

需給調整市場における 三次調整力①、②の取引状況について

2022年4月25日

電力需給調整力取引所

- 需給調整市場においては、2021年3月31日以降、三次調整力②※¹（以下「三次②」という。）の市場取引を実施している。
- 2022年3月22日からは、三次調整力①※²（以下「三次①」という。）の市場取引を開始した。
- 本書では、
 - ◆ 2021年度の三次②の取引実績
 - ◆ 運用開始以降の三次①の直近の取引状況（4/1～4/15受渡分）
 - ◆ 三次①運用開始に向けた需給調整市場システムの切替結果について報告する。

※1 FIT特例①③の予測誤差への対応を目的に前日調達するもの

※2 ゲートクローズ以降の残余需要の予測誤差および電源脱落への対応を目的に週間調達するもの（毎週火曜日に当該週の土曜日から翌週の金曜日までの受渡分を取引）

-
- 1. 2021年度の三次②の取引実績について**
 2. 運用開始以降の三次①の直近の取引状況について
 3. 三次①運用開始に向けた需給調整市場システムの切替結果について

三次②取引実績概要

- 2021年度の実績では、**落札量が日平均約2,669MW**、**落札単価が平均2.58円/kW・30分**で、**調達費用は日平均で約3億3千万円(年間約1,200億円)^{※1}**の取引が行われた。
- 募集量は、買い手である一般送配電事業者による登録が日平均で約3,012MWであったのに対し、落札量は日平均で約2,669MWであった。
- 応札量が募集量に満たない日が多く、また、連系線の三次②向け容量が不足することがあり、電源Ⅱ余力等を活用しても、調達不足になる断面もあった。

取引状況 (2021年4月1日～2022年3月31日^{※2})

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア
募集量[MW] (日平均)	88	439	651	506	37	357	251	187	494	3,012
応札量[MW] (日平均)	165	275	1,065	600	60	1,064	293	361	469	4,352 ^{※4}
落札量[MW] (日平均)	78	351	561	416	34	343	241	188	453	2,669 ^{※4}
最高落札単価 ^{※3} [円/kW・30分]	86.98	59.46	89.73	206.75	64.16	109.44	70.00	40.57	45.30	—
最低落札単価 ^{※3} [円/kW・30分]	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	—
平均落札単価 ^{※3} [円/kW・30分]	6.21	1.81	0.98	4.66	4.01	3.81	2.03	1.30	2.41	2.58

※1 約3億3千万円 = 落札量の日平均約2,669,000kW × 平均単価2.58円/kW・30分 × 48コマ

※2 3月分は速報値

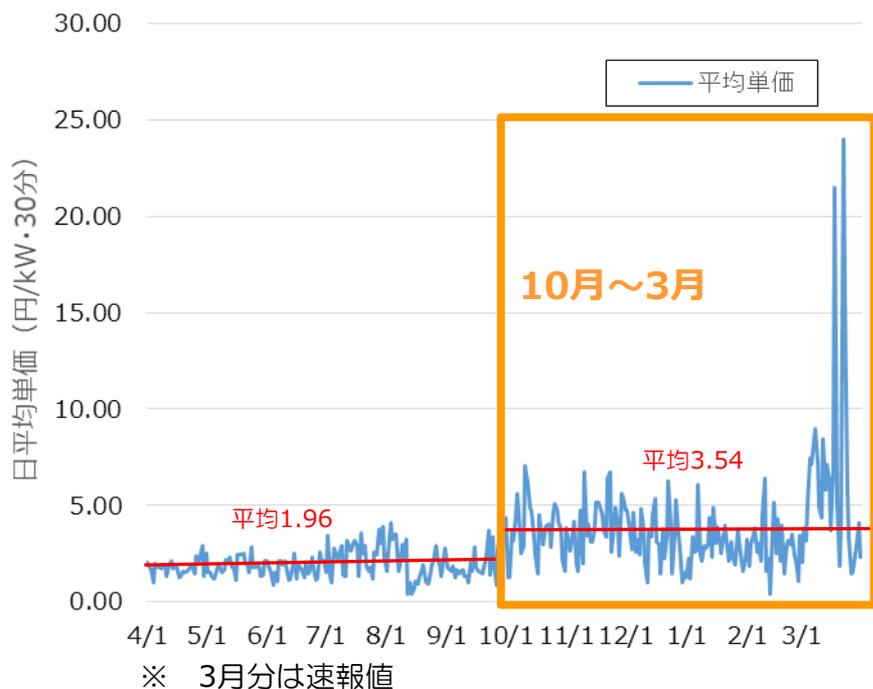
※3 上記の単価は、各エリアの一般送配電事業者が落札した単価を記載

※4 調達不足に関わらず、落札量が応札量以下となっているのは、1日単位の日平均としているため

調達価格の推移

- 2021年度の三次②の調達価格は、燃料価格の高騰等を背景に上昇傾向となり、日平均価格は**年度前半（4月～9月）では1.96円/ΔkW・30分**であったが、**後半（10月～3月）では3.54円/ΔkW・30分**まで上昇した。
- 調達価格の上昇傾向は、スポット市場においても表れており、需給調整市場においても相関的な傾向にあり、高値で推移するに至ったものと考えられる。

三次②調達価格（日平均）の推移
(2021年4月1日～2022年3月31日)



(参考) LNG価格、スポット市場価格の推移

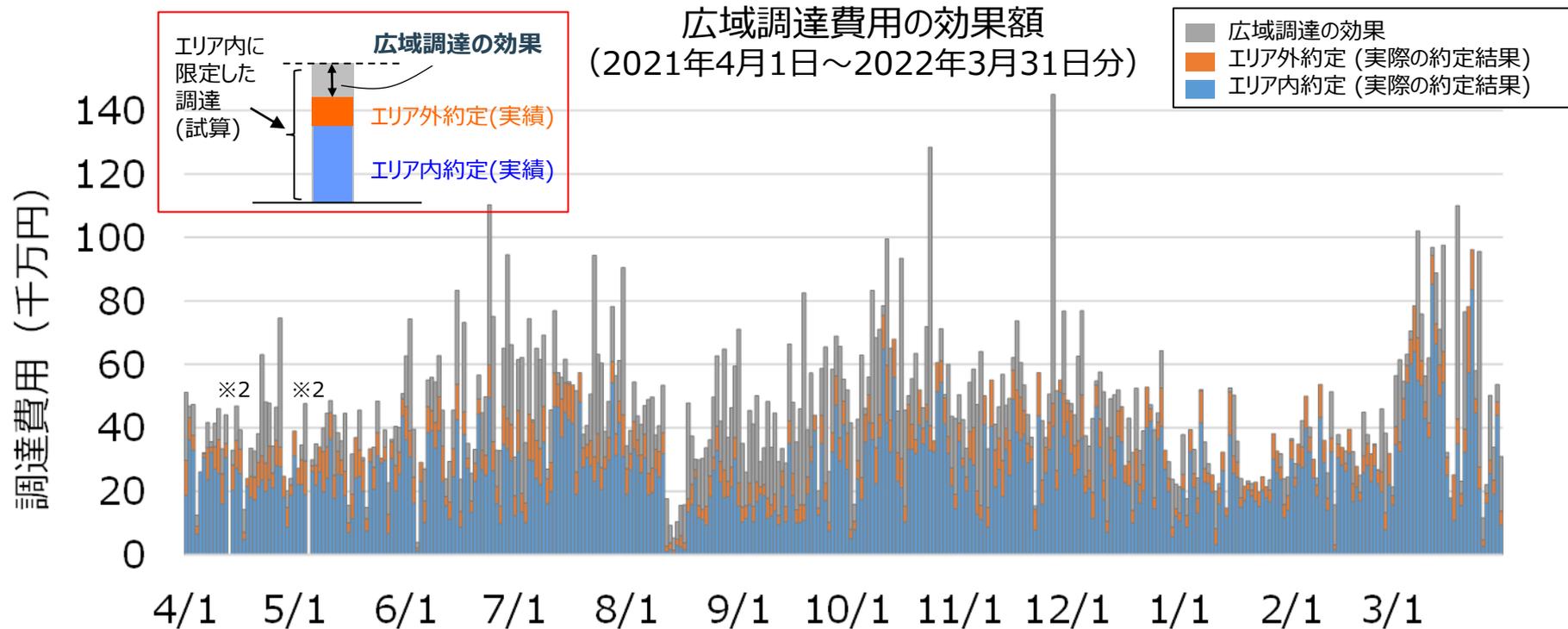
- LNG価格は、昨年9月以降上昇基調。昨年12月下旬以降は一時低下傾向も見られたものの、**ウクライナ情勢を背景に3月上旬に急騰**。3月中旬以降は再び下落に転じている。



※ LNG価格 (発電単価換算) はS&P Global Platts社JKM指標から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年9月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。
LNG価格 (¥/kWh) = (JKM価格 (\$/MMBtu) × 為替レート (¥/\$) × 単位換算係数 (MJ/MMBtu) + 燃料諸経費 (¥/MJ)) × 単位換算係数 (kWh/MJ) × 熱効率係数 × 所内変換効率係数
※ 為替レートはその日の最終時点における通貨レートを使用。
※ 汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。

広域調達の効果

- 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。

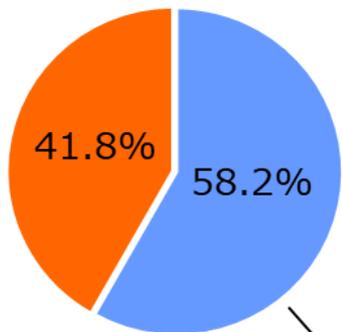


※¹ エリア内約定のみの調達費用は、全エリアを分断させ、それぞれのエリア毎の募集量に対し、同エリア内応札を単価の安い順で約定させて算出。なお、調達不足分は、当該エリアの最高単価を乗じた費用を調達費用に加えて算出

