

設備停止時の運用容量について

2023年3月1日

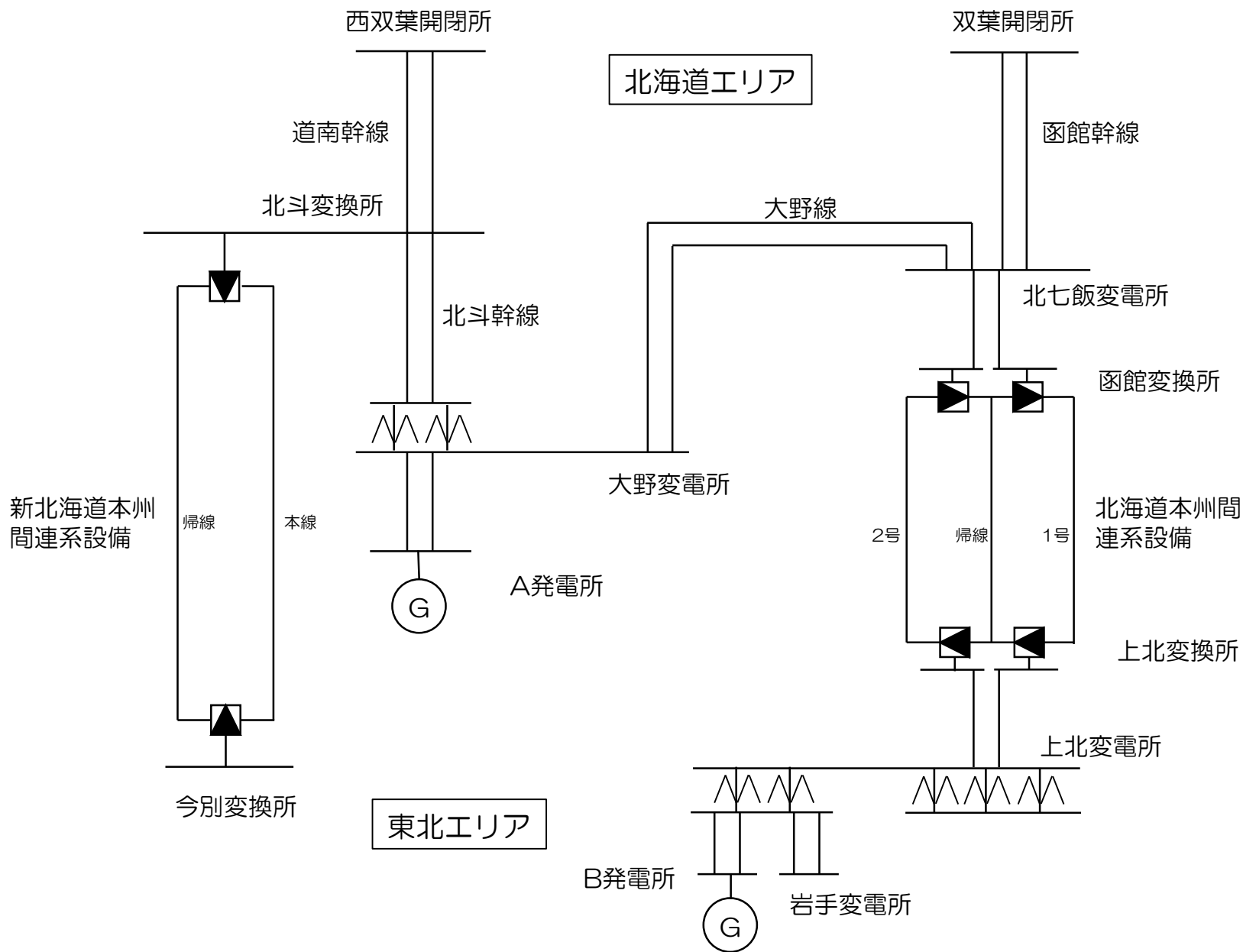
• 北海道本州間連系設備	P	3
• 東北東京間連系線	P	12
• 東京中部間連系設備	P	27
• 中部関西間連系線	P	49
• 中部北陸間連系設備	P	57
• 北陸関西間連系線	P	59
• 関西中国間連系線	P	67
• 関西四国間連系設備	P	79
• 中国四国間連系線	P	81
• 中国九州間連系線	P	84

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

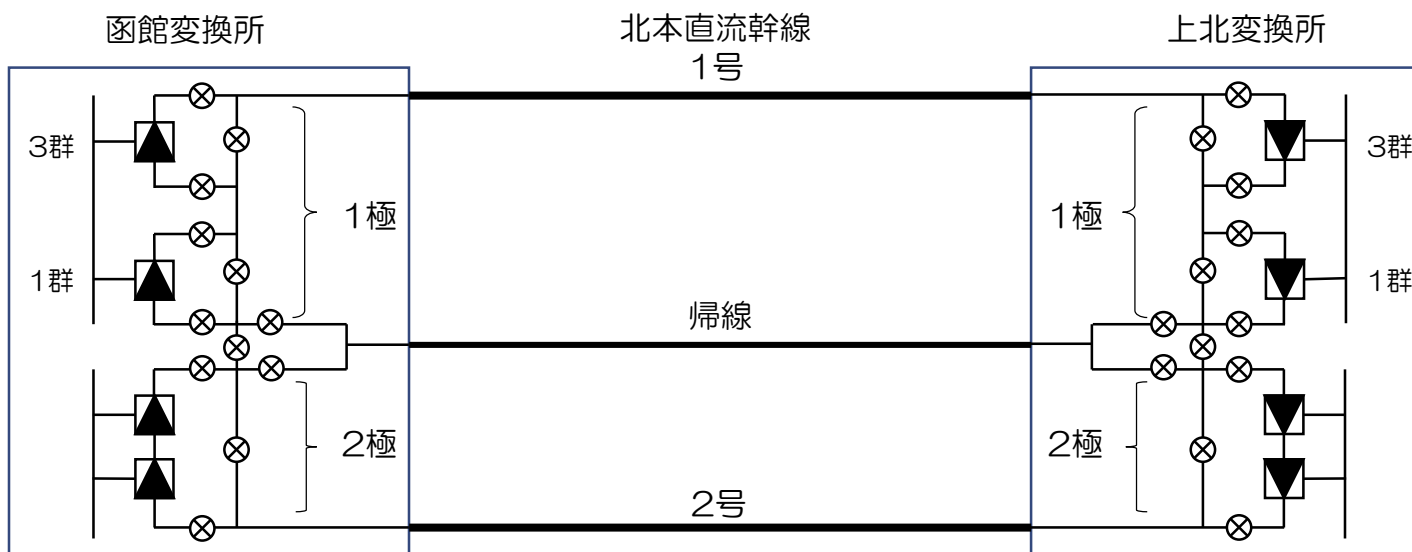


北海道東北エリア

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覽

➤ 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・岩手変電所における主変投入時の運用制約について 8

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	
	275 k V 変圧器 一次側	上 北 変電所	運転	—	
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		
		单極	30	30	30	30	30											30	30
		停止	30	30	30	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		
		单極	30	30		30	30											30	
		停止	30	30		30	30											30	30
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	0	30	15	30		
		单極				30	30											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）

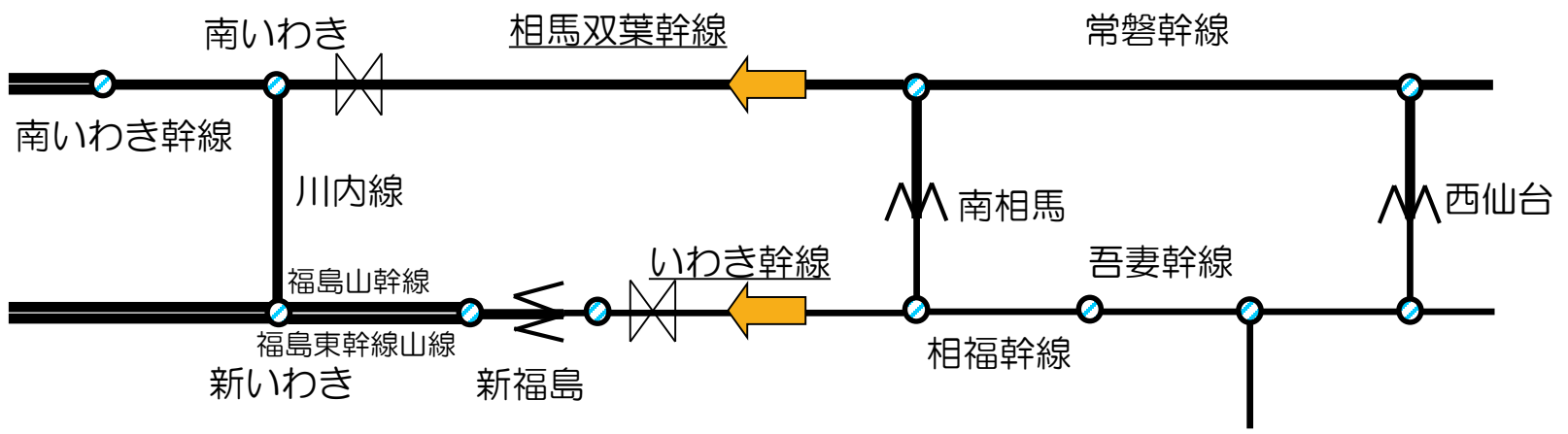
系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）															北斗 分離	
			4回線	3回線					2回線					1回線					
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	道0 函1 連2		道0 函1 連1
北海道 → 東北	2台	双極	30	30	30	0	0	30	0	30	5	10	30	0	30	30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



相馬双葉幹線ルート断故障¹⁾

$$\begin{aligned}\text{熱容量限度値(1)} &= 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分} \\ &= 236\text{万kW}/2\text{回線} \cdot 118\text{万kW}/1\text{回線} + (0\sim 500\text{万kW程度})\end{aligned}$$

隣接ルート送電線N-1故障

$$\begin{aligned}\text{熱容量限度値(2)} &= 500\text{kV相馬双葉幹線1回線} + 275\text{kVいわき幹線1回線} \\ &\quad \text{停止を模擬した系統による解析結果}\end{aligned}$$

川内線ルート断故障

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

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。

1回線停止時の運用容量 <東北東京間連系線（両方向）>（2）

◆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 2023年度は相馬双葉幹線作業予定なし

・いわき幹線 <(1)425、(2)435、(3)335 >

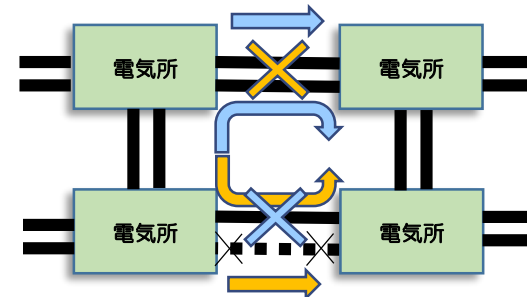
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい値

○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。



相馬双葉幹線ルート断故障

$$\begin{aligned}\text{熱容量限度値(1)} &= \text{新福島設備容量}^{1)} + \text{電源制限対象分} \\ &= \text{新福島設備容量(2バンクで150~180万kW程度)} + (0\sim500\text{万kW程度})\end{aligned}$$

新福島バンクN-1故障²⁾

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

川内線ルート断故障

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

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) 500/66kV変圧器への廻り込み潮流を考慮。

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< (1)500、(2)600、(3) 550 >

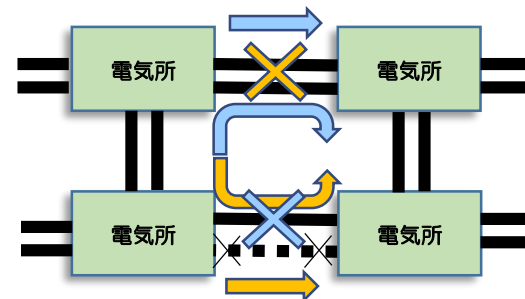
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい値

○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。

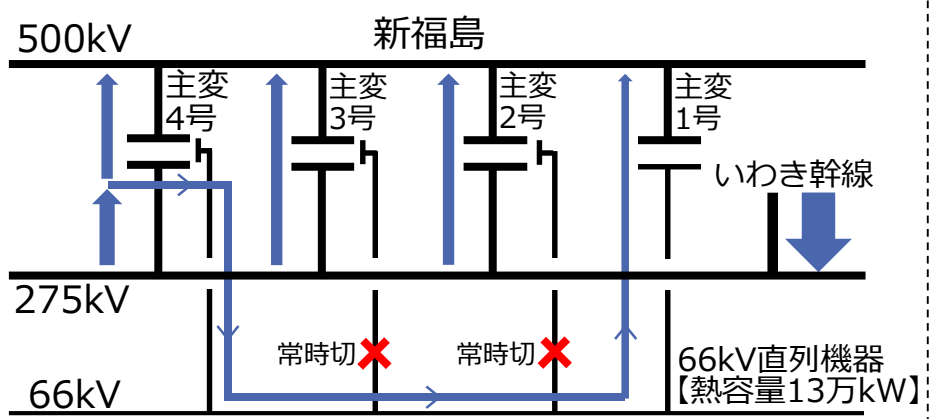


<新福島変電所設備容量>

	容 量	備 考
新福島バンク	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

$$\begin{aligned} \text{熱容量限度値(1)} &= 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分} \\ &= 236\text{万kW}/2\text{回線} \cdot 118\text{万kW}/1\text{回線} + (0\sim 500\text{万kW程度}) \end{aligned}$$

