

「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」 における検討状況について（報告）

2024年12月27日

電力広域的運営推進機関

- 第98回本委員会（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、「運用容量等作業会」という。）を本委員会の下に設置した。
- 運用容量等作業会では、これまで計4回に亘り、一般送配電事業者の協力も得ながら、主要な論点（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ため、今回、これまでの取り組み状況（進捗）についてご報告する。

将来の課題認識 (全体像)

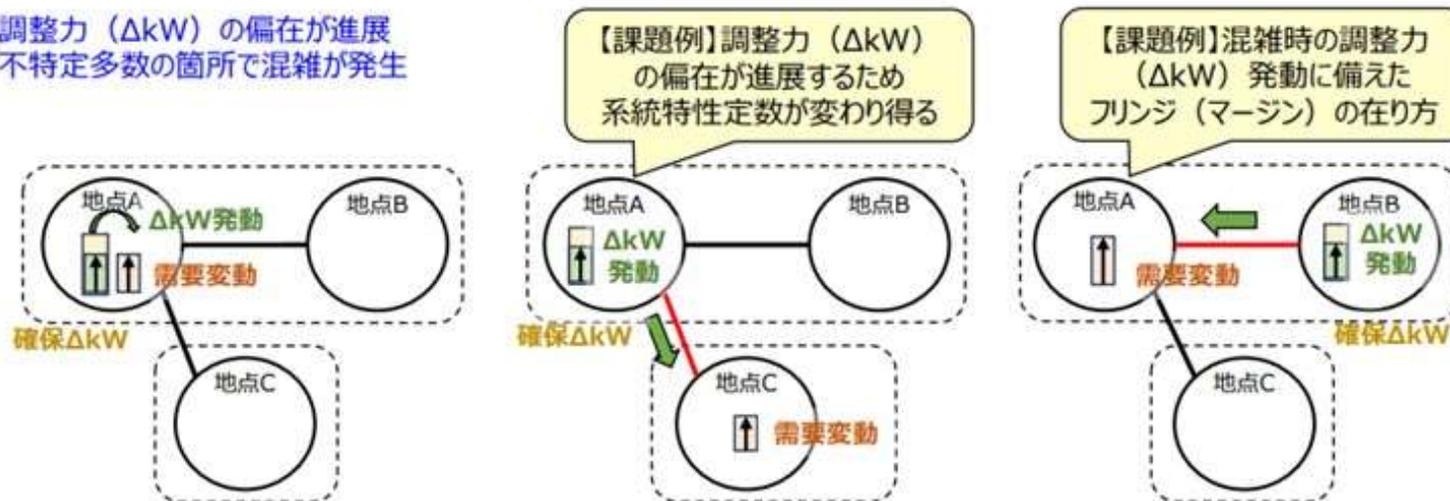
5

- 将来の日本の電力系統においては、主に下記のような状況変化が想定されている。
 - 広域運用可能なプラットフォーム構築に伴い、調整力 (ΔkW) の広域調達・運用は更に進展
 - 地域間連系線と地内系統の区別なく、不特定多数の箇所で混雑 (運用容量超過) が発生
- 上記のような世界観においては、地域間連系線だけでなく地内運用容量の値 (考え方) が、そのまま、電源起動・出力配分ひいては事業者収支 (経営) に直結するため、**制度として、妥当性・透明性の担保が重要。**
- また、従来の延長では対応できない事象が発生するとも考えられ、**運用としても、将来に備え、課題の早期把握※・ゼロベースで対応 (安定供給確保) を検討していくことが重要。**

※ 早期把握できた課題の一例として、「系統特性定数」「フリンジ」等が挙げられる。
 (言い換えると、今後、新たな課題が顕在化した暁には、検討フォーカスに加える)

【将来の日本の電力系統 (世界観)】

- ・調整力 (ΔkW) の偏在が進展
- ・不特定多数の箇所で混雑が発生

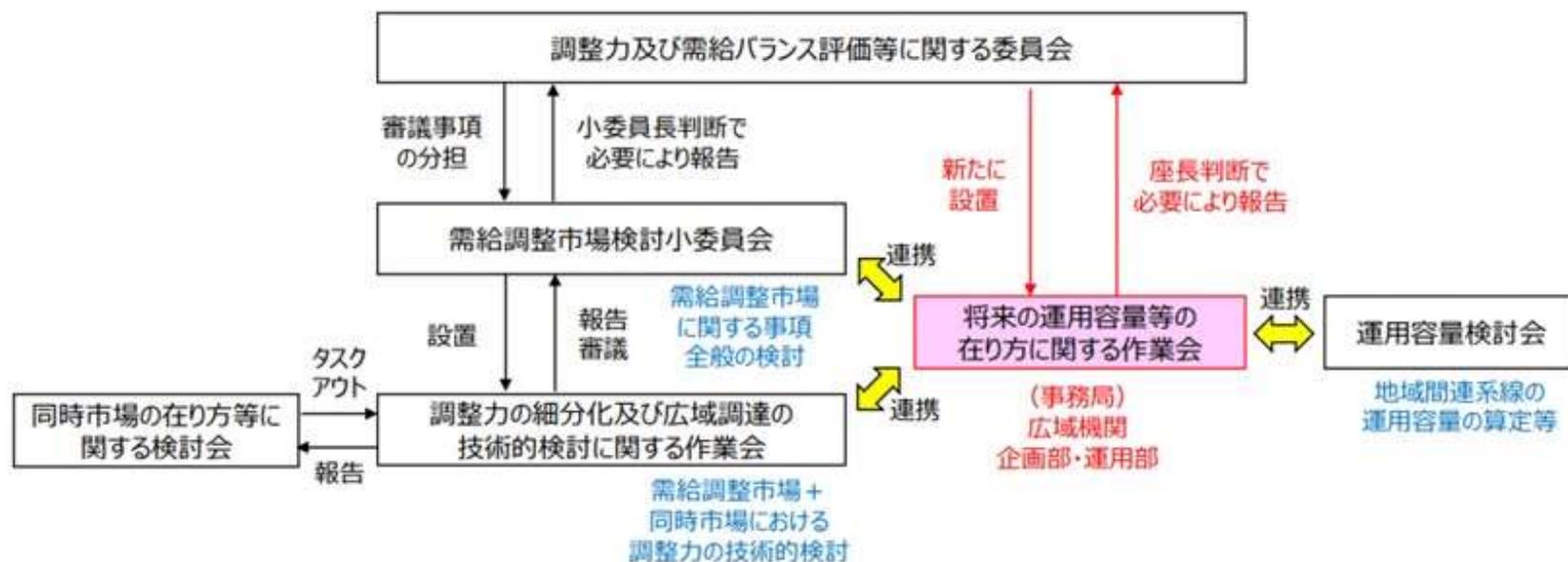


※ 地点A・Bが同一エリア、地点Cが他エリアといったイメージ

検討体制について

21

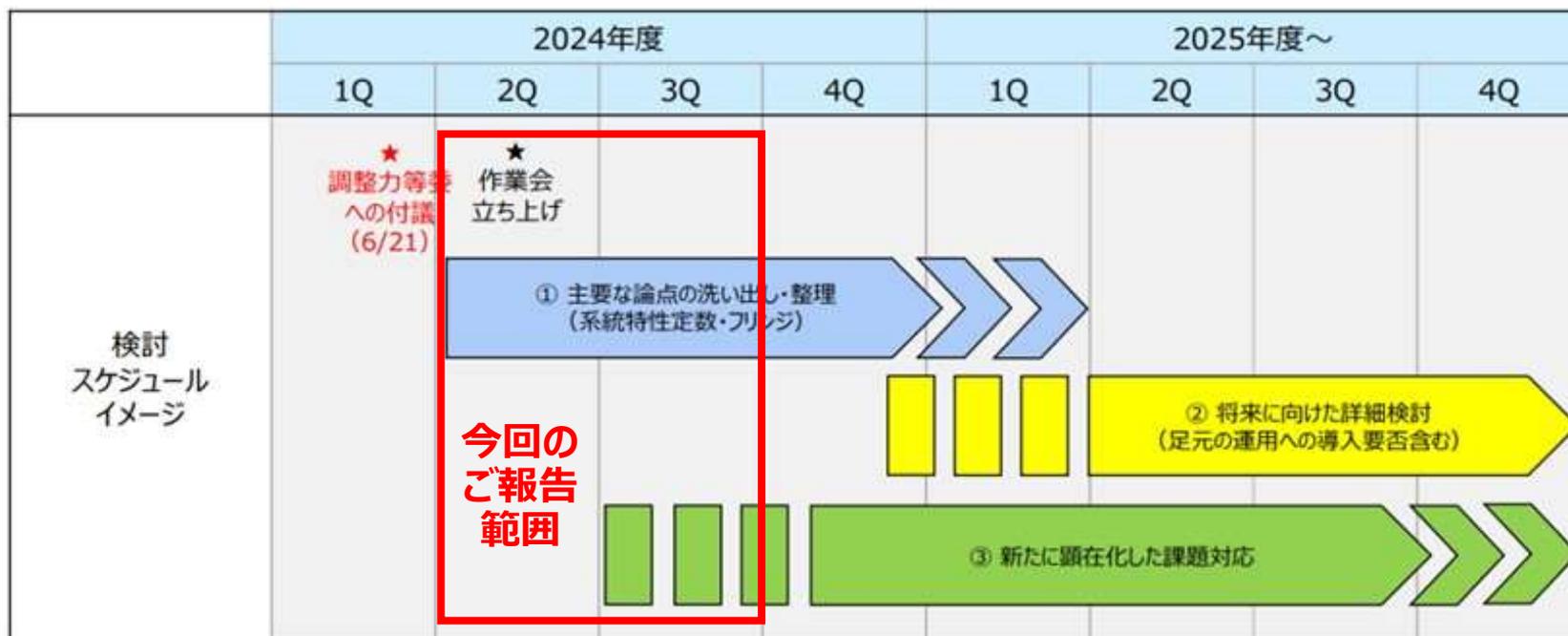
- 検討体制としては、現在（需給調整市場）ならびに将来（同時市場）の調整力に係る制度設計議論、ならびに運用容量算定に係る系統（運用）技術が関係し、現状はこれらを包含した各種委員会・検討会は存在しないことから、新たに調整力等委の下に作業会を立ち上げる（設置する）こととしてはどうか。
- また、上記にあたっては、それぞれの議論を扱っている需給調整市場検討小委、細分化作業会、運用容量検討会とも連携を密にするために、各事務局を担っている、電力広域的運営推進機関の企画部・運用部の共同事務局としたうえで、作業会を進めていくこととしたい。



今後の作業会スケジュール

23

- 最終的には、同時市場の運用開始が見込まれる時期（2020年代後半以降）までに整理が必要と考えられるが、足元においても課題は顕在化し始めていること、ならびに、後工程にシステム対応等が必要な可能性もあることから、まずは、1年程度を目安に、現状確認や主要な論点の洗い出し・整理を進めていくこととする。
- その上で、足元の運用への導入要否、将来（同時市場）に向けた詳細検討等について（新たに顕在化した課題への対応含め）継続的に検討していくこととしてはどうか。



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

1. 主要な論点の洗い出し・整理
2. 新たに顕在化した課題対応
3. まとめと今後の進め方

(参考) 詳細な検討内容について

1. 主要な論点の洗い出し・整理

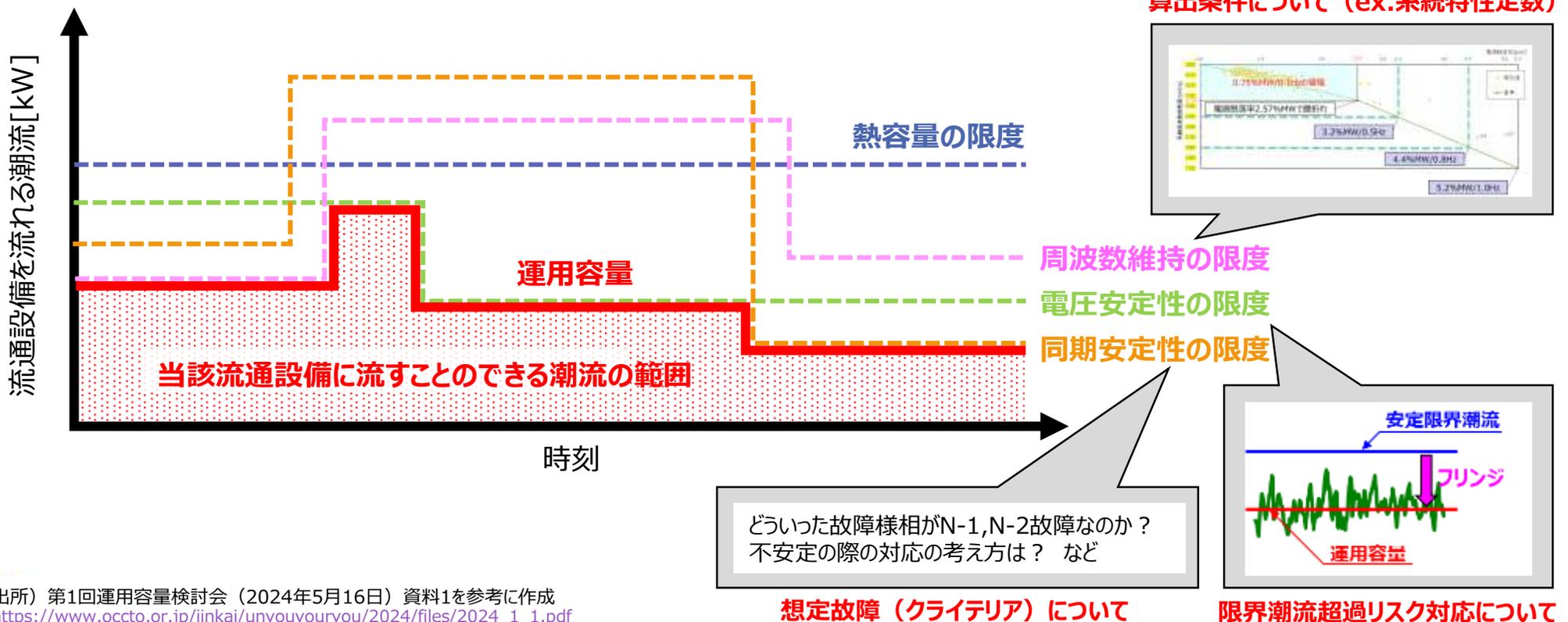
2. 新たに顕在化した課題対応

3. まとめと今後の進め方

(参考) 詳細な検討内容について

- 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ているところ。

※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（フリンジが発生した）際に、一時的に超過してしまうリスクを指す。

