

制約要因一覧等を踏まえた 今後の主要論点について

2024年8月29日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 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）は、地域間連系線および地内送電線の運用容量等にも影響を及ぼす重要な要素であることから、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、本作業会を立ち上げたところ。
- 今回、各一般送配電事業者の協力を得て、地域間連系線および各地内系統の制約要因一覧を作成したため、それらの概要、基本的な考え方や差異（特徴）について整理を行った。
- また、第1回本作業会（2024年7月19日）では、運用容量等の基本的事項を事務局より紹介し、メンバーより新たな論点に関する多数のご意見をいただいたところ。
- 本日は、制約要因一覧（概要や差異）や前回頂いたご意見等を踏まえ、事務局にて本作業会で取扱う今後の主要論点を整理したため、ご議論いただきたい。

1. 地域間連系線の制約要因一覧
2. 各地内系統の制約要因一覧
3. 前回頂いた新たな論点に関するご意見
4. 今後の主要論点について

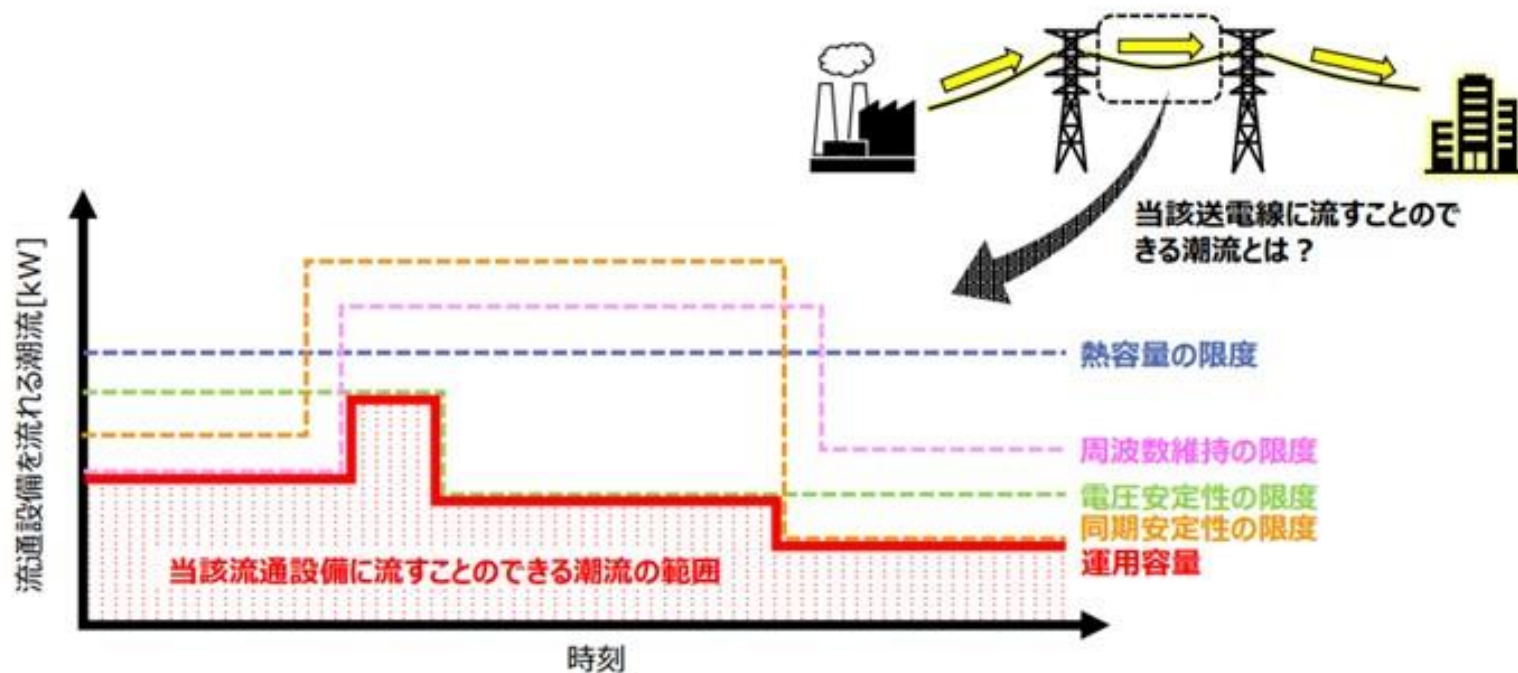
1. 地域間連系線の制約要因一覧
2. 各地内系統の制約要因一覧
3. 前回頂いた新たな論点に関するご意見
4. 今後の主要論点について

- 本章では、地域間連系線の制約要因一覧について、設備および方向毎に、各制約要因毎の考慮事項（FRINGE、電源制限・負荷制限）や運用容量等の概算値について整理した。（詳細は参考資料1）
- また、今後の設備増強等により制約要因も変わりうるため、計画が予定されている設備増強等も反映したうえで、将来的な（設備増強後の）制約要因一覧についても整理した。
- その上で、それらの概要、基本的な考え方や差異（特徴）を踏まえ、今後の論点について抽出した。

運用容量を制約する4つの要因（熱容量、同期安定性、電圧安定性、周波数維持）

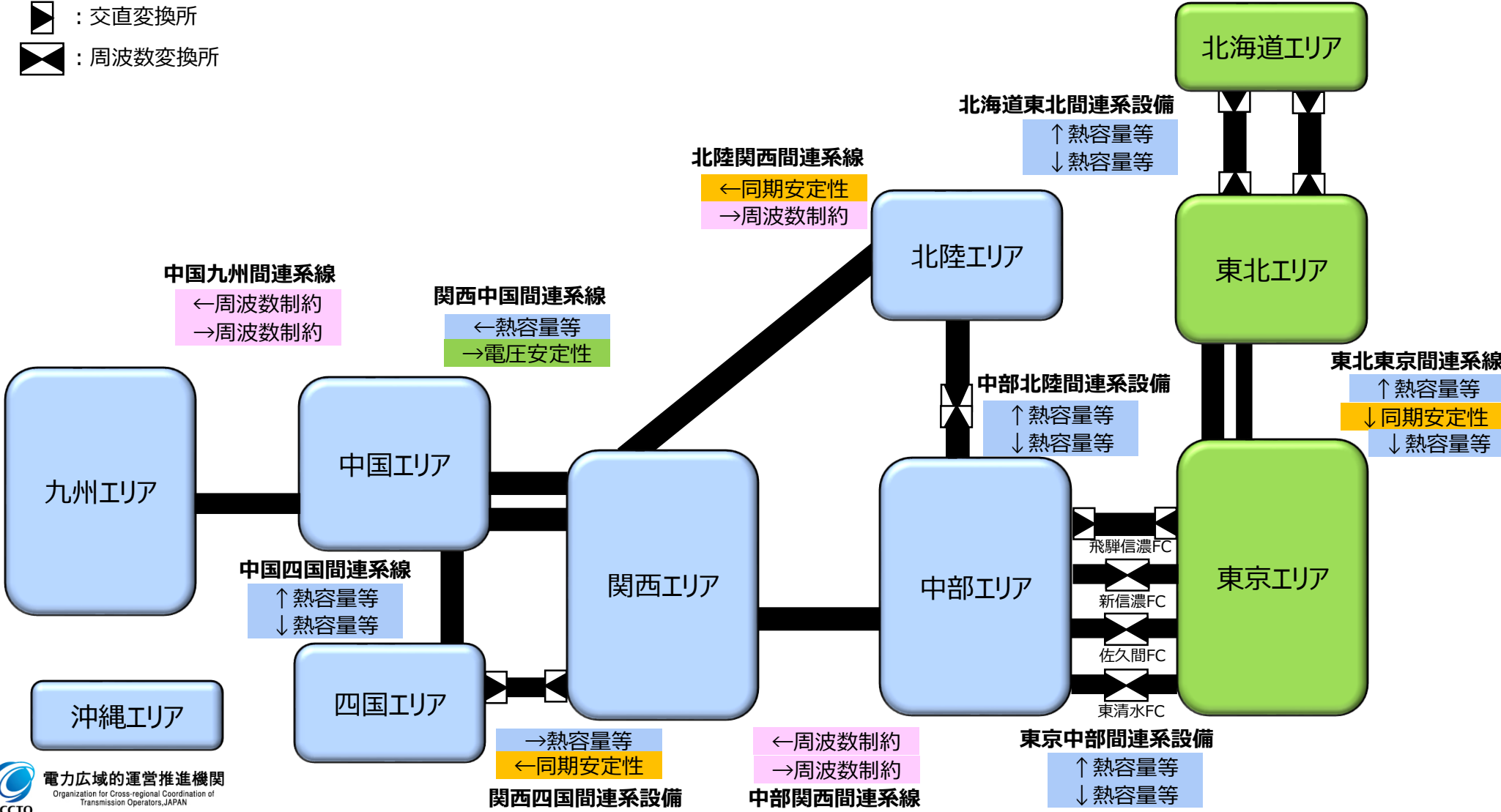
6

- 発電所等で発電された電力（以下、潮流）は、電力系統を介して、需要家（以下、負荷）へ送電される。
- 広域機関や一般送配電事業者では、**通常想定し得る故障**が発生した場合においても、電力系統を**安定的に運用する（設備故障時にも供給・発電支障や設備寿命への影響を最小限に留める）**ために、**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すべて満たす限界潮流値を**運用容量**として定めている。

