

昨年度算出時の 各連系線の検討条件

平成28年 5月20日

1. 運用容量算出方法（共通項目）	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	3
2. 各連系線の運用容量算出方法（個別項目）		
I 直流連系設備	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	1 1
a 北海道本州間連系設備		
b 東京中部間連系設備		
c 中部北陸間連系設備		
d 関西四国間連系設備		
II 東北東京間連系線	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	1 9
III 中部関西間連系線	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	3 2
IV 北陸関西間連系線	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	4 5
V 関西中国間連系線	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	5 8
VI 中国四国間連系線	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	6 8
VII 中国九州間連系線	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	7 7
VIII 60Hz連系系統の同期安定性	・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	8 9

1. 運用容量算出方法（共通項目）

計画区分		年間	長期
算出 断面	熱容量等	原則48断面／年 ¹⁾	需要ピーク時（1断面） ²⁾
	同期安定性		
	電圧安定性		
	周波数維持		

- 1) 年間の断面は、月毎・平／休日・昼／夜間帯の48断面。月間においては、年間の断面を、各週に展開する。
- 2) 長期の断面は、設備停止計画が2か年しかないので、連系線の設備停止作業のない需要ピーク時の1断面とする。

項目	条件									
想定需要	○最大需要：最新の供給計画を使用 ○最小需要：過去の実績に基づき算出 ⇒具体的な想定方法はシート 1－4， 1－5 参照									
電源開発等	○最新の供給計画を使用 ○最新の発電計画を使用									
設備停止計画 (連系線を除く)	○連系線の運用容量に影響を与える設備停止計画を考慮									
広域系統 整備計画	○使用開始予定に合わせ運用容量に反映									
	<table><tr><th>連系線</th><th>使用開始予定</th><th>増強量（反映年度）</th></tr><tr><td>北海道本州間連系設備</td><td>平成31年3月</td><td>30万kW（平成31年度）</td></tr><tr><td>東京中部間連系設備</td><td>平成32年度¹⁾</td><td>90万kW（平成33年度）</td></tr></table>	連系線	使用開始予定	増強量（反映年度）	北海道本州間連系設備	平成31年3月	30万kW（平成31年度）	東京中部間連系設備	平成32年度 ¹⁾	90万kW（平成33年度）
	連系線	使用開始予定	増強量（反映年度）							
	北海道本州間連系設備	平成31年3月	30万kW（平成31年度）							
東京中部間連系設備	平成32年度 ¹⁾	90万kW（平成33年度）								
1）使用開始月未定										

制約要因	想定故障	算出ツール	判定方法
熱容量等	N－1 故障 ¹⁾	算術式 ²⁾	架空送電線はCIGRE 式 ⁵⁾ に基づく許容電流以内 直流設備、ケーブル、その他直列機器は設計上の許容値以内
同期安定性	各連系線 算出方法参照	電中研Ⅰ法 ³⁾ 電中研Ⅱ法	発電機内部位相角の動揺が収斂(収束)する潮流
電圧安定性			基幹系統の母線電圧が維持できる潮流
周波数維持	連系線遮断 (系統分離)	算術式 ⁴⁾	周波数が一定範囲内に維持できる潮流

1) 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

2) $P = \sqrt{3} V I \cos \theta$ [W] ・ V : 電圧 [V] ・ I : 許容電流 [A] ・ $\cos \theta$: 力率

3) 電中研Ⅰ法・Ⅱ法：電力中央研究所が開発した電力系統解析ツール。

・Ⅰ法（潮流計算プログラム）：所与の発電、負荷、系統構成に対して送電線や変電所を流れる潮流や系統各部の電圧を計算するプログラム。

・Ⅱ法（過渡安定度解析プログラム）：送電線故障等の系統擾乱における発電機位相角や電圧等の時々刻々の変化を発電機や発電機制御装置などの動特性を考慮してシミュレーションするプログラム。

4) 系統容量(想定需要) [MW] × 系統特性定数 [%MW/Hz]

5) CIGRE (CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES：国際大電力システム会議) が推奨した架空送電線の許容温度計算式。（電気学会技術報告第660号「架空送電線の電流容量」に関連の記載あり）

1－4. 周波数維持検討時の需要想定方法

項 目	内 容	考 え 方
データ収集	需要実績3年分	各社共通、現状、特に問題なし
想定断面	月毎 ¹⁾ (端境期は前半・後半の二断面化 ²⁾)	需要の上がり(下がり)傾向がはっきりしている月を端境期とする
需要の収集	求める単位での最小需要	供給信頼度と連系線利用者の利便性の両立
平準化	3年分の平均	特異な値の影響を避ける
揚水動力の考慮	揚水動力の3年実績の最小分を需要に加える	実績の最小分は算出対象年度も運転しているものと想定する
算出年度への 換算方法	算出時点(1月頃)における最新の最大3日平均 ³⁾ と需要実績最大3日平均との比率	算出年度の想定需要を反映するため

1) 年末年始等の特殊日については特殊日毎に断面を分ける

3) 翌年度供給計画用需要を使用

2) 二断面化する連系線と端境期

対象連系線(方向)	二断面に分ける月 ⁴⁾	対象連系線(方向)	二断面に分ける月
東北東京間連系線(東北向)	なし	北陸関西間連系線(北陸向)	なし
中部関西間連系線(関西向)	9月、11月、3月	中国九州間連系線(九州向)	9月、11月、3月
		中国九州間連系線(中国向)	9月、11月、3月

4) 9月前半：9/1～15、9月後半：9/16～30、11月前半：11/1～15、11月後半：11/16～30
3月前半：3/1～15、3月後半：3/16～31

1－5. 同期・電圧安定性検討時の需要想定方法

項 目	内 容	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
データ収集	需要実績3年分	○	○	○	○	○	○		○
	需要実績5年分							○	
最大需要の 収集	月の最大3日平均	○	○	○	○	○	○	○	○
最小需要の 収集	最大3日平均発生日の最小需要			○				○	○
	月の最小需要	○	○		○	○			
	月の最小3日平均						○		
平準化	3年（5年）分の平均	○	○	○		○	○	○	○
算出年度への 補正方法	供給計画第二年度最大3日平均と 供給計画第一年度各月との比率					○		○	○
	供給計画第二年度最大3日平均と 需要実績最大3日平均との比率	○	○	○					
	供給計画の年平均伸び率						○		

同期・電圧安定性の検討（解析）には時間がかかるため、今年度は需要想定方法の統一前に算出作業を開始しており、上記の従来想定方法にて算出。来年度に算出する平成29年度以降の運用容量の需要想定方法は統一済み。

◆常時潮流変動分（フリンジ量）¹⁾

①限界潮流を超えないように過去5年の実績の最大値を切り上げる

②利便性を考慮して万kW単位とする

- 1) 送配電等業務指針第167条第2項第2号及び第3号に規定される同期安定性及び電圧安定性の運用容量算出において、各制約要因での限界となる連系線潮流の最大値から控除されるもの（瞬時的な変動に伴う潮流の偏差量）

◆フリンジの設定値

（万kW）

	設定値	【参考】 昨年度設定値
東北東京間連系線	17	20
中部関西間連系線	22	20
北陸関西間連系線	8	10
関西中国間連系線	25	30
中国四国間連系線	7	10
中国九州間連系線	20	20

2. 各連系線の運用容量 算出方法（個別項目）

I 直流連系設備

＜考え方＞

➤ 運用容量 = 設備容量（熱容量等） とする。

➤ 北海道本州間連系設備：60万kW

※平成31年3月 北海道本州間連系設備30万kW増強工事予定

➤ 東京中部間連系設備：120万kW

➤ 新信濃1号FC：30万kW

➤ 新信濃2号FC：30万kW

➤ 佐久間FC：30万kW

➤ 東清水FC：30万kW

※平成32年度 東京中部間連系設備90万kW増強工事予定

➤ 中部北陸間連系設備：30万kW

➤ 関西四国間連系設備：140万kW

＜検討断面＞

➤ 1断面（設備容量が運用容量となるため）

➤ 連系潮流限度

- 北海道エリアの交流系統の状況変化により発生する潮流制約については、系統条件を取り込み、自動的に潮流制限を実施
- 各限度値の最小値で、北本の潮流制限装置（リミッター）により連系潮流限度値を設定
- 運用で変化する系統状況について以下のパラメータにより組合せを作成
 - 知内発電所の運転状態
 - 大野変電所SVCの運転状態
 - 連系回線の運用状態
- 各組合せについて、想定される厳しい需給運用断面の系統解析を実施

検討項目	判定条件
熱容量等	流通設備に過負荷が生じないこと
電圧安定性	函館変換所の受電電圧安定性、交流系統電圧の過渡的電圧低下及び過電圧の面から、許容値内であること
同期安定性	函館変換所至近端の交流系統事故時において、発電機が安定に運転を継続できること
短絡容量	北本が安定に運転を継続できること
北本安定運転	北本ブロック・再起動、緊急起動が安定にできること

➤ 連系潮流限度値（北向き）

潮流限度	連系線潮流限度値（万kW）							
連系回線数等 潮流方向	知内 発電所	大野 変電所 SVC	連系回線数					
			4回線	3回線	2回線			1回線
					道南幹線	道南一 函館幹線	函館幹線	
北流 （本州→ 北海道）	2台 運転	運転	60	45	55	25	0	0
		停止						
	1台 運転	運転	60	60	60	30	30	15
		停止						
	停止	運転	60	60	50	30	30	15
		停止			30			

➤ 連系潮流限度値（南向き）

潮流限度	連系線潮流限度値（万kW）							
連系回線数等 潮流方向	知内 発電所	大野 変電所 SVC	連系回線数					
			4回線	3回線	2回線			1回線
					道南幹線	道南一 函館幹線	函館幹線	
南流 （北海道→ 本州）	2台 運転	運転	60 （大野線1回線 50）	60 （大野線1回線 40）	60 （大野線1回線 30）	30	30	0
		停止						
	1台 運転	運転	60	60 （大野線1回線 50）	60 （大野線1回線 30）	30	25	0
		停止						
	停止	運転	50	25	30	0	0	0
		停止	30	20	0			

FCにおいては、以下のような系統運用上の制約がある。

➤ 系統運用上の制約条件の例

➤ 周辺設備の運用

- FCの電力受給を最大限に活用するため、FC送電ルートを送電設備は、送電線故障時にFCを転送遮断させることを条件に1回線熱容量以上の潮流を運用限度としている。

➤ 電圧安定性

- FC周辺の負荷母線の電圧安定性維持のため、FC（50Hz向）潮流が制約となる場合がある。

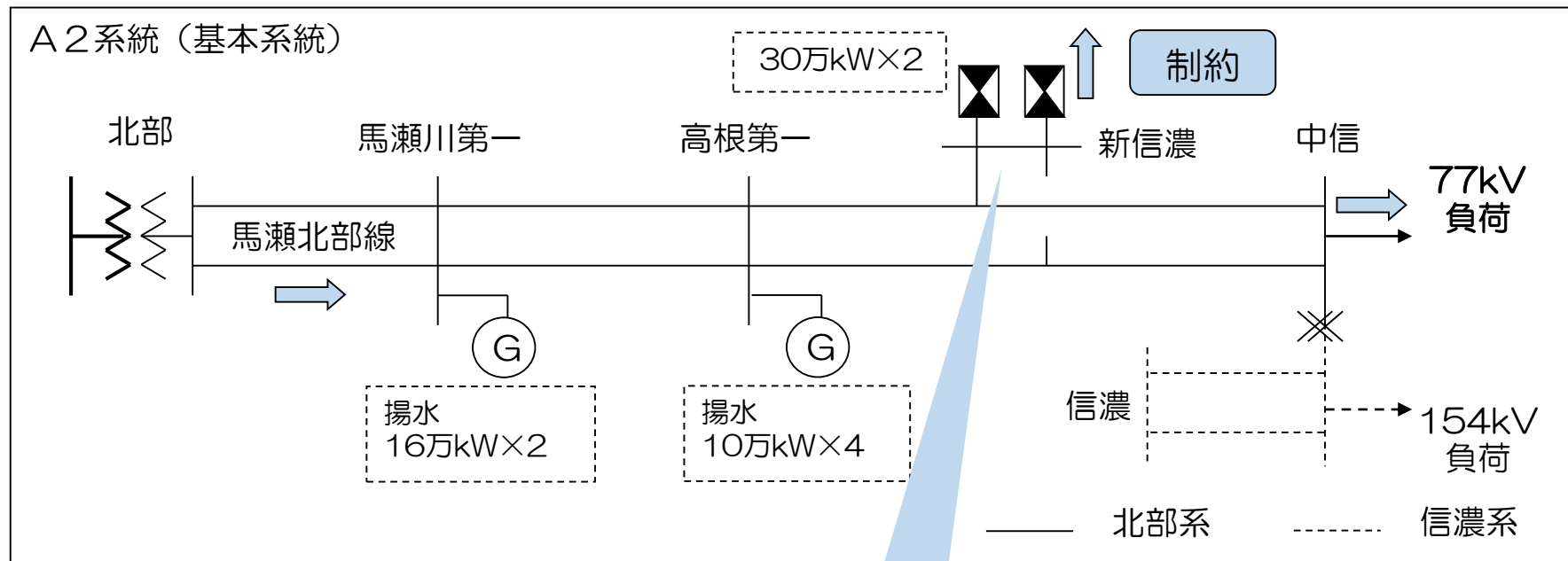
➤ 電圧変動

- FCは、電力受給中の運転力率が約86%と悪いうえに、有効電力と無効電力の変化が急峻であるため、FC受給電力の変化による関連系統の電圧変動が大きくなり制約となる場合がある。

