

翌年度以降分マージン算出にあたっての検討課題

2018年12月14日

- 現行の業務規程において、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と整理されている。
- この整理に基づき、現状、以下の連系線を除いては、長期、年間計画断面のマージンを0としている。

（長期・年間計画断面でマージンを設定※¹している連系線）

北海道本州間連系設備（順・逆方向）、東北東京間連系線（順・逆方向※²）、東京中部間連系設備（順・逆方向）、北陸フェンス※³（順方向）、中国四国間連系線（順方向）（以下「5連系線」とする）

- 2019年度以降のマージン設定にあたっては、「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。」と整理しており※⁴この点も踏まえ検討を行う。

※¹ 実需給断面における設定実績も踏まえ設定。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)については、蓋然性のある値の範囲で設定。

※² 東北東京間連系線(逆方向)については、北海道風力実証マージンのみ設定。

※³ 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。

※⁴ 2018年度第2回マージン検討会 資料1 参照

1. 間接オークション導入後（2018年10月1日～12月9日）のマージン設定実績

3

➤ 2018年10月1日～2018年12月9日（ 48コマ（30分コマ）× 70日 ）

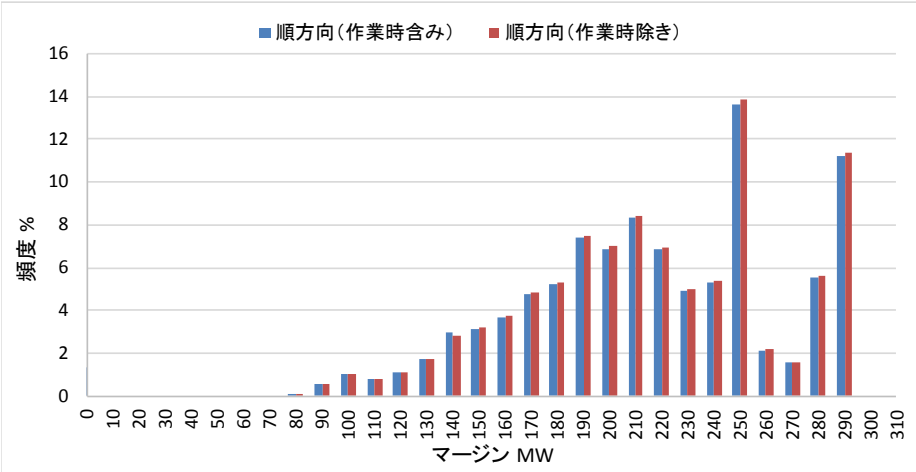
➤ 当日断面における最終値

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 連系設備※	順方向	作業時含み	214	0	290	250 (13.6%)	458	3,360
		作業時除き	217	80	290	250 (13.8%)	458	3,309
	逆方向	作業時含み	497	300	540	520 (15.3%)	513	3,360
		作業時除き	500	410	540	520 (15.5%)	513	3,314
東北東京間 連系線※	順方向	作業時含み	27	0	460	8 (29.6%)	993	3,360
		作業時除き	27	0	460	8 (29.6%)	993	3,360
	逆方向	作業時含み	8	0	12	8 (23.5%)	790	3,360
		作業時除き	8	0	12	8 (23.5%)	790	3,360
東京中部間 連系線	順方向	作業時含み	600	600	600	600 (100.0%)	3,360	3,360
		作業時除き	600	600	600	600 (100.0%)	503	503
	逆方向	作業時含み	600	600	600	600 (100.0%)	3,360	3,360
		作業時除き	600	600	600	600 (100.0%)	503	503
中部関西間連系線	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	3,360	3,360
	逆方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	3,360	3,360
北陸フェンス	順方向	作業時含み	99	0	530	0 (65.0%)	2,184	3,360
		作業時除き	100	0	530	0 (64.9%)	2,172	3,348
北陸関西間連系線	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	3,360	3,360
関西中国間連系線	順方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	3,360	3,360
	逆方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	3,360	3,360
中国四国間連系線	順方向	作業時含み	53	0	560	0 (70.5%)	2,368	3,360
		作業時除き	53	0	560	0 (70.2%)	2,339	3,331

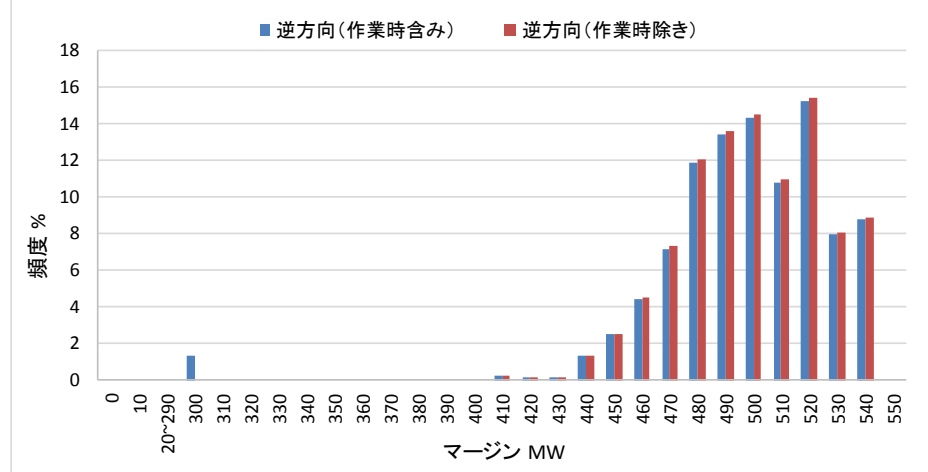
※ 北海道本州間、東北東京間のマージンは北海道風力実証分を含む。（東北東京間の逆方向は風力実証マージンのみ）

