

間接オークション導入後
及び
北海道本州間連系設備増強後の
マージン設定について

2018年8月29日

- 間接オークションの開始日並びに、関連する業務規程及び送配電等業務指針の施行期日が10月1日となった。
- これを踏まえ、現在、間接オークション導入前の業務規程及び送配電等業務指針に基づき設定していた、年間計画断面のマージンについて見直しを行う。
- また、長期計画断面におけるマージンについては、間接オークション導入後の業務規程及び送配電等業務指針に基づき検討の上、設定していたが、一部の連系線については、実需給断面におけるマージン設定実績等も踏まえた設定の見直しを行う。
- あわせて、北海道本州間連系設備増強後のマージンについても見直しを行う。

<間接オークション導入後の業務規程> (抜粋)

(用語)

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

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

一～十七 (省略)

十八 「マージン」とは、電力系統の異常時若しくは需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力系統を安定に保つため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。

(マージンの設定及び更新の考え方の公表)

第128条 本機関は、連系線毎の実需給断面におけるマージンの設定の考え方（以下「マージンの設定の考え方」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ものとし、マージンを確保する必要がある場合には、確保するマージンの値及び確保する理由を公表する。

3 本機関は、マージンの設定の考え方にに基づき、長期、年間及び翌々日におけるマージンを設定し、別表12-1(d)に定める公表時期までに、これを公表する。

- ・ 間接オークション導入後は、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で設定することになる。

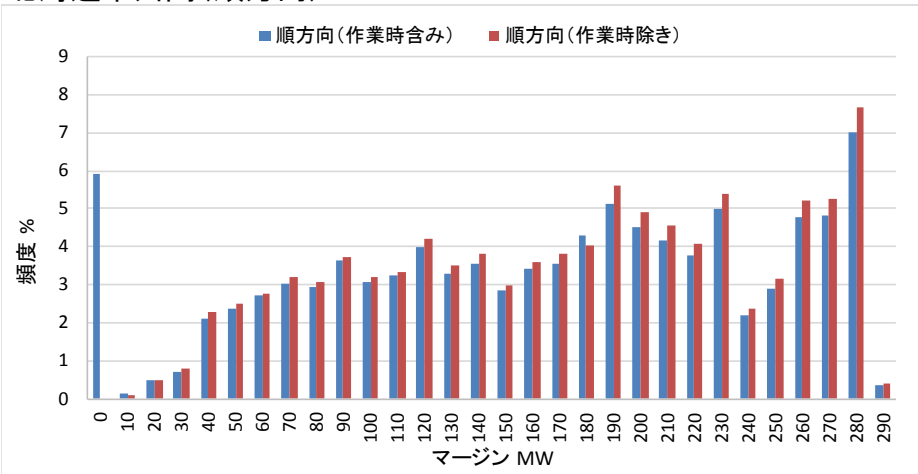
- ・長期計画断面（2020～2027年度）については、間接オークション導入後を前提としてマージン設定を行っていたが、東北東京間連系線（順方向）、北陸フェンス※（順方向）、中国四国間連系線（順方向）（以下、「三連系線」という）については、0以外の値の設定実績があることも踏まえ、設定の見直しを行う。

※北陸フェンス：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。以下同じ。

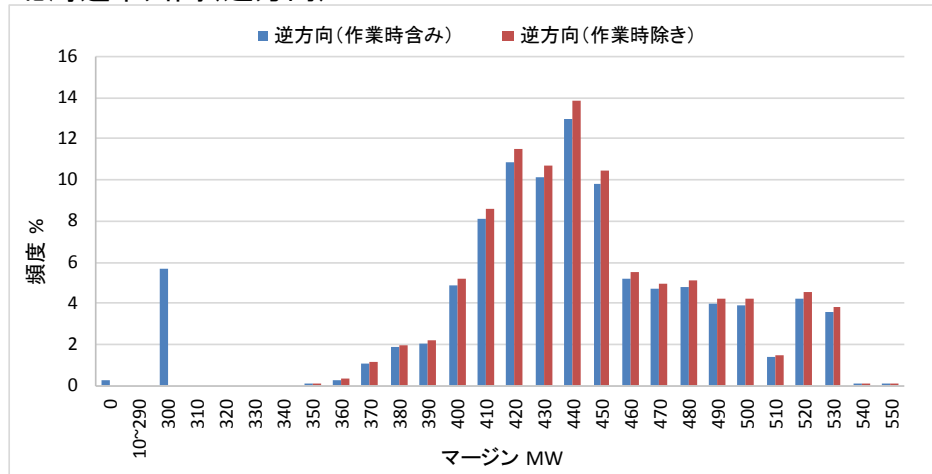
<見直しの考え方>

- ・これまで、三連系線については、0で設定していたが、実需給断面において0以外の値となっている断面もある程度の比率で発生している。
 - ・長期の断面では単純な0設定としていたが、0設定としている他連系線と比較した場合、実績との乖離が比較的多く発生することから、何等か見直しが必要ではないか。
一方で、計画段階で、実需給断面のマージンの値を確定させることも実務的には困難である。
- ⇒ これらを踏まえると、何等か設定する蓋然性があることを明示するものの、値は確定しないという対応が適切と考えられる。
- 具体的には蓋然性のある値の範囲で設定することとする。**

