2023年度上期の需給調整市場における取引実績について

電力需給調整力取引所

はじめに

○ 需給調整市場は、市場取引開始当初より調整力調達量不足が継続的に発生している中、解消のために各所での取組みや検討が進められており、電力需給調整力取引所としても市場活性化に向けた取組み※1を進めております。

（※1　・送配電網協議会HPによる需給調整市場関連情報の公表（取引会員名、日々の取引実績等）
・取引規程説明会・需給調整市場システム説明会の実施　など）

○ その一環として、市場の透明性および信頼性向上による市場参加促進等を目的として、2023年度上期の取引実績について取りまとめた結果※2を公表いたします。

〔※2　本資料については、送配電網協議会HPに既に公表している確報値等をもとに作成しております〕

○ なお、資料に使用するデータおよび表現等の欠落・誤謬等につきましては、当取引所はその責めを負いかねます。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がございますので、その旨ご了承ください。

目次

１．取引会員数

２．取引実績（上期）

２－１．必要量推定値と募集量の比較

２－２．必要量低減に向けた取り組み

２－３．調達不足量

２－４．落札単価

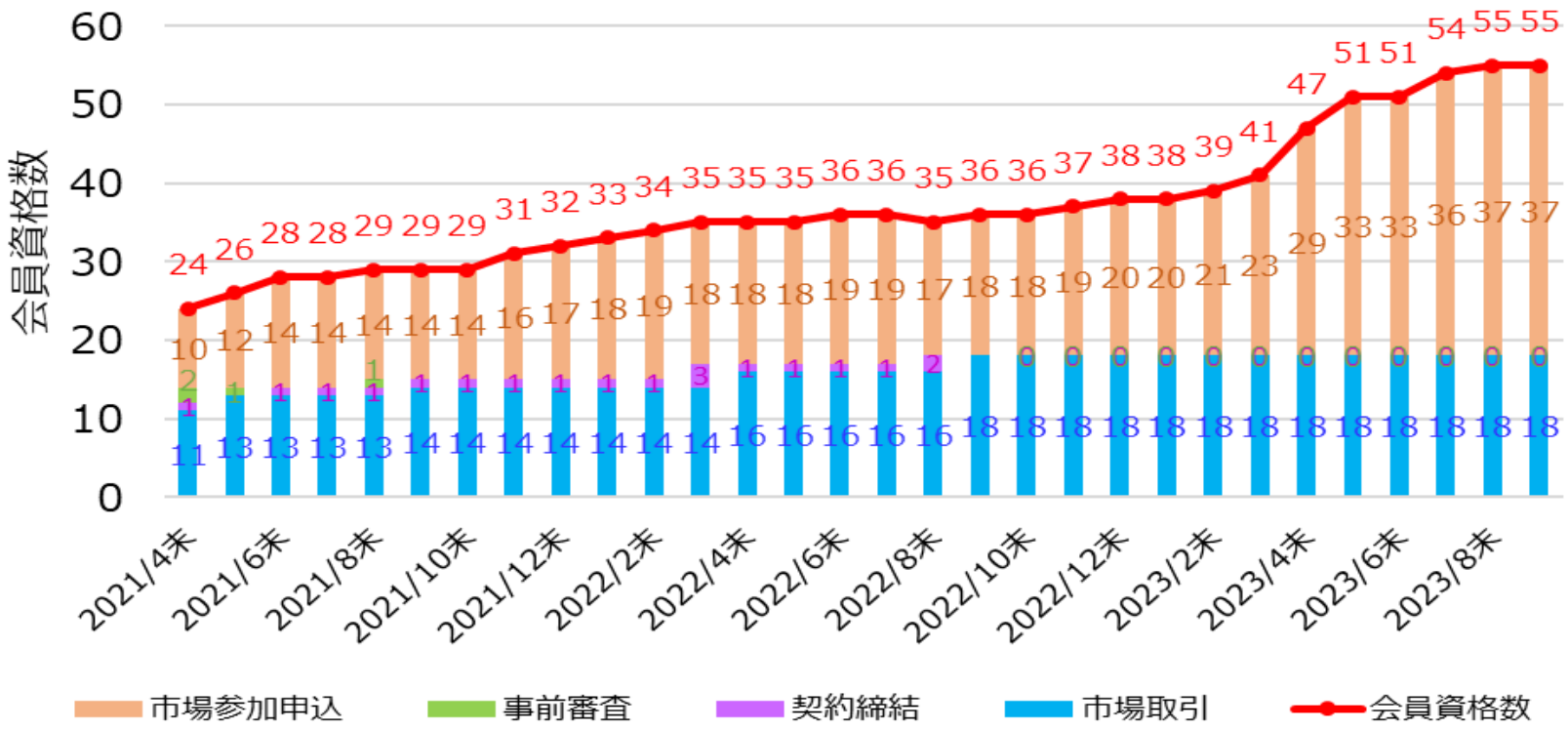
３．広域調達（上期）

３－１．連系線確保量

３－２．広域調達による調整力調達費用低減効果

1．取引会員数

○取引会員は、2023年9月末で50社(うち、5社が発電と需要リソース（DR）で2つの資格を取得し、合計55資格)が会員となっており、2023年度上期に市場取引を実施しているのは、三次②で18社(18資格)、三次①で11社(11資格)となっている。



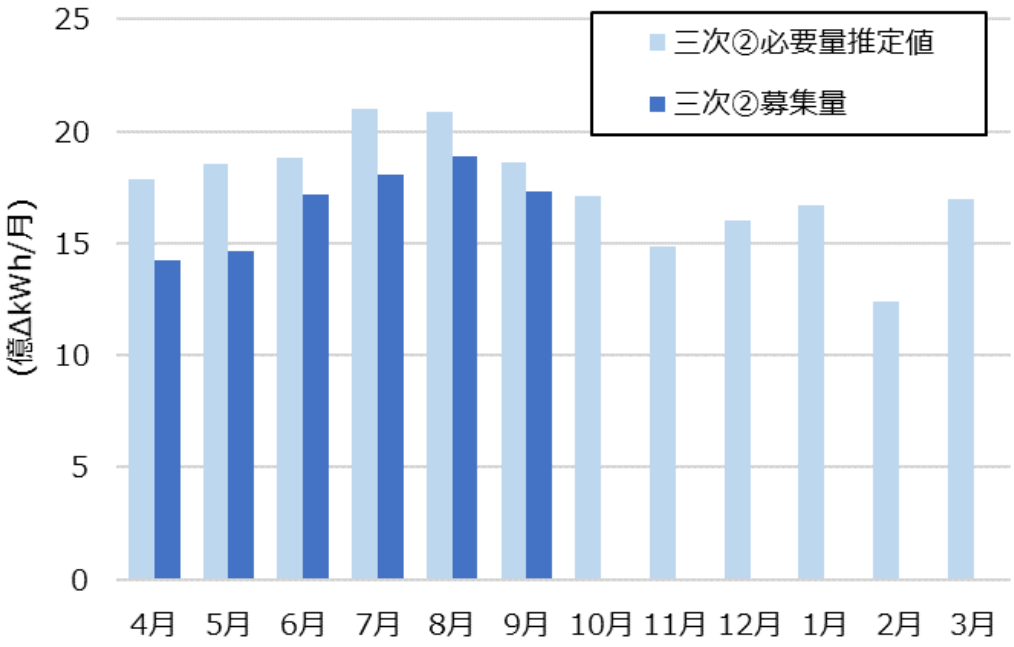
＜2023/9末時点での取引参加者＞

	三次②	三次①
取引参加者	18社（18資格）	11社（11資格）

2．取引実績（上期）
2－1．必要量推定値と募集量の比較（三次②）

○ 上期の三次②の必要量推定値(約116億ΔkWh)※1と、実際の募集量(約100億ΔkWh)を比較した結果、全ての月で募集量が必要量推定値を下回っている。

＜必要量推定値と募集量の比較＞



(億ΔkWh/月)

	4月	5月	6月	
必要量推定値	17.9	18.5	18.8	
募集量	14.3	14.6	17.2	
	7月	8月	9月	上期計
必要量推定値	21.0	20.9	18.6	**115.7**
募集量	18.0	18.9	17.3	**100.3**
	10月	11月	12月	
必要量推定値	17.1	14.9	16.0	
募集量	－	－	－	
	1月	2月	3月	年間計
必要量推定値	16.7	12.4	17.0	209.9
募集量	－	－	－	

＜必要量推定値からの増減率＞

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
募集量	▲20%	▲21%	▲9%	▲14%	▲10%	▲7%	－%	－%	－%	－%	－%	－%	%

※1 第35回需給調整市場検討小委員会(2023/1/24)における2023年度の三次②事前評価

【参考】2023年度における三次②の必要量推定値

第35回需給調整市場検討小委員会
(2023/1/24)

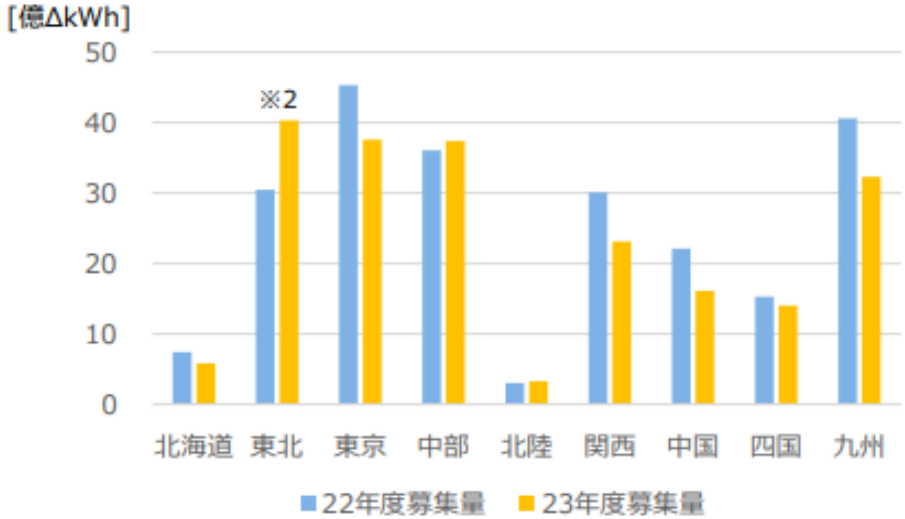
(5)2023年度の三次②年間募集量（推定値）について

58

- 前述の共同調達およびアンサンブル予報の活用を踏まえた、各エリアの2023年度三次②年間募集量の推定値※1は下記のとおりとなる。
- 2022年度の事前評価における2022年度年間募集量の推定値（設備増加分は補正）と比較して、全国でのアンサンブル予報の活用に伴い、約20億ΔkWh（9%）程度の募集量低減が想定される。

※1 2023年度値は、2022年10月までの実績値に基づいた必要量を用い、2021年11月～2022年10月の前日予測値を使用して試算
2022年度値は、2022年度事前検証で算出した募集量に2023年度設備増加分を補正
2023年度値について、東北エリアのみ従来モデルによる必要量テーブルを使用し、他エリアはアンサンブル手法を採用
2022年11月以降の実績値に基づく必要量テーブルについては、23年度上期中に広域機関にて確認予定

【事前評価時の年間募集量推定値】



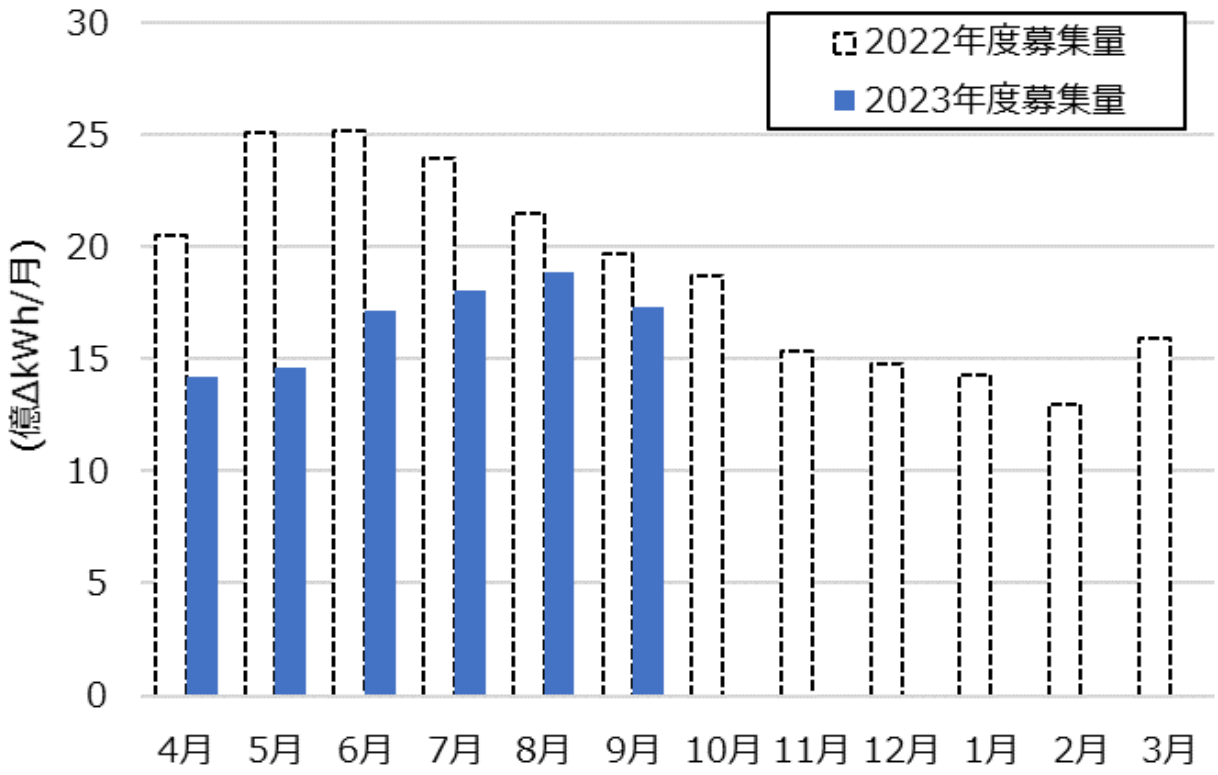
【合計】
22年度：230.4 [億ΔkWh]
23年度：209.9 [億ΔkWh]

※2 東北エリアについては、22年度より風力予測の更新頻度細分化によりGC予測精度が前年度に比べ向上。そのため、三次②必要量算定式（「前日予測-実績の3σ値」-「GC予測-実績の3σ値」）の後半部分のみ減少したため、23年度募集量が22年度募集量と比較し、増加している。

2．取引実績（上期）
2－2．必要量低減に向けた取り組み

○ 三次②の必要量低減のため、複数気象モデルの活用や複数エリアでの共同調達、一部エリアでのアンサンブル予報の導入をしてきた。2023年度は全エリアでアンサンブル予報を導入しており、2022年度より募集量が低減されている。

＜三次②募集量の推移＞



	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
前年度増減率	▲31%	▲42%	▲32%	▲25%	▲12%	▲12%	－%	－%	－%	－%	－%	－%	－%

【参考】複数気象モデルの活用（2021年度開始）

第23回需給調整市場検討小委員会
(2021/5/24)

（参考）複数の気象モデルの活用について（１／２）

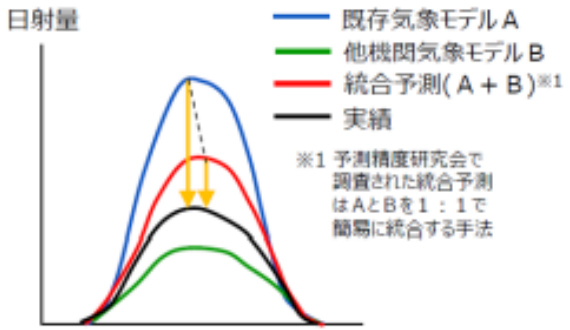
28

複数の気象モデルの活用について

30

- 前年度に取りまとめられた３つの技術開発の方向性について、今年度の「太陽光発電における出力予測精度の向上に向けた研究会」（以下、「予測精度研究会」という。）では、翌日・翌々日程度先を対象とした日射量予測の大外し事例の分析・評価を行うことで、技術開発要件の整理を行うことが目標となっている。
- このうち、複数の気象モデルの活用については、今年度１２月の第２回予測精度研究会において、大外しが低減できること、及びその低減効果は適切な統合を行うことで更に効果が大きくなることが示された（アンサンブル予報の活用、及び気象モデル自体の精度向上による手法については、継続検討中）。