1. 間接オークション導入後（2018年10月1日～12月9日）のマージン設定実績

北海道本州間（順方向）



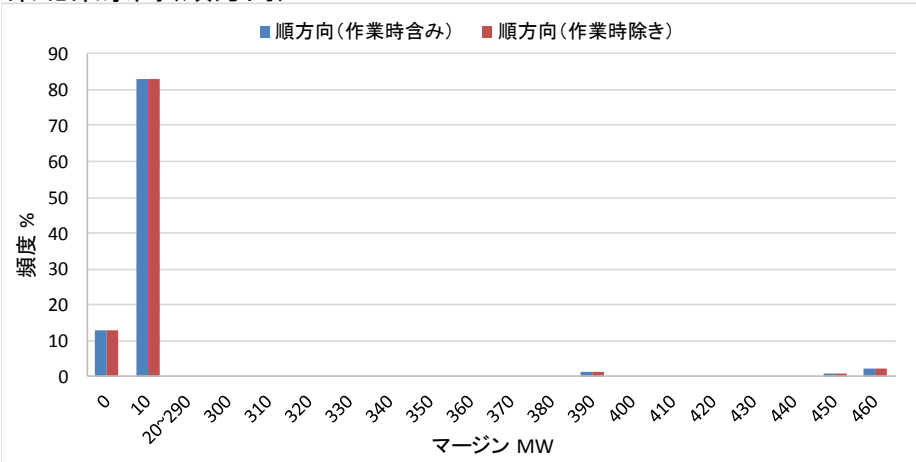
北海道本州間（逆方向）



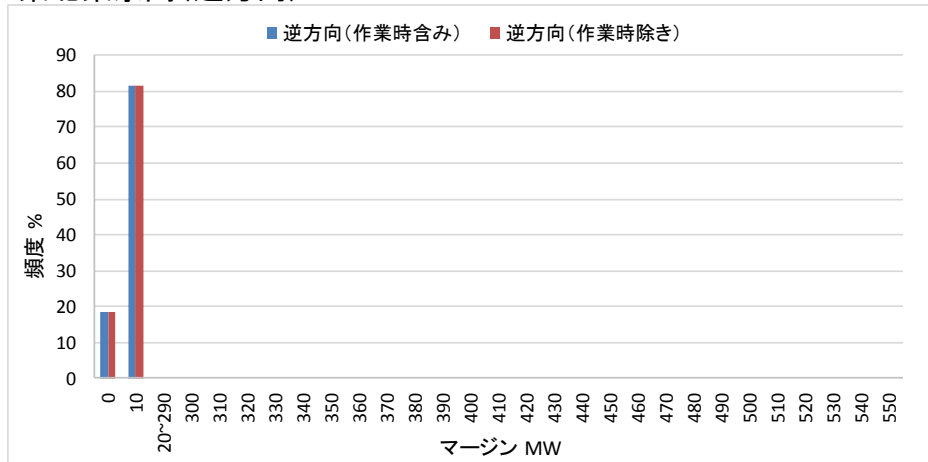
（参考）北海道本州間（順方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は182～292MW※¹

（参考）北海道本州間（逆方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は482～542MW※¹

※¹ 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より小さい値も設定される。
東北東京間（順方向）



東北東京間（逆方向）



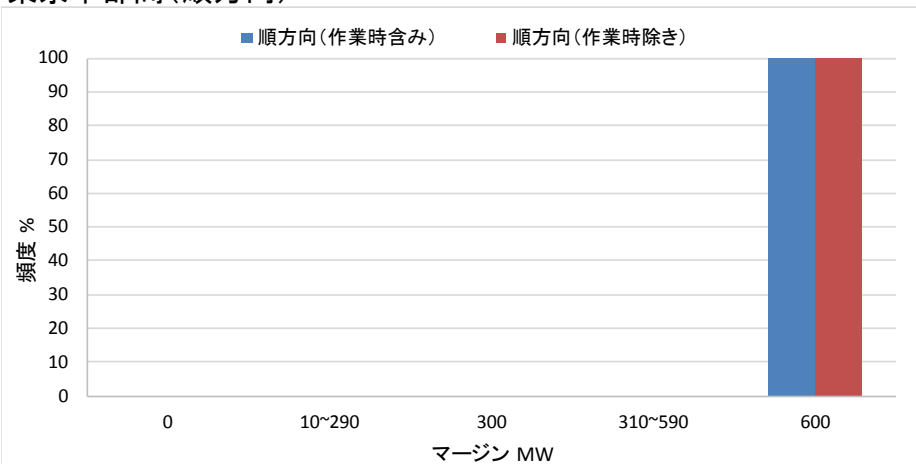
（参考）東北東京間（順方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は12～462MW

（参考）東北東京間（逆方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は12MW

※ 年間計画のマージンは常時（作業時除き）の値で記載

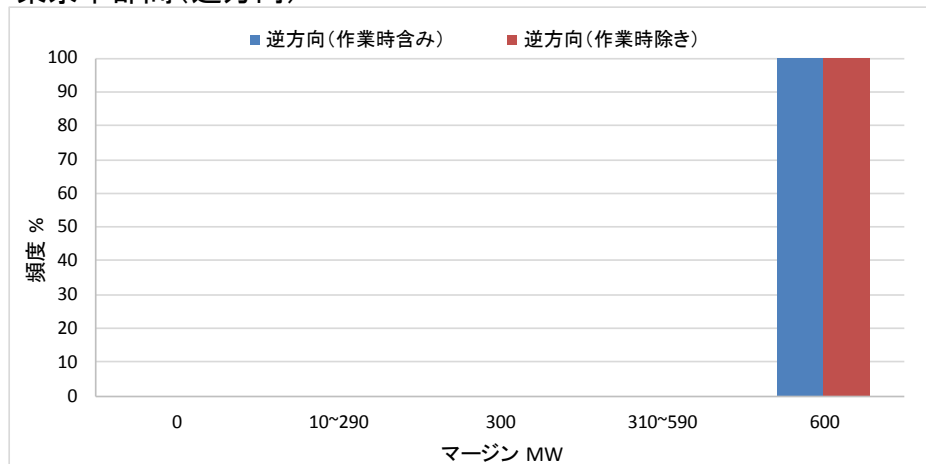
1. 間接オークション導入後（2018年10月1日～12月9日）のマージン設定実績

