

北陸フェンス（順方向）及び中国四国間連系線（順方向）の
マージン設定実績を踏まえた
翌年度以降分マージン設定について

2020年2月14日

<経緯等>

- 2018年10月の間接オークション導入後に蓋然性のある値の範囲でマーヅンを設定している連系線のうち、北陸フェンス※（順方向）および中国四国間連系線（順方向）については、間接オークション導入後のデータ蓄積期間も考慮して、2016年10月～2019年2月までの設定実績の最大値をもとに2019年度以降の年間および長期断面のマーヅン（蓋然性のある値）を設定した。
- 間接オークション導入から1年経過し、夏季重負荷期の実績を含む1年間のマーヅン設定状況を確認したところ、年間計画の最大値と実績値の最大値に乖離が見られた。

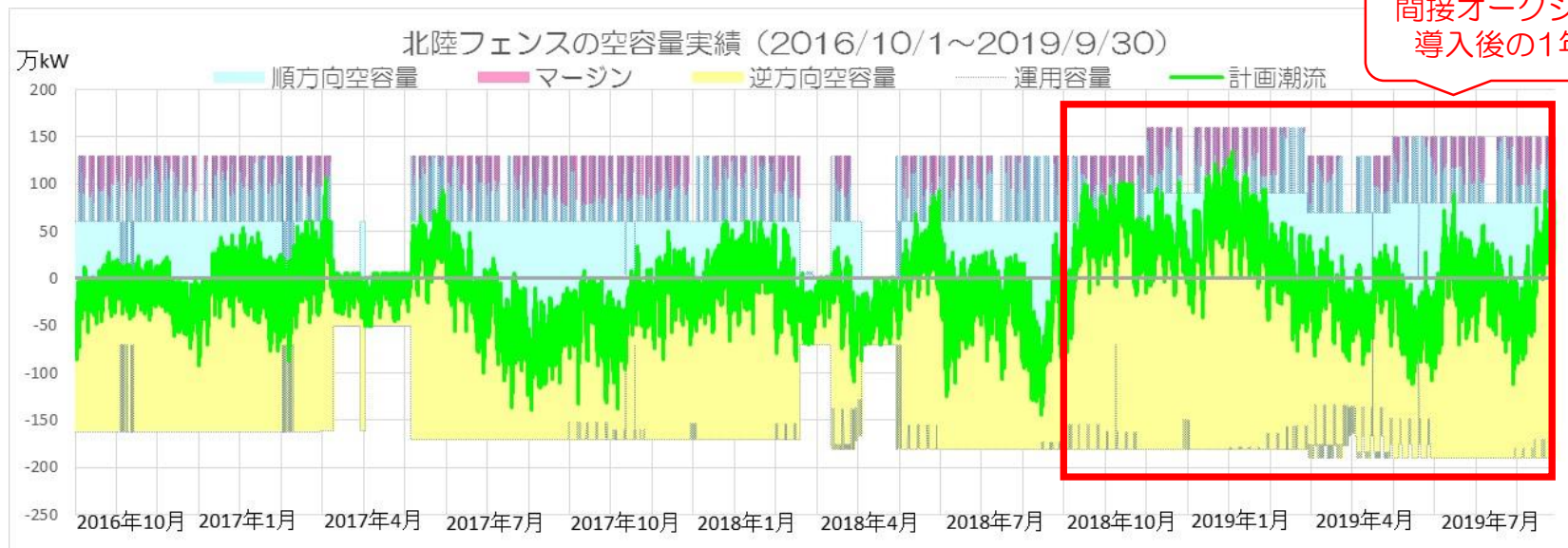
<2020年度以降のマーヅン設定にあたって>

- 過去の設定実績をもとに蓋然性のある値として最大実績値を採用する方法には次のような課題が考えられ、設定値の妥当性を判断する基準があることが望ましい。
 - 最大実績値の頻度がどの程度であれば蓋然性があると評価できるか
 - 過去実績としてどの程度の期間を対象とするか
- 今回、供給計画の想定需要から過去実績に基づいたマーヅン設定値の妥当性を評価する方法について検討した。この評価も勘案し、2020年度以降のマーヅンを設定してはどうか。

