

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

2024年12月5日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- これまで、将来的な系統混雑の進展に伴い、一般送配電事業者が予め確保した調整力（ ΔkW ）が不特定多数の系統混雑により発動制限されることへの対応が課題とされており、第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）では、当該課題に対してフリンジで対応する方向性が示され、まずこれらを基本的な考え方とした上で、引き続き深掘り検討を行うこととされた。
- また、第2回本作業会（2024年8月29日）においては、現行の連系線および地内送電線において、各制約要因における、フリンジの取扱いを含めた限界潮流超過リスクへの対応状況を示し、今後の進め方をご報告したところ。
- 今回、まずもっては、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を調査し、今後の方向性を整理したため、ご議論いただきたい。**

将来的な ΔkW 確保の在り方を検討することの必要性

9

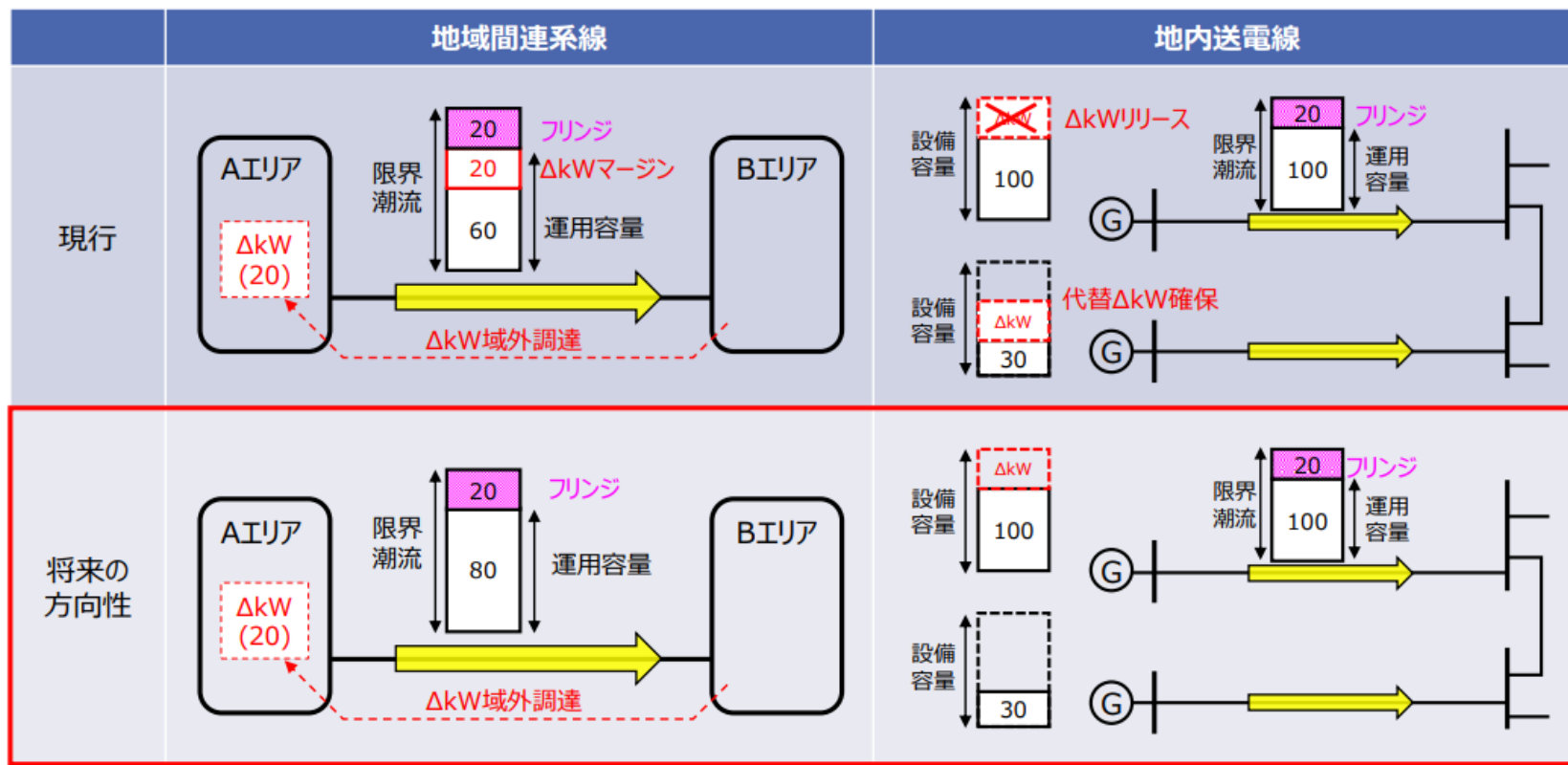
- 現行の地域間連系線および地内送電線における発動制限 ΔkW への対応は、あくまでも地域間連系線のみで混雑が発生するフェーズ0、ならびに特定の少数の箇所で地内混雑が発生するフェーズ1を前提としている。
- 2027年度以降、不特定多数の箇所で系統混雑が発生するフェーズ2が想定され、現行の対応方法では、対応が難しくなるとも考えられることから、あらかじめ**将来的な ΔkW 確保の在り方を検討する必要がある**。

混雑状況	(例) ΔkW の広域調達時の系統混雑と ΔkW 発動制限について	
フェーズ0 (地域間連系線のみで混雑)		連系線において、広域調達 ΔkW 分をマージンとして確保することで発動制限を回避
フェーズ1 (特定の少数の箇所で地内混雑)		地内の混雑箇所数が少ないことから、他の非混雑系統から代替 ΔkW 確保することで対応（地内調達時と同様）
2027年度以降 フェーズ2 (不特定多数の箇所で地内混雑)		非混雑系統での代替 ΔkW 確保が困難となる可能性が懸念される（地内調達時と同様）

発動制限 ΔkW とフリンジの関係性 (2 / 2)

11

- この点、第8回同時市場の在り方等に関する検討会（2024年4月19日）では、運用容量とフリンジの関係性を踏まえ、将来の発動制限 ΔkW に対しては、下図のように、**地域間連系線や地内送電線において、フリンジで対応（ ΔkW 発動による運用容量超過を許容）する基本的な考え方**が示され、引き続き深掘り検討することとされた。

【将来の発動制限 ΔkW への対応の方向性イメージ】

まとめ

41

- 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い。

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 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で異なる	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 ➤ 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

1. 各制約要因における限界潮流算出方法
 - 1 – 1 同期安定性
 - 1 – 2 電圧安定性
 - 1 – 3 周波数維持
2. フリンジ算出方法の実態
3. まとめと今後の方向性

1. 各制約要因における限界潮流算出方法

1 – 1 同期安定性

1 – 2 電圧安定性

1 – 3 周波数維持

2. フリンジ算出方法の実態

3. まとめと今後の方向性

- 第2回本作業会において、同期安定性における限界潮流超過リスクに対して、「**限界潮流の算出方法を厳しめに設定**」することにより対応しているエリアをご紹介します、まずもっては、**その算出方法の実態を把握することとした**。