※² 4/13、5/5は需給調整市場システムの障害によりシステムによる取引を中止

【参考】三次②の広域調達の状況

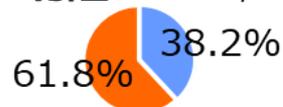
<中部> 計 1,213,840MW



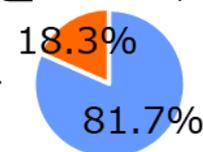
(2021年4月1日~2022年3月31日分)

■ : エリア内調達 ■ : エリア外調達

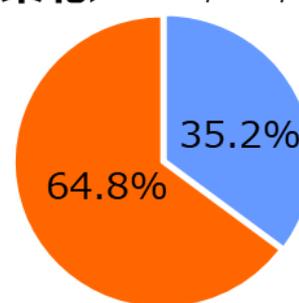
<北陸> 計 98,145MW



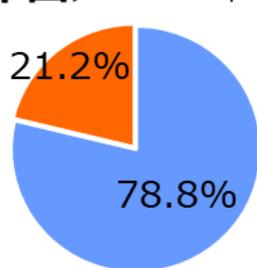
<北海道> 計 240,414MW



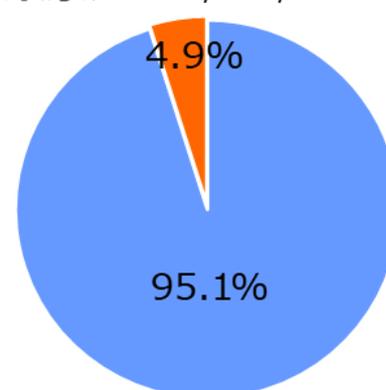
<東北> 計 1,024,900MW



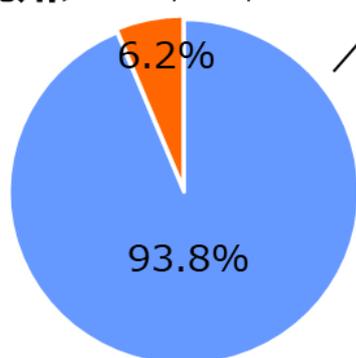
<中国> 計 704,999MW



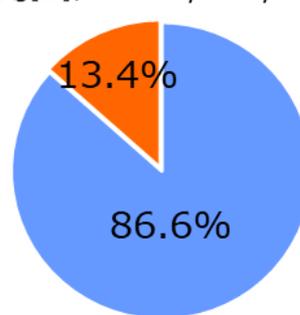
<東京> 計 1,638,506MW



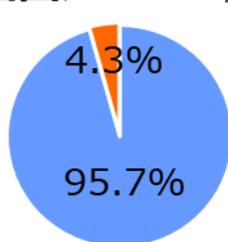
<九州> 計 1,322,532MW



<関西> 計 1,001,134MW



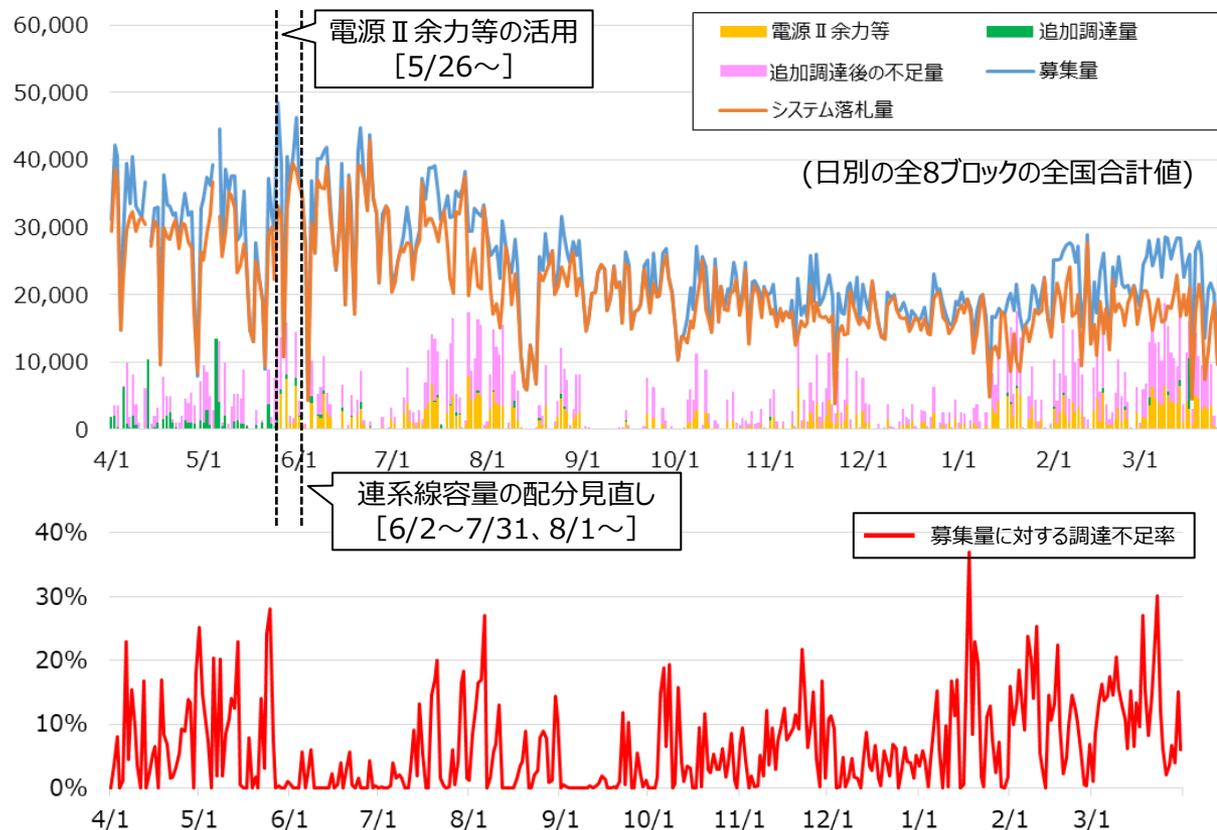
<四国> 計 548,205MW



募集量に対する調達の状況

- 取引開始以降、**断続的に三次②の調達不足が発生**しており、電源Ⅱ余力等の活用や連系線容量の配分見直しにより、不足量が低減傾向にあったが、冬期に入り不足量が増加した。
- 調達不足量の**日平均は1,633MW**、**調達不足率は平均7%程度**あり、不足分は実需給段階の余力等で対応している。

三次②調達量および調達不足率の推移



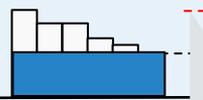
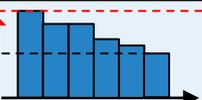
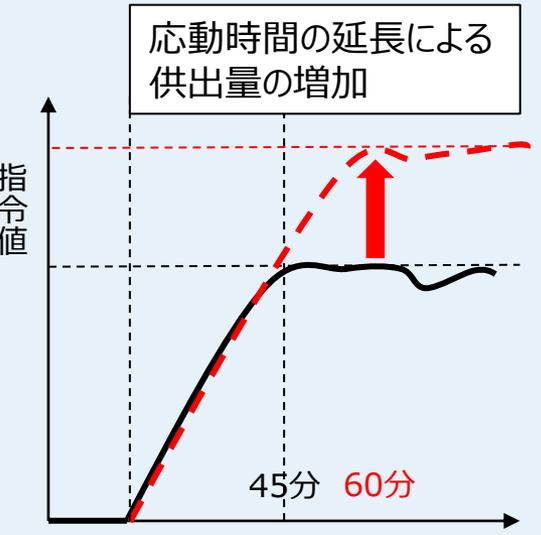
エリア毎の調達不足量・不足率

エリア	調達不足量 日平均	調達不足率
北海道	32MW	4.5%
東北	465MW	13.2%
東京	422MW	8.1%
中部	368MW	9.0%
北陸	14MW	4.6%
関西	60MW	2.1%
中国	62MW	3.1%
四国	3MW	0.2%
九州	206MW	5.2%
9エリア	1,633MW	6.7%

(2021年4月1日～2022年3月31日)

