

各連系線の運用容量 算出方法・結果

2021年2月12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

<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・本州間電力連系設備：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：120万kW（210万kW※）
 - 新信濃1号F C：30万kW
 - 新信濃2号F C：30万kW
 - 佐久間F C：30万kW
 - 東清水F C：30万kW
 - 飛騨信濃F C：90万kW※

※2021年3月31日 東京中部間連系設備90万kW増強予定
- 中部北陸間連系設備：30万kW
- 関西四国間連系設備：140万kW

<検討断面>

- 1 断面（設備容量が運用容量となるため）

➤ 連系潮流限度

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

6

➤ 北海道・本州間電力連系設備連系潮流限度値（北海道向き）

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・本州間電力連系設備連系潮流限度値（東北向き）

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、大野SVC停止かつ新北本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）

7

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向き）

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					
		単極	30	30	30	30	30		30	30										
		停止																		
	1台	双極	30 (5)	30 (20)	30	0	10 (20)	30	30	30	30	0	30	0	30					
		単極	30	30		30	30													
		停止																		
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	0	30					
		単極				30	30													
		停止																		

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

注2：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）

8

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向き）

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

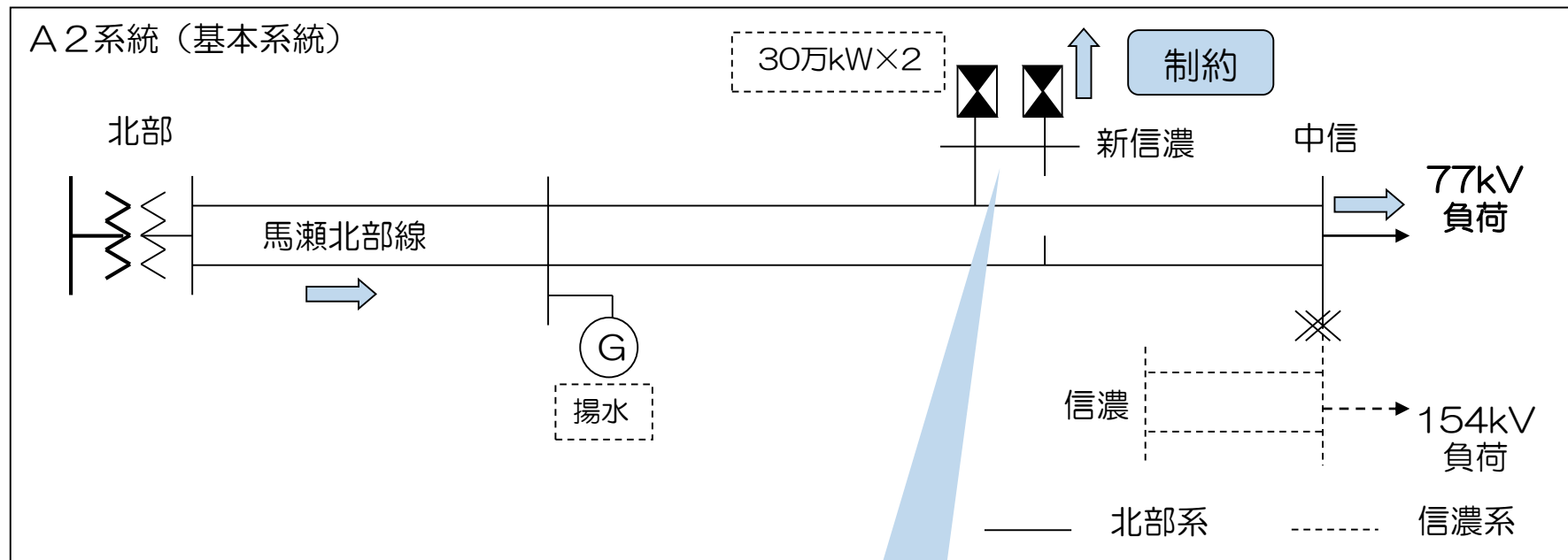
注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す

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

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%と悪い上に、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 F C 関連運用容量制約の例（平常時）



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

➤ 四国向き空容量の算出について

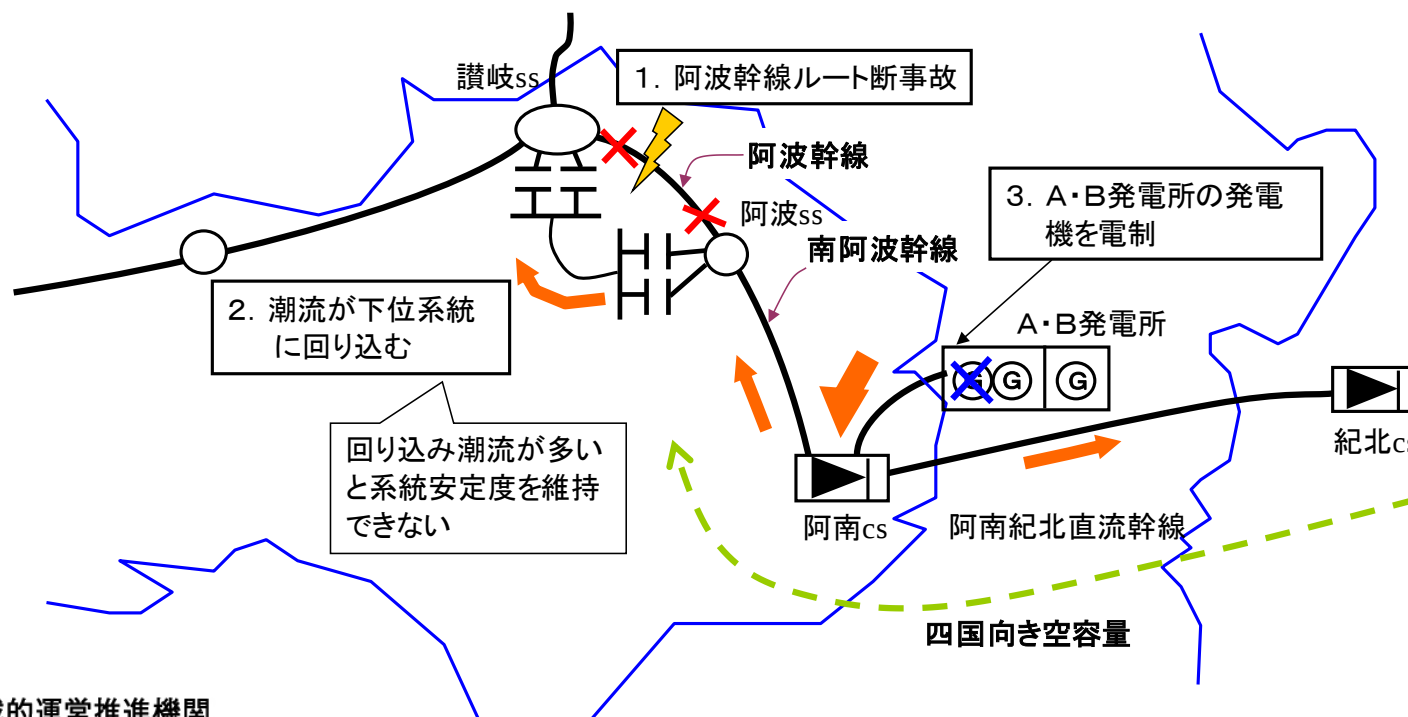
- 関西四国間連系設備の四国向き空容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる空容量のうち、小さい方が採用される。

①南阿波幹線の空容量

＝南阿波幹線運用容量－（四国エリア内A・B発電所出力 － 関西四国間連系設備計画潮流）

②関西四国間連系設備の空容量

＝関西四国間連系設備の運用容量－関西四国間連系設備計画潮流－マージン



2. 運用容量算出結果_北海道本州間（1）

12

2021年度 北海道向き運用容量

【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) 【30(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)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(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)
	休日	昼間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)

2021年度 東北向き運用容量

【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) 【30(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)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(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)
	休日	昼間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(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）

13

2022年度 北海道向き運用容量

【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(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	休日	昼間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)

2022年度 東北向き運用容量

【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(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【85(③)】	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	休日	昼間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(③)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(③)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(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）

14

長期（2023年度～2030年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
北海道本州間 連系設備	北海道向き	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向き	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(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。

3. 運用容量算出結果_東京中部間（1）

15

2021年度 東京向き運用容量

【万kW】

地域間連系線 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) 【150(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【120(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(①)】
		夜間	210(①) 【150(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【120(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(①)】
	休日	昼間	210(①) 【150(③)】	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(①)】
		夜間	210(①) 【150(③)】	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(①)】

2021年度 中部向き運用容量

【万kW】

地域間連系線 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) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【120(①)】	210(①) 【172(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(①)】
		夜間	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【120(①)】	210(①) 【172(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(①)】
	休日	昼間	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(①)】
		夜間	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】 【180(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）

16

2022年度 東京向き運用容量

【万kW】

地域間連系統 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 連系統設備 (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)】	210(①) 【120(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【120(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(③)】
		夜間	【180(①)】	210(①) 【150(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【120(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(③)】
	休日	昼間	【180(①)】	210(①) 【150(③)】	210(①) 【120(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(③)】
		夜間	【180(①)】	210(①) 【150(③)】	210(①) 【150(③)】	210(①)	210(①)	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(③)】

2022年度 中部向き運用容量

【万kW】

地域間連系統 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 連系統設備 (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)】	210(①) 【120(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【120(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	210(①) 【180(①)】
		夜間	【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【120(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	210(①) 【180(①)】
	休日	昼間	【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【120(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	210(①) 【180(①)】
		夜間	【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【165(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	210(①) 【180(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）

17

長期（2023年度～2030年度）

【万kW】

地域間連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
東京中部間 連系設備	東京向	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)
	中部向	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(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）

18

2021年度 北陸向き運用容量

【万kW】

地域間連系統 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
中部北陸間連系統 設備 (直流連系統備)	平日	昼間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)

2021年度 中部向き運用容量

【万kW】

地域間連系統 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
中部北陸間連系統 設備 (直流連系統備)	平日	昼間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(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（2）

19

2022年度 北陸向き運用容量

【万kW】

地域間連系統 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
中部北陸間連系統 設備 (直流連系統備)	平日	昼間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)

2022年度 中部向き運用容量

【万kW】

地域間連系統 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
中部北陸間連系統 設備 (直流連系統備)	平日	昼間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(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（2023年度～2030年度）

【万kW】

地域間連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030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）

21

2021年度 関西向き運用容量

【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) 【70(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	休日	昼間	140(①) 【70(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) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

2021年度 四国向き運用容量

【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) 【70(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①) 【0(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	休日	昼間	140(①) 【70(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) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(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。

5. 運用容量算出結果_関西四国間（2）

22

2022年度 関西向き運用容量

【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)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
	休日	昼間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】

2022年度 四国向き運用容量

【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)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
	休日	昼間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(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。

5. 運用容量算出結果_関西四国間（3）

長期（2023年度～2030年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
関西四国間 連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(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。

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
 - 同期安定性限度

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

（同期安定性限度、電圧安定性限度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

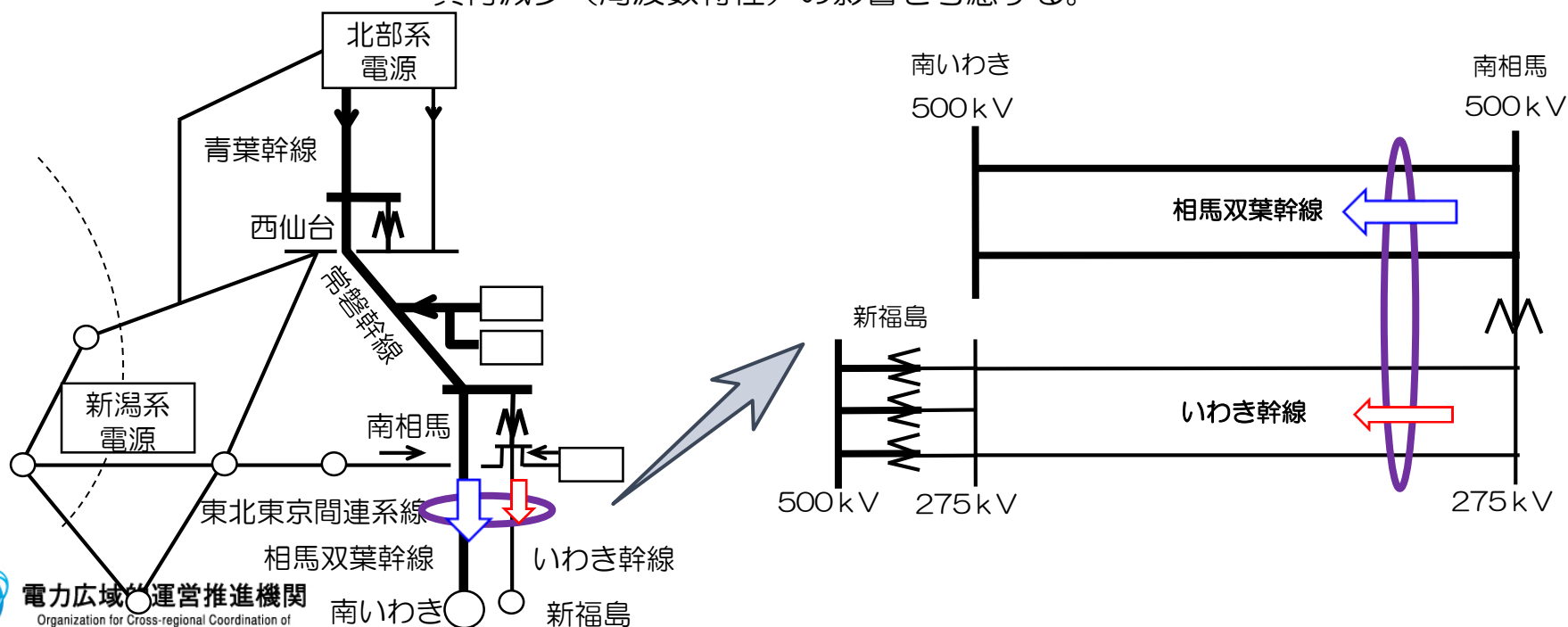
$$\text{東北東京間連系線潮流} = \text{相馬双葉幹線潮流} + \text{いわき幹線潮流} \quad (\Rightarrow \text{熱容量限度値})$$

- 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

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

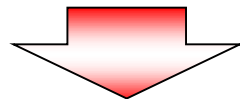
相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。

⑧ 想定故障

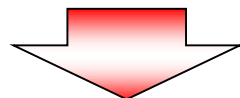
- いわき幹線1回線停止
- 川内線2回線停止
- 相馬双葉幹線2回線停止

⑨ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）

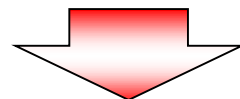
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「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

