

# 需給調整市場について

2022年7月14日

資源エネルギー庁

# はじめに

- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力をより効率的に調達・運用するために需給調整市場が開設され、**2021年4月から三次調整力②（以下、「三次②」という）の取引が開始**された。また、**2022年4月から三次調整力①（以下、「三次①」という）の取引が開始**された。
- 2022年度については、調整力の調達を本格的に需給調整市場へ移行する前の暫定的な期間であり、**需給調整市場と調整力公募が併存している状況**。
- 2021年度より取引が開始された三次②は、F I Tインバランス特例（※）に起因する再エネ予測誤差に対応するための調整力であり、大幅な下振れに備えるために確保しているため、使用率が高くなくとも過剰な調達とは言えないと、需給調整市場検討小委員会において評価されている。
- 他方で、有効に電源を活用するという観点から、**実需給が近づき余剰となった三次②を時間前市場に供給できれば、調整力の使用率が低いことによる弊害を低減できるのではないかとご指摘**いただいている。
- また、2022年度より取引が開始されたゲートクローズ以降の変動に対応する**三次①は、市場開設直後より調達不足（落札量が募集量に満たないケース）が発生しており、調整力不足や市場としての競争性が課題**とされている。
- 本日は、需給調整市場の三次①、三次②に係る課題について、他検討会等における議論の状況を踏まえつつ、どのように対応することが考えられるかご議論いただきたい。

※ F I T 制度においては、再エネの普及拡大を図るため、発電に関する計画値同時同量制度に基づくバラシングの主体を、再エネ発電事業者ではなく、買取事業者である小売電気事業者又は一般送配電事業者に代行させる特例制度（F I T インバランス特例）を設け、再エネ発電事業者に対するインセンティブを高めている。

# 1.需給調整市場について

## 2.三次②について

- 取引状況

## 3.三次①について

- 取引実績
- アンケート結果

## 4.論点

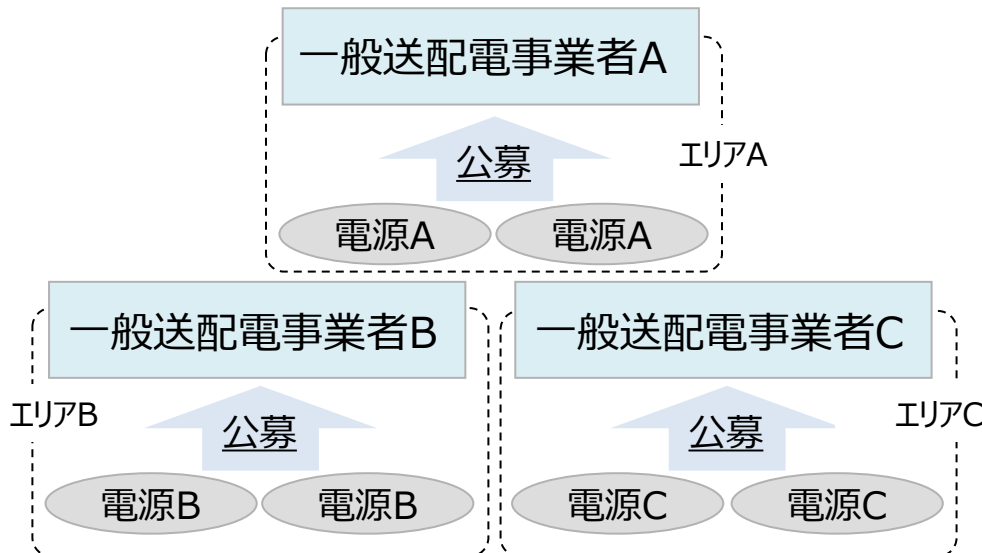
# 調整力公募から需給調整市場へ

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、**一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて重要な役割を担っている**。そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきたところ。
- また、2021年4月より**エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減**を図るため、**需給調整市場を開設し取引を開始した\***。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次②のみ取引開始。2022年度からは三次①の取引を開始し、他商品は2024年度より導入予定。

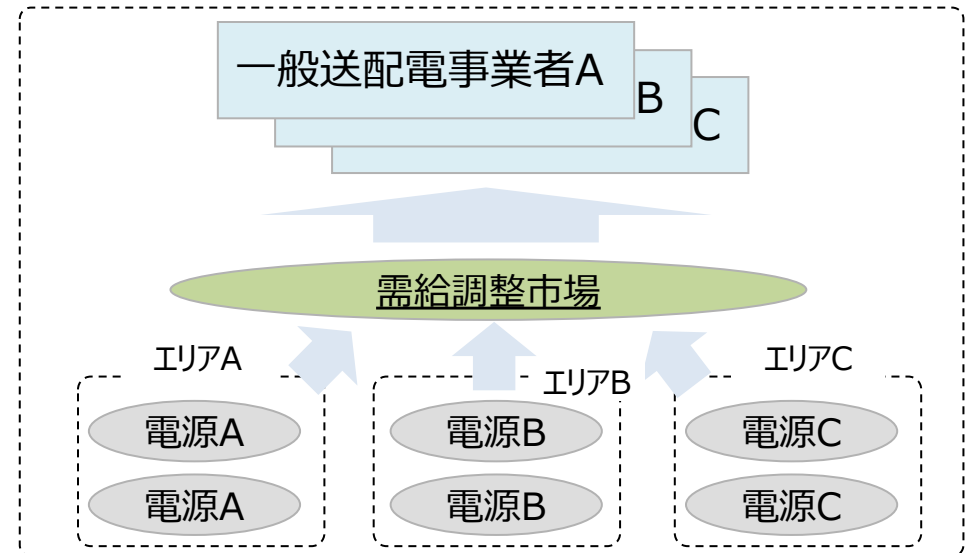
## 需給調整市場創設前 (調整力公募)

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



## 需給調整市場創設後

一般送配電事業者が**エリアを超えて市場から調整力を調達**

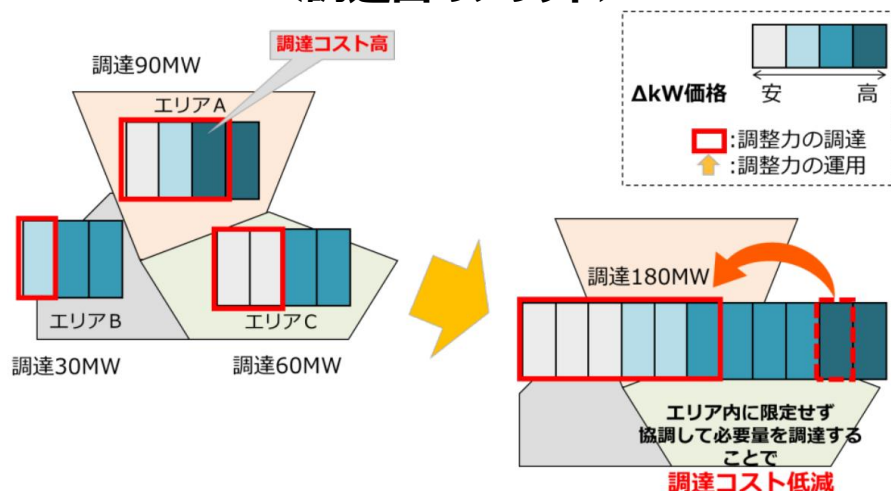


※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

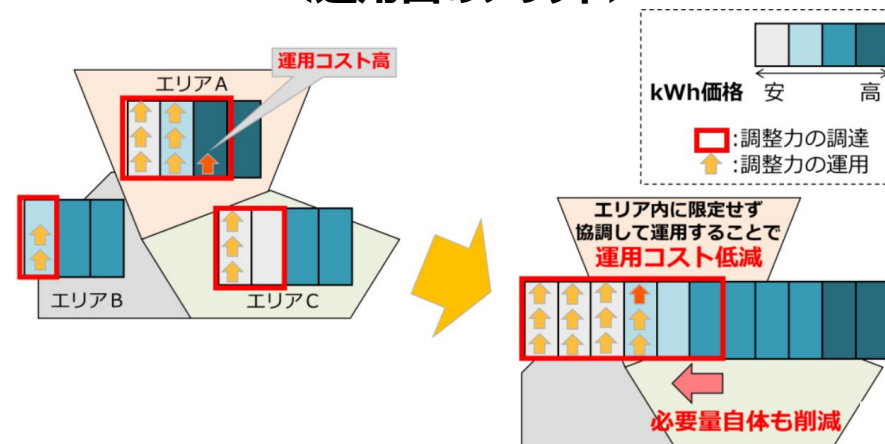
# (参考) 需給調整市場導入によるメリット

- 送配電部門の法的分離により、需給調整を担う給電指令機能が発電部門から分離され、市場調達を通して需給調整を行う仕組みの確立が可能となった。
- 需給調整をエリアを越えて広域的に行うことにより、コスト面に関する以下のような効率化が期待されている。
  - ① 複数の一般送配電事業者が協調し、エリアを跨いで広域的に調整力を調達することによる、**必要な調整力調達コスト ( $\Delta kW$ ) の低減**
  - ② **協調して広域的に運用することによる運用コスト (kWh) の低減**および**各エリア内での運用と比べ調整力の総量が減ることによる調達コストの低減**
- また、ゲートクローズ後の最終的な局面においても、**新電力の調整カリソースが旧一般電気事業者と同じ土俵で競争**することとなり、**安定供給の観点でもより効率の良い運用が行われること**も期待されている。
- そのような効果を実現するためには、**需給調整市場取引価格 ( $\Delta kW$ ) の公開**や**メリットオーダーでの発電**、**新電力の電源やデマンドレスポンスの活用**、**調整の柔軟性が高い電源 (周波数調整用の電源)**が評価される**仕組み**が必要であるとした。

## <調達面のメリット>



## <運用面のメリット>



# (参考) 需給調整市場 (リアルタイム市場) の創設について

## 電力システム改革専門委員会報告書

### 2. 1時間前市場、リアルタイム市場の創設 より抜粋

#### (2) リアルタイム市場の創設

送配電部門の一層の中立化に伴い、これまで一般電気事業者が担ってきた系統全体の需給調整は発電部門から分離され、電源保有者の区別なく中立的に運用される仕組みとなる。これにより、**一般電気事業者が保有する電源と、他の発電事業者の電源が、1時間前のゲートクローズ後の最終的な需給調整という局面においても、同じ土俵で競争することとなり、より効率の良い運用が行われることが可能**となる。その際には、他の発電事業者の電源の参画により全体の調整力の増大も期待される。

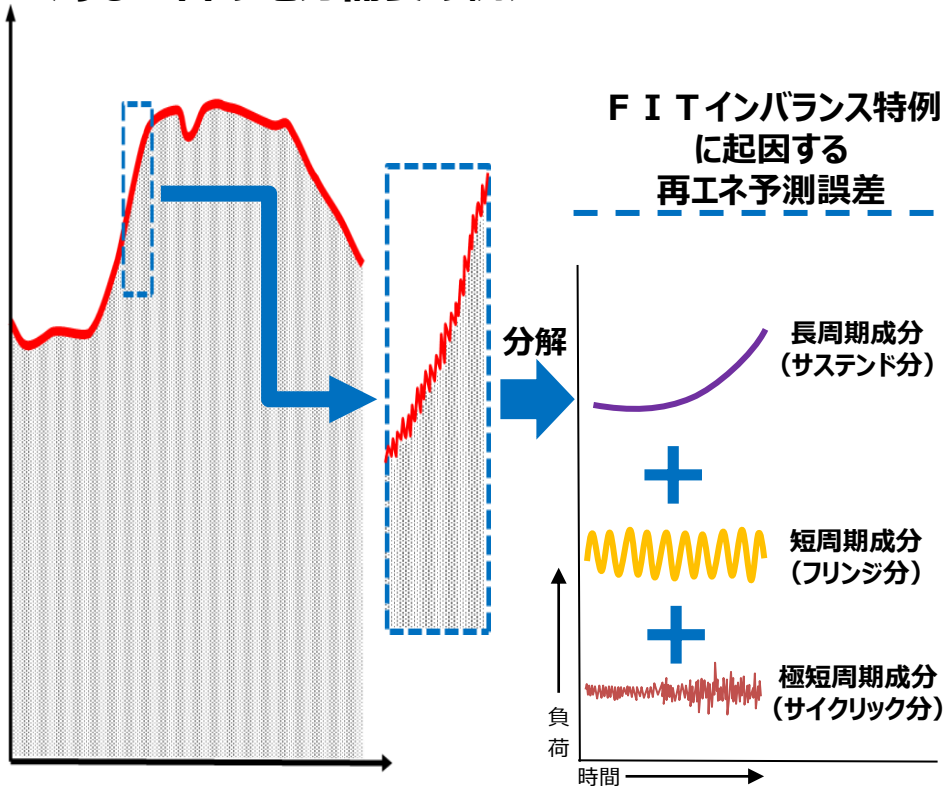
そのための具体的な仕組みとして、系統運用者が供給力を市場からの調達や入札等で確保した上で、その価格に基づきリアルタイムでの需給調整・周波数調整に利用するメカニズム (リアルタイム市場) を導入することが適当である。リアルタイム市場の設計に当たっては、市場運営の中立性と価格の透明性の確保、市場メカニズムを活用した効率的な需給調整の実現、必要な調整力の安定的な調達、という要件を満たす必要があり、そのための手段として、**リアルタイム市場価格の公開、メリットオーダーでの発電、新電力の電源やデマンドレスポンスの活用、調整の柔軟性が高い電源 (周波数調整用の電源) が評価される仕組み**、といった要素が求められる。

リアルタイム市場が機能するためには、系統全体の需給調整・周波数調整のために系統運用者が行う電源の運用が、各発電事業者が自らの経営上の判断で行う電源の運用と混同されないよう、電源運用に係る契約や指示系統が明確に仕分けされていなければならない。このためには、送配電部門の中立化の進展や、一般電気事業者以外の発電事業者の電源に対する系統運用者からの指令を可能とするシステムの整備など、一定の環境整備が必要であるため、リアルタイム市場の導入に向け、こうした環境整備を急ぐ必要がある。

# 需給調整市場で取り扱う商品と導入スケジュール

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に**応じて**一次調整力から三次②までの5つの商品**を取り扱う予定。
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度より低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始**し、他商品は2024年度から取引を行う予定である。

＜ある一日の電力需要の例＞



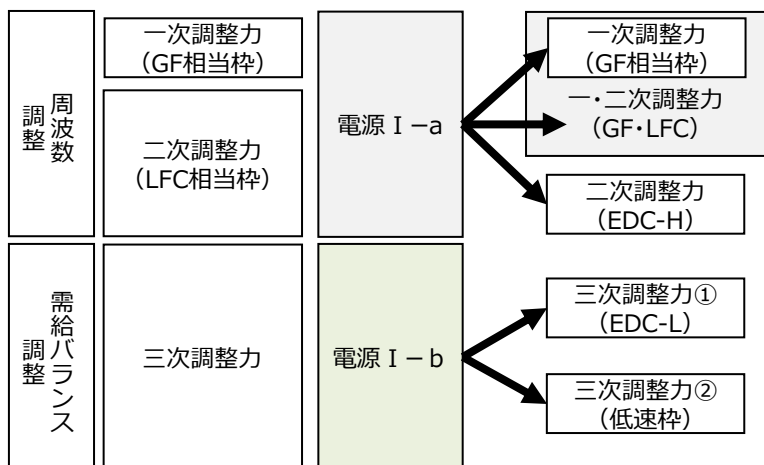
＜商品区分と導入スケジュール＞

	年度	2021	2022	2023	2024	2025
商品区分	<b>三次②</b> 応動時間45分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	<b>三次①</b> 応動時間15分以内 継続時間：3時間			▼調達開始		
	<b>二次調整力②</b> 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	<b>二次調整力①</b> 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	<b>一次調整力</b> 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

