

2017年度(2018年度向け)調整力公募における 電源 I・I' の必要量について

2017年8月25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

- 一般送配電事業者が電源 I の公募調達を行うに当たり、広域機関は、一般送配電事業者が募集量を設定する際の基本となる考え方を示す必要がある。
- 2017年度の調整力公募における電源 I・電源 I'の必要量の考え方等についてご議論いただきたい。
 - (1) 電源 I 必要量の基本的な考え方について
 - (2) 電源 I 必要量の算定について
 - (3) 電源 I 必要量について(沖縄エリア以外)
 - (4) 電源 I 必要量について(沖縄エリア)
 - (5) 電源 I' 必要量について
 - (6) 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a) 必要量算定の考え方について

(参考) 一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方より

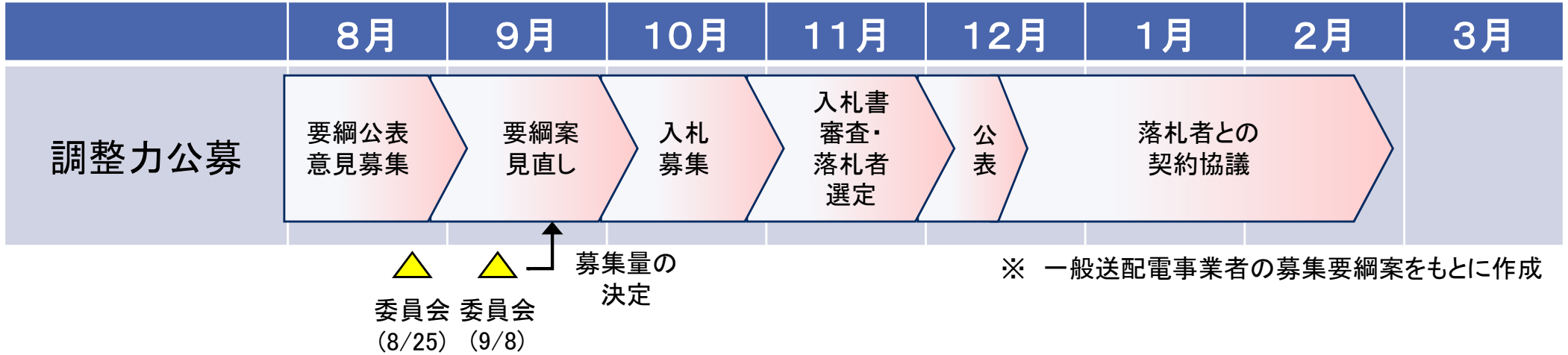
4. 公募調達実施時

(1) 調整力の必要量に関連する事項

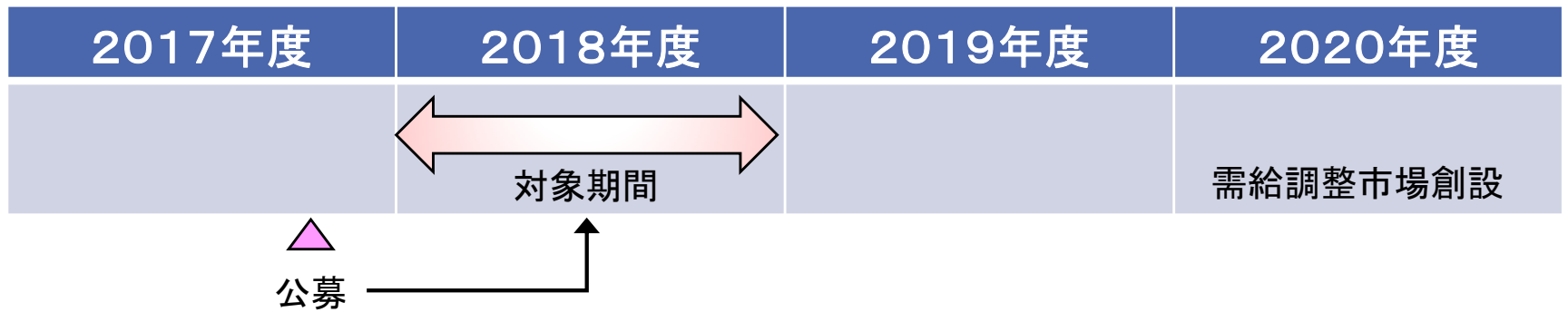
① 調整力の必要量の設定について (電源 I)

一般送配電事業者は、調整力の公募調達を行うに当たり、その必要量(募集量)を定めて、公表する必要がある。調整力の必要量は、本報告書の策定時点では、電力広域的運営推進機関(以下「広域機関」という。)において議論が進められており、その結果を基本として各一般送配電事業者が設定することとなる。

<<調整力公募スケジュール>>



<<公募対象期間>>

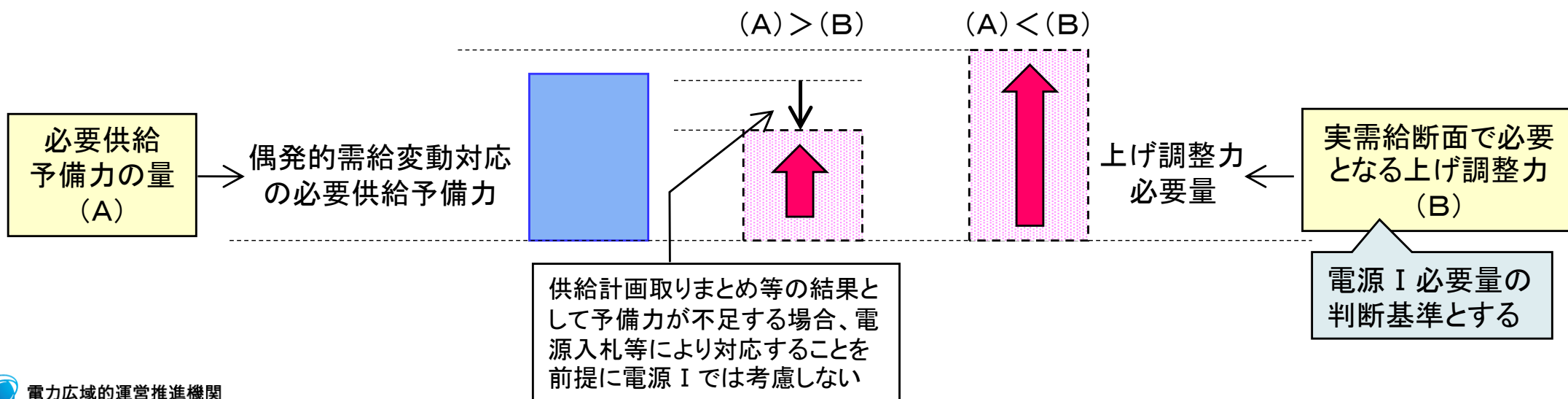


(空白)

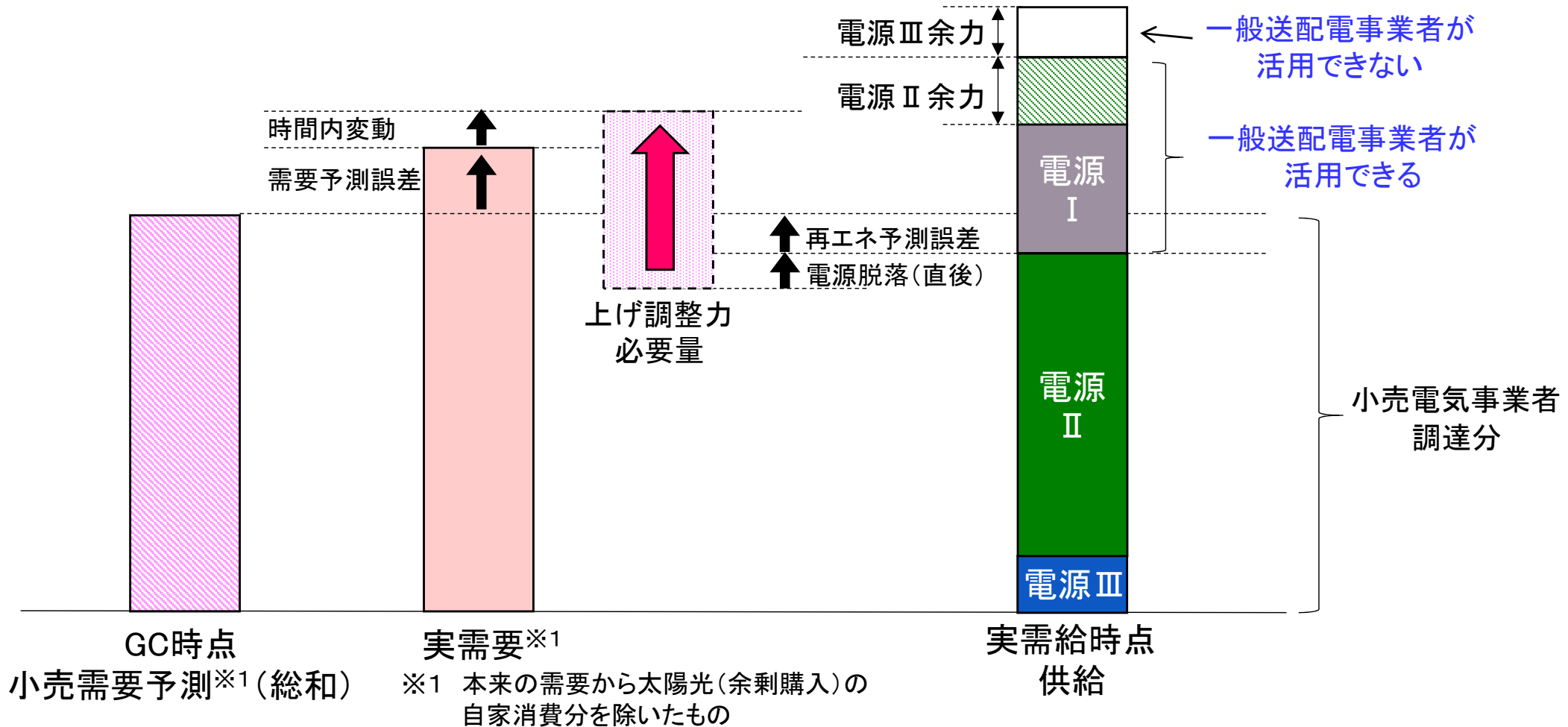
(1) 電源 I 必要量の基本的な考え方について

- 電源 I については、供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力(偶発的需給変動対応の必要供給予備力)として確保する考え方と、実需給断面で必要となる調整力を確保する考え方があり、2016年度の調整力公募における電源 I 必要量を定めるに当たって議論いただいた。
- 2017年度の調整力公募においても、前年度の考え方を踏まえ、電源 I は実需給断面で必要となる調整力として確保するものと考え、電源 I 必要量は実需給断面で必要となる上げ調整力(B)を算定して判断することとしたい。
- なお、必要供給予備力の量(A)との大小関係において、 $(A) > (B)$ の場合、供給計画取りまとめ等の結果として必要な予備力(「 $A-B$ 」の予備力など)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)により対応することを前提に、電源 I 必要量においては予備力確保の観点では特段考慮しないこととし、「電源 I = B」とする(第7回委員会で提案した基本的な考え方と同じ)。

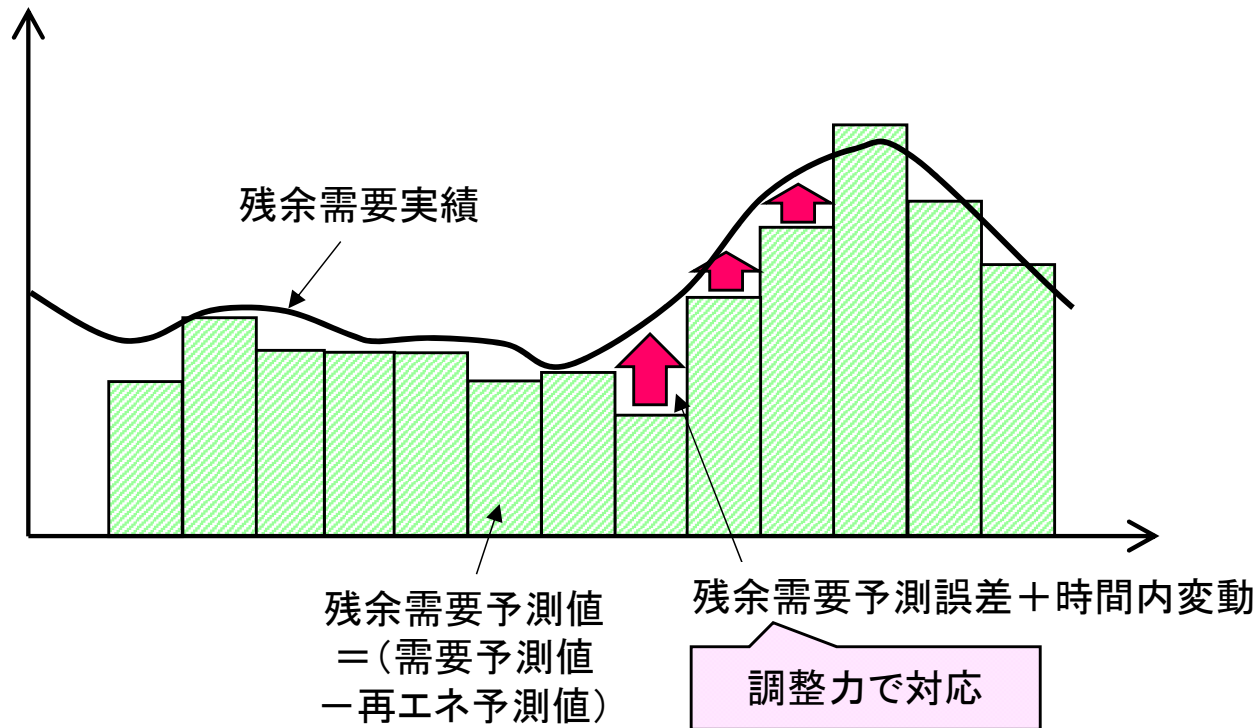
※ 「 $A-B$ 」の量が予備力として不要なのではなく、実需給断面で一般送配電事業者が調整力として活用できる(発電機が並列されているなど30分コマ内で応動できる)状態の電源等を確保しておく必要がない。



- 実需給断面で運用するために、一般送配電事業者が活用できる調整力である「電源Ⅰ」と「電源Ⅱの余力」で上げ調整力をゲートクローズ時点で確保する必要がある。
 - ※ 小売電気事業者が電源Ⅲで予備力を確保していた場合には、余力があったとしても一般送配電事業者が調整力として活用することはできない。
- 実需給断面で調整力として活用できるように、発電機が並列されているなど30分コマ内で応動できる状態の電源等が必要となる。



- 実需給断面においては、各種計画値からの各種予測誤差や変動などに対応できるだけの調整力を確保する必要がある。
- 対応する変動要因はこれまで整理してきたとおり、「需要に関するもの」、「電源脱落に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」とし、以下の変動要因に対応できる調整力をエリア内で確保することを基本として、上げ調整力必要量を算定する。
 - 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差 ⇒ 残余需要予測誤差
 - 変動 : 需要変動、再エネ出力変動 ⇒ 残余需要の時間内変動
電源脱落 ⇒ 電源脱落(直後)



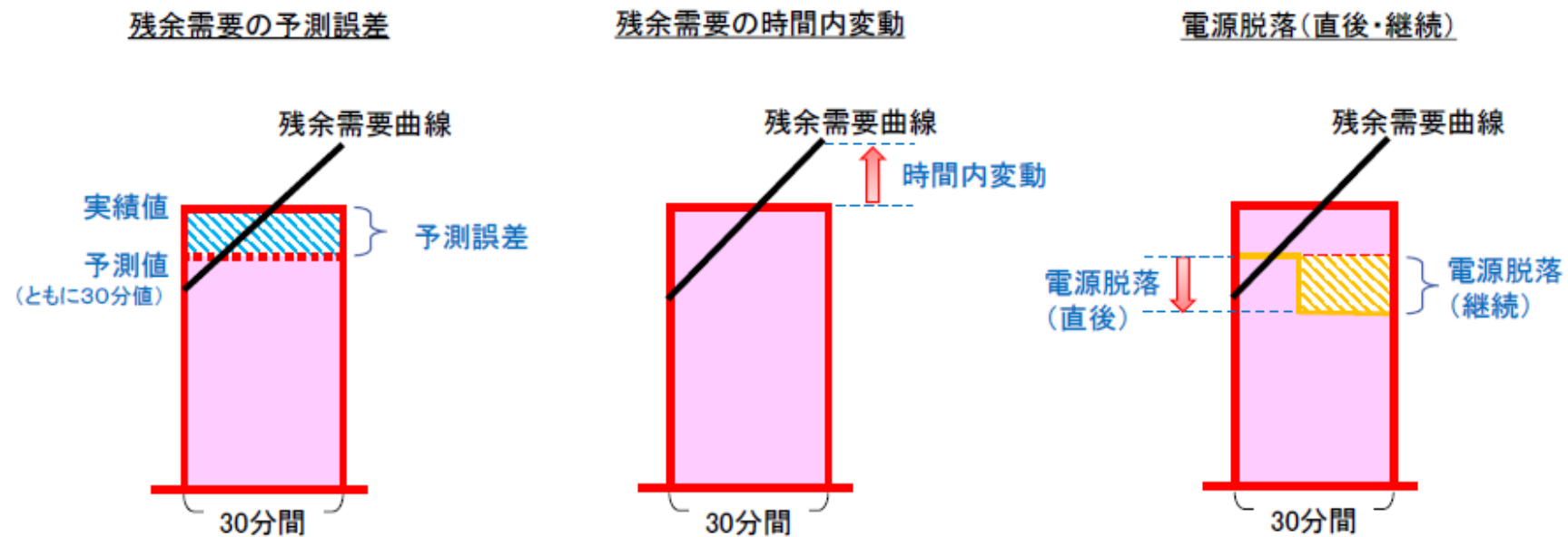
(参考) 実需給断面において対応すべき各変動要因イメージ

- 「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」として算出。
- 「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として算出。

