

# 細分化した調整力の必要量算出方法について（続き）

2018年6月20日

調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 細分化した調整力の必要量を算出するにあたり、前回の議論で継続検討とした課題についてご議論いただく。

## ＜今回事務局にて回答をする質問事項＞

(全商品に係る事項)

- 細分化した調整力のブロック時間について（意見募集結果より）
- ドイツにおける調整力の商品区分と対応事象について
- 必要量を算定する際の統計処理について

(一次調整力に係る事項)

- 事故時対応分の基準について

(三次調整力②に係る事項)

- 太陽光出力の低い日(雨天時)等の日中の必要量テーブルについて

## ＜次回以降に事務局にて回答をする質問事項＞

(三次調整力①に係る事項)

- 三次調整力①参照するデータについて

(三次調整力②に係る事項)

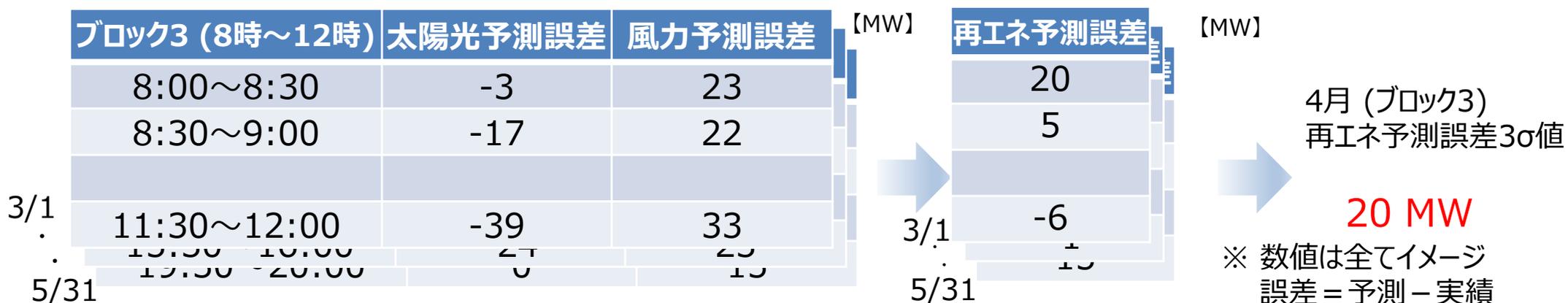
- FIT特例制度①の発電計画値配分と三次調整力②の調達とのスケジュールの整合性について

(余白)

# 三次調整力②

- 三次調整力②の必要量算出にあたり、調達時に「当日再エネ実績」を把握することはできない。
- このため、三次調整力②を調達する前日における太陽光想定出力を踏まえて、「『前々日予測』と『当日再エネ実績』の差」の過去実績にもとづき三次調整力②の必要量を算出してはどうか。

➤ 三次調整力②の必要量は各30分コマ毎に太陽光・風力想定誤差を足し合わせて算出する。ブロック時間毎(下の例は4時間)に3σ値※1を取り必要量テーブルを作成する。



➤ 想定出力帯については、現状太陽光の設備量の方が多く支配的であることから、太陽光出力想定出力帯により区分けする。

三次調整力② 必要量テーブル(イメージ)※2

4月 ブロック3 (8時~12時)	太陽光想定出力帯 [MW]	前々日再エネ予測誤差3σ値[MW]
各月、ブロック時間毎に作成	800~1000	500
	600~800	300
	400~600	150
	200~400	100
	0~200	20

