流超過リスク		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮 ^{※1}	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ (GF) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	運用容量	運用容量①-連-1: 限界潮流-フリンジ (EDC・LFC・GF)	運用容量②-連-1: 限界潮流-フリンジ (LFC・GF)	運用容量③-連-1 ^{※2,3} : 限界潮流-フリンジ (GF)
許容できる制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮 ^{※1}	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	運用容量	運用容量①-連-2 ^{※3} : 限界潮流-フリンジ (EDC・LFC)	運用容量②-連-2 ^{※3} : 限界潮流-フリンジ (LFC)	運用容量③-連-2: 限界潮流-フリンジ量の算出不要

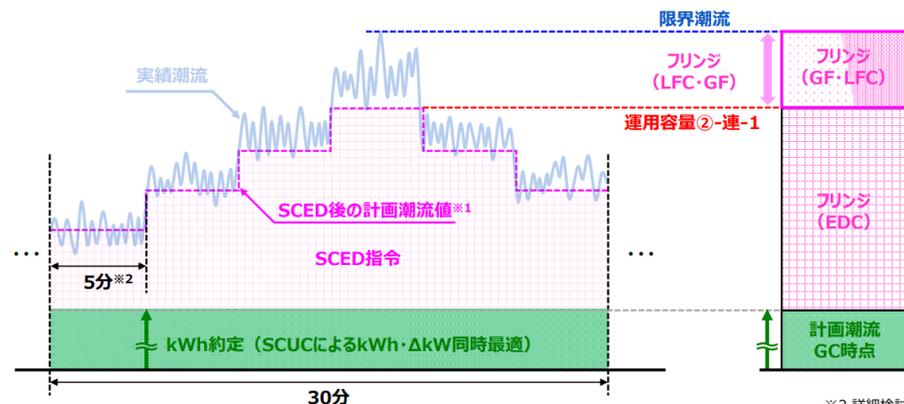
※1 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載 (仕様変更により、非考慮となる場合には、GFと同じ整理になる)
 ※2 運用容量③は、SCED後の実需給で系統制約を考慮したLFCが限界潮流までLFC指令を送り、かつGF発動が重畳した時に限界潮流を超過するリスクがあるため設定。
 ※3 広域LFC機能の仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、「③-連-1,②-連-2:算出不要 / ①-連-2:限界潮流-フリンジ (EDC)」となる。

地域間連系線 (瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因)
② GC後のSCED

18

■ フリンジ (LFC・GF) 量を限界潮流から控除した運用容量②-連-1を使用することで、事前調達したΔkW (EDC) の発動制限を回避しつつ、その後の実需給において、ΔkW (LFC) の発動制限の回避およびGF・LFC応動による限界潮流超過リスクに対応する。
 ■ このフリンジ量は、SCED以降のGF・LFC発動に伴って重畳する量であるため、「実績潮流-SCED後の計画潮流^{※1}」の3σ相当値 (99.7%) により算出することが合理的と考えられる。

※1 GC時点の計画潮流 (現行のP₀) にSCED指令の結果として重畳するEDC成分 (現行のKJICによる調整量α) を加算した値 (現行のP₀+α) (以下、同様)



※2 詳細検討中

(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因 地域間連系線 (③SCED後の実需給)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性 (地域間連系線)

19

■ 次頁でお示しするフリンジ量 (運用容量③-連-1の算定に必要な控除量) については、前章でお示した地域間連系線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表) の赤枠箇所に該当する。

GF・LFCによる瞬間的な限界潮流超過リスク		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮 ^{※1}	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ (GF) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	運用容量	運用容量①-連-1: 限界潮流-フリンジ (EDC・LFC・GF)	運用容量②-連-1: 限界潮流-フリンジ (LFC・GF)	運用容量③-連-1 ^{※2,3} : 限界潮流-フリンジ (GF)
許容できる制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 考慮 ^{※1}	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	運用容量	運用容量①-連-2 ^{※3} : 限界潮流-フリンジ (EDC・LFC)	運用容量②-連-2 ^{※3} : 限界潮流-フリンジ (LFC)	運用容量③-連-2: 限界潮流 ※フリンジ量の算出不要

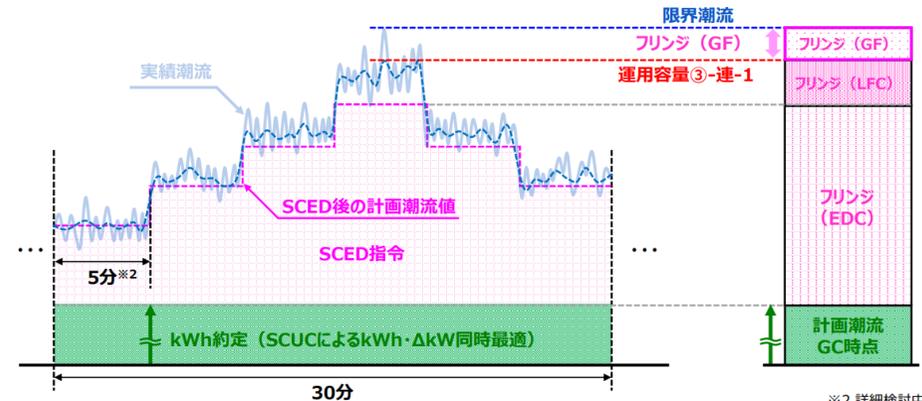
※1 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載。(仕様変更により、非考慮となる場合には、GFと同じ整理になる)
 ※2 運用容量③は、SCED後の実需給で系統制約を考慮したLFCが限界潮流までLFC指令を送り、かつGF発動が重畳した時に限界潮流を超過するリスクがあるため設定。
 ※3 広域LFC機能の仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、「③-連-1」,「②-連-2」算出不要/「①-連-2」:限界潮流-フリンジ (EDC) となる。

地域間連系線 (瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因)
③ SCED後の実需給

20

- フリンジ (GF) 量を限界潮流から控除した運用容量③-連-1を使用することで、事前に調達したΔkW (LFC) の発動制限を回避しつつ、GF応動による限界潮流超過リスクへ対応する。
- このフリンジ量は、SCED以降のGF発動に伴って重畳する量であるため、「実績潮流-実績潮流10分周期成分 (10分移動平均) ^{※1}」の3σ相当値 (99.7%) により算出することが合理的と考えられる。

※1 現行・同時市場導入後における一次調整力必要量の算出方法 (25頁) を参照。



※2 詳細検討中

(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できる制約要因 地域間連系線 (①GC前の前日・時間前同時市場)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性 (地域間連系線)

21

■ 次頁でお示しするフリンジ量 (運用容量①-連-2の算定に必要な控除量) については、前章でお示した地域間連系線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表) の赤枠箇所該当する。

GF・LFCによる瞬間的な限界潮流超過リスク		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない	—
	LFC 考慮 ^{※1}	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ (GF) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できない
	運用容量	運用容量①-連-1: 限界潮流 - フリンジ (EDC・LFC・GF)	運用容量②-連-1: 限界潮流 - フリンジ (LFC・GF)	運用容量③-連-1 ^{※2,3} : 限界潮流 - フリンジ (GF)
許容できる 制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない	—
	LFC 考慮 ^{※1}	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できる
	運用容量	運用容量①-連-2 ^{※3} : 限界潮流 - フリンジ (EDC・LFC)	運用容量②-連-2 ^{※3} : 限界潮流 - フリンジ (LFC)	運用容量③-連-2: 限界潮流 ※フリンジ量の算出不要

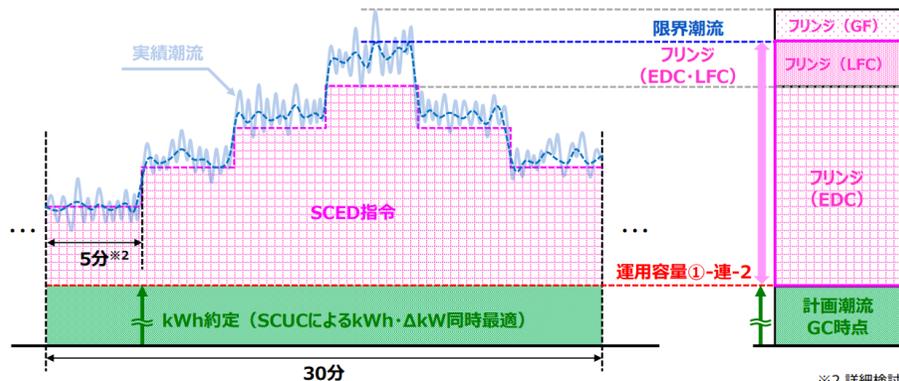
※1 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載 (仕様変更により、非考慮となる場合には、GFと同じ整理になる)
 ※2 運用容量③は、SCED後の実需給で系統制約を考慮したLFCが限界潮流までLFC指令を送り、かつGF発動が重畳した時に限界潮流を超過するリスクがあるため設定。
 ※3 広域LFC機能の仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、「③-連-1,②-連-2:算出不要/①-連-2:限界潮流-フリンジ (EDC)」となる。

地域間連系線 (瞬間的な限界潮流超過を許容できる制約要因)
① GC前の前日・時間前同時市場

22

■ フリンジ (EDC・LFC) 量を限界潮流から控除した運用容量①-連-2を使用することで、GC後のSCEDおよびその後の実需給において、事前調達したΔkW (EDC・LFC) の発動制限を回避する。
 ■ このフリンジ量は、GC後のEDC (SCED) およびLFC応動に伴い重畳する量であるため、「実績潮流10分周期成分 (10分移動平均) - GC時点の計画潮流」^{※1}の3σ相当値 (99.7%) により算出することが合理的と考えられる。

※1 現行・同時市場導入後における1次調整力必要量の算出方法 (25頁) を参照し、「(実績潮流-GC時点の計画潮流) - (実績潮流-実績潮流10分周期成分) = 実績潮流10分周期成分 (10分移動平均) - GC時点の計画潮流」により算出。



※2 詳細検討中

(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できる制約要因 地域間連系線 (②GC後のSCED)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性 (地域間連系線)

23

■ 次頁でお示しするフリンジ量 (運用容量②-連-2の算定に必要な控除量) については、前章でお示した地域間連系線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表) の赤枠箇所に該当する。

GF・LFCによる瞬間的な限界潮流超過リスク		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない	—
	LFC 考慮※1	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ (GF) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できない
	運用容量	運用容量①-連-1: 限界潮流-フリンジ (EDC-LFC-GF)	運用容量②-連-1: 限界潮流-フリンジ (LFC-GF)	運用容量③-連-1※2,3: 限界潮流-フリンジ (GF)
許容できる制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない	—
	LFC 考慮※1	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できる
	運用容量	運用容量①-連-2※3: 限界潮流-フリンジ (EDC-LFC)	運用容量②-連-2※3: 限界潮流-フリンジ (LFC)	運用容量③-連-2: 限界潮流-フリンジ (GF) ※フリンジ量の算出不要

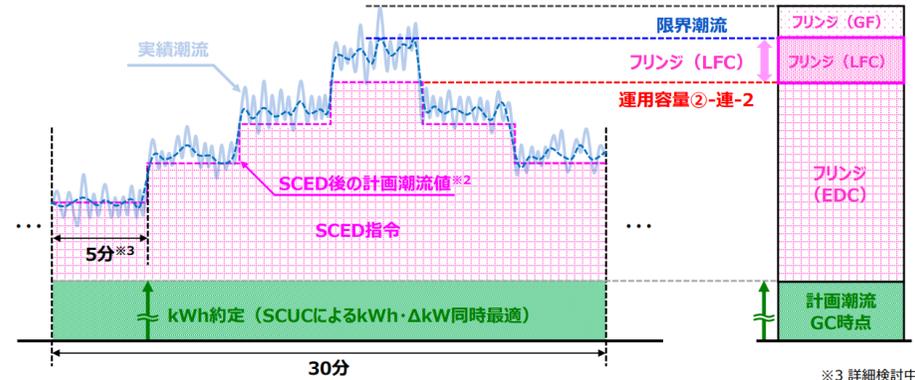
※1 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載 (仕様変更により、非考慮となる場合には、GFと同じ整理になる)
 ※2 運用容量③は、SCED後の実需給で系統制約を考慮したLFCが限界潮流までLFC指令を送り、かつGF発動が重畳した時に限界潮流を超過するリスクがあるため設定。
 ※3 広域LFC機能の仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、「③-連-1,②-連-2:算出不要/①-連-2:限界潮流-フリンジ (EDC)」となる。

地域間連系線 (瞬間的な限界潮流超過を許容できる制約要因)
② GC後のSCED

24

- フリンジ (LFC) 量を限界潮流から控除した運用容量②-連-2を使用することで、事前調達したΔkW (EDC) の発動制限を回避しつつ、その後の実需給でΔkW (LFC) の発動制限も回避する。
- このフリンジ量は、SCED以降のLFC発動に伴って重畳する量であることから、「実績潮流10分周期成分 (10分移動平均) ※1 - SCED後の計画潮流※2」の3σ相当値 (99.7%) により算出することが合理的と考えられる。

※1 現行・同時市場導入後における1次調整力必要量の算出方法 (25頁) を参照し、「(実績潮流-SCED後の計画潮流) - (実績潮流-実績潮流10分周期成分) = 実績潮流10分周期成分 (10分移動平均) - SCED後の計画潮流」によりフリンジ量を算出。
 ※2 GC時点の計画潮流 (現行のP₀) にSCED指令の結果として重畳するEDC成分 (現行のKICによる調整量α) を加算した値 (現行のP₀+α)



(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因 地内送電線(①GC前の前日・時間前同時市場)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性(地内送電線)

27

■ 次頁でお示しするフリンジ量(運用容量①-地-1の算定に必要な控除量)については、前章でお示した地内送電線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表)の赤枠箇所に該当する。

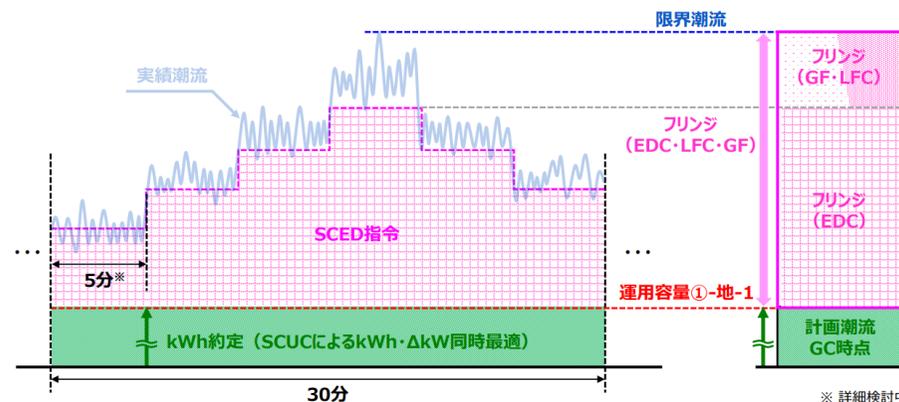
調整力発動時 系統制約考慮の有無		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ(EDC)量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 非考慮	限界潮流からフリンジ(LFC)量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ(GF)量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	運用容量	運用容量①-地-1: 限界潮流-フリンジ(EDC・LFC・GF)	運用容量②-地-1: 限界潮流-フリンジ(LFC・GF)	運用容量③-地-1: 設定不要 ※フリンジ量の算出不要
許容できる 制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ(EDC)量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	運用容量	運用容量①-地-2: 限界潮流-フリンジ(EDC)	運用容量②-地-2: 限界潮流 ※フリンジ量の算出不要	運用容量③-地-2: 設定不要 ※フリンジ量の算出不要

地内送電線(瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因)
① GC前の前日・時間前同時市場

28

■ フリンジ(EDC・LFC・GF)量を限界潮流から控除した運用容量①-地-1を使用することで、GC後のSCEDおよびその後の実需給において、事前調達したΔkW(EDC)の発動制限の回避およびLFC・GF発動に伴う限界潮流超過リスクへ対応する。

■ このフリンジ量は、GC以降のEDC(SCED)およびGF・LFC発動に伴って重畳する量であるため、「実績潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値(99.7%)により算出することが合理的と考えられる。



※ 詳細検討中

(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因 地内送電線 (②GC後のSCED)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性 (地内送電線)

29

- 次頁でお示しするフリンジ量 (運用容量②-地-1の算定に必要な控除量) については、前章でお示した地内送電線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表) の赤枠箇所に該当する。

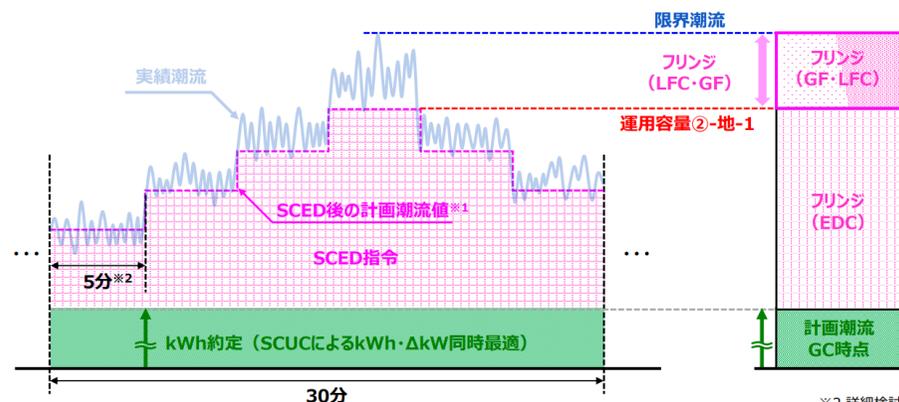
調整力発動時 系統制約考慮の有無		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない	—
	LFC 非考慮	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ (GF) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できない
	運用容量	運用容量①-地-1: 限界潮流 - フリンジ (EDC・LFC・GF)	運用容量②-地-1: 限界潮流 - フリンジ (LFC・GF)	運用容量③-地-1: 設定不要 ※フリンジ量の算出不要
許容できる 制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過 許容できない	—
	LFC 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過 許容できる
	運用容量	運用容量①-地-2: 限界潮流 - フリンジ (EDC)	運用容量②-地-2: 限界潮流 ※フリンジ量の算出不要	運用容量③-地-2: 設定不要 ※フリンジ量の算出不要

地内送電線 (瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因)
② GC後のSCED

30

- フリンジ (LFC・GF) 量を限界潮流から控除した運用容量②-地-1を使用することで、事前調達した ΔkW (EDC) の発動制限を回避しつつ、その後の実需給において、GF・LFC応動による限界潮流超過リスクへ対応する。
- このフリンジ量は、SCED以降のGF・LFC発動に伴って重畳する量であるため、「実績潮流 - SCED後の計画潮流^{※1}」の3 σ 相当値 (99.7%) により算出することが合理的と考えられる。

※1 GC時点の計画潮流値にSCED指令の結果として重畳するEDC成分を加算した値。(以下、同様)



※2 詳細検討中

(参考) 瞬間的な限界潮流超過を許容できる制約要因 地内送電線 (①GC前の前日・時間前同時市場)

(参考) 運用容量とフリンジの関係性 (地内送電線)

31

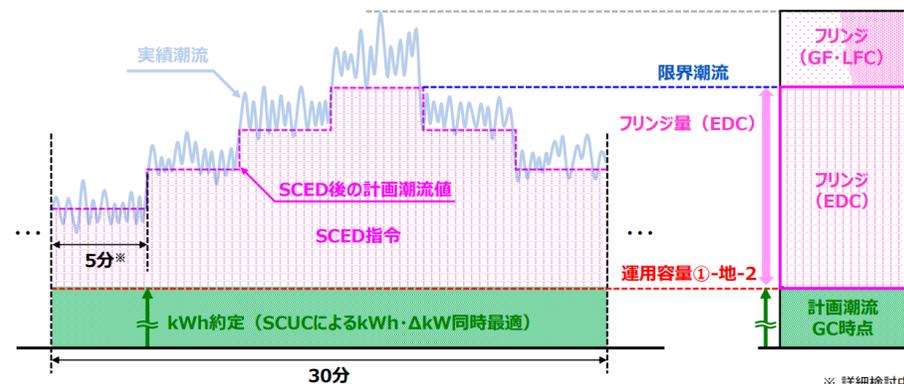
- 次頁でお示しするフリンジ量 (運用容量①-地-2の算定に必要な控除量) については、前章でお示した地内送電線における「運用容量とフリンジの関係性」(下表) の赤枠箇所に該当する。

調整力発動時 系統制約考慮の有無		調整力の調達～発動までの各過程での発動制限の可能性・対応		
		①GC前の同時市場	②GC後のSCED	③SCED後の実需給
許容できない 制約要因	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 非考慮	限界潮流からフリンジ (LFC) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	GF 非考慮	限界潮流からフリンジ (GF) 量を控除した運用容量を使用	同左	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できない
	運用容量	運用容量①-地-1: 限界潮流-フリンジ (EDC-LFC-GF)	運用容量②-地-1: 限界潮流-フリンジ (LFC-GF)	運用容量③-地-1: 設定不要 ※フリンジ量の算出不要
許容できる 制約要因 <small>(注) EDCはすべての制約要因で許容できない</small>	EDC 考慮	限界潮流からフリンジ (EDC) 量を控除した運用容量を使用	発動制限の可能性あり 限界潮流超過許容できない	—
	LFC 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	GF 非考慮	—	—	発動制限の可能性なし 限界潮流超過許容できる
	運用容量	運用容量①-地-2: 限界潮流-フリンジ (EDC)	運用容量②-地-2: 限界潮流 ※フリンジ量の算出不要	運用容量③-地-2: 設定不要 ※フリンジ量の算出不要

地内送電線 (瞬間的な限界潮流超過を許容できる制約要因)
① GC前の前日・時間前同時市場

32

- フリンジ (EDC) 量を限界潮流から控除した運用容量①-地-2を使用することで、事前に調達したΔkW (EDC) の発動制限を回避する。
- このフリンジ量は、GC以降のEDC (SCED) に伴って重畳する量であるため、「SCED後の計画潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値 (99.7%) により算出することが合理的と考えられる。



※ 詳細検討中

■ 第7回本作業会（2025年4月22日）では、**フリンジ量算出における将来課題として、下記①～④を引き続き、一般送配電事業者と連携して検討を進め、必要に応じて、本作業会へ報告することとした。**

- | | |
|-------------------------------|------------------------|
| ① 第1年度のフリンジ量の算出方法の整理 | ② 再エネ等を踏まえたフリンジ量の上振れ評価 |
| ③ フリンジ（EDC）の算出方法の在り方（将来的な細分化） | ④ 実務対応負担を軽減するための効率的な算出 |

■ その後、第8回本作業会（2025年6月13日）では、**フリンジ（GF・LFC）算出方法（右下図）についても上記の将来課題に加え、引き続き、本作業会のなかで検討を進めていくことが重要とした。**

まとめと今後の方向性

42

■ 今回、同時市場導入や次期中給システム運用後の調整力の調達～発動までの各過程で考慮する運用容量の算出に必要なフリンジ量の算出方法を整理した。

	地域間連系線	地内送電線
瞬間的な潮流超過を抑制する	① GC前の同時市場（調整力の調達） フリンジ（EDC・LFC・GF） 「実績潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値	同左
	② GC後のSCED（EDCの予測制御） フリンジ（LFC・GF） 「実績潮流-SCED後の計画潮流 ^{※1} 」の3σ相当値	同左
	③ SCED後の実需給（GF・LFCの事後制御） フリンジ（GF） ^{※2} 「実績潮流-実績潮流10分周期成分」の3σ相当値	算出不要
瞬間的な潮流超過を抑制する	① GC前の同時市場（調整力の調達） フリンジ（EDC・LFC） ^{※2} 「実績潮流10分周期成分-GC時点の計画潮流」の3σ相当値	フリンジ（EDC） 「SCED後の計画潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値
	② GC後のSCED（EDCの予測制御） フリンジ（LFC） ^{※2} 「実績潮流10分周期成分-SCED後の計画潮流 ^{※1} 」の3σ相当値	算出不要
	③ SCED後の実需給（GF・LFCの事後制御）	算出不要

※1 GC時点の計画潮流値にSCED指令の結果として重畳するEDC成分を加算した値
 ※2 第6回本作業会で示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載。（仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、地内送電線と同じ整理）

■ また、フリンジ量算出における下記の将来課題①～④については、引き続き、一般送配電事業者と連携して検討を進めていくこととし、必要に応じて、本作業会へ報告することとした。

- | | |
|------------------------|-------------------------------|
| ① 第1年度のフリンジ量の算出方法の整理 | ③ フリンジ（EDC）の算出方法の在り方（将来的な細分化） |
| ② 再エネ等を踏まえたフリンジ量の上振れ評価 | ④ 実務対応負担を軽減するための効率的な算出 |

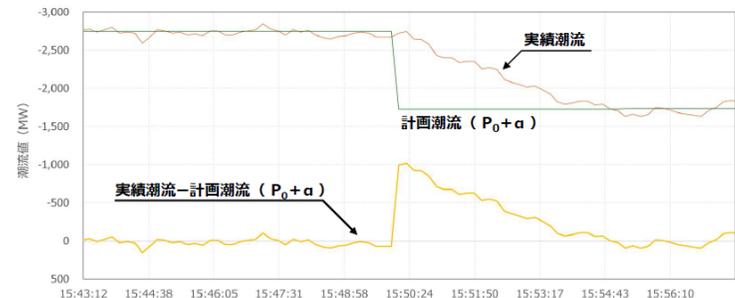
■ 次回以降、これまでのフリンジに関する詳細検討の結果（整理）を踏まえ、**地域間連系線・地内送電線において、瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応が必要な制約要因の検討結果を報告する。**

（参考）フリンジ（GF・LFC）算出方法の将来課題について

11

- フリンジの実態調査を進めるなかで、地域間連系線のフリンジを、実績潮流と計画潮流（KJCの調整量α含む）の差分から算出する現行の算出方法[※]の場合、**計画潮流値（EDC指令値）に実績潮流が追従するまでの数分間、計画潮流値の変化量を最大値とする偏差がフリンジに含まれることを確認した。**
- これは、現行の地域間連系線のフリンジ算出方法では、フリンジ（GF・LFC）を過大側に評価していることから、GC後のEDC制御を過剰に制限している領域が存在していることを意味している。
- 例えばフリンジ算出にあたり、「計画潮流変化直後～数分間程度は実績データとしてサンプリングしない」といった対応も考えられるため、前回の本作業会で示した将来課題に加えて、**フリンジ（GF・LFC）の算出方法も、引き続き、本作業会のなかで検討を進めていくことが重要となる。**

※「実績潮流-計画潮流（ $P_0 + \alpha$ ）」の3σ相当値



【一例】中国九州間連系線（2023年8月17日）

将来課題①
第1年度のフリンジ量の算出方法の整理

35

- 前章では、地域間連系線および地内送電線の実績データをもとに、フリンジ量を算出する方法を整理した一方で、**同時市場導入あるいは次期中給運開後の第1年度のフリンジ量の算出をどうするかが課題**となる。
- この点、地域間連系線では、LFC広域調達開始（2027年度）以降であれば、同時市場導入あるいは次期中給システム運開後と概ね同様の調整力調達・運用となることから、**現行のKJCや広域LFC発動に伴う実績データから「GC時点およびSCED後の計画潮流」等に相当するフリンジ量の算出・分析が可能**である。
- 他方で、地内送電線には上記データが存在しないため、**別途、一般送配電事業者と連携のうえ、同時市場導入あるいは次期中給システム運開までにフリンジ量算出方法の整理が必要**となる。

運用容量の算出に必要なフリンジ量の算出方法（前章まとめてお示した方法からの変更点を赤字記載） ※1 KJCにおける調整量 α

		地域間連系線	地内送電線
瞬間的な潮流超過を許容できない制約要因	① GC前の同時市場（調整力の調達）	「実績潮流－ <u>計画潮流</u> (P_0)」の3 σ 相当値	一般送配電事業者と連携のうえ整理要
	② GC後のSCED（EDCの予測制御）	「実績潮流－ <u>計画潮流</u> ($P_0 + \alpha^{*1}$)」の3 σ 相当値	
	③ SCED後の実需給（GF・LFCの事後制御）	「実績潮流－実績潮流10分周期成分」の3 σ 相当値 *2	算出不要
瞬間的な潮流超過を許容できる制約要因	① GC前の同時市場（調整力の調達）	「実績潮流10分周期成分－ <u>計画潮流</u> (P_0)」の3 σ 相当値 *2	一般送配電事業者と連携のうえ整理要
	② GC後のSCED（EDCの予測制御）	「実績潮流10分周期成分－ <u>計画潮流</u> ($P_0 + \alpha^{*}$)」の3 σ 相当値 *2	算出不要
	③ SCED後の実需給（GF・LFCの事後制御）	算出不要	算出不要

※2 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載。（仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、地内送電線と同じ整理）

将来課題②

36

再エネ等を踏まえたフリンジ量の上振れ評価

- 現行におけるフリンジ量算出の考え方では、2018年頃の太陽光発電とフリンジ量の相関調査結果（相関なし）を踏まえ、**将来（1年後）のフリンジ量の上振れは考慮していない。**
- この調査時点から再エネ導入量も増加しており、今後、系統混雑や調整力の広域調達・運用の進展も想定されることから、**改めて分析のうえ、必要に応じて算出方法の見直しが必要**（第6回本作業会においても、河辺メンバーよりご意見をいただいたところ（次頁参照））。

5. 太陽光発電の影響について

6

- 近年急速に接続量が増加している太陽光発電と3 σ 値の関係について2017年度実績で調査を行った。
（太陽光発電の実績は日射量から想定した1時間ごとの電力量を使用した。）
- 調査は、以下の項目について相関係数を求めることとした。
 - 「太陽光の日間発電電力量(連系線の両端エリア)」と、「同日の3 σ 値」
…天気が良く、太陽光の出力が大きかった日は、フリンジも大きくなるのか検証
 - 「太陽光の日間出力変化量の合計値」と、「同日の3 σ 値」
…天気が変わり、太陽光の出力変動が大きかった日は、フリンジも大きくなるのか検証
- その結果は下表の通りとなり、全体として**太陽光発電と3 σ 値の間の明確な相関は見られなかった。**

