

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

2020年2月18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）
- 上記①に関して、今年度の第41回（2019.7.10開催）および第43回（2019.11.11開催）の本委員会にて電源 I ' のエリア外調達および需給調整市場における調整力のために確保する連系線容量をマージンとすることについて、ご議論いただいたところ。
- 上記②について、現在、翌年度以降（2020～2029年度）のマージンの値を算出中。

ご議論いただきたい内容

- 本日は、これまでの電源 I ' エリア外調達等に関する議論結果をマージンの設定の考え方（①）へ反映したのでその内容をご確認いただくとともに、電源 I ' の公募結果（エリア外調達）も踏まえ算出した各連系線の翌年度以降のマージンの値（②）についてご確認いただきたい。
- あわせて、間接オークション導入（2018.10）後の、マージン設定実績およびスポット市場分断状況について報告する。
- なお、今後も、長期及び年間のマージンの値の設定にあたり、本委員会で議論いただきたいと考えるかどうかを含め、ご議論いただきたい。

（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. マージンの設定の考え方について
 - 1-1. 電源 I ' の公募結果（エリア外調達）
 - 1-2. マージンの設定の考え方への反映について
2. 翌年度以降の各連系線のマージンの値について
3. マージン設定実績およびスポット市場分断状況について〈報告〉

- 今年度実施の2020年度向け調整力公募調達結果において、東京、中部、関西、四国の4エリアでエリア外調達あり。本委員会や制度設計専門会合で確認された連系線確保量の上限値に対するエリア外調達量の割合は、1～30%程度と小さい結果となった。
- 2020年度の年間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。（以下「電源 I ' 広域調達マージン」という。）
- 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、中部関西間連系線、関西中国間連系線、本州四国間連系線の4連系線となる。（電源 I ' 広域調達マージンの設定概要をスライド5に示す）

【2020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	設定上限値	調達量/上限値 の割合	マージンの 設定期間	マージンを設定する 連系線
東京	東北	2.2万kW	25.0万kW	8.4%	夏期, 冬期	東北東京間連系線
中部	関西	17.1万kW	56.0万kW	30.5%	夏期	中部関西間連系線
関西	中部	0.2万kW	22.0万kW	0.9%	夏期, 冬期	関西中国間連系線
	中国	1.1万kW	51.0万kW	2.0%		
四国	関西	4.2万kW	29.0万kW	14.3%	夏期, 冬期	中国四国間連系線
	中国	2.9万kW	29.0万kW	9.8%		

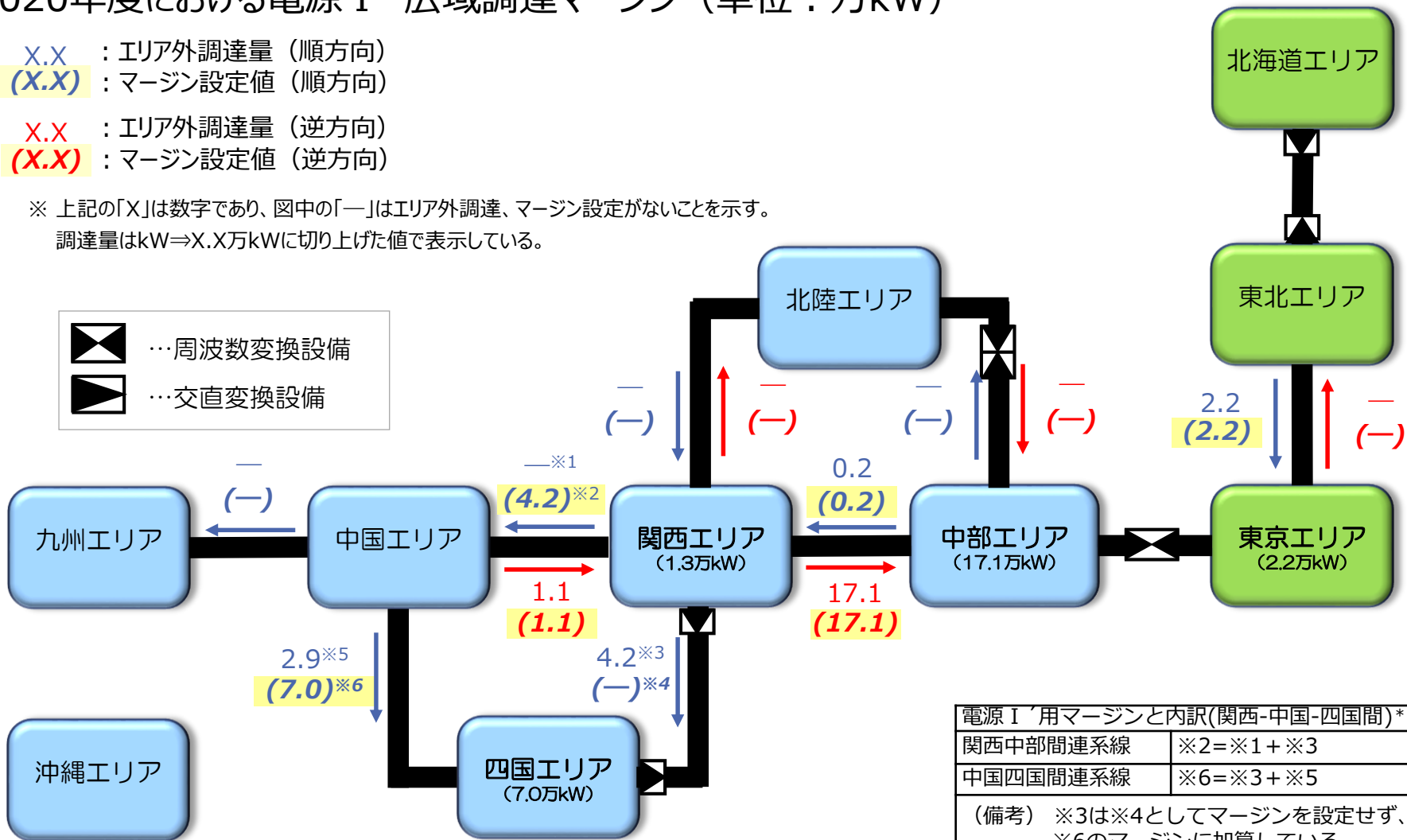
※ 東北、北陸、中国、九州の4エリアではエリア外調達なし
 調達量はkW⇒X.X万kWに切り上げた値で表示している
 設定上限値とは、連系線確保量の上限値（スライド6参照）
 四国エリアの関西エリアからの調達分は交流設備を優先して設定する