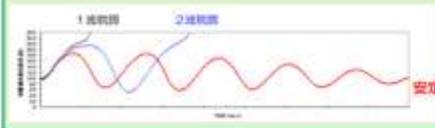


- 限界潮流は、算出方法（需要・電源稼働により決定する潮流や電圧、故障想定、結果の判定方法等）によって算出結果が大きく異なることから、地内系統も含めた算出方法（条件）の実態調査も進めているところ。

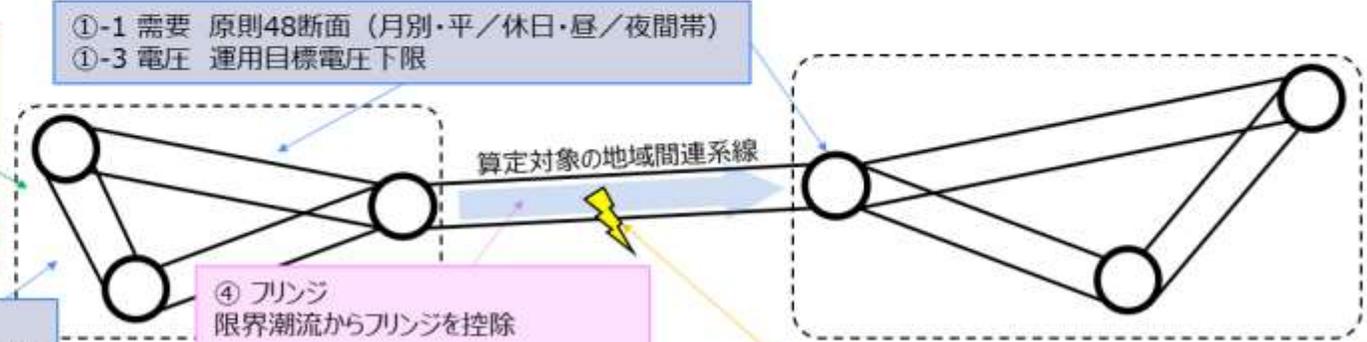
算出方法		実態調査のポイント
①	潮流想定	①-1 需要 系統全体に同期発電機が少ない（同期化力が小さい）軽負荷期や、送電線潮流が重潮流となりやすい重負荷期等の需要断面を想定（選定）
		①-2 電源稼働 需要に応じて、どのような考え方（メリットオーダー、過酷想定等）に基づき電源を稼働させるか
		①-3 電圧調整 電力系統の電圧は、どのような電圧に調整されているか
②	故障想定	N-1、N-2故障として想定される具体的な故障様相はなにか
③	判定方法	同期安定性の判定ツールや判定基準とは
④	フリンジ	フリンジの控除（加算）有無はどのように考えているか

(例：地域間連系線)

③ 判定方法
20～30秒間Y法シミュレーションし、発電機内部位相角が収束していること



①-2 電源稼働
基本は、算定対象連系線から遠い電源から順に稼働（≠メリットオーダー）
但し、一部の箇所では実績を踏まえた電源稼働（≠メリットオーダー）としている



①-1 需要 原則48断面（月別・平/休日・昼/夜間帯）
①-3 電圧 運用目標電圧下限

② 想定故障
1ルート交流連系：1回線3相3線故障
2ルート交流連系：2回線3相6線故障

④ フリンジ
限界潮流からフリンジを控除



(参考) 第1回本作業会でいただいた変動性再エネ大量導入による影響へのご意見(1/2) 3

第1回本作業会(2024年7月19日)(資料3~5)作業会の設置や進め方等について

(辻メンバー)

- 今後の課題を考える上で、説明いただいた状況変化というところ、どのタイミングでどのくらい先まで、見込んで考えているかも大事なところと考えており、**再生可能エネルギーの大量導入という話が進んでいく中で、いつぐらいの年度を想定するかによって、見えてくる課題も、技術的な課題が違ってくることも多々あるか**と理解している。直流設備が入ってきたり、色々な系統の状況変化もあるので、手を広げ過ぎても、上手くまとまらないこともあると考えているが、どれくらい先まで考えて論点を議論していくか、上手く考えながら進めていきたい。 ⇒第2回本作業会において、2030年頃をターゲットとする旨を事務局よりご回答(本資料P8に反映)

(河辺メンバー)

- フリンジというのは、基本的にガバナフリーとLFCの容量として、それによる潮流変動に対して確保されている形で書かれているかと考えている。それは現行の考え方で、**今後、再生可能エネルギーが入ってきて、負荷の予測外れに加えて再生可能エネルギー出力の予測外れが入ってきた時に、フリンジというのは、例えばもっと長周期のEDC領域での潮流変化に対しても、確保していく必要があるかどうか**が気になっている。 ⇒No.1-2-1, No.1-2-2

(伊佐治メンバー)

- **負荷特性の話もあったが、実態を把握するように調査も始めており、少し時間はかかるが、そういった状況も踏まえながら、改めて過去を見つめなおし、必要な手立てを行うことは重要と認識している。** ⇒No.4-1-1 ⇒No.5-4-3
- **カーボンニュートラルの実現に向けては、更に再生可能エネルギー比率が高まってくるのは、自明のことと考え、そうなると同期電源の割合が低下してくることで、従来の運用では対応できない可能性もある**と考えている。

第1回本作業会(2024年7月19日)(資料6)運用容量等に関する基本的事項について

(伊佐治メンバー)

- 系統がだんだん弱くなっていることを考えると、どちらかという運用容量が厳しくなってくる方に動いてしまわないかと懸念しているが、**厳しくなるから終わりではなく、他に何か対策をしてそれを支えることも含めて、事務局、一般送配電事業者と連携しながら、技術的な検討をして個別的な論点、議論する際に必要な説明をしていきたい。** ⇒No.3-3-1 ⇒No.4-1-1 ⇒No.5-4-1

- 同期安定性・電圧安定性に関する実態調査の結果、「算出方法（条件）を厳しめにする」ことでリスクを考慮する考え方、「限界潮流からフリンジを控除する」ことでリスクを考慮する方法、これらの様々な組合せ（2×2=4通り）が確認された。（クライテリア（想定故障等）については、並行して実態把握を実施中）
- 上記を踏まえて、今後、再エネが大量導入し、不特定多数の箇所では系統混雑が発生する将来に向けて、どのような算出方法が合理的か、また、フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応をどうするか検討を進めていくこととした。

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剰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（過剰寄りでない）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						④フリンジ (別表分類参照)		
	需要	①潮流想定方法		②故障想定	③判定方法				
		電圧調整	電圧調整		電圧調整	電圧調整			
同期安定性	軽負高電	想定方法①	メリットオーダー時に稼働	基準	検討課題 No.1-1-1	Y法	内部相違角が収束傾向	二	
		想定方法②	同期安定性面で過剰な順に増出力	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	軽負高電	想定方法①	メリットオーダー時に稼働	基準	整理中	Y法	内部相違角が収束傾向	領域1	
		想定方法②	同期安定性面で過剰な順に増出力	下限		〃	〃	領域1	
		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	下限		〃	〃	領域1	

※ 制約となり得る規模の潮流が流れる自然性が低い等より、限界潮流の算出を省略

※ 算定対象設備によっては、重潮流となる箇所時間帯等も想定する場合あり

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						④フリンジ (別表分類参照)	
	需要	①潮流想定		②故障想定	③判定方法			
		電圧調整	電圧調整		電圧調整	電圧調整		
電圧安定性	重負低電	想定方法①	電圧安定性面で過剰な順に増出力	基準	検討課題 No.1-1-1	整理中	領域1	
		想定方法②	メリットオーダー時に稼働	基準			〃	〃
その他	重負低電	想定方法①	電圧安定性面で過剰な順に増出力	基準	整理中	整理中	領域1	
		想定方法②	メリットオーダー時に稼働	基準			〃	〃
		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			〃	〃

※ 1 算定対象設備によっては、系統電圧を維持する同相発電機の連系が少ない軽負高電等も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保できる（再エネ出力等の抑制しない）場合も想定方法①を含む

※ 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1を想定していることと同等

※ 図表中、ピンクのハッチング箇所が、それぞれの方法でリスクを考慮している箇所に該当。

- また、周波数維持に関する実態調査の結果、こちらも「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り、中西エリアではそれらの環境がまだ完全には整っていないという本質的な課題が明らかになった。
- 上記を踏まえて、今後、再エネが大量導入し、調整力確保状況や負荷特性等が変化する将来に向けて、どのように対応していくか（シミュレーション環境を整えていくか）、また、現在の系統特性定数を用いた周波数維持限度値の算出方法や限界潮流超過リスクへの対応が妥当かについて検討を進めていくこととした。

	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

(参考) 第2回本作業会でいただいた系統特性定数の必要性へのご意見

5

第2回本作業会（2024年8月29日）資料3 – 2 系統特性定数に関する検討の方向性について

(辻メンバー)

・系統特性定数は、時々刻々と系統の条件によって変わるものだと教えていただき、シミュレーションを詳細に行うことで、緊急時含め、どういった周波数の低下が起こるかを再現することは可能である一方で、全てのケースに対応させていくことは、現実的でない部分もあるので、実務上非常に有効な対応の仕方として、系統特性定数という位置づけがこれまで活用されてきたところをご説明いただき、そういった部分でのメリットがあることを再認識した。系統特性定数を活用しないで運用制御等されているエリアもあると話していただいたが、本日説明いただいた話を基に、系統特性定数を用いることの特質をしっかりと整理していただいた上で、系統特性定数の必要性の議論も引き続きできれば良いと考える。関連するところで幾つか発言したが、系統特性定数に関しては、今あったとおり系統条件に応じて変わる。そういった中で、ご説明いただいた過去の系統特性定数の決め方というと、周波数の落ち方に色々バラつきがある中で、少し安全サイトで保守的に線を引き、系統特性定数として活用されてきたという図があったかと認識しているが、今後将来の運用容量という趣旨に照らしていくと、将来再生可能エネルギーが増えていった場合に、周波数の落ち方のバラつきは、系統の条件に応じて不確実性が高まっていくと考えており、そういった中で、シミュレーションを通じて、現象を確認、模擬していくことの重要性も高まると感じている。シミュレーションを通じてこういったところの分析をする時の方法論、考え方、そういったところについても、ご提案の中にあつたが、良く確認していただき、引き続きシミュレーションのかけ方についても、考え方の整理ができるといいと考える。時間帯毎にバラつきについて、系統定数が動いていく中で、それを毎回正確に取り扱うのは難しいのは勿論そうだが、今やっているように、系統毎に固有の値として一つだけいいのかどうかは、見直す余地もあるかと考えており、例えば再生可能エネルギーの出力が非常に高い時間帯と、そうでない時間帯で系統の慣性が変わってくるので、周波数の落ち方が違うとか、そういう実務上、過度に難しくしない範囲で系統特性定数を複数用意する等、時間帯毎に変わるというところに対する対応の在り方の必要性も確認できると良い。