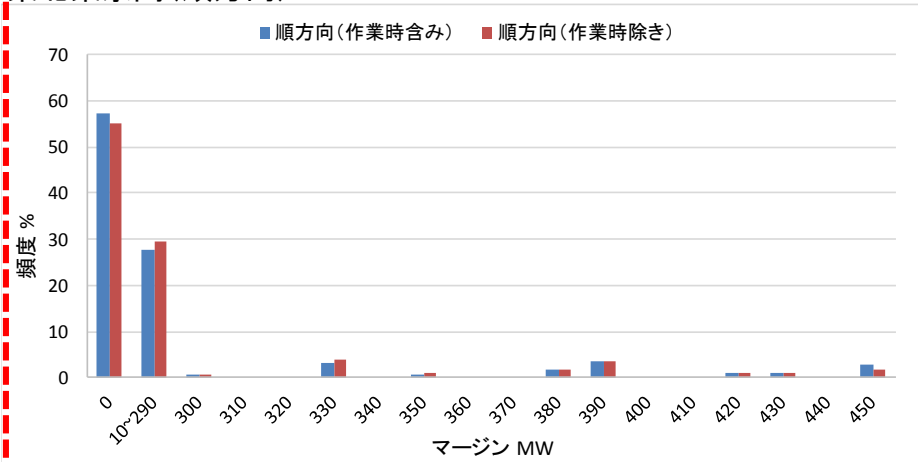
北海道本州間(順方向)



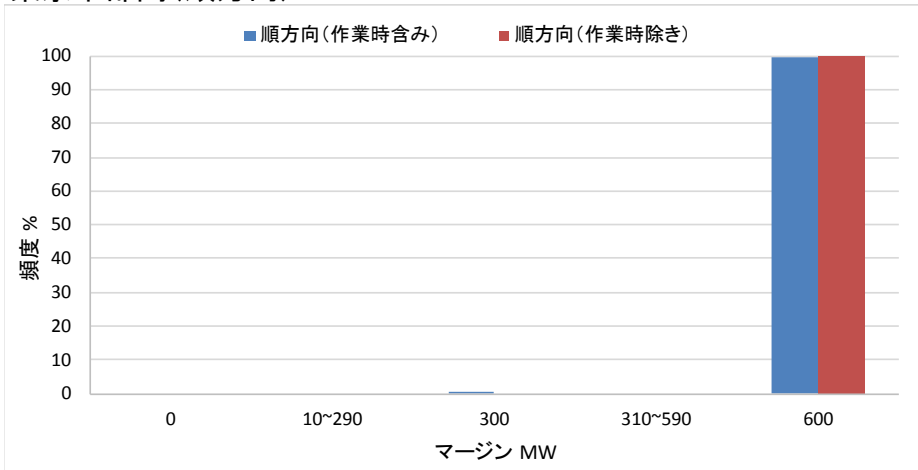
北海道本州間(逆方向)



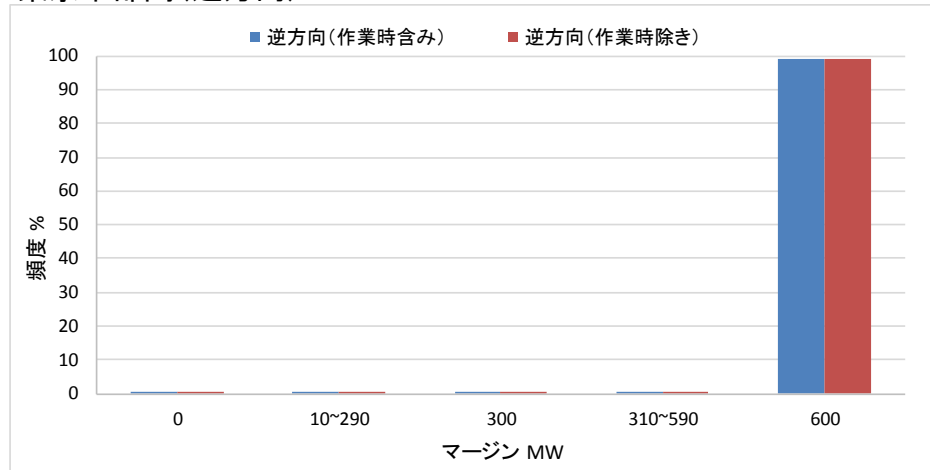
東北東京間(順方向)



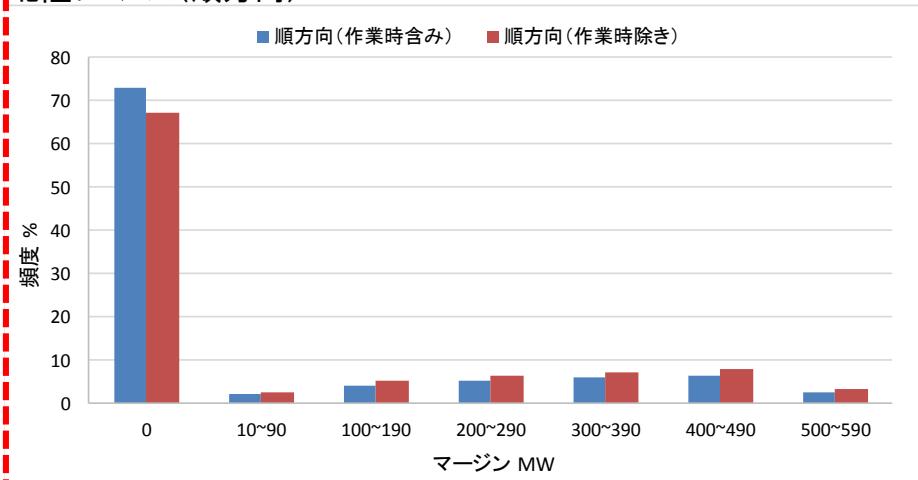
東京中部間(順方向)