➤ 高調波不安定現象

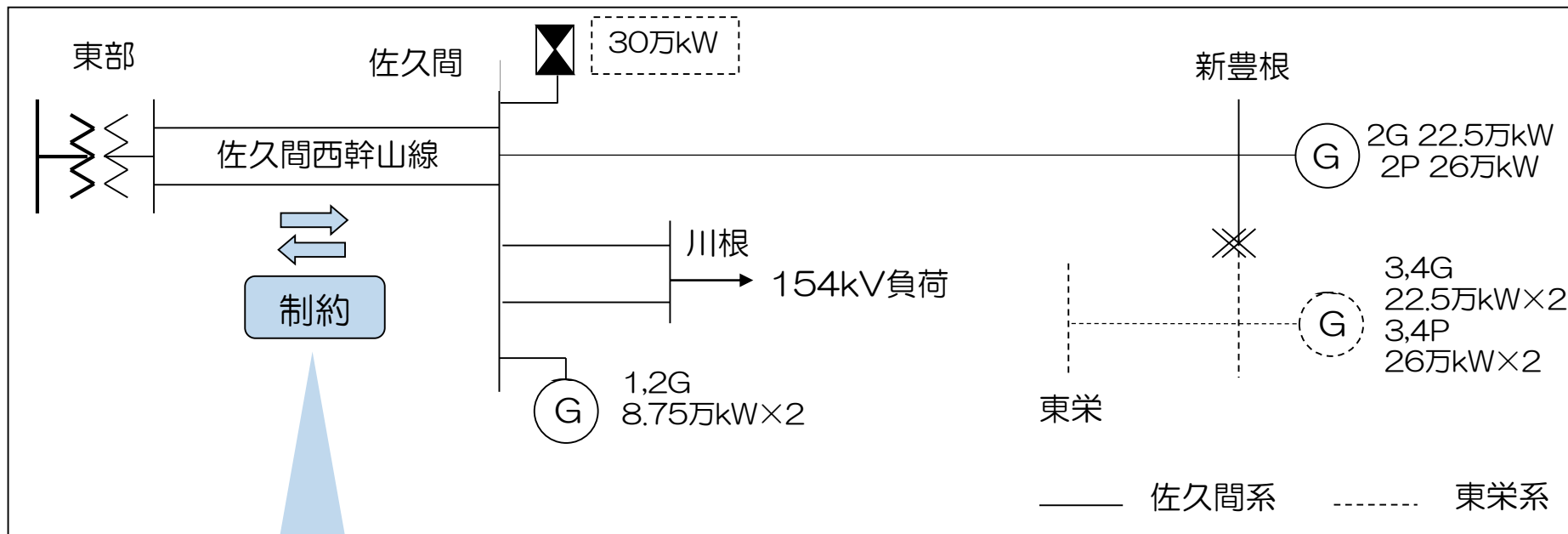
- 系統の波形歪みがFCを介して増幅され、FCが安定に運転できなくなる現象で、FCの運転制約となる場合がある。

➤ 新信濃 F C 関連運用容量制約の例（平常時）



	FC制約（60Hz→50Hz）
揚水なし	FC < 112万kW－中信77kV負荷 [112万kW：中信変電所77kV母線の電圧安定性]
揚水あり	FC < 120万kW－中信77kV負荷－揚水 [120万kW：馬瀬北部線熱容量]

➤ 佐久間F C関連運用容量制約の例（平常時）



	佐久間西幹山線制約
佐久間 → 東部	佐久間西幹山線潮流 < 64万kW + F C [94万kW：佐久間西幹山線同期安定性限度]
東部 → 佐久間	佐久間西幹山線潮流 < 66万kW + 新豊根揚水 [66万kW：佐久間西幹山線過負荷容量]

➤ 四国向き空容量の算出について

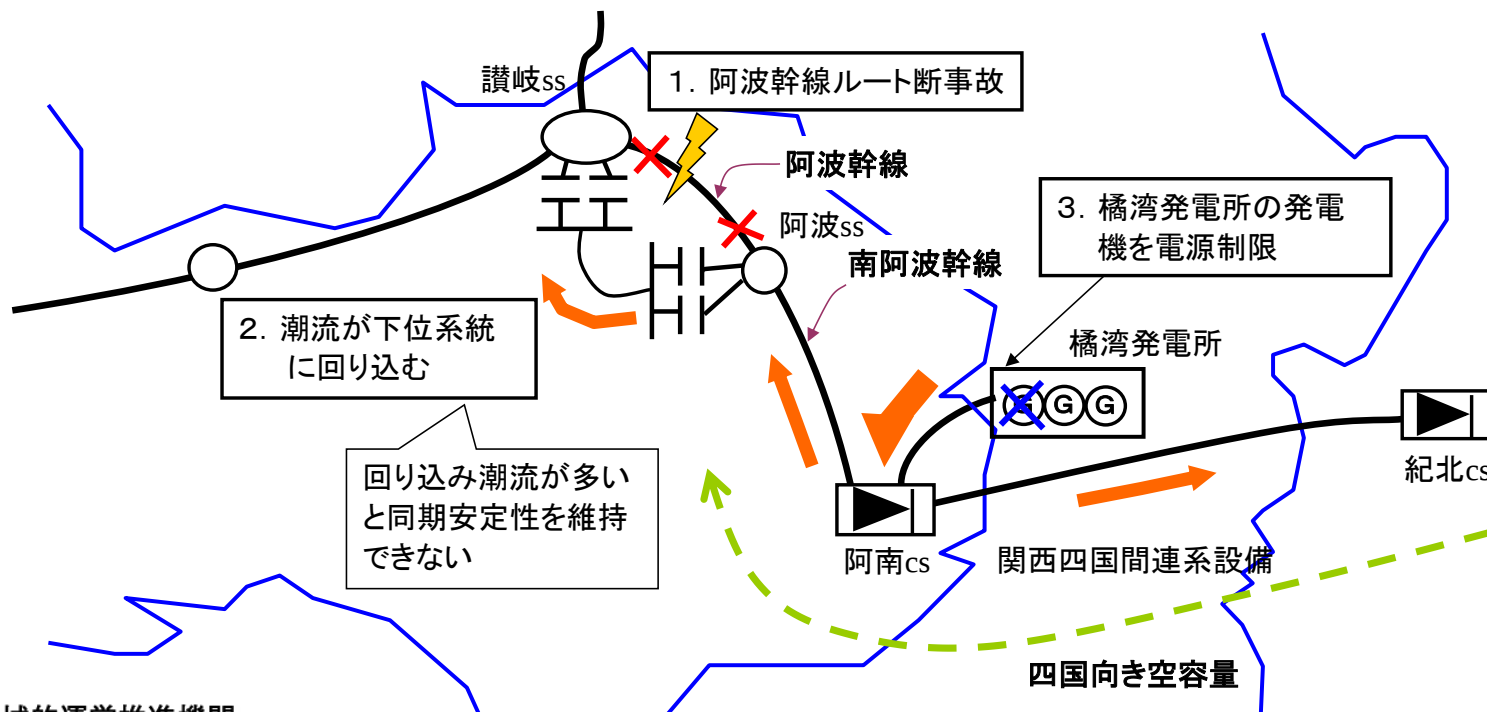
- 関西四国間連系設備の四国向き空容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる空容量のうち、小さい方が採用される。

①南阿波幹線の空容量

＝南阿波幹線運用容量－（橘湾発電所出力 － 関西四国間連系設備計画潮流）

②関西四国間連系設備の空容量

＝関西四国間連系設備の運用容量－関西四国間連系設備計画潮流－マージン



Ⅱ 東北東京間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。
- 発電機の並解列・流通設備停止などの条件の変化により運用容量が変化するため、最新のデータを用いて算出する。
- 設備増強予定がある場合は、増強を織込んで検討する。

【運用容量検討方法】

運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。

- 順方向（東北→東京向き）
 - 熱容量限度
 - 同期安定性限度

（電圧安定性限度、周波数維持限度は他の限度値の制約とならないことを確認する）
- 逆方向（東京→東北向き）
 - 周波数維持限度

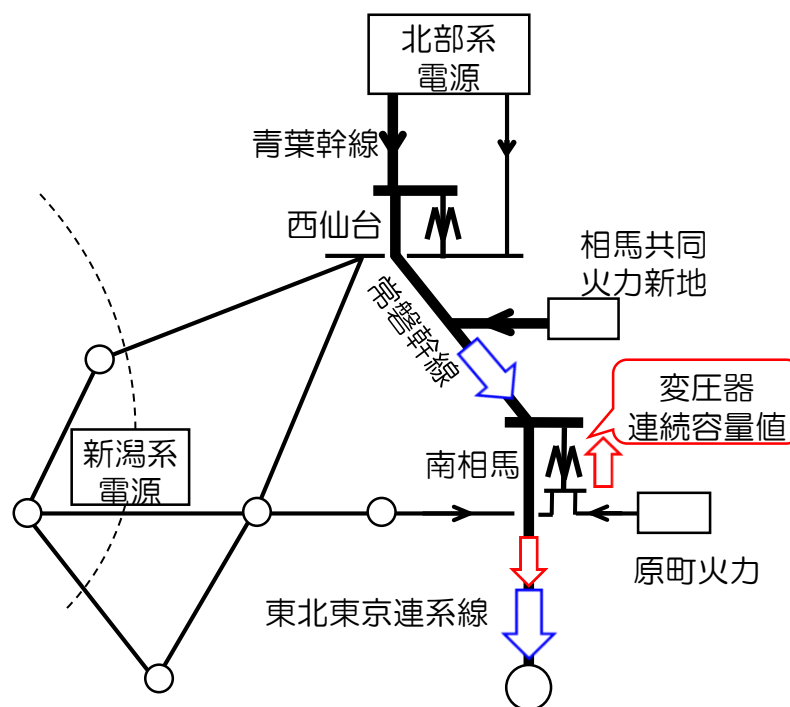
（熱容量限度、同期安定性限度、電圧安定性限度は周波数維持限度値の制約とならないことを確認する）

