

各連系線の運用容量 算出方法・結果

2023年3月1日

1. 直流連系設備	• • •	3
a 北海道本州間連系設備		
b 東京中部間連系設備		
c 中部北陸間連系設備		
d 関西四国間連系設備		
2. 東北東京間連系線	• • •	24
3. 中部関西間連系線	• • •	53
4. 北陸関西間連系線	• • •	76
5. 関西中国間連系線	• • •	106
6. 中国四国間連系線	• • •	125
7. 中国九州間連系線	• • •	146
8. 60Hz連系系統の同期安定性	• • •	168

1. 直流連系設備

1. 直流連系設備の運用容量

<考え方>

- 運用容量＝設備容量（熱容量等）とする。

- 北海道本州間連系設備：90万kW
 - ・ 北海道本州間連系設備：60万kW
 - ・ 新北海道本州間連系設備：30万kW
- 東京中部間連系設備：210万kW
 - ・ 新信濃1号FC：30万kW
 - ・ 新信濃2号FC：30万kW
 - ・ 佐久間FC：30万kW
 - ・ 東清水FC：30万kW
 - ・ 飛騨信濃1号FC：45万kW
 - ・ 飛騨信濃2号FC：45万kW
- 中部北陸間連系設備：30万kW
- 関西四国間連系設備：140万kW

<検討断面>

- 1断面（設備容量が運用容量となるため）

連系潮流限度

- 北海道エリアの交流系統の状況変化により発生する潮流制約については、系統条件を取り込み、自動的に潮流制限を実施
- 各限度値の最小値で、北本の潮流制限装置（リミッター）により連系潮流限度値を設定
- 運用で変化する系統状況について以下のパラメータにより組合せを作成
 - ・ 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

<参考>北海道本州間連系設備の特記事項（2）

➤ 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。

<参考>北海道本州間連系設備の特記事項（2）

▶ 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		
		単極	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		
		単極	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		
		単極				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タ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。

<参考>北海道本州間連系設備の特記事項（2）

▶ 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				0	0		0	30	5	10	30		0				
		単極	30	30	30	0	10	30	0	30	30	30	30		0	30			
		停止				30	30		30		30	30	30						
	1台	双極										15	30		0				
		単極	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30		0	30			
		停止										25	30						
	0台	双極											0		0				
		単極	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0		0	30			
		停止											0						

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。

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。

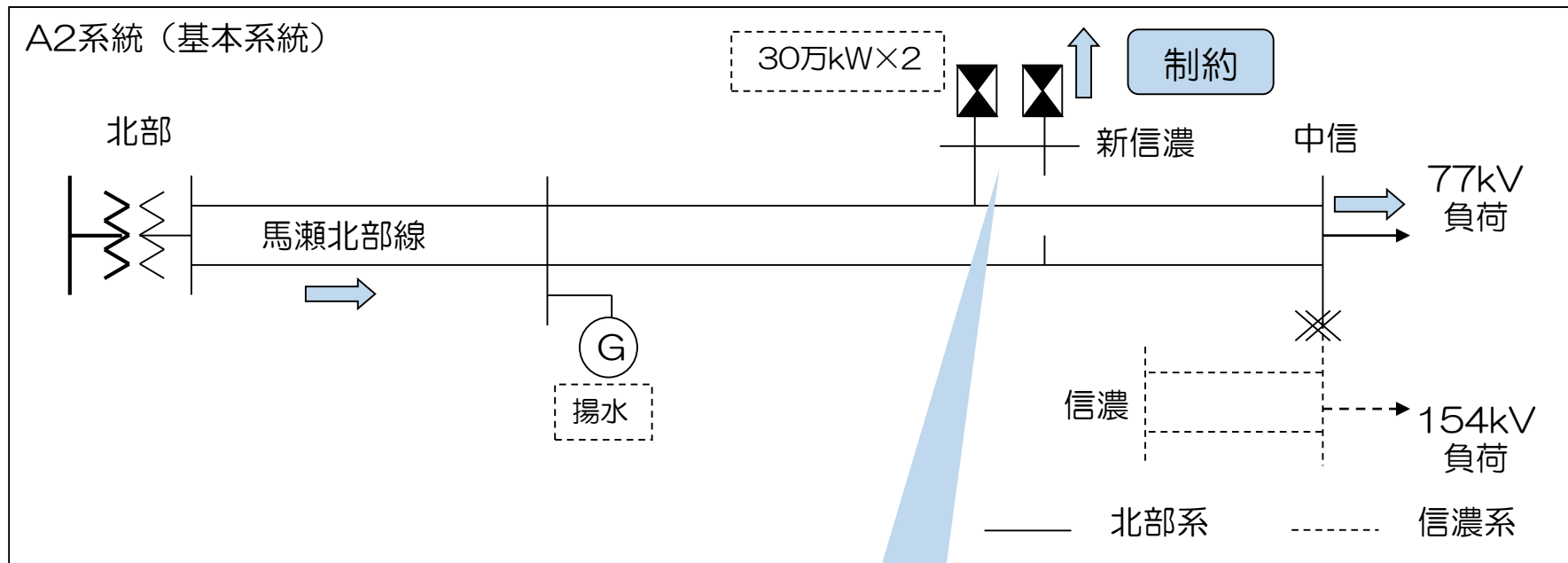
• 電圧変動

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。

➤ 新信濃FC関連運用容量制約の例 (平常時)



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

四国向き運用容量の算出について

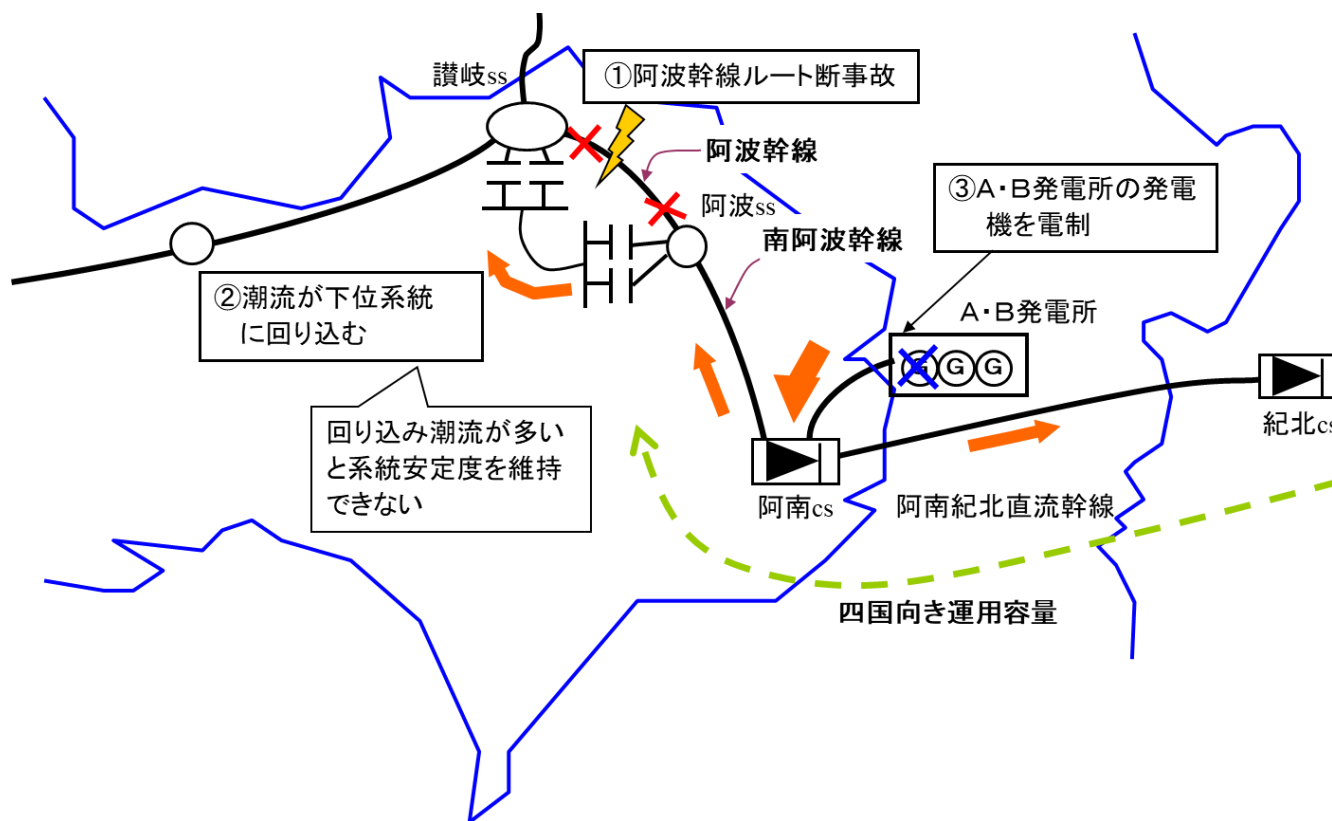
- 関西四国間連系設備の四国向き運用容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる運用容量のうち、小さい方が採用される（詳細は2021年度第4回運用容量検討会資料1参照）。

運用容量①

＝南阿波幹線運用容量（阿波向）－四国エリア内A・B発電所出力

運用容量②

＝関西四国間連系設備の設備容量またはA・B発電所複数台停止時の値



2. 運用容量算出結果_北海道本州間（1）

2023年度 運用容量（北海道向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①)	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【30(①)】
		夜間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
	休日	昼間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
		夜間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】

2023年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①)	90(①) 【60(③)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(③)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【30(①)】
		夜間	90(①)	90(①) 【60(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
	休日	昼間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
		夜間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。

【 】 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

2. 運用容量算出結果_北海道本州間（2）

2024年度 運用容量（北海道向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【30(①)】
		夜間	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
	休日	昼間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
		夜間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】

2024年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【30(①)】
		夜間	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
	休日	昼間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】
		夜間	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

2. 運用容量算出結果_北海道本州間（3）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
北海道本州間 連系設備	北海道向	90(①)	90(①)	90(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	東北向	90(①)	90(①)	90(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。
2027年度に北海道本州間連系設備30万kWの増強を予定。

3. 運用容量算出結果_東京中部間（1）

2023年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	【120(3)】	【120(3)】	【120(3)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	【135(1)】
		夜間	【120(3)】	【120(3)】	【120(3)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	【135(1)】
	休日	昼間	【120(3)】	【120(3)】	【120(3)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	【135(1)】
		夜間	【120(3)】	【120(3)】	【120(3)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	【135(1)】

2023年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	【180(1)】	【180(1)】	【180(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【172(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	210(1) 【135(1)】
		夜間	【180(1)】	【180(1)】	【180(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【172(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	210(1) 【135(1)】
	休日	昼間	【180(1)】	【180(1)】	【150(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【172(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	210(1) 【135(1)】
		夜間	【180(1)】	【180(1)】	【150(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1) 【120(1)】	210(1) 【120(1)】	210(1) 【172(1)】	210(1) 【180(1)】	210(1)	210(1)	210(1) 【135(1)】

()内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

3. 運用容量算出結果_東京中部間（2）

2024年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	【150(③)】	【150(①)】	【135(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	210(①) 【150(①)】	210(①)	210(①)	【135(①)】
		夜間	【150(③)】	【150(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【90(①)】	【135(①)】	210(①) 【150(①)】	210(①)	210(①)	【135(①)】
	休日	昼間	【150(③)】	【150(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【60(①)】	【60(①)】	210(①) 【60(①)】	210(①)	210(①)	【129(①)】
		夜間	【150(③)】	【150(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【135(①)】	【90(①)】	210(①) 【60(①)】	210(①)	210(①)	【129(①)】

2024年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	210(①)	210(①) 【150(①)】	【127(①)】	【172(①)】	【172(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	210(①) 【150(①)】	210(①)	210(①)	【135(①)】
		夜間	210(①)	210(①) 【150(①)】	【142(①)】	【172(①)】	【172(①)】	【172(①)】	【90(①)】	【135(①)】	210(①) 【150(①)】	210(①)	210(①)	【135(①)】
	休日	昼間	210(①)	210(①) 【150(①)】	【142(①)】	【172(①)】	【172(①)】	【172(①)】	【60(①)】	【60(①)】	210(①) 【60(①)】	210(①)	210(①)	【135(①)】
		夜間	210(①)	210(①) 【150(①)】	【142(①)】	【172(①)】	【172(①)】	【172(①)】	【135(①)】	【90(①)】	210(①) 【60(①)】	210(①)	210(①)	【135(①)】

()内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

3. 運用容量算出結果_東京中部間（3）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
東京中部間 連系設備	東京向	210(①)	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)
	中部向	210(①)	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。
2027年度に東京中部間連系設備90万kWの増強を予定。

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（1）

2023年度 運用容量（北陸向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部北陸間 連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)

2023年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部北陸間 連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	【0①】	【0①】	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。（三重東近江線または越前嶺南線作業時に、BTBを運用停止した場合を含む）

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（2）

2024年度 運用容量（北陸向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部北陸間 連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

2024年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部北陸間 連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0①】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。(三重東近江線または越前嶺南線作業時に、BTBを運用停止した場合を含む)

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（3）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
中部北陸間 連系設備 (直流連系設備)	北陸向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

5. 運用容量算出結果_関西四国間（1）

2023年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
関西四国間 連系設備	平日	昼間	140(①) 【70①】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	
		夜間	140(①) 【70①】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	休日	昼間	140(①) 【70①】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70①】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

2023年度 運用容量（四国向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
関西四国間 連系設備	平日	昼間	0(②) 【0②】	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②) 【0②】	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	
		夜間	0(②) 【0②】	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
	休日	昼間	0(②) 【0②】	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
		夜間	0(②) 【0②】	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。 【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
2021年度 第4回運用容量検討会資料 1 に基づき地内制約を反映

5. 運用容量算出結果_関西四国間（2）

2024年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
関西四国間 連系設備	平日	昼間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【0(①)】	140① 【0(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【0(①)】	
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【0(①)】	140① 【0(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【0(①)】	
	休日	昼間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【0(①)】
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【70(①)】	140① 【0(①)】

2024年度 運用容量（四国向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西四国間 連系設備	平日	昼間	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②) 【0(①)】	0(②) 【0(①)】	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0(①)】
		夜間	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②) 【0(①)】	0(②) 【0(①)】	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0(①)】
	休日	昼間	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0(①)】
		夜間	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0②】	0(②) 【0(①)】

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

2021年度 第4回運用容量検討会資料 1 に基づき地内制約を反映

5. 運用容量算出結果_関西四国間（3）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
関西四国間 連系設備	関西向	140(①) 【0(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	0(②) 【0(①)】	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

2021年度 第4回運用容量検討会資料 1 に基づき地内制約を反映

2. 東北東京間連系線

1. 送電限度値の算出

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

【運用容量検討方法】

運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。

- 順方向（東北→東京向き）
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値

（電圧安定性限度値は他の限度値の制約とならないことを確認する）
- 逆方向（東京→東北向き）
 - 熱容量限度値

（同期安定性限度値、電圧安定性限度値は熱容量限度値の制約とならないことを確認する）

<考え方>

- いわき幹線N-1故障時における残りの設備が連続容量値以内となること
- 川内線N-2故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
- 相馬双葉幹線N-2故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
- これらの制約に至った時の東北東京間連系線潮流が熱容量限度値となる

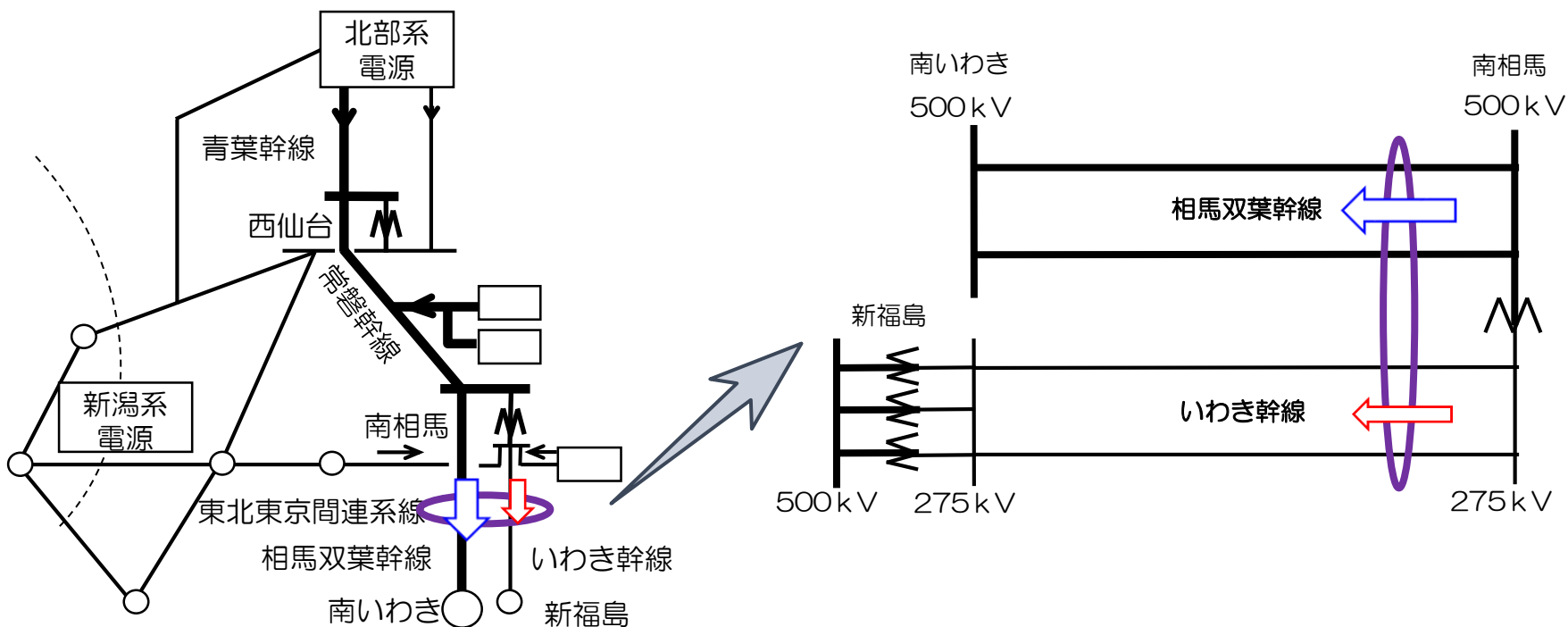
$$\text{東北東京間連系線潮流} = \text{相馬双葉幹線潮流} + \text{いわき幹線潮流}$$

