

**第77回 制度設計専門会合
事務局提出資料**
**～自主的取組・競争状態のモニタリング報告～
(令和4年4月～令和4年6月期)**

令和4年9月26日（月）



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

主要指標

○ 当期間における主要指標は、次のとおり。

				今回の御報告内容	参考		
				2022年4月～6月	前年同時期 (2021年4月～6月)	2021年度 (2021年4月～2022年3月)	2020年度 (2020年4月～2021年3月)
卸電力取引所	販売電力量に対する割合※3			37.2%	38.8%	39.9%	38.9%
	スポット市場	入札	売り入札量前年同時期対比	0.9倍	1.0倍	1.0倍	1.1倍
			買い入札量前年同時期対比	0.9倍	1.1倍	1.1倍	
		約定	約定量	684億kWh	717億kWh	3,272億kWh	
			約定量前年同時期対比	1.0倍	1.0倍	1.1倍	
			平均約定価格 (システムプライス)	18.6円/kWh	6.8円/kWh	13.5円/kWh	
	東西市場分断発生率			51.7%	29.0%	32.1%	72.7%
	時間前市場	約定	約定量	9.0億kWh	7.5億kWh	41.8億kWh	
			平均約定価格	20.6円/kWh	7.1円/kWh	14.5円/kWh	
	先渡市場	約定	約定量	0.05億kWh	0.14億kWh	0.47億kWh	0.27億kWh
取引相対	グループ外への供給量			110.0億kWh	87.0億kWh	—	—
(参考)※1 小売市場				1,865億kWh※2	1,868億kWh	8,321億kWh	8,164億kWh
	販売電力量 新電力	販売電力量		369億kWh	384億kWh	1,786億kWh	1,532億kWh
		販売電力量前年同時期対比		1.0倍	1.2倍	1.2倍	1.2倍
		新電力シェア		19.9% (6月時点)	21.3% (6月時点)	—	—

※1 出所：電力取引報
※2 電力取引報では、集計において事業者の過度の負担を避けるため、販売電力量と販売額についてN－1月検針日からN月検針日前日までの実績をN月分として計上することを認めており、
 大宗の企業は検針日までの実績を報告しているため、実際のN月需要に対する実績とは一致しない。
※3 販売電力量に対する割合は、当該期間の平均値を示す。

電力市場のモニタリング報告

【当四半期報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等

- 余剰電力の取引所への供出
- 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
- グロス・ビディングの状況
- 売りブロック入札の状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営水力電気事業の入札等の状況
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
- 新電力の電力調達の状況
- JEPXスポット価格と燃料価格

◆ 小売市場

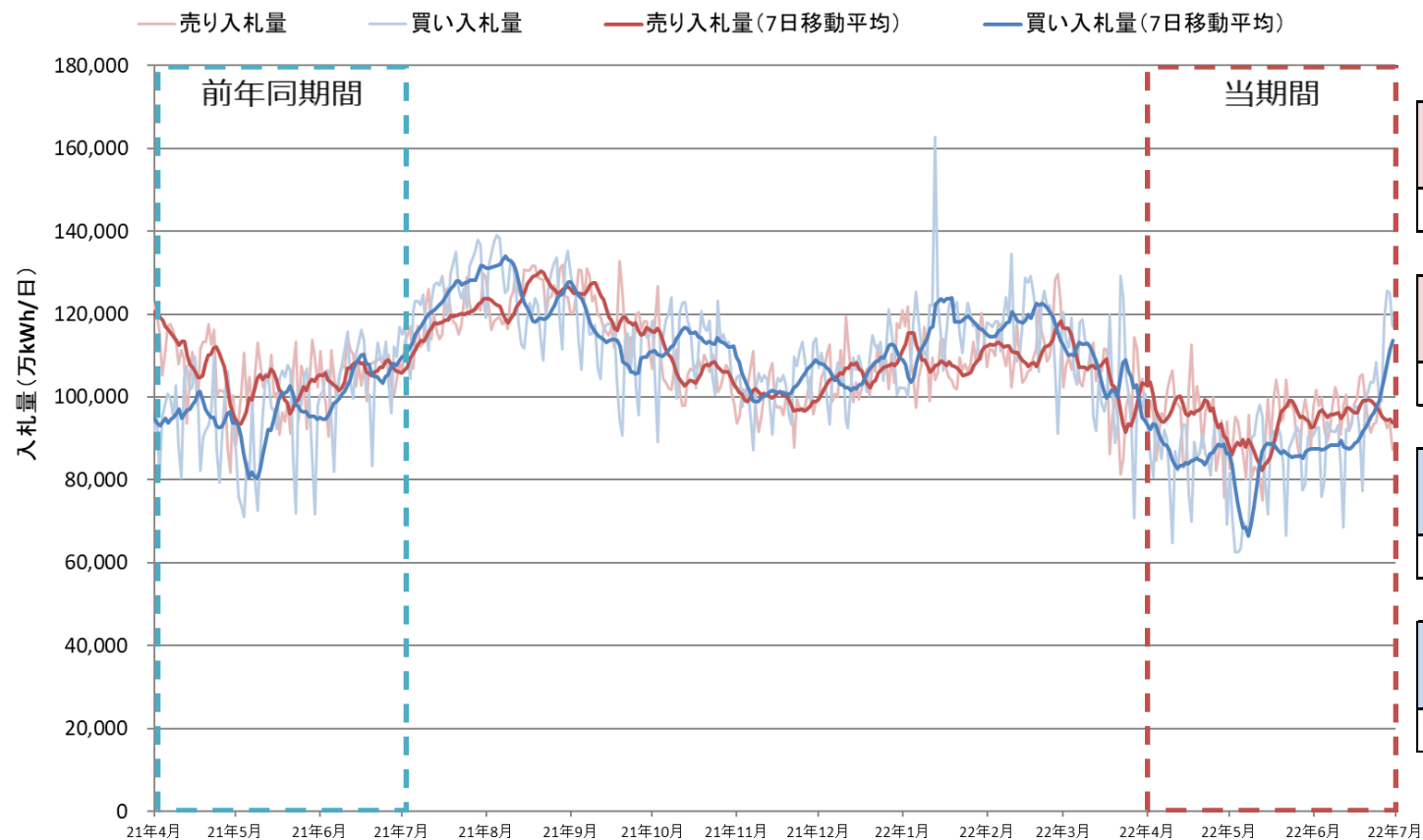
- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向

◆ ガス市場

- 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
- スタートアップ卸の利用状況

スポット市場の入札量

- 当期間におけるスポット市場の入札量は、売り入札量は857億kWh、買い入札量は803億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は0.9倍、買い入札量は0.9倍となっている。

スポット市場 入札量の推移
(2021年04月01日～2022年06月30日)

主要データ

売り入札量
(2022年04月～2022年06月)

857 億kWh

売り入札量の前年同時期対比
(対2021年04月～2021年06月)

0.9 倍

買い入札量
(2022年04月～2022年06月)

803 億kWh

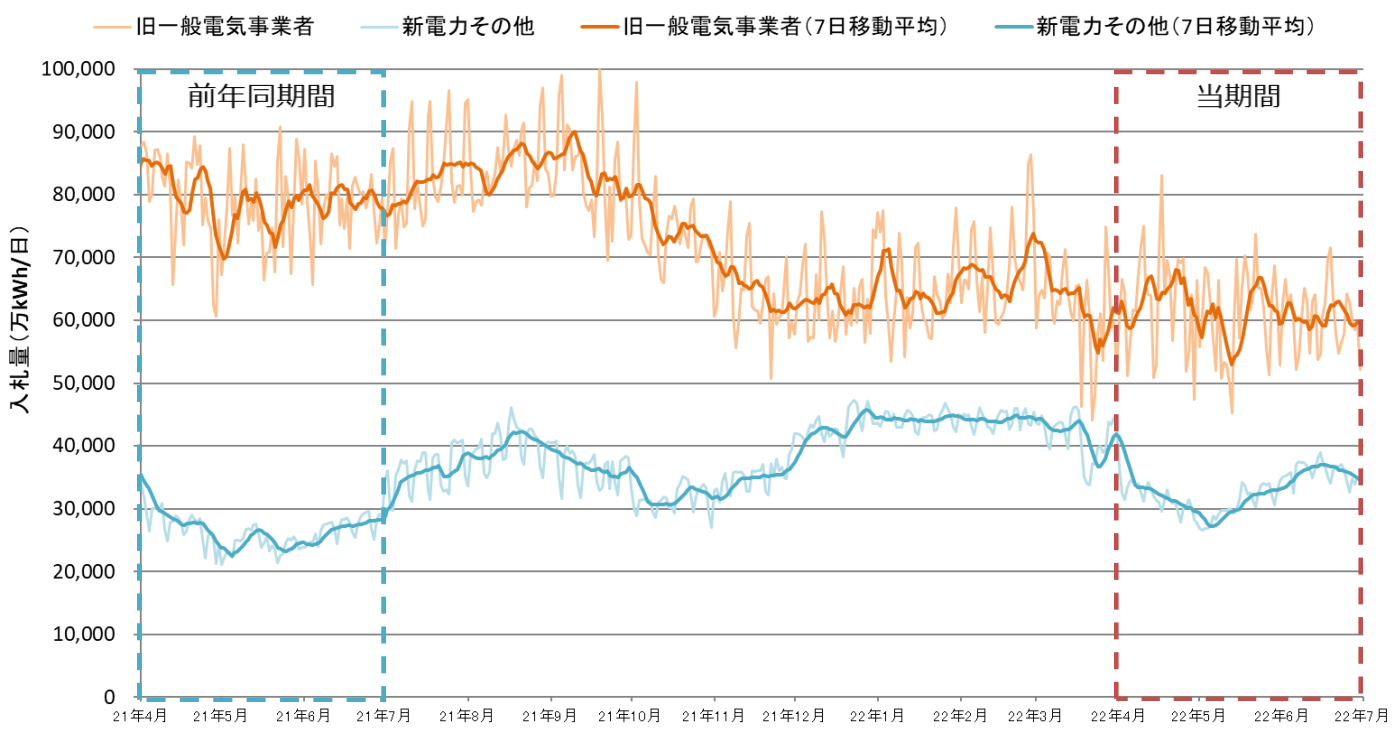
買い入札量の前年同時期対比
(対2021年04月～2021年06月)

0.9 倍

事業者区分別のスポット市場売り入札量

- 当期間におけるスポット市場の売り入札量は、旧一般電気事業者は559億kWh、新電力その他の事業者は298億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.8倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。

スポット市場 売り入札量の推移
(2021年04月01日～2022年06月30日)



主要データ

旧一般電気事業者による 売り入札量 (2022年04月～2022年06月)
559 億kWh

旧一般電気事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2021年04月～2021年06月)
0.8 倍

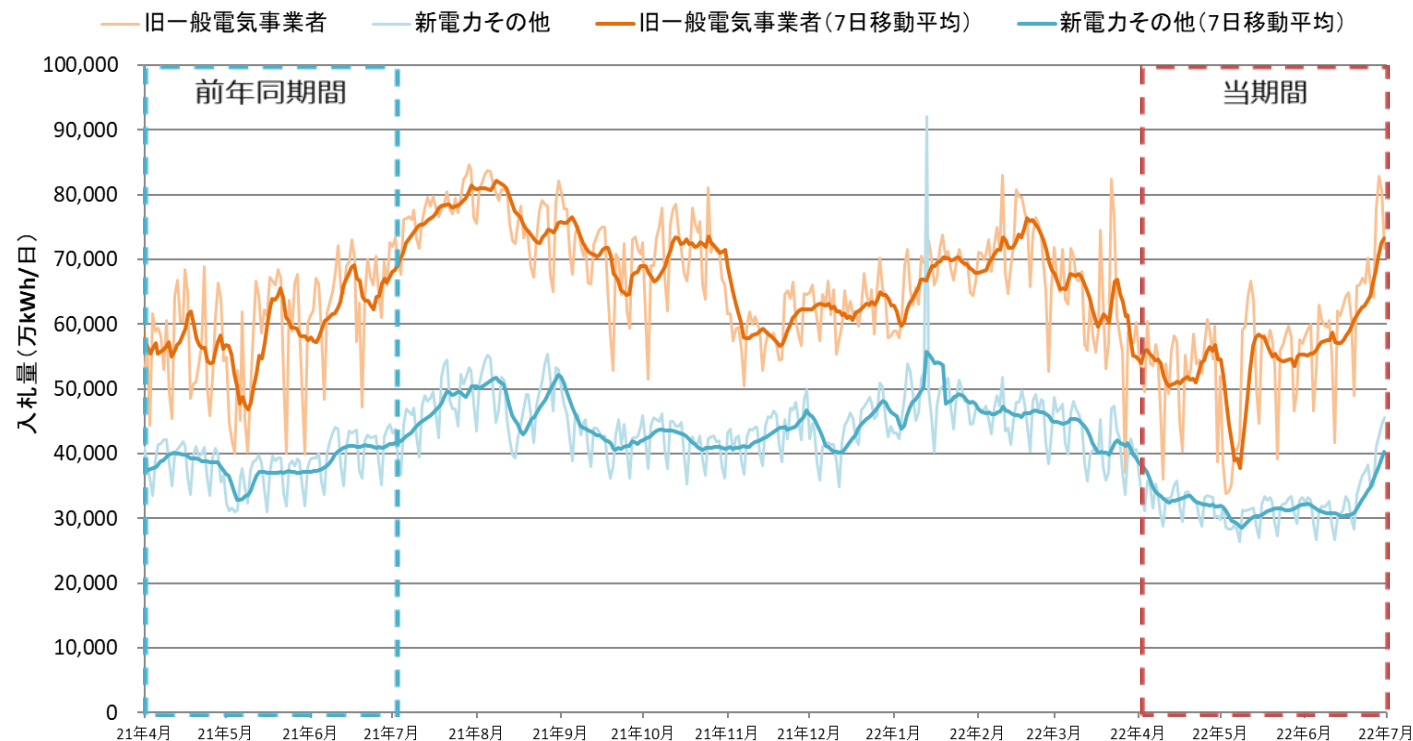
新電力その他の事業者による 売り入札量 (2022年04月～2022年06月)
298 億kWh

新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2021年04月～2021年06月)
1.2 倍

※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

事業者区分別のスポット市場買い入札量

- 当期間におけるスポット市場の買い入札量は、旧一般電気事業者は508億kWh、新電力その他の事業者は295億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.9倍、新電力その他の事業者は0.8倍となっている。

スポット市場 買い入札量の推移
(2021年04月01日～2022年06月30日)

主要データ

旧一般電気事業者による
買い入札量
(2022年04月～2022年06月)

508 億kWh

旧一般電気事業者による
買い入札量の前年同時期対比
(対2021年04月～2021年06月)

0.9 倍

新電力その他の事業者による
買い入札量
(2022年04月～2022年06月)

295 億kWh

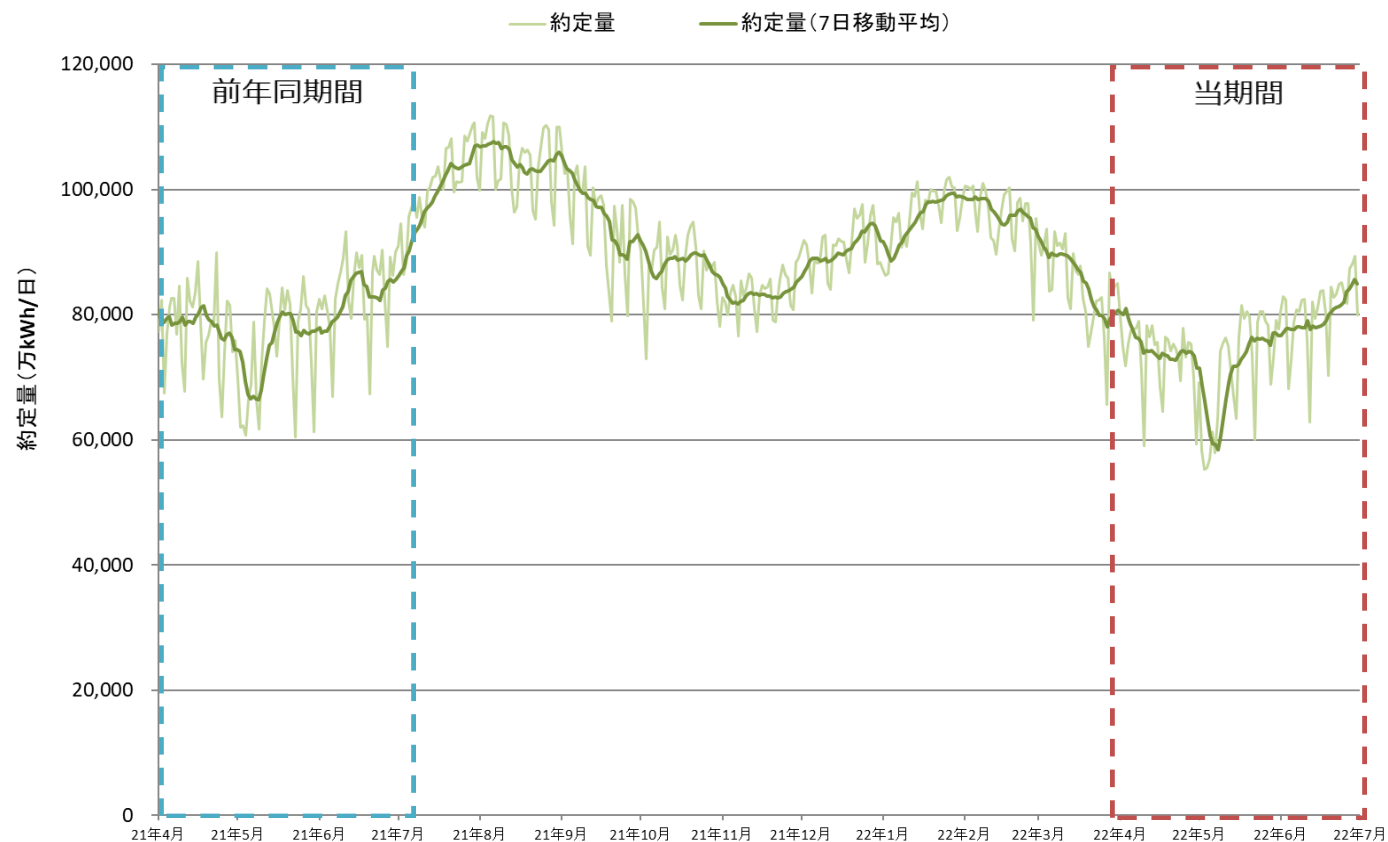
新電力その他の事業者による
買い入札量の前年同時期対比
(対2021年04月～2021年06月)

0.8 倍

スポット市場の約定量

- 当期間におけるスポット市場の約定量は、684 億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.0倍となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2021年04月01日～2022年06月30日)



主要データ

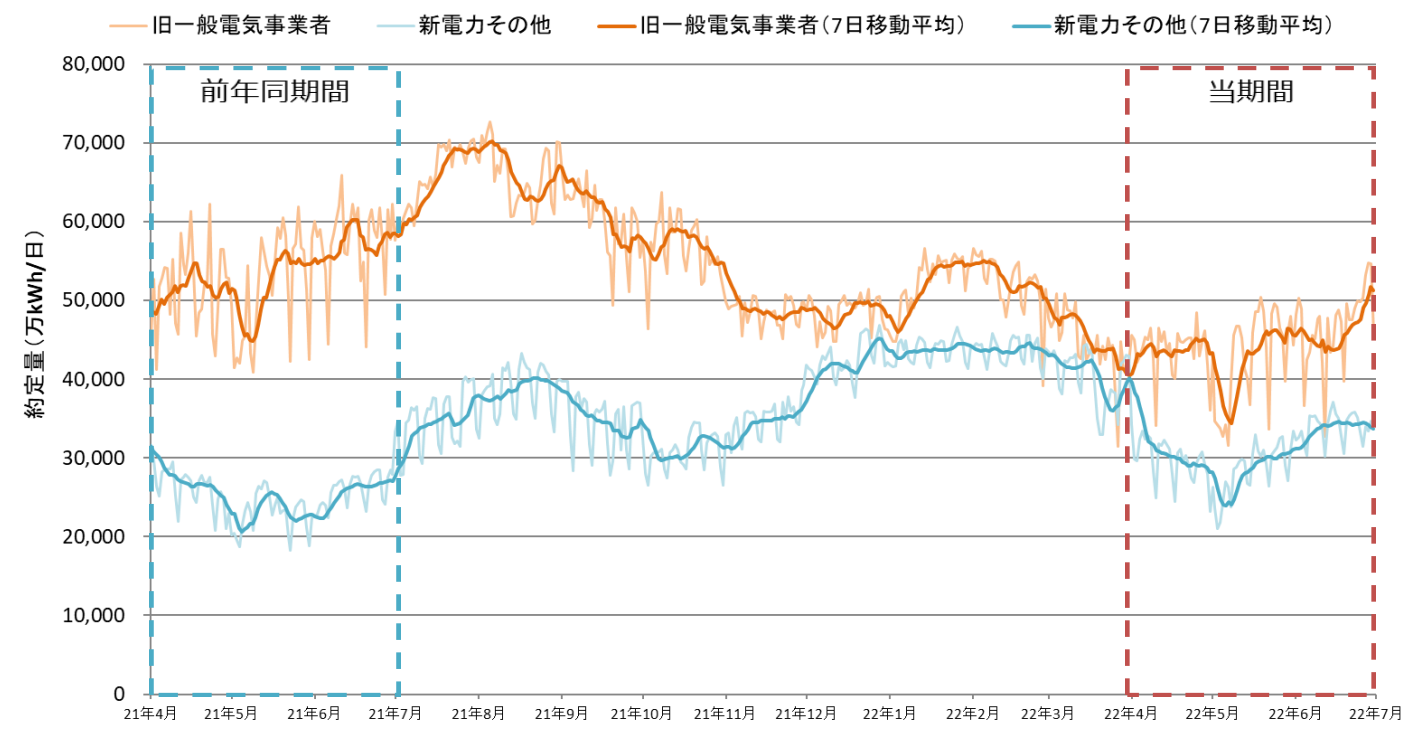
約定量 (2022年04月～2022年06月)
684 億kWh

約定量の前年同時期対比 (対2021年04月～2021年06月)
1.0 倍

事業者区分別のスポット市場売り約定量

- 当期間におけるスポット市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は404億kWh、新電力その他の事業者は280億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.8倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。