連系線N-1故障

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

川内線ルート断故障

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

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) 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

○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 2023年度は南相馬バンク作業予定なし

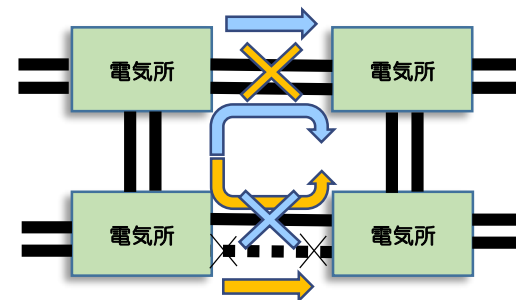
○同期・電圧安定性限度値

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。



<設備容量>

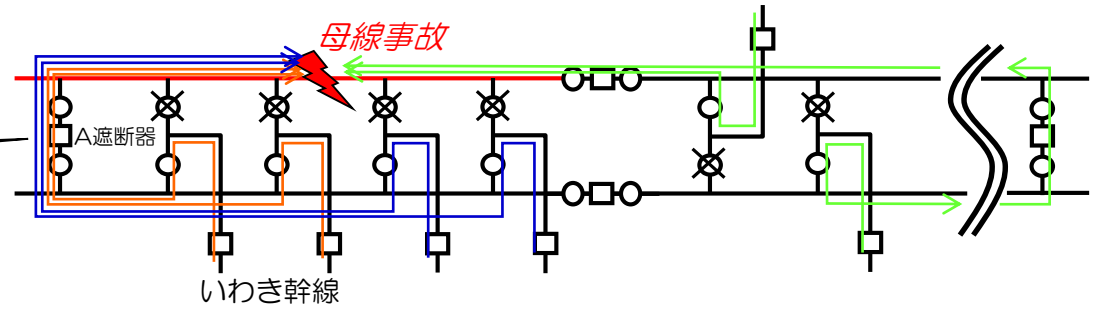
	容 量	備 考
南相馬バンク	95万kW/1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW/1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 2,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：2,000A
直列機器 (二次)	180万kW/1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：4,000A
	容 量	備 考
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	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
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

■ 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）

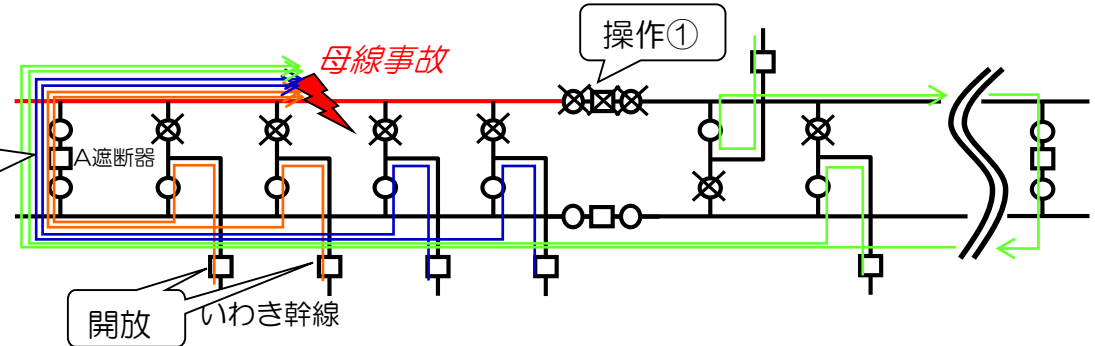
定格遮断電流超過せず

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



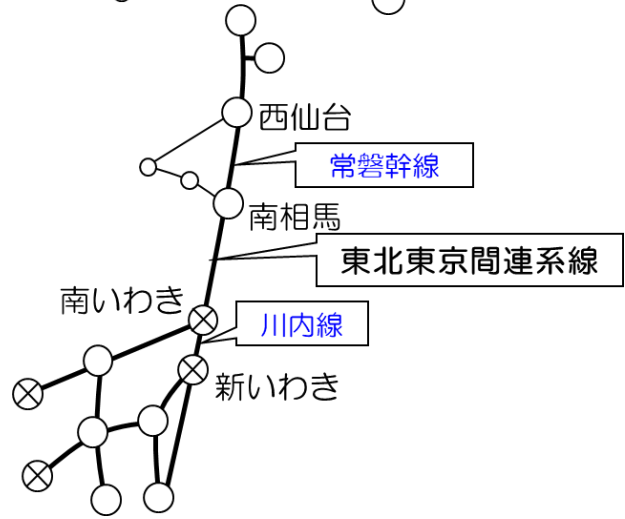
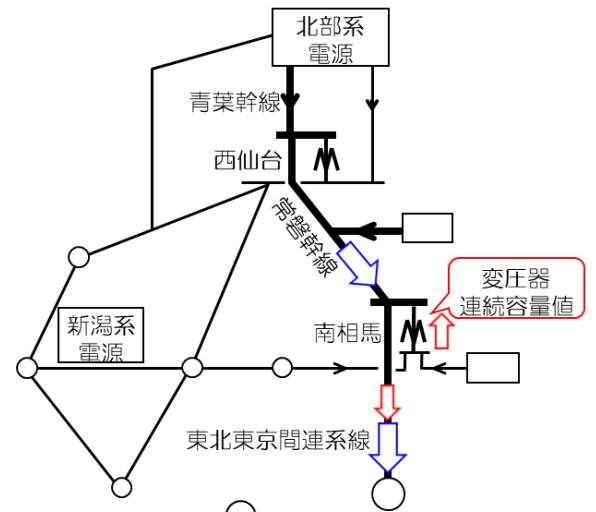
運用容量 = (熱容量限度値、同期安定性限度値の最小値)
 2023年度は短工期対策中断予定なし

◆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
 2023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)
2023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

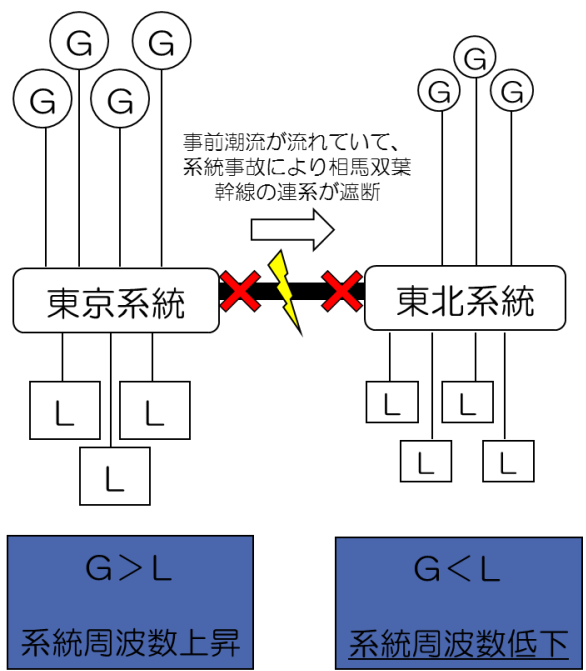
算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/0.8Hz）－発電機解列量

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

2023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。

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

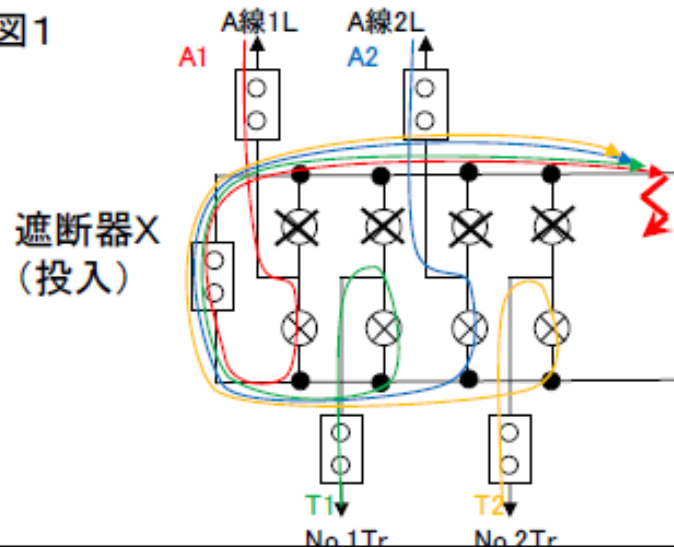
15

- 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

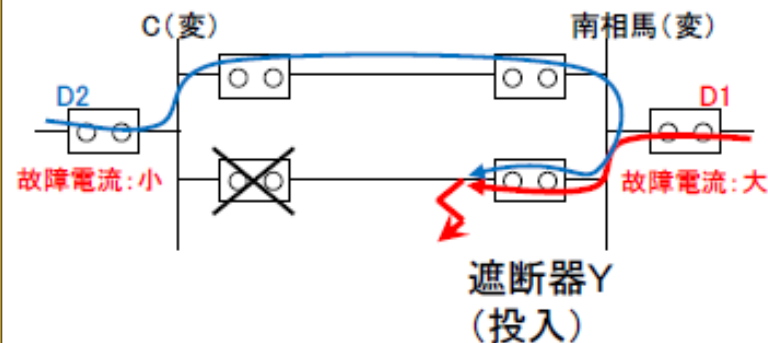
図1



【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	P30～P34
制約の個別説明	P35～P48

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

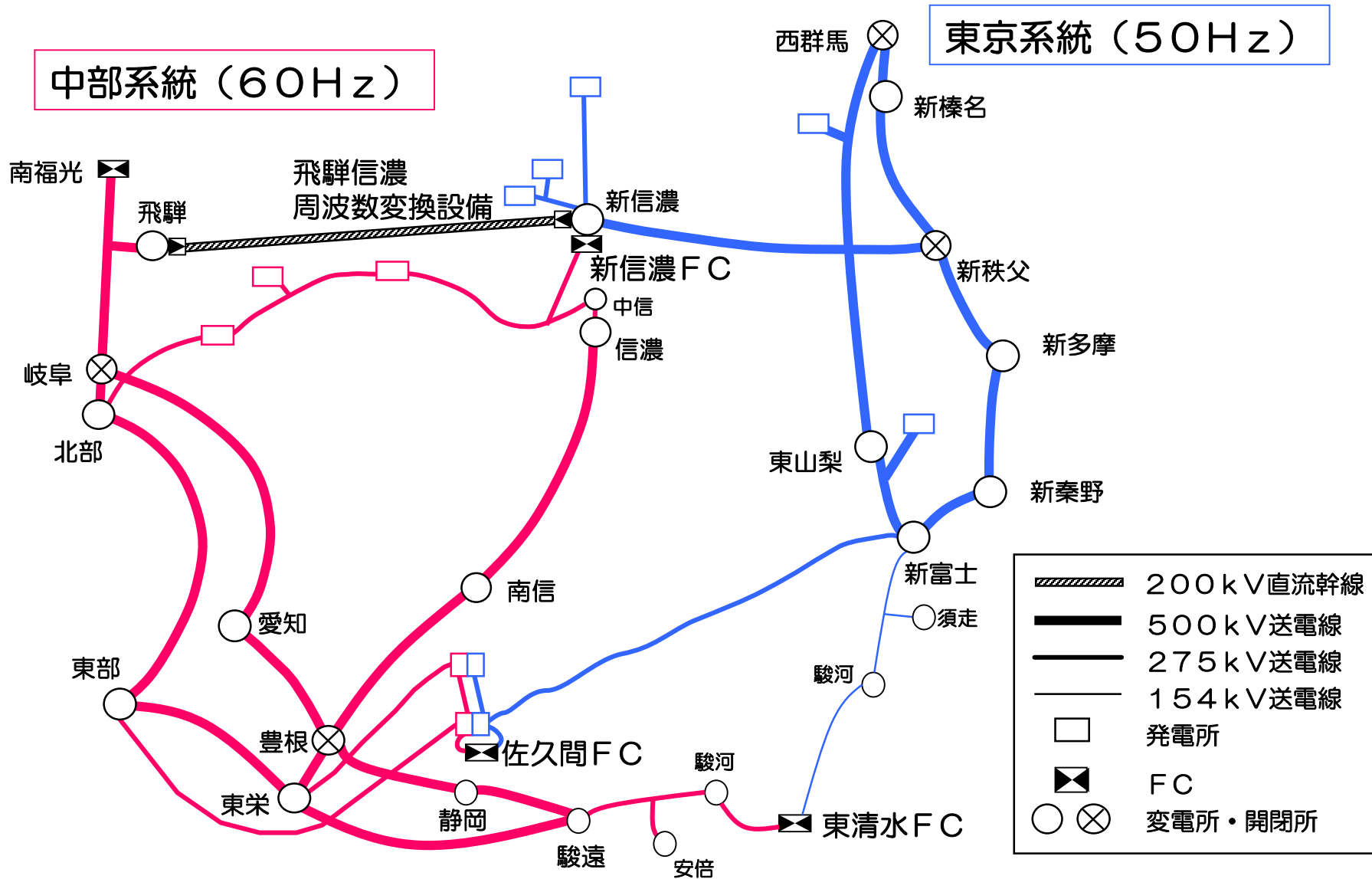
FC周辺の負荷母線の電圧安定性維持のため、FC（50Hz向）潮流が制約となる場合がある。