調達不足への対応状況 (1/2) - 市場ルールの見直し -

- 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。

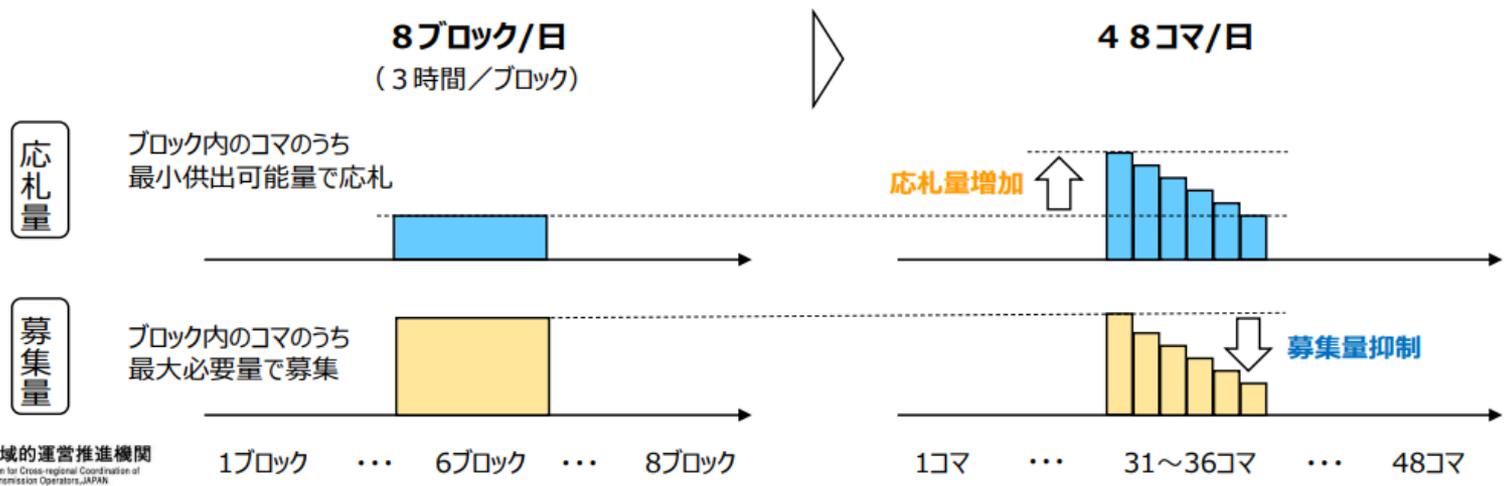
ブロック時間の見直し	下げ代不足対応	応動時間の見直し
2025年度から適用予定	2023年度から適用予定	2025年度から適用予定
<p>＜現状＞ 3時間/ブロック 【応札量】</p>  <p>＜見直し後＞ 30分/コマ 【募集量】</p>  <p>ブロック内のコマの最小値で応札</p> <p>ブロック内のコマの最大値で募集 (コマによって過剰)</p>	<p>(方法1) TSOによるユニット並解列 下げ代不足でバランス停止中のユニットも応札可能</p>  <p>(方法2) 需給当日のユニット解列 余剰インバランスが見込まれ、エリアに上げ代が十分ある場合、落札ユニットの解列を許容</p> 	<p>応動時間の延長による 供出量の増加</p>  <p>指令値</p> <p>指令</p> <p>応動時間 45分⇒60分</p>

【検討項目①】ブロック時間の見直しの方向性について

応札量増加
取引会員増加

14

- ブロック時間の設定に関するこれまでの経緯を振り返ると、DR等の新規事業者の参入を促すためにはブロック時間は短い方が望ましい一方で、ブロックが細切れになりすぎると、ブロック間で調整力の持ち替えが必要となり、周波数調整に影響が生じる懸念も踏まえ、3時間と設定されたものと考えられる。
- 他方で、三次②は供給力型商品であり、周波数調整に与える影響は限定的と考えられること、既存電源をリソースとしている事業者のみならず、DRをリソースとしている事業者からも商品ブロック時間の短縮により応札量を増加できる可能性があるとの意見を頂いていることから、3時間を短縮することとしてはどうか。
- そのうえで、三次②のブロック時間は、応札側となる事業者において、 ΔkW 応札量を算定する基となる発電計画が30分コマ単位で策定されていること、また、実需給においても三次②の発動指令やアセスメントⅡを30分コマ単位で実施していることを踏まえ、入札単位を30分としてはどうか。なお、商品ブロック時間の短縮が周波数調整に与える影響については、一般送配電事業者とともに継続的に実績確認をしていくこととしたい。
- また、調整力型である一次～三次①（週間商品）のブロック時間の見直しについては、引き続き検討していく。



【検討項目②】下げ代不足への対応 1/2

応札量増加
取引会員増加

21

- 第23回本小委員会において、太陽光出力が大きく、残余需要が少ない時間帯について、一部のBGでは下げ代不足によりBGバランスで停止するユニットを、三次②に応札することを見送るケースが発生していることを取り上げた。また、第61回制度設計専門会合においても、JERAからGCまでの販売電力量減少に備えて下げ代のバッファを考慮する必要があると説明がされた。
- このような下げ代不足への対応としては、以下の2つが考えられる。

実施方法案	方法1 (TSOによるユニット並解列)	方法2 (需給当日のユニット解列)
概要	<ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BGバランスに組み込まず、電源Ⅱ契約を活用し運転を行い、最低出力分は実需給の当日にTSOが有する調整力の出力を抑制することで対応。 • 落札したユニットはBGバランスに組み込まないものの、ΔkW価格には起動費や最低出力に要する費用を織り込んで応札する。 	<ul style="list-style-type: none"> • BGバランスでは停止予定のユニットが落札した場合、BGバランスに組み込んだうえで、実需給の当日において、BGバランスで余剰インバランスが見込まれ、かつエリアの上げ代は十分に存在していることを条件に、落札ユニットの解列を許容。
イメージ	<p><落札時点> <実需給当日></p> <p>非調整電源 (BG用電源) 停止 電源Ⅱ等 (三次②電源)</p> <p>電源Ⅱ契約を活用し運転 電源Ⅱ等を抑制</p> <p>BG計画に計上しない</p>	<p><落札時点> <実需給当日></p> <p>非調整電源 (BG用電源) 抑制 電源Ⅱ等 (三次②電源)</p> <p>運転 解列を許容 (BG下げ代を確保)</p> <p>最低出力はBG計画に計上</p> <p>• BG余剰インバランスが見込まれる • エリアの上げ代は十分に存在する</p>

【検討項目③】応動時間（45分）の見直し

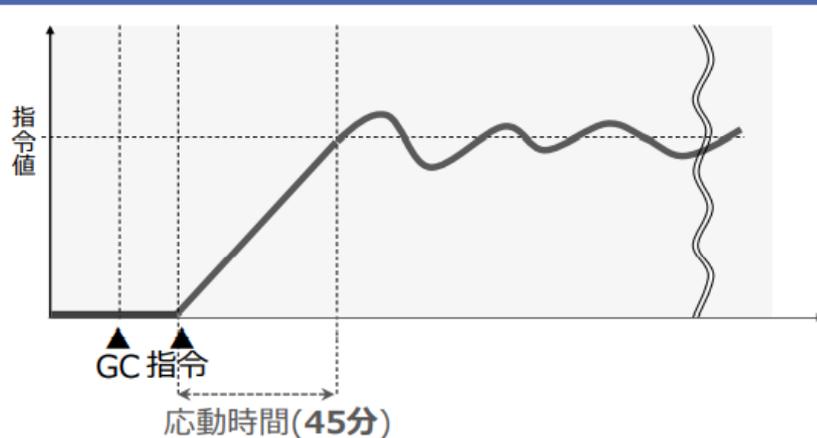
応札量増加

取引会員増加

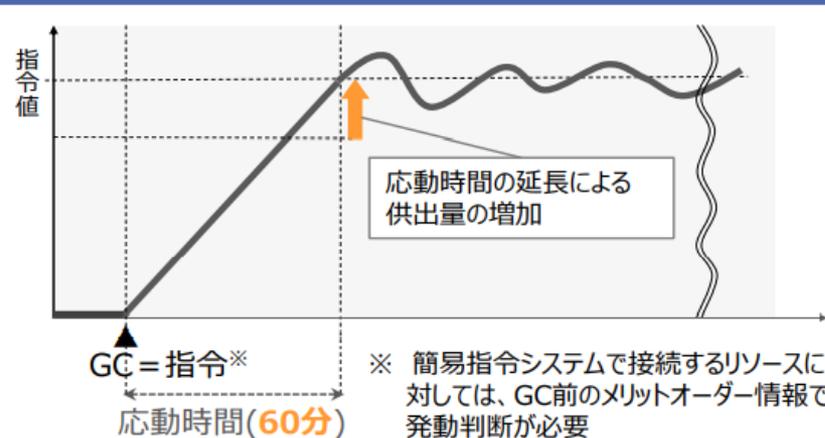
26

- 他方で、現状の市場取引の大宗を占めている既存電源は専用線で接続されかつ電源Ⅱ契約を締結しているため、これらについてはGC直後のメリットオーダー情報による指令発信が可能であり、応動時間を延ばすことで応札量の増加が見込めることになる。そのため、簡易指令システムで接続しているリソース等も含め、**応動時間は60分に延ばすこととしてはどうか。**
- なお、簡易指令システムについては、中給システムへの接続作業が進められているが、それが完了しているエリアであっても、システム演算等に一定の時間を要することが確認できている。そのため、応動時間を60分とした場合、簡易指令システムで接続するリソースに対してはGC前のメリットオーダー情報をもとに発動判断する必要があることに加え、インバランス価格にも連動するため、各種システム改修が必要となることから、これらの対応については引き続き検討を進めることとしたい。