(⇒熱容量限度値) (連続容量値)

- 相馬双葉幹線N-2故障時は電源制限を織り込む

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分}$$

また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増 (GOV制御) ・ 負荷減少 (周波数特性) の影響を考慮する。



＜検討条件＞熱容量（両方向）

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法（NTR潮流計算プログラム、VQCシミュレーションプログラム）

② 検討断面

- 長期：夏期ピーク断面
- 年間：月別、昼・夜間帯別

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）

⑥ 東北東京間連系線潮流

- 連系線潮流順方向（南流）増加→東北発電増加、東京発電減少
- 連系線潮流順方向（南流）減少→東北発電減少、東京発電増加
- 発電機の調整手順
 - 長期：供給計画の供給力をベースに調整（不確定要素が多いため、供給計画を基本に想定しうる範囲で過酷になるよう調整）
 - 年間：実態に準じ、基本的に単価の安いものから東北発電増加、単価の高いものから東京発電減少（例：順方向増加の場合）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- いわき幹線・川内線 電源制限、負荷制限：なし
- 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし※
※ただし、系統状況によっては負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る可能性がある。

相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。

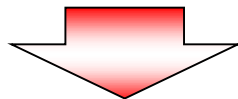
⑧ 想定故障

- いわき幹線1回線停止
- 川内線2回線停止
- 相馬双葉幹線2回線停止

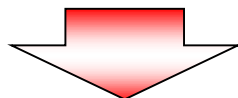
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（4）

⑨ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）

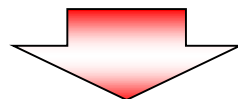
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「いわき幹線熱容量限度値変化テーブル」により熱容量限度値の
変化をみながら熱容量限度値最小断面を探索



熱容量限度値最小断面を詳細検討（潮流計算）し
熱容量限度値を算出



同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

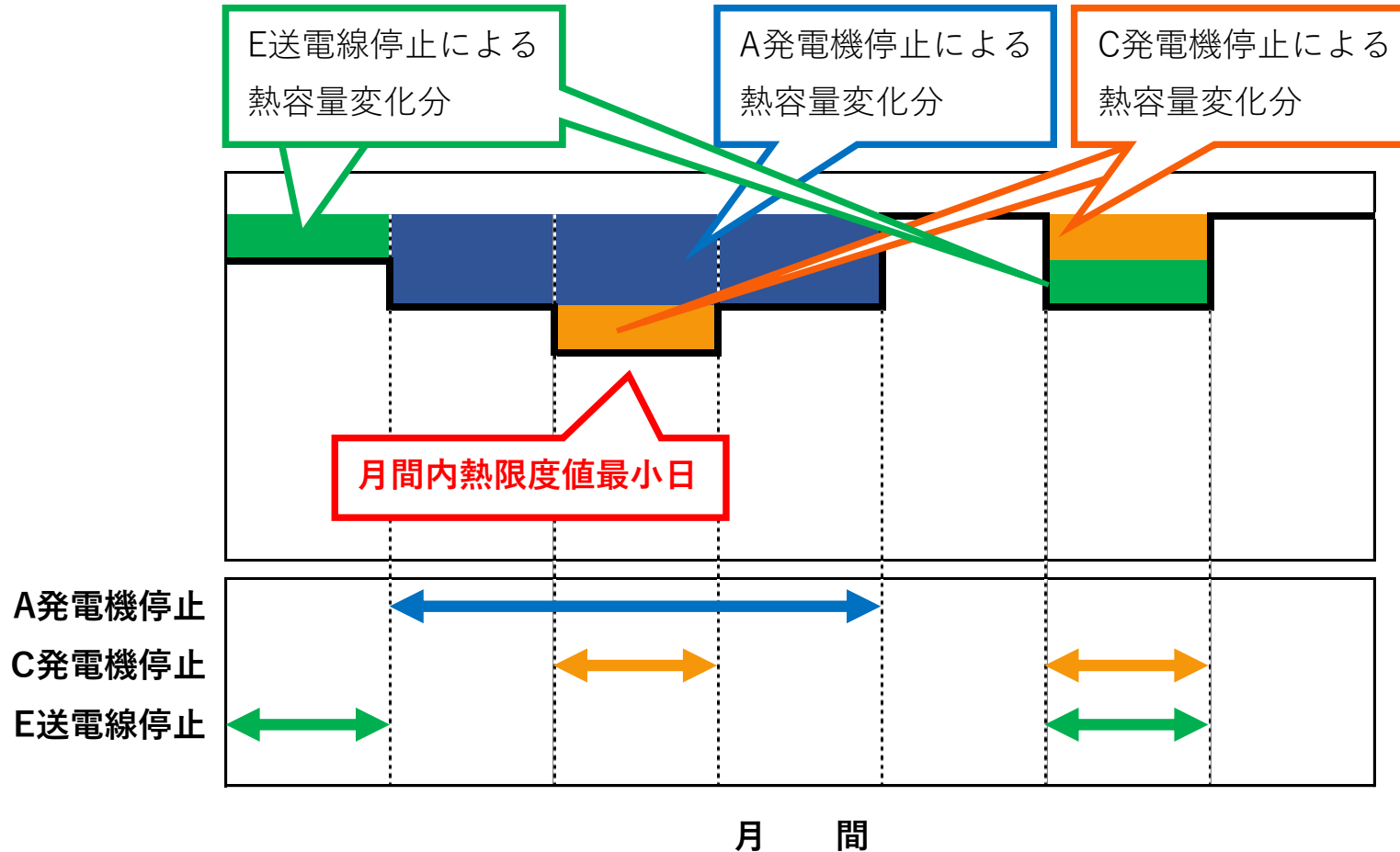
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

⑩ 具体的検討フロー[いわき幹線熱容量限度値変化テーブルのイメージ]（年間検討）

変化テーブル	いわき幹線1回線事故時の 熱容量限度値	川内線ルート事故時の 熱容量限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-40万kW	-20万kW
B 発電機停止	+10万kW	+5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-30万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-20万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (6)

⑪ 具体的検討フロー[熱容量限度値最小断面の探索イメージ] (年間検討)



<判定基準>

➤ 以下のうち最小値となること

- いわき幹線1回線故障時に残りの設備が連続容量値以内となった時の東北東京間連系線潮流
- 相馬双葉幹線2回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流（電制あり）
- 川内線2回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流

	容 量	備 考
相馬双葉幹線	631万kW／1回線(冬季:668万kW／1回線) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 7,676 * 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4導体×2回線 7,676A(4導体分) (冬季:8,124A)
直列機器	658万kW(／1回線) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 8,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・変流器:8,000A
いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 2,616 * 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 2,616A(2導体分) ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）

<考え方>

- 相馬双葉幹線2回線故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること。
- 下げ代不足が想定される期間においては、電源制限対象電源（主に火力機）が低出力に抑制もしくは停止となる。このため、需給想定バランスから、電源制限対象出力（電源制限対象分）を算出し、熱容量限度値を算出する。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分}$$

また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増（GOV制御）・負荷減少（周波数特性）の影響を考慮する。

- 下げ代不足が想定される期間においては、電源制限対象電源（主に火力機）が低出力に抑制もしくは停止となる。このため、需給想定バランスから、電源制限対象出力（電源制限対象分）を算出し、熱容量限度値を算出する。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分} + \text{再エネ出力制御分}$$

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（9）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）

<検討条件>

① 検討断面

- 下げ代不足が想定される期間

② 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定
- 新電力電源：発電計画を使用
- 太陽光・風力：設備想定量に過去の設備利用率を考慮

③ 想定需要

- 3カ年実績の平均を想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし※
※ただし、系統状況によっては負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る可能性がある。

相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。

⑤ 想定故障

- 相馬双葉幹線2回線停止

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（10）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(275*10^3)*2,616*0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 2,616A(2導体分) ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(275*10^3)*4,000*0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

＜考え方＞

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

＜検討条件＞同期安定性（順方向）

① 解析ツール

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

② 検討断面

- 熱容量限度値の検討と同じ

③ 系統模擬

- 熱容量限度値の検討と同じ

④ 想定電源

- 熱容量限度値の検討と同じ

⑤ 想定需要

- 熱容量限度値の検討と同じ

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (2)

⑥ 東北東京間連系線潮流

- 熱容量限度値の検討と同じ

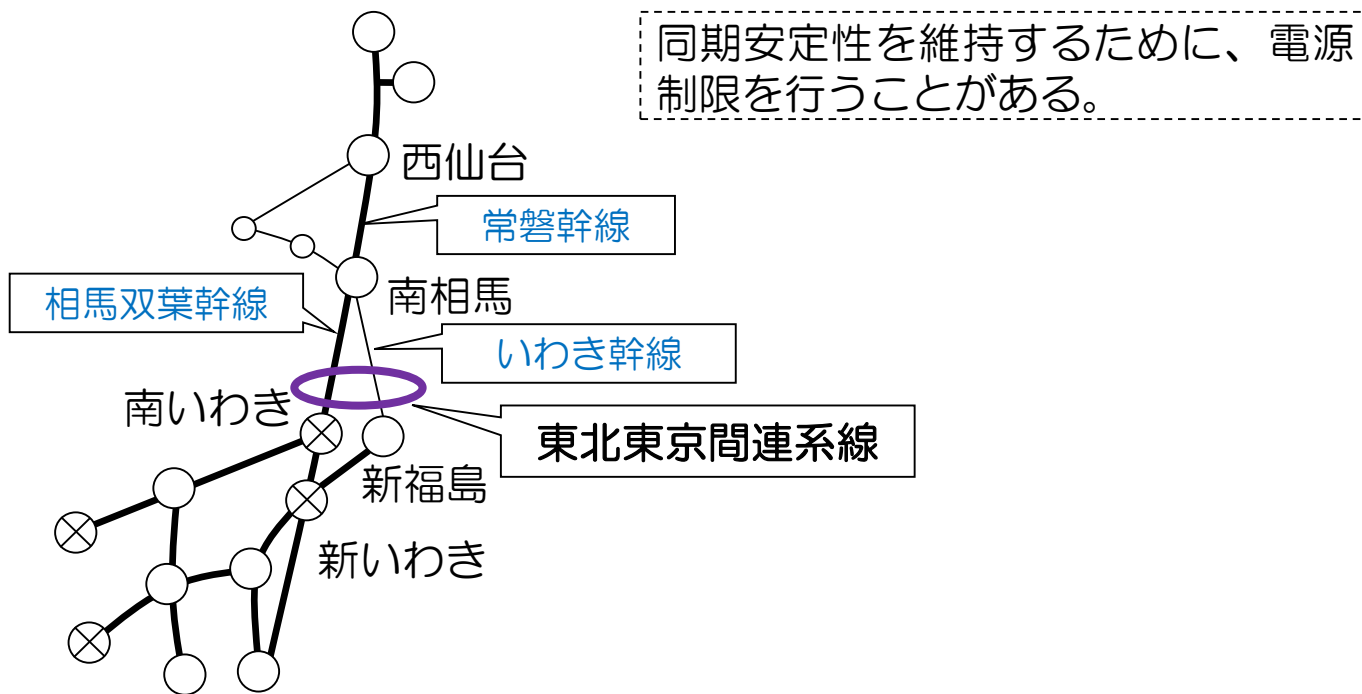
⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限：あり、負荷制限：なし※

※ただし、系統状況によっては負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る可能性がある。

⑧ 想定故障 最過酷事故を想定

- 故障箇所：常磐幹線2回線（電源制限：あり）
相馬双葉幹線2回線（電源制限：あり）
- 故障様相：三相6線地絡

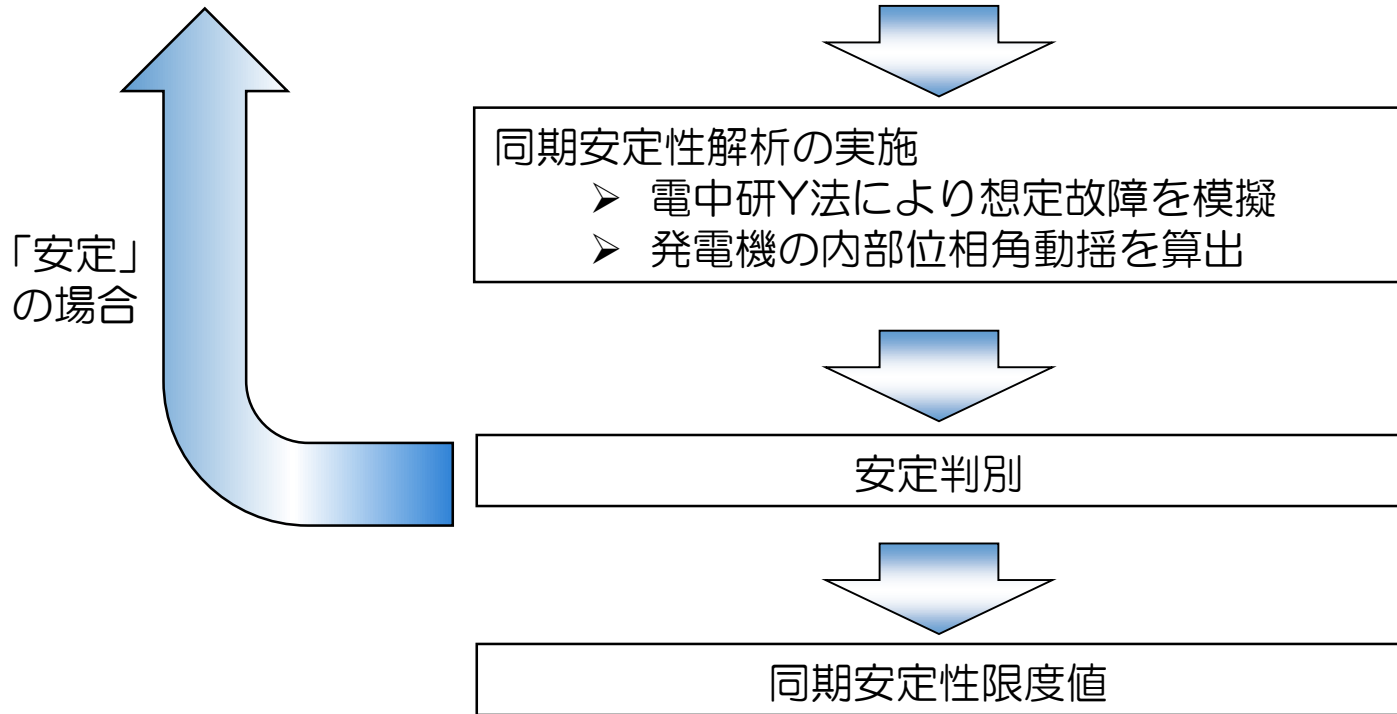


3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (3)

⑨ 検討フロー[全体フロー] (年間・長期検討)

東北東京間連系線の順方向の潮流を増加

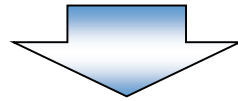
- 東北の発電機出力を増加、東京の発電機出力を抑制
- 潮流計算プログラムで発電機データ及び系統電圧を調整



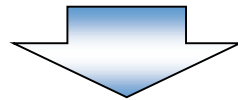
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4）

⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）

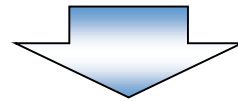
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「同期安定性変化テーブル」により同期安定性限度値の
変化をみながら同期安定性限度値最小断面を探索



同期安定性限度値最小断面を詳細検討し同期安定性限度値を算出



同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

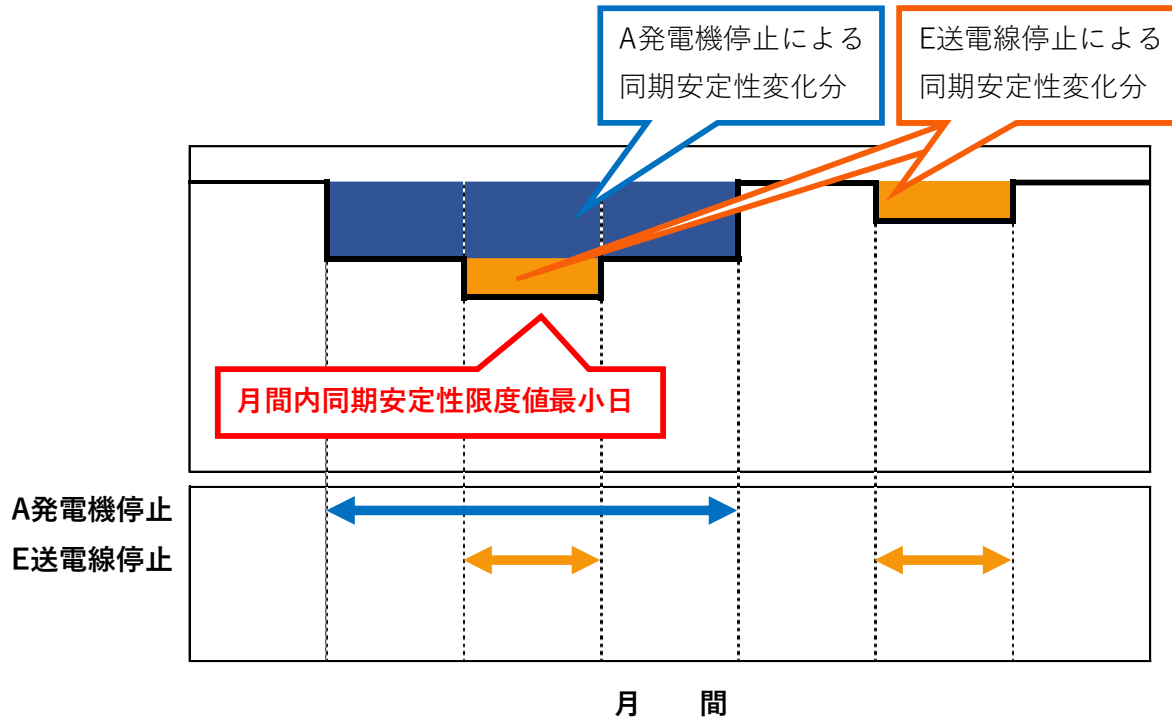
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5）