• 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⁾	送電線容量
	50Hz→60Hz	30万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	

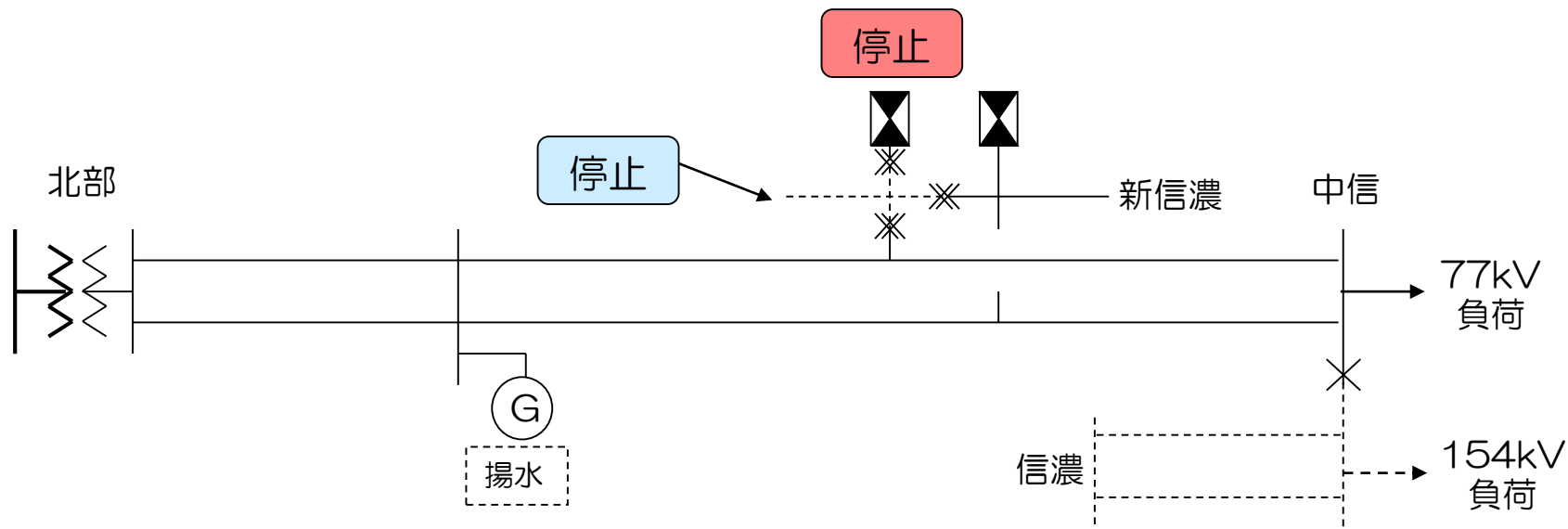
関連設備欄の○数字はP46の個別説明の番号を表す。

飛騨信濃直流幹線

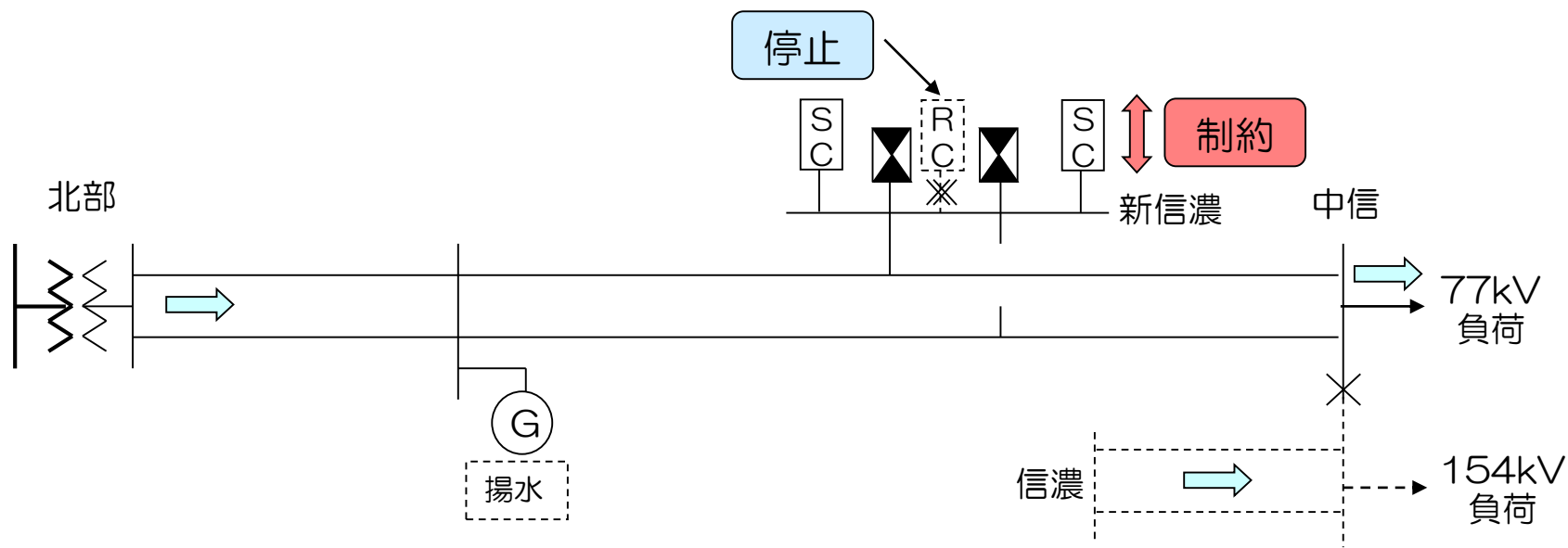
条件		運用制約	
関連設備		運用容量	制約要因
平常時		90万kW	
⑬	本線1回線停止	45万kW	片極停止
⑭	帰線1回線停止	0万kW（停止・復旧操作時のみ）	断路器操作時の双極停止

関連設備欄の○数字はP47、P48の個別説明の番号を表す。

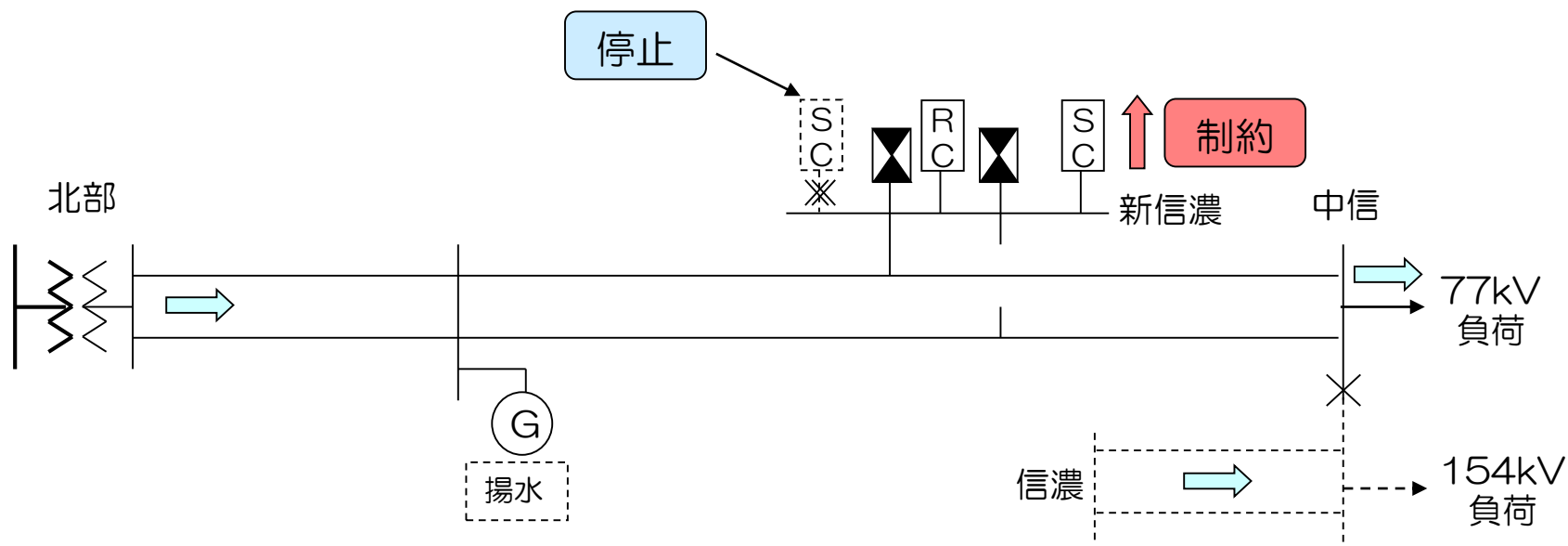
①新信濃変電所関係（60Hz片母線停止）



停止設備	制約
新信濃変電所 60Hz片母線	FC1台停止

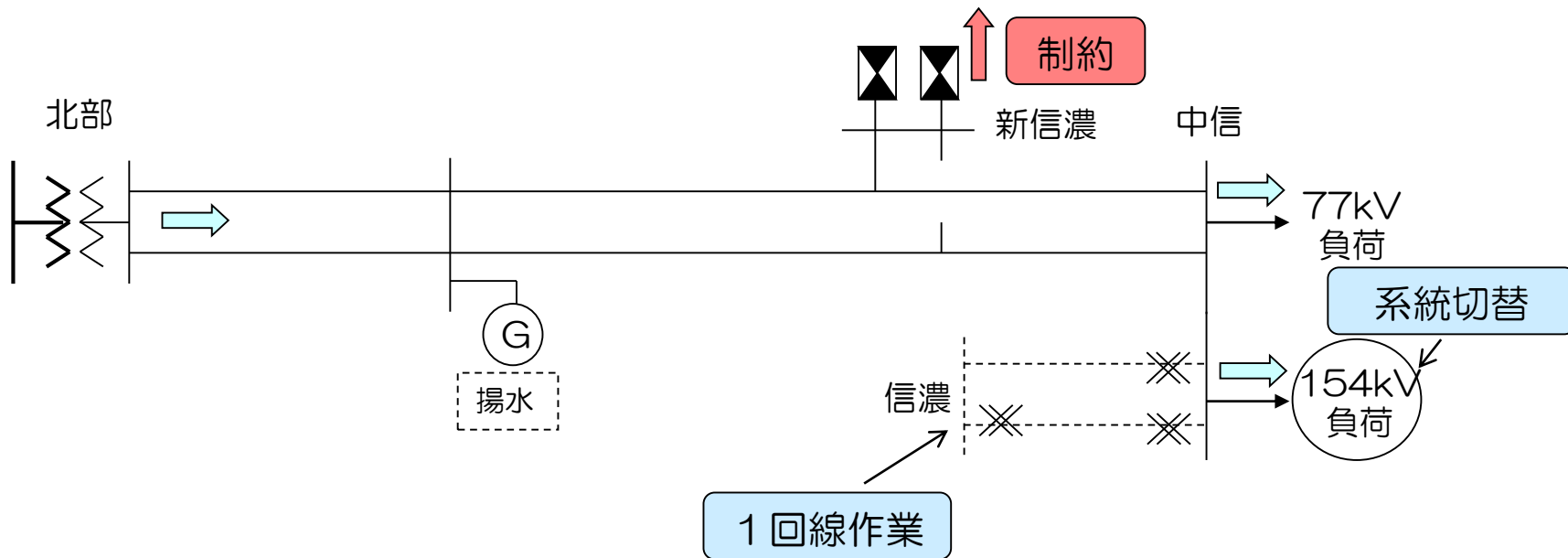


停止設備	制約
新信濃変電所 RC	制約 (60Hz→50Hz) $FC < 76\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV}) - \text{揚水}$ [76万kW：中信(変)77kV母線の電圧安定性]
	制約 (50Hz→60Hz) $FC < 52\text{万kW}$ [52万kW：中信(変)77kV母線の電圧変動]



停止設備	制約
新信濃変電所 調相Tr	制約（60Hz→50Hz） $FC < 90\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV}) - \text{揚水}$ [90万kW：中信(変)77kV母線の電圧安定性]