応動時間：45分



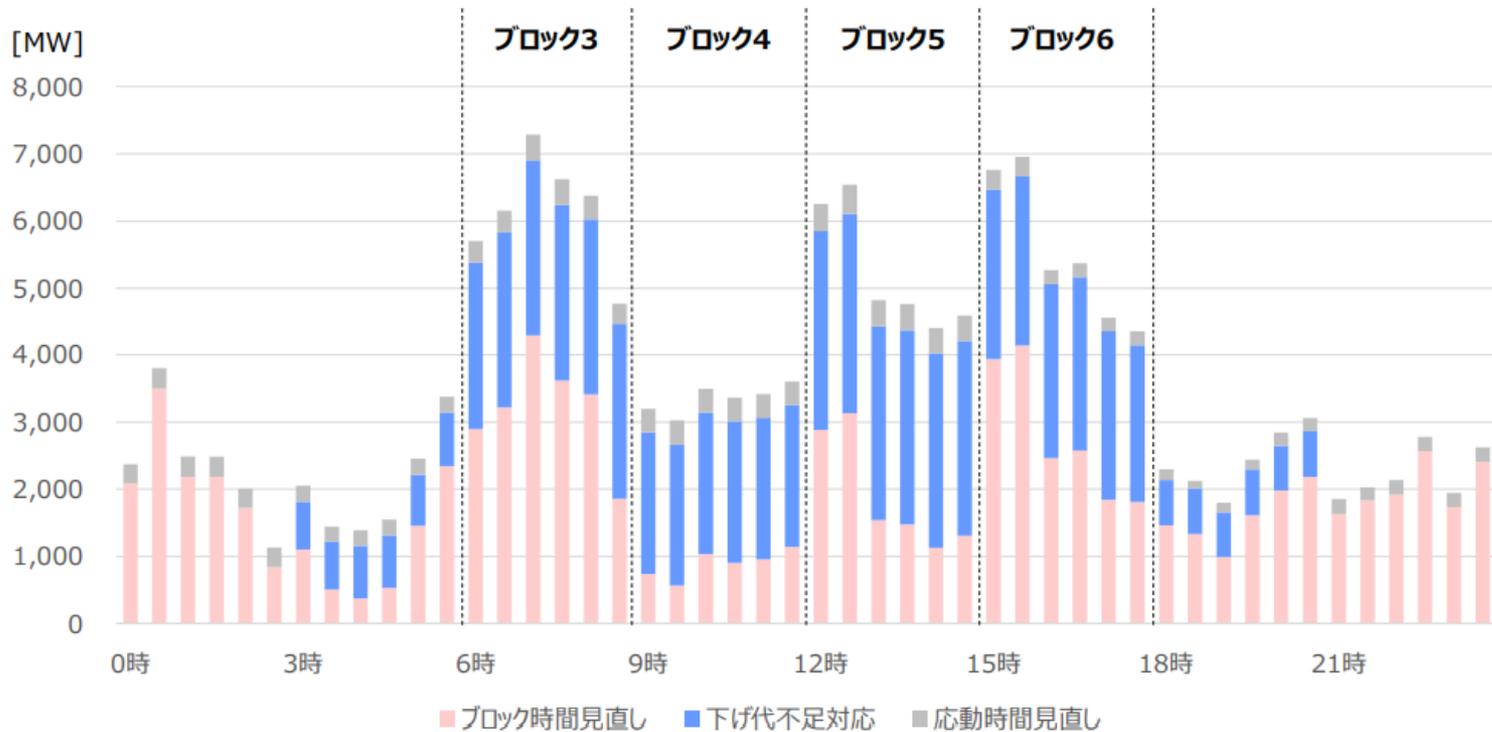
応動時間：60分



(参考) 市場ルール見直しによる応札量の推定増加量

18

■ 調達不足の発生しているブロック3～6においては、ブロック時間見直し、下げ代不足対応、応動時間見直しのいずれについても、一定の効果が見込めると考えられる。



<試算諸元> 事業者提出データをもと広域機関にて試算 (全国計)

※ 簡易的な試算であり、実取引における応札量の増加とは異なる

三次②市場ルールの見直しの開始時期

20

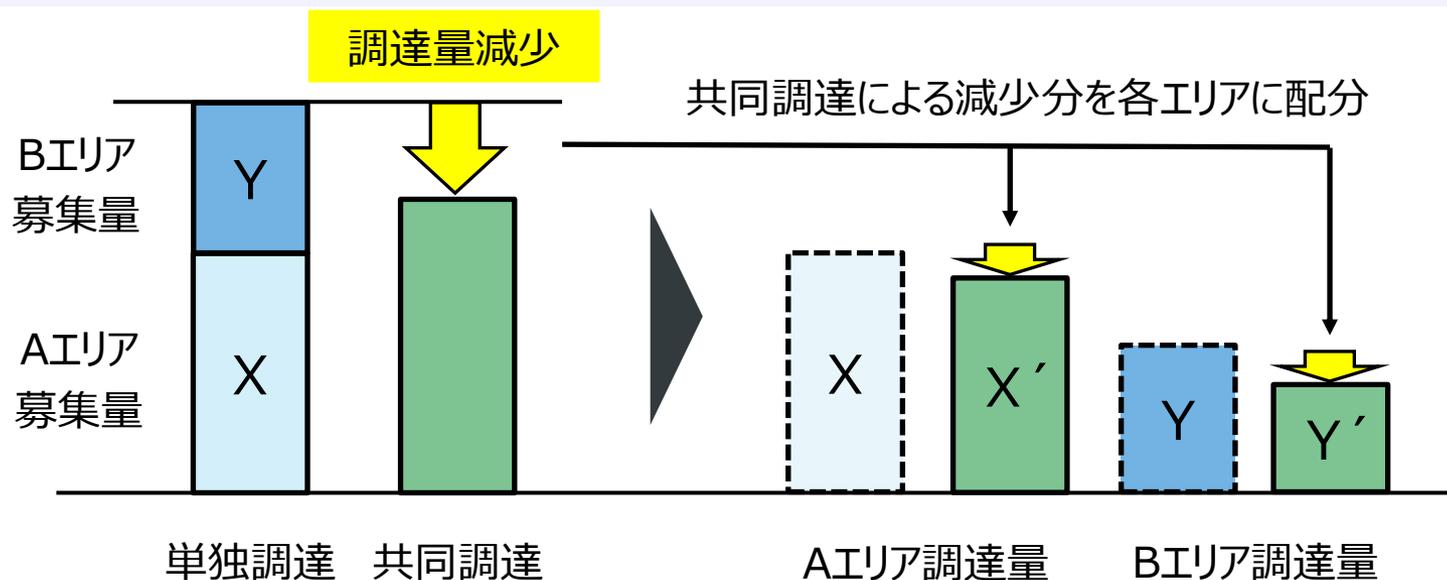
- 2024年度に市場開設予定の一次～二次に係るシステム開発等は計画通り進める前提で、三次②市場ルール見直しの効果量および工事可能時期や件数を踏まえた3つの方策の開発スケジュール案は以下の通り。
- 効果量の最も大きいブロック時間の見直しは、工事可能時期の制約から、システム開発が2023～2024年度となり、ルール見直しの適用開始は2025年度からとなる。
- また、下げ代不足対応は、2022年度にシステム開発、2023年度からの適用開始※、応動時間の見直しは、2023～2024年度にシステム開発、2025年度からの適用開始となる。

	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
システム開発 可能件数	1件	3件	3件		
スケジュール案		ブロック時間見直し（3時間→30分）		▽2025年度適用開始	
	下げ代不足対応	▽2023年度適用開始※			
		応動時間見直し（45分→60分）		▽2025年度適用開始	

※改修内容が2021年度中に確定できなければ、適用開始が遅れることがある
また、一部のBGでは工事可能時期の制約により、対応開始が2024年度以降になるところがある

- 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 Δ 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**。
- 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て**共同調達実施エリアの見直し**を広域機関殿と共に検討していく予定。

※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)



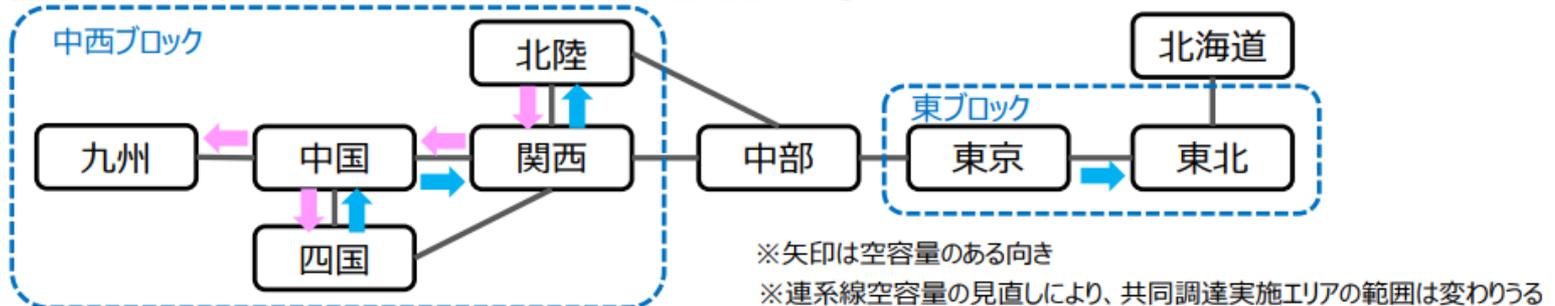
なお、調達不足の解消に向けた**ルール上の課題解決**について、広域機関と協調して継続的に取り組んでいく。

2022年度における三次②共同調達を実施するエリアについて



- 前述の考え方に基づいて連系線の空容量を算出した結果、現時点における共同調達実施エリア、および共同調達として利用可能な空容量とその向きは下の図表のとおりであり、2022年度においては、まずはこの2ブロックで共同調達を開始することとしてはどうか。
- なお、今回は、現時点で実績が揃っている2021年度上期の連系線空容量実績を用いて実施エリアを選定しており、今後、更に実績を蓄積することにより、適宜、実施エリアの拡大も含めた見直しを行うこととする。また、需給ひっ迫時や連系線の作業等により、算定した連系線の空容量を確保することが困難となる場合には共同調達を一時休止することも必要になると考えられる。これらの詳細な運用方法については、一般送配電事業者において検討を進めることとする。

【2021年度上期の連系線空容量をもとにした共同調達実施エリア】



(参考) 共同調達として利用可能な連系線空容量 (2021年度上期実績)