2020年度における電源 I ' 広域調達マーヅン (単位 : 万kW)

X.X : エリア外調達量 (順方向)
 (X.X) : マーヅン設定値 (順方向)

X.X : エリア外調達量 (逆方向)
 (X.X) : マーヅン設定値 (逆方向)

※ 上記の「X」は数字であり、図中の「-」はエリア外調達、マーヅン設定がないことを示す。
 調達量はkW⇒X.X万kWに切り上げた値で表示している。



関西中部間連系統	※2=※1+※3
中国四国間連系統	※6=※3+※5
(備考) ※3は※4としてマーヅンを設定せず、※2と※6のマーヅンに加算している。	

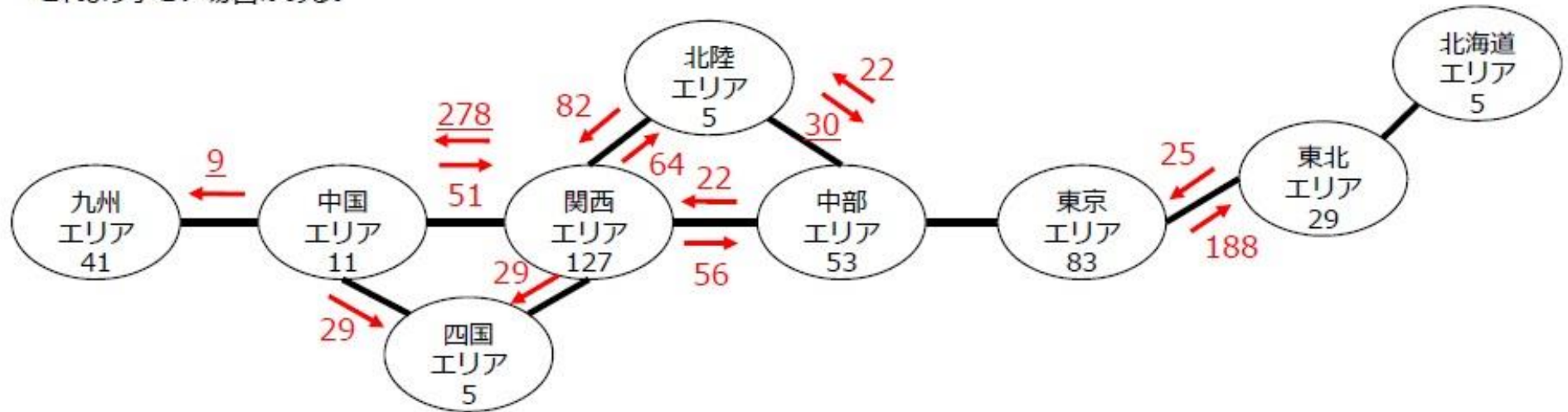
* : 電源 I ' の融通は原則として直流設備を使用せず交流設備を使用する。

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(令和元年6月25日) 資料5より抜粋

【ご確認いただきたい内容】

- マージンの設定にあたっては、マージンを分類した区分ごとに値を算出している。
- 電源 I' 広域調達マージン（区分A0）は、エリア外調達分を確実に活用できるよう、その他のマージンに加算して設定することを「マージンの設定の考え方」に反映した。