スポット市場 売り約定量の推移
(2021年04月01日～2022年06月30日)



主要データ

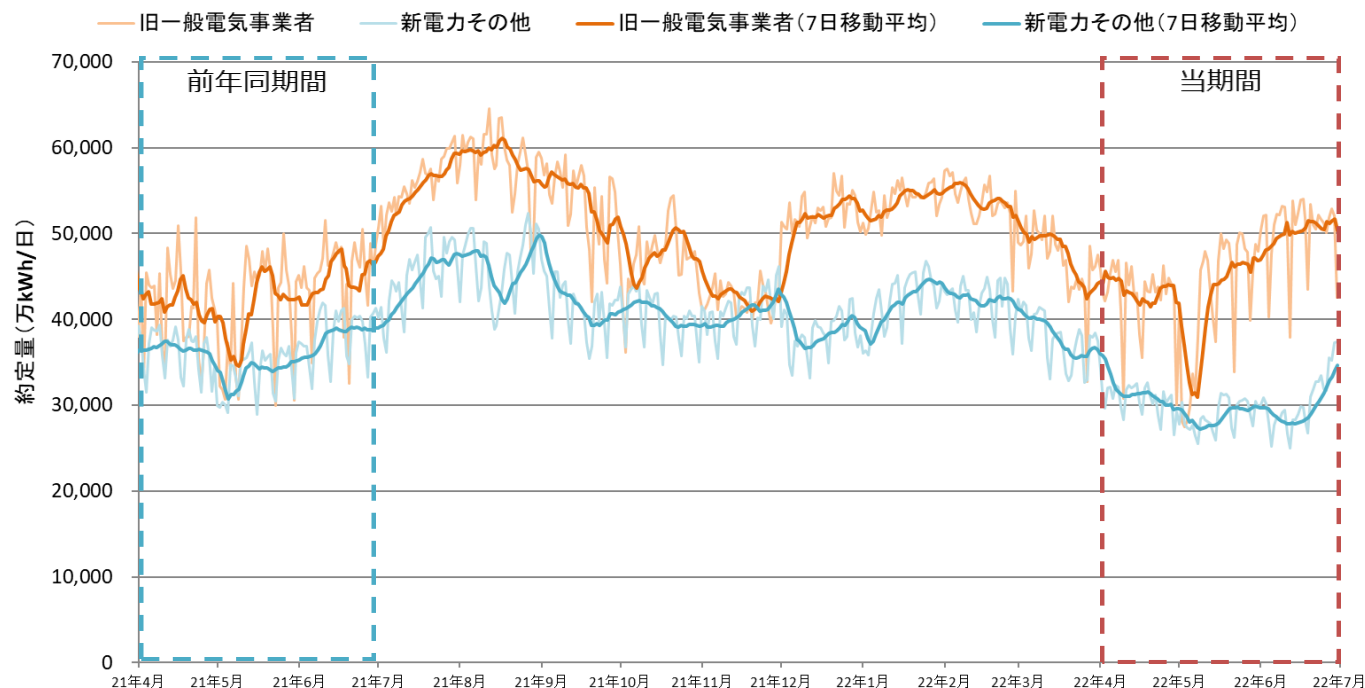
旧一般電気事業者による 売り約定量 (2022年04月～2022年06月)
404 億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年04月～2021年06月)
0.8 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2022年04月～2022年06月)
280 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年04月～2021年06月)
1.2 倍

※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

事業者区分別のスポット市場買い約定量

- 当期間におけるスポット市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は411億kWh、新電力その他の事業者は273億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.1倍、新電力その他の事業者は0.8倍となっている。
- 旧一般電気事業者による買い約定量が売り約定量を上回っており、新電力その他による売り約定量が買い約定量を上回っている。

主要データ

スポット市場 買い約定量の推移
(2021年04月01日～2022年06月30日)

旧一般電気事業者による
買い約定量
(2022年04月～2022年06月)
411 億kWh

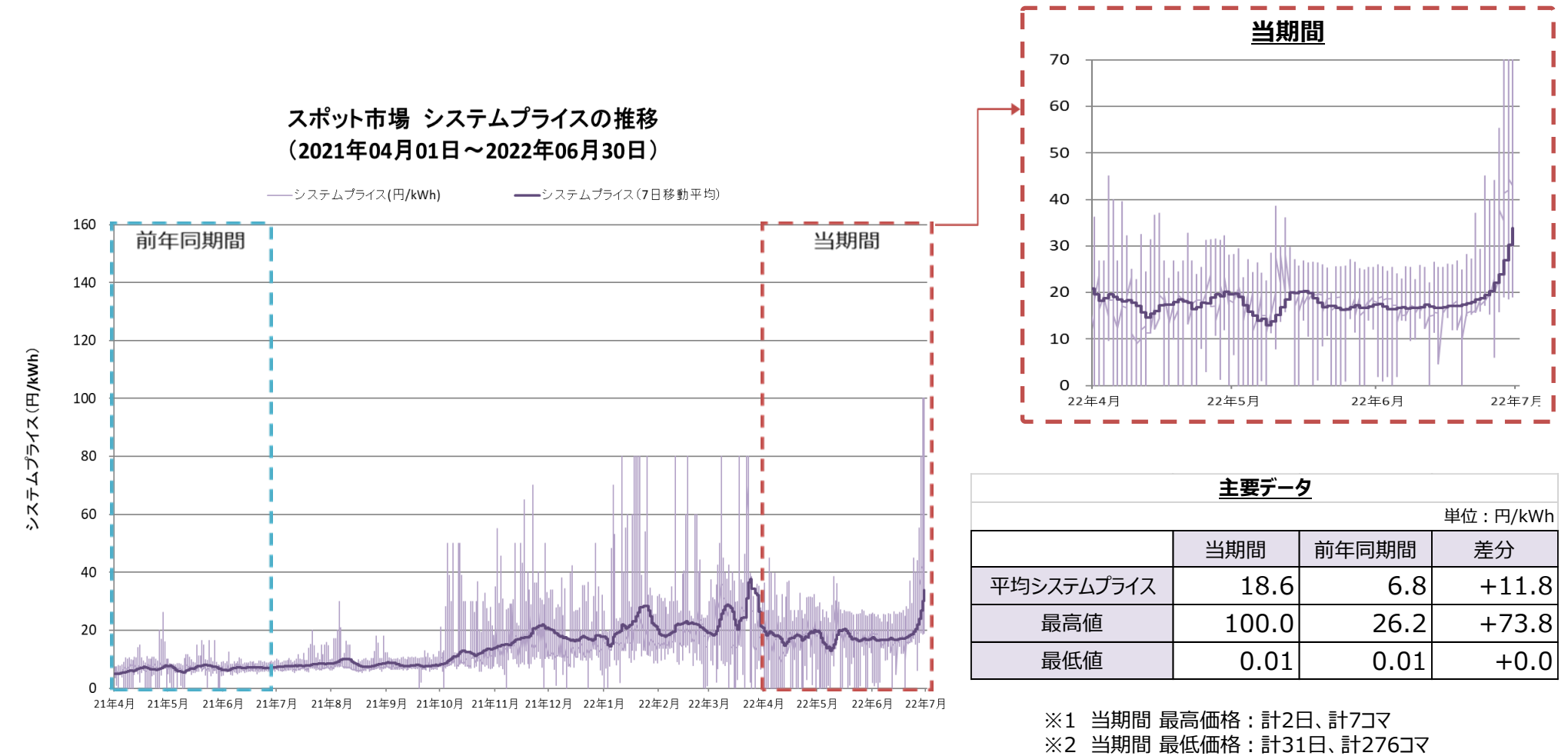
旧一般電気事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2021年04月～2021年06月)
1.1 倍

新電力その他の事業者による
買い約定量
(2022年04月～2022年06月)
273 億kWh

新電力その他の事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2021年04月～2021年06月)
0.8 倍

スポット市場のシステムプライス

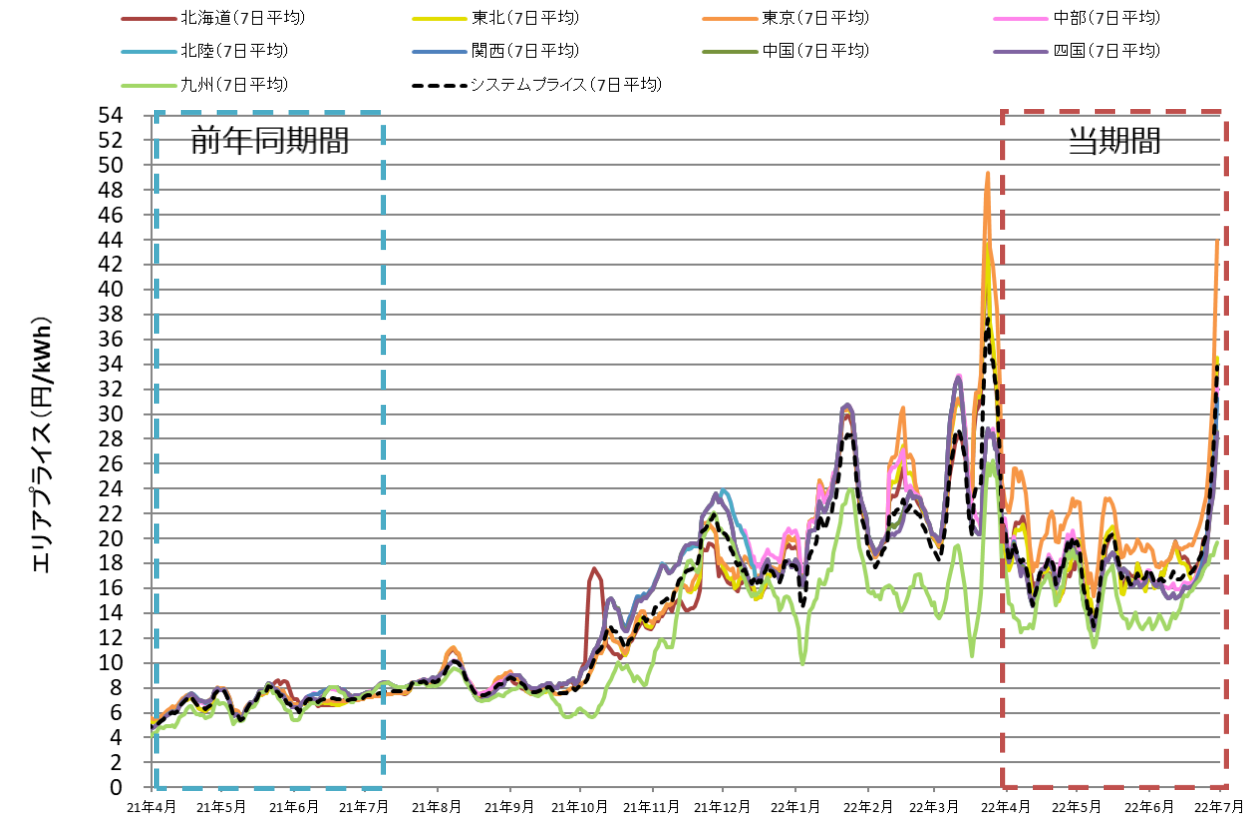
- 当期間におけるスポット市場のシステムプライスは、平均18.6円/kWhであった。
- 前年同期間の平均6.8円/kWhと比べて11.8円上昇した。



スポット市場のエリアプライス

○ 当期間におけるスポット市場のエリアプライスは、各エリアで前年同期間のエリアプライスを上回っている。

スポット市場 エリアプライスの推移
(2021年04月01日～2022年06月30日)

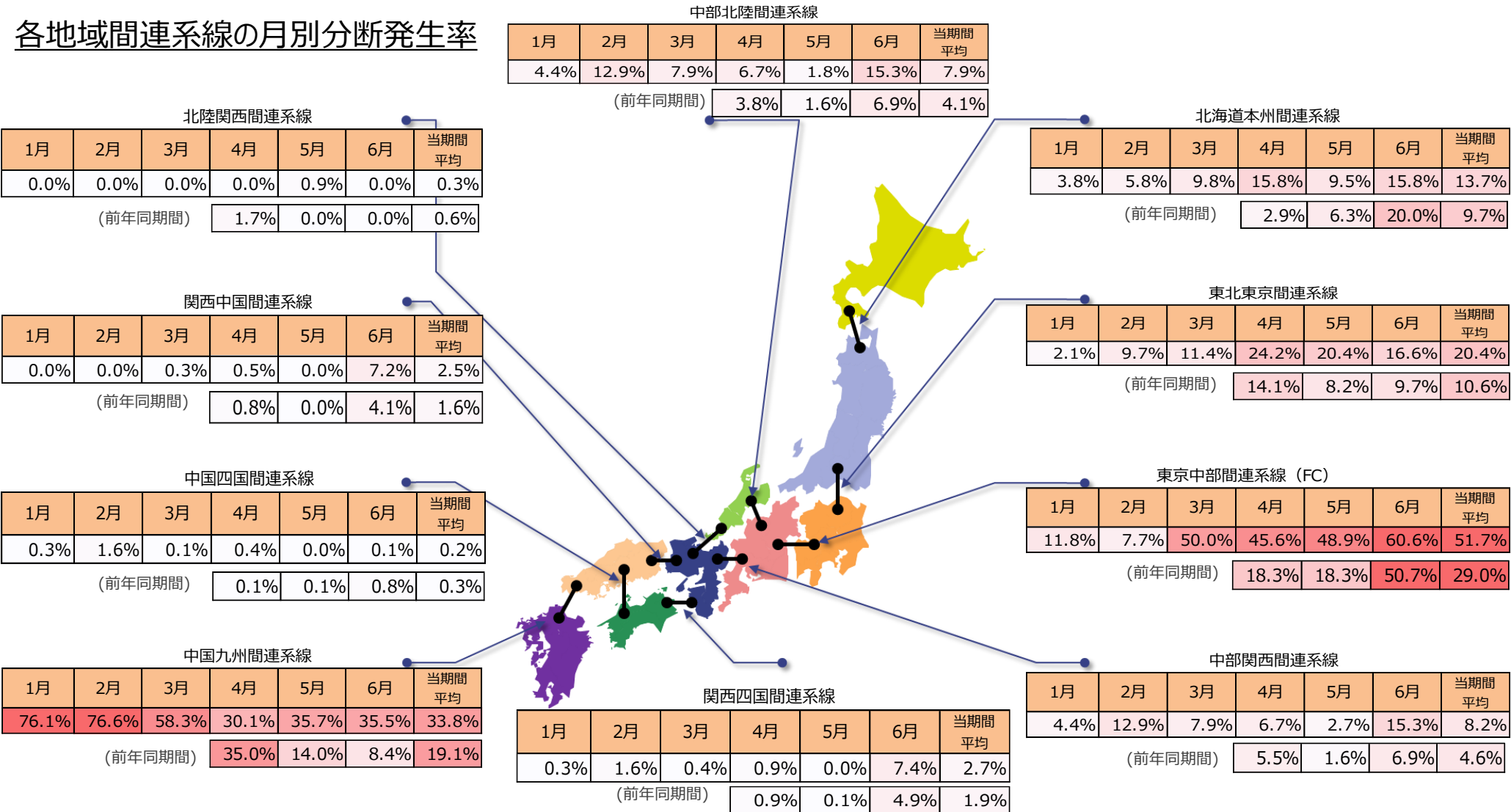


期間内平均価格			
単位：円/kWh			
	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	18.6	6.8	11.8
北海道	18.8	7.0	11.9
東北	18.9	6.8	12.0
東京	22.1	7.0	15.1
中部	18.2	7.1	11.1
北陸	17.9	7.1	10.8
関西	17.9	7.1	10.7
中国	17.6	7.1	10.5
四国	17.6	7.1	10.5
九州	15.2	6.5	8.7

各地域間のスポット市場分断状況

- 市場分断発生率を見ると、前年同期間と比べて全体的に上昇。
 - 特に、「東北東京間連系線」「東京中部連系線（FC）」「中国九州連系線」での上昇が顕著。
- 注）「東北東京間連系線」「東京中部連系線（FC）」については、連系線作業による運用制約が発生していた。

各地域間連系線の月別分断発生率

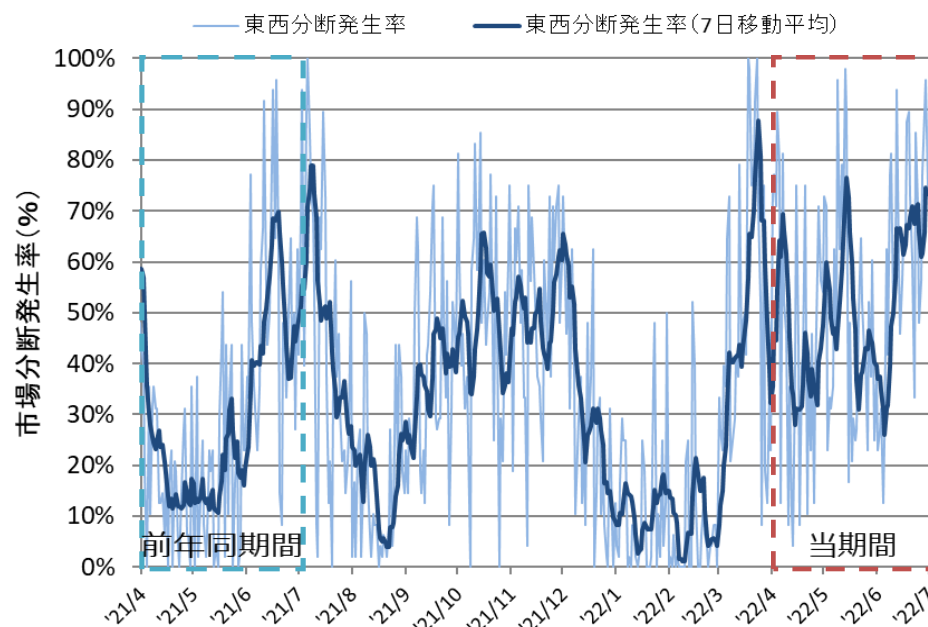


※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

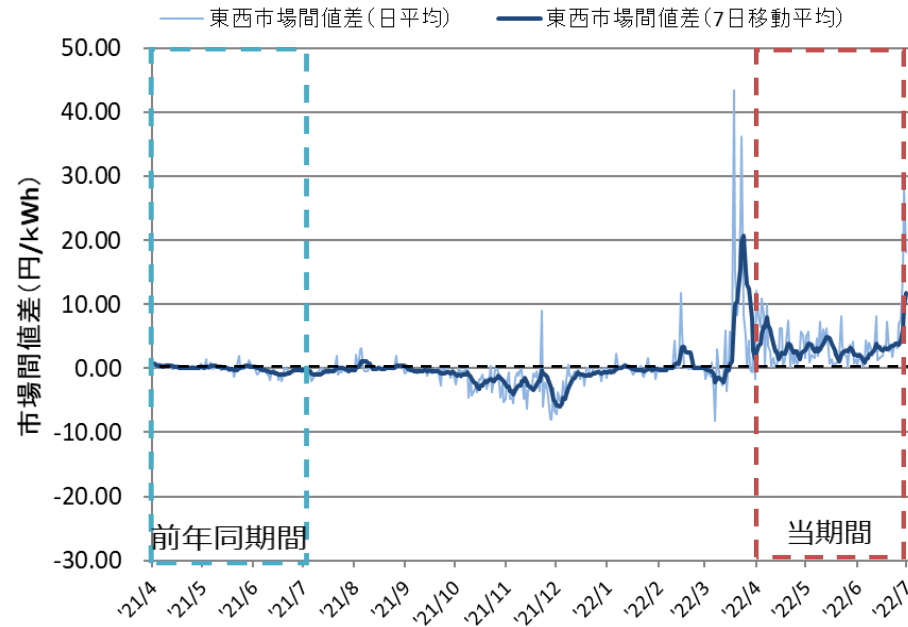
スポット市場の東西市場分断発生状況

- 当期間における東西市場間値差は、日平均約3.89円/kWh（東京エリアー中部エリア）であった。何れも東の市場価格が高く、東西市場間値差の最大値は27.94円/kWh、最小値は0.15円/kWhであった。

東西市場分断発生率の推移*
(2021年04月01日～2022年06月30日)



東西市場間値差の推移**
(2021年04月01日～2022年06月30日)