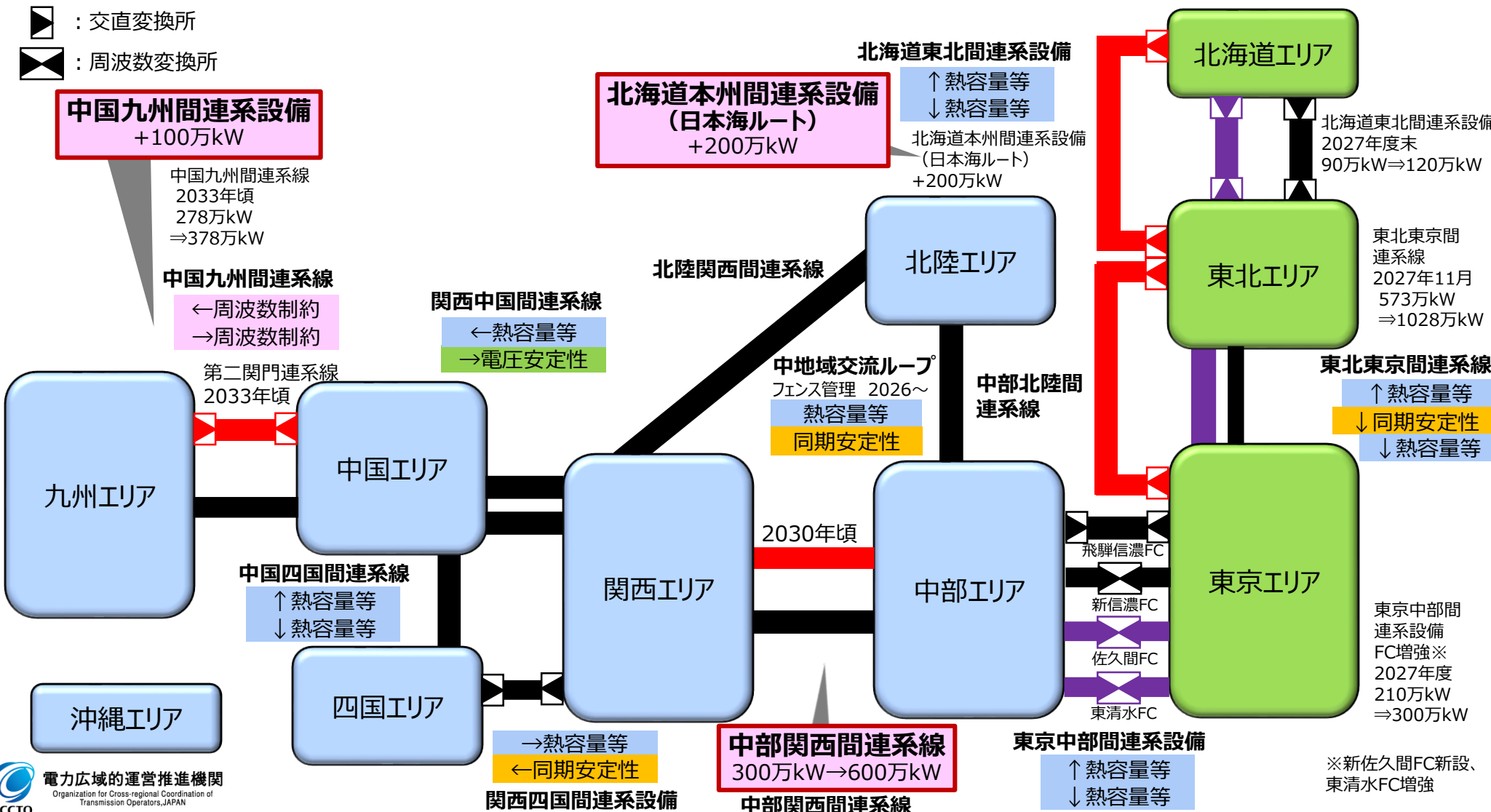


■ 各地域間連系線の運用容量決定に関わる主な制約要因は下記の通りであり、全体の6割弱が熱容量等制約、また、交流1ルート連系箇所については周波数維持制約となっている箇所が多い。

- ▶ : 交直変換所
- ◀▶ : 周波数変換所



■ また、将来的な（設備増強後の）制約要因は下図の通りであり、交流1ルート連系箇所[※]の減少により、**周波数維持制約**が決定要因となる箇所は中国九州間連系線のみとなる。



■ 現在、予定されている設備増強等は下記の通り（現在工事中の件名や基本要件決定済の件名）。

連系線	使用開始予定	増加量
北海道本州間連系設備 (北海道本州間連系設備増強)	2027年度末	30万kW (90万kW⇒120万kW)
東北東京間連系線	2027年11月	455万kW (573万kW⇒1028万kW)
北海道本州間連系設備 (日本海ルート)	2030～2034年頃 基本要件決定(24.4.3)から6～10年程度	200万kW
東京中部間連系設備 (FC)	2027年度末	90万kW (210万kW⇒300万kW)
中地域交流ループ運用	2026年度	50万kW程度増加 (関西中部間250万kW⇒300万kW程度、 周波数制約解消に伴う)
中部関西間連系線	2030年6月頃	300万kW (300万kW程度⇒600万kW程度)
中国九州間連系設備	2030～2033年頃 基本要件決定(24.4.3)から6～9年程度	100万kW (278万kW⇒378万kW)

- 直流の地域間連系設備については、基本的には設備容量（熱容量等）を運用容量としている※1。
- 交流の地域間連系線については、各制約要因に特化した算定ツール（方法）が用いられており、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。

※1 周辺交流系統の制約により、熱容量等以外の制約要因となっている場合もある。

制約要因	ツール（方法）	想定故障	系統制御	備考
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	○（電源制限）： ・東北東京間連系線（東京向）※2 ※2 相馬双葉幹線2回線事故時	
同期安定性	Y法	1cct3φ3LGO 母線3φ3LGO 2cct3φ6LGO	○（電源制限）	
電圧安定性	L法 Y法	同上	○（電源制限）	
周波数上昇	系統特性定数	2回線停止に至る故障 （1ルート断故障）	○（電源制限）	
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）	○（負荷制限）： ・関西中部間連系線（中部向） ・北陸関西間連系線（北陸向） ・中国四国間連系線（四国向） △（59.1HzUFR）： 中国九州間連系線※2 ※2 その他の箇所は運用容量算出の周波数 下限値が59.2Hzであるものの、系統状況に よっては59.1HzUFR動作となる可能性あり	・周波数常時変動分0.2Hzを考慮※3 ・EPPSを考慮 ・事故時の周波数低下に伴う発電機 解列（PV、自家発）を考慮 ※3 59.0Hzを下回ると発電機の不要解列の 虞があるため、59.2Hzを下回らないよう下限 値を設定（中国九州間連系線を除く）

想定故障と供給信頼度基準 (クライテリア)

7

- 通常想定し得る故障は、送配電等業務指針において、**電力設備の単一故障 (以下、N-1故障)** および **電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障 (以下、N-2故障)** と定義している。
- **N-1故障では原則、供給・発電支障を許容しないこととし、一方、N-1故障よりも発生確率は低いが影響が大きいN-2故障では供給・発電支障は許容するが、社会的影響が大きい場合は別途対策を検討することとしている。**

(電力設備の単一故障発生時の基準)

第64条 送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障(以下「N-1故障」という。)の発生時において、電力系統が充足すべき性能の基準は次の各号に掲げるとおりとする。

- 一 供給支障が発生しない場合、又は、供給支障が発生する場合であっても、供給支障の社会的影響が限定的である場合(1回線の配電線路から電気の供給を受ける需要場所において、当該配電線路のN-1故障により供給支障が発生する場合を含む。)
- 二 発電支障が発生しない場合、又は、発電支障が発生する場合であり、次に掲げる事項を満たすとき
 - ア 当該発電支障による電力系統の電圧安定性、同期安定性及び周波数に対する影響が限定的であること。
 - イ 発電抑制(給電指令(第189条に定める。以下同じ。))により発電設備等の出力の抑制又は電力系統からの電氣的な切り離しが行われることをいう。以下同じ。)の対象となる発電設備等を維持・運用する電気供給事業者がN-1故障時における発電抑制の実施に合意していること及び当該電気供給事業者が、当該同意に基づく給電指令に応じ、発電抑制を実施することができる体制及び能力を有すること(保護継電器等により確実に発電抑制を実施できる場合を含む。)
 - ウ その他発電抑制を許容することによる電気の供給、公衆の保安等に対するリスクが大きくないこと。

(電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障発生時の対策)

第66条 本機関又は一般送配電事業者若しくは配電事業者は、送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障が発生した場合において、当該故障に伴う供給支障及び発電支障の規模や電力系統の安定性に対する影響を考慮し、社会的影響が大きいと懸念される場合には、これを軽減するための対策の実施について検討する。



出所) 電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針(令和6年4月10日変更)より抜粋
<https://www.occto.or.jp/article/files/shshin2404.pdf>

想定故障に関する補足(詳細)

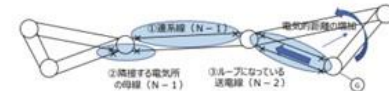
8

- 地域間連系線の運用容量の算出では、通常想定し得る故障として具体的に下記事象を想定している。
 - N-1故障: 1回線3相3線地絡故障、連系線に隣接する1母線3相地絡故障
 - N-2故障: 2回線3相6線地絡故障(送電線1ルート断故障) ※**独立した設備の2箇所同時喪失は含めない**
- なお、これら想定故障は、**流通設備の仕様や設置環境に依らず、すべからく永久故障を前提としている。**