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検討することが適当。



【各連系線におけるマージン設定区分（電源 I ' 広域調達マージン反映後）】

連系線	方向	マージンの区分（スライド9参照）								マージンの設定の考え方 (and : 加算, or : 大きい方)
		A0 電源 I ' ※1	A1・A2 3%相当※2	A1 最大工外相当	B0 風力実証	B1 EPPS等	B2 EPPS	C1 潮流抑制	C2	
北海道本州間 連系設備	順		②		④			⑦		(②or⑦) and ④
	逆				④	⑤		⑦		(⑤or⑦) and ④
東北東京間 連系線	順	①	②		④				⑧	① and (②or⑧) and ④
	逆	①※3	②		④					① and ② and ④
東京中部間 連系設備	順		②				⑥			②or⑥
	逆		②			⑤				②or⑤
中部北陸間 連系線	逆	①※3,4								① and - ※4
	北陸F (順)	①※3		③						① and ③
北陸関西間 連系線	順	①※3	②							① and ②
	逆	①	②							① and ②
中部関西間 連系線	順	①	②							① and ②
	逆	①	②							① and ②
関西中国間 連系線	順	①	②							① and ②
	逆	①	②							① and ②
関西四国間 連系設備	順	①※4								① and - ※4
	逆									-
中国四国間 連系線	順	①		③						① and ③
	逆									-
中国九州間 連系線	順	①※3								① and -
	逆									-

※1 : 三次調整力②エリア外調達のためのマージンは、2020年度は需給調整市場開設前で空容量内で実施され、2021年度以降はスポット取引後に約定して量が確定する仕組みとなる見込みで年間のマージン設定がないため、記載省略。

※2 : 原則ゼロ

※3 : 2020年度は電源 I ' のエリア外調達が無かったため、マージン設定なし。

※4 : 原則として直流設備を使用せずに、交流系統側を使用する。

① 今回追加した電源 I ' 広域調達マージン

 2020年度年間マージン設定のある連系線

【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)

(空 白)

- 本機関が公表する「マージンの設定の考え方」に、電源 I' のエリア外調達および需給調整市場における調整力のために確保するマージンに関する事項を反映した。(スライド11~14の赤字箇所)


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 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 (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 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(2021年度以降)。

(注) 〈 〉 はマージンの区分を示す。(本資料のスライド8)

 2020年度年間マージン設定のある連系線(方向)

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 (2021年度以降)。

(注) 〈 〉 はマージンの区分を示す。(本資料のスライド8)

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)	※4 (※2を考慮) <AO> および ※5 <AO>
	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 ※4 (※2を考慮) <AO> および ※5 <AO> 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) ※3を考慮) <A1> また、上記に ※4 (※2を考慮) <AO> および ※5 <AO> 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) ※3を考慮) <A1> また、上記に ※4 (※2を考慮) <AO> および ※5 <AO> 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) ※3を考慮) <A1> また、上記に ※4 (※2を考慮) <AO> および ※5 <AO> 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 ※4 (※2を考慮) <AO> および ※5 <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ジンとして設定する。

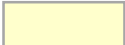
※2 中部北陸間連系設備、北陸関西間連系線及び中部関西間連系線と合わせて確保する (フェンス潮流にて管理)

※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 (2021年度以降)。

(注) < > はマージンの区分を示す。(本資料のスライド8)

 2020年度年間マージン設定のある連系線 (方向)

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 <AO> および ※5 <AO> 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) ※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 (順方向)	※4 (※3を考慮) <AO> および ※5 <AO>
	四国⇒関西 (逆方向)	※5 <AO>
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 (※3を考慮) <AO> および ※5 <AO> を加える。
	四国⇒中国 (逆方向)	※5 <AO>
中国九州間 連系線	中国⇒九州 (順方向)	※4 <AO> および ※5 <AO>
	九州⇒中国 (逆方向)	※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ジンとして設定する。

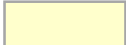
※2 北陸関西間連系線、中部関西間連系線及び関西中国間連系線と合わせて確保する (系統容量見合いで配分)。

※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) < > はマージンの区分を示す。(本資料のスライド8)

 2020年度年間マージン設定のある連系線 (方向)

1. マージンの設定の考え方について
 - 1-1. 電源 I 'の公募結果（エリア外調達）
 - 1-2. マージンの設定の考え方への反映について
2. 翌年度以降の各連系線のマージンの値について
3. マージン設定実績およびスポット市場分断状況について〈報告〉

【ご確認いただきたい内容】

- 年間・長期のマーヅンについて、本委員会で議論いただいたマーヅン設定の考え方に基ヅき、マーヅン検討会にて取扱いを具体化し、値を算出するとともにその妥当性を確認した。
- 今年度は、2020年度向けの電源 I ' 広域調達の公募が行われたことを反映し、各連系線の翌年度以降のマーヅンの値を算出している。
- なお、電源 I ' 広域調達マーヅンの値については、電源 I ' 契約締結がすべて完了するのは本年3月となる見込みのため、年間のマーヅンとしては調達量（落札量）をもとに設定し、契約量の確定後、値に変更があれば系統情報サービスの値を更新することとしたい。

- 代表断面として、電源 I ' 広域調達マーヅンの設定がある2020年度のマーヅン算出結果の概要をスライド17～25に示す。
- その他の断面も含めた2020年度以降のマーヅンの値（案）は、別紙1および別紙2のとおり。

