

# FRINGEに関する詳細検討について（その4）

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4回本作業会（2024年12月5日）において、熱容量を除く各制約要因における限界潮流およびフリンジ算出方法の実態を調査し、下記の内容について整理を進めていくこととした。
  - 同期・電圧安定性：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限界潮流算出方法を整理
  - 周波数維持：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
  - フリンジ算出方法：フリンジに含まれる調整力（需要変動）成分を分析、合理的な算出方法を検討
- このうち、同期・電圧安定性については第5回本作業会（2025年1月24日）で、またフリンジ算出方法については第6回・第7回本作業会（2025年3月14日・4月22日）で整理してきた。
- 加えて、第7回本作業会では、今後、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整理を進め、別途本作業会へご報告することとした。
- 今回、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、**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するとともに、周波数維持における限界潮流超過リスクへの対応方法（フリンジではなく常時周波数変動で対応していることの是非）について整理**したため、ご議論いただきたい。

※ GF・LFC成分の応動に伴う十数分程度以内の限界潮流超過を指す（以下、同様）

## 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。

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開後の調整力の調達～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)

- 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い。

- |                        |                                  |
|------------------------|----------------------------------|
| 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。**

1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応
  - 1 - 1 熱容量等
  - 1 - 2 同期安定性
  - 1 - 3 電圧安定性
  - 1 - 4 周波数維持
2. 周波数維持制約における対応方法
3. まとめ

# 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 – 1 熱容量等

1 – 2 同期安定性

1 – 3 電圧安定性

1 – 4 周波数維持

# 2. 周波数維持制約における対応方法

# 3. まとめ

- 第7回本作業会（2025年4月22日）では、**フリンジ（EDC）**の重畳による限界潮流超過は、常時運用容量超過と同義であることから、**全ての制約要因に対して許容できない**ことと整理した。
- 一方、**フリンジ（GF・LFC）**の重畳による瞬間的な限界潮流超過は、現行の地域間連系線では**熱容量等制約のみ許容でき、その他の制約要因では許容できない**ことと整理しているが、今回、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、**改めて、その考え方を整理**することとする。

## 各フリンジによる限界潮流超過リスクに対する考え方（1 / 2）

9

- また、各調整力応動の結果、地域間連系線・地内送電線に重畳するフリンジ（GF・LFC・EDC）毎に限界潮流超過リスクの考え方（許容可否）の違いがある。
- 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）**は、現行の地域間連系線や一部の地内送電線では、**瞬間的に大規模停電に進展する可能性がある同期・電圧安定性や周波数維持制約の場合は許容できない**<sup>※1</sup>と整理しており、その他の**熱容量は許容できる**<sup>※1</sup>ことと整理されている。
- 他方、需要等の予測誤差に伴う長周期（十数分程度以上）変動等に対応する調整力応動の結果重畳する**フリンジ（EDC）**は、**全ての制約要因（熱容量等、同期安定性、電圧安定性、周波数維持）で限界潮流超過は許容できない**。

※1 現行の地域間連系線における整理を記載しており、次回以降、各制約要因毎に瞬間的な限界潮流超過を許容できるか否かの検討結果を報告する。

		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	故障発生後も設備損壊となる潮流とはならないため、 <b>限界潮流超過は許容できる</b> <sup>※1</sup>	すべての制約要因に対して、 <b>EDC成分の重畳による限界潮流超過は許容できない</b> （常時運用容量超過と同義であるため）
	同期安定性	故障から数msオーダーで発電機脱調に至り、大規模停電を引き起こす可能性があることから、 <b>限界潮流超過は許容できない</b> <sup>※1</sup>	
	電圧安定性	故障後、数十分オーダーで電圧低下が進展するが、瞬間的に低め解領域に至る場合、その後の電圧回復が困難（大規模停電を引き起こす可能性有）なため、 <b>限界潮流超過は許容できない</b> <sup>※1</sup>	
	周波数維持 <sup>※2</sup>	故障から数sオーダーで周波数限度値超過により、大規模停電を起こす可能性があることから、 <b>限界潮流超過は許容できない</b> <sup>※1</sup>	

※2 現行においては、直接的にフリンジ超過を管理している訳ではなく、常時周波数変動の考慮という形で管理している。

# 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 – 1 熱容量等

1 – 2 同期安定性

1 – 3 電圧安定性

1 – 4 周波数維持

# 2. 周波数維持制約における対応方法

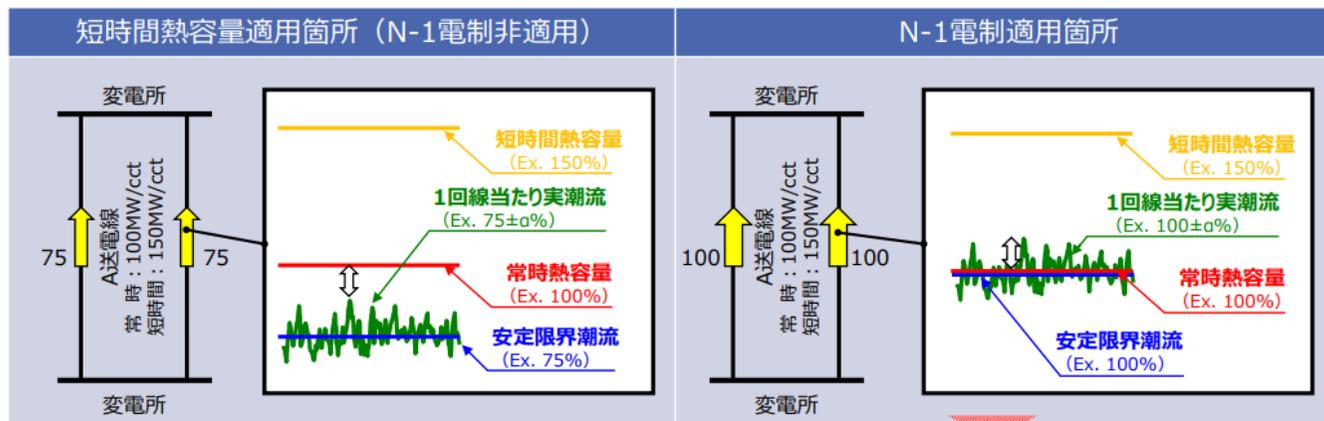
# 3. まとめ

- 第2回本作業会（2024年8月29日）では、平常時に送電線1回線あたりに流れる潮流が常時熱容量100%（2回線200%運用）となるN-1電制適用箇所への拡大も考慮しつつ、**フリンジ実態（変動量や変動周期）を把握したうえで、限界潮流超過リスクを許容できるかどうか検討を進めていくこととした。**

熱容量等におけるフリンジの取り扱い

33

- 平常時において、従来は、送電線1回線あたりに流れる潮流の最大は、**常時熱容量の50%～75%（100%～150%の半分）程度**であることから、**フリンジにより常時熱容量100%を超過するとは考え難い。**
- 他方、N-1電制本格適用開始以降、平常時に地内送電線1回線あたりに流れる潮流が常時熱容量の100%となる箇所が拡大しており、この場合には、**フリンジによる瞬時的な常時熱容量超過（100+α%）**が生じる。
- こういった新たな状況変化も踏まえ、平常時に常時熱容量超過が生じることが問題ないか、N-1故障時に他の系統制御との協調が問題ないか等、**本作業会では、まずもってフリンジ実態（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）を進めていく必要があるか。**



- ・平常時に常時熱容量超過が生じることが問題ないか
- ・N-1故障時に他の系統制御との協調が問題ないか 等

- この点、同時市場導入や次期中給システム運開後のフリンジ（GF・LFC）実態は、第7回本作業会（2025年4月22日）で整理した考え方で算出することとなるが、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。**
- このため、現時点では、**現行の地域間連系線のフリンジ実態（概ね※フリンジ（GF・LFC））を前提として、限界潮流超過リスクへの考え方を整理することとし、将来的に変化が確認される場合には、適宜見直していくこととする。**

※ 現行の連系線のフリンジ算定では、計画潮流値の変化量相当の偏差が含まれることを確認しており、厳密なフリンジ（GF・LFC）より過大側に算定している（詳細次頁）

33

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）

■ 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。

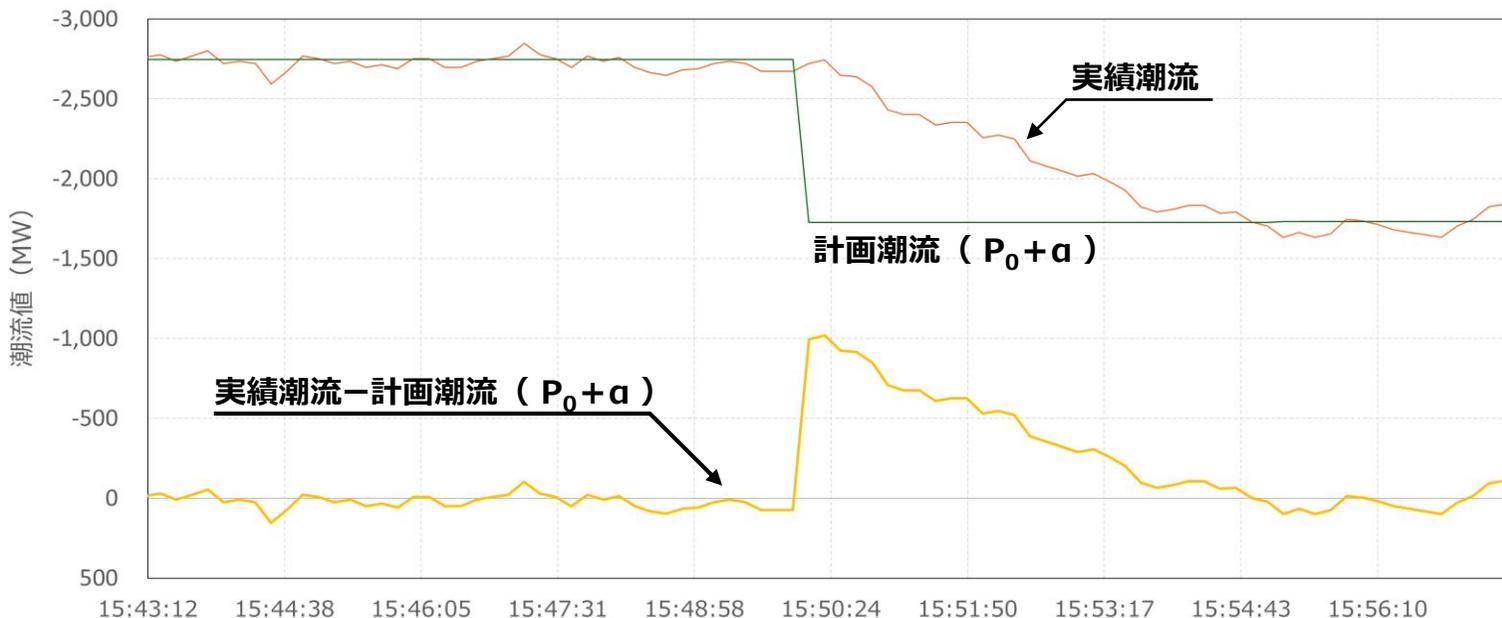
【ΔkW調達～発動の各過程での運用容量算出に必要なフリンジ量の算出方法】

		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）

- 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 $\alpha$ 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、前回の本作業会でお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 $3\sigma$ 相当値



【一例】中国九州間連系線（2023年8月17日）

- 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カ年の実績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 <sup>2</sup> ×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 <sup>2</sup> ×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 <sup>2</sup> ×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 <sup>2</sup> ×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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup> ×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](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

- 次に、現行の地域間連系線におけるフリンジ変動周期※<sup>1</sup>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※<sup>2</sup>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。**

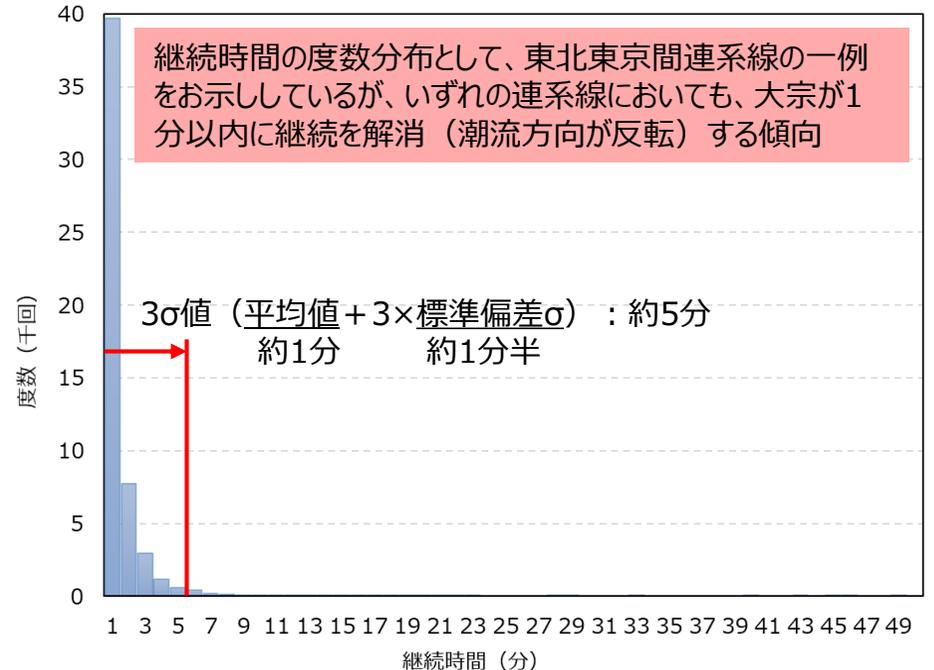
※1 本資料では、地域間連系線に流れるフリンジの順or逆方向の継続時間を集計したものを変動周期として分析した（以下、同様）

※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）



- 地域間連系線・地内送電線では、短時間以内に潮流調整等が可能な場合は、限界潮流について出力調整領域（ex.100～150%）まで拡大可能だが、更に、N-1電制等を用いて拡大する場合（ex.150～200%）には、地域間連系線では慎重な検討が必要である旨を第7回本作業会（2025年4月22日）で整理したところ。
- つまり、**熱容量等制約における限界潮流は、大きく3つの領域に分類**することができ、**平常時・N-1故障時において、それぞれ限界潮流を超過する可能性**が存在する。
- 次頁以降、前頁までの現行の地域間連系線における**FRINGE実態（変動量・変動周期）を前提とした場合に、各領域における限界潮流超過リスクを許容することができるか否かについて整理**する。

		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%）
<b>適用条件</b>		—	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
<b>適用状況</b>	地内送電線	—	【現状／将来】適用 <b>あり</b>	【現状／将来】適用 <b>あり</b>
	地域間連系線	—	【現状】一部適用 <b>あり</b> （中国四国間） 【将来】SCED機能により <b>適用が期待</b>	【現状】適用 <b>なし</b> 【将来】慎重な <b>検討が必要</b>
<b>限界潮流超過リスク</b>	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)	次頁以降で整理（①） (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	次頁以降で整理（②） (100+a %/cct)	次頁以降で整理（②） (100～150+a %/cct)	次頁以降で整理（③） (150～200+a %/cct)