中信変電所を北部系統から送電



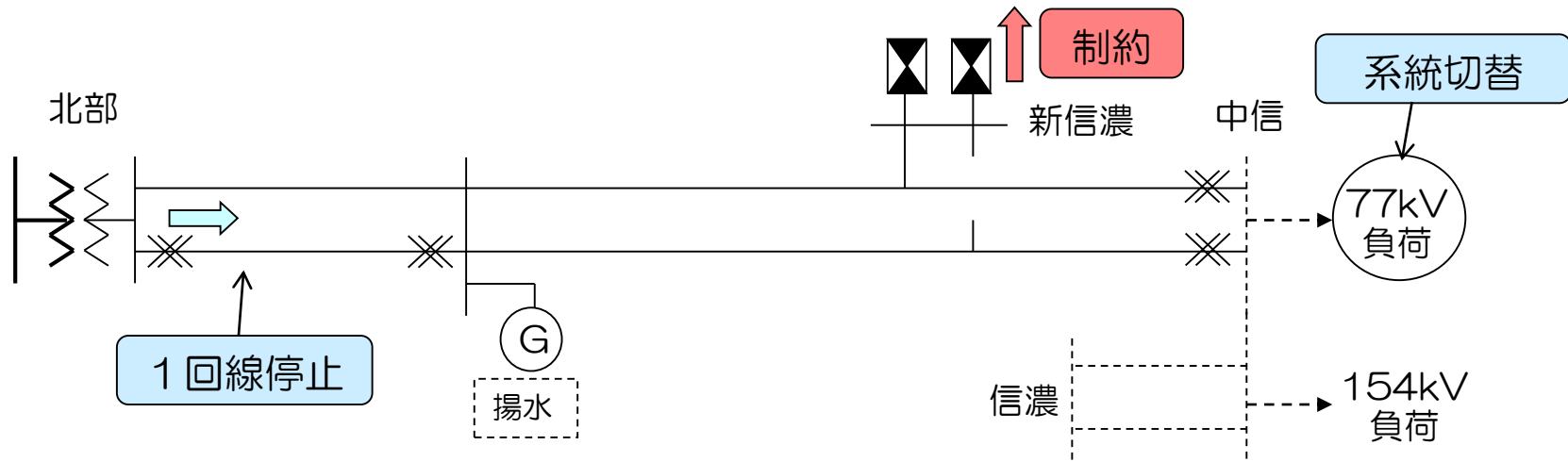
停止設備

制約

信濃中信線

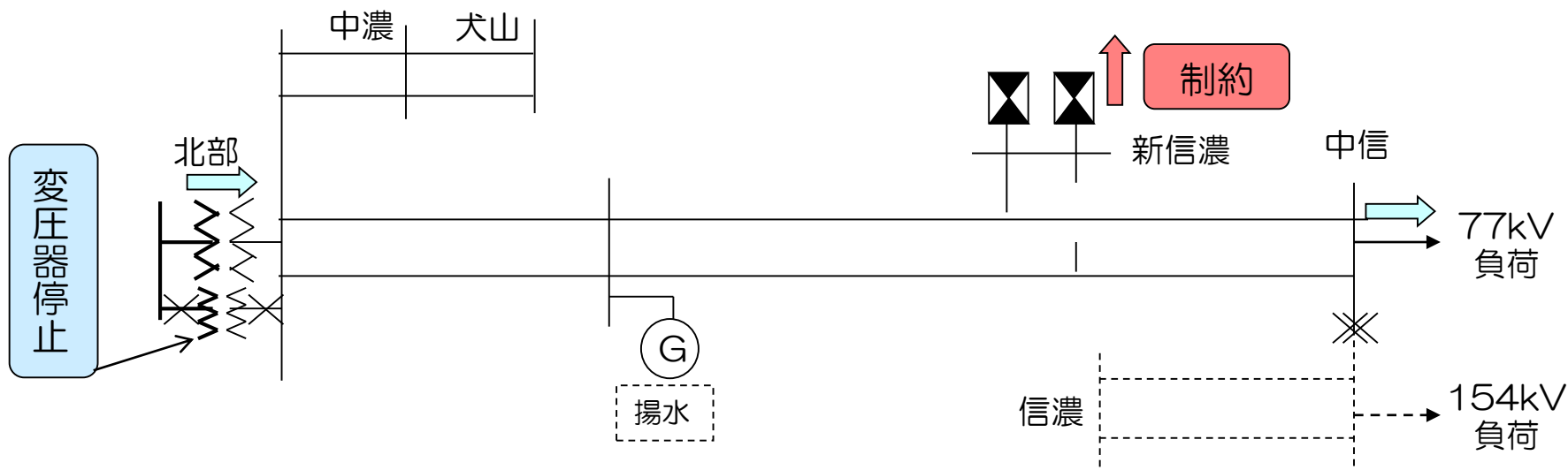
制約 (60Hz→50Hz)
 $FC < 67\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV}, 154\text{kV}) - \text{揚水}$
 [67万kW: 中信(変)77kV母線の電圧安定性]

中信変電所を信濃系統から送電



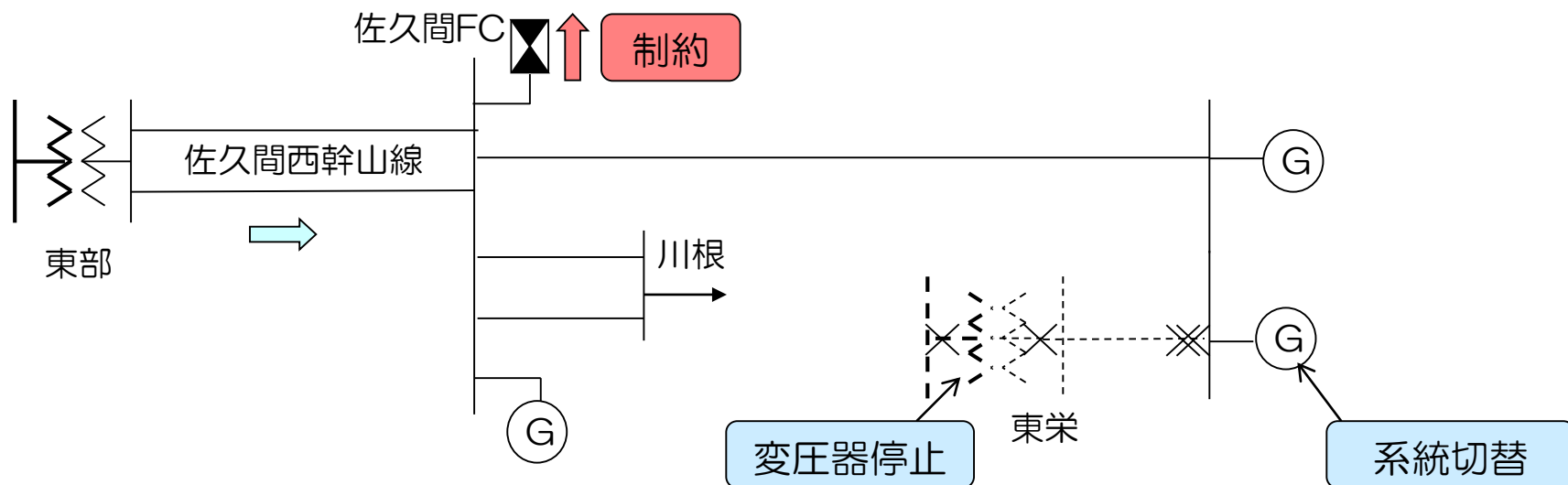
停止設備	制約
馬瀬北部線	制約 (60Hz→50Hz) FC < 56万kW [新信濃(変)275kV母線の電圧安定性]

⑥北部変電所500/275kV変压器停止

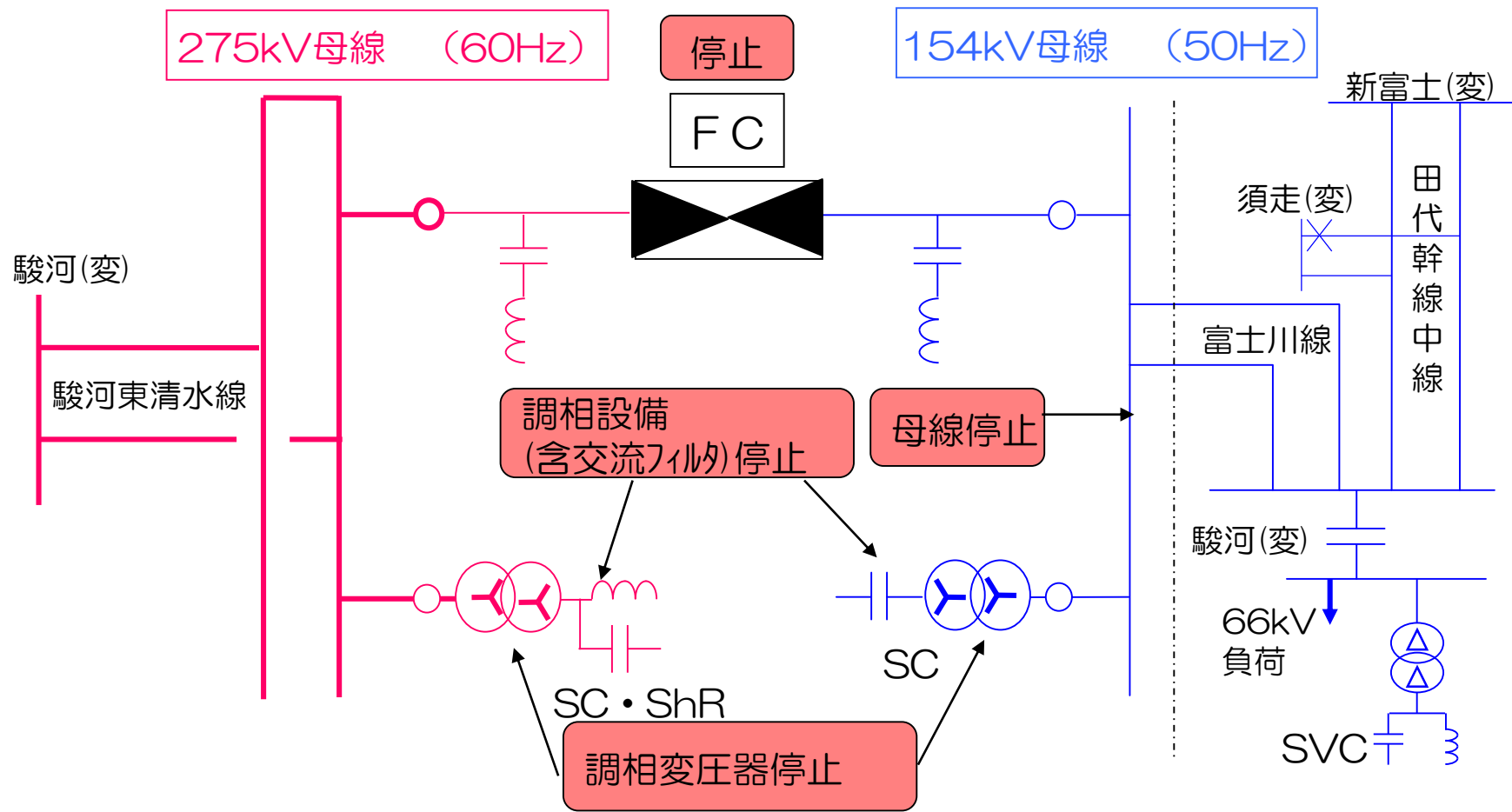


停止設備	制約
北部変電所 500kV/275kV 変压器	制約 (60Hz→50Hz) 北部変電所変压器潮流 < 142.5万kW [変压器容量]

⑦東栄変電所500/275kV変压器停止



停止設備	制約
東栄変電所 500kV/275kV 変压器	制約 (60Hz→50Hz) 佐久間西幹山線潮流 < 66万kW [送電線容量]



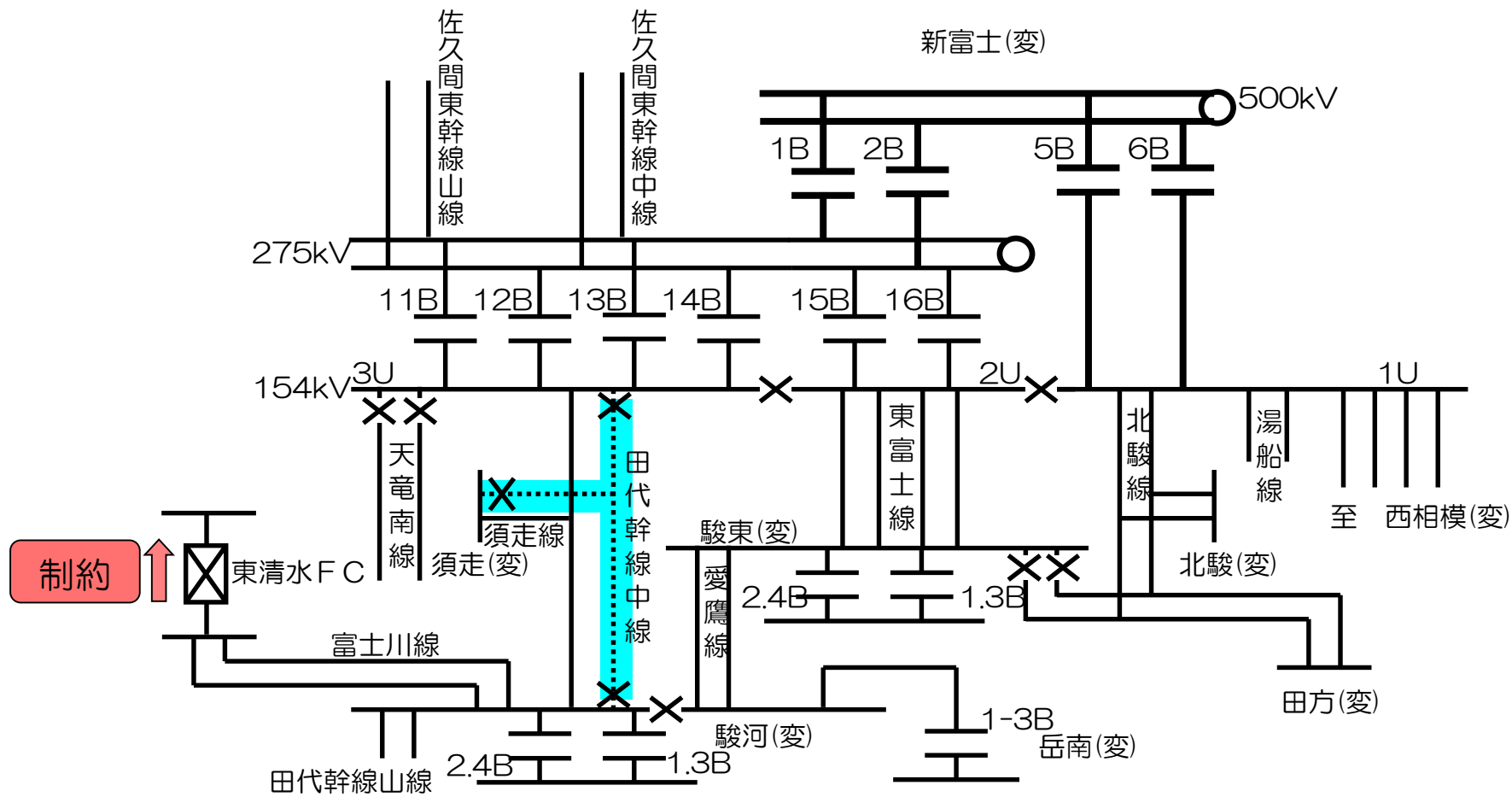
停止設備

制約

東清水変電所
154kV母線 (50Hz)
調相設備、調相用変圧器 (50Hz、60Hz)

