

2025年2月19日

第498回理事会

2025～2034年度の連系線の運用容量（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、2025～2034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方法を見直した事項と運用容量への影響（別紙4）、作業停止計画により運用容量が大幅に減少する連系線とその期間（別紙5）を運用容量算出結果（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：2025年3月1日）

以上

【添付資料】

別紙1：2025～2034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方法を見直した事項と運用容量への影響

別紙5：2025・2026年度の作業停止計画により連系線の運用容量が長期間にわたり
大幅に減少する連系線とその期間について

別紙6：ウェブサイト公表文

2025～2034年度の連系線の運用容量 (年間・長期)

2025年2月19日
電力広域的運営推進機関

1. 2025年度の年間運用容量
2. 2026年度の年間運用容量
3. 特殊日の運用容量
4. 2027～2034年度の長期運用容量
5. 全国系統の運用容量（2025年度8月平日昼間帯）

1. (1) 2025年度の年間運用容量 (平日：昼間帯)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW

3

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) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	70(③)	70(③) 【40(③)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【55(③)】	70(③) 【55(③)】	70(③) 【55(③)】	70(③)	70(③)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【80(①)】	236(①) 【80(①)】	236(①) 【21(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	476(②) 【481(②)】	456(②)	565(①)	571(②)	576(②)	521(②) 【490(①)】	556(②) 【460(①)】	511(②) 【450(①)】	511(②)	606(②)	616(②) 【616(②)】	【355(①)】
東京中部間連系設備	東京向	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【120(①)】	【139(①)】	【174(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	中部向	【135(①)】	【180(①)】	【150(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
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) 【0(①)】	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	59(④)	48(④)	70(④)	102(④)	101(④)	前半105(④) 後半90(④)	64(④)	前半71(④) 【0(①)】 後半73(④) 【0(①)】	87(④)	100(④)	87(④)	前半67(④) 後半60(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)	130(④)	130(④)	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
	中部・関西向	181(④) 【164(④)】	161(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	186(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半189(④) 後半180(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】
	中部向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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)	150(④)	130(④)	130(④)	160(④)	160(④)	160(④)	160(④)
	関西向	181(④) 【0(①)】	161(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	186(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半189(④) 後半180(④) 前半455(③) 【455(③)】 後半445(③) 【445(③)】
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	460(③)	460(③)	465(③) 【465(③)】	485(③)	485(③)	前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	435(③) 【410(③)】	460(③) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	326(①) 140① 【0(①)】
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	0(②) 【0②】
関西四国間連系設備	関西向	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	【0(①)】	140① 【0(①)】
	四国向	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	0(②) 【0②】
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(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) 【83(④)】	120(①) 【82(④)】	120(①) 【84(④)】	120(①) 【52(④)】	120(①) 【63(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120以上 【120(①)】	120(①) 【37(④)】	前半120(①) 【45(④)】 後半120(①) 【47(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【48(④)】	前半120(①) 【35(④)】 後半120(①) 【29(④)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	203(④) 【157(④)】	201(④) 【154(④)】	211(④)	237(④)	222(④)	前234(④) 後220(④)	208(④)	前211(④) 後224(④)	241(④)	252(④)	245(④)	前222(④) 後210(④)
	九州向	18(④) 【8(④)】	15(④) 【4(④)】	13(④)	27(④)	27(④)	前23(④) 後21(④)	15(④)	前16(④) 後16(④)	19(④)	21(④)	22(④)	前20(④) 後17(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。

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) 2025年度の年間運用容量 (平日：夜間帯)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW

4

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) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	70(③)	70(③) 【40(③)】	90(①) 【40(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	70(③)	70(③) 【55(③)】	70(③)	70(③)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【179(①)】	236(①) 【179(①)】	236(①) 【160(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	406(②) 【411(②)】	376(②)	511(②)	521(②)	511(②)	471(②) 【456(②)】	486(②) 【416(②)】	476(②) 【475(①)】	481(②)	540(①)	535(①) 【535(①)】	【345(①)】
東京中部間連系設備	東京向	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【120(①)】	【139(①)】	【174(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	中部向	【135(①)】	【180(①)】	【150(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(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)	前半200(④) 【0(①)】 後半220(④) 【0(①)】	220(④)	200(④)	240(④)	前半220(④) 後半200(④)
	関西向	82(④)	74(④)	79(④)	103(④)	103(④)	前半104(④) 後半97(④)	91(④)	前半93(④) 【0(①)】 後半101(④) 【0(①)】	108(④)	128(④)	125(④)	前半108(④) 後半99(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)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	中部・関西向	190(②) 【198(④)】	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】
	中部向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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)	80(④)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	460(③)	460(③)	465(③)	485(③)	485(③)	前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	435(③)	460(③) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
関西四国間連系設備	関西向	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	【0(①)】	140① 【0(①)】
	四国向	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	0(②) 【0②】
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(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) 【95(④)】	120(①) 【93(④)】	120(①) 【94(④)】	120(①) 【94(④)】	120(①) 【100(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【100(④)】	前半120(①) 【113(④)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【113(④)】 後半120(①) 【96(④)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	180(④) 【173(④)】	174(④) 【166(④)】	180(④)	197(④)	182(④)	前197(④) 後185(④)	178(④)	前182(④) 後191(④)	200(④)	224(④)	221(④)	前201(④) 後190(④)
	九州向	30(④) 【21(④)】	27(④) 【18(④)】	29(④)	38(④)	39(④)	前38(④) 後36(④)	37(④)	前38(④) 後40(④)	43(④)	46(④)	46(④)	前41(④) 後38(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。

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) 2025年度の年間運用容量 (休日：昼間帯)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：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) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	70(③)	70(③) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	70(③)	70(③)	70(③)	70(③)
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) 【80(①)】	236(①) 【21(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	476(②)	461(②)	565(①)	581(②)	576(②)	521(②) 【506(②)】	560(①) 【460(①)】	511(②) 【450(①)】	511(②)	606(②)	616(②) 【425(①)】	【355(①)】
東京中部間連系設備	東京向	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【139(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(①)】
	中部向	【135(①)】	【180(①)】	【135(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(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) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	33(④)	32(④)	40(④)	67(④)	80(④)	前半81(④) 後半51(④)	39(④)	前半44(④) 【0(①)】 後半46(④) 【0(①)】	58(④)	70(④)	53(④)	前半55(④) 後半38(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)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	中部・関西向	136(④) 【119(④)】	134(④)	150(④)	183(④)	190(②)	前半190(②) 後半164(④)	144(④)	前半159(④) 後半156(④)	170(④)	182(④)	165(④)	前半167(④) 後半141(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】
	中部向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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)	80(④)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	136(④) 【0(①)】	134(④)	150(④)	183(④)	190(②)	前半190(②) 後半164(④) 前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	144(④)	前半159(④) 後半156(④)	170(④)	182(④)	165(④)	前半167(④) 後半141(④) 前半455(③) 【455(③)】 後半445(③)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	460(③)	460(③)	465(③)	485(③)	485(③)	278(①)	295(①)	326(①) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	326(①)
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
関西四国間連系設備	関西向	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	【0(①)】	140① 【0(①)】
	四国向	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	0(②) 【0②】
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(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) 【81(④)】	120(①) 【79(④)】	120(①) 【82(④)】	120(①) 【34(④)】	120(①) 【49(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【14(④)】	前半120(①) 【24(④)】 後半120(①) 【28(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【26(④)】	120(①) 【18】 後半120(①) 【11(④)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	170(④) 【122(④)】	166(④) 【121(④)】	174(④)	201(④)	209(④)	前206(④) 後181(④)	175(④)	前179(④) 後186(④)	196(④)	209(④)	198(④)	前188(④) 後177(④)
	九州向	11(④) 【2(④)】	7(④) 【0(④)】	6(④)	16(④)	21(④)	前17(④) 後9(④)	7(④)	前10(④) 後11(④)	11(④)	13(④)	11(④)	前11(④) 後10(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。
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) 2025年度の年間運用容量 (休日：夜間帯)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW

6

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) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	70(③)	70(③) 【40(③)】	90(①) 【40(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	70(③)	70(③)	70(③)	70(③)
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) 【179(①)】	236(①) 【160(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	406(②)	381(②)	521(②)	531(②)	511(②)	471(②) 【456(②)】	491(②) 【485(①)】	476(②) 【475(①)】	481(②)	540(①)	535(①) 【400(①)】	【345(①)】
東京中部間連系設備	東京向	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【139(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(①)】
	中部向	【135(①)】	【180(①)】	【135(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(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) 【0(①)】	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	58(④)	51(④)	55(④)	75(④)	83(④)	前半86(④) 後半73(④)	71(④)	前半81(④) 【0(①)】 後半91(④) 【0(①)】	100(④)	112(④)	109(④)	前半91(④) 後半76(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)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	中部・関西向	169(④) 【163(④)】	161(④)	167(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半188(④)	184(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半189(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】
	中部向	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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)	80(④)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	169(④) 【0(①)】	161(④)	167(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半188(④)	184(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半189(④)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	460(③)	460(③)	465(③)	485(③)	485(③)	前半190(②) 後半188(④) 前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	435(③)	460(③) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)
関西四国間連系設備	関西向	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	【0(①)】	140① 【0(①)】
	四国向	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	【0②】	0(②) 【0②】
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(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) 【93(④)】	120(①) 【91(④)】	120(①) 【92(④)】	120(①) 【68(④)】	120(①) 【80(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【77(④)】	前半120(①) 【96(④)】 後半120(①) 【106(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【90(④)】 後半120(①) 【78(④)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	161(④) 【145(④)】	151(④) 【139(④)】	159(④)	175(④)	179(④)	前176(④) 後161(④)	156(④)	前161(④) 後172(④)	184(④)	198(④)	196(④)	前185(④) 後171(④)
	九州向	25(④) 【16(④)】	21(④) 【13(④)】	23(④)	30(④)	33(④)	前32(④) 後28(④)	30(④)	前33(④) 後37(④)	40(④)	43(④)	41(④)	前36(④) 後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。
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) 2026年度の年間運用容量 (平日：昼間帯)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW

7

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) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
	東北向	70(③)	70(③) 【30(①)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【30(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①) 【21(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【21(①)】	【21(①)】	【21(①)】	236(①) 【21(①)】	236(①)	236(①)	236 【80】
	東京向	【351(②)】	【245(①)】	【245(①)】	525(①) 【525(①)】	525(①)	525(①) 【475(①)】	【315(①)】	【476(②)】	555(①) 【555(①)】	606(②)	511(②) 【511(②)】	【481(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【90(①)】	【150(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【84(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【139(①)】
	中部向	【90(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【90(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【142(①)】
中部フェンス	北陸・関西向	【215②】	【215②】	【205②】	【289②】	【289②】	前半【259②】 後半【205②】	【215②】	【205②】	257(②) 【167②】	257(②)	257(②)	前半【247②】 後半【265②】
	中部向	375(①) 【295②】	【254②】	【212②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【265②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③) 【380②】 後半375(①) 【365②】
北陸フェンス	北陸向	324(①)	324(①)	324(①)	308(①)	308(①)	前半308(①) 後半324(①)	324(①)	324(①)	275(②) 【195②】	275(②)	275(②)	前半275(②) 後半324(①)
	中部・関西向	460(②) 【340②】	【340②】	【330②】	【410②】	【410②】	前半【310②】 後半【310②】	【340②】	【310②】	449(②) 【329②】	449(②)	449(②)	前半449(②) 【439②】 後半460(②) 【450②】
関西フェンス	関西向	【215②】	【215②】	【205②】	【289②】	【289②】	前半【259②】 後半【205②】	【215②】	【205②】	257(②) 【167②】	257(②)	257(②)	前半【247②】 後半【265②】
	中部・北陸向	375(①) 【295②】	【254②】	【212②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【265②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③) 【380②】 後半375(①) 【365②】
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	440(③) 【410(③)】	440(③) 【440(③)】	445(③) 【395(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半445(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 【475(③)】 後半465(③) 【465(③)】
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(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)
	四国向	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	10(②)	10(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①)	145(①)	145(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) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	203(④) 【157(④)】	201(④) 【154(④)】	211(④)	237(④)	222(④)	前234(④) 後220(④)	208(④)	前211(④) 後224(④)	241(④)	252(④)	245(④)	前222(④) 後210(④)
	九州向	30(④) 【8(④)】	29(④) 【4(④)】	33(④)	60(④)	62(④)	前44(④) 後42(④)	31(④)	前32(④) 後33(④)	39(④)	43(④)	40(④)	前32(④) 後30(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。
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) 2026年度の年間運用容量（平日：夜間帯）

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW

8

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) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
	東北向	70(③)	70(③) 【40(③)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【50(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①) 【179(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【160(①)】	【160(①)】	【160(①)】	236(①) 【160(①)】	236(①)	236(①)	236 【179】
	東京向	【241(②)】	【275(①)】	【275(①)】	555(①) 【511(②)】	555(①)	550(①) 【426(②)】	【285(①)】	【441(②)】	535(①) 【535(①)】	540(①)	476(②) 【476(②)】	【446(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【90(①)】	【150(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【84(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	中部向	【90(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【90(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
中部フェンス	北陸・関西向	232(②) 【182(②)】	【172(②)】	【172(②)】	【213(②)】	【213(②)】	前半【183(②)】 後半【162(②)】	【172(②)】	【162(②)】	239(②) 【159(②)】	239(②)	239(②)	前半【229(②)】 後半【222(②)】
	中部向	340(②) 【270(②)】	【260(②)】	【252(②)】	【289(②)】	【289(②)】	前半【219(②)】 後半【222(②)】	【260(②)】	【230(②)】	390(③) 【290(②)】	390(③)	390(③)	前半390(③) 【380(②)】 後半340(②) 【330(②)】
北陸フェンス	北陸向	250(①)	250(①)	250(①)	250(①)	250(①)	前半250(①) 後半250(①)	250(①)	250(①)	284(①) 【234(②)】	284(①)	284(①)	前半284(①) 後半250(①)
	中部・関西向	449(②) 【349(②)】	【329(②)】	【329(②)】	【382(②)】	【382(②)】	前半【282(②)】 後半【299(②)】	【329(②)】	【299(②)】	449(②) 【329(②)】	449(②)	449(②)	前半449(②) 【439(②)】 後半449(②) 【439(②)】
関西フェンス	関西向	232(②) 【182(②)】	【172(②)】	【172(②)】	【213(②)】	【213(②)】	前半【183(②)】 後半【162(②)】	【172(②)】	【162(②)】	239(②) 【159(②)】	239(②)	239(②)	前半【229(②)】 後半【222(②)】
	中部・北陸向	340(②) 【270(②)】	【260(②)】	【252(②)】	【289(②)】	【289(②)】	前半【219(②)】 後半【222(②)】	【260(②)】	【230(②)】	390(③) 【290(②)】	390(③)	390(③)	前半390(③) 【380(②)】 後半340(②) 【330(②)】
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	440(③) 【410(③)】	440(③) 【440(③)】	445(③) 【445(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半465(③) 【445(③)】	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 後半465(③) 【465(③)】
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(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)
	四国向	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	10(②)	10(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①)	145(①)	145(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) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	180(④) 【173(④)】	174(④) 【166(④)】	180(④)	197(④)	182(④)	前197(④) 後185(④)	178(④)	前182(④) 後191(④)	200(④)	224(④)	221(④)	前201(④) 後190(④)
	九州向	53(④) 【21(④)】	48(④) 【18(④)】	55(④)	74(④)	78(④)	前67(④) 後65(④)	61(④)	前68(④) 後72(④)	86(④)	93(④)	89(④)	前65(④) 後62(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。

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) 2026年度の年間運用容量（休日：昼間帯）

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
単位：万kW

9

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) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
	東北向	70(③)	70(③) 【40(③)】	70(③) 【30(①)】	70(③) 【40(③)】	70(③) 【50(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①) 【80(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【21(①)】	【21(①)】	【21(①)】	236(①) 【21(①)】	236(①)	236(①)	236 【21】
	東京向	【351(②)】	【245(①)】	【245(①)】	525(①) 【525(①)】	525(①)	525(①) 【520(①)】	【371(②)】	【476(②)】	555(①) 【345(①)】	606(②)	606(②) 【511(②)】	【481(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【120(③)】	【120(③)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【131(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	中部向	【135(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【135(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
中部フェンス	北陸・関西向	【205②】	【205②】	【205②】	【227②】	【227②】	前半【197②】 後半【195②】	【205②】	【195②】	267(②) 【177②】	267(②)	267(②)	前半【257②】 後半【255②】
	中部向	334(②) 【254②】	【254②】	【232②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【224②】	346(②) 【246②】	346(②)	346(②)	前半346(②) 【336②】 後半334(②)
北陸フェンス	北陸向	260(①)	260(①)	260(①)	272(①)	272(①)	前半272(①) 後半260(①)	260(①)	260(①)	272(①) 【192②】	272(①)	272(①)	前半272(①) 後半260(①)
	中部・関西向	【318②】	【318②】	【318②】	【389②】	【389②】	前半【289②】 後半【288②】	【318②】	【288②】	439(②) 【319②】	439(②)	439(②)	前半439(②) 【429②】 後半【428②】
関西フェンス	関西向	【215②】	【215②】	【215②】	【237②】	【237②】	前半【207②】 後半【205②】	【215②】	【205②】	267(②) 【177②】	267(②)	267(②)	前半【257②】 後半【265②】
	中部・北陸向	349(②) 【269②】	【254②】	【232②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【239②】	346(②) 【246②】	346(②)	346(②)	前半346(②) 【336②】 後半349(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	440(③)	440(③) 【440(③)】	445(③) 【445(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 後半465(③) 【465(③)】
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(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)
	四国向	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	10(②)	10(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①)	145(①)	145(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) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	170(④) 【122(④)】	166(④) 【121(④)】	174(④)	201(④)	209(④)	前206(④) 後181(④)	175(④)	前179(④) 後186(④)	196(④)	208(④)	198(④)	前188(④) 後177(④)
	九州向	19(④) 【2(④)】	16(④) 【0(④)】	18(④)	42(④)	39(④)	前31(④) 後23(④)	16(④)	前19(④) 後20(④)	25(④)	27(④)	21(④)	前19(④) 後18(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。

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) 2026年度の年間運用容量 (休日：夜間帯)

10
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照
 単位：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) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
	東北向	70(③)	70(③) 【40(③)】	70(③) 【40(③)】	70(③) 【50(③)】	70(③) 【50(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①) 【179(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【160(①)】	【160(①)】	【160(①)】	236(①) 【160(①)】	236(①)	236(①)	236 【179】
	東京向	【241(②)】	【275(①)】	【275(①)】	555(①) 【511(②)】	555(①)	550(①) 【461(②)】	【336(②)】	【441(②)】	535(①) 【315(①)】	540(①)	535(①) 【476(②)】	【446(②)】
東京中部間連系設備	東京向	【120(③)】	【120(③)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【131(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	中部向	【135(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【135(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
中部フェンス	北陸・関西向	211(②) 【161(②)】	【151(②)】	【151(②)】	【223(②)】	【223(②)】	前半【193(②)】 後半【141(②)】	【151(②)】	【141(②)】	231(②) 【151(②)】	231(②)	231(②)	前半【221(②)】 後半【201(②)】
	中部向	349(②) 【279(②)】	【269(②)】	【252(②)】	【289(②)】	【289(②)】	前半【219(②)】 後半【222(②)】	【269(②)】	【239(②)】	390(③) 【290(②)】	390(③)	390(③)	前半390(③) 【380(②)】 後半349(②) 【339(②)】
北陸フェンス	北陸向	238(①)	238(①)	238(①)	250(①)	250(①)	前半250(①) 後半238(①)	238(①)	238(①)	317(①) 【267(②)】	317(①)	317(①)	前半317(①) 後半238(①)
	中部・関西向	【328(②)】	【308(②)】	【308(②)】	【389(②)】	【389(②)】	前半【289(②)】 後半【278(②)】	【308(②)】	【278(②)】	469(②) 【349(②)】	469(②)	469(②)	前半469(②) 【459(②)】 後半【418(②)】
関西フェンス	関西向	211(②) 【161(②)】	【151(②)】	【151(②)】	【223(②)】	【223(②)】	前半【193(②)】 後半【141(②)】	【151(②)】	【141(②)】	231(②) 【151(②)】	231(②)	231(②)	前半【221(②)】 後半【201(②)】
	中部・北陸向	349(②) 【279(②)】	【269(②)】	【252(②)】	【289(②)】	【289(②)】	前半【219(②)】 後半【222(②)】	【269(②)】	【239(②)】	390(③) 【290(②)】	390(③)	390(③)	前半390(③) 【380(②)】 後半349(②) 【339(②)】
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	440(③)	440(③) 【440(③)】	445(③) 【445(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半465(③)	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 後半465(③) 【465(③)】
	中国向	326(①)	295(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	295(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(①)	326(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)
	四国向	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	10(②)	10(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
中国四国間連系線	中国向	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①)	145(①)	145(①)	120以上 【120以上】	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以上 【120以上】	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	161(④) 【145(④)】	151(④) 【139(④)】	159(④)	175(④)	179(④)	前176(④) 後161(④)	156(④)	前160(④) 後172(④)	184(④)	198(④)	196(④)	前185(④) 後170(④)
	九州向	40(④) 【16(④)】	33(④) 【13(④)】	36(④)	57(④)	55(④)	前51(④) 後47(④)	48(④)	前51(④) 後55(④)	74(④)	83(④)	74(④)	前54(④) 後49(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。
 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

特殊日として扱う日については、系統情報サービス「2023年度・2024年度連系統運用にかかわる平日・休日カレンダーについて」参照
単位：万kW

11

2025年度

連系統	潮流方向	断面	GW	盆	年末年始
東北東京間連系統	東京向	昼間帯	400	—	—
中部関西間連系統*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	25(④)	70(④)	44(④)
		夜間帯	48(④)	83(④)	105(④)
北陸フェンス*1	中部・関西向	昼間帯	125(④)	185(④)	150(④)
		夜間帯	156(④)	190(②)	190(②)
中国四国間連系統*1	中国向	昼間帯	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	120(①) 【120(①)】
		夜間帯	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	120(①) 【120(①)】
	四国向	昼間帯	120(①) 【79(④)】	120(①) 【39(④)】	120(①) 【115(④)】
		夜間帯	120(①) 【91(④)】	120(①) 【82(④)】	120(①) 【120(①)】
中国九州間連系統*1	中国向	昼間帯	160(④)	199(④)	174(④)
		夜間帯	146(④)	169(④)	183(④)
	九州向	昼間帯	8(④)	21(④)	6(④)
		夜間帯	21(④)	33(④)	44(④)

2026年度

連系統	潮流方向	断面	GW	盆	年末年始
東北東京間連系統	東京向	昼間帯	403	—	—
中国四国間連系統*1	中国向	昼間帯	120(①)	145(①)	120(①)
		夜間帯	120(①)	145(①)	120(①)
	四国向	昼間帯	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間帯	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系統*1	中国向	昼間帯	160(④)	199(④)	174(④)
		夜間帯	146(④)	169(④)	183(④)
	九州向	昼間帯	16(④)	45(④)	16(④)
		夜間帯	31(④)	57(④)	79(④)

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

4.2027～2034年度の長期運用容量

12

単位：万kW

連系線	潮流方向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
北海道本州間連系設備 ¹⁾	北海道向	90(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	東北向	70(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(③)
東北東京間連系線 ²⁾	東北向	236 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)
	東京向	607 (②)	830 (①)	830 (①)	830 (①)	880 (①)	880 (①)	880 (①)	930 (①)
東京中部間連系設備 ³⁾	東京向	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)
	中部向	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)
中部フェンス ⁴⁾	北陸・関西向	329(①)	310(②)	310(②)	算出条件等検討中 ⁵⁾				
	中部向	326(①)	329(①)	329(①)					
北陸フェンス ⁴⁾	北陸向	308(①)	309(①)	309(①)					
	中部・関西向	460(②)	435(②)	435(②)					
関西フェンス ⁴⁾	関西向	329(①)	310(②)	310(②)					
	中部・北陸向	326(①)	329(①)	329(①)					
関西中国間連系線	関西向	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(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	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)
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) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】
	九州向	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(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、最大需要時以外で空容量が小さくなると予想される値を示す。

1) 2027年度に北海道本州間連系設備30万kWの増強を予定。

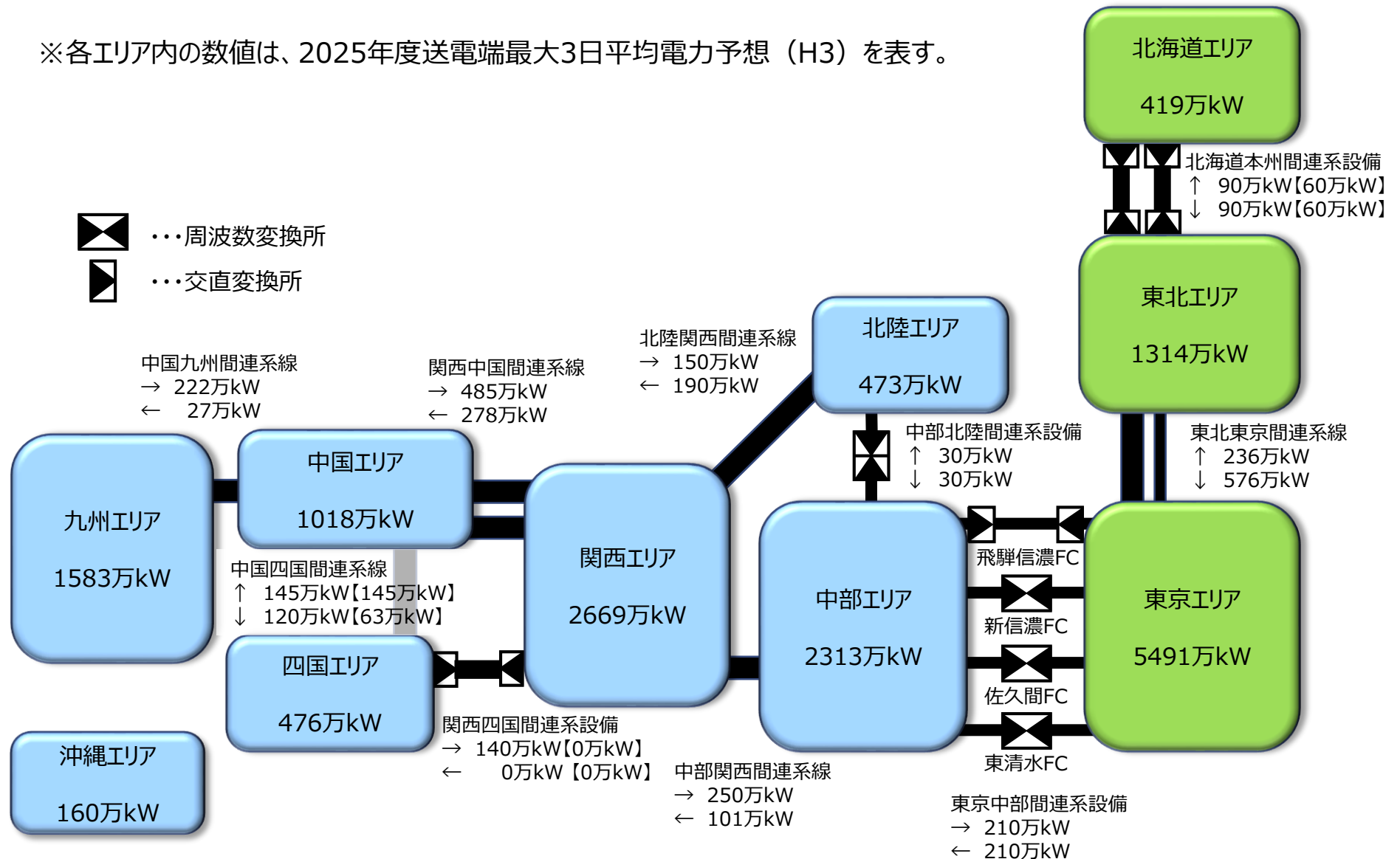
2) 2027年東北東京間第二連系線の増強を予定。

3) 2027年度に東京中部間連系設備90万kWの増強を予定。

4) 2026年度に中地域交流ループ運用開始の予定。中部関西間連系線（関ヶ原北近江線）運開（2030年度予定）以降は、中部フェンス、関西フェンスは600万kW程度（中部関西間連系線に係る広域系統整備計画に基づく）へ拡大の見込み。北陸フェンスの拡大規模は未定。

5) 2030年度に中部関西第二連系線の増強を予定。

※各エリア内の数値は、2025年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。



【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

各連系線の運用容量 算出方法・結果

2025年2月19日
電力広域的運営推進機関

1. 直流連系設備	...	2
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	...	2 1
3. 中部関西間連系線	...	5 0
4. 北陸関西間連系線	...	7 0
5. 中地域交流ループ	...	9 2
6. 関西中国間連系線	...	1 1 9
7. 中国四国間連系線	...	1 3 9
8. 中国九州間連系線	...	1 6 2
9. 60Hz連系系統の同期安定性	...	1 8 6

1. 直流連系設備

＜考え方＞

- 運用容量＝設備容量（熱容量等）とする。
- 北海道本州間連系設備：90万kW
 - ・ 北海道本州間連系設備：60万kW
 - ・ 新北海道本州間連系設備：30万kW
- 東京中部間連系設備：210万kW
 - ・ 新信濃1号FC : 30万kW
 - ・ 新信濃2号FC : 30万kW
 - ・ 佐久間FC : 30万kW
 - ・ 東清水FC : 30万kW
 - ・ 飛騨信濃1号FC : 45万kW
 - ・ 飛騨信濃2号FC : 45万kW
- 中部北陸間連系設備※：30万kW ※2026年度にBTB廃止予定
- 関西四国間連系設備：140万kW

＜検討断面＞

1断面（設備容量が運用容量となるため）

連系潮流限度

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

検討項目	判定条件
熱容量等	流通設備に過負荷が生じないこと
電圧安定性	変換所の受電電圧安定性、交流系統電圧の過渡的電圧低下及び過電圧の面から、許容値内であること
同期安定性	変換所至近端の交流系統事故時において、発電機が安定に運転を継続できること
短絡容量	北本が安定に運転を継続できること
両北本安定運転	両北本ブロック・再起動、緊急起動が安定にできること

➤ 北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向）

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

➤ 北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向）

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

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

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

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

注4：調相停止は、新北本AVR停止の状態をいう。

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向）

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

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

注2：表中のカッコ内は大野線1回線停止時にリミット値が変更となる値を示す。

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

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向）

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

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

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

FCにおいては、以下のような系統運用上の制約がある。

➤ 系統運用上の制約条件の例

- 周辺設備の運用

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

- 電圧安定性

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

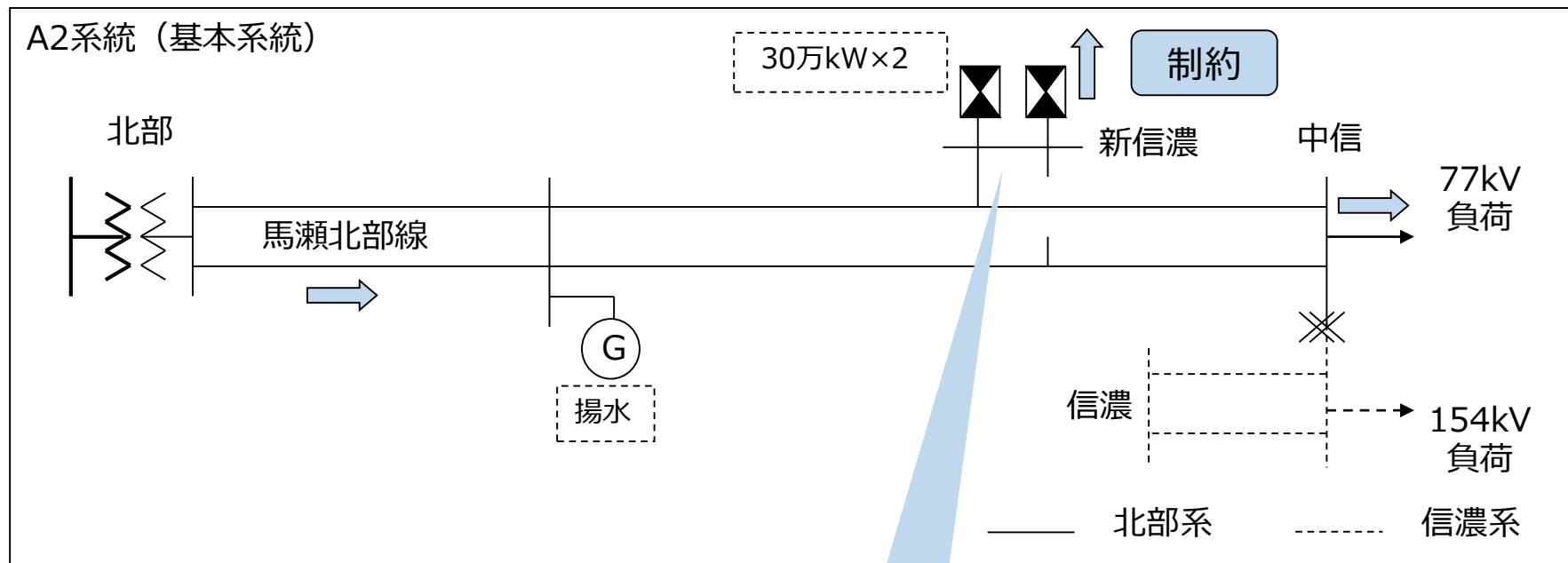
- 電圧変動

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

- 高調波不安定現象

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

➤ 新信濃FC関連運用容量制約の例（平常時）



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

四国向き運用容量の算出について

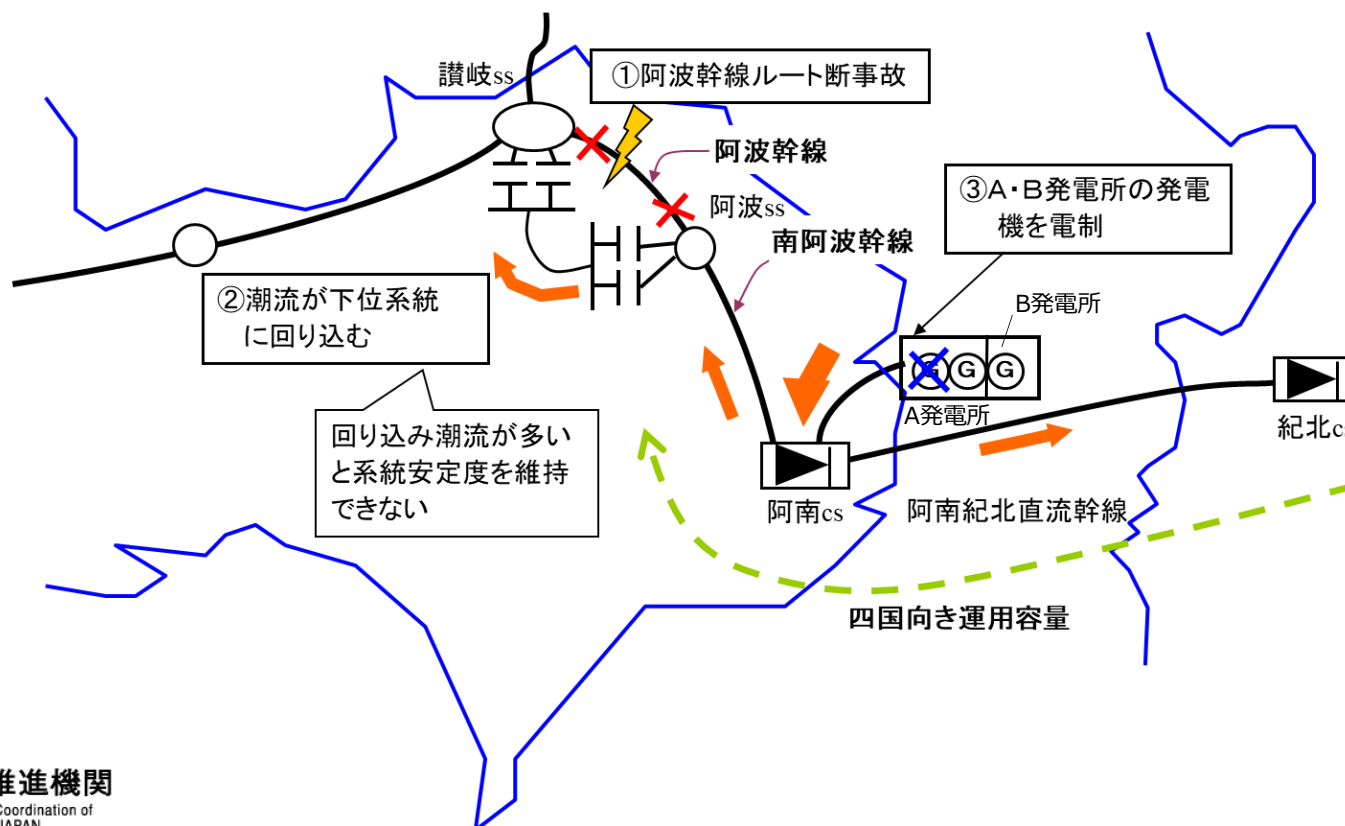
- 関西四国間連系設備の四国向き運用容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる運用容量のうち、小さい方が採用される（詳細は2021年度第4回運用容量検討会資料1参照）。

運用容量①

= 南阿波幹線運用容量（阿波向）－ 四国エリア内A・B発電所出力

運用容量②

= 関西四国間連系設備の設備容量またはA・B発電所複数台停止時の値



2. 運用容量算出結果_北海道本州間（1）

11

2025年度 運用容量（北海道向）

【万kW】

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

2025年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	70(③)	70(③) 【40(③)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【55(③)】	70(③) 【55(③)】	70(③) 【55(③)】	70(③)	70(③)
		夜間	70(③)	70(③) 【40(③)】	90(①) 【40(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	70(③)	70(③) 【55(③)】	70(③)	70(③)
	休日	昼間	70(③)	70(③) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	70(③)	70(③)	70(③)	70(③)
		夜間	70(③)	70(③) 【40(③)】	90(①) 【40(③)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	70(③)	70(③)	70(③)	70(③)

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

2. 運用容量算出結果_北海道本州間（2）

12

2026年度 運用容量（北海道向）

【万kW】

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

2026年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	70(③)	70(③) 【30(①)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【30(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
		夜間	70(③)	70(③) 【40(③)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【25(①)】	70(③) 【50(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
	休日	昼間	70(③)	70(③) 【40(③)】	70(③) 【30(①)】	70(③) 【40(③)】	70(③) 【50(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
		夜間	70(③)	70(③) 【40(③)】	70(③) 【40(③)】	70(③) 【50(③)】	70(③) 【50(③)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】

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

2. 運用容量算出結果_北海道本州間（3）

13

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
北海道本州間 連系設備	北海道向	90(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	東北向	70(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(③)	100(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。
2027年度に北海道本州間連系設備30万kWの増強を予定。

3. 運用容量算出結果_東京中部間（1）

14

2025年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【120(①)】	【139(①)】	【174(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
		夜間	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【120(①)】	【139(①)】	【174(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	休日	昼間	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【139(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(①)】
		夜間	【135(①)】	【120(③)】	【120(③)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【139(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(①)】

2025年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	【135(①)】	【180(①)】	【150(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
		夜間	【135(①)】	【180(①)】	【150(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	210(①) 【90(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	休日	昼間	【135(①)】	【180(①)】	【135(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(①)】
		夜間	【135(①)】	【180(①)】	【135(①)】	210(①) 【180(①)】	210(①)	【135(①)】	【150(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【105(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）

15

2026年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	【90(①)】	【150(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【84(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【139(①)】
		夜間	【90(①)】	【150(①)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【84(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	休日	昼間	【120(③)】	【120(③)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【131(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
		夜間	【120(③)】	【120(③)】	【120(③)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【131(①)】	【86(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】

2026年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久間、東清水、飛騨信濃周波数変換設備)	平日	昼間	【90(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【90(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【142(①)】
		夜間	【90(①)】	【150(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【90(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
	休日	昼間	【135(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【135(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】
		夜間	【135(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(①)】	【135(①)】	【90(①)】	【142(①)】	【180(①)】	【180(①)】	【150(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）

16

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
東京中部間 連系設備	東京向	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)
	中部向	210(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)	300(①)

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

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（1）

17

2025年度 運用容量（北陸向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部北陸間 連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]
		夜間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]
	休日	昼間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]
		夜間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]

2025年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部北陸間 連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]
		夜間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]
	休日	昼間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]
		夜間	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。（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）

5. 運用容量算出結果_関西四国間（1）

18

2025年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西四国間 連系設備	平日	昼間	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	140① 【0(①)】
		夜間	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	140① 【0(①)】
	休日	昼間	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	140① 【0(①)】
		夜間	【14(①)】	【14(①)】	【14(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【0(①)】	【0(①)】	【70(①)】	【70(①)】	140① 【0(①)】

2025年度 運用容量（四国向）

【万kW】

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

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

2021年度 第4回運用容量検討会資料 1 に基づき地内制約を反映

5. 運用容量算出結果_関西四国間（2）

19

2026年度 運用容量（関西向）

【万kW】

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

2026年度 運用容量（四国向）

【万kW】

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

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

2021年度 第4回運用容量検討会資料 1 に基づき地内制約を反映

5. 運用容量算出結果_関西四国間（3）

20

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034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	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)	0(②)

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

2. 東北東京間連系線

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

【運用容量検討方法】

運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。

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

＜考え方＞

- いわき幹線N-1故障時における残りの設備が設備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および新福島バンクの潮流が設備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および新福島バンクの潮流が設備容量値以内となること
- これらの制約に至った時の東北東京間連系線潮流が熱容量限度値となる

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

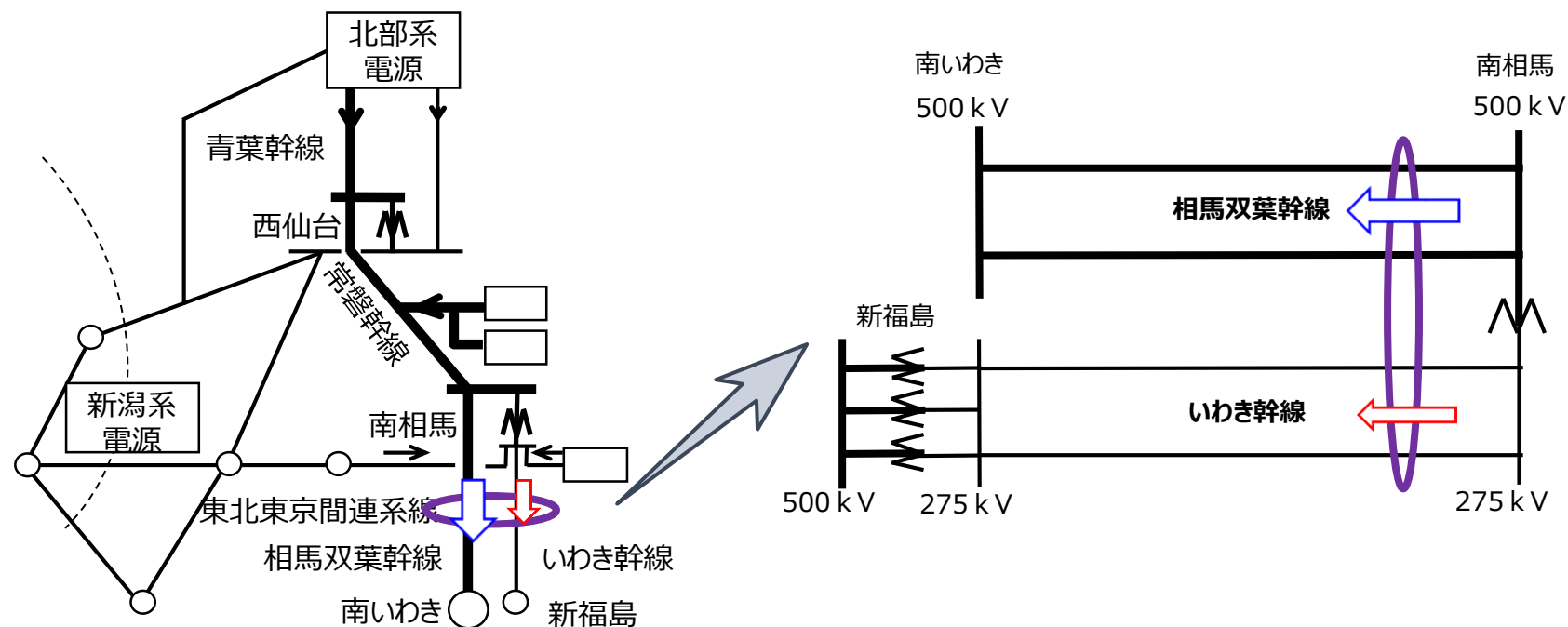
(⇒熱容量限度値) (設備容量値)

- 相馬双葉幹線N-2故障時は電源制限を織り込む

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線潮流}^{1)} + \text{電源制限対象分}$$

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。

1) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。



＜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

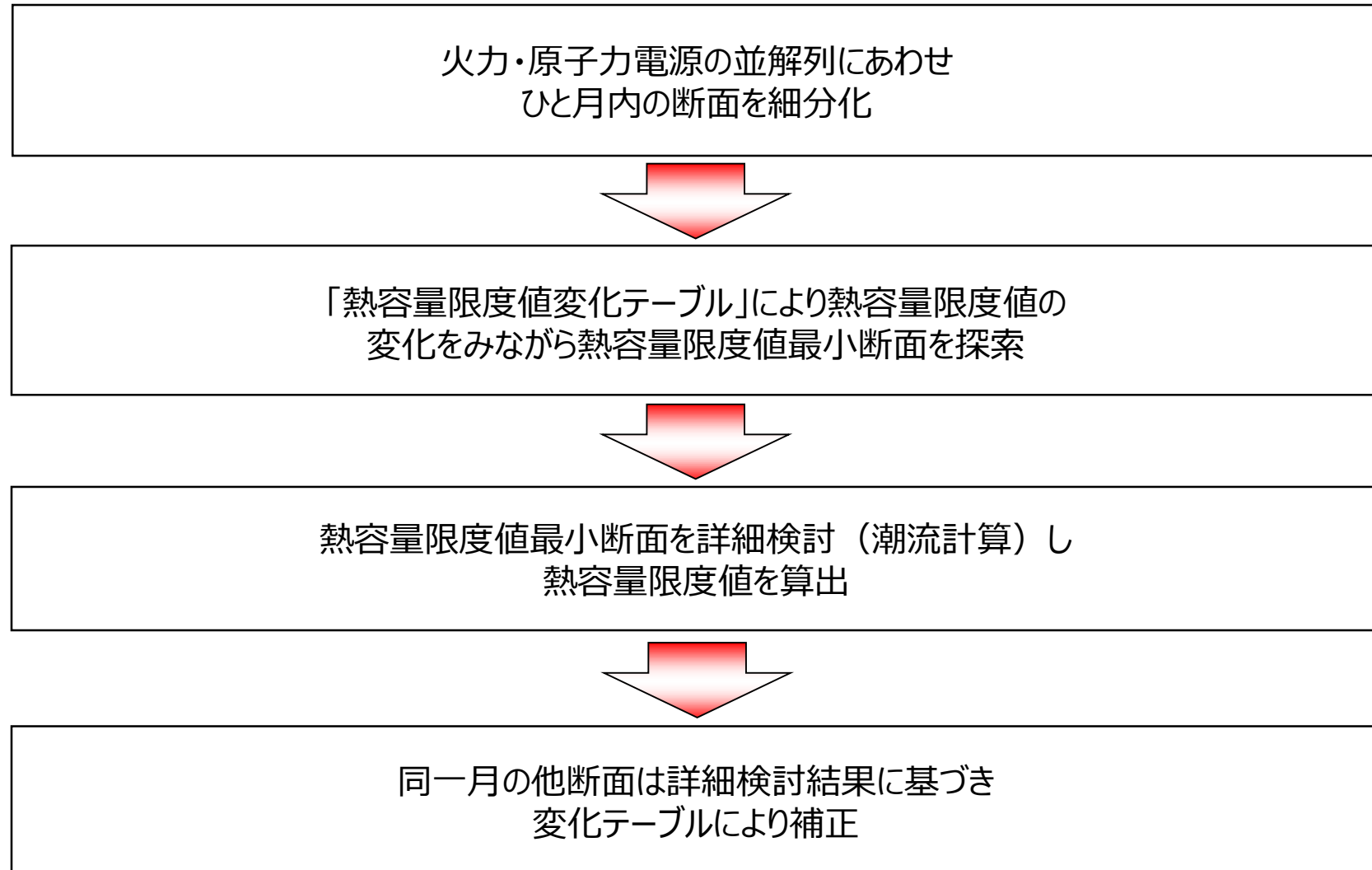
- いわき幹線・川内線 電源制限、負荷制限：なし
- 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし※
※ただし、系統状況によっては負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る可能性がある。

相馬双葉幹線 2 回線故障によりいわき幹線または新福島バンクに過負荷が発生し、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）



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

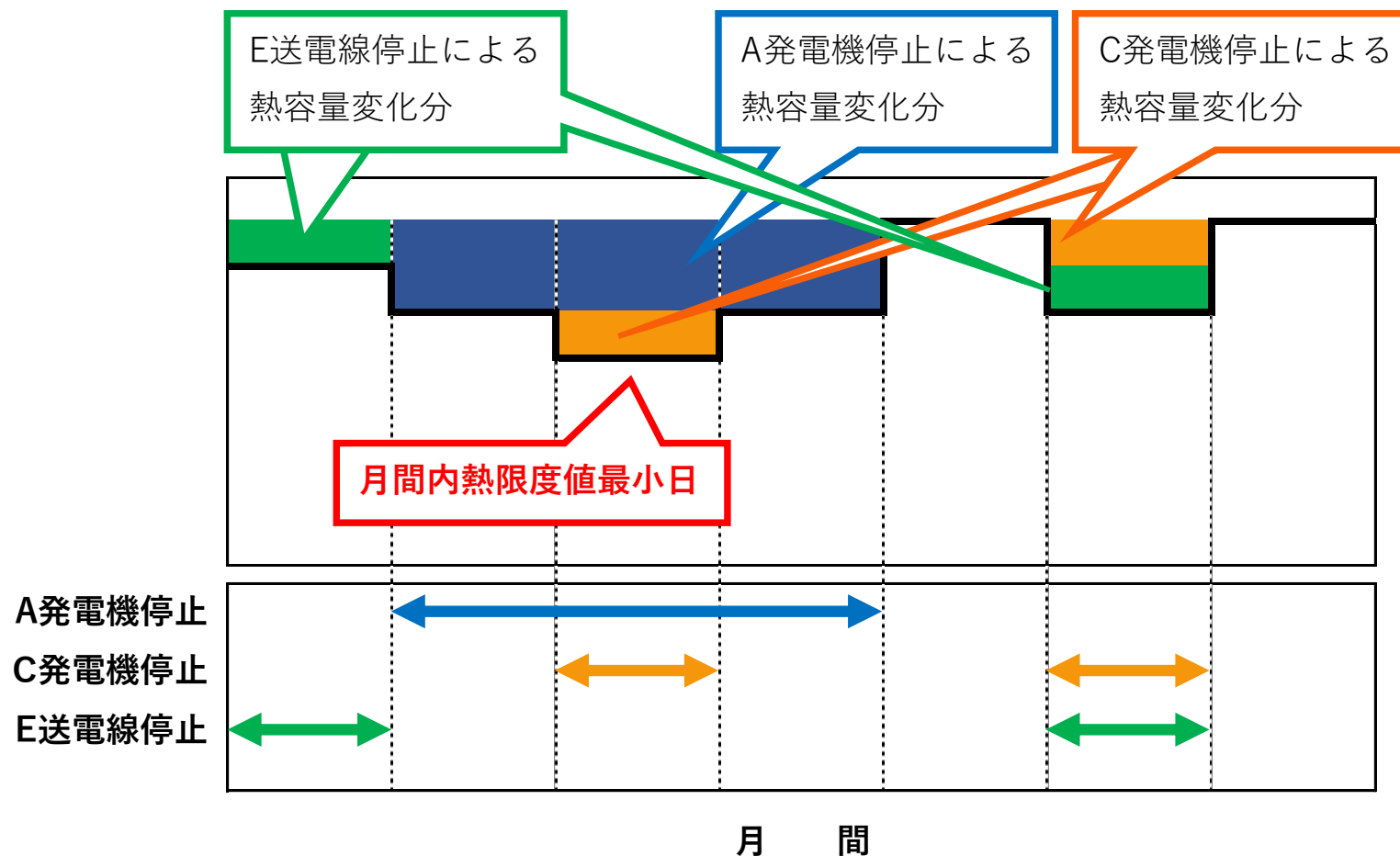
⑩ 具体的検討フロー[いわき幹線熱容量限度値変化テーブルのイメージ]（年間検討）