## まとめ

24

- 今回、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結果については以下の通り。

## 【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、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
- 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。

	現状		同時市場導入／次期中給運開後	
	出力調整領域	電源制限領域	出力調整領域	電源制限領域
地内系統	適用あり	適用あり	適用あり	適用あり
地域間連系線	一部適用 (本四連系線)	適用なし	SCED機能により 適用が期待できる	慎重な検討が必要

- 電制適用により熱容量等制約の限界潮流を常時熱容量200%/2cctまで拡大する場合、現行の地域間連系線のフリンジ実態を前提とすると、平常時には、**1回線あたりに最大で常時熱容量105%程度の潮流が重畳**する。
- この常時熱容量の超過は、概ね10分程度以内に解消され、各一般送配電事業者の実態を踏まえても、設備の寿命損失リスクも考えられないことから、本領域の限界潮流超過は**許容できる**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故障時に出力調整可能な地内送電線において、熱容量等制約の限界潮流に短時間容量を適用する場合、**潮流調整に要する時間は、概ね10分～30分を前提**※1としている。
- この点、N-1故障時にフリンジによる短時間容量超過が生じた場合、概ね10分程度以内に解消されることから、設備の寿命損失リスクも考え難く、本領域の限界潮流超過リスクも**許容できる**と考えられる。（上記整理に伴い、常時熱容量を限界潮流とする地域間連系線・地内送電線におけるN-1故障時の限界潮流超過リスクも**許容可**）

※1 地域間連系線の場合、現時点で潮流調整に要する時間は4時間程度を前提としているが、将来のSCED機能により同程度の調整時間への短縮が期待される。

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

※2 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）。

※3 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。

- 電制適用により熱容量等制約の限界潮流を常時熱容量200%/2cctまで拡大する場合、現行の地域間連系線のフリンジ実態を前提とすると、故障時は、**最大で常時熱容量の210%程度の潮流が健全回線に重畳**する。
- この時、過負荷（設備の寿命損失リスク）そのものは高速なN-1電制遮断により問題とならないが、N-1電制遮断よりも**送電線過負荷保護Ry動作が先行する場合には、健全回線側も遮断されることで、N-2故障相当の影響が電力系統に与えられる**ことから、一般送配電事業者の協力を得て、N-1電制の適用状況・線路保護Ryとの保護協調の考え方について聞き取り調査を行った。
- 調査の結果、地内送電線にN-1電制適用している3エリアでは、**送電線過負荷保護Ryが、N-1電制遮断よりも先行動作することのないよう時限協調が図られていることを確認**した。
- 将来、上記エリア以外にもN-1電制適用する地内送電線は増加すると考えられるが、先行事例を参考に保護協調が図られると想定されるため、**N-1故障時**においても、**基本的には、限界潮流超過は許容できる**と考えられる。

【N-1電制を適用している地内（基幹）送電線の適用例】

適用状況		電制遮断タイミング	送電線過負荷保護Ry整定	保護協調の考え方
あり (3社)	A社	高速度再閉路失敗後 (過負荷許容時間以内)	過負荷許容曲線（過負荷レベルに応じた許容時間）により、電制遮断されるよう設定 (短時間許容電流150%で60秒程度継続など)	故障発生直後～N-1電制遮断までの間に、 <b>送電線過負荷保護Ryによる健全回線トリップ（ルート断）に至らないN-1電制遮断タイミングを設定</b>
	B社	N-1故障直後／再閉路失敗後など送電線過負荷保護Ry整定を考慮して設定	複数の過負荷パターンを設定 (常時熱容量200%以上75秒程度継続など)	
	C社 ※	低速度再閉路失敗後 (故障直後～60秒程度)	常時熱容量200%以上 100秒程度継続 (> 60秒)	
なし (6社)		—	—	—

- **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%）
<b>適用条件</b>		—	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
<b>適用状況</b>	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
<b>限界潮流超過リスク</b>	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)

# 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 – 1 熱容量等

1 – 2 同期安定性

1 – 3 電圧安定性

1 – 4 周波数維持

# 2. 周波数維持制約における対応方法

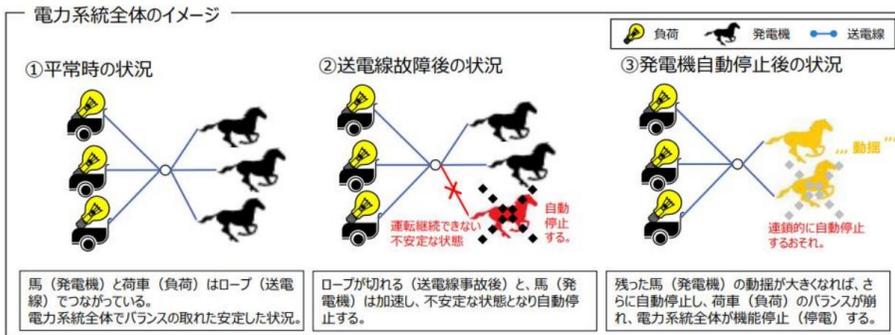
# 3. まとめ

- 同期安定性制約の限界潮流を超過した状況で系統故障が発生した場合には、**数百ミリ秒～数秒オーダーで同期発電機が連鎖的に脱調し、供給支障に発展**する可能性がある。
- このため、第2回・第4回本作業会（2024年8月29日・2024年12月5日）では、現行の地域間連系線や大宗の地内送電線において、フリンジ（GF・LFC）による限界潮流超過リスクを許容せず、**フリンジや算出条件を厳しめに設定すること**で対応している実態を紹介した。

同期安定性制約を違反した場合の影響 (2 / 3)

29

- また、電力系統全体に与える影響として、事故点近傍の同期発電機が脱調（同期はずれ）状態に至った結果、これをきっかけとして、他の同期発電機も脱調に至る現象（連鎖脱調）が発生する可能性がある。
- このような連鎖脱調は、事故波及防止装置（脱調分離リレーなど）や発電機保護リレーにより設備損壊自体は最小限に食い止めるものの、**事象自体は数百ms～数秒オーダーで進展していくことから、電源脱落や系統分離による周波数低下等、またこれによる供給支障に発展する可能性が考えられる。**



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（過剰電源稼働等）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、合理的な方法を深掘りしていく**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
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

- また、第5回本作業会 (2025年1月24日) では、地内送電線における算出条件を深掘り※し、フリンジとの二重対応となっている等の現状の妥当性を整理のうえ、**将来における対応方法の在るべき姿を整理**した。
- 今回、地域間連系線・地内基幹送電線における**算出条件の実態を踏まえ、同時市場導入や次期中給運開後において、フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過リスクを許容できるか否かについて整理**する。

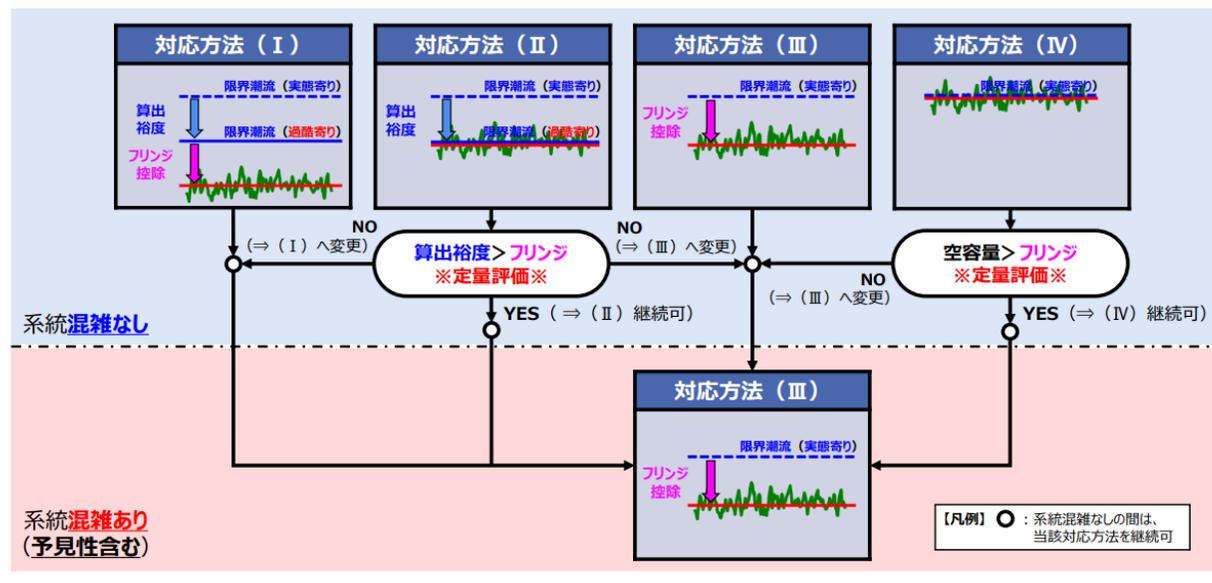
※ 想定故障については、別途、検討課題No.1-1-1で「基本的には統一的な考え方としつつ、合理的な差異は許容すること」と整理。

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が (フリンジ制御が必要か) 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得る可能性がある。



- 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

- また、東北東京間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、関西中国間連系線では、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、再エネ連系量の増加等による系統混雑の予見性を踏まえ、2021年度より、**実運用を考慮して稼働電源を想定（メ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。

## 2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）

27

- ⑥ 東北東京間連系線潮流
  - 連系線潮流方向（南流）増加→東北発電増加、東京発電減少
  - 連系線潮流方向（南流）減少→東北発電減少、東京発電増加
  - 発電機の調整手順
    - ・ 長期：供給計画の供給力をベースに調整（不確定要素が多いため、供給計画を基本に想定しうる範囲で過剰になるよう調整）
    - ・ 年間：実態に準じ、基本的に単価の安いものから東北発電増加、単価の高いものから東京発電減少（例：順方向増加の場合）
- ⑦ 電源制限・負荷制限の繰り込み
  - いわき幹線・川内線 電源制限、負荷制限：なし
  - 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし※
  - ※ただし、系統状況によっては負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る可能性がある。
  - 相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線または新福島バンクに過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。
- ⑧ 想定故障
  - いわき幹線1回線停止
  - 川内線2回線停止
  - 相馬双葉幹線2回線停止

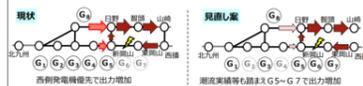
（参考）関西中国間連系線における電源稼働想定

10

- 地域間連系線においては、基本は算定対象系統から遠い順（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. 軽負期における潮流想定方法の見直しについて

- 軽負期における実績と想定との乖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）401.5kW ⇒（見直し後）430.5kW（+29.0kW）
- 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。



- 一方、地内送電線の場合には、2021年1月から段階的に系統混雑を許容した設備形成へ移行しており、これまで **地域間連系線のように系統混雑が顕在化する状況にはなかった。**
- しかしながら、2025年1月には、**東京エリアで我が国初となる系統混雑に伴う再給電が実施**されており、**中長期的には更なる系統混雑の進展も予見**されている。

## （参考）東京電力パワーグリッドにおける系統混雑の実績

### 系統混雑に関する情報



### 調整電源の出力制御に関する速報

対象系統	房総変電所 500/275kV 変圧器 (1バンク)
日時	2025年1月6日 12:00～12:30 13:30～14:00 14:00～14:30
概算出力制御量	150MWh

(出所) 東京電力パワーグリッドHP 系統混雑による出力制御の実施状況に関する情報 (2025年1月14日時点)

(出所) 東京電力パワーグリッドHP 基幹系統 (275kV以上) 空容量マッピング (2025年1月14日時点) より抜粋

### 2029年度時点の系統混雑想定結果（混雑設備数）

20

- 2029年度の系統混雑は、全国基幹・ローカル系統の**約60設備**（総設備数の**約0.5%**）の見通しであることを確認。
- なお、エリア毎に2028年度の見通しと比較すると、新たに混雑箇所が増加・減少しているが、いずれも算出方法の違いによるものが大半であり、**2028年度からの傾向を示すものではない**点に留意が必要。

#### 全国合計

	基幹系統	ローカル系統	合計
混雑設備数	24	39	63
総設備数比率	2.0%	0.3%	0.5%

【備考】  
 ・混雑設備数は各一般送電事業者が公表している「空容量マップ一覧表」の設備単位で集計。  
 ・基幹系統は最上位電圧から2階級（供給区域内の最上位電圧が250kV未満のときは最上位電圧。変圧器の分類は一次電圧による）、ローカル系統はそれ未満の電圧階級（配電用変圧器及び配電設備を除く）。

#### 北海道

	基幹	ローカル
混雑設備数	12	17
総設備数比率	9.7%	1.8%

#### 沖縄

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0%	0.0%

#### 中国

	基幹	ローカル
混雑設備数	1	2
総設備数比率	1.3%	0.3%

#### 北陸

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0%	0.0%

#### 東北

	基幹	ローカル
混雑設備数	3	13
総設備数比率	2.9%	0.6%

#### 九州

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	0
総設備数比率	0.0%	0.0%

#### 四国

	基幹	ローカル
混雑設備数	0	1
総設備数比率	0.0%	0.2%

#### 関西

	基幹	ローカル
混雑設備数	4	2
総設備数比率	2.2%	0.1%

#### 中部

	基幹	ローカル
混雑設備数	1	1
総設備数比率	0.6%	0.0%

#### 東京

	基幹	ローカル
混雑設備数	3	3
総設備数比率	1.8%	0.2%

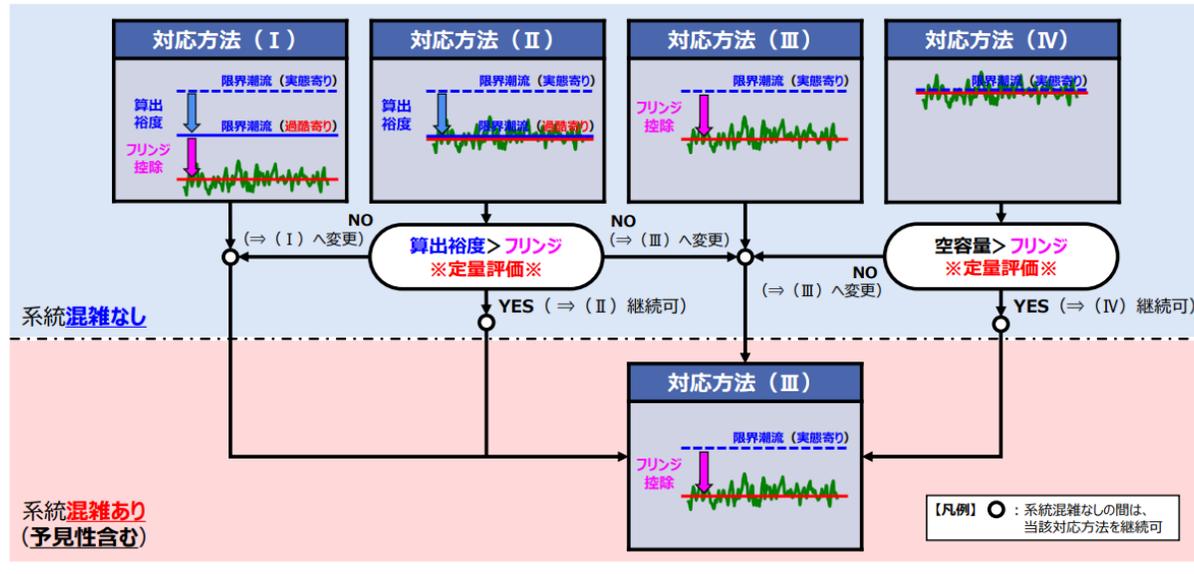
- この点、第5回本作業会（2025年1月24日）において、将来的に系統混雑が顕在化する（予見される）場合、地域間連系線と同様に、**算出条件を実態寄り（かつフリンジ控除）とすることを在るべき姿として整理**した。
- このため、フリンジ（GF・LFC）の重畳に伴い限界潮流を超過している状況において系統故障が発生した場合、地域間連系線と同様に、**瞬間的（数百ms～数秒オーダー）に連鎖脱調などが進展し、大規模停電に至る**リスクがあることから、**同時市場導入や次期中給運開後も限界潮流超過リスクは許容できない**と考えられる。