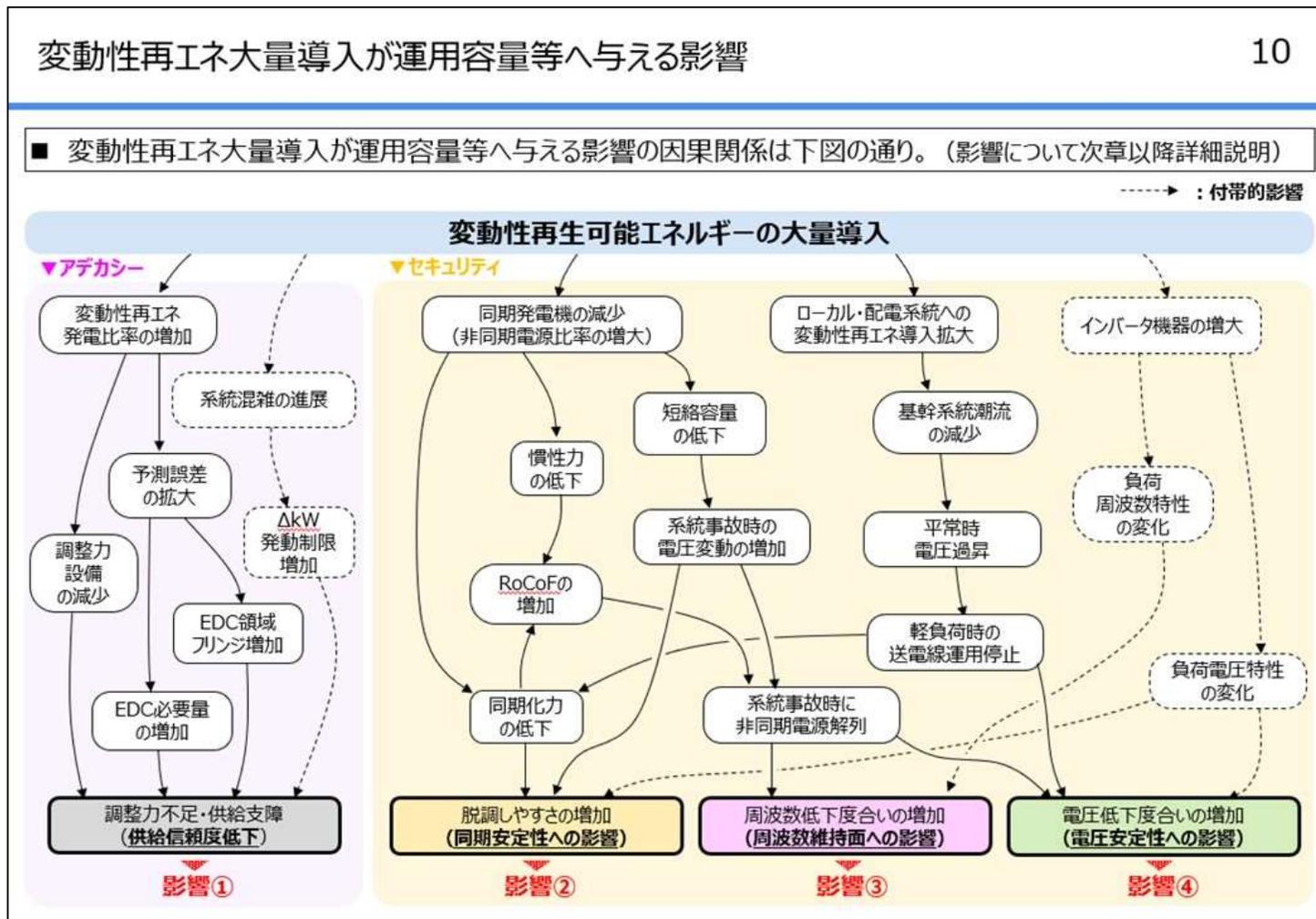
(河辺メンバー)

・特性定数についてだが、季節や時間帯によっても変わりうるということは、従来より知られており、本日は伊佐治メンバーより紹介いただいた電源脱落実績を見ても、正にそうであるということを示しているものだと感じた。そうした理由からも、従来より正確な系統特性定数を推定するのは、難易度が高く、これまでの運用においても、ある程度保守的な値に設定することによって、安定供給を確保してきたものであると理解した。今後の論点についてのコメントだが、いずれも重要な論点ということで賛同させていただく。これらの論点のうち系統特性定数の必要性に関する整理が先ずもって必要で、併せて系統特性定数の算定方法等、運用上限の決め方をエリア間で揃えていく為の検討、それによって生じる課題の整理に重きを置きながら、進めていただければと考える。

■ 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たところ、引き続き、これらを元にして深掘り検討を進めていくこととしたい。

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	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>
	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>
		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、合理的な取扱いについて整理していくこととした。</p> <p>➤ 第2回本作業会、第4回での報告内容を踏まえ、今後合理的な算出方法等の整理を行う また、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、検討結果を報告する</p>
	緊急的な 運用容量拡大	1-3-1	地内システムの緊急拡大 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、地内システムにおける緊急拡大の考え方は整理されていない。</p> <p>地内システムにおいても、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、地内システム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>➤ 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>
	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>

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>
	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>
	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>➤ 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>
	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>

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>	
	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>	
	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>	
	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>
			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。</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>

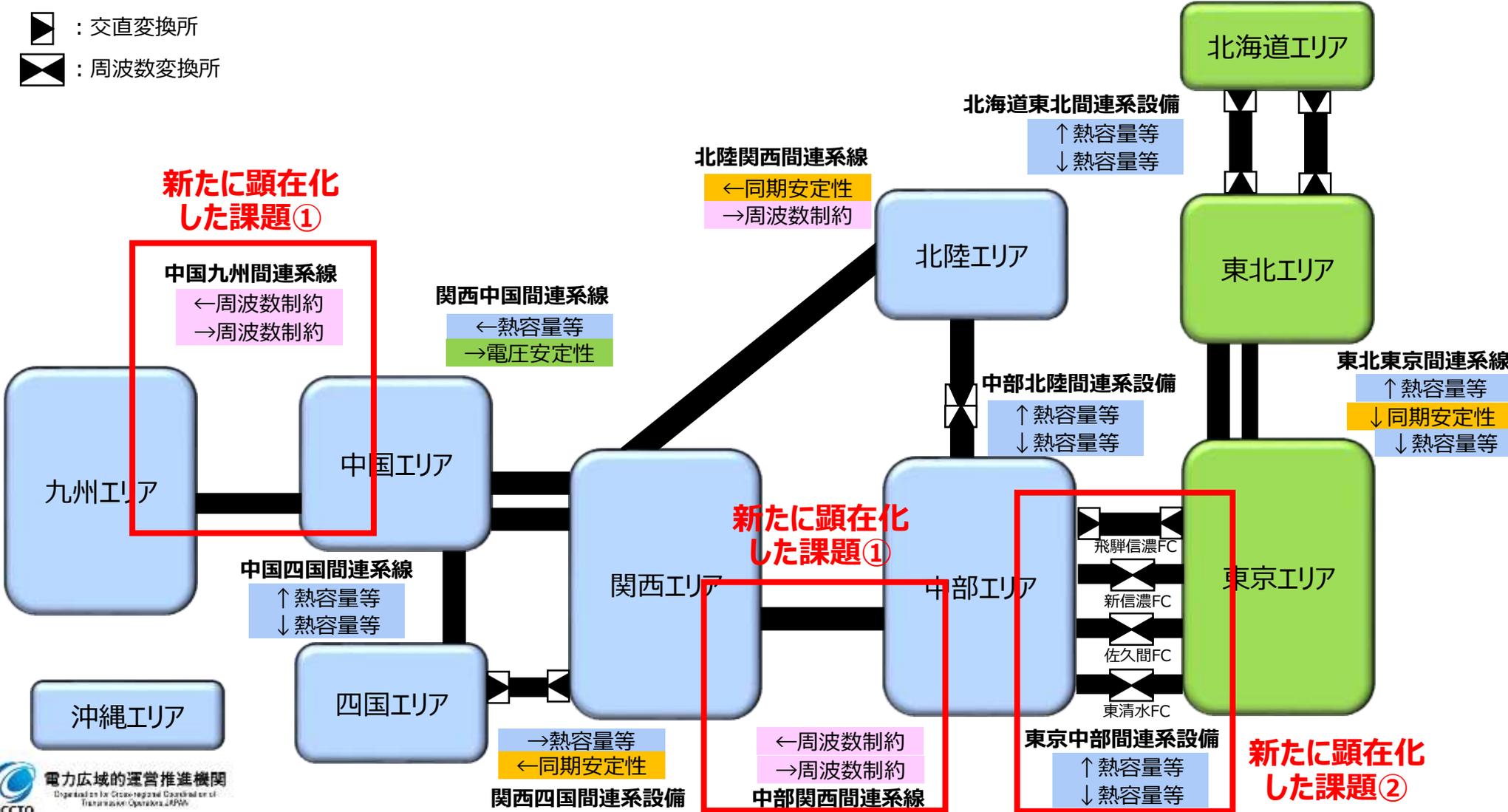
大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
周波数維持	系統特性定数	5-4-3	状況変化による系統特性定数の再算定	<p>仮に、系統特性定数が将来的にも必要となった場合、調整力調達の在り方の変化による一次調整力がエリア需要の3%を下回る可能性や、負荷側においては拡大するインバータ需要による負荷特性が変化している可能性が予想されることを踏まえ、系統特性定数の再算定の必要性について検討する必要があるか。</p> <p>▶ 今後、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算定の方法(検証の進め方)について検討を行い、再算定を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告</p>

1. 主要な論点の洗い出し・整理
2. 新たに顕在化した課題対応
3. まとめと今後の進め方

(参考) 詳細な検討内容について

■ 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



- 足元の状況として、中部関西間連系線（中部向き）では2023年度における卸電力（kWh）市場の分断率が大幅に上昇（夏季においては6～7割）している、また、中国九州間連系線（九州向き）では容量（kW）市場の約定処理において九州エリアが約定処理過程で信頼度未達になっている状況であった。
- これら二つの運用容量は周波数維持制約で決まっており、仮に、負荷制限の織り込み方法を変えることが出来れば、運用容量拡大（それに伴う市場分断率下落や供給信頼度（EUE）改善）にも繋がり得る。

中部関西間連系線（中部向き）の状況

17

- 第96回制度設計専門会合（2024年4月26日）において、2023年度における連系線分断率を2022年と比較すると、中部関西間（中部向き）の分断率が大幅に上昇（夏季においては6～7割）していることが報告された。
- また、特に運用容量が小さくなる夜間帯（22時～8時）にかけて、顕著に増加していることも確認された。

調査対象とする期間・地域

- 2023年における全国の連系線分断率を2022年と比較すると、中部関西間、中部北陸間の分断率が大幅に上昇した点に加えて、中国九州間の分断率が大幅に下落したことが確認された。
- 中部関西間、中部北陸間の分断率は、2023年6月から8月において特に大きく上昇していたため、本資料では、上記3ヶ月を対象として、前年同時期と比較する形で調査を行うこととした。
- 上記期間における中部関西間及び中部北陸間の潮流を確認したところ、関西・北陸から中部方面となっていた（スライド5-6参照）。また、中部東京間の潮流は東京方面となり、前年同時期から大きな変化はみられなかった。このため、本資料では、中部以西のエリアを対象として、分断率上昇に関する要因の調査を行うこととした。

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年平均	
2022年	中部-関西間	4.8%	12.8%	7.9%	6.7%	2.7%	15.3%	12.8%	17.1%	24.2%	18.3%	64.8%	28.0%	18.5%
	中部-北陸間	4.4%	12.5%	7.9%	6.7%	1.8%	15.3%	12.8%	17.4%	24.2%	16.5%	61.9%	30.0%	18.3%
	中国-九州間	76.1%	76.6%	68.3%	32.1%	35.7%	35.6%	83.9%	82.8%	89.5%	81.3%	63.3%	35.3%	60.7%
2023年	中部-関西間	13.3%	19.0%	20.5%	34.5%	36.2%	72.6%	76.1%	58.6%	44.5%	53.4%	46.5%	40.3%	43.0%
	中部-北陸間	13.8%	19.0%	20.8%	34.4%	33.6%	66.6%	79.8%	66.3%	32.0%	43.8%	46.6%	40.3%	40.1%
	中国-九州間	23.8%	33.9%	21.3%	4.4%	5.2%	3.8%	8.9%	22.4%	34.9%	26.8%	18.7%	5.1%	17.8%

出所：電力広域的運営推進機関「自然の動き-競争力強化とネットワール構築」資料4

出所：第96回制度設計専門会合（2024年4月26日）資料8
https://www.occto.or.jp/jiinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyokai_3_04.pdf

中国九州間連系線（九州向き）の状況（1/2）

23

- 現状、中国九州間は基本は中国向き潮流*であり、卸電力（kWh）市場が九州向きで分断することは殆どない。
- 一方（あくまで現在ではなく）将来断面の状況変化として、容量（kW）市場の約定処理において、九州エリアが約定処理過程で信頼度未達となり、電源等の追加処理が行われている状況。

* 中国向きの市場分断率は下落傾向ではあるものの、一定程度あることから、今後の負荷制限の在るべき姿の検討において引き続き取り扱う。

<参考> 約定処理上の市場分断について

16

- 需要曲線と供給曲線の交点における全国の供給信頼度は0.029 kWh/kW・年となった。
- 全国の供給信頼度をもとに約定処理上の市場分断の判断を行い、全国市場の約定処理後に北海道・東北・関東・中部、九州が不足ブロック（エリア）となり、その他が充足ブロックとなった。
- 不足ブロック（エリア）で、全国の供給信頼度を満たすまで電源の追加処理を行い、追加量は合計828万kW（内訳：北海道9779kW、東北11679kW、東部48979kW、九州12679kW）となった。
- 北海道、九州エリアが不足エリアのまま追加できる電源がなくなったため、減少処理は行わなかった。

単位：信頼度（kWh）、供給信頼度（kWh/kW・年）

エリア	全国約定処理後		追加処理1種		追加処理2種		追加処理3種		追加処理（結果）	
	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量	供給信頼度	追加量
北海道	20.371		19.970	+41	4.591		4.543		+56	0.463
東北	0.445	+116	0.094		0.020		0.003			0.002
関東	0.928	+152	0.288	+98	0.148		0.029	+239		0.027
中部	0.643		0.021		0.014		0.006			0.006
北陸	0.006		0.004		0.004		0.003			0.002
関西	0.004		0.003		0.002		0.001			0.000
中国	0.004		0.003		0.002		0.001			0.000
九州	0.003		0.002		0.001		0.001			0.000
九州	2.880		2.836		2.825		2.801	+126		0.359

