

# 翌年度以降分マージン算出にあたっての検討課題

2017年12月15日

## < 検討課題 >

長期断面におけるマージンについて、実需給断面におけるマージン設定の考え方に基づいたマージンの設定・公表方法について検討する。

- （現 状）系統容量の3%、または最大電源ユニット相当量等を設定

【記載例】（2016年度に算出した長期断面を使用）

(MW)

連系線	方向	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
中部関西間 連系線	中部⇒関西	350	350	350	350	350	350	350	350
	関西⇒中部	370	370	370	370	370	370	370	380



- （新ルール適用後）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・公表方法に変更。

【記載方法案】（2016年度に算出した長期断面を使用）

- ・原則ゼロのことから0で設定し※、参考に別表で、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を記載する。 ※北海道本州間、東北東京間、東京中部間は除く

(MW)

連系線	方向	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
中部関西間 連系線	中部⇒関西	0	0	0	0	0	0	0	0
	関西⇒中部	0	0	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	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
中部関西間 連系線	中部⇒関西	350	350	350	350	350	350	350	350
	関西⇒中部	370	370	370	370	370	370	370	380

## 2. 長期断面におけるマージン設定\_記載例

2016年度に算出した長期におけるマージン（2019～2026）を、案に沿って記載した例

今年度の設定値は今後算出

(MW)

北海道風力実証にかか  
るマージンを加算済み  
(28～40MW)

連系線	方向	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	備考
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	128 【528】	140 【540】	140 【540】	100 【500】	100 【500】	100 【500】	100 【500】	100 【500】	最大需要時(1月)の値 マージン最大値(8月平日昼間)
	東北⇒北海道	488 【558】	500 【590】	500 【590】	460 【550】	460 【550】	460 【550】	460 【550】	460 【550】	最大需要時(1月)の値 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	40	40	0	0	0	0	0	
	東京⇒東北	28	40	40	0	0	0	0	0	
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
上記以外		0	0	0	0	0	0	0	0	

注) 2019年度分から増強が予定されている北本(+30万kW:2019年3月運開予定)の増加分の運用容量及び2021年度分から増強が予定されているFC(+90万kW:2020年度運開予定)の増加分の運用容量については、上表の値には含まない。(運用開始までにマージンの必要量を検討)

- 実需給断面におけるマージン設定の考え方(スライド5, 6参照)から上記の通りマージンを設定する。  
(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を次スライドに参考記載)
- 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。
- 【】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。

北海道風力実証にか  
かるマージンを加算済  
み(28~40MW)

## 2. 長期断面におけるマージン設定\_記載例

(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)

今年度の設定値は今後算出

(単位：MW)

連系線	方向	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度	2026 年度	備考	過去1年における 当日断面での 実績平均値*
東北東京間 連系線	東北⇒東京	828	840	850	810	810	810	820	820	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	158
	東京⇒東北	408	430	430	390	400	400	400	400	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	0
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	750	750	750	750	750	750	750	750	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	600
	中部⇒東京	810	810	810	810	820	820	820	820	マージン最大値 (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	マージン最大値 (最大機)	95
北陸関西間 連系設備	関西⇒北陸	70	70	70	70	70	70	70	70	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	0
	北陸⇒関西	70	70	70	70	70	70	70	70	マージン最大値 (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	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	0
	関西⇒中部	370	370	370	370	370	370	370	380	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	0
関西中国間 連系線	関西⇒中国	320	320	320	330	330	330	330	330	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	0
	中国⇒関西	340	340	340	340	340	340	340	340	マージン最大値 (8月平日昼間3%)	0
中国四国間 連系線	中国⇒四国	930	930	930	930	930	930	930	930	マージン最大値 (最大機)	306

注) 2021年度分から増強が予定されているFC(+90万kW：2020年度運開予定)の増加分の運用容量については、上表の値には含まない。(運用開始までにマージンの必要量を検討)

- 上記表の値は、以下の考え方およ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

### 3. 実需給断面におけるマーシンの確保理由\_案

赤字：現状の「実需給断面における確保理由」からの変更箇所

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	マーシンを確保する理由
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	<p>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、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とする。</p> <p>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。</p> <p>(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会でマーシンの設定以外の周波数上昇対策について継続検討中)</p> <p>また、上記に加え、※4を加える。</p>
	東北⇒北海道	<p>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。</p> <p>但し、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。</p> <p>また、上記に加え、※4を加える。</p>
東北東京間 連系線	東北⇒東京	<p>※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-(④)-とする。</p> <p>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-(②)-とする。</p> <p>また、上記に加え、※4を加える。</p>
	東京⇒東北	<p>※1（最大値は、東北エリアの融通期待量（系統容量の3%相当））</p> <p>また、上記に加え、※4を加える。</p>
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	<p>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逆転しない値とする。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。</p>
	中部⇒東京	<p>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逆転しない値とする。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。</p>