同期安定性におけるフリンジの取り扱い

36

- フリンジにより限界潮流を超えないように運用するための方法としては、現行では、**限界潮流からフリンジ実績値（実績値と計画値（地内送電線の場合、移動平均値）の差）を控除する方法が大宗**である。
- その他には、限界潮流を算出する際の算出条件を厳しめに設定（過酷な電源稼働等）することにより、実際の限界潮流との間に一定程度の裕度を設け、**この裕度の範囲内でフリンジへ対応しているエリア**も存在する。
- 基本的には、上記のいずれかの方法を選択することが望ましいと考えられるため、本作業会では、**まずもって地域間連系線や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、合理的な方法を深堀りしていく**こととしたい。
- 加えて、上記の対応方法の**いずれも織り込んでいない箇所の理由等についても、合理的な説明が可能かについて合わせて確認を進めていく**こととしたい。

対象	各制約要因毎のフリンジの取り扱い		
	フリンジへの対応	理由	対応方法
地域間連系線	あり	発電機の脱調に伴う停止により、周波数変動し、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
地内送電線	あり（6社）	〃	限界潮流からフリンジ分※2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	—

※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3 σ （99.7%）の過去5年実績最大値※2 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3 σ （99.7%）の過去5年実績最大値

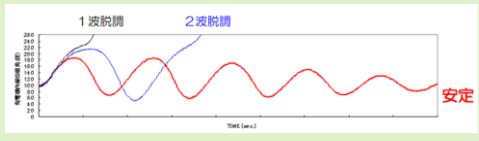
- 限界潮流は、算出方法（需要・電源稼働により決定する潮流や電圧、故障想定、結果の判定方法等）によって算出結果が大きく異なることから、今回、**地内送電線における算出方法の実態調査を実施**した。

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

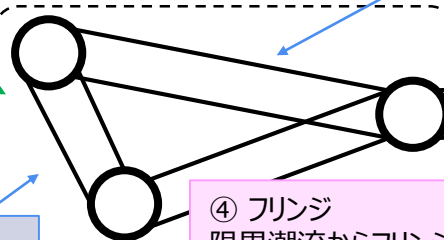
20～30秒間Y法シミュレーションし、
発電機内部位相角が収束していること



①-2 電源稼働

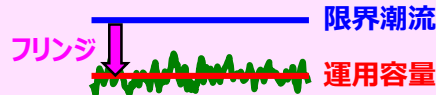
基本は、算定対象連系線から遠い電源から
順に稼働（≠メリットオーダー）
但し、一部の箇所では**実績を踏まえた電源
稼働（≠メリットオーダー）**としている

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



算定対象の地域間連系線

④ フリンジ
限界潮流からフリンジを控除



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

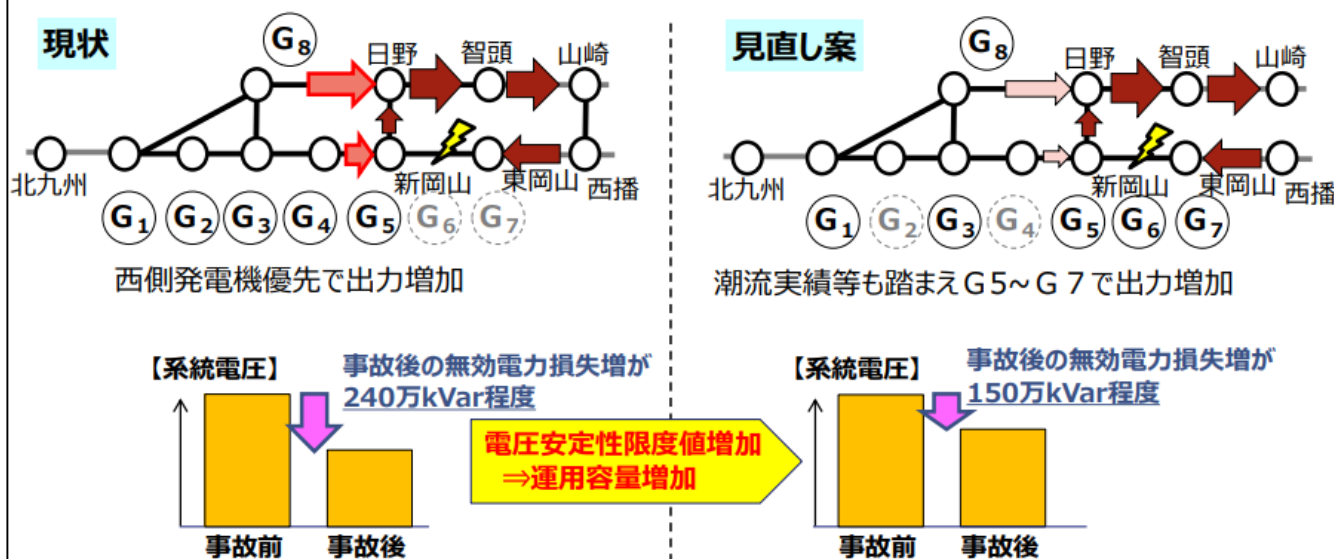
- 地域間連系線においては、基本は算定対象連系線から遠い順（同期・電圧安定性面で過酷な順）に稼働想定するが、電圧安定性制約が運用容量決定要因となる**関西中国間連系線では、西側偏重を一定程度考慮しつつ、潮流実績等も踏まえたメリットオーダーに近い電源稼働の想定方法に見直し**がなされている。



3-3. 軽負荷期における潮流想定方法の見直しについて

P6

- 軽負荷期における実績と想定のかい離を確認したことから、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定し運用容量を試算した
⇒ 試算結果（現状）401万kW → （見直し後）430万kW（+29万kW）
- 見直し後の想定では、中国エリア内の西側の送電線潮流が減少しており、事故後の無効電力損失増が90万kVar 抑えられている。これにより、電圧安定性限度値が増加し、運用容量が増加する



①潮流想定方法（同期安定性）

- 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※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）

- 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

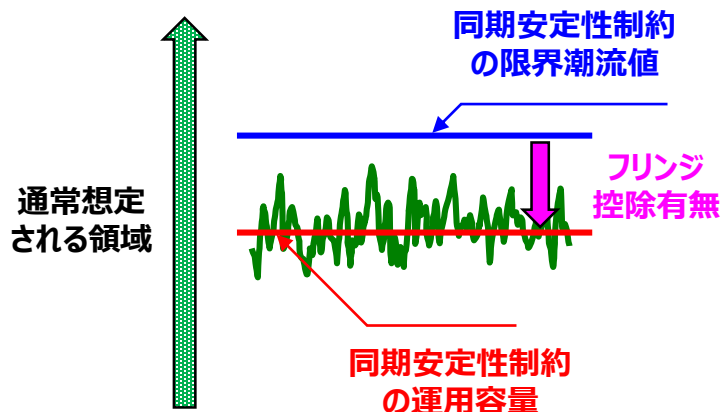
- 各地内系統制約の基本的な考え方は下表のとおりであり、「各制約要因に特化した算定ツール（方法）を用いて、N-1・N-2故障の想定故障に対してクライテリア（信頼度基準）を満足するよう制約（限界潮流）の算定を行っている」という点においては、地域間連系線と同様の考え方であった。
- 一方で、想定故障（故障様相）の考え方や、算定ツール（方法）において、地域間連系線あるいは各エリア間で**差異（特徴）が見受けられるため、これらの考え方の差異は合理的か（場合によっては、いずれか合理的な方法に見直すことが出来るか）深掘り検討**することも考えられる。 ⇒No.1-1-1他に反映