(参考) 実需給断面において対応すべき各変動要因のイメージ

13

- 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。



出所) 第7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

http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/files/chousei_jukyu_07_02.pdf

(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

17

- 「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)

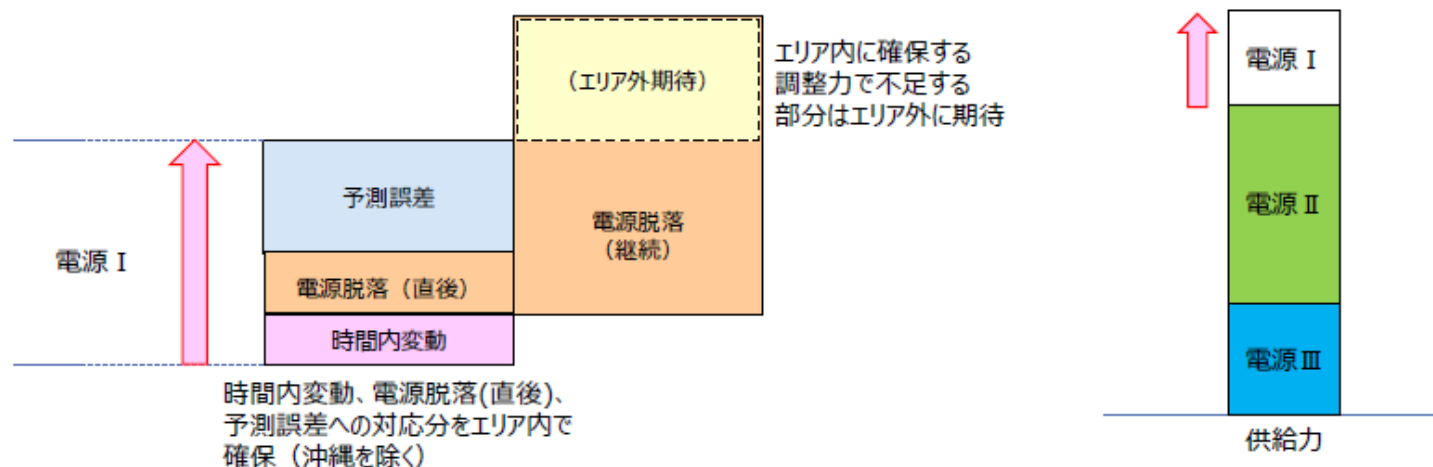
※1 電源脱落直後の周波数低下に対応するため、各エリアが分担して確保(同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分)

- さらに、電力系統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、単独系統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。

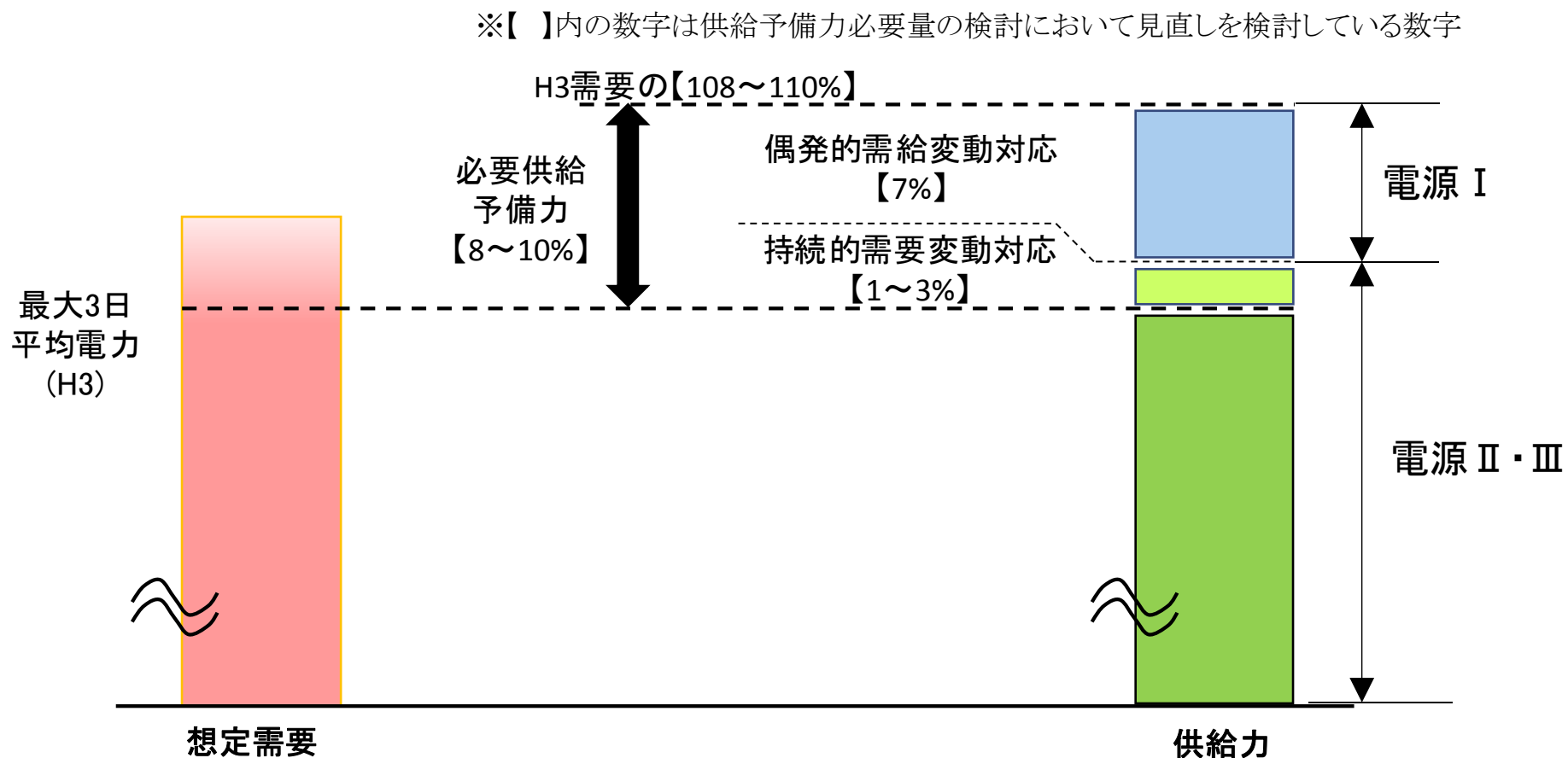


※ 電源脱落(継続)のエリア内で不足する分は、アデカシーを前提に小売事業者が確保しているものとしてエリア外に期待する。

- 電気事業者から提供された供給計画をとりまとめ、需要に対して適切な供給力が確保されているかというアデカシーの評価(需給バランス評価)を行う際に用いる指標とその基準値の見直しについては、本機関にて検討を進めているところである。
- 現時点では、各エリアの供給力^{※1}とエリア需要を基に、エリアごとに予備率^{※2}が8%以上あること(沖縄エリア除く)を基準として評価を行っている。

※1 供給力とは、最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力

※2 予備率とは、予備力(供給力-最大3日平均電力)を最大3日平均電力で除したもの



電源 I・電源 I' の必要量の基本的な考え方(続き)

8

<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る。

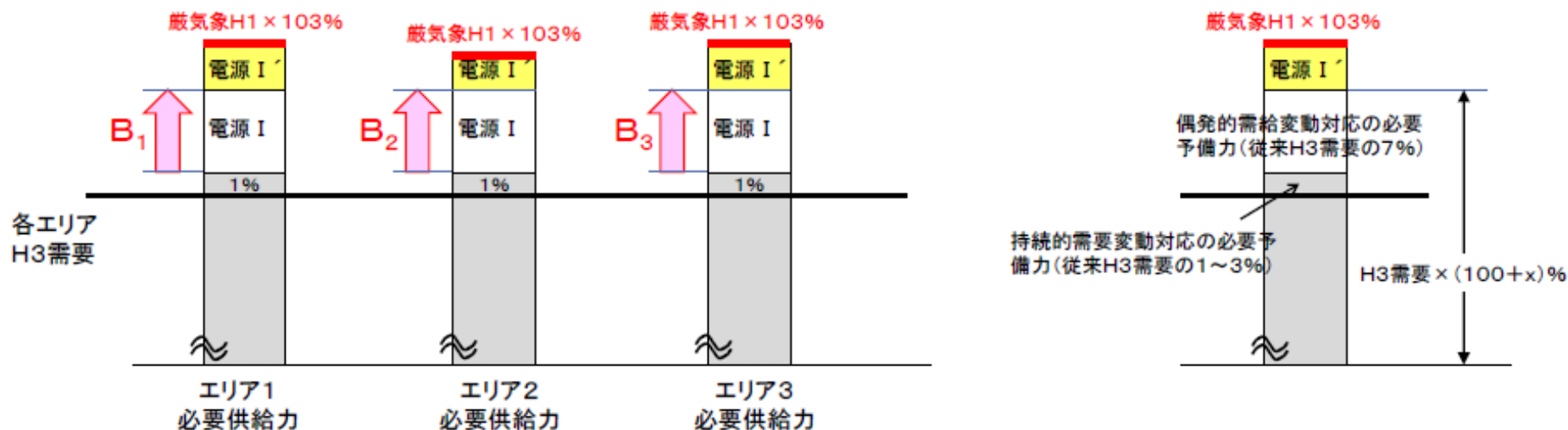
※2 電源入札等は自動的に行うものではなく、本委員会を含む慎重な議論のうえで実施。

(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>



追加的な試算について

11

- 前回委員会での議論を踏まえ、前々回と前回の試算について、電源Ⅱが小売電気事業者により最大限活用され、電源Ⅱからは上げ調整力が得られない可能性の高い時間帯を抽出するとの観点から、高需要となる7～8月のデータを対象として追加的な試算を実施。
- また、参考のため、4～8月の全時間帯の全データを一括して対象とする試算も実施した。
⇒電源Ⅱの余力には全く期待できないと仮定し、電源Ⅰを最大限確保する場合に相当

今回追加試算

	前々回試算 (参考)	前回試算 (参考)	試算1-1	試算1-2	試算2
分析対象月	月ごと	(同左)	7～8月一括	(同左)	4～8月一括
分析対象コマ	残余需要ピーク 2コマ	残余需要がピーク の95%以上	残余需要ピーク 2コマ (前々回試算と同じ)	残余需要がピーク の95%以上 (前回試算と同じ)	全時間帯
予測誤差 ゼロ点補正	あり/なし 両方を試算	(同左)	(同左)	(同左)	(同左)
電源脱落量 想定	(未試算)	系統に存在する 最大ユニット	平成29年度において 単機最大ユニット と見込まれるもの※	(同左)	(同左)

追加的な試算の結果

13

- 沖縄以外の9エリアの試算結果は下表のとおり。分析対象とするコマを多くするほど、試算値が大きくなる傾向が見える。
- 分析対象とするコマを多くするほど、特異なデータの影響を受けにくくなると考えられる一方で、(極端な例としては試算2のように)電源Ⅱの余力による対応に期待できる可能性が高い変動まで含めてしまうことになると考えられる。電源Ⅱの余力に期待できない時間帯等についての分析ができない現時点においては、どのように算定するのが適当であるかの判断は難しい。

	ゼロ点補正	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
試算1-1 (ピーク2コマ)	なし	(10.7)	(7.4)	4.4	4.9	7.3	4.8	7.7	3.7	7.7	6.5
	あり	(9.0)	(8.3)	7.2	6.0	7.5	4.7	7.8	5.4	8.3	7.1
試算1-2 (ピークの95%以上)	なし	(13.4)	(7.1)	5.6	7.7	6.9	5.6	7.5	4.4	9.3	7.5
	あり	(12.0)	(8.8)	8.9	8.3	7.4	5.9	8.4	6.1	9.8	8.4
試算2 (全時間帯)	なし	(12.1)	(10.0)	6.1	9.4	7.8	7.0	8.9	9.8	11.3	9.2
	あり	(12.2)	(10.8)	9.9	10.3	8.2	8.4	9.8	11.4	12.4	10.4

※各エリアの数値は、各エリアH3需要に対する%値

※平成28年度のH3需要想定が冬ピークのエリアの数値は()内に記載している。

電源 I 必要量について(沖縄エリア以外)

14

- さらに、以下の課題もあることに留意が必要。
 - 今年度のデータのみで試算した結果であり、年度毎の違いを考慮できない。
 - 冬季ピークのエリアもあるなかで、現時点では冬季の実績が分析できていない。
 - これまでの実績に見られる小売電気事業者の需要予測誤差の平均値からの偏差が今後解消していくのかどうか(ゼロ点補正をすることが適切かどうか)の判断が難しい。



- 電源 I の必要量については、第5回委員会において、小売電気事業者による予備力確保に懸念があることから、偶発的需給変動対応の予備力(H3需要の7%)を暫定的に一般送配電事業者が電源 I として確保することを提案し、ご異論はなかった。
- その後、実績データに基づいた電源 I 必要量の算定について検討、試算を行ったが、上記の課題があることも考慮すると、第5回委員会で議論した数値を見直すべきとまでは言えないのではないかと。
- そのため、今回は暫定的に9エリア一律でH3需要の7%とすることでどうか。
 - ⇒ 実績としてH3需要の7%を超える変動が発生していることから、残余需要ピーク時間帯においても電源 II 余力に一部期待することになる。実運用において電源 II 余力を活用してもなお調整力が不足する場合は連系線を通じた応援等により対応することとなるが、そのような状況が発生した場合等には、追加調達等の対応の必要性を速やかに検討する。
 - ⇒ 次回の公募に向けて、予測誤差等のデータの蓄積を継続するとともに、電源 II 余力の状況を考慮した分析の在り方について検討する。

2-1. 広域機関における検討内容（電源 I の必要量）について

- データ数が少ないため、分析方法によって数値が大きく異なる結果となったことや、電源 II の活用可能性も評価する必要があることが明らかになったこと等から、今回の調整力公募においては、**暫定的に偶発的需給変動対応の予備力（7%）を9エリア一律で電源 I（一般送配電事業者の専用電源）として確保する。**（※沖縄については、エリアの特殊性に鑑み、単機最大ユニットの容量等を勘案して別途算出）
- 現行の託送料金査定上の考え方と異なるが、その理由は以下のとおり。
 - 供給計画、小売事業者の多くが中長期の供給力を「調達先未定」（市場調達分を含む）としており、偶発的需給変動対応の予備力 1%分を小売事業者が確保しているか担保することができない状況。
 - そこで、容量メカニズム等の措置が講じられていない現時点の暫定的措置として、**小売電気事業者が確保することを期待されている、偶発的需給変動対応分も一般送配電事業者が電源 I として確保する。**

<必要予備力の考え方>

持続的需給変動対応	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%	

<現行の託送料金査定上の考え方>

1%分は 小売電気事業者が確保
1%分は 小売電気事業者が確保
6%分は 一般送配電事業者が確保

<今回の広域機関の整理>

1%分は 小売電気事業者が確保
(暫定的に) 7%分を 一般送配電事業者が確保

※ここでは長期断面での運用が想定されており、H3需要（年間最大3日平均の需要）に対する8~10%となる
出所：昭和62年6月 中央電力協議会

電力・ガス基本政策小委員会（第1回）（平成28年10月18日開催）資料6
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/pdf/001_06_00.pdf

平成29年度供給計画取りまとめ（https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/170330_torimatome.pdf）によると、平成29年度の小売電気事業者の供給力確保比率（8月、送電端）は103.6%。

(2) 電源 I 必要量の算定について

- 使用するデータについては、前回委員会の算定に使用したものと同様である。

今回集約したデータ

■ 使用データ:対象期間 2016年4月～2017年6月

- 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(RES※¹)電源前々日予測値(30分値)、FIT①(RES)電源実績値(30分値)、FIT③(RES)電源前日予測値(30分値)※²、FIT③(RES)電源実績値(30分値)※²、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)

■ 算出方法

- 残余需要の時間内変動は以下のとおり算出
30分コマ内の最大値－30分平均値
- 残余需要の予測誤差は以下のとおり算出 (上げ調整力が必要な方向を正(+))とする)