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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（6）

28

⑪ 具体的検討フロー[熱容量限度値最小断面の探索イメージ]（年間検討）



＜判定基準＞

- 以下のうち最小値となること
 - ・ いわき幹線1回線故障時に残りの設備が設備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および新福島バンクの潮流が設備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および新福島バンクの潮流が設備容量以内となった時の東北東京間連系線潮流

	容 量	備 考
相馬双葉幹線	631万kW／1回線(冬季:668万kW／1回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 7,676 \times 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4導体×2回線 7,676A(4導体分) (冬季:8,124A)
直列機器	658万kW(／1回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 8,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・変流器:8,000A
いわき幹線	144万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 3,204 \times 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 3,204A(2導体分)
	129万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,868 \times 0.95$)	ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
新福島2,3,4B	95万kW／1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	285万kW(3バンク合計)
直列機器 (一次)	123万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,500 \times 0.95$)	変流器：1,500A
直列機器 (二次)	135万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 3,000 \times 0.95$)	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・変流器：1,200A

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および新福島バンクの潮流が設備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。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線潮流}^{1)} + \text{電源制限対象分} + \text{再エネ出力制御分}$$

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。

1) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）

<検討条件>

① 検討断面

- 下げ代不足が想定される期間

② 想定電源

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

③ 想定需要

- 3ヵ年実績の平均を想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

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

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

⑤ 想定故障

- 相馬双葉幹線 2 回線停止

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法 (東京向) (つづき)

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
いわき幹線	144万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 3,204 * 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体× 2 回線 3,204A(2導体分)
	129万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 2,868 * 0.95$)	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
新福島2,3,4B	95万kW／1バンク ($P=100\text{万kVA} * 0.95$)	285万kW(3バンク合計)
直列機器 (一次)	123万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,500 * 0.95$)	変流器 : 1,500A
直列機器 (二次)	135万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 3,000 * 0.95$)	変流器 : 3,000A
66kV直列 機器	13万kW ($P=\sqrt{3} * (66 * 10^3) * 1,200 * 0.95$)	断路器・遮断器・変流器 : 1,200A

＜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

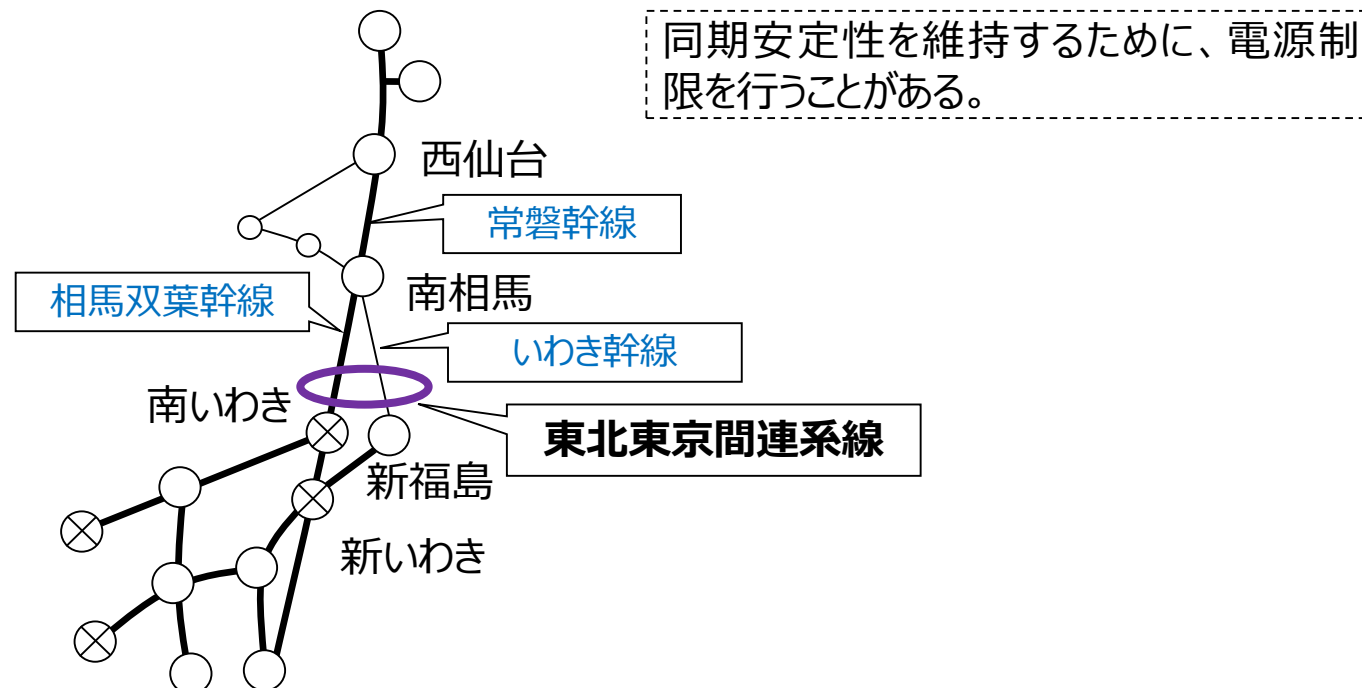
⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限：あり、負荷制限：なし※

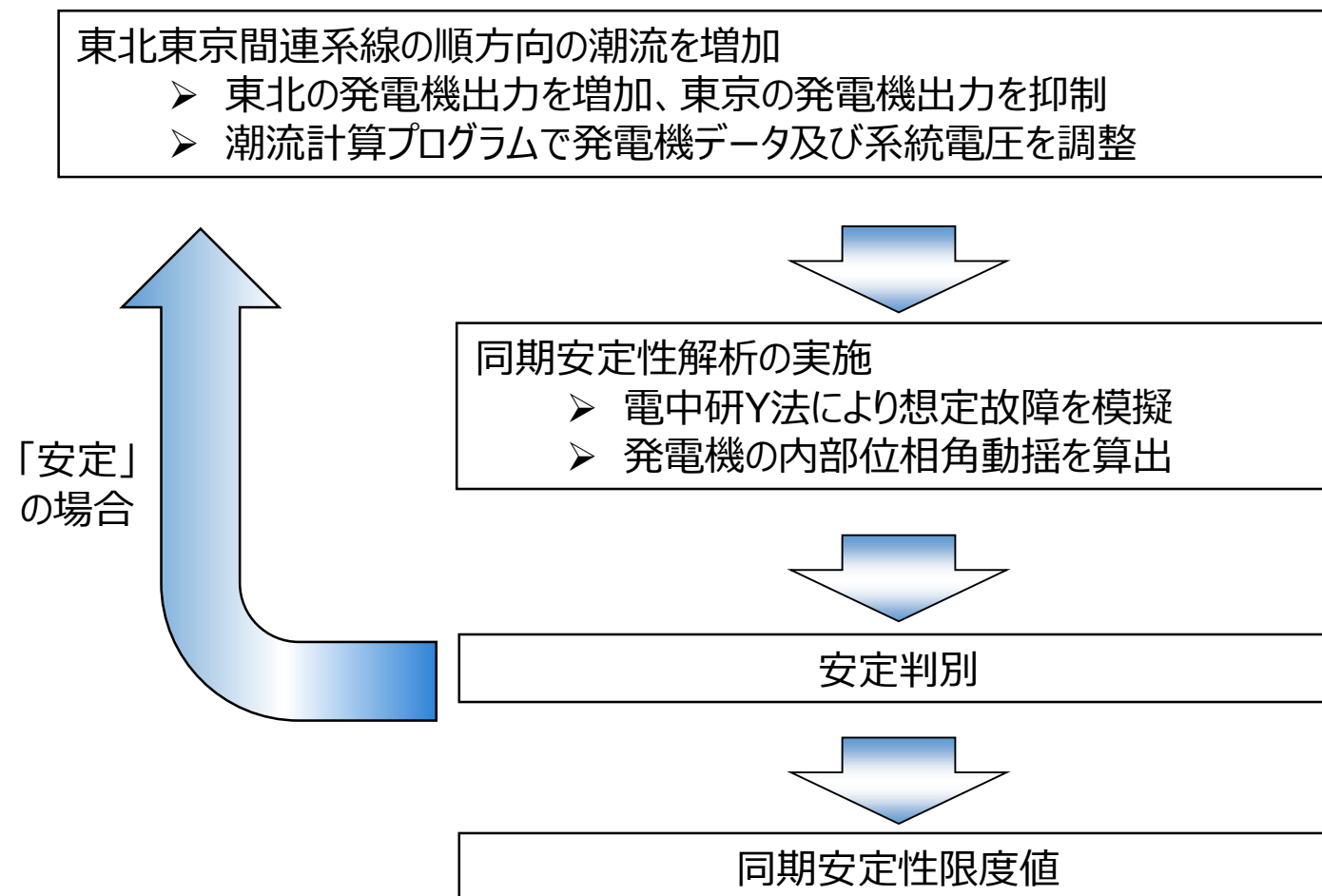
※ただし、系統状況によっては負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る可能性がある。

⑧ 想定故障 最過酷事故を想定

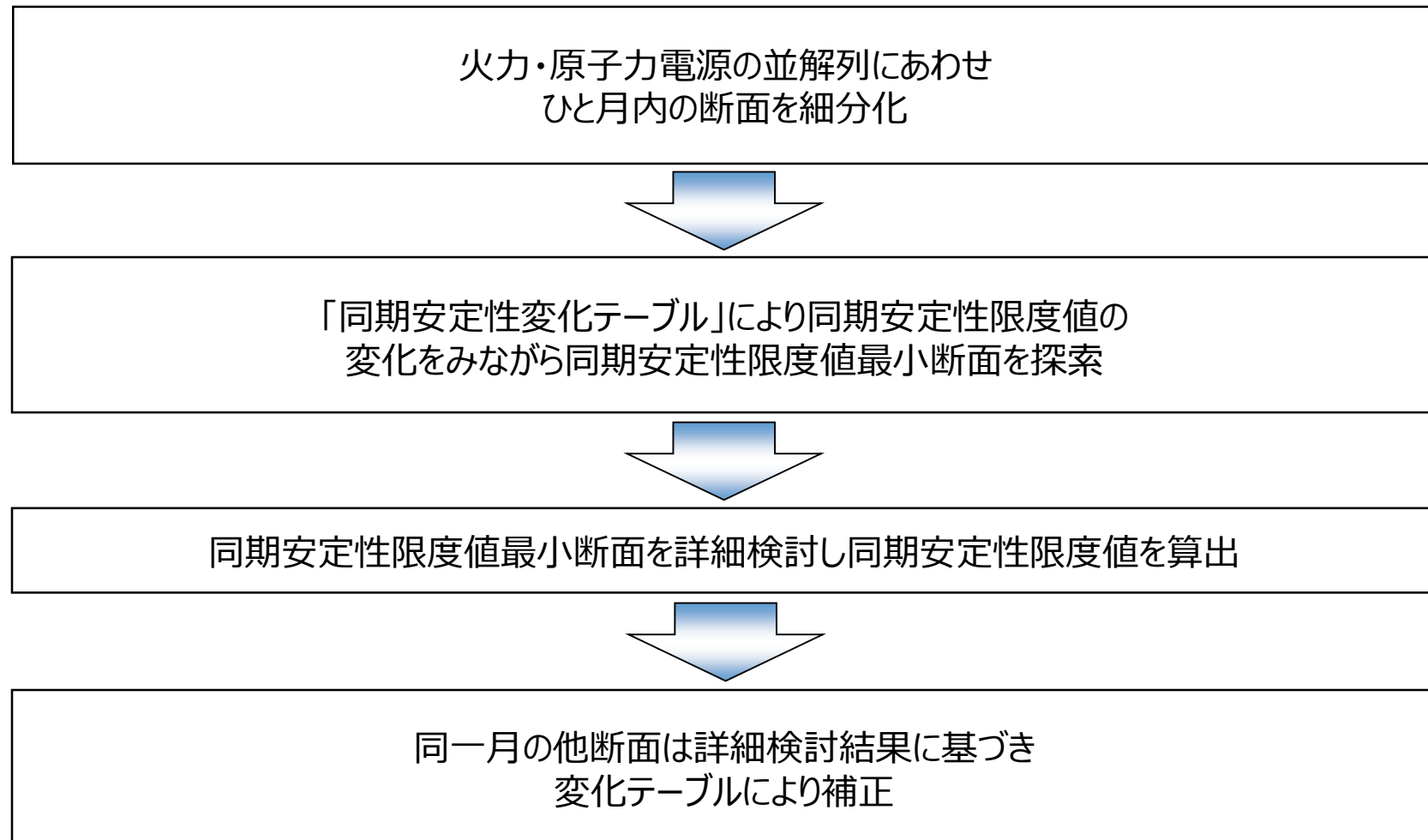
- 故障箇所：常磐幹線 2 回線（電源制限：あり）
相馬双葉幹線 2 回線（電源制限：あり）
- 故障様相：三相 6 線地絡



⑨ 検討フロー[全体フロー] (年間・長期検討)



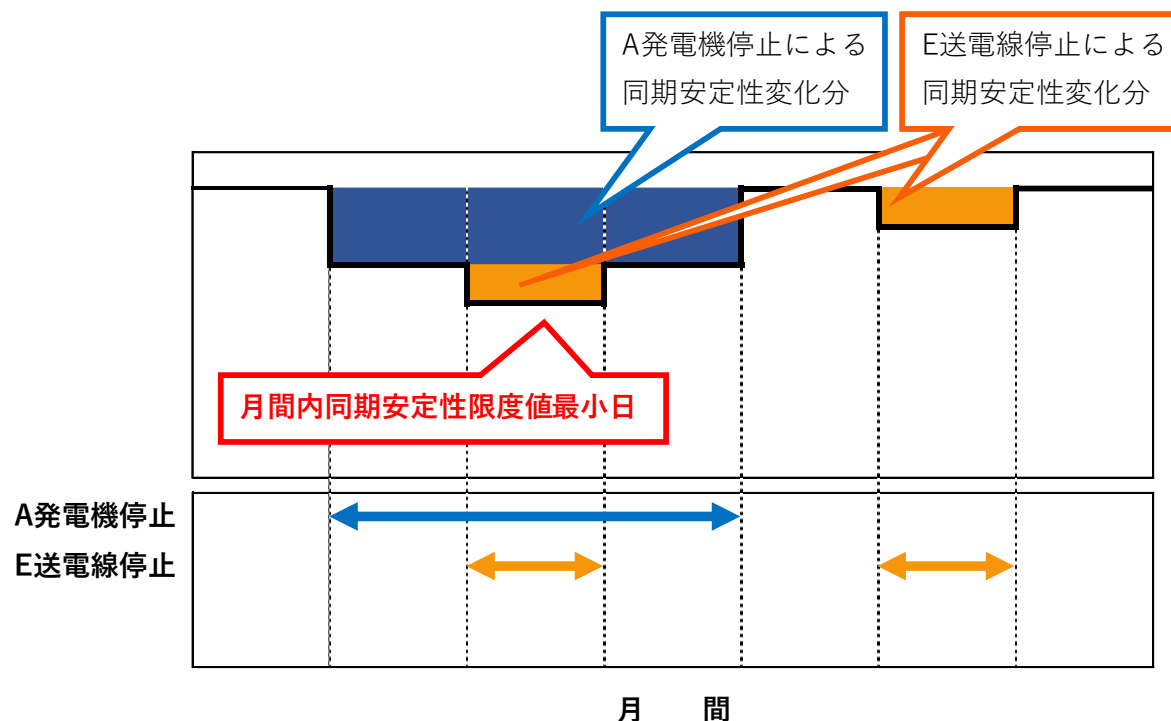
⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）



⑪ 具体的検討フロー[同期安定性変化テーブルのイメージ]（年間検討）

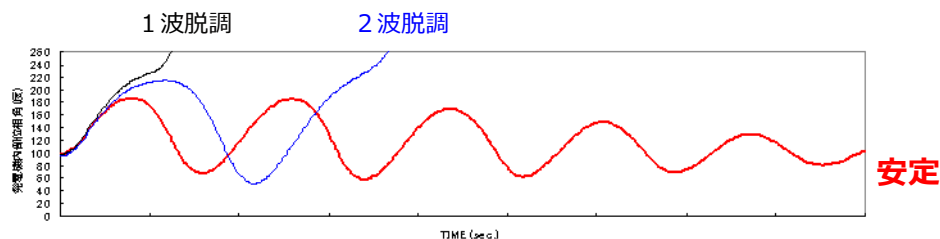
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	相馬双葉幹線ルート事故時の 同期安定性限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-10万kW	-5万kW
B 発電機停止	-10万kW	-5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-45万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-45万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
・ ・ ・	・ ・ ・	・ ・ ・

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



<判定基準>

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



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

5. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

東京、東北向共通

連系線名称	容量	備考
相馬双葉幹線	631万kW	SBTACSR／UGS780mm ² × 4 導体 × 1回線
いわき幹線	129万kW	ACSR 610mm ² ×2導体× 2 回線
新福島2,3,4B	95万kW	95万kW／1バンク (P=100万kVA * 0.95)
	13万kW	13万kW／66kV直列機器 ($P=\sqrt{3} * (66 * 10^3) * 1,200 * 0.95$)

5. 各限度値算出結果（2）

41

2025年度 熱容量限度値（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	236	236	236	236	236 【80】	236 【80】	236 【21】	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236 【179】	236 【179】	236 【160】	236	236	236	236
	休日	昼間	236	236	236	236	236	236 【80】	236 【21】	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236 【179】	236 【160】	236	236	236	236

2026年度 熱容量限度値（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	236	236 【21】	236	236	236 【21】	【21】	【21】	236 【21】	236	236	236 【80】
		夜間	236	236 【179】	236	236	236 【160】	【160】	【160】	236 【160】	236	236	236 【179】
	休日	昼間	236	236 【80】	236	236	236 【21】	【21】	【21】	236 【21】	236	236	236 【21】
		夜間	236	236 【179】	236	236	236 【160】	【160】	【160】	236 【160】	236	236	236 【179】

【 】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）

42

2025年度 熱容量限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	555 【555】	560	565	630	640	565【490】	560【460】	555【450】	555	635	635【635】	【355】
		夜間	545 【545】	545	550	555	555	550【460】	545【485】	545【475】	535	540	535【535】	【345】
	休日	昼間	555	555	565	630	640	565【565】	560【460】	555【450】	555	635	635【425】	【355】
		夜間	545	545	550	555	555	550【550】	545【485】	545【475】	535	540	535【400】	【345】

【万kW】

連系線名称	断面		GW
東北東京間連系線	特殊日	昼間	400

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

○運用容量を下げ代不足が想定される特殊日として扱う日

	GW
特殊日	4/26～5/6

5. 各限度値算出結果（４）

43

2026年度 熱容量限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	【355】	【245】	【245】	525 【525】	525	525 【475】	【315】	【555】	555 【555】	620	620 【620】	【555】
		夜間	【345】	【275】	【275】	555 【555】	555	550 【505】	【285】	【545】	535 【535】	540	535 【535】	【535】
	休日	昼間	【355】	【245】	【245】	525 【525】	525	525 【520】	【560】	【555】	555 【345】	620	620 【620】	【555】
		夜間	【345】	【275】	【275】	555 【555】	555	550 【550】	【545】	【545】	535 【315】	540	535 【535】	【535】

【万kW】

連系線名称	断面	GW
東北東京間連系線	特殊日 昼間	403

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

○運用容量を下げ代不足が想定される特殊日として扱う日

	GW
特殊日	4/29～5/6

（2）電圧安定性限度値

東京、東北向共通

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

（3）同期安定性限度値

2025年度、2026年度 同期安定性限度値（東北向）

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

2025年度 同期安定性限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	476 【481】	456	566	571	576	521 【506】	556 【486】	511 【526】	511	606	616 【616】	【601】
		夜間	406 【411】	376	511	521	511	471 【456】	486 【416】	476 【491】	481	566	566 【566】	【571】
	休日	昼間	476	461	576	581	576	521 【506】	561 【566】	511 【526】	511	606	616 【611】	【601】
		夜間	406	381	521	531	511	471 【456】	491 【496】	476 【491】	481	566	566 【561】	【571】

2026年度 同期安定性限度値（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	【351】	【471】	【451】	666 【576】	666	641 【536】	【371】	【476】	606 【596】	606	511 【511】	【481】
		夜間	【241】	【361】	【341】	601 【511】	601	576 【426】	【336】	【441】	571 【561】	571	476 【476】	【446】
	休日	昼間	【351】	【481】	【466】	666 【576】	666	641 【546】	【371】	【476】	606 【576】	606	606 【511】	【481】
		夜間	【241】	【371】	【356】	601 【511】	601	576 【461】	【336】	【441】	571 【566】	571	571 【476】	【446】

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

5. 各限度値算出結果（7）

（4）周波数維持限度値

2025年度 周波数維持限度値（東北向）

【万kW】

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

2026年度 周波数維持限度値（東北向）

【万kW】

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

2025年度、2026年度 周波数維持限度値（東京向）

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

6. 運用容量算出結果（1）

47

2025年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【80(①)】	236(①) 【80(①)】	236(①) 【21(①)】	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【179(①)】	236(①) 【179(①)】	236(①) 【160(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) 【80(①)】	236(①) 【21(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) 【179(①)】	236(①) 【160(①)】	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)

2025年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系設備	平日	昼間	476(②) [481(②)]	456(②)	565(①)	571(②)	576(②)	521(②) [490(①)]	556(②) [460(①)]	511(②) [450(①)]	511(②)	606(②)	616(②) [616(②)]	[355(①)]
		夜間	406(②) [411(②)]	376(②)	511(②)	521(②)	511(②)	471(②) [456(②)]	486(②) [416(②)]	476(②) [475(①)]	481(②)	540(①)	535(①) [535(①)]	[345(①)]
	休日	昼間	476(②)	461(②)	565(①)	581(②)	576(②)	521(②) [506(②)]	560(①) [460(①)]	511(②) [450(①)]	511(②)	606(②)	616(②) [425(①)]	[355(①)]
		夜間	406(②)	381(②)	521(②)	531(②)	511(②)	471(②) [456(②)]	491(②) [485(①)]	476(②) [475(①)]	481(②)	540(①)	535(①) [400(①)]	[345(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	400

	GW
特殊日	4/26～5/6

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

6. 運用容量算出結果（2）

48

2026年度 運用容量（東北向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系線	平日	昼間	236(①)	236(①) [21(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [21(①)]	[21(①)]	[21(①)]	236(①) [21(①)]	236(①)	236(①) [80]
		夜間	236(①)	236(①) [179(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [160(①)]	[160(①)]	[160(①)]	236(①) [160(①)]	236(①)	236(①) [179]
	休日	昼間	236(①)	236(①) [80(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [21(①)]	[21(①)]	[21(①)]	236(①) [21(①)]	236(①)	236(①) [21]
		夜間	236(①)	236(①) [179(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [160(①)]	[160(①)]	[160(①)]	236(①) [160(①)]	236(①)	236(①) [179]

2026年度 運用容量（東京向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東北東京間 連系設備	平日	昼間	【351(②)】	【245(①)】	【245(①)】	525(①) 【525(①)】	525(①)	525(①) 【475(①)】	【315(①)】	【476(②)】	555(①) 【555(①)】	606(②)	511(②) 【511(②)】	【481(②)】
		夜間	【241(②)】	【275(①)】	【275(①)】	555(①) 【511(②)】	555(①)	550(①) 【426(②)】	【285(①)】	【441(②)】	535(①) 【535(①)】	540(①)	476(②) 【476(②)】	【446(②)】
	休日	昼間	【351(②)】	【245(①)】	【245(①)】	525(①) 【525(①)】	525(①)	525(①) 【520(①)】	【371(②)】	【476(②)】	555(①) 【345(①)】	606(②)	606(②) 【511(②)】	【481(②)】
		夜間	【241(②)】	【275(①)】	【275(①)】	555(①) 【511(②)】	555(①)	550(①) 【461(②)】	【336(②)】	【441(②)】	535(①) 【315(①)】	540(①)	535(①) 【476(②)】	【446(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	403

	GW
特殊日	4/29～5/6

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

6. 運用容量算出結果（3）

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
東北東京間 連系線	東北向	236 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)	631 (①)
	東京向	607 (②)	830 (①)	830 (①)	830 (①)	880 (①)	880 (①)	880 (①)	930 (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。

1) 2027年第二連系線運開後は、東北向は、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年第二連系線運開予定。

3) 2030年度、2033年度を目途に東北北部エリア電源接続案件募集プロセスの入札対象工事の一部が運開予定。

3. 中部関西間連系線

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

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

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

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中部関西間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

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

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 5月夜間

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

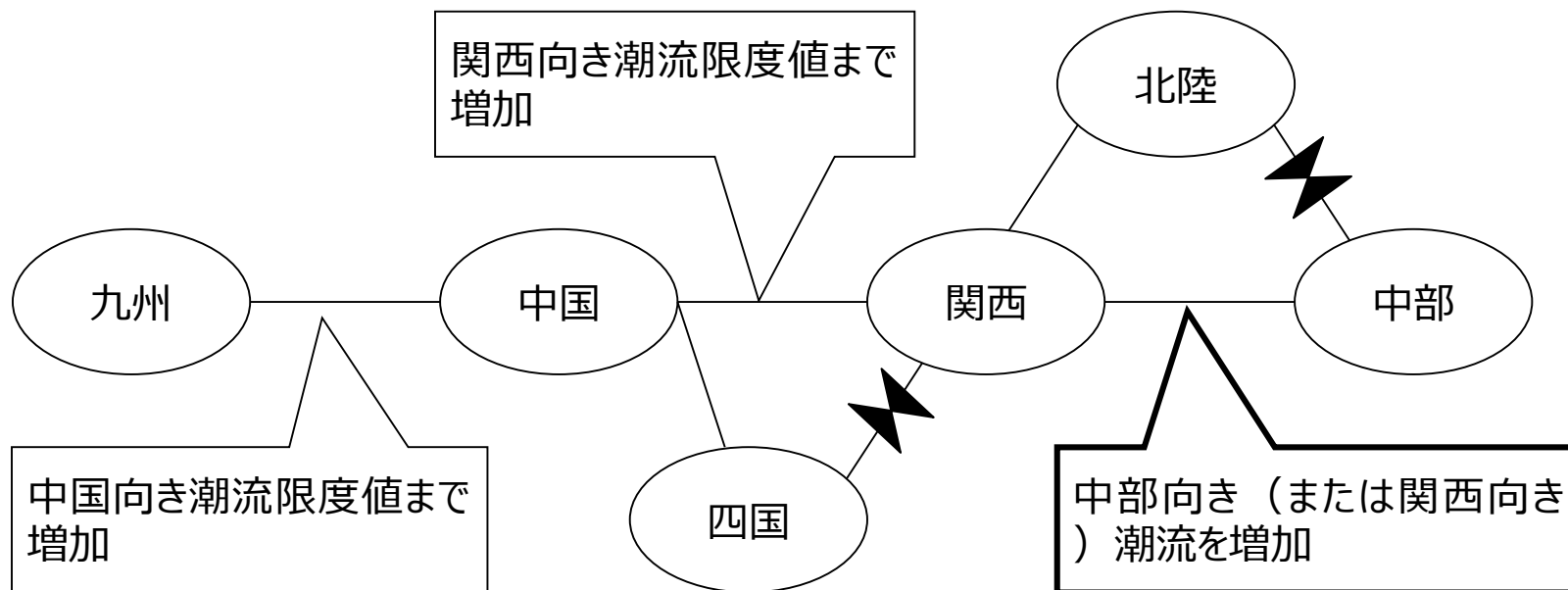
⑤ 想定需要

- 実績より想定

⑥ 中部関西間連系線潮流

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

<潮流の調整>



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

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

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

【南福光BTB再起動】

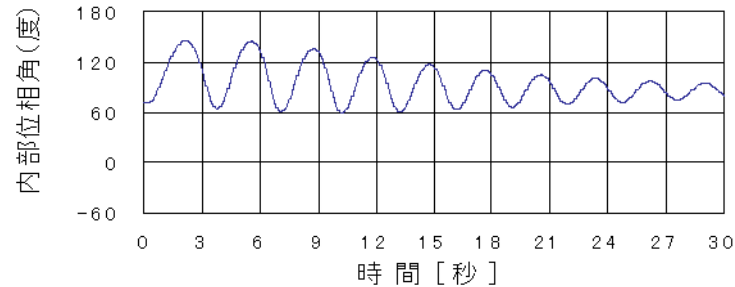
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

＜判定基準＞

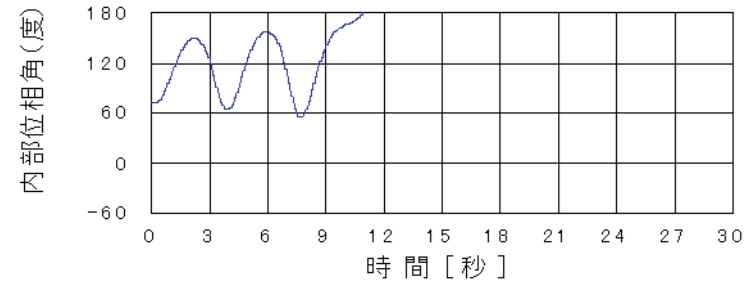
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間

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

③ 系統模擬

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 最大3日平均電力

⑥ 中部関西間連系線潮流

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：三重開閉所 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も停止する場合があることから、BTBの設備容量（最大30万kW）を減じる。
（需要から運用容量を算出しているため、運用容量が下がることもある。）

⑤ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 中部系統 電源制限、負荷制限：あり
 - 関西以西、北陸系統 電源制限、負荷制限：なし
- ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る（2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）

中部系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回る（または下回る）場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限（または負荷制限）を行う。関西→中部向き潮流においては、中部関西間連系線ルート断故障時における中部エリアのブラックアウトを防止する観点から、ルート断故障に伴って追加的に発生する想定外故障（N-3故障以上）に対応するために必要な負荷制限量を考慮し、運用容量を算出する（2024年度 第3回運用容量検討会 資料1参照）。

⑥ 想定故障

- 中部関西間連系線 2 回線停止

⑦ 系統の周波数特性

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

<判定基準>

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

（1）熱容量限度値

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

夏季：5～10月 冬季：11～4月

（2）同期安定性限度値

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

1) 数値はフリンジ分（34万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

（3）電圧安定性限度値

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

1) 数値はフリンジ分（34万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

（4）周波数維持限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西	次頁以降に記載
関西→中部	

6. 各限度値算出結果（3）

66

2025年度 周波数維持限度値（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	平日	昼間	250										
		夜間	200	200	200	200	200	前半200 後半200	200	前半200 後半220	220	200	240 前半220 後半200
	休日	昼間	200										
		夜間											

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

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

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

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

ただし、土曜日の0:00～8:00は平日夜間帯、8:00～22:00は平日昼間帯とする。

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

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

6. 各限度値算出結果（3）

67

2025年度 周波数維持限度値（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間 連系線	平日	昼間	59	48	70	102	101	前半105 後半90	64	前半71 後半73	87	100	87	前半67 後半60
		夜間	82	74	79	103	103	前半104 後半97	91	前半93 後半101	108	128	125	前半108 後半99
	休日	昼間	33	32	40	67	80	前半81 後半51	39	前半44 後半46	58	70	53	前半55 後半38
		夜間	58	51	55	75	83	前半86 後半73	71	前半81 後半91	100	112	109	前半91 後半76

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中部関西間連系線	特殊日	昼間	25	70	44
		夜間	48	83	105

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28,30～5/2	8/12	12/29, 1/5
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/4

※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）

68

2025年度 運用容量（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	平日	昼間	250(④) [0(①)] ¹⁾	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
		夜間	200(④) [0(①)] ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	前半200(④) [0(①)] ¹⁾ 後半220(④) [0(①)] ¹⁾	220(④)	200(④)	240(④)	前半220(④) 後半200(④)
	休日	昼間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) [0(①)] ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) [0(①)] ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

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

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30～5/2	－	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熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

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

ただし、土曜日の0:00～8:00は平日夜間帯、8:00～22:00は平日昼間帯とする。

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

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

7. 運用容量算出結果（2）

69

2025年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間 連系線	平日	昼間	59(④)	48(④)	70(④)	102(④)	101(④)	前半105(④) 後半90(④)	64(④)	前半71(④) 【0(①)】 ¹⁾ 後半73(④) 【0(①)】 ¹⁾	87(④)	100(④)	87(④)	前半67(④) 後半60(④)
		夜間	82(④)	74(④)	79(④)	103(④)	103(④)	前半104(④) 後半97(④)	91(④)	前半93(④) 【0(①)】 ¹⁾ 後半101(④) 【0(①)】 ¹⁾	108(④)	128(④)	125(④)	前半108(④) 後半99(④)
	休日	昼間	33(④)	32(④)	40(④)	67(④)	80(④)	前半81(④) 後半51(④)	39(④)	前半44(④) 【0(①)】 ¹⁾ 後半46(④) 【0(①)】 ¹⁾	58(④)	70(④)	53(④)	前半55(④) 後半38(④)
		夜間	58(④)	51(④)	55(④)	75(④)	83(④)	前半86(④) 後半73(④)	71(④)	前半81(④) 【0(①)】 ¹⁾ 後半91(④) 【0(①)】 ¹⁾	100(④)	112(④)	109(④)	前半91(④) 後半76(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中部関西間連系線	特殊日	昼間	25(④)	70(④)	44(④)
		夜間	48(④)	83(④)	105(④)

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28,30～5/2	8/12	12/29, 1/5
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/4

() 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。

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

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

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

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

4. 北陸関西間連系線

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

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

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

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 北陸関西間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

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

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 5月夜間

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

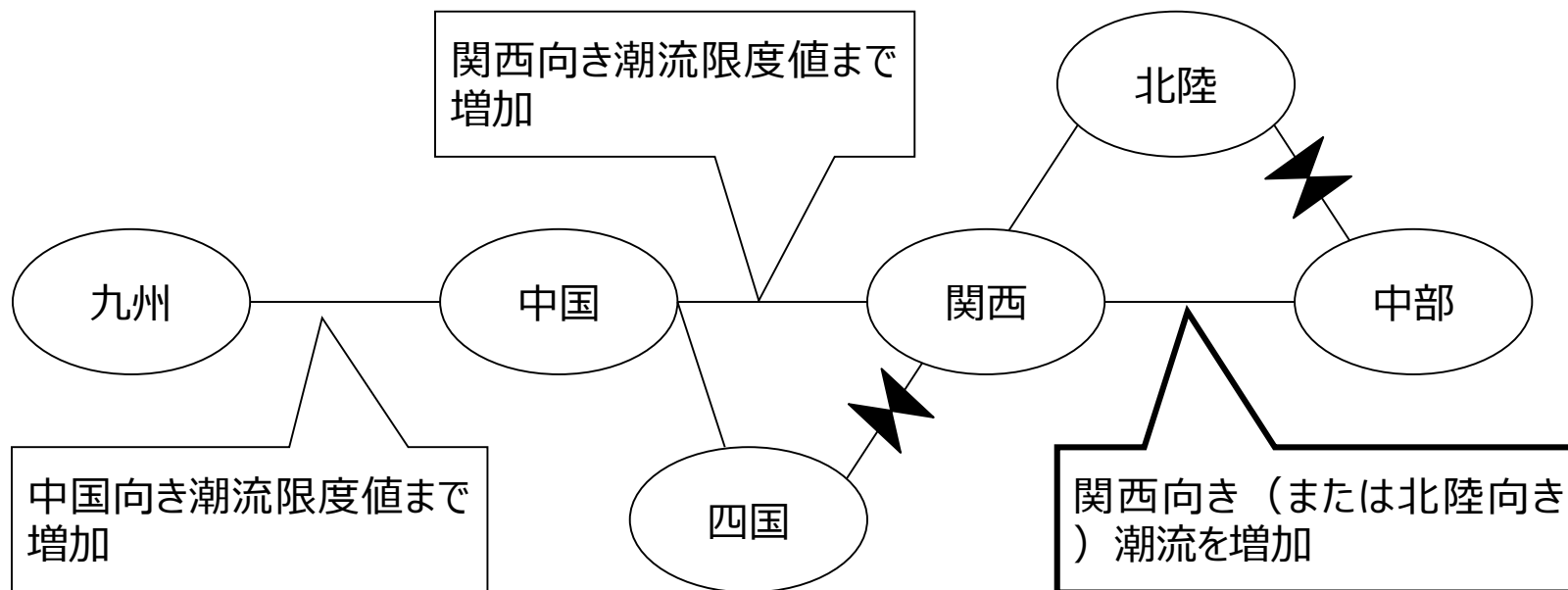
⑤ 想定需要

- 実績より想定

⑥ 北陸関西間連系線潮流

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

<潮流の調整>



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

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：北陸関西間連系線
越前変電所 500kV片母線
- 故障様相：2回線二相 3 線地絡（北陸関西間連系線、両端）
1回線三相 3 線地絡（北陸関西間連系線、嶺南端）
三相地絡（越前変電所母線）

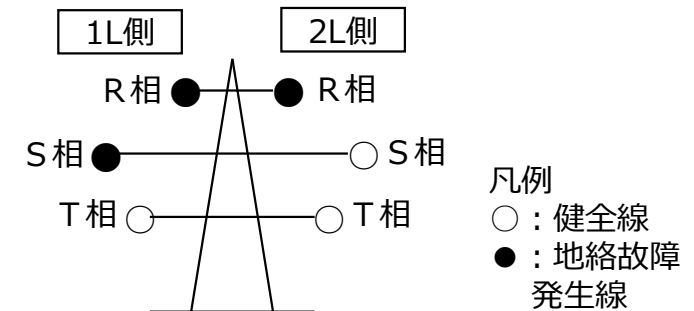
【2回線二相3線地絡故障のイメージ】

北陸エリアでは、送電線2回線またがり故障の頻度が比較的多いため、二相3線地絡故障を想定故障に含めている。

二相3線故障とは右図のような故障をいう。

＜二相＞
R相、S相

＜3線＞
1L側：2線
2L側：1線



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

【南福光BTB再起動】

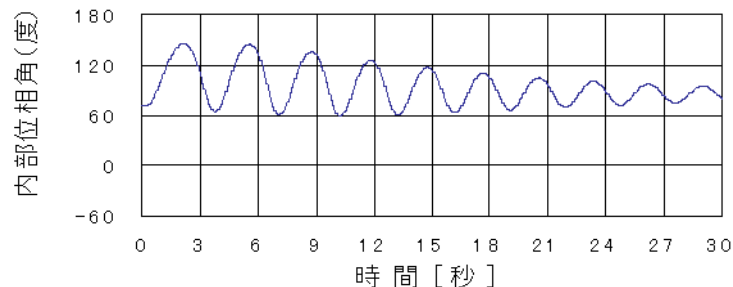
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

＜判定基準＞

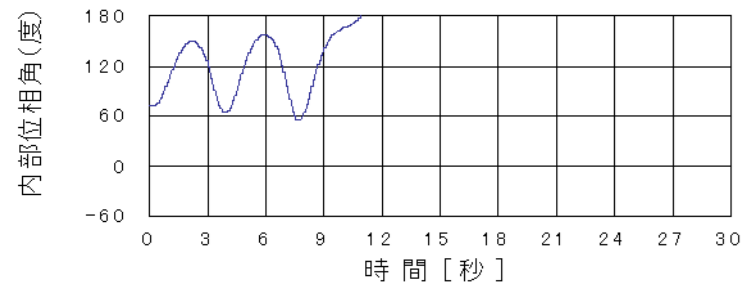
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間

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

③ 系統模擬

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑤ 想定需要

- 最大3日平均電力

⑥ 北陸関西間連系線潮流

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

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

【南福光BTB再起動】

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

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 算術式

- 関西以西、中部系統

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

EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

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

- 北陸系統

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

1) （ ）は周波数低下側のみ

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

② 検討断面

➤ 北陸→関西向き潮流

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

➤ 関西→北陸向き潮流

- ・ 季節別：春秋、夏、冬の3区分化
 - ・ 時間帯、平休日別：平日昼間帯¹⁾、平日昼間帯以外に区分
- 1) 平日昼間帯：土曜、日曜、祝日、ゴールデンウィーク、盆、年末年始を除く8時～22時

③ 想定需要

➤ 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

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

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

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

⑤ 想定故障

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

⑥ 系統の周波数特性

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

<判定基準>

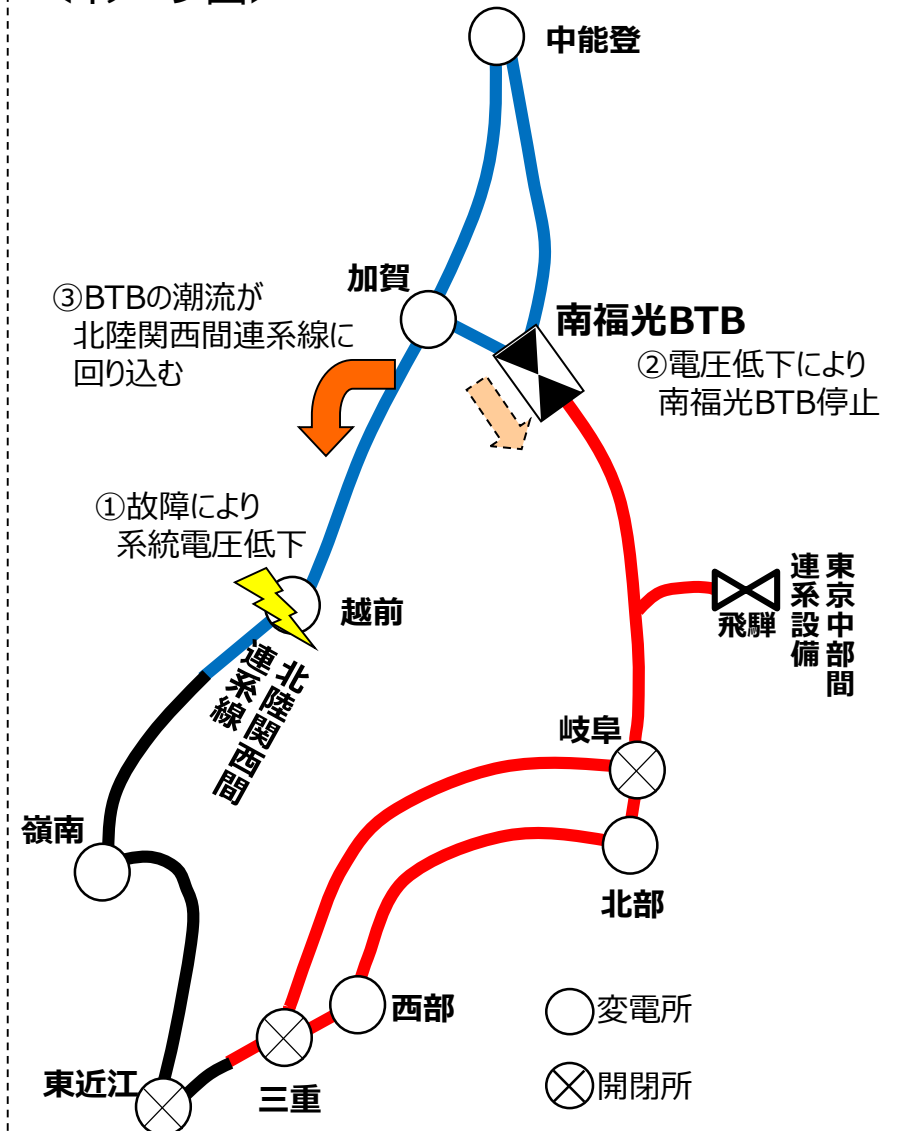
- 北陸の周波数が、59.2Hzから60.0Hzの範囲を維持できること。
- 関西以西、中部の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

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

<イメージ図>



（1）熱容量限度値

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

夏季：5～10月 冬季：11～4月

（2）同期安定性限度値

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

1) 数値はフリンジ分（13万kW）控除後の値

2) 他の制約要因以上で安定を確認

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

（3）電圧安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線
関西→北陸 ¹⁾	230万kWで安定確認 ²⁾
北陸→関西 ¹⁾	290万kWで安定確認 ²⁾

1) 数値はフリンジ分（13万kW）控除後の値

2) 他の制約要因以上で安定を確認

潮流の向き	北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	230万kWで安定確認 ²⁾
北陸送電方向 ¹⁾	290万kWで安定確認 ²⁾

（4）周波数維持限度値

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

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

7. 各限度値算出結果（3）

86

2025年度 周波数維持限度値（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸関西間 連系線	平日	昼間	181	161	196	235	232	前半241 後半224	186	前半194 後半198	218	226	212	前半189 後半180
		夜間	204	194	203	232	221	前半231 後半220	212	前半215 後半225	233	255	252	前半233 後半224
	休日	昼間	136	134	150	183	199	前半201 後半164	144	前半159 後半156	170	182	165	前半167 後半141
		夜間	169	161	167	191	201	前半205 後半188	184	前半196 後半208	218	233	230	前半210 後半189

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	125	185	150
		夜間	156	199	221

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28,4/30～5/2	8/12	12/29, 1/5
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/4

※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）

87

2025年度 周波数維持限度値（北陸送電方向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸フェンス	平日	昼間	181	161	196	235	232	前半241 後半224	186	前半194 後半198	218	226	212	前半189 後半180
		夜間	204	194	203	232	221	前半231 後半220	212	前半215 後半225	233	255	252	前半233 後半224
	休日	昼間	136	134	150	183	199	前半201 後半164	144	前半159 後半156	170	182	165	前半167 後半141
		夜間	169	161	167	191	201	前半205 後半188	184	前半196 後半208	218	233	230	前半210 後半189

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸フェンス	特殊日	昼間	125	185	150
		夜間	156	199	221

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28,4/30～5/2	8/12	12/29, 1/5
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/4

※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）

88

2025年度 運用容量（北陸向）

【万kW】

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

○運用容量を休日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28, 30～5/2	8/12～15	12/29～31, 1/2

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

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

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

8. 運用容量算出結果（2）

89

2025年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸関西間 連系線	平日	昼間	181(④) 【0(①)】 ¹⁾	161(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	186(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半189(④) 後半180(④)
		夜間	190(②) 【0(①)】 ¹⁾	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
	休日	昼間	136(④) 【0(①)】 ¹⁾	134(④)	150(④)	183(④)	190(②)	前半190(②) 後半164(④)	144(④)	前半159(④) 後半156(④)	170(④)	182(④)	165(④)	前半167(④) 後半141(④)
		夜間	169(④) 【0(①)】 ¹⁾	161(④)	167(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半188(④)	184(④)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半189(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	特殊日	昼間	125(④)	185(④)	150(④)
		夜間	156(④)	190(②)	190(②)

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28,4/30～5/2	8/12	12/29, 1/5
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/4

（ ）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。

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

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

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

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

8. 運用容量算出結果（5）

90

2025年度 運用容量（北陸受電方向）

【万kW】

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

○運用容量を休日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28, 30～5/2	8/12～15	12/29～31, 1/2

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

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

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

8. 運用容量算出結果（6）

91

2025年度 運用容量（北陸送電方向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸フェンス	平日	昼間	181 ^(④) 【164 ^(④) 】 ¹⁾	161 ^(④)	190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	前半190 ^(②) 後半190 ^(②)	186 ^(④)	前半190 ^(②) 後半190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	前半189 ^(④) 後半180 ^(④)
		夜間	190 ^(②) 【198 ^(④) 】 ¹⁾	190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	前半190 ^(②) 後半190 ^(②)	190 ^(②)	前半190 ^(②) 後半190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	前半190 ^(②) 後半190 ^(②)
	休日	昼間	136 ^(④) 【119 ^(④) 】 ¹⁾	134 ^(④)	150 ^(④)	183 ^(④)	190 ^(②)	前半190 ^(②) 後半164 ^(④)	144 ^(④)	前半159 ^(④) 後半156 ^(④)	170 ^(④)	182 ^(④)	165 ^(④)	前半167 ^(④) 後半141 ^(④)
		夜間	169 ^(④) 【163 ^(④) 】 ¹⁾	161 ^(④)	167 ^(④)	190 ^(②)	190 ^(②)	前半190 ^(②) 後半188 ^(④)	184 ^(④)	前半190 ^(②) 後半190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	190 ^(②)	前半190 ^(②) 後半189 ^(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
北陸フェンス	特殊日	昼間	125(④)	185(④)	150(④)
		夜間	156(④)	190(②)	190(②)

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28,4/30～5/2	8/12	12/29, 1/5
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/4

（ ）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。

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

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

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

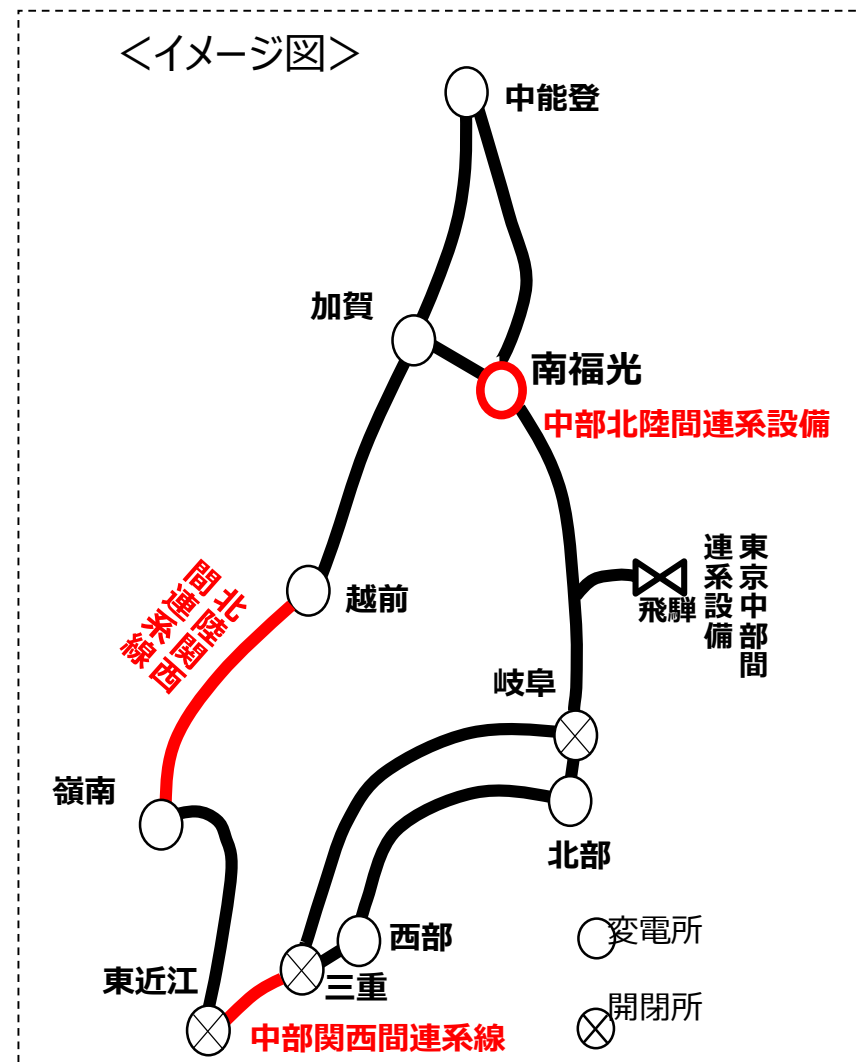
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