<考え方>

- 東北東京連系線N－1故障時における残りの設備が連続容量値以内となること
 - 平常時の南相馬変電所変圧器潮流が連続容量値以内となること
 - 発電機の並解列・流通設備停止により南相馬変電所変圧器の連続容量が制約となる場合がある
- 制約となる場合は、南相馬変電所変圧器潮流が連続容量値となった時の東北東京連系線潮流が熱容量限度値となる

$$\begin{array}{lcl} \text{東北東京連系線潮流} & = & \text{常磐幹線潮流} + \text{南相馬変電所変圧器潮流} \\ (\Rightarrow \text{熱容量限度値}) & & (\text{連続容量値}) \end{array}$$

- 南相馬変電所変圧器１バンク故障時は電源制限を織り込む



＜検討条件＞熱容量（順方向）

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
（N T R潮流計算プログラム
V Q Cシミュレーションプログラム）

② 検討断面

- 長期：夏期ピーク断面
- 年間：月別、昼・夜間帯別

③ 系統模擬

- 東北、東京系統の500kV・275kV・154kV電力系統 ～ 66kV母線を模擬

④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定
- 新電力電源：発電計画を使用
- 太陽光・風力：想定需要にて考慮

⑤ 想定需要

- 供給計画及び実績に基づき想定
 - 月別昼間帯：最大3日平均電力
 - 月別夜間帯：実績から想定

⑥ 東北東京間連系線潮流

- 連系線潮流順方向（南流）増加→東北発電増加、東京発電減少
- 連系線潮流順方向（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酷になるよう調整）
 - 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・負荷制限の織り込み

- 電源制限：あり、負荷制限：なし

南相馬変電所変圧器1バンク故障時は、変圧器の保護のため、電源制限を行うことがある。

⑧ 想定故障

- 東北東京連系線1回線停止

＜判定基準＞

➤ 以下のうち最小値となること

- ・ 東北東京連系線の連続容量値
- ・ 南相馬変電所変圧器潮流が連続容量値となった時の東北東京連系線潮流

		容 量	備 考
	東北東京連系線 (相馬双葉幹線)	631万kW／1回線（冬季:668万kW／1回線） ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 7676 * 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² × 4導体 × 2回線 7676A(4導体分)（冬季:8124A）
	直列機器	658万kW／1回線 ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 8000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器: 8000A
	南相馬変圧器	95万kW／1バンク ($P = 100万kVA * 0.95$)	190万kW(2バンク合計)
	直列機器(1次)	164万kW／1バンク ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 2000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器: 2000A
	直列機器(2次)	180万kW／1バンク ($P = \sqrt{3} * (275 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器: 4000A

＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。

＜検討条件＞同期安定性（順方向）

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研Ⅰ法
（NTR潮流計算プログラム、
VQCシミュレーションプログラム）
- 同期安定性解析：電中研Ⅱ法

② 検討断面

- 熱容量限度値の検討と同じ

③ 系統模擬

- 熱容量限度値の検討と同じ

④ 想定電源

- 熱容量限度値の検討と同じ

⑤ 想定需要

- 熱容量限度値の検討と同じ

⑥東北東京間連系線潮流

➤熱容量限度値の検討と同じ

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤電源制限：あり、負荷制限：なし

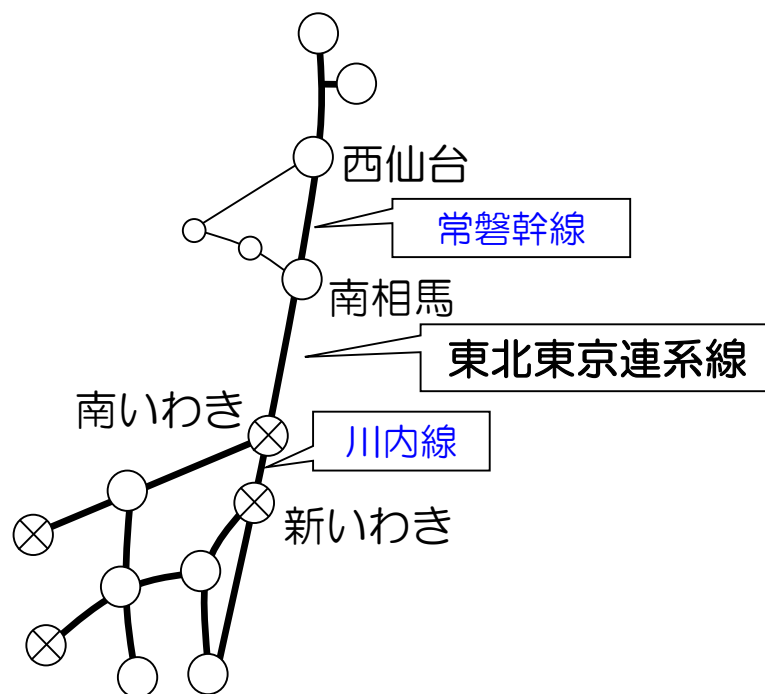
⑧ 想定故障 最過酷事故を想定

➤故障箇所：常磐幹線2回線（電源制限：あり）

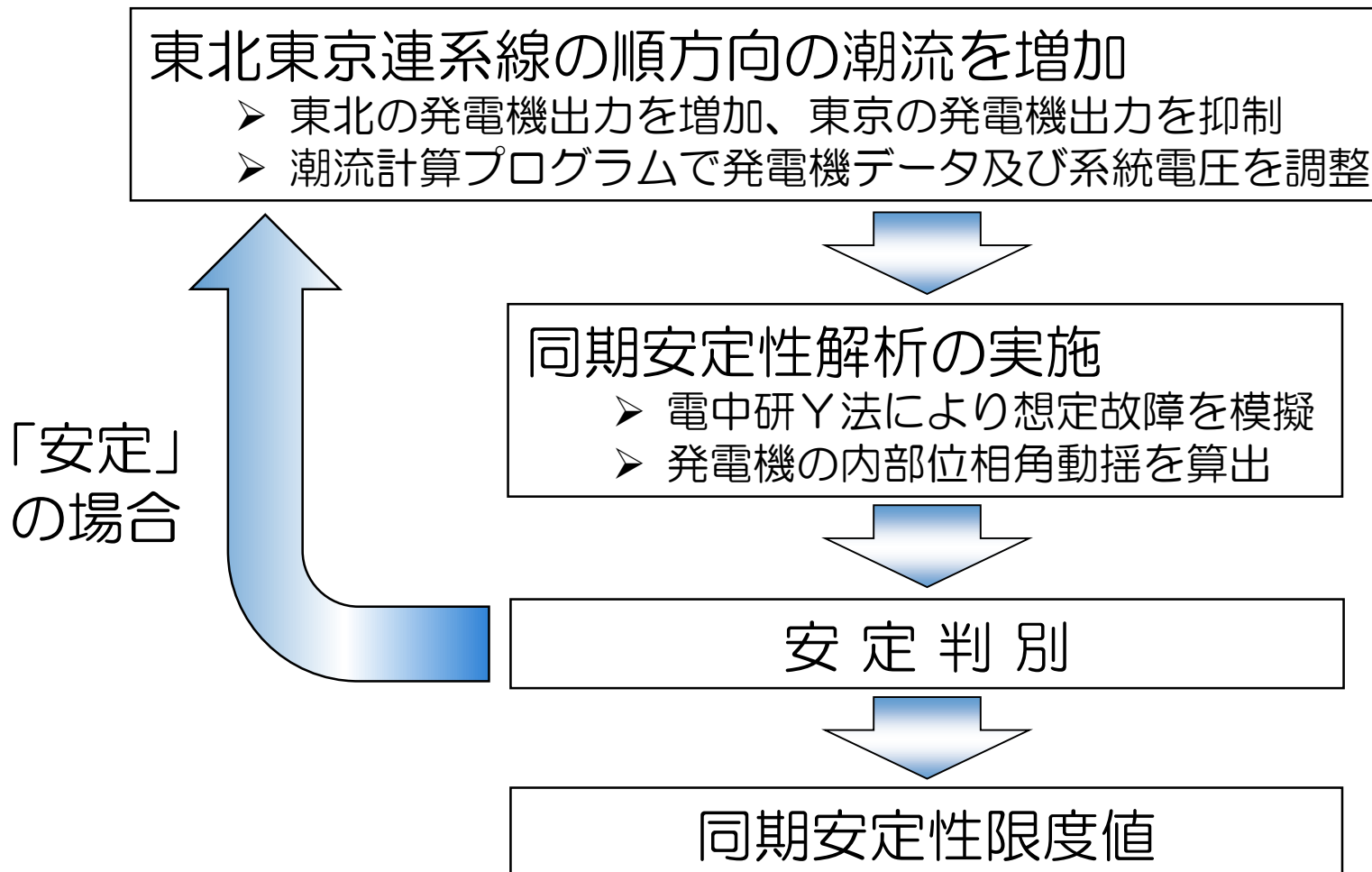
川内線2回線

➤故障様相：三相6線地絡

同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。

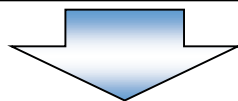


⑨ 検討フロー[全体フロー]（年間・長期検討）

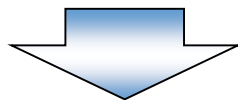


⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）

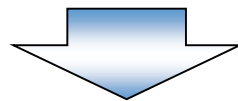
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「同期安定性変化テーブル」により運用容量の変化を
みながら運用容量最小断面を探索



運用容量最小断面を詳細検討し同期安定性限度を算出

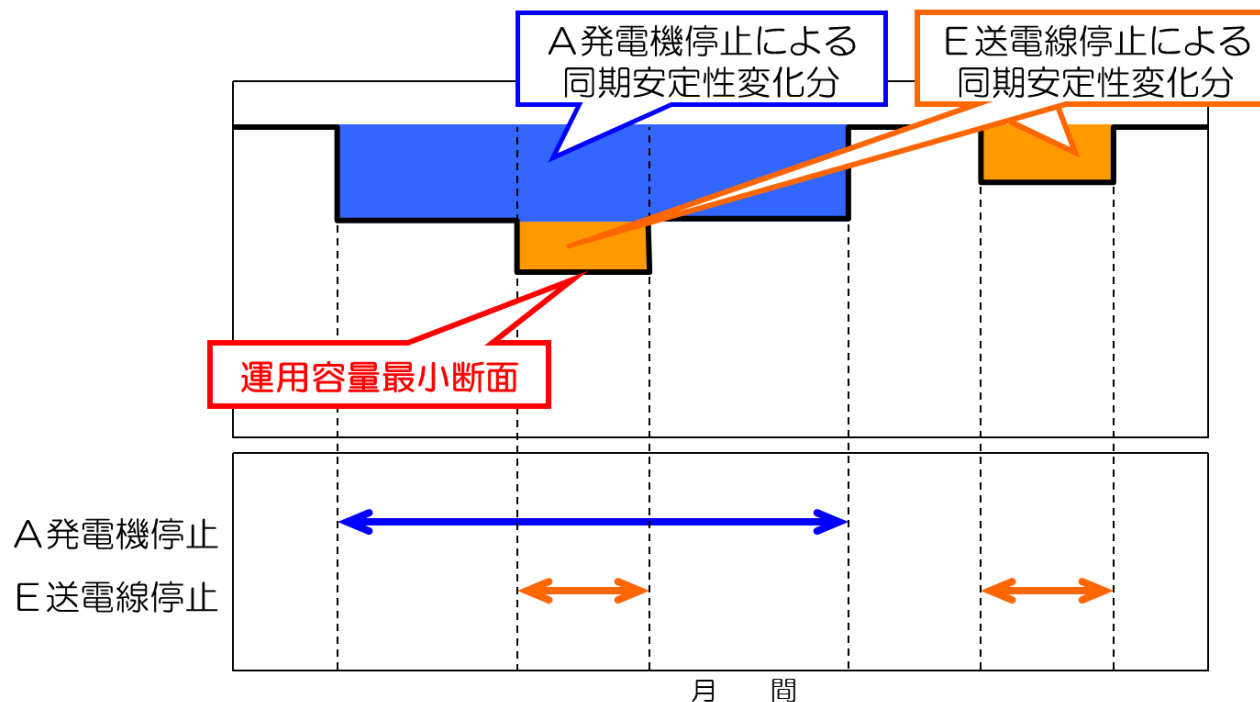


同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

⑪ 具体的検討フロー[同期安定性変化テーブルのイメージ]（年間検討）

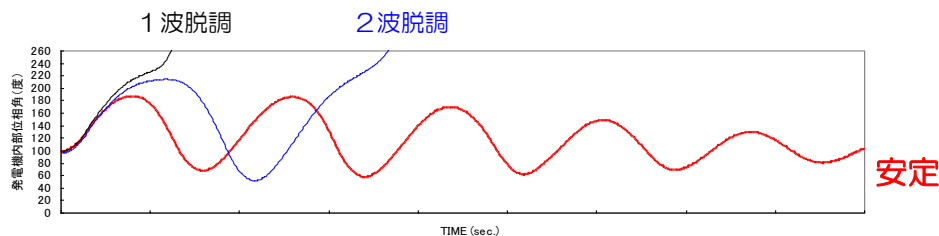
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	川内線ルート事故時の 同期安定性限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-10万kW	-5万kW
B 発電機停止	-10万kW	-5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-45万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-45万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

