

設備停止時の運用容量について

2026年3月1日
電力広域的運営推進機関

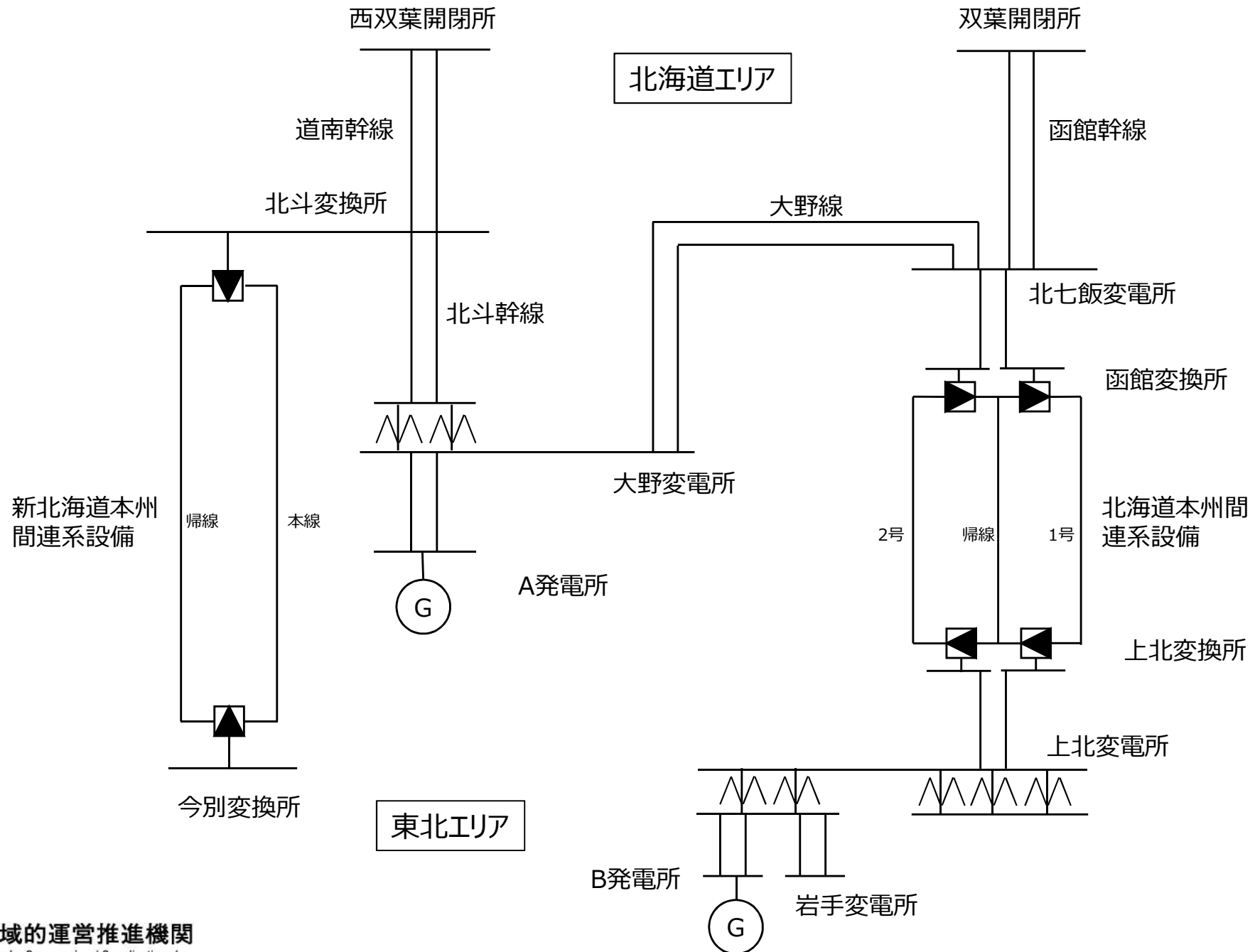
• 北海道本州間連系設備		2
• 東北東京間連系線		1 1
• 東京中部間連系設備		3 8
• 中地域交流ループ		6 0
• 関西中国間連系線		1 1 1
• 関西四国間連系設備		1 2 7
• 中国四国間連系線		1 3 2
• 中国九州間連系線		1 3 5

北海道本州間連系設備

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
 - ・ 北海道エリア内A発電所の運転状態
 - ・ 連系回線の運用状態
 - ・ 両北本の運転状態
- 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	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	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
両北本安定運転	両北本ブロック・再起動、緊急起動が安定にできること

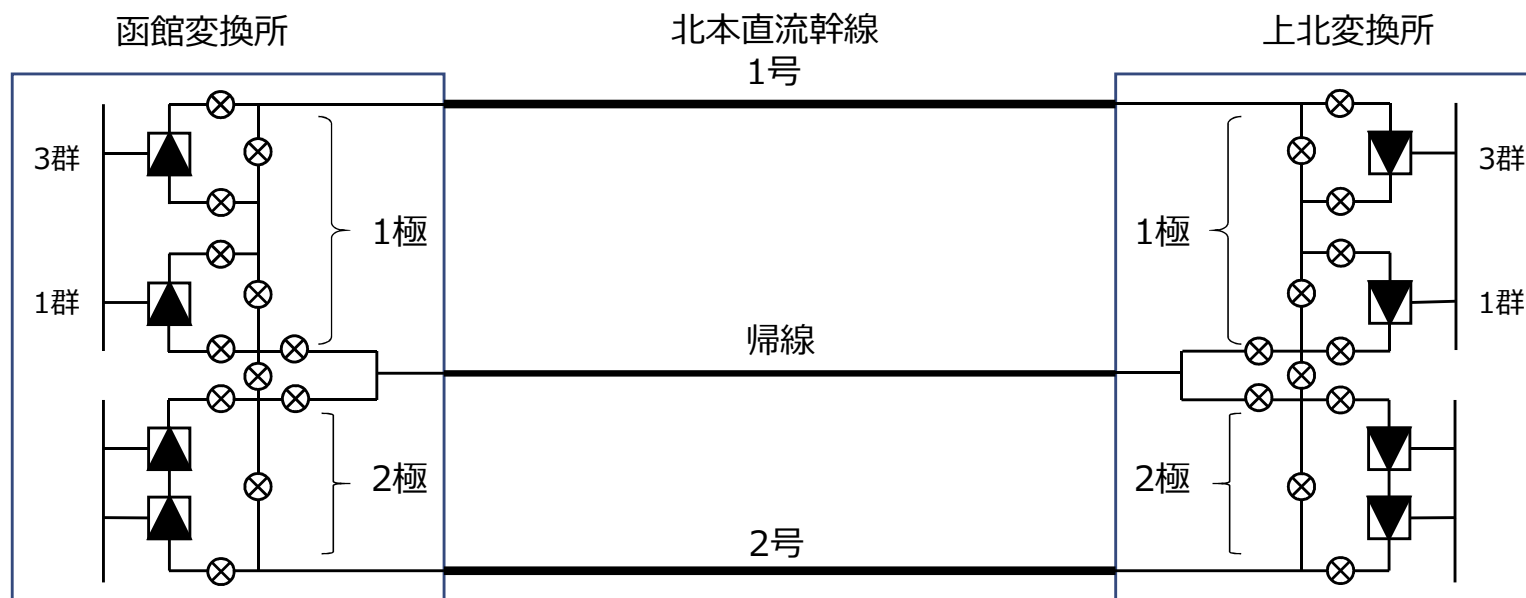


北海道東北エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	60万kW	
単極停止	30万kW	設備容量
単群停止 (単群 + 第2極運転)	45万kW	設備容量
単群 + 第2極停止 (単群運転)	15万kW	設備容量
北本直流幹線1回線停止	30万kW	設備容量
北本直流幹線帰線停止 ²⁾	30万kW	設備容量

通常、作業停止時等には上記に関わらず各種試験等の必要により、運用容量が短時間0万kWとなる時間帯がある。

- 1) 平常時を除くと最低潮流制約あり（運転中設備容量の10%）
- 2) 帰線停止時は第2極を停止し、直流幹線2号線を帰線として使用



北海道本州間連系設備運用容量制約一覧

6

➤ 北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	新北本 運転	連系線潮流限度（万kW）							
			4回線	3回線		2回線			1回線	
			道南2 函館2	道南2 函館1	道南1 函館2	道南2 函館0	道南1 函館1	道南0 函館2	道南1 函館0	道南0 函館1
東北 → 北海道	2台	－	60	60	45	55	25	0	0	0
	1台	－	60	60	60	60	30	30	30	15
	0台	－	60	60	60	50 (調相停止30)	30	30	30	15

➤ 北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	新北本 運転	連系線潮流限度（万kW）							
			4回線	3回線		2回線			1回線	
			道南2 函館2	道南2 函館1	道南1 函館2	道南2 函館0	道南1 函館1	道南0 函館2	道南1 函館0	道南0 函館1
北海道 → 東北	2台	運転	60 (大野線1回線50)	60 (大野線1回線40)	50 (大野線1回線45)	55 (大野線1回線30)	30	30	0	0
		停止			60 (大野線1回線45)	60 (大野線1回線30)	30	30		
	1台	運転	60	60 (大野線1回線50)	30	30	15	10	0	0
		停止			60 (大野線1回線55)	60 (大野線1回線30)	30	25		
	0台	運転	40 (調相停止30)	25 (調相停止20)	10 (調相停止20)	10 (調相停止0)	0	0	0	0
		停止	50 (調相停止30)	40 (調相停止20)	25 (調相停止20)	30 (調相停止0)				

注1：表中の「道南」は道南幹線の連系回線数、「函館」は函館幹線の連系回線数を示す。

注2：大野変電所連変1バンク停止時は3回線連系（道南1、函館2）、2バンク停止時は2回線連系（道南0、函館2）と同様の制約となる。

注3：大野線2回線停止時は道南幹線2回線停止および北海道エリア内A発電所の停止と同様の状態となり、函館幹線の連系回数に応じた制約となる。

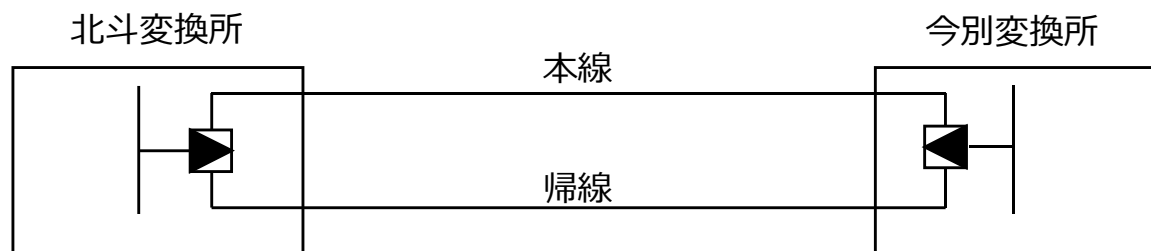
注4：調相停止は、新北本AVR停止の状態をいう。

上北変電所および岩手変電所の主要変圧器充電時の励磁突入電流に起因する影響を避けるため、主変投入時の北海道本州間連系設備の潮流（南流）限度を以下のとおりとしている。

主変投入地点		(東北エリア) B発電所条件	(北海道エリア) A発電所条件	北本事前潮流（南流）	
				双極運転	単極・逆送運転
500 k V 変圧器 一次側 二次側	上 北 変電所	運転	—	55万kW以下	制約なし
		停止	運転	50万kW以下	
			停止	45万kW以下	
	岩 手 変電所	運転	—	制約なし	
		停止	—	55万kW以下	
			—	50万kW以下	
275 k V 変圧器 一次側	上 北 変電所	運転	—	55万kW以下	制約なし
		停止	—	50万kW以下	

北海道・東北エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	



➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）																	北 斗 分 離
			4回線	3回線					2回線						1回線					
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	道0 函1 連2	道0 函1 連1		
東北 → 北海道	2台	双極	30 (5)	20 (15)	20 (10)	30 (10)	15 (10)	30	20	5	0	0	30	0	30	0	30	30		
		単極	30	30	30	30	30												30	
		停止							30	30	30									30
	1台	双極	30 (5)	30 (20)	30	0	10 (20)	30	30	30	30	0	0	0	30	15	30	30		
		単極	30	30		30	30												30	30
		停止										30								
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	30	15	30	30	30		
		単極																	30	30
		停止				30	30			30	30									

注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す。

注2：表中のカッコ内は大野線1回線停止時にリミット値が変更となる値を示す。

注3：北斗分離は、北斗幹線2回線停止、大野連変2バンク停止、大野線2回線停止の何れかの条件成立時を示す。

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向）

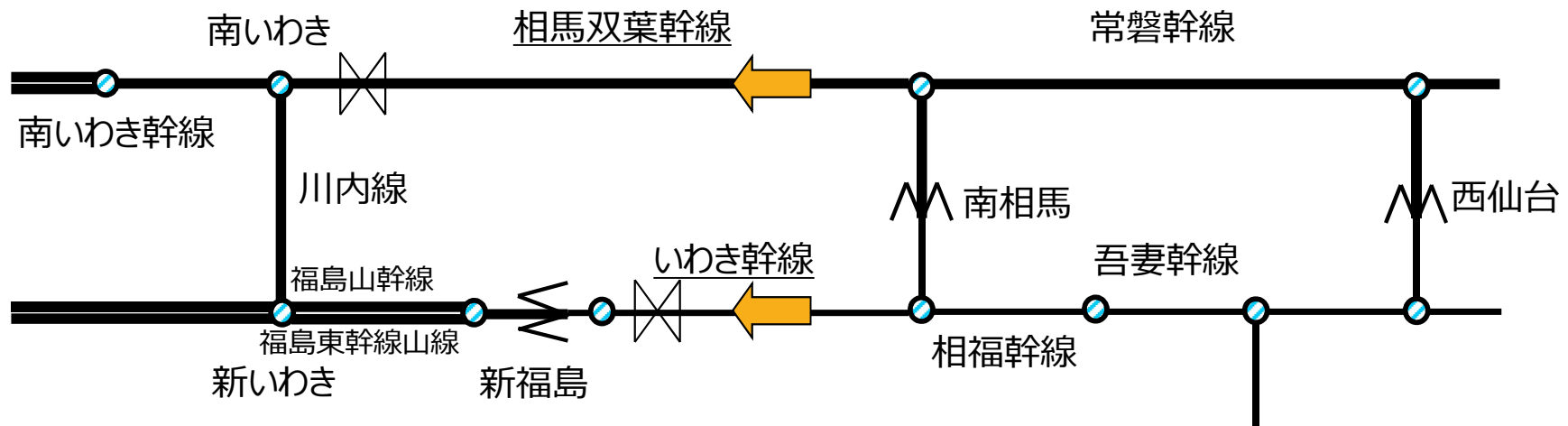
系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）																北斗 分離
			4回線	3回線				2回線						1回線					
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	道0 函1 連2	道0 函1 連1	
北海道 → 東北	2台	双極	30	30	30	0	0	30	0	30	5	10	30	0	30				
		単極				10	30		30										
		停止				30	30		30		30								
	1台	双極	30	30	30	30	30	30	30	30	15	30	0	30					
		単極									25								
		停止																	
	0台	双極	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0	30					
		単極																	
		停止																	

注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す。

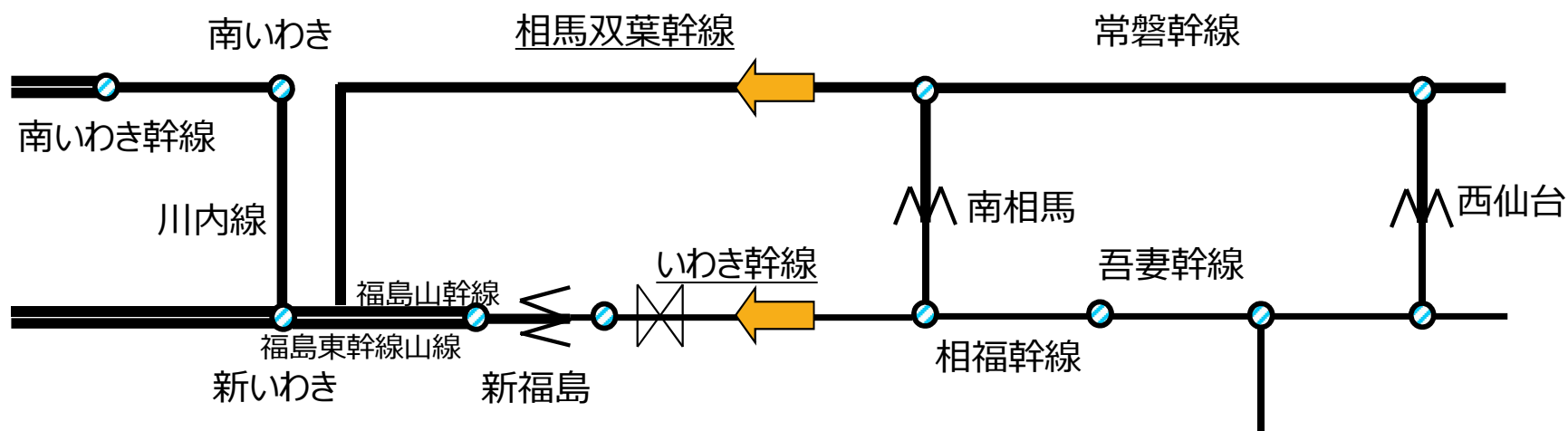
注2：北斗分離は、北斗幹線2回線停止、大野連変2バンク停止、大野線2回線停止の何れかの条件成立時を示す。

東北東京間連系線

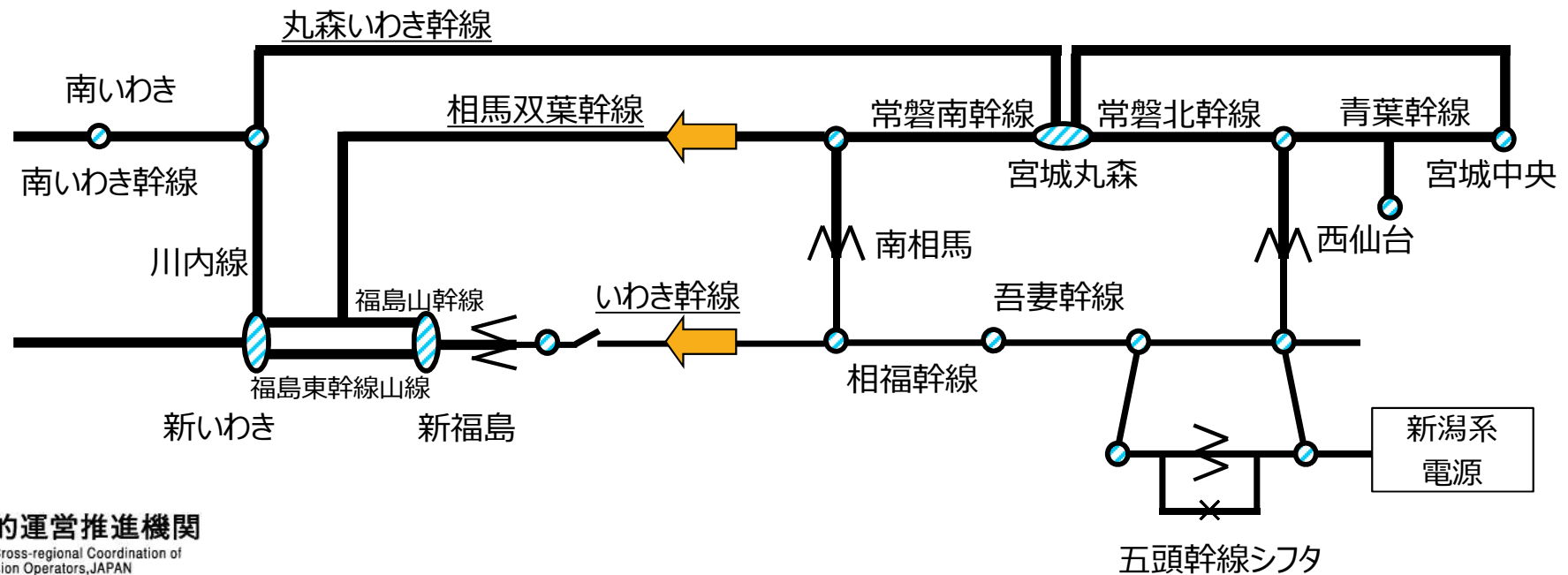
停止設備			
相馬双葉幹線【連系線】	西仙台変電所主変1、2号	南いわき幹線	川内線
いわき幹線【連系線】	吾妻幹線	南いわき開閉所 500kV1U母線	
	相福幹線	新福島変電所 主変1、2、3、4号	
	南相馬変電所主変2、3号	新福島変電所 500kV2U母線	
	南相馬変電所275kV母線	新福島変電所 主変4号3次母線	



停止設備			
相馬双葉(福島山)幹線 【連系線】	西仙台変電所主変1、2号	福島東幹線山線	
いわき幹線 【連系線】	吾妻幹線	新福島変電所 主変1、2、3、4号	
	相福幹線	新福島変電所 500kV2U母線	
	南相馬変電所主変2、3号	新福島変電所 主変4号3次母線	
	南相馬変電所275kV母線		



停止設備			
相馬双葉(福島山)幹線 【連系線】	宮城丸森幹線	西仙台変電所 主変1、2号	福島東幹線山線
丸森いわき幹線 【連系線】	青葉幹線	吾妻幹線	新福島変電所 主変1、2、3、4号
(いわき幹線) 【連系線】	常磐北幹線	相福幹線	新福島変電所 500kV 2U母線
	常磐南幹線	南相馬変電所 主変2、3号	新福島変電所 主変4号3次母線
	五頭幹線シフト	南相馬変電所 275kV母線	



相馬双葉幹線ルート断故障¹⁾

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流²⁾ + 電源制限対象分

隣接ルート送電線N-1故障

熱容量限度値(2) = 500kV相馬双葉幹線1回線 + 275kVいわき幹線1回線
停止を模擬した系統による解析結果

川内線ルート断故障

熱容量限度値(3) = 500kV川内線2回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流 + 275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 相馬双葉幹線に隣接する南いわき開閉所の片母線停止時含む。

2) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1 回線停止中の系統で検討

(1) いわき幹線または新福島バンク熱容量

（順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 隣接ルート送電線N-1故障時におけるいわき幹線残回線熱容量

(3) いわき幹線または新福島バンク熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

停止線路<熱容量（万kW）> 1) 電源状況により変化するため参考値

・相馬双葉幹線<(1)**355**、(2)480、(3)535 >

・いわき幹線 2026年度相馬双葉幹線接続変更前は作業予定なし

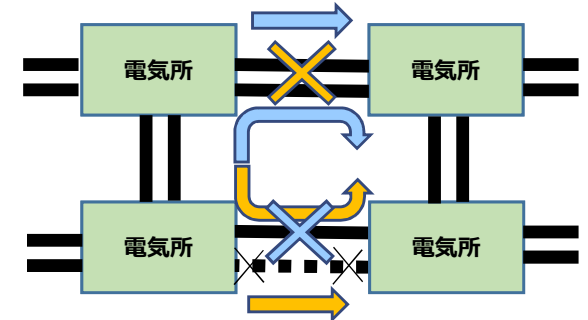
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい値

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

<参考> ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



1回線停止時の運用容量 <東北東京間連系線（両方向）>（3） （相馬双葉幹線接続変更後～第二連系線運開前）

17

相馬双葉幹線ルート断故障¹⁾

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流²⁾ + 電源制限対象分

隣接ルート送電線N-1故障

熱容量限度値(2) = 500kV相馬双葉幹線1回線 + 275kVいわき幹線1回線
停止を模擬した系統による解析結果

福島東幹線山線ルート断故障

熱容量限度値(3) = 500kV福島東幹線山線2回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流 + 275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 相馬双葉幹線に隣接する南いわき開閉所の片母線停止時含む。

2) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

1回線停止時の運用容量 <東北東京間連系線（両方向）>（4） （相馬双葉幹線接続変更後～第二連系線運開前）

18

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1 回線停止中の系統で検討

（1）いわき幹線または新福島バンク熱容量

（順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

（2）隣接ルート送電線N-1故障時におけるいわき幹線残回線熱容量

（3）福島山幹線またはいわき幹線熱容量

（1）、（2）、（3）の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

停止線路<熱容量（万kW）> 1）電源状況により変化するため参考値

・相馬双葉幹線<（1）355、（2）420、（3）**245**>

・いわき幹線<（1）**445**、（2）475、（3）530>

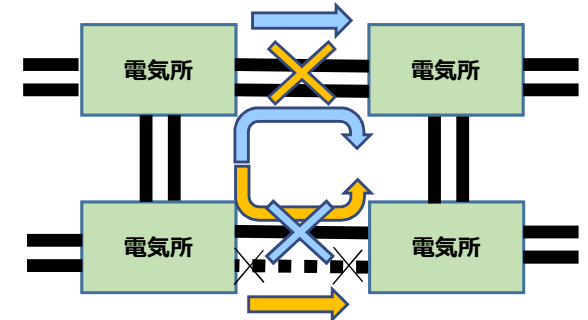
太字下線：（1）、（2）、（3）の小さい値

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

<参考> ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



1回線停止時の運用容量 <東北東京間連系線（両方向）>（5） （第二連系線運開以降）

19

平常時¹⁾

熱容量限度値(1) = 想定故障を模擬しない系統による解析結果

丸森いわき幹線ルート断故障²⁾³⁾

熱容量限度値(2) = 500kV丸森いわき幹線2回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

- 1) 南相馬バンク潮流が設備容量値以内となる潮流値とする。
- 2) 福島山幹線潮流が連続容量値以内となる潮流値とする。
- 3) 相馬双葉（福島山）幹線停止時のみ考慮。
- 4) 丸森いわき幹線停止時における相馬双葉（福島山）幹線ルート断故障は電源制限を織り込むことにより(1)を上回るため算出不要