[MW]

北海道-東北間			東北-東京間			東京-中部間			中部-北陸間			中部-関西間		
向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向
空容量	0	0	空容量	0	2,768	空容量	0	0	空容量	0	0	空容量	0	0

北陸-関西間			関西-中国間			関西-四国間			中国-四国間			中国-九州間		
向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向	向き	順方向	逆方向
空容量	20	118	空容量	1,632	535	空容量	0	0	空容量	846	40	空容量	323	0

三次②共同調達による低減効果について

39

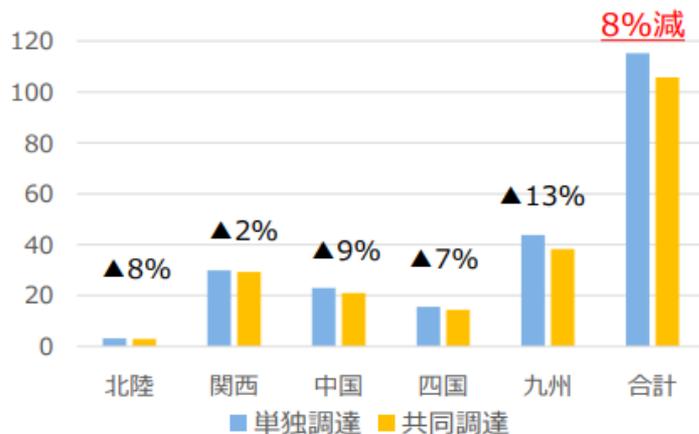
- 2022年度の三次②調達量について、共同調達を行うことによる年間調達量の低減効果は、東ブロックで21%減、中西ブロックで8%減となっている。
- なお、一般送配電事業者から提出された三次②共同調達テーブルについては、単独エリアの必要量テーブルと同様の方法で作成されていることを広域機関において確認している。
- また、今後、共同調達実施エリアを変更した場合は、都度、広域機関にて共同調達テーブルを再確認することとする。

月	2021 10月	2021 11月	2021 12月	2022 1月	2022 2月	2022 3月	2022 4月	2022 5月	2022 6月	2022 7月	2022 8月	2022 9月	2022 10月	2022 11月	2022 12月
00-20%															
20-30%															
30-40%															
40-50%															
50-60%															
60-70%															
70-80%															
80-90%															
90-100%															

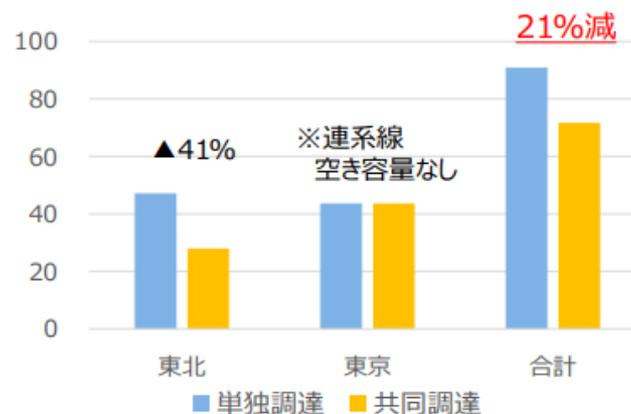
- ✓ 「採録期間」
- ✓ 「データ種別」
- ✓ 「再エネ設備補正」
- ✓ 「特異値補正」

単独テーブルと同様に
作成されていることを確認

中西エリア年間調達量（推定値）【億ΔkWh】



東エリア年間調達量（推定値）【億ΔkWh】



■ 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

北陸・関西間（越嶺）

北陸→関西	23%	2%	41%
関西→北陸	14%	2%	41%

中部・北陸間（BTB）

中部→北陸	14%	32%	1%
北陸→中部	18%	40%	22%

関西・中国間（関中）

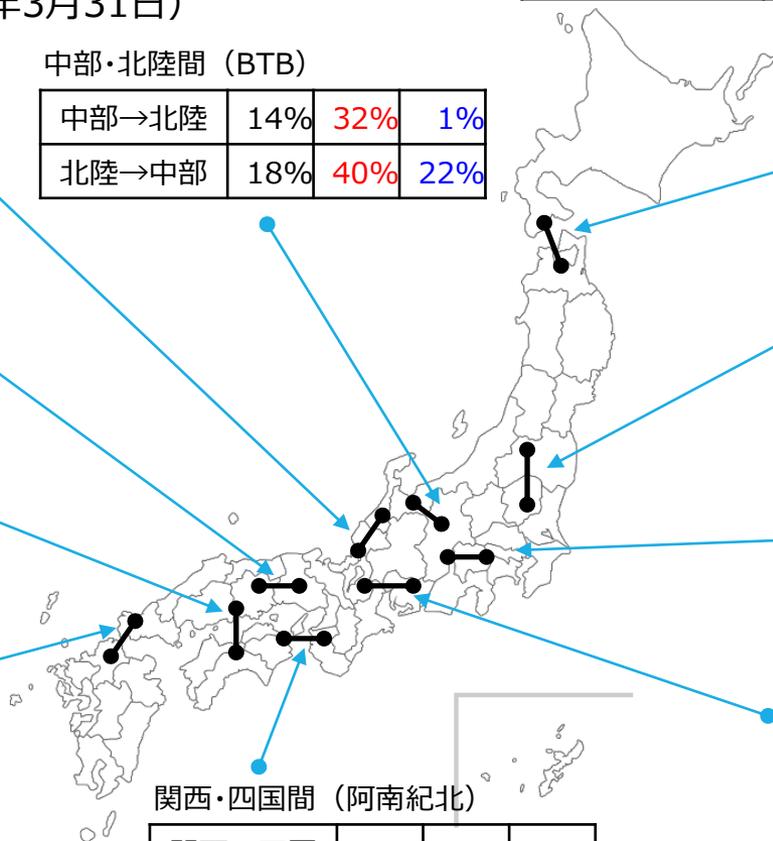
関西→中国	5%	0%	1%
中国→関西	17%	4%	3%

中国・四国間（本四）

中国→四国	7%	3%	1%
四国→中国	39%	2%	3%

中国・九州間（関門）

中国→九州	77%	30%	25%
九州→中国	99%	37%	81%



北海道・本州間（北本）

北海道→東北	71%	53%	49%
東北→北海道	88%	40%	29%

東北・東京間（相双）

東北→東京	49%	11%	9%
東京→東北	2%	1%	0%

東京・中部間（FC）

東京→中部	42%	79%	51%
中部→東京	63%	8%	24%

中部・関西間（三重東近江）

中部→関西	64%	34%	4%
関西→中部	62%	23%	43%

関西・四国間（阿南紀北）

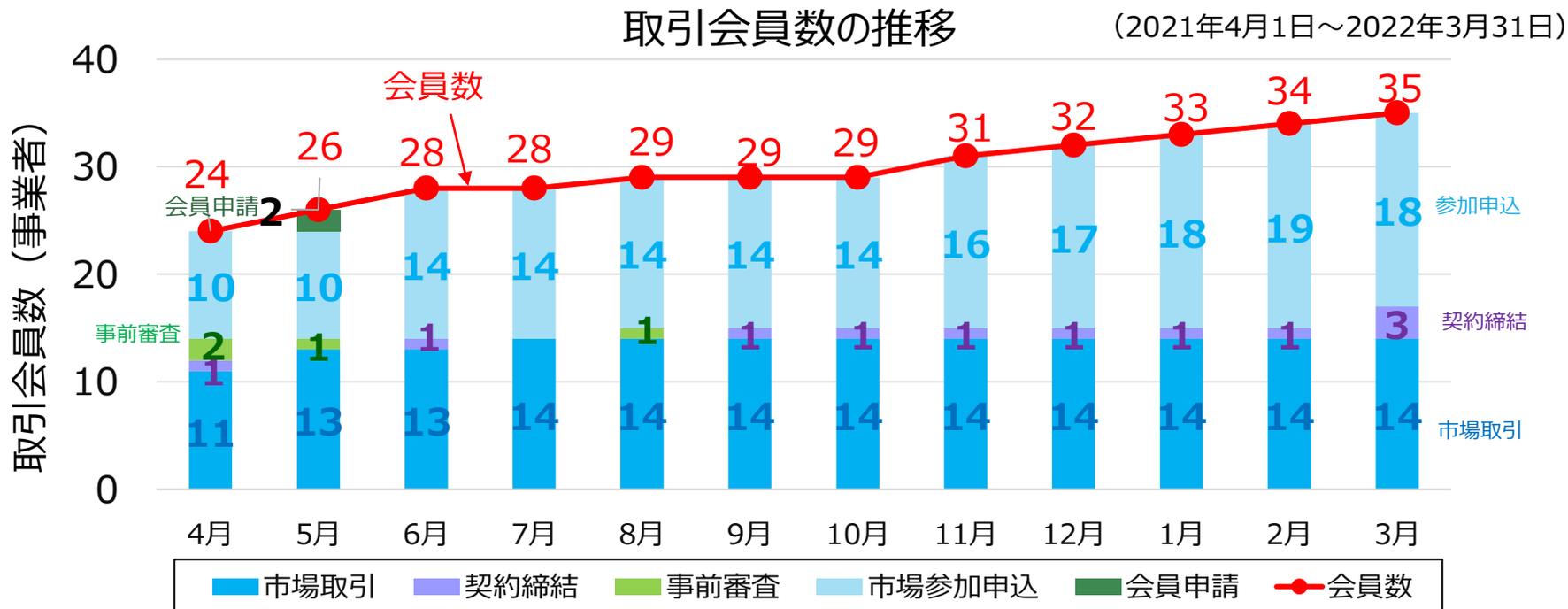
関西→四国	5%	59%	3%
四国→関西	39%	42%	68%

※1 連系線作業等の影響で分断率が上昇している場合もある

※2 分断率 = 三次②向け連系線容量が0のコマ数 ÷ 対象期間総コマ数 × 100

- 業界団体等への個別訪問による勧奨活動、取引規程等に関する事業者向け説明会および簡易指令システムの接続数増加※取り組みを行い、取引会員数は増加傾向。
- 2021年3月末時点で、取引会員は35事業者（内、DR4事業者）であり、契約手続きが完了している17事業者のうち、14事業者（内、DR3事業者）が市場取引を実施している。
- 市場の透明性確保および信頼性向上による市場活性化に資する取り組みとして、2022年4月に送配電網協議会HPで取引会員名の公表。更なる取引会員の増加に向けて、国、広域機関とも連携し、取り組んでいく。