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。**

※ 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が（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。



# 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 – 1 熱容量等

1 – 2 同期安定性

1 – 3 電圧安定性

1 – 4 周波数維持

# 2. 周波数維持制約における対応方法

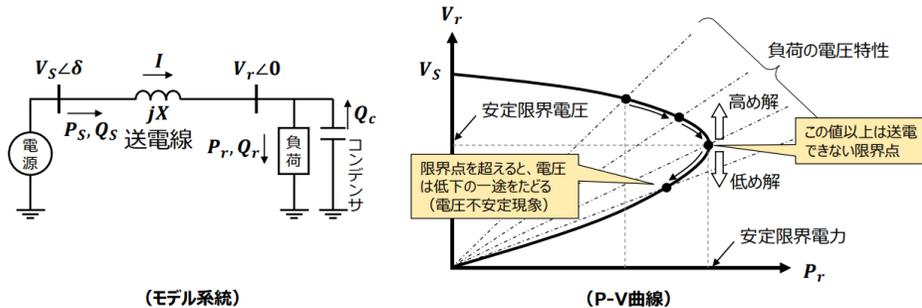
# 3. まとめ

- 電圧安定性制約の限界潮流を超過した状況で系統故障が発生した場合には、**数十分オーダーで系統電圧が徐々に低下していき、発電機の解列等を誘発し、供給支障に発展**する可能性がある。
- このため、第2回・第4回本作業会（2024年8月29日・2024年12月5日）において、同期安定性制約と同様、電圧安定性制約についても、地域間連系線や大宗の地内送電線でフリンジ（GF・LFC）による限界潮流超過リスクを許容せず、**フリンジや算出条件を厳しめに設定すること**で対応している実態を紹介した。

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決まるため、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、電力系統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。



出所) 電気学会技術報告 第1100号「電力系統の利用を支える解析・運用技術」(2007年9月15日発行)を参考に作成

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
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

- また、第4回本作業会（2024年12月5日）では、地内送電線における算出方法の実態調査を行い、「潮流想定方法」「フリンジ考慮有無」以外の「故障想定」「判定方法」については、並行して整理を進めることとしていた。
- このうち、「故障想定」は、第6回本作業会（2025年3月14日）で基本的には統一的な考え方としつつ、合理的な差異は許容すること整理したが、今回、「判定方法」について実態を整理したうえで、**改めて、フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過リスクを許容できるか否かを検討**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 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		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	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同義

■ 第6回本作業会(2025年3月14日)では、N-1・N-2故障の定義のエリア間の違いについて、基本的には統一的な考え方としつつ、合理的な差異は許容することと整理した。

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	運用	N-2	N-2	N-1	N-2	N-1	N-1	N-2	N-2	N-2	N-2	
	設備形成			N-1		(N-1)						
●●○○ 2φ3LG	運用	N-2	N-2	N-2	N-2	N-1	N-2	N-2	N-2	N-2	N-2	
	設備形成					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。

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

- 第2回本作業会で紹介した通り、電圧安定性の判定は、①故障直後の電圧解を計算する電中研Y法・L法※1や、②故障後の変圧器タップ応動等を加味した動的な計算ツールである電中研V法およびVQC（電圧無効電力制御装置）シミュレーションが使用されている他、系統負荷の電圧特性や判定基準等もエリア間で違いがある。
- これらの実態をまとめると下表のとおりであり、次頁以降で、各判定方法（①-1～②-3）を深掘りし、判定方法の妥当性を整理するとともに、限界潮流超過リスクへの考え方を整理していく。

※1 系統負荷の電圧特性を設定可（Y法）、設定不可（L法）の違いがあり、L法の場合には、定電力特性相当の電圧解が得られる（次頁参照）。

	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	定電流	定電力相当	定電流	定電流・定電力の中間	定電力	
電圧調整	変圧器タップ	非考慮	非考慮	考慮	考慮	考慮	
	調相操作	非考慮	非考慮	非考慮	考慮	考慮	
	発電機AVR	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮	
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※2以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近※2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※2以上	ノーズ端電圧付近※2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	次頁以降で各判定方法の妥当性を整理					
	定電力特性						

※2 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）

		電中研L法 (潮流計算プログラム)	電中研Y法 (過渡安定度解析プログラム)	電中研V法 (電圧シミュレーション計算/電圧安定度解析)
故障後の電圧解の計算方法 (例)	<p>電圧</p> <p>潮流</p> <p>1ルート送電時</p> <p>2ルート送電時</p> <p>比較</p> <p>Y・V法が定電力特性でない場合 L法の電圧解の方が低くなる</p> <p>故障直後(～数秒) Y法・V法で同値</p> <p>ex.定電流特性</p> <p>電圧低下に伴う系統負荷の減少を考慮可能</p> <p>故障～数十分程度の下位系統の 変圧器タップ応動に伴う需要増(回復)を考慮可能</p>	<p>2ルート送電時のL法計算結果を初期状態とし、 1ルート断直後の電圧解を計算(電圧特性を考慮可(A→A'))</p>	<p>2ルート送電時のL法計算結果を初期状態とし、 1ルート断後数十分程度の電圧解計算(電圧特性+電圧制御を考慮可(A→A'→A))</p>	
	目的	電力潮流と電圧を計算	系統故障のような急激な擾乱が発生した際の系統安定性を評価	需要増加や系統変化などによって電圧不安定現象を解析
判定ツールの特徴	現象時間軸	定常状態(特定断面)	数秒～数十秒程度の急激な動揺	数分～数十分程度の緩やかな動揺
	系統負荷電圧特性	設定不可 時間的な概念(変化)が存在しない	設定可 L法結果を初期状態とし、故障後の電圧低下に伴い需要が見かけ上減少することを設定可	設定可 L法結果を初期状態とし、故障後の電圧低下に伴い需要が見かけ上減少することを設定可
	変圧器調相制御など	設定不可 時間的な概念(変化)が存在しない	設定可 ただし、対象とする現象時間軸よりも長い調相操作のような数分以上の制御は適さない	設定可 ただし、VQC実機の応動は設定困難(VQCシミュレーションの使用要)

- 我が国の系統負荷特性の分析事例（調査結果）としては、1992～1999年に、周波数変動を起動条件として測定されたデータ（事故発生前1秒間,事故発生後29秒間）を用いた中西・沖縄系統の分析結果が報告されている。
- この時の実系統の $\alpha_p$  平均値は、中西地域1.0、沖縄系統1.3であることから、故障後数十秒後までの系統負荷は基本的には定電流特性（ $\alpha_p = 1.0$ ）であることを前提として、電圧安定性の限界潮流が算出されている。

表 7 実系統の負荷特性定数の平均値

Tab.7. Average of Load Model Parameters in Power System

負荷特性定数		中西地域系統[35]*1	沖縄系統[184]	従来値*2
電圧特性	$\alpha_p$	1.0 (0.08)	1.3 (0.31)	1
	$\alpha_Q$	2.7 (0.23)	2.9 (0.33)	2
周波数特性	$\beta_p$	2.0 (1.45)	1.3 (0.65)	3.33
	$\beta_Q$	-2.1 (2.82)	-1.4 (0.90)	0

\*1 []内はデータ数, ()内は分散

\*2 これまでの解析でよく使用されていた負荷特性定数

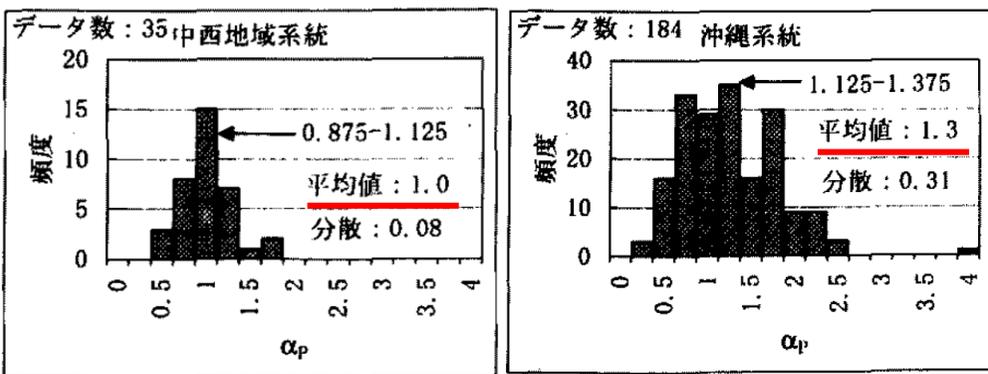
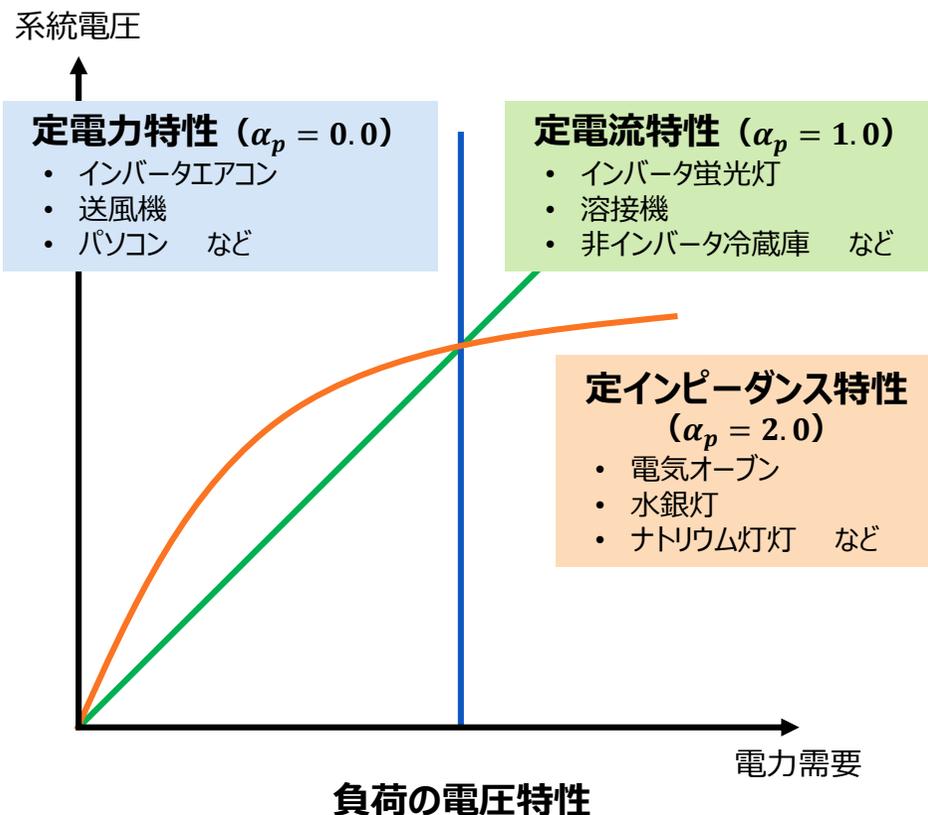


