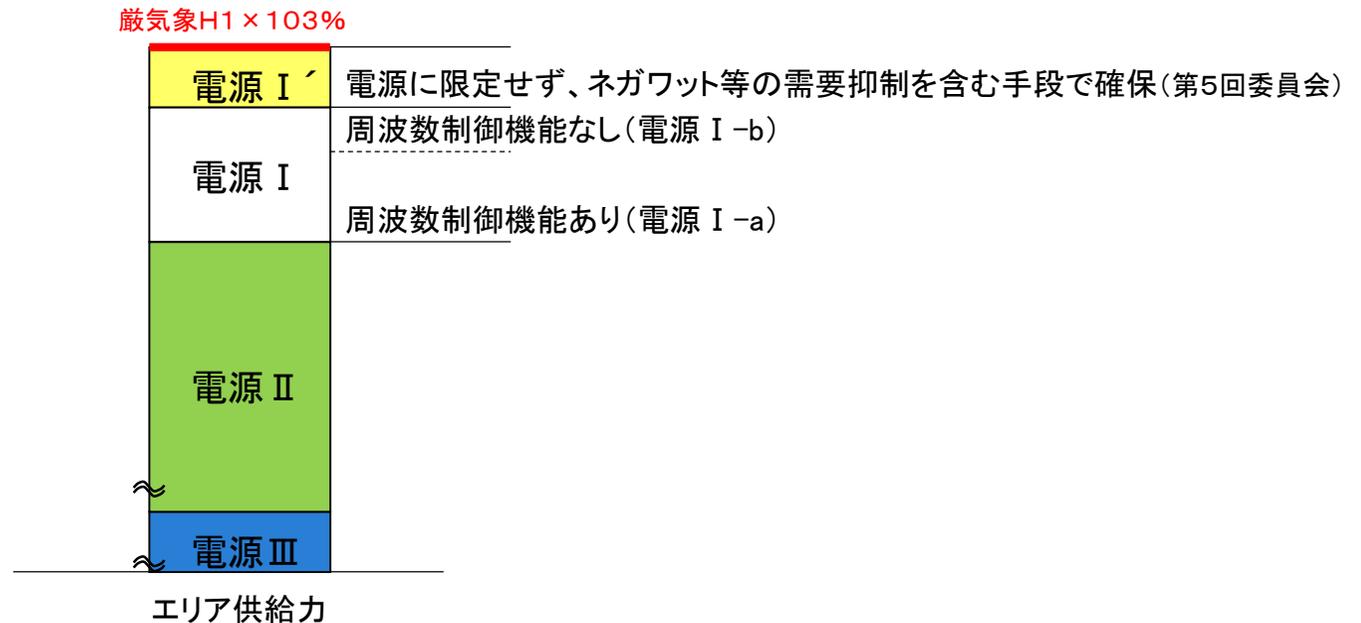


調整力公募における量の考え方等について

平成28年9月26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

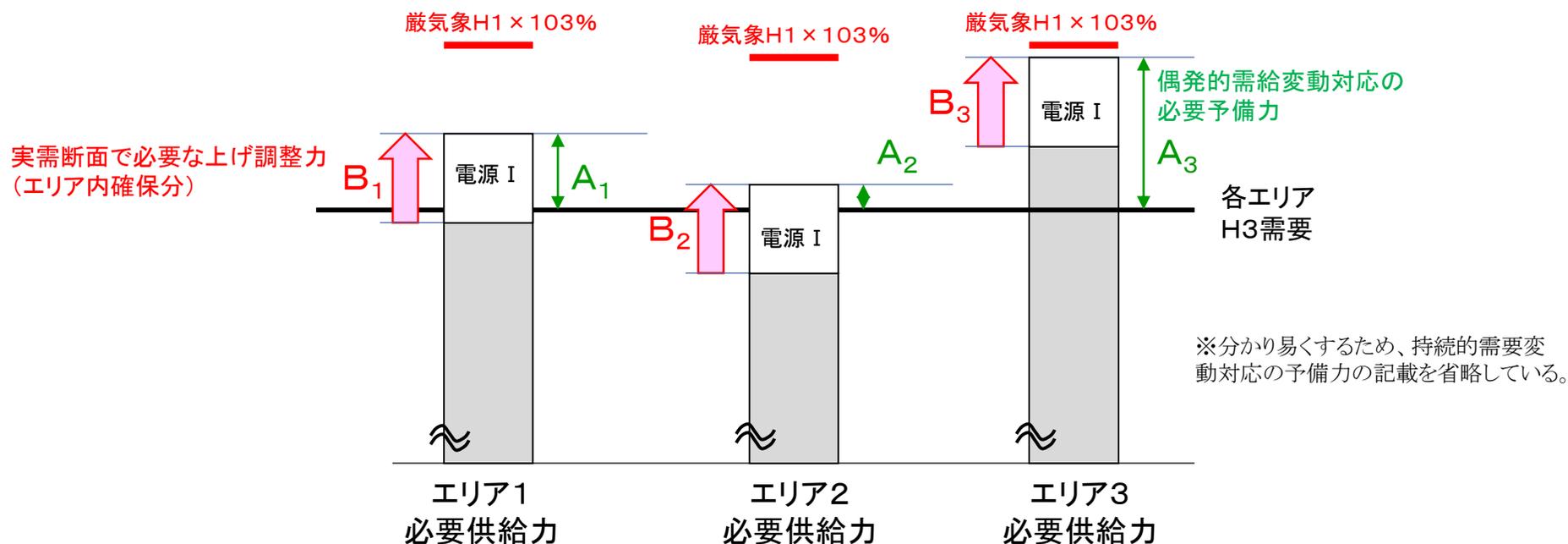
- 前回委員会に続き、一般送配電事業者が行う調整力の公募に関する以下の事項についてご議論いただきたい。
 - (1) 電源 I・電源 I' の必要量の基本的な考え方
 - (2) 電源 I の必要量(B)の具体的算定方法
 - (3) 電源 I における周波数制御機能を有する調整力(“電源 I -a”)の必要量について
 - (4) 電源 I' に関する細部事項



(1) 電源 I・電源 I' の必要量の基本的な考え方

(余白)

- 前回委員会において事務局から、電源 I 必要量はエリアの必要予備力(下図A)ではなく、実需給断面で必要な上げ調整力(うち、エリア内確保分)の量(下図B)で定めることを提案した。
- それに対し、委員からは次のようなご意見があった。
 - i. エリア3のA₃とB₃の差分については誰の責任で持つ部分なのか
 - ii. 小売電気事業者の供給力確保に期待するとした部分については、暫定的な処置としては一般送配電事業者が確保するとの考え方に基づく案でも良いのではないか
- また、上記の提案に関連し、厳気象(猛暑・厳寒)のH1需要に対応するために確保する「電源 I ′」の算定方法を補正する必要性についてご説明した。
- ここでは、電源 I の必要量の考え方、及び、電源 I ′ の算定方法について再度ご議論いただく。



	案1	案2	案3
内容	<p>エリア3</p>	<p> $D = (B_1 - A_1) + (B_2 - A_2)$ </p> <p>エリア3</p>	<p>エリア3</p>
	<p>実需給で必要な調整力のみ電源 I として確保</p>	<p>エリア1、エリア2でH3需要に対し不足する供給力に相当する量(上図D)の供給力が確保されることを期待し、それ以外の予備力を電源 I として確保。</p>	<p>必要予備力の全量を電源 I として確保</p>
電源 I 確保コスト	○小さい ←		▲大きい
必要供給力確保の確実性	▲低い (エリア1、2の小売が各エリアで供給力確保する行動を採った場合、上図A3-B3の部分が確保されないおそれが高まる。)	(エリア1、2の小売が各エリアで供給力を確保する行動を採った場合、上図Dの部分が確保されないおそれが高まる。)	→ ○高い (但し、仮にエリア1~3が必要供給力をちょうど満たしている状態であった場合は、エリア1、2の小売がH3需要に応ずる供給力を調達できない。)

(出所) 第6回委員会資料2 p.26

<電源 I' の必要量に関するこれまでの経緯>

- 第5回委員会での提案は、「確保が見込まれる供給力だけでは厳気象H1需要対応に必要な供給力に足りない場合、その不足分を電源 I' として確保する」との考えのもと、具体的な算定式(下記)の中では、「確保が見込まれる供給力」を「H3需要+必要供給予備力(H3需要のx% ※1)」としていた。

$$\text{電源 I}' = \text{猛暑(厳寒)H1需要} \times 103\% - \text{平年H3需要} \times (100+x)\%$$

※1 従来、x=8~10%

- その後、前回委員会において、信頼度の基準値を一律とした場合に偶発的需給変動対応の必要予備力がエリア間で異なるという結果とともに、上記算定式を補正する必要性について述べた。