1回線停止時の運用容量 <東北東京間連系線（両方向）>（6） （第二連系線運開以降）

20

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1 回線停止中の系統で検討

（1）南相馬バンク熱容量

（2）丸森いわき幹線ルート断故障における福島山幹線熱容量¹⁾ 相馬双葉（福島山）幹線停止時のみ考慮

（1）、（2）の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

停止線路<熱容量（万kW）> ¹⁾ 電源状況により変化するため参考値

・相馬双葉（福島山）幹線<(1)725、(2)595>

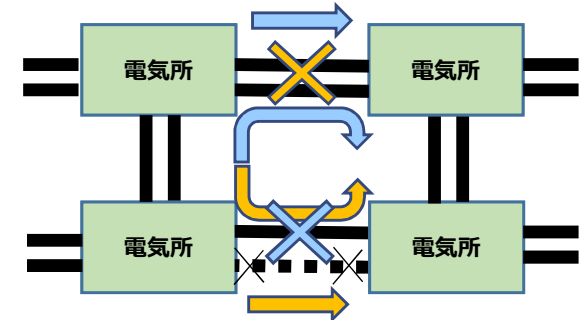
太字下線：（1）、（2）の小さい値

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

<参考> ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流¹⁾ + 電源制限対象分

新福島バンクN-1故障²⁾

熱容量限度値(2) = 500/275kV新福島2バンク停止を模擬した系統による解析結果

川内線ルート断故障

熱容量限度値(3) = 500kV川内線2回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流 + 275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

2) 新福島2バンクが接続する新福島変電所の片母線停止時含む。

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

新福島1バンク停止中の系統で検討

(1) 新福島2バンク熱容量（順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 新福島バンクN-1故障時における残バンク熱容量

(3) 新福島2バンク熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1設備停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

停止設備<熱容量（万kW）> 1）電源状況により変化するため参考値

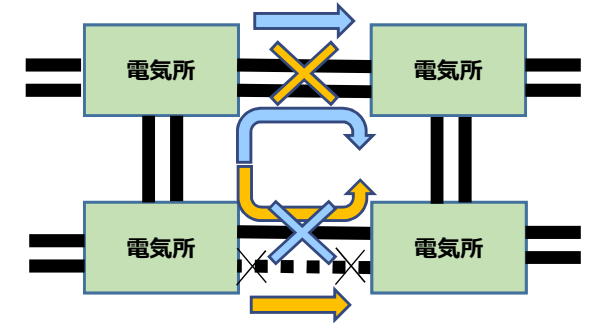
・新福島バンク 2026年度相馬双葉幹線接続変更前は作業予定なし

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

<参考> ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流¹⁾ + 電源制限対象分

新福島バンクN-1故障²⁾

熱容量限度値(2) = 500/275kV新福島2バンク停止を模擬した系統による解析結果

福島東幹線山線ルート断故障

熱容量限度値(3) = 500kV福島東幹線山線2回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流 + 275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

2) 新福島2バンクが接続する新福島変電所の片母線停止時含む。

新福島変電所1設備停止時の運用容量 <東北東京間連系線（両方向）>（4） （相馬双葉幹線接続変更後～第二連系線運開前）

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

新福島1バンク停止中の系統で検討

(1) 新福島2バンク熱容量（順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 新福島バンクN-1故障時における残バンク熱容量

(3) 新福島2バンク熱容量または福島山幹線熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1設備停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

停止設備<熱容量（万kW）> 1) 電源状況により変化するため参考値

・新福島バンク<(1)455、(2)505、(3)520>

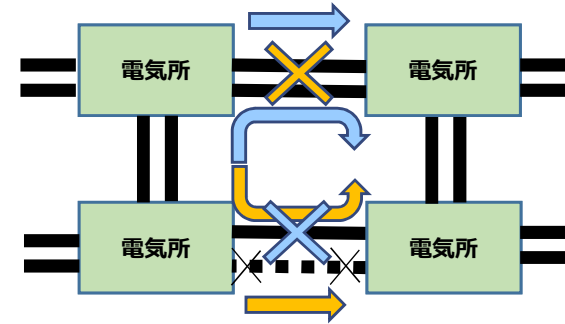
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい値

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

<参考> ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。

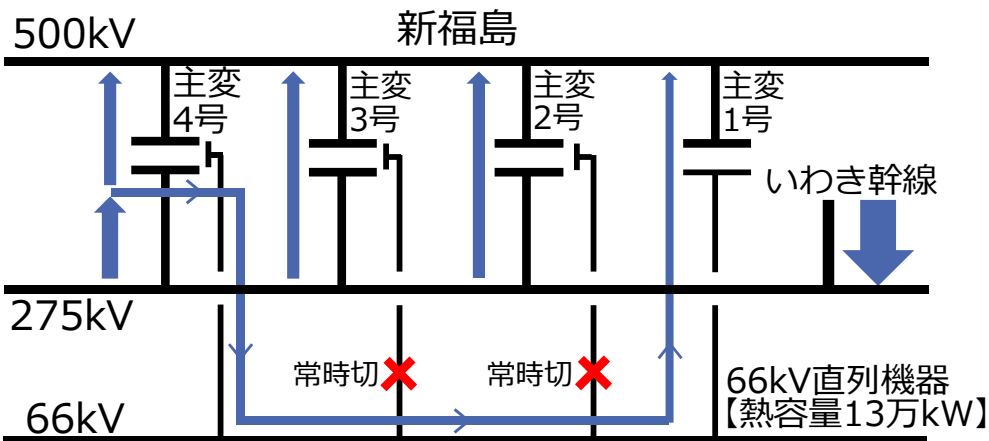


<新福島変電所設備容量>

	容 量	備 考
新福島2,3,4B	95万kW／1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	285万kW(3バンク合計)
直列機器 (一次)	123万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,500 \times 0.95$)	計器用変流器：1,500A
直列機器 (二次)	135万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 3,000 \times 0.95$)	計器用変流器：3,000A
66kV直列 機器	13万kW ($P=\sqrt{3} \times (66 \times 10^3) \times 1,200 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：1,200A

【新福島における66kV直列機器の熱容量制約】

- 新福島は、主変2、3、4号でいわき幹線と連系しており、また、この変圧器の3次側と主変1号は66kVで連系している。
- このため、いわき幹線の潮流の一部は変圧器3次側へ分流し66kV側設備を経由して主変1号に流れるため、66kV直列機器の熱容量を考慮する必要がある。



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流²⁾ + 電源制限対象分

連系線N-1故障

熱容量限度値(2) = 275kVいわき幹線1回線(または500kV相馬双葉幹線1回線³⁾)停止を
模擬した系統による解析結果

川内線ルート断故障

熱容量限度値(3) = 500kV川内線 2 回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流 + 275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 南相馬バンク、西仙台バンク、吾妻幹線、相福幹線、川内線、南いわき幹線が対象

2) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

3) 相馬双葉幹線N-1故障は吾妻幹線および相福幹線1回線停止時に考慮

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1設備停止中の系統で検討

(1) いわき幹線または新福島バンク熱容量

(順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う)

(2) 送電線¹⁾熱容量またはバンク²⁾熱容量

(3) 送電線¹⁾熱容量またはバンク²⁾熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

(考え方は平常時と同じ)

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

(考え方は平常時と同じ)

1)いわき幹線，吾妻幹線，相福幹線

2)南相馬バンク，西仙台バンク，新福島バンク

○熱容量限度値

停止線路＜熱容量（万kW）＞ 1) 電源状況により変化するため参考値

・南相馬バンク 2026年度相馬双葉幹線接続変更前は作業予定なし

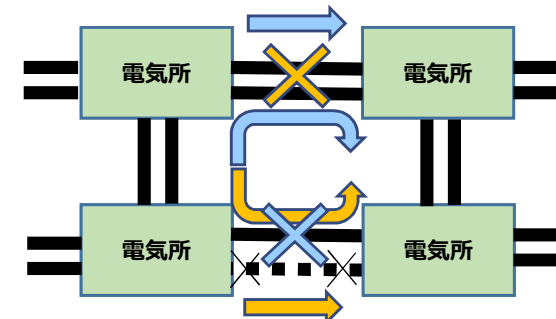
○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

南相馬バンク、西仙台バンク、吾妻幹線、相福幹線は上記のとおりであり、川内線、南いわき幹線停止時についても、直接制約設備とはならないが、同様の考え方で運用容量を算出。

＜参考＞ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流²⁾ + 電源制限対象分

連系線N-1故障

熱容量限度値(2) = 275kVいわき幹線1回線(または500kV相馬双葉幹線1回線²⁾)停止を
模擬した系統による解析結果

福島東幹線山線ルート断故障

熱容量限度値(3) = 500kV福島東幹線山線 2 回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流 + 275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 南相馬バンク、西仙台バンク、吾妻幹線、相福幹線、福島東幹線山線が対象

2) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

3) 相馬双葉幹線N-1故障は吾妻幹線、相福幹線、および福島東幹線山線1回線停止時に考慮

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1設備停止中の系統で検討

(1) いわき幹線または新福島バンク熱容量

（順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 送電線¹⁾熱容量またはバンク²⁾熱容量

(3) 送電線¹⁾熱容量またはバンク²⁾熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

1)いわき幹線，吾妻幹線，相福幹線，福島山幹線

2)南相馬バンク，西仙台バンク，新福島バンク

○熱容量限度値

停止線路＜熱容量（万kW）＞ 1) 電源状況により変化するため参考値

・南相馬バンク＜(1)**555**、(2)570、(3)570＞

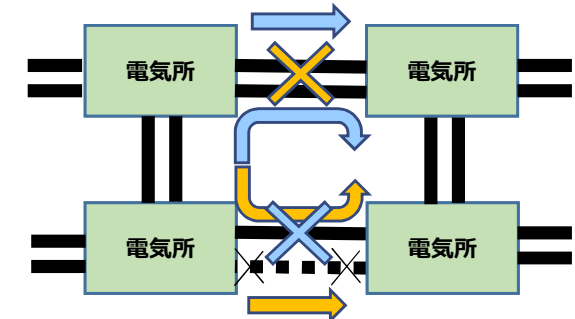
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい値

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

＜参考＞ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



平常時¹⁾

熱容量限度値(1) = 想定故障を模擬しない系統による解析結果

丸森いわき幹線ルート断故障²⁾³⁾

熱容量限度値(2) = 500kV丸森いわき幹線 2 回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

- 1) 南相馬バンク潮流が連続容量値以内となる潮流値とする。
- 2) 福島山幹線潮流が連続容量以内となる潮流値とする。
- 3) 丸森いわき幹線ルート断故障は福島東幹線山線1回線停止時に考慮
- 4) 福島東幹線山線以外の1設備停止時における丸森いわき幹線ルート断故障は電源制限を織り込むことにより(1)を上回るため算出不要

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1設備停止中の系統で検討

(1) 南相馬バンク熱容量

(2) 丸森いわき幹線ルート断故障における福島山幹線熱容量¹⁾ 福島東幹線山線停止時のみ考慮

(1)、(2) の小さい値とする。

(考え方は平常時と同じ)

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

(考え方は平常時と同じ)

○熱容量限度値

停止線路＜熱容量（万kW）＞²⁾ 電源状況により変化するため参考値

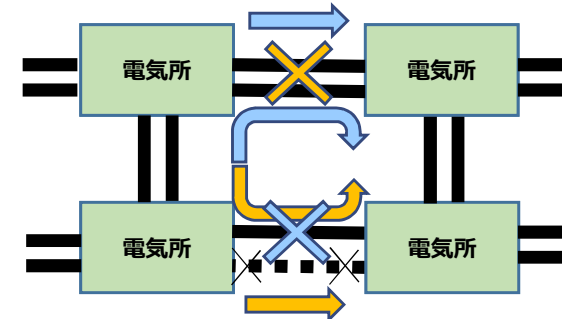
・福島東幹線山線 2027年度第二連系線運開以降は作業予定なし

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

＜参考＞ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



＜東北東京間連系線（両方向）＞（7）

＜設備容量＞

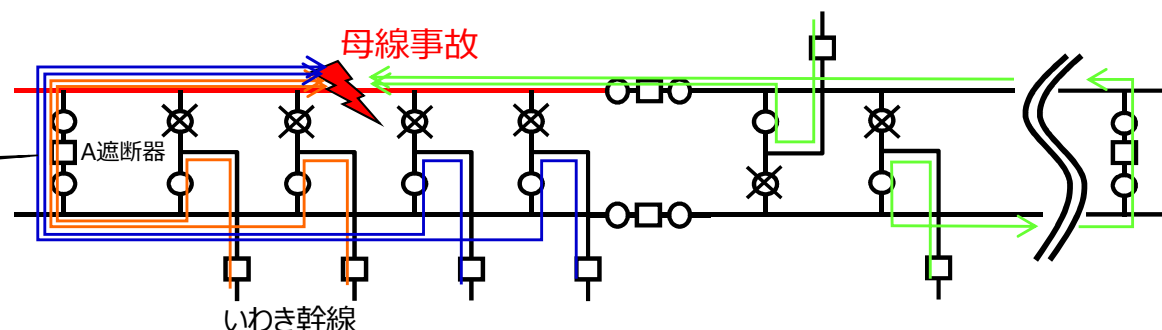
	容 量	備 考
南相馬バンク	95万kW／1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 2,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：2,000A
直列機器 (二次)	180万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：4,000A
	容 量	備 考
西仙台バンク	95万kW／1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 2,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：2,000A
直列機器 (二次)	180万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：4,000A
	容 量	備 考
吾妻幹線 相福幹線	96万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,124 \times 0.95$)	ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,124A(2導体分) (冬季：2,492A)
直列機器	134万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,978 \times 0.95$)	断路器・遮断器：2,978A
	容 量	備 考
福島山幹線	278万kW／1回線(冬季：326万kW／1回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 3,388 \times 0.95$)	ACSR 410mm ² ×4導体×2回線 3,388A(4導体分) (冬季：3,972A)
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

■ 短工期対策による4回線連系の中断

- 短工期対策による4回線連系系統においては、275kV 片母線停止・充電操作時等の下図の状況で母線故障が発生すると、275kV母線連絡、母線区分遮断器が定格遮断電流を超過する。
- これを回避するため、275kV母線停止・充電操作時等では275kV いわき幹線の併用を解く（短工期対策を中断する）ことがある。（第12回広域系統整備委員会 2016年4月25日）

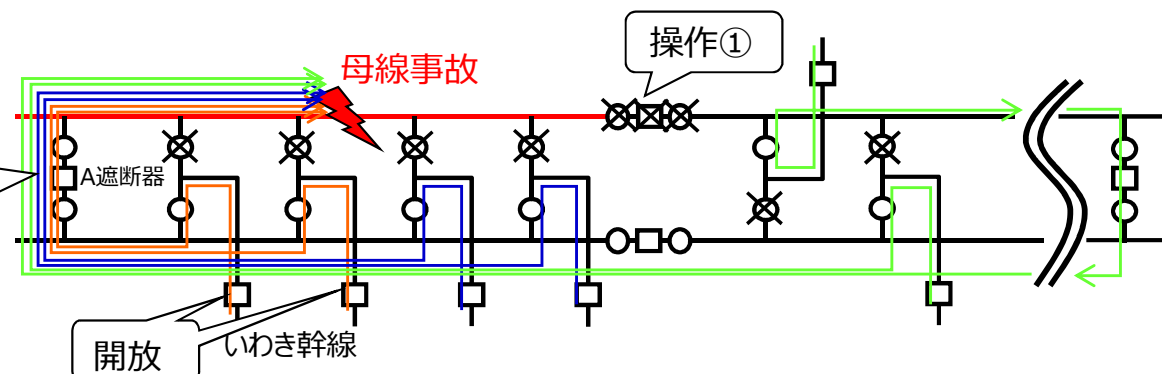
定格遮断電流超過せず

定格遮断電流以内



定格遮断電流超過

- ・操作①実施後、A遮断器開放までの間、母線故障が発生すると定格遮断電流を超過
- ・このため、母線停止・充電操作開始前にいわき幹線の遮断器を開放する必要がある



運用容量 = (熱容量限度値、同期安定性限度値の最小値)
2026年度は短工期対策中断予定なし

◆算定の基本的な考え方

短工期対策中断による東北東京間2回線連系系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定する。

・熱容量限度値

(1)相馬双葉幹線1回線故障時における残回線熱容量

(2)南相馬バンク熱容量

(1)、(2)の小さい値とする。

(考え方は平常時と同じ)

・同期・電圧安定性限度値

(1)常磐幹線2回線三相6線地絡

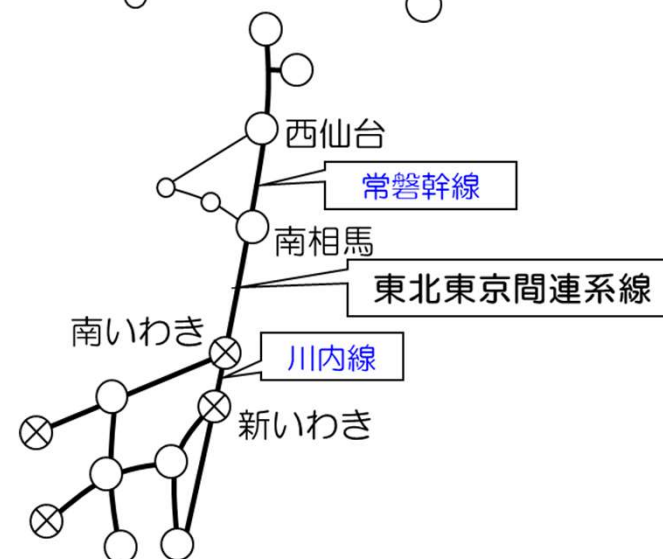
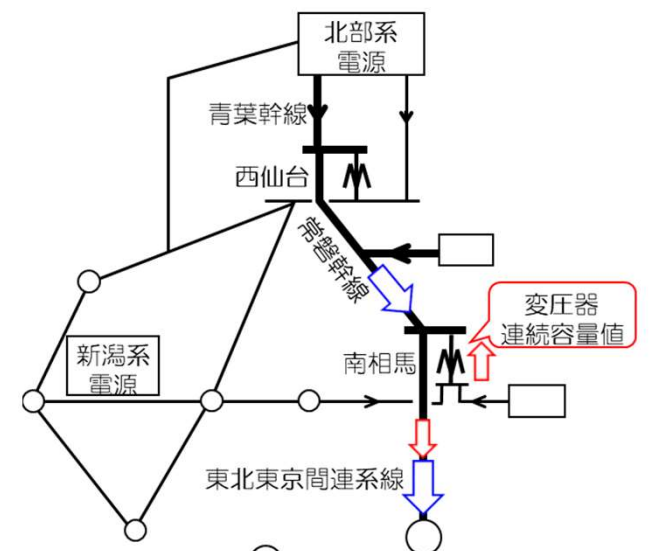
(2)川内線2回線三相6線地絡

(1)、(2)の小さい値とする。

(考え方は平常時と同じ)

○熱容量限度値、同期安定性限度値、
電圧安定性・周波数維持限度値

2026年度は短工期対策中断予定なし



運用容量 = (周波数維持限度値)
2026年度は短工期対策中断予定なし

◆算定の基本的な考え方

短工期対策中断による東北東京間2回線連系系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定する。

・周波数維持限度値

算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/0.8Hz）－発電機解列量

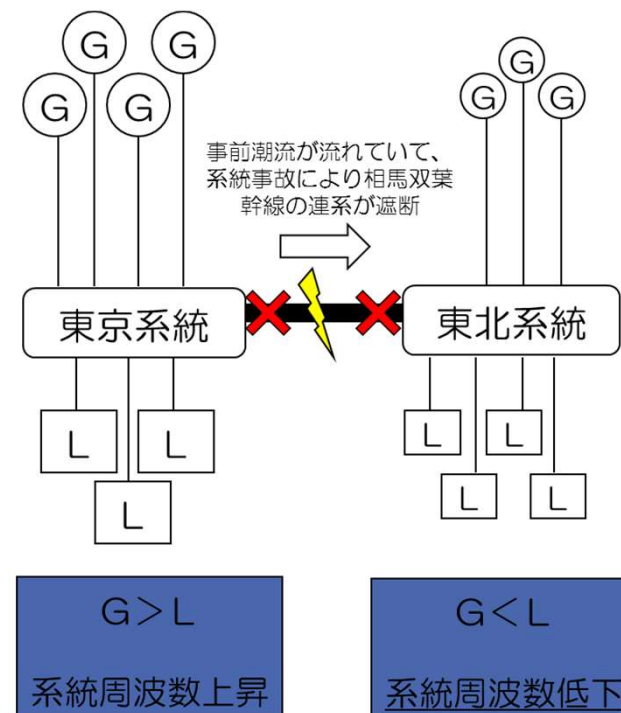
系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別の昼間帯・夜間帯）

判定基準：東北の周波数が、49.2Hzから50.0Hzの範囲を維持できること。

○熱容量限度値、同期安定性限度値、

電圧安定性・周波数維持限度値

2026年度は短工期対策中断予定なし



6. 275kVいわき幹線併用策の深掘り (1)短絡容量面

14

- 第10回広域系統整備委員会にて、いわき幹線を併用すると、南相馬(変)275kV母線故障時には遮断器等の性能を超える故障電流が流れるため、遮断器取替等により70億円程度の工事費と、4～5年程度の工期が必要となることを報告した。
- 工事費低減・工期短縮について追加検討し、短絡容量対策は、概算工事費は6億円程度、概略工期は3～4年程度とできる見込み。

【追加検討概要】

➤ 以下の追加検討により、より大きな工事費低減が見込める①案を対策案とする。

①案:遮断器取替え台数の低減

- ✓ 南相馬(変)周辺系統の故障電流の経路等を精査し、一般送配電事業者と協議の上、恒久対策運開までの暫定対策であることを鑑みて、運用制約(片母線停止操作時等は運用容量拡大を中断する、送電線の再閉路箇所の変更など)を設けることで、遮断器取替え台数を13台から3台に減らせることを確認した。
- ✓ この場合の概算工事費は6億円程度、概略工期は3～4年程度の見込み。

②案:南相馬(変)母線分割

- ✓ 南相馬(変)母線を分割すると、短絡容量を低減でき、遮断器取替えが不要になるが、別途、275/66kV変圧器の増設工事(30億円程度)が必要となる。

出典：2016年4月25日 第12回広域系統整備委員会 資料 1

6. 275kVいわき幹線併用策の深掘り (参考)①案:遮断器取替え台数の低減

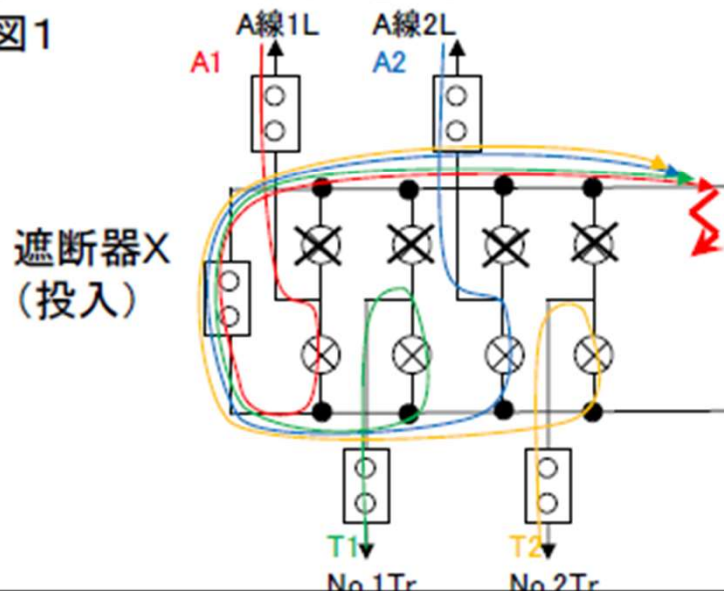
15

- 南相馬(変)周辺系統の故障電流の経路等を精査し、一般送配電事業者と協議の上、恒久対策運開までの暫定対策であることを鑑みて、運用制約(片母線停止操作時等は運用容量拡大を中断する、送電線の再閉路箇所の変更など)を設けることで、遮断器取替え台数を13台から3台に減らせることを確認した。
- これにより、概算工事費は6億円程度、概略工期は3～4年程度とできる見込み。

【例1:片母線停止時】

図1のような片母線充電操作時は、母線故障を考慮すると、遮断器XはA1+A2+T1+T2の故障電流を遮断できる性能が必要。今回、このような操作時にはいわき幹線の併用を解く(短工期対策による運用容量拡大を中断する)ことで故障電流を減らし、遮断器Xの取替えを回避

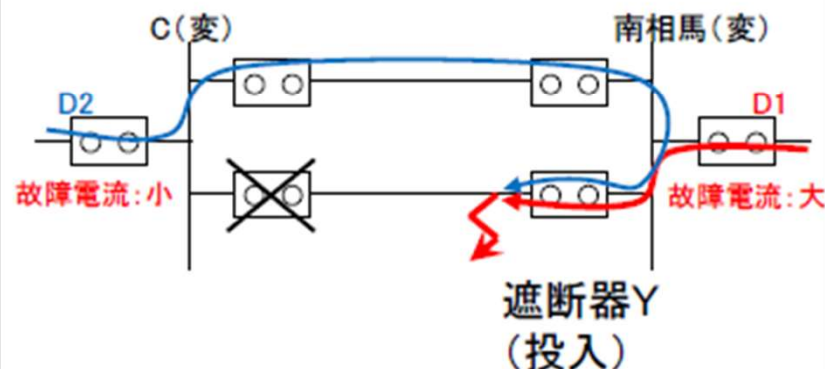
図1



【例2:送電線の再閉路箇所の変更】

図2のような送電線故障後の再閉路時は、線路故障を考慮すると、遮断器YはD1+D2の故障電流を遮断できる性能が必要。系統の状況を都度確認し、故障電流の少ないC(変)側に再送電箇所を変更することで、遮断器Yの取替えを回避

図2



東京中部間連系設備（FC）

運用容量制約の一覧	P41～P45
制約の個別説明	P46～P59

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送電ルートを送電設備は、送電線故障時にFCを抑制・停止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