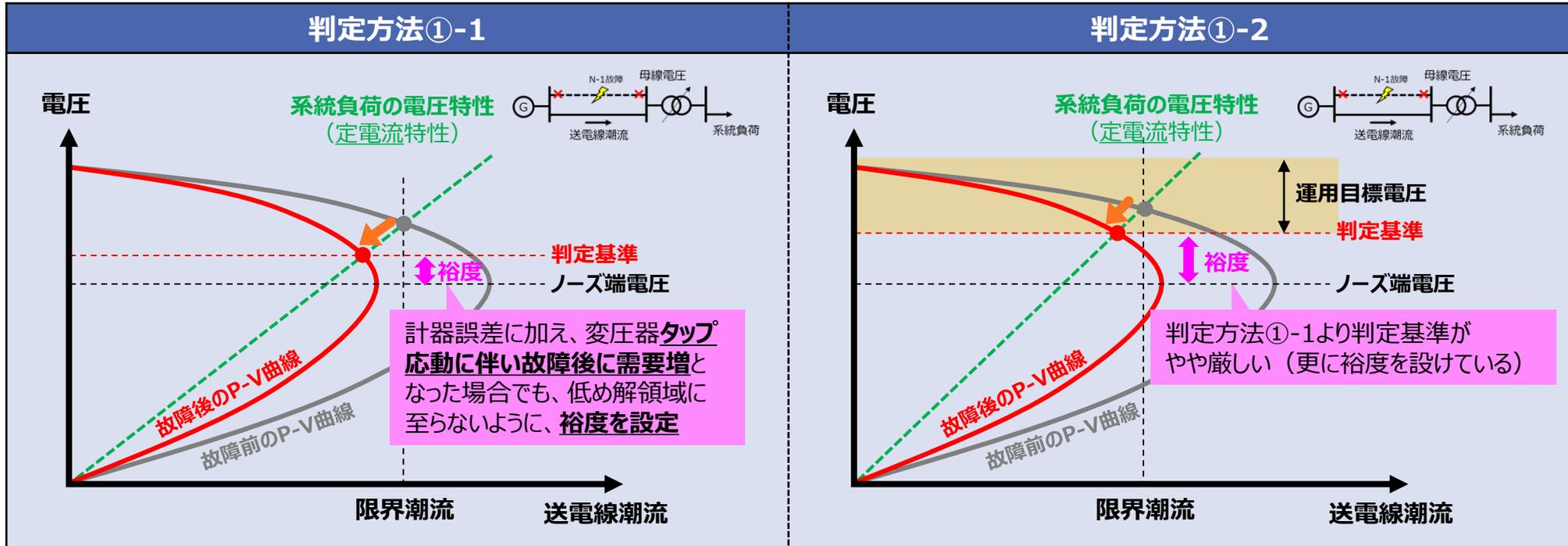
図5 中西地域系統と沖縄系統での負荷特性定数の算出結果

Fig.5. Load Model Parameters in Western Japan 60Hz System and Okinawa System



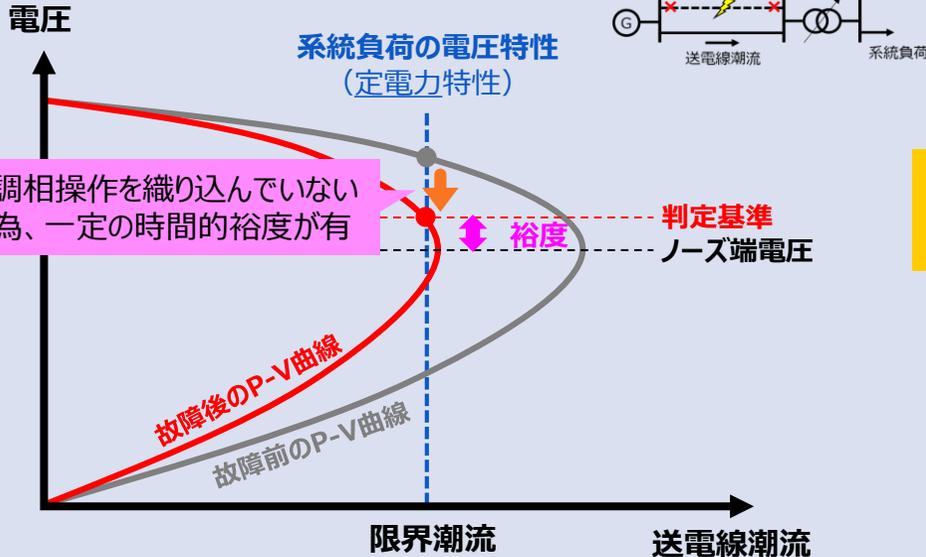
負荷の電圧特性

- 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）。

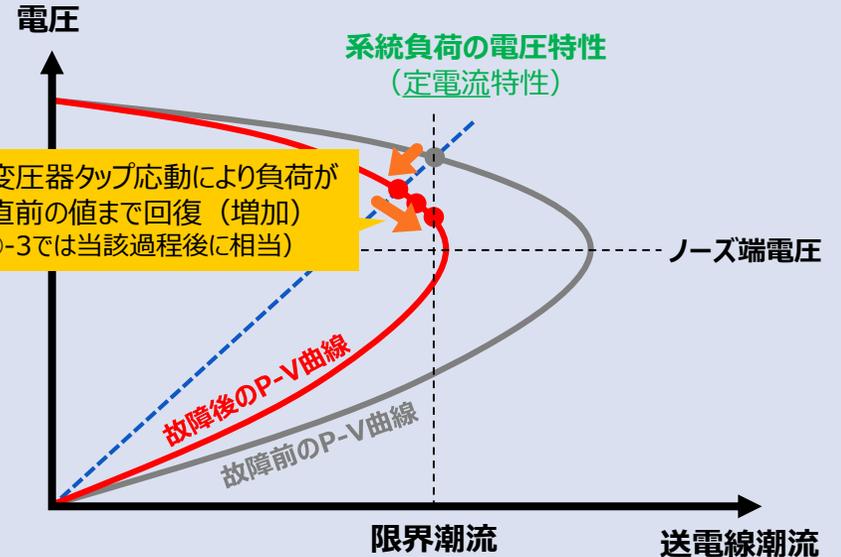


- 電中研L法は、故障による電圧低下に伴う需要減少が考慮されない（設定不可）といった特徴があるため、求まる電圧解は、故障直後の系統負荷の電圧特性を定電力特性として設定したうえで、P-V曲線と系統負荷の電圧特性の交点から求まる電圧解に相当する。
- これは故障発生後、下位系統の変圧器タップ応動によって需要が徐々に回復（増加）する中、調相操作なしで数分～数十分程度経過した際の電圧解に該当するため、実態としては調相操作を織り込まないことによる裕度を設けていることに相当すると考えられる。
- そのうえで、判定方法①-1と同様の裕度（電圧解がノーズ端電圧より高い値であることを判定基準）も設けているため、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

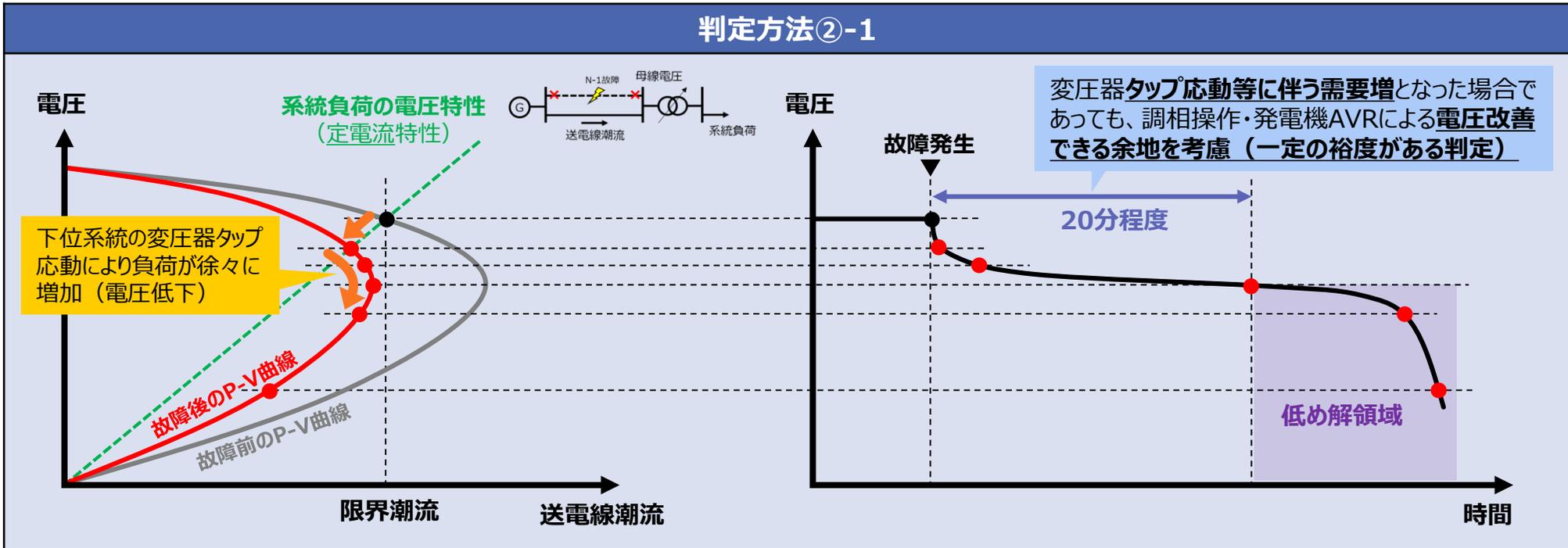
判定方法①-3



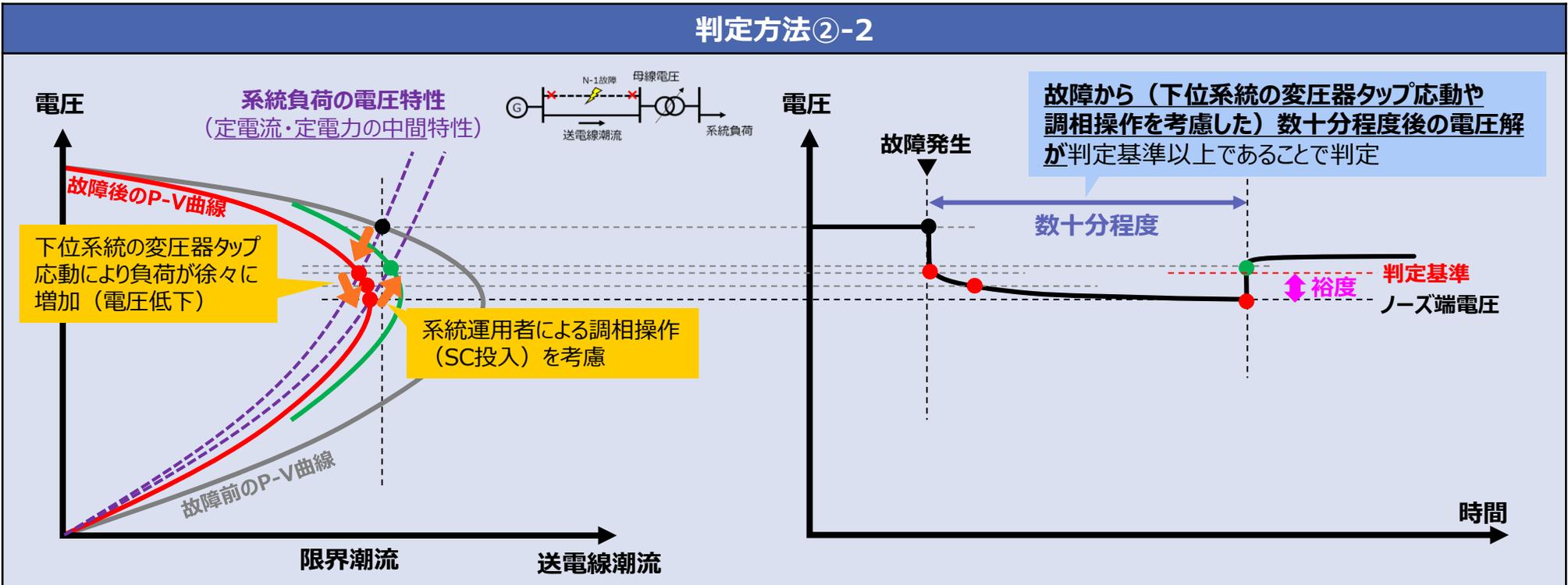
(参考) 定電流特性を前提とした場合の挙動



- 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）。



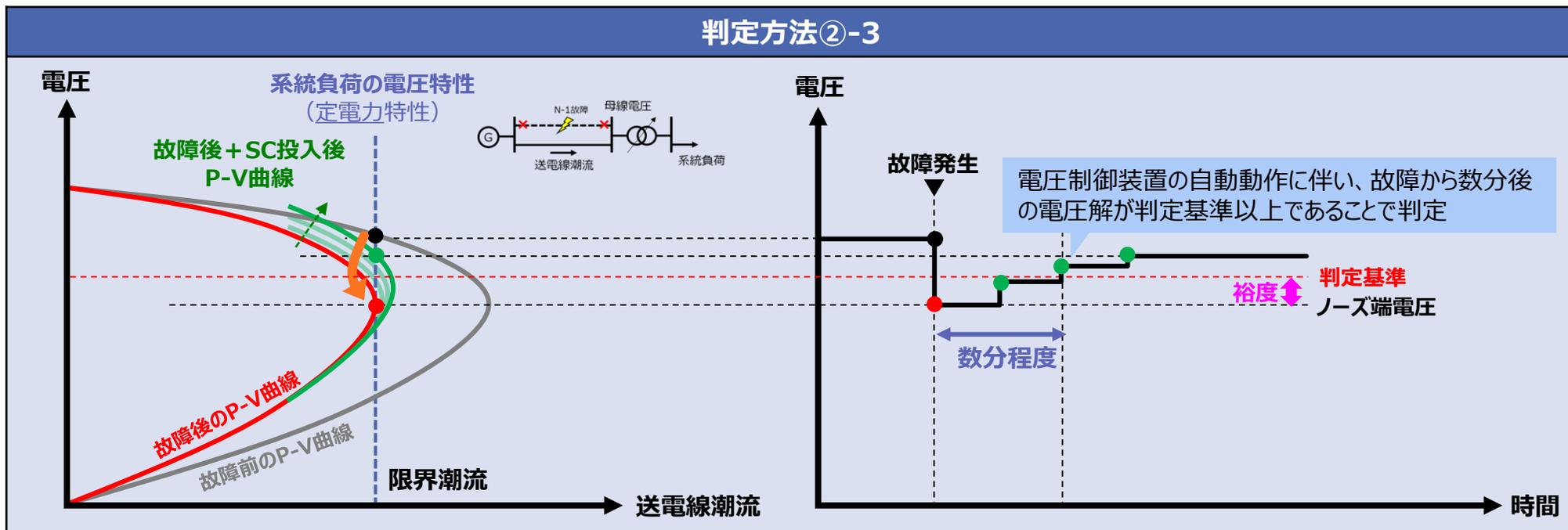
- 判定方法②-2は、故障直後の系統負荷の電圧特性を定電流・定電力の中間特性として設定したうえで、**故障から（下位系統の変圧器タップ応動や調相操作を考慮した）数十分程度後の電圧解がノーズ端電圧（計器誤差等も考慮）より高い値（ex.定格90%以上など）であることを判定基準としている。**
- つまり、判定方法②-2の場合、判定方法②-1における調相操作を織り込んでいないことによる裕度はないものの、**ノーズ端電圧から一定の裕度を設けており、更に（仮に定電流特性が正しい場合は）系統負荷の電圧特性面でも裕度を設ける**判定方法と考えられる（裕度の関係：②-2>②-1・②-3）。