東京中部間（順方向）



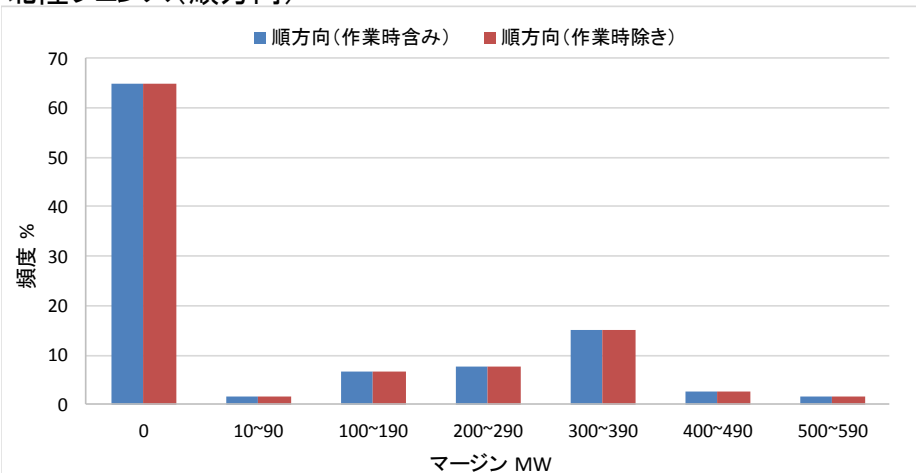
（参考）東京中部間（順方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は600MW

東京中部間（逆方向）



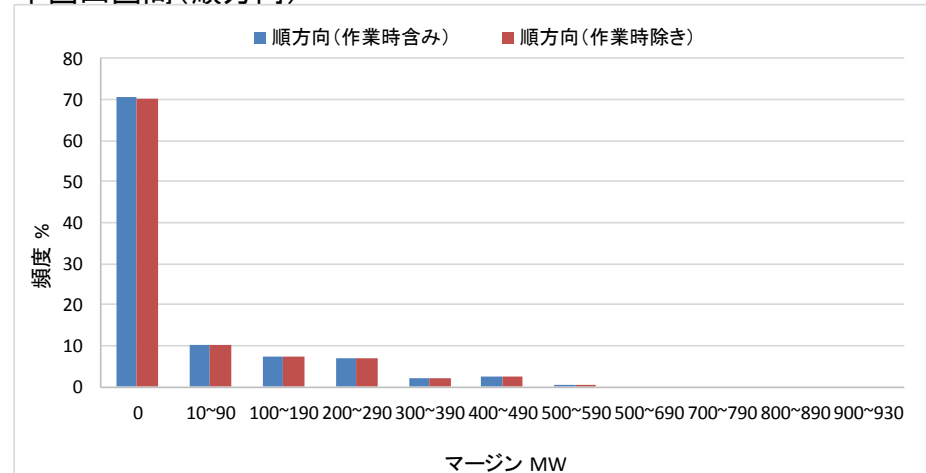
（参考）東京中部間（逆方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は600MW

北陸フェンス（順方向）



（参考）北陸フェンス（順方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は0～590MW

中国四国間（順方向）



（参考）中国四国間（順方向）の当該期間（10～12月）における年間計画値は0～930MW

※ 年間計画のマージンは常時（作業時除き）の値で記載

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について確認した結果は以下の通り。

期間：2018/10～2018/12(9日まで)

(参考：間接オークション導入前)

期間：2017/10～2018/9

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	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	3,252 (96.8%)	3,252 (96.2%)	13,715 (78.3%)	13,677 (78.1%)
		作業時除く	3,202 (95.3%)	3,202 (95.3%)	12,605 (71.9%)	12,605 (71.9%)
東北東京間 連系線	順方向	作業時含み	0 (0.0%)	0 (0.0%)	219 (1.3%)	50 (0.3%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (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	82 (2.4%)	82 (2.4%)	3,483 (19.9%)	3,483 (19.9%)
		作業時除く	0 (0.0%)	0 (0.0%)	1,913 (10.9%)	1,913 (10.9%)
	逆方向	作業時含み	2,653 (79.0%)	2,653 (79.0%)	7,544 (43.1%)	7,544 (43.1%)
		作業時除く	349 (10.4%)	349 (10.4%)	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 連系設備	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。

1. 間接オークション導入後（2018年10月1日～12月9日）のマージン設定実績

- ・間接オークション導入後から2ヶ月程度のマージン設定実績等についてとりまとめた。個別連系線については以下の通り。

北海道本州間連系設備については、年間計画の設定値から大きな乖離は見受けられない。

東北東京間連系線（順方向）については、ほぼ年間計画で設定した範囲内の設定となっている。

東京中部間連系設備については、年間計画の設定値から乖離はない。

北陸フェンス（順方向）については、年間計画で設定した範囲よりも、やや小さい値で設定されている。

中国四国間連系線（順方向）については年間計画で設定した範囲よりも、半分程度の小さい値の範囲での設定となっており、乖離が見られる。

上記以外の連系線については、実需給断面でのマージン設定実績はない。

【2019年度以降のマージン設定の考え方（案）】

- ・これまでのところ、一部の連系線については、計画時点からの乖離が見られるものの、ほとんどの連系線において計画時点から大きな乖離が見られないことから、現状のマージン設定の考え方を継続する方向で検討を進めることでどうか。
- ・ただし、間接オークション導入後、まだあまり時間が経過していないことを踏まえ、マージン設定の実績、スポット分断の実績については確認を継続し、必要があれば見直しについて検討を行うことでどうか。