⑪ 具体的検討フロー[同期安定性変化テーブルのイメージ]（年間検討）

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

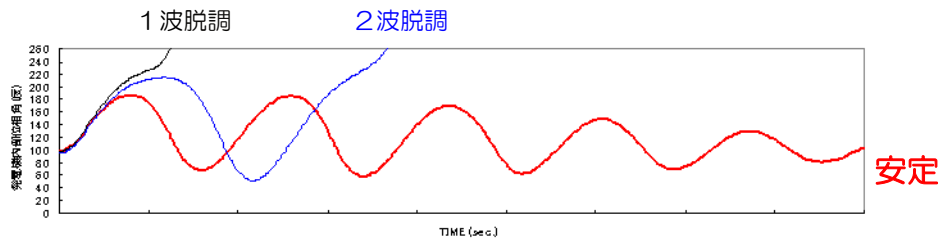
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (6)

⑫ 具体的検討フロー[同期安定性限度値最小断面の探索イメージ] (年間検討)



<判定基準>

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



4. 周波数維持限度値の考え方

東北東京間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持限度値の検討は行わない。

5. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

東京、東北向共通

連系線名称	容量	備考
相馬双葉幹線	631万kW	SBTACSR/UGS780mm ² × 4導体 × 1回線
いわき幹線	118万kW	CAZV 1,600mm ² × 2導体 × 1回線 ACSR 610mm ² × 2導体 × 1回線

5. 各限度値算出結果（2）

2023年度 熱容量限度値（東北向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北東京間 連系線	平日	昼間	236	236	236	236	236	236	236	236 【118】	236	236	236	236	
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236	236 【118】	236	236	236	236
	休日	昼間	236	236	236	236	236	236 【102】	236	236	236 【118】	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236 【180】	236	236	236 【118】	236	236	236	236

2024年度 熱容量限度値（東北向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北東京間 連系線	平日	昼間	236	236 【118】	236 【118】	236	236	236	236	236	236	236	236	236	
		夜間	236	236 【118】	236 【118】	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
	休日	昼間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

5. 各限度値算出結果（3）

2023年度 熱容量限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	545	550	555 【470】	【605】	【630】	555 【555】	540	540 【335】	540 【540】	575	580	520
		夜間	535	540	540 【440】	【565】	【575】	540 【540】	515	535 【350】	530 【530】	525	530	500
	休日	昼間	545	550	555 【555】	【610】	【630】	555 【500】	540	540 【335】	540	575	580	520
		夜間	535	540	540 【540】	【560】	【575】	540 【480】	515	535 【350】	530	525	530	500

【万kW】

連系線名称	断面		GW
東北東京間連系線	特殊日	昼間	414

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

○運用容量を下げ代不足が想定される特殊日として扱う日

	GW
特殊日	4/29~5/7

5. 各限度値算出結果（4）

2024年度 熱容量限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北東京間 連系線	平日	昼間	【430】	545 【380】	555 【375】	570	615	555	550 【515】	540 【540】	540 【340】	580	580	520 【455】
		夜間	【380】	490 【330】	505 【325】	515	560	540	540 【490】	535 【535】	530 【335】	555	555	495 【430】
	休日	昼間	535	545	550	580	615	555 【460】	550 【515】	540 【540】	540 【340】	580	580	520 【455】
		夜間	480	490	495	525	560	540 【410】	540 【490】	535 【535】	530 【335】	555	555	495 【430】

【万kW】

連系線名称	断面		GW
東北東京間連系線	特殊日	昼間	405

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

○運用容量を下げ代不足が想定される特殊日として扱う日

	GW
特殊日	4/27~5/6

（2）電圧安定性限度値

東京、東北向共通

- ・ 熱容量限度値または同期安定性限度値（東京向）、熱容量限度値（東北向）において、電圧に問題がないことを確認し、制約とならないことを確認

5. 各限度値算出結果（6）

（3）同期安定性限度値

2023年度、2024年度 同期安定性限度値（東北向）

- ・ 熱容量限度値（東北向）において、同期安定性が維持できることを確認し、制約とならないことを確認

2023年度 同期安定性限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	556	471	541 【476】	【596】	【576】	516 【446】	526	621 【606】	596 【556】	606	621	576
		夜間	491	416	501 【436】	【546】	【536】	476 【406】	481	581 【566】	591 【521】	571	571	526
	休日	昼間	551	476	556 【481】	【591】	【576】	551 【466】	526	621 【611】	596	606	621	576
		夜間	486	421	516 【441】	【541】	【536】	511 【426】	481	581 【571】	591	571	571	526

2024年度 同期安定性限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	【511】	516 【521】	431 【361】	541	641	456	431 【401】	466 【476】	601 【476】	601	601	536 【581】
		夜間	【461】	466 【471】	381 【311】	491	591	406	436 【406】	446 【461】	561 【481】	566	566	481 【551】
	休日	昼間	521	516	436	556	641	456 【451】	431 【401】	466 【476】	601 【476】	601	601	536 【581】
		夜間	471	466	386	506	591	406 【401】	436 【406】	446 【461】	561 【481】	566	566	481 【551】

1) 数値はフリンジ分（34万kW）控除後の値 【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

5. 各限度値算出結果（7）

（4）周波数維持限度値

2023年度 周波数維持限度値（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		夜間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	休日	昼間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		夜間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2024年度 周波数維持限度値（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		夜間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	休日	昼間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		夜間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

2023年度、2024年度 周波数維持限度値（東京向）

- 作業時等において2回線連系となり1ルート断で系統が分離される場合は、熱容量限度値または同期安定性限度値において、周波数を規定の範囲内に維持するための電源制限量、負荷制限量を確保できているため、周波数維持限度は熱容量限度値または同期安定性限度値以上となることから、周波数維持限度値の検討は行わない。

6. 運用容量算出結果（1）

2023年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北東京間 連系線	平日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	休日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【102(①)】	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【180(①)】	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)

2023年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系設備	平日	昼間	545(①)	471(②)	541(②) 【470(①)】	【596(②)】	【576(②)】	516(②) 【446(②)】	526(②)	540(①) 【335(①)】	540(①) 【540(①)】	575(①)	580(①)	520(①)
		夜間	491(②)	416(②)	501(②) 【436(②)】	【546(②)】	【536(②)】	476(②) 【406(②)】	481(②)	535(①) 【350(①)】	530(①) 【521(②)】	525(①)	530(①)	500(①)
	休日	昼間	545(①)	476(②)	555(①) 【481(②)】	【591(②)】	【576(②)】	551(②) 【466(②)】	526(②)	540(①) 【335(①)】	540(①)	575(①)	580(①)	520(①)
		夜間	486(②)	421(②)	516(②) 【441(②)】	【541(②)】	【536(②)】	511(②) 【426(②)】	481(②)	535(①) 【350(①)】	530(①)	525(①)	530(①)	500(①)

【万kW】

○運用容量を下げ代不足が想定される特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW
東北東京間連系線	特殊日	昼間	414

	GW
特殊日	4/29~5/7

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

6. 運用容量算出結果（2）

2024年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北東京間 連系線	平日	昼間	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	
		夜間	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	
	休日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)

2024年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系設備	平日	昼間	【430(①)】	516(②) 【380(①)】	431(②) 【361(②)】	541(②)	615(①)	456(②)	431(②) 【401(②)】	466(②) 【476(②)】	540(①) 【340(①)】	580(①)	580(①)	520(①) 【455(①)】
		夜間	【380(①)】	466(②) 【330(①)】	381(②) 【311(②)】	491(②)	560(①)	406(②)	436(②) 【406(②)】	446(②) 【461(②)】	530(①) 【335(①)】	555(①)	555(①)	481(②) 【430(①)】
	休日	昼間	521(②)	516(②)	436(②)	556(②)	615(①)	456(②) 【451(②)】	431(②) 【401(②)】	466(②) 【476(②)】	540(①) 【340(①)】	580(①)	580(①)	520(①) 【455(①)】
		夜間	471(②)	466(②)	386(②)	506(②)	560(①)	406(②) 【401(②)】	436(②) 【406(②)】	446(②) 【461(②)】	530(①) 【335(①)】	555(①)	555(①)	481(②) 【430(①)】

【万kW】

○運用容量を下げ代不足が想定される特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW
東北東京間連系線	特殊日	昼間	405

	GW
特殊日	4/27~5/6

()内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

6. 運用容量算出結果（3）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
東北東京間 連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①) ¹⁾	631(①)	631(①)	631(①)	631(①)	631(①)
	東京向	551(②)	551(②)	551(②) ²⁾	1028(②)	1028(②)	1028(②)	1028(②)	1028(②)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

1) 2027年第二連系線運開後は、631万kW（相馬双葉幹線1回線熱容量相当）になる見込み。

2) 2027年第二連系線運開後は、1028万kW（東北東京間連系線に係る広域系統整備計画に基づく）になる見込み。

3. 中部関西間連系線

1. 送電限度値の算出

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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

適用期間	冬季	夏季			冬季
	4月	5月	6~9月	10月	11~3月
周囲温度	25℃	35℃	40℃	35℃	25℃

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中部関西間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

	容 量	備 考
中部関西間連系線 (三重東近江線)	【夏季】 278万kW(1回線あたり) 295万kW(1回線あたり) 【冬季】 326万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * \text{連続許容電流} * 4 * 0.95$)	【夏季】 ACSR410mm ² ×4導体×2回線 40℃ : 846A/1導体 35℃ : 898A/1導体 【冬季】 ACSR410mm ² ×4導体×2回線 25℃ : 992A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	変流器 : 4,000A

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

➤ 5月夜間

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

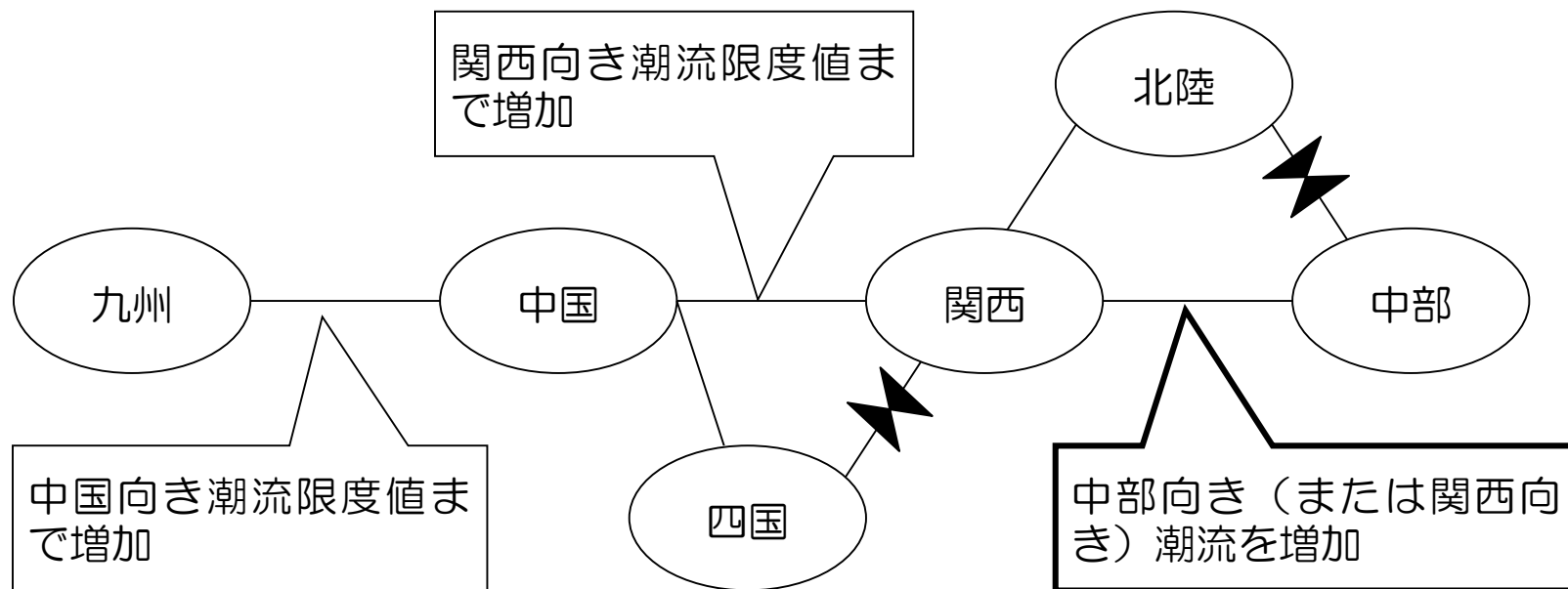
⑤ 想定需要

- 実績より想定

⑥ 中部関西間連系線潮流

- 中国九州間連系線と関西中国間連系線の潮流限度値（フリンジ含む）を九州・中国から関西へ流した上で、中部関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。
 - 関西→中部向き潮流
熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、関西エリアの発電量を増加し中部エリアの発電量を抑制する。
 - 中部→関西向き潮流
熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、中部エリアの発電量を増加し関西エリアの発電量を抑制する。

<潮流の調整>



- 九州・中国の発電機を増加、関西の発電機を減少させ、中国九州間・関西中国間連系線潮流を中国・関西向き潮流限度値（フリンジ含む）まで増加させる。
- その後、中部・関西エリアの発電機の出力を持ち替えることにより、中部関西間連系線潮流の調整を行う。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：中部関西間連系線1回線（両端）
三重・東近江開閉所 500kV片母線
- 故障様相：三相3線地絡（中部関西間連系線）
三相地絡（三重・東近江開閉所母線）
- 南福光BTB潮流：BTB潮流を北陸向き-30万kWまたは+30万kWに設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

【南福光BTB再起動】

交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

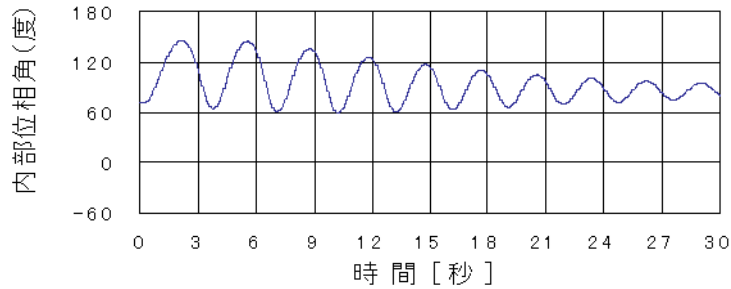
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (5)

<判定基準>

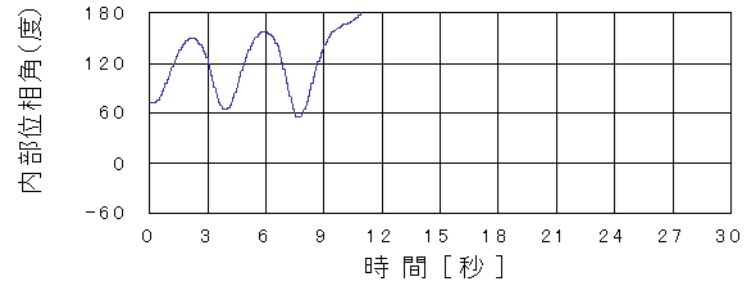
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間

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

③ 系統模擬

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 最大3日平均電力

⑥ 中部関西間連系線潮流

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：三重・東近江開閉所 500kV片母線
- 故障様相：三相地絡
- 南福光BTB潮流：BTB潮流を北陸向き-30万kWまたは+30万kWに設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

【南福光BTB再起動】

交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

- 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

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

- 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。

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

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。

② 検討断面

【中部→関西向き潮流】

➤ 関西以西、北陸の周波数低下

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

➤ 中部の周波数上昇

- 通年：最小需要断面とする。

【関西→中部向き潮流】

➤ 中部の周波数低下

- 利用実態から混雑の発生を回避するため、平日昼間帯最小需要断面¹⁾と、その他最小需要断面に分けて検討する。

1) 平日昼間帯：土曜日含む平日の8時～22時

➤ 関西以西、北陸の周波数上昇

- 通年：最小需要断面とする。

③ 想定需要

➤ 最小需要を実績比率から想定

④ 算出方法

- 関西以西、北陸の5社の需要実績を用いて、運用容量算出方法（共通）に記載の方法により算出した値から、BTBの運用容量（30万kW）を減じ²⁾、中部関西間連系線の周波数維持限度値を算出する。
2) 中部関西間連系線ルート断事故時は南福光BTBも停止する可能性があることから、BTBの設備容量（最大30万kW）を減じる。
（需要から運用容量を算出しているため、運用容量が下がることもある。）

⑤ 電源制限・負荷制限の織り込み

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

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。

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（4）

⑥ 想定故障

- 中部関西間連系線2回線停止

⑦ 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	3.5%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。

6. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季		冬季	備考
	6~9月	5,10月		
中部関西間連系線	278万kW	295万kW	326万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線

夏季：5~10月 冬季：11~4月

（2）同期安定性限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西 ¹⁾	326万kWで安定確認 ²⁾
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（34万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

（3）電圧安定性限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西 ¹⁾	326万kWで安定確認 ²⁾
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（34万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

（4）周波数維持限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西	次頁に記載
関西→中部	平日昼間 : 250万kW 平日昼間以外 : 200万kW

6. 各限度値算出結果（3）

2023年度 周波数維持限度値（関西向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間 連系線	平日	昼間	56	50	73	88	108	前半101 後半88	64	前半79 後半84	95	109	85	前半71 後半65
		夜間	85	74	83	99	105	前半107 後半97	94	前半101 後半104	117	130	130	前半111 後半104
	休日	昼間	31	33	39	63	83	前半68 後半58	40	前半47 後半55	69	80	55	前半46 後半41
		夜間	63	54	57	78	84	前半82 後半78	73	前半86 後半94	107	122	109	前半95 後半82

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始	
中部関西間連系線	特殊日	昼間	25	85	61
		夜間	49	89	107

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/1・2	8/16	12/29・1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

6. 各限度値算出結果（4）

2024年度 周波数維持限度値（関西向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間 連系線	平日	昼間	57	50	73	89	108	前半101 後半88	64	前半80 後半84	96	109	85	前半72 後半66
		夜間	85	74	83	99	106	前半107 後半97	94	前半101 後半104	117	130	130	前半111 後半104
	休日	昼間	31	33	40	63	83	前半68 後半58	39	前半47 後半55	69	80	55	前半46 後半41
		夜間	63	55	57	78	84	前半82 後半78	73	前半87 後半94	108	122	110	前半95 後半82

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	益	年末年始
中部関西間連系線	特殊日	昼間	25	85	61
		夜間	49	89	107

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/16	-
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（1）

2023年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間 連系線	平日	昼間	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
		夜間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	休日	昼間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中部関西間連系線	特殊日	昼間	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④)

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/1・2	—	12/29
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