- 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）。



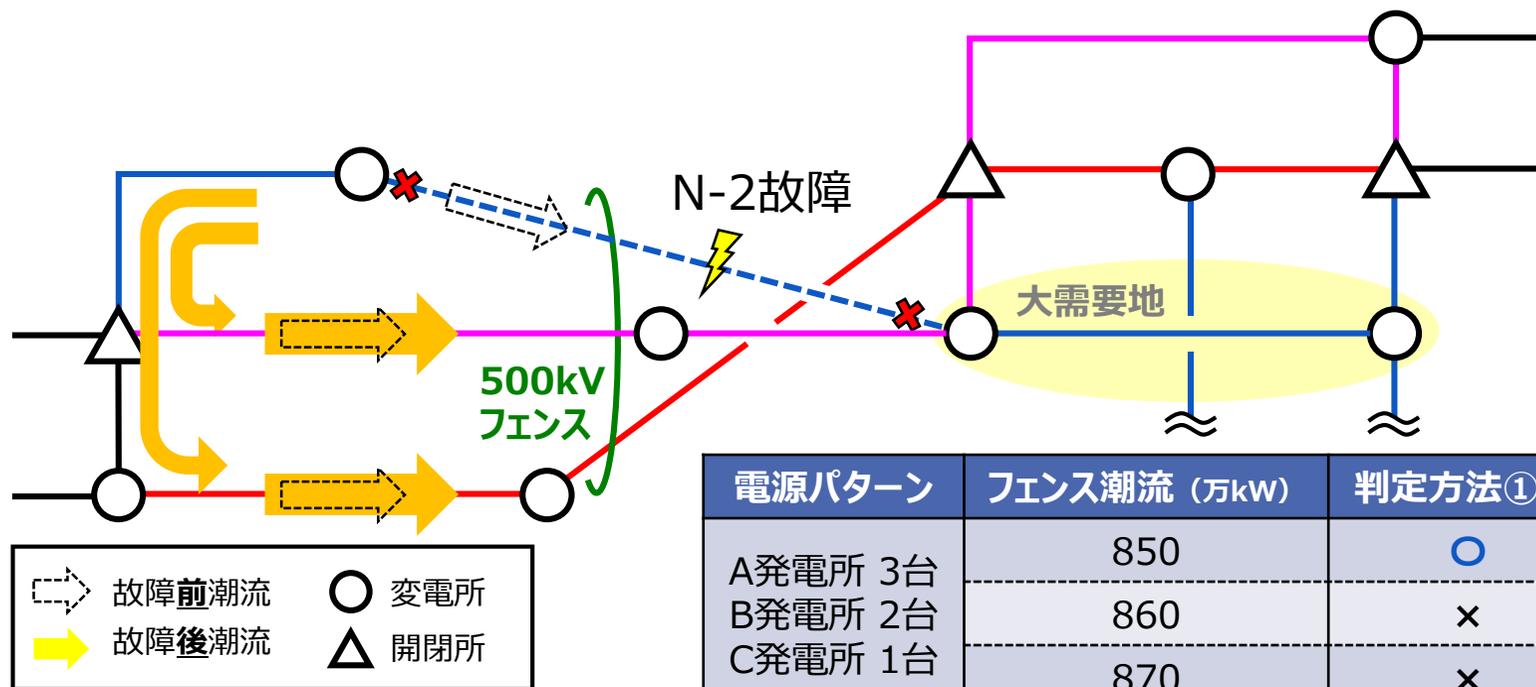
- 故障直後の系統負荷が**定電流特性であることを前提とすれば**、定性的には、判定方法①-1・②-1が最も裕度が少ないものの、いずれも裕度を織り込んでいる。（裕度の関係※<sup>2</sup>：①-2、①-3、②-2、②-3>①-1≒②-1）
- この点、電圧安定性については、FRINGE（GF・LFC）による限界潮流超過があったとしても、下表いずれの判定方法でも一定の裕度があることから、電圧安定性制約における**限界潮流超過は許容できる**と考えられるのではないかと考えられる。

※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)	<b>定電流</b> (実態より)	<b>定電流</b> (実態より)	<b>定電力相当</b> (リスク)	<b>定電流</b> (実態より)	<b>定電流・定電力の中間</b> (リスク)	<b>定電力</b> (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 <b>付近</b> ※ <sup>3</sup> 以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧 <b>付近</b> ※ <sup>3</sup> 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 <b>付近</b> ※ <sup>3</sup> 以上	ノーズ端電圧 <b>付近</b> ※ <sup>3</sup> 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	<b>一定の裕度</b>	<b>複数の裕度</b>	<b>一定の裕度</b>	<b>複数の裕度</b>	<b>複数の裕度</b>
	定電力特性	<b>ギリギリ or NG</b>	<b>裕度大と想定</b>	<b>一定の裕度</b>	<b>ギリギリ or NG</b>	<b>裕度なくギリギリ</b>

※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①-3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	×	×

- 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。

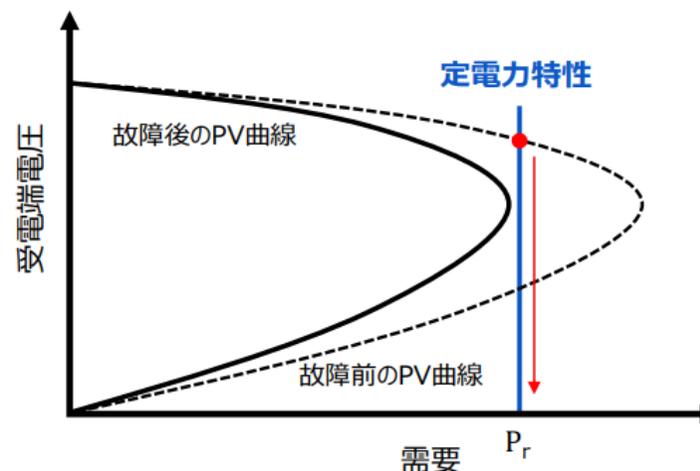
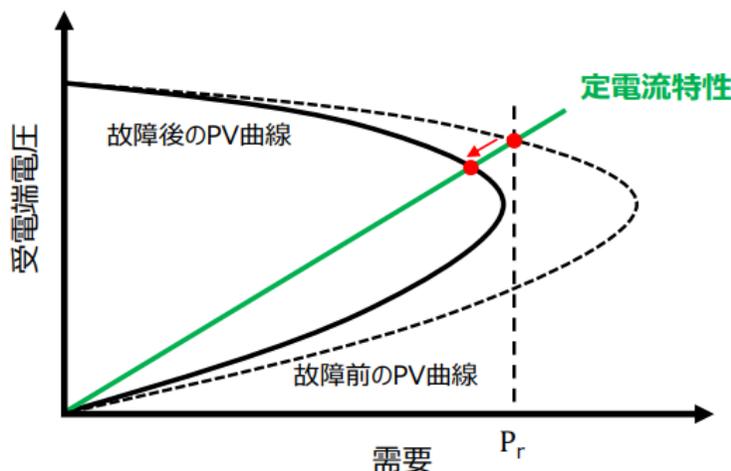
		判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
		①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)		<b>定電流 (楽観)</b>	<b>定電流 (楽観)</b>	<b>定電力 相当 (実態より)</b>	<b>定電流 (楽観)</b>	<b>定電流・定電力の中間 (楽観)</b>	<b>定電力 (実態より) 故障から数分程度後想定</b>
電圧調整	変圧器タップ	故障直後の系統負荷特性が定電力特性に近づく場合、原理上、電圧調整の動作を考慮する時間的裕度がない					
	調相操作						
	発電機AVR						
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 <b>付近</b> *以上	運用電圧 下限以上	ノーズ端電圧 <b>付近</b> *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 <b>付近</b> *以上	ノーズ端電圧 <b>付近</b> *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	複数の裕度
	定電力特性	<b>ギリギリ or NG</b>	裕度大と想定	一定の裕度	<b>ギリギリ or NG</b>	<b>ギリギリ or NG</b>	<b>裕度なくギリギリ</b>

※ 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）

【影響④-3】 負荷の電圧特性の変化による影響および論点

34

- また、非同期（インバータ）需要の進展に伴い、負荷の周波数特性と同様に、電圧特性についても**定電力特性**（需要電力量は系統電圧に依らず、常に一定である特性）の割合が増加していくことが予想される。
- このような状況変化は、**系統故障直後に電圧が著しく低下**することとなるため、電力用コンデンサの投入等の系統運用操作による**適正電圧への回復が難しくなり、電圧不安定現象に至る可能性**の高まりが影響として考えられる。
- この点、**負荷の周波数特性と合わせて実態調査がなされており**、本作業会では、引き続き、**主要論点No.4-1-1「電圧安定性の妥当な評価方法は何か」**において、負荷特性の変化も踏まえた妥当な評価方法について整理・検討を進めていくこととしたい。

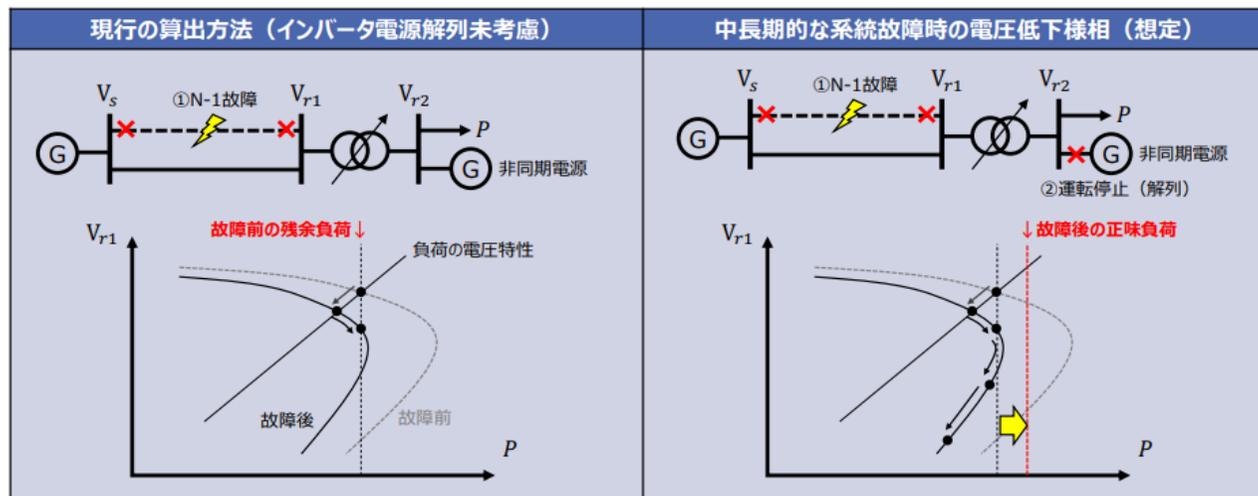


- 本節では電圧安定性の判定方法の実態および妥当性を評価し、将来的には、系統負荷の電圧特性の調査結果や系統混雑見通し等を踏まえた、判定方法の見直しの必要性について整理した。
- 他方、故障点近傍の非同期（インバータ）電源の不要解列に伴う影響は、引き続き、調整力等委とも連携しながら検討を深掘りしていくこととし、必要に応じて、本節で整理した各判定方法の妥当性評価も見直すこととしたい。

【影響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。



# 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 – 1 熱容量等

1 – 2 同期安定性

1 – 3 電圧安定性

1 – 4 周波数維持

# 2. 周波数維持制約における対応方法

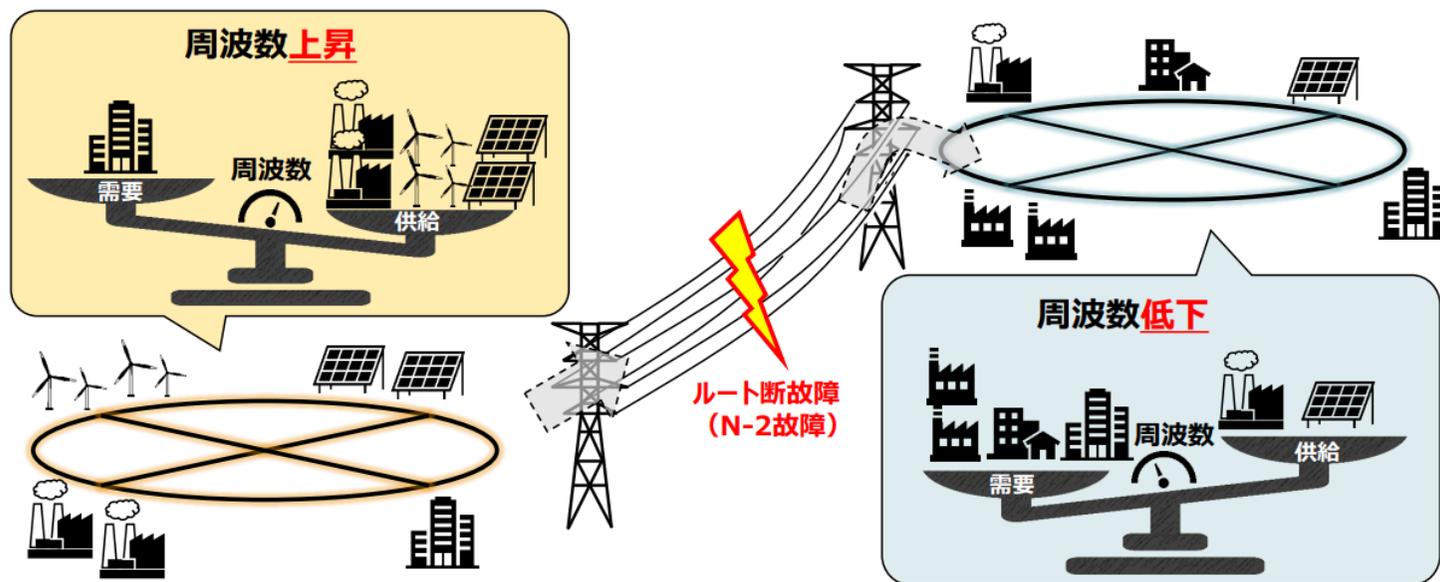
# 3. まとめ

- 周波数維持制約を違反 (限界潮流超過時に故障が発生) した場合には、**数秒オーダーで系統周波数が上昇・低下し、発電機が運転を停止することで、大規模停電に進展する。**

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)。



- このため、第2回本作業会（2024年8月29日）では、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）※2）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。

※2 周波数維持制約における限界潮流超過への対応方法として、フリンジではなく常時周波数変動で考慮することの整理は次章で後述する。

緊急時における周波数上昇限度値の違い (2 / 2)

14

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

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

\* 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、実質的には12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していることと同等

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、 <b>常時周波数変動等 (0.5Hz) を控除した値</b>
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、 <b>常時周波数変動 (0.2Hz) を控除した値</b>
	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 発電機等が大量に解列される周波数 (59.0Hz)

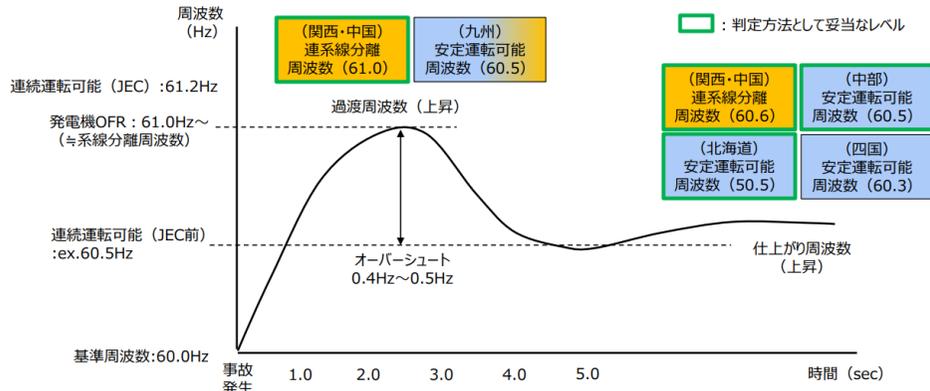
- 第5回本作業会 (2025年1月24日) では、周波数上昇側は、発電機OFR整定値の瞬間的な超過は許容せず、当該周波数を過渡周波数上昇限度値 (あるいはオーバーシュートを考慮した仕上がり周波数上昇限度値) として管理することが妥当であることを整理した。
- また、周波数低下側は、発電機UFR整定値の瞬間的な超過を許容せず、当該周波数を過渡周波数低下限度値として管理することが妥当であることを整理した。
- **今回、上記の整理を踏まえて、フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過リスクを許容できるか否かについて、改めて整理を行う。**