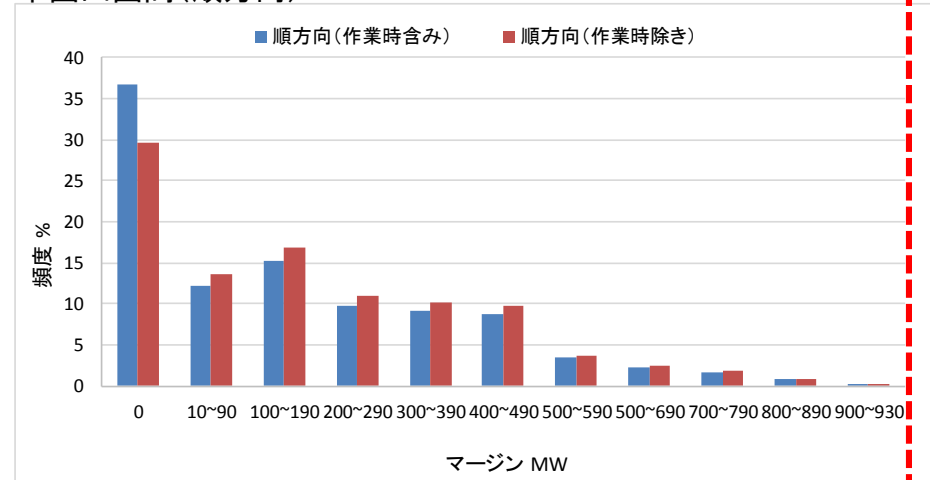
東京中部間(逆方向)



北陸フェンス(順方向)



中国四国間(順方向)



【集計内容】

- 2017年4月1日～2018年3月31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) 【最もデータ数が多い値】 括弧内は最頻値発生率	最頻度数 (個)	母数 (個)
北海道本州間※	順方向	作業時含み	162	0	290	280 (7.0%)	1,231	17,520
		作業時除き	173	0	290	280 (7.7%)	1,231	16,069
	逆方向	作業時含み	438	0	550	440 (13.0%)	2,277	17,520
		作業時除き	447	350	550	440 (13.8%)	2,277	16,449
東北東京間※	順方向	作業時含み	61	0	450	0 (57.2%)	10,016	17,520
		作業時除き	61	0	450	0 (55.2%)	8,451	15,301
	逆方向	作業時含み	2	0	8	0 (80.8%)	14,150	17,520
		作業時除き	2	0	8	0 (80.8%)	14,150	17,520
東京中部間	順方向	作業時含み	599	300	600	600 (99.6%)	17,456	17,520
		作業時除き	600	600	600	600 (100.0%)	8,847	8,847
	逆方向	作業時含み	596	0	600	600 (99.1%)	17,366	17,520
		作業時除き	596	0	600	600 (99.2%)	8,778	8,847
中部関西間	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
	逆方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
北陸フェンス	順方向	作業時含み	83	0	590	0 (73.0%)	12,788	17,520
		作業時除き	101	0	590	0 (67.1%)	9,659	14,391
北陸関西間	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
関西中国間	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
	逆方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
中国四国間	順方向	作業時含み	176	0	930	0 (36.7%)	6,435	17,520
		作業時除き	196	0	930	0 (29.7%)	4,673	15,758

長期計画断面の予備力・調整力・潮流抑制のためのマージン値（見直し箇所）

連系線	方向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	備考
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	149 【318】	160 【330】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	120 【290】	最大需要時の値(1月平jP) マージン最大値(6月休N)
	東北⇒北海道	499 【578】	510 【590】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	470 【550】	最大需要時の値(1月平P) マージン最大値(6月休日N)
東北東京間連系線	東北⇒東京	28	40	0	0	0	0	0	0	最大需要時の値(8月平P)
	東京⇒東北	29	40	0	0	0	0	0	0	最大需要時の値(1月平P)
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
中部北陸間連系設備	中部⇒北陸	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	
	北陸⇒関西	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	実需給断面で設定する蓋然性があることから、長期断面からの対応について検討が必要。
	関西⇒中部	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	
	中国⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0	
中国四国間連系線	中国⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	

東京中部間連系設備増強分(+90万kW:2020年度運開予定)の容量については上表に含んでいない。
【 】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ジンの値を示す。

シート23～27「4. 実需給断面におけるマージンの値及び確保理由(間接オークション導入後)」から、上記の通り設定。
(三連系線は次シートに示す。)

- 三連系線に関して、長期計画断面における蓋然性のある値の範囲については、以下のような考え方で設定してはどうか。

＜蓋然性のある値の範囲設定の考え方＞

対象連系線	考え方
東北東京間連系線※ (順方向)	<ul style="list-style-type: none"> 実需給断面でマージン設定時に考慮する超高圧ユニット送電線に接続している発電機の発電計画を参考に主に設定実績等を踏まえ設定する。
北陸フェンス、 中国四国間連系線 (順方向)	<ul style="list-style-type: none"> 実需給断面でマージン設定時に考慮する最大ユニット相当量の対象となる発電機の発電計画を参考に、主に設定実績等を踏まえ設定する。