7. 運用容量算出結果（2）

2023年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間 連系線	平日	昼間	56(④)	50(④)	73(④)	88(④)	108(④)	前半101(④) 後半88(④)	64(④)	前半79(④) 後半84(④)	95(④)	109(④)	85(④)	前半71(④) 後半65(④)
		夜間	85(④)	74(④)	83(④)	99(④)	105(④)	前半107(④) 後半97(④)	94(④)	前半101(④) 後半104(④)	117(④)	130(④)	130(④)	前半111(④) 後半104(④)
	休日	昼間	31(④)	33(④)	39(④)	63(④)	83(④)	前半68(④) 後半58(④)	40(④)	前半47(④) 後半55(④)	69(④)	80(④)	55(④)	前半46(④) 後半41(④)
		夜間	63(④)	54(④)	57(④)	78(④)	84(④)	前半82(④) 後半78(④)	73(④)	前半86(④) 後半94(④)	107(④)	122(④)	109(④)	前半95(④) 後半82(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	特殊日	昼間	25(④)	85(④)	61(④)
		夜間	49(④)	89(④)	107(④)

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1・2	8/16	12/29・1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（3）

2024年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中部関西間 連系線	平日	昼間	250(④) 【0(①)】 ¹⁾	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	
		夜間	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	休日	昼間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	特殊日	昼間	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④)	200(④)

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	-	-
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

1) 中部関西間連系線作業時は、中部関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値。

7. 運用容量算出結果（4）

2024年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中部関西間 連系線	平日	昼間	57(④) 【0(①)】 ¹⁾	50(④)	73(④)	89(④)	108(④)	前半101(④) 後半88(④)	64(④)	前半80(④) 後半84(④)	96(④)	109(④)	85(④)	前半72(④) 後半66(④)
		夜間	85(④) 【0(①)】 ¹⁾	74(④)	83(④)	99(④)	106(④)	前半107(④) 後半97(④)	94(④)	前半101(④) 後半104(④)	117(④)	130(④)	130(④)	前半111(④) 後半104(④)
	休日	昼間	31(④)	33(④)	40(④)	63(④)	83(④)	前半68(④) 後半58(④)	39(④)	前半47(④) 後半55(④)	69(④)	80(④)	55(④)	前半46(④) 後半41(④)
		夜間	63(④)	55(④)	57(④)	78(④)	84(④)	前半82(④) 後半78(④)	73(④)	前半87(④) 後半94(④)	108(④)	122(④)	110(④)	前半95(④) 後半82(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	特殊日	昼間	25(④)	85(④)	61(④)
		夜間	49(④)	89(④)	107(④)

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/16	-
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

1) 中部関西間連系線作業時は、中部関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（5）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
中部関西間 連系線	中部向	250(④) 【200(④)】	250(④) 【200(④)】	250(④) 【200(④)】	250(④) 【200(④)】	250(④) 【200(④)】	250(④) 【200(④)】	250(④) 【200(④)】	250(④) 【200(④)】
	関西向	126(④) 【25(④)】	126(④) 【25(④)】	126(④) 【25(④)】	126(④) 【25(④)】	126(④) 【25(④)】	126(④) 【25(④)】	126(④) 【25(④)】	126(④) 【25(④)】

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、最大需要時以外で空容量が小さくなると予想される値を示す。

※長期の運用容量の算出における、熱容量限度、同期安定性限度、電圧安定性限度については、これらに影響を与えるような系統変更などの計画がないため、2024年度断面で検討した限度値を使用した。

4. 北陸関西間連系線

1. 送電限度値の算出

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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

適用期間	冬季	夏季			冬季
	4月	5月	6~9月	10月	11~3月
周囲温度	25℃	35℃	40℃	35℃	25℃

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 北陸関西間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

	容 量	備 考
北陸関西間連系線 (越前嶺南線)	【夏季】278万kW(1回線あたり) 295万kW(1回線あたり) 【冬季】326万kW(1回線あたり) $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * \text{連続許容電流} * 4 * 0.95)$	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 40℃：846A/1導体 35℃：898A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 25℃：992A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95)$	変流器：4,000A

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 5月夜間

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

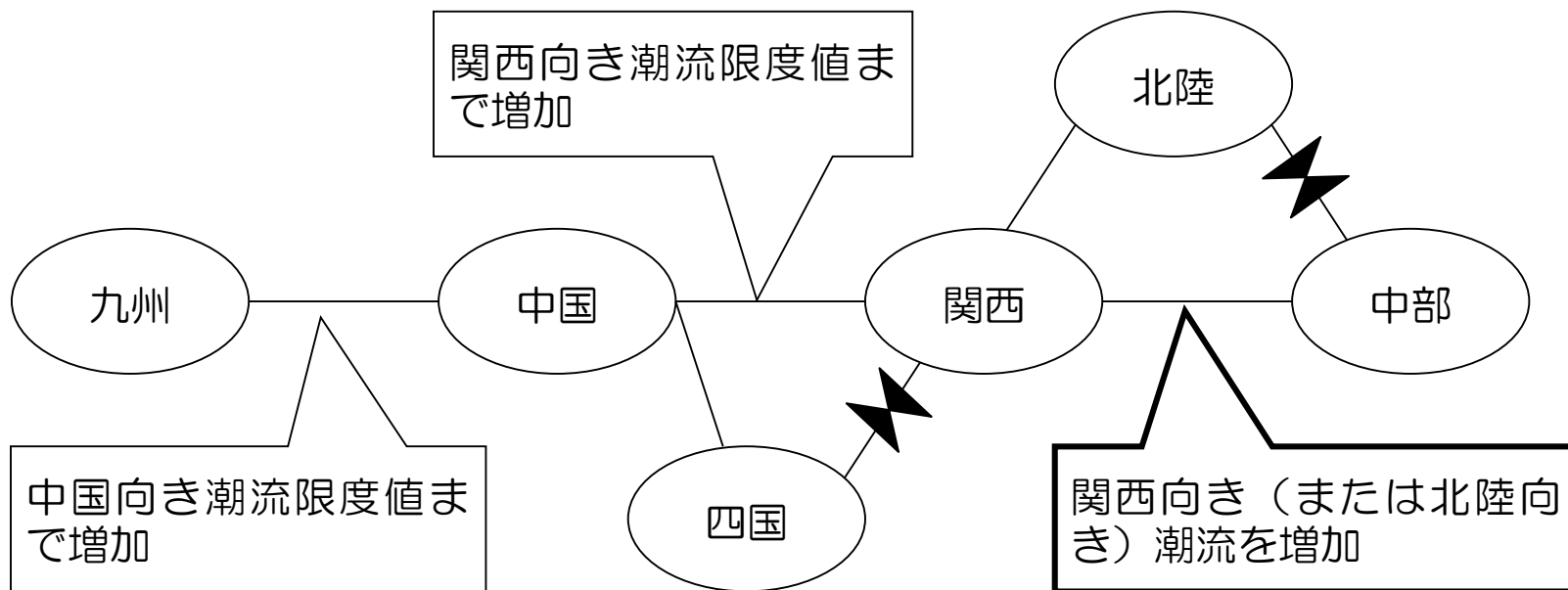
⑤ 想定需要

- 実績より想定

⑥ 北陸関西間連系線潮流

- 中国九州間連系線と関西中国間連系線の潮流限度値（フリンジ含む）を九州・中国から関西へ流した上で、北陸関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。
 - 北陸→関西向き潮流
熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、北陸エリアの発電量を増加し関西エリアの発電量を抑制する。
 - 関西→北陸向き潮流
熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、関西エリアの発電量を増加し北陸エリアの発電量を抑制する。

<潮流の調整>



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

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：北陸関西間連系線
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）

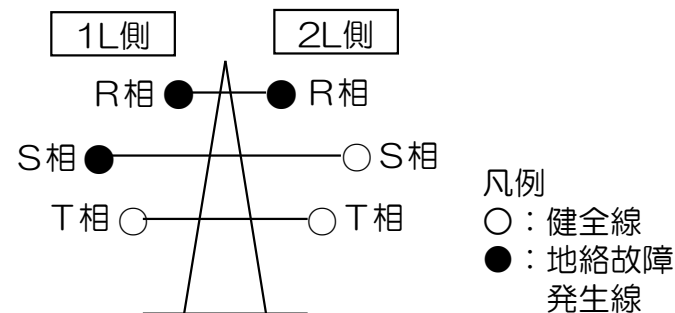
【2回線二相3線地絡故障のイメージ】

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



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

【南福光BTB再起動】

交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

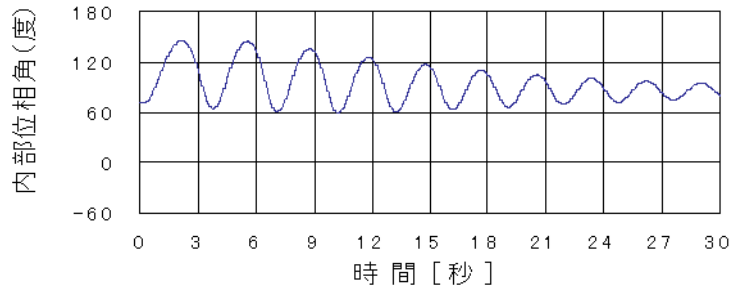
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (5)

<判定基準>

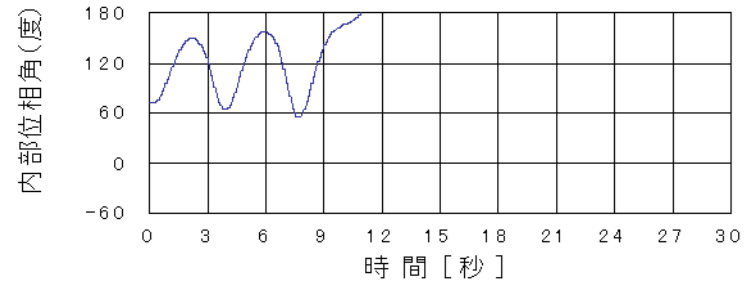
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間

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

③ 系統模擬

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 最大3日平均電力

⑥ 北陸関西間連系線潮流

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

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

【南福光BTB再起動】

交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

- 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。

② 検討断面

➤ 北陸→関西向き潮流

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

➤ 関西→北陸向き潮流

- ・ 季節別：春秋、夏、冬の3区分化
- ・ 時間帯、平休日別：平日昼間帯¹⁾、平日昼間帯以外に区分

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

③ 想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

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

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。

⑤ 想定故障

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

⑥ 系統の周波数特性

	関西以西・中部
周波数低下側	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。

6. 北陸フェンス潮流

交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。

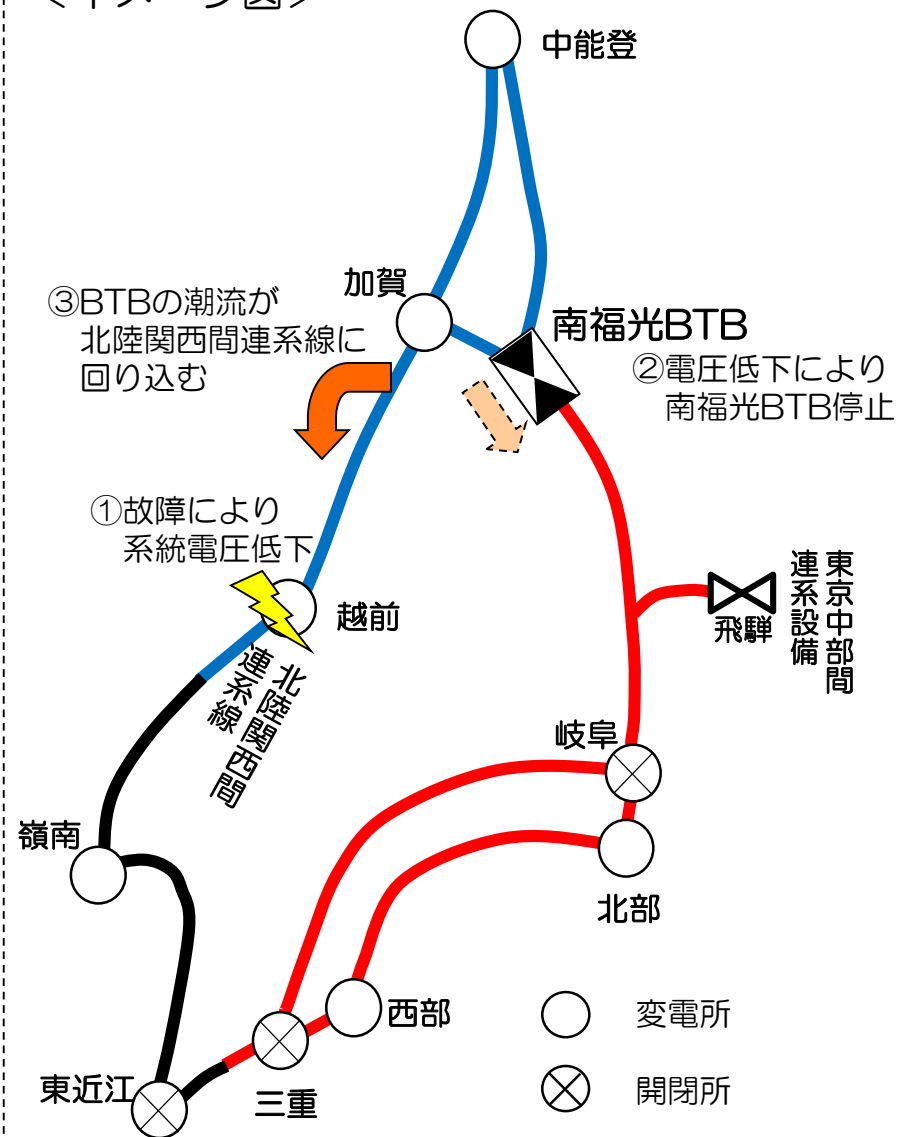
このとき、BTBに流れていた潮流が北陸関西間連系線に回りこむこととなるため、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備に加え、北陸エリア固有である「北陸フェンス」による運用容量管理も実施している。

➤ 北陸フェンス潮流¹⁾

＝北陸関西間連系線潮流と
中部北陸間連系設備潮流の合計潮流

1) 合計潮流が北陸にとって送電する方向の場合「北陸送電方向」、北陸にとって受電する方向の場合は「北陸受電方向」を参照のこと。なお、系統情報サービスでは北陸関西間連系線潮流は関西向きが正、中部北陸間連系設備潮流は北陸向きが正である。

<イメージ図>



7. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季		冬季	備考
	6~9月	5,10月		
北陸関西間連系線	278万kW	295万kW	326万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線

夏季：5~10月 冬季：11~4月

（2）同期安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線
関西→北陸 ¹⁾	200万kWで安定確認 ²⁾
北陸→関西 ¹⁾	190万kWで安定確認 ²⁾

潮流の向き	北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	200万kWで安定確認 ²⁾
北陸送電方向 ¹⁾	190万kWで安定確認 ²⁾

1) 数値はフリンジ分（12万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

7. 各限度値算出結果（2）

（3）電圧安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線
関西→北陸 ¹⁾	230万kWで安定確認 ²⁾
北陸→関西 ¹⁾	280万kWで安定確認 ²⁾

- 1) 数値はフリンジ分（12万kW）控除後の値
 2) 冬季熱容量限度値まで確認

潮流の向き	北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	230万kWで安定確認 ²⁾
北陸送電方向 ¹⁾	280万kWで安定確認 ²⁾

（4）周波数維持限度値

潮流の向き		北陸関西間連系線			
関西→北陸	断面	春 4、5月	夏 6～9月	秋 10、11月	冬 12～3月
	平日昼間帯	130万kW	150万kW	130万kW	160万kW
	平日昼間帯 以外	70万kW	80万kW	70万kW	90万kW
北陸→関西		次項以降に記載			

潮流の向き		北陸フェンス			
北陸受電 方向	断面	春 4、5月	夏 6～9月	秋 10、11月	冬 12～3月
	平日昼間帯	130万kW	150万kW	130万kW	160万kW
	平日昼間帯 以外	70万kW	80万kW	70万kW	90万kW
北陸送電方向		次項以降に記載			

7. 各限度値算出結果（3）

2023年度 周波数維持限度値（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸関西間 連系線	平日	昼間	177	164	197	221	244	前半240 後半223	185	前半207 後半212	228	246	212	前半196 後半188
		夜間	211	192	210	229	233	前半234 後半221	217	前半226 後半228	244	259	262	前半237 後半228
	休日	昼間	132	135	145	178	203	前半188 後半171	146	前半158 後半171	185	200	169	前半157 後半149
		夜間	176	165	169	194	203	前半203 後半194	187	前半203 後半211	228	246	235	前半217 後半200

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	126	210	174
		夜間	158	212	225

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1・2	8/16	12/29・1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 各限度値算出結果（4）

2024年度 周波数維持限度値（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸関西間 連系線	平日	昼間	177	165	198	222	245	前半241 後半224	185	前半207 後半213	229	247	213	前半197 後半189
		夜間	212	193	211	230	233	前半235 後半222	217	前半227 後半229	245	260	262	前半238 後半228
	休日	昼間	132	136	145	179	204	前半188 後半172	147	前半159 後半172	186	201	169	前半157 後半150
		夜間	176	165	169	195	204	前半203 後半194	188	前半203 後半211	229	247	236	前半217 後半200

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	126	211	174
		夜間	159	212	226

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/16	-
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 各限度値算出結果（5）

2023年度 周波数維持限度値（北陸送電方向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	177	164	197	221	244	前半240 後半223	185	前半207 後半212	228	246	212	前半196 後半188
		夜間	211	192	210	229	233	前半234 後半221	217	前半226 後半228	244	259	262	前半237 後半228
	休日	昼間	132	135	145	178	203	前半188 後半171	146	前半158 後半171	185	200	169	前半157 後半149
		夜間	176	165	169	194	203	前半203 後半194	187	前半203 後半211	228	246	235	前半217 後半200

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸フェンス	特殊日	昼間	126	210	174
		夜間	158	212	225

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1・2	8/16	12/29・1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 3月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 各限度値算出結果（6）

2024年度 周波数維持限度値（北陸送電方向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	177	165	198	222	245	前半241 後半224	185	前半207 後半213	229	247	213	前半197 後半189
		夜間	212	193	211	230	233	前半235 後半222	217	前半227 後半229	245	260	262	前半238 後半228
	休日	昼間	132	136	145	179	204	前半188 後半172	147	前半159 後半172	186	201	169	前半157 後半150
		夜間	176	165	169	195	204	前半203 後半194	188	前半203 後半211	229	247	236	前半217 後半200