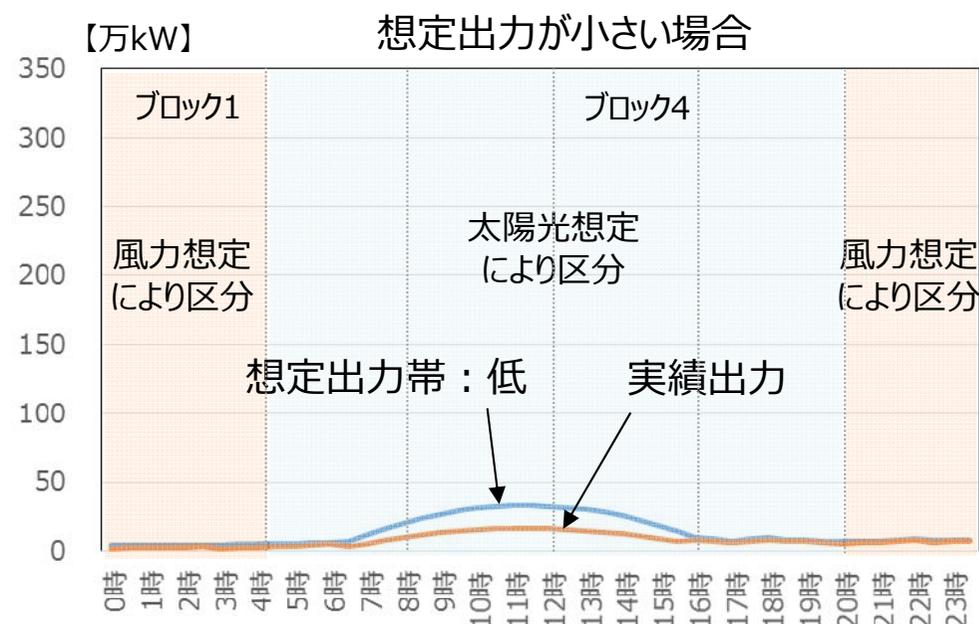
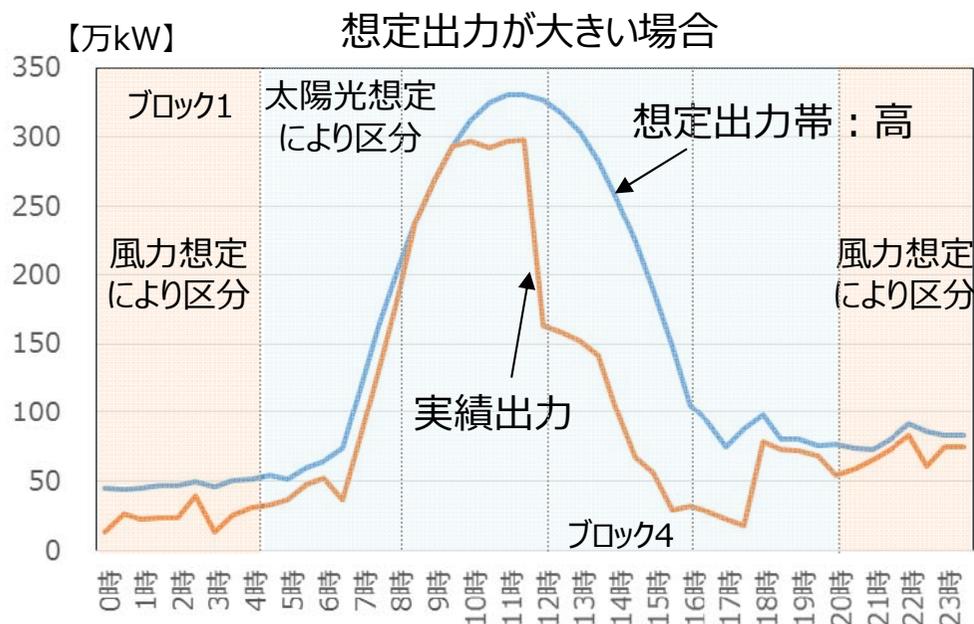
- ※1 パーセンタイル値とする。他の調整力における3σ値もパーセンタイル値とする。
- ※2 数値、区分の分解能は全てイメージ
- ※3 ブロック時間を4時間とすれば、0~4, 20~24時

➤ 太陽光出力の無い夜間※3は、調達量過多を回避するために、風力の想定出力帯に応じて必要量テーブルを用意する。

- 需給調整市場に関する事業者意見募集において、ブロック時間について現状案の4時間を短縮することへの要望があり、品質面・経済性・新規事業者の参入容易性等の観点から検討した。
- 品質面では周波数が乱れる懸念がある。ブロックを跨ぐ際の調整力の受け渡し等で対策を講じ影響がないように努めるが、新たな取り組みであることを踏まえ、2021年度は3時間×8ブロックとしてはどうか。
- 更なるブロック時間の短縮等は、品質や市場の状況も踏まえつつ、検討してはどうか。