※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。

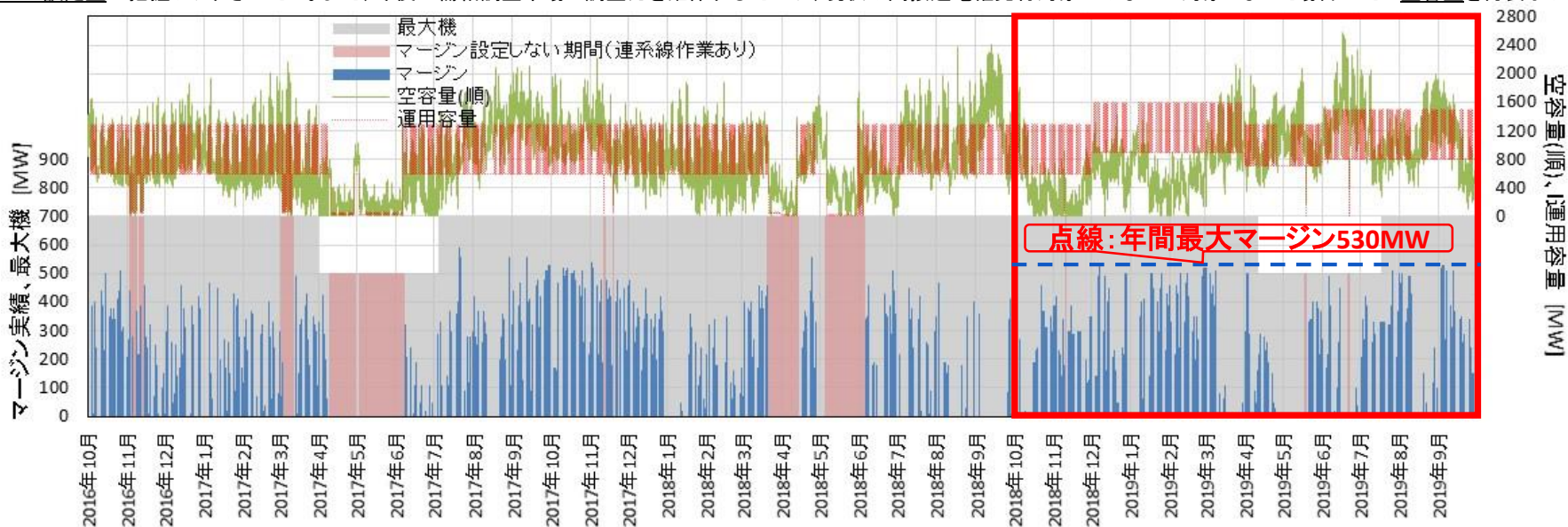
1. 北陸フェンス（順方向）のマージン設定実績（1）

■ 北陸フェンス（順方向）の空容量等の実績（過去3ヶ年）



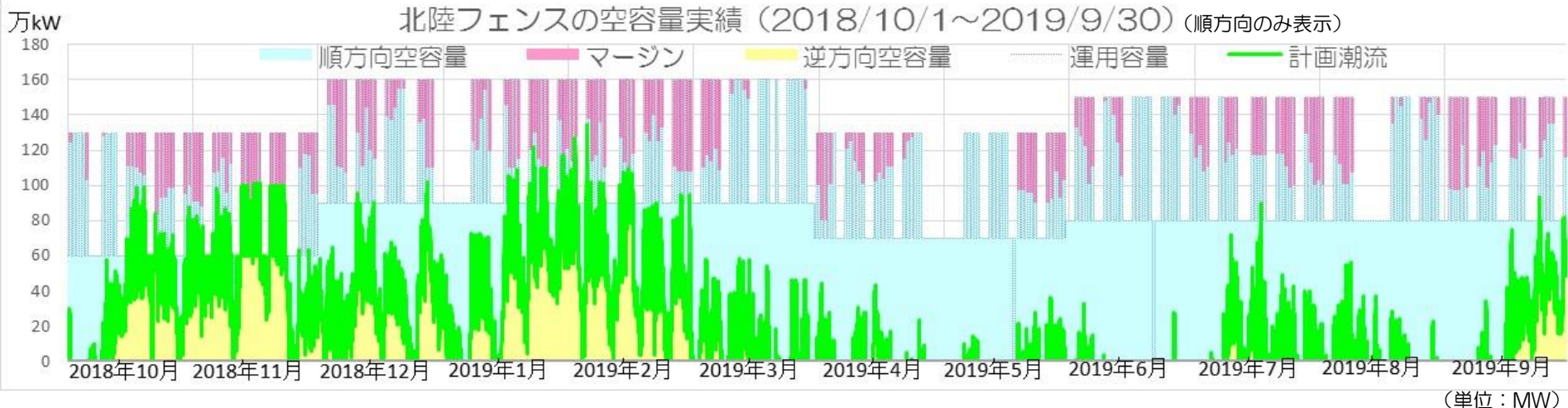
間接オークション
導入後の1年間

↓マージン設定量の把握しやすさのため。また、今後の需給調整市場で調整力を確保するためや、現状は間接送電権発行対象ではないが対象となった場合のため空容量を再表示した。



1. 北陸フェンス（順方向）のマーヅン設定実績（2）

■ 北陸フェンス（順方向）の空容量等の実績（至近1年間の月別データ）



	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	
マーヅン計画（最大）	590	590	590	590	590	590	590	500	500	590	590	590	
マーヅン実績（最大）	460	420	530	500	520	520	500	400	490	510	500	530	
年間計画590/500に対する割合%	78%	71%	90%	85%	88%	88%	85%	80%	98%	86%	85%	90%	
空容量 （最小）	空容量	0	109.7	726.6	0	131.9	135	354.3	620	922	656.8	783.7	1019.6
	日付	22	2	7	24	27	1	2	24	6	25	2	3
	時間	9~11:30	20:30	16:30	13:30~15	12:00	12:00	15:00	15:00	16:00	9:00	14:00	14:00
参考1	空容量	—	—	—	0	262	—	554.6	694.8	—	—	—	1207.8
	日付	—	—	—	25	26	—	3	27	—	—	—	4
	時間	—	—	—	13:00	10:30	—	10:30	11:30	—	—	—	14:00
参考2	空容量	—	—	—	41.9	580.3	—	—	—	—	—	—	—
	日付	—	—	—	16	28	—	—	—	—	—	—	—
	時間	—	—	—	11:30	10:30	—	—	—	—	—	—	—
参考3	空容量	—	—	—	67.6	—	—	—	—	—	—	—	—
	日付	—	—	—	15	—	—	—	—	—	—	—	—
	時間	—	—	—	12:00	—	—	—	—	—	—	—	—

→ 実需給断面のマーヅンは、年間計画に対し、71~98%の範囲で設定されている。

1. 北陸フェンス（順方向）のマージン設定実績（3）

- 集計期間：2016年10月1日～2019年9月30日（過去3ヶ年）
- マージン設定実績（上記期間内で530MW以上の設定実績）

マージン設定値	日付			
590MW	<u>2017年7月20日</u>			
560MW	<u>2017年7月21日</u>	<u>2017年8月28日</u>	<u>2017年9月11日</u>	2018年4月24日
540MW	2017年11月1日			
530MW	<u>2017年9月28日</u> <u>2019年9月4日</u>	<u>2017年9月29日</u>	<u>2018年12月7日</u>	<u>2019年9月3日</u>