【複数の気象モデルの活用による効果イメージ】

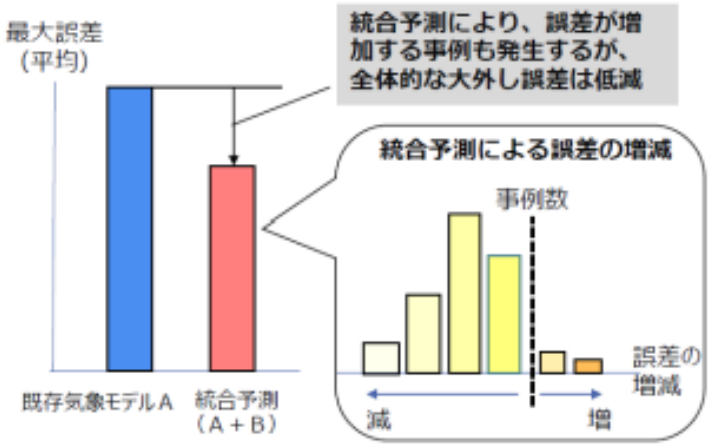


※1 予測精度研究会で調査された統合予測はＡとＢを１：１で簡易に統合する手法

複数のモデルを統合することで個々のモデルが持つ不完全性を補う※2

※2 複数モデルの予測値を統合（平均処理など）することで、大気のカオス性と気象モデルの不完全性（小さいスケールの現象に対する数値計算での近似等）に起因する不確定性を補い、より精度が高い予測値を得ることができる。
（参考：気象学会誌「天気」第58巻10号『マルチモデルアンサンブル』）

【大外し事例を対象とした予測手法ごとの最大誤差低減イメージ】



出所）第５６回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2020.12.18）　資料３をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_56_03r.pdf

【参考】三次②共同調達（2022年度開始）

第20回需給調整市場検討小委員会
(2020/12/11)

三次②必要量低減に向けた取り組み（共同調達）の一例について

23

■ 複数エリアで行う共同調達は、三次②必要量の低減に資する取り組みであり、また需給調整市場において行われる広域調達による調達コストの低減、広域運用による運用コストの低減とあわせて、調整力のコスト削減に寄与するものと考えられる。

	前月まで	前日			当日	事後
業務フロー	必要量の低減			調達コストの低減	運用コストの低減	
	共同調達の導入			広域調達	広域運用	
	複数エリアのテーブルを統合	共同調達エリアの必要量算出	必要量配分	各TSOによる買い入札	実運用	精算
概要	• 共同調達実施エリア間で再エネ予測誤差実績データを統合し、必要量テーブルを作成	• 各エリアの再エネ予測値を集約のうえ、共同調達エリアとしての三次②必要量を算出	• 算出された必要量を、共同調達エリアの各TSOへ配分	• 配分された三次②必要量を基に買い入札 • エリア外約定分は連系線マージンを確保	• 三次②へ発動指令(広域需給調整システムで広域運用)	

【参考】アンサンブル予報の活用（2023年度全エリア開始）

第30回需給調整市場検討小委員会
(2022/7/13)

今回手法の概要について(1/2)

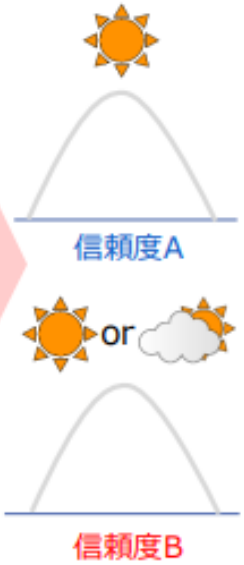
- 他方で、中部電力PGが契約している気象会社から日々入手している気象予測データのうち、日射量予測については、 従来より、当該気象会社において、翌日の予測信頼度を高い（A）と低い（B）にランク付けをしている。
- 今回、中部電力PGとともに検討した手法は、信頼度Aの日は下振れの予測誤差が相対的に小さくなる点に着目し、信頼度Aの日に対する必要量テーブル(以下、Aテーブル)を新たに準備し、気象会社が日々想定した信頼度に応じ、信頼度Aの日にはAテーブルを、信頼度Bの日には従来のテーブル(以下、Bテーブル)を使い分けて使用するもの。

気象会社

日射量予測や天候データから翌日の予測信頼度(A,B)を設定・配信

・日射量予測や天候データから予測の下振れに対する基準を設定

・その基準に従い、相対的に予測の下振れ幅が小さい日を予測信頼度Aと設定



例 出力予測値はどちらも50～60%

中部電力PG

例: 4月におけるブロック4、出力予測値50~60%の場合

Aテーブルを使用

4月	70ブロック1 (0時~3時)	70ブロック2 (3時~6時)	70ブロック3 (6時~9時)	70ブロック4 (9時~12時)	70ブロック5 (12時~15時)	70ブロック6 (15時~18時)	70ブロック7 (18時~21時)	70ブロック8 (21時~24時)
0~10%	11.0	13.3	15.6	17.9	20.2	22.5	24.8	83.7
10~20%	0.0	72.0	145.3	218.5	291.7	365.0	36.6	0.0
20~30%	0.0	9.5	341.8	342.8	380.9	492.4	36.7	0.0
30~40%	0.0	20.9	539.8	834.9	1372.5	619.8	36.7	0.0
40~50%	0.0	32.3	402.0	1510.2	1440.3	1374.3	36.8	0.0
50~60%	0.0	43.8	264.1	494.4	1281.2	856.1	34.9	0.0
60~70%	0.0	185.1	276.0	446.9	1096.6	811.9	36.2	0.0
70~80%	0.0	49.0	249.2	589.6	911.9	769.5	37.5	0.0
80~90%	0.0	98.5	446.0	732.3	1108.3	707.1	14.1	0.0
90~100%	0.0	54.4	642.8	1541.8	879.1	216.4	0.0	0.0

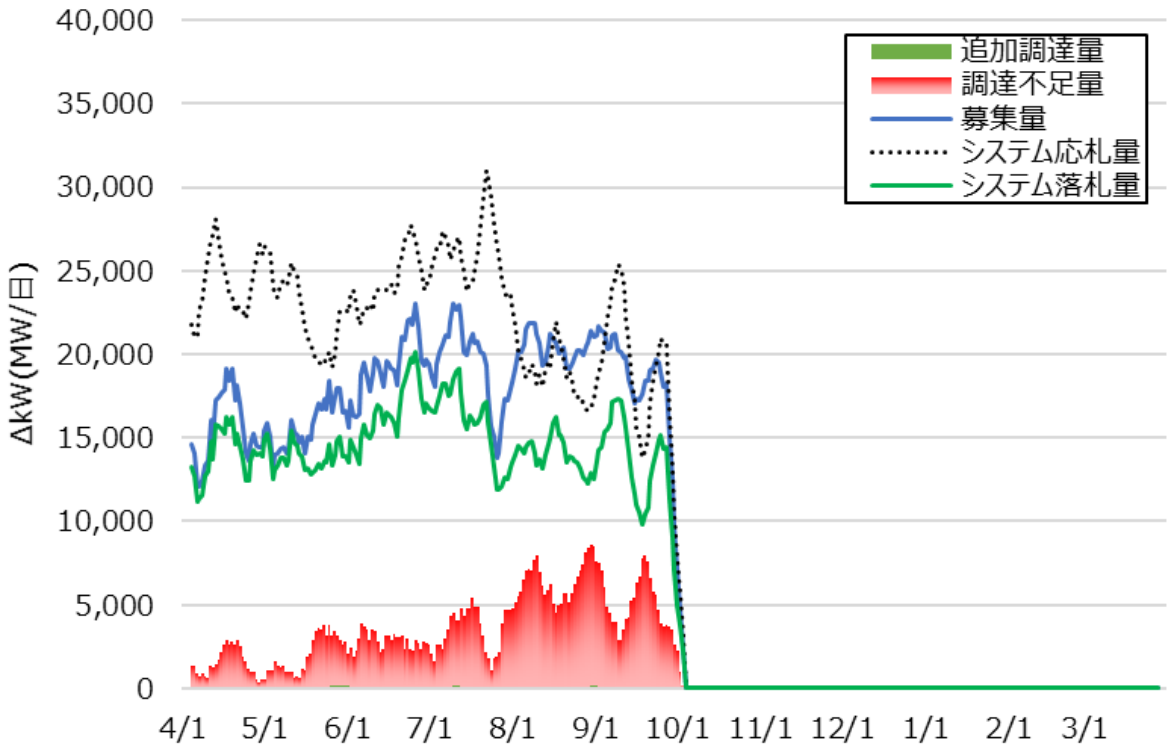
Bテーブルを使用

4月	70ブロック1 (0時~3時)	70ブロック2 (3時~6時)	70ブロック3 (6時~9時)	70ブロック4 (9時~12時)	70ブロック5 (12時~15時)	70ブロック6 (15時~18時)	70ブロック7 (18時~21時)	70ブロック8 (21時~24時)
0~10%	5.5	7.9	10.9	14.0	17.1	20.1	23.2	85.1
10~20%	0.0	72.0	145.0	218.1	291.2	364.3	36.6	0.0
20~30%	0.0	53.8	326.6	497.0	667.5	278.7	46.6	0.0
30~40%	0.0	144.8	708.1	1271.5	1241.3	108.9	56.6	0.0
40~50%	0.0	18.0	621.0	1147.1	1038.5	329.7	66.7	0.0
50~60%	0.0	138.8	533.8	1022.7	1207.6	1159.0	35.0	0.0
60~70%	0.0	40.3	612.2	1100.9	1589.7	1293.1	23.8	0.0
70~80%	0.0	97.9	522.5	907.4	1347.1	1154.2	12.7	0.0
80~90%	0.0	104.0	432.9	940.2	1104.4	1015.2	107.2	0.0
90~100%	0.0	54.3	628.7	979.0	1021.6	1064.3	50.0	0.0

2．取引実績（上期）
2－3．調達不足量（三次②）

○ 調達不足量は継続的に一定量発生しており、重負荷期に多く発生している。

○ 応札不足に対しては、電源Ⅱ余力等の対応可否を確認し、なおも不足が生じる場合は追加調達を実施している。



※ グラフは一週間移動平均値

＜追加調達後の調達未達率＞

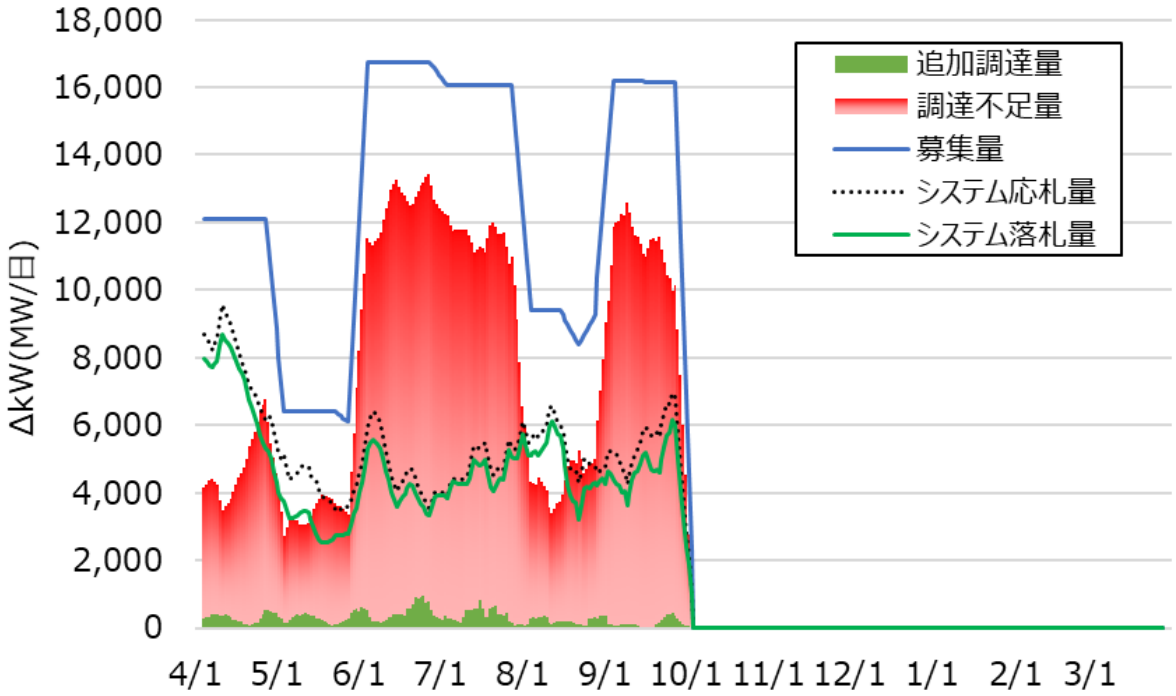
単位［%］

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
調達未達率	9.7	13.0	14.8	17.8	31.5	26.7	－	－	－	－	－	－	－
（前年実績）	(21.7)	(22.4)	(22.8)	(21.5)	(20.2)	(15.0)	(16.3)	(15.0)	(16.7)	(6.5)	(2.3)	(9.6)	(17.0)

2．取引実績（上期）
2－3．調達不足量（三次①）

○ 募集量は月毎に変動はあるものの、調達不足量は継続的に一定量発生している。

○ 応札不足に対しては、前週の木曜日に追加調達を実施し、それでも未達の場合は、実需給の前日に電源Ⅱ余力等の対応可否を確認し、なおも不足が生じる場合は追加調達を実施している。



※ グラフは一週間移動平均値

＜追加調達後の調達未達率＞

単位［%］

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
調達未達率	37.4	48.9	71.7	69.3	47.0	68.8	－	－	－	－	－	－	－
（前年実績）	(44.4)	(89.1)	(63.1)	(50.4)	(39.8)	(38.4)	(40.3)	(23.9)	(25.1)	(42.8)	(41.8)	(21.1)	(42.7)

【参考】電源Ⅱ余力等の活用

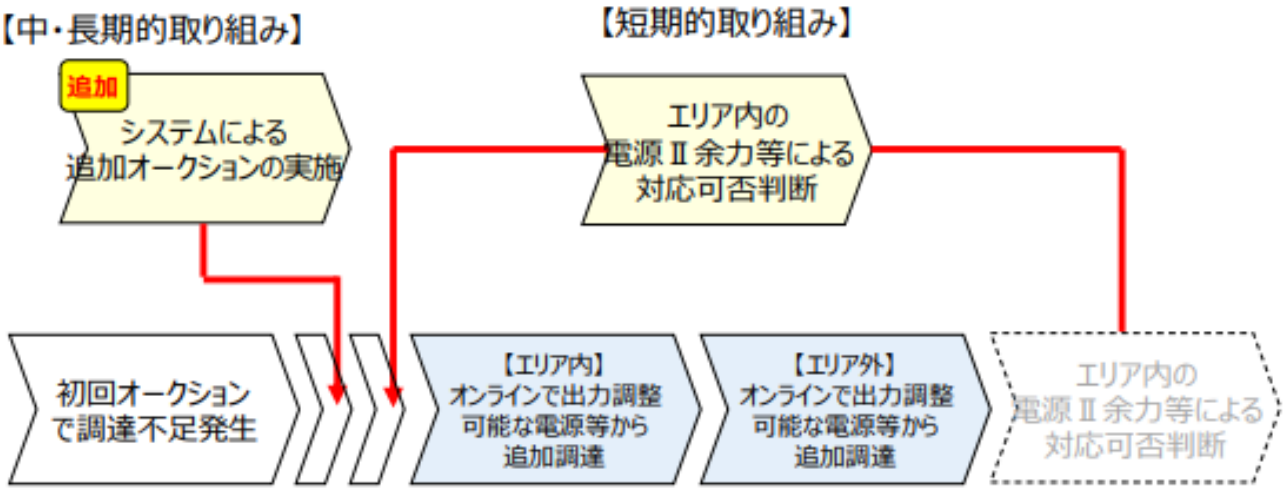
第23回需給調整市場検討小委員会
(2021/5/24)

