

# 需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について

第63回 制度設計専門会合  
事務局提出資料

令和3年7月30日（金）



電力・ガス取引監視等委員会  
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

# 需給調整市場の状況について

- 2021年4月1日より、需給調整市場の開設により三次調整力②の取引が開始された。
- 前回の本会合（2021年6月29日）において、6月中旬までの需給調整市場（三次調整力②）の募集量・応札量等の状況の分析等を行った。
- また、連系線の活用状況についても分析を行い、6月2日の時間前市場向け連系線枠取り量を見直し後、広域調達量が増加し、調達不足量（約定量が募集量に満たないケース）の発生状況は、それ以前より大きく減少した。これは、応札量が増加したこと、及び、連系線の配分量を見直したことが影響していると考えられる。
- 今回は、その後7月中旬までの、需給調整市場（三次調整力②）の募集量・応札量、連系線の活用状況等について報告する。

# 三次調整力②を確保することの意義・目的

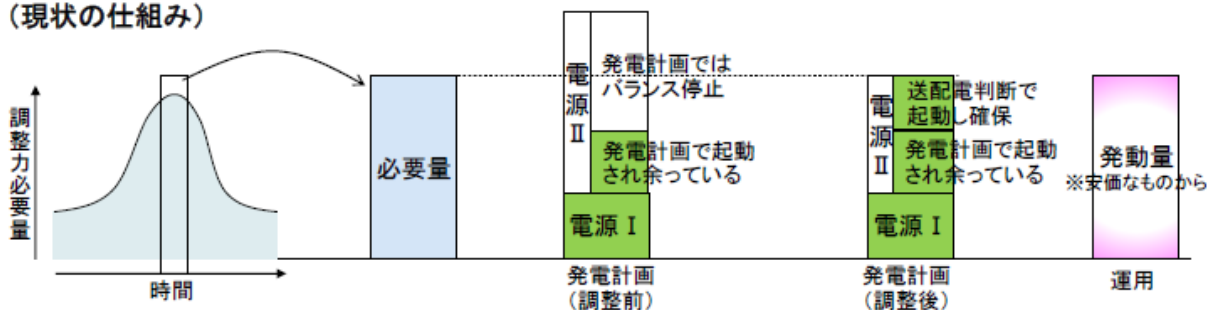
- 昨年度までは、各一般送配電事業者はエリア内の電源Ⅰと電源Ⅱの余力を活用して太陽光の予測外れに対応。そのため、各一般送配電事業者は、エリアごとに、必要に応じて電源Ⅱに起動指令をかけ、必要な調整力を確保していた。（起動費を支払い。）
- 本年度より、太陽光の予測外れに対応するための調整力について、需給調整市場（三次調整力②）で広域的に調達する仕組みを導入。
- これにより、全国大で起動する電源の最適化を図るとともに、新規参入等を通じた競争を促進し、起動費など調整力の調達に要する費用の低減を進めていくこととされた。

（参考）調整力確保の仕組みの変化（調達段階）

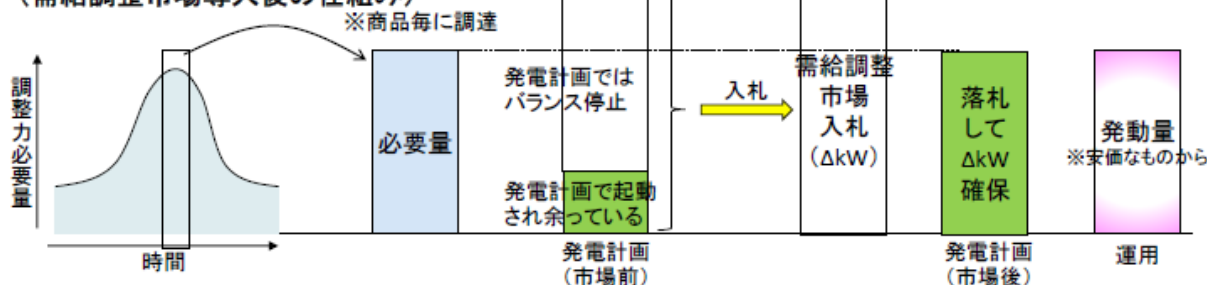
2018年2月27日 第1回需給調整市場検討小委員会 資料4

- 現状は発電事業者の発電計画から電源Ⅱの余力を確認した上で、系統に不足する場合は、電源Ⅱに起動指令をかけるなどして各時間に必要な調整力の量を確保している。
- 需給調整市場導入後は、実需給時点で出力を調整できる状態の電源等を $\Delta kW$ として予め市場で調達する。

（現状の仕組み）



（需給調整市場導入後の仕組み）



# (参考) 需給調整市場における商品の概要

2021年1月 第21回需給調整市場検討小委員会 資料3

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	数秒～数分※4	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW	専用線：5 MW 簡易指令システム：1 MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要あり(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

## (参考) 三次②の概要

- 三次②は、FIT特例①③の予測誤差に対応するための調整力であり、前日に調達される。
- 需給調整市場の商品の中では最も応動時間が長く設定され、新規参入者にとって比較的参入しやすい。

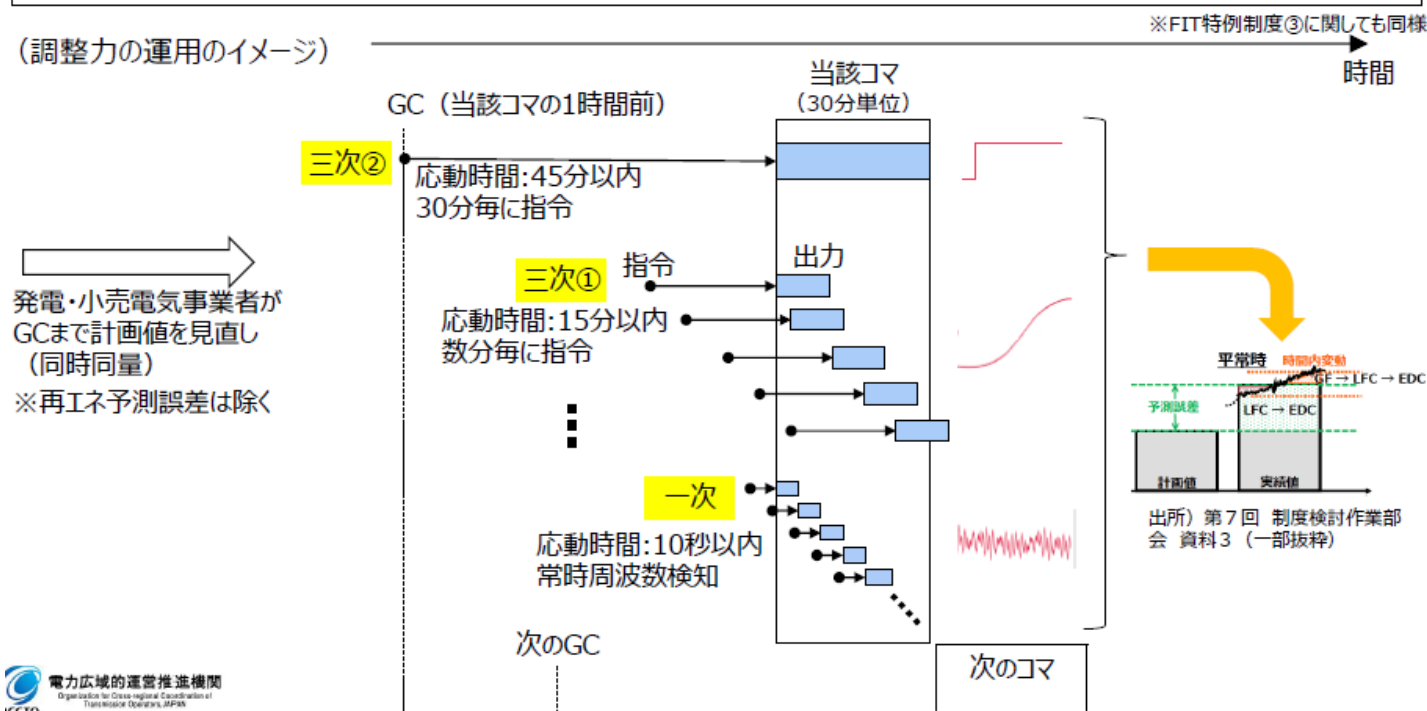
2019年6月 第28回制度検討作業部会 資料5

### 三次②が対応する事象

7

- FIT特例制度①※を利用している再エネに関しては、一般送配電事業者が前々日からの予測誤差に対応することから、前々日から実需給の予測誤差のうちGC時点でも発動できる部分がある。
- このような誤差については、応動時間が長い調整力でも対応ができることから、新規参入者による価格低減を期待した三次②を商品として設けた。

(調整力の運用のイメージ)





- 三次②の必要量は、一般送配電事業者において、以下のように算出されている。

- 三次②必要量は、これまでの需給調整市場検討小委員会において、過去データを月別・予測出力帯別・時間帯別の三次②必要量テーブルとして整理し、前日のFIT特例の出力予測に基づき選択することと整理されている。
- また、この三次②必要量テーブルは、再エネ設備導入量の変化や、データの蓄積不足を起因とした特異値について補正処理を実施することとされている。

## 三次②必要量算出に関する考え方について

11

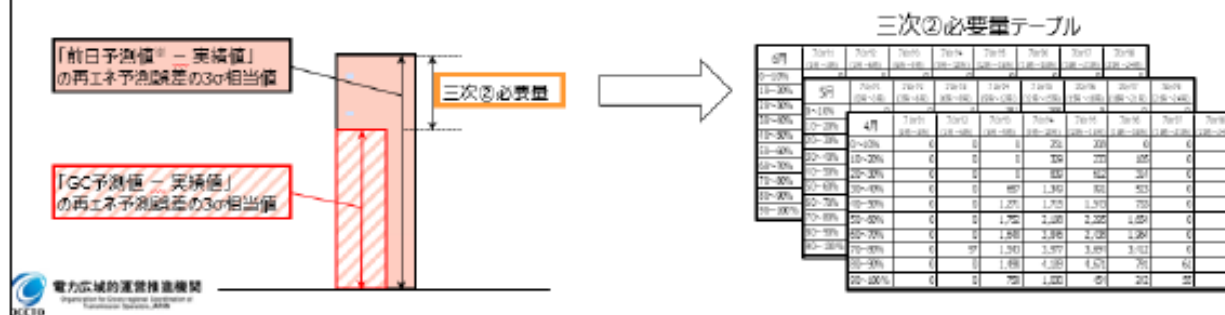
- 三次②は、FIT特例①・③の予測誤差のうち、前日からGC時点までの予測誤差に対応する商品であることから、第7回本小委員会（2018年11月13日）において、その必要量は過去実績に基づき統計的に算出することとし、次の算定式で算出すると整理した。

$$\text{三次②必要量} = \left[ \text{「前々日※予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right. \\ \left. - \text{「GC予測値} - \text{実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right]$$

- また、前日に調達する三次②必要量は、2021年度の調達開始までに蓄積された過去データを、月別・予測出力帯別・時間帯別に整理（三次②必要量テーブル）し、前日※のFIT特例の出力予測に基づき算定することとした。この方針を受け、各一般送配電事業者は、三次②必要量テーブルを作成するために必要となるデータの整備を進めている。

### 【三次②必要量算出イメージ】

※2020年度以降、FIT特例①の予測値は前日の6時にBGへ再通知することに変更されたため、需給調整市場における三次②取引が行われる際は、前日の出力予測値に基づく算定となる。