【業務規程 抜粋】

- 第128条 本機関は、連系線毎の実需給断面におけるマーヅンの設定の考え方（以下「マーヅンの設定の考え方」という。）を定め、これを公表する。
- 2 本機関は、実需給断面におけるマーヅンが必要な場合を除き、原則としてマーヅンの値をゼロとするものとし、マーヅンを確保する必要がある場合には、確保するマーヅンの値及び確保する理由を公表する。
 - 3 本機関は、マーヅンの設定の考え方に基ヅき、長期、年間及び翌々日におけるマーヅンを設定し、別表12-1（d）に定める公表時期までに、これを公表する。
- 第129条 本機関は、翌年度以降のマーヅンの値について検討を行うため、別表10-1の連系線を運用する一般送配電事業者たる会員との間で検討会（以下「マーヅン検討会」という。）を設ける。
- 2 本機関は、マーヅンの設定の考え方に基ヅいたマーヅン検討会の検討を踏まえ、毎年2月末日までに、翌年度以降の長期及び年間におけるマーヅンの値を算出する。
 - 3 本機関は、マーヅン検討会の検討経過及び結果並びに算出したマーヅンの値を公表する。

【北海道本州間連系設備のマージン内訳（2020年度）】

(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
	B0	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
	B0	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
	B0	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
	B0	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
	B0	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
	B0	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

- ・表中の略記について、「平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯」を意味する。
- ・赤枠線内は次スライドにマージン算出例として記載している断面を示す。

【マーヅンの設定の考え方に基づく具体的な算出方法等】

連系線	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
北海道本州間 連系設備 (順・逆方向)	B0 (順・逆方向) ・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 $\text{調整力枠} = \text{風力実証試験の連系量} \times \text{風力発電予測誤差}20\%$	B0:第14回
	B1 (逆方向) , C1 (順・逆方向) ・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

【マーヅンの算出例 (2020年度8月平日昼間帯)】

- ・B0 (順・逆方向)
 2020年2月時点の実証試験予定 (北海道電力より聞き取り) をもとに算定
 $\text{調整力枠} = 131.9\text{MW} \times 20\% = \underline{27\text{MW}}$
- ・B1 (逆方向) , C1 (順・逆方向)
 区分、方向ごとに以下の式により算出

試運転開始予定	累計出力(MW)	マーヅン設定(MW)
2020年2月現在	106.6	22
2020年8月	131.9	27
2020年10月	136.5	28
2020年11月	146.489	30
2021年3月	151.488	31

$B1 \text{ (逆)} : \text{最大電源ユニット (700MW)} - \text{系統定数}6\% \times \Delta f1\text{Hz} \times \text{エリア最小需要 (2,821MW)} = \underline{540\text{MW}}$
 $C1 \text{ (順)} : \text{北本設備容量 (600MW)} - 0.11 / (1-0.11) \times \text{エリア最小需要 (2,821MW)} = \underline{260\text{MW}}$
 $C1 \text{ (逆)} : \text{北本設備容量 (600MW)} - \text{系統定数}6\% \times \Delta f1\text{Hz} \times \text{エリア最小需要 (2,821MW)} = \underline{440\text{MW}}$

⇒ $\underline{\text{マーヅン (順方向)} = B0 + C1 = 287\text{MW}}$, $\underline{\text{マーヅン (逆方向)} = B0 + \max(B1, C1) = 567\text{MW}}$

【東北東京間連系線のマージン内訳（2020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	
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	
	B0	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31	
	AO (電源 I')	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	
	B0	22	22	22	22	27	27	28	30	30	30	30	31	
	AO (電源 I')	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	

・赤枠線内は次スライドにマージン算出例として記載している断面を示す。

【マーヅンの設定の考え方に基づく具体的な算出方法等】

連系線	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
東北東京間 連系線 (順・逆方向)	<p><u>B0 (順・逆方向)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・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) <p><u>C2 (順方向)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・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 <p>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)</p>	<p>B0:第14回</p> <p>C2:第11,12回</p>

【マーヅンの算出例 (2020年度8月平日昼間帯)】

・B0 (順・逆方向)

2020年2月時点の実証試験予定 (北海道電力より聞き取り) をもとに算定 (北海道本州間連系設備に同じ)

調整力枠 = $131.9\text{MW} \times 20\% = 27\text{MW}$

・C2 (順方向)

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

⇒ マーヅン (順方向) = $B0 + C2 = 27 \sim 377\text{MW}$

マーヅン (逆方向) = $B0 = 27\text{MW}$

※ 順方向は、上記に電源 I ' 広域調達分を加算する

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)

【東京中部間連系設備のマージン（2020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
東京⇒中部	B2	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
中部⇒東京	B1	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600

(参考) 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 22

【マーヅンの設定の考え方に基ヅく具体的な算出方法等】

連系線	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
東京中部間連系設備 (順・逆方向)	<p><u>B1 (逆方向) , B2 (順方向)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・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

【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】

<p>まとめ</p>	28
<ul style="list-style-type: none"> ■ 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。 	

【北陸フェンス（順方向）のマージン内訳（2020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
北陸フェンス （平日日中）	A1	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530	0～530
	AO（電源Ⅰ'） 中部⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	AO（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

