

第4号議案

連系線の運用容量（年間・長期）の算出及び公表について （案）

業務規程第126条第3項、第4項の規定に基づき、2021～2030年度の連系線の運用容量（年間・長期）を別紙1～別紙3のとおり算出し、公表する。

また、昨年度から運用容量算出の考え方を見直した事項（別紙4）及び2021年度・2022年度連系線の運用にかかわる平日・休日カレンダー（別紙5）を別紙1～別紙3とあわせて別紙6のとおり本機関ウェブサイトにて公表する。

（公表日：2021年3月1日）

以上

【添付資料】

別紙1：2021～2030年度の連系線の運用容量（年間・長期）

別紙2：各連系線の運用容量算出方法・結果

別紙3：設備停止時の運用容量について

別紙4：昨年度から運用容量算出の考え方を見直した事項

別紙5：2021年度・2022年度連系線の運用にかかわる平日・休日
カレンダー

別紙6：ウェブサイト公表文

2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間・長期)

2021年3月1日

1. 2021年度の連系線の運用容量
2. 2022年度の連系線の運用容量
3. 特殊日の運用容量
4. 2023～2030年度の連系線の運用容量（長期）
5. 全国系統の運用容量（2021年度 8月平日昼間帯）

1. (1) 2021年度の連系線の運用容量 (平日：昼間帯)

3
(万kW)

連系線	潮流方向	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	北海道向	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) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	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) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)	236(④) 【34(④)】	236(④) 【118(④)】	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)
	東京向	510(④) 【440(③)】	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(④)】	540(①) 【545(①)】
東京中部間連系設備	東京向	210(④) 【150(③)】	210(④) 【180(①)】	210(④) 【180(①)】	210(④)	210(④)	210(④)	210(④) 【180(①)】	210(④) 【120(①)】	210(④) 【180(①)】	210(④) 【180(①)】	【180(④)】	【180(④)】
	中部向	210(④) 【180(①)】	210(④) 【180(①)】	210(④) 【180(①)】	210(④)	210(④)	210(④)	210(④) 【180(①)】	210(④) 【120(①)】	210(④) 【172(①)】	210(④) 【180(①)】	【180(④)】	【180(④)】
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	250(④) 【0(①)】	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	62(④) 【0(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)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	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)
中部北陸間連系設備	北陸向	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)
	中部向	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)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	130(④) 【0(①)】	130(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【0(①)】	【0(①)】	130(④) 【0(①)】	【0(①)】	160(④) 【0(①)】	160(④)	160(④)	160(④)
	関西向	186(④) 【0(①)】	185(④)	190(②)	190(②)	190(②) 【0(①)】	【0(①)】	190(②) 【0(①)】	【0(①)】	190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	410(③) 【380(③)】	410(③)	420(③) 【278(①)】	425(③) 【329(①)】	425(③)	前半425(③) 【329(①)】 後半430(③) 【329(①)】	430(③) 【329(①)】	430(③)	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 【405(③)】 後半430(③) 【395(③)】
	中国向	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)	278(④)
関西四国間連系設備	関西向	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)	140(①)
	四国向	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)	140(①)
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	120(④) 【120(①)】	120(④) 【120(①)】	120(④) 【120(①)】	120(④)	120(④)	120(④)	120(④)	120(④) 【120(①)】	120(④)	120(④)	120(④)	120(④) 【120(①)】
	四国向	120(④) 【119(④)】	120(④) 【19(④)】	120(④) 【35(④)】	120(④)	120(④)	前半120(④) 後半120(④)	120(④)	前半120(④) 【120(①)】 後半120(④) 【120(①)】	120(④)	120(④)	120(④)	前半120(④) 【120(①)】 後半120(④) 【120(①)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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)

()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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

1. (2) 2021年度の連系線の運用容量（平日：夜間帯）

(万kW)

連系線	潮流方向	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	北海道向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	500(①) [430(①)]	505(②) [430(①)]	540(①) [340(①)]	520(②)	565(④)	520(②) [510(①)]	460(②) [410(②)]	530(①) [360(①)]	515(②) [445(②)]	[525(④)]	[530(①)]	530(①) [530(①)]
東京中部間連系設備	東京向	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)]
	中部向	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)]
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④) [0(①)]	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	90(④) [0(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)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	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)
中部北陸間連系設備	北陸向	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)
	中部向	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)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④) [0(①)]	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	[0(①)]	70(④) [0(①)]	[0(①)]	90(④) [0(①)]	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	190(②)	190(②) [0(①)]	[0(①)]	190(②) [0(①)]	[0(①)]	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	410(③) [380(③)]	410(③)	420(③) [278(①)]	425(③)	425(③)	前半425(③) [329(①)] 後半430(③) [329(①)]	430(③) [329(①)]	430(③)	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) [405(③)] 後半430(③) [395(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	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)	140(①)
	四国向	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)	140(①)
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	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)]
	四国向	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)]
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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)

()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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

1. (3) 2021年度の連系線の運用容量 (休日：昼間帯)

(万kW)

5

連系線	潮流方向	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	北海道向	90(①)	90(①) 【60(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)
	東北向	90(①)	90(①) 【60(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)
東北東京間連系線	東北向	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)	236(①)
	東京向	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)】
東京中部間連系設備	東京向	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)】
	中部向	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)】
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	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)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	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)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) 【0(③)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(③)】	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①) 【0(③)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(③)】	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④) 【0(①)】	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】	【0(①)】	70(④) 【0(①)】	【0(①)】	90(④) 【0(①)】	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	139(④) 【0(①)】	141(④)	157(④)	190(②)	190(②) 【0(①)】	【0(①)】	159(④) 【0(①)】	【0(①)】	190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	前半173(④) 後半164(④)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	410(③) 【385(③)】	410(③)	420(③)	425(③)	425(③)	前半425(③) 【329(①)】 後半430(③) 【329(①)】	430(③) 【329(①)】	430(③)	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 【405(③)】 後半430(③) 【395(③)】
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	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)】
	四国向	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)	前半120(①) 後半120(①) 【120(①)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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)

()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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

1. (4) 2021年度の連系線の運用容量 (休日：夜間帯)

(万kW)

連系線	潮流方向	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	北海道向	90(①)	90(①) 【60(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)
	東北向	90(①)	90(①) 【60(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)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(②)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	515(①) 【425(①)】	505(②) 【430(①)】	540(①)	530(①)	565(①)	520(②) 【520(②)】	460(②)	530(①) 【360(③)】	520(②) 【450(①)】	【435(②)】	【530(①)】	530(①) 【530(①)】
東京中部間連系設備	東京向	210(①) 【150(③)】	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(③)】	210(①) 【165(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】
	中部向	210(①)	210(①)	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) 【180(③)】	210(①) 【165(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	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)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	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)
中部北陸間連系設備	北陸向	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)
	中部向	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)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④) 【0(①)】	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】	【0(①)】	70(④) 【0(①)】	【0(①)】	90(④) 【0(①)】	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	177(④) 【0(①)】	170(④)	175(④)	190(②)	190(②) 【0(①)】	【0(①)】	190(②) 【0(①)】	【0(①)】	190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	410(③) 【385(③)】	410(③)	420(③)	425(③)	425(③)	前半425(③) 【329(①)】 後半430(③) 【329(①)】	430(③) 【329(①)】	430(③)	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 【405(③)】 後半430(③) 【395(③)】
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(③)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(④)】
	四国向	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(③)】 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①) 【120(①)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

2. (1) 2022年度の連系線の運用容量 (平日：昼間帯)

(万kW)

連系線	潮流方向	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	北海道向	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)	90(①)
	東北向	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)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(④)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	535(①) 【445(②)】	505(②) 【500(①)】	555(①) 【555(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)】	495(②) 【355(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【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)】	【180(①)】	【150(③)】
	中部向	【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)】	【180(①)】	210(①) 【180(①)】
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	250(④)	250(④) 【0(①)】	250(④)	250(④)	250(④)	250(④) 【0(①)】	250(④) 【0(①)】	250(④) 【0(①)】	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	63(④)	61(④) 【0(①)】	76(④)	105(④)	116(④)	前半100(④) 後半87(④) 【0(①)】	75(④) 【0(①)】	前半85(④) 後半89(④) 【0(①)】	108(④)	113(④)	96(④)	前半82(④) 後半75(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	187(④)	186(④) 【168(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)
中部北陸間連系設備	北陸向	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)	30(①)
	中部向	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)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	130(④)	130(④) 【0(①)】	150(④)	150(④)	150(④)	150(④) 【0(①)】	【0(①)】	130(④) 【0(①)】	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
	関西向	187(④)	186(④) 【0(①)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】	【0(①)】	前半【0(①)】 後半190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	420(③) 【385(③)】	420(③)	430(③) 【278(①)】	425(③) 【278(①)】	425(③)	前半425(③) 【329(①)】 後半430(③) 【329(①)】	430(③)	430(③) 【329(①)】	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 後半430(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
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)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
	四国向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	四国向	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)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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)

()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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

2. (2) 2022年度の連系線の運用容量 (平日：夜間帯)

連系線	潮流方向	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	北海道向	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(②)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(②)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)	236(④) 【118(①)】	236(④)	236(④)	236(④)	236(④)
	東京向	485(①) 【435(④)】	505(①) 【450(①)】	515(①) 【525(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)】	530(①) 【445(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【180(④)】	210(①) 【150(③)】	210(①) 【180(④)】	210(①)	210(①)	210(①) 【120(④)】	【180(④)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(③)】
	中部向	【180(④)】	210(①) 【180(④)】	210(①) 【180(④)】	210(①)	210(①)	210(①) 【120(④)】	【180(④)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	210(①) 【180(④)】
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④) 【0(①)】	200(④) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) 【0(①)】	200(④) 【0(①)】	200(④) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	90(④)	85(④) 【0(①)】	87(④)	110(④)	111(④)	前半108(④) 後半98(④) 【0(①)】	97(④) 【0(①)】	前半103(④) 後半111(④) 【0(①)】	115(④)	133(④)	129(④)	前半117(④) 後半107(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	190(②)	190(②) 【209(④)】	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)
中部北陸間連系設備	北陸向	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)	30(①)
	中部向	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)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④) 【0(①)】	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】	【0(①)】	70(④) 【0(①)】	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	190(②)	190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】	【0(①)】	前半【0(①)】 後半190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	420(③) 【385(③)】	420(③)	430(③)	425(③) 【329(①)】	425(③)	前半425(③) 後半430(③)	430(③)	430(③) 【329(①)】	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 後半430(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④) 【70(①)】
	四国向	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④)	140(④) 【70(①)】
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	120(①) 【120(④)】	120(①) 【120(④)】	120(①) 【120(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(④)】	120(①) 【120(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) 【120(④)】	120(①) 【120(④)】	120(①) 【120(④)】	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①) 【120(④)】	前半120(①) 【120(④)】 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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)

()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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

2. (3) 2022年度の連系線の運用容量 (休日：昼間帯)

連系線	潮流方向	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	北海道向	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)	90(①)
	東北向	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)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	545(①) 【445(②)】	505(②) 【445(②)】	555(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)】	500(②) 【435(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【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)】	【180(①)】	【150(③)】
	中部向	【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)】	【180(①)】	210(①) 【180(①)】
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) 【0(①)】	200(④) 【0(①)】	200(④) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	35(④)	36(④) 【0(①)】	46(④)	74(④)	82(④)	前半68(④) 後半58(④) 【0(①)】	47(④) 【0(①)】	前半60(④) 後半64(④) 【0(①)】	80(④)	84(④)	72(④)	前半59(④) 後半53(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	140(④)	142(④) 【124(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)
中部北陸間連系設備	北陸向	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)	30(①)
	中部向	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)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④) 【0(①)】	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】	【0(①)】	70(④) 【0(①)】	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	140(④)	142(④) 【0(①)】	158(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半174(④) 【0(①)】	【0(①)】	前半【0(①)】 後半180(④) 【0(①)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半174(④) 後半165(④)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	420(③) 【395(③)】	420(③)	430(③)	425(③)	425(③)	前半425(③) 後半430(③) 【395(③)】	430(③)	430(③) 【329(①)】	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 後半430(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
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)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
	四国向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	四国向	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)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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)

()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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

2. (4) 2022年度の連系線の運用容量 (休日：夜間帯)

10
(万kW)

連系線	潮流方向	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	北海道向	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)	90(①)
	東北向	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)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	530(①) 【435(①)】	505(②) 【450(①)】	515(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)】	530(①) 【445(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【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)】	【180(①)】	【150(③)】
	中部向	【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)】	【180(①)】	210(①) 【180(①)】
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) 【0(①)】	200(④) 【0(①)】	200(④) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	64(④)	58(④) 【0(①)】	62(④)	82(④)	82(④)	前半81(④) 後半79(④) 【0(①)】	74(④) 【0(①)】	前半90(④) 後半100(④) 【0(①)】	106(④)	121(④)	119(④)	前半101(④) 後半91(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	178(④)	171(④) 【164(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)
中部北陸間連系設備	北陸向	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)	30(①)
	中部向	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)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④) 【0(①)】	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) 【0(①)】	【0(①)】	70(④) 【0(①)】	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	178(④)	171(④) 【0(①)】	176(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】	【0(①)】	前半【0(①)】 後半190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	420(③) 【395(③)】	420(③)	430(③)	425(③)	425(③)	前半425(③) 後半430(③)	430(③)	430(③) 【329(①)】	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 後半430(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
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)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
	四国向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	四国向	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)
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	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)
	九州向	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。

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

3. 特殊日の運用容量

2021年度

(万kW)

2022年度

(万kW)

連系線	潮流	断面	GW	盆	年末年始
	方向				
東北東京間連系線	東京向	昼間帯	500(①)	-	-
中部関西間連系線※1	中部向	昼間帯	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間帯	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	昼間帯	35(④)	90(④)	55(④)
		夜間帯	54(④)	95(④)	105(④)
北陸フェンス※1	中部・関西向	昼間帯	146(④)	190(②)	165(④)
		夜間帯	166(④)	190(②)	190(②)
中国四国間連系線※2	中国向	昼間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
		夜間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
	四国向	昼間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
		夜間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
中国九州間連系線※2	中国向	昼間帯	165(④)	230(④)	185(④)
		夜間帯	158(④)	190(④)	188(④)
	九州向	昼間帯	0(④)	15(④)	9(④)
		夜間帯	13(④)	28(④)	39(④)

連系線	潮流	断面	GW	盆	年末年始
	方向				
東北東京間連系線	東京向	昼間帯	452(①)	-	-
中部関西間連系線※1	中部向	昼間帯	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間帯	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	昼間帯	36(④)	91(④)	56(④)
		夜間帯	55(④)	96(④)	105(④)
北陸フェンス※1	中部・関西向	昼間帯	147(④)	190(②)	166(④)
		夜間帯	166(④)	190(②)	190(②)
中国四国間連系線※2	中国向	昼間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
		夜間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
	四国向	昼間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
		夜間帯	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)
中国九州間連系線※2	中国向	昼間帯	172(④)	231(④)	186(④)
		夜間帯	162(④)	191(④)	189(④)
	九州向	昼間帯	0(④)	16(④)	9(④)
		夜間帯	13(④)	28(④)	39(④)

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

1) 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。

2) 連続休日(特殊日以外)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。

特殊日として扱う日については、系統情報サービス「2021年度・2022年度連系線運用にかかわる平日・休日カレンダーについて」参照

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

4. 2023～2030年度の連系線の運用容量（長期）

連系線	潮流方向	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	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) ¹⁾	631(①)	631(①)	631(①)
	東京向	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)]
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)
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)]
北陸フェンス	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)]
	中部・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)]
中部北陸間連系設備	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)
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)]
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)
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)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
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。（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熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

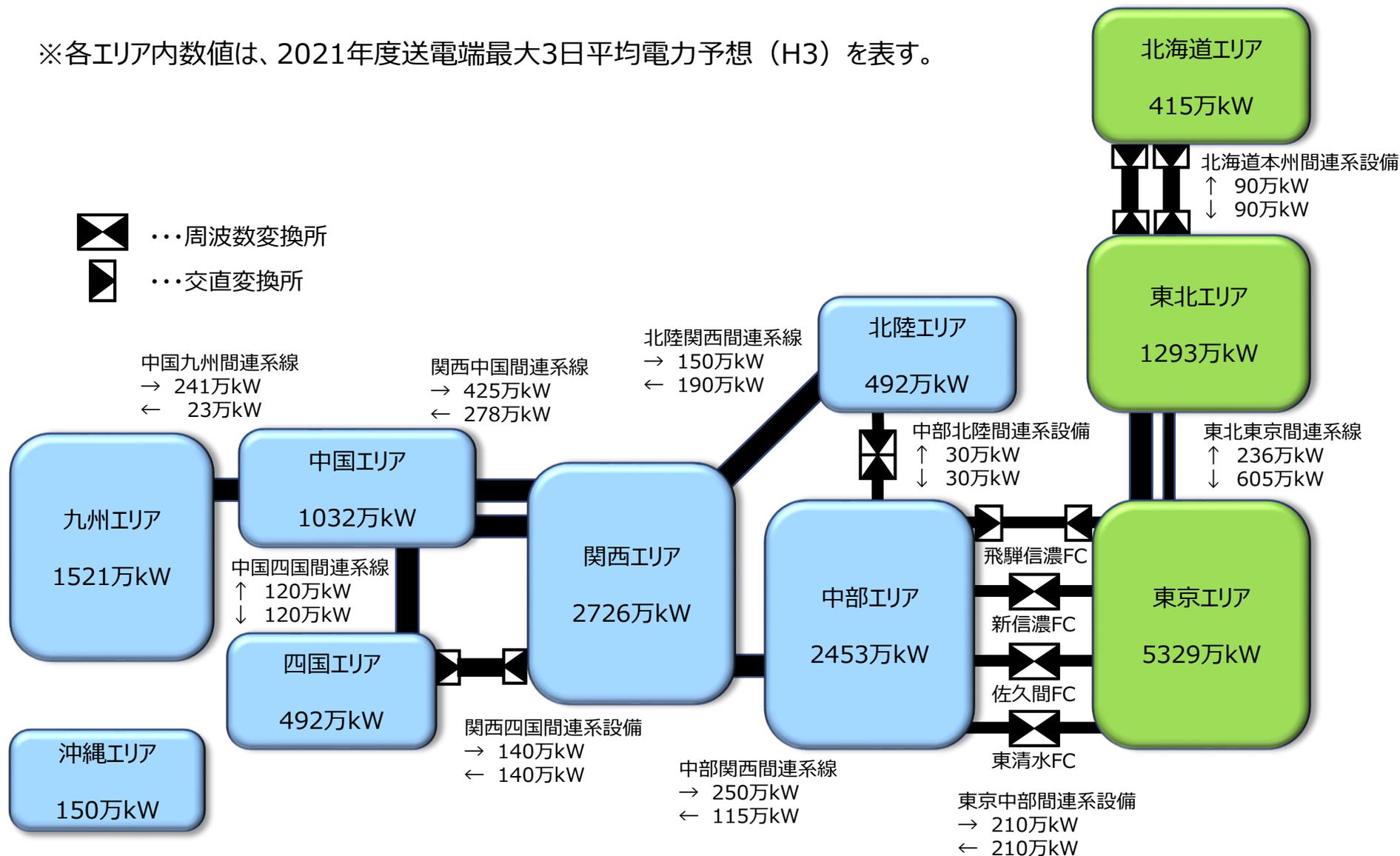
1) 2027年第二連系線運開後は、631万kW（相馬双葉幹線1回線熱容量相当）になる見込み。

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」(2017.2.3策定)に基づく)になる見込み。

5. 全国系統の運用容量 (2021年度8月平日昼間帯)

※各エリア内数値は、2021年度送電端最大3日平均電力予想 (H3) を表す。

-  ...周波数変換所
-  ...交直変換所



各連系線の運用容量算出方法・結果

2021年3月1日

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

1. 直流連系設備

1. 直流連系設備の運用容量

<考え方>

- 運用容量 = 設備容量（熱容量等） とする。

 - 北海道本州間連系設備：90万kW
 - 北海道・本州間電力連系設備：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FC：30万kW
 - 新信濃2号FC：30万kW
 - 佐久間FC：30万kW
 - 東清水FC：30万kW
 - 飛騨信濃FC：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）

▶ 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）

▶ 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	0	30			
		単極	30	30	30	30	30		30	30										
		停止	30	30	30	30	30		30	30										
	1台	双極	30 (5)	30 (20)	30	0	10 (20)	30	30	30	30	0	0	0	30	15	30			
		単極	30	30		30	30											30		
		停止	30	30		30	30											30	30	
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	0	30	15	30			
		単極				30	30											30	30	
		停止				30	30											30	30	30

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

注2：表中のカッコ内は大野線1回線停止時にリミッタ値が変更となる値を示す

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

<参考> 北海道本州間連系設備の特記事項（2）

▶ 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	
北海道 → 東北	2台	双極				0	0		0		5	10	30	0	30		
		単極	30	30	30		10	30									
		停止				30	30	30		30	30						
	1台	双極										15	30	0	30		
		単極	30	30	30	30	30	30	30								
		停止									25						
	0台	双極											0	0	30		
		単極	30	30	30	30	30	30	0	0	0						
		停止															

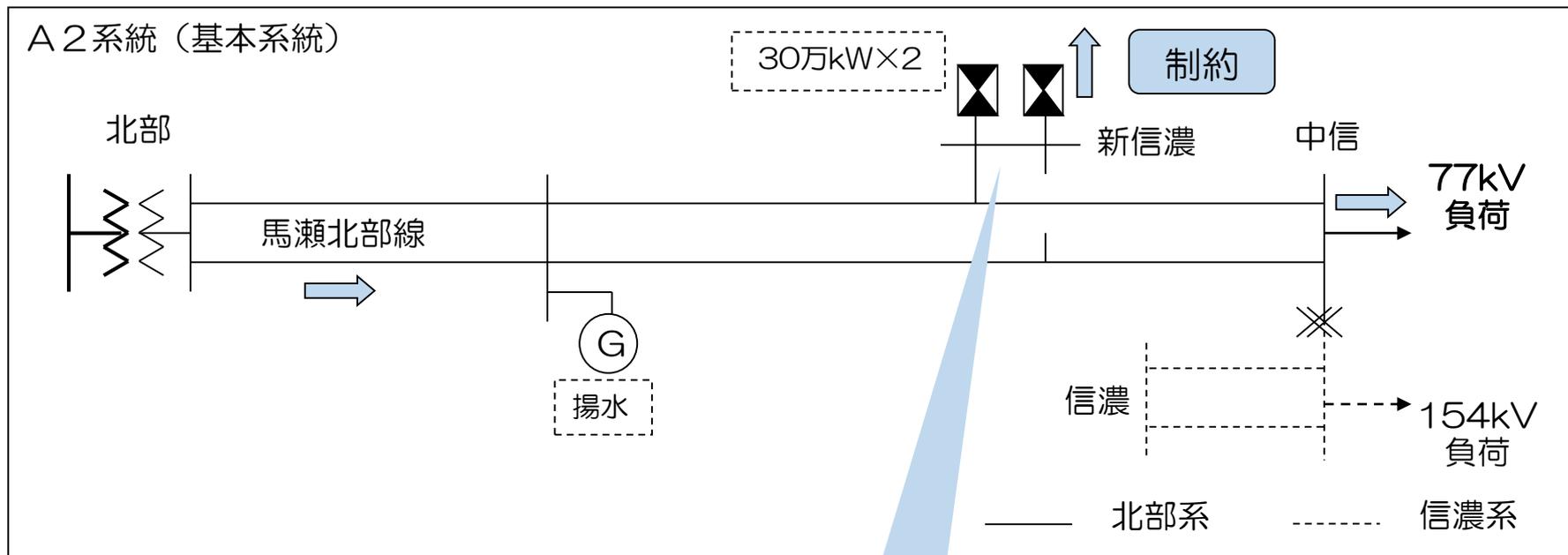
注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す

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%と悪いうえに、有効電力と無効電力の変化が急峻であるため、FC潮流の変化による関連系統の電圧変動が大きくなり制約となる場合がある。
 - 高調波不安定現象
 - 系統構成と調相設備の投入台数による高調波共振により、FCが安定に運転できなくなる現象で、FCの運転制約となる場合がある。

➤ 新信濃 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

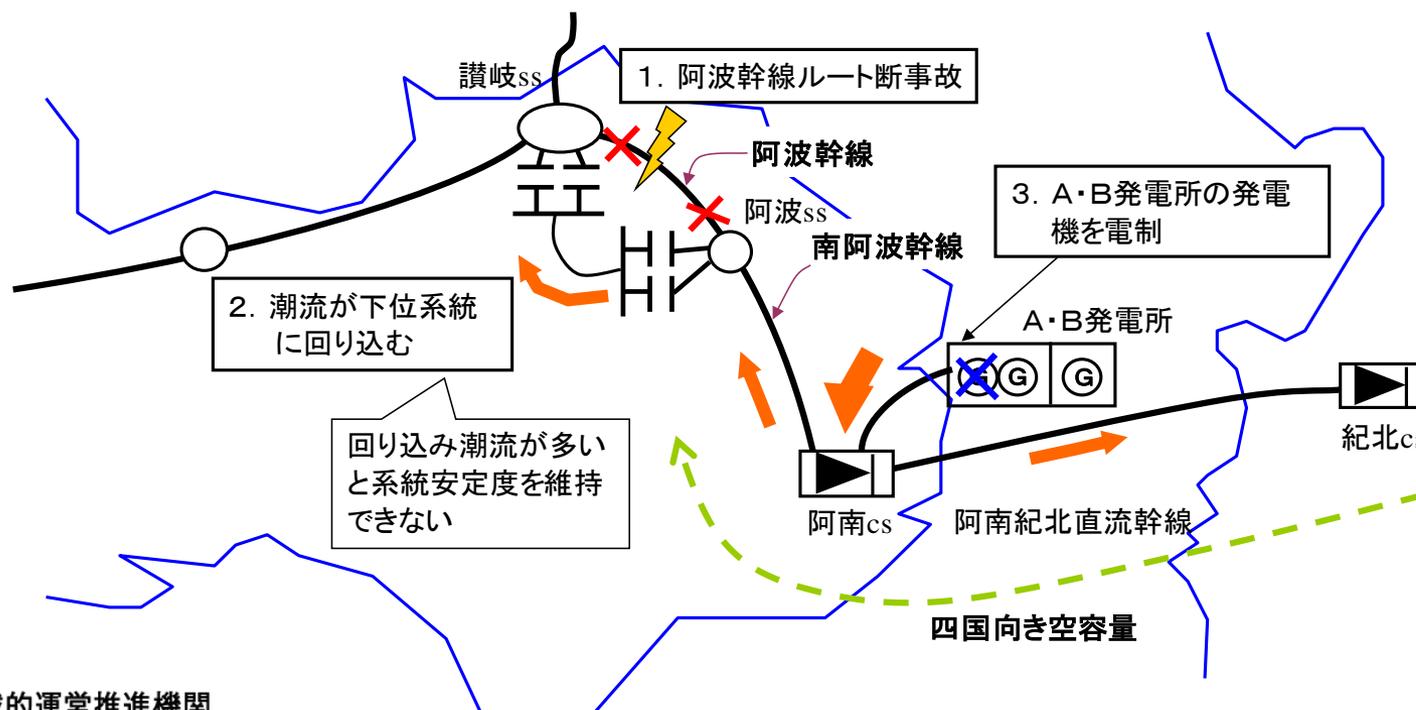
- 関西四国間連系設備の四国向き空容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる空容量のうち、小さい方が採用される。

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)

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) 【30(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) 【30(①)】	90(①) 【60(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)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(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)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(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) 【30(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) 【30(①)】	90(①) 【60(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)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(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)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(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)

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)	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)	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)	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)	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）

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)

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	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)】
(新信濃、佐久間、東 清水、飛騨信濃周波 数変換設備)	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	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)】
(新信濃、佐久間、東 清水、飛騨信濃周波 数変換設備)	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)

2022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	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)】	【180(①)】
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)】	【180(①)】	【180(①)】
(新信濃、佐久間、東 清水、飛騨信濃周波 数変換設備)	休日	昼間	【180(①)】	210(①) 【150(③)】	210(①) 【120(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【165(④)】	210(①) 【180(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(④)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】

2022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	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)】	【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)】	【180(①)】	【180(①)】
(新信濃、佐久間、東 清水、飛騨信濃周波 数変換設備)	休日	昼間	【180(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①) 【120(①)】	210(①)	210(①)	210(①) 【165(④)】	210(①) 【180(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(④)】	210(①) 【180(①)】	【180(①)】	【180(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（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
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(③)	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）

2021年度 北陸向き運用容量

【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	
中部北陸間連系設備 (直流連系設備)	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】

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

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 (直流連系統設備)	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)	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)	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)	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)	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 (直流連系統設備)	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)	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)	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)	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)	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）