※東北東京間連系線については、確定値である、北海道風力実証試験に係るマージンと合わせて設定する。

- これを踏まえた、実需給断面におけるマージン設定の考え方はシート23～27 「4.実需給断面におけるマージンの値及び確保理由(間接オークション導入後)」の通り。
- なお、上記の考え方については、当面の対応とし、今後、間接オークション導入後のマージン設定実績及び系統利用へ与える影響等も踏まえ、2019年度以降のマージン設定について検討を行う。

空白

長期断面における予備力・調整力・潮流抑制のためのマージンの変更箇所

【変更前】

連系線	方向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	備考
東北東京間 連系線	東北⇒東京	28	40	0	0	0	0	0	0	最大需要時の値(8月平P)
中部北陸間 連系設備	中部⇒北陸	0	0	0	0	0	0	0	0	
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸									
中国四国間 連系線	中国⇒四国	0	0	0	0	0	0	0	0	

長期断面における予備力・調整力・潮流抑制のためのマージンの変更箇所

【変更後】 下線部：追加・変更箇所

連系線	方向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	備考
東北東京間連系線	東北⇒東京	<u>28～</u> <u>478^{※1}</u>	<u>40～</u> <u>490^{※1}</u>	<u>0～</u> <u>450^{※1}</u>	<u>0～</u> <u>450^{※1}</u>	<u>0～</u> <u>450^{※1}</u>	<u>0～</u> <u>450^{※1}</u>	<u>0～</u> <u>450^{※1}</u>	<u>0～</u> <u>450^{※1}</u>	最大需要時の値(8月平P)
中部北陸間連系設備	中部⇒北陸	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	<u>0～</u> <u>590^{※2}</u>	
北陸関西間連系線	関西⇒北陸	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	<u>0～</u> <u>700^{※3}</u>	

- (注) ※1: 2020年度は、北海道風力実証分 28MWに、実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MW(昨年度実績)を加えたもの
2021年度は、北海道風力実証分 40MWに、実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MW(昨年度実績)を加えたもの
2022～2027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(昨年度実績)
(最大需要時の値(8月平昼間))
- ※2: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0～590MW (最大値(昨年度実績))
- ※3: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0～700MW (最大機)

シート23～27 「4. 実需給断面におけるマージンの値及び確保理由(間接オークション導入後)」から、上記の通り設定。

- ・ 系統情報サービス上は蓋然性のある値の範囲の最小値を表示し、注記を付す等して対応する。
- ・ 全連系線のまとめについては、資料3「2020～2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(長期計画)」参照

年間断面におけるマージンについて、長期断面と同じく、間接オークション導入後の実需給断面におけるマージン設定の考え方※1に基づいたマージンの設定を行う。

※1 マージン設定の考え方は、シート23～27「4.実需給断面におけるマージンの値及び確保理由(間接オークション導入後)」の通り。

➤ 現 状 （例）系統容量の3%相当を設定

連系線	方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
関西中国間 連系線	関西⇒中国	230	250	280	300	300	270	
	中国⇒関西	260	270	300	330	330	290	

(MW)

(注) 変更前の値は、現時点で、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った場合に設定する可能性のある最大値。



➤ 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
⇒新ルールに沿った設定方法に変更。

【設定方法案】（2017年度に算出した年間断面を使用）

- 原則ゼロであることから0で設定する※2

連系線	方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業時等
関西中国間 連系線	関西⇒中国	0	0	0	0	0	0	
	中国⇒関西	0	0	0	0	0	0	

※2 北海道本州間、東北東京間、東京中部間、北陸フェンス、中国四国間は除く。

- 三連系線については長期断面と同様に蓋然性のある値の範囲で設定する。また、その値については、実需給断面においてマージン設定時に考慮する発電機の発電計画等を踏まえ設定する。（関連する流通設備の作業計画を含めて考慮する。）なお、系統情報サービス上は蓋然性のある値の範囲の最小値で表示し、注記等で対応する。
- 全連系線の見直し内容については、資料2 「2018年・2019年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン（年間計画:2018年10月~2020年3月）」参照。
- 今回設定した年間断面のマージンについては、翌々日断面で、必要により見直しを行う。
- なお、2019年度以降のマージンについては、今後、間接オークション導入後のマージン設定実績及び系統利用へ与える影響等も踏まえ検討を行う。

- 北海道本州間連系設備の増強後のマージンについては扱いを検討中（運用開始までにマージンの必要量を検討）としていた。
- 今回、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、北海道本州間連系設備の増強後のマージン設定について整理された内容に基づき、マージンの値を算出する。

＜第25回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理の概要＞

基本的には、現状の北海道本州間連系設備に設定しているマージンの考え方を継承する。ただし、以下の2点について整理

- 北海道エリアの単一電源故障時に北海道エリアの周波数低下を一定値以下に抑制するマージンの最大値は、これまで運用容量最大値の60万kWであり、不足する場合は北海道エリアの瞬動予備力の積み増しで対応してきたが、増強後はマージン設定で対応することとし、瞬動予備力の積み増しを不要とする。
- 北海道本州間連系設備故障時の本州側周波数低下、北海道側周波数上昇を一定値以内に抑えるためのマージンを算出する際、北海道・本州間電力連系設備(既設設備)^{※1}と新北海道本州間連系設備(増設設備)^{※2}の同時故障は考慮しない。