調達不足時の追加調達方法の改善に向けた検討ついて

短期的取り組み
中長期的取り組み

30

- 調整力の調達不足に対する根本的な解決策としては、応札量の増加、もしくは募集量を減少することにあるが、それらの対策に取り組んでもなお調達不足が発生する虞はある。また、2022年度から開始する三次①の取引（前週に取引実施）においても、同様の状況が生じる懸念もあるところ。
- このため、調達不足が生じた場合においても、調整力を効率的に、また公平、透明な形で追加調達が行われるよう、調整力が不足するエリアの一般送配電事業者が個別にΔkW供出を要請する前に、例えば、システムによる追加オークション（広域調達）を実施するなどの仕組みを検討してはどうか。
- なお、現状、追加調達において調達不足量を充足できるだけの三次②供出量を確保できておらず、電源Ⅱの余力等により対応していること、また、追加調達は相対取引であり価格決定などにおいて不透明性も存在するため、調達不足時の当面の対応として、まずは電源Ⅱの余力等による対応可否を確認したのち、それでも三次②必要量が不足する場合に、追加調達を行うこととしてはどうか。



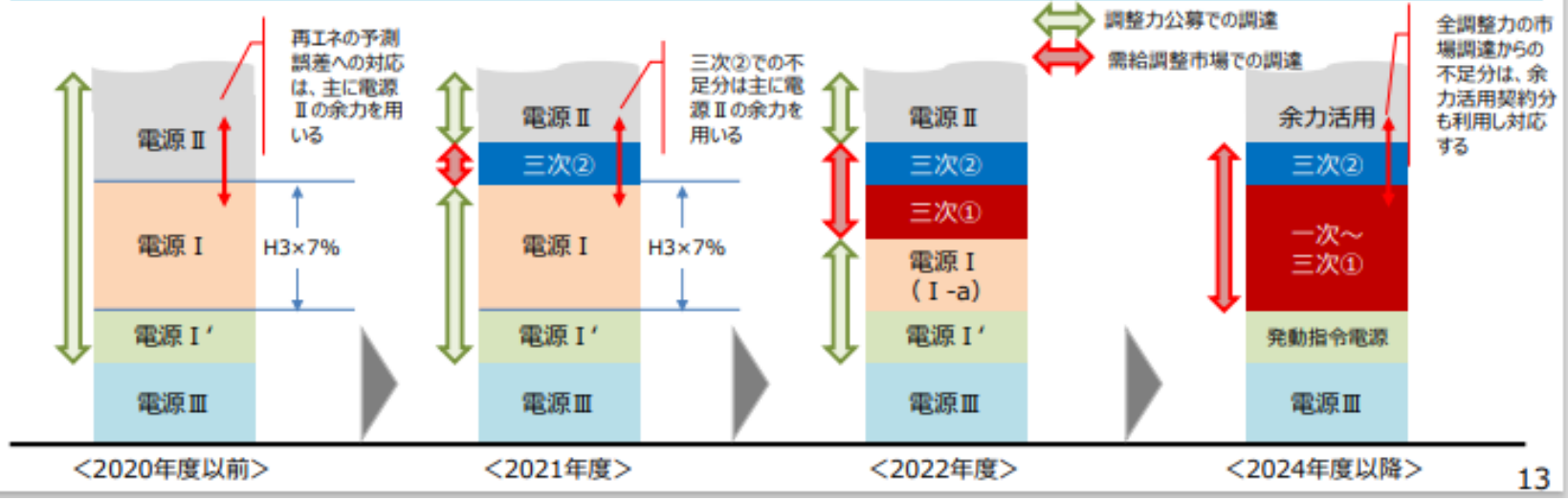
【参考】電源Ⅱ余力等の活用

第57回制度検討作業部会
(2021/9/24)

（1）需給調整市場のみでの確実な調整力の調達

- 2021年4月から取引開始以降、**三次②の募集量に対し、応札量が不足**し、**調達不足が続いてきたところ。**（**不足分は主に電源Ⅱの余力等を活用**して運用されており、**安定供給上の支障はきたしていない**。）
- 他方、調整力公募が廃止され※1**需給調整市場のみからの調達となる2024年度以降で調達不足が発生する場合**には、容量市場でのリクワイアメントとなる**余力活用の契約による調整力等を利用**することになるが、同契約のリソースでは、電源Ⅱの運用とは異なりTSOは電源の並解列権限までは有さない等、一部運用の変更が生じることから、安定供給に向けては**運用面での取り扱いが重要**になってくる。
- また、今後、太陽光発電等の**変動電源の導入量増加に伴い、その予測誤差に対応する調整力の必要量が増加**することも推測され、カーボンニュートラルを進める中で、募集量に対する**十分な応札量の確保、それを踏まえた確実な調整力の調達が重要**となる。
- 現在、足もとでは、広域機関にて市場ルールの見直しの検討が進められているが、**2024年度からの本格運用を見据え、市場での安定した取引に向けた検討**に加え、**調達不足時においても安定した運用が行えるよう、広域機関等と協調のもと、継続して検討**を進めていく。

※1 沖縄を除く



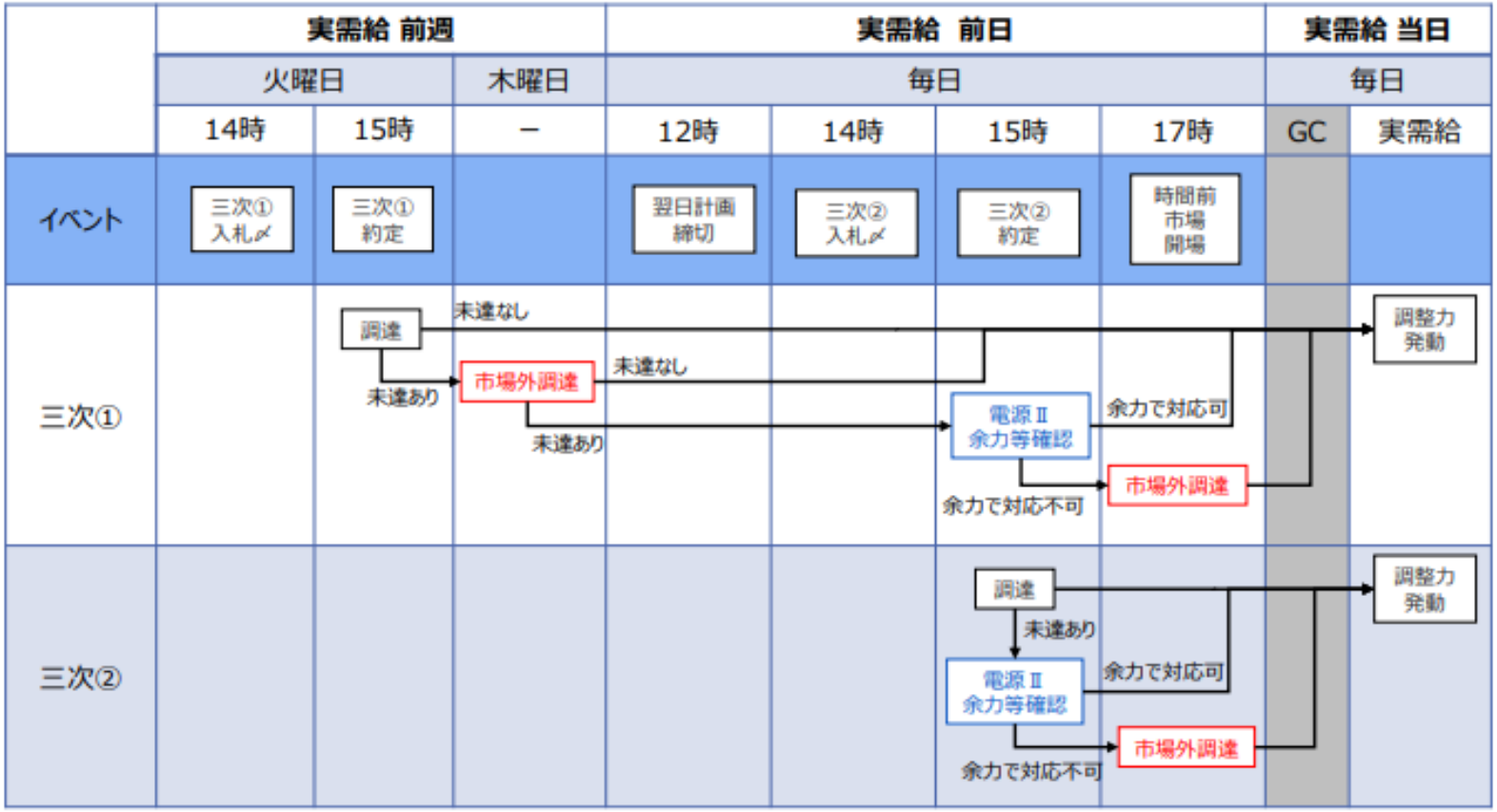
【参考】電源Ⅱ余力等の活用

第41回需給調整市場検討小委員会
(2023/8/17)

未達時の対応について（現行の取引スケジュール）

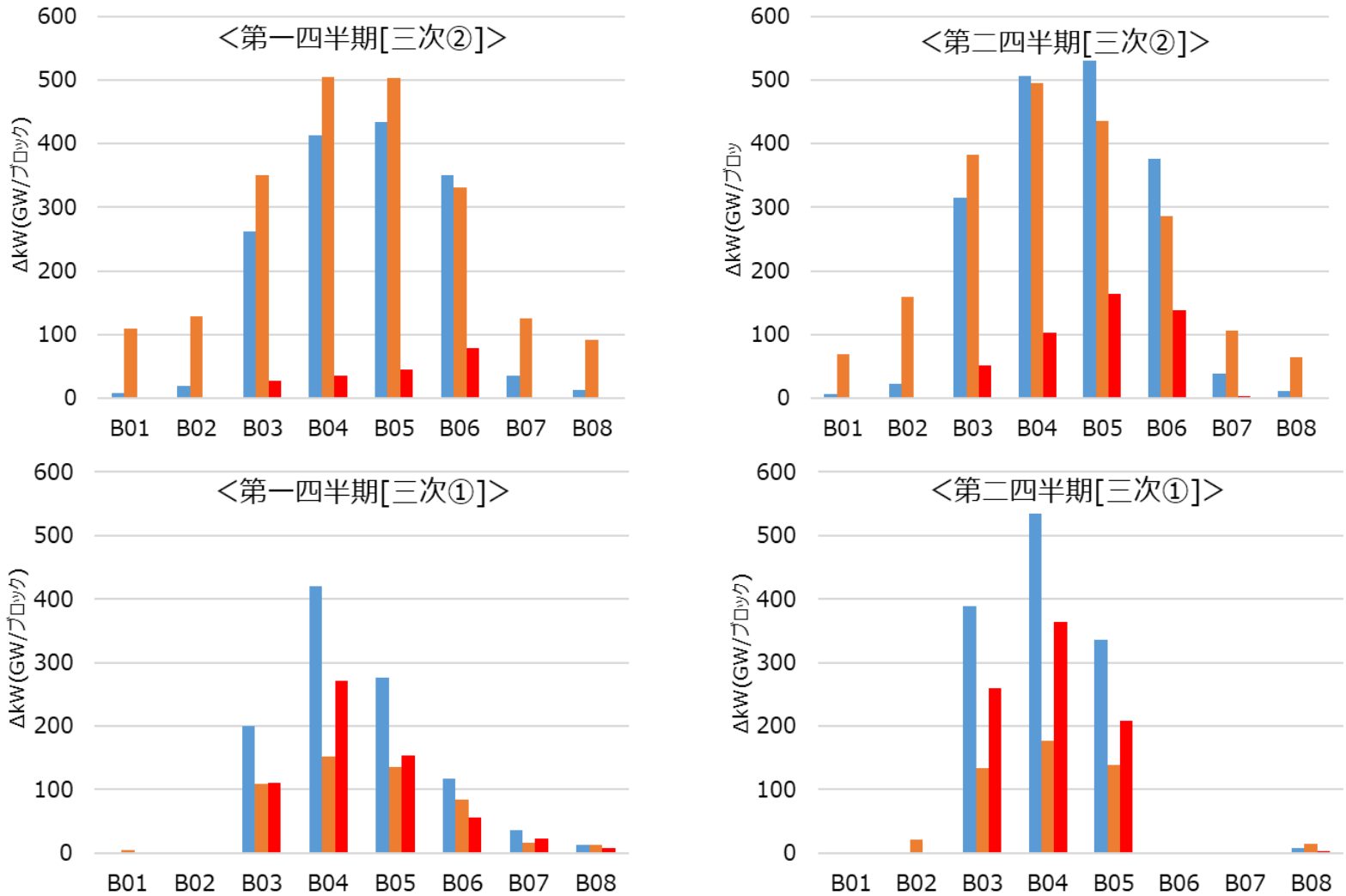
21

■ 需給調整市場取引における「未達時の対応」としては、「市場外調達」・「電源Ⅱ余力等確認」の2つが存在しており、現行の需給調整市場における取引スケジュールは以下のとおりとなっている。



【参考】四半期別・ブロック別のシステム調達不足量（三次②および三次①）

○ブロック別に確認した結果、募集量や予測誤差が大きくなる第3～6ブロックを中心に調達不足が発生している。



※ システム初回約定時点

【参考】三次①募集量における夏季・冬季の6・7ブロックの取扱について

第28回需給調整市場検討小委員会
(2022/2/24)

まとめ

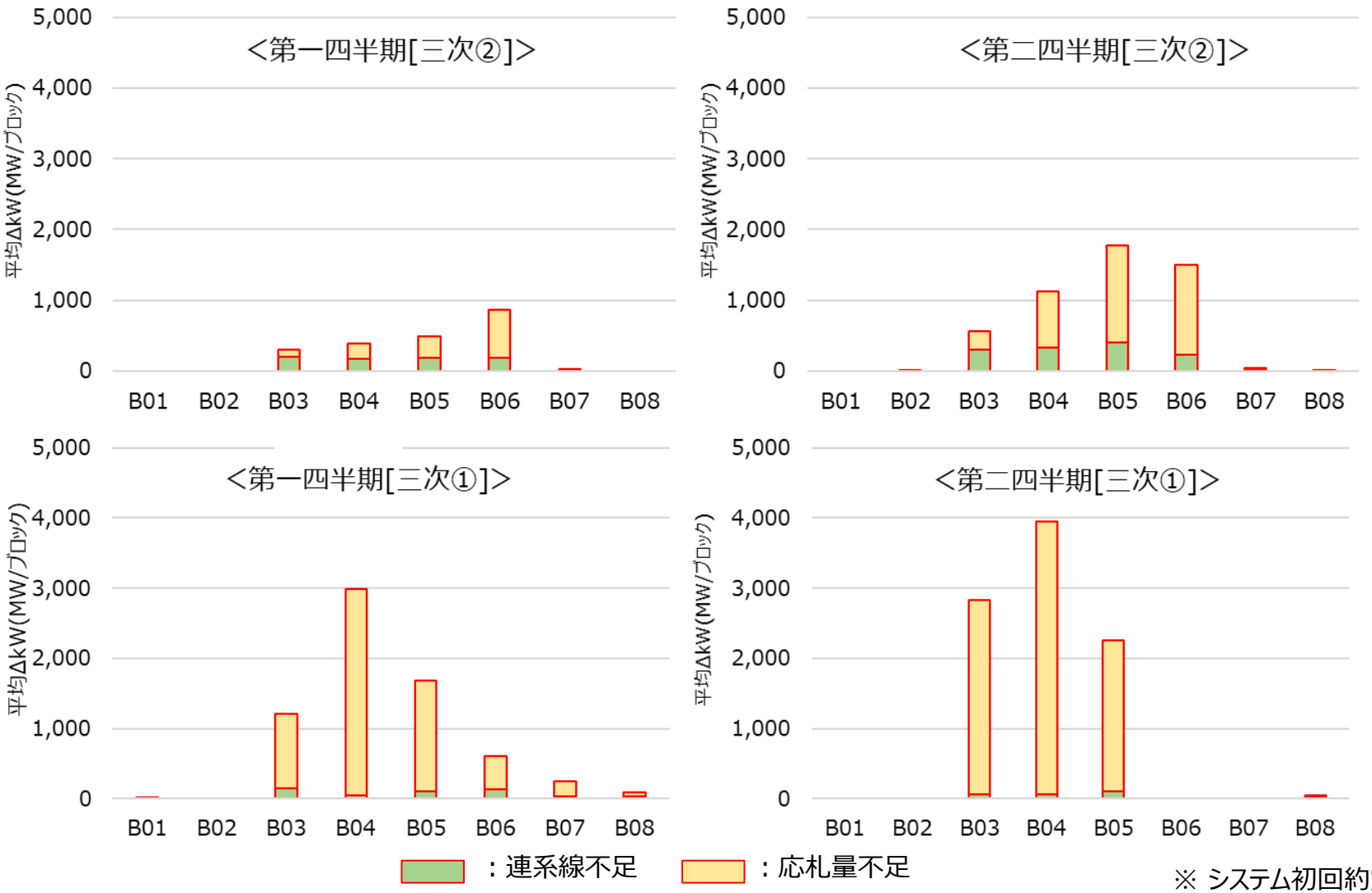
21

- 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確保量を控除した上で、以下の通りに補正を実施して算出してはどうか。
  - 電源Ⅰ必要量算出断面である夏期（7～9月）および冬季（12～２月）の６・７ブロックは、三次①調達量を０とする。
  - 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」の上限として、三次①調達量を減少補正する。
- 2024年度以降の電源Ⅰ必要量算出断面における需給調整市場からの調達量の考え方については、関係委員会とも連携を図り、別途、検討を進めることとする。