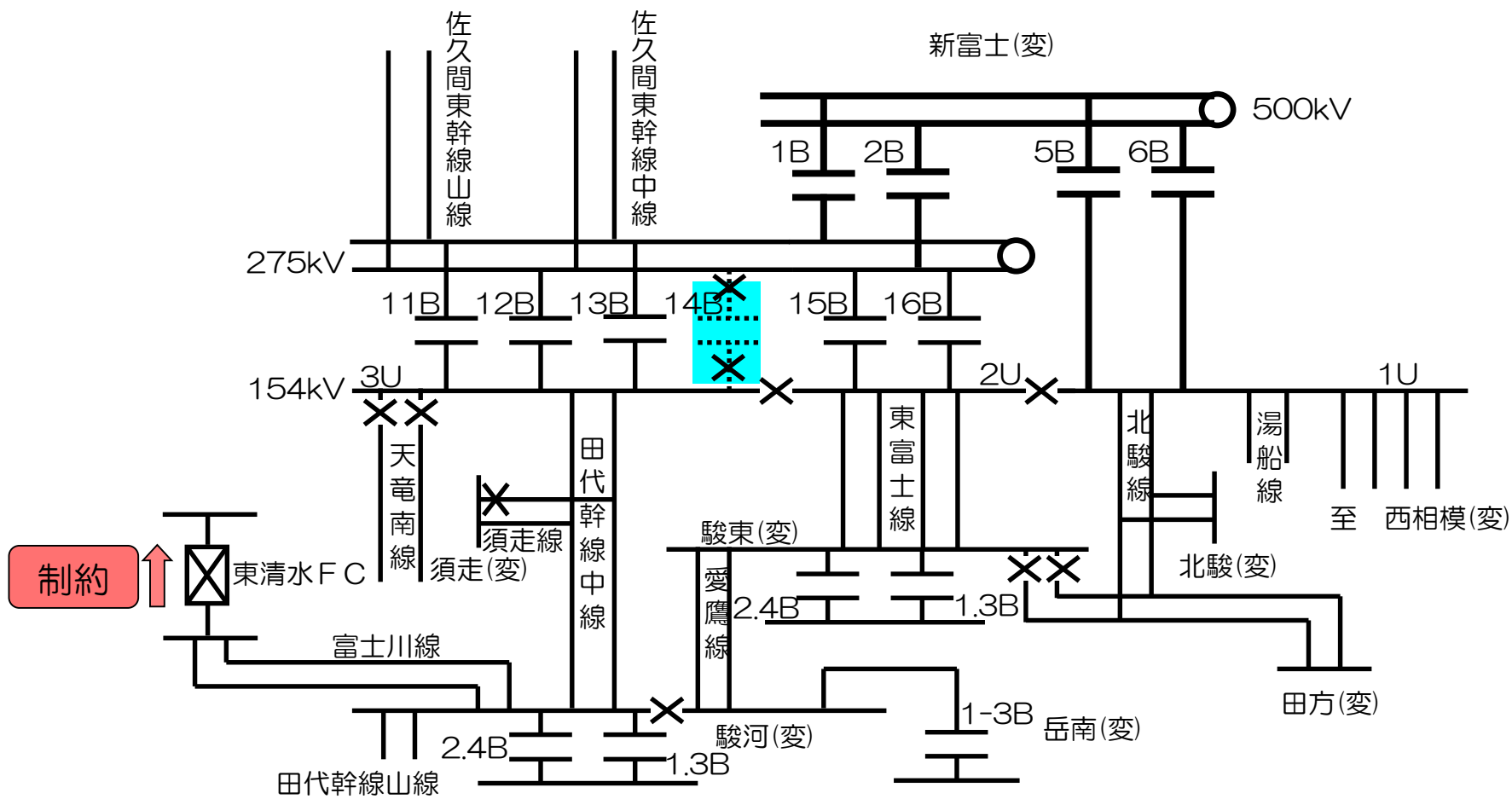
FC停止

⑨田代幹線中線（須走線）停止

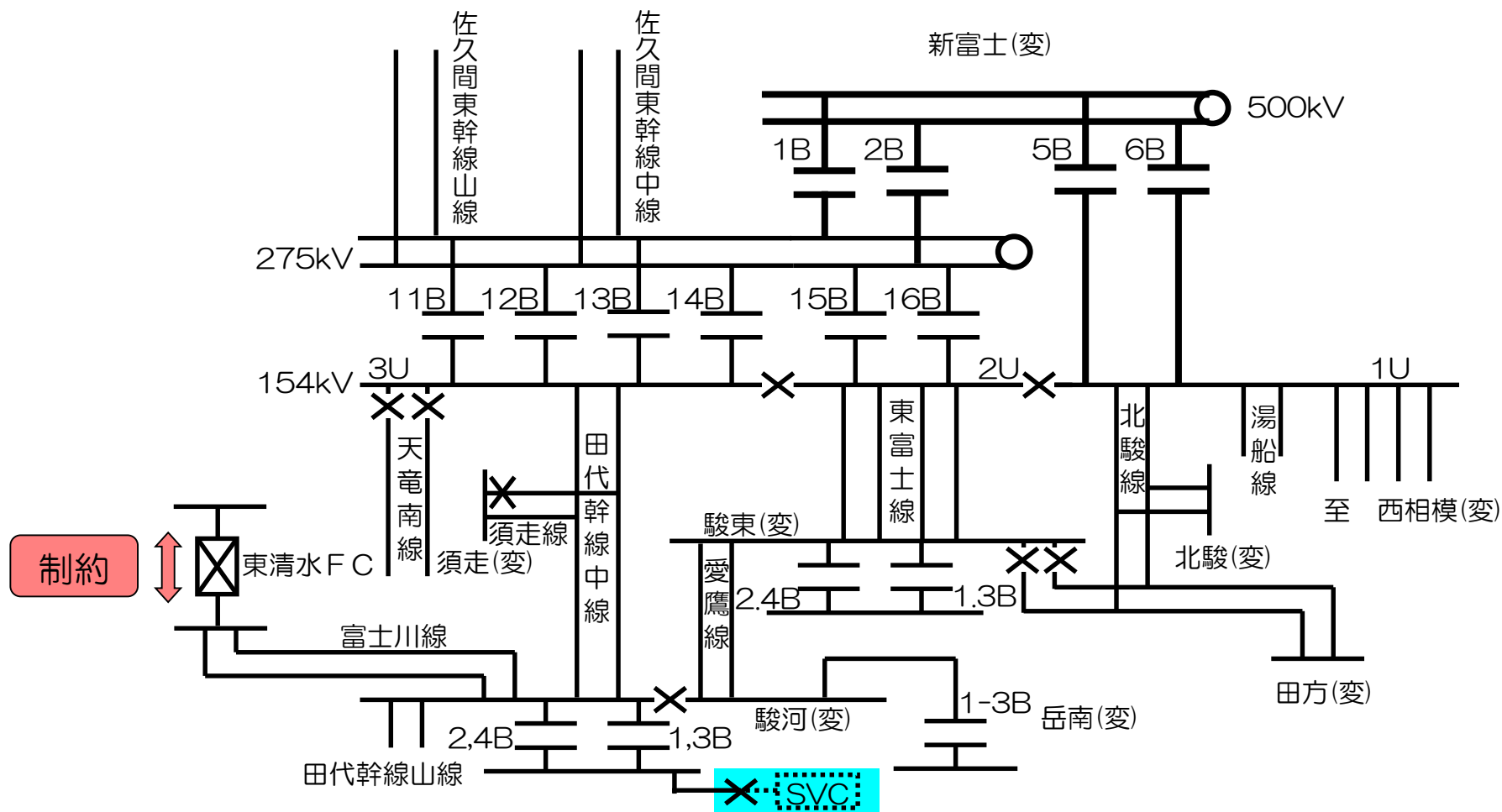


停止設備	制約
田代幹線中線（須走線） 1回線停止	制約（50Hz→60Hz） FC = 10万kW～30万kW[電圧低下]

⑩新富士変電所変圧器1台停止



停止設備	制約
新富士変電所 変圧器1台停止	制約 (50Hz→60Hz) FC = 10万kW~30万kW[熱容量]

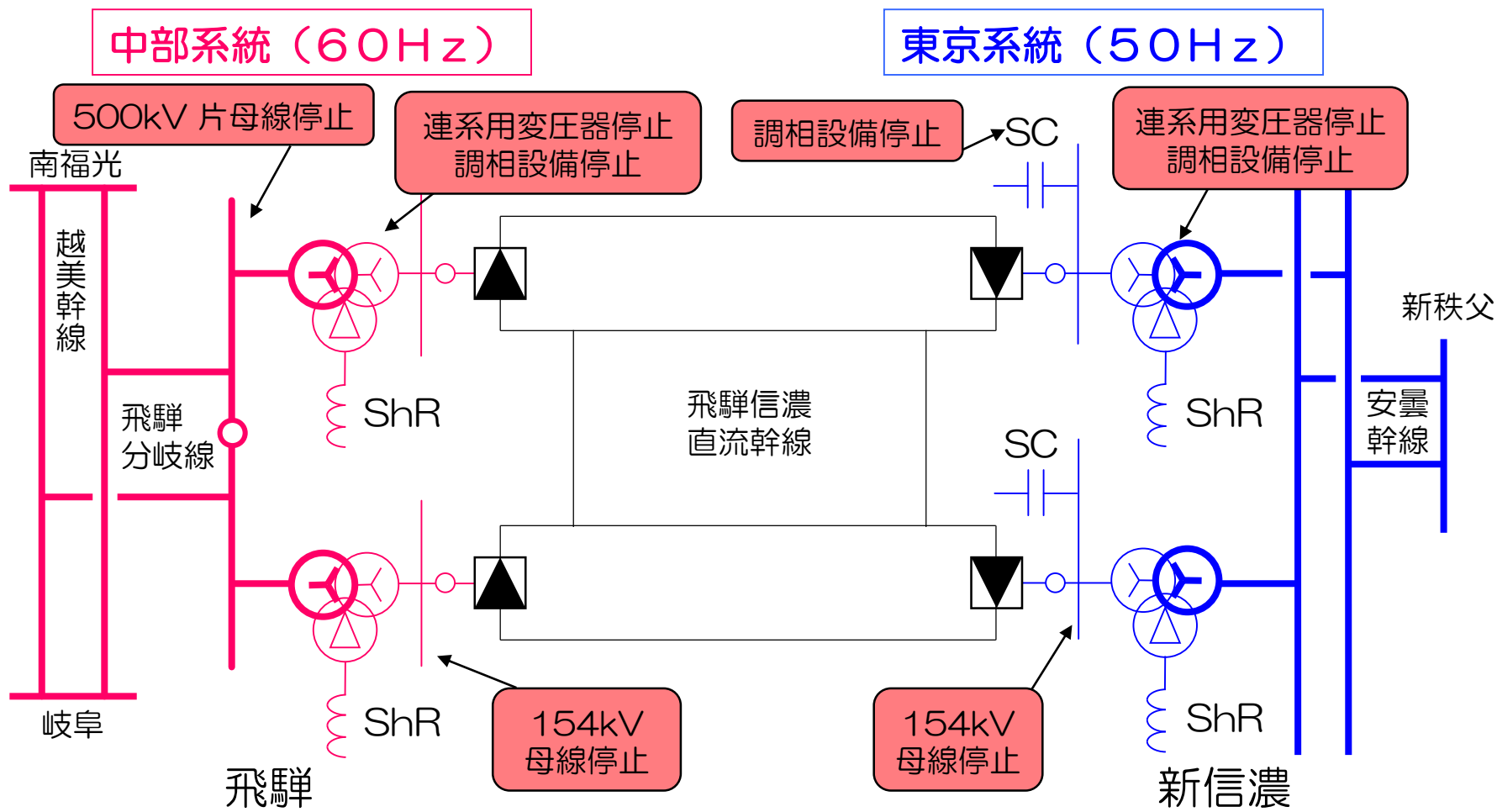


停止設備

制約

駿河変電所
SVC停止

FC = 17万kW[電圧変動]

