

翌年度以降の連系線に確保するマージンの設定について

2021年 2月15日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

経緯等

- 本機関では、業務規程に基づき、連系線に確保するマージンに関して以下を公表している。
 - ① 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（以下「マージンの設定の考え方」という。）
 - ② 上記、マージンの設定の考え方に基づく長期及び年間におけるマージンの値（毎年3月1日までに公表）
- 第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020.2.18開催）において、2020年度から新たに設定することとなった電源Ⅰ' 広域調達マージンの設定の考え方や、マージンの設定の考え方に基づいた各連系線における具体的な算出方法についてご確認いただいた。
- 事務局としては、翌年度以降のマージンを設定するにあたり、マージンの設定の考え方や具体的な算出方法に変更がある場合は、透明性の観点からその内容について本委員会でご確認いただきたいと考えているところ。

本日の内容

- 2021年度の電源Ⅰ' のエリア外調達結果およびこれに伴うマージン設定についてご確認いただきたい。
- 中国四国間連系線に設定しているマージンについて、算出方法の見直しを図ったことからご確認いただきたい。

（上記①、②の補足）

- ・ ①について、2015年4月の本機関発足にあわせて公表以降、本委員会等におけるマージンに係る議論結果を反映し、本機関理事会の決議を経て公表している。
- ・ ②について、本機関内にマージン検討会を設置し、マージンの設定の考え方に基づいた検討を踏まえ、毎年2月末日までに翌年度以降のマージンの値を算出、本機関理事会の決議を経て公表している。

1. 電源 I ' エリア外調達結果とマージン設定概要
2. 中国四国間連系線のマージンの値の算出方法の見直しについて
3. マージンの設定の考え方および具体的な算出方法 <参考>

- 2021年度向け調整力公募調達結果において、東北、東京、中部、関西の4エリアでエリア外調達があった。
- 電源 I ' 広域調達マージンを設定する連系線は、東北東京間連系線、中部北陸間連系設備、北陸関西間連系線、中部関西間連系線、関西中国間連系線の5連系線となる。（設定概要をシート6に示す。）
- 各連系線におけるエリア外調達量の運用容量に占める割合は最大9%程度であった。
- 2021年度のマージンの設定にあたっては、夏期（7～9月）及び冬期（12～2月）の平日昼間帯に契約量と同量のマージンを設定する。

【2021年度電源 I ' エリア外調達の結果】

エリア	調達先 エリア	エリア外調達量※1 （ ）は連系線確保量の上限値※2	エリア外調達量 /運用容量※3	マージンの 設定期間	マージンを設定する 連系線
東北	東京	20.5万kW（226.0万kW）	8.7%	夏期，冬期	東北東京間連系線
東京	東北	0.6万kW（19.0万kW）	0.1%	夏期，冬期	東北東京間連系線
中部	北陸	0.3万kW（30.0万kW）	0.9%	夏期，冬期	中部北陸間連系設備※4 北陸関西間連系線※4 中部関西間連系線※4
	関西	17.1万kW（36.0万kW）	6.8%	夏期，冬期	中部関西間連系線
関西	中部	2.7万kW（15.0万kW）	2.5%	夏期，冬期	中部関西間連系線
	中国	7.5万kW（37.0万kW）	1.8%	夏期，冬期	関西中国間連系線

※1 調達量はkWをX.X万kW単位に切り上げた値で表示

※2 電源 I ' の連系線確保量の上限値（スライド6参照）

※3 2019年度に公表した2021年8月の平日昼間帯の運用容量の値で算出（北陸→中部は中部北陸間連系設備の値を使用）

※4 電源 I ' の調達エリアへの送電は原則として直流設備を使用せず交流設備を使用するため、平常時は北陸関西間連系線と中部関西間連系線にマージンを設定し、北陸関西間連系線作業停止時は中部北陸間連系設備にマージンを設定する