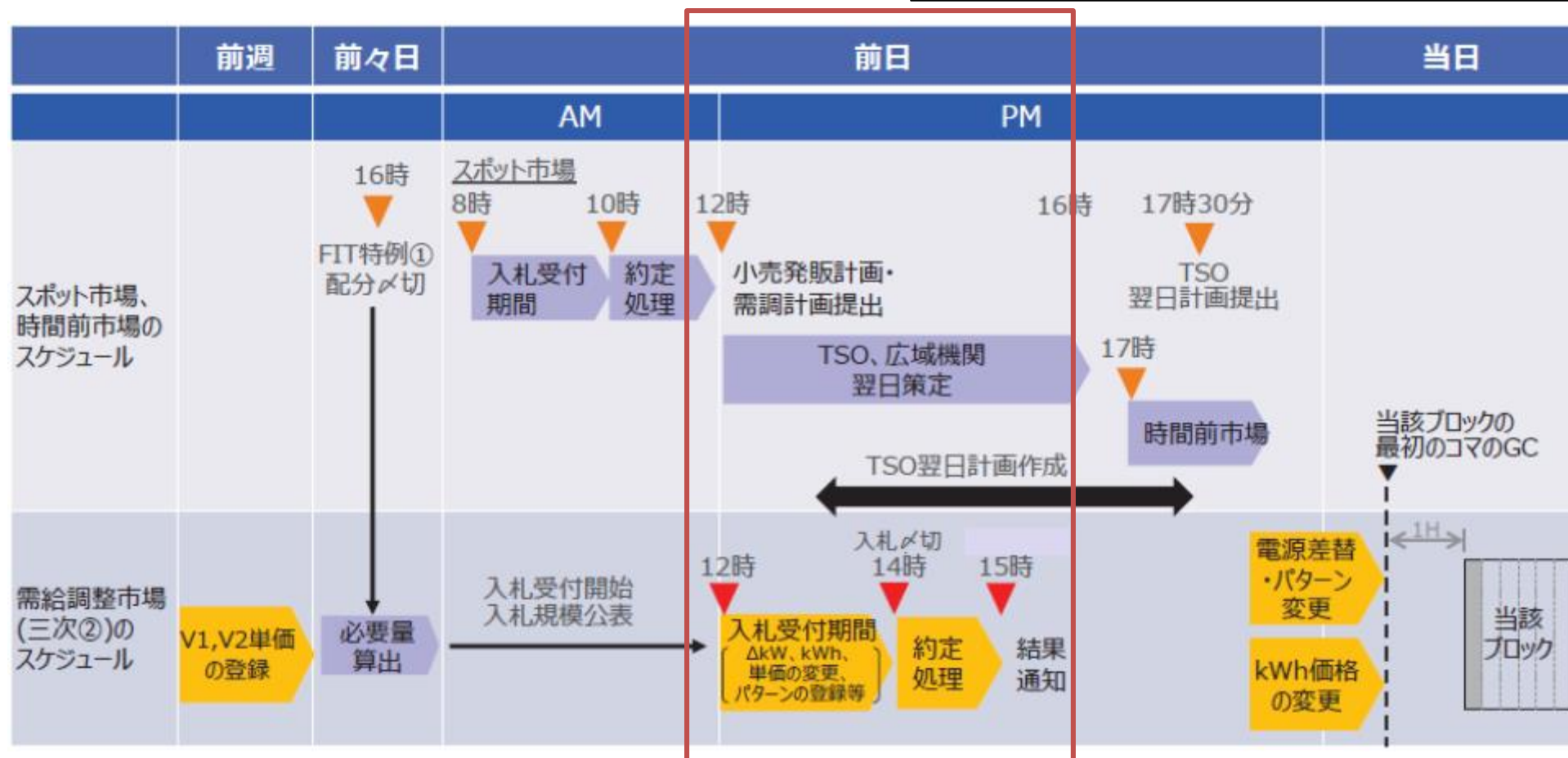


# (参考) 三次②の取引スケジュール

- 三次②の調達は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～14時に入札が行われ、14時～15時の間に約定処理が行われる。

## 三次調整力②の取引スケジュール

2019年6月 第28回制度検討作業部会 資料5を一部加工



# **1. 需給調整市場（三次調整力②） の運用状況について**

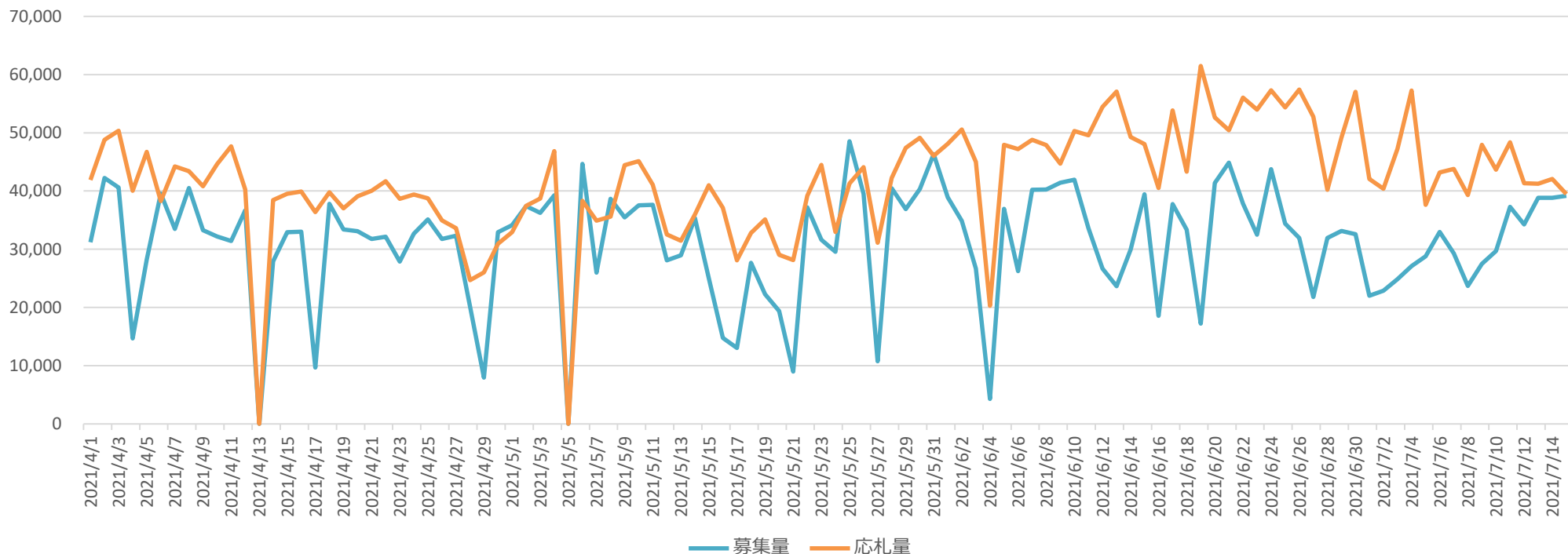


# 需給調整市場（三次調整力②）：全国の募集量・応札量の推移

- 2021年4月1日～7月15日の全国の募集及び応札の状況は以下のとおり。
- 三次②は太陽光等の予測外れに対応するものであるため、日によって募集量が増減。
- 全国合計で見ると、6月以降、全体として応札量が募集量を下回る事象は減少した。

全国の募集及び応札の状況（1日合計）（4/1～7/15の推移）

単位：MW／日



# 需給調整市場（三次調整力②）：全国の募集量・応札量の推移

- 2021年4月1日から7月15日までの全国の募集及び応札の状況は以下のとおり。
- 6月以降は全てのブロックにおいて、平均応札量が平均募集量を上回っている。

ブロック別平均値

単位：MW

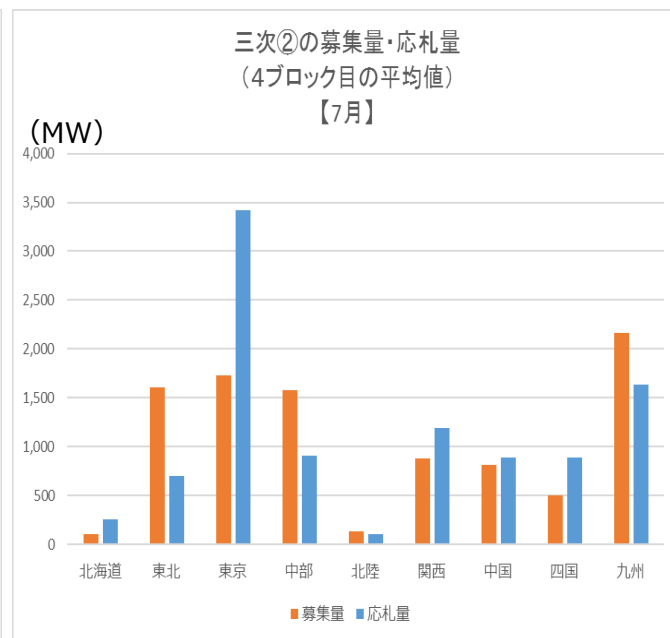
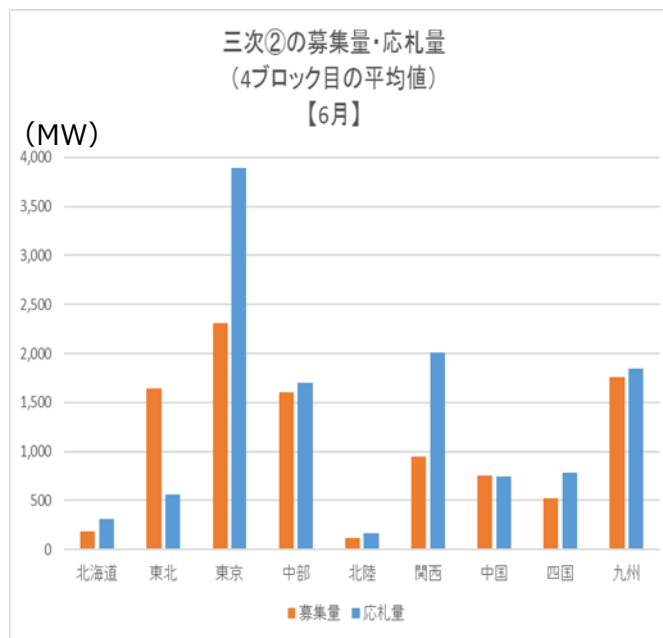
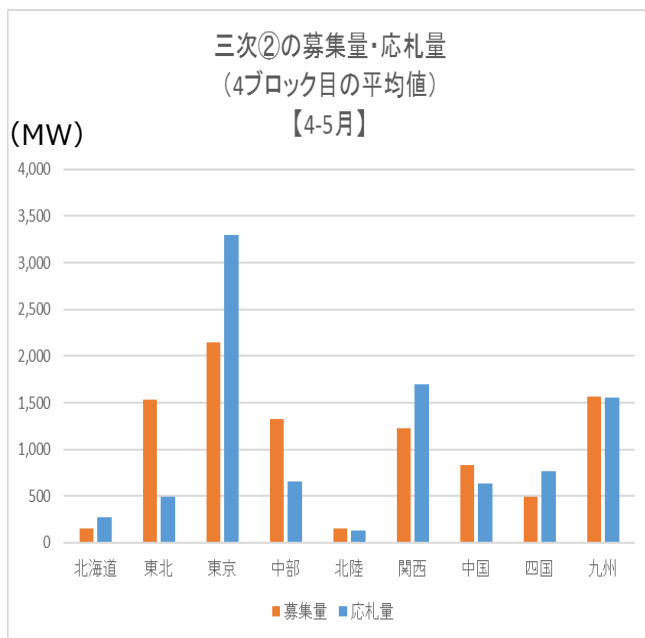
ブロック	時間帯	4-5月		6月		7月	
		募集量	応札量	募集量	応札量	募集量	応札量
B01	0時～3時	85	1,555	46	1,640	45	1,739
B02	3時～6時	497	2,575	599	4,247	555	4,321
B03	6時～9時	5,209	6,035	4,864	7,879	5,122	7,393
B04	9時～12時	9,416	9,501	9,830	12,027	9,510	9,984
B05	12時～15時	8,942	8,905	10,267	11,127	9,097	9,267
B06	15時～18時	6,418	6,343	5,909	7,595	5,062	6,225
B07	18時～21時	558	2,693	942	3,710	885	3,061
B08	21時～24時	203	1,218	145	1,432	204	1,678