【参考】四半期別・ブロック別のシステム調達不足の要因（三次②および三次①）

○ 調達不足要因を分類※1した結果、主に応札量不足によるものであった。

※1 募集量に対し、応札量が下回ったことによって調達不足となったものは応札不足とし、それ以外を連系線不足と分類



※ システム初回約定時点

【参考】TSO別の上期ブロック平均取引量実績（三次②）

（ΔkW(MW/ブロック),ブロック数）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	計
募集量		43	273	549	442	31	262	182	145	357	2,283
システム落札※	ｼｽﾃﾑ応札量	186	205	752	384	135	497	121	180	371	2,831
	ｼｽﾃﾑ落札量	35	206	404	324	28	232	154	130	327	1,840
	エリア内	32	111	391	226	22	183	58	93	307	1,423
	エリア外	3	96	13	98	6	49	96	38	20	417
	ｴﾘｱ外比率	7.2%	46.3%	3.3%	30.1%	20.4%	21.0%	62.3%	29.0%	6.0%	22.7%
	調達不足量	8	67	145	118	3	30	27	15	30	444
	調達不足率	19.3%	24.5%	26.5%	26.7%	9.1%	11.5%	15.1%	10.3%	8.3%	19.4%
	調達不足ﾌﾞﾛｯｸ数	166	284	239	350	62	127	143	113	146	587
追加調達	追加調達量	0	3	0	0	0	0	0	0	0	4
	調達不足量	8	63	145	123	3	31	28	15	30	446
	調達不足率	19.0%	23.2%	26.5%	27.7%	8.9%	11.7%	15.3%	10.5%	8.4%	19.5%

※ システム初回約定時点の結果であり、代替不可は織り込んでいない

【参考】TSO別の上期ブロック平均取引量実績（三次①）

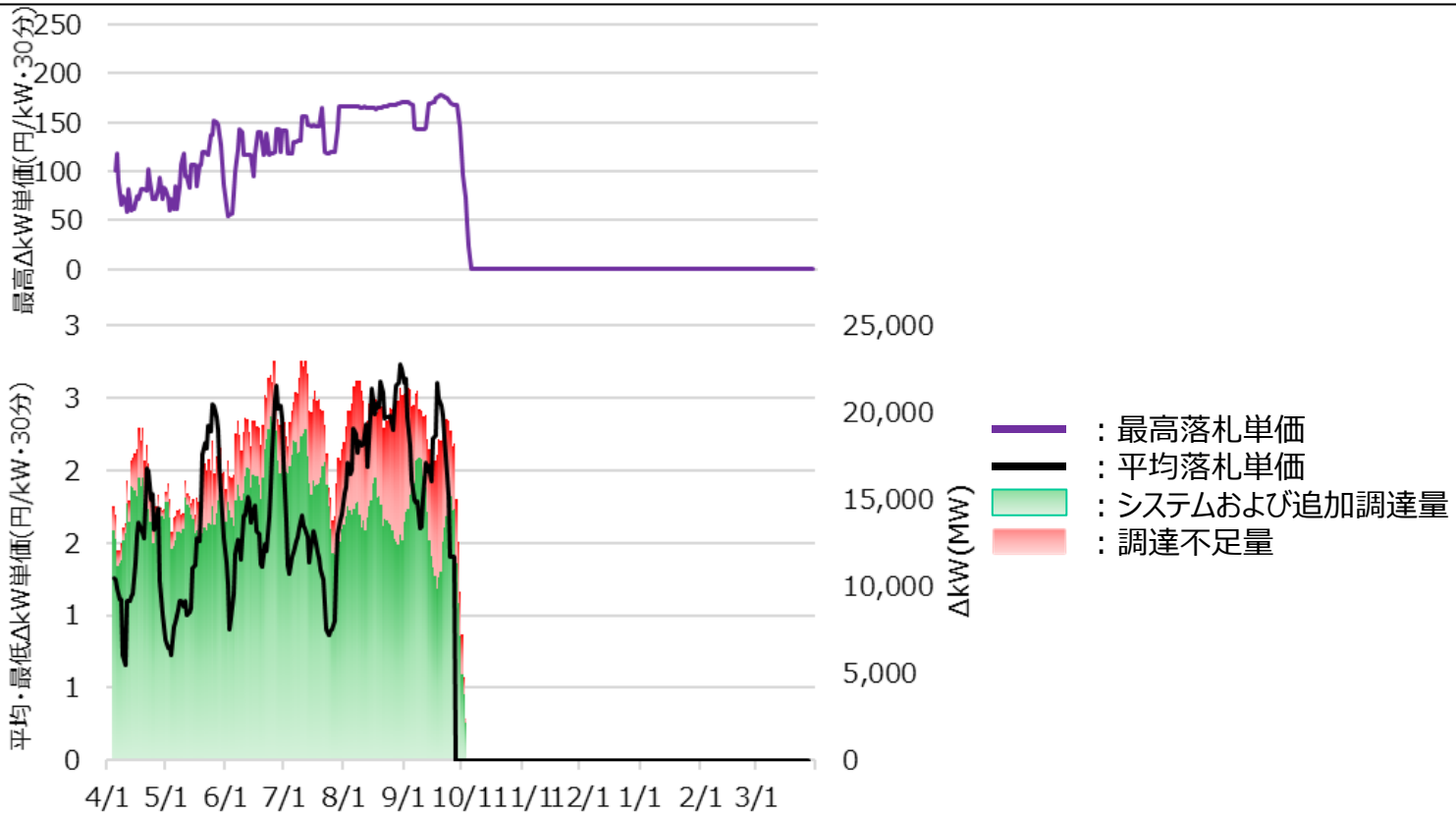
（ΔkW(MW/ブロック),ブロック数）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	計
募集量		88	383	343	186	23	290	19	67	192	1,591
システム落札※	ｼｽﾃﾑ応札量	27	1	156	74	22	180	25	112	86	683
	ｼｽﾃﾑ落札量	22	54	86	56	22	194	15	60	90	599
	エリア内	22	1	86	46	22	135	13	57	79	460
	エリア外	0	53	0	10	0	60	2	4	11	140
	ｴﾘｱ外比率	0.1%	98.6%	0.0%	17.4%	1.4%	30.7%	16.2%	5.8%	11.7%	23.3%
	調達不足量	66	329	257	130	1	97	4	7	102	994
	調達不足率	75.3%	85.9%	74.9%	69.9%	4.6%	33.4%	22.5%	10.1%	53.2%	62.5%
	調達不足ﾌﾞﾛｯｸ数	578	552	355	340	17	427	115	88	397	764
追加調達	追加調達量	7	19	0	0	0	11	0	0	0	38
	調達不足量	59	310	257	130	1	88	4	7	102	959
	調達不足率	67.4%	81.0%	74.9%	69.9%	5.7%	30.4%	22.9%	10.0%	53.2%	60.3%

※ システム初回約定時点の結果であり、代替不可は織り込んでいない

2．取引実績（上期）
2－4．落札単価（三次②）

○落札単価は昨年度比較すると低価格で推移している。背景として燃料価格の影響が考えられる。



(円/kW・30分)

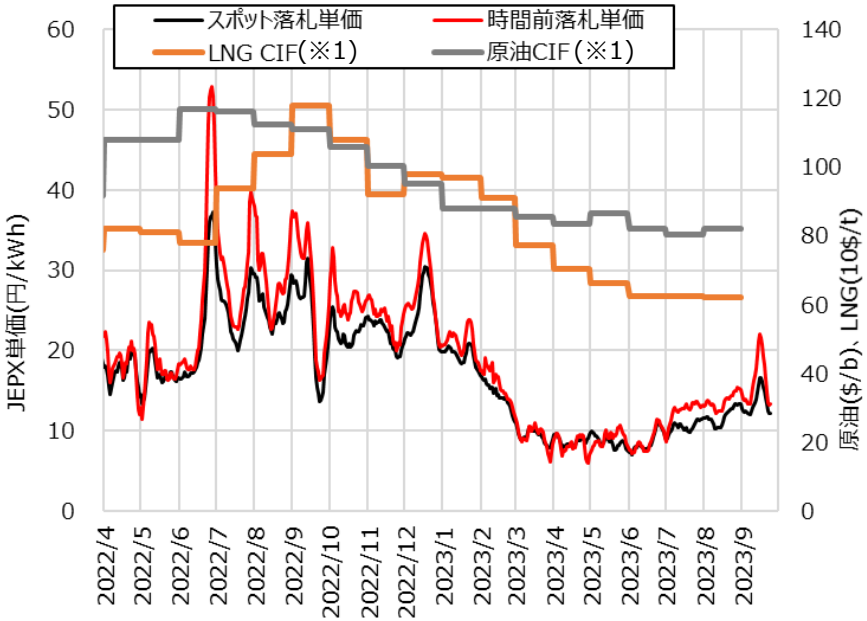
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
平均単価	1.43	1.56	1.77	1.38	2.30	1.78	－	－	－	－	－	－	－
(前年実績)	(3.17)	(3.19)	(3.41)	(3.81)	(6.12)	(5.48)	(3.64)	(2.78)	(3.33)	(1.96)	(1.65)	(2.11)	(3.49)

※ グラフは一週間移動平均値であり、システム調達外による追加調達を含めている
※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

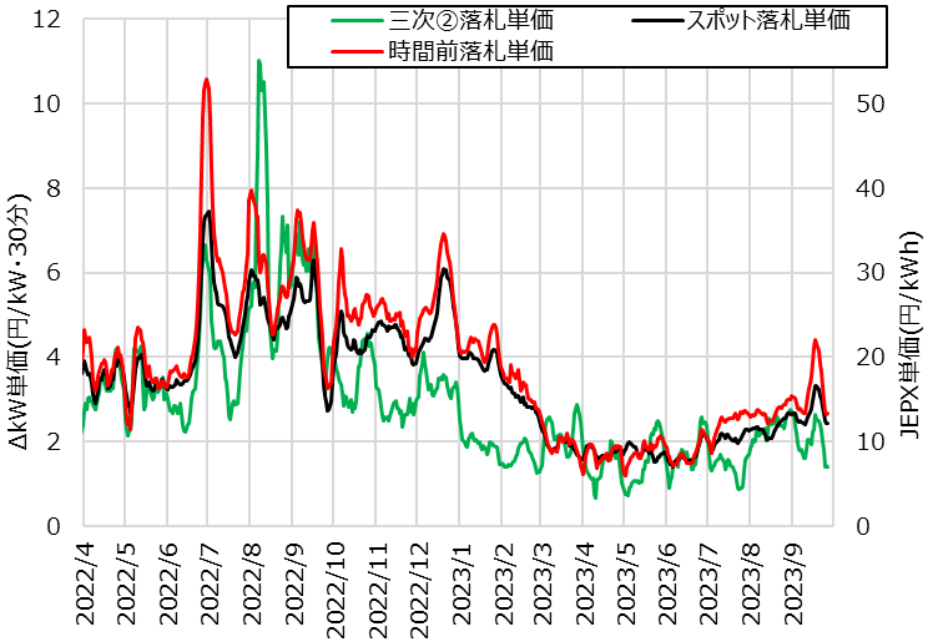
【参考】JEPX市場との相関性（三次②）

○ 制度設計専門会合において、 JEPX市場と燃料の価格連動が確認されており、三次②とJEPX市場についても、一定の相関性が見られる。

＜JEPX市場とCIFの関係＞



＜需給調整市場とJEPX市場との関係＞



※1 CIFについて、8月実績まで

※ グラフは一週間移動平均値

＜三次②とJEPX市場の相関係数※2(2023/4/1～2023/9/30)＞

	三次②応札単価
JEPXスポット落札単価	0.656
JEPX時間前落札単価	0.664

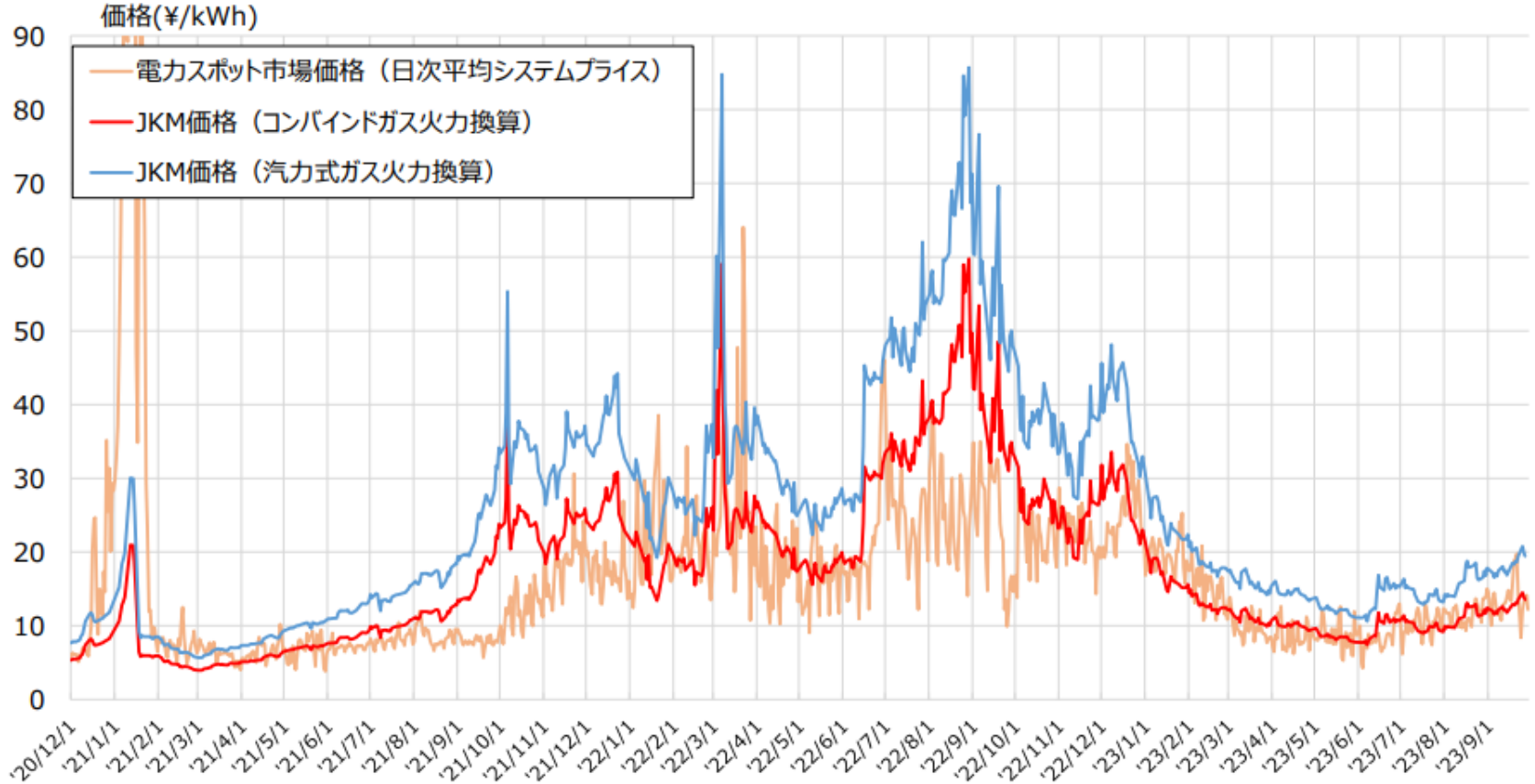
※2 相関係数は、-1から1までの値を取り、1に近づくほど強い相関があることを示しており、1週間移動平均値での相関を示す