赤字：地域間連系線との違い

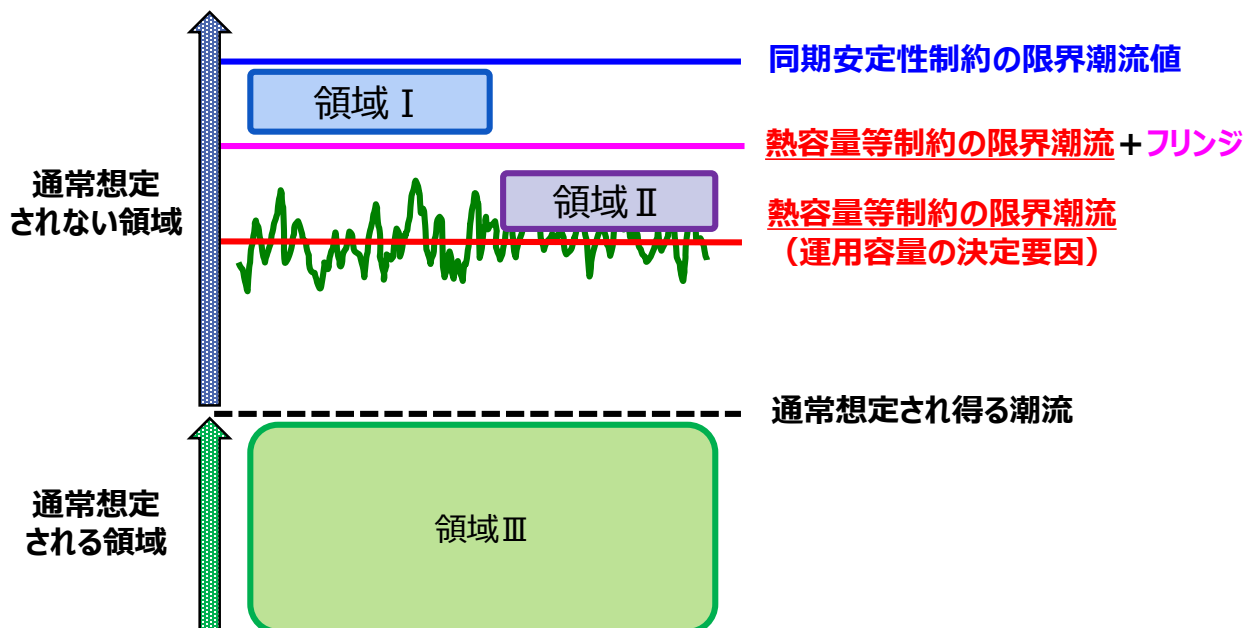
制約要因	ツール（方法）	想定故障	再閉路	判定基準
熱容量等	算術式 L法	1回線停止に至る故障 2回線停止に至る故障	-	健全回線の熱容量以内
同期安定性	Y法	1cct1φ1LGO 2cct2φ3LGO 1cct3φ3LGO 母線3φ3LGO 2cct3φ6LGO等	失敗考慮：5社 1cct1φ1LGO 2cct2φ3LGO 2cct3φ4LGO 2cct3φ6LGO等	発電機内部相差角が収束傾向にあること
電圧安定性	L法：4社 V法：4社 Y法：4社 その他：2社 ※複数ツールを用いて算定しているエリアあり	同上	-	・L法により各変電所母線電圧が適用電圧以上（0.9PU等）であるこ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

- 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ルिट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＞

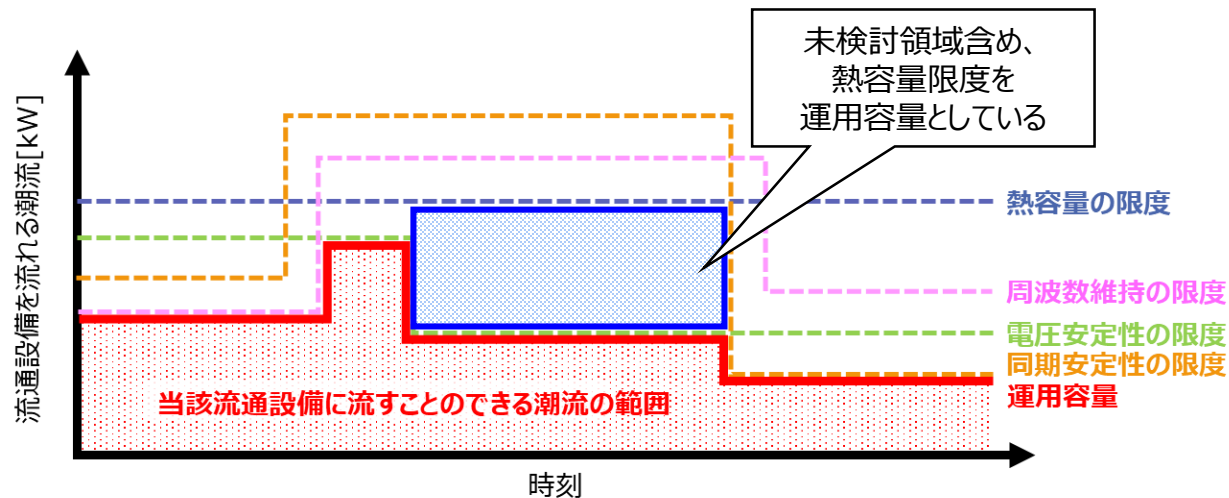


- 同期安定性が制約要因となる地内送電線においては、**メリットオーダーではない過酷寄りな電源稼働や電圧低め条件等で限界潮流を算出しているエリア、していない（過酷寄りでない）エリアが混在している状況。**
- また、フリンジの考慮についても、限界潮流からフリンジを控除している（他制約限界潮流に加算して確認している）エリア、していない（他制約限界潮流に加算せず確認している）エリアが混在しており、一部は、**メリットオーダー上想定され得る電源稼働（想定潮流）の範疇でのみ確認**（または**算出を省略**）しているエリアも確認された。

運用容量 決定要因	限界潮流の算出方法							④フリンジ （前頁分類参照）
	①潮流想定方法				②故障想定	③判定方法		
	需要	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	検討課題 No.1-1-1 整理中	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		〃	〃	－
				基準		〃	〃	限界潮流から控除
		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	検討課題 No.1-1-1 整理中	Y法	内部相差角が 収束傾向	領域Ⅱ
		想定方法②	同期安定性面で過酷な順に 増出力	下限		〃	〃	領域Ⅲ
				基準		〃	〃	領域Ⅱ
		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Ⅰ
				基準		〃	〃	領域Ⅰ
		〃	〃	〃		〃	領域Ⅱ	
	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							