	相関係数			
	太陽光の発電電力量		太陽光の出力変化量	
	全日	昼間のみ	全日	昼間のみ
東北東京間連系線	0.08	0.12	0.15	0.16
関西中国間連系線	0.28	0.29	0.33	0.36
中国四国間連系線	0.42	0.41	0.43	0.47
中国九州間連系線	0.21	0.27	0.13	0.17



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

0.4～0.7：正の相関 0.2～0.4：弱い正の相関 -0.2～0.2：ほとんど相関なし

将来課題③

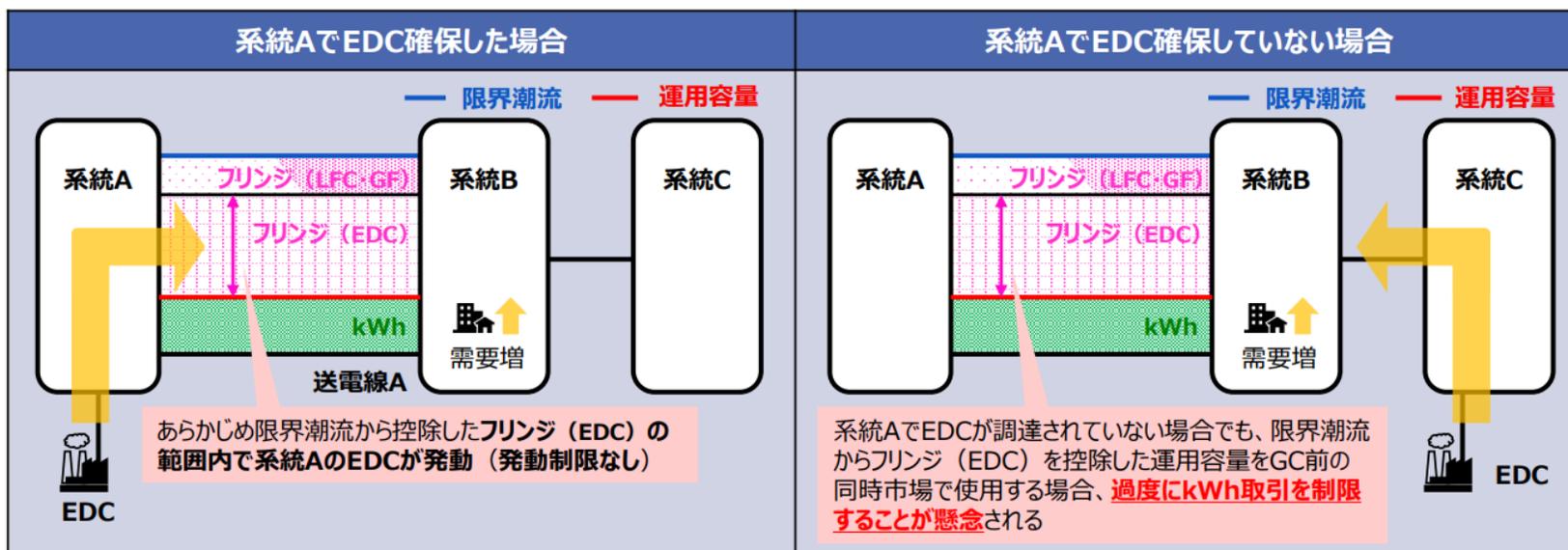
38

フリンジ(EDC※)の算出方法の在り方(将来的な細分化)

- 前章で整理した通り、GC後のSCEDにおけるEDCの発動制限を回避すべく、過程①(GC前の同時市場)では、**フリンジ量(EDC)の3σ相当値を限界潮流から控除した運用容量を使用**することと整理した。
- ただし、**フリンジ量(EDC)**は他のフリンジ量に比べて大きいいため、**3σ相当値とする場合、調整力確保の偏在状況により、過程①(GC前の同時市場)でのkWh取引の過度な制限が懸念**される。
- このため、フリンジ量(EDC)については、**月別・昼夜別の3σ相当値の調査や、ΔkWの調達実績との相関関係などを分析のうえ、必要に応じてフリンジ量(EDC)の算出方法の在り方の検討が必要**と考えられる。

※ GF・LFC成分は、過去の運用容量検討会で月別・昼夜別に3σ相当値の動きは見られなかった調査結果(次頁参照)が示されている。
(ただし、GF・LFCの広域調達・運用開始以降には、EDC同様の懸念が顕在化することも考えられる)

【調整力(EDC)の確保状況と予め設定する運用容量】



将来課題④
実務対応負担を軽減するための効率的な算出

40

- 現行の地域間連系線では、瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因※に限り、フリンジ量を算出しているが、前章のとおり、**将来的には、制約要因に関わらず、すべての地域間連系線で算出が必要**となる。
- また、地内送電線でも同様であり、現行、一部のエリアで同期・電圧安定性が制約要因となる地内基幹送電線でフリンジ量を算出しているが、将来的には、**すべての地内基幹送電線で算出が必要**となる。
- 加えて、**1設備あたり複数のフリンジ量を算定すること**や、前頁のような**細分化を今後検討**していくことから、一般送配電事業者における実務対応負担が大幅に増加するため、今後、**一般送配電事業者と連携のうえ、システムによる自動演算など、効率的な算出方法について検討が必要**と考えられる。

※ 同期・電圧安定性（ただし、周波数維持は瞬間的な限界潮流超過を許容できないが、常時周波数変動により超過リスクへ対応している）

各地内系統の制約概要 21

■ 制約要因一覧対象箇所は送電線516線路、フェンス21箇所、変圧器92箇所であり、それぞれの調査※を行った。

【送電線・フェンスについて】

- 決定要因の97.1%は熱容量等であり、**同期安定性が1.7%、電圧安定性が1%、周波数維持は0.2%**であった。
- 電制考慮も、電制対象電源の出力によって、**同期安定性・電圧安定性が決定要因**となっている箇所もあった。
- 周波数維持制約は基本的には負荷制御等で対応可能という理由で制約値を設けていない箇所が多いが、系統安定化装置未設置（今後導入予定）の線路で**周波数維持**となっている箇所があった。

【変圧器について】

- 決定要因はほぼ**熱容量**等であるが、**同期安定性**が決定要因となっている箇所（電制により緩和）と、他の送電線ルート断時に生じる**過電圧**により決定している箇所があった。

※ 逆向き潮流となる蓋然性が低い等の理由から省略している箇所を除く。

地域間連系線および地内送電線におけるフリンジ算出方法 36

■ 今回、前述のとおり「限界潮流からフリンジを控除しているエリア」および「熱容量等制約等にフリンジ変動を加算した潮流で同期・電圧安定性を算出しているエリア」における**地内送電線のフリンジ算出方法について実態を調査した。**

■ 地内送電線では、第2回本作業会で紹介したエリア（Aエリア）と概ね同じ方法の他、「**地域間連系線のフリンジを系統容量比率で換算する方法**」や「**大規模電源線の短周期潮流変動を算出**」等の算出方法を確認した。

	実績参照箇所	フリンジ量の算出方法	同期安定性	電圧安定性	
(参考)	各地域間連系線	『潮流実績値（5～10秒サンプリング値）』と『計画値（KJCの調整量α（域外EDC発動分）含む5分値 ^{※1} ）』の差分を求め、正規分布に置換した際の3σ値	○	○	
地内送電線	A	フリンジを考慮する地内送電線（フェンス）	『潮流実績値（10秒サンプリング値）』と『15分移動平均値 ^{※2} 』の差分を求め、正規分布に置換した際の3σ値	○	○
	B	"	『潮流実績値（1分サンプリング値）の10分間最大値』と『10分移動平均値 ^{※3} 』の差分を求め、正規分布に置換した際の3σ値	-	○
	C	各地域間連系線	『連系する地域間連系線潮流実績のフリンジ量』に『フリンジを考慮するエリア内送電線以下の系統容量のエリア系統容量比率』を乗じた値	○	○
	D	大規模電源線	大きな出力変動が無い時間帯の『潮流実績値（33msサンプリング値（PQVF仕様））の95秒間最大振幅値（最大値-最小値）+2』	○	-
	一次変圧器	大きな出力変動が無い時間帯の一次変圧器における遅れ力率変動実績値から有効電力の変化率を算出	-	○	

※1 KJCにおける調整量αの指令間隔である5分間値を抽出している。
 ※2 電気学会技術報告 第1100号（2007）におけるフリンジの定義（数秒から十数分までの周期の変動）を踏まえ、15分間移動平均値を採用している。
 ※3 電気工学ハンドブックにおけるフリンジの定義（数分～10分までの負荷変動の短周期変動分）を踏まえ、10分間移動平均値を採用している。

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5をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyououryousagyoukai_2_05.pdf
 出所) 第4回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年12月5日）資料5をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyououryousagyoukai_4_05.pdf

緊急的な運用容量拡大

- P.63～67では、主要論点No.1-3-1「地内系統の緊急拡大スキーム整理が必要か」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大スキーム整理が必要か	<p>地域間連系線では、N-0（設備健全時）において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1故障・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められているが、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。</p> <p>地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み（適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など）の整理が必要ではないか。</p> <p>➤ 今後、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告</p>

検討結果

第7回本作業会において、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みについて紹介したうえで、地内系統に緊急拡大スキームを適用する場合の論点を整理した。

現行の地域間連系線の緊急拡大スキームでは、発生確率や影響範囲を踏まえて**適用基準**を設定し、広域機関理事会決議での**承認**を受けたうえで、広域機関HPに**情報公表**（拡大後の運用容量と想定される信頼度低下レベル）している。また、拡大後は広域機関が妥当性を**事後検証**する（①適用基準、②承認、③情報公表、④事後検証）

上記を踏まえて、**地内送電線において緊急的な運用容量拡大スキームを整備する場合の論点を整理**。
 今後、一般送配電事業者と連携のうえ、適用系統（エリア間補正融通を制限し得る基幹系統とするか）や適用基準（影響範囲やリスク）等の論点の検討を進めていくこととし、次回以降、本作業会へ検討結果を報告する。

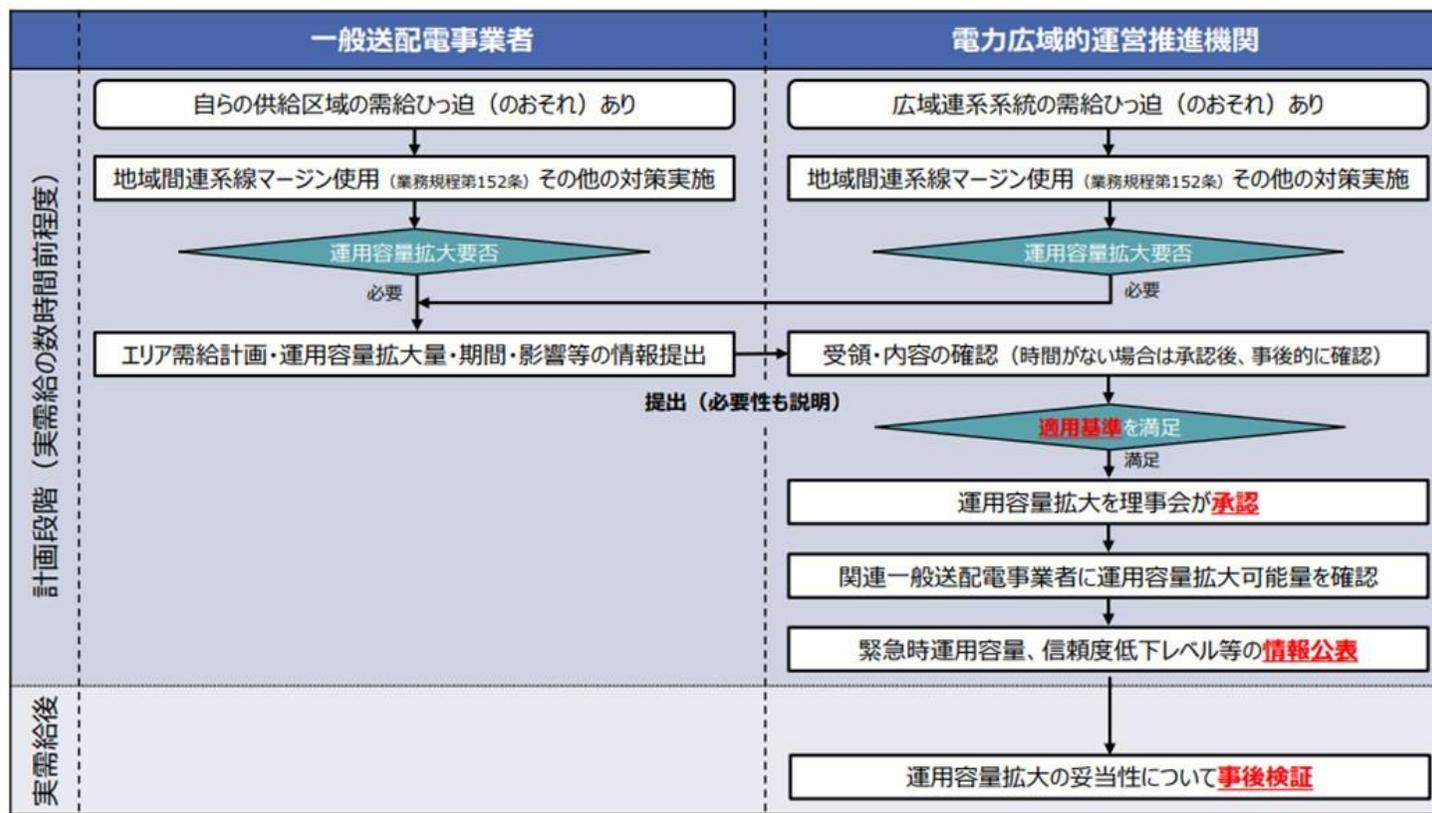
（第7回本作業会 資料6）

■ まず、現行の地域間連系線における緊急的な運用容量拡大スキームについてご紹介した。

地域間連系線における緊急的な運用容量拡大（2 / 2）

10

- 具体的な運用容量の拡大手順は、下図のフローのとおり。
- 次頁以降、各フローにおける詳細（①適用基準、②承認、③情報公表、④事後検証）について紹介する。



■ 地域間連系線では、リスクの発生確率や影響範囲を踏まえて運用容量拡大可否を下記のとおり整理している。

① 地域間連系線における緊急的な運用容量拡大時の適用基準（2 / 2）

13

- 前頁のリスクを踏まえ、運用容量拡大後に当該連系線故障が生じた場合の影響範囲が、**需給ひっ迫エリアのみに限定される場合**には、**運用容量拡大可能**と整理している。
- また、地域間連系線**隣接エリアの一部に影響範囲が限定される場合**、あるいは**広範囲に影響するが、発生確率が低い（N-2故障）**場合には、**条件付きで運用容量拡大可能**と整理。
- 最後に、**故障発生確率が高く（N-1故障）、需給ひっ迫エリア以外の広範囲に影響する場合は、運用容量拡大は困難**と整理している。

発生確率	連系線故障	問題となる制約と系統への影響		影響範囲 (小) → (大) 影響範囲		
				影響の範囲 (○ : リスクあり / - : リスクなし)		
				需給ひっ迫エリアのみに影響	連系線隣接エリアの一部に影響	広範囲に影響
(高)	N-1	熱容量 (周波数)	設備損壊回避のための連系分離	○※ 拡大可	-	○ 拡大困難
		同期安定性	発電機が連鎖脱調	-	-	○ 困難
		電圧安定性	一部の地域で電圧低下	-	○	-
(低)	N-2 ループ線路	周波数	周波数低下もしくは上昇	○※	-	○
		熱容量 (周波数)	N-1と同じ	○※ 拡大可	-	○
		同期安定性	同上	-	-	○
		電圧安定性	同上	-	○	-

条件付き
拡大可能

※ 系統の末端となるエリアが需給ひっ迫の場合

- 地域間連系線における緊急的な運用容量拡大スキームを踏まえて、地内系統に緊急的な運用容量拡大を適用した場合の論点について整理した。
- 今後、一般送配電事業者と連携のうえ、下記論点の検討を進めていくこととし、次回以降、本作業会へ検討結果を報告することとしたい。

地内送電線における緊急的な運用容量拡大の論点		21
<ul style="list-style-type: none"> ■ 地内送電線においても緊急的な運用容量の拡大スキームを整備する場合には、前章の地域間連系線のスキームを参考にすると、主に下表の論点が考えられる。 ■ 各論点については、今後、一般送配電事業者と連携のうえ検討を進めていくこととし、次回以降、検討結果について本作業会へ報告することとしたい。 		
項目	論点	
適用系統	【地内系統の適用範囲（電圧階級）】 エリア間補正融通を制限し得る基幹系統を適用範囲とすることでよいかどうか	
拡大スキーム	【需給ひっ迫時の追加供給力対策の優先順位】 地内送電線における緊急的な運用容量拡大の検討・実施順位の整理が必要か 【緊急時SCEDを活用した緊急的な運用容量の拡大スキーム】 緊急的にSCED機能による運用容量（熱容量制約）の拡大が必要になる場合のスキーム整理も必要か	
適用基準	【限界潮流超過時に故障発生した際の影響範囲（リスク）】 地域間連系線と同様とは限らないか（放射状・ループなどの違いで異なるか） 【適用基準の考え方】 地域間連系線と同様（発生頻度が高く、影響が広範囲の場合には、拡大不可）という考え方）でよいか	
承認者	【判断主体】 エリア間補正融通など、広域的な対応をすべて講じたうえでの運用容量拡大判断となることから、少なくとも、基幹系統の場合には、現行の地域間連系線と同様となるか	
情報公表	【情報公表者・項目】 承認者がHP上に現行の地域間連系線と同様の情報を公表することでよいかどうか	
事後検証	【事後検証者・項目】 少なくとも、基幹系統の場合には、広域的な対応をすべて講じたうえでの運用容量拡大判断であること、あらかじめ定める適用基準を満足していることなどを検証することとなるか	

短時間容量適用

- P.68～73では、主要論点No.2-1-1「連系線へ短時間容量を適用できるか」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
熱	短時間容量	2-1-1	連系線へ短時間容量を適用できるか	<p>現在、地域間連系線においては、連続容量超過時に短時間で潮流調整が困難であることから、連続容量を熱容量としている（本四連系線は短時間可能時間が4Hと長い為、下げ代不足時や夏季に限り短時間も採用されている）。今後、同時市場（次期中給）になれば、緊急時SCED機能により5分以内に潮流調整可能となることを踏まえれば、地域間連系線にも短時間容量を適用することが可能となるかどうか。</p> <p>➤ 今後、次期中給で具備される機能紹介、および当該機能を活用することによるN-1故障（2ルート連系の場合、N-2故障）時の短時間での潮流調整の実現性を報告</p>

検討結果

現状の短時間容量の適用状況や課題を整理するとともに、将来的な次期中給運開（あるいは同時市場導入）後の地域間連系線への短時間容量適用の可能性について検討した。

【現状の短時間容量の適用状況や課題】

- ・短時間容量適用には、**系統切替・出力調整と電源制限**といった手法の違いはあるが、いずれも**N-1故障発生時に設備の許容時間以内に、送電側の出力を抑制し、受電側の出力を増加させることで対応している**のは共通。
- ・地域間連系線はエリアを跨いだ運用となるため、**送電側の出力抑制・受電側の出力増加が短時間で実現可能かどうか**が、**地域間連系線への短時間容量適用の課題**となり、中国四国間連系線を除いて現状適用されていない。

【同時市場導入／次期中給運開後の短時間容量適用の可能性について】

- ・N-1故障発生時に、設備の許容時間以内に、送電側の出力抑制、受電側の出力増加を行うことで過負荷による損壊回避可能であれば、地域間連系線・地内系統問わず短時間容量適用は可能と考えられる
- ・将来的に、エリア跨ぎ（地域間連系線）・エリア内（地内系統）関係なく、**短時間で運用容量以内になるような潮流調整（SCED機能）が可能**になることで、送電側の出力抑制代及び受電側の出力増加代がある場合には**潮流調整に要する時間を許容できる過負荷領域（ex.100%～150%）までの拡大（適用）は期待できる**一方、**電源制限による対応が必要な過負荷領域（ex.150%～）までの短時間容量適用は慎重な検討を要する**

- 地内送電線では大宗のエリアにおいて、常時熱容量超過量に応じて、N-1事故時に10分～30分程度で潮流調整等を行うことを前提に、短時間容量（線種や条件等により異なる）を適用する運用を行っていた。
- また、潮流調整等に対応可能な短時間容量を超過する場合は、N-1電制等を適用することで対応していた。

地内系統への短時間容量適用の状況

13

- 地域間連系線への短時間容量の適用を検討するにあたって、まずもって各エリアにおける地内系統への短時間容量の適用状況について、一般送配電事業者にアンケートを行った。
- その結果、大宗のエリアにおいて、常時熱容量超過量に応じて、N-1事故時に10分～30分程度で潮流調整等を行うことを前提に、短時間容量（線種や条件等により異なる）を適用する運用を行っていた。
- また、潮流調整等に対応可能な短時間容量を超過する場合は、N-1電制等を適用することで対応していた。
- アンケートの結果、前述の短時間容量の概要・考え方と概ね同様（具体的な値は、線種や条件等により異なる）であることが確認できたため、基本的には地域間連系線に適用する際にも同様の考え方になるものと考えられる。

エリア	短時間容量（熱容量比）	許容時間	N-1電制適用条件
北海道	109%～115%程度	30分	短時間容量を超過する場合
東北	110%～140%程度	30分	N-1電制装置設置なし
東京	108%～114%程度	基準なし（年間累積値で管理）	短時間許容電流100%以上
中部	160%程度	10分程度	短時間容量を超過する場合
北陸	160%程度	10分以内	N-1電制装置設置なし（自動給電装置による過負荷解消を志向）
関西	135%～162%程度	10分	短時間容量を超過する場合
中国	110%～135%程度	30分	短時間容量を超過する場合（短時間で系統切替等が不可な場合含む）
四国	110%～140%程度	15分	短時間容量を超過する場合
九州	115%～130%程度	20分程度	N-1電制装置設置なし
沖縄	110%程度	30分	N-1電制装置設置なし

※1 夏季における基幹系統の架空送電線を想定してアンケートを実施（ケーブル等は対象外としている）。

※2 短時間容量（熱容量比）及び許容時間は、線種や周辺環境等によって大きく異なり、年間累積時間管理や線路毎の個別管理の場合もあるため、本結果はあくまで参考値であり、全ての設備に一律に適用することはできない。

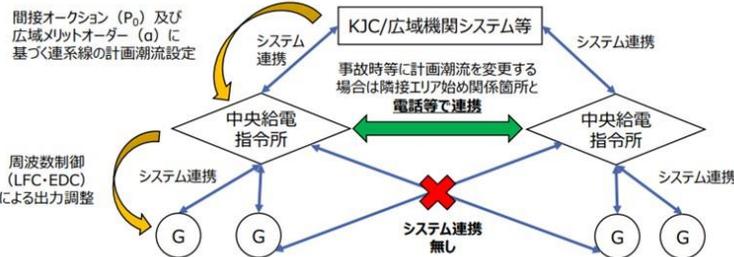
- N-1故障発生時に、**設備の許容時間以内に送電線の出力抑制、受電側の出力増加を行うことで過負荷による設備損壊回避**が可能であれば、地域間連系線・地内送電線問わず短時間容量適用は可能。
- 一方、**エリア内運用により、比較的短時間で系統切替・出力調整が可能な地内系統**と異なり、**地域間連系線はエリアを跨いだ運用となるため、短時間で潮流調整を行うことが困難**と考えられることから、基本的には短時間容量は適用されていない。
- 例外として、中国四国間連系線の熱容量等はケーブル区間で決定されており、短時間許容時間が4時間と比較的長いため、隣接エリアとの潮流調整も可能と判断し、120%程度に拡大している。

地域間連系線への短時間容量適用の課題

15

- 前述のとおり、N-1故障発生時に、設備の許容時間以内に、送電側の出力抑制、受電側の出力増加を行うことで過負荷による損壊回避が可能であれば、地域間連系線・地内系統問わず短時間容量適用は可能と考えられる。
- 一方、エリア内運用（オペレーション）により、比較的短時間（ex.30分以内）で系統切替・出力調整が可能な地内系統とは異なり、**地域間連系線はエリアを跨いだ運用となるため、送電側の出力抑制・受電側の出力増加が短時間で実現可能かどうか、地域間連系線への短時間容量適用の課題**となる。
- この点、現行の地域間連系線は、計画潮流（ $P_0 + a$ ）を設定の上、実潮流で偏差があると引き戻しを行う制御（LFCのTBC制御）であることから、潮流調整を行うには、計画潮流を変更（補正 P_0 を設定）する必要※があるものの、現状においては隣接エリア始め関係箇所と電話等で連携する必要があり、短時間（ex.30分以内）での実施が難しい（確実性を担保できない）ため、一部を除き地域間連系線には短時間容量が適用されていない。

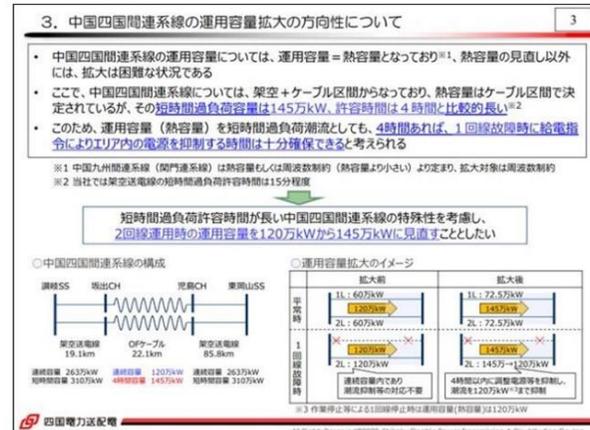
※ 計画潮流を変更しないまま出力抑制・増加を行っても、自動で元の計画潮流に引き戻されてしまうため。



一部の地域間連系線への短時間容量の適用例

18

- 前述のとおり、基本的には、地域間連系線は短時間で潮流調整することが困難なため、常時熱容量（100%）を熱容量等制約としているが、中国四国間連系線（架空+ケーブル）の熱容量等はケーブル区間で決定されており、短時間許容時間が4時間と比較的長いため、隣接エリア始め関係箇所と電話等で連携したうえでの潮流調整も可能と判断し、熱容量限度値を145万kW（120%）に拡大している適用例もある。



出所) 第27回系統ワーキンググループ (2020年11月18日) 資料1
https://www.msti.go.jp/shingikai/ensho/shoene-shiue/energy/keito_wg/pdf/027_01_00.pdf

- 同時市場導入や次期中給システム運開後は、系統制約を考慮した全国メリットオーダーに基づく需給制御 (SCED) が可能となる予定のため、短時間で潮流調整が可能になると考えられる。

同時市場導入や次期中給システム運開後の潮流調整の考え方

20

- 同時市場導入や次期中給システム運開後は、地域間連系線および各エリアの地内送電線の系統制約を同時に考慮した全国メリットオーダーに基づく需給制御 (SCED) が可能となる予定である。
- これはすなわち、**系統制約 (運用容量) さえ設定されていれば、エリア跨ぎ (地域間連系線) ・エリア内 (地内系統) 関係なく、また、隣接エリア始め関係箇所と電話等で連携する必要なく、短時間で (SCEDの計算自体は5分周期) 運用容量以内になるような潮流調整が可能になることと同義であると考えられる。**

4. 実装する機能に関する諸検討 (仕様統一案から発展する機能) 10

潮流制約を考慮した需給制御機能(EDC) (2/2)

- EDC仕様統一案では、広域需給調整システム (以下、KJC) の演算結果を参照し、各エリア中給にて需給制御や地内混雑管理を行うことを前提に検討。
- 次期中給システムでは、EDCの時間領域において全国一括で同時に最適化処理が可能となるため、地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を同時に考慮した全国メリットオーダー型の需給制御を実装する。
- なお、演算の収束性等の技術的な課題から、潮流制約を考慮する系統は各エリア上位2電圧^{※1}の基幹系統を対象とする方向。

※1 上位3電圧以下の送電線や大型電源等が連系する送電線等、演算を行うために必要な系統は模擬する。将来的な対象範囲の拡大可否については並行して検討する。

※2 詳細検討中
©Transmission & Distribution Grid Center

4. 実装する機能に関する諸検討 (仕様統一案から発展する機能) 11

<参考> 潮流制約を考慮した需給制御機能(EDC) (イメージ)

【KJCによる算定】
地域間連系線の混雑を考慮した全国メリットオーダー (地内混雑は未考慮)

【次期中給システムによる需給制御】
全国大での全体最適 (地域間連系線および各エリアの地内系統の混雑を同時に考慮し、混雑時は全国大の電源等で持ち替え)

【既設中給+再給システムによる需給制御】
エリア単位の個別最適 (地内混雑時はエリア内の電源等で持ち替え)

地内混雑をエリア内の電源等で持ち替えを実施 (G3:100㎾→G2:100㎾)

地内混雑を全国大の電源等で持ち替えを実施 (G3:100㎾→G1:100㎾)

©Transmission & Distribution Grid Center

■ 将来的に、短時間容量は前頁のSCEDによる潮流調整や電源制限等を行うことにより、適用可能であると考えられるため、引き続き検討を進めていくこととしたい。

将来的な短時間容量適用の可能性 (ex.100%~150%)