【中国四国間連系線（順方向）のマージン内訳（2020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	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	0～700	
	AO（電源Ⅰ'） 関西⇒四国	0	0	0	42	42	42	0	0	42	42	42	0	
	AO（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	70～770	0～700
	休日/平日夜間	//	//	//	0～700	0～700	0～700	//	//	0～700	0～700	0～700	//	

・赤枠線内は次スライドにマージン算出例として記載している断面を示す。

連系統	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
北陸フェンス (順方向)	<u>A1 (順方向)</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統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 (北陸エリアおよび四国エリア) 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)
中国四国間連系統 (順方向)		

【マージンの算出例 (2020年度8月平日昼間帯)】

・A1 (順方向)

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

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

最大値の算出値は、次の式供給計画の想定最大需要 (夏季重負荷期) 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%※)

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

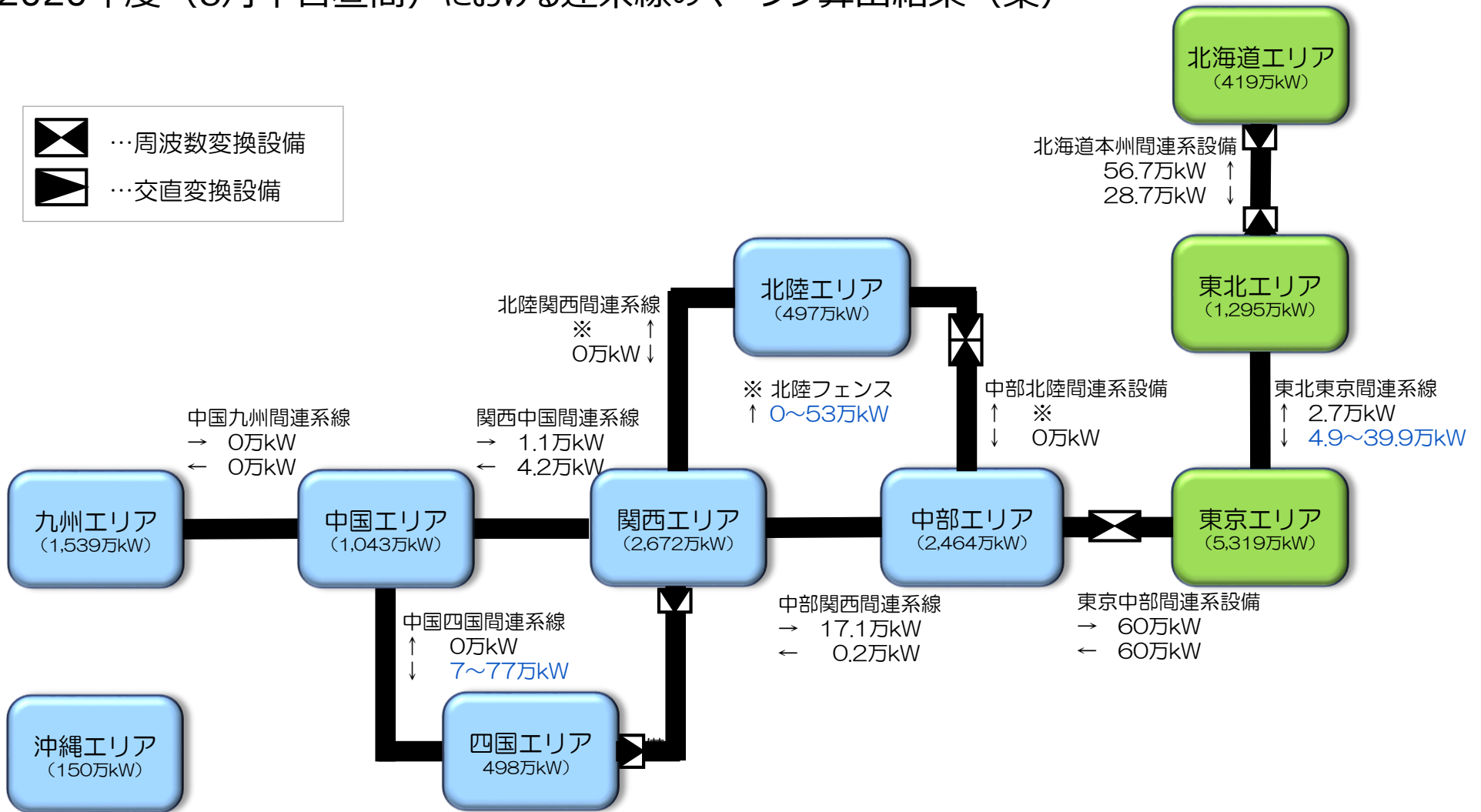
⇒ 間接オークション導入後1年間 (2018.10~2019.9) の設定実績の最大値をもとに以下を設定

北陸フェンス (順方向) = 0~530MW

中国四国間連系統 (順方向) = 0~700MW

※ 中国四国間連系統は、上記に電源 I ' 広域調達分を加算する

2020年度（8月平日昼間）における連系線のマーヅン算出結果（案）



- ・各エリア内数値は、2019年度（8月）送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。
- ・各連系線のマーヅンの値には、電源 I ' 広域調達マーヅンの値を含む
- ・青字は実需給断面において設定する蓋然性のあるマーヅンの値

(空 白)