※赤字は間接オークション導入後、下線は重負荷期を表す



マージンの設定実績の最大は重負荷期（7月）
間接オークション導入後の最大値は**530MW**（2018年12月7日、2019年9月3、4日）

1. 北陸フェンス（順方向）のマージン設定実績（4）

■ 北陸フェンスの最大付近のマージン設定時における需給状況と発電機停止計画

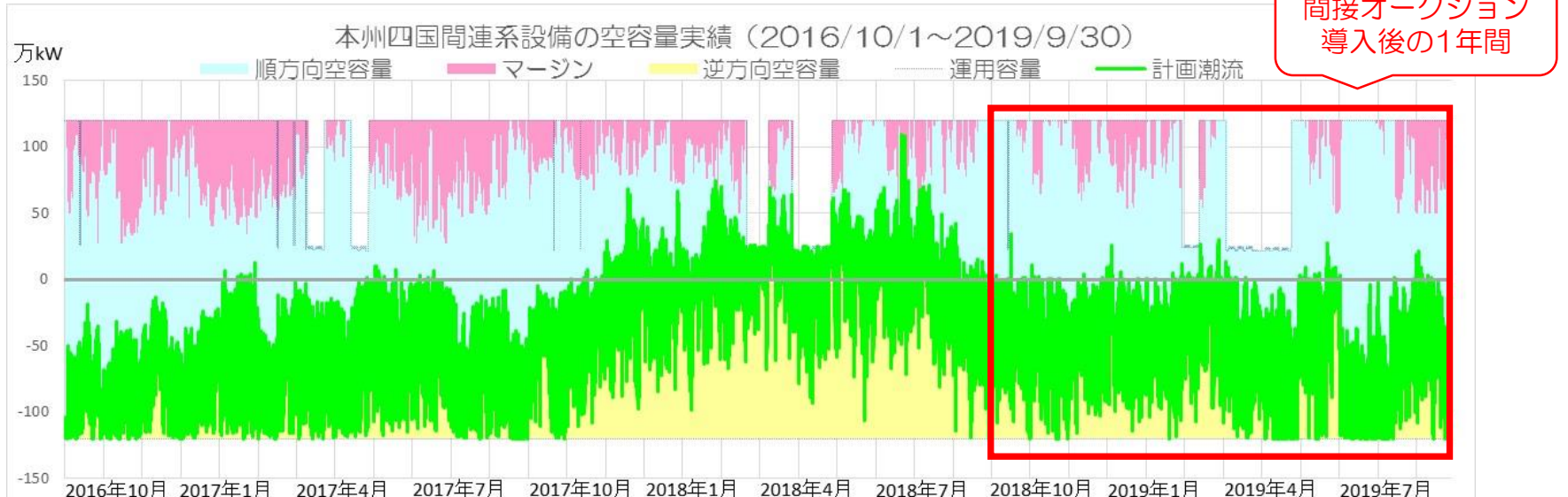
日時（マージン）	概要	発電機停止計画
2017年7月20日 (590MW)	<u>高需要想定</u> によるエリア内予備力減少のため	
2017年7月21日 (560MW)	<u>高需要想定</u> によるエリア内予備力減少のため	
2017年8月28日 (560MW)	<u>高需要想定</u> かつ発電所補修等によるエリア内予備力減少のため	年間計画：火力1台 臨時：火力1台
2017年9月11日 (560MW)	<u>高需要想定</u> かつ発電所補修等によるエリア内予備力減少のため	年間計画：火力1台 臨時：火力1台
2017年4月24日 (560MW)	<u>高需要想定</u> かつ発電所補修等によるエリア内予備力減少のため	年間計画：火力4台

過去3年間の高需要想定時や発電所補修時等では、530MW以上の設定実績もある。間接オークション導入後の実績では、700MWの電源ユニットが運転中でも最大530MWの設定実績となっている。（スライド5）

- 過去3年間の設定実績まで遡り、昨年同様、最大の590MWの設定とするか。直近の一年間の実績では、最大530MW。（蓋然性を評価するうえでどこまで遡るか）
- 最大電源ユニットの条件だけではなく、想定需要等も見込んで設定値を評価できないか。