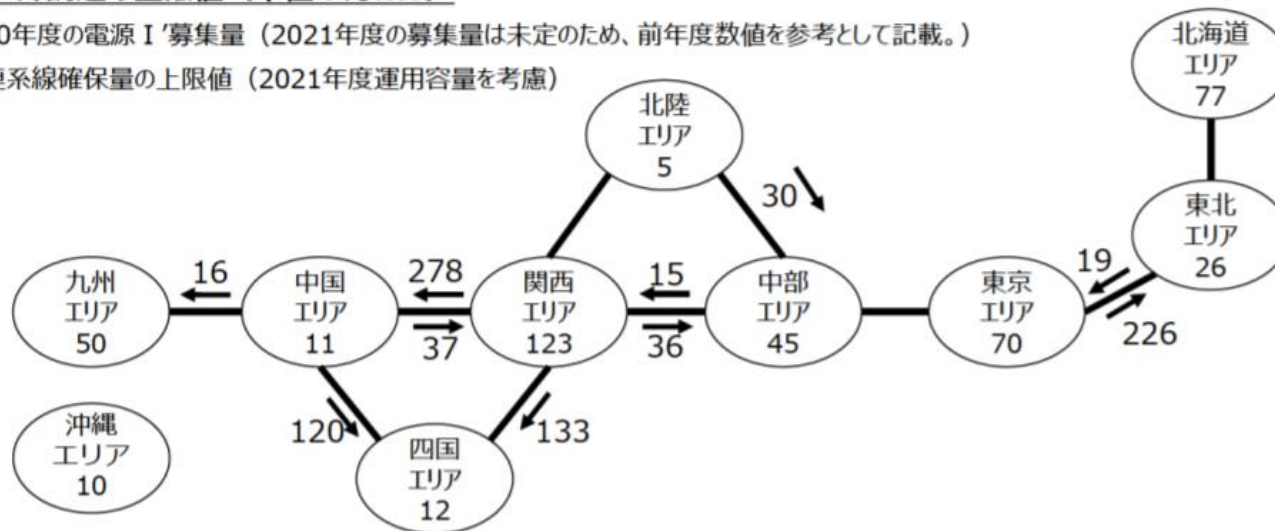
算出結果まとめ：2021年度の電源 I ' の連系線確保量の上限値

- 電源 I ' を広域的に調達することによるメリットとスポット・時間前のデメリットを考慮し、各連系線の、2021年度向け電源 I ' のエリア外調達上限値の算出結果は以下のとおり。2020年度の公募調達では、この値を上限値として公募を行うことでよいと考えるがどうか。
 - － なお、昨年度の電源 I ' 募集量に対して上限値が大きくなっている連系線があるが、実際の連系線確保量は約定量となるため、約定した量以上に確保されることはない。
 - － なお、公募後の落札者の選定においては、域外からの応札については、改めて価格差を考慮し、それを落札することによるメリットがスポット・時間前に与えるデメリットを上回ると評価されるケースのみ落札されることになる。

電源 I ' のエリア外調達の上限値（単位：万kW）

円内数値：2020年度の電源 I ' 募集量（2021年度の募集量は未定のため、前年度数値を参考として記載。）

黒字：電源 I ' 連系線確保量の上限値（2021年度運用容量を考慮）



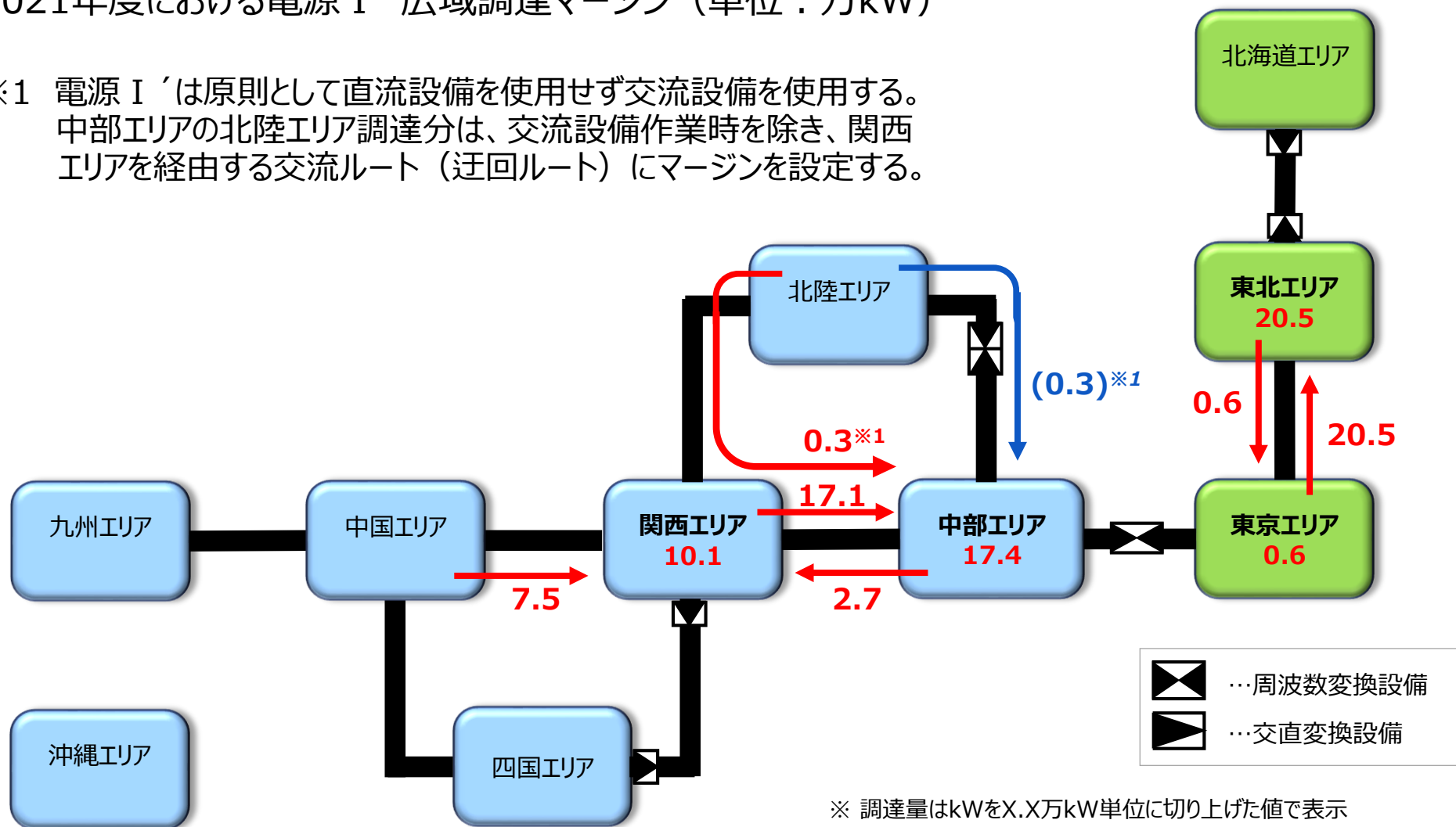
※域外からの応札の評価方法については、電力・ガス取引監視等委員会事務局から一般送配電事業者へ通知する。（昨年と同様）

