

第4号議案

2020～2029年度の連系線のマージン（年間計画・長期計画・実需給断面）
の算出及び公表について

（案）

業務規程第128条第2項、第3項および第129条第2項、第3項に基づき、マージン検討会の検討を踏まえ、2020～2029年度の連系線のマージンを別紙1（年間計画）及び別紙2（長期計画）のとおり算出し、実需給断面において各連系線に確保するマージンの設定の考え方及び確保すべき理由（別紙3）と併せて、別紙4により本機関ウェブサイトにて公表する。

なお、2020年度のマージンの内、電源I[〃]広域調達のためのマージンの値について、2019年度末までに行われる各一般送配電事業者と調整力公募落札者間の契約締結の結果、調達量に変更が生じた場合は、運用部長の決裁によりマージンの値を変更し、公表する。

公表日：2020年2月28日

以上

【添付資料】

別紙1：2020・2021年度の連系線のマージン（年間計画）

別紙2：2022～2029年度の連系線のマージン（長期計画）

別紙3：実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について

別紙4：ウェブサイト公表文

2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画)

2020年2月28日

〈説明〉 年間断面におけるマージンの値 (1)

2

間接オークション導入(2018.10.1)後における既存のマージン*の扱い

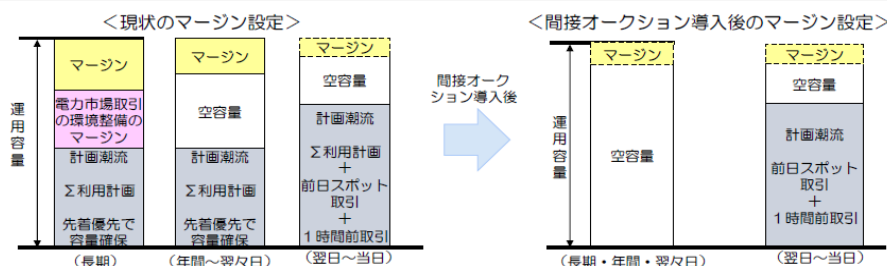
- ◆ 実需給断面におけるマージンが必要な場合を除き、原則としてマージンの値をゼロとする。
- ◆ 実需給断面において、マージンを設定する蓋然性があるものの、計画段階では値を確定することが困難な連系線については、実需給断面において設定する蓋然性のある値の範囲で設定する。

※：現時点で設定しているマージン。(電源1「広域調達および需給調整市場に係るマージン以外のマージン)

主な業務規程・送配電等業務指針変更点：マージンの設定断面について (変更)

17

- 現行ルールでは、「先着優先」で長期断面から利用計画により容量登録されるため、長期～実需給断面においてマージンを設定している。
- 連系線利用ルールが「間接オークション」に変更され前日スポット取引以降に容量登録されるため、**翌々日断面において実需給断面を考慮したマージンが設定されていけばよい。**
- 他方、供給計画を基にした需給バランス評価など予見性の観点から、長期・年間断面においてもマージンを設定しておくことが必要である。
- 上記より、マージン設定の断面は「**長期・年間・翌々日**」とし、現行ルールで実施していた**マージン減少は不要なため削除**する。【規程第128条、第129条】 (変更)



出典：「業務規程・送配電等業務指針(変更)の検討について」より抜粋
(広域機関HP, 策定・変更に関するお知らせ 2017年度)

電源 I' 向け連系線容量確保の必要性

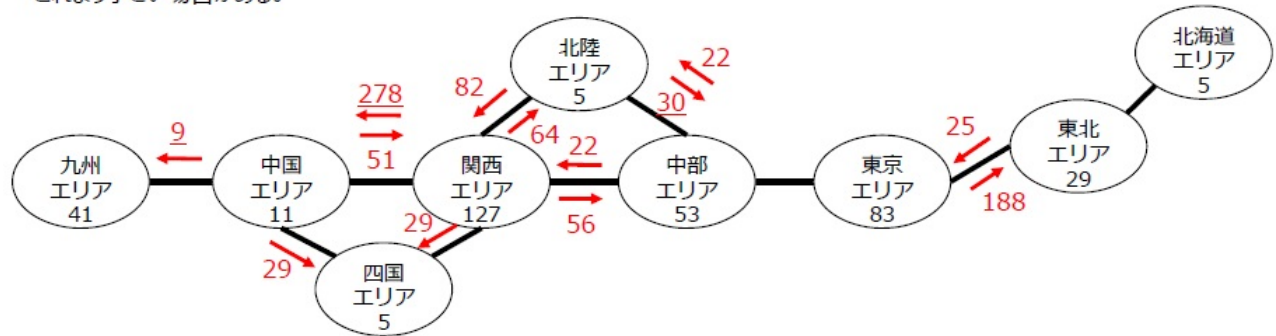
- ◆ 隣接エリアから電源 I' を調達する場合、それが確実に活用できるよう、それと同量の連系線容量を確保することが必要と考えられる。
 - 電源 I' の必須稼働時間帯*である、夏期 (7~9月) 及び冬期 (12~2月) の平日9時~20時のみ連系線容量を確保する。
 - 連系線の利用について、卸取引向けと電源 I' 向けとで非等時性がある可能性があることから、必ずしも電源 I' の契約量と同量を確保する必要がない可能性もある。2021年度以降については、2020年度の運用状況を踏まえてあらためて確保される見通し。

電源 I' のエリア外調達の対象連系線と上限値 (単位: 万kW)

赤字: 広域機関が示した連系線確保量の上限値: 2020年度運用容量考慮後

黒字: 2020年度の電源 I' 募集量の推計値 (電力・ガス取引監視等委員会が推計。実際の募集量は未定)

※東北東京間及び中国九州間連系線以外はフェンス潮流にて管理。複数ルートの合計値で管理されるので各連系線の上限値はこれより小さい場合がある。

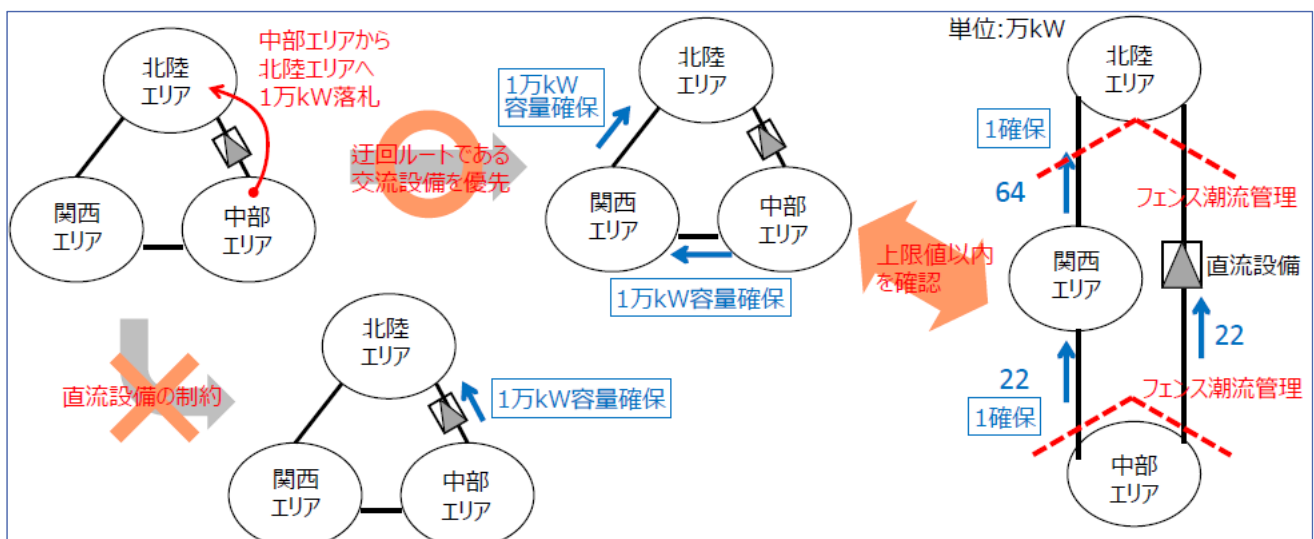


出典: 第39回制度設計専門会合 資料5「電源 I' の広域的調達について」(令和元年6月25日)より抜粋

※: 電源 I' の必須稼働時間帯は、各エリアの契約状況により異なる

直流連系設備等における隣接エリア間の電源 I' エリア外調達方法

- ◆ 2020年度向け公募における電源 I' のエリア外調達の対象となる直流連系設備は、中部北陸間連系設備と関西四国間連系設備。
- ◆ 直流連系設備における隣接エリア間の電源 I' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用する。
- ◆ なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定する。



出典: 第41回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

資料2-1「2020年度向け調整力公募に向けた課題整理について」(2019年7月10日)より抜粋

1. 連系線のマージン（2020年度）平日

連系線		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	(単位: MW)
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	シート7参照													
	東北⇒北海道	シート7参照													
東北東京間 連系線	東北⇒東京*	22~472 ^{※1}	22~472 ^{※1}	22~472 ^{※1}	44~394 ^{※1}	49~399 ^{※1}	49~399 ^{※1}	28~408 ^{※1}	30~410 ^{※1}	52~432 ^{※1}	52~432 ^{※1}	52~432 ^{※1}	31~411 ^{※1}	5/11,12,6/15~19,22 ~26,29,30は22~402	
	東京⇒東北	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31		
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600		
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600		
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	中部⇒北陸	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	夏期は0	
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	北陸⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
中部関西間 連系線	中部⇒関西*	0	0	0	2	2	2	0	0	2	2	2	0		
	関西⇒中部*	0	0	0	171	171	171	0	0	0	0	0	0		
関西中国間 連系線	関西⇒中国*	0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0		
	中国⇒関西*	0	0	0	11	11	11	0	0	11	11	11	0		
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
中国四国間 連系線	中国⇒四国*	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	70~770 ^{※3}	70~770 ^{※3}	70~770 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	70~770 ^{※3}	70~770 ^{※3}	70~770 ^{※3}	0~700 ^{※3}	5/7,8,11~15,22,25~ 29,6/1~5,10/14,15 30	
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