* 別の計算を、9月までの実績データを用いて行った場合は異なる

** 供給信頼度は供給力に入らざるを得ない、電圧維持の観点から、実際に供給量（kWh）が削減されている。

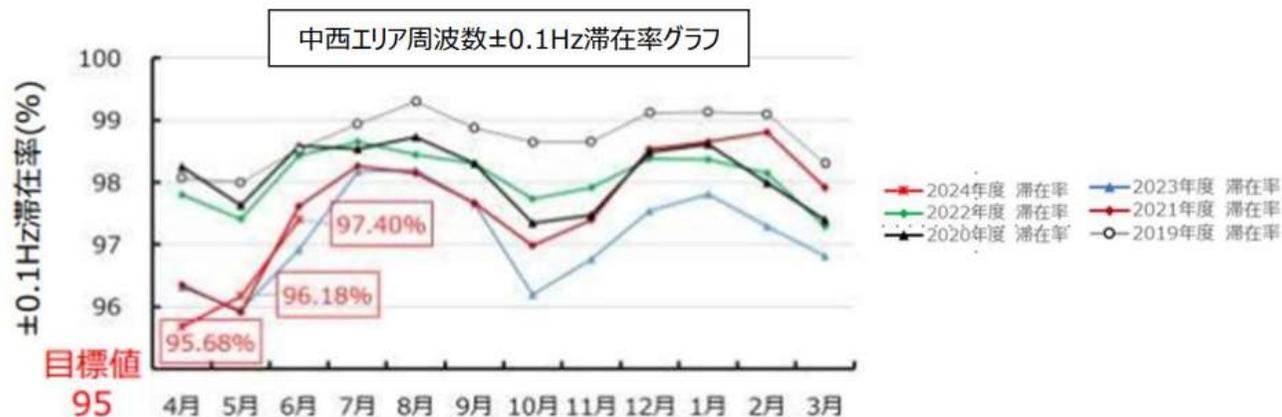
出所：卸電力市場メカニズムの約定処理結果（対象期間：2022年度）（2024年1月24日）公表資料を元に作成
https://www.occto.or.jp/jiinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2022/files/2022-01-24_market_clearing_results_2022.pdf

- 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 以上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。

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掘り検討**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

- 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

(参考) 第3回本作業会でいただいた緊急時の負荷制限の織り込みへのご意見

5

第3回本作業会（2024年10月10日）資料4 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

(松村メンバー)

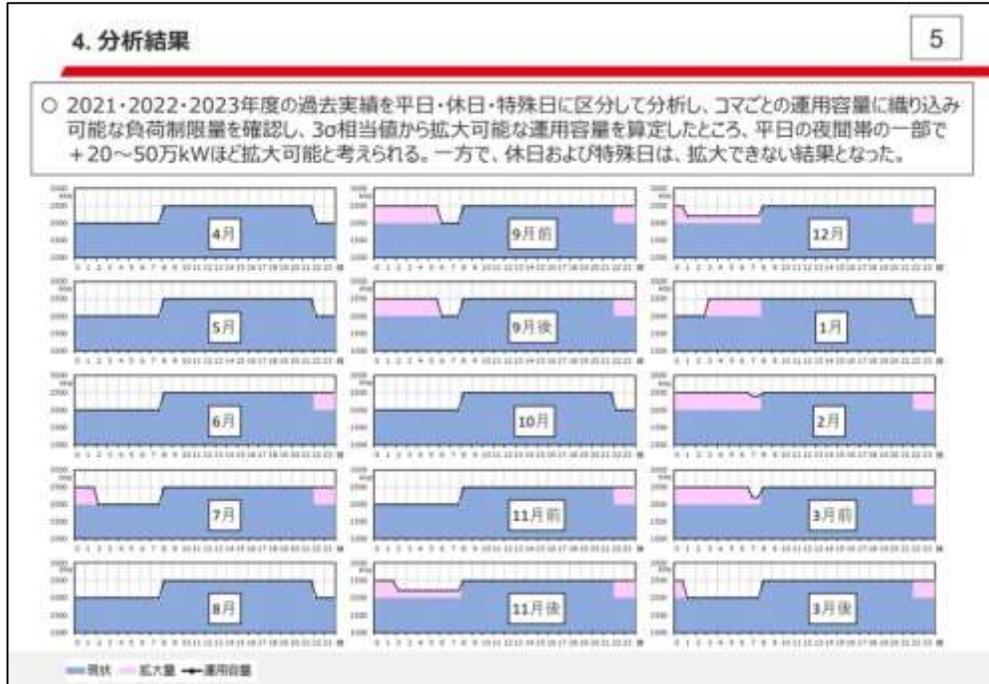
- 地内送電線に関しては、負荷制限を織り込む等色々な対策で、送電線を熱容量まで有効に利用できるようにしているにも関わらず、連系線についてはそうではないのは、普通に見ればとても奇妙に見える。（中略）地内の送電線を有効に利用するレベルであれば、おそらく有効に利用しなかったとすれば流せなくなる電気を考えれば、それに繋がっているのは、地内の発電機が極めて高く、地内の発電機は過去からの経緯を考えれば大半は、そのネットワーク部門の兄弟会社、あるいは親会社が持っている電源となる。兄弟会社、親会社が持っている電源に対して、十分に流せるようにするには負荷制限を十分織り込み、連系線の場合には域外の電源の電気が有効に利用できるようになる為で、その為にはあまり努力をしていないと見られてしまう。（中略）外から見るとそう見える状況になっていることは、十分に認識する必要があると考えている。
- その意味では全体の整理があり、その後個別のものを考えるという順番は一見正しいように見えるかもしれないが、私は納得しかねる。このようなことがずっと放置されているのは何故かという説明責任は、今までの個別の内容を変えるという時に、変えると言った人が説明責任を負うべきなのか、このようなことを長い間放置している方が、説明責任を負うべきなのかは十分考えていただきたい（中略）その後具体的な検討で、更に努力して今ある設備をより有効に利用できるようになったとすれば、そのような疑念も当然薄く感じるが、ゼロ回答が続く、あるいは当然にもっと早くやるべきだった断面の細分化だけにとどめるなどほんの小手先だけの対応がもし続くのであれば、広域機関及び当該のネットワーク部門は、十分な説明責任を果たすべきではないか。

(伊佐治メンバー)

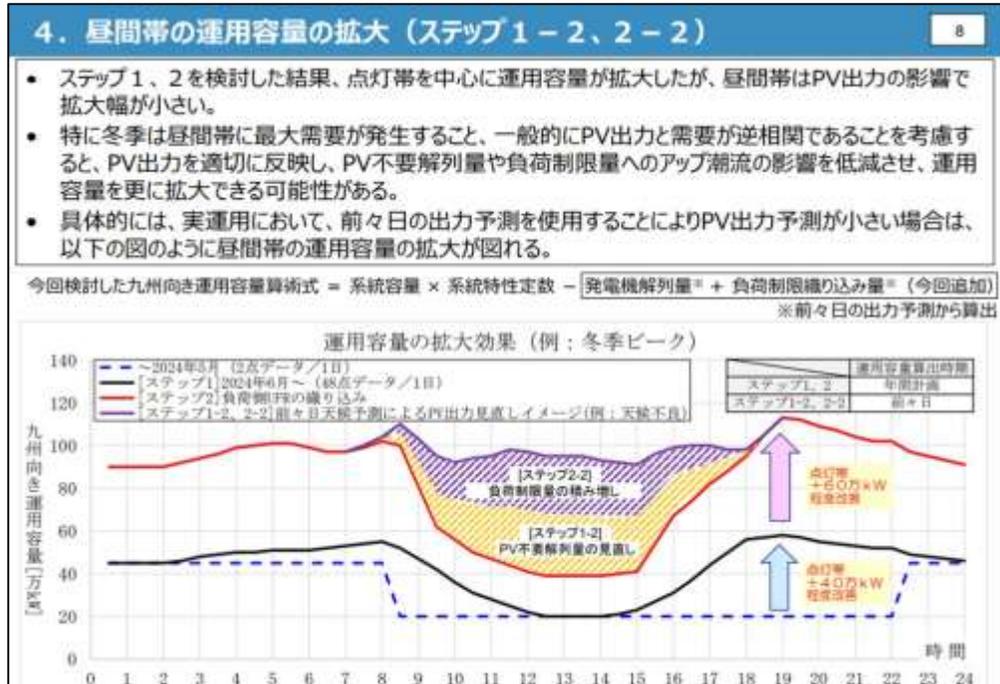
- いくつか補足させていただく。まず我々、一般送配電事業者として、この負荷制限を織り込むかどうかの検討については、積極的に検討していくというスタンスでいる。地内との違いというと、基本的に地内でループ系統になっているところは、連系線でもループになっていると2本あるところと同じで制約がない。地内系統で放射状になっているところは、電源が固まっているところや、需要が固まっているところが多く、実際に分断した時に維持できない系統が殆どで、たまたま上手く電源のバランスが取れているところは、系統分離した時に負荷制限をしながら、たまたま維持できる系統を作ることでもできるということかと考える。この難しさと言っていたのは、電源と需要のバランスがどのくらいのバランスであったら、負荷制限を何秒くらいで行うことで上手く維持できるのかということ、アンバランス率で、例えば需要が10あるところに電源が1しかなければ、当然周波数低下のスピードは速すぎて、負荷制限を9したとしても維持できないのではないかと考えている。そういうところで、例えば九州で負荷制限をどれくらい見込めるかという時に、軽負荷期なのでその時の負荷制限する対象の負荷がどれくらいあるかをしっかり見ないといけないということ、検討が必要かと考えている。

- また、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、運用容量検討会や本委員会とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととした。

中部関西間連系線（中部向き）運用容量拡大の検討について



中国九州間連系線（九州向き）運用容量拡大の検討について



- 周波数変換装置（FC）のEPPS動作確実性向上のために、まずは常時の周波数調整目標を±0.2Hz以内として運用していることを考慮し、健全側起動条件の整定値を見直す（-0.1Hz以上⇒-0.2Hz以上）方向で検討を進めているところ。
- 今後、周波数シミュレーションを行い、健全側への影響を確認した後に、整定見直しの方向性を提示する予定。

送電（健全）側起動条件の見直しについて（1 / 3）

20

- 前述した動作確実性向上のために、**送電（健全）側起動条件（周波数）**について検討を行う。
- 送電（健全）側起動周波数の見直し（緩和）により、EPPS動作の確実性を高める効果があるものの、過度に送電（健全）側起動周波数を見直し（緩和）してしまうと、EPPS動作により、故障側だけでなく健全側エリアへの影響が出てくることも考えられる。
- この点、健全側への影響が軽微な範囲で動作確実性が高まる起動周波数とすることが望ましく、また、**中西エリア・東エリアにおいては、常時の周波調整目標を±0.2Hz以内として運用していることを考慮すると、送電（健全）側起動条件（周波数）については-0.2Hz以上とすることが考えられるか。**

同期エリア別の周波数調整目標

- 調整目標範囲は、「東エリア-中西エリア ±0.2Hz」、「北海道-沖縄 ±0.3Hz」と設定
- 中西エリアでは、調整目標範囲に加え ±0.1Hz以内滞在率目標値を95%以上と設定

【各エリアの周波数調整目標】	北海道	東エリア (東北・関東)	中西エリア (中部・北陸・関西・中国・四国・九州)	沖縄
標準周波数	50 Hz	50 Hz	60 Hz	60 Hz
調整目標範囲	±0.3 Hz	±0.2 Hz	±0.2 Hz	±0.3 Hz
±0.1Hz以内滞在率目標値(年間)	-	-	95%以上	-

【目標値設定の趣旨】
 中西に±0.1Hz以内滞在率目標は、中西がF・C・Tを中心に運用することで発生する周波変動の抑制、信頼性の向上、周波数変動の抑制、送電損失の低減等を目的として設定された。標準周波数50Hzに±0.1Hz以内滞在率95%以上（22±0.1Hz）4回以上ある。
 A) 周波数変動の抑制と送電損失の低減を目的として、60±0.1Hzに95.0%であった。
 B) 東エリアの周波数変動の抑制と送電損失の低減を目的として、60±0.1Hzに95.0%であった。
 C) 東エリアの周波数変動の抑制と送電損失の低減を目的として、60±0.1Hzに95.0%であった。
 D) 東エリアの周波数変動の抑制と送電損失の低減を目的として、60±0.1Hzに95.0%であった。

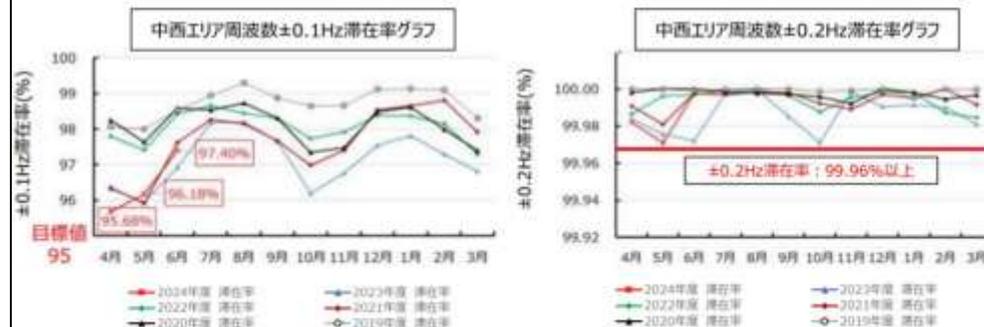
出所) 第101回調整力及び周波バランス評価に関する委員会 (2024年9月30日) 資料5を元に作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyokai_101_05.pdf

送電（健全）側起動条件の見直しについて（2 / 3）

21

- 仮に、送電（健全）側起動周波数を-0.2Hz以上とした場合にどの程度動作確実性が高まるのかを検証する。
- 東エリアと比較して周波数滞在率が低い傾向にある中西エリアにおいて、±0.1Hz滞在率は95.7%程度～98.8%程度を推移しており、特に春先に悪い傾向にある。
- 一方で、±0.2Hz滞在率においては、**低いところ（端境期）でも99.96%程度**となっており、見直しによって**EPPS動作確実性は向上する（ほぼ確実に動作が見込める）**と言えるのではないか。