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)	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)	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)	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)	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）

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)	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)	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)	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)	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)	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)	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)	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)	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(③)	140(③)	140(③)	140(③)

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

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 （電圧安定性限度は
 - 同期安定性限度 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） （同期安定性限度、電圧安定性限度は
 - 熱容量限度 熱容量限度値の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（1）

<考え方>

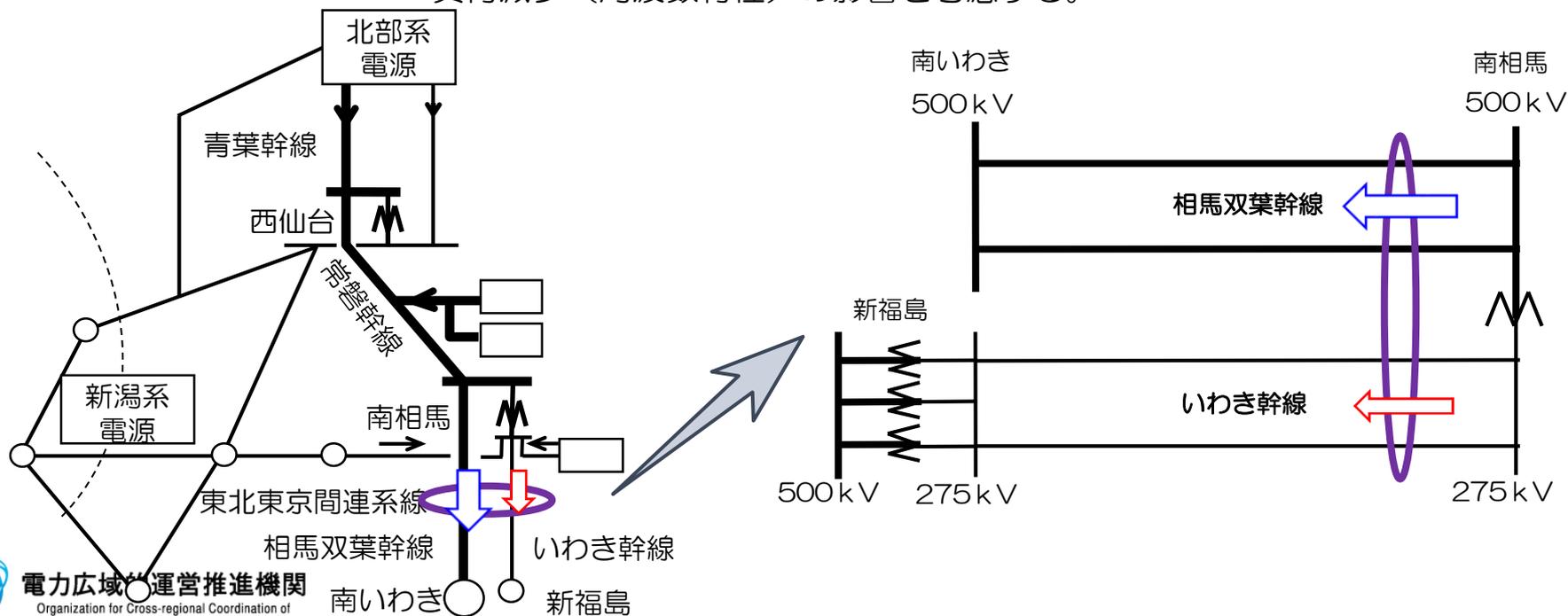
- いわき幹線 N-1 故障時における残りの設備が連続容量値以内となること
- 川内線N-2故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
- 相馬双葉幹線N-2故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
 - これらの制約に至った時の東北東京間連系線潮流が熱容量限度値となる

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

- 相馬双葉幹線N-2故障時は電源制限を織り込む

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

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



＜検討条件＞熱容量（両方向）

① 解析ツール

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

② 検討断面

- ▶ 長期：夏期ピーク断面
- ▶ 年間：月別、昼・夜間帯別

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

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

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



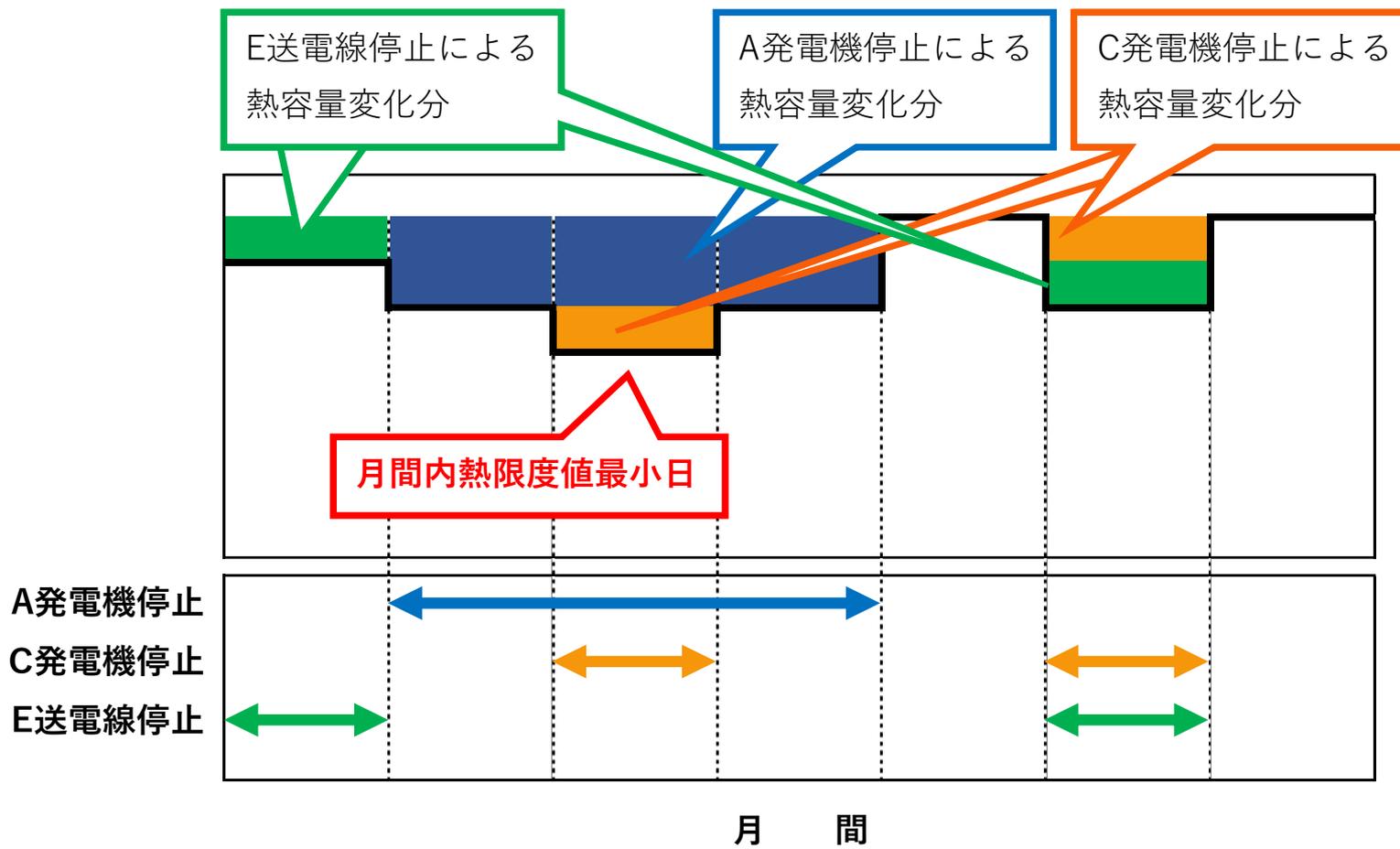
同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

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

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

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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（8）

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カ年実績の平均を想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし

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

⑤ 想定故障

- 相馬双葉幹線2回線停止

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（10）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

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

＜考え方＞

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

＜検討条件＞同期安定性（順方向）

① 解析ツール

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

② 検討断面

- 熱容量限度値の検討と同じ

③ 系統模擬

- 熱容量限度値の検討と同じ

④ 想定電源

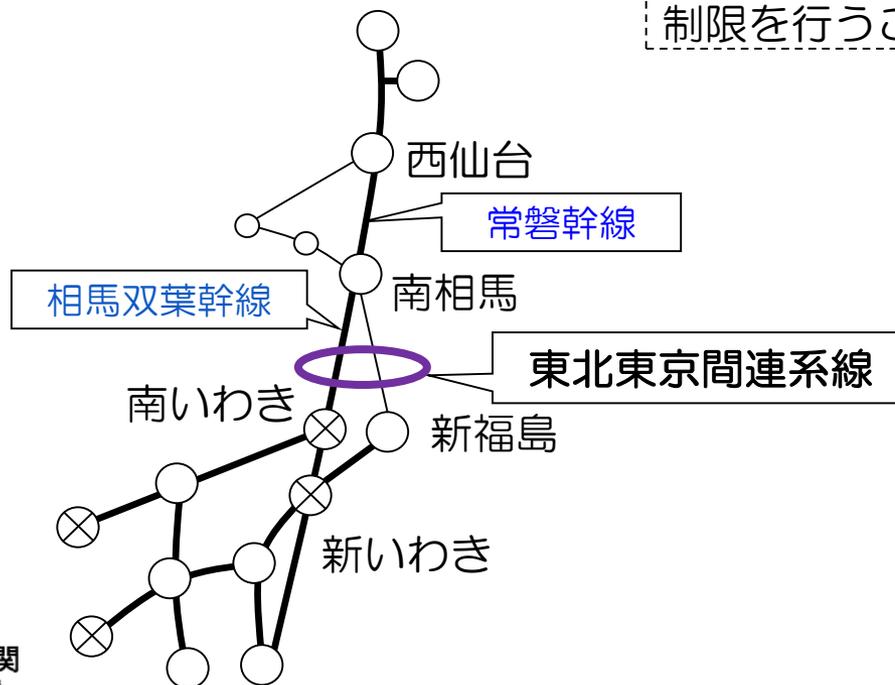
- 熱容量限度値の検討と同じ

⑤ 想定需要

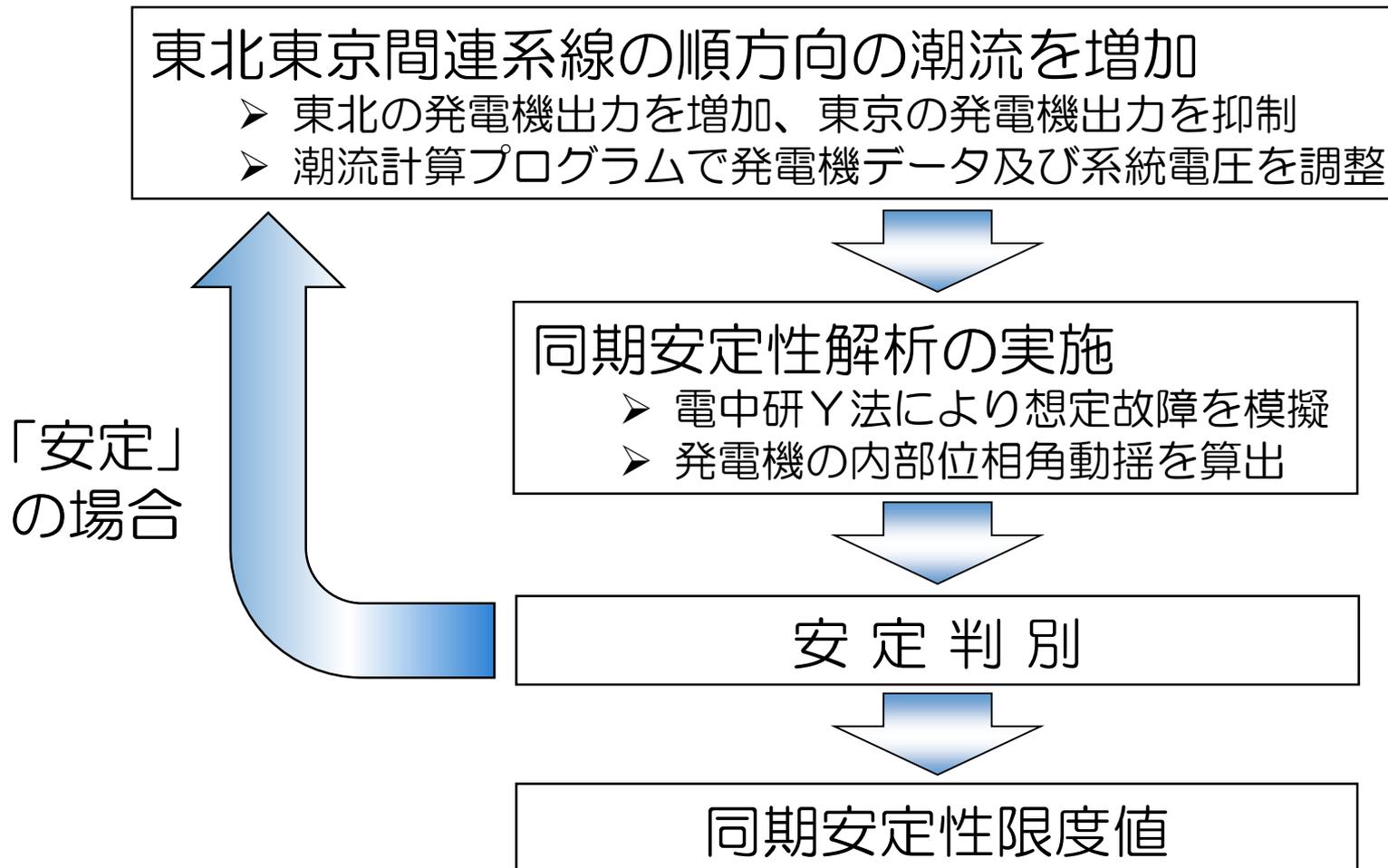
- 熱容量限度値の検討と同じ

- 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）

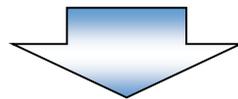
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「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



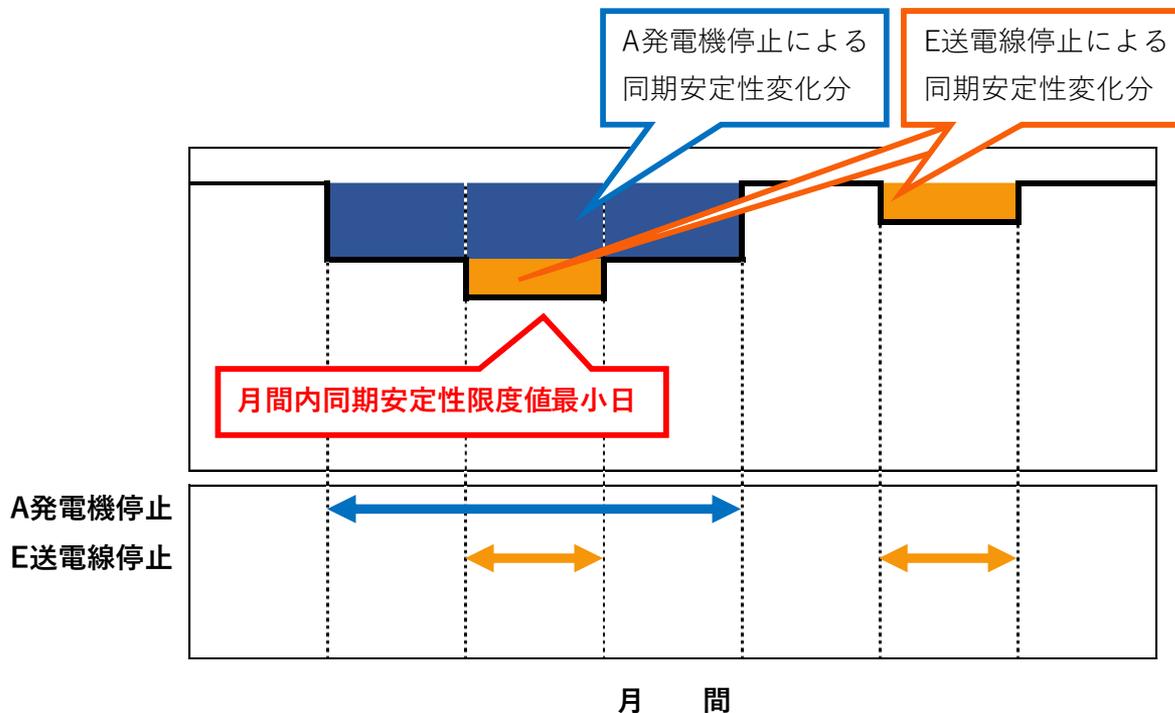
同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5）

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）

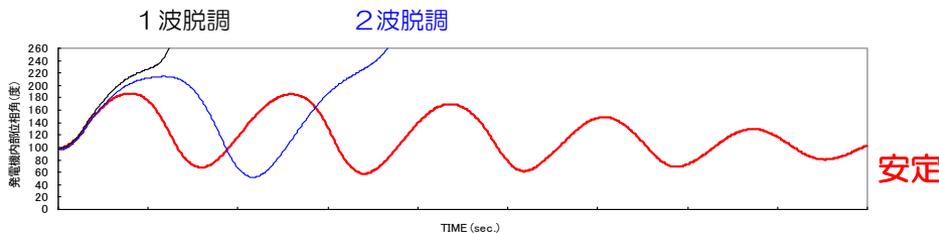
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	相馬双葉幹線ルート事故時の 同期安定性限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-10万kW	-5万kW
B 発電機停止	-10万kW	-5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-45万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-45万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

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。



4. 周波数維持限度値の考え方

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

5. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

○東京、東北向き共通

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

5. 各限度値算出結果（2）

○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 【118】	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236 【118】	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 【118】	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236 【118】	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）

○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

○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

【 】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（4）

○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

○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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

（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）

（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）

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)	236(①)	
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	休日	昼間	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【118(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)

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）

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) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	休日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)

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(③)]	555(①) [555(③)]	[590(①)]	575(①) [605(②)]	555(①) [430(①)]	465(②) [385(②)]	460(②) [355(①)]	[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)]	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)]	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)]	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）

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°C)

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L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 5月夜間

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

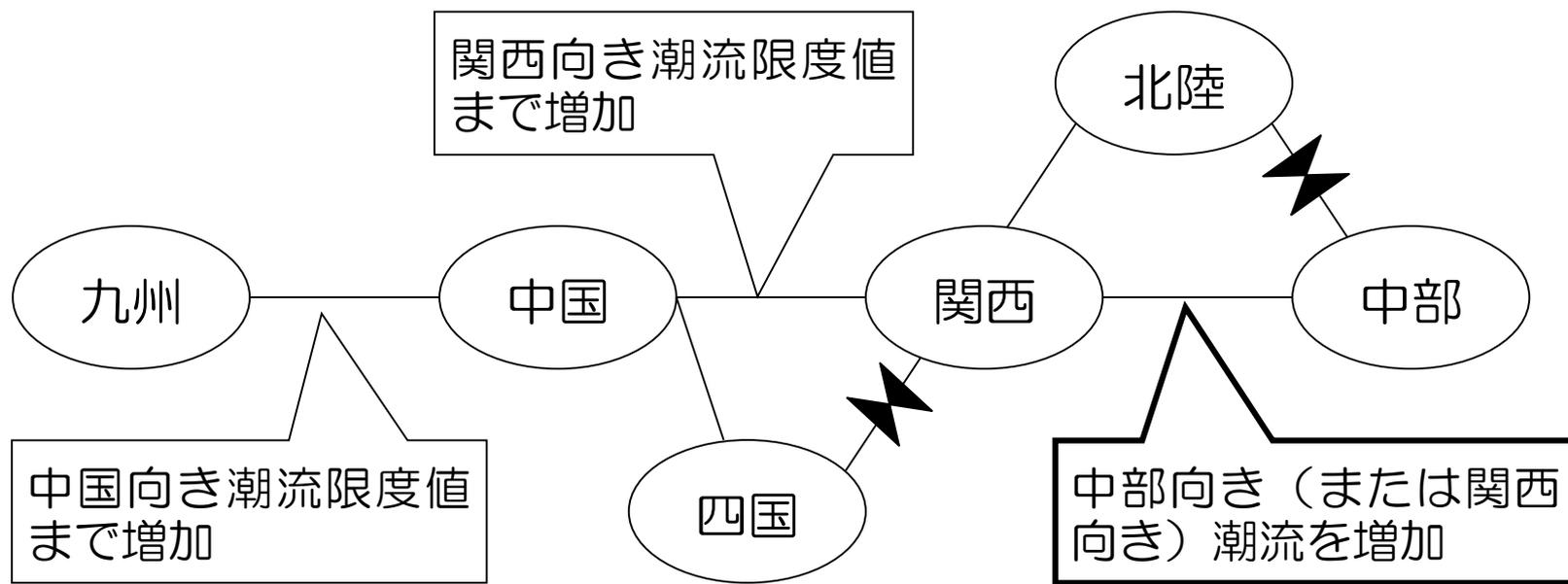
- ▶ 実績より想定

⑥ 中部関西間連系線潮流

中国九州間連系線と関西中国間連系線の潮流限度値（フリンジ含み）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】

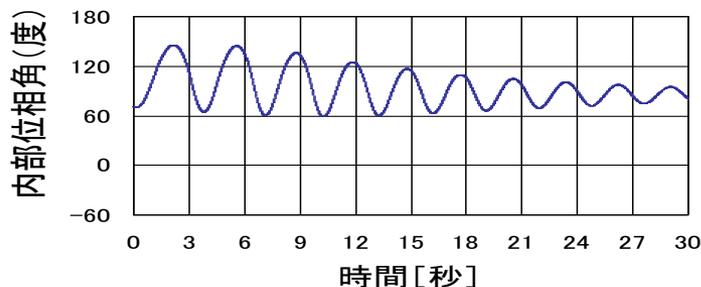
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

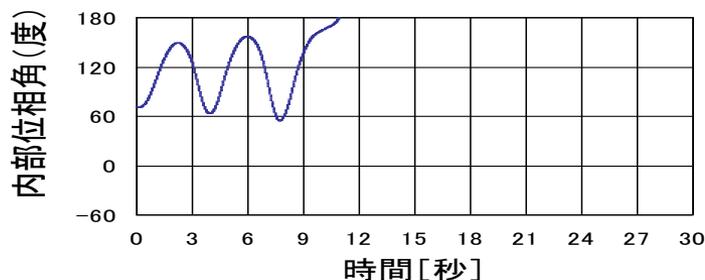
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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のほど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

系統容量×系統特性定数（－発電機解列量）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。

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⁾

1) () は周波数低下側のみ

2) EPPS見込み量>発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる

② 検討断面

【中部→関西向き潮流】

➤ 関西以西、北陸の周波数低下

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

➤ 中部の周波数上昇

- 通年：最小需要断面とする。

【関西→中部向き潮流】

➤ 中部の周波数低下

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

1) 平日昼間帯：土曜日含む平日の8時～22時

➤ 関西以西、北陸の周波数上昇

- 通年：最小需要断面とする。

③ 想定需要

➤ 最小需要を実績比率から想定

④算出方法

▶ 関西以西、北陸の5社の需要実績を用いて、運用容量算出方法（共通）に記載の方法により算出した値から、BTBの運用容量（30万kW）を減じ²⁾、中部関西間連系線の周波数維持限度値を算出する。

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

（需要から運用容量を算出しているため、運用容量が下がることもある。）

⑤ 電源制限・負荷制限の織り込み

▶ 中部系統 電源制限、負荷制限：あり

▶ 関西以西、北陸系統 電源制限、負荷制限：なし

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

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

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）

6. 各限度値算出結果（2）

（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）

周波数維持限度値（関西向き）

【2021年度】

[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	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]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	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）

周波数維持限度値（関西向き）

【2022年度】

[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	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]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	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）

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)	200(④)
休日		昼間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)

()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	益	年未年始
	中部関西間連系線	特殊日	昼間	200(④)	200(④)
夜間			200(④)	200(④)	200(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年未年始
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）

2021年度 関西向き運用容量

[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	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]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中部関西間連系線	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（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	
	中部関西間連系統線	平日	昼間	250(④) [0(①)] ¹⁾	250(④) [0(①)] ¹⁾	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)	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)	200(④)	200(④)
休日		昼間	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)	200(④)	200(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)	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) 中部関西間連系統線作業時は、中部関西間連系統線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	益	年未年始
	中部関西間連系統線	特殊日	昼間	200(④)	200(④)
夜間			200(④)	200(④)	200(④)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年未年始
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) 中部関西間連系統線作業時は、中部関西間連系統線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）

2022年度 関西向き運用容量

[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	63(④)	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]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	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（5）

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)】							
	関西向	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

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

- 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未滿の系統を縮約する。

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

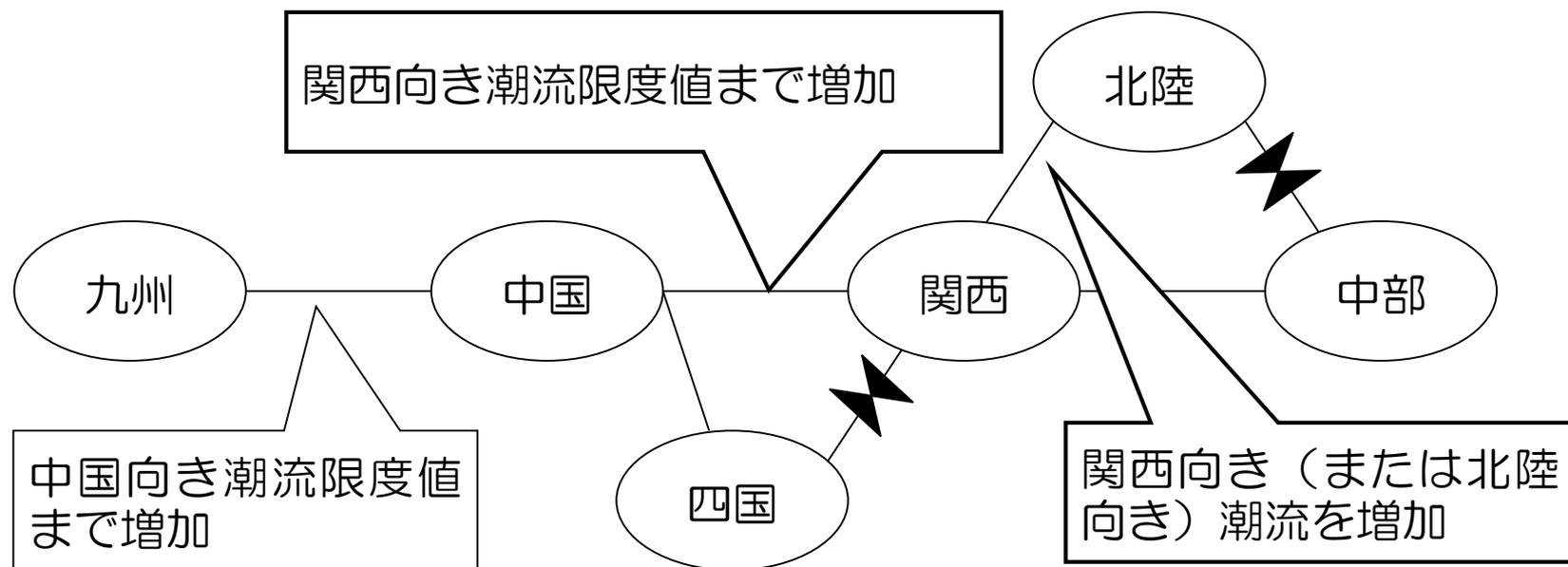
- ▶ 実績より想定

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。

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。

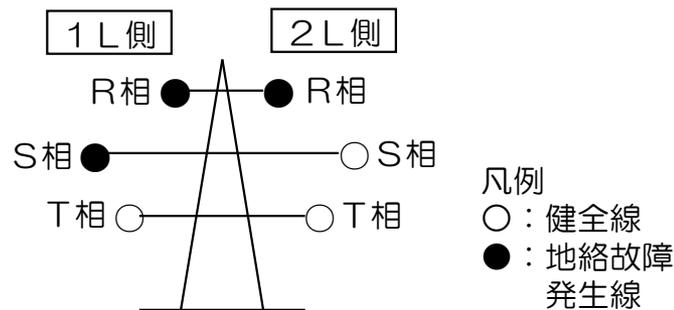
<二相>

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】

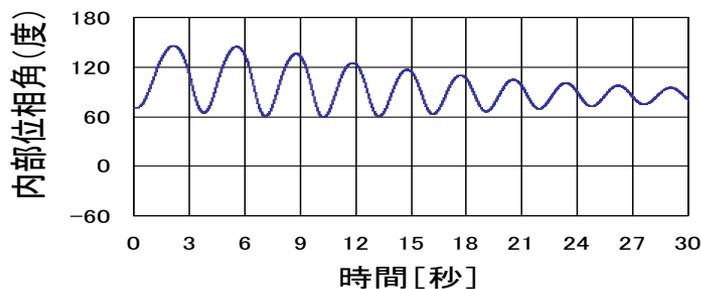
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