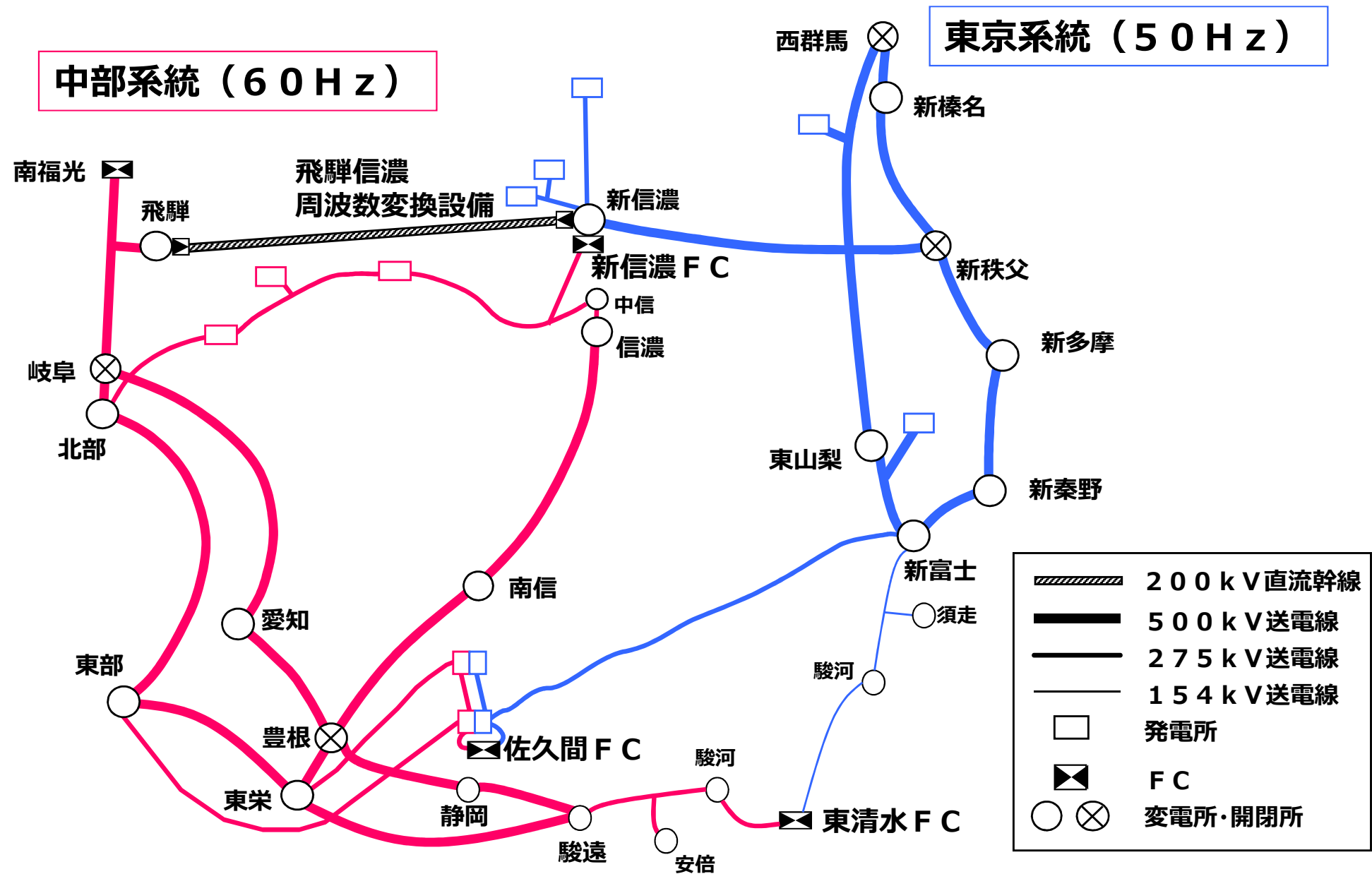
FC周辺の負荷母線の電圧安定性維持のため、FC（50Hz向）潮流が制約となる場合がある。

- 電圧変動

FCは、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潮流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

系統構成と調相設備の投入台数による高調波共振により、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。



東京系統（50Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	60万kW	
1台停止	30万kW	設備容量

中部系統（60Hz）

条件		運用制約		
関連設備		運用容量		制約要因
平常時		60万kW		
1台停止		30万kW		設備容量
①	60Hz片母線停止	30万kW		FC1台停止
②	新信濃変電所 RC停止	60Hz→50Hz	36～60万kW ¹⁾	電圧安定性
		50Hz→60Hz	52万kW	電圧変動
③	新信濃変電所 調相Tr停止	60Hz→50Hz	50～60万kW ¹⁾	電圧安定性
		50Hz→60Hz	60万kW	制約なし
④	信濃中信線停止	60Hz→50Hz	0～36万kW ¹⁾	電圧安定性
		50Hz→60Hz	60万kW	制約なし
⑤	馬瀬北部線停止	60Hz→50Hz	56万kW	電圧安定性
		50Hz→60Hz	60万kW	制約なし
⑥	北部変電所 500kV/275kV変圧器停止	60Hz→50Hz	0～60万kW ¹⁾	変圧器容量
		50Hz→60Hz	60万kW	制約なし

1) 系統状況・潮流状況によって運用容量が異なる。
関連設備欄の○数字はP35～P40の個別説明の番号を表す。

東京系統（50Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	

中部系統（60Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	
⑦ 東栄変電所 500kV/275kV変圧器停止	60Hz→50Hz	0～30万kW ¹⁾
	50Hz→60Hz	30万kW

1) 系統状況・潮流状況によって運用容量が異なる。
関連設備欄の○数字はP41の個別説明の番号を表す。

東京系統（50Hz）

条件		運用制約		
関連設備		運用容量		制約要因
平常時		30万kW		
⑧	東清水変電所 154kV母線、調相設備調相用 変圧器停止	0万kW		FC停止
⑨	田代幹線中線（須走線） 1回線停止	50Hz→60Hz	10～30万kW ¹⁾	電圧低下
		60Hz→50Hz	30万kW	制約なし
⑩	新富士変電所 変圧器1台停止	50Hz→60Hz	10～30万kW ¹⁾	変圧器容量
		60Hz→50Hz	30万kW	制約なし
⑪	駿河変電所 SVC停止	17万kW		電圧変動

関連設備欄の○数字はP42～P45の個別説明の番号を表す。

中部系統（60Hz）

条件		運用制約		
関連設備		運用容量		制約要因
平常時		30万kW		
⑧	東清水変電所 調相設備、 調相用変圧器停止	0万kW		FC停止

1) 系統状況・潮流状況によって運用容量が異なる。

関連設備欄の○数字はP42の個別説明の番号を表す。

東京系統（50Hz）

条件		運用制約	
関連設備		運用容量	制約要因
平常時		90万kW	
片極停止		45万kW	設備容量
⑫	新信濃変電所 154kV母線停止、 連系用変圧器、 調相設備停止	45万kW	片極停止

中部系統（60Hz）

条件		運用制約	
関連設備		運用容量	制約要因
平常時		90万kW	
片極停止		45万kW	設備容量
⑫	飛驒変換所 500kV片母線、 154kV母線、 連系用変圧器、 調相設備停止	45万kW	片極停止

関連設備欄の○数字はP46の個別説明の番号を表す。

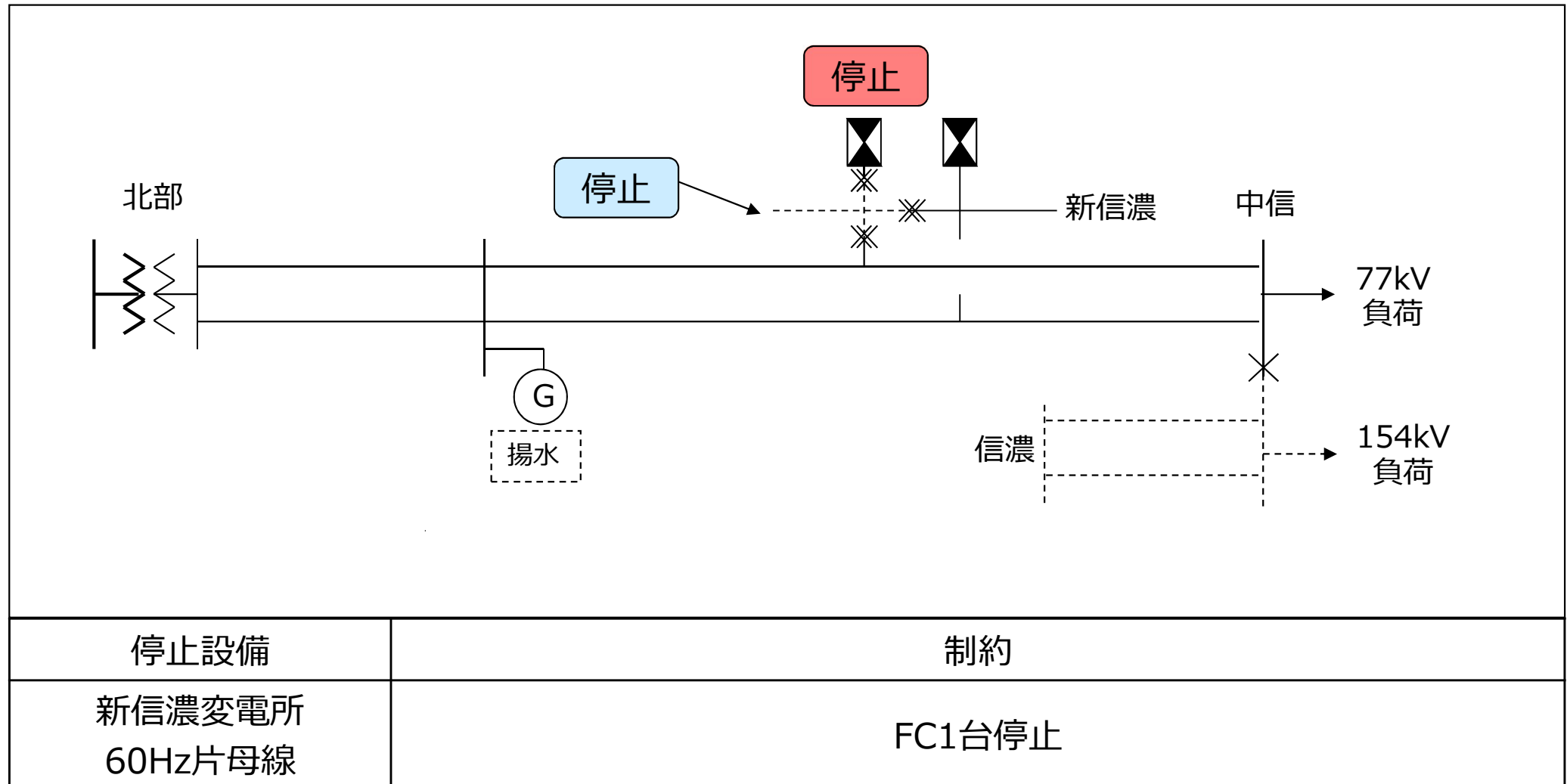
飛驒信濃直流幹線

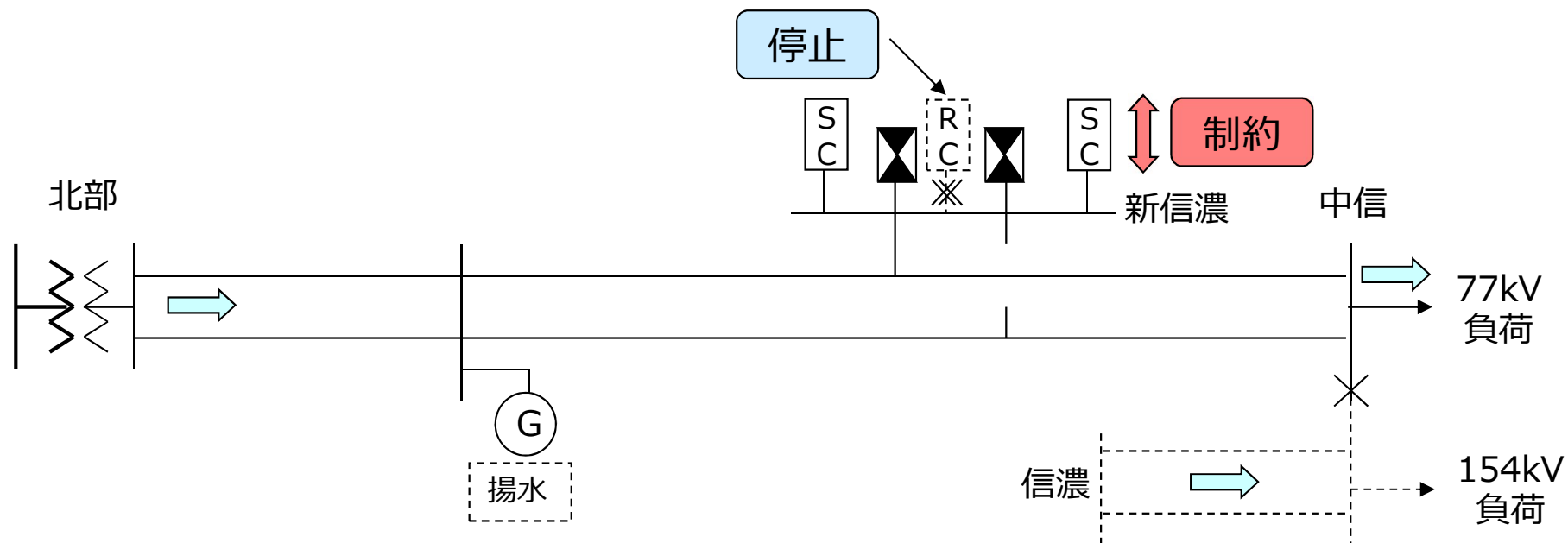
条件		運用制約	
関連設備		運用容量	制約要因
平常時		90万kW	
⑬	本線1回線停止	45万kW	片極停止
⑭	帰線1回線停止	0万kW（停止・復旧操作時のみ）	断路器操作時の双極停止

関連設備欄の○数字はP47、P48の個別説明の番号を表す。

①新信濃変電所関係（60Hz片母線停止）

46

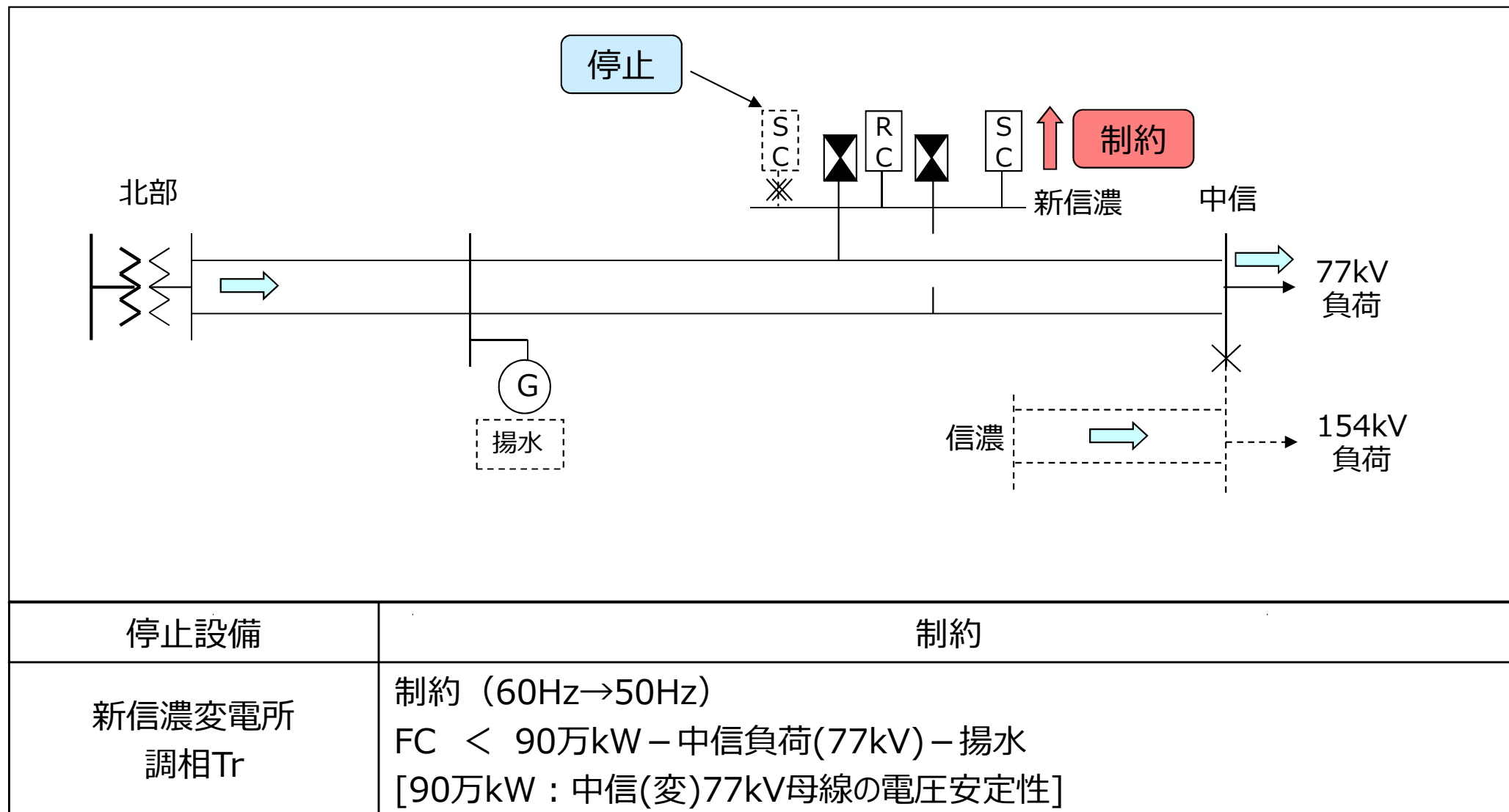




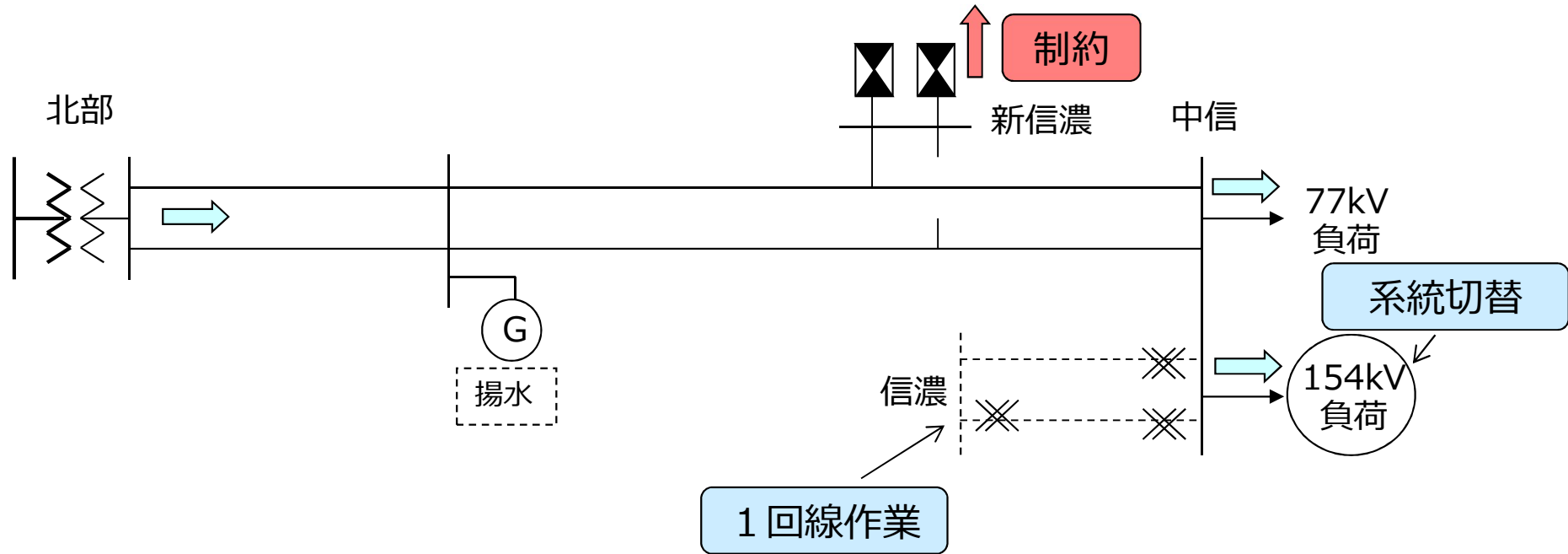
停止設備	制約
新信濃変電所 RC	制約（60Hz→50Hz） $FC < 76\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV}) - \text{揚水}$ [76万kW：中信(変)77kV母線の電圧安定性]
	制約（50Hz→60Hz） $FC < 52\text{万kW}$ [52万kW：中信(変)77kV母線の電圧変動]

③新信濃変電所関係（調相Tr停止）

48

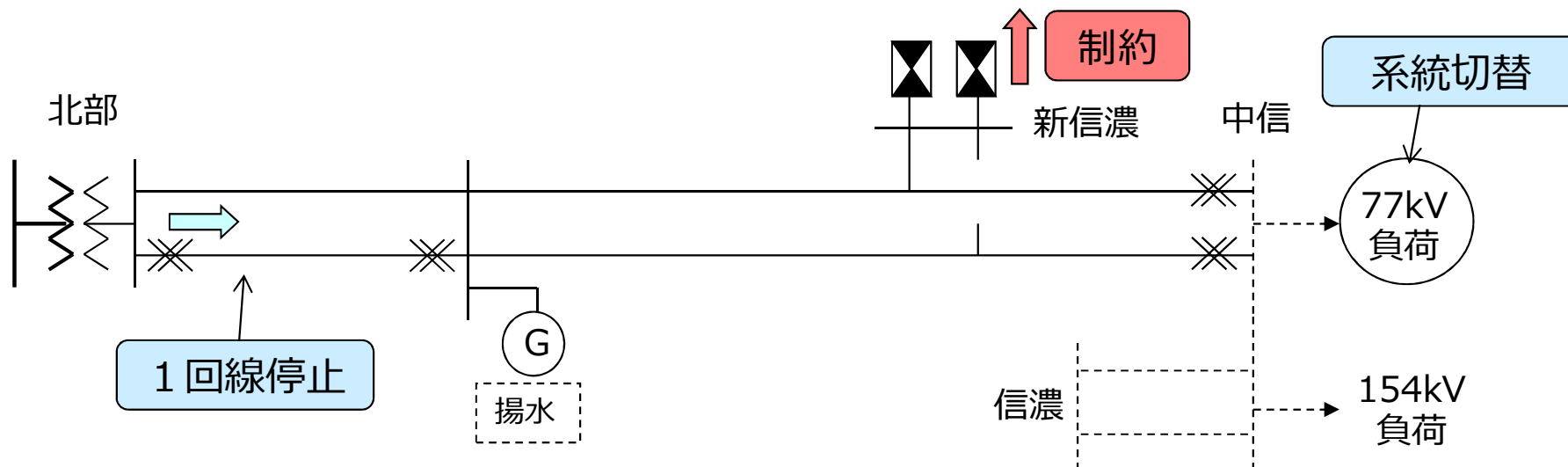


中信変電所を北部系統から送電



停止設備	制約
信濃中信線	制約 (60Hz→50Hz) $FC < 67\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV、}154\text{kV}) - \text{揚水}$ [67万kW : 中信(変)77kV母線の電圧安定性]