※ ±0.1Hz、±0.2Hz滞在率は周波数上昇側と低下側の逸脱どちらも含んでいるため、EPPS動作条件を満たす確率は上記の周波数滞在率より高くなることに留意が必要。

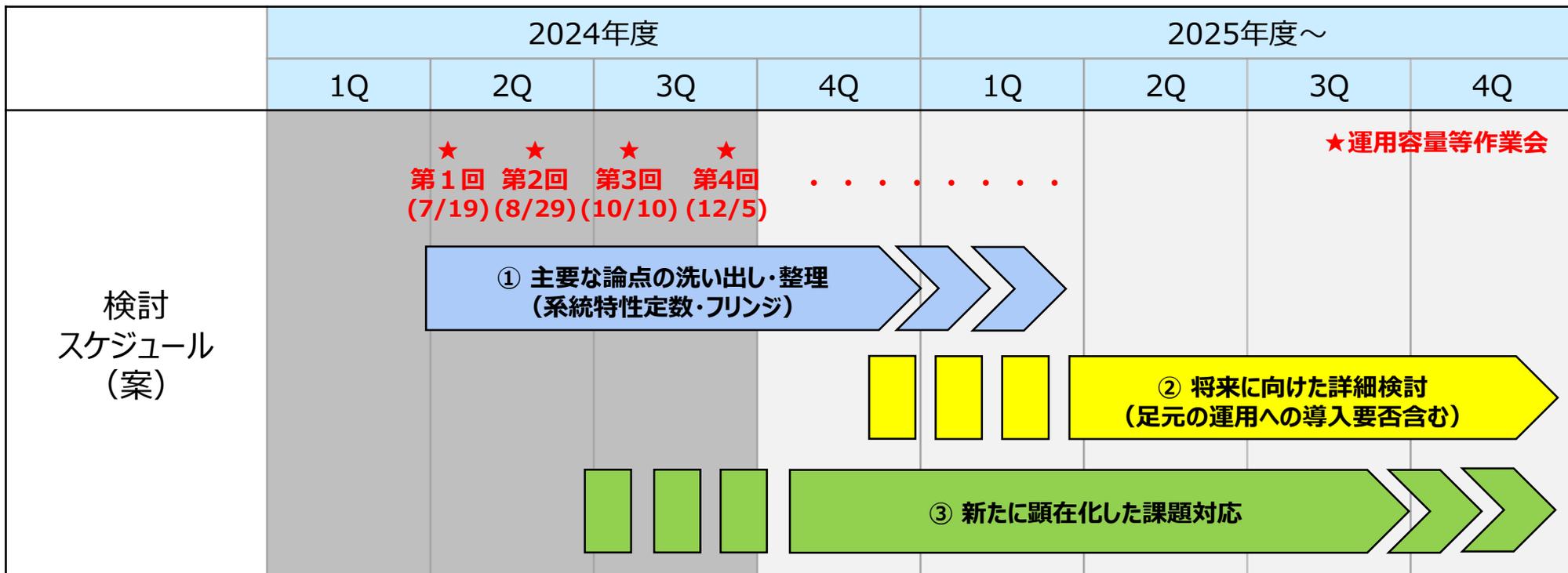


出所) 第101回調整力及び周波バランス評価に関する委員会 (2024年9月30日) 資料5を元に作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyokai_101_05.pdf

1. 主要な論点の洗い出し・整理
2. 新たに顕在化した課題対応
3. まとめと今後の進め方

(参考) 詳細な検討内容について

- 7/19の運用容量等作業会発足からこれまでに、一般送配電事業者にも協力頂きながら、系統特性定数やフリンジといった主要な論点の実態把握・論点整理に加えて、負荷制限・EPPSといった新たに顕在化した課題への対応についても検討を行ってきた。
- 今後、系統特性定数（算出方法・判定方法・低下補填対策の妥当性や再算定等）やフリンジ（各制約要因毎の取り扱いや合理的な限界潮流の算定方法等）をはじめ、これまでまとめた論点について、引き続き、一般送配電事業者と連携をとりながら検討を進めていくこととし、適宜、本委員会にも検討状況をご報告することとしたい。



1. 主要な論点の洗い出し・整理
2. 新たに顕在化した課題対応
3. まとめと今後の進め方

(参考) 詳細な検討内容について

- 第1回運用容量等作業会において、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。

運用容量等に関する基本的事項のまとめ 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ことから、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。

- 一般送配電事業者の協力の元、各地内系統の主要制約一覧を作成するとともに、クライテリア（想定故障等）に関する基本的な考え方の調査を行った。
- 今後、確認された内容について更に深掘り検討を行い、クライテリア（想定故障等）の違いについても、合理的な取り扱いについて整理を進めていく。

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ライテリア（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、いずれが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欄に反映

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	再閉路	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	1cct1p1LGO 2cct2p3LGO 1cct3p3LGO 母線3p3LGO 2cct3p4LGO 2cct3p6LGO等	失効考慮：5社 1cct1p1LGO 2cct2p3LGO 2cct3p4LGO 2cct3p6LGO等	発電機内部相角度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 <small>※電算ツールを用いて算定しているエリアあり</small>	同上	-	-L法により各発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）

各地内系統制約の基本的な考え方・差異（特徴） 2 / 2

25

- また、各地内の系統制御（電源制限・負荷制限）の考え方を集約した結果は下表のとおりであり、前述のとおり、基本的には系統制御の織り込みにより同期安定性・電圧安定性・周波数維持が制約とならないようにしている^{※1}。
- 電源制限の対象箇所については、同期安定性・電圧安定性・周波数維持について、熱容量等におけるN-1電制の考え方とは異なる（それぞれの制約において効果が高い電源を選定している）ため、改めて、電制対象箇所の考え方の整理（明示化）が必要と考えられる。 ※No.3-2-1に反映 ※No.4-2-1に反映 ※No.5-3-1に反映
- 加えて、電源制限量の上限についても、周波数低下限度を下回らない値とする等、熱容量等におけるN-1電制の考え方とは異なるため、改めて、N-1電制量上限の考え方の整理が必要と考えられる。 ※No.2-2-1に反映

※1 系統安定化装置の未設置、または制約量上限の制約により、一部、同期安定性・電圧安定性・周波数維持が制約として残っている箇所も存在。

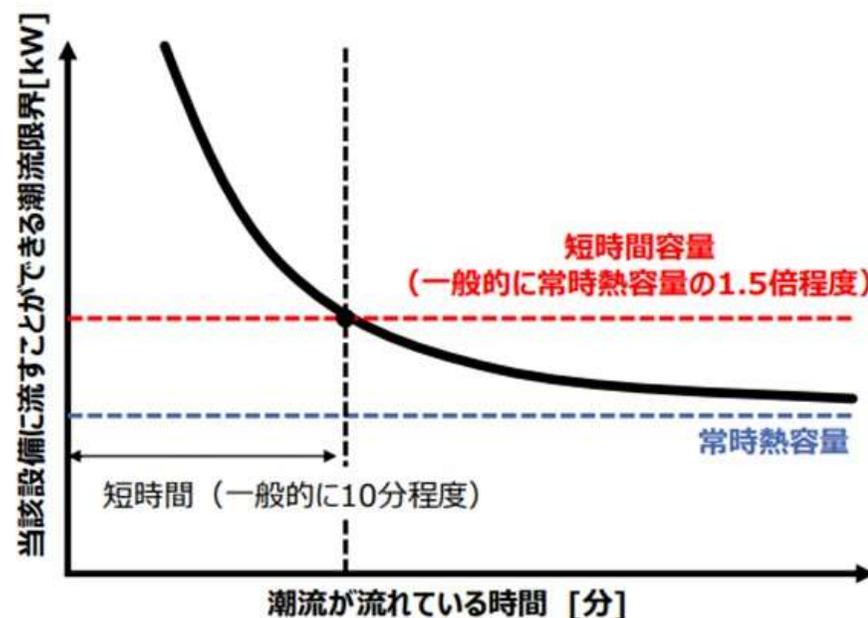
制約要因	適用有無	電源制限対象 ^{※1}	電源制限量上限	制約要因	適用有無	負荷制限対象	負荷制限量上限
熱	4社	電源制限による過負荷解消効果が高い電源を選定	-なし-	熱	4社	-負荷制限による過負荷解消効果が高い負荷線を選定 -他系統へ切替できる送電線を優先する等、停電の早期復旧・社会的影響を考慮して選定	-なし（過負荷を確実に解消する）
同期	6社	電源制限により同期安定性向上の効果が高い電源を選定	-周波数低下限度（UFR動作とならない59.2～59.3Hz）を下回らない値を上限	同期	3社	-故障点近傍かつ過負荷を回避するよう選定（中西安定性に伴う制約）	-なし
電圧	3社	電源制限により電圧安定性向上の効果が高い電源を選定	-なし-	電圧	3社	-電圧低下が著しい電気所の負荷線を選定	-なし
周波数	4社	必要量を充足するよう公平に選定	-なし-	周波数	8社	-社会的影響および公平性を考慮して選定	-なし

※2 N-1事故時の電制対象の考え方についてはN-1電制がイフラインの考え方を参考もしくはは同制約要因のN-2と同様としているエリアが多いため、N-2事故について概要を記載。

熱容量制約の概要 (1/2)

10

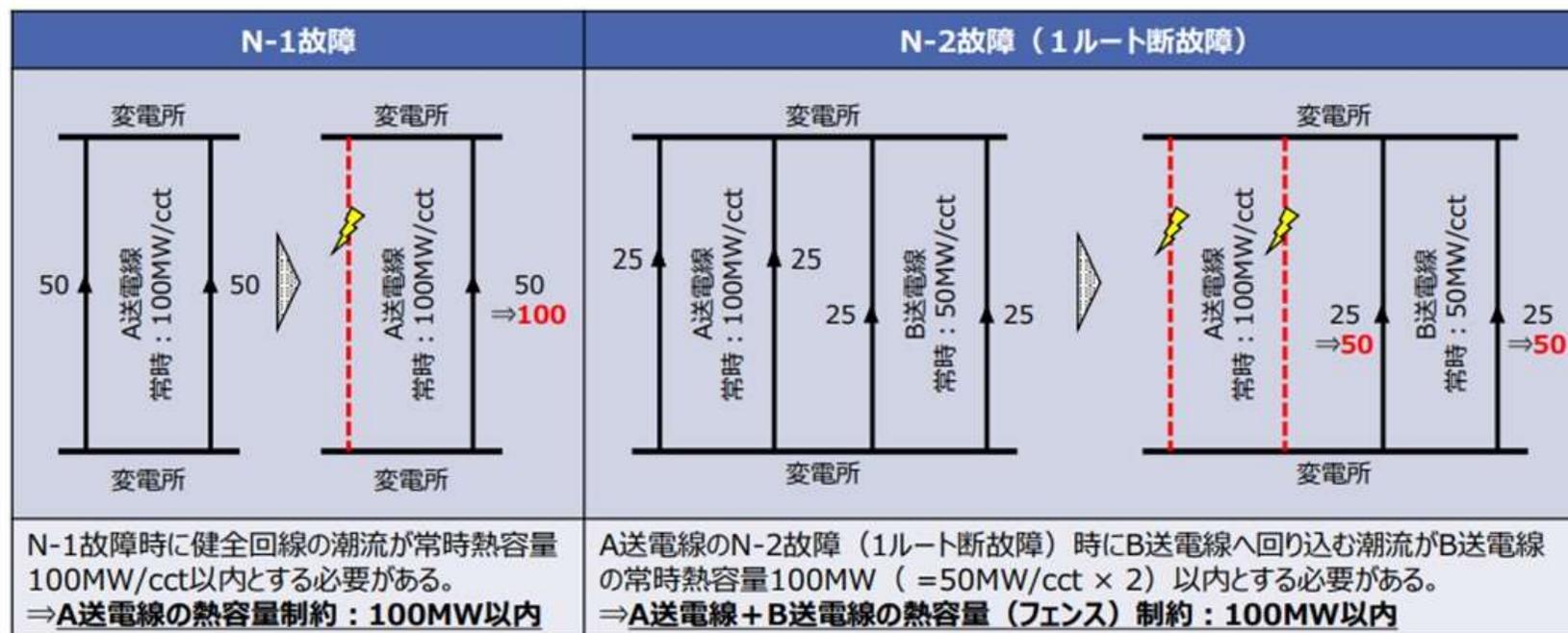
- 電力システムを構成する送電線や変圧器は、電気抵抗 $R[\Omega]$ を有することから、当該設備に一定時間 (t [秒]) 潮流 (I [A]) が流れる場合、ジュール熱 (Q [J] = $R[\Omega] \times I[A]^2 \times t$ [秒]) が発生する。
- そのため、電力設備に流すことのできる限界潮流 (熱容量) と時間は、下図のような関係性になり、熱容量制約はこれを考慮して定められる。
- 具体的には、**設備耐用年数にわたり常時流し続けることができる限界潮流を常時熱容量 (100%)**、**短時間 (10分程度) 流すことのできる限界潮流を短時間熱容量 (150%)**として定め、運用することが一般的となる。



熱容量制約の概要 (2/2)