- ・ 年間断面におけるマージンについて、現行の実需給断面におけるマージン設定の考え方※1に基づき設定する。
- ・ 各連系線について、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の最大値を参考で検討しておく。また、参考で検討するのは第1年度については各月平日、第2年度以降は各年度1断面（最大値）とする。
- ・ 個別の設定方法については以下の通り。

※1 マージン設定の考え方は、シート17～21「4.実需給断面におけるマージンの値及び確保理由」の通り。

【設定方法（イメージ）：5連系線以外の場合（関西中国間連系線の例）】

- ・ 現行ルールの考え方である、原則ゼロにより、設定値は0とする。

(MW)

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	

（参考：実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値）

(MW)

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	

※表中の値は、2017年度末に計算した2018年度下期の値

【設定方法（イメージ）：蓋然性のある値の範囲で設定する連系線の場合（北陸フェンスの例）】

- ・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）についてはマージンとして蓋然性のある値の範囲で設定する。（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。）

(MW)								
連系線	方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業等
北陸フェンス（平日）	中部⇒北陸	0～590※1	0～590※1	0～590※1	0～590※1	0～590※1	0～590※1	夜間は0
	関西⇒北陸							

※1: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0～590MW

（参考：実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値）

(MW)								
連系線	方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線作業等
北陸フェンス（平日）	中部⇒北陸	700	700	700	700	700	700	夜間は0
	関西⇒北陸							

※表中の値は、2017年度末に計算した2018年度下期の値

＜蓋然性のある値の範囲設定の考え方＞（現状から変更なし）

対象連系線	考え方
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）	➤ 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。）

※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。

【設定方法案（イメージ）】 実需給断面におけるマージンの値を設定する連系線の場合（東京中部間連系設備の例）

- 北海道本州間連系設備（順・逆方向）、東京中部間連系設備については、実需給断面におけるマージンの値を設定する。

(MW)

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
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	

（参考：実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値） (MW)

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
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	660	700	700	640	
	中部⇒東京	600	620	680	720	720	660	

※表中の値は、2017年度末に計算した2018年度下期の値

(記載のイメージ) 数値は2018年度(下期)平日の例

(単位: MW)

連系線	方向	10月	11月	12月	1月	2月	3月	夜間・連系線停電等
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	シート〇参照						
	東北⇒北海道							
東北東京間 連系線	東北⇒東京	12~462※1	12~462※1	12~462※1	12~392※1	12~392※1	12~392※1	
	東京⇒東北	シート〇参照						
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	600	600	600	600	
	中部⇒東京	600	600	600	600	600	600	
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	〇	〇	〇	〇	〇	〇	
	中部⇒北陸	0~590※2	0~590※2	0~590※2	0~590※2	0~590※2	0~590※2	夜間は0
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	〇	〇	〇	〇	〇	〇	
	北陸⇒関西	〇	〇	〇	〇	〇	〇	
中部関西間 連系線	中部⇒関西	〇	〇	〇	〇	〇	〇	
	関西⇒中部	〇	〇	〇	〇	〇	〇	
関西中国間 連系線	関西⇒中国	〇	〇	〇	〇	〇	〇	
	中国⇒関西	〇	〇	〇	〇	〇	〇	
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	
	四国⇒関西	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	10/15,16は0 3/4~8,11~15は0
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	
	九州⇒中国	0	0	0	0	0	0	

値は今後修正

- (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、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を表示し、注記を付す等して対応する。
- ※1: 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
- ※2: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~590MW
- ※3: 実需給断面において設定する蓋然性のある値0~700MW

(記載のイメージ) 数値は2018年度(下期)平日の例

【参考】実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値

(単位: MW)

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
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	シート〇参照						
	東北⇒北海道							
東北東京間 連系線	東北⇒東京	532	622	682	732	732	672	
	東京⇒東北	シート〇参照						
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	600	600	660	700	700	640	
	中部⇒東京	600	620	680	720	720	660	
中部北陸間 連系設備	北陸⇒中部	0	0	0	0	0	0	
	中部⇒北陸	700	700	700	700	700	700	夜間は0
北陸関西間 連系線	関西⇒北陸	50	50	60	60	60	60	
	北陸⇒関西	50	50	60	60	60	60	
中部関西間 連系線	中部⇒関西	260	280	310	330	330	290	
	関西⇒中部	300	300	330	350	350	320	
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	
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	0	0	0	0	0	0	
	四国⇒関西	0	0	0	0	0	0	
中国四国間 連系線	中国⇒四国	700	700	700	700	700	700	10/15,16は0 3/4~8,11~15は0
	四国⇒中国	0	0	0	0	0	0	
中国九州間 連系線	中国⇒九州	0	0	0	0	0	0	
	九州⇒中国	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

- ・長期断面におけるマージンについても、現行の実需給断面におけるマージン設定の考え方※1に基づき、マージンを設定する。
- ・各連系線について、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の最大値を参考で検討しておく。
- ・なお、個別の設定方法については、蓋然性のある値の範囲で設定する連系線を除き、年間計画と同様とする。
- ・蓋然性のある値の範囲で設定する連系線※2の考え方については以下の通り。

※1 マージン設定の考え方は、シート17～21「4.実需給断面におけるマージンの値及び確保理由」の通り。

※2 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。

＜蓋然性のある値の範囲設定の考え方＞（現状から変更なし）

対象連系線	考え方
東北東京間連系線※ （順方向）	➤ 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）	➤ 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。