【参考】LNG価格、スポット市場価格の推移

LNGスポット価格と電力スポット市場価格の推移

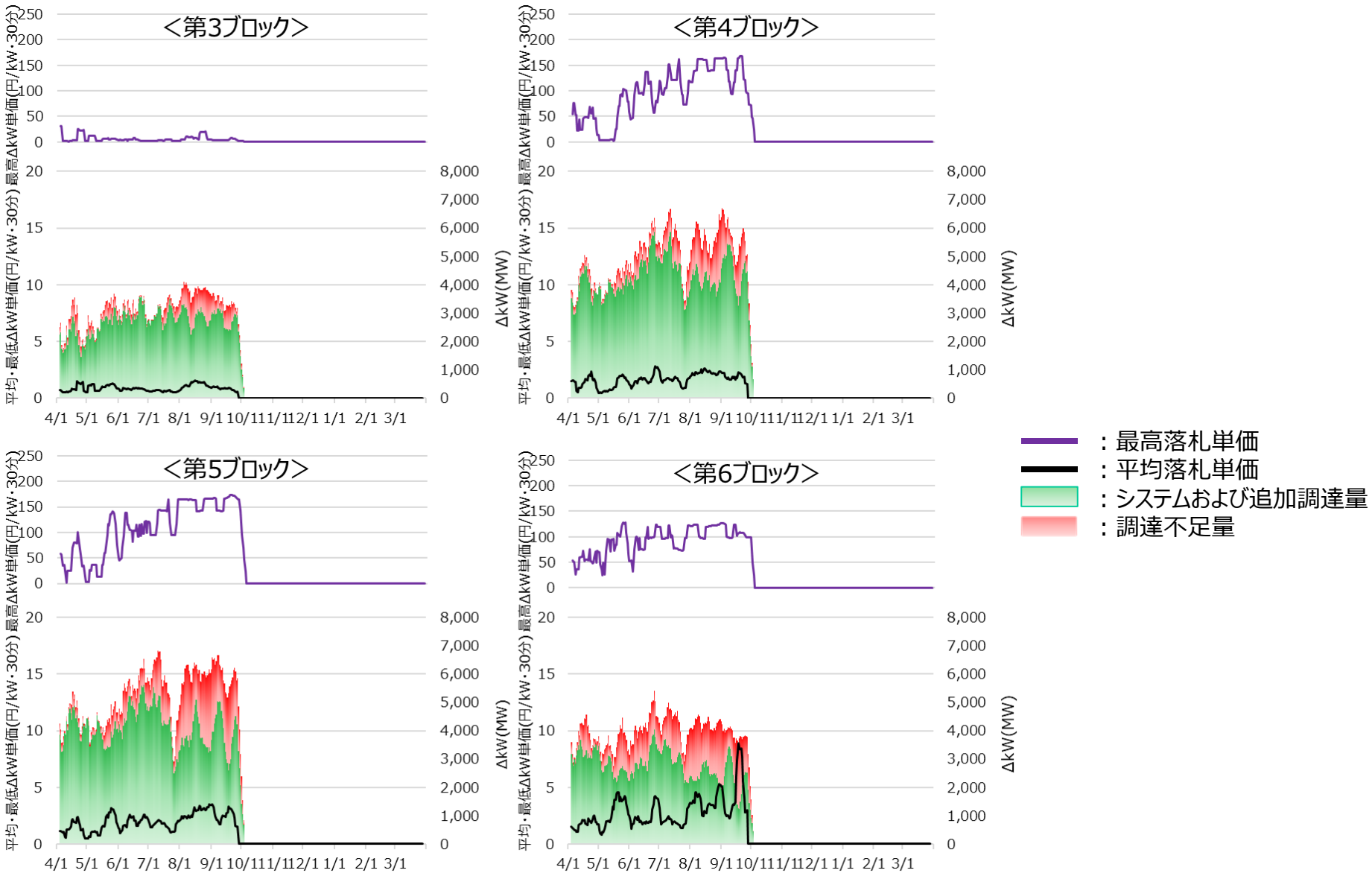
第89回制度設計専門会合
(2023/9/29)

- LNGスポット価格は**昨年９月以降、今年6月頃まで低下傾向**にあり、スポット市場価格も低下。
- 一方で、**足下ではやや上昇傾向**が見られる。



※ 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。

【参考】ブロック別の落札単価［第3～6ブロック］（三次②）



※ グラフは一週間移動平均値であり、システム調達外による追加調達を含めている
※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

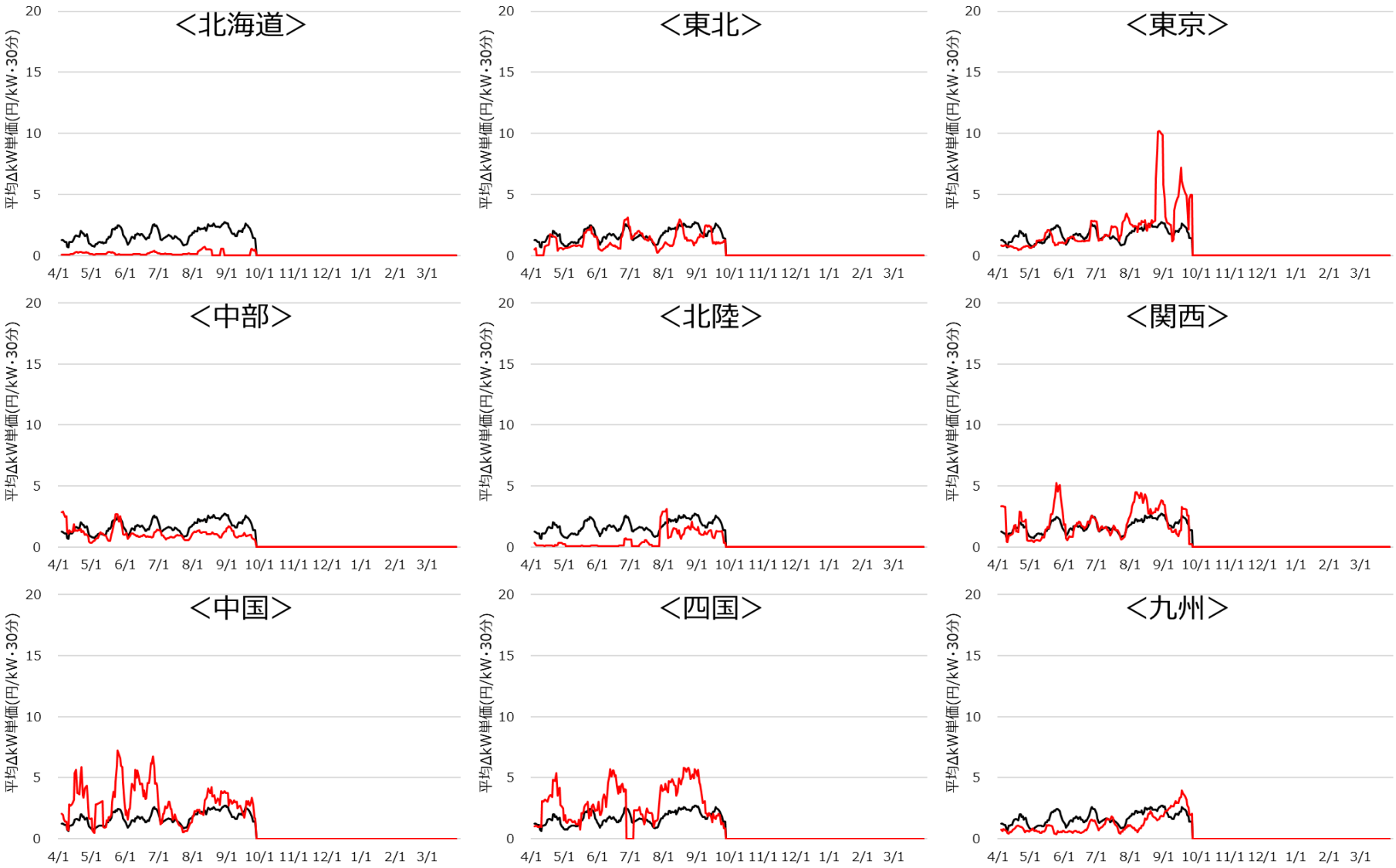
【参考】TSO別の調達単価および調達費用（三次②）

（ΔkW(GW),ΔkW単価(円/kW・30分),調達費用(億円)）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	計
募集量	63	400	804	647	45	383	266	213	522	3,342
ｼｽﾃﾑ応札(電源属地)	272	299	1,101	563	197	728	177	263	543	4,144
最高単価	4.47	16.63	197.94	88.50	9.75	80.00	166.08	206.25	18.07	206.25
最低単価	0.03	0.03	0.02	0.02	0.06	0.06	0.01	0.03	0.04	0.01
平均単価	0.12	1.64	1.91	0.84	0.22	4.15	5.66	4.06	1.30	2.16
ｼｽﾃﾑ落札	51	302	591	467	41	338	225	191	478	2,684
最高単価	7.05	171.92	197.94	168.28	80.00	206.25	206.25	154.32	80.00	206.25
最低単価	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01
平均単価	0.22	1.38	1.48	1.17	0.54	2.31	2.94	3.31	1.28	1.70
調達費用	0.7	25.0	52.4	32.8	1.3	46.8	39.8	37.9	36.8	273.5
追加調達	0.23	5.12	0.14		0.15					5.65
最高単価	1.20	3.14	0.08		1.39					3.14
最低単価	0.38	0.08	0.07		1.39					0.07
平均単価	0.41	1.25	0.07		1.39					1.19
調達費用	0.01	0.38	0.00		0.01					0.40
調達計	51	307	591	467	41	338	225	191	478	2,690
最高単価	7.05	171.92	197.94	168.28	80.00	206.25	206.25	154.32	80.00	206.25
最低単価	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01
平均単価	0.22	1.38	1.48	1.17	0.54	2.31	2.94	3.31	1.28	1.70
調達費用	0.7	25.4	52.4	32.8	1.3	46.8	39.8	37.9	36.8	273.9