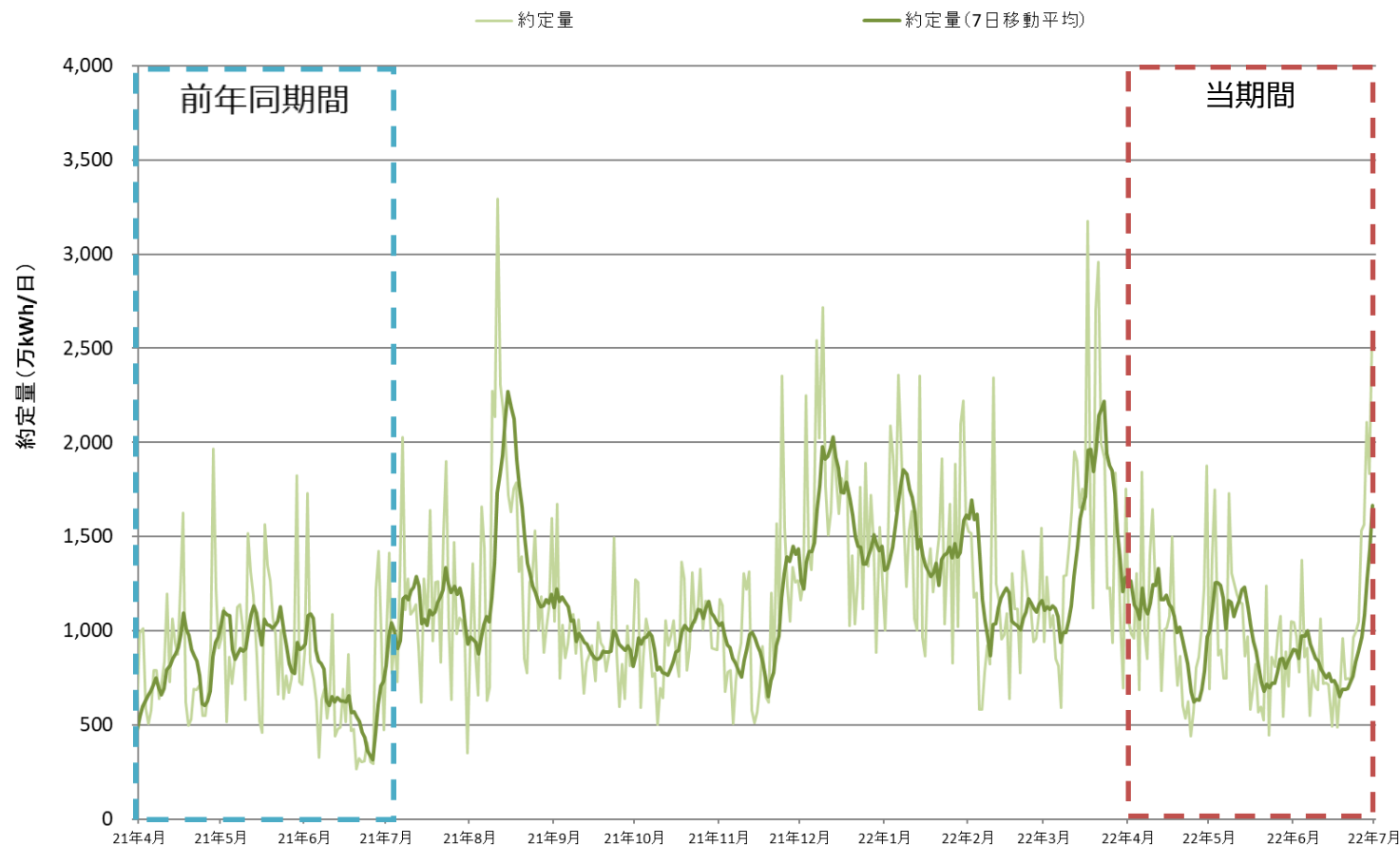


*東西市場分断発生率：1日48コマの中で、市場分断が発生したコマの割合

**東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差（＝東京エリア価格－中部エリア価格）。平均値は、絶対値ではなく、正負それぞれの値差データから算出。

- 当期間における時間前市場の約定量は、9.0億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.2倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2021年4月1日～2022年6月30日)



主要データ

約定量
(2022年4月～2022年6月)

9.0 億kWh

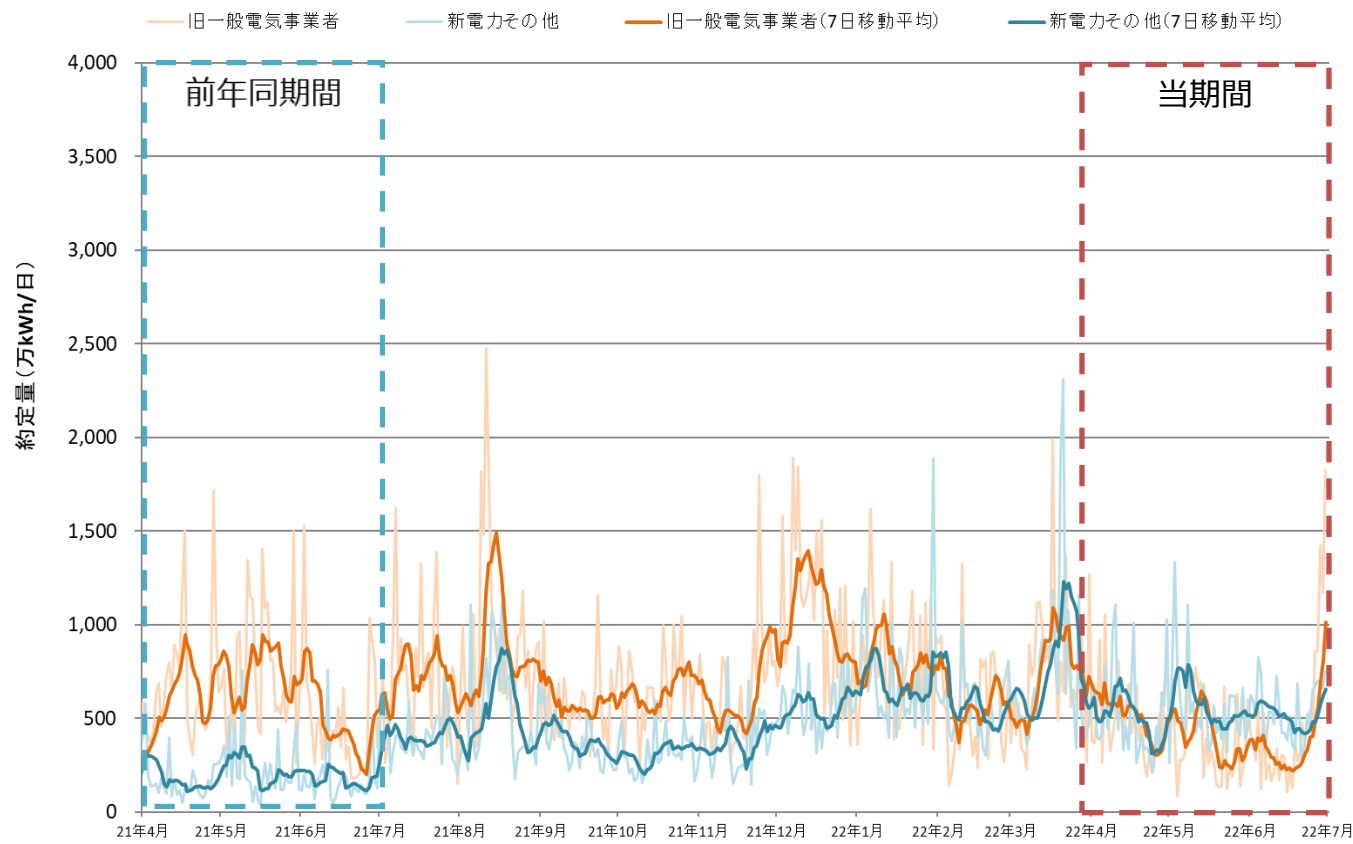
約定量の前年同時期対比
(対2021年4月～2021年6月)

1.2 倍

事業者区分別の時間前市場売り約定量

- 当期間における時間前市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は4.1億kWh、新電力その他の事業者は4.9億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.7倍、新電力その他の事業者は2.8倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2021年4月1日～2022年6月30日)



主要データ

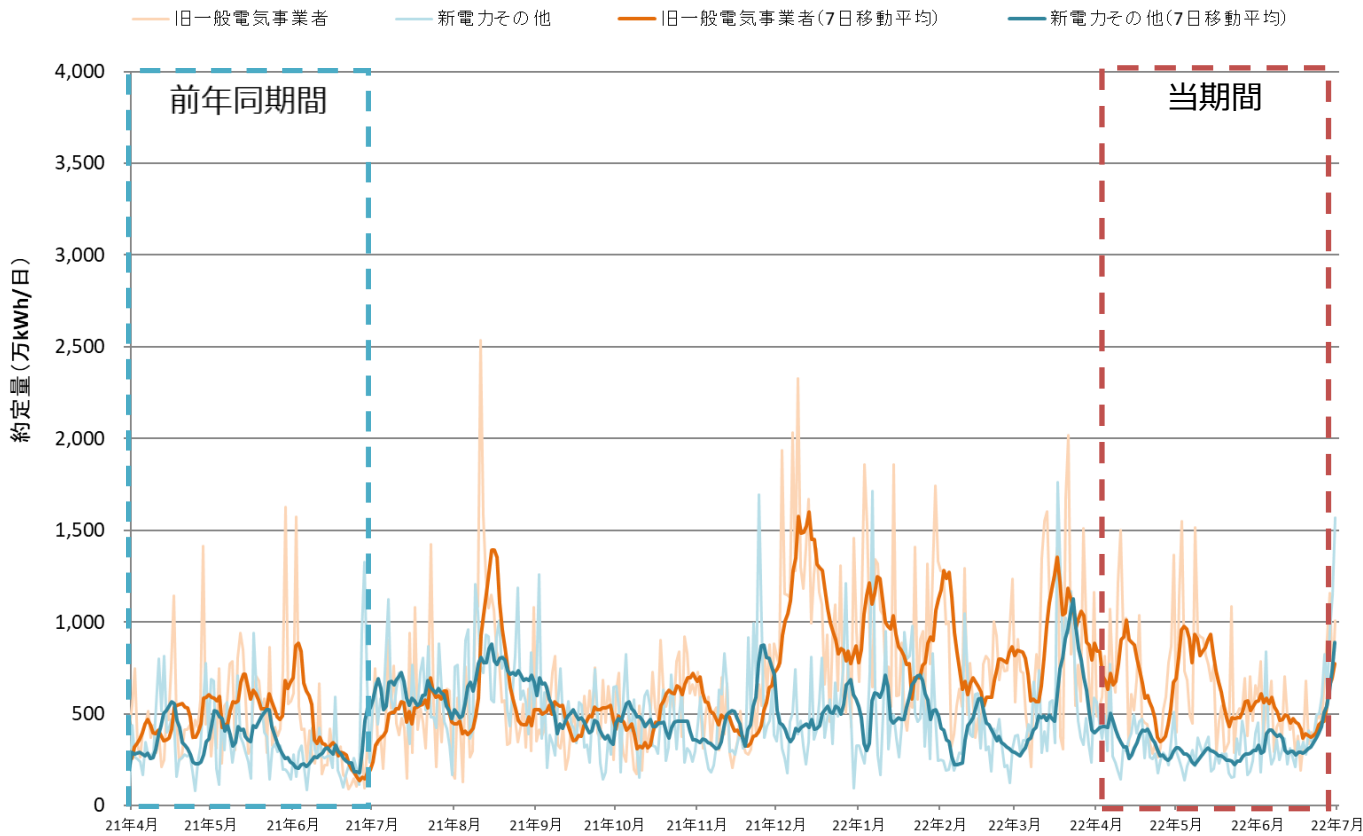
旧一般電気事業者による 売り約定量 (2022年4月～2022年6月)	
4.1	億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年4月～2021年6月)	
0.7	倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2022年4月～2022年6月)	
4.9	億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年4月～2021年6月)	
2.8	倍

※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

事業者区分別の時間前市場買い約定量

- 当期間における時間前市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は5.7億kWh、新電力その他の事業者は3.3億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.3倍、新電力その他の事業者は1.0倍となっている。
- 旧一般電気事業者による買い約定量が売り約定量を上回っており、新電力その他による売り約定量が買い約定量を上回っている。

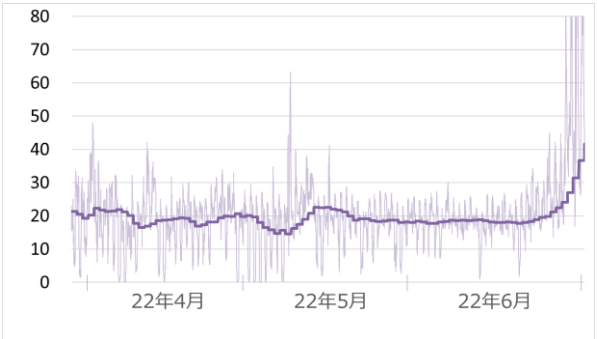
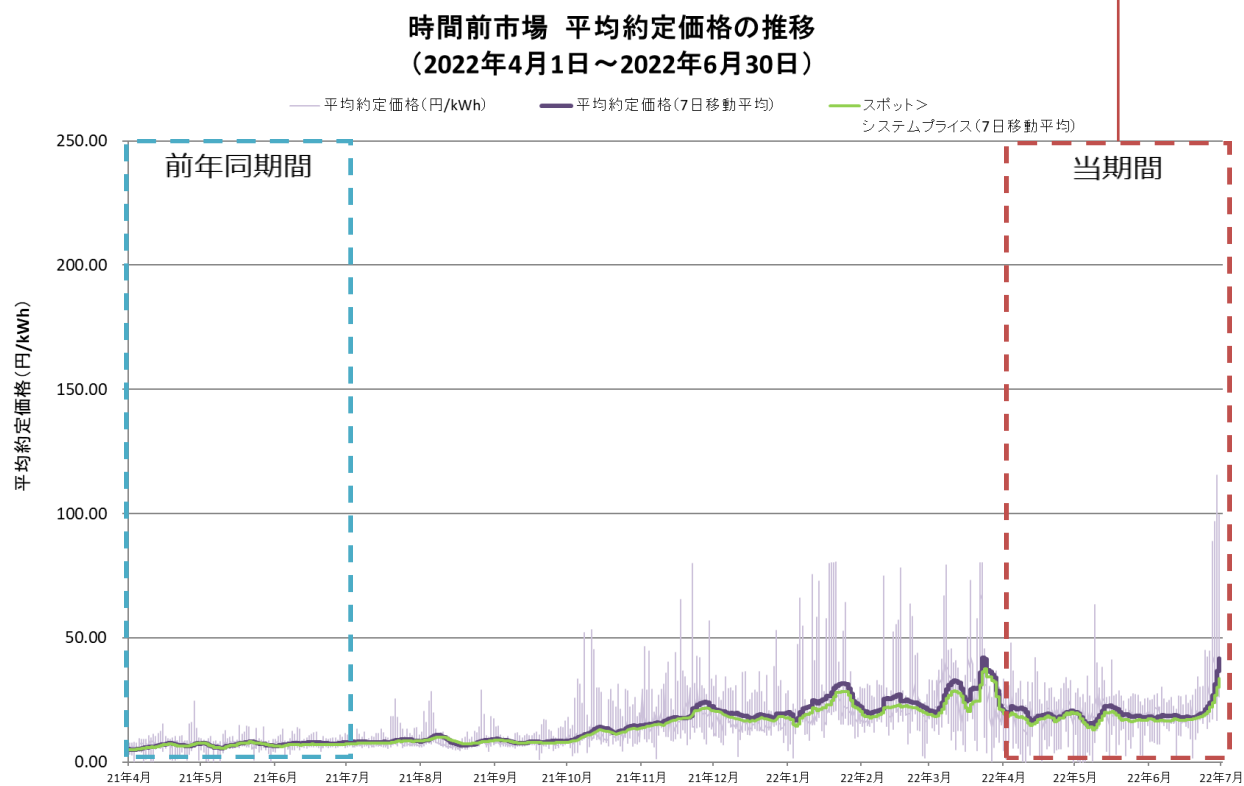
時間前市場 買い約定量の推移
(2021年4月1日～2022年6月30日)



主要データ	
旧一般電気事業者による 買い約定量 (2022年4月～2022年6月)	
5.7	億kWh
旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2021年4月～2021年6月)	
1.3	倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2022年4月～2022年6月)	
3.3	億kWh
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2021年4月～2021年6月)	
1.0	倍

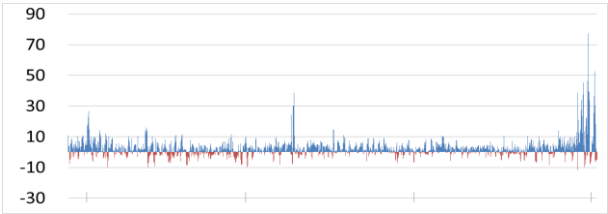
時間前市場の平均約定価格

- 当期間における時間前市場の平均約定価格は、20.6円/kWhであった。前年同期間の平均7.1円/kWhと比べて上昇した。
- 当期間内における時間前市場の平均約定価格は、平均システムプライスを2.0円/kWh上回り推移した。



価格差(時間前平均価格-システムプライス)

最大差(正) : +77.26円/kWh 6月29日 09:30
最大差(負) : - 11.85円/kWh 6月27日 13:00



主要データ

単位 : 円/kWh

	当期間	前年 同期間	差分
時間前市場 平均約定価格	20.6	7.1	+13.5
(参考) スポット市場 平均システムプライス	18.6	6.8	+11.8
最高値	115.3	24.6	+90.7
最低値	0.02	0.15	-0.13

最高値 : 6月29日 16:30
最低値 : 4月10日 11:00,12:00,13:00

先渡市場取引における約定量・入札量の概況

- 当期間における先渡市場の約定実績は5,240MWh（前年同時期対比0.4倍）であった。
- なお、当期間における電力先物の約定実績はTOCOMでは636,064MWh（先渡市場の約121倍の規模）、EEXでは1,631,000MWh（先渡市場の約311倍の規模）であった。

期間中の約定量・入札量※1

(単位:MWh)

項目	地域	合計 (当四半期)						(参考) 合計 (前年同四半期)
			昼間型-週間	昼間型-月間	24時間型-週間	24時間型-月間	24時間型-年間	
約定量	合計	5,240	200	0	5,040	0	0	14,188
	東京	4,232	200	0	4,032	0	0	938
	関西	1,008	0	0	1,008	0	0	13,250
売り入札	合計	85,194	8,250	0	42,504	34,440	0	3,830,602
	東京	57,452	1,100	0	23,352	33,000	0	163,846
	関西	27,742	7,150	0	19,152	1,440	0	3,666,756
買い入札	合計	6,768,816	394,730	978,790	1,694,112	3,701,184	0	5,294,896
	東京	1,319,978	216,090	440	1,028,328	75,120	0	171,730
	関西	5,448,838	178,640	978,350	665,784	3,626,064	0	5,123,166

(参考) 他市場との約定量に関する比較

(単位: MWh)

項目	先渡市場	先物市場		BL市場
		TOCOM	EEX	
当四半期約定分 (2022年 4月～6月)	5,240	636,064	1,631,000	-
(参考) 前年同四半期約定分 (2021年 4月～6月)	14,188 (2021年4月～2021年6月)	383,684 (2021年4月～2021年6月)	1,211,016 (2021年4月～2021年6月)	-

※1 各商品の約定量をkWhに換算し、(24時間商品：祝日含む全日数×24時間、昼間商品：祝日除く日数×10時間)、約定月別に集計。

(参考) 先渡市場取引における約定量の変遷

○ 当期間における約定件数は全13件。

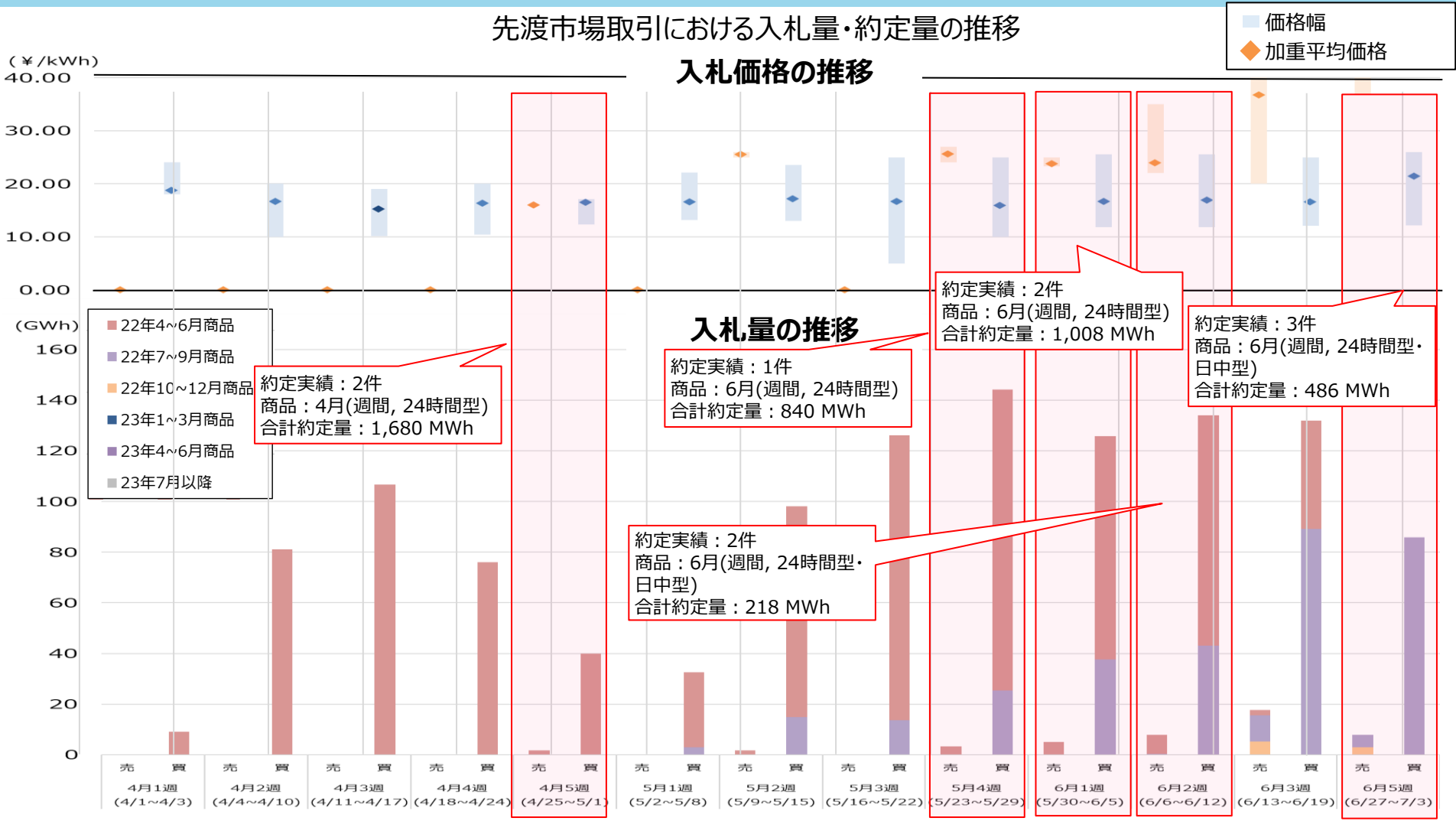
先渡市場 約定量の変遷
(2018年4月～2022年6月)