3. 長期断面におけるマージン設定値の考え方（案）

15

（記載のイメージ） 数値は2020年度～2027年度の例

(MW)

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月平日昼間) マージン最大値(6月休日夜間)
	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月平日昼間) マージン最大値(6月休日夜間)
東北東京間 連系線	東北⇒東京	28～478*1	40～490*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	29	40	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	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	
	関西⇒北陸	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	0～590*2	
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）・増強により運用容量が増加する東京中部間連系設備（＋90 万 kW：2020年度運開予定）
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） 北海道本州
間連系設備（＋30万kW：2019年3月運開予定）は検討結果を考慮済み。
・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。

- ・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
- ・【】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
- ・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、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を表示し、注記を付す等して対応する。

※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0～590MW （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）

3. 長期断面におけるマージン設定値の考え方

16

(記載のイメージ) 数値は2020年度～2027年度の例

【参考】 実需給断面においてエリアの予備力不足によりマージンが必要となった場合の最大値

(単位：MW)

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	2017年度における当日断面での実績平均値※
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北	528	540	500	500	500	500	500	500	(8月平日昼間3%)	173
	東北⇒北海道	578	590	550	550	550	550	550	550	予備力によるマージン値変化なし	447
東北東京間連系線	東北⇒東京	840	840	800	800	800	800	800	800	(8月平日昼間3%)	61
	東京⇒東北	440	460	410	410	410	410	410	410	(1月平日昼間3%)	2
東京中部間連系設備	東京⇒中部	760	760	760	750	750	750	750	750	(8月平日昼間3%)	600
	中部⇒東京	800	800	800	800	800	800	800	810	(8月平日昼間3%)	596
中部北陸間連系設備	中部⇒北陸	700	700	700	700	700	700	700	700	予備力によるマージン値変化なし	101
北陸関西間連系設備	関西⇒北陸										
	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	350	350	350	350	350	350	350	350	(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	350	350	350	350	350	350	340	340	(8月平日昼間3%)	0
中国四国間連系線	中国⇒四国	700	700	700	700	700	700	700	700	予備力によるマージン値変化なし	196

値は今後修正

注) ・増強により運用容量が増加する東京中部間連系設備(+90万kW:2020年度運開予定)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) 北海道本州間連系設備(+30万kW:2019年3月運開予定)は検討結果を考慮済み。

・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。

・上記表の値は、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

(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)に対して不足する電力の値

・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

※2017年4月～2018年3月の当日断面におけるマージン実績平均値(作業時除く。詳細シートO参照)

(記載のイメージ) 数値は2020年度～2027年度の例

年間・長期断面におけるマーシンは、以下の実需給断面におけるマーシンの設定の考え方にに基づき設定。

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。〈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）の値〈B1〉 〈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。〈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〉

値は今後修正

※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26, 27参照

4. 実需給断面におけるマーシンの値及び確保理由

(記載のイメージ) 数値は2020年度～2027年度の例

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 (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) の値に※2を加えた値とする。〈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を加えた値とする。〈C2、BO〉
	東京⇒ 東北	0～40MW	460MW	※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、上記に加え、※2を加える。〈BO〉

値は今後修正

- ※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26, 27参照

(記載のイメージ) 数値は2020年度～2027年度の例

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
東京中部間 連系設備	東京 ⇒中部	600MW	760MW	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〉 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	600MW	810MW	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〉 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〉

値は今後修正

- ※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
・〈 〉はマージンの区分を示す。シート26, 27参照

(記載のイメージ) 数値は2020年度～2027年度の例

連系統	方向	マーシンの値	参考※4	マーシンを確保する理由
中部北陸間連系統	北陸⇒中部	なし	—	なし
	中部⇒北陸	0～590MW※5	700MW	※1（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）））、※2〈A1〉
北陸関西間連系統	関西⇒北陸	0MW	70MW	※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〈A1〉
	北陸⇒関西	0MW	360MW	※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〈A1〉
中部関西間連系統	中部⇒関西	0MW	360MW	※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〈A1〉
	関西⇒中部	0MW	380MW	※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〉
関西中国間連系統	関西⇒中国	0MW	320MW	※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〉
	中国⇒関西	0MW	350MW	※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〈A1〉

値は今後修正

- ※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 中部北陸間連系統及び北陸関西間連系統と合わせて確保する（北陸フェンスにて管理）
- ※3 北陸関西間連系統、中部関西間連系統及び関西中国間連系統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26, 27参照

(記載のイメージ) 数値は2020年度～2027年度の例

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	—	※1（最大値は、四国エリアの融通期待量（最大電源相当量））〈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