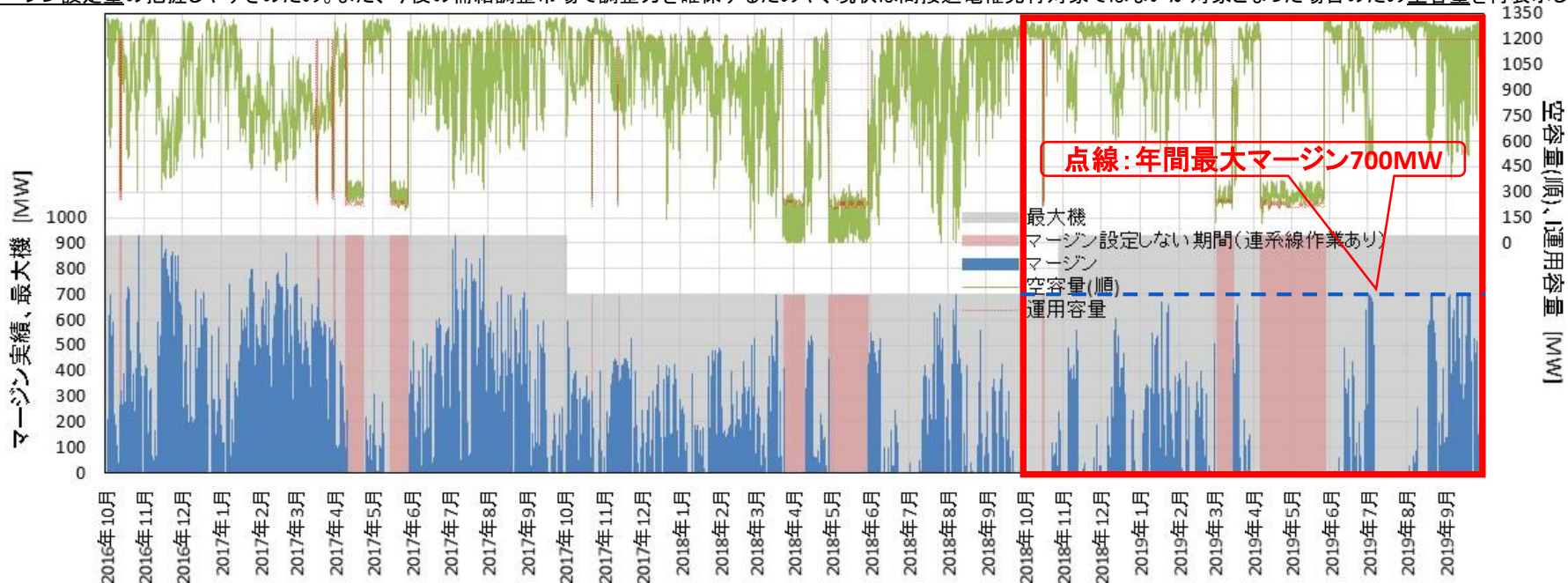
2. 中国四国間連系線（順方向）のマージン設定実績（1）

■ 中国四国間連系線（順方向）の空容量等の実績（過去3ヶ年）



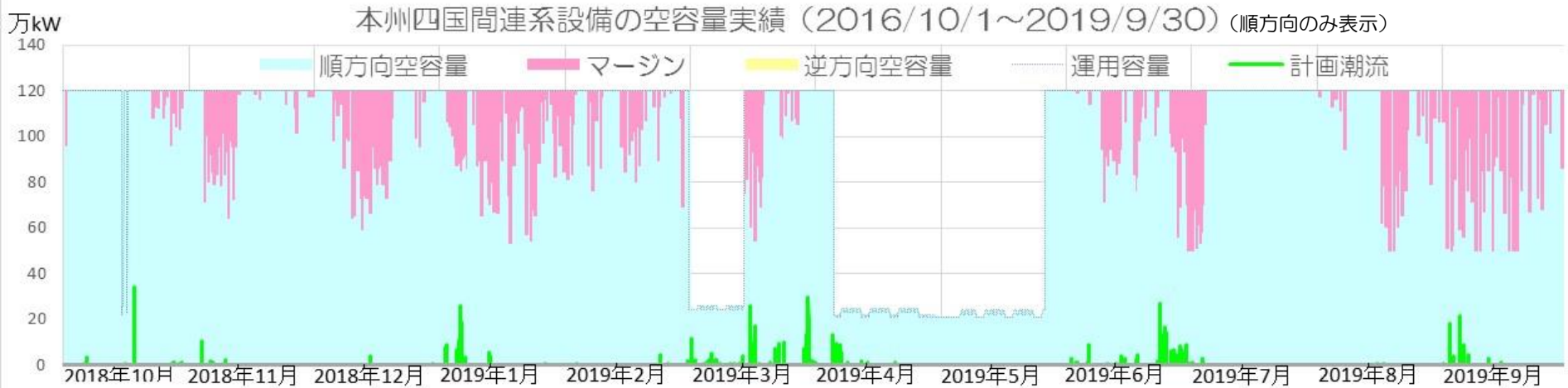
間接オークション
導入後の1年間

↓マージン設定量の把握しやすさのため。また、今後の需給調整市場で調整力を確保するためや、現状は間接送電権発行対象ではないが対象となった場合のため空容量を再表示した。



2. 中国四国間連系線（順方向）のマージン設定実績（2）

■ 中国四国間連系線（順方向）の空容量等の実績（至近1年間の月別データ）



（単位：MW）

	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	
マージン計画（最大）	700	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	
マージン実績（最大）	240	560	610	670	510	660	0(作業)	0(作業)	640	700	700	700	
年間計画930/700に対する割合%	34%	60%	66%	72%	55%	71%	—	—	69%	75%	75%	75%	
空容量 （最小）	空容量	953.2	699.8	729.2	705.2	1114.9	370.7	—	—	525.5	490.2	735.4	603.8
	日付	27	10	12	17	28	18	—	—	29	2	20	3
	時間	5:30	2:30	8:30	18:00	16:30	5:00	—	—	5:00	18:00	19:30	19:30
参考1	空容量	1058.2	—	—	—	—	—	—	—	491.3	883.6	648.6	687.4
	日付	1	—	—	—	—	—	—	—	1	19	19	13
	時間	16:00	—	—	—	—	—	—	—	12:30	19:00	18:00	19:30
参考2	空容量	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	698.7	814.2
	日付	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18	17
	時間	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	19:00	19:00
参考3	空容量	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	838.8	853.3
	日付	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10	9
	時間	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18:00	17:30

→ 実需給断面のマージンは、年間計画に対し、34～75%の範囲で設定されている。

2. 中国四国間連系線（順方向）のマージン設定実績（3）

- 集計期間：2016年10月1日～2019年9月30日（過去3ヶ年）
- 最大出力(930MW)機の運転期間： 2016年8月22日～2017年10月2日、
2018年11月2日～（2019年11月29日時点運転中）
- 最大出力(930MW)機運転期間中のマージン設定実績