※1ブロック（3時間）当たり

✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

# 需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の募集量・応札量の状況

- エリア毎の募集量・応札量の状況（2021年4月1日～7月15日までの月別の4ブロック目(9時～12時)の平均値）は、以下のとおり。
- 4～5月と比較して6月は全体として応札量が増加傾向にあったが、7月に入り、東北、中部、北陸、九州については、募集量に比べて応札量が少ない状況が見られた。
- なお、7月中旬時点での市場参加者数（応札事業者数）は全国計で13者である。



# 需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定量の状況

● エリア毎の4月1日から7月15日の調達不足の発生状況は以下のとおり。

## エリア毎の調達不足の状況（4/1～7/15）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
募集量合計 (MW) (a)	4-5月	36,727	293,660	339,249	305,242	27,062	240,661	187,835	122,411	295,490
	6月	24,062	154,256	207,347	152,668	13,288	98,456	94,351	64,037	169,636
	7月1-15日	8,309	75,339	80,365	72,527	6,500	43,050	39,891	30,565	100,648
調達不足量 合計(MW) (b)	4-5月	617	90,739	18,084	87,796	5,167	19,104	17,195	844	2,049
	6月	0	19,191	4,085	14,866	629	3,082	794	0	2,849
	7月1-15日	108	4,432	240	13,280	535	883	0	0	25,074
調達不足率 (b/a)	4-5月	1.7%	30.9%	5.3%	28.8%	19.1%	7.9%	9.2%	0.7%	0.7%
	6月	0.0%	12.4%	2.0%	9.7%	4.7%	3.1%	0.8%	0.0%	1.7%
	7月1-15日	1.3%	5.9%	0.3%	18.3%	8.2%	2.1%	0.0%	0.0%	24.9%
調達不足が発生 したブロック数	4-5月 (全488ブロック)	6	123	37	127	51	42	56	3	6
	6月 (全240ブロック)	0	28	3	28	11	9	3	0	11
	7月1-15日 (全120ブロック)	3	10	2	18	7	4	0	0	35

※調達不足率(%) = エリア毎の調達不足量 / エリア毎の募集量 × 100

※4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

(資料) 送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

# 需給調整市場（三次調整力②）：エリア毎の約定価格の状況

- 三次調整力②について、エリア別の落札価格（4ブロック目：7月15日までの平均）を見ると、エリアによって比較的大きな価格差が発生している。
- 7月以降、それまで高かった北海道の価格は大きく下落した。一方で、西日本では、落札価格に大きく上昇がみられた。
- 7月以降の4ブロック目の最高落札価格の平均をみると、特に中部の価格が高く、次いで、北陸・中国・九州・関西が比較的高い価格となっている。

4ブロック目の平均約定価格の期間平均（TSO別）【単位：円/kW・30分】

※単純平均

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4-5月	8.84	1.95	0.44	1.73	2.96	2.68	1.47	0.70	1.64
6月	8.41	1.43	0.45	2.40	2.47	2.85	1.30	1.21	1.41
7月1-15日	3.62	1.18	0.42	4.98	8.18	4.21	3.23	1.27	1.82

4ブロック目の最高落札価格の期間平均（TSO別）【単位：円/kW・30分】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4-5月	9.40	4.76	0.62	4.12	4.13	4.78	5.08	1.40	3.80
6月	8.57	4.51	0.62	5.86	4.32	4.41	6.39	2.30	3.70
7月1-15日	3.86	3.75	0.68	12.37	9.97	7.71	9.70	3.31	9.22

※第62回制度設計専門会合（2021年6月29日）において、4-5月の4ブロック目の平均約定価格・最高落札価格の期間平均を誤って掲載していたため、修正を行った。

（資料）送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

✓ 4/13,5/5はシステムトラブルにより市場停止したためシステム約定実績なし

## 需給調整市場（三次調整力②）：これまでの運用状況の分析のまとめ

- 本年4月から開始された需給調整市場（三次調整力②）の7月中旬における運用状況について、前述までの分析をまとめると以下のとおり。
- ✓ 全国合計では、6月以降、全体として応札量が募集量を下回る事象は減少した。
- ✓ 4～5月においては募集量に比べて応札量が少なかった東北、中部、北陸、中国においては、6月は全てのエリアで応札量の増加がみられた。しかしながら、7月以降、東北、中部、北陸、九州においては、募集量に比べて応札量が少ない状況が見られた。
- ✓ 7月中旬時点での市場参加者数（応札事業者数）は全国計で13者であった。
- ✓ 調達不足量（約定量が募集量に満たないケース）の発生状況は、6月は4～5月に比べて減少していたが、7月以降、特に中部、九州においては、調達不足率が増加している。
- ✓ エリアによって、依然として約定価格に比較的大きな差があり、7月以降も値差が拡大している。



## **2. 三次②の募集量について**

## 三次②の募集量について

- 三次②の募集量について、本年4月の太陽光発電計画や太陽光予測誤差の実績をもとに、分析を行った。

# (参考) 三次②必要量の考え方

- 三次②必要量については、これまでに広域機関の委員会において、過去データをもとに三次②必要量テーブルを作成すること、再エネ予測誤差実績の3σ相当値を用いることなど、考え方が整理されている。

2021年1月 第21回 需給調整市場検討小委員会 資料2

- 三次②必要量は、これまでの需給調整市場検討小委員会において、**過去データを月別・予測出力帯別・時間帯別の三次②必要量テーブルとして整理**し、前日のFIT特例の出力予測に基づき選択することと整理されている。
- また、この三次②必要量テーブルは、再エネ設備導入量の変化や、データの蓄積不足を起因とした特異値について**補正処理**を実施することとされている。

## 三次②必要量算出に関する考え方について

11

- 三次②は、FIT特例①・③の予測誤差のうち、前日からGC時点までの予測誤差に対応する商品であることから、第7回本小委員会（2018年11月13日）において、その必要量は過去実績に基づき統計的に算出することとし、次の算定式で算出すると整理した。

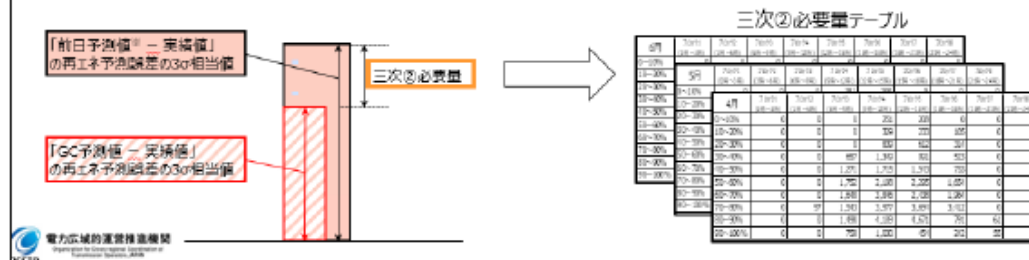
$$\text{三次②必要量} = \left[ \text{「前々日※予測値」} - \text{実績値} \right] \text{の再エネ予測誤差の} 3\sigma \text{相当値}$$

$$- \left[ \text{「GC予測値」} - \text{実績値} \right] \text{の再エネ予測誤差の} 3\sigma \text{相当値}$$

- また、前日に調達する三次②必要量は、2021年度の調達開始までに蓄積された過去データを、月別・予測出力帯別・時間帯別に整理（三次②必要量テーブル）し、前日※のFIT特例の出力予測に基づき算定することとした。この方針を受け、各一般送配電事業者は、三次②必要量テーブルを作成するために必要となるデータの整備を進めている。

### 【三次②必要量算出イメージ】

※2020年度以降、FIT特例①の予測値は前日の6時にBGへ再通知することに変更されたため、需給調整市場における三次②取引が行われる際は、前日の出力予測値に基づく算定となる。



# (参考) 三次②必要量テーブルの作成に向けた考え方

- 三次②必要量テーブルは、母集団データを用いて「月別」「時間帯別」「予測出力帯別」に整理した上で3σ相当値を算出し、一般送配電事業者において作成されている。

2021年1月 第21回 需給調整市場検討小委員会 資料2

- 三次②必要量テーブルの作成にあたっては、母集団データを用いて「月別」「時間帯別」「予測出力帯別」に整理した上で3σ相当値を算出して、テーブルを作成している。

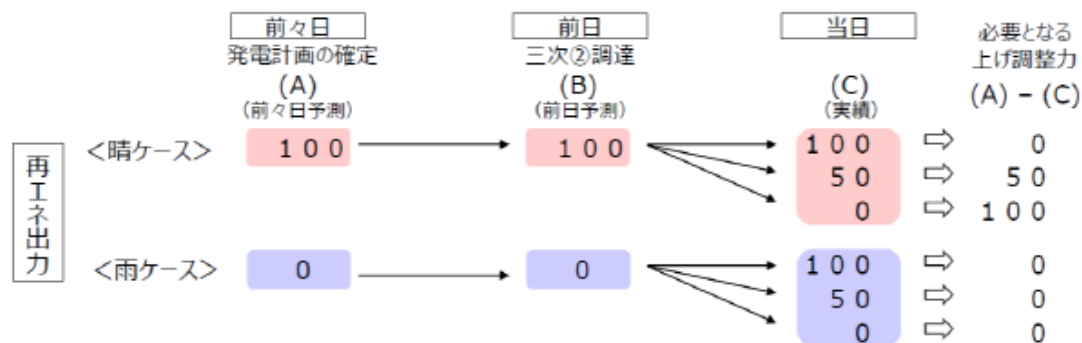
## 三次②必要量の算定（予測出力帯別・月別・時間帯別）

10

- 再エネ予測誤差に対応する調整力の量は、以下の理由から年間を通じて一定量が必要となるわけではなく、前々日の予測値次第でその必要量が変わる。

- ✓ 必要となる調整力は、日々の前々日予測出力帯により大きく変わる。
- ✓ 日射量や気温などにより、月単位でも再エネ予測誤差の傾向が変わる。
- ✓ 昼間をピークに時間帯別に出力予測が増減する。

- したがって、予測出力帯別・月別・時間帯別の誤差の母集団を作り、それぞれについて三次②必要量を事前に算定し、前日に決定する日々の三次②必要量は、前々日の出力予測に基づき、予測出力帯・月・時間帯が一致する前述の算定量を選択してはどうか。



## (参考) 三次②必要量の検証

- 広域機関は、一般送配電事業者が作成した三次②必要量テーブルの事前評価や、一般送配電事業者が行った調達量の妥当性についての事後検証の結果の確認を行う。

### 三次②必要量に関する検証プロセスの構築について

2020年12月 第20回 需給調整市場検討小委員会 資料 3

16

- 再エネ予測誤差に対する調整力の費用負担については、一般送配電事業者による再エネ予測誤差の削減が効果的に行われているかについて、広域機関が適正に監視・確認する仕組みとしたうえで、なお生じざるを得ない相応の予測誤差とこれに対応するための調整力である三次②の確保にかかる費用が残る場合には、FIT交付金を活用して負担することについて国の審議会での検討が進められている。
  - こうした点を踏まえて、再エネ予測誤差に対応するための三次②必要量に関して、広域機関にて以下の検証プロセスを導入することとしてはどうか。なお、2021年度の事前評価については、次回の本小委員会で実施することとしてはどうか。
- (事前評価)
- ✓ 広域機関は、一般送配電事業者が作成した三次②必要量テーブルの妥当性を評価
- (事後評価)
- ✓ 一般送配電事業者が調達量の妥当性について事後検証を実施し、広域機関が検証結果を確認
  - ✓ 一般送配電事業者は事後検証結果をHP等で公表



※年度内変更なし（ただし、事前評価時以降の誤差等実績および最新の再エネ設備量情報の反映を除く）

# (参考) 三次②必要量テーブルの作成方法に関する検証

- 広域機関において、各一般送配電事業者から提出された2021年度の三次②必要量テーブルの作成方法について確認し、適切な方法で作成されているとされた。

2021年 1月 第21回 需給調整市場検討小委員会 資料 2

- 一般送配電事業者から提出された三次②必要量テーブルの作成方法について確認した結果、当初の方針通り、**月別、時間帯別、予測出力帯別に集計**したうえで、第7回小委で整理した**三次②必要量算定式の通りに算出**されていることを確認した。
- 以上を踏まえ、テーブルの作成方法について、当初の方針通り適切な方法で作成されていると言えるのではないか。