ブロック時間の長さ	長  短
品質面 (周波数面)	 <p>調整電源がブロックの境目で入れ替わる場合、その点において周波数が乱れる懸念がある。ブロック時間が長い程、調整電源の入れ替え機会が少なくなり、品質が維持しやすい。</p>
経済性 (調達量)	 <p>ブロック時間が長ければ長い程、調達量過多となる時間帯が増えやすく、調達量が増える。</p>
経済性 (起動費の織り込み)	 <p>週間段階でバランス停止している電源を考えた場合等、週間調達で起動が不明確な電源は起動費を<math>\Delta</math>kW単価として複数のブロックに織り込んでくると考えられる。この場合、ブロック時間が長い方が起動費をならして入札できるため、<math>\Delta</math>kW単価は安くなるものと考えられる。</p>
新規事業者の参入容易性	 <p>ブロック時間が短い程、新規事業者の参入容易性は上がる。</p>

- 想定出力が大きい場合(晴予報)と想定出力が小さい場合(雨予報)について例示する。  
(簡単のため、想定出力帯は高・低の2区分、1日を通じて想定出力帯が同じ場合を例示)
- 各ブロック時間毎に用意された想定出力帯別の必要量テーブルに基づき必要量を調達する。



必要量テーブルイメージ：過去実績より出力帯別の必要量を算出

ブロック1		【万kW】	ブロック4		【万kW】
想定出力帯	必要量		想定出力帯	必要量	
高	30	.....	高	200	
低	3		低	30	



必要量テーブルと  
前々日想定値を  
元に必要量を決定

- 第14回本作業会（2018年5月14日）にて、夜間のみでなく太陽光想定出力の小さい雨天時等については、昼間帯においても想定出力帯は風力ベースで算定すべきではないかのご指摘を受けた。
- ご指摘のとおり、夜間のみでなく風力出力が支配的な場合は、想定出力帯を風力ベースとすることが適切である。
- ただし、下表のとおり再エネの各社導入比率は異なるため、各社が風力出力が支配的となる範囲を考慮して必要量テーブルを定めることとしてはどうか。

## (参考) 太陽光及び風力の契約量

- FIT電源（太陽光及び風力）の契約量は以下のとおり。（2017年10月末現在）
- 特例措置①の適用を受けているものが最も多い。

単位: 千kW	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
<b>太陽光発電</b>	1,223	3,732	11,715	6,793	738	4,752	3,554	2,083	7,628	313
(H3需要に占める割合)	(24.4%)	(27.8%)	(22.3%)	(28.0%)	(14.8%)	(18.7%)	(34.0%)	(41.5%)	(50.5%)	(21.6%)
FIT特例①	1,210	3,541	11,468	6,658	733	4,647	3,497	2,031	7,534	312
FIT特例②	6	20	178	74	-	74	30	15	60	-
FIT特例③	7	171	69	62	5	31	28	37	33	2
<b>風力発電</b>	348	922	421	319	156	152	347	152	488	14
(H3需要に占める割合)	(6.9%)	(6.9%)	(0.8%)	(1.3%)	(3.1%)	(0.6%)	(3.3%)	(3.0%)	(3.2%)	(1.0%)
FIT特例①	348	922	421	319	156	152	347	152	487	14
FIT特例②	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-
FIT特例③	0	67	0	-	-	-	0	-	0	-
<b>(参考) H3 需要</b>	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※各一般送配電事業者からの提供情報（FIT特例の契約電力）より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（2017年10月末時点）  
 ※H3 需要（最大3日平均電力）：（出典）電力広域的運営推進機関HP 平成29年度需要想定における平成29年度最大需要電力より  
 ※表中、「0」は単位未満、「-」は契約なし

出所) 第25回制度設計専門会合  
 (2017年12月26日) 資料8

[http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc\\_system/pdf/025\\_08\\_00.pdf](http://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/025_08_00.pdf)

# 三次調整力②以外

■ 三次調整力②以外の算出方法は以下のとおりですか。

- 一次・二次調整力、一次調整力、二次調整力②、三次調整力①については、主に再エネ予測誤差以外の変動に対応する。
- 事故時対応分及び、二次調整力②については、継続時間が三次調整力①の要件を満たす場合は、それぞれ三次調整力①の必要量から控除する考えとする。満たさない場合は、三次調整力①で持ち替えとする。