マージン設定値	日付			
930MW	2016年10月26日	2016年11月14日	<u>2017年7月5日</u>	<u>2017年7月28日</u>
890MW	<u>2017年7月27日</u>			
880MW	2016年11月17日	<u>2017年7月3日</u>		
870MW	<u>2016年8月27日</u>	2016年11月22日		
860MW	2016年11月16日	<u>2017年2月21日</u>		
以下、間接オークション導入後の最大値の実績のみ記載				
700MW	<u>2019年7月1日</u>	<u>2019年7月2日</u>	<u>2019年8月19日</u>	<u>2019年8月20日</u>
	<u>2019年9月3日</u>	<u>2019年9月9日</u>	<u>2019年9月10日</u>	<u>2019年9月13日</u>
	<u>2019年9月17日</u>	<u>2019年9月18日</u>	<u>2019年9月19日</u>	

※下線は重負荷期を表す

重負荷期にマージンが多く残る傾向もあるが、端境期（10,11月）の設定値も大きい場合あり。
間接オークション導入後の最大値は**700MW**。

2. 中国四国間連系線（順方向）のマージン設定実績（4）

■ 中国四国間連系線の最大マージン（930MW）設定時における需給状況と発電機停止計画

日時	概要	発電機停止計画
2016年10月26日	発電機の作業停止が重複したため予備力が厳しめとなった。	年間計画：火力5台 臨時：火力1台
2016年11月14日	発電機の作業停止が重複したため予備力が厳しめとなった。	年間計画：火力1台、 水力2台 月間計画：火力1台(10月 臨時の継続分)
2017年7月5日	発電機の作業停止に加え、大雨による水力発電所の停止が見込まれたことや、マージン算出時点の発電機トラブルにより、翌々日の供給力見込みが減少し、予備力が厳しめとなった。	年間計画：火力1台
2017年7月28日	発電機の作業停止に加え、気温が高い日が続く、 <u>高需要を想定していた</u> ため、予備力が厳しめとなった。	年間計画：火力1台

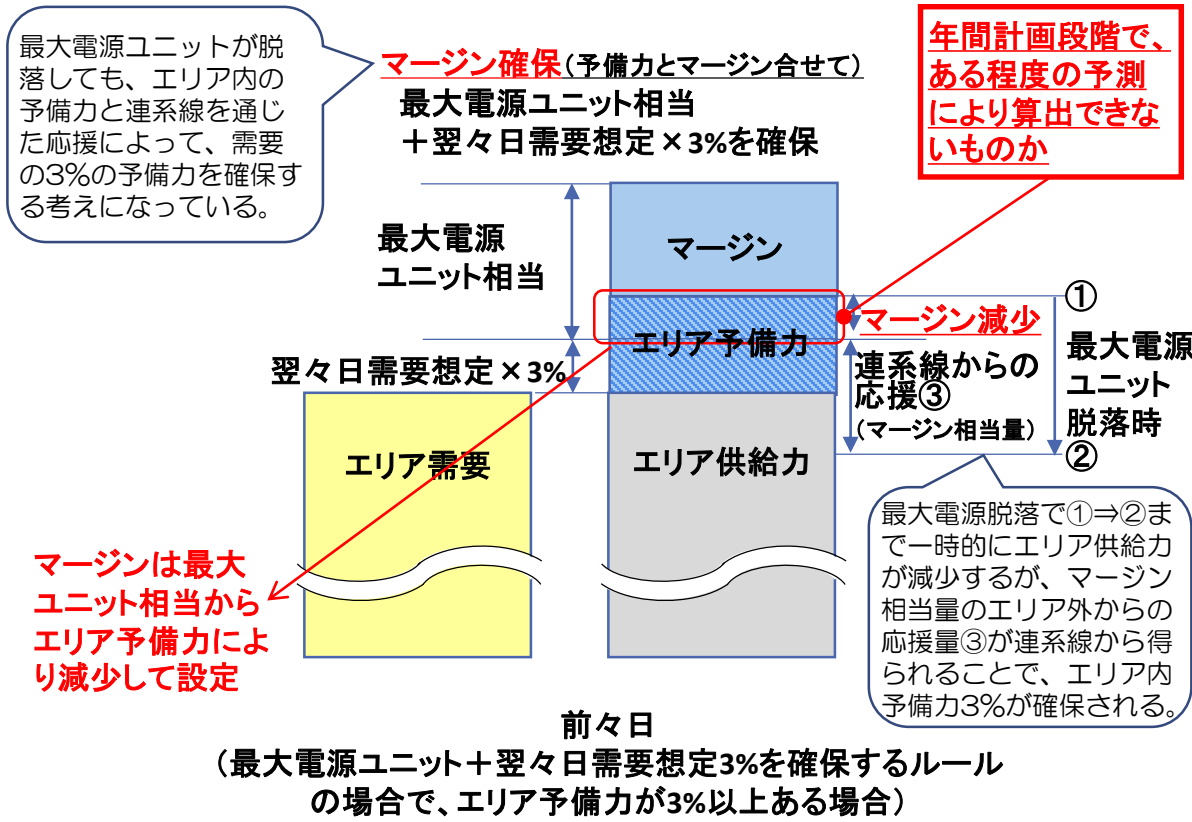
過去3年間の高需要想定時や発電機トラブル時等では、930MWが必要となっている。間接オークション導入後の実績では、930MWの電源ユニットが運転中でも最大700MWの設定実績となっている。（スライド9）

- 過去3年間の設定実績まで遡り、昨年同様、最大の930MWの設定とするか。直近の一年間の実績では、最大700MW。（蓋然性を評価するうえでどこまで遡るか）
- ・ 最大電源ユニットの条件だけではなく、想定需要等も見込んで設定値を評価できないか。

3. 今後の検討の方向性について (1)

- 需給バランスに対応したマージン (A1: 他エリアからの融通期待量) のうち、【最大電源ユニット相当量箇所の「翌々日断面でのマージン設定 (減少) の考え方」】