値は今後修正

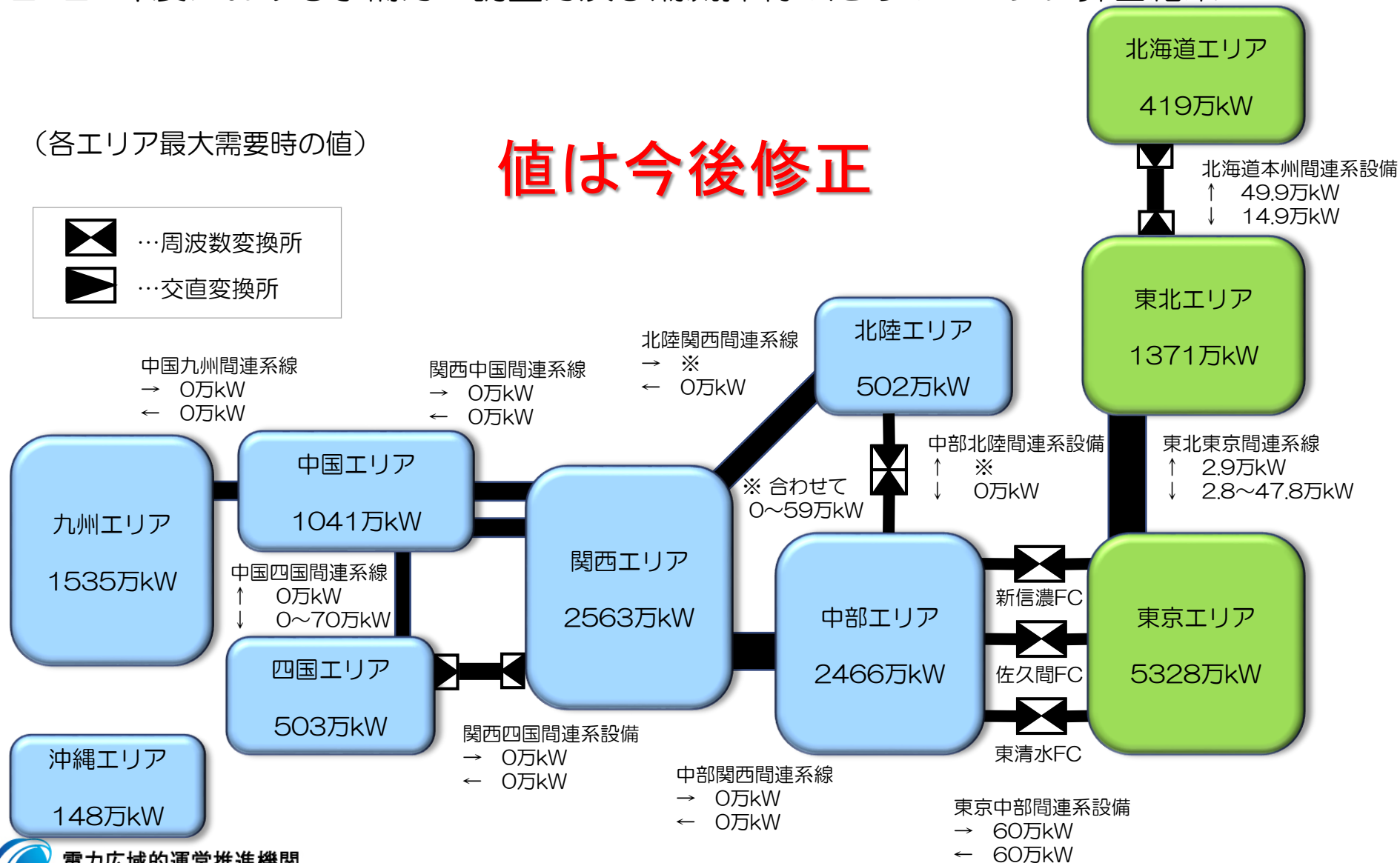
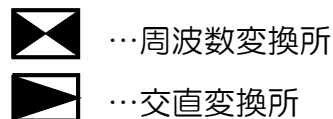
- ※1 原則ゼロとする。但し、電気の供給先となる供給区域に必要な運転予備力 又は 供給区域に電気を供給予定の供給区域の電源のうち出力が最大である単一の電源の最大出力（但し、当該電源が発電する電気を継続的に供給区域外へ供給している場合は当該供給量を控除した値とする）に対して予備力が不足する場合は、不足する電力の値をマージンとして設定する。
- ※2 現時点で、実需給断面において、予備力不足等によりマージンが必要となる場合に設定する可能性のあるマージンの最大値。(2018～2027年度)
- ※3 2018年10月15,16日、2019年3月2～10日、4月6日～5月27日は0MW。実需給断面において、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
 ・ 〈 〉 はマーシンの区分を示す。シート26, 27参照

(記載のイメージ) 数値は2020年度の例、数値確定後、2019年度断面で記載予定
2020年度における予備力・調整力及び潮流抑制のためのマージン算出結果

(各エリア最大需要時の値)