※1 以下、「北本」とする。

※2 以下、「新北本」とする。

- 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の整理を踏まえた見直しの概要は以下の通り。
- 上記整理を踏まえた、マージン設定の考え方はシート23～27 「4.実需給断面におけるマージンの確保理由」の通り。

<見直しの概要>

整理の概要	見直しの概要
<p>北海道エリアの単一電源故障時の必要な場合※の瞬動予備力の積み増しを取りやめ、マージン設定で対応する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 現状の発電計画等に基づけば、当面マージンの見直しは不要。 ➤ ただし、今後、北海道エリアに接続する最大ユニットが稼働した場合にマージンの見直しが必要となることから、予め、見直し後の数値を参考で別表に記載する。
<p>北海道本州間連系設備故障時のマージンを算出する際、同時故障は考慮しない。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 北海道本州間連系設備増強後における、既設北本片極停止時のマージンについて見直しが必要となる。

※ 現状の電源構成においては泊発電所3号機が稼働した場合に瞬動予備力の積み増しが必要となっている。

3. 北海道本州間連系設備増強に係るマージン見直しについて

予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージンの年間計画（2018年度下期分）における変更箇所

（平常時のマージンは資料2の7頁参照）

【変更前】＜北本作業時等＞ ＜平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯＞

（単位：MW）

連系線	方向	10月（運用容量300MW時）				1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	142	142	102	102	—	—	182	—	(10月) 運用容量300MW 平P・N 11~12,17~ 19,22,24日 休P・N 20日 運用容量0MW 平日P・N 10日 休日P 13,21日	(1月) 休P 14日
	東北⇒北海道	300	300	300	300	—	—	300	—		
	方向	3月（運用容量900MW時）								備考	
	平P	平N	休P	休N							
	北海道⇒東北	232	232	272	252					(3月) 平P 29日 平N 29日 休P 30~31日 休N 30~31日	
東北⇒北海道	512	512	532	522							



【変更後】＜北本作業時等＞ ＜平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯＞

下線部：追加・変更箇所

（単位：MW）

連系線	方向	10月（運用容量300MW時）				1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	<u>12</u>	<u>12</u>	<u>12</u>	<u>12</u>	—	—	<u>12</u>	—	(10月) 運用容量300MW 平P・N 11~12,17~ 19,22,24日 休P 20日 休N 13,20,21日 ※1	(1月) 休P 14日
	東北⇒北海道	300	300	300	300	—	—	300	—		
	方向	3月（運用容量900MW時）								備考	
	平P	平N	休P	休N							
	北海道⇒東北	232	232	272	252					(3月) 平P 29日 平N 29日 休P 30~31日 休N 30~31日	
東北⇒北海道	512	512	532	522							

（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

・増強により運用容量が増加する北海道本州間連系設備（+30万kW・2019年3月運開予定）において、増強後のマージンについては扱いを検討中のため、上表の値にはこれを考慮していない。（運用開始までにマージンの必要量を検討。なお、広域機関システム上における年間計画の公表値は、扱いが決まるまではマージンに増強分の容量を加算）

※1 「2018～2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン（年間計画）」（2018/3/1公表）の誤記を今回修正

（系統情報サービスで2018/3/1に公表済みのマージンの作業時等の値は正值）

3. 北海道本州間連系設備増強に係るマージン見直しについて

予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージンの年間計画（2019年度分）における変更箇所

（平常時のマージンは資料2の19頁参照）

【変更前】<北本作業時等> <平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯>

（単位：MW）

連系線	方向	5月（運用容量600MW時）				10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	292	312	312	312	263	303	293	303	(5月運用容量600MW) 平P・N 14~17,20~22,28~31日 休P・N 18,19日	(10月運用容量600MW) 平P・N 2~4,7~11,28~29日 休P・N 5~6,26~27日
	東北⇒北海道	542	552	552	552	453	473	463	473		
	方向	10月（運用容量600MW時）				1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	(なし)	(1月運用容量600MW) 平P・N 16~17,20~24,27~31日 休P・N 18~19,25~26日
	北海道⇒東北	—	—	—	—	208	208	238	198		
	東北⇒北海道	—	—	—	—	498	498	538	528		
	方向	2月（運用容量600MW時）				3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	(2月運用容量600MW) 平P・N 3~7,10,12~14,17~ 21,24~28日 休P・N 1~2,8~9,11,15~16,22 ~23,29日	(3月運用容量600MW) 平P・N 2~6,9~13,16~19,23~ 27,30日 休P・N 1,7~8,14~15,20~22,28 ~29日
	北海道⇒東北	208	208	228	188	248	248	288	268		
	東北⇒北海道	518	508	538	518	548	548	568	558		