⑫ 具体的検討フロー[運用容量最小断面の探索イメージ] (年間検討)



<判定基準>

- 20秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。



＜検討条件＞周波数維持（逆方向）

① 算術式

➤ 運用容量＝系統容量×系統特性定数

② 検討断面

- 長期：夏期ピーク断面
- 年間：月別、昼・夜間帯別

③ 想定需要

- 昼間帯：最小需要を実績比率から想定
- 夜間帯：最深夜断面を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ なし

⑤ 想定故障

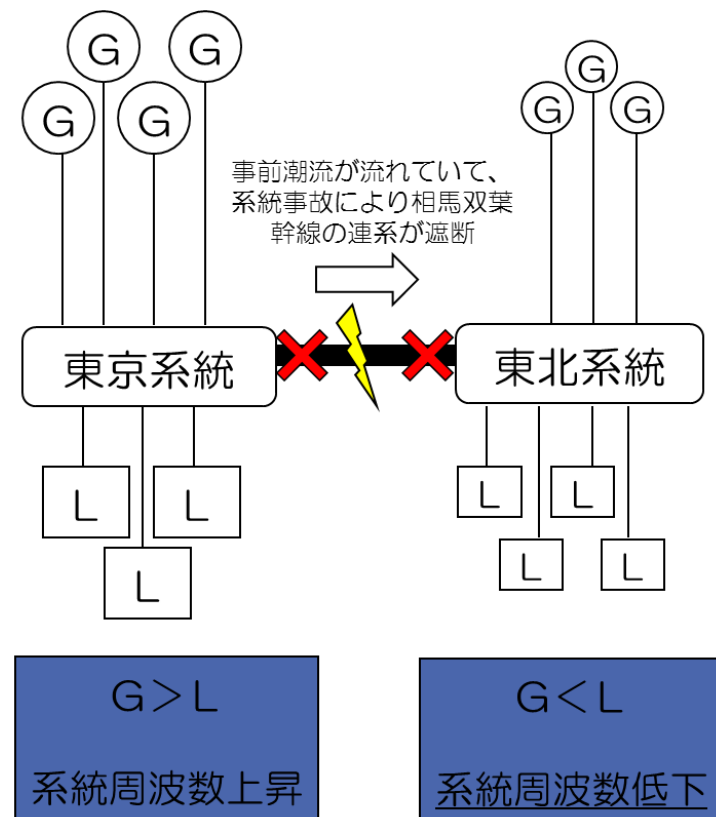
➤ 東北東京連系線2回線停止

⑥ 系統の周波数特性

➤ 系統特性定数：8 [%MW/Hz]

＜判定基準＞

➤ 東北の周波数が、49.0Hzから50.0Hzの範囲を維持できること。



Ⅲ 中部関西間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。

<考え方>

- N-1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V: 電圧 [V]、I: 許容電流 [A]、 $\cos\theta$: 力率)

② 検討断面

- 夏季 (周囲温度: 40℃)

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中部関西間連系線 1 回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中部関西間連系線 (三重東近江線)	278万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 846 * 4 * 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	計器用変流器: 4,000A

＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研Y法

② 検討断面

- 5月夜間

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275・220・187kV）の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275kV以下の系統については、同期安定性への影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

- 供給計画及び発電計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

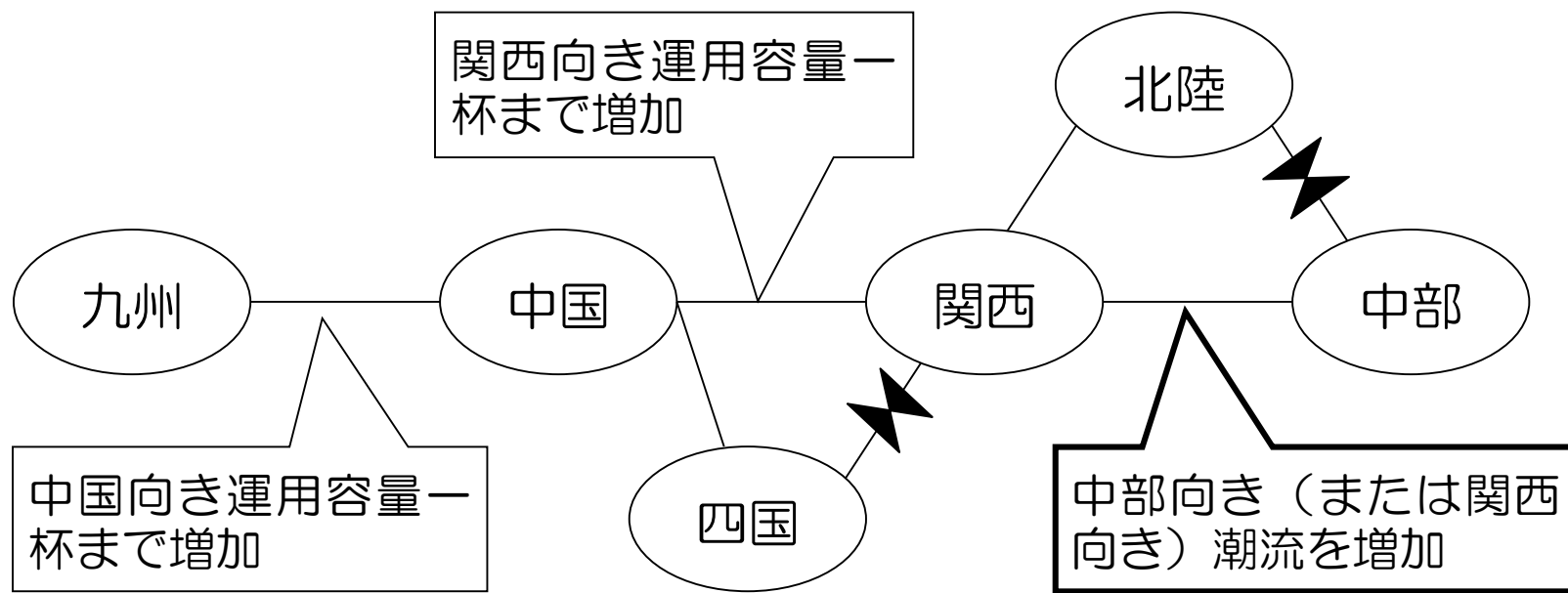
- 実績より想定

⑥ 中部関西間連系線潮流

中国九州間連系線と関西中国間連系線が運用容量上限（フリンジ含み）となる潮流を九州・中国から関西へ流した上で、中部関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。

- 関西→中部向き潮流については、1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となる様に、関西エリアの発電量を増加し中部エリアの発電量を抑制する。
- 中部→関西向き潮流については、1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となる様に、中部エリアの発電量を増加し関西エリアの発電量を抑制する。

＜潮流の調整＞



- 九州・中国の発電機を増加、関西の発電機を減少させ、中国九州間・関西中国間連系線潮流を東向き運用容量一杯まで増加させる。
- その後、中部・関西の発電機の出力を持ち替えることにより、中部関西間連系線潮流の調整を行う。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

⑧ 想定故障

➤故障箇所：中部関西間連系線 1 回線（両端）

三重・東近江開閉所 500kV片母線

➤故障様相：三相 3 線地絡（中部関西間連系線）

三相地絡（三重・東近江開閉所母線）

➤南福光BTB潮流：BTB潮流を北陸向き-30万kWまたは+30万kWに設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

<南福光BTB再起動>

交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBでの交直流変換ができなくなるため、BTBは一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧したあとに、自動的にBTBが再起動して事前潮流での交直流変換を継続する制御を行う。

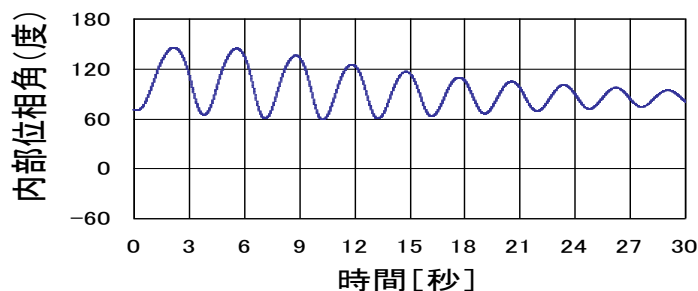
この自動再起動が成功するか、失敗するかにより、交流系統への影響が異なる。

＜判定基準＞

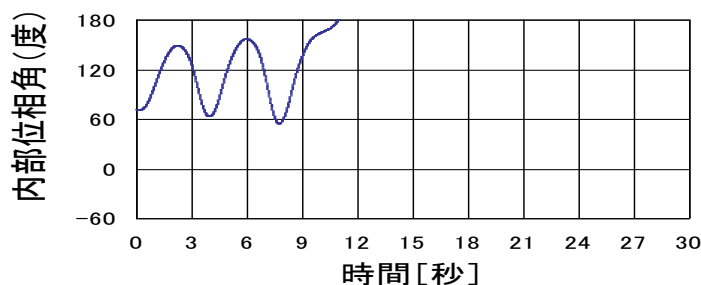
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統電圧を上昇（低下）限度範囲内に維持、もしくは系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間

③ 系統模擬

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 最大3日平均電力

⑥ 中部関西間連系線潮流

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

⑧ 想定故障

➤故障箇所：三重・東近江開閉所 500kV片母線

➤故障様相：三相地絡

➤南福光BTB潮流：BTB潮流を北陸向き-30万kWまたは+30万kWに設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

<南福光BTB再起動>

交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBでの交直流変換ができなくなるため、BTBは一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧したあとに、自動的にBTBが再起動して事前潮流での交直流変換を継続する制御を行う。

この自動再起動が成功するか、失敗するかにより、交流系統への影響が異なる。

<判定基準>

➤ 基幹系統の母線電圧を維持できること。

<考え方>

- 連系線潮流を増減させた上で連系分離となった場合でも、それぞれの系統が大幅な周波数上昇（または低下）をきたすことなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流値とする。

<検討条件>

① 算術式

- 運用容量＝系統容量×系統特性定数

② 検討断面

【順方向】

- 関西以西、北陸の周波数低下

- 翌年度、翌々年度断面

- ・ 月別：月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分し、15区分化。
- ・ 時間帯別：昼間、夜間。
- ・ 平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）。

- 長期断面

- ・ 通年：最大需要断面とする。

➤中部の周波数上昇

➤ 翌年度、翌々年度、長期断面共通

- ・ 通年：最小需要断面とする。

【逆方向】

➤中部の周波数低下

➤ 翌年度、翌々年度、長期断面共通

- ・ 利用実態から混雑の発生を回避するため、平日昼間帯最小需要断面※と、その他最小需要断面に分けて検討する。

※平日昼間帯：土曜日含む平日の8時～22時

➤関西以西、北陸の周波数上昇

➤ 翌年度、翌々年度、長期断面共通

- ・ 通年：最小需要断面とする。

③算出方法

- 関西以西、北陸の5社の需要実績を用いて、運用容量算出方法（共通）に記載の方法により算出した値から、BTBの運用容量（30万kW）を減じ※、中部関西間連系線の周波数維持限度値を算出する。