先渡市場取引における売買価格・量（東京商品）

- 売り入札量は4月1週目から5月3週目までほぼ出ておらず、5月4週目以降も少量だった一方、買い入札量は全期間に渡って、一定量出ている。
- 5月4週目以降、6月の週間商品が約定した。

先渡市場取引における入札量・約定量の推移



※ 加重平均価格は、入札価格を入札量で重みづけして計算。商品区別は月間・週間商品ともに受け渡し終了日を基準に分類。
※ 赤枠は約定実績のある週を示している。

先渡市場取引における売買価格・量（関西商品）

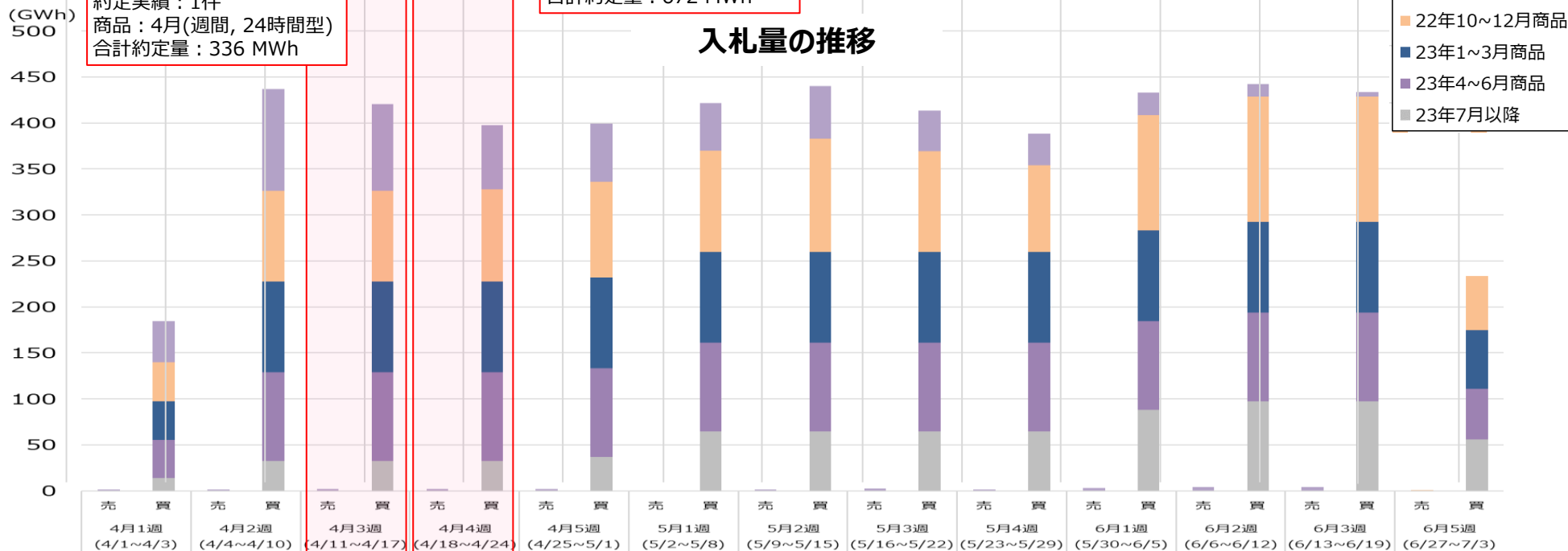
- 売り入札量は全期間に渡ってほぼ出ていない一方、買い入札量は全期間に渡って、一定量出ている。
- 4月3週から4週にかけて、2022年4月の週間商品が約定した。

先渡市場取引における入札量・約定量の推移

入札価格の推移



入札量の推移



※ 加重平均価格は、入札価格を入札量で重みづけして計算。商品区別は月間・週間商品ともに受け渡し終了日を基準に分類。

※ 赤枠は約定実績のある週を示している。

【当四半期報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等

- 余剰電力の取引所への供出
- 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
- グロス・ビディングの状況
- 売りブロック入札の状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営水力電気事業の入札等の状況
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
- 新電力の電力調達の状況
- JEPXスポット価格と燃料価格

◆ 小売市場

- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向

◆ ガス市場

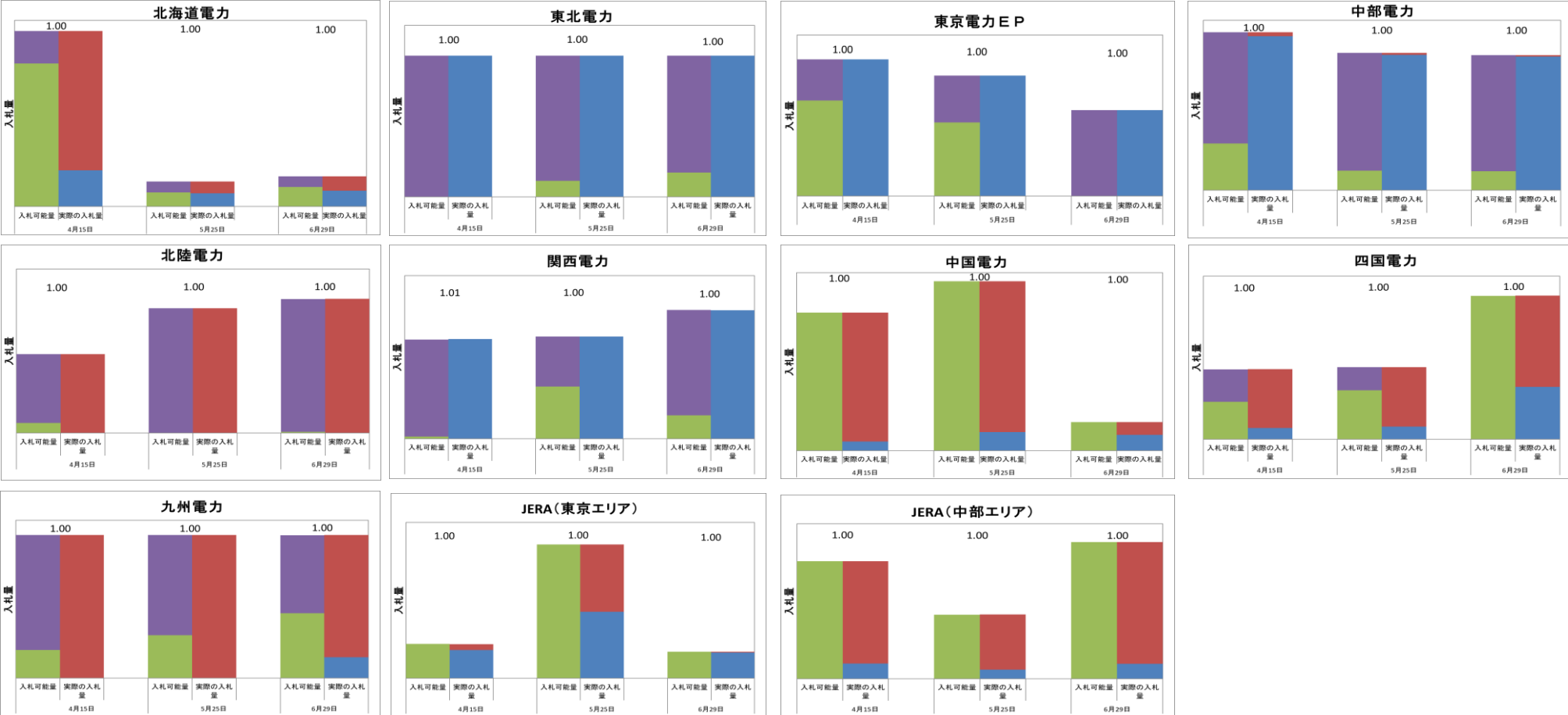
- 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
- スタートアップ卸の利用状況

余剰電力の取引所への供出：入札可能量と実際の入札量

○ 特定日3日間「4月15日：スポット価格高騰日（SP最高値：37.00円/kWh）」、「5月25日：〃 通常日」、「6月29日：〃 高騰日（SP最高値：100.00円/kWh）」において、各事業者とも、供給力から自社需要、入札制約、予備力を除いた入札可能量見積もりに対して同量の入札を行っており、余剰電力を全量市場に供出していることを確認。

特定日における入札可能量と実際の入札量
(特定日は高騰日2日、通常日1日を設定：4月15日、5月25日、6月29日)

■ 入札可能量 ■ 買い戻し実績量 ■ 実際の通常入札量 (ブロック入札量を除く) ■ 実際のブロック入札量

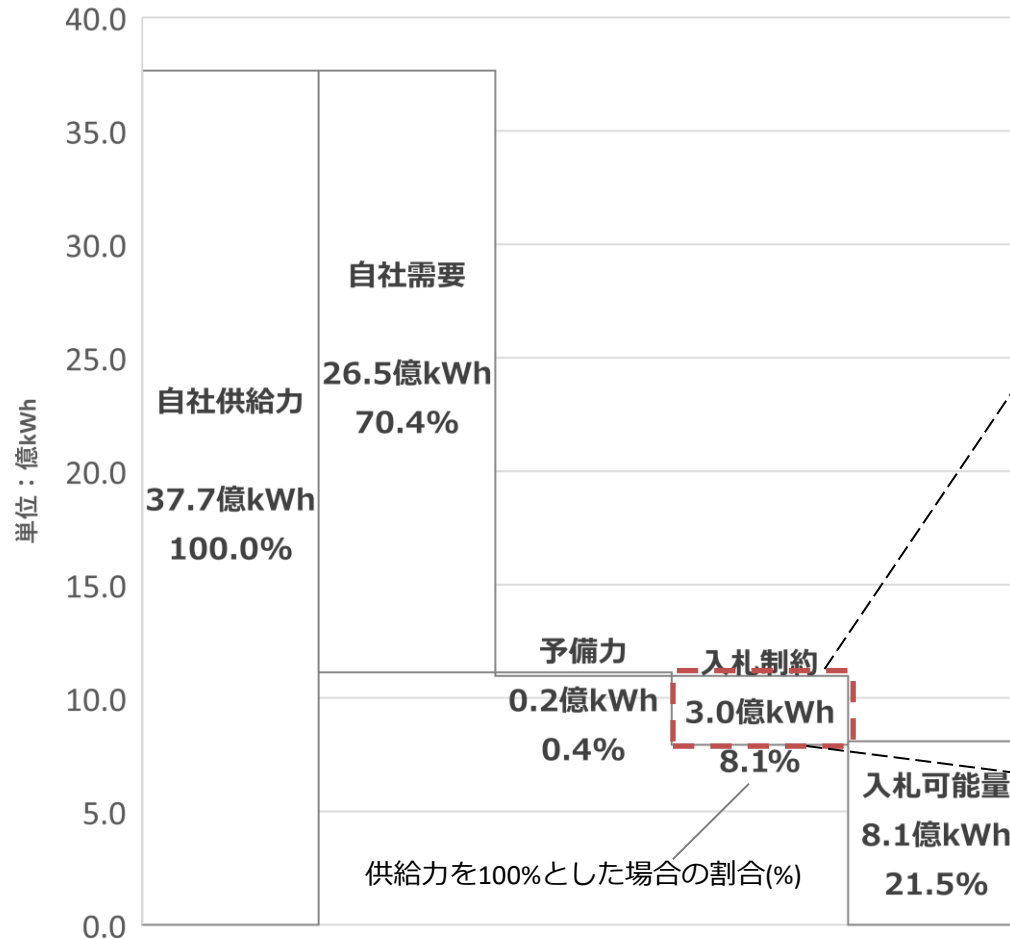


出所：旧一般電気事業者提供データより、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※ グラフの縦軸の縮尺は各社によって異なる。「実際の入札量」の棒グラフ上にある数値は、入札可能量と買い戻し想定量の和を1.00とした場合の比率を表す。「実際の入札量」は、間接オークションに伴う取引を含まない。
※ 入札可能量が計算上マイナスとなる場合は、入札可能量は0としている。買い戻し想定量は、実際の入札量が入札可能量を超過しているコマでの超過分の総量としている。
※ 特定日（調査対象日）については、報告対象となる3ヶ月間のうち、高騰発生日を2日、通常日を1日、月に1日ずつ事務局において指定。
※ JERAによる東京エリアのスポット市場・時間前市場への応札が、2021年11月1日より開始されたことにより、前々期からモニタリング対象として追加している。

余剰電力の取引所への供出：供給力に対する入札可能量の状況

○ 特定日 3 日間における入札可能量は8.1億kWh、自社供給力に対し21.5%であった。

当期間の特定日における供給力、入札可能量
2022年4-6月期



入札制約の内訳

段差制約	0.15	(5%)
揚水運用	2.36	(78%)
燃料制約	0.31	(10%)
緊急設置電源	0.04	(1%)
供給力変動リスク	0.08	(2%)
公害防止協定	0.00	(0%)
ブロック入札	0.00	(0%)
その他	0.10	(3%)
制約合計	3.04	(100%)

出所：旧一般電気事業者及びJERA提供データより、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

※対象日毎のスポット市場断面において、沖縄電力を除く一般電気事業者9社の全時間帯の電力量を合計。対象日3日間（各月の1日ずつの特定日の合計）の平均をとった。

※それぞれ、特定日3日間における平均値を表示（2022年：4/15、5/25、6/29）。

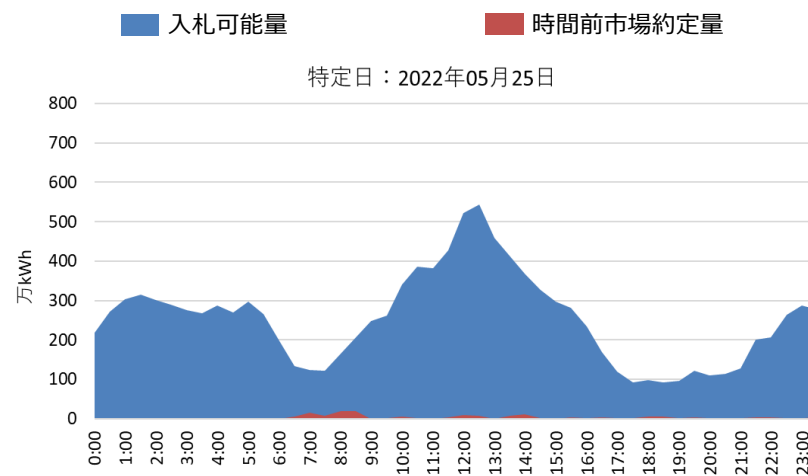
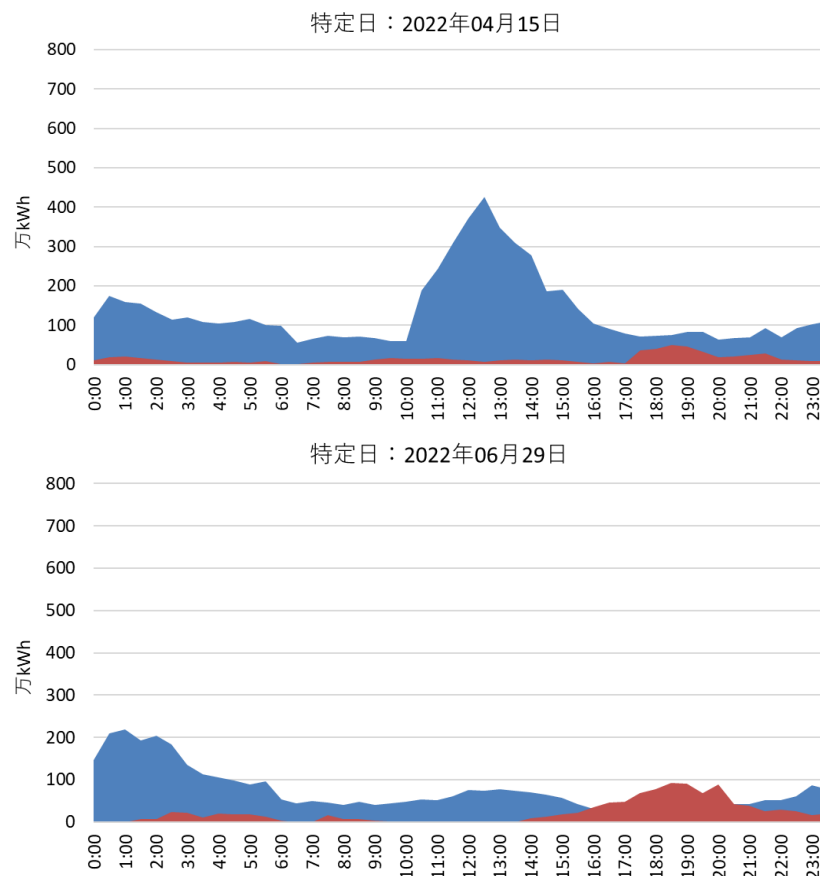
※前々期（2021年10月～12月期）よりJERAもモニタリング対象としている。

旧一般電気事業者の時間前市場における売り約定量の分析

○ 特定日3日間（4月15日、5月25日、6月29日）における、前日17時断面の売り入札量と実際の約定量は下図の通り。

※時間前市場の活性化のため、旧一般電気事業者には、入札可能量がある限りは、すべてのコマに対して、原則、常時3札以上の売り入札を行うこと、売り札の引き上げは可能な限りGC直前まで遅らせること等を要請しているところ。

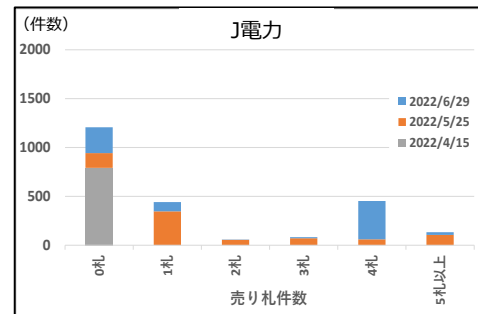
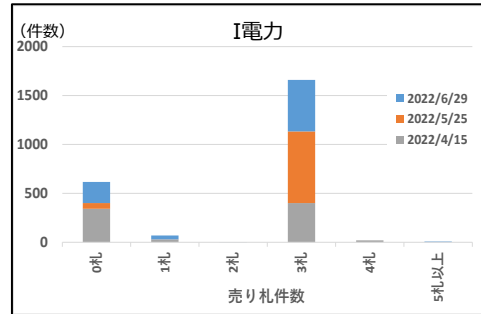
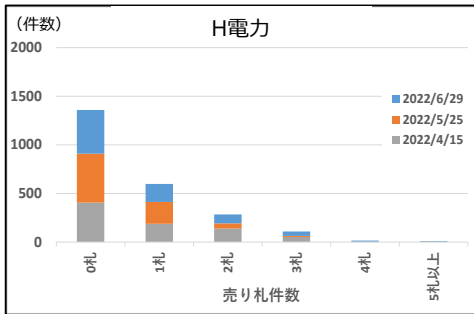
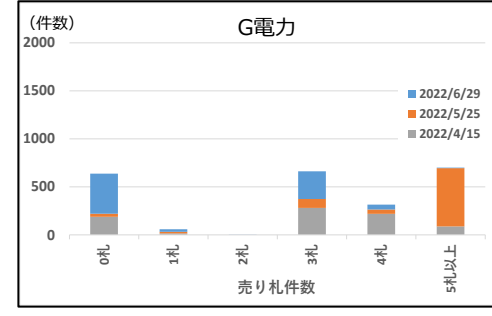
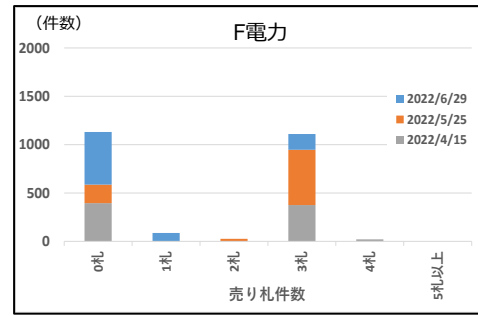
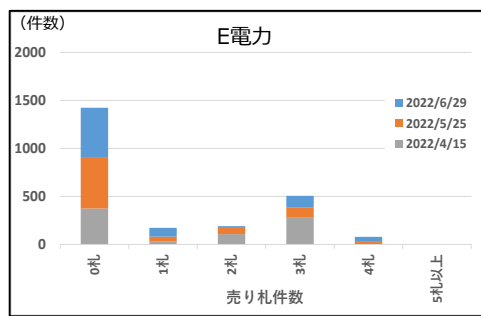
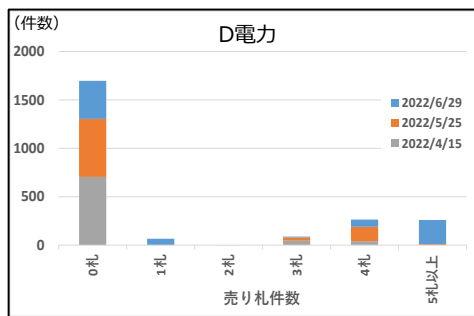
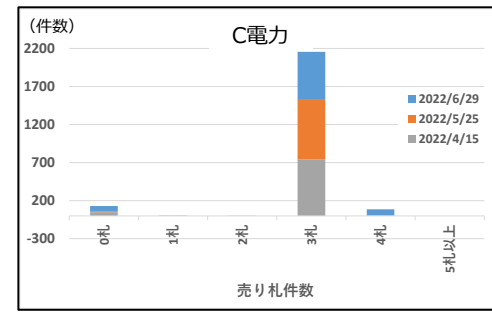
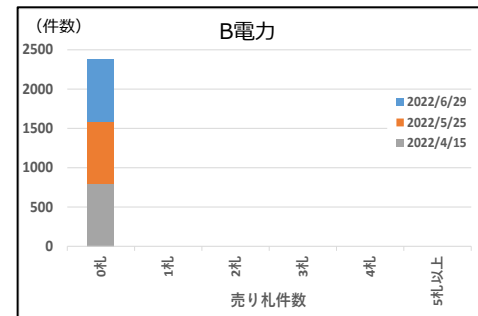
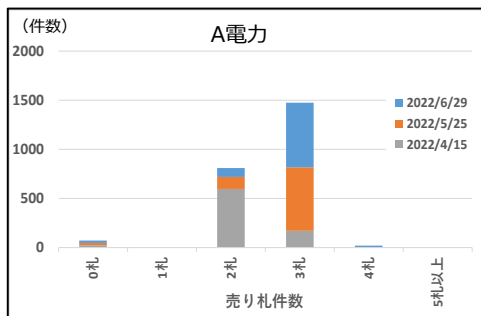
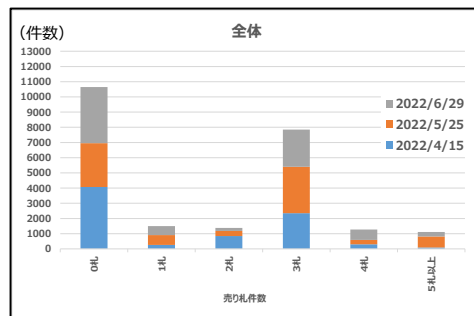
特定日における入札可能量と時間前市場約定量