中信変電所を信濃系統から送電



停止設備

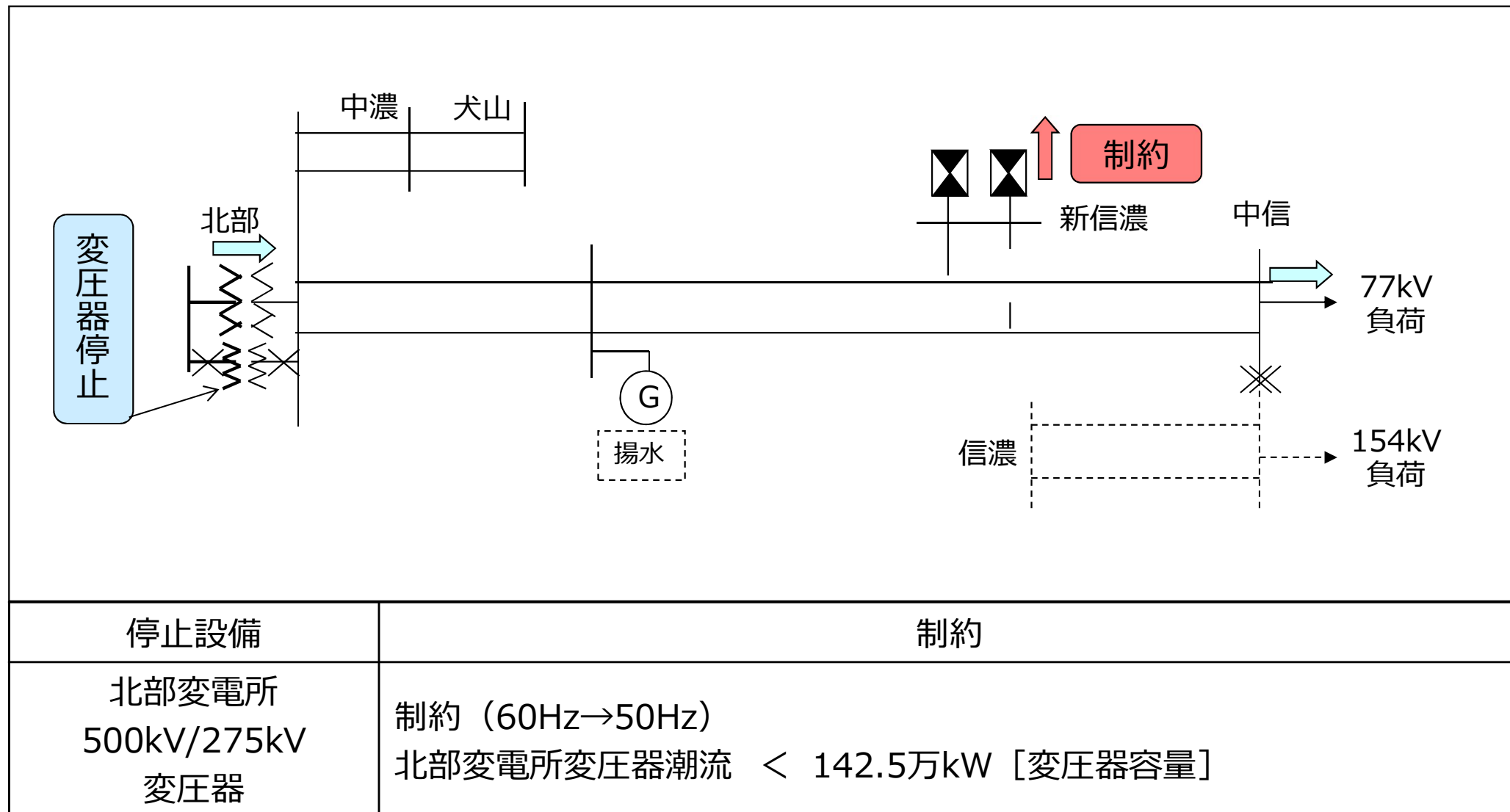
制約

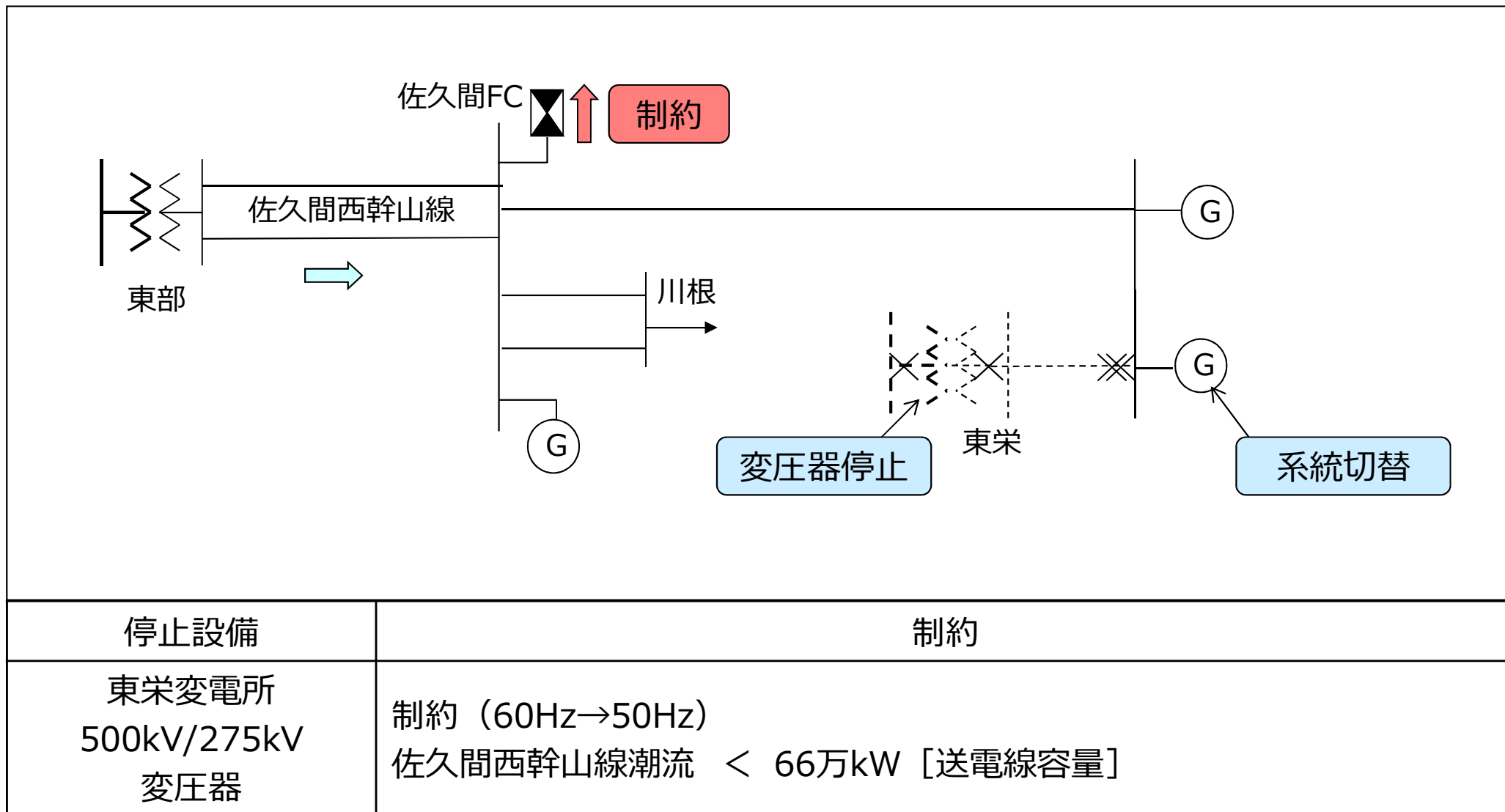
馬瀬北部線

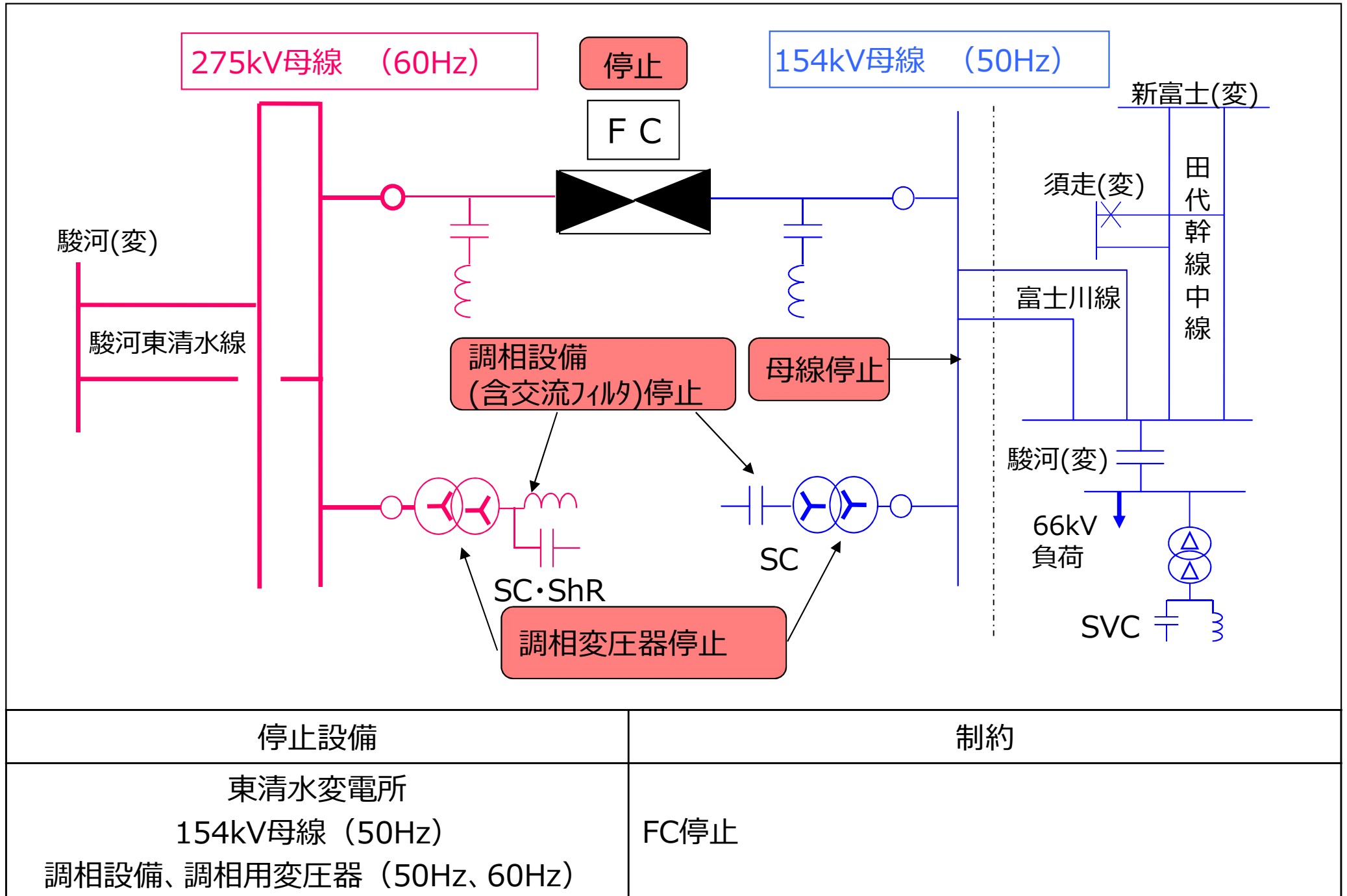
制約 (60Hz→50Hz)

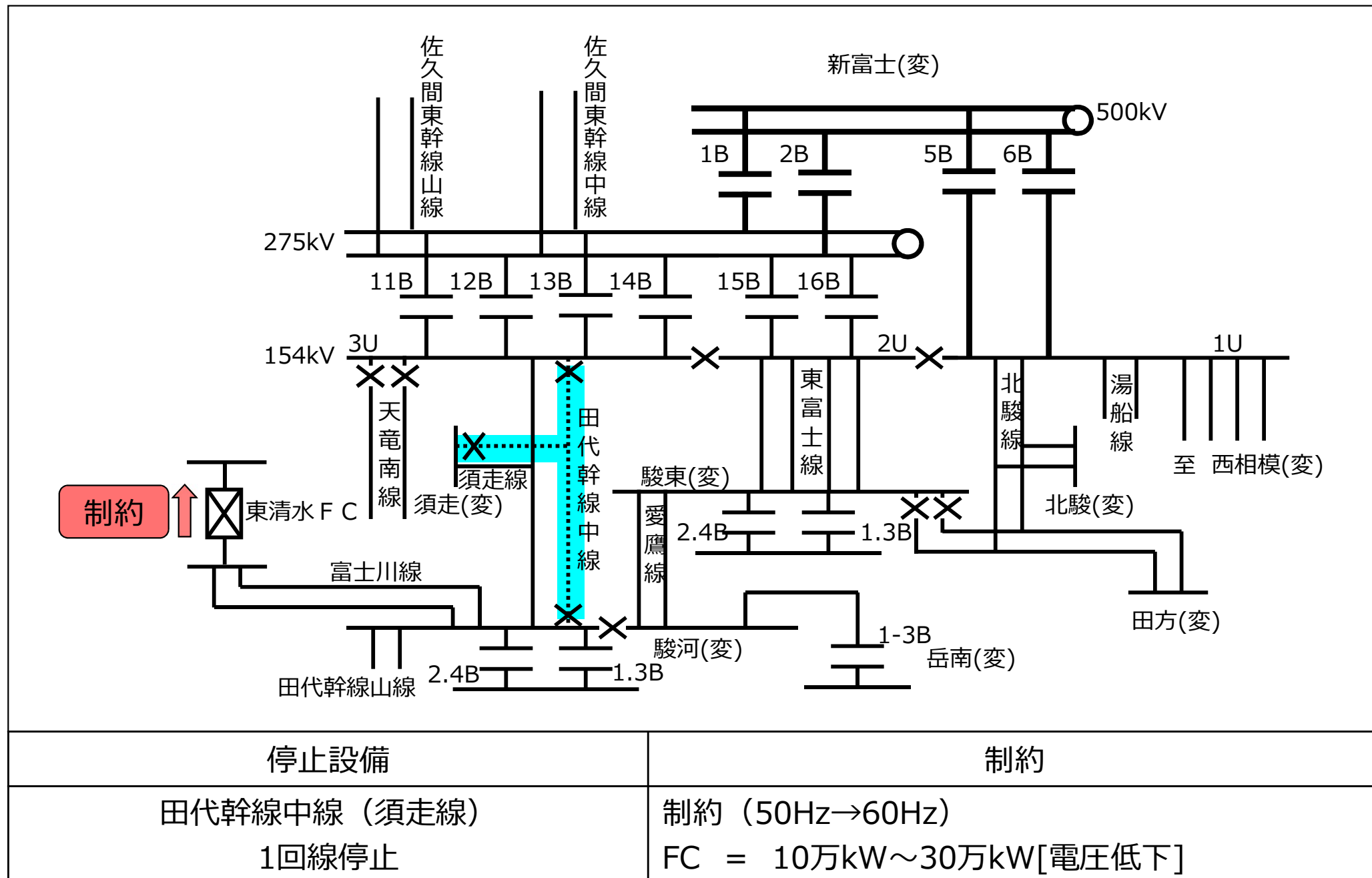
FC < 56万kW

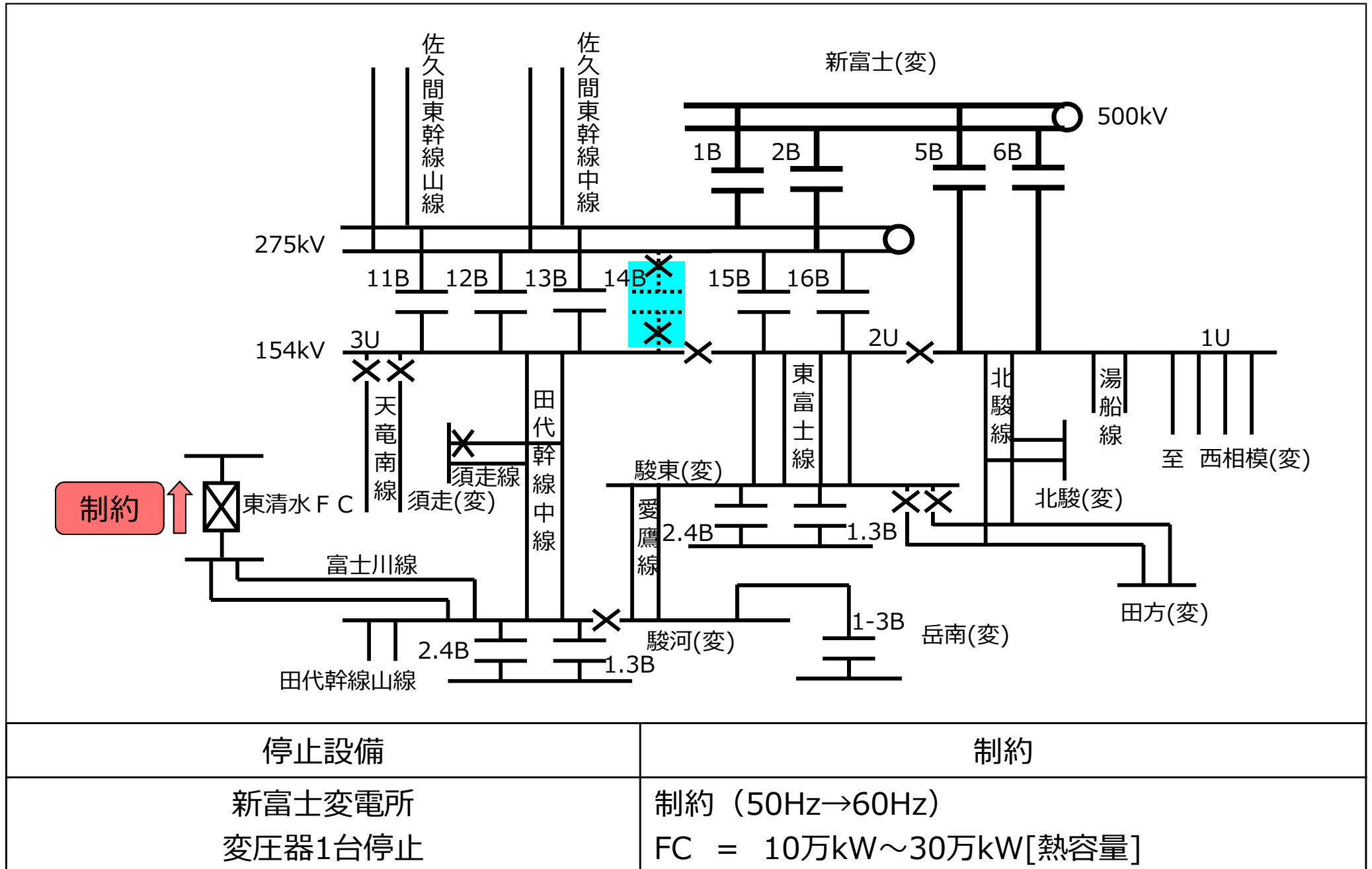
[新信濃(変)275kV母線の電圧安定性]

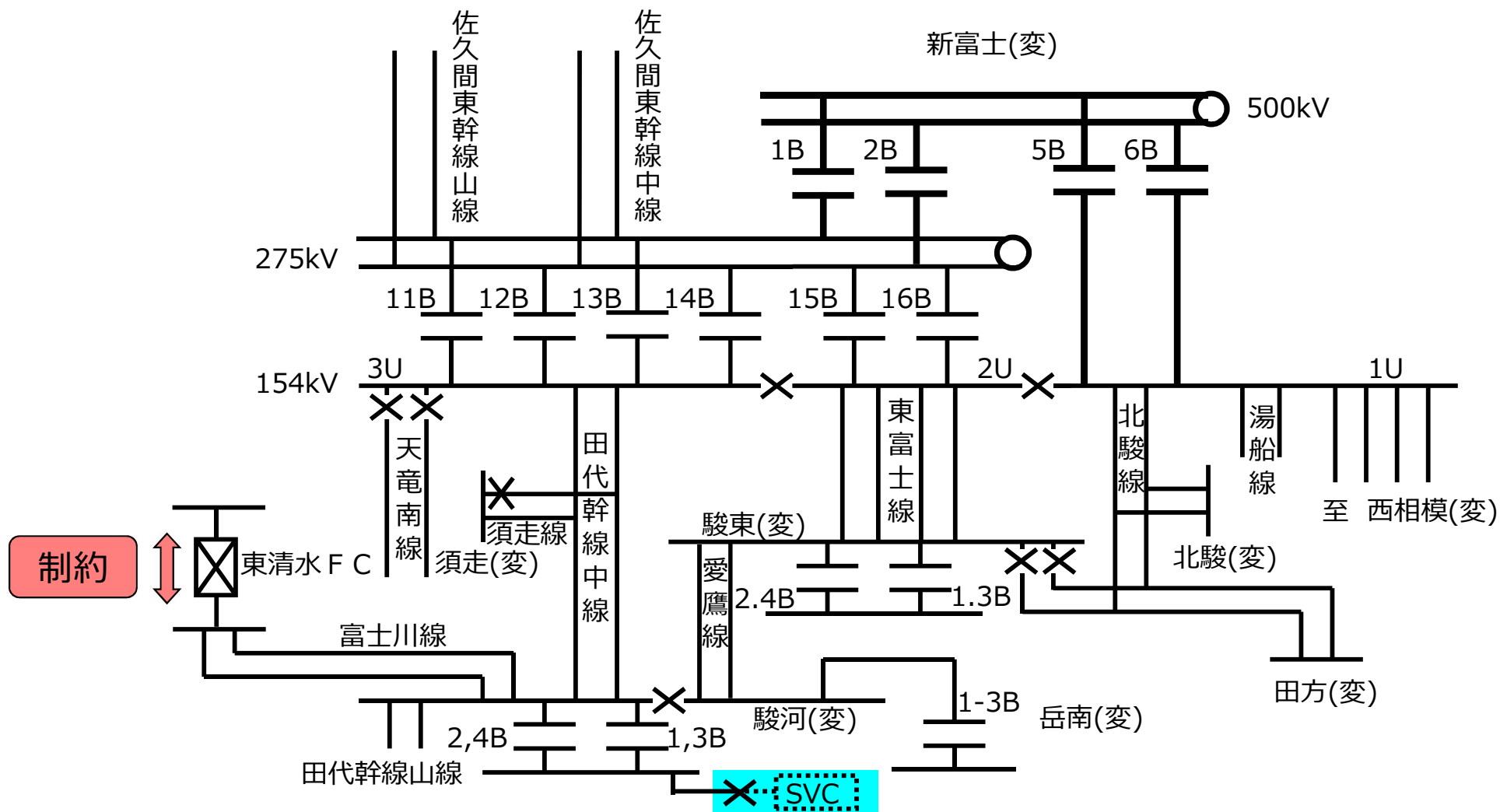










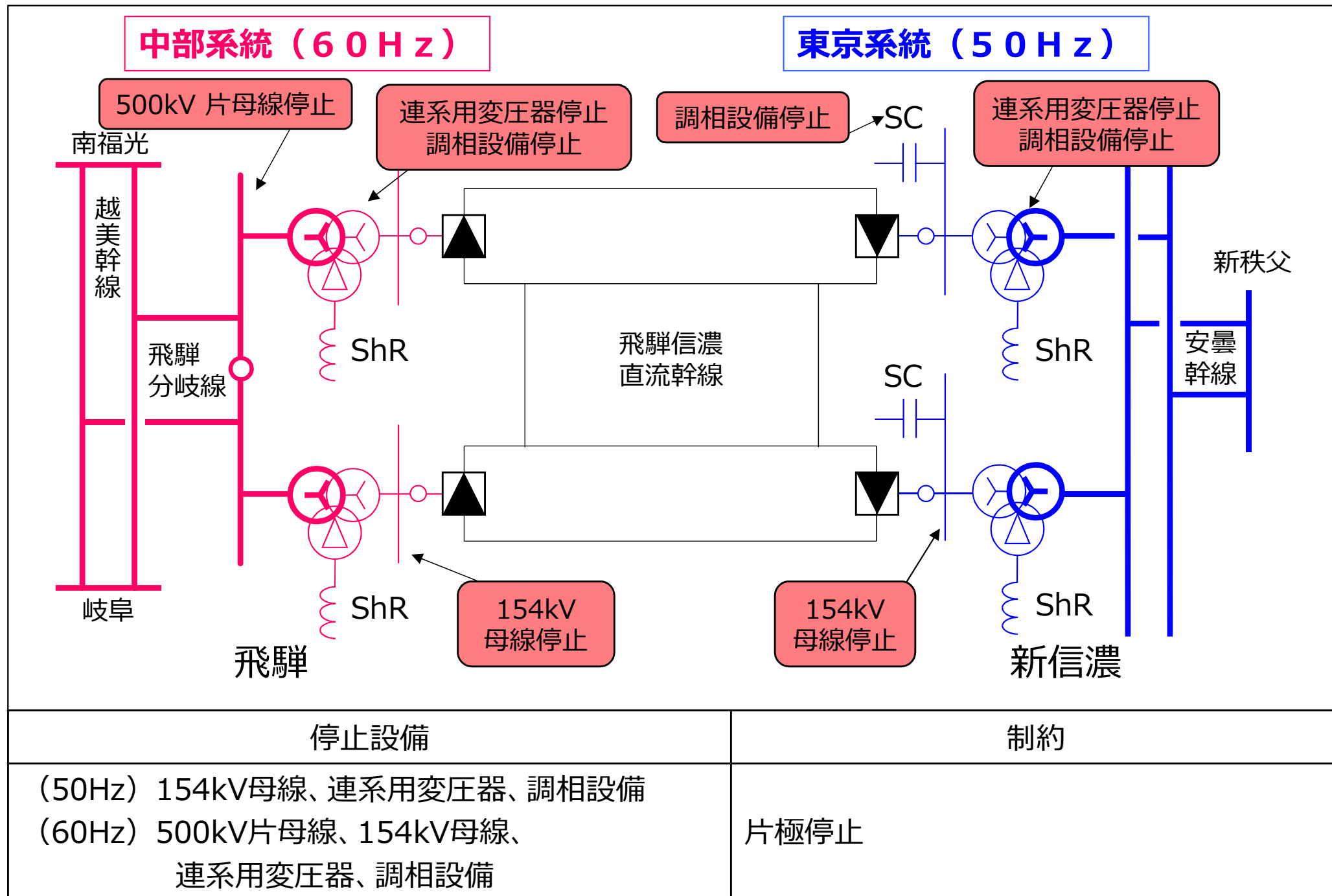


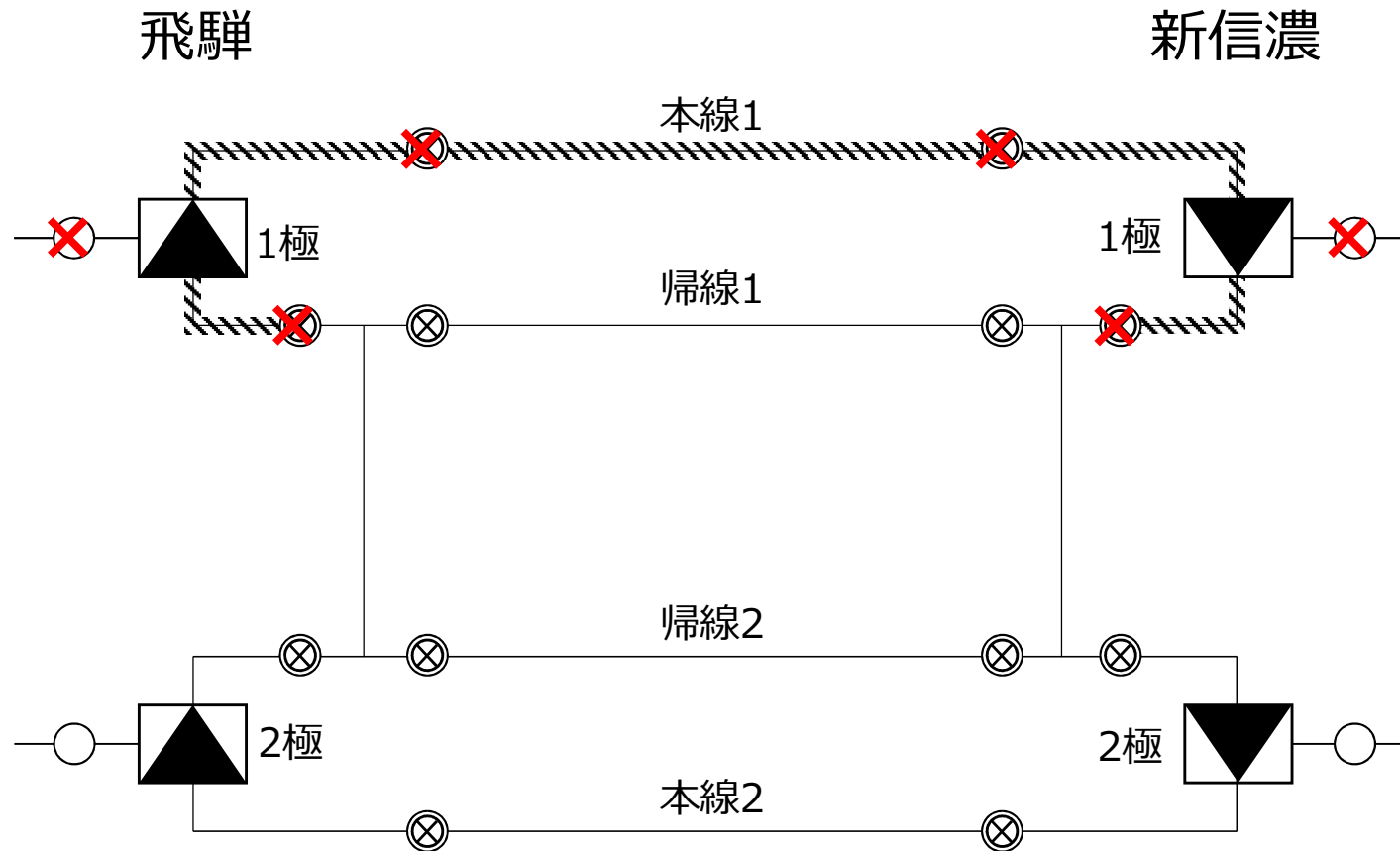
停止設備

制約

駿河変電所
SVC停止

FC = 17万kW[電圧変動]