フェンス潮流で管理している連系線については、直流設備の制約を踏まえた上で落札者選定において、一般送配電事業者間で連系線利用量を確認し、合計値を超えないようにする。（昨年と同様）

14

2021年度における電源 I ' 広域調達マージン（単位：万kW）

※1 電源 I ' は原則として直流設備を使用せず交流設備を使用する。
中部エリアの北陸エリア調達分は、交流設備作業時を除き、関西
エリアを経由する交流ルート（迂回ルート）にマージンを設定する。



※ 調達量はkWをX.X万kW単位に切り上げた値で表示

※ 各エリア内の数値は電源 I ' のエリア外調達量を示す

※ 各連系線の数値は電源 I ' 広域調達マージンの値を示す

例：中部関西間連系線の中部向きは $17.1 + 0.3 = 17.4$ となる

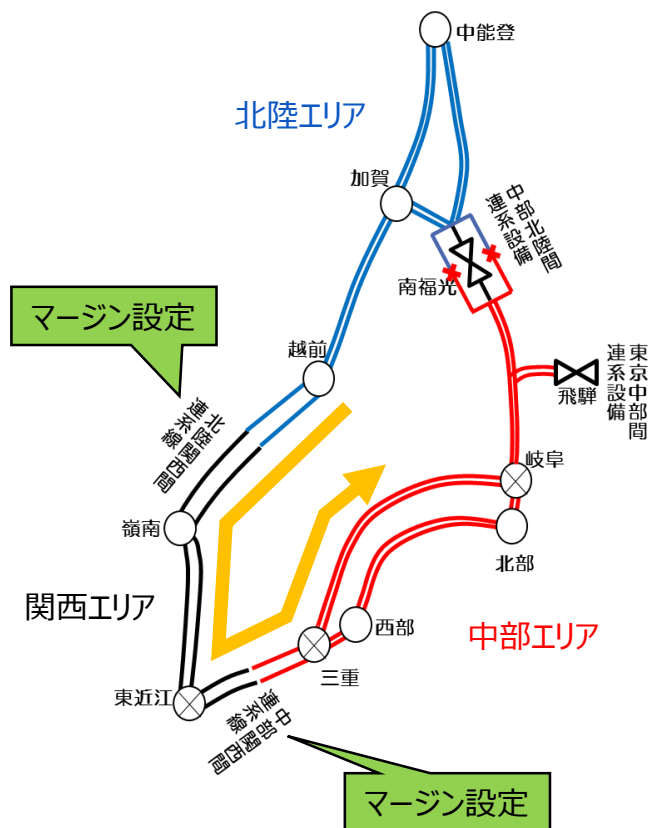
(参考) 連系線作業時の電源 I' 広域調達マージンの設定方法 (中部・北陸・関西間) 7

- 北陸関西間連系線の作業停止時は中部北陸間連系設備（南福光地点）を交流連系し、直流設備の運用制約がなくなるため、中部北陸間連系設備に電源Ⅰ'広域調達マージンを設定する。