※中部関西間連系線ルート断事故時は南福光BTBも停止する場合があることから、BTBの設備容量（最大30万kW）を減じる。

（需要から運用容量を算出しているため、運用容量が下がることもある。）

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 中部系統 電源制限、負荷制限：あり
- 関西以西、北陸系統 電源制限、負荷制限：なし

中部系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回る（または下回る）場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限（または負荷制限）を行う。

⑤ 想定故障

- 中部関西間連系線2回線停止

⑥ 系統の周波数特性

	関西以西・北陸	中 部
周波数低下側	5.2% MW／1.0 Hz	3.5% MW／0.5 Hz
周波数上昇側	14.0% MW／0.6 Hz	10.0% MW／0.5 Hz

<判定基準>

- 中部の周波数が、59.5Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。
- 関西以西・北陸の周波数が、59.0Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

IV 北陸関西間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。

<考え方>

- N－1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：力率）

② 検討断面

- 夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 北陸関西間連系線 1 回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
北陸関西間連系線 （越前嶺南線）	278万kW（1回線あたり） ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$)	ACSR410mm ² × 4 導体 × 2 回線 846A / 1 導体
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器：4,000A

＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研Y法

② 検討断面

- 5月夜間：同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて平日の発電機並入台数が少ない5月夜間を検討する。

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275・220・187kV）の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275kV以下の系統については、同期安定性への影響がない範囲で縮約する。
- 北陸エリア系統は154kVまで詳細に模擬し、発電機の安定運転への影響を考慮したうえで、154kV未満の系統を縮約する。

④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 新電力電源は発電計画を使用する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

- 5月夜間：実績より想定

⑥ 北陸関西間連系線潮流

中国九州間連系線と関西中国間連系線が運用容量上限（フリンジ含み）となる潮流を九州・中国から関西へ流した上で、北陸関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。

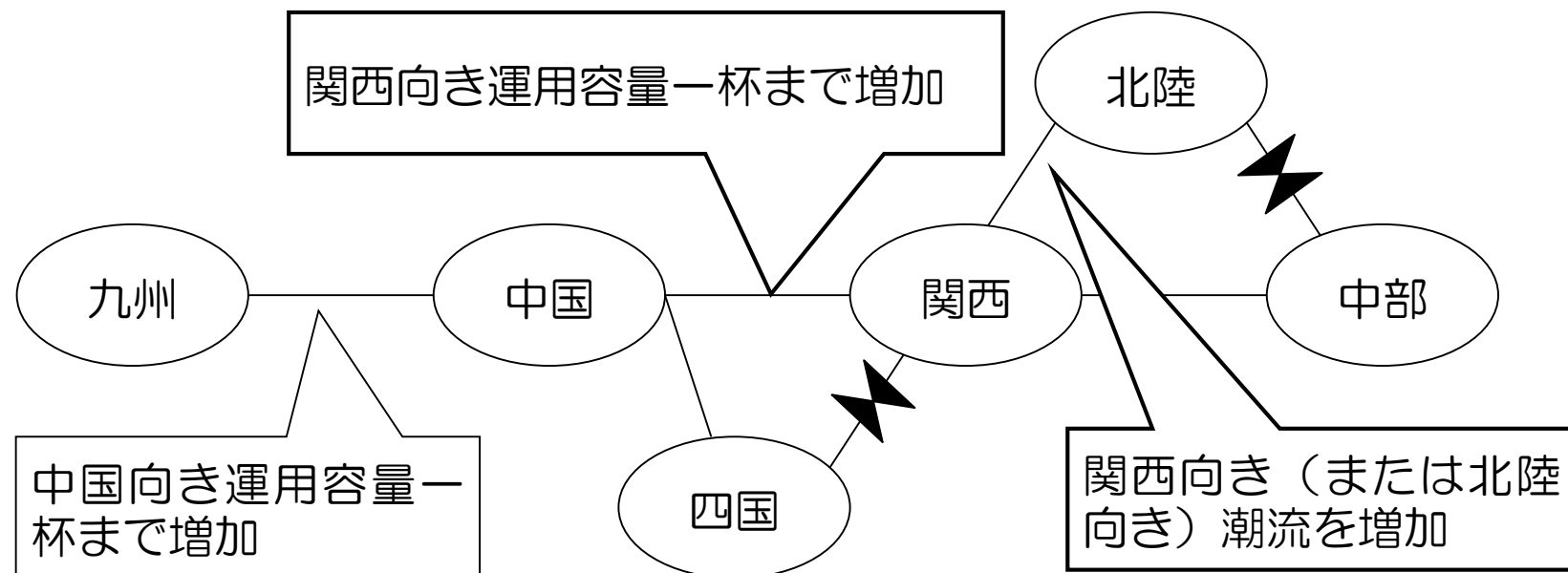
➤ 北陸→関西向き潮流

北陸エリアの発電量を増加し、関西エリアの発電量を抑制する。

➤ 関西→北陸向き潮流

周波数維持面の限度値（平日昼間帯の値も考慮）にフリンジ分を加えた潮流となる様に関西エリアの発電量を増加し、北陸エリアの発電量を抑制する。

＜潮流の調整＞



- 九州・中国の発電機を増加、関西の発電機を減少させ、中国九州間・関西中国間連系線潮流を中国・関西向き運用容量上限（フリンジ含む）まで増加させる。
- その後、北陸（関西）エリアの発電機の出力を増加させ、関西（北陸）エリアの発電機の出力を抑制する。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

⑧ 想定故障

➤故障箇所：北陸関西間連系線2回線（両端）

越前・嶺南変電所 500kV片母線

➤故障様相：2回線二相3線地絡（北陸関西間連系線）

三相地絡（越前・嶺南変電所母線）

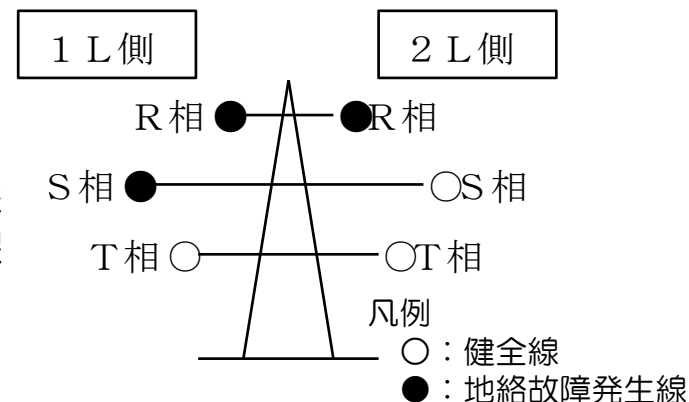
➤南福光BTB潮流：中部向き-30万kWから+30万kWとし、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

【2回線二相3線地絡故障のイメージ】

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

二相3線故障とは右図のような故障をいう。

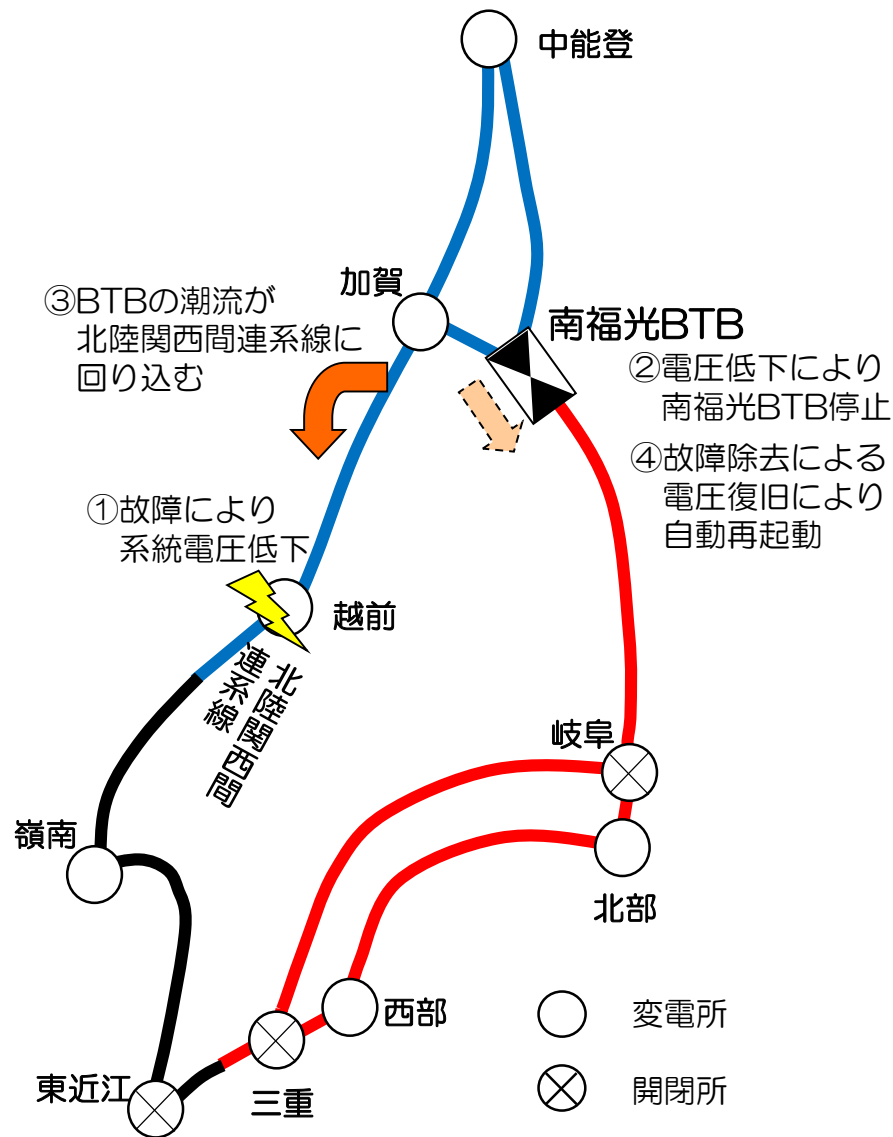
二相⇒R相, S相
3線⇒1 L側：2線
2 L側：1線



【南福光BTB再起動】

交流系統の故障に伴う瞬間的な電圧低下等により、南福光BTBでは交直変換ができなくなり、一旦停止する。このとき、BTBに流れていた潮流が北陸関西間連系線に回りこむこととなる。

その後故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTB本体の故障ではないため、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

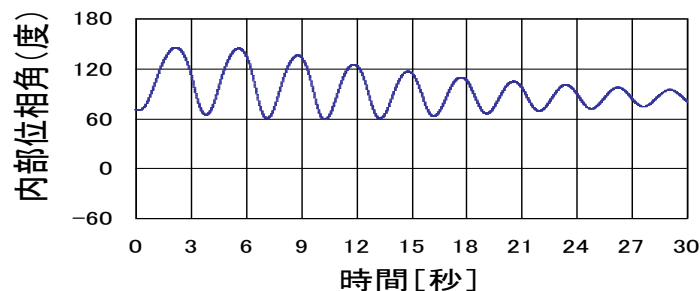


＜判定基準＞

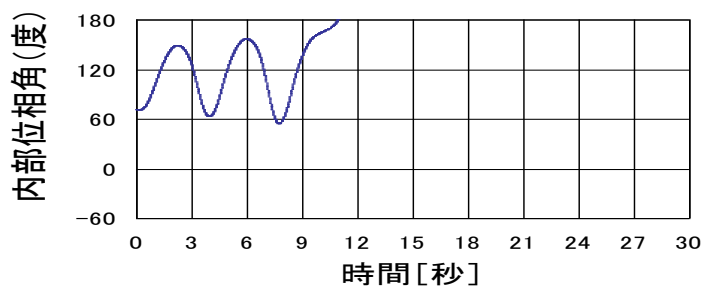
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統電圧を上昇（低下）限度範囲内に維持、もしくは系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研Y法