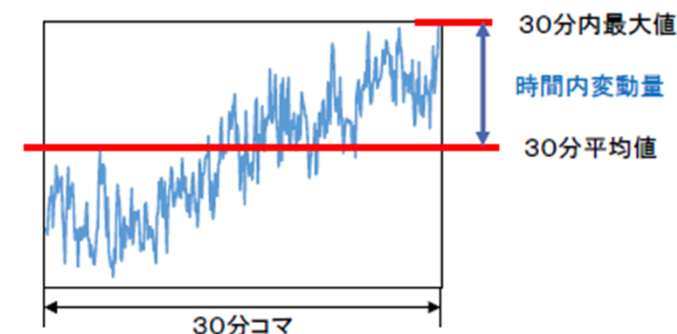
「需要予測誤差」－「再エネ予測誤差」

＝(「需要実績値(30分値)」－「小売電気事業者の1時間前計画値(30分値)」)

－(「FIT①(RES)電源実績値(30分値)」－「FIT①(RES)電源前々日予測値(30分値)」)

－(「FIT③(RES)電源実績値(30分値)」－「FIT③(RES)電源前日予測値(30分値)」)

【時間内変動量(残余需要増加時)のイメージ】



※1:再生可能エネルギー(Renewable Energy Sources)の略。ここでは太陽光発電+風力発電を指す。

※2:2017年4月からデータ受領

(参考) 算出方法 (想定需要について)

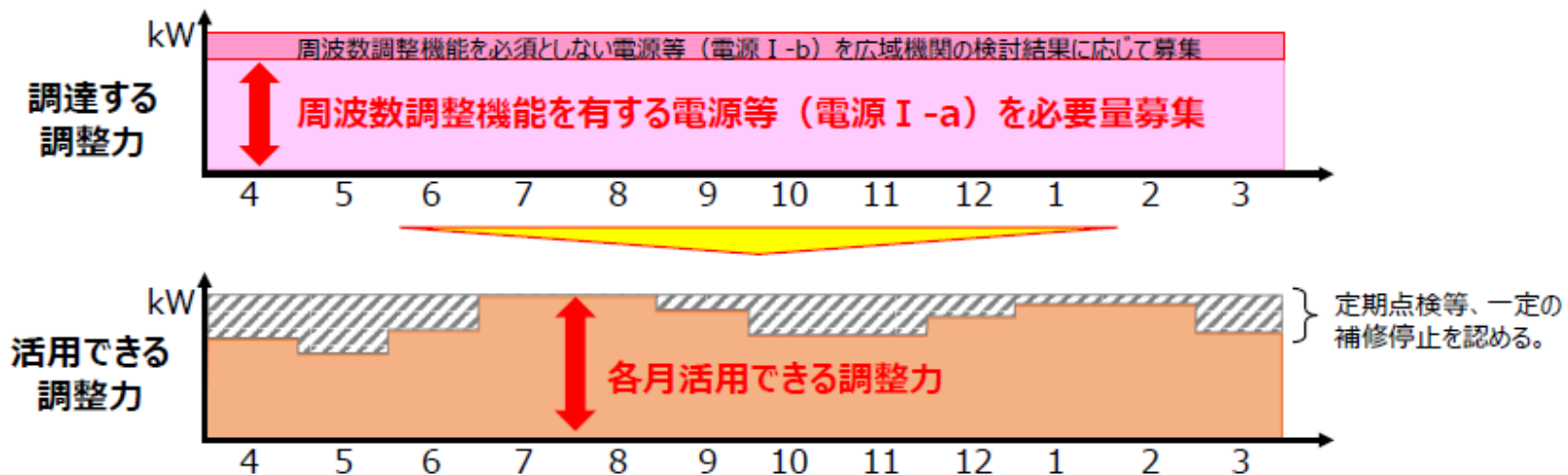
- 電源 I の募集については、各一般送配電事業者が長期(年間)をベースに募集し、各月の必要量を確保できる範囲内で定期点検等、一定の補修停止を認めることとしている。
- そのため、電源 I 必要量の算定に当たっては、各エリアのH3需要に対する%値として算出するものとする。
- H3需要には以下に示す平成28年度供給計画の第1年度における想定需要(以下、「エリアごとのH3需要」という)を用いるものとする。

(単位:MW)

北海道*	東北*	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
5,100	13,530	52,470	24,280	4,950	26,340	10,560	5,040	15,180

※冬季の値

【調達のイメージ】



出所) 制度設計専門会合(第9回) 資料6-1

http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/009_06_01.pdf

(空白)

(2)－1 電源Ⅱの余力に期待できない時間帯について

- 一般送配電事業者が調整力として「電源Ⅰ」および「電源Ⅱの余力」を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は電源Ⅰの必要量に影響を与える。
- そのため、前回委員会において、前年度の考えも踏まえ、電源Ⅱの余力に期待できない時間帯を「各日の中で残余需要ピークの高い時間帯」とし、電源Ⅱの余力に期待できない日を「各月の中で残余需要が高い日」として算定結果を提示させていただくことを提案した。

【課題3、4について】

- 電源Ⅱの余力が十分にある状況下において、年初でH3需要に対して確保しておく電源Ⅰの必要量を検討していることを踏まえ、2017年度(2018年度向け)調整力公募における電源Ⅰの必要量については、以下の課題を踏まえて算定した結果をお示しすることideいかがか。

(1) 小売需要予測誤差のゼロ点補正

(2) 各日の中で電源Ⅱの余力に期待できない時間帯は残余需要ピークの高い時間帯であるとし、残余需要が高い時間帯の変動量に対応できる必要量を算定

(3) 各月の中で電源Ⅱの余力に期待できない日は残余需要が高い日であるとし、残余需要が高い日の変動量に対応できる必要量を算定

(4) 再エネの予測誤差は前日予測と実績の誤差を用いた算定

出所)第19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

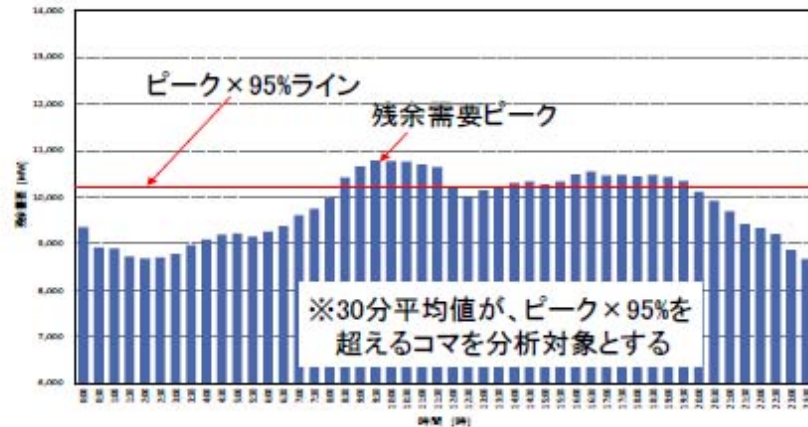
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/files/chousei_jukyu_19_02.pdf

(参考) 残余需要が残余需要ピークを下回っている時間帯

① 残余需要がピークを下回っている時間帯について

50

- 2016年度は、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ものとし、電源Ⅱからの上げ調整力が得られない可能性が高い時間帯として残余需要がピークの95%以上の時間帯を対象として、2016年度は電源Ⅰの必要量を試算した。



出所) 第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3-1

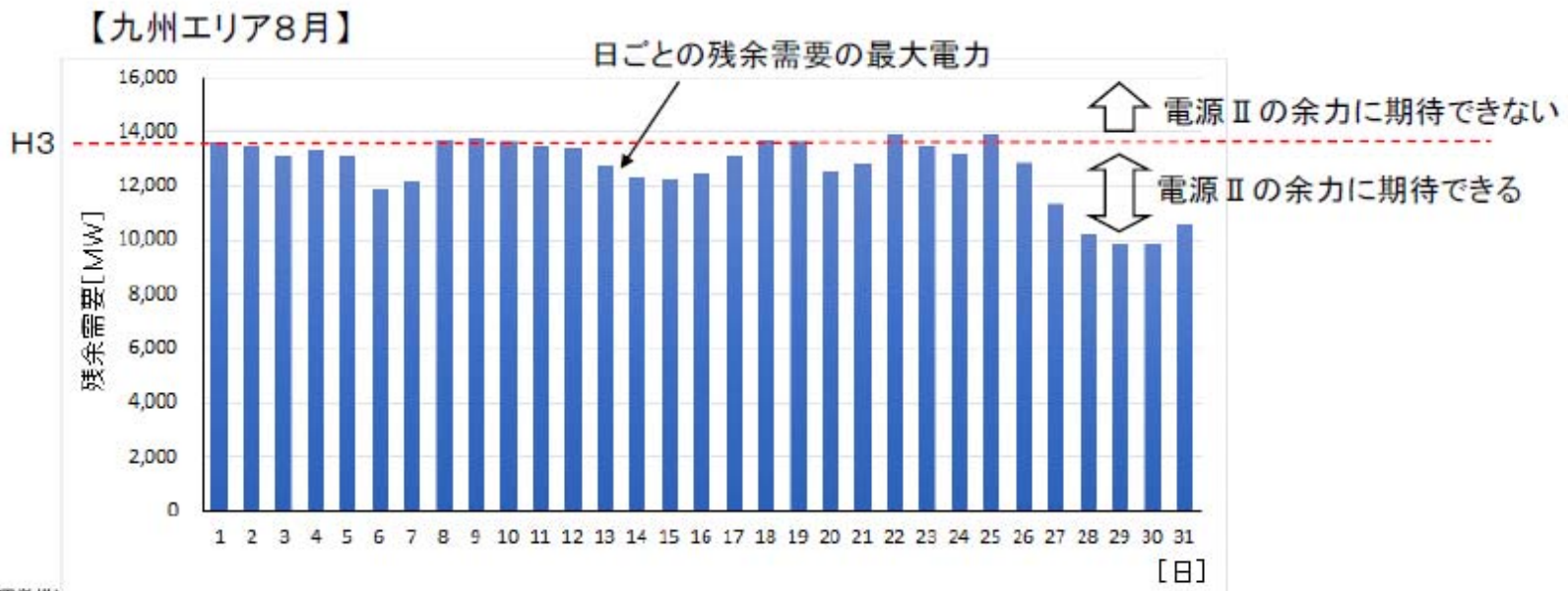
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2016/files/chousei_jukyu_08_03_01.pdf

(参考) ピーク需要がH3需要を下回っている日

②ピーク需要がH3需要を下回っている日

59

- 2016年度は、全ての日を同等に扱い、誤差・変動量の統計処理を行い、電源Ⅰ必要量の試算を行った。
- 一方、月間においても需要は日々異なる。
- 需要が低い日に残余需要誤差が大きくなる可能性もあるが、H3需要に対して供給力を確保していることを考えると、需要が低い日には電源Ⅱの余力がより多くあると考えられる。
※需要が低い日には、小売電気事業者が補修作業を計画するなどにより、必ずしも電源Ⅱの余力が多いとは限らないことに留意が必要。
- 年初段階でH3需要に対して確保すべき電源Ⅰの量を検討するうえでは、電源Ⅱが十分に確保できている状況下においては需要が高い日の変動量で評価すべきではないか。



出所) 第19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

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/files/chousei_jukyu_19_02.pdf

(2)－2 小売電気事業者の需要予測誤差について

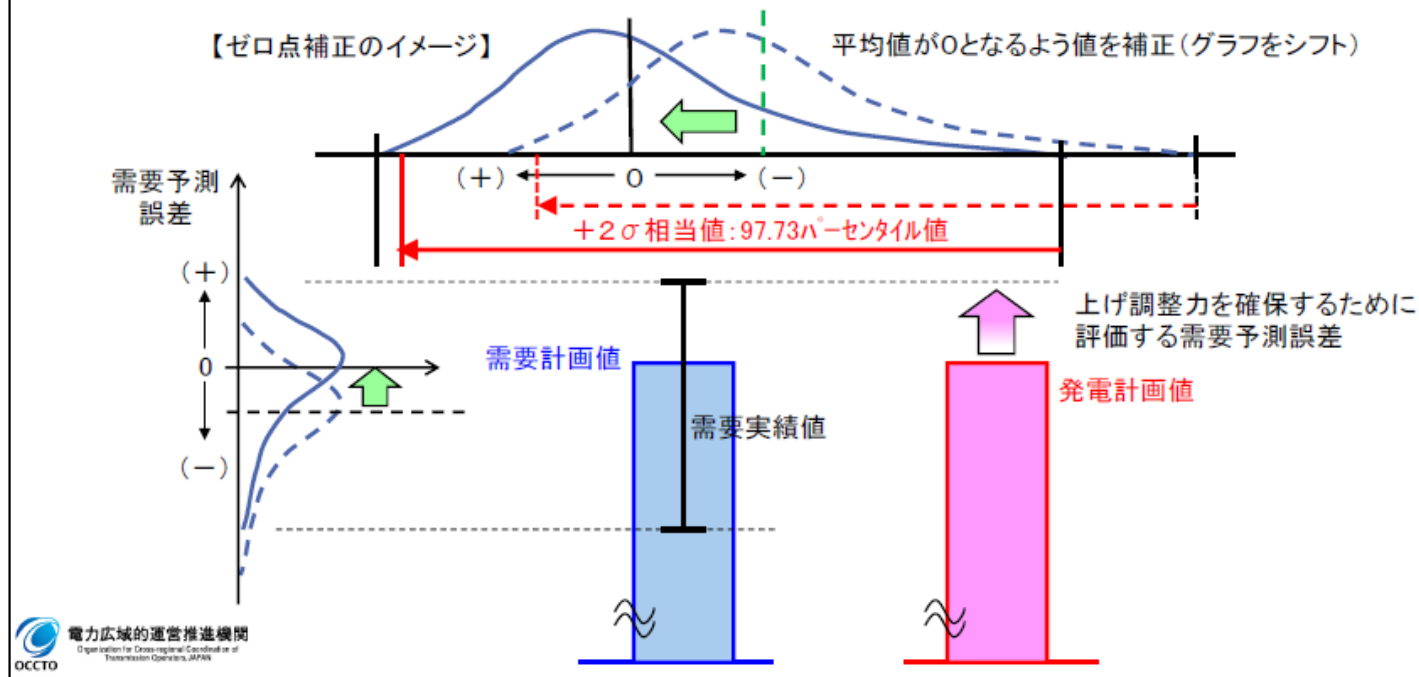
- 小売電気事業者が高めの需要予測をする傾向があり、需要予測誤差の平均値において0からの偏差が生じているが、偏差が解消する可能性を考慮してゼロ点補正することについて、前回委員会で提示した。
- ゼロ点補正の可否を確認するため、小売電気事業者の需要予測誤差の平均値の推移について確認した。

課題3:小売電気事業者の需要予測誤差について(3) ゼロ点補正について

46

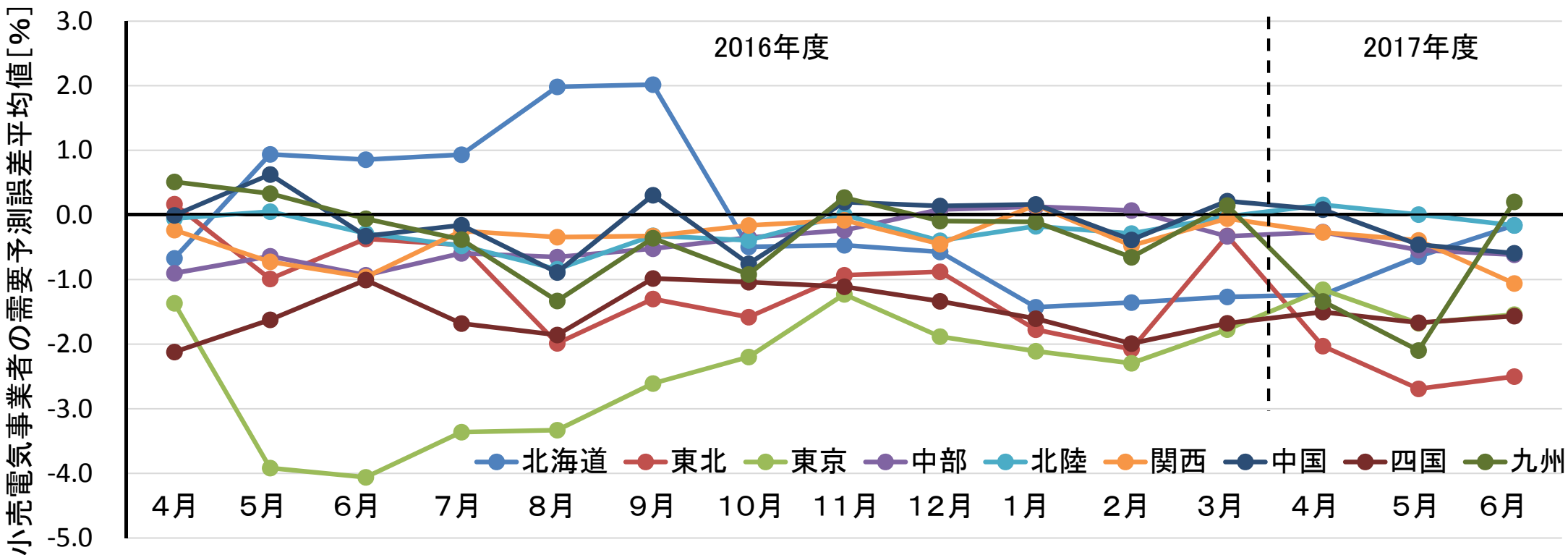
- 計画値同時同量制度のもとでは需要予測誤差の平均値はいずれ0に近づいていくものと考えられるが、その際も予測誤差は引き続き残ると考えられる。
- そのため、2016年度は平均値が0になるように補正(ゼロ点補正)する方法でも算定を行った。