【北陸→中部の電源Ⅰ' 広域調達マージンの設定イメージ】

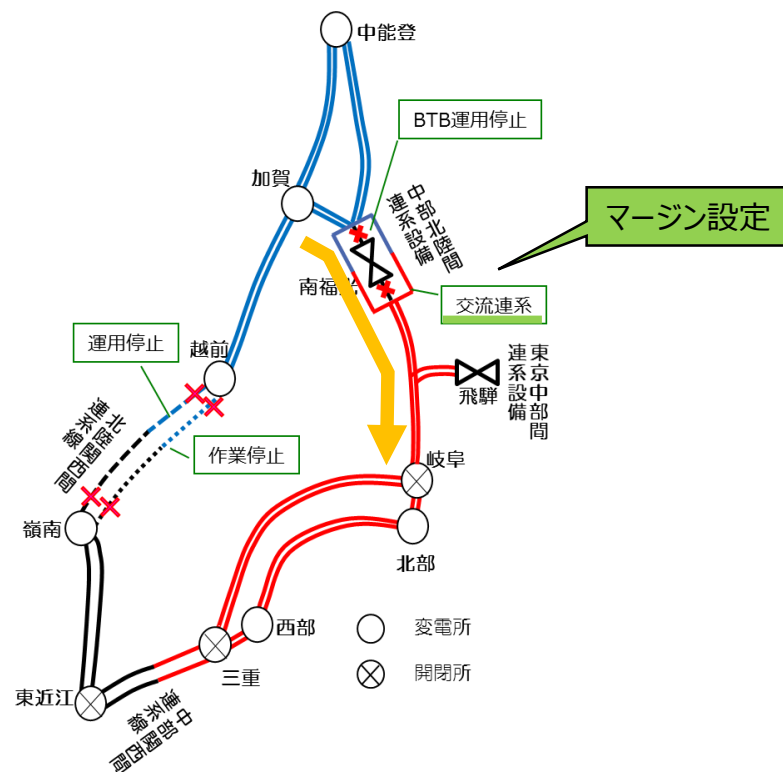
＜平常時＞

北陸→関西→中部の迂回ルートで設定



＜北陸関西間連系線作業時＞

北陸→中部で設定

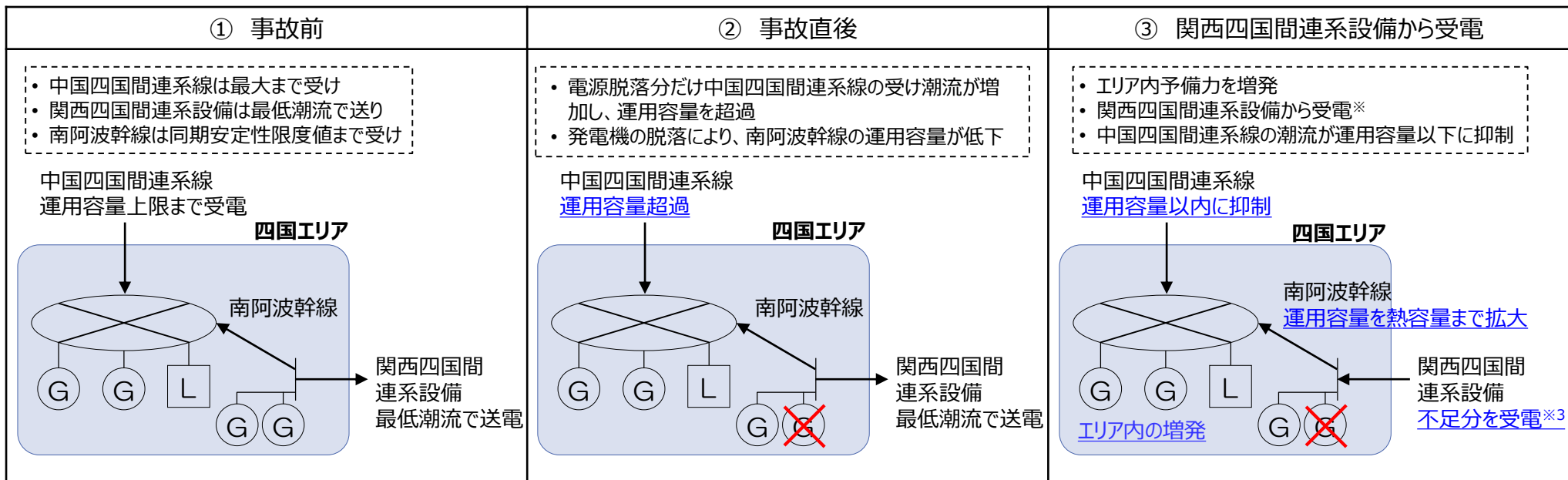


1. 電源 I ' エリア外調達結果とマージン設定概要
2. 中国四国間連系線のマージンの値の算出方法の見直しについて
3. マージンの設定の考え方および具体的な算出方法 <参考>

- 四国エリアの予備力や中国四国間連系線の空容量が充分でない状況において四国エリアの電源ユニットが脱落すると、連系線の潮流が運用容量を超過し、供給信頼度が低下するリスクがあるためマージンを設定している。
- 今回、中国四国間連系線からの供給力受電に加え、関西四国間連系設備からも不足する供給力を受電することの可否を検討した。
- 結果、地内基幹送電線の運用容量を熱容量まで拡大※¹することで、関西四国間連系設備からの供給力受電が可能との結論に至ったため、関西四国間連系設備からの受電期待量を考慮した算出を2021年度以降のマージンに適用することとした。なお、これにより平常時※²のマージンは実質ゼロとなる。

※1 南阿波幹線が同期安定性限度値を超過した状況で、さらに南阿波幹線の運用容量を決定している地内基幹送電線に2回線故障が発生すると、系統安定化装置による電制が行われるが、停電は発生しない。

※2 関西四国間連系設備が双極停止時は受電ができないため従来相当のマージンが必要。



※3 但し、関西四国間連系設備を送電から受電に切り替える操作は1時間程度を要する。

区分ごとの確保理由と具体的なマージンの算出方法	本委員会議論回
<u>A1（順方向：四国向き）</u> ・最大電源ユニットが脱落しても、エリア内の予備力と連系線を通じた電力の融通によって、需要の3%の予備力を確保するために確保 ・電気の供給先となる供給区域（四国エリア）の電源のうち出力が最大である単一ユニットの最大出力に対して予備力が不足する場合の不足予備力量を算出 ・以下の要素をもとに算出 - 当該エリアの最大電源ユニット（作業停止計画を考慮） - 当該エリアのエリア最大需要	第8回（調整力等に関する委員会）