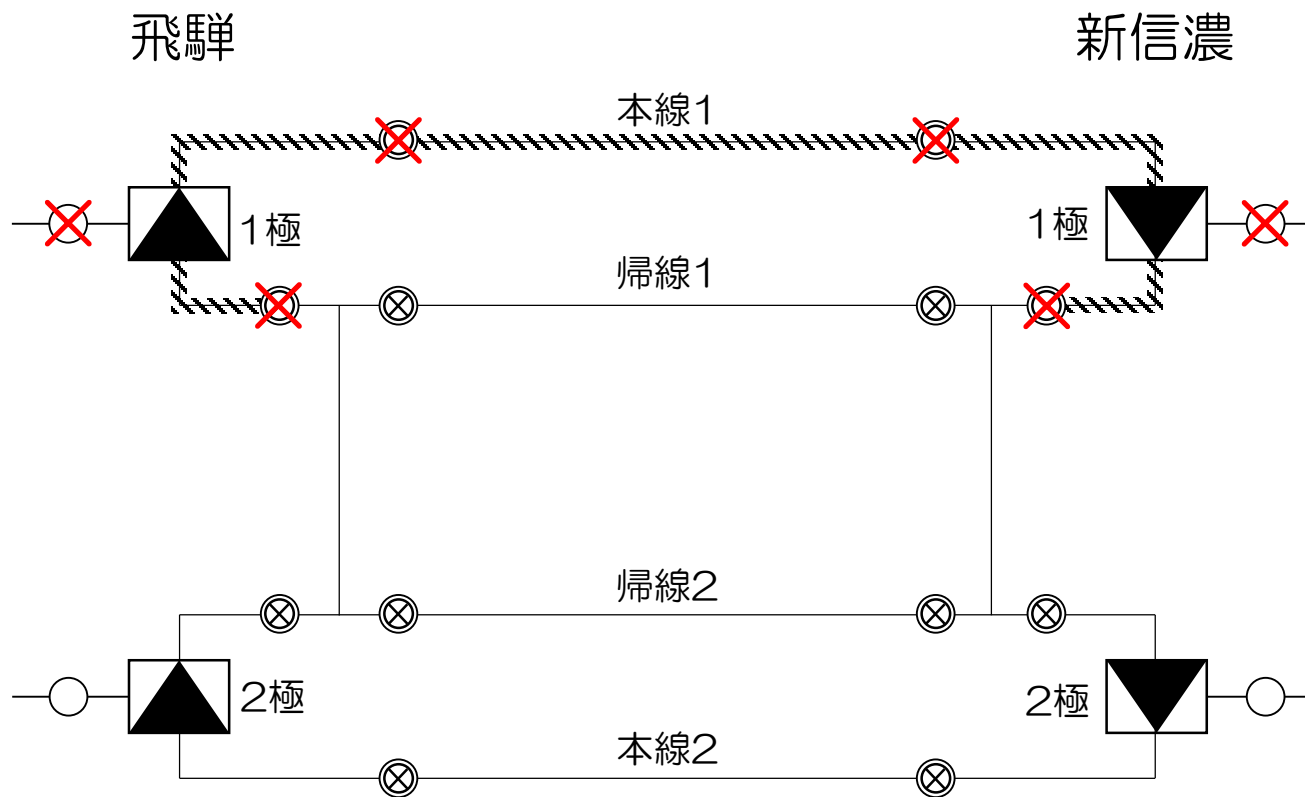


停止設備

制約

(50Hz) 154kV母線、連系用変圧器、調相設備
 (60Hz) 500kV片母線、154kV母線、
 連系用変圧器、調相設備

片極停止

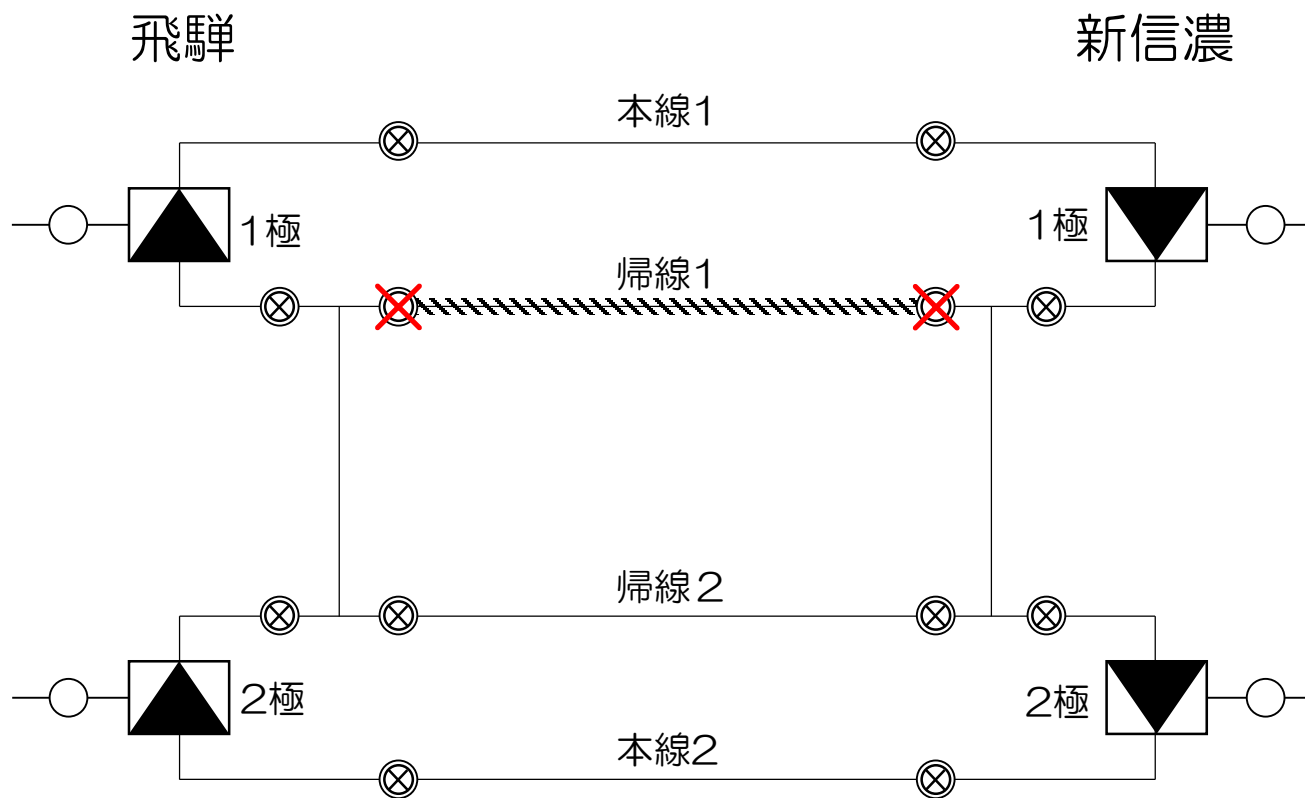


停止設備

制約

本線1（または本線2）

1極停止（本線2停止の場合は2極停止）

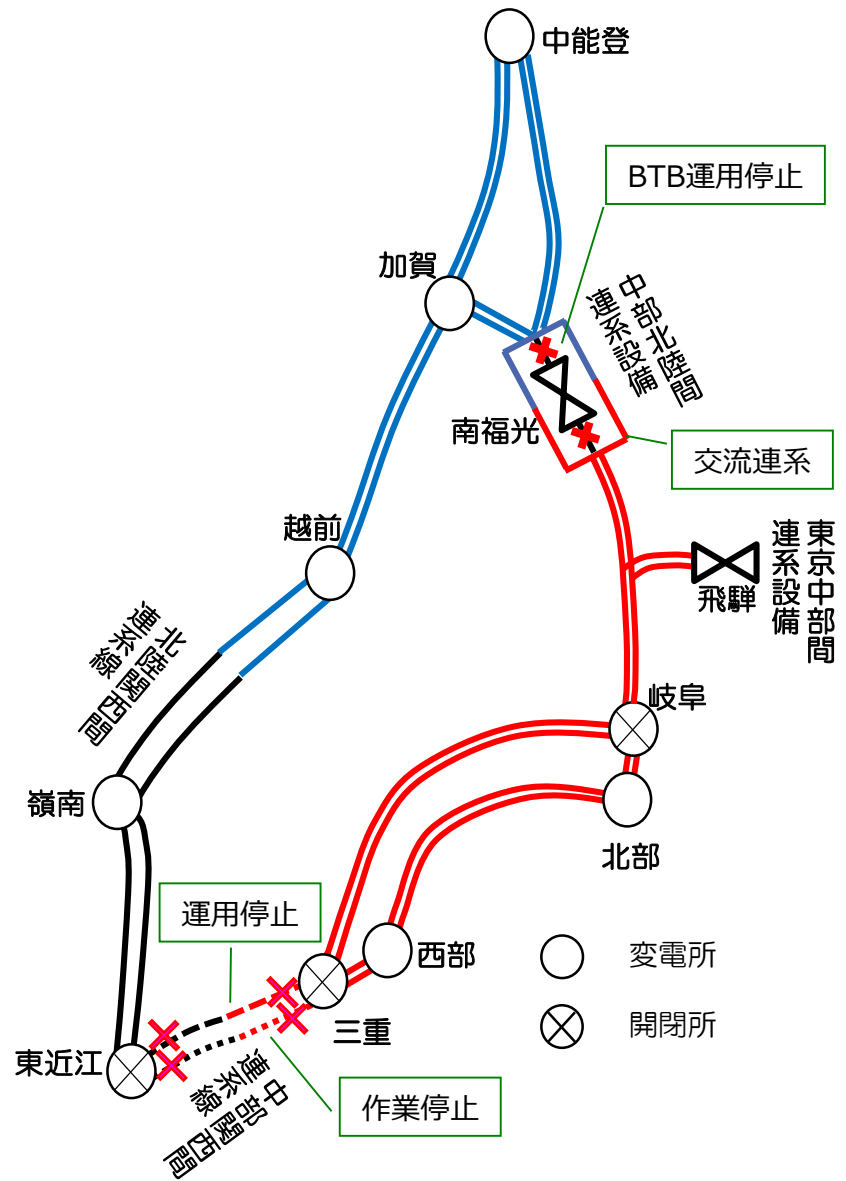


停止設備	制約
帰線1（または帰線2）停止・復旧操作	停止・復旧時、断路器操作のため1極と2極の停止（フローティング）が必要 停止中は制約なし

中部関西間連系線

■ 中部関西間連系線1回線停止時の運用

- N-1故障発生時のルート断や運用容量の大幅な低下を回避するため、中部関西間連系線を1回線停止する場合は、中部関西間連系線をルート開放し、南福光地点での交流連系を基本とする。
- 南福光地点で交流連系する場合、BTBを並列運転しても運用容量は増加しない（制約は熱容量以外である）ため、BTBは運用停止する。



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

- 中部関西間連系線停止および南福光地点の交流連系・BTB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（下記）。

■ 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
- 中部系統および北陸系統、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。

■ 北陸関西間連系線**○ 周波数維持限度値**

- 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。

- その他運用容量算定の考え方は、基本的に中部関西間連系線平常時、北陸関西間連系線平常時と同じ。

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

運用容量＝（周波数維持限度値）－90万kW※

＝ 160万kW（平日昼間帯）

110万kW（平日昼間帯以外）（2023年度）

○熱容量限度値：329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）

○同期安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認

○電圧安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認

○周波数維持限度値：250万kW（平日昼間帯）

200万kW（平日昼間帯以外）

※常時、飛騨信濃FCの運用容量（中部向）90万kWを確保するため、周波数維持限度値から90万kWを控除する。（2019年度第3回運用容量検討会 資料3参照）

1) 運用容量の最大値

2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

運用容量＝（周波数維持限度値）

＝ 76～160万kW（2023年度）

○熱容量限度値：329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）

○同期安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認

○電圧安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認

○周波数維持限度値：76～160万kW

（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

1) 運用容量の最大値

2) 数値はフリンジ分控除後の値

北陸関西間連系線運用容量（北陸向）

運用容量＝（周波数維持限度値）
＝ 130～160万kW（平日昼間帯）
70～90万kW（平日昼間帯以外）（2023年度）

- 熱容量限度値：278万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（夏季6～9月））
295万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（夏季5,10月））
326万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（冬季））
- 同期安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値：130～160万kW（平日昼間帯）
70～90万kW（平日昼間帯以外）

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

北陸関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量＝（周波数維持限度値）
＝ 63～144万kW（2023年度）

- 熱容量限度値：278万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（夏季6～9月））
295万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（夏季5,10月））
326万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（冬季））
- 同期安定性限度値：144万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値：144万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値：63～144万kW
（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

周波数上昇限度 (中部)

$$\begin{aligned} \text{算出式①} &= \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分 (フリンジ分)} \\ &= 9\sim 37\text{万kW (2023年度)} \end{aligned}$$

周波数低下限度 (関西以西)

$$\begin{aligned} \text{算出式②} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} \\ &= 13\sim 115\text{万kW (2023年度)} \end{aligned}$$

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

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆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 (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)