【テーブルの作成方法に関する確認結果】

		ブロック時間（3時間）毎で集計							
月別に集計	6月	ブロック1 (0時～3時)	ブロック2 (3時～6時)	ブロック3 (6時～9時)	ブロック4 (9時～12時)	ブロック5 (12時～15時)	ブロック6 (15時～18時)	ブロック7 (18時～21時)	ブロック8 (21時～24時)
	0～10%	0	0	0	0	0	0	0	0
	10～20%	0	0	0	188	0	98	0	0
	20～30%	0	0	0	0	0	80	0	0
	30～40%	0	0	0	1784	2374	320	0	0
	40～50%	0	0	1033	1473	1830	683	32	0
	50～60%	0	0	45	2316	2220	1081	18	0
	60～70%	0	48	301	2133	2476	1803	0	0
	70～80%	0	37	1029	3614	332	3371	29	0
	80～90%	0	52	1949	4261	5491	1437	33	0
	90～100%	0	55	1201	2376	1822	1273	114	0



# (参考) 再エネ予測誤差に対する備え

- これまでの広域機関の委員会において、必要量は、大外しにおいても需給ひっ迫を回避できるよう、生じうる再エネ予測誤差の最大に備えておく必要があると整理されている。

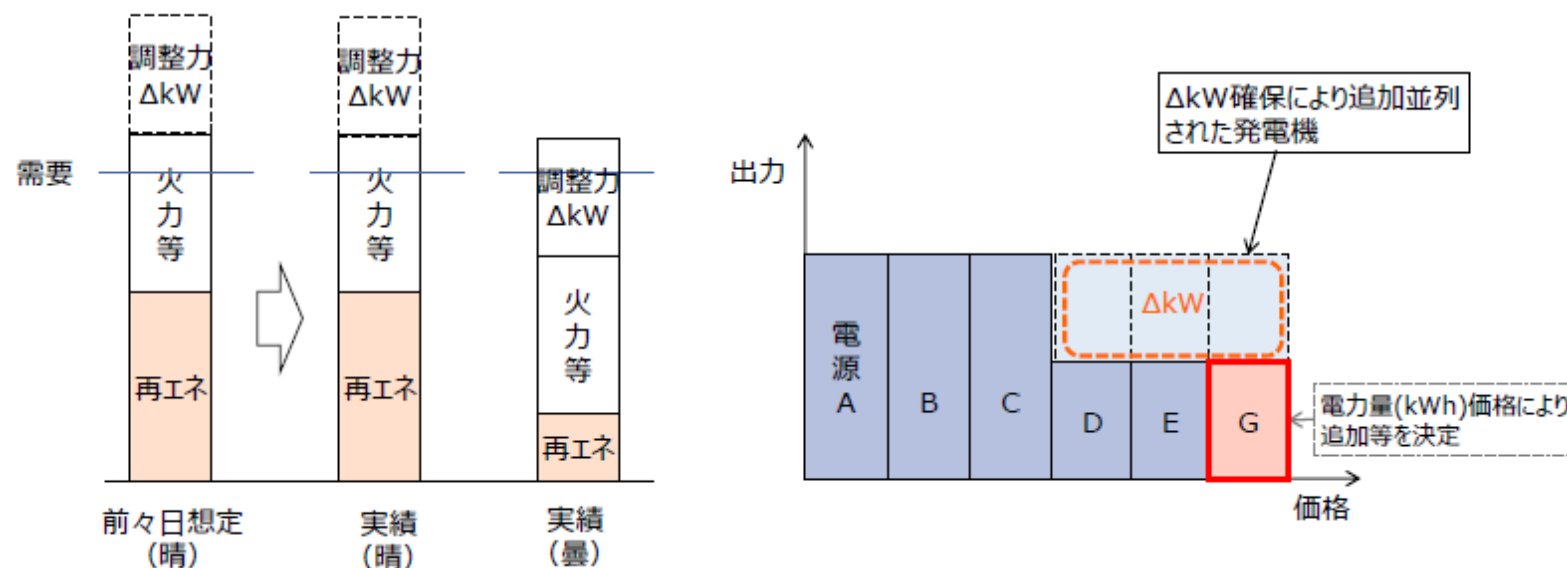
2019年4月 第38回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3-2

## 再エネ予測誤差に対する備え ( $\Delta kW$ ) について [備えがあるとき]

8

- 再エネ予測の大外しが発生しても需給ひっ迫とならないよう調整幅 ( $\Delta kW$ ) を確保しておけば、再エネ予測の大外しが発生しても需給ひっ迫とはならない。他方、実際の再エネ予測誤差がどの程度発生するかは分からず、実際に生じた大外しの誤差はインバランス実績の電力量 (kWh) として現れる。
- $\Delta kW$  の必要量は、大外しにおいても需給ひっ迫を回避できるよう、生じうる再エネ予測誤差の最大に備えておく必要があるため、平均的な誤差ではなく予測誤差実績の $+3\sigma$ 相当値※を採用することと整理した。
- このため、実績の平均的な予測誤差 (kWh) が減ったとしても、大外しが続く限り、必要となる $\Delta kW$ 量に有意な変化は生じないと考えられるため、大外しを減らすことが重要。

※ $+3\sigma$ 相当値とは正規分布における99.87パーセンタイル値となる。



# (1) 太陽光・風力発電の前日計画と三次②募集量について

- 太陽光・風力発電の前日計画と三次②募集量を比較したところ、三次②募集量は、全国平均で太陽光・風力発電の前日計画の約24.9%であった。
- なお、エリア毎に見ると、13.4%～37.7%と大きく開きがあった。

4月の11時30分～12時コマの太陽光・風力発電前日計画と三次②募集量

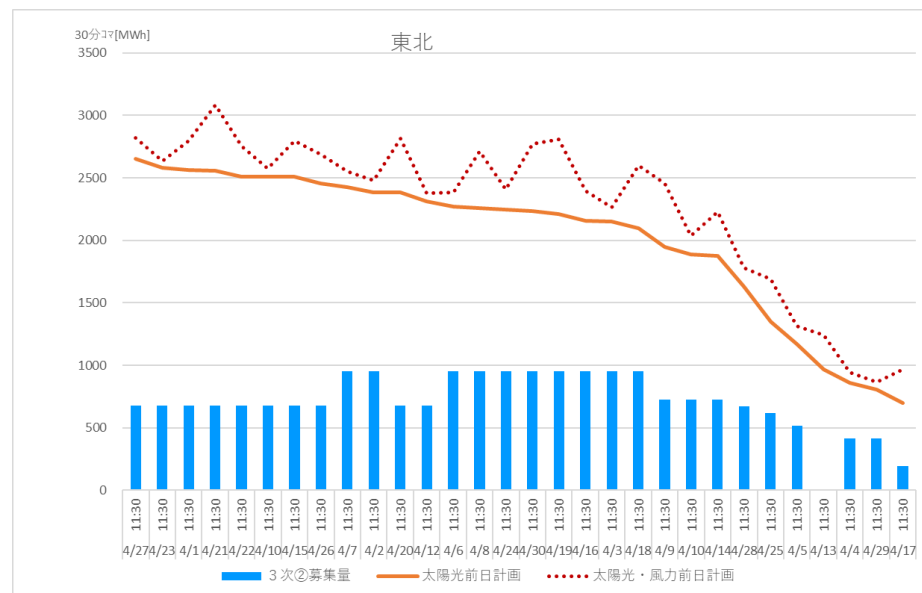
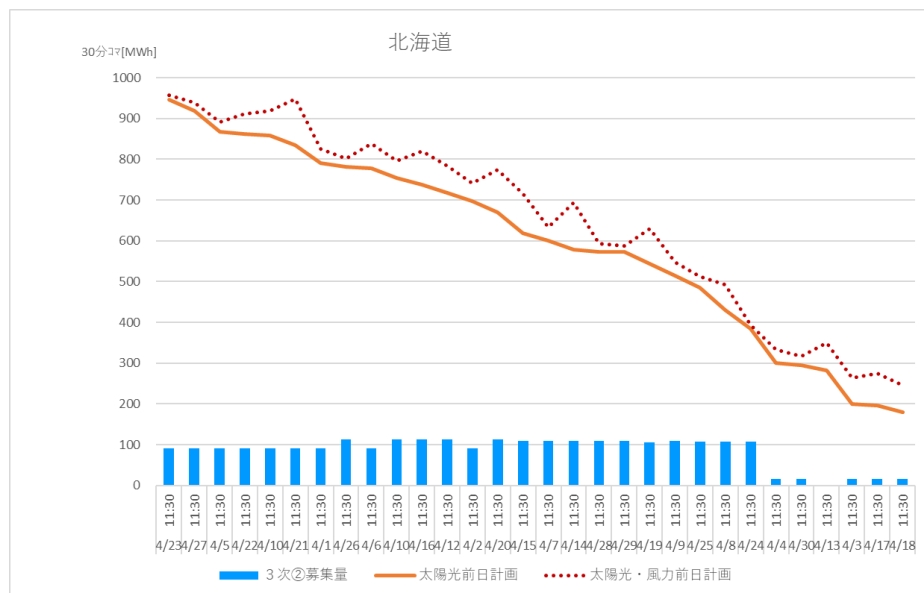
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国平均
A. 三次②募集量 (30分コマの平均値 : MWh)	87	735	994	530	86	706	408	266	810	513
B. 太陽光・風力 発電の 前日計画値 (30分コマの平均値 : MWh)	651	2275	4953	2965	330	1871	1663	907	2963	2064
A / B (%)	13.4	32.3	20.1	17.9	26.0	37.7	24.5	29.3	27.3	24.9

(注) 本データは11:30～12:00の1コマの計画値に基づく分析であり、三次②の募集量は同商品ブロック時間帯（9:00～12:00）の他のコマの計画値も含めた最大値から決定されるため、本分析結果が必ずしも同商品ブロック時間帯の傾向を示しているわけではない点に留意が必要。

# (1) 太陽光・風力発電の前日計画と三次②募集量について

- 4月の各日の状況について、エリア毎に太陽光の発電計画が多い日から順に並べると、以下のグラフのとおり。
- エリアによって、太陽光発電計画と三次②募集量の関係に差がみられた。