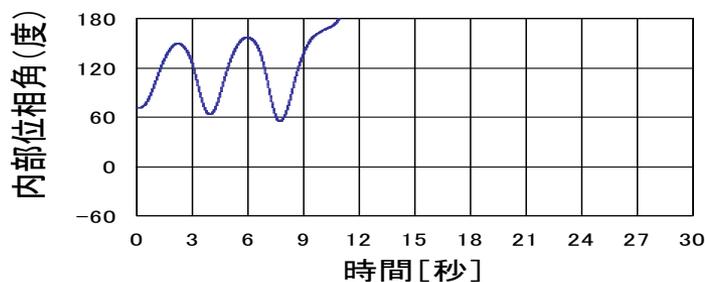
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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。

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

➤ 北陸系統

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

1) () 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

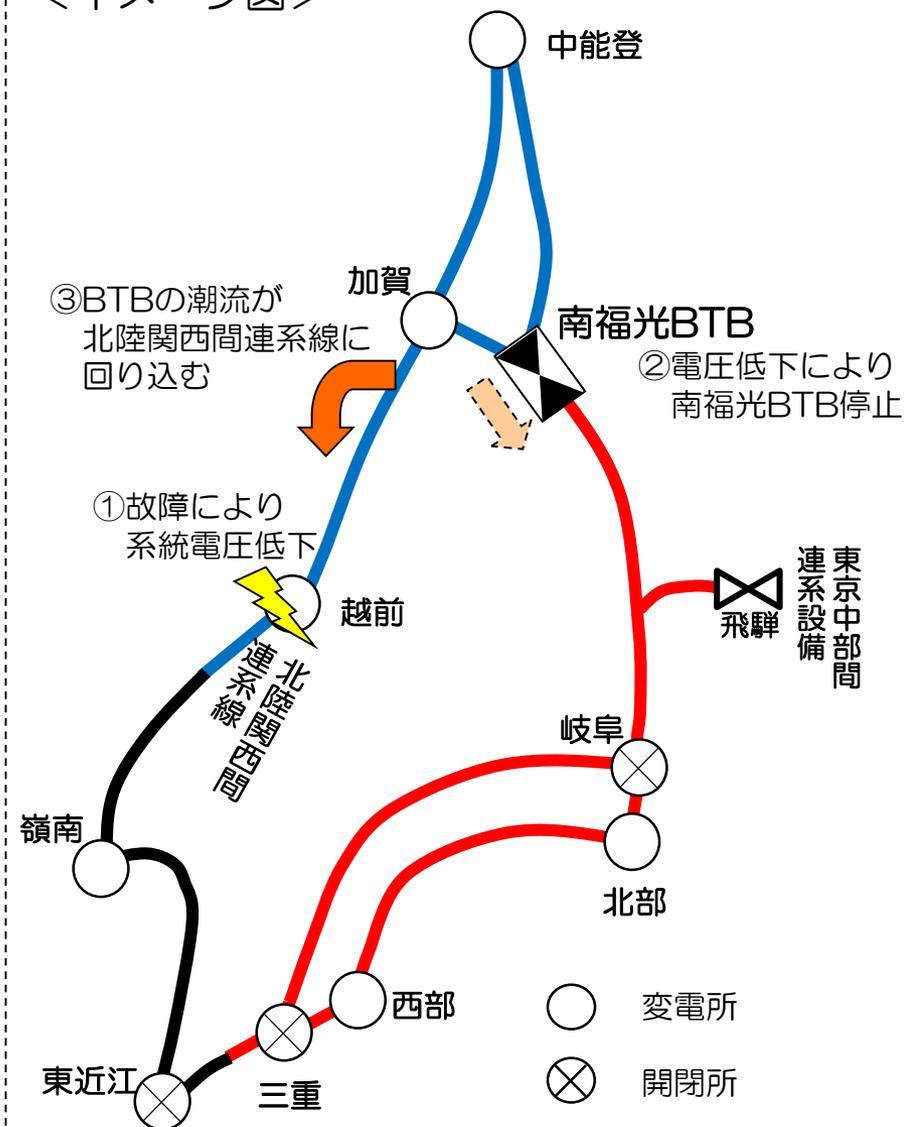
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。

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>



7. 各限度値算出結果（1）

（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）

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	益	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）

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	益	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）

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	益	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）

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	益	年未年始
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	年未年始
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)	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)	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)	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)	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)

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）

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)	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)	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)	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)	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）

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) 【0(1)】 ¹⁾	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) 【0(1)】 ¹⁾	【0(1)】 ¹⁾	前半 【0(1)】 ¹⁾ 後半 190(2) 【0(1)】 ¹⁾	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
		夜間	190(2)	190(2) 【0(1)】 ¹⁾	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) 【0(1)】 ¹⁾	【0(1)】 ¹⁾	前半 【0(1)】 ¹⁾ 後半 190(2) 【0(1)】 ¹⁾	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
	休日	昼間	140(4)	142(4) 【0(1)】 ¹⁾	158(4)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 174(4) 【0(1)】 ¹⁾	【0(1)】 ¹⁾	前半 【0(1)】 ¹⁾ 後半 180(4) 【0(1)】 ¹⁾	190(2)	190(2)	190(2)	前半 174(4) 後半 165(4)
		夜間	178(4)	171(4) 【0(1)】 ¹⁾	176(4)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) 【0(1)】 ¹⁾	【0(1)】 ¹⁾	前半 【0(1)】 ¹⁾ 後半 190(2) 【0(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）

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）

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	益	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	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。

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)	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)
	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)
		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)

() 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）

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) 【168(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) 【209(④)】	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) 【124(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) 【164(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	益	年末年始	
北陸フェンス	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	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。

8. 運用容量算出結果（9）

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)】							
	関西向	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)】							
	北陸送電方向	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。

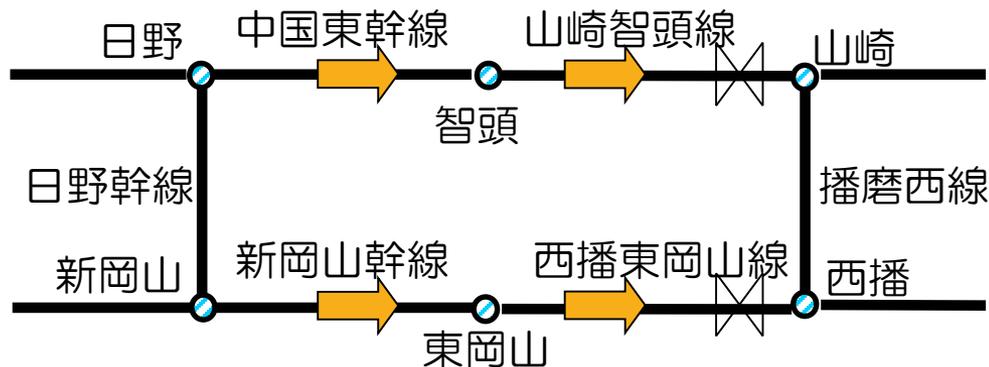
5. 関西中国間連系線

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

- 関西中国間連系線2回線停止（1ルート断）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (2)

— 関西中国間連系線の定格熱容量 —

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

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

➤ 10月夜間

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

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧(500kV)と次の電圧階級(275、220、187kV)の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、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

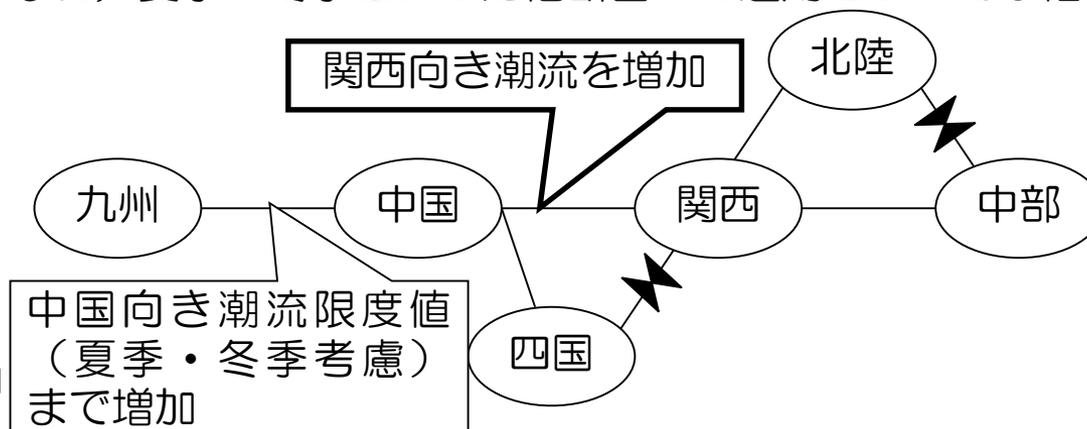
- ▶10月夜間：実績より想定

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)

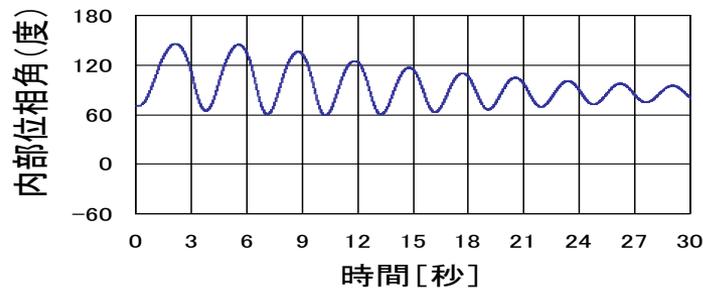
▶ 故障様相：三相6線地絡（両端）

<判定基準>

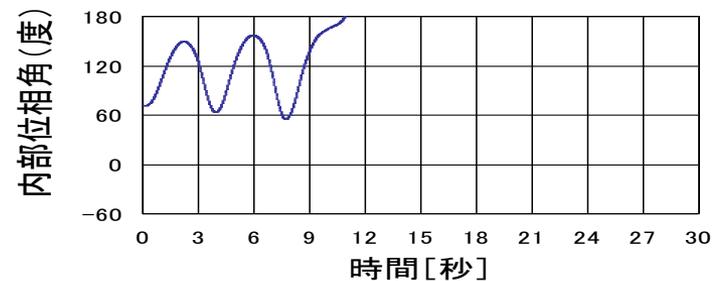
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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か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

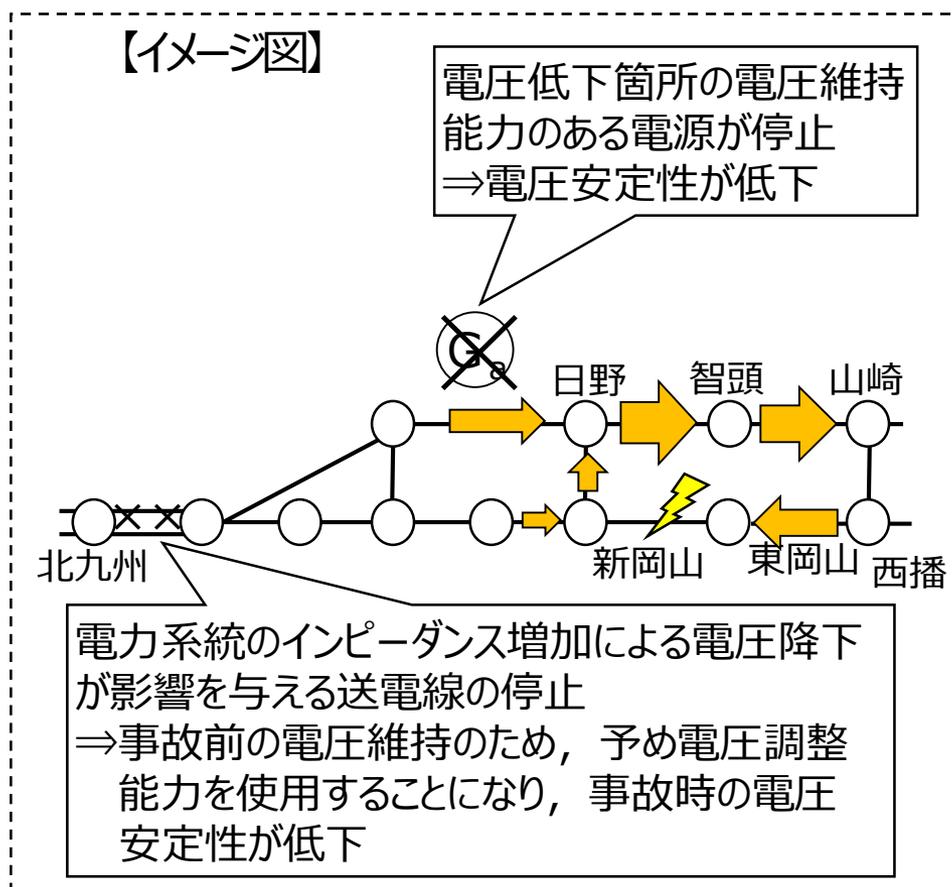
- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

<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



6. 周波数維持限度の考え方

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

（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	ACSR410mm ² × 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）

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 (③) 【380 (③)】	410 (③)	420 (③) 【278 (①)】	425 (③) 【329 (①)】	425 (③)	425 (③) 【329 (①)】	430 (③) 【329 (①)】
		夜間	410 (③) 【380 (③)】	410 (③)	420 (③) 【278 (①)】	425 (③)	425 (③)	425 (③) 【329 (①)】	430 (③) 【329 (①)】
	休日	昼間	410 (③) 【385 (③)】	410 (③)	420 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③) 【329 (①)】	430 (③) 【329 (①)】
		夜間	410 (③) 【385 (③)】	410 (③)	420 (③)	425 (③)	425 (③)	425 (③) 【329 (①)】	430 (③) 【329 (①)】
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	430 (③) 【329 (①)】	430 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③) 【405 (③)】	430 (③) 【395 (③)】
		夜間	430 (③) 【329 (①)】	430 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③) 【405 (③)】	430 (③) 【395 (③)】
	休日	昼間	430 (③) 【329 (①)】	430 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③) 【405 (③)】	430 (③) 【395 (③)】
		夜間	430 (③) 【329 (①)】	430 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③)	420 (③) 【405 (③)】	430 (③) 【395 (③)】

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）

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)

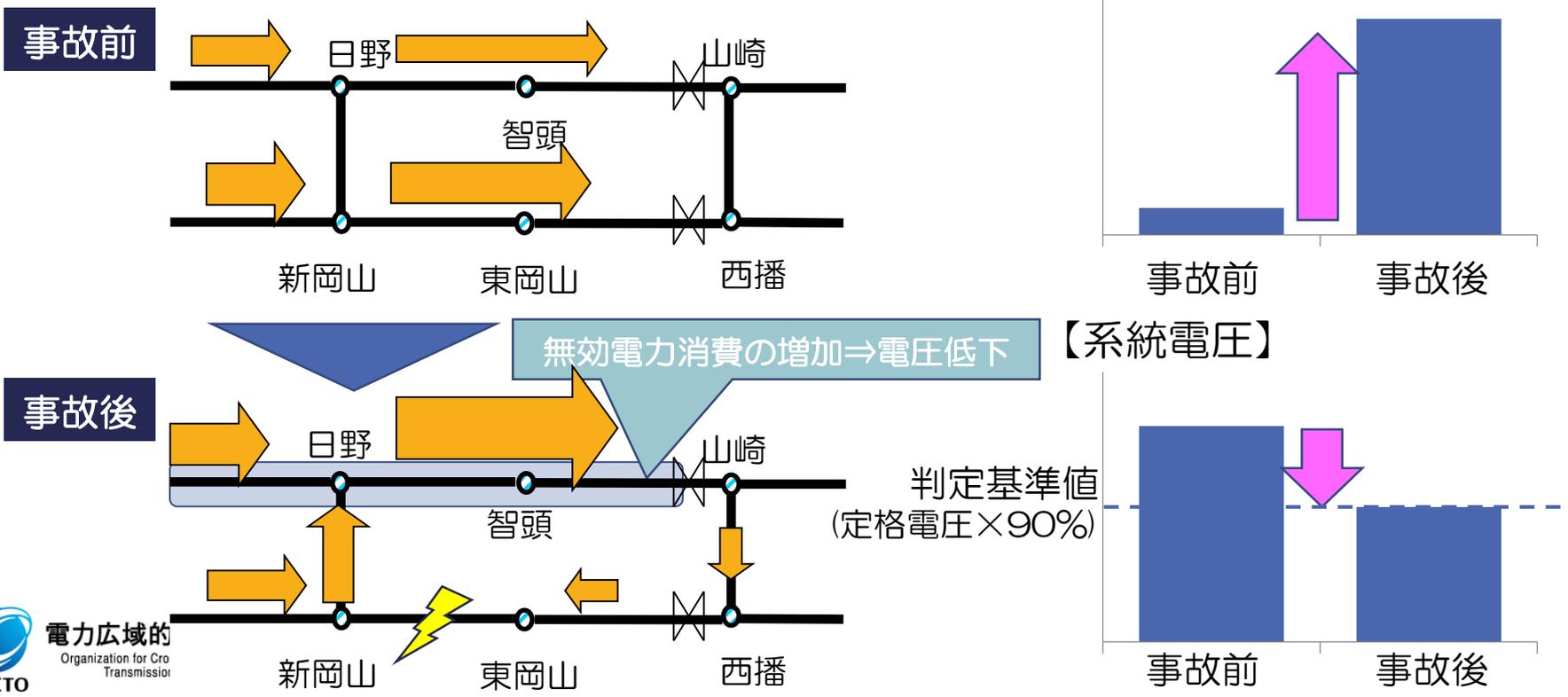
()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※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）



6. 中国四国間連系線

1. 送電限度値の算出

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値

- 中国四国間連系線では、熱容量限度値が最小値となることから、同期安定性、電圧安定性、周波数維持面は、熱容量限度値の制約とならないことを確認する。

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

➤ 夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ なし

④ 想定故障

➤ 中国四国間連系線 1 回線停止

<判定基準>

➤ 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	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L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

- ▶ 8月昼間：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

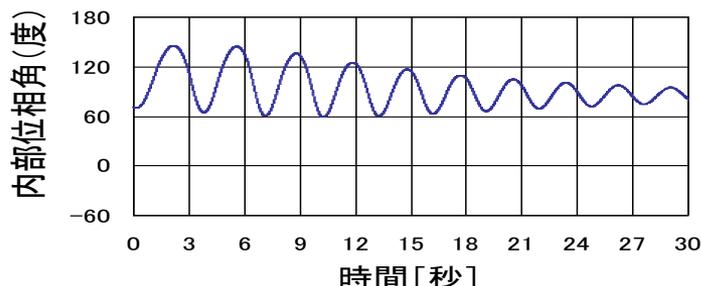
➤故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

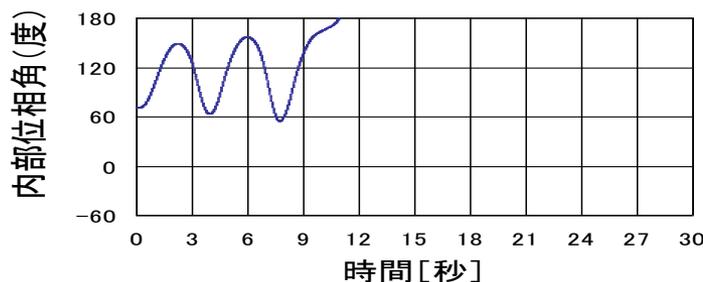
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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。

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

1) シミュレーションにより算出（2016年度第3回運用容量検討会）

- 中西系統（四国除く）の周波数低下、周波数上昇

周波数低下側は、FC及び阿南紀北EPPS制御量、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。

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

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）

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	120以上	前半120以上 後半120以上 【120以上】
		夜間	120以上 【120以上】	120以上 【120以上】	120以上	120以上	120以上	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 後半120以上 【120以上】

【万kW】

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

○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	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）

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

○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	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）

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)】	
		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)】	
	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	益	年未年始	
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	益	年未年始
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）

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)	前半120(①) 後半120(①) 【120(①)】
		夜間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	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) 【120(①)】

【万kW】

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

○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	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）

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)	
		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)
		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）

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

○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	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）

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

1. 送電限度値の算出

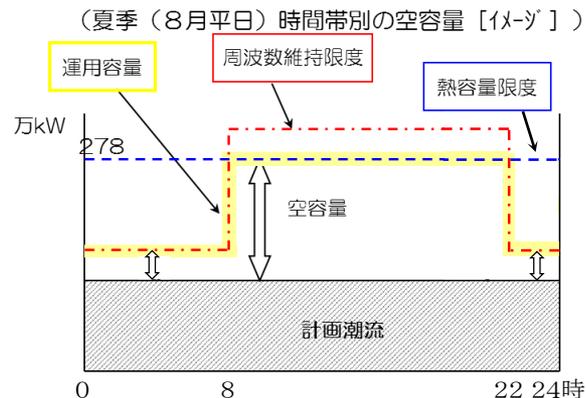
- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。
- なお、同期安定性面、電圧安定性面の限度値は、以下の制約要因から定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

【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kW ¹⁾ (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】ACSR410mm ² ×4導体 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×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

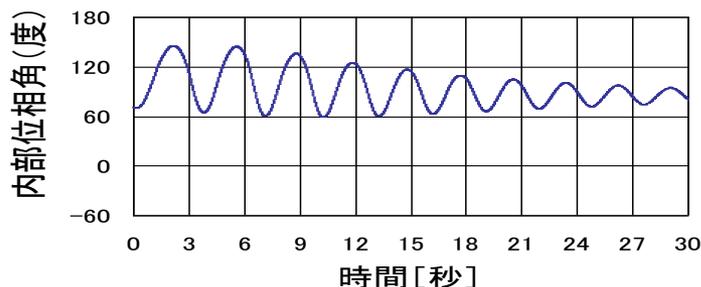
➤故障様相：三相3線地絡（中国九州間連系線）
三相地絡（新山口・北九州変電所母線）

<判定基準>

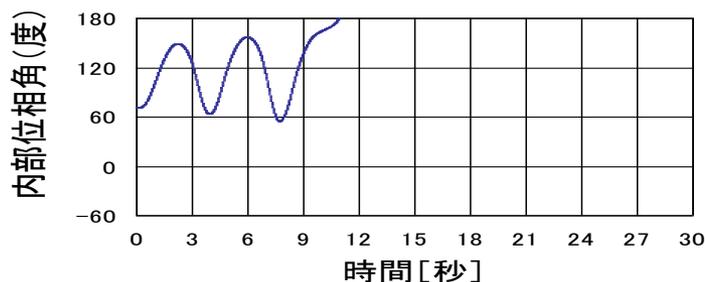
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準

＜考え方＞

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

6. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季	冬季	備考
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）

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	益	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	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。

6. 各限度値算出結果（3）

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	益	年未年始
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	益	年未年始
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）

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	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	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	益	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）

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	益	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	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。

7. 運用容量算出結果（1）

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	益	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)

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	益	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	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 (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	
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）

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	益	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	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	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。

7. 運用容量算出結果（5）

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)】							
	九州向	23(④) 【0(④)】							

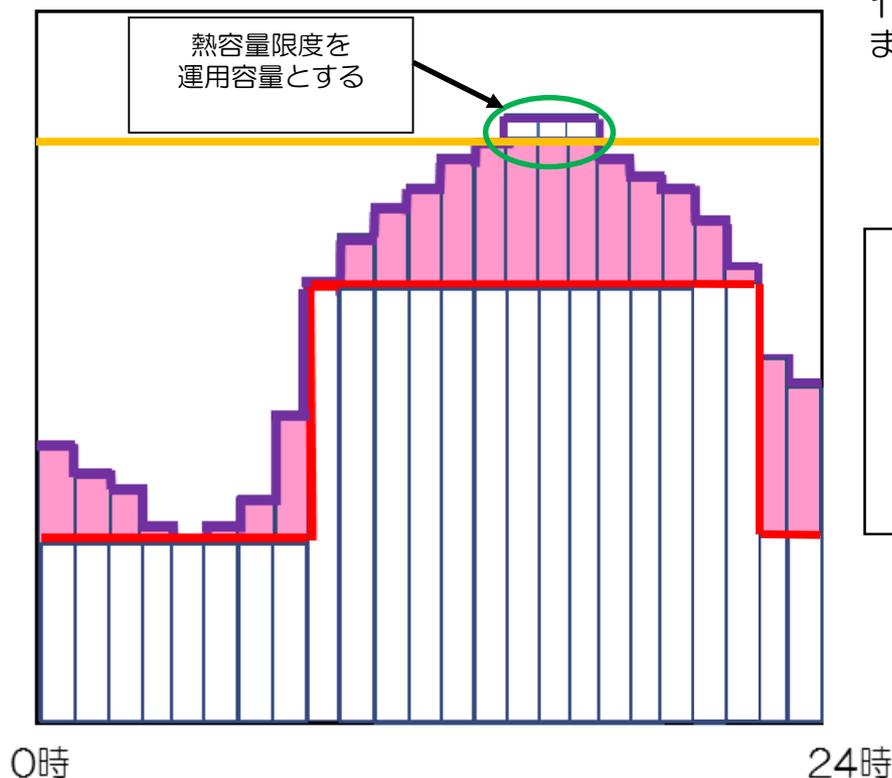
【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。

()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分ごとに変更している。

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



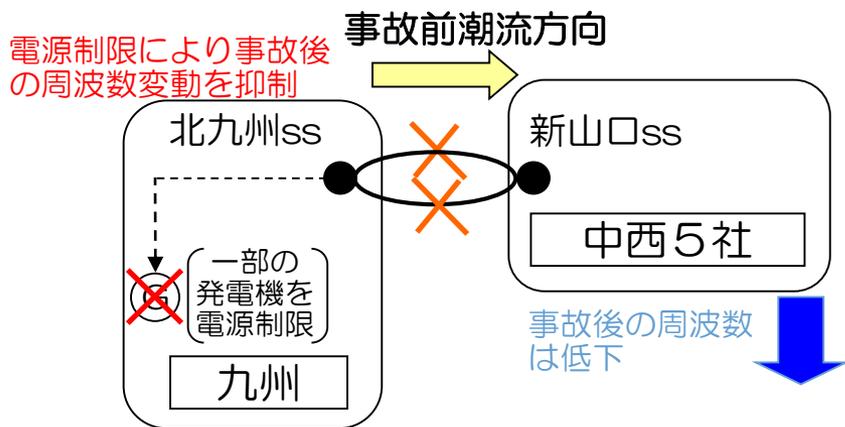
1) 週間以降、年間段階と比べ大幅な想定需要の低下が見込まれる場合、一部時間帯で年間より運用容量が減少する。

【凡例】

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

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

(従来の運用容量算定時)