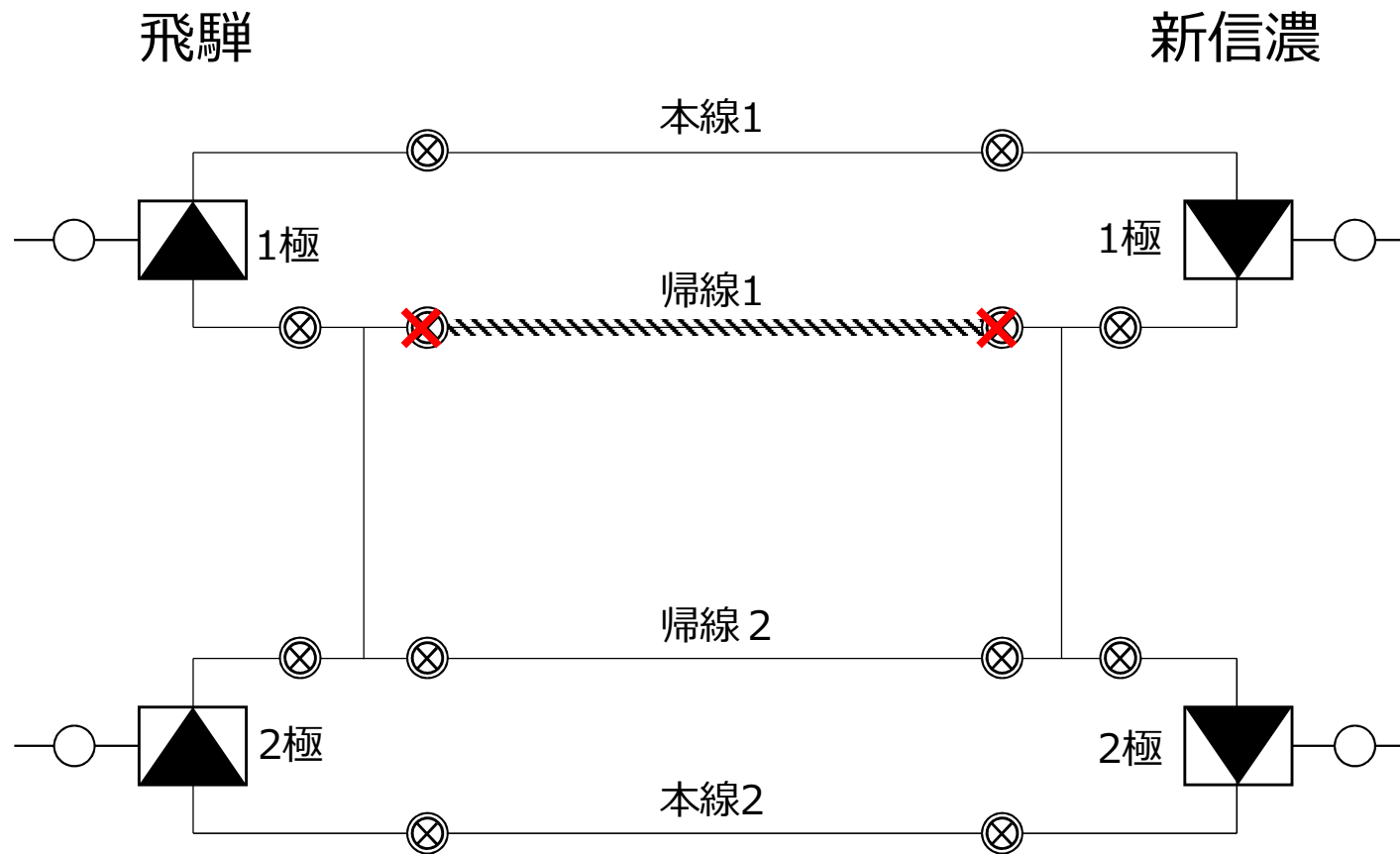


停止設備

本線1（または本線2）

制約

1極停止（本線2停止の場合は2極停止）



停止設備

制約

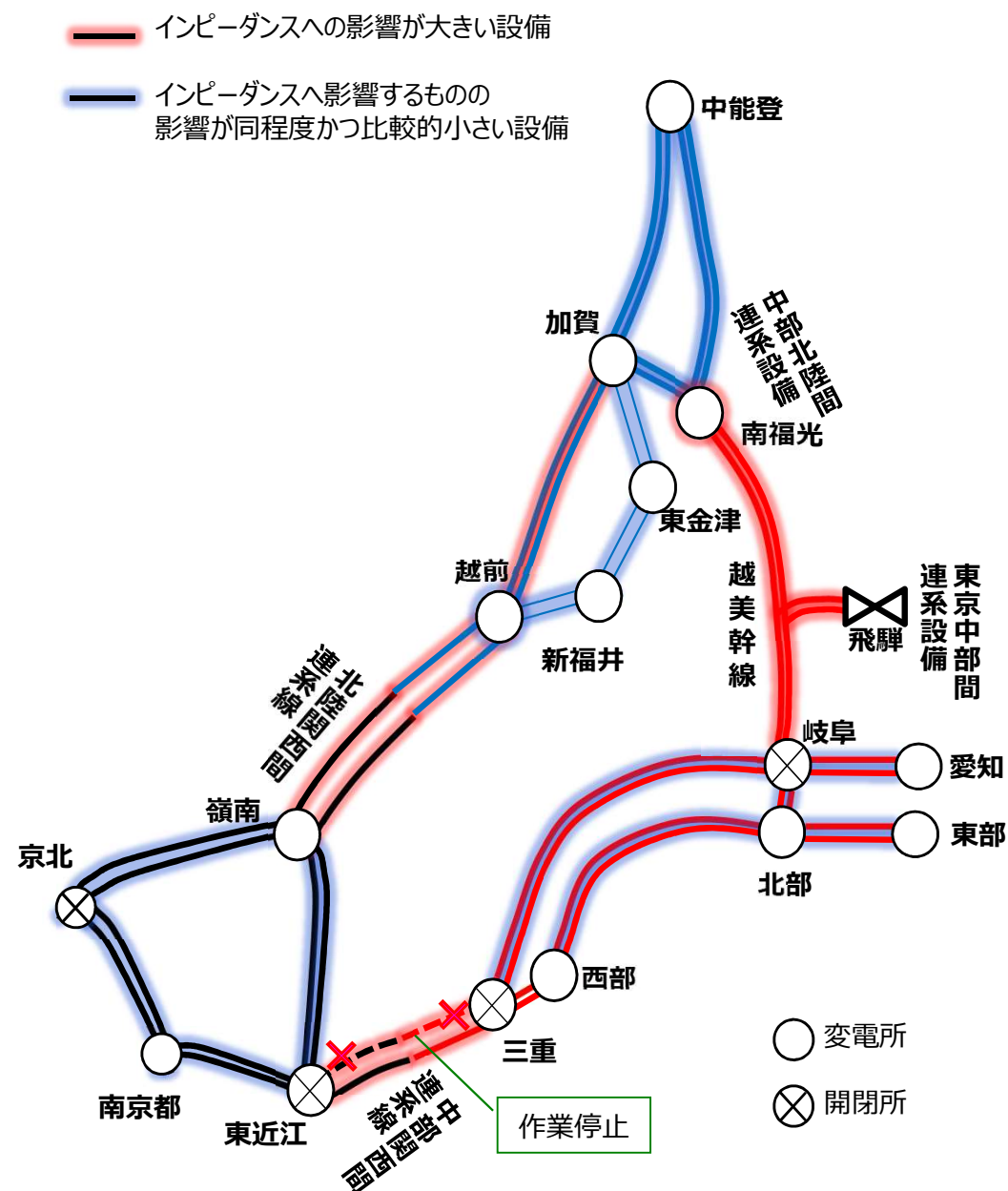
帰線1（または帰線2）停止・復旧操作

停止・復旧時、断路器操作のため1極と2極の停止（フローティング）が必要
停止中は制約なし

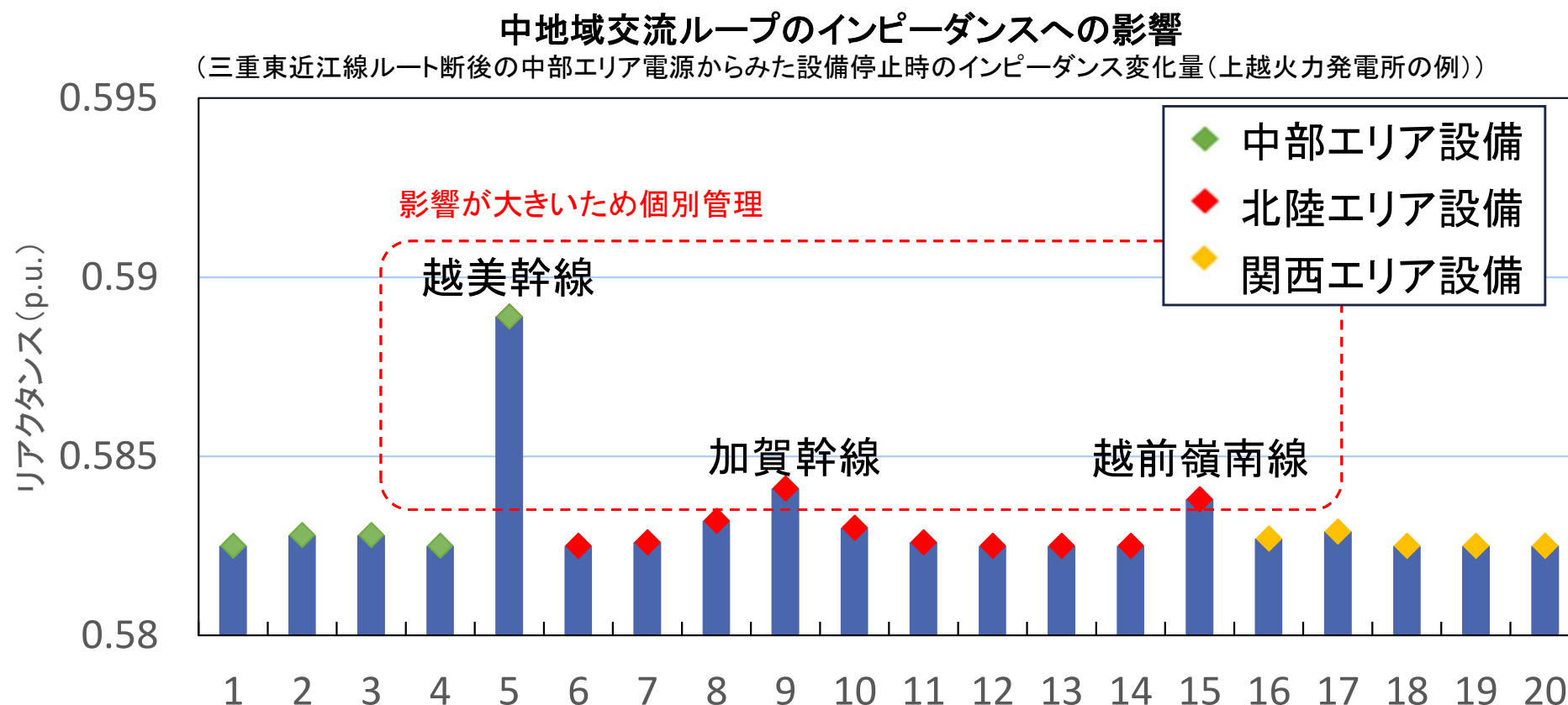
中地域交流ループ°

■ 中地域交流ループ内の地域間連系線1回線停止時の運用

- N-1故障発生時も連系維持が可能となるため、供給信頼度の低下を回避することから、地域間連系線の1回線停止時においても交流ループ運用を基本とする（ループ内1ルート線路である越美幹線についても同様）。
- 設備停止時は、ループ内のインピーダンス増加に伴い同期安定性限度値等が低下するため、ループ内のインピーダンスへの影響が大きい設備（地域間連系線、越美幹線、加賀幹線）と、インピーダンスへ影響するものの、影響が同程度かつ比較的小さい設備（一部の地内設備）の停止時の運用容量を定める。
- インピーダンスへの影響が同程度かつ比較的小さい設備については、各設備停止時の影響量に顕著な差異が無いことから各エリアにおいて代表設備の停止による運用容量算出を行う。



- 中地域交流ループは、主に三重東近江線ルート断故障時における中部エリア内発電機の同期安定性制約により運用容量が決定される。
- 中部エリア内発電機と中部エリア以西系統とのインピーダンスが大きいほど同期安定性限度が低下する傾向にあるため、設備停止時のインピーダンス変化量を分析し、影響の大小について判断している。



■ 運用容量算定の基本的な考え方

- 各設備停止時における熱容量、同期安定性、電圧安定性の各限度値を算出し、最小値を運用容量値とする。
- 算出の考え方および算出方法は、中地域交流ループ平常時と原則同じ。ただし、熱容量制約に関しては三重東近江線1回線設備停止時の中部フェンス運用容量、越美幹線1回線設備停止時の中部、北陸フェンス運用容量は当該1回線熱容量から飛騨信濃FC運用容量を控除した値以下とする。（2025年度 第4回運用容量検討会 資料1参照）

各フェンスの運用容量

運用容量 = 最小値 [(平常時の熱容量限度値) - (設備停止に伴う熱容量限度値低下量) 、
 (平常時の同期安定性限度値) - (設備停止に伴う同期安定性限度値低下量) 、
 (平常時の電圧安定性限度値) - (設備停止に伴う電圧安定性限度値低下量)]

- 以下の設備について、設備停止時にインピーダンス（同期安定性限度）への影響が大きい設備については、各設備停止時の運用容量を個別に算出する。
- また、設備停止時にインピーダンス（同期安定性限度）への影響が同程度かつ比較的小さい設備については、各エリアの代表設備が停止したとみなして運用容量を算出する。

停止設備①（影響の大きい設備）	運用容量の設定
三重東近江線	インピーダンスへの影響が大きく、運用容量の低下量が停止する設備によって大きく異なるため、各停止設備時の運用容量を個別算出する。
越美幹線（飛騨分岐線）	
越前嶺南線	
加賀幹線	
停止設備②（影響の比較的小さい設備）	運用容量の設定
中部地内設備	各設備停止時のインピーダンスへの影響に顕著な差異が無いため、代表設備が停止したとみなし運用容量を算出する。
北陸地内設備	
関西地内設備	

■ 停止設備②の対象設備は以下のとおり。

停止設備②（影響の比較的小さい設備）	対象設備
中部地内設備	岐阜連絡線、西部幹線(岐北分岐線)、三岐幹線、東部幹線、愛岐幹線 ※三重開閉所500kV母線(甲B・乙B)、岐阜開閉所500kV母線(甲A・乙A)の設備停止時、運用母線故障により放射状系統となるため、設備停止が計画されている場合には前頁設定の考え方とは別に運用容量を算出する。
北陸地内設備	能登幹線、能越幹線、加賀福光線、加賀変電所 2, 3 T r、 加賀東金津線、東金津新福井線、越前線、越前変電所 2, 3 T r
関西地内設備	山城北線、山城東線、北近江線、若狭幹線(山)

(1) 熱容量限度値低下量①

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月・11月・3月後半						5月・10月						6月・9月後半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	2	0	0	0	0	2	2	1	0	0	1	2	2	2	0	0	2	2
	北陸	0-010	4	2	0	0	2	4	4	2	0	0	2	4	4	2	0	0	2	4
	関西	0-001	10	8	0	0	8	10	10	8	0	0	8	10	10	7	0	0	7	10
	中部 + 北陸	0-110	5	2	0	0	2	5	5	4	0	0	4	5	5	4	0	0	4	5
	中部 + 関西	0-101	11	8	0	0	8	11	11	9	0	0	9	11	11	9	0	0	9	11
	北陸 + 関西	0-011	13	10	0	0	10	13	13	10	0	0	10	13	13	9	0	0	9	13
	中部+北陸+関西	0-111	14	9	0	0	9	14	14	10	0	0	10	14	14	10	0	0	10	14

※中部関西間連系線、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備または越美幹線N-1故障時における熱容量限度値低下量

※設備停止②代表中部地内設備 中部送電、関西受電：岐阜連絡線 関西送電、中部受電：西部幹線（岐北分岐線）

※設備停止②代表北陸地内設備 中部送電、関西受電：加賀2,3 Tr 関西送電、中部受電：越前線

※設備停止②代表関西地内設備 中部送電、関西受電：山城北線 関西送電、中部受電：若狭幹線（山）

(1) 熱容量限度値低下量②

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月・11月・3月後半						5月・10月						6月・9月後半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部	1-100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	北陸	1-010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	関西	1-001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部 + 北陸	1-110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部 + 関西	1-101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	北陸 + 関西	1-011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部+北陸+関西	1-111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
越美幹線	なし	2-000	8	17	0	0	17	8	8	15	0	0	15	8	8	14	0	0	14	8
	中部	2-100	9	17	0	0	17	9	9	16	0	0	16	9	9	15	0	0	15	9
	北陸	2-010	11	19	0	0	19	11	11	16	0	0	16	11	11	16	0	0	16	11
	関西	2-001	17	25	0	0	25	17	17	22	0	0	22	17	17	21	0	0	21	17
	中部 + 北陸	2-110	12	18	0	0	18	12	12	17	0	0	17	12	12	17	0	0	17	12
	中部 + 関西	2-101	18	25	0	0	25	18	18	23	0	0	23	18	18	22	0	0	22	18
	北陸 + 関西	2-011	20	27	0	0	27	20	20	23	0	0	23	20	20	22	0	0	22	20
	中部+北陸+関西	2-111	22	26	0	0	26	22	22	24	0	0	24	22	22	24	0	0	24	22

※中部関西間連系線、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備または越美幹線N-1故障時における熱容量限度値低下量

(1) 熱容量限度値低下量③

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月・11月・3月後半						5月・10月						6月・9月後半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	0	8	0	0	8	0	0	6	0	0	6	0	0	5	0	0	5	0
	中部	3-100	1	8	0	0	8	1	1	7	0	0	7	1	1	6	0	0	6	1
	北陸	3-010	4	10	0	0	10	4	4	7	0	0	7	4	4	7	0	0	7	4
	関西	3-001	10	16	0	0	16	10	10	13	0	0	13	10	10	12	0	0	12	10
	中部 + 北陸	3-110	5	9	0	0	9	5	5	8	0	0	8	5	5	8	0	0	8	5
	中部 + 関西	3-101	11	15	0	0	15	11	11	14	0	0	14	11	11	13	0	0	13	11
	北陸 + 関西	3-011	13	18	0	0	18	13	13	14	0	0	14	13	13	14	0	0	14	13
	中部+北陸+関西	3-111	14	17	0	0	17	14	14	15	0	0	15	14	14	15	0	0	15	14
加賀幹線	なし	4-000	4	8	0	0	8	4	4	6	0	0	6	4	4	6	0	0	6	4
	中部	4-100	5	7	0	0	7	5	5	7	0	0	7	5	5	7	0	0	7	5
	北陸	4-010	7	9	0	0	9	7	7	8	0	0	8	7	7	9	0	0	9	7
	関西	4-001	13	16	0	0	16	13	13	13	0	0	13	13	13	12	0	0	12	13
	中部 + 北陸	4-110	8	9	0	0	9	8	8	8	0	0	8	8	8	10	0	0	10	8
	中部 + 関西	4-101	15	15	0	0	15	15	15	14	0	0	14	15	15	13	0	0	13	15
	北陸 + 関西	4-011	17	17	0	0	17	17	17	15	0	0	15	17	17	15	0	0	15	17
	中部+北陸+関西	4-111	18	17	0	0	17	18	18	16	0	0	16	18	18	15	0	0	15	18

※中部関西間連系線、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備または越美幹線N-1故障時における熱容量限度値低下量

(1) 熱容量限度値低下量④

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	7月～9月前半						12月～3月前半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	2
	北陸	0-010	3	2	0	0	2	3	4	2	0	0	2	4
	関西	0-001	11	10	0	0	10	11	10	11	0	0	11	10
	中部 + 北陸	0-110	4	0	0	0	0	4	5	0	0	0	0	5
	中部 + 関西	0-101	13	5	0	0	5	13	11	5	0	0	5	11
	北陸 + 関西	0-011	14	12	0	0	12	14	13	13	0	0	13	13
	中部+北陸+関西	0-111	15	7	0	0	7	15	14	7	0	0	7	14

※中部関西間連系線、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備または越美幹線N-1故障時における熱容量限度値低下量

(1) 熱容量限度値低下量⑤

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	7月～9月前半						12月～3月前半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部	1-100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	北陸	1-010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	関西	1-001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部 + 北陸	1-110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部 + 関西	1-101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	北陸 + 関西	1-011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	中部+北陸+関西	1-111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
越美幹線	なし	2-000	9	22	0	0	22	9	8	24	0	0	24	8
	中部	2-100	11	17	0	0	17	11	9	18	0	0	18	9
	北陸	2-010	12	24	0	0	24	12	11	26	0	0	26	11
	関西	2-001	20	32	0	0	32	20	17	34	0	0	34	17
	中部 + 北陸	2-110	13	19	0	0	19	13	12	20	0	0	20	12
	中部 + 関西	2-101	22	27	0	0	27	22	18	28	0	0	28	18
	北陸 + 関西	2-011	23	33	0	0	33	23	20	36	0	0	36	20
	中部+北陸+関西	2-111	24	28	0	0	28	24	22	30	0	0	30	22

※中部関西間連系線、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備または越美幹線N-1故障時における熱容量限度値低下量

(1) 熱容量限度値低下量⑥

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	7月～9月前半						12月～3月前半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	2	12	0	0	12	2	0	13	0	0	13	0
	中部	3-100	3	7	0	0	7	3	1	7	0	0	7	1
	北陸	3-010	4	13	0	0	13	4	4	15	0	0	15	4
	関西	3-001	13	21	0	0	21	13	10	23	0	0	23	10
	中部 + 北陸	3-110	5	8	0	0	8	5	5	9	0	0	9	5
	中部 + 関西	3-101	14	16	0	0	16	14	11	18	0	0	18	11
	北陸 + 関西	3-011	15	23	0	0	23	15	13	25	0	0	25	13
	中部+北陸+関西	3-111	16	18	0	0	18	16	14	20	0	0	20	14
加賀幹線	なし	4-000	1	12	0	0	12	1	4	14	0	0	14	4
	中部	4-100	2	7	0	0	7	2	5	8	0	0	8	5
	北陸	4-010	4	13	0	0	13	4	7	16	0	0	16	7
	関西	4-001	12	21	0	0	21	12	13	24	0	0	24	13
	中部 + 北陸	4-110	5	8	0	0	8	5	8	10	0	0	10	8
	中部 + 関西	4-101	13	16	0	0	16	13	15	19	0	0	19	15
	北陸 + 関西	4-011	14	23	0	0	23	14	17	26	0	0	26	17
	中部+北陸+関西	4-111	16	18	0	0	18	16	18	21	0	0	21	18

※中部関西間連系線、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備または越美幹線N-1故障時における熱容量限度値低下量

(2) 同期安定性限度値低下量① (4月～6月、9月後半～11月、3月後半) 【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	0	0	10	0	0	0	10	10	10	0	10	10
	北陸	0-010	0	10	10	0	10	0	10	10	10	0	10	10
	関西	0-001	0	20	30	0	20	0	0	20	30	0	20	0
	中部 + 北陸	0-110	10	10	20	0	10	10	20	20	20	0	20	20
	中部 + 関西	0-101	10	20	30	0	20	10	10	20	30	0	20	10
	北陸 + 関西	0-011	10	30	40	0	30	10	10	30	40	0	30	10
	中部+北陸+関西	0-111	20	30	40	0	30	20	30	30	40	0	30	30