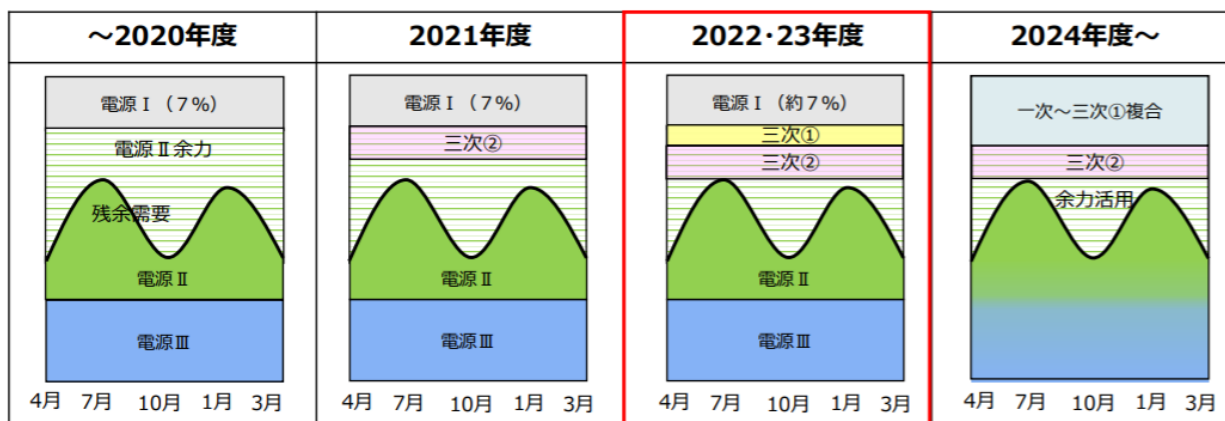
# 調整力の調達・運用方法

- 2022年度は、需給調整市場の5商品のうち三次①、三次②のみが取引開始しており、調整力公募においても調整力を調達している状況。
- 調整力公募は2023年度までを予定しており、2024年度からは応動時間や継続時間に応じて商品が5つに細分化された需給調整市場を通じて、調整力を調達することとなる。
- また、2024年度以降で調整力が不足する場合には、容量市場でのリクワイアメントとなる余力活用に関する契約による調整力等を利用することとなる。

## <調整力細分化の方向性>



## <調整力の調達・運用方法の変遷>





1.需給調整市場について

**2.三次②について**

**- 取引状況**

3.三次①について

- 取引実績

- アンケート結果

4.論点

# 三次②について

- FITインバランス特例①・③に関しては、一般送配電事業者が再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分のうえ、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用し、実需給まで計画見直しを行わない。そのため、**三次②では、それにより生じる前日からの実需給の予測誤差のうちゲートクローズまでに生じた予測誤差に対応**している。
- 現在の三次②募集量は、ゲートクローズ以降から実績までの再エネ予測誤差(三次②以外の調整力で対応する部分)のデータが蓄積されたことにより、以下の考え方で算出のうえ、各一般送配電事業者は電力広域的運営推進機関が妥当性を評価した募集量テーブルをもとに調達している。
- 取引スケジュールとしては、毎日スポット市場終了後、時間前市場開始前の前日12~14時に入札が行われ、14~15時の間に約定処理が行われている。

## <2021年度三次②募集量テーブルの作成方法について>

母集団データ

算定式

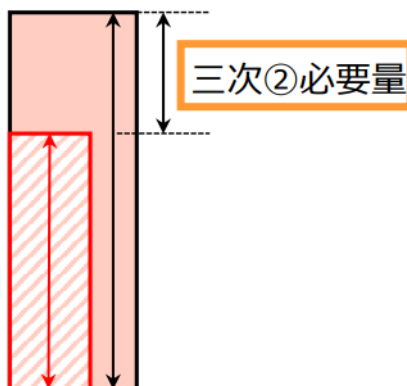
三次②必要量テーブル作成

2021年度三次②必要量テーブル  
→ 過去2年分を採用

時刻	予想	実績
0:00~0:30	10	3
...	...	...
23:30~24:00	14	5

「前日予測値 - 実績値」  
の再エネ予測誤差の3σ

「GC予測値 - 実績値」  
の再エネ予測誤差の3σ

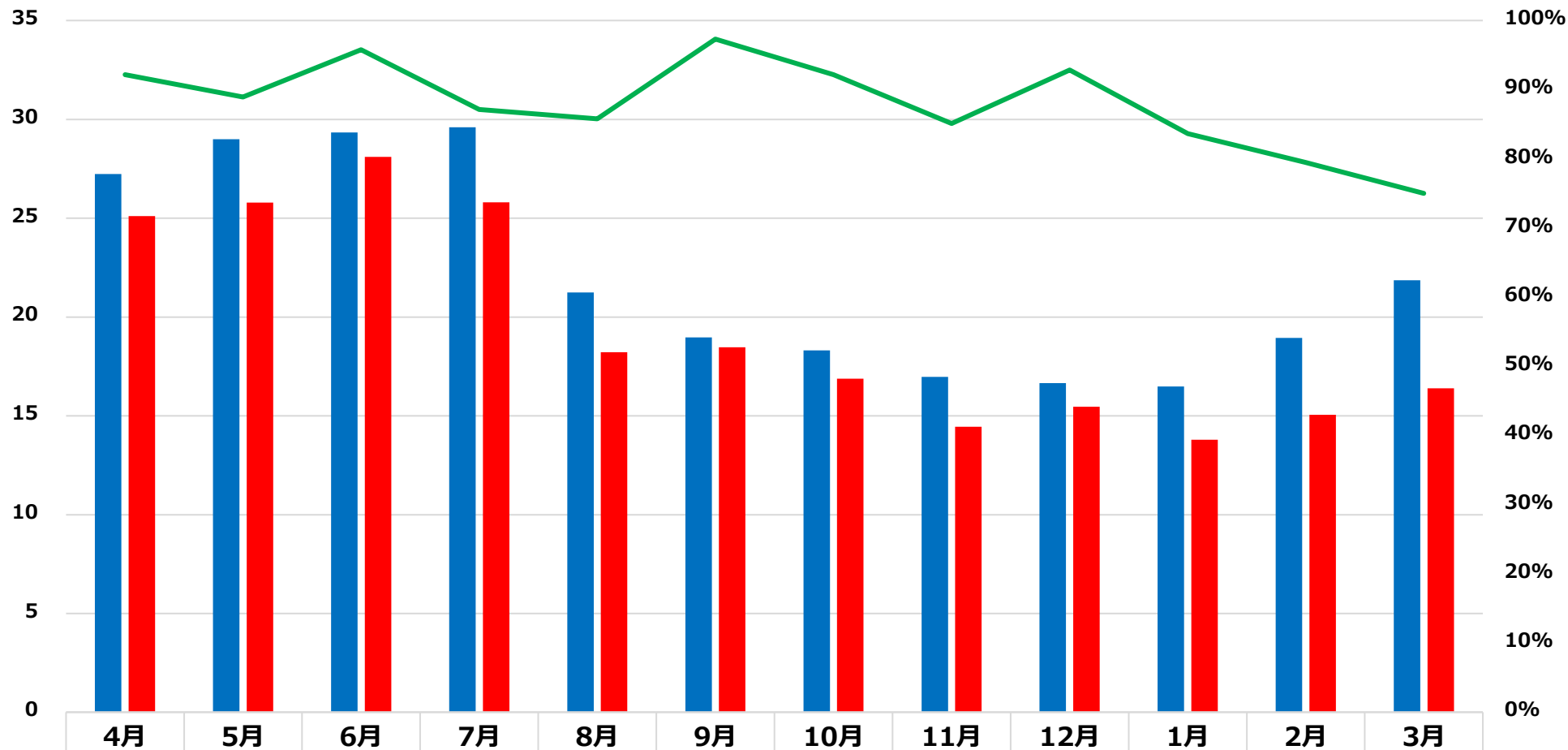


2021年度三次②調達量算出  
→ 系統規模1%以上の格差がある場合は特異値として補正

6月	7月1日 (0時~3時)	7月2日 (3時~6時)	7月3日 (6時~9時)	7月4日 (9時~12時)	7月5日 (12時~15時)	7月6日 (15時~18時)	7月7日 (18時~21時)	7月8日 (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

# 2021年度三次② 募集量と調達量の比較 (億ΔkW・h)

- 調達量計233.55億ΔkW・hに対し募集量は計264.62億ΔkW・hであり、応札量が募集量に満たない日が多く調達不足になる断面も存在した。

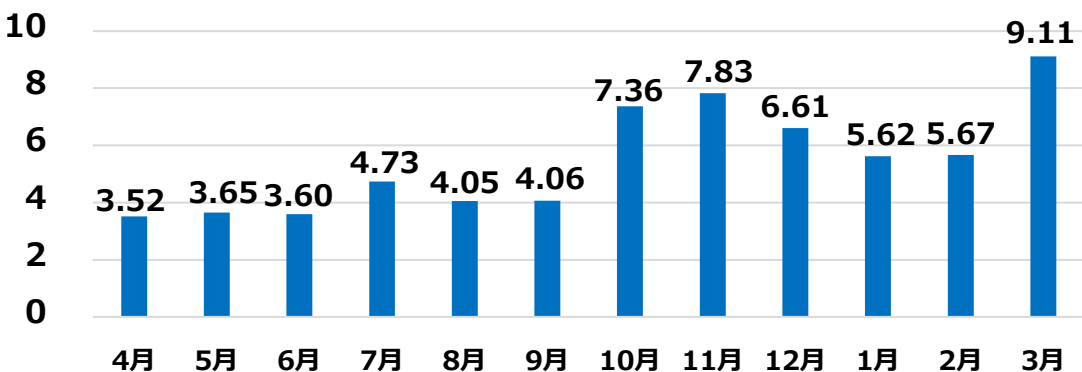


■ 募集量	27.24	29.00	29.34	29.60	21.24	18.97	18.31	16.97	16.66	16.49	18.94	21.86
■ 調達量	25.11	25.80	28.10	25.80	18.23	18.46	16.88	14.45	15.47	13.79	15.06	16.40
— 調達率	92.2%	88.9%	95.8%	87.2%	85.8%	97.3%	92.2%	85.1%	92.8%	83.7%	79.5%	75.0%

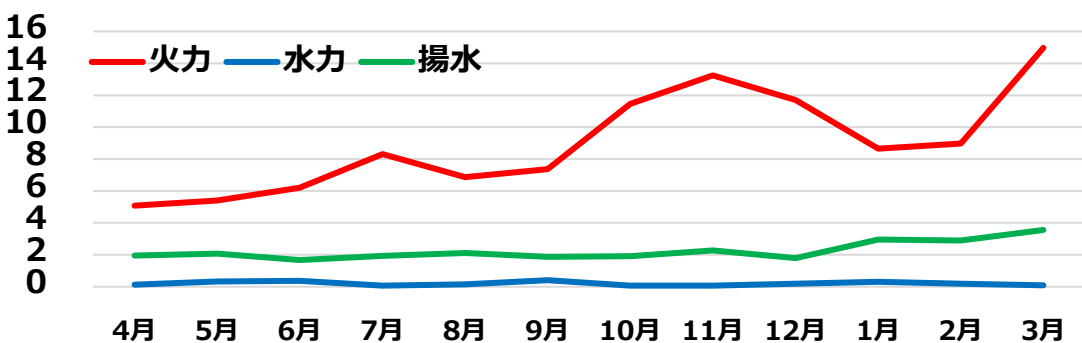
# 2021年度三次② ΔkW平均調達単価と調達費用

- 燃料価格高騰等を背景に、市場での調達単価・調達費用は2021年度後半以降特に増加傾向となった。調達費用は合計1,206.55億円となった。

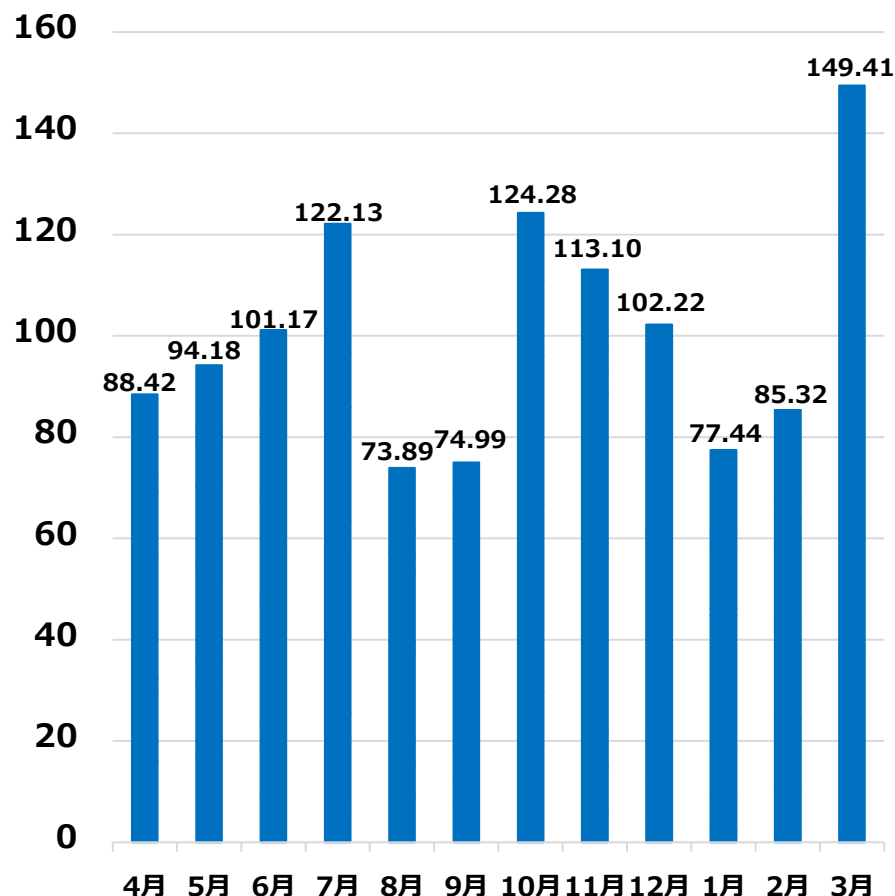
＜月別 平均調達単価＞ (円/ΔkW・h)



＜月別 平均調達単価＞ (円/ΔkW・h)



＜月別 調達費用＞ (億円)



# (参考) 起動費の重複計上と適切な計上の在り方について

- 第68回制度設計専門会合において、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用について重複計上を行っている入札が見られること、結果的に起動費等の過剰回収となっている状況について示した。
- 過剰な回収とならないよう、第69回制度設計専門会合においてどのような起動費等の計上・入札の考え方が適切であるかについて整理を行い、その在り方を示している。

## 適切な起動費等の計上・入札の在り方 (案)

第69回制度設計専門会合  
(2022年1月24日) 資料4より抜粋

- 適切に起動費等を計上するため、以下の考え方にしたがって入札を行うこととしてはどうか。

### 【適切な起動費等の計上・入札の在り方】

- ✓ 原則、起動費等の入札価格への反映は1回分までしか認めない。1回分の起動費等を各入札ブロックに約定確率を考慮して按分するなど、入札事業者において入札を工夫すること。
- ✓ 取り漏れが生じた起動費等については、その相当分の額について当該年度の先々の取引において計上することを許容することを基本とし、その上限額は、固定費回収額と合わせて管理することとする。その場合、取り漏れの根拠資料を監視委事務局に提出し、先々の取引で計上することについての確認を経ることとする。

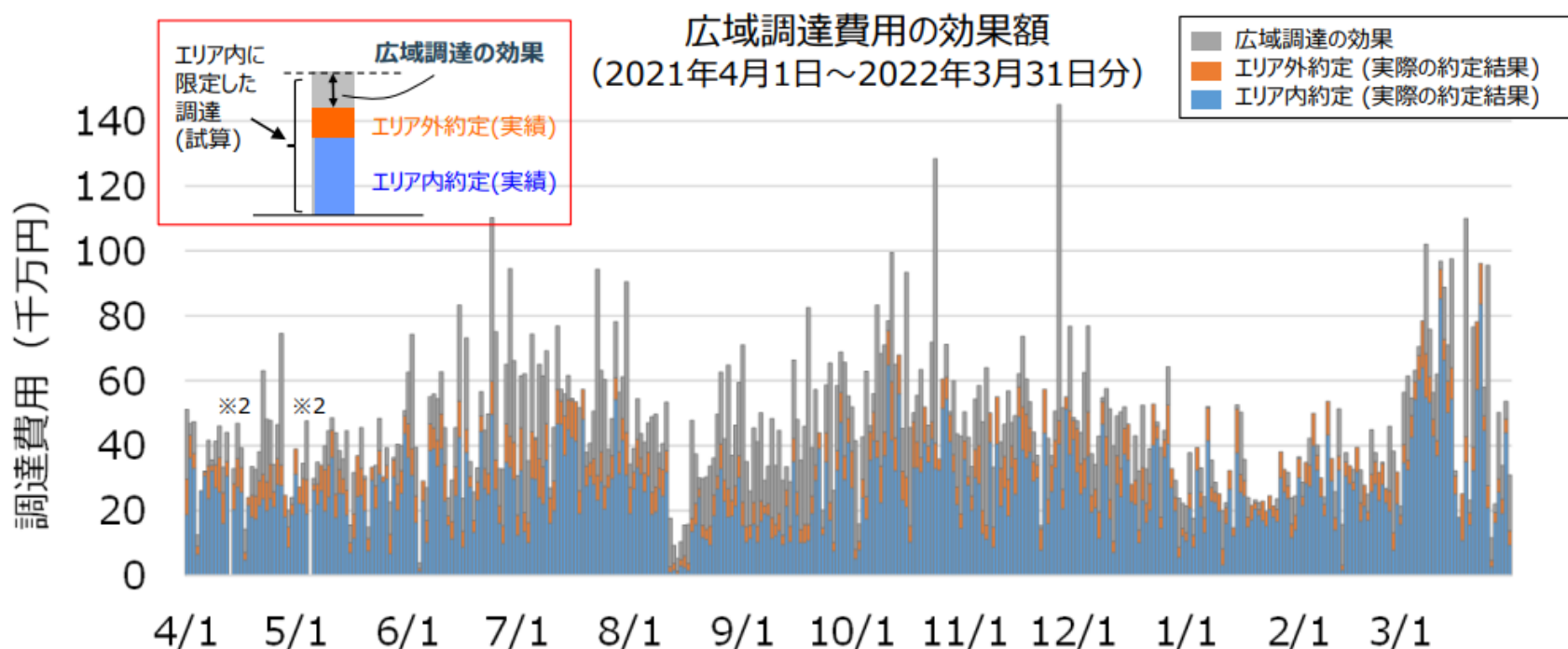
※上記の在り方により計上された起動費等を含め、適切に計上されていると考えられる三次調整力②の調達費用については、FIT交付金の手当を検討していくべきではないか。