■ 3次②募集量    — 太陽光前日計画    ..... 太陽光・風力前日計画

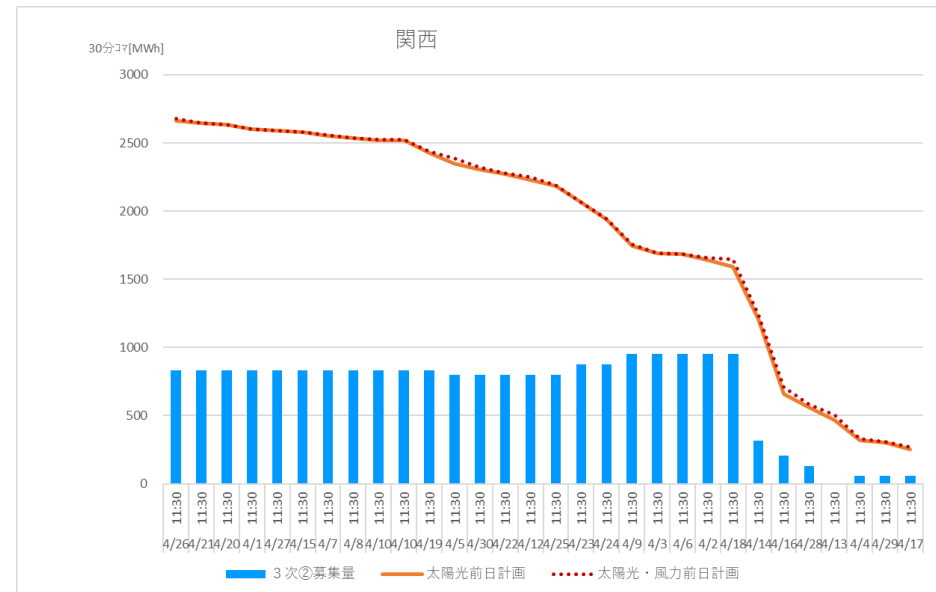
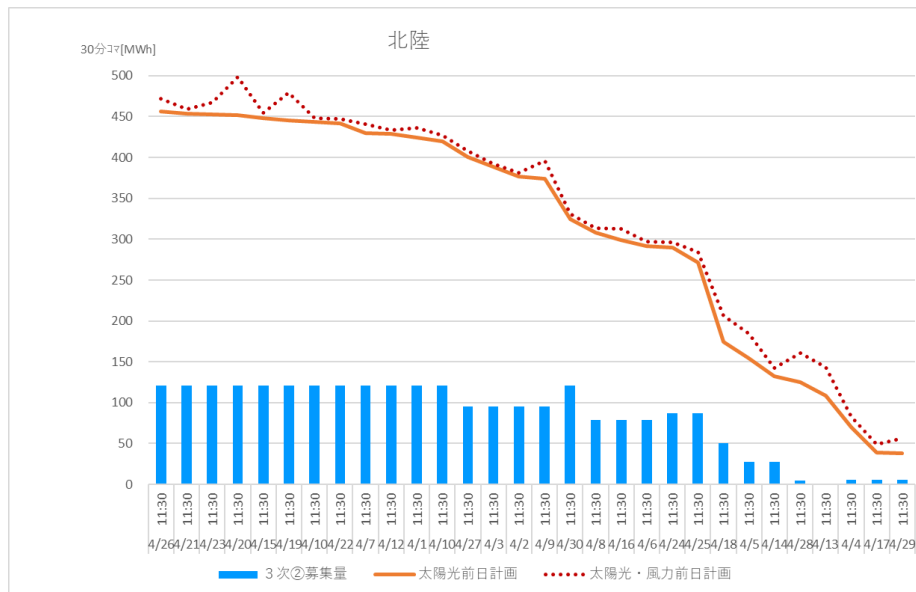
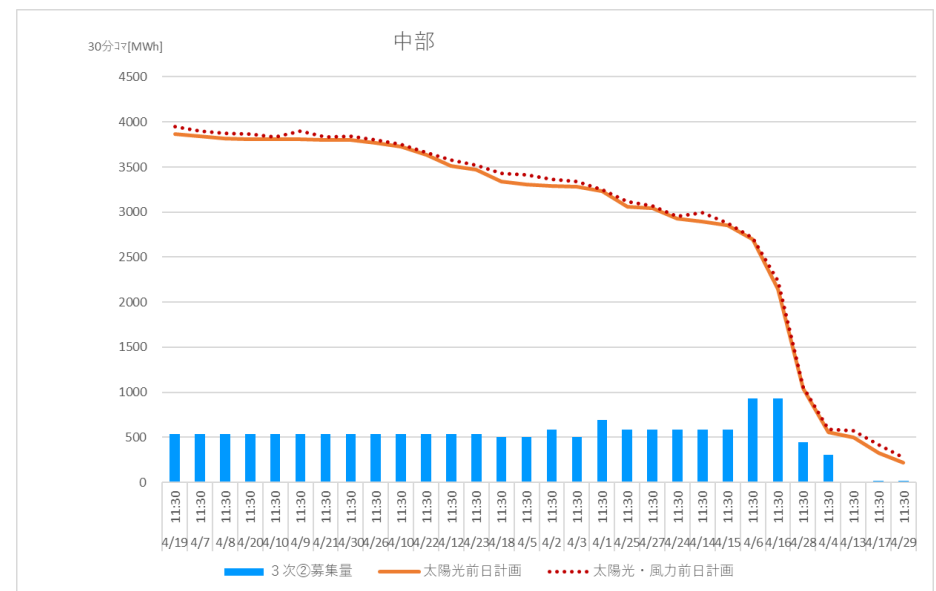
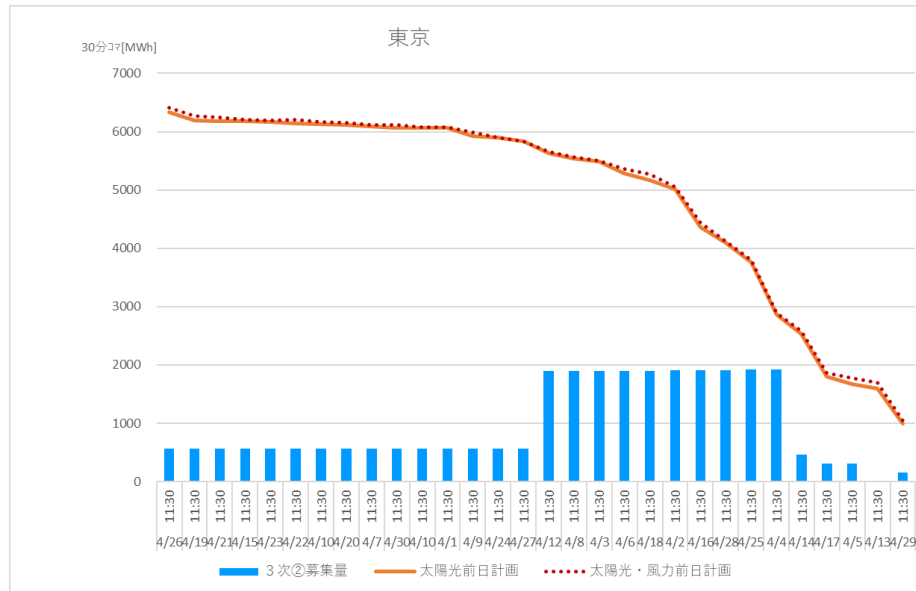


# (1) 太陽光・風力発電の前日計画と三次②募集量について

■ 3次②募集量

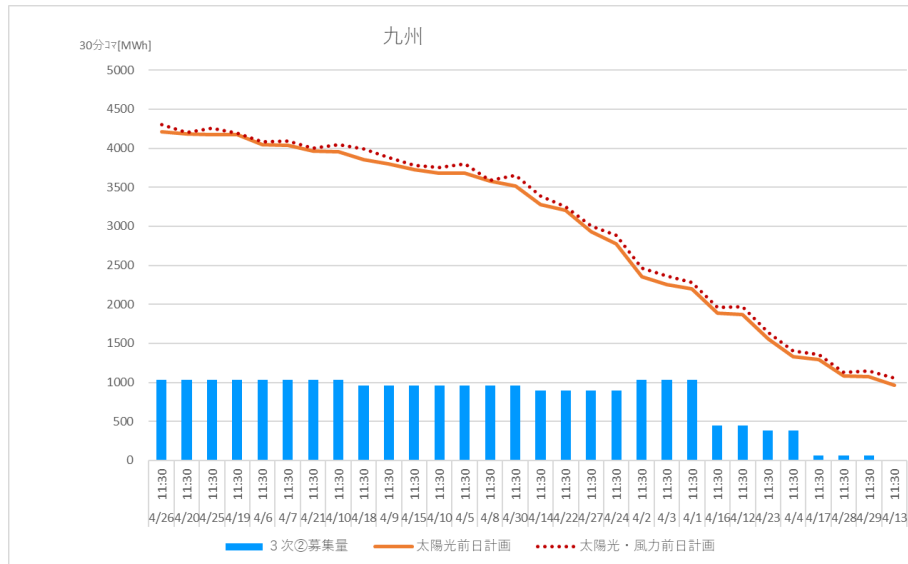
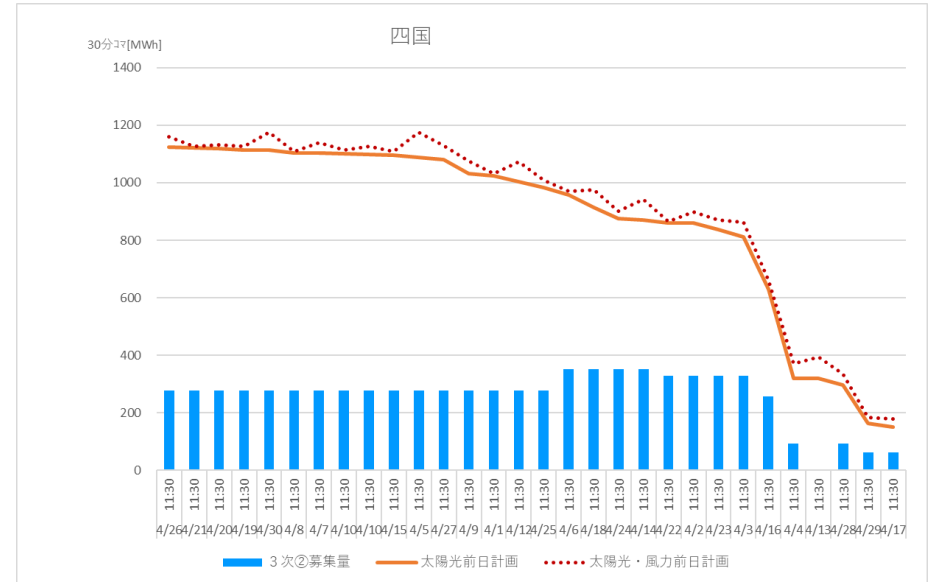
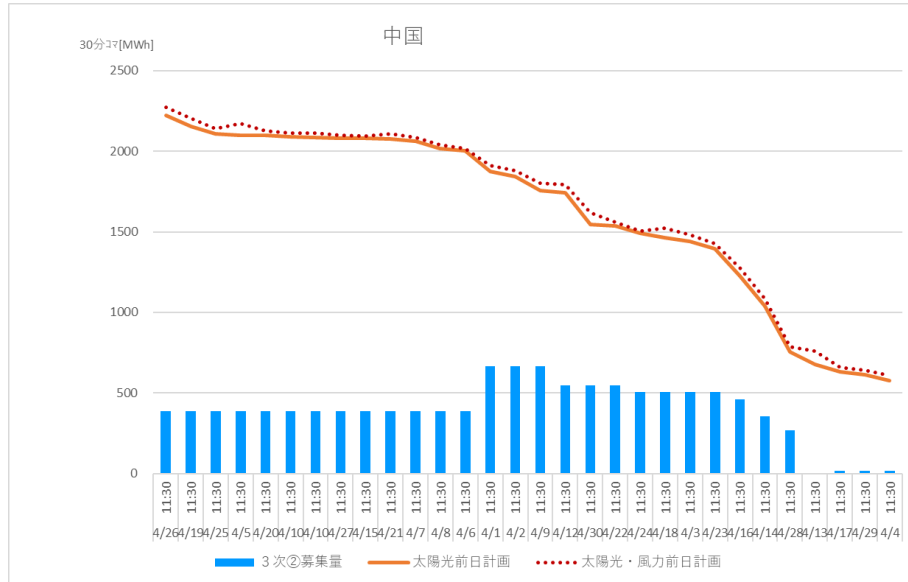
— 太陽光前日計画