※ 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

- 前述のメルिटオーダー上想定され得る電源稼働（想定潮流）の範疇でのみ確認というのは、想定潮流～熱容量までの領域における同期安定性については未検討ということと同義であり、その状態で熱容量限度を運用容量とするのは、本来的には望ましくない状態と言える。
- また、通常想定される電源稼働等よりも過酷な条件で検討を行うというのも、それにより抑制が発生するのであれば、発電事業者への合理的な説明性等の観点から、本来的には望ましくない状態と言える。
- この点、これまでの想定潮流の蓋然性が高い、かつ運用に裕度がある（系統混雑が発生しない）状況であれば、問題とはならなかった（言い換えると、効率的に限界潮流を算出していた）と考えられる一方、再エネが大量導入し、不特定多数の箇所で系統混雑が発生する将来においては、**同期安定性における限界潮流算出方法の見直しも検討すべき**と考えられるか。
- 以上を踏まえ、**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**としたい。



1. 各制約要因における限界潮流算出方法

1 – 1 同期安定性

1 – 2 電圧安定性

1 – 3 周波数維持

2. フリンジ算出方法の実態

3. まとめと今後の方向性

- 第2回本作業会において、電圧安定性における限界潮流超過リスクに対して、「**限界潮流の算出方法に一定程度の裕度が存在する可能性**」をご紹介します、まずもっては、**その算出方法の実態を把握することとした**。

電圧安定性におけるフリンジの取り扱い

37

- フリンジにより限界潮流を超えない運用とするための方法は、同期安定性と同様に**限界潮流からフリンジ実績値（実績値と計画値（地内送電線の場合、移動平均値）の差）を控除する方法が**大宗である。
- 他方で、関西中国間連系線等における電圧安定性の限界潮流の算出方法は、調相設備の追加投入や変圧器タップ動作を考慮しないものであり、実際の限界潮流との間に一定程度の裕度が存在する（現行においてもフリンジ実績ならびに算出条件上の裕度を二重に運用容量から控除している）可能性がある。
- したがって、同期安定性と同様に、**まずもって地域間連系線や地内送電線の算出条件の実態を把握（別論点として電圧安定性の算出方法の妥当性を検討）した上で、フリンジへの対応方法として、合理的な方法を深堀りしていく**こととしたい。
- 加えて、上記の対応方法の**いずれも織り込んでいない箇所の理由等についても、合理的な説明が可能かについて合わせて確認を進めていく**こととしたい。

対象	各制約要因毎のフリンジの取り扱い		
	フリンジへの対応	理由	対応方法
地域間連系線	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
地内送電線	あり（4社）	〃	限界潮流からフリンジ分※2を控除
	なし（1社）	影響が限定的なため	—

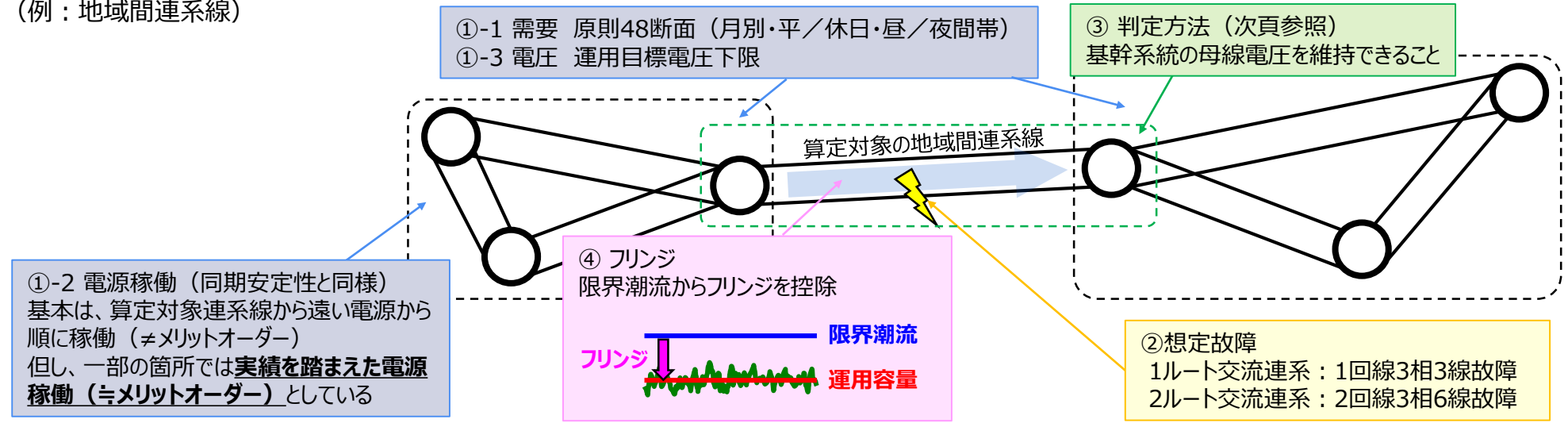
※1 計画値（P0）と実績潮流の差分を求め、正規分布に置き換えた時の3σ（99.7％）の過去5年実績最大値

※2 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

■ 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、同期安定性と同様に、**地内送電線における算出方法の実態調査を実施**した。

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（電圧維持源）が少ない軽負荷期や、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		電圧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：地域間連系統）



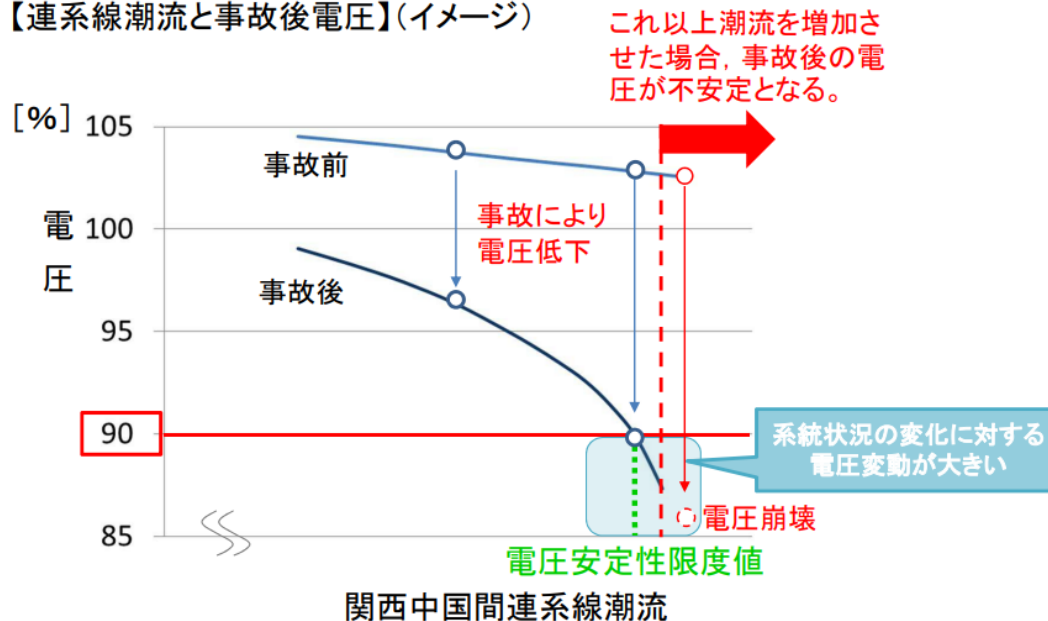
- 基幹系統の母線電圧を維持できることは、L法シミュレーションにより、定格電圧の90%を下回らないことで確認する方法が一般的に用いられている。