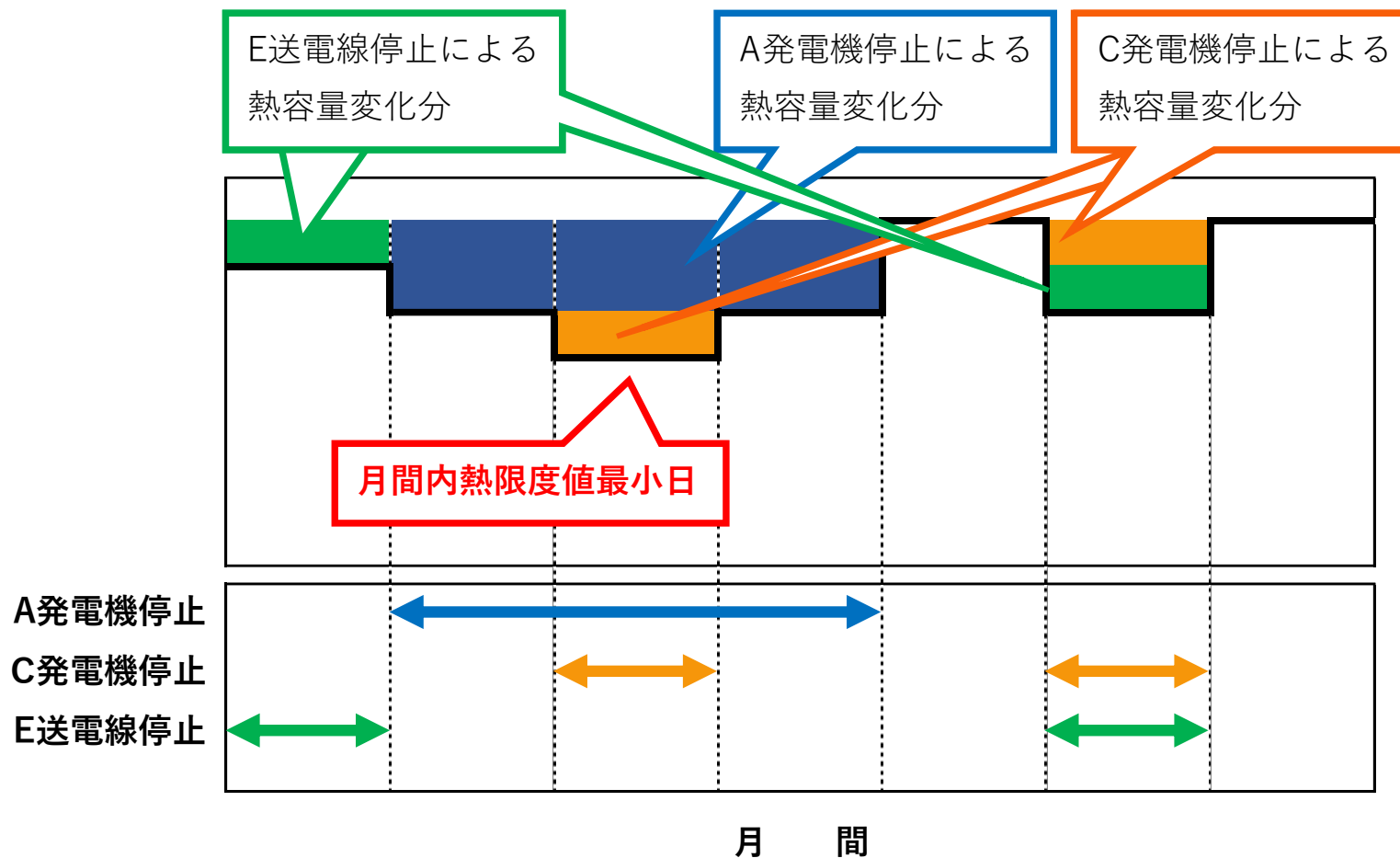
⑩ 具体的検討フロー[いわき幹線熱容量限度値変化テーブルのイメージ]
（年間検討）

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）

31

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）



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（7）

<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) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 7,676 \times 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 8,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A
いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,616 \times 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	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。

- 相馬双葉幹線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組み合わせるシステム構築後は再エネ出力制御分を追加する。

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

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ヵ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

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

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) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,616 \times 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

＜考え方＞

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

＜検討条件＞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

⑥ 東北東京間連系線潮流

➤ 熱容量限度値の検討と同じ

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

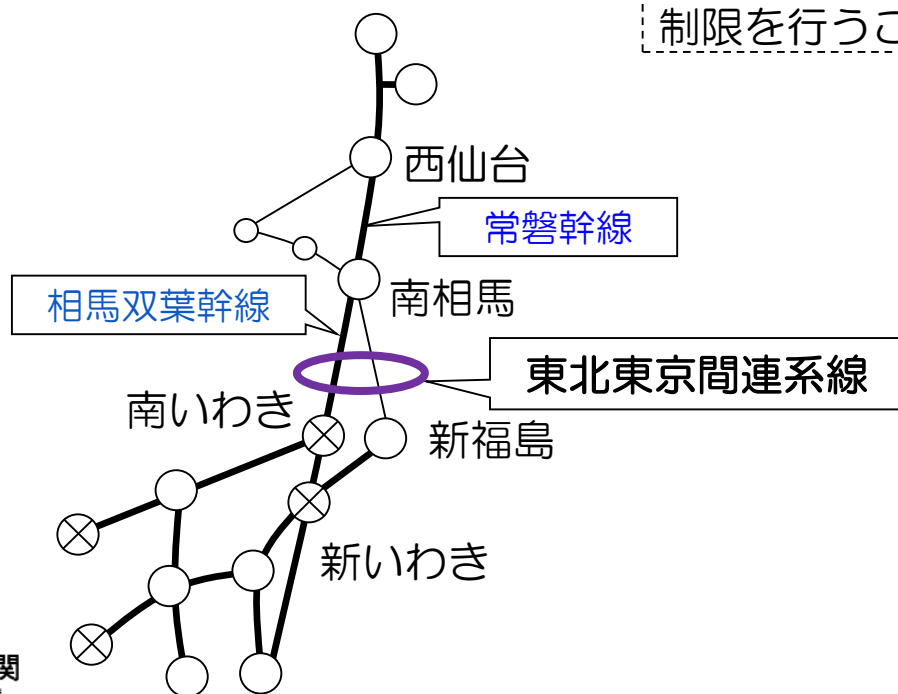
➤ 電源制限：あり、負荷制限：なし

⑧ 想定故障 最過酷事故を想定

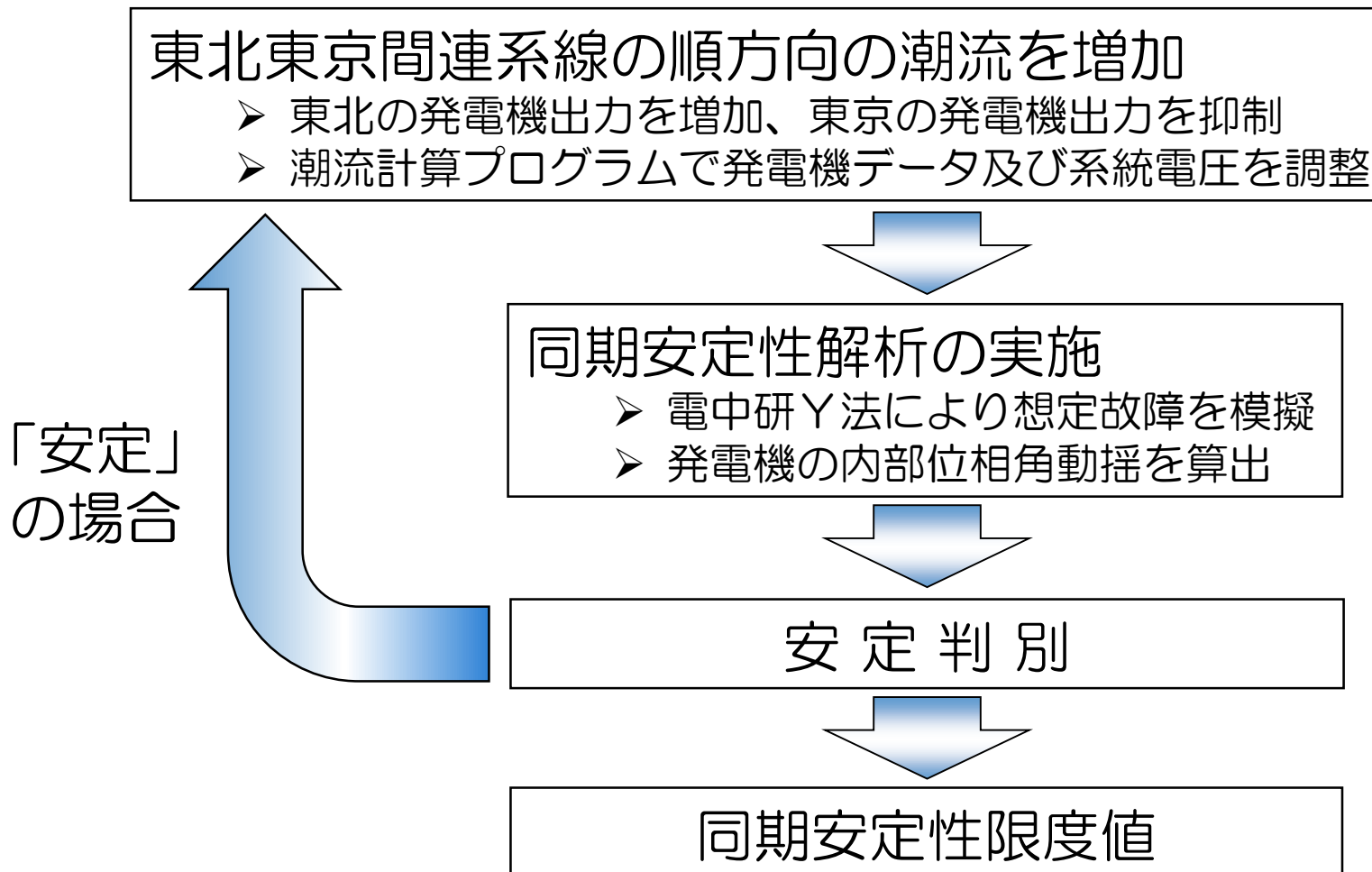
➤ 故障箇所：常磐幹線 2 回線（電源制限：あり）
相馬双葉幹線 2 回線（電源制限：あり）

➤ 故障様相：三相 6 線地絡

同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。

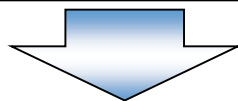


⑨ 検討フロー[全体フロー]（年間・長期検討）

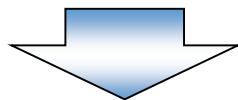


⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）

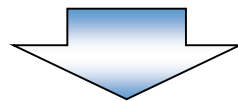
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「同期安定性変化テーブル」により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

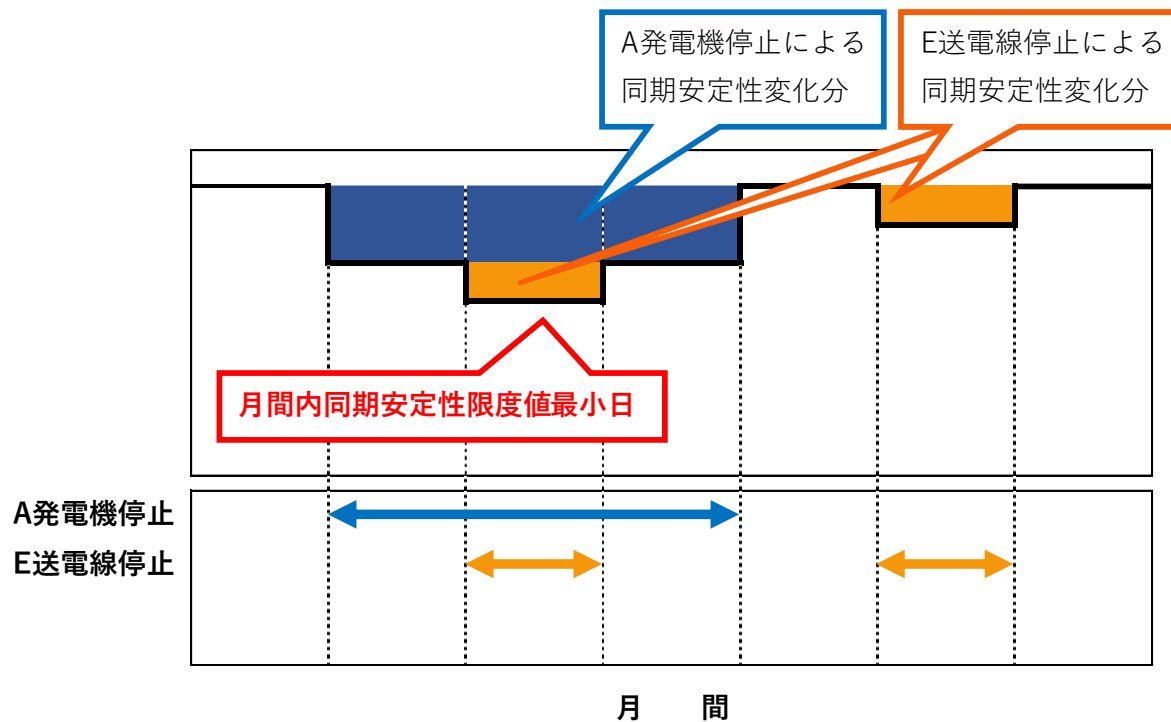
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5）

40

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）

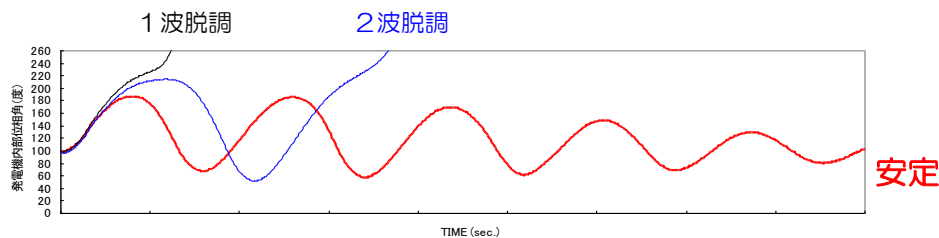
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	相馬双葉幹線ルート事故時の 同期安定性限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-10万kW	-5万kW
B 発電機停止	-10万kW	-5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-45万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-45万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

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。



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）

43

（1）熱容量限度値

○東京、東北向き共通

	容量	備考
相馬双葉幹線	631万kW	SB TACSR/UGS 780mm 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）

○東北向き

2021年度 熱容量限度値算出結果

【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	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
	休日	昼間	236	236	236 【118】	236	236	236	236	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236

2022年度 熱容量限度値算出結果

【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	236	236	236
		夜間	236	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
		夜間	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）

45

○東京向き

2021年度 熱容量限度値算出結果

【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	510 【440】	550 【425】	555 【345】	575	605	555 【555】	545 【545】	540 【380】	540 【465】	【590】	【585】	540 【545】
		夜間	500 【430】	540 【430】	540 【340】	530	565	540 【510】	535 【535】	530 【360】	530 【450】	【525】	【530】	530 【530】
	休日	昼間	525 【435】	550 【425】	555 【365】	575	605	555 【555】	545	540 【380】	540 【465】	【590】	【585】	540 【545】
		夜間	515 【425】	515 【430】	540	530	565	540 【540】	535	530 【360】	530 【450】	【525】	【530】	530 【530】