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸フェンス	特殊日	昼間	126	211	174
		夜間	159	212	226

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/16	-
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（1）

2023年度 運用容量（北陸向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸関西間 連系線	平日	昼間	130(④)	130(④)	150(④) 【0(①)】 ¹⁾	150(④)	150(④)	150(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	160(④) 【0(①)】 ¹⁾	160(④)	160(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	90(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	90(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	90(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)

○運用容量を休日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/1・2	8/14~16	12/29 1/2~4

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値。

※1 平日は休日を除く日（休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（2）

2023年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸関西間 連系線	平日	昼間	177(④)	164(④)	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	前半 【0(①)】 ¹⁾ 後半 【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半188(④)
		夜間	190(②)	190(②)	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	前半 【0(①)】 ¹⁾ 後半 【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
	休日	昼間	132(④)	135(④)	145(④) 【0(①)】 ¹⁾	178(④)	190(②)	前半188(④) 後半171(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	前半 【0(①)】 ¹⁾ 後半 【0(①)】 ¹⁾	185(④) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	169(④)	前半157(④) 後半149(④)
		夜間	176(④)	165(④)	169(④) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	前半 【0(①)】 ¹⁾ 後半 【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	126(④)	190(②)	174(④)
		夜間	158(④)	190(②)	190(②)

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1・2	8/16	12/29・1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（3）

2024年度 運用容量（北陸向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸関西間 連系線	平日	昼間	130(④)	130(④)	150(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【0(①)】 ¹⁾	130(④)	130(④)	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)

○運用容量を休日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/13~16	12/30・31 1/2・3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値。

※1 平日は休日を除く日（休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（4）

2024年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸関西間 連系線	平日	昼間	177(④)	165(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 【0(①)】 ¹⁾ 後半190(②) 【0(①)】 ¹⁾	185(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半189(④)
		夜間	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 【0(①)】 ¹⁾ 後半190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
	休日	昼間	132(④)	136(④)	145(④)	179(④)	190(②)	前半188(④) 後半172(④) 【0(①)】 ¹⁾	147(④)	前半159(④) 後半172(④)	186(④)	190(②)	169(④)	前半157(④) 後半150(④)
		夜間	176(④)	165(④)	169(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】 ¹⁾	188(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	126(④)	190(②)	174(④)
		夜間	159(④)	190(②)	190(②)

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/16	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（5）

2023年度 運用容量（北陸受電方向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	130(④)	130(④)	150(④) 【150(④)】	150(④)	150(④)	150(④) 【150(④)】	【130(④)】	【130(④)】	160(④) 【160(④)】	160(④)	160(④)	160(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④) 【80(④)】	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【70(④)】	【70(④)】	90(④) 【90(④)】	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④)	80(④) 【80(④)】	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【70(④)】	【70(④)】	90(④) 【90(④)】	90(④)	90(④)	90(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④) 【80(④)】	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【70(④)】	【70(④)】	90(④) 【90(④)】	90(④)	90(④)	90(④)

○運用容量を休日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/1・2	8/14~16	12/29 1/2~4

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日を除く日（休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（6）

2023年度 運用容量（北陸送電方向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	177(④)	164(④)	190(②) 【178(④)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【207(④)】	【167(④)】	前半 【193(④)】 後半 【198(④)】	190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半188(④)
		夜間	190(②)	190(②)	190(②) 【203(④)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【210(②)】	【210(②)】	前半 【210(②)】 後半 【210(②)】	190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
	休日	昼間	132(④)	135(④)	145(④) 【126(④)】	178(④)	190(②)	前半188(④) 後半171(④) 【155(④)】	【129(④)】	前半 【144(④)】 後半 【156(④)】	185(④) 【171(④)】	190(②)	169(④)	前半157(④) 後半149(④)
		夜間	176(④)	165(④)	169(④) 【161(④)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【189(④)】	【182(④)】	前半 【201(④)】 後半 【210(②)】	190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸フェンス	特殊日	昼間	126(④)	190(②)	174(④)
		夜間	158(④)	190(②)	190(②)

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1・2	8/16	12/29・1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（7）

2024年度 運用容量（北陸受電方向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	130(④)	130(④)	150(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【150(④)】	130(④)	130(④)	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)

○運用容量を休日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/13~16	12/30・31 1/2・3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。
 【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日を除く日（休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。
 ※2 休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（8）

2024年度 運用容量（北陸送電方向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	177(④)	165(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 【210(②)】 後半190(②) 【208(④)】	185(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半189(④)
		夜間	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 【210(②)】 後半190(②) 【210(②)】	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
	休日	昼間	132(④)	136(④)	145(④)	179(④)	190(②)	前半188(④) 後半172(④) 【156(④)】	147(④)	前半159(④) 後半172(④)	186(④)	190(②)	169(④)	前半157(④) 後半150(④)
		夜間	176(④)	165(④)	169(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【189(④)】	188(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸フェンス	特殊日	昼間	126(④)	190(②)	174(④)
		夜間	159(④)	190(②)	190(②)

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	8/16	-
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/30~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

8. 運用容量算出結果（9）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
北陸関西間 連系線	北陸向	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】
	関西向	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、最大需要時以外で空容量が小さくなると予想される値を示す。

※長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2024年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

8. 運用容量算出結果（10）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
北陸フェンス	北陸受電方向	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】	150(④) 【70(④)】
	北陸送電方向	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】	190(②) 【126(④)】

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、最大需要時以外で空容量が小さくなると予想される値を示す。

※長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2024年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

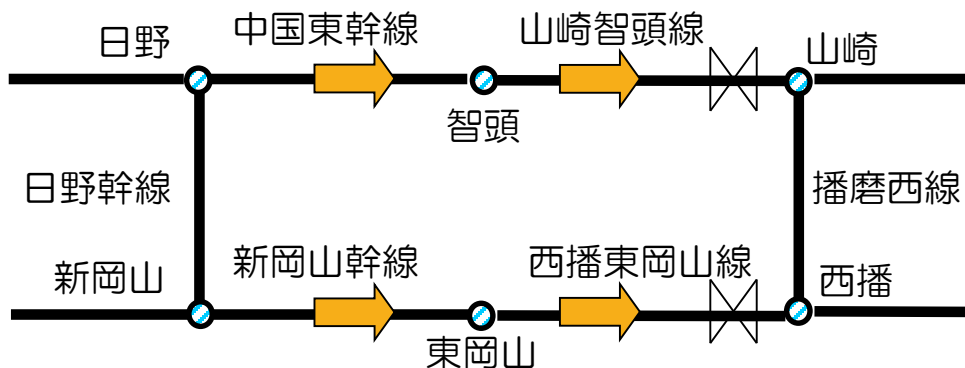
5. 関西中国間連系線

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

➤ 関西中国間連系線のフェンス潮流

以下のうち最大となる潮流値をいう

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



2. 送電限度値の算出

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

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

適用期間	冬季	夏季			冬季
	4月	5月	6~9月	10月	11~3月
周囲温度	25℃	35℃	40℃	35℃	25℃

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 関西中国間連系線2回線停止（1ルート断）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (2)

— 関西中国間連系線の定格熱容量 —

	容 量	備 考
西播東岡山線	【夏季】 278万kW(1回線あたり) 295万kW(1回線あたり) 【冬季】 326万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * \text{連続許容電流} * 4 * 0.95$)	【夏季】 ACSR410mm ² ×4導体×2回線 40℃ : 846A/1導体 35℃ : 898A/1導体 【冬季】 ACSR410mm ² ×4導体×2回線 25℃ : 992A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・変流器:4,000A
山崎智頭線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	遮断器・変流器:4,000A
播磨西線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	遮断器・変流器:4,000A
新岡山幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
日野幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
中国東幹線	550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,672 * 4 * 0.95$)	TACSR610mm ² ×4導体×2回線 1,672/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 10月夜間

同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、発電機並入台数が少ない10月夜間で検討する。

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

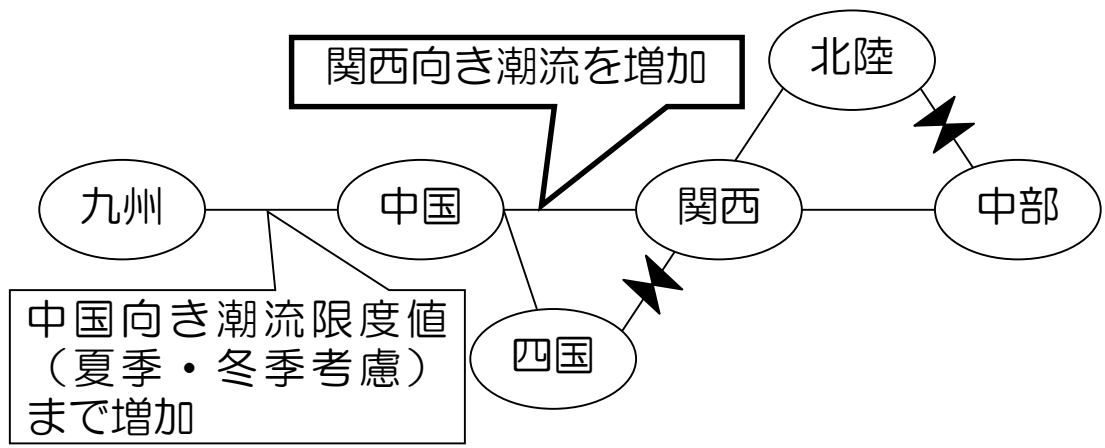
⑤ 想定需要

- 10月夜間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- 中国→関西向き潮流

九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き潮流限度値（フリンジ含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を西側から増加させ、関西エリアの発電機を抑制する。



➤ 関西→中国向き潮流

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

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）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ 電源制限：あり、負荷制限：なし

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

⑧ 想定故障

➤ 故障箇所：関西中国間連系線2回線（関西中国間連系線の1ルート断故障）

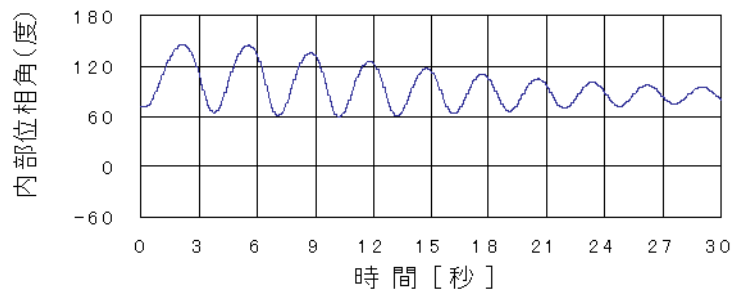
➤ 故障様相：三相6線地絡（両端）

<判定基準>

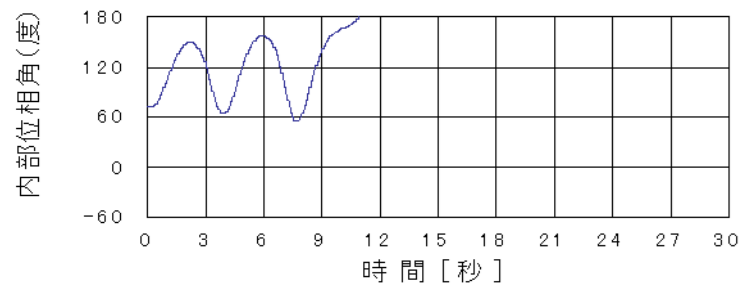
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間、1月昼間、10月昼間

電圧安定性限度値は一般に需要が大きい程小さくなることから、ピーク需要断面で検討する。

③ 系統模擬

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 中国エリアの太陽光発電の出力は、 2σ 相当を考慮する。
- その他は「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 1月昼間、10月昼間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限：あり、負荷制限：なし

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

⑧ 想定故障

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

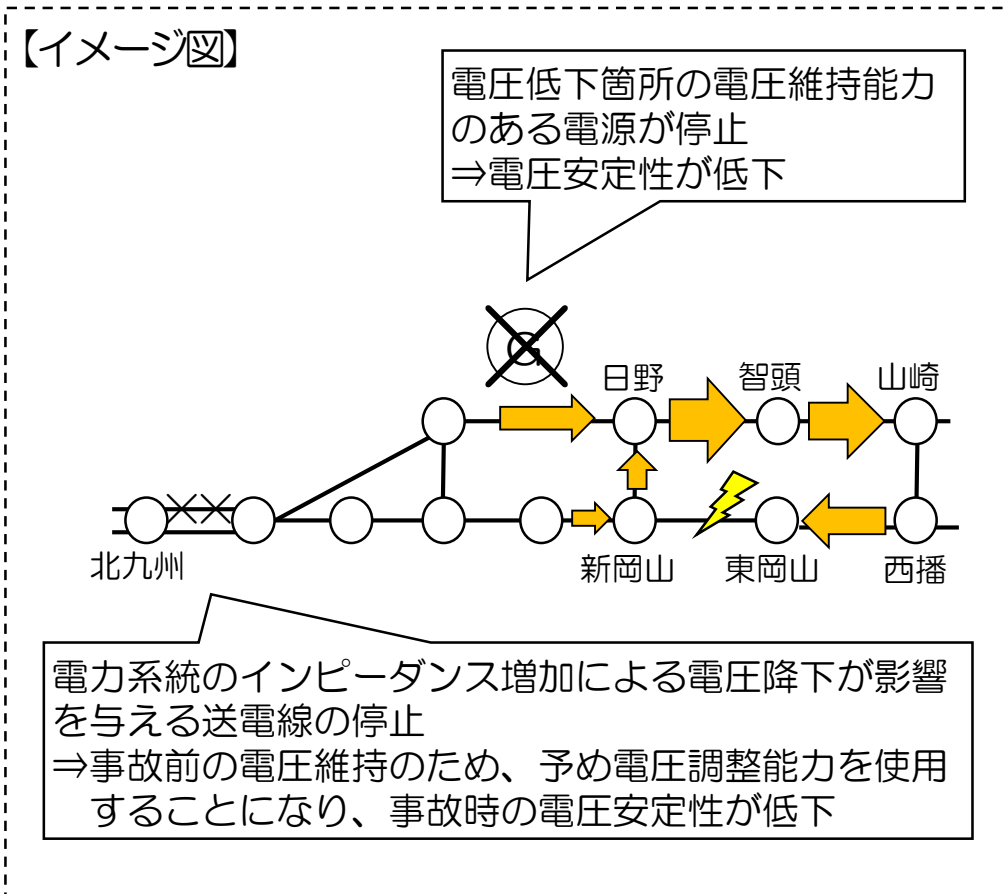
<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準 (3)

関西中国間連系線は、送電線※1停止時、および電源※2停止時に、電圧安定性が低下することから、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して運用容量を算出する場合、送電線※1停止時および電源※2停止時の運用容量もそれぞれ算出する

- ※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
- ※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源



6. 周波数維持限度の考え方

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

7. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季		冬季	備考
	6~9月	5,10月		
関西中国間連系線	556万kW	590万kW	652万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線 (西播東岡山線)

夏季：5~10月 冬季：11~4月

（2）同期安定性限度値

関西中国間連系線潮流の向き	夏季	冬季	その他季
関西→中国 ¹⁾	326万kW ²⁾ で安定確認		
中国→関西 ¹⁾	465万kW ³⁾ で安定確認	455万kW ³⁾ で安定確認	445万kW ³⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（31万kW）控除後の値

2) 西播東岡山線1回線熱容量

3) 電圧安定性限度値（平常時）

7. 各限度値算出結果（2）

（3）電圧安定性限度値

関西中国間 潮流の向き	区分 ¹⁾		
	夏季	冬季	その他季
関西→中国 ²⁾	326万kW ³⁾ で安定確認		
中国→関西 ²⁾	4)	4)	4)

1) 夏季（7/1～9/15）、冬季（12/1～3/15）、その他季（9/16～11/30、3/16～6/30）

2) 数値はフリンジ分（31万kW）控除後の値

3) 西播東岡山線1回線熱容量

4) 中国→関西は、以下の値を適用

関西中国間 潮流の向き	断面	平常時	送電線 ⁵⁾ 1回線停止時	電源1 ⁵⁾ 停止時	送電線 ⁵⁾ 1 回線停止時 +電源1 ⁵⁾ 停止時	電源2 ⁵⁾ 停止時	送電線 ⁵⁾ 1 回線停止時 +電源2 ⁵⁾ 停止時	電源 1・2 ⁵⁾ 停止時	送電線 ⁵⁾ 1 回線停止時 +電源1・ 2 ⁵⁾ 停止時
中国→関西 ²⁾	夏季	465万kW	450万kW	450万kW	440万kW	455万kW	445万kW	445万kW	435万kW
	冬季	455万kW	445万kW	440万kW	435万kW	445万kW	440万kW	435万kW	425万kW
	その他季	445万kW	445万kW	425万kW	415万kW	445万kW	435万kW	415万kW	405万kW

5) 運用容量に影響する送電線・電源

（4）周波数維持限度値

制約なし

8. 運用容量算出結果（1）

2023年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
関西中国間 連系線	平日	昼間	415(③)	445(③) 【445(③)】	445(③) 【395(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 【455(③)】 後半445(③) 【340(③)】	445(③) 【340(③)】	445(③) 【410(③)】	445(③)	455(③)	455(③)	前半440(③) 後半425(③)
		夜間	425(③)	445(③) 【445(③)】	445(③) 【395(③)】	465(③)	465(③)	前半455(③) 後半445(③)	445(③)	445(③) 【410(③)】	445(③)	455(③)	455(③)	前半440(③) 後半425(③)
	休日	昼間	425(③)	425(③)	445(③)	465(③)	465(③)	前半455(③) 後半445(③)	445(③)	445(③)	445(③)	455(③)	455(③)	前半440(③) 後半425(③)
		夜間	425(③)	425(③)	445(③)	465(③)	465(③)	前半455(③) 後半445(③)	445(③)	445(③)	445(③)	455(③)	455(③)	前半440(③) 後半425(③)

2023年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西中国間 連系線	平日	昼間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
		夜間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
	休日	昼間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
		夜間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

8. 運用容量算出結果（2）

2024年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
関西中国間 連系線	平日	昼間	415(③) 【425(③)】	415(③)	425(③)	450(③)	465(③)	前半465(③) 後半445(③) 【415(③)】	445(③)	445(③) 【415(③)】	455(③)	455(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)
		夜間	415(③) 【425(③)】	415(③)	425(③)	450(③)	465(③)	前半465(③) 後半445(③)	445(③)	445(③)	455(③)	455(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)
	休日	昼間	415(③)	415(③)	425(③)	450(③)	465(③)	前半465(③) 後半445(③)	445(③)	445(③)	455(③)	455(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)
		夜間	415(③)	415(③)	425(③)	450(③)	465(③)	前半465(③) 後半445(③)	445(③)	445(③)	455(③)	455(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)