11

- 電力設備に流れる潮流は、当該設備でN-1故障が生じた場合であっても、**健全回線の潮流が100%である常時熱容量以内（次頁の条件を満たせば150%である短時間熱容量以内）**である必要がある。
- 加えて、ループ系統を構成する送電線では、**N-2故障（1ルート断故障）**が生じた場合であっても、**健全設備に回り込む潮流が常時熱容量（2回線残っているため200%となる）以内**である必要がある。このような場合には、ループ系統の送電線に流れる潮流合計で限界潮流を定めるフェンス管理方式が適用されている。
- これら**N-1故障、N-2故障を考慮して流すことのできる限界潮流を熱容量制約**として定めている。



同期安定性制約の概要 (1 / 3)

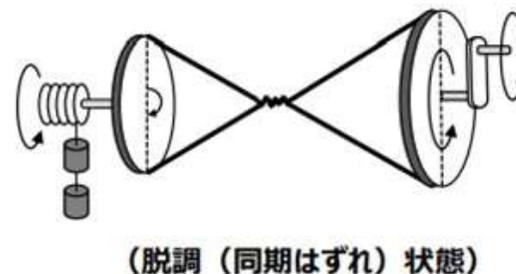
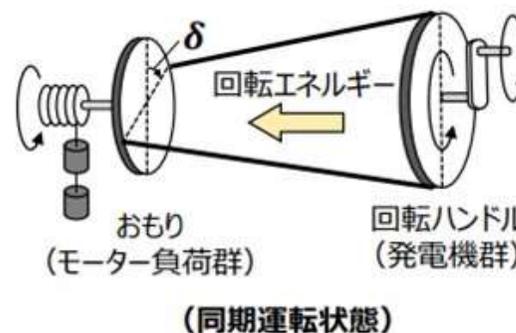
24

- 電力系統に連系する発電機の多くは同期発電機であり、右図の力学系モデルに例えられる。
- 電力設備を流れる潮流は、発電機とモーター負荷を結ぶゴム紐に加えられる「ねじれ力」に例えられ、これを伝達するためには、**ゴム紐が絡まらず、すべての発電機が同じ速度で回転し続ける必要がある (同期運転状態)**。
- 何らかの擾乱により、このゴム紐が絡まる場合、発電機は加速 (空回り) し、**脱調 (同期はずれ) 状態**となり、こうした現象は**数百msオーダーで起こる**ことが分かっている。



(G) : 発電機 (群)
(M) : モーター負荷 (群)

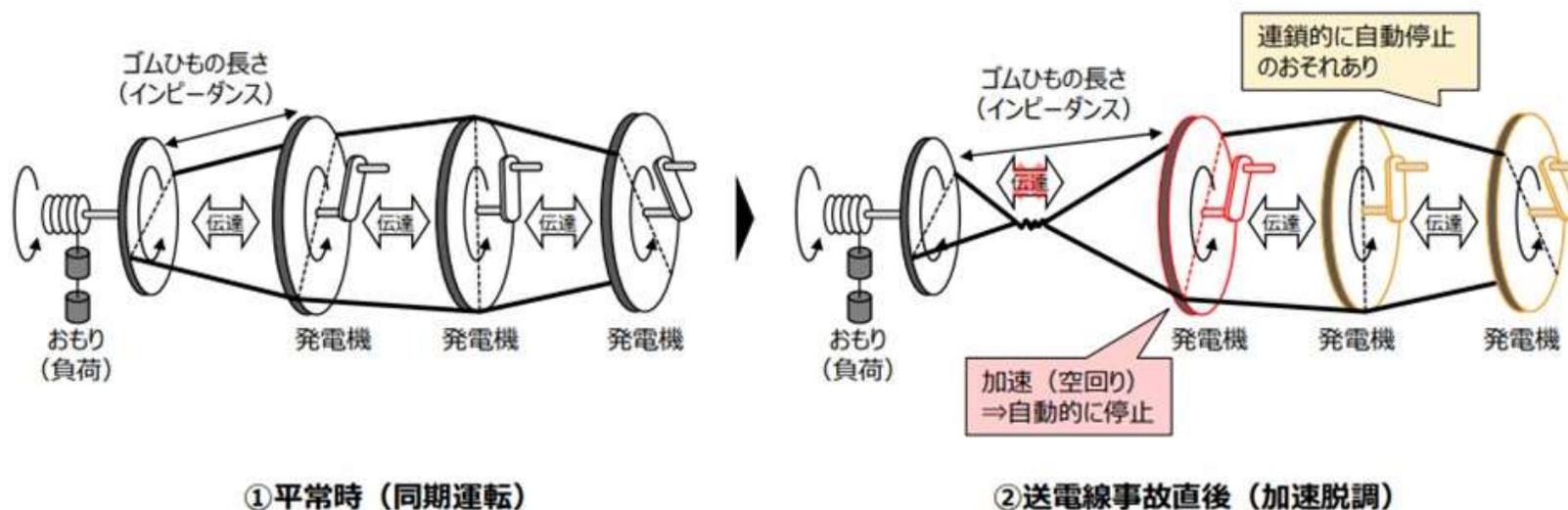
(モデル系統)



同期安定性制約の概要 (2/3)

25

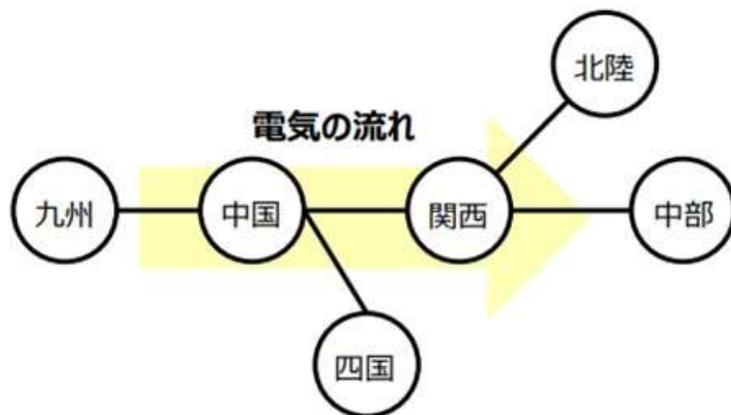
- 電力系統において、落雷等を原因とした送電線1回線故障 (N-1故障) が生じた場合を例に挙げる。
- 併行2回線の内、1回線が故障した場合、当該送電線区間の電氣的距離は倍になり (下図の力学系モデルでは、ゴム紐が長くなることで例えられる)、発電機が脱調する可能性がある (発電支障)。
- そのため、電力設備に流れる潮流は、**N-1故障時に、原則、同期発電機が脱調することなく同期運転を安定的に継続できる潮流以内である必要**があり、N-2故障時は、一部の同期発電機の発電支障を許容しつつ、影響範囲を考慮した潮流以内である必要がある。
- これら、**N-1故障、N-2故障を考慮して流すことのできる限界潮流を同期安定性制約**として定めている。



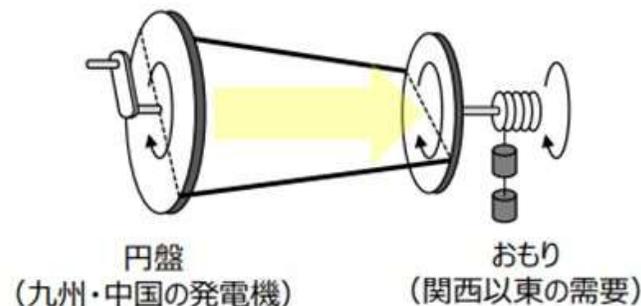
同期安定性制約の概要 (3/3)

26

- また、同期安定性制約は、必ずしも単一送電線のみを対象とした制約という訳ではなく、理論上は同期連系系統であれば生じる可能性がある。
- 実際に、**西日本の60Hz連系系統は長距離交流くし形系統であることから、数秒程度の地域間をまたぐ長周期電力動揺（中西安定度の問題）が存在**しており、電力系統に想定し得る故障が生じた際には、この電力動揺が増大し、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。
- そのため、N-2故障（次頁参照）において、60Hz連系系統の同期安定性が維持できるよう、60Hz連系系統の西から東向きの潮流に対する安定度指標として、西九州変電所（九州）と西播変電所（関西）の500kV母線電圧の位相角の差（中西運用目標相差角）を設定し、実運用において、超過しないよう監視している。
- **中西運用目標相差角を超える場合には、発電機態勢の変更（電源持ち替え）等により上限値以内となるよう調整がなされている。**



西日本60Hz（交流）連系系統概略図

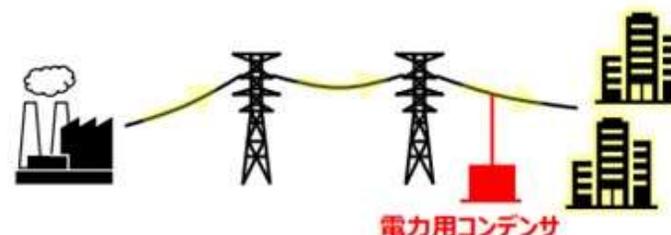
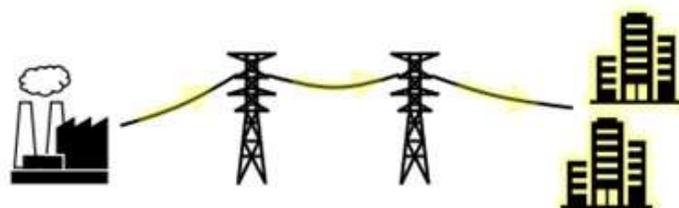


力学系モデルでのイメージ

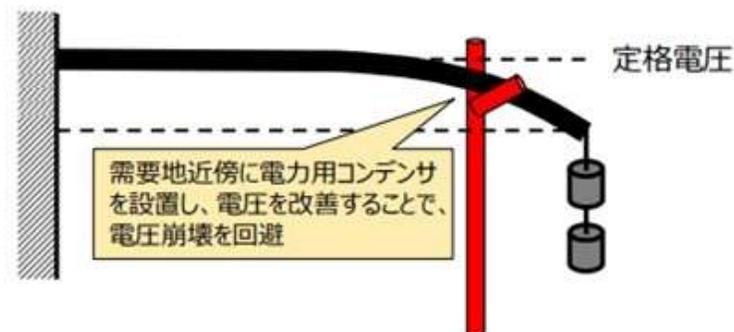
電圧安定性制約の概要 (1/3)

37

- 電力設備に流れる潮流と電圧の関係性は、おもり（負荷）と棒のたわみ（電圧）で例えられる。
- 潮流が増えれば（おもりが増えれば）、電力系統の電圧が低下する（棒がたわむ）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、電圧低下の著しい場所へ設置することが重要**となる。



負荷を支えられずに電圧不安定（崩壊）

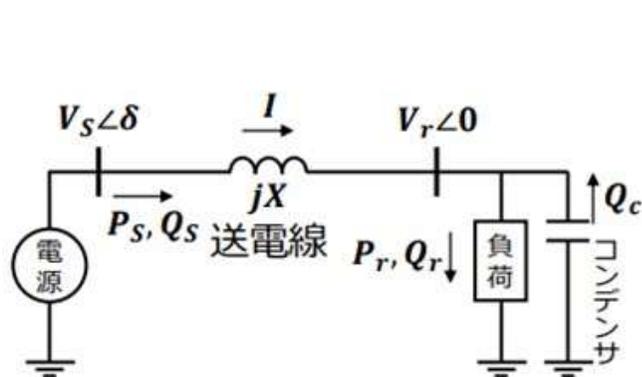


無効電力を供給することで電圧安定

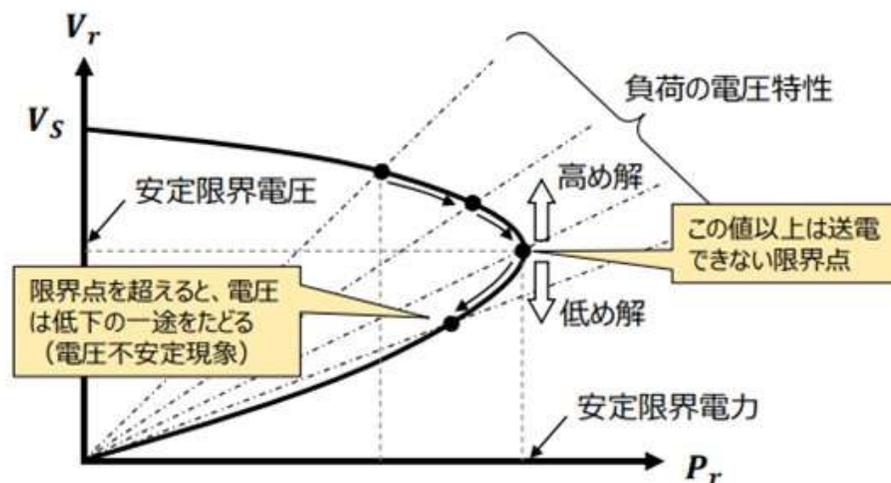
電圧安定性制約の概要 (2/3)

38

- 前頁の潮流と電圧の関係性を理論的に示したものは、P-V曲線（ノーズカーブ）と呼ばれている。
- 負荷側の電圧 V_r は、負荷の電圧特性とP-V曲線との交点で求まることとなり、**安定限界電力を超える潮流を流そうとすれば、低め解領域で交点が定まるため、電圧は低下していくこととなる（電圧不安定現象）**。こうした現象は**数十分オーダーで起こることが分かっている**。
- この低め解領域では、前頁のような電圧調整装置等での電圧回復が不可能となることから、電力システムの安定的な運用にあたっては、**安定限界電力を超えない高め解領域で運用することが重要**となる。



(モデル系統)