# (参考) 三次②による費用低減効果

## 1. 2021年度の三次②取引実績について 広域調達の効果

第64回制度検討作業部会  
(2022年4月25日) 資料5-1より抜粋

- 従前、FIT特例①③の予測誤差に対応する調整力は、電源Ⅱ余力等でエリア毎に対応してきたが、**需給調整市場運用開始により、三次②として広域調達に移行。**
- 広域調達時の三次②調達費用は、日平均で約3億3千万円であり、仮に従来のように、当該期間の調達量をエリア内に限定して調達した場合※1の試算結果(日平均で約4億7千万円)と比較すると、**30%程度の低減効果**を上げている。

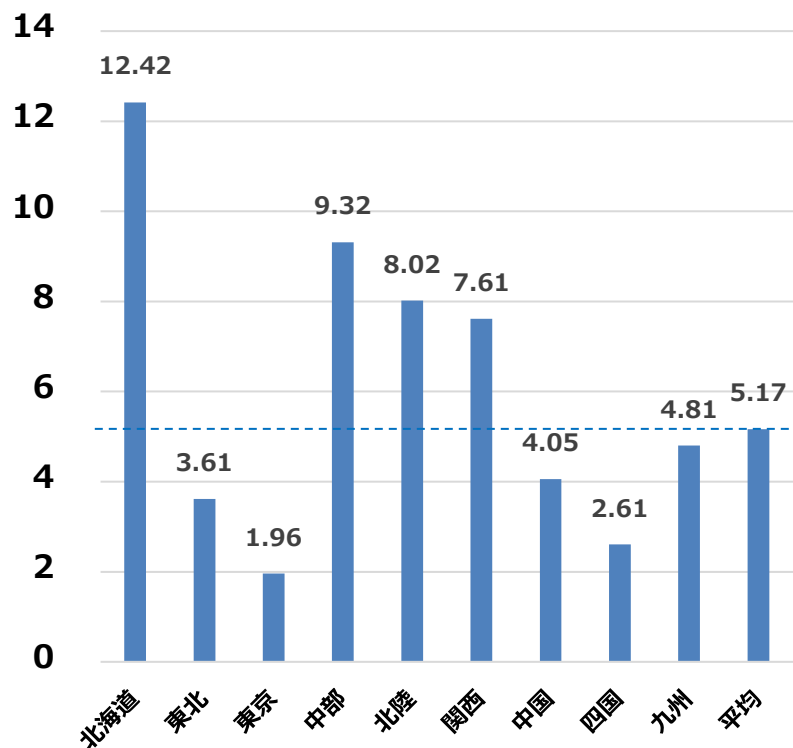


# 各エリアのΔkW平均調達単価と広域調達の状況

- 2021年度のΔkW調達単価は年度平均で5.17円/ΔkW・hであるが、エリア毎に大きな差がある状況。
- 三次②は、広域大の調達費用および連系線確保量を最小化しよう約定させたうえで、自エリアを優先して紐付け処理し、その後エリア外のリソースとの紐付けを行う仕組みとなっている。各エリアの調達単価差は、各エリアや隣接エリアの電源構成等が要因であると考えられる。

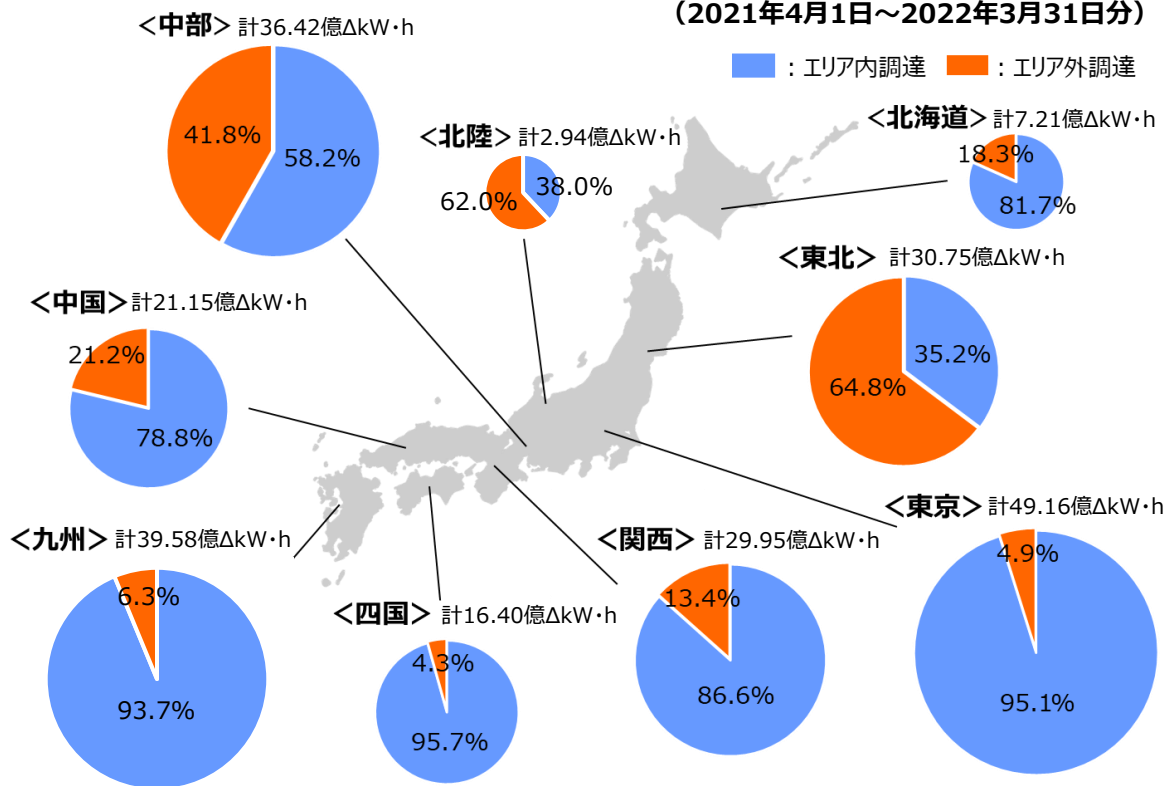
## <エリア別 ΔkW調達単価>

(円/ΔkW・h)



## <三次②広域調達の状況>

(2021年4月1日~2022年3月31日分)



# (参考)現状の三次調整力②約定方法に関して

第39回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会  
(2022年2月14日) 資料2より抜粋、一部追記

- 現状、三次調整力②の調達においては、必要な調整力調達コストが低減するよう、全国からメリットオーダーに基づきΔkW募集量を確保し、各エリアに紐付けている。一方で、約定を行う際には、連系線の効率的な活用を考慮し自エリアに優先して紐付けを行っている。そのため、エリア毎に調達単価に差が出る状態となっている。
- こうした約定方法等について、最も効率的な調達手法となっているかという観点から、見直しの是非も含めて検討するべきではないか。

論点④-2 三次調整力②(広域調達)の紐づけ方法(例)

2018年2月 第1回需給調整市場検討小委員会 資料5より抜粋

直流連系

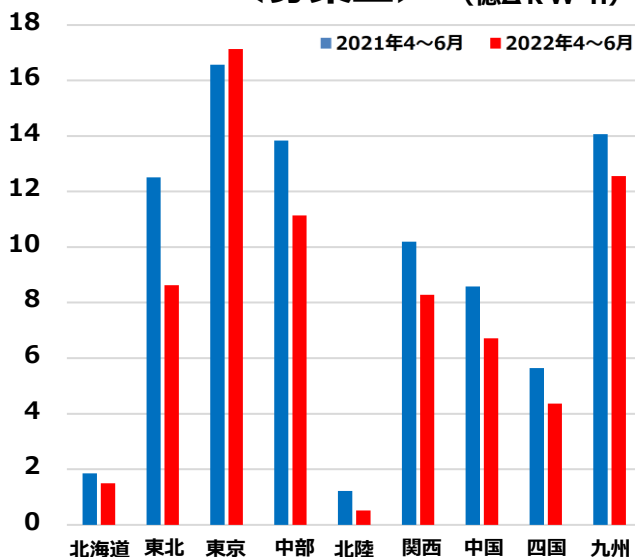
[円/ΔkW]	Aエリア 必要量30MW	Bエリア 必要量20MW	Cエリア 必要量50MW	Dエリア 必要量20MW	Eエリア 必要量40MW
1.0		①自エリア優先 20		①自エリア優先 10	
1.5	①自エリア優先 10	必要量確保	①自エリア優先 10		
2.0	(10) 必要量確保	②隣接優先 30	(20)	10 必要量確保	
2.5	①自エリア優先 10				
3.0	②隣接優先 10		(10)	③交流優先 20	(20)
3.5		②隣接優先 10	(10) 必要量確保		①自エリア優先 10
4.0		②隣接優先 10			(10) 必要量確保
約定量	30	10 ← 10 → 20	50 → 50 ← 10 → 20	20	30 → 40



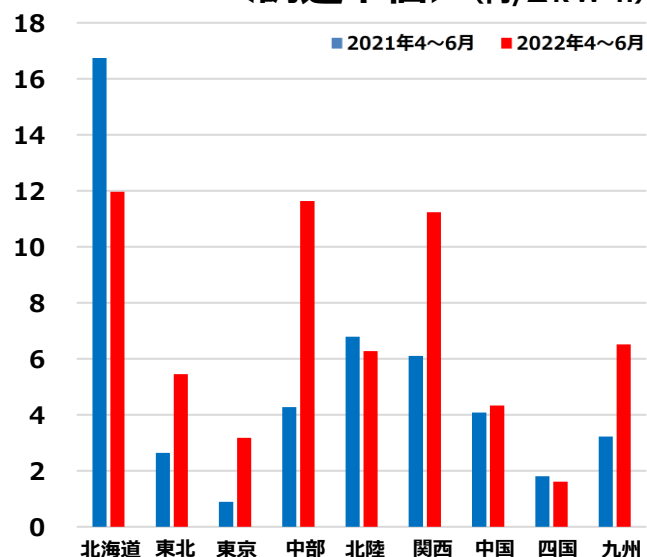
# 2022年度の三次②調達実績

- 三次②については、社会コスト低減や再エネ導入拡大の観点より、安定供給を維持しつつ、調達量の低減や調整力の使用率向上が求められているところ。
- これまでも複数気象モデルの活用等、必要量削減に向けた取組を進めてきており、2022年度からはエリア間の共同調達等、さらなる募集量低減の取組を行っている。
- 2022年度の取引状況について、前年同月と比較した場合、三次②の募集量が増加しているエリアもあるが、減少しているエリアも多く、募集量削減にむけた取組の効果も一因と考えられる。
- 他方、足下の燃料価格高騰等の影響を受け調達単価は上昇しているエリアもあり、調達費用は前年同月対比で増加しているエリアもみられる。
- こうした状況を踏まえつつ、三次②調達実績について今後も継続的に分析を行っていく。

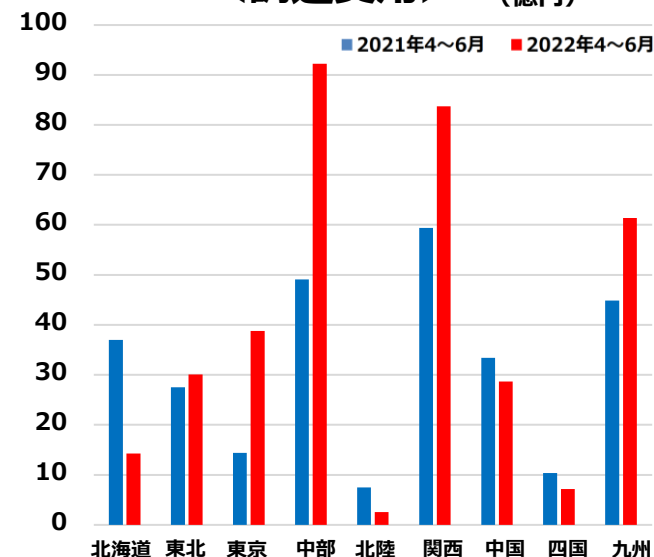
＜募集量＞ (億ΔkW・h)



＜調達単価＞ (円/ΔkW・h)



＜調達費用＞ (億円)



# (参考) 一般送配電事業者における予測誤差削減への取組

- 一般送配電事業者各社では、再エネ予測誤差削減に向けた取組が、現状、行われている。その代表的な取組は以下のとおり。
  - FIT特例①予測の前日6時再通知
  - 最新の気象情報の取り込み（気象庁初期時刻前々日21時の使用）
  - 複数の気象モデルを活用した出力予測の導入
- また、更なる予測誤差削減に向けた取組が一般送配電事業者各社にて継続的に進められている状況。

	今後の取組		今後の取組
北海道電力NW	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<b>細分化された予測地点（メッシュ）ごとの日射量実績導入後の精度検証</b></li> <li>・アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討</li> </ul>	関西電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> <li>・予測精度向上に向けた日射量から発電出力への換算係数の細分化および精緻化（継続的取組）</li> <li>・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討</li> </ul>
東北電力NW	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<b>日射量予測および発電出力予測の機械学習モデル改良</b></li> <li>・<b>予測外し時の気象状況分析による日射量予測の高度化検討</b></li> <li>・<b>海外気象機関の数値予報更新頻度細分化</b></li> </ul>	中国電力NW	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電実績を踏まえ出力予測に用いる出力換算係数を検証し、必要により見直しを実施</li> <li>・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討</li> </ul>
東京電力PG	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<b>日射予測について気象会社の追加比較や予測方法の確認・検証</b></li> <li>・PV出力予測のメッシュ化を実装予定（2024年度）</li> <li>・気象の類似性を加味した最適な予測地点設置の検討（2022年度）</li> </ul>	四国電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> <li>・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の適用方法の検討</li> <li>・発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施</li> </ul>
中部電力PG	<ul style="list-style-type: none"> <li>・アンサンブル予測で複数パターンの予測による誤差傾向を検証</li> <li>・<b>発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施</b></li> </ul>	九州電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> <li>・複数の短時間予測モデルの内、過去類似日で好成績であったモデルを重視することによる予測精度向上</li> <li>・日射量予測メッシュの細分化(LFM導入)による精度向上検討</li> </ul>
北陸電力送配電	<ul style="list-style-type: none"> <li>・複数の気象モデルを用いたSYNFOS-Solar統合版予測（外部委託）の導入後の精度検証とチューニング</li> <li>・<b>アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討</b></li> </ul>	沖縄電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・日射計を増設し、データ収集・分析等の検討を通して、PV発電出力推定実績の精度向上およびPV発電出力予測精度向上を図る</li> <li>・<b>日射量予測メッシュの細分化による精度向上の検討</b></li> <li>・<b>アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討</b></li> </ul>