(注) ・想定需要の見直し等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・範囲を記載しているマージンの値に関する補足は以下の通り。
 ※1: 北海道風力実証分22MW (4~7月) ,27MW (8,9月) ,28MW (10月) ,30MW (11~2月) ,31MW (3月) に、実需給断面において設定する蓋然性のある値
 0~350MW (7~9月) ,0~380MW (10~3月) ,0~450MW (4~6月) を加えたものに、※4を加算したものと。
 ※2: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~530MW (4~3月)
 ※3: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~700MW (4~3月) に、※4を加算したものと。
 ※4: 各連系線・設備のうち方向に*印付きの場合は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に電源I'広域調達のためのマージンを設定している。
 (電源I'広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示している) 内訳はシート15~18参照



1. 連系線のマージン（2020年度）休日

連系線		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	(単位: MW)
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	シート7参照													
	東北⇒北海道	シート7参照													
東北東京間 連系線	東北⇒東京*	22~472 ^{※1}	22~472 ^{※1}	22~472 ^{※1}	22~372 ^{※1}	27~377 ^{※1}	27~377 ^{※1}	28~408 ^{※1}	30~410 ^{※1}	30~410 ^{※1}	30~410 ^{※1}	30~410 ^{※1}	31~411 ^{※1}	6/13,14,20,21,27,28 3/22~402	
	東京⇒東北	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31		
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600		
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600		
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	中部⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	北陸⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
中部関西間 連系線	中部⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	関西⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
関西中国間 連系線	関西⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	中国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
中国四国間 連系線	中国⇒四国*	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	4/30~5/6,9,10,16,23 24,30,31,6/6,30	
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		

(注) ・想定需要の見直し等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・範囲を記載しているマージンの値に関する補足は以下の通り。
 ※1: 北海道風力実証分22MW (4~7月) ,27MW (8,9月) ,28MW (10月) ,30MW (11~2月) ,31MW (3月) に、実需給断面において設定する蓋然性のある値
 0~350MW (7~9月) ,0~380MW (10~3月) ,0~450MW (4~6月) を加えたものと。
 ※2: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~700MW (4~3月)。



1. 連系線のマージン（2020年度）〔北本連系設備〕

(単位：MW)

連系線	方向	4月				5月				6月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	282	292	322	322	312	332	342	342	302	332	332	332
	東北⇒北海道	562	562	582	572	572	582	592	592	572	582	582	582
	方向	7月				8月				9月			
	北海道⇒東北	282	332	322	332	287	337	327	337	297	347	327	347
	東北⇒北海道	562	582	572	582	567	587	587	587	567	597	587	587
	方向	10月				11月				12月			
	北海道⇒東北	288	338	338	338	260	300	300	290	210	240	260	220
	東北⇒北海道	568	588	588	588	550	570	570	570	530	540	550	530
	方向	1月				2月				3月			
	北海道⇒東北	190	180	260	210	210	190	250	200	261	251	311	281
	東北⇒北海道	520	520	550	530	530	520	550	520	551	551	581	561

【北本作業時等】

(単位：MW)

連系線	方向	4月 (運用容量600MW時)				4月 (運用容量300MW時)				備 考
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	22	22	22	22	22	22	22	22	(4月運用容量600MW) 平P・N 6~10,13~17,20~24,27,28日 休P・N 5,11,12,18,19,25,26,29,30日
	東北⇒北海道	562	562	582	572	300	300	300	300	
	方向	5月 (運用容量600MW時)				6月 (運用容量600MW時)				備 考
	北海道⇒東北	22	32	42	42	22	32	32	32	
	東北⇒北海道	572	582	592	592	572	582	582	582	(6月運用容量600MW) 平P 1,19日 平N 1~5,8~12,15~19日 休P 7,14,20日 休N 6,7,13,14,20日
	方向	6月 (運用容量300MW時)				7月 (運用容量800MW時) 南流のみ				備 考
	北海道⇒東北	22	32	32	32	182	-	-	-	
	東北⇒北海道	300	300	300	300	552	-	-	-	(7月運用容量800MW) 南流のみ 平P 21日
	方向	8月 (運用容量600MW(北本作業)時)				8月 (運用容量600MW(新北本作業)時)				備 考
	北海道⇒東北	27	37	27	37	287	337	327	337	
	東北⇒北海道	567	587	587	587	567	587	587	587	(8月運用容量600MW(新北本作業)) 平P・N 25-28,31日 休P・N 29,30日
	方向	8月 (運用容量300MW時)				9月 (運用容量600MW時)				備 考
	北海道⇒東北	27	-	-	37	297	347	327	347	
	東北⇒北海道	300	-	-	300	567	597	587	587	(9月運用容量600MW) 平P・N 1~4日 休P・N 5日

(注)・表中の略記については、「平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯」を意味する。

・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。

(空 白)

2. 連系線のマージン（2021年度）平日

連系線		(単位：MW)												夜間・連系線有線時
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⇒東北 東北⇒北海道	シート11参照												
東北東京間 連系線	東北⇒東京	31~481 ^{※1}	31~481 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~381 ^{※1}	31~381 ^{※1}	31~381 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	4/12.5~9.12~16.19 ~23.5,6.7,10~14.17 ~21.24~28.31,31 ~411
	東京⇒東北	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	中部⇒北陸	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	0~530 ^{※2}	夜間は0
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	北陸⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中部関西間 連系線	中部⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	関西⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
関西中国間 連系線	関西⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	中国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国四国間 連系線	中国⇒四国	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	0~700 ^{※3}	4/5.19~23.26~28. 5/6.7,10~14,17~21. 24~28,31~6,4,7~ 11,10,5~8,3/22~25, 28~31,80
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

(注) ・想定需要の見直し等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・範囲を記載しているマージンの値に関する補足は以下の通り。
 ※1: 北海道風力実証分31MW（4~3月）に、実需給断面において設定する蓋然性のある値0~350MW（7~9月）、0~380MW（6月、10~3月）、0~450MW（4,5月）を加えたもの。
 ※2: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~530MW
 ※3: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~700MW
 ・2021年度の電源Ⅰ'広域調達については調達量が未定であるためマージンとして設定していない。
 ・三次調整力②のエリア外調達量のためのマージンは、スポット取引後に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。

2. 連系線のマージン（2021年度）休日

連系線		(単位：MW)												夜間・連系線有線時
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⇒東北 東北⇒北海道	シート11参照												
東北東京間 連系線	東北⇒東京	31~481 ^{※1}	31~481 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~381 ^{※1}	31~381 ^{※1}	31~381 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	31~411 ^{※1}	4/3,4,10,11,17,18,5,8, 9,15,16,22,23,29,30,31 31~411
	東京⇒東北	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	中部⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	北陸⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中部関西間 連系線	中部⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	関西⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
関西中国間 連系線	関西⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	中国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国四国間 連系線	中国⇒四国	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	0~700 ^{※2}	4/17,18,24,25,29~ 5,5,8,9,15,16,22,23, 29,30,6,5,6,12,3/19~ 21,26,27,80
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

(注) ・想定需要の見直し等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・範囲を記載しているマージンの値に関する補足は以下の通り。
 ※1: 北海道風力実証分31MW（4~3月）に、実需給断面において設定する蓋然性のある値0~350MW（7~9月）、0~380MW（6月、10~3月）、0~450MW（4,5月）を加えたもの。
 ※2: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~700MW
 ・三次調整力②のエリア外調達量のためのマージンは、スポット取引後に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。

(単位：MW)

連系線	方向	4月				5月				6月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	291	301	331	331	321	341	351	351	311	351	341	351
	東北⇒北海道	571	571	591	591	581	591	601	601	581	591	591	591
	方向	7月				8月				9月			
	北海道⇒東北	291	341	331	341	291	351	331	341	301	351	341	351
	東北⇒北海道	471	491	491	491	471	491	491	491	471	501	491	491
	方向	10月				11月				12月			
	北海道⇒東北	291	341	341	341	261	301	301	291	211	241	261	221
	東北⇒北海道	471	491	491	491	551	571	571	571	531	541	551	541
	方向	1月				2月				3月			
	北海道⇒東北	191	191	261	221	221	191	251	201	261	261	311	281
	東北⇒北海道	521	521	551	531	531	521	551	521	551	551	581	561

【北本作業時等】

(単位：MW)

連系線	方向	5月 (運用容量750MW時)				5月 (運用容量600MW時)				備考	
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N		
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	171	191	201	201	31	41	51	51	(5月運用容量750MW) 平P・N 14.17~21日 休P・N 15.16,22日	(6月運用容量600MW) 平P・N 13.24-27日 平N 28日 休P・N 23日
	東北⇒北海道	581	591	601	601	581	591	600	600		
	方向	5月 (運用容量300MW時)				6月 (運用容量600MW時)				備考	
	北海道⇒東北	31	-	-	-	311	351	341	351		(5月運用容量300MW) 平P 28日
	東北⇒北海道	300	-	-	-	581	591	591	591		
	方向	8月 (運用容量600MW時)				8月 (運用容量300MW時)				備考	
	北海道⇒東北	31	51	-	-	31	51	-	-		(8月運用容量600MW) 平P 24~26,30~31日 平N 25-27,30~31日
	東北⇒北海道	471	491	-	-	300	300	-	-		
	方向	9月 (運用容量600MW時)				10月 (運用容量600MW時)				備考	
	北海道⇒東北	31	51	41	51	31	41	41	41		(9月運用容量600MW) 平P・N 1~3,6~10,13~17,21,22,24, 27~30日 休P・N 4,5,11,12,18~20,23,25,26日
	東北⇒北海道	471	501	491	491	471	491	491	491		
	方向	10月 (運用容量300MW時)								備考	
	北海道⇒東北	31	-	-	-						(10月運用容量300MW) 平P 25日
	東北⇒北海道	300	-	-	-						

(注)・表中の略記については、「平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯」を意味する。
 ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・三次調整力②のエリア外調達量のためのマージンは、スポット取引後に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。

(空白)