21

- N-1故障発生時に、設備の許容時間以内に、送電側の出力抑制、受電側の出力増加を行うことで過負荷による損壊回避が可能であれば、地域間連系線・地内系統問わず短時間容量適用は可能と考えられる。
- 前述のとおり、将来的には、短時間で運用容量以内になるような潮流調整が可能となる仕組み (SCED) が構築されることを踏まえ、送電側の出力抑制代及び受電側の出力増加代がある場合には、N-1故障発生時に当該送電線の運用容量を1回線運用容量 (熱容量等制約であれば、100%常時容量) に変更する仕組みを設けておけば、過負荷解消は可能になると考えられる。
- この点、海外においても同種の機能を緊急時SCED機能等で具備しており、同時市場や次期中給においても同様の対応が可能とも考えられるため、引き続き、一般送配電事業者とも連携の上、検討を進めていくこととしたい。

同時市場における考え方の方向性 (電源脱落の扱い)

29

- また、電源脱落後の潮流増加に伴う一時的な運用容量の超過については、現行の地域間連系線ならびにエリア内送電線ともに割り切っている (許容している) とする。
- 言い換えれば、電源脱落と送電線事故の同時発生 (N-2以上) は考慮しておらず、仮に電源脱落により一時的に運用容量を超過した場合は、その後の潮流調整により運用容量以内に回復させるといった考え方になる。
- この点について、海外では緊急時SCED機能等で対応しており、同時市場においても同じような対応 (緊急的なSCED計算) は可能と考えられる。
- このため、同時市場においても現在と同様、電源脱落による一時的な運用容量超過は許容する (割り切る) 方向で検討を進めてはどうか。

	地域間連系線	エリア内送電線	同時市場の方向性
電源脱落の扱い	初発と続発の同時発生 (N-2以上) は考慮しない (潮流増加による運用容量超過は許容)	地域間連系線と同じ	現行から変更なし

出所) 第60回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 資料3
https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/sagyukai/2023/files/chousei_sagyukai_60_03.pdf

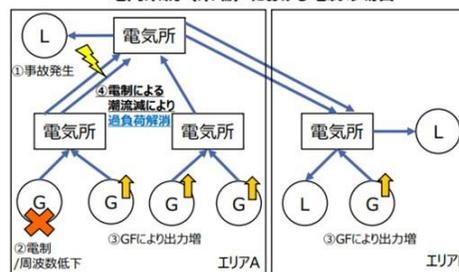
将来的な短時間容量適用の可能性 (ex.150%~)

22

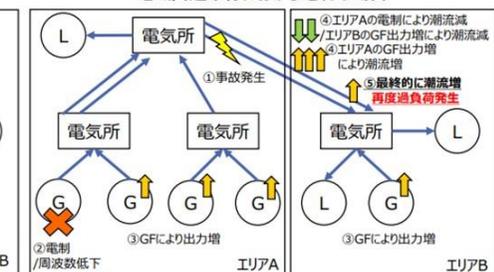
- 一方、前述の対応 (緊急時SCED) は、潮流調整に要する時間を許容できる過負荷領域 (ex.100%~150%) までの拡大 (適用) は期待できるが、それ以上の領域 (ex.150%~) になると電源制限による送電側の出力抑制 (遮断) が必要となる。
- しかしながら、電源制限による過負荷解消は、受電側の出力増加 (GF・LFC・EDC) も合わせて必要になるが、この点、地域間連系線*のように送電側 (エリア) が受電側に比べても相応に大きい場合、周波数制御 (特に自端制御のGF) による送電側の出力増加も相応に発生し、再度過負荷になる可能性も考えられる。
- これを防止するためには送電側の出力増加 (GF動作) 量を加味し、予め多めに電源制限することも考えられるが、その場合は周波数低下幅が拡大しN-1負荷制限に至る (N-1信頼度基準に抵触する) 懸念もあるため、これらの緊急時SCEDで対応できない過負荷領域 (ex.150%~) までの短時間容量適用は慎重な検討を要する。

※ 地内系統においても比較的系統規模が小さい末端系統以外は同様の問題が発生し得る。

地内系統 (末端) における電制の場合



地域間連系線における電制の場合



電源制限

- P.74～91では、主要論点No.2-2-1「N-1電制量上限の考え方は妥当か」、主要論点No.3-2-1「電制対象箇所のお考え方の整理が必要か（同期安定度）」、主要論点No.4-2-1「電制対象箇所のお考え方の整理が必要か（電圧安定性）」、主要論点No.5-3-1「電制対象箇所のお考え方の整理が必要か（周波数維持）」の整理をご紹介します。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
熱	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か	<p>N-1電制量を常時周波数変動（0.2Hz）に納める案が第28回広域系統整備委員会にて示された後、「流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針 第55条関連）におけるN-1電制の考え方について」で定めているが、0.2Hz以内でなければならない理由はあるか。</p> <p>また、エリア予備率を考慮する案も示され、同様に定められているが、単機最大脱落がどのエリアでも発生すると思えば、電制後のエリア予備率確保による上限も不要となるか。</p> <p>➤ 今後、過去の整理の経緯・背景を踏まえ、現状や将来の状況変化を見据えた場合にこれらの考え方の変更要否を整理し、報告</p>

検討結果

第5回本作業会のクライテリア（想定故障）の検討の中で、N-1故障における安定化（電制量上限）の考え方について、一般送配電事業者へアンケートを実施し、確認した。

また、第6回本作業会では、上記アンケートを踏まえながら、クライテリア（想定故障）の整理の中で、N-1故障における安定化（電制量上限）の合理的な考え方についても整理した。

N-1電制の起因事象（電制動作のきっかけとなる事故）がN-1故障であることを踏まえると、電制量上限の考え方についても**N-1信頼度基準に準ずるのが整合的**と考えられることから、**同期・電圧・周波数のN-1電制量上限については、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能としておくことが合理的**（N-1電制実施後に供給力不足に陥る可能性がある等事情があれば、エリアによっては単機最大ユニットを上限とすることも考えられる）。

また、N-1電制の起因事象ならびに電制後の影響（需給バランス）は、運用容量の制約要因（熱、同期、電圧、周波数）で大きく変わらないと考えれば、**熱におけるN-1電制量上限の考え方についても、上記と同様の考え方にする（現状の考え方から見直す）ことも考えられる。**

一方で、N-1熱電制の考え方は、設備形成の考え方にも大きく影響を与えること、ならびにN-1熱電制の対象や電制量については、N-1電制ガイドライン改訂含めた対応が必要となることから、関係する**広域系統整備委員会とも連携して、引き続き、検討を進めていく**こととする。

- 第6回本作業会において、同期・電圧・周波数におけるN-1故障における安定化(電制量上限)の考え方について整理した。
- N-1熱電制の考え方を同様の考え方にするかどうかについては、広域系統整備委員会とも連携して、引き続き検討を進めていくこととしたい。

N-1故障における安定化(電制量上限)の考え方について

24

- 現状(実態)は、熱以外のN-1電制が存在しない(必要としていない)エリアもあり、同期・電圧・周波数のN-1電制量上限の考え方は異なっているが、系統混雑の進展等で将来的には必要となるケースも考えられることから、何らかの統一的な考え方を定めておくことが望ましい。
- この点、N-1電制の起因事象(電制動作のきっかけとなる事故)がN-1故障であることを踏まえると、電制量上限の考え方についてもN-1信頼度基準に準ずるのが整合的と考えられることから、同期・電圧・周波数のN-1電制量上限については、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない(供給支障に至らない)量まで織り込み可能としておくことが合理的と考えられるのではないか。
- ただし、連系線の状況等で、N-1電制実施後に供給力不足に陥る可能性がある等事情があれば、エリアによっては単機最大ユニットを上限とすることも考えられる(単機最大脱落自体が同じN-1故障で発生することを踏まえれば、単機最大ユニット相当の電制量までは対応可能と考えられるため)。
- また、N-1電制の起因事象ならびに電制後の影響(需給バランス)は、運用容量の制約要因(熱、同期、電圧、周波数)で大きく変わらないと考えれば、熱におけるN-1電制量上限の考え方についても、上記と同様の考え方にする(現状の考え方から見直す)ことも考えられる。
- 一方で、N-1熱電制の考え方は、設備形成の考え方にも大きく影響を与えること、ならびにN-1熱電制の対象や電制量については、N-1電制ガイドライン改訂含めた対応が必要となることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き、検討を進めていくこととしたい。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、同期安定性の場合には、最も遮断量が小さい箇所が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➤ 今後、同期安定性制約拡大を目的とした電制を設置している一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

検討結果

第8回本作業会において、一般送配電事業者にアンケートを実施したうえで、制約要因毎の電源制限の考え方について整理した。

一般送配電事業者へアンケートをした結果、大宗がY法などのシミュレーション結果を踏まえ、**安定化効果の高い電源（高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源）を選定**していた。

また、電源制限が同期安定性に与える要素は以下が考えられる。

- **電制により送電線に流れる潮流が減少することで、発電機の相差角のねじれが緩和され、同期安定性が向上。**
- **安定化効果の小さい発電機を電制した場合は、送電線に流れる潮流は減少するものの、発電機の相差角のねじれは緩和されず、行き場を失ったエネルギーが発電機の加速に使われ、同期安定性が悪化。**

上記より、同期安定性維持のための安定化効果量の大小は、エリア毎の電源スペック（励磁装置やPSSなどの制御系含む）や系統構成によって左右されるため、熱容量のような単純な優先順位を定めることは困難であり、**電制対象の選定にあたっては、Y法やS法などのシミュレーション結果を踏まえ、安定化効果の高い電源を選定する必要があると整理**した。

- 第8回本作業会において、一般送配電事業者へアンケートを行い、電源制限における基本的な考え方を整理した。
- Y法などのシミュレーション結果を踏まえて、安定化効果の高い電源を選定していた。

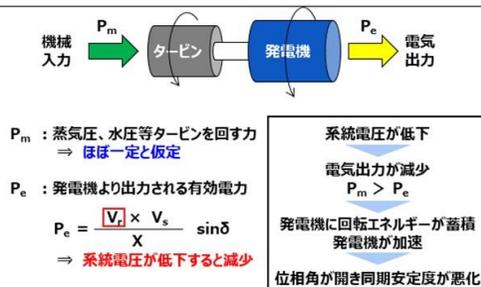
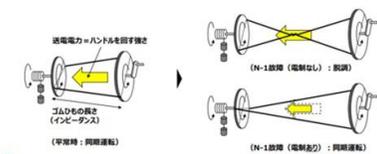
2. (現状認識) 制約要因における電制の考え方 (同期安定性制約)

9

- 定性的には、電制が同期安定性に与える要素は複数ある。
 - 電制により送電線に流れる潮流が減少することで、発電機の相差角のねじれが緩和され、**同期安定性が向上**。
 - 安定化効果の小さい発電機を電制した場合、送電線に流れる潮流は減少するものの、発電機の相差角のねじれは緩和されず、行き場を失ったエネルギーが発電機の加速に使われ、**同期安定性が悪化**。
- 上記より**同期安定性維持のための安定化効果の大小は、エリアごとの電源スベック(励磁装置やPSSなどの制御系含む)や系統構成によって左右される**ため、熱容量のような単純な優先順位を定めることは困難であり、電制対象の選定にあたっては、**Y法やS法などのシミュレーション結果を踏まえ、安定化効果の高い電源を選定する必要**があるか。

同期安定性制約を拡大するための方策 (電源制限) 33

- 電源制限は、先述の熱容量制約の拡大に効果的であることに加え、同期安定性の向上にも資する。
- N-1故障時に発電機が脱調する要因は、力学モデルで例えるゴム紐の長さが長くなった状態(インピーダンスが增大)でも、故障前と同じ長さでハンドルを回し続けることにある。
- 電制は、故障発生後、瞬時に発電機を電力系統から切り離す(発電機切離)ことで、ハンドルを回す力を故障前より弱めることができる。同期安定性の改善に効果的である。
- なお、適用基準や電制量目安等は、「2. 制約要因(熱容量)」の通りであるため、本意では省略する。



2. (現状認識) 制約要因における電制の考え方 (同期安定性制約)

10

- 一般送配電事業者へのアンケートの結果、同期安定性維持のための電制対象は、エリアの太宗がY法などのシミュレーション結果を踏まえ安定化効果の高い電源を選定している。
 - 地域間連系線
 - ✓ N-2故障(交流連系線2回線故障など)時の**同期安定性が制約要因となり得る連系線の両端エリア**(東北・北陸・中国・九州)において適用。
 - ✓ これらのエリアでは、基本的な考え方としては共通して**安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い、電氣的距離が遠い電源**を選定していたが、設備形成面での特徴(東北エリアでは、**異電圧ループ系統構成**しており、電制適用線路と電氣的距離が短く、**発電機容量が大きい電源**を選定)などを踏まえて違いが見られた。
 - 地内送電線
 - ✓ 同期安定性向上を目的とした電制装置は、N-1故障時で一部エリア(東京・中部・関西)、N-2故障時では、全エリアで適用。
 - ✓ 電制対象電源の選定の考え方は、太宗のエリアで**安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源**を選定。
 - ✓ 北海道エリアにおいては、想定故障による電制電源候補が単一の電源に限られるため、「未整理」となっているが、実質的には他エリアと同等の「安定化効果の高い電源を選定」と同義と考えられる。

(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (同期安定性) <地域間連系線> 11

- 地域間連系線においては、N-1故障（交流連系線1回線故障および直流連系設備停止）時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 他方、N-2故障（交流連系線2回線故障など）時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、同期安定性が制約要因となり得る連系線の両端エリア（東北・北陸・中国・九州）で「適用実績あり」であった。
- 基本的な考え方としては共通して安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い、電氣的距離が遠い電源を選定していたが、設備形成面での特徴（東北エリアでは、異電圧ループ系統構成しており、電制適用線路と電氣的距離が短く、発電機容量が大きい電源を選定）などを踏まえて違いが見られた。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	あり	なし	なし	あり	なし	あり	なし	あり
電制電源 選定方法	-	安定化効果の高い 電源 ^{※1,3}	-	-	安定化効果の高い 電源 ^{※1}	-	安定化効果の高い 電源 ^{※1}	-	安定化効果の高い 電源 ^{※1}
電制安定化効果 確認方法	-	Y法SIM	-	-	Y法SIM	-	Y法SIM	-	Y法SIM
実指令時の 電制電源・量の考え方	-	システム演算 ^{※2} により 電制量最小となる よう一送が選定	-	-	システム演算 ^{※2} により 電制量最小となる よう一送が選定	-	システム演算 ^{※2} により 電制量最小となる よう一送が選定	-	システム演算 ^{※2} により 電制量最小となる よう一送が選定
制御方法	-	系統安定化装置	-	-	系統安定化装置	-	系統安定化装置	-	系統安定化装置

※1 高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い（あるいは脱調傾向にある）、電氣的距離が遠い（内部相差角が大きい）を電制効果の高い電源として優先的に選定（所内電源喪失とならないよう発電所を選定しているエリアもあり）

※2 オンラインで系統情報を系統安定化装置に取り込み、都度安定度計算をすることによって万一の故障時に最小限の電源制限量で同期安定性が維持できる電源制限電源（電制量）を演算

※3 なお、異電圧ループ系統を構成している東北エリアにおいては、電制適用線路と電氣的距離が短く、発電機容量が大きい電源を安定化効果が高い電源と考えている。

(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (同期安定性) <地内送電線 1> 12

- 地内送電線においては、N-1故障時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、一部エリア（東京・中部・関西）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源の選定の考え方は、各エリアとも共通であり、安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源を選定している。
- 実指令時の電制電源・量の考え方としては、いずれのエリアもシステム演算等により系統状況等に応じた最低限の電制量となるよう電制対象を選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	あり	あり	なし	あり	なし	なし	なし
電制電源選定方法	-	-	安定化効果の高い電源※1	安定化効果の高い電源※1	-	安定化効果の高い電源※1,3	-	-	-
電制安定化効果確認方法	-	-	Y法SIM	Y法SIM	-	Y法SIM	-	-	-
実指令時の電制電源・量の考え方	-	-	システム演算により電制量最小となる電制対象の組合せを選定※5	システム演算※2により電制台数最小となるよう一送が選定	-	事前の検討※4により電制量が最小となるよう一送が選定	-	-	-
制御方法	-	-	系統安定化装置	系統安定化装置	-	保護RY	-	-	-

※1 高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い（あるいは脱調傾向にある）、電氣的距離が遠い（内部相差角が大きい）を電制効果の高い電源として優先的に選定

※2 オンラインで系統情報を系統安定化装置に取り込み、都度安定度計算をすることによって万一の故障時に最小限の電源制限量で同期安定性が維持できる電源制限電源（電制量）を演算

※3 関西エリアの場合、長距離の水力幹線の同期安定性が制約要因となっている箇所では、1ユニット単位の電制では改善効果も小さいため、安定化効果の高い線路を選定

※4 関西エリアの場合、保護RYで設備構築している為、事前のSim結果をもとに事故様相やキック潮流に応じた電制量となるよう整定

※5 各事故様相における安定度限界潮流（遮断目標量）を事前検討で確認し、リレ一整定することで事故様相に応じた電制量としている。なお、一部系統では電制パターンが単一のため、電制対象の組合せはしない場合がある。

(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (同期安定性) <地内送電線 2> 13

- 地内送電線においては、N-2故障時の同期安定性向上を目的とした電制装置は、全エリアで「適用実績あり」を確認した。
- 電制対象電源の選定の考え方は、大宗のエリアで安定化効果の高い電源として、高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源を選定している。
- 実指令時には、大宗のエリアがシステムのオンライン演算により電制量最小となる電制電源を選定しており、関西エリアでは事前に検討した事故様相や電制が必要となる潮流整定に応じた電制量を電制量最小となるよう選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり	あり
電制電源 選定方法	複数の電制電源を 設定していないため、 未整理	安定化効果の高い 電源※1	安定化効果の高い 電源※1	安定化効果の高い 電源※1	安定化効果の高い 電源※1	安定化効果の高い 電源※1,3	安定化効果の高い 電源※1	安定化効果の高い 電源※1	安定化効果の高い 電源※1
電制安定化効果 確認方法	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM	Y法SIM
実指令時の 電制電源・量の考え方	BGがあらかじめ 設定	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定	システム演算により 電制量最小となる 電制対象の組合せ を選定※5	システム演算※2によ り電制台数最小と なるよう一送が選定	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定	事前の検討※4によ り電制量が最小と なるよう一送が選定	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定	システム演算※2によ り電制量最小とな るよう一送が選定
制御方法	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置	保護RY	系統安定化装置	系統安定化装置	系統安定化装置

※1 高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い（あるいは脱調傾向にある）、電氣的距離が遠い（内部相差角が大きい）を電制効果の高い電源として優先的に選定

なお、電制により所内電源喪失とならないように複数ユニットの発電所を選定しているエリアや電制後に速やかに並列可能な電源（水力機、早期再並列の機能のある火力機）を優先するエリアもあり

※2 オンラインで系統情報を系統安定化装置に取り込み、都度安定度計算をすることによって万一の故障時に最小限の電源制限量で同期安定性が維持できる電源制限電源（電制量）を演算

※3 関西エリアの場合、長距離の水力幹線の同期安定性が制約要因となっている箇所では、1ユニット単位の電制では改善効果も小さいため、安定化効果の高い線路を選定している

※4 関西エリアの場合、保護RYで設備構築している為、事前のSim結果をもとに事故様相やキック潮流に応じた電制量となるよう整定

※5 各事故様相における安定度限界潮流（遮断目標量）を事前検討で確認し、リレー整定することで事故様相に応じた電制量としている。なお、一部系統では電制パターンが単一のため、電制対象の組合せはしない場合がある。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
電圧安定性	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、電圧低下の著しい箇所から離れた電源が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➤ 今後、電圧安定性制約拡大を目的とした電制を設置している一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

検討結果

第8回本作業会において、一般送配電事業者へアンケートを行い、電源制限箇所の考え方について整理した。

一般送配電事業者へのアンケートを行った結果、事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源や、安定化効果の高い電源（不安定な発電機や他発電機を安定にする効果や電制により系統電圧の改善が図れる発電機など）を選定したうえで、実指令時にはシステム演算により電制量最小となるよう電制電源を選定していることが確認された。

電源制限が電圧安定性に与える影響は以下のとおり。

- **電制により、送電線に流れる潮流が減少することで、送電線の無効電力消費が小さくなり、電圧低下が抑制されることで、電圧安定性が向上。**
- **電制により、事故後の電圧支持源である発電機が失われることで、電圧安定性が悪化する。**（主に、需要地点に近い発電機を遮断することにより電圧安定性が悪化。）

このため、電圧安定性維持のための電制対象の選定についても、同期安定性の場合と同様に、**Y法、L法やV法などのシミュレーションにより効果量の高い電源を選定する必要があると整理した。**

- 電圧安定性における電源制限の考え方について、電源制限により、送電線に流れる潮流が減少することで、送電線の無効電力消費が小さくなり、電圧低下が抑制される効果がある。
- 一方で、電源制限により、事故後の電圧支持源である発電機が失われることで、電圧安定性が悪化する可能性もあるため、Y法、L法やV法等のシミュレーション結果を踏まえて、安定化効果の高い電源を選定する必要がある。

2. (現状認識) 制約要因における電制の考え方 (電圧安定性制約)

14

- 定性的には、電制が電圧安定性に与える要素は複数ある。
 - 電制により、送電線に流れる潮流が減少することで、送電線の無効電力消費が小さくなり、電圧低下が抑制されることで、**電圧安定性が向上**。
 - 電制により、事故後の電圧支持源である発電機が失われることで、電圧安定性が悪化。主に需要地点に近い発電機を遮断することにより**電圧安定性が悪化**。
- 上記より、**電圧安定性維持のための電制対象の選定**についても、同期安定性の場合と同様に、**Y法、L法やV法などのシミュレーションなどにより効果量の高い電源を選定する必要がある**。

電圧安定性制約を拡大するための方策 (電源制限装置)

45

- N-1、N-2故障に伴い電圧不安定となる場合には、**電圧維持に貢献する電源を絞ると電源を制限することにより、故障除去後の健全線への潮流増加を抑制することができ、電圧安定性の拡大に効果的である**。
- 具体的には、関西中国間連系線において、N-2故障時に電圧調整を実施 (中国基幹系SSC) することで、電圧安定性制約を拡大しし事例が挙げられる。

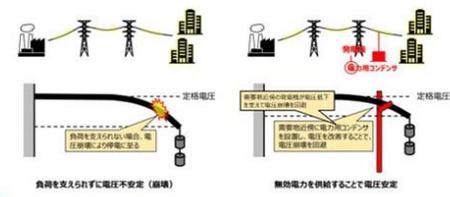


出所：2019年度 第4回電圧調整委員会 (2019年12月13日) 資料2(1)089

電圧安定性制約の概要 (1/3)

37

- 電力設備に現れる潮流と電圧の関係性は、おむり (負荷) と標のため (電圧) で例えられる。
- 潮流が増えれば (おむりが増えれば)、電力システムの電圧が低下する (標がたわむ) ため、これを支える力 (電圧調整装置 (コンデンサ等)) 等が必要となる。
- なお、電圧調整装置による効果は、広範囲に及ばないため、電圧低下の厳しい場所へ設置することが重要となる。



出所：一般財団法人電力中央研究所「電圧安定性」レポート(2015年) 10頁

2. (現状認識) 制約要因における電制の考え方 (電圧安定性制約)

15

- 一般送配電事業者へのアンケートの結果、電圧安定性維持のための電制対象は、適用エリアがY法やL法などのシミュレーション結果を踏まえ安定化効果の高い電源を選定している。
 - 地域間連系線
 - ✓ N-2故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、**電圧安定性が運用容量の制約要因となっている関西中国間連系線 (中国エリア) で適用**。
 - ✓ 電制対象電源の選定の考え方としては、**安定化効果の高い電源として、事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源を選定**。
 - 地内送電線
 - ✓ 電圧安定性向上を目的とした電制装置は、N-1故障時で一部エリア (中部・四国)、N-2故障時では、一部エリア (中部・中国) で適用。
 - ✓ 電制対象電源は、各エリアとも安定化効果の高い電源 (中部：電制により系統電圧の改善が図れる電源、中国：事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源、四国：潮流低減効果が大きい電源) を選定。

(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (電圧安定性) <地域間連系線> 16

- 地域間連系線においては、N-1故障（交流連系線1回線故障および直流連系設備停止）時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 地域間連系線においては、N-2故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、電圧安定性が運用容量の制約要因となっている関西中国間連系線（中国エリア）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源の選定の考え方としては、安定化効果の高い電源として、事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源を選定しており、実指令時には、電制量最小（事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定）となるよう電制電源を選定。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	なし	なし	なし	あり	なし	なし
電制電源選定方法	-	-	-	-	-	-	安定化効果の高い電源 ^{※1}	-	-
電制安定化効果確認方法	-	-	-	-	-	-	Y法・L法SIM	-	-
実指令時の電制電源・量の考え方	-	-	-	-	-	-	電制量最小となるよう一送が選定 ^{※2}	-	-
制御方法	-	-	-	-	-	-	系統安定化装置	-	-

※1事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な発電機を選定

※2事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定

(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (電圧安定性) <地内送電線 1> 17

- 地内送電線では、N-1故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、一部エリア (中部・四国) で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源の選定は、各エリアとも安定化効果の高い電源 (中部：電制により系統電圧の改善が図れる発電機、四国：潮流低減効果が大きい電源) を選定している。
- 実指令時には、システム演算により電制量最小となるよう選定 (加速度合いにより定められた電制順位)、四国は電制量最小となるよう選定 (ローカル系は時間的猶予がないため対象電源を一斉電制) している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	なし	なし	なし	あり	なし
電制電源選定方法	-	-	-	安定化効果の高い電源 ^{※1}	-	-	-	安定化効果の高い電源 ^{※4}	-
電制安定化効果確認方法	-	-	-	Y法・L法SIM	-	-	-	Y法SIM	-
実指令時の電制電源・量の考え方	-	-	-	システム演算 ^{※2} により電制台数最小となるよう一送が選定	-	-	-	電制量最小となるよう一送が選定 ^{※5}	-
制御方法	-	-	-	系統安定化装置	-	-	-	N-1電制装置	-

※1 Y法・L法シミュレーションを確認し、安定化の効果が大きい発電機を優先して選定 (基本的に、154kV以上に連系する不安定な発電機や他発電機を安定にする効果や電制により系統電圧の改善が図れる発電機などを選定)

※2 オンライン計算によって、基本的には、電制台数最小化を回り、過渡安定度と同じ加速度合いにより定められた電制順位により設定 (当該送電線では、過渡安定度と電圧安定性の効果が高い順位が同等となるため)

※3 N-1ガイドラインに基づく一般負担

※4 電制による潮流低減効果が大きい電源を設定

なお、ローカル系統に現状設置している装置は、発電機の新規連系に伴って電圧安定性の問題が生じたことに起因するものであり、新規で当該送電線以下のローカル系統に連系した発電機を電制対象に設定

※5 ローカル系統の電制装置は、電圧安定性の場合、時間的猶予がないため対象電源を一斉電制

(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (電圧安定性) <地内送電線 2> 18

- 地内送電線では、N-2故障時の電圧安定性向上を目的とした電制装置は、一部エリア (中部・中国) で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源は、各エリアとも安定化効果の高い電源 (中部：電制により系統電圧の改善が図れる電源、中国：事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源) を選定している。
- 実指令時には、中部はシステム演算により電制量最小となるよう選定 (加速度合いにより定められた電制順位)、中国は電制量最小となるよう選定 (事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定) している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	なし	なし	あり	なし	なし
電制電源選定方法	-	-	-	安定化効果の高い電源 ^{※1}	-	-	安定化効果の高い電源 ^{※4}	-	-
電制安定化効果確認方法	-	-	-	Y法・L法SIM	-	-	Y法・L法SIM	-	-
実指令時の電制電源・量の考え方	-	-	-	システム演算 ^{※2} により電制台数最小となるよう一送が選定	-	-	電制量最小となるよう一送が選定 ^{※5}	-	-
制御方法	-	-	-	系統安定化装置	-	-	系統安定化装置	-	-

※1 Y法・L法シミュレーションを確認し、安定化の効果が高い発電機※を優先して選定 (基本的に、154kV以上に連系する不安定な発電機や他発電機を安定にする効果や電制により系統電圧の改善が図れる発電機などを選定)
 ※2 オンライン計算によって、基本的には、電制台数最小化を図り、過渡安定度と同じく加速度合いにより定められた電制順位により設定 (当該送電線では、過渡安定度と電圧安定性の効果が高い順位が同等となるため)
 ※3 N-1ガイドラインに基づく一般負担
 ※4 事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な発電機を選定
 ※5 事故箇所毎に安定性向上の効果がある電源を必要最小限選定

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>周波数上昇系統で効果は一律と考えられるものの、熱容量と同じ電制対象箇所の考え方で問題ないか整理が必要か。</p> <p>➤ 今後、周波数上昇制約拡大を目的として電制を設置している一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

検討結果

第8回本作業会において、一般送配電事業者へアンケートを行い、電源制限箇所の考え方について整理した。

一般送配電事業者へのアンケートの結果、**電源容量が大きく電制による周波数維持効果が高い電源**を電制対象としているエリアが大宗であった。事故時の実指令時においては、他の制約要因における電制と同様、系統安定化システムによる演算により、**電制量最小となるよう電制電源を選定している**例が確認された。また、電制後の再並列に要する時間を考慮しているエリアもあった。

周波数維持（上昇側）の電源制限においては、電制後による発電機出力低下量の差に比べて、ガバナ応動による差は十分小さいと考えられるため、電制対象の選定については、**電源による周波数維持効果が高い電源**や、**再並列に要する時間の短い電源**といった観点で優先順位を設定する方向性を整理した。