② 検討断面

- 8月昼間：電圧安定性限度値は一般に需要が大きい程小さくなることから、年間のピーク需要が発生する8月昼間で検討する。

③ 系統模擬

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 8月の最大3日平均電力

⑥ 北陸関西間連系線潮流

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：越前・嶺南変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相地絡
- 南福光BTB潮流：中部向き－30万kWから＋30万kWとし、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

＜考え方＞

- 北陸関西間連系線がルート断（2回線故障）した場合において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 算術式

- 運用容量＝系統容量×系統特性定数

② 検討断面

- 北陸→関西向き潮流
 - 原則、年度を通じて1断面
- 関西→北陸向き潮流
 - 平日昼間帯※、平日昼間帯以外に区分

※平日昼間帯：土曜、日曜、祝日、ゴールデンウィーク、旧盆、年末年始を除く8時～22時

③ 想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 北陸系統 電源制限、負荷制限：あり
- 関西以西、中部系統 電源制限、負荷制限：なし

北陸系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回る（または下回る）と想定される場合には、周波数を規定の範囲内に収めるために、電源制限（または負荷制限）を行う。

⑤ 想定故障

- 北陸関西間連系線2回線停止
- 南福光BTB潮流：中部向き－30万kWから＋30万kWを設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

⑥ 系統の周波数特性

	関西以西、中部
周波数低下側	5.2%MW／1.0Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz

<判定基準>

- 北陸の周波数が、59.0Hzから60.0Hzの範囲を維持できること。
- 関西以西、中部の周波数が、59.0Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

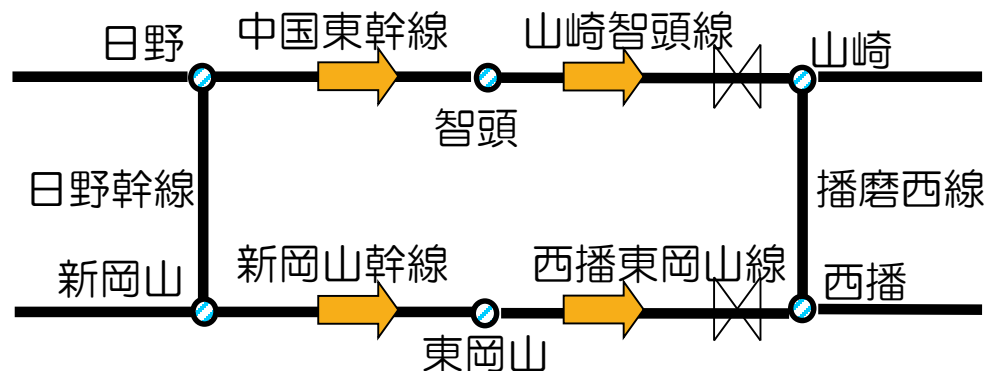
V 関西中国間連系線

ループ系統を構成する西播東岡山線、山崎智頭線、播磨西線、新岡山幹線、日野幹線及び中国東幹線の2回線故障（ルート断）に伴う健全ルートへの回り込み潮流を考慮した関西中国間連系線のフェンス潮流により運用容量を算出する。

➤ 関西中国間連系線のフェンス潮流

以下のうち最大となる潮流値をいう

- 西播東岡山線潮流と山崎智頭線潮流の合計
- 西播東岡山線潮流と中国東幹線潮流の合計
- 新岡山幹線潮流と山崎智頭線潮流の合計
- 新岡山幹線潮流と中国東幹線潮流の合計



- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。

<考え方>

➤ 関西中国間連系線の１ルート故障時における健全回線の連続許容温度から求める潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

➤ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：力率）

② 検討断面

➤ 夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ なし

④ 想定故障

➤ 関西中国間連系線２回線停止（１ルート断）

<判定基準>

➤ 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）

62

－関西中国間連系線の定格熱容量－

	容 量	備 考
西播東岡山線	278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 846 \times 4 \times 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A
山崎智頭線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A
播磨西線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A
新岡山幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
日野幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
中国東幹線	550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,672 \times 4 \times 0.95$)	TACSR610mm ² ×4導体×2回線 1,672/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研Y法、L法

② 検討断面

- 8月昼間、8月夜間、1月昼間、1月夜間、10月昼間、10月夜間
年間のピークである8月に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて平日の発電機並入台数が少ない10月を検討する。また、1月についても検討する。

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧(500kV)と次の電圧階級(275、220、187kV)の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275 kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 新電力電源は発電計画を使用する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

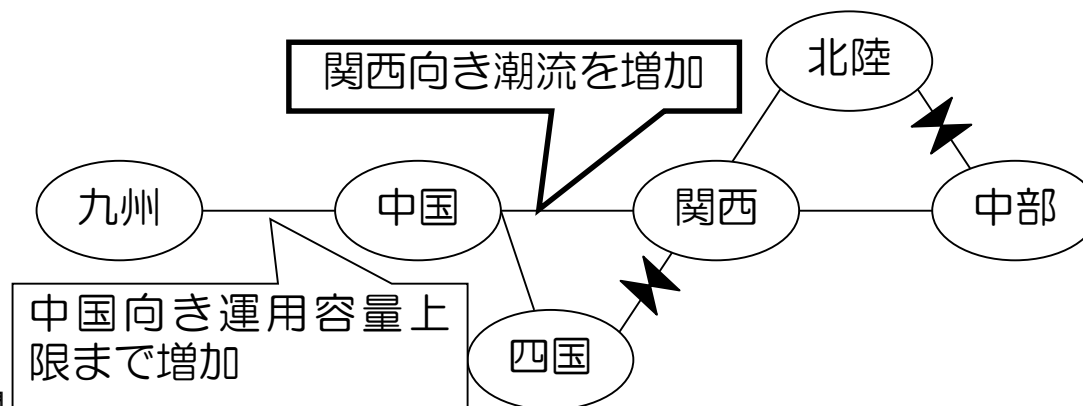
⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 8月夜間，1月昼間，1月夜間，10月昼間，10月夜間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

➤中国→関西向き潮流

九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き運用容量上限（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を増加させ、関西エリアの発電機を抑制する。



➤ 関西→中国向き潮流

九州エリアの発電機を減少、関西エリアの発電機を増加させ、中国九州間連系線潮流を1回線熱容量上限（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、熱容量が最も小さい西播東岡山線の1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となるように、関西エリアの発電機を増加させ、中国エリアの発電機を抑制する。

現状は中国→関西向き潮流であり、長期断面を含めた連系線利用計画から関西→中国向きとなる現実性が低いことから、西播東岡山線の1回線熱容量相当で同期安定性、電圧安定性に問題のないことを確認した。

（現状の中国→関西向き潮流を考慮すると、中国以西の最大発電所相当の電源が脱落し応援する場合においても、関西→中国向き潮流は西播東岡山線の1回線熱容量以下となる）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ 電源制限：あり、負荷制限：なし

中国地内の送電線（新岡山幹線，日野幹線，中国東幹線）の2回線故障（ルート断）に対しては、同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。

⑧ 想定故障

➤ 故障箇所：関西中国間連系線2回線(関西中国間連系線の1ルート断故障)

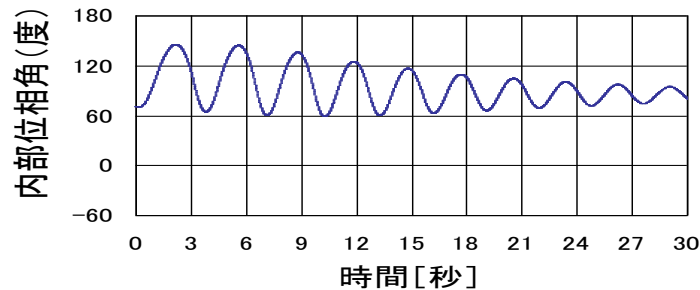
➤ 故障様相：三相6線地絡（両端）

＜判定基準＞

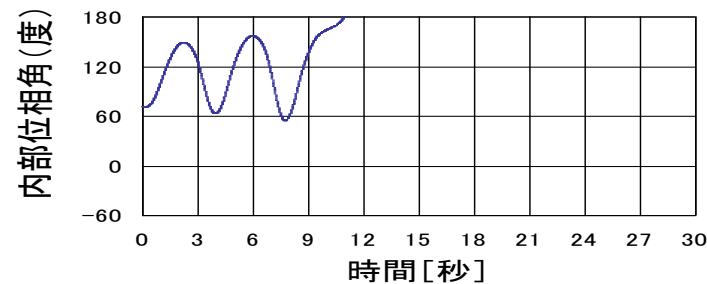
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜検討条件＞

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の＜検討条件＞と同じ

＜判定基準＞

- 基幹系統の母線電圧を維持できること

6. 周波数維持限度の考え方

関西中国間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持面限度値の検討は行わない。

VI 中国四国間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 中国四国間連系線では、熱容量限度値が最小値となることから、同期安定性、電圧安定性、周波数維持面は、熱容量限度値の制約とならないことを確認する。

<考え方>

- N－1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V: 電圧 [V]、I: 許容電流 [A]、 $\cos\theta$: 力率)

② 検討断面

- 夏季 (周囲温度: 40℃)

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中国四国間連系線 1 回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A

＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転が維持できることを確認する。

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研Y法

② 検討断面

- 8月昼間、10月夜間
- 年間のピークである8月昼間に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて平日の発電機並入台数が少ない10月夜間を検討する。

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275,220,187kV）の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 新電力電源は発電計画を使用する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 10月夜間：実績より想定

⑥ 中国四国間連系線潮流

- 四国→中国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように四国側の発電量を増加し、本州側の発電量を抑制する。
- 中国→四国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように本州側の発電量を増加し、四国側の発電量を抑制する。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

⑧ 想定故障

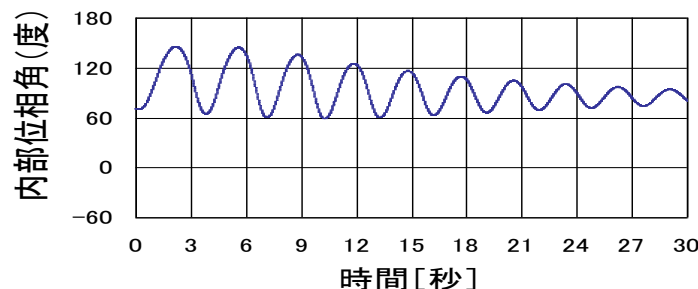
- 故障箇所：中国四国間連系線 1 回線（両端）
東岡山・讃岐変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相 3 線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

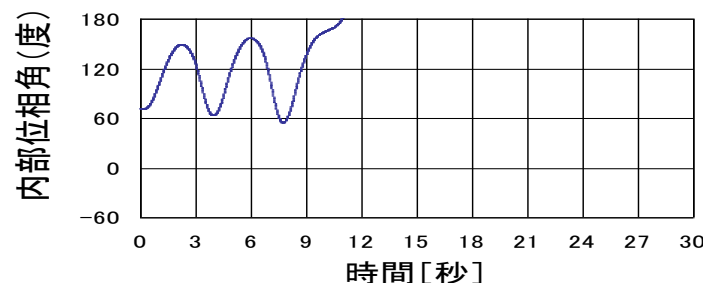
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できることを確認する。

＜検討条件＞

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

＜判定基準＞

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

＜考え方＞

- 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅な周波数上昇（または低下）をきたすことなく、周波数面からの制約とならないことを確認する。

＜検討条件＞

①電源制限・負荷制限等の織り込み

- 四国系統 電源制限、負荷制限：あり
- 本州系統 電源制限、負荷制限：なし

四国系統において、中国四国間連系線2回線故障により、規定の周波数限度を上回る（または下回る）場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限（または負荷制限）を行う。

- 阿南紀北直流幹線のEPPSを織り込む。

阿南紀北直流幹線のEPPS：

中国四国間連系線ルート断時などに、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などをはかる機能

②制約の確認結果

【中国四国間連系線潮流が四国→中国の場合】

- 四国系統においては、運用容量120万kWを前提として、抑制対象発電機及びEPPS制御量は、十分確保されている。

無制御潮流(20万kW) + 抑制対象発電機及びEPPS制御量(100万kW以上)
 ≥ 120 万kW(熱容量)