【万kW】

連系線名称	断面	GW
東北東京間連系線	特殊日 昼間	500

【 】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	4/29～5/5、5/8～9

5. 各限度値算出結果（4）

46

○東京向き

2022年度 熱容量限度値算出結果

【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	535 【485】	550 【500】	555 【555】	【590】	575 【615】	555 【430】	530 【545】	530 【355】	【540】	【555】	【555】	540 【540】
		夜間	485 【435】	505 【450】	515 【525】	【540】	525 【580】	510 【410】	500 【535】	500 【320】	【525】	【525】	【525】	530 【530】
	休日	昼間	545 【485】	550 【500】	555	【590】	575 【615】	555 【430】	540 【540】	530 【355】	【540】	【555】	【555】	540 【540】
		夜間	530 【435】	515 【450】	515	【540】	525 【580】	510 【410】	500 【535】	500 【320】	【525】	【525】	【525】	530 【530】

【万kW】

連系線名称	断面	GW
東北東京間連系線	特殊日 昼間	452

【 】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	4/29～5/5、5/7～8

（2）電圧安定性限度値

○東京、東北向き共通

- ・ 熱容量限度値または同期安定性限度値（東京向き）、熱容量限度値（東北向き）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）

48

（3）同期安定性限度値

○東京向き

2021年度 同期安定性限度値算出結果

【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 ¹⁾	平日	昼間	570 【500】	530 【555】	530 【475】	550	665	570 【570】	490 【430】	565 【515】	565 【495】	【570】	【585】	660 【615】
		夜間	550 【490】	505 【530】	550 【540】	520	610	520 【520】	460 【410】	530 【465】	515 【445】	【530】	【530】	610 【565】
	休日	昼間	570 【570】	530 【555】	540 【535】	570	665	570 【570】	490	565 【560】	570 【500】	【475】	【585】	660 【615】
		夜間	560 【545】	505 【530】	560	540	610	520 【520】	460	530 【525】	520 【450】	【435】	【530】	610 【565】

2022年度 同期安定性限度値算出結果

【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 ¹⁾	平日	昼間	585 【445】	505 【600】	615 【610】	【595】	595 【605】	585 【540】	465 【385】	460 【355】	【475】	【475】	【475】	495 【355】
		夜間	545 【450】	505 【605】	620 【570】	【550】	550 【560】	540 【495】	515 【435】	490 【405】	【460】	【460】	【460】	545 【445】
	休日	昼間	625 【445】	505 【445】	615	【595】	595 【605】	585 【540】	480 【380】	460 【355】	【475】	【475】	【475】	500 【435】
		夜間	620 【450】	505 【450】	620	【550】	550 【560】	540 【495】	515 【435】	490 【405】	【460】	【460】	【460】	550 【445】

1) 数値はフリンジ分（20万kW）控除後の値 【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

○東北向き

- 熱容量限度値（東北向き）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

5. 各限度値算出結果（7）

（4）周波数維持限度値

○東北向き

2021年度 周波数限度値算出結果

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	—	—	—	—	—	【34】	—	—	—	—	—
		夜間	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	休日	昼間	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		夜間	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

2022年度 周波数限度値算出結果

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。

○東京向き

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）

50

2021年度 東北向き運用容量

【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) 【34(④)】	236(①) 【118(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) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)
	休日	昼間	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(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) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)

2021年度 東京向き運用容量

【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	510(①) 【440(①)】	530(②) 【425(①)】	530(②) 【345(①)】	550(②)	605(①)	555(①) 【555(①)】	490(②) 【430(②)】	540(①) 【380(①)】	540(①) 【465(①)】	【570(②)】	【585(①)】	540(①) 【545(①)】
		夜間	500(①) 【430(①)】	505(②) 【430(①)】	540(①) 【340(①)】	520(②)	565(①)	520(②) 【510(①)】	460(②) 【410(②)】	530(①) 【360(①)】	515(②) 【445(②)】	【525(①)】	【530(①)】	530(①) 【530(①)】
	休日	昼間	525(①) 【435(①)】	530(②) 【425(①)】	540(②) 【365(①)】	570(②)	605(①)	555(①) 【555(①)】	490(②)	540(①) 【380(①)】	540(①) 【465(①)】	【475(②)】	【585(①)】	540(①) 【545(①)】
		夜間	515(①) 【425(①)】	505(②) 【430(①)】	540(①)	530(①)	565(①)	520(②) 【520(②)】	460(②)	530(①) 【360(①)】	520(②) 【450(①)】	【435(②)】	【530(①)】	530(①) 【530(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	500(①)

	GW
特殊日	4/29～5/5、5/8～9

（ ）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、作業時の最小運用容量を示す。

6. 運用容量算出結果（2）

51

2022年度 東北向き運用容量

【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)	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)
	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)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)

2022年度 東京向き運用容量

【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	535(①) [445(②)]	505(②) [500(①)]	555(①) [555(③)]	590(①) [590(①)]	575(①) [605(②)]	555(①) [430(①)]	465(②) [385(②)]	460(②) [355(①)]	475(②) [475(②)]	475(②) [475(②)]	495(②) [355(②)]
		夜間	485(①) [435(①)]	505(①) [450(①)]	515(①) [525(①)]	540(①) [540(①)]	525(①) [560(②)]	510(①) [410(①)]	500(①) [435(②)]	490(②) [320(①)]	460(②) [460(②)]	460(②) [460(②)]	530(①) [445(②)]
	休日	昼間	545(①) [445(②)]	505(②) [445(②)]	555(①)	590(①) [590(①)]	575(①) [605(②)]	555(①) [430(①)]	480(②) [380(②)]	460(②) [355(①)]	475(②) [475(②)]	475(②) [475(②)]	500(②) [435(②)]
		夜間	530(①) [435(①)]	505(②) [450(①)]	515(①)	540(①) [540(①)]	525(①) [560(②)]	510(①) [410(①)]	500(①) [435(②)]	490(②) [320(①)]	460(②) [460(②)]	460(②) [460(②)]	530(①) [445(②)]

【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	452(①)

	GW
特殊日	4/29～5/5、5/7～8

（ ）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、作業時の最小運用容量を示す。

6. 運用容量算出結果（3）

52

長期（2023年度～2030年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
東北東京間連系線	東北向き	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) ¹⁾	631(①)	631(①)	631(①)
	東京向き	565(②) 【460(②)】	565(②) 【460(②)】	565(②) 【460(②)】	565(②) 【460(②)】	565(②) ²⁾ 【460(②)】	1028(②) 【460(②)】	1028(②) 【460(②)】	1028(②) 【460(②)】

【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。東北東京間（東京向）は、2022年度における最小値を参考記載

（ ）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

- 夏季 (周囲温度: 40℃)

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中部関西間連系線 1 回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

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

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研Ⅰ法
- 同期安定性解析：電中研Ⅱ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

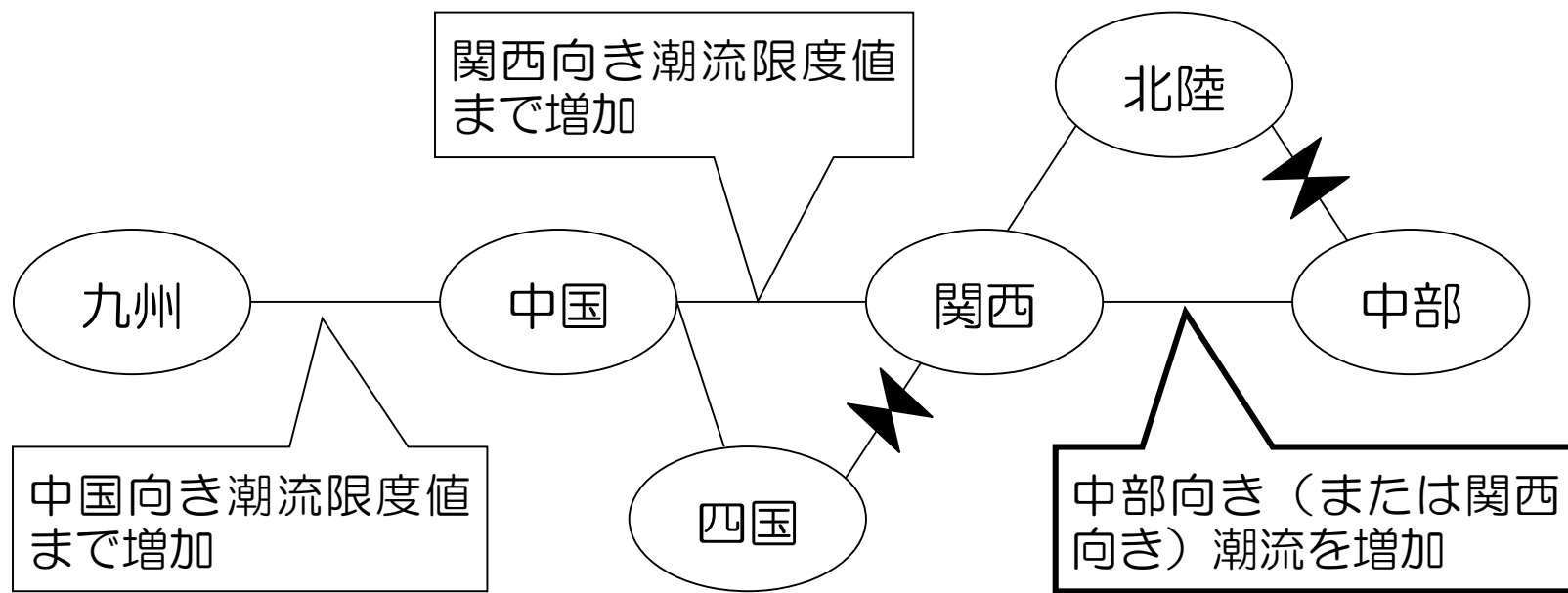
- 実績より想定

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（フリンジ含み）を九州・中国から関西へ流した上で、中部関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。

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

＜潮流の調整＞



- 九州・中国の発電機を増加、関西の発電機を減少させ、中国九州間・関西中国間連系線潮流を中国・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】

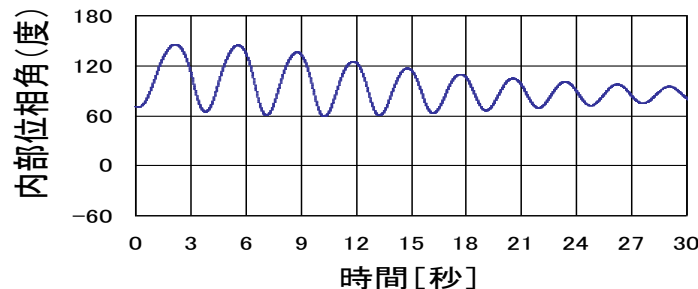
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

＜判定基準＞

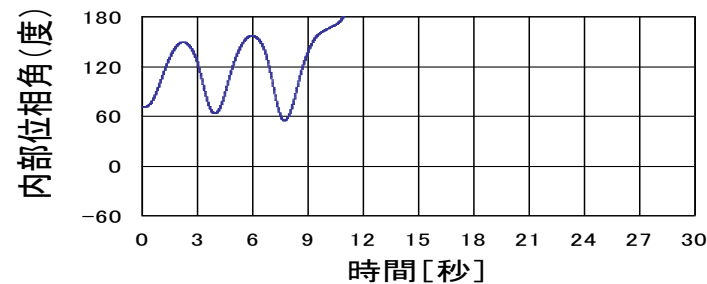
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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も停止する場合があることから、BTBの設備容量（最大30万kW）を減じる。

（需要から運用容量を算出しているため、運用容量が下がることもある。）

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。

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／0.8 Hz	3.5% MW／0.5 Hz
周波数上昇側	14.0% MW／0.6 Hz	10.0% MW／0.5 Hz

<判定基準>

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

（１）熱容量限度値

	容量	備考
中部関西間連系線	278万kW	ACSR410mm ² ×4導体×1回線

（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⁾	278万kW ²⁾ で安定確認
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（24万kW）控除後の値

2) 1回線熱容量限度値（278万kW）

（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⁾	278万kW ²⁾ で安定確認
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（24万kW）控除後の値

2) 1回線熱容量限度値（278万kW）

（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）

69

周波数維持限度値（関西向き）

【2021年度】

[万kW]

地域間連系統 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
中部関西間連系統	平日	昼間	62(④)	60(④)	75(④)	104(④)	115(④)	前半100(④) 後半87(④)	75(④)	前半84(④) 後半89(④)	107(④)	113(④)	95(④)	前半81(④) 後半74(④)
		夜間	90(④)	85(④)	86(④)	109(④)	110(④)	前半107(④) 後半98(④)	96(④)	前半102(④) 後半110(④)	115(④)	133(④)	128(④)	前半117(④) 後半106(④)
	休日	昼間	35(④)	36(④)	45(④)	74(④)	81(④)	前半67(④) 後半57(④)	46(④)	前半59(④) 後半64(④)	80(④)	84(④)	72(④)	前半58(④) 後半52(④)
		夜間	63(④)	57(④)	61(④)	81(④)	82(④)	前半82(④) 後半78(④)	74(④)	前半90(④) 後半100(④)	106(④)	121(④)	119(④)	前半100(④) 後半90(④)

[万kW]

地域間連系統 名称	断面		GW	盆	年末年始
中部関西間連系統	特殊日	昼間	35(④)	90(④)	55(④)
		夜間	54(④)	95(④)	105(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	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）

70

周波数維持限度値（関西向き）

【2022年度】

[万kW]

地域間連系統 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
中部関西間連系統	平日	昼間	63(④)	61(④)	76(④)	105(④)	116(④)	前半100(④) 後半87(④)	75(④)	前半85(④) 後半89(④)	108(④)	113(④)	96(④)	前半82(④) 後半75(④)
		夜間	90(④)	85(④)	87(④)	110(④)	111(④)	前半108(④) 後半98(④)	97(④)	前半103(④) 後半111(④)	115(④)	133(④)	129(④)	前半117(④) 後半107(④)
	休日	昼間	35(④)	36(④)	46(④)	74(④)	82(④)	前半68(④) 後半58(④)	47(④)	前半60(④) 後半64(④)	80(④)	84(④)	72(④)	前半59(④) 後半53(④)
		夜間	64(④)	58(④)	62(④)	82(④)	82(④)	前半81(④) 後半79(④)	74(④)	前半90(④) 後半100(④)	106(④)	121(④)	119(④)	前半101(④) 後半94(④)

[万kW]

地域間連系統 名称	断面		GW	盆	年末年始
中部関西間連系統	特殊日	昼間	36(④)	91(④)	56(④)
		夜間	55(④)	96(④)	105(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

71

2021年度 中部向き運用容量

[万kW]

地域間連系線 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)
	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)

（ ）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、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

[万kW]

地域間連系線 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)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	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、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（2）

72

2021年度 関西向き運用容量

[万kW]

地域間連系統 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
中部関西間連系統	平日	昼間 62(④) [0(①)] ¹⁾	60(④)	75(④)	104(④)	115(④)	前半100(④) 後半87(④)	75(④)	前半84(④) 後半89(④)	107(④)	113(④)	95(④)	前半81(④) 後半74(④)
		夜間 90(④) [0(①)] ¹⁾	85(④)	86(④)	109(④)	110(④)	前半107(④) 後半98(④)	96(④)	前半102(④) 後半110(④)	115(④)	133(④)	128(④)	前半117(④) 後半106(④)
	休日	昼間 35(④)	36(④)	45(④)	74(④)	81(④)	前半67(④) 後半57(④)	46(④)	前半59(④) 後半64(④)	80(④)	84(④)	72(④)	前半58(④) 後半52(④)
		夜間 63(④)	57(④)	61(④)	81(④)	82(④)	前半82(④) 後半78(④)	74(④)	前半90(④) 後半100(④)	106(④)	121(④)	119(④)	前半100(④) 後半90(④)