(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

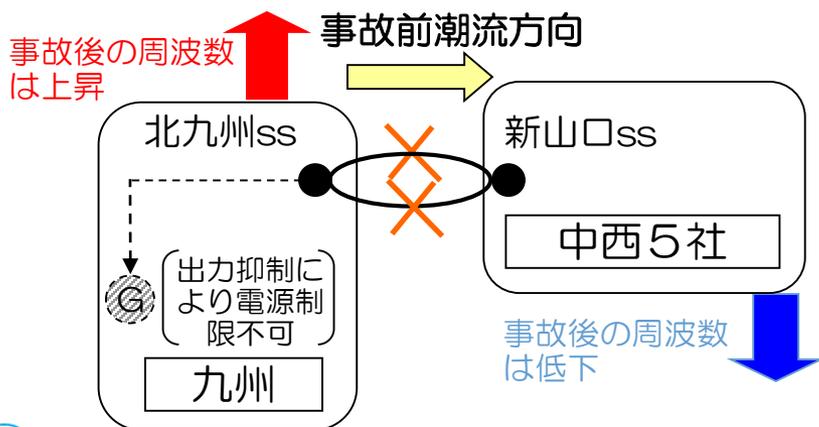
制約とならない

(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,...	○	・・・	○	・・・	○

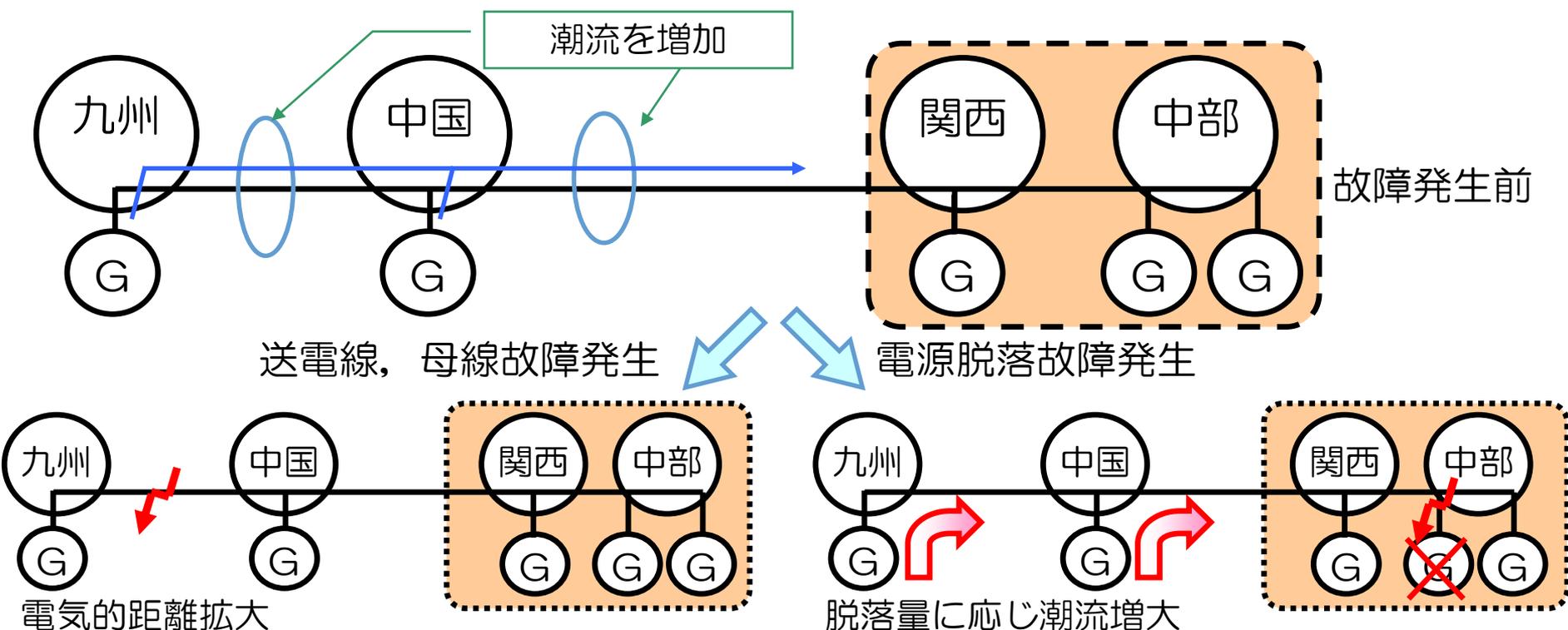
中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

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合力合計）により変化するため，季節毎の代表断面にて検討する。

③系統模擬

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

④想定電源

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

⑤想定需要

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

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

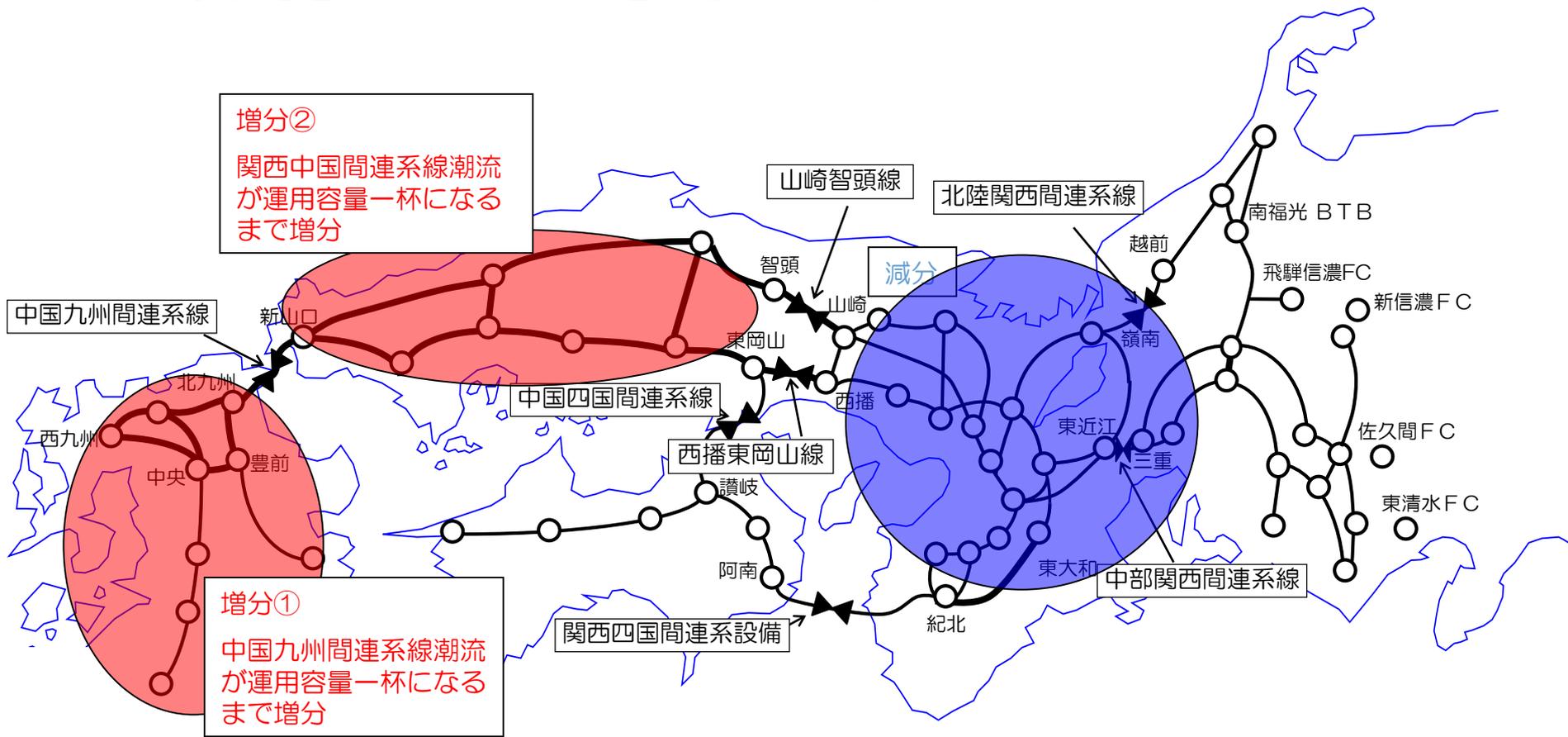
⑥電源制限・負荷制限の織り込み

- 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（同期安定性面でも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
			安定		
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。

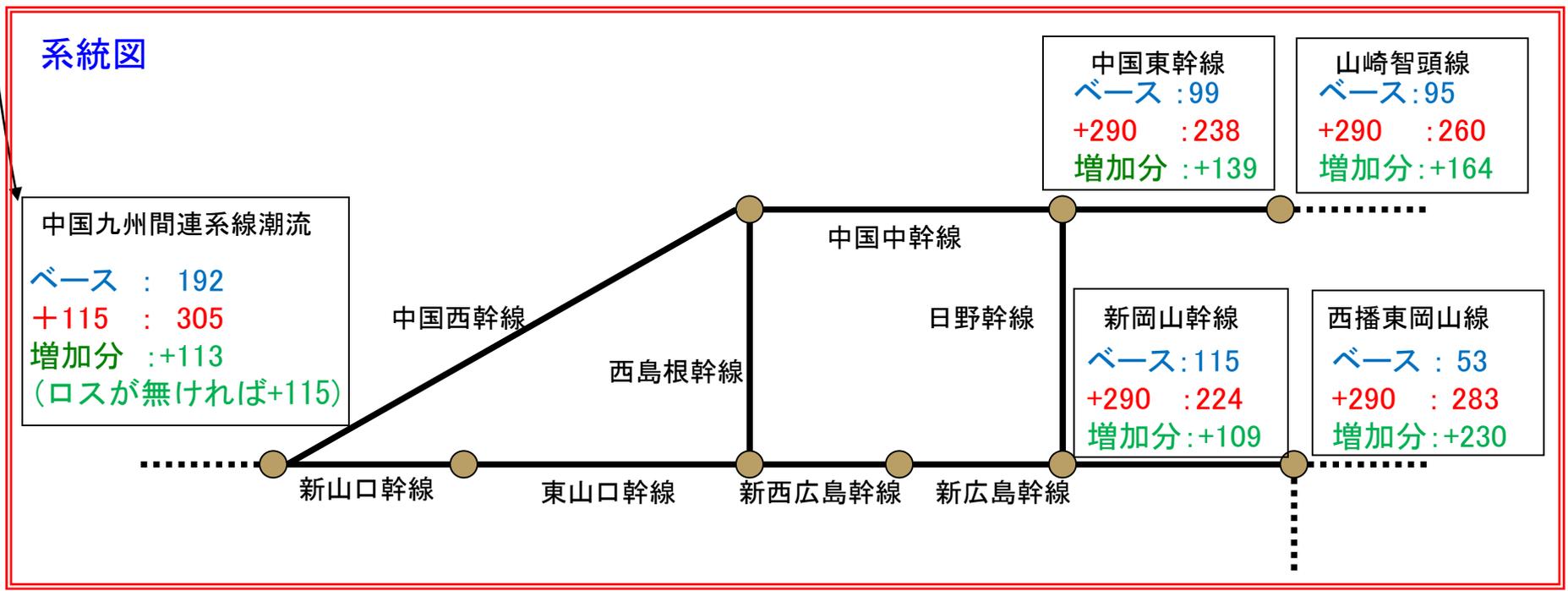
※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

- 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

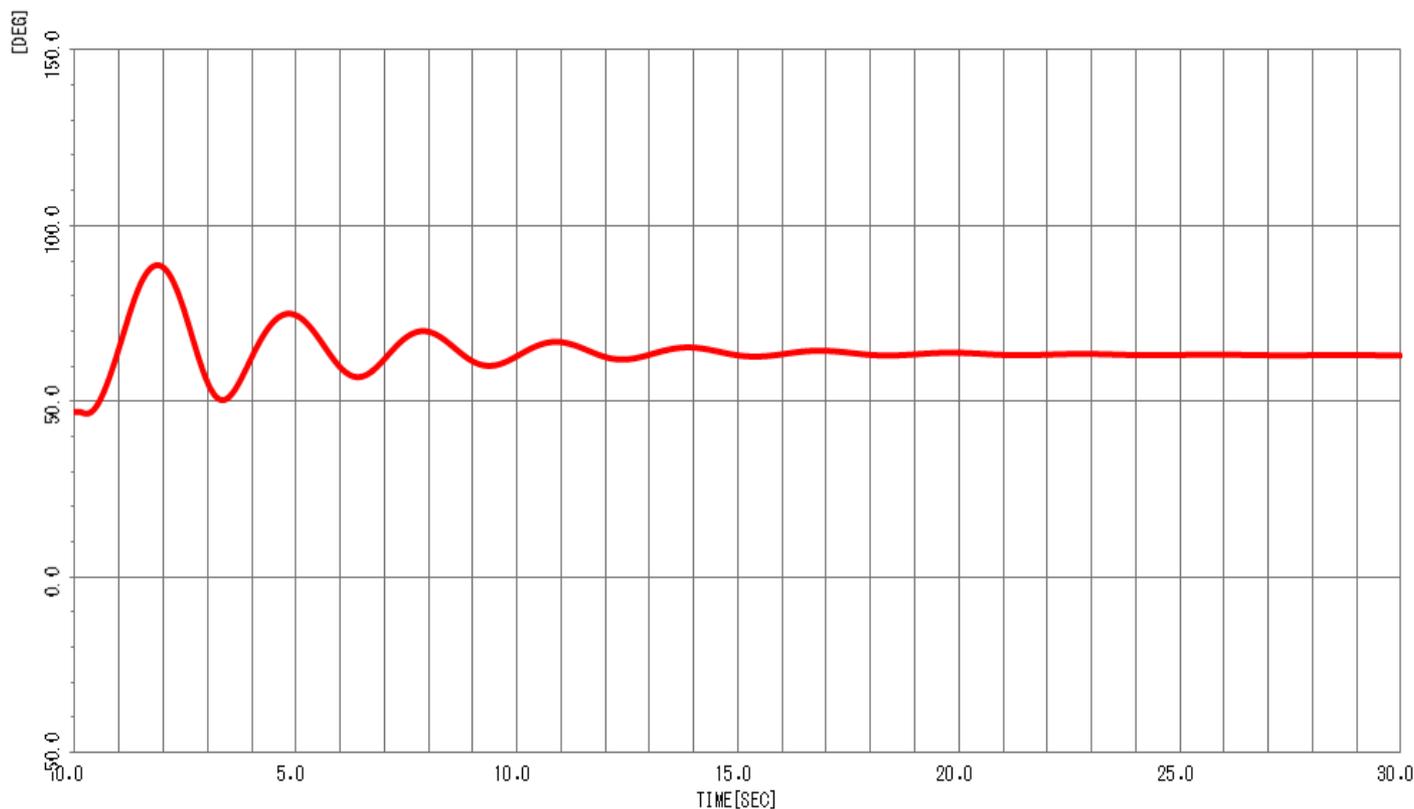
関西中国間連系線潮流
 ベース : 214
 +405 : 543
 増加分 : +329
 (ロスが無ければ+405)



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	○	○	○	○	○	○

設備停止時の運用容量について

2021年3月1日

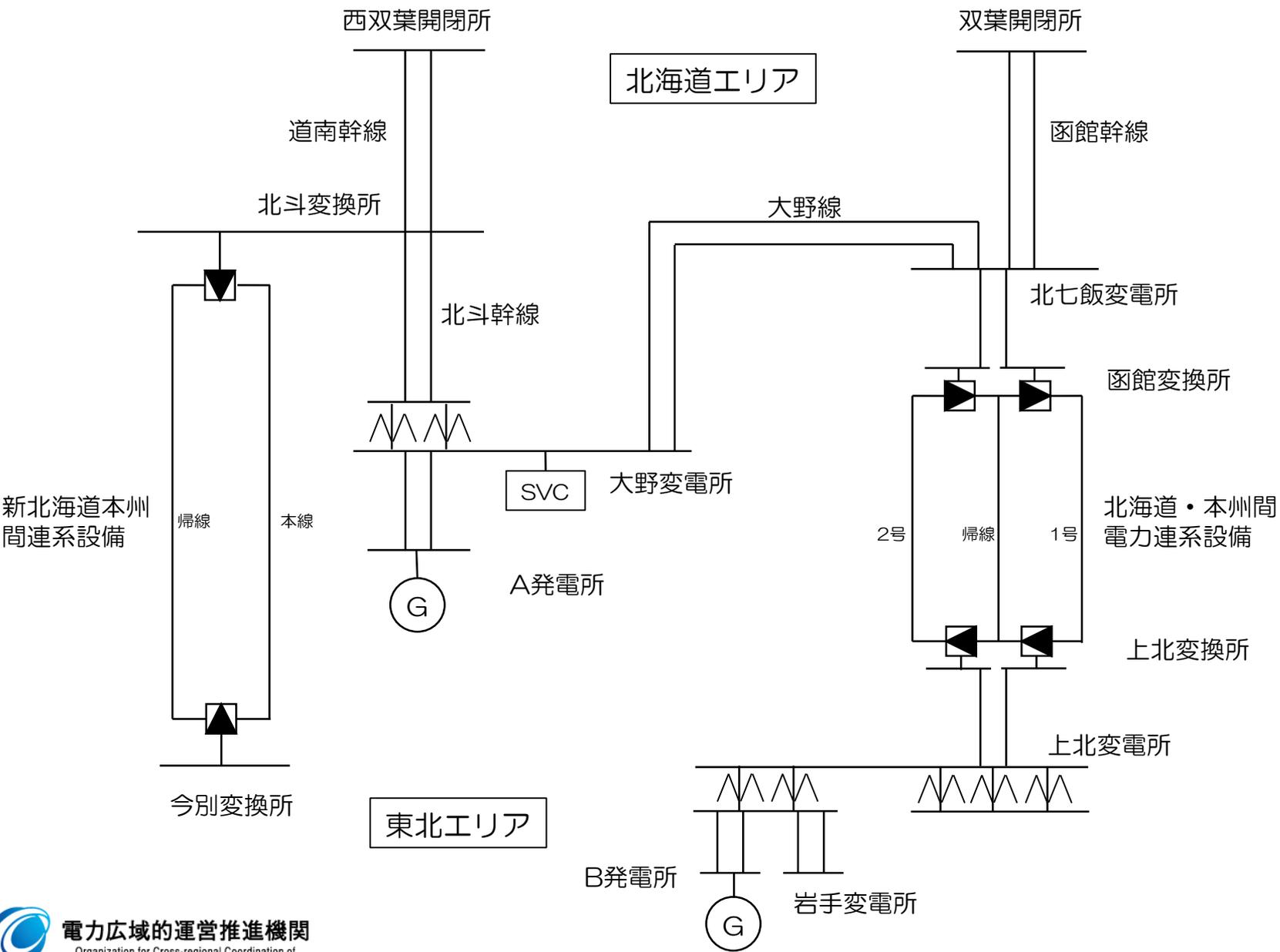
• 北海道本州間連系設備	P	3
• 東北東京間連系線	P	12
• 東京中部間連系設備	P	27
• 中部関西間連系線	P	49
• 中部北陸間連系設備	P	57
• 北陸関西間連系線	P	59
• 関西中国間連系線	P	67
• 関西四国間連系設備	P	76
• 中国四国間連系線	P	78
• 中国九州間連系線	P	81

北海道本州間連系設備

➤ 連系潮流限度

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



北海道・東北エリア

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

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

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



➤ 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

➤ 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

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

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

北海道・東北エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	



➤ 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）																			
			4回線	3回線					2回線					1回線					北斗 分離			
			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	0	0	0	0	30			
		単極	30	30	30	30	30													30		
		停止	30	30	30	30	30		30	30												
	1台	双極	30 (5)	30 (20)	30	0	10 (20)	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		単極	30	30		30	30														30	
		停止	30	30	30	30	30														30	30
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		単極				30	30														30	30
		停止				30	30														30	30

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

注2：表中のカッコ内は大野線1回線停止時にリミッタ値が変更となる値を示す

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

➤ 連系潮流限度値（東北向き）

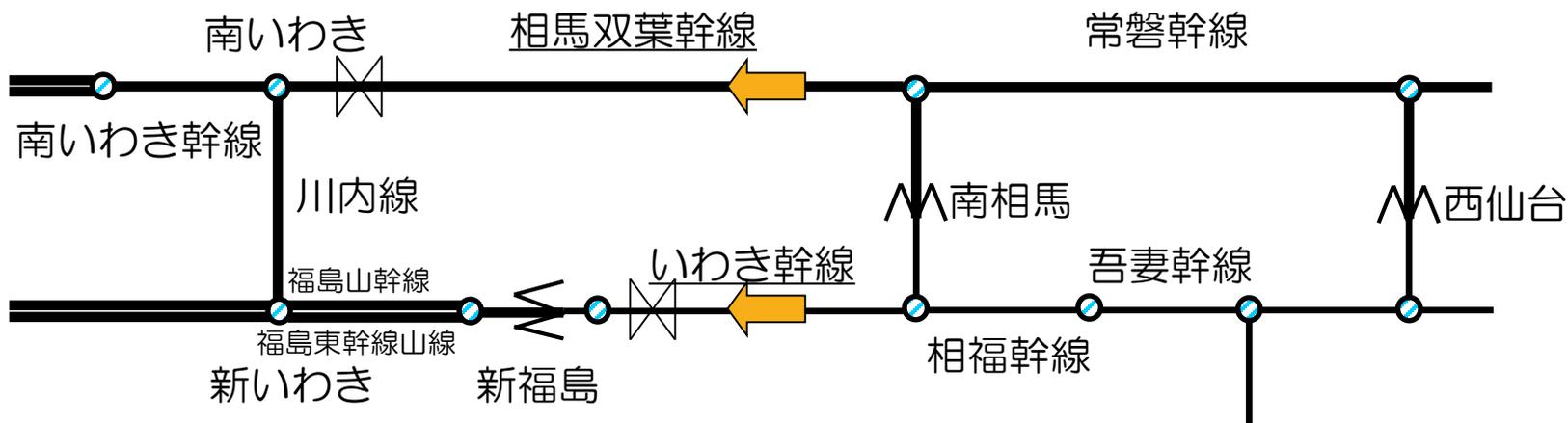
系統条件 潮流方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）														北斗 分離
			4回線	3回線				2回線				1回線					
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	
北海道 → 東北	2台	双極				0	0		0		5	10	30		0	30	
		単極	30	30	30	0	10	30	0	30	5	10	30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

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

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

東北東京間連系線

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



相馬双葉幹線ルート断故障¹⁾

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

隣接ルート送電線N-1故障

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

川内線ルート断故障

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

上記のいずれか小さいほうを運用容量とする。

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

1) 相馬双葉幹線に隣接する南いわき開閉所の片母線停止時含む

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

1回線停止中の系統で検討（考え方は平常時と同じ）

(1) いわき幹線熱容量（順方向は、相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 隣接ルート送電線N-1故障時におけるいわき幹線残回線熱容量

(3) いわき幹線熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい方とする。

・同期・電圧安定性

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

停止線路<熱容量（万kW）> 1) 電源状況により変化するため参考値

・相馬双葉幹線<(1)345、(2)475、(3)540>

・いわき幹線 <(1)425、(2)595、(3)380>

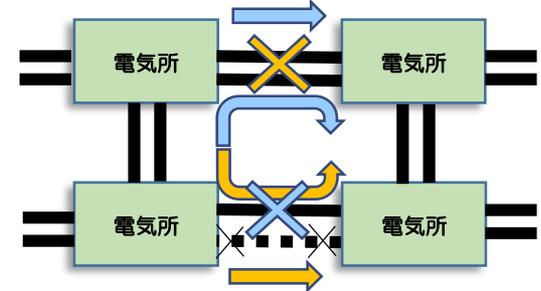
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい方

○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認

<参考>ループ運用時の考え方

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



相馬双葉幹線ルート断故障

$$\begin{aligned} \text{熱容量限度(1)} &= \text{新福島設備容量}^{1)} + \text{電源制限対象分} \\ &= \text{新福島設備容量(2バンクで140~180万kW程度)} + (0\sim500\text{万kW程度}) \end{aligned}$$

新福島バンクN-1故障²⁾

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

川内線ルート断故障

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

上記のいずれか小さいほうを運用容量とする。

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

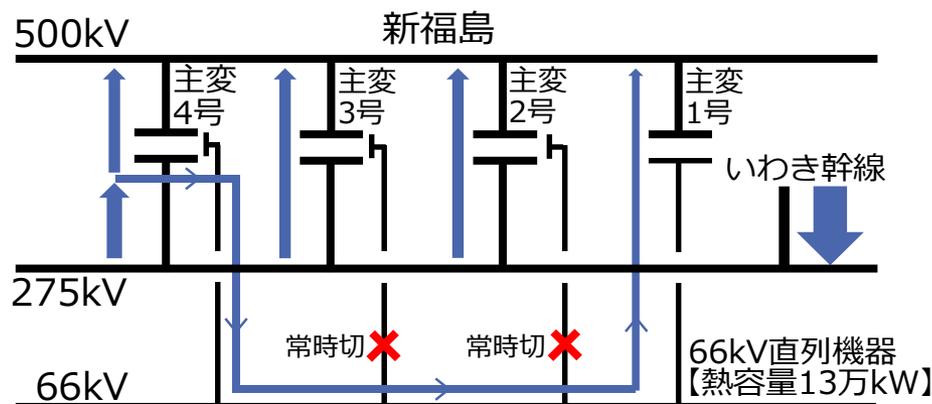
- 1) 500/66kV変圧器への廻り込み潮流を考慮
- 2) 新福島2バンクが接続する新福島変電所の片母線停止時含む

<新福島変電所設備容量>

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

【新福島における66kV直列機器の熱容量制約】

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



相馬双葉幹線ルート断故障

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

いわき幹線N-1故障

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

川内線ルート断故障

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

上記のいずれか小さいほうを運用容量とする。

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

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

1 設備停止中の系統で検討（考え方は平常時と同じ）

(1) いわき幹線熱容量（順方向は、相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) いわき線N-1故障時における いわき幹線残回線熱容量またはバンク熱容量

(3) いわき幹線熱容量またはバンク熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい方とする。

・同期・電圧安定性

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

停止線路<熱容量（万kW）> 1) 電源状況により変化するため参考値

・南相馬バンク<(1)____、(2)____、(3)____> ※2021Fy南相馬バンク作業予定なし

太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい方

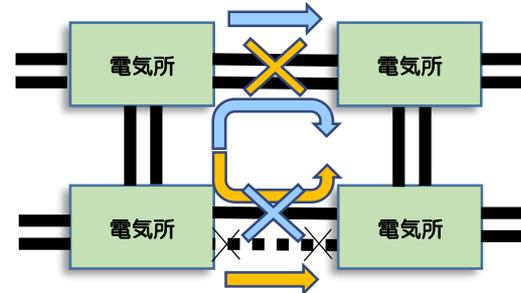
○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認

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

<参考>ループ運用時の考え方

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



<設備容量>

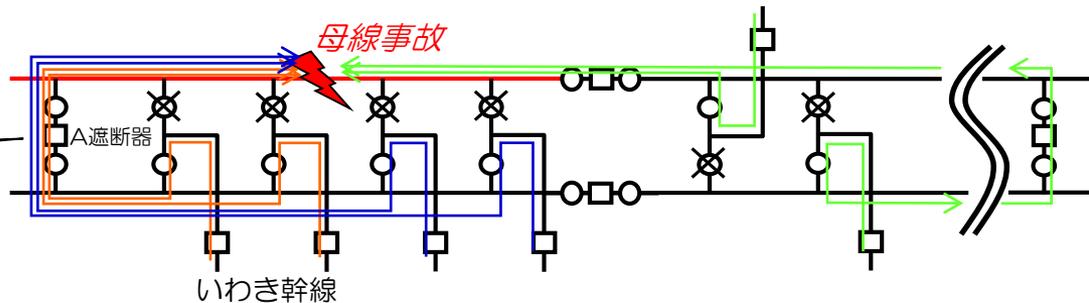
	容 量	備 考
南相馬バンク	95万kW / 1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW / 1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 2,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:2,000A
直列機器 (二次)	180万kW / 1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A
西仙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

■ 短工期対策による4回線連系の中断

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

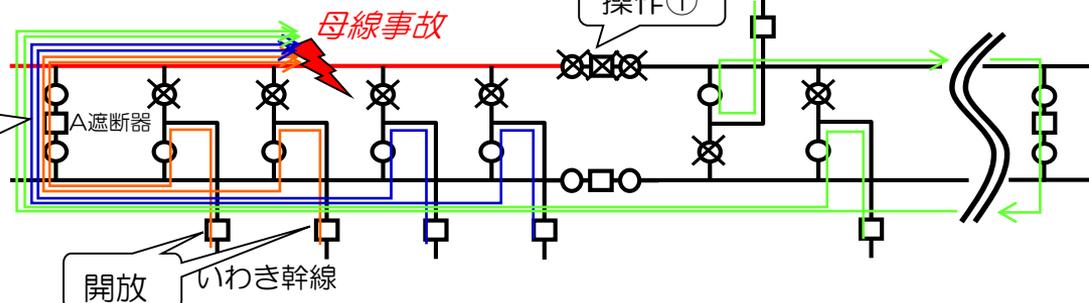
定格遮断電流超過せず

定格遮断電流以内



定格遮断電流超過

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



運用容量 = (熱容量限度, 同期安定性限度値の最小値)
 = 450万kW程度

◆算定の基本的な考え方

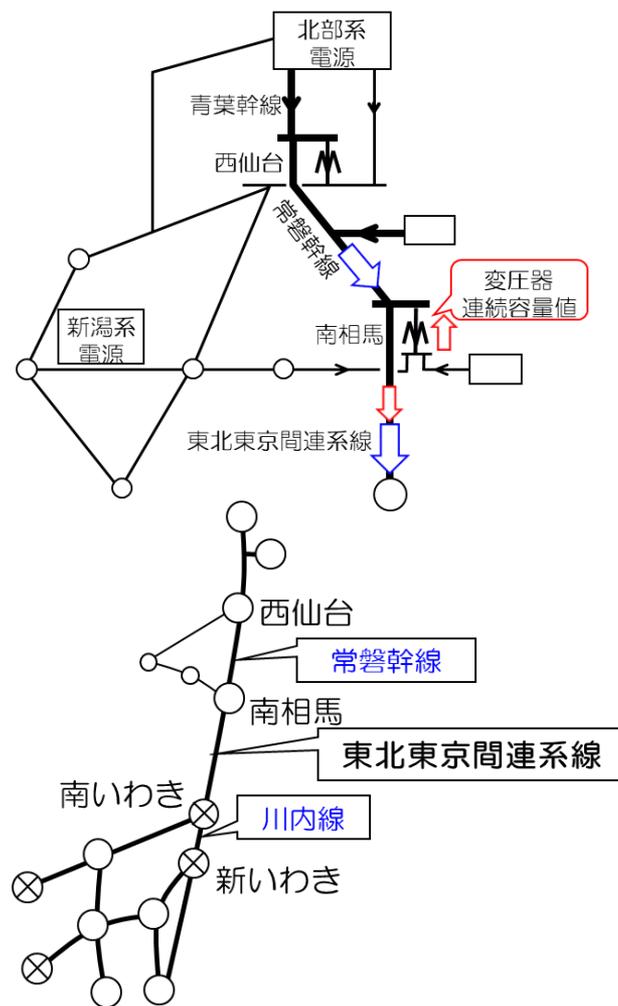
短工期対策中断による東北東京間2回線連系系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定する。