(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カーブのノーズ端付近であり、微か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。

【連系線潮流と事故後電圧】(イメージ)



- 潮流想定方法については、一般的に電圧安定性面で過酷とされる送電線潮流重潮流となる重負荷期需要※1に対して、同期安定性と同様に、大きく3つの方法で潮流が想定されていた。

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①は、他の制約要因で運用容量が決まる箇所について、他制約要因のための検討断面を流用する際に見受けられた）

想定方法②：電圧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

- また、上記のほか、電圧安定性が過酷となるよう系統電圧を運用目標下限とするエリアも確認された。
- 想定方法②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。
（想定方法③は、全台最大出力時には電圧維持能力が高いため、楽観的となっている可能性も考えられる）

※1 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も想定する場合もあり

※2 電氣的に遠方に位置する電源や自動電圧調整（AVR）機能を有していない電源から稼働させるなど

系統概要	潮流想定方法	
<p>インピーダンス (Z) : 小</p> <p>対象線路</p> <p>需要</p> <p>再エネ出力等 (ダミー需要)</p> <p>Z : 大</p>	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 過酷な順	G4 (Z : 大) ⇒ G2・G3 (Z : 中) ⇒ G1 (Z : 小) ※一例として、需要までの電氣的距離が長い（遠方）順に稼働する例を記載
	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 ※全台最大出力で安定性を維持できる場合には、再エネ出力の減少等の想定はしない

■ 第2回本作業会で報告した通り、同期安定性と同様に、**故障想定は各エリア間で差異（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。

各地内系統制約の基本的な考え方・差異（特徴） 1 / 224

■ 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、いずれか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）

■ 限界潮流を算出する際の算定ツール（判定基準）は、地域間連系線と地内送電線で方法に違いが見られており、この違いによる影響については、**今後、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」にて深掘り検討を進める**こととしている。

各地内系統制約の基本的な考え方・差異（特徴） 1 / 2

24

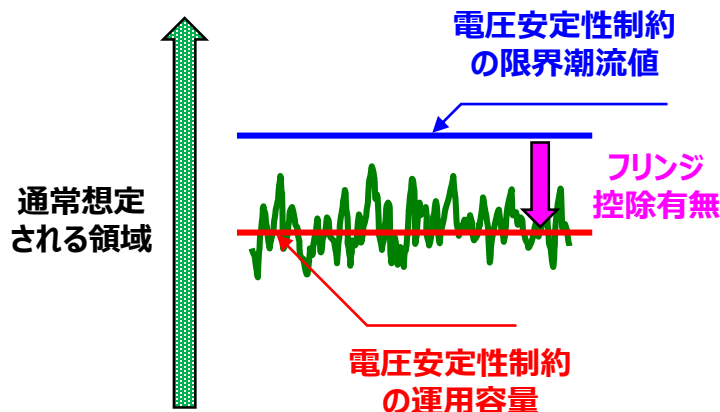
- 各地内系統制約の基本的な考え方は下表のとおりであり、「各制約要因に特化した算定ツール（方法）を用いて、N-1・N-2故障の想定故障に対してクライテリア（信頼度基準）を満足するよう制約（限界潮流）の算定を行っている」という点においては、地域間連系線と同様の考え方であった。
- 一方で、想定故障（故障様相）の考え方や、算定ツール（方法）において、地域間連系線あるいは各エリア間で差異（特徴）が見受けられるため、**これらの考え方の差異は合理的か（場合によっては、いずれか合理的な方法に見直すことが出来るか）深掘り検討**することも考えられる。 ⇒No.1-1-1他に反映

赤字：地域間連系線との違い

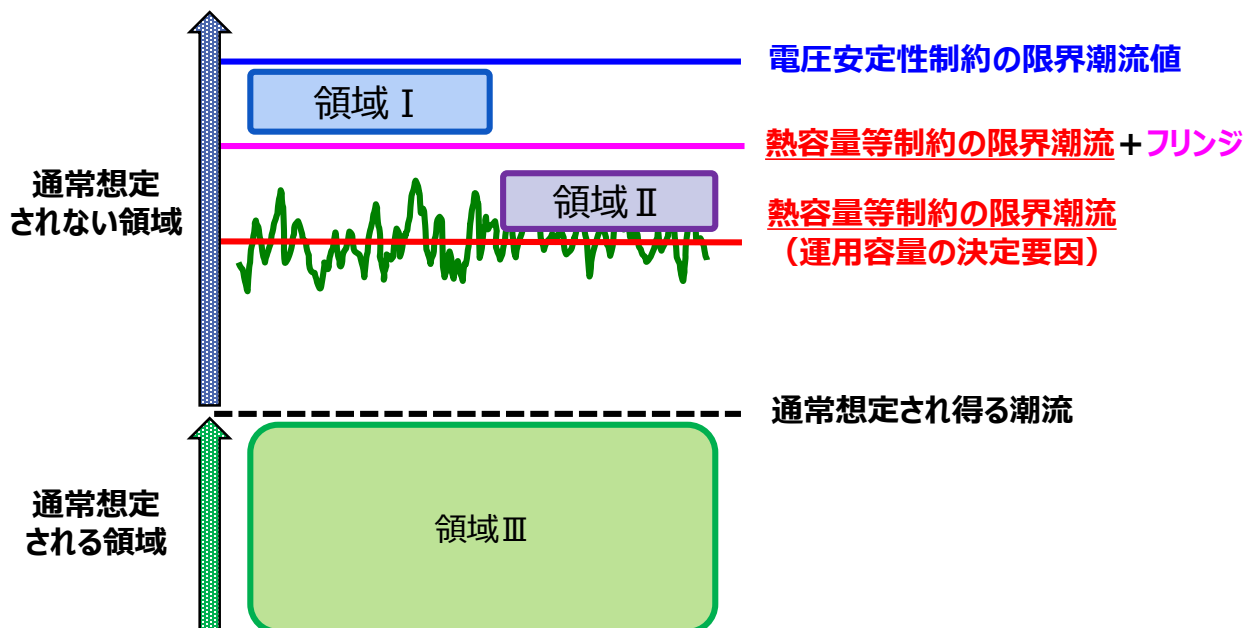
制約要因	ツール（方法）	想定故障	再閉路	判定基準
熱容量等	算術式 L法	1回線停止に至る故障 2回線停止に至る故障	-	健全回線の熱容量以内
同期安定性	Y法	1cct1φ1LGO 2cct2φ3LGO 1cct3φ3LGO 母線3φ3LGO 2cct3φ6LGO等	失敗考慮：5社 1cct1φ1LGO 2cct2φ3LGO 2cct3φ4LGO 2cct3φ6LGO等	発電機内部相差角が収束傾向にあること
電圧安定性	L法：4社 V法：4社 Y法：4社 その他：2社 ※複数ツールを用いて 算定しているエリアあり	同上	-	・L法により各変電所母線電圧が適用電圧 以上（0.9PU等）であ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