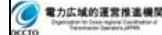
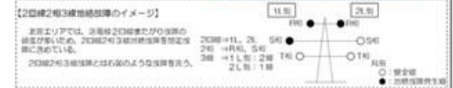
3-3 同期安定性・電圧安定性検討時の想定故障 15

◆ 同期安定性・電圧安定性は電氣的距離の増加により不安定になることから、以下の3種類の故障を想定する。

- ◆ 想定故障
 - ① 連系線(N-1故障)¹⁾²⁾
⇒ ルートの減少(連系線2回線 → 1回線)
 - ② 連系線に隣接する電気所の母線(N-1故障)¹⁾
⇒ ルートの減少(「連系線+隣接する送電線2回線」→ 1回線)
 - ③ ループになっている送電線(N-2故障(ルート断))³⁾



- 1) 連系線及び隣接する電気所の母線故障については、N-2故障は連系線分離となり、周波数維持安定となるためここでは考慮しない。但し、連系線がルートになっている箇所は連系線分離とらず、連系線のN-2故障(ルート断)を想定する。
- 2) 北陸エリアでは、2回線2相3線故障の頻度が比較的多く北陸関西間連系線では想定故障に含める。
- 3) ここでのN-2故障は同一軌道に支持されている送電線等の2回線故障を指し、**独立した設備の2箇所同時喪失を伴う故障は含めない。**



出所) 第1回運用容量検討会(2024年5月16日)資料1を参考に作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou2024/files/2024_1_1.pdf

- 50Hzと60Hzの間を接続する周波数変換設備（FC）では、片方のエリアの周波数低下を検知し、予め設定した電力を瞬時に送電するEPPS機能が具備されており、周波数維持制約の検討においても考慮されている。
- 従来は3段整定であったが、送電側エリアの安定運用に支障がないことを確認したうえで、2018年4月から1段整定（60万kW）に整定変更されている。
- 一方で、昨今の周波数品質（±0.1Hz滞在率）悪化を踏まえると、必ずしもEPPSが確実に動作するとは言えない状況と考えられるため、動作確実性を上げる整定変更等について深掘り検討することも考えられる。 ⇒No.5-1-1に反映

【詳細検討①】 EPPS動作の条件 18

◆ EPPSの動作条件である、健全側の東京エリアの周波数が49.90Hz以上滞在率は99.7%^{*1}以上あり、1段分（20万kW）の動作は十分期待できる。

※1) 正規分布に置きかえた時の3σ以内である確率

〔 1段分（20万kW）融通後の周波数は、需要や1段動作時の東京エリアの周波数により変わるが、その時の東京エリアでの49.90Hz以上である周波数滞在率の分析がされていないため、2・3段分の繰り込みについては今後検討する。 〕

< EPPS（緊急時融通装置）動作条件 >

a. 50Hz→60Hzへ融通

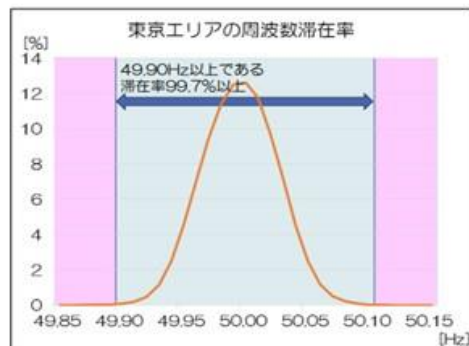
周波数低下側：59.6Hz以下
健全側：49.9Hz以上

b. 60Hz→50Hzへ融通

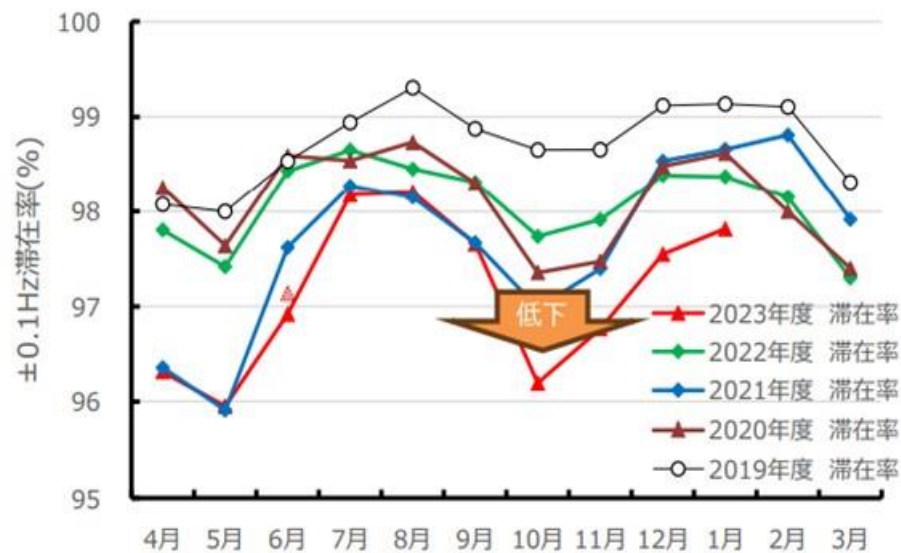
周波数低下側：49.6Hz以下
健全側：59.9Hz以上

< 東京エリアの50±0.1Hz以内である時間滞在率 >

年度	滞在率 (%)
平成26年度	99.84
平成25年度	99.83
平成24年度	99.91



< ±0.1Hz滞在率^{*1}の推移 (60Hz) >



※1 10秒周期のデータで±0.1Hz滞在率を計算

▲ 2023年度6月(6/3除き)

動作条件 (周波数低下量)		動作量
故障側 (受電) 側	健全側 (送電) 側	1段整定
△0.4Hz以下	△0.1Hz以内	60万kW

出所) 2015年第3回運用容量検討会 (2016年1月28日) 資料1

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2015/2016_0128_unyoyouryou_3.html

出所) 第50回系統ワーキンググループ (2024年3月11日) 資料1より抜粋

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/050_01_00.pdf

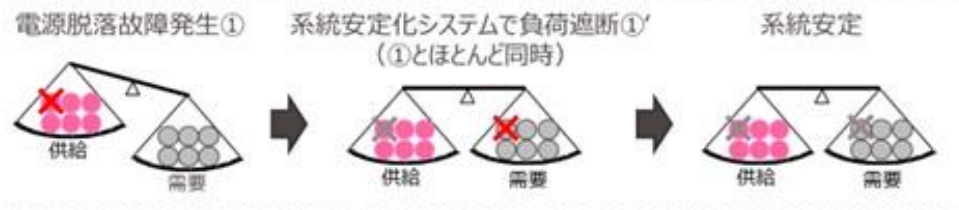
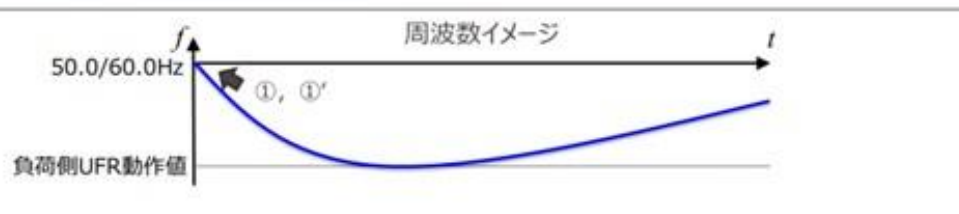
(参考) 系統安定化システムと負荷側UFRの違い

10

周波数が下がる**前**の対応

系統安定化システム

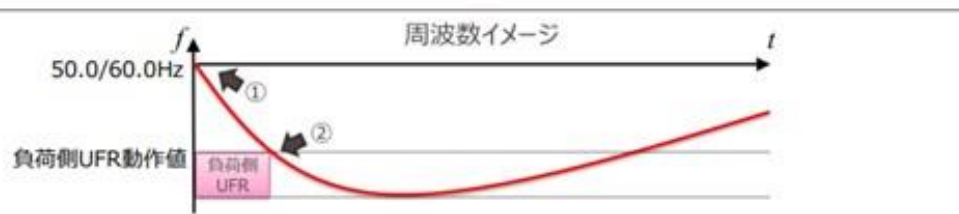
想定する電源脱落故障（送電線ルート断故障等）発生時に、周波数が負荷側UFRの動作値を下回ることがないよう、予め演算した量の負荷遮断（揚水動力などお客さまの停電に至らないものから優先）を瞬時に行う装置。



周波数が下がった**後**の対応

負荷側UFR

想定を超える電源脱落故障が発生し、周波数が負荷側UFR動作値を下回る場合、これを検出し自動的に負荷制限を行う装置。



送配電網協議会

©Transmission & Distribution Grid Council

- 2016年度の中中部エリアの電源脱落事故時に、太陽光発電や自家発の一部が解列※していることが判明したため、発電機解列量を下記の通り、運用容量算出に織り込んでいる。
- 発電機解列量については、発電実績の設備容量比（発電機出力合計の2σ値／発電機接続量）を算出し、解列する発電機の設備量に掛けることで算出している。