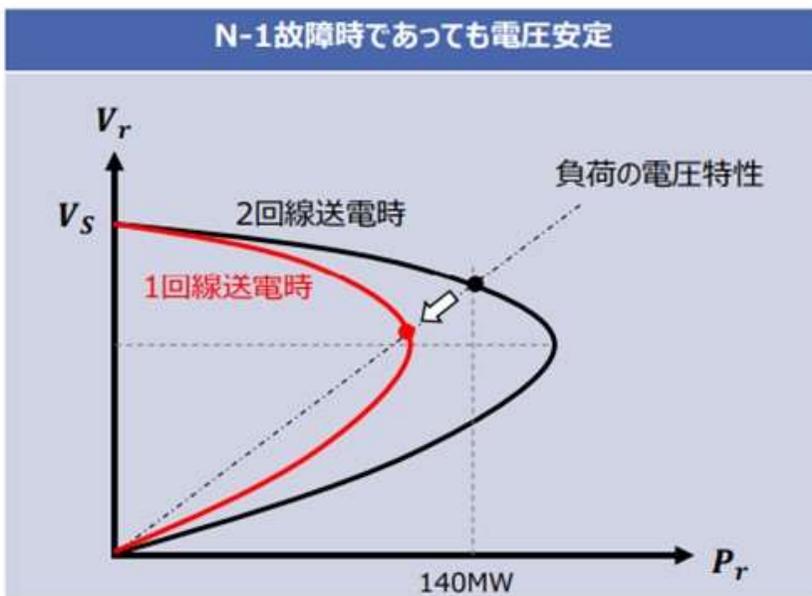


(P-V曲線)

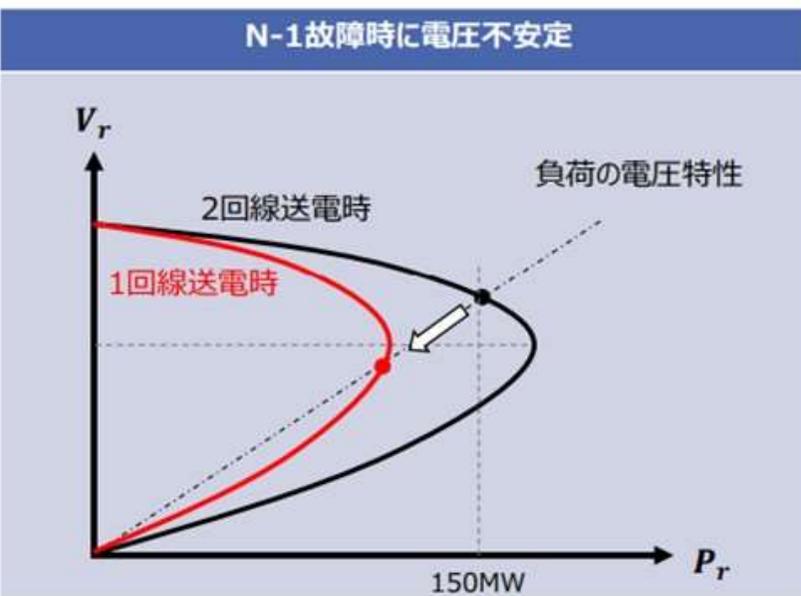
電圧安定性制約の概要 (3/3)

39

- 具体的に、電力設備の故障が発生した場合、P-V曲線は、下図のように変化する。
- 故障により電圧不安定現象に至れば、発電支障や供給支障を伴う可能性があることから、**N-1故障時には、原則、電圧不安定（低め解）にならない限界潮流を電圧安定性制約と定めている**（下図の場合、140MWが限界潮流）。
- N-2故障時には、発電・供給支障の社会的影響範囲を考慮した限界潮流を電圧安定性制約として定めている。



平常時に140MWの潮流であれば、N-1故障時が発生したとしても、電圧不安定現象（低め解）には至らない。

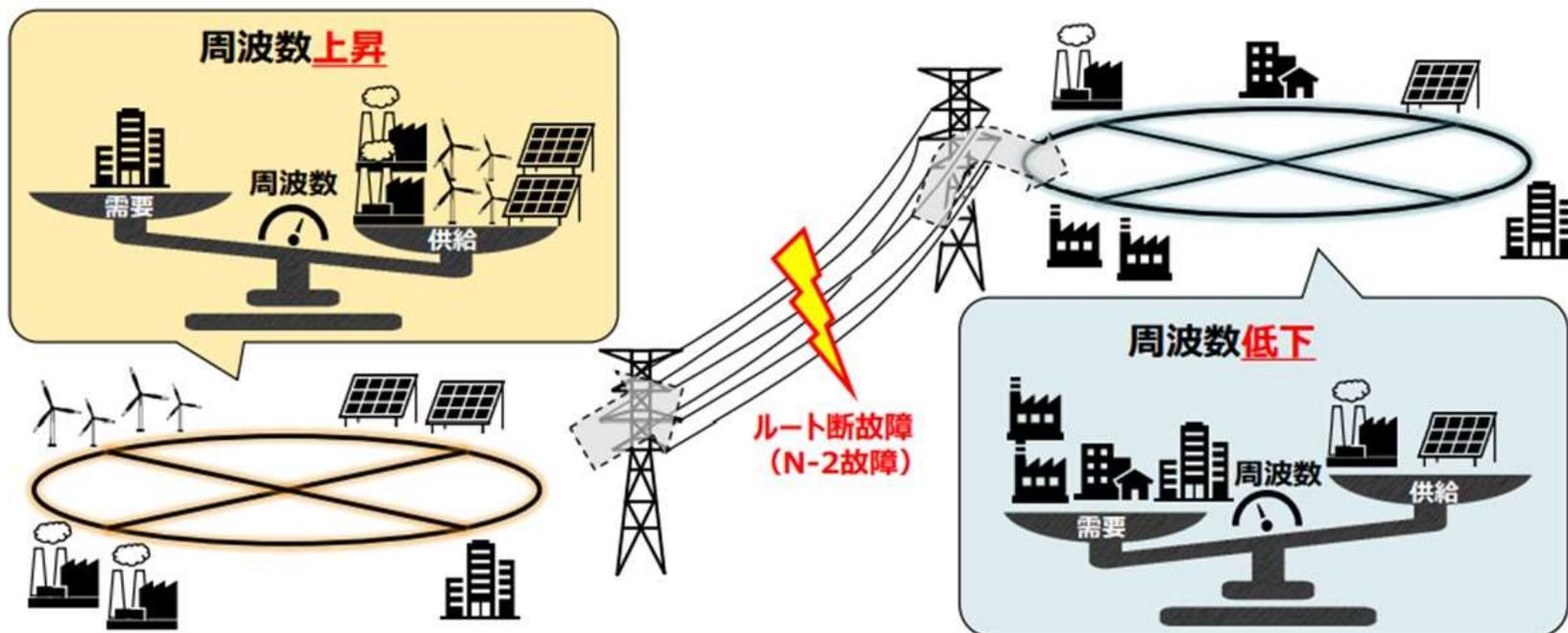


平常時に150MWの潮流を流すと、N-1故障時に電圧不安定現象（低め解）に至る。

周波数維持制約の概要 (1/2)

48

- 電力は大容量を貯めることができないため、需要と供給を常にバランスさせる必要がある。
- 送電線のルート断故障 (N-2故障) 等により需給バランスが大きく崩れると、片側の系統では、発電機の機械入力 (供給) が電気出力 (需要) を上回り、回転数上昇により系統周波数が上昇する (もう片側では、供給が需要を下回り、回転数減少により系統周波数が低下する)。こうした現象は**数秒オーダーで起こる**ことが分かっている。
- そのため、N-2故障で需給バランスが大きく変わる設備に流すことのできる潮流は、電力系統の周波数を安定的に維持できる限界までとする必要がある (周波数維持制約)。



周波数維持制約を違反した場合の影響 (1 / 3)

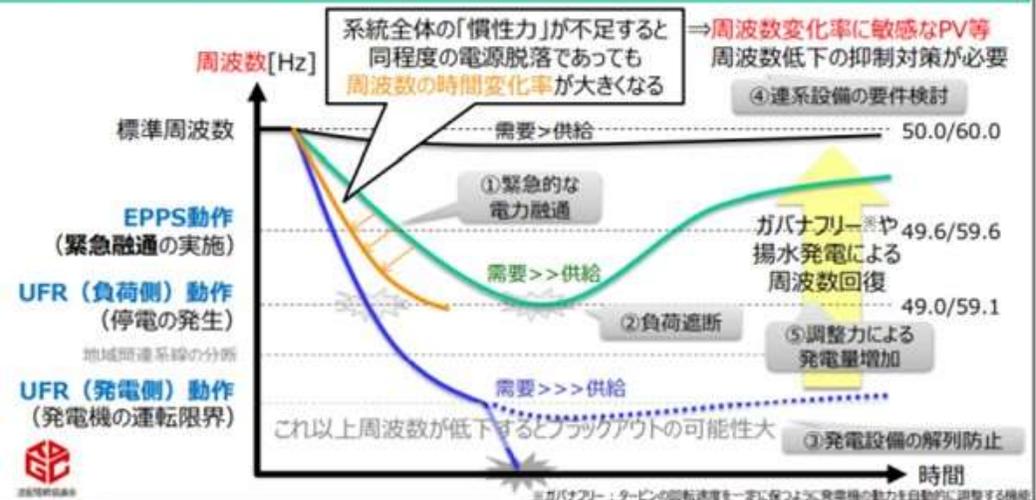
51

- 周波数低下限度を超えた系統周波数では、**発電機が運転可能な周波数を下回り、タービン動翼の共振や、補機能力が低下**するため、大量の発電機が解列する可能性がある。
- **発電機の解列は、供給不足によって周波数が低下している状況をさらに加速させ、大規模な停電に発展する。**

電源脱落発生時の周波数変化のイメージ

6

- 小規模の電源脱落では周波数は大きく変動しませんが、電源の脱落量が大きくなるほど影響は大きくなります。
- その際問題となるのは、**周波数の絶対的な低下量**と**周波数の時間変化率(傾き)**です。
- 周波数変化の状況に応じ、**電力融通・負荷遮断の実施**や、**発電量の増加**、**周波数低下を抑制する連系設備の要件整備**により、すみやかな周波数回復等の対応を実施しています。



- 第2回運用容量等作業会において、今後、系統特性定数に関する検討を進めるにあたり、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	

中西系統の系統特性定数（周波数低下側）について

9

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

(1)周波数低下時のGF発電機の応答

(a)GF応答特性

<試験結果>

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

(b)GF容量

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

(2)負荷特性（周波数）

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

・ 周波数特性・・・2%MW/%Hz (3.33%MW/Hz)

[%MW/%Hz]⇒[%MW/Hz]の変換について

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

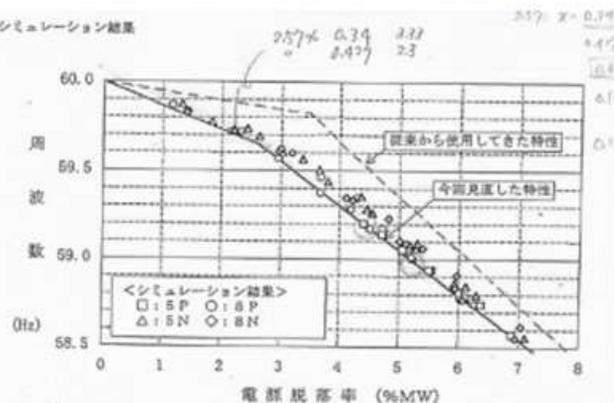
$$\frac{2.0[\%MW]}{1[\%Hz]} = \frac{2.0[\%MW]}{\frac{1}{100} \times 60[Hz]} = 3.33[\%MW/Hz]$$



送配電新協会

1996年度、中西6社大の技術検討資料（抜粋）

1. シミュレーション結果



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

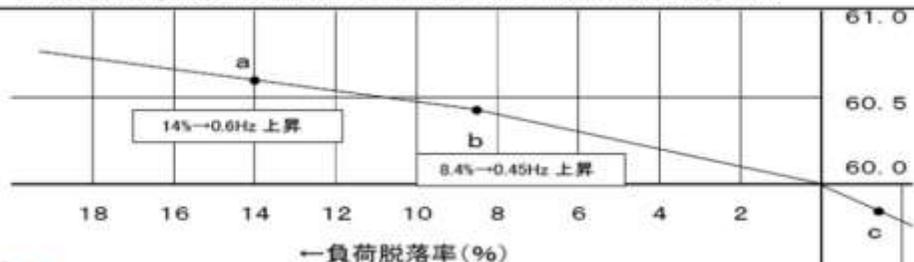
©Transmission & Distribution Grid Council

- 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。

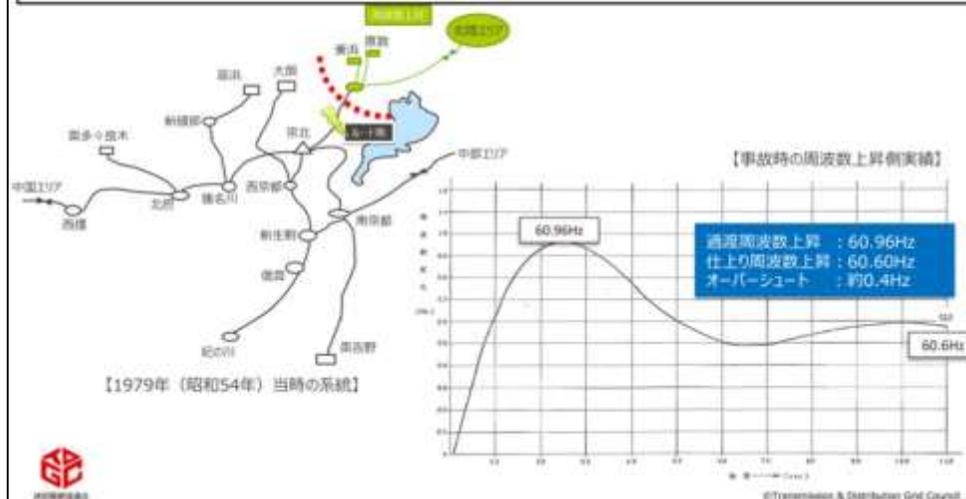


周波数上昇側特性 関西社内資料より

(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備止めをかける
 - 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、時間間隔に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