※ 空欄は追加調達実績がないことを示す　※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

【参考】TSO別の単価推移（三次②）



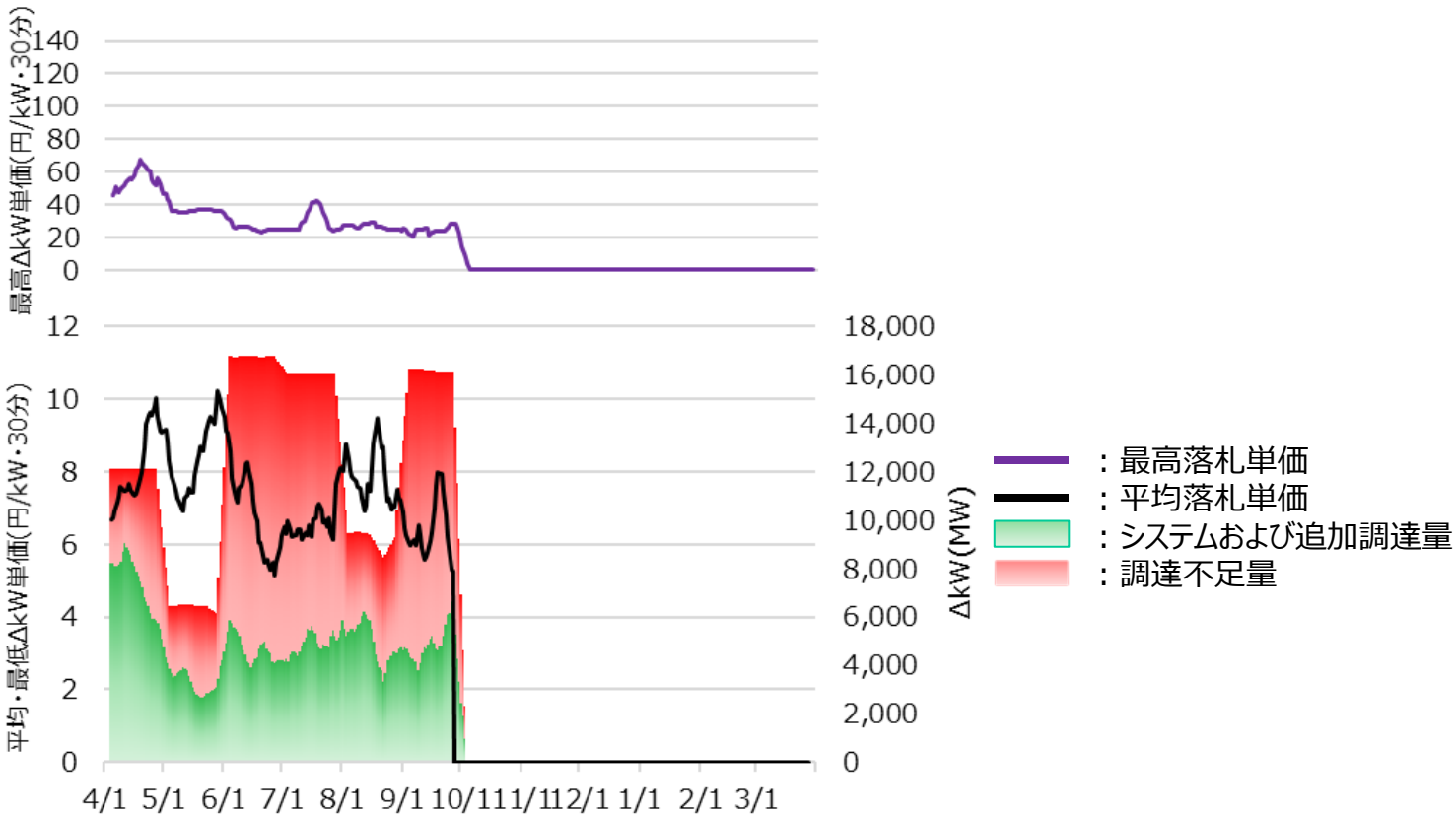
：全体平均落札単価　　：エリア別平均落札単価

※ グラフは一週間移動平均値であり、システム調達外による追加調達を含めている

※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

2．取引実績（上期）
2－4．落札単価（三次①）

○ 三次①の落札単価は三次②と比較して、平均単価が高い傾向にある。

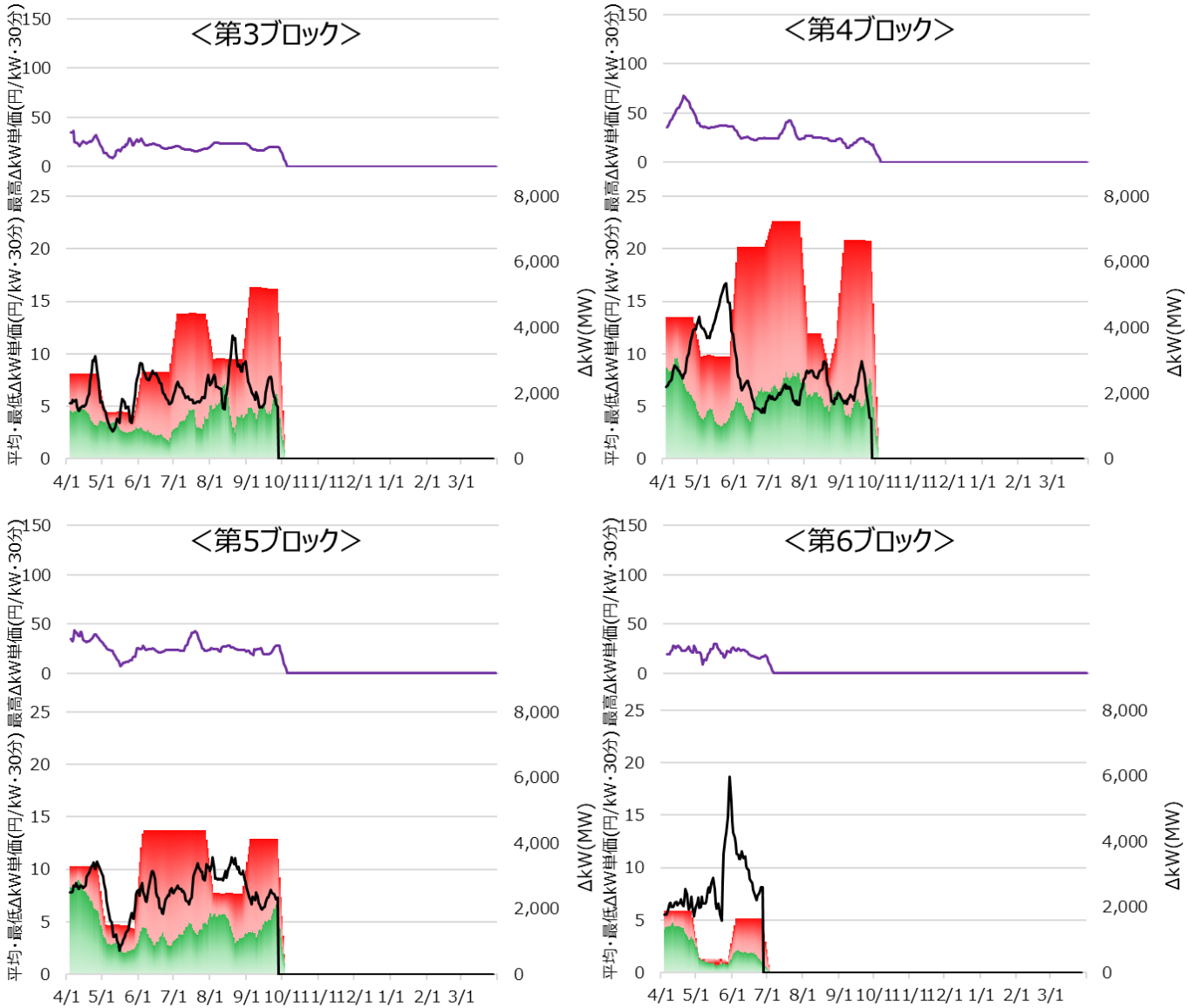


(円/kW・30分)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
平均単価	7.83	8.33	7.08	6.27	7.63	5.89	－	－	－	－	－	－	－
前年実績	5.24	9.84	8.92	6.28	7.64	4.80	3.35	2.47	3.49	4.02	2.97	2.22	4.78

※ グラフは一週間移動平均値であり、システム調達外による追加調達を含めている
※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

【参考】ブロック別の落札単価［第3～6ブロック］（三次①）



：最高落札単価
：平均落札単価
：システムおよび追加調達量
：調達不足量

※ グラフは一週間移動平均値であり、システム調達外による追加調達を含めている
※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

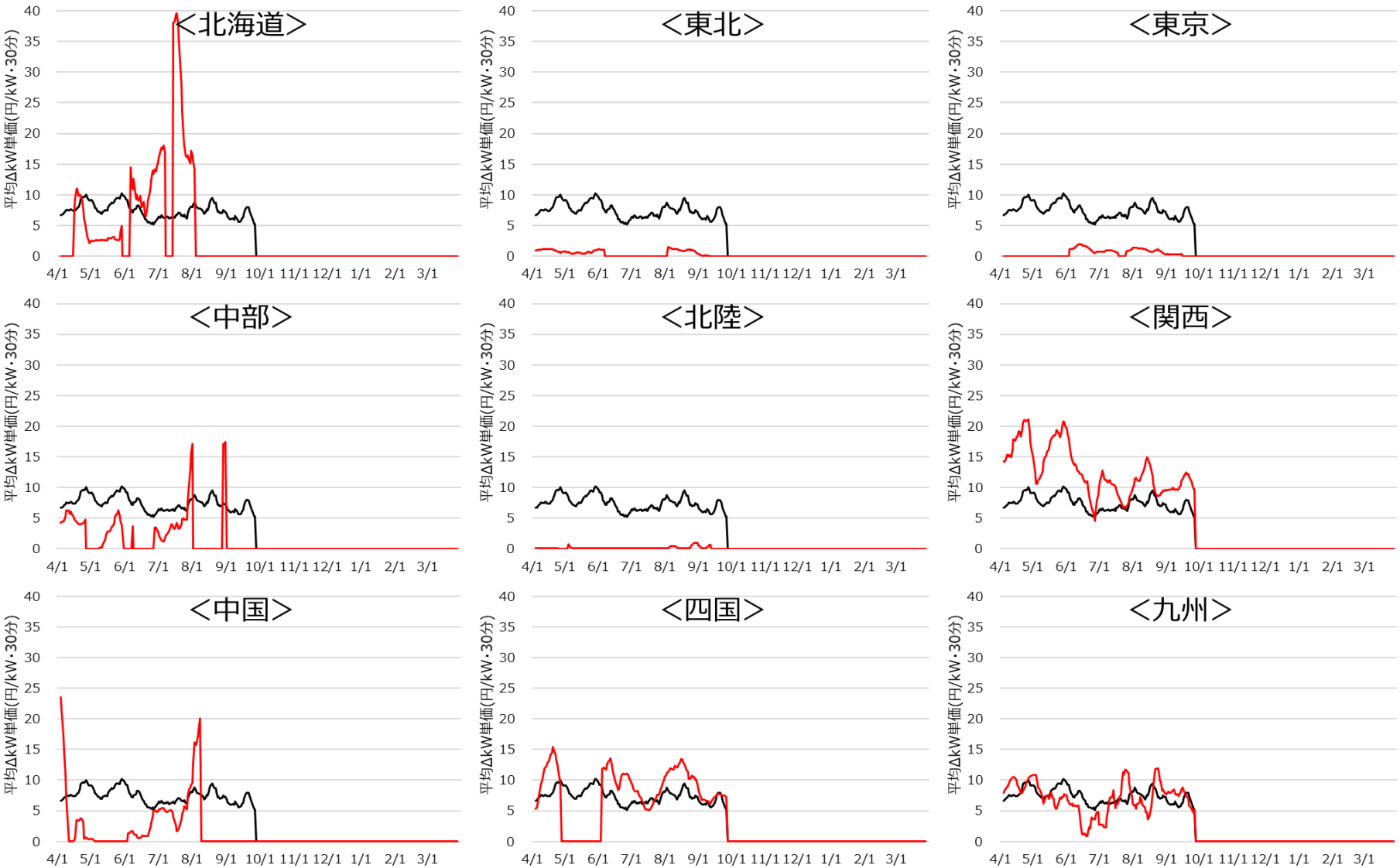
【参考】TSO別の調達単価および調達費用（三次①）

（ΔkW(GW),ΔkW単価(円/kW・30分),調達費用(億円)）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	計
募集量	129	561	502	273	34	424	28	98	281	2,329
ｼｽﾃﾑ応札(電源属地)	40	1	229	108	33	263	37	164	126	1,000
最高単価	46.47	2.05	4.53	8.45	2.71	57.69	25.54	98.01	26.63	98.01
最低単価	0.08	0.03	0.03	0.02	0.05	0.01	0.03	0.04	0.04	0.01
平均単価	8.69	0.31	0.92	3.18	0.10	13.57	3.04	13.58	8.84	7.92
ｼｽﾃﾑ落札	32	79	126	82	32	282	22	88	131	874
最高単価	46.47	2.59	4.53	49.98	35.65	78.76	59.95	78.76	97.95	97.95
最低単価	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01
平均単価	10.53	1.04	0.83	4.09	0.14	12.52	4.77	9.72	8.54	7.41
調達費用	20.1	4.9	6.3	20.2	0.3	211.9	6.4	51.2	67.3	388.5
追加調達	10.5	27.5	0.0			16.3		0.4		54.8
最高単価	2.05	2.05	0.08			37.86		80.34		80.34
最低単価	0.07	0.03	0.08			0.01		3.67		0.01
平均単価	1.20	1.14	0.08			7.84		15.42		3.22
調達費用	0.76	1.89	0.00			7.68		0.34		10.66
調達計	42	107	126	82	32	298	22	88	131	929
最高単価	46.47	2.59	4.53	49.98	35.65	78.76	59.95	80.34	97.95	97.95
最低単価	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01
平均単価	8.21	1.07	0.83	4.09	0.14	12.26	4.77	9.75	8.54	7.16
調達費用	20.8	6.8	6.3	20.2	0.3	219.6	6.4	51.6	67.3	399.2