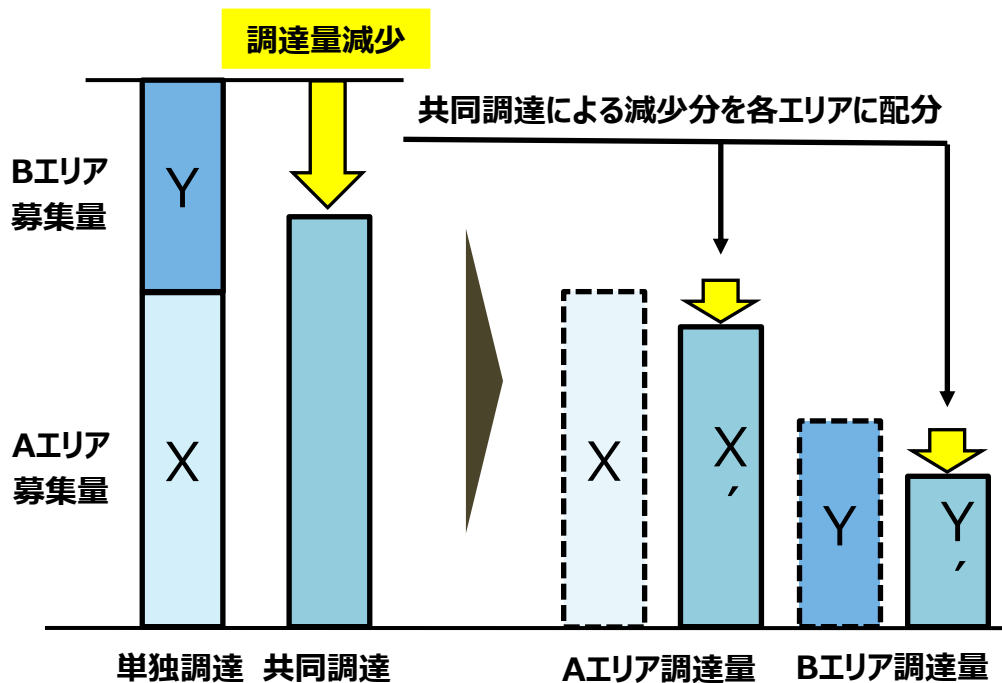
# (参考)2022年度以降の複数エリアによる共同調達について

- 三次②募集量の低減対策の一つとして、エリア毎に確保している $\Delta$ kWの募集量に 対して、エリア間の不等時性を考慮し、複数エリアで共同調達するスキーム※を2022年4月から導入した。

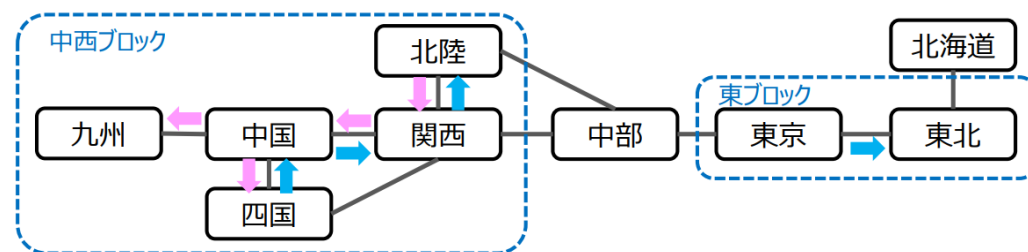
※実運用において空容量が残存している蓋然性が高い連系線に接続しているエリアにて実施  
(東ブロック：東北・東京エリア、中西ブロック:北陸・関西・中国・四国・九州)

- 今後、共同調達の実績を蓄積することにより、適宜、対象エリア拡大も含めた共同調達実施エリアの見直しについて、電力広域的運営推進機関と連携のうえ検討していく予定。

## <共同調達の考え方 (イメージ) ※1>



## <2022年度の共同調達実施エリア※2>



※2021年度上期の連系線空容量をもとに検討

※矢印は空容量のある向き

※連系線空容量の見直しにより、共同調達実施エリアの範囲は変わりうる

※1：第64回制度検討作業部会（2022年4月25日）資料5-1より作成

※2：第27回需給調整市場検討小委員会（2021年12月21日）資料3より作成

1.需給調整市場について

2.三次②について

- 取引状況

**3.三次①について**

**- 取引実績**

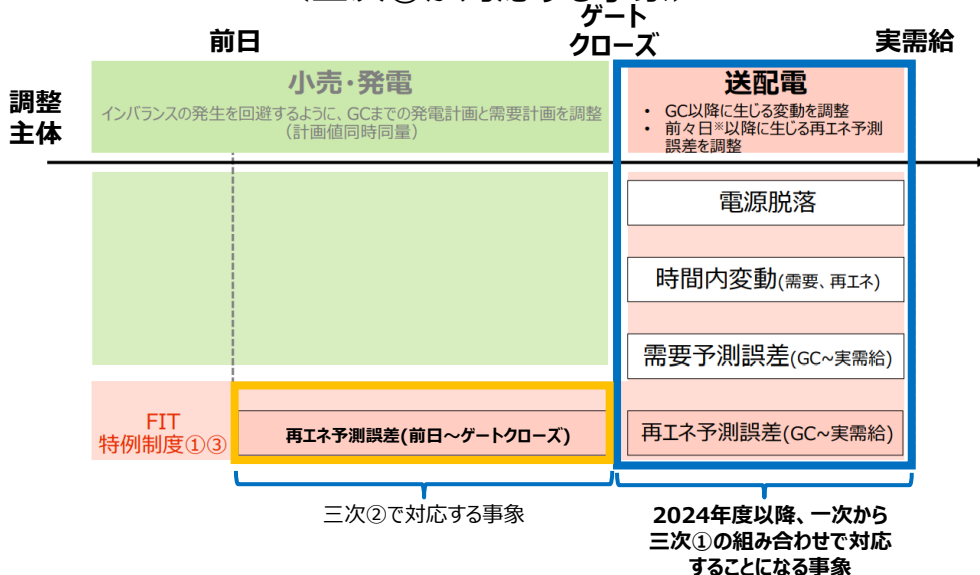
- アンケート結果

4.論点

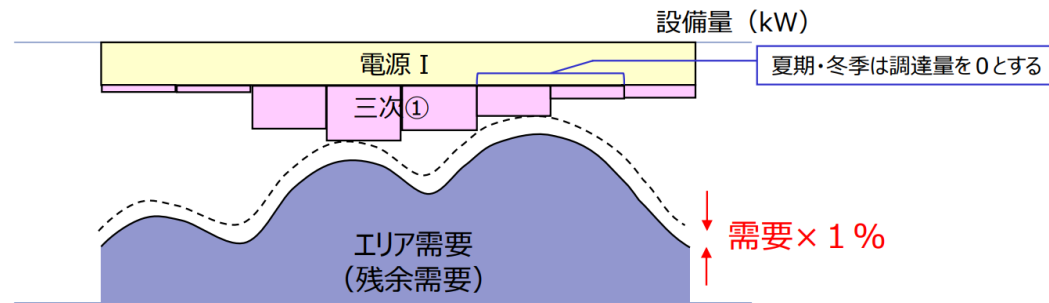
# 三次①について

- 三次②が前日からゲートクローズまでの再エネ予測誤差に対応しているのに対し、ゲートクローズから実需給までの事象は一次から三次①の組み合わせで対応することとなる。そのうち、三次①は電源脱落も考慮した長周期成分の調整力である。
- 2022年度の三次①調達量については、一次～三次①の複合約定時の必要量から電源 I 確保量を控除したうえで、電源 I 必要量算出断面である夏季（7～9月）および冬季（12～2月）の6・7ブロック（15～21時）は調達量を0としている。
- また、電源 I 必要量算出断面以外は2022年度の供給可能設備量（kW）からエリア想定需要の101%を差し引いたものを「電源 I + 三次①調達量」の上限値とし、三次①調達量を減少補正している。
- 三次①の取引スケジュールは、前週月曜日の14時から前週火曜日の14時までに入札したうえで、前週火曜日の15時に約定処理を行うこととなっている。

## <三次①が対応する事象>



## <2022年度 三次①募集量の考え方>

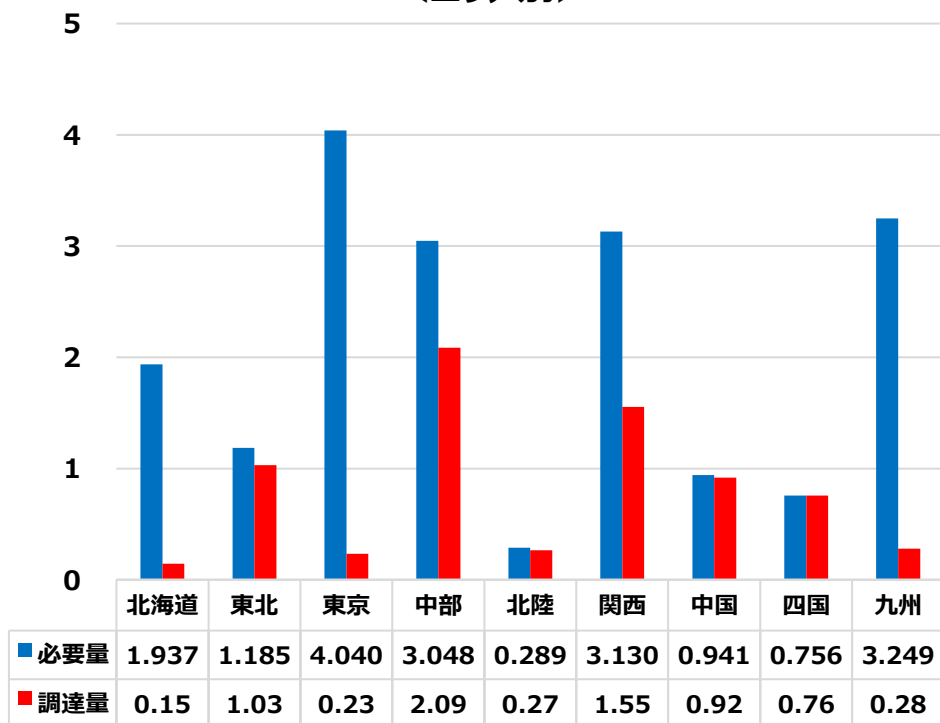


# 2022年度の三次①取引実績

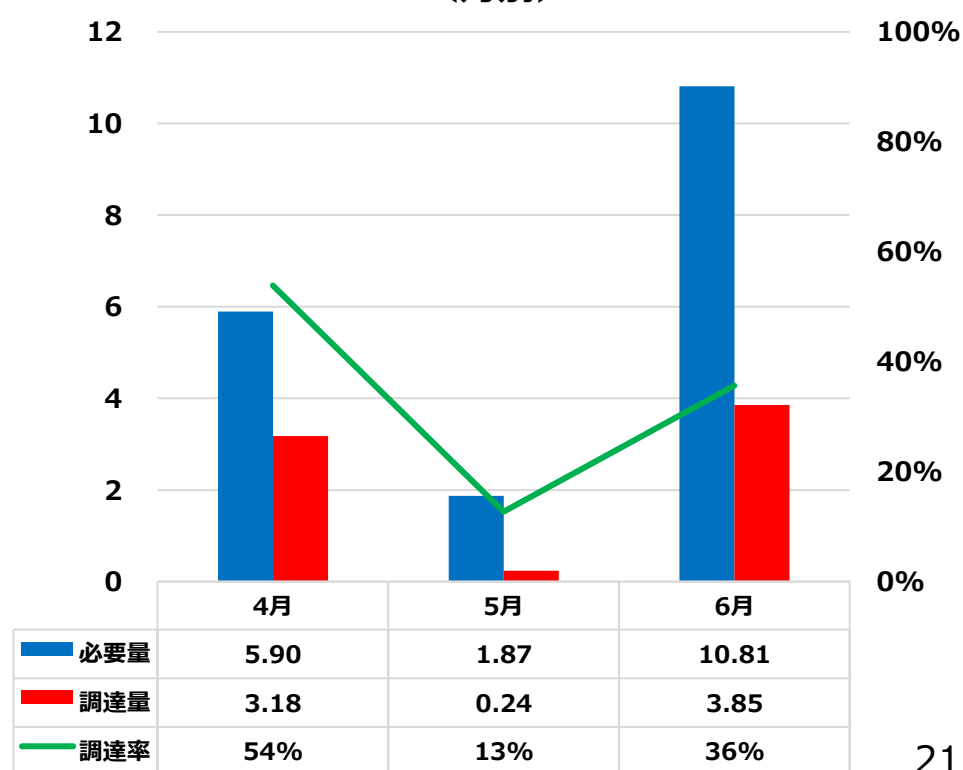
- 2022年度より調達開始された三次①については、募集量を調達できているエリアもみられる一方で、**多くのエリアで調達不足となっている状況**。また、**殆どのブロックにおいて約定量 = 応札量となり、市場としての競争性は乏しい状況**でもある。
- **必要量に対し応札量が不足していることや、三次①向け連系線確保量に上限があることで広域調達できていないこと**等が要因として考えられる。
- また、5月については北海道、九州を除く7エリアで募集量は0となっているため募集量は大幅に減っている。

＜三次① 募集量と調達量の比較＞ (億ΔkW・h)

＜エリア別＞



＜月別＞



# (参考) 2022年度の三次①募集量について

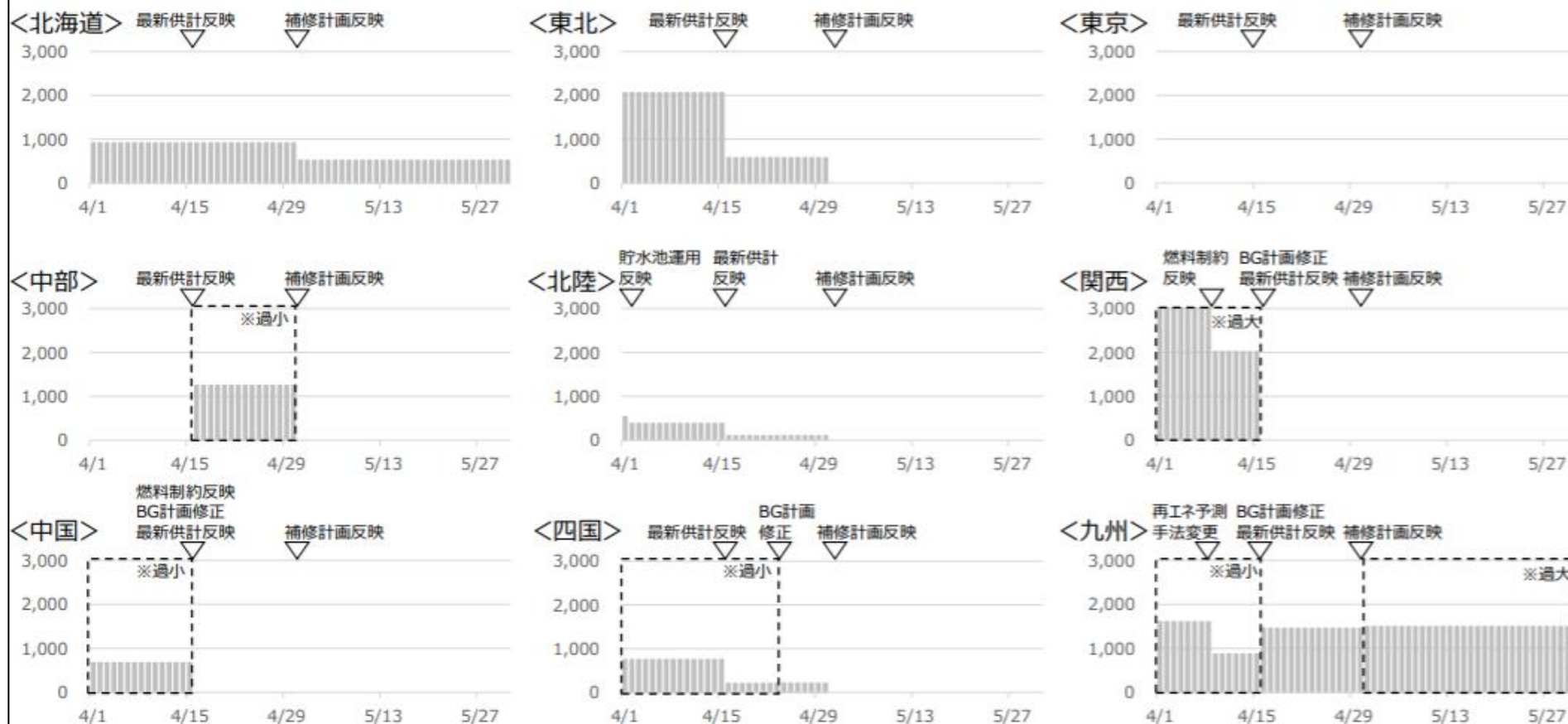
## 三次①募集量について (4/1~5/31)