【マージンの算出例（2021年度8月平日昼間帯）】

・A1（順方向：四国向き）

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、年間段階ではエリア内確保予備力の値を確定することが困難なため最小値と最大値で設定。

①最小値は「0」とし、最大値は過去の設定実績および作業停止計画を考慮して月ごとの値を算出

②最大値の算出は、次式の供給計画の想定最大需要（夏季H3需要）から求まる試算値と大きな乖離が無いことを評価

$$\text{最大値の評価指標} = \text{最大電源ユニット相当出力} - (\text{夏季H3需要} \times 4\% \text{※1}) \text{※2}$$

※1 4% = 7%（TSOが確保する調整力）－ 3%（最低限必要な運転予備率）

※2 関西四国間連系設備から受電可能な値を差し引く（**今回から追加考慮**）

①より、過去1年間の設定実績：0～700MW

②より、最大値の評価指標： $\frac{1,050\text{MW}}{\text{最大電源ユニット}} - \left(\frac{4,920\text{MW}}{\text{2021年8月需要想定}} \times 4\% + \frac{1,400\text{MW}}{\text{関西四国間連系設備からの受電期待量}} \right) = -546.8\text{MW} < 0\text{MW}$

⇒ 中国四国間連系線のマージン（順方向：四国向き） = 0MW

【中国四国間連系線（順方向：四国向き）のマージン内訳（2021年度）】

〔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	0~700	0~700	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源Ⅰ 関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	電源Ⅰ 中国⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	平日	0	0~700	0~700	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	休日	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

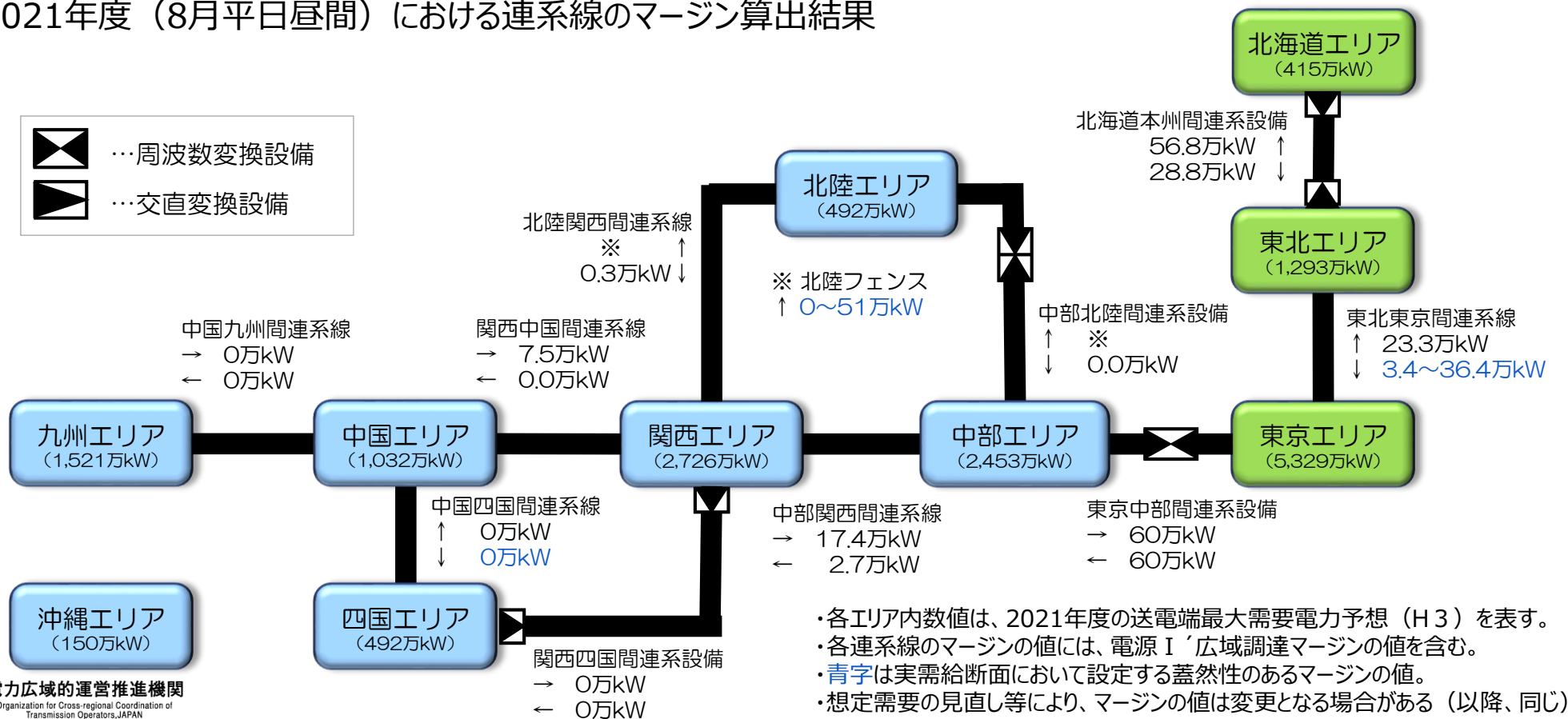
※ 関西四国間連系設備からの受電可能量を考慮する。関西四国間連系設備が双極停止する期間においては過去の実績からマージンを設定する。