	前々日断面のマージン設定の考え方
マージン確保量	予備力により設定要否を判断
予備力充足時 (マージン設定量)	最大電源ユニット相当 + 翌々日需要想定値 × 3% - エリア内予備力 (下線部が閾値)
予備力不足時 / 予備力 + マージンが閾値超過時	最大電源ユニット相当 (以前は月間値) を据置 (不足分をマージンとして確保) / 超過分を減少



- ・ 現在、年間計画における蓋然性のある幅の最大値は、最大電源ユニット相当(本四)および最大電源ユニット相当を基にした値(北陸フェンス)としている。
- ・ 実需給断面では、左図のとおりエリアの予備力見合いでマージン減少して設定している。
- ・ 年間計画における設定値の妥当性を判断する基準として、電源停止計画に加え、供給計画(月毎の需要値)等を用いて、例えば月毎の値を算出・評価してはどうか。

3. 今後の検討の方向性について（2）

- ・最大電源ユニットの出力や過去のマージン設定実績を根拠とするだけでなく、年間計画算出段階でもエリア需要等を使用して、より確からしい値を算出できないか。

⇒供給計画等のエリア需要やエリア内予備力をもとに、年間計画段階で実需給断面を考慮したマージンの算出は可能か。（次スライド以降で試算）

エリア別最大需要「2018、2019年度の全国及び供給区域ごとの需要想定について（広域機関公表資料）」より抜粋（MW）

	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
北 陸	3,825	4,180	4,675	4,905	4,905	4,675	3,920	3,715	4,100	5,040	5,040	4,580
四 国	3,630	3,750	4,610	4,610	4,610	4,110	3,500	3,550	4,020	5,030	5,030	4,410

各月別の予備率見通し（予備率最小時刻 エリア別、送電端）「2018、2019年度供給計画」より抜粋

	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
北 陸	16.6%	11.0%	13.1%	12.8%	13.0%	10.8%	28.1%	24.0%	15.0%	16.1%	11.0%	15.6%
四 国	19.3%	14.1%	12.6%	14.5%	14.9%	8.2%	42.9%	39.9%	30.1%	20.2%	16.1%	14.9%

- ・実需給断面でのマージン設定量は「最大電源ユニット相当+翌々日需要想定値×3%－エリア内予備力」としている。
- ・「最大電源ユニット相当」は、これまでもマージンの年間計画段階において、年間の電源停止計画を引用している。
- ・「翌々日需要想定値×3%」については、実需給断面では予測のブレはあるものの、一断面の月間最大のマージンを求めるのであれば、年間の供給計画を引用すれば良いか。
- ・「エリア内予備力」について、供給計画の均平化前の予備率は取引先未定の供給力を電源が存在するエリアで計上して求めているものであり、市場等を介してエリア外に供給される場合もあるため使用が難しい。そこで、TSOが確保する調整力（電源Ⅰ）をエリア予備率と仮定して、供給計画の想定需要の7%を「エリア内予備力」に使用しては如何か。

3. 今後の検討の方向性について (3)

- ・実需給断面で、最大電源ユニット相当でマージンを設定する際にエリア内予備力3%を確保することで検討しているものの、他方では、TSOでエリア内に調整力7%にあたる予備力を確保していることから、供給計画の想定需要の数値から各エリアのマージン設定値を試算した。
(計算式と判断はスライド11の通り)

【北陸フェンスマージン(順方向)】マージンの試算値と実績値の比較 (2018.10~2019.9) (単位: MW)

	月 別												電源断面別 (最大需要)		
	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	700MW機	500MW機	
マージン計画 (最大)	590	590	590	590	590	590	590	500	500	590	590	590	590	500	
マージン実績 (最大)	460	420	530	500	520	520	500	400	490	510	500	530	530 (9,12月)	490 (6月)	
試算結果	マージン試算値	547	533	513	504	504	513	543	351	336	498	498	517	498	336
	試算値/実績(%)	119%	127%	97%	101%	97%	99%	109%	88%	69%	98%	100%	98%	94%	69%
	最大電源ユニット	700	700	700	700	700	700	700	500	500	700	700	700	700	500
	需要想定(12頁)	3,825	4,180	4,675	4,905	4,905	4,675	3,920	3,715	4,100	5,040	5,040	4,580	5,040 (7,8月)	4,100 (6月)
	最小予備率	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%

⇒ 月別算出と実績の比較では、年間最大マージン算出結果は実績の119%程度(547MW)、
 〃 実績値に近いのは100%(498MW)で最大需要断面であった。
 電源断面別(各電源一断面)と実績の比較では、700MW機で94%程度、500MW機で69%程度となる。

【中国四国間マージン(順方向)】マージンの試算値と実績値の比較 (2018.10~2019.9) (単位: MW)

	月 別												電源断面別 (最大需要)		
	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	930MW機	700MW機	
マージン計画 (最大)	700	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	700	
マージン実績 (最大)	240	560	610	670	510	660	0(作)	0(作)	640	700	700	700	700 (7~9月)	240 (10月)	
試算結果	マージン試算値	555	780	746	746	746	766	790	788	769	729	729	754	729	555
	試算値/実績(%)	231%	139%	122%	111%	146%	116%	—	—	120%	104%	104%	108%	104%	231%
	最大電源ユニット	700	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	700
	需要想定(12頁)	3,630	3,750	4,610	4,610	4,610	4,110	3,500	3,550	4,020	5,030	5,030	4,410	5,030 (7,8月)	3,630 (10月)
	最小予備率	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%

⇒ 月別算出と実績の比較では、年間最大マージン算出結果は実績の139%程度(780MW)、
 〃 実績値に近いのは104%程度(729MW)で最大需要断面であった。
 電源断面別(各電源一断面)と実績の比較では、930MW機で104%程度、700MW機で231%程度となる。