2020年度における電源 I' 広域調達の調達量

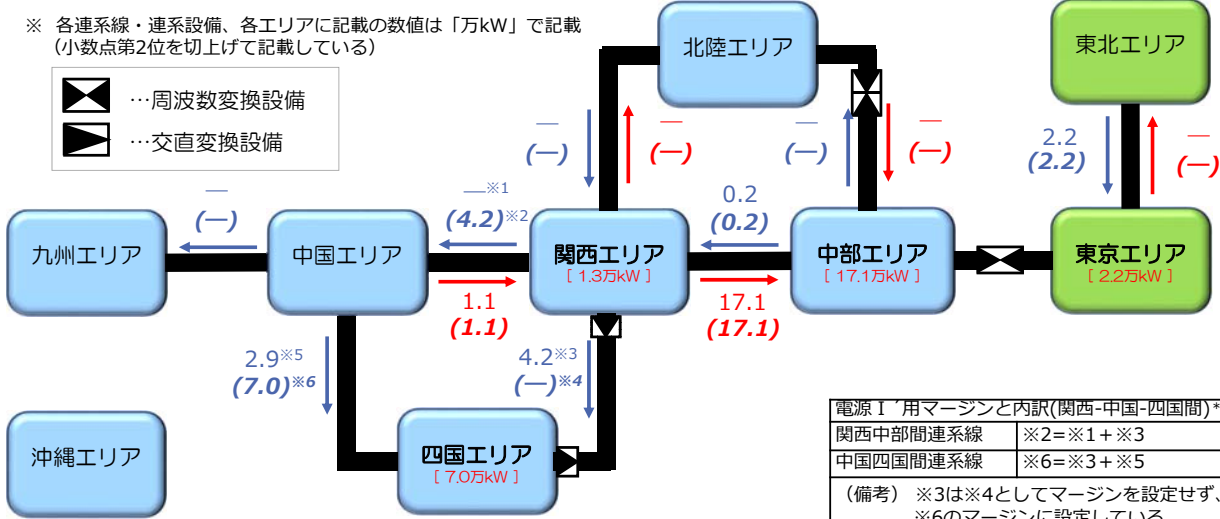
- X.X : 電源 I' エリア外調達量（順方向）
- (X.X) : 電源 I' エリア外調達のためのマージン設定値（順方向）
- x.x : 電源 I' エリア外調達量（逆方向）
- (x.x) : 電源 I' エリア外調達のためのマージン設定値（逆方向）

- ← : 順方向（電源 I' 広域調達が可能な連系線・設備に記載）
- : 逆方向（電源 I' 広域調達が可能な連系線・設備に記載）

※ 上記の「X」は数字であり、図中の「-」は広域調達や広域調達に伴うマージンの設定がないことを示している。

※ 各連系線・連系設備、各エリアに記載の数值は「万kW」で記載（小数点第2位を切上げて記載している）

- ⚡ : ...周波数変換設備
- ⚡ : ...交直変換設備



関西中部間連系線	※2=※1+※3
中国四国間連系線	※6=※3+※5

(備考) ※3は※4としてマージンを設定せず、※2と※6のマージンに設定している。

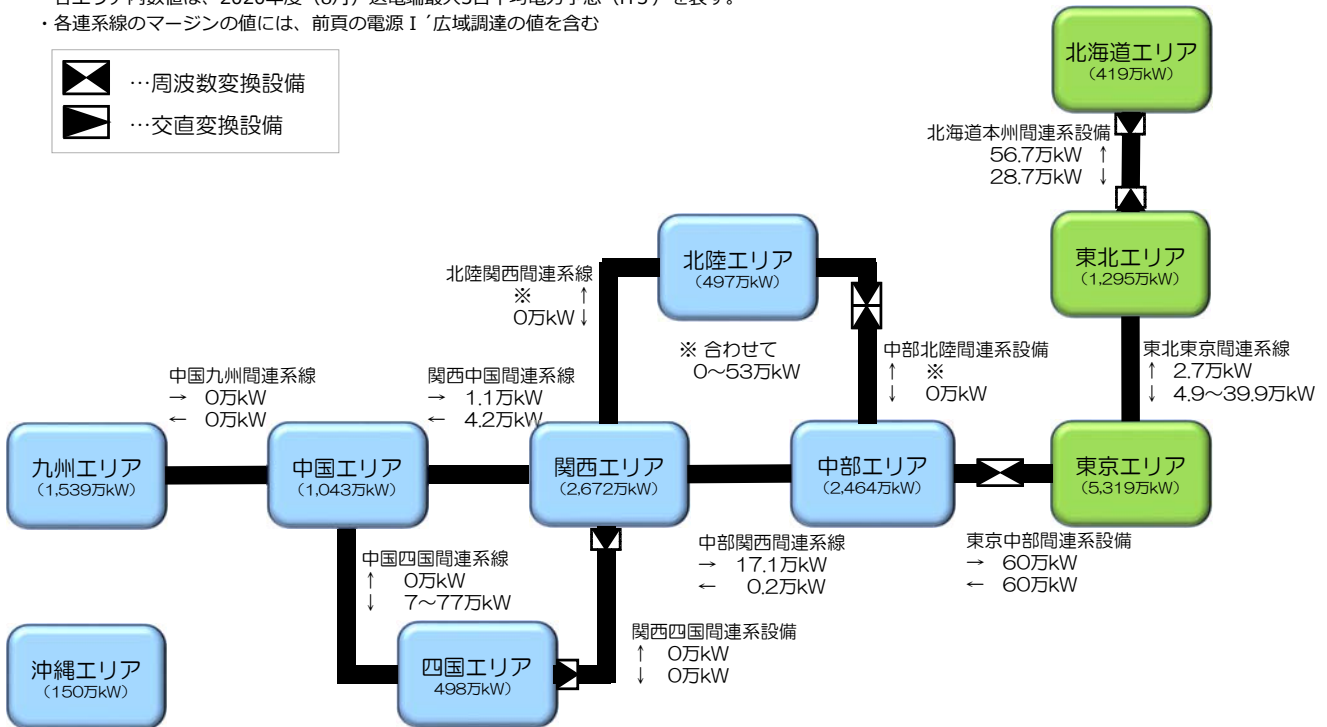
* : 電源 I' の融通は原則として直流設備を使用せず交流設備を使用する。

4. 全国系統の概念図（マージン合計値）

2020年度（8月平日昼間）における連系線のマージン算出結果

- 各エリア内数値は、2020年度（8月）送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。
- 各連系線のマージンの値には、前頁の電源 I' 広域調達の値を含む

- ⚡ : ...周波数変換設備
- ⚡ : ...交直変換設備



【北本連系設備】

(単位: MW)

方向	区分	4月				5月				6月				7月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道⇒東北	C1	260	270	300	300	290	310	320	320	280	310	310	310	260	310	300	310
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
		282	292	322	322	312	332	342	342	302	332	332	332	282	332	322	332
東北⇒北海道	B1	540	540	560	550	550	560	570	570	550	560	560	560	540	560	550	560
	C1	440	440	460	450	450	460	470	470	450	460	460	460	440	460	450	460
	BO	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
		562	562	582	572	572	582	592	592	572	582	582	582	562	582	572	582
方向	区分	8月				9月				10月				11月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道⇒東北	C1	260	310	300	310	270	320	300	320	260	310	310	310	230	270	270	260
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	27	27	27	27	27	27	27	27	28	28	28	28	30	30	30	30
		287	337	327	337	297	347	327	347	288	338	338	338	260	300	300	290
東北⇒北海道	B1	540	560	560	560	540	570	560	560	540	560	560	560	520	540	540	540
	C1	440	460	460	460	440	470	460	460	440	460	460	460	420	440	440	440
	BO	27	27	27	27	27	27	27	27	28	28	28	28	30	30	30	30
		567	587	587	587	567	597	587	587	568	588	588	588	550	570	570	570
方向	区分	12月				1月				2月				3月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道⇒東北	C1	180	210	230	190	160	150	230	180	180	160	220	170	230	220	280	250
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	31	31	31	31
		210	240	260	220	190	180	260	210	210	190	250	200	261	251	311	281
東北⇒北海道	B1	500	510	520	500	490	490	520	500	500	490	520	490	520	520	550	530
	C1	400	410	420	400	390	390	420	400	400	390	420	390	420	420	450	430
	BO	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	31	31	31	31
		530	540	550	530	520	520	550	530	530	520	550	520	551	551	581	561

(説明) ・表中の略記については、「平:平日、休:休日、P:昼間帯、N:夜間帯」を意味する。
 ・区分についてはシート34を参照。
 ・北海道⇒東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値、東北⇒北海道向きについては区分B1とC1のうち大きい値に、区分BOの値を加えた値をマージンの値とする。
 ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。



【東北東京間連系線 平日・休日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2	0~450	0~450	0~450	0~350	0~350	0~350	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380
	BO	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31
	電源I'東北⇒東京	0	0	0	22	22	22	0	0	22	22	22	0
	平日	22~472	22~472	22~472	44~394	49~399	49~399	28~408	30~410	52~432	52~432	52~432	31~411
休日	//	//	//	22~372	27~377	27~377	//	//	30~410	30~410	30~410	//	
東京⇒東北	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31
	電源I'東京⇒東北	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
平日・休日	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31	

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・東北⇒東京向きについては区分A1とC2のうち大きい値にBOと電源I'広域調達(AO)を加えた値とする。東京⇒東北向きについては区分A1にBOと電源I'広域調達(AO)を加えた値とする。(電源I'広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示しているが、東京⇒東北向きは0)
 ・北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・電源I'広域調達のためのマージン(東北⇒東京向き)は、7~9月、12~2月の平日P帯に設定している。



【北陸フェンス 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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 (平日日中)	A1 (N帯は0)	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530
	電源 I' 中部→北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 関西→北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530	0~530

【北陸関西間連系線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 北陸→中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 北陸→関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・北陸フェンス(中部・関西→北陸向き)、北陸→関西向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。(電源 I' 広域調達の調達量は2020年度は0)
 ・中部-北陸-関西間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。

【中部関西間連系線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 中部→北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 中部→関西	0	0	0	2	2	2	0	0	2	2	2	0
		0	0	0	2	2	2	0	0	2	2	2	0
関西→中部	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 北陸→中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 関西→中部	0	0	0	171	171	171	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	171	171	171	0	0	0	0	0	0