（第8回本作業会 資料5）

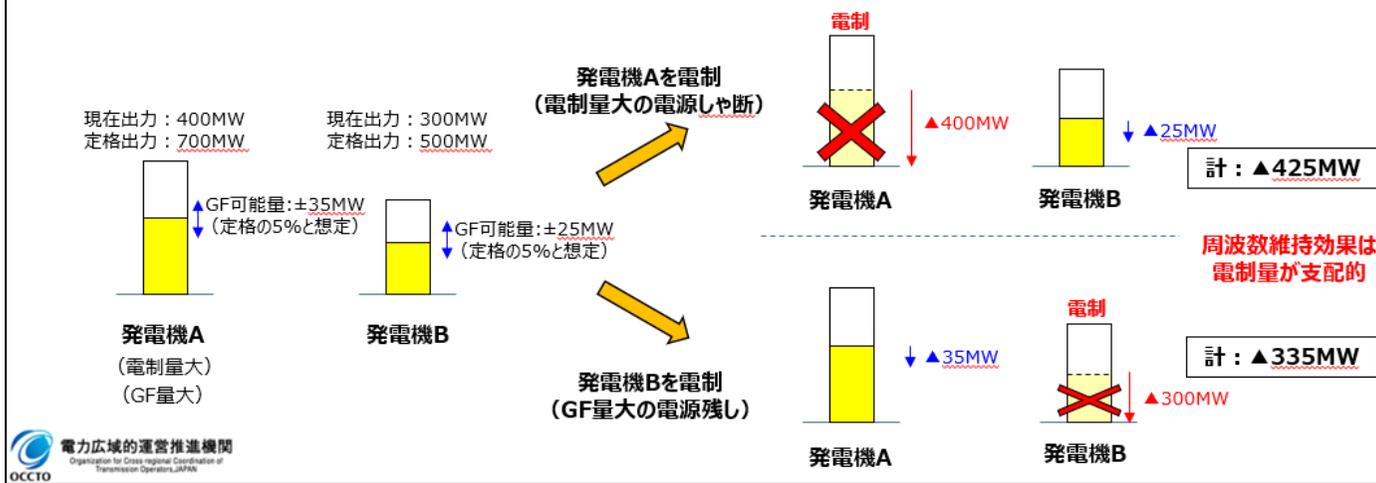
■ 周波数維持制約の電源制限の考え方について、発電機容量が大きく周波数維持効果の高い電源や再並列に要する時間の短さにより、優先順位を設定することを整理した。

2. (現状認識) 制約要因における電制の考え方 (周波数維持限度)

19

- 定性的には、電制が周波数維持（上昇側）に与える要素としては、速度調定率の違いによるGF量の差や、ガバナの時定数設定の違いによる応答速度の差があり、応答速度が早い電源を残した方が安定化には寄与するか。
- 定量的には、電制量に比べてガバナ応動による差は十分小さいと言えるか（下図参照）。
- 上記より、周波数維持（上昇側）のための電制対象の選定については、**シミュレーションを必要とせず、熱容量と同様に、周波数維持効果や再並列に要する時間の短さといった観点で優先順位を設定することでどうか**※。

※ 一般的に単独系統の規模であれば、周波数の安定化効果は電制量によって決まると考えられる。
(周波数の応動は、事故発生箇所と電制対象電源の電気的距離によらない)



(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (周波数維持) <地域間連系線> 21

- 地域間連系線においては、N-1故障（交流連系線1回線故障および直流連系設備停止）時の周波数向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 地域間連系線においては、N-2故障時の周波数向上を目的とした電制装置は、周波数維持限度が運用容量制約となる一部エリア（中部・北陸・四国・九州）で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源は、**周波数維持効果の高い電源として、容量が大きい電源**を優先的に選定している。
- 実指令時は、各エリアともシステム演算により電制量最小となるよう選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	あり	なし	なし	あり	あり
電制電源 選定方法	-	-	-	- ※1	周波数維持効果の 高い電源 ※2	-	-	周波数維持効果の 高い電源 ※2	周波数維持効果の 高い電源 ※2
電制安定化効果 確認方法	-	-	-	-	-	-	-	-	-
実指令時の 電制電源・量の考え方	-	-	-	システム演算により 電制台数最小となる よう一送が選定	システム演算 ※3により 電制量最小となる よう一送が選定	-	-	システム演算 ※4により 電制量最小となる よう一送が選定	システム演算に周 波数維持効果が高 い順に一送が選定
制御方法	-	-	-	系統安定化装置	系統安定化装置	-	-	系統安定化装置	系統安定化装置

※1 周波数安定化の観点で電制装置の設置は設置しておらず、同期安定性維持のため設置した電制対象を流用する

※2 電源容量が大きい発電機を周波数維持効果が高い電源として優先的に選定

※3 公平性や電制後の公衆安全や需給調整への影響も考慮

※4 再起動の再起動時間を考慮

※5 ただし、1回線故障の場合はN-1ガイドラインにもとづく一般負担

(参考) 一般送配電事業者へのアンケート結果 (周波数維持) <地内送電線> 22

- 地内送電線においては、N-1故障 (交流連系線1回線故障および直流連系設備停止) 時の周波数維持向上を目的とした電制装置は、すべてのエリアで「適用実績なし」であった。
- 地内送電線においては、N-2故障時の、主に分離系統の周波数維持を目的とした電制装置は、一部エリア (中部・北陸・九州) で「適用実績あり」であった。
- 電制対象電源は、**周波数維持効果の高い電源として、容量が大きい電源**を優先的に選定している。
- 実指令時は、各エリアともシステム演算により電制量最小となるよう選定している。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
電制適用実績	なし	なし	なし	あり	あり	なし	なし	なし	あり
電制電源選定方法	-	-	-	- ※1	周波数維持効果の高い電源 ※2	-	-	-	周波数維持効果の高い電源 ※2
電制安定化効果確認方法	-	-	-	-	-	-	-	-	-
実指令時の電制電源・量の考え方	-	-	-	システム演算により電制台数最小となるよう一送が選定	システム演算 ※3により電制量最小となるよう一送が選定	-	-	-	システム演算に周波数維持効果が高い順に一送が選定
制御方法	-	-	-	系統安定化装置	系統安定化装置	-	-	-	系統安定化装置

※1 周波数安定化の観点で電制装置の設置は設置しておらず、同期安定性維持のため設置した電制対象を流用する
 ※2 電源容量が大きい発電機を周波数維持効果が高い電源として優先的に選定
 ※3 公平性や電制後の公衆安全や需給調整への影響も考慮
 ※4 ただし、1回線故障の場合はN-1ガイドラインにもとづく一般負担

3. (将来課題) 広域な電制における電制対象の考え方

23

- 現状、多くの電制対象は想定事故発生エリア内の電源であり、エリア外の電源を電制対象としている（広域的な電制を実施している）ケースは一部のエリアに限られている。その理由としては以下が考えられる。
 - ① 電制による安定化効果が限定的（電圧安定性においては、他エリアの電源制限の効果が少ない等）
 - ② 電制量確保の必要性（エリア内の電源で電制量を十分確保可能でエリア外に拡大する必要がない等）
 - ③ 発電機情報の把握の困難さ（エリア外発電機の再起動時間等の諸元の入手が困難等）
- 他方、将来的に系統状況が大きく変化した場合の広域的な系統動揺現象等の課題に対し、広域的に電制対象を選定することで、より効果的・経済的に合理性の高い電源を選定出来る可能性がある。このため、広域的な電制の考え方についても整理する必要がある。
- ただし、実現には新たなシステム構築が必要となるため、この点も踏まえて検討を進める。

同期安定性の低下補填

- P.92～96では、主要論点No.3-3-1「将来的な同期安定性の低下を補う方策はあるか」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	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あるか	<p>将来的な再エネ大量導入等に伴い、電力系統内の非同期電源比率が高まることで、中期的な運用容量への影響（運用容量低下）が顕在化し得る可能性が調整力等委で報告されていることを踏まえ、当該影響を補う方策についての検討が必要か。</p> <p>▶ 既存の技術で効果的と考えられる電源制限装置等を活用した対策効果の見通しについて、次回以降、本作業会にて報告する。</p>
検討結果				
<p>第6回本作業会において、N-1故障およびN-2故障における安定化の考え方について整理し、各想定故障における電源制限の考え方（電制量上限の考え方等）を整理した。（共通・クライテリアを参照）</p>				
<p>N-1故障：技術的に可能かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能としておく</p> <p>N-2故障：系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする</p>				
<p>また、第7回本作業会において、中西安定度のようなエリア間を跨いだ同期安定性に関しては、社会的影響を勘案の上、技術的に可能であれば、広域的な電源制限や負荷制限についても有効な低下補填対策になりうることをご紹介した。</p> <p>加えて、同期調相機やSTATCOMといった故障発生中の系統電圧維持に貢献し、同期安定性の改善が期待できる主回路機器の設置も考えられるが、これら機器の設置および保守には相応のコストが必要となるため、同期安定性の改善効果と対策コストを考慮した上で、機器の設置要否について検討する必要がある。</p>				
<p>（第6回本作業会 資料5、第7回本作業会 資料4）</p>				

- また、第6回本作業会のクライテリアの検討の中で、N-1故障、N-2故障の安定化の考え方（電制量上限の考え方等）についても整理した。
- N-2故障においては、系統安定化装置による電制または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う**負荷制限を許容した運用（類型II または類型IV）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とすることを整理した。**

N-2故障における安定化（系統制御の組み合わせ）の考え方について

28

- 現状のN-2故障時の事故波及防止は、系統安定化装置によって電制を行う方法と、部分的な脱調を許容し脱調分離リレーによる発電機解列を行う方法の二通りに分かれ、エリア毎に差異が見られた。
- これらの方法は、コストや事故確率等、様々な要因を勘案すると、どちらかが常に合理的な選択とはならないため、N-2故障における安定化では、**状況に応じてそれぞれ（電制・脱調分離リレー）を使い分けること**としてはどうか。
- また、系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）については、許容する（実質電制量の上限がなく、制約要因としない）エリアと、許容しない（電制量上限により制約要因になる）エリアがそれぞれ存在するが、将来のことを考えると、何らか統一的な考え方を定めておくことが望ましい。
- この点、安定化制御の起因事象（電制動作のきっかけとなる事故）がN-2故障であることを踏まえると、系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）についても、N-2信頼度基準に準ずるのが整合的と考えられることから、**系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）については、社会的影響を勘案の上、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、負荷制限との組み合わせも許容可能としておくことが合理的と考えられるのではないか。**
- 上記については、言い換えると、系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型II または類型IV）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とすることを指す。

（参考）N-2故障における安定化方法の類型（イメージ）

29

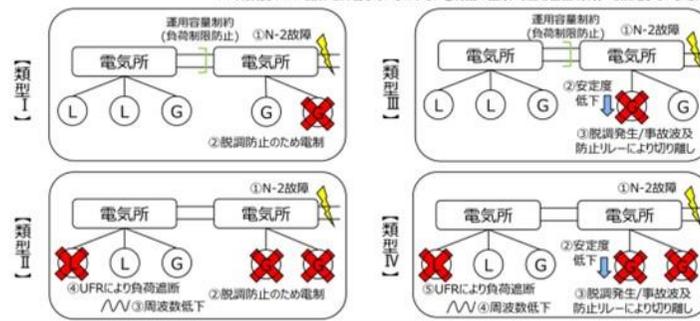
（参考）N-2故障における安定化方法の類型（イメージ）

22

- アンケート結果から、N-2故障における安定化の考え方としては大きく4類型が見受けられ、イメージは下図のとおり。

	類型I	類型II	類型III	類型IV
電制/脱調	安定化電制により脱調防止		局所的脱調はリレーで事故波及防止（電制はなし）	
負荷制限	UFR動作を許容しない	UFR動作を許容	UFR動作を許容しない	UFR動作を許容
運用容量	電制可能量によって決定	運用容量制約なし*	脱落許容量により決定	運用容量制約なし

※ 稀頻度のUFR動作を許容しているだけで、電制量の上限（運用容量制約）を設定している場合もある。



N-1故障における安定化(電制量上限)の考え方について

24

- 現状(実態)は、熱以外のN-1電制が存在しない(必要としていない)エリアもあり、同期・電圧・周波数のN-1電制量上限の考え方は異なっているが、系統混雑の進展等で将来的には必要となるケースも考えられることから、何らかの統一的な考え方を定めておくことが望ましい。
- この点、N-1電制の起回事象(電制動作のきっかけとなる事故)がN-1故障であることを踏まえると、電制量上限の考え方についてもN-1信頼度基準に準ずるのが整合的と考えられることから、**同期・電圧・周波数のN-1電制量上限については、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない(供給支障に至らない)量まで織り込み可能としておくことが合理的と考えられるのではないか。**
- ただし、連系線の状況等で、N-1電制実施後に供給力不足に陥る可能性がある等事情があれば、エリアによっては単機最大ユニットを上限とすることも考えられる(単機最大脱落自体が同じN-1故障で発生することを踏まえれば、単機最大ユニット相当の電制量までは対応可能と考えられるため)。
- また、N-1電制の起回事象ならびに電制後の影響(需給バランス)は、運用容量の制約要因(熱、同期、電圧、周波数)で大きく変わらないと考えれば、熱におけるN-1電制量上限の考え方についても、上記と同様の考え方にする(現状の考え方から見直す)ことも考えられる。
- 一方で、N-1熱電制の考え方は、設備形成の考え方にも大きく影響を与えること、ならびにN-1熱電制の対象や電制量については、N-1電制ガイドライン改訂含めた対応が必要となることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き、検討を進めていくこととしたい。

- また、第7回本作業会において、中西安定度のようなエリア間を跨いだ同期安定性に関しては、社会的影響を勘案の上、技術的に可能であれば、**広域的な電源制限や負荷制限についても有効な低下補填対策になりうる**ことをご紹介した。
- 加えて、**同期調相機やSTATCOMといった故障発生中の系統電圧維持に貢献し、同期安定性の改善が期待できる主回路機器の設置**も考えられるが、これら機器の設置および保守には相応のコストが必要となるため、同期安定性の改善効果と対策コストを考慮した上で、機器の設置要否について検討する必要がある。

将来的な中西安定度の維持・向上対策 (1 / 2)

25

- そのため、将来的な中西安定度の悪化に対しても、まずは系統制御（電源制限および負荷制限）の適用により、中西安定度の維持・向上を図るのが基本になると考えられる。
- この際、中西安定度はエリア間を跨いだ事象であること、ならびに第6回本作業会（2025年3月14日）でお示したN-2故障における安定化の考え方を踏まえ、社会的影響を勘案の上、技術的に可能であれば、広域的な電源制限（広域電制）と負荷制限との組み合わせ※も許容可能としておくことが考えられる。
- 今後、将来的に中西安定度の悪化が顕在化した際には、上記の考え方に基づく中西安定度の維持・向上対策について検討していくこととしてはどうか。

※ まずは送電インピーダンスが増大する故障への適用が考えられるが、技術的には東向き潮流が増大する電源線ルート断故障への適用も考えられる。

N-2故障における安定化（系統制御の組み合わせ）の考え方について 28

- 現状のN-2故障時の事故波及防止は、系統安定化装置によって電制を行う方法と、部分的な脱調を許容し脱調分離リレーによる発電機解列を行う方法の二通りに分かれ、エリア毎に差異が見られた。
- これらの方法は、コストや事故確率等、様々な要因を勘案すると、どちらかが常に合理的な選択とはならないため、N-2故障における安定化では、状況に応じてそれぞれ（電制・脱調分離リレー）を使い分けることとしてはどうか。
- また、系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）については、許容する（実質電制量の上限がなく、制約要因としない）エリアと、許容しない（電制量上限により制約要因になる）エリアがそれぞれ存在するが、将来のことを考えると、何らかの統一した考え方を定めておくことが望ましい。
- この点、安定化制御の起因事象（電制動作のきっかけとなる事故）がN-2故障であることを踏まえ、系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）についても、N-2信頼度基準に準ずるのが整合的と考えられることから、**系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）については、社会的影響を勘案の上、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、負荷制限との組み合わせも許容可能としておくことが合理的と考えられるのではないが。**
- 上記については、言い換えると、系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅲまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とするを指す。

出所) 第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2025年3月14日) 資料4
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyokai_6_05.pdf

将来的な中西安定度の維持・向上対策 (2 / 2)

26

- また、中西安定度の更なる維持・向上対策としては、例えば同期調相機やSTATCOMといった故障発生中の系統電圧維持に貢献し、同期安定性の改善が期待できる主回路機器の設置も考えられるところ。
- ただし、これら機器の設置および保守には相応のコストが必要となるため、機器の設置要否については、中西安定度の改善効果（混雑解消）と対策コストを考慮した上で検討する必要があると考えられる。

【参考】同期調相機 12

<特徴>

- 無負荷の同期電動機と同じであり、無効電力を調整することで電圧維持が可能
- 同期速度で回転しているため慣性力があり、周波数変化に応じて慣性力を出力
- 火力発電所のタービンを切り離せば同期調相機として使用可能

<課題>

- 回転機のため、保守コストが大きい

【参考】STATCOM (スタットコム) 16

<特徴>

- 半導体スイッチによる無効電力制御により電圧を調整
- 電圧を維持することにより、同期化力が向上

<課題>

- 慣性力改善効果はなし

同期化力 = $\frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta$

vを増加させることで同期化力は増加

出所) 送配電網協議会HP「同期電源の減少に起因する技術的課題」
<https://www.tdpc.jp/information/docs/5bc445f2c046a78e881ec2d4dd13a619b1285fe.pdf>

中西安定度

- P.97～103では、主要論点No.3-1-1「中西 θ を運用容量の制約へ追加すべきか」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の制約へ追加すべきか	<p>中西60Hz系統は長距離くし形系統であり、東向き潮流の重潮流化で同期安定性が不安定になりやすい傾向（西系統の送電線N-2事故や中系統の電源脱落事故が発生すると系統間脱調に至る可能性）がある。上記事象を防止するため、中西θ（九州の西側ノードから中国の東側ノードまでの位相差）が上限（限界値）に至らないように監視しており、超過時には持替え運用を行っている実態がある。</p> <p>一方、持替え運用は混雑処理（再給電）と同義であり、同時市場においてはSCUCで一括処理することが効率的と考えられるところ、中西θという指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、管理方法やSCUCへの組み込み方等について検討を進める必要がある。</p> <p>➤ 今後、中西地域における中西θを考慮した運用実態（必要性）を紹介いただいた上で、事務局にて運用容量の制約要因とする場合の考え方（管理方法等）を整理・検討する</p>

検討結果

- 第7回本作業会において、中西安定度の運用実態や課題を紹介したうえで、運用容量制約への反映について下記のとおり整理を行った。
- 中西θについては、同時市場で検討されている**SCUC・SCEDロジックによる広域大の混雑処理の枠組みの中で運用・管理していくことが効率的**と考えられる。
 - **中西安定度は同期安定性制約の一つとして扱うことが本来的**であり、**現在の運用どおり中西θ（位相差）により管理**する。また、**運用目標値については安定限度値からFRINGE相当分を控除した値とする**（中西安定度における将来のFRINGEの考え方については改めて検討）。
 - **中西安定度の運用容量制約への反映については、中西安定度（中西θ）に関する制約式を組み込むことで実現できる可能性が**ある一方で、技術的な実現可否等については要検討。
 - 将来的な中西安定度の維持・向上対策については、広域電制と負荷制限との組み合わせも含めて検討していく（同期調相機やSTATCOMといった主回路機器の設置も考えられる）。

（第7回本作業会 資料4）

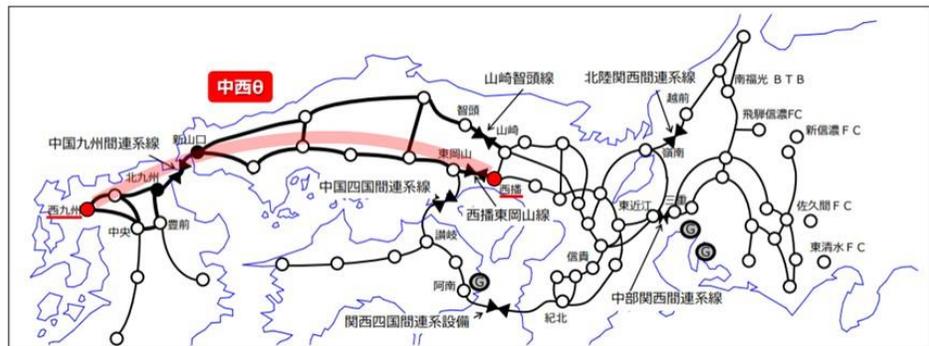
- 中西60Hz系統は長距離交流くし形系統であり、大きな擾乱（大規模な電源脱落や基幹系統送電線のルート断事故）が発生した場合に、エリア間を跨いだ長周期電力動揺が発生し、同期安定性が不安定となる（中西全体の系統間脱調が発生する）可能性がある（これを**中西安定度**という）。
- そのため、**西九州変電所（九州）と西播変電所（関西）の500kV母線電圧の位相差を中西θと呼称し、実運用において、中西θが運用目標値※を超過しないよう監視・調整を行っている。**
- 実運用において中西θが運用目標値を超過する場合、または超過が継続する場合は、現状は稀頻度であるものの、必要に応じて中国以内の電源持替を実施し、運用目標値以下とする運用を行っている。

※九州～関西の基幹送電線ルート断故障や脱落規模の大きい電源線のルート断故障等を想定故障とし、必要に応じて電源制限や負荷制限を織り込んで目標値を設定

中西安定度の運用実態（1 / 3）

8

- また、中西安定度は、電氣的な位相角重心である関西エリアと大きく振動する九州エリアの位相角差に相関がある（位相差が大きくなると不安定になりやすい）ことが経験則的に分かっている。
- これを踏まえ、**西九州変電所（九州）と西播変電所（関西）の500kV母線電圧の位相差を中西θと呼称し、中西系統の同期安定性に対する指標としており、また、事前のシミュレーション結果に基づき、中西θの運用目標値を設定し、**実運用において中西θが運用目標値を超過しないよう監視・調整を行っている。****



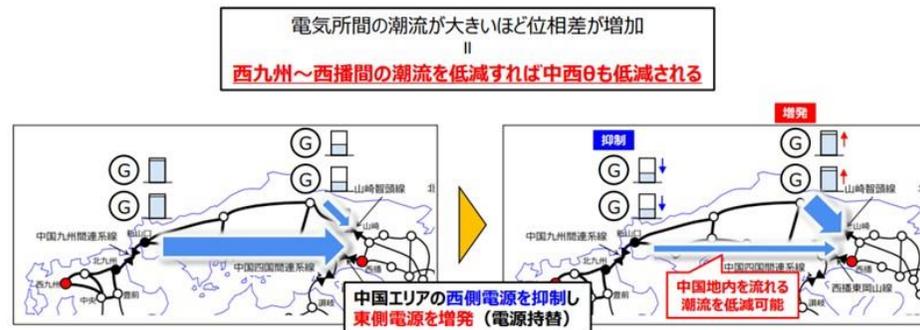
出所) 2024年度 第4回運用容量検討会 (2025年2月12日) 資料1-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyououryou/2024/files/unyououryou_2024_4_2.pdf

中西安定度の運用実態（3 / 3）

11

- 中西θの運用目標値は、九州～関西の位相差が大きくなるよう（東向き重潮流となるよう）、系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から地内送電線の実績潮流などを踏まえて、メリットオーダーに近い電源稼働を想定※している。
- 実運用において中西θが運用目標値を超過する場合、または超過が継続する場合は、現状は稀頻度ではあるが、必要に応じて中国地内の電源持替を実施し、中西θを運用目標値以下とする運用を行っている。

※これに加えて、中地域の電源線潮流をパラメータとして変化させ、実際の電源線潮流に応じて適用可能な弾力運用θ算出の上、適宜活用（中西θが弾力運用θ以下であれば電源持替を不要とする等）している。（詳細は次頁参照）



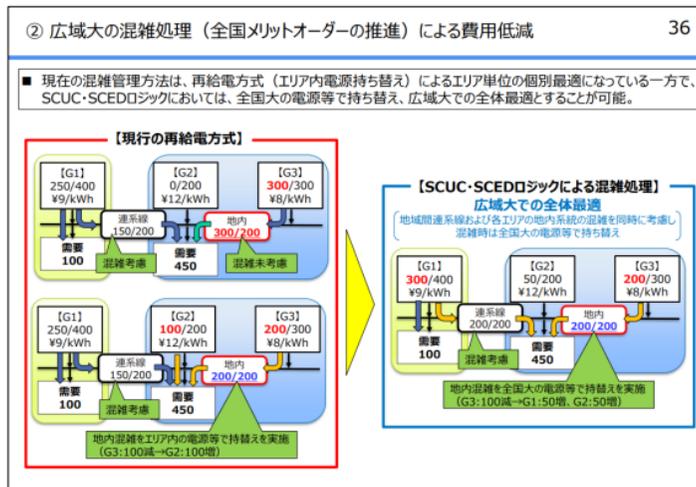
出所) 第7回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2025年4月22日) 資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2025/files/unyououryouougayoukai_7_04.pdf

- ただし、現状の中西θに関する電源持替は、混雑処理（再給電）と同義であり、全国大の電源持替による全体最適とはなっていない状況である。
- この点、将来的には、**同時市場で検討されているSCUC・SCEDロジックによる広域大の混雑処理の枠組みの中で中西θを運用・管理していくことが効率的**と考えられる。

中西安定度における課題（1 / 2）

13

- 前述の通り、実運用において中西θが運用目標値を超過する場合は、中国地内の電源持替により、中西θを運用目標値以下とする運用を実施している一方、この電源持替の運用は混雑処理（再給電）と実質的に同義であり、エリア単位での個別最適になっているものの、全国大の電源持替による全体最適とはなっていない状況である。
- この点、**同時市場ではSCUC・SCEDロジックによる広域大の混雑処理が検討されており、中西θについてもその枠組みの中で運用・管理していくことが効率的**と考えられるため、中西θという指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、その管理方法やSCUC・SCEDロジックへの組み込み方法について検討が必要と考えられる。



出所) 第3回同時市場の在り方等に関する検討会 (2023年10月23日) 資料3
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/doji_shijo_kento/pdf/003_03_00.pdf

- 中西安定度は同期安定性制約の一つとして扱うことが本来的であり、その管理指標としては、現在の運用通り、中西θ（位相差）を用いることが合理的である。
- 中西安定度（中西θという指標）の運用容量への反映については、SCUC・SCEDロジックの制約条件に中西安定度に関する制約式を組み込むことで実現できる可能性がある。
- 他方で、SCUC・SCEDロジックに制約条件を追加する上では、技術的な課題（制約条件を追加に伴う解の収束性の悪化や、計算時間の増加等）があると考えられるため、引き続き一般送配電事業者とも連携して検討を進めることとする。

中西安定度の運用容量制約としての位置付け（1 / 2）

16

- 運用容量の決定要因には、熱容量制約、同期安定性制約、電圧安定性制約および周波数維持制約の4種類があり、このうち最も小さい限度値を運用容量としている。
- このうち、同期安定性は電力設備の故障発生時に発電機間の同期運転を安定的に維持可能かどうかを評価するものであり、中西安定度についても同期安定性制約の一つとして扱うのが本来的であると考えられる。

2. 算出方法 188

①電力システム季節（夏・冬・その他）毎に昼間/夜間別に模擬。
 ②九州・中国から関西・中部への潮流を模擬。
 [計画潮流をベースに運用容量一杯まで潮流を増加]
 ③想定故障で安定であることを確認。
 ④九州から中国への潮流を模擬（夏夜間、冬夜間）
 ⑤中国九州間連系線を潮流限度値（熱容量限度値にフリンジを加えた潮流）まで増加
 ⑥想定故障で安定であることを確認。
 不安定であれば、安定となる中国九州間連系線の潮流を算出。

4. 検討結果（3） 195

想定故障 A のシミュレーション波形（発電機位相角）

東向き計画潮流 ± 50 k W 増加
 （中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流：運用容量上限）

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/unyouyoryou/2024/files/unyouyoryou_2024_4_2.pdf

中西安定度の運用容量制約への反映（2 / 3）

21

- 具体的には、電気所間の位相差θは、簡易的に $\theta \approx X * P$ （X:送電線リアクタンス、P:当該送電線を通る潮流）で計算することができるため、一例として、「西九州から西播までの $\sum(X * P) \leq$ 中西θの運用目標値」となる制約条件を組み込むことで、中西θが運用目標値を超過しないような、SCUC・SCEDロジックでの電源起動・出力配分（超過時は電源持替）が可能になると考えられる。

位相差の簡易計算

位相差：θ_A - θ_B = θ ≈ X * P

中西安定度に関する制約式の一例

西九州から西播までの各区間の位相差を合計して中西θを算出

$$\begin{aligned} \text{中西}\theta &= \theta_{\text{西九州-青森}} + \dots + \theta_{\text{東岡山-西播}} \\ &= X_{\text{西九州-青森}} * P_{\text{西九州-青森}} + \dots + X_{\text{東岡山-西播}} * P_{\text{東岡山-西播}} \leq \text{中西}\theta \text{運用目標値} \end{aligned}$$

まとめと今後の進め方

28

- 今回、中西安定度の運用実態や課題を踏まえ、運用容量制約への反映について、下記のとおり整理を行った。
 - 同時市場ではSCUC・SCEDロジックによる広域大の混雑処理が検討されており、中西 θ についてもその枠組みの中で運用・管理していくことが効率的と考えられる
 - 中西安定度は、同期安定性制約の一つとして扱うことが本来的であり、その際、中西 θ （位相差）を用いて管理を行い、また、運用目標値については安定限度値からフリンジ相当分を控除した値とする（中西安定度における将来のフリンジの考え方については改めて検討）
 - 中西安定度の運用容量制約への反映については、中西安定度（中西 θ ）に関する制約式を組み込むことで実現できる可能性がある一方で、技術的な実現可否等については要検討
 - 将来的な中西安定度の維持・向上対策については、広域電制と負荷制限との組み合わせも許容可能としておくことが考えられる（同期調相機やSTATCOMといった主回路機器の設置も考えられる）

- こうした将来の中西安定度にかかわる課題については、引き続き、一般送配電事業者とも連携の上、検討を進めていくこととしたい。

将来的な中西安定度の維持・向上対策 (1 / 2)