## 3. 実需給断面におけるマーシンの確保理由\_案

連系線	方向	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
	中部⇒北陸	※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
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（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
	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））、※3
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））、※3
	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
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））
	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））、※3
関西四国間 連系設備	関西⇒四国	なし
	四国⇒関西	なし
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（最大電源相当量））
	四国⇒中国	なし
中国九州間 連系線	中国⇒九州	なし
	九州⇒中国	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シンの値として設定
- ※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
- ※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
- ※4 北海道風力実証試験にかかるマーシンの値として、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

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。



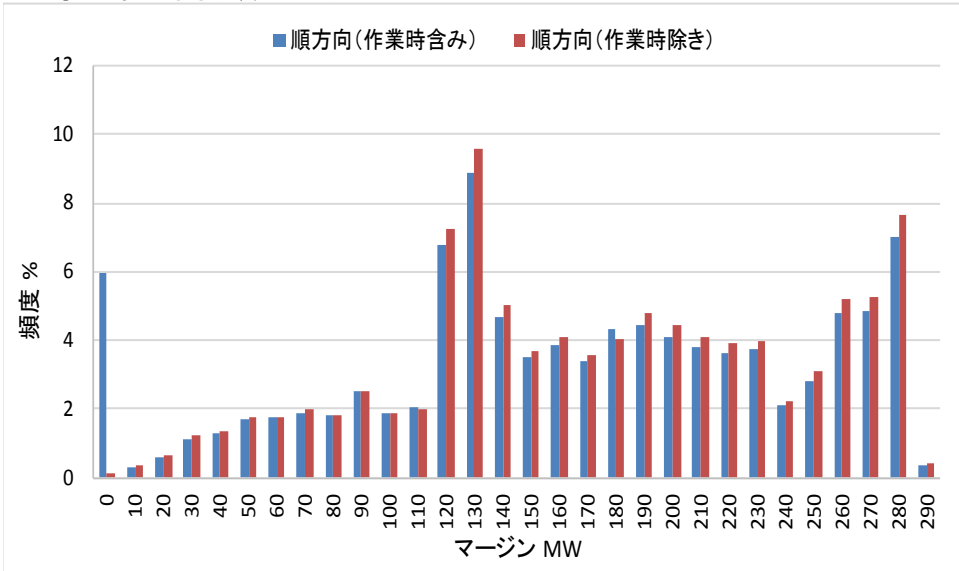
## 【集計内容】

- 2016年11月1日~2017年10月30日 ( 48コマ (30分コマ) × 365日 )