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について
 - 1-1. 電源 I ' の公募結果（エリア外調達）
 - 1-2. マージンの設定の考え方への反映について
2. 翌年度以降の各連系線のマージンの値について
3. マージン設定実績およびスポット市場分断状況について〈報告〉

- 実需給断面でマージンを設定している連系線における、間接オークション導入後1年間（2018.10～2019.9）のマージン設定実績およびスポット市場分断状況を報告する。
- 各連系線とも、前日スポット取引直前の翌々日段階で、マージンの設定の考え方に基づき値を算出し設定している。
 - 北海道本州間連系設備では、翌々日段階のエリア需要想定に基づく設定により、年間計画に対して小さい値も設定される。
 - 東北東京間連系線では、気象情報発令等による設定実績が10%の時間であった。（「0」コマが90%）
 - 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たマージン設定により、年間計画の最大値に対する設定実績の最大値はおおよそ90%および75%の実績であった。
- 北海道本州間連系設備について、新北本連系設備の運開後（2019.3.28以降）、逆方向のスポット市場分断は半減している。（期間に占める分断割合：97.1%→42.7%）

【年間段階でマージンを設定する蓋然性があるとした3連系線のマージン設定実績とスポット市場分断状況】

連系線名	方向	平均 (MW)	最小 (MW)	最大(MW)		最頻値(MW)		当該区分「0」コマ数		スポット分断コマ数	
				括弧内は年間計画最大値に対する割合		括弧内是最頻値発生率		括弧内は「0」頻度	括弧内は発生率		
東北東京間連系線※1	順方向	53	0	460	(99.6%)	12	(61.0%)	15,841	(90.0%)	1	(0.0%)
北陸フェンス	順方向	96	0	530	(89.8%)	0	(69.1%)	12,102	(69.1%)	0	(0.0%)
中国四国間連系線	順方向	100	0	700	(75.3%)	0	(66.4%)	11,642	(66.4%)	0	(0.0%)

※1 北海道風力実証分を含む。

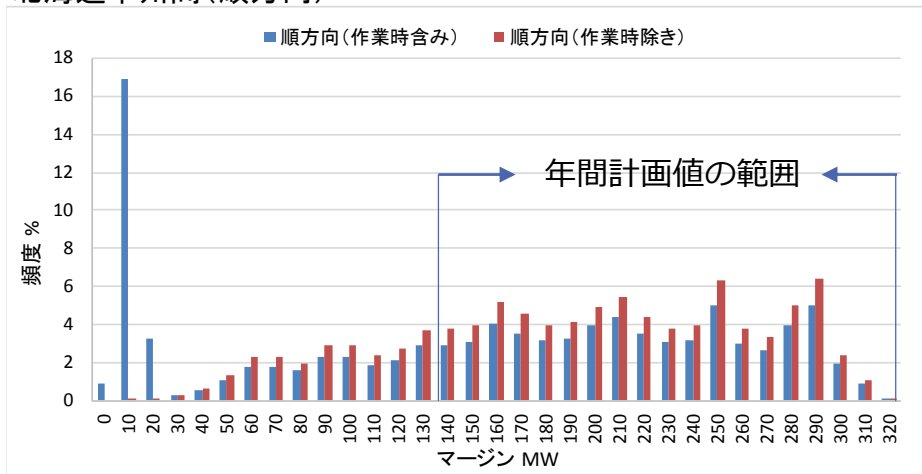
【北海道本州間連系設備のスポット市場分断状況（新北本運開前後）】

連系線	方向	スポット分断	内マージン設定時
新北本運開前 2018/10/1～2019/3/27	順方向	1 (0.0%)	1 (0.0%)
	逆方向	8,294 (97.1%)	8,294 (97.1%)
新北本運開後 2019/3/28～2019/9/30	順方向	128 (1.4%)	73 (0.8%)
	逆方向	3,837 (42.7%)	3,837 (42.7%)

半減

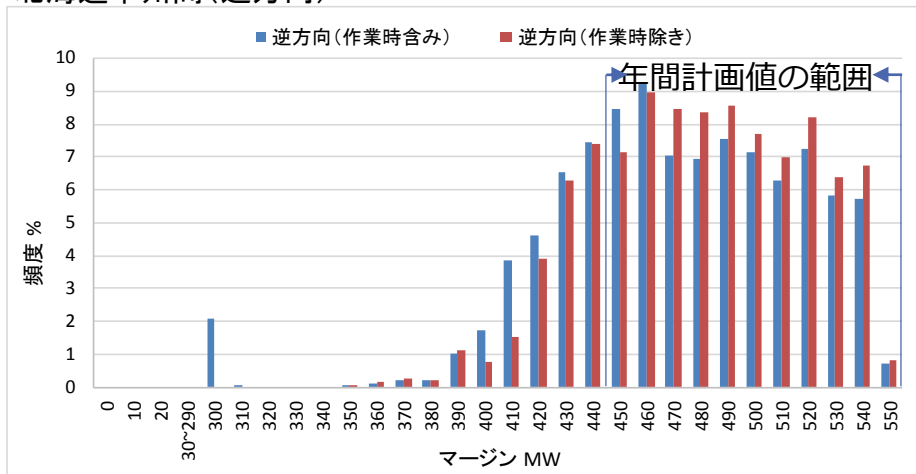
■ 北海道本州間連系設備のマージンは実需給断面では断面細分化に伴い年間計画に対して小さい値も設定される。