25

- そのため、将来的な中西安定度の悪化に対しても、まずは系統制御（電源制限および負荷制限）の適用により、中西安定度の維持・向上を図るのが基本になると考えられる。
- この際、中西安定度はエリア間を跨いだ事象であること、ならびに第6回本作業会（2025年3月14日）でお示したN-2故障における安定化の考え方を踏まえると、社会的影響を勘案の上、技術的に可能であれば、広域的な電源制限（広域電制）と負荷制限との組み合わせ※も許容可能としておくことが考えられる。
- 今後、将来的に中西安定度の悪化が顕在化した際には、上記の考え方に基づく中西安定度の維持・向上対策について検討していくこととしてはどうか。

※ まずは送電インピーダンスが増大する故障への適用が考えられるが、技術的には東向き潮流が増大する電源線ルート断故障への適用も考えられる。

N-2故障における安定化（系統制御の組み合わせ）の考え方について

28

- 現状のN-2故障時の事故波及防止は、系統安定化装置によって電制を行う方法と、部分的な脱調を許容し脱調分離リレーによる発電機解列を行う方法の二通りに分かれ、エリア毎に差異が見られた。
- これらの方法は、コストや事故確率等、様々な要因を勘案すると、どちらかが常に合理的な選択とはならないため、N-2故障における安定化では、状況に応じてそれぞれ（電制・脱調分離リレー）を使い分けることとしてはどうか。
- また、系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）については、許容する（実質電制量の上限がなく、制約要因としない）エリアと、許容しない（電制量上限により制約要因になる）エリアがそれぞれ存在するが、将来のことを考えると、何らかの統一的な考え方を定めておくことが望ましい。
- この点、安定化制御の起因事象（電制動作のきっかけとなる事故）がN-2故障であることを踏まえると、系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）についても、N-2信頼度基準に準ずるのが整合的と考えられることから、系統制御の組み合わせ（電源制限+負荷制限）については、社会的影響を勘案の上、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、負荷制限との組み合わせも許容可能としておくことが合理的と考えられるのではないかと。
- 上記については、言い換えると、系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とすることを指す。

出所) 第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年3月14日）資料5
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyokai_6_05.pdf

出所) 第7回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年4月22日）資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2025/files/unyoyouryousagyokai_7_04.pdf

電圧安定性

- P.104～114では、主要論点No.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」の整理をご紹介します。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
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	<p>関西中国間連系線では、電圧安定性が運用容量の決定要因となっており、その限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性（故障後の二次系統電圧の回復による低め解への移行や調相資源の投入等を模擬できないため、一定程度尤度を持たせたうえで0.9PUとも考えられる）を説明できるかどうか。</p> <p>地内の電圧安定性の判定方法として、V法など他の計算ツールを用いているエリアもあることから、判定方法の違いについて、現在、送配電網協議会にて調査を進めている、負荷の電圧特性等も踏まえた合理的な説明ができるか。</p> <p>また、将来的な短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➤ 今後、各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握した上で、負荷の電圧特性等を勘案し、算出・評価方法として妥当な説明が可能かについて整理結果を報告 その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する</p>

検討結果（継続検討）

各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握し（第2回）、各エリアの電圧安定性判定方法の考え方を整理（関西中国間連系線における限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性含）し、故障直後の系統負荷の電圧特性が概ね定電流特性であることを前提に、各判定方法の妥当性を評価・整理した（第8回）。なお、系統負荷の電圧特性の調査結果や非同期（インバータ）電源の不要解列に伴う影響等を踏まえ、必要に応じて、判定方法を見直すことを検討し、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。

	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (実感より)	定電流 (実感より)	定電力相当 (リスク)	定電流 (実感より)	定電流・定電力の中間 (リスク)	定電力 (リスク)
電圧調整	変圧器タップ 調相操作 発電機AVR	非考慮 (楽観) 非考慮 (リスク)	非考慮 (楽観) 非考慮 (リスク)	非考慮 (楽観) 非考慮 (リスク)	考慮 (実感より) 考慮 (実感より)	考慮 (実感より) 考慮 (実感より)
判定断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後20分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解
判定基準	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上	低め解領域に至らない (ノーズ端電圧から一定の裕度なし)	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上
エリア実態 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性 定電力特性	一定の裕度 裕度大と想定	複数の裕度 一定の裕度	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度 裕度なくギリギリ

※3 ノーズ端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (楽観)	定電流 (楽観)	定電力相当 (実感より)	定電流 (楽観)	定電流・定電力の中間 (楽観)	定電力 (実感より) 故障から数分程度後想定
電圧調整	変圧器タップ 調相操作 発電機AVR	故障直後の系統負荷特性が定電力特性に近づく場合、原理上、電圧調整の動作を考慮する時間的裕度がない				
判定断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後20分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解
判定基準	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上	低め解領域に至らない (ノーズ端電圧から一定の裕度なし)	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上	ノーズ端電圧付近 ^{※3} 以上
エリア実態 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性 定電力特性	一定の裕度 ギリギリ or NG	複数の裕度 裕度大と想定	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度 裕度なくギリギリ

※ ノーズ端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

■ 第2回本作業会（2024年8月29日）では、地域間連系線・地内送電線の限界潮流判定方法について、電圧安定性が運用容量の決定要因となる関西中国間連系線における算出・判定方法（電中研L法（潮流計算ツール）により、1ルート断後の定格電圧が90%以上あるかどうかで安定性を判定）の他、**他の地域間連系線あるいは地内送電線では別ツール（Y法・V法）を用いた算定（判定）を行っている差異（特徴）を紹介した。**

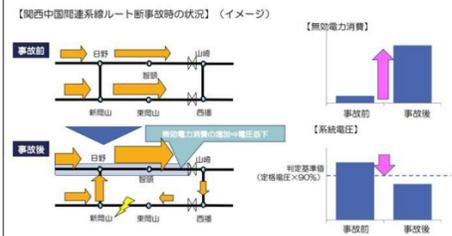
地域間連系線制約の差異（特徴） 2 / 3

17

- 関西中国間連系線は2ルートで連系しており、N-2故障（1ルート断）時は健全ルート側の潮流増加により、無効電力消費が急増し、大きな電圧低下が発生するため、L法（潮流計算ツール）により、1ルート断後の定格電圧が90%以上あるかで判定し、**電圧安定性制約の限界潮流を算定している。**
- 上記について、他の地域間連系線あるいは後述する地内系統では別ツール（Y法・V法）を用いた算定（判定）を行っているといった差異（特徴）を踏まえ、**電圧安定性制約の妥当な算定方法（判定基準）は何か（場合によっては、いずれかの合理的な方法に見直すことができるか）深掘り検討することも考えられる。** ⇒No.4-1-1に反映

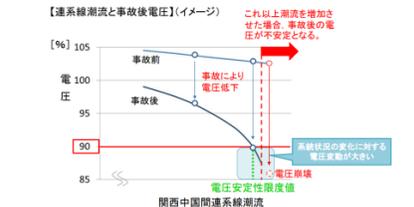
<参考> 関西中国間連系線の電圧安定性の考え方 139

- ▶ 関西中国間連系線のルート断事故時は、健全ルート側の潮流増加により無効電力消費が急増するため、主要系統の電圧が低下する。
- ▶ 主要系統の電圧が大幅に低下すると、大規模停電に至るおそれがあるため、電圧を安定的に維持できる（事故後の電圧が定格の90%以上となる）連系線潮流の最大値を運用容量に設定。（詳細は2016年度第3回運用容量検討会資料2を参照）



(参考) 判定基準を主要系統の電圧が90%以上とする理由 ⑥

- 判定基準は事故時にお客さまへ影響を与えないよう設定しています。
- 母線電圧が定格電圧の90%以下に低下した領域はPVカープのノーズ端付近であり、微少な系統状況の変化が電圧に与える影響は大きいことから、電圧安定性を確保するためには、90%以上の電圧の維持が必要と考えています。



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/unyouyousyoku/2023/unyouyousyoku_2023_5_haifu.html
 出所) 2016年度 第3回運用容量検討会(2016年9月16日) 資料2
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyousyoku/2016/160927_unyouyousyoku_3_haifu.html

各地内系統制約の基本的な考え方・差異（特徴） 1 / 2

24

- 各地内系統制約の基本的な考え方は下表のとおりであり、「各制約要因に特化した算定ツール（方法）を用いて、N-1・N-2故障の想定故障に対してクワイアリア（信頼度基準）を満足するよう制約（限界潮流）の算定を行っている」という点においては、地域間連系線と同様の考え方であった。
- 一方で、想定故障（故障様相）の考え方や、算定ツール（方法）において、地域間連系線あるいは各エリア間で差異（特徴）が見受けられるため、**これらの考え方の差異は合理的か（場合によっては、いずれか合理的な方法に見直すことができるか）深掘り検討することも考えられる。** ⇒No.1-1-1他に反映

赤字：地域間連系線との違い

制約要因	ツール（方法）	想定故障	再開路	判定基準
熱容量等	算術式 L法	1回線停止に至る故障 2回線停止に至る故障	-	健全回線の熱容量以内
同期安定性	Y法	1cct1q1LGO 2cct2q3LGO 1cct3q3LGO 母線3q3LGO 2cct3q6LGO等	失敗考慮：5社 1cct1q1LGO 2cct2q3LGO 2cct3q4LGO 2cct3q6LGO等	発電機内部相差角が収束傾向にあること
電圧安定性	L法：4社 V法：4社 Y法：4社 その他：2社 ※複数ツールを用いて算定しているエリアあり	同上	-	・L法により各変電所母線電圧が適用電圧以上（0.9PU等）であること ・V法により算出したノーズ端から一定の尤度があること ・Y法波形により母線電圧が収束すること
周波数低下	系統特性定数	2回線停止に至る故障 (1ルート断故障)	-	・電源線ルート断時等に、負荷制限等を考慮して、59.0Hzを下回らないように検討（常時周波数変動±0.2Hzを考慮） ・UFRによる周波数維持を期待するため、制約値を設けない（系統特性定数使用なし）

■ 第8回本作業会（2025年6月13日）では、前頁の各判定方法の特徴を整理のうえで、**現行の系統負荷の電圧特性が定電流特性であることを前提**とした場合の妥当性を下表のとおり評価した（詳細は次頁以降を参照）。

判定方法の妥当性・限界潮流超過リスクの考え方（定電流特性を前提）

38

- 故障直後の系統負荷が**定電流特性であることを前提とすれば**、定性的には、判定方法①-1・②-1が最も裕度が少ないものの、いずれも裕度を織り込んでいる。（裕度の関係※2：①-2、①-3、②-2、②-3> ①-1≒②-1）
- この点、電圧安定性については、フリンジ（GF・LFC）による限界潮流超過があったとしても、下表いずれの判定方法でも一定の裕度があることから、電圧安定性制約における**限界潮流超過は許容できる**と考えられるのではないかと。

※1 ①-2、①-3、②-2、②-3は、当該制約による**系統混雑が予見される場合には、実態よりの判定方法への見直しに向けた検討が必要**と考えられる。
 ※2 次頁のとおり、定量的に「①-3>②-1」の関係にあることから、全体的な傾向が上記のとおりであることを確認した。

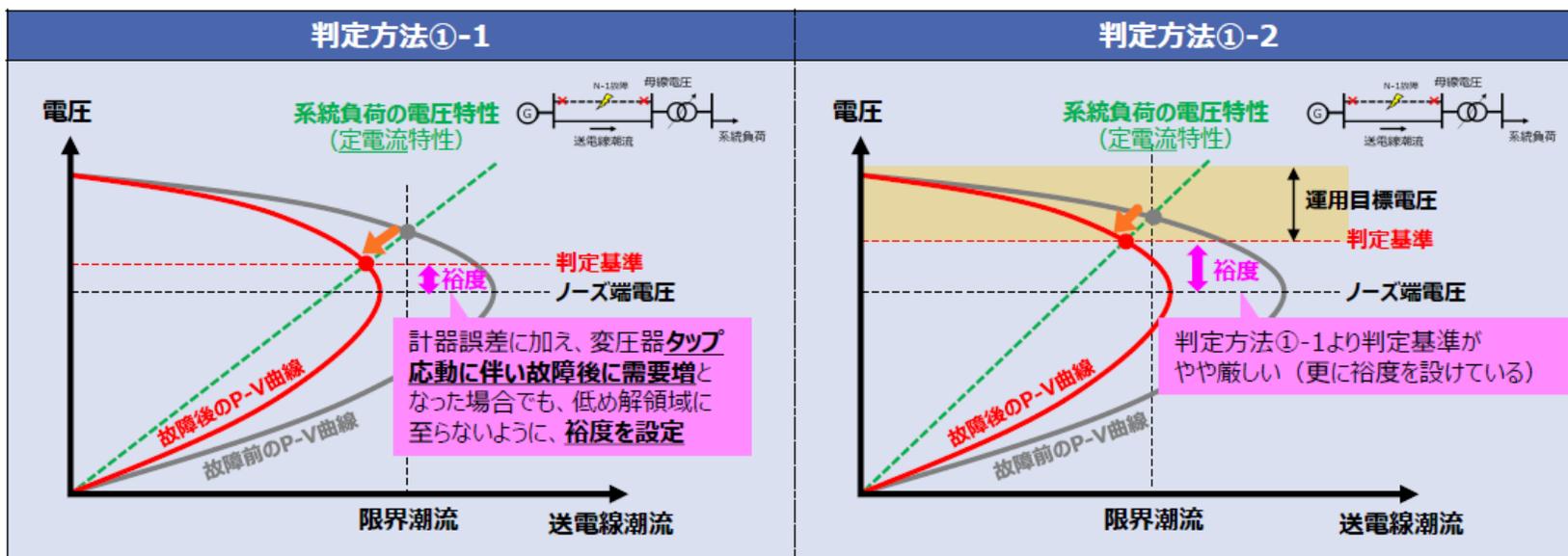
	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (実態より)	定電流 (実態より)	定電力相当 (リスク)	定電流 (実態より)	定電流・定電力の中間 (リスク)	定電力 (リスク)
電圧調整	変圧器タップ	非考慮 (楽観)	非考慮 (楽観)	考慮 (実態より)	考慮 (実態より)	考慮 (実態より)
	調相操作	非考慮 (リスク)	非考慮 (リスク)	非考慮 (リスク)	考慮 (実態より)	考慮 (実態より)
	発電機AVR	考慮 (実態より)	考慮 (実態より)	考慮 (実態より)	考慮 (実態より)	考慮 (実態より)
判定断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後20分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解	故障発生後数分程度の電圧解
判定基準	ノーズ端電圧付近※3以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近※3以上	低め解領域に至らない (ノーズ端電圧から一定の裕度なし)	ノーズ端電圧付近※3以上	ノーズ端電圧付近※3以上
エリア実態 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性	一定の裕度	複数の裕度	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度
	定電力特性	ギリギリ or NG	裕度大と想定	一定の裕度	ギリギリ or NG	裕度なくギリギリ

※3 ノーズ端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

判定方法①-1・①-2:電中研Y法による判定方法(定電流特性)

33

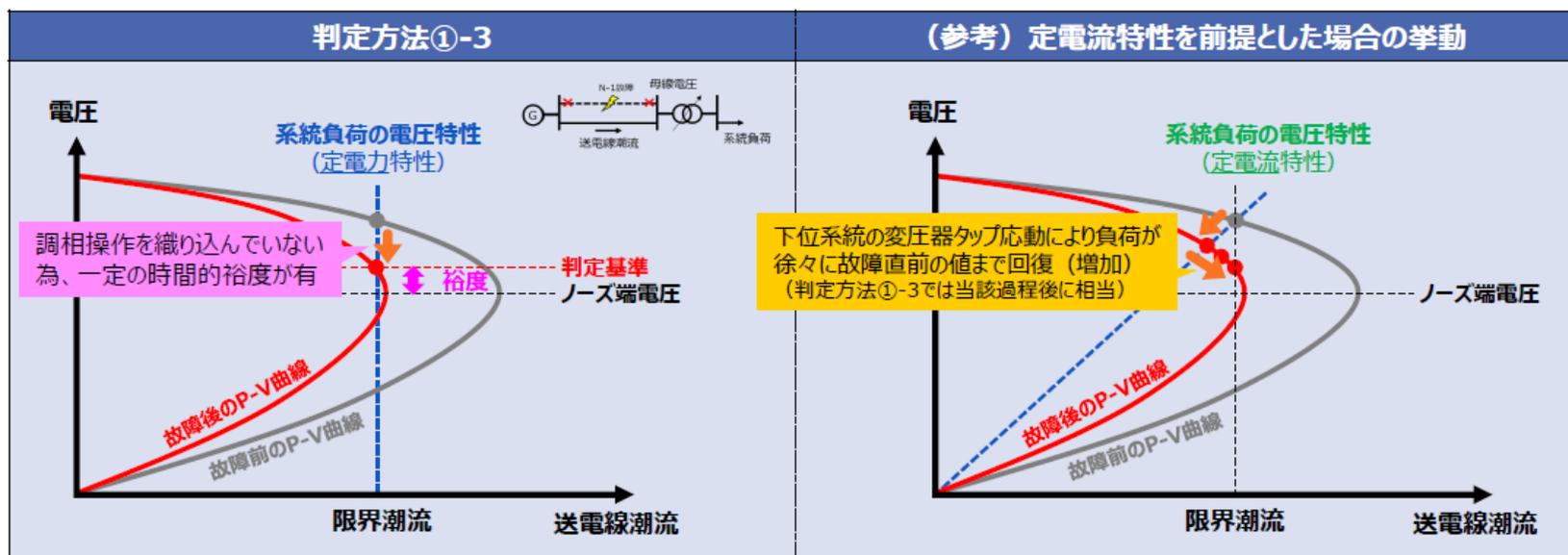
- 判定方法①-1・①-2は、故障直後の系統負荷の電圧特性を定電流特性として設定したうえで、故障直後(～数秒程度)にP-V曲線と系統負荷の電圧特性の交点から求まる電圧解で電圧安定性を判定している。
- 判定方法①-1は、下位系統の変圧器タップ応動に伴い、故障後、徐々に需要増となった(電圧低下の進行が進んだ)場合にも低め解領域に至らないように、故障直後の電圧解がノーズ端電圧(計器誤差等も考慮)より高い値(ex.定格90%以上など)であることを判定基準としている。(このレベル感については後ほど検証)
- 他方、判定方法①-2では、故障直後の電圧解が運用目標電圧を下回らないことを判定基準としており、判定方法①-1に比べて、更に裕度を設けた判定方法と考えられる(裕度の関係:①-2>①-1)。



判定方法①-3: 電中研L法による判定方法 (定電力特性相当)

34

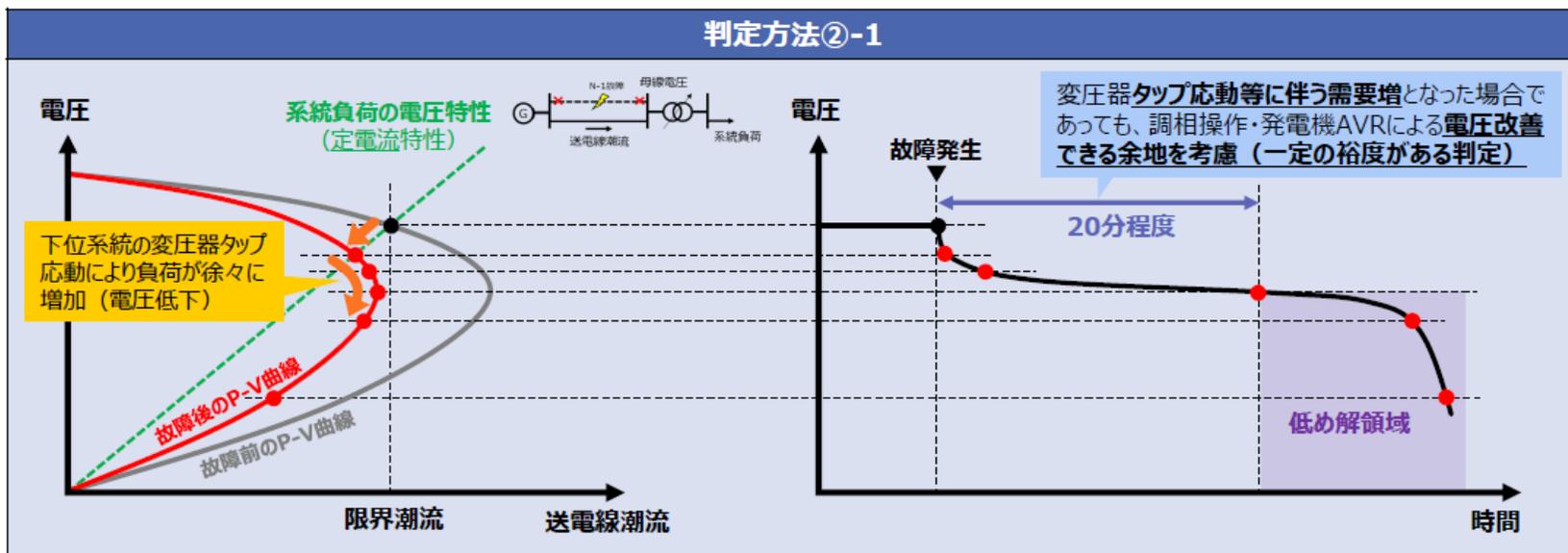
- 電中研L法は、故障による電圧低下に伴う需要減少が考慮されない（設定不可）といった特徴があるため、求まる電圧解は、故障直後の系統負荷の電圧特性を**定電力特性として設定したうえで、P-V曲線と系統負荷の電圧特性の交点から求まる電圧解に相当**する。
- これは故障発生後、下位系統の変圧器タップ応動によって需要が徐々に回復（増加）する中、**調相操作なしで数分～数十分程度経過した際の電圧解**に該当するため、実態としては調相操作を織り込まないことによる裕度を設けていることに相当すると考えられる。
- そのうえで、判定方法①-1と同様の裕度（電圧解がノーズ端電圧より高い値であることを判定基準）も設けているため、**判定方法①-1に比べ厳しめの判定方法と考えられる**（裕度の関係：①-3 > ①-1）。



判定方法②-1: 電中研V法による判定方法 (定電流特性)

35

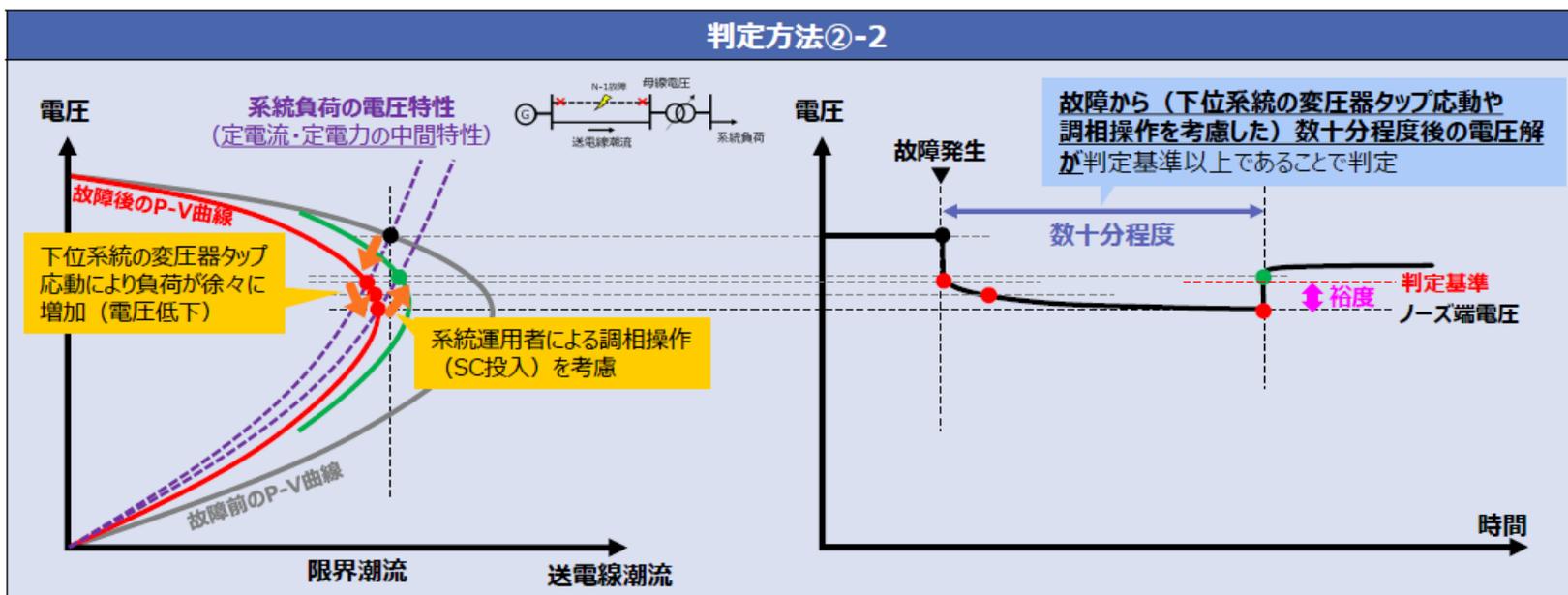
- 判定方法②-1の場合、故障直後の系統負荷の電圧特性を定電流特性とし、下位系統の変圧器タップ応動や発電機AVRを模擬し、**故障後20分程度の電圧解が低め解領域に至らないことを判定**している。
- これは、故障後に下位系統の変圧器タップ応動に伴い需要が徐々に回復（増加）した場合であっても、20分程度**調相操作なしで低め解領域に至らなければ、系統運用者の調相操作等によって電圧改善可能と考えているため**であり、調相操作を織り込んでいない分、一定の裕度がある判定方法と言える。
- 上記理由は、判定方法①-1で故障直後の電圧解がノーズ端電圧より高い値であることを判定基準としている理由と同じであるため、理屈の上では同程度の厳しさの判定方法と考えられる（裕度の関係：①-1≒②-1）。



判定方法②-2: 電中研V法による判定方法 (定電流・定電力の中間特性)

36

- 判定方法②-2は、故障直後の系統負荷の電圧特性を定電流・定電力の中間特性として設定したうえで、**故障から（下位系統の変圧器タップ応動や調相操作を考慮した）数十分程度後の電圧解が**ノーズ端電圧（計器誤差等も考慮）より高い値（ex. 定格90%以上など）であることを判定基準としている。
- つまり、判定方法②-2の場合、判定方法②-1における調相操作を織り込んでいないことによる裕度はないものの、**ノーズ端電圧から一定の裕度を設けており**、更に（仮に定電流特性が正しい場合は）**系統負荷の電圧特性面でも裕度を設ける**判定方法と考えられる（裕度の関係：②-2 > ②-1・②-3）。



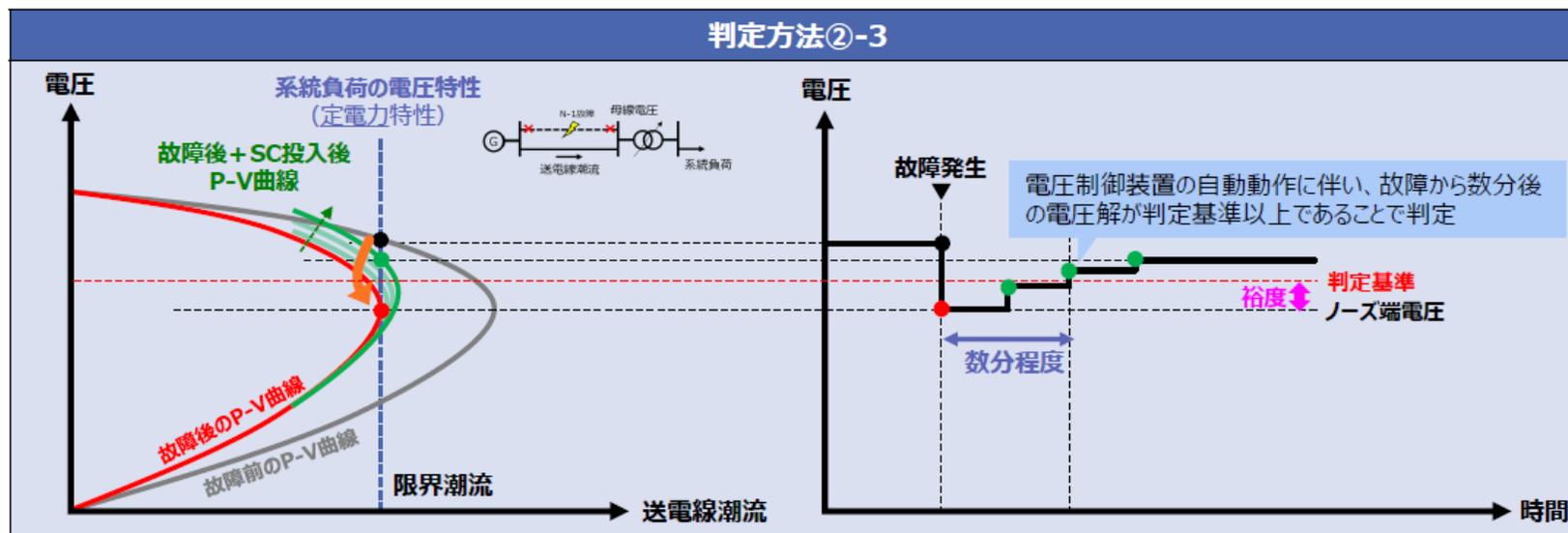
判定方法②-3 : VQCシミュレーションによる判定方法 (定電力特性)

37

- 判定方法②-3では、故障直後の系統負荷の電圧特性を定電力特性※1として設定したうえで、**故障から数分程度後の電圧解がノーズ端電圧以上 (計器誤差等を考慮) であることで判定**している。
- 故障直後の電圧解がノーズ端電圧であったとしても、需要増加がなければ、数分後にはVQC動作により判定基準電圧以上に改善できると考えられ、この場合、**故障直後の電圧解の有無で判定していることに近い**と考えられ、(仮に定電流特性が正しい場合) 電圧特性面での裕度を設けた方法と言える (裕度の関係: ②-3 > ②-1)。
- なお、現時点では、電圧安定性に余裕があるため、一定の裕度を織り込んだ効率的な判定を行っているが、今後、電圧安定性が制約要因となる場合には、より精緻と考えられている判定方法※2へ見直すことが予定されている。