【変更後】<北本作業時等> <平：平日、休：休日、P：昼間帯、N：夜間帯>

下線部：追加・変更箇所

（単位：MW）

連系線	方向	5月（運用容量600MW時）				10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	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>22</u>	<u>23</u>	<u>23</u>	<u>23</u>	<u>23</u>	(5月運用容量600MW) 平P・N 14~17,20~22,28~31日 休P・N 18,19日 ※北本300MW, 新北本300MW	(10月運用容量600MW) 平P 2~3,7~11,28~29日 平N 2~4,28~30日 休P・N 5~6,26~27日 ※北本300MW, 新北本300MW
	東北⇒北海道	542	552	552	552	453	473	463	473		
	方向	10月（運用容量600MW時）				1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	(10月運用容量600MW) 平P・N 7~11日 休P・N 5~6日 ※北本600MW, 新北本0MW	(1月運用容量600MW) 平P・N 16~17,20~24,27~31日 休P・N 18~19,25~26日 ※北本300MW, 新北本300MW
	北海道⇒東北	263	303	293	303	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>		
	東北⇒北海道	453	473	463	473	498	498	538	528		
	方向	2月（運用容量600MW時）				3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	(2月運用容量600MW) 平P・N 3~7,10,12~14,17~ 21,24~28日 休P・N 1~2,8~9,11,15~16,22 ~23,29日 ※北本300MW, 新北本300MW	(3月運用容量600MW) 平P・N 2~6,9~13,16~19,23~ 27,30日 休P・N 1,7~8,14~15,20~22,28 ~29日 ※北本300MW, 新北本300MW
	北海道⇒東北	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>	<u>28</u>		
	東北⇒北海道	518	508	538	518	548	548	568	558		

※1

(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・連系線の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり

・増強により運用容量が増加する北海道本州間連系設備(+30万kW:2019年3月運開予定)において、増強後のマージンについては扱いを検討中のため、上表の値にはこれを考慮していない。(運用開始までにマージンの必要量を検討。なお、広域機関システム上における年間計画の公表値は、扱いが決まるまではマージンに増強分の容量を加算)

※1 「2018~2027年度の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン(年間計画)」(2018/3/1公表)の誤記を今回修正

(系統情報サービスで2018/3/1に公表済みのマージンの作業時等の値は正值)

【参考】新北本運開後に最大機容量が変更した場合の北海道本州間連系設備の予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージンの変更箇所試算（長期断面で試算）

【現状】（今回変更なし）

連系線	方向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	備考
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	149	160	120	120	120	120	120	120	最大需要時の値(1月平日昼間)
		【318】	【330】	【290】	【290】	【290】	【290】	【290】	【290】	マージン最大値(6月休日夜間)
	東北⇒北海道	499	510	470	470	470	470	470	470	最大需要時の値(1月平日昼間)
		【578】	【590】	【550】	【550】	【550】	【550】	【550】	【550】	マージン最大値(6月休日夜間)



【最大機容量変更後※の試算値】 下線部：追加・変更箇所

連系線	方向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	備考
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	149	160	120	120	120	120	120	120	最大需要時の値(1月平日昼間)
		【318】	【330】	【290】	【290】	【290】	【290】	【290】	【290】	マージン最大値(6月休日夜間)
	東北⇒北海道	<u>749</u>	<u>760</u>	<u>720</u>	<u>720</u>	<u>720</u>	<u>720</u>	<u>720</u>	<u>720</u>	最大需要時の値(1月平日昼間)
		<u>【828】</u>	<u>【840】</u>	<u>【800】</u>	<u>【800】</u>	<u>【800】</u>	<u>【800】</u>	<u>【800】</u>	<u>【800】</u>	マージン最大値(6月休日夜間)

※ 現状の電源構成では、泊発電所3号機が再稼働した場合に最大機容量が変更となる。

(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

- 第11回系統WGにおいて、下記に示す通り、広域機関他で検討が必要とされた課題があり、広域機関における検討結果は、シート21、22の通り系統WGに報告済みである。
- 今後、国における検討を踏まえ、北海道本州間連系設備に風力発電の連系拡大に向けた、新たなマージンを設定する可能性がある。

北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策②

7

- 系統側蓄電池については、募集枠100万kWに対して、250万kWの接続検討申込みあり。北海道電力は、蓄電池設置時期である平成34年度までに連系可能な地点に計画されている案件について、N-1電制や潮流調整システムの適用、代替連系等の対策を講じた上で、今後入札で第I期60万kW分を選定する方針。なお、北海道電力が発電事業者と連携し、出力制御の運用方法についてその高度化を図るべく検討すべきではないか。
- 上記対策に加え、風力発電の更なる連系拡大に向けた調整力の確保のためには、従来からの取組である「短周期変動対策のためのサイト蓄電池設置」や「長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保」に加えて、新たな取組として「風力発電への電源制限の付与による北本連系線の更なる活用」を組み合わせた対策を検討することが必要ではないか。なお、その対策は北本連系線の利用が前提になることから、広域機関及び北海道電力等において、北本連系線の南向きマージン解放の検討が必要。
- また、平成31年に北本連系線が増強（30万kW）されることも踏まえつつ、短周期変動対策としての平常時AFC調整幅（±6万kW）の拡大の可能性等、連系線の今後の活用のあり方について、広域機関及び北海道電力における検討が必要ではないか。

【検討1】
→第13回
系統WGに
報告済み

【検討2】
→第15回
系統WGに
報告済み

【出典】経済産業省 第11回系統ワーキンググループ 資料3「再生可能エネルギーの系統制約に関する地域毎の課題への対応について[事務局]」
(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/keitou_wg/pdf/011_03_00.pdf)

【第13回系統ワーキンググループ資料3 抜粋】

1-5. 検討結果のまとめ
検討結果のまとめ

23

【長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保】

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することで、**技術的には実現可能**である。
- ルール面では、一部改正が必要な箇所があるが、実施が決定した後に、国と連携してルール整備を進めていくことで対応可能である。

【風力発電への電源制限の付与による北本連系線の南向きマージン開放】

- 「マージン減少量＝前日7:00時点の出力予測量－安全度※1」とすることで、風力発電への電源制限の付与による北本連系線の南向きマージン開放は、**技術的には実現可能**である。