..... 太陽光・風力前日計画



# (1) 太陽光・風力発電の前日計画と三次②募集量について

■ 3次②募集量    — 太陽光前日計画    ..... 太陽光・風力前日計画



## (2) 太陽光・風力発電の予測誤差（前日計画ーGC予測値）

- 募集量と太陽光の下振れの関係を調べたところ、以下のとおり。
- エリアによって外れ方に差があり、下振れが多いエリアと上振れが多いエリアがあった。

4月（30日間）の11時30分～12時コマの太陽光・風力発電前日計画からGC予測時点の状況と三次②の募集量

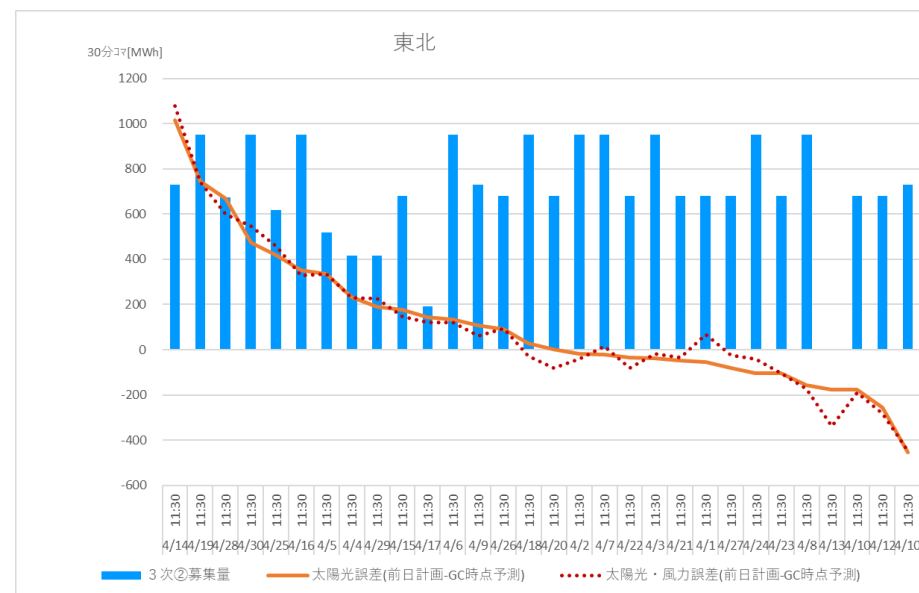
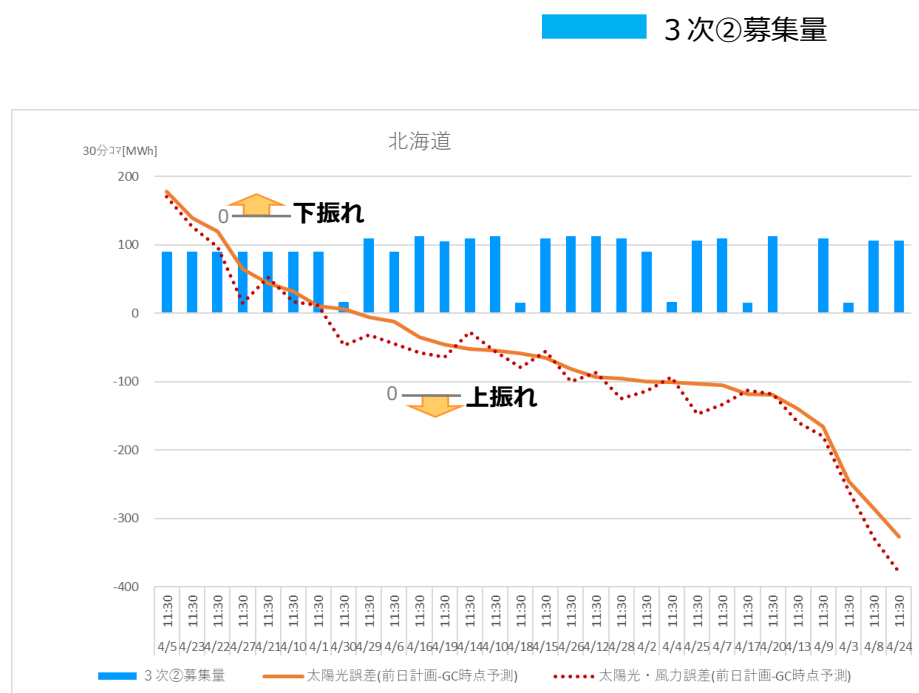
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
上振れした日数	23	16	12	12	18	8	21	16	16
下振れした日数	7	14	18	18	12	22	9	14	14
下振れした日で 募集量より下振れ量が 大きい日数	3	1	1	1	2	1	2	4	4

（注）本データは11:30～12:00の1コマの計画値に基づく分析であり、三次②の募集量は同商品ブロック時間帯（9:00～12:00）の他のコマの計画値も含めた最大値から決定されるため、本分析結果が必ずしも同商品ブロック時間帯の傾向を示しているわけではない点に留意が必要。



## (2) 太陽光・風力発電の予測誤差（前日計画－GC予測値）

- 4月の各日の状況について、エリア毎に太陽光予測誤差が多い日から順に並べると、以下のグラフのとおり。
- エリアによって、太陽光予測誤差と募集量の関係に差がみられ、4月の最大募集量を超えて下振れしていたエリアがいくつかみられた。

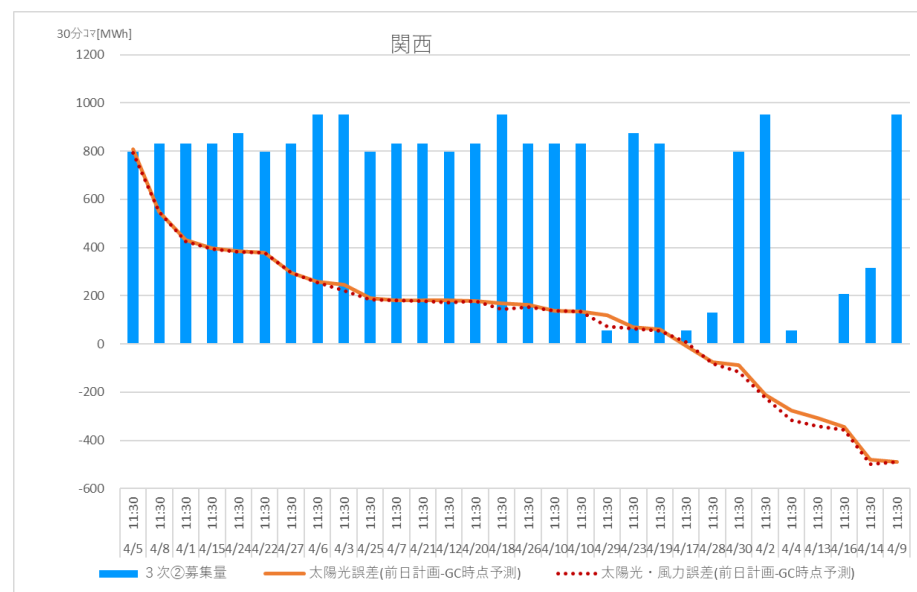
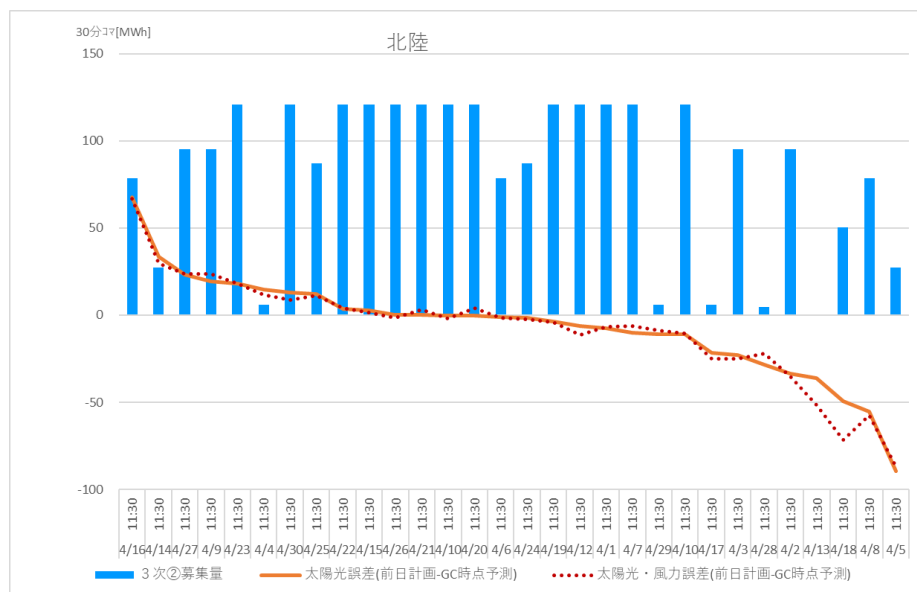
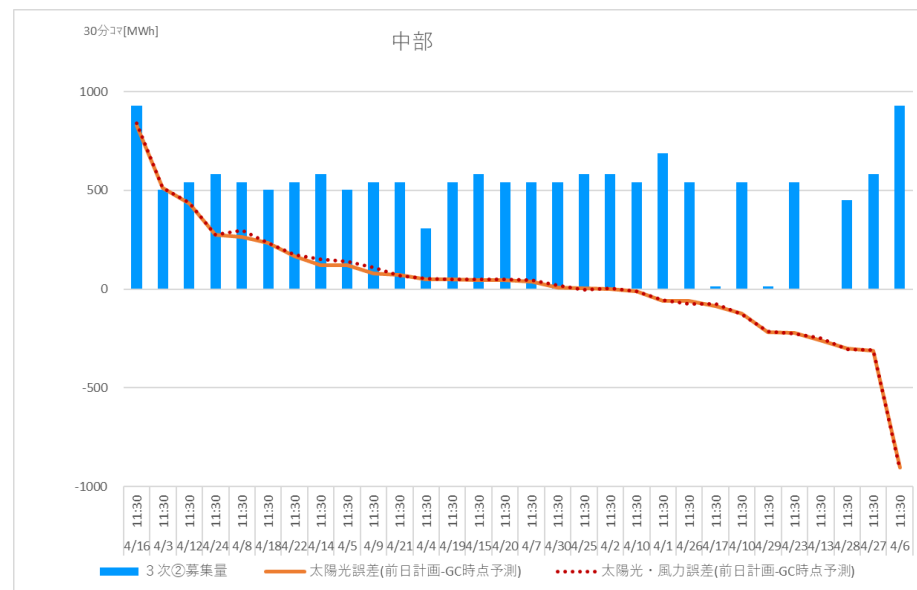
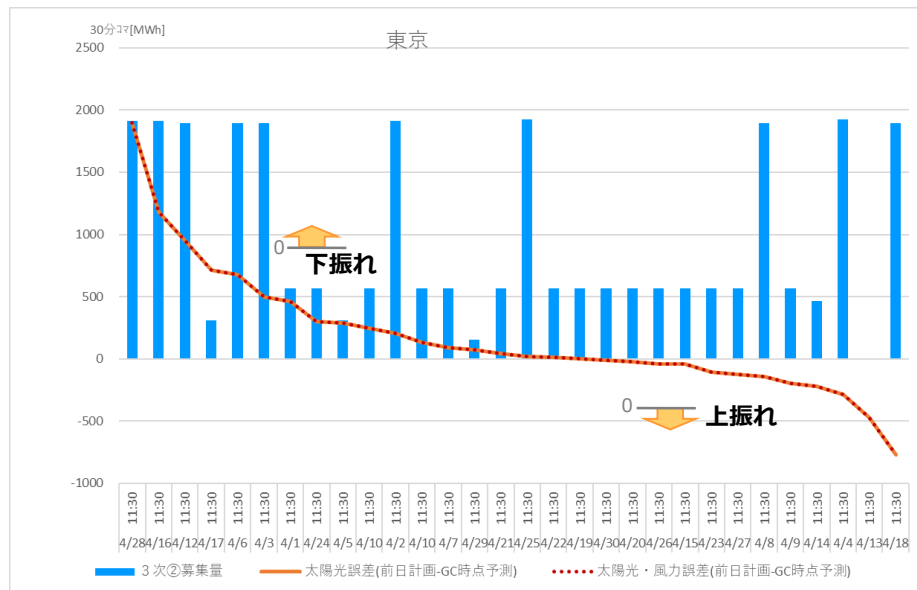


## (2) 太陽光・風力発電の予測誤差 (前日計画-GC予測値)

3次②募集量

太陽光予測誤差  
(前日計画-GC予測値)

太陽光・風力予測誤差  
(前日計画-GC予測値)