※1 VQCによる変圧器タップ・調相設備の動作、発電機PSVR・AVRの動作をふまえて、故障から数分後の系統負荷の電圧特性を想定して設定。

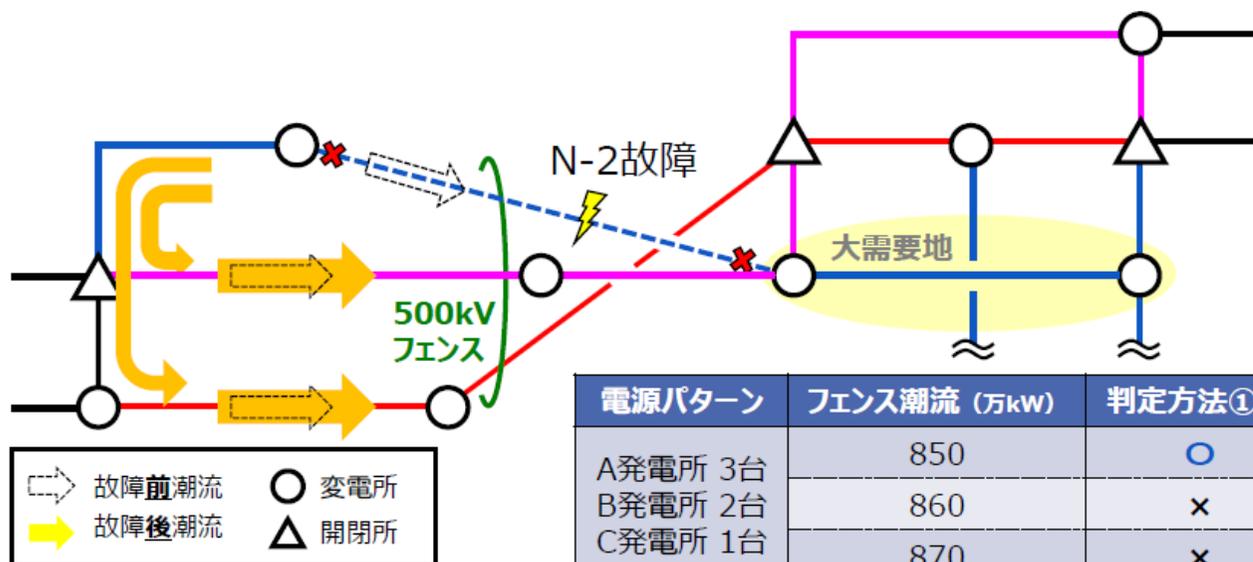
※2 現時点では、故障直後の系統負荷の電圧特性を定電流特性とし、数分後に定電力特性に移行する設定としたうえで、ピーク需要からの更なる需要増加を模擬し、ノーズ端電圧時潮流に計器誤差等を考慮した潮流を限界潮流として判定 (算出) 予定 (あくまでも予定のため、本資料における妥当性評価の対象外)。



(参考) 判定方法①-3と判定方法②-1の比較

39

- 判定方法①-3は、故障後の変圧器タップ応動等に伴い徐々に需要が回復（増加）した場合でも、調相操作なしで低め解領域に至らないよう定電力特性を設定し、更に判定基準も高めにしているが、**実際の変圧器タップ応動等に伴う電圧低下の進行に相当するかは不明**であった。
- 今回、関西エリアの500kV送電線フェンスにおける電圧安定性の限界潮流を、判定方法①-3と判定方法②-1で判定（算出）した結果、10万kW程度の差を確認した（①-3の方が算出される限界潮流が小さくなる）。
- したがって、判定方法①-3は、**故障発生から20分程度の間、系統運用者による調相操作なしで低め解領域に至らないレベルより、やや裕度を織り込んだ判定方法であることが確認**できた（裕度の関係：①-3 > ②-1）。



電源パターン	フェンス潮流 (万kW)	判定方法①-3	判定方法②-1
A発電所 3台	850	○	○
B発電所 2台	860	×	○
C発電所 1台	870	×	×

- 現在、送配電網協議会にて「系統負荷の電圧特性」の調査を進めており、仮に定電力特性となる場合には、現行の判定方法では、限界潮流を適切に算出できない可能性も考えられる。
- また、故障点近傍の非同期（インバータ）電源の不要解列に伴う影響は、引き続き、調整力等委とも連携しながら検討を深掘りしているところ。
- このため、本作業会では、上記の調査結果や非同期（インバータ）電源の不要解列に伴う影響を踏まえ、判定方法の見直しを検討し、そのうえで、**運用容量が低下する場合には、さらに運用容量低下を補う方策についても検討し、結果を報告する。**

判定方法の妥当性・限界潮流超過リスクの考え方（定電力特性を考慮）

40

- 他方で、前述の整理は、故障直後の系統負荷の電圧特性が定電力特性であることを前提としており、**将来的にはインバータ需要の進展に伴い、定電力特性へ変化していく可能性**が考えられ、足元で実態調査がなされている。
- この点、故障直後の系統負荷の特性が**定電力特性に近づく場合**、原理上、瞬間的に電圧崩壊に至ることから、**フリンジ（GF-LFC）による限界潮流超過は許容できない**ことになると考えられる。
- そのため、電圧安定性制約における限界潮流超過リスクについては、電圧特性の実態調査結果を踏まえて、今後、**フリンジ（GF-LFC）による限界潮流超過の許容可否を判断していく**こととしたい。

	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (業観)	定電流 (業観)	定電力 相当 (実態より)	定電流 (業観)	定電流・定電力の中間 (業観)	定電力 (実態より) 故障から数分程度後想定
電圧調整 変圧器タップ 調相操作 発電機AVR	故障直後の系統負荷特性が定電力特性に近づく場合、原理上、電圧調整の動作を考慮する時間的裕度がない					
判断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後 20分程度の電圧解	故障発生後 数十分程度の電圧解	故障発生後 数分程度の電圧解
判定基準	ノース端電圧 付近 [※] 以上	運用電圧 下限以上	ノース端電圧 付近 [※] 以上	低め解領域に至らない (ノース端電圧から一定の裕度なし)	ノース端電圧 付近 [※] 以上	ノース端電圧 付近 [※] 以上
エリア実態 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度	一定の裕度	複数の裕度
	定電力特性	ギリギリ or NG	裕度大と想定	一定の裕度	ギリギリ or NG	裕度なくギリギリ

※ ノース端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

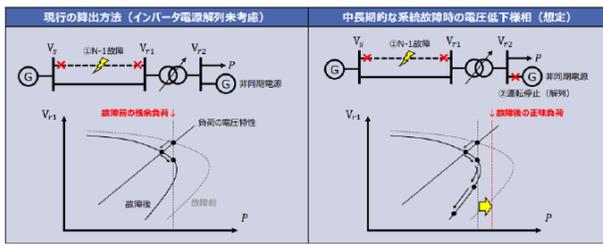
（補論）電圧安定性に関する将来課題

42

- 本節では電圧安定性の判定方法の実態および妥当性を評価し、将来的には、系統負荷の電圧特性の調査結果や系統混雑見通し等を踏まえて、判定方法の見直しの必要性について整理した。
- 他方、故障点近傍の非同期（インバータ）電源の不要解列に伴う影響は、引き続き、調整力等委とも連携しながら検討を深掘りしていくこととし、必要に応じて、本節で整理した各判定方法の妥当性評価も見直すこととしたい。

【影 4-2】 非同期（インバータ）電源解列量の増加に伴う影響および論点 33

- 具体的には、現行の電圧安定性の限界潮流は、**非同期電源の不要解列は想定されていない（残余需要で想定）**ため、故障時の非同期電源解列が生じる場合には、**将来的な運用容量等への影響が考えられる**。
- 本作業会においては、将来的な電圧安定性の限界潮流の算出として妥当な方法の検討・整理が必要と考えられるため、主要論点No.4-1-1「電圧安定性の妥当な評価方法は何か」の中で、**将来的な電圧安定性制約の算出方法、および運用容量が低下した場合にそれを補う方策も含めて整理・検討を進めていく**こととしたい。



EPPS

- P.115～119では、主要論点No.5-1-1「EPPSの考え方見直し（影響評価）が必要か」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	EPPS	5-1-1	考え方見直し（影響評価）が必要か	<p>EPPSを確実に動作させるために、新FC以外のFCにおいても周波数逆転を許容しない考え方（整定）を見直す必要があるか。また、考え方の変更にあたっては、EPPS送電後の健全側の周波数低下による影響をシミュレーション等で精緻に評価する必要があるか。</p> <p>▶ 今後、周波数品質の悪化を踏まえ、見直すことの必要性を整理のうえ、見直す場合には、その影響や設備側の整定変更要否について検討結果を報告</p>
検討結果				
<p>第3回本作業会において、常時の周波数目標や昨今の周波数滞在率を考慮し、動作確実性を高めるために、健全側動作条件を「-0.1Hzより大きい」から「-0.2Hzより大きい」*に見直すことを提案。見直し可否については、EPPS送電を行う健全側への影響を確認したうえで判断することとした。</p> <p>第6回本作業会において、最軽負荷時および可変EPPS動作時の周波数シミュレーションを行い、健全側影響について確認した結果、健全側のポンプ遮断（59.5Hz or 49.5Hz）が起こる可能性があるものの、負荷制限ならびに連鎖的な発電機脱落が起こる可能性は低く、整定変更に伴う健全側系統への影響は軽微であることが確認できた。</p> <p>これら結果から、EPPS整定変更（健全側動作条件：-0.1Hzより大きい⇒-0.2Hzより大きい）を行う方向と整理し、2025年4月8日に整定変更を実施済。</p> <p>EPPS動作確実性向上が図れたことを受け、需給調整市場検討小委員会とも連携の上、異常時（電源脱落）対応調整力必要量について、従来の50Hzおよび60Hzの同一周波数連系系統毎に単機最大ユニット容量という考え方からEPPS動作期待分を考慮した量に見直すこととした（9エリアで約1,000MWの必要量低減）。</p> <p>（EPPS整定見直し：第3回本作業会 資料5、第6回本作業会 資料7、 異常時対応調整力見直し：第55回需給調整市場検討小委 資料3）</p>				

※過去の資料では、▲0.1Hz「より大きい」ではなく、「以上」と記載していたが、正確には整定値より大きい場合に動作する仕様であったため記載を修正（以降同様）

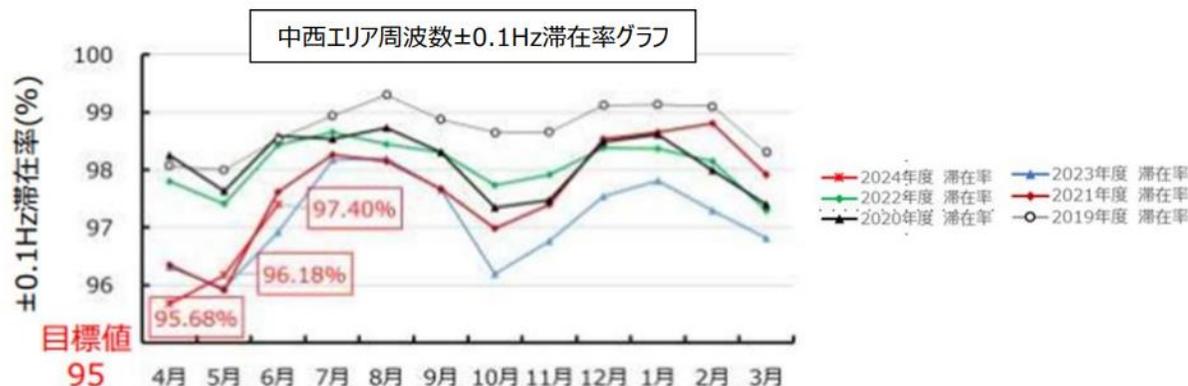
- 近年、主に中西地域では周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 滞在率が低下しており、周波数変換装置（FC）のEPPSについては、健全側動作条件が「 -0.1Hz より大きい」に設定されているため、EPPS起動条件を満たさない確率が上がっている状況であった。

※過去の資料では、 -0.1Hz 「より大きい」ではなく、「以上」と記載していたが、正確には整定値より大きい場合に動作する仕様であったため記載を修正（以降同様）

至近の周波数滞在率悪化に伴うEPPSへの影響について

17

- 前述したとおり、**健全側の動作条件が -0.1Hz 以上に設定されている**ため、健全側周波数が 0.1Hz より低下していた場合、EPPSが動作せず、本来EPPSが動作していれば抑制できていたはずの負荷遮断が起こる可能性もある。
- この健全側起動条件について、従来、周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 以上滞在率はそれほど低くなかったことから、大きな問題とはなっていなかった。
- 他方で、近年、主に中西地域で**周波数 $\pm 0.1\text{Hz}$ 滞在率が低下**しており、2019年度は98~99%程度だったが、2024年度は96~98%程度となるなど、**健全側起動条件を満たさない確率も年々上がっている**。
- EPPSは**負荷遮断量低減**や**大規模停電防止の目的**があり、連系線においてEPPS用のマージンを確保していることも考慮すると、周波数低下事象発生時の確実な動作が必須であることから、昨今の周波数滞在率状況も踏まえ、次章以降で**動作確実性を向上させる方法について深堀り検討**する。



出所) 第101回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2024年9月30日) 資料5をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_05.pdf

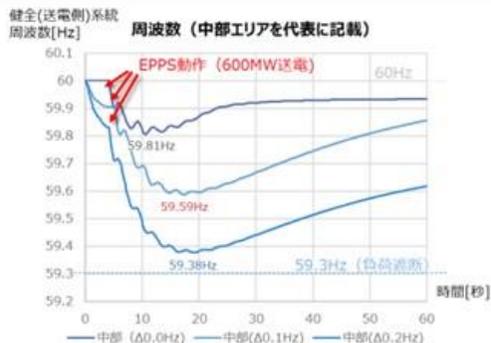
出所) 第3回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2024年10月10日) 資料5
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyokai_3_05.pdf

- 複数の周波数シミュレーションを行い、健全側影響が軽微であることを確認できたため、整定変更を行うこととした。
(2025年4月8日整定変更実施済)

最軽負荷時のシミュレーション結果 (中西エリア)

27

- シミュレーション結果は下記の通りとなり、異常時必要量を1/4の確保とした場合でも、周波数ボトム59.38Hzとなり、負荷制限 (59.3Hz) には至らない結果となった。
- また、周波数ボトム59.38Hzとなったが、今回のシミュレーションでは、以下の3つの条件設定から、実際よりも厳しい条件でのシミュレーションとなっており、実際の挙動としてはシミュレーション結果ほど周波数低下はしないと考えられる。
 - 一次必要量の異常時分を1/4としており、周波数低下時に動作するGF動作量が少ない条件で行っていること
 - EPPSを動作させる前の事前周波数調整時 (-0.2Hzスタート) に、GFが一定程度動作していること
 - 実際の断面では並列している揚水ポンプ遮断を考慮していないこと (実際は揚水ポンプ遮断により周波数低下を抑制)



まとめ

41

- 第3回本作業会 (2024年10月10日) において、昨今の周波数品質 (± 0.1 Hz滞在率悪化) を踏まえると、現在のEPPS (周波数低下時に健全側から故障側へ瞬時に電力融通を行う機能) の健全側動作条件では、必ずしもEPPSが確実に動作するとは言えないことから、動作確実性向上のための整定見直しについて提案した。
- 今回、最軽負荷時および可変EPPS動作時の周波数シミュレーションを行い、健全側影響について確認した結果、健全側のポンプ遮断 (59.5Hz or 49.5Hz) が起こる可能性があるものの、負荷制限ならびに連鎖的な発電機脱落が起こる可能性は低く、整定変更に伴う健全側系統への影響は軽微であることが確認できた。
- これらの結果から、EPPS整定変更 (健全側動作条件: -0.1 Hz以上 \Rightarrow -0.2 Hz以上) については、一般送配電事業者等の準備が出来次第、実施することとしてはどうか。
- また、これによりEPPS動作確実性向上が期待できるようになるため、需給調整市場の異常時必要量からEPPS分を控除することが可能かどうか (控除量、控除可能期間等) については、需給調整市場検討小委員会と連携の上、引き続き、検討を進めていくこととする。

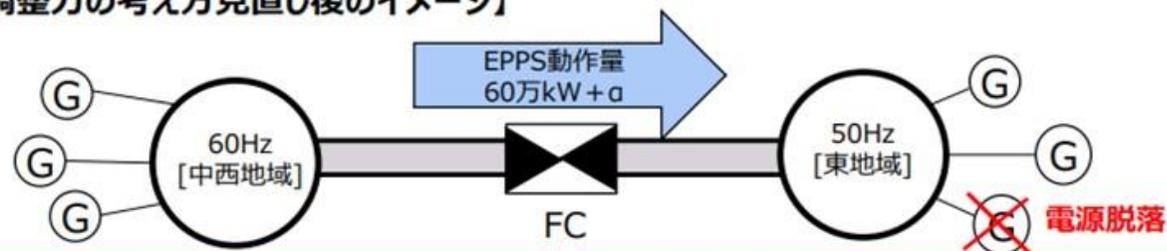
異常時（電源脱落）対応調整力必要量の考え方について（1 / 2）

35

- 前述のとおり、異常時（電源脱落）対応調整力の全成分（一次・二次①・三次①）において、EPPS動作分を考慮（控除）することができるため、続いて、具体的にどのように控除するかについて検討を行った。
- 控除の方法（必要量の算定方法）としては、50Hz・60Hzそれぞれで確保している単機最大ユニット脱落分から、固定のEPPS動作量（通常は600MW*）を引くことが考えられる。
- 一方、控除後の異常時対応調整力が固定のEPPS動作量未満となった場合、健全側エリアとしてEPPS融通することで平常時対応調整力まで使ってしまう、健全側エリアの通常の需給運用に支障をきたすことが考えられる。
- **そのため、50Hzおよび60Hz毎の同一周波数連系システムの単機最大ユニット容量からEPPS動作期待分を控除した量が、EPPS動作期待分を上回る場合は「単機最大ユニット容量-EPPS動作期待分」、下回る場合は「EPPS動作期待分固定」とし、これを同一周波数連系システムの各エリア系統容量を元に按分した量としてはどうか。**

* 複数のFC故障等により、固定EPPS動作量600MWが確保できない場合もある。

【異常時対応調整力の考え方見直し後のイメージ】



異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量

60Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分 \geq EPPS動作分
→ 単機最大ユニット容量 - EPPS動作分（通常600MW）
60Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分 < EPPS動作分
→ EPPS動作分固定（通常600MW）

異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量

50Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分 \geq EPPS動作分
→ 単機最大ユニット容量 - EPPS動作分（通常600MW）
50Hzの単機最大ユニット容量-EPPS動作分 < EPPS動作分
→ EPPS動作分固定（通常600MW）

負荷制限

- P.120～126では、主要論点No.5-2-1「N-2故障時の負荷制限」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まない理由とは	<p>現行の関門連系線（九州向き）は周波数制約（無制御）で決まっており、PV不要脱落も相まって運用容量が相当小さく、卸（kWh）取引の変化やEUE（kW）評価において、九州向けが分断するケースも散見され、追加の社会コストがかかる等、課題が顕在化し始めている。</p> <p>負荷遮断の織り込みで解決する課題とも考えられるため、具体的な拡大方策の検討が必要か。</p> <p>➤ 今後、負荷制限が織り込まれていない箇所（関門連系線の九州向き等）について、社会的便益（≒EUE評価結果への影響）等も踏まえた織り込み要否等について検討する</p>

検討結果

第4回本作業会において、**負荷制限の在るべき姿について、まずは基本的な考え方**（地域間連系線と地内系統について、本質的な考え方を区別することなく議論する等）や、**制度的・技術的な論点について整理を行った**。

また、昨今の状況変化が著しい個別連系線について、負荷制限織り込みに関する個別検討結果（見直し案）を報告いただいた。

- **中部関西間（中部向き）**：太陽光による逆潮流の影響を受けにくい**平日の夜間帯に+20～50万kW程度拡大**が可能。
- **中国九州間（九州向き）**：新たに負荷側UFRを活用することで、**点灯帯を中心に+10～60万kW程度拡大**が可能。

上記検討結果を踏まえて、運用容量検討会や調整力等委とも連携の上、**運用容量拡大の手続きならびに供給信頼度（EUE）評価への反映を実施した**。

また、第104回調整力等委におけるオブザーバーの発言を受け、第6回本作業会では**広域負荷制限の在るべき姿**についても検討を行い、社会的影響の低減に資する場合は合理的な系統安定化維持対策であるといった位置づけ等、各論点に関する整理を行った。

関連して、第7回本作業会では、**将来の中西エリアの周波数制御体系**に関する検討の進捗報告として、**連系系統全体で負荷遮断を実施する「広域遮断」を目指す**ことを、一般送配電事業者よりご紹介いただいた。

（負荷制限：第3回本作業会 資料4、第4回本作業会 資料3-1、 個別連系線：第4回本作業会 資料3-2、3-3、
 広域負荷制限：第6回本作業会 資料6、 中西周波数制御体系見直し：第7回本作業会 資料7）

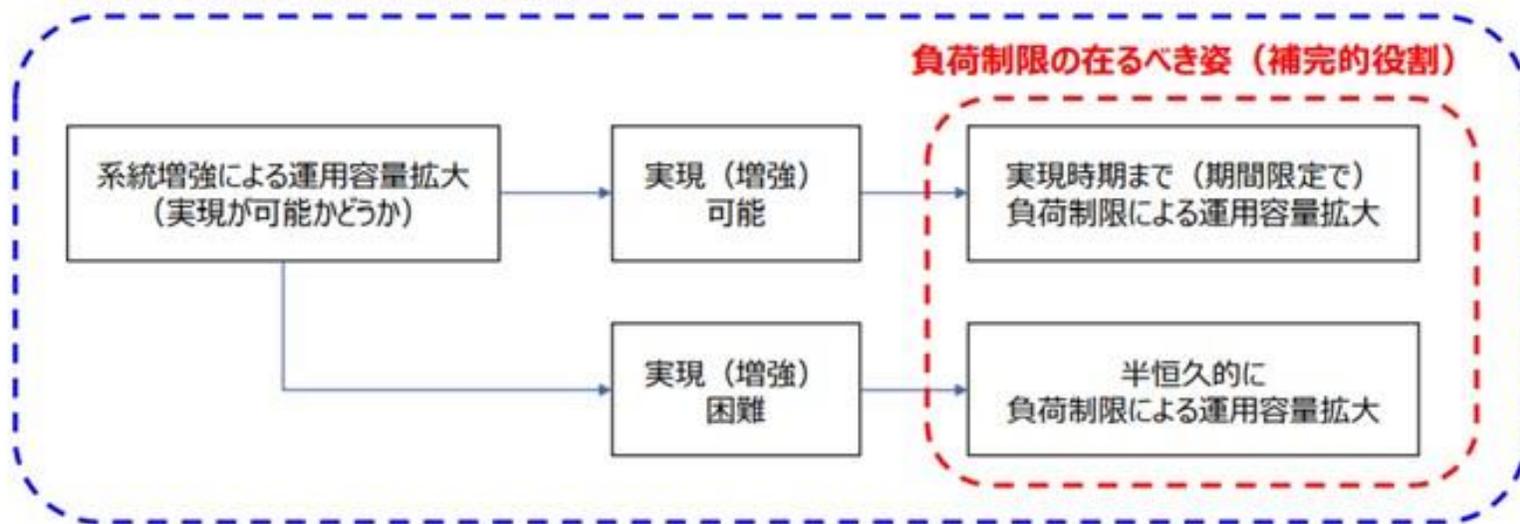
議論の前提（建付けの明確化）

9

- 系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大は、発雷時や作業時には運用容量が低下すること、また、稀頻度とはいえ負荷制限といった社会的影響も有り得る対策であることから、連系線・地内送電線に依らず、**基本的には、系統増強による運用容量拡大が、まずもって系統全体として望ましい姿といえる。**
- 他方で、系統増強（多ルート化）は膨大な費用・工期がかかる対策であることから、**増強予定箇所に対する期間限定、または増強困難※箇所に対し半恒久的に適用といった補完的な方策が、系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大の建付けといえる。**
- 上記のような建付け（補完的役割）の元、負荷制限の在るべき姿を議論（整理）することとしたい。

※ B/Cが小さい、そもそも施工が実現できない等

系統増強と負荷制限の効率的な組合せ



- 負荷制限の在るべき姿について、まずは基本的な考え方（地域間連系線と地内系統について、本質的な考え方を区別することなく議論する等）や、制度的・技術的な論点について整理を行った。

まとめと今後の進め方（1 / 2）

35

- 今回、負荷制限の在るべき姿について、下記のとおり、基本的な考え方や制度的・技術的論点の整理を行った。

【基本的な考え方（議論の前提）】

- 地域間連系線と地内系統、ならびに電源線と系統線の故障時の影響等を踏まえつつ、既に負荷制限を織り込み済の箇所含め、本質的な考え方を区別することなく議論する
- 系統増強に対する補完的な方策というのが、系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大の建付け
- 今回の検討対象は、想定故障（N-2故障まで）において、連鎖的な発電機停止や系統分離に至らない範囲

【制度的・技術的論点の検討結果】

分類	項目	整理（検討結果）
制度的論点	1-1 負荷制限の適用目的	負荷制限は「供給力確保」および「経済取引」の両方に資する
	1-2 負荷制限の社会的影響	停電コストとのトレードオフ関係は実質的に成立しないため、基本的には、技術的に可能、かつ必要な分だけ、負荷制限を織り込む考え方を適用
	1-3 永久事故時の復旧影響	早期復旧に関する定量的な基準を設けない（定性的な項目として扱う）
	1-4 広域負荷制限の在り方	広域ブロック単位の計画停電の考え方と同様（必要性等、引続き検討）
技術的論点	2-1 対応可能な電源脱落率	系統規模に対する電源脱落の割合により負荷制限の技術的限界を決定
	2-2 再エネ逆潮流時の負荷制限確保	負荷UFRの場合、当面、設定を一律として制限量を算定する必要がある（夜間帯に比べ昼間帯の制限量・割合が目減りすることが考えられる）
	2-3 ブラックアウトリスクへの対応	負荷制限確保量の一部は控除した上で、負荷制限の技術的限界を決定
	2-4 負荷制限時の混雑対応	非混雑系統内に一時的な運用容量超過の解消のための余力が必要

- **個別連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））に関する検討状況**として、関係する一般送配電事業者（中部電力PG、九州電力送配電）から、以下の通り、検討状況を報告いただいた。
 - 中部関西間（中部向き）：太陽光による逆潮流の影響を受けにくい**平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大が可能**
 - 中国九州間（九州向き）：新たに負荷側UFRを活用することで、**点灯帯を中心に+10～60万kWほど拡大が可能**
- 上記検討結果を踏まえて、運用容量検討会や調整力等委とも連携の上、**運用容量拡大の手続き**ならびに**供給信頼度（EUE）評価への反映**を実施した。

まとめと今後の進め方（2 / 2）

36

- また、個別連系線に関する検討状況について、中部電力PG、九州電力送配電から検討進捗を報告頂いたことを踏まえ、今後、下記のとおり進めていくことでしょうか。
 - 【中部関西間連系線（中部向き）】
 - 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「ブラックアウトリスクへの対応」の観点から、システム改修を伴わない短期的な運用容量の拡大方法について検討
 - 技術的には、需要が大きく、**太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大可能な見込み**（拡大可能コマは、市場分断の発生コマの15%に相当）
 - 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに適用については、一般送配電事業者とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととしてはどうか
 - 【中国九州間連系線（九州向き）】
 - 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「広域負荷制限の在り方」の観点から、まずはシステム改修が不要な負荷UFRを用いた運用容量の拡大方法について検討
 - 技術的には、**太陽光による逆潮流の影響を受けにくい点灯帯を中心に+10～60万kWほど年間の運用容量を拡大可能な見込み**（昼間帯については、PV出力予測活用により、前々日の運用容量を拡大できる可能性）
 - 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに供給信頼度（EUE）評価への反映については、既に検討の進め方が示されている調整力等委等とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととしてはどうか
 - また、更なる追加対策の検討要否については、必要な技術検討（系統安定化システムの改造等）を進めつつ、供給信頼度（EUE）の改善状況も踏まえながら、引き続き検討していくことでしょうか

■ 広域負荷制限の在るべき姿について、下記のとおり整理した。

まとめ

48

- 今回、広域負荷制限の在るべき姿について、下記のとおり、整理を行った。

項目	整理（検討結果）
広域負荷制限の位置づけ	社会的影響の低減に資する場合は、送配電等業務指針に則った合理的な系統安定化維持対策である。
負荷制限の実施単位	同期連系系統（50Hzまたは60Hzの交流系統）単位で実施することを基本とする。
エリア間の分担比率	各エリアの需要比率を基本としつつ、必要に応じて、実施頻度の均平化を図るための調整を行う。
制御方式	系統安定化システムと負荷側UFRのどちらの方式を選択するかに関しては、それぞれの特徴を踏まえた検討が必要である。
負荷制限実施後の復旧方針	広域機関および一般送配電事業者の実運用を担う関係箇所と連携しつつ、検討を進めていく必要がある。