※ 簡易指令システムの接続数の拡大により、取引会員となるための必要期間を短縮（1サイクル20件→1サイクル80件〈新規20件、エリア拡大60件〉）



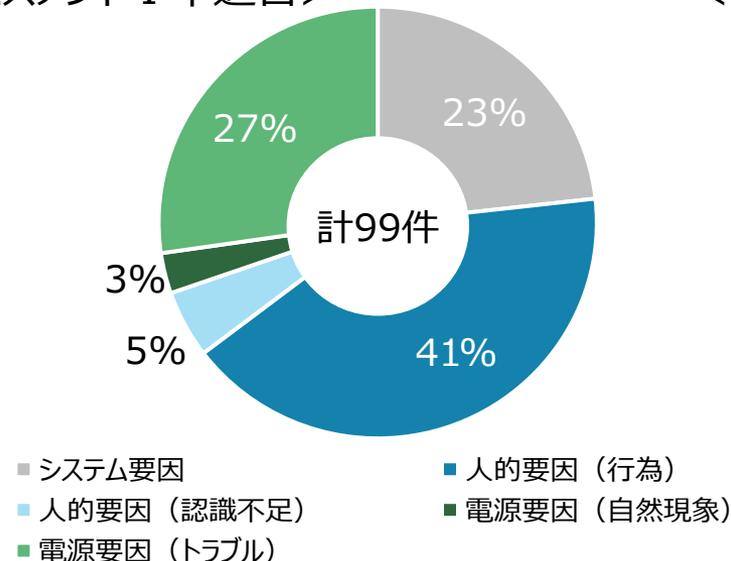
【参考】アセスメント不適合の発生状況（2021年4～12月） 20

- 2021年4月～12月までの間に、 Δ kWの供出が可能であることおよび Δ kWの指令に対する実際の応動状況を確認するアセスメントへの不適合事例が複数発生したため、再発防止に向けたコミュニケーションや「よくある事例・改善例」の公表等を実施。
- アセスメントⅠ※¹については、システム要因、人的要因、電源要因による不適合に大別されるが、再発性や行為の規模等を考慮した結果、取引規程に定める是正勧告等の処分対象とはなっていない。
- アセスメントⅡ※²についても、取引規程に定める取引停止の処分対象となる「1暦月内に3回以上の不適合」に該当する事例は発生していない。

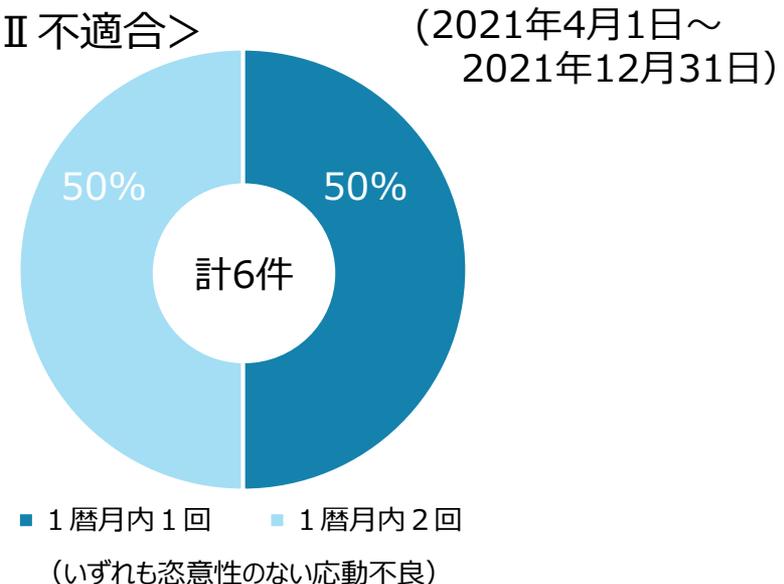
※1 アセスメントⅠ： Δ kWの供出可能量が Δ kW約定量を下回っていないか確認

※2 アセスメントⅡ：提供期間の30分コマ毎に、指令に対するリソースの供出電力が許容範囲内であるか確認

<アセスメントⅠ不適合>



<アセスメントⅡ不適合>



-
1. 2021年度の三次②の取引実績について
 - 2. 運用開始以降の三次①の直近の取引状況について**
 3. 三次①運用開始に向けた需給調整市場システムの切替結果について

三次①取引状況概要

- **3月22日に4月1日受け渡し分の初回取引を行い、その後も、システム障害等なく取引が実施できている状況。**
- 募集量は、買い手である一般送配電事業者による登録が日平均で1,074MWであったのに対し、落札量は日平均で605MWであった。
- 一部エリアでは、募集量に対して落札量が少なく、不足が継続して発生し、落札単価は高い傾向にある。

取引状況※1 (2022年4月1日～2022年4月15日)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア
募集量[MW] (日平均)	114	257	0	0	49	319	84	94	158	1,074
応札量[MW] (日平均)	0	16	436	122	22	86	84	94	13	873
落札量[MW] (日平均)	0.1	221	0	1※2	44	143	84	94	17	605
最高落札単価 [円/kW・30分]	8.00	4.11	—	29.64	210.14	210.14	16.92	22.83	27.81	—
最低落札単価 [円/kW・30分]	8.00	0.59	—	29.64	0.05	0.13	0.08	0.41	1.25	—
平均落札単価 [円/kW・30分]	8.00	2.74	—	29.64	10.44	11.84	5.40	1.44	9.59	5.88

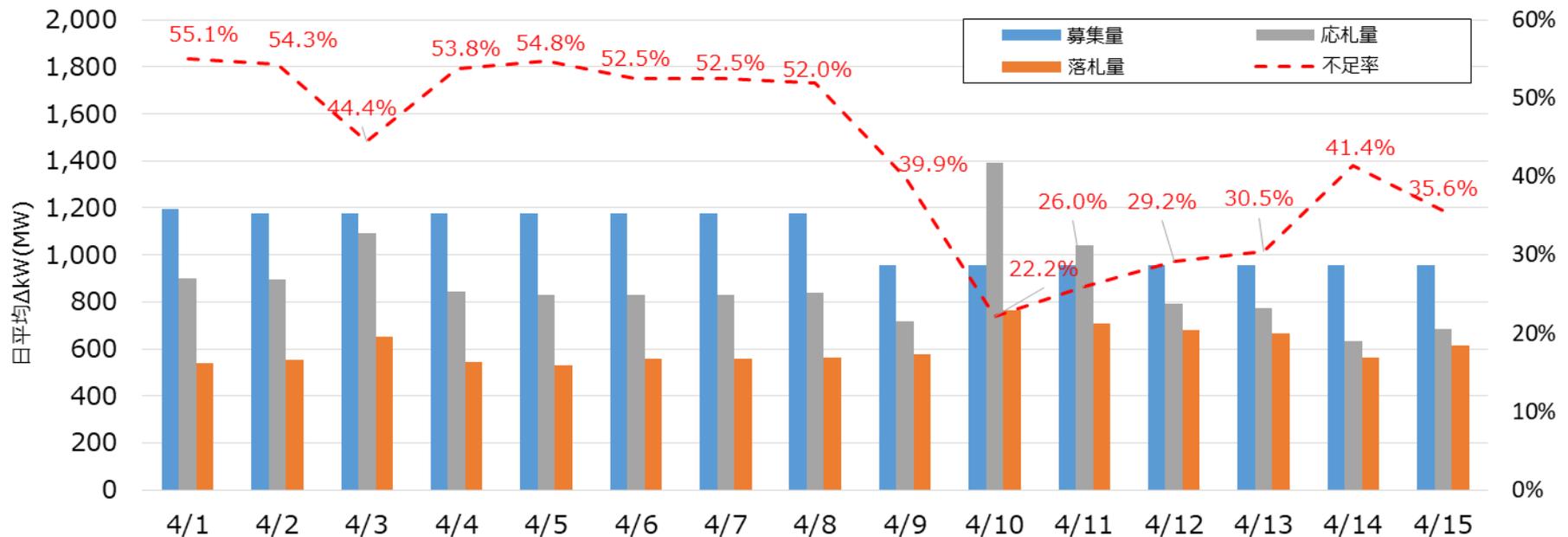
※1 上記の単価は、各エリアの一般送配電事業者が落札した単価を記載。送配電網協議会HPでは、各エリアの取引会員の落札単価を掲載しているため、異なることに留意いただきたい。速報のため、追加調達分は含んでいない