※ 単独運転検出機能の動作や発電側周波数低下リレー（発電側UFR）による。

3. 周波数維持限度値の算出式（2）

6

◆周波数維持限度値の算出式

$$\text{周波数維持限度値 (1)} = \text{系統容量 (2)} \times \text{系統特性定数 (3)} + \text{EPPS見込み量 (4)} - \text{発電機解列量 (5)}$$

⑤ 発電機解列量【0万kW→下表の通り】

以下の(a)、(b)の合計とする。

(a) 自家発等：解列する発電機の設備容量×55%※1相当とする。

(b) PV（太陽光発電）：解列する発電機の設備容量×発電実績の設備容量比※2とする。

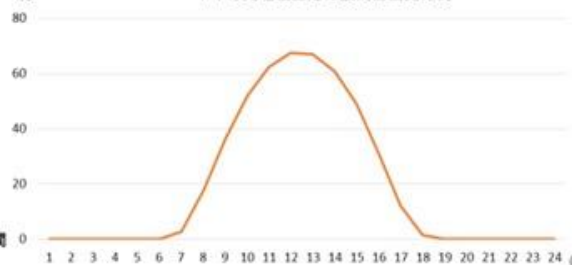
発電機解列量の例 (万kW)

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
4月	9	9	9	9	9	10	18	38	59	76	90	96	96	89	79	63	43	21	9	9	9	9	9	9

※1 平成28年度第4回運用容量検討会資料1-1 P.8にて資源エネルギー庁電力調査統計等より算出した「全期間通じて同出力で運転した場合54.82%」を切り上げて55%と想定した。

※2 過去実績（前年度1年分）より月単位で発電機出力合計の2σ値を算出し、発電機接続量で割った値。系統WGの再エネ接続可能量算出時の2σ値の考え方を採用。（詳細は次頁参照）

図1 PVの発電機出力の設備容量比の例



(参考) PVの解列量の考え方

7

系統WGの再エネ接続量算出時の2σ値の考え方を採用して、解列量を想定する。

$$\text{PVの解列量} = \text{解列する発電機の設備容量} \times \text{発電実績の設備容量比}^{\ast 1}$$

※1 過去実績（前年度1年分）より月単位で発電機出力合計の2σ値を算出し、発電機接続量で割った値。系統WGの再エネ接続可能量算出時の2σ値の考え方を採用。

注意：値は資料上仮の数値

○発電機出力合計の2σ値

5月13時のPV実績値

	中部	北陸	関西	中国	四国	合計
1日	367	23	256	212	140	998
2日	371	39	256	191	129	986
3日	225	21	84	43	33	406
...						
31日	377	41	264	210	133	1,025

中西5社の太陽光出力2σ値

	合計
12日	1,088
18日	1,082
4日	1,062
...	
6日	120

最大値
2σ相当
(上位から2番目の値)

値が大きい順に並び替え

○発電機接続量

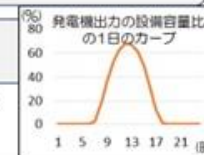
5月末のPV接続量

	中部	北陸	関西	中国	四国	合計
設備容量	549	59	389	277	174	1,448

○発電実績の設備容量比

$$\text{発電機出力合計の2}\sigma\text{値} / \text{発電機接続量} = 1,082 / 1,448 \times 100 = 74.7[\%]$$

以下、PV出力がある時間（6時～19時頃）毎に算出し1日のカーブを作成
これを月（4月～3月）毎に算出



■ 既設の発電設備において、発電側UFR整定変更に向けてお客さまと協議を行っており、60Hz特別高圧の58%は整定変更済。他方、設備的な理由等により変更不可の事業者もあり、全ての事業者で変更完了とはなっていない。

2019年5月7日

発電事業者の皆さま

電力広域的運営推進機関

既連系発電設備における周波数低下リレー（UFR）の整定値変更のお願い

2018年9月の北海道胆振東部地震において、風力発電設備のほぼ全てが地震発生直後に周波数低下リレーの動作により停止しました。なお、夜間のため、太陽光発電設備は地震による停止はありませんでした。

こうした事象を踏まえ、「電力レジリエンスワーキンググループ」において、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる変動再エネ（太陽光、風力）について、周波数変動への耐性を高めるため、周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しが提言されました。これを受け、「電力レジリエンス等に関する小委員会」において、大規模電源脱落等による周波数低下時に、発電設備の一斉解列が発生し、電力系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、太陽光・風力だけでなく電力系統に連系する全ての発電設備について周波数低下リレーの標準整定値（検出レベル及び検出時間）を下表のとおり定めました。

また、調査の結果、既連系発電設備の一部が下表の標準整定値より高い整定値となっていることがわかりました。このため、発電事業者におかれましては、保有される発電設備の定期点検等の機会や一般送配電事業者からの整定値変更の依頼時に、周波数低下リレーの整定値についてご確認いただき、一般送配電事業者と協議のうえ、下表に基づき可能な限り整定値を変更していただくよう、ご協力をお願いいたします。

以上

	北海道電力	東北電力	東京電力パワーグリッド	中部電力	北陸電力
検出レベル	特別高圧 47.0Hz以下	47.5Hz	同左	57.0Hz	同左
高圧	FRT要件適用 47.5Hz FRT要件非適用 48.5Hz	同左	同左	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左
低圧	同左と同左	同左	同左	同左と同左	同左

	関西電力	中部電力	四国電力	九州電力	沖縄電力
検出レベル	特別高圧 57.0Hz	同左	同左	同左	同左
高圧	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左	同左	同左	同左
低圧	同左と同左	同左	同左	同左	同左

<検出時間>
 ・動作時間については、自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とする。
 ・協調が取れる範囲の最大値
 高圧・低圧：系統連系規程の整定範囲最大値の2秒
 特別高圧：高圧に準じて2秒以上

発電側UFRの進捗状況【特別高圧(60Hz系統)】

6

■ 特別高圧60Hz系統の整定変更の進捗状況（2023年12月末時点）

- 58.9Hz以上における対象件数は526件であり、個別協議の実施率は100%である。そのうち、「変更済み・変更待ち」が65%、「変更不可」が22%であった。
- 57.1～58.8Hzにおける対象件数は1633件であり、個別協議の実施率は98%である。そのうち、「変更済み・変更待ち」が62%、「変更不可」が21%であった。
- 全体における「変更不可」は21%であり、その主な理由は、「機器保護」や「単独運転優先」、整定可能範囲外」といった合理的なものが大半（83%）を占めた。

特別高圧（60Hz系統）のUFR整定変更の進捗状況

< 60Hz 特別高圧（58.9Hz以上） >

526件

< 60Hz 特別高圧（57.1～58.8Hz） >

1633件

< 60Hz 特別高圧（合計） >

2159件

■ 変更済み ■ 変更待ち ■ 変更不可 ■ 協議中 ■ 未対応

	機器保護	操業支障or 単独運転優先	OVGRの 省略要件※	整定可能 範囲外	費用負担 変更義務なし	その他	合計
合計	158	50	84	93	28	49	462
比率(%)	34%	11%	18%	20%	6%	11%	100%

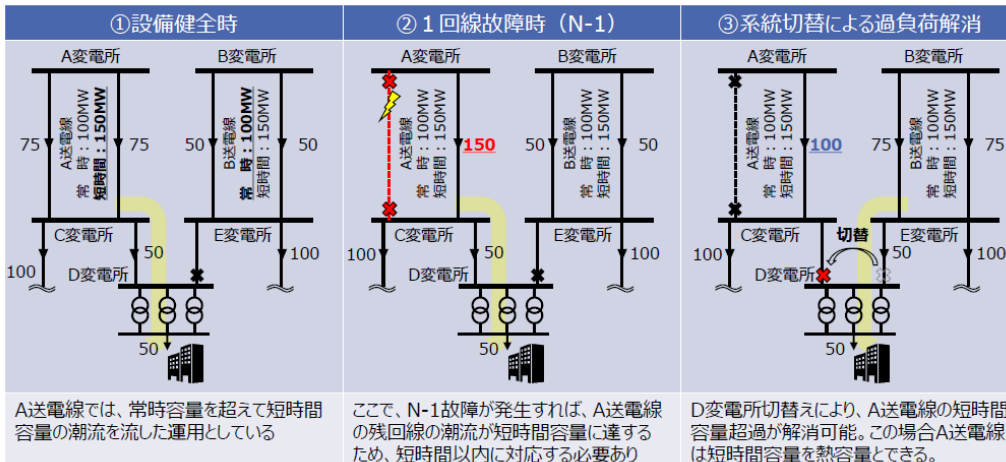
※ OVGR（地絡過電圧リレー）省略要件とは、周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し、解列することでOVGRを非設置としているもの

- 基本的には、地域間連系線は供給支障を伴わず短時間で調整することが困難なため、常時熱容量（100%）を熱容量等制約としているが、中国四国間連系線（架空+ケーブル）の熱容量等はケーブル区間で決定されており、短時間許容時間が4時間と比較的長いため、短時間許容時間内に常時熱容量以下に抑制できることを条件に、熱容量限度値を145万kW（120%）に拡大している。（下げ代不足が想定される期間および市場分断率が高い7~9月）
- 上記差異（特徴）を踏まえ、**各地域間連系線の短時間許容時間と、N-1故障時の過負荷解消（潮流調整）手段を調査の上、短時間熱容量を適用可能な箇所がないか深掘り検討**することも考えられる。 ⇒No.2-1-1に反映