- 需要予測誤差の平均値において0からの偏差が生じる傾向に現時点では変わりはないものの、確保すべき調整力を検討するための誤差の評価としては、引き続きゼロ点補正する方が適切ではないか。



- 残余需要が残余需要ピークの95%以上の時間帯を対象とした場合の小売需要予測誤差平均値の推移は下図のとおり。
- 2016年度前半に見られたような大きな誤差は生じなくなってきたが、需要計画値 > 需要実績値(需要予測誤差平均値がマイナス)である傾向に変化は見られない。

需要予測誤差平均値(残余需要ピークの95%以上)



※ エリアごとのH3需要に対する割合

(参考) (残余需要が残余需要ピークの95%以上の時間帯対象)
小売電気事業者の需要予測誤差平均値

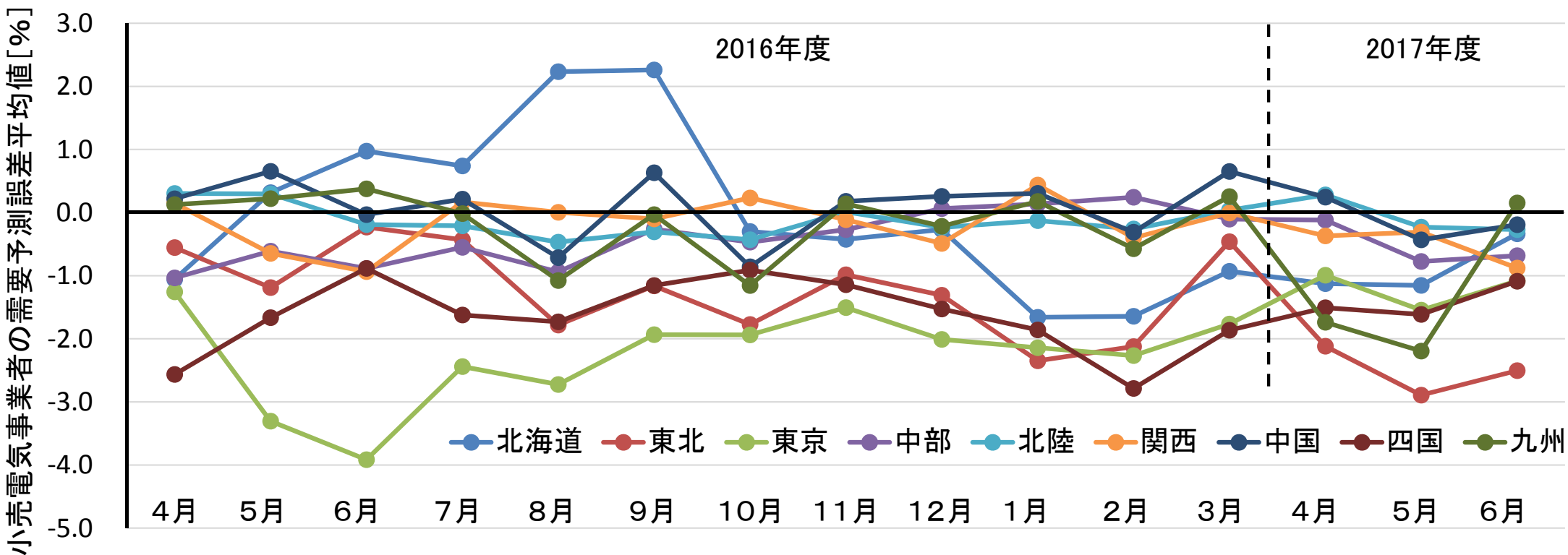
(赤字はエリアの最大・最小値)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
2016年度	4月	-0.67	0.17	-1.37	-0.90	-0.05	-0.23	-0.01	-2.12	0.51
	5月	0.94	-0.99	-3.92	-0.64	0.05	-0.72	0.63	-1.62	0.33
	6月	0.86	-0.37	-4.06	-0.93	-0.28	-0.96	-0.33	-1.00	-0.06
	7月	0.93	-0.46	-3.36	-0.59	-0.48	-0.25	-0.16	-1.68	-0.38
	8月	1.99	-1.99	-3.33	-0.65	-0.84	-0.34	-0.89	-1.86	-1.33
	9月	2.02	-1.30	-2.61	-0.52	-0.32	-0.32	0.31	-0.98	-0.36
	10月	-0.49	-1.58	-2.20	-0.35	-0.39	-0.16	-0.75	-1.04	-0.92
	11月	-0.47	-0.93	-1.23	-0.24	0.00	-0.08	0.20	-1.11	0.27
	12月	-0.57	-0.88	-1.88	0.08	-0.40	-0.45	0.14	-1.33	-0.09
	1月	-1.43	-1.77	-2.11	0.13	-0.17	0.15	0.16	-1.60	-0.11
	2月	-1.36	-2.08	-2.29	0.07	-0.29	-0.47	-0.38	-1.99	-0.65
	3月	-1.27	-0.32	-1.77	-0.33	-0.02	-0.06	0.22	-1.68	0.15
2017年度	4月	-1.23	-2.03	-1.16	-0.26	0.16	-0.27	0.08	-1.50	-1.34
	5月	-0.64	-2.69	-1.67	-0.54	0.01	-0.39	-0.46	-1.67	-2.10
	6月	-0.16	-2.50	-1.54	-0.61	-0.16	-1.06	-0.59	-1.56	0.20

※ エリアごとのH3需要に対する%値

- 残余需要ピーク2コマを対象とした場合の小売需要予測誤差平均値の推移は下図のとおり。
- 残余需要が残余需要ピークの95%以上となる時間帯を対象とした場合と大きな傾向の変化は見られない。

需要予測誤差平均値(残余需要ピーク2コマ対象)



※ エリアごとのH3需要に対する割合

(参考) (残余需要ピーク 2 コマ対象)
小売電気事業者の需要予測誤差平均値

(赤字はエリアの最大・最小値)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
2016年度	4月	-1.06	-0.55	-1.26	-1.03	0.30	0.15	0.22	-2.56	0.13
	5月	0.32	-1.19	-3.30	-0.61	0.30	-0.65	0.65	-1.66	0.22
	6月	0.97	-0.23	-3.92	-0.89	-0.19	-0.94	-0.03	-0.88	0.38
	7月	0.74	-0.43	-2.44	-0.55	-0.21	0.17	0.21	-1.62	-0.01
	8月	2.23	-1.78	-2.72	-0.94	-0.47	0.00	-0.71	-1.73	-1.08
	9月	2.26	-1.16	-1.93	-0.26	-0.30	-0.10	0.63	-1.15	-0.03
	10月	-0.30	-1.77	-1.94	-0.47	-0.43	0.23	-0.86	-0.91	-1.15
	11月	-0.42	-0.98	-1.50	-0.27	0.01	-0.11	0.18	-1.14	0.14
	12月	-0.27	-1.31	-2.01	0.06	-0.23	-0.49	0.26	-1.53	-0.22
	1月	-1.66	-2.35	-2.14	0.14	-0.13	0.44	0.31	-1.86	0.18
	2月	-1.64	-2.12	-2.27	0.24	-0.26	-0.40	-0.31	-2.79	-0.57
	3月	-0.93	-0.46	-1.77	-0.10	0.04	-0.01	0.65	-1.86	0.25
2017年度	4月	-1.12	-2.12	-0.99	-0.12	0.28	-0.37	0.24	-1.51	-1.74
	5月	-1.15	-2.89	-1.55	-0.77	-0.23	-0.31	-0.43	-1.61	-2.19
	6月	-0.34	-2.50	-1.08	-0.68	-0.27	-0.88	-0.19	-1.09	0.15

※ エリアごとのH3需要に対する%値

- 小売電気事業者の需要予測誤差の平均値は2016年度前半に見られたような大きな誤差は生じなくなり、概ねマイナス2%程度以内に収まる傾向にあるが、まだ一部ではマイナス2%を超過しているエリアも見られる。
- 需要計画値 > 需要実績値 (需要予測誤差平均値がマイナス) である傾向に変化は見られない。
- 前回委員会で以下のご意見をいただいた。

「現状マイナスになっている需要予測誤差の平均値が、ゼロに近づくものと考えて良いのか検討していただくことも重要ではないか。需要予測誤差分についてはこれだけの余力が必要であると言いつつも、現実には常にマイナスの予測誤差が出ていて、その分余力があるとすれば実際の運用とのずれが発生するため、ゼロ点補正の理論については改めて整理していただきたい。」 (沖委員)

「資源エネルギー庁でインバランスの計算式を10月から変える方向で動いているため小売電気事業者の予測の在り方も来年から変わる可能性もあり、それをどう読むのか。」 (恒藤オブザーバー)

「自然体であれば予測誤差の平均値は将来的にゼロになっていくはずだとは考えずに検討すべき。一方でゼロ点補正をすること自体には合理的な側面もあり、(中略)ゼロ点補正をしたうえでどれくらい予測誤差があるかを見るのが重要であるため、総量がどれくらい必要なのか検討する際に予測誤差の平均値が将来的にはゼロになるということを前提にすべきではないという話と今回の提案は独立に考えることができ、今回の提案は非常に合理的である。この方向で進めるのが良いのではないか。」 (松村委員)

- インバランス料金制度において、事業者が同時同量を達成するためのインセンティブが働くような制度の見直しの取り組み等により、小売電気事業者がこれまで以上にインバランスを発生させないように需要予測するのであれば、誤差がなくなることはないものの、誤差の平均値は0に近付いていく可能性はあるとも考えられる。
- 上げ調整力必要量の算定においては、これまでに集約したデータを使用することから、安定供給確保の観点から基本的にはゼロ点補正することとし、補正量が把握できるように記載する。

論点② インバランス料金算定式の α の上下限について

第7回制度検討作業部会
(2017.6) 資料4より一部修正

- 現行のインバランス料金は、需給状況を踏まえた調整項 (α 値) の変動幅に制限を設けているため、結果的に、インバランス精算単価の振れ幅が極めて狭くなっている。
- 本年4月にグロスビディングが開始し、徐々に市場の厚みが増している中で、精算単価の振れ幅を過度に制限することは、事業者の計画遵守インセンティブ向上の観点からは望ましいことではないことから、現行の上下限を見直してはどうか。

<新たな α 値の上下限設定方法 (6/6事務局案) >

- 現行のインバランス料金制度は、需給状況を踏まえた調整項 (α 値) の変動幅に制限があり、結果的に、事業者が同時同量を達成するためのインセンティブが十分働いていない。
- これを解消する方法としては、現行の α 値の考え方そのものを改める (個社の余剰/不足に応じた直接的なsanction要素の導入等) の他、 α 値算定に当たっての上下限 (約定曲線の両端20%) について、上限を引き上げ、下限を引き下げる方法が考えられる。
- また、これにより、インバランス料金そのものの予見可能性も低減すると共に、監視等委員会から指摘のあった、上下限によりインバランス量と α の相関が異なる状況も改善することが期待される。
- 上下限の設定については、それぞれの設定方法において一長一短の特徴がある一方で、事業者の計画遵守インセンティブを向上させる目的や、これまでの制度との連続性も鑑みて、入札曲線の両端除外幅を変更することとし、過去のインバランス精算単価の上限額の規模感も踏まえて、例えば上下限を3%としてはどうか。

前回の御議論を踏まえた見直しの具体的方策（論点②）

＜前回の御議論（委員等御意見抜粋）＞

- やむをえずインバランスが発生してしまうような小規模の事業者のことを考慮し、保護の観点から監視や指導を大前提として、 α に上下限を切っている制度設計。少し3%は高すぎるのかなという印象がある。（秋山オブザーバー）
- 規模が大きいと、インバランスの一致率というのは確実に平滑化効果が高まっていくことがあるので、新電力で規模の小さいところは、不可避免的にインバランスが発生してしまうことは留意して欲しい（柳生田オブザーバー）



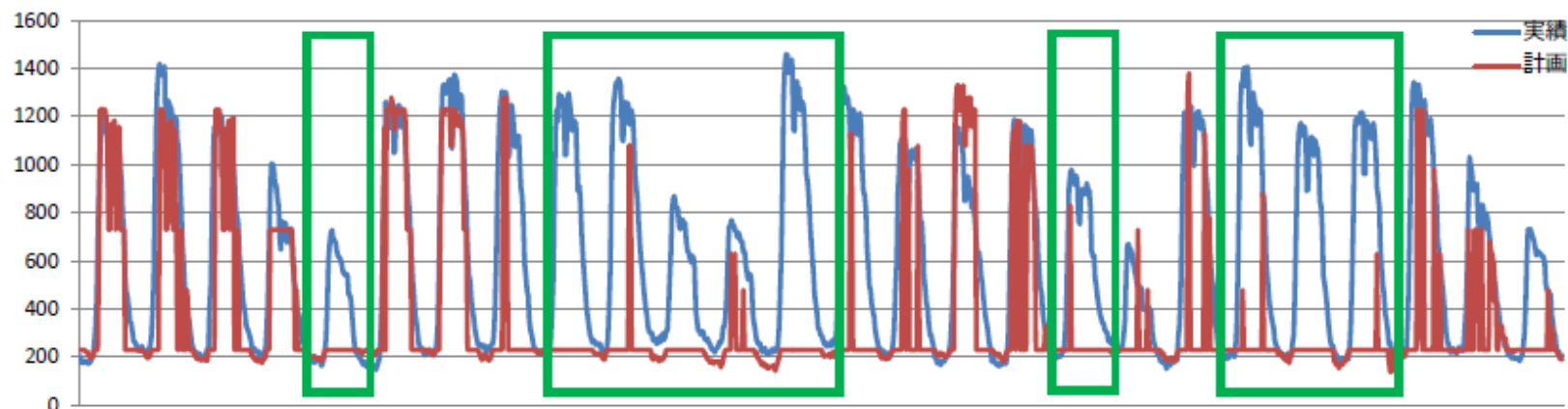
- インバランスは一定程度不可避免的に発生することに留意しつつ、卸電力取引所の市場の厚みが増すことにより適切な価格形成が進むことを踏まえ、 α の上下限設定が事業者の計画遵守インセンティブを著しく損なうことのないよう、現行制度を見直す(10月1日から実施)。
- 具体的には、上下限を3%とすることにより、需給がひっ迫するなど一定の場合には、インバランス精算単価が一定程度高くなる仕組みとする。（※本年4～5月実績を元にした試算によれば、見直しにより、一定の場合（全体の0.1%程度）にkWh当たり40円台にインバランス精算単価が上昇。）
- 新たな上下限の効果については随時モニタリングを行い、必要に応じ、あらためて見直しを行う。
- なお、市場の厚みを増すことがインバランス料金制度が適切に機能する大前提であることに鑑み、経済産業省においては、今まで以上に旧一般電気事業者等による売り入札の状況等を厳格に監視し、卸電力取引所において適切な価格形成がなされるよう取り組んでいく。

論点③ インバランス料金制度の運用状況の監視について

第7回制度検討作業部会
(2017.6) 資料4より抜粋

- インバランス料金制度の運用において、計画値同時同量の理念に照らして不適切な行動をとる事業者が見受けられる場合には、制度の更なる見直しを検討する一方で、当該事業者に対するヒアリング等を実施するなど、電事法に基づく処分も視野に、今まで以上に厳格な監視を行っていくべきでないか。

事業者Aのインバランス状況



- 事業者Aは北陸エリア ($\beta < 0$) において、本来的に、計画を適切な需要予測に基づいて策定するのが責務である中、ベースとなる値以上に計画をほとんど計上しないパターンが数日に及んで見られた（緑枠内。常に一定計上されている計画値は常時バックアップ等）。
- 当該時期に市場に売り札が不足していた訳ではなく、他の事業者がこのような不足インバランスを発生させていないのであれば、例えこの事業者が経済合理性を理由に取った行動であったとしても、電事法上の供給力確保義務の観点から問題であると言える。また、この事業者と逆に、余剰インバランスを大量に発生させる事業者もまた、調整力確保等の送配電事業者に対する負担を徒に増やす行為である。
- 当該事業者に対しては、ヒアリングを行った上で改善指導を行ったところであるが、引き続き、このような不適切な運用がないか、関係機関が連携して厳格な監視を行っていくべきではないか。