5. 中地域交流ループ^o

ループ系統を構成する中部関西間連系線、中部北陸間連系設備、北陸関西間連系線の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等を考慮し、各エリアのフェンス潮流により運用容量を算出する。

- 中部フェンス潮流※
= 中部北陸間連系設備潮流と
中部関西間連系線潮流の合計潮流
- 北陸フェンス潮流※
= 中部北陸間連系設備潮流と
北陸関西間連系線潮流の合計潮流
- 関西フェンス潮流※
= 中部関西間連系線潮流と
北陸関西間連系線潮流の合計潮流

※合計潮流が運用容量算出対象エリアにとって送電する場合「送電方向」、運用容量算出対象エリアにとって受電する場合「受電方向」を参照のこと。なお、系統情報サービスでは、中部フェンス潮流は送電方向、北陸・関西フェンス潮流は受電方向が正である。

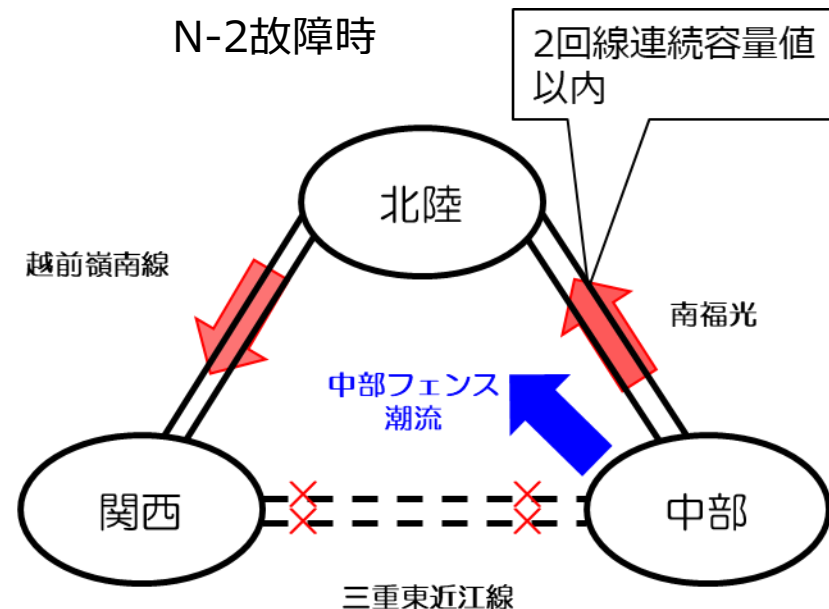
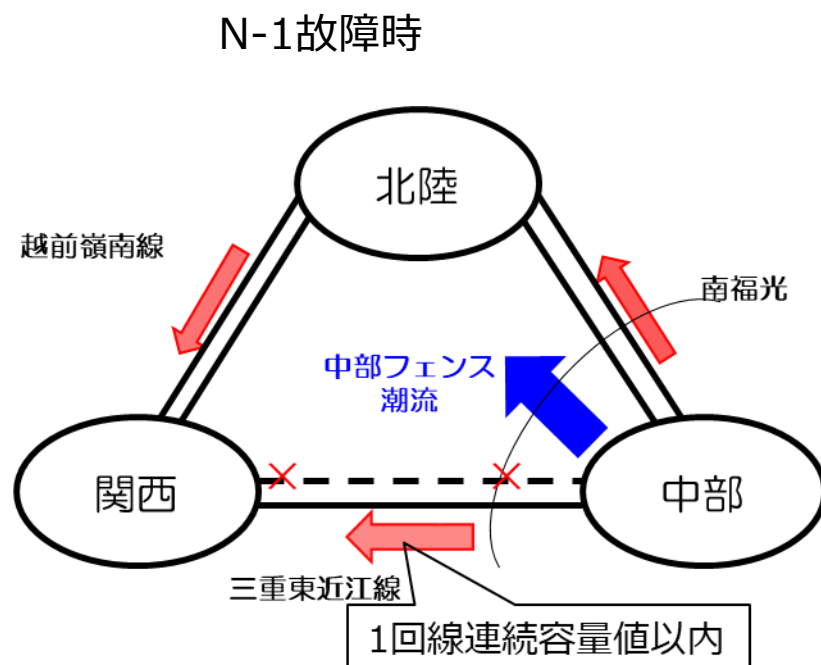


- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。

＜考え方＞

- 中部関西間連系線、北陸関西間連系線または中部北陸間連系設備のN-1故障において、残りの設備が連続容量値以内となること
- 中部関西間連系線のN-2故障時において、中部北陸間連系設備、北陸関西間連系線および各エリア地内送電線が連続容量値以内となること
- 北陸関西間連系線のN-2故障時において、中部関西間連系線、中部北陸間連系設備および各エリア地内送電線が連続容量値以内となること
- 中部北陸間連系設備のN-2故障時において、中部関西間連系線、北陸関西間連系線および各エリア地内送電線が連続容量値以内となること
- これらの制約に至ったときの各エリアのフェンス潮流が熱容量限度値となる

【(例) 中部送電フェンスでの中部関西間連系線故障時の状況】(イメージ)



＜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

② 検討断面

- 長期：8月昼間
- 年間：8月昼間（1・5月/昼間・休日夜間、8月休日夜間）
8月昼間の熱容量限度値が他の制約要因を下回る場合は、1・5月/昼間・休日夜間、8月休日夜間断面にて検討する。

③ 系統模擬

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

- 1・5・8月昼間：最大3日平均電力
- 1・5・8月休日夜間：実績より想定

⑥ フェンス潮流

- 中部フェンス潮流順方向（送電方向）増加→中部発電増加、北陸または関西発電減少
- 中部フェンス潮流逆方向（受電方向）増加→北陸または関西発電増加、中部発電減少
- 北陸フェンス潮流順方向（受電方向）増加→中部または関西発電増加、北陸発電減少
- 北陸フェンス潮流逆方向（送電方向）増加→北陸発電増加、中部または関西発電減少
- 関西フェンス潮流順方向（受電方向）増加→中部または北陸発電増加、関西発電減少
- 関西フェンス潮流逆方向（送電方向）増加→関西発電増加、中部または北陸発電減少
- 発電機の調整手順
 - 供給計画および需要実績に基づく需給状況を起点とし、想定し得る範囲で過酷となるよう調整

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

⑧ 想定故障

- 中部関西間連系線1回線停止
- 北陸関西間連系線1回線停止
- 中部北陸間連系設備1回線停止
- 中部関西間連系線2回線停止
- 北陸関西間連系線2回線停止
- 中部北陸間連系設備2回線停止

＜判定基準＞

- 以下のうち最小値となること
 - 中部関西間連系線、北陸関西間連系線または中部北陸間連系設備の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フェンス潮流
 - 中部関西間連系線2回線故障時に、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備および各エリア地内送電線の潮流が連続容量値以内となった時のフェンス潮流
 - 北陸関西間連系線2回線故障時に、中部関西間連系線、中部北陸間連系設備および各エリア地内送電線の潮流が連続容量値以内となった時のフェンス潮流
 - 中部北陸間連系設備の2回線故障時に、中部関西間連系線、北陸関西間連系線および各エリア地内送電線の潮流が連続容量値以内となった時のフェンス潮流

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

－ループ系統を構成する地域間連系線の定格熱容量－

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

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

＜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

- 長期：8月昼間
- 年間：1・5・8月平休日昼夜間
北陸フェンス送電方向は混雑の可能性が低いため、発電機並入台数が少なく同期安定性が過酷となる5月休日夜間を代表として算定。

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

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 1・5・8月平休日昼夜間：実績より想定

⑥ フェンス潮流

- 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

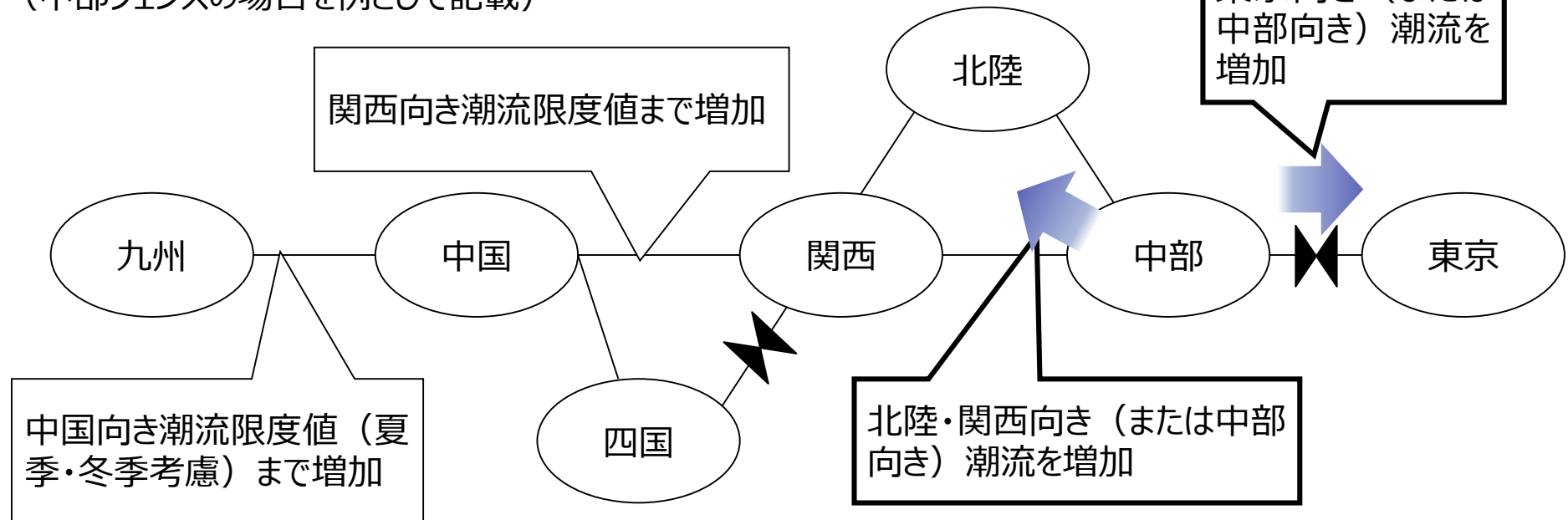
- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：中部関西間連系線2回線、北陸関西間連系線2回線
中部北陸間連系設備2回線
- 故障様相：三相6線地絡（両端）

＜潮流の調整＞

(中部フェンスの場合を例として記載)

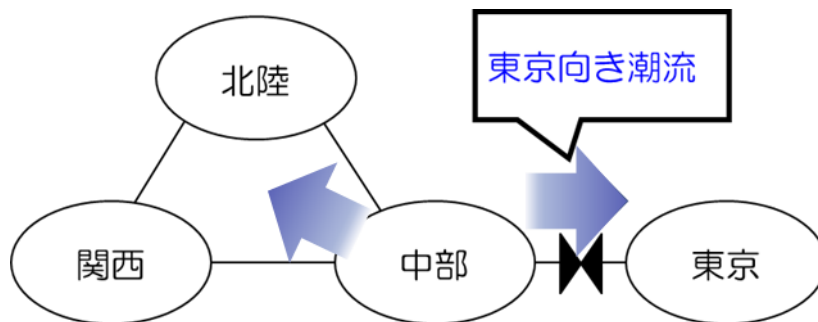


- 九州・中国の発電機を増加、関西の発電機を減少させ、中国九州間・関西中国間連系線潮流を中国・関西向き潮流限度値（フリンジ含む）まで増加させる。
- 中部フェンスの算出の場合は中部の発電機を増加（中部フェンス潮流が北陸・関西向きの場合）または減少（中部フェンス潮流が中部向きの場合）させ、東京中部間連系設備潮流を潮流限度値（マージンを考慮）まで増加させる。
- その後、中部エリアと北陸または関西エリアの発電機の出力を持ち替えることにより、中部フェンス潮流の調整を行う。他エリア間の持ち替えについても同様に実施する。

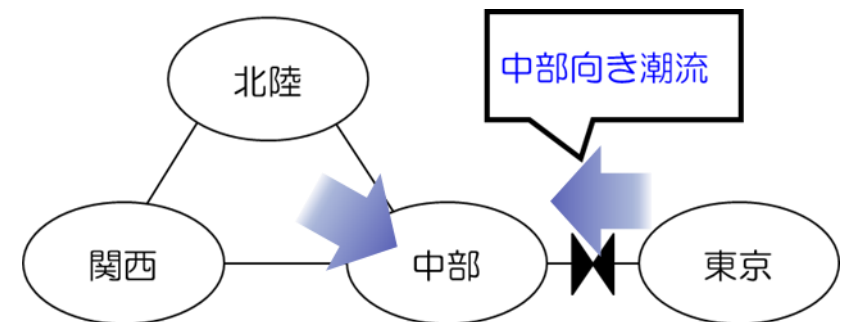
＜FC潮流およびFCのUVブロック、再起動について＞

- 交流ループ系統では、故障に伴う電圧低下影響が広範囲に広がることから、各FCのUVブロック（FC自体の保護のため融通を一時停止）と、その後の再起動（融通再開）を考慮する。
- FCの潮流やFCのUVブロックの応動が同期安定性に影響を及ぼすことから、同期安定性面で過酷側の想定とするため、FC潮流は中部フェンスの送受電方向によって以下のとおり設定する。
 - ・ 中部フェンス（送電方向）：FC潮流は東京向き（潮流限度値（マージンを考慮））
 - ・ 中部フェンス（受電方向）：FC潮流は中部向き（潮流限度値（マージンを考慮））

＜中部フェンス（送電方向）＞



＜中部フェンス（受電方向）＞

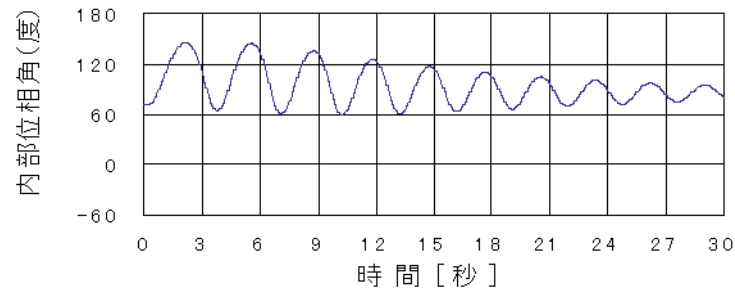


<判定基準>

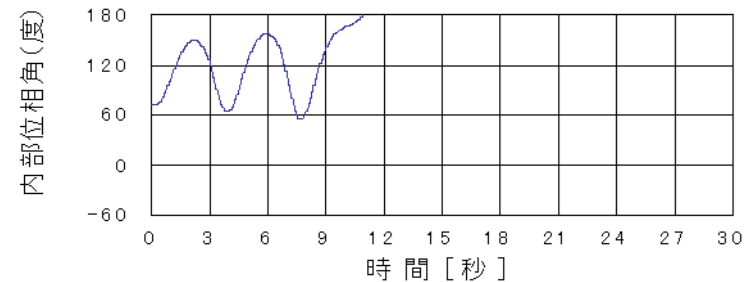
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【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

- 長期：8月昼間
- 年間：8月昼間（1・5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。

ただし、8月昼間の電圧安定性限度値が他の制約要因を下回る場合は、1・5月昼間断面にて検討する。

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

- 1・5・8月昼間：最大3日平均電力

⑥ フェンス潮流

- 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

- なし

⑧ 想定故障

- 中部関西間連系線2回線停止
- 北陸関西間連系線2回線停止
- 中部北陸間連系設備2回線停止

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

交流ループ系統では、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。

（1）熱容量限度値

連系線潮流の向き		平日昼間
中部	送電	7～9月前半：329万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
	受電	4、11、3月後半：375万kW 5、10月：334万kW 6月、9月後半：312万kW 7～9月前半：326万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
北陸	送電	1～12月：他の制約要因以上を確認
	受電	4～6、9月後半～11月、3月後半：324万kW ¹⁾ 7～9月前半：308万kW ¹⁾ 上記以外：他の制約要因以上を確認
関西	送電	4、11、3月後半：375万kW 5、10月：334万kW 6月、9月後半：312万kW 7～9月前半：326万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
	受電	7～9月前半：329万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認

1) 想定しうる最大潮流値

(1) 熱容量限度値

連系線潮流の向き		平日夜間
中部	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	6月、9月後半：332万kW 7～9月前半：329万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
北陸	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	4～11月、3月後半：250万kW ¹⁾ 12～3月前半：284万kW ¹⁾
関西	送電	6月、9月後半：332万kW 7～9月前半：329万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
	受電	他の制約要因以上を確認

1) 想定する最大潮流値

（1）熱容量限度値

連系線潮流の向き		休日昼間
中部	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	5、10月：334万kW　6月、9月後半：312万kW 7～9月前半：326万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
北陸	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	4～6、9月後半、10、11、3月後半：260万kW ¹⁾ 7～9月前半、12～3月前半：272万kW ¹⁾
関西	送電	5、10月：334万kW　6月、9月後半：312万kW 7～9月前半：326万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
	受電	他の制約要因以上を確認

1) 想定しうる最大潮流値

（1）熱容量限度値

連系線潮流の向き		休日夜間
中部	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	6、9月後半：332万kW 7～9月前半：329万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
北陸	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	3月後半～6、9月後半～11月：238万kW ¹⁾ 7～9月前半：250万kW 12～3月前半：317万kW ¹⁾
関西	送電	6、9月後半：332万kW 7～9月前半：329万kW 上記以外：他の制約要因以上を確認
	受電	他の制約要因以上を確認

1) 想定する最大潮流値

（2）同期安定性限度値

		夏季（7～9月前半）				春・秋季 （4～6月、 9月後半～11月、3月後半）				冬季（12～3月前半）			
		平日		休日		平日		休日		平日		休日	
		昼間	夜間	昼間	夜間	昼間	夜間	昼間	夜間	昼間	夜間	昼間	夜間
中部	送電	329 ^{1,2)}	253 ¹⁾	267 ¹⁾	263 ¹⁾	275 ¹⁾	232 ¹⁾	265 ¹⁾	211 ¹⁾	257 ¹⁾	239 ¹⁾	267 ¹⁾	231 ¹⁾
	受電	326 ^{1,2)}	329 ^{1,2)}	326 ^{1,2)}	329 ^{1,2)}	312 ^{1,2)}	332 ^{1,2)}	312 ^{1,2)}	332 ^{1,2)}	390 ^{1,2)}	390 ^{1,2)}	346 ¹⁾	390 ^{1,2)}
北陸	送電	460 ¹⁾	432 ¹⁾	439 ¹⁾	439 ¹⁾	460 ¹⁾	449 ¹⁾	438 ¹⁾	428 ¹⁾	449 ¹⁾	449 ¹⁾	439 ¹⁾	469 ¹⁾
	受電	308 ³⁾	250 ³⁾	272 ³⁾	250 ³⁾	324 ³⁾	250 ³⁾	260 ³⁾	238 ³⁾	275 ¹⁾	284 ³⁾	272 ³⁾	317 ³⁾
関西	送電	326 ^{1,2)}	329 ^{1,2)}	326 ^{1,2)}	329 ^{1,2)}	312 ^{1,2)}	332 ^{1,2)}	312 ^{1,2)}	332 ^{1,2)}	390 ^{1,2)}	390 ^{1,2)}	346 ¹⁾	390 ^{1,2)}
	受電	329 ^{1,2)}	253 ¹⁾	277 ¹⁾	263 ¹⁾	275 ¹⁾	232 ¹⁾	275 ¹⁾	211 ¹⁾	257 ¹⁾	239 ¹⁾	267 ¹⁾	231 ¹⁾

- 1) 数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値
- 2) 他の制約要因以上での安定を確認
- 3) 想定しうる最大潮流値

（3）電圧安定性限度値

連系線潮流の向き		
中部	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	1 2～3月前半：390万kW（平日昼間、平日夜間、休日夜間） 上記以外：他の制約要因以上を確認
北陸	送電	他の制約要因以上を確認
	受電	
関西	送電	1 2～3月前半：390万kW（平日昼間、平日夜間、休日夜間） 上記以外：他の制約要因以上を確認
	受電	他の制約要因以上を確認

1）数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

（4）周波数維持限度値

制約なし

8. 運用容量算出結果（1）

114

2026年度 運用容量（平日昼間）

【万kW】

		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	送電	【215②】	【215②】	【205②】	【289②】	【289②】	前半【259②】 後半【205②】	【215②】	【205②】	257(②) 【167②】	257(②)	257(②)	前半【247②】 後半【265②】
	受電	375(①) 【295②】	【254②】	【212②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【265②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③)【380②】 後半375(①)【365②】
北陸	送電	460(②) 【340②】	【340②】	【330②】	【410②】	【410②】	前半【310②】 後半【310②】	【340②】	【310②】	449(②) 【329②】	449(②)	449(②)	前半449(②)【439②】 後半460(②)【450②】
	受電	324(①)	324(①)	324(①)	308(①)	308(①)	前半308(①) 後半324(①)	324(①)	324(①)	275(②) 【195②】	275(②)	275(②)	前半275(②) 後半324(①)
関西	送電	375(①) 【295②】	【254②】	【212②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【265②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③)【380②】 後半375(①)【365②】
	受電	【215②】	【215②】	【205②】	【289②】	【289②】	前半【259②】 後半【205②】	【215②】	【205②】	257(②) 【167②】	257(②)	257(②)	前半【247②】 後半【265②】

2026年度 運用容量（平日夜間）

【万kW】

		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	送電	232(②) 【182②】	【172②】	【172②】	【213②】	【213②】	前半【183②】 後半【162②】	【172②】	【162②】	239(②) 【159②】	239(②)	239(②)	前半【229②】 後半【222②】
	受電	340(②) 【270②】	【260②】	【252②】	【289②】	【289②】	前半【219②】 後半【222②】	【260②】	【230②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③)【380②】 後半340(②)【330②】
北陸	送電	449(②) 【349②】	【329②】	【329②】	【382②】	【382②】	前半【282②】 後半【299②】	【329②】	【299②】	449(②) 【329②】	449(②)	449(②)	前半449(②)【439②】 後半449(②)【439②】
	受電	250(①)	250(①)	250(①)	250(①)	250(①)	前半250(①) 後半250(①)	250(①)	250(①)	284(①) 【234②】	284(①)	284(①)	前半284(①) 後半250(①)
関西	送電	340(②) 【270②】	【260②】	【252②】	【289②】	【289②】	前半【219②】 後半【222②】	【260②】	【230②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③)【380②】 後半340(②)【330②】
	受電	232(②) 【182②】	【172②】	【172②】	【213②】	【213②】	前半【183②】 後半【162②】	【172②】	【162②】	239(②) 【159②】	239(②)	239(②)	前半【229②】 後半【222②】

（ ）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（今後詳細検討で変更となる可能性がある）。

8. 運用容量算出結果（2）

2026年度 運用容量（休日昼間）

【万kW】

		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	送電	【205②】	【205②】	【205②】	【227②】	【227②】	前半【197②】 後半【195②】	【205②】	【195②】	267(②) 【177②】	267(②)	267(②)	前半【257②】 後半【255②】
	受電	334(②) 【254②】	【254②】	【232②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【224②】	346(②) 【246②】	346(②)	346(②)	前半346(②)【336②】 後半334(②)
北陸	送電	【318②】	【318②】	【318②】	【389②】	【389②】	前半【289②】 後半【288②】	【318②】	【288②】	439(②) 【319②】	439(②)	439(②)	前半439(②)【429②】 後半【428②】
	受電	260(①)	260(①)	260(①)	272(①)	272(①)	前半272(①) 後半260(①)	260(①)	260(①)	272(①) 【192②】	272(①)	272(①)	前半272(①) 後半260(①)
関西	送電	349(②) 【269②】	【254②】	【232②】	【276②】	【286②】	前半【216②】 後半【202②】	【254②】	【239②】	346(②) 【246②】	346(②)	346(②)	前半346(②)【336②】 後半349(②)
	受電	【215②】	【215②】	【215②】	【237②】	【237②】	前半【207②】 後半【205②】	【215②】	【205②】	267(②) 【177②】	267(②)	267(②)	前半【257②】 後半【265②】

2026年度 運用容量（休日夜間）

【万kW】

		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	送電	211(②) 【161②】	【151②】	【151②】	【223②】	【223②】	前半【193②】 後半【141②】	【151②】	【141②】	231(②) 【151②】	231(②)	231(②)	前半【221②】 後半【201②】
	受電	349(②) 【279②】	【269②】	【252②】	【289②】	【289②】	前半【219②】 後半【222②】	【269②】	【239②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③)【380②】 後半349(②)【339②】
北陸	送電	【328②】	【308②】	【308②】	【389②】	【389②】	前半【289②】 後半【278②】	【308②】	【278②】	469(②) 【349②】	469(②)	469(②)	前半469(②)【459②】 後半【418②】
	受電	238(①)	238(①)	238(①)	250(①)	250(①)	前半250(①) 後半238(①)	238(①)	238(①)	317(①) 【267②】	317(①)	317(①)	前半317(①) 後半238(①)
関西	送電	349(②) 【279②】	【269②】	【252②】	【289②】	【289②】	前半【219②】 後半【222②】	【269②】	【239②】	390(③) 【290②】	390(③)	390(③)	前半390(③)【380②】 後半349(②)【339②】
	受電	211(②) 【161②】	【151②】	【151②】	【223②】	【223②】	前半【193②】 後半【141②】	【151②】	【141②】	231(②) 【151②】	231(②)	231(②)	前半【221②】 後半【201②】

（ ）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（今後詳細検討で変更となる可能性がある）。

8. 運用容量算出結果（3）

116

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
中部フェンス	中部送電方向	329(①)	310(②)	310(②)	算出条件等検討中 ²⁾				
	中部受電方向	326(①)	329(①)	329(①)					
北陸フェンス ¹⁾	北陸受電方向	308(①)	309(①)	309(①)					
	北陸送電方向	460(②)	435(②)	435(②)					
関西フェンス	関西受電方向	329(①)	310(②)	310(②)					
	関西送電方向	326(①)	329(①)	329(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。

1) 北陸フェンス受電方向について、想定しうる最大潮流値で決定要因となる制約がないため、最大潮流値を運用容量として記載。また制約要因は①（熱容量等）と記載。

2) 中部関西間連系線（関ヶ原北近江線）運開（2030年度予定）以降は、中部フェンス、関西フェンスは600万kW程度（中部関西間連系線に係る広域系統整備計画に基づく）へ拡大の見込み。北陸フェンスの拡大規模は未定。

※長期の運用容量の算出においては、2027年度の運用容量はFC容量210万kW、2028年度以降の運用容量はFC容量300万kW断面で検討した。

（参考）第78回広域系統整備委員会 資料3-1より試算値

連系線	潮流方向	'26年度	'27年度	'28年度	'29年度	'30年度	'31年度	'32年度	'33年度
中部フェンス	北陸・関西向	329 (①)	329 (①)	310 (②)	310 (②)	655 (①)			
	中部向	326 (②)	326 (②)	329 (②)	329 (②)	676 (①)			
北陸フェンス	北陸向	308 (①)	308 (①)	309 (①)	309 (①)	354 (③)			
	中部・関西向	460 (②)	460 (②)	435 (②)	435 (②)	479 (②)			
関西フェンス	関西向	329 (①)	329 (①)	310 (②)	310 (②)	655 (①)			
	中部・北陸向	326 (①)	326 (①)	329 (①)	329 (①)	676 (①)			

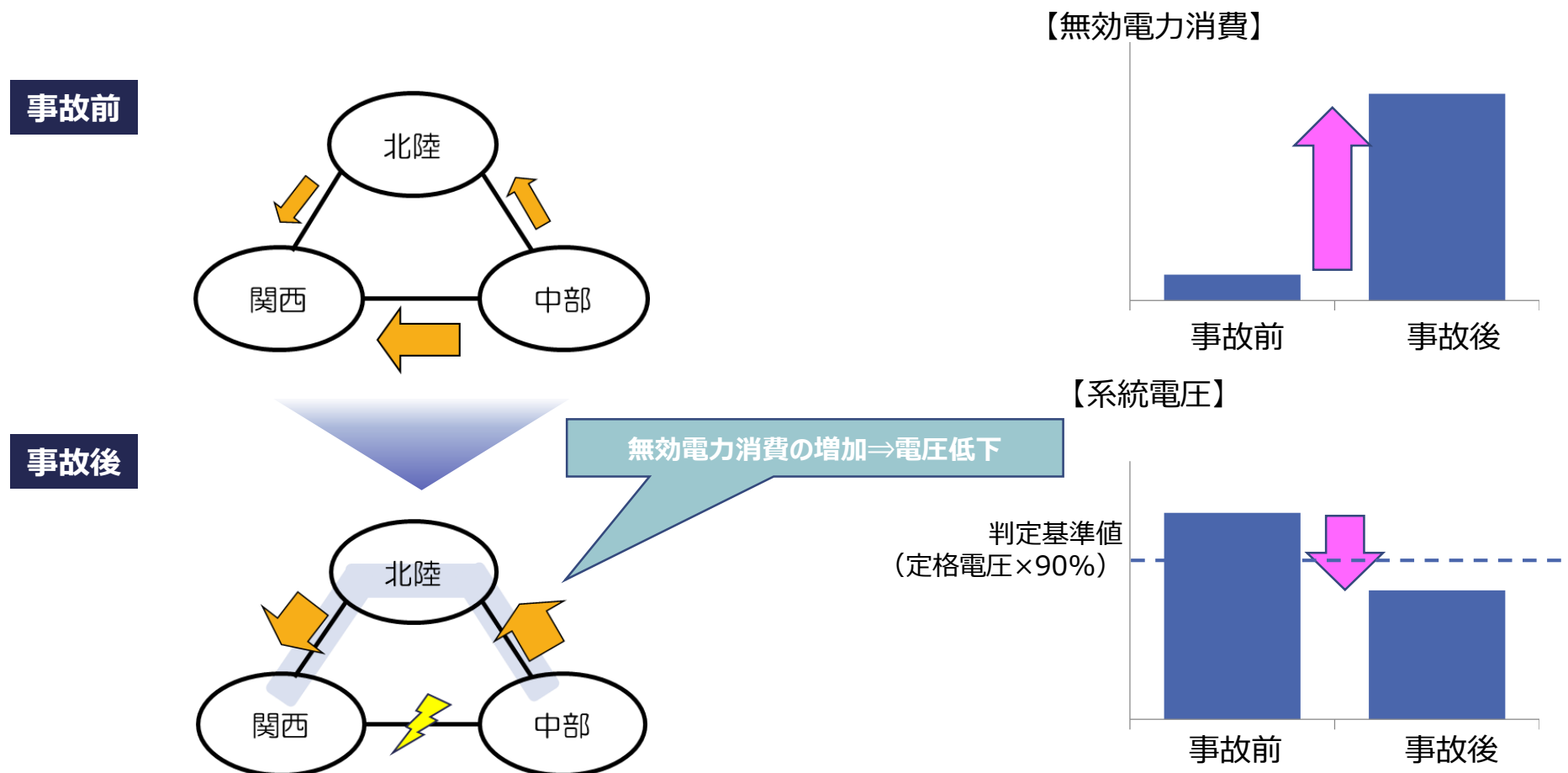
（ ）内は運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）

※増強後の運用容量値は8月ピーク需要断面の試算値。
月別等の各断面での運用容量は別途検討。

2024年4月10日第78回広域系統整備委員会 資料3-1より抜粋

- 中部関西間連系線、北陸関西間連系線または中部北陸間連系設備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）

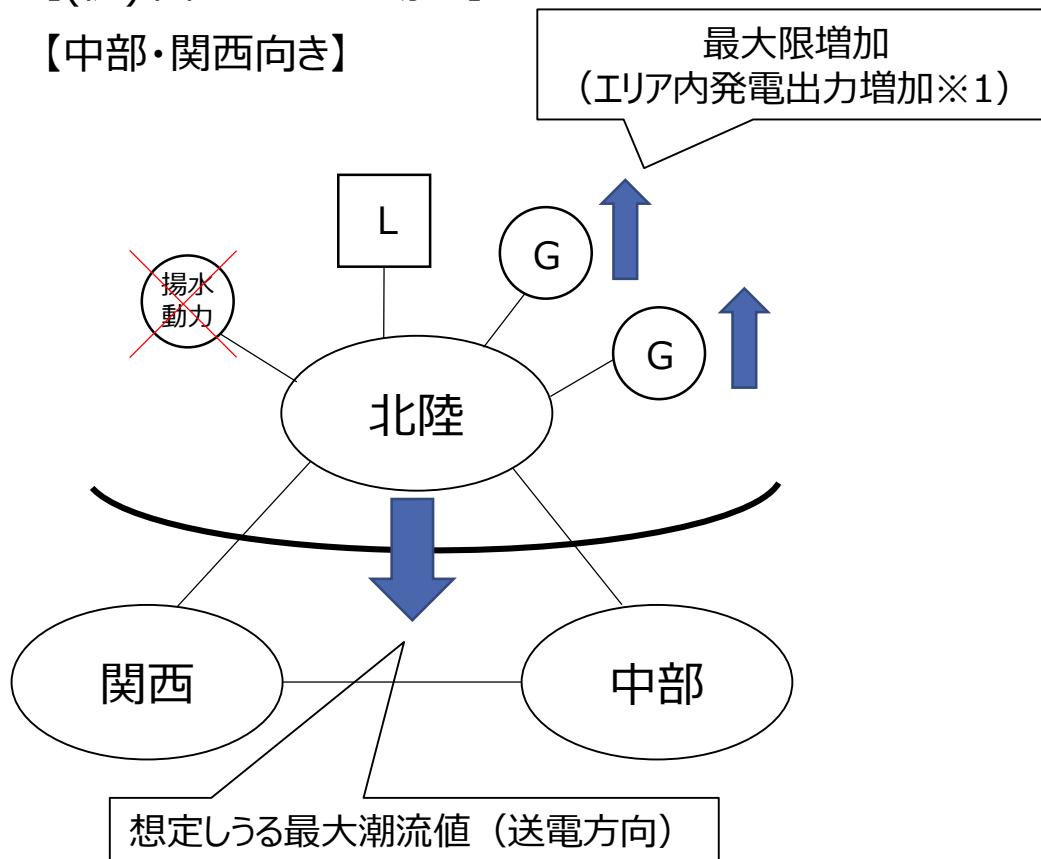
【（例）中部送電時の中部関西間連系線ルート断事故時の状況】（イメージ）



- 想定しうる最大潮流値とは、エリア内の発電を最大限増加、または減少した場合のフェンス潮流値をいう。
 - ・ 想定しうる最大潮流（送電方向）＝発電合計（最大）－想定需要
 - ・ 想定しうる最大潮流（受電方向）＝想定需要＋揚水動力
- 想定しうる最大潮流値で各種制約が発生しない場合は、想定しうる最大潮流値を運用容量値とし、制約要因は「熱容量等」と表記する。

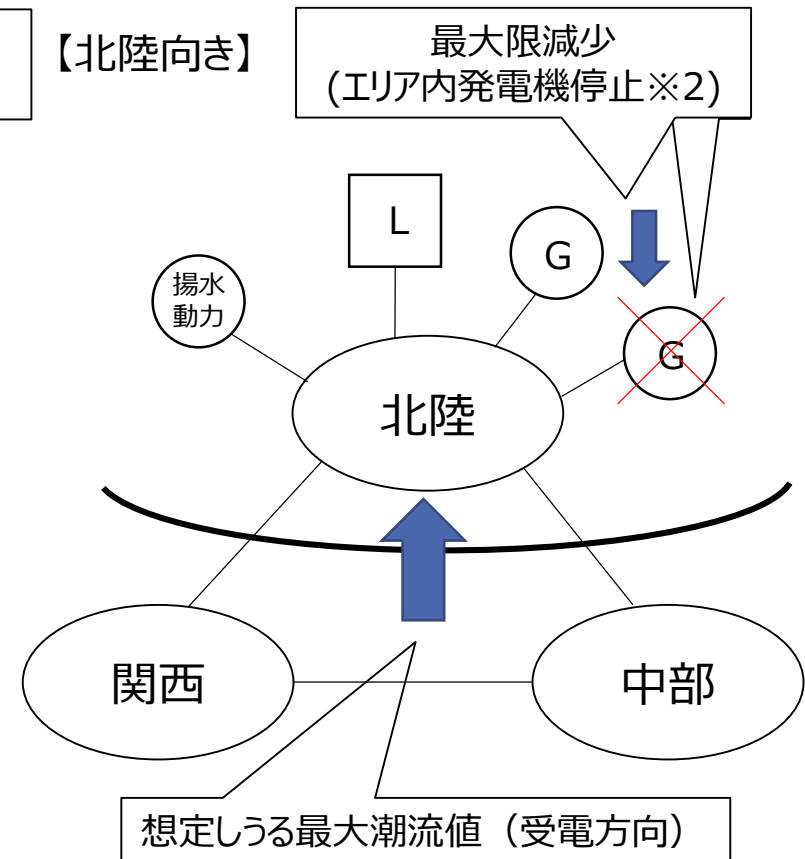
【(例)北陸フェンスの場合】

【中部・関西向き】



※1 地内潮流制約を考慮の上、発電出力を増加

【北陸向き】



※2 地内潮流制約を考慮の上、発電機を停止

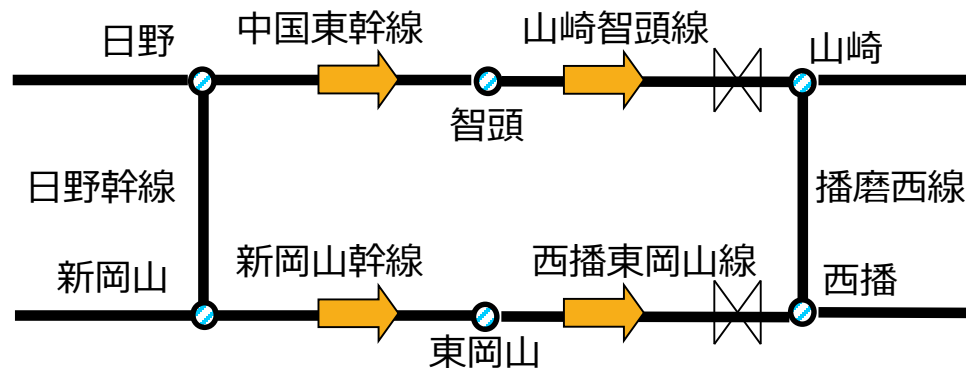
6. 関西中国間連系線

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



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

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

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

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 関西中国間連系線 2 回線停止（1ルート断）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

－ 関西中国間連系線の定格熱容量 －

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

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

➤ 10月夜間

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

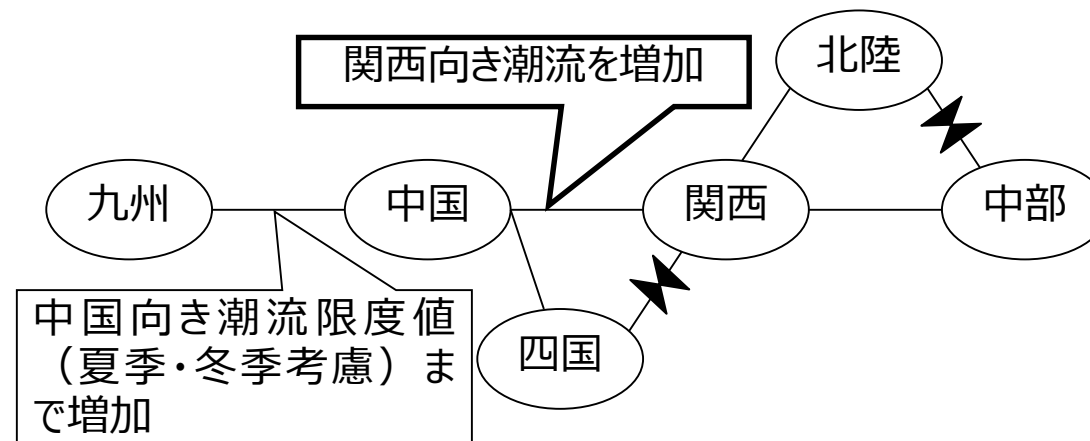
⑤ 想定需要

- 10月夜間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- 中国→関西向き潮流

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



➤ 関西→中国向き潮流

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

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

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

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ 電源制限：あり、負荷制限：なし

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

⑧ 想定故障

➤ 故障箇所：関西中国間連系線2回線（関西中国間連系線の1ルート断故障）

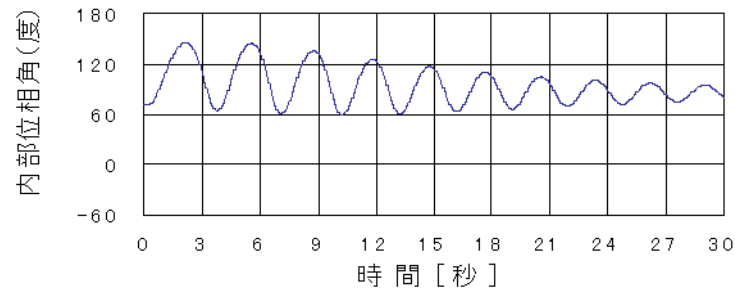
➤ 故障様相：三相6線地絡（両端）

＜判定基準＞

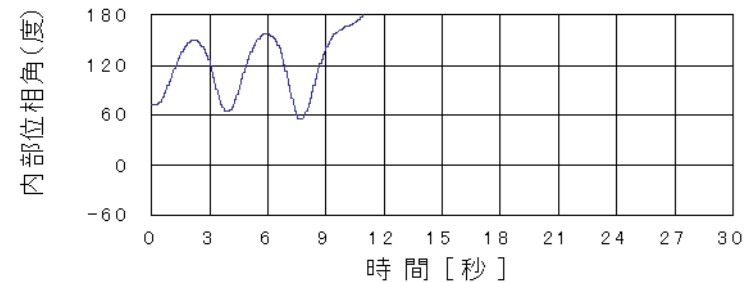
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間、1月昼間、10月昼間

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

③ 系統模擬

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 1月昼間、10月昼間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限：あり、負荷制限：なし

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

⑧ 想定故障

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

<判定基準>

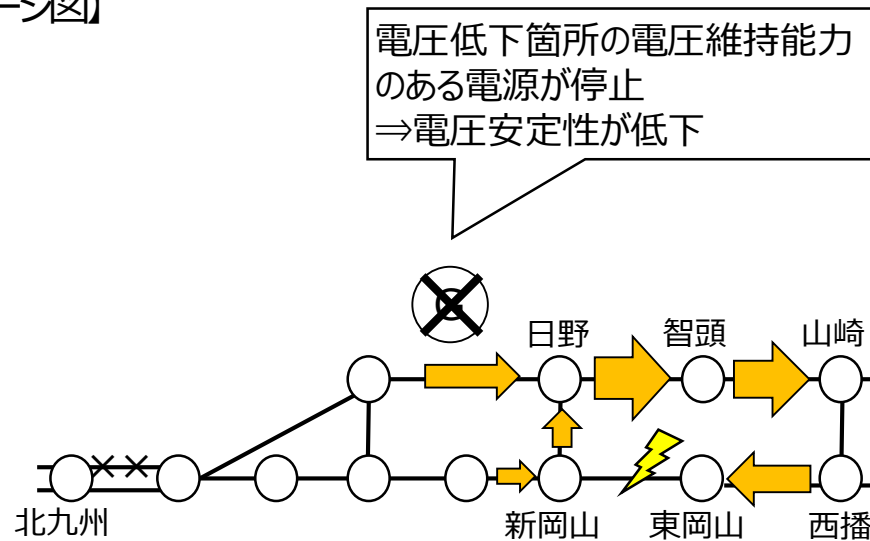
- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

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

※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源

【イメージ図】



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

（1）熱容量限度値

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

夏季：5～10月 冬季：11～4月

（2）同期安定性限度値

関西中国間連系線潮流の向き	夏季	冬季	その他季
関西→中国 ¹⁾	326万kW ²⁾ で安定確認		
中国→関西 ¹⁾	485万kW ³⁾ で安定確認	475万kW ³⁾ で安定確認	465万kW ³⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（36万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）

(3) 電圧安定性限度値

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

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

2) 数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

3) 西播東岡山線 1 回線熱容量

4) 中国→関西は、以下の値を適用

【万kW】

潮流 方向	断面	送電線 ¹⁾	電源の運転台数 ⁵⁾							
			3台	2台			1台			0台
			平常時	電源1・2	電源2・3	電源1・3	電源1	電源2	電源3	—
中国 → 関西 ²⁾	夏季	2回線	485	465	470	475	455	450	465	445
		1回線	470	450	460	465	445	440	455	435
	冬季	2回線	475	455	460	465	445	440	455	435
		1回線	465	445	455	460	440	435	445	425
	その他 季	2回線	465	445	445	460	440	425	435	415
		1回線	460	440	435	455	435	415	425	405

2) 数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値 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）

135

2025年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西中国間 連系線	平日	昼間	460(③)	460(③)	465(③) 【465(③)】	485(③)	485(③)	前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	435(③) 【410(③)】	460(③) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	前半455(③) 【455(③)】 後半445(③) 【445(③)】
		夜間	460(③)	460(③)	465(③)	485(③)	485(③)	前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	435(③)	460(③) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)
	休日	昼間	460(③)	460(③)	465(③)	485(③)	485(③)	前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	435(③)	460(③) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	前半455(③) 【455(③)】 後半445(③)
		夜間	460(③)	460(③)	465(③)	485(③)	485(③)	前半475(③) 後半460(③) 【410(③)】	435(③)	460(③) 【360(③)】	475(③)	475(③)	455(③)	前半455(③) 後半445(③)

2025年度 運用容量（中国向）

【万kW】

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

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

8. 運用容量算出結果（2）

136

2026年度 運用容量（関西向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西中国間 連系線	平日	昼間	440(③) 【410(③)】	440(③) 【440(③)】	445(③) 【395(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半445(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 【475(③)】 後半465(③) 【465(③)】
		夜間	440(③) 【410(③)】	440(③) 【440(③)】	445(③) 【445(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半465(③) 【445(③)】	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 後半465(③) 【465(③)】
	休日	昼間	440(③)	440(③) 【440(③)】	445(③) 【445(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 後半465(③) 【465(③)】
		夜間	440(③)	440(③) 【440(③)】	445(③) 【445(③)】	465(③)	465(③)	前半465(③) 後半465(③)	465(③) 【365(③)】	465(③) 【365(③)】	475(③) 【475(③)】	475(③)	475(③)	前半475(③) 後半465(③) 【465(③)】

2026年度 運用容量（中国向）

【万kW】

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

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

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

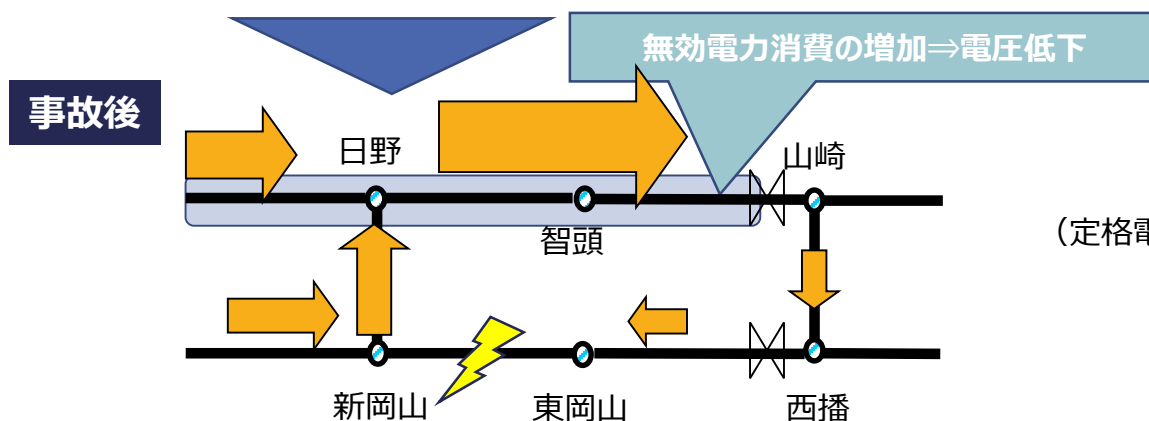
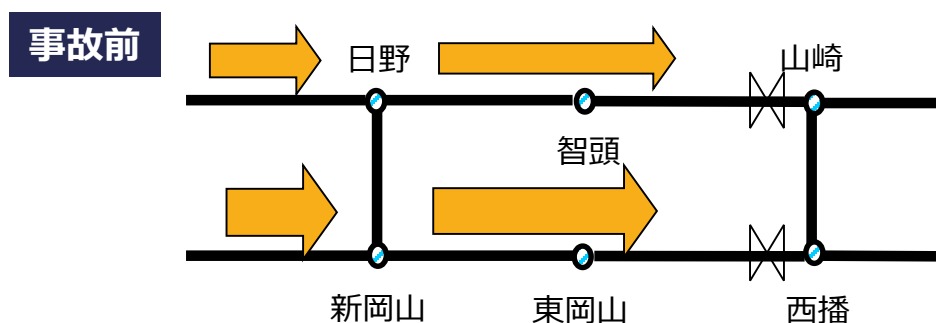
連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
関西中国間 連系線	関西向	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)	485(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)

（ ）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。

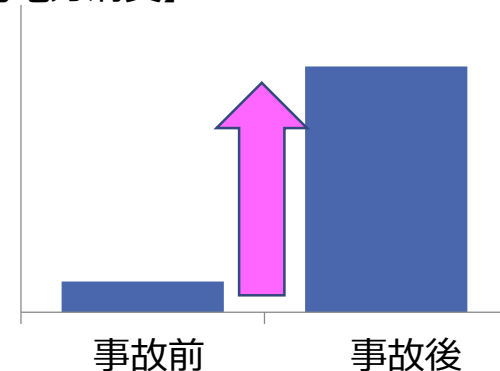
※2026年度及び長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2025年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