<電源 I' の必要量に関する今回の提案内容>

- あくまでもAの値は供給計画取りまとめ等の際(計画断面)に行う需給バランス評価の基準であり、エリアごとの電源 I' 必要量の算定にあたっては、「A<B」のエリア(イメージ図のエリア1、2)であっても、小売電気事業者が実需給断面までに供給力確保義務に基づく供給力確保を行うことを考慮すべきではないか。
- その際、制度設計WGにおいて供給予備力のうち持続的需要変動対応分(従来、H3需要の1~3%)は小売電気事業者が確保すべきと整理されたことを考慮し、小売電気事業者によって「H3需要×101% ※2」の供給力が確保されることを見込むこととしてはどうか。

※2 1~3%のうち低いほうの1%を採用

- 更に一般送配電事業者により確保される調整力(電源 I)も考慮すると、算定式は以下の通りとなる。

$$\text{電源 I}' = (\text{厳気象H1需要} \times 103\%) - (\text{平年H3需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

厳気象H1需要対応に必要な供給力

小売電気事業者による確保見込み分

一般送配電事業者の確保分

<電源 I の必要量に関する議論>

- 供給計画取りまとめ等の結果として(「A>B」のエリアにおける「A-B」の予備力など)必要な予備力^{※1}が確保できていない場合には電源入札等(廃止電源の維持を含む)により対応する^{※2}ことを前提に、電源 I 必要量において予備力確保の観点の特段考慮しないこととし、今秋の一般送配電事業者の調整力公募においては、電源 I の必要量を全エリア一律に「電源 I = B」として進めることで良いか。

※1 供給計画取りまとめ等の際の基準となる必要予備率については、前回委員会において事務局からエリアごとの必要予備率が大きく異なるという分析結果を示したが、十分確認が必要である等のご意見をいただいております、引き続き検討を進めます。

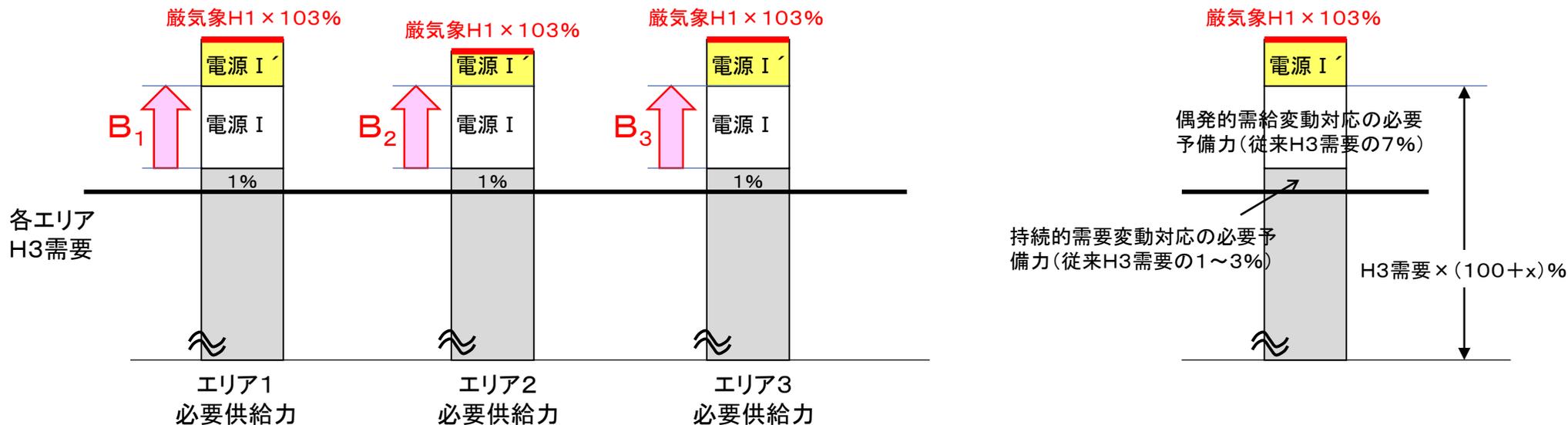
※2 電源入札等は自動的に行うものではなく、本委員会を含む慎重な議論のうえで実施。

(参考) 電源 I' 必要量の算定イメージ

今回の電源 I' 必要量の考え方は、電源 I' 公募結果、必要供給予備力の検討結果、供給計画取りまとめや電源入札の要否検討などの結果を踏まえ、今後も必要に応じて見直しを実施。

<今回提案内容>

<第5回委員会時点でのイメージ>



論点1: 周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方②

10

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1~3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需給変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8~10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8~10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

電気事業類型見直し後の方向性

「持続的需要変動対応」:

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
- ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

「偶発的需要変動対応」:

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。
- (例)
 - －小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
 - －発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。
- ◆この部分については、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。

(余白)

(2) 電源 I の必要量(B)の具体的算定方法

電源 I 必要量の算定における論点

- (1)の考え方で進める場合、電源 I の必要量(=B)は、実需給断面における各種計画値からの予測誤差(需要予測誤差、再エネ出力予測誤差)や各種変動(需要変動、再エネ出力変動、電源脱落)などから算定することとなるが、以下の論点がある。

(論点1) どの時間帯の変動量を用いて必要調整力のエリア内確保分(B)を算定するか

(論点2) 各変動量をどのように組み合わせて算定するか

(論点3) 必要調整力のうち、エリア内で確保しない連系線期待分をどのように定めるか

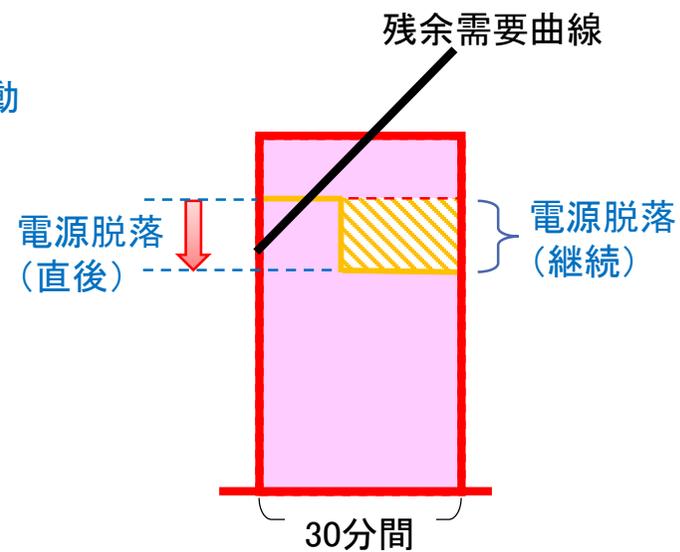
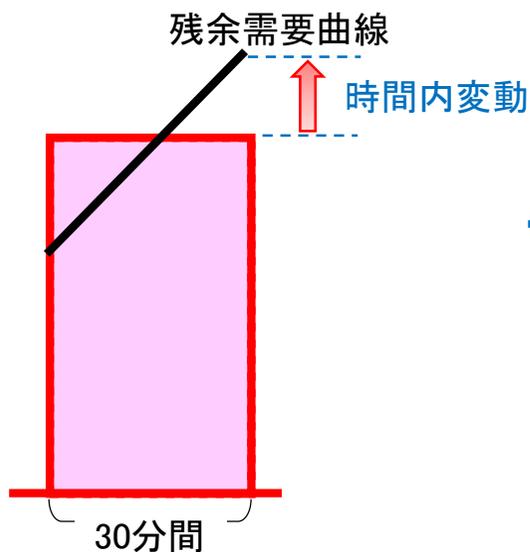
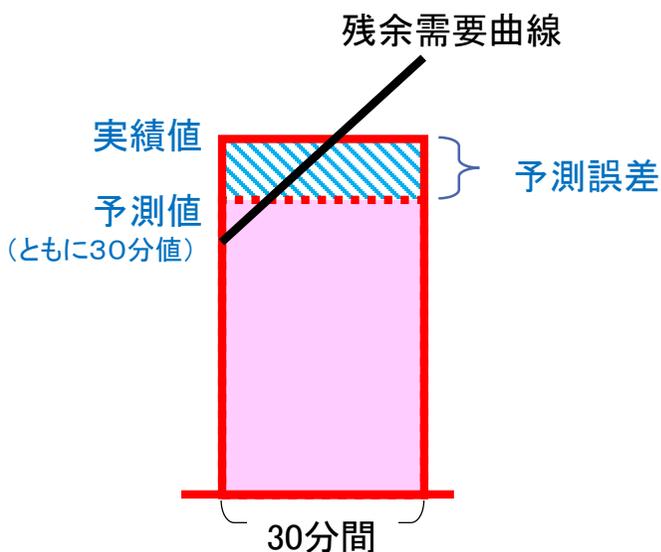
	説明図	需給バランスに関する変動要因(※1)	周波数制御に関する変動要因(※2)
需要に関するもの	図1	「需要予測誤差」 〔定義：需要予測値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差〕	「需要変動」 〔定義：30分平均値からの需要の変動〕
電源脱落に関するもの	図2	「電源脱落(継続)」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)〕	「電源脱落(直後)」 〔定義：電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)〕
再エネ出力変動に関するもの	図3	「再エネ出力予測誤差」 〔定義：再エネ出力予測値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差〕	「再エネ出力変動」 〔定義：30分平均値からの再エネ出力の変動〕
(※1) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が 必要となるもの (※2) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が 必要でないもの (電源脱落直後の瞬時的な供給力減少を含む)			