出所) 送配電網協議会HPの速報値をもとに、広域機関にて作成  
募集量：全8ブロック合計値[MW/日]

7

- 2022年度の三次①募集量は、一次～三次①の複合必要量から電源 I 調達量を控除したうえで、小売電気事業者が卸電力市場から供給力を調達することを考慮し、設備量を踏まえた補正を実施している。
- この設備量補正については、最新の補修計画や燃料制約による供給力の減少等を週単位で反映しており、東京では取引開始当初から、また、5月においては、北海道、九州を除く7エリアで、募集量は0となっている。

[ ] 広域機関によるBG需要計画の誤算定のために募集量が正しくない期間



# (参考) 三次①向け連系線容量の確保量について

- 三次①向け連系線容量の確保量については、2022年度に取引開始した三次②と同様に、**三次①を広域的に調達することによる経済的なメリットと、卸電力市場で用いることができる連系線容量が減少することによる経済的なデメリット**を考慮し、**社会コストが最小となるようその量に一定の条件を設定すること**としている。
- なお、三次②については取引実績に基づき配分の見直しを行っており、三次①についても取引実績や潮流の実績を見ながら必要に応じ見直しを検討していくこととしている。

## <2022年度の卸電力市場向けに残す連系線確保量 算出結果>

月	ブロック	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
4	1	95%	100%	90%	0%	0%	100%	100%	100%	50%	70%	40%	50%	90%	60%	0%	100%
	2	95%	100%	90%	0%	80%	100%	100%	100%	60%	70%	50%	50%	99%	60%	0%	97%
	3	100%	100%	100%	0%	95%	100%	99%	100%	70%	70%	30%	99%	90%	80%	40%	99%
	4	100%	100%	100%	0%	80%	100%	100%	95%	70%	50%	0%	100%	80%	80%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	80%	100%	100%	99%	70%	50%	0%	100%	70%	90%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	70%	100%	60%	97%	95%	50%	20%	100%	80%	100%	0%	100%
	7	80%	100%	90%	0%	60%	100%	70%	100%	97%	40%	40%	70%	60%	80%	0%	100%
	8	90%	100%	95%	0%	0%	100%	95%	100%	95%	40%	20%	70%	60%	70%	0%	100%
5	1	99%	100%	100%	0%	100%	100%	10%	100%	60%	50%	20%	70%	99%	50%	0%	100%
	2	100%	90%	95%	0%	100%	100%	50%	100%	60%	50%	30%	60%	100%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	60%	60%	20%	99%	95%	80%	30%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	80%	50%	10%	100%	90%	95%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	50%	10%	100%	90%	95%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	60%	100%	95%	50%	10%	100%	90%	80%	0%	100%
	7	100%	97%	95%	0%	100%	100%	40%	100%	97%	40%	10%	80%	100%	60%	0%	100%
	8	100%	95%	100%	0%	80%	100%	40%	100%	95%	50%	10%	60%	100%	40%	0%	100%
6	1	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	100%	50%	40%	0%	60%	90%	90%	0%	100%
	2	100%	100%	95%	0%	100%	100%	0%	99%	60%	100%	0%	50%	90%	90%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	100%	10%	80%	90%	60%	10%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	10%	97%	80%	70%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	30%	0%	90%	80%	100%	60%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	80%	30%	10%	90%	80%	100%	30%	100%
	7	90%	100%	99%	0%	100%	100%	100%	80%	90%	20%	20%	70%	80%	100%	0%	100%
	8	100%	100%	100%	0%	100%	100%	70%	100%	60%	40%	0%	60%	90%	97%	0%	100%
7	1	70%	100%	90%	0%	99%	100%	0%	100%	50%	50%	0%	60%	60%	80%	0%	99%
	2	70%	100%	90%	0%	100%	100%	10%	100%	50%	40%	0%	60%	60%	70%	0%	99%
	3	100%	100%	99%	0%	100%	100%	0%	100%	60%	60%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	70%	100%	0%	95%	70%	90%	0%	100%
	5	100%	99%	100%	0%	100%	100%	0%	100%	80%	50%	0%	90%	70%	100%	50%	100%
	6	90%	100%	97%	0%	100%	100%	80%	100%	90%	50%	20%	80%	70%	80%	0%	100%
	7	80%	100%	100%	0%	90%	100%	40%	100%	80%	20%	20%	60%	70%	40%	0%	100%
	8	90%	100%	100%	0%	70%	100%	0%	100%	80%	40%	10%	70%	60%	50%	0%	100%
8	1	100%	100%	99%	0%	100%	100%	20%	100%	90%	50%	0%	60%	60%	70%	0%	100%
	2	100%	100%	97%	0%	100%	100%	10%	100%	90%	40%	0%	60%	60%	50%	0%	100%
	3	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	90%	40%	0%	80%	60%	70%	0%	100%
	4	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	97%	70%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	70%	40%	0%	95%	70%	80%	0%	100%
	6	100%	100%	100%	0%	100%	100%	99%	100%	90%	30%	0%	90%	70%	80%	0%	100%
	7	99%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	60%	80%	10%	10%	60%	70%	30%	0%	100%
	8	97%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	90%	80%	30%	0%	60%	60%	60%	0%	100%
9	1	80%	100%	90%	0%	100%	100%	60%	100%	70%	50%	0%	80%	10%	70%	0%	100%
	2	80%	100%	90%	0%	100%	100%	40%	100%	70%	50%	0%	70%	30%	60%	0%	100%
	3	90%	100%	100%	0%	100%	100%	95%	100%	60%	50%	0%	99%	50%	90%	20%	100%
	4	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	100%	95%	100%	70%	95%	50%	100%
	5	100%	100%	100%	0%	100%	100%	100%	99%	50%	50%	0%	100%	70%	99%	0%	100%
	6	99%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	100%	50%	60%	0%	99%	60%	97%	0%	100%
	7	60%	100%	95%	0%	100%	100%	100%	90%	50%	40%	0%	90%	70%	90%	0%	100%
	8	80%	100%	95%	0%	100%	100%	70%	100%	50%	60%	0%	80%	50%	90%	0%	100%

※数値 100%:運用容量の全量を卸電力市場に割当 0%:運用容量の全量を需給調整市場に割当

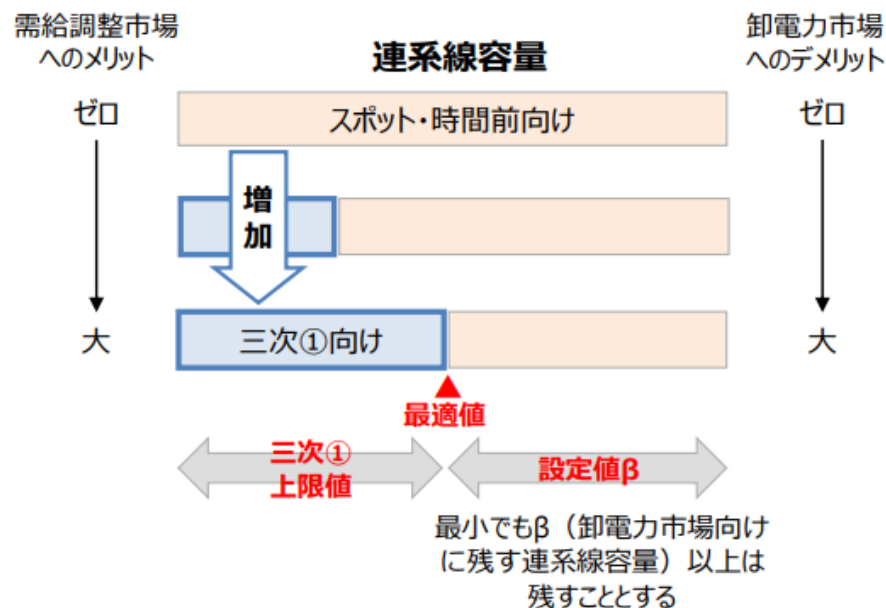
※ブロック 三次①の取引単位の3時間単位で1日を8ブロックに分割



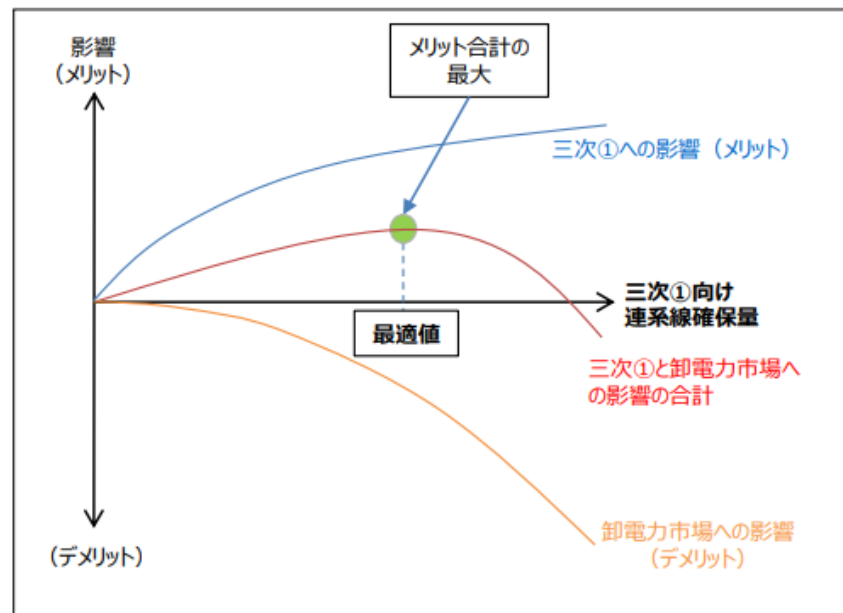
## 参考：三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方

2020年3月 第46回制度設計  
専門会合 資料8を一部加工

- 三次①向けの連系線確保量を増加させると、三次①の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加する。
- 両者の影響額（メリット）の和が最大となる点（社会便益が最大となる点）が最適な連系線確保量と考えられる。この量を、最小でもスポット・時間前向けに残す連系線容量（ $\beta$ ）とし、残余分を三次①向けの連系線確保量の上限とする。



## 三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方



# (参考) 三次②における連系線容量の配分見直しについて

- 三次②については、広域調達促進のため連系線容量の見直しを実施し、取引開始当初よりも一部の連系線において分断率が低下した。

第64回制度検討作業部会  
(2022年4月25日) 資料 5 - 1 より抜粋

## 【参考】三次②連系線の分断状況

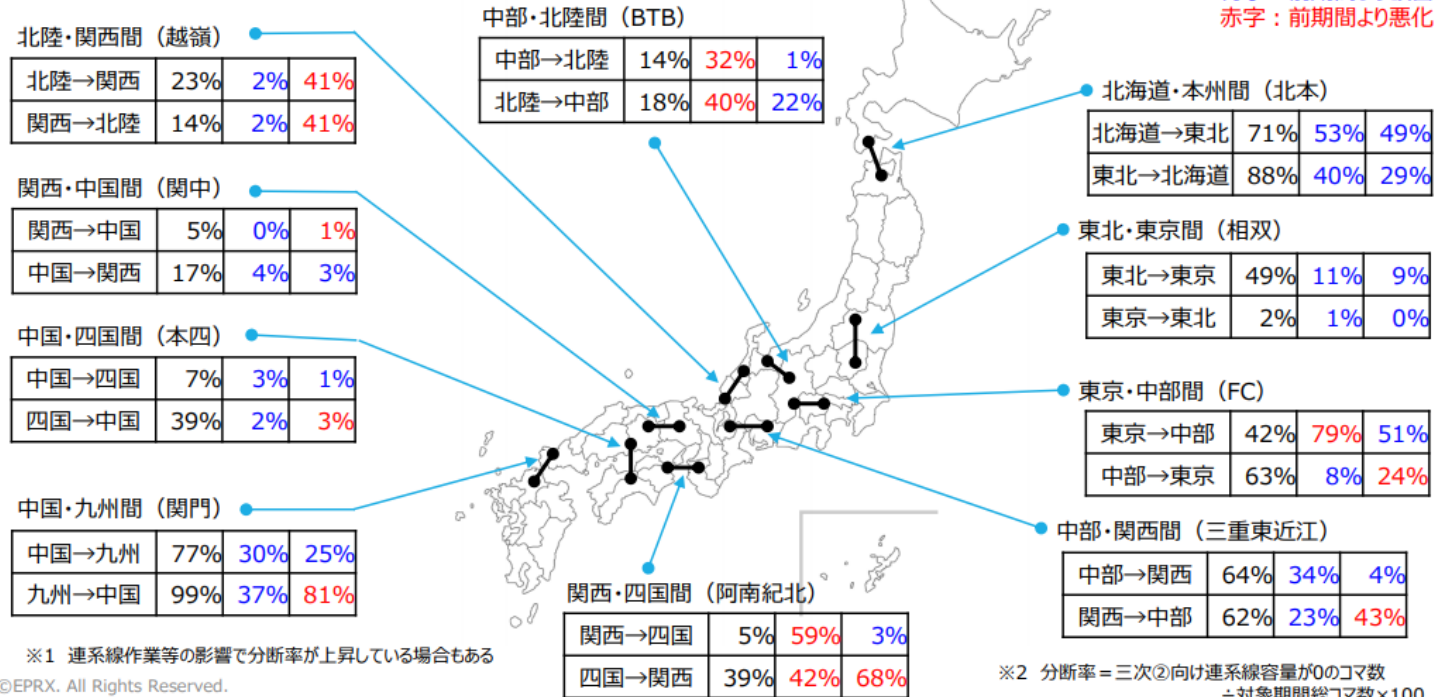
- 第61回および第63回制度設計専門会合にて、三次②の広域調達促進のため、三次②向け連系線容量の配分見直しが行われ、取引開始当初よりも一部の連系線で分断率が低下した。[第61回見直し期間：6月2日～7月31日、第63回見直し期間：8月1日～]

三次②向け連系線容量の分断率  
(2021年4月1日～2022年3月31日)

凡例：

AIリア→BIリア	4/1～6/1	6/2～7/31	8/1～3/31
-----------	---------	----------	----------

青字：前期間より改善  
赤字：前期間より悪化



## (参考) 2022年4月に発生した三次①募集量誤算定について

- 第64回制度検討作業部会において報告した通り、4月5日移行の取引において、広域機関が集約・加工したデータに誤りがあったことが原因となり、一部エリアで三次①募集量として誤った値が算出されていた。
- 三次①募集量の算定に使用する一次～三次①の複合約定量については、GC以降の予測誤差を基に算出するところ、需要インバランスについては、需要実績値からBG需要計画値を差し引いたものを諸元の一部としていますが、このBG需要計画において誤りが発生していた。
- その時に問題があったツールも含め、各種算定ツールにおいてプログラム等に誤りがないかの確認や、なぜこのような事態が生じたのかについて分析を進め、再発防止策の検討を行っていたところ。

### 2022年度における三次調整力①募集量算定式

・電源 I 募集量算出断面 (夏期・冬季の残余需要ピーク時間帯)

$$\text{三次①募集量} = 0$$

・電源 I 募集量算出断面以外

$$\text{三次①募集量} = \text{「一次～三次①の複合約定量※」} - \text{「電源 I 確保量」}$$

※ 一次～三次①の複合約定量は、下記の通りとなる。

$$\text{複合約定量} = \{ \text{残余需要元データ} - ( \text{BG計画} - \text{GC時点の再エネ予測値} ) \} \text{の} 3\sigma \text{相当値} \\ + \text{単機最大ユニット容量の系統容量按分値}$$

# (参考) 新規誤算定事象について

- 4月の誤算定を受け、一般送配電事業者へ再点検を依頼した結果、三次①募集量の誤算定につながる事象が2件確認された。
- この事象における、三次①調達への影響は、中部は適正募集量1%程度の差と軽微な影響、東京、九州は調達不足のため、影響は無かった。
- BG需要計画の変更に伴う集約結果に数値の変動は生じるものの、公募における電源I募集量の算定結果には影響が無いことを確認した。