※ 空欄は追加調達実績がないことを示す　※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

【参考】TSO別の単価推移（三次①）

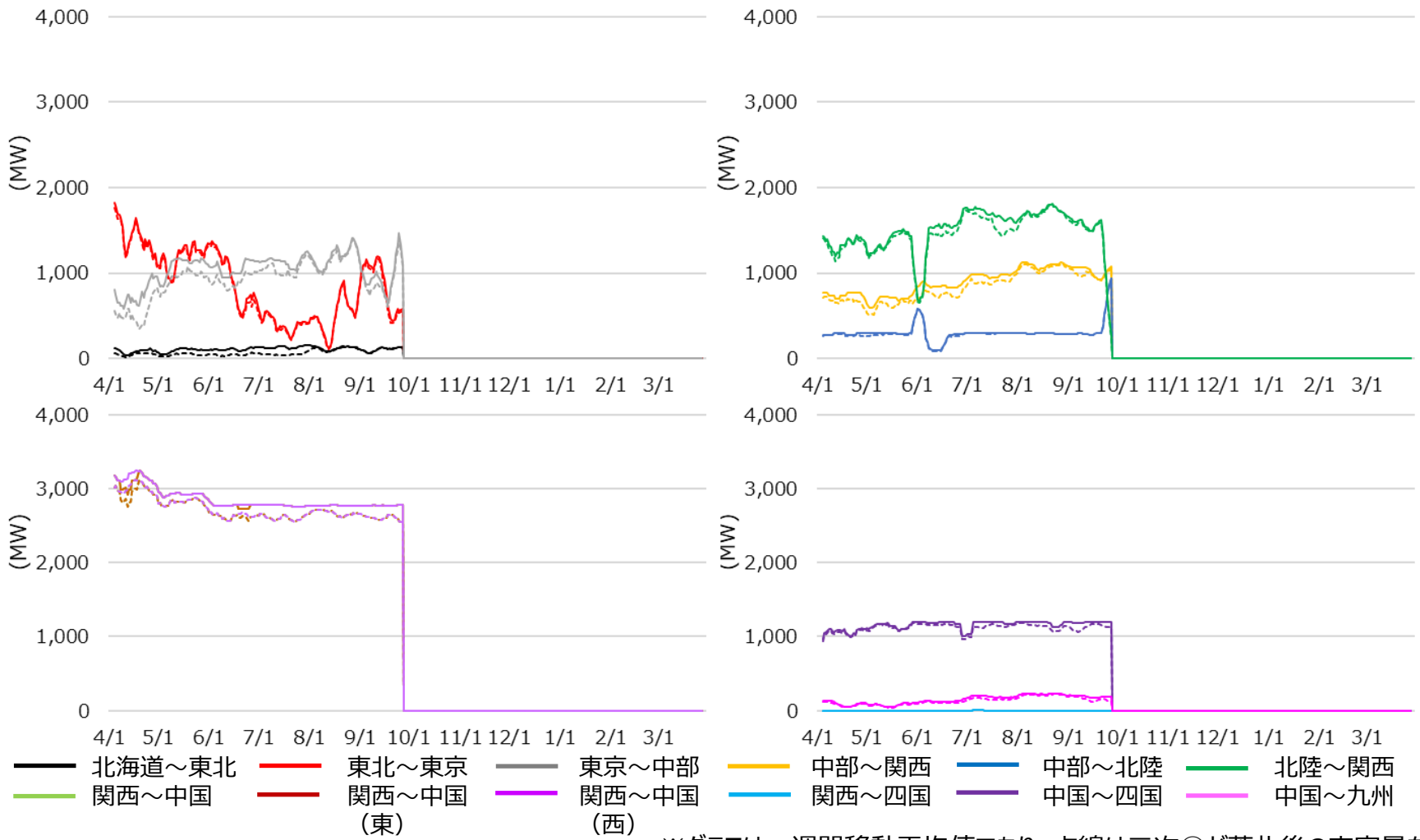


※ グラフは一週間移動平均値であり、システム調達外による追加調達を含めている
※ 2023年度より開始された持ち下げ供出・起動費精算に伴う返還分は含めていない

3．広域調達（上期）
3－1．連系線確保量［順方向］（三次②）

○ 連系線確保量は作業やJEPX市場向けの確保状況によって、変動はあるものの、もともとの運用容量が小さい北海道-東北や中国-九州間は確保量が小さい傾向にある。

＜順方向＞

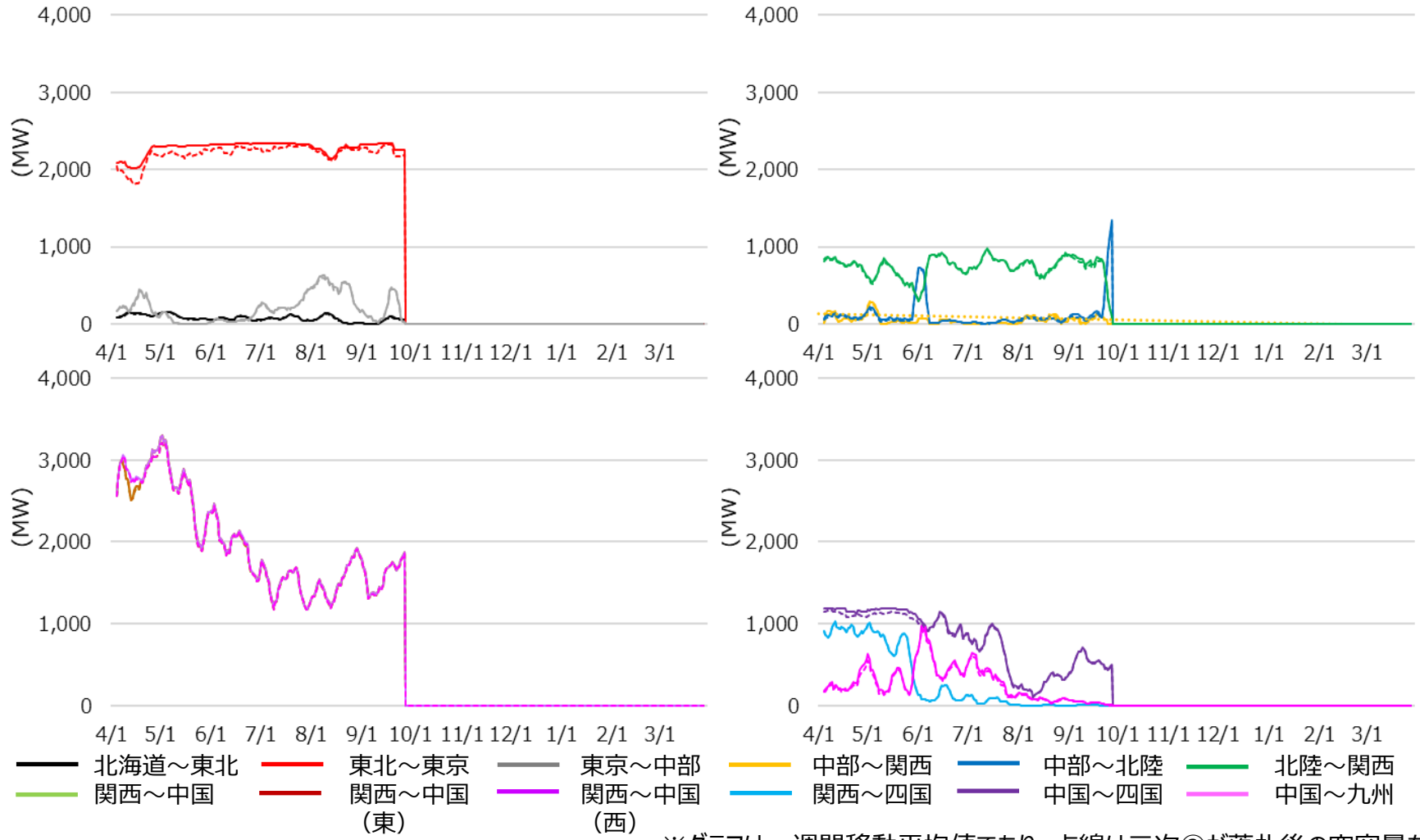


※グラフは一週間移動平均値であり、点線は三次②が落札後の空容量を示す

3．広域調達（上期）
3－1．連系線確保量［逆方向］（三次②）

○逆方向は、東北-東京間、関西-中国間、関西-北陸間で一定量を確保している。

<逆方向>

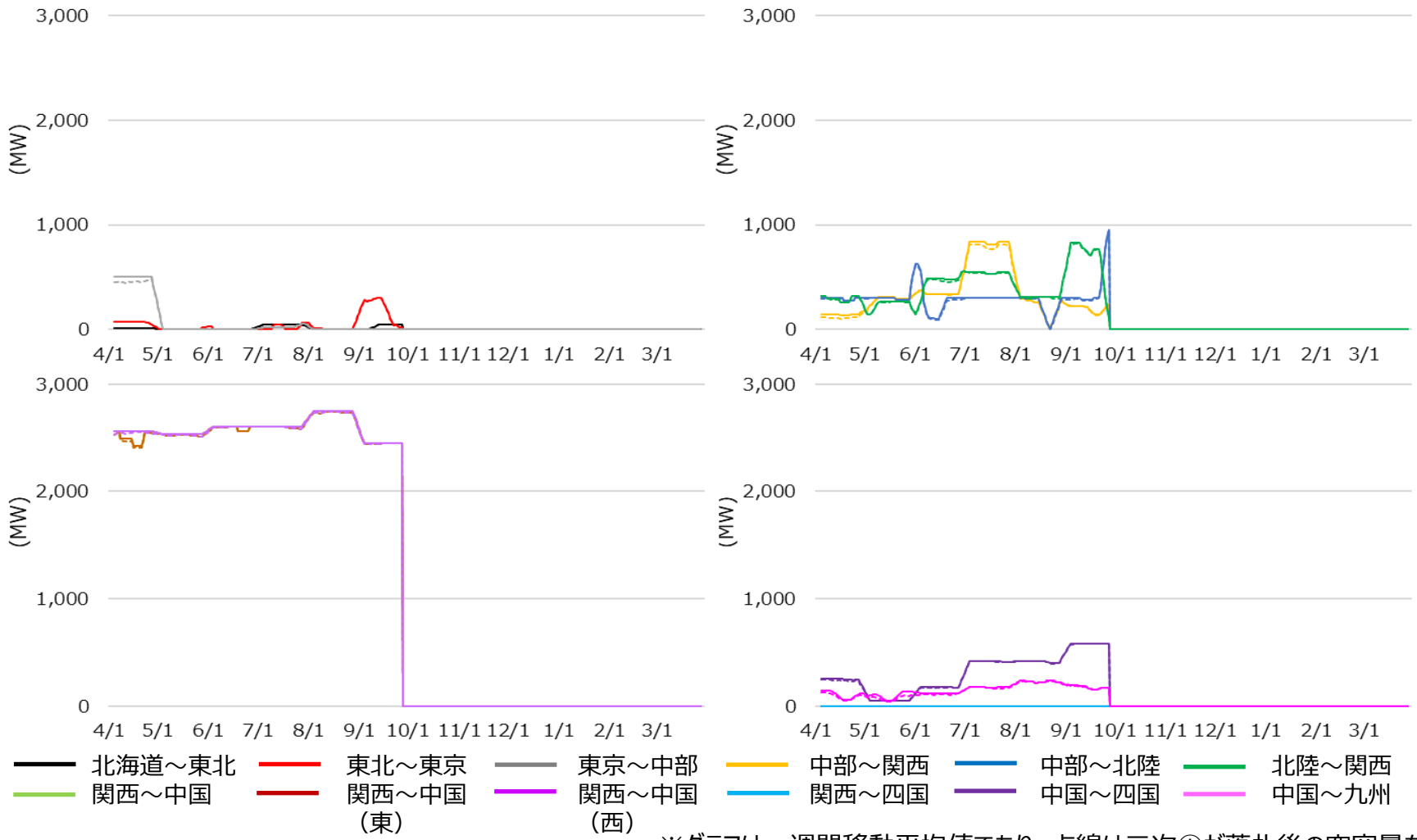


※グラフは一週間移動平均値であり、点線は三次②が落札後の空容量を示す

3．広域調達（上期）
3－1．連系線確保量［順方向］（三次①）

○連系線確保量は作業やJEPX市場向けの確保状況によって、変動はあるものの、順方向は関西-中国間以外は確保量が小さい傾向にある。

＜順方向＞

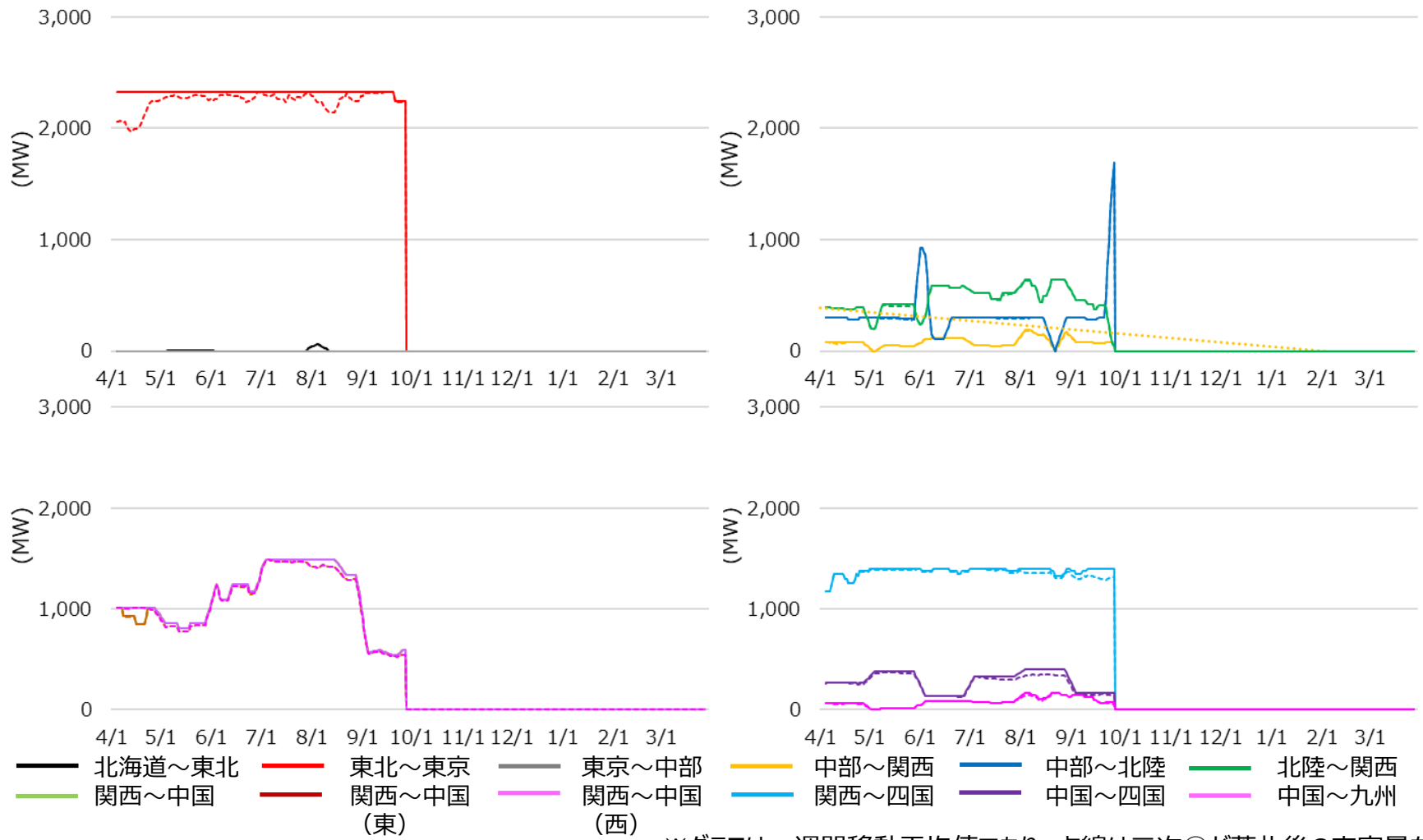


※グラフは一週間移動平均値であり、点線は三次①が落札後の空容量を示す

3．広域調達（上期）
3－1．連系線確保量［逆方向］（三次①）

○逆方向は、東北-東京間、関西-中国間、関西-四国間で一定量を確保している。

<逆方向>



※グラフは一週間移動平均値であり、点線は三次①が落札後の空容量を示す

【参考】月別の連系線の分断状況（三次②）

○ 関西～四国間（順方向）、中部～関西間（逆方向）を始め、複数の連系線で高い分断率となった。

＜月別の三次②落札後の連系線分断状況＞

（分断率：%）

		中国～九州	中国～四国	関西～四国	関西～中国間(西)	関西～中国間(東)	関西～中国	北陸～関西	中部～北陸	中部～関西	東京～中部	東北～東京	北海道～東北
順方向	4月	35%	1%	100%	0%	2%	2%	2%	8%	10%	26%	6%	50%
	5月	43%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	3%	7%	6%	11%	54%
	6月	16%	0%	100%	0%	0%	0%	13%	32%	8%	2%	20%	51%
	7月	17%	4%	99%	0%	0%	0%	0%	1%	2%	2%	44%	50%
	8月	8%	1%	100%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	34%	12%
	9月	25%	0%	100%	0%	0%	0%	21%	3%	0%	13%	19%	17%
	計	24%	1%	100%	0%	0%	0%	6%	8%	5%	8%	23%	39%
逆方向	4月	39%	1%	6%	0%	2%	2%	3%	64%	88%	58%	0%	13%
	5月	35%	0%	7%	0%	0%	0%	6%	57%	86%	91%	0%	29%
	6月	25%	0%	63%	2%	2%	2%	14%	79%	95%	71%	0%	47%
	7月	31%	10%	77%	3%	3%	3%	1%	89%	99%	49%	0%	35%
	8月	54%	35%	98%	3%	3%	3%	5%	75%	90%	38%	0%	53%
	9月	77%	6%	93%	1%	1%	1%	24%	55%	92%	73%	0%	60%
	計	44%	9%	57%	2%	2%	2%	9%	70%	92%	63%	0%	39%

※ 分断率＝三次②向け連系線容量がゼロのブロック数(三次②落札後)÷月日数÷8ブロック×100

【参考】ブロック別の連系線の分断状況（三次②）

○ ブロック別でも分断率の高い連系線は終日分断している。

○ 空き容量がある連系線は、必要量が多くなる昼間帯の分断率が高い傾向となる。

＜ブロック別の三次②落札後の連系線分断状況＞

（分断率：%）

		中国～九州	中国～四国	関西～四国	関西～中国間(西)	関西～中国間(東)	関西～中国	北陸～関西	中部～北陸	中部～関西	東京～中部	東北～東京	北海道～東北
順方向	B01	2%	1%	100%	0%	1%	1%	5%	4%	1%	3%	3%	10%
	B02	1%	1%	100%	0%	1%	1%	7%	5%	2%	7%	3%	24%
	B03	32%	1%	100%	0%	0%	0%	5%	10%	6%	9%	30%	66%
	B04	30%	4%	99%	0%	0%	0%	6%	11%	12%	11%	51%	60%
	B05	35%	2%	99%	0%	0%	0%	7%	15%	10%	10%	54%	61%
	B06	49%	1%	100%	0%	1%	1%	7%	8%	4%	14%	23%	54%
	B07	36%	1%	100%	0%	0%	0%	5%	6%	2%	9%	6%	20%
	B08	8%	1%	100%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	3%	10%	17%
	計	24%	1%	100%	0%	0%	0%	6%	8%	5%	8%	23%	39%
逆方向	B01	25%	7%	60%	0%	1%	1%	11%	86%	98%	45%	0%	45%
	B02	23%	3%	57%	0%	1%	1%	14%	76%	95%	25%	0%	54%
	B03	63%	10%	54%	1%	1%	1%	11%	84%	98%	76%	0%	30%
	B04	67%	17%	49%	5%	5%	5%	9%	56%	80%	81%	0%	27%
	B05	72%	11%	48%	5%	5%	5%	8%	55%	87%	87%	0%	27%
	B06	58%	13%	63%	2%	3%	3%	7%	67%	93%	80%	0%	33%
	B07	21%	6%	62%	0%	0%	0%	5%	50%	85%	56%	0%	50%
	B08	19%	4%	65%	0%	0%	0%	5%	85%	97%	56%	0%	50%
	計	44%	9%	57%	2%	2%	2%	9%	70%	92%	63%	0%	39%

※ 分断率＝三次②向け連系線容量がゼロのブロック数(三次②落札後)÷月日数×100

【参考】三次②向け連系線容量確保の考え方①

第57回制度設計専門会合
(2021/3/2)

三次②向け連系線容量確保の考え方①

2019年9月　第41回制度設計専門会合　資料６を一部加工

- 前述のとおり、三次②の約定における連系線活用については、そのメリットと時間前市場への影響とのバランスを考慮し、その量に一定の上限（時間前市場に残す量）を設けることが適当。
- 具体的な方法としては、三次②への影響と時間前市場への影響を検討し、両者の経済メリット等を評価して、社会コストが最小となるように、時間前市場向けに残す連系線空容量（α）を決定し、スポット市場後の連系線空容量からαを差し引いた残余分を三次②向けに充てることが合理的と考えられる。

連系線利用のイメージ

【連系線容量確保の基本的考え方】

三次②連系線容量確保量　＝　スポット市場後の連系線空容量　－ α

α：時間前市場の実績から算定する各連系線の２方向（順方向･逆方向）の時間前市場向け確保量

5

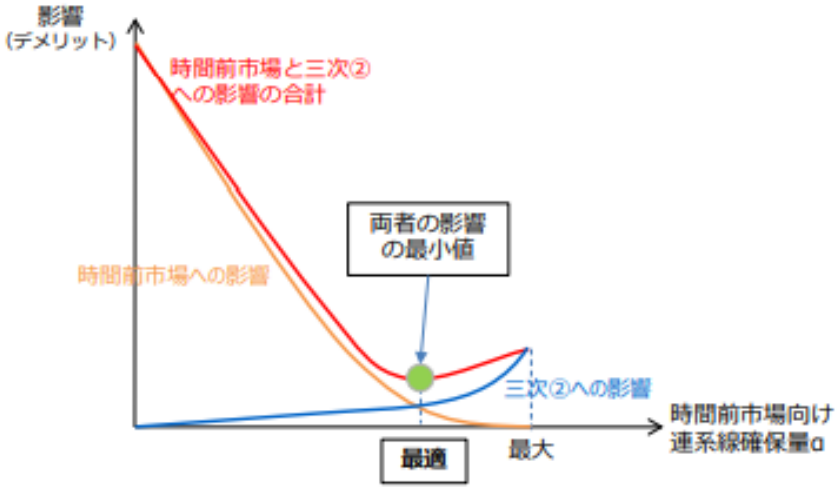
【参考】三次②向け連系線容量確保の考え方②

第57回制度設計専門会合
(2021/3/2)