※2 需給調整市場システムでは、応札リソース（部分的約定不可）の全量を調達エリアで落札できない場合、残りを属地エリアで落札させるため

募集量に対する調達の状況

- 三次①の募集量は、ゲートクローズ以降の残余需要の予測誤差および電源脱落に対応するために必要な調整力の量となるが、**一部エリアでは募集量に対して調達不足が継続**していることから、**応札量増加に向けて、応札への考え方や応札の障壁となっている事象について、取引会員へのアンケートを実施中**。
- 4月9日～4月15日については、関西エリア、九州エリアで募集量の算出方法の見直しを行い、調達不足は若干改善した。

募集量に対する調達推移



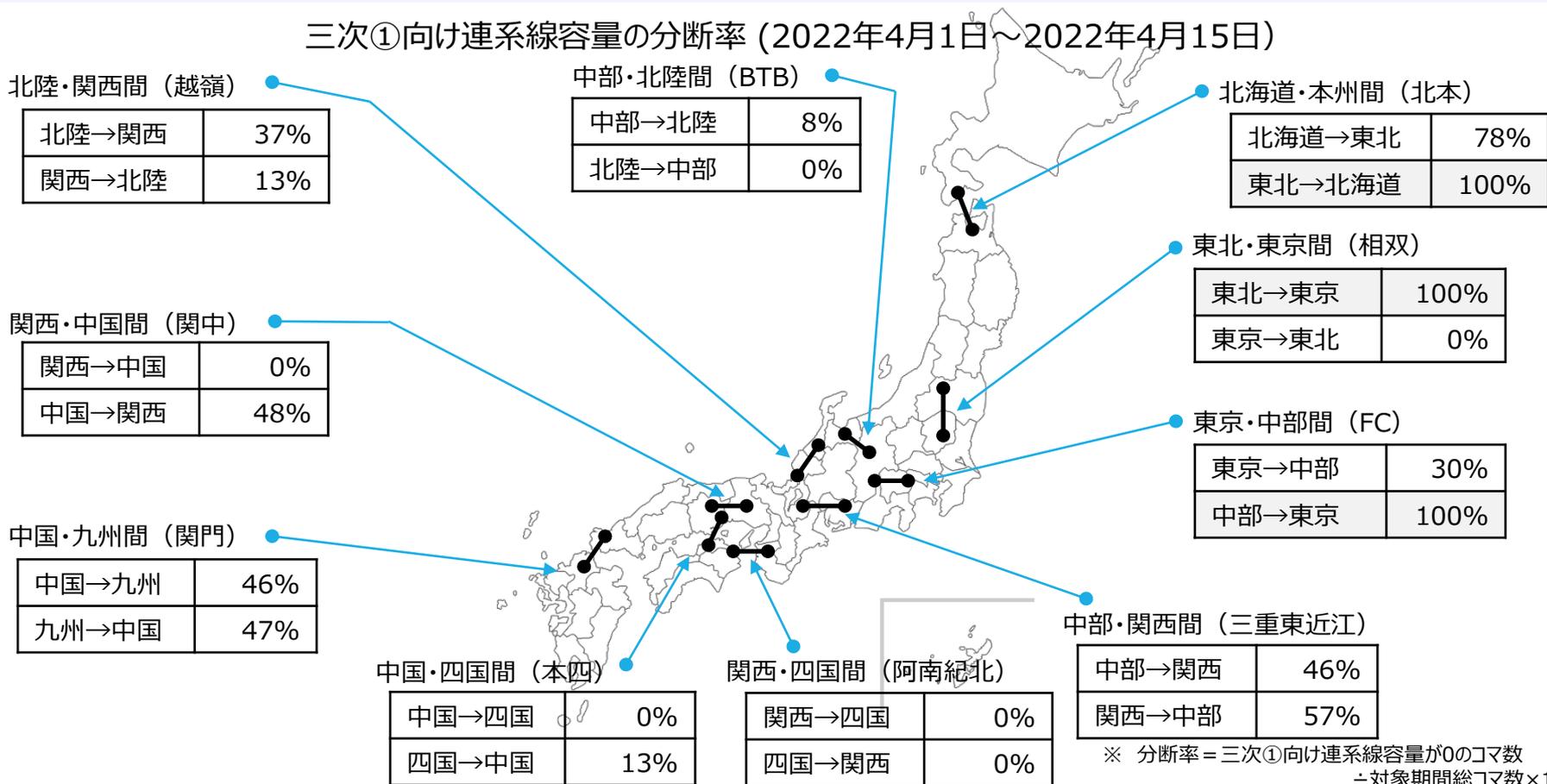
(2022年4月1日～2022年4月15日)

※調達不足に関わらず、落札量が応札量以下となっているのは、1日単位の日平均としているため

【参考】三次①連系線の分断状況

- 第70回制度設計専門会合にて三次①向け連系線容量の確保量の上限值を設定いただき、運用を開始したところ。
- 三次①についても、今後、国、広域機関と連携し、より効率的な広域調達ができるよう、分断状況の詳細な分析や利用可能量拡大に向けた調整等、適切な対応を進めていきたい。

三次①向け連系線容量の分断率 (2022年4月1日～2022年4月15日)



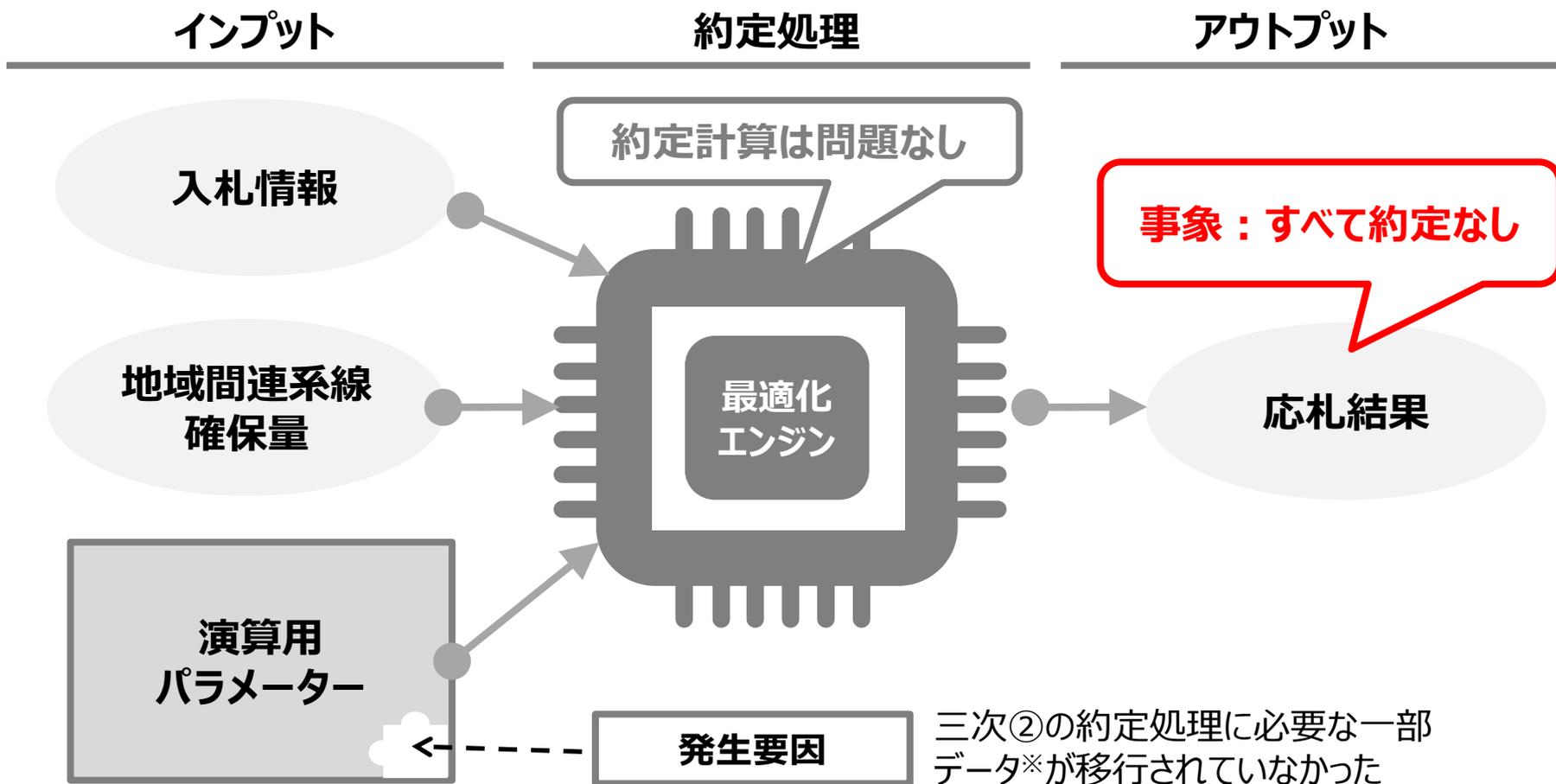
1. 2021年度の三次②の取引実績について
2. 運用開始以降の三次①の直近の取引状況について
3. **三次①運用開始に向けた需給調整市場システムの切替結果について**

システム切替結果の概要

- 3月15日、16日に三次①運用開始に向けた需給調整市場システム切替を実施。
- 当初、予定していた切替終了時刻(6時00分)より遅れが生じたため、三次②取引に影響を与えないために、機能を限定してインストールを実施し、システム利用を再開(7時14分)。
- 機能を限定してインストールしたことで、前日市場(三次②)の約定処理に必要な一部のデータが正しく移行されず、**三次②の約定結果が“すべて約定なし”となったが**、従前から準備していたコンティンジェンシープランにより、**取引は継続**。
- 除外していた一部機能は、システム停止することなくインストールし、3月17日9時00分から運用開始し、**3月17日以降の市場取引において不具合の発生なし**。