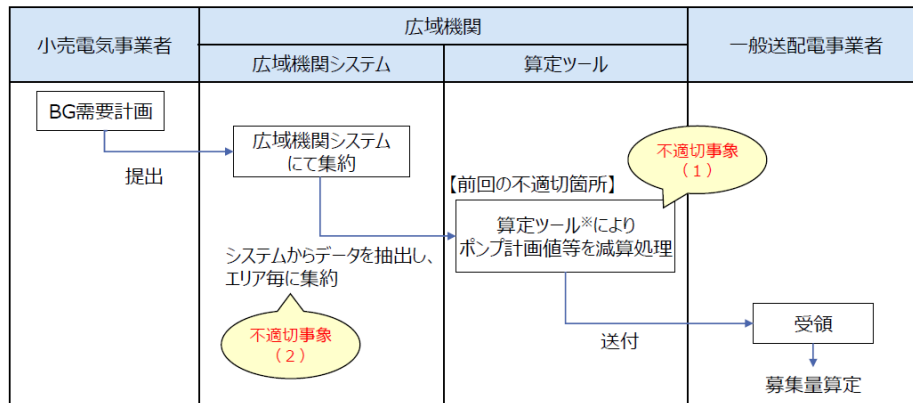
## 誤算定事象(1)：前回誤算定事象の抽出漏れ

誤算定が判明した際、同様の事象の有無を一般送配電事業者との間で確認を実施。一部のエリアにおいて、当該事象の申告・抽出漏れがあったことが、新たに判明。

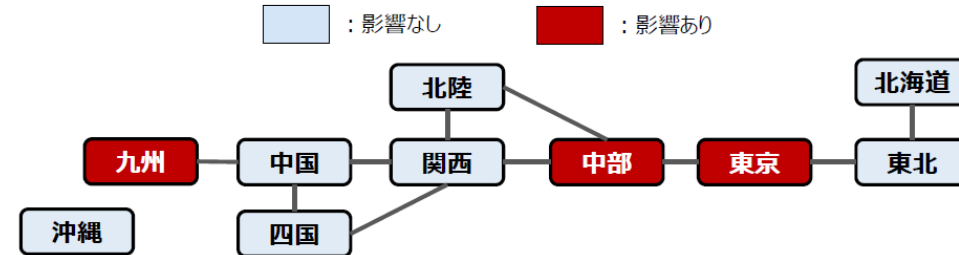
## 不適切事象(2)：使用するBG需要計画の取り間違い

広域機関が加工処理しているBG需要計画として、本来、事業者が提出した最終計画値を使用すべきところ、前日に提出した計画値を使用していたことが判明した。 BG需要計画データ(前日提出)を抽出する際に、最終計画値を格納するフォルダに保存してしまったという作業ミスにより発生。

【BG需要計画の集約、加工の流れ】



【今回の不適切事象により三次①募集量の誤算定が生じたエリア】



# (参考) 誤算定の要因分析及び再発防止策について

- 三次①募集量誤算定の原因となったのは、算出値が参考扱いから正式な数値に変更されたタイミングや、新たに募集量を算出するタイミングにおいて、その内容を十分に確認されていない算定ツールを使用したことであることが判明した。
- 算定ツールの一部において、プログラミングの誤り、およびツールの管理・運用の不備が判明したことから、今回問題のあったツールも含めて、各種算定ツールにおいてプログラム等に誤りがないのか確認を進めていくこととする。
- 今回なぜこのような事態を生じさせたのかについて分析を進めたうえで、広域機関をはじめとした関係各所と連携して再発防止対策の検討も行っていくこととする。

## 【経緯】

2016年頃	...	2020年4月	2021年4月	2021年12月	2022年3月8日
電源 I 総量試算目的でBG需要計画の算定ツール作成		算定ツールの内容を精査しないまま使用 ↓ 2021年度向け電源 I 必要量 (正式な数値) を算出	2022年度向け電源 I 必要量 (正式な数値) を算出 ↓ 電源 I 必要量向けのBG需要計画の内容を十分に確認しないまま流用	三次①募集量 (試算値) を算出	三次①募集量 (正式な数値) を算出

## 【個別要因】 及び 【再発防止策】

個別要因	再発防止策
メンバーも少なく、チーム内でフォローできる体制が十分に構築できていなかった	・チーム内で業務ローテーションを行う等により、重要性の高い業務を新任者が一人で対応することなく、在籍年数が多い職員と共に業務にあたる体制を構築すると共に、業務の属人化を防ぐ。
新任者に対して1対1の引継ぎでは詳細事項まで引き継ぐのが難しい	・出向者の多い広域機関において、前任者・後任者間だけの引継ぎにせず、残っている職員も含めた引継ぎとする。
担当業務の社会的な重要性を十分に理解していなかった	・業務を担当するにあたり、その業務のアウトプット、あるいはアウトカムがどういったものなのかを学ぶ。 ・定期的に不具合事象の振り返りを行い、事象および再発防止策の風化を防止する。
広域機関とTSOの役割分担や、算定フローを明確に決めていなかった	・業務を始める前には、関係者（広域機関や一送など）間で業務フローの全体像の整理および責任所掌を明確化する。明確化した内容をチーム内で共有したうえで業務を開始する。
算定ツールの詳細な引継ぎやマニュアルがなかった	・算定ツール作成時には、マニュアル（ツールの作成経緯、ツールの目的、処理内容、使用方法、注意事項、メンテナンス方法）を同一ファイルで整備する。 ・算定ツールとマニュアルをセットで引継ぎを確実に行う。 ・算定ツールの管理者を設定し、一元管理する。また、算定ツール使用時には、マニュアル利用を徹底する。
算定過程を表示できるようなツールではなかった	・プログラミングミスを発見しやすくするために、算定過程を表示する等、ツールの見える化をする。
算定ツールがメンテナンスされていなかった	・継続的に算定ツール・マニュアルの定期メンテナンスを実施する仕組みを構築する。

1.需給調整市場について

2.三次②について

- 取引状況

**3.三次①について**

- 取引実績

**- アンケート結果**

4.論点

# 需給調整市場に関する取引会員へのアンケート調査について①

- 電力需給調整取引所の取引会員に対し、電力広域的運営推進機関とともに、応札量算定の考え方や応札量を増加するために改善すべきルール等についてアンケート調査を実施した。
- 三次①への応札量が少ないことの理由としては、**燃料在庫の低下等時期による要因**もみられたものの、**週間調達であり需要予測精度が低いこと、実需給までの需給変動リスクがあること**等が応札量が限定的となる要因として挙げられた。
- なお、応札量増加策として、入札単位（ブロック時間）や最低入札量 5 MWについても意見をいただいたところ、それらについては既に見直すことと整理されている。

## <三次①取引実績のある取引会員へのアンケート結果>

	主な意見
応札量／ 応札方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一週間前の入札のため、需要想定精度が低い。また、自然変動リソースからの応札は不確実性が高く、アセスメント違反を回避するために応札を見送るものがある。</li> <li>・週間調達であり実需給までに、需給や市況に変動リスクがあることから、一定の裕度・予備力を確保していることから応札量が限定的となる。</li> <li>・小売、卸供給の増加や燃料在庫の低下等により応札量が少なくなっている（三次②応札では、スポット取引で調達できれば、応札量を確保できるケースがある）。</li> <li>・入札単位が3時間ブロックであるため、ブロック内の30分コマの最小余力分しか応札できない。</li> <li>・最低入札量（専用線：5MW）の制約により入札できないユニットがある。</li> </ul>
その他	<ul style="list-style-type: none"> <li>・スポット価格の高騰</li> <li>・燃料調達環境の悪化</li> <li>・入札価格に適切なスポット市場の機会費用を織り込むことができない。</li> <li>・VPPシステムが三次①応札に未対応</li> <li>・アセスメント・事前審査の要件が厳しく、参入可能なリソースが限られる。</li> </ul>

# (参考) 三次①応札量の考え方に関するアンケート結果

第29回需給調整市場検討小委員会  
(2022年6月24日) 資料2より抜粋

## 三次①応札量の算定の考え方について

- 週間取引である三次①応札量の算定の考え方としては、受け渡しが翌週であり、想定需要や再エネ供給力の算定の精度が低いこと、電源脱落リスクがあることから、一定の需給変動リスクを考慮しているとの回答が多くあった。
- また、前週段階ではスポット市場に売電した場合の逸失利益の算定が困難などの理由から、スポット市場に売電する量を事前に確保したうえで、残りの余力から三次①に応札するといったことや、三次①の応札量は属地エリアの募集量に止めているとの回答もあった。

### 【三次①応札量の算定の考え方】

	余力の範囲内で 応札 (予備力なし)	余力の範囲内で応札 (予備力あり)			三次①応札 枠内で応札
		-	スポット市場売電量を 除いて応札	属地エリアの募集量を 目安に応札	
事業者数	1社	6社	1社	1社	1社
応札量算定の 考え方	週間バランスの余力の 範囲内で応札	<u>需給変動リスクを考 慮して</u> 、週間バランス の余力の範囲内で応 札	<u>スポット市場売電量 等を考慮</u> したうえで、 週間計画時点で起 動可能な停止機の発 電余力を基に応札	実需給における需給 逼迫や市況高騰に対 応できるよう <u>一定の裕 度を見つつ</u> 、 <u>属地エリ アの募集量を目安に 応札</u>	<u>相対取引や卸市場へ の供出枠を先取り</u> し たうえで、三次①応札 可能枠を設定
その理由	-	週間取引であり、需 要や再エネ供給力、 電源脱落を精緻に算 定することが困難	スポット市場価格を精 緻に予想することは困 難であり、三次①の 入札価格に適切な機 会費用が織込めない	需要や市況などの振 れ幅が大きい	-



## 需給調整市場に関する取引会員へのアンケート調査について②

- 三次①の取引実績のない取引会員に対してもアンケートを行った。
- 三次①に応札できていないことの要因としては、実際のアセスメントや事前審査が厳しく、参入リソースが限られること、kWh収入が不透明であり収益予測がしづらいことが要因として挙げられた。
- また、既に3時間ブロックの見直しについては整理されていることを認識しつつも、より早期の改善を求める声もあった。

### <三次①取引実績のある取引会員へのアンケート結果>

	主な意見
制度面の 入札阻害要因	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <u>実際のアセスメントや事前審査の評価方法が厳しく、参入リソースが限られるため。</u></li> <li>● 実際にどれだけ起動されたかが示されておらず、<u>kWh収入が不透明であり収益予測がしづらいため。</u></li> <li>● 事業者に市場退出ペナルティがあるため。</li> <li>● <u>3時間単位の入札では、参入を予定している蓄電池では応札しにくい</u>ため。</li> <li>● 最低応札量が1,000kWであるため。</li> <li>● 入札時点では卸電力市場で得られる収益等が不透明であり、需給調整市場ガイドラインに示された「当該電源等の逸失利益」の算定が出来ず、三次②や卸電力市場の方が入札しやすいため。</li> </ul>
制度面以外の 入札阻害要因	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 簡易指令システム等の検討に時間を要しているため。</li> <li>● 社内システムが未対応であるため。</li> <li>● 現在の市場価格では、需要家へのメリットとして還元することができないため。</li> </ul>

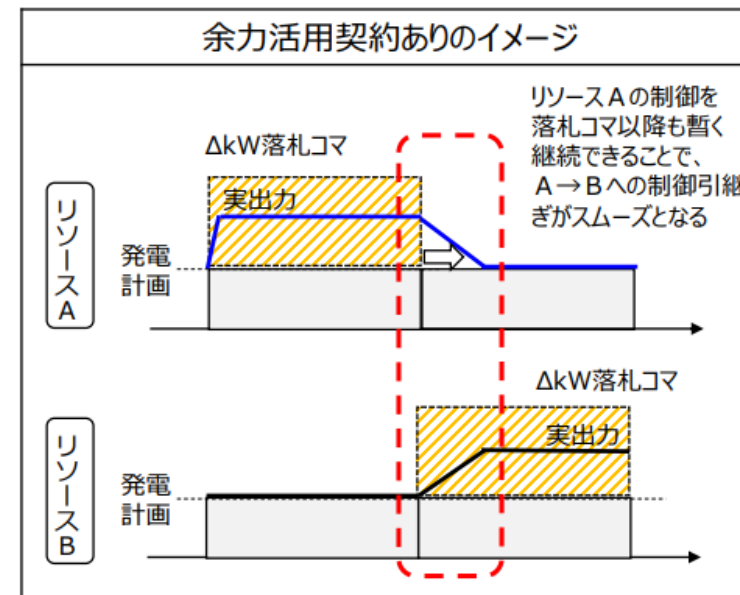
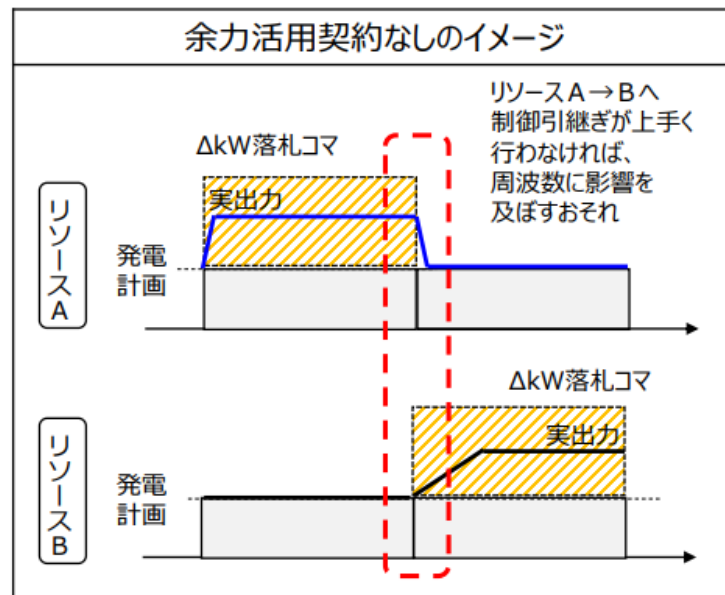
# (参考) ブロック時間の見直しについて

- 三次①についても入札時間単位を3時間から30分に見直すこととしており、見直しの時期については別途整理を行うこととしている。

## 6. 一次～三次①のブロック時間見直しについて (3 / 4)

第28回需給調整市場検討小委員会  
(2022年2月24日)資料3-1より抜粋

- この点については、検討当初以降の変更点として、容量市場で落札したリソースのうち調整機能を有するものは、余力活用契約を締結することがリクワイアメントになっており、この余力活用契約を有するリソースが需給調整市場における応札リソースの大宗を占めるであろう当面の間においては、現行の電源Ⅱと同等ではないものの、30分コマの区切りにおいて、前コマの運用リソースを一定時間調整力として継続活用ができると考えられることから、周波数調整への懸念は検討当初より緩和されていると考えられる。
- 以上を踏まえ、一次～三次①の入札時間単位についても、3時間から30分に見直すこととしてはどうか。



## (参考) 三次①取引状況に関するご意見①

<第64回制度検討作業部会（2022年4月25日）>

- 三次①の調達不足は、三次②の調達不足と比較にならないほど大変深刻である。スポット市場の前に調達しているのは、スポット市場の後で調達をした場合、売り玉がスポット市場にとられ調整力が足りないということを避けるため、このような制度設計になったと認識している。ところが、実際は1週間も前では不確実性が大きすぎるので出せない等、制度設計当初になかった話が当たり前のように出ており、未達となっているこの状況は早急に市場設計を改革しなくてはならないような大事である。他方、市場開始直後で事業者も慣れていない、直ぐに対応できることで改善できる可能性も十分あるので、その点も考慮し大騒ぎだけするのは良くないと思うが、しばらくして改善しないのであれば、市場全体の構造を再構築しなければならないのではないか。たとえばスポット市場と同時開場し売り玉を割り振るシステムなど早急に考え始めなければいけないのではないか。今後の動きに注視していただければと思う。
- 三次①の調達不足については、他委員からも指摘があった通り、調達不足が発生していることは決して良いことではないと考えている。フォローのコメントもあった通り、まだ2週間しか経っていない状況もあり、もう少し状況を注視することも必要かとっている。本件についてアンケートを実施したところ、三次①では前週の火曜に当該週の土曜から金曜分の調整力を調達しており、会員としては実需給まで時間があり、気象変動リスク、需給ひっ迫、価格の高騰を考慮してしまうと意見をいただいているところ。私どもとしましても、調達不足はなんとしても解消したく、応札量増加に繋がるよう、引き続き取引会員の皆様とコミュニケーションを図って、まずは課題の把握し、それを以て、国、広域機関と相談して、解決案、課題解決の道筋を探っていければと考えている。