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・中部→関西向き、関西→中部向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。(電源 I' 広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示しているが、中部→北陸、北陸→中部向きは0)
 ・中部-北陸-関西間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。



【関西中国間連系線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 関西→中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 関西→四国	0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0
		0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0
中国→関西	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 中国→関西	0	0	0	11	11	11	0	0	11	11	11	0
		0	0	0	11	11	11	0	0	11	11	11	0

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・関西→中国向き、中国→関西向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。(電源 I' 広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示しているが、関西→中国向きは0)
 ・関西-中国-四国間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。

【中国四国間連系線 平日・休日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700	0~700
	電源 I' 関西→四国	0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0
	電源 I' 中国→四国	0	0	0	29	29	29	0	0	29	29	29	0
	平日	0~700	0~700	0~700	70~770	70~770	70~770	0~700	0~700	70~770	70~770	70~770	0~700
	休日/平日夜間	//	//	//	0~700	0~700	0~700	//	//	0~700	0~700	0~700	//

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・中国→四国向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。(電源 I' 広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示している)
 ・関西-中国-四国間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。

【中国九州間連系線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 中国→九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・中国→九州向きについては区分A1のマージンがないため、電源 I' 広域調達(AO)のみとなる。(電源 I' 広域調達の調達量は0)
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。

【北本連系設備】

(単位: MW)

方向	区分	4月				5月				6月				7月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道⇒東北	C1	260	270	300	300	290	310	320	320	280	320	310	320	260	310	300	310
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
東北⇒北海道		291	301	331	331	321	341	351	351	311	351	341	351	291	341	331	341
	B1	540	540	560	560	550	560	570	570	550	560	560	560	440	460	460	460
	C1	440	440	460	460	450	460	470	470	450	460	460	460	440	460	460	460
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
		571	571	591	591	581	591	601	601	581	591	591	591	471	491	491	491
方向	区分	8月				9月				10月				11月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道⇒東北	C1	260	320	300	310	270	320	310	320	260	310	310	310	230	270	270	260
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
東北⇒北海道		291	351	331	341	301	351	341	351	291	341	341	341	261	301	301	291
	B1	440	460	460	460	440	470	460	460	440	460	460	460	520	540	540	540
	C1	440	460	460	460	440	470	460	460	440	460	460	460	420	440	440	440
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
		471	491	491	491	471	501	491	491	471	491	491	491	551	571	571	571
方向	区分	12月				1月				2月				3月			
		平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N	平P	平N	休P	休N
北海道⇒東北	C1	180	210	230	190	160	160	230	190	190	160	220	170	230	230	280	250
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
東北⇒北海道		211	241	261	221	191	191	261	221	221	191	251	201	261	261	311	281
	B1	500	510	520	510	490	490	520	500	500	490	520	490	520	520	550	530
	C1	400	410	420	410	390	390	420	400	400	390	420	390	420	420	450	430
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
		531	541	551	541	521	521	551	531	531	521	551	521	551	551	581	561

(説明) ・表中の略記については、「平:平日、休:休日、P:昼間帯、N:夜間帯」を意味する。
 ・区分についてはシート34を参照。
 ・北海道⇒東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値、東北⇒北海道向きについては区分B1とC1のうち大きい値に、区分BOの値を加えた値をマージンの値とする。
 ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・三次調整力②のエリア外調達のためのマージンは、スポット鳥庇護に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。



【東北東京間連系線 平日・休日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2	0~450	0~450	0~380	0~350	0~350	0~350	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
		31~481	31~481	31~411	31~381	31~381	31~381	31~411	31~411	31~411	31~411	31~411	31~411
東京⇒東北	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・東北⇒東京向きについては区分A1とC2のうち大きい値にBOと電源I'広域調達(AO)を加えた値とする。東京⇒東北向きについては区分A1にBOと電源I'広域調達(AO)を加えた値とする。
 ・北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・2021年度の電源I'広域調達については調達量が未定であるためマージンとして設定していない。
 ・三次調整力②のエリア外調達のためのマージンは、スポット取引後に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。



(単位: MW)

連系線	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	夜間等
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	シート22参照												
	東北⇒北海道	シート22参照												
東北東京間 連系線	東北⇒東京*	582	542	642	844	849	729	568	630	722	772	772	681	
	東京⇒東北	シート22参照												
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	630	780	780	690	600	600	690	720	720	650	※1
	中部⇒東京	600	600	620	800	800	690	600	610	670	720	720	660	※1
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	中部⇒北陸	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	夜間は0
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	シート22参照												
	北陸⇒関西	50	50	60	70	70	60	50	60	70	70	70	60	※2
中部関西間 連系線	中部⇒関西*	250	260	300	372	372	322	270	270	332	342	342	300	
	関西⇒中部*	290	290	310	541	541	511	300	300	330	350	350	320	
関西中国間 連系線	関西⇒中国*	230	230	250	362	362	322	240	260	352	352	352	280	
	中国⇒関西*	250	250	290	381	381	331	260	270	331	341	341	300	
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国四国間 連系線	中国⇒四国*	1050	1050	1050	1120	1120	1120	1050	1050	1120	1120	1120	1050	※3
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

(注)・各連系線・設備のうち方向に*印付きの場合は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に電源I'広域調達のためのマージンを設定している。(電源I'広域調達の調達量をkW⇒MWに切上げた値で表示している)内訳はシート23~26参照

※1: 6/5,8,15,18,19,11/2,4,5,6,9,10,11,12,13,16,17,18,19,20,24,25,26,27,30,12/1,2,3,4,7,8,9,10,11,14,15,16,17,18,21,22,24,25,28,1/12,13,14,18,19,20,22,25,26,27,29,2/1,15,16,17,3/8,9,10,11,12,15,16,17,18,19,22,23,24,25,26,29,30,31は600MW
 ※2: 6/8~12/15~19,22~26,29,9/23~26,28~10/2,5~9は0
 ※3: 5/7~8,11~15,22,25~29,6/1~5,10/14,15は0



【北本連系設備】

(単位: MW)

連系線	方向	4月		5月		6月	
		平P	平N	平P	平N	平P	平N
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	282	292	312	332	522	522
	東北⇒北海道	—*	—*	—*	—*	—*	—*
	方向	7月		8月		9月	
		平P	平N	平P	平N	平P	平N
	北海道⇒東北	522	522	527	527	527	527
	東北⇒北海道	—*	—*	—*	—*	—*	—*
	方向	10月		11月		12月	
		平P	平N	平P	平N	平P	平N
	北海道⇒東北	288	338	260	300	210	240
	東北⇒北海道	—*	—*	—*	—*	—*	—*
	方向	1月		2月		3月	
		平P	平N	平P	平N	平P	平N
	北海道⇒東北	210	210	210	210	261	251
	東北⇒北海道	—*	—*	—*	—*	—*	—*

※: 予備力によるマージン値に変化なし

(注)・表中の略記については、「平:平日、P:昼間帯、N:夜間帯」を意味する。

・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。

【東北東京間連系線(東京⇒東北)】

(単位: MW)

平休日	昼夜	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
平日	昼間	332	312	342	392	407	350※1	338	380	420	430	430	401
	夜間	〃	〃	〃	〃	〃	367	〃	〃	〃	〃	〃	〃

※1: 9/12, 9/14, 9/15, 9/17の昼間は350。(いずれも送電線等作業による)左記以外の9月昼間は367。

(注)・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。



【北本連系設備】

(単位: MW)

方向	区分	4月		5月		6月		7月	
		平P	平N	平P	平N	平P	平N	平P	平N
北海道⇒東北	C1	260	270	290	310	280	310	260	310
	A1	140	140	130	130	500	500	500	500
	BO	22	22	22	22	22	22	22	22
		282	292	312	332	522	522	522	522
方向	区分	8月		9月		10月		11月	
		平P	平N	平P	平N	平P	平N	平P	平N
北海道⇒東北	C1	260	310	270	320	260	310	230	270
	A1	500	500	500	500	140	140	150	150
	BO	27	27	27	27	28	28	30	30
		527	527	527	527	288	338	260	300
方向	区分	12月		1月		2月		3月	
		平P	平N	平P	平N	平P	平N	平P	平N
北海道⇒東北	C1	180	210	160	150	180	160	230	220
	A1	170	170	180	180	180	180	170	170
	BO	30	30	30	30	30	30	31	31
		210	240	210	210	210	210	261	251

(説明) ・表中の略記については、「平: 平日、P: 昼間帯、N: 夜間帯」を意味する。
 ・区分についてはシート34を参照。
 ・北海道⇒東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値に、区分BOの値を加えた値をマージンの値とする。
 ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の連開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。

【東北東京間連系線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	560	520	620	800	800	680	540	600	670	720
C2	0~450		0~450	0~450	0~350	0~350	0~350	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380
BO	22		22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31
電源 I' 東北⇒東京	0		0	0	22	22	22	0	0	22	22	22	0
東京⇒東北	A1	310	290	320	370	380	340	310	350	390	400	400	370
	BO	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31
	電源 I' 東京⇒東北	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	昼間	332	312	342	392	407	350 ^{※1}	338	380	420	430	430	401
夜間	〃	〃	〃	〃	〃	367	〃	〃	〃	〃	〃	〃	
【参考】	昼間	2360	2360	2360	2360	2360	350	350	2360	2360	2360	2360	2360
運用容量	夜間	〃	〃	〃	〃	〃	2360	2360	〃	〃	〃	〃	〃

※1: 9/12, 9/14, 9/15, 9/17の昼間は350。(いずれも送電線等作業による) 左記以外の9月昼間は367。

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・東北⇒東京向きについては区分A1とC2のうち大きい値にBOを加えた値とする。東京⇒東北向きについては区分A1にBOを加えた値とする。
 ・ 箇所は、昼間や夜間に運用容量を超えたマージンとなる場合があることから、昼間・夜間帯別に運用容量を上限にマージンを設定する。想定需要の見直しや系統構成の見直し等により運用容量が変更となる場合は、マージンも変更する。
 ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の連開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。

【北陸フェンス 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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 (平日日中)	A1 (N帯は0)	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
	電源 I' 中部→北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 関西→北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700