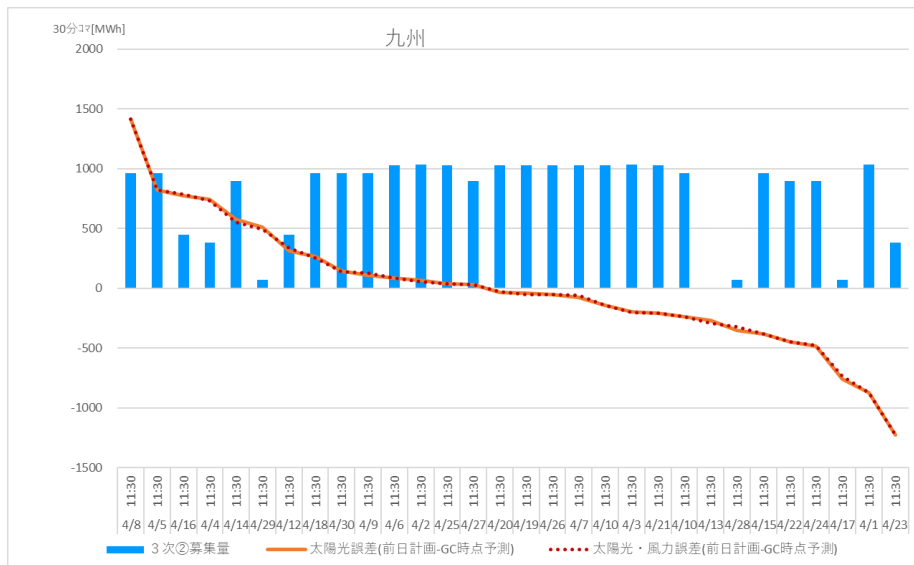
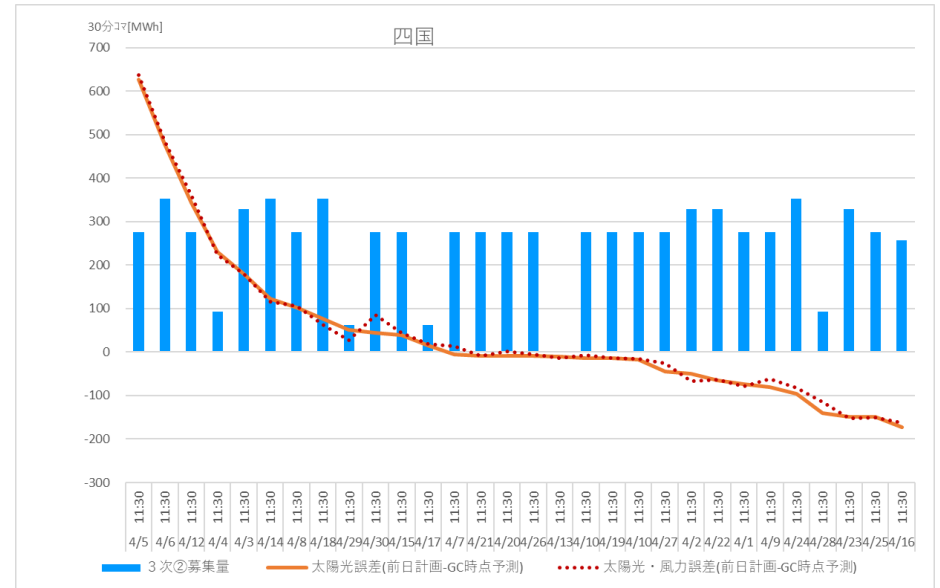
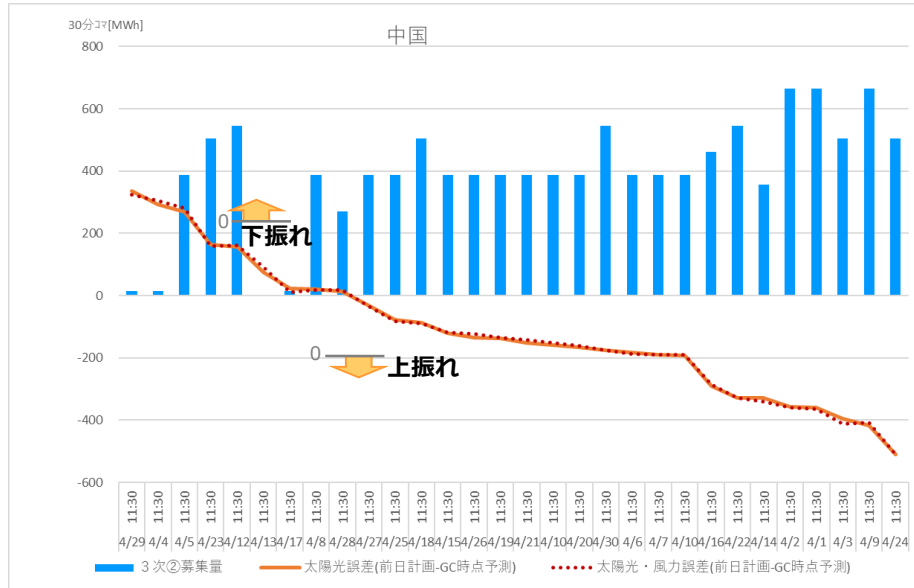


## (2) 太陽光・風力発電の予測誤差 (前日計画-GC予測値)

3次②募集量

太陽光予測誤差  
(前日計画-GC予測値)

太陽光・風力予測誤差  
(前日計画-GC予測値)



### 三次②の募集量についてのまとめ

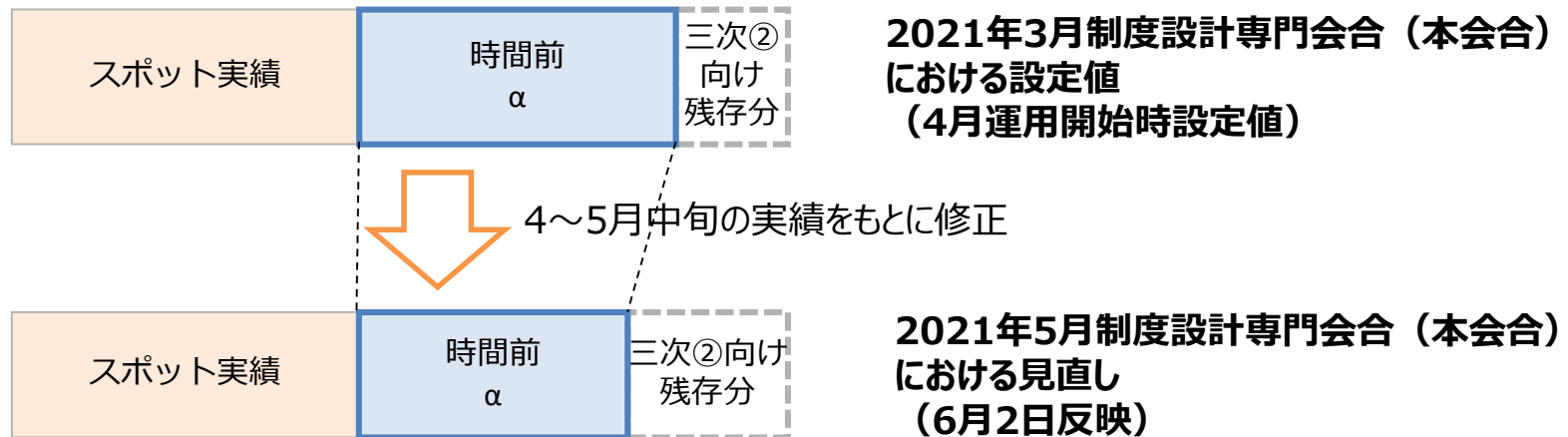
- 募集量について、4月の太陽光・風力発電前日計画と太陽光予測誤差の実績と募集量との比較から分析を行った。
- 実績をもとに分析を行ったところ、4月の最大募集量を超えて下振れしていたエリアがいくつかみられるなどの示唆が得られた。
- 募集量については、広域機関において事前評価・事後評価を行うこととなっているが、このような分析内容も参考にしつつ、広域機関における募集量の検証を進めていただくこととしてはどうか。
- 募集量や太陽光予測誤差の傾向等は、季節や今後の状況によって変化しうると考えられる。したがって、さらに長い期間の実績データを蓄積しながら、引き続き分析を進めてまいりたい。
- また、今後このような分析を進めるにあたり、どのような観点に着目すべきか、どの実績データをもとに分析すべきか等、御意見をいただきたい。

### **3. 三次調整力②向け連系線確保量 の見直しについて**

# 三次調整力②の広域調達における地域間連系線の配分方法について

- 三次調整力②の調達は、毎日、スポット市場終了後・時間前市場開始前の、前日12時～14時に入札が行われ、14時～15時の間に約定処理が行われる。
- このため、スポット市場後の連系線の空き容量を、三次調整力②の広域調達と時間前市場にどのように配分するかを決める必要がある。
- 時間前市場向け連系線確保量 $\alpha$ については、市場開始後の2021年5月の本会合において、運用実績を踏まえた修正を行っている。

## 【連系線容量の配分の推移】

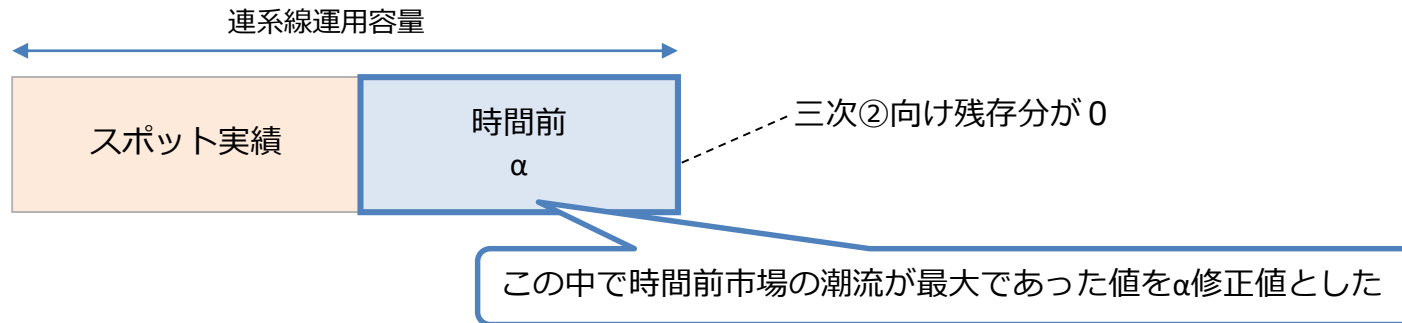


$\alpha$  : 時間前市場向け確保量



## (参考) 2021年5月における連系線配分見直しの算出方法

- 4月～5月中旬における実績値から、時間前市場の約定に影響を与えずにどこまで時間前市場向け連系線確保量 $\alpha$ を減らすことができたか算出し、これを新たな $\alpha$ として設定した。
- 具体的には、4月-5月中旬までの全コマ実績から、スポット市場後の連系線空き容量はあるが、 $\alpha$ 確保後の連系線空き容量が0となったことで、三次②に割り当てられる連系線容量が0となり三次②が分断したコマを抽出。（時間前市場と三次②とで連系線の取り合いが生じた箇所。）そのコマの中で時間前市場の潮流が最大であった値を $\alpha$ （修正案）とした。
- なお、本来であれば、需給調整市場への影響と時間前市場への影響の両方を考慮して最適点を算定すると、さらに $\alpha$ を減らせると考えられるが、分析に時間がかかることから、まずは速やかに実現できる方法として簡易な方法を採用し、 $\alpha$ を見直した。
- あくまでも4～5月中旬の実績であるため、設定後も継続して連系線の活用状況を分析し、必要に応じて本会合で議論することとした。



$\alpha$  : 時間前市場向け確保量

# 前回の連系線容量の配分見直し前後の分断状況（6月2日前後の比較）

- 前回の連系線容量の配分見直し（2021年5月の本会合における見直し。6月2日反映）前後の市場分断状況は以下の通り。
- 見直しにより、全体として三次②の分断ブロック数に改善が見られたが、落札価格にエリア間の値差も生じているなど、依然として分断が生じている。

## 需給調整市場（三次調整力②）の市場分断の生じたブロック数の推移：第3～6ブロック（6時～18時）

連系線 方向	北海道-東北		東北-東京		東京-中部		中部-関西		北陸-関西		関西-中国		中国-四国		中国-九州	
	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
<b>4月1日～6月1日</b> (60日間) (全240ブロック) ※ 1	85	36	41	4	75	68	72	112	34	12	1	27	3	153	169	59
<b>6月2日～7月15日</b> (44日間) (全176ブロック)	96	39	2	7	122	4	18	31	4	0	0	3	4	2	61	47