1. 電源 I ' エリア外調達結果とマージン設定概要
2. 中国四国間連系線のマージンの値の算出方法の見直しについて
3. マージンの設定の考え方および具体的な算出方法 <参考>

- 前項2.で中国四国間連系線のマージンの具体的な算出方法の見直し内容を報告させていただいた。実需給断面でマージンが必要な連系線※はこの他、北海道本州間連系設備、東北東京間連系線、東京中部間連系設備および北陸フェンスがある。
- 長期・年間のマージンの値は、マージンの設定の考え方（シート16～19）に基づいた算出方法（シート22～25）により算出しており、代表断面として2021年8月平日昼間帯の結果を示す。

※ 電源 I ' 広域調達のためのマージンを除く

2021年度（8月平日昼間）における連系線のマージン算出結果



2021年度年間マージン算出結果（1）

北海道本州間連系設備

14

【北海道本州間連系設備のマージン内訳】

〔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	250	260	300	300	270	310	320	320	280	320	310	320	250	310	290	300
	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	27	27	27	27	27	27	27	27
		277	287	327	327	297	337	347	347	307	347	337	347	277	337	317	327
東北⇒北海道	B1	530	540	560	560	540	560	570	570	540	570	560	560	540	560	550	560
	C1	430	440	460	460	440	460	470	470	440	470	460	460	440	460	450	460
	BO	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
		557	567	587	587	567	587	597	597	567	597	587	587	567	587	577	587
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	290	310	270	320	300	310	260	300	310	310	240	280	290	280
	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	BO	28	28	28	28	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		288	338	318	338	300	350	330	340	290	330	340	340	270	310	320	310
東北⇒北海道	B1	540	560	550	560	540	560	560	560	540	560	560	560	530	550	550	550
	C1	440	460	450	460	440	460	460	460	440	460	460	460	430	450	450	450
	BO	28	28	28	28	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		568	588	578	588	570	590	590	590	570	590	590	590	560	580	580	580
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	200	230	190	160	150	230	170	180	150	220	170	230	230	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	30	30	30	30
		210	230	260	220	190	180	260	200	210	180	250	200	260	260	310	280
東北⇒北海道	B1	500	510	520	500	490	480	520	500	500	490	520	490	530	520	550	530
	C1	400	410	420	400	390	380	420	400	400	390	420	390	430	420	450	430
	BO	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
		530	540	550	530	520	510	550	530	530	520	550	520	560	550	580	560

※ 苫東厚真4号の作業停止期間（2021/6/16～2021/7/25）は、表中の6,7月の東北⇒北海道の値から▲100MWとなる。

※ 表中の略記は、「平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯」を意味する（以降、同じ）

2021年度年間マージン算出結果（2）

東北東京間連系線、東京中部間連系設備、北陸フェンス

15

【東北東京間連系線のマージン内訳】

〔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	0~330	0~330	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380	0~380
	B0	27	27	27	27	28	30	30	30	30	30	30	30
	電源Ⅰ' 東北⇒東京	0	0	0	6	6	6	0	0	6	6	6	0
	平P	27~477	27~477	27~407	33~363	34~364	36~416	30~410	30~410	36~416	36~416	36~416	30~410
	平N・休日	27~477	27~477	27~407	27~357	28~358	30~410	30~410	30~410	30~410	30~410	30~410	30~410
東京⇒東北	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B0	27	27	27	27	28	30	30	30	30	30	30	30
	電源Ⅰ' 東京⇒東北	0	0	0	205	205	205	0	0	205	205	205	0
	平P	27	27	27	232	233	235	30	30	235	235	235	30
	平N・休日	27	27	27	27	28	30	30	30	30	30	30	30

【東京中部間連系設備のマージン内訳】

〔単位：MW〕

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
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

【北陸フェンス（順方向：北陸向き）のマージン内訳】

〔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	A1	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510
	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
	平P	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510	0~510
	平N・休日	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

連系線	方向	マージ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 (順方向)	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〈B0〉および※3〈A0〉を加える。
	東北⇒北海道 (逆方向)	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〈B0〉および※3〈A0〉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ジンとして設定する

※2 北海道風力実証試験に係るマージンとして、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

〈 〉はマージンの区分を示す（シート21参照）

連系線	方向	マージ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 (順方向)	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、電力系統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〈B0〉および※3、4〈A0〉を加える。
	東京⇒東北 (逆方向)	※ 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〈B0〉および※3、4〈A0〉を加える。
東京中部間 連系設備	東京⇒中部 (順方向)	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〈A0〉を加える。
	中部⇒東京 (逆方向)	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〈A0〉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ジンとして設定する

※ 2 北海道風力実証試験に係るマージンとして、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

〈 〉はマージンの区分を示す（シート21参照）

連系線	方向	マージ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（逆方向）	※6（※3を考慮）〈A0〉および ※7 〈A0〉
	中部⇒北陸（順方向）	※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量）※2を考慮）〈A1〉 また、上記に※6（※2を考慮）〈A0〉および※7 〈A0〉を加える。
北陸関西間連系線	関西⇒北陸（逆方向）	※1（最大値は、北陸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）〈A0〉および※7 〈A0〉を加える。
	北陸⇒関西（順方向）	※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）〈A0〉および※7 〈A0〉を加える。
中部関西間連系線	中部⇒関西（順方向）	※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）〈A0〉および※7 〈A0〉を加える。
	関西⇒中部（逆方向）	※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）〈A0〉および※7 〈A0〉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ジンとして設定する