（参考）短時間容量を採用する場合の一例

12

- A送電線のように、送電線1回線故障時に健全回線の潮流が常時容量（100%）を超過する場合であっても、負荷への送電経路の変更や発電機の出力調整等（下図では一例として送電経路の変更を記載）により、供給支障を伴わずに短時間で常時容量までの調整が可能な場合には、短時間容量（150%）を熱容量制約としている。



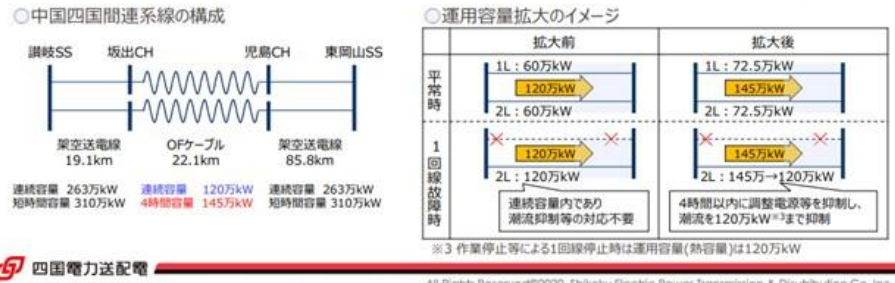
3. 中国四国間連系線の運用容量拡大の方向性について

3

- 中国四国間連系線の運用容量については、運用容量 = 熱容量となっており※1、熱容量の見直し以外には、拡大は困難な状況である
- ここで、中国四国間連系線については、架空+ケーブル区間からなっており、熱容量はケーブル区間で決定されているが、その短時間過負荷容量は145万kW、許容時間は4時間と比較的長い※2
- このため、運用容量（熱容量）を短時間過負荷潮流としても、4時間あれば、1回線故障時に給電指令によりエリア内の電源を抑制する時間は十分確保できると考えられる

※1 中国九州間連系線（関門連系線）は熱容量もしくは周波数制約（熱容量より小さい）より定まり、拡大対象は周波数制約
※2 当社では架空送電線の短時間過負荷許容時間は15分程度

短時間過負荷許容時間が長い中国四国間連系線の特殊性を考慮し、2回線運用時の運用容量を120万kWから145万kWに見直すこととしたい

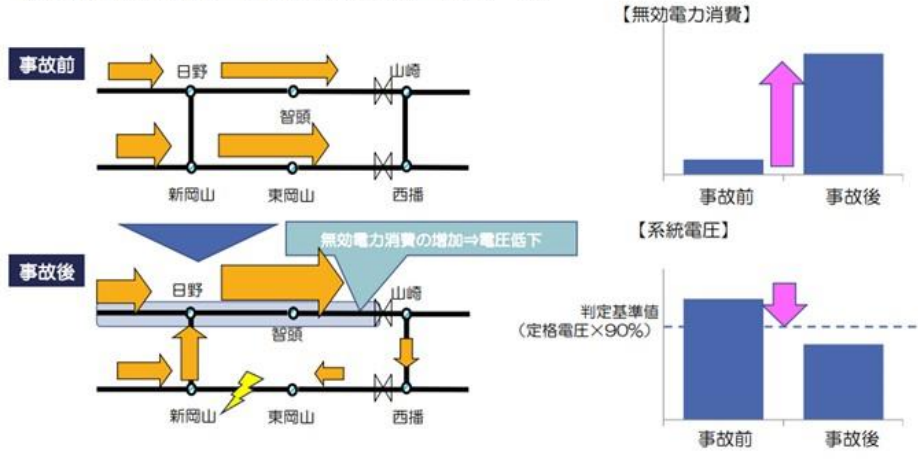


- 関西中国間連系線は2ルートで連系しており、N-2故障（1ルート断）時は健全ルート側の潮流増加により、無効電力消費が急増し、大きな電圧低下が発生するため、L法（潮流計算ツール）により、1ルート断後の定格電圧が90%以上あるかで判定し、**電圧安定性制約**の限界潮流を算定している。
- 上記について、他の地域間連系線あるいは後述する地内系統では別ツール（Y法・V法）を用いた算定（判定）を行っているといった差異（特徴）を踏まえ、**電圧安定性制約の妥当な算定方法（判定基準）は何か（場合によっては、いずれかの合理的な方法に見直すことが出来るか）** 深掘り検討することも考えられる。 ⇒No.4-1-1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

<参考> 関西中国間連系線の電圧安定性の考え方 139

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

【関西中国間連系線ルート断事故時の状況】（イメージ）

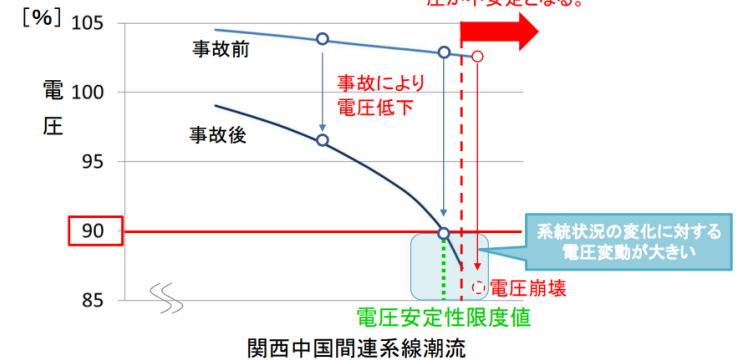


(参考) 判定基準を主要系統の電圧が90%以上とする理由

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、微少な系統状況の変化が電圧に与える影響は大きいことから、電圧安定性を確保するためには、90%以上の電圧の維持が必要と考えています。

【連系線潮流と事故後電圧】(イメージ)



出所) 2023年度第5回運用容量検討会 (2024年2月13日) 資料1-2

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2023/unyoyouryou_2023_5_haifu.html

出所) 2016年度 第3回運用容量検討会(2016年9月16日) 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2016/160927_unyoyouryou_3_haifu.html

- 中国九州間連系線では、他の地域間連系線とは異なり、周波数低下限度59.0Hzで運用容量を算出しているため、負荷側UFR動作（59.1Hz）を許容した運用容量となっている。
- また、中国九州間連系線（九州向）では、負荷制限を織り込んでいない（無制御の限界潮流で算出している）ため、N-2故障（1ルート断）時の発電機解列量（PV、自家発等）も相まって、運用容量が小さくなっている。
- 今後の設備増強等を考慮しても、中国九州間連系線では周波数維持制約が継続するため、他の地域間連系線あるいは後述する地内系統と同様に、**系統制御（負荷制限）を織り込んだ運用容量算出について、社会便益等も考慮の上、深掘り検討**することも考えられる。 ⇒No.5-2-1に反映

（参考）連系線1ルート故障（N-2）時の系統周波数の限度値

50

- 低下側限度値は、太陽光や自家発等が運転可能な周波数限度等を考慮し、59.0～59.5Hzの範囲で設定。
- 一方、上昇側の限度は、発電機の長時間運転可能周波数の許容限度値（60.5～61.2Hz）を考慮し、60.0 Hz～60.6Hzで設定されている。

	潮流方向	周波数低下限度	周波数上昇限度
中部関西	中部 ⇒ 関西	59.2 Hz (北陸・関西以西)	60.5 Hz (中部)
	関西 ⇒ 中部	59.5 Hz (中部)	60.6 Hz (北陸・関西以西)
北陸関西	北陸 ⇒ 関西	59.2 Hz (中部・関西以西)	60.0 Hz (北陸)
	関西 ⇒ 北陸	59.2 Hz (北陸)	60.6 Hz (中部・関西以西)
中国四国	中国 ⇒ 四国	59.2 Hz (四国除く中部以西)	60.3 Hz (四国)
	四国 ⇒ 中国	59.2 Hz (四国)	60.6 Hz (四国除く中部以西)
中国九州	中国 ⇒ 九州	59.0 Hz (中国以東)	60.5 Hz (九州)
	九州 ⇒ 中国	59.0 Hz (九州)	60.6 Hz (中国以東)

1. はじめに

3

- 中国九州間連系線（中国向）においては、同連系線にルート（2回線）断事故が発生した場合、受電している中西5エリア（中部～四国）の周波数低下により中西5エリアで広域的な負荷遮断（停電）が発生する可能性があるものの、その事象が非常に稀頻度であることを前提に運用容量を設定している。
- 中国九州間連系線の1回線作業時においても運用容量を平常時と同水準に維持した場合、単一故障時（N-1故障時）で九州を除く中西5エリアで広域的な負荷遮断（停電）に至る可能性がある。
- このため、**1回線作業時においては、一般送配電事業者が調整力公募（電源Ⅰ・Ⅱ）契約※1の中で、系統保安ポンプ運用※2を行うことで運用容量を維持している。**
 - ※1 調整力公募（電源Ⅰ・Ⅱ）契約の「起動停止(揚水起動含)」「揚水運転」「発電出力増減」の指令による
 - ※2 運用容量維持に係るポンプは、以下の二つがある。
 - ① 自エリアの需給バランスに必要な揚水（以下、自然体ポンプ）と
 - ② 2回線時の運用容量を維持するために必要な調整力を使った揚水（以下、系統保安ポンプ）
- 一方、**2024年度以降は調整力公募による電源Ⅰ、電源Ⅱ契約が終了することから、揚水運用の主体は基本的に調整力提供者（BG）となり、一送主体の系統保安ポンプ運用による運用容量維持対策ができなくなる。**
- こうした状況を踏まえて、本日は、1回線作業時の運用容量の低下への対応の検討状況についてご説明したい。