※ 1 システムトラブルにより市場停止した4/13,5/5を除く。  
※ 2 連系線配分量の見直し前後で分断が増加しているブロックについては、スポット市場の取引増加によるスポット市場後の連系線空き容量の減少や、作業停止による運用容量の低下により、分断ブロック数が増加した。

### （参考）4ブロック目の最高落札価格の期間平均（TSO別）【単位：円/kW・30分】

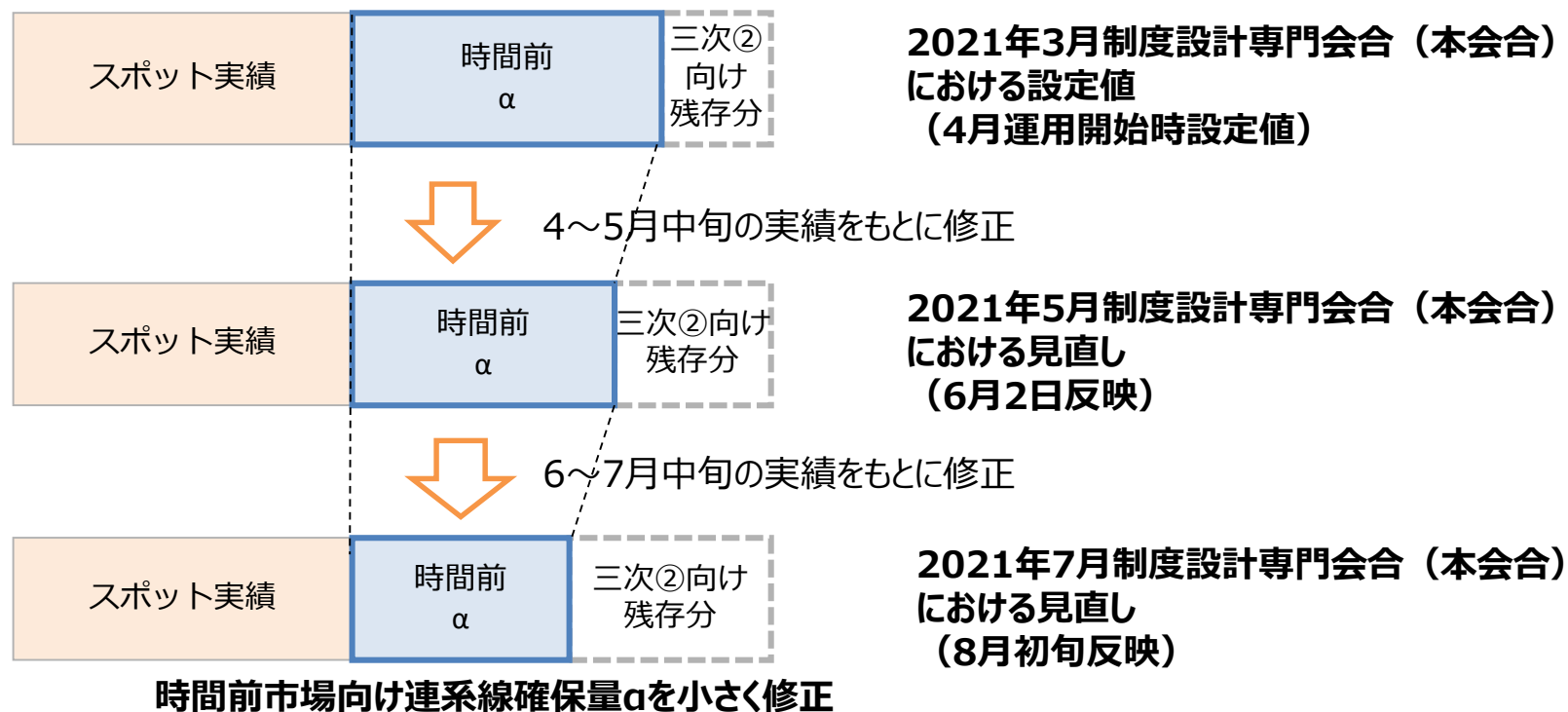
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4-5月	9.40	4.76	0.62	4.12	4.13	4.78	5.08	1.40	3.80
6月	8.57	4.51	0.62	5.86	4.32	4.41	6.39	2.30	3.70
7月1-15日	3.86	3.75	0.68	12.37	9.97	7.71	9.70	3.31	9.22

（資料）広域機関の系統情報サービスおよび送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

# 連系線の配分方法のさらなる見直しの必要性について

- 前述のとおり、2021年5月における見直し後も、依然として分断が生じていることから、連系線の空き容量の配分について、6月～7月中旬の実績をもとに、修正することとしてはどうか。

## 【連系線容量の配分の推移】



$\alpha$  : 時間前市場向け確保量

# 連系線容量の配分見直し後（6月2日以降）の市場分断状況（6月2日～7月15日）

- 連系線容量の配分見直し後（6月2日以降）の市場分断状況（要因別）は以下の通り。
- 前回の見直しにより改善はしたが、この期間も、いくつかの連系線で三次調整力②の分断が多数発生する一方、三次調整力②への配分が要因で時間前市場が分断したのは2コマのみと少なかった。
- こうしたことを踏まえ、時間前市場に分断が生じた東京・中部間連系線を除き、三次②に分断が生じた連系線（下表の赤枠内）について、連系線容量の配分を見直すこととしたい。

需給調整市場（三次調整力②）の市場分断の状況：第3～6ブロック（6時～18時）【6月2日～7月15日（44日間）】

連系線	北海道-東北		東北-東京		東京-中部		中部-関西		北陸-関西		関西-中国		中国-四国		中国-九州	
方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
分断ブロック数 (全176ブロック)	96	39	2	7	122	4	18	31	4	0	0	3	4	2	61	47
上記の要因別内訳																
スポット市場後の 連系線空き容量が0	15	4	1	0	83	1	1	5	4	0	0	2	4	0	0	27
スポット市場後の 連系線空き容量はあるが、 α確保後の空きが0	51	28	1	0	8	1	11	12	0	0	0	1	0	0	0	13
三次②の枠を上限まで使用	30	7	0	7	31	2	6	14	0	0	0	0	0	2	41	7
その他 (三次②の運用可能量の 算出ロジックによる分断)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0
時間前分断コマ数 (30分1コマ)	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

（資料）広域機関の系統情報サービスおよび送配電網協議会 H P の情報をもとに作成

# 時間前市場向け連系線確保量（α）最適値の修正

- 連系線の空き容量の配分について、前回の連系線枠取りの見直し日以降の6月2日～7月15日の実績をもとに、以下に修正することとしたい。

## 時間前市場向け連系線確保量（α）を、以下のように見直す。

前回の連系線枠取りの見直し日6月2日～7月15日における実績値から、時間前市場の約定に影響を与えずにどこまでαを減らせたか算出し、これを新たなαとする。

注）本来であれば、需給調整市場への影響と時間前市場への影響の両方を考慮して最適点を算定することが望ましいが、分析に時間がかかることから、まずは速やかに実現できる方法として、簡易な方法を採用。他方で、あくまでも6月2日～7月15日の実績を参照したものであり、今後の状況によっては時間前市場へ影響を与える可能性もあるが、まずは以下に修正することとしてはどうか。

なお、今後も連系線の活用状況を分析し、必要に応じて本会合で議論いただくこととしたい。

## 時間前市場向け連系線確保量（α）の現行値と修正案

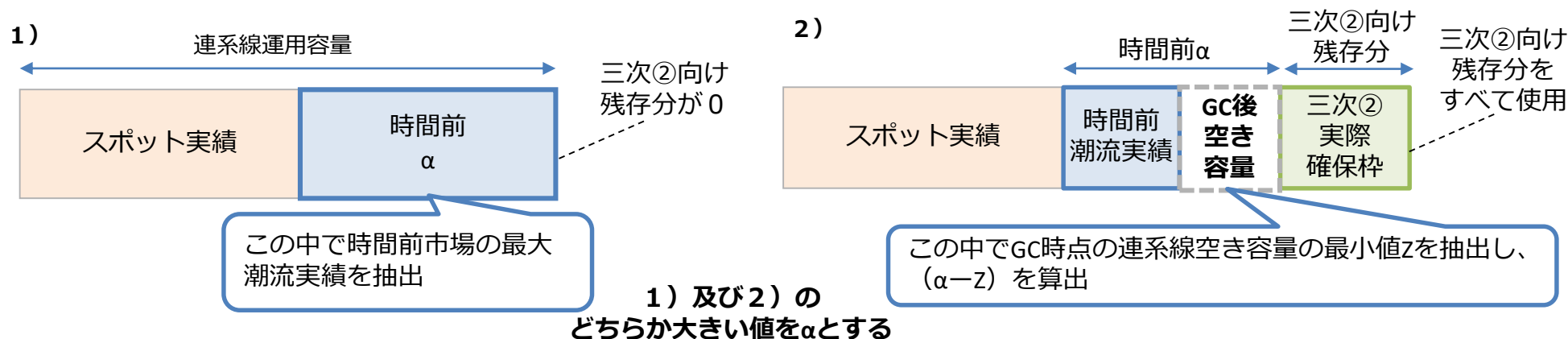
単位：MW

連系線	北海道-東北		東北-東京		東京-中部		中部-関西		北陸-関西		関西-中国		中国-四国		中国-九州	
方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向	順方向	逆方向
α最適値 (修正前)	302	292	239	0	175	355	577	440	93	15	0	92	0	180	321	203
α再設定値 (見直し後)	235	228	0				123	336				0		0	0	154

※ 1 具体的なα再設定値の算出方法は、次頁の通り。  
※ 2 今後、気候の変動や需要の変動により、時間前市場の潮流が増加する可能性があるため、今後も実績を注視し、必要に応じて速やかにαを見直すこととしたい。

# (参考) 2021年7月における連系線配分見直しの算出方法【今回】

- 6月～7月中旬の全コマの実績値から、時間前市場の約定に影響を与えずにどこまで時間前市場向け連系線確保量 $\alpha$ を減らすことができたか算出し、これを新たな $\alpha$ として設定する。
- 具体的には、以下の1) 及び 2) の値のうちどちらか大きい値を $\alpha$ とする。
  - 1) 6月～7月中旬までの全コマ実績から、スポット市場後の連系線空き容量はあるが、 $\alpha$ 確保後の連系線空き容量が0となったことで、三次②に割り当てられる連系線容量が0となったコマを抽出。そしてそのコマの中で時間前市場の潮流が最大であった値を算出。
  - 2) 三次②の枠を上限まで使用しているコマのうち、ゲートクローズ時点の連系線空き容量が最小のポイントを抽出（ $Z$ と仮定）し、 $(\alpha - Z)$  を算出。
- なお、あくまでも6月～7月中旬の実績であるため、継続して連系線の活用状況を分析し、必要に応じて本会合で議論することとしたい。



$\alpha$  : 時間前市場向け確保量

## **4. 今後の対応について**

# 今後の対応について

- 需給調整市場開設以降の実績データを蓄積しつつ、市場の状況を定期的に確認しながら、前回の本会合（2021年6月29日）において示したとおり、引き続き分析していくこととしたい。

## 今後の対応について

2021年6月 第62回制度設計専門会合 資料8

- 需給調整市場（三次調整力②）について、公正に取引が行われ適切に機能しているか、また、FIT太陽光予測外れに効率的に対応する仕組みとなっているかという観点から、引き続き以下のような点について分析していくこととしたい。
  - － 調達量の適切性（太陽光の発電量・予測外れ量との関係、三次②の活用実績 など）
  - － 応札事業者数（新規参入が増えない理由 など）
  - － 大手発電事業者の応札の状況（余力は全て応札されているか、されていない場合はその理由（前回の分析の続き）、今回応札量が増加したことの要因、電源種別（火力・揚水等）の応札の状況 など）
  - － 応札価格の状況（合理的でない価格となっているものはないか）
  - － 連系線の活用状況
  - － その他（本年3月以前の運用との比較 など）
- 商品ブロック（3時間）の見直し等、応札量を増加させるための市場ルールの改善等については、広域機関を中心に検討が行われることとされているが、上述の分析から得られた示唆を広域機関に提供するなど、その検討に協力していくこととしたい。