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

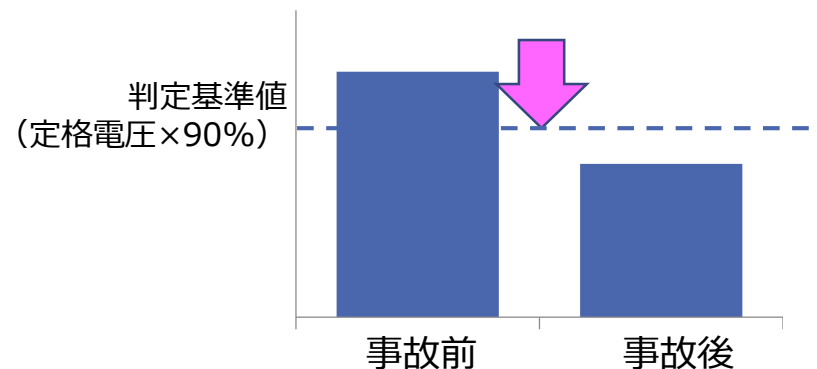
【関西中国間連系線ルート断事故時の状況】（イメージ）



【無効電力消費】



【系統電圧】



7. 中国四国間連系線

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

<考え方>

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

<検討条件>

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

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

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

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

- 夏季＜周囲温度：40℃＞

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中国四国間連系線 1 回線停止

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）（つづき）

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

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

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

- 8月昼間：実績より想定
- 10月夜間：実績より想定

⑥ 中国四国間連系線潮流

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

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ なし

⑧ 想定故障

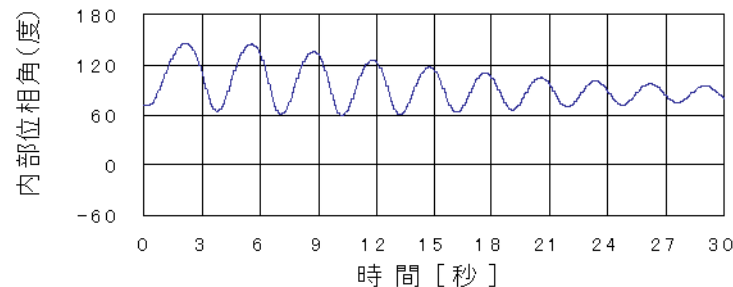
- 故障箇所：中国四国間連系線1回線（両端）
東岡山・讃岐変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

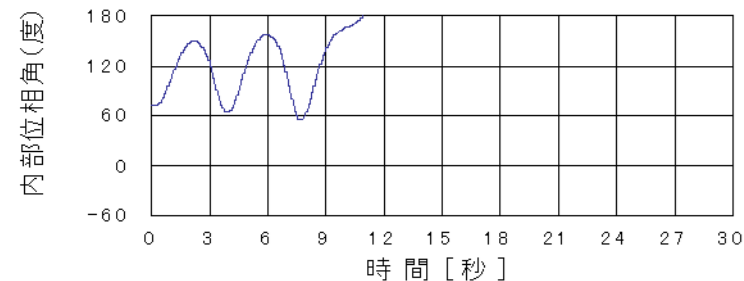
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜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。

系統容量×系統特性定数 + 阿南紀北EPPS制御量 - 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。

無制御潮流（20万kW¹⁾） + 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。

系統容量×系統特性定数（+ EPPS制御量 - 発電機解列量）^{2、3)}

2)（ ）は周波数低下側のみ

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

② 検討断面

➤ 中国→四国向き潮流

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

➤ 四国→中国向き潮流

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

③ 想定需要

➤ 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ 四国系統 電源制限、負荷制限：あり¹⁾ 阿南紀北EPPS²⁾を見込む

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

- 1) 四国エリアにおいて、中国四国間連系線2回線故障により、既定の周波数限度を上回る（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（負荷制限）を行う。
- 2) 中国四国間連系線2回線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能

⑤ 想定故障

- 中国四国間連系線2回線故障

⑥ 系統の周波数特性

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

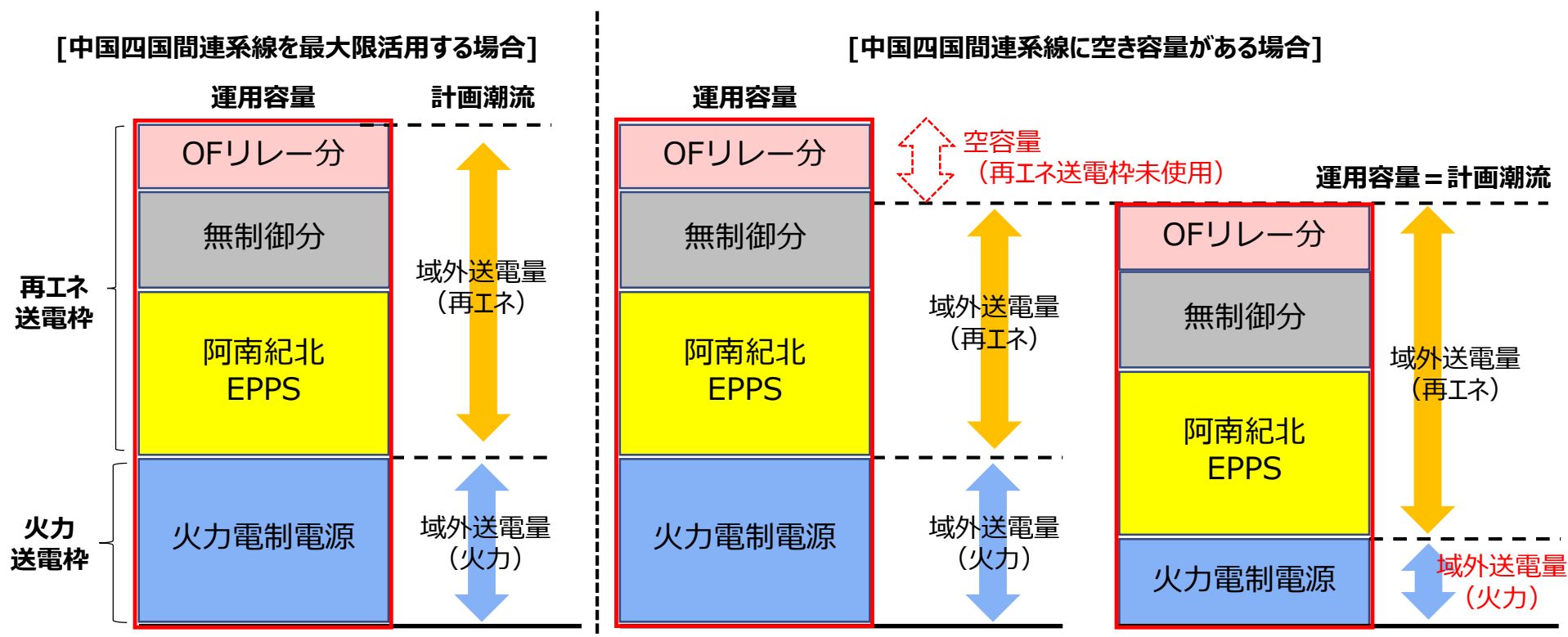
<判定基準>

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

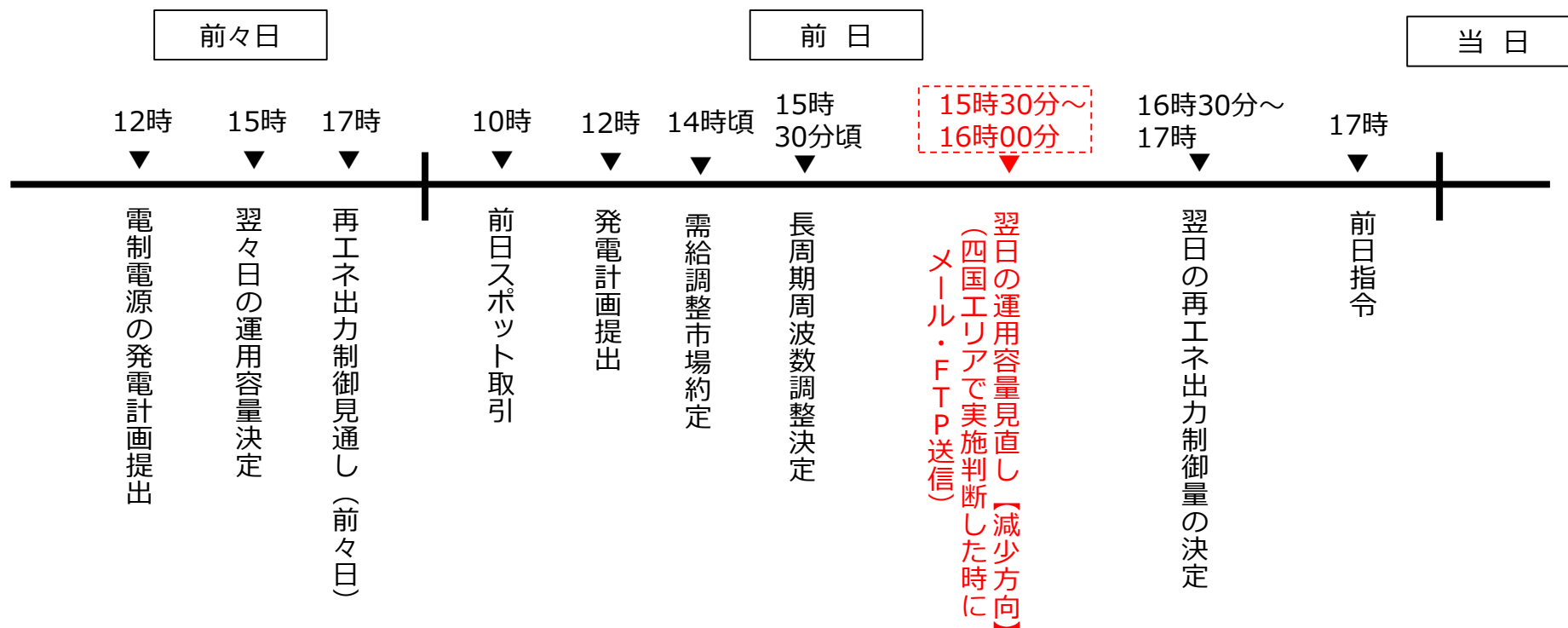
再エネ出力制御量低減策による運用容量算出方法（中国向）

<考え方>

- 中国四国間連系線2回線故障において、四国エリアの周波数上昇を抑制するための電制電源が一定量必要であり、前々日に確定した運用容量を維持するように火力電制電源の調整を行う場合がある。
- 一方、四国エリアの下げ代不足により、長周期広域周波数調整を申し入れ、その決定後に中国四国間連系線に空容量がある場合、その後に当該連系線が最大限活用される蓋然性が低いことから、再エネを有効に活用できるよう火力電制電源出力を可能な範囲で抑制し運用容量を見直す。



- 前日スポット市場取引、長周期広域周波数調整の決定後に空容量があり、運用容量見直しにより再エネ出力制御量の抑制が可能と判断した場合、本運用対策を実施する。



（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) 2)}	OF 2,500mm ² × 1回線 (OF 2,500mm ² × 1回線 短時間値) ^{1) 2)}

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) 市場分断の改善を目的とし7～9月の熱容量限度値に適用している。

（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 ³⁾	120万kW ⁴⁾ で安定確認	
四国→中国 ³⁾	145万kW ^{5) 6)} で安定確認	

3) 数値はフリンジ分（17万kW）控除後の値

4) 熱容量限度値

5) 下げ代不足が想定される期間の熱容量限度値

6) 市場分断の改善を目的とし7～9月に適用する熱容量限度値

（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) 4)} で安定確認	

1) 数値はフリンジ分（17万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) 市場分断の改善を目的とし7～9月に適用する熱容量限度値

（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 ^{5) 6)} で安定確認

5) 下げ代不足が想定される期間の熱容量限度値

6) 市場分断の改善を目的とし7～9月に適用する熱容量限度値

2025年度 周波数維持限度値（四国向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国四国間連系線	平日	昼間	120以上【83】	120以上【82】	120以上【84】	120以上【52】	120以上【63】	前半120以上【120以上】 後半120以上【120以上】	120以上【37】	前半120以上【45】 後半120以上【47】	120以上【120以上】	120以上【120以上】	前半120以上【35】 後半120以上【29】
		夜間	120以上【95】	120以上【93】	120以上【94】	120以上【94】	120以上【100】	前半120以上【120以上】 後半120以上【120以上】	120以上【100】	前半120以上【113】 後半120以上【120以上】	120以上【120以上】	120以上【120以上】	前半120以上【113】 後半120以上【96】
	休日	昼間	120以上【81】	120以上【79】	120以上【82】	120以上【34】	120以上【49】	前半120以上【120以上】 後半120以上【120以上】	120以上【14】	前半120以上【24】 後半120以上【28】	120以上【120以上】	120以上【120以上】	前半120以上【18】 後半120以上【11】
		夜間	120以上【93】	120以上【91】	120以上【92】	120以上【68】	120以上【80】	前半120以上【120以上】 後半120以上【120以上】	120以上【77】	前半120以上【96】 後半120以上【106】	120以上【120以上】	120以上【120以上】	前半120以上【90】 後半120以上【78】

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120以上【79】	120以上【39】
		夜間	120以上【91】	120以上【82】

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

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

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

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

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

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

6. 各限度値算出結果（4）

156

2026年度 周波数維持限度値（四国向）

【万kW】

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

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

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

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

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

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

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

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

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

7. 運用容量算出結果（1）

157

2025年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国四国間連系線	平日	昼間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(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)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(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)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(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)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	145(①) 【145(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	120(①) 【120(①)】
		夜間	120(①) 【120(①)】	145(①) 【145(①)】	120(①) 【120(①)】

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

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

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

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

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

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

7. 運用容量算出結果（2）

158

2025年度 運用容量（四国向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国四国間連系線	平日	昼間	120(①) 【83(④)】	120(①) 【82(④)】	120(①) 【84(④)】	120(①) 【52(④)】	120(①) 【63(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120以上 【120(①)】	120(①) 【37(④)】	前半120(①) 【45(④)】 後半120(①) 【47(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【48(④)】	前半120(①) 【35(④)】 後半120(①) 【29(④)】
		夜間	120(①) 【95(④)】	120(①) 【93(④)】	120(①) 【94(④)】	120(①) 【94(④)】	120(①) 【100(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【100(④)】	前半120(①) 【113(④)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【113(④)】 後半120(①) 【96(④)】
	休日	昼間	120(①) 【81(④)】	120(①) 【79(④)】	120(①) 【82(④)】	120(①) 【34(④)】	120(①) 【49(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【14(④)】	前半120(①) 【24(④)】 後半120(①) 【28(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【26(④)】	前半120(①) 【18】 後半120(①) 【11(④)】
		夜間	120(①) 【93(④)】	120(①) 【91(④)】	120(①) 【92(④)】	120(①) 【68(④)】	120(①) 【80(④)】	前半120(①) 【120(①)】 後半120(①) 【120(①)】	120(①) 【77(④)】	前半120(①) 【96(④)】 後半120(①) 【106(④)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	前半120(①) 【90(④)】 後半120(①) 【78(④)】

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120(①) 【79(④)】	120(①) 【39(④)】	120(①) 【115(④)】
		夜間	120(①) 【91(④)】	120(①) 【82(④)】	120(①) 【120(①)】

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

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

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

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

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

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

7. 運用容量算出結果（3）

159

2026年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国四国間連系線	平日	昼間	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	120(①) 【120(①)】	145(①)	145(①)	145(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)】	145(①)	145(①)	145(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)】	145(①)	145(①)	145(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)】	145(①)	145(①)	145(①)	120以上 【120以上】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【120(①)】

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国四国間連系線	特殊日	昼間	120(①)	145(①)	120(①)
		夜間	120(①)	145(①)	120(①)

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

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

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

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

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

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

7. 運用容量算出結果（4）

160

2026年度 運用容量（四国向）

【万kW】

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

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

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

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

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

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

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

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

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

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
中国四国間 連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

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

※2026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、2025年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

8. 中国九州間連系線

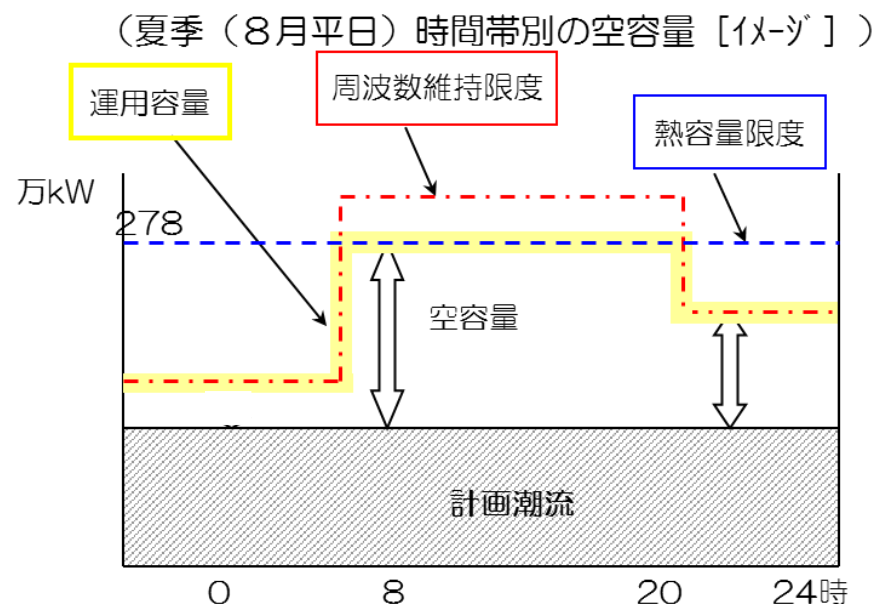
- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - ・ 熱容量限度値
 - ・ 同期安定性限度値
 - ・ 電圧安定性限度値
 - ・ 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。なお、同期安定性限度値、電圧安定性限度値は、熱容量限度値に比べて大きいことを確認している。

【中国向き】

熱容量限度値または周波数維持限度値の内、最小値から決定

【九州向き】

周波数維持限度値から決定



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

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

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

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 中国九州間連系線1回線停止

<判定基準>

- 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること。

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

＜考え方＞

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

＜検討条件＞

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

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

⑥ 中国九州間連系線潮流

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

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤ なし

⑧ 想定故障

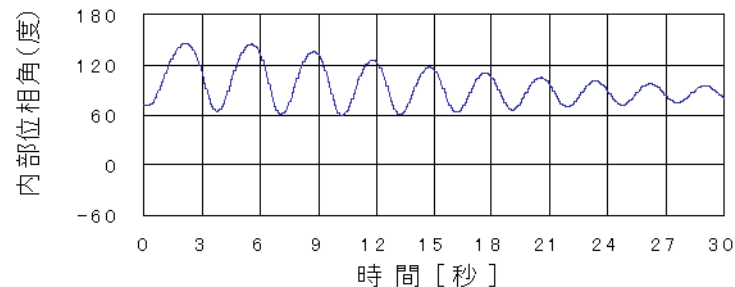
- 故障箇所：中国九州間連系線1回線
新山口・北九州変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相3線地絡（中国九州間連系線）
三相地絡（新山口・北九州変電所母線）

<判定基準>

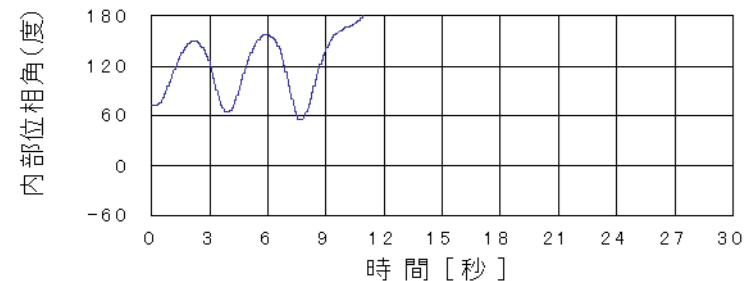
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂（収束）していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜考え方＞

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

＜検討条件＞

- 同期安定性の検討を行う中で電圧安定性の健全性を確認

＜判定基準＞

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

- 中国以東系統

系統容量×系統特性定数（+ EPPS見込み量 [10万kW] ）¹⁾

1) （ ）は周波数低下側のみ

- 九州系統の周波数上昇

系統容量×系統特性定数 + 電源制限対象分

- 九州系統の周波数低下

系統容量×系統特性定数 - 発電機解列量

② 検討断面

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

③ 想定需要

- 最小需要を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 本州系統 電源制限：なし、負荷制限：あり※
- 九州系統 電源制限：あり、負荷制限：あり※（2026年度以降）

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

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

⑤ 想定故障

- 中国九州間連系線 2 回線停止

⑥ 系統の周波数特性

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

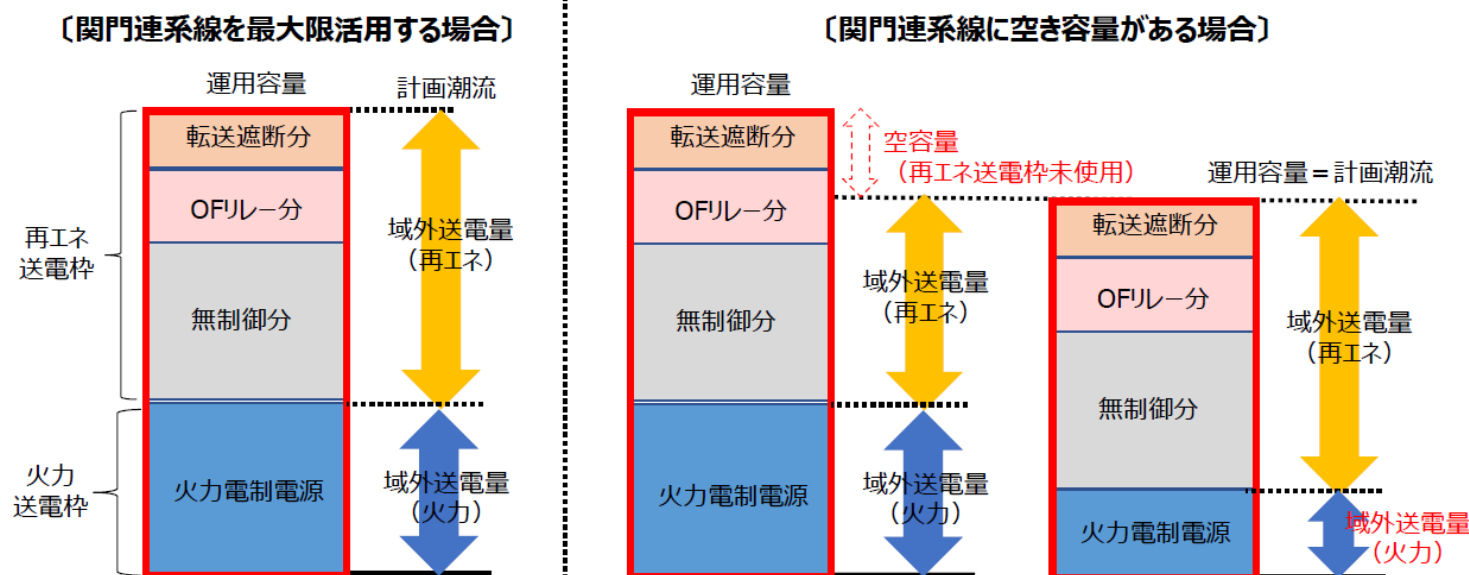
<判定基準>

- 中国以東の周波数が、59.0Hz¹⁾ から60.6 Hz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。

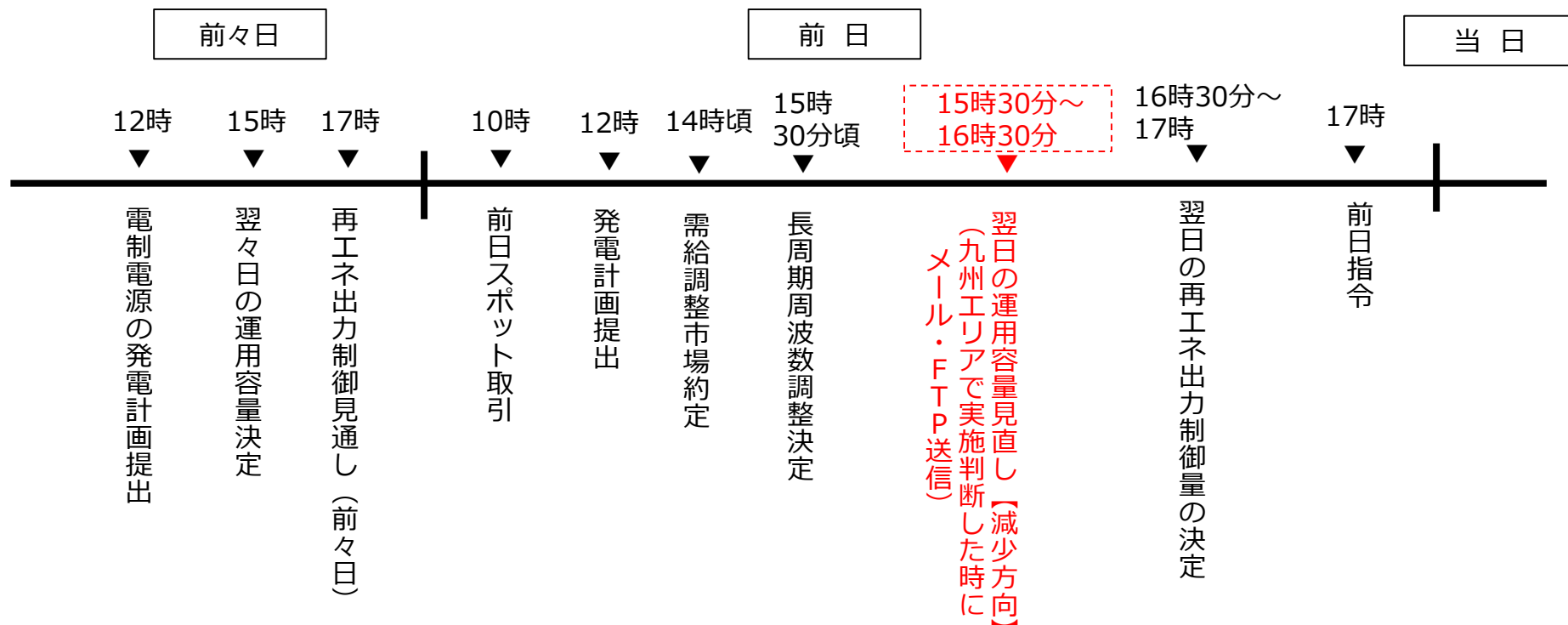
再エネ出力制御量低減策による運用容量算出方法（中国向）

<考え方>

- 中国九州間連系線2回線故障において、九州エリアの周波数上昇を抑制するための電制電源が一定量必要であり、前々日に確定した運用容量を維持するように火力電制電源の調整を行う場合がある。
- 一方、他エリアが再エネ出力制御により下げ調整力を確保する状況で、長周期広域周波数調整を申し入れ、その決定後に中国九州間連系線に空容量がある場合、その後に当該連系線が最大限活用される蓋然性が低いことから、再エネを有効に活用できるよう火力電制電源出力を可能な範囲で抑制し運用容量を見直す。



- 前日スポット市場取引、長周期広域周波数調整の決定後に空容量があり、運用容量見直しにより再エネ出力制御量の低減が可能と判断した場合、本運用対策を実施する。



（1）熱容量限度値

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

夏季：3～11月 冬季：12～2月

（2）同期安定性限度値

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

1) 数値はフリンジ分（27万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

（3）電圧安定性限度値

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

1) 数値はフリンジ分（27万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

6. 各限度値算出結果（2）

175

2025年度 周波数維持限度値（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	203	201	211	237	222	前234 後220	208	前211 後224	241	252	245	前222 後210
		夜間	180	174	180	197	182	前197 後185	178	前182 後191	200	224	221	前201 後190
	休日	昼間	170	166	174	201	209	前206 後181	175	前179 後186	196	209	198	前188 後177
		夜間	161	151	159	175	179	前176 後161	156	前161 後172	184	198	196	前185 後171

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	160	199	174
		夜間	146	169	183

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28、4/30～5/2	8/12	－
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

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

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

6. 各限度値算出結果（3）

176

2025年度 周波数維持限度値（九州向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	18	15	13	27	27	前23 後21	15	前16 後16	19	21	22	前20 後17
		夜間	30	27	29	38	39	前38 後36	37	前38 後40	43	46	46	前41 後38
	休日	昼間	11	7	6	16	21	前17 後9	7	前10 後11	11	13	11	前11 後10
		夜間	25	21	23	30	33	前32 後28	30	前33 後37	40	43	41	前36 後31

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	8	21	6
		夜間	21	33	44

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28、4/30～5/2	8/12	－
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

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

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

6. 各限度値算出結果（４）

177

2026年度 周波数維持限度値（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間連系線	平日	昼間	203	201	211	237	222	前234 後220	208	前211 後224	241	252	245	前222 後210
		夜間	180	174	180	197	182	前197 後185	178	前182 後191	200	224	221	前201 後190
	休日	昼間	170	166	174	201	209	前206 後181	175	前179 後186	196	208	198	前188 後177
		夜間	161	151	159	175	179	前176 後161	156	前160 後172	184	198	196	前185 後170

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	160	199	174
		夜間	146	169	183

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30、5/1	－	12/28
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

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

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

6. 各限度値算出結果（5）

178

2026年度 周波数維持限度値（九州向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	30	29	33	60	62	前44 後42	31	前32 後33	39	43	40	前32 後30
		夜間	53	48	55	74	78	前67 後65	61	前68 後72	86	93	89	前65 後62
	休日	昼間	19	16	18	42	39	前31 後23	16	前19 後20	25	27	21	前19 後18
		夜間	40	33	36	57	55	前51 後47	48	前51 後55	74	83	74	前54 後49

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	16	45	16
		夜間	31	57	79

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30、5/1	－	12/28
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

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

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

7. 運用容量算出結果（1）

179

2025年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	203(④) 【157(④)】	201(④) 【154(④)】	211(④)	237(④)	222(④)	前234(④) 後220(④)	208(④)	前211(④) 後224(④)	241(④)	252(④)	245(④)	前222(④) 後210(④)
		夜間	180(④) 【173(④)】	174(④) 【166(④)】	180(④)	197(④)	182(④)	前197(④) 後185(④)	178(④)	前182(④) 後191(④)	200(④)	224(④)	221(④)	前201(④) 後190(④)
	休日	昼間	170(④) 【122(④)】	166(④) 【121(④)】	174(④)	201(④)	209(④)	前206(④) 後181(④)	175(④)	前179(④) 後186(④)	196(④)	209(④)	198(④)	前188(④) 後177(④)
		夜間	161(④) 【145(④)】	151(④) 【139(④)】	159(④)	175(④)	179(④)	前176(④) 後161(④)	156(④)	前161(④) 後172(④)	184(④)	198(④)	196(④)	前185(④) 後171(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	160(④)	199(④)	174(④)
		夜間	146(④)	169(④)	183(④)

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28、4/30～5/2	8/12	－
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

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

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

7. 運用容量算出結果（2）

180

2025年度 運用容量（九州向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間連系線	平日	昼間	18(④) 【8(④)】	15(④) 【4(④)】	13(④)	27(④)	27(④)	前23(④) 後21(④)	15(④)	前16(④) 後16(④)	19(④)	21(④)	22(④)	前20(④) 後17(④)
		夜間	30(④) 【21(④)】	27(④) 【18(④)】	29(④)	38(④)	39(④)	前38(④) 後36(④)	37(④)	前38(④) 後40(④)	43(④)	46(④)	46(④)	前41(④) 後38(④)
	休日	昼間	11(④) 【2(④)】	7(④) 【0(④)】	6(④)	16(④)	21(④)	前17(④) 後9(④)	7(④)	前10(④) 後11(④)	11(④)	13(④)	11(④)	前11(④) 後10(④)
		夜間	25(④) 【16(④)】	21(④) 【13(④)】	23(④)	30(④)	33(④)	前32(④) 後28(④)	30(④)	前33(④) 後37(④)	40(④)	43(④)	41(④)	前36(④) 後31(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	8(④)	21(④)	6(④)
		夜間	21(④)	33(④)	44(④)

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/28、4/30～5/2	8/12	－
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

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

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

7. 運用容量算出結果（3）

181

2026年度 運用容量（中国向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	203(④) 【157(④)】	201(④) 【154(④)】	211(④)	237(④)	222(④)	前234(④) 後220(④)	208(④)	前211(④) 後224(④)	241(④)	252(④)	245(④)	前222(④) 後210(④)
		夜間	180(④) 【173(④)】	174(④) 【166(④)】	180(④)	197(④)	182(④)	前197(④) 後185(④)	178(④)	前182(④) 後191(④)	200(④)	224(④)	221(④)	前201(④) 後190(④)
	休日	昼間	170(④) 【122(④)】	166(④) 【121(④)】	174(④)	201(④)	209(④)	前206(④) 後181(④)	175(④)	前179(④) 後186(④)	196(④)	208(④)	198(④)	前188(④) 後177(④)
		夜間	161(④) 【145(④)】	151(④) 【139(④)】	159(④)	175(④)	179(④)	前176(④) 後161(④)	156(④)	前160(④) 後172(④)	184(④)	198(④)	196(④)	前185(④) 後170(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	160(④)	199(④)	174(④)
		夜間	146(④)	169(④)	183(④)

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30、5/1	－	12/28
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

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

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

7. 運用容量算出結果（4）

182

2026年度 運用容量（九州向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間連系線	平日	昼間	30(④) 【8(④)】	29(④) 【4(④)】	33(④)	60(④)	62(④)	前44(④) 後42(④)	31(④)	前32(④) 後33(④)	39(④)	43(④)	40(④)	前32(④) 後30(④)
		夜間	53(④) 【21(④)】	48(④) 【18(④)】	55(④)	74(④)	78(④)	前67(④) 後65(④)	61(④)	前68(④) 後72(④)	86(④)	93(④)	89(④)	前65(④) 後62(④)
	休日	昼間	19(④) 【2(④)】	16(④) 【0(④)】	18(④)	42(④)	39(④)	前31(④) 後23(④)	16(④)	前19(④) 後20(④)	25(④)	27(④)	21(④)	前19(④) 後18(④)
		夜間	40(④) 【16(④)】	33(④) 【13(④)】	36(④)	57(④)	55(④)	前51(④) 後47(④)	48(④)	前51(④) 後55(④)	74(④)	83(④)	74(④)	前54(④) 後49(④)

【万kW】

○運用容量を休日相当、特殊日として扱う日

連系線名称	断面		GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	16(④)	45(④)	16(④)
		夜間	31(④)	57(④)	79(④)

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30、5/1	－	12/28
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/29～1/3

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

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

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

長期（2027年度～2034年度）運用容量

【万kW】

連系線名称	潮流向	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度	2034年度
中国九州間 連系線	中国向	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】	278(①) 【146(④)】
	九州向	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】	62(④) 【16(④)】

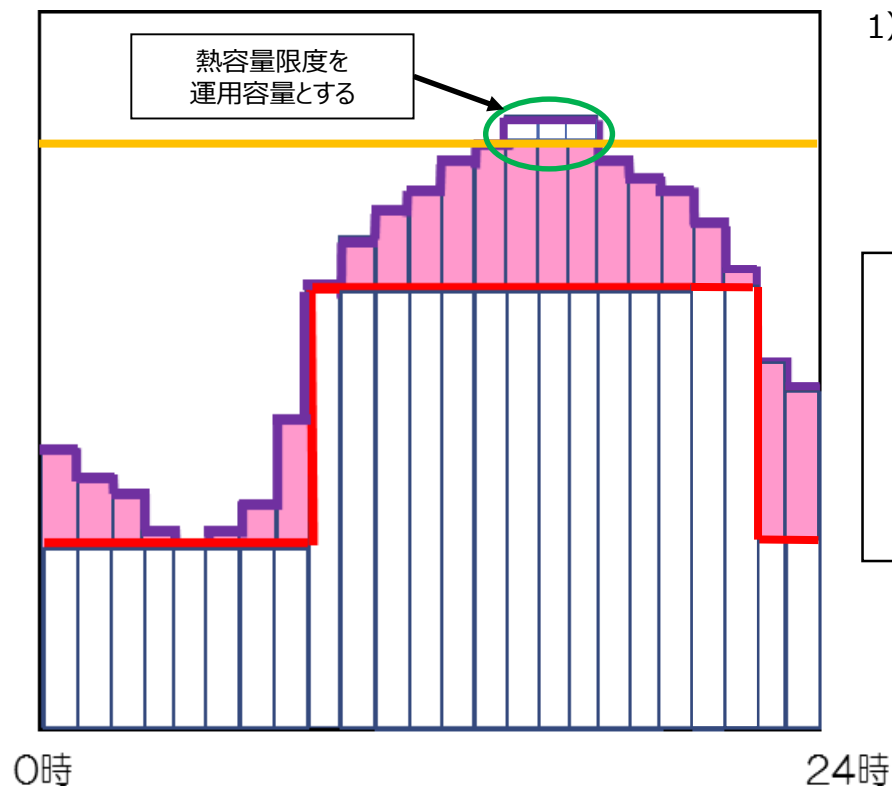
（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

【 】内の数字は、最大需要時以外で空容量が小さくなると予想される値を示す。

※長期の運用容量の算出における、熱容量限度値、同期安定性限度値、電圧安定性限度値については、これらに影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2026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（順・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⁾



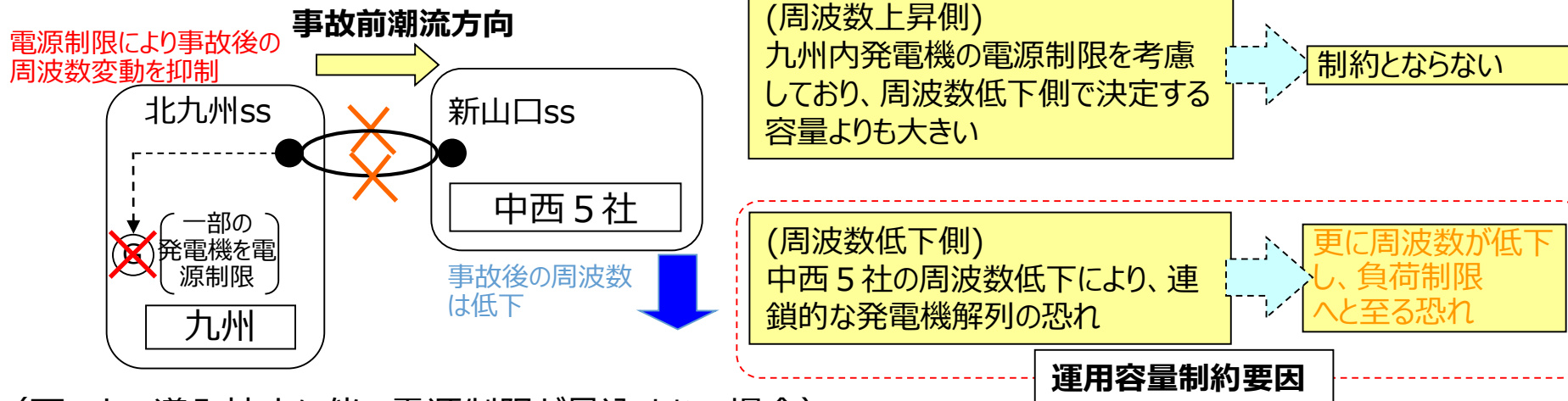
1) 週間以降、年間段階と比べ大幅な想定需要の低下が見込まれる場合、一部時間帯で年間より運用容量が減少する。

【凡例】

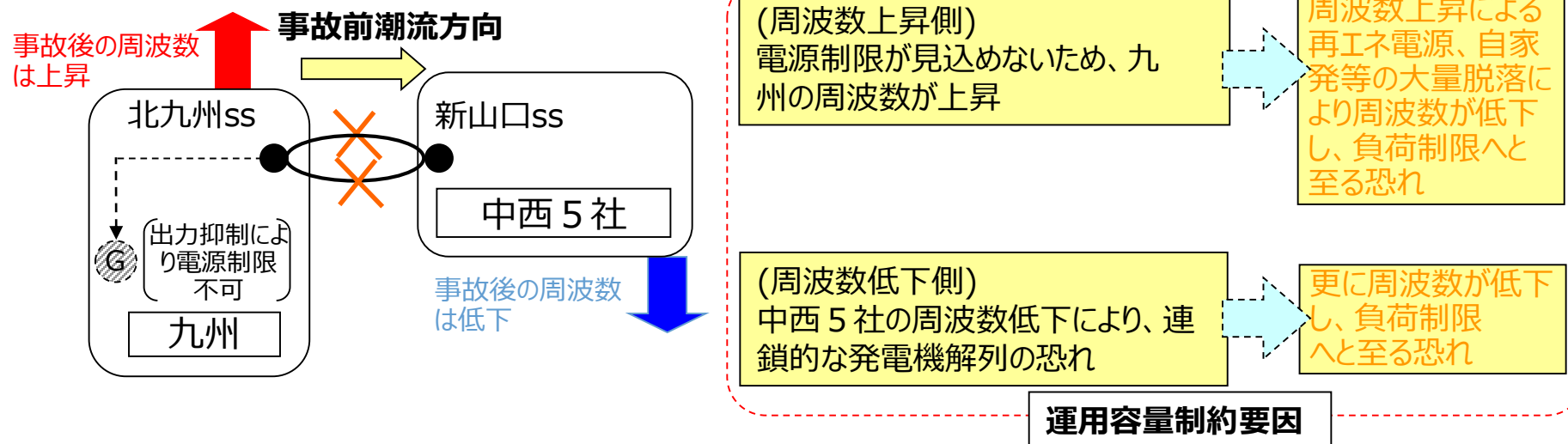
- 30分ごとの運用容量（周波数維持）
- 30分ごとの運用容量（熱容量限度）
- 2断面／日の運用容量（周波数維持）
- 運用容量増加分

- 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)



(再エネの導入拡大に伴い電源制限が見込めない場合)



9. 60Hz連系系統の同期安定性

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

○：安定
×：不安定

2025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	...	+80	...	+90
中国九州間連系線潮流	231	...	310	...	310
関西中国間連系線潮流	442	...	514	...	524
想定故障A、B、C、...	○	...	○	...	○

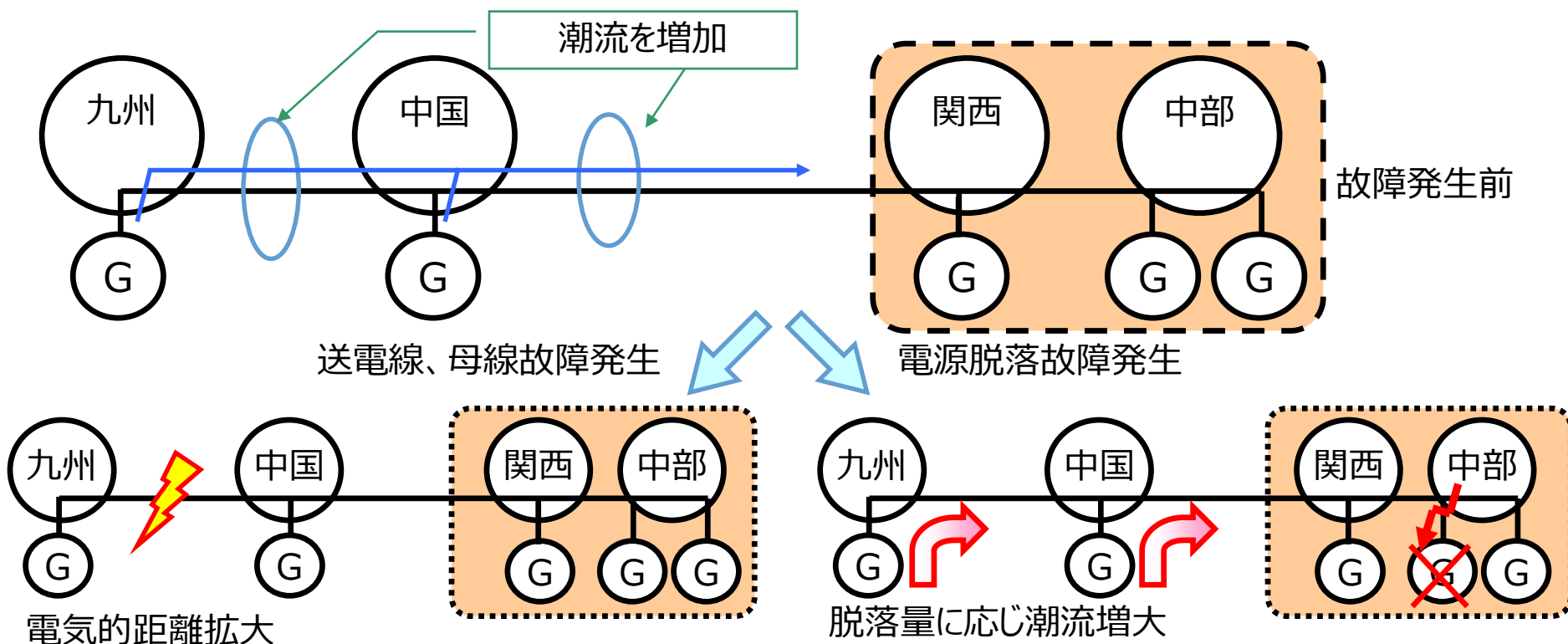
中国九州間連系線潮流を
運用容量一杯まで流す。

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 = 310万kW ≥ 305万kW（運用容量＋フリンジ）
- ・関西中国間連系線潮流 = 524万kW ≥ 521万kW（運用容量＋フリンジ）

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



① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

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

③ 系統模擬

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

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

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

2025年度	想定需要
8月	4,262～8,579万kW
10月	3,407～6,221万kW
1月	4,400～7,885万kW

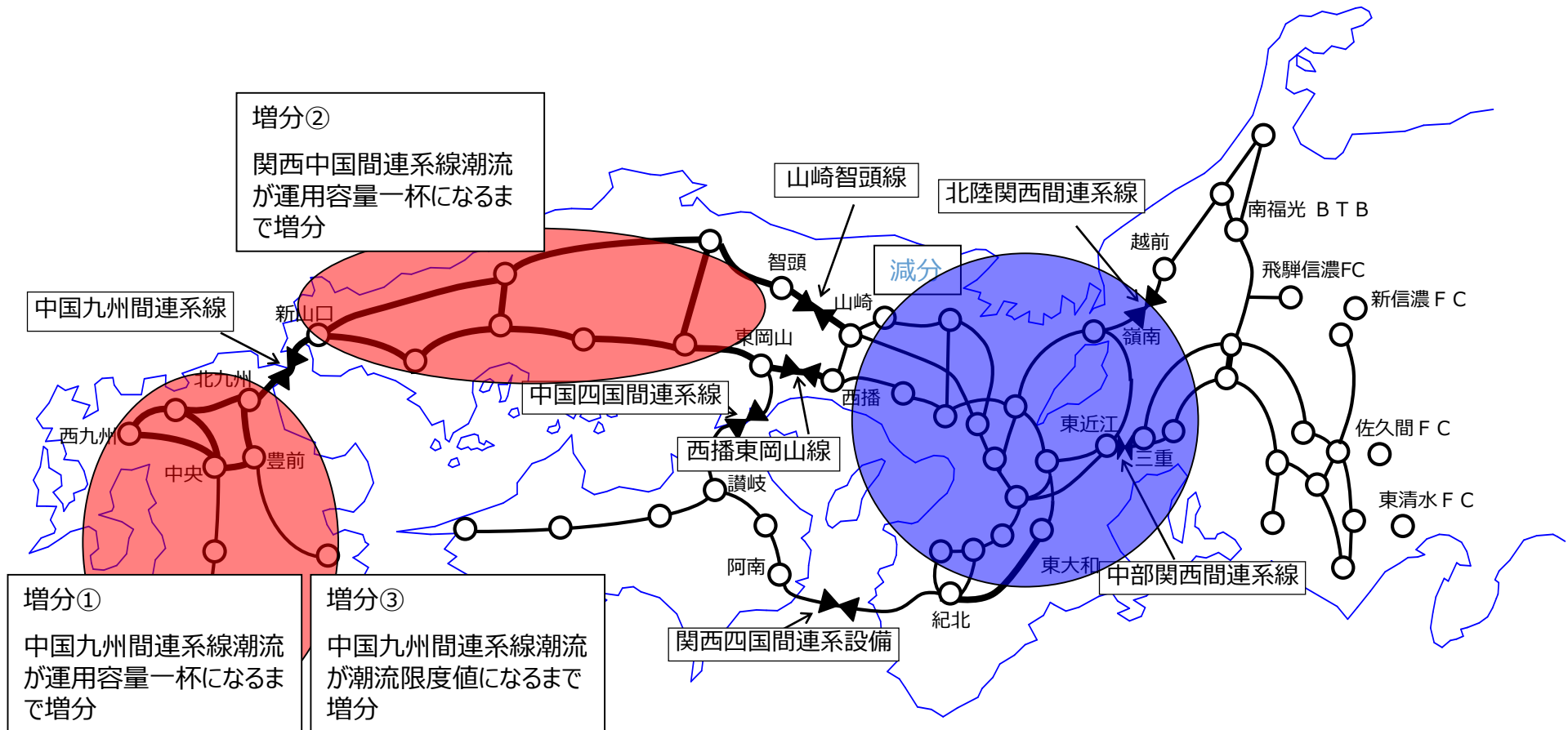
⑥ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限、負荷制限：あり

同期安定性を維持するために、電源制限、負荷制限を行うことがある。

⑦ 潮流の調整

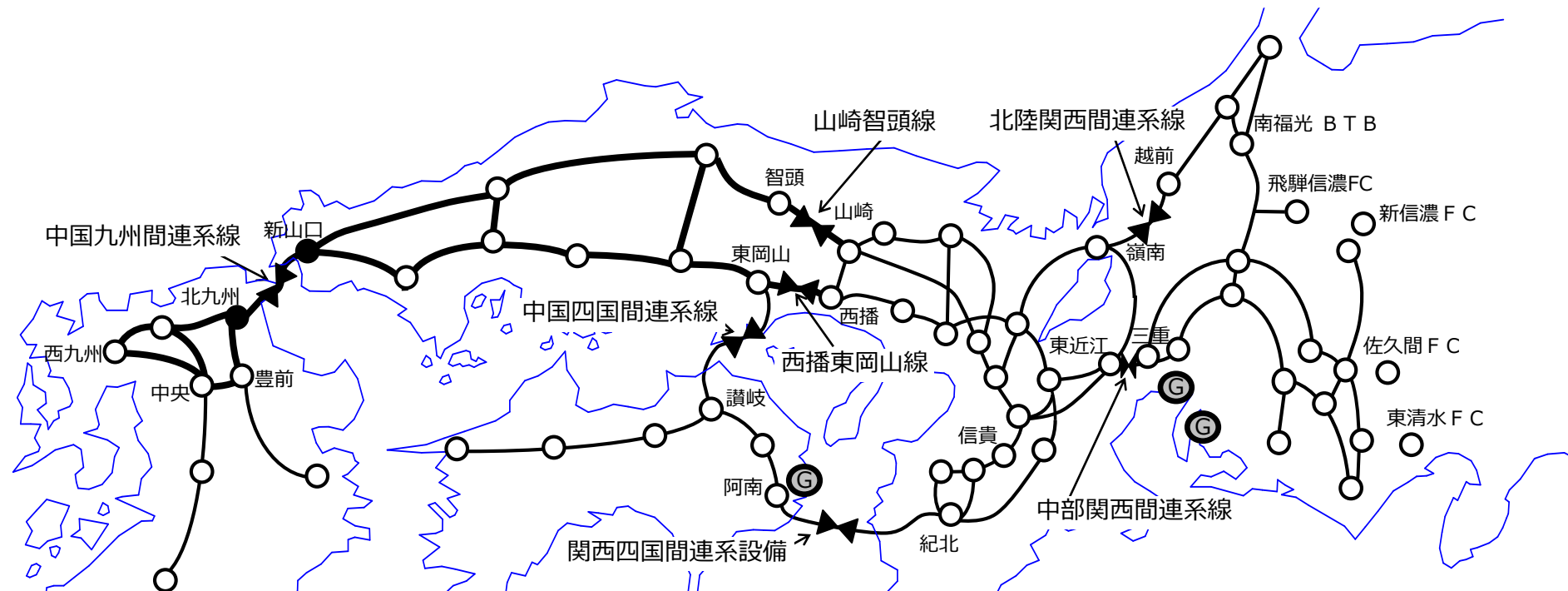
- 中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認するため、九州・中国から関西・中部への潮流は、系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させている。