1. 地域間連系線の制約要因一覧
2. 各地内系統の制約要因一覧
3. 前回頂いた新たな論点に関するご意見
4. 今後の主要論点について

- 本章では、各地内系統の制約要因一覧について、各一般送配電事業者の協力を得て、下記アンケート対象設備における各制約要因毎の考慮事項（フリンジ、電源制限・負荷制限）や運用容量等の概算値について整理した。（詳細は参考資料2～11）

【アンケート対象設備】

- 各一般送配電事業者の上位2電圧階級
 - 一次側電圧が最上位電圧かつ、二次側電圧が上位2電圧階級までの変圧器
 - 系統情報サービスや空き容量マップの考え方に倣い、第三者情報等（個別需要が分かる専用線等や電源が1ユニットのみ接続・運転している電源線含む）を含む設備は対象外とした
- その上で、それらの概要、基本的な考え方や差異（特徴）を踏まえ、今後の論点について抽出した。

■ 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。

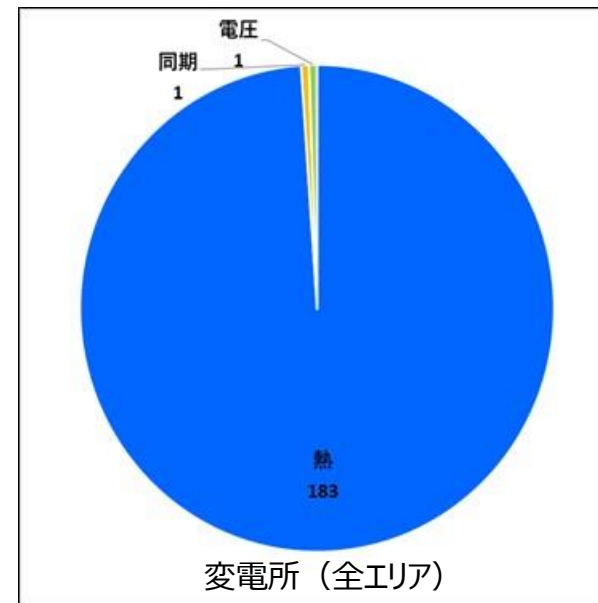
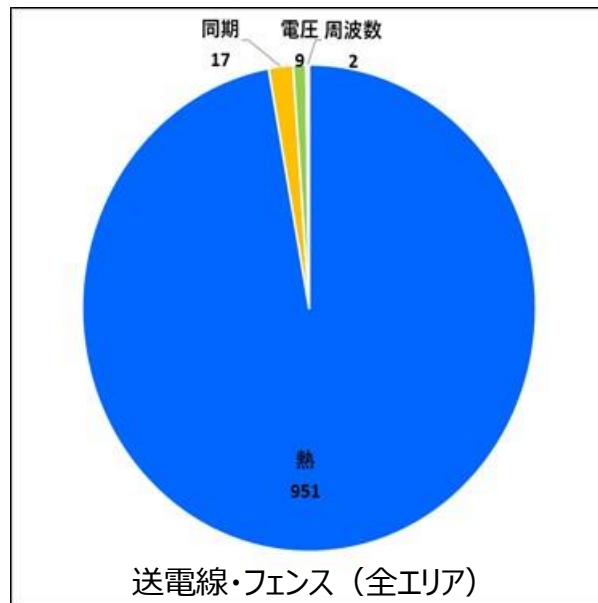
【送電線・フェンスについて】

- 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に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。

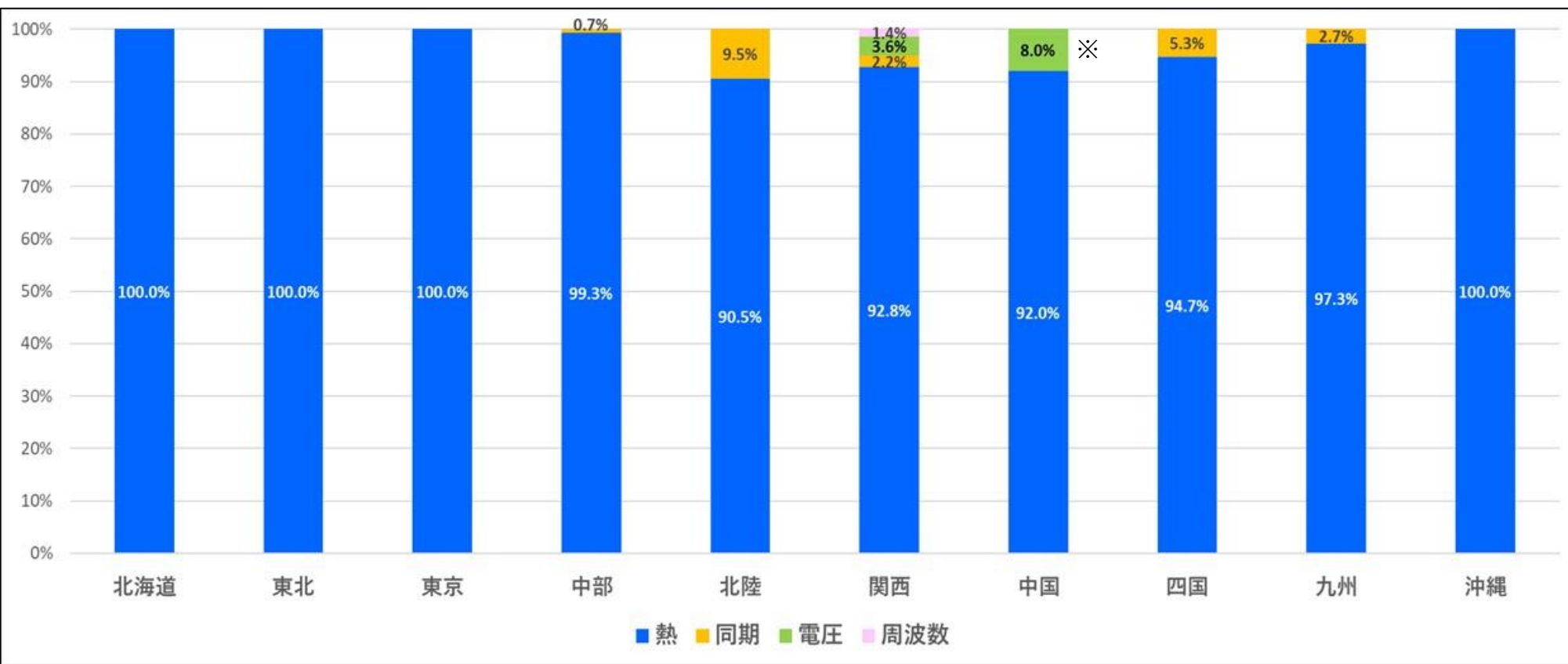
【変圧器について】

- 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。

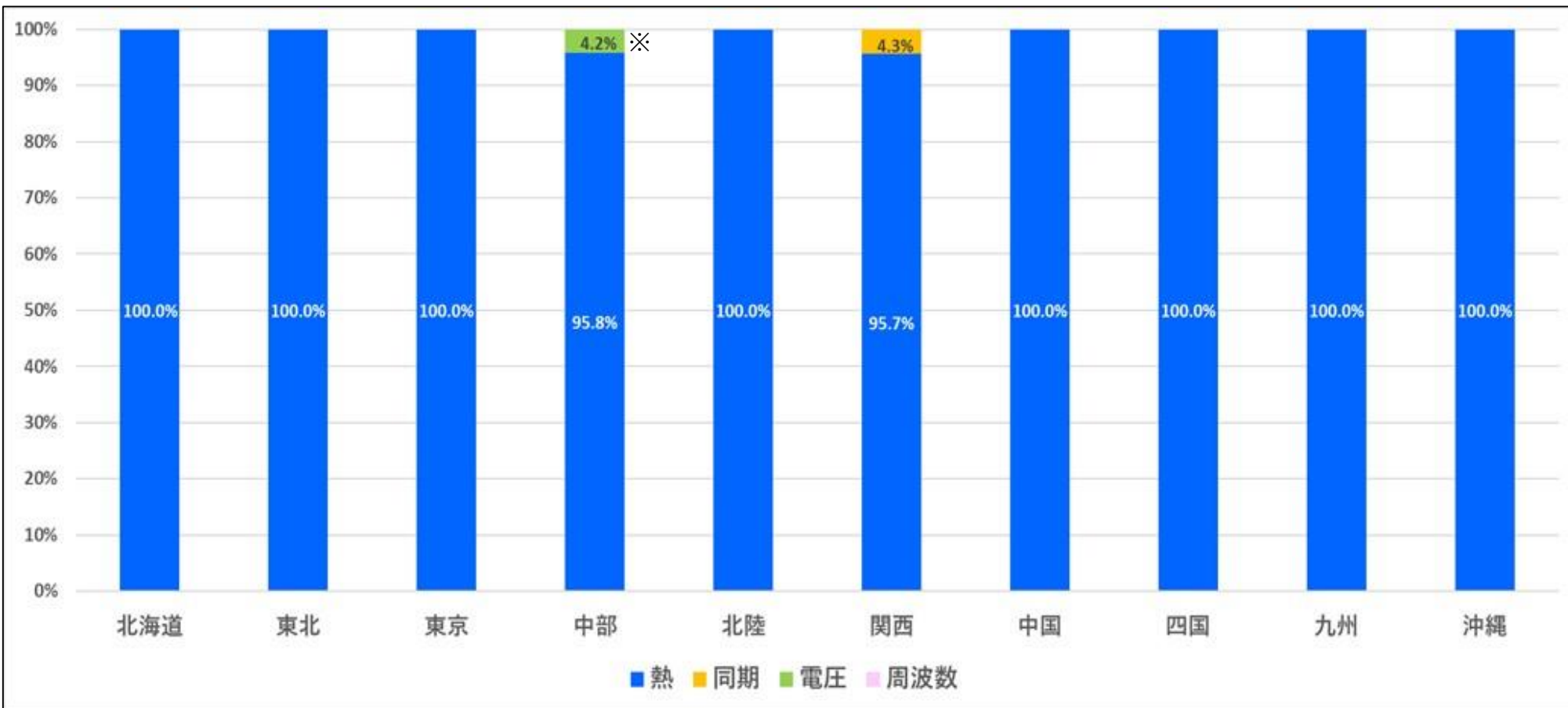


- 送電線・フェンスにおける各エリアの内訳は下記のとおり※。
- ほとんどのエリアが熱容量等での制約要因のみで、フェンス管理を行っているエリアの中で一部、電圧安定性が制約要因となっている箇所もあった。