2024年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
関西中国間 連系線	平日	昼間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
		夜間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
	休日	昼間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
		夜間	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

8. 運用容量算出結果（3）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

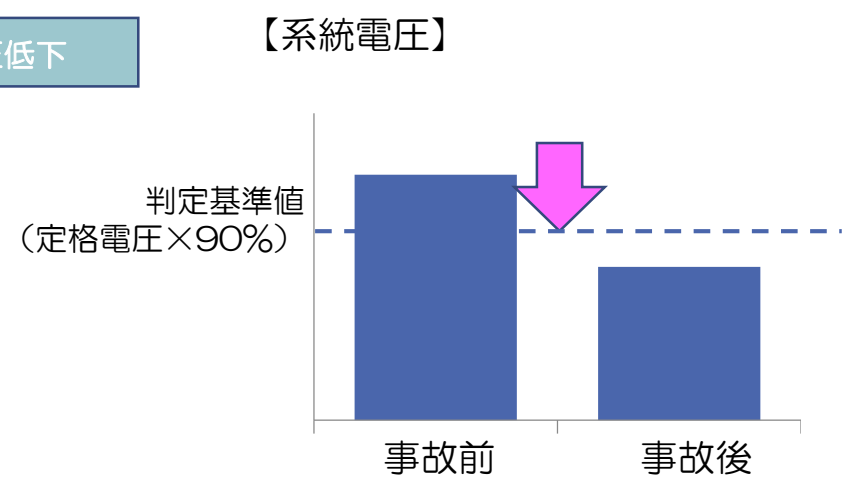
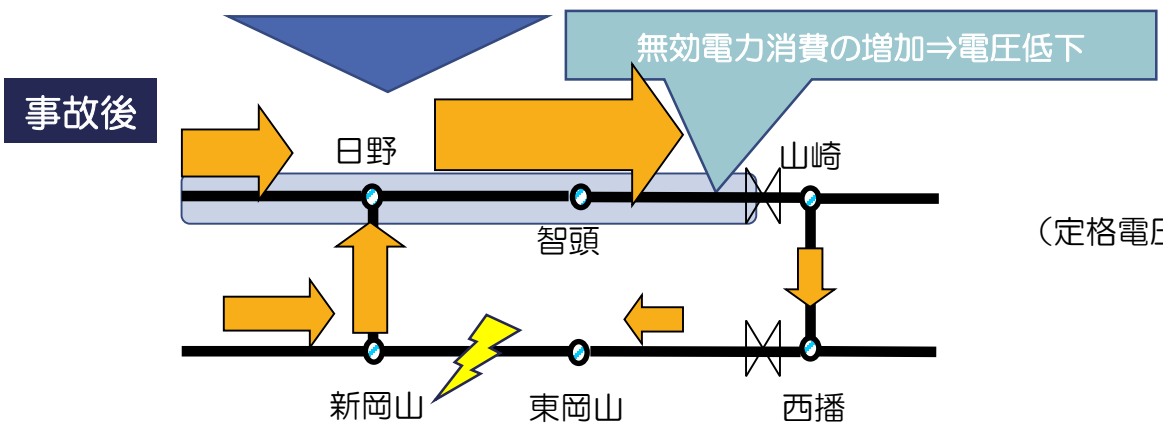
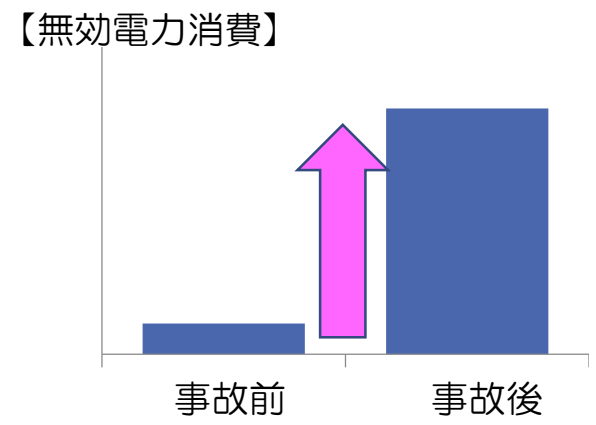
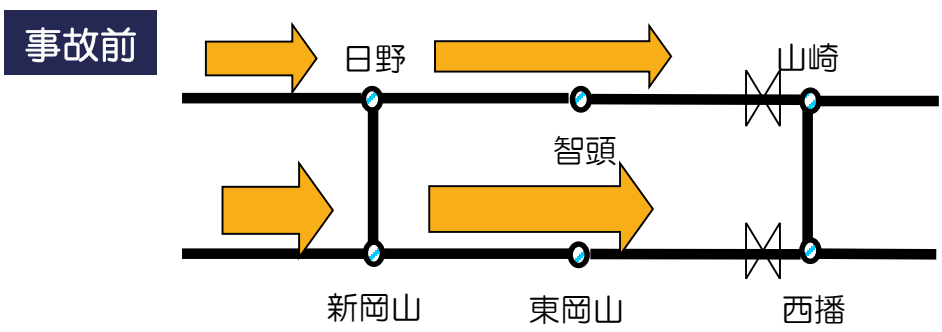
連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
関西中国間 連系線	関西向	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)	465(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※2024年度及び長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2023年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

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

【関西中国間連系線ルート断事故時の状況】（イメージ）



6. 中国四国間連系線

1. 送電限度値の算出

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

<考え方>

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

<検討条件>

- ① 算術式
 - $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：力率）
- ② 検討断面
 - 夏季<周囲温度：40℃>
- ③ 電源制限・負荷制限の織り込み
 - なし
- ④ 想定故障
 - 中国四国間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

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

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）

<考え方>

- 下げ代不足が想定される期間は、N-1故障時における健全回線の短時間許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

- 夏季<周囲温度：40℃>

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中国四国間連系線1回線停止

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）（つづき）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系線)	145万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1860 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	変流器:4,000A

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

- 8月昼間：実績より想定
- 10月夜間：実績より想定

⑥ 中国四国間連系線潮流

- 四国→中国向き潮流
下げ代不足が想定される期間の1回線熱容量（145万kW）にフリンジを加えた潮流となるように四国側の発電量を増加し、本州側の発電量を抑制する。
- 中国→四国向き潮流
1回線熱容量（120万kW）にフリンジを加えた潮流となるように本州側の発電量を増加し、四国側の発電量を抑制する。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

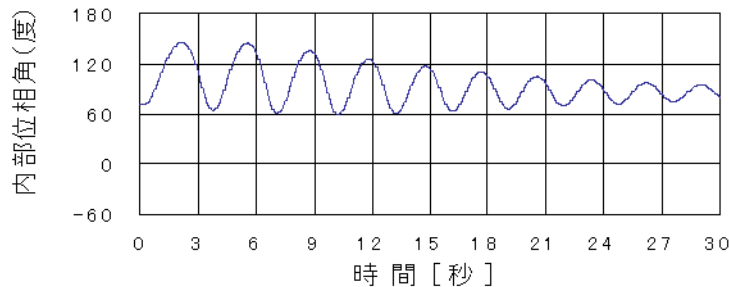
- 故障箇所：中国四国間連系線1回線（両端）
東岡山・讃岐変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

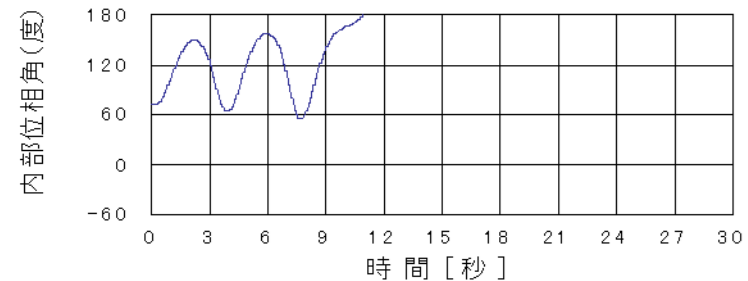
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準

＜考え方＞

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

＜検討条件＞

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

＜判定基準＞

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

<考え方>

- ▶ 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- ▶ 四国系統の周波数低下
阿南紀北EPPS制御量及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。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} + \text{阿南紀北EPPS制御量} - \text{発電機解列量}$$

- ▶ 四国系統の周波数上昇
無制御潮流に抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量を考慮する。

$$\text{無制御潮流} (20\text{万kW}^1) + \text{抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量}$$

1) シミュレーションにより算出（2016年度第3回運用容量検討会）

- ▶ 中西系統（四国除く）の周波数低下、周波数上昇
周波数低下側は、FC及び阿南紀北EPPS制御量、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。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (+ \text{EPPS制御量} - \text{発電機解列量})^{2, 3)}$$

2) () は周波数低下側のみ

3) FCのEPPS制御量が、阿南紀北EPPS制御量を控除した発電機解列量より大きい場合は、FCのEPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する。

② 検討断面

➤ 中国→四国向き潮流

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

➤ 四国→中国向き潮流

- ・ 月別：月別区分として12区分化。
- ・ 時間帯別：昼間、夜間。
- ・ 平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）。

③ 想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 四国系統 電源制限、負荷制限：あり¹⁾ 阿南紀北EPPS²⁾を見込む
- 中西系統（四国除く）電源制限、負荷制限：なし また、FC及び阿南紀北EPPSを見込む

1) 四国エリアにおいて、中国四国間連系線2回線故障により、既定の周波数限度を上回る場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う。

2) 中国四国間連系線2回線故障時、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

⑤ 想定故障

- 中国四国間連系線2回線故障

⑥ 系統の周波数特性

	中西系統（四国除く）	四国系統
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz	4.4%MW／0.8Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz	—

<判定基準>

- 四国系統の周波数が、59.2Hzから60.3Hzの範囲を維持できること。
- 中西系統（四国除く）の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

（1）熱容量限度値

中国四国間連系線 潮流の向き	容量	備考
中国→四国	120万kW	OF 2,500mm ² × 1回線
四国→中国	120万kW (145万kW) ¹⁾	OF 2,500mm ² × 1回線 (OF 2,500mm ² × 1回線 短時間値) ¹⁾

1) 下げ代不足が想定される期間の熱容量限度値を示しており、実需給に近づいた断面で反映する。

（2）同期安定性限度値

中国四国間連系線 潮流の向き	8月昼間	10月夜間
中国→四国 ²⁾	120万kW ³⁾ で安定確認	
四国→中国 ²⁾	145万kW ⁴⁾ で安定確認	

2) 数値はフリンジ分（12万kW）控除後の値

3) 熱容量限度値

4) 下げ代不足が想定される期間の熱容量限度値

（3）電圧安定性限度値

中国四国間連系線 潮流の向き	8月昼間	10月夜間
中国→四国 ¹⁾	120万kW ²⁾ で安定確認	
四国→中国 ¹⁾	145万kW ³⁾ で安定確認	

1) 数値はフリンジ分（12万kW）控除後の値

2) 熱容量限度値

3) 下げ代不足が想定される期間の熱容量限度値

（4）周波数維持限度値

中国四国間連系線 潮流の向き	年 間
中国→四国	次頁に記載
四国→中国	145万kW ⁴⁾ で安定確認

4) 下げ代不足が想定される期間の熱容量限度値

6. 各限度値算出結果（3）

2023年度 周波数維持限度値（四国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国四国間 連系線	平日	昼間	120以上 【119】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上 【120以上】	前半120以上 後半120以上	120以上	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上 【120以上】
		夜間	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上 【120以上】	前半120以上 後半120以上	120以上	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上 【120以上】
	休日	昼間	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上
		夜間	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上 【120以上】	前半120以上 後半120以上	120以上	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120以上	120以上	120以上
		夜間	120以上	120以上	120以上

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1~2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。（関西四国間連系設備の作業停止を含む）

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

6. 各限度値算出結果（4）

2024年度 周波数維持限度値（四国向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国四国間 連系線	平日	昼間	120以上	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上 【31】	前半120以上 【45】 後半120以上 【48】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	前半120以上 【33】 後半120以上 【29】
		夜間	120以上	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上 【76】	前半120以上 【95】 後半120以上 【97】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	前半120以上 【940】 後半120以上 【86】
	休日	昼間	120以上	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上	前半120以上 【120以上】 後半120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【116】	前半120以上 【18】 後半120以上 【13】
		夜間	120以上	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	前半120以上 後半120以上	120以上 【120以上】	前半120以上 【120以上】 後半120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	前半120以上 【78】 後半120以上 【68】

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120以上	120以上	120以上 【120以上】
		夜間	120以上	120以上	120以上 【120以上】

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。（関西四国間連系設備の作業停止を含む）

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（1）

2023年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国四国間 連系線	平日	昼間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	
		夜間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	
	休日	昼間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①)	120(①)

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1~2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。（関西四国間連系設備の作業停止を含む）

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（2）

2023年度 運用容量（四国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月		
中国四国間 連系線	平日	昼間	120(①) 【119(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①) 【120(①)】	
		夜間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①) 【120(①)】
	休日	昼間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)
		夜間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①)	120(①)

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1~2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。（関西四国間連系設備の作業停止を含む）

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（3）

2024年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国四国間 連系線	平日	昼間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	
		夜間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	
	休日	昼間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】
		夜間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】
		夜間	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持)を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。(関西四国間連系設備の作業停止を含む)

※1 平日は休日及び特殊日を除く日(休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く)とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月(3月、9月、11月前後半含む)をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月(3月、9月、11月は後半)の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（4）

2024年度 運用容量（四国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国四国間 連系線	平日	昼間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①) 【31(④)】	前半120(①) 【45(④)】 後半120(①) 【48(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【33(④)】 後半120(①) 【29(④)】
		夜間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①) 【76(④)】	前半120(①) 【95(④)】 後半120(①) 【97(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【94(④)】 後半120(①) 【86(④)】
	休日	昼間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【116(④)】	前半120(①) 【18(④)】 後半120(①) 【13(④)】
		夜間	120(①)	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【78(④)】 後半120(①) 【68(④)】

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】
		夜間	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~5/2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[]内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。（関西四国間連系設備の作業停止を含む）

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（5）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
中国四国間 連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※2024年度及び長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2023年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

7. 中国九州間連系線

1. 送電限度値の算出

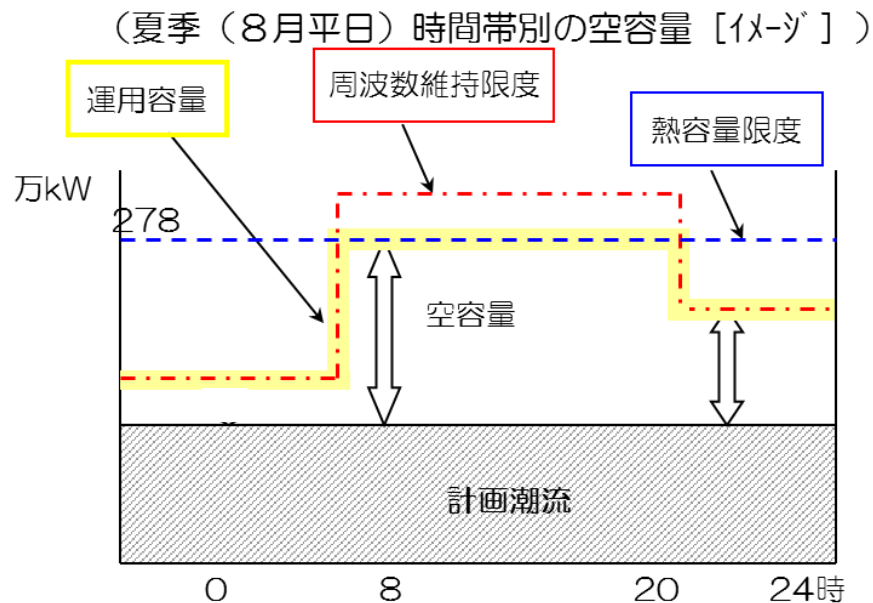
- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。なお、同期安定性限度値、電圧安定性限度値は、熱容量限度値に比べて大きいことを確認している。

【中国向き】

熱容量限度値または周波数維持限度値の内、最小値から決定

【九州向き】

周波数維持限度値から決定



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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

適用期間	夏季				冬季	夏季
	4~5月	6~9月	10月	11月	12~2月	3月
周囲温度	35℃	40℃	35℃	30℃	25℃	30℃

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中国九州間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

	容 量	備 考
中国九州間連系線 (関門連系線)	【夏季】278万kW(1回線あたり) 295万kW(1回線あたり) 311万kW(1回線あたり) 【冬季】326万kW(1回線あたり) $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * \text{連続許容電流} * 4 * 0.95)$	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 40℃：846A/1導体 35℃：898A/1導体 30℃：946A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 25℃：992A/1導体
直列機器	329万kW $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95)$	遮断器・断路器・変流器：4,000A

<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。
- 同期安定性限度値は、熱容量限度値に比べて大きいことを確認している。

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 8月昼間、10月夜間、1月昼間、1月夜間

年間のピークである8月昼間に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて発電機並入台数が少ない10月夜間を検討する。また、冬季は別途熱容量限度値を設定することから1月についても検討する。

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

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

⑥ 中国九州間連系線潮流

- 九州→中国向き潮流
関西中国間連系線潮流の関西向き潮流限度値（フリンジ含む）を中国から関西へ流したうえで、九州エリアの発電量を増加させ、中国エリアの発電量を抑制する。
- 中国→九州向き潮流
関西中国間連系線潮流の中国向き潮流限度値（フリンジ含む）を関西から中国へ流したうえで、中国エリアの発電量を増加させ、九州エリアの発電量を抑制する。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

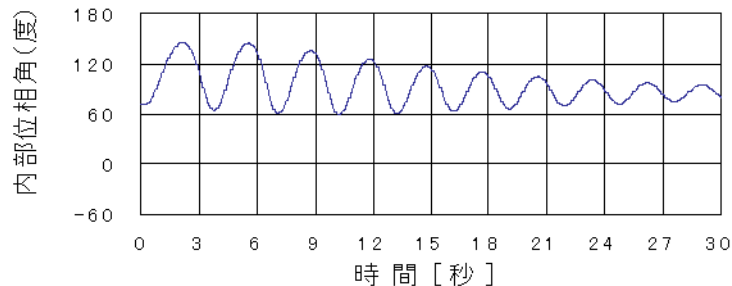
- 故障箇所：中国九州間連系線1回線
新山口・北九州変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相3線地絡（中国九州間連系線）
三相地絡（新山口・北九州変電所母線）