- 前ページの各変動要因のイメージは以下のとおり。
- なお、「需要予測誤差」と「再エネ出力予測誤差」は「残余需要の予測誤差」、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として分析。

残余需要の予測誤差

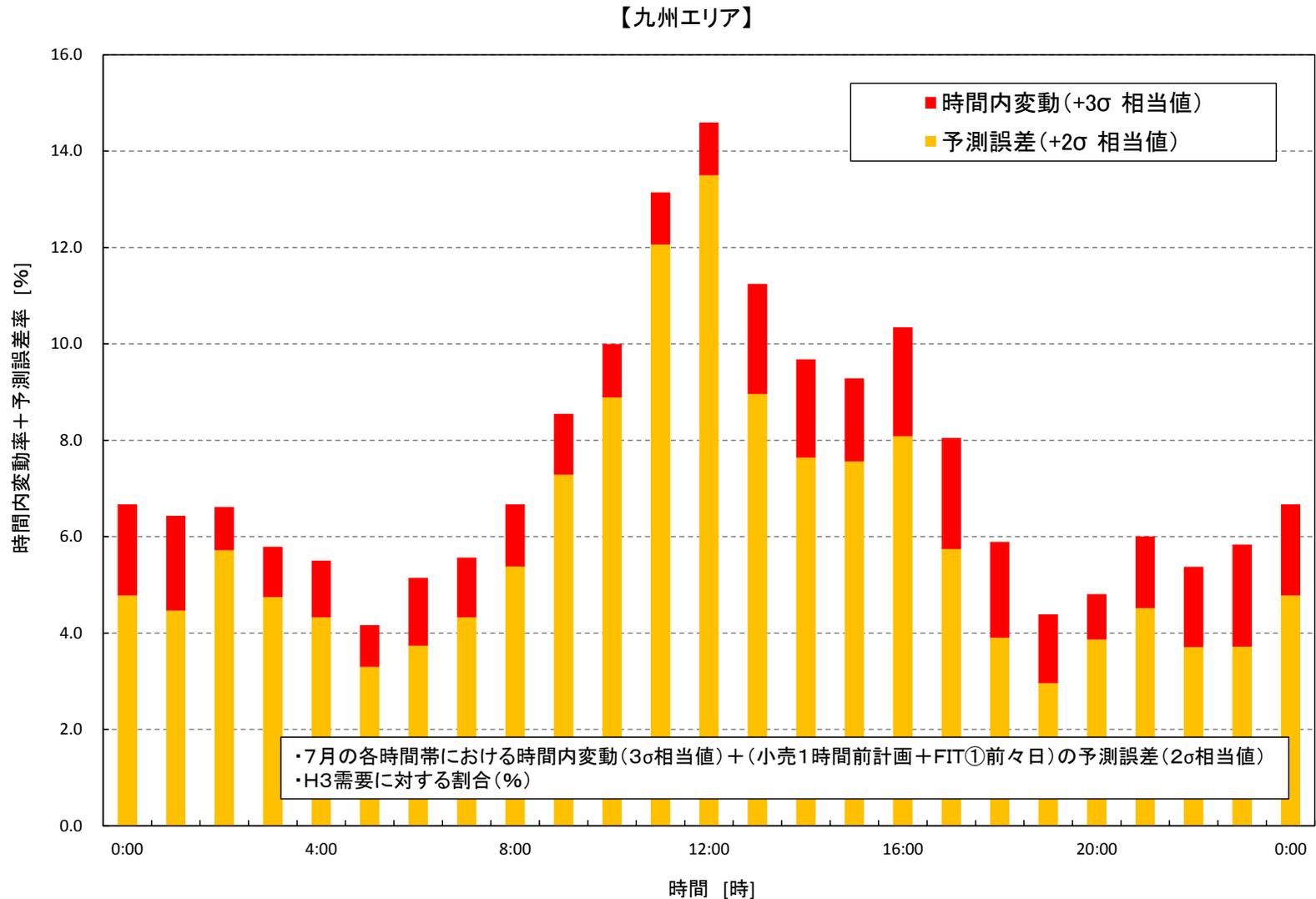
残余需要の時間内変動

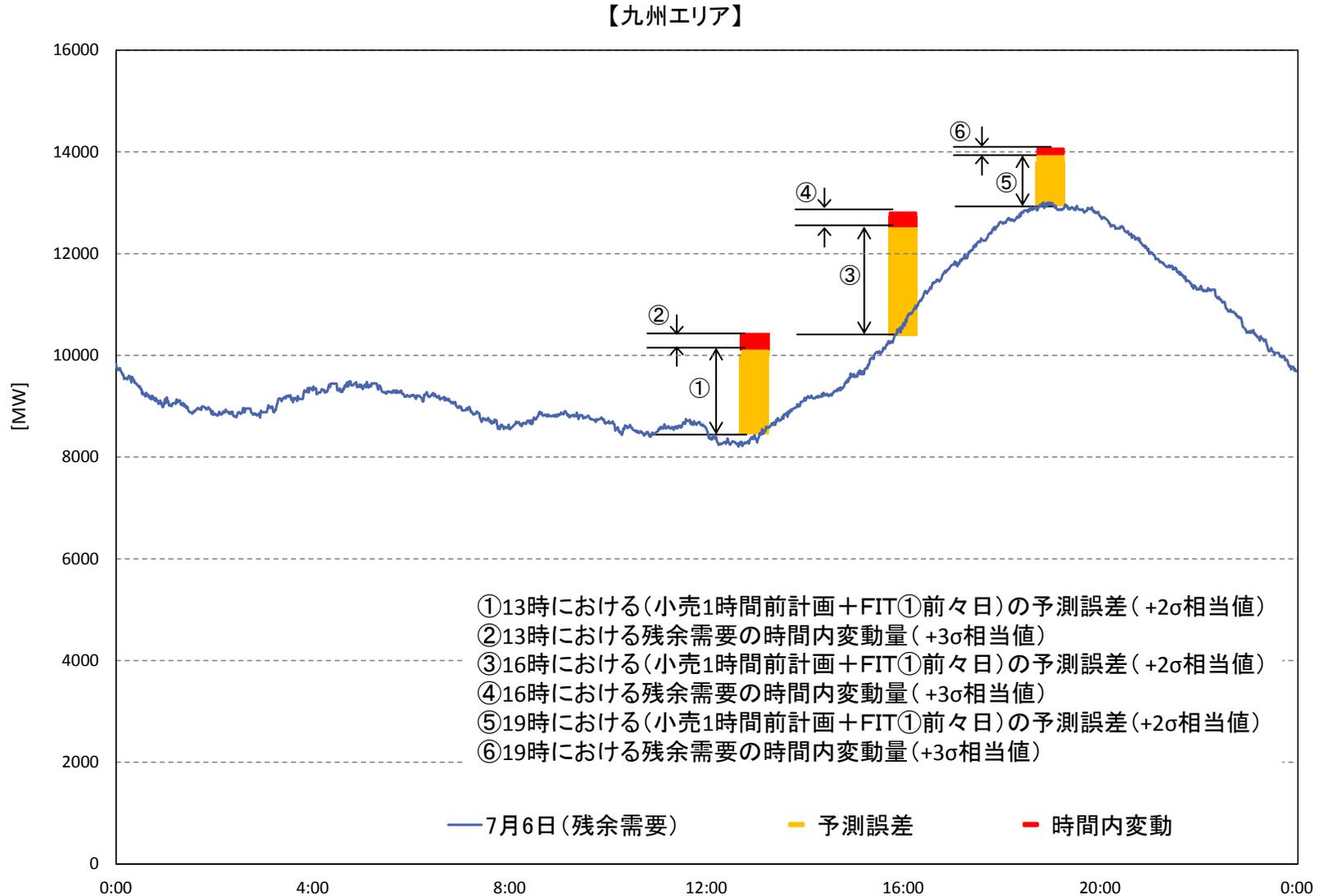
電源脱落(直後・継続)