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

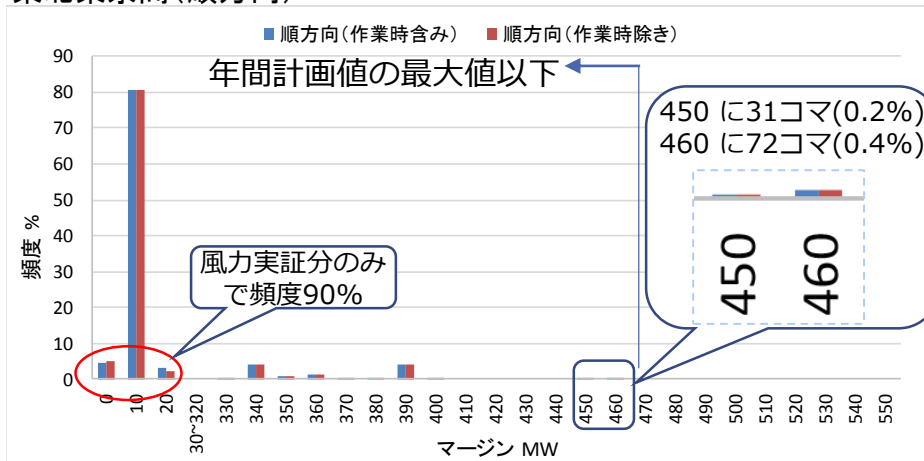
北海道本州間(逆方向)



当該期間における年間計画値は442~552MW

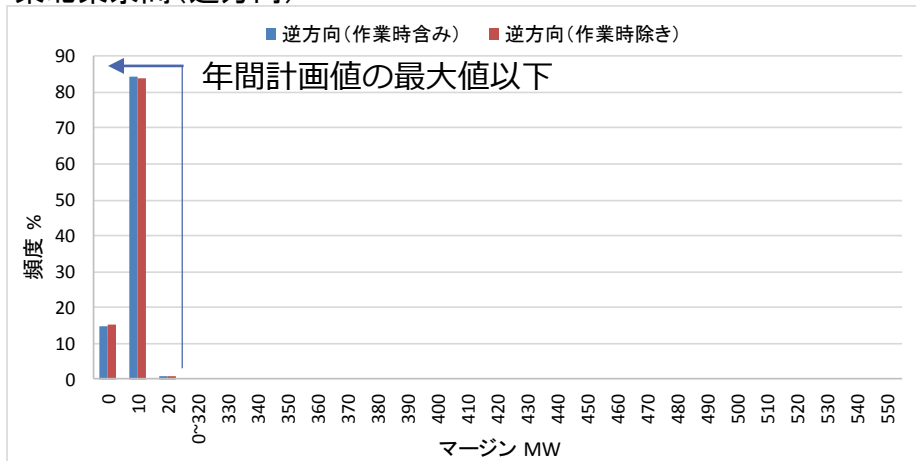
■ 東北東京間連系線 (順方向) では、気象情報発令等による設定が期間中の10%の実績。

東北東京間(順方向)



当該期間における年間計画値は12~462MW

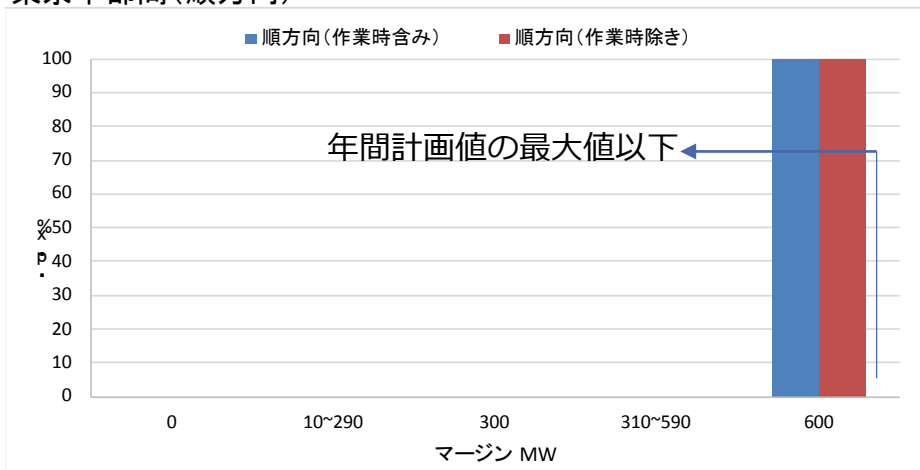
東北東京間(逆方向)