- 本州系統においては、運用容量120万kWは本州系統の系統容量に比べて十分小さいため、周波数制約が発生しないことが明らかである。

本州系統の周波数制約：

四国以外の中西5社需要過去3ヶ年におけるL1の平均×系統特性定数
= 約3,500万kW×5.2%MW/1.0Hz = 約180万kW ≥ 120 万kW(熱容量)

【中国四国間連系線潮流が中国→四国の場合】

- 四国系統及び本州系統のいずれにおいても、阿南紀北直流幹線の計画潮流が常時四国→関西向きであり、運用容量120万kWを前提として、EPPS制御量は十分確保されている。

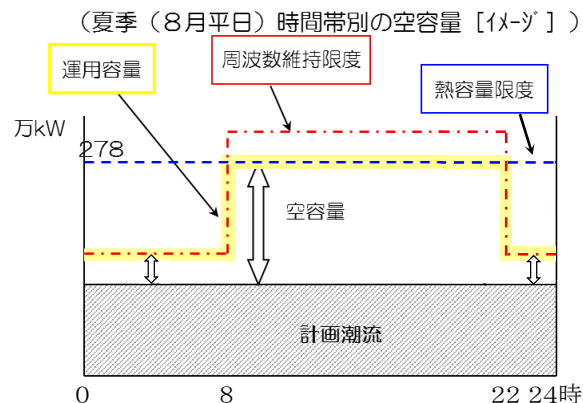
EPPS制御量(阿南紀北直流幹線の関西向き潮流+四国向き運用容量)
 ≥ 120 万kW(熱容量)

VII 中国九州間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。
- なお、同期安定性面、電圧安定性面の限度値は、以下の制約要因から定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

【中国電力向き】

- 熱容量または周波数維持面の各限度値の内、最小値から決定



- 熱容量限度
連系線 1 回線事故時における健全回線側の連続許容温度から求まる電流に基づく潮流値
- 周波数維持限度
それぞれの系統が大幅な周波数上昇・低下することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流値

【九州電力向き】

- 周波数維持面から決定

<考え方>

- N－1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V: 電圧 [V]、I: 許容電流 [A]、 $\cos\theta$: 力率)

② 検討断面

- 夏季（周囲温度：40℃）※

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中国九州間連系線 1 回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国九州間連系線 (関門連系線)	278万kW※(1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体 846A/1導体
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	遮断器・断路器・計器用変流器: 4,000A

※冬季温度25℃の適用を検討中。（これによる熱容量限度の拡大については、関西中国間連系線等の同期・電圧安定性への影響を確認・検討の上、適用する）

＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。
- 同期安定性面の限度値は、熱容量または周波数維持面の制約要因で定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研Y法

② 検討断面

- 8月昼間、10月夜間
- 年間の需要ピークである8月昼間に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて平日の発電機並入台数が少ない10月夜間を検討する。

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275,220,187kV）の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275kV以下の系統については同期安定性への影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 新電力電源は発電計画を使用する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 10月夜間：実績より想定

⑥ 中国九州間連系線潮流

- 同期安定性面で厳しめの状態で検討するため、系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させて、中国九州間連系線の熱容量・周波数維持面から定まる限度値以上まで潮流を流す。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

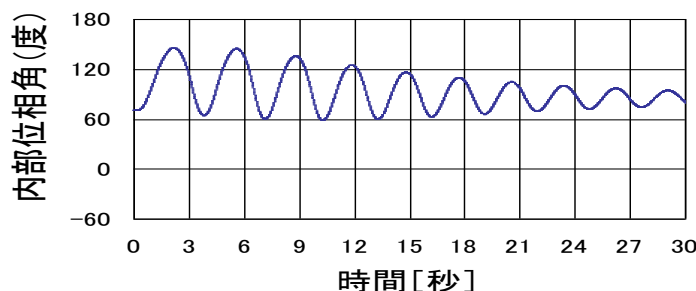
- 故障箇所：中国九州間連系線 1 回線
新山口・北九州変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相 3 線地絡（中国九州間連系線）
三相地絡（新山口・北九州変電所母線）

＜判定基準＞

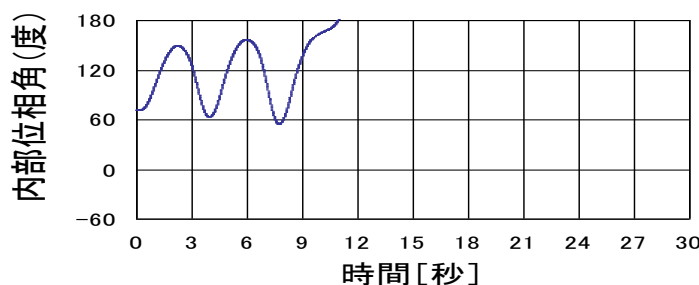
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる値。
- 電圧安定性面の限度値は、熱容量または周波数維持面の制約要因で定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

＜検討条件＞

- 同期安定性の検討を行う中で電圧安定性の健全性を確認

＜判定基準＞

- 基幹系統の母線電圧が維持できること。

＜考え方＞

➤中国九州間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅な周波数上昇（または低下）をきたすことなく、周波数面からの制約とならないことを確認する。

＜検討条件＞

① 算術式

➤運用容量＝系統容量×系統特性定数 ＋ EPPS見込み量

② 検討断面

➤中国九州間連系線の利用実態から混雑の解消または緩和を図るため断面を細分化

➤月 別：月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月に
については、前後半に区分（15区分化）

➤時間帯別：昼間・夜間。

➤平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）

③ 想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 本州系統 電源制限、負荷制限：なし
- 九州系統 電源制限：あり、負荷制限：なし

九州系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回ると想定される場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う。

⑤ 想定故障

- 中国九州間連系線2回線停止

⑥ 系統の周波数特性

- 系統特性定数（低下側）：5.2%MW／1.0Hz

<判定基準>

- 中国以東の中西5社及び九州の周波数が、59.0Hzから60.0Hzの範囲を維持できること。

＜具体的な算出方法＞

【九州→中国向き】

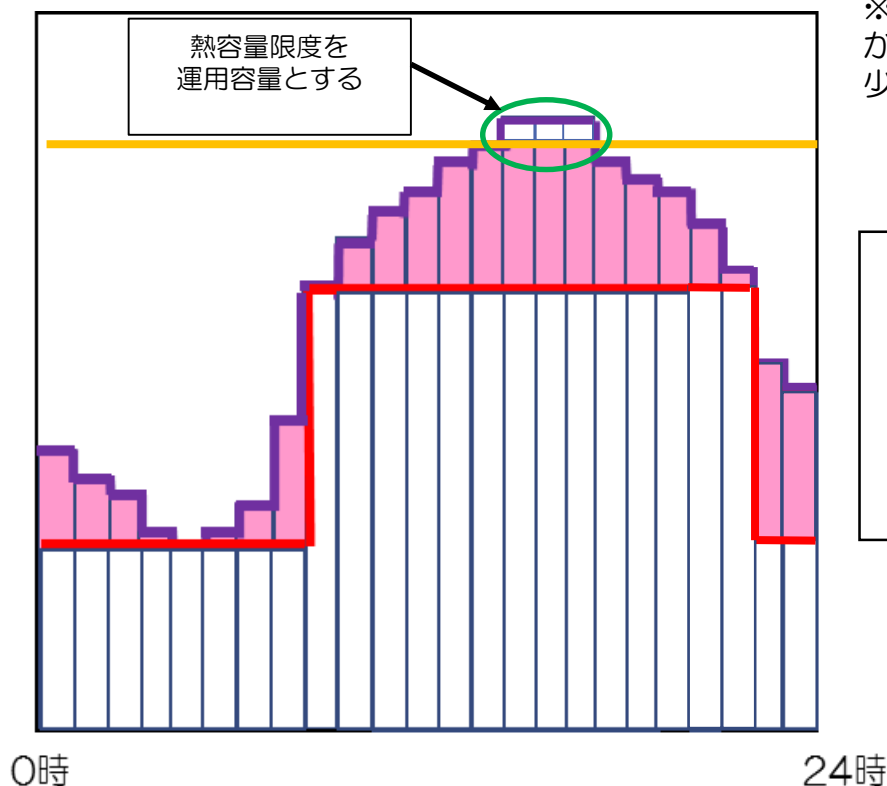
中西5社エリアの最小需要に系統定数(5.2%MW/1.0Hz) を乗じた値に、EPPS見込み量(10万kW) を考慮する。(算出方法は、運用容量算出方法(共通)に基づき実施)

【中国→九州向き】

九州エリアの最小需要に系統定数(5.2%MW/1.0Hz) を乗じて算出する。(算出方法は、運用容量算出方法(共通)に基づき実施)

週間計画以降、連系線の混雑の発生が見込まれ、周波数維持が制約要因である連系線においては、全ての時間帯において、運用容量の算出断面を30分ごとに変更する。

中国九州間連系線（逆方向）は運用容量を算出する週間計画以降の断面を2断面／日から30分ごとに変更することで運用容量が増加する※



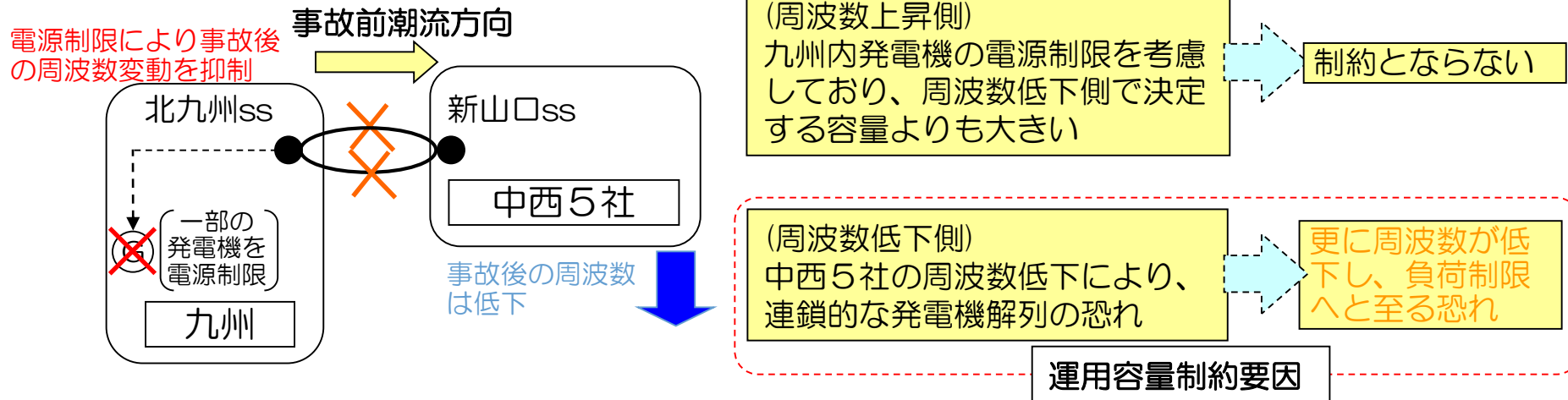
※週間計画以降、年間計画段階と比べ大幅な想定需要の低下が見込まれる場合、一部時間帯で年間計画より運用容量が減少する。