＜UFRの動作要素＞

変化率要素

レベル要素

レベル要素

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

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＞

①潮流想定方法 (同期安定性)

11

- 潮流想定方法については、系統全体に同期発電機が少ない（同期化力が小さい）軽負荷期需要※¹に対して、算出対象設備に連系する同期発電機を大きく3つの方法で稼働させて潮流を想定されていた。
 - 想定方法①：**メリットオーダー順に稼働**させ限界潮流を算出
 - 想定方法②：**同期安定性面で過酷な順※²に増出力**させ限界潮流を算出
 - 想定方法③：**全台最大出力とした上で、天候悪化等による再エネ出力の減少等を想定**し限界潮流を算出
- 上記の需要に対する電源稼働のほか、**同期安定性が過酷となるよう系統電圧を運用目標下限（力学系モデルで例えられる円盤の大きさを小さく）とするエリア（想定方法②のエリア）**も確認された。
- **想定方法②③**については、発電所の作業や計画外停止など、全ての発電所が事前に想定したメリットオーダー通りに稼働しない可能性も考慮していることから、**実際の電源稼働と異なる場合もあり、厳しめの算出方法**といえる。

※¹ 対象設備によっては、重負荷期需要を想定する場合もあり ※² 内部相差角（力学系モデルで例えられるゴム紐の捻じれ角）が大きい（脱調し易い）順など

系統概要	潮流想定方法	
	想定方法① メリットオーダー順	G1 (7円/kWh) ⇒ G2・G3 (8円/kWh) ⇒ G4 (10円/kWh)
	想定方法② 過酷※ ² な順	G4 (Z : 大) ⇒ G2・G3 (Z : 中) ⇒ G1 (Z : 小) ※一例として、需要までの電気的距離が長い（遠方）から稼働する例を記載
	想定方法③ 全台最大出力	G1～G4（最大出力）⇒再エネ出力の減少等を想定

②故障想定・③判定方法 (同期安定性)

12

- 第2回本作業会で報告した通り、**故障想定については各エリアで差異(特徴)が見受けられる**ため、その考え方の合理性については、**別論点(No.1-1-1)にて深掘り検討を進めている**ところ。
- 他方、全てのエリアで共通算定ツール(Y法)を用いて、故障時の発電機内部相差角を算出し、その収束傾向で安定・不安定を判定していることから、**判定方法(ツール・判定基準)に各エリア間の差異はない**。

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ライテリア(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、いずれが合理的な方法に見直すことが出来るか)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

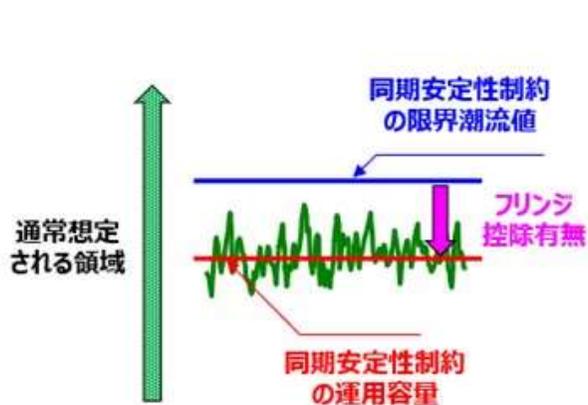
制約要因	ツール(方法)	想定故障	再閉路	判定基準
熱容量等	算術式 L法	1回線停止に至る故障 2回線停止に至る故障	-	健全回線の熱容量以内
同期安定性	Y法	1cct1φ1LGO 2cct2φ3LGO 1cct3φ3LGO 母線3φ3LGO 2cct3φ6LGO等	失敗考慮：5社 1cct1φ1LGO 2cct2φ3LGO 2cct3φ4LGO 2cct3φ6LGO等	発電機内部相差角が収束傾向にあること
電圧安定性	L法：4社 V法：4社 Y法：4社 その他：2社 ※複数ツールを用いて算定しているエリアあり	同上	-	・L法により各変電所母線電圧が適用電圧以上(0.9PU等)であること ・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)

④フリンジ (同期安定性)

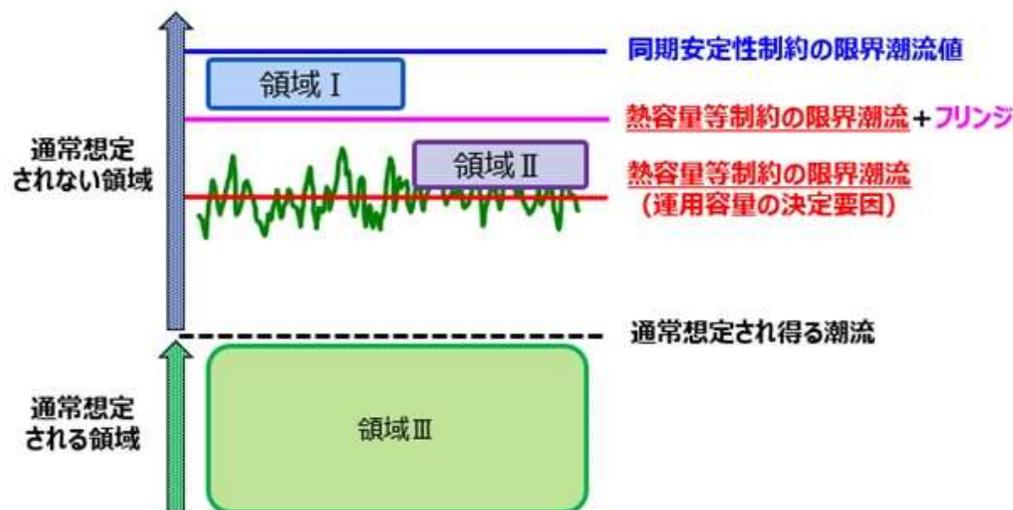
13

- 同期安定性が制約要因となる地内送電線において、限界潮流からフリンジを控除する／しないエリア双方が存在。
- 一方で、同期安定性が制約要因とならない地内送電線においても、**他の制約要因の限界潮流値にフリンジによる変動を加算した潮流値相当 (領域Ⅰ) で同期安定性が維持できることを確認** (≒限界潮流からフリンジを控除していることと同義) しているエリアと、**他の制約要因の限界潮流値相当 (領域Ⅱ) で同期安定性が維持できることを確認** (≒限界潮流からフリンジを控除していないことと同義) しているエリアの双方が存在。
- あるいは、算出対象設備毎に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 (領域Ⅲ) でのみ同期安定性を確認しているエリアも確認された。

<同期安定性が制約要因となる地内送電線>



<同期安定性が制約要因とならない地内送電線>



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、正規分布に置換えた際の3 σ 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3 σ 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3 σ 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。

議論の前提（基本的な考え方）

8

- 負荷制限の在るべき姿を検討するにあたり、まずもって「議論の前提（基本的な考え方）」を整理することとする。
- まず、地域間連系線と地内系統の取扱いについては、第1回本作業会（2024年7月19日）でもお示したように、将来においては、地域間連系線と地内系統の区別なく、不特定多数の箇所で混雑（運用容量超過）が発生することから、本質的には同じ課題を抱えているという認識の元、在るべき姿を議論することが望ましい。
- 一方、地域間連系線、電源線（特定の電源のみ繋がる送電線）、系統線（不特定多数の電源、需要が繋がる送電線）は、ルート断による系統分離有無やルート断後の早期復旧可否、需給アンバランスの度合い等が異なる。
- これらの違いを踏まえつつも、負荷制限の在り方として本質的な考え方をどうすべきか、既に負荷制限を織り込み済の箇所含め、在るべき姿を議論すべきと考えられる。
- 上記を踏まえ、負荷制限の在るべき姿の議論の前提（基本的な考え方）は以下の通りとしてはどうか。
 - 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

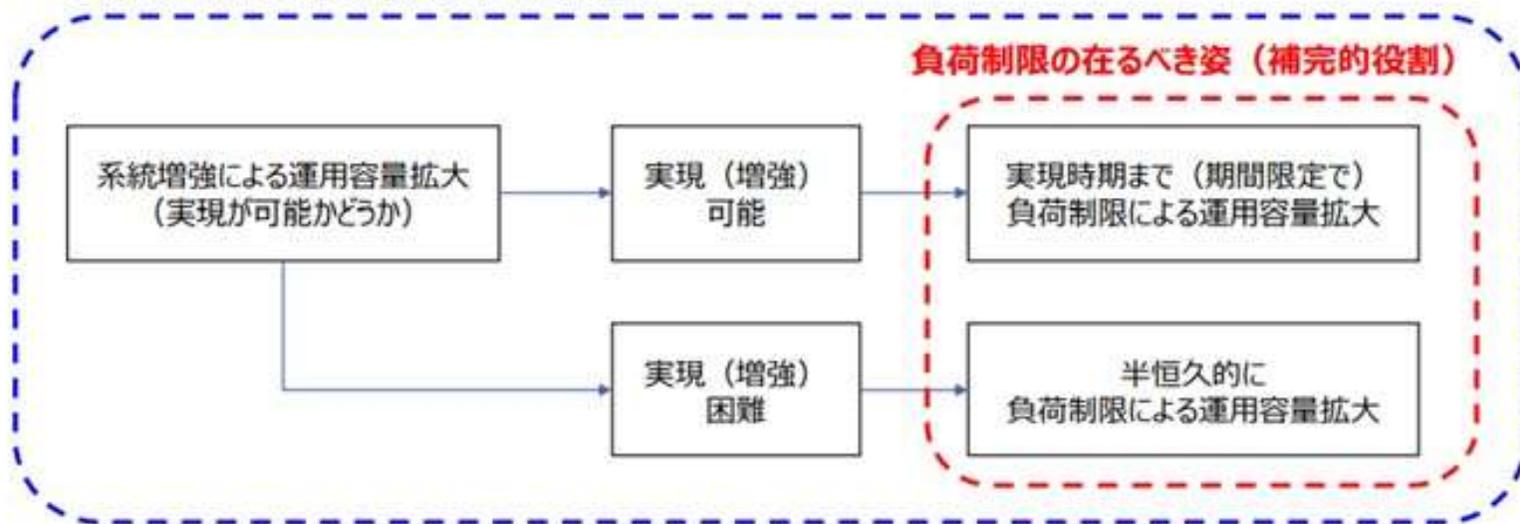
議論の前提 (建付けの明確化)

9

- 系統制御 (負荷制限) を用いた運用容量拡大は、発電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



議論の前提 (対象事象の明確化)

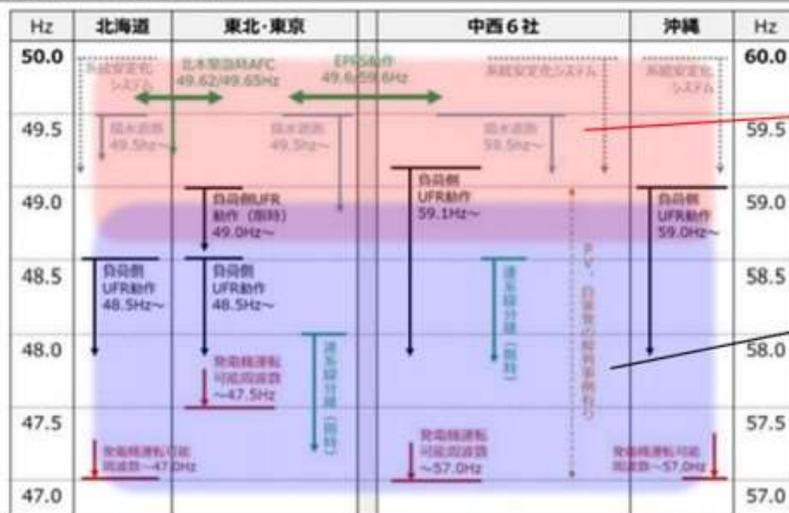
10

- また、負荷制限に関しては、平常時の運用容量拡大や系統崩壊（ブラックアウト）防止など様々な役割があるため、今回の議論（整理）における対象とする事象（範囲）を明確化することとしたい。
- この点、本作業会では運用容量等の在り方を扱っていることから、あくまでも想定故障（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（系統崩壊に進展しない）範囲のみ取り扱うこととする。

(参考) 交流同期エリア別の周波数制御体系(イメージ)

66

- 交流同期別エリア別の周波数制御体系は下記の通り。
- 59.0Hzを下回ると連鎖的な発電機停止の虞があり、連系線分離に至る周波数まで低下する虞があることから、59.0Hz以下にならないように対策している。



本議論(整理)の対象範囲
※これより範囲が広いエリアもある

想定外故障(N-3故障以上)において、系統崩壊を防止したり、ブラックスタートの起点(種火)を残すべく系統分離する領域

出所) 各一般送配電事業者から受領した資料をもとに送配電協議会で作成

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) 参考資料1をもとに作成・一部加工
https://www.occto.or.jp/linkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyokai_2_sankou_01.pdf