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

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



2025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	...	+80	...	+90
中国九州間連系線潮流	231	...	310	...	310
関西中国間連系線潮流	442	...	514	...	524
想定故障 A	○	...	○	...	○
想定故障 B	○	...	○	...	○

安定

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 = 310万kW ≥ 305万kW（運用容量 + フリンジ）
- ・関西中国間連系線潮流 = 524万kW ≥ 521万kW（運用容量 + フリンジ）

【東向き計画潮流 +90万kW増加の内訳】

ベースから九州発電機 +80万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 +10万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 : 442
 +90 : 524
 増加分 : +82
 (ロスが無ければ+90)

系統図

中国九州間連系線潮流
 ベース : 231
 +80 : 310
 増加分 : +79
 (ロスが無ければ+80)

中国西幹線

西島根幹線

中国中幹線

日野幹線

中国東幹線
 ベース : 211
 +90 : 247
 増加分 : +36

山崎智頭線
 ベース : 225
 +90 : 266
 増加分 : +41

新岡山幹線
 ベース : 216
 +90 : 258
 増加分 : +42

西播東岡山線
 ベース : 123
 +90 : 166
 増加分 : +43

新山口幹線

東山口幹線

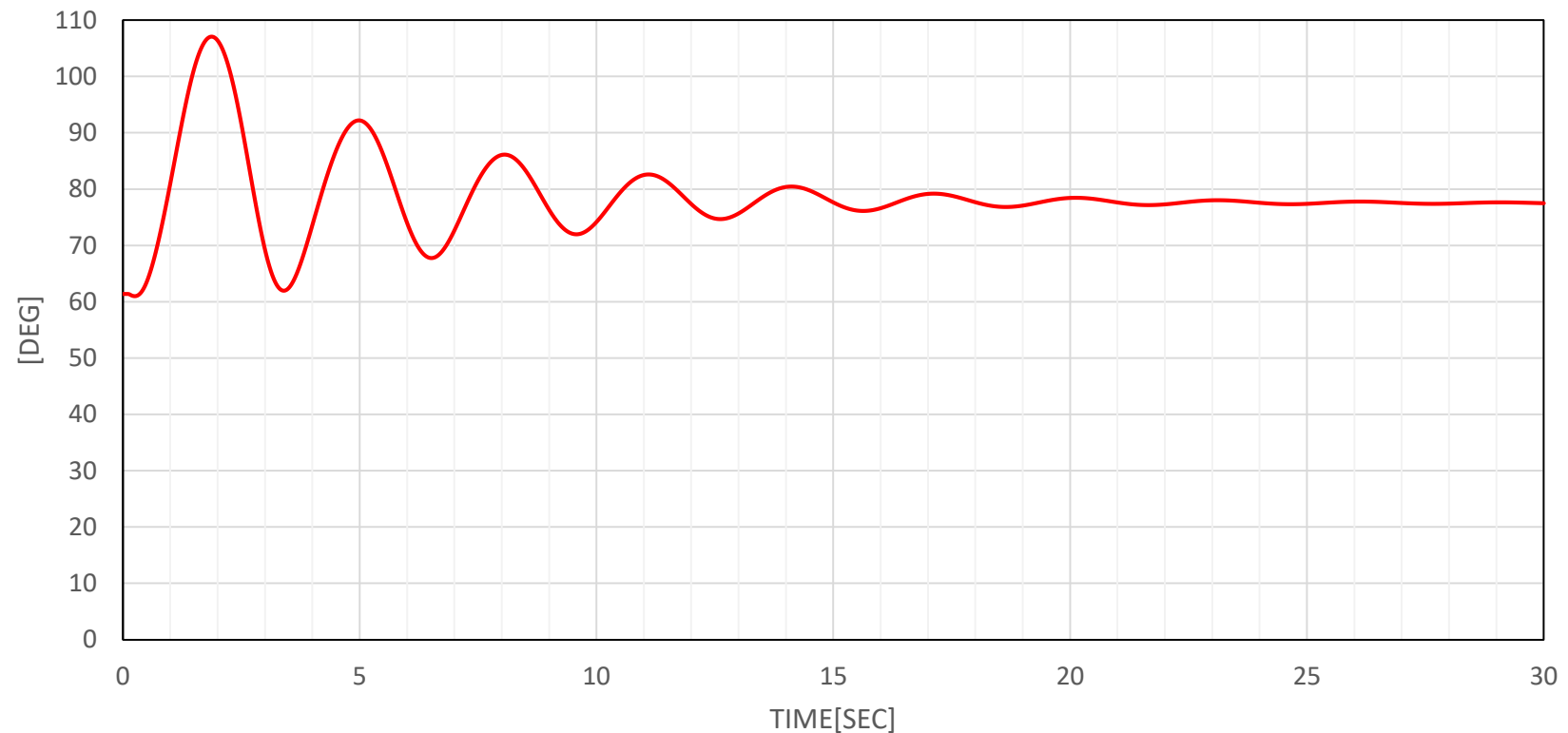
新西広島幹線

新広島幹線

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 + 90万 kW 増加

（中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流：運用容量上限）



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

60Hz連系系統の同期安定性解析結果

○：安定、×：不安定

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

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

60Hz連系系統の同期安定性解析結果

○：安定、×：不安定

断面	8月夜間	1月夜間
全想定故障	○	○

設備停止時の運用容量について

2025年2月19日
電力広域的運営推進機関

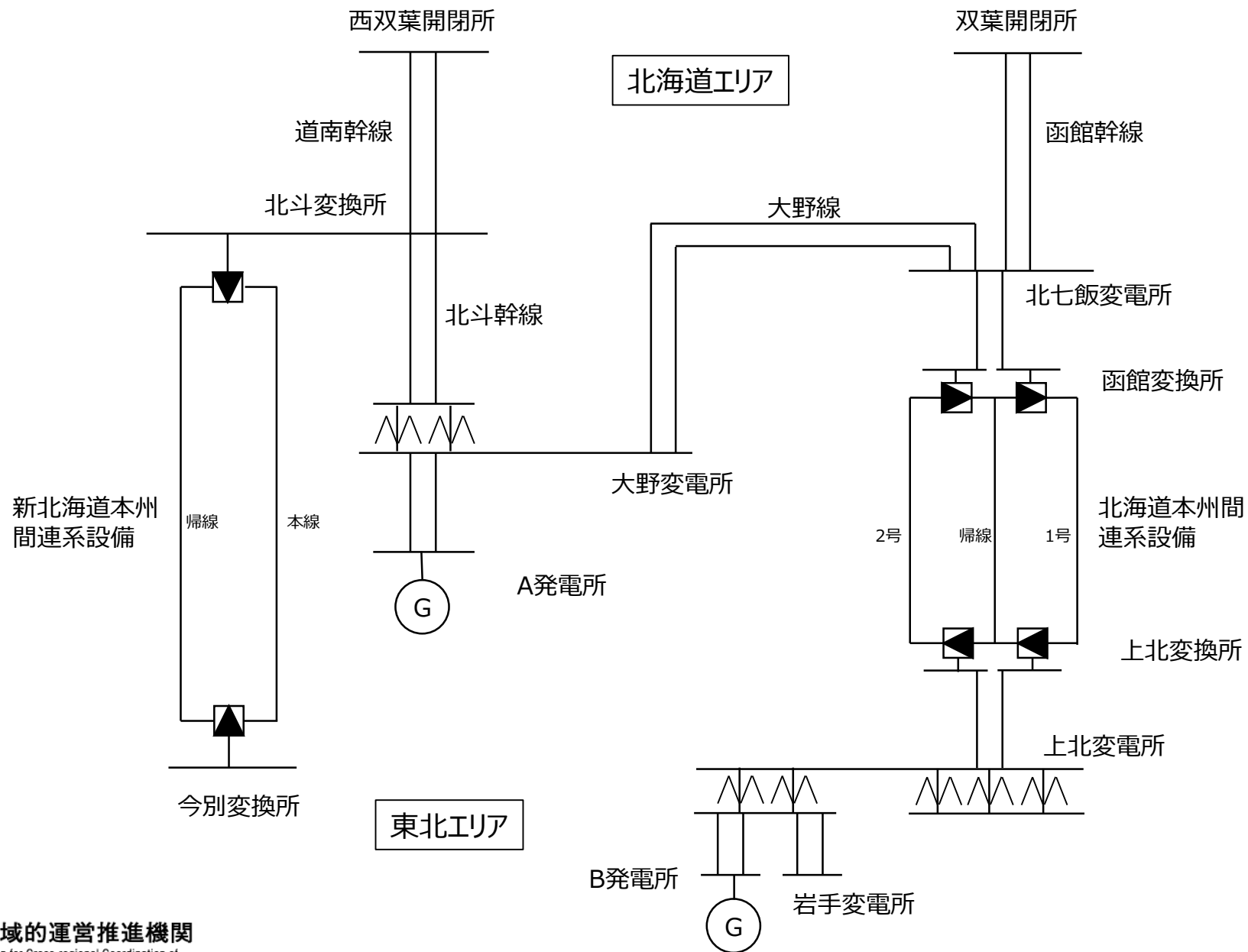
• 北海道本州間連系設備		2
• 東北東京間連系線		1 1
• 東京中部間連系設備		2 6
• 中部関西間連系線		4 8
• 中部北陸間連系設備		5 6
• 北陸関西間連系線		5 8
• 中地域交流ループ		6 6
• 関西中国間連系線		7 3
• 関西四国間連系設備		9 3
• 中国四国間連系線		9 8
• 中国九州間連系線		1 0 1

北海道本州間連系設備

連系潮流限度

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

検討項目	判定条件
熱容量等	流通設備に過負荷が生じないこと
電圧安定性	変換所の受電電圧安定性、交流系統電圧の過渡的電圧低下及び過電圧の面から、許容値内であること
同期安定性	変換所至近端の交流系統事故時において、発電機が安定に運転を継続できること
短絡容量	北本が安定に運転を継続できること
両北本安定運転	両北本ブロック・再起動、緊急起動が安定にできること



北海道東北エリア

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

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

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



➤ 北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向）

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

➤ 北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向）

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

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

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

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

注4：調相停止は、新北本AVR停止の状態をいう。

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

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

北海道・東北エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	



➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）																北斗 分離
			4回線	3回線				2回線						1回線					
				道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	道0 函1 連2	
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	30	30		
		単極	30	30	30	30	30											30	
		停止							30	30	30								30
	1台	双極	30 (5)	30 (20)	30	0	10 (20)	30	30	30	30	0	0	0	15	30			
		単極	30	30		30	30										30		
		停止										30	30					30	30
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	0	0	15	30		
		単極																30	30
		停止				30	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ト値が変更となる値を示す。

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

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向）

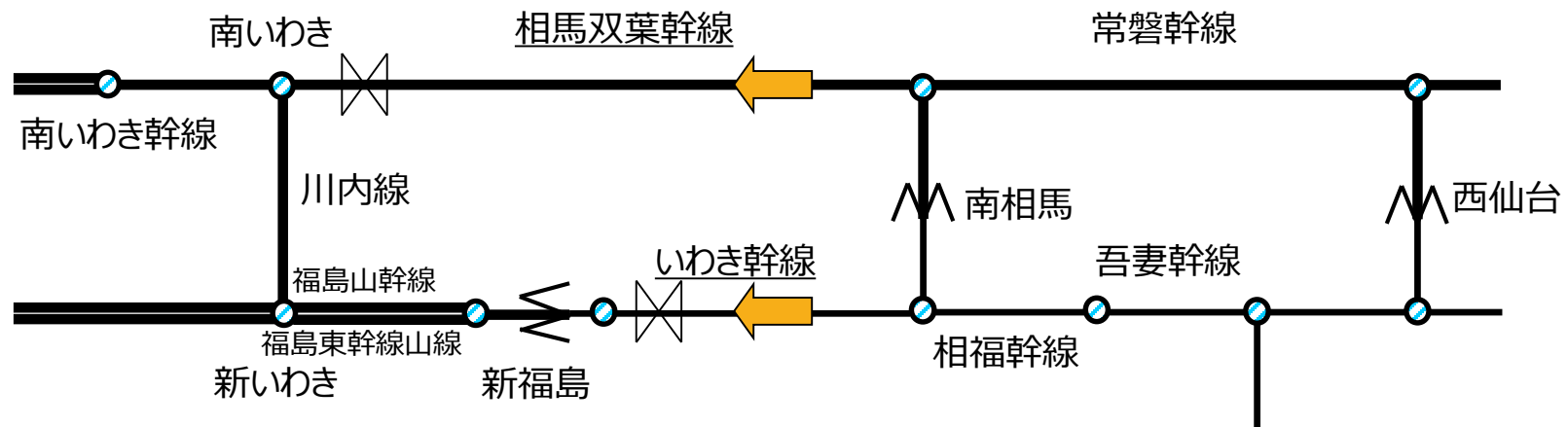
系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）																	
			4回線	3回線					2回線						1回線					北斗 分離
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	道0 函1 連2	道0 函1 連1		
北海道 → 東北	2台	双極	30	30	30	0	0	30	0	30	5	10	30	0	30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

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

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

東北東京間連系線

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



相馬双葉幹線ルート断故障¹⁾

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流²⁾ + 電源制限対象分

隣接ルート送電線N-1故障

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

川内線ルート断故障

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

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

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

1) 相馬双葉幹線に隣接する南いわき開閉所の片母線停止時含む。

2) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1 回線停止中の系統で検討

(1) いわき幹線または新福島バンク熱容量

（順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 隣接ルート送電線N-1故障時におけるいわき幹線残回線熱容量

(3) いわき幹線または新福島バンク熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

停止線路<熱容量（万kW）> 1) 電源状況により変化するため参考値

・相馬双葉幹線<(1)**355**、(2)535、(3)590 >

・いわき幹線 <(1)435、(2)425、(3)**405** >

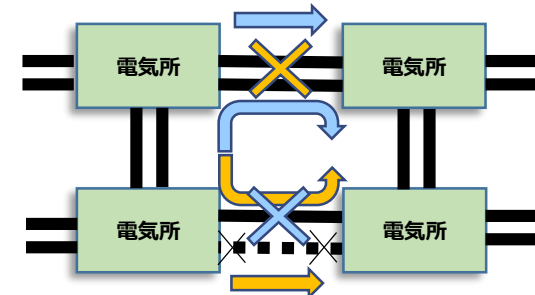
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい値

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

<参考> ループ運用時の考え方

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



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流¹⁾ + 電源制限対象分

新福島バンクN-1故障²⁾

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

川内線ルート断故障

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

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

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

1) 新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

2) 新福島2バンクが接続する新福島変電所の片母線停止時含む。

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

新福島1バンク停止中の系統で検討

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

(2) 新福島バンクN-1故障時における残バンク熱容量

(3) 新福島2バンク熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

（考え方は平常時と同じ）

・同期・電圧安定性限度値

1設備停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

停止設備<熱容量（万kW）> 1) 電源状況により変化するため参考値

・新福島バンク<(1)555、(2)555、(3)**450**>

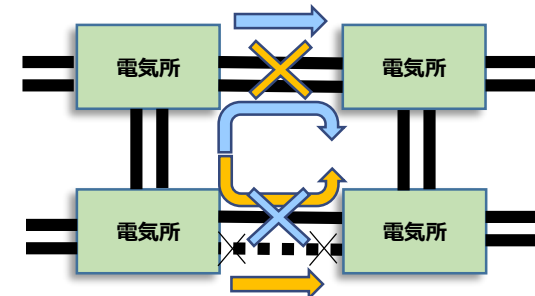
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい値

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

<参考> ループ運用時の考え方

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

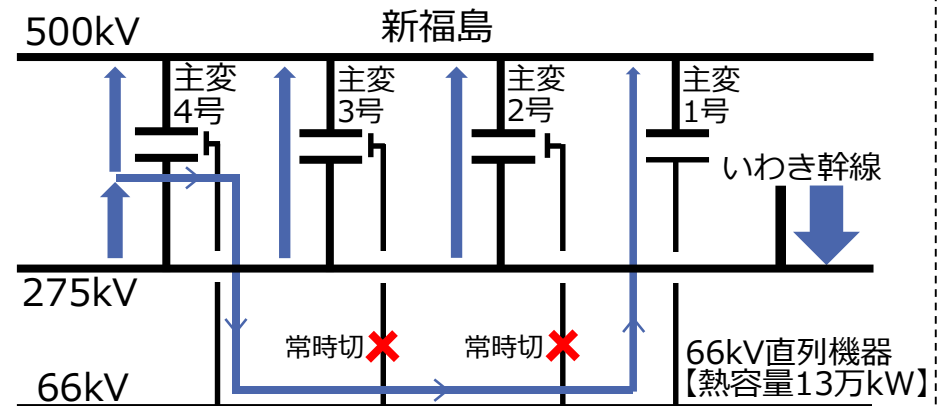


＜新福島変電所設備容量＞

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

【新福島における66kV直列機器の熱容量制約】

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



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度値(1) = いわき幹線潮流²⁾ + 電源制限対象分

連系線N-1故障

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

川内線ルート断故障

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

上記のいずれか小さい値を運用容量とする。

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

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

2) いわき幹線および新福島バンクが設備容量値以内となる潮流値とする。

3) 相馬双葉幹線N-1故障は吾妻幹線および相福幹線1回線停止時に考慮

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

1設備停止中の系統で検討

(1) いわき幹線または新福島バンク熱容量

(順方向は相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う)

(2) 送電線¹⁾熱容量またはバンク²⁾熱容量

(3) 送電線¹⁾熱容量またはバンク²⁾熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい値とする。

(考え方は平常時と同じ)

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中の系統で検討

(考え方は平常時と同じ)

1)いわき幹線，吾妻幹線，相福幹線

2)南相馬バンク，西仙台バンク，新福島バンク

○熱容量限度値

停止線路＜熱容量（万kW）＞¹⁾ 電源状況により変化するため参考値

・南相馬バンク 2025年度は南相馬バンク作業予定なし

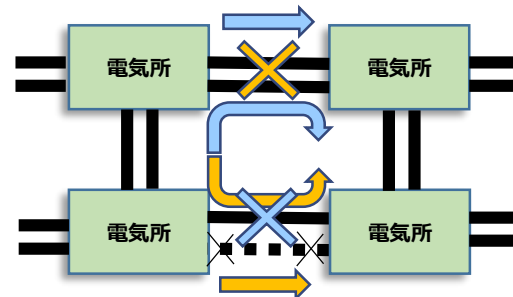
○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

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

＜参考＞ ループ運用時の考え方

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



＜東北東京間連系線（両方向）＞（3）

＜設備容量＞

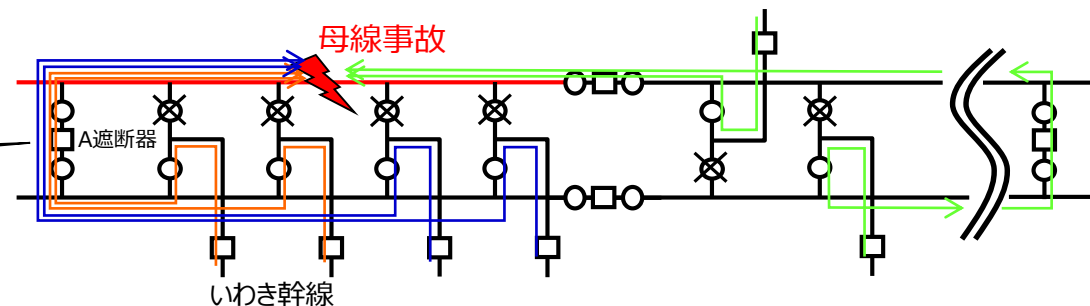
	容 量	備 考
南相馬バンク	95万kW／1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 2,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：2,000A
直列機器 (二次)	180万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器：4,000A
	容 量	備 考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

■ 短工期対策による4回線連系の中断

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

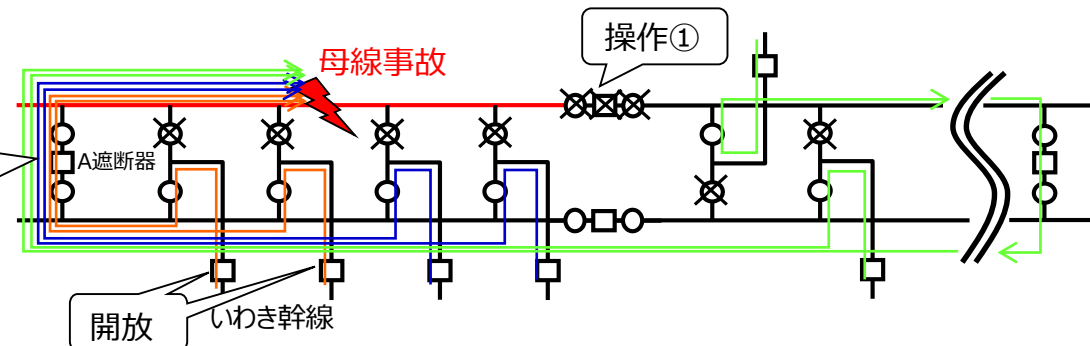
定格遮断電流超過せず

定格遮断電流以内



定格遮断電流超過

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



電力広域の運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

運用容量 = (周波数維持限度値)
2025年度は短工期対策中断予定なし

◆算定の基本的な考え方

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

・周波数維持限度値

算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/0.8Hz）－発電機解列量

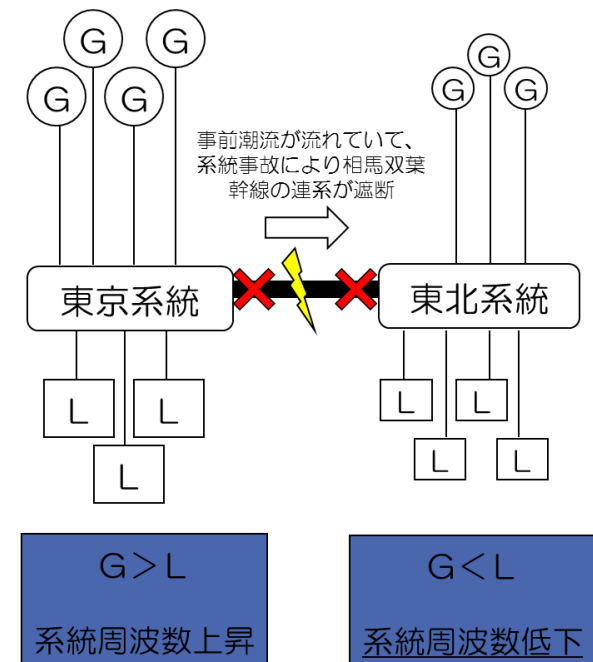
系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別の昼間帯・夜間帯）

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

○熱容量限度値、同期安定性限度値、

電圧安定性・周波数維持限度値

2025年度は短工期対策中断予定なし



6. 275kVいわき幹線併用策の深掘り

(1) 短絡容量面

14

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

【追加検討概要】

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

①案: 遮断器取替え台数の低減

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

②案: 南相馬(変)母線分割

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

出典：2016年4月25日 第12回広域系統整備委員会 資料 1

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

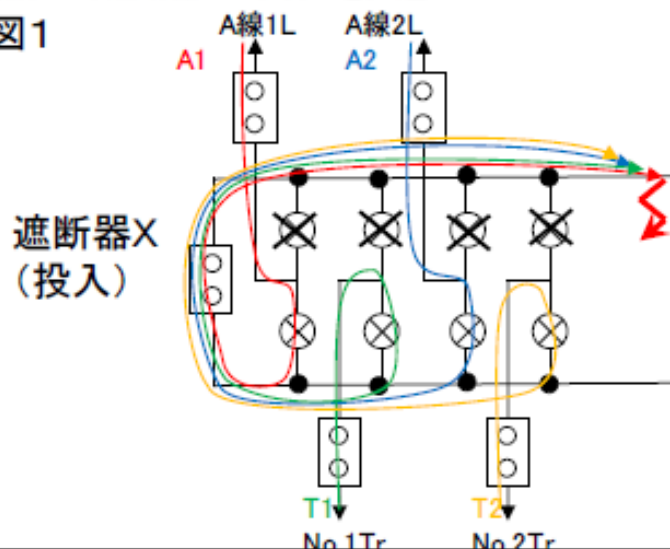
15

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

【例1:片母線停止時】

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

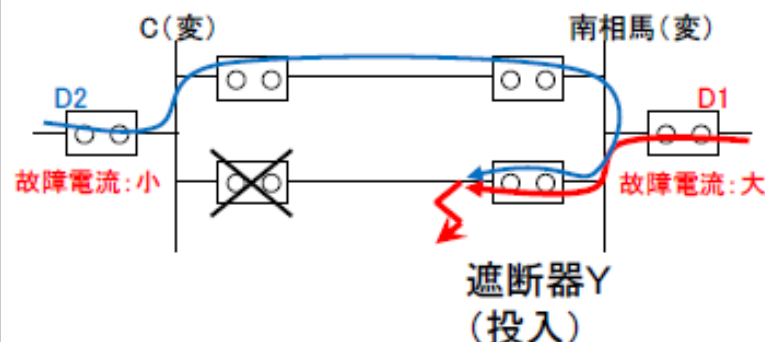
図1



【例2:送電線の再閉路箇所の変更】

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

図2



東京中部間連系設備（FC）

運用容量制約の一覧	P30～P34
制約の個別説明	P35～P48

FCにおいては、以下のような系統運用上の制約がある。

➤ 系統運用上の制約条件の例

- 周辺設備の運用

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

- 電圧安定性

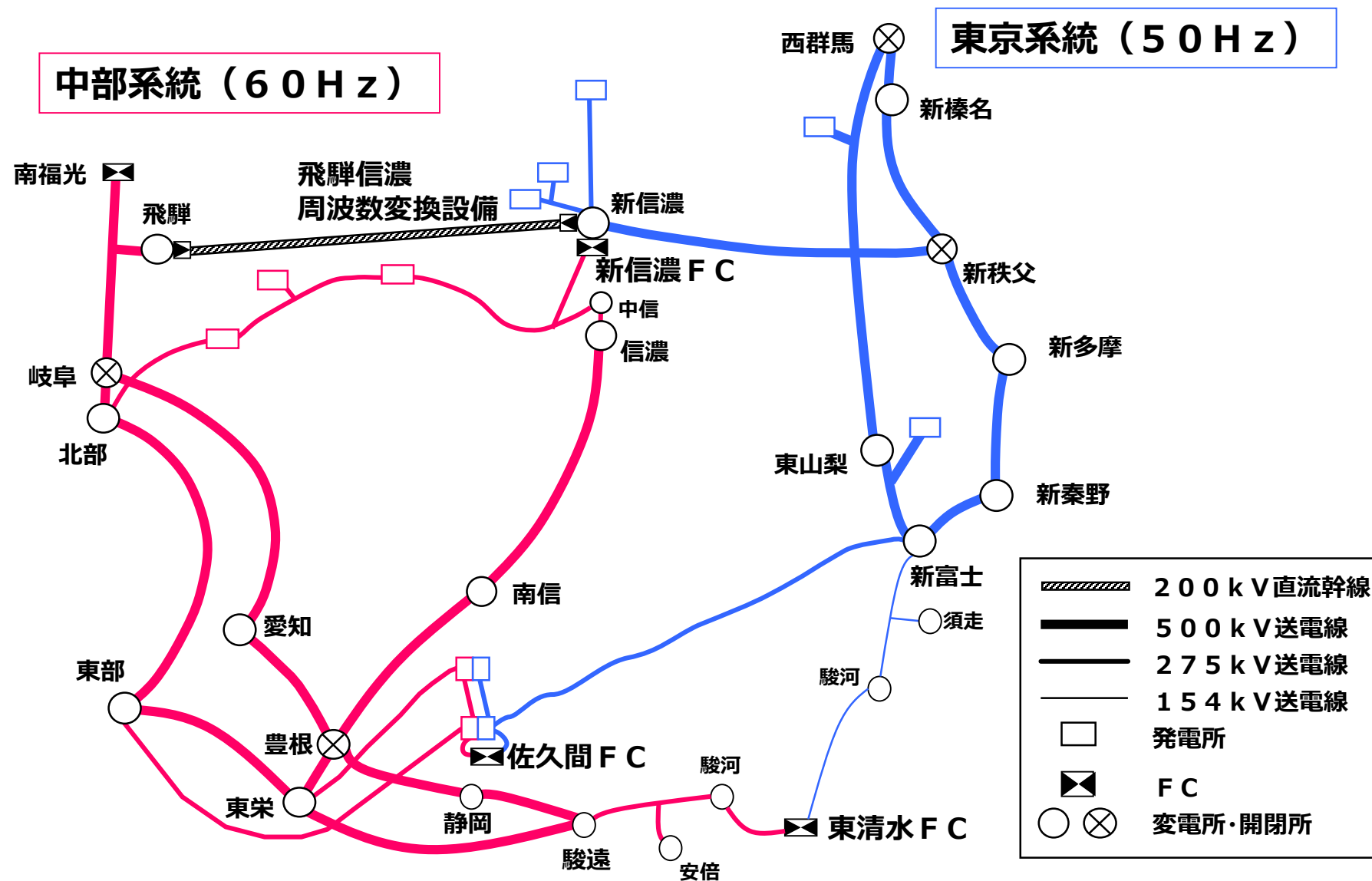
FC周辺の負荷母線の電圧安定性維持のため、FC（50Hz向）潮流が制約となる場合がある。

- 電圧変動

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

- 高調波不安定現象

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



東京系統（50Hz）

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

中部系統（60Hz）

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

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

東京系統（50Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	

中部系統（60Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	
⑦ 東栄変電所 500kV/275kV変圧器停止	60Hz→50Hz	0～30万kW ¹⁾
	50Hz→60Hz	30万kW
		送電線容量 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⁾
		60Hz→50Hz	30万kW
⑩	新富士変電所 変圧器1台停止	50Hz→60Hz	10～30万kW ¹⁾
		60Hz→50Hz	30万kW
⑪	駿河変電所 SVC停止	17万kW	電圧変動

関連設備欄の○数字はP42～P45の個別説明の番号を表す。

中部系統（60Hz）

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

1) 系統状況・潮流状況によって運用容量が異なる。

関連設備欄の○数字はP42の個別説明の番号を表す。

東京系統（50Hz）

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

中部系統（60Hz）

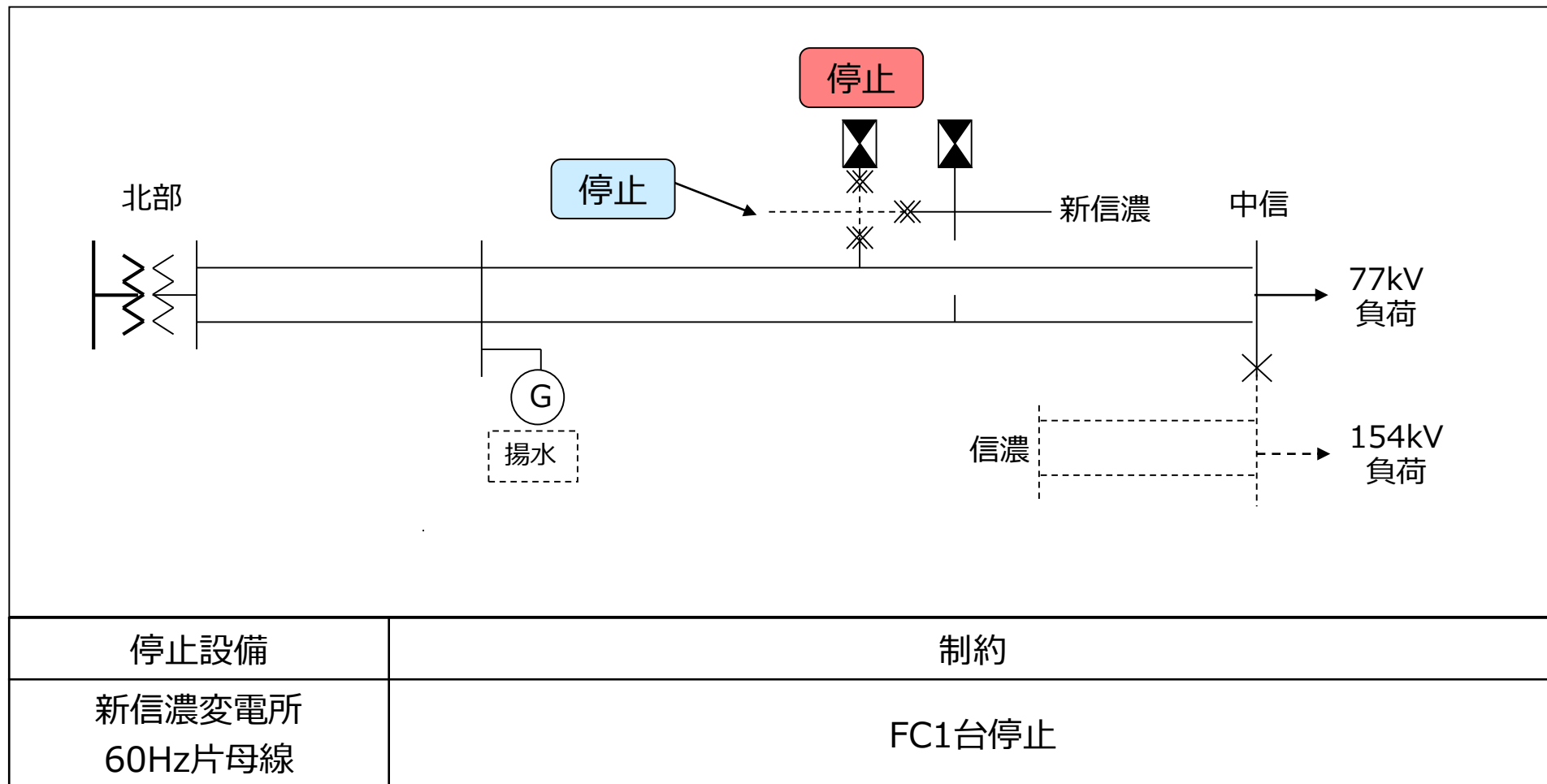
条件		運用制約	
関連設備		運用容量	制約要因
平常時		90万kW	
片極停止		45万kW	設備容量
⑫	飛騨変換所 500kV片母線、 154kV母線、 連系用変圧器、 調相設備停止	45万kW	片極停止

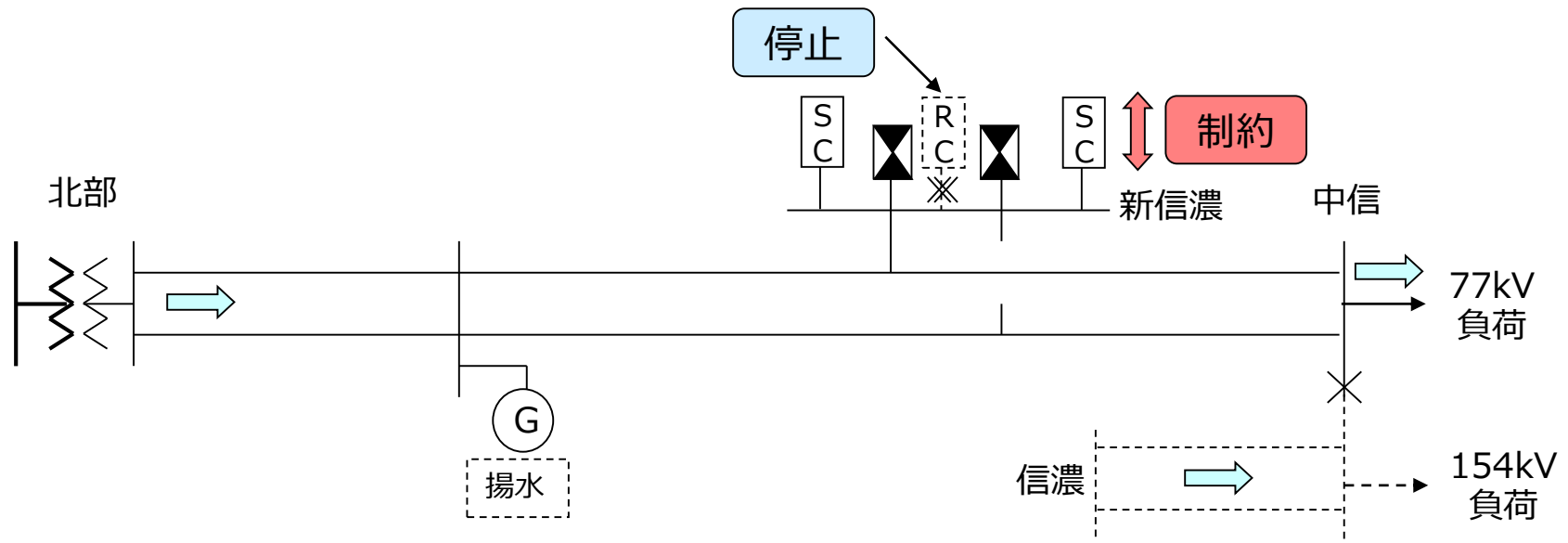
関連設備欄の○数字はP46の個別説明の番号を表す。

飛騨信濃直流幹線

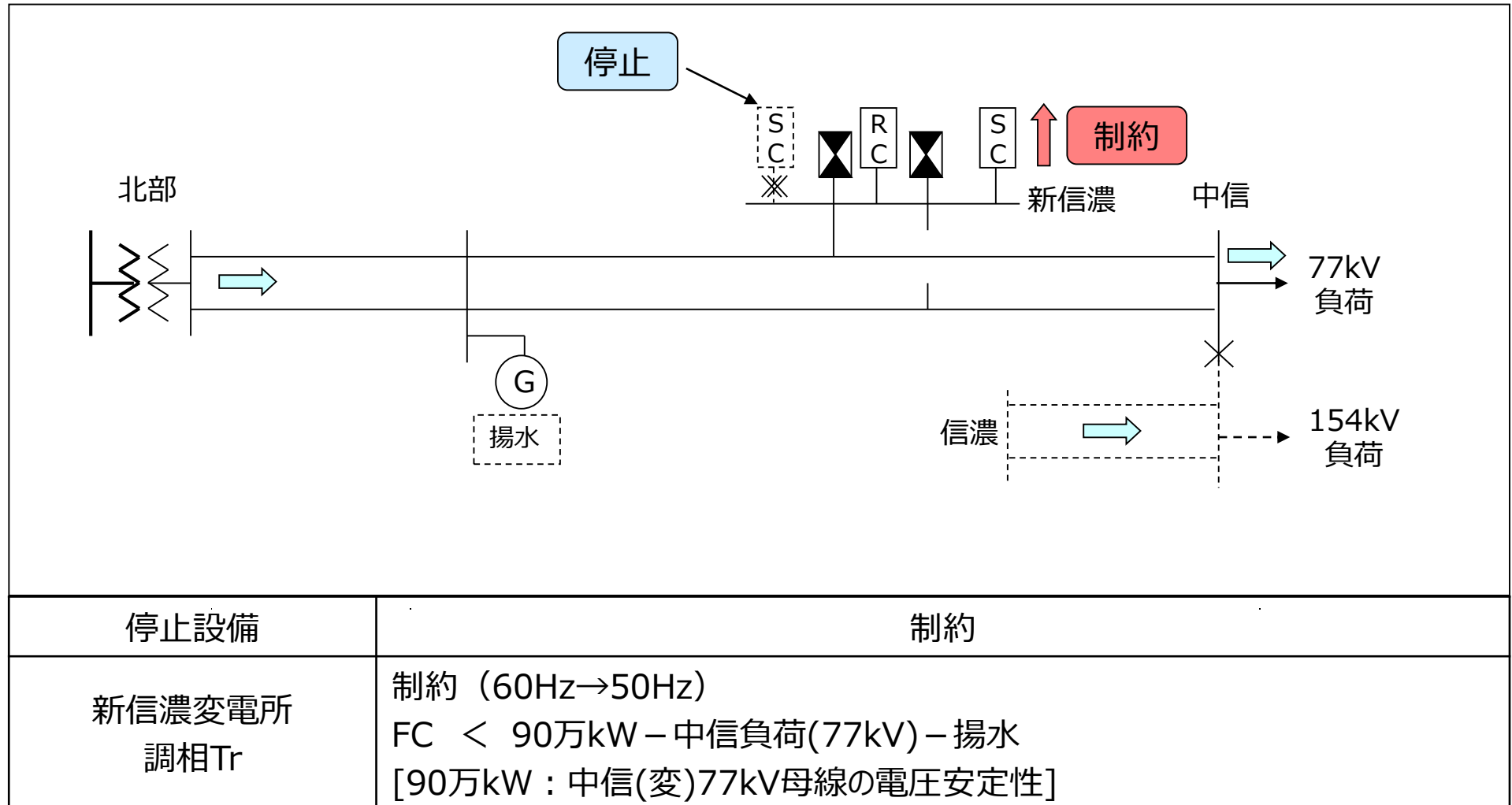
条件		運用制約	
関連設備		運用容量	制約要因
平常時		90万kW	
⑬	本線1回線停止	45万kW	片極停止
⑭	帰線1回線停止	0万kW（停止・復旧操作時のみ）	断路器操作時の双極停止

関連設備欄の○数字はP47、P48の個別説明の番号を表す。

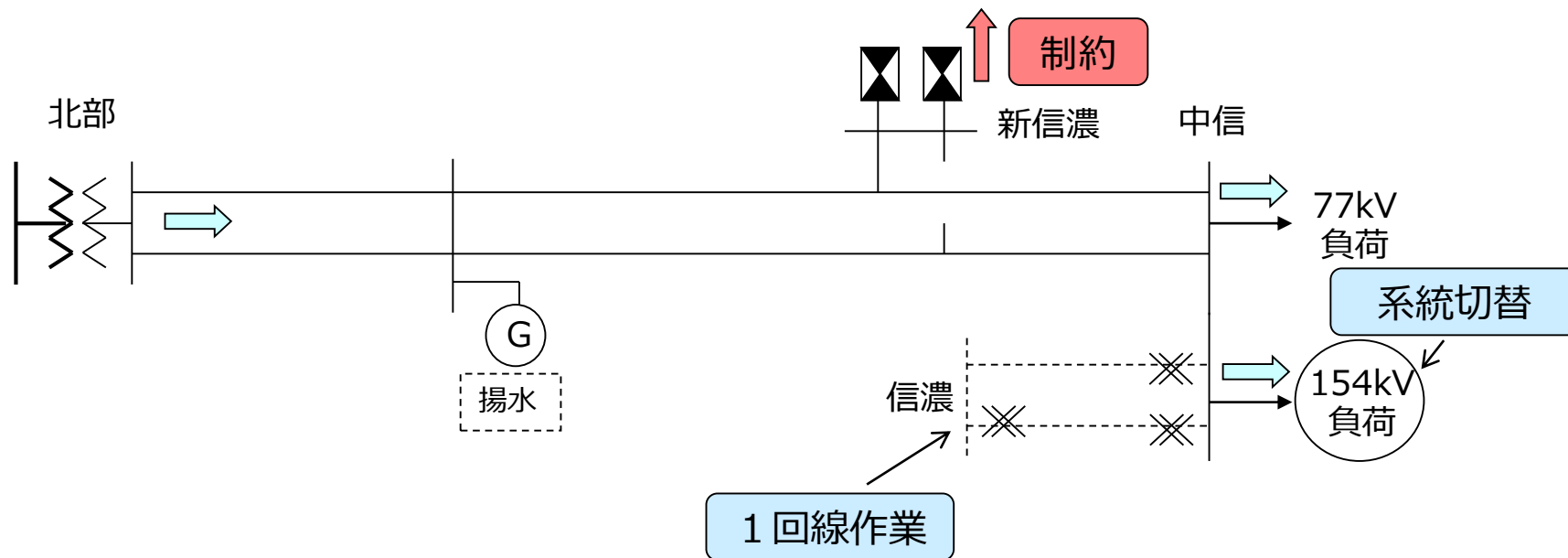




停止設備	制約
新信濃変電所 RC	制約（60Hz→50Hz） $FC < 76\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV}) - \text{揚水}$ [76万kW：中信(変)77kV母線の電圧安定性]
	制約（50Hz→60Hz） $FC < 52\text{万kW}$ [52万kW：中信(変)77kV母線の電圧変動]

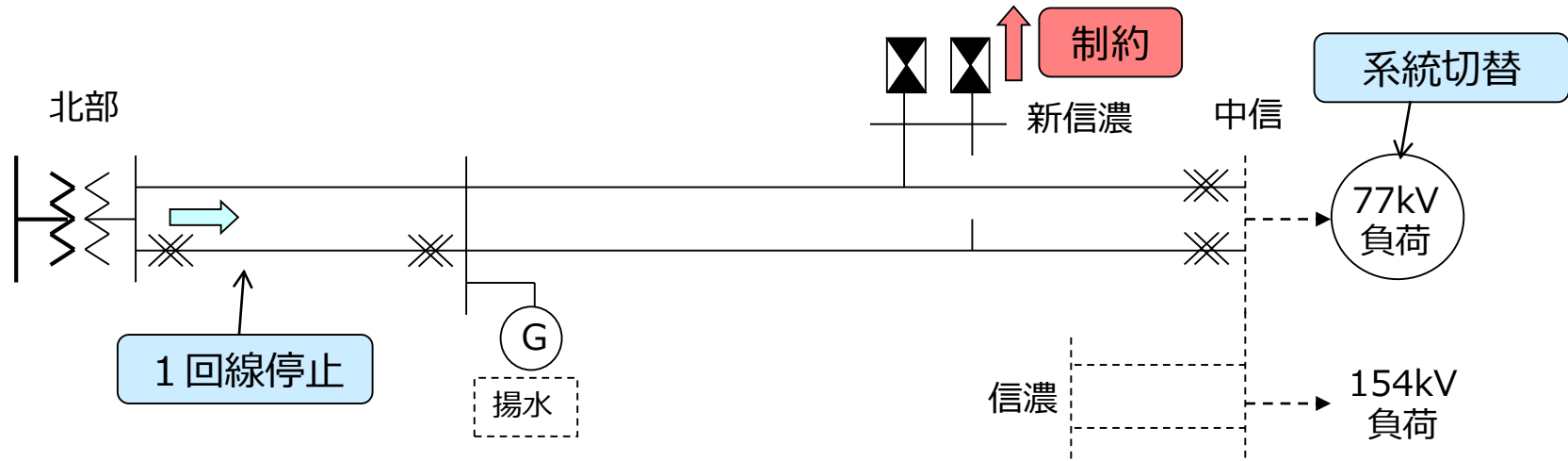


中信変電所を北部系統から送電

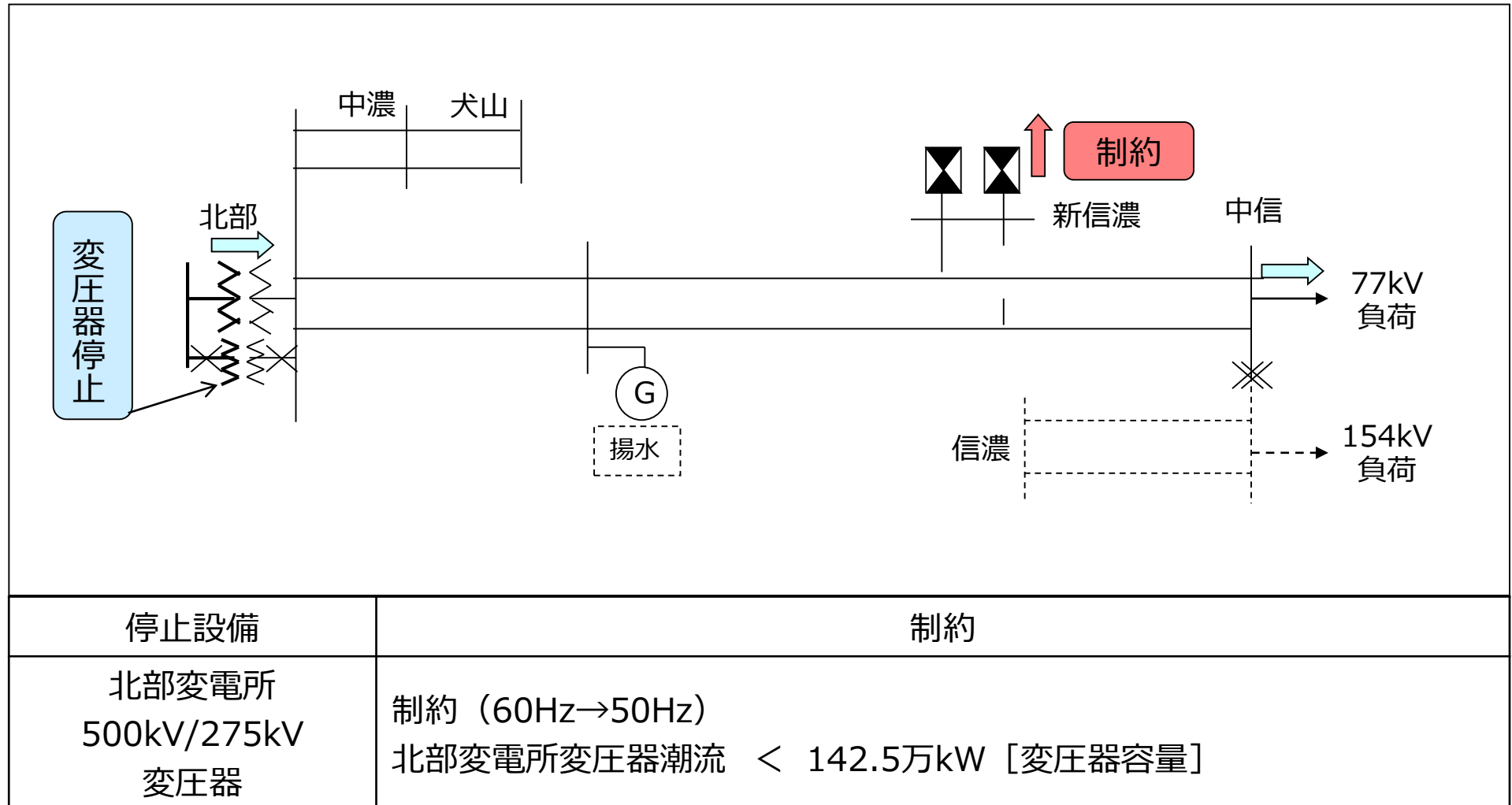


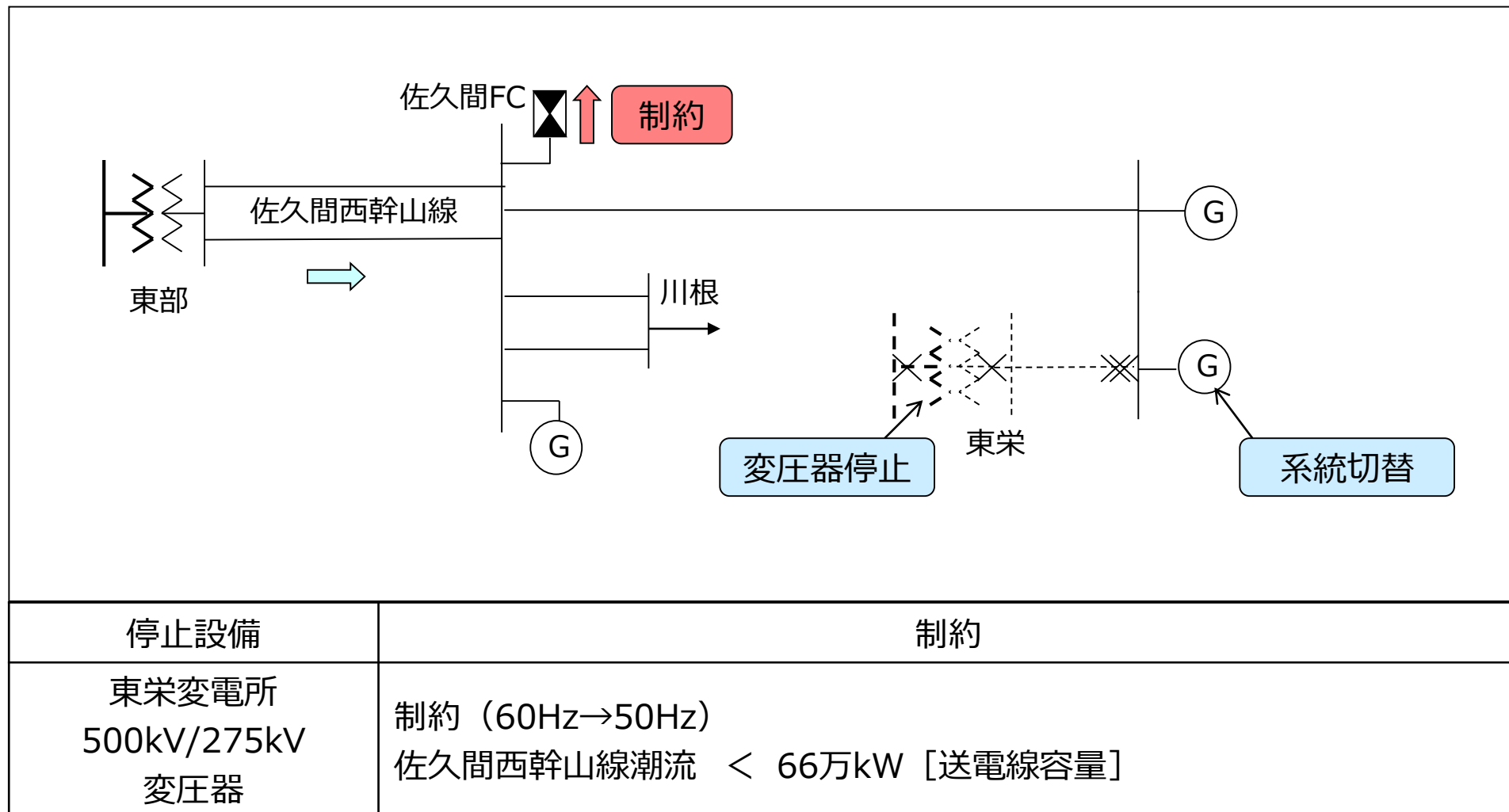
停止設備	制約
信濃中信線	制約 (60Hz→50Hz) $FC < 67\text{万kW} - \text{中信負荷}(77\text{kV、}154\text{kV}) - \text{揚水}$ [67万kW : 中信(変)77kV母線の電圧安定性]