- 熱容量
 - (1) 相馬双葉幹線1回線故障時における残回線熱容量
 - (2) 南相馬バンク熱容量
 - (1)、(2)の小さい方とする。
- 同期・電圧安定性
 - (1) 常磐幹線2回線三相6線地絡
 - (2) 川内線2回線三相6線地絡
 - (1)、(2)の小さい方とする。

(考え方は平常時と同じ)

- 熱容量
595万kW程度¹⁾
 - 同期安定性
450万kW程度¹⁾ (フリンジ分控除後)
- 1) 2021Fy年間値を参考記載

- 電圧安定性・周波数維持
熱容量または同期安定性限度の潮流で安定確認



運用容量 = (周波数維持限度)
= 34万kW程度

◆算定の基本的な考え方

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

・周波数維持

算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/0.8Hz）－発電機解列量

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別の昼間帯・夜間帯）

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

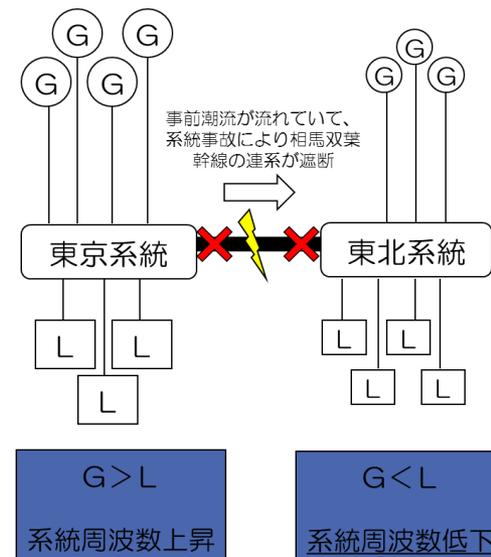
○周波数維持

34万kW程度¹⁾

1) 2021Fy年間値を参考記載

○熱容量，同期安定性，電圧安定性

周波数維持限度の潮流で安定確認



6. 275kVいわき幹線併用策の深掘り

(1) 短絡容量面

14

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

【追加検討概要】

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

①案: 遮断器取替え台数の低減

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

②案: 南相馬(変)母線分割

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

出典：2016年4月25日 第12回広域系統整備委員会 資料1

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

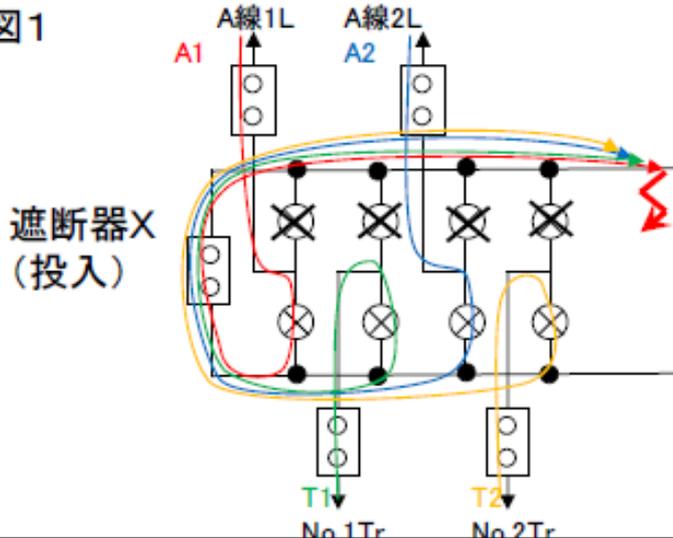
15

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

【例1:片母線停止時】

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

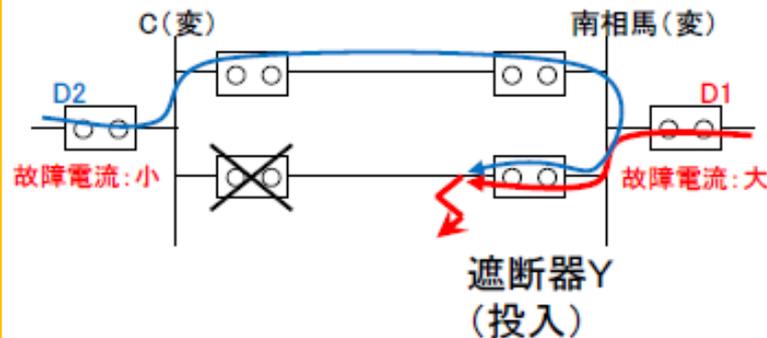
図1



【例2:送電線の再閉路箇所の変更】

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

図2



東京中部間連系設備（FC）

運用容量制約の一覧	P30～P34
制約の個別説明	P35～P48

FCにおいては、以下のような系統運用上の制約がある。

➤ 系統運用上の制約条件の例

➤ 周辺設備の運用

- FC送電ルートを送電設備は、送電線故障時にFCを抑制・停止させることを条件に1回線熱容量以上の潮流を運用限度としている。

➤ 電圧安定性

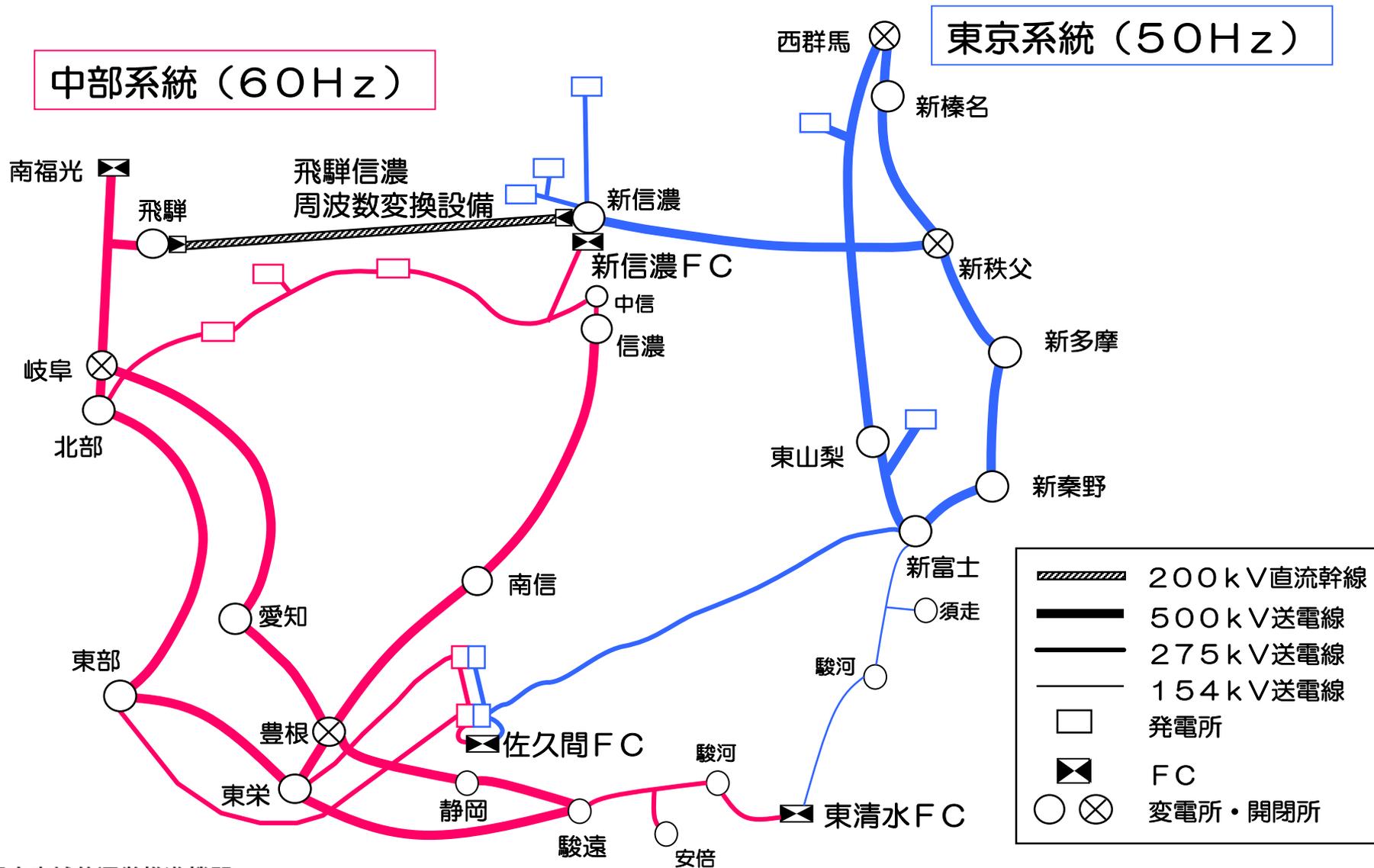
- FC周辺の負荷母線の電圧安定性維持のため、FC（50Hz向）潮流が制約となる場合がある。

➤ 電圧変動

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

➤ 高調波不安定現象

- 系統構成と調相設備の投入台数による高調波共振により、FCが安定に運転できなくなる現象で、FCの運転制約となる場合がある。



東京系統（50Hz）

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

中部系統（60Hz）

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

東京系統（50Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	

中部系統（60Hz）

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

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

東京系統（50Hz）

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

1) 系統状況・潮流状況によって運用容量が異なる。
 関連設備欄の○数字はP42～P45の個別説明の番号を表す。

中部系統（60Hz）

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

関連設備欄の○数字はP42の個別説明の番号を表す。

東京系統（50Hz）

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

中部系統（60Hz）

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

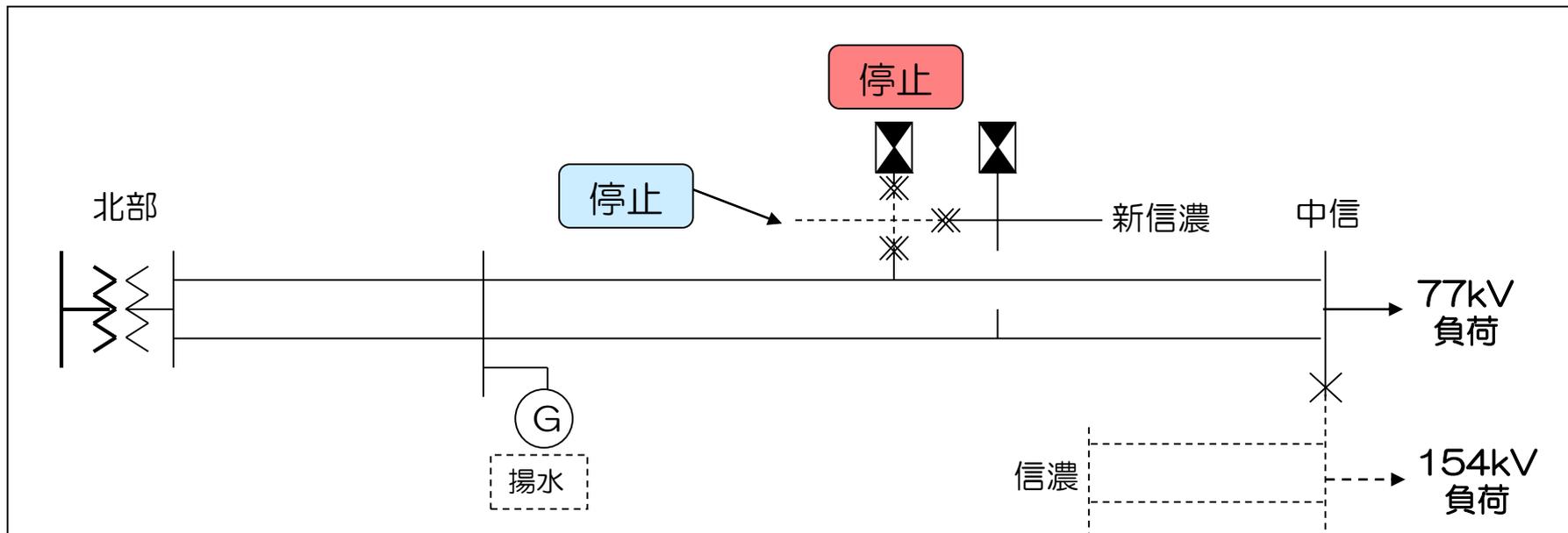
関連設備欄の○数字はP46の個別説明の番号を表す。

飛騨信濃直流幹線

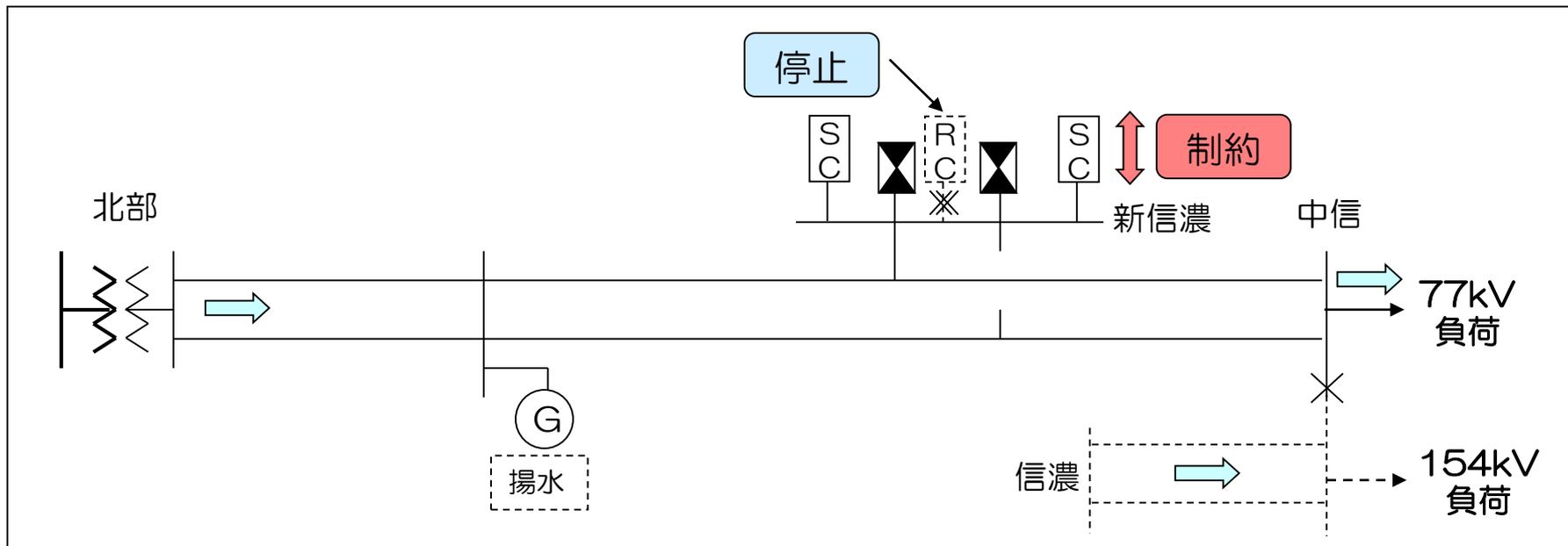
条件		運用制約	
関連設備		運用容量	制約要因
平常時		90万kW	
⑬	本線1回線停止	45万kW	片極停止
⑭	帰線1回線停止	0万kW（停止・復旧操作時のみ）	断路器操作時の双極停止

関連設備欄の○数字はP47、P48の個別説明の番号を表す。

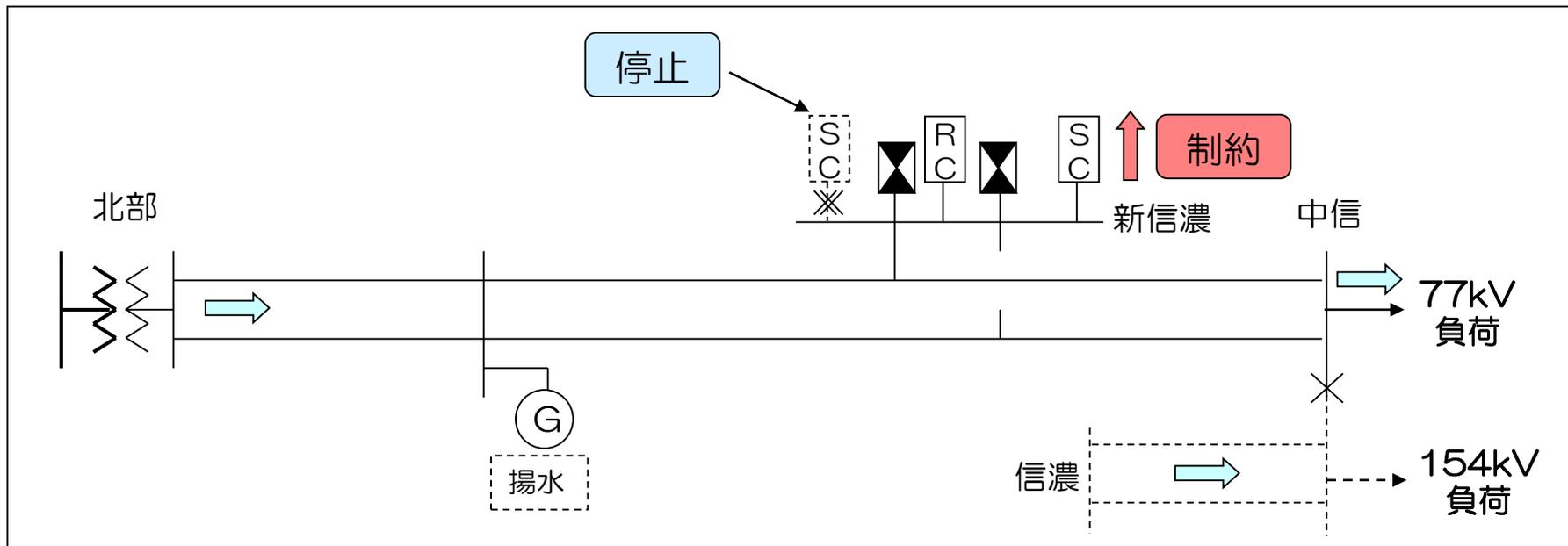
①新信濃変電所関係 (60Hz片母線停止)



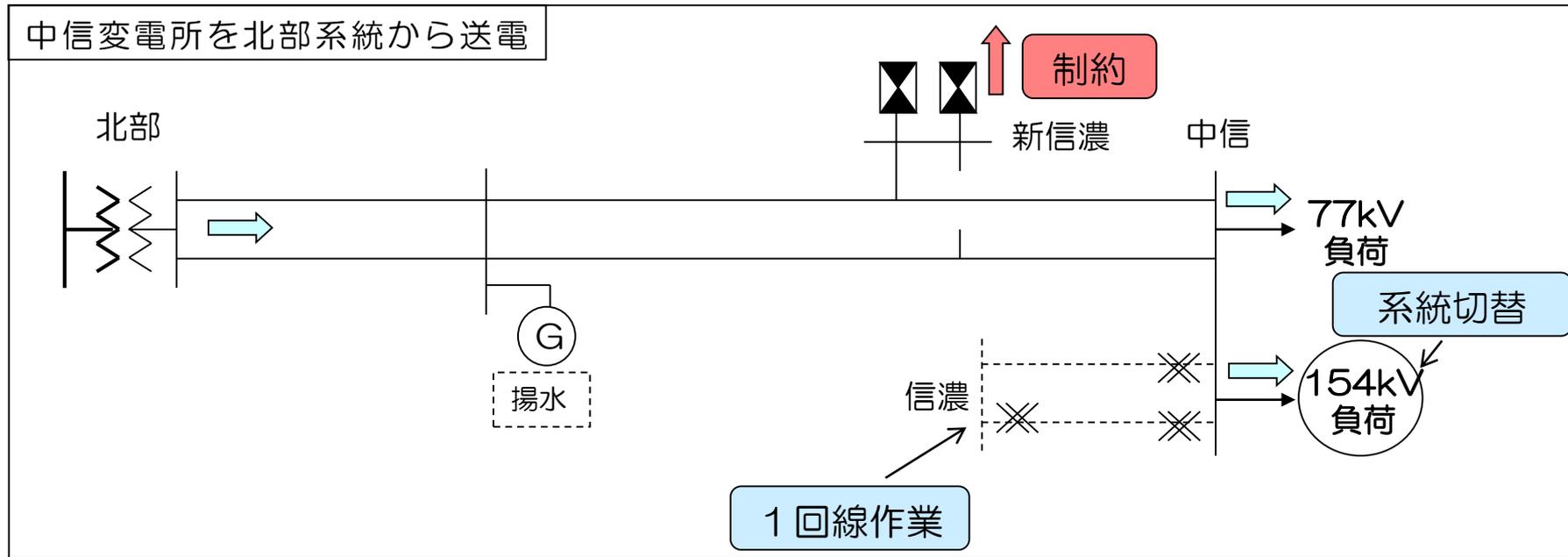
停止設備	制約
60Hz片母線停止	F C 1台停止



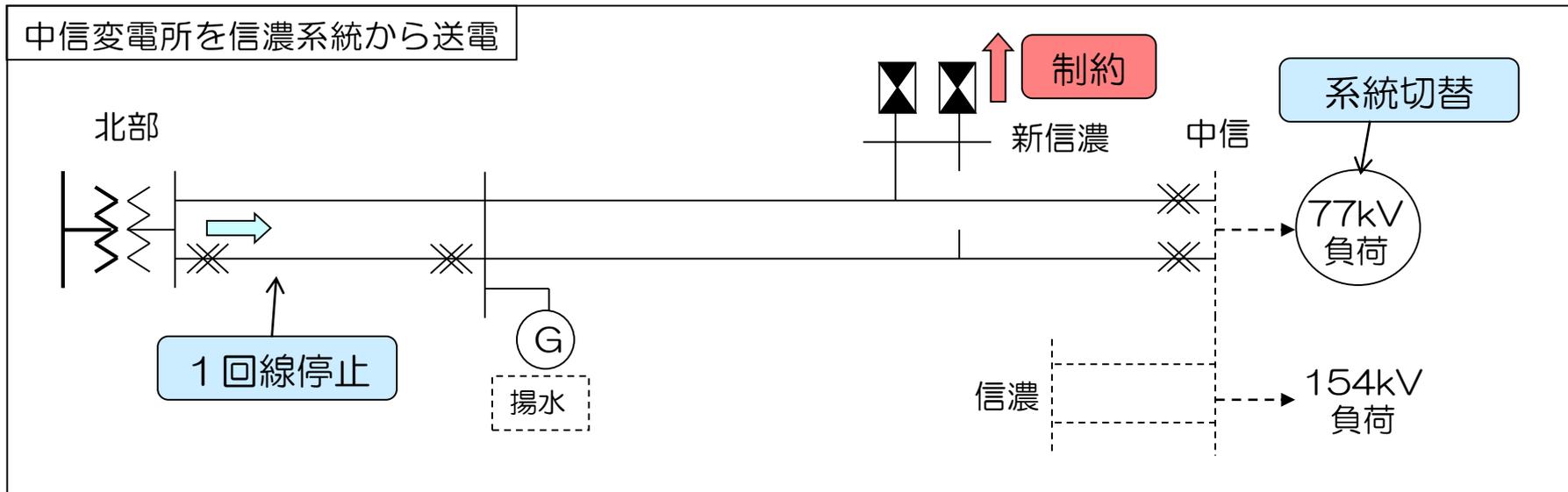
制約 (60Hz → 50Hz)	$FC < 76\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV}) - \text{揚水}$ [76万kW : 中信(変)77kV母線の電圧安定性]
制約 (50Hz → 60Hz)	$FC < 52\text{万kW}$ [52万kW : 中信(変)77kV母線の電圧変動]



制約 (60Hz → 50Hz)	$FC < 90\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV}) - \text{揚水}$ [90万kW : 中信(変)77kV母線の電圧安定性]
------------------	--

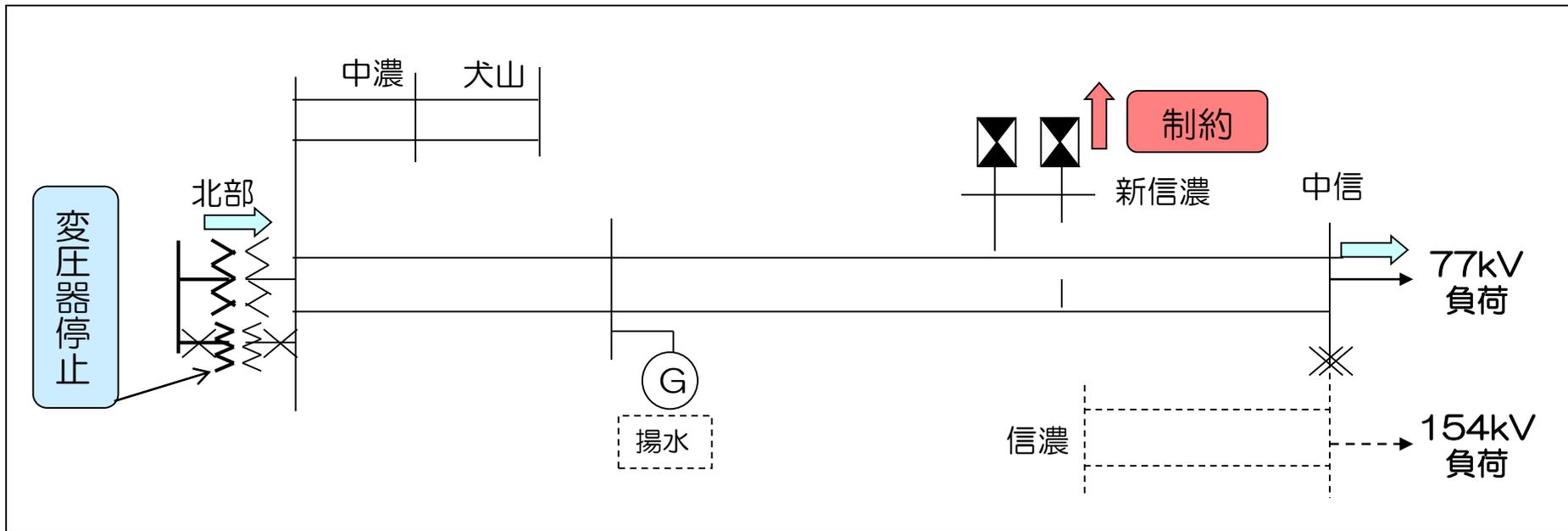


<p>制約 (60Hz → 50Hz)</p>	<p>$FC < 67\text{万kW} - \text{中信負荷}(77,154\text{kV}) - \text{揚水}$ [67万kW：中信(変)77kV母線の電圧安定性]</p>
-------------------------	--