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。

<周波数上昇限度 (中部)>

○無制御潮流

算術式：系統容量×系統特性定数 (5.0%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

中部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

<周波数上昇限度（中部）>（つづき）

○常時潮流変動分の考慮

34万kW（2023年度）

- ・常時潮流変動分を考慮する理由

無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると系統制御（電源制限）が動作するため

<周波数低下限度（関西以西）>

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

- ・周波数低下限度の考え方

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

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分 (フリンジ分)} \\ &\quad + (\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量}) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^{3)} \\ &= 3 \sim 64 \text{万kW (2023年度)} \end{aligned}$$

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

3) EPPS見込み量 > 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数を掛け合わせる

◆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）

また、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。

○無制御潮流（中部エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（3.5%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）

・周波数低下限度

59.5Hz（平常時と同じ）

・周波数低下限度の考え方

中部エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度

○常時潮流変動分の考慮

34万kW（2023年度）

・常時潮流変動分を考慮する理由

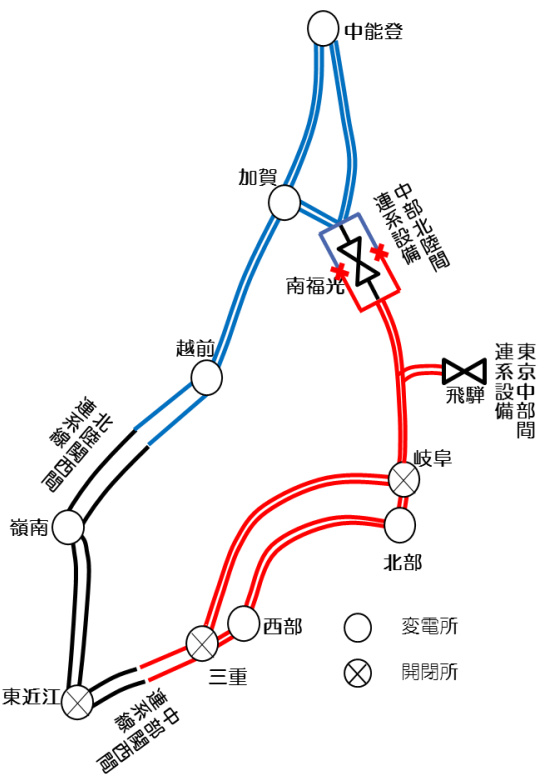
無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると系統制御（負荷制限）が動作するため

中部北陸間連系設備

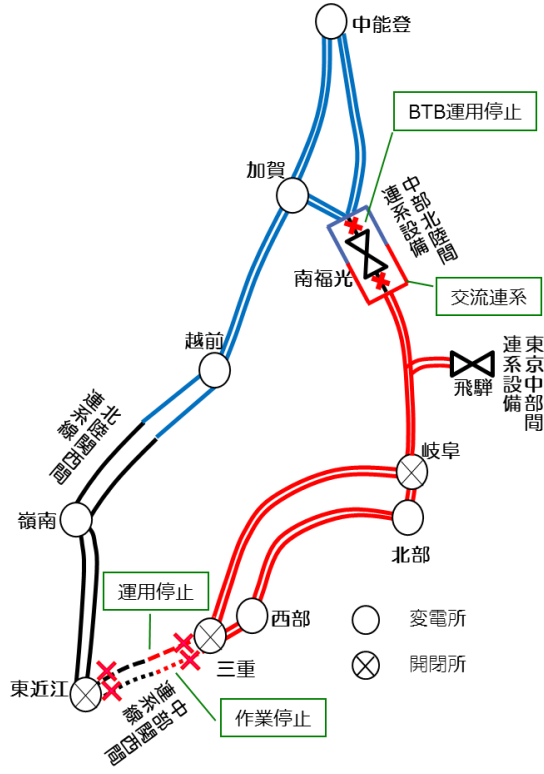
中部・北陸エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	
中部関西間、北陸関西間 連系線作業時	0万kW	交流連系

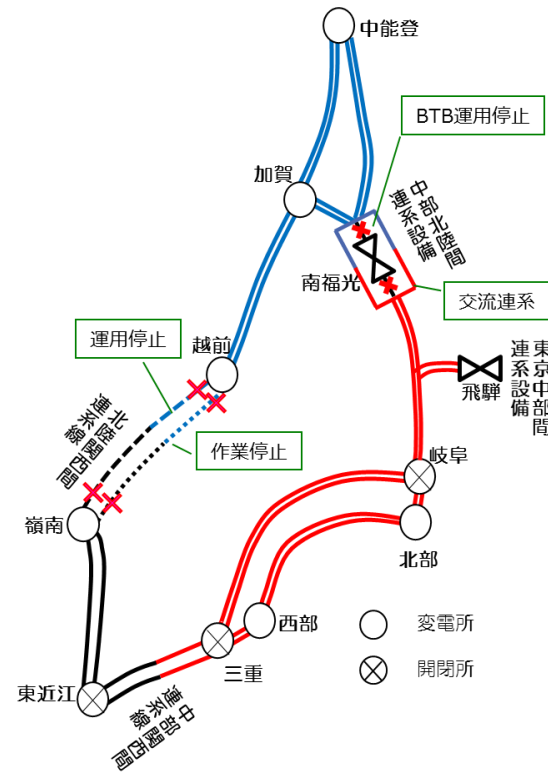
平常時



中部関西間連系線作業時



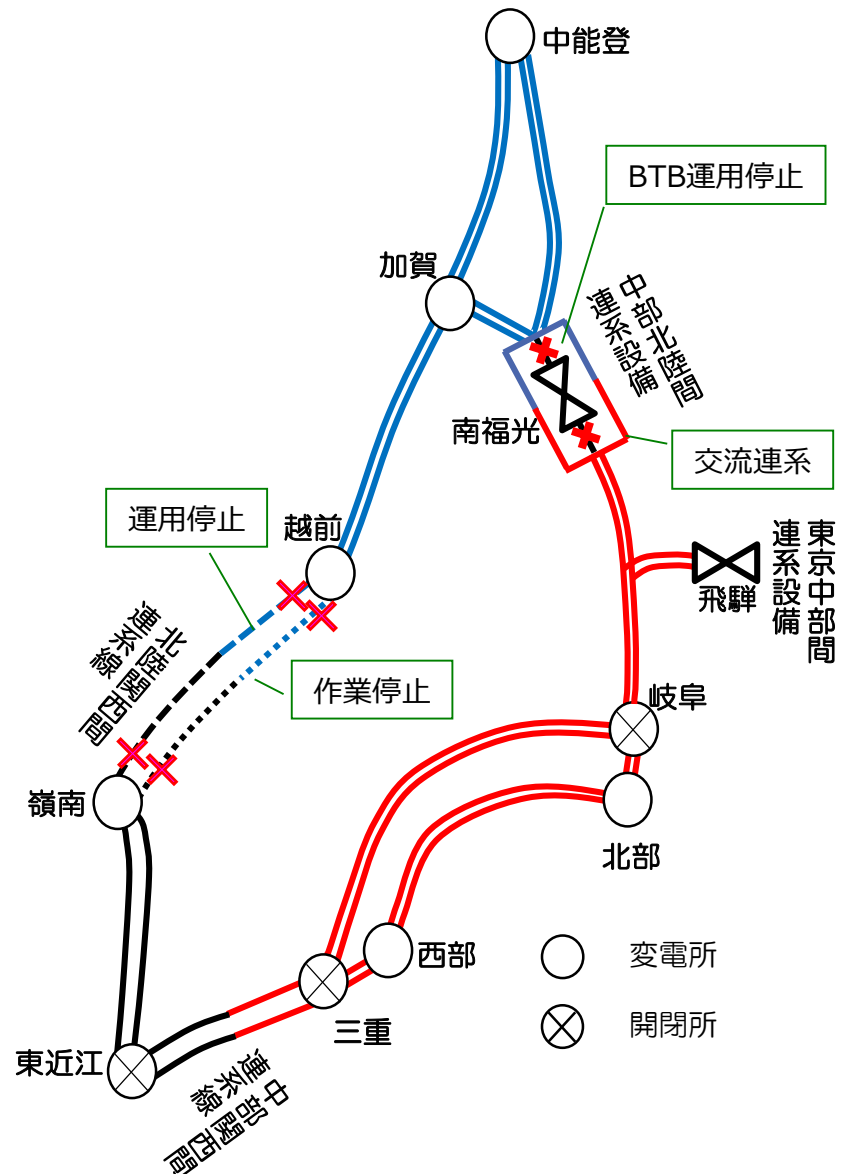
北陸関西間連系線作業時



北陸関西間連系線

■ 北陸関西間連系線1回線停止時の運用

- N-1故障発生時のルート断や運用容量の大幅な低下を回避するため、北陸関西間連系線を1回線停止する場合は、北陸関西間連系線をルート開放し、南福光地点での交流連系を基本とする。
- 南福光地点で交流連系する場合、BTBを並列運転しても運用容量は増加しない（制約は熱容量以外である）ため、BTBは運用停止する。



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

- 北陸関西間連系線停止および南福光地点の交流連系・BTB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（下記）。

■ 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
- 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。

■ 中部関西間連系線

○ 周波数維持限度値

- 北陸系統、中部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。

- その他運用容量算定の考え方は、基本的に北陸関西間連系線平常時、中部関西間連系線平常時と同じ。

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

運用容量＝（同期安定性限度値、周波数維持限度値の最小値）
＝ 107～210万kW（2023年度）

○熱容量限度値：329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）

○同期安定性限度値：210万kW²⁾

○電圧安定性限度値：210万kW^{1,2)} で安定確認

○周波数維持限度値：107～262万kW

（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

1) 運用容量の最大値

2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

運用容量＝（周波数維持限度値）
＝ 130～160万kW（平日昼間帯）
70～90万kW（平日昼間帯以外）（2023年度）

○熱容量限度値：329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）

○同期安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認

○電圧安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認

○周波数維持限度値：130～160万kW（平日昼間帯）

70～90万kW（平日昼間帯以外）

1) 運用容量の最大値

2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部関西間連系線運用容量（中部向）

運用容量＝（周波数維持限度値）

＝ 250万kW（平日昼間帯）

200万kW（平日昼間帯以外）（2023年度）

- 熱容量限度値：278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季6～9月））
295万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季5,10月））
326万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（冬季））

○同期安定性限度値：250万kW^{1,2)} で安定確認

○電圧安定性限度値：250万kW^{1,2)} で安定確認

○周波数維持限度値：250万kW（平日昼間帯）

200万kW（平日昼間帯以外）

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量＝（周波数維持限度値）

＝ 42～144万kW（2023年度）

- 熱容量限度値：278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季6～9月））
295万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季5,10月））
326万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（冬季））

○同期安定性限度値：144万kW^{1,2)} で安定確認

○電圧安定性限度値：144万kW^{1,2)} で安定確認

○周波数維持限度値：42～144万kW

（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分} \\ &= 50\text{万kWまたは}70\text{万kW (2023年度)} \end{aligned}$$

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆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（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（北陸エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：0万kW

- 周波数上昇限度

60.0Hz（平常時と同じ）

- 周波数上昇限度の考え方

系統分離後の本系統並列を速やかに行うため60.0Hzとしている。

（夜間等軽負荷断面での電源構成を考慮すると、ルート断に伴う電源制限により電源台数が減少し、系統分離後に本系統並列するための調整に時間を要する場合も想定される。）

○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火力最大ユニット相当分

（作業停止計画、発電計画等を考慮）

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &= 0 \sim 2 \text{万kW（2023年度）} \end{aligned}$$

- 1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む
- 2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆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、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（北陸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

- 周波数低下限度の考え方

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

○常時潮流変動分の考慮

12万kW（2023年度）

- 常時潮流変動分を考慮する理由

無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると系統制御（負荷制限）が動作するため

運用容量 = 嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量
 = 95万kW（2023年度）

ただし、平常時の運用容量と比較し、小さい値を運用容量とする。

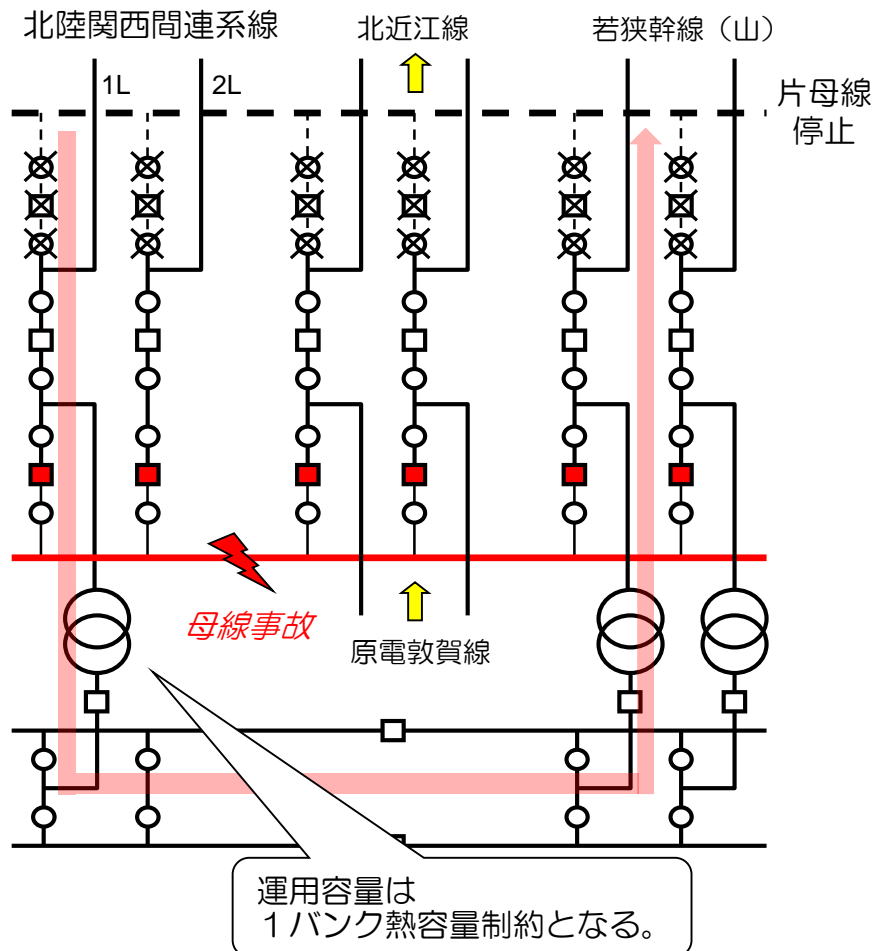
◆算定の基本的な考え方

嶺南変電所の500kV母線構成は1.5CB構成であり、嶺南変電所500kV片母線停止時に残り母線で事故が発生すると、右図のように北陸関西間連系線潮流が500/275kVバンクを経由する高低圧連系となるため、これを考慮する。