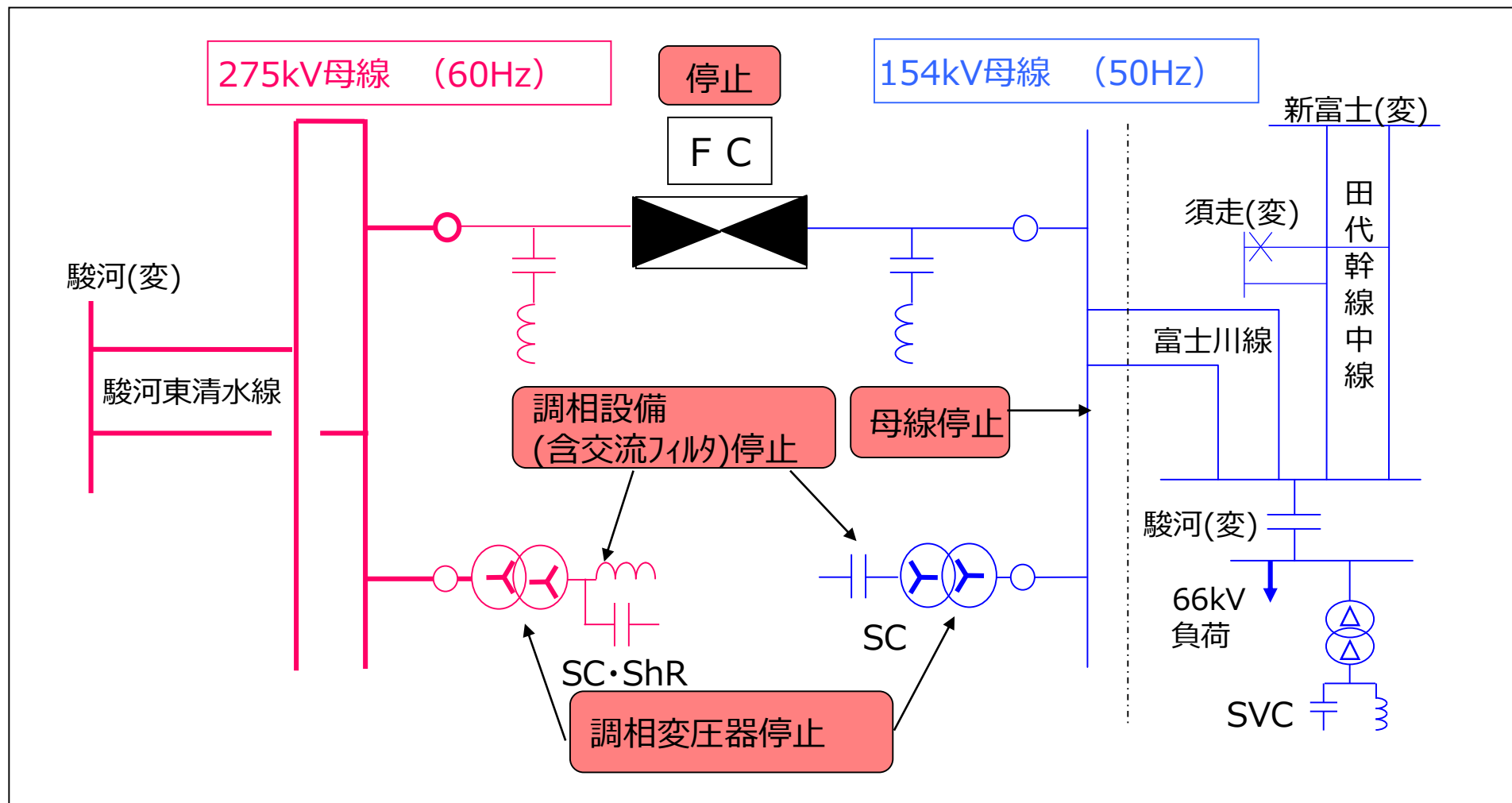
中信変電所を信濃系統から送電



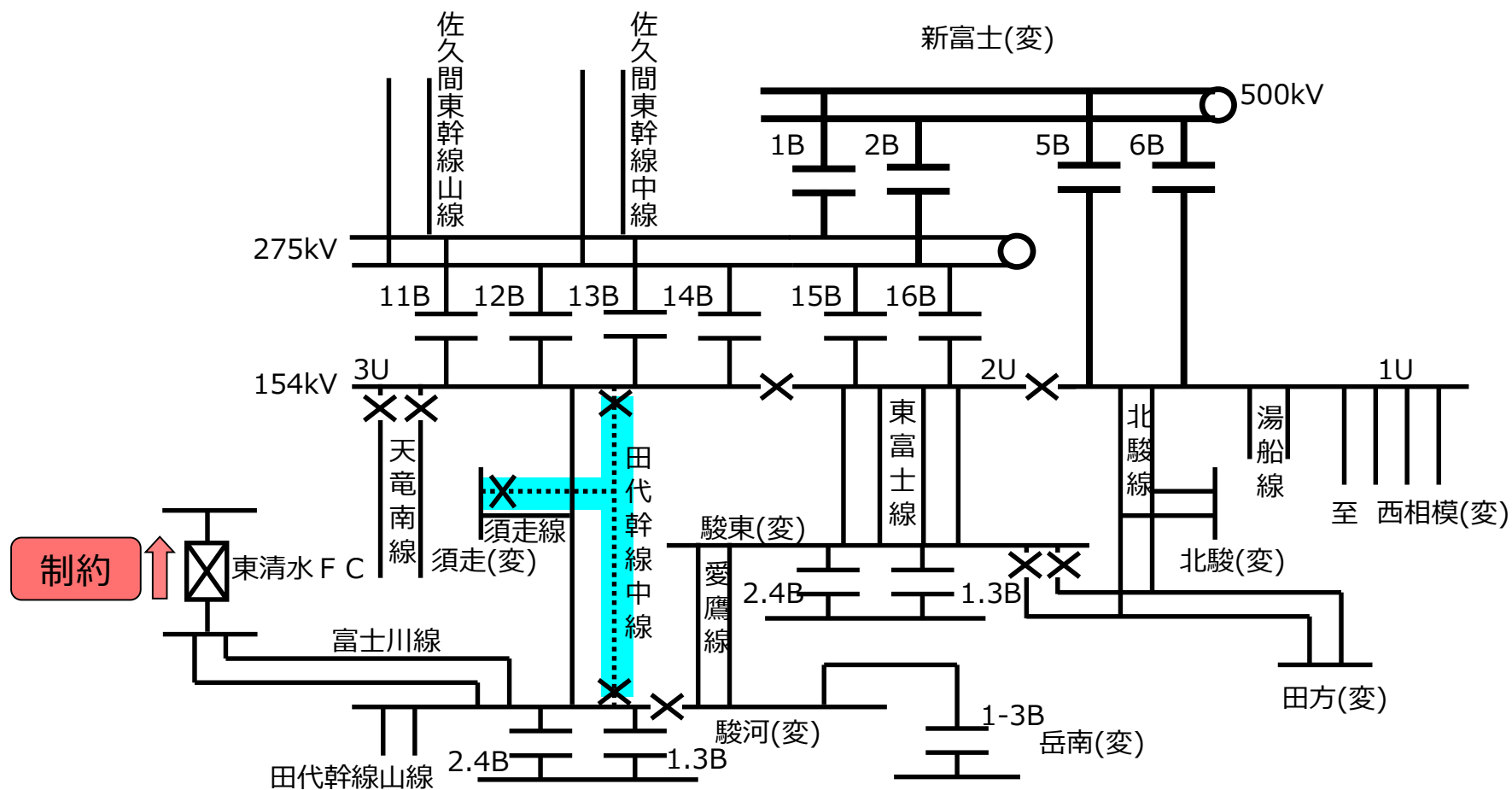
停止設備	制約
馬瀬北部線	制約 (60Hz→50Hz) FC < 56万kW [新信濃(変)275kV母線の電圧安定性]



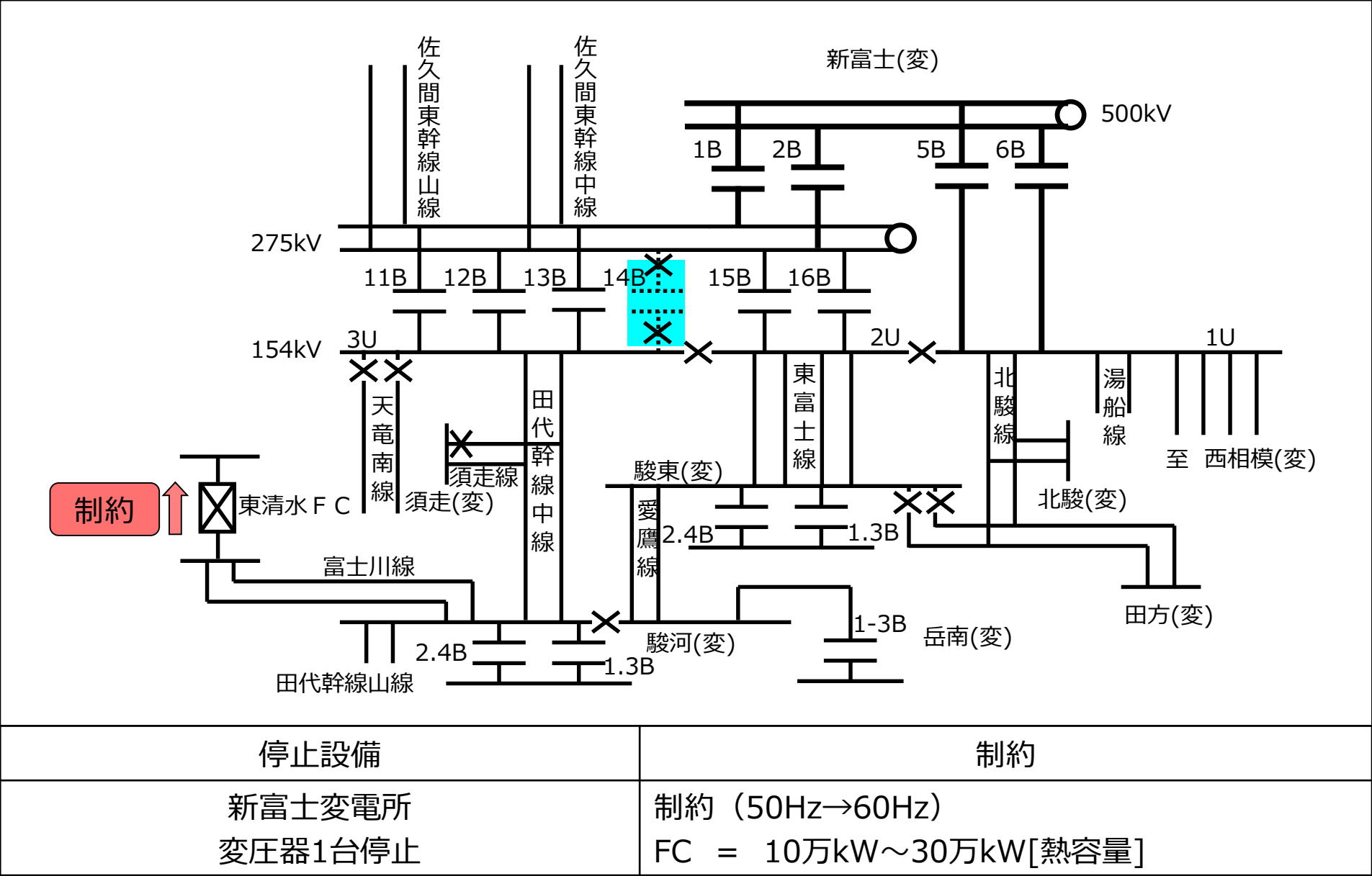


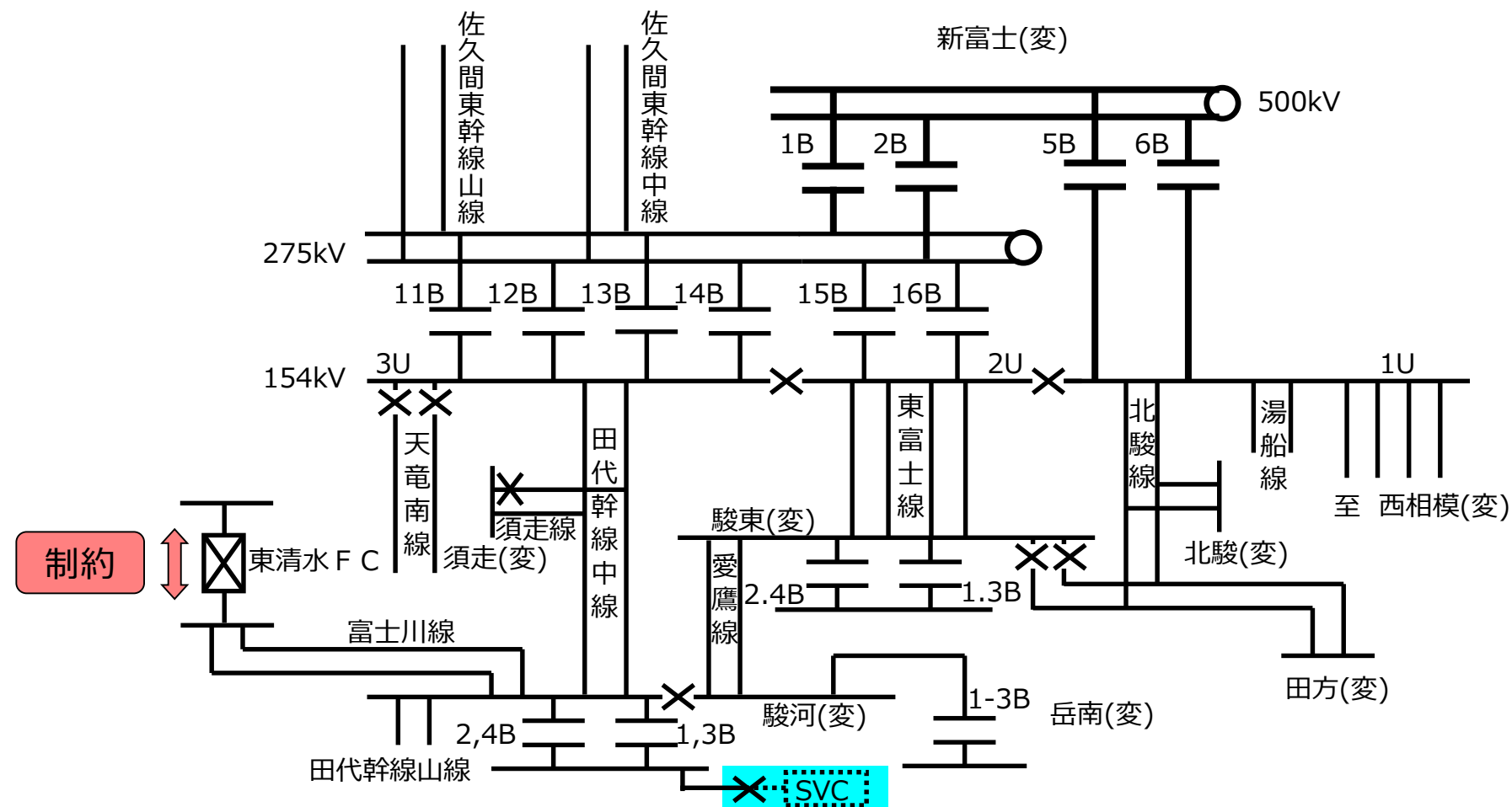


停止設備	制約
東清水変電所 154kV母線 (50Hz) 調相設備、調相用変圧器 (50Hz、60Hz)	FC停止

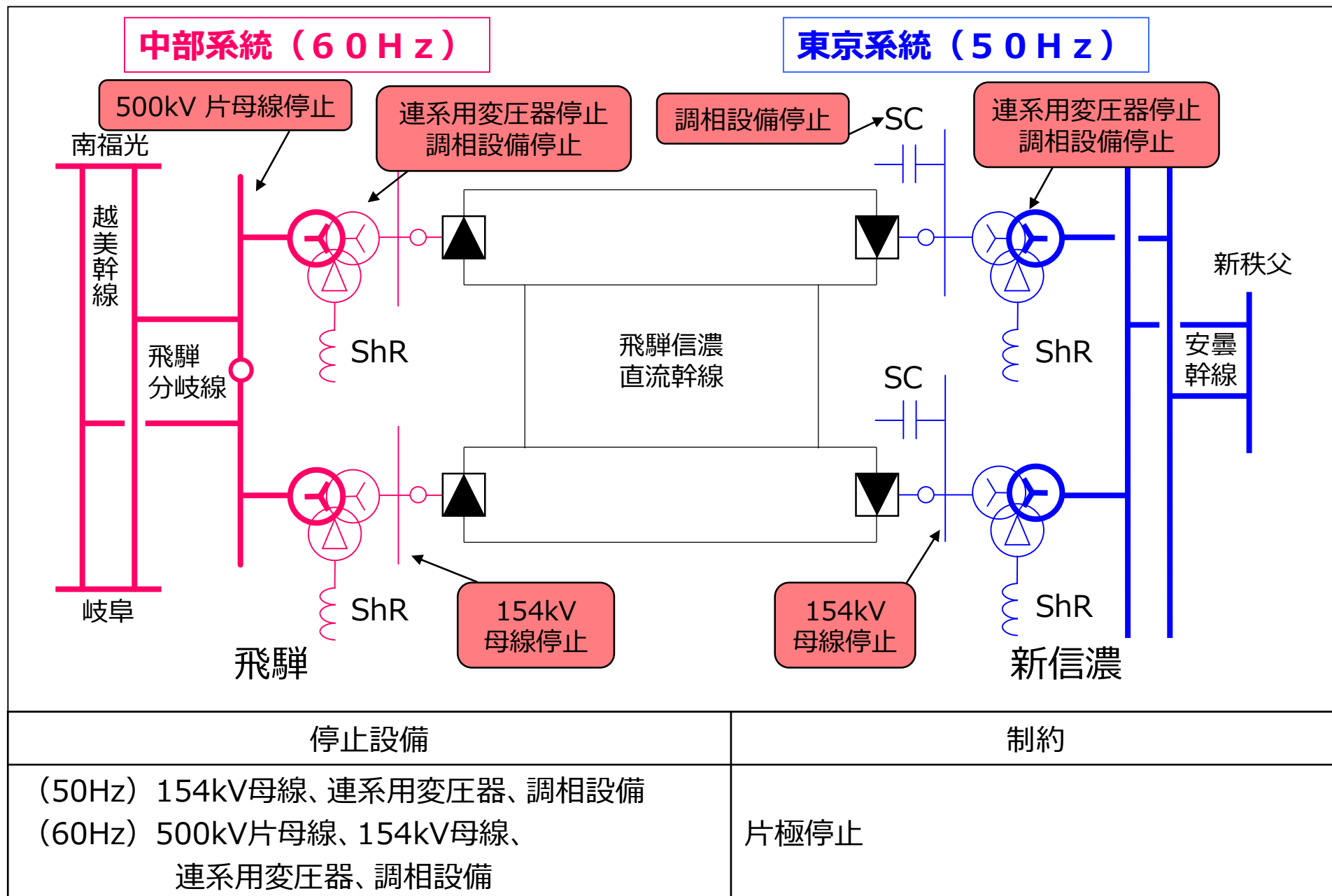


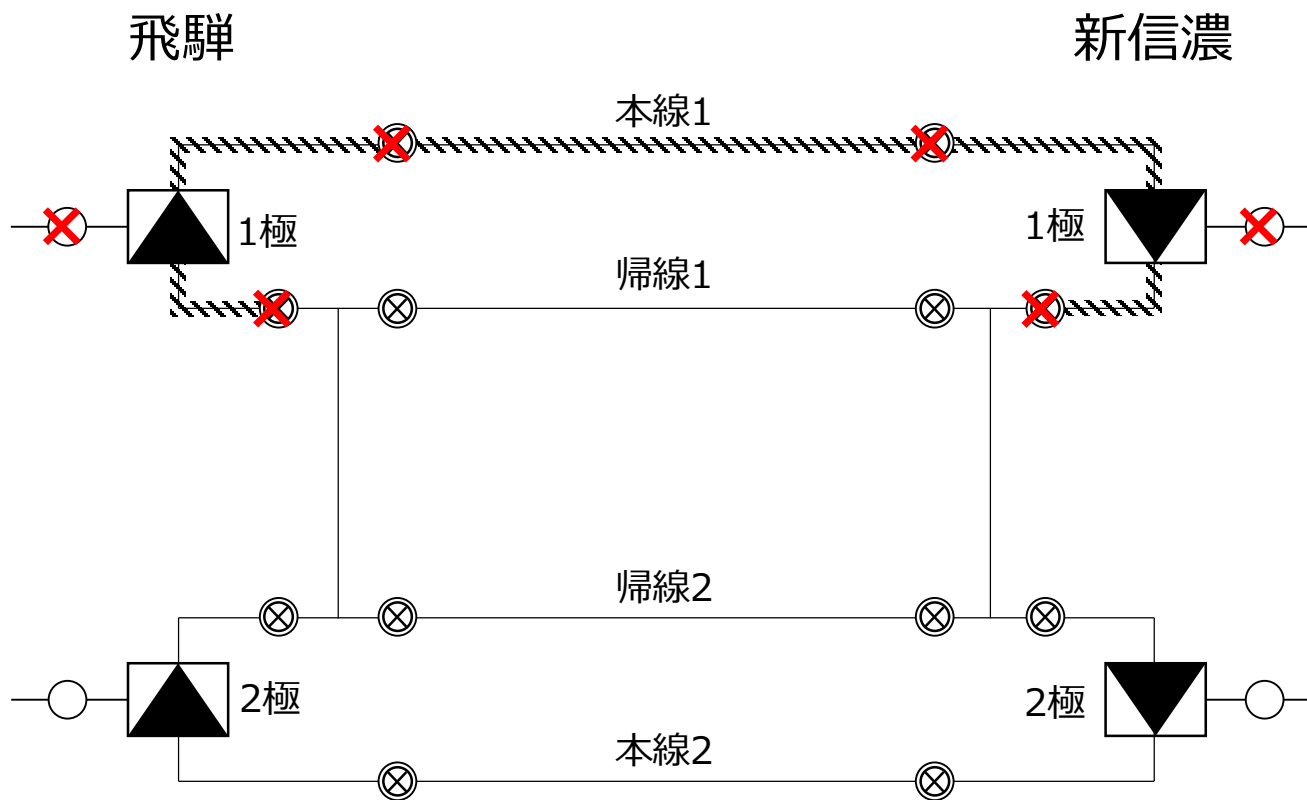
停止設備	制約
田代幹線中線（須走線） 1回線停止	制約（50Hz→60Hz） FC = 10万kW～30万kW[電圧低下]





停止設備	制約
駿河変電所 SVC停止	FC = 17万kW[電圧変動]



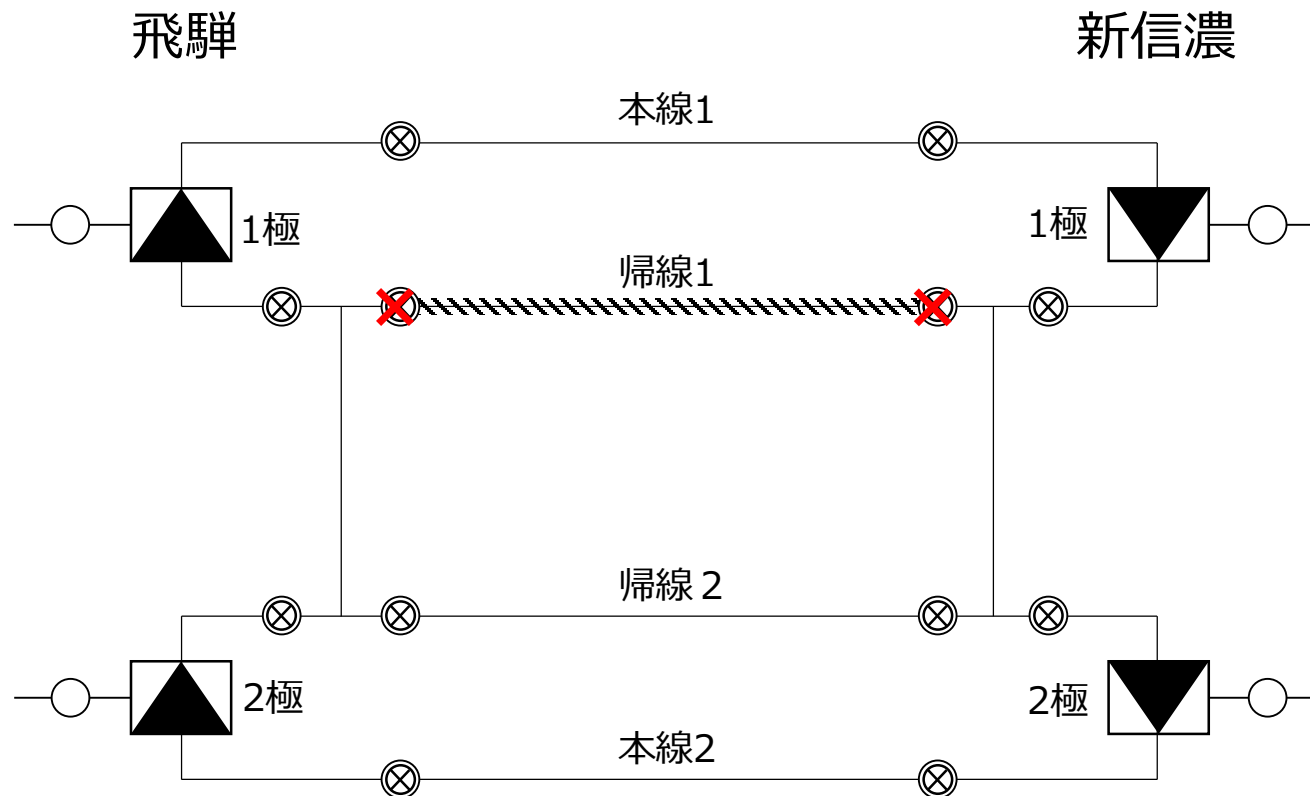


停止設備

本線1（または本線2）

制約

1極停止（本線2停止の場合は2極停止）

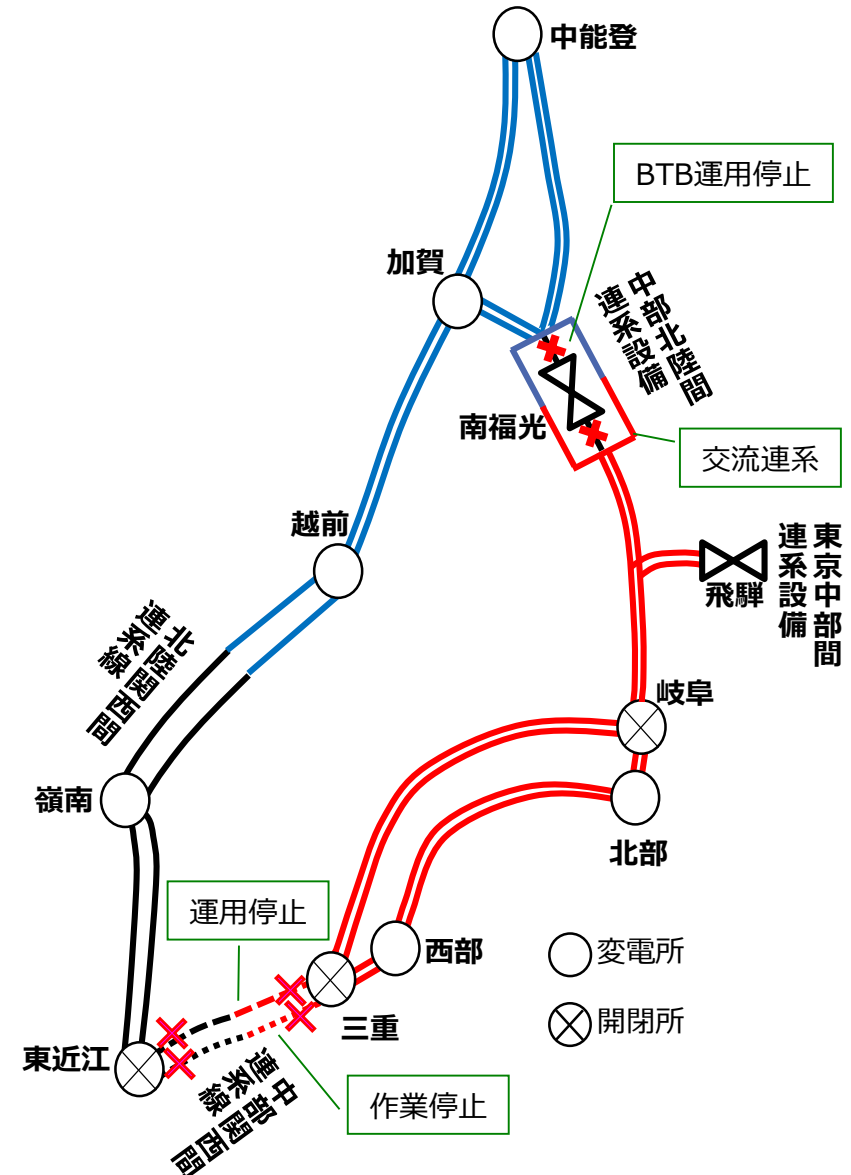


停止設備	制約
帰線1（または帰線2）停止・復旧操作	停止・復旧時、断路器操作のため1極と2極の停止（フローティング）が必要 停止中は制約なし

中部関西間連系線

■ 中部関西間連系線1回線停止時の運用

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



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

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

■ 中部北陸間連系設備

○ 熱容量限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○ 同期安定性限度値

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

○ 電圧安定性限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持限度値

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

■ 北陸関西間連系線

○ 周波数維持限度値

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

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

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

運用容量 = (周波数維持限度値) - 90万kW※
 = 160万kW（平日昼間帯）
 110万kW～160万kW（平日夜間帯）
 110万kW（休日）（2025年度）

- 熱容量限度値：329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）
- 同期安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値：160万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値：250万kW（平日昼間帯）
 200万kW～250万kW（平日夜間帯）
 200万kW（休日）

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

- 1) 運用容量の最大値
- 2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
 = 75～159万kW（2025年度）

- 熱容量限度値：329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）
- 同期安定性限度値：159万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値：159万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値：75～159万kW
 （系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

- 1) 運用容量の最大値
- 2) 数値はフリンジ分控除後の値

北陸関西間連系線運用容量（北陸向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
= 130～160万kW（平日昼間帯）
70～90万kW（平日昼間帯以外）（2025年度）

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

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

北陸関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
= 63～142万kW（2025年度）

- 熱容量限度値 : 278万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（夏季6～9月））
295万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（夏季5,10月））
326万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量（冬季））
- 同期安定性限度値 : 142万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値 : 142万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値 : 63～142万kW

（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

周波数上昇限度（中部）

$$\begin{aligned}\text{算出式①} &= \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &= 7\sim 33\text{万kW} \quad (2025\text{年度})\end{aligned}$$

周波数低下限度（関西以西）

$$\begin{aligned}\text{算出式②} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} \\ &= 14\sim 113\text{万kW} \quad (2025\text{年度})\end{aligned}$$

算出式①と算出式②のいずれか小さい値を運用容量とする

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆算定の基本的な考え方

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

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

<周波数上昇限度（中部）>

○無制御潮流

算術式：系統容量×系統特性定数（5.0%MW/0.5Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数上昇限度

60.5Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度の考え方

中部エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度

<周波数上昇限度（中部）>（つづき）

○常時潮流変動分の考慮

34万kW（2025年度）

・常時潮流変動分を考慮する理由

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

<周波数低下限度（関西以西）>

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度の考え方

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

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &\quad + (\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量}) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^3) \\ &= 1 \sim 59 \text{万kW} \quad (\text{2025年度}) \end{aligned}$$

- 1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む
- 2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量
- 3) EPPS見込み量> 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数を掛け合わせる

◆算定の基本的な考え方

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

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

EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

○無制御潮流（中部エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（3.2%MW/0.5Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.5Hz（平常時と同じ）

・周波数低下限度の考え方

中部エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度

○常時潮流変動分の考慮

34万kW（2025年度）

・常時潮流変動分を考慮する理由

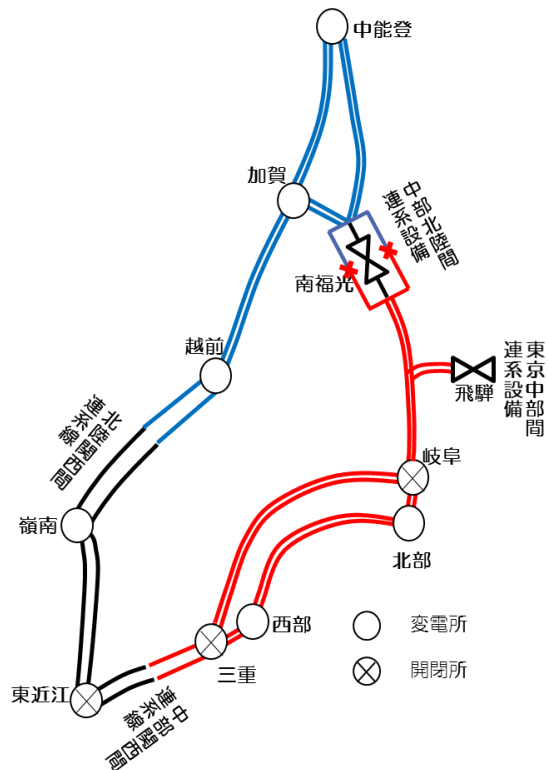
無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると系統制御（負荷制限）が動作するため

中部北陸間連系設備

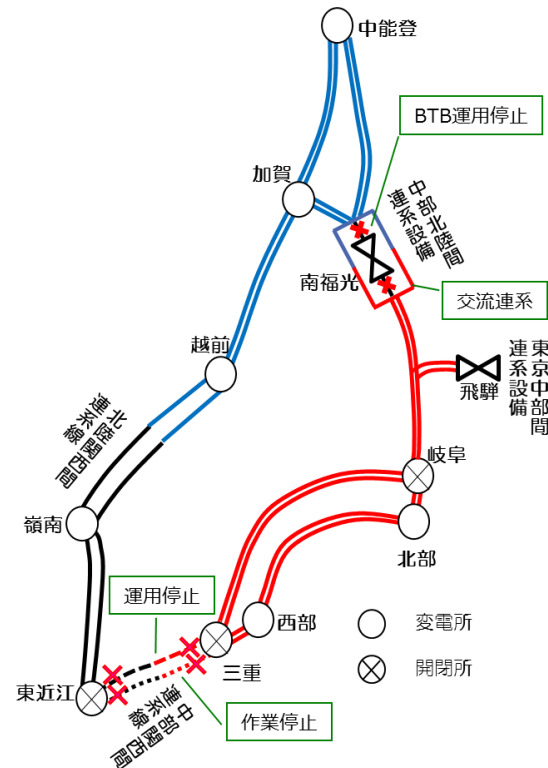
中部・北陸エリア

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

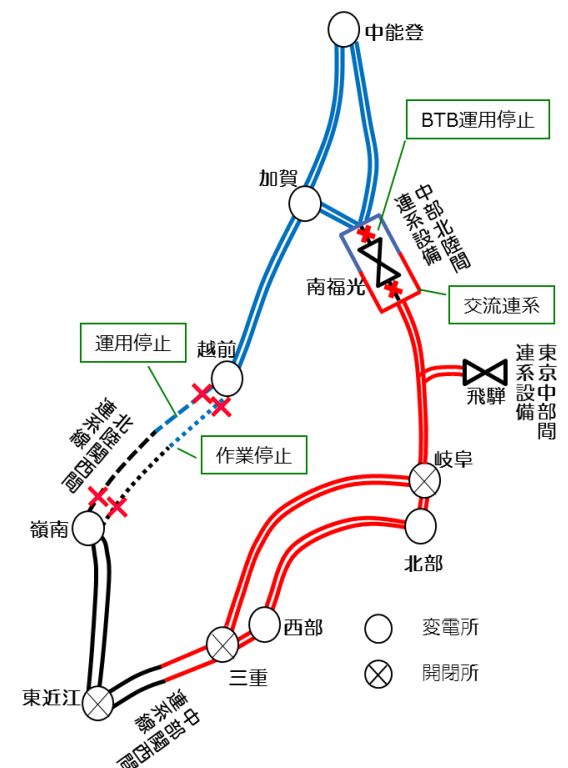
平常時



中部関西間連系線作業時



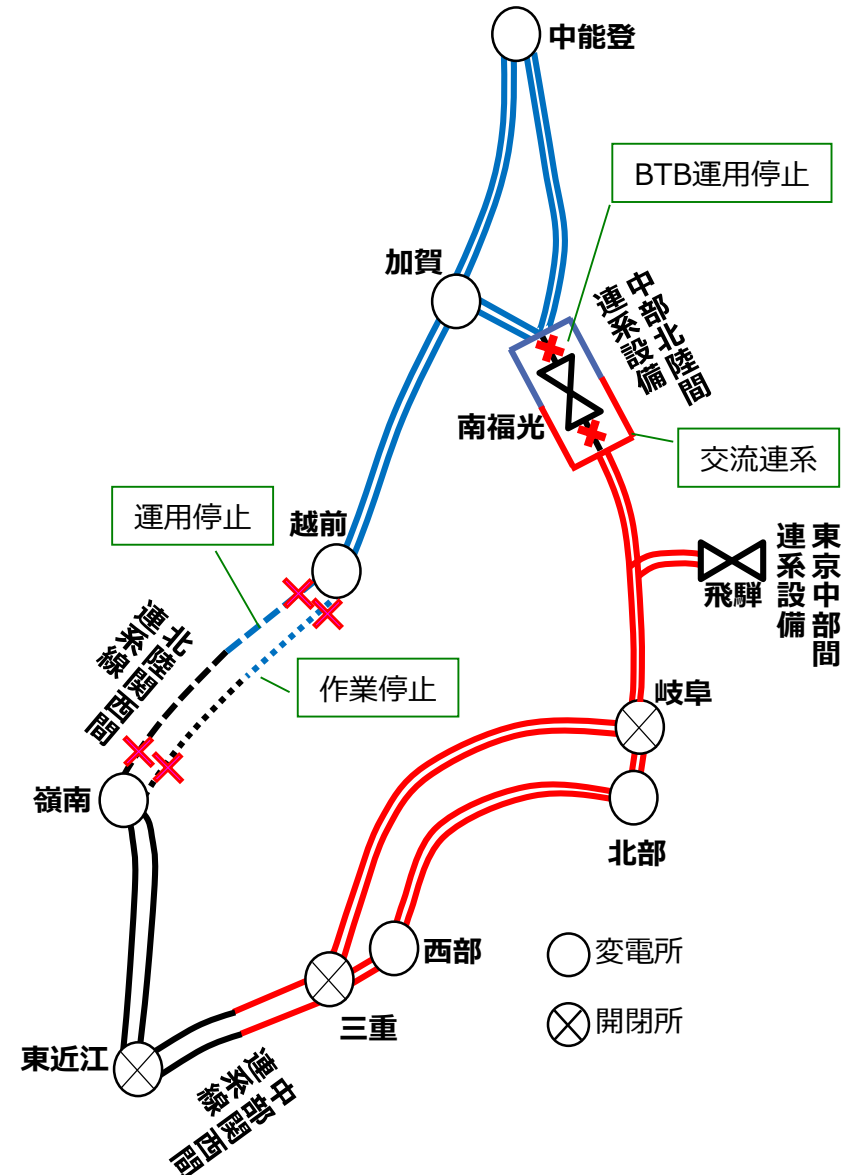
北陸関西間連系線作業時



北陸関西間連系線

■ 北陸関西間連系線1回線停止時の運用

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



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

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

■ 中部北陸間連系設備

○ 熱容量限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○ 同期安定性限度値

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

○ 電圧安定性限度値

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持限度値

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

■ 中部関西間連系線

○ 周波数維持限度値

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

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

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

運用容量 = （同期安定性限度値、周波数維持限度値の最小値）
= 107～210万kW（2025年度）

- 熱容量限度値 : 329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）
- 同期安定性限度値 : 210万kW²⁾
- 電圧安定性限度値 : 210万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値 : 107～255万kW
（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

- 1) 運用容量の最大値
- 2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

運用容量 = （周波数維持限度値）
= 130～160万kW（平日昼間帯）
70～90万kW（平日昼間帯以外）（2025年度）

- 熱容量限度値 : 329万kW（南福光交流連絡母線直列機器）
- 同期安定性限度値 : 160万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値 : 160万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値 : 130～160万kW（平日昼間帯）
70～90万kW（平日昼間帯以外）

- 1) 運用容量の最大値
- 2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部関西間連系線運用容量（中部向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
= 250万kW（平日昼間帯）
200万kW～250万kW（平日夜間帯）
200万kW（休日）（2025年度）

- 熱容量限度値 : 278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季6～9月））
295万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季5,10月））
326万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（冬季））
- 同期安定性限度値 : 250万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値 : 250万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値 : 250万kW（平日昼間帯）
200万kW～250万kW（平日夜間帯）
200万kW（休日）

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

中部関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
= 42～142万kW（2025年度）

- 熱容量限度値 : 278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季6～9月））
295万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（夏季5,10月））
326万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量（冬季））
- 同期安定性限度値 : 142万kW^{1,2)} で安定確認
- 電圧安定性限度値 : 142万kW^{1,2)} で安定確認
- 周波数維持限度値 : 42～142万kW
（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

1) 運用容量の最大値 2) 数値はフリンジ分控除後の値

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分} \\ &= 50\text{万kWまたは}70\text{万kW（2025年度）}\end{aligned}$$

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

◆算定の基本的な考え方

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

ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

○無制御潮流（北陸エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：0万kW

・周波数上昇限度

60.0Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度の考え方

系統分離後の本系統並列を速やかに行うため60.0Hzとしている。

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

○電源制限対象分の考え方

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

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &= 0\text{万kW（2025年度）}\end{aligned}$$

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆算定の基本的な考え方

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

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

○無制御潮流（北陸エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度の考え方

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

○常時潮流変動分の考慮

13万kW（2025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（2025年度）
ただし、平常時の運用容量と比較し、小さい値を運用容量とする。

◆算定の基本的な考え方

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

・熱容量限度値

嶺南変電所500/275kV 1バンク熱容量

・同期・電圧安定性限度値

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

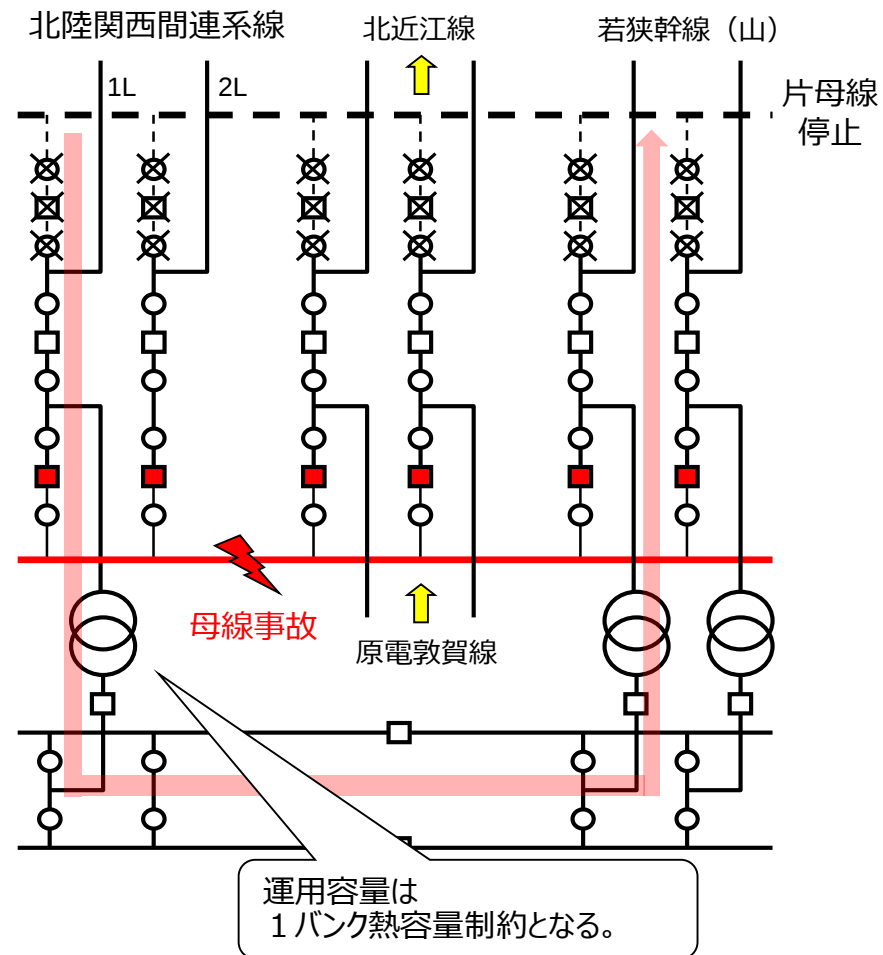
○熱容量限度値

95万kW

（嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量）

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

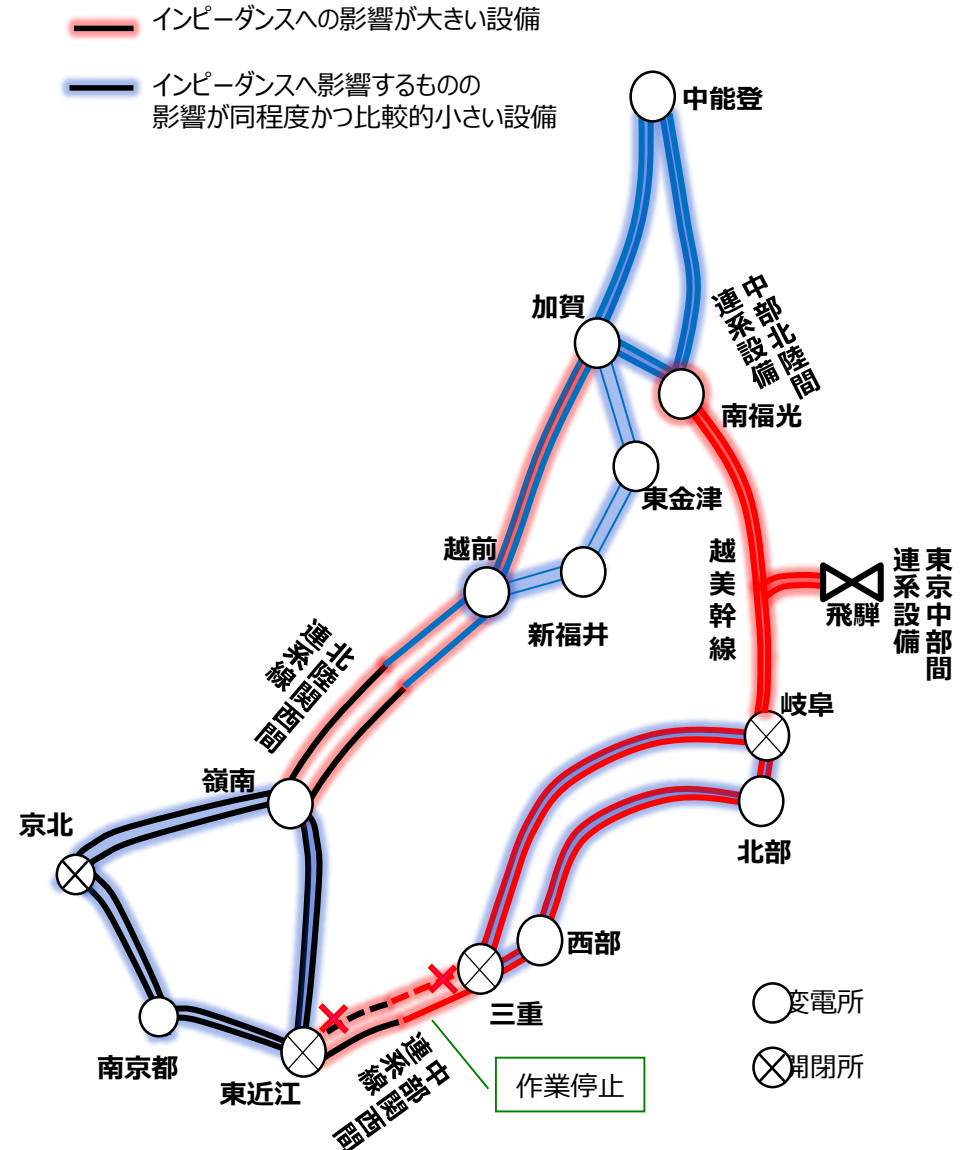


■ 母線事故時に開放される遮断器

中部地域交流ループ°

■ 中地域交流ループ内の地域間連系線1回線停止時の運用

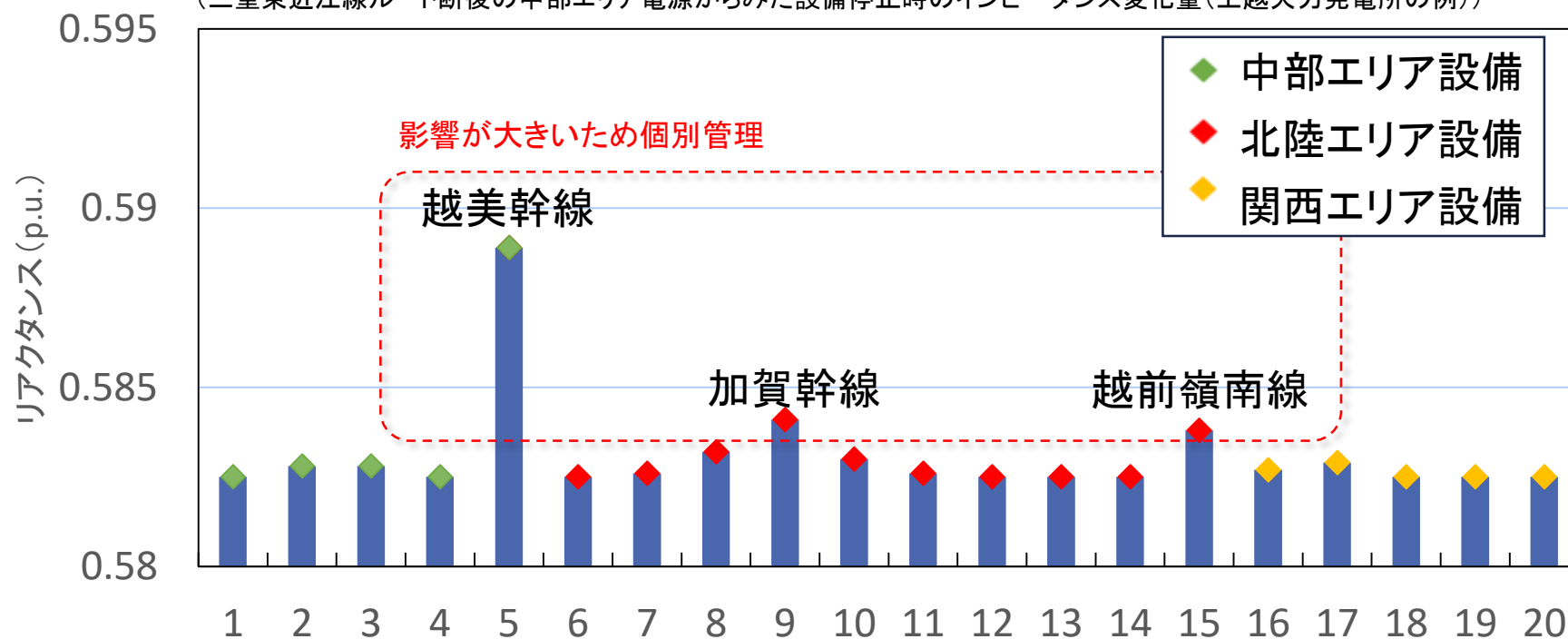
- N-1故障発生時も連系維持が可能となるため、供給信頼度の低下を回避することから、地域間連系線の1回線停止時においても交流ループ運用を基本とする（ループ内1ルート線路である越美幹線についても同様）。
- 設備停止時は、ループ内のインピーダンス増加に伴い同期安定性限度値等が低下するため、ループ内のインピーダンスへの影響が大きい設備（地域間連系線、越美幹線、加賀幹線）と、インピーダンスへ影響するものの、影響が同程度かつ比較的小さい設備（一部の地内設備）の停止時の運用容量を定める。
- インピーダンスへの影響が同程度かつ比較的小さい設備については、各設備停止時の影響量に顕著な差異が無いことから各エ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