- 当日断面における最終値

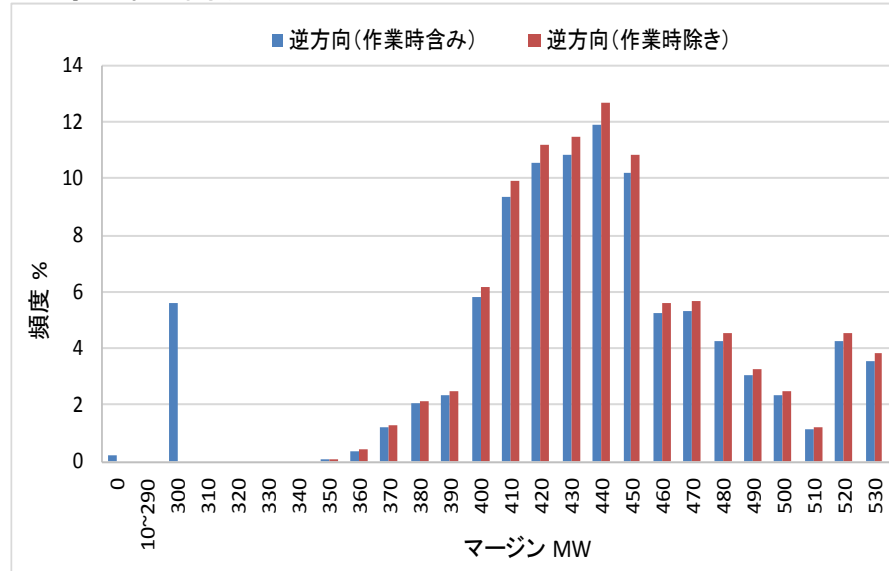
連系線名	方向	作業	平均 (MW)	最小 (MW)	最大 (MW)	最頻値(MW) 【最もデータ数が多い値】 括弧内は最頻値発生率	最頻度数 (個)	母数 (個)
北海道本州間※	順方向	作業時含み	163	0	290	130 (8.9%)	1,558	17,520
		作業時除き	174	0	290	130 (9.6%)	1,544	16,084
	逆方向	作業時含み	435	0	550	440 (11.9%)	2,088	17,520
		作業時除き	444	350	550	440 (12.7%)	2,088	16,458
東北東京間※	順方向	作業時含み	223	0	450	0 (49.0%)	8,577	17,520
		作業時除き	158	0	450	0 (62.5%)	7,064	11,308
	逆方向	作業時含み	0	0	0	0 (100.0%)	17,520	17,520
		作業時除き	0	0	0	0 (100.0%)	17,137	17,137
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%)	8,245	8,245
	逆方向	作業時含み	599	300	600	600 (99.5%)	17,435	17,520
		作業時除き	600	600	600	600 (100.0%)	8,900	8,900
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	79	0	590	0 (71.7%)	12,569	17,520
		作業時除き	95	0	590	0 (66.2%)	9,700	14,651
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	282	0	930	0 (27.6%)	4,842	17,520
		作業時除き	306	0	930	0 (21.3%)	3,441	16,119

※北海道風力実証試験にかかるマージンは2017年11月7日分以降設定のため含まれていない

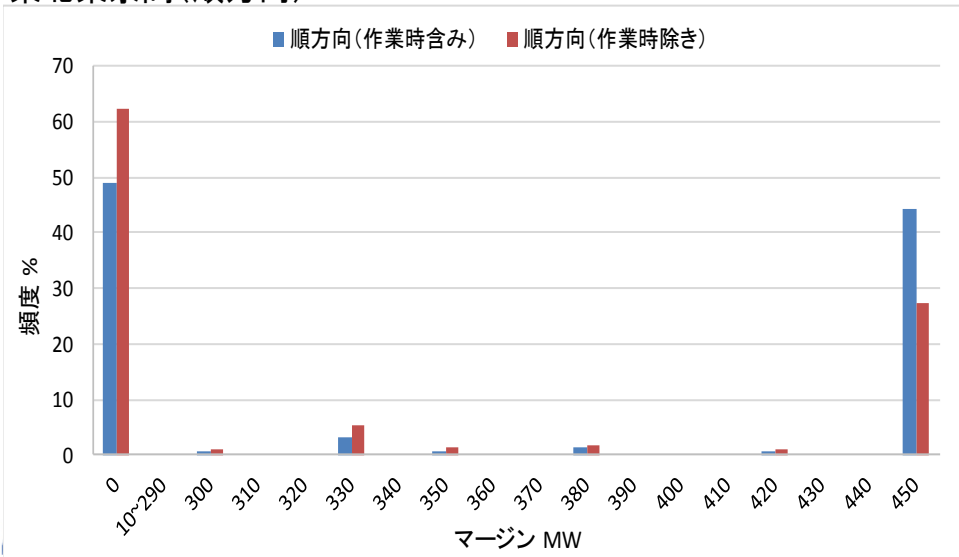
北海道本州間(順方向)



北海道本州間(逆方向)



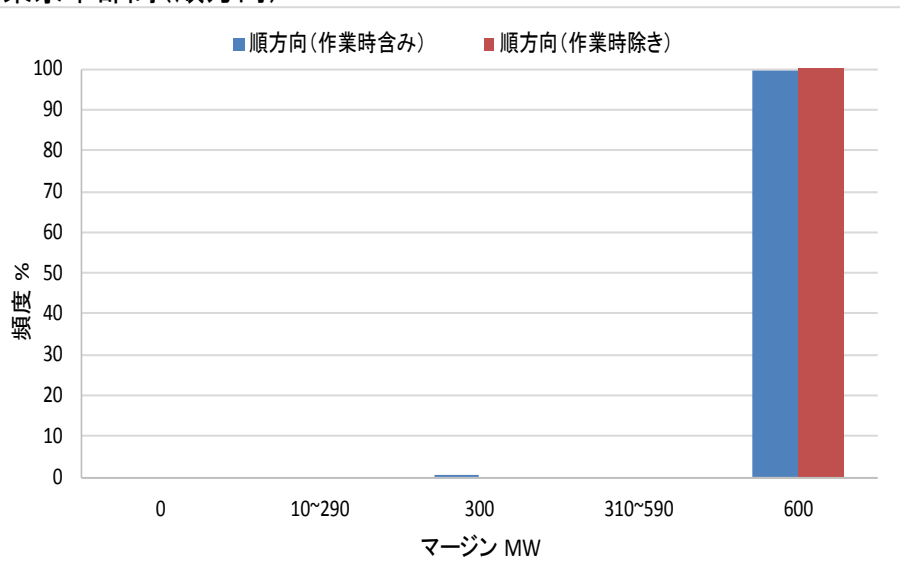
東北東京間(順方向)