## (参考) 三次①取引状況に関するご意見②

### <第29回需給調整市場検討小委員会（2022年6月24日）>

- 2024年度以降までの過渡期というところであり、スムーズに進めるためご苦労されているとは思いますが、老婆心ながらシステム側の安定供給という立ち位置から考えると、2022年度～2023年度で検討進めていくということだが、どこかの審議会で検討は進んでいるのか。また、システム改修なしでどこまでいけるか、もしくはシステム改修してどこまでいけるかの2段階であると思う。
- 調達不足は問題外であるが、調達できていたからといってもだめ。ギリギリだとしても市場が競争的でないということもあり得る。調達不足が問題なのではなく応札量が少ないことが問題であることを認識いただきたい。調達不足がなくなったら問題が解決したとは思わないでいただきたい。現状、深刻な問題が解決したようにみえるが、構造的な問題は解決していない。ふたをあけても予想した通りこのような事態になった。なぜこんなに危機意識がないのか。NW部門の人は指摘するたびに始まったばかりなので慎重にと言い全く議論が始まらない。もちろん調べないといけないことはあると思うが、構造的な問題が明らかになっている。週間調達にしたら週間単位ではどれだけ供出できるか分からないということがはっきり出ている。週間調達である限り構造的な問題が残り続けるのではという疑念は出ており、週間調達すら考えなおす必要があるのでは。週間調達は、当初広域で検討し制度検討作業部会に上がり決まったこと。機能しないなら変えないといけない。三次②以上に大がかりな変更が必要になるような話題であり、いつまでものんびりしてはいけないのではないかと。2024年度に間に合うように議論していたら本当に間に合わなくなるのでは。もしくは競争性が保たれなくなるのでは。NWがこれだけ消極的なのは託送改革の悪影響が出ているのではと、そこにも疑念を持たれかねない。本件は今認識されている以上にはるかに早いスピードで議論を始めなければならないのでは。
- 今の問題についてどれだけ切迫意識を持って取り組んでいるのか。電源2があるから大丈夫だということであっても2024年度から状況は変わる。現状調達できていないということについて、どれだけ問題意識があるのか。
- 週間調達でリスクがあるのならば、リスクがついた価格がついていけば無差別になるのでは。適切にリスクが反映されないことに問題があるようにも思ったが、どのあたりに課題があるか。
- 大きな見直しも辞さないということで把握したが、連携線容量の見直し等も含め諸々あると思うので、総合的に考えていただきたい。

1.需給調整市場について

2.三次②について

- 取引状況

3.三次①について

- 取引実績

- アンケート結果

**4.論点**

## 論点 1 : 三次②余剰分の時間前市場への入札主体について

- F I T インバランス特例に起因する再エネ予測誤差に対応する三次②は、再エネ予測の下振れに備え確保しているもの。第28回需給調整市場検討小委員会において三次②の使用率を確認したところ、結果としては調達量のうち20%程度が再エネ予測誤差に対応していたと考えられる。
- また、再エネ予測の下振れのみならず上振れも半数程度発生すること、三次②は再エネ予測の大幅な下振れに備え確保しており、再エネ予測の下振れ時であっても調達量全量が使用されることは少ないことより、使用率が20%程度であっても過剰な調達であるとは言えないと考えられる。
- 他方で、三次②の $\Delta k W$ 調達費用が再エネ賦課金から供出されていること等も踏まえると、使用率向上に向けた対応や再エネ予測誤差削減に向けた取組は不断に取り組むべきものである。
- また、有効に電源を使用するという観点から、実需給が近づき余剰となることが明らかになった三次②を時間前市場に供出できれば、調整力として使用率が低いことによる弊害も軽減できるのではないかとご指摘いただいている。
- こうした中、第29回需給調整市場検討小委員会において、三次②余剰分を時間前市場に供出するにあたり想定される論点や、供出可能量の考え方について示し、ご議論いただいた。その際、その入札主体は誰が担うべきなのかが論点の1つとして示されたところ。
- 今回は、これまでの他検討会等における議論の状況も踏まえつつ、調整力である三次②余剰分の時間前市場入札主体の在り方についてご議論いただきたい。

# 三次②余剰分の時間前市場への入札主体に関する対応案

- 三次②調達量のうち余剰分を時間前市場へ売り入札することについて、その入札を行う主体を定める必要があるがどのように考えるか。
- 第29回需給調整市場検討小委員会では（案1）一般送配電事業者が自ら時間前市場へ売り入札する方法、（案2）一般送配電事業者が上げ調整として使用しない三次②をΔkW落札事業者に差戻し等を行い、差戻しを受けた事業者が時間前市場へ売り入札する方法等が対応案として示されたところ。

## 【論点②】入札主体について（1/2）

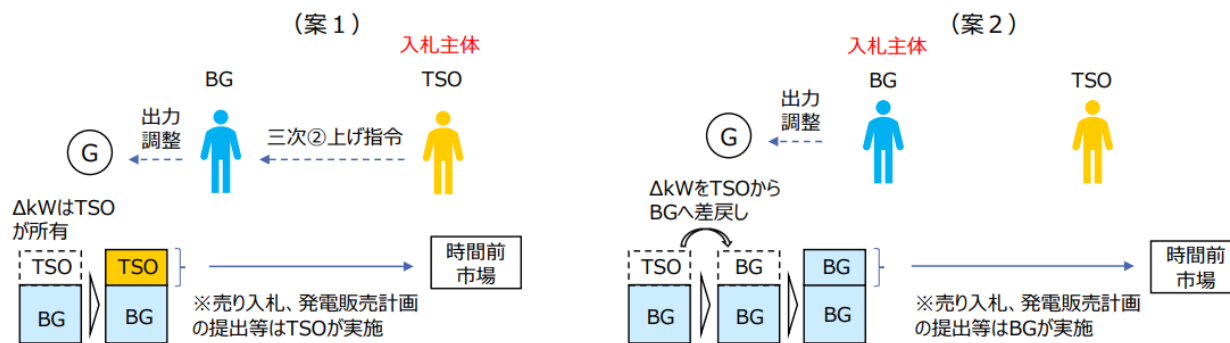
第29回需給調整市場検討小委員会  
(2022年6月24日) 資料3より抜粋

- 一般送配電事業者が、実需給の前日に調達した三次②について、再エネ出力の下振れへの対応（上げ調整力）としては使用しない領域を時間前市場へ売り入札するにあたっては、その入札を行う主体を定める必要がある。
- 時間前市場で売り約定した場合は、実際にリソースの出力を増加させる必要がある。それを実行できるのは、三次②への上げ調整の指令権を有する一般送配電事業者、もしくは、その指令を受けるΔkW落札事業者であることから、三次②の余力を時間前市場へ売り入札する際の入札主体としては以下の2つが考えられる。

（案1）一般送配電事業者が、自ら、時間前市場へ売り入札 ※1

（案2）一般送配電事業者は上げ調整として使用しない三次②をΔkW落札事業者に差戻し等を行い、差戻しを受けた事業者が時間前市場へ売り入札

※1（案1）の変化形として、一般送配電事業者が行う入札業務を第三者に委託する方法もありうるが、電力・ガス取引監視等委員会事務局からは、特定の事業者が委託を受けて入札すること自体が、送配電事業の禁止行為（特定の事業者に不当に有利な扱い、不当に不利な扱いをしない）に抵触するおそれがあるとの指摘を受けている。



## 三次②余剰分の時間前市場への入札主体について

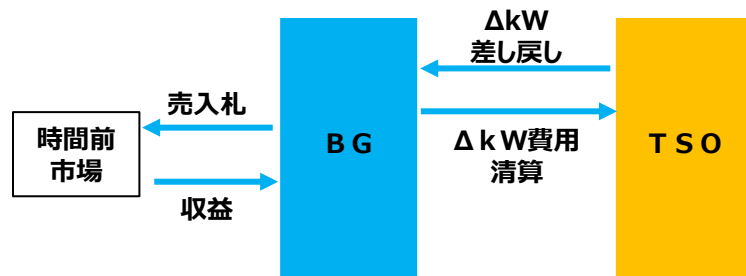
- 入札主体は、一般送配電事業者が三次②の上げ調整の指令権を有することから、時間前市場への応札も、一般送配電事業者が入札主体となることが自然であると考えられるのではないか。
- 一方で、一般送配電事業者はその区域における託送供給や電力量調整供給、最終保障供給や離島等供給を担う主体であり、時間前市場に入札する行為が送配電事業に該当するか否かの判断が必要となる。
- さらに、一般送配電事業者はFITインバランス特例③をスポット市場へ売り入札するため、卸電力市場において会費等が不要な特別取引会員となっている。特別取引会員として可能な取引については限定されている状況であり、一般送配電事業者が入札主体となるためには、一般送配電事業者の取引会員の考え方についても整理が必要である。
- また、一般送配電事業者が入札主体となる場合について、実務として直ちに応札ができるような体制になっているかどうか、システム改修等が必要なかどうか等、ネックになりうる点について検討を行う必要がある。
- 一般送配電事業者が入札主体となることが困難である場合、もしくは対応に時間を要する場合は、案2として示されている $\Delta k W$ 落札事業者が入札主体となることも考えられるのではないか。
- 入札主体の在り方については、上記視点のもと、実務との関係も精査したうえで、引き続き検討することとしたい。
- そのほか、時間前市場への供出については、入札価格の在り方や三次② $\Delta k W$ 調達費用に活用している再エネ賦課金との関係等についても検討が必要と考えられるため、関係各所と連携のうえ検討を進めて参りたい。



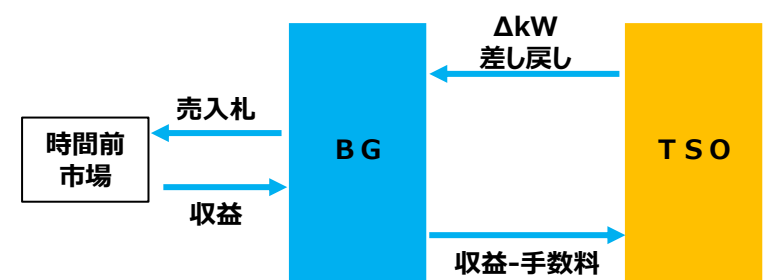
## (参考) $\Delta kW$ 落札事業者に差戻しを行う場合について

- $\Delta kW$ 落札事業者に対し差戻しを行い、差戻された事業者が時間前市場に入札を行う場合は、 $\Delta kW$ 費用も合わせて清算するか、時間前市場での約定収益をどのように扱うか検討する必要がある。
- $\Delta kW$ 費用を精算する場合は時間前市場での約定収益は入札を行った事業者に帰属するものと考えられるが、 $\Delta kW$ 費用を精算しない場合については、時間前市場での約定収益は一般送配電事業者に帰属することも考えられる。
- そのため、時間前市場の約定収益の帰属先によって、 $\Delta kW$ 落札事業者が入札する場合も以下の2つの案に分けて考えることができるのではないか。
- 他方、 $\Delta kW$ を差し戻す等の行為が発生することで、入札事業者としての市場参入メリットが減少しないかどうか慎重に検討する必要があるのではないか。

案2：差戻しを受けた事業者が時間前市場へ売り入札する方法。  
差戻し時に $\Delta kW$ 費用も精算し、時間前市場における収益は $\Delta kW$ 落札事業者に帰属する場合。



案3：差戻しを受けた事業者が時間前市場へ売り入札する方法。  
差戻し時に $\Delta kW$ 費用も精算せず、時間前市場における収益は一定の手数料等考慮したうえで、一般送配電事業者に帰属する場合。



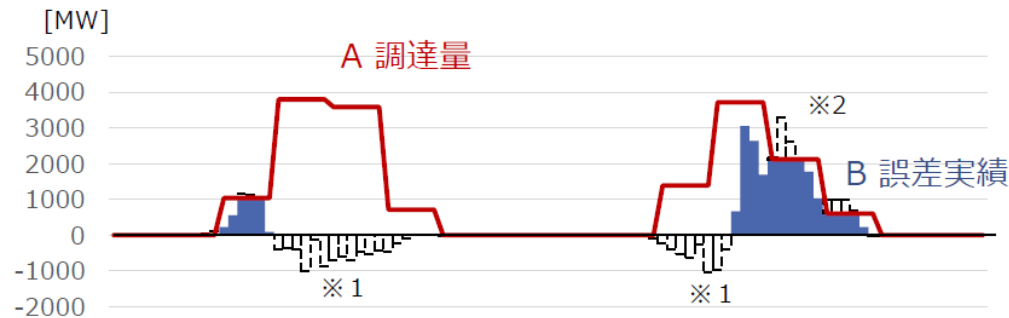
# (参考) 三次②調達量の使用率について

- 現状として、3σ値相当値確保してもなお調整力が不足している事象も確認されるが(不足コマは全国平均で16%)、平均的な三次②ΔkW使用率は20%程度であると考えられる。

## 三次②調達量の使用率について (1/2)

第28回需給調整市場検討小委員会  
(2022年2月24日) 資料4より抜粋

- 次に、三次②調達量使用率の評価として、調達量が実際に再エネ予測の下振れ誤差に対応した状況(使用率)を確認した。
- 結果としては、三次②調達量のうち約20%が再エネ予測誤差に対応していた。



(2021年4~11月の実績)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
A 調達量[億ΔkWh]	5.4	28.8	38.3	31.6	2.4	22.4	17.2	12.4	31.5	190.0
B 誤差実績[億kWh]	1.3	4.5	7.5	7.3	0.5	4.2	3.5	2.6	5.2	36.6
C(=B/A) 使用率[%]	24	16	20	23	19	19	20	21	17	19

調達量がどの程度FITの下振れ誤差に対応したかを確認するため、誤差実績について以下の通り集計

※1 再エネが上振れした場合の誤差は「0」とする ※2 調達量を超過する下振れ誤差は調達量を上限とする

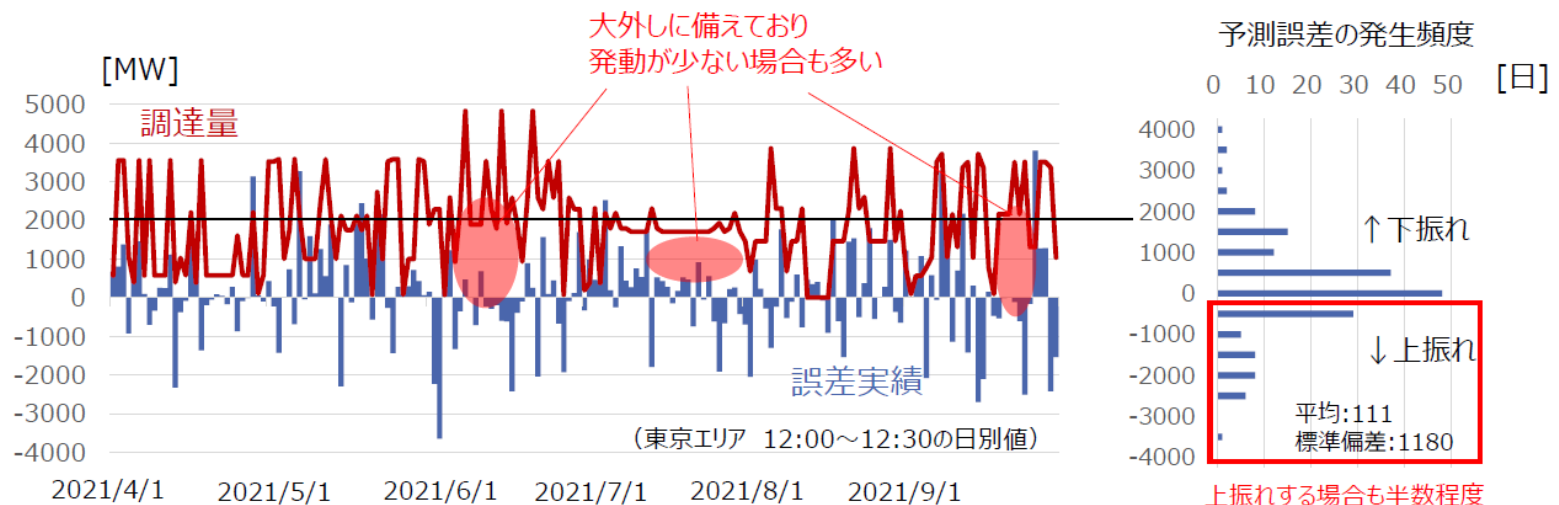
# (参考) 三次②調達量の妥当性について

- 調整力は大幅な下振れに備えるために確保しているものであり、需給調整市場検討小委員会では $\Delta k W$ 使用率が平均20%程度であることについて「過剰な調達であるとは言えない」と評価している。