【凡例】

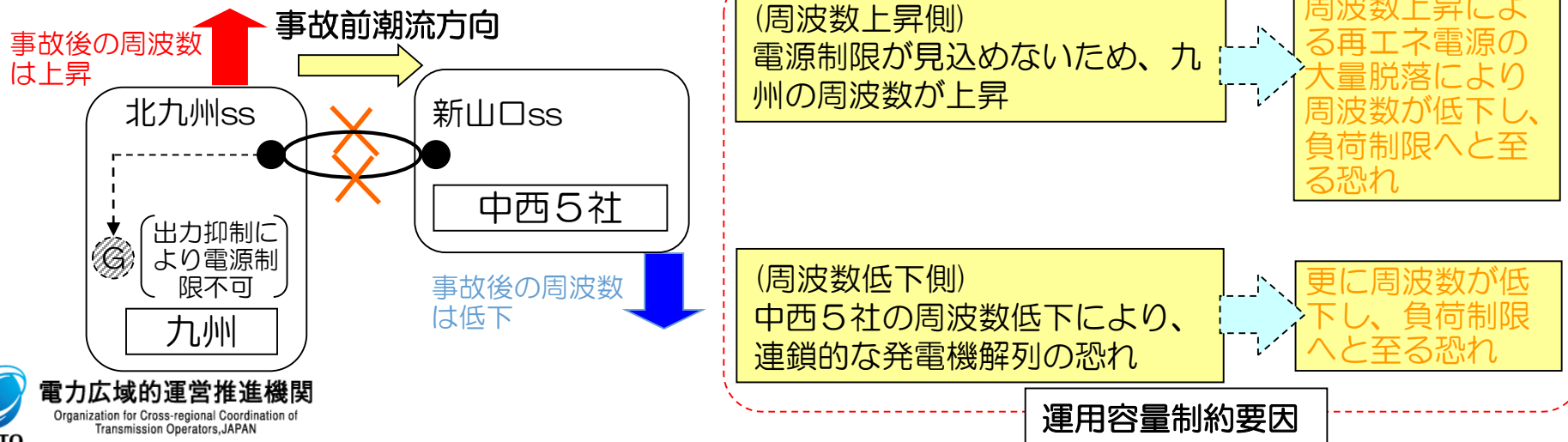
- 30分ごとの運用容量（周波数維持）
- 30分ごとの運用容量（熱容量限度）
- 2断面／日の運用容量（周波数維持）
- 運用容量増加分

- 再生可能エネルギーの導入拡大の進展により、電源制限を見込めない場合、周波数上昇側の制約が顕在化し、運用容量が低下する恐れがある。

(従来の運用容量算定時)



(再エネの導入拡大に伴い電源制限が見込めない場合)



VIII 60Hz連系系統の同期安定性

60Hz連系系統は、長距離くし形系統であり、じょう乱発生時に地域間をまたぐ電力動揺が生じ不安定となる可能性がある。そのため、60Hz連系系統の西側から東向きの潮流に対する同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認する。

○：安定
×：不安定

・ H28/8月昼間帯の同期安定性解析（今年度計算結果）

東向き潮流増加[万kW]	ベース	...	+100	...	+305
中国九州間連系線潮流	202	...	301	...	301
関西中国間連系線潮流	159	...	248	...	433
想定故障A,B,C,...	○	...	○	...	○

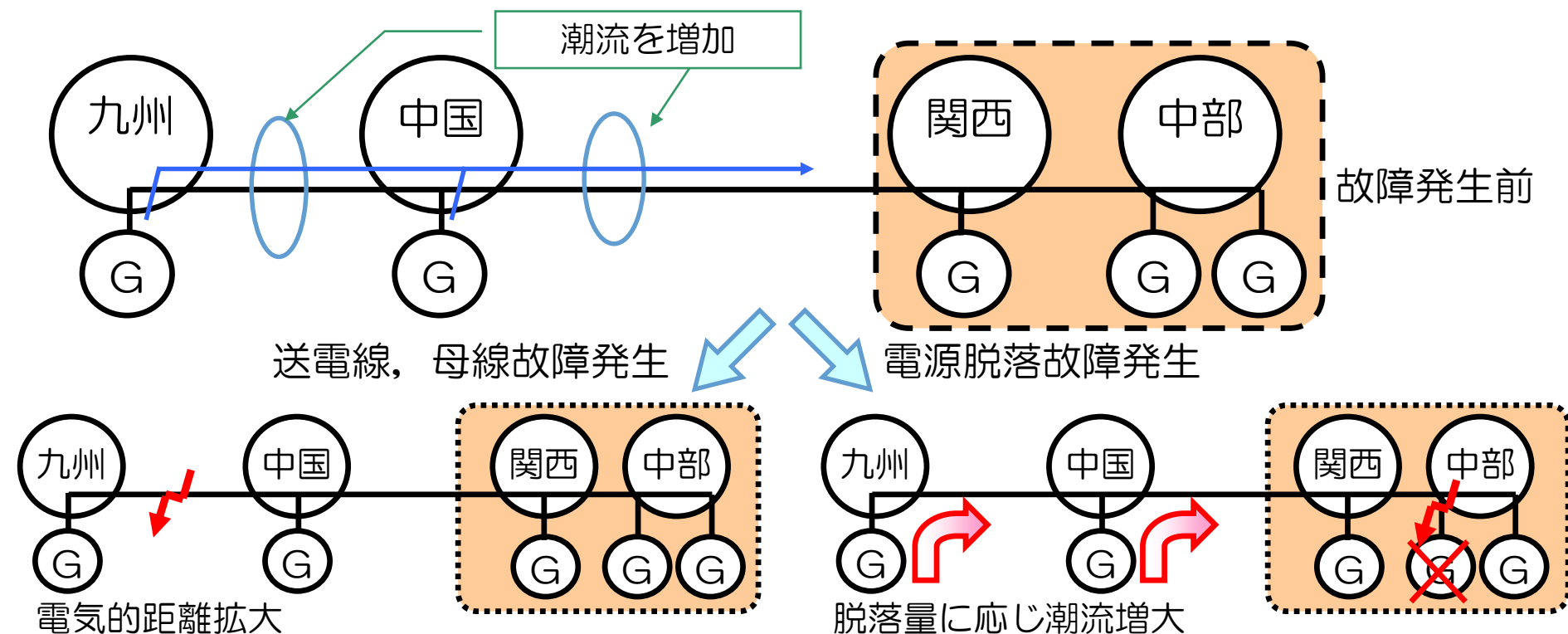
中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

- ・ 中国九州間連系線潮流 = 301万kW $\geq$ 298万kW（運用容量＋フリンジ分）
- ・ 関西中国間連系線潮流 = 433万kW $\geq$ 430万kW（運用容量＋フリンジ分）

- ①電力系統を季節（夏・冬・その他）毎に昼間／夜間別に模擬。
- ②九州・中国から関西・中部への潮流を模擬。
[計画潮流をベースに運用容量一杯まで潮流を増加]
- ③想定故障で安定であることを確認。



①解析ツール

- 電中研Y法

②検討断面

- 8月昼間，8月夜間，1月昼間，1月夜間，10月昼間，10月夜間
- 同期安定性は，系統容量（系統に並列されている発電機の出合力合計）により変化するため，季節毎の代表断面にて検討する。

③系統模擬

- 原則，中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275kV，220kV，187kV）の基幹系統について模擬を行う。
- ただし，275kV以下の系統については，同期安定性への影響がない範囲で縮約する。

④想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 新電力電源は発電計画を使用する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤想定需要

- 8月昼間： 最大3日平均電力（各社供給計画値）
- 8月夜間，10月昼間，10月夜間，1月昼間，1月夜間： 実績より想定

平成28年度	想定需要
8月	5,051 ～ 9,046万kW
10月	4,509 ～ 7,020万kW
1月	5,754 ～ 8,475万kW

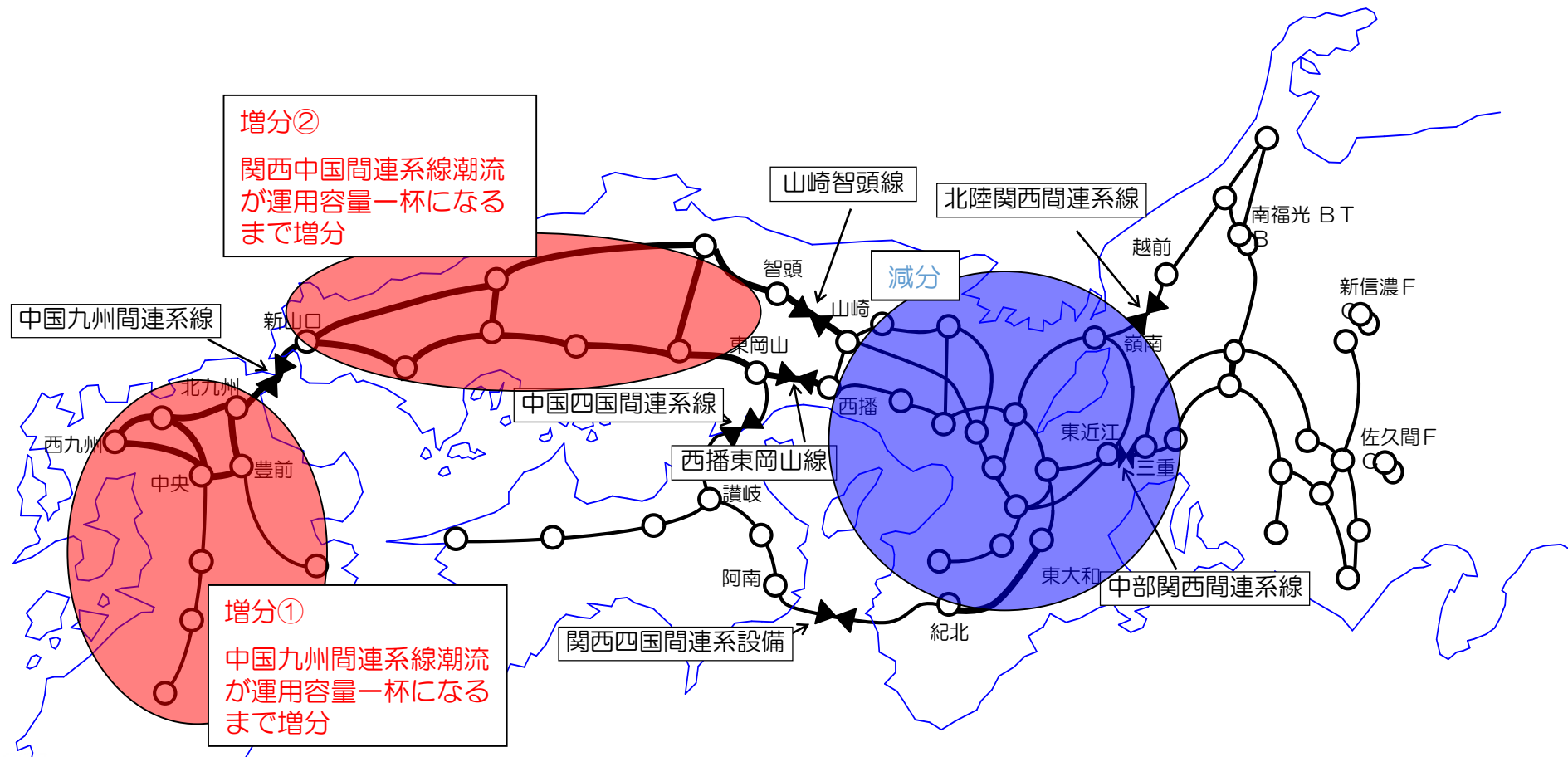
⑥電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限，負荷制限：あり

同期安定性を維持するために、電源制限、負荷制限を行うことがある。

⑦潮流の調整

- 中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認するため、九州・中国から関西・中部への潮流は、系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させている。



⑧想定故障

- 西九州から西播の基幹送電線の内，1ルート区間は1回線故障（同期安定性面により過酷な片母線故障により代用），2ルート区間は2回線故障を想定
- 西九州から西播までの1ルート区間の変電所片母線故障を想定
- 同期安定性に大きな影響を与える脱落規模の大きい電源線の2回線故障を想定

	対象線路（区間）及び変電所
基幹送電線2回線故障(三相6線地絡)	西九州～北九州，新山口～西播・山崎
片母線故障(三相地絡)	北九州，新山口
電源脱落故障(三相6線地絡)	幸田碧南線，知多火力東浦線，青葉線，信貴線，橘湾火力線