※1:安全度＝予測誤差(見込み)＋30分時間内変動(下振れ側)(見込み)＋ α

- 具体的なマージン減少可能量を、一定の仮定の下で試算したところ、月平均では、電源制限付風力発電設備量の1%～14%、年間平均では5～6%となる。
- マージン減少の運用を開始する際には、実際の風力発電の出力状況を見極める必要があることから、例えば1年程度データを取得し、そのサイトの特性を踏まえた予測誤差、30分時間内変動等を見極めた上で、2年目以降で、マージンを減少する方向で検討することが望ましい。

【政策判断する際に考慮いただきたい内容】

- **調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると、マージンの設定による電力取引上の経済的損失が発生する。検討に際しては、電力取引に与える経済面での影響と蓄電池設置等による費用面での影響等との適切なバランスを考慮する必要がある。その際には、マージンの設定による電力取引上の経済的損失を需要家及び系統利用者が負担することで、特定の事業者に利益を供与することになることをどう考えるかについても国において整理いただきたい。**
- **また、風力発電に前日予測値を上限値とした上限制御を導入することで、順方向マージンを設定不要とすることも可能であるため、選択肢に含めて系統WGで検討いただきたい。**

【第15回系統ワーキンググループ資料2 抜粋】

6. 検討結果のまとめ
検討結果のまとめ

13

【連系線を活用した短周期変動対策について】

(技術的検討の結果)

- 連系線の活用を短周期変動対策として確実に期待する場合は、調整力のエリア外調達のためのマージンを設定することが必要。
- 平常時AFCの改修が不要であることから、短周期変動対策として連系線を活用する場合は、短周期広域周波数調整機能を活用する方法が望ましい。

(市場取引への影響評価)

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると系統利用者が利用できる連系線の空容量が減少し、市場取引に影響を与える。
- 北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の双方向のマージンを設定した場合の電力取引上の経済的損失額は、北海道エリア外に期待する短周期調整力を1万kW増やす毎に北海道本州間連系設備の増強前で約4.9億円/年、増強後で約3.1億円/年※となる。

※北海道エリア外に期待する短周期調整力を東北エリアと東京エリアの系統容量比率(東北エリア:東京エリア=0.2:0.8)で配分した場合の試算。

※取引活性化で、競争が進展する等の間接的な損失額は評価できていない。(考慮が難しい。)

※メリットオーダーの運用ができていない場合は、経済的損失額は小さくなる。

※電源構成、燃料費、需要等が変化すれば、経済的損失額も変化する。

(政策判断する際に考慮いただきたい内容)

- 調整力のエリア外調達のためのマージンを設定すると電力取引上の経済的損失が発生する一方で、当該スキームを導入すれば、北海道エリアと比較して豊富な他エリアの調整力の有効活用、サイト蓄電池の容量低減、北海道エリアへの風力導入拡大のメリットもあることから、国において、他の選択肢との組み合わせ、費用対効果等をご検討いただきたい。

4. 実需給断面におけるマーシンの値及び確保理由（間接オークション導入後） 23

・これまでの検討を踏まえた、実需給断面におけるマーシンの値及び確保理由（間接オークション導入後）については以下の通り
 下線部：追加・変更箇所

連系線	方向	マーシンの値	参考※3	マーシンを確保する理由
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	120～330MW	540MW	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とする。〈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但し、※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）の値の方が大きい場合は、その値とする。〈A1〉 また、上記に加え、※2を加える。〈B0〉
	東北⇒北海道	420～590MW	590MW	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の方が大きい場合は、その値とする。〈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〉 また、上記に加え、※2を加える。〈B0〉

※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供給区域に電気を供給予定の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）に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマーシンとして設定

※2 北海道風力実証試験に係るマーシンとして、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 現時点で、実需給断面において、予備力不足等によりマーシンが必要となる場合に設定する可能性のあるマーシンの最大値。（2018～2027年度）

（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、マーシンの値は今後変更となる可能性あり

・〈 〉はマーシンの区分を示す。シート28, 29参照



連系線マーシンのあり方を検討中の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理事項は、都度反映していく予定

4. 実需給断面におけるマーシンの値及び確保理由（間接オークション導入後） 24

下線部：追加・変更箇所

連系線	方向	マーシンの値	参考※3	マーシンを確保する理由
東北東京間 連系線	東北 →東京	<C2,BO> 0~ 490MW※4	<A1,BO> 840MW	※1（ <u>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</u> ）の値に※2を加えた値（ ① ）とする。<A1, BO> 但し、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と※1の値のうち大きい値に※2を加えた値（ ② ）とする。<C2, BO>
	東京→ 東北	0~40MW	460MW	※1（ <u>最大値は、東北エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）</u> ）<A1> また、上記に加え、※2を加える。<BO>

- ※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 供給区域に電気を供給予定の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
- ※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 現時点で、実需給断面において、予備力不足等によりマージンが必要となる場合に設定する可能性のあるマージンの最大値。（2018～2027年度）
- ※4 2018年度は、北海道風力実証分12MWに、実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MW（10～12月）、0～380MW（1～3月）を加えたもの。
2019年度は、北海道風力実証分12MW（4月）、22MW（5月～9月）、23MW（10～11月）、28MW（12月～3月）に、実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MW（10月）、0～380MW（4～6月、9月、11月～3月）、0～330MW（7,8月）を加えたもの。
2020年度は、北海道風力実証分28MWに、実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MWを加えたもの。
2021年度は、北海道風力実証分40MWに、実需給断面において設定する蓋然性のある値0～450MWを加えたもの。
2022～27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。