[万kW]

地域間連系統 名称	断面	GW	益	年末年始
中部関西間連系統	特殊日	昼間 35(④)	90(④)	55(④)
		夜間 54(④)	95(④)	105(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	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。

（ ）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、作業時の最小運用容量を示す。

1) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統を
 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（3）

73

2022年度 中部向き運用容量

[万kW]

地域間連系統名称	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
中部関西間連系統	平日	昼間	250(④) 【0(①)】 ¹⁾	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④) 【0(①)】 ¹⁾	250(④) 【0(①)】 ¹⁾	250(④) 【0(①)】 ¹⁾	250(④)	250(④)	250(④)
		夜間	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)
	休日	昼間	200(④)	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(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、作業時の最小運用容量を示す。

1) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統を開放し中部北陸間交流連系統とした場合の値

[万kW]

地域間連系統名称	断面	GW	盆	年末年始
中部関西間連系統	特殊日	昼間	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/2	—	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、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) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統を開放し中部北陸間交流連系統とした場合の値

7. 運用容量算出結果（4）

74

2022年度 関西向き運用容量

[万kW]

地域間連系統名称	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
中部関西間連系統	平日	昼間	63(④) 【0(①)】 ¹⁾	61(④) 【0(①)】 ¹⁾	76(④)	105(④)	116(④)	前半100(④) 後半87(④) 【0(①)】 ¹⁾	75(④) 【0(①)】 ¹⁾	前半85(④) 後半89(④) 【0(①)】 ¹⁾	108(④)	113(④)	96(④) 前半82(④) 後半75(④)
		夜間	90(④)	85(④) 【0(①)】 ¹⁾	87(④)	110(④)	111(④)	前半108(④) 後半98(④) 【0(①)】 ¹⁾	97(④) 【0(①)】 ¹⁾	前半103(④) 後半111(④) 【0(①)】 ¹⁾	115(④)	133(④)	129(④) 前半117(④) 後半107(④)
	休日	昼間	35(④)	36(④) 【0(①)】 ¹⁾	46(④)	74(④)	82(④)	前半68(④) 後半58(④) 【0(①)】 ¹⁾	47(④) 【0(①)】 ¹⁾	前半60(④) 後半64(④) 【0(①)】 ¹⁾	80(④)	84(④)	72(④) 前半59(④) 後半53(④)
		夜間	64(④)	58(④) 【0(①)】 ¹⁾	62(④)	82(④)	82(④)	前半81(④) 後半79(④) 【0(①)】 ¹⁾	74(④) 【0(①)】 ¹⁾	前半90(④) 後半100(④) 【0(①)】 ¹⁾	106(④)	121(④)	119(④) 前半101(④) 後半91(④)

[万kW]

地域間連系統 名称	断面		GW	盆	年末年始
中部関西間連系統	特殊日	昼間	36(④)	91(④)	56(④)
		夜間	55(④)	96(④)	105(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

（ ）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、作業時の最小運用容量を示す。

1) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統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（5）

75

長期（2023年度～2030年度）

[万kW]

地域間連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030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	134(④) 【35(④)】	134(④) 【35(④)】	134(④) 【35(④)】	134(④) 【35(④)】	134(④) 【35(④)】	134(④) 【35(④)】	134(④) 【35(④)】	134(④) 【35(④)】

【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。

()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。

※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、2022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

- 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

- 夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 北陸関西間連系線 1 回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

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

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 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（フリンジ含み）を九州・中国から関西へ流した上で、北陸関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。

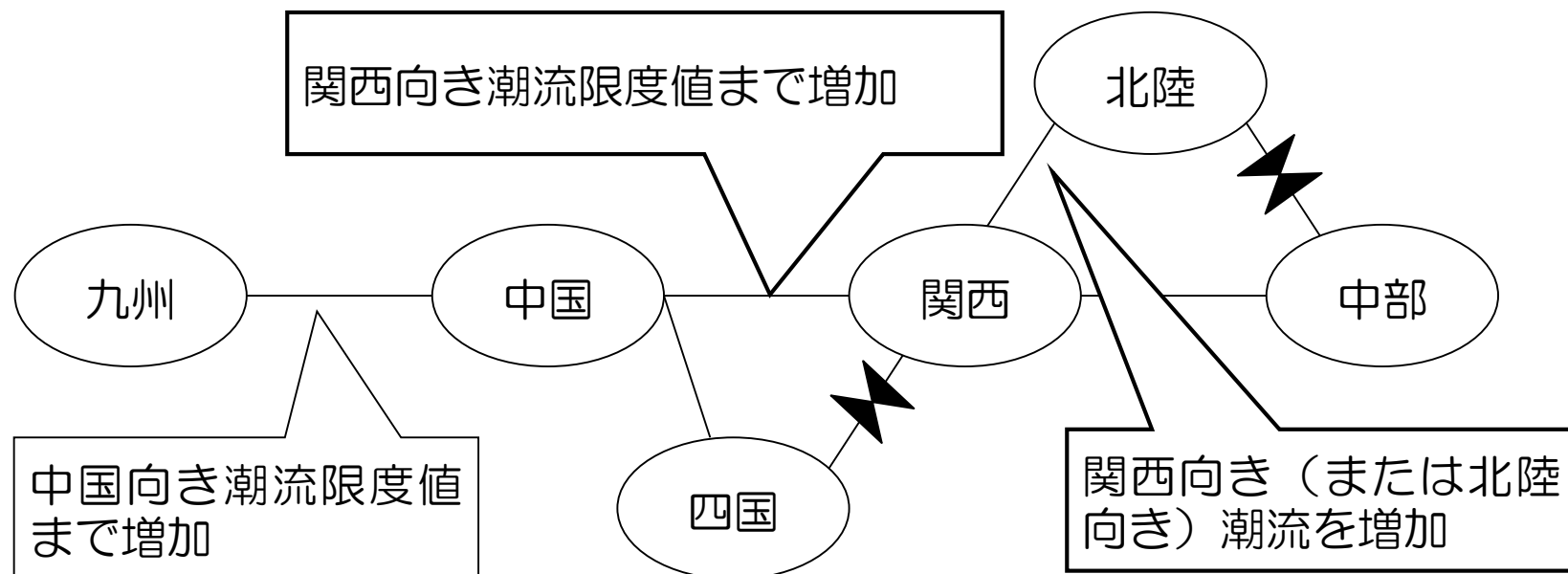
➤ 北陸→関西向き潮流

北陸エリアの発電量を増加し、関西エリアの発電量を抑制する。

➤ 関西→北陸向き潮流

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）

82

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。

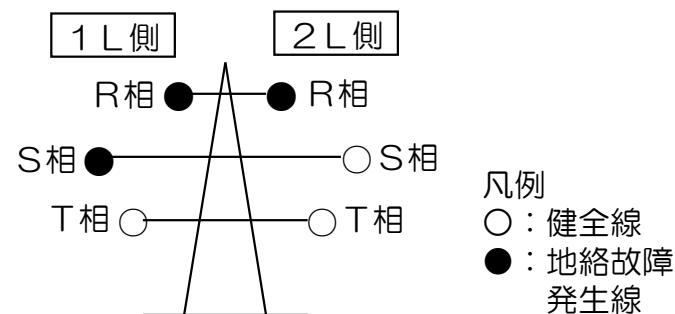
<二相>

R相, S相

<3線>

1 L側：2線

2 L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】

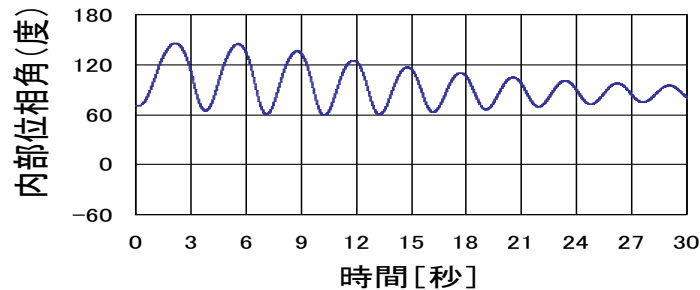
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

＜判定基準＞

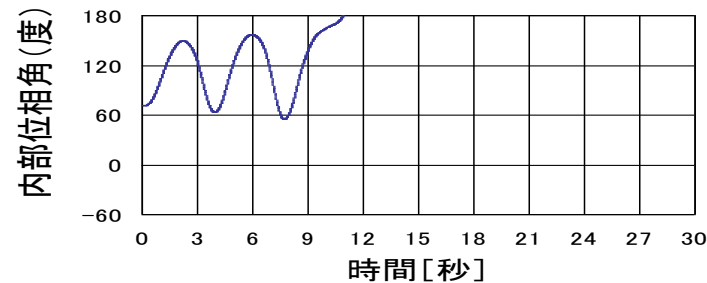
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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。

系統容量×系統特性定数（＋（EPPS見込み量－発電機解列量）×時間遅れ係数0.9²⁾）¹⁾

➤ 北陸系統

系統容量×系統特性定数（－発電機解列量）¹⁾

1) () 内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）

④ 電源制限・負荷制限の織り込み（つづき）

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

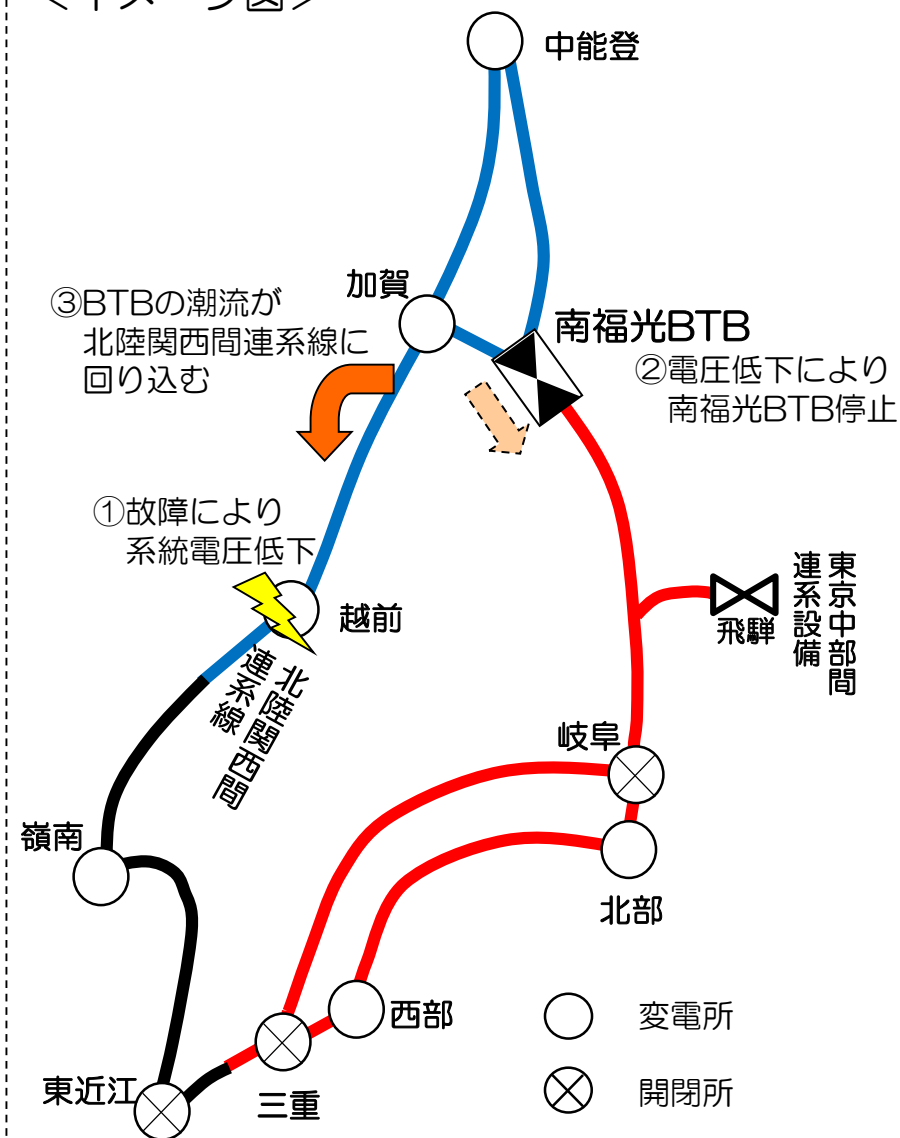
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。

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は「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>



（１）熱容量限度値

	容量	備考
北陸関西間連系線	278万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線

（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⁾	160万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾	190万kW

潮流の向き	北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認
北陸送電方向 ¹⁾	190万kW

1) 数値はフリンジ分（10万kW）控除後の値

2) 周波数維持限度値の最大値

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⁾	160万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾	190万kW ³⁾ で安定確認

潮流の向き	北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認
北陸送電方向 ¹⁾	190万kW ³⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（10万kW）控除後の値

2) 周波数維持限度値の最大値

3) 同期安定性限度値（190万kW）

（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）

92

周波数維持限度値（関西向き）

【2021年度】

[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	186	185	204	247	254	前半 238 後半 220	199	前半 214 後半 222	241	252	230	前半 211 後半 201
		夜間	219	214	216	244	237	前半 237 後半 225	221	前半 228 後半 237	243	266	262	前半 247 後半 234
	休日	昼間	139	141	157	195	204	前半 190 後半 173	159	前半 175 後半 179	199	205	191	前半 173 後半 164
		夜間	177	170	175	200	204	前半 202 後半 196	190	前半 209 後半 220	229	245	244	前半 224 後半 211

[万kW]

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	146	217	165
		夜間	166	218	222

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・ 1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	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）

93

周波数維持限度値（関西向き）

【2022年度】

[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	187	186	205	249	256	前半 239 後半 221	200	前半 215 後半 223	243	253	231	前半 212 後半 202
		夜間	220	215	217	245	238	前半 237 後半 226	222	前半 229 後半 238	244	268	263	前半 248 後半 235
	休日	昼間	140	142	158	196	205	前半 191 後半 174	160	前半 176 後半 180	200	206	192	前半 174 後半 165
		夜間	178	171	176	201	205	前半 203 後半 197	191	前半 209 後半 221	230	246	245	前半 225 後半 212

[万kW]

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	147	218	166
		夜間	166	219	223

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

94

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【2021年度】

[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	186	185	204	247	254	前半 238 後半 220	199	前半 214 後半 222	241	252	230	前半 211 後半 201
		夜間	219	214	216	244	237	前半 237 後半 225	221	前半 228 後半 237	243	266	262	前半 247 後半 234
	休日	昼間	139	141	157	195	204	前半 190 後半 173	159	前半 175 後半 179	199	205	191	前半 173 後半 164
		夜間	177	170	175	200	204	前半 202 後半 196	190	前半 209 後半 220	229	245	244	前半 224 後半 211

[万kW]

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸フェンス	特殊日	昼間	146	217	165
		夜間	166	218	222

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・ 1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	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（6）

95

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【2022年度】

[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	187	186	205	249	256	前半 239 後半 221	200	前半 215 後半 223	243	253	231	前半 212 後半 202
		夜間	220	215	217	245	238	前半 237 後半 226	222	前半 229 後半 238	244	268	263	前半 248 後半 235
	休日	昼間	140	142	158	196	205	前半 191 後半 174	160	前半 176 後半 180	200	206	192	前半 174 後半 165
		夜間	178	171	176	201	205	前半 203 後半 197	191	前半 209 後半 221	230	246	245	前半 225 後半 212