- ✓ 一次・二次調整力: { 残余需要1秒計測値 - 15分 × 2 移動平均 } の(3σ値) + 事故時対応分 ※1
- ✓ 一次調整力 : { 残余需要1秒計測値 - 5分※2 × 2 移動平均 } の(3σ値) + 事故時対応分 ※1
- ✓ 二次調整力② : 30分内の需要インバランス(BG計画の30分内予測誤差)(3σ値)※3
- ✓ 三次調整力① : { 残余需要1分計測値 - 残余需要30分平均値 } の(3σ値)※4 + 需要インバランス※5(3σ値) + 事故時対応分※1

※1 電源 I -a必要量算出で用いている単機最大を系統容量按分

※2 49.96Hzを下回った際に50Hzに戻るまでの時間の2σ実績値が5分で、2σの確率でこの時間内に動作できていることから採用

※3 当該コマの需要インバランスから前コマの需要インバランスを除いたもの

※4 30分コマ内の時間内変動最大値を1サンプルとした3σ値

※5 小売1時間前計画値と30分実績値の差分

【調整力が対象とする変動周期のイメージ】

それぞれの調整力が切れ目なく発動できるよう、それぞれの調整力の対象変動周期を重なるよう設定



- 安定供給の観点では、各エリアで2 $\sigma$ 値ではなく3 $\sigma$ 値の必要量を調達してはどうか。

(参考) 2 $\sigma$ 値と3 $\sigma$ 値の発生頻度の差異

- ・2 $\sigma$ 値：1コマ/1日 程度
- ・3 $\sigma$ 値：1コマ/0.5ヶ月 程度

(参考2)

- 2 $\sigma$ 値とした場合、一定の頻度でその範囲を超過することが予想でき、その対策を予め講じる必要があるのではないかと。
  - 例えば、調整力の広域運用を開始後に、各々のコマにおける変動量の全国合計の3 $\sigma$ 値が各エリアの2 $\sigma$ 値合計よりも大きいことが確認できれば、2 $\sigma$ 値の調達量としても他エリアからの応援を期待することができるが、併せて事前に連系線の容量を確保する必要がある。
  - その場合、需給ひっ迫のために連系線の容量を確保するコストと卸電力取引市場に与える影響を比較することになるが、調整力の約定価格の見通しが見つからない現時点では、3 $\sigma$ 値を採用することになるのではないかと。

- 第14回本作業会（2018年5月14日）にて、事故時対応分について、一次調整力と三次調整力①では必要量が異なるのではないかとのご指摘を受けた。
- 一次調整力の方が事故時対応分は小さくできる可能性があるものの、周波数の維持を図るには最大電源脱流量を確保しておくことが望ましい。そこで、現時点では最大電源脱流量を各エリアの系統容量で按分した量を一次調整力の事故時対応分としておき、引き続き、検討することとしてはどうか。

- 各商品が対応する事象を以下にまとめた。
- 残余需要は需要から再エネを除いたものであるため、以下のような対応となる。

事象		調整力の商品区分				
		一次・二次		二次②	三次①	三次②
		一次				
予測誤差	需要 (小売)			○	○	
	再エネ					○
時間内変動	需要	○	○		○	
	再エネ	○	○		○	
電源脱落 (単機)		○	○		○	

- 必要量の算定をするにあたり、対応事象の海外事例を踏まえてはどうかという意見があった。
- 算定方法について十分な情報があり、需要と再エネを対応事象としているのはドイツのみであった。
- 我が国と類似の対応事象としていることが確認された。

事象		我が国の商品区分				
		一次・二次		二次②	三次①	三次②
		一次				
		ENTSO-Eの商品区分※1				
		FCR	aFRR	mFRR	RR	
ドイツの調達の考え方	予測誤差 (GC:実需給15分前)	需要 (小売)		○	○	
		再エネ		○	○	
	時間内変動	需要		○	○	
		再エネ		○	○	
	電源脱落		○	○ (計画外停止等)	○ (計画外停止等)	
	備考		N-2基準と20年に1度のリスクレベル※2	上記要素を組み合わせた確率分布を作成し、LOLPを使って不足確率を上下0.025%を基準に置いた99.975%の信頼度確保した必要量を推計し、aFRRとmFRRへ配分。(配分に関する厳格な指針はなし)		GCが実需給の15分前であるため、応動時間が15分であるRRは調達しておらず、BRPの対応を期待している

※1 要件は厳密には異なるが、応動時間を目安に便宜的に我が国の商品区分と併記している。 ※2 ENTSO-Eの基準と同じ。