- 電圧安定性が制約要因となる地内送電線においては、限界潮流からフリンジを控除しているエリアが大宗。
- 加えて、電圧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）で電圧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）しており、**他の制約要因の限界潮流値相当（領域Ⅱ）で電圧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）しているエリアは存在しなかった。
- 他方で、**算出対象設備毎にメルिट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）でのみ電圧安定性を確認**しているエリアも確認された。

＜電圧安定性が制約要因となる地内送電線＞



＜電圧安定性が制約要因とならない地内送電線＞

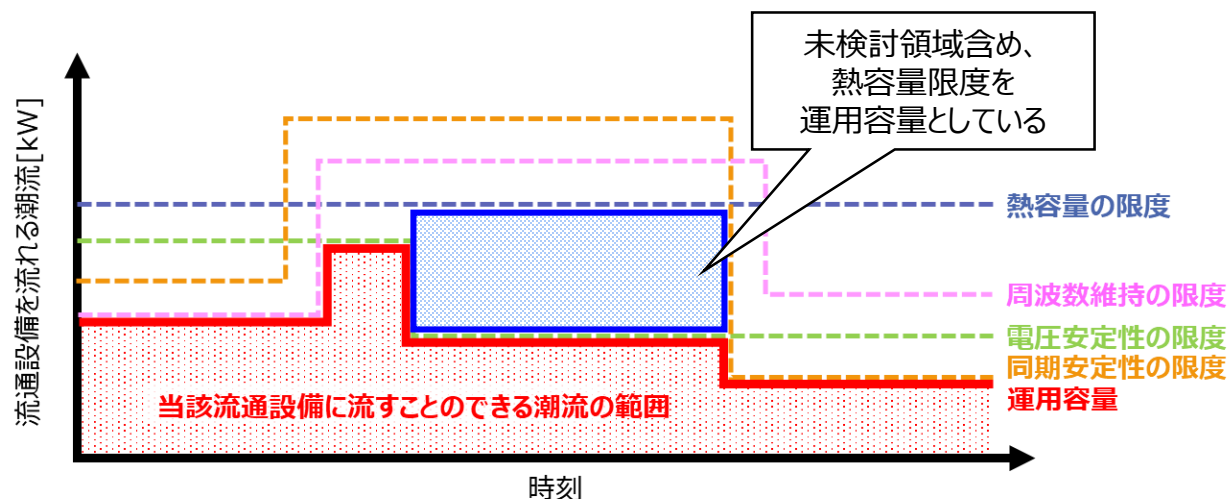


- 電圧安定性が制約要因となる地内送電線においては、同期安定性と同様に、メリットオーダーによらない厳しめな電源稼働や低め電圧条件等で算出した上で、限界潮流からフリンジを控除した値を運用容量として設定。
- 他方で、フリンジの考慮については、電圧安定性が制約要因とならない地内送電線では、メリットオーダー上想定され得る電源稼働（想定潮流）の範疇でのみ確認（または算出を省略）しているエリアも確認された。

運用容量 決定要因	限界潮流の算出方法						④フリンジ (前頁分類参照)		
	①潮流想定				②故障想定	③判定方法			
	需要	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	検討課題 No.1-1-1	検討課題 No.4-1-1	限界潮流から控除		
				下限			限界潮流から控除		
その他	重負荷期※1	想定方法①	メリットオーダー順に稼働	基準			整理中	整理中	領域Ⅲ
		想定方法②	電圧安定性面で過酷な順に 増出力	基準					領域Ⅰ
				下限					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

- 前述のメルिटオーダー上想定され得る電源稼働（想定潮流）の範疇でのみ確認というのは、想定潮流～熱容量までの領域における電圧安定性については未検討ということと同義であり、その状態で熱容量限度を運用容量とするのは、本来的には望ましくない状態と言える。
- また、通常想定される電源稼働等よりも過酷な条件で検討を行うというのも、それにより抑制が発生するのであれば、発電事業者への合理的な説明性等の観点から、本来的には望ましくない状態と言える。
- この点、これまでの想定潮流の蓋然性が高い、かつ運用に裕度がある（系統混雑が発生しない）状況であれば、問題とはならなかった（言い換えると、効率的に限界潮流を算出していた）と考えられる一方、再エネが大量導入し、不特定多数の箇所で系統混雑が発生する将来においては、**電圧安定性における限界潮流算出方法の見直しも検討すべき**と考えられるか（この点、既に、故障想定や判定方法等を別論点の中でも整理を進めている）。
- 以上を踏まえ、**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い。



1. 各制約要因における限界潮流算出方法

1 – 1 同期安定性

1 – 2 電圧安定性

1 – 3 周波数維持

2. フリンジ算出方法の実態

3. まとめと今後の方向性

- 第2回本作業会において、周波数維持における限界潮流超過リスクに対して、「**常時周波数変動を織り込む**」ことで対応しているエリアが大宗であり、まずもって**地域間連系線や地内送電線の算出方法の実態を把握することとした**。

周波数維持におけるフリンジの取り扱い

38

- フリンジにより限界潮流を超えないように運用する方法としては、同期・電圧安定性のように、限界潮流からフリンジ実績値（実績値と計画値（地内送電線の場合、移動平均値）の差）を控除する方法も考えられるが、現行においては、**限界潮流の算出条件に常時周波数変動を織り込む方法が大宗**であり、その他、系統安定化装置にてフリンジを含めた制御により対応する箇所も存在している。
- したがって、同期・電圧安定性と同様に、**まずもって地域間連系線や地内送電線の算出条件の実態を把握し、かつ、常時周波数変動とフリンジの関係性を整理した上で、フリンジへの対応方法として合理的な方法を深堀りしていく**こととしたい。
- 加えて、上記の対応方法の**いずれも織り込んでいない箇所の理由等についても、合理的な説明が可能かについて合わせて確認を進めていく**こととしたい。

対象	各制約要因毎のフリンジの取り扱い		
	フリンジへの対応	理由	対応方法
地域間連系線	あり <small>低下側（中国九州間線）</small>	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 <small>低下側（中国九州間） 上昇側</small>	事象が非常に稀頻度なため（中国九州間連系線）	———
地内送電線	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※等を考慮 系統安定化装置にてフリンジ分を含めて制御
	なし（0社）	———	———