【北陸関西間連系統線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	50	50	60	70	70	60	50	60	70	70	70	60
	電源 I' 北陸→中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 北陸→関西	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		50	50	60	70	70	60	50	60	70	70	70	60

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・北陸フェンス(中部・関西→北陸向き)、北陸→関西向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。
 ・中部-北陸-関西間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。

【中部関西間連系統線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	250	260	300	370	370	320	270	270	330	340	340	300
	電源 I' 中部→北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 中部→関西	0	0	0	2	2	2	0	0	2	2	2	0
		250	260	300	372	372	322	270	270	332	342	342	300
関西→中部	A1	290	290	310	370	370	340	300	300	330	350	350	320
	電源 I' 北陸→中部	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 関西→中部	0	0	0	171	171	171	0	0	0	0	0	0
		290	290	310	541	541	511	300	300	330	350	350	320

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・中部→関西向き、関西→中部向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。
 ・中部-北陸-関西間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。



【関西中国間連系統線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	230	230	250	320	320	280	240	260	310	310	310	280
	電源 I' 関西→中国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 関西→四国	0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0
		230	230	250	362	362	322	240	260	352	352	352	280
中国→関西	A1	250	250	290	370	370	320	260	270	320	330	330	300
	電源 I' 中国→関西	0	0	0	11	11	11	0	0	11	11	11	0
		250	250	290	381	381	331	260	270	331	341	341	300

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・関西→中国向き、中国→関西向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。
 ・関西-中国-四国間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。

【中国四国間連系統線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
	電源 I' 関西→四国	0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0
	電源 I' 中国→四国	0	0	0	29	29	29	0	0	29	29	29	0
		1050	1050	1050	1120	1120	1120	1050	1050	1120	1120	1120	1050

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・中国→四国向きについては区分A1の値に電源 I' 広域調達(AO)を加えた値とする。
 ・関西-中国-四国間の電源 I' 広域調達(AO)については、フェンス潮流での管理としている。
 ・電源 I' 広域調達(AO)は、夏期(7~9月)及び冬期(12~2月)の平日P帯に設定している。

【中国九州間連系統線 平日】

(単位: MW)

方向	区分	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	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源 I' 中国→九州	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・中国→九州向きについては区分A1のマージンがないため、電源 I' 広域調達(AO)のみとなる。(2020年度は電源 I' 広域調達なし)

(単位: MW)

連系線	方向	2021年	備考*
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	531	8月平日昼間3%
	東北⇒北海道	—	予備力によるマージン値に変化なし
東北東京間 連系線	東北⇒東京	831	8月平日昼間3%
	東京⇒東北	441	1月平日昼間3%
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	780	8月平日昼間3%
	中部⇒東京	800	8月平日昼間3%
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	0	
	中部⇒北陸	700	最大機
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	0	
	北陸⇒関西	70	8月平日昼間3%
中部関西間 連系線	中部⇒関西	370	8月平日昼間3%
	関西⇒中部	380	8月平日昼間3%
関西中国間 連系線	関西⇒中国	320	8月平日昼間3%
	中国⇒関西	360	8月平日昼間3%
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	
	四国⇒関西	0	
中国四国間 連系線	中国⇒四国	1050	最大機
	四国⇒中国	0	
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	
	九州⇒中国	0	

(説明) ・2021年度の電源Ⅰ'広域調達については調達量が未定であるためマージンとして設定していない。
 ・三次調整力②のエリア外調達のためのマージンは、スポット取引後に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。

※各連系線・連系設備におけるマージンの設定値の考え方の詳細は、別紙3「実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について」を参照

【北本連系設備】

(単位: MW)

方向	区分	2021年8月
北海道⇒東北	C1	260
	A1	500
	B0	31
		531

(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・北海道⇒東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値、東北⇒北海道向きについては区分B1とC1のうち大きい値に、区分B0の値を加えた値をマージンの値とする。
 ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・三次調整力②のエリア外調達のためのマージンは、スポット取引後に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。

【東北東京間連系線】

(単位: MW)

方向	区分	2021年8月
東北⇒東京	A1	800
	C2	0~350
	B0	31
		831

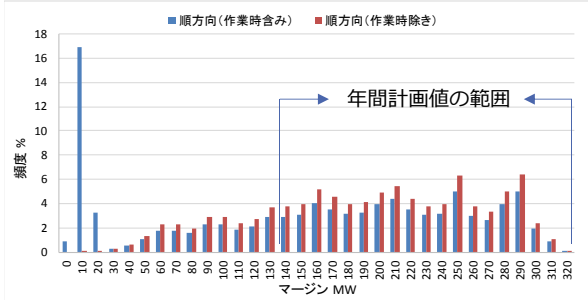
(説明) ・区分についてはシート34を参照。
 ・東北⇒東京向きについては区分A1とC2のうち大きい値にB0を加えた値とする。東京⇒東北向きについては区分A1にB0を加えた値とする。
 ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 ・2021年度の電源Ⅰ'広域調達については調達量が未定であるためマージンとして設定していない。
 ・三次調整力②のエリア外調達のためのマージンは、スポット取引後に空容量の範囲内で定まる仕組みとなる見込みで年間段階では未定のため設定していない。

(単位: MW)

方向	区分	2022年1月
東京⇒東北	A1	410
	B0	31
		441

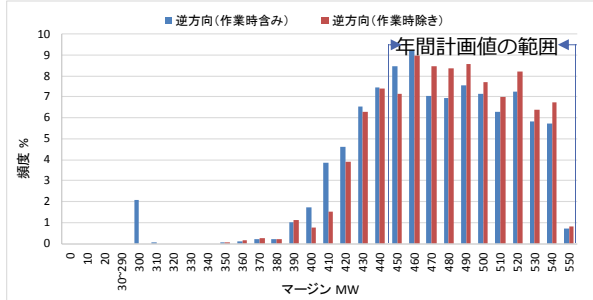
■ 北海道本州間連系設備のマージンは実需給断面では断面細分化に伴い年間計画に対して小さい値も設定される。

北海道本州間(順方向)



当該期間における年間計画値は132~332MW

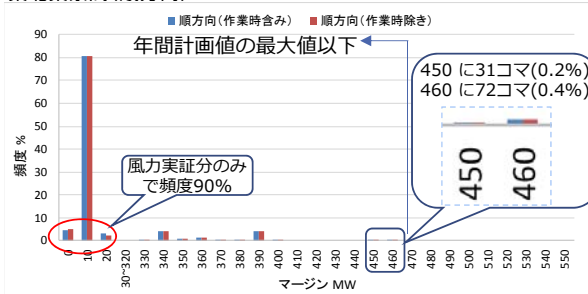
北海道本州間(逆方向)



当該期間における年間計画値は442~552MW

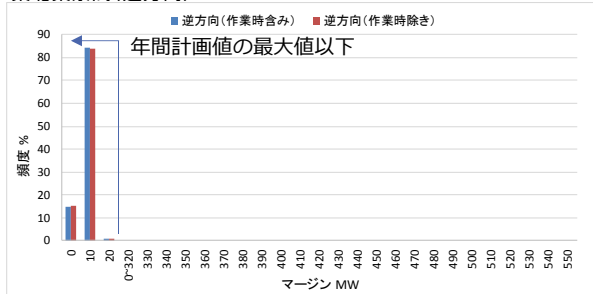
■ 東北東京間連系線(順方向)では、気象情報発令等による設定が期間中の10%の実績。

東北東京間(順方向)



当該期間における年間計画値は12~462MW

東北東京間(逆方向)

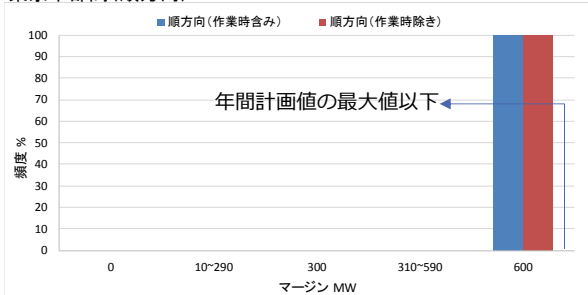


当該期間年間計画値は12~22MW



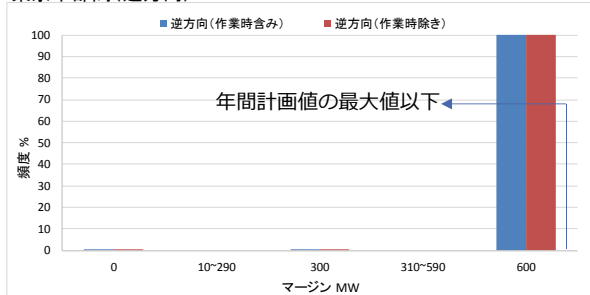
■ 東京中部間連系設備のマージンは実需給断面でも周波数制御(EPPS)に対応したマージンを設定。

東京中部間(順方向)



当該期間における年間計画値は600MW

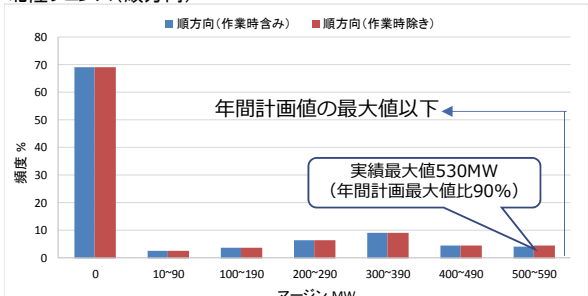
東京中部間(逆方向)



当該期間における年間計画値は600MW

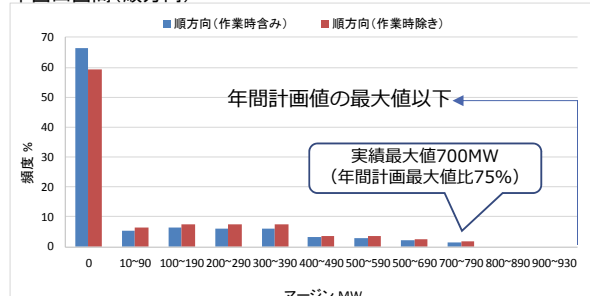
■ 北陸フェンスおよび中国四国間連系線では、エリア内予備力に応じてマージンを設定。