値は今後修正

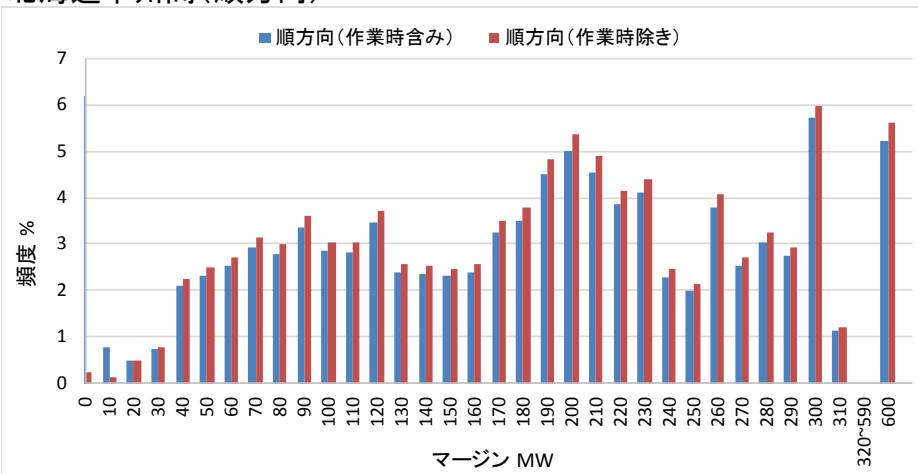


【集計内容】

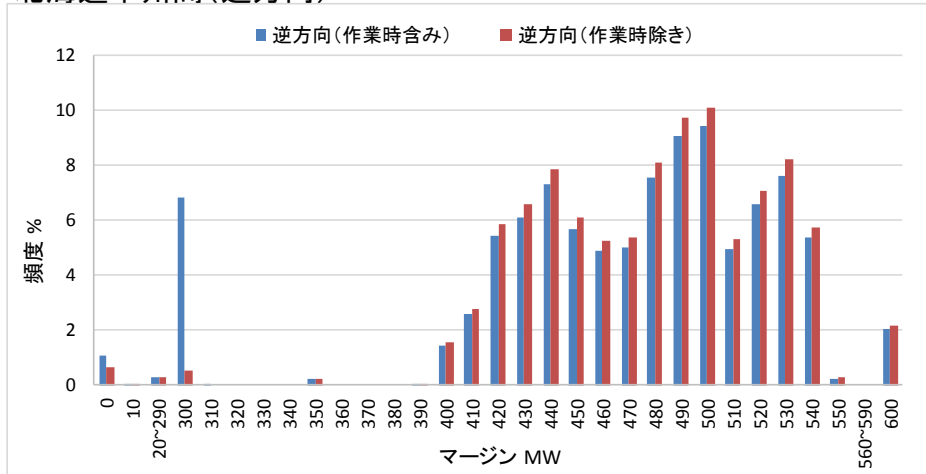
- 2017年10月1日～2018年9月30日 (48コマ (30分コマ) × 365日)
 ➤ 当日断面における最終値

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	189	0	600	300 (5.7%)	1,004	17,520
		作業時除き	202	0	600	300 (6.0%)	973	16,321
	逆方向	作業時含み	462	0	600	500 (9.4%)	1,651	17,520
		作業時除き	476	0	600	500 (10.1%)	1,651	16,329
東北東京間※	順方向	作業時含み	62	0	460	10 (56.7%)	9,936	17,520
		作業時除き	69	0	430	10 (49.2%)	6,268	12,748
	逆方向	作業時含み	5	0	8	0 (52.2%)	9,143	17,520
		作業時除き	5	0	8	0 (52.4%)	9,075	17,310
東京中部間	順方向	作業時含み	600	600	600	600 (100.0%)	17,520	17,520
		作業時除き	600	600	600	600 (100.0%)	13,442	13,442
	逆方向	作業時含み	598	0	600	600 (99.6%)	17,451	17,520
		作業時除き	597	0	600	600 (99.5%)	12,901	12,970
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	76	0	560	0 (75.4%)	13,208	17,520
		作業時除き	89	0	560	0 (71.4%)	10,774	15,086
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	130	0	700	0 (47.5%)	8,323	17,520
		作業時除き	150	0	700	0 (39.3%)	5,958	15,155

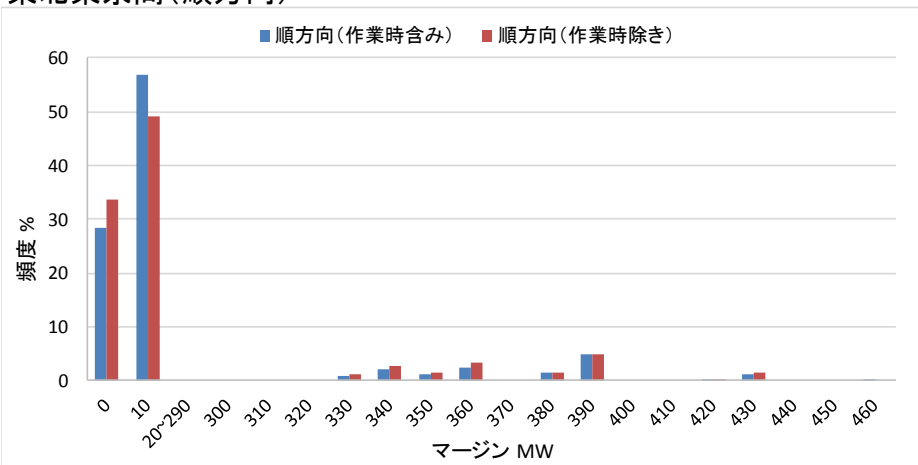
北海道本州間(順方向)



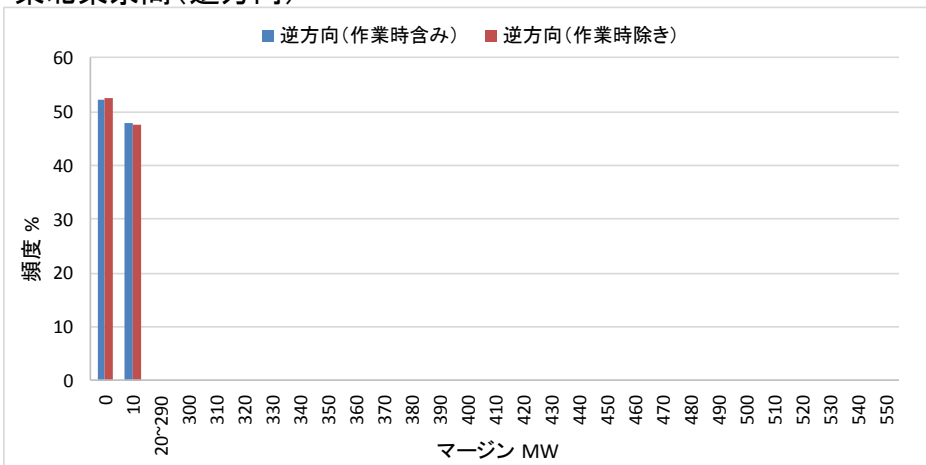
北海道本州間(逆方向)