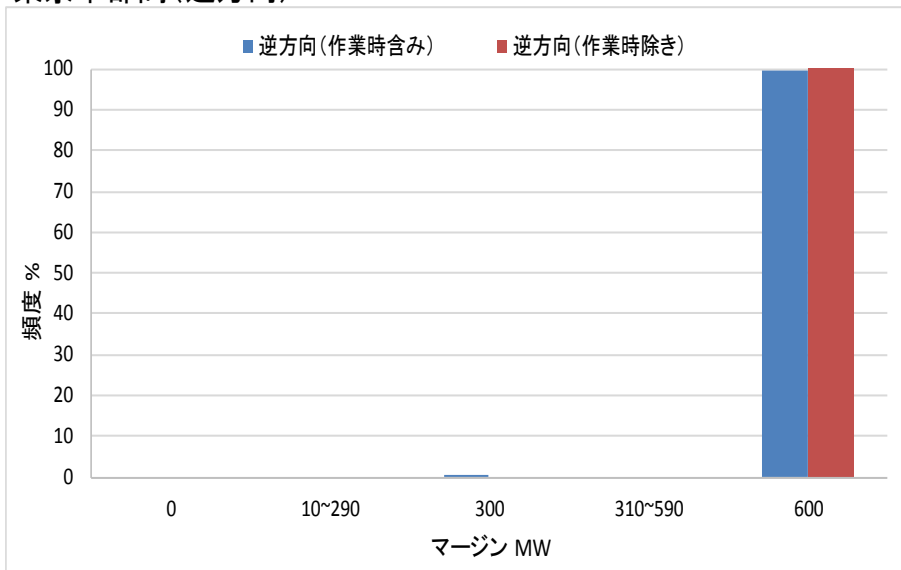
※2017年4月1日分以降、一律450MWを設定する運用を見直した。



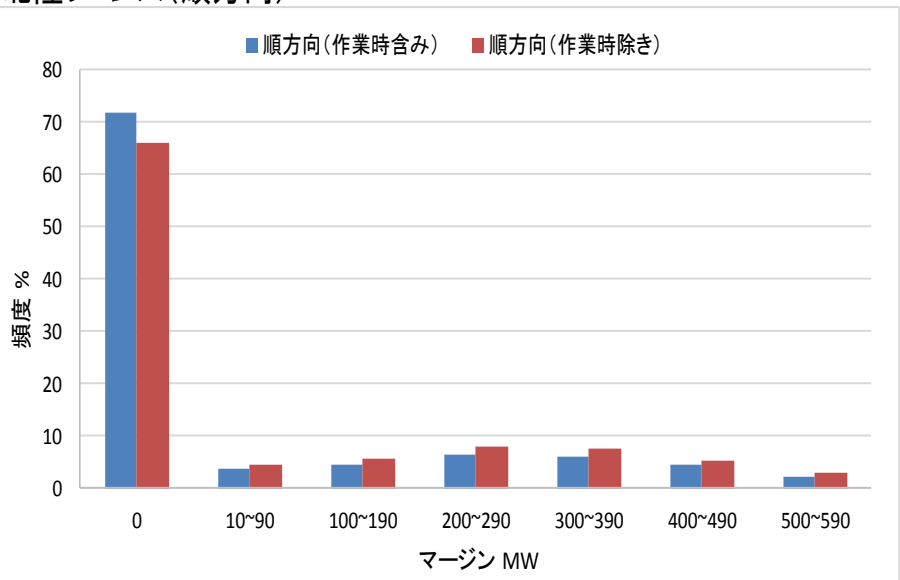
東京中部間(順方向)



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)