- （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、マーシンの値は今後変更となる可能性あり
 ・〈 〉はマーシンの区分を示す。シート28, 29参照

連系線マーシンのあり方を検討中の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理事項は、都度反映していく予定

4. 実需給断面におけるマーシンの値及び確保理由（間接オークション導入後） 25

下線部：追加・変更箇所

連系統	方向	マーシンの値	参考※2	マーシンを確保する理由
東京中部間連系統設備	東京⇒中部	<u>600MW</u>	<u>760MW</u>	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、東京中部間連系統設備を介して東北・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〉 但し、※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）の値の方が大きい場合は、その値とする。〈A1〉
	中部⇒東京	<u>600MW</u>	<u>810MW</u>	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、東京中部間連系統設備を介して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〉 但し、※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）の値の方が大きい場合は、その値とする。〈A1〉

※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供給区域に電気を供給予定の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

※2 現時点で、実需給断面において、予備力不足等によりマージンが必要となる場合に設定する可能性のあるマージンの最大値。（2018～2027年度）

- （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・連系統の変更等により、マージンの値は今後変更となる可能性あり
 ・〈 〉はマージンの区分を示す。シート28, 29参照

連系統マージンのあり方を検討中の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理事項は、都度反映していく予定

4. 実需給断面におけるマーシンの値及び確保理由（間接オークション導入後） 26

下線部：追加・変更箇所

連系線	方向	マーシンの値	参考*4	マーシンを確保する理由
中部北陸間連系線	北陸⇒中部	なし	—	なし
	中部⇒北陸	0~ <u>590MW</u> *5	<u>700MW</u>	※1（ <u>最大値は、北陸エリアの融通期待量（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。以下、最大電源相当量））</u> ）、※2〈A1〉
北陸関西間連系線	関西⇒北陸	<u>0MW</u>	<u>70MW</u>	※1（ <u>最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）</u> ）、※3〈A1〉
	北陸⇒関西	<u>0MW</u>	<u>360MW</u>	※1（ <u>最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）</u> ）、※3〈A1〉
中部関西間連系線	中部⇒関西	<u>0MW</u>	<u>380MW</u>	※1（ <u>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</u> ）〈A1〉
	関西⇒中部	<u>0MW</u>	<u>320MW</u>	※1（ <u>最大値は、中国エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）</u> ）〈A1〉
関西中国間連系線	関西⇒中国	<u>0MW</u>	<u>350MW</u>	※1（ <u>最大値は、関西エリアの融通期待量（系統容量の3%相当）</u> ）、※3〈A1〉
	中国⇒関西	<u>0MW</u>		

※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供給区域に電気を供給予定の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

※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 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 現時点で、実需給断面において、予備力不足等によりマージンが必要となる場合に設定する可能性のあるマージンの最大値。（2018～2027年度）

※5 2019年10月24日は0MW、平日夜間、休日は0MW、平日昼間の実需給断面において、設定する蓋然性のある値は0～590MW

（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

・〈 〉はマージンの区分を示す。シート28, 29参照

連系線マージンのあり方を検討中の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理事項は、都度反映していく予定

4. 実需給断面におけるマーシンの値及び確保理由（間接オークション導入後） 27

下線部：追加・変更箇所

連系線	方向	マーシンの値	参考※2	マーシンを確保する理由
関西四国間 連系設備	関西 ⇒四国	なし	—	なし
	四国 ⇒ 関西	なし	—	なし
中国四国間 連系線	中国 ⇒四国	0～ 700MW※3	700MW	※1（ <u>最大値は、四国エリアの融通期待量（最大電源相当量）</u> ）〈A1〉
	四国 ⇒ 中国	なし	—	なし
中国九州間 連系線	中国 ⇒九州	なし	—	なし
	九州 ⇒ 中国	なし	—	なし

※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供給区域に電気を供給予定の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 現時点で、実需給断面において、予備力不足等によりマージンが必要となる場合に設定する可能性のあるマージンの最大値。（2018～2027年度）

※3 2018年10月15,16日、2019年3月2～10日、4月6日～5月27日は0MW。実需給断面において、設定する蓋然性のある値は0～700MW（但し、2019年9月～10月は0～450MW）。

（注）・想定需要の見直し等により、マーシンの値は今後変更となる可能性あり

・〈 〉はマージンの区分を示す。シート28, 29参照

連系線マージンのあり方を検討中の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での整理事項は、都度反映していく予定

【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	A0	A1 旧① 旧②	A2 旧⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2	・系統容量3%相当※3
「周波数制御に対応したマージン」 電力システムの異常時に電力システムの周波数を安定に保つために設定するマージン ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	電源 I - a	B0	B1 旧③	B2 旧③
		・北海道風力実証試験	・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)	・東京中部間連系設備 (EPPS:順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: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: 従来区分①の系統容量3%相当マージンについては、長期計画断面では区分Dのマージンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くなっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マージンに従来区分⑤(稀頻度リスク対応)に該当する観点が含まれることから記載

【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」 電力システムの異常時に電力システム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	C1 旧④	C2 旧④
	・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	・東北東京間連系線 (潮流抑制)

【電力市場取引環境整備のマージン】

マージンの目的 マージンの分類	電力市場取引 環境整備
「電力市場取引環境整備のマージン」 先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン	D
	(該当なし)