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

中地域交流ループのインピーダンスへの影響

(三重東近江線ルート断後の中部エリア電源からみた設備停止時のインピーダンス変化量(上越火力発電所の例))



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

- 各設備停止時における熱容量、同期安定性、電圧安定性の各限度値を算出し、最小値を運用容量値とする。
- 算定の考え方および算定方法は、中地域交流ループ平常時と同じ。

各フェンスの運用容量

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= (\text{設備停止時における熱容量、同期安定性限度値、電圧安定性限度値の最小値}) \\ &= (\text{平常時の運用容量}) - (\text{設備停止に伴う運用容量低下量})\end{aligned}$$

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

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

(参考) 設備停止に伴う運用容量影響について (単一、複数設備停止) 71

- 連系線別に、各エリアの代表設備停止時の組合せで運用容量低下量を算定し、平常時の運用容量から差し引く。
- なお、運用容量低下量については、5月休日ナイト断面での試算値であり参考値。

停止設備②		停止設備①	No	中部送電フェンス (関西受電フェンス)	中部受電フェンス (関西送電フェンス)	北陸送電フェンス	北陸受電フェンス
同時停止数	設備停止エリア						
なし (0箇所)	なし (平常時)	なし (ベース)	0	—	—	—	—
		三重東近江	1	0MW	0MW	▲100MW	0MW
		越美幹線	2	▲800MW	▲900MW	▲500MW	▲500MW
		越前嶺南	3	▲400MW	▲600MW	▲1000MW	0MW
		加賀幹線	4	▲400MW	▲400MW	▲500MW	0MW
1箇所	中部	なし	5	0MW	0MW	0MW	0MW
		三重東近江	6	0MW	0MW	▲100MW	0MW
		越美幹線	7	▲800MW	▲900MW	▲500MW	▲500MW
		越前嶺南	8	▲400MW	▲600MW	▲1000MW	0MW
		加賀幹線	9	▲400MW	▲400MW	▲500MW	0MW
	北陸	なし	10	▲100MW	▲100MW	0MW	0MW
		三重東近江	11	▲100MW	0MW	▲100MW	0MW
		越美幹線	12	▲800MW	▲1000MW	▲600MW	▲800MW
		越前嶺南	13	▲500MW	▲700MW	▲1000MW	0MW
		加賀幹線	14	▲400MW	▲500MW	▲500MW	0MW
	関西	なし	15	▲100MW	▲100MW	▲200MW	0MW
		三重東近江	16	▲100MW	▲100MW	▲300MW	0MW
		越美幹線	17	▲800MW	▲1000MW	▲500MW	▲500MW
		越前嶺南	18	▲500MW	▲900MW	▲1200MW	0MW
		加賀幹線	19	▲400MW	▲600MW	▲600MW	0MW

(参考) 設備停止に伴う運用容量影響について (複数設備停止)

72

停止設備②		停止設備①	No	中部送電フェンス (関西受電フェンス)	中部受電フェンス (関西送電フェンス)	北陸送電フェンス	北陸受電フェンス
同時停止数	設備停止エリア						
2箇所	中部＋北陸	なし	20	▲100MW	▲100MW	0MW	0MW
		三重東近江	21	▲100MW	▲100MW	▲100MW	0MW
		越美幹線	22	▲800MW	▲1000MW	▲600MW	▲800MW
		越前嶺南	23	▲500MW	▲600MW	▲1000MW	0MW
		加賀幹線	24	▲500MW	▲400MW	▲500MW	0MW
	中部＋関西	なし	25	▲100MW	▲100MW	▲300MW	0MW
		三重東近江	26	▲100MW	▲100MW	▲400MW	0MW
		越美幹線	27	▲800MW	▲1000MW	▲500MW	▲600MW
		越前嶺南	28	▲500MW	▲800MW	▲1200MW	0MW
		加賀幹線	29	▲500MW	▲500MW	▲500MW	0MW
	北陸＋関西	なし	30	▲200MW	▲200MW	▲200MW	0MW
		三重東近江	31	▲100MW	▲100MW	▲300MW	0MW
		越美幹線	32	▲900MW	▲1000MW	▲600MW	▲800MW
		越前嶺南	33	▲600MW	▲800MW※	▲1200MW	0MW
		加賀幹線	34	▲500MW	▲600MW※	▲600MW	0MW
3箇所	中部＋北陸＋ 関西	なし	35	▲200MW	▲200MW	▲300MW	0MW
		三重東近江	36	▲100MW	▲100MW	▲300MW	0MW
		越美幹線	37	▲1000MW	▲1000MW	▲600MW	▲800MW
		越前嶺南	38	▲600MW	▲700MW	▲1200MW	0MW
		加賀幹線	39	▲500MW	▲600MW	▲700MW	0MW

※越前嶺南線と加賀幹線が同時停止する期間は▲1100MW

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。

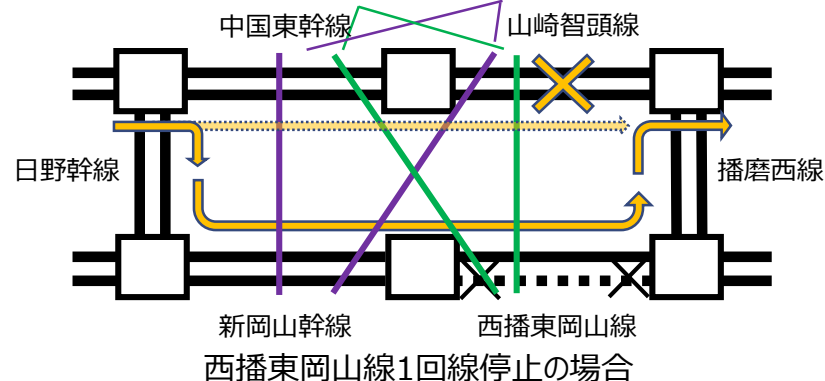


停止線路を含む最大フェンス潮流
以下のうち最大となる潮流値をいう

- ・ 西播東岡山線と山崎智頭線の合計
- ・ 西播東岡山線と中国東幹線の合計

その他最大フェンス潮流
以下のうち最大となる潮流値をいう

- ・ 新岡山幹線と山崎智頭線の合計
- ・ 新岡山幹線と中国東幹線の合計



運用容量 = (西播東岡山線1回線熱容量)
= 夏季278万kW (6～9月)、295万kW (5、10月)
冬季326万kW
フェンス潮流が運用容量を超えないようにする

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

関西中国間連系線の1回線熱容量の最小値

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

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

・同期・電圧安定性限度値

1回線停止中での系統で検討（考え方は平常時と同じ）

○熱容量限度値

夏季278万kW (6～9月)、295万kW (5、10月)

冬季326万kW

(1回線の熱容量が最も小さい西播東岡山線1回線の熱容量)

○同期・電圧安定性限度値

熱容量限度値の潮流で安定確認

運用容量 = （熱容量限度値と同期安定性限度値、電圧安定性限度値の最小値）
 = （77～92ページ参照）
 フェンス潮流が運用容量を超えないようにする

◆算定の基本的な考え方

・熱容量限度値

- (1) 1回線停止中送電線の1回線熱容量
- (2) 残りの送電線の2回線熱容量
- (1)、(2)それぞれ算出する。

・同期・電圧安定性限度値

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

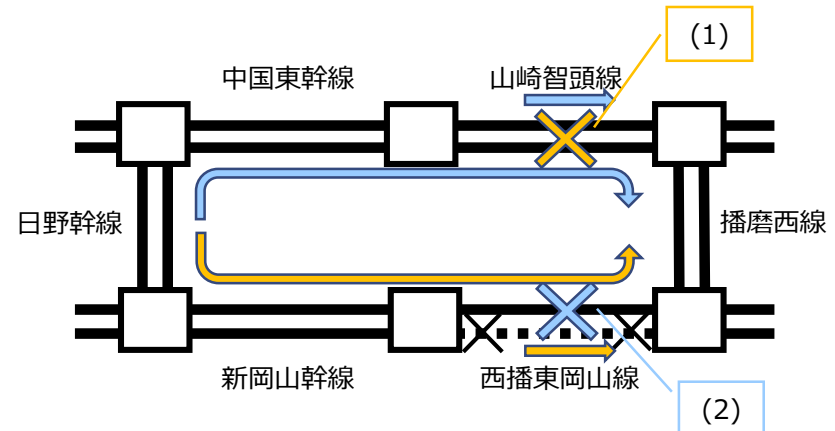
○熱容量限度値

停止線路<熱容量（万kW）>

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

○同期・電圧安定性限度値

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



西播東岡山線1回線停止の場合

2025年度（夏季：7/1～9/15）

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

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリッジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（夏季：7/1～9/15）

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	475（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	415（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	475（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	370（電圧）
					日野幹線	－	445（電圧）
					播磨西線	－	475（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）
1回線停止	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	435（電圧）
					播磨西線	－	465（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）
常時	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	435（電圧）
					播磨西線	－	460（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）
1 回線停止	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	455（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	355（電圧）
					日野幹線	－	425（電圧）
					播磨西線	－	450（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（冬季：12/1～3/15）

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	475（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	410（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	370（電圧）
					日野幹線	－	445（電圧）
					播磨西線	－	475（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	430（電圧）
					播磨西線	－	460（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
常時	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	355（電圧）
					日野幹線	－	425（電圧）
					播磨西線	－	455（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	380（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	－	415（電圧）
					播磨西線	－	440（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（冬季：12/1～3/15）

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	405（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線	－	430（電圧）
					播磨西線	－	465（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	455（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	－	420（電圧）
					播磨西線	－	450（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
常時	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	455（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	－	415（電圧）
					播磨西線	－	440（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	405（電圧）
					播磨西線	－	435（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

条件					運用容量（制約要因）[万kW]			
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源 3 ※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路		停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	465（電圧）
						②	295（熱容量）	465（電圧）
						③	326（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	415（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	365（電圧）
					日野幹線		－	435（電圧）
					播磨西線		－	465（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	運転	運転	運転	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	460（電圧）
						②	295（熱容量）	460（電圧）
						③	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	410（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	455（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線		－	430（電圧）
					播磨西線		－	455（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

条件					運用容量（制約要因）[万kW]			
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源 3 ※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路		停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	445（電圧）
						②	295（熱容量）	445（電圧）
						③	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	395（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線		－	415（電圧）
					播磨西線		－	440（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	停止	運転	運転	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	435（電圧）
						②	295（熱容量）	435（電圧）
						③	326（熱容量）	435（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	430（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線		－	410（電圧）
					播磨西線		－	430（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

条件					運用容量（制約要因）[万kW]			
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源 3 ※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路		停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	460（電圧）
						②	295（熱容量）	460（電圧）
						③	326（熱容量）	460（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	410（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	460（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	360（電圧）
					日野幹線		－	435（電圧）
					播磨西線		－	460（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）
1回線停止	運転	停止	運転	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	455（電圧）
						②	295（熱容量）	455（電圧）
						③	326（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	455（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	355（電圧）
					日野幹線		－	420（電圧）
					播磨西線		－	445（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	① 278（熱容量）	435（電圧）
						② 295（熱容量）	435（電圧）
						③ 326（熱容量）	435（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	410（電圧）
					播磨西線	－	435（電圧）
				中国向	上記の何れか	① 278（熱容量）	278（熱容量）
						② 295（熱容量）	295（熱容量）
						③ 326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	停止	停止	運転	関西向	西播東岡山線	① 278（熱容量）	425（電圧）
						② 295（熱容量）	425（電圧）
						③ 326（熱容量）	425（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	370（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	415（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	325（電圧）
					日野幹線	－	395（電圧）
					播磨西線	－	420（電圧）
				中国向	上記の何れか	① 278（熱容量）	278（熱容量）
						② 295（熱容量）	295（熱容量）
						③ 326（熱容量）	326（熱容量）

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（夏季：7/1～9/15）

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	465（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	400（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	465（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	—	425（電圧）
					播磨西線	—	455（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）
1回線停止	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	450（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	—	420（電圧）
					播磨西線	—	450（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）
常時	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	450（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	—	415（電圧）
					播磨西線	—	445（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）
1回線停止	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	380（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	—	410（電圧）
					播磨西線	—	440（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（夏季：7/1～9/15）

条件					運用容量（制約要因）[万kW]	
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流 その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量） 455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量） 395（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量） 455（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量） 345（電圧）
					日野幹線	－ 420（電圧）
					播磨西線	－ 450（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量） 278（熱容量）
1回線停止	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量） 445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量） 385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量） 440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量） 340（電圧）
					日野幹線	－ 415（電圧）
					播磨西線	－ 445（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量） 278（熱容量）
常時	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量） 445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量） 380（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量） 445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量） 340（電圧）
					日野幹線	－ 410（電圧）
					播磨西線	－ 440（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量） 278（熱容量）
1 回線停止	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	278（熱容量） 435（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量） 375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量） 435（電圧）
					中国東幹線	325（電圧） 335（電圧）
					日野幹線	－ 405（電圧）
					播磨西線	－ 430（電圧）
					上記の何れか	278（熱容量） 278（熱容量）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（冬季：12/1～3/15）

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	455（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	395（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	450（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	350（電圧）
					日野幹線	－	425（電圧）
					播磨西線	－	455（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	運転	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	375（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	410（電圧）
					播磨西線	－	440（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
常時	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	370（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	325（電圧）	335（電圧）
					日野幹線	－	405（電圧）
					播磨西線	－	435（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	435（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	365（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	430（電圧）
					中国東幹線	315（電圧）	325（電圧）
					日野幹線	－	395（電圧）
					播磨西線	－	425（電圧）
					上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（冬季：12/1～3/15）

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源 3 ※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	445（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	385（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	445（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	345（電圧）
					日野幹線	－	410（電圧）
					播磨西線	－	445（電圧）
				中国向	上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線 停止	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	370（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	335（電圧）
					日野幹線	－	400（電圧）
					播磨西線	－	430（電圧）
				中国向	上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
常時	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	435（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	365（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	320（電圧）	330（電圧）
					日野幹線	－	395（電圧）
					播磨西線	－	430（電圧）
				中国向	上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線 停止	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	326（熱容量）	425（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	360（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	420（電圧）
					中国東幹線	310（電圧）	320（電圧）
					日野幹線	－	385（電圧）
					播磨西線	－	420（電圧）
				中国向	上記の何れか	326（熱容量）	326（熱容量）

需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。数値はフリンジ分（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

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

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

条件					運用容量（制約要因）[万kW]			
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源 3 ※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路		停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	425（電圧）
						②	295（熱容量）	425（電圧）
						③	326（熱容量）	425（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	380（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	425（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	335（電圧）
					日野幹線		－	395（電圧）
					播磨西線		－	420（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	停止	運転	停止	関西向	西播東岡山線	①	278（熱容量）	415（電圧）
						②	295（熱容量）	415（電圧）
						③	326（熱容量）	415（電圧）
					山崎智頭線		329（熱容量）	370（電圧）
					新岡山幹線		329（熱容量）	415（電圧）
					中国東幹線		329（熱容量）	330（電圧）
					日野幹線		－	390（電圧）
					播磨西線		－	415（電圧）
				中国向	上記の何れか	①	278（熱容量）	278（熱容量）
						②	295（熱容量）	295（熱容量）
						③	326（熱容量）	326（熱容量）

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	① 278（熱容量）	440（電圧）
						② 295（熱容量）	440（電圧）
						③ 326（熱容量）	440（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	390（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	440（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	340（電圧）
					日野幹線	－	410（電圧）
					播磨西線	－	440（電圧）
				中国向	上記の何れか	① 278（熱容量）	278（熱容量）
						② 295（熱容量）	295（熱容量）
						③ 326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	運転	停止	停止	関西向	西播東岡山線	① 278（熱容量）	435（電圧）
						② 295（熱容量）	435（電圧）
						③ 326（熱容量）	435（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	380（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	435（電圧）
					中国東幹線	329（熱容量）	335（電圧）
					日野幹線	－	400（電圧）
					播磨西線	－	425（電圧）
				中国向	上記の何れか	① 278（熱容量）	278（熱容量）
						② 295（熱容量）	295（熱容量）
						③ 326（熱容量）	326（熱容量）

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

2025年度（その他季：9/16～11/30、3/16～6/30）

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

条件					運用容量（制約要因）[万kW]		
送電線※1	電源1※2	電源2※2	電源3※2	潮流方向	関西中国間1回線停止線路	停止線路を含む最大フェンス潮流	その他最大フェンス潮流
常時	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	① 278（熱容量）	415（電圧）
						② 295（熱容量）	415（電圧）
						③ 326（熱容量）	415（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	370（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	415（電圧）
					中国東幹線	320（電圧）	320（電圧）
					日野幹線	－	385（電圧）
					播磨西線	－	415（電圧）
				中国向	上記の何れか	① 278（熱容量）	278（熱容量）
						② 295（熱容量）	295（熱容量）
						③ 326（熱容量）	326（熱容量）
1 回線停止	停止	停止	停止	関西向	西播東岡山線	① 278（熱容量）	405（電圧）
						② 295（熱容量）	405（電圧）
						③ 326（熱容量）	405（電圧）
					山崎智頭線	329（熱容量）	350（電圧）
					新岡山幹線	329（熱容量）	405（電圧）
					中国東幹線	305（電圧）	305（電圧）
					日野幹線	－	375（電圧）
					播磨西線	－	400（電圧）
				中国向	上記の何れか	① 278（熱容量）	278（熱容量）
						② 295（熱容量）	295（熱容量）
						③ 326（熱容量）	326（熱容量）

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（36万kW）控除後の値

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

※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源の停止有無

関西四国間連系設備

阿南変換所近傍のA・B発電所（以下、「A・B発電所」という）の発電機が複数台停止した場合、交流系統故障発生後の過電圧抑制面等から運用容量が低下する制約が発生する。また、運用容量算定(2024年度)時点で下記の設備容量を下回る運用容量としている。本制約は、2025年度以降についても継続し運用容量の制約要因となるおそれがある。

<関西四国間連系設備運用容量制約一覧>

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

四国エリア

関西エリア

阿南変換所

紀北変換所



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

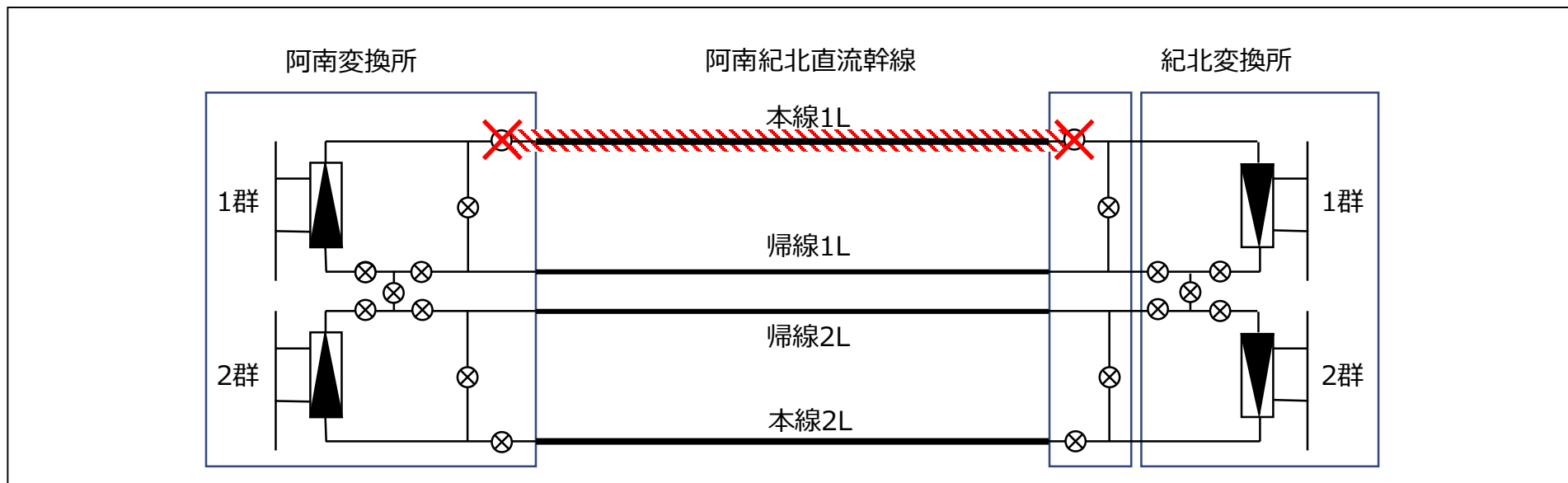
通常、作業停止時等には上記に関わらず各種試験等の必要により、運用容量が短時間0万kWとなる時間帯がある。

1) 最低潮流制約あり（運転中設備容量の10%）

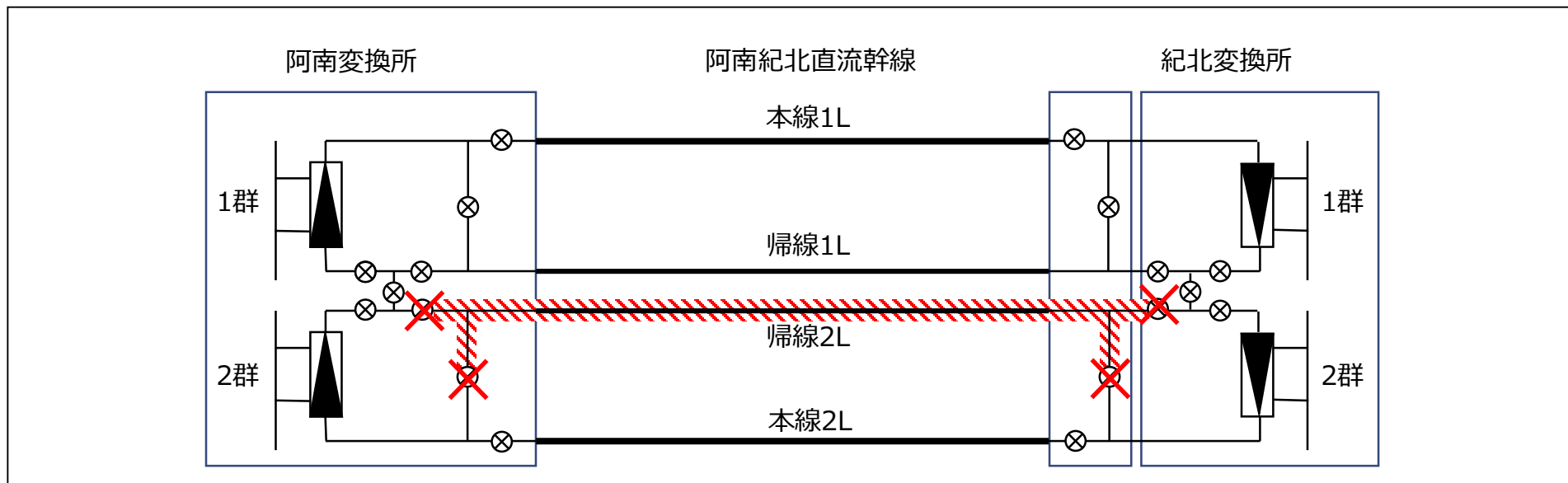
2) 帰線1回線停止時は健全な帰線を共有して使用



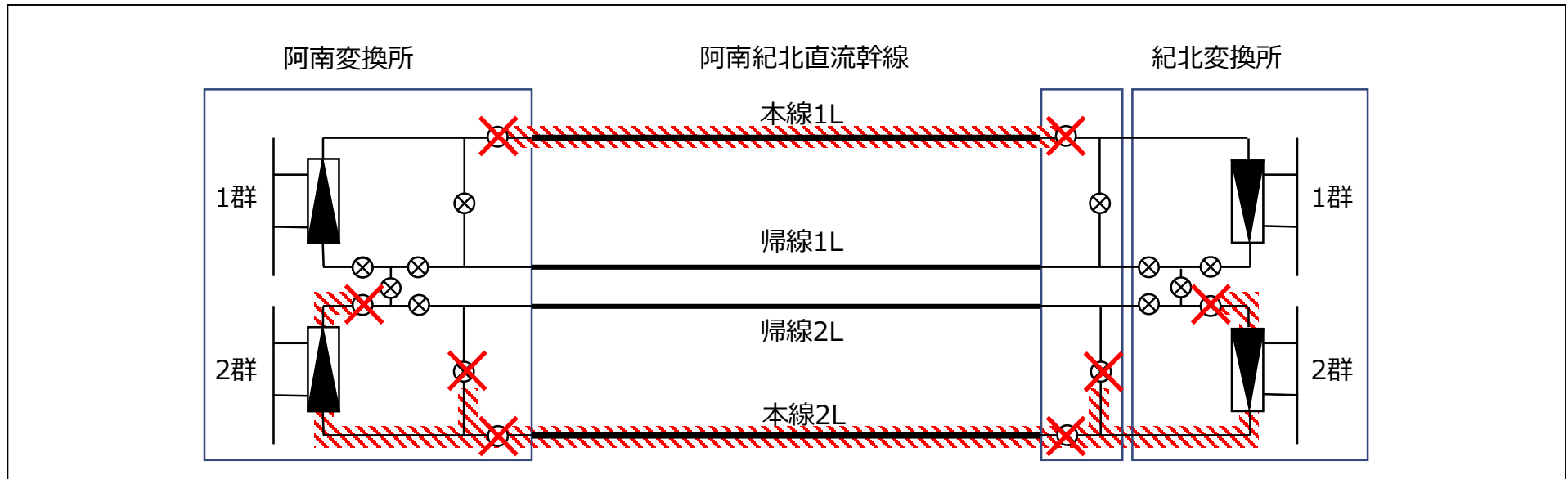
阿南紀北直流幹線 本線1回線停止



阿南紀北直流幹線 帰線1回線停止



阿南紀北直流幹線 本線2回線停止



中国四国間連系線

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

1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを含む

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）
ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

○無制御潮流（四国エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：シミュレーションで算出

系統容量：過去の軽負荷期における最小需要（シミュレーション時の想定需要）

- ・周波数上昇限度

- 60.3Hz（平常時と同じ）

- ・周波数上昇限度の考え方

- 四国エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度

○電源制限対象分の考え方

ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分

（作業停止計画、発電計画等を考慮）

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

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

◆算定の基本的な考え方

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

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

○無制御潮流（四国エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）¹⁾

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

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

○阿南紀北EPPS制御量

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

○発電機解列量

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を織り込む

- ・周波数低下限度

59.3Hz

- ・周波数低下限度の考え方

四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度

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

中国九州間連系線

周波数上昇限度（九州）

$$\begin{aligned}\text{算出式①} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分} \\ &= 50\sim 90\text{万kW程度} + (30\sim 710\text{万kW程度})\end{aligned}$$

周波数低下限度（中国以東）

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

算出式①と算出式②のいずれか小さい値を運用容量とする

◆算定の基本的な考え方

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

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

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

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

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

＜周波数上昇限度（九州）＞

○無制御潮流

算術式：系統容量（九州）×系統特性定数（7.5%MW/0.5Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数上昇限度

60.5Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度の考え方

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

○電源制限対象分の考え方

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

＜周波数低下限度（中国以東）＞

○無制御潮流

算術式：系統容量（中国以東）×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度の考え方

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

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

◆算定の基本的な考え方

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

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

○無制御潮流（九州エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数上昇限度の考え方

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

昨年度から運用容量算出方法を見直した事項と運用容量への影響

2025年2月19日
電力広域的運営推進機関

- 第4回 将来の運用容量等の在り方に関する作業会において、周波数維持制約の論点として、将来の変化（再エネ導入により不特定多数で混雑発生）や、個別の連系線（中部関西間（中部向き）・中国九州間（九州向き））に関する技術的検討と並行し、負荷制限の在るべき姿を整理することとした。
- 中部関西間連系線（中部向）において、2026年度の中地域交流ループ運用開始までの短期的な運用容量拡大策として、システム改修を伴わない負荷制限の織込みについて検討された。
- 九州中国間連系線（九州向）において、レジリエンス対応で設置している59.1Hzの負荷側UFRを活用し、負荷制限量として織り込むことで運用容量の拡大策が検討された。

まとめと今後の進め方（1 / 2）

36

まとめと今後の進め方（2 / 2）

37

- 今回、負荷制限の在るべき姿について、下記のとおり、基本的な考え方や制度的・技術的論点の整理を行った。

【基本的な考え方（議論の前提）】

- 地域間連系線と地内系統、ならびに電源線と系統線の故障時の影響等を踏まえつつ、既に負荷制限を織り込み済の箇所を含め、本質的な考え方を区別することなく議論する
- 系統増強に対する補完的な方策というのが、系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大の建付け
- 今回の検討対象は、想定故障（N-2故障まで）において、連鎖的な発電機停止や系統分離に至らない範囲

【制度的・技術的論点の検討結果】

分類	項目	整理（検討結果）
制度的論点	1-1 負荷制限の適用目的	負荷制限は「供給力確保」および「経済取引」の両方に資する
	1-2 負荷制限の社会的影響	停電コストとのトレードオフ関係は実質的に成立しないため、基本的には、技術的に可能、かつ必要な分だけ、負荷制限を織り込む考え方を適用
	1-3 永久事故時の復旧影響	早期復旧に関する定量的な基準を設けない（定性的な項目として扱う）
	1-4 広域負荷制限の在り方	広域ブロック単位の計画停電の考え方と同様（必要性等、引続き検討）
技術的論点	2-1 対応可能な電源脱落率	系統規模に対する電源脱落の割合により負荷制限の技術的限界を決定
	2-2 再エネ逆潮流時の負荷制限確保	負荷UFRの場合、当面、設定を一律として制限量を算定する必要がある（夜間帯に比べ昼間帯の制限量・割合が目減りすることが考えられる）
	2-3 ブラックアウトリスクへの対応	負荷制限確保量の一部は控除した上で、負荷制限の技術的限界を決定
	2-4 負荷制限時の混雑対応	非混雑系統内に一時的な運用容量超過の解消のための余力が必要

- また、個別連系線に関する検討状況について、中部電力PG、九州電力送配電から検討進捗を報告頂いたことを踏まえ、今後、下記のとおり進めていくこととする。

【中部関西間連系線（中部向き）】

- 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「ブラックアウトリスクへの対応」の観点から、システム改修を伴わない短期的な運用容量の拡大方法について検討
- 技術的には、需要が大きく、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大可能な見込み（拡大可能コマは、市場分断の発生コマの15%に相当）
- 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに適用については、一般送配電事業者とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととしてはどうか

【中国九州間連系線（九州向き）】

- 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「広域負荷制限の在り方」の観点から、まずはシステム改修が不要な負荷UFRを用いた運用容量の拡大方法について検討
- 技術的には、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい点灯帯を中心に+10～60万kWほど年間の運用容量を拡大可能な見込み（昼間帯については、PV出力予測活用により、前々日の運用容量を拡大できる可能性）
- 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに供給信頼度（EUE）評価への反映については、既に検討の進め方が示されている調整力等委等とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととしてはどうか
- また、更なる追加対策の検討要否については、必要な技術検討（系統安定化システムの改造等）を進めつつ、供給信頼度（EUE）の改善状況も踏まえながら、引き続き検討していくこととしてはどうか

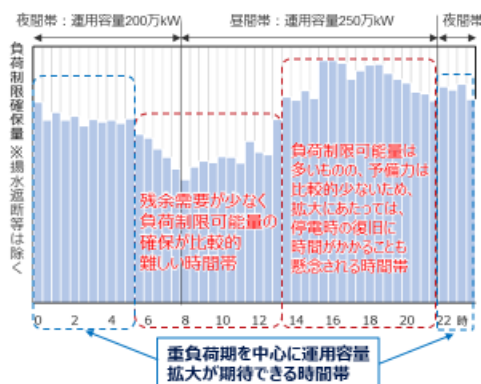
- 平日および土曜日の夜間に負荷制限量が確保できる見込みであるが、負荷制限は周波数回復の最終手段であるため、系統崩壊を防ぐための負荷制限量を考慮したうえで運用容量に織込み可能量を確認した。
- また短期的に実現できる運用容量拡大方法としては、設備やシステム改修を伴わない対応として既存の運用・計画システムを利用する必要がある。
- 既存のシステムでは、月別に平日2断面+休日1断面にて管理値を設定できるシステムとなっており、運用者が設定値を適宜変更することとする。

2. 運用容量の拡大にむけた考え方

3

- 中部関西間連系線の運用容量（中部向き）は、平日および土曜日の昼間帯は250万kW、それ以外は200万kWとしているが、運用容量に織込み可能な負荷制限量に余裕がある場合は、運用容量の拡大が期待できる。
- ただし、負荷制限は、周波数回復の最終手段であり、他にバックアップがなく、これをもって周波数が回復できない場合は、ブラックアウトにいたる可能性がある。そのため、想定外故障（N-3故障以上）において、系統崩壊を防止するための負荷制限量は考慮した上で運用容量に織込み可能な負荷制限量を評価する必要がある。

【負荷制限可能量のイメージ】



【技術2-3】ブラックアウトリスクへの対応（2/2）

30

- 最大電源サイトの脱落等によるブラックアウト発生リスクへの対応としても負荷制限は有効である一方で、負荷制限の確保には限り（技術的な限界）があること。
- この点、負荷制限の確保量は、想定故障（N-2故障まで）の領域にだけでなく、想定外故障（N-3故障以上）の領域にも共通されるため、電力レジリエンス確保（ブラックアウトリスクの削減）という観点からは、負荷制限確保量の一部は控除し、負荷制限の技術的限界（運用容量の拡大幅）を決定することになる。



第4回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 資料3-1 (2024.12.5)

3. システム改修を伴わない範囲での対応

4

- 運用容量の拡大を速やかに実現するため、監視や運用・計画システムは現状のシステムを利用する必要がある。
- 基幹系統の送電線は、熱容量・安定度・周波数などさまざまな制約の中で運用する必要があり、運転者が各送電線の潮流値が適切であることを24時間監視している。この監視にあたり、中部エリアでは、これまでの運用容量を前提に、中部関西間連系線は平日2断面+休日1断面にて管理値を設定できるシステムを利用している。（年間共通の管理値）
- システム改修を伴わない短期的な運用容量の拡大方法としては、運用容量を月別に平日2断面+休日1断面とし、運用者が設定値を適宜変更して監視することとする。この範囲であれば、その他の運用・計画システムも対応できる見込みである。

基幹給電制御所

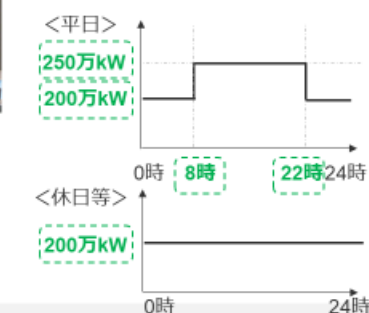


運用容量を超過した場合は速やかに調整を指示する。
負荷制限にも影響するため、割り切った監視は回避する。

（参考）広域機関 送配電等業務指針

（電力系統の監視）
第152条 一般送配電事業者及び配電事業者は、自らの供給区域における電力系統に関し、次の各号に掲げる事項を監視する。
（略）
七 流通設備に流れる潮流の状況

緑色の数値は、運用者のメンテナンスで変更可能。



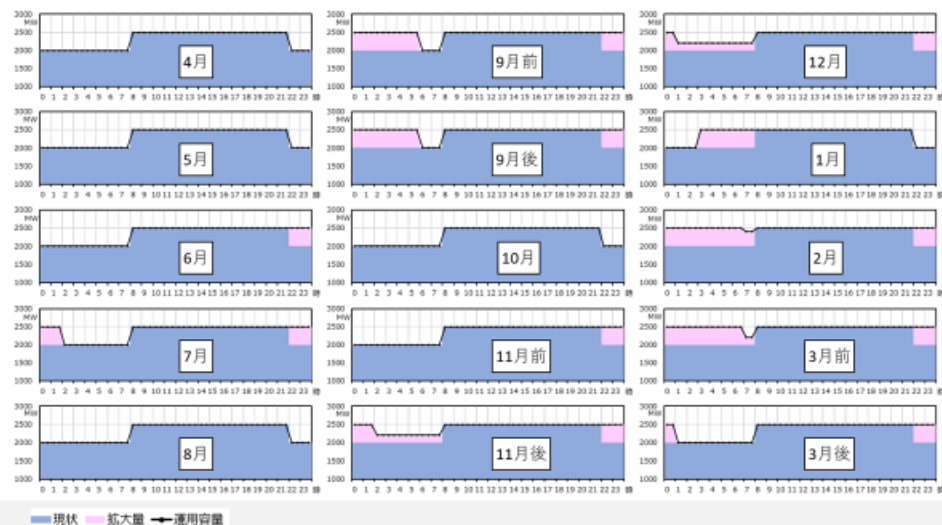
出所) 第4回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2024年12月5日) 資料3-2

- システム改修を伴わない範囲での運用容量拡大量を算定したところ、需要が大きく、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯の一部で+20～50万kW程度が拡大可能である。
- この拡大において連系線潮流が運用容量の際に中部関西間連系線がルート断した場合、負荷制限量が増加し停電量と復旧時間は増加するものの、復旧可能である。

4. 分析結果

5

○ 2021・2022・2023年度の過去実績を平日・休日・特殊日に区分して分析し、コマごとの運用容量に織り込み可能な負荷制限量を確認し、3σ相当値から拡大可能な運用容量を算定したところ、平日の夜間帯の一部で+20～50万kWほど拡大可能と考えられる。一方で、休日および特殊日は、拡大できない結果となった。



7. まとめ

11

- 近年、夜間を中心に中部関西間連系線の市場分断の発生率が上昇している。2026年度の中地域交流ループ運用の開始によって中部関西間連系線の周波数維持制約は解消予定となっているが、短期的な運用容量拡大策として、負荷制限の織り込み拡大について負荷制限量の確保の観点やシステム改修を伴わない対応について検討した。
- 中部関西間連系線ルート断故障時における中部エリアのブラックアウトを防止する観点から、ルート断故障に伴って追加的に発生する想定外故障（N-3故障以上）に対応するために必要な負荷制限量を考慮し、運用容量に織り込み可能な負荷制限量を評価する必要がある。
- システム改修を伴わない短期的な運用容量の拡大方法としては、現在の監視システムを活用し、運用容量を月別で平日2断面+休日1断面での細分化とする。
- 以上をふまえ、過去の運用実績を分析したところ、技術的には、需要が大きく、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大可能と考えられる。この拡大可能コマは、市場分断の発生コマの15%に相当する。
- 連系線の運用容量拡大によって受電潮流が増えた場合、ルート断故障時の負荷制限量が増加し、停電量と復旧時間も増加するものの、今回の夜間帯の運用容量拡大は復旧可能な範囲と考えられる。
- なお、運用容量の拡大にむけては、方針の整理後に遅滞なく実施できるよう、必要な準備を進めることとしたい。また、2026年度からの中地域ループ運用は、信頼度を確保しながら、更なる運用容量の拡大が期待できることから着実に対応を進めていく。

出所)第4回将来の運用容量等の在り方に関する作業会(2024年12月5日)資料3-2

- 至近年で実現可能な対応策として、59.1Hzの負荷側UFRの負荷制限量を織込むことで運用容量の拡大を検討した。
- 九州内に設置している負荷側UFRはアナログ型とデジタル型が混在し、アナログ型は整定ステップが0.25Hz刻みであることから、アナログ型からデジタル型への老朽更新を順次実施し、一定の負荷制限量が確保できる2026年度の適用を目指す。

3. 運用容量に負荷制限を織り込むことによる拡大（ステップ2）

4

3. 運用容量に負荷制限を織り込むことによる拡大（ステップ2）：実現方策

7

- 至近年で実現可能な対応策として、レジリエンス対応で設置している59.1Hz負荷側UFRを活用し、負荷制限量として織り込むことで運用容量が拡大可能であるかを検討。
- 北海道エリアのブラックアウトを機に、中西エリアでは大規模電源脱落時のレジリエンス対応として、「負荷遮断を59.1Hzで実施」するために、負荷側UFRを中西各社で一律設定のうえ設置。

- 九州内に設置している負荷側UFRはアナログ型とデジタル型が混在し、アナログ型は整定ステップが0.25Hz刻みであることから、59.1Hz整定はデジタル型を使用する必要がある。
- 59.1Hz負荷側UFRは公平性の観点から動作後に対象回線を変更させることで考えているが、現状九州内のデジタル型の設置数は限定的であることから、計画的にデジタル型の新規設置及びアナログ型の老朽更新を実施しているところ。
- このため、59.1Hz負荷側UFRの負荷制限量を織り込んだ運用容量拡大時期は、これらの設備対策並びに後述する運用対策検討（昼間帯の拡大：ステップ1-2、2-2）を踏まえ、2026年度頃を目指す。

59.1Hzにおける負荷側UFRによる負荷遮断について

3

■ 北海道エリアのブラックアウトを機に、大規模な電源脱落に対して、広域的な対策により強靱な電力系統の構築を目指すべく、中西エリアにおいて「負荷側UFRの整定変更」を以下のとおり実施することとした。

■ 対策
太陽光・自家発電が59.0Hz以下で大量解列する現状を踏まえ、当該事象解消までの暫定対策とし、中西エリアの各一般送配電事業者が分担し、負荷側UFRによる負荷遮断を59.1Hzで実施する。（次スライド参照）

■ 開始時期
2019年4月26日

(参考) 負荷側UFRの整定変更について（中西エリア）

4



出典：第1回運用容量検討会 資料1（2019.4.26）

- 短期的に実現できるシステム改修を伴わない範囲での運用容量拡大量を算定したところ、需要が大きく、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯の一部で+20～50万kW程度が拡大可能である。

2024年度 周波数維持限度値（中部向）

中部関西間連系線潮流の向き	運用容量
関西→中部	平日昼間 : 250万kW 平日昼間以外 : 200万kW

2025年度 周波数維持限度値（中部向）

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間 連系線	平日	昼間	250										
		夜間	200	200	200	200	200	前半200 後半200	200	前半200 後半220	220	200	240 前半220 後半200
	休日	昼間	200										
		夜間	200										

- 至近年で実現可能な対応策として、59.1Hzの負荷側UFRの負荷制限量を活用することで、2025年度に比べ2026年度の運用容量は約10～40万kW程度が拡大可能である。

2025年度 周波数維持限度値（九州向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	18(④) 【8(④)】	15(④) 【4(④)】	13(④)	27(④)	27(④)	前23(④) 後21(④)	15(④)	前16(④) 後16(④)	19(④)	21(④)	22(④)	前20(④) 後17(④)
		夜間	30(④) 【21(④)】	27(④) 【18(④)】	29(④)	38(④)	39(④)	前38(④) 後36(④)	37(④)	前38(④) 後40(④)	43(④)	46(④)	46(④)	前41(④) 後38(④)
	休日	昼間	11(④) 【2(④)】	7(④) 【0(④)】	6(④)	16(④)	21(④)	前17(④) 後9(④)	7(④)	前10(④) 後11(④)	11(④)	13(④)	11(④)	前11(④) 後10(④)
		夜間	25(④) 【16(④)】	21(④) 【13(④)】	23(④)	30(④)	33(④)	前32(④) 後28(④)	30(④)	前33(④) 後37(④)	40(④)	43(④)	41(④)	前36(④) 後31(④)

2025年度 周波数維持限度値（九州向）

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間 連系線	平日	昼間	30(④) 【8(④)】	29(④) 【4(④)】	33(④)	60(④)	62(④)	前44(④) 後42(④)	31(④)	前32(④) 後33(④)	39(④)	43(④)	40(④)	前32(④) 後30(④)
		夜間	53(④) 【21(④)】	48(④) 【18(④)】	55(④)	74(④)	78(④)	前67(④) 後65(④)	61(④)	前68(④) 後72(④)	86(④)	93(④)	89(④)	前65(④) 後62(④)
	休日	昼間	19(④) 【2(④)】	16(④) 【0(④)】	18(④)	42(④)	39(④)	前31(④) 後23(④)	16(④)	前19(④) 後20(④)	25(④)	27(④)	21(④)	前19(④) 後18(④)
		夜間	40(④) 【16(④)】	33(④) 【13(④)】	36(④)	57(④)	55(④)	前51(④) 後47(④)	48(④)	前51(④) 後55(④)	74(④)	83(④)	74(④)	前54(④) 後49(④)

2025・2026年度の作業停止計画により 連系線の運用容量が長期間にわたり大幅に 減少する連系線とその期間について

2025年 2月 19日

電力広域的運営推進機関

1. 対象となる作業停止計画
2. 連系設備の運用容量が大幅に減少する期間
3. 作業停止計画概要
 - (1) 西仙台変電所主要変圧器三次GIS取替
 - (2) 相馬双葉幹線接続変更工事
 - (3) 佐久間東幹線山線増強
 - (4) 信濃ルート作業による系統信頼度確保
 - (5) 阿南紀北直流幹線熱挙動に伴う運用制約
 - (6) 阿南紀北直流幹線制御保護装置取替
 - (7) 阿南紀北直流幹線ポンピングプラント取替工事
 - (8) 新福島変電所 主変4号3次CT取替
 - (9) 中国東幹線遮断器ほか取替工事

1 対象となる作業停止計画

■ 2025年度

連系線	停止（制約）設備	主要作業件名	作業時期・期間（予定）	運用容量(減少量)
東北東京間	西仙台変電所 1号主要変圧器	三次GIS取替	2026年02月27日～07月24日(連続148日間)	重複期間 順方向：241～355万kW
	相馬双葉幹線 1L	接続変更工事 (広域系統整備計画)	2026年03月12日～04月30日(連続50日間)	
東京中部間	佐久間FC	佐久間東幹線山線増強 (広域系統整備計画)	2025年03月01日～07月05日(連続127日間)	重複期間 逆方向：120万kW (▲90万kW)
	新信濃 1・2号FC	信濃ルート作業による 系統信頼度確保	2025年05月10日～06月06日(連続28日間)	
関西四国間	阿南紀北直流幹線1L	熱挙動に伴う運用制約	2025年1月30日～ 2025年07月22日(連続174日間)	逆方向：14万kW (▲56万kW)
	阿南紀北直流幹線	制御保護装置取替 に伴う系統連系試験	〔双極停止〕 2025年07月22日～08月22日(連続32日間) 2026年02月09日～03月18日(連続38日間)	双極停止時 逆方向：0万W (▲140万kW)
中国四国間				双極停止時 順方向：18～120万W (0～▲102万kW)
関西四国間	阿南紀北直流幹線	ポンピングプラント取替工事	〔双極停止〕 2025年10月04日～11月24日(連続52日間)	双極停止時 逆方向：0万kW (▲140万kW)
中国四国間				双極停止時 順方向：14～120万W (0～▲106万kW)

1 対象となる作業停止計画

■ 2026年度

連系線	停止（制約）設備	主要作業件名	作業時期・期間（予定）	運用容量(減少量)
東北東京間	西仙台変電所 1号主要変圧器	三次GIS取替	2026年02月27日～07月24日(連続148日間)	重複期間 順方向：245～275万kW
	相馬双葉幹線 2L	接続変更工事 (広域系統整備計画)	2026年05月12日～ 06月30日(連続50日間)	
	新福島変電所	主変4号3次CT取替	2026年09月20日～12月07日(連続79日)	逆方向：21～160万kW
関西中国間	中国東幹線 2L	遮断器ほか取替工事	2026年10月06日～11月26日(連続52日間)	逆方向：329万kW (▲136万kW)

東北東京間

- 順方向（東北→東京向き）の運用容量が大幅に減少する期間
2026年3月12日 ～ 4月30日（50日間）
- 順方向（東北→東京向き）の運用容量
影響する主な作業停止計画：西仙台1号主変停止
相馬双葉幹線1L停止

= 241～355万kW

東北東京間

- 順方向（東北→東京向き）の運用容量が大幅に減少する期間
2026年05月12日 ～ 06月30日（50日間）
- 順方向（東北→東京向き）の運用容量（シミュレーション結果）
影響する主な作業停止計画：西仙台1号主変停止
相馬双葉幹線2L停止