※ 入札可能量は、前日17時時点における入札制約等を除いた沖縄を除く旧一般電気事業者9社及びJERAから報告を受けた余剰量（見残り）より算出。
小売予備力については、北海道電力を除く8社については0%。北海道電力については、最大機から北本連系線マージンを差引いた量を小売予備力として計上。
※ 時間前市場約定量は、旧一般電気事業者及びJERA提供データによる売り約定分を集計（自己約定分を除外）。

時間前市場売り札件数状況（商品および時刻別 件数分布）

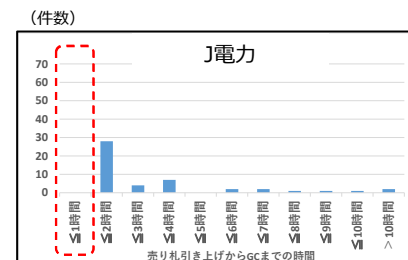
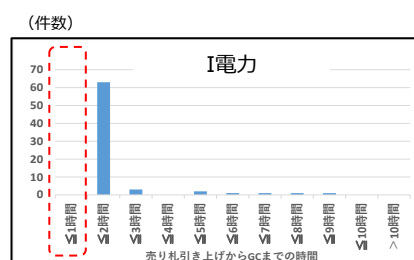
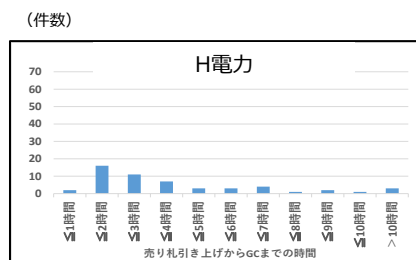
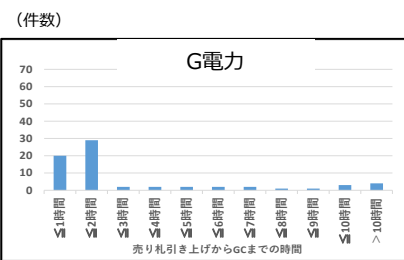
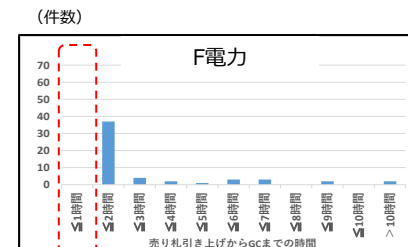
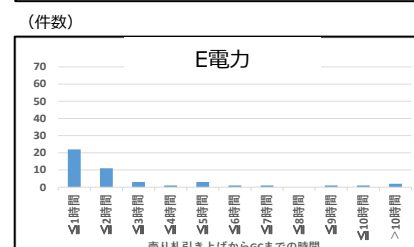
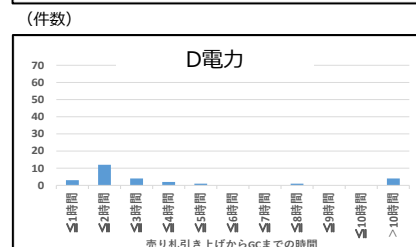
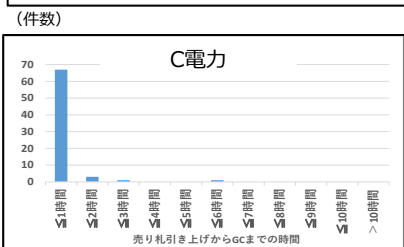
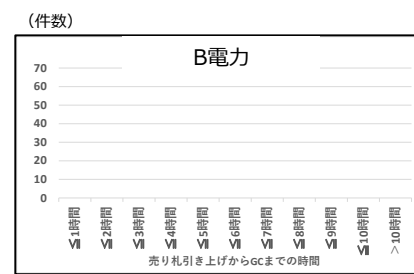
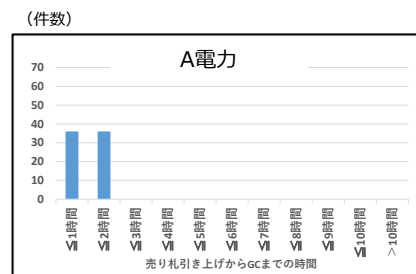
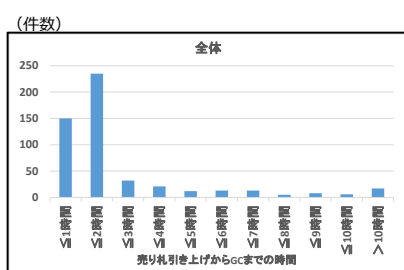
- 特定日3日間（4月15日、5月25日、6月29日）において、旧一般電気事業者による3札以上の入札が確認された割合は43.1%。前半期（2022年1-3月期：35.4%）と比べて約7.7%増加。
- B電力によれば、売り札件数が少ないのは、他社と比較して入札単価の低いユニットの売り札が全量約定しており、確認断面で0札となっていることによる。
- 燃料価格の上昇でスポット市場で約定しない時間帯が増えたために、前期と比較して売り札の件数が増加（E電力）。4月～6月は買いポジションに転じており、時間前市場の売り札が増加（G電力）



※ 集計対象は1社あたり2376。全48コマを対象として、17時開場からGCの1時間前まで、1時間毎に売り札数を確認。（毎時59分59秒時点で、各コマを対象として、板上に存在していた売り札数を確認。GC1時間前には、全事業者において売り札が存在しない状態。）

旧一電の売り札引き上げ状況（GCまでの残時間別 件数分布）

- 特定日3日間（4月15日、5月25日、6月29日）において、GCの何時間前に売り札を引き上げたか、各社の分布を確認したところ、「1時間前」より早く「2時間前」より遅い時間帯の分布が最も多い。「1時間前」に該当する件数は150件であり、前四半期（140件）よりも増加。
- G電力では3月初旬から4月中旬のシステム不具合が解消されたことにより、GC1時間前の引き上げ件数が前期よりも改善した。
- 「1時間前」に該当する売り札がない事業者について確認したところ、「オペレーションの制約上によりGC1時間前以内の引き上げができていない（I電力、J電力）」、「システム設計の制約によりGC1時間前の引き上げができていない（F電力）」等の回答があった。

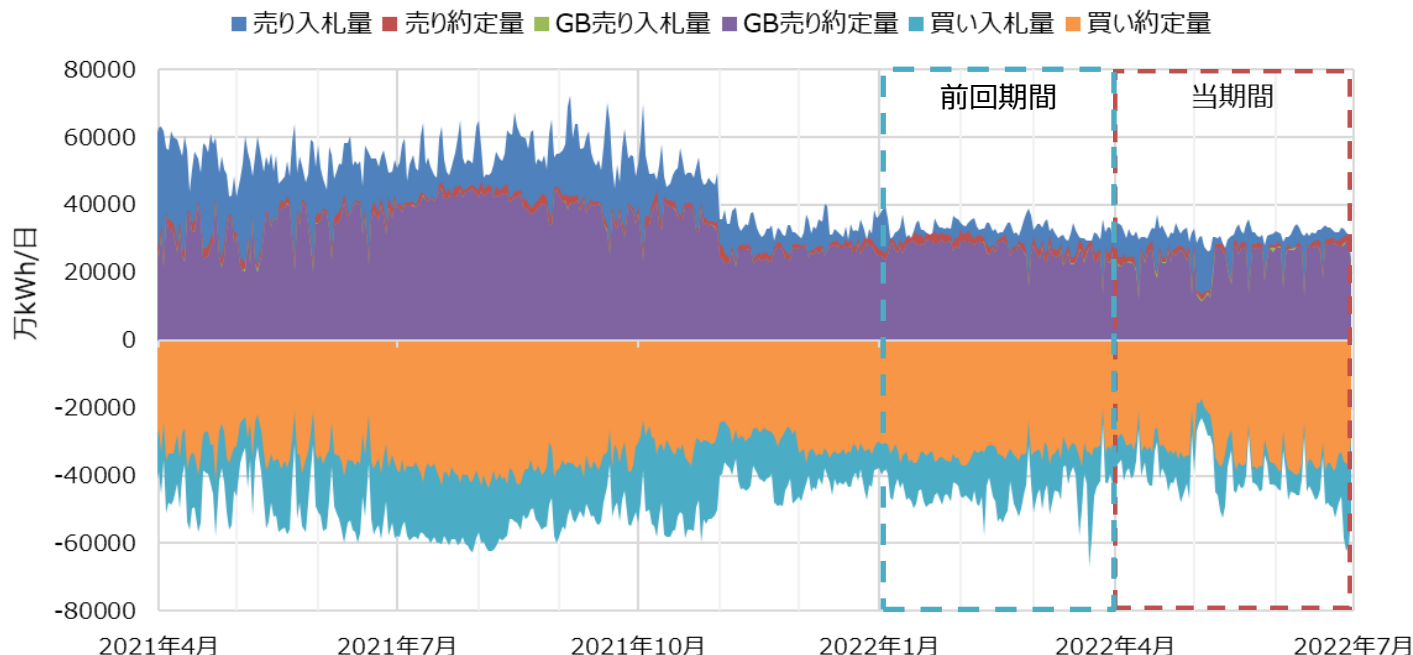


※ 毎時59分59秒時点で板上に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。
 ※ 「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの入札量・約定量

- 当期間における旧一般電気事業者によるスポット市場でのグロス・ビディング（以下、GB）の売り入札量は219億kWh、売り約定量は217億kWhであった。

旧一般電気事業者による入札量・約定量の推移
(2021年4月1日～2022年6月30日)



主要データ

旧一般電気事業者による
GB売り入札量
(2022年4～6月)

219 億kWh

旧一般電気事業者による
GB売り入札量の前回報告時対比
(対2022年1～3月)

0.9 倍

旧一般電気事業者による
GB売り約定量
(2022年4～6月)

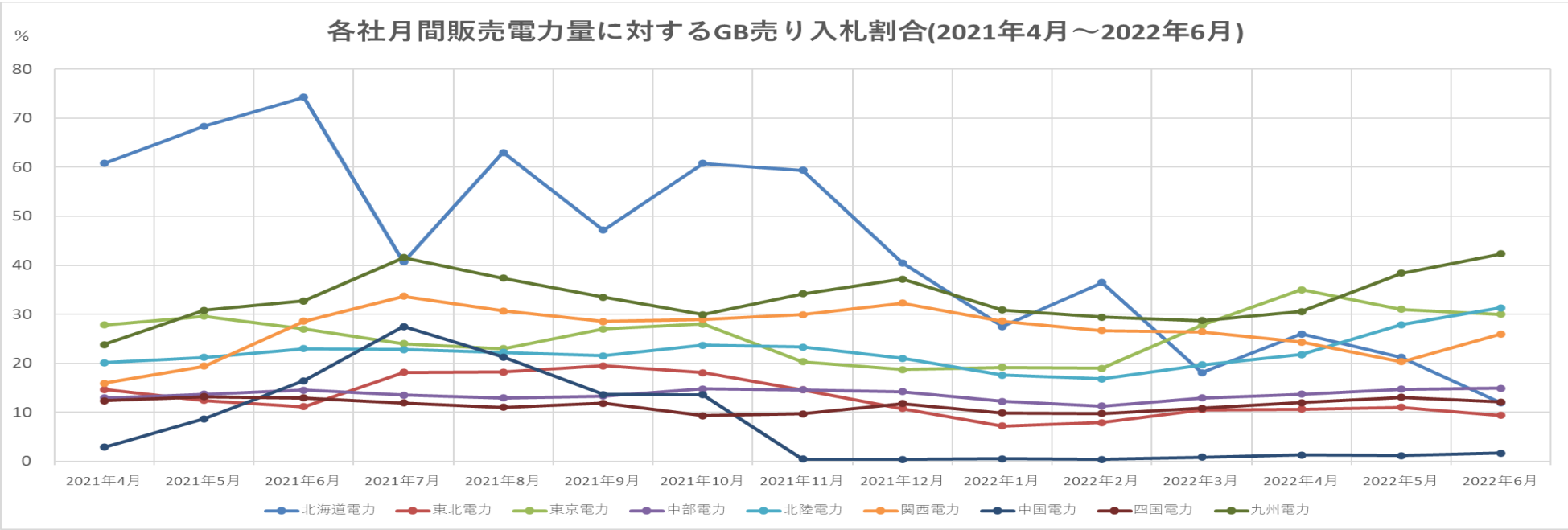
217 億kWh

旧一般電気事業者による
GB売り約定量の前回報告時対比
(対2022年1～3月)

0.9 倍

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの実施状況

- 2022年6月時点での旧一般電気事業者各社の販売電力量に対するグロス・ビディング売り入札量の割合は、各社の進捗に違いはあるものの概ね横ばい、一部事業者で減少している。
- 中国電力は2021年11月以降グロス・ビディング売り入札を減少。同社によれば「市場が高騰することが予想される日は、グロス・ビディング売り入札に伴う供給力不足量を買戻さないおそれがあるため、高値買戻しが必要な入札を控えている」との理由による。



	取引量目標	2021年4月	2021年5月	2021年6月	2021年7月	2021年8月	2021年9月	2021年10月	2021年11月	2021年12月	2022年1月	2022年2月	2022年3月	2022年4月	2022年5月	2022年6月
北海道電力	H31年度末30%程度	60.8	68.4	74.3	40.7	63.0	47.2	60.8	59.4	40.5	27.5	36.5	18.1	26.0	21.2	11.9
東北電力	20%程度	14.6	12.4	11.2	18.1	18.2	19.5	18.1	14.6	10.8	7.2	7.9	10.5	10.6	11.1	9.4
東京電力	H30年度末20%程度	27.8	29.6	27.0	24.0	23.0	27.0	28.0	20.3	18.7	19.2	18.9	27.7	35.0	31.0	30.0
中部電力	10%程度更なる増量	12.9	13.7	14.5	13.5	12.9	13.3	14.8	14.6	14.2	12.2	11.3	12.9	13.7	14.7	14.9
北陸電力	早期に20～30%	20.1	21.2	23.0	22.8	22.2	21.5	23.7	23.3	21	17.6	16.8	19.7	21.8	27.9	31.3
関西電力	1年程度を目途20%程度	15.9	19.4	28.6	33.7	30.7	28.5	29.0	29.9	32.3	28.6	26.7	26.4	24.3	20.3	26.0
中国電力	H30年度内に20%程度	2.9	8.7	16.4	27.5	21.3	13.6	13.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.8	1.3	1.1	1.7
四国電力	H32年度に30%程度	12.4	13.2	12.9	11.9	11.0	11.9	9.3	9.7	11.8	9.9	9.8	10.8	12.0	13.1	12.1
九州電力	開始3年を目途に30%程度	23.8	30.8	32.7	41.6	37.4	33.5	29.9	34.2	37.2	30.9	29.4	28.7	30.5	38.4	42.3

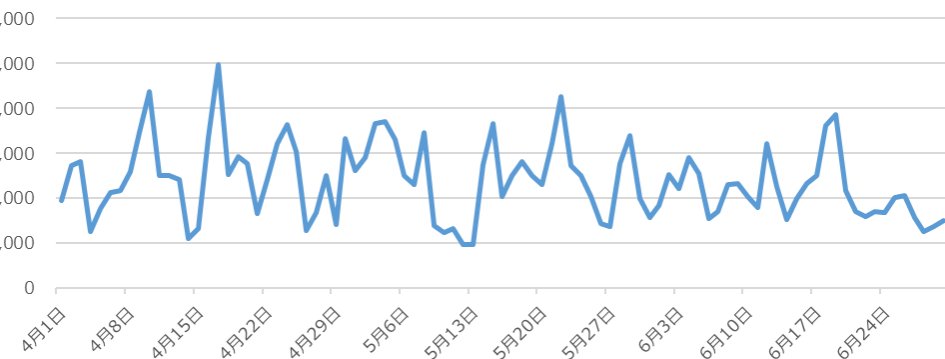
※ 北海道電力と東北電力については、取引量の目標をネット・ビディングと合わせて設定しているため、ネット・ビディングも含めた売り入札量全体の割合としている。
※ 取引量目標 第28回制度設計専門会合資料より抜粋。将来的な取引量目標値を記載。

売りブロック入札の状況

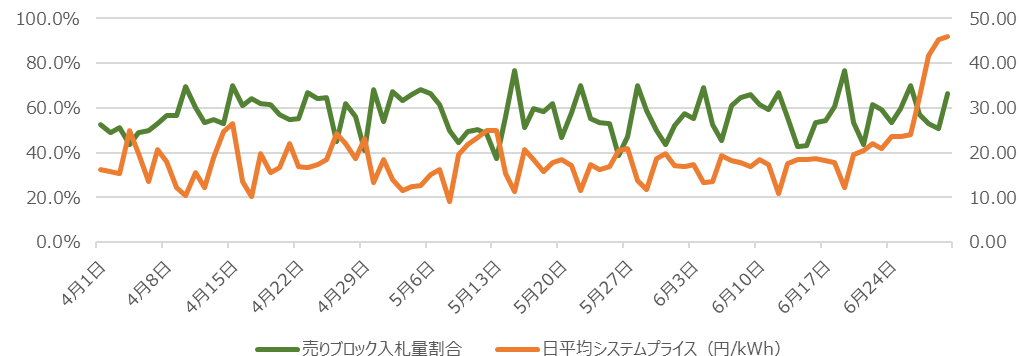
○売りブロック入札割合は、引き続き、スポット価格が上がる日には低くなり、スポット価格が下がる日には高くなる傾向がある。

○売りブロック約定率は、引き続き、スポット価格が上がる日に高くなり、スポット価格が下がる日には低くなる傾向がある。

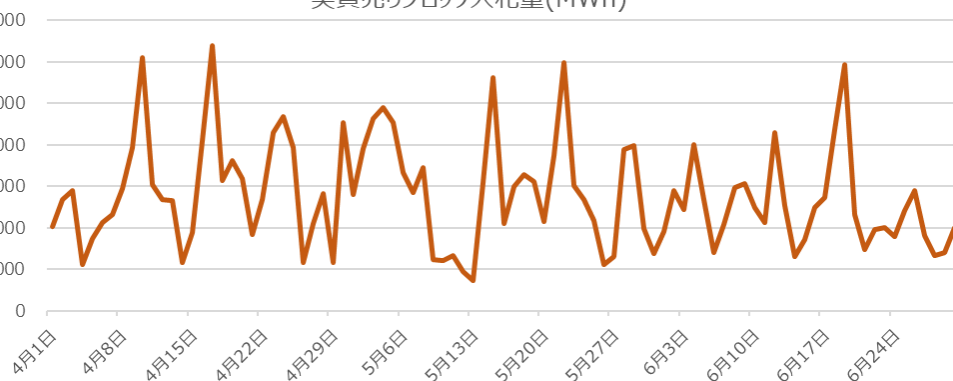
実質売り入札量(MWh)



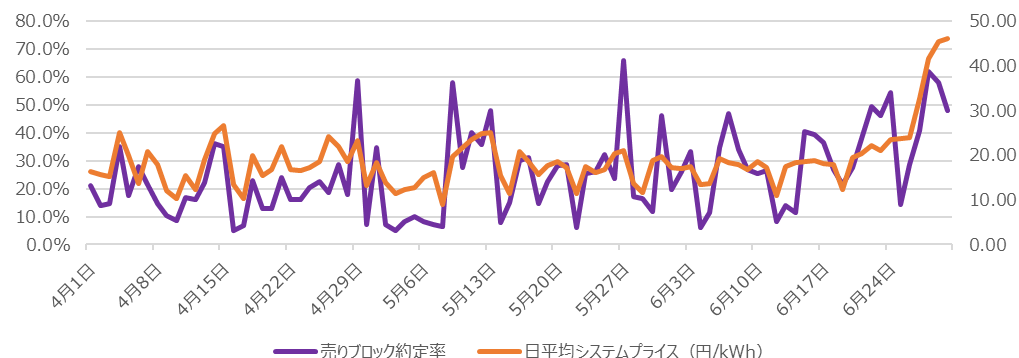
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック約定率



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

※ブロック入札比率としては、実質売り入札量（a）に対して、売り先が決まっていない実質ブロック入札量(b)の割合を計算。

(a) 実質売り入札量 = 全売り入札量 - グロス・ビディング高値買い戻し量 - 間接オークション売り入札量

(b) 実質ブロック入札量 = 通常ブロック入札量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック量（*）