※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

〈 〉はマージンの区分を示す（シート21参照）

連系線	方向	マージ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 (順方向)	※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〈A0〉および※5〈A0〉を加える。
	中国⇒関西 (逆方向)	※1（最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）※3を考慮〈A1〉 また、上記に※4〈A0〉および※5〈A0〉を加える。
関西四国間 連系設備	関西⇒四国 (順方向)	※4（※2を考慮）〈A0〉および※5〈A0〉
	四国⇒関西 (逆方向)	※5〈A0〉
中国四国間 連系線	中国⇒四国 (順方向)	※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量））〈A1〉 また、上記に※4（※2を考慮）〈A0〉および※5〈A0〉を加える。
	四国⇒中国 (逆方向)	※5〈A0〉
中国九州間 連系線	中国⇒九州 (順方向)	※4〈A0〉および※5〈A0〉
	九州⇒中国 (逆方向)	※5〈A0〉

※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ジンとして設定する

※2 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）

※3 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）

※4 電源Ⅰ'広域調達の調達量

※5 三次調整力②の約定量

〈 〉はマージンの区分を示す（シート21参照）

連系線	方向	A0		A1・A2	A1	B0	B1	B2	C1	C2	長期・年間マー ジンの 設定の考え方 (and:加算,or:大きい方)
		電源Ⅰ′	三次② 調整力※1	3% 相当※2	最大1.2 相当	風力実証	EPPS(逆) 緊急AFC	EPPS(順)	潮流抑制		
北海道本州間 連系設備	順		②	③		⑤			⑧		(③ or ⑧) and ⑤
	逆		②			⑤	⑥		⑧		(⑥ or ⑧) and ⑤
東北東京間 連系線	順	①	②	③		⑤				⑨	① and (③ or ⑨) and ⑤
	逆	①	②	③		⑤					① and ③ and ⑤
東京中部間 連系設備	順		②	③				⑦			③ or ⑦
	逆		②	③			⑥				③ or ⑥
中部北陸間 連系線	逆	①※3	②								①※3
北陸関西間 連系線	北陸F (順)	①※4	②		④						①※4 and ④
	順	①	②	③							① and ③
中部関西間 連系線	順	①	②	③							① and ③
	逆	①	②	③							① and ③
関西中国間 連系線	順	①※4	②	③							①※4 and ③
	逆	①	②	③							① and ③
関西四国間 連系設備	順	①※3,4	②								①※3,4
	逆		②								—
中国四国間 連系線	順	①※4	②		④						①※4 and ④
	逆		②								—
中国九州間 連系線	順	①※4	②								①※4
	逆		②								—

※1 需給調整市場に係わるマーzinのうち三次調整力②のためのマーzinについては、
約定量がスポット取引後に定まるため、長期・年間断面では設定しない

※2 原則ゼロとする

※3 原則として直流設備を使用せずに、交流連系側を使用する

※4 2021年度は電源Ⅰ'のエリア外調達がなかったため、マーzin設定なし

2021年度年間マーzin設定のある箇所

【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 ・三次調整力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 ・(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
「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）

出所）第11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 および
第43回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 を編集

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3

区分ごとの確保理由と具体的なマーシンの算出方法	本委員会議論回
<u>B0（順・逆方向）</u> ・北海道風力実証試験に対応する調整力調達のための調整力枠として確保 調整力枠 = 風力実証試験の連系量 × 風力発電予測誤差20%	B0:第14回
<u>B1（逆方向：北海道向き）, C1（順・逆方向）</u> ・北海道エリア内最大電源ユニット停止時（B1）または北本連系設備緊急停止時（C1）に北海道エリアの周波数変動を一定値以内に抑制するために確保 ・「月別、平休日別、昼夜間別」の断面ごとに、以下の要素をもとに算出 北海道エリアの最大電源ユニット（作業停止計画を考慮） 北海道エリアのエリア最小需要 北本連系設備の容量（北本、新北本の大きい方の値）（作業停止計画を考慮）	B1:第12,25回 C1:第12,25回

【マーシンの算出例（2021年度8月平日昼間帯）】

・B0（順・逆方向）

2021年1月時点の風力実証試験の運転開始予定をもとに算定

$$\text{調整力枠} = 136.9\text{MW} \times 20\% = \underline{28\text{MW}}$$

・B1（逆方向：北海道向き）, C1（順・逆方向）

区分、方向ごとに以下の式により算出

$$\text{B1（逆）：最大電源ユニット（700MW）} - \text{系統定数6\%} \times \Delta f1\text{Hz} \times \text{エリア最小需要（2,772MW）} = \underline{540\text{MW}}$$

$$\text{C1（順）：北本設備容量（600MW）} - 0.11 / (1 - 0.11) \times \text{エリア最小需要（2,772MW）} = \underline{260\text{MW}}$$

$$\text{C1（逆）：北本設備容量（600MW）} - \text{系統定数6\%} \times \Delta f1\text{Hz} \times \text{エリア最小需要（2,772MW）} = \underline{440\text{MW}}$$

$$\Rightarrow \text{マーシ（順方向：東北向き）} = \text{B0} + \text{C1} = 288\text{MW}$$

$$\text{マーシ（逆方向：北海道向き）} = \text{B0} + \max(\text{B1}, \text{C1}) = 568\text{MW}$$