- 一般送配電事業者が調整力市場等により必要な調整力を柔軟に調達する仕組みではなく、年間で確保する電源Ⅰおよび電源Ⅱの余力を調整力として活用する現在の仕組みのもとでは、実需給断面において電源Ⅱの余力に期待できるかどうか、電源Ⅰの必要量に影響を与える。
 - (ア) 残余需要がピークを下回っている時間帯では電源Ⅱの余力に期待できる
 - ⇒ 残余需要ピーク帯※の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める (エリア外期待分を除く)
 - ※ 電源Ⅱが小売電気事業者に最大限活用され、電源Ⅱからは上げ調整力が得られない可能性が一番高いと考えられる時間帯
 - (イ) 残余需要がピークを下回っている時間帯でも電源Ⅱの余力には期待できない
 - ⇒ 昼間帯の変動量をもとに電源Ⅰ必要量を定める (エリア外期待分を除く)
- 電源Ⅱは発電事業者がGCまで活用した余力を一般送配電事業者が調整力として活用できる位置づけであり、相対や市場によって小売電気事業者に調達された場合には、調整力として使える量が減少する。
 - ・ エリア内の電源Ⅲと差し替えられる ⇒ 電源Ⅲに余力が生じるが調整力としては活用できない。
 - ・ 他エリアの電源と差し替えられる ⇒ エリア内の調整力が減少(但し、受電側の連系線空き容量は増加)
- しかし、昼間帯にメリットオーダー上で劣後することから停止された電源が第三者に販売され、電源Ⅱの余力に期待できなくなるという見方は、リスクを見過ぎていることにならないか。
 - ※ また、昼間帯の変動量を目安に電源Ⅰを確保すると、小売に活用されるべき電源まで一般送配電事業者が専有することになり、電力供給全体の効率性にも影響する可能性がある。
- そこで、この秋に行う調整力の公募においては、(ア)の考え方で進めることとしてはどうか。
- そのうえで、問題が認められるときは、一般送配電事業者等から状況を聴き取り、来年度の公募に向けては電源Ⅱの運用の在り方※について検討することとしてはどうか。
 - ※ 昼間帯に電源Ⅱの余力を一定量確保するために制約を設ける必要があるということになれば、例えば、現状ではkWhコストのみ負担するとされている費用負担の見直しについても検討が必要になると考えられる。
- なお、仮に、残余需要がピークを下回っている時間帯において、調整力不足の発生又は発生のおそれがある場合には、電源Ⅲへの給電指令や他エリアからの応援融通などにより対応することとなる。

- 予測誤差・時間内変動の大きさは時間帯によって大きく異なる。
- 特に、太陽光発電の導入量が多いエリアでは、昼間帯の再エネ出力予測誤差が大きくなる。





- 「時間内変動」および「電源脱落(直後)」*1は周波数制御機能(GF、LFC等)により対応する変動のため、現時点では、これらに対応するための調整力はエリア内で確保することが基本と考える。(周波数制御機能で対応する変動は(3)にて議論)

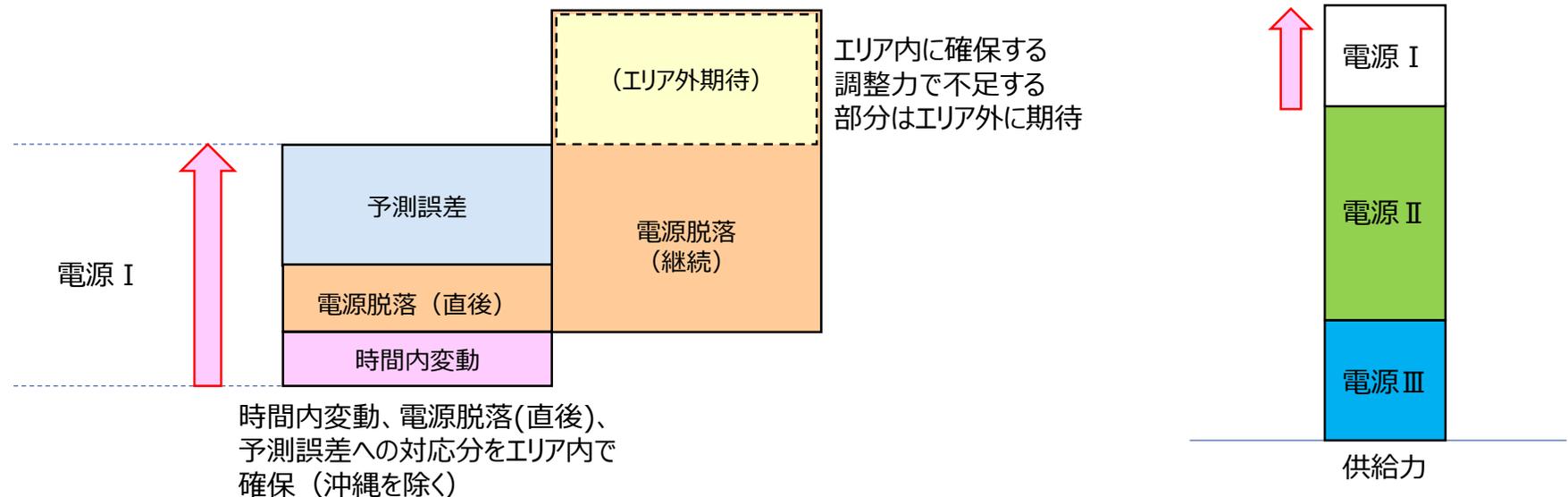
※1 電源脱落直後の周波数低下に対応するため、各エリアが分担して確保(同一周波数連系システムの系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分)

- さらに、電力システムの正常時においても発生する「予測誤差」についても、現時点では、エリア内で対応することを基本とする一方で、稀に発生する電源脱落による「電源脱落(継続)」には、他の変動要因の対応のためにエリア内に確保する調整力で対応*2し、不足する部分は連系線に期待する*3こととしてはどうか。

※2 電源脱落(継続)分をどの変動要因(予測誤差、時間内変動)と並列で考慮するかは*3とあわせ別途議論(下図は、「予測誤差」対応の調整力で対応できる範囲内で、電源脱落(継続)分に対応するイメージ)

※3 マージンとして設定する必要があるかは別途議論

- なお、沖縄エリアについては、単独システムでありエリア外には期待できないことを踏まえ、別途検討。



(余白)

今回の試算における算出条件

○使用データ

- ・各一般送配電事業者から受領したデータ

需要実績値(30分値)、FIT①(太陽光+風力)電源前々日予測値(30分値)、FIT①(太陽光+風力)電源実績値(30分値)、残余需要実績値(1分値)

- ・各小売電気事業者から受領したデータ

小売電気事業者の1時間前計画値(30分値)

○試算方法

- ①残余需要が各日の最大値の95%以上となる30分コマを分析対象とする。(左下図参照)

※ 前回委員会資料4の分析では、残余需要の実績が最大であった30分コマを含む1時間の2コマのデータを使用しており、月あたりのサンプル数が約60点しかなかった。特異値の影響を受けにくくするため、今回の試算では、上記の方法によりサンプル数を増やした。

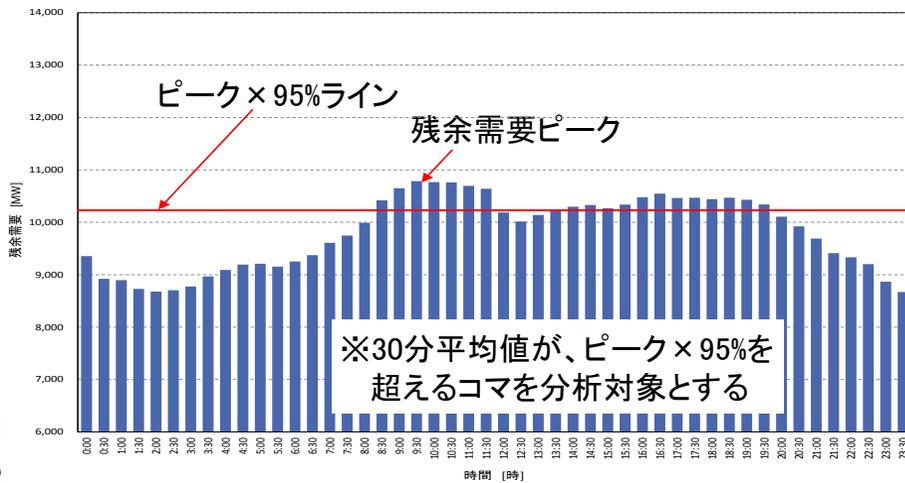
- ②①で分析対象とした30分コマにおいて、「予測誤差」「時間内変動」を算出する。