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<sup>※1</sup>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<sup>※2,3</sup>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、これらは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。

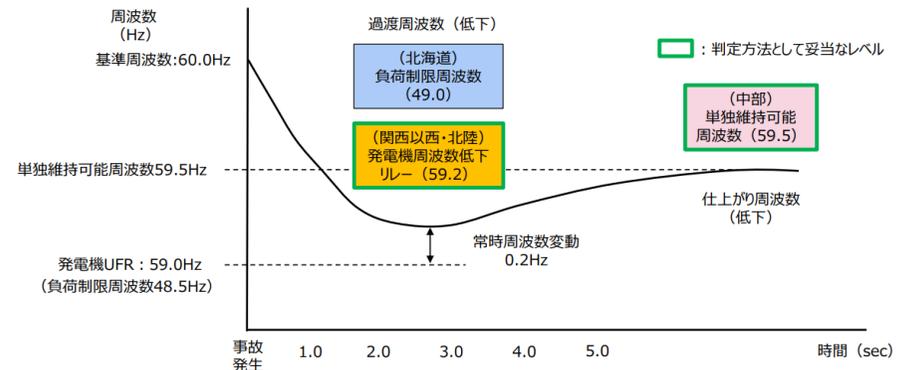


判定方法の妥当性について (1 / 2)

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ると、**「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<sup>\*</sup>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、発電機周波数低下リレー (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。



- 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。

## 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）

## 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」ことが判明した。
- 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の瞬間的な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。



- 現行の地域間連系線では、中部関西間・北陸関西間・中国九州間連系線で周波数維持制約があり、このうち、周波数上昇側が運用容量の決定要因となり得る連系線は、中国九州間連系線（中国向き）のみである。
- 新たに**常時周波数変動を考慮する場合には、中国九州間連系線（中国向き）運用容量低下が懸念されるが、再エネ域外送電量拡大に向けた電源制限装置の増設の取組み（右下図）等による、運用容量拡大の効果も期待できることから、それらも踏まえ、常時周波数変動の考慮適用時期について、引き続き検討することとしたい。**
- 他方、その他の地域間連系線では、周波数上昇側に常時周波数変動を考慮した場合であっても、**周波数上昇側の制約が運用容量の決定要因にはならないことを一般送配電事業者を確認している。**

地域間連系線制約一覧（1 2 / 2 1） 中国九州間連系線

34

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリッジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定要因
中国九州間連系線 (開門連系線)	九州向 (順)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に至る故障	278~326	夏季(6~9月)~冬季	
		同期安定性	Y法	×	23	1cct3φ3LGO・母線3φ3LG	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		電圧安定性	Y法	×	23	同上	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		周波数上昇	系統特性定数	×	無	2回線停止に至る故障	382~680	5月休日夜間~1月平日昼間	
		周波数低下	系統特性定数	×	無	2回線停止に至る故障	0~45	4月休日夜間~2月平日夜間	○
中国九州間連系線 (開門連系線)	中国向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に至る故障	278~326	夏季(6~9月)~冬季	○
		同期安定性	Y法	×	23	1cct3φ3LGO・母線3φ3LG	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		電圧安定性	Y法	×	23	同上	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		周波数上昇	系統特性定数	○ (電制)	無	2回線停止に至る故障	277~592	5月休日夜間~8月平日昼間 前々日に電制対象電源の出力によって、記載の運用容量から低下方向に早退する可能性がある。	○
		周波数低下	系統特性定数	△ (59.1HzUFR)	無	2回線停止に至る故障	152~262	EPPSを考慮(10万kW)	○

## 【取組②】域外送電量の拡大（再エネ電制電源拡大）

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

設置予定発電所

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

精算区分（九州エリア）

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

※ オンライン代理制御のスキームでは、実制御を伴わなかったオフライン発電所（①②）は、オンライン発電所と比較して出力制御時間帯が長くなることから、出力制御量の補正を行うが、電制装置付発電所（④）はオンライン発電所であるため、補正を行わない。  
※ 風力はオンライン代理制御の対象外であるため、運用容量に影響しないように実制御で対応する。

46

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  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyourousagyokai\\_2\\_sankou\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyourousagyokai_2_sankou_01.pdf)

出所) 第52回系統ワーキンググループ（2024年9月18日）資料1

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/pdf/052\\_01\\_00.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/052_01_00.pdf)

- 他方、地内送電線では、周波数維持制約は基本的に系統制御（電源制限・負荷制限等）で対応可能といった理由から制約値を設けていない箇所が多く、今回、周波数上昇側において新たに常時周波数変動を考慮する場合であっても運用容量が低下する影響がないことを一般送配電事業者を確認している。

## 各地内システムの制約概要

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。

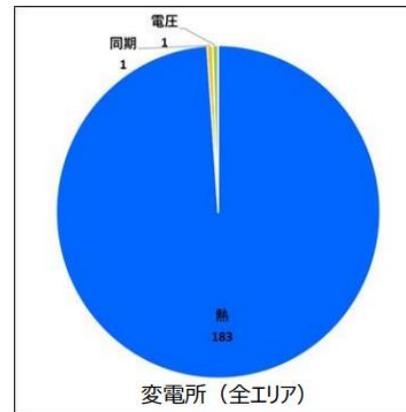
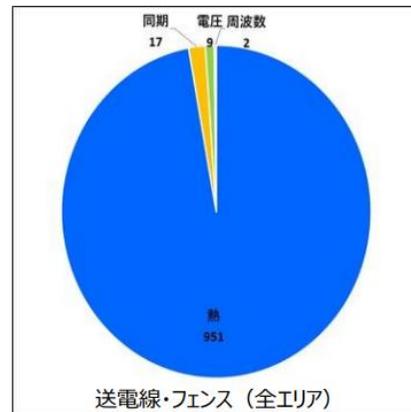
### 【送電線・フェンスについて】

- 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。



# 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 - 1 熱容量等

1 - 2 同期安定性

1 - 3 電圧安定性

1 - 4 周波数維持

# 2. 周波数維持制約における対応方法

# 3. まとめ

- 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	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、 <b>超過リスクは許容できる</b> ※2	すべての制約要因に対して、 <b>EDC成分の重畳による限界潮流超過は許容できない</b> （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、 <b>超過リスクは許容できない</b>	
	電圧安定性	（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、 <b>超過リスクは許容できない</b>  （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、 <b>超過リスクは許容できる</b> ※2	
	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 <b>限界潮流超過は許容できない</b> ※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。

## 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 - 1 熱容量等

1 - 2 同期安定性

1 - 3 電圧安定性

1 - 4 周波数維持

## 2. 周波数維持制約における対応方法

## 3. まとめ

- 前章では、将来的な周波数維持制約において、FRINGE (GF・LFC) による限界潮流超過リスクは、**周波数上昇側・低下側ともに許容できない**※ことと整理した。
- 一方で、周波数維持制約における限界潮流超過リスクに対しては、FRINGEによる控除ではなく、常時周波数変動考慮といった他制約要因とは異なる対応方法となっている。
- この点、第4回本作業会（2024年12月5日）でもお示したとおり、常時周波数変動とFRINGEの関係性なども踏まえ、**周波数維持制約における限界潮流超過リスクへの対応方法について、改めて整理する。**

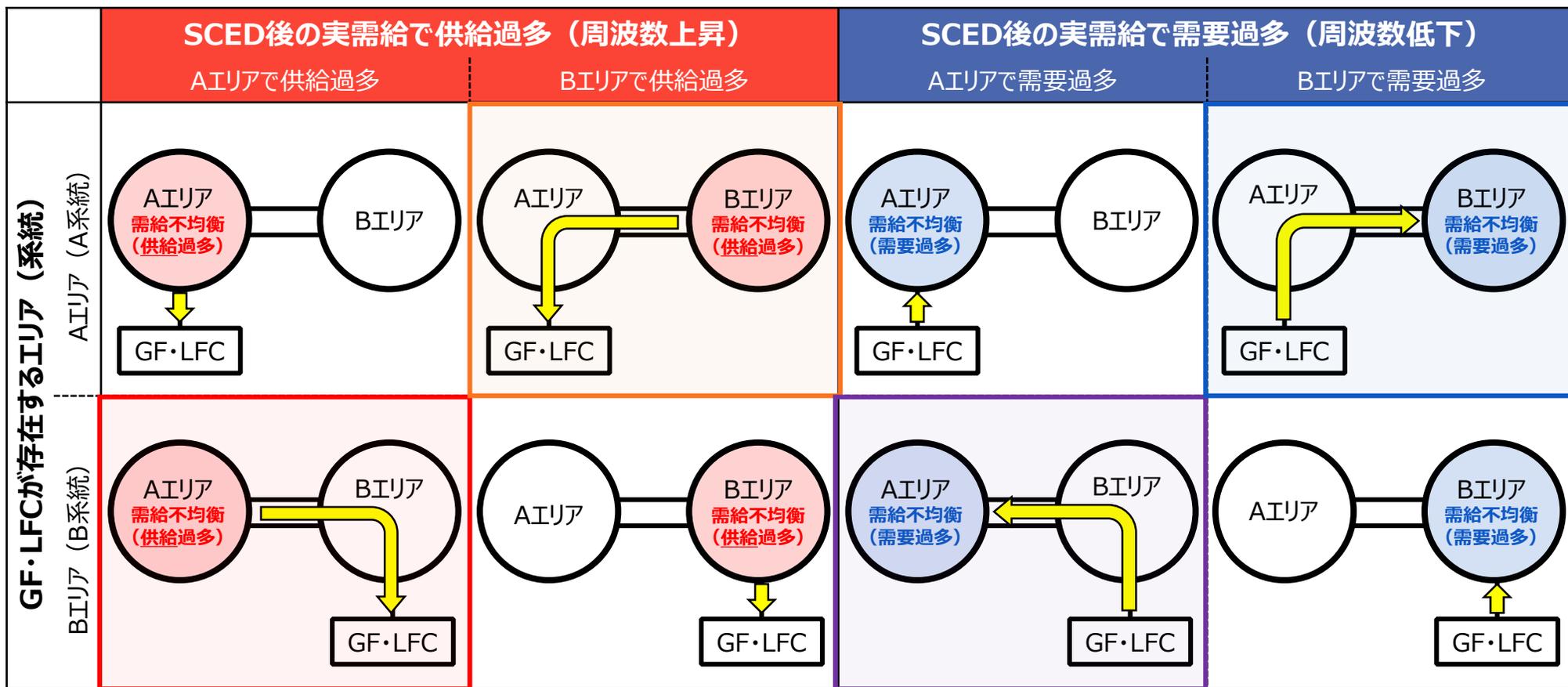
※ 発電機OFR動作が問題とならず、瞬間的な超過が許容できる箇所（北海道・四国の周波数上昇側等）はこの整理に依らない。

## 今後の方向性（周波数維持）

32

- 前述の通り、常時周波数変動は、あくまでも瞬間的な変動（≒FRINGE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、FRINGE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FRINGE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。**

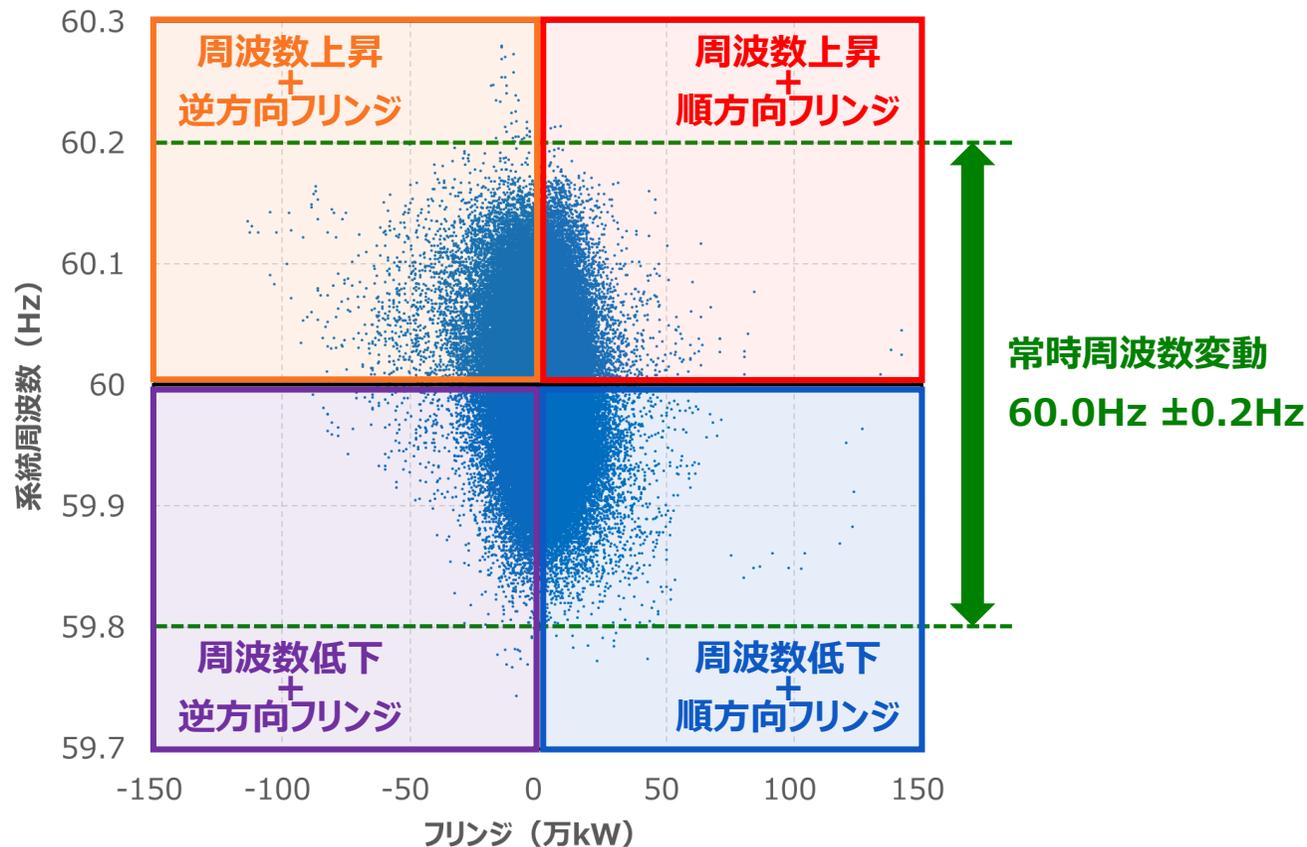
- 系統周波数は、EDC (将来はSCED) 後の予測誤差や5分以内の需要変動によって、基準 (50・60Hz) から上昇・低下し、この基準周波数からの偏差を検出し、GF・LFCが事後的に基準周波数に引き戻すよう応動する。
- このGF・LFC応動の結果、**フリンジ (GF・LFC) が重畳することとなるが、需給不均衡エリア (系統)、GF・LFCの連系地点次第で方向・量が変わるため、常時周波数変動との関係は必ずしも一意に定まらない** (下表の例では供給過多 or 需要過多であったとしても、順・逆方向にフリンジが重畳する可能性を示している)。