北陸フェンス(順方向)



当該期間における年間計画値は0~590MW

中国四国間(順方向)



当該期間における年間計画値は0~930MW



- ▶ 2018年10月1日~2019年9月30日 (48コマ (30分コマ) × 365日)
 ▶ 当日断面における最終値

連系線名	方向	作業	平均 (MW)	最小 (MW)	最大(MW)		最頻値(MW)		最頻度数 (個)	母数 (個)
					括弧内は年間計画 最大値※2に対する割合	括弧内は最頻値発生率	【最もデータ数が多い 値】			
北海道本州間 連系設備※1	順方向	作業時含み	155	0	322 (97.0%)	12 (16.0%)	2,796	17,520		
		作業時除き	192	6	322 (97.0%)	162 (3.8%)	521	13,639		
	逆方向	作業時含み	471	300	552 (100.0%)	462 (5.7%)	1,000	17,520		
		作業時除き	479	350	552 (100.0%)	462 (6.0%)	813	13,646		
東北東京間 連系線※1	順方向	作業時含み	53	0	460 (99.6%)	12 (61.0%)	10,691	17,520		
		作業時除き	54	0	460 (99.6%)	12 (60.3%)	9,914	16,443		
	逆方向	作業時含み	9	0	18 (81.8%)	12 (47.2%)	8,270	17,520		
		作業時除き	9	0	18 (81.8%)	12 (46.5%)	7,957	17,095		
東京中部間 連系設備	順方向	作業時含み	600	600	600 (100.0%)	600 (100.0%)	17,520	17,520		
		作業時除き	600	600	600 (100.0%)	600 (100.0%)	13,490	13,490		
	逆方向	作業時含み	600	0	600 (100.0%)	600 (100.0%)	17,516	17,520		
		作業時除き	600	0	600 (100.0%)	600 (100.0%)	12,887	12,891		
北陸フェンス	順方向	作業時含み	96	0	530 (89.8%)	0 (69.1%)	12,102	17,520		
		作業時除き	97	0	530 (89.8%)	0 (69.0%)	12,052	17,470		
中国四国間連系線	順方向	作業時含み	100	0	700 (75.3%)	0 (66.4%)	11,642	17,520		
		作業時除き	122	0	700 (75.3%)	0 (59.1%)	8,506	14,384		

※1 北海道本州間、東北東京間のマージンは北海道風力実証分を含む。(東北東京間の逆方向は風力実証マージンのみ)
 ※2 年間計画最大値は、前頁、前々頁の参考コメント欄を参照

◆ 翌々日断面でマージンを設定している連系線のスポット市場分断状況

期間：2018/10/1~2019/9/30 まで

(参考：間接オークション導入前)

期間：2017/10/1~2018/9/30

連系線	方向	作業	2018/10/1~2019/9/30		2017/10/1~2018/9/30	
			スポット分断	内マージン設定時	スポット分断	内マージン設定時
北海道本州間 連系設備	順方向	作業時含み	129 (0.7%)	74 (0.4%)	259 (1.5%)	256 (1.5%)
		作業時除く	69 (0.4%)	69 (0.4%)	256 (1.5%)	256 (1.5%)
	逆方向	作業時含み	12,131 (69.2%)	12,131 (69.2%)	13,715 (78.3%)	13,677 (78.1%)
		作業時除く	8,859 (50.6%)	8,859 (50.6%)	12,605 (71.9%)	12,605 (71.9%)
東北東京間 連系線	順方向	作業時含み	208 (1.2%)	1 (0.0%)	219 (1.3%)	50 (0.3%)
		作業時除く	45 (0.3%)	1 (0.0%)	25 (0.1%)	0 (0.0%)
	逆方向	作業時含み	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
東京中部間 連系設備	順方向	作業時含み	237 (1.4%)	237 (1.4%)	3,483 (19.9%)	3,483 (19.9%)
		作業時除く	102 (0.6%)	102 (0.6%)	1,913 (10.9%)	1,913 (10.9%)
	逆方向	作業時含み	14,759 (84.2%)	14,759 (84.2%)	7,544 (43.1%)	7,544 (43.1%)
		作業時除く	10,891 (62.2%)	10,891 (62.2%)	5,734 (32.7%)	5,734 (32.7%)
北陸フェンス	順方向	作業時含み	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
中国四国間 連系線	順方向	作業時含み	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)	0 (0.0%)

※ 数値は、30分コマ数で記載 () 内に各期間に占める割合(%)を示す。
 作業は翌々日段階での計画分を抽出した。

◆ (参考) 北海道本州間連系設備のマーzin設定実績※1 (当日断面における最終値)

連系線名	方向	作業	平均 (MW)	最小 (MW)	最大(MW) 括弧内は年間計画 最大値に対する割合	最頻値(MW)	最頻度数 (個)	母数 (個)
						【最もデータ数が多い 値】 括弧内は最頻値発生率		
新北本運開前 2018/10/1~2019/3/27 (48コマ (30分コマ) × 178日)	順方向	作業時含み	161	0	288 (98.6%)	132 (5.1%)	433	8,544
		作業時除き	162	22	288 (98.6%)	132 (5.1%)	433	8,482
	逆方向	作業時含み	473	300	538 (99.3%)	462 (8.0%)	683	8,544
		作業時除き	474	404	538 (99.3%)	462 (8.1%)	683	8,482
新北本運開後 2019/3/28~2019/9/30 (48コマ (30分コマ) × 187日)	順方向	作業時含み	149	0	322 (97.0%)	12 (31.1%)	2,796	8,976
		作業時除き	242	6	322 (97.0%)	282 (8.4%)	431	5,157
	逆方向	作業時含み	469	300	552 (100.0%)	542 (5.6%)	499	8,976
		作業時除き	488	350	552 (100.0%)	542 (9.3%)	478	5,164

※1 北海道風力実証分を含む。

◆ (参考) 北海道本州間連系設備のスポット市場分断状況

連系線	方向	作業	スポット分断	内マーzin設定時	(参考:間接オークション導入前(再掲)) 期間: 2017/10/1~2018/9/30	
					スポット分断	内マーzin設定時
新北本運開前 2018/10/1~2019/3/27 (48コマ (30分コマ) × 178日)	順方向	作業時含み	1 (0.0%)	1 (0.0%)	259 (1.5%)	256 (1.5%)
		作業時除く	1 (0.0%)	1 (0.0%)	256 (1.5%)	256 (1.5%)
	逆方向	作業時含み	8,294 (97.1%)	8,294 (97.1%)	13,715 (78.3%)	13,677 (78.1%)
		作業時除く	8,232 (96.3%)	8,232 (96.3%)	12,605 (71.9%)	12,605 (71.9%)
新北本運開後 2019/3/28~2019/9/30 (48コマ (30分コマ) × 187日)	順方向	作業時含み	128 (1.4%)	73 (0.8%)		
		作業時除く	68 (0.8%)	68 (0.8%)		
	逆方向	作業時含み	3,837 (42.7%)	3,837 (42.7%)		
		作業時除く	627 (7.0%)	627 (7.0%)		

※ 数値は、30分コマ数で記載 () 内に各期間に占める割合(%)を示す。



参考) マーzinの分類と区分について

【予備力・調整力に関連したマーzin】

内は当該区分に該当する現状のマーzin

マーzinの目的 マーzinの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する 調整力分※1	左記のうち、 エリア外調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
「需給バランスに対応したマーzin」 需給バランスの確保を目的とし、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマーzin	電源 I	A 0 ・電源 I ・(二次調整力①) ※2 ・二次調整力②	A 1 ・最大電源1つット相当 ・系統容量3%相当	A 2 ・系統容量3%相当
「周波数制御に対応したマーzin」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つためまたは周波数制御(電源脱落対応を除く)のために設定するマーzin	電源 I-a	B 0 ・北海道風力実証試験 ・(一次調整力) ※2 ・(二次調整力①) ※2 ・(二次調整力②) ※2	B 1 ・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)	B 2 ・東京中部間連系設備 (EPPS: 順方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源 II の余力も含む。 ※2: () 内は広域調達・広域運用と連系線容量確保が決まった段階で適用

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマーzin】

マーzinの分類	マーzinの目的	通常考慮すべきリスクへの対応	稀頻度リスクへの対応
「連系線潮流抑制のためのマーzin」 電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマーzin		C 1 ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	C 2 ・東北東京間連系線 (潮流抑制)

出典: 第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2



2022～2029年度の連系線のマージン (長期計画)

2020年2月28日

〈説明〉 長期断面におけるマージンの値

2

間接オークション導入(2018.10.1)後における既存のマージン*の扱い

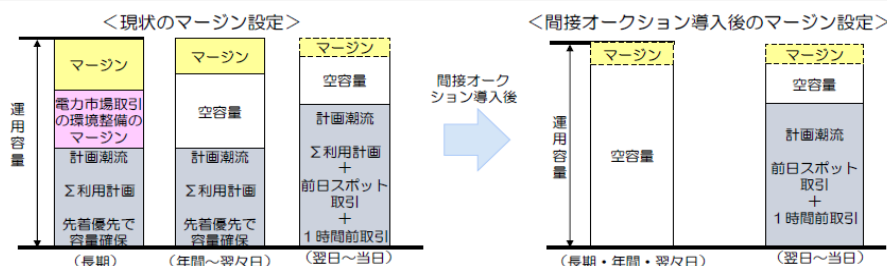
- ◆ 実需給断面におけるマージンが必要な場合を除き、原則としてマージンの値をゼロとする。
- ◆ 実需給断面において、マージンを設定する蓋然性があるものの、計画段階では値を確定することが困難な連系線については、実需給断面において設定する蓋然性のある値の範囲で設定する。

※：現時点で設定しているマージン。（電源1「広域調達および需給調整市場に係るマージン以外のマージン）

主な業務規程・送配電等業務指針変更点：マージンの設定断面について（変更）

17

- 現行ルールでは、「先着優先」で長期断面から利用計画により容量登録されるため、長期～実需給断面においてマージンを設定している。
- 連系線利用ルールが「間接オークション」に変更され前日スポット取引以降に容量登録されるため、**翌々日断面において実需給断面を考慮したマージンが設定されていけばよい。**
- 他方、供給計画を基にした需給バランス評価など予見性の観点から、長期・年間断面においてもマージンを設定しておくことが必要である。
- 上記より、マージン設定の断面は「**長期・年間・翌々日**」とし、現行ルールで実施していた**マージン減少は不要なため削除**する。【規程第128条、第129条】（変更）