※設備停止②代表中部地内設備 中部送電、関西受電：東部幹線
 北陸送電、中部受電：三岐幹線
 中部送電、北陸受電：三岐幹線

※設備停止②代表北陸地内設備 中部送電、関西受電：加賀福光線
 北陸送電、中部受電：越前2,3Tr
 中部送電、北陸受電：越前2,3Tr

※設備停止②代表関西地内設備 中部送電、関西受電：若狭幹線(山)
 北陸送電、中部受電：北近江線
 中部送電、北陸受電：北近江線

関西送電、中部受電：東部幹線
 北陸送電、関西受電：三岐幹線
 関西送電、北陸受電：三岐幹線
 関西送電、中部受電：加賀福光線
 北陸送電、関西受電：加賀2,3Tr
 関西送電、北陸受電：加賀2,3Tr
 関西送電、中部受電：若狭幹線(山)
 北陸送電、関西受電：若狭幹線(山)
 関西送電、北陸受電：若狭幹線(山)

(2) 同期安定性限度値低下量② (4月～6月、9月後半～11月、3月後半) 【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	0	10	10	0	10	0	10	0	10	0	0	10
	北陸	0-010	0	10	10	0	10	0	10	10	10	0	10	10
	関西	0-001	10	20	30	0	20	10	10	20	30	0	20	10
	中部 + 北陸	0-110	10	20	20	0	20	10	20	10	20	0	10	20
	中部 + 関西	0-101	20	20	30	0	20	20	20	20	30	0	20	20
	北陸 + 関西	0-011	20	30	40	0	30	20	20	20	40	0	20	20
	中部+北陸+関西	0-111	20	30	40	0	30	20	20	30	40	0	30	20

(2) 同期安定性限度値低下量③ (4月～6月、9月後半～11月、3月後半) 【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0
	中部	1-100	0	0	20	0	0	0	0	10	20	0	10	0
	北陸	1-010	0	10	30	0	10	0	0	10	30	0	10	0
	関西	1-001	0	20	30	0	20	0	0	20	30	0	20	0
	中部 + 北陸	1-110	10	10	30	0	10	10	10	10	30	0	10	10
	中部 + 関西	1-101	10	20	30	0	20	10	10	20	30	0	20	10
	北陸 + 関西	1-011	0	20	40	0	20	0	10	30	40	0	30	10
	中部+北陸+関西	1-111	20	30	40	0	30	20	20	30	40	0	30	20
越美幹線	なし	2-000	80	90	40	50	90	80	60	90	40	30	90	60
	中部	2-100	90	90	50	60	90	90	60	90	50	40	90	60
	北陸	2-010	80	100	40	50	100	80	60	100	40	30	100	60
	関西	2-001	80	100	40	50	100	80	60	100	40	30	100	60
	中部 + 北陸	2-110	90	100	50	60	100	90	70	100	50	40	100	70
	中部 + 関西	2-101	90	100	50	60	100	90	70	100	50	30	100	70
	北陸 + 関西	2-011	90	100	40	50	100	90	60	100	40	30	100	60
	中部+北陸+関西	2-111	100	110	50	60	110	100	70	100	50	30	100	70

(2) 同期安定性限度値低下量④ (4月～6月、9月後半～11月、3月後半) 【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0
	中部	1-100	0	10	20	0	10	0	0	0	20	0	0	0
	北陸	1-010	0	10	30	0	10	0	0	10	30	0	10	0
	関西	1-001	10	20	30	0	20	10	0	10	30	0	10	0
	中部 + 北陸	1-110	10	20	30	0	20	10	10	10	30	0	10	10
	中部 + 関西	1-101	10	20	30	0	20	10	10	20	30	0	20	10
	北陸 + 関西	1-011	10	30	40	0	30	10	10	20	40	0	20	10
	中部+北陸+関西	1-111	20	30	40	0	30	20	20	20	40	0	20	20
越美幹線	なし	2-000	60	90	40	0	90	60	40	80	40	0	80	40
	中部	2-100	60	90	50	0	90	60	50	80	50	0	80	50
	北陸	2-010	60	100	40	0	100	60	50	80	40	0	80	50
	関西	2-001	60	100	40	0	100	60	40	90	40	0	90	40
	中部 + 北陸	2-110	70	100	50	0	100	70	60	90	50	0	90	60
	中部 + 関西	2-101	70	100	50	0	100	70	50	90	50	0	90	50
	北陸 + 関西	2-011	70	110	40	0	110	70	50	90	40	0	90	50
	中部+北陸+関西	2-111	70	110	50	0	110	70	60	100	50	0	100	60

(2) 同期安定性限度値低下量⑤ (4月～6月、9月後半～11月、3月後半) 【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	30	70	80	0	70	30	30	70	80	20	70	30
	中部	3-100	40	70	80	0	70	40	40	70	80	10	70	40
	北陸	3-010	30	70	90	0	70	30	40	70	90	10	70	40
	関西	3-001	40	90	100	0	90	40	40	90	100	0	90	40
	中部 + 北陸	3-110	50	70	90	0	70	50	50	70	90	0	70	50
	中部 + 関西	3-101	50	90	100	0	90	50	40	90	100	0	90	40
	北陸 + 関西	3-011	50	90	100	0	90	50	40	90	100	0	90	40
	中部+北陸+関西	3-111	50	90	100	0	90	50	50	90	100	0	90	50
加賀幹線	なし	4-000	20	50	50	0	50	20	30	50	50	10	50	30
	中部	4-100	30	50	50	0	50	30	40	50	50	10	50	40
	北陸	4-010	30	50	60	0	50	30	40	60	60	10	60	40
	関西	4-001	30	60	60	0	60	30	30	60	60	0	60	30
	中部 + 北陸	4-110	40	60	60	0	60	40	40	60	60	0	60	40
	中部 + 関西	4-101	40	60	60	0	60	40	40	60	60	0	60	40
	北陸 + 関西	4-011	30	70	70	0	70	30	40	70	70	0	70	40
	中部+北陸+関西	4-111	50	70	70	0	70	50	50	70	70	0	70	50

(2) 同期安定性限度値低下量⑥ (4月～6月、9月後半～11月、3月後半) 【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	40	60	80	0	60	40	30	60	80	10	60	30
	中部	3-100	60	70	80	0	70	60	30	60	80	10	60	30
	北陸	3-010	50	70	90	0	70	50	30	60	90	10	60	30
	関西	3-001	50	80	100	0	80	50	30	70	100	0	70	30
	中部 + 北陸	3-110	50	70	90	0	70	50	30	70	90	0	70	30
	中部 + 関西	3-101	60	80	100	0	80	60	30	80	100	0	80	30
	北陸 + 関西	3-011	60	80	100	0	80	60	30	80	100	0	80	30
	中部+北陸+関西	3-111	60	90	100	0	90	60	30	80	100	0	80	30
加賀幹線	なし	4-000	30	50	50	0	50	30	20	40	50	0	40	20
	中部	4-100	30	50	50	0	50	30	30	40	50	0	40	30
	北陸	4-010	40	60	60	0	60	40	30	50	60	0	50	30
	関西	4-001	40	60	60	0	60	40	30	60	60	0	60	30
	中部 + 北陸	4-110	40	60	60	0	60	40	30	50	60	0	50	30
	中部 + 関西	4-101	40	60	60	0	60	40	30	60	60	0	60	30
	北陸 + 関西	4-011	50	70	70	0	70	50	30	60	70	0	60	30
	中部+北陸+関西	4-111	50	70	70	0	70	50	30	70	70	0	70	30

(2) 同期安定性限度値低下量⑦ (7月～9月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	20	0	10	0	0	20	20	0	10	0	0	20
	北陸	0-010	10	10	10	0	10	10	10	10	10	0	10	10
	関西	0-001	10	10	30	0	10	10	10	20	30	0	20	10
	中部 + 北陸	0-110	30	10	20	0	10	30	30	20	20	0	20	30
	中部 + 関西	0-101	30	20	30	0	20	30	30	30	30	0	30	30
	北陸 + 関西	0-011	20	20	40	0	20	20	10	30	40	0	30	10
	中部+北陸+関西	0-111	40	20	40	0	20	40	40	30	40	0	30	40

(2) 同期安定性限度値低下量⑧ (7月～9月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	20	10	10	0	10	20	10	0	10	0	0	10
	北陸	0-010	20	10	10	0	10	20	10	10	10	0	10	10
	関西	0-001	10	30	30	0	30	10	10	20	30	0	20	10
	中部 + 北陸	0-110	30	20	20	0	20	30	20	10	20	0	10	20
	中部 + 関西	0-101	20	30	30	0	30	20	20	20	30	0	20	20
	北陸 + 関西	0-011	20	40	40	0	40	20	20	30	40	0	30	20
	中部+北陸+関西	0-111	40	40	40	0	40	40	20	30	40	0	30	20

(2) 同期安定性限度値低下量⑨ (7月～9月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0
	中部	1-100	20	0	20	0	0	20	10	0	20	0	0	10
	北陸	1-010	10	10	30	0	10	10	0	10	30	0	10	0
	関西	1-001	10	10	30	0	10	10	0	20	30	0	20	0
	中部 + 北陸	1-110	30	10	30	0	10	30	30	10	30	0	10	30
	中部 + 関西	1-101	30	10	30	0	10	30	20	20	30	0	20	20
	北陸 + 関西	1-011	20	20	40	0	20	20	10	30	40	0	30	10
	中部+北陸+関西	1-111	40	20	40	0	20	40	30	30	40	0	30	30
越美幹線	なし	2-000	100	90	40	40	90	100	100	90	40	0	90	100
	中部	2-100	110	100	50	50	100	110	110	100	50	0	100	110
	北陸	2-010	100	100	40	40	100	100	100	100	40	0	100	100
	関西	2-001	100	100	40	40	100	100	100	100	40	0	100	100
	中部 + 北陸	2-110	110	100	50	50	100	110	110	110	50	10	110	110
	中部 + 関西	2-101	110	110	50	50	110	110	110	110	50	0	110	110
	北陸 + 関西	2-011	110	120	40	40	120	110	100	110	40	0	110	100
	中部+北陸+関西	2-111	120	120	50	50	120	120	120	110	50	10	110	120

(2) 同期安定性限度値低下量⑩ (7月～9月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0
	中部	1-100	10	0	20	0	0	10	0	0	20	0	0	0
	北陸	1-010	10	10	30	0	10	10	10	0	30	0	0	10
	関西	1-001	10	30	30	0	30	10	0	20	30	0	20	0
	中部 + 北陸	1-110	20	10	30	0	10	20	10	10	30	0	10	10
	中部 + 関西	1-101	20	30	30	0	30	20	10	20	30	0	20	10
	北陸 + 関西	1-011	20	30	40	0	30	20	10	30	40	0	30	10
	中部+北陸+関西	1-111	30	30	40	0	30	30	20	30	40	0	30	20
越美幹線	なし	2-000	100	100	40	30	100	100	80	90	40	0	90	80
	中部	2-100	110	110	50	40	110	110	90	100	50	0	100	90
	北陸	2-010	110	110	40	30	110	110	80	100	40	0	100	80
	関西	2-001	110	120	40	30	120	110	80	100	40	0	100	80
	中部 + 北陸	2-110	110	110	50	40	110	110	100	100	50	0	100	100
	中部 + 関西	2-101	110	120	50	40	120	110	90	110	50	0	110	90
	北陸 + 関西	2-011	110	120	40	30	120	110	90	110	40	0	110	90
	中部+北陸+関西	2-111	110	120	50	40	120	110	100	110	50	0	110	100

(2) 同期安定性限度値低下量⑪ (7月～9月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	30	70	80	0	70	30	30	70	80	0	70	30
	中部	3-100	50	70	80	0	70	50	50	70	80	0	70	50
	北陸	3-010	50	70	90	0	70	50	50	70	90	0	70	50
	関西	3-001	40	110	100	0	110	40	40	90	100	0	90	40
	中部 + 北陸	3-110	60	60	90	0	60	60	70	70	90	0	70	70
	中部 + 関西	3-101	60	110	100	0	110	60	70	90	100	0	90	70
	北陸 + 関西	3-011	50	110	100	0	110	50	50	90	100	0	90	50
	中部+北陸+関西	3-111	60	110	100	0	110	60	70	90	100	0	90	70
加賀幹線	なし	4-000	30	50	50	0	50	30	30	50	50	0	50	30
	中部	4-100	60	50	50	0	50	60	60	60	50	0	60	60
	北陸	4-010	50	50	60	0	50	50	50	60	60	0	60	50
	関西	4-001	40	60	60	0	60	40	40	70	60	0	70	40
	中部 + 北陸	4-110	60	60	60	0	60	60	70	60	60	0	60	70
	中部 + 関西	4-101	60	60	60	0	60	60	70	70	60	0	70	70
	北陸 + 関西	4-011	50	60	70	0	60	50	50	70	70	0	70	50
	中部+北陸+関西	4-111	70	60	70	0	60	70	70	80	70	0	80	70

(2) 同期安定性限度値低下量⑫ (7月～9月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	50	90	80	0	90	50	20	70	80	0	70	20
	中部	3-100	50	90	80	0	90	50	30	70	80	0	70	30
	北陸	3-010	50	90	90	0	90	50	30	80	90	0	80	30
	関西	3-001	50	110	100	0	110	50	30	90	100	0	90	30
	中部 + 北陸	3-110	60	90	90	0	90	60	40	80	90	0	80	40
	中部 + 関西	3-101	60	110	100	0	110	60	40	90	100	0	90	40
	北陸 + 関西	3-011	60	110	100	0	110	60	40	90	100	0	90	40
	中部+北陸+関西	3-111	60	110	100	0	110	60	40	90	100	0	90	40
加賀幹線	なし	4-000	40	60	50	0	60	40	20	50	50	0	50	20
	中部	4-100	50	60	50	0	60	50	30	50	50	0	50	30
	北陸	4-010	50	70	60	0	70	50	30	60	60	0	60	30
	関西	4-001	50	80	60	0	80	50	30	70	60	0	70	30
	中部 + 北陸	4-110	60	70	60	0	70	60	40	60	60	0	60	40
	中部 + 関西	4-101	50	80	60	0	80	50	40	70	60	0	70	40
	北陸 + 関西	4-011	50	90	70	0	90	50	30	80	70	0	80	30
	中部+北陸+関西	4-111	60	90	70	0	90	60	40	80	70	0	80	40

(2) 同期安定性限度値低下量⑬ (12月～3月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	0	10	10	0	10	0	0	0	10	0	0	0
	北陸	0-010	0	10	10	0	10	0	10	10	10	0	10	10
	関西	0-001	0	20	30	0	20	0	10	20	30	0	20	10
	中部 + 北陸	0-110	10	20	20	0	20	10	10	10	20	10	10	10
	中部 + 関西	0-101	10	30	30	0	30	10	0	20	30	0	20	0
	北陸 + 関西	0-011	10	30	40	0	30	10	10	30	40	0	30	10
	中部+北陸+関西	0-111	20	30	40	0	30	20	10	40	40	10	40	10

(2) 同期安定性限度値低下量⑭ (12月～3月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	0	10	10	0	10	0	20	10	10	0	10	20
	北陸	0-010	10	10	10	0	10	10	20	10	10	0	10	20
	関西	0-001	0	30	30	0	30	0	30	30	30	0	30	30
	中部 + 北陸	0-110	10	20	20	0	20	10	20	20	20	0	20	20
	中部 + 関西	0-101	10	30	30	0	30	10	30	30	30	0	30	30
	北陸 + 関西	0-011	10	30	40	0	30	10	30	30	40	0	30	30
	中部+北陸+関西	0-111	20	40	40	0	40	20	40	40	40	0	40	40

(2) 同期安定性限度値低下量⑮ (12月～3月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0
	中部	1-100	0	0	20	0	0	0	0	0	20	0	0	0
	北陸	1-010	0	10	30	0	10	0	0	0	30	10	0	0
	関西	1-001	0	20	30	0	20	0	0	10	30	0	10	0
	中部 + 北陸	1-110	10	20	30	0	20	10	10	10	30	20	10	10
	中部 + 関西	1-101	10	20	30	0	20	10	0	20	30	0	20	0
	北陸 + 関西	1-011	10	30	40	0	30	10	10	20	40	10	20	10
	中部+北陸+関西	1-111	10	30	40	0	30	10	10	30	40	20	30	10
越美幹線	なし	2-000	70	100	40	80	100	70	70	110	40	70	110	70
	中部	2-100	70	100	50	90	100	70	70	120	50	80	120	70
	北陸	2-010	70	110	40	80	110	70	70	120	40	70	120	70
	関西	2-001	70	110	40	80	110	70	70	120	40	70	120	70
	中部 + 北陸	2-110	80	110	50	90	110	80	80	120	50	80	120	80
	中部 + 関西	2-101	80	110	50	90	110	80	70	130	50	80	130	70
	北陸 + 関西	2-011	70	120	40	80	120	70	70	130	40	80	130	70
	中部+北陸+関西	2-111	80	120	50	90	120	80	80	130	50	80	130	80

(2) 同期安定性限度値低下量⑯ (12月～3月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	10	0	0	0	0	0	10	0	0	0
	中部	1-100	0	0	20	0	0	0	0	10	20	0	10	0
	北陸	1-010	0	10	30	0	10	0	10	10	30	0	10	10
	関西	1-001	0	0	30	0	0	0	10	30	30	0	30	10
	中部 + 北陸	1-110	10	10	30	0	10	10	20	20	30	0	20	20
	中部 + 関西	1-101	10	30	30	0	30	10	20	30	30	0	30	20
	北陸 + 関西	1-011	10	30	40	0	30	10	20	30	40	0	30	20
	中部+北陸+関西	1-111	20	40	40	0	40	20	20	40	40	0	40	20
越美幹線	なし	2-000	80	100	40	30	100	80	80	110	40	70	110	80
	中部	2-100	90	100	50	40	100	90	90	110	50	80	110	90
	北陸	2-010	90	100	40	30	100	90	90	120	40	70	120	90
	関西	2-001	90	110	40	30	110	90	90	120	40	70	120	90
	中部 + 北陸	2-110	100	110	50	40	110	100	100	120	50	80	120	100
	中部 + 関西	2-101	100	110	50	40	110	100	100	120	50	80	120	100
	北陸 + 関西	2-011	90	110	40	30	110	90	90	130	40	70	130	90
	中部+北陸+関西	2-111	100	120	50	40	120	100	100	130	50	80	130	100

(2) 同期安定性限度値低下量⑰ (12月～3月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	平日昼間						平日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	20	80	80	10	80	20	30	70	80	0	70	30
	中部	3-100	30	80	80	20	80	30	30	80	80	10	80	30
	北陸	3-010	30	80	90	10	80	30	40	80	90	0	80	40
	関西	3-001	20	100	100	10	100	20	30	100	100	0	100	30
	中部 + 北陸	3-110	30	80	90	20	80	30	40	80	90	10	80	40
	中部 + 関西	3-101	30	100	100	20	100	30	30	100	100	10	100	30
	北陸 + 関西	3-011	30	110	100	20	110	30	40	100	100	10	100	40
	中部+北陸+関西	3-111	40	110	100	20	110	40	40	100	100	10	100	40
加賀幹線	なし	4-000	20	60	50	20	60	20	30	60	50	10	60	30
	中部	4-100	30	60	50	30	60	30	30	70	50	20	70	30
	北陸	4-010	30	70	60	20	70	30	30	70	60	10	70	30
	関西	4-001	20	80	60	20	80	20	30	80	60	10	80	30
	中部 + 北陸	4-110	30	70	60	30	70	30	40	70	60	20	70	40
	中部 + 関西	4-101	30	80	60	30	80	30	30	80	60	20	80	30
	北陸 + 関西	4-011	30	80	70	20	80	30	40	90	70	20	90	40
	中部+北陸+関西	4-111	40	80	70	30	80	40	40	90	70	20	90	40

(2) 同期安定性限度値低下量⑱ (12月～3月前半)

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	休日昼間						休日夜間					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	30	80	80	0	80	30	60	80	80	0	80	60
	中部	3-100	40	80	80	0	80	40	70	80	80	0	80	70
	北陸	3-010	40	90	90	0	90	40	60	90	90	0	90	60
	関西	3-001	40	100	100	0	100	40	60	110	100	0	110	60
	中部 + 北陸	3-110	40	90	90	0	90	40	70	90	90	0	90	70
	中部 + 関西	3-101	40	100	100	0	100	40	70	110	100	0	110	70
	北陸 + 関西	3-011	40	100	100	0	100	40	70	110	100	0	110	70
	中部+北陸+関西	3-111	50	100	100	0	100	50	80	110	100	0	110	80
加賀幹線	なし	4-000	30	70	50	0	70	30	40	70	50	0	70	40
	中部	4-100	30	70	50	0	70	30	60	70	50	0	70	60
	北陸	4-010	30	70	60	0	70	30	60	80	60	0	80	60
	関西	4-001	30	80	60	0	80	30	50	90	60	0	90	50
	中部 + 北陸	4-110	40	70	60	0	70	40	70	80	60	0	80	70
	中部 + 関西	4-101	40	80	60	0	80	40	70	90	60	0	90	70
	北陸 + 関西	4-011	40	90	70	0	90	40	60	90	70	0	90	60
	中部+北陸+関西	4-111	50	90	70	0	90	50	70	100	70	0	100	70

(3) 電圧安定性限度値低下量①

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月～6月・9月後半～11月・3月後半					
			中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	10	10	10	30	10	10
	北陸	0-010	20	10	10	30	10	20
	関西	0-001	20	20	30	0	20	20
	中部 + 北陸	0-110	30	20	20	30	20	30
	中部 + 関西	0-101	30	20	40	30	20	30
	北陸 + 関西	0-011	30	30	40	30	30	30
	中部+北陸+関西	0-111	40	30	50	30	30	40

※設備停止②中部地内設備 中部送電、関西受電：東部幹線
 北陸送電、中部受電：三岐幹線
 中部送電、北陸受電：三岐幹線

※設備停止②北陸地内設備 中部送電、関西受電：加賀福光線
 北陸送電、中部受電：越前2,3Tr
 中部送電、北陸受電：越前2,3Tr

※設備停止②関西地内設備 中部送電、関西受電：若狭幹線(山)
 北陸送電、中部受電：北近江線
 中部送電、北陸受電：北近江線

関西送電、中部受電：東部幹線
 北陸送電、関西受電：三岐幹線
 関西送電、北陸受電：三岐幹線
 関西送電、中部受電：加賀福光線
 北陸送電、関西受電：加賀2,3Tr
 関西送電、北陸受電：加賀2,3Tr
 関西送電、中部受電：若狭幹線(山)
 北陸送電、関西受電：若狭幹線(山)
 関西送電、北陸受電：若狭幹線(山)

(3) 電圧安定性限度値低下量②

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月～6月・9月後半～11月・3月後半					
			中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	30	20	0	0
	中部	1-100	10	10	40	20	10	10
	北陸	1-010	20	10	30	20	10	20
	関西	1-001	20	20	50	20	20	20
	中部 + 北陸	1-110	30	10	50	20	10	30
	中部 + 関西	1-101	30	20	70	20	20	30
	北陸 + 関西	1-011	30	20	60	20	20	30
	中部+北陸+関西	1-111	40	30	70	20	30	40
越美幹線	なし	2-000	100	100	50	30	100	100
	中部	2-100	110	100	60	60	100	110
	北陸	2-010	110	100	50	60	100	110
	関西	2-001	110	110	50	60	110	110
	中部 + 北陸	2-110	120	110	70	60	110	120
	中部 + 関西	2-101	120	110	60	60	110	120
	北陸 + 関西	2-011	120	110	50	60	110	120
	中部+北陸+関西	2-111	130	110	70	60	110	130

(3) 電圧安定性限度値低下量③

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	4月～6月・9月後半～11月・3月後半					
			中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	80	50	80	50	50	80
	中部	3-100	90	60	90	50	60	90
	北陸	3-010	90	60	90	50	60	90
	関西	3-001	100	70	110	50	70	100
	中部 + 北陸	3-110	90	60	100	50	60	90
	中部 + 関西	3-101	100	70	120	50	70	100
	北陸 + 関西	3-011	100	70	110	50	70	100
	中部+北陸+関西	3-111	110	80	120	50	80	110
加賀幹線	なし	4-000	60	50	50	20	50	60
	中部	4-100	60	50	70	20	50	60
	北陸	4-010	70	50	70	20	50	70
	関西	4-001	70	60	70	20	60	70
	中部 + 北陸	4-110	70	50	70	20	50	70
	中部 + 関西	4-101	80	60	80	20	60	80
	北陸 + 関西	4-011	80	60	90	30	60	80
	中部+北陸+関西	4-111	80	70	90	30	70	80

(3) 電圧安定性限度値低下量④

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	7月～9月前半						12月～3月前半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
なし	中部	0-100	10	10	10	30	10	10	10	10	10	10	10	10
	北陸	0-010	20	10	10	30	10	20	20	10	10	20	10	20
	関西	0-001	20	20	30	0	20	20	20	20	30	0	20	20
	中部 + 北陸	0-110	30	20	20	30	20	30	30	20	20	20	20	30
	中部 + 関西	0-101	30	30	40	30	30	30	30	30	40	20	30	30
	北陸 + 関西	0-011	30	30	40	30	30	30	30	30	40	20	30	30
	中部+北陸+関西	0-111	40	30	50	30	30	40	40	30	50	20	30	40