※ 常時周波数変動管理目標値（±0.2Hz or 0.3Hz）

- 「系統特性定数を用いる運用」を行っている中西エリア等では、**系統容量（需要）に系統特性定数※1を乗じた値を周波数維持制約における限界潮流値として算出※2**しているため、同期・電圧安定性のように、電源稼働状況や故障様相による算出方法を設定する必要はない。
- そのため、**周波数維持制約については、周波数上昇・低下限度の考え方や、常時周波数変動の考慮有無により算出結果が大きく異なり**、このうち常時周波数変動の取扱いは、本検討課題の中で深掘り検討することとしていた。
- 今回は、まずもって地内送電線における上記の考え方について実態調査を実施したため、報告する。

※1 系統容量に掛け合わせることで周波数上昇・低下限度までの電源・負荷脱落量を算出する用途に用いられる定数
※2 系統安定化装置を設置している箇所では、系統特性定数を用いて電源制限量あるいは負荷制限量を算出している

緊急時における周波数上昇限度値の違い（2 / 2）					14
<div>■ 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（連系統潮流）を算出している。</div> <div>■ 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。</div> <div>■ 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。</div>					
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、連系統潮流相当を電制制御するため系統特性定数は使用されていない	
	関西	14.0%MW/0.6Hz	60.6Hz	エリア間の連系分離防止（61.0Hz）から過渡周波数上昇実績（0.4Hz）を控除した値	
	中国	14.0%MW/0.6Hz	60.6Hz		
	四国	不使用 （無制御潮流をシミュレーションで算出）	60.3Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.3Hz）	
	九州	7.5%MW/0.5Hz	60.5Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.5Hz）	

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

- 周波数維持制約における周波数上昇・低下限度の考え方については、本作業会における別論点（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」のなかで、次回以降検討していく。

まとめと今後の進め方

40

- 周波数維持に関する運用には、系統特性定数を用いない運用および系統特性定数を用いる運用があることから、それぞれの特質を踏まえたうえで整理を行った。
- 系統特性定数を用いない運用とは、各断面における周波数低下状況のシミュレーションによる把握、ならびに将来の状況変化に柔軟に対応できる環境を有することで、必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理する必要がない運用と言い換えることができる。
- 系統特性定数を用いる運用とは、煩雑な算定や細分化された管理が不要となるものの、中西エリアの実態としては、将来の状況変化に柔軟に対応できる環境がまだ完全には整っていないことにより、実質的に単一の系統特性定数（固定カーブ）のみで管理している運用と言い換えることができる。
- この点、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。
- 次回以降、今回（足元では）必要と整理された箇所において、「算出・判定方法・低下補填の妥当性」ならびに「状況変化による系統特性定数の再算出（本質的な課題への対応とも同義）」について、一般送配電事業者と連携のうえ、検討していくこととしたい。

- 実態調査の結果、火力プラントの安定運転可能周波数上限を限度値とするエリアでは、火力プラント安定運転に影響がないことから、常時周波数変動に伴う瞬間的な周波数上昇限度値超過は許容していた（＝常時周波数変動は考慮していない）。
- 他方、エリア間の連系分離周波数を限度値とするエリアでは、たとえ瞬時であったとしても、系統分離リレーが動作する可能性があることから、常時周波数変動による瞬間的な周波数上昇限度値超過は許容していない。
- ただし、実態としては、周波数維持制約（上昇側）の限界潮流に比べて、他の制約要因の限界潮流値の方が小さいことから、常時周波数変動を考慮した周波数上昇限度値とはしていない（＝常時周波数変動は考慮していない）。

周波数上昇限度値の考え方	常時周波数変動の取扱い（常時周波数変動による限度値超過への対応）		
	安定化装置 適用有無	常時周波数変動による限度値超過	理由
火力プラントの安定運転可能 周波数上限	あり	周波数上昇限度値 <u>超過は許容する</u>	火力プラントの安定運転可能周波数は、長時間運転が可能な周波数の上限を設定しているため、常時周波数変動に伴う瞬間的な超過による影響がないと考えているため
	なし		
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値	あり	適用箇所なし	
	なし	周波数上昇限度値 <u>超過は許容しない</u>	ただし、他の制約要因の限界潮流値に比べて、 <u>当該限界潮流値が大きい</u> ため、 <u>考慮していない</u>

- 負荷遮断や発電機脱落が生じる周波数を周波数低下限度値とするエリアでは、常時周波数変動に伴う瞬間的な超過であっても、負荷側UFRや発電機解列となる可能性があることから、**常時周波数変動に伴う瞬間的な周波数低下限度値超過は許容していない**（＝常時周波数変動を考慮している）。
- また、一部のエリアで、当該安定化装置に負荷制限量不足時の追加的な補正制御機能を具備している場合には、**常時周波数変動に伴う瞬間的な周波数低下限度値超過は許容している事例も確認した**。

周波数維持	周波数低下限度値の考え方	常時周波数変動の取扱い（常時周波数変動による限度値超過への対応）		
		安定化装置適用有無	常時周波数変動による限度値超過	理由
低下側	負荷遮断に至らない周波数に 常時周波数変動等を考慮した値	あり	適用箇所なし	
		なし	周波数低下限度値 超過は許容しない	瞬間的な超過であっても、負荷側UFRが動作に至るため
	発電機等が大量に解列される周波数に 常時周波数変動を考慮した値	あり	周波数低下限度値 超過は許容しない	瞬間的な超過であっても、発電機が解列されブラックアウトに至る可能性が懸念されるため
		なし		
	単独系統時に系統維持可能周波数	あり	周波数低下限度値 超過を許容する	負荷制限量が不足する場合であっても、 追加的な補正制御機能を具備しているため
		なし	適用箇所なし	

- 前述の通り、常時周波数変動は、あくまでも瞬間的な変動（≒フリンジ相当）であることを前提としており、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ある。
- つまり、将来的な常時周波数変動の取扱いを整理するにあたっては、まずもって、周波数上昇・低下限度値として妥当な考え方を整理し（この点、既に、別論点のなかで整理を進めている）、将来的な広域LFC運用や次期中給運用開始以降の常時周波数変動の変容を見据えることが重要となる。
- なお、前述までの常時周波数変動による周波数上昇・低下限度値超過リスクへの対応は、フリンジによる限界潮流超過リスクへの対応と同義と考えられており、二重（あるいは後者のみ）に対応しているエリアは確認されなかった
- 以上を踏まえ、**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い。**