## 三次②調達量の使用率について (2/2)

第28回需給調整市場検討小委員会  
(2022年2月24日) 資料4より抜粋

- 再エネ出力予測は、前日時点における気象予測を基に実施しており、GC時点である実需給の当日においては、再エネ予測の下振れのみならず、上振れも半数程度発生する。
- また、三次②は、再エネ予測の大幅な下振れに備えるために確保しており、再エネ予測の下振れ時であっても、調達量が全て使用されることは少ないと考えられる。
- それらを考慮すると、三次②調達量の使用率が20%程度であったとしても、これをもって過剰な調達であるとは言えないと評価できるのではないかと。
- ただし、三次②調達に係る費用がFIT賦課金から供出されていることを踏まえると、この使用率の向上に向けた対応は不断に取り組むべきものであり、一般送配電事業者における対応については、今後も事後検証のタイミング等で継続的に状況を確認することとしたい。



## (参考) 三次②調達量と余剰分に関する議論

- 第29回需給調整市場検討小委員会において三次②調達量について議論を行った際、実需給の当日において予測精度が向上し、不要になった調整力を時間前市場等に供出することについても検討するべきではないかというご意見をいただいた。

### <第24回需給調整市場検討小委員会（2022年2月24日）>

- 余剰になった調整力(三次①)をスポット市場等に供出することについてもご検討いただきたい。
- 三次②の使用率が20%程度であり、それが「調整力が過剰」であるとならないのはごもっとも。調整力の使用率は低くて当然である。他方、調達した三次②ΔkWが不要になった場合、時間前市場に供出できるようになればずいぶん良くなるのではないかと。実需給に近づけば近づくほど予想は正確になり、余剰分全量を出せないというのは確かではあるも、一定程度は時間前市場等に供出することを考えないと、いつまでも調整力の調達に対する不安は解決されないのではないか。

# (参考) 三次②余剰分の時間前市場供出量について

## 【論点①】供出量について (1/4)

第29回需給調整市場検討小委員会  
(2022年6月24日) 資料3より抜粋

- 三次②の調達は、現状、3時間のブロック単位で行っているため、調達量はそのブロック内で再エネ予測誤差が最大となる時間帯の値で算出されている。なかでも、再エネの大宗を占めている太陽光については、基本的に、出力と誤差は相関関係にあり、出力が大きい時間帯ほど誤差も大きくなる。
- このため、例えば、太陽光出力が夕方にかけて減少するブロック6 (15-18時) では、下図のように15時頃の再エネ予測誤差に基づき、三次②を3時間を通じて調達していることから、この三次②調達量について、再エネの上振れ、下振れといった事象ごとに、以下のとおりにケース分けし、時間前市場への売り入札の検討を行った。

領域 a : 太陽光の上振れ、下振れに関わらず使用しない領域\*

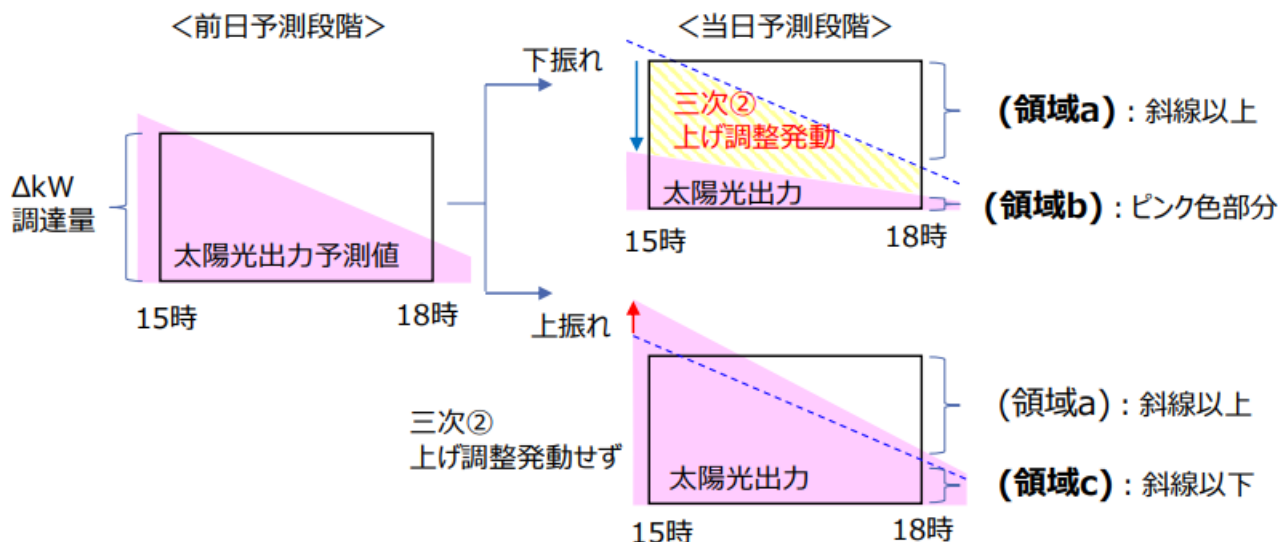
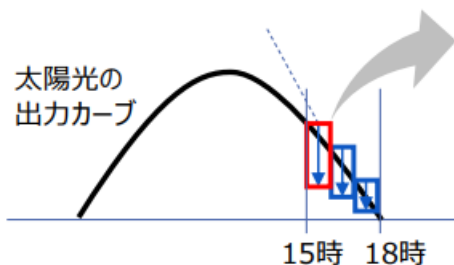
領域 b : 太陽光の下振れが発生しても使用しない領域

領域 c : 太陽光の上振れが発生すれば使用しない領域

\*入札単位が30分 (2025年度開始予定) となれば、この領域は市場調達しない

### 三次②調達量

ブロック期間内で再エネ出力誤差が最大となる時間帯の値 (最大値)



# (参考) 三次②余剰分の時間前市場供出に関する検討の方向性について

## まとめ

第29回需給調整市場検討小委員会  
(2022年6月24日) 資料3より抜粋

- 三次②の時間前市場への売り入札について以下のとおり検討を進めることとしてはどうか。

### <供出量について>

- ✓ まずは全ての一般送配電事業者を対象に領域 a を時間前市場へ売り入札することを目指し、実務的な検討を進める。
- ✓ 領域 c については実需給の当日において発電機の停止運用等を行っている一般送配電事業者においては、時間前市場への売り入札の対象とし、それ以外の一般送配電事業者においては、データの収集・分析を進め、対応が可能となった事業者から順次、売り入札の対象とすることを目指し、実務的な検討を進める。

### <入札主体について>

- ✓ 入札主体の在り方や、卸電力市場における会員の在り方等について、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進める。
- ✓ 合わせて、一般送配電事業者が入札主体となるケースにおける実務的課題（発電・販売計画の提出の在り方等）や、 $\Delta kW$ を差戻された事業者が入札主体となるケースにおける需給調整市場ルール等についても検討を進めていく。

### <入札方法および入札価格について>

- ✓ 入札方法および入札価格の在り方については、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と連携して検討を進める。

### <その他>

- ✓ エリア外のリソースが約定した場合における連系線マージン（ $\Delta kW$ マージン）開放の扱い、あるいは各種システム構築・改修の必要性など、より実務的な課題についても、引き続き、検討を進めていく。

# (参考) 時間前市場供出に関するご意見

## <第29回需給調整市場検討小委員会（2022年6月24日）>

- 活用可能な供給力という観点からの検討は非常に良い判断。ご指摘の通りいろいろ検討すべき課題があると思うが、1つの視点として入札主体について、TSOが仮に売となった場合、調整力として調達したものを別の形で使うことになる。上げ指令の回数が変わるといって変化が生じるか。売り側としても条件が変わってくるかと思う。それにより入札が減ることもあり得るか。非常に大切な視点であると思うが、他方で入札の支障にならないという視点も必要ではないか。
- 今回速やかに整理いただいたことに感謝。NW部門が抱えて必要なくなったものを速やかに市場に出すことが全般的に求められていると理解。三次②が第一歩だと思うが、これに留まらないはず。領域aについては最初から取るべきでなかった、改革後は不必要になると思うが、それまでの間という点では即効性がありかつ重要な取組。一刻もはやく売れるようにするべきであり、時間かければかけるほど無意味になるので早急な対応を求め。市場入札者と収益を受け取る人は必ずしもリンクさせなくてもいい。BG側からすると、価格規律については他市場収益を引いてもう一度価格規律を再整理しないといけないことになり、相当に大変。他方、TSOがやったら何が問題なのか理解しかねる。当然に出来るし収益に組み込んで原価からマイナスすることはできるはずで、原理的に課題となること事態ありえない。売り主体になるということは整理が必要であるが。cについては電気が余っている状況なので、売りに出しても売れないのでは。ただ、有効活用できるのであれば有効活用するという観点から検討するのは良い。
- BGに差し戻すのも案ということだが、 $\Delta kW$ 対価は支払われるという理解でいいか。また、検討にあたり、差し戻しのタイミングがいつになるか、実務上の懸念がある。差し戻しの優先順位について、事業者間の公平性の観点を含めた検討をお願いしたい。
- 方向性についてはありがたく賛同。小売事業者としては、合理的な価格で入札されることを臨むが、BGに差し戻すとなった場合、手間の問題から調整力を出す事業者が減る懸念がある。また、発電計画が30分コマ単位となることから2025年度からは領域aが大幅に減ると思われる。また、余力の電源I等をスポットに出すこともあわせて検討いただきたい。
- 我々も強調して検討して参りたい。運用者としては、スポット市場後の余力ということで三次②のkWh単価は高く、時間前に出しても売れ残る可能性も高いのでは。時間前市場に出すタイミングも課題にある。発電機の解列の検討と組み合わせで検討することもありえるか。朝断面のブレは前日と比較しても大幅に改善すると思われるところ。話は変わるが、調達量を減らす取組も必要。中部は共同調達に入ることができていないが、前回2月小委でアンサンプル予報の導入により減らせる可能性があること認識。引き続き協力のうえ検討を進めていきたい。

# (参考) 三次②ブロック時間の見直しについて

- 2025年度より、三次②のブロック時間の見直しが予定されている。ブロック時間見直し以降は領域aとされる三次②余剰分は大幅に減少する可能性があるため、時間前市場供出については、社会コスト最適化の観点からも早急に検討する必要がある。

## 1. 2021年度の三次②取引実績について

### 調達不足への対応状況 (1/2) - 市場ルールの見直し

第64回制度検討作業部会  
(2022年4月25日) 資料5-1より抜粋

- 三次②入札量の増加対策として、需給調整市場検討小委員会において「ブロック時間の見直し」、「下げ代不足対応」、および「応動時間の見直し」等の対応が進められている。
- システム改修が必要であるため、「下げ代不足対応」は2023年度、「ブロック時間見直し」および「応動時間の見直し」は2025年度から適用開始予定。

ブロック時間の見直し	下げ代不足対応	応動時間の見直し
2025年度から適用予定	2023年度から適用予定	2025年度から適用予定
<p>&lt;現状&gt; 3時間/ブロック 【応札量】 応札量の増加 ブロック内のコマの最小値で応札</p> <p>【募集量】 募集量の抑制 ブロック内のコマの最大値で募集 (コマによって過剰)</p>	<p>(方法1) TSOによるユニット並解列 下げ代不足でバランス停止中のユニットも応札可能</p> <p>非調整電源 電源Ⅱ等</p> <p>バランス停止 三次②電源に 応札可能</p> <p>(方法2) 需給当日のユニット解列 余剰インバランスが見込まれ、エリアに上げ代が十分ある場合、落札ユニットの解列を許容</p> <p>三次②電源 解列許容</p> <p>非調整電源 電源Ⅱ等</p>	<p>応動時間の延長による 供出量の増加</p> <p>指令値</p> <p>45分 60分</p> <p>指令 応動時間 45分⇒60分</p>



# (参考) 三次②調達費用について

- 三次②調達費用には再エネ賦課金を活用しており、社会コスト低減の観点からも、三次②余剰分の時間前供出等による費用低減策は重要と考えられる。

第39回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会  
(2022年2月14日) 資料2より抜粋

## 2022年度の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準(案)

- 2022年度の交付金活用については、2021年の取引実績(重複計上額を除く)を踏まえてた調達単価に、インセンティブ付けした必要量を掛けることで、エリア毎の交付金活用額を算出。

エリア別調達単価 [円/ΔkW・h]			補正後の必要量※ [億ΔkW・h]			2022年度交付金見込額※ [億円]	
北海道	12.6		北海道	7.3		北海道	91.6
東北	2.5		東北	23.7		東北	59.9
東京	1.3		東京	51.1		東京	66.4
中部	6.0		中部	29.9		中部	181.9
北陸	6.3		北陸	3.4		北陸	21.3
関西	5.8	×	関西	23.5	=	関西	135.8
中国	3.2		中国	20.6		中国	65.3
四国	2.3		四国	17.1		四国	39.2
九州	3.8		九州	36.8		九州	140.0
沖縄	1.4		沖縄	1.7		沖縄	2.4
平均	3.9		合計	215.0		合計	802.8

※実際の交付額単価は、FIT設備の見込量で計算した交付金額を、エリアごとに2022年度の買取電力量の見込値で割り戻し、決定されるものであることに留意が必要。  
※沖縄については需給調整市場が開場していないため、2021年度交付金算定時と同じ考え方のもと、交付金を算定する。

## 論点2：三次①の調達不足について

- 需給調整市場については、2024年度より全商品の取引を開始するためのシステム準備等も進められているところ、三次①は応札量が不足しており調達不足が発生していること、市場として十分な競争が働いていないことについてどのような対応策が考えられるか。
- 調達不足の背景には、三次①が週間調達であることに伴う入札行動や、連系線制約により広域調達に上限があることが考えられる。
- また、応札事業者は実需給までの需給変動リスクを勘案して応札量を算定していること、週間調達のリスクに見合った価格を設定しづらいこと等の要因もあり、十分な応札量を供出できていない。その結果、ほとんどの売り入札が約定し、市場として十分な競争が働いていない状況となっている。
- 一方で、連系線制約による広域調達の上限については広域調達に一定の制約を加えるものであるものの、供出量が募集量の4割にも満たない現状を踏まえれば、まずは上記のような、発電事業者の応札行動に与える構造的背景に焦点を当てた議論が必要ではないか。
- 2023年度まで調整力公募がある現状においては、三次①が調達不足であっても調整力自体が不足する事態は顕在化していない。2024年度に円滑に市場取引に移行するためにも、調整力公募と需給調整市場の関係性、発電事業者の利潤最大化、調達コストの抑制などの観点も踏まえ、例えば調達時期やリクワイアメント、受渡し期間の観点から検討してはどうか。

# kWhとΔkWの同時約定市場について

- なお、電源のより効率的な運用・調達を実現するため、卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会において **kWhとΔkWの同時約定市場をはじめとする新たな市場の仕組みの検討が進められてきたところ。**
- 今後は作業部会を設置のうえ、より具体的な約定ロジックの検討や海外における類似の仕組みの調査、時間軸の検討等を進めることとしている。**仮に同時約定市場をはじめとする新たな仕組みが実現した場合、週間調達による課題や応札量不足等の課題は解消されることが期待される。**

第5回 卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会（2022年5月23日）資料4より抜粋

## 【論点②】具体的な仕組みのイメージ

- 論点①の各論点に基づく方向性を前提とすると、**中長期的な電力システムのあるべきひとつの姿としては、以下のような仕組みが考えられるのではないか。**これにより、本勉強会で挙げられていた現状の各課題は、次スライド以降に記載のとおり、解決可能ではないか。
- 今後さらに踏み込んだ議論・検討を行うべく、**具体的な約定ロジックの検討や海外における類似の仕組みの調査、時間軸の検討等を行い、引き続き、あるべき姿の検討を進めることとしてはどうか。**  
※現在、一般送配電事業者において、中給システム仕様統一の検討をしており、緊急時の対応として、Three-Part Offerと同じ機能を具備することなどが議論されている。（本日の勉強会においても資料5で紹介）

- 具体的な仕組みのイメージ**
- **週間断面での電源起動手続きを設ける。**
  - **前日X時にkWhとΔkWの同時約定市場を設ける。**
    - ✓ 発電事業者が電源諸元（①ユニット起動費、②最低出カコスト、③限界費用カーブ）を市場に登録（Three-Part Offer方式）。
    - ✓ 小売電気事業者は買入札価格・量（kWh）を入札。
    - ✓ 同時市場において、翌日の需要予測に従って、過不足なく、電源を立ち上げる（kWhとΔkWを確実に確保）。
  - 前日市場において一般送配電事業者が確保した電源のうち、kWhの供出が確定した電源などを、時間前市場に投入する。小売電気事業者等は実需給に近づくにつれて精緻化される需要予測を元に、**時間前市場で売買を行う。**
  - GCまで小売に配分されていない電源は、一般送配電事業者が実需給断面における需給調整に用いる。