※ 同期安定性が制約となる場合もある

■ 変圧器における各エリアの内訳は下記のとおり。



※ 中部エリアの「電圧」による決定要因は、電圧安定性（電圧低下）ではなく、他の送電線ルート断時に生じる過電圧による制約

- 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	-	<ul style="list-style-type: none"> ・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）	-	<ul style="list-style-type: none"> ・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）

- 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、または制御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※2	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に選定（中西安定度に伴う制約）	・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電制ガイドラインの考え方を参考もしくは同制約要因のN-2と同様としているエリアが多かったため、N-2事故について概要を記載。

1. 6 N-1電制の対象電源選定の考え方

N-1電制は、故障時の給電指令の自動化であり、その対象となる電源は事前に選定しておく必要がある。この際、緊急停止により公衆安全に影響がある電源や、従前の先行適用では設備増強を前提に接続されるべきとしてきた電源⁷を除き、原則、全ての特別高圧に連系する電源がN-1電制の対象となる。この選定については、現行のルールでは故障時の給電指令により出力調整を行う電源は、緊急性の観点から、一般送配電事業者が発電機の出力行変化速度、調整容量等を考慮して、電力システムの復旧に最も適切と考えられる電源を選定することとなっていることを踏まえ、一般送配電事業者が以下のような優先順位に基づき、N-1電制の対象電源として合理的となる電源を指定することとする⁸。

【N-1電制対象選定の優先順位】

- (1) 潮流の抑制効果大きい (電制台数を削減できる、抑制量を適正にできる 等)
- (2) 電制後の再起動時間が短い
- (3) 機会損失費用が少ない (発電単価が高い、起動費が安い 等)
- (4) 電制装置の設置費用が安い (通信回線費用が安い 等)

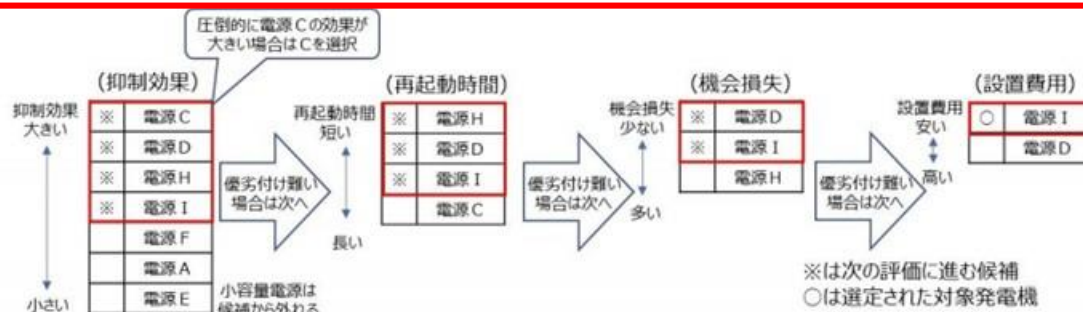


図1-2 優先順位による電制対象選定のイメージ

1. 地域間連系線の制約要因一覧
2. 各地内系統の制約要因一覧
3. 前回頂いた新たな論点に関するご意見
4. 今後の主要論点について

- また、第98回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024年6月21日）、および第1回本作業会（2024年7月19日）では、本作業会で取扱う主要論点として、系統特性定数およびフリンジをご紹介した。
- これらの概要および検討の方向性（論点）についても、本日お示したところ（資料3-1,資料3-2,資料4）。

詳細論点①（系統特性定数）について

25

- 系統分離事故が発生した場合、当該系統の送電側エリアは周波数上昇し、受電側エリアは周波数低下するため、お互いのエリアが事前に決められた周波数範囲を維持できる潮流が運用容量に採用される。
- この運用容量算出時には周波数上昇側と周波数低下側でそれぞれ異なる系統特性定数が用いられており、系統特性定数の確認・見直しを行うにあたっては、周波数低下側のみならず、周波数上昇側も合わせて見直す必要があると考えられるところ。
- 上記を踏まえ、系統特性定数に係る論点について、そもそもの系統特性定数の必要性を整理の上、周波数低下／上昇、中西エリア／東エリアの4象限で整理を進めることが必要か。

	中西エリア（60Hz）エリア		東（50Hz）エリア	
	論点	説明	論点	説明
必要性	【論点①-1】 系統特性定数の必要性	平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2） 毎に必要性を整理	同左	
周波数低下側	【論点①-2】 状況変化による 系統特性定数の再算出	2024年度以降の調整力 調達における状況変化を 踏まえ、系統特性定数を 再算出する必要があるか	【論点①-3】 発電機特性を考慮した 系統特性定数の再算出	東エリアにおいてはGF応動 を考慮した系統特性定数と なっていないが調整力調達 における状況変化の影響は ないか（算出方法について 合わせる必要があるか）
周波数上昇側	【論点①-4】 前提、算出根拠	各エリア毎に異なる系統 特性定数となっており、 詳細な前提、算出根拠を 確認する必要があるか	同左	

詳細論点②（系統混雑とフリンジ）について

31

- 系統混雑とフリンジに関する論点については、大きく次の二つ
 - 各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか（論点②-1）
 - 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できるか（論点②-2）

- 加えて、前回（第1回本作業会）頂いた、新たな論点に関するご意見（概要）は次のとおり。

【作業会の設置や進め方等について】

（辻メンバー）

- **再エネの大量導入**が今後進む中で、想定年度によっては、技術的な課題もまた違ってくると思うが、直流設備が導入されるなど、様々な系統の状況変化があると思うため、どの程度先まで考え、論点を議論していくべきかを考えながら進めていきたい。 ⇒No.1-4-1に反映

（永田メンバー）

- 系統特性定数において、**GF容量というところに課題があることを示されているが、負荷特性も変わりうる**。多様な負荷が系統には繋がっているため、事故や時代というところも含めて変わっていている。例えば**EVが普及すれば充電器のようなINVを使用した機器が、かなりの容量で系統に繋がってくる**といった話もあるため、これから改めて論点を提示いただくときに、そういったところも含めて、全体的に見て、必要な論点をきちんと抽出してほしい。

⇒No.5-4-3に反映

（河辺メンバー）

- 広域運用可能なプラットフォームがあるという状況のもとでは、まず基本としてその運用容量に関する考え方をエリア間で揃えていくことが重要になってくると私も思っている。今後この作業会の中で、**エリア間の違いがあるという部分に関しては、ぜひ理由を深掘りいただいて、その合理的な取り扱いについて整理していく**という方針でぜひ進めていただければと思っている。 ⇒No.1-1-1他に反映 ⇒No.1-2-1, No.1-2-2に反映
- 基本的にプリングはGFとLFC制御に対する潮流変動に対して、確保されていると記載されているが、**今後、再エネの大量導入に伴い、負荷の予測外れに加えて、再エネの出力予測はずれが、拡大してきた際には、例えば、より長周期の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のかどうか**。
- 系統特性定数に関して、今回、再算定をすることで、**シミュレーションで計算することの難しさを感じているため、その実績データとの突合せも検討されるのかどうか**。 ⇒No.5-4-3に反映

（伊佐治メンバー）

- カーボンニュートラル実現に向けては、さらに**再エネ比率が高まってくることは自明だと考えており、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認識**している。 ⇒No.1-4-1に反映
- 先ほど負荷特性の話もありましたが、**負荷特性の実態把握に向けた調査を始めており**、少し時間は要するが、改めて過去を見つめ直して必要な手だてを講じることは非常に重要と認識している。 ⇒No.4-1-1に反映 ⇒No.5-4-3に反映

【運用容量等に関する基本的事項について（1 / 2）】

（松村メンバー）

- **足元でも、そのコスト増に直結するような事象が起こっていることを考えれば、今後の（緊急拡大そして関門拡大の）整理が進むことによってEUEの計算も長期的に合理化できるならば、さらに意義が大きくなる**。 ⇒No.5-2-1に反映
- エリア毎に設備形成など、様々なものによって違うことがあり得る。各検討した結果として、**その違いがやむを得ないものであれば残っても仕方がないが、その違いが合理的なものかどうかまで、ぜひ踏み込んでいただきたい**。 ⇒No.1-1-1他に反映