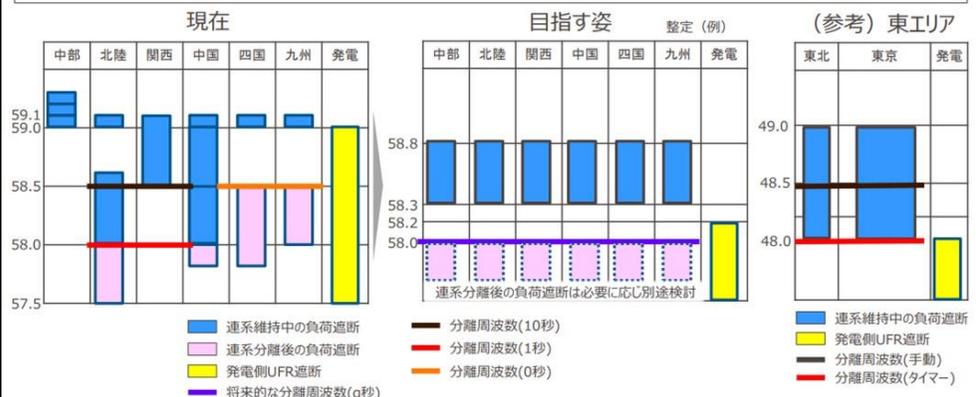
- 引き続き、広域負荷制限の適用（拡大）要否、ならびに詳細な論点について、検討を進めることとしたい。

- 中西エリアにおいても、発電側UFR整定見直しが完了する2030年代に、連系系統全体で負荷遮断を実施する広域遮断へ移行していく方向性が示された。

将来の中西エリアの周波数制御体系

3

- 中西エリアでは、中央制御装置で負荷遮断を行う「自エリア遮断」を実施（揚水動力などお客さまの停電に至らないものから優先）したうえで、それでも周波数が一定時間、設定値以下となった時に広域的に負荷遮断を実施する「広域遮断」とを併用している為、事象に応じて負荷遮断の範囲が異なっていた。
- 中西エリアにおける負荷遮断の考え方を整理した結果、遮断機会の均平化、社会的影響の極小化などの観点から、連系系統全体で負荷遮断を実施する「広域遮断」が望ましいとの結論となった。



今後のスケジュール

10

- 今後、中西系統の更なるレジリエンス向上のために、将来の周波数制御体系移行に向けて、各エリア負荷遮断量の確保（周波数低下リレー設置等）を進めていく。

	2024年度	2025年～	2030年代
将来の運用容量等の在り方に関する作業会		4/22 ▽	
周波数低下リレー設置等		新規設置、既設UFR改造	方式移行
電源不要解列対応 (自家発、再エネの周波数低下リレーの整定変更お願い)		整定変更のお願い、事業者での整定変更	

系統特性定数

- 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、「①算出・判定方法・低下補填の妥当性※」「②系統特性定数の必要性」「③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。
- 上記の3つの論点について検討を進めてきたため、内容についてご紹介する。

※ 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。

- 第2回本作業会において、一般送配電事業者の協力のもと、まずは現状の系統特性定数の実態把握を行った。

系統特性定数の現状について（用途別一覧）

6

- **系統特性定数**は、おもに①**周波数制御**（電源・負荷脱落、連系線ルート断等の周波数変動事象の演算）と、②**需給制御**（中給システムにおける地域要求量（AR）の算出）に使用され、**それぞれ異なる値**を用いている。

周波数	エリア	①周波数制御 (連系線運用容量検討・系統安定化システム等)		②需給制御 (地域要求量 (AR))
		低下側	上昇側	低下側・上昇側
50Hz (東)	北海道	6.0%MW/1.0Hz	— (潮流限度をシミュレーションで算出しており、不使用)	0.6%MW/0.1Hz
	東北	固有の系統特性定数を用いずに運用		0.8%MW/0.1Hz
	東京			
60Hz (中西)	中部	3.5%MW/0.5Hz	10.0%MW/0.5Hz	1.0%MW/0.1Hz
	北陸	4.4%MW/0.8Hz	— (実潮流を元に電制制御)	
	関西		14.0%MW/0.6Hz	
	中国			
	四国		— (無制御潮流をシミュレーションで算出しており、不使用)	
	九州	5.2%MW/1.0Hz	7.5%MW/0.5Hz	

- 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

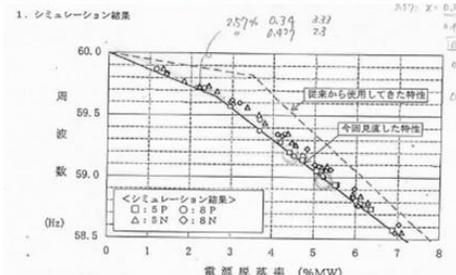
[60Hz系の変換]：60[Hz]を100[%]基準とした際の1[%]の変動に対する変動割合を示す

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



送配線網協議会

1996年度、中西6社大の技術検討資料（抜粋）



	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）

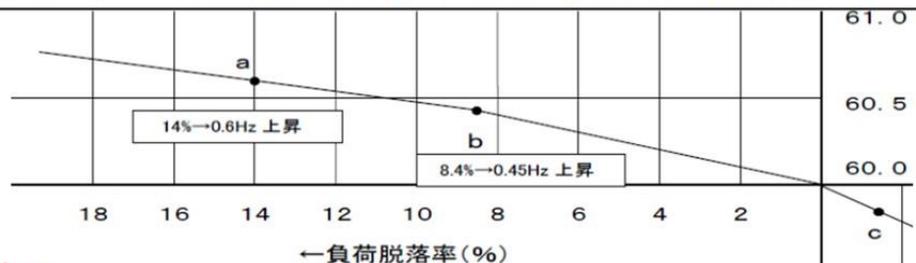
©Transmission & Distribution Grid Council

- 上昇側の系統特性定数は、単独エリアごとに考え方が異なり、火カプラントの安定運転可能周波数を上限とする考え方や、エリア間の連系分離周波数（または発電機OFR整定値）から過渡周波数上昇実績値を控除した周波数とする考え方等があった。

中西系統の系統特性定数（周波数上昇側）の根拠

11

- 周波数上昇側の系統特性定数は、周波数**上昇側の事故実績が極めて少ない**ことから、**仕上がり周波数を基準**として、**過渡分のオーバーシュート0.4Hz**を見込み、定めたものと推定。
（事故実績の多い周波数低下側は過渡分をシミュレーションで模擬し系統特性定数を設定、事故実績で評価）
- 具体的には、エリア間の連系分離防止（61.0Hz※）を目的として、オーバーシュート0.4Hzを考慮して**周波数上昇側の仕上がり目標値は『60.6Hz』**とされた。
※：会社間連系線分離周波数61.0Hz-1s：三重東近江線、越前嶺南線
- また、簡易シミュレーションにて仕上がり周波数が60.6Hzとなる負荷脱落率を算出した結果、14%MWとなったため、**周波数上昇側の系統特性定数は『14%MW/0.6Hz』**とされた。
- 14%MWの負荷脱落が発生すれば、過渡的に61.0Hzまで上昇することを意味するため、エリア間連系線の周波数上昇限度値の算出においても14%MWを使用している。

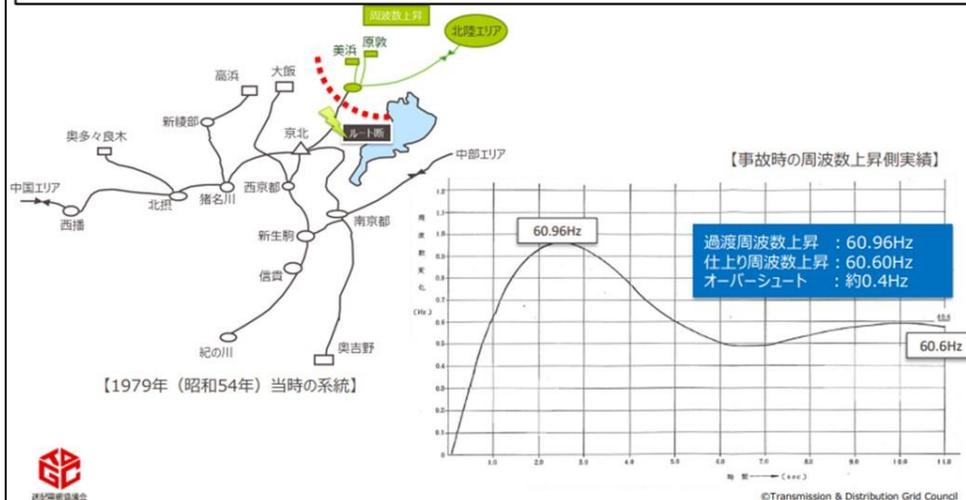


周波数上昇側特性 関西社内資料より

(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。



©Transmission & Distribution Grid Council

■ その他、想定する発電機並列状況を模擬したシミュレーションを行うことで、固有の系統特性定数を用いずに周波数維持の運用をしている※エリア（東京・東北）も確認された。

※ LFCモデルや負荷周波数特性には固有の系統特性定数を使用している。

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】

27

- 東北・東京エリアでは、周波数維持を目的とした安定化制御についてはUFRにより対応。
- このUFRは、周波数の低下速度によって動作する変化率要素方式と、周波数レベルと滞留時間の組み合わせ（以下レベル要素）の二つの方式を採用しており、実需給時点での**動作判定要素に系統特性定数は使用していない。**

◆ 変化率要素とレベル要素の特性を考慮し、以下の組合せで周波数の回復を図る

① 周波数低下が速いケースでは、**変化率要素**により急速な周波数低下に歯止めをかける

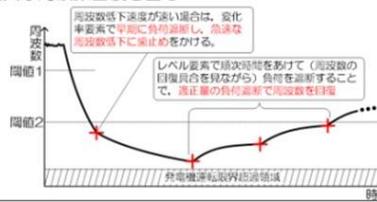
○ 変化率要素は早期の動作が可能（タイマによる待ち時間なし）
× ただし、適正な遮断量を確定することはできない。

② **レベル要素**で、時間間隔をおいて順次負荷を遮断していくことで、適正量の負荷遮断で、確実な周波数回復を図る

○ 周波数の回復具合によって順次負荷遮断することで、適切な遮断量での周波数回復が可能
× ただし、タイマ待ち時間があるため動作は遅れる

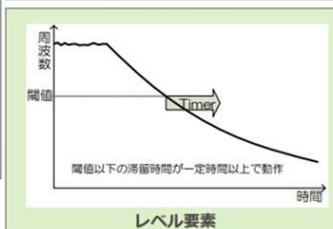
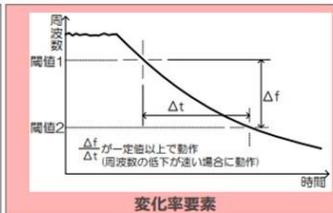
機関

単位



第4回平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料1より引用

<UFRの動作要素>

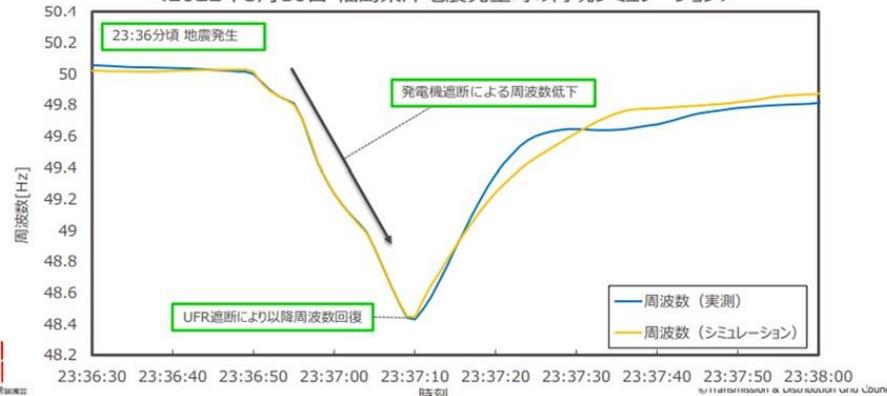


系統特性定数を用いずに運用している例【東京・東北エリア】

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>



系統特性定数

- P.133～145では、主要論点No. 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」の整理をご紹介します。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策の妥当性	<p>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、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エリア毎の違いの妥当性を深掘り検討する必要があるか。</p> <p>また、将来的なRoCoFの増加、短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、将来的な周波数維持制約の合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➤ 今後、算出方法・判定方法の妥当性について、検討結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する</p>

検討結果

第2回本作業会において、一般送配電事業者から**系統特性定数の運用方法**の実態について紹介いただくとともに、事務局にて系統特性定数に関する論点を「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5回本作業会では、各エリアの周波数上昇・低下限度の判定方法について、**過渡的な上昇・低下、仕上がりの上昇・低下**の4つに分類し、それぞれの**限界値の要因となる事象（発電機OFR、連系線分離Ry、発電機UFR、負荷側UFR等）**を明らかにした上で、**妥当な判定基準を以下のとおり整理した。**

上昇限度：「61.0Hzの瞬間的な超過を許容せず（過渡管理）、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（仕上がり管理）閾値」
 低下限度：「59.0Hzの瞬間的超過を許容せず、常時周波数変動0.2Hzを考慮し、過渡周波数59.2Hzで管理する閾値」

- また、**他エリアと差異があり、見直しの余地があると考えられる個別エリア**において、第6回本作業会で詳細な実態を確認し、以下のとおり整理した。
- 九州エリア（過渡周波数60.5Hz）：60.9Hz以下の発電機OFR動作による電源脱着量が大きいため、短期的には見直し不可。中長期的には発電機OFRの整定変更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
 - 四国エリア（仕上がり周波数60.3Hz）：周波数上昇時にプラントリップの虞がある発電機があることから、短期的には見直し不可。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
 - 北海道エリア（過渡周波数49.0Hz）：シミュレーション誤差0.3Hzを廃止し、周波数低下限度は1.2Hzとする。合わせて、単機最大ユニット脱落時の周波数低下速度を考慮し、発電機特性K^Gを見直し（その後異常時対応調整力低減の議論を受け、マージン算出において、緊急時AFC融通時のロスを考慮する考え方に見直し）

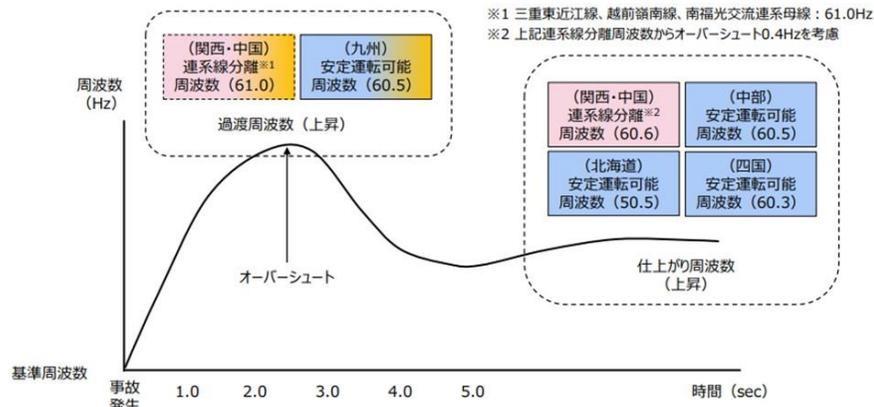
（系統特性定数の運用実態：第2回本作業会 資料3-1、系統特性定数に関する検討の方向性（論点整理）：第2回本作業会資料3-2、系統特性定数を用いた判定方法：第5回本作業会 資料3、第6回本作業会 資料3、異常時対応調整力見直しに伴う北海道エリアマージンの考え方整理：第8回本作業会 資料3）

- 「**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

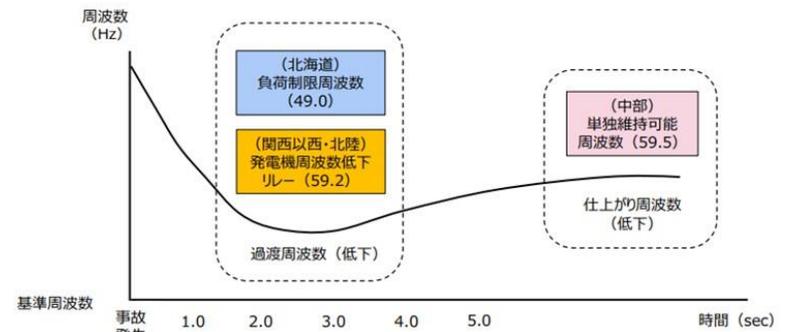
- 系統分離時等の周波数上昇の挙動としては、まず**過渡的に周波数上昇**（一時的なオーバーシュートが発生）し、その後、**仕上がり周波数に落ち着く**（低下する）こととなる。
- この際、周波数上昇限度の管理対象としては、「**過渡周波数**」「**仕上がり周波数**」の双方が存在する状況。
- また、周波数上昇限度の理由（要因）としては、「**発電機の安定運転可能周波数**」「**発電機周波数上昇リレー（OFR）**」「**連系線分離周波数**」等があり、各エリアの実態（現状）を示すと下図のとおりとなる。



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。



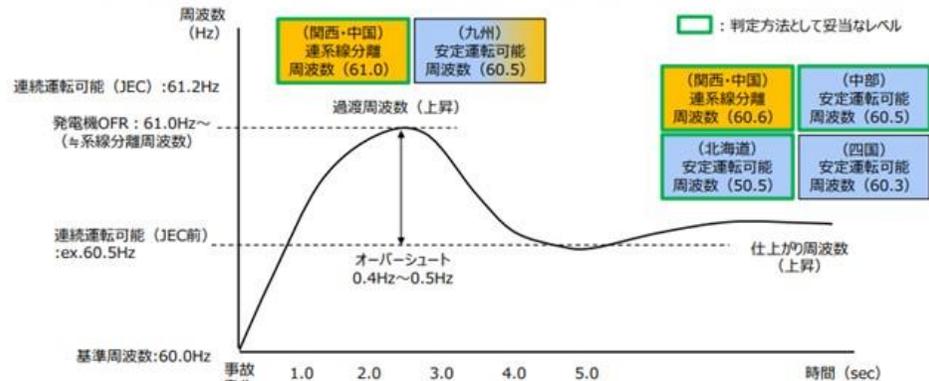
- 周波数上昇限度へ影響を与える要因（発電機OFR動作やそれを防止するための連系線分離Ry）を整理した結果、「**61.0Hzの瞬間的な超過を許容せず（過渡周波数管理）、オーバーシュート0.4Hz～0.5Hzを考慮し、60.5Hz～60.6Hzに落ち着く（仕上がり周波数管理）閾値**」が、判定方法として妥当なレベルであると整理した。
- 四国エリア（仕上がり周波数60.3Hz）と九州エリア（過渡周波数60.5Hz）については、見直す余地があると考えられるため、各エリアの実態等も踏まえ、判定方法見直しについて、必要性を含め検討することとした。

判定方法の妥当性について（1 / 2）

19

- 前述の整理をもとに、JECの連続運転可能周波数（61.2Hz）を遵守するため、多く^{※1}の発電機OFRが61.0Hz + 瞬時解列で設定されているもの（一斉解列による大規模停電リスクを有する）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^{※2,3}であると考えられる。

※1 過去、JECよりも低い値（ex.60.3Hz or 60.5Hz）を要件（アクセス基準）としていた時期に連系された発電機の一部を除く。
 ※2 本来的にはJEC上は過渡的な周波数変動61.8Hz（1.03PU）まで問題ないため、現行の発電機OFR自体が相当余裕をもった設定であると考えられ、これらの是正により周波数上昇限度の見直しも可能と考えられるが、相当の時間を要するため中長期的な課題とする。
 ※3 北海道エリアにおいても、JECの連続運転可能周波数（51.0Hz）を考慮すると、仕上がり周波数50.5Hz管理は妥当と考えられる。



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、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、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、必要性を含め検討することとした。

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 / 0.8Hz	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/unyoyouryousagyoukai/2023/files/unyoyouryousagyoukai_2023_5_1-2.pdf

■ 発電機OFR動作に伴う連鎖的な発電機脱落を防ぐために、連系線分離Ryが設定されている。

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。



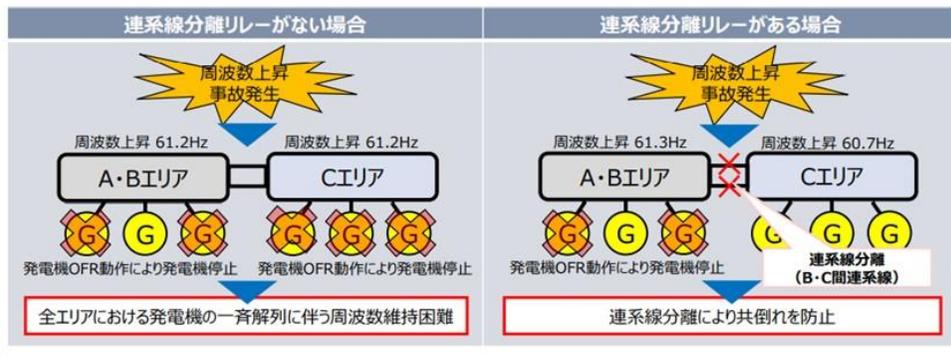
周波数上昇時の制御体系 (イメージ)



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、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。



- 第6回本作業会において、一般送配電事業者による詳細な実態把握を行い、今後の方向性を示した。
- 四国エリアにおいては、**周波数上昇限度が仕上がり60.3Hzに設定されている**ものの、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、周波数上昇が継続した場合にプラントトリップに至るおそれがある発電機があったことから、**短期的な見直しは実施せず、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の解消を目指し、その際に再度、上昇限度の見直しを検討することとした。**

四国エリアの実態把握結果について

20

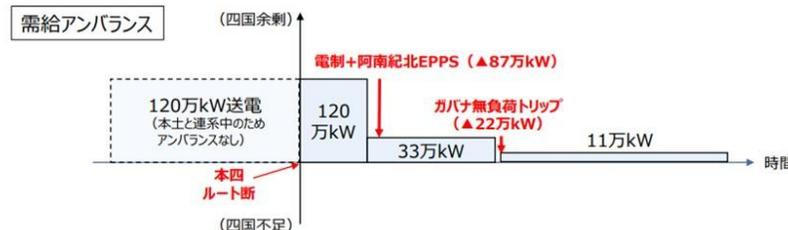
- 四国エリアの実態について調査した結果、周波数上昇限度を仕上がり60.3Hzに設定しているが、発電機OFRの整定値が60.3Hzに設定されている発電機は存在しなかった。
- 一方、四国エリアのいくつかの大規模火力機に関して、その特性から、**最低負荷から一定期間周波数上昇が継続した場合に、プラントトリップが起こる可能性があることが分かった。**
- 該当発電機の設備量としては125万kWであったが、以下2つの理由から、軽負荷期の脱落量は緩和される。
 - 軽負荷時期には該当発電機の一部はメリットオーダー上停止している
 - 上記に加えて、**プラントトリップは該当発電機が事前にほぼ最低出力で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。

今後の方向性について（四国エリア）

21

- 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※）だけ供給余力となり、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。



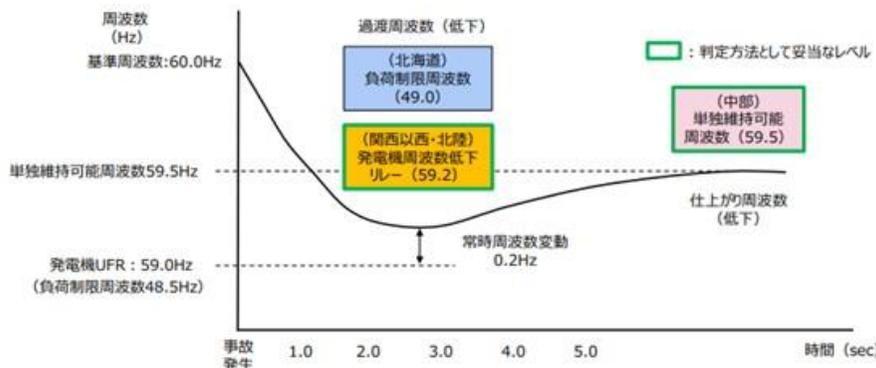
- 発電機UFR (59.0Hz) 連鎖脱落による更なる周波数低下 (それに伴う大規模停電) を起こす懸念があることを踏まえると、「**59.0Hzの瞬間的超過を許容せず、常時周波数変動0.2Hzを考慮し、過渡周波数59.2Hzで管理する閾値**」は、判定方法として妥当なレベルと整理した。
- 他方で、北海道エリアはシミュレーション誤差を考慮して49.0Hzを低下限度としており、シミュレーション誤差を考慮していない中西エリアとの平仄を踏まえ、妥当性について検討することとした。

判定方法の妥当性について (1 / 2)

31

- 前述の整理をもとに、発電機UFR (59.0Hz) 連鎖脱落による更なる周波数低下 (それに伴う大規模停電) を起こす懸念があることを踏まえると、「**59.0Hzの瞬間的超過を許容せず、常時周波数変動0.2Hzを考慮し、過渡周波数59.2Hzで管理する閾値**」は、判定方法として妥当なレベル[※]であると考えられる。
- また、単独維持からの系統並列を考慮し、仕上がり周波数59.5Hzで管理する閾値も、定量的な根拠には乏しい (経験則な) もの、過渡周波数59.2Hzと同レベル相当であることから、相対的に妥当なレベルと考えられる。

※ 前述のとおり、発電機周波数低下レール (UFR) の影響が一定程度は正される2030年頃には判定方法を見直すのが望ましいと考えられる。



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。

Hz	北海道	
50.0		
49.0	シミュレーション誤差 0.2Hz	周波数低下限度 (マージン算出) 49.0Hz
48.8	常時周波数変動 0.3Hz	見直し要否検討
48.5	負荷側UFR 48.5Hz~	48.8Hz

周波数低下時の制御体系および低下限度 (イメージ)



- 周波数低下限度に影響与える要因は、発電機UFR、負荷側UFR等がある。
- 中西エリアにおいては、発電機UFRが59.0Hz以下に整定された発電機が残っており、59.0Hz以下になると発電機の連鎖的脱落による周波数低下を起こす可能性があるため、負荷側UFR整定値を59.1Hzに設定している。

発電機周波数低下リレー (UFR) について

27

- 2016年度に発生した中西エリアにおける周波数低下事象を調査した結果、「UFR整定値が59.0Hz以上となっている一部の発電機が59.0Hz以上で解列する」とが判明した。
- これら発電機UFRの整定変更については、事業者（特高および整定値が高い一部の高圧）へ整定変更の協議を行っているものの、合理的理由により変更不可の箇所もあり、全ての箇所において変更完了とはなっていない状況。
- そのため、周波数が59.0Hz以下になると、連鎖脱落による更なる周波数低下（それに伴う大規模停電）を起こす懸念があることから、**実質的に59.0Hzの瞬間的超過を許容できない状態になっており**、常時周波数変動0.2Hzを考慮し、周波数低下限度を59.2Hzとしている。



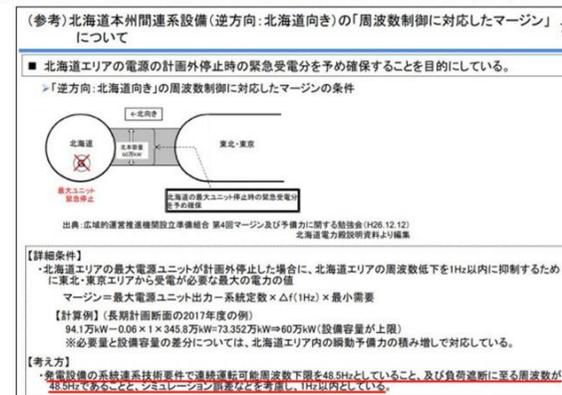
出所) 第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2017年9月8日) 資料4
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/files/chousei_jukyuu_21_04.pdf

負荷制限周波数 (負荷側UFR) について

25

- 北海道エリアにおいては、北本連系設備が逆方向（北海道向き）の際の、最大電源脱落や1ルート事故（N-1故障）時に、供給支障（負荷制限）を発生させないよう周波数低下限度（それに伴うマージン）を定めている。
- 現状、北海道エリアの負荷側UFRは48.5Hz以下で設定※されていることから、**実質的に48.5Hzの瞬間的超過を許容できない状態になっており**、常時周波数変動0.3Hzやシミュレーション誤差等を考慮し、周波数低下限度を49.0Hzとしている。

※ 負荷側UFRの設定自体は、発電機の系統連系技術要件に定められた連続運転可能周波数48.5Hz (0.97PU) に基づいている。



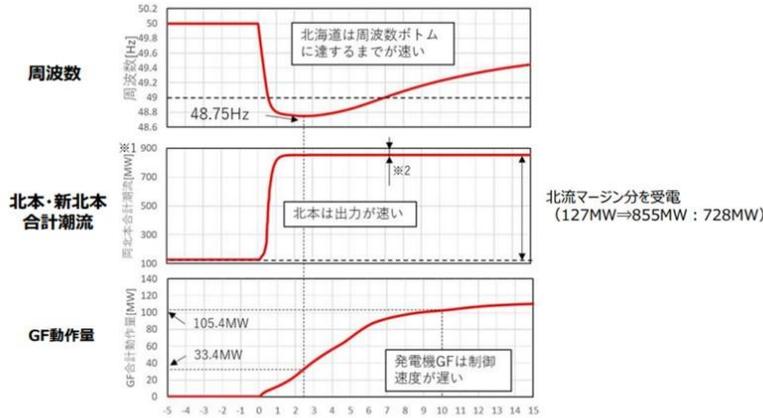
出所) 第7回調整力等に関する委員会 (2016年1月22日) 資料4をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2015/files/chousei_07_04.pdf

- 前述のシミュレーション誤差の妥当性について、第6回本作業会（2025年3月14日）において検討した。
- シミュレーションによる深掘り検討をした結果、北海道エリアの特徴として周波数変化率RoCoFが大きいため、電源脱落から周波数ボトムに達するまでの時間が短く、従来マーヅンを確保していたとしても周波数低下が大きいことが判明。
- 原因として、単機最大ユニット脱落時は周波数ボトムに達するスピードが速いことから、①一次調整力が全量発動していないことや、②緊急時AFCによる瞬時の融通時に動作遅延やロスが発生すること等があげられた。
- 上記を踏まえ、周波数低下限度見直しに合わせて、発電機周波数特性 K_G を実態に合わせた値に見直すこととした。