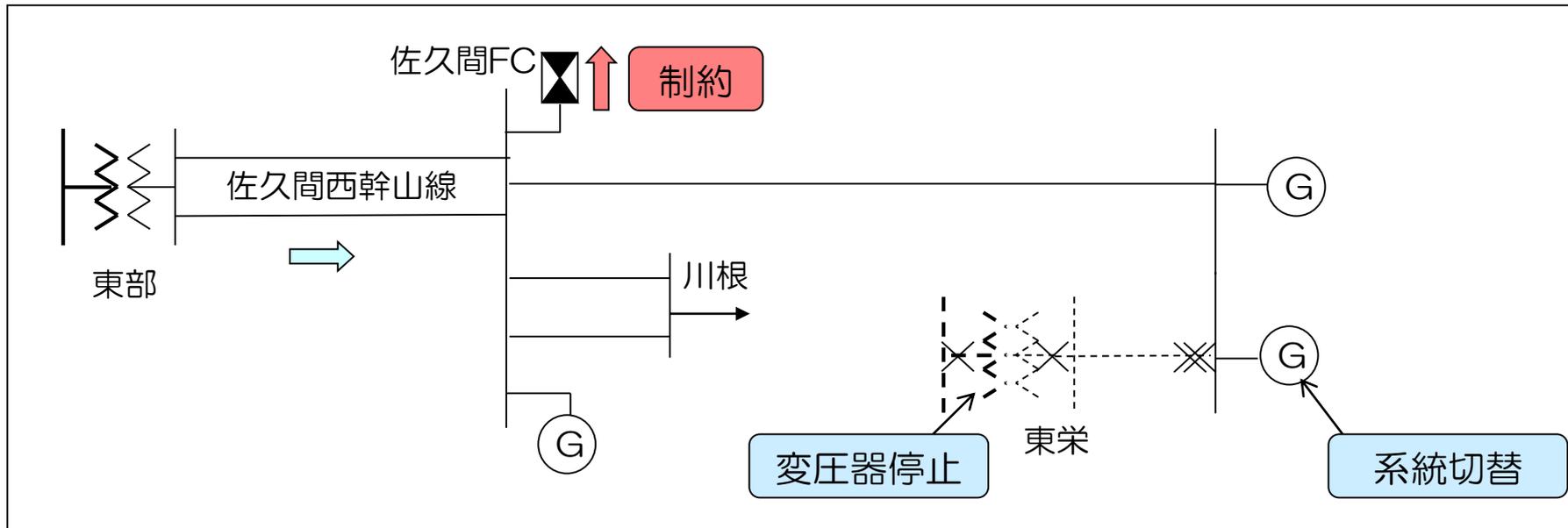
制約 (60Hz → 50Hz)

FC < 56万kW-揚水
[新信濃(変)275kV母線の電圧安定性]



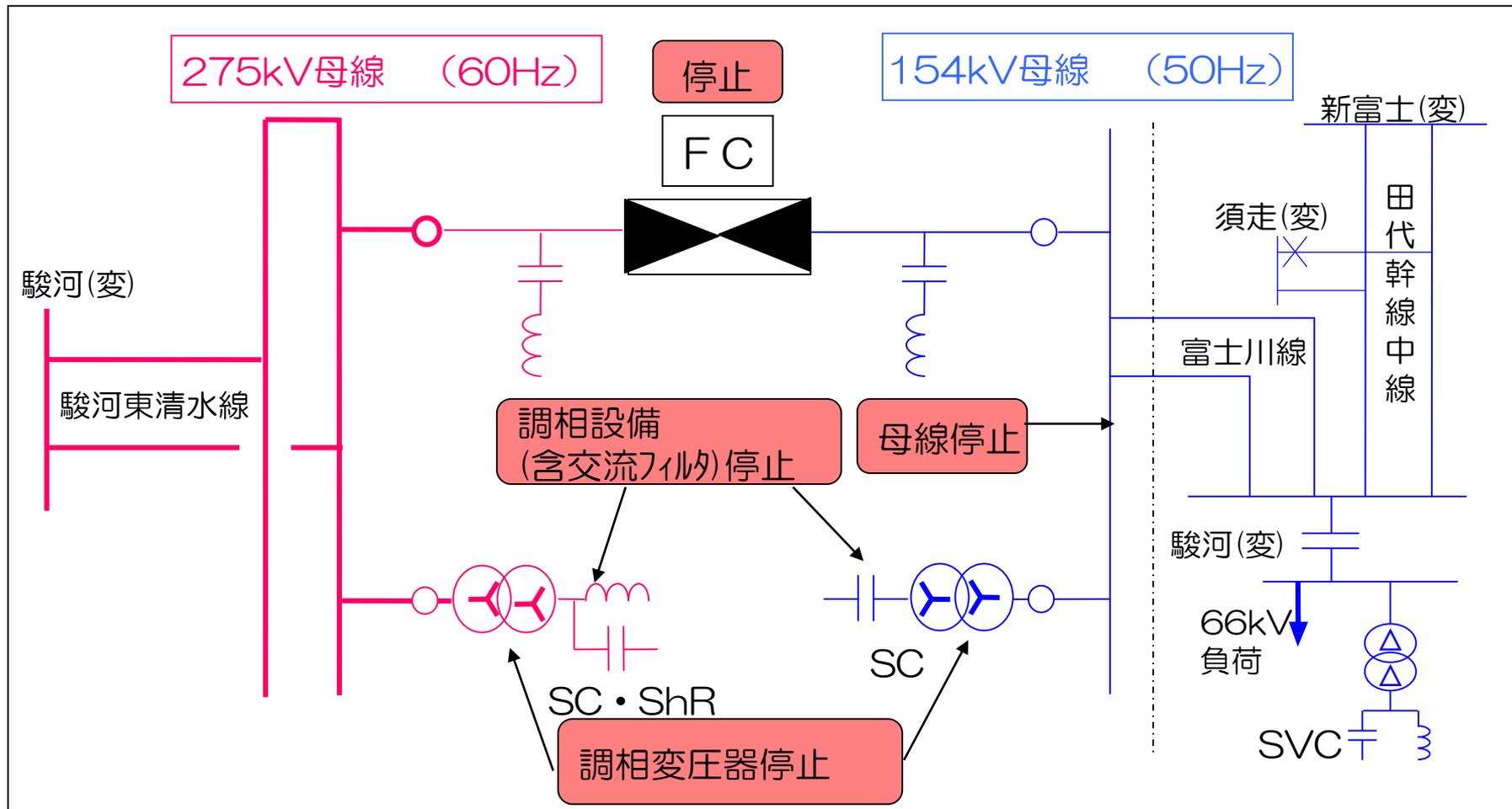
制約 (60Hz → 50Hz)

北部変電所変圧器潮流 < 142.5万kW [変圧器容量]



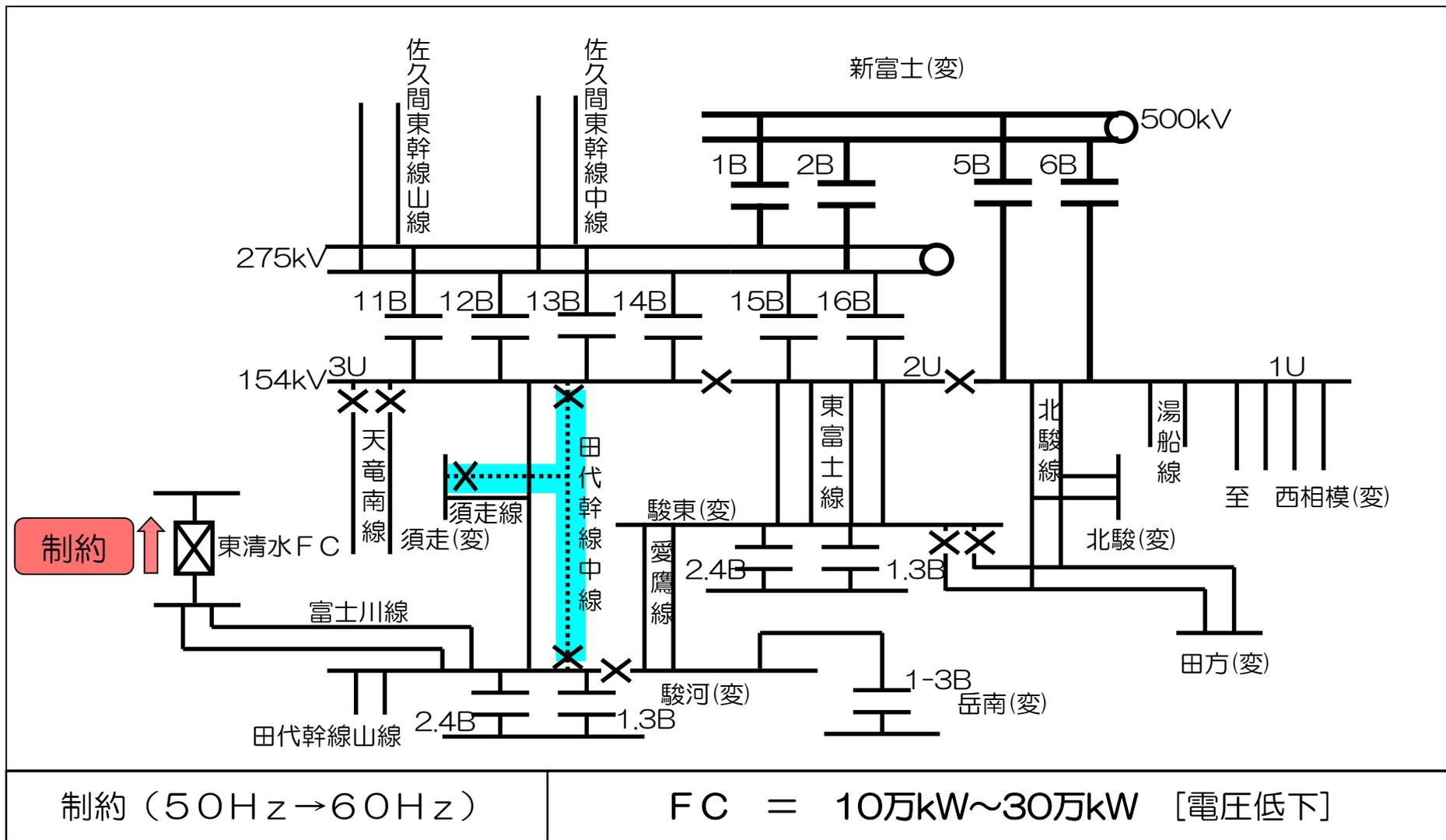
制約 (60Hz → 50Hz)

佐久間西幹山線潮流 < 66万kW [送電線容量]

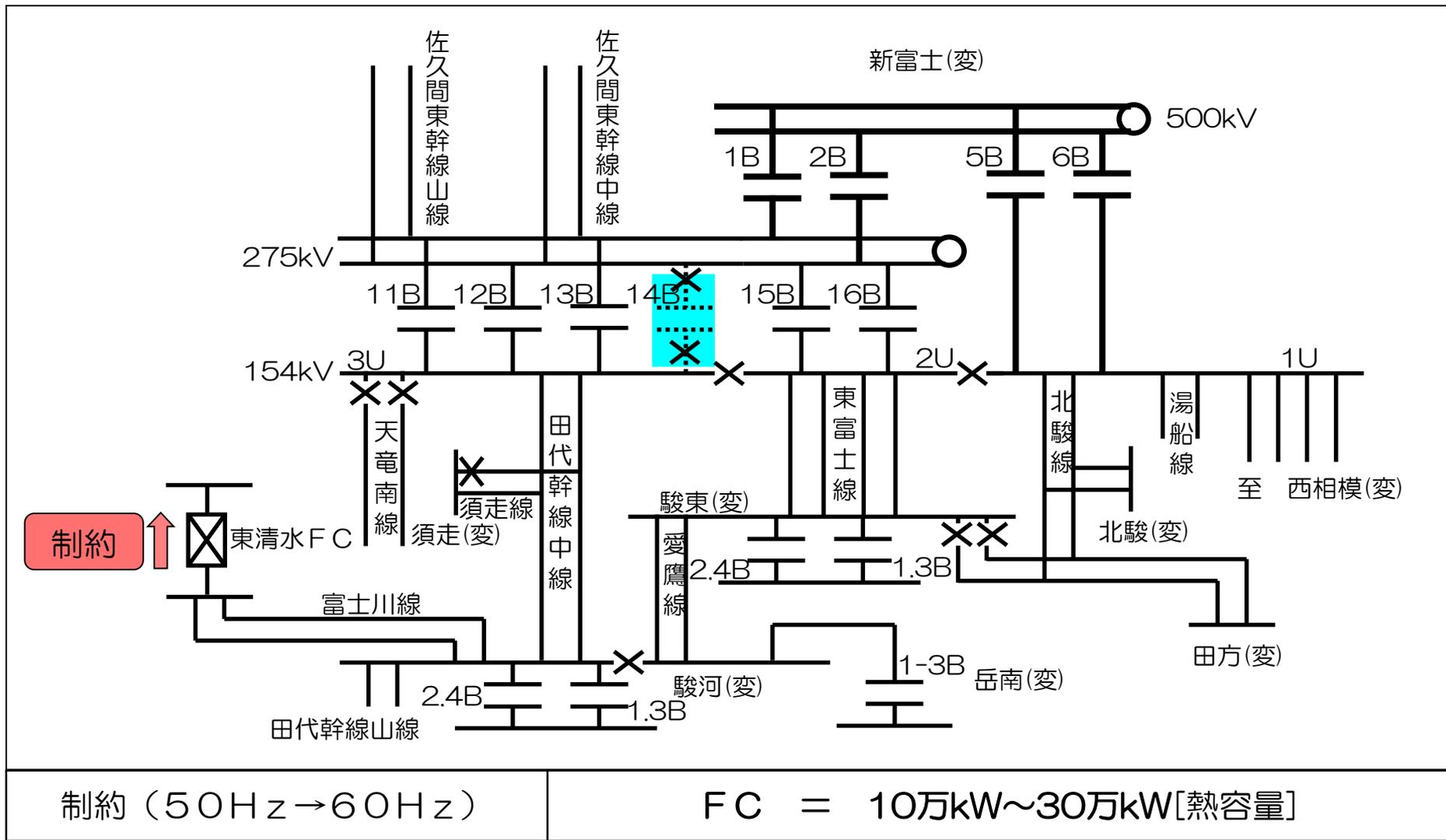


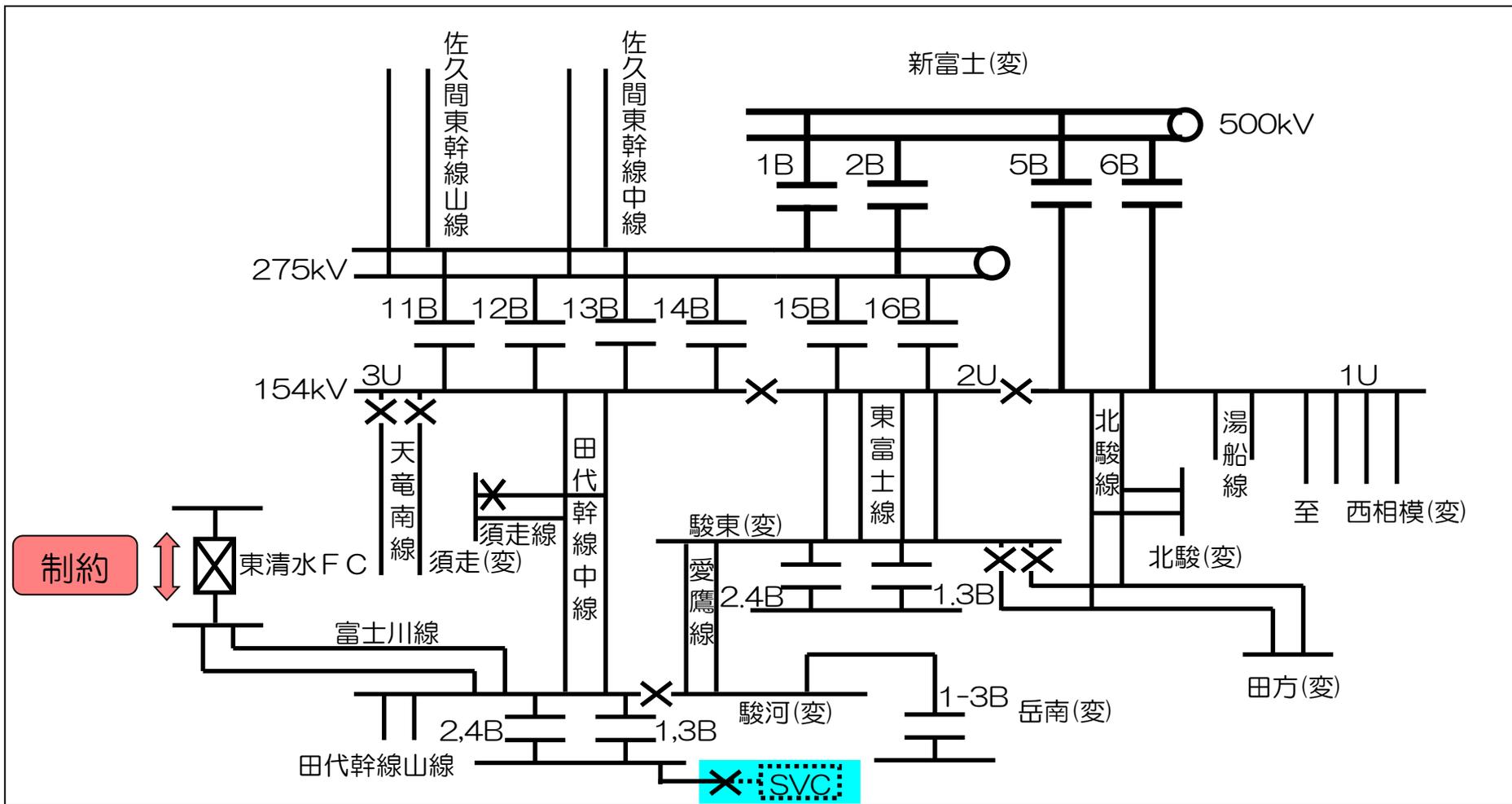
停止設備	制約
東清水変電所154kV母線 (50Hz) 調相設備、調相用変圧器 (50Hz, 60Hz)	F C停止

⑨田代幹線中線（須走線）停止



⑩新富士変電所変圧器 1 台停止

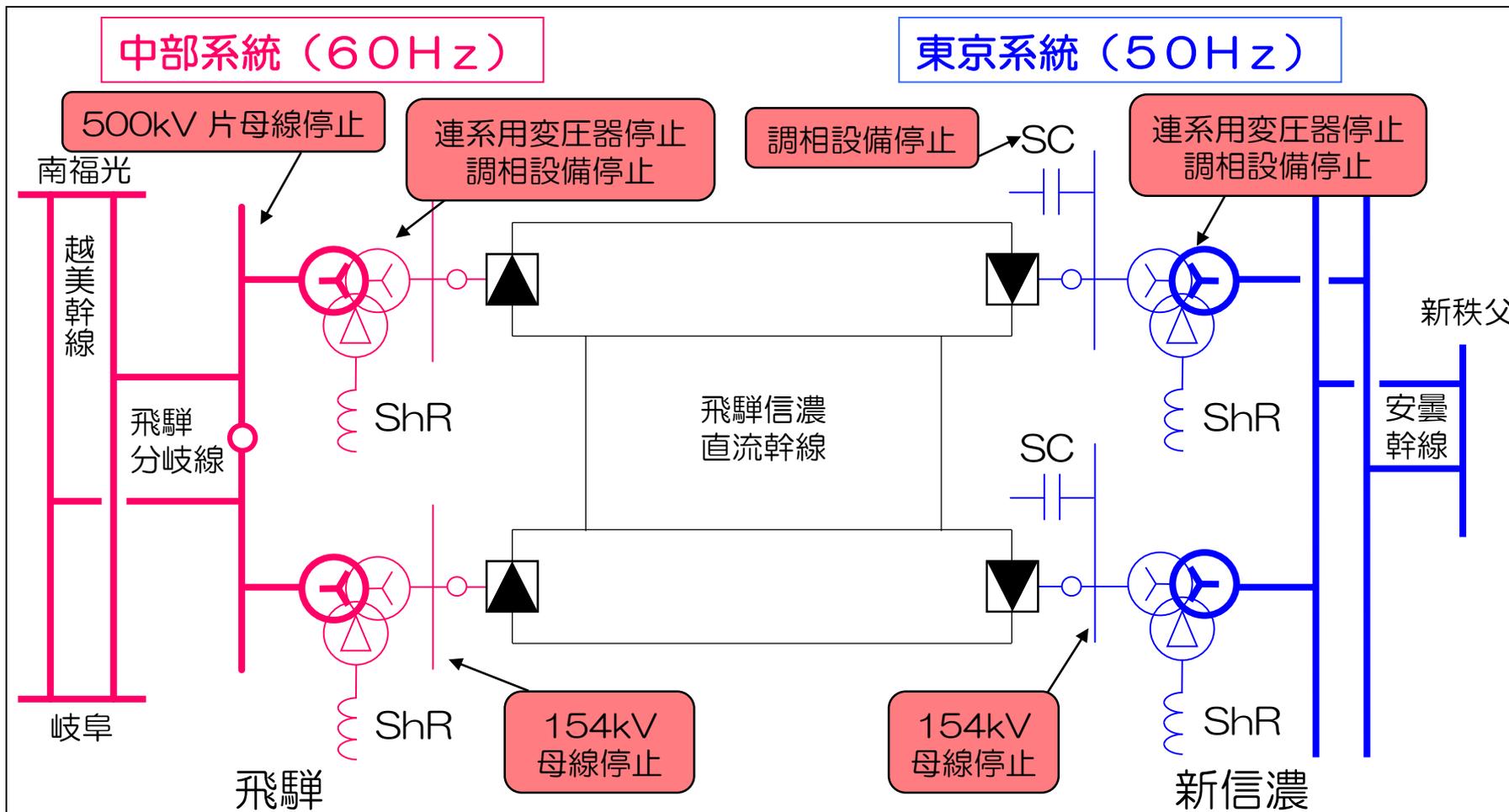




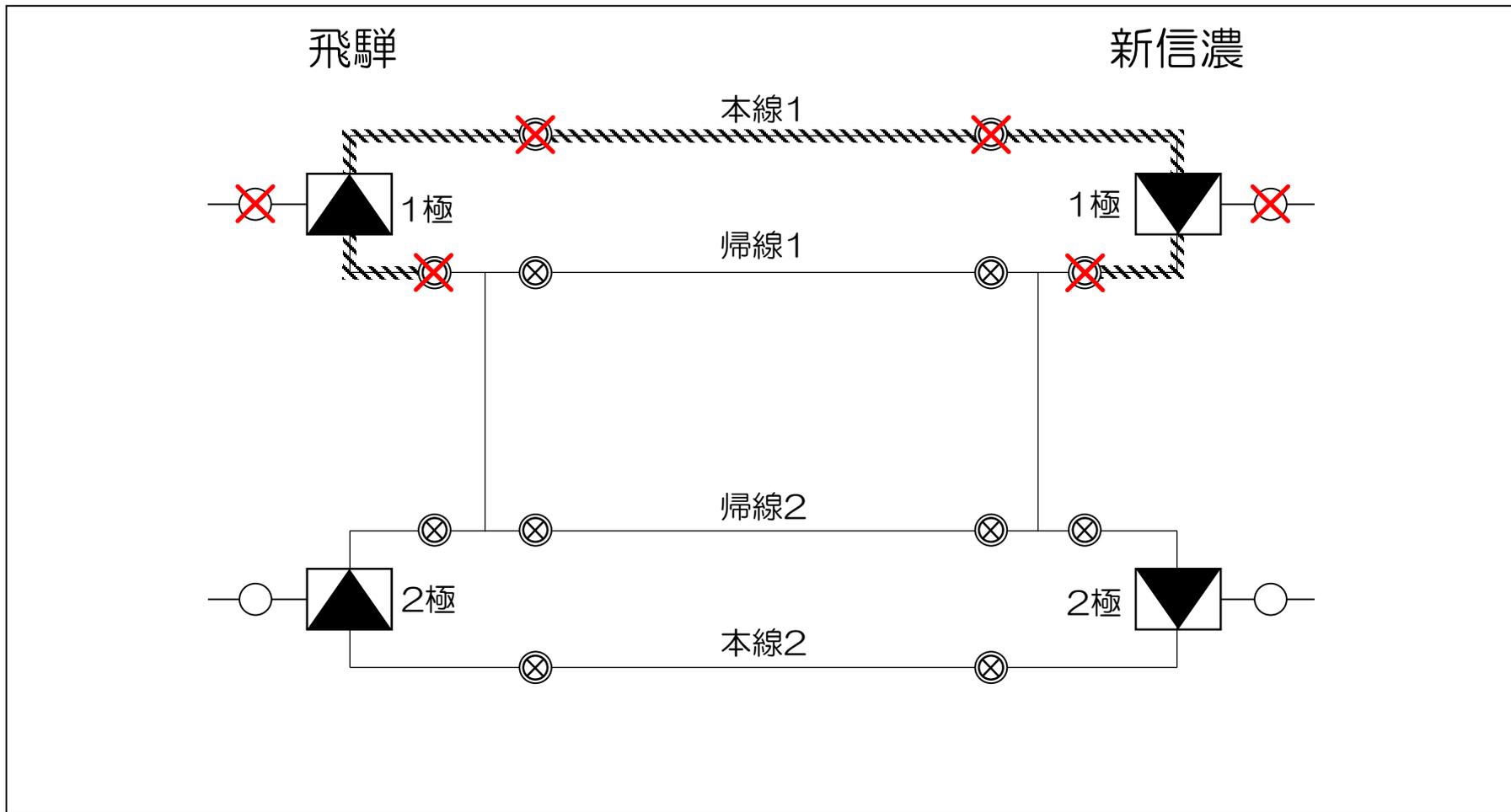
制約 (60Hz → 50Hz)

制約 (50Hz → 60Hz)

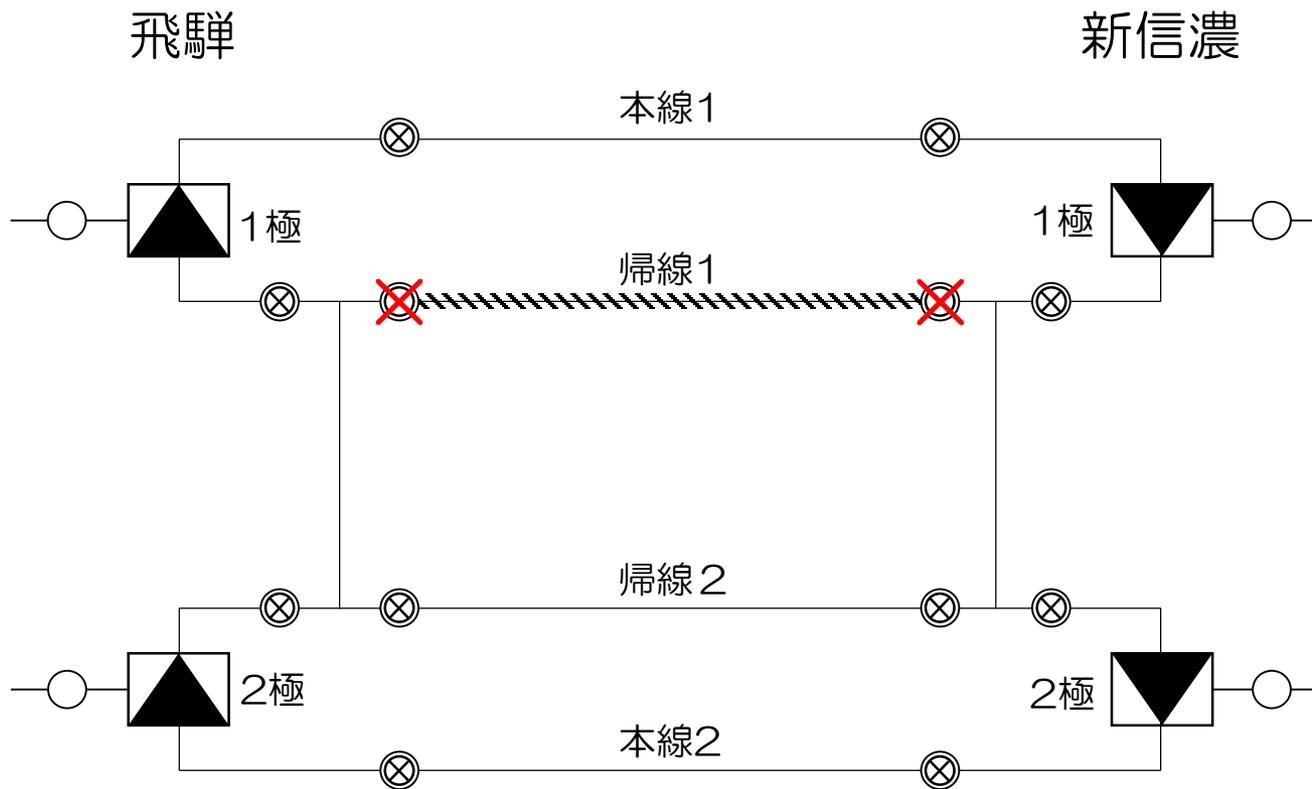
FC = 17万kW [電圧変動]