三次②向け連系線容量確保の考え方②

2019年9月　第41回制度設計専門会合　資料６を一部加工

- 時間前市場向けに連系線容量を最大限に確保した場合（時間前市場取引量の最大値を確保）、時間前市場への影響（デメリット）はゼロとなり、三次②の広域調達への影響（デメリット）は最大となる。
- また、時間前市場向けに連系線容量を最小限に確保した場合（三次②の需給調整市場後の連系線空容量を確保）、時間前市場への影響は最大となり、三次②の広域調達への影響は最小となる。
- このことから、時間前市場向けの連系線確保量を段階的に変えることにより、両者の影響額は単調変化し、両者の影響額の和が最小となる時（社会コストが最小となる時）が最適な連系線確保量と考えられる。



【参考】月別の連系線の分断状況（三次①）

○ 関西～四国（順方向）、東京～中部（両方向）、東北～東京（順方向）、北海道～東北（両方向）を始め、複数の連系線で高い分断率となった。

＜月別の三次①落札後の連系線分断状況＞

（分断率：%）

		中国～九州	中国～四国	関西～四国	関西～中国間(西)	関西～中国間(東)	関西～中国	北陸～関西	中部～北陸	中部～関西	東京～中部	東北～東京	北海道～東北
順方向	4月	28%	1%	100%	0%	3%	3%	40%	2%	44%	18%	88%	79%
	5月	37%	38%	100%	0%	0%	0%	44%	2%	44%	100%	98%	94%
	6月	12%	0%	100%	0%	0%	0%	20%	29%	37%	100%	98%	88%
	7月	8%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	84%	94%	43%
	8月	2%	1%	100%	0%	0%	0%	2%	23%	56%	100%	96%	95%
	9月	5%	0%	100%	0%	0%	0%	21%	3%	25%	100%	57%	65%
	計	15%	7%	100%	0%	0%	0%	21%	10%	35%	84%	89%	77%
逆方向	4月	60%	14%	7%	3%	5%	5%	15%	2%	62%	100%	0%	100%
	5月	93%	11%	0%	8%	8%	8%	18%	2%	92%	100%	0%	80%
	6月	43%	38%	1%	3%	3%	3%	35%	28%	66%	100%	0%	100%
	7月	55%	21%	0%	0%	0%	0%	13%	0%	90%	100%	0%	100%
	8月	33%	14%	1%	0%	0%	0%	0%	23%	76%	100%	0%	76%
	9月	64%	23%	1%	26%	26%	26%	26%	2%	78%	100%	0%	100%
	計	58%	20%	2%	7%	7%	7%	18%	9%	78%	100%	0%	93%

※ 分断率＝三次①向け連系線容量がゼロのブロック数(三次①落札後)÷月日数÷8ブロック×100

【参考】ブロック別の連系線の分断状況（三次①）

○ブロック別でも分断率の高い連系線は終日分断している。

＜ブロック別の三次①落札後の連系線分断状況＞

（分断率：%）

		中国～九州	中国～四国	関西～四国	関西～中国間(西)	関西～中国間(東)	関西～中国	北陸～関西	中部～北陸	中部～関西	東京～中部	東北～東京	北海道～東北
順方向	B01	1%	0%	100%	0%	2%	2%	6%	8%	13%	81%	86%	72%
	B02	1%	17%	100%	0%	2%	2%	7%	9%	7%	84%	86%	72%
	B03	22%	0%	100%	0%	0%	0%	11%	11%	58%	94%	100%	100%
	B04	22%	4%	100%	0%	0%	0%	13%	10%	73%	93%	99%	100%
	B05	38%	1%	100%	0%	0%	0%	8%	13%	73%	87%	99%	100%
	B06	31%	0%	100%	0%	1%	1%	43%	11%	44%	84%	90%	91%
	B07	4%	17%	100%	0%	0%	0%	42%	10%	8%	81%	61%	24%
	B08	4%	17%	100%	0%	0%	0%	38%	8%	4%	67%	88%	61%
	計	15%	7%	100%	0%	0%	0%	21%	10%	35%	84%	89%	77%
逆方向	B01	91%	0%	2%	0%	2%	2%	6%	8%	100%	100%	0%	96%
	B02	73%	0%	2%	0%	2%	2%	21%	9%	84%	100%	0%	79%
	B03	100%	10%	1%	8%	8%	8%	70%	9%	100%	100%	0%	96%
	B04	48%	52%	5%	20%	20%	20%	7%	10%	83%	100%	0%	96%
	B05	43%	49%	1%	14%	14%	14%	14%	10%	76%	100%	0%	97%
	B06	40%	33%	2%	10%	10%	10%	11%	11%	73%	100%	0%	96%
	B07	16%	16%	1%	1%	1%	1%	5%	10%	17%	100%	0%	86%
	B08	54%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	8%	87%	100%	0%	96%
	計	58%	20%	2%	7%	7%	7%	18%	9%	78%	100%	0%	93%

※ 分断率＝三次①向け連系線容量がゼロのブロック数(三次①落札後)÷月日数×100

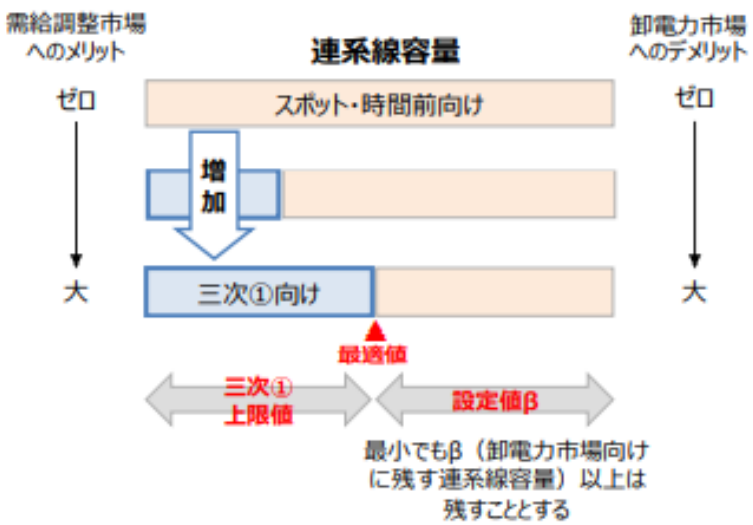
【参考】三次①向け連系線容量確保の考え方

第70回制度設計専門会合
(2022/2/18)

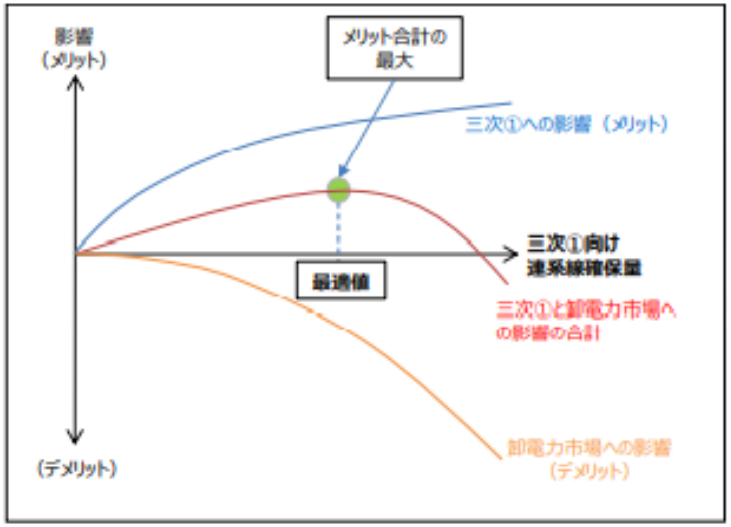
参考：三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方

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（β）とし、残余分を三次①向けの連系線確保量の上限とする。

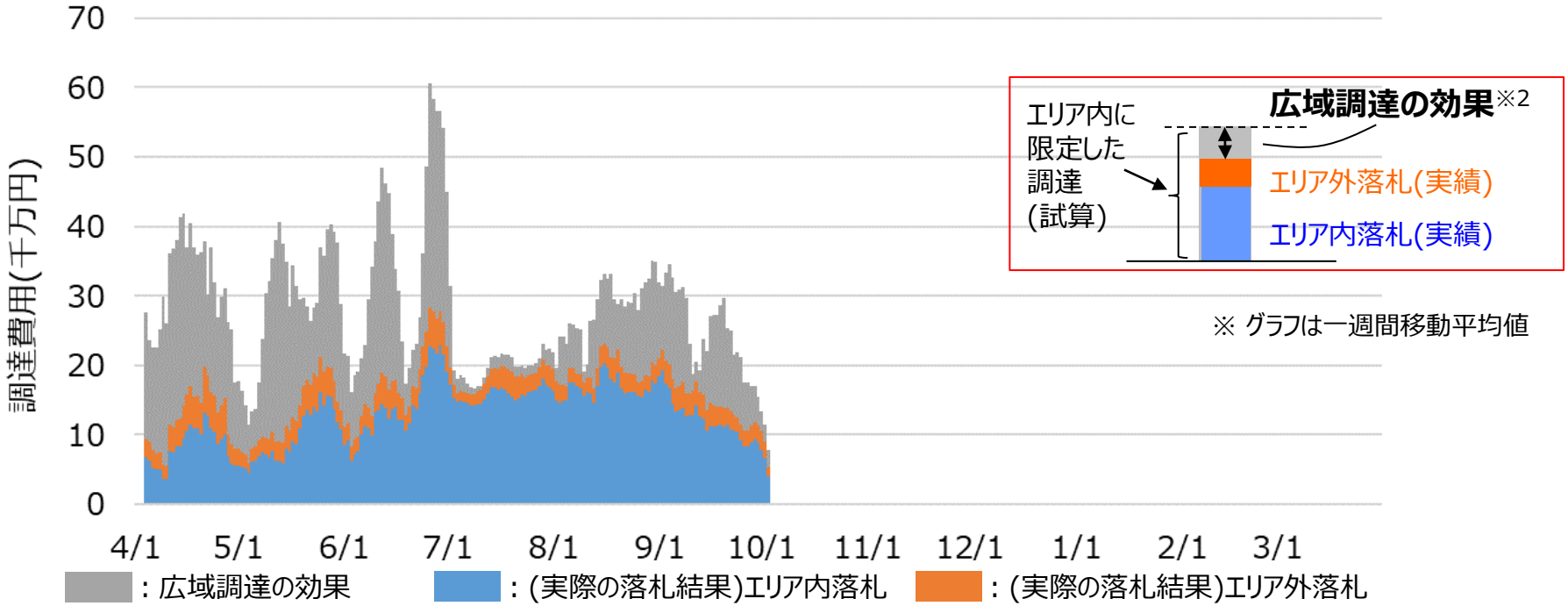


三次①向け連系線確保量の上限値の設定の考え方



3．広域調達（上期）
3－2．広域調達による調整力調達費用低減効果（三次②試算）

○仮に、従来と同様にエリア内に限定して調達した場合※1、調達費用は約2.9億円/日と試算され、落札実績(約1.5億円/日)と比較すると、約49%の低減効果※2があった。



（千万円/日）

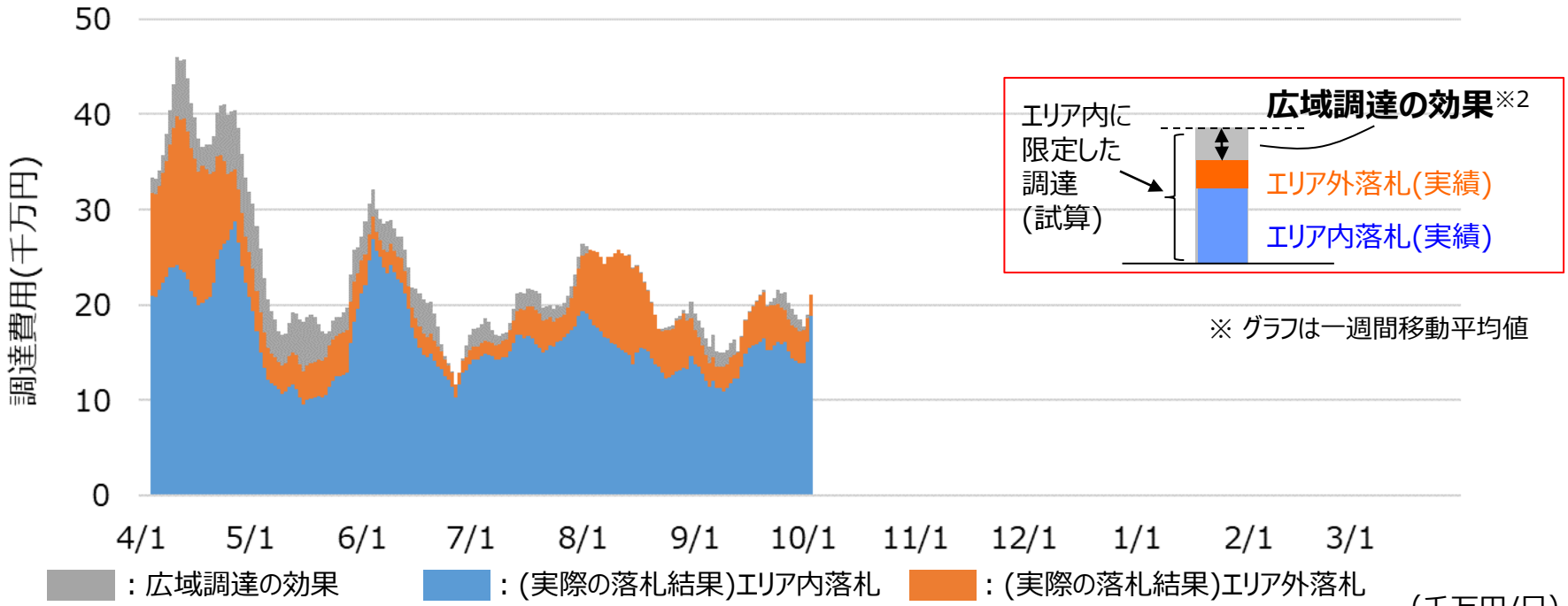
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
落札実績	12.3	12.9	17.3	13.2	19.1	15.0	－	－	－	－	－	－	－
広域調達効果	23.3	17.1	18.8	5.9	10.7	11.7	－	－	－	－	－	－	－
低減効果	66%	57%	52%	31%	36%	44%	－	－	－	－	－	－	－

※1　エリア内落札のみの調達費用は、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落札させて算出。なお、広域調達できなかったことによる調達不足分は、当該エリアの時間別に最高単価を乗じた費用を調達費用に加えて算出

※2　※1に記載のとおり、簡易シミュレーションであることから、エリア内落札が安価となる場合があり、その場合は低減効果から除外

3．広域調達（上期）
3－2．広域調達による調整力調達費用低減効果（三次①試算）

○仮に、従来と同様にエリア内に限定して調達した場合※1、調達費用は約2.7億円/日と試算され、落札実績(約2.2億円/日)と比較すると、約20%の低減効果※2があった。



（千万円/日）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	計
落札実績	34.9	15.7	20.7	18.3	22.1	17.4	－	－	－	－	－	－	－
広域調達効果	4.9	4.2	5.5	4.5	4.0	6.3	－	－	－	－	－	－	－
低減効果	12%	21%	21%	20%	15%	27%	－	－	－	－	－	－	－

※1 エリア内落札のみの調達費用は、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落札させて算出。なお、広域調達できなかったことによる調達不足分は、当該エリアの時間別に最高単価を乗じた費用を調達費用に加えて算出

※2 ※1に記載のとおり、簡易シミュレーションであることから、エリア内落札が安価となる場合があり、その場合は低減効果から除外