20

前回の御議論（論点③）

<前回の御議論（委員等意見抜粋）>

- 不可避免的にインバランスが生じてしまうことがあるので、制度設計で上下限を切ることは理解。他方、悪質的なものは制裁措置というのは重要だと考える。（秋元委員）
- 供給力確保義務について、真っ当に義務を遵守している事業者に対して迷惑な制度改正にならないよう、義務は当然のことであり、登録取り消し実施のアナウンスもあり。それでも足りなければもっと策を講じて良い。（松村委員）
- 計画値同時同量制度は、供給能力確保義務を前提としている。これは電事法の中で明示され、処分の規定もあるので、当局において発動いただきたい。（武田委員）
- 計画同時同量の理念の遵守は、安定供給の中だけでなく、取引所の価格を形成する中でも、しっかりと守っていただけないと。高いから買わないというようなことが許されるような市場では、正当な価格がつかないので、監視についてはしっかり取り組んで欲しい。（國松オブザーバー）
- 事業者ヒアリングでも、制度を憎むべきという意見が合ったが、やはり、事業者にも責務があることを考えると、監視や厳格な措置もしっかり合わせてやっていただくことが非常に重要。（大橋委員）
- 日々オペレーションを行う我々としては、例えばインバランス料金が幾らになるかに関係なく、確実に供給力を確保しようとしている事業者とが多数いる中、一部の事業者が問題となる行為を行っているという実態があるということなのであれば、まずは不適切な行為を行っている事業者に対する監視や指導を強化していくことが先。（秋山オブザーバー）
- 料金制度だけで事業者行動を規定するのは難しい。金融市場でも、グレーゾーンと言える市場者行動は決してゼロにはなりにくいという状況。需給計画を遵守する事業者と遵守しない事業者間での不公平問題を解決するために、第三者機関による監視機能の強化等も視野に入れるべき。（又吉委員）

インバランス単価の算定方法

- 現行、インバランス単価は、以下の式により、市場価格をベースに、二つの調整項（ α 及び β ）で補正して算定することとされている。
- 今回、昨年度のインバランス単価の動きについて分析を行った。

【現行の算定式】

インバランス精算単価 = スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値 $\times \alpha + \beta$

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

- ・全国大でのインバランスが不足の場合 : $1 < \alpha$
- ・全国大でのインバランスが余剰の場合 : $\alpha < 1$

β : 各地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

$\beta =$ 当該エリアの年平均の需給調整コスト - 全国の年平均の需給調整コスト

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
28年度	-0.25	-0.29	2.63	1.75	-3.90	1.84	-0.60	-1.76	1.54	-0.97
29年度	0.23	-0.31	1.22	0.62	-1.97	0.52	-0.05	-0.90	0.19	0.41

注) 本算定式は、発電分野の競争が不十分である等の実情を踏まえ、リアルタイム市場創設までの現実的な方法として、以下の観点から検討・決定されたもの。

①インバランス抑制のインセンティブへの需給状況の反映、②予見性の低さ、③価格の妥当性や透明性の確保

導入時の議論においても、本算定方法については、制度導入の効果等を上述①～③の観点から評価し、必要があれば見直すこととされていた。

(2)－3 再エネ予測の前々日予測と前日予測について

(空白)

- 前回委員会にて再エネ予測誤差に前日予測を使用して、上げ調整力必要量を算定する案を示したが、以下のご意見をいただいた。

「一般送配電事業者が『発電実績』と『前々日の再エネ予測』の差分を調整する必要がある」というルールになっているため、再エネ予測誤差の評価もこれまでのようにルールどおり行っていくべきではないか。その上で、他の残余需要の誤差や時間内変動の全体を含めて、電源Ⅱにどれくらい期待できるかといった見方をするのではないか。」
(平岩委員)

「停止させているユニットが、コンベンショナルな石油火力やLNG火力等、比較的効率性の悪いユニットだとすると、起動までに1日半から2日程度かかる。そういった電源Ⅱがあったとして、例えば3日前から一般送配電事業者が小売電気事業者に並列を指令しておけば自由度が高まるということになる。そういう意味では、再エネの予測誤差も、前日に、前日予測と前々日予測の誤差分の調整を行うのは、新たに並列させるという観点からすると実態として難しいのではないか。既に並列されているものを使って調整するというのであれば可能だが、電源Ⅱが前日・前々日にどのような状態であるのかという点が実運用上重要であると感じた。」 (塩川委員)

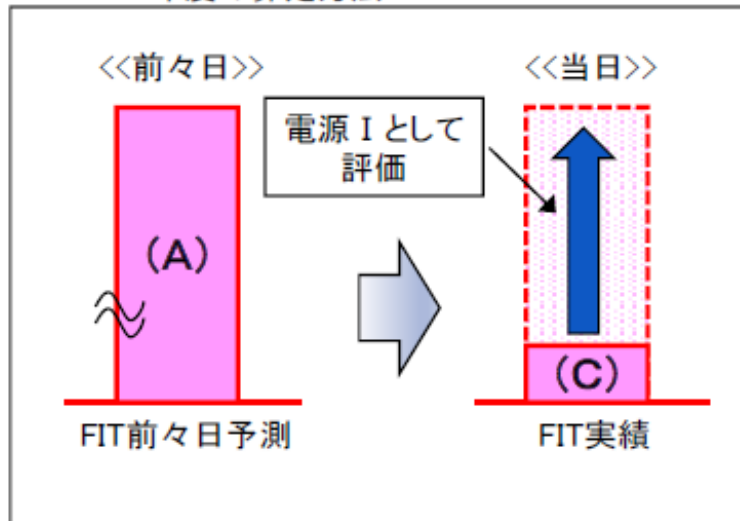
- FIT制度のもとでは、一般送配電事業者が再エネの前々日予測誤差と実績の差分を調整力で補填していることを考慮すると、2017年度の調整力公募においては再エネの前々日予測を使用して上げ調整力必要量を算定する方が良く考えられることから、FIT①の再エネ予測は前々日予測を使用することでどうか。

③再エネ予測誤差の算定方法の見直しについて

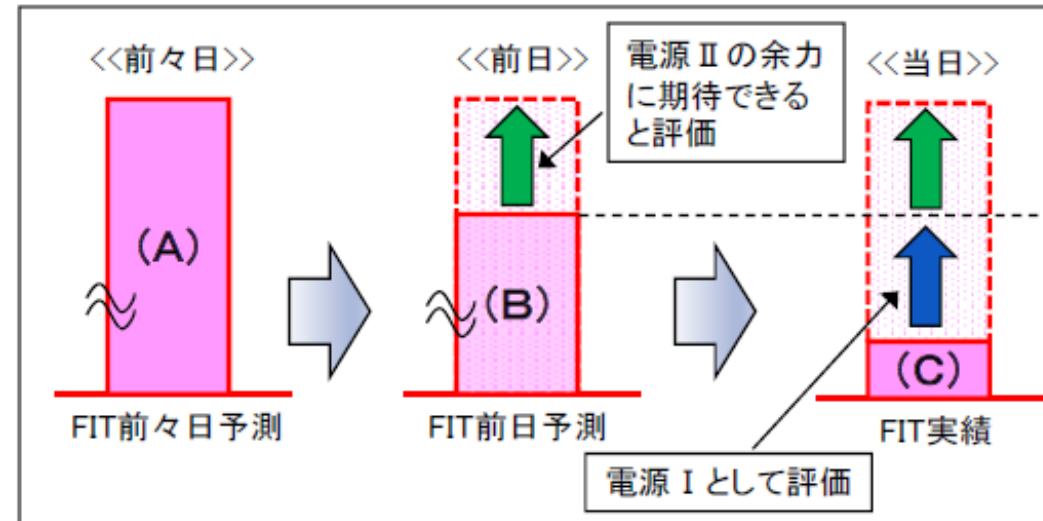
63

- 2016年度は電源Ⅰの必要量を算定するために用いる再エネ予測誤差は「発電実績－前々日の再エネ予測」にて算出していた。
- FIT特例制度①においては、実需給の前々日に予測した発電電力量を一般送配電事業者が通知し、小売電気事業者はこれを前提に供給力を確保する。そのため、実需給段階では、「前々日の予測値(A)」－「実際の発電実績(C)」分だけ送配電事業者が調整を行っていることによるものである。
※実際には需要誤差も考慮した残余需要誤差分を調整することになるが、ここでは簡単化のためにFITの予測誤差のみを記載。
- 電源Ⅱが十分に確保できている状況下では、追加の電源稼働指示等の対応ができる時点での誤差は、電源Ⅱの余力に期待することも可能と考えられることから、予測誤差算出に使用する再エネの予測について見直しの検討を行った。
- 前々日より前日の方が予測精度の向上が見込めることや、その過程で必要があれば発電機の追加の稼働指示ができることを考えると、「前々日の予測誤差」と「前日の予測誤差」の差分は、電源Ⅱの余力に期待できると考えてもよいのではないか。
※一般送配電事業者が「発電実績」と「前々日の再エネ予測」の差分を調整する必要があることは変わらない。

2016年度の算定方法



見直し案



- ここでは上げ調整力が必要な方向を正(+)とするため、「再エネ予測誤差 = FIT①再エネ予測値 - FIT①再エネ実績値」にて計算。 ※P18の式とは符号が反対。
- FIT①再エネ予測値に、前々日予測値を使用した場合と前日予測値を使用した場合それぞれの再エネ予測誤差の2σ相当値を計算。

<<残余需要が残余需要ピークの95%以上の時間帯対象>>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(A)再エネ前々日予測	4.5	4.2	3.7	6.1	3.0	3.8	3.6	5.7	5.4	4.5
(B)再エネ前日予測	3.3	3.8	2.1	3.9	2.0	2.7	3.4	4.8	4.7	3.4
(B) - (A)	-1.2	-0.4	-1.6	-2.2	-1.0	-1.1	-0.1	-0.9	-0.7	-1.0

<<残余需要ピーク2コマ対象>>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(A)再エネ前々日予測	2.8	3.9	3.2	5.6	2.9	2.8	2.8	3.0	1.2	3.1
(B)再エネ前日予測	1.7	3.4	1.3	2.9	1.7	2.1	2.8	2.8	1.2	2.2
(B) - (A)	-1.1	-0.5	-1.9	-2.6	-1.2	-0.7	0.0	-0.2	-0.1	-0.9

※ エリアごとのH3需要に対する%値
 ※ 2016年4月～2017年3月のデータ

- ここでは上げ調整力が必要な方向を正(+)とするため、「再エネ予測誤差 = FIT①再エネ予測値 - FIT①再エネ実績値」にて計算。 ※P18の式とは符号が反対。
- FIT①再エネ予測値に、前々日予測値を使用した場合と前日予測値を使用した場合それぞれの再エネ予測誤差の2σ相当値を計算。

<<残余需要が残余需要ピークの95%以上の時間帯対象>>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(A)再エネ前々日予測	13.1	13.2	19.3	22.2	17.4	21.3	10.3	13.1	10.9	15.6
(B)再エネ前日予測	9.6	12.0	10.9	14.2	11.5	15.2	9.9	10.9	9.5	11.5
(B) - (A)	-3.5	-1.2	-8.4	-8.0	-5.8	-6.1	-0.4	-2.1	-1.4	-4.1

<<残余需要ピーク2コマ対象>>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(A)再エネ前々日予測	8.1	12.1	16.6	20.3	16.7	15.9	8.2	6.8	2.5	11.9
(B)再エネ前日予測	4.4	5.0	9.3	14.2	9.4	7.6	3.2	3.5	1.4	6.4
(B) - (A)	-3.7	-7.2	-7.3	-6.1	-7.2	-8.3	-5.1	-3.3	-1.0	-5.5

※ エリアごとの2017年3月末再エネ設備導入容量に対する%値
 ※ 2016年4月～2017年3月のデータ

(単位: MW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
2016年3月末	太陽光	993	2,514	8,312	5,287	569	3,736	2,609	1,735	6,167
	風力	320	945	249	249	148	156	301	152	473
	風力+太陽光	1,313	3,459	8,560	5,536	717	3,891	2,910	1,886	6,640
2017年3月末	太陽光	1,127	3,123	10,045	6,378	709	4,376	3,261	2,035	7,068
	風力	354	1,046	269	321	156	154	349	152	495
	風力+太陽光	1,481	4,170	10,314	6,700	865	4,530	3,610	2,187	7,563
2017年3月末 -2016年3月末	太陽光	134	610	1,733	1,091	140	641	651	301	901
	風力	34	101	20	72	8	-2	48	0	22
	風力+太陽光	168	711	1,754	1,164	148	638	700	301	923

資源エネルギー庁 固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイトをもとに作成

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html

- ※ 一般送配電事業者の供給区域に応じて、都道府県単位で各エリアの設備量として集計
- ※ 複数の一般送配電事業者の供給区域となっている場合は、主たる一般送配電事業者のエリアに加算
- ※ ただし、静岡県については、市町村別で東京エリアと中部エリアに配分

(参考) 平成28年度末エリア別の電源 (kW) 構成比

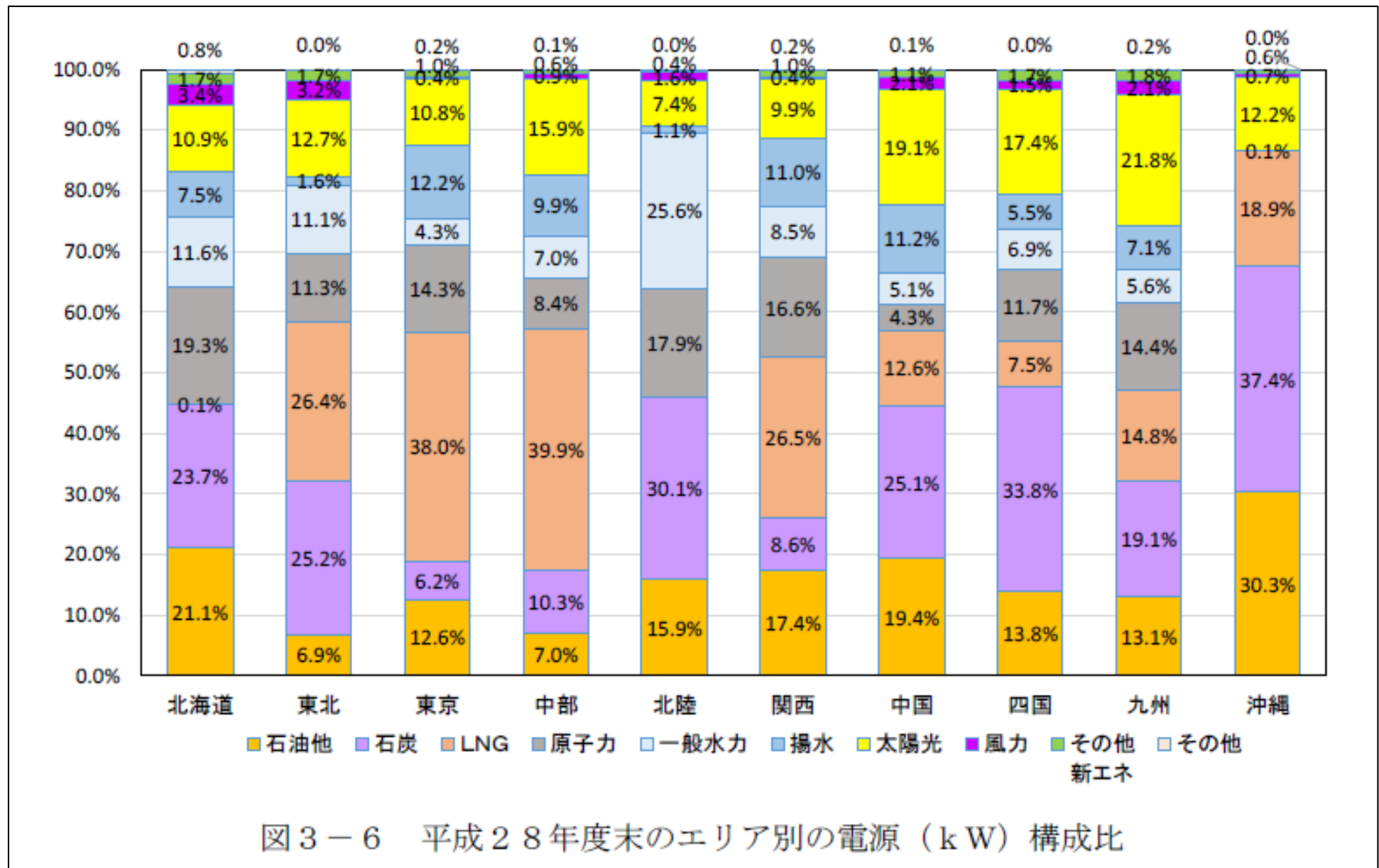


図3-6 平成28年度末のエリア別の電源 (kW) 構成比

出所) 平成29年度供給計画の取りまとめ

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/170330_torimatome.pdf

(2)－4 上げ調整力必要量算定結果

(空白)

■ 沖縄以外の9エリアについて、以下のケースで上げ調整力必要量(エリア内確保分)の算定を行った。

- ✓ 対象データ:2016年7月~2017年6月 (至近1年間のデータを使用)※1
- ✓ 「時間内変動+3σ相当値」、「残余需要誤差+2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
- ✓ 残余需要誤差のゼロ点補正あり
- ✓ FIT①の再エネ予測は前々日予測値を使用

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	365日	365日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000	730	約300	72

- ※1 データは2016年4月~2017年6月があるが春の評価だけ2年分となると春の影響を強く受けた結果になることを回避すること、および春の誤差は各エリアとも小さくなる傾向があったことから至近1年のデータを用いることとした。
- ※ 時間内変動については周波数調整機能付きの調整力に対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰにおいて、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。