（*）グロス・ビディング実質売りブロック量 = グロス・ビディング売りブロック量 - グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

※ブロック約定率は、（b）実質ブロック入札量に対して、実質ブロック約定量（c）の割合を計算。

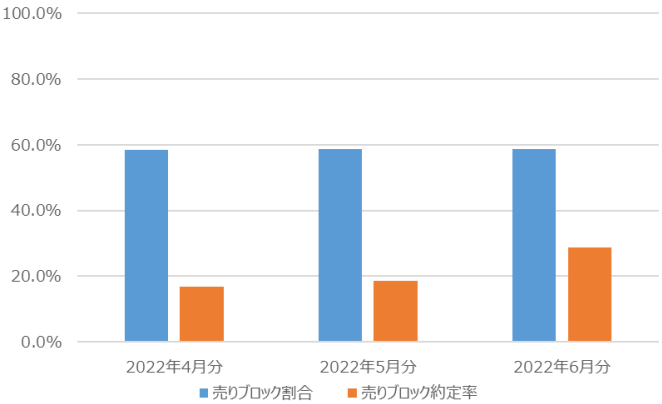
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）グロス・ビディング実質売りブロック約定量 = グロス・ビディング売りブロック約定量 - グロス・ビディング高値買い戻し約定量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

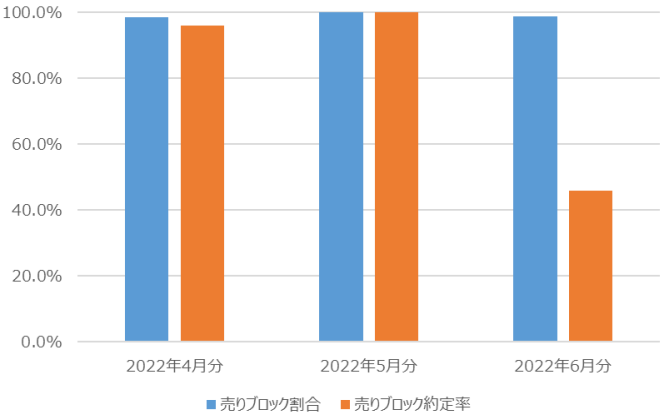
月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（1/2）

○ ブロック割合が高いにもかかわらず約定割合の低い4社（C電力、F電力、J電力、K電力）のうち、F電力は2022年1月より入札方法を変更済み、K電力は2023年1月以降入札方法を変更予定。

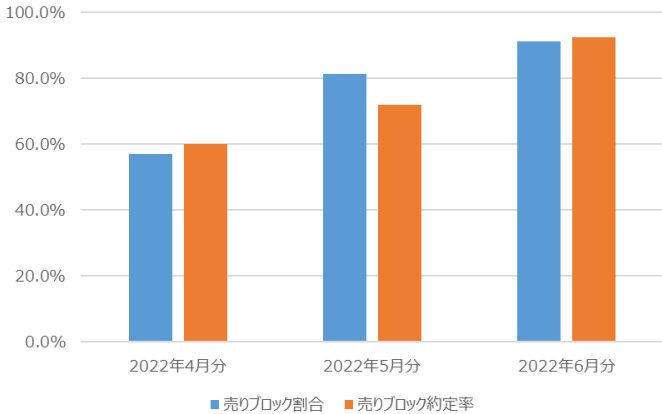
旧一電（沖縄電力除く）+ JERA



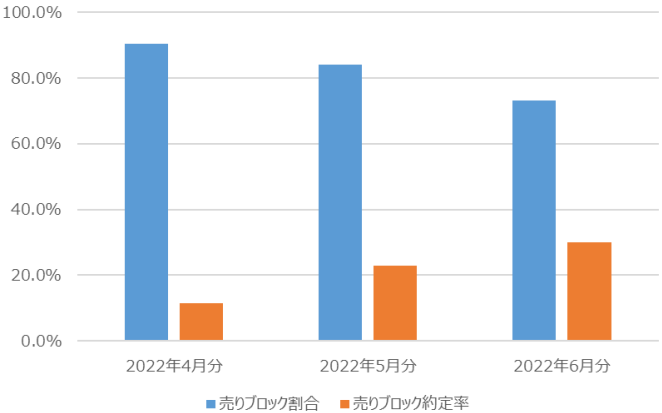
B電力



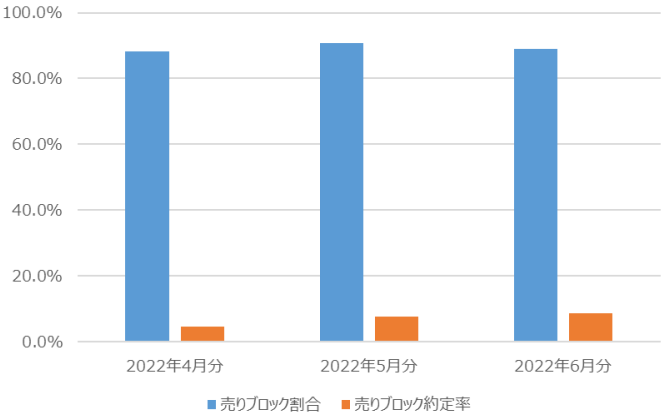
D電力



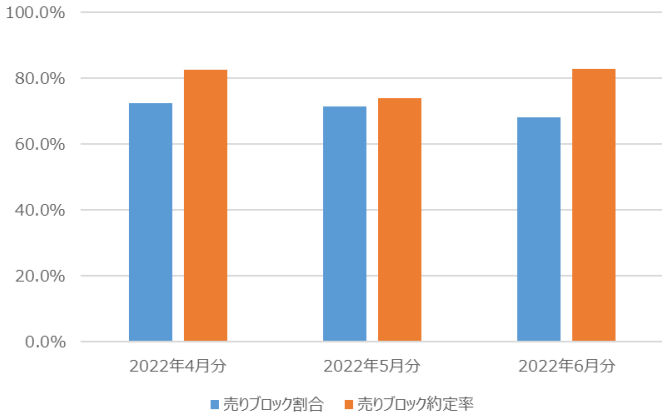
A電力



C電力



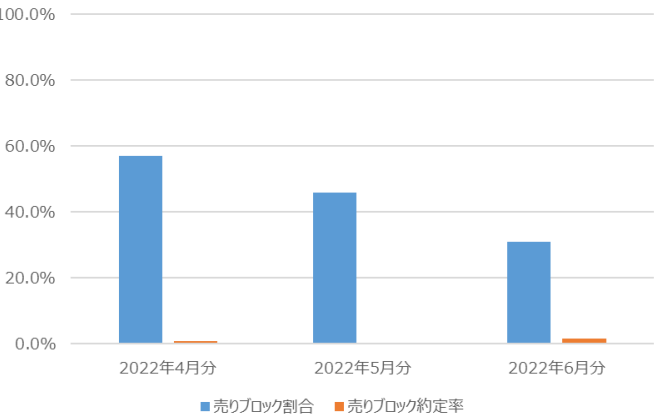
E電力



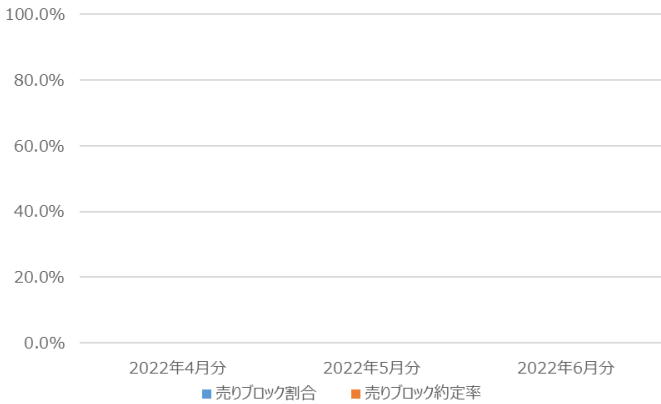
※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（2/2）

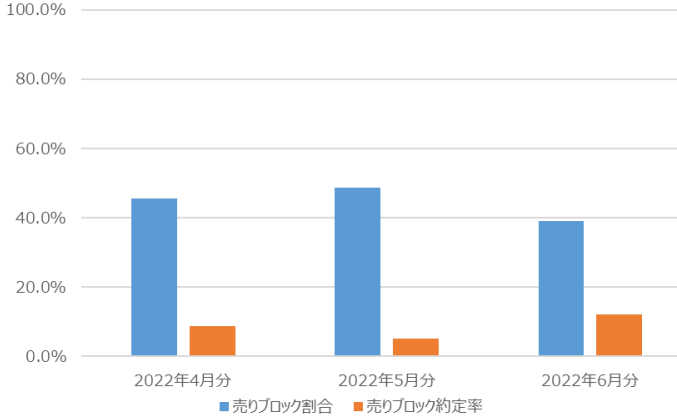
F電力



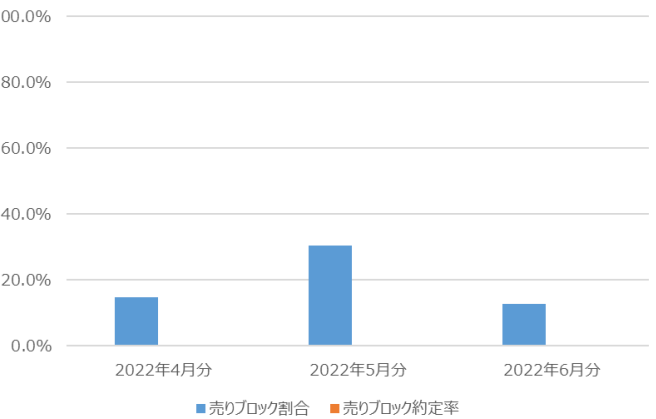
H電力(注1)



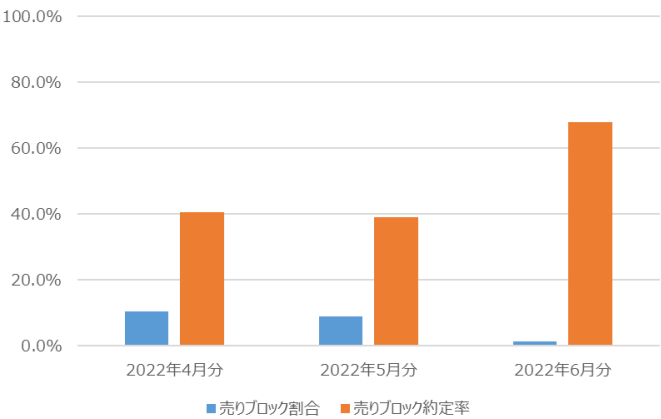
J電力



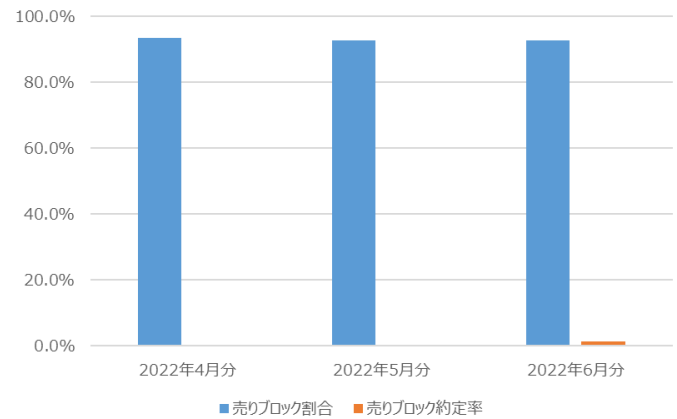
G電力



I電力



K電力



※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。
(注)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

卸電気事業者（電発）の電源の切出し

- これまで、全体約1200万kW *4のうち、約 5 %にあたる約61.9万kW* 5 が切り出された。前年同時期と比べ進展は見られない。
- 各社とも更なる切出しについては未定となっている。

切出し量		協議の状況等
北海道電力	年間2億kWh程度*3を切出し済み	更なる切出しについては未定
東北電力	5万kW*2を切り出し済み	更なる切出しについては未定
東京電力EP	3万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
中部電力	1.8万kW*1を切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
北陸電力	1万kW*1を切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
関西電力	35万kW*2を切出し済み	更なる切出しについては未定
中国電力	1.8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
四国電力	3万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
九州電力	8万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定
沖縄電力	1万kW*1を切出し済み	更なる切出しについては未定

出所：旧一般電気事業者からの提供情報
*1：送端出力、*2：発端出力、*3：年間総発電量、*4：設備総出力全体から、揚水発電所の出力約500万kWを除いたもの、*5：北海道電力分について、切出し量より便宜的に推計
※ ベースロード市場への供出のため、新たに切出しを行ったものについては含まない。

公営水力電気事業の競争入札等の状況について

- 地方公共団体が経営する水力発電事業の総設備容量約230万kWのうち、73万kWについて一般競争入札等に移行済み。前年同時期と比べると、ほぼ横ばい。
- 残り157万kWのうち、約86%は旧一般電気事業者との随意契約が継続、約14%はFIT電源としての売電等となっている。

公営水力発電設備（令和4年4月1日現在）

・発電所数：310箇所 ・総出力：約230万kW

公営24事業体中、水力発電の売電契約について、競争入札または公募型プロポーザルが実施された事例※1（令和4年6月30日現在）

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	契約種別	落札者	供給状況
北海道	水力発電所 5 箇所	50,500	一般競争入札	エネット	供給中
岩手県	水力発電所13箇所 水力発電所 1 箇所	143,470 450	公募型プロポーザル	東北電力 久慈地域エネルギー	供給中
秋田県	水力発電所12箇所 水力発電所 2 箇所※2	92,900 8,250	公募型プロポーザル	東北電力 ローカルでんき	供給中
山形県	水力発電所 1 箇所 水力発電所 8 箇所 水力発電所4箇所※2 水力発電所1箇所※2	3,700 58,600 26,600 420	公募型プロポーザル	やまがた新電力 東北電力 地球クラブ やまがた新電力	供給中
栃木県	水力発電所 8 箇所	60,700	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー	供給中
東京都	水力発電所 3 箇所	36,500	公募型プロポーザル	ENEOS	供給中
長野県	水力発電所22箇所※2	103,605	公募型プロポーザル	コンソーシアム（中部電力、丸紅新電力、UPDATER）	供給中
新潟県	水力発電所 3 箇所 水力発電所6箇所	86,300 27,900	一般競争入札	エネット エネット	供給中
京都府	水力発電所 1 箇所	11,000	一般競争入札	ゼロワットパワー	供給中
鳥取県	水力発電所2箇所 水力発電所 1 箇所	6,100 9,200	一般競争入札 一般競争入札	とっとり市民電力 中国電力	供給中
合計		726,195			

合計件数 : 17件
合計最大出力 : 726,195kW
【水力設備総出力の31.5%】

出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

※1 契約期間が終了したものを除く。
※2 2021年7～9月期の報告より、FIT電源分についても、公募型プロポーザル、一般競争入札に移行したものについては整理の対象に含めることとして見直しを実施。（長野県は22箇所の内、7箇所がFIT電源）

地方公共団体の保有する電源の長期契約の解消に向けた動き

- 長期契約の解消状況に係る旧一般電気事業者に対するアンケート等によると、期中解約に関する協議の申し入れ、相談等の動きは見られなかった。

2022年4月以降の、地方公共団体との電力販売契約の解消・見直しに関する旧一般電気事業者からの回答（一部抜粋）

【既存契約の期中解消協議の状況】

一今期においては、電力受給基本契約（複数年長期契約）の解消・見直し等の申し入れ、相談等の動きは見られなかった。

【既存随意契約を継続としたもの】

一公営自治体とは、基本契約（随意契約）を締結しており、2年毎に料金に関する契約更改協議を行っている。2022年～2023年度の2年間についても受給契約を締結済みであるが、途中解約は、地方公共団体から今後の事業運営の選択肢の一つとして、総合的に検討したいとの発言もあがっている。

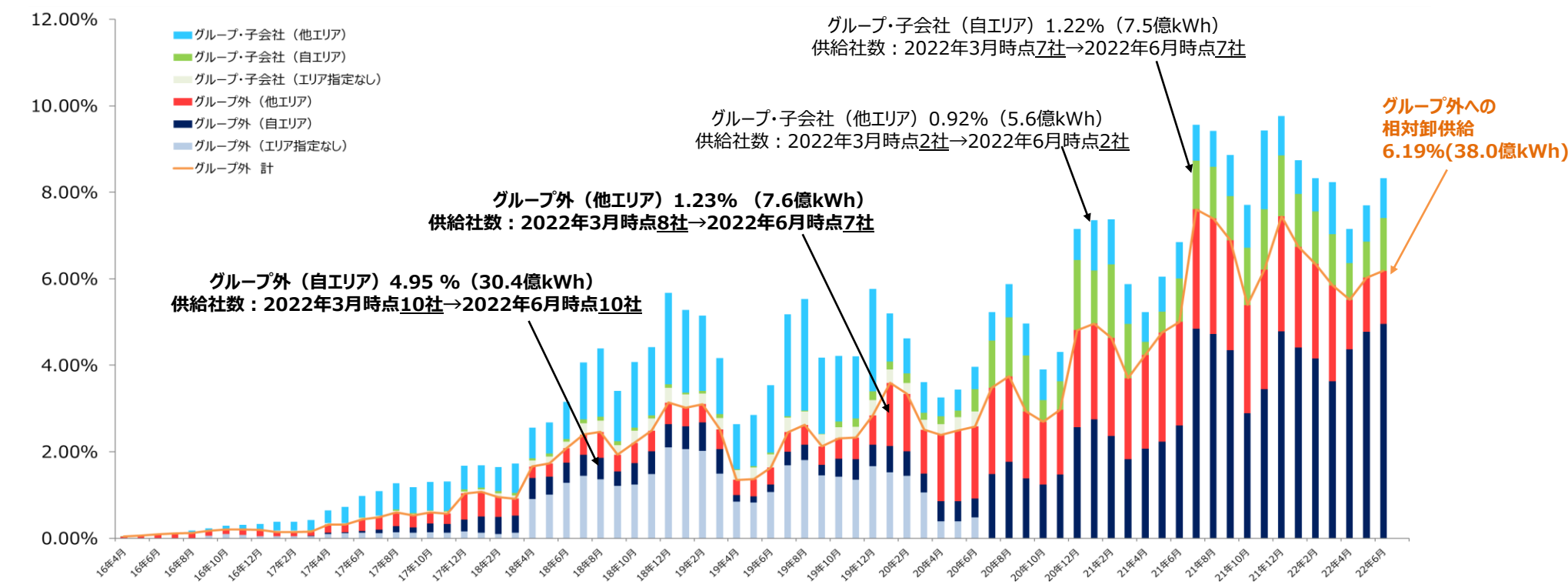
【参考：地方公共団体の売電契約に関する取り組み等（定期簡易アンケートより抜粋）】

- 旧一電との随意契約においても、以下の工夫が継続し取り組まれている。
 - ・旧一電と提携した電気料金プランの設定(環境価値付加プラン、投資促進プラン、地域産業振興プラン、移住割引プラン等)
 - ・サウディング型市場調査結果による揚水発電所の新たな売電方法の検討。
- 一般枠、県内地域新電力枠に分け、公募型プロポーザルでの売電契約。
- 随意契約満了後は、一般競争入札・公募型プロポーザルを検討中。

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2022年6月時点における総需要に占める旧一般電気事業者からの相対取引による供給量の割合は、8.32%であった。（51.10億kWh（前年同時期比1.2倍））
- グループ外への相対卸供給6.19%（38.0億kWh）は、新電力需要（122億kWh）の31.1%を占める。
- 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は3.2%（19.8億kWh）となっている。

総需要に占める相対取引による供給量の割合及び相対取引による供給社数の推移



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

※ 上記の相対取引による供給社数については、相対供給を行っている旧一般電気事業者の社数を、供給期間の長さに関わらず数え上げたもの。供給期間は中長期にわたるものから、数週間等の短期的なものもあるため、数え上げる時点によって社数は変動することに留意。また、異なる時点で同一の社数であっても、供給元及び供給先は異なる可能性があることに留意。

※ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社とする。

※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者へ通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

※ JERAについては、東京電力エナジーパートナーおよび中部電力ミライズの卸分を除き算出。

【当四半期報告】

- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

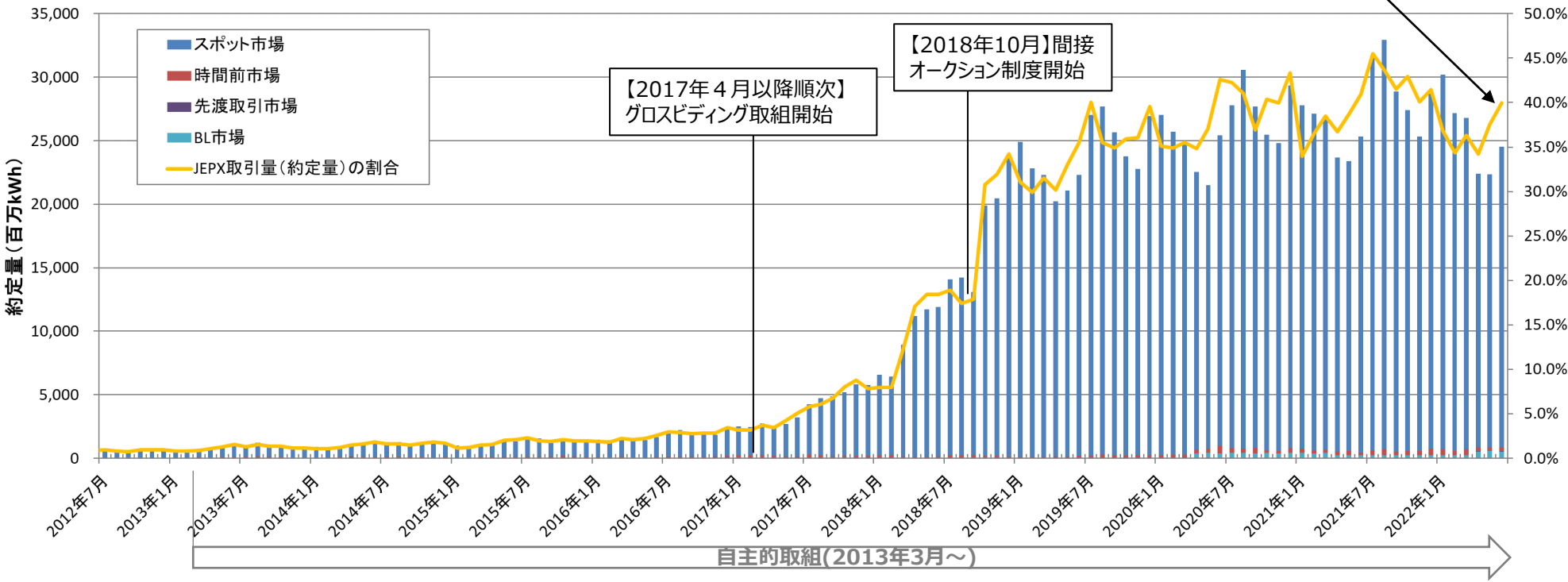
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
 - 新電力の電力調達の状況
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- ◆ 小売市場
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
- ◆ ガス市場
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率の推移