3. 今後の検討の方向性について（4）

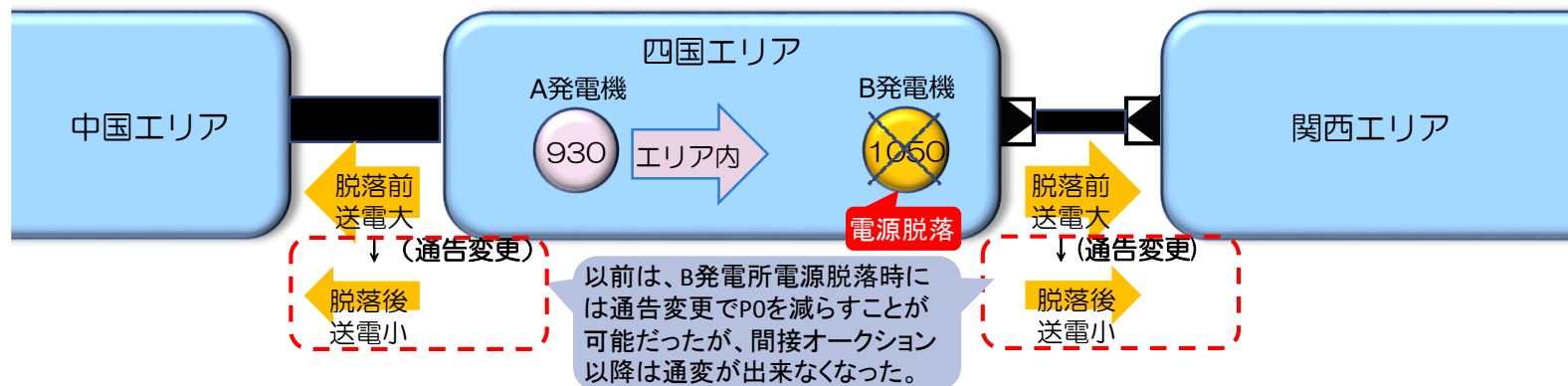
【前頁（スライド13）の結果の評価について】

- 年間マージン実績の最大値（北陸フェンス530MW（9,12月）、中国四国間700MW（7~9月））は、TSOが確保する調整力7%に基づく最大需要断面（7,8月）におけるマージン試算値（北陸フェンス498MW、中国四国間729MW）と比較して、大きな差異はなかった。
（試算値／最大実績値：98~104%）
- よって、年間の最大設定値の妥当性を評価する手法としては、一定の合理性があるといえるのではないか。
- なお、年間の最大設定値は重負荷期に設定されている（北陸フェンス：9,12月、中国四国間：7~9月）。
- 一方、マージン試算値は、各月のH3需要に対して一律に7%のエリア予備力を考慮して試算しているため、想定需要が小さくなればマージン試算値が大きくなるが、端境期は需要が小さく予備力が重負荷期と比較して確保しやすくなると考えられ、マージン設定実績では小さくなる傾向も認められる。
- 以上より、端境期の月毎の想定需要値を用いたマージン設定値の算出・評価は、必ずしも適当であるとはいえない。

3. 今後の検討の方向性について（5）

【四国エリアの最大電源ユニットの変更について】

- 中国四国間連系線（順方向）のマージンについて、マージン算出のための対象機を930MW機⇒1050MW機へ最大機の見直しを行なう。その背景は、以下の通り。
 - ▶ 間接オークション導入前までは、発電する電気を継続的にエリア外へ供給している場合は発電機最大出力から当該供給量を控除した値を基準としてエリア内の最大電源ユニットを選定していた。
これは、当該電源ユニットの脱落時に、連系線等利用計画で連系線の容量を確保してエリア外へ供給していた供給電力（計画潮流）を通告変更により減少させることが可能であったため、電源脱落によるエリア内の電力不足量（影響量）を抑えられることができたためである。
 - ▶ 間接オークション導入後は、通告変更によりエリア外への供給電力を減少させるスキームがなくなったため、電源ユニット脱落時には当該ユニットの発電量の全量（エリア内供給分のみではなく、エリア外送電分も含めた全量）相当の電力が不足することになった。
 - ▶ 以上により、最大電源ユニット脱落時による影響量（エリア内の発電不足量）が変化したため、対象電源ユニットについて変更が必要となる。（下図において、A発電機からB発電機へ変更）



3. 今後の検討の方向性について (6)

【四国エリアの最大電源ユニットを変更した場合の確認について】

【中国四国間マージン(順方向)】マージンの試算値と予想値の比較 (2018.10~2019.9)
(最大電源ユニットを930⇒1050MWへ変更(通年で運転しているものと仮定))

(単位: MW)

	月 別												電源断面別 (最大需要)
	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	1050MW機
マージン計画 (従来)	700	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930	930
マージン実績 (予想) ※	590	680	730	790	630	780	0(作)	0(作)	760	820	820	820	820 (7~9月)
マージン試算値	905	900	866	866	866	886	910	908	889	849	849	874	849
試算値/実績予想(%)	153%	132%	119%	110%	137%	114%	—	—	117%	104%	104%	107%	104%
最大機 (変更後)	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
需要想定 (12月)	3,630	3,750	4,610	4,610	4,610	4,110	3,500	3,550	4,020	5,030	5,030	4,410	5,030 (7,8月)
最小予備率	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%

- ※印のマージン実績 (予想) については、最大電源ユニットの対象が変わったのみでエリア内予備力は変化無しという仮定のもと、11スライドの計算式により、最大電源ユニット脱落時であってもエリア内の予備力が需要の3%予備力を確保する考えで算出したもの。
- 10月の最大電源ユニットは変更後のものとした。

⇒ 月別算出と実績の比較では、年間最大マージン算出結果は実績の153%程度(905MW)、
// 実績(予想)値に近いのは104%程度(849MW)で最大需要断面であった。