1. 各制約要因における限界潮流算出方法

1 – 1 同期安定性

1 – 2 電圧安定性

1 – 3 周波数維持

2. フリンジ算出方法の実態

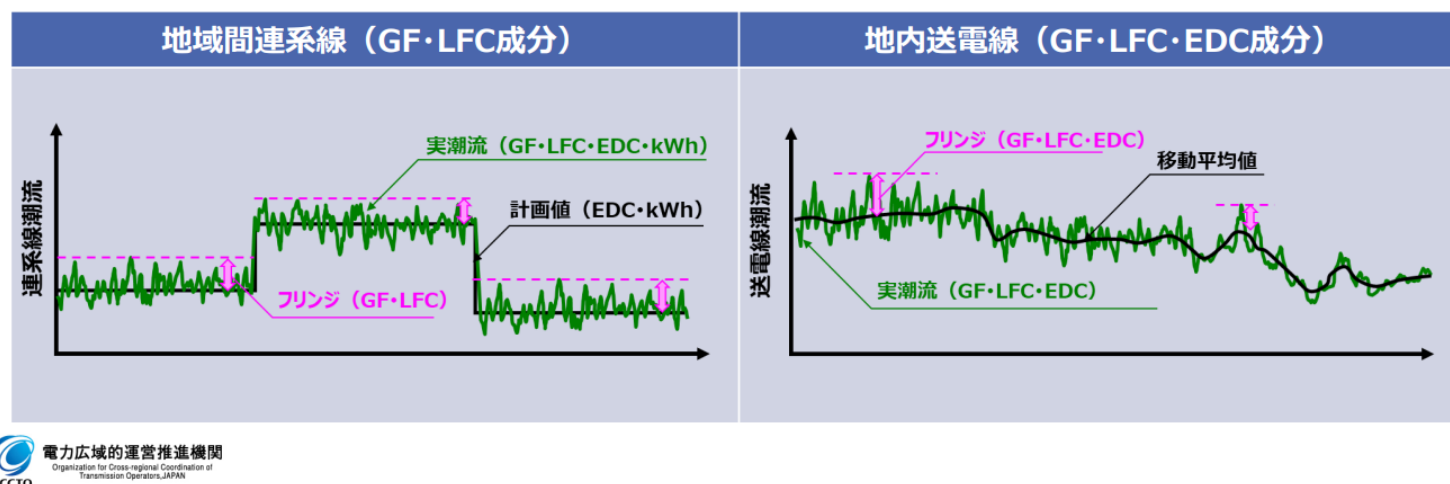
3. まとめと今後の方向性

- 第2回本作業会において、既に一部のエリア（地内送電線）においては、**EDC成分も含めたフリンジ量を算出している状況と言える**ことから、**その実態等を踏まえ地域間連系線との違いを整理していくこととした**。

EDC成分も踏まえたフリンジの考え方等について

39

- 現行の地域間連系線では、実績値と計画値の差分をフリンジとして算出しているため、EDC成分を含んでおらず、**EDC運用については、域外調達された ΔkW マーシンの範疇で運用容量を超えないよう対応**している。
- 一方、地内送電線では、EDC成分も含んだ潮流変動をフリンジとして算出し、限界潮流から控除した値を運用容量としているため、**EDC運用も含めフリンジで対応（ ΔkW 発動による運用容量超過を許容）**している状況。
- そのため、地域間連系線においてEDC運用も含めてフリンジで対応する考え方へ変更する場合、現行のフリンジ実績にはEDC成分が含まれていないことから、**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**こととしたい（フリンジ算出方法や変更後の影響など）。
- 逆に地内送電線では、フリンジにEDC成分が含まれていることから、既にEDC成分の発動制限 ΔkW に対して、一定程度フリンジで対応している状況と言えるが、**地域間連系線との違いについても整理**していくこととしたい。

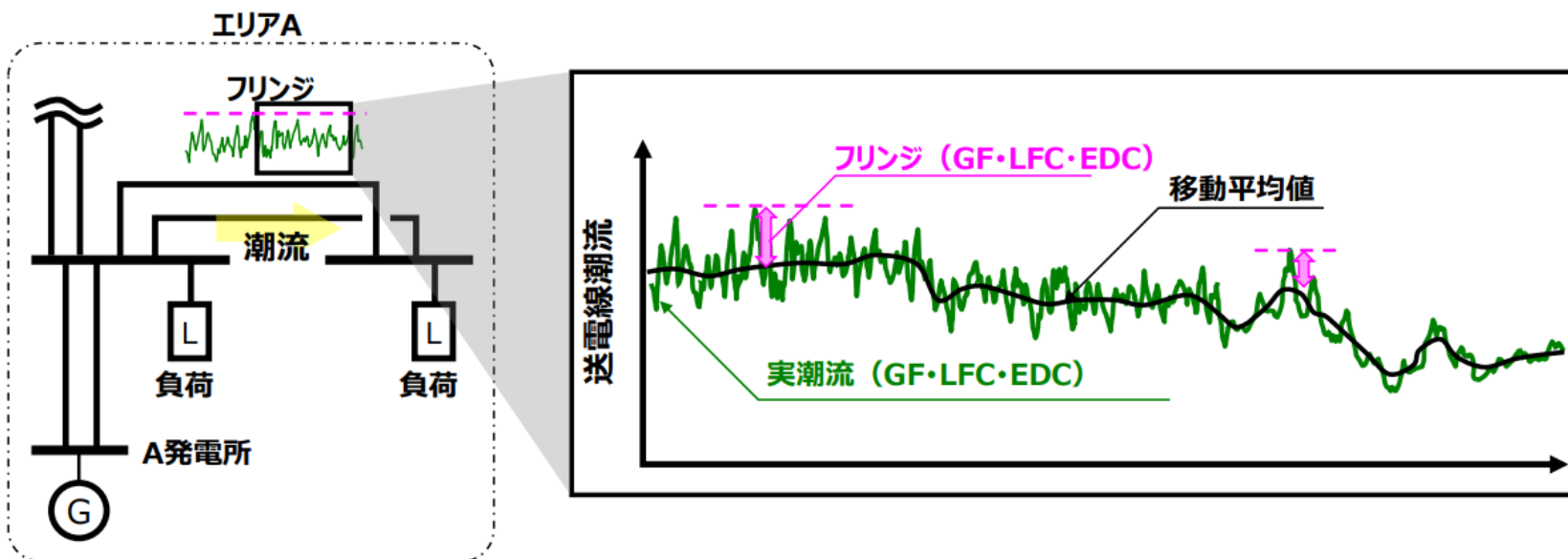


現行の地内送電線におけるフリンジ量の考え方の一例 (1 / 2)

27

- 地内送電線の場合、地域間連系線のように随時更新される計画値が存在しない※ことから、**潮流変動実績のみからフリンジ量を算出**している。
- 具体的には、潮流変動実績の**サンプリング値**と**移動平均値**との差分の3 σ 値からフリンジを算出しており、この場合、**フリンジはGF・LFC・EDCの全てを含んだ潮流変動分**となっており、この点は地域間連系線と異なる。

※ 地域間連系線では、自エリアの需給バランスを維持（計画値 P_0 を維持）するよう発電量を制御する（LFC制御）ため、随時更新される計画値が必要であるが、地内送電線において、そのような制御を現状必要としていないため、計画値は作成されていない。



- 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。

- 今後は、今回調査した結果（地域間連系線および地内送電線のフリンジ算出方法）を踏まえて、まずは、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い。

1. 各制約要因における限界潮流算出方法
 - 1 – 1 同期安定性
 - 1 – 2 電圧安定性
 - 1 – 3 周波数維持
2. フリンジ算出方法の実態
3. まとめと今後の方向性

- 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い。

(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い。**

(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い。

- 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い。