- 沖縄以外の9エリアの試算結果は下表のとおり。
- エリアによって算定値が大きくなるケースは分かれるが、分析対象コマの少ないケース4が算定値が小さくなる傾向がうかがえる。
- 分析対象のコマ数や日数が多いと、特異なデータの影響を受けにくくなる一方で、電源Ⅱの余力に期待できる可能性の高い変動まで含めてしまうことになるとも考えられる。
 ※ コマ数を減らすことにより日没後のデータとなるため、再エネの影響が少なくなり、算定値が小さくなると考えられる。
- 各月の残余需要の高い日を対象とすることにより、電源Ⅱの余力に期待できない可能性が高い変動を対象にできると考えられるが、データ数が少なくなることから特異なデータの影響を受けている可能性も考えられる。
- より高需要の時間帯にコマ数を絞り込んでいくと算定値は小さくなる傾向にあるが、1年分とサンプル数が少ないことから特異なデータや、この時間帯に偶然変動量が少なかった可能性もあり、複数のケースのデータを参照しながら必要量を考える必要があるか。

	対象日	対象コマ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク※1の95%以上	12.3	10.5	7.7	9.3	8.1	7.3	8.9	8.6	9.1	9.1
ケース2	365日	ピーク※1 2コマ	11.2	10.3	6.5	9.0	7.5	6.1	8.9	6.4	8.1	8.2
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク※1の95%以上	9.7	10.7	8.7	8.7	8.0	6.7	8.8	9.7	9.2	8.9
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク※1 2コマ	8.8	8.9	6.9	6.8	6.9	6.1	8.1	7.0	7.4	7.4

※1 残余需要ピーク

※ エリアごとのH3需要に対する%値

(参考) ケース 1 における上げ調整力必要量の内訳

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1}	6.9	6.2	3.8	5.3	3.6	3.7	4.3	5.0	5.3	4.9
(ii) 時間内変動	3.5	2.4	2.0	2.4	2.9	2.0	3.0	2.1	2.2	2.5
(iii) 電源脱落	1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7
合計 (i)+(ii)+(iii)	12.3	10.5	7.7	9.3	8.1	7.3	8.9	8.6	9.1	9.1
【参考】ゼロ点補正量	0.0	-1.2	-1.9	0.2	0.0	-0.2	-0.1	-1.4	-0.2	-0.6

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1}	5.5	4.9	3.4	2.7	2.8	3.3	3.5	3.8	4.0	3.8
(v) FIT①予測誤差 ^{※1, 2}	3.6	3.8	3.5	5.2	2.7	2.7	3.0	3.3	4.3	3.6

※ エリアごとのH3需要に対する%値

※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。

※1 ゼロ点補正ありの数値を記載。不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。

※2 P41と同様に「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の2σ相当値を記載

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1}	6.2	5.6	3.2	4.5	3.4	3.2	3.7	3.3	3.9	4.1
(ii) 時間内変動	3.2	2.8	1.4	2.9	2.5	1.4	3.6	1.5	2.6	2.4
(iii) 電源脱落	1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7
合計 (i)+(ii)+(iii)	11.2	10.3	6.5	9.0	7.5	6.1	8.9	6.4	8.1	8.2
【参考】ゼロ点補正量	-0.1	-1.6	-1.7	0.0	0.1	-0.1	0.1	-1.6	-0.6	-0.6

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1}	5.2	4.6	3.0	2.8	2.7	2.9	3.3	3.3	4.0	3.5
(v) FIT①予測誤差 ^{※1, 2}	2.0	3.0	2.3	5.3	2.5	2.0	2.3	1.1	1.3	2.4

※ エリアごとのH3需要に対する%値

※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。

※1 ゼロ点補正ありの数値を記載。不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。

※2 P41と同様に「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の2σ相当値を記載

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1}	4.9	6.5	5.1	4.5	3.7	3.4	4.7	6.3	5.5	4.9
(ii) 時間内変動	2.9	2.3	1.8	2.6	2.8	1.7	2.5	1.8	2.1	2.3
(iii) 電源脱落	1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7
合計 (i)+(ii)+(iii)	9.7	10.7	8.7	8.7	8.0	6.7	8.8	9.7	9.2	8.9
【参考】ゼロ点補正量	1.2	-0.3	-1.5	1.1	0.0	0.3	0.6	-1.0	-0.1	0.0

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1}	4.2	5.7	4.4	2.9	3.3	3.9	3.6	3.7	3.9	4.0
(v) FIT①予測誤差 ^{※1, 2}	2.3	3.7	2.9	5.6	3.8	2.4	3.2	6.0	4.4	3.8

※ エリアごとのH3需要に対する%値

※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。

※1 ゼロ点補正ありの数値を記載。不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。

※2 P41と同様に「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の2σ相当値を記載

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 ^{※1}	5.1	4.9	4.1	3.6	3.0	3.3	4.4	4.0	3.9	4.0
(ii) 時間内変動	1.8	2.1	0.9	1.7	2.3	1.2	2.1	1.4	1.9	1.7
(iii) 電源脱落	1.9	1.9	1.9	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7
合計 (i)+(ii)+(iii)	8.8	8.9	6.9	6.8	6.9	6.1	8.1	7.0	7.4	7.4
【参考】ゼロ点補正量	1.0	-1.0	-1.4	1.1	0.2	0.4	0.6	-1.1	-0.3	-0.1

残余需要予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 ^{※1}	4.5	3.9	3.6	3.2	2.1	3.1	3.5	3.5	3.8	3.5
(v) FIT①予測誤差 ^{※1, 2}	0.9	2.1	2.3	6.2	4.1	2.2	3.0	2.8	4.9	3.2

※ エリアごとのH3需要に対する%値

※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。

※1 ゼロ点補正ありの数値を記載。不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。

※2 P41と同様に「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の2σ相当値を記載

(参考) 全時間帯において

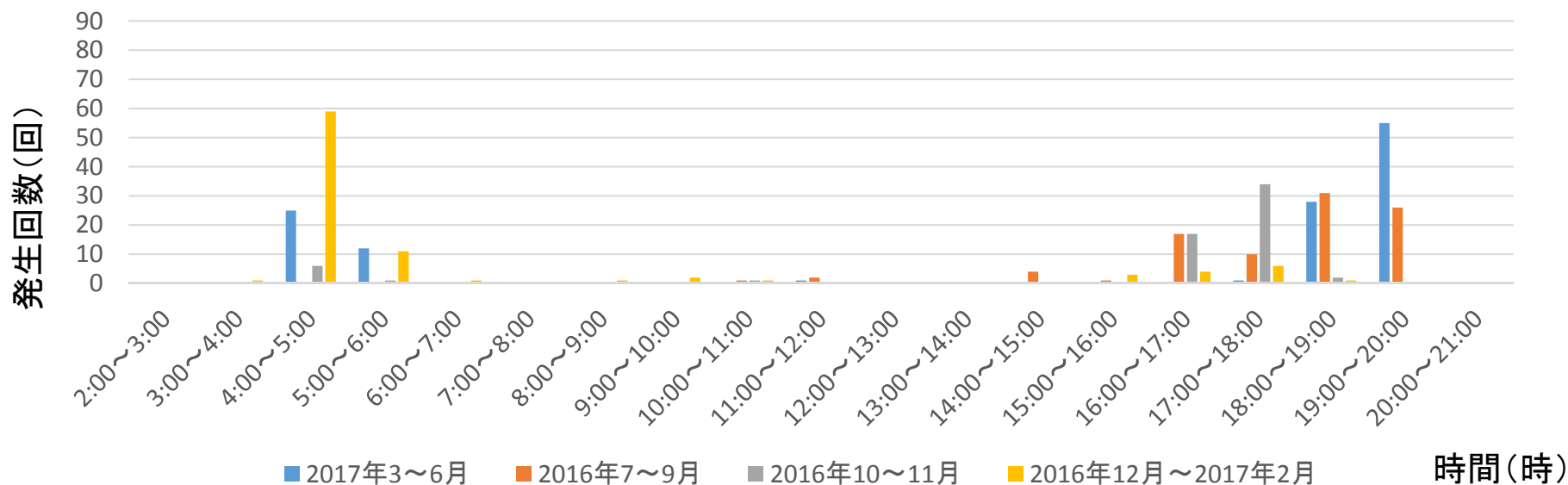
最大、次点、次々点の残余需要誤差と時間内変動が発生した日時について

エリア	年月日	時刻	残余需要誤差+ 時間内変動(%)*1	該当月のH3需要(第1 年度計画需要, MW)	①エリア需要実績 (ピーク時, MW)*2	②ピーク時供 給力(MW)*2	予備率実績(MW) (②-①)/①*2	
北海道	最大	2016/7/6	12:00 ~ 12:30	21.6	4,160	3,298	4,613	39.9
	次点	2016/7/6	12:30 ~ 13:00	19.9	4,160	3,298	4,613	39.9
	次々点	2016/7/6	10:30 ~ 11:00	19.4	4,160	3,470	4,613	32.9
東北	最大	2017/1/16	12:00 ~ 12:30	14.7	13,530	12,588	16,497	31.1
	次点	2017/1/16	10:00 ~ 10:30	13.8	13,530	13,867	16,497	19.0
	次々点	2017/1/16	12:30 ~ 13:00	13.7	13,530	12,588	16,497	31.1
東京	最大	2017/3/23	12:00 ~ 12:30	11.0	44,270	35,081	43,068	22.8
	次点	2017/3/27	12:00 ~ 12:30	10.7	44,270	42,846	47,600	11.1
	次々点	2017/3/14	12:00 ~ 12:30	10.5	44,270	38,947	45,238	16.2
中部	最大	2016/9/8	16:00 ~ 16:30	19.1	22,780	20,723	22,309	7.7
	次点	2016/9/8	16:30 ~ 17:00	18.2	22,780	20,723	22,309	7.7
	次々点	2017/3/23	10:00 ~ 10:30	16.1	21,000	19,099	21,101	10.5
北陸	最大	2016/11/17	12:00 ~ 12:30	8.2	4,170	3,781	4,740	25.4
	次点	2016/7/4	12:00 ~ 12:30	8.0	4,950	3,693	4,935	33.6
	次々点	2017/4/17	12:30 ~ 13:00	7.9	3,980	3,179	4,287	34.9
関西	最大	2017/2/11	12:00 ~ 12:30	11.6	24,770	19,240	24,514	27.4
	次点	2017/2/1	11:30 ~ 12:00	10.1	24,770	22,863	26,031	13.9
	次々点	2017/2/1	11:00 ~ 11:30	8.9	24,770	22,863	26,031	13.9
中国	最大	2017/2/1	11:00 ~ 11:30	16.0	9,970	9,330	10,972	17.6
	次点	2017/2/1	10:30 ~ 11:00	15.5	9,970	9,590	10,972	14.4
	次々点	2017/3/1	13:30 ~ 14:00	14.5	8,960	8,154	9,998	22.6
四国	最大	2017/2/1	12:00 ~ 12:30	18.6	4,660	3,797	4,634	22.0
	次点	2017/2/1	13:30 ~ 14:00	18.1	4,660	3,938	4,634	17.7
	次々点	2017/2/1	12:30 ~ 13:00	16.9	4,660	3,797	4,634	22.0
九州	最大	2017/3/1	12:00 ~ 12:30	24.3	12,300	10,708	13,804	28.9
	次点	2017/3/1	11:30 ~ 12:00	23.1	12,300	11,392	13,804	21.2
	次々点	2017/6/22	13:30 ~ 14:00	21.6	12,120	10,645	12,899	21.2