[万kW]

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸フェンス	特殊日	昼間	147	218	166
		夜間	166	219	223

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

2021年度 北陸向き運用容量

[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) 【0(①)】 ¹⁾	130(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	130(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	160(④) 【0(①)】 ¹⁾	160(④)	160(④)
		夜間	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	90(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	90(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)
		夜間	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	90(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(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、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。

8. 運用容量算出結果（2）

97

2021年度 関西向き運用容量

[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 186(④) 【0(①)】 ¹⁾	185(④)	190(②)	190(②)	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
		夜間 190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
	休日	昼間 139(④) 【0(①)】 ¹⁾	141(④)	157(④)	190(②)	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	159(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半 173(④) 後半 164(④)
		夜間 177(④) 【0(①)】 ¹⁾	170(④)	175(④)	190(②)	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	特殊日	昼間 146(④)	190(②)	165(④)
		夜間 166(④)	190(②)	190(②)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	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。

（ ）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、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。

8. 運用容量算出結果（3）

98

2022年度 北陸向き運用容量

[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) 【0(①)】 ¹⁾	150(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	130(④) 【0(①)】 ¹⁾	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
		夜間	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
		夜間	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】 ¹⁾	【0(①)】 ¹⁾	70(④) 【0(①)】 ¹⁾	90(④)	90(④)	90(④)	90(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、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。

8. 運用容量算出結果（4）

99

2022年度 関西向き運用容量

[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	187(④)	186(④) 【O(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②) 【O(①)】 ¹⁾	【O(①)】 ¹⁾	前半 【O(①)】 ¹⁾ 後半 190(②) 【O(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
		夜間	190(②)	190(②) 【O(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②) 【O(①)】 ¹⁾	【O(①)】 ¹⁾	前半 【O(①)】 ¹⁾ 後半 190(②) 【O(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
	休日	昼間	140(④)	142(④) 【O(①)】 ¹⁾	158(④)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 174(④) 【O(①)】 ¹⁾	【O(①)】 ¹⁾	前半 【O(①)】 ¹⁾ 後半 180(④) 【O(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	前半 174(④) 後半 165(④)
		夜間	178(④)	171(④) 【O(①)】 ¹⁾	176(④)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②) 【O(①)】 ¹⁾	【O(①)】 ¹⁾	前半 【O(①)】 ¹⁾ 後半 190(②) 【O(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)

[万kW]

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	147(④)	190(②)	166(④)
		夜間	166(④)	190(②)	190(②)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

（ ）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、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。

8. 運用容量算出結果（5）

100

2021年度 北陸受電方向運用容量

[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)】	130(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【150(④)】	【150(④)】	130(④) 【130(④)】	【130(④)】	160(④) 【160(④)】	160(④)	160(④)	160(④)
		夜間	70(④) 【70(④)】	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【80(④)】	70(④) 【70(④)】	【70(④)】	90(④) 【90(④)】	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④) 【70(④)】	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【80(④)】	70(④) 【70(④)】	【70(④)】	90(④) 【90(④)】	90(④)	90(④)	90(④)
		夜間	70(④) 【70(④)】	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【80(④)】	70(④) 【70(④)】	【70(④)】	90(④) 【90(④)】	90(④)	90(④)	90(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、作業時の最小運用容量を示す。

8. 運用容量算出結果（6）

101

2021年度 北陸送電方向運用容量

[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 186(④) 【168(④)】	185(④)	190(②)	190(②)	190(②) 【210(②)】	前半 【210(②)】 後半 【204(④)】	190(②) 【184(④)】	前半 【201(④)】 後半 【209(④)】	190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
		夜間 190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	190(②)	190(②) 【210(②)】	前半 【210(②)】 後半 【210(②)】	190(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 139(④) 【121(④)】	141(④)	157(④)	190(②)	190(②) 【189(④)】	前半 【175(④)】 後半 【158(④)】	159(④) 【144(④)】	前半 【161(④)】 後半 【165(④)】	190(②) 【188(④)】	190(②)	190(②)	前半 173(④) 後半 164(④)
		夜間 177(④) 【171(④)】	170(④)	175(④)	190(②)	190(②) 【199(④)】	前半 【198(④)】 後半 【191(④)】	190(②) 【186(④)】	前半 【206(④)】 後半 【210(②)】	190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
北陸フェンス	特殊日	昼間 146(④)	190(②)	165(④)
		夜間 166(④)	190(②)	190(②)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	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。

（ ）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、作業時の最小運用容量を示す。

8. 運用容量算出結果（7）

2022年度 北陸受電方向運用容量

[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) 【130(④)】	150(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【150(④)】	【130(④)】	130(④) 【130(④)】	160(④)	160(④)	160(④)
		夜間	70(④)	70(④) 【70(④)】	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【70(④)】	70(④) 【70(④)】	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④) 【70(④)】	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【70(④)】	70(④) 【70(④)】	90(④)	90(④)	90(④)
		夜間	70(④)	70(④) 【70(④)】	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【80(④)】	【70(④)】	70(④) 【70(④)】	90(④)	90(④)	90(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、作業時の最小運用容量を示す。

8. 運用容量算出結果（8）

103

2022年度 北陸送電方向運用容量

[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	187(④) 【186(④)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②) 【205(④)】	【185(④)】	前半 【202(④)】 後半 190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
		夜間	190(②) 【190(②)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②) 【210(②)】	【210(②)】	前半 【210(②)】 後半 190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
	休日	昼間	140(④) 【142(④)】	158(④)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 174(④) 【159(④)】	【145(④)】	前半 【162(④)】 後半 180(④) 【166(④)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半 174(④) 後半 165(④)
		夜間	178(④) 【171(④)】	176(④)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②) 【192(④)】	【187(④)】	前半 【207(④)】 後半 190(②) 【210(②)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
北陸フェンス	特殊日	昼間	147(④)	190(②)
		夜間	166(④)	190(②)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

（ ）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、作業時の最小運用容量を示す。

8. 運用容量算出結果（9）

104

長期（2023年度～2030年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030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) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】

【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。

()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。

※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、2022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（２０２３年度～２０３０年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030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) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】	190(②) 【140(④)】

【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。
()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。

※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、２０２２年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

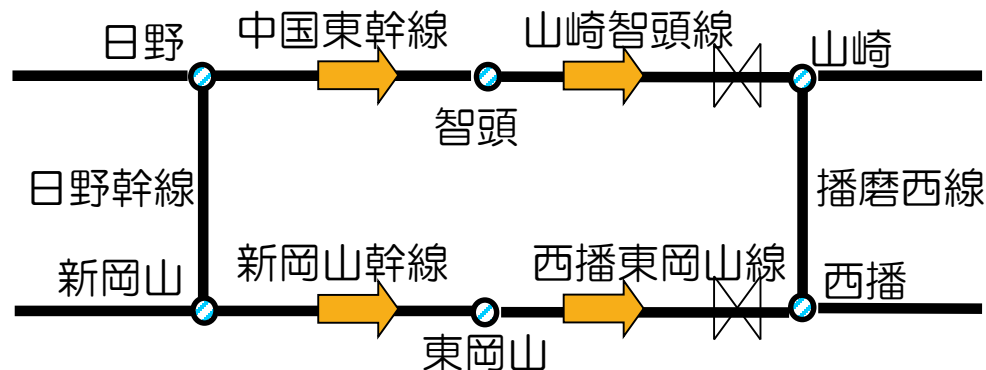
5. 関西中国間連系線

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める潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 算術式

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

② 検討断面

➤ 夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ なし

④ 想定故障

➤ 関西中国間連系線２回線停止（１ルート断）

＜判定基準＞

➤ 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）

110

— 関西中国間連系線の定格熱容量 —

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

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 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、275 kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

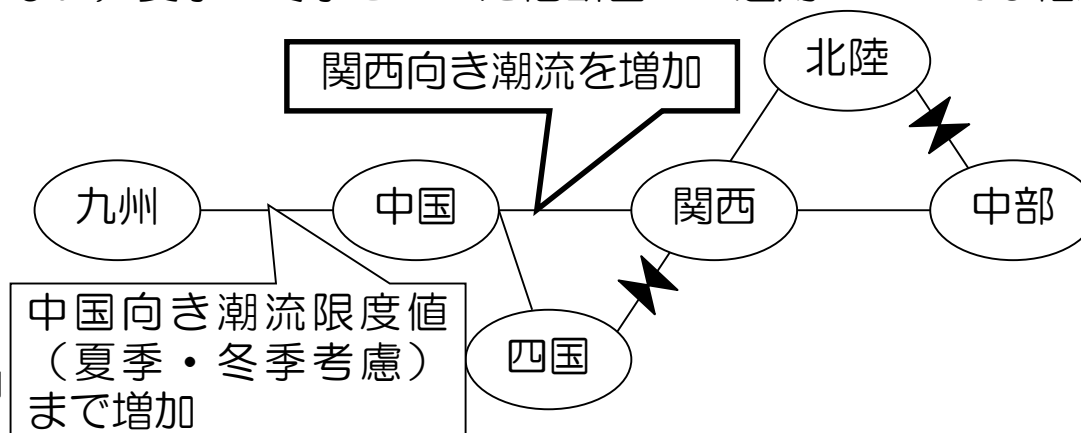
- 10月夜間：実績より想定

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（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を西側から増加※させ、関西エリアの発電機を抑制する。

※その他季については、暫定的に、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して、増加させる。なお、夏季・冬季といった他断面への適用については継続検討とする。



➤ 関西→中国向き潮流

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

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）

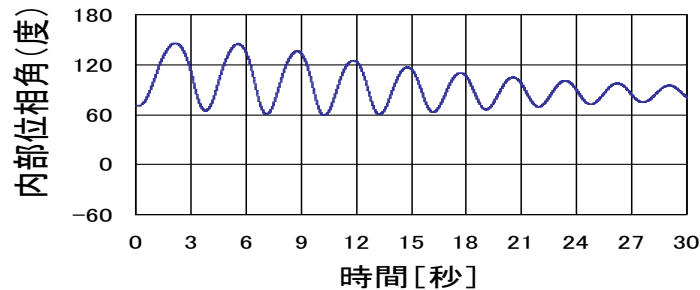
➤ 故障様相：三相6線地絡（両端）

＜判定基準＞

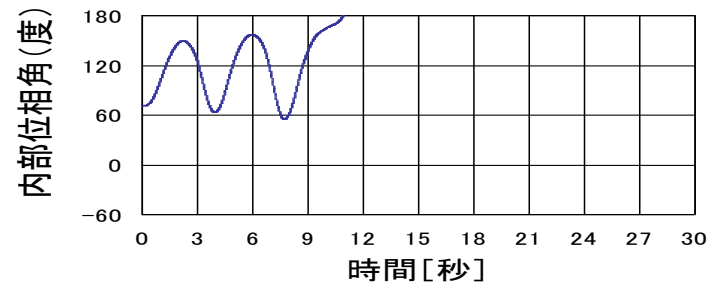
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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。

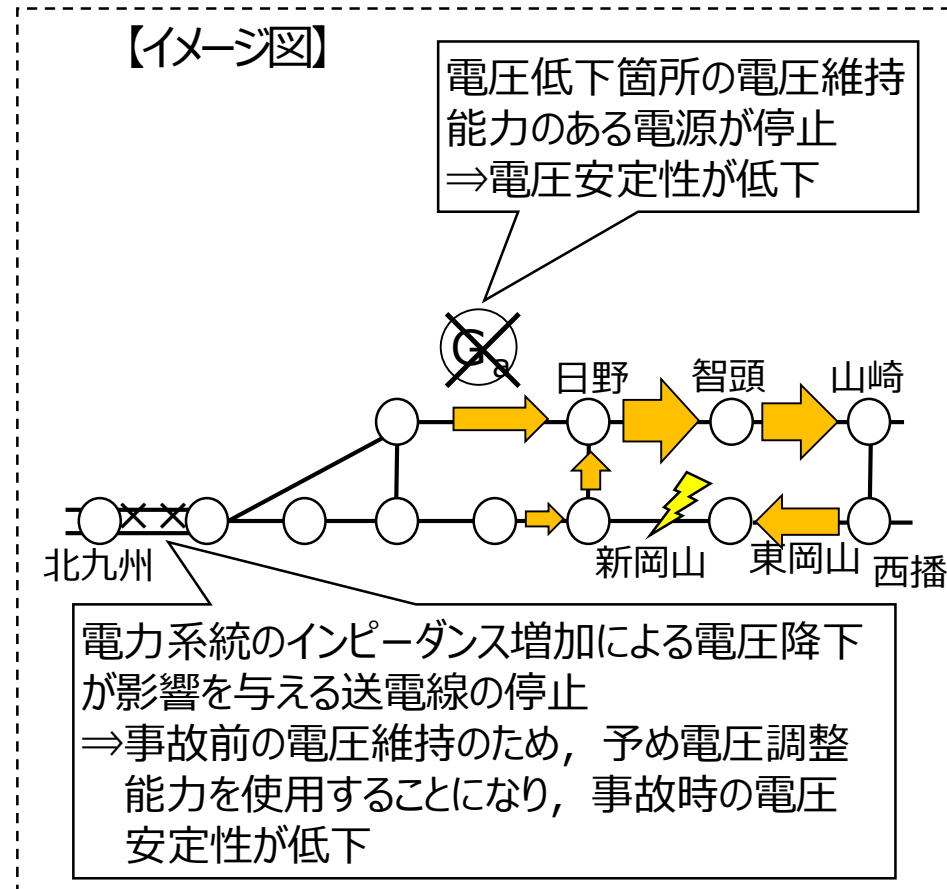
<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

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、暫定的に、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



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

（1）熱容量限度値

連系線名称	容量	備考
関西中国間連系線	556万kW	ACSR410mm2 × 4導体 × 2回線 (西播東岡山線)

（2）同期安定性限度値

関西中国間 潮流の向き	夏季・冬季	その他季
関西→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認	
中国→関西 ¹⁾	425万kW ³⁾ で安定確認	430万kW ⁴⁾ で安定確認

- 1) 数値はフリンジ分（30万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（平常時の値）
- 4) 電圧安定性限度値（平常時、送電線1回線停止時および電源停止時の値）

（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⁾	278万kW ³⁾ で安定確認		
中国→関西 ²⁾	425万kW	420万kW	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（30万kW）控除後の値
3) 西播東岡山線1回線熱容量
4) その他季（中国→関西）は、以下の値を適用

関西中国間 潮流の向き	その他季			
	平常時	送電線 ⁵⁾ 1回線停止時	電源 ⁵⁾ 停止時	送電線 ⁵⁾ 1回線停止時 +電源 ⁵⁾ 停止
中国→関西 ²⁾	430万kW	420万kW	420万kW	410万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）