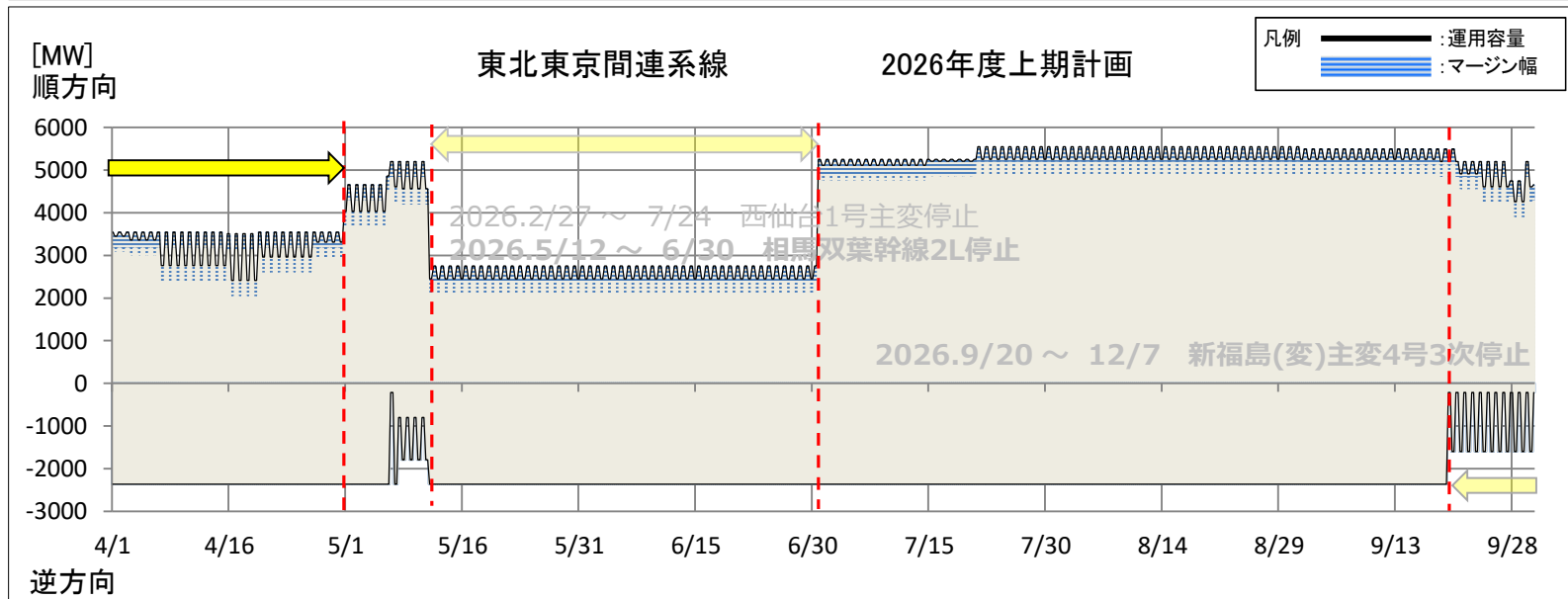
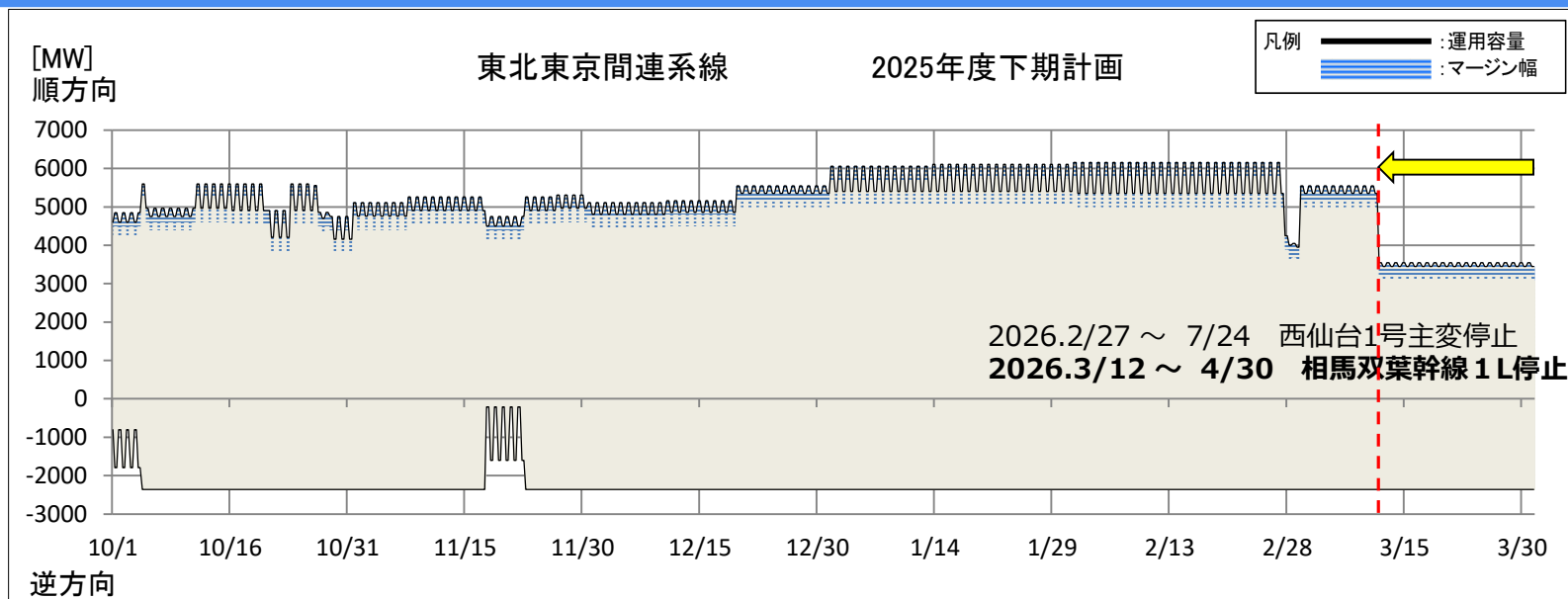
= 245～275万kW

- 逆方向（東京→東北向き）の運用容量が大幅に減少する期間
2026年09月20日 ～ 12月07日（79日間）
- 逆方向（東京→東北向き）の運用容量（シミュレーション結果）
影響する主な作業停止計画：新福島（変）主変4号3次停止

= 21～160万kW

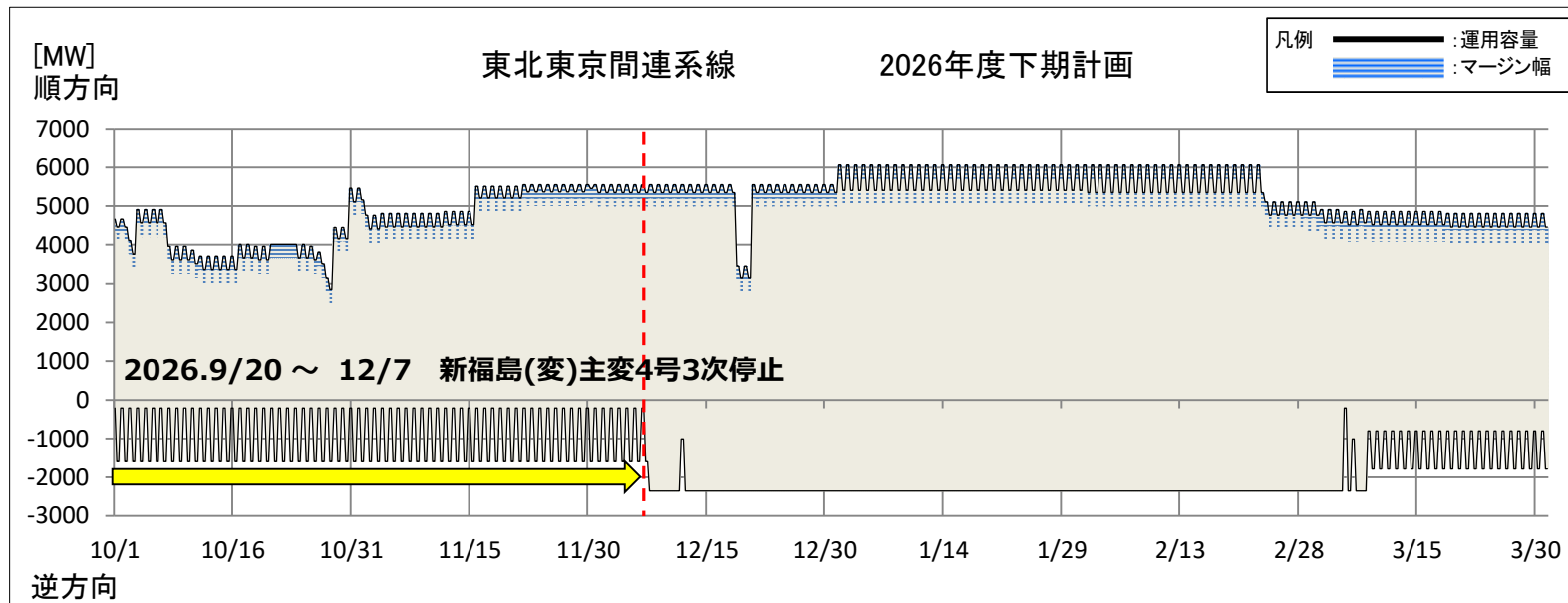
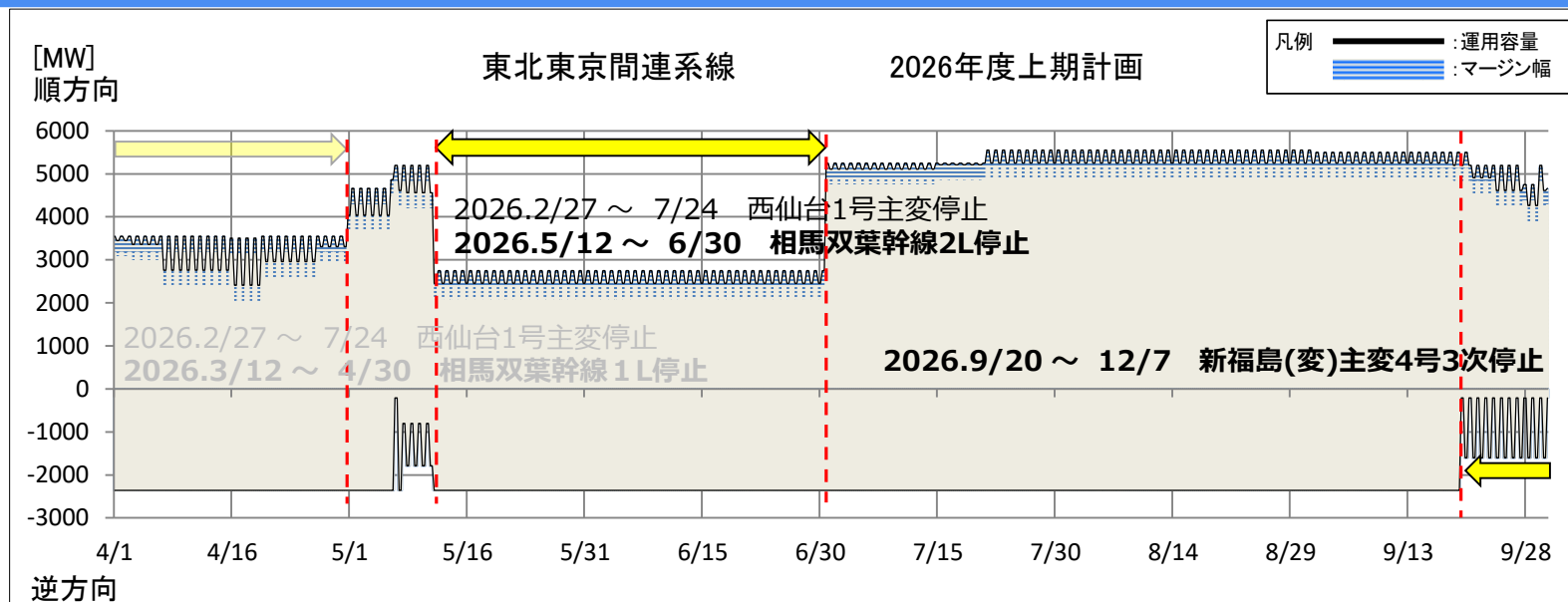
2 連系設備の運用容量が大幅に減少する期間（2025年度）

7



2 連系設備の運用容量が大幅に減少する期間（2026年度）

8



東京中部間

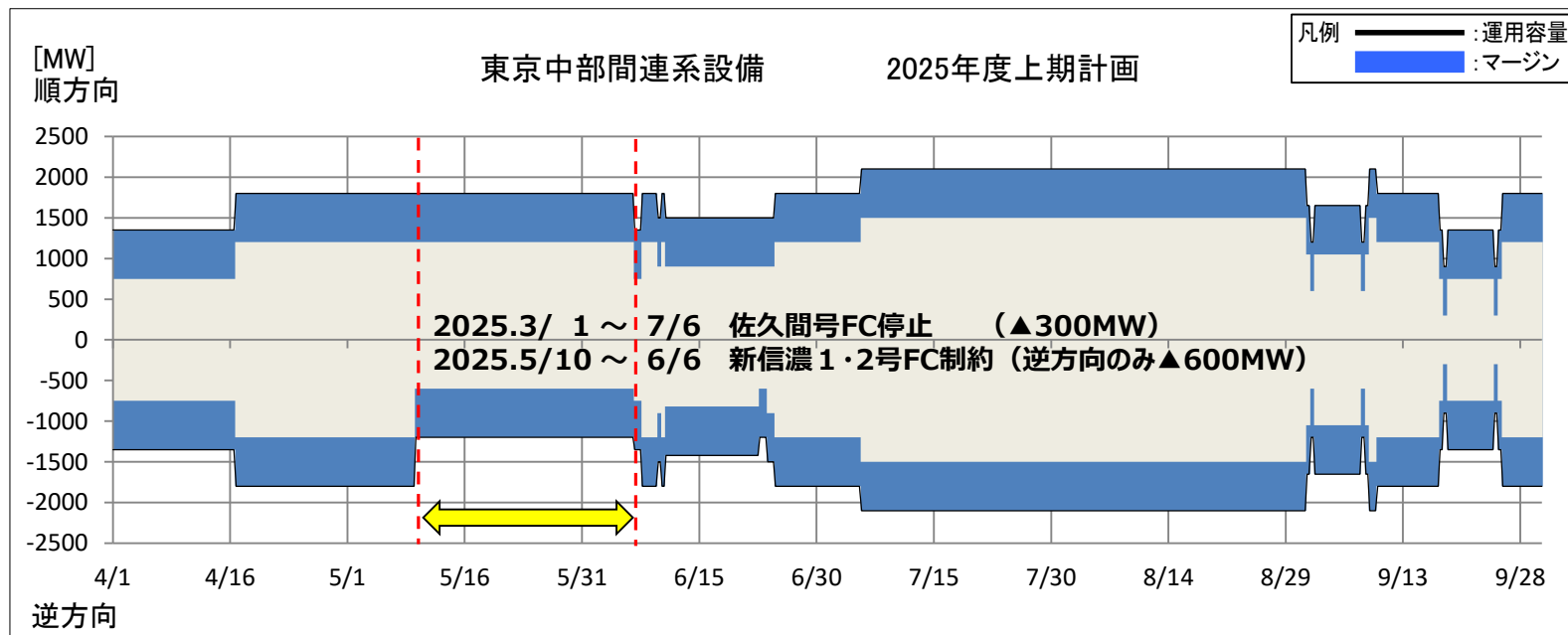
- 逆方向（中部→東京向き）の運用容量が大幅に減少する期間

2025年5月10日～6月6日（28日間）

- 逆方向（中部→東京向き）の運用容量（算定式）

210万kW（東京中部間運用容量）－ 30万kW（佐久間FC停止）
－ 60万kW（新信濃1・2号FC制約）

= 120万kW



関西四国間

- 逆方向（四国→関西向き）の運用容量が大幅に減少する期間

①阿南紀北直流幹線 1L 熱拳動に伴う運用制約

2025年01月30日 ～ 07月22日（174日間）

- 逆方向（四国→関西向き）の運用容量（算定式）

140万kW（関西四国間運用容量） － 70万kW（第2極停止）
－ 56万kW（第1極運用制約）

= 14万kW

- 逆方向（四国→関西向き）の運用容量が大幅に減少する期間

②阿南紀北直流幹線 制御保護装置取替に伴う系統連系試験

2025年07月22日 ～ 08月22日（32日間）

2026年02月09日 ～ 03月18日（38日間）

③阿南紀北直流幹線 ポンピングプラント取替工事

2025年10月04日 ～ 11月24日（52日間）

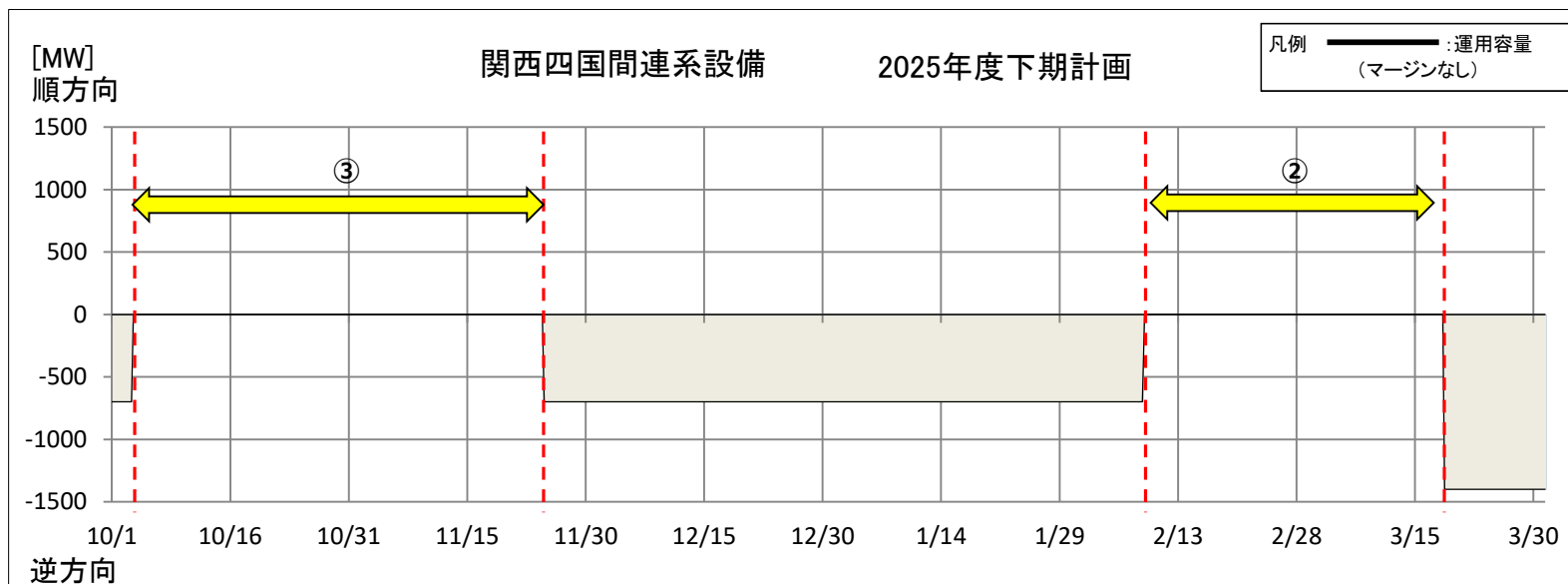
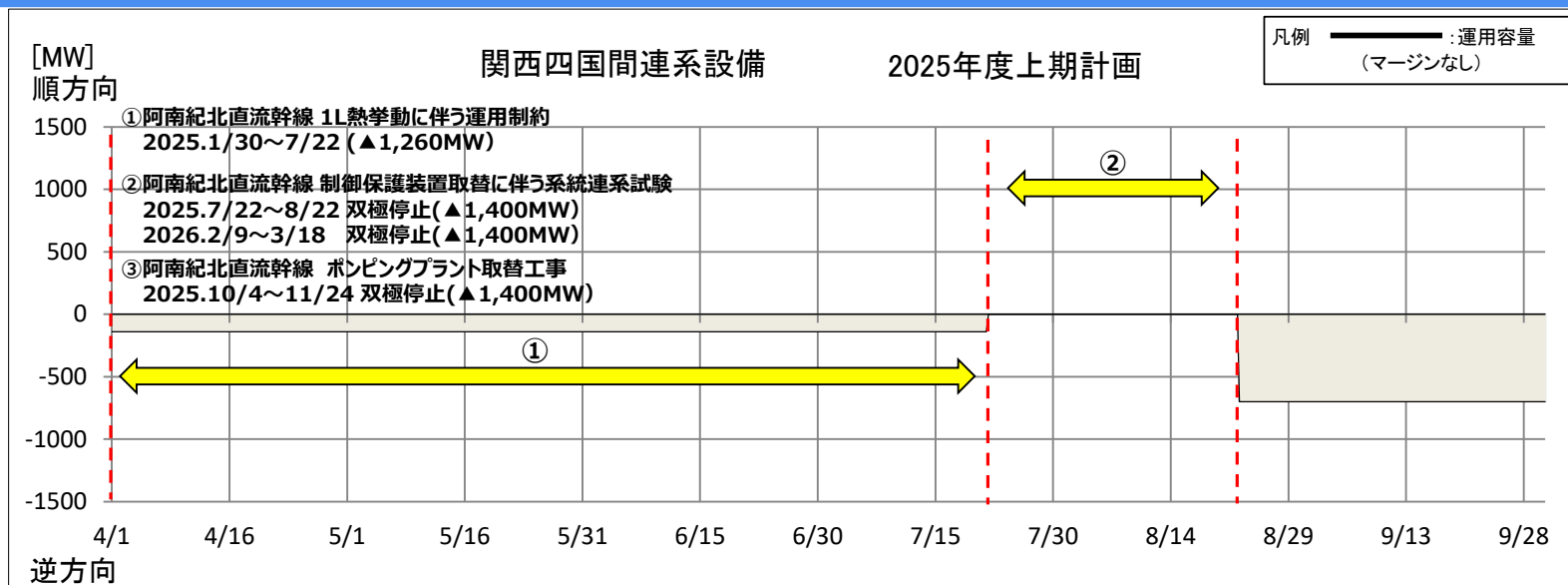
- 逆方向（四国→関西向き）の運用容量（算定式）

140万kW（関西四国間運用容量） － 70万kW（第2極停止）
－ 70万kW（第1極停止）

= 0万kW

2 連系設備の運用容量が大幅に減少する期間（2025年度）

11



中国四国間(阿南紀北直流幹線 制御保護装置取替に伴う系統連系試験)

- 順方向（中国→四国向き）の運用容量が大幅に減少する期間

2025年07月22日 ～ 08月22日（32日間）

2026年02月09日 ～ 03月18日（38日間）

- 順方向（中国→四国向き）の運用容量（算定式）

影響する主な作業停止計画：阿南紀北直流幹線 制御保護装置取替に伴う系統連系試験

120万kW（中国四国間運用容量） － 0～102万kW

（阿南紀北直流幹線双極停止に伴う制約）

= 18～120万kW

- 順方向（中国→四国向き）の運用容量が大幅に減少する期間

2025年10月04日 ～ 11月24日（52日間）

順方向（中国→四国向き）の運用容量（算定式）

影響する主な作業停止計画：阿南紀北直流幹線 ポンピングプラント取替工事

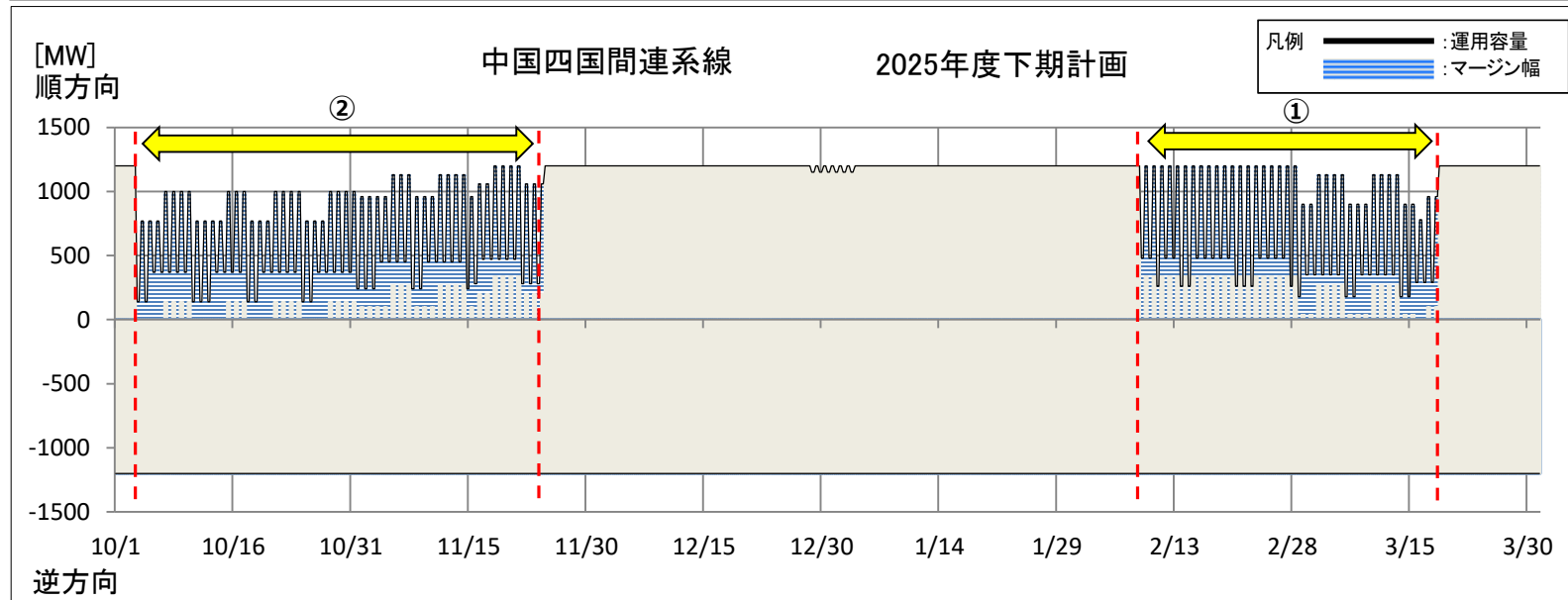
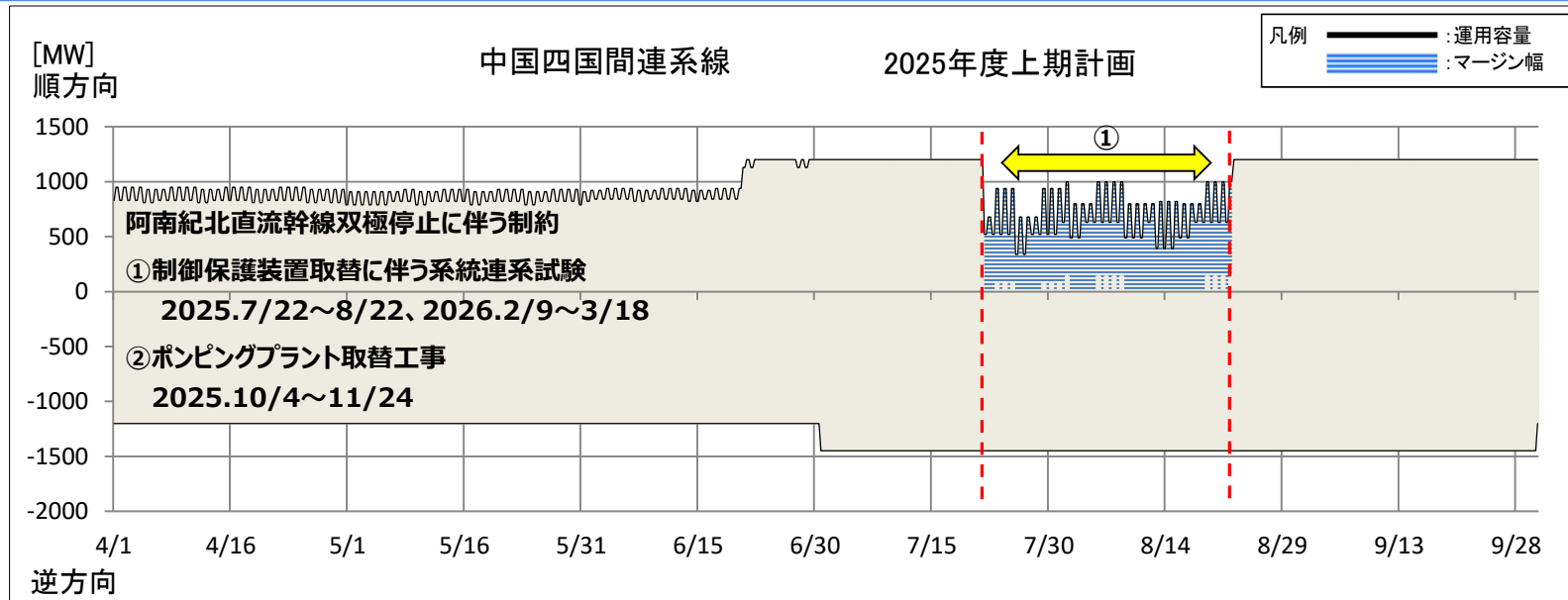
120万kW（中国四国間運用容量） － 0～106万kW

（阿南紀北直流幹線双極停止に伴う制約）

= 14～120万kW

2 連系設備の運用容量が大幅に減少する期間（2025年度）

13

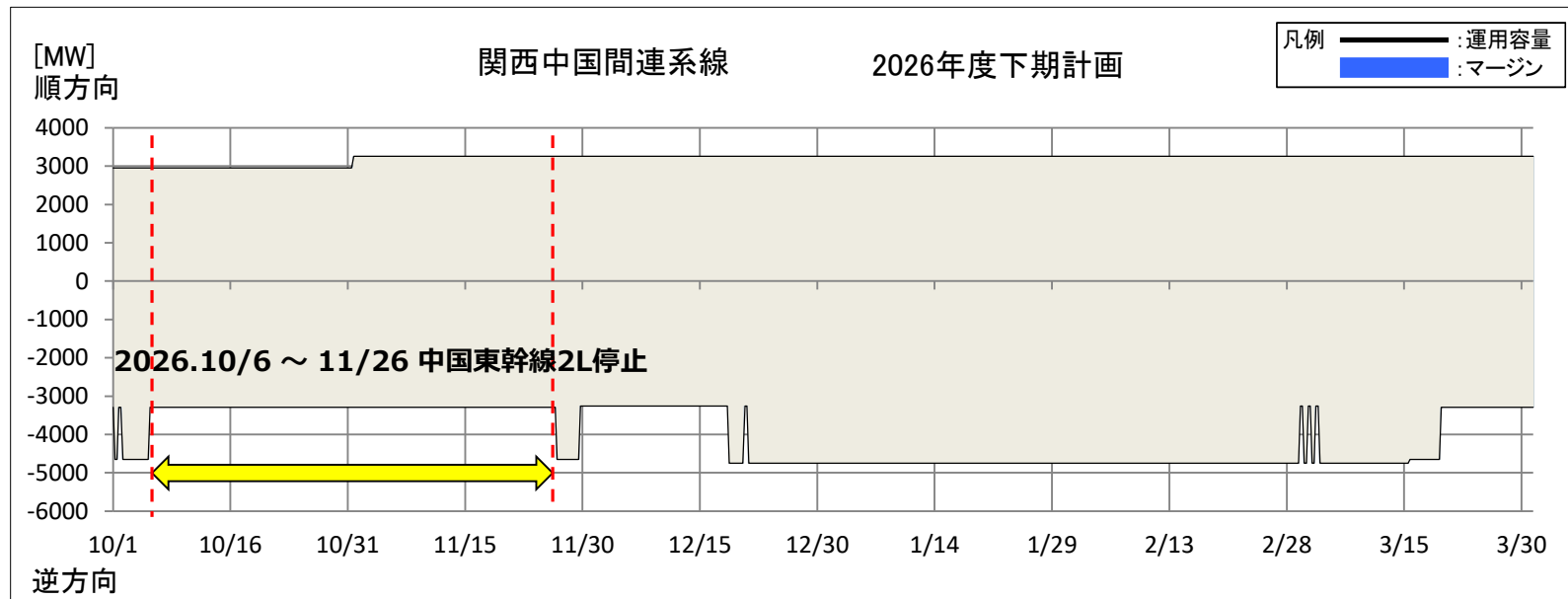


関西中国間

- 逆方向（中国→関西向き）の運用容量が大幅に減少する期間
2026年10月06日 ～ 11月26日（52日間）

- 逆方向（中国→関西向き）の運用容量（算定式）
$$465\text{万kW（関西中国間運用容量）} - 136\text{万kW（中国東幹線2L停止）}$$

$$= 329\text{万kW}$$



- 本作業は設備の健全性を確保するため、規定動作回数の管理から取替を実施するもの。
規定動作回数到達予想から作業期間を設定。

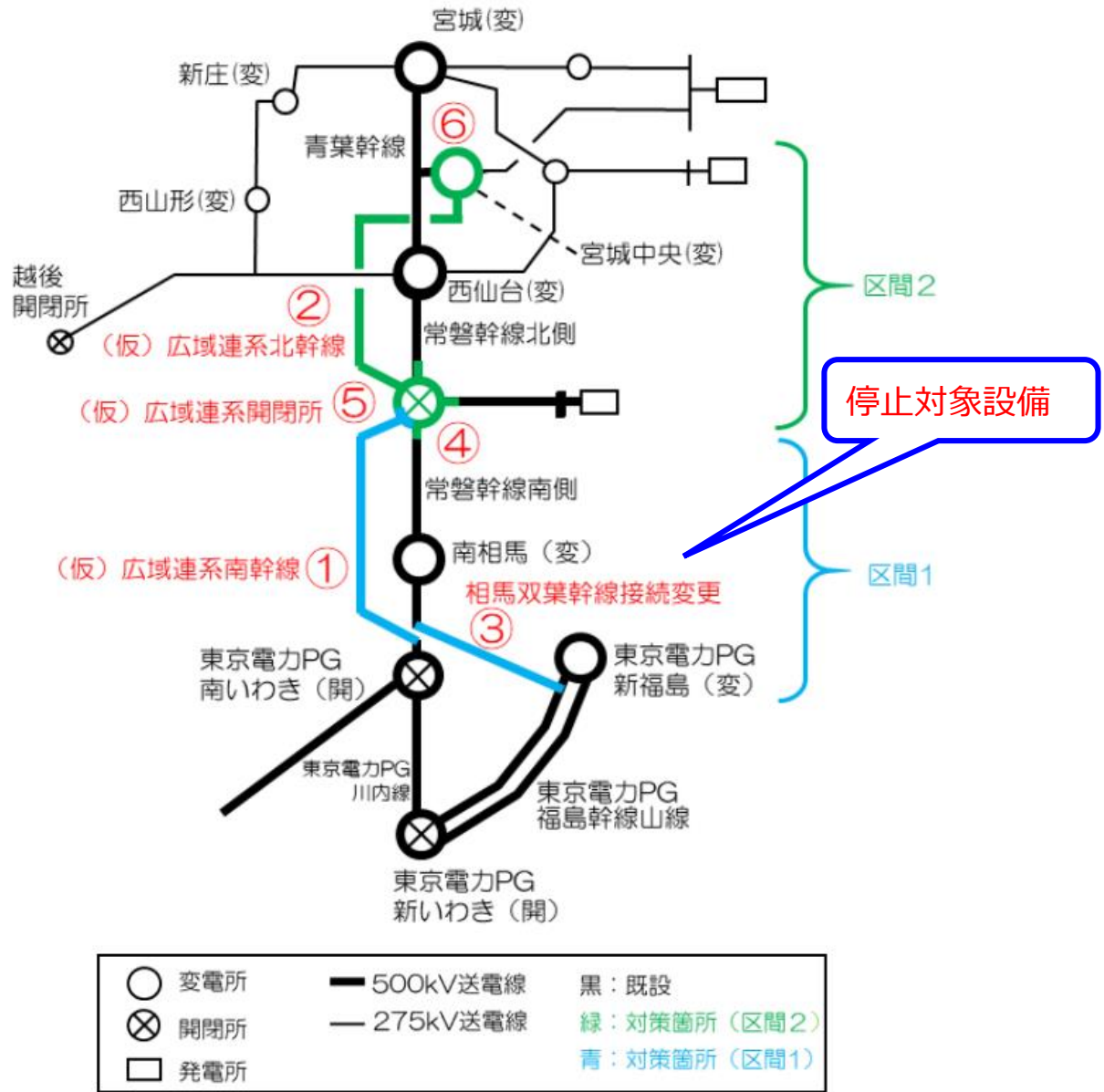
項目	内容
作業箇所	西仙台変電所 主変 1 号
作業内容	三次 G I S 取替
停止区間	西仙台変電所 主変 1 号
作業停止期間	1号主変：2026年02月27日～2026年07月24日(連続148日間)
作業の必要性	再エネ導入を見据えた設備更新
作業日程 設定理由	重負荷期を極力避けて計画。 GIS取替のため長期間停止が必要。

3 (2) 相馬双葉幹線接続変更（広域系統整備計画）

- 本作業は東北東京間連系設備に係る広域系統整備計画における増強対策として当該線路の接続変更工事を実施するもの。
- 2027年度の整備計画完了を目指し、重負荷期を極力回避しつつ作業員の確保、他連系線作業との重複回避を考慮し日程を設定したもの

項目	内容
作業箇所	相馬双葉幹線
作業内容	相馬双葉幹線接続変更
停止区間	相馬双葉幹線 1・2号線
作業停止期間	1 L : 2026年 3月12日～2026年 4月30日（連続50日間） 2 L : 2026年 5月12日～2026年 6月30日（連続50日間）
作業の必要性	東北東京間連系線に係る広域系統整備計画における対策工事を実施するもの。2027年11月までの連系線増強に向け、2025年度からの工事実施が必要。
作業日程 設定理由	重負荷期を極力避けて計画

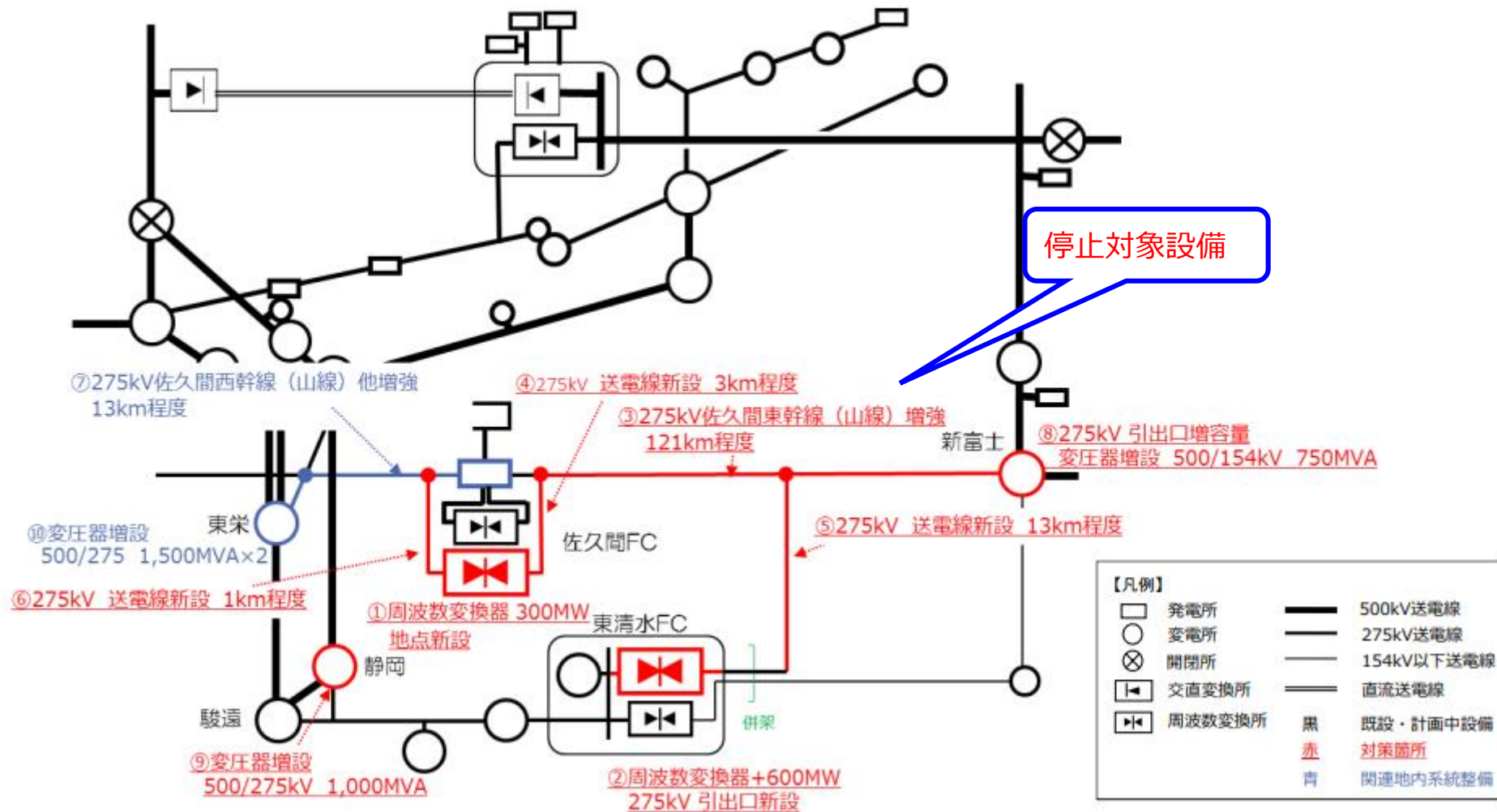
【概略図】



- 本作業は東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画における増強対策として当該線路の建替工事を実施するもの。2027年度末までの整備計画完了のため、2024年度から1, 2L同時作業停止に伴って佐久間FC停止が発生。
- 新設送電線ルートと既設ルートの交差箇所が複数あり、長期間の2回線停止が必要となる。

項目	内容
作業箇所	佐久間東幹線山線
作業内容	佐久間東幹線山線増強
停止区間	佐久間FC（佐久間東幹線山線1,2L同時停止に伴う停止）
作業停止期間	2025年03月01日～2025年07月05日（連続127日間）
作業の必要性	東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画におけるFC運用容量90万kWの増強対策をして工事を実施するもの。2027年度末までの増強完了のため、2024年度から作業停止が発生。
作業日程 設定理由	増強完了時期を見据え、計画を策定。重負荷期を極力避けて計画

【概略図】



- 信濃系作業停止に伴い、供給信頼度の観点から中信変電所を北部系供給へ切り替える必要がありその結果、新信濃 F Cに運用容量制約が発生する

項目	内容
作業箇所	信濃系系統切替に伴う中信変電所系統切替
作業内容	信濃ルート作業による系統信頼度確保
停止区間	中信変 全て北部系統切替 ※新信濃FC 60Hz→50Hz向き運用容量：最大60万kW低下（運用容量0万kW）
作業停止期間	2025年 5月10日 ～ 2025年 6月6日（連続28日間）
作業の必要性	2023年3月に発生した豊根開閉所500kVGCB故障に伴い、信濃幹線のGCB同形対策が必要となったため作業を実施する。 信濃幹線1回線停止時は信濃系統信頼度確保のため、中信変電所を全て北部系統へ切替える。
作業日程 設定理由	GCB内部開放しての作業のため、作業期間14日間×2回線分 他連系線との重複停止を極力回避した期間で設定

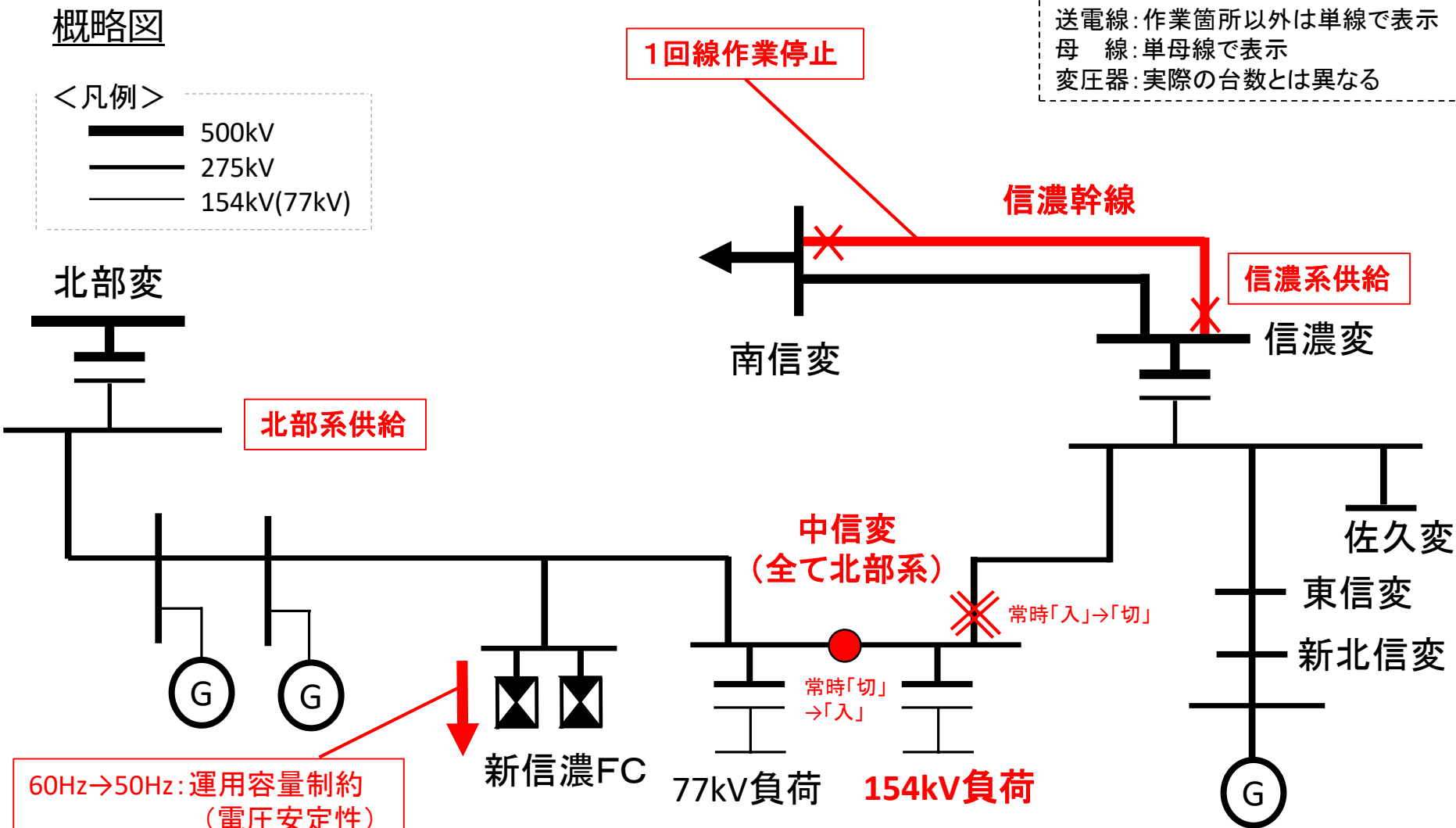
中信変電所の154kV負荷は常時は信濃系供給であるが、信濃幹線 1 回線停止に伴い、供給信頼度の観点から、北部系供給へ切替。その結果、電圧安定性面から、新信濃 F C に運用容量制約が発生。（新信濃FCが重潮流になると中信変の電圧が大きく低下する）

概略図

< 凡例 >

- 500kV
- 275kV
- 154kV(77kV)

送電線: 作業箇所以外は単線で表示
母線: 単母線で表示
変圧器: 実際の台数とは異なる



■ ケーブル挙動監視装置によるケーブル挙動を分析・評価を実施するもの

項目	内容
作業箇所	阿南紀北直流幹線 1 L
作業内容	熱挙動に伴う運用制約（上限14万kW）
停止区間	阿南紀北直流幹線 1 L （1 L D、1 L N）
作業停止期間	2025年1月30日～2025年7月22日（連続174日間）
作業の必要性	ケーブルの長期的な活用に向け、熱挙動による漏油発生防止のため潮流上限を設定する。 その上で、その期間にケーブル挙動監視装置によるケーブル挙動を分析・評価を実施するもの。

3(6) 阿南紀北直流幹線 制御保護装置取替

- 本作業は長期の連系線片極停止が必要であり、系統連系試験に伴う双極停止が発生する。メーカー保守対応期限の2026年度までの取替を目指しつつ、1・2極作業を連続して実施することで停止期間を短縮。

項目	内容
作業箇所	阿南紀北直流幹線 本線・帰線
作業内容	制御保護装置取替
停止区間	阿南紀北直流幹線 本線・帰線
作業停止期間	第2極：2024年10月31日～2025年08月22日（連続296日間） 第1極：2025年07月22日～2026年03月18日（連続240日間） 双極：2025年07月22日～2025年08月22日（連続32日間） 2026年02月09日～2026年03月18日（連続38日間）
作業の必要性	阿南紀北直流幹線の制御保護装置は1997～1998年製であり、主要部品の製造中止に伴う製作者による保守対応期限を迎えている。このため、2024年度から2025年度にかけて更新工事を実施。
作業日程 設定理由	2025年度中の更新完了を目指しつつ、本四連系線復旧工事との重複を回避し、1・2極作業を連続して実施することで停止期間を短縮。

- 本作業は新旧ポンピングユニットを無停電で切り替えるため、2026～2027年度のポンピングユニット・真空装置・各種制御盤・消火設備機器取替などの本体工事に先立ち、2025年度に割入れ配管工事およびバルブパネル取替工事を実施できるよう計画するもの。

項目	内容
作業箇所	阿南紀北直流幹線 本線・帰線
作業内容	阿南紀北直流幹線ポンピングプラント取替工事
停止区間	阿南紀北直流幹線 本線・帰線
作業停止期間	双 極 ： 2025年10月04日～11月24日(連続52日間)
作業の必要性	ケーブルメーカーの P P 製造事業撤退前（2027年度まで）にリプレースを実施
作業日程 設定理由	新旧ポンピングユニットを無停電で切り替えるため、2026～2027年度のポンピングユニット・真空装置・各種制御盤・消火設備機器取替などの本体工事に先立ち、2025年度に割入れ配管工事およびバルブパネル取替工事を実施できるよう計画するもの。

- 本作業は、66kV系統の発電機連系に伴い新福島（変）主変4号3次のCB、CT取替を実施するもの。重負荷期を回避した作業日程を設定。

項目	内容
作業箇所	新福島（変）
作業内容	主変4号3次C B O 8 4、C T取替
停止区間	4B/4Bの3次母線
作業停止期間	2024年10月31日 ～ 2025年 3月31日（連続152日間）
作業の必要性	設備健全性の確保
作業日程 設定理由	他連系線との重複、重負荷期を回避した作業日程を設定

- 本作業は、設備の経年劣化に伴い遮断器ほか取替工事を実施するもの。

項目	内容
作業箇所	日野変電所
作業内容	遮断器ほか取替工事
停止区間	中国東幹線2L
作業停止期間	2026年10月06日～2026年11月26日（連続52日間）
作業の必要性	設備の経年劣化に伴い、遮断器ほか取替を実施するもの
作業日程 設定理由	軽負荷期かつ天候が安定している時期に実施することとし、作業日数については、過去類似工事実績から工事期間を設定