- ③予測誤差は「+2σ相当値」を算出、時間内変動は「+3σ相当値」を算出する。

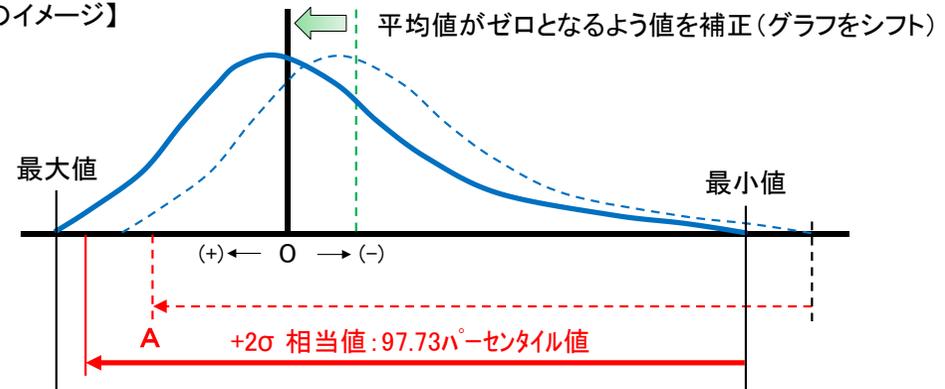
- ④「予測誤差の+2σ相当値」+「時間内変動の+3σ相当値」+「電源脱落直後対応分」を算定

※ 電源脱落直後対応分は、50Hzエリア、60Hzエリアそれぞれの単機最大容量が系統容量に占める割合(P27参照)