- 中国九州間連系線を例に、2023年5月のEDC（KJC）後の計画潮流に重畳したフリンジ（概ねGF・LFC）※1と中西連系システムの周波数実績の関係を調査※2したところ、前頁の理由から、**相関関係は確認されなかった。**
- これは**常時周波数変動とフリンジが同時に発生し得ること**を示しているため、周波数維持制約における限界潮流超過リスクへの対応方法として、現行のように常時周波数変動で対応することの妥当性について整理していく。

※1「実績潮流－計画潮流（P0+d）」で算出するが、前述（11頁）のとおり、現行の連系線のフリンジ算定では、計画潮流値の変化量相当の偏差が含まれることを確認しており、厳密なフリンジ（GF・LFC）より過大側に算定している点に留意。

※2 系統周波数・フリンジ（GF・LFC）ともに10秒サンプリング値（n=267,840/月）



- これまでの地域間連系線・地内送電線における実態を踏まえると、周波数維持制約における限界潮流超過リスクへの対応方法としては、現状の対応方法も含め、次の3つの方法が考えられる。

## ① 常時周波数変動で対応（現状の対応方法）

常時周波数変動を考慮しても、周波数上昇・低下限度値を超過しない限界潮流を算出する方法であり、現行の地域間連系線や地内送電線における周波数低下側で採用されている対応方法

## ② フリンジで対応

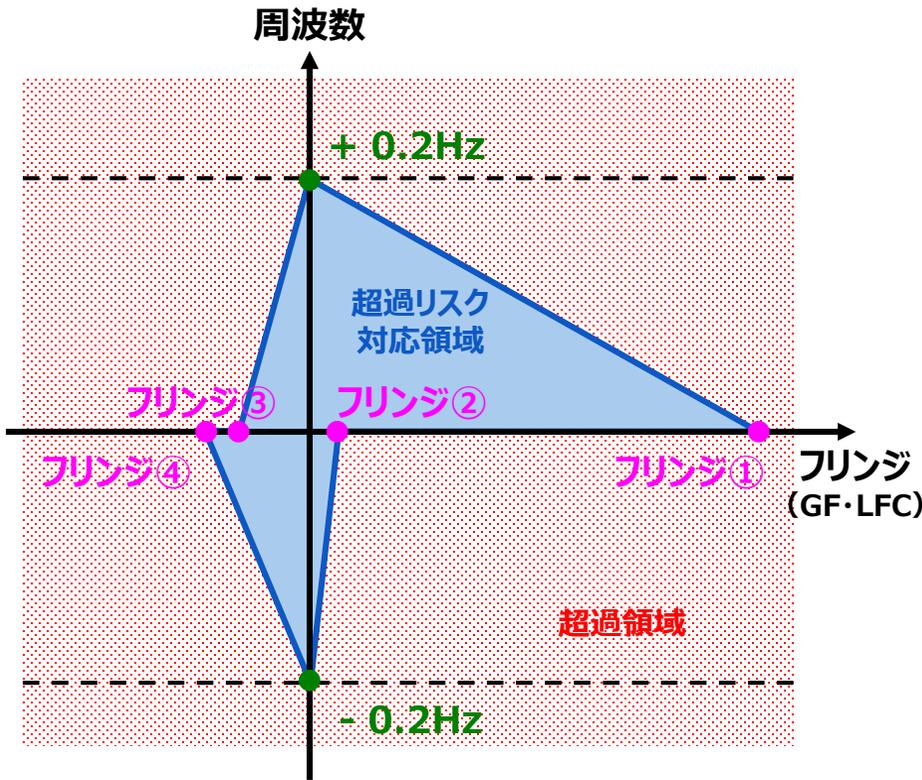
常時周波数変動を考慮しない条件で算出した限界潮流からフリンジ（GF・LFC）を控除した値を運用容量として設定する方法であり、地域間連系線や一部の地内送電線における同期・電圧安定性制約で採用されている対応方法

## ③ 常時周波数変動＋フリンジで対応

常時周波数変動とフリンジが同時に発生していることを踏まえ、常時周波数変動を考慮して算出した限界潮流からフリンジ（GF・LFC）を控除した値を運用容量として設定する対応方法

- 次頁以降、各対応方法とした場合の限界潮流超過リスクへの対応可能領域を試算したうえで、合理的と考えられる対応方法について検討する。

■ 限界潮流超過リスクに対して①常時周波数変動で対応する場合、中国九州間連系線を例に限界潮流超過リスクへの対応領域を図示すると以下のとおり。（青色が対応可能領域、赤色が対応不可領域）

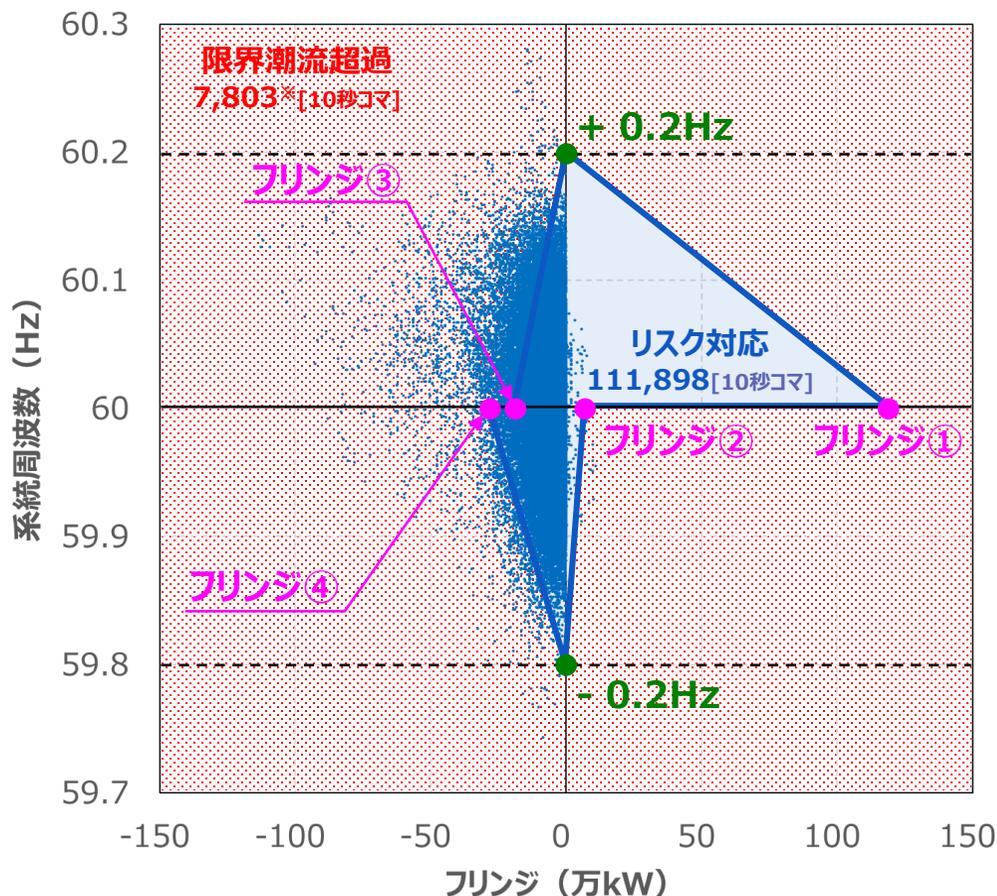


※ フリンジ①～④は中西地域の5月最小需要（'23/5/5 2:00）で算出

<p><b>フリンジ①</b></p> <p>九州 ← N-2故障 → 中国以東 0.2Hz上昇</p>	<p>N-2故障が生じた場合に中国以東エリアの周波数が+0.2Hzとなる順方向潮流（+119[万kW]）</p> <p>中国以東の系統容量（2,540[万kW]）× 系統特性定数（4.67[%MW/0.2Hz]）= 119[万kW]</p>
<p><b>フリンジ②</b></p> <p>九州 ← N-2故障 → 中国以東 0.2Hz低下</p>	<p>N-2故障が生じた場合に九州エリアの周波数が-0.2Hzとなる順方向潮流（+7[万kW]）</p> <p>九州の系統容量（640[万kW]）× 系統特性定数（1.1[%MW/0.2Hz]）= 7[万kW]</p>
<p><b>フリンジ③</b></p> <p>九州 → N-2故障 → 中国以東 0.2Hz上昇</p>	<p>N-2故障が生じた場合に九州エリアの周波数が+0.2Hzとなる逆方向潮流（-19[万kW]）</p> <p>九州の系統容量（640[万kW]）× 系統特性定数（3.0[%MW/0.2Hz]）= 19[万kW]</p>
<p><b>フリンジ④</b></p> <p>九州 → N-2故障 → 中国以東 0.2Hz低下</p>	<p>N-2故障が生じた場合に中国以東エリアの周波数が-0.2Hzとなる逆方向潮流（-28[万kW]）</p> <p>中国以東の系統容量（2,540[万kW]）× 系統特性定数（1.1[%MW/0.2Hz]）= 30[万kW]</p>

- 中国九州間連系線において、周波数維持面で過酷とされる2023年5月実績を基に、①常時周波数変動で対応した場合に限界潮流を超過した10秒コマ数を確認したところ、**月間コマ数の2.9%（約22時間）**※であった。
- なお、実績値には電源脱落等異常時の周波数変動も含まれている可能性があることや、月間最小需要断面でのリスク対応可否を判定しているため、**実質的には2.9%より少ない**（相応のリスク対応ができています）と考えられる。

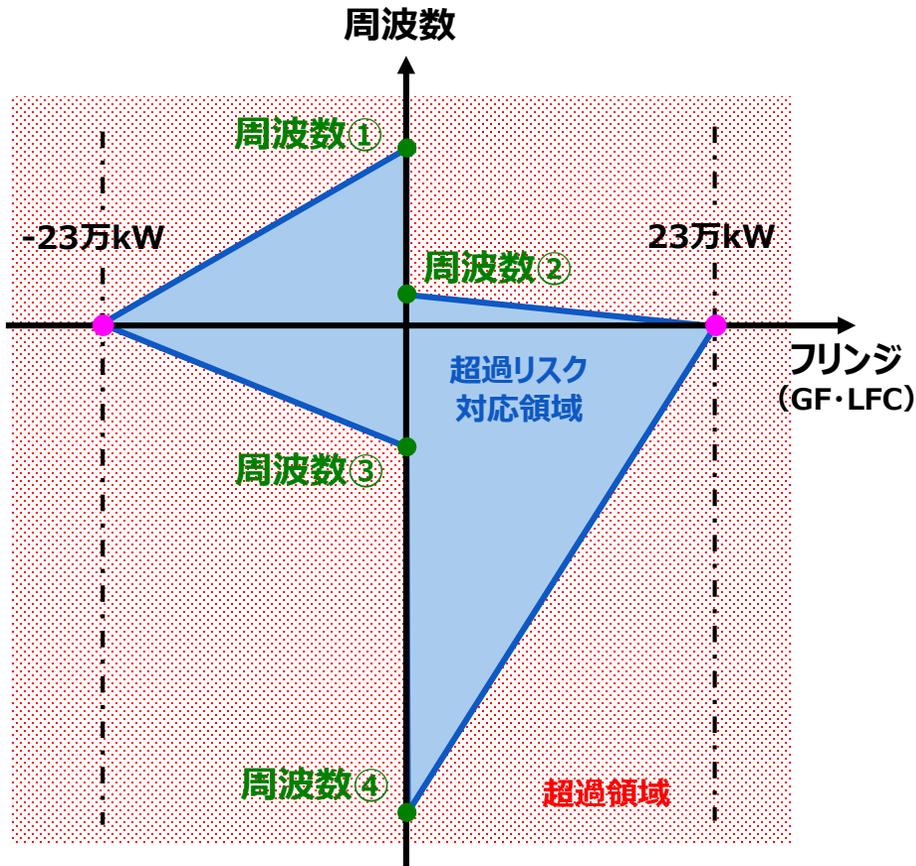
※ 月間総10秒コマ数（267,840）に対する限界潮流超過10秒コマ数（7,803）の割合（超過時間は22時間（=7,803[10秒コマ]\*10秒/3,600））



注) EDC (KJC) 後の計画潮流に対して同方向のフリッジ (GF・LFC) が流れている (限界超過リスクが考えられる) 10秒コマ (119,701) のみプロット (月間の約45%)

## ② フリンジで対応する場合の限界潮流超過リスク対応領域

■ 限界潮流超過リスクに対して②フリンジで対応する場合、中国九州間連系線を例に限界潮流超過リスクへの対応領域を図示すると以下のとおり。（青色が対応可能領域、赤色が対応不可領域）

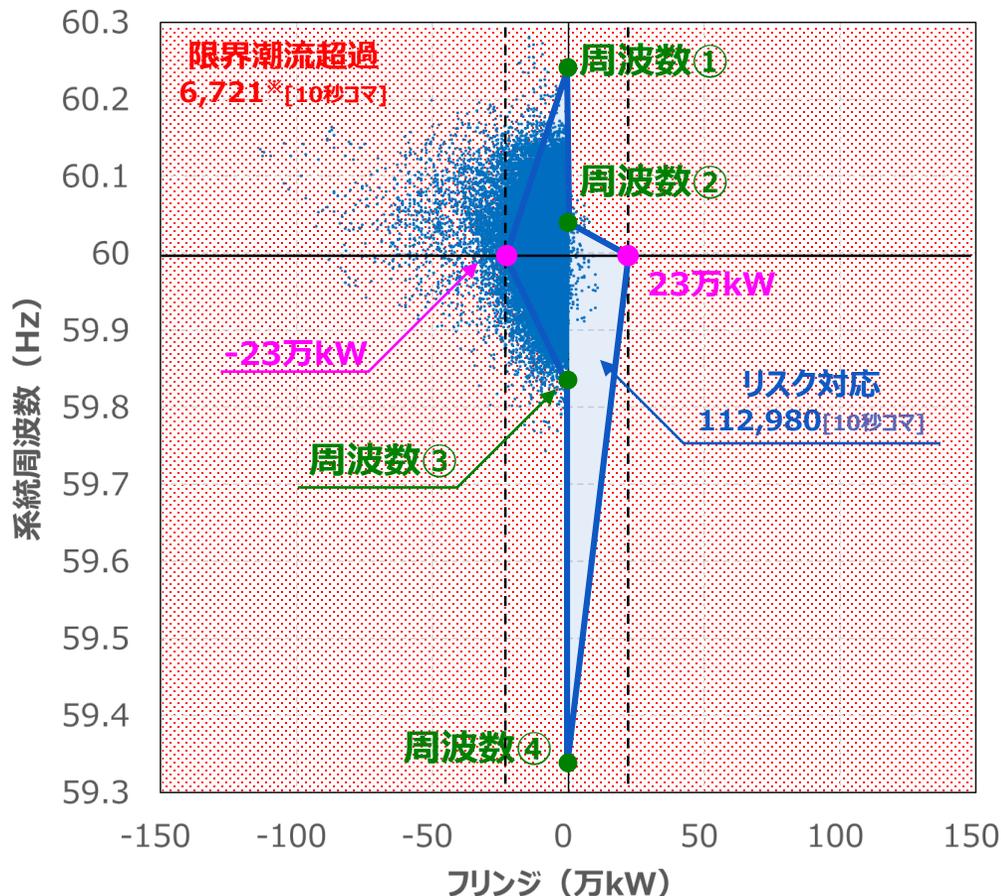


※ 周波数①～④は中西地域の5月最小需要（'23/8/16 2:00）で算出  
 ※ フリンジ（±23万kW）は2023年度設定値（2023年度 第1回運用容量検討会）