停止設備	制約
(50Hz) 154kV母線、連系用變壓器、調相設備 (60Hz) 500kV片母線、154kV母線、 連系用變壓器、調相設備	片極停止



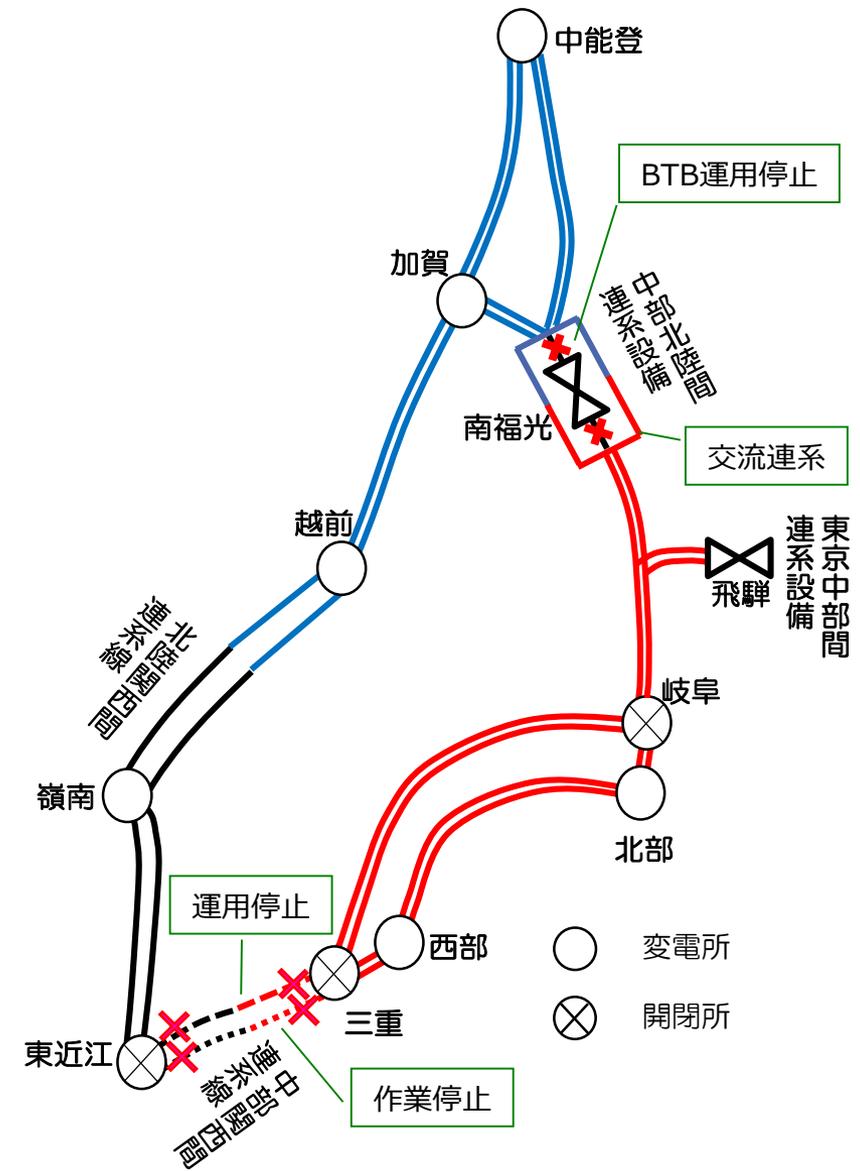
停止設備	制約
本線1（または本線2）	1極停止（本線2停止の場合は2極停止）



停止設備	制約
帰線1（または帰線2）停止・復旧操作	<ul style="list-style-type: none"> 停止・復旧時、断路器操作のため1極と2極の停止（フローティング）が必要。 停止中は制約なし。

中部関西間連系線

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



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

- 中部関西間連系線停止および南福光地点の交流連系・BTB停止を踏まえた系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定（下記）。

■ 中部北陸間連系設備

○熱容量

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○同期安定性

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

○電圧安定性

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○周波数維持

- 故障箇所：南福光交流連絡母線2回線
- 中部系統および北陸系統、関西以西が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値を確認。

■ 北陸関西間連系線

○周波数維持

- 中部系統、北陸系統および関西以西が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値を確認。

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

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= (\text{周波数維持限度値の最小値}) - 90\text{万kW}^* \\ &= 160\text{万kW (平日昼間帯)} \\ &\quad 110\text{万kW (平日昼間帯以外)} \end{aligned}$$

- 熱容量限度 : 329万kW (南福光交流連絡母線 直列機器)
- 同期安定性限度 : 250万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 250万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 250万kW (平日昼間帯)
200万kW (平日昼間帯以外)

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

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= (\text{周波数維持限度値}) \\ &= 116\sim 130\text{万kW} \end{aligned}$$

- 熱容量限度 : 329万kW (南福光交流連絡母線 直列機器)
- 同期安定性限度 : 130万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 130万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 116～130万kW

（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

北陸関西間連系線運用容量（北陸向）

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

- 熱容量限度 : 278万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 130～160万kW（平日昼間帯）
 70～ 90万kW（平日昼間帯以外）

北陸関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
 = 99万kW～115万kW

- 熱容量限度 : 278万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 115万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 115万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 99～115万kW
 （系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

周波数上昇限度（中部）

$$\begin{aligned}\text{算出式①} &= \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &= 31\sim 37\text{万kW（2021年度）}\end{aligned}$$

周波数低下限度（関西以西）

$$\begin{aligned}\text{算出式②} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} \\ &= 47\sim 77\text{万kW（2021年度）}\end{aligned}$$

算出式①と算出式②のいずれか小さいほうを運用容量とする

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆算定の基本的な考え方

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

また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

<周波数上昇限度（中部）>

○無制御潮流

算術式：系統容量×系統特性定数（5.0%MW/0.5Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数上昇限度

60.5Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度値の考え方

中部エリアにおいて火カプラントが安定運転可能な周波数上昇限度値

<周波数上昇限度（中部）> （つづき）

○常時潮流変動分の考慮

24万kW（2021年度）

・常時潮流変動分を考慮する理由

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

<周波数低下限度（関西以西）>

○無制御潮流

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度値の考え方

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

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分 (フリンジ分)} \\ &\quad + (\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量}) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^{3)} \\ &= 25\text{万kW (2021年度)} \end{aligned}$$

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

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

◆算定の基本的な考え方

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

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

○無制御潮流（中部エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（3.5%MW/0.5Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.5Hz（平常時と同じ）

・周波数低下限度値の考え方

中部エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値

○常時潮流変動分の考慮

24万kW（2021年度）

・常時潮流変動分を考慮する理由

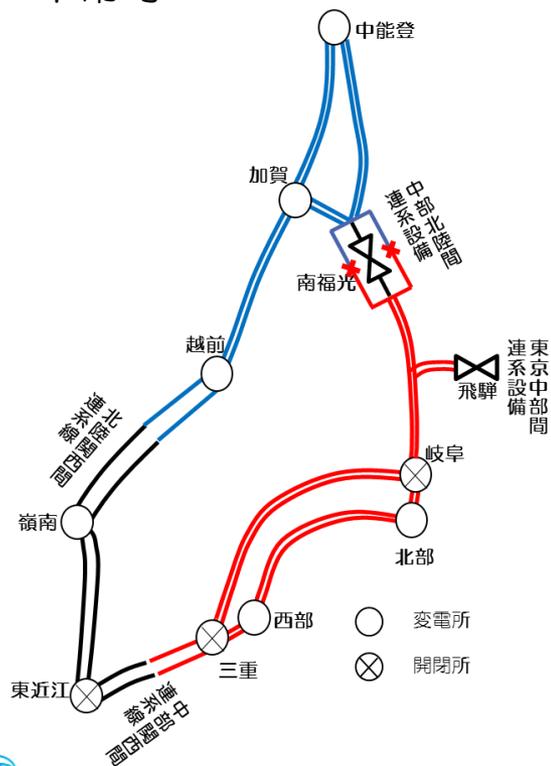
無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると系統制御（負荷制限）が動作するため

中部北陸間連系設備

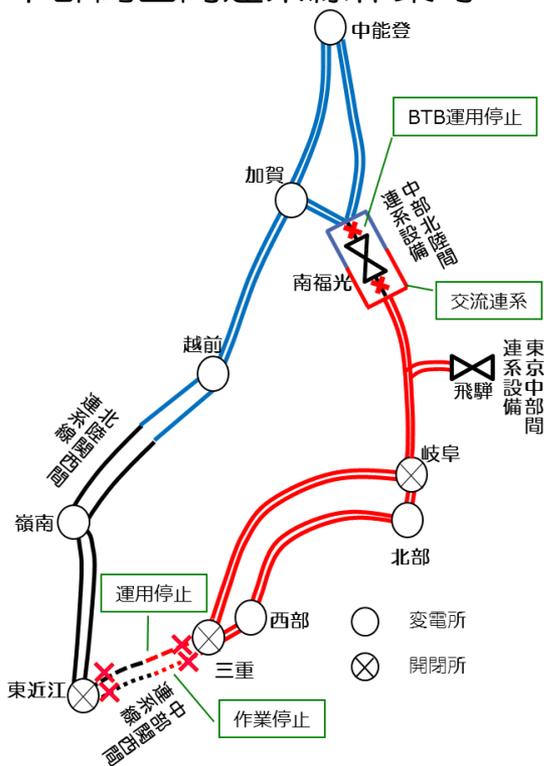
中部・北陸エリア

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

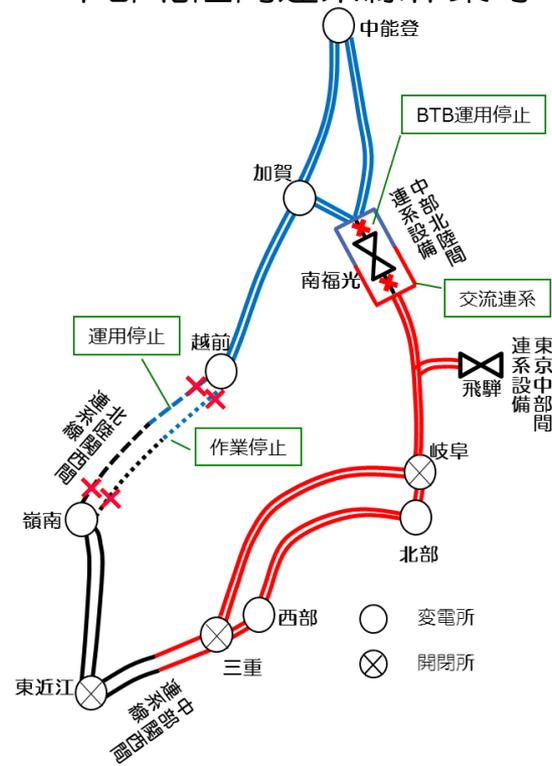
平常時



中部関西間連系線作業時



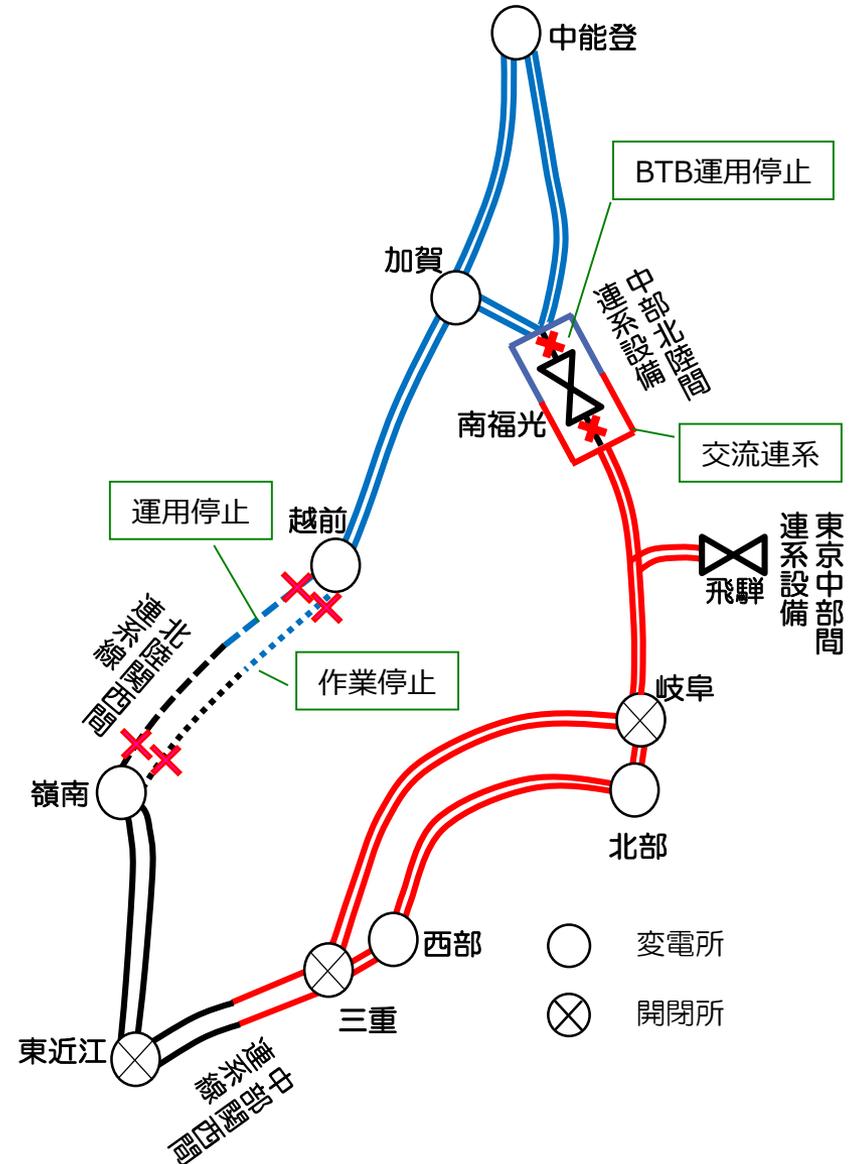
中部北陸間連系線作業時



北陸関西間連系線

■ 北陸関西間連系線 1 回線停止時の運用

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



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

- 北陸関西間連系線停止および南福光地点の交流連系・BTB停止を踏まえた系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定（下記）。

■ 中部北陸間連系設備○ 熱容量

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○ 同期安定性

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

○ 電圧安定性

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持

- 故障箇所：南福光交流連絡母線2回線
- 北陸系統および関西以西，中部系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく，周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値を確認。

■ 中部関西間連系線○ 周波数維持

- 北陸系統，中部系統および関西以西が大幅に周波数上昇（または低下）することなく，周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値を確認。

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

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

運用容量 = (同期安定性限度, 周波数維持限度値の最小値)
= 121~210万kW (2021年度)

- 熱容量限度 : 329万kW (南福光交流連絡母線 直列機器)
- 同期安定性限度 : 210万kW (フリンジ分控除後)
- 電圧安定性限度 : 210万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 121~243万kW
(系統容量 : 最小需要相当 (各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯))

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

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

- 熱容量限度 : 329万kW (南福光交流連絡母線 直列機器)
- 同期安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 130~160万kW (平日昼間帯)
70~ 90万kW (平日昼間帯以外)

中部関西間連系線運用容量（中部向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
= 250万kW（平日昼間帯）
200万kW（平日昼間帯以外）

- 熱容量限度 : 278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 250万kW（平日昼間帯）
200万kW（平日昼間帯以外）

中部関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
= 51～131万kW（2021年度）

- 熱容量限度 : 278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 51～131万kW
(系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）)

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

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

◆算定の基本的な考え方

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

ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

○無制御潮流（北陸エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：0（万kW）

・周波数上昇限度

60.0Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度値の考え方

系統分離後の本系統並列を速やかに行うため60.0Hzとしている。

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

○電源制限対象分の考え方

ルート断時に電源制限が確実に期待できる火力最大ユニット相当分（作業停止計画、発電計画等を考慮）

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &= 0\sim 2\text{万kW（2021年度）} \end{aligned}$$

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

◆算定の基本的な考え方

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

また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

○無制御潮流（北陸エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度値の考え方

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

○常時潮流変動分の考慮

10万kW（2021年度）

・常時潮流変動分を考慮する理由

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

運用容量 = 嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量
 = 95万kW

※ ただし、平常時の運用容量と比較し、小さいほうを運用容量とする。

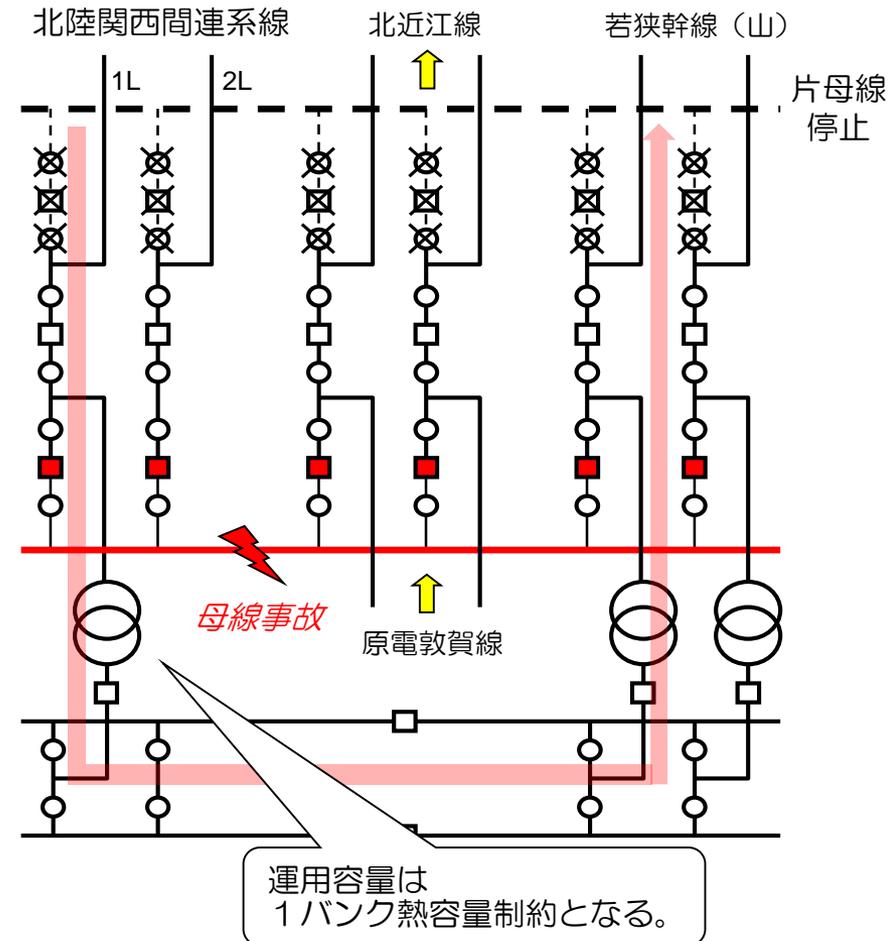
◆算定の基本的な考え方

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

- 熱容量
 嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量
- 同期・電圧安定性
 嶺南変電所500kV片母線停止中の系統で残りの母線停止を想定して検討
 （考え方は平常時と同じ）

○熱容量
 95万kW
 （嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量）

○同期・電圧安定性
 熱容量の潮流で安定確認



■ 母線事故時に開放される遮断器

関西中国間連系線

○ループ運用時の考え方

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

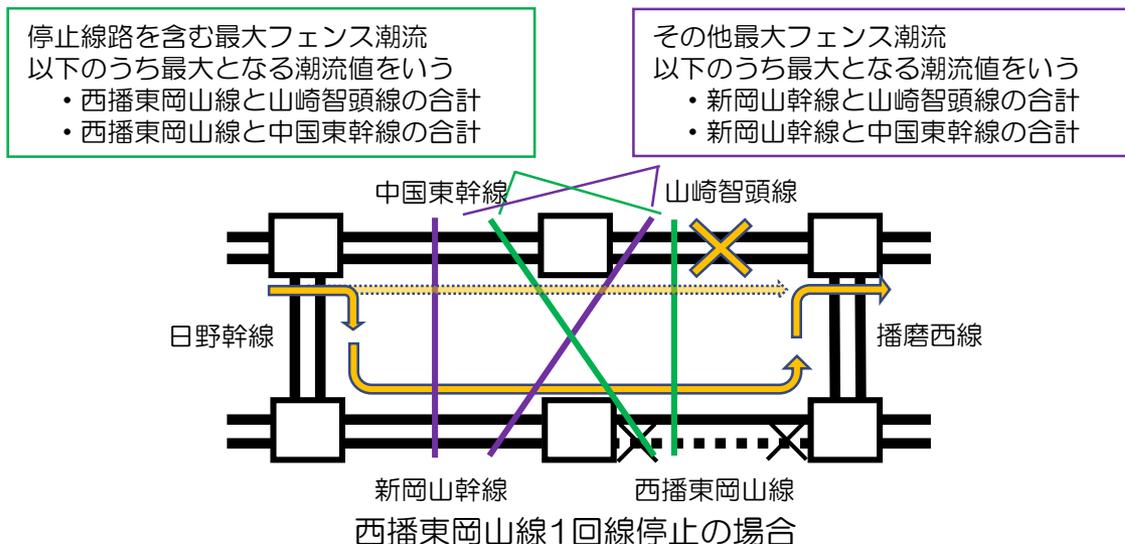
○関西中国間連系線において考慮する回り込み潮流

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

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

<参考>回り込み潮流の例

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



運用容量 = 278万kW
= (西播東岡山線1回線熱容量)

フェンス潮流が運用容量を超えないようにする

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

関西中国間連系線の1回線熱容量の最小値

これまでの実績では中国→関西向き潮流であり、関西→中国向きとなる蓋然性が低いことから、西播東岡山線の1回線熱容量相当で同期安定性、電圧安定性に問題のないことを確認した。

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

・同期・電圧安定性

1回線停止中での系統で検討（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

278万kW

(1回線の熱容量が最も小さい西播東岡山線1回線の熱容量)

○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認

運用容量 = (熱容量と同期安定性限度、電圧安定性限度の最小値)
 = (71~75ページ参照)

フェンス潮流が運用容量を超えないようにする

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

(1) 1回線停止中送電線の1回線熱容量

(2) 残りの送電線の2回線熱容量

(1)、(2)それぞれ算出する。

・同期・電圧安定性

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

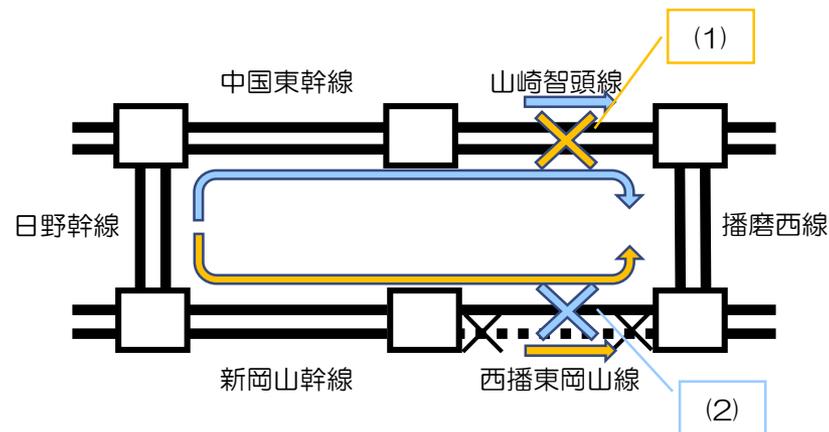
○熱容量

停止線路<熱容量（万kW）>

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

○同期・電圧安定性

各線路1回線停止中での系統で「停止線路を含む最大フェンス潮流」、「その他最大フェンス潮流」を検討（300~400万kW程度）



西播東岡山線1回線停止の場合

2021年度（夏季・冬季）※

潮流方向	1回線停止線路	運用容量（制約要因） [万kW]	
		停止線路を含む 最大フェンス潮流	その他 最大フェンス潮流
関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	420（電圧）
	山崎智頭線	329（熱容量）	370（電圧）
	新岡山幹線	329（熱容量）	370（電圧）
	中国東幹線	329（熱容量）	335（電圧）
	日野幹線	—	405（電圧）
	播磨西線	—	415（電圧）
中国向	上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

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

2021年度（その他季）※1

条件				運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※2	電源※3	潮流方向	関西中国間 1回線停止線路	停止線路を含む 最大フェンス潮流	その他 最大フェンス潮流
常時	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	425（電圧）
			山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
			新岡山幹線	329（熱容量）	430（電圧）
			中国東幹線	329（熱容量）	325（電圧）
			日野幹線	—	395（電圧）
			播磨西線	—	425（電圧）
		中国向	上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

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

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

※3 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2021年度（その他季）※1

条件				運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※2	電源※3	潮流方向	関西中国間 1回線停止線路	停止線路を含む 最大フェンス潮流	その他 最大フェンス潮流
1回線停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	415（電圧）
			山崎智頭線	329（熱容量）	365（電圧）
			新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
			中国東幹線	320（電圧）	315（電圧）
			日野幹線	—	385（電圧）
			播磨西線	—	415（電圧）
		中国向	上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

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

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

※3 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2021年度（その他季）※1

条件				運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※2	電源※3	潮流方向	関西中国間 1回線停止線路	停止線路を含む 最大フェンス潮流	その他 最大フェンス潮流
常時	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	415（電圧）
			山崎智頭線	329（熱容量）	365（電圧）
			新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
			中国東幹線	320（電圧）	315（電圧）
			日野幹線	—	385（電圧）
			播磨西線	—	415（電圧）
		中国向	上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

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

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

※3 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2021年度（その他季）※1

条件				運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※2	電源※3	潮流方向	関西中国間 1回線停止線路	停止線路を含む 最大フェンス潮流	その他 最大フェンス潮流
1回線停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	405（電圧）
			山崎智頭線	329（熱容量）	355（電圧）
			新岡山幹線	329（熱容量）	410（電圧）
			中国東幹線	315（電圧）	310（電圧）
			日野幹線	—	380（電圧）
			播磨西線	—	400（電圧）
		中国向	上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

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

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

※3 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

関西四国間連系設備

阿南変換所近傍のA・B発電所（以下、「A・B発電所」という）の発電機が複数台停止した場合、交流系統故障発生後の過電圧抑制面および母線電圧維持面から運用容量が低下する制約が発生する。

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

制約の詳細については、2019年度 第5回運用容量検討会 資料1－6参照。



中国四国間連系線

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

1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを含む

◆算定の基本的な考え方

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

ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

○無制御潮流（四国エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：シミュレーションで算出

系統容量：過去の軽負荷期における最小需要（シミュレーション時の想定需要）

• 周波数上昇限度

60.3Hz（平常時と同じ）

• 周波数上昇限度値の考え方

四国エリアにおいて火カプラントが安定運転可能な周波数上昇限度値

○電源制限対象分の考え方

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

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

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

◆ 算定の基本的な考え方

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

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

○ 無制御潮流（四国エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）¹⁾

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

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

○ 阿南紀北EPPS制御量

中国四国間連系線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能

○ 発電機解列量

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を織り込む

• 周波数低下限度

59.3Hz

• 周波数低下限度の考え方

四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値

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

中国九州間連系線

周波数上昇限度（九州）

$$\begin{aligned}\text{算出式①} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分} \\ &= 50\sim 80\text{万kW程度} + (30\sim 220\text{万kW程度})\end{aligned}$$

周波数低下限度（中国以東）

$$\begin{aligned}\text{算出式②} &= \text{無制御潮流} + \text{FCのEPPS見込み量} (10\text{万kW}) \\ &= 160\sim 280\text{万kW程度} (\text{平常時と同じ})\end{aligned}$$

算出式①と算出式②のいずれか小さいほうを運用容量とする

◆算定の基本的な考え方

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

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

また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

<周波数上昇限度（九州）>

○無制御潮流

算術式：系統容量（九州）×系統特性定数（7.5%MW/0.5Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数上昇限度

60.5Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度値の考え方

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

○電源制限対象分の考え方

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

<周波数低下限度（中国以東）>

○無制御潮流

算術式：系統容量（中国以東）×系統特性定数（5.2%MW/1.0Hz）¹⁾

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

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

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度値の考え方

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

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} \\ &= 0\sim 20\text{万kW程度} \end{aligned}$$

◆算定の基本的な考え方

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

また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

○無制御潮流（九州エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（停止期間の平休日別の昼間帯・夜間帯）

• 周波数低下限度

59.3Hz

• 周波数上昇限度値の考え方

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

昨年度から運用容量算出の考え方を見直した事項

2021年3月1日

- 2021～2030年度の運用容量（年間・長期）算出にあたり、昨年度から算出方法を見直したのは、意見募集を実施した以下の5項目である。算出方法を見直すことにより、運用容量を維持、増加することができる。