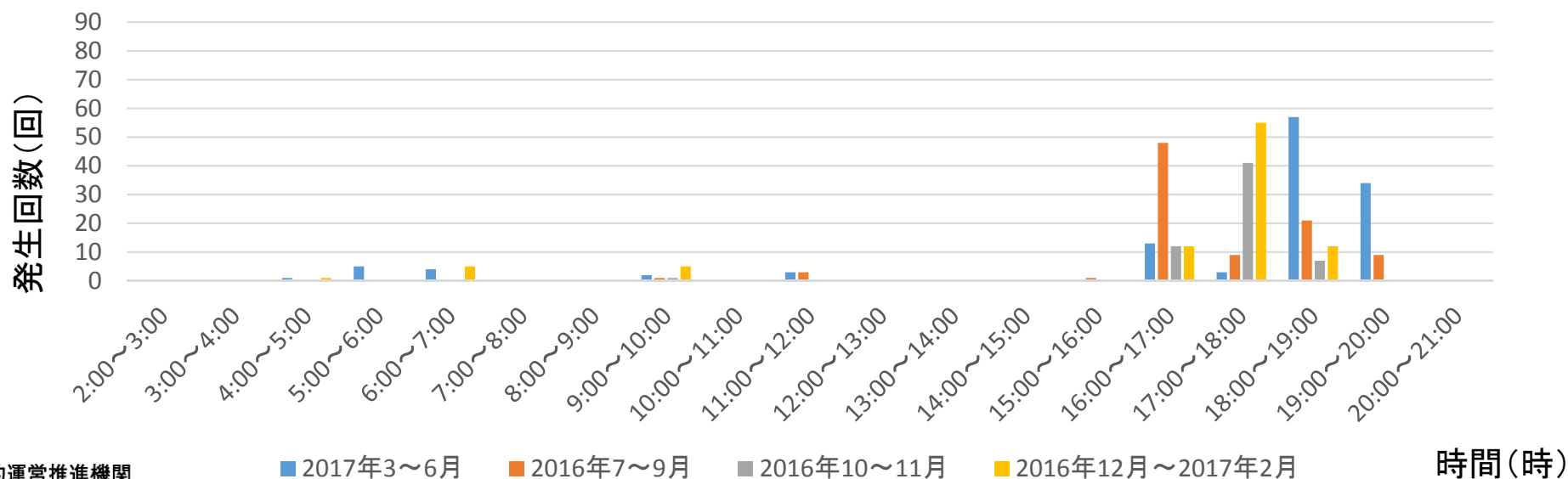
※1 電源脱落とゼロ点補正は考慮せず。エリアごとのH3需要に対する%値

※2 広域機関HPの系統情報サービスの速報値を使用

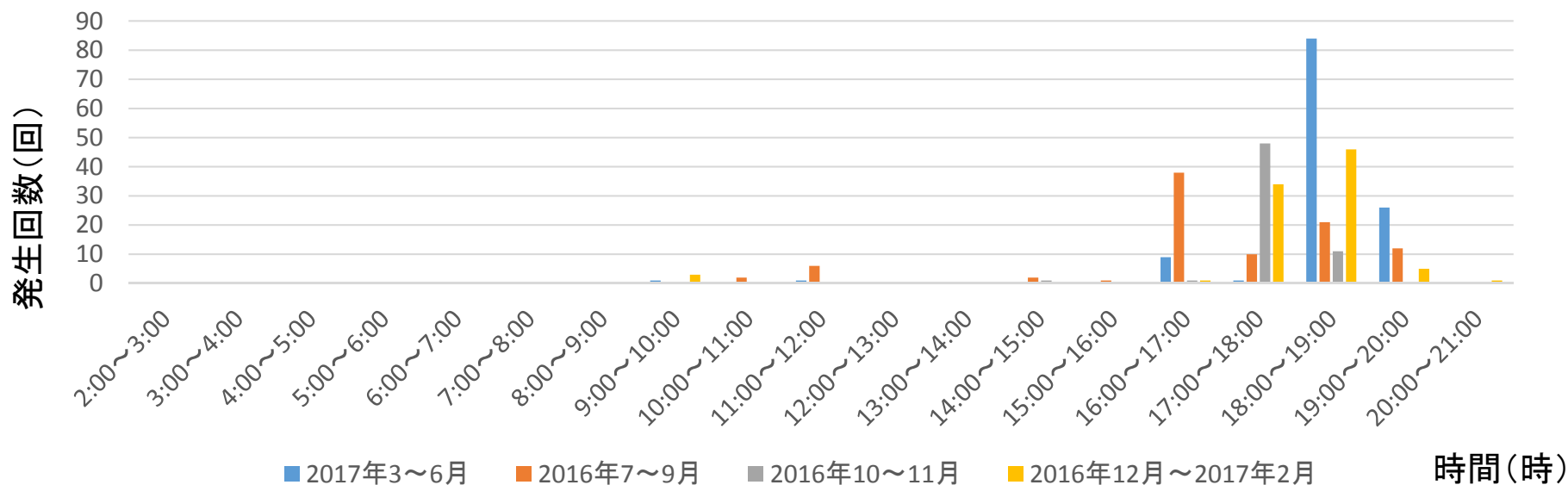
【北海道】残余需要ピーク時間帯



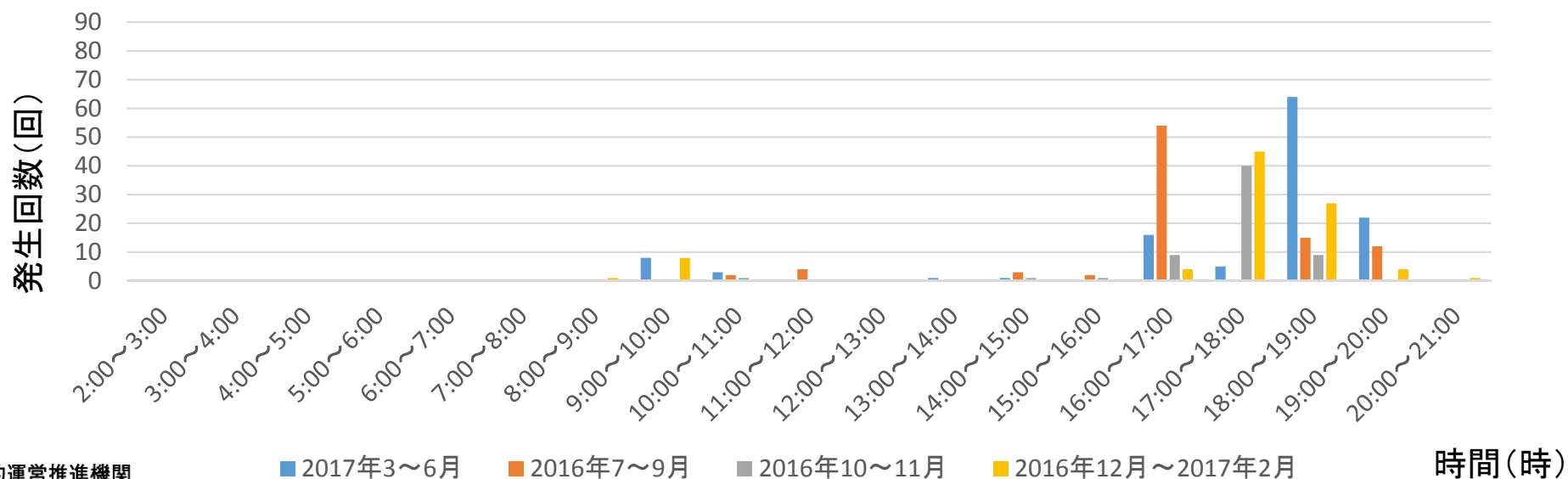
【東北】残余需要ピーク時間帯



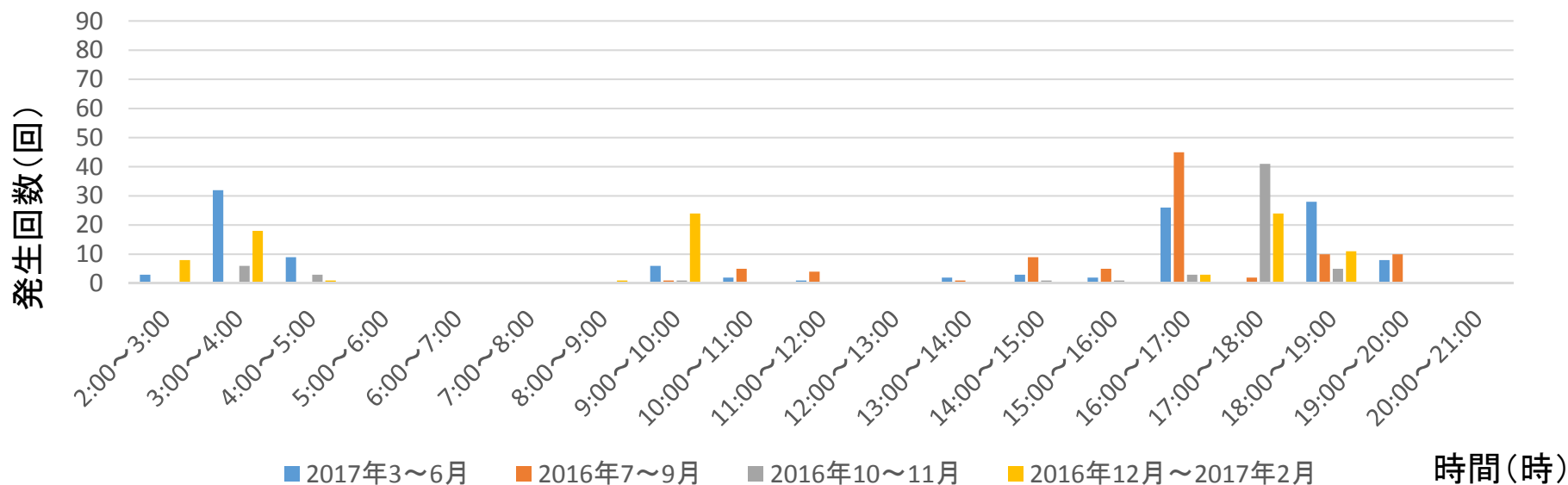
【東京】残余需要ピーク時間帯



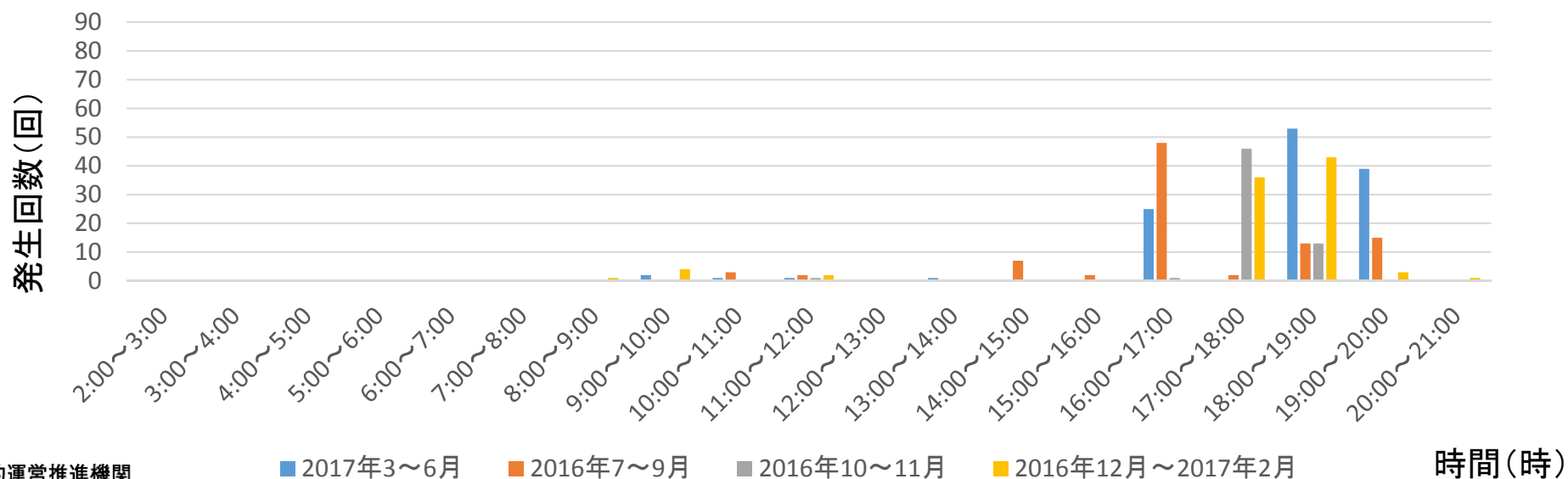
【中部】残余需要ピーク時間帯



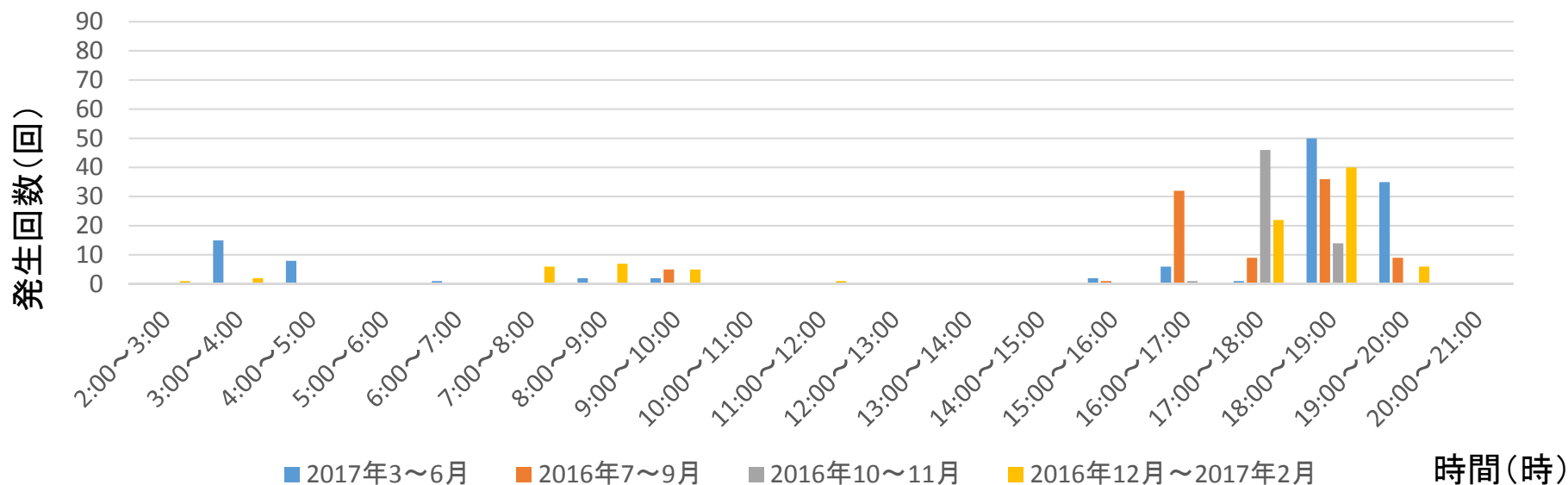
【北陸】残余需要ピーク時間帯



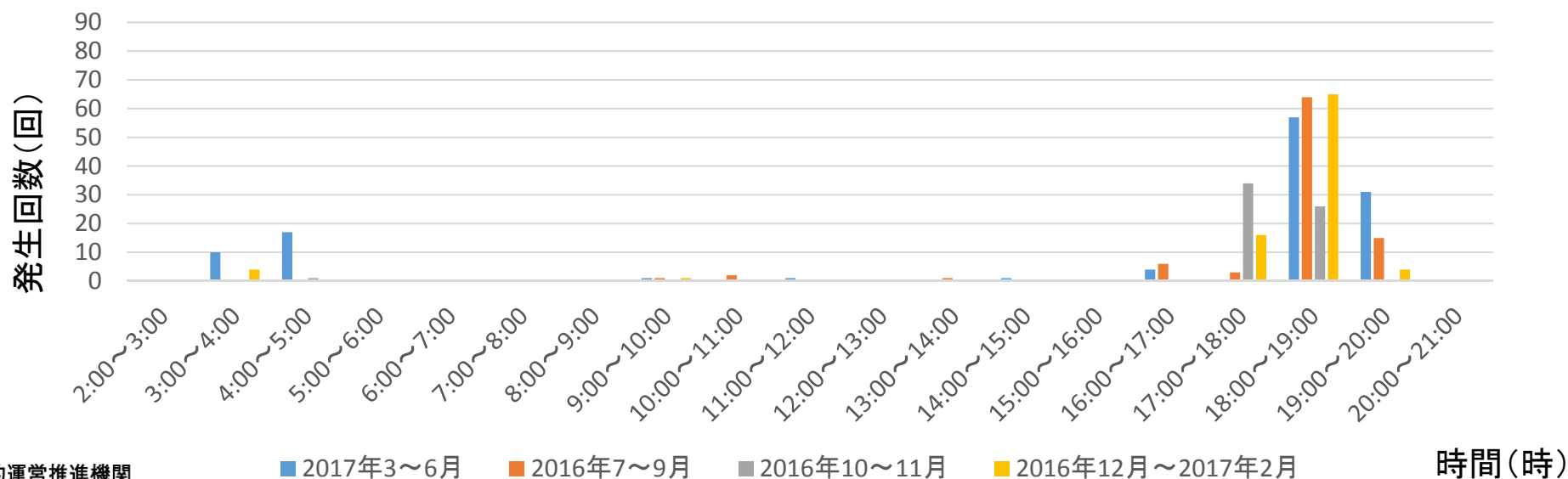
【関西】残余需要ピーク時間帯



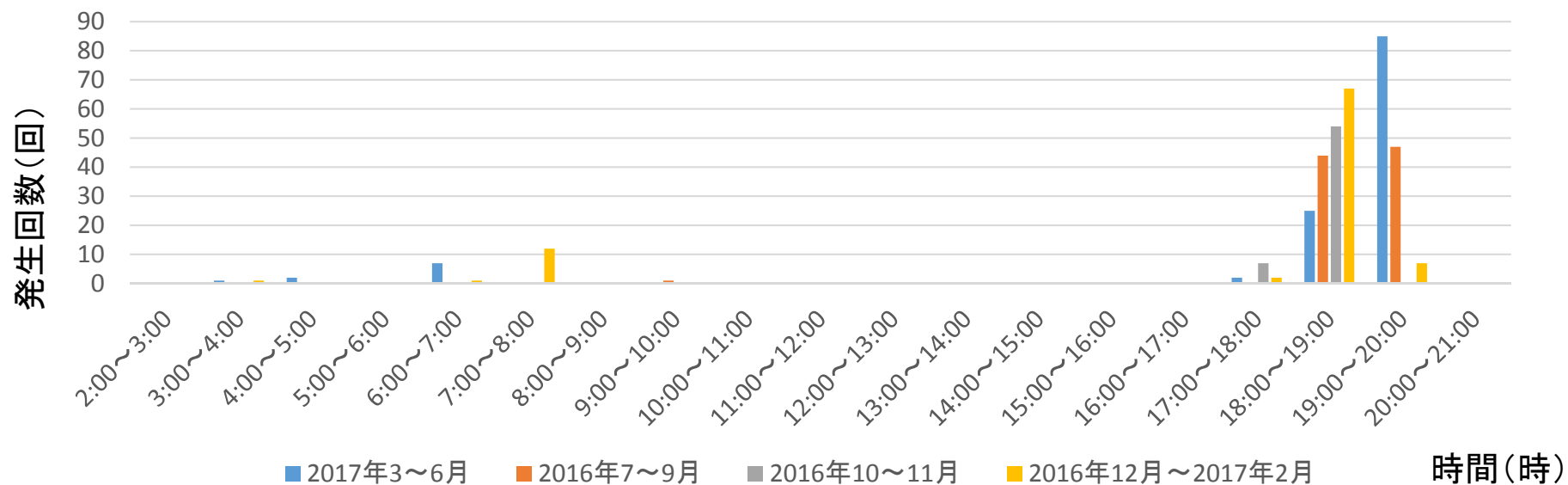
【中国】残余需要ピーク時間帯



【四国】残余需要ピーク時間帯



【九州】残余需要ピーク時間帯



(3) 電源 I 必要量について(沖縄エリア以外)

- 至近1年間の変動実績等の分析により実需給断面で必要な上げ調整力必要量の算定を行った結果、より高需要の時間帯にコマ数を絞り込んでいくと算定値は小さくなる傾向となったが、1年分とサンプル数が少ないことから特異なデータや、この時間帯に偶然変動量が少なかった可能性もあることと、調整力の公募調達が始まったのは2017年4月からであり電源Ⅱの活用状況の分析が十分にできていないことから、どのケースが定かか決めるのは現時点では難しく、複数のケースのデータを参照しながら必要量を考える必要があるか。
- より高需要の時間帯に絞り込んだケースから上げ調整力は少なくとも7%程度必要であると考えられる。一方で、7%を超過する値も見られるが、電源Ⅱ余力を活用できる分も含まれている可能性がある。また、調整力の公募調達が始まった2017年4月から現時点まで7%の電源Ⅰで運用されてきた実態がある。
 - ※ 各エリアの変動量が最も大きい時間帯の需給状況から、需要が想定より低く十分な供給力を確保して運用されていたことを確認した。
 - ※ 需要実績がH3需要の想定値よりも低いエリアや冬季ピークのエリアがあることに留意は必要だが、各エリアで予備力を確保できており、仮に電源脱落等が発生したとしても対応可能な状況であった。
 - ※ 一般送配電事業者の電源Ⅰ確保量を増やすよう見直した場合には、小売電気事業者が確保できる電源が減少する虞。
- 一部、必要量がやや高い値のエリアについては残余需要誤差が大きく、他エリアと比べると小売電気事業者の需要予測誤差の影響を受ける傾向となっている。残余需要誤差が他エリアと同程度になれば、必要量も概ね同程度になると見込まれることから、これをもってこのエリアに特段の対応が必要とまでは言えないのではないか。
- 以上より、今回の算定結果をもって2017年度の調整力公募における電源Ⅰ必要量を7%から見直す必要があるとまで言えないのではないか。

- なお、小売電気事業者の確保分が含まれる偶発的需給変動とは異なり、上げ調整力は一般送配電事業者が実需給断面で各誤差や変動に対応するものであることから、本来自ら確保すべきものである。小売電気事業者の予備力が市場取引等に活用されることなく、常にエリア内に確保されているのであれば、電源 II として活用できる可能性はある。しかしながら、来年度常に確保されるかは小売電気事業者の行動次第であり、定かではない。
- そのため、少なくとも7%程度はあると今回算定した実需給断面で必要となる上げ調整力を、一般送配電事業者が全量確保することでどうか。
 - ※ 昨年度は、小売電気事業者が確保すべき調整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る偶発的需給変動対応の予備力を電源 I の必要量としたため、供給計画から小売事業者の確保を担保できない状況を踏まえ7%とした。
 - ※ 小売電気事業者の予備力に係る考え方やその水準については、電力・ガス取引監視等委員会において確認・議論していく予定。

- 以上のことから、以下のことを条件に2017年度の電源 I 必要量を2016年度と同様に全エリア一律で「**電源 I 必要量=最大3日平均電力 × 7%**」とすることでどうか。

※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては平成29年度供給計画の第2年度における想定需要とする(以下、「**平年H3需要**」という)。

(考慮すべき条件)