(3) 電圧安定性限度値低下量⑤

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	7月～9月前半						12月～3月前半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
三重東近江線	なし	1-000	0	0	30	20	0	0	0	0	30	10	0	0
	中部	1-100	10	10	40	20	10	10	10	10	40	20	10	10
	北陸	1-010	20	10	30	20	10	20	20	10	30	20	10	20
	関西	1-001	20	20	50	20	20	20	20	20	50	20	20	20
	中部 + 北陸	1-110	30	20	50	20	20	30	30	20	50	20	20	30
	中部 + 関西	1-101	30	30	70	20	30	30	30	30	70	20	30	30
	北陸 + 関西	1-011	30	30	60	20	30	30	30	30	60	20	30	30
	中部+北陸+関西	1-111	40	30	70	20	30	40	40	30	70	20	30	40
越美幹線	なし	2-000	100	100	50	30	100	100	100	140	50	50	140	100
	中部	2-100	110	110	60	60	110	110	110	140	60	80	140	110
	北陸	2-010	110	100	50	60	100	110	110	140	50	80	140	110
	関西	2-001	110	110	50	60	110	110	110	140	50	70	140	110
	中部 + 北陸	2-110	120	110	70	60	110	120	120	140	70	80	140	120
	中部 + 関西	2-101	120	110	60	60	110	120	120	140	60	80	140	120
	北陸 + 関西	2-011	120	110	50	60	110	120	120	140	50	80	140	120
	中部+北陸+関西	2-111	130	120	70	60	120	130	130	140	70	80	140	130

(3) 電圧安定性限度値低下量⑥

【万kW】

停止設備①	停止設備②	No	7月～9月前半						12月～3月前半					
			中部		北陸		関西		中部		北陸		関西	
			送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電	送電	受電
越前嶺南線	なし	3-000	80	50	80	50	50	80	80	70	80	20	70	80
	中部	3-100	90	60	90	50	60	90	90	80	90	20	80	90
	北陸	3-010	90	60	90	50	60	90	90	70	90	30	70	90
	関西	3-001	100	70	110	50	70	100	100	80	110	30	80	100
	中部 + 北陸	3-110	90	60	100	50	60	90	90	80	100	30	80	90
	中部 + 関西	3-101	100	70	120	50	70	100	100	90	120	30	90	100
	北陸 + 関西	3-011	100	80	110	50	80	100	100	90	110	50	90	100
	中部+北陸+関西	3-111	110	80	120	50	80	110	110	90	120	50	90	110
加賀幹線	なし	4-000	60	50	50	20	50	60	60	40	50	10	40	60
	中部	4-100	60	50	70	20	50	60	60	50	70	20	50	60
	北陸	4-010	70	50	70	20	50	70	70	40	70	20	40	70
	関西	4-001	70	60	70	20	60	70	70	60	70	20	60	70
	中部 + 北陸	4-110	70	60	70	20	60	70	70	50	70	20	50	70
	中部 + 関西	4-101	80	60	80	20	60	80	80	60	80	20	60	80
	北陸 + 関西	4-011	80	60	90	30	60	80	80	70	90	20	70	80
	中部+北陸+関西	4-111	80	70	90	30	70	80	80	70	90	20	70	80

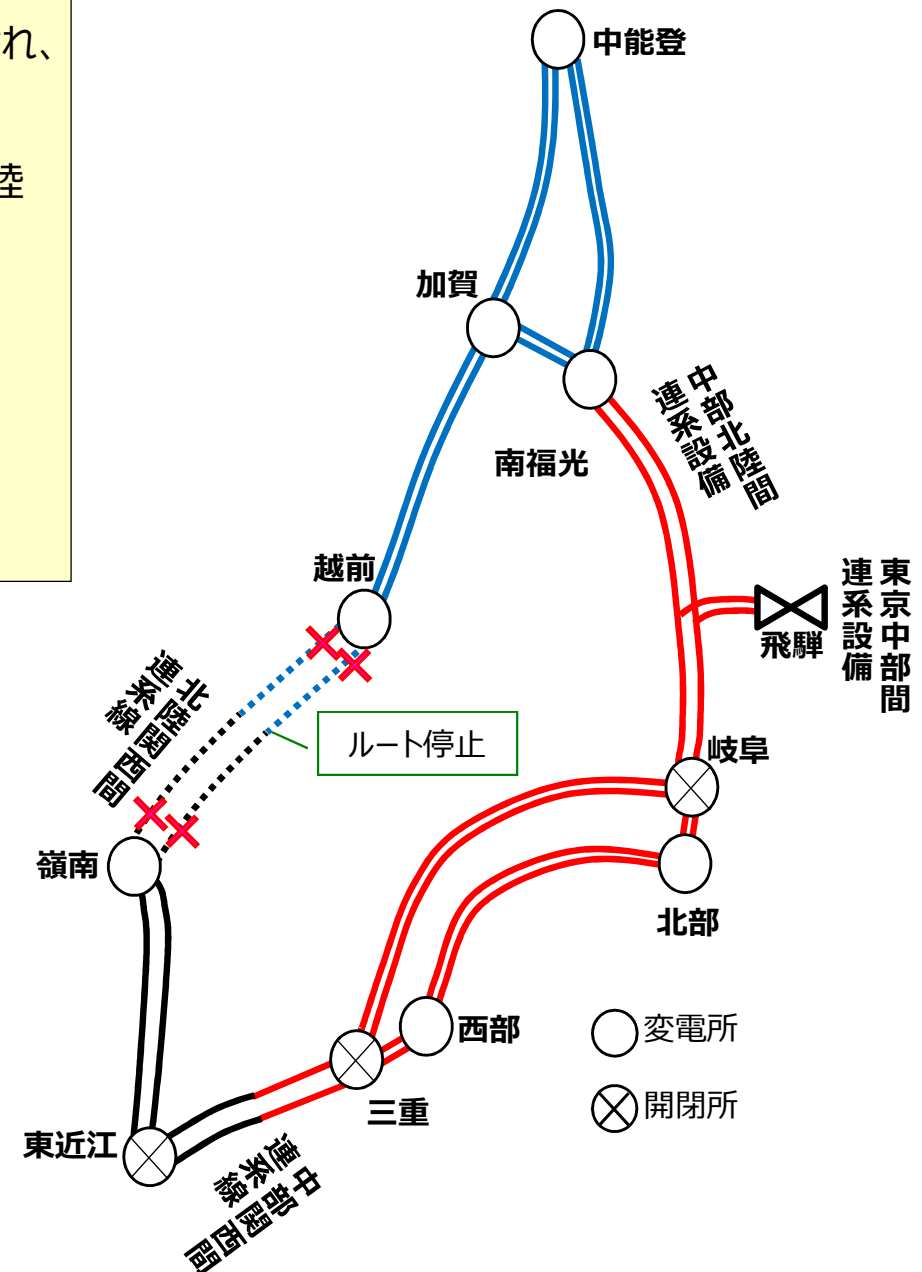
■ 北陸関西間連系線ルート停止時の運用

- 地域間連系線または連系設備1回線停止時は原則中地域交流ループを継続し運用するが、ルート停止時はループが開放され、放射状系統運用となる。
- 中地域交流ループ後はフェンス運用容量での管理となる。北陸関西間連系線ルート停止時は下記のとおり。

中部フェンス：中部北陸間連系設備運用容量
+ 中部関西間連系線運用容量

北陸フェンス：中部北陸間連系設備運用容量

関西フェンス：中部関西間連系線運用容量



◆ 運用容量算出の基本的な考え方

- ・ 熱容量限度値、同期安定性限度値、電圧安定性限度値、周波数維持限度値のうち最小の値を「運用容量」とする。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。
- ・ 北陸関西間連系線ルート停止を踏まえた系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定。

■ 中部北陸間連系設備

○ 熱容量限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○ 同期安定性限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
越美幹線2回線（南福光端）
- 故障様相：三相地絡（南福光交流連絡母線）
2回線二相3線地絡（越美幹線）

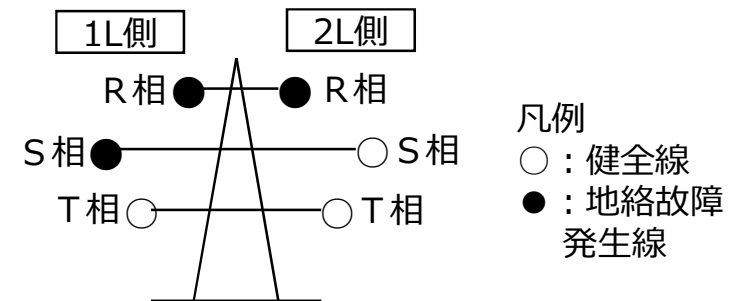
【2回線二相3線地絡故障のイメージ】

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>
1L側：2線
2L側：1線



○ 電圧安定性限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線2回線
- 北陸系統および関西以西、中部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を確認。

<算術式>

➤ 関西以西、中部系統

FCのEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(+ \left(\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量} \right) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^2 \right)^{1)}$$

➤ 北陸系統

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(- \text{発電機解列量} \right)^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ 2) EPPS見込み量 > 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる。

<周波数限度値の考え方について>

➤ 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

ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る
(2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照)

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。

<系統の周波数特性>

	関西以西・中部
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz

<判定基準>

➤ 北陸の周波数が、59.2Hz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、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

■ 中部関西間連系線

○ 熱容量限度値

- 故障箇所：中部関西間連系線1回線

○ 同期安定性限度値

- 故障箇所：中部関西間連系線1回線（両端）
三重開閉所 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（三重開閉所母線）

○ 電圧安定性限度値

- 故障箇所：三重開閉所 500kV片母線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持限度値

- 故障箇所：中部関西間連系線2回線
- 中部系統、北陸系統および関西以西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を確認。

<算術式>

- 中部系統、北陸系統
FCのEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(+ \left(\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量} \right) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^2 \right) ^{1)}$$

- 関西以西
中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(- \text{発電機解列量} \right) ^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ 2) EPPS見込み量 > 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる。

<周波数限度値の考え方について>

- 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
- ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る（2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）

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。
 関西→中部向き潮流においては、中部関西間連系線ルート断故障時における中部エリアのブラックアウトを防止する観点から、ルート断故障に伴って追加的に発生する想定外故障（N-3故障以上）に対応するために必要な負荷制限量を考慮し、運用容量を算出する（2024年度 第3回運用容量検討会 資料1参照）。

<系統の周波数特性>

	関西以西	中部・北陸
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz	3.2%MW／0.5Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz	10.0%MW／0.5Hz

<判定基準>

- 中部・北陸の周波数が、59.5Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。
- 関西以西（北陸除く）の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

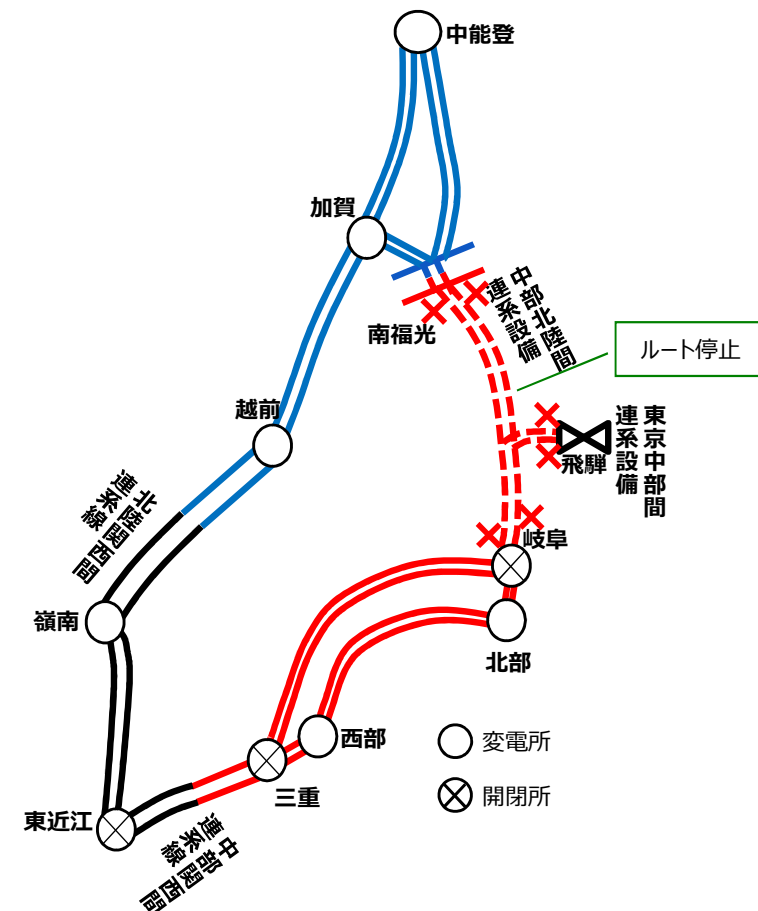
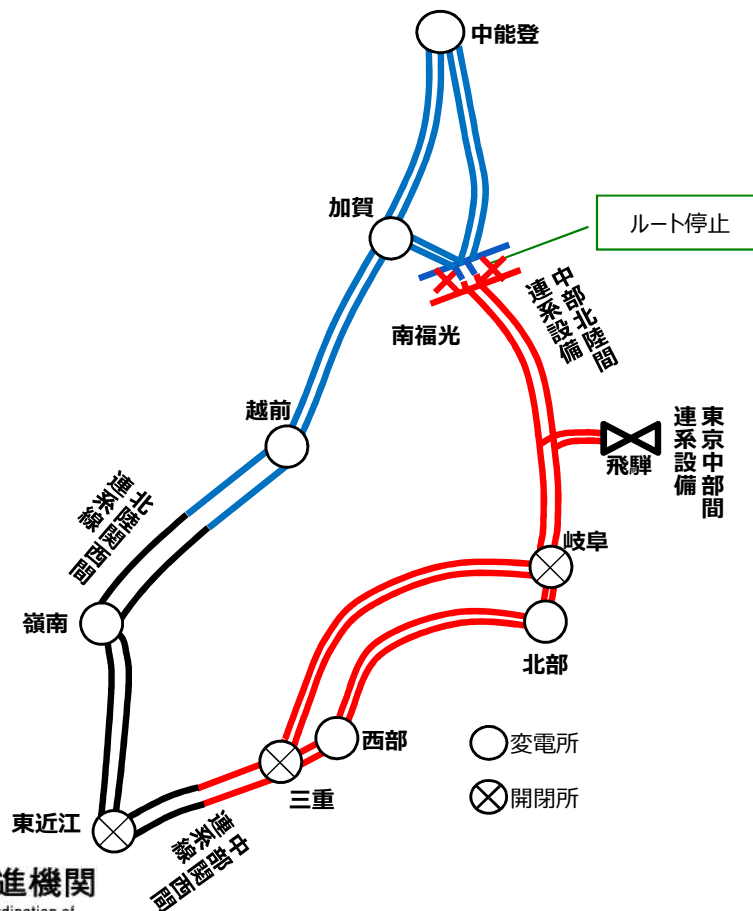
■ 中部北陸間連系設備または越美幹線ルート停止時の運用

- 中地域交流ループ後はフェンス運用容量での管理となる。
中部北陸間連系設備または越美幹線ルート停止時は下記のとおり。

中部フェンス：中部関西間連系線運用容量

北陸フェンス：北陸関西間連系線運用容量

関西フェンス：中部関西間連系線運用容量+北陸関西間連系線運用容量



◆ 運用容量算出の基本的な考え方

- ・ 熱容量限度値、同期安定性限度値、電圧安定性限度値、周波数維持限度値のうち最小の値を「運用容量」とする。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。
- ・ 中部北陸間連系設備または越美幹線ルート停止を踏まえた系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定。

■ 中部関西間連系線

○ 熱容量限度値

- 故障箇所：中部関西間連系線1回線

○ 同期安定性限度値

- 故障箇所：中部関西間連系線1回線（両端）
三重開閉所 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（三重開閉所母線）

○ 電圧安定性限度値

- 故障箇所：三重開閉所 500kV片母線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持限度値

- 故障箇所：中部関西間連系線2回線
- 中部系統および関西以西、北陸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を確認。 <算術式>
- 中部系統
FCのEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(+ \left(\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量} \right) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^2 \right) ^{1)}$$

- 関西以西、北陸系統
中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(- \text{発電機解列量} \right) ^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ 2) EPPS見込み量 > 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる。

<周波数限度値の考え方について>

- 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
- ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る
(2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照)

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。
 関西→中部向き潮流においては、中部関西間連系線ルート断故障時における中部エリアのブラックアウトを防止する観点から、ルート断故障に伴って追加的に発生する想定外故障（N-3故障以上）に対応するために必要な負荷制限量を考慮し、運用容量を算出する（2024年度 第3回運用容量検討会 資料1参照）。

<系統の周波数特性>

	関西以西・北陸	中部
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz	3.2%MW／0.5Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz	10.0%MW／0.5Hz

<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、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

■北陸関西間連系線

○熱容量限度値

- 故障箇所：北陸関西間連系線1回線

○同期安定性限度値

- 故障箇所：北陸関西間連系線
越前変電所 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、両端）
1回線三相 3線地絡（北陸関西間連系線、嶺南端）
三相地絡（越前変電所母線）

○電圧安定性限度値

- 故障箇所：越前変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相地絡

○周波数維持限度値

- 故障箇所：北陸関西間連系線2回線（ルート断）
- 中部系統、北陸系統および関西以西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を確認。 <算術式>
- 関西以西、中部系統
FCのEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(+ \left(\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量} \right) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^{2)} \right)^{1)}$$

- 北陸系統

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(- \text{発電機解列量} \right)^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ 2) EPPS見込み量 > 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる。

<周波数限度値の考え方について>

- 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
- ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る
(2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照)

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。

<系統の周波数特性>

	関西以西・中部
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz

<判定基準>

- 北陸の周波数が、59.2Hz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、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

■ 中部関西間連系線ルート停止時の運用

- 中地域交流ループ後はフェンス運用容量での管理となる。

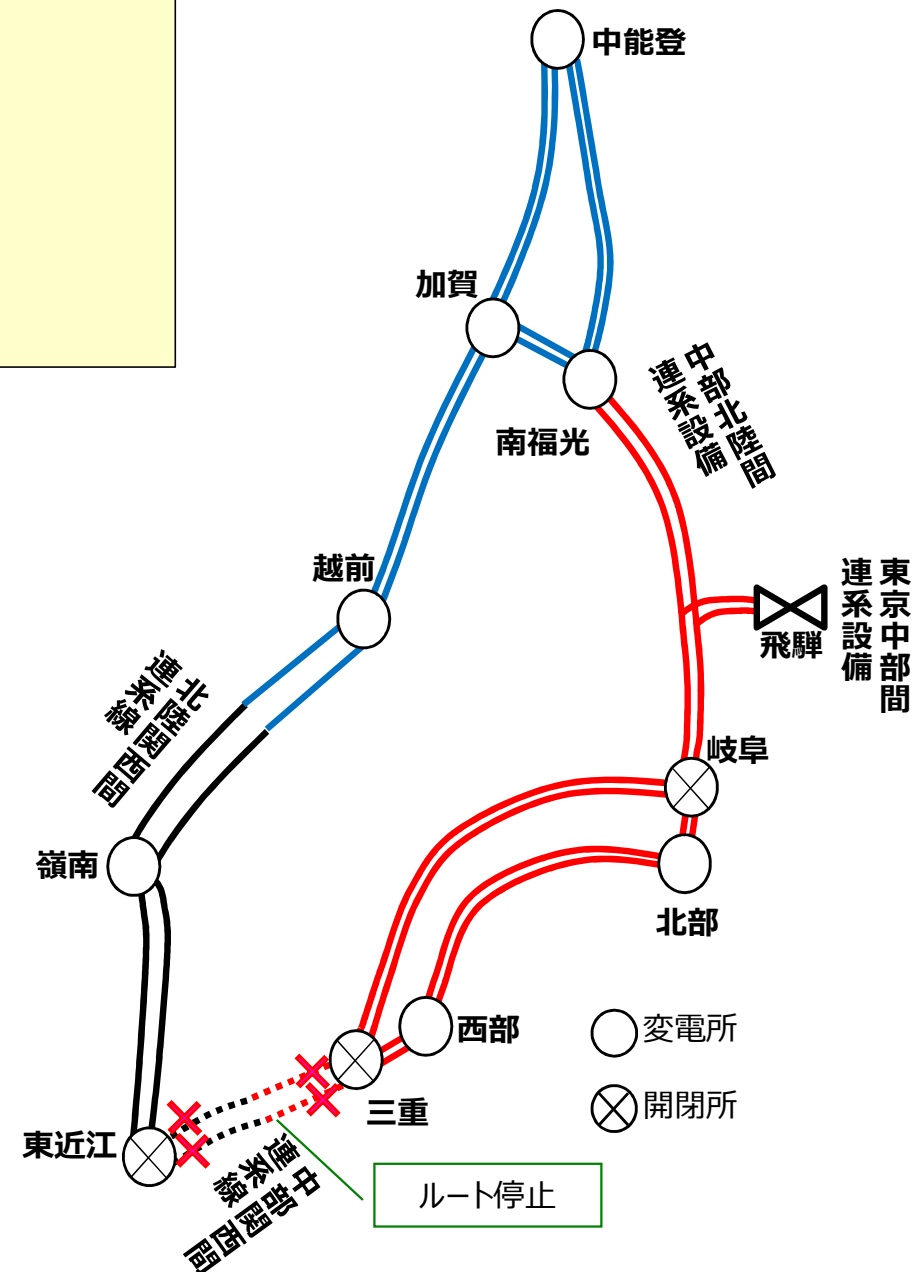
中部関西間連系線ルート停止時は下記のとおり。

中部フェンス：中部北陸間連系設備運用容量

北陸フェンス：中部北陸間連系設備運用容量

+ 北陸関西間連系線運用容量

関西フェンス：北陸関西間連系線運用容量



◆ 運用容量算出の基本的な考え方

- ・ 熱容量限度値、同期安定性限度値、電圧安定性限度値、周波数維持限度値のうち最小の値を「運用容量」とする。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。
- ・ 中部関西間連系線ルート停止を踏まえた系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定。

■ 中部北陸間連系設備

○ 熱容量限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○ 同期安定性限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
越美幹線2回線（南福光端）
- 故障様相：三相地絡（南福光交流連絡母線）
2回線二相3線地絡（越美幹線）

○ 電圧安定性限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線2回線
- 中部系統および関西以西、北陸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を確認。

<算術式>

- 中部系統

FCのEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(+ \left(\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量} \right) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^{2)} \right)^{1)}$$

- 関西以西、北陸系統
中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(- \text{発電機解列量} \right)^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ 2) EPPS見込み量 > 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる。

＜周波数限度値の考え方について＞

- 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
- ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る
(2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照)

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。
 関西→中部向き潮流においては、中部関西間連系線ルート断故障時における中部エリアのブラックアウトを防止する観点から、ルート断故障に伴って追加的に発生する想定外故障（N-3故障以上）に対応するために必要な負荷制限量を考慮し、運用容量を算出する（2024年度 第3回運用容量検討会 資料1参照）。

＜系統の周波数特性＞

	関西以西、北陸	中部
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz	3.2%MW／0.5Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz	10.0%MW／0.5Hz

＜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、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

■北陸関西間連系線

○熱容量限度値

- 故障箇所：北陸関西間連系線1回線

○同期安定性限度値

- 故障箇所：北陸関西間連系線
越前変電所 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、両端）
1回線三相 3 線地絡（北陸関西間連系線、嶺南端）
三相地絡（越前変電所母線）

○電圧安定性限度値

- 故障箇所：越前変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相地絡

○周波数維持限度値

- 故障箇所：北陸関西間連系線2回線（ルート断）
- 中部系統、北陸系統および関西以西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を確認。中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮。

<算術式>

- 北陸系統、中部系統および関西以西

系統容量×系統特性定数（－発電機解列量）¹⁾

1) （ ）は周波数低下側のみ

<周波数限度値の考え方について>

- 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
- ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る
(2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照)

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。

<系統の周波数特性>

	関西以西
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz

<判定基準>

- 北陸・中部の周波数が、59.2Hzから60.0Hzの範囲を維持できること。
- 関西以西の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

関西中国間連系線

○ループ運用時の考え方

- ・ 残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。
- ・ N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。

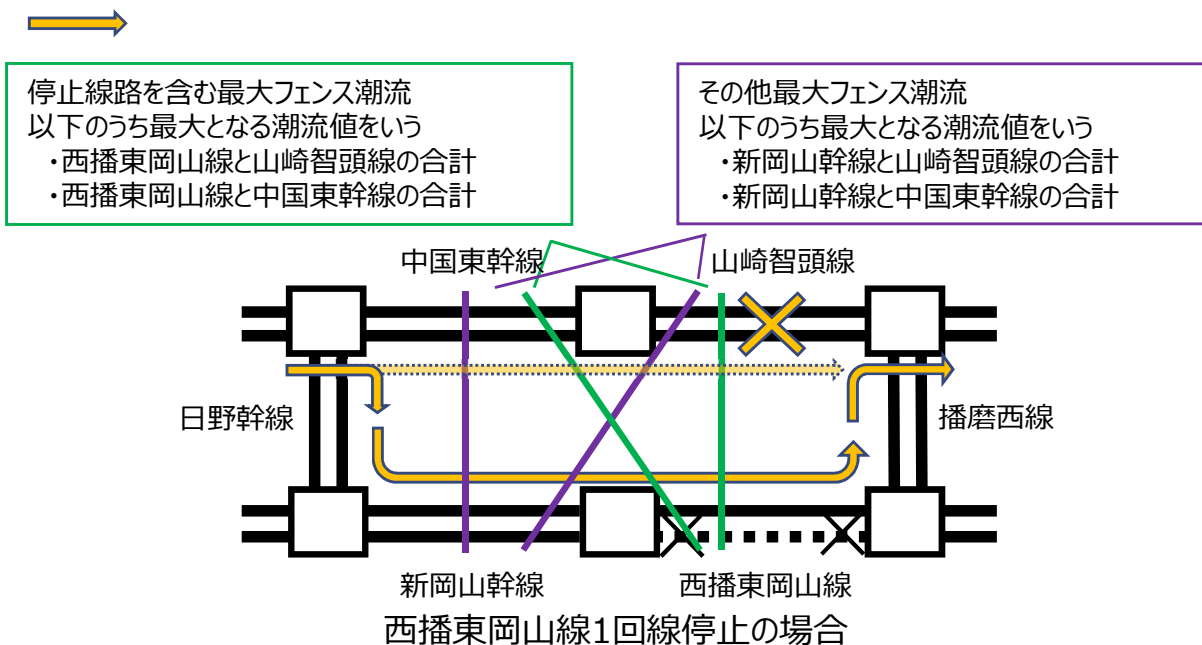
○関西中国間連系線において考慮する回り込み潮流

以下の内最大となる潮流値（フェンス潮流）を考慮。1回線停止時は「停止線路を含む最大フェンス潮流」、「その他最大フェンス潮流」それぞれを考慮する。

- ・ 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

<参考> 回り込み潮流の例

山崎智頭線でルート断が発生した場合、山崎智頭線に流れていた潮流は新岡山幹線、西播東岡山線に回り込む。



運用容量 = （熱容量限度値と同期安定性限度値、電圧安定性限度値の最小値）
 = （114～126ページ参照）
 フェンス潮流が運用容量を超えないようにする

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

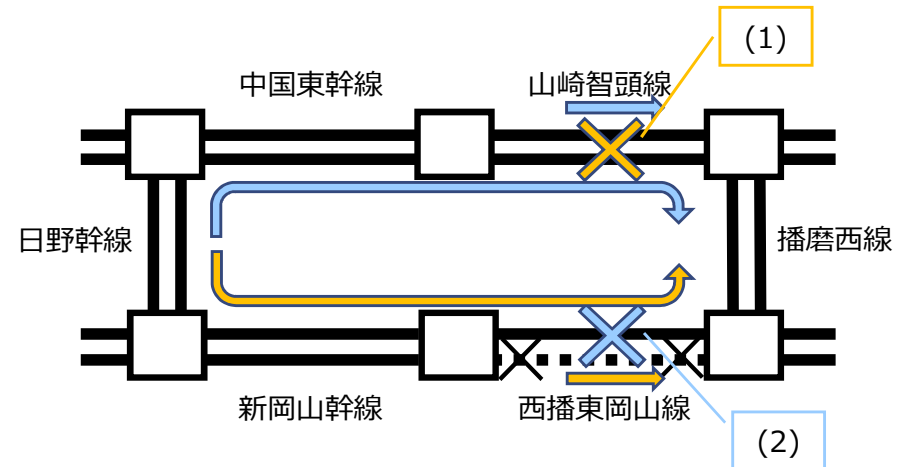
(1)1回線停止中送電線の1回線熱容量

(2)残りの送電線の2回線熱容量

(1)、(2)それぞれ算出する。

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中での系統で各送電線の
 ルート断故障を想定して検討
 （考え方は平常時と同じ）