なお、予測誤差については、ゼロ点補正(右下図)を行った場合と行ってない場合の両方を算定



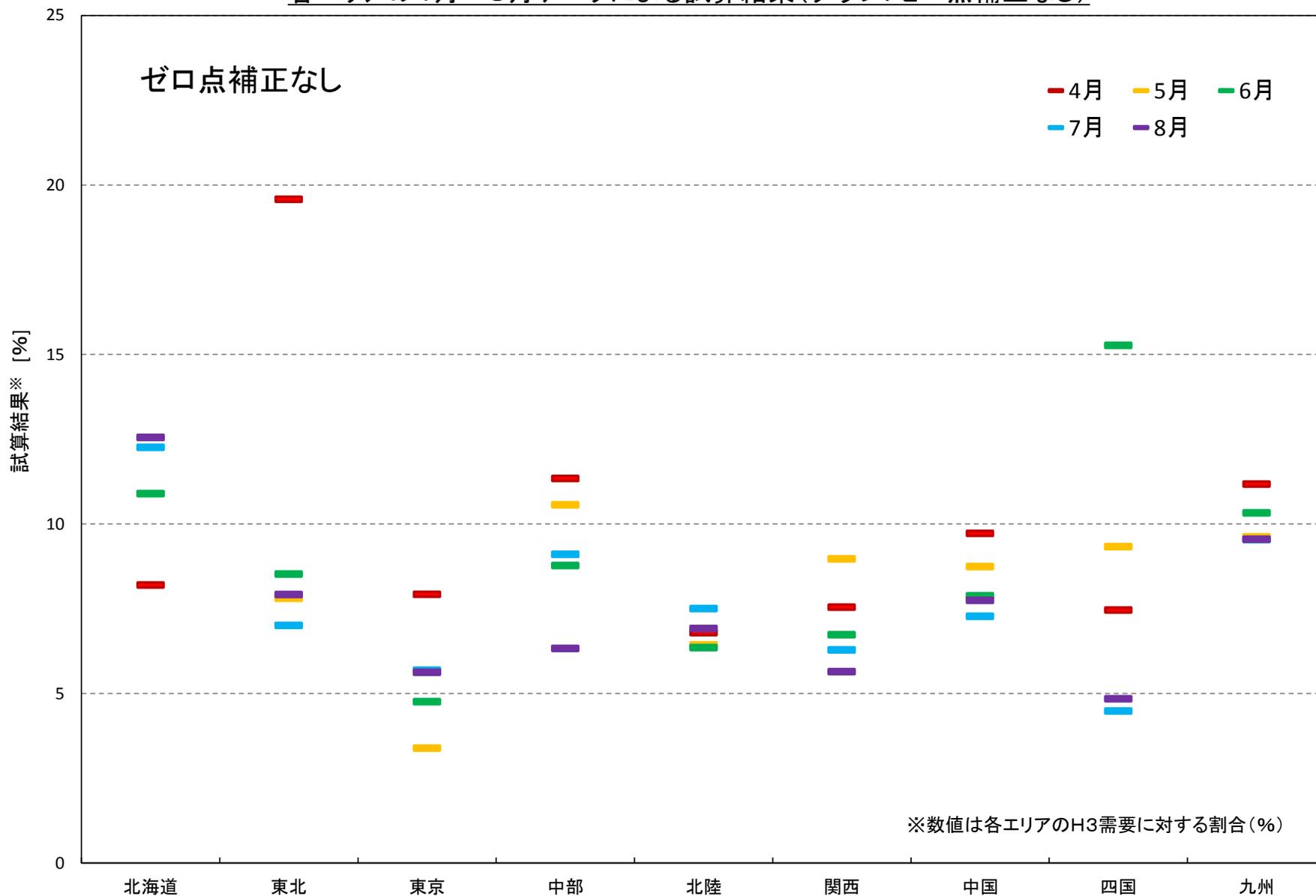
【ゼロ点補正のイメージ】



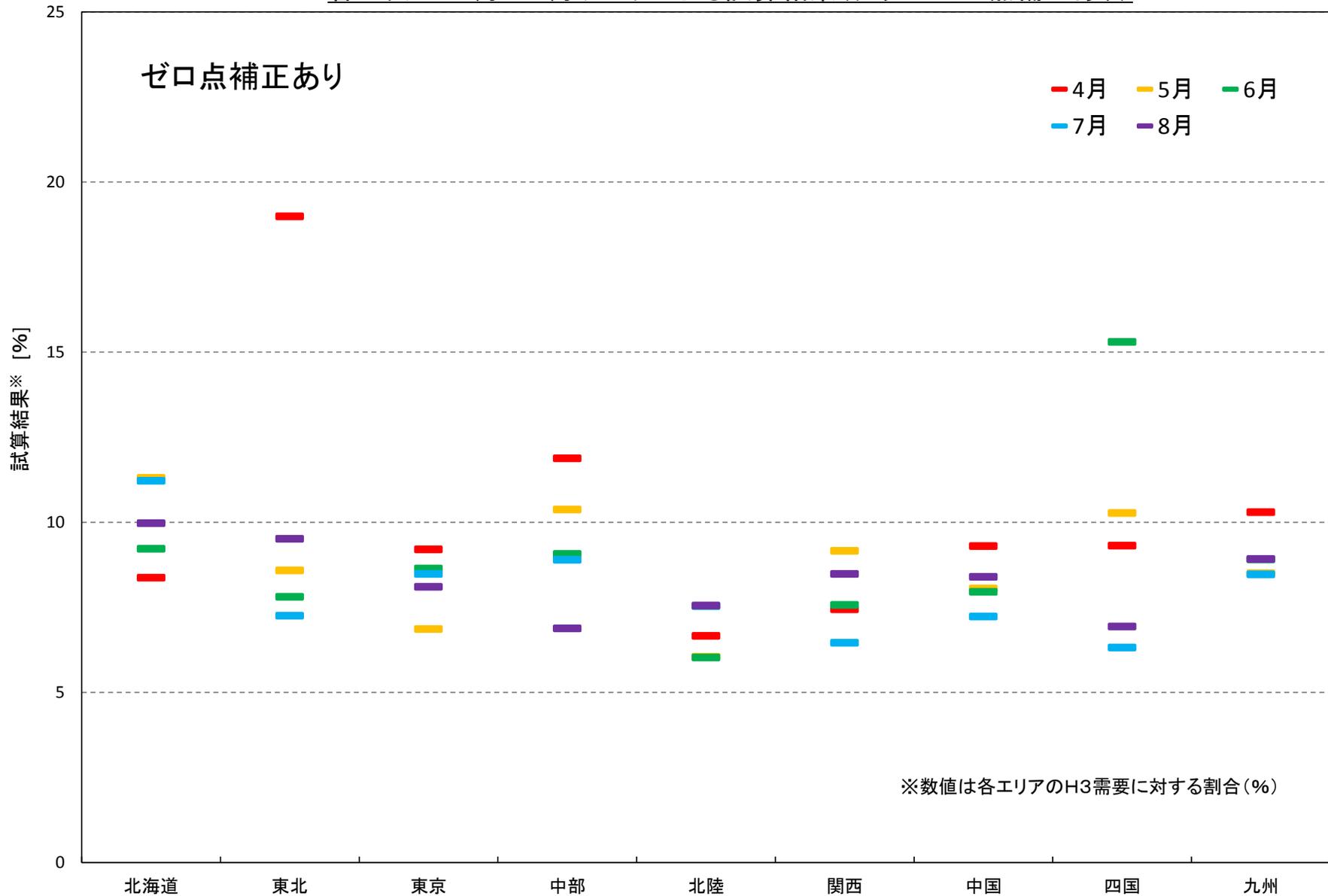
各エリアの4月~8月データによる試算結果(算出値)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
試算結果 予測誤差 : +2σ 相当、補正あり 時間内変動 : +3σ 相当	4月	8.5	19.1	9.3	11.9	6.7	7.4	9.3	9.3	10.3		
	5月	11.4	8.7	7.0	10.4	6.0	9.2	8.0	10.3	8.5		
	6月	9.3	7.9	8.7	9.1	6.0	7.6	7.9	15.3	8.9		
	7月	11.3	7.3	8.6	8.9	7.5	6.4	7.2	6.3	8.5		
	8月	10.1	9.6	8.2	6.9	7.5	8.5	8.4	6.9	8.9		
電源脱落直後対応分		1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6		
4月	予測誤差	+2σ 相当値(ゼロ点補正なし)	4.2	15.8	4.5	8.2	3.2	4.4	5.5	4.3	7.9	※ 別 途 検 討
		+2σ 相当値(ゼロ点補正あり)	4.4	15.2	5.7	8.7	3.1	4.3	5.1	6.2	7.0	
	時間内変動	+2σ 相当値	1.9	1.6	1.2	1.5	1.5	1.3	2.1	1.2	1.4	
		+3σ 相当値	2.1	1.8	1.6	1.6	2.0	1.5	2.6	1.5	1.7	
5月	予測誤差	+2σ 相当値(ゼロ点補正なし)	8.8	4.2	-0.0	7.0	3.3	5.7	4.4	6.2	6.6	
		+2σ 相当値(ゼロ点補正あり)	7.6	5.0	3.4	6.8	2.9	5.9	3.7	7.2	5.5	
	時間内変動	+2σ 相当値	1.5	1.3	1.1	1.4	1.4	1.3	2.1	1.3	1.3	
		+3σ 相当値	1.8	1.7	1.5	2.0	1.6	1.6	2.8	1.5	1.4	
6月	予測誤差	+2σ 相当値(ゼロ点補正なし)	6.8	5.0	1.4	5.3	3.1	3.3	3.8	12.2	7.3	
		+2σ 相当値(ゼロ点補正あり)	5.2	4.3	5.3	5.6	2.8	4.2	3.9	12.2	5.9	
	時間内変動	+2σ 相当値	1.5	1.3	1.1	1.6	1.4	1.4	2.2	1.3	1.2	
		+3σ 相当値	2.2	1.6	1.4	1.9	1.6	1.8	2.4	1.5	1.4	
7月	予測誤差	+2σ 相当値(ゼロ点補正なし)	7.4	3.7	1.5	5.5	4.2	3.1	3.3	1.2	6.1	
		+2σ 相当値(ゼロ点補正あり)	6.3	4.0	4.3	5.3	4.2	3.3	3.3	3.0	5.1	
	時間内変動	+2σ 相当値	2.0	1.2	1.1	1.6	1.4	1.3	2.2	1.4	1.4	
		+3σ 相当値	3.0	1.4	2.3	2.0	1.7	1.6	2.3	1.7	1.8	
8月	予測誤差	+2σ 相当値(ゼロ点補正なし)	7.0	4.2	2.1	2.4	2.8	2.5	3.4	1.4	6.1	
		+2σ 相当値(ゼロ点補正あり)	4.4	5.8	4.6	2.9	3.4	5.3	4.0	3.5	5.5	
	時間内変動	+2σ 相当値	2.6	1.5	1.3	1.5	1.4	1.3	2.2	1.5	1.7	
		+3σ 相当値	3.6	1.8	1.6	2.3	2.5	1.5	2.8	1.8	1.8	

各エリアの4月~8月データによる試算結果(グラフ:ゼロ点補正なし)

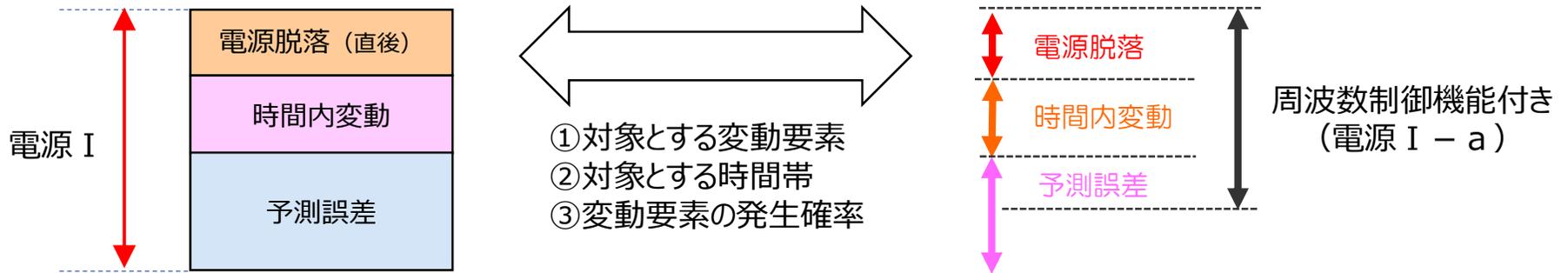


各エリアの4月~8月データによる試算結果(グラフ:ゼロ点補正あり)



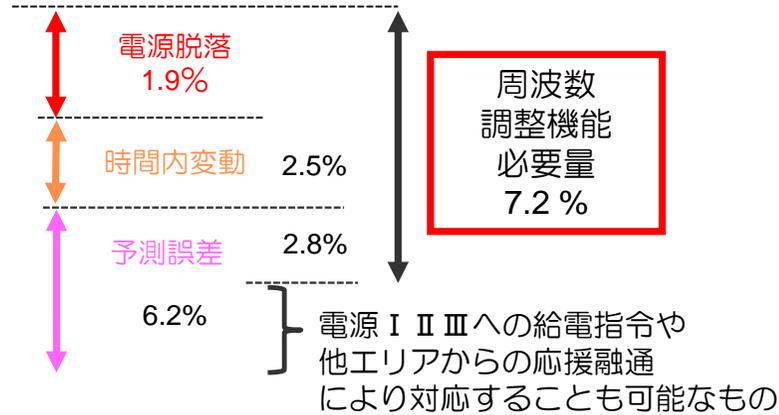
(3) 電源 I における周波数制御機能を有する調整力 (“電源 I -a”) の必要量について

- (2)で提案した電源 I 必要量の算定の考え方と、次ページ以降の一般送配電事業者(東京電力パワーグリッド)の検討における周波数制御機能付き(電源 I - a)必要量の算定の考え方は下表のとおり。
- なお、電源 I - aの算定における電源 II の余力に期待できないという見方(相違点②)は、P24の(2)論点1のとおりリスクとして見過ぎであると考えられるものの、安定供給の観点からは、算出された電源 I - a必要量を調達することを否定するものではない。

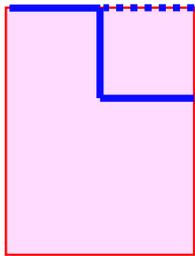


	電源 I (算定1)	電源 I - a (算定2)	相違点
①	「電源脱落(直後)」「時間内変動」「予測誤差」を考慮	「電源脱落」、「時間内変動」、「予測誤差の一部」を考慮	・算定2においては、予測誤差のうち、実需給コマ内でしか把握できない予測誤差のみを周波数制御機能で対応が必要な量として切り分けて算出。
②	残余需要ピークを基本 (P19~22の試算では、残余需要最大×95%以上のコマを対象)	全時間帯	・算定1においては、(2)論点1のとおり 電源 II の余力に期待し 、残余需要ピーク時を対象とする考え方。 ・算定2においては、電源 II の周波数制御機能をGC後まで確保することができないため、 電源 II の余力には期待せず 、全時間帯を対象とする考え方。
③	時間内変動: 3σ 予測誤差: 2σ (P19~22の試算では、この考え方にに基づき算出)	時間内変動: 3σ 予測誤差: 3σ	・算定1においては、周波数制御機能で対応する時間内変動は3σ値とする一方で、不足時には電源 I 以外での対応も可能な予測誤差は2σ値とする考え方。 ・算定2においては、すべてエリア内の周波数制御機能で対応する部分であるため3σ値とする考え方。

H28年度4月~7月実績での東京エリアにおける算出結果(全時間帯3σ値)

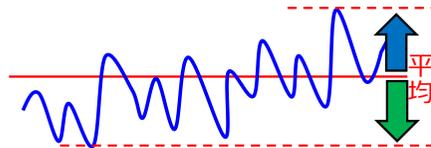


電源脱落直後 (瞬時の対応)