<判定基準>

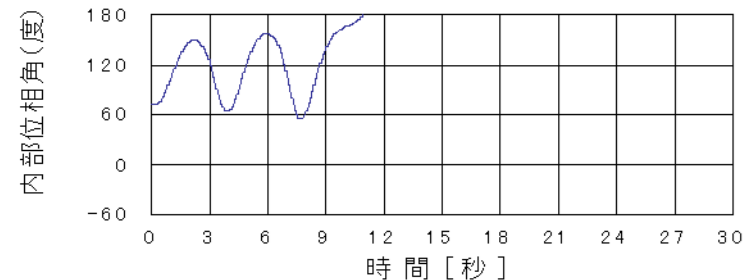
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準

<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。
- 電圧安定性限度値は、熱容量限度値に比べて大きいことを確認している。

<検討条件>

- 同期安定性の検討を行う中で電圧安定性の健全性を確認

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

<考え方>

- 中国九州間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅な周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。
- ただし中国向きについては、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反映した際の、運用容量低下による社会的影響を考慮し、当面の間運用容量を維持する運用対策を実施する。

<検討条件>

① 算術式

- 中国以東系統

系統容量×系統特性定数（+EPPS見込み量 [10万kW] ）¹⁾

1) () は周波数低下側のみ

- 九州系統の周波数上昇

系統容量×系統特性定数+電源制限対象分

- 九州系統の周波数低下

系統容量×系統特性定数-発電機解列量

② 検討断面

- 中国九州間連系線の利用実態から混雑の解消または緩和を図るため断面を細分化
 - ・ 月別：月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分（15区分化）
 - ・ 時間帯別：昼間、夜間。
 - ・ 平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）。

③ 想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

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

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

⑤ 想定故障

- 中国九州間連系線2回線停止

⑥ 系統の周波数特性

	中国以東中西5社	九州
周波数低下側	5.2%MW／1.0Hz	5.2%MW／1.0Hz
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz	7.5%MW／0.5Hz

<判定基準>

- 中国以東の周波数が、59.0Hz¹⁾ から60.6Hzの範囲を維持できること。
1) 運用容量を維持する運用対策（負荷遮断等）により、常時周波数変動に関わらず59.0Hz以下とならないよう維持している。（2019年度 第2回運用容量検討会 資料3参照）
- 九州の周波数が、59.0Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。

6. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季			冬季	備考
	6~9月	4,5,10月	11,3月		
中国九州間連系線	278万kW	295万kW	311万kW	326万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線

夏季：3~11月 冬季：12~2月

（2）同期安定性限度値

中国九州間連系線潮流の向き	
九州→中国 ¹⁾	326万kWで安定確認 ²⁾
中国→九州 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

（3）電圧安定性限度値

中国九州間連系線潮流の向き	
九州→中国 ¹⁾	326万kWで安定確認 ²⁾
中国→九州 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

6. 各限度値算出結果（2）

2023年度 周波数維持限度値（中国向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	217	204	220	235	241	前半239 後半228	217	前半226 後半231	250	274	256	前半238 後半227
		夜間	192	176	189	199	202	前半204 後半191	187	前半198 後半199	216	233	236	前半211 後半200
	休日	昼間	182	173	182	202	217	前半208 後半193	185	前半191 後半199	207	219	211	前半201 後半195
		夜間	172	158	167	179	187	前半180 後半171	165	前半171 後半179	198	214	208	前半197 後半183

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	167	227	197
		夜間	155	189	192

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1~2	—	1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

6. 各限度値算出結果（3）

2023年度 周波数維持限度値（九州向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	13	13	12	18	21	前半19 後半17	7	前半16 後半17	19	21	10	前半11 後半10
		夜間	31	26	29	34	38	前半38 後半34	35	前半38 後半40	43	45	44	前半40 後半38
	休日	昼間	5	7	4	10	17	前半12 後半11	1	前半8 後半10	13	13	2	前半5 後半5
		夜間	24	21	22	28	31	前半29 後半29	28	前半34 後半37	40	44	40	前半36 後半32

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	6	20	8
		夜間	20	32	42

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/1~2	—	1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

6. 各限度値算出結果（4）

2024年度 周波数維持限度値（中国向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	216	204	220	234	240	前半238 後半228	216	前半225 後半230	249	273	255	前半238 後半226
		夜間	192	175	188	198	201	前半203 後半190	187	前半197 後半199	215	232	235	前半210 後半199
	休日	昼間	182	173	181	201	216	前半207 後半192	185	前半191 後半199	207	218	211	前半200 後半194
		夜間	172	158	166	178	186	前半179 後半170	165	前半171 後半179	197	213	207	前半197 後半183

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	益	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	166	226	196
		夜間	154	189	191

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

6. 各限度値算出結果（5）

2024年度 周波数維持限度値（九州向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	13	13	12	18	21	前半19 後半17	7	前半16 後半17	19	21	10	前半11 後半10
		夜間	30	26	29	34	37	前半38 後半34	35	前半38 後半39	43	45	44	前半40 後半38
	休日	昼間	5	7	4	10	17	前半12 後半10	1	前半8 後半10	13	13	2	前半5 後半5
		夜間	24	21	22	28	31	前半29 後半29	28	前半34 後半36	40	44	40	前半36 後半32

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	6	20	8
		夜間	20	32	41

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30~2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（1）

2023年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国九州間 連系線	平日	昼間	217(④) 【217(④)】	204(④) 【204(④)】	220(④)	235(④)	241(④)	前半239(④) 後半228(④)	217(④)	前半226(④) 後半231(④)	250(④)	274(④)	256(④)	前半238(④) 後半227(④)
		夜間	192(④) 【192(④)】	176(④) 【176(④)】	189(④)	199(④)	202(④)	前半204(④) 後半191(④)	187(④)	前半198(④) 後半199(④)	216(④)	233(④)	236(④)	前半211(④) 後半200(④)
	休日	昼間	182(④) 【182(④)】	173(④) 【173(④)】	182(④)	202(④)	217(④)	前半208(④) 後半193(④)	185(④)	前半191(④) 後半199(④)	207(④)	219(④)	211(④)	前半201(④) 後半195(④)
		夜間	172(④) 【172(④)】	158(④) 【158(④)】	167(④)	179(④)	187(④)	前半180(④) 後半171(④)	165(④)	前半171(④) 後半179(④)	198(④)	214(④)	208(④)	前半197(④) 後半183(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	167(④)	227(④)	197(④)
		夜間	155(④)	189(④)	192(④)

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1~2	—	1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（2）

2023年度 運用容量（九州向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	13(④) 【3(④)】	13(④) 【3(④)】	12(④)	18(④)	21(④)	前半19(④) 後半17(④)	7(④)	前半16(④) 後半17(④)	19(④)	21(④)	10(④)	前半11(④) 後半10(④)
		夜間	31(④) 【21(④)】	26(④) 【17(④)】	29(④)	34(④)	38(④)	前半38(④) 後半34(④)	35(④)	前半38(④) 後半40(④)	43(④)	45(④)	44(④)	前半40(④) 後半38(④)
	休日	昼間	5(④) 【0(④)】	7(④) 【0(④)】	4(④)	10(④)	17(④)	前半12(④) 後半11(④)	1(④)	前半8(④) 後半10(④)	13(④)	13(④)	2(④)	前半5(④) 後半5(④)
		夜間	24(④) 【16(④)】	21(④) 【13(④)】	22(④)	28(④)	31(④)	前半29(④) 後半29(④)	28(④)	前半34(④) 後半37(④)	40(④)	44(④)	40(④)	前半36(④) 後半32(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	6(④)	20(④)	8(④)
		夜間	20(④)	32(④)	42(④)

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1~2	—	1/4
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果 (3)

2024年度 運用容量 (中国向)

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国九州間 連系線	平日	昼間	216(④) 【216(④)】	204(④) 【204(④)】	220(④)	234(④)	240(④)	前半238(④) 後半228(④)	216(④)	前半225(④) 後半230(④)	249(④)	273(④)	255(④)	前半238(④) 後半226(④)
		夜間	192(④) 【192(④)】	175(④) 【175(④)】	188(④)	198(④)	201(④)	前半203(④) 後半190(④)	187(④)	前半197(④) 後半199(④)	215(④)	232(④)	235(④)	前半210(④) 後半199
	休日	昼間	182(④) 【182(④)】	173(④) 【173(④)】	181(④)	201(④)	216(④)	前半207(④) 後半192(④)	185(④)	前半191(④) 後半199(④)	207(④)	218(④)	211(④)	前半200(④) 後半194(④)
		夜間	172(④) 【172(④)】	158(④) 【158(④)】	166(④)	178(④)	186(④)	前半179(④) 後半170(④)	165(④)	前半171(④) 後半179(④)	197(④)	213(④)	207(④)	前半197(④) 後半183(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	166(④)	226(④)	196(④)
		夜間	154(④)	189(④)	191(④)

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持)を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日(休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く)とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月(3月、9月、11月前後半含む)をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月(3月、9月、11月は後半)の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（4）

2024年度 運用容量（九州向）

【万kW】

連系線名称		断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	13(④) 【2(④)】	13(④) 【3(④)】	12(④)	18(④)	21(④)	前半19(④) 後半17(④)	7(④)	前半16(④) 後半17(④)	19(④)	21(④)	10(④)	前半11(④) 後半10(④)
		夜間	30(④) 【21(④)】	26(④) 【17(④)】	29(④)	34(④)	37(④)	前半38(④) 後半34(④)	35(④)	前半38(④) 後半39(④)	43(④)	45(④)	44(④)	前半40(④) 後半38(④)
	休日	昼間	5(④) 【0(④)】	7(④) 【0(④)】	4(④)	10(④)	17(④)	前半12(④) 後半10(④)	1(④)	前半8(④) 後半10(④)	13(④)	13(④)	2(④)	前半5(④) 後半5(④)
		夜間	24(④) 【16(④)】	21(④) 【13(④)】	22(④)	28(④)	31(④)	前半29(④) 後半29(④)	28(④)	前半34(④) 後半36(④)	40(④)	44(④)	40(④)	前半36(④) 後半32(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	6(④)	20(④)	8(④)
		夜間	20(④)	32(④)	41(④)

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30~2	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~15	12/29~1/3

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（5）

長期（2025年度～2032年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度
中国九州間 連系線	中国向	278(①) 【154(④)】	278(①) 【154(④)】	278(①) 【154(④)】	278(①) 【154(④)】	278(①) 【154(④)】	278(①) 【154(④)】	278(①) 【154(④)】	278(①) 【154(④)】
	九州向	21(④) 【1(④)】	21(④) 【1(④)】	21(④) 【1(④)】	21(④) 【1(④)】	21(④) 【1(④)】	21(④) 【1(④)】	21(④) 【1(④)】	21(④) 【1(④)】

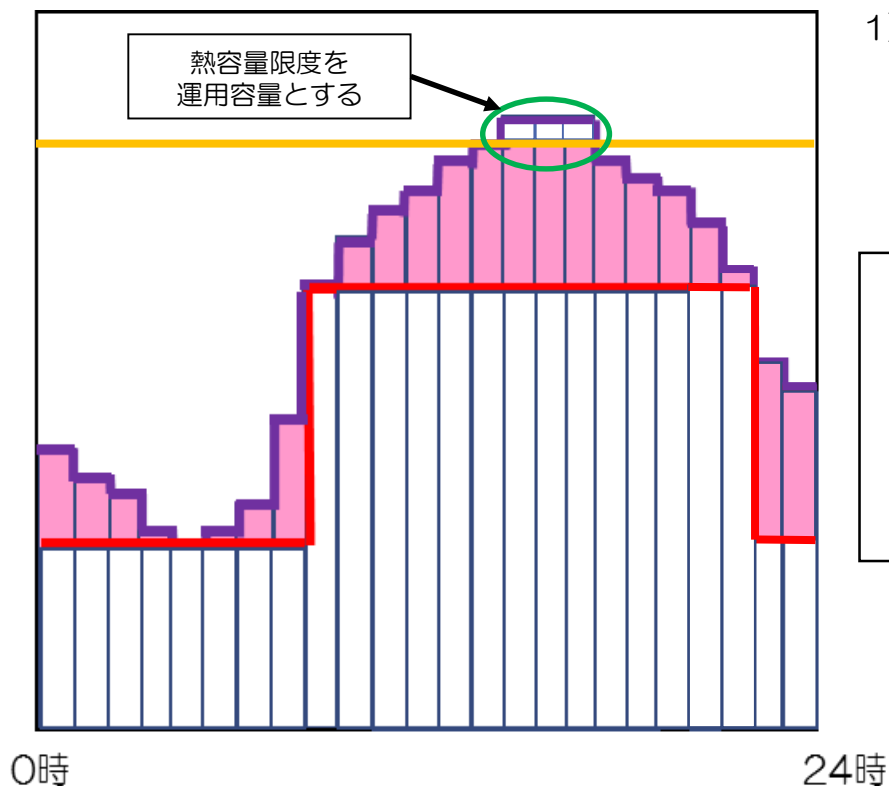
（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、最大需要時以外で空容量が小さくなると予想される値を示す。

※長期の運用容量の算出における、熱容量限度値、同期安定性限度値、電圧安定性限度値については、これらに影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2024年度断面で検討した限度値を使用した。

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

中国九州間連系線（逆方向）および中部関西間連系線（順方向）は運用容量を算出する週間以降の断面を年間、月間の2断面／日から30分ごとに変更することで運用容量が増加する¹⁾



1) 週間以降、年間段階と比べ大幅な想定需要の低下が見込まれる場合、一部時間帯で年間より運用容量が減少する。

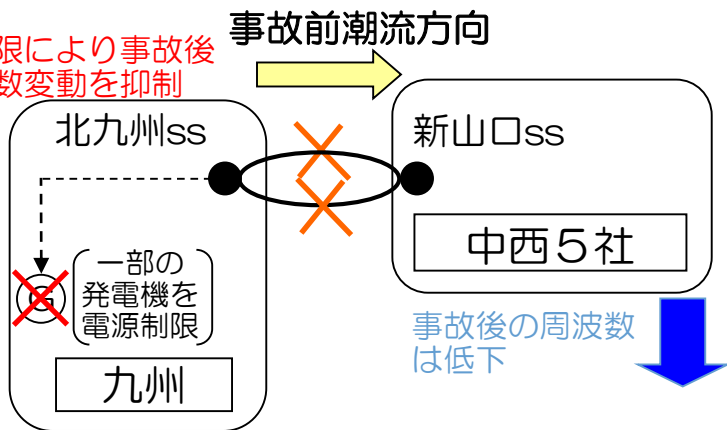
【凡例】

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

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

(従来の運用容量算定時)

電源制限により事故後の周波数変動を抑制



(周波数上昇側)
九州内発電機の電源制限を考慮しており、周波数低下側で決定する容量よりも大きい

制約とならない

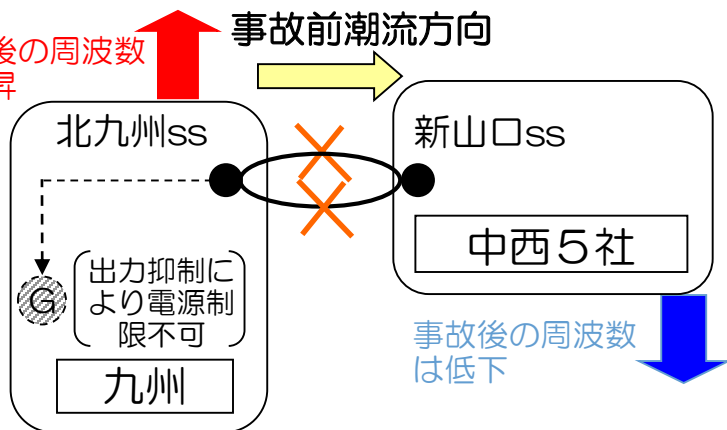
(周波数低下側)
中西5社の周波数低下により、連鎖的な発電機解列の恐れ

更に周波数が低下し、負荷制限へと至る恐れ

運用容量制約要因

(再エネの導入拡大に伴い電源制限が見込めない場合)

事故後の周波数は上昇



(周波数上昇側)
電源制限が見込めないため、九州の周波数が上昇

周波数上昇による再エネ電源、自家発電等の大量脱落により周波数が低下し、負荷制限へと至る恐れ

(周波数低下側)
中西5社の周波数低下により、連鎖的な発電機解列の恐れ

更に周波数が低下し、負荷制限へと至る恐れ

運用容量制約要因

8. 60Hz連系系統の同期安定性

60Hz連系系統は、長距離くし形系統であり、じょう乱発生時に地域間をまたぐ電力動揺が生じ不安定となる可能性がある。そのため、60Hz連系系統の西側から東向き中国九州間連系線と関西中国間連系線の運用容量に対して、60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認する。

2023年度8月昼間帯の同期安定性解析（今年度計算結果）

○：安定
×：不安定

東向き潮流増加 [万kW]	Δ-λ	...	+60	...	+115
中国九州間連系線潮流	242	...	300	...	300
関西中国間連系線潮流	398	...	452	...	496
想定故障A、B、C、...	○	...	○	...	○