- 電源 II の余力に期待できることを前提に電源 I の必要量を決定するため、2016年度から公募が始まったことも踏まえると電源 II の確保量がどのように推移するかは注視が必要な状況であり、2017年度の調整力公募における電源 II の確保量が極端に減少するエリアがある場合には、追加公募等の必要性を検討する。
- 電源 II の余力に期待した調整力確保に問題が認められる時は、一般送配電事業者等から状況を聴き取り、速やかに追加公募等の必要性を検討する。
- 今後も継続して、データの蓄積・分析を行う。

- 仮に、調整力不足の発生また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。

- このような事象が生じた場合は、原因が調整力不足によるものかを分析し、調整力不足と判断される場合には、速やかに追加公募等の検討を行う。

※ 運用上実施可能な方法として記載したものであるが、電源 III への給電指令や他エリアからの応援融通は基本的には発生しないようにすべきであり、発生した場合は速やかな対応が必要。

(単位:MW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
H28年度供給計画の第2年度のH3想定需要	5,120 ^{※1}	13,720 ^{※1}	52,530	24,340	4,970	26,420	10,620	5,030	15,230
H29年度供給計画の第1年度のH3想定需要	5,020 ^{※1}	13,410 ^{※1}	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110
H29年度8月月間最大電力(速報値) ^{※2}	3,920	12,838	53,825	23,477	4,971	25,694	10,559	5,113	15,737

※1 冬季の値

※2 2017年8月23日現在

広域機関 系統情報サービス・需給情報関連にて公開しているデータ

http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login

- 平成29年度供給計画における平成30年度のエリア別予備率および予備率が8%に満たないエリアについて、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮した場合の予備率は以下のとおり。

平成30年度 予備率見通し(夏季:8月、送電端)

連系線・他エリア 余力考慮	なし	あり
北海道	20.3%	20.3%
東北	18.4%	11.6%
東京	6.3%	8.0%
東日本 3社計	9.4%	9.4%
中部	9.9%	9.9%
北陸	11.6%	11.6%
関西	9.8%	9.8%
中国	21.1%	21.1%
四国	35.7%	35.7%
九州	11.9%	11.9%
中西日本 6社計	13.2%	13.2%
9社合計	11.5%	11.5%
沖縄	53.5%	53.5%
10社合計	11.9%	11.9%

平成30年度予備率見通し(冬季:1月、送電端)

北海道	21.3%
東北	16.2%

※ 冬季ピークのエリアのみ

8%未満

8%以上に改善

応援したエリア

出所) 平成29年度供給計画取りまとめ

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/170330_torimatome.pdf

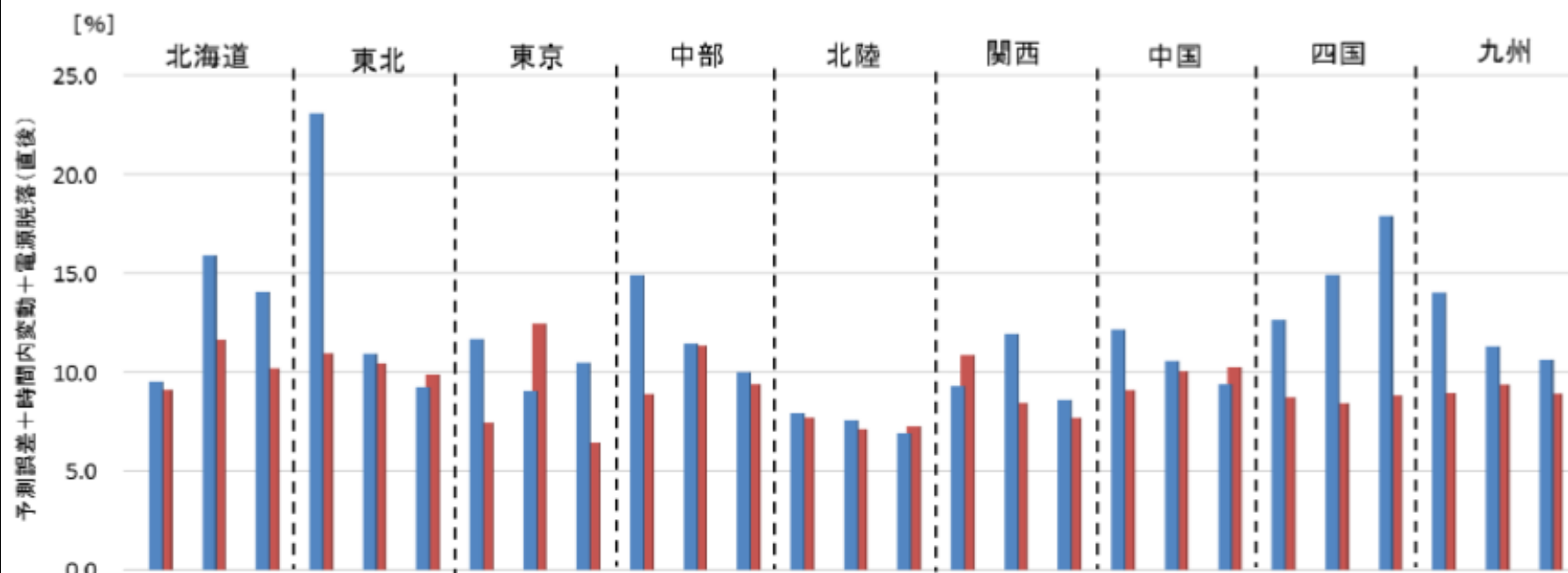
課題2: (残余需要が残余需要ピークの95%以上の時間帯対象)
「予測誤差+時間内変動+電源脱落(直後)」算出結果の年間比較

32

- 2016年と2017年4月～6月分について、算出結果の比較を行った。
- 残余需要が日間ピークの95%以上となる時間帯を対象とした場合、九州・四国エリアにおいて2017年の値が小さくなる傾向が見られる。

<<残余需要予測誤差ゼロ点補正あり>>

■ 2016年 ■ 2017年



[絶対量:MW]	北海道			東北			東京			中部			北陸			関西			中国			四国			九州		
	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月	4月	5月	6月
2016年	401	612	531	2,518	1,093	1,005	4,571	3,292	4,315	2,793	2,141	2,156	313	278	285	1,857	2,298	1,929	935	802	808	452	517	717	1,489	1,218	1,305
2017年	375	438	378	1,172	1,031	1,056	2,876	4,542	2,619	1,640	2,095	1,888	306	263	300	2,090	1,573	1,640	700	760	881	311	296	354	955	1,014	1,083

(空白)

(4) 電源 I 必要量について(沖縄エリア)

- 2016年度は、沖縄エリアについては、単独系統でありエリア外には期待できないことを踏まえ、一般送配電事業者(沖縄電力)が算出する電源 I - a 必要量(周波数制御機能付き必要量)に単機最大ユニット相当量を足した量を電源 I 必要量とすることとした。

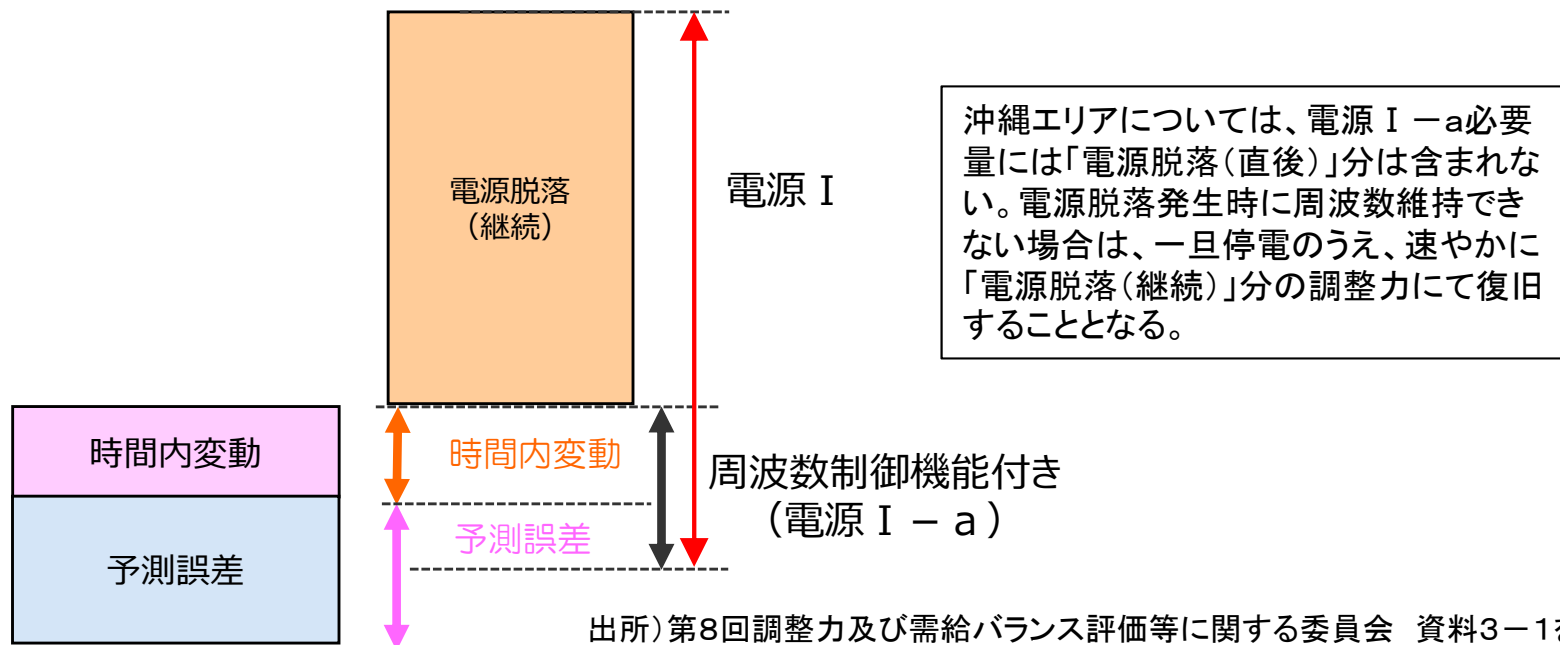


- 沖縄エリアについて、電源 I 必要量を検討するうえで、考慮すべき状況の変化はないため、2017年度も以下のとおりとすることとどうか。

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能あり調整力(電源 I - a)必要量

※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域(エリア)内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。

※ 電源 I - a 必要量は沖縄電力の算定による。



沖縄エリアについては、電源 I - a 必要量には「電源脱落(直後)」分は含まれない。電源脱落発生時に周波数維持できない場合は、一旦停電のうえ、速やかに「電源脱落(継続)」分の調整力にて復旧することとなる。

(5) 電源 I 必要量について

(空白)

- 2016年度は、「厳気象H1需要」において、供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する(場合によっては計画停電に至る)といった状況に陥らないようにするための供給力として、電源 I' の募集を行った。
- 電源 I' は電源に限らず、ネガワット等の発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象としており、2017年度も同様で良いのではないか。

- 第4回委員会(平成28年6月28日開催)において、平成28年度の夏季について、10年に1回程度の猛暑が発生したときの最大電力に対しても、運用上の追加対策^{※1}を以て需給バランスを維持できることを確認した。
- しかし、来年度も確実に需給バランスを維持できるようにするための供給力確保の仕組みがないことを踏まえ、実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要(以下、「厳気象H1需要」)において供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する(場合によっては計画停電に至る)といった状況に陥らないようにするための供給力を、原則として一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する^{※2}。
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象として、公募のうえ確保する。

※1: 地域間連系線の空容量の範囲内でのエリア間の取引、火力発電の過負荷運転、当機関の指示によるエリア間の応援、契約による需要抑制。

※2: この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要。

出所)平成29年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2016/files/20161018_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf

(参考)電源 I' の募集量・落札量

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
募集量(万kW)	—	9.1	59.0	19.2	—	17.0	—	—	28.4
落札量(万kW)	—	7.4	59.9	19.2	—	17.0	—	—	28.5

- 電源Ⅰ'の必要性および必要量の考え方を考えるような考慮すべき状況変化はないことから、2017年度も以下のとおりとすることでどうか。

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

※ 算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。

- 電源Ⅰ'必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

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

※算定値が0以下の場合、電源Ⅰ'募集量は0とする。

- ここに、上式各項の算定は以下による。
 - 厳気象H1需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - 厳気象H1需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。
 - 平年H3需要は、平成28年度供給計画の第2年度における平年H3需要の値を使用する。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
 - 「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'の募集量に反映させる。

※上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

出所)平成29年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について

https://www.occto.or.jp/houkokusho/2016/files/20161018_chousei_hitsuyoryo_kentoukekka.pdf

(6) 周波数制御機能付き調整力(電源 I - a)
必要量算定の考え方について

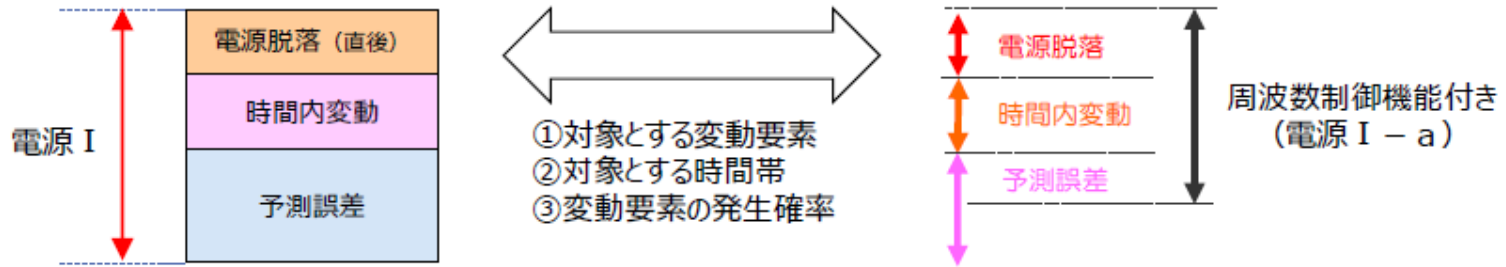
(空白)

電源 I - a 必要量算定の考え方

- 2016年度の電源 I - aの必要量は以下の考え方にて、各一般送配電事業者が算出。
- 2017年度も同様の考え方で電源 I - aの必要量を算定することでどうか。

※ 電源 I - aの算定においても電源 IIの余力に期待し、残余需要ピークの95%以上のコマを対象として算定(第9回委員会で報告)。

- (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。

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

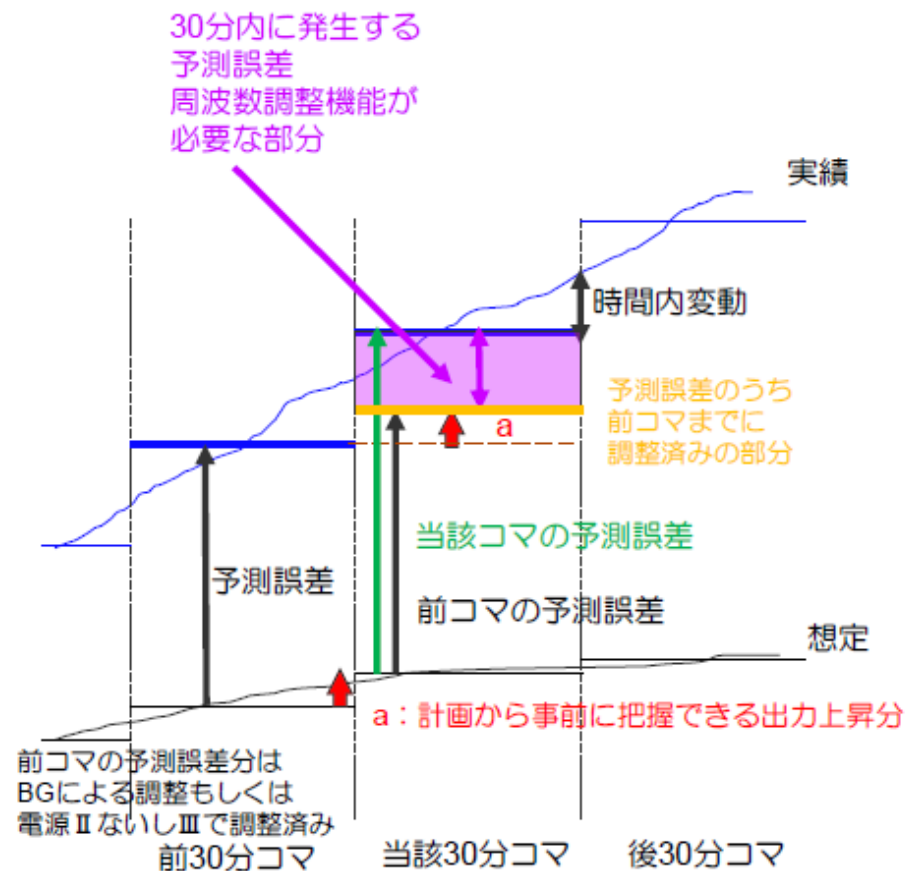
予測誤差は想定したタイミングから実績との差分となっているが、実運用としては、当該コマの時点で前コマの予測誤差の部分は対応済みであると考えられる。このため当該30分コマ内の予測誤差は当該コマの予測誤差から前コマの予測誤差を除いた分となる。

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。



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)