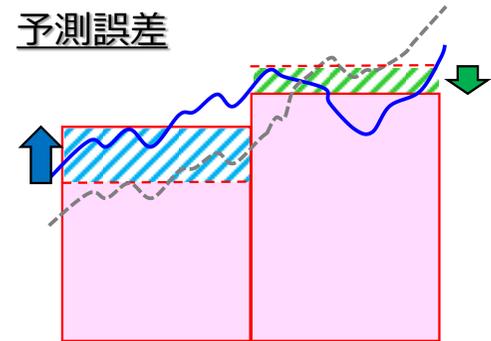
- 同一周波数連系系統の系統容量に対する単機最大ユニット容量比率

時間内変動



- 残余需要 (需要-再エネ) の30分コマの平均値からの偏差

予測誤差

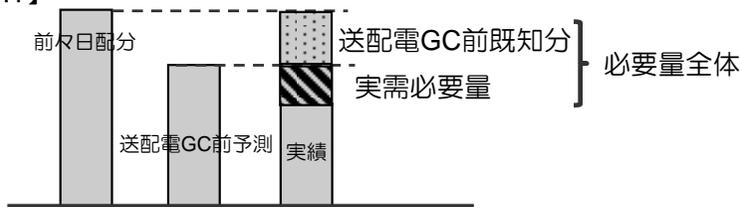


- 残余需要 (需要-再エネ) の実績と想定との差
- GC以降の予測誤差の一部は周波数調整機能が必要

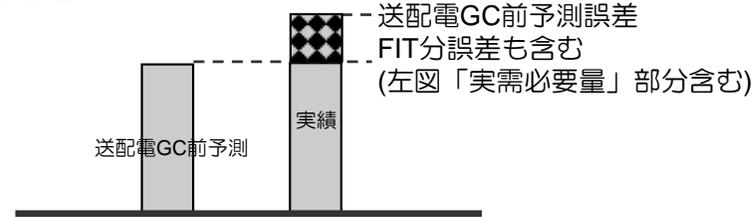
各要素の試算方法と周波数調整機能の要否は、以下のとおり。

	考え方と試算方法	電源分類	周波数調整機能要否	領域
電源脱落直後 (瞬動予備力)	<ul style="list-style-type: none"> 単機最大ユニット脱落直後に対応 同一周波数連系系統の系統容量に対する単機最大ユニット容量比率から算出 	I-a	<ul style="list-style-type: none"> 電源脱落時に早期に周波数を適正に維持するために瞬時の応動が必要であることから、周波数調整機能は必要 	GF領域
時間内変動	<ul style="list-style-type: none"> 残余需要実績と30分平均値との偏差を30分毎に算出(年間3σ値より算出) 	I-a	<ul style="list-style-type: none"> 時々刻々変化する需要に対する出力変動にあたる部分 30分平均値との差であり、この部分を調整するためにはオンラインかつ調整機能が求められる。 30分以下の変動を全て含んでいるため将来はさらに細分化の必要がある。 	GF、LFC、DPC領域
予測誤差	<ul style="list-style-type: none"> FIT前々日配分値と実績値の差分およびGC時点の送配電需要予測と実績との誤差 	I-b (一部はI-a)	<ul style="list-style-type: none"> FIT想定誤差のうち前々日配分値と一般送配電事業者のGC前予測との差分については、事前に把握できることから周波数調整機能は不要と考えられる。 30分コマ内で発生する再エネ・需要予測誤差については、予測不能なものであり周波数調整機能が必要。 	DPC領域 (一部にLFCが必要か)

【FIT】



【残余需要】



出所)東京電力パワーグリッド ヒアリング時の説明資料(抜粋)

【事務局追記】

DPC(Dispatching Power Control、運転基準出力制御方式): 中央給電指令所の需給自動制御装置から出力指令値を各発電所に送信し、本方式の発電所は自動出力制御装置を介して自動で発電機出力を制御する運転方式(出所:東京電力パワーグリッド「周波数調整・需給運用ルール」)

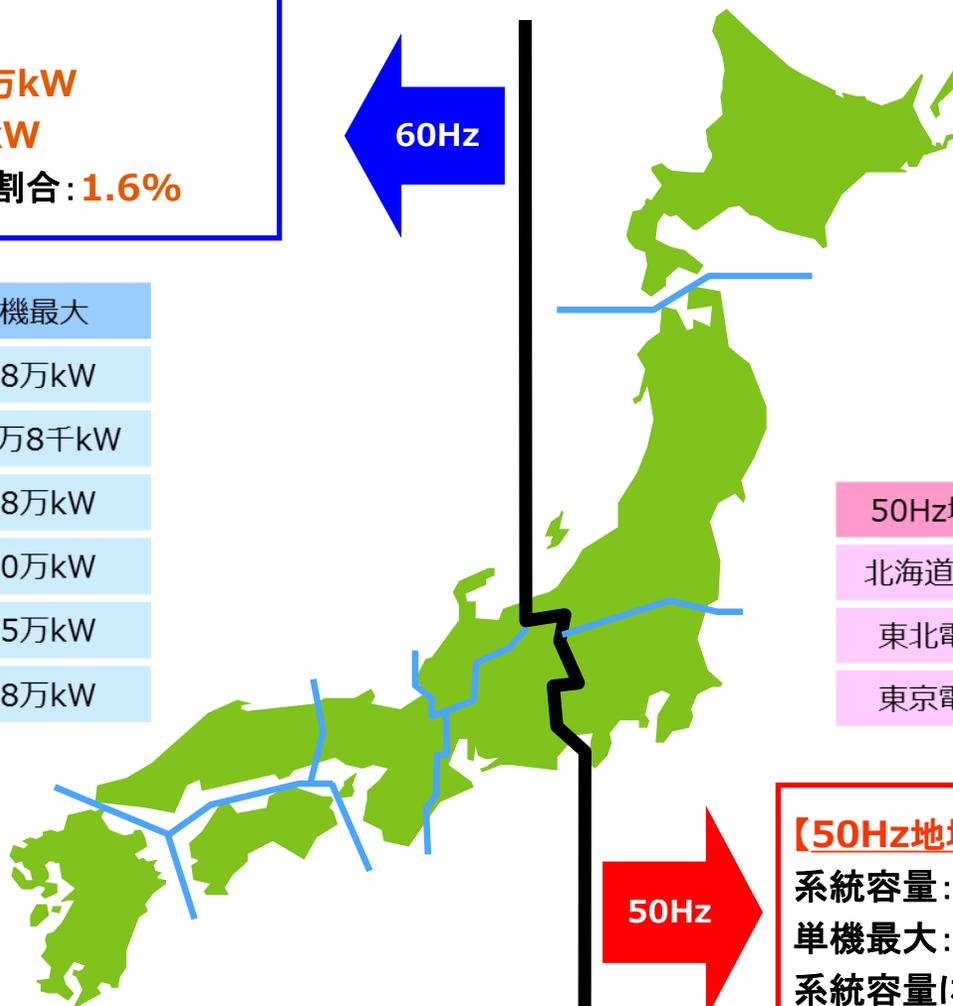
【60Hz地域】

系統容量: **8,635万kW**

単機最大: **138万kW**

系統容量に占める割合: **1.6%**

60Hz地域	単機最大
中部電力	138万kW
北陸電力	135万8千kW
関西電力	118万kW
中国電力	100万kW
四国電力	105万kW
九州電力	118万kW