- ・熱容量限度値
 嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量
- ・同期・電圧安定性限度値

嶺南変電所500kV片母線停止中の系統で残りの母線停止を想定して検討
 （考え方は平常時と同じ）

- 熱容量限度値
 95万kW
 （嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量）
- 同期・電圧安定性限度値
 熱容量限度値の潮流で安定確認



■ 母線事故時に開放される遮断器

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。

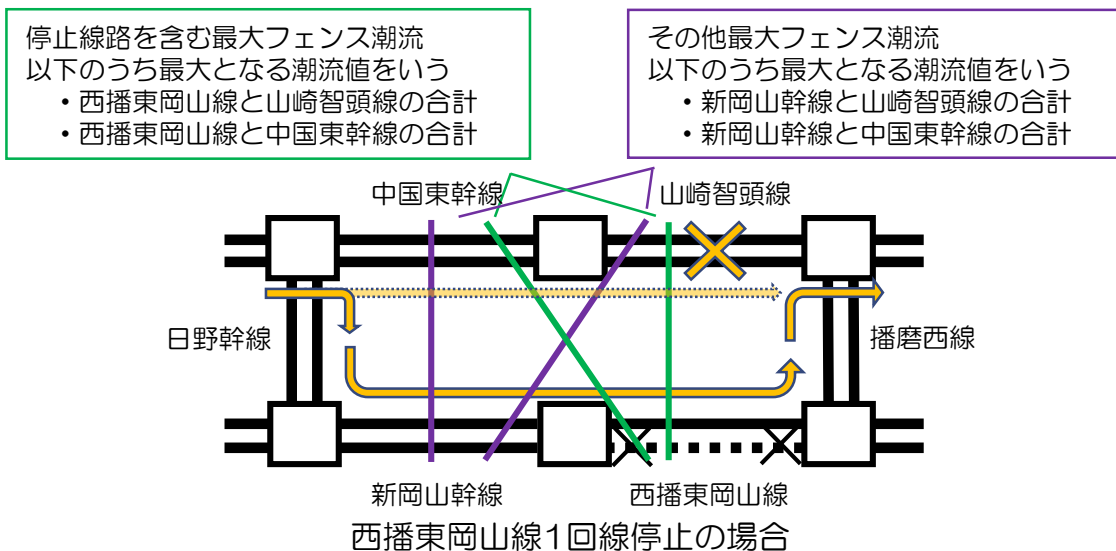
○関西中国間連系線において考慮する回り込み潮流

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 = (西播東岡山線1回線熱容量)
= 夏季278万kW (6~9月)、295万kW (5、10月)
冬季326万kW
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

関西中国間連系線の1回線熱容量の最小値

これまでの実績では中国→関西向き潮流であり、関西→中国向きとなる蓋然性が低いことから、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)

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中での系統で検討（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

夏季278万kW (6~9月)、295万kW (5、10月)

冬季326万kW

(1回線の熱容量が最も小さい西播東岡山線1回線の熱容量)

○同期・電圧安定性限度値

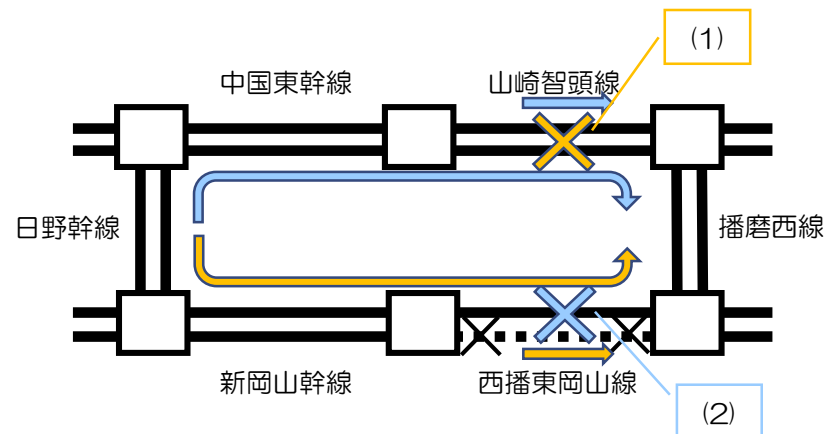
熱容量限度値の潮流で安定確認

1回線停止時の運用容量＜関西中国間連系線（関西向）＞

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)
 = (71～75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回線停止中送電線の1回線熱容量
 - 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（300～450万kW程度）

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	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)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)
1回線停止	運転	運転	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)	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)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)
常時	停止	運転	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)	450(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)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)
1回線停止	停止	運転	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)	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	—	415(電圧)
				播磨西線	—	440(電圧)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)

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(31万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

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	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)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)
1回線停止	運転	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)	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)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)
常時	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)	380(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)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)
1回線停止	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	329(熱容量)	340(電圧)
				日野幹線	—	410(電圧)
				播磨西線	—	435(電圧)
				中国向	上記の何れか	278(熱容量)

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(31万kW)控除後の値

※1 電力システム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

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	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)	395(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	—	455(電圧)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)
1回線停止	運転	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)	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)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)
常時	停止	運転	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	329(熱容量)	335(電圧)
				日野幹線	—	405(電圧)
				播磨西線	—	435(電圧)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)
1回線停止	停止	運転	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)	430(電圧)
				中国東幹線	320(電圧)	325(電圧)
				日野幹線	—	395(電圧)
				播磨西線	—	425(電圧)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)

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。数値はフリッジ分(31万kW)控除後の値

※1 電力システム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

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	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)	445(電圧)
				中国東幹線	329(熱容量)	345(電圧)
				日野幹線	—	410(電圧)
				播磨西線	—	445(電圧)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)
1回線停止	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)	370(電圧)
				新岡山幹線	329(熱容量)	440(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	—	430(電圧)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)
常時	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)	370(電圧)
				新岡山幹線	329(熱容量)	435(電圧)
				中国東幹線	325(電圧)	330(電圧)
				日野幹線	—	395(電圧)
				播磨西線	—	430(電圧)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)
1回線停止	停止	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	—	385(電圧)
				播磨西線	—	420(電圧)
				中国向	上記の何れか	326(熱容量)

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(31万kW)控除後の値

※1 電力システム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

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	関西向	西播東岡山線	①	278(熱容量)	445(電圧)
					②	295(熱容量)	445(電圧)
					③	326(熱容量)	445(電圧)
				中国東幹線	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)
			中国向	上記の何れか	日野幹線	—	415(電圧)
					播磨西線	—	445(電圧)
					①	278(熱容量)	278(熱容量)
				②	295(熱容量)	295(熱容量)	
				③	326(熱容量)	326(熱容量)	
				1回線停止	運転	運転	関西向
②	295(熱容量)	445(電圧)					
③	326(熱容量)	445(電圧)					
中国東幹線	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)				
中国向	上記の何れか	日野幹線	—				410(電圧)
		播磨西線	—				440(電圧)
		①	278(熱容量)				278(熱容量)
	②	295(熱容量)	295(熱容量)				
	③	326(熱容量)	326(熱容量)				

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(31万kW)控除後の値

※1 電力システムのインピーダンス増加による電圧低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

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	停止	運転	関西向	西播東岡山線	①	278 (熱容量)	425 (電圧)			
					②	295 (熱容量)	425 (電圧)			
					③	326 (熱容量)	425 (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)	335 (電圧)	
							日野幹線	—	395 (電圧)	
							播磨西線	—	420 (電圧)	
							中国向	上記の何れか	①	278 (熱容量)
						②			295 (熱容量)	295 (熱容量)
						③			326 (熱容量)	326 (熱容量)
			1回線停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	①	278 (熱容量)	415 (電圧)
②	295 (熱容量)	415 (電圧)								
③	326 (熱容量)	415 (電圧)								
							山崎智頭線	329 (熱容量)	370 (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	—	395 (電圧)	
							播磨西線	—	415 (電圧)	
							中国向	上記の何れか	①	278 (熱容量)
						②			295 (熱容量)	295 (熱容量)
						③			326 (熱容量)	326 (熱容量)

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。数値はフリッジ分(31万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の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

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	関西向	西播東岡山線	①	278 (熱容量)	445 (電圧)	
					②	295 (熱容量)	445 (電圧)	
					③	326 (熱容量)	445 (電圧)	
				中国東幹線	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)	340 (電圧)	
			中国向	上記の何れか	①	278 (熱容量)	278 (熱容量)	
					②	295 (熱容量)	295 (熱容量)	
					③	326 (熱容量)	326 (熱容量)	
				中国向	上記の何れか	①	278 (熱容量)	435 (電圧)
						②	295 (熱容量)	435 (電圧)
						③	326 (熱容量)	435 (電圧)
中国東幹線	山崎智頭線	329 (熱容量)	380 (電圧)					
	新岡山幹線	329 (熱容量)	435 (電圧)					
	中国東幹線	329 (熱容量)	335 (電圧)					
中国向	上記の何れか	①	278 (熱容量)	278 (熱容量)				
		②	295 (熱容量)	295 (熱容量)				
		③	326 (熱容量)	326 (熱容量)				
	中国東幹線	山崎智頭線	329 (熱容量)	400 (電圧)				
		新岡山幹線	329 (熱容量)	425 (電圧)				
		中国東幹線	329 (熱容量)	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(31万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

参考) 1回線停止時の運用容量

2023年度(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	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	停止	停止	関西向	西播東岡山線	①	278(熱容量)	415(電圧)
					②	295(熱容量)	415(電圧)
					③	326(熱容量)	415(電圧)
				中国東幹線	山崎智頭線	329(熱容量)	370(電圧)
					新岡山幹線	329(熱容量)	415(電圧)
					中国東幹線	320(電圧)	320(電圧)
			中国向	上記の何れか	①	278(熱容量)	278(熱容量)
					②	295(熱容量)	295(熱容量)
					③	326(熱容量)	326(熱容量)
				播磨西線	日野幹線	—	385(電圧)
					播磨西線	—	415(電圧)
					—	—	—
1回線停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	①	278(熱容量)	405(電圧)
					②	295(熱容量)	405(電圧)
					③	326(熱容量)	405(電圧)
				中国東幹線	山崎智頭線	329(熱容量)	355(電圧)
					新岡山幹線	329(熱容量)	405(電圧)
					中国東幹線	305(電圧)	305(電圧)
			中国向	上記の何れか	日野幹線	—	375(電圧)
					播磨西線	—	400(電圧)
					—	—	—
				上記の何れか	①	278(熱容量)	278(熱容量)
					②	295(熱容量)	295(熱容量)
					③	326(熱容量)	326(熱容量)

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(31万kW)控除後の値

※1 電力システム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

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および母線電圧維持面から運用容量が低下する制約が発生する。

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	140万kW	
片極停止	70万kW	設備容量
A・B発電所のうち特定の2台停止	37.5万kW（両方向）	電圧安定性
A・B発電所全台停止	37.5万kW（関西向）	電圧安定性
	70万kW（四国向）	電圧安定性

制約の詳細については、2019年度 第5回運用容量検討会 資料1-6参照。



中国四国間連系線

1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（中国向）＞

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

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）

$$\begin{aligned}\text{算出式①} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分} \\ &= 50\sim 90\text{万kW程度} + (30\sim 490\text{万kW程度})\end{aligned}$$

周波数低下限度（中国以東）

$$\begin{aligned}\text{算出式②} &= \text{無制御潮流} + \text{FCのEPPS見込み量} (10\text{万kW}) \\ &= 150\sim 280\text{万kW程度} (\text{平常時と同じ})\end{aligned}$$

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〕
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。

<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カ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（5.2%MW/1.0Hz）¹⁾

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）

1) 運用容量を維持する運用対策（系統保安ポンプ等）により従前の周波数低下限度（59.0Hz）での運用容量を維持している。

• 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）

運用容量 = 無制御潮流 - 発電機解列量
= 0～40万kW程度

◆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（停止期間の平休日別の昼間帯・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）