西播東岡山線1回線停止（関西向き）の場合

○熱容量限度値

停止線路＜熱容量（万kW）＞

- ・中国東幹線＜(1)329、(2)夏季556、冬季652＞
- ・山崎智頭線＜(1)329、(2)夏季556、冬季652＞
- ・新岡山幹線＜(1)329、(2)夏季556、冬季652＞
- ・西播東岡山幹線＜(1)夏季278 or 295、冬季326、(2)658＞
- ・日野幹線＜(2)夏季556、冬季652＞
- ・播磨西線＜(2)夏季556、冬季652＞

○同期・電圧安定性限度値

各線路1回線停止中での系統で「停止線路を含む最大フェンス潮流」、「その他最大フェンス潮流」を検討

2026年度 運用容量（関西向）（夏季：7/1～9/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	485（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	420（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	475（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	375（電圧）
					日野幹線	－	450（電圧）
					播磨西線	－	480（電圧）
1回線停止	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	470（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	410（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	365（電圧）
					日野幹線	－	445（電圧）
					播磨西線	－	465（電圧）
常時	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	470（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	405（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	470（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	365（電圧）
					日野幹線	－	440（電圧）
					播磨西線	－	465（電圧）
1回線停止	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	395（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	430（電圧）
					播磨西線	－	455（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（夏季：7/1～9/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	475（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	405（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	475（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	370（電圧）
					日野幹線	－	445（電圧）
					播磨西線	－	475（電圧）
1回線 停止	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	435（電圧）
					播磨西線	－	465（電圧）
常時	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	435（電圧）
					播磨西線	－	460（電圧）
1回線 停止	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	－	425（電圧）
					播磨西線	－	450（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（夏季：7/1～9/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	－	425（電圧）
					播磨西線	－	455（電圧）
1回線 停止	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	450（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	－	420（電圧）
					播磨西線	－	450（電圧）
常時	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	450（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	－	415（電圧）
					播磨西線	－	445（電圧）
1 回線 停止	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	410（電圧）
					播磨西線	－	440（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（夏季：7/1～9/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	395（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	455（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	—	420（電圧）
					播磨西線	—	450（電圧）
1回線停止	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	—	415（電圧）
					播磨西線	—	445（電圧）
常時	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	—	410（電圧）
					播磨西線	—	440（電圧）
1回線停止	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	435（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	335（電圧）
					日野幹線	—	405（電圧）
					播磨西線	—	430（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（冬季：12/1～3/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	475（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	410（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	370（電圧）
					日野幹線	－	445（電圧）
					播磨西線	－	470（電圧）
1回線停止	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	430（電圧）
					播磨西線	－	460（電圧）
常時	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	－	425（電圧）
					播磨西線	－	455（電圧）
1回線停止	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	380（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	425（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	－	415（電圧）
					播磨西線	－	440（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（冬季：12/1～3/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	—	430（電圧）
					播磨西線	—	465（電圧）
1回線停止	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	—	420（電圧）
					播磨西線	—	450（電圧）
常時	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	335（電圧）
					日野幹線	—	415（電圧）
					播磨西線	—	440（電圧）
1回線停止	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	355（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	335（電圧）
					日野幹線	—	405（電圧）
					播磨西線	—	435（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（冬季：12/1～3/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	425（電圧）
					播磨西線	－	455（電圧）
1回線 停止	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	370（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	405（電圧）
					播磨西線	－	435（電圧）
常時	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	365（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	430（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	335（電圧）
					日野幹線	－	405（電圧）
					播磨西線	－	435（電圧）
1 回線 停止	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	425（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	360（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
					中国東幹線	315（電圧）	325（電圧）
					日野幹線	－	380（電圧）
					播磨西線	－	415（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（冬季：12/1～3/15）

条件						運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	410（電圧）
					播磨西線	－	445（電圧）
1回線 停止	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	370（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	320（電圧）	330（電圧）
					日野幹線	－	400（電圧）
					播磨西線	－	430（電圧）
常時	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	435（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	365（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	425（電圧）
					中国東幹線	315（電圧）	325（電圧）
					日野幹線	－	395（電圧）
					播磨西線	－	430（電圧）
1回線 停止	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	420（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	355（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
					中国東幹線	305（電圧）	310（電圧）
					日野幹線	－	380（電圧）
					播磨西線	－	410（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）①6/1～6/30、9/16～9/30 ②5/1～5/31、10/1～10/31 ③11/1～11/30、3/16～4/30

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	470（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	470（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	470（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	420（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	370（電圧）
					日野幹線	—	440（電圧）
					播磨西線	—	470（電圧）
1 回線停止	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	460（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	460（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	415（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	455（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	365（電圧）
					日野幹線	—	435（電圧）
					播磨西線	—	460（電圧）
常時	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	450（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	450（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	450（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	355（電圧）
					日野幹線	—	420（電圧）
					播磨西線	—	445（電圧）
1 回線停止	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	440（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	440（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	430（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	—	415（電圧）
					播磨西線	—	430（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）①6/1～6/30、9/16～9/30 ②5/1～5/31、10/1～10/31 ③11/1～11/30、3/16～4/30

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	465（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	465（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	410（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	365（電圧）
					日野幹線	—	440（電圧）
					播磨西線	—	465（電圧）
1 回線停止	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	460（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	460（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	395（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	—	425（電圧）
					播磨西線	—	450（電圧）
常時	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	440（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	440（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	—	415（電圧）
					播磨西線	—	440（電圧）
1 回線停止	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	430（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	430（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	430（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	415（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	330（電圧）
					日野幹線	—	400（電圧）
					播磨西線	—	425（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）①6/1～6/30、9/16～9/30 ②5/1～5/31、10/1～10/31 ③11/1～11/30、3/16～4/30

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	450（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	450（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	450（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	—	420（電圧）
					播磨西線	—	450（電圧）
1 回線停止	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	445（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	445（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	395（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	—	415（電圧）
					播磨西線	—	445（電圧）
常時	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	430（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	430（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	430（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	430（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	335（電圧）
					日野幹線	—	400（電圧）
					播磨西線	—	425（電圧）
1 回線停止	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	420（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	420（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	420（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	325（電圧）
					日野幹線	—	395（電圧）
					播磨西線	—	420（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（関西向）（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）①6/1～6/30、9/16～9/30 ②5/1～5/31、10/1～10/31 ③11/1～11/30、3/16～4/30

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	445（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	445（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	395（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	—	415（電圧）
					播磨西線	—	445（電圧）
1 回線停止	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	440（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	440（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	380（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	—	405（電圧）
					播磨西線	—	430（電圧）
常時	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	420（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	420（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	420（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	325（電圧）
					日野幹線	—	390（電圧）
					播磨西線	—	420（電圧）
1 回線停止	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線 ①	278（熱容量）	410（電圧）
					西播東岡山線 ②	295（熱容量）	410（電圧）
					西播東岡山線 ③	326（熱容量）	410（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	355（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	410（電圧）
					中国東幹線	310（電圧）	310（電圧）
					日野幹線	—	380（電圧）
					播磨西線	—	405（電圧）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止有無

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2026年度 運用容量（中国向）

①6/1～6/30、9/16～9/30 ②5/1～5/31、10/1～10/31 ③11/1～11/30、3/16～4/30

条件			運用容量（制約要因）[万kW]	
潮流方向	断面	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
中国向	夏季	西播東岡山線	278（熱容量）	470（電圧）
		山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
		新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
		中国東幹線	329（熱容量）	385（電圧）
		日野幹線	－	445（電圧）
		播磨西線	－	470（電圧）
中国向	冬季	西播東岡山線	326（熱容量）	465（電圧）
		山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
		新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
		中国東幹線	329（熱容量）	385（電圧）
		日野幹線	－	440（電圧）
		播磨西線	－	465（電圧）
中国向	その他季	西播東岡山線	① 278（熱容量）	460（電圧）
			② 295（熱容量）	460（電圧）
			③ 326（熱容量）	460（電圧）
		山崎智頭線	329（熱容量）	380（電圧）
		新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
		中国東幹線	329（熱容量）	365（電圧）
		日野幹線	－	435（電圧）
		播磨西線	－	450（電圧）

夏季（7/1～9/15）、冬季（12/1～3/15）、その他季（9/16～11/30、3/16～6/30）
 需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（38万kW）控除後の値

関西四国間連系設備

阿南変換所近傍のA・B発電所（以下、「A・B発電所」という）の発電機が複数台停止した場合、交流系統故障発生後の過電圧抑制面等から運用容量が低下する制約が発生する。また、設備損傷による不測の設備長期停止を回避しつつ設備を最大限有効に活用することを目的に、潮流変動回数に制約を課している。そのため、閾値を超過した場合、最低出力運転（1回線：70MW）として潮流を変動させない運用を行う。

※ 詳細は、系統情報サービス（広域機関システム）「その他情報＞各種情報参照＞各種情報（カテゴリ：作業停止計画）＞阿南紀北直流幹線の設備障害に伴う運用制約につきまして」参照

＜関西四国間連系設備運用容量制約一覧＞

A・B発電所の発電機運転状態		3台もしくは2台運転	A発電所1台運転	B発電所1台運転	A・B発電所全台停止
関西向 運用容量	関西四国間連系設備：双極運転時	140万kW	140万kW	70万kW	70万kW
	関西四国間連系設備：片極停止時	70万kW	70万kW	70万kW	50万kW
制約要因		設備容量	設備容量	電圧安定性 (過電圧抑制面)	電圧安定性 (過電圧抑制面)
四国向 運用容量	関西四国間連系設備：双極運転時	0MW	10.9万kW	43.8万kW	70万kW
	関西四国間連系設備：片極停止時	0MW	10.9万kW	43.8万kW	50万kW
制約要因		同期安定性	同期安定性	同期安定性	電圧安定性 (過電圧抑制面)

四国エリア

関西エリア

阿南変換所

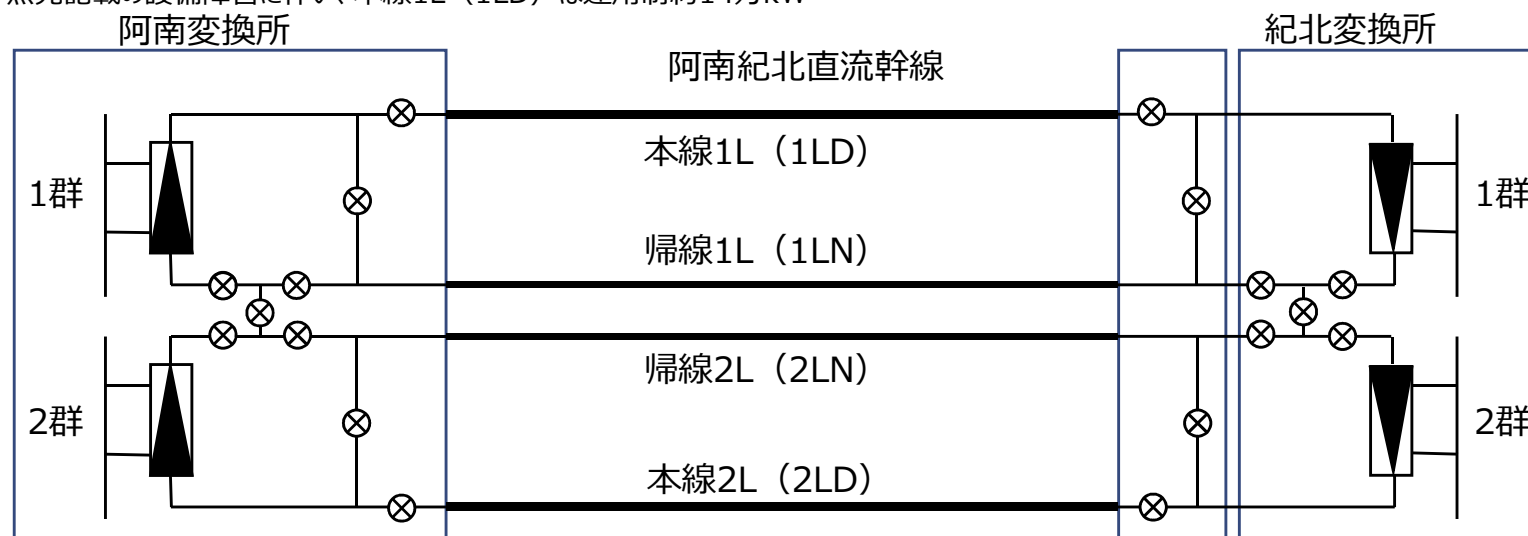
紀北変換所



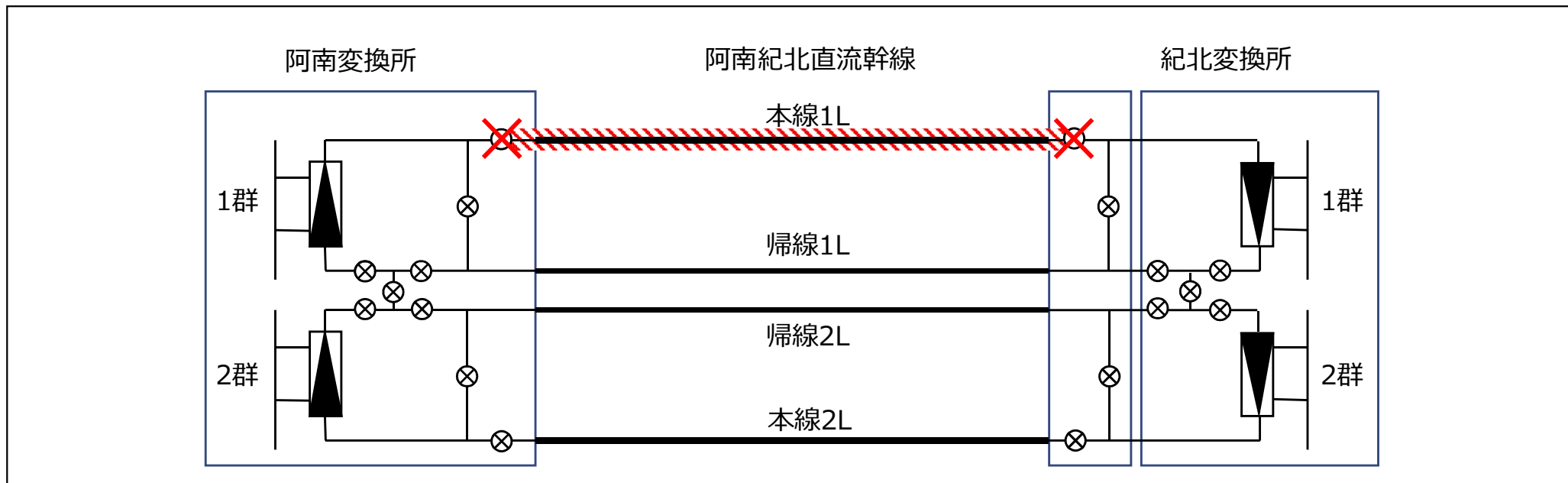
条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	140万kW	
阿南紀北直流幹線 本線1回線停止	140万kW / 70万kW ^{3,4)}	設備容量
阿南紀北直流幹線 帰線1回線停止 ²⁾	70万kW ⁴⁾	設備容量
阿南紀北直流幹線 本線2回線停止	70万kW	設備容量
阿南紀北直流幹線 帰線2回線停止	0万kW	設備容量
阿南紀北直流幹線 3回線停止	0万kW	設備容量

通常、作業停止時等には上記に関わらず各種試験等の必要により、運用容量が短時間0万kWとなる時間帯がある。

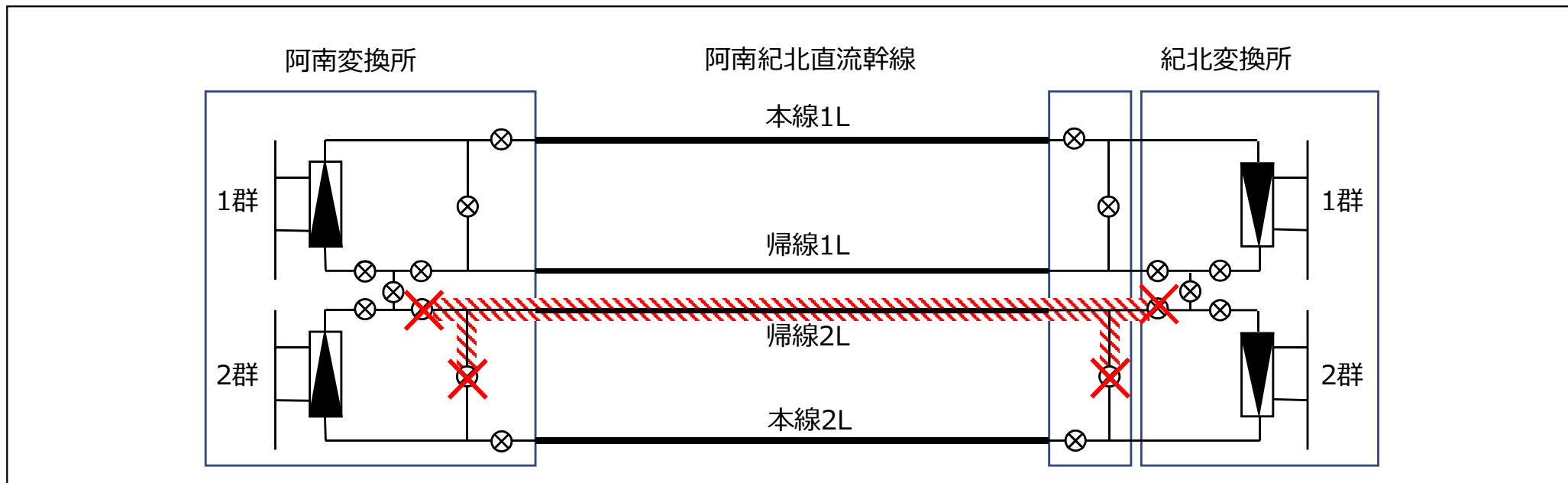
- 1) 最低潮流制約あり（運転中設備容量の10%）
- 2) 帰線1回線停止時は健全な帰線を共有して使用
- 3) 本線1L（1LD）停止時：140万kW、本線2L（2LD）停止時：70万kW
- 4) 前頁に参照先記載の設備障害に伴い、本線1L（1LD）は運用制約14万kW



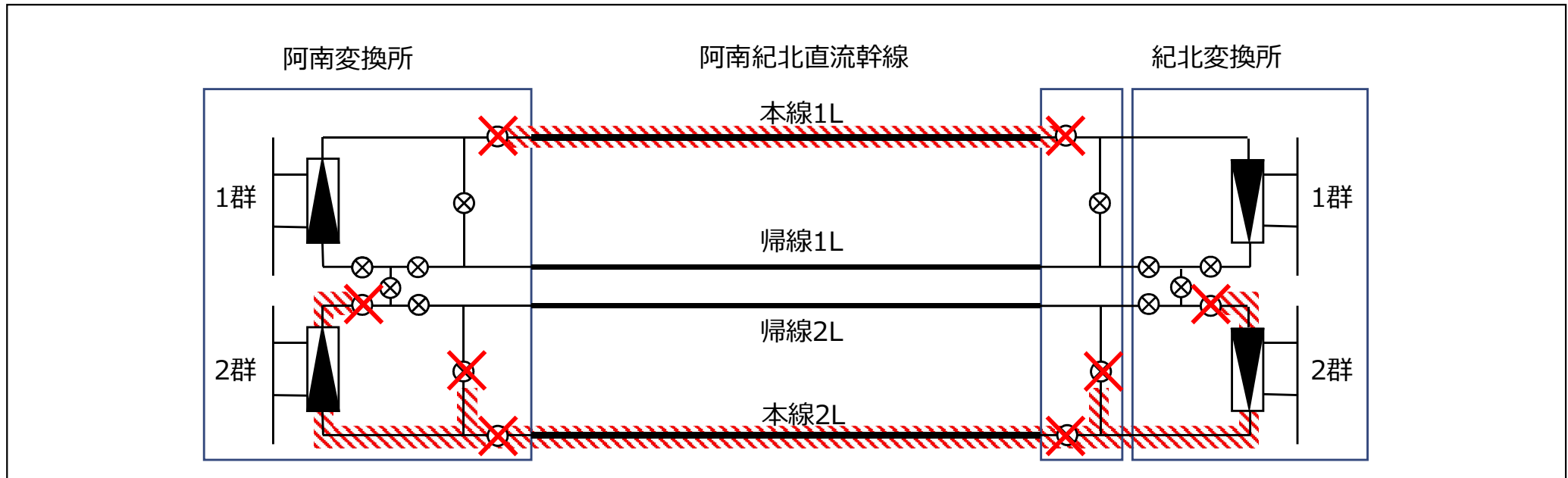
阿南紀北直流幹線 本線1回線停止



阿南紀北直流幹線 帰線1回線停止



阿南紀北直流幹線 本線2回線停止



中国四国間連系線

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分}^{1)} \\ &= 20\text{万kW} + (0\sim 100\text{万kW程度})\end{aligned}$$

1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを含む

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

○無制御潮流（四国エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：シミュレーションで算出

系統容量：過去の軽負荷期における最小需要（シミュレーション時の想定需要）

- ・周波数上昇限度

- 60.3Hz（平常時と同じ）

- ・周波数上昇限度の考え方

- 四国エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度

○電源制限対象分の考え方

ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分

（作業停止計画、発電計画等を考慮）

※中西5社（四国除き）エリアの周波数低下は、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮してもFCおよび阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことで、平常時と同様に制約とならない。

$$\text{運用容量} = \text{無制御潮流} + \text{阿南紀北EPPS制御量} - \text{発電機解列量}$$

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

また、阿南紀北直流幹線のEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。

○無制御潮流（四国エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）¹⁾

系統容量：設備停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

1) 負荷制限に至らない周波数とするため、UFR(59.1Hz)に常時変動の0.2Hz裕度を取り、4.0%MW/0.7Hzとする。

○阿南紀北EPPS制御量

中国四国間連系線故障時、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、周波数維持などを図る機能

○発電機解列量

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を織り込む

- ・周波数低下限度

59.3Hz

- ・周波数低下限度の考え方

四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）

中国九州間連系線

周波数上昇限度（九州）

$$\begin{aligned}\text{算出式①} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分} \\ &= 50\sim 90\text{万kW程度} + (30\sim 530\text{万kW程度})\end{aligned}$$

周波数低下限度（中国以東）

$$\begin{aligned}\text{算出式②} &= \text{無制御潮流} + (\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量} \\ &\quad + \text{揚水計画値}) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^{1)} \\ &= 120\sim 250\text{万kW程度}\end{aligned}$$

算出式①と算出式②のいずれか小さい値を運用容量とする

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限・負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。〔周波数上昇限度（九州）のみ〕

周波数低下限度（中国以東）については、運用対策により運用容量拡大を図る。なお、揚水計画値は前日スポット以降の翌日計画を活用し、長周期広域周波数調整要請前までに運用容量に加算する。

FCのEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を考慮する。

1) EPPS見込み量と揚水計画値を足した値が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れ等による影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

＜周波数上昇限度（九州）＞

○無制御潮流

算術式：系統容量（九州）×系統特性定数（7.5%MW/0.5Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数上昇限度

60.5Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度の考え方

九州エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度
（ランバック動作に至らない値）

○電源制限対象分の考え方

ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源分（作業停止計画、発電計画等を考慮）

＜周波数低下限度（中国以東）＞

○無制御潮流

算術式：系統容量（中国以東）×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度の考え方

中国以東の中西5社エリアにおいて、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて
中西エリアで周波数維持のための暫定対策として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」によって負荷制限に至
らない周波数低下限度（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} \\ &= 0\sim 40\text{万kW程度}\end{aligned}$$

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）
また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

○無制御潮流（九州エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数上昇限度の考え方

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」によって負荷制限に至らない周波数低下限度（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）