○ 2022年6月における、日本の電力需要に対するJEPX取引量（約定量※1）の比率は39.9%であった。

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率
（2012年4月～2022年6月）

JEPX取引量の割合：
39.9%（2022年6月時点）



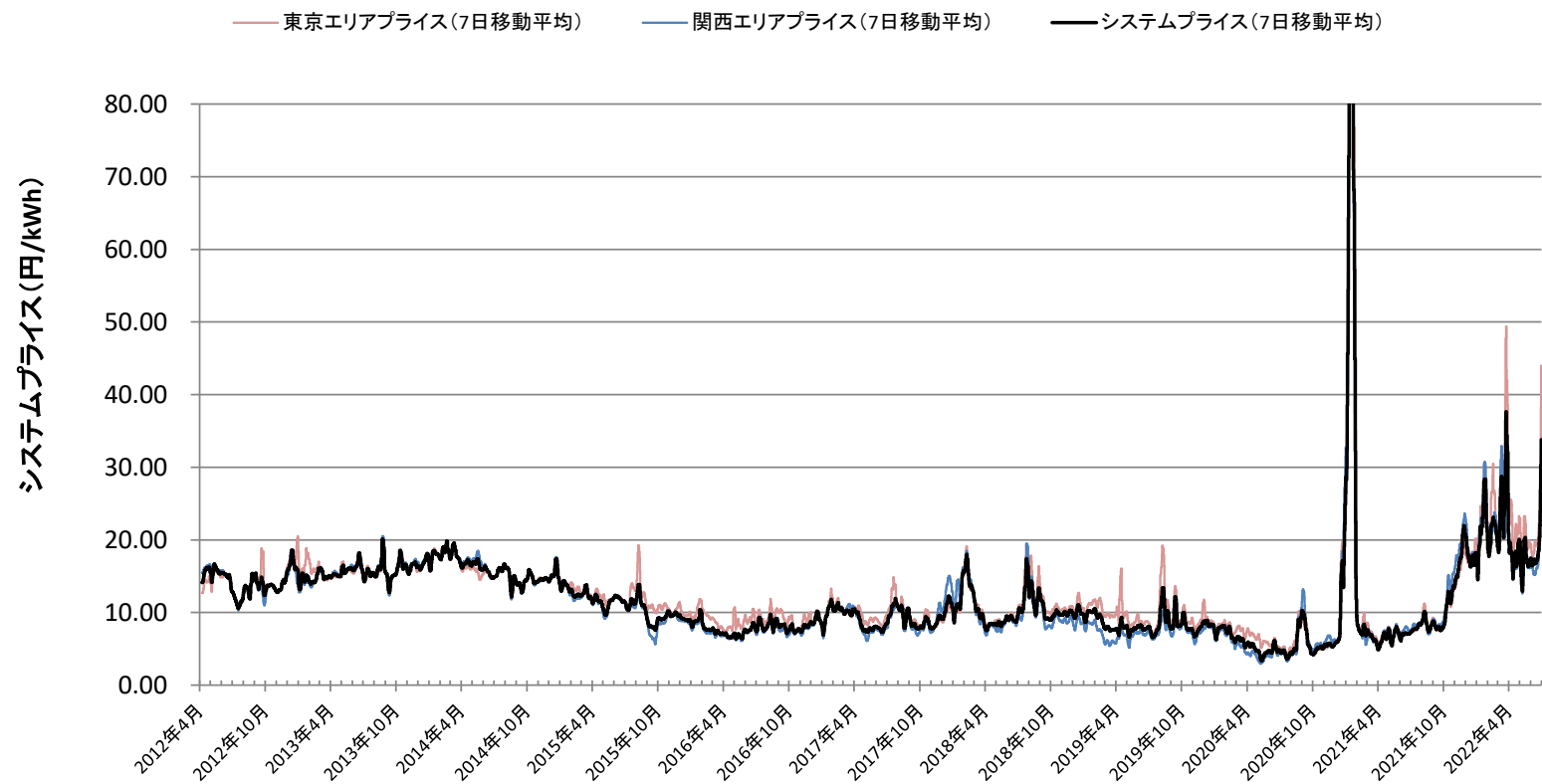
	2012年4月	2013年4月	2014年4月	2015年4月	2016年4月	2017年4月	2018年4月	2019年4月	2020年4月	2021年4月	2022年4月	2022年6月
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	36.7%	34.2%	39.9%
（内スポット市場の割合）	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	36.0%	32.9%	38.6%
（内時間前市場の割合）	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.5%	0.5%
（内BL市場の割合）	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.4%	0.8%	0.9%

※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

スポット市場における価格の推移

- 昨年秋以降、システムプライスは上昇していたが、4～5月に20円前後の水準まで低下。6月末にかけて再び上昇。
- 直近の4～6月では、東京エリアプライスが関西エリアプライスよりも高めの傾向となった。

スポット市場 システムプライスの推移
(2012年4月1日～2022年6月30日)



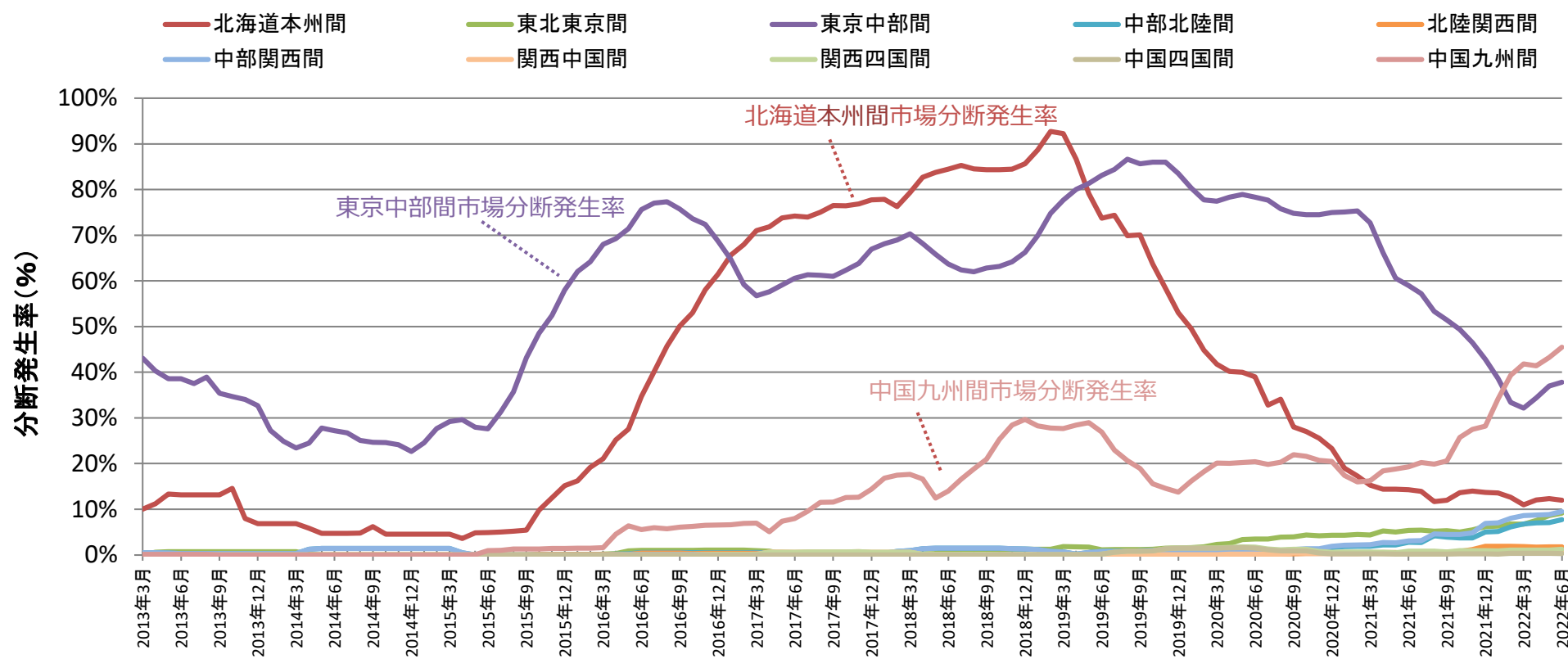
(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 北海道本州間連系線、東京中部間連系線、中国九州間連系線は、定常的に市場分断が発生している。
- 北海道本州間の分断率は減少傾向。一方、中国九州間の分断率は上昇傾向。東京中部間の分断率も直近で上昇傾向。

スポット市場 月間分断発生率の推移 (12カ月移動平均)

(2013年3月～2022年6月)



※ 月間分断発生率(12カ月移動平均)：スポット市場における30分毎の各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12カ月移動平均値

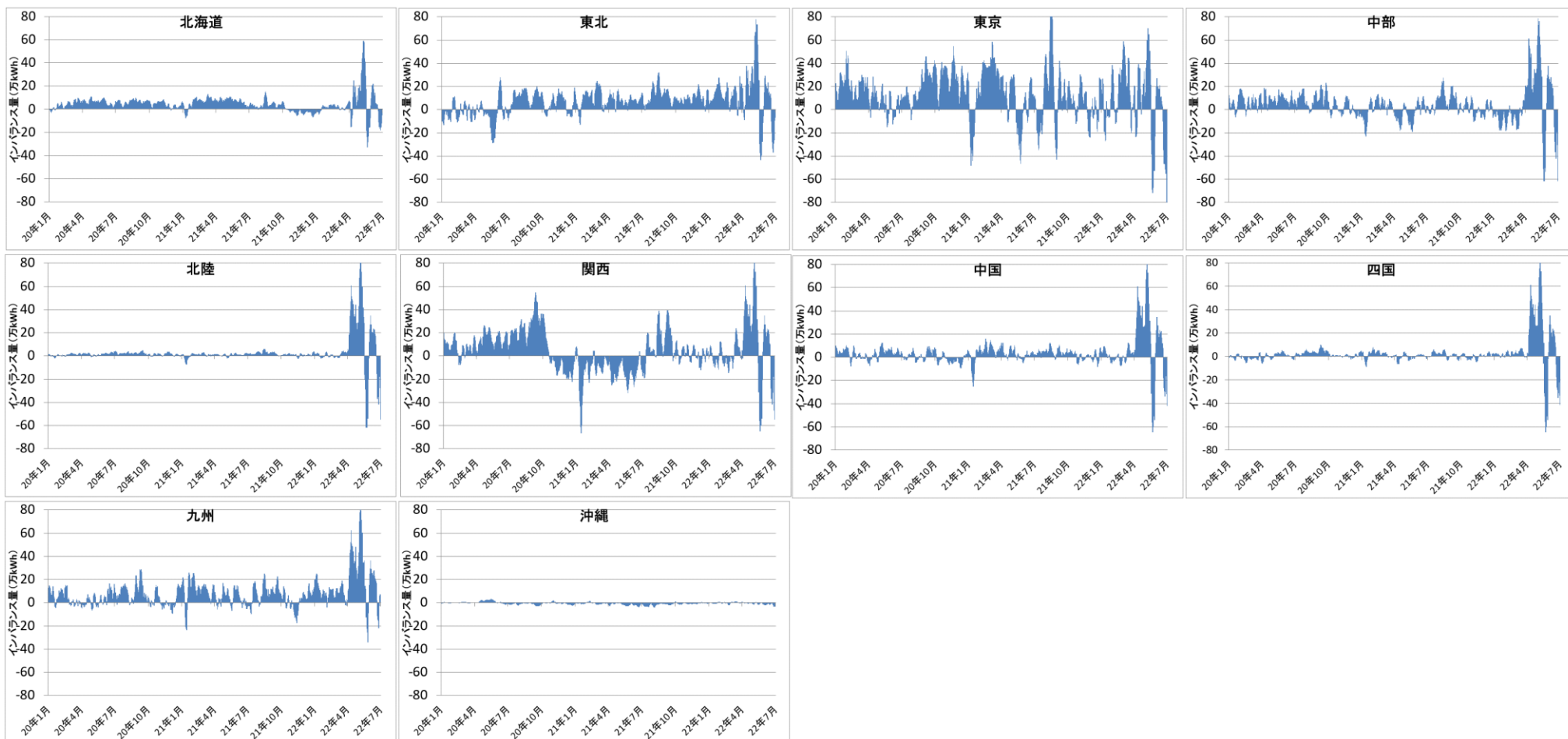
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

インバンス量の推移

○ 各エリアのインバンス量の推移（7日移動平均）は次のとおり。なお、2022年4月1日よりインバンス料金制度の仕組みが変更となっている。

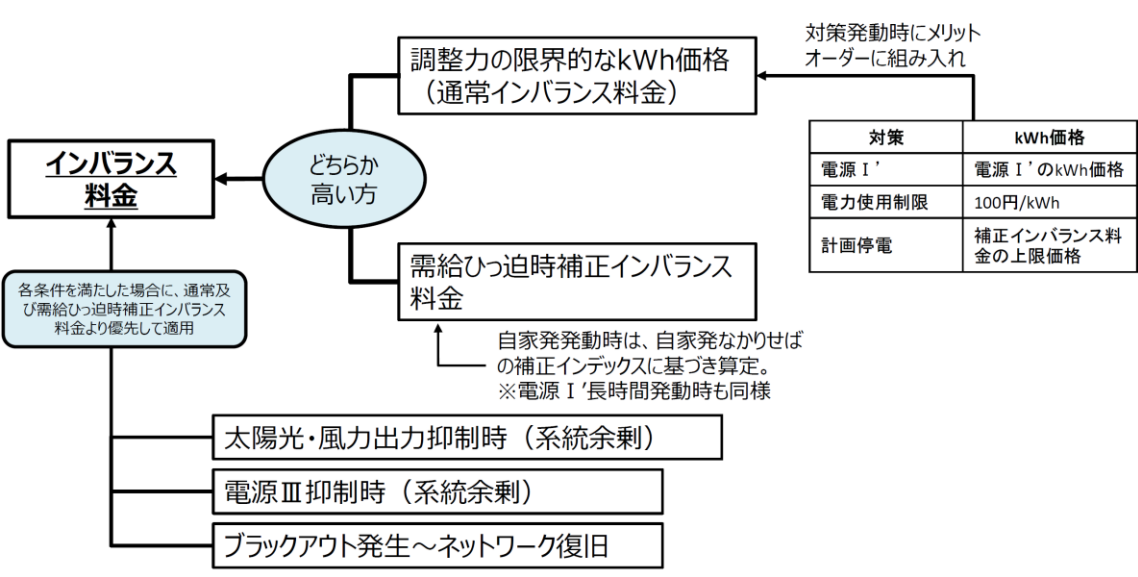
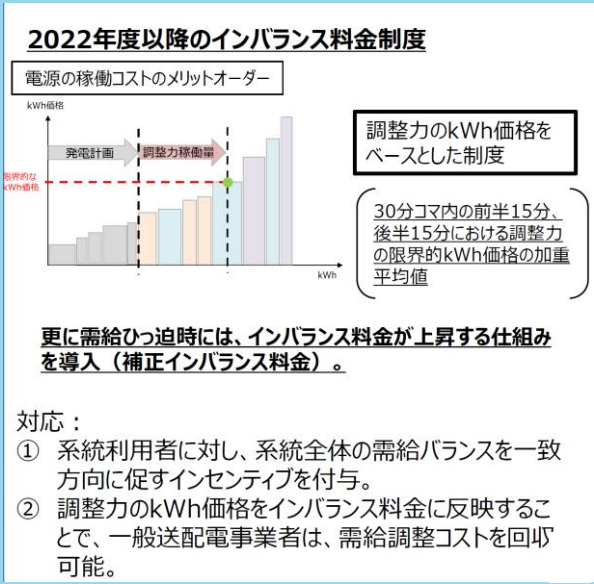
インバンス量の推移（2020年1月1日～2022年6月30日）

■ インバンス量（7日移動平均）

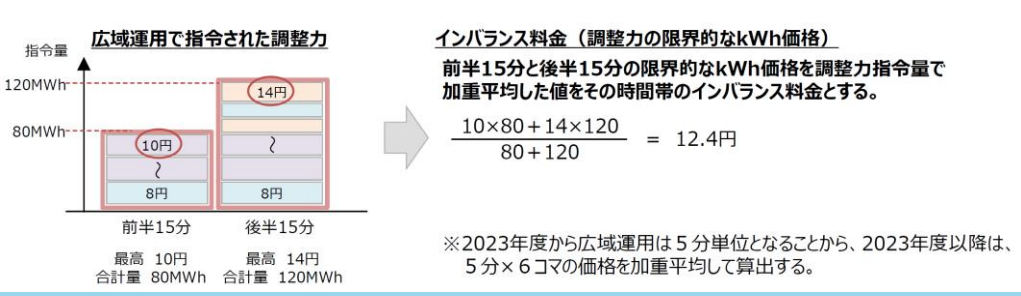


(参考) インバランス算定方法 (2022年4月から)

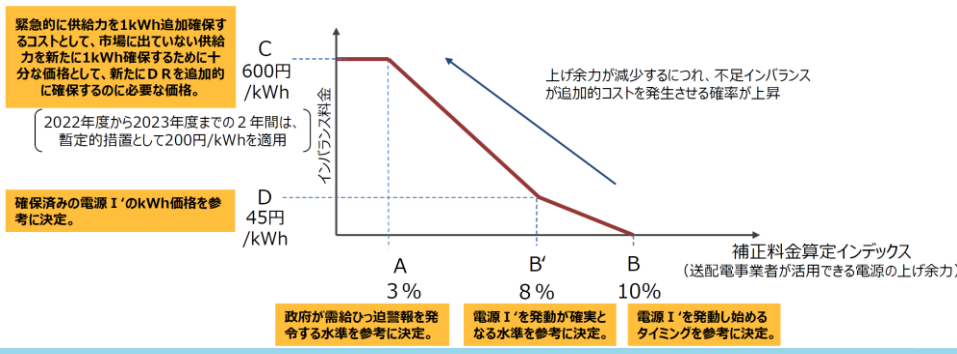
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○調整力の限界的なkWh価格の算定方法



○需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方

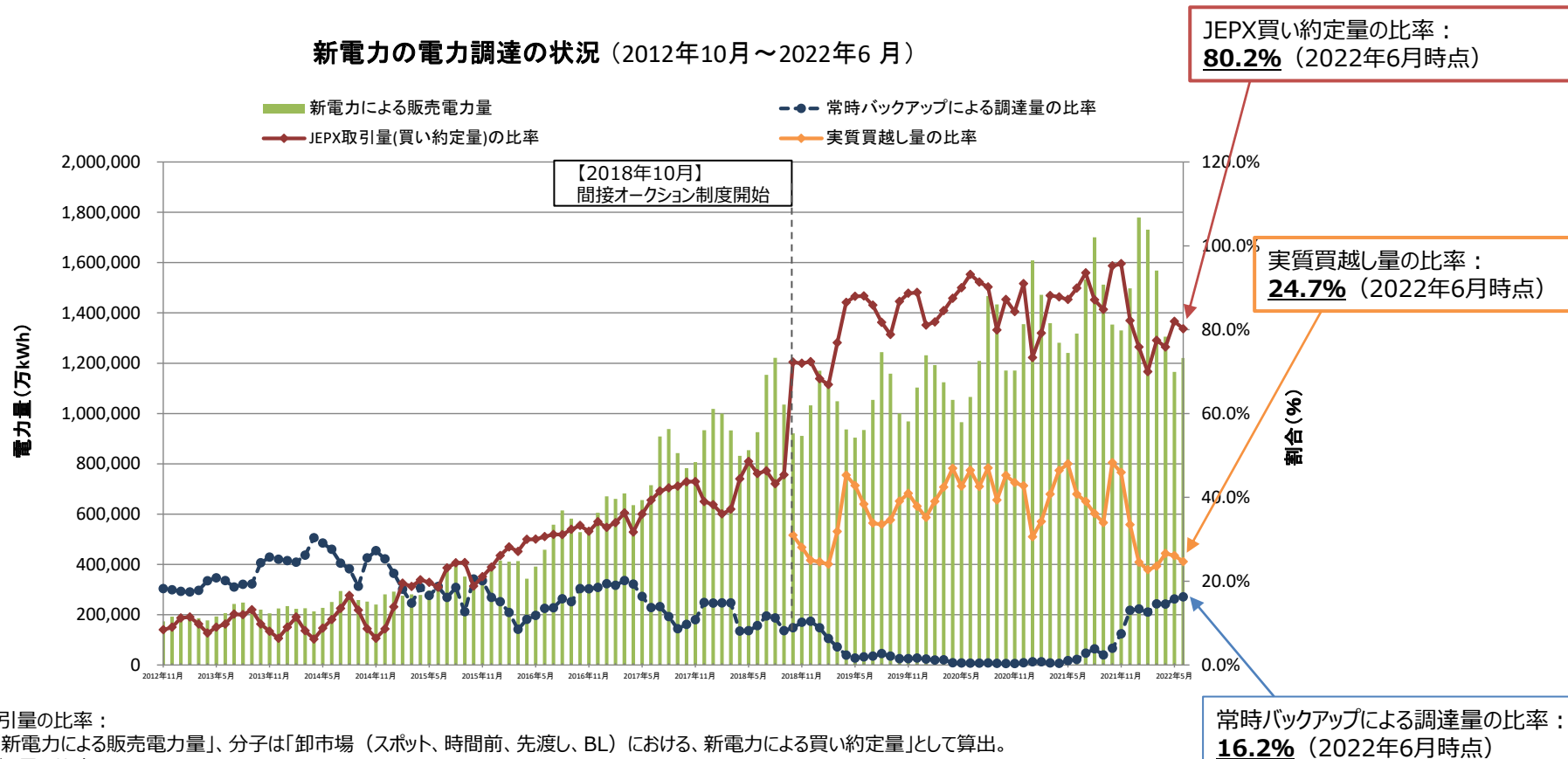


新電力の販売電力量に対するJEPX買い約定量、実質買越し量の比率の推移

○ 新電力の電力調達状況を見ると、2022年6月において、新電力による販売電力量に対するJEPX買い約定量(スポット、時間前、先渡、BL市場の買い約定量合計※1)の比率は80.2% (2021年度平均：85.6%)、実質買越し量※2の比率は24.7% (2021年度平均：36.9%) となっている。常時バックアップによる調達量の比率は16.2% (2021年度平均：6.4%) となっている。