	項目	見直し内容	運用容量への影響
共通	(1)東北東京間連系線（東京向）熱容量限度値の算出方法（追加）	<ul style="list-style-type: none"> 熱容量限度値の算出方法に「下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法」を新たに設定する 再エネ出力自動抑制システムが運開となる2021年4月以降に反映する。 	下げ代不足が想定される場合、電制電源が抑制され運用容量は低下するが、再エネ抑制分を織り込み、運用容量の低下を30万kW程度緩和
共通	(2)関西中国間連系線（関西向）電圧安定性限度値の算出方法（見直し）	<ul style="list-style-type: none"> 潮流実績や電源の稼働状況を考慮した軽負荷期（その他季）の潮流想定方法で運用容量が30万kW程度増加することが確認できた2021年度以降の軽負荷期に、この算出方法を反映する。 	その他季において、2020年度と比べ、運用容量30万kW程度増加 なお、夏季・冬季への適用は継続検討
平常	(3)中国四国間連系線（中国向）熱容量限度値の算出方法（追加）	<ul style="list-style-type: none"> 熱容量限度値の算出方法に「下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法」を新たに設定する 再エネ出力自動抑制システムが運開となる2021年10月以降に反映する。 	下げ代不足が想定される場合、運用容量145万kWに拡大（+25万kW）
平常	(4)中国四国間連系線（四国向・中国向）周波数維持限度値の算出方法（変更）	<ul style="list-style-type: none"> 四国向周波数維持限度値算術式に無制御潮流を織り込み、算出断面を細分化する 中国向周波数維持限度値算術式に織り込まれている無制御潮流の算出断面を細分化する 2021年度以降に反映する。 	2020年度と同様、運用容量120万kWを維持
作業	(5)中国四国間連系線（四国向）設備停止時の運用容量の算出方法（変更）	<ul style="list-style-type: none"> 周波数維持限度値算術式に阿南紀北直流幹線EPPS制御量を織り込む 2021年度以降に反映する。 	2020年度と比べ、運用容量100万kW程度増加

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

【算出方法見直しの概要】

- オンライン制御可能な再エネの抑制分を電制量として織込んだ「下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法」を新たに設定することで、運用容量の低下を緩和させる。

【背景】

- 東北エリアにおいては、再エネ導入が拡大しており、今後さらに再エネ導入が加速すると春秋の需要が低くなる時期には下げ代不足が懸念され、再エネ出力制御の可能性が高まっている。
- 東北東京間連系線の運用容量は、熱容量限度値に火力機の電源制限量を加算しており、再エネ高稼働時において電制電源が抑制されると、その分運用容量が低下する。

【理由】

- 下げ代不足時に再エネ出力制御を実施する前には優先給電ルールに従って、揚水発電機の揚水運転、火力発電機の出力抑制、地域間連系線の活用（他エリアへ送電）により、再エネ出力制御を極力回避する。
- 下げ代不足時において連系線事故が発生した際、オンライン制御可能な再エネを追加抑制することで、運用容量低下を緩和できることを確認したため、これを反映させる。

- 東北東京間連系線（東京向）熱容量限度値に加算している電源制限量について
相馬双葉幹線2回線事故時に、いわき幹線の過負荷を解消させるために発電機を電源制限（遮断）する量

運用容量算出 方法への反映

- 相馬双葉幹線2回線事故時に動作する系統安定化装置とオンライン制御可能な再エネを自動で抑制するシステムを組み合わせたシステムが運用となる2021年4月以降、下げ代不足が想定される期間に限定し、この方法で運用容量を算出する。

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

<参考> 運用容量と電源制限量（電制量）の関係

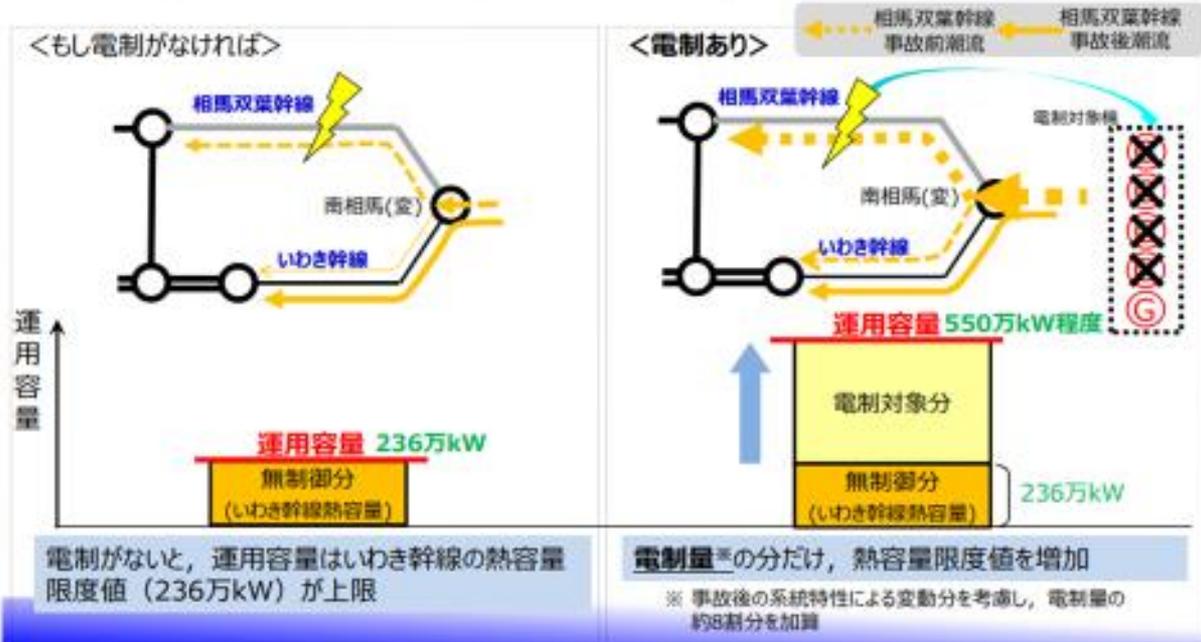
6

第27回系統ワーキンググループ 資料2より抜粋

4. 運用容量と電制量の関係について

P4

- 500kV相馬双葉幹線2回線事故が発生した場合、残回線の275kVいわき幹線に潮流が回り込むことになるため、いわき幹線の過負荷を回避する必要がある。対策を講じなければ運用容量における熱容量限度値はいわき幹線熱容量値となるが、当社では、系統安定化装置により東北エリア内の火力機の電制を実施することで、熱容量限度値を増加させている。



地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

<参考> 下げ代不足時の運用容量

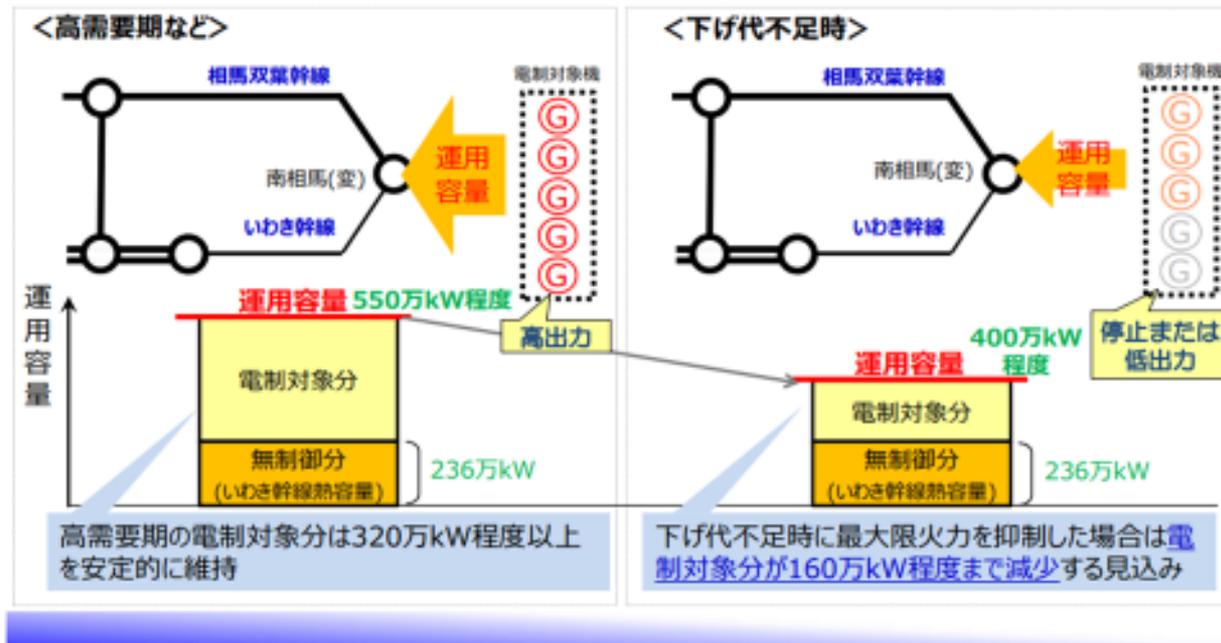
7

第27回系統ワーキンググループ 資料2より抜粋

5. 下げ代不足時の運用容量について

P5

- 再エネ高稼働による下げ代不足時には、優先給電ルールに基づき、電制対象機を含めて火力が低出力となるため、相馬双葉幹線2回線事故時の電制量が減少し、運用容量が低下することになる。



地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

<参考> 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策

8

第27回系統ワーキンググループ 資料2より抜粋

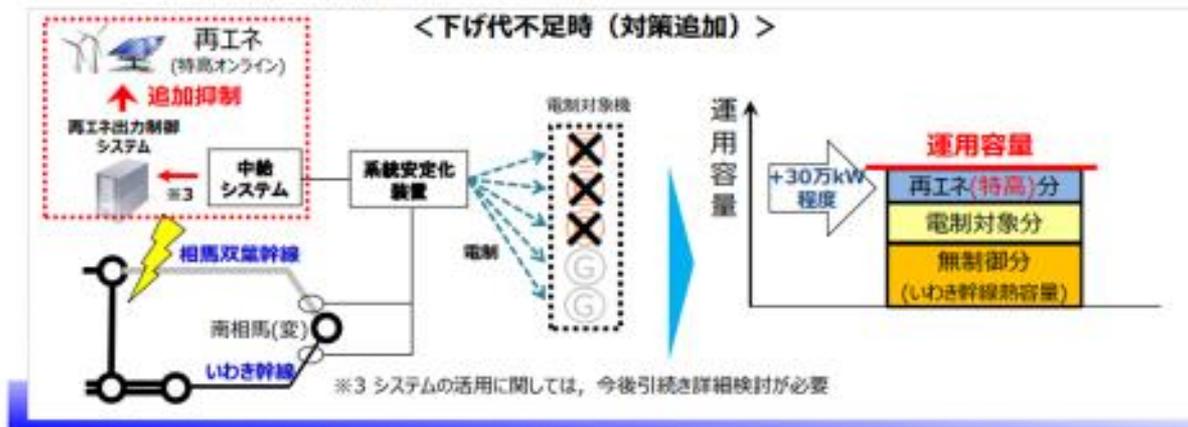
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

P6

- 当社では、東北エリアで近い将来想定される再エネ出力制御実施時の出力制御回避または制御量低減のために、下げ代不足時における運用容量低下の緩和策を検討している。
- 具体的には、再エネ出力制御システムを活用し、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)*1を追加抑制することにより、約30万kW程度*2を電制量として追加確保する。
- 本対策により、下げ代不足時における運用容量低下を一定程度緩和することが可能な見込みである。

※1 今年度末時点において100万kW以上の設備量を確保できる見込み。

※2 再エネ抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ追加抑制量は、相馬双葉幹線2回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定。



■ 東北東京間連系線では、下げ代不足が想定される期間において電制電源が低出力となり、運用容量が下がることから、公表には工夫が必要。

- 3月1日の年間（2021,2022年度）の運用容量の公表にあたっては、下げ代不足が想定される期間の運用容量を資料「各連系線の運用容量算出方法・結果」に記載し、公表する。
- 実需給の直前となる週間や翌々日段階で運用容量を下げる場合の系統利用者の予見性を勘案すれば、年間の運用容量の公表から「下げ代不足が想定される特殊日」として系統情報サービスで設定する。
設定にあたっては、東北エリアの昨年の需給バランス実績と2021,2022年度の需給バランス想定から妥当性が確認できた場合に設定する。（妥当性が確認できなければ特殊日は設定しない）
- また、年度途中で下げ代不足となる事例が発生した場合は、年間で公表した運用容量の「下げ代不足が想定される特殊日」の設定を見直す。

業務規程より抜粋

第2条 本規程で使用する用語は、本規程に特に定めるもののほか、法並びに法に基づいて規定された政令、省令及び本機関の定款において使用する用語の例による。

2 本規程において、次の各号に掲げる用語の定義は、それぞれ各号に定めるところによる。

十「下げ代不足」とは、供給区域において下げ調整力が不足し、一般送配電事業者たる会員がオンラインで調整ができない発電機の出力抑制によっても電気の余剰が解消できない場合をいう。

<参考> 下げ代不足が想定される特殊日

- 2021、2022年度の東北東京間連系線の下げ代不足が想定される特殊日は、2020年度運用容量（熱容量限度値）における相馬双葉幹線2回線事故時に必要な電源制限対象分が再エネ出力増加により低下した実績から想定して設定する。

再エネ出力の実績と想定

太陽光及び風力の想定出力は設備量の想定値と2020.5.2の実績の出力比率から算出した

	2020年5月2日実績	2021年度GW想定	2022年度GW想定
太陽光出力	434万kW	502万kW	569万kW
風力出力	83万kW	88万kW	115万kW
合計	517万kW	590万kW	684万kW

運用容量（熱容量限度値）の実績と想定

特殊日設定

特殊日設定

	2020年5月2日実績	2021年度GW想定	2022年度GW想定
①電源制限対象分	271万kW	234万kW	186万kW
②再エネ抑制分	0万kW	30万kW	30万kW
③いわき幹線熱容量	236万kW	236万kW	236万kW
運用容量（熱容量限度値） ① + ② + ③	507万kW	500万kW	452万kW
特殊日と設定しない場合の 運用容量	—	530万kW	505万kW

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

【算出方法見直しの概要】

- 軽負荷期（その他季）に限定して、潮流想定方法を潮流実績や電源の稼働状況を考慮した方法に見直すことで、運用容量を増加させる。

【背景】

- 軽負荷期の昼間帯において空き容量が小さくなってきており、今後、再エネ高稼働時には市場分断の発生が懸念されることから、対応策が必要となった。
- 再エネ導入が進んだことで、軽負荷期の想定潮流が潮流実績に比べてかい離してきており、これまで想定していた電圧安定性を検討する条件は、電圧低下に対して厳しめの評価となり、運用容量は小さくなりやすい。

【理由】

- これまで電圧安定性の検討に用いる想定潮流は、中国エリア内の発電機の出力を西側から優先で増加していたため、重潮流となり非常に厳しい条件となっていたが、軽負荷期の潮流想定方法に潮流実績や電源の稼働状況を織り込むことで、条件としては緩和方向となり、電圧安定性限度値が上がることから、運用容量の増加が期待できることを確認したため、これを反映する。

【今後の課題】

- 通年の適用に向けて、引き続きデメリットがないか他の断面（夏季・冬季）においても確認していく。

運用容量算出 方法への反映

- この算出方法で運用容量が30万kW程度増加することが確認できた2021年度以降の軽負荷期にこの算出方法を反映する。なお、夏季・冬季への反映は継続検討する。

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

<参考> 潮流想定方法の見直し

10

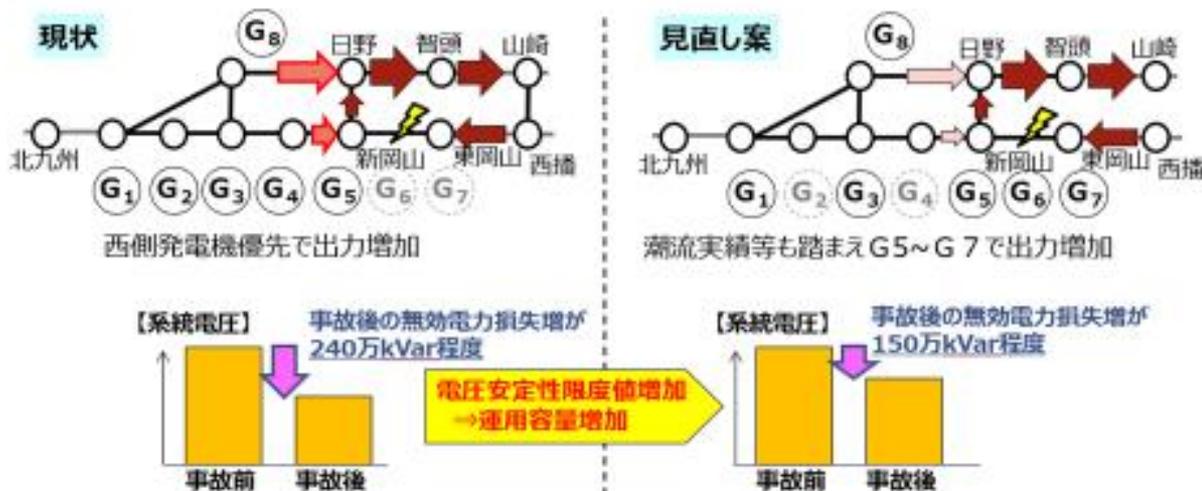
2020年度第3回運用容量検討会 資料5より抜粋



3-3. 軽負荷期における潮流想定方法の見直しについて

P6

- 軽負荷期における実績と想定のかい離を確認したことから、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定し運用容量を試算した
⇒ 試算結果（現状）401万kW → （見直し後）430万kW（+29万kW）
- 見直し後の想定では、中国エリア内の西側の送電線潮流が減少しており、事故後の無効電力損失増が90万kVar 抑えられている。これにより、電圧安定性限度値が増加し、運用容量が増加する



- 今回見直す電圧安定性限度値の算出方法は、想定潮流方法を見直すことにより、系統での消費する無効電力を軽減させ、電圧安定性限度値を増加させるもの。
- この算出方法によって無効電力の消費が軽減することは確認できており、中長期的に見ても流通設備が変わらなければ、見直し前の算出方法より電圧安定性限度が増加することは変わらないため、妥当であると考えます。
- 今後は、夏季・冬季についても同様に効果と要因を確認でき次第、反映させる。

【妥当性の確認と結論】

- ✓ 関西中国間連系線（関西向）の2020年度電圧安定性算出時に用いたデータを用いて、見直し前後における無効電力の消費を86.1万kVar軽減することを確認した。

潮流想定方法	見直し前	見直し後
①事故前の無効電力消費	134.4万kVar	23.9万kVar
②事故後の無効電力消費	371.2万kVar	174.6万kVar
事故による無効電力消費の変化量 ② - ①	+236.8万kVar	+150.7万kVar

- ✓ 平常時・事故時ともに、主に中国エリア西側の無効電力消費量が軽減され、電圧安定性限度値が増加する。（30万kW程度）

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

【算出方法見直しの概要】

- オンライン制御可能な再エネの抑制を電制量として織込んだ「下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法」を新たに設定することで、2回線運用時の運用容量を拡大させる。

【背景】

- 四国エリアにおいては、再エネの導入が進展しており、春秋の電力需要が低くなる時期を中心に、再エネの出力制御の可能性が高まってきていることから、再エネ出力制御量の低減策が必要となった。

【理由】

- 中国四国間連系線は、架空＋ケーブル区間で構成され、ケーブル区間の熱容量が制約となっており、その短時間過負荷容量は145万kW、許容時間は4時間と比較的長い。
- 2回線運用時の熱容量限度値を連続容量120万kWから4時間容量145万kWに拡大すると、下げ代不足時の中国四国間連系線2回線事故を想定した四国エリアの周波数維持に必要な系統安定化装置による電制量が不足する。
- 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たシステムを構築することにより、運用容量拡大分を阿南紀北直流幹線EPPSにより四国エリア外に送電している間に、オンライン制御可能な再エネを自動抑制することで、事故時の四国エリアの周波数維持が可能となり、運用容量を拡大できることを確認したため、これを反映する。

➤ 阿南紀北直流幹線EPPS制御について

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

OCCTO

運用容量算出 方法への反映

- 中国四国間連系線2回線事故時に動作する系統安定化装置とオンライン制御可能な再エネを自動で抑制するシステム組み合わせたシステムが運用となる2021年10月以降、下げ代不足が想定される期間に限定し、この方法で運用容量を算出する。

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

<参考> 中国四国間連系線の熱容量

12

第27回系統ワーキンググループ 資料1より抜粋

3. 中国四国間連系線の運用容量拡大の方向性について

3

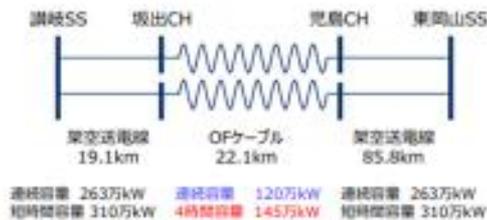
- 中国四国間連系線の運用容量については、運用容量 = 熱容量となっており^{*1}、熱容量の見直し以外には、拡大は困難な状況である
- ここで、中国四国間連系線については、架空+ケーブル区間からなっており、熱容量はケーブル区間で決定されているが、その短時間過負荷容量は145万kW、許容時間は4時間と比較的長い^{*2}
- このため、運用容量（熱容量）を短時間過負荷潮流としても、4時間あれば、1回線故障時に給電指令によりエリア内の電源を抑制する時間は十分確保できると考えられる

^{*1} 中国九州間連系線（関門連系線）は熱容量もしくは周波数制約（熱容量より小さい）より定まり、拡大対象は周波数制約

^{*2} 当社では架空送電線の短時間過負荷許容時間は15分程度

短時間過負荷許容時間が長い中国四国間連系線の特殊性を考慮し、
2回線運用時の運用容量を120万kWから145万kWに見直すこととしたい

○中国四国間連系線の構成



○運用容量拡大のイメージ

	拡大前	拡大後
平常時	1L: 60万kW 2L: 60万kW → 120万kW	1L: 72.5万kW 2L: 72.5万kW → 145万kW
1回線故障時	1L: × 2L: 120万kW → 120万kW	1L: × 2L: 145万→120万kW → 145万kW

連続容量内であり潮流抑制等の対応不要

4時間以内に調整電源等を抑制し、潮流を120万kWまで抑制

^{*3} 作業停止等による1回線停止時は運用容量(熱容量)は120万kW



All Rights Reserved©2020 Shikoku Electric Power Transmission & Distribution Co.,Inc.

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集 (募集期間: 2020年12月24日~2021年1月20日)

<参考> 系統安定化装置と再エネ出力制御システム

13

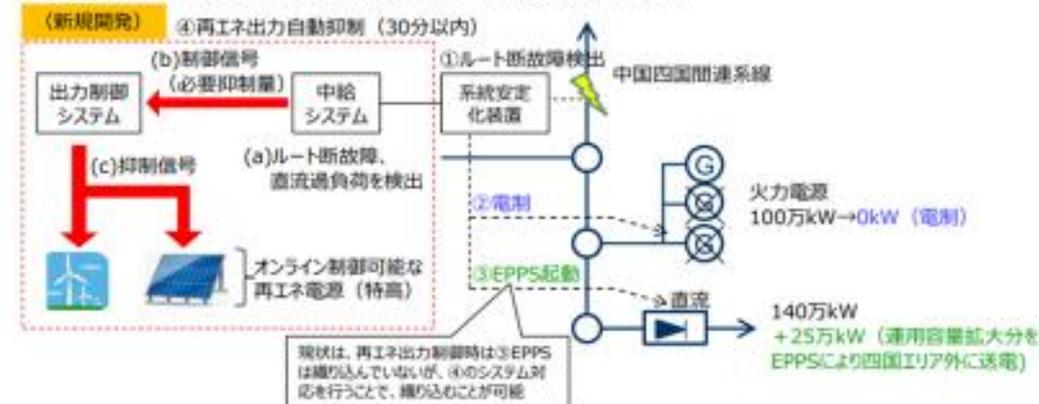
第27回系統ワーキンググループ 資料1より抜粋

5. 再エネ出力制御時の電制量の確保について

5

- 現在、再エネ出力制御時における中国四国間連系線ルート断故障時は、①系統安定化装置で事故を検出し、②エリア内の発電機を電制することで、四国エリアの周波数を維持しているところ。
- 今後は、**系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組合わせた新たなシステムを構築**することにより、①、②による対応に加え、③運用容量拡大分をEPPSにより四国エリア外に送電している間に、④オンライン制御可能な特高の再エネ電源を30分以内に自動抑制することで、四国エリアの周波数維持に取り組むこととする。

○阿南紀北直流幹線のEPPS + 既存の再エネ制御システムの活用イメージ



四国電力送配電

All Rights Reserved©2020 Shikoku Electric Power Transmission & Distribution Co., Inc.

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

【算出方法の見直しの概要】

- 周波数維持限度値の算出方法を以下のとおり変更することで、運用容量を維持させる。
 - ✓ 四国向：算術式に無制御潮流を織込み、算出断面を細分化する。
年間1断面⇒年間60断面（48断面に加えて端境期である9月、11月、3月は前後半に区分）
 - ✓ 中国向：算術式に織り込まれている無制御潮流の算出断面を細分化する。
年間1断面⇒年間48断面（月別、平日／休日、昼間／夜間）
- 無制御潮流について
中国四国間連系線2回線故障時に阿南紀北直流幹線EPPSなどの制御が無くても、中国エリア、四国エリアの周波数が大きく変化しない潮流

【背景】

- 関西四国間連系設備（以下：阿南紀北直流幹線）の関西向き潮流の減少、阿南紀北直流幹線の停止作業により、阿南紀北直流幹線EPPS制御量を十分に見込めず、年間1断面での算出では周波数維持限度値が熱容量限度値を下回る可能性が出てきた。

【理由】

- 他連系線と同様に算出断面の細分化等により周波数維持限度値が熱容量限度値を下回らないことを確認したため、これを反映する。
 - 阿南紀北直流幹線EPPS制御について
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

運用容量算出
方法への反映

- 今年度算出する2021年度以降の運用容量について、この算出方法を反映する。

地域間連系線運用容量の算出方法見直しに対する意見募集（募集期間：2020年12月24日～2021年1月20日）

【算出方法の見直しの概要】

- 設備停止時の運用容量（周波数維持限度値）算出方法を以下のとおり変更することで、1回線停止時の運用容量低下を緩和させる。
 - ✓ 四国向き：算術式に阿南紀北直流幹線EPPS制御量を織込む。
 - 阿南紀北直流幹線EPPS制御について
中国四国間連系線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能

【背景】

- 中国四国間連系線が作業により1回線停止している期間において、連系線潮流が四国向きとなる断面で市場分断が発生しており、設備停止による運用容量の低下を緩和させる必要がある。

【理由】

- 阿南紀北直流幹線EPPSの動作信頼性が十分あることや中国四国間連系線と関西四国間連系設備を同時に停止しないよう停止調整を行っていることより、阿南紀北直流幹線のEPPS制御量を見込めることを確認したため、これを反映する。

運用容量算出
方法への反映

- 今年度算出する2021年度以降の運用容量について、この算出方法を反映する。

2021年3月1日

2021年度・2022年度 連系線の運用にかかわる平日・休日カレンダーについて

運用容量検討会・マージン検討会にて検討を行った年間および月間計画における各連系線の運用容量およびマージンの値を平日、休日または特殊日として扱う日についてお知らせいたします。

エリアにより曜日・年末年始・GW・お盆などの需要に特徴があるため、運用容量・マージンについて、平日、休日または特殊日としての扱いが通常のカレンダーと異なる場合があるためお知らせいたします。

【具体例】

- ・正月・お盆・GWは、「休日」または「特殊日」として扱う
- ・土曜昼間帯は平日並みの需要となるため、「平日」として扱う
- ・休日・特殊日明けの夜間帯（0:00~8:00）は休日（特殊日）並みの需要となるため、夜間帯を「休日」または「特殊日」として扱う

<別紙> 2021年度・2022年度 連系線の運用にかかわる平日・休日カレンダー

以 上

ウェブサイト公表文

2021～2030 年度の連系線の運用容量について(年間・長期)

本機関は、業務規程第 126 条第 3 項、第 4 項の規定に基づき、2021～2030 年度の連系線の運用容量(年間・長期)を算出しましたので、別紙 1～別紙 3 のとおり公表します。

添付資料

- [別紙 1 2021～2030 年度の連系線の運用容量\(年間・長期\)](#)  (***)KB
- [別紙 2 各連系線の運用容量算出方法・結果](#)  (***)KB
- [別紙 3 設備停止時の運用容量について](#)  (***)KB

※年間における日毎の運用容量等詳細は系統情報サービスをご覧ください。

[系統情報サービス](#)>地域間連系線情報>連系線空容量参照>連系線空容量(2021 年 3 月 15 日公表)

参考資料

- [昨年度から運用容量算出の考え方を見直した事項](#)  (***)KB

関連リンク

- [運用容量検討会資料](#)
- [連系線の運用容量算出における検討条件について\(2021～2030 年度\)](#)
- 2021 年度・2022 年度連系線の運用にかかわる平日・休日カレンダーを系統情報サービスに掲載しています。
[系統情報サービス](#)>その他情報>各種情報参照>各種情報(カテゴリ:連系線等の運用)情報 NO:OT2021022212999「2021 年度・2022 年度連系線運用にかかわる平日・休日カレンダーについて」