121

2021年度 関西向き運用容量

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半
関西中国間連系線	平日	昼間	410 (㊤) 【380 (㊤)】	410 (㊤)	420 (㊤) 【278 (㊤)】	425 (㊤) 【329 (㊤)】	425 (㊤)	425 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤) 【329 (㊤)】
		夜間	410 (㊤) 【380 (㊤)】	410 (㊤)	420 (㊤) 【278 (㊤)】	425 (㊤)	425 (㊤)	425 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤) 【329 (㊤)】
	休日	昼間	410 (㊤) 【385 (㊤)】	410 (㊤)	420 (㊤)	425 (㊤)	425 (㊤)	425 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤) 【329 (㊤)】
		夜間	410 (㊤) 【385 (㊤)】	410 (㊤)	420 (㊤)	425 (㊤)	425 (㊤)	425 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤) 【329 (㊤)】
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	430 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤) 【405 (㊤)】	430 (㊤) 【395 (㊤)】
		夜間	430 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤) 【405 (㊤)】	430 (㊤) 【395 (㊤)】
	休日	昼間	430 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤) 【405 (㊤)】	430 (㊤) 【395 (㊤)】
		夜間	430 (㊤) 【329 (㊤)】	430 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤)	420 (㊤) 【405 (㊤)】	430 (㊤) 【395 (㊤)】

2021年度 中国向き運用容量

【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	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)
		夜間	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)
	休日	昼間	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)
		夜間	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	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。

【 】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）

122

2022年度 関西向き運用容量

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半
関西中国間連系線	平日	昼間	420 (③) 【385 (③)】	420 (③)	430 (③) 【278 (①)】	425 (③) 【278 (①)】	425 (③)	425 (③) 【329 (①)】	430 (③) 【329 (①)】
		夜間	420 (③) 【385 (③)】	420 (③)	430 (③)	425 (③) 【329 (①)】	425 (③)	425 (③)	430 (③)
	休日	昼間	420 (③) 【395 (③)】	420 (③)	430 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③)	430 (③) 【395 (③)】
		夜間	420 (③) 【395 (③)】	420 (③)	430 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③)	430 (③)
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	430 (③)	430 (③) 【329 (①)】	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	430 (③)
		夜間	430 (③)	430 (③) 【329 (①)】	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	430 (③)
	休日	昼間	430 (③)	430 (③) 【329 (①)】	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	430 (③)
		夜間	430 (③)	430 (③) 【329 (①)】	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	430 (③)

2022年度 中国向き運用容量

【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	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)
		夜間	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)
	休日	昼間	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)
		夜間	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	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。

【 】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（2023年度～2030年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
関西中国間連系線	関西向	425 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③)
	中国向	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)

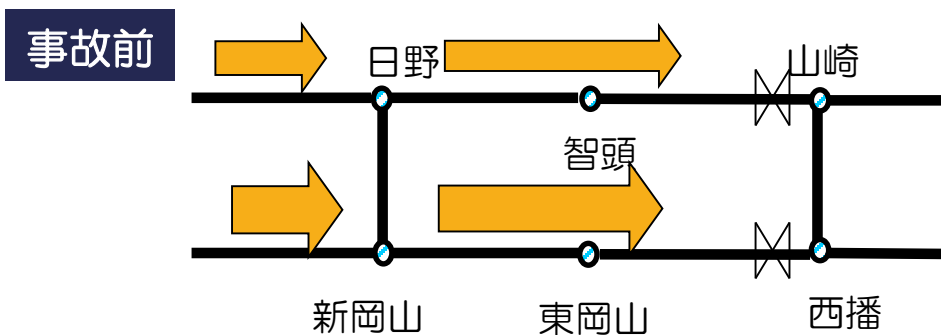
（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※2022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、2021年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

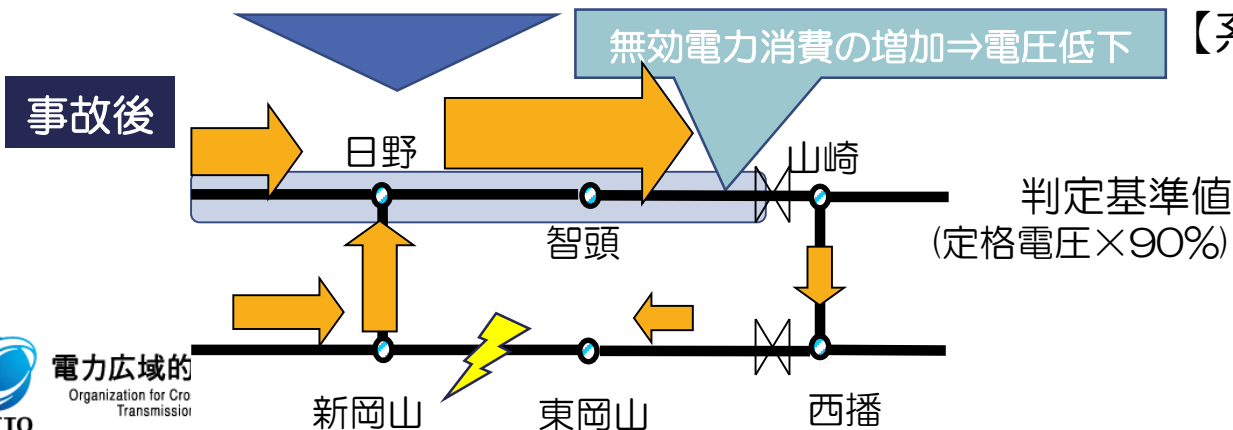
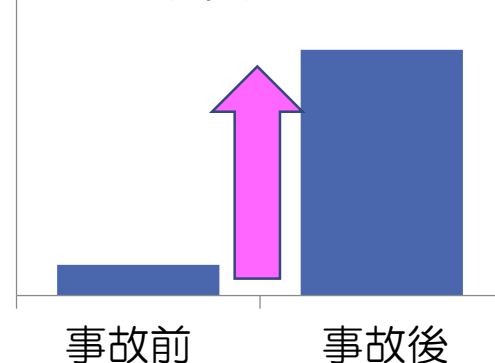
- 関西中国間連系線のルート断事故時は、健全ルート側の潮流増加により無効電力消費が急増するため、主要系統の電圧が低下する。
- 主要系統の電圧が大幅に低下すると、大規模停電に至るおそれがあるため、電圧を安定的に維持できる（事故後の電圧が定格の90%以上となる）連系線潮流の最大値を運用容量に設定。

（詳細は2016年度第3回運用容量検討会資料2参照）

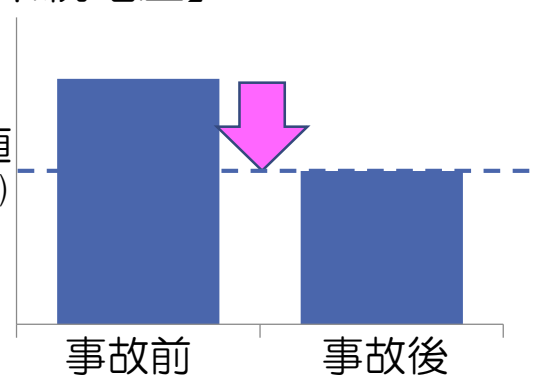
【関西中国間連系線ルート断事故時の状況】（イメージ）



【無効電力消費】



【系統電圧】



6. 中国四国間連系線

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

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

➤夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

④ 想定故障

➤中国四国間連系線1回線停止

<判定基準>

➤ 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

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

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>

➤中国四国間連系線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組合せるシステム構築後、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

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 ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研Ⅰ法
- 同期安定性解析：電中研Ⅱ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：最大3日平均電力
- 10月夜間：実績より想定

⑥ 中国四国間連系線潮流

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

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

⑧ 想定故障

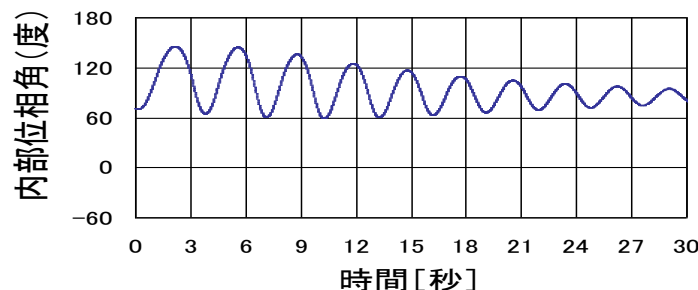
- 故障箇所：中国四国間連系線 1 回線（両端）
東岡山・讃岐変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相 3 線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

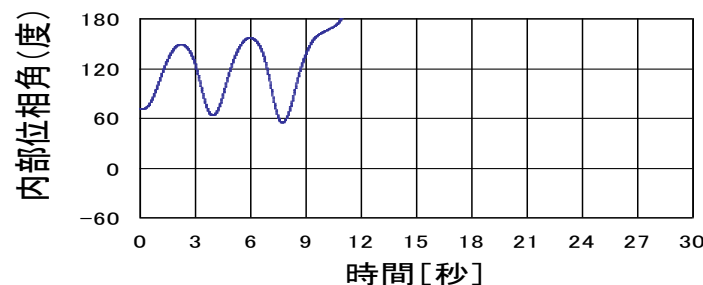
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

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

＜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。

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

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。

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

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／0.8 Hz	4.4% MW／0.8 Hz
周波数上昇側	14.0% MW／0.6 Hz	—

<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（10万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（10万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）

139

周波数維持限度値（四国向き）

【2021年度】

【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 【19】	120以上 【35】	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	前半120以上 【120以上】 後半120以上 【120以上】
		夜間	120以上 【120以上】	120以上 【53】	120以上 【59】	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	前半120以上 【120以上】 後半120以上 【120以上】
	休日	昼間	120以上 【100】	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	前半120以上 【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	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	前半120以上 【120以上】 後半120以上 【120以上】

【万kW】

連系線名称	断面	GW	盆	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

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

【 】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）

140

周波数維持限度値（四国向き）

【2022年度】

【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	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	前半120以上 後半120以上 【114】
		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 【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
	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 【120以上】 後半120以上	120以上	120以上	120以上	前半120以上 【106】 後半120以上 【102】
		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	前半120以上 【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】

連系線名称	断面	GW	盆	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

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

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

【 】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）

141

2021年度 中国向き運用容量

【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)】
		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)	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】

連系線名称	断面		GW	盆	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)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	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、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 月をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00 は当月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）

142

2021年度 四国向き運用容量

【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) 【19(④)】	120(①) 【35(④)】	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)	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】
		夜間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【53(④)】	120(①) 【59(④)】	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)	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】
	休日	昼間	120(①) 【110(④)】	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)	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】
		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)	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】

【万kW】

連系線名称	断面		GW	盆	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)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	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、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）

143

2022年度 中国向き運用容量

【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)
		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)
	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)
		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】

連系線名称	断面		GW	盆	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)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/2	—	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、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 月をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00 は当月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）

144

2022年度 四国向き運用容量

【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)	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)	前半120(①) 後半120(①) 【114(④)】
		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) 【120(①)】 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半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) 【120(①)】 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 【106(④)】 後半120(①) 【102(④)】
		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)	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半 120(①) 後半 120(①)

【万kW】

連系線名称	断面		GW	盆	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)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/2	—	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、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）

145

長期（2023年度～2030年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030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(③)	120(③)	120(③)	120(③)

（ ）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。

※2022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、2021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

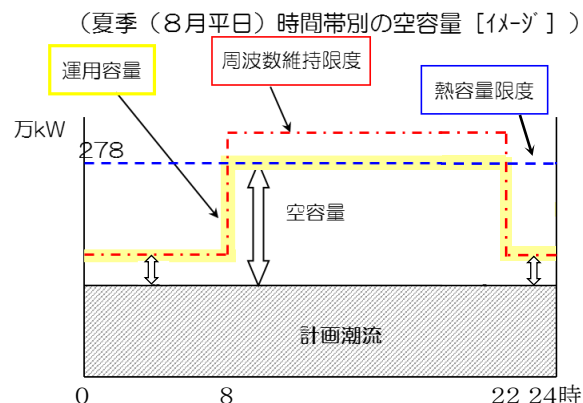
- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。
- なお、同期安定性面、電圧安定性面の限度値は、以下の制約要因から定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

【中国向き】

- 熱容量または周波数維持面の各限度値の内、最小値から決定

【九州向き】

- 周波数維持面から決定



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

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

- 夏季（3～11月）＜周囲温度：40℃＞
- 冬季（12～2月）＜周囲温度：25℃＞

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) $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95)$ 【冬季】326万kW¹⁾(1回線あたり) ＜参考＞送電線の許容電流から求まる定格熱容量326万kW $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95)$	【夏季】ACSR410mm²×4導体 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm²×4導体 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・計器用変流器: 4,000A

1) 2020年5月に定めた検討条件通り、運用容量の潮流限度値は315万kWとする。
 (326万kWまで送電可能であることを確認済み(2016年度第4回運用容量検討会資料1-1P.21参照))

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 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（フリンジ分を含む）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（フリンジ分を含む）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

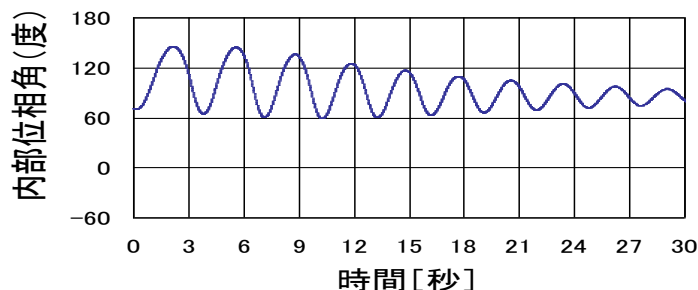
➤故障様相：三相3線地絡（中国九州間連系線）
三相地絡（新山口・北九州変電所母線）

<判定基準>

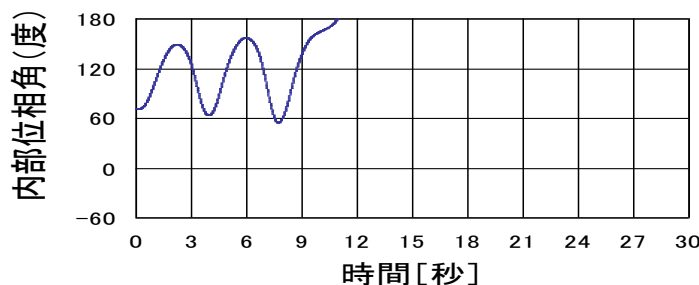
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜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。
- 電圧安定性面の限度値は、熱容量または周波数維持面の制約要因で定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

＜検討条件＞

- 同期安定性の検討を行う中で電圧安定性の健全性を確認

＜判定基準＞

- 基幹系統の母線電圧が維持できること。

<考え方>

- 中国九州間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅な周波数上昇（または低下）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／1.0 Hz	5.2% MW／1.0 Hz
周波数上昇側	14.0% MW／0.6 Hz	7.5% MW／0.5 Hz

<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。

（１）熱容量限度値

連系線名称	夏季	冬季	備考
中国九州間連系線	278万kW	326万kW	ACSR410mm2 × 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 潮流の向き	夏季	冬季
九州→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認	315万kW ³⁾ で安定確認
中国→九州 ¹⁾		278万kW ⁴⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値

2) 熱容量限度値

3) 検討条件にて定めた潮流限度値（詳細は2020年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）

4) 夏季1回線熱容量限度値まで確認

（３）電圧安定性限度値

中国九州間 潮流の向き	夏季	冬季
九州→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認	315万kW ³⁾ で安定確認
中国→九州 ¹⁾		278万kW ⁴⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値