※ 1 同じ電力が実需給までに複数回取引される場合には、100%を超えることがある。スポット市場における買い約定量には、2018年10月より開始された間接オークションによる買い約定分 (①他社・他エリアからの調達分、②一部エリアで調達した電源や自社電源を他のエリアで使用するための自社売買相当分) が含まれる。

※ 2 実質買越し量とは、「JEPXでの買い約定のうち同一コマにおける自社売買取引を相殺した数値」として算出したもの。実質的な市場調達に該当しないと言える上記②の自社売買による買い約定分を、減じる調整を実施した。



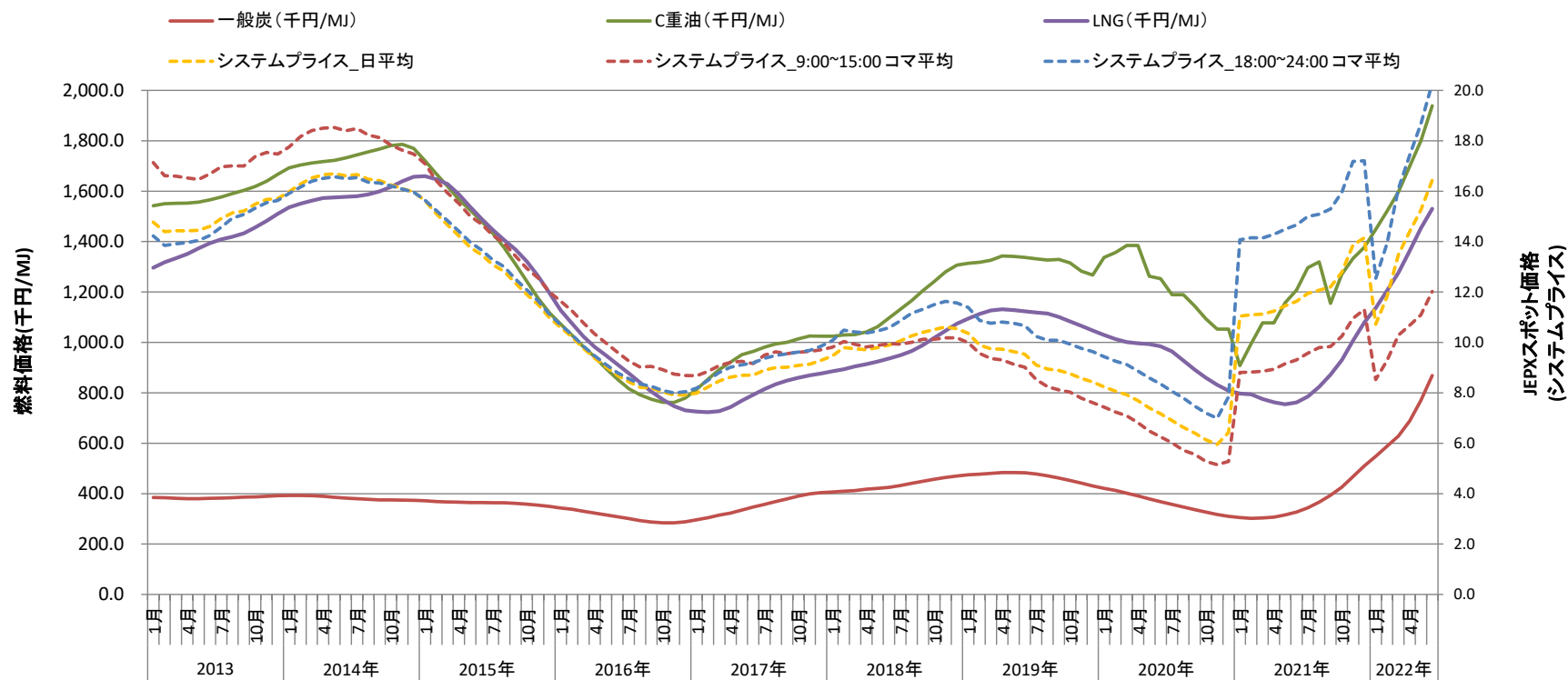
・ JEPX取引量の比率：
分母は「新電力による販売電力量」、分子は「卸市場（スポット、時間前、先渡し、BL）における、新電力による買い約定量」として算出。

・ 実質買越し量の比率：
分母は「新電力による販売電力量」、分子は新電力、各コマにおける「買い約定量合計-売り約定量合計（売り約定量の方が大きいコマは調達量“0”とする）」を合計して算出。
なお、集計は、2022年1月～3月期よりJERAを対象から外して集計。

JEPXスポット価格と燃料価格

- JEPXスポット価格の長期トレンドは、LNGやC重油の価格と同様の動きとなっている。ただし、2021年1月のスポット価格高騰により、それ以降の価格（12ヶ月移動平均）は上昇。

JEPXスポット価格と燃料価格の推移(12ヵ月移動平均)
(2013年1月～2022年6月)



出所：財務省 貿易統計(2022年8月30日時点)より電力・ガス取引監視等委員会作成

※ 燃料価格は輸入CIF価格を電力調査統計の火力発電燃料実績に示されている発熱量を用いて集計したもの。

※ 2019年4、7、8、10、12月、2020年2,3,4,6,8,9,11,12月、2021年4,5,9月のC重油については貿易統計での記載なし。

※ システムプライスが2022年1月に急落している理由として、12ヶ月の移動平均（昨年2月から今年1月まで）を用いており、高騰した昨年1月の単月値が計算範囲から外れたことによる。

【当四半期報告】

- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

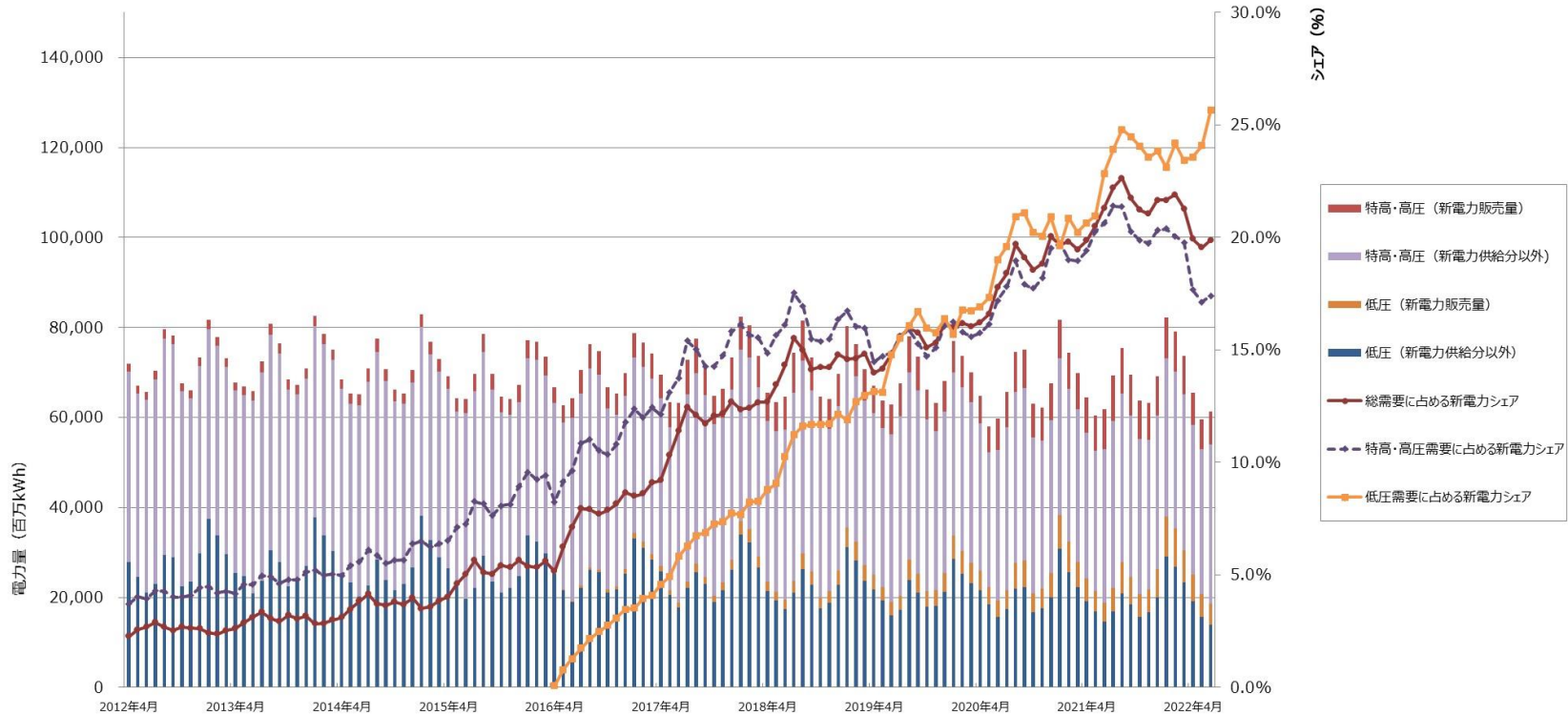
【中長期推移報告】

- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - ・ インバランス量の推移
 - 新電力の電力調達の状況
 - JEPXスポット価格と燃料価格
- ◆ 小売市場
 - 地域別の新電力シェアの推移
 - 地域別の市場シェア
 - 電力量単価の推移
 - スイッチングの動向
- ◆ ガス市場
 - 旧一般ガス事業者の相対取引の状況
 - スタートアップ卸の利用状況

新電力シェアの推移

- 販売電力量ベースで見た新電力の市場シェアは、2012年以降上昇傾向で推移しているが、直近で減少傾向にある。
- 2022年6月時点において、総需要に占める新電力シェアは約**19.9%**、特高・高压需要に占める新電力シェアは約17.4%、低压需要に占める新電力シェアは約25.7%となっている。

新電力の市場シェア（2012年4月～2022年6月）

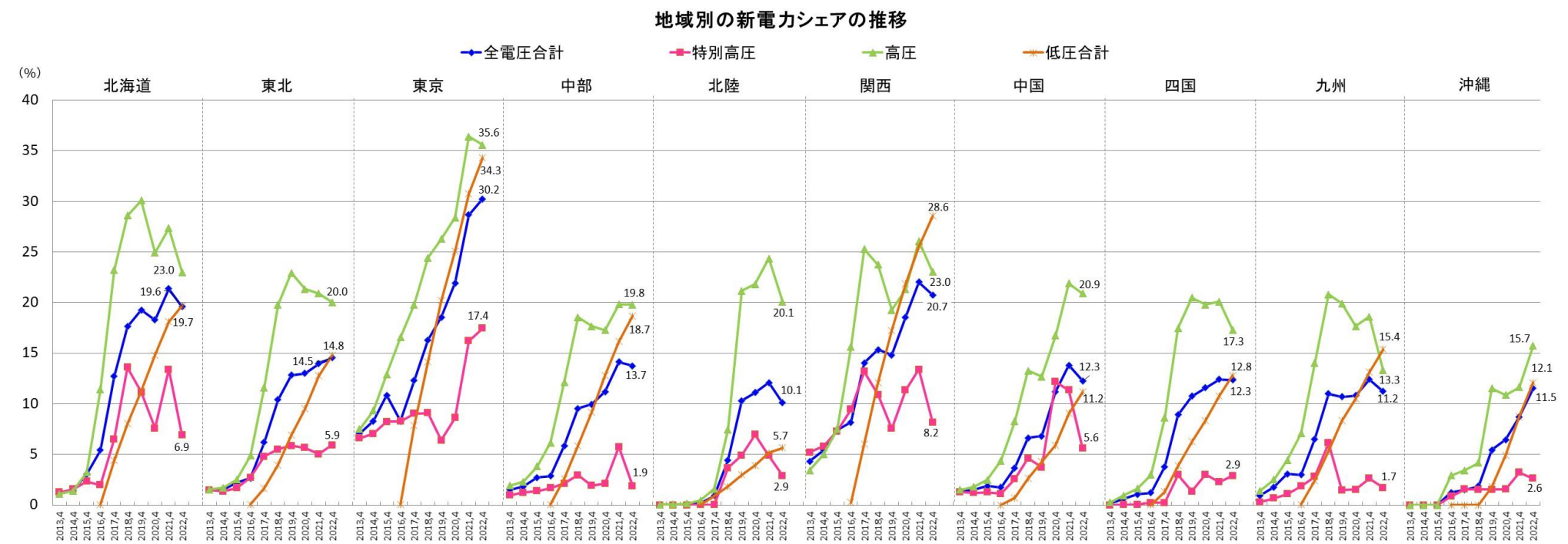


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
(出所：発受電月報、電力取引報)

	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2022/4	2022/6
総需要に占める新電力シェア	2.3%	2.6%	3.1%	4.0%	5.2%	9.2%	12.7%	14.0%	16.2%	19.9%	19.9%	19.9%
特高・高压需要に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	17.7%	17.4%
低压需要に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.6%	25.7%

地域別の新電力シェアの推移（年度別）

○ 地域別の新電力の販売電力量シェアは、概ね増加傾向にあるが、特別高圧・高圧については、直近では減少傾向の地域が見られる。新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。

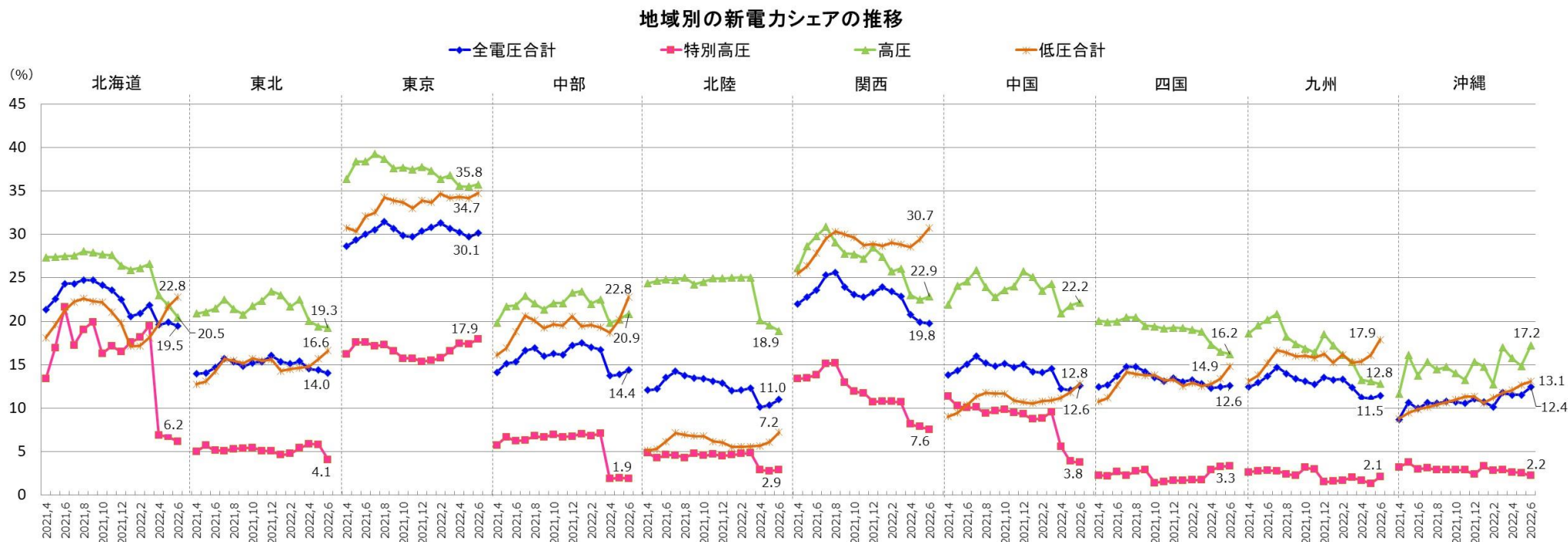


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

（出所：発受電月報、電力取引報）

(参考) 地域別の新電力シェアの推移 (月別)

- 地域別の新電力の販売電力量シェアを2021年4月以降を月別に見ていくと、低圧は増加傾向にあり、特別高圧・高圧は減少傾向で推移している。2022年4月以降、半数以上の地域において上昇傾向で推移している。



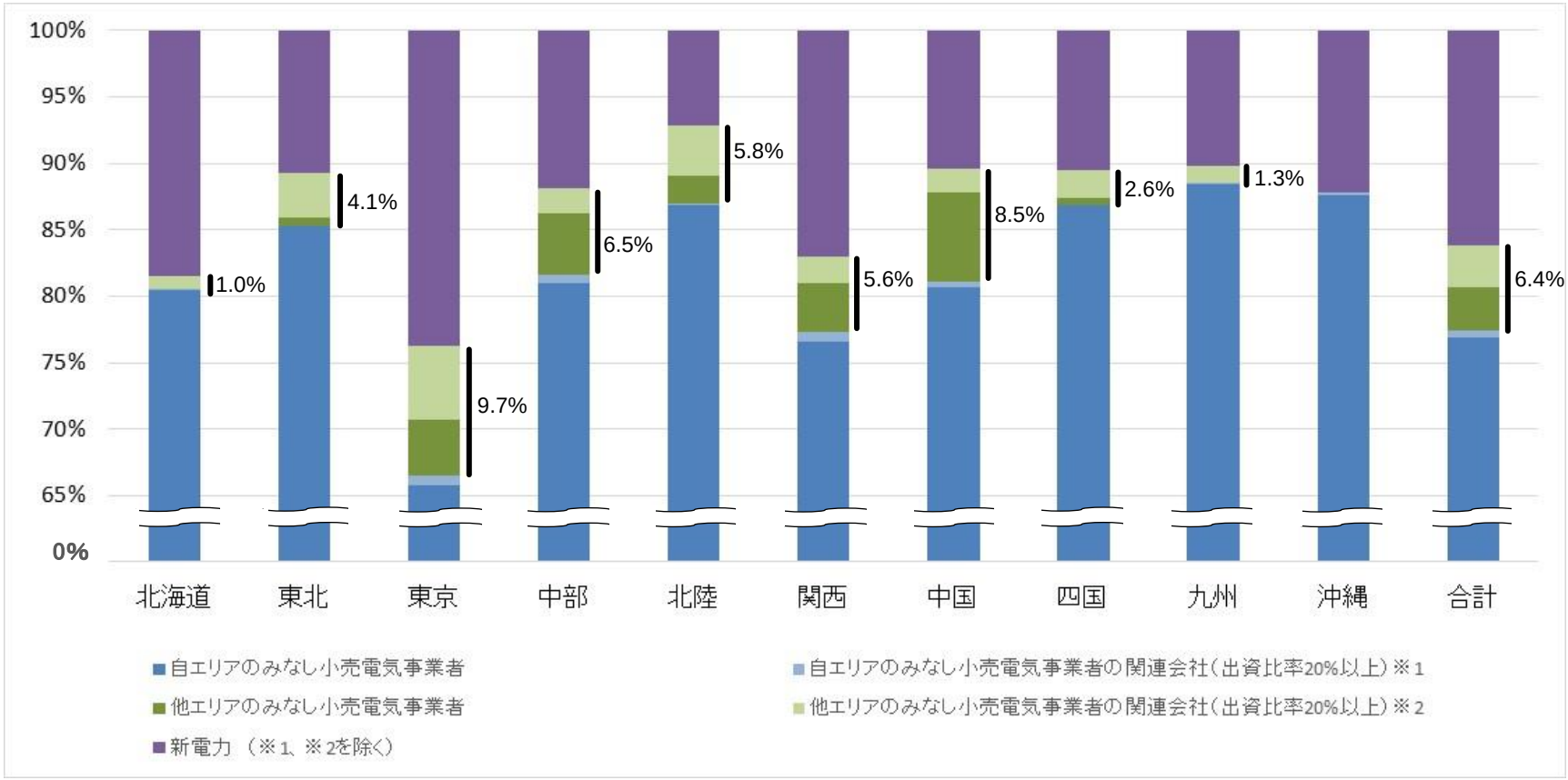
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(出所：電力取引報)

地域別の市場シェア

○ みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体の約6.4%であった（2022年3月時点では6.0%）。地域別では沖縄を除く全ての地域で域外供給が行われている。