風力実証マーシ		
試運転開始予定	累計出力(MW)	マーシ設定値(MW)
2021年1月現在	131.9	27
2021年8月	136.9	28
2021年9月	146.9	30
2022年4月	0	0

区分ごとの確保理由と具体的なマージンの算出方法	本委員会議論回
<u>B0（順・逆方向）</u> ・北海道風力実証試験に対応する調整力調達のための調整力枠として確保（北本に同じ）	B0:第14回
<u>C2（順方向：東京向き）</u> ・東京エリア内の電源線事故（N-1）による電源脱落時に、連系線を介して東北エリアから流入してくる電力により、同期安定性で決定している運用容量を潮流が超過しないよう確保 確保量 = 東京エリアのN-1電源脱落量の20%相当（東北・東京エリア系統容量比） （作業停止計画を考慮）	C2:第11,12回

【マージンの算出例（2021年度8月平日昼間帯）】

- ・B0（順・逆方向）
2021年1月時点の風力実証試験の運転開始予定をもとに算定
調整力枠 = $136.9\text{MW} \times 20\% = \underline{28\text{MW}}$
- ・C2（順方向：東京向き）
気象状況によりリスクが高まった場合に設定するため最小値と最大値で設定
最小値は「0」とし、最大値は作業停止計画を考慮して月ごとの値を算出

ケース	設定値
A火力母連停止またはA火力線1回線停止作業時	450MW
B火力線に連系する発電機作業がない場合（夏季）	350MW
上記以外	330MW（夏季） 380MW（夏季以外）

⇒ マージン（順方向：東京向き） = B0 + C2 = 28～358MW , マージン（逆方向：東北向き） = B0 = 28MW

※ 平日昼間帯は、上記に電源Ⅰ'広域調達分を加算する

区分ごとの確保理由と具体的なマーヅンの算出方法	本委員会議論回
B1（逆方向：東京向き）、B2（順方向：中部向き） ・50Hzエリアまたは60Hzエリアにおいて、複数電源の計画外停止などによる周波数低下が発生した場合に、送電エリアと受電エリアの周波数が逆転しない範囲で、EPPS機能により応援可能な電力の値を設定 ・飛騨信濃周波数変換設備の運用開始（2021年3月予定）後のEPPS（周波数制御）の運用方法は、既存の設備で60万kWを設定し、飛騨信濃周波数変換設備は空容量の範囲内で追加発動する機能を常時使用する。（マーヅンは60万kWで設定※）	B1,B2:第11,47回

※中国九州間連系線（逆方向）運用容量拡大策の検討結果により変更が生じた場合は、「マーヅン設定の考え方」を変更・公表するとともに系統情報サービスの値を更新する。

【飛騨信濃周波数変換設備運用開始に伴う東京中部間連系設備(FC)の運用について】

まとめ	28
■ 東京中部間連系設備(FC)については、飛騨信濃周波数変換設備(飛騨信濃FC)運用開始以降においても、現状通り、周波数制御(EPPS)に対応した<u>マーヅンは60万kW設定すること</u>としてはどうか。 ■ 東京中部間連系設備(FC)において、飛騨信濃周波数変換設備(飛騨信濃FC)の空容量の範囲内でEPPSを追加発動する機能については、大規模電源脱落時等のレジリエンス強化の観点から、常時使用とすることとしてはどうか。	

出所）第47回調整力および需給バランス評価等に関する委員会（2020年1月28日） 資料3

区分ごとの確保理由と具体的なマーシンの算出方法	本委員会議論回
<u>A1（順方向：北陸向き）</u> ・最大電源ユニットが脱落しても、エリア内の予備力と連系線を通じた電力の融通によって、需要の3%の予備力を確保するために確保 ・電気の供給先となる供給区域（北陸エリア）の電源のうち出力が最大である単一ユニットの最大出力に対して予備力が不足する場合の不足予備力量を算出 ・以下の要素をもとに算出 - 当該エリアの最大電源ユニット（作業停止計画を考慮） - 当該エリアのエリア最大需要	第8回（調整力等に関する委員会）

【マーシンの算出例（2021年度8月平日昼間帯）】

・A1（順方向：北陸向き）

実需給断面においてマーシを設定する蓋然性があるものの、年間段階ではエリア内確保予備力の値を確定することが困難なため最小値と最大値で設定

最小値は「0」とし、最大値は過去の設定実績および作業停止計画を考慮して月ごとの値を算出

最大値の算出は、次式の供給計画の想定最大需要（夏季H3需要）から求まる試算値と大きな乖離が無いことを評価

最大値の評価指標 = 最大電源ユニット相当出力 - （夏季H3需要 × 4%※1）

※1 4% = 7%（TSOが確保する調整力） - 3%（最低限必要な運転予備率）

⇒ 北陸フェンスのマーシ（順方向：北陸向き） = 0～510MW