- マージンの算出の考え方においては、最大電源ユニット脱落量が変わるのみで、最大電源ユニットの考え方が変わってもエリア内必要予備力については変わりがない。
- この考えの下、中国四国間連系線 (順方向) のマージンについて、最大電源ユニットを変更した場合、
 - 「930MW機でのマージンの試算値は729MW (スライド13参照) 」であったが、
 - 「1050MW機でのマージンの試算値は849MW」 となる。

4. まとめ（1）

- 北陸フェンス（順方向）及び中国四国間連系線（順方向）のマーヅンについて、間接オークション導入後からの過去1年分の実績の概要は以下の通り。
 - 北陸フェンス（順方向）は、2019年度の年間計画における蓋然性のあるマーヅンの値の範囲0～590MWに対し、71～98%の値の範囲で設定されており、最大でも530MW：3回の設定実績となっている。（スライド4,5）
 - 中国四国間連系線（順方向）は、蓋然性のあるマーヅンの値の範囲0～930MWに対し、34～75%の値の範囲で設定されており、最大でも700MW：11回の設定実績がある。（スライド8,9）
 - いずれの連系線も重負荷期に設定されたマーヅンが最大値であった。
 - 供給計画の想定需要をもとにTSOの必要調整力7%で評価した高需要期年間1断面におけるマーヅン算出結果と比較して、北陸フェンスでは最大電源ユニット700MWに対し設定実績比94%、中国四国間では最大電源ユニット930MWに対し設定実績比104%であり、概ね合致する結果となった。
- ⇒ 2020年度以降のマーヅン設定の考え方について、以下のとおりとすることでどうか。

【北陸フェンスと中国四国間連系線のマーヅン設定の考え方（案）】

- 過去1年間程度のマーヅン設定実績の最大値を蓋然性のあるマーヅンの値の最大値とすることを基本とする。
- 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ないことを確認する。（乖離がある場合は、必ずしも過去1年間の実績最大値を設定値としない。）
- 年間断面の月ごとの設定値は、電源停止計画を考慮し設定する。（対象となる最大電源ユニットを変更のうえ、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ないことを確認する。）

以上の考え方を踏まえ、マージン設定値については、以下のとおりとしたい。

【北陸フェンスと中国四国間連系線のマージン設定値（案）】

- ・北陸フェンスについては、間接オークション導入後の1年間のマージン設定実績により、0～530MWとする。
- ・中国四国間連系線については、最大電源ユニットの変更はあるものの北陸フェンスと同様に、間接オークション導入後の1年間のマージン設定実績により、0～700MWとし、最大ユニット変更によるマージン設定実績を確認し、必要により見直しを実施する。
- ・2020年度以降も引き続き実績データの蓄積は継続し、必要により見直しを実施する。

5. 参考（北海道本州間のマージン設定実績）

北海道本州間の場合は、年間段階で、毎月の需要(最小)により月毎の値を算出している。

- ・ 順方向C1マージン = 北本運用容量 - 0.11 / (1 - 0.11) × 最小需要
- ・ 逆方向B1マージン = 最大機出力 - 系統定数(6%) × Δf(1Hz) × 最小需要
- ・ 逆方向C1マージン = 北本運用容量 - 系統定数(6%) × Δf(1Hz) × 最小需要

下表は、マージン設定実績において、平日PN（作業なし）のみ抜粋。

(単位：MW)

		10月		11月		12月		1月		2月		3月	
		平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N
順方向	計画	252	292	212	252	182	212	132	142	162	162	232	232
	実績	248	288	220	260	182	212	132	142	162	162	232	232
	実績/計画%	98%	99%	104%	104%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
逆方向	計画	522	542	502	522	482	502	462	462	482	472	512	512
	実績	518	538	510	530	482	502	462	462	482	472	512	512
	実績/計画%	99%	99%	102%	102%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
		4月		5月		6月		7月		8月		9月	
		平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N	平日P	平日N
順方向	計画	252	262	292	312	272	312	252	312	262	322	272	332
	実績	242	262	272	312	252	312	222	312	242	312	258	308
	実績/計画%	96%	100%	93%	100%	93%	100%	88%	100%	92%	97%	95%	93%
逆方向	計画	522	522	542	552	532	552	442	472	452	482	452	482
	実績	512	522	532	542	522	552	432	552	433	472	436	458
	実績/計画%	98%	100%	98%	98%	98%	100%	98%	117%	96%	98%	94%	95%

- ・ 需要（最小）のみで決まり、エリア内予備力や再エネ等の予測誤差が小さいのか、一定の正確性が感じられる。(作業無し期間のずれなどは考慮していない。)

<論点a> 実需給断面におけるマーシンの必要性・量

4

【対応の方向性(案)】

- 単一の電源の脱落(N-1故障)によって供給支障を発生させないという考え方を出発点とし、国の需給検証で需要の3%が最低限確保すべき予備力として用いられていることを踏まえ、現時点では、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応援によって、需要の3%の予備力を確保する考え方のもとマーシンを確保することには一定の合理性があるのではないか。
- 上記考え方に基づく場合、実需給断面(翌々日計画断面以降)におけるマーシンは以下により算定される。

$$\text{マーシ設定量} = \text{最大電源ユニット相当} + \text{翌々日需要想定値} \times 3\% - \text{エリア内に確保される予備力}$$

(但し、上限は最大電源ユニット相当量※)

※エリア内の予備力が3%を下回る状況で最大電源ユニットの脱落が発生した場合には連系線からの応援だけでは予備力3%を確保できず、運用容量の超過・拡大や需給ひっ迫時の指示(停止中電源の運転、運転中の電源の出力の増加など)で対応することを意味する。

※ なお、本機関は、想定外の電力設備の故障等により供給区域の供給力が不足し、電力システムを安定的に運用するために必要と認める場合には、マーシンの値を見直すことがある(送配電等業務指針第171条第2項)