当該期間年間計画値は12~22MW

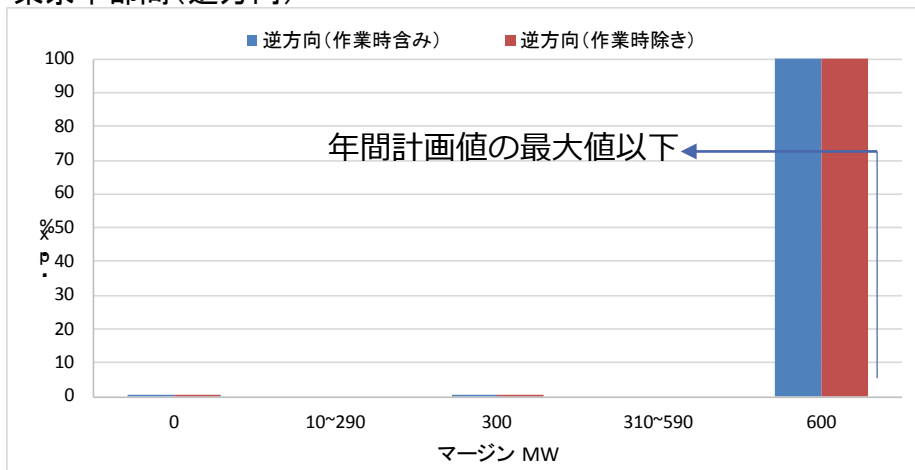
■ 東京中部間連系設備のマージンは実需給断面でも周波数制御 (EPPS) に対応したマージンを設定。

東京中部間(順方向)



当該期間における年間計画値は600MW

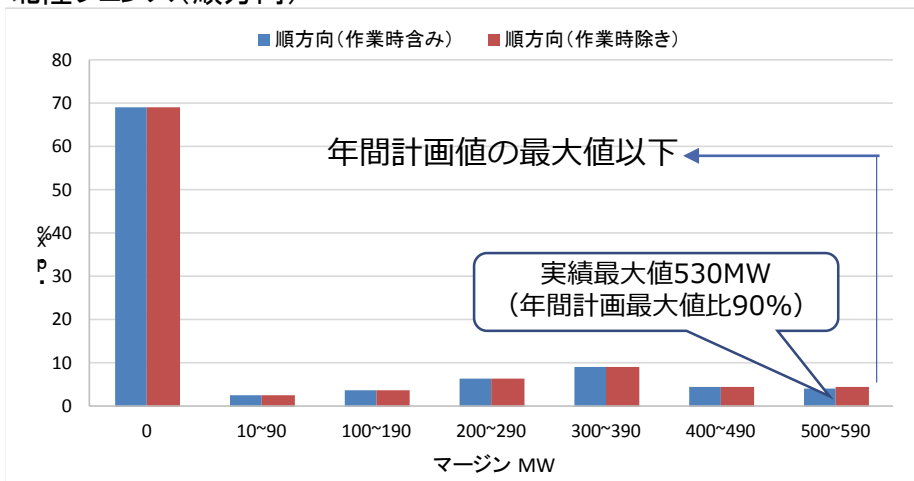
東京中部間(逆方向)



当該期間における年間計画値は600MW

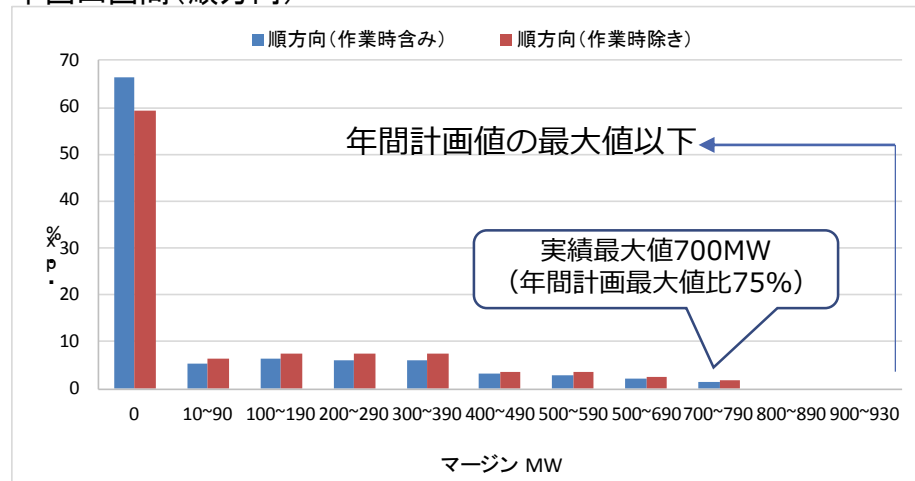
■ 北陸フェンスおよび中国四国間連系線では、エリア内予備力に応じてマージンを設定。

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	括弧内は年間計画 最大値※2に対する割合	【最もデータ数が多い値】 括弧内は最頻値発生率	括弧内は最頻値発生率		
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

(参考：間接オークション導入前)

期間：2018/10/1~2019/9/30 まで

期間：2017/10/1~2018/9/30

連系線	方向	作業	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) 新北本運開前後のマージン設定実績とスポット市場分断状況

◆ (参考) 北海道本州間連系設備のマージン設定実績*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)		最頻値(MW)		最頻度数 (個)	母数 (個)
					括弧内は年間計画 最大値に対する割合	【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		内マージン設定時		(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	内マージン設定時	スポット分断	内マージン設定時		
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。