出典：「業務規程・送配電等業務指針（変更）の検討について」より抜粋
(広域機関HP, 策定・変更に関するお知らせ 2017年度)

※ 年間・月間・翌々日の断面で実需給断面に向けマージンを減少
※ 実需給断面において必要な場合のみマージンを設定

※ 実需給断面において必要な場合のみマージンを設定

(MW)

連系線	方向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	備考
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	160 【320】	160 【320】	160 【320】	160 【320】	160 【320】	160 【320】	160 【320】	160 【320】	最大需要時の値(1月平日夜間) マーシンの最大値(9月平日夜間)
	東北⇒北海道	490 【570】	490 【570】	490 【570】	490 【570】	490 【570】	490 【570】	490 【570】	490 【570】	最大需要時の値(1月平日夜間) マーシンの最大値(5月休日昼夜間)
東北東京間 連系線	東北⇒東京	0～450 ^{※1}	0～450 ^{※1}	0～450 ^{※1}	0～450 ^{※1}	0～450 ^{※1}	0～450 ^{※1}	0～450 ^{※1}	0～450 ^{※1}	最大需要時の値(8月平日昼間)
	東京⇒東北	0	0	0	0	0	0	0	0	最大需要時の値(1月平日昼間)
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	600	600	EPPS_600MW
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	600	600	EPPS_600MW
北陸フェンス	中部⇒北陸	0～530 ^{※2}	0～530 ^{※2}	0～530 ^{※2}	0～530 ^{※2}	0～530 ^{※2}	0～530 ^{※2}	0～530 ^{※2}	0～530 ^{※2}	
	関西⇒北陸									
中国四国間 連系線	中国⇒四国	0～700 ^{※3}	0～700 ^{※3}	0～700 ^{※3}	0～700 ^{※3}	0～700 ^{※3}	0～700 ^{※3}	0～700 ^{※3}	0～700 ^{※3}	
上記以外		0	0	0	0	0	0	0	0	

注) ・北海道風力実証試験にかかるマーシンの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未定であることから、別途設定する。

- ・想定需要の見直し等(北海道本州間連系設備の東北⇒北海道のみ)や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マーシンの値は今後変更となる可能性あり。
- ・【 】の値は、最大需要時以外で空容量が小さくなると想定される断面のマーシンの値を示す。
- ・範囲を記載しているマーシンの値に関する補足は以下の通り。
 - ※1:2022～2029年度は実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MW（過去実績）
（最大需要時の値(8月平日昼間)）
 - ※2:実需給断面において設定する蓋然性のある値0～530MW（過去実績）
 - ※3:実需給断面において設定する蓋然性のある値0～700MW（過去実績）
- ・電源I' 広域調達のためのマーシンは、エリア外調達量が未定のため設定していない。
- ・需給調整市場に係るマーシンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。

以下参考

【最大需要時】

(単位: MW)

方向	区分	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
北海道⇒東北	C1	160	160	160	160	160	160	160	160
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
		160	160	160	160	160	160	160	160
東北⇒北海道	B1	490	490	490	490	490	490	490	490
	C1	390	390	390	390	390	390	390	390
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
		490	490	490	490	490	490	490	490

【マージン最大時】

(単位: MW)

方向	区分	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
北海道⇒東北	C1	320	320	320	320	320	320	320	320
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
		320	320	320	320	320	320	320	320
東北⇒北海道	B1	570	570	570	570	570	570	570	570
	C1	470	470	470	470	470	470	470	470
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
		570	570	570	570	570	570	570	570

- (説明)
- 区分についてはシート9を参照。
 - 北海道⇒東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値、東北⇒北海道向きについては区分B1とC1のうち大きい値に、BOの値を加えた値をマージンの値とする。
 - 想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 - 区分BOの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未確定のことから、別途設定する。
 - 需給調整市場に係るマージンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。

(単位: MW)

方向	区分	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
東北⇒東京	A1	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
		0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450
東京⇒東北	A1	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
		0	0	0	0	0	0	0	0

- (説明)
- 区分についてはシート9を参照。
 - 東北⇒東京向きについては区分A1とC2のうち大きい値にBOを加えた値とする。東京⇒東北向きについては区分A1にBOを加えた値とする。
 - 北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 - 区分BOの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未確定のことから、別途設定する。
 - 電源I' 広域調達のためのマージンは、エリア外調達量が未定のため設定していない。
 - 需給調整市場に係るマージンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。

(単位: MW)

連系線	方向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	備考*1	2018,19年度(10月~9月)における当日断面での実績平均値*2
北海道本州間連系設備	北海道→東北	500	500	500	500	500	500	500	500	(8月平日昼間3%)	192
	東北→北海道	—	—	—	—	—	—	—	—	予備力によるマージン値変化なし	479
東北東京間連系線	東北→東京	800	800	790	790	790	800	790	790	(8月平日昼間3%)	54
	東京→東北	400	400	400	400	390	390	390	390	(1月平日昼間3%)	9
東京中部間連系設備	東京→中部	770	770	770	760	760	760	760	750	(8月平日昼間3%)	600
	中部→東京	800	800	800	800	800	800	800	800	(8月平日昼間3%)	600
中部北陸間連系設備	中部→北陸	700	700	700	700	700	700	700	700	(最大機)	97
北陸関西間連系設備	関西→北陸	70	70	70	70	70	70	70	70	(8月平日昼間3%)	0
	北陸→関西	70	70	70	70	70	70	70	70	(8月平日昼間3%)	0
中部関西間連系線	中部→関西	370	370	370	360	360	360	360	360	(8月平日昼間3%)	0
	関西→中部	370	370	370	370	370	370	370	370	(8月平日昼間3%)	0
関西中国間連系線	関西→中国	320	320	320	320	320	320	320	320	(8月平日昼間3%)	0
	中国→関西	360	360	360	360	360	360	350	350	(8月平日昼間3%)	0
中国四国間連系線	中国→四国	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	(最大機)	122

注) ・北海道風力実証試験にかかるマージンの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未定であることから、別途設定する。

- ・上記の値は、以下の考え方及び現時点の需要想定等に基づき、実需給断面においてエリアの予備力不足等によりマージンが必要となる場合の最大値を算出し、参考で示したものである。
- (考え方) 電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力又は供給区域に電気を供給する供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力(但し、当該電源が発電する電気を継続的に供給区域外へ供給している場合は当該供給量を控除した値とする)に対して不足する電力の値。
- ・想定需要の見直し等(北海道本州間連系設備の東北→北海道のみ)や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
- ※1:各連系線・連系設備におけるマージンの設定値の考え方の詳細は、別紙3「実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について」を参照。
- ※2:2018年10月~2019年9月の当日断面におけるマージン実績平均値(作業時除く)。別紙1「2020・2021年度の連系線のマージン(年間計画)」のマージン設定実績詳細シート31参照。
- ・電源 I 〳 広域調達のためのマージンは、エリア外調達量が未定のため設定していない。
- ・需給調整市場に係るマージンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。



【北本連系設備】

(単位: MW)

方向	区分	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
北海道→東北	C1	160	160	160	160	160	160	160	160
	A1	500	500	500	500	500	500	500	500
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
		500	500	500	500	500	500	500	500

- (説明) ・区分についてはシート9を参照。
- ・北海道→東北向きについては区分C1とA1のうち大きい値に、BOの値を加えた値をマージンの値とする。
 - ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 - ・区分BOの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未確定のことから、別途設定する。
 - ・需給調整市場に係るマージンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。

【東北東京間連系線】

(単位: MW)

方向	区分	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
東北→東京	A1	800	800	790	790	790	800	790	790
	C2	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450	0~450
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
東京→東北		800	800	790	790	790	800	790	790
	A1	400	400	400	400	390	390	390	390
	BO	-	-	-	-	-	-	-	-
	400	400	400	400	390	390	390	390	

- (説明) ・区分についてはシート9を参照。
- ・東北→東京向きについては区分A1とC2のうち大きい値にBOを加えた値とする。東京→東北向きについては区分A1にBOを加えた値とする。
 - ・想定需要の見直し等や北海道風力実証試験発電機の運開月・連系量の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり。
 - ・区分BOの2022年度以降は、北海道風力実証試験期間が未確定のことから、別途設定する。
 - ・電源 I 〳 広域調達のためのマージンは、エリア外調達量が未定のため設定していない。
 - ・需給調整市場に係るマージンについては、エリア外調達量が未定のため設定していない。



【予備力・調整力に関連したマージン】

内は当該区分に該当する現状のマージン

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、エリア外調達分	エリア外期待分	エリア外期待分
「需給バランスに対応したマージン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	電源 I	A 0 ・電源 I' ・(三次調整力①) ※2 ・一次調整力②	A 1 ・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当	A 2 ・系統容量3%相当
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つためまたは周波数制御(電源脱落対応を除く)のために設定するマージン		電源 I-a	B 0 ・北海道風力実証試験 ・(一次調整力) ※2 ・(二次調整力①) ※2 ・(一次調整力②) ※2	B 1 ・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源 II の余力も含む。 ※2: () 内は広域調達・広域運用と連系線容量確保が決まった段階で適用

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

マージンの分類	マージンの目的	通常考慮すべきリスクへの対応	稀頻度リスクへの対応
「連系線潮流抑制のためのマージン」 電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン		C 1 ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	C 2 ・東北東京間連系線 (潮流抑制)

実需給断面におけるマージンの設定の考え方 及び 確保理由について

2020年2月28日

空 白

年間・長期断面における連系線のマーヅンは、以下の実需給断面におけるマーヅンの設定の考え方に基づき設定。

連系線	方向	マーヅンの設定の考え方及び確保理由
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するため。具体的には、次の①～③のうち大きい値とする。 ① 北海道・本州間電力連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ③ ※1（最大値は、東京エリアの系統容量の3%相当の半量のうち、東京エリアが需給ひっ迫した場合において北海道エリアから供給が期待できる値）〈A1〉 また、上記に※2〈BO〉および※3〈AO〉を加える。
	東北⇒北海道	北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制するため。なお単一の電源の最大出力は発電計画等を踏まえ設定する。〈B1〉 但し、次の①、②のいずれかが、上記の値よりも大きい場合は①、②のうち大きい方の値とする。 ① 北海道・本州間電力連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の低下が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 また、上記に※2〈BO〉および※3〈AO〉を加える。