単機最大電源脱落シミュレーション結果（同期機のみで一次を確保した場合）

37

- 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。

今後の方向性について（北海道エリア）

42

- 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。
- 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ヅンの算出方法（現行）>

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

<単機最大電源脱落時マーヅンの算出方法（今後）>

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

<北本連系設備脱落時マーヅンの算出方法（今後）>

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

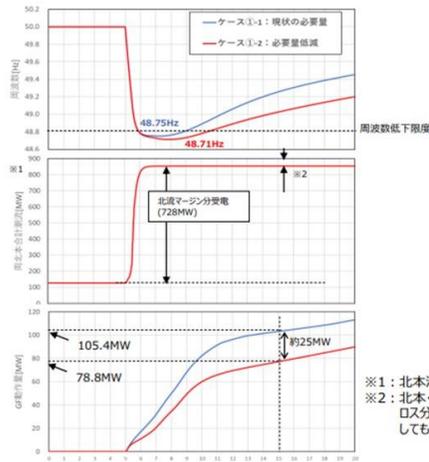
- その後、EPPS整定変更およびそれに伴う異常時対応調整力の考え方見直し（一定の閾値を設けたうえでEPPS分を必要量から控除する）により、40～50%程度、一次必要量が低減されることとなった。
- 一方で、北海道エリアは周波数変化速度RoCoFが大きく、前述の一次調整力確保量低減の影響も大きいことから、周波数への影響（周波数低下限度48.8Hzを守れるか等）およびそれに伴う対策を検討した上で、一次調整力確保量低減の運用を開始することとしていた。
- そのため、第8回本作業会（2025年6月13日）において、まず一次必要量確保量を低減した場合のシミュレーションを実施した結果、単機最大ユニット脱落時においては、周波数低下限度を下回る結果となった※。

※北本連系設備脱落時は周波数ボトムはわずかに低下したものの、周波数限度を下回ることはなかった。

一次調整力見直しの影響確認（単機最大ユニット脱落時）

45

- まず、単機最大電源脱落時への影響を確認したところ、北海道エリア内の一次調整力確保量低減（40%減少）により、事故時の周波数ボトムが48.71Hzとなり、周波数低下限度の48.8Hzを下回る結果となった。
- 原因としては、前回同様、一次調整力が全量発動していないことや、緊急時AFCによる瞬時の融通時に動作遅延やロスが発生している（考慮されていない）こと等が考えられる。

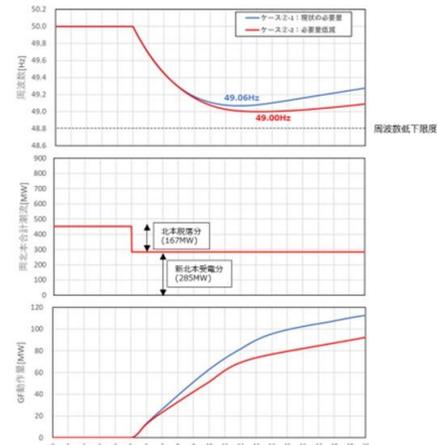


※1：北本潮流は+側を北流、-側を南流とする。
 ※2：北本・新北本の設備容量合計は900MWだが、ロス分（5%：45MW）を控除すると全量動作しても855MWが上限となる。

（参考）一次調整力見直しの影響確認（北本連系設備脱落時）

46

- 北本連系設備脱落時においても、今回の一次調整力確保量低減の影響がどのくらいあるかを確認した。
- 一次調整力確保量低減により、周波数ボトムはわずかに低下したものの、周波数低下限度を下回ることはなかった。
- 現状の考え方で周波数低下限度を維持可能であることや、北本連系設備脱落時のマージン（C1）は、本来の目的が潮流抑制マージンであることを踏まえ、北本連系設備脱落時のマージンは見直さないこととする。



- この点、第6回本作業会の見直しでは、①一次調整力発動量と②緊急時AFCの遅延・ロスを包含して、発電機周波数特性 K_G を見直したところ、 K_G は①にのみ関係する項目であるため、本来的には②に関する算定条件を別途設けることが望ましい。
- 緊急時AFCの遅延・ロス分については、概ね設備容量まで受電する場合の損失率（約5%）に近いと考えられることから、**緊急時AFCの融通枠に相当する単機最大電源脱落時マーヅン算出方法としては、下記の通り、緊急時AFCの遅延・ロスを考慮する算定式に見直すこととした。**

一次調整力見直しに伴うマーヅン算出方法の見直し (1 / 2)

47

- シミュレーション結果のとおり、一次調整力確保量低減した場合、現状の系統特性定数およびマーヅンの考え方では周波数低下限度が維持できないことが分かった。
- この点、前回は①一次調整力発動量と②緊急時AFCの遅延・ロスを包含して、発電機周波数特性 K_G を見直したところ、 K_G は①にのみ関係する項目であるため、本来的には②に関する算定条件を別途設けることが望ましい。
- 緊急時AFCの遅延・ロス分については、概ね設備容量まで受電する場合の損失率（約5%）に近いと考えられることから、緊急時AFCの融通枠に相当する単機最大電源脱落時マーヅン算出方法としては、下記の通り、緊急時AFCの遅延・ロスを考慮する算定式に見直すこととしてはどうか。
- その上で、今回の一次調整力見直しに伴う諸元が「 $K_G=1.0\%MW/1.0Hz$ 、緊急時AFCの遅延・ロス分=5%」で妥当かどうかについて、改めて周波数シミュレーションで確認を行った。

<単機最大電源脱落時マーヅン (B1マーヅン) の算出方法 (現状) >

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

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ヅン (B1マーヅン) の算出方法 (見直し後) >

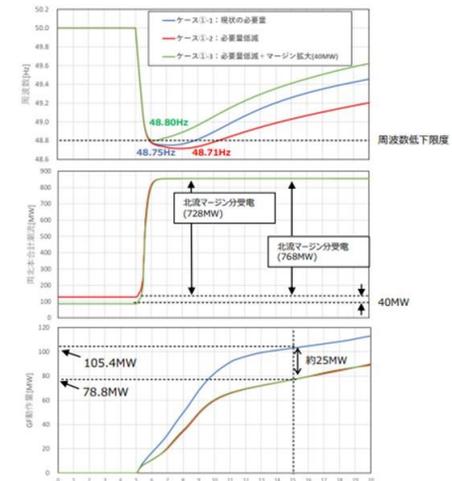
$$(912MW - \left(\frac{5\%MW/1.0Hz}{(1.0\%MW/1.0Hz+4\%MW/1.0Hz)} \times 1.2Hz \times 2,320MW \right)) \div (1-0.05) \approx 813MW$$

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
遅延・ロス分 5%考慮

一次調整力見直しに伴うマーヅン算出方法の見直し (2 / 2)

49

- 前述のマーヅン算出方法をもとに、改めて単機最大電源脱落時への影響を確認したところ、北海道エリア内の一次調整力確保量が低減（40%減少）した状態でも、事故時の周波数ボトムが48.80Hzとなり、周波数低下限度以内に抑えることができた（ $K_G=1.0\%MW/1.0Hz$ 、緊急時AFCの遅延・ロス分=5%が妥当であった）。



系統特性定数

- P.146～151では、主要論点No. 5-4-2「系統特性定数の必要性」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	系統特性定数	5-4-2	系統特性定数の必要性	<p>系統特性定数に関する前提（調整力調達の内訳）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、今後も必要かどうかについても、平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2）の事象毎に検討する必要があるか。</p> <p>▶ 第2回作業会における事業者プレゼン内容を踏まえ、今後、系統特性定数の必要性について、検討結果を報告</p>

検討結果

第4回本作業会において、現状東エリアにおける「**系統特性定数を用いない運用**」と、中西エリアにおける「**系統特性定数を用いた運用**」の大きく二つが存在することを整理し、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周波数特性変化等）に柔軟に対応できる環境を整えることが本質的な課題**であると整理した。

また、足元で行っている単一の系統特性定数の運用を前提としたうえで、将来の状況変化を踏まえた系統特性定数の必要性について以下のとおり整理した。

緊急時（N-2）：連系線ルート断時の運用容量算出（北海道エリアはマージン）※、安定化装置の制御量演算

作業時（N-1）：作業時やN-1電制量上限算出時等に使用

平常時（N-0）：需給制御における地域要求量（AR算出）

第5回本作業会において、**様々な運用の選択肢（単一の系統特性定数を用いた運用、複数の系統特性定数を用いた運用、系統特性定数を用いない運用）**を改めて整理し、それぞれの得失について整理した。

（系統特性定数の必要性整理：第4回本作業会 資料4、 周波数維持運用方法の整理：第5回本作業会 資料3）

※ 中国九州間連系線、中国四国間連系線（2026年度の中地域交流ループ後を想定）

- 前頁までの内容を踏まえて、まず現状の周波数維持運用方法について整理したところ、「**系統特性定数を用いない運用**」・「**系統特性定数を用いる運用**」など様々な考え方（違い）が確認された。
- これらの違いの本質的な意味（特質）を整理した結果、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重要**であると整理した。
- また、足元は過去の固定カーブで管理することを前提として、「**緊急時（N-2）**」、「**作業時（N-1）**」、「**平常時（N-0）**」における**系統特性定数の必要性**を整理した。

系統特性定数を用いることの特質（本質的な意味）

18

- 前述のとおり、**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**であると考えられる。
- それが解決した上で、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）で管理することも、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）で管理することも、あるいは系統特性定数を用いない運用を行うことも、それぞれ合理的な選択肢となりうると考えられる。
- この点、**中西エリアは、本質的な課題全ては解決していない状態**といえるため、**将来的な状況変化に柔軟に対応できる環境構築を目指しつつ、足元は過去の固定カーブ（ex.5.2%MW/Hz）のみで管理していることを前提に、「緊急時（N-2）」「作業時（N-1）」「平常時（N-0）」における系統特性定数の必要性を整理する。**

	東北・東京エリア（系統特性定数を用いない運用）	中西エリア（系統特性定数を用いる運用）
特徴	各断面における周波数低下状況をシミュレーションにより把握可能（電源脱落事故時の周波数低下状況をシミュレーションにより再現することで妥当性を確認）	各断面における周波数低下状況をシミュレーションにより把握可能（現在は、単一の系統特性定数（固定カーブ）を用いており、妥当性は事故の最下点より評価）
緊急時（N-2）	UFRが動作するような過酷ケースにおいて、夜間帯、昼間帯等の発電機状況を模擬したうえで、確実に動作し、かつ負荷制限後の周波数上昇等の虞がない適切な整定値を算出し、整定	系統安定化装置で負荷制限量を事前演算するにあたり、単一の系統特性定数（固定カーブ）を用いて算定（ロジックの複雑性回避の観点）
作業時（N-1）	N-1故障で供給支障を出さないよう、作業時断面の発電機状況を模擬したうえで、潮流調整やGF追加要否を算定	N-1故障で供給支障を出さないよう、単一の系統特性定数（固定カーブ）により無制御限界潮流を算定の上、潮流調整（保安ポンプという手段も存在）
将来の状況変化への対応	調整力確保状況（発電機モデルや並列状況）の変化、実績合わせ（チューニング）による負荷モデルの変化など、比較的柔軟に対応可能	発電機周波数特性が「代表プラント+GF容量3%」、負荷周波数特性が「3.33%MW/Hz」という条件のモデルしかなかったため、将来の状況変化に対しては新たにモデルを構築し現在対応中

- 緊急時 (N-2) の系統特性定数についてまとめると下記のとおり。
- 足元では過去の固定カーブ (ex.5.2%MW/Hz) のみで管理していることを前提にすると、連系線ルート断時の運用容量算出や安定化装置の制御量演算等、系統特性定数 (を用いる運用) は必要と考えられる。

今後も必要となる系統特性定数について:緊急時 (N-2)

30

- 前頁までの内容をまとめると下記のとおりであり、足元では、過去の固定カーブ (ex.5.2%MW/Hz) のみで管理していることを前提にすると、系統特性定数 (を用いる運用) は必要と考えられる。
- そのうえで、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構築した後に、改めて系統特性定数の要否 (どの選択肢とするか) について検討することとなるか。

断面	用途	周波数	中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア	
緊急時 (N-2)	連系線ルート断時の運用容量算出 (北海道エリアは マージン算出) ※2026年度の中地域 交流ループ開始後	上昇側	四国: 使用なし 九州: 7.5%MW/0.5Hz その他: 14.0%MW/0.6Hz	使用なし	12.4%MW/0.5Hz ^{※1}	
		低下側	中国四国間連系線: 4.4%MW/0.8Hz 中国九州間連系線: 5.2%MW/1.0Hz	使用なし	6.0%MW/1.0Hz	
	地内電源線 運用容量算出 (対象エリアのみ)	上昇側	使用なし			
		低下側	中部: 3.5%MW/0.5Hz その他: 4.4%MW/0.8Hz	使用なし	使用なし	
	安定化装置の 制御量演算	上昇側	中部: 10%MW/0.5Hz ^{※2} 北陸: 10%MW/1.0Hz ^{※2} 九州: 7.5%MW/0.5Hz ^{※3}	使用なし	4.0%MW/0.55Hz ^{※3}	
		低下側	中部: 3.5%MW/0.5Hz その他: 4.4%MW/0.8Hz	使用なし	使用なし	

※1 仕上がり周波数50.5Hzとなる北本限界潮流は、需要に過去のシミュレーションで算出した12.4%を乗じて算出しており、実質的に12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していること同義

※2 地内設備が対象
※3 地域間連系線・設備が対象

- 作業時 (N-1) の留意事項については緊急時 (N-2) と同様。
- N-1故障で供給支障 (負荷制限) を発生させないために、系統特性定数※を使用して、あらかじめ無制御限界潮流を求めている。

※中西エリアでは5.2%MW/1.0Hzの固定カーブより導いた、4.0%MW/0.7Hz (常時周波数変動±0.2Hzを考慮したうえで、59.1HzのUFR遮断に至らない値) が使用されている

今後も必要となる系統特性定数について: 作業時 (N-1)					34
■ 前頁までの内容をまとめると下記のとおりであり、留意事項については緊急時 (N-2) と同様。					
断面	用途	周波数	中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア
作業時 (N-1)	連系線作業時の運用容量算出 (北海道エリアはマージン算出) ※2026年度の中地域交流ループ開始後	上昇側	四国: 使用なし 九州: 7.5%MW/0.5Hz その他: 14.0%MW/0.6Hz	使用なし	12.4%MW/0.5Hz※
		低下側	中国四国間連系線: 4.0%MW/0.7Hz 中国九州間連系線: 4.0%MW/0.7Hz	使用なし	6.0%MW/1.0Hz
	地内電源線運用容量算出 (対象エリアのみ)	上昇側	使用なし		
低下側		中部: 3.5%MW/0.5Hz その他: 4.0%MW/0.7Hz	使用なし	使用なし	
電制時 (N-1)	N-1電制量上限の算出 (対象エリアのみ)	上昇側	N-1電制に伴う周波数低下を想定したものであるため、上昇側の系統特性定数は不要		
		低下側 目的: 熱容量の拡大	1.0%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	0.6%MW/0.1Hz
		低下側 目的: 同期・電圧安定性の拡大	4.0%MW/0.7Hz	使用なし	使用なし
その他 (N-1)	可変EPPS(4段)動作量算出	上昇側	0.75%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	-
		低下側	0.75%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	-

※ 仕上がり周波数50.5Hzとなる北本限界潮流は、需要に過去のシミュレーションで算出した12.4%を乗じて算出しており、実質的に12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していることと同義。

- 平常時 (N-0) の系統特性定数は、各エリアの需給制御に用いられており、過去の電源脱落やガバナカット試験等の実測結果を基に、おおよそ平均値となる値を使用している。
- 平常時 (N-0) の需給制御においては、現行の「FFC制御」、「TBC制御」、また、2026年度から運用開始予定の「広域LFC (現状の中給システムの活用案)」や「次期中給 (仕様統一案)」に関しても、系統特性定数を用いた計算を行うことが示されており、将来に亘り系統特性定数は必要であると考えられる。

平常時 (N-0) の系統特性定数の必要性 (1 / 2)

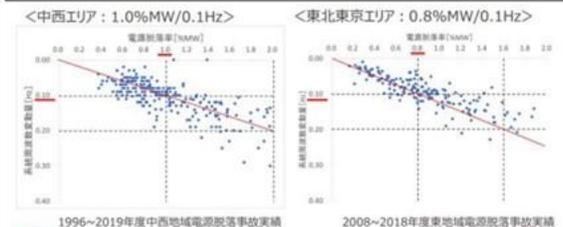
36

- 平常時 (N-0) の系統特性定数は、各エリアにおいて主に需給制御に用いられており、この系統特性定数は過去の電源脱落やガバナカット試験等の実測結果を基に、おおよそ平均となる値を設定している。
- この点、現行は単一の系統特性定数 (固定カーブ) としているが、昨今の周波数品質低下状況等も考慮すると、季節別・時間帯別に異なる (適した) 系統特性定数を使い分けることも将来の選択肢としては有り得る。

系統特性定数 (需給制御用) の根拠と評価

20

- 各社の中給システムでは、電源脱落やガバナカット試験などの実測結果を基に、**同エリア毎に同じ値を系統特性定数として設定**している。
※ 1 : 北海道エリアは周波数制御用 (低下側) と同様の考え方により 0.6%MW/0.1Hz を採用している。
※ 2 : 負荷脱落のみの実測結果が少ないため、上昇側は低下側と同じ値を使用している。
- 概ね周波数品質は維持できているが、引き続き実績を蓄積し、必要に応じて見直ししていくことが合理的と考えられる。



1996~2019年度中西地域電源脱落事故実績 2008~2018年度東地域電源脱落事故実績

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/unyoyouryousagyoukai_2_03_01.pdf

今後も必要となる系統特性定数について: 平常時 (N-0)

38

- 前頁までの内容をまとめると下記のとおりであり、必要性については将来に亘り変わらないと考えられるものの、将来の状況変化 (調整力確保状況や負荷特性の変化等) に対応すべく、実測結果等を元にした値の見直し、あるいは季節別・時間帯別の使い分けなどを検討していく必要があるか。

断面	用途	周波数	中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア
平常時 (N-0)	需給制御における地域要求量 (AR算出)	上昇側	1.0%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	0.6%MW/0.1Hz
		低下側	1.0%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	0.6%MW/0.1Hz

系統特性定数

- P.152～157では、主要論点No. 5-4-3「状況変化による系統特性定数の再算定」の整理をご紹介する。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	系統特性定数	5-4-3	状況変化による系統特性定数の再算定	<p>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、負荷側においては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定の必要性について検討する必要があるか。</p> <p>▶ 今後、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算定の方法（検証の進め方）について検討を行い、再算定を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告</p>

検討結果

第5回本作業会において、系統特性定数を用いた運用を行っている北海道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状況をご紹介します。

・**負荷周波数特性**については、**2023年度に計測装置を設置し、現在はデータ蓄積中。**

・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（2026年度目途完了予定）

また、第6回本作業会において、**系統特性定数の傾向把握**を行っていく方向性が示され、第8回本作業会において、東エリアのシミュレーション環境を用いたシミュレーション結果を提示した。

この点、PVの大小と周波数低下量に相関は確認されず、GFを確保している発電機の割合※1によって、系統特性定数（周波数低下量）に与える影響が大きく変わること※2がわかった。

今後、北海道エリアおよび中西エリアのシミュレーション環境構築状況や、周波数制御体系見直し等の状況変化も踏まえて、系統特性定数の再算出方法やその要否については、引き続き検討していくこととしたい。

（シミュレーション環境構築状況：第5回本作業会 資料3、
系統特性定数の傾向把握について：第6回本作業会 資料3、第8回本作業会 資料3）

※1 水力よりも火力の方がGFの初期応動速度が速いため、火力割合が大きいほど周波数低下量が少ない結果となった。

※2 今回、ある需要断面を選定したシミュレーションの一例であり、PV発電量がさらに大きい断面では別の傾向となる可能性があることにも留意が必要。

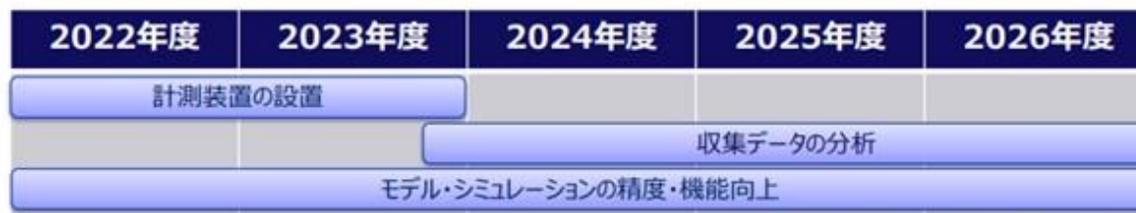
- 第5回本作業会では、北海道および中西エリアのシミュレーション環境の構築状況についてご紹介した。
- 今後、数年かけて過去の周波数変動を伴った実際の事故との実測対比による精度検証を通じて、精度向上を図る予定となっている。

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。



ただし、今後詳細検討で変更となる可能性がある

■ 今後の様々な選択肢（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るために、一般送配電事業者の協力のもと、PVの多い断面や少ない断面等、複数の系統特性定数の傾向把握シミュレーションを実施した。

系統特性定数の傾向把握について（1 / 2）

46

- 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）

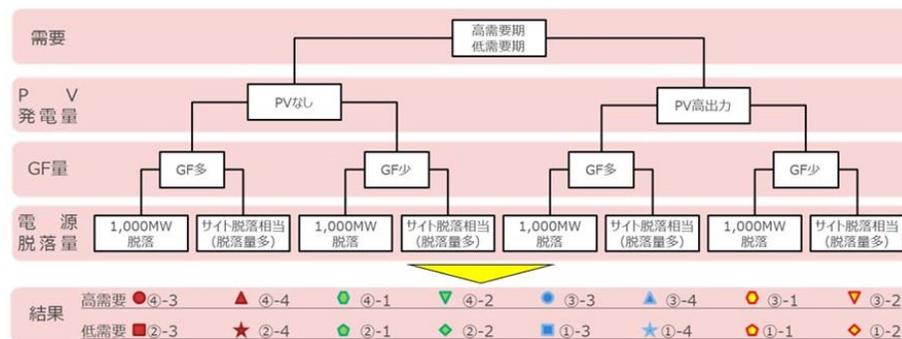
条件に応じて系統特性定数の異なるものを用いて管理するというのは、太陽光が多い少ない等、様々な事情で系統特性定数の変化の幅が大きくなってくると、こういった管理がある程度有効になるという場面があるのではないかと考えている。デメリットとして色々煩雑になるところがあると承知しているが、実際に太陽光の多い少ないで、周波数の落ち方が実際どれくらい変わり得るものかというところについては、シミュレーション環境を構築されているエリアで既に色々検討されているか、或いは将来更に太陽光が増えればどういう傾向になるのが出ているシミュレーションで評価できるのではないかと考えている。系統特性定数をどれくらい複数管理するかで、どのように運用容量が変わってくるかということをも具体的に定量的にお示ししたく、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。



シミュレーションの概要について（2 / 2）

16

- 前頁のシミュレーション概要を図で表すと、下記のようなイメージとなる。
- 高需要期、低需要期それぞれ8通り、合計16通りの条件でシミュレーションを実施し、傾向等を確認した。



凡例	○-1	○-2	○-3	○-4
①:低需要PV多				
②:低需要PV少	1000MW脱落	サイト脱落	1000MW脱落	サイト脱落
③:高需要PV多	GF少	GF少	GF多	GF多
④:高需要PV少				



出所) 第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年3月14日）資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyukai_6_03.pdf

出所) 第8回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年6月13日）資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2025/files/unyouyouryousagyukai_8_03.pdf

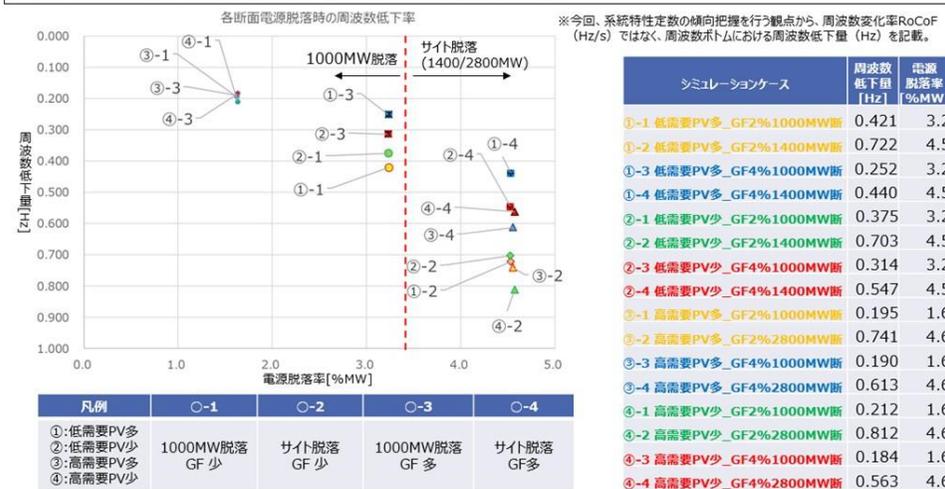
■ シミュレーションを実施した結果、PV発電量の多寡による周波数低下量の傾向は一定にならなかった一方で、GF確保量やGF確保量の内訳（火力のような初期応動速度の速い機種種の割合）が周波数低下量に与える影響が大きいことがわかった*。

※1 今回、ある需要断面を選定したシミュレーションの一例であり、PV発電量がさらに大きい断面では別の傾向となる可能性があることにも留意が必要。

シミュレーション結果（全体傾向）について

20

- シミュレーション結果の全体傾向（各電源脱落率における周波数低下量*）は下記のとおりとなった。
- 周波数低下に影響する要素として、**PV発電量の多寡（多少）による周波数低下の傾向は一定とならなかった一方で、GF確保量が多い方が周波数低下しづらい結果となった**ため、次頁以降で理由について考察した。

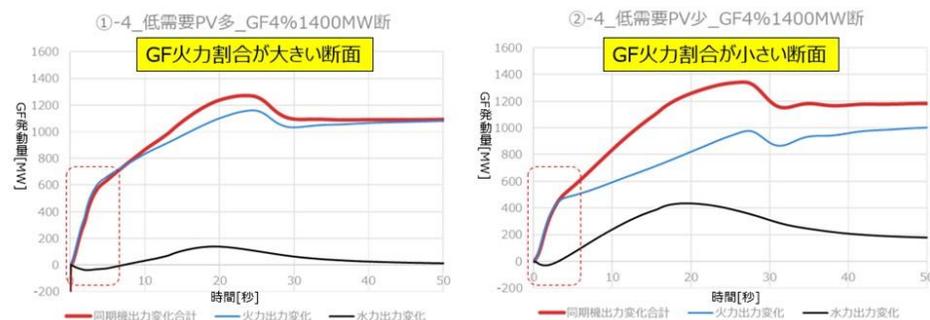


GF確保量に関する考察について (2 / 2)

25

- この点、事故直後の各発電機（火力・揚水）の出力変化を比較すると、GF火力割合の大きい断面の方がGFの初期応動量が多く*、周波数低下量の抑制に寄与しているとみられることがわかった。
- つまり、GF確保量の大小は当然として、GF確保量の内訳（初期応動速度の速い機種種の割合）が周波数低下に与える影響が大きいことがわかり、これらの影響が前述のPV（ならびに慣性力）影響を上回っていたと考えられる。

※ 揚水は最初の数秒は逆応動するなど、火力に比べて初期応動量が少ない（詳細は次頁）。



	周波数低下量 [Hz]	系統慣性 [GWs]	GF火力割合
①-4 低需要PV多_GF4%1400MW断	0.440	304.41	69.13%
②-4 低需要PV少_GF4%1400MW断	0.547	255.45	50.94%

- 今後、北海道エリアおよび中西エリアのシミュレーション環境構築状況や、周波数制御体系見直し等の状況変化も踏まえて、系統特性定数の再算出方法やその要否については、引き続き検討をしていくこととしたい。

まとめと今後の方向性（系統特性定数関係）

28

- 今回、複数の条件によりシミュレーションを実施した結果、周波数低下に影響しうる要素として、PV発電量の多寡による周波数低下の傾向は一定とならなかった一方で、GF確保量は多い方が周波数低下しづらい結果^{※1}となった。
- 上記の要因について分析（考察）すると、**PVの影響よりも、GF確保量（絶対量）ならびに内訳（初期応動速度の速い機種割合）が周波数低下に与える影響が大きい**といった示唆が得られた。
- この点、特に昼間帯は需要だけでなく、PV発電量により発電機バランスおよび火力機割合も大きく変わる可能性があるため、今後、系統特性定数を再算出する際には、複数の条件において、想定される発電機バランスに合わせた上でのシミュレーションが重要になってくると考えられる。
- また、各種市場制度見直し^{※2※3}により一次調整力（GF）必要量の考え方も変化していることから、シミュレーションの前提となるGF確保量についても、様々な条件を考慮した上で、算出方法を検討する必要があると考えられる。
- 今後、北海道エリアおよび中西エリアのシミュレーション環境構築状況や、周波数制御体系見直し等の状況変化も踏まえて、系統特性定数の再算出方法やその要否については、引き続き検討していくこととしたい。

- ※1 今回、ある需要断面を選定したシミュレーションの一例であり、PV発電量がさらに大きい断面では別の傾向となる可能性があることにも留意が必要。
- ※2 2024年度の需給調整市場全面運開に伴い、GF確保量については従来の各エリア系統容量の3%確保する考え方から、一次調整力必要量（平常時調整力＋異常時対応調整力）を確保する考え方に見直された。
- ※3 軽負荷期昼間帯等の再エネ余剰時は、一次調整力（異常時対応調整力）を従来の発電機での確保から、ポンプ遮断で確保することが増えることも考えられる。