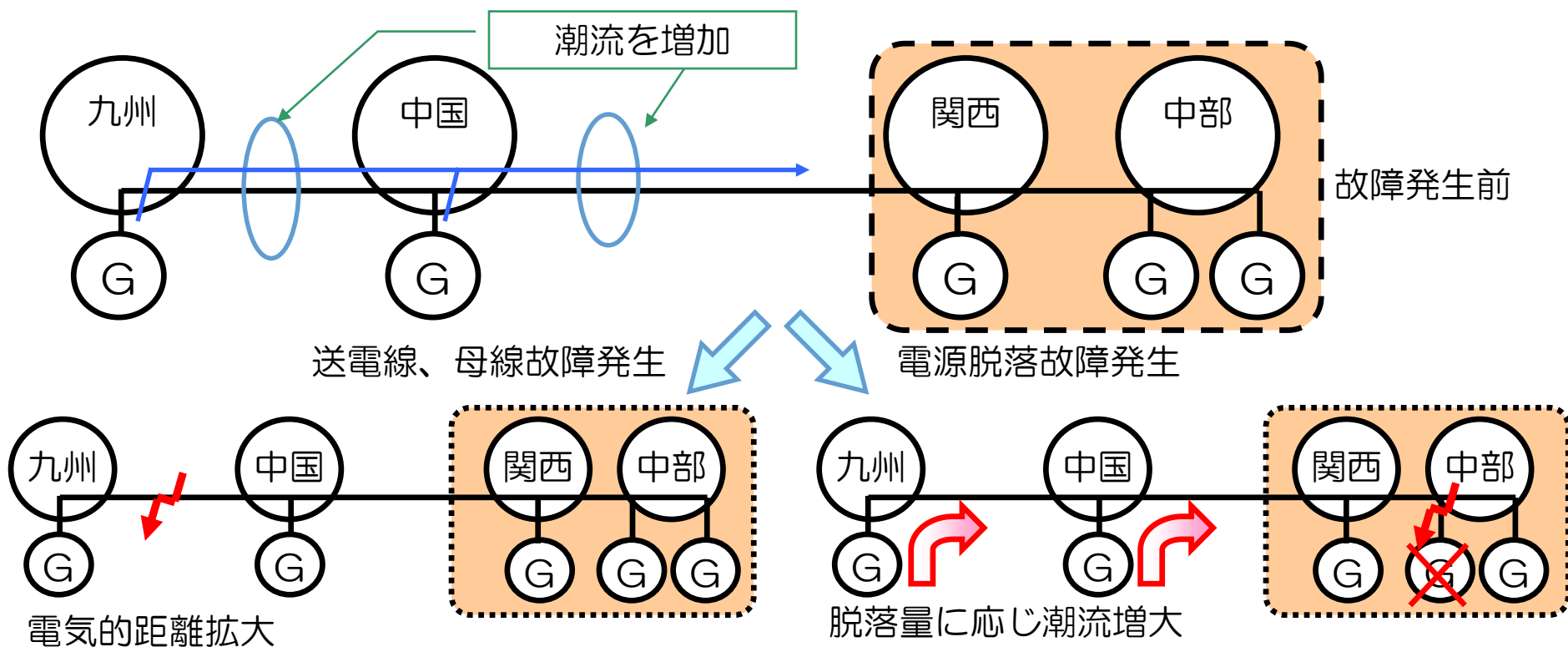
中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

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

- 中国九州間連系線潮流 = 300万kW ≥ 300万kW（運用容量＋フリンジ）
- 関西中国間連系線潮流 = 496万kW ≥ 496万kW（運用容量＋フリンジ）

- ①電力系統を季節（夏・冬・その他）毎に昼間／夜間別に模擬。
- ②九州・中国から関西・中部への潮流を模擬。
[計画潮流をベースに運用容量一杯まで潮流を増加]
- ③想定故障で安定であることを確認。
- ④九州から中国への潮流を模擬（夏夜間、冬夜間）
[中国九州間連系線を潮流限度値（熱容量限度値にフリンジを加えた潮流）まで増加]
- ⑤想定故障で安定であることを確認。
不安定であれば、安定となる中国九州間連系線の潮流を算出。



① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

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

2023年度	想定需要
8月	4,237~8,767万kW
10月	3,515~6,457万kW
1月	4,641~8,088万kW

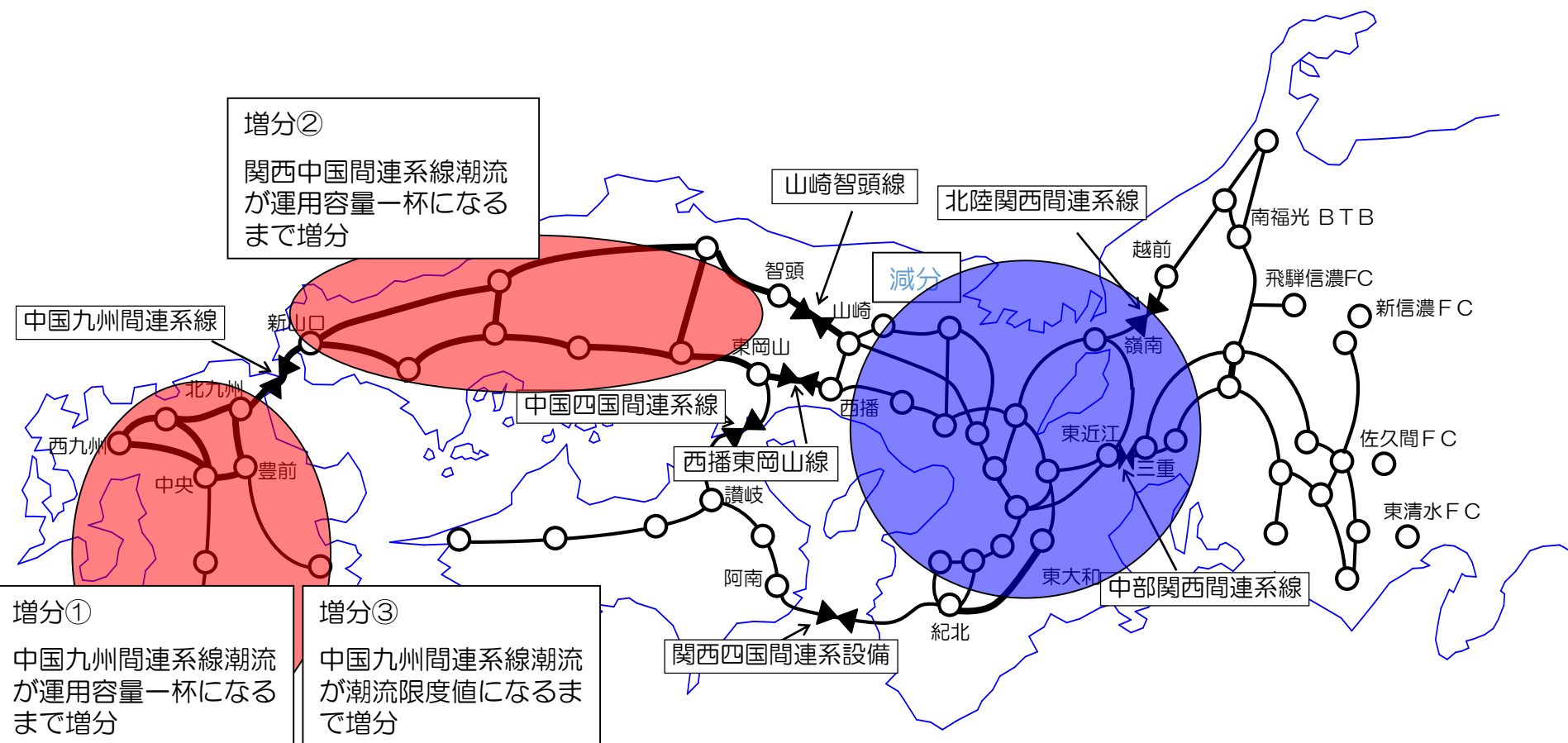
⑥ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限、負荷制限：あり

同期安定性を維持するために、電源制限、負荷制限を行うことがある。

⑦ 潮流の調整

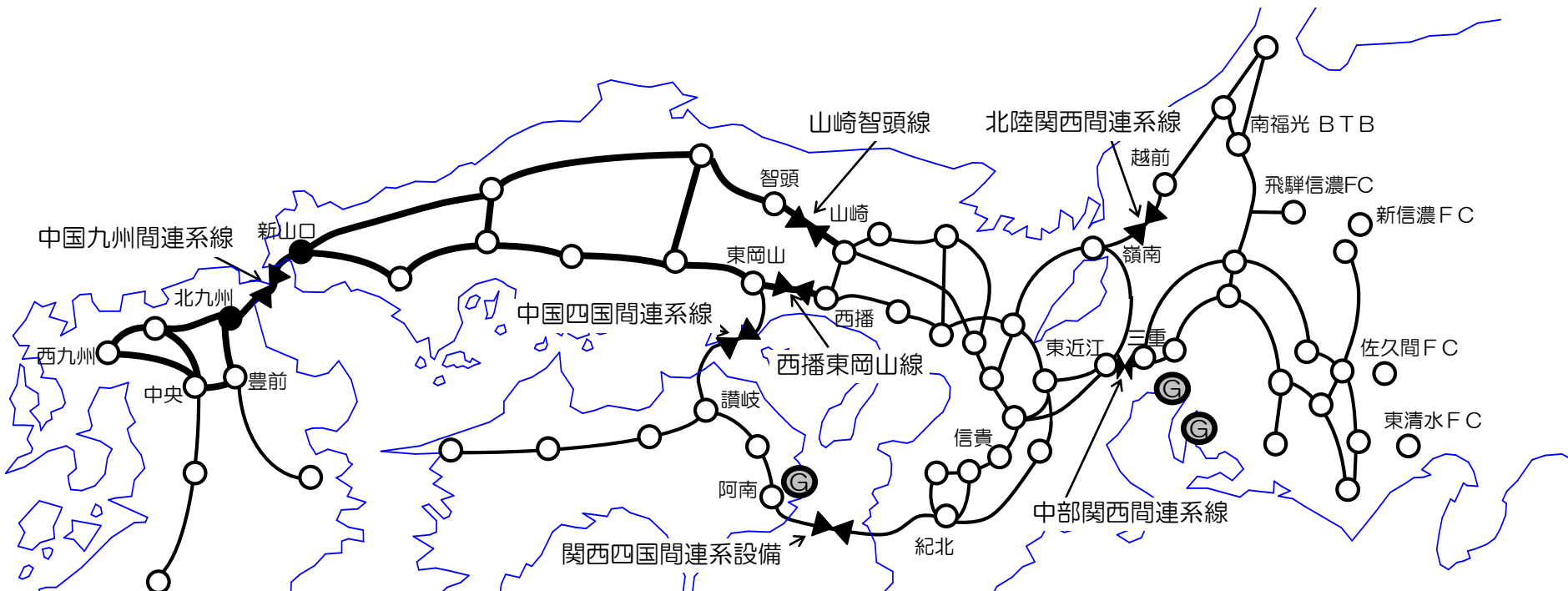
- 中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認するため、九州・中国から関西・中部への潮流は、系統重心（関西）までの電気的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させている。



⑧ 想定故障

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

	対象線路（区間）及び変電所
基幹送電線2回線故障（三相6線地絡）	西九州～北九州、新山口～西播・山崎
片母線故障（三相地絡）	北九州、新山口
電源脱落故障（三相6線地絡）	幸田碧南線、西部西尾張線、西神戸線、橘湾火力線



2023年度8月昼間帯の同期安定性解析

○：安定、×：不安定

東向き潮流増加 [万kW]	ベース	...	+60	...	+115
中国九州間連系線潮流	242	...	300	...	300
関西中国間連系線潮流	398	...	452	...	496
想定故障A	○	...	○	...	○ 波形
想定故障B	○	...	○	...	○

中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

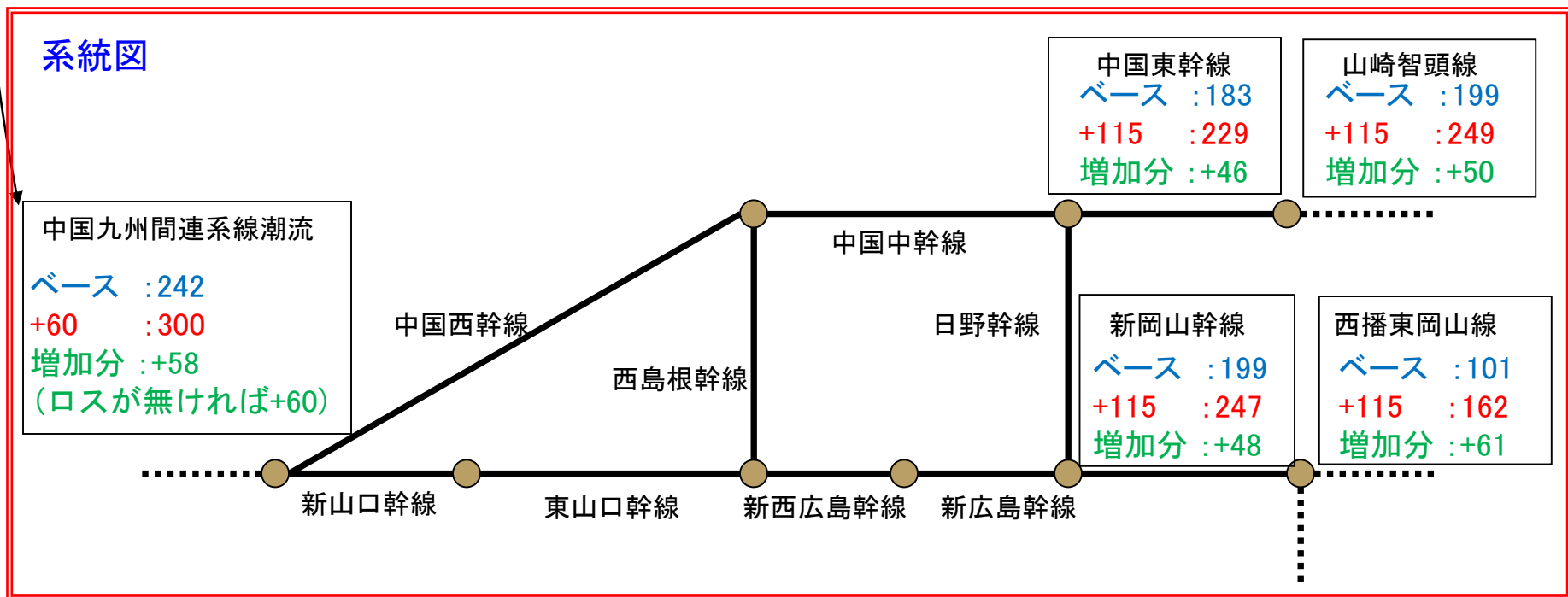
※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

- 中国九州間連系線潮流 = 300万kW ≥ 300万kW（運用容量＋フリンジ）
- 関西中国間連系線潮流 = 496万kW ≥ 496万kW（運用容量＋フリンジ）

【東向き計画潮流+115万kW増加の内訳】

ベースから九州発電機+60万kW増加により中国九州間連系線運用容量一杯
 その次に、中国発電機+55万kW増加により関西中国間連系線運用容量一杯

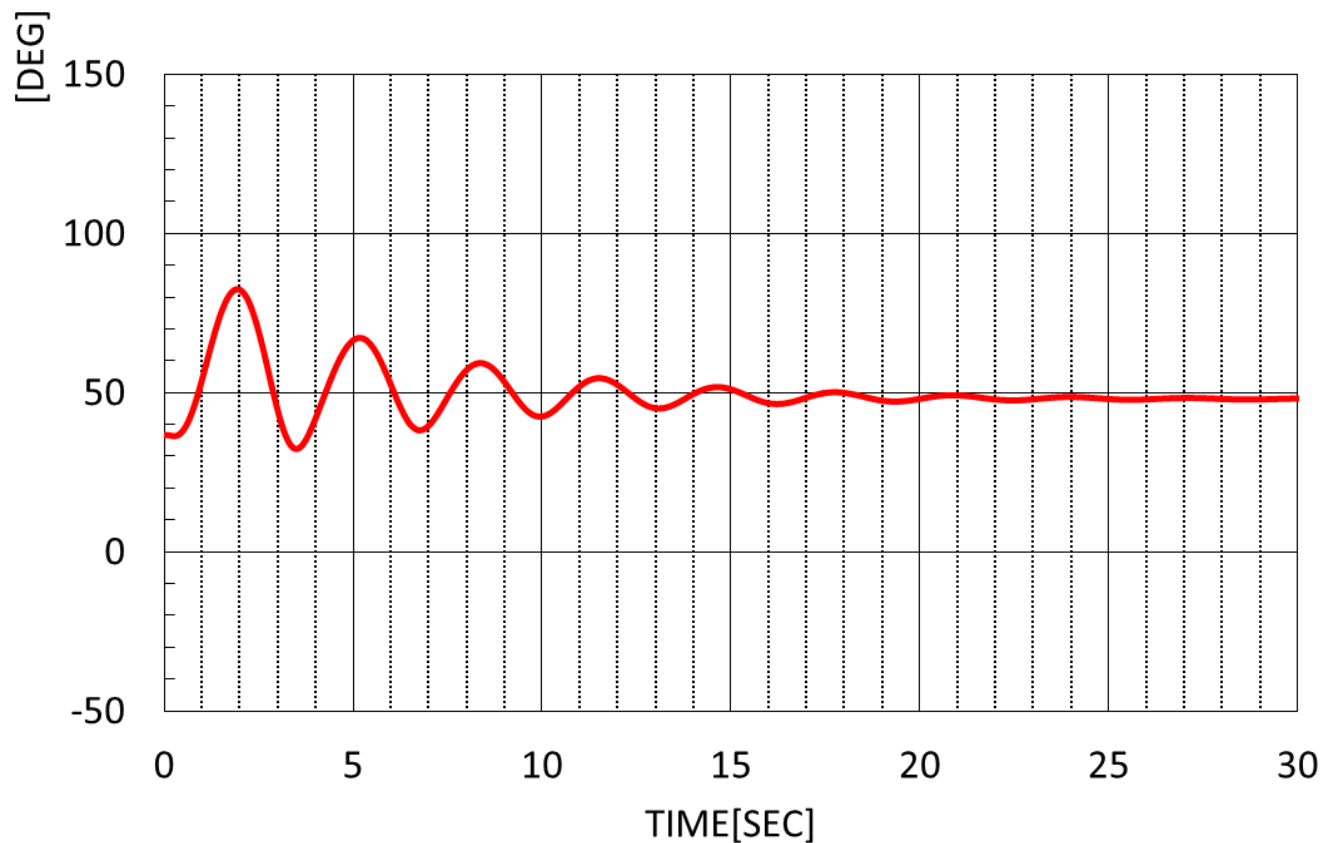
関西中国間連系線潮流	
ベース	: 398
+115	: 496
増加分	: +98
(ロスが無ければ+115)	



想定故障Aのシミュレーション波形 (発電機位相角)

東向き計画潮流+115万kW増加

(中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流：運用容量上限)



- 中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認した。

60Hz連系系統の同期安定性解析結果

○：安定、×：不安定

断面	8月昼間	8月夜間	10月昼間	10月夜間	1月昼間	1月夜間
全想定故障	○	○	○	○	○	○

- 中国九州間連系線の東向き潮流を潮流限度値（熱容量限度値にフリンジを加えた潮流）まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認した。

60Hz連系系統の同期安定性解析結果

○：安定、×：不安定

断面	8月夜間	1月夜間
全想定故障	○	○