- 機能を限定してインストールしたことで、前日市場（三次②）の約定処理に必要な一部データが正しく移行されず、結果として三次②の約定結果が“すべて約定なし”となった。



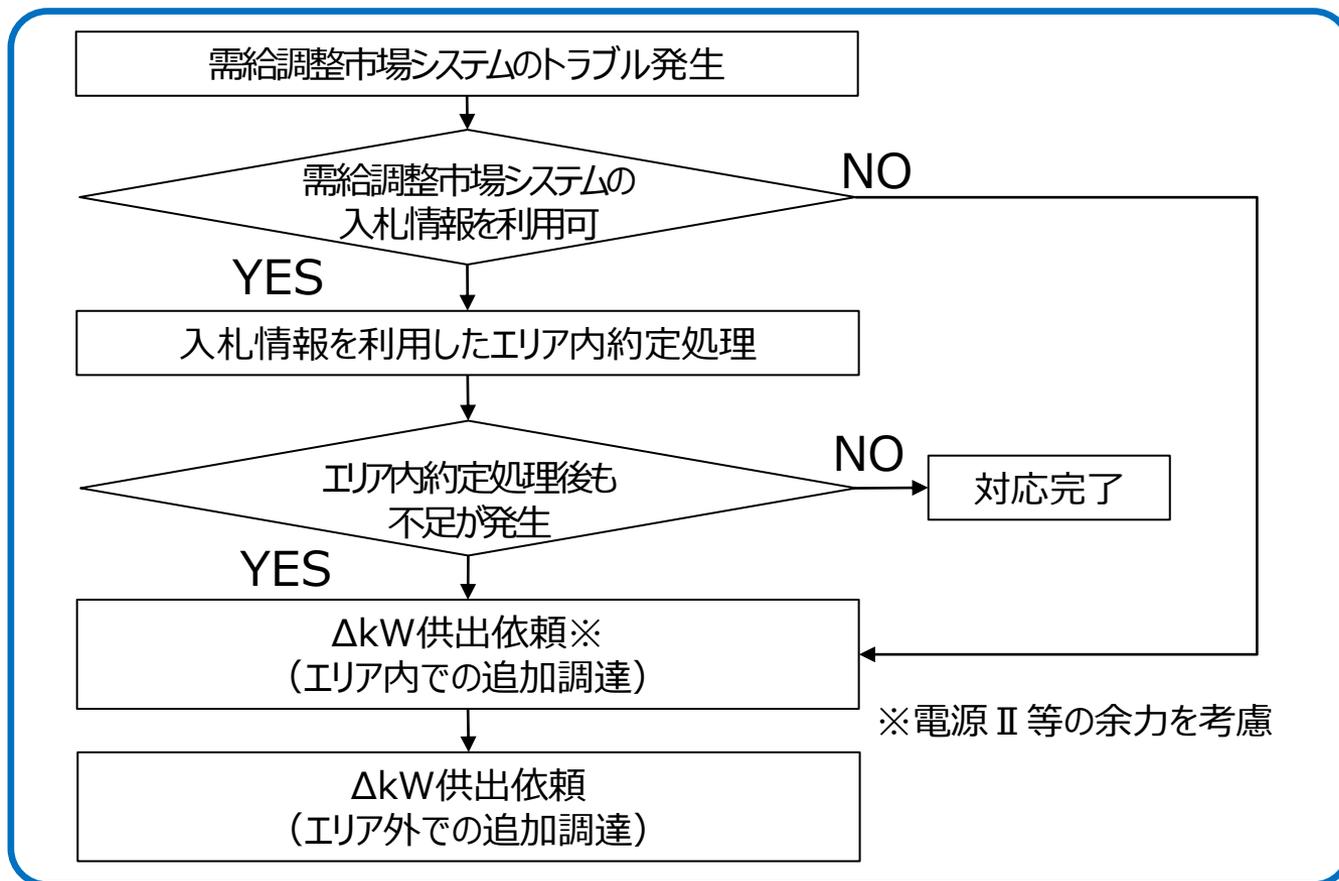
※ 調達不足のある組合せが最安値（最適解）となるのを回避するために、最適化計算では調達不足に重み付けを与えている。今回、これがゼロのままとなっていたために『すべて約定なし = 調達不足のある組合せ』が最適解と計算されてしまった。

2023年度システム切替に向けた今後の対応

- 今回のシステム切替に伴う三次②の約定処理事象を重く受け止め、再発防止策の検討を行います。
- また、市場運営者として、需給調整市場システムの障害時においても市場を停止させないこと（事業継続）を第一とし、コンティンジェンシー対応の一層の習熟に取り組んでまいります。
- 2023年度においても、ポジアグリ、インボイス制度等への対応に向けたシステム切替を予定しており、今回のシステム切替で明らかになった課題を踏まえ、必要なシステムの停止時間を引き続き精査してまいります。
- 今後も安定的な市場取引および透明性・公平性の高い市場運営を実現するよう努めてまいります。

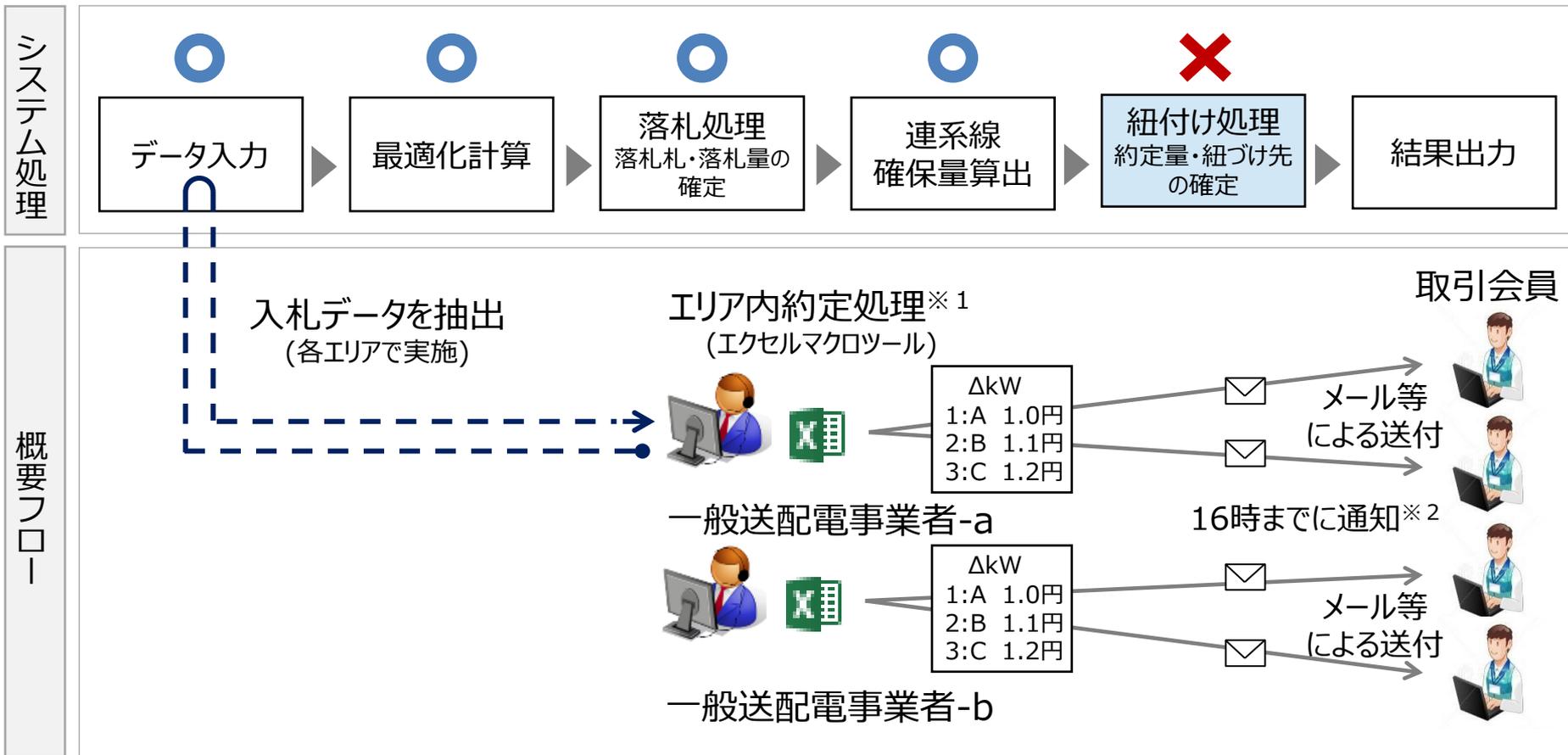
- 電力需給調整力取引所では、「リスクが顕在化した際に可能な限り事業継続を図り、取引会員等への影響を最小化する」という考え方に則り、需給調整市場システムのトラブル等によって約定処理不具合が生じた場合のコンティンジェンシー対応について整理している。

<コンティンジェンシー対応の概要（三次②・三次①共通）>



- 属地エリアの一般送配電事業者が需給調整市場システムから入札情報を取得し、ツールを用いてエリア内約定処理を実施し、落札者にメール等で通知する。

＜入札情報を利用したエリア内約定処理のイメージ＞



※1 最終札が部分約定不可の場合等で、調達コスト最小とならない場合あり

※2 三次②・三次①の両方の約定処理に不具合があった場合、時間前市場取引への影響を考慮して、三次②を優先して16時までに通知し、三次①については17時までに通知する