2) 熱容量限度値

3) 検討条件にて定めた潮流限度値（詳細は2020年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）

4) 夏季1回線熱容量限度値まで確認

6. 各限度値算出結果（2）

157

周波数維持限度値（中国向き）

【2021年度】

[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	224	171	231	252	241	前半240 後半232	223	前半231 後半244	254	279	263	前半250 後半235
		夜間	198	164	194	211	199	前半206 後半196	193	前半201 後半208	216	240	237	前半221 後半207
	休日	昼間	180	162	184	208	212	前半205 後半194	184	前半195 後半206	208	219	221	前半210 後半199
		夜間	172	160	172	186	186	前半184 後半176	169	前半179 後半190	201	210	217	前半203 後半193

[万kW]

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	165	230	185
		夜間	158	190	188

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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）

158

周波数維持限度値（九州向き）

【2021年度】

[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	8	0	8	19	23	前半18 後半15	6	前半10 後半12	19	21	15	前半9 後半7
		夜間	27	20	21	31	32	前半32 後半27	28	前半35 後半38	40	43	41	前半36 後半31
	休日	昼間	1	0	0	11	13	前半8 後半7	0	前半5 後半6	9	14	8	前半3 後半1
		夜間	20	14	16	24	25	前半24 後半23	22	前半29 後半32	36	41	37	前半30 後半26

[万kW]

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	0	15	9
		夜間	13	28	39

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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）

159

周波数維持限度値（中国向き）

【2022年度】

[万kW]

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	1 0月	1 1月	1 2月	1月	2月	3月
中国九州間連系線	平日	昼間	225	227	232	253	242	前半241 後半233	224	前半232 後半245	255	280	265	前半251 後半236
		夜間	199	195	195	212	200	前半207 後半197	194	前半201 後半209	217	242	238	前半222 後半208
	休日	昼間	181	176	185	209	213	前半206 後半195	185	前半196 後半207	209	221	222	前半211 後半200
		夜間	173	166	173	187	186	前半185 後半177	169	前半179 後半191	202	211	218	前半204 後半194

[万kW]

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	172	231	186
		夜間	162	191	189

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	5/2	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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）

160

周波数維持限度値（九州向き）

【2022年度】

[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	8	0	8	20	23	前半18 後半15	7	前半11 後半12	19	22	15	前半9 後半7
		夜間	27	20	22	31	32	前半32 後半27	28	前半35 後半39	40	43	42	前半36 後半31
	休日	昼間	1	0	1	12	13	前半8 後半7	0	前半5 後半6	9	14	9	前半4 後半1
		夜間	21	14	16	24	25	前半24 後半24	22	前半29 後半33	37	42	38	前半30 後半27

[万kW]

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	0	16	9
		夜間	13	28	39

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/2	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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）

161

2021年度 中国向き運用容量

[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	224(④) 【224(④)】	171(④) 【226(④)】	231(④)	252(④)	241(④)	前半240(④) 後半232(④)	223(④)	前半231(④) 後半244(④)	254(④)	279(④)	263(④) 前半250(④) 【250(④)】 後半235(④)
		夜間	198(④) 【198(④)】	164(④) 【194(④)】	194(④)	211(④)	199(④)	前半206(④) 後半196(④)	193(④)	前半201(④) 後半208(④)	216(④)	240(④)	237(④) 前半221(④) 後半207(④)
	休日	昼間	180(④) 【180(④)】	162(④) 【175(④)】	184(④)	208(④)	212(④)	前半205(④) 後半194(④)	184(④)	前半195(④) 後半206(④)	208(④)	219(④)	221(④) 前半210(④) 後半199(④)
		夜間	172(④) 【172(④)】	160(④) 【165(④)】	172(④)	186(④)	186(④)	前半184(④) 後半176(④)	169(④)	前半179(④) 後半190(④)	201(④)	210(④)	217(④) 前半203(④) 後半193(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、作業時の最小運用容量を示す。

[万kW]

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	165(④)	230(④)	185(④)
		夜間	158(④)	190(④)	188(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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）

162

2021年度 九州向き運用容量

[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	8(④) 【0(④)】	0(④) 【0(④)】	8(④)	19(④)	23(④)	前半18(④) 後半15(④)	6(④)	前半10(④) 後半12(④)	19(④)	21(④)	15(④) 前半9(④) 【0(④)】 後半7(④)
		夜間	27(④) 【17(④)】	20(④) 【10(④)】	21(④)	31(④)	32(④)	前半32(④) 後半27(④)	28(④)	前半35(④) 後半38(④)	40(④)	43(④)	41(④) 前半36(④) 後半31(④)
	休日	昼間	1(④) 【0(④)】	0(④) 【0(④)】	0(④)	11(④)	13(④)	前半8(④) 後半7(④)	0(④)	前半5(④) 後半6(④)	9(④)	14(④)	8(④) 前半3(④) 後半1(④)
		夜間	20(④) 【12(④)】	14(④) 【5(④)】	16(④)	24(④)	25(④)	前半24(④) 後半23(④)	22(④)	前半29(④) 後半32(④)	36(④)	41(④)	37(④) 前半30(④) 後半26(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、作業時の最小運用容量を示す。

[万kW]

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	0(④)	15(④)	9(④)
		夜間	13(④)	28(④)	39(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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）

163

2022年度 中国向き運用容量

[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	225(④) 【225(④)】	227(④) 【227(④)】	232(④)	253(④)	242(④)	前半241(④) 後半233(④)	224(④)	前半232(④) 後半245(④)	255(④)	280(④)	265(④)	前半251(④) 後半236(④)
		夜間	199(④) 【199(④)】	195(④) 【195(④)】	195(④)	212(④)	200(④)	前半207(④) 後半197(④)	194(④)	前半201(④) 後半209(④)	217(④)	242(④)	238(④)	前半222(④) 後半208(④)
	休日	昼間	181(④) 【181(④)】	176(④) 【176(④)】	185(④)	209(④)	213(④)	前半206(④) 後半195(④)	185(④)	前半196(④) 後半207(④)	209(④)	221(④)	222(④)	前半211(④) 後半200(④)
		夜間	173(④) 【173(④)】	166(④) 【166(④)】	173(④)	187(④)	186(④)	前半185(④) 後半177(④)	169(④)	前半179(④) 後半191(④)	202(④)	211(④)	218(④)	前半204(④) 後半194(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、作業時の最小運用容量を示す。

[万kW]

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	172(④)	231(④)	186(④)
		夜間	162(④)	191(④)	189(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/2	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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）

164

2022年度 九州向き運用容量

[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	8(④) 【0(④)】	0(④) 【0(④)】	8(④)	20(④)	23(④)	前半18(④) 後半15(④)	7(④)	前半11(④) 後半12(④)	19(④)	22(④)	15(④)	前半9(④) 後半7(④)
		夜間	27(④) 【17(④)】	20(④) 【10(④)】	22(④)	31(④)	32(④)	前半32(④) 後半27(④)	28(④)	前半35(④) 後半39(④)	40(④)	43(④)	42(④)	前半36(④) 後半31(④)
	休日	昼間	1(④) 【0(④)】	0(④) 【0(④)】	1(④)	12(④)	13(④)	前半8(④) 後半7(④)	0(④)	前半5(④) 後半6(④)	9(④)	14(④)	9(④)	前半4(④) 後半1(④)
		夜間	21(④) 【12(④)】	14(④) 【6(④)】	16(④)	24(④)	25(④)	前半24(④) 後半24(④)	22(④)	前半29(④) 後半33(④)	37(④)	42(④)	38(④)	前半30(④) 後半27(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、作業時の最小運用容量を示す。

[万kW]

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	0(④)	16(④)	9(④)
		夜間	13(④)	28(④)	39(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	5/2	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	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 連続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。

長期（2023年度～2030年度）

連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
中国九州間連系線	中国向	278(①) 【162(④)】	278(①) 【162(④)】	278(①) 【162(④)】	278(①) 【162(④)】	278(①) 【162(④)】	278(①) 【162(④)】	278(①) 【162(④)】	278(①) 【162(④)】
	九州向	23(④) 【0(④)】	23(④) 【0(④)】	23(④) 【0(④)】	23(④) 【0(④)】	23(④) 【0(④)】	23(④) 【0(④)】	23(④) 【0(④)】	23(④) 【0(④)】

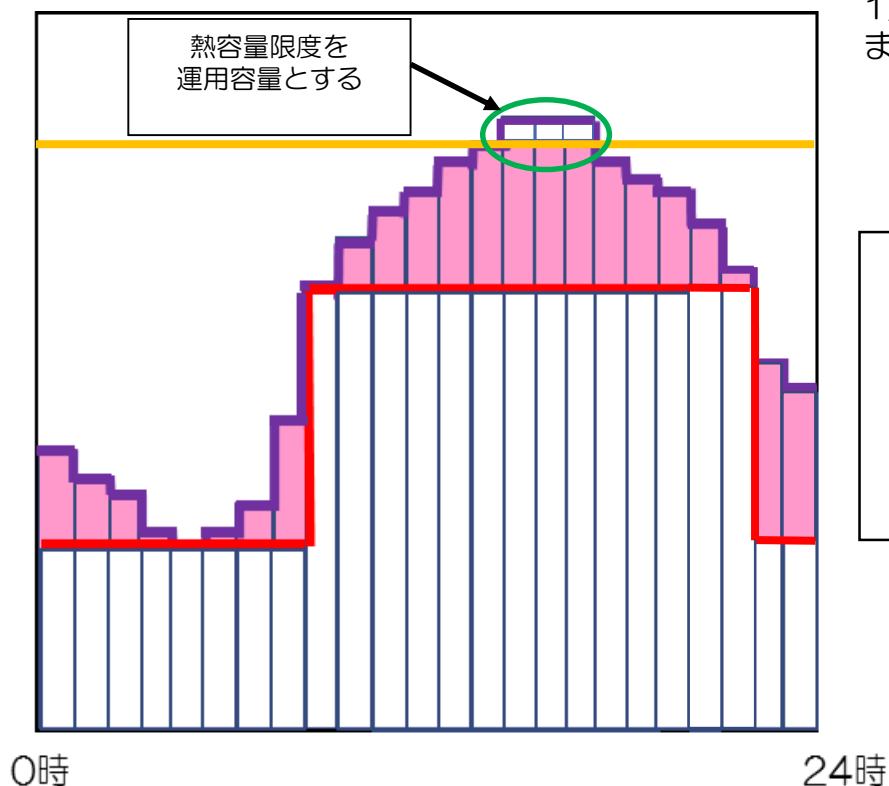
【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。

()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。

※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、2022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分ごとに变更している。

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分ごとに变更することで運用容量が増加する¹⁾



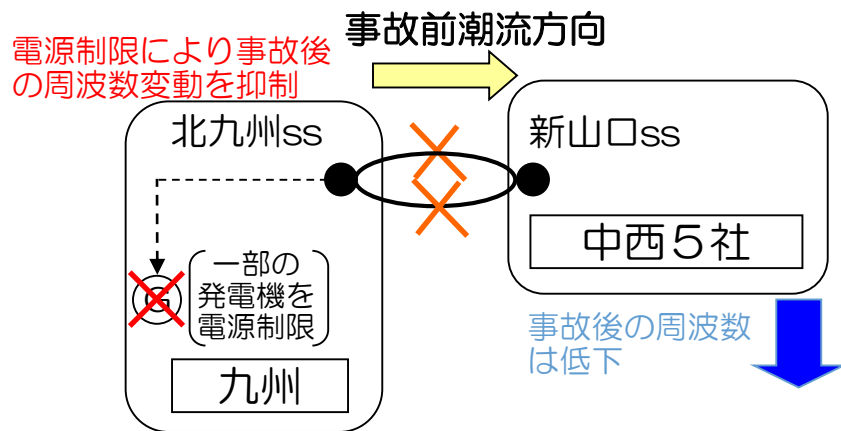
1) 週間以降、年間段階と比べ大幅な想定需要の低下が見込まれる場合、一部時間帯で年間より運用容量が減少する。

【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)



(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

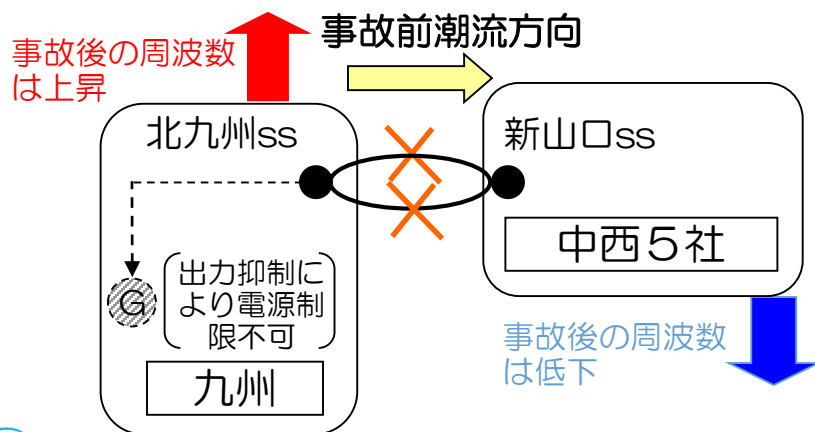
制約とならない

(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)



(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潮流に対する同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認する。

○：安定

×：不安定

・2021年度8月昼間帯の同期安定性解析（今年度計算結果）

東向き潮流増加〔万kW〕	ベース	・・・	+115	・・・	+405
中国九州間連系線潮流	192	・・・	305	・・・	305
関西中国間連系線潮流	214	・・・	315	・・・	484
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。

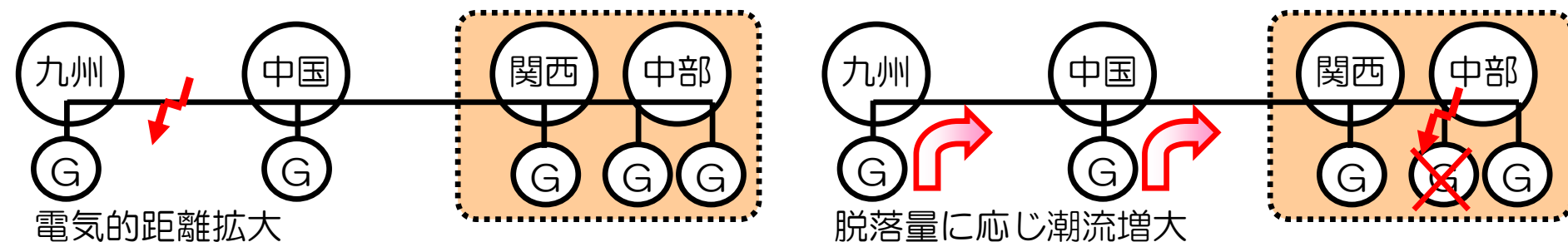
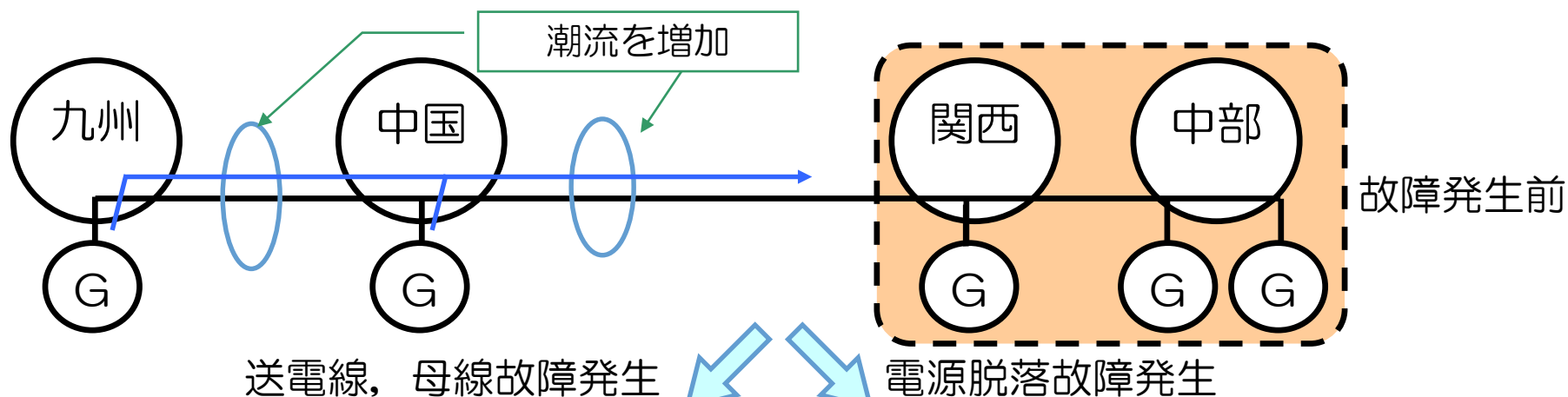
関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