<p>九州 → 中国以東 N-2故障 +周波数①</p>	<p>逆方向に23万kW流れている状況で、N-2故障が生じた場合の中国以西エリアの周波数上昇                  (+0.24[Hz])</p> <p>フリンジ (23[万kW]) ÷ 九州の系統容量 (640[万kW]) ÷ 系統特性定数 (7.5[%MW/0.5Hz]) × 0.5 × 100 = 0.24[Hz]</p>
<p>九州 → 中国以東 N-2故障 +周波数②</p>	<p>順方向に23万kW流れている状況で、N-2故障が生じた場合の中国以東エリアの周波数上昇                  (+0.04[Hz])</p> <p>フリンジ (23[万kW]) ÷ 中国以東の系統容量 (2,540[万kW]) ÷ 系統特性定数 (14.0[%MW/0.6Hz]) × 0.6 × 100 = 0.04[Hz]</p>
<p>中国以東 → 九州 N-2故障 -周波数③</p>	<p>逆方向に23万kW流れている状況で、N-2故障が生じた場合の関西以東エリアの周波数低下                  (-0.16[Hz])</p> <p>フリンジ (23[万kW]) ÷ 中国以東の系統容量 (2,540[万kW]) ÷ 系統特性定数 (4.4[%MW/0.8Hz]) × 0.8 × 100 = 0.26[Hz]</p>
<p>中国以東 → 九州 N-2故障 -周波数③</p>	<p>順方向に23万kW流れている状況で、N-2故障が生じた場合の中国以西エリアの周波数低下                  (-0.65[Hz])</p> <p>フリンジ (23[万kW]) ÷ 九州の系統容量 (640[万kW]) ÷ 系統特性定数 (4.4[%MW/0.8Hz]) × 0.8 × 100 = 0.65[Hz]</p>

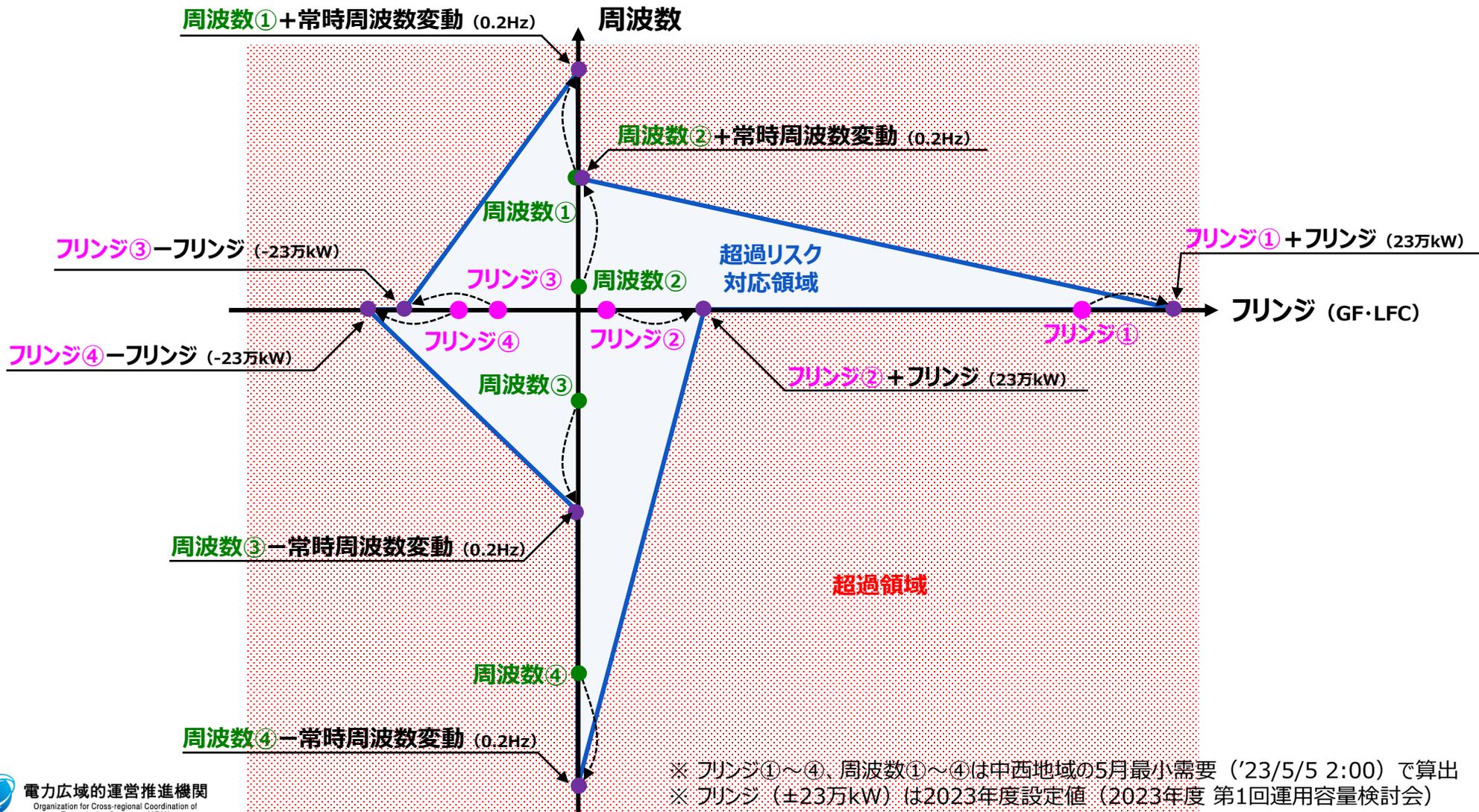
- 中国九州間連系線において、周波数維持面で過酷とされる2023年5月実績を基に、**②フリンジで対応した場合に限界潮流を超過した10秒コマ数を確認した結果、月間コマ数の2.5% (約19時間) \***であった。
- なお、常時周波数変動で対応する場合と同様に、実質的には**2.5%より少ない** (相応のリスク対応ができています) と考えられる。

※ 月間総10秒コマ数 (267,840) に対する限界潮流超過10秒コマ数 (6,721) の割合 (超過時間は19時間 (=6,721[10秒コマ]\*10[秒]/3,600) )



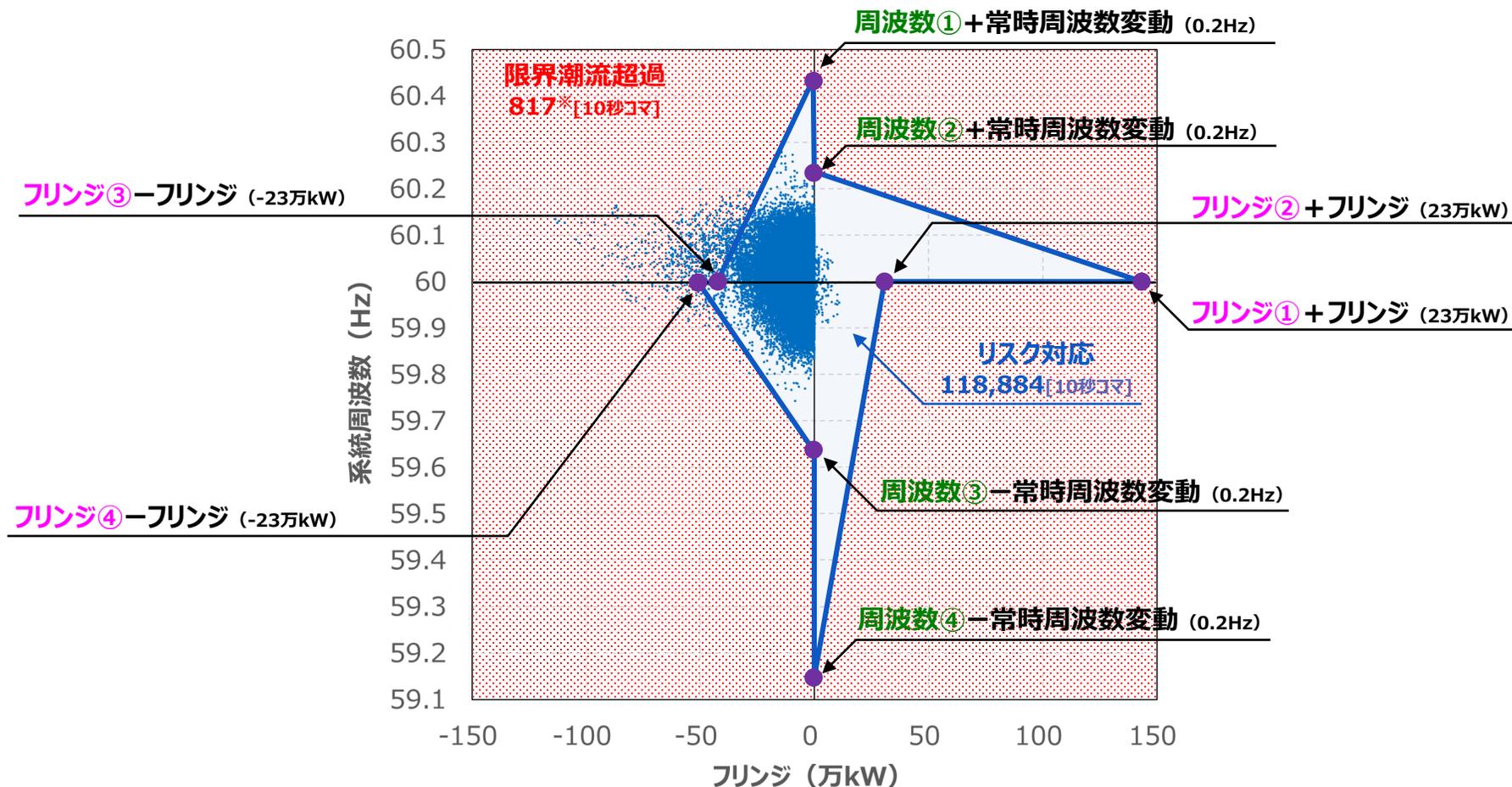
注) EDC (KJC) 後の計画潮流に対して同方向のフリンジ (GF・LFC) が流れている (限界超過リスクが考えられる) 10秒コマ (119,701) のみプロット (月間の約45%)

■ 限界潮流超過リスクに対して③常時周波数変動 + フリンジで対応する場合、中国九州間連系線を例に限界潮流超過リスクへの対応領域を図示すると以下のとおり。**（青色が対応可能領域、赤色が対応不可領域）**



■ 中国九州間連系線において周波数維持面で過酷とされる2023年5月実績を基に③常時周波数変動 + フリンジで対応した場合に限界潮流を超過した10秒コマ数を確認した結果、月間コマ数の0.3%程度 (約2時間) ※であり、他の対応方法 (①・②) に比べて限界潮流超過コマ数は2.2~2.6%程度減少する。

※ 月間総10秒コマ数 (267,840) に対する限界潮流超過10秒コマ数 (817) の割合 (超過時間は19時間 (=6,721[10秒コマ]\*10[秒]/3,600))



注) EDC (KJC) 後の計画潮流に対して同方向のフリンジ (GF・LFC) が流れている (限界超過リスクが考えられる) 10秒コマ (119,701) のみプロット (月間の約45%)

- 今回、周波数維持制約が運用容量の決定要因である中国九州間連系線を例に、限界潮流超過リスクへの対応方法の違いについて試算した結果、現行の地域間連系線や地内送電線における周波数低下側で採用されている**対応方法①で限界潮流を超過したコマ数は月間コマ数の2.9%であることを確認**した（対応方法②は同程度）。
- これは、月間2.9%の断面において、ルート断故障（N-2）による系統分離となった場合、需要過多となるエリア・系統では、周波数低下限度値を下回り大規模停電に進展するリスクがあることを示唆しているが、これまでにおいて、このような実績※は確認されていない（供給信頼度を維持できていると考えられる水準にある）。
- 他方、対応方法③の場合には、限界潮流を超過するコマ数は月間コマ数の僅か0.3%程度となるため、現状水準から更に供給信頼度を向上できるが、対応方法①・②に比べて周波数維持面の限界潮流（制約要因となる場合は運用容量）が低下する。
- 上記を踏まえると、対応方法③（両方を考慮する方法）とすることで徒に運用容量を低下させるよりも、現状相当の供給信頼度を維持しつつ、かつ、従来通りの方法となり、徒に算定作業（業務負担）を増やすことにならない**①常時周波数変動での対応が合理的と考えられる**のではないかと。

※ 2016年9月8日 275kV幸田碧南線ルート断故障に伴う大規模停電では、PCSの単独運転検出機能の動作や発電側UFR等に起因するものであり、フリンジによる限界潮流超過を起因とした大規模停電ではないと考えられる。

限界潮流超過リスクへの対応方法	限界潮流超過した10秒コマ数 (時間)	月間総コマ数 (267,840[10秒コマ]) に対する割合
①常時周波数変動	7,803[10秒コマ] (22時間)	2.9%
②フリンジ	6,721[10秒コマ] (19時間)	2.5%
③常時周波数変動 + フリンジ	817[10秒コマ] (2時間)	0.3%

## 1. 瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応

1 - 1 熱容量等

1 - 2 同期安定性

1 - 3 電圧安定性

1 - 4 周波数維持

## 2. 周波数維持制約における対応方法

## 3. まとめ

- 今回、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**こととした。
- なお、周波数上昇側の限界潮流超過リスクは、順次、**準備の整ったエリアから対応**していく。（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	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、 <b>超過リスクは許容できる</b> ※2	すべての制約要因に対して、 <b>EDC成分の重畳による限界潮流超過は許容できない</b> (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、 <b>超過リスクは許容できない</b>	
	電圧安定性	(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、 <b>超過リスクは許容できない</b>	
		(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、 <b>超過リスクは許容できる</b> ※2	
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が一斉に動作し、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 <b>限界潮流超過は許容できない</b> ※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。

- また、周波数維持における限界潮流超過リスクへの対応方法は、対応方法③（常時周波数変動＋フリンジ）とすることで徒に運用容量を低下させるよりも、現状相当の供給信頼度を維持しつつ、かつ、従来通りの方法となり、徒に算定作業（業務負担）を増やすことにならない**対応方法①常時周波数変動での対応が合理的と整理**した。