- ※1 原則ゼロとする。但し、電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力 又は 電気の供給先となる供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマーヅンとして設定する。
- ※2 北海道風力実証試験に係るマーヅンとして、調整力のエリア外調達のため。具体的には、北海道風力実証試験のために連系する風力発電の予測誤差に対応できる値。
- ※3 三次調整力②の約定量（2021年度以降）。

（注）〈 〉はマーヅンの区分を示す。シート7参照。



年間・長期断面における連系線のマーヅンは、以下の実需給断面におけるマーヅンの設定の考え方に基づき設定。

連系線	方向	マーヅンの設定の考え方及び確保理由
東北東京間連系線	東北⇒東京	次の①～②のうち大きい値とする。 ① ※1（最大値は、東京エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）の半量）〈A1〉 ② 台風や暴風雪等の予見可能なリスクが高まった場合は、電力システムを安定に維持するため、東京エリア内で想定する送電線の故障により複数の電源が脱落した場合に東北エリアから東京エリアに流れる最大の潮流の値。〈C2〉 また、上記に※2〈BO〉および※3、4〈AO〉を加える。
	東京⇒東北	※1（最大値は、東北エリアの融通期待量（系統容量の3%相当））〈A1〉 また、上記に※2〈BO〉および※3、4〈AO〉を加える。
東京中部間連系設備	東京⇒中部	次の①～②のうち大きい値とする。 ① 60Hz系統内で送電線の故障により複数の電源が脱落した場合又は最大電源が脱落した場合に、60Hz系統の周波数低下を抑制するため。但し、東京中部間連系設備を介して東北・東京エリアから電力を受給しても、東北・東京エリアの周波数偏差と60Hz系統の周波数偏差が原則逆転しない値とする。〈B2〉 ② ※1（最大値は、中部及び関西エリアの融通期待量（系統容量の合計の3%相当）の半量）〈A1〉 また、上記に※4〈AO〉を加える。
	中部⇒東京	次の①～②のうち大きい値とする。 ① 50Hz系統内で送電線の故障により複数の電源が脱落した場合、又は最大電源が脱落した場合に、東北・東京エリアの周波数低下を抑制するため。但し、東京中部間連系設備を介して60Hz系統から電力を受給しても、60Hz系統の周波数偏差と東北・東京エリアの周波数偏差が原則逆転しない値とする。〈B1〉 ② ※1（最大値は、東京エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）の半量）〈A1〉 また、上記に※4〈AO〉を加える。

- ※1 原則ゼロとする。但し、電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力 又は 電気の供給先となる供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマーヅンとして設定する。
- ※2 北海道風力実証試験に係るマーヅンとして、調整力のエリア外調達のため。具体的には、北海道風力実証試験のために連系する風力発電の予測誤差に対応できる値。
- ※3 電源 I' 広域調達の調達量。
- ※4 三次調整力②の約定量（2021年度以降）。

（注）〈 〉はマーヅンの区分を示す。シート7参照。

年間・長期断面における連系線のマーヅンは、以下の実需給断面におけるマーヅンの設定の考え方に基づき設定。

連系線	方向	マーヅンの設定の考え方及び確保理由
中部北陸間連系線	北陸⇒中部	※6（※3を考慮）〈AO〉および ※7 〈AO〉
	中部⇒北陸	※1（最大値は、北陸エリアの融通期待量（最大電源ユニット相当）※2を考慮）〈A1〉 また、上記に ※6（※2を考慮）〈AO〉および ※7 〈AO〉を加える。
北陸関西間連系線	関西⇒北陸	※1（最大値は、北陸エリアの融通期待量（最大電源ユニット相当）※2を考慮）〈A1〉 また、上記に ※6（※2を考慮）〈AO〉および ※7 〈AO〉を加える。
	北陸⇒関西	※1（最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）※5を考慮）〈A1〉 また、上記に ※6（※4を考慮）〈AO〉および ※7 〈AO〉を加える。
中部関西間連系線	中部⇒関西	※1（最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）※5を考慮）〈A1〉 また、上記に ※6（※4を考慮）〈AO〉および ※7 〈AO〉を加える。
	関西⇒中部	※1（最大値は、中部エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）の半量）〈A1〉 また、上記に ※6（※3を考慮）〈AO〉および ※7 〈AO〉を加える。

- ※1 原則ゼロとする。但し、電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力 又は 電気の供給先となる供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマーヅンとして設定する。
- ※2 中部北陸間連系設備及び北陸関西間連系線と合わせて確保する（北陸フェンスにて管理）。
- ※3 中部北陸間連系設備及び中部関西間連系線と合わせて確保する（フェンス潮流にて管理）。
- ※4 中部関西間連系線及び北陸関西間連系線と合わせて確保する（フェンス潮流にて管理）。
- ※5 北陸関西間連系線、中部関西間連系線及び関西中国間連系線と合わせて確保する（系統容量見合いで配分）。
- ※6 電源 I 〃 広域調達の調達量。
- ※7 三次調整力②の約定量（2021年度以降）。

（注）〈 〉はマーヅンの区分を示す。シート7参照。

年間・長期断面における連系線のマーヅンは、以下の実需給断面におけるマーヅンの設定の考え方に基づき設定。

連系線	方向	マーヅンの設定の考え方及び確保理由
関西中国間連系線	関西⇒中国	※1（最大値は、中国エリアの融通期待量（系統容量の3%相当））〈A1〉 また、上記に ※4 〈AO〉および ※5 〈AO〉を加える。
	中国⇒関西	※1（最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）※2を考慮）〈A1〉 また、上記に ※4 〈AO〉および ※5 〈AO〉を加える。
関西四国間連系設備	関西⇒四国	※4（※3を考慮）〈AO〉および ※5 〈AO〉
	四国⇒関西	※5 〈AO〉
中国四国間連系線	中国⇒四国	※1（最大値は、四国エリアの融通期待量（最大電源ユニット相当））〈A1〉 また、上記に ※4（※3を考慮）〈AO〉および ※5 〈AO〉を加える。
	四国⇒中国	※5 〈AO〉
中国九州間連系線	中国⇒九州	※4 〈AO〉および ※5 〈AO〉
	九州⇒中国	※5 〈AO〉

- ※1 原則ゼロとする。但し、電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力 又は 電気の供給先となる供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマーヅンとして設定する。
- ※2 北陸関西間連系線、中部関西間連系線及び関西中国間連系線と合わせて確保する（系統容量見合いで配分）。
- ※3 関西四国間連系設備及び中国四国間連系線と合わせて確保する（フェンス潮流にて管理）。
- ※4 電源 I 〃 広域調達の調達量。
- ※5 三次調整力②の約定量（2021年度以降）。

（注）〈 〉はマーヅンの区分を示す。シート7参照。

【予備力・調整力に関連したマージン】

内は当該区分に該当する現状のマージン

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、エリア外調達分	エリア外期待分	エリア外期待分
「需給バランスに対応したマージン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	電源 I	A 0 ・電源 I' ・(三次調整力①) ※2 ・一次調整力②	A 1 ・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当	A 2 ・系統容量3%相当
「周波数制御に対応したマージン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つためまたは周波数制御(電源脱落対応を除く)のために設定するマージン		電源 I-a	B 0 ・北海道風力実証試験 ・(一次調整力) ※2 ・(二次調整力①) ※2 ・(一次調整力②) ※2	B 1 ・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源 II の余力も含む。 ※2: () 内は広域調達・広域運用と連系線容量確保が決まった段階で適用

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

マージンの分類	マージンの目的	通常考慮すべきリスクへの対応	稀頻度リスクへの対応
「連系線潮流抑制のためのマージン」 電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン		C 1 ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	C 2 ・東北東京間連系線 (潮流抑制)

2020～2029 年度の連系線のマージン(年間計画・長期計画)及び実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について

本機関は、業務規程第 129 条に基づき、第 128 条のマージンの設定の考え方に基づいたマージン検討会の検討を踏まえ、毎年 2 月末までに翌年度以降の長期計画及び年間計画における連系線のマージンを算出し、その結果を公表することとしております。

2020～2029 年度の連系線のマージン(年間計画・長期計画)を算出しましたので、別紙 1、別紙 2 のとおり公表いたします。

また、同第 128 条に基づき、実需給断面において確保する連系線のマージンの設定の考え方及び確保理由について、別紙 3 のとおり公表いたします。




昨年度からの主な変更事項

1. 電源 I´ 広域調達のためのマージンの設定について

第 41 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における検討の結果、電源 I´ の公募結果に基づき、エリア外調達された電源 I´ の調達量と同量の連系線容量をマージンとして確保することにしました。

一般送配電事業者が実施した 2020 年度向け調整力公募において、東京、中部、関西、四国エリアでエリア外調達があったため、該当する連系線にマージンを設定します。

添付資料

- 別紙 1 [2020・2021 年度の連系線のマージン\(年間計画\)](#) 
- 別紙 2 [2022～2029 年度の連系線のマージン\(長期計画\)](#) 
- 別紙 3 [実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について](#) 

※別紙 添付略

※年間計画における日毎の運用容量等詳細は系統情報サービスをご覧ください。(2020 年 3 月 13 日公表予定)

[系統情報サービス](#) > [地域間連系線情報](#) > [連系線空容量参照](#) > [連系線空容量](#)

参考資料

- [マージン検討会の資料](#)

関連リンク

- 2020 年度・2021 年度連系線の運用にかかわる平日・休日カレンダーを系統情報サービスに掲載しています。

[系統情報サービス](#) > [その他情報](#) > [各種情報参照](#) > [各種情報\(カテゴリ:連系線等の運用\)](#)
情報 NO: OT2020021712491「2020・2021 年度連系線運用にかかわるカレンダーについて」