50Hz地域

単機最大

北海道電力

91万2千kW

東北電力

110万kW

東京電力

135万6千kW

【50Hz地域】

系統容量: **6,988万kW**

単機最大: **135万6千kW**

系統容量に占める割合: **1.9%**



系統容量は平成28年度供給計画における当該年度見通し

予測誤差のうち周波数調整機能が必要な部分について

考え方

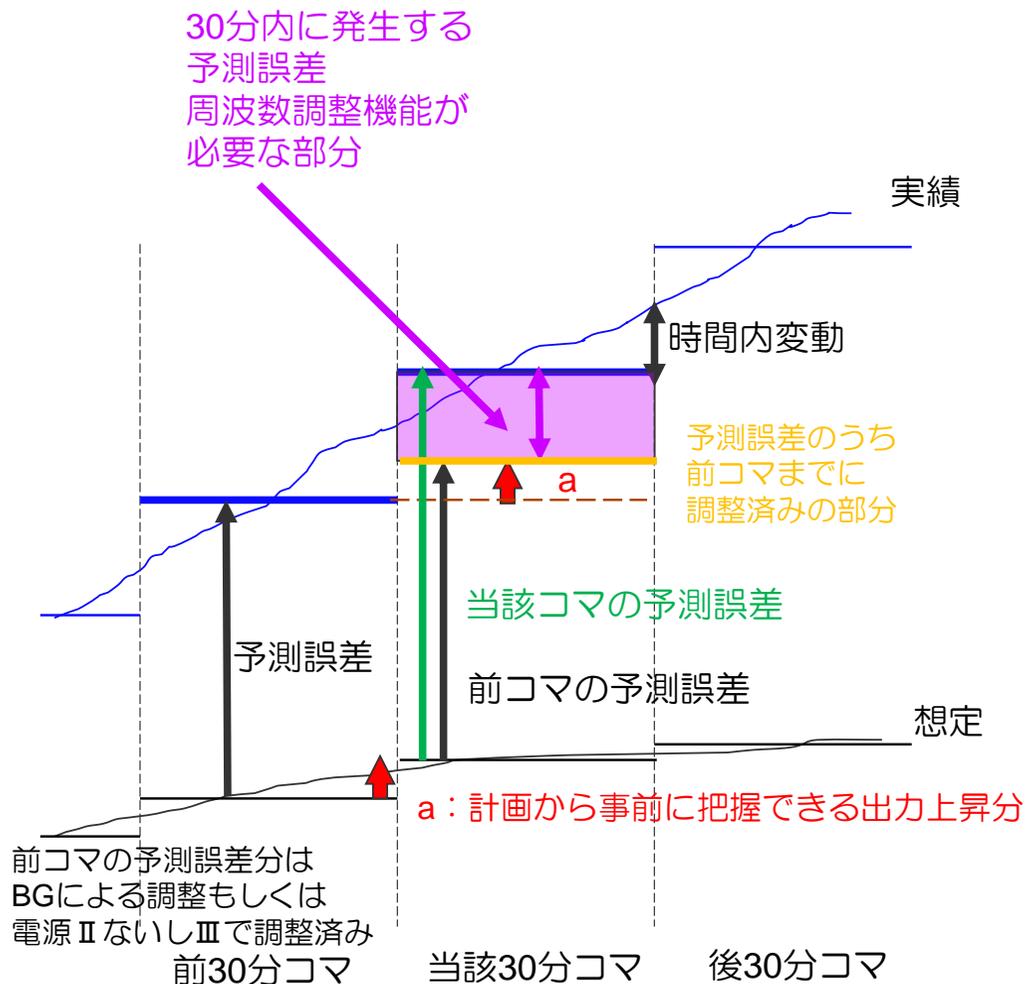
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

30分コマで発生する予測誤差については周波数調整機能が必要

現状30分コマ以下の計画がないため、これ以上細かい時間で誤差を切り分けることが出来ないが、30分コマ内の予測誤差は30分の中でいつどのように発生するか予測できないもの。

(需要変動や天候・気温の変動で発生するものであり30分コマの最初で発生するかもしれないし、最後の数分で発生する可能性もある)

このため、事前に調整することは不可能。自動で対応せざるを得ない部分であり周波数調整機能が必要となる。

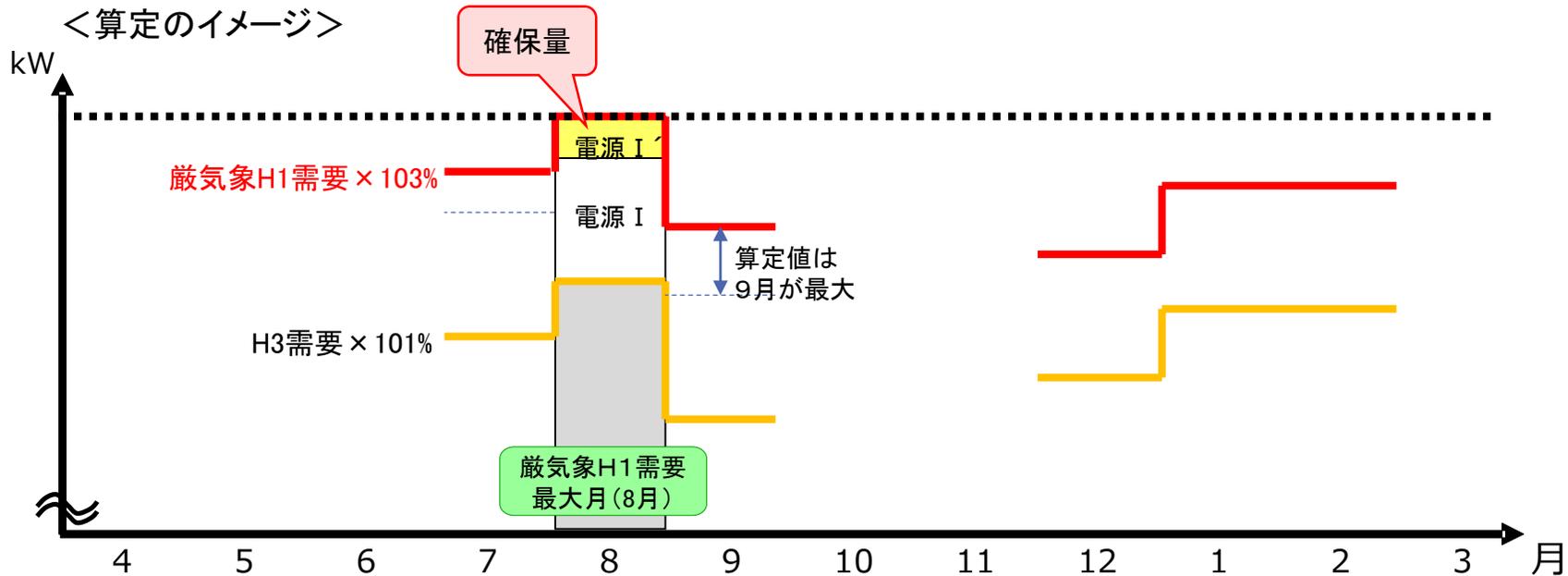


(4) 電源 I 'に関する細部事項

<論点a> 月ごとの算定値の違いの扱い

P7の式に基づいて月ごとの値を算定すると、厳気象H1需要が最大でない月の値が最大となる場合がある。しかし、高需要の発生が懸念されない時期を優先して補修が計画されることを考慮すると、厳気象H1需要が最大でない月の算定値をもとに電源 I'を確保するのは過剰な対応であると考えられることから、電源 I'の必要量は厳気象H1需要が最大となる月の算定値を用いることで良いか。

なお、電源 I'の確保期間については、厳気象H1需要に対応できる供給力を確保するという目的の範囲内で、電源 I'調達・運用を行う一般送配電事業者が、エリアの需給の見通し、長期契約・短期契約のメリット・デメリットなどを考慮のうえ定めることでよいか。



(注): 試算として、厳気象H1需要として電力需給検証小委員会の考え方に準じて試算した今夏(H28)の想定値を、H3需要としてH28供給計画における第1年度の想定需要をそれぞれ用いた場合、7月:33万kW、8月:33万kW、9月:52万kWと算定されるエリアがある。

<論点b> 電源Ⅰ´必要量の補正

電源Ⅰ´必要量について、以下の補正を行うことが適当ではないか。

- ① 電源Ⅱとして契約される火力電源の過負荷運転等による増出力運転分を公募対象とした場合、低価格の応札によって募集量が先取りされ、過負荷運転を除く実質的な募集量に対する予見性を損なうことになる。従って、次年度も電源Ⅱとして契約される蓋然性が高い火力電源の増出力運転分については、公募対象とせず、電源Ⅰ´の公募量からあらかじめ控除する。
- ② 「[電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン](#)」(資源エネルギー庁)に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年H3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ´の確保量に反映させる。(例えば、厳気象H1需要に対する揚水発電の供給力のほうが平年H3需要に対する揚水発電の供給力よりも小さければ、電源Ⅰ´必要量に加算する。)

第5回委員会において、電源 I´は電源に限定せず、ネガワット等の需要抑制を含む多様な手段で確保することを事務局より提案し、ご異論はなかった。

ネガワット等の需要抑制を含む多様な調整力を持つことにより、長期的には、下に挙げるような効果が生じる可能性があるが、電源 I´の調達において、これらの効果を評価することが可能かという課題があるのではないか。

- ① 送電線の制約から、エリアの中の特定の地域で調整力を調達する必要性が生じる等のリスクに対して、大規模電源と異なり、分散した電源等のアグリゲーション等による調整力は調達において対応力が高い。
- ② 大規模電源から調整力を調達した場合、発電不調等のリスクによって損なわれる電力量は大きいですが、多数需要家等のアグリゲーションによる調整力の場合、個々の調整力の確保ができなかった場合でも、損なわれる量が小さいことから、確保の信頼性が相対的に高く、一般送配電事業者にとってのリスクを低減する。
- ③ 再生可能エネルギー導入拡大によって調整力必要量が増加した場合に貴重な調整力の資源の一つとなる可能性がある。特に、調整力電源の老朽化等の理由による廃止及びそれに伴う新たな電源新設のコスト等も踏まえると、将来も踏まえたコストの観点では、それ自体の固定費・維持更新費が比較的安い調整力を活用することはメリットをもたらす。