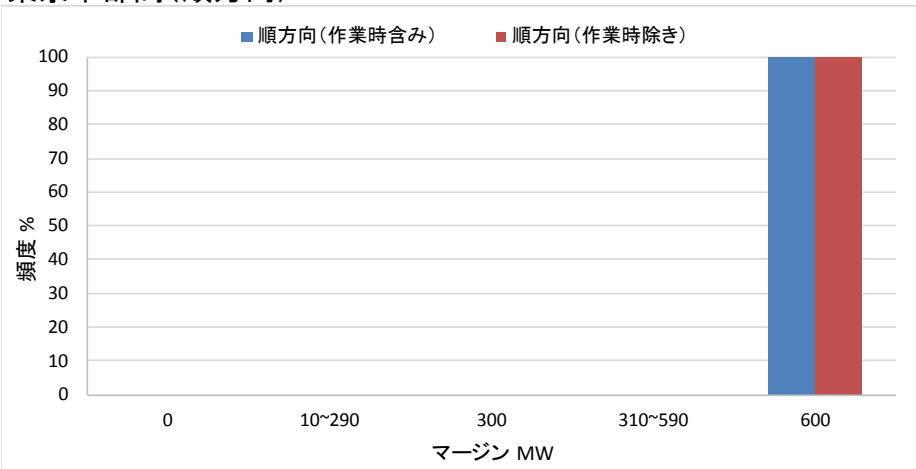
東北東京間(順方向)



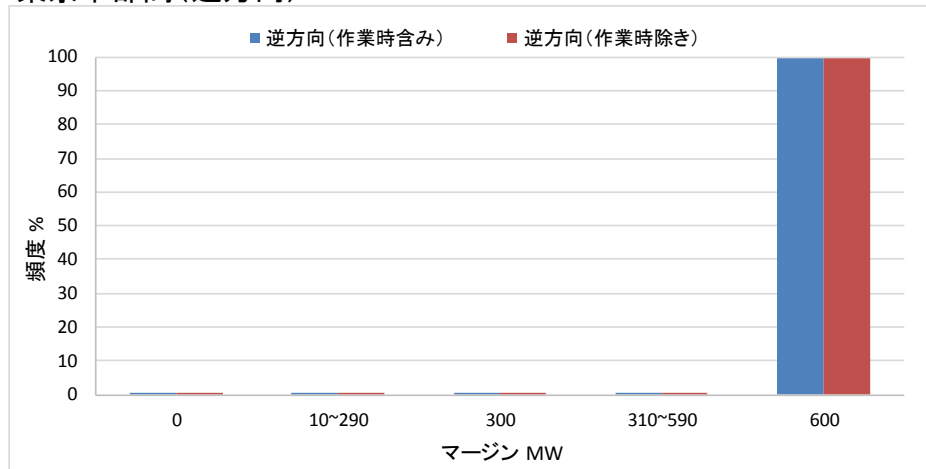
東北東京間(逆方向)



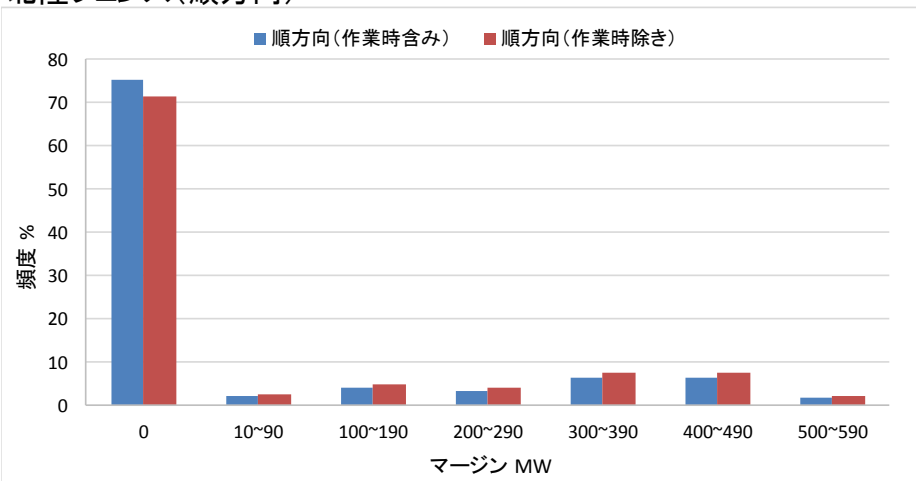
東京中部間(順方向)



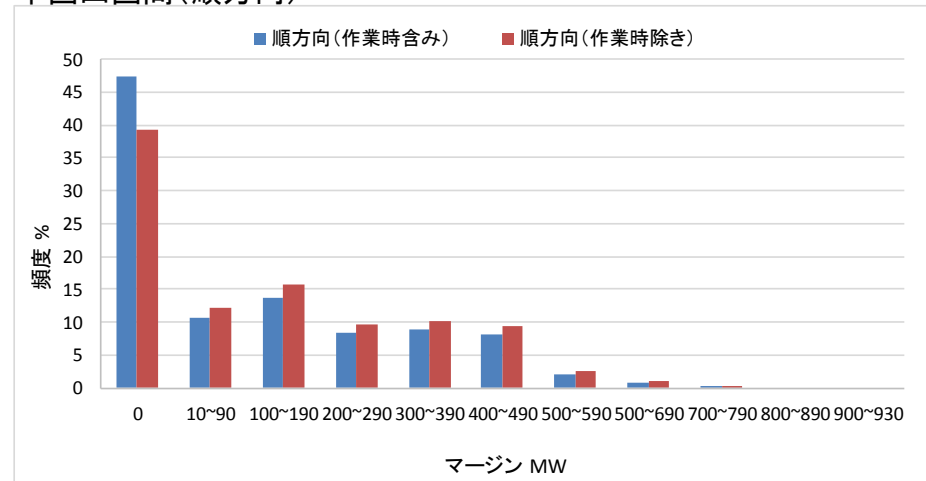
東京中部間(逆方向)



北陸フェンス(順方向)



中国四国間(順方向)



【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」 電力系統の異常時に電力系統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
		(該当なし)	・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なくなっている。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

出典：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

【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	C1 旧④ ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	C2 旧④ ・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)

出典：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