- 加えて、前回（第1回本作業会）頂いた、新たな論点に関するご意見（概要）は次のとおり。

【運用容量等に関する基本的事項について（2 / 2）】

（辻メンバー）

- **系統の状態監視を高度化していくことも技術的動向（PMU等）であり、安定化制御の高機能化できる研究や事例もある**ため、注視しながら進めていただきたい。 ⇒No.3-1-1に反映
- また、再エネの普及が進み、慣性が低下してくるような領域になれば、地域間で何かその持つる慣性の大きさが少し不揃いになってきたときに弱くなるような傾向もあるかと思うところもあり、**今後の状況変化によって、中西〇以外にも安定性に影響する要因が増えることも起こりえるか**。一般送配電事業者の皆様のご知見等も活用しながら、漏れのないよう検討が進むといい。 ⇒No.1-4-1に反映
- **電圧安定性では、負荷の電圧特性が非常に重要**になってくる。系統定数でも負荷特性が話題に挙がったが、**誘導負荷がどれくらいあるのか等、実態を把握しきれてないところか**と思っているため、しっかり検討を深めていってほしい。 ⇒No.4-1-1に反映
- また、再エネの導入が進む中で、すぐ目の前の課題ではないかもしれないが、**事故直後の短絡容量の低下による電圧回復遅れや、オーバーシュート、そういった流れの中で、分散電源が一斉解列するリスク**等も、将来断面を見る際の重要なポイントと感じた。 ⇒No.1-4-1に反映

（河辺メンバー）

- **再エネの系統事故時における運転停止（地絡事故などが起こった際にどのくらい脱落するか等）が、どの程度起こりうるのか一般送配電事業者では、どのように扱っているのか**。N-1故障として1回線3相3線地絡故障の紹介があったが、その際の瞬時電圧低下に伴ってINVを介して連系する再エネが停止し得るのであれば、**こういったことも考慮する必要があるのではないか**と思っている。 ⇒No.1-4-1に反映
- 辻メンバーからも事故時の電圧安定性の話があったが、再エネ導入が進むと平常時に系統へ投入される電力用コンデンサの容量が減少し、日中でもShRを投入する運用が既に発生している状況だと伺っている。**この条件のもとで、地絡事故等により再エネが大量に脱落してしまう場合、無効電力の供給源が繋がっていない状況で、正味の負荷が一気に増えるという状況になるため、電圧低下度合いも従来よりも大きくなってしまい、過渡的な電圧不安定現象を誘発することになってしまわないか**気にしている。 ⇒No.1-4-1に反映

（伊佐治メンバー）

- 現状の数字の考え方を整理した上で、それを変えたときに、安定供給、運用容量にどのような影響があるのかをしっかりと見た上で、どちらかという運用要領が厳しくなってくるほうに動いてしまわないかを心配している。**厳しくなるから終わりではなく、何か対策を講じて、それを支えるということも含めて、事務局、それから一送各社と連携しながら技術的な検討して、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.1-1-1に反映

1. 地域間連系線の制約要因一覧
2. 各地内系統の制約要因一覧
3. 前回頂いた新たな論点に関するご意見
4. 今後の主要論点について

- 前述の制約要因一覧や前回頂いたご意見等を踏まえ、本作業会で取扱うべき主要論点は、現時点で以下の通り。
- 今後、それぞれの論点について、具体的な進め方の整理や深掘り検討を進めることとしたい。

大項目	中項目	No.	論点	
共通	想定故障（クライテリア）	1-1-1	N-1,N-2故障の具体的様相や社会的影響の考え方の違いは妥当か	
	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか	
		1-2-2	地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一することが可能か	
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内混雑の進展を見据え、地内系統における緊急的な運用容量の拡大スキームが必要かどうか	
	再エネ導入による影響	1-4-1	再エネ大量導入が運用容量へ与える影響とは何か	
熱	短時間容量	2-1-1	地内送電線へ適用している短時間容量を地域間連系線へ適用できない理由は何か	
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か	
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西 θ を運用容量の新たな制約として追加する必要があるか	
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	
電圧安定性	判定方法	4-1-1	電圧安定性の妥当な評価方法は何か	
	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判定方法は妥当か
			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	

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	想定故障 （クライテリア）	1-1-1	想定故障や社会的影響 の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア（信頼度基準）においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと（ただし、電制は許容）、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか（例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか）、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➤ 次回以降、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認。その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>
	フリンジ	1-2-1	各決定要因における フリンジの取扱い	<p>地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする（フリンジで対応する）にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取扱いに、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い。</p> <p>➤ 第2回本作業会での報告内容（資料4）を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告</p>
	緊急的な 運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大 スキーム整理が必要か	<p>地域間連系線では、N-0（設備健全時）において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1故障・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められているが、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。</p> <p>地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み（適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など）の整理が必要ではないか。</p> <p>➤ 次回以降、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	再エネ導入による影響	1-4-1	考えられる影響は何か	<p>再エネ導入による運用容量へ与える影響として、第1回本作業会にて多数のご意見をいただいた。これらは、現行の考え方を大きく変えることや、新たな考え方を追加することに繋がる可能性があるため、第1回でいただいた下記のご意見も踏まえ、まず論点を網羅的に抽出した上で、本作業会で整理すべき論点を設定する。</p> <p>（第1回作業会でいただいたご意見）</p> <ul style="list-style-type: none"> 再エネの大量導入に伴い、想定年度により技術的な課題も異なるため、論点を考える上での想定年度を考えながら進めていきたい（辻メンバー）。 さらに再エネ比率が高まり、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認識している（伊佐治オブザーバー）。 再エネの普及が進み、地域間の慣性の不揃いが生じ、系統が脆弱になる傾向も考えられるため、今後の状況変化によって、中西〇以外にも安定性に影響する要因が増えることも起こりえるか（辻メンバー）。 再エネ導入が進む中で、事故直後の短絡容量の低下による電圧回復遅れや、オーバーシュート、そういった流れの中で、分散電源が一斉解列するリスク等も、将来断面を見る際の重要なポイントと感じた（辻メンバー）。 再エネの系統事故時における運転停止（地絡事故などが起こった際にどのぐらい脱落するか等）が、どの程度起こりうるのか、考慮する必要があるのではないかと（河辺メンバー）。 再エネ導入に伴い日中でもShRを投入する運用が既に発生している状況だと伺っている。この条件のもとで、地絡事故等により再エネが大量に脱落してしまう場合、無効電力の供給源が繋がっていない状況で、正味の負荷が一気に増えるという状況になるため、電圧低下度合いも従来よりも大きくなってしまい、過渡的な電圧不安定現象を誘発することになってしまわないか気にしている（河辺メンバー）。 <p>▶ 次回以降、再エネ導入により考えられる影響等について網羅的に整理した上で、本作業会で扱う論点を設定し、漏れのない検討へ繋げる</p>

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

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西 θ を運用容量の制約へ追加すべきか	<p>中西60Hz系統は長距離くし形系統であり、東向き潮流の重潮流化で同期安定性が不安定になりやすい傾向（西系統の送電線N-2事故や中系統の電源脱落事故が発生すると系統間脱調に至る可能性）がある。上記事象を防止するため、中西θ（九州の西側ノードから中国の東側ノードまでの位相差）が上限（限界値）に至らないように監視しており、超過時には持替え運用を行っている実態がある。</p> <p>一方、持替え運用は混雑処理（再給電）と同義であり、同時市場においてはSCUCで一括処理することが効率的と考えられるところ、中西θという指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、管理方法やSCUCへの組み込み方等について検討を進める必要がある。</p> <p>➤ 次回以降、中西地域における中西θを考慮した運用実態（必要性）を紹介いただいた上で、事務局にて運用容量の制約要因とする場合の考え方（管理方法等）を整理・検討する</p>
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、同期安定性の場合には、最も遮断量が小さい箇所が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➤ 次回以降、同期安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
電圧安定性	判定方法	4-1-1	電圧安定性の妥当な評価方法は何か	<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>➤ 次回以降、各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握した上で、負荷の電圧特性等を勘案し、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</p>
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、電圧低下の著しい箇所から離れた電源が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➤ 次回以降、電圧安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）	
周波数維持	EPPS	5-1-1	考え方見直し（影響評価）が必要か	<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>▶ 次回以降、周波数品質の悪化を踏まえ、見直すことの必要性を整理のうえ、見直すとなった場合には、その影響や設備側の整定変更要否について検討結果を報告</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。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>▶ 次回以降、負荷制限が織り込まれていない箇所（関門連系線の九州向き等）について、社会的便益（≒EUE評価結果への影響）等も踏まえた織り込み要否等について検討する</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>▶ 次回以降、周波数上昇制約の拡大を目的として電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>	
	系統特性定数		5-4-1	系統特性定数を用いた判定方法の妥当性	<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>▶ 次回以降、判定方法の妥当性について、検討結果を報告</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回本作業会での事業者プレゼン内容（資料3-1）を踏まえ、次回以降、系統特性定数の必要性について、検討結果を報告</p>
			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ト需要による負荷特性が変化している可能性が予想されることを踏まえ、系統特性定数の再算定の必要性について検討する必要があるか。</p> <p>▶ 次回以降、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算定の方法（検証の進め方）について検討し、再算定を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告</p>

以上