※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 = 305万kW $\geq$ 300万kW（運用容量＋フリンジ分）

・関西中国間連系線潮流 = 484万kW $\geq$ 455万kW（運用容量＋フリンジ分）

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



①解析ツール

- 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（275kV，220kV，187kV）の基幹系統について模擬を行う。
- ただし，275kV以下の系統については，同期安定性への影響がない範囲で縮約する。

④想定電源

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

⑤想定需要

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

2021年度	想定需要
8月	4,261 ～ 8,690万kW
10月	3,622 ～ 6,450万kW
1月	4,672 ～ 7,906万kW

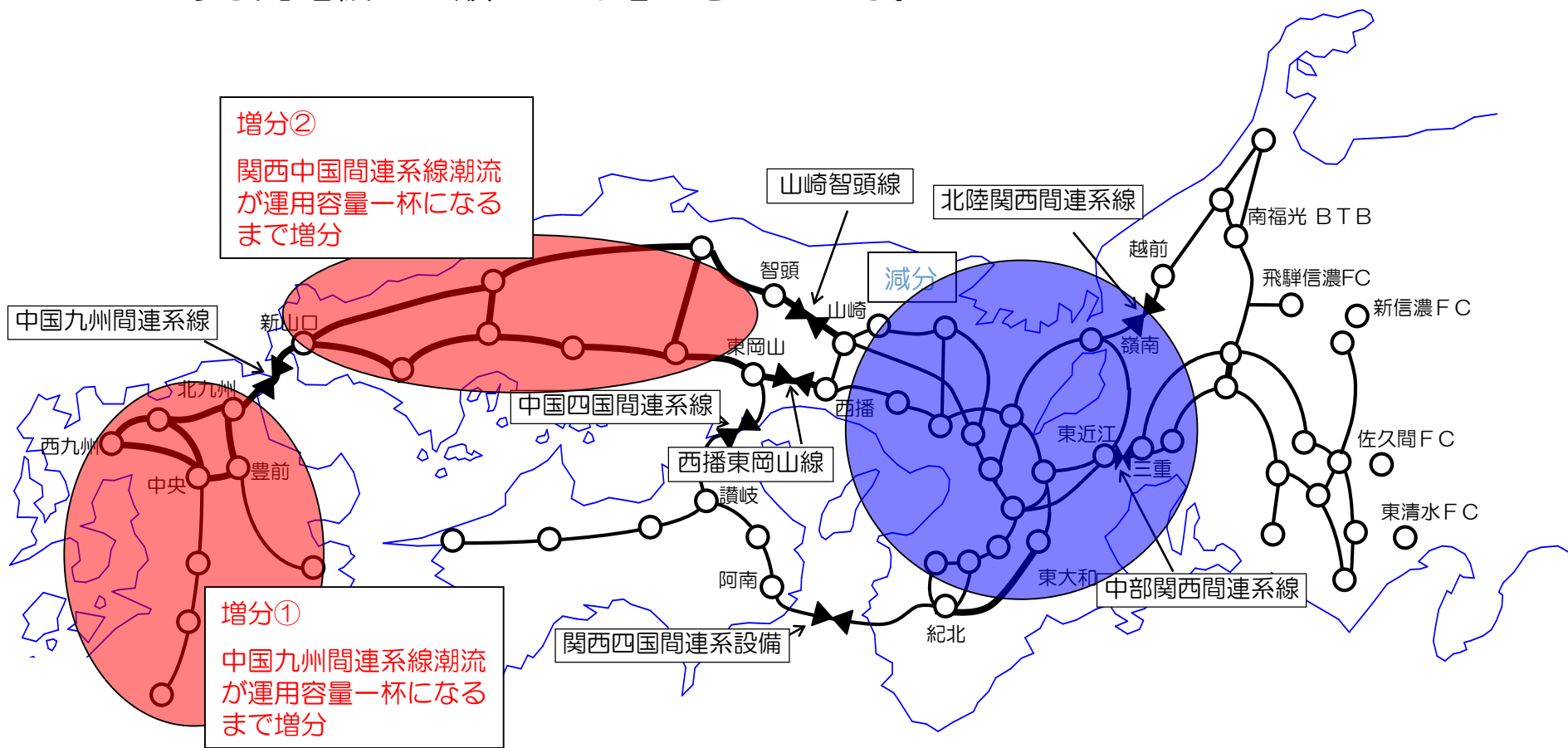
⑥電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限，負荷制限：あり

同期安定性を維持するために、電源制限、負荷制限を行うことがある。

⑦潮流の調整

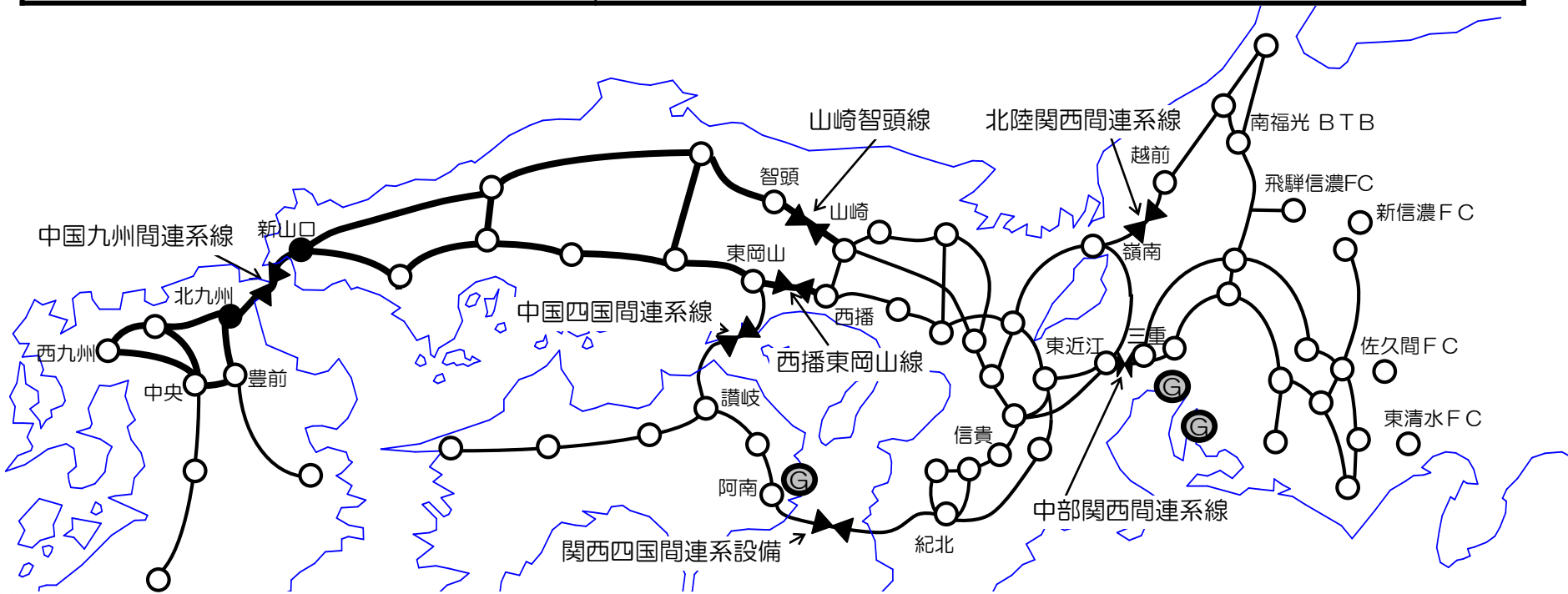
- 中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認するため、九州・中国から関西・中部への潮流は、系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させている。



⑧想定故障

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

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



2021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	・・・	+115	・・・	+405
中国九州間連系線潮流	192	・・・	305	・・・	305
関西中国間連系線潮流	214	・・・	315	・・・	484
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 = 305万kW ≥ 300万kW（運用容量＋フリンジ分）
- 関西中国間連系線潮流 = 484万kW ≥ 455万kW（運用容量＋フリンジ分）

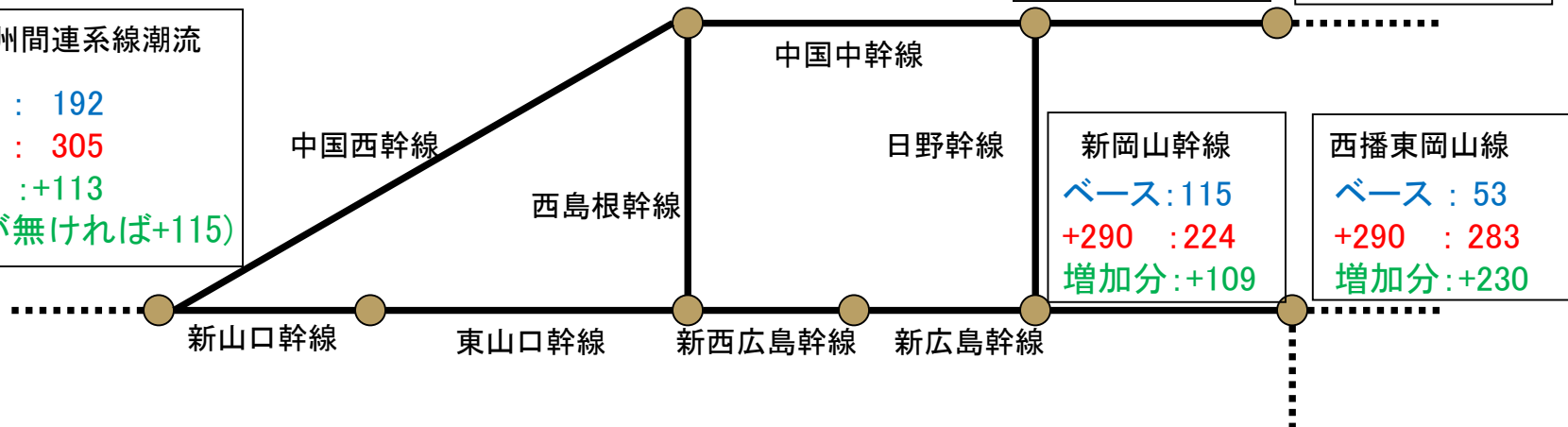
【東向き計画潮流+405万kW増加の内訳】

ベースから九州発電機+115万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+290万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 : 214
+405 : 543
増加分 : +329
(ロスが無ければ+405)

系統図

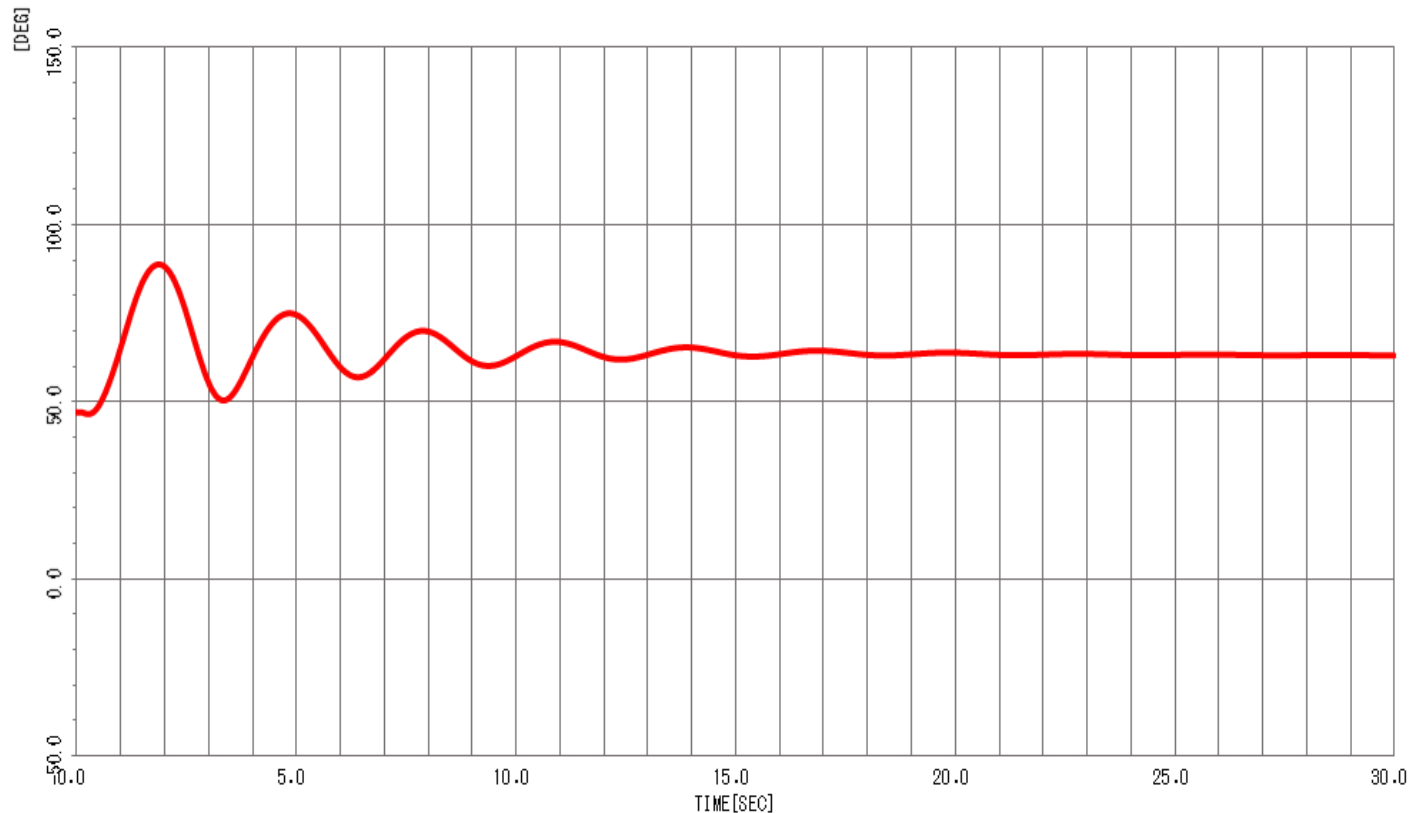
中国九州間連系線潮流
ベース : 192
+115 : 305
増加分 : +113
(ロスが無ければ+115)



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＋405万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連系線利用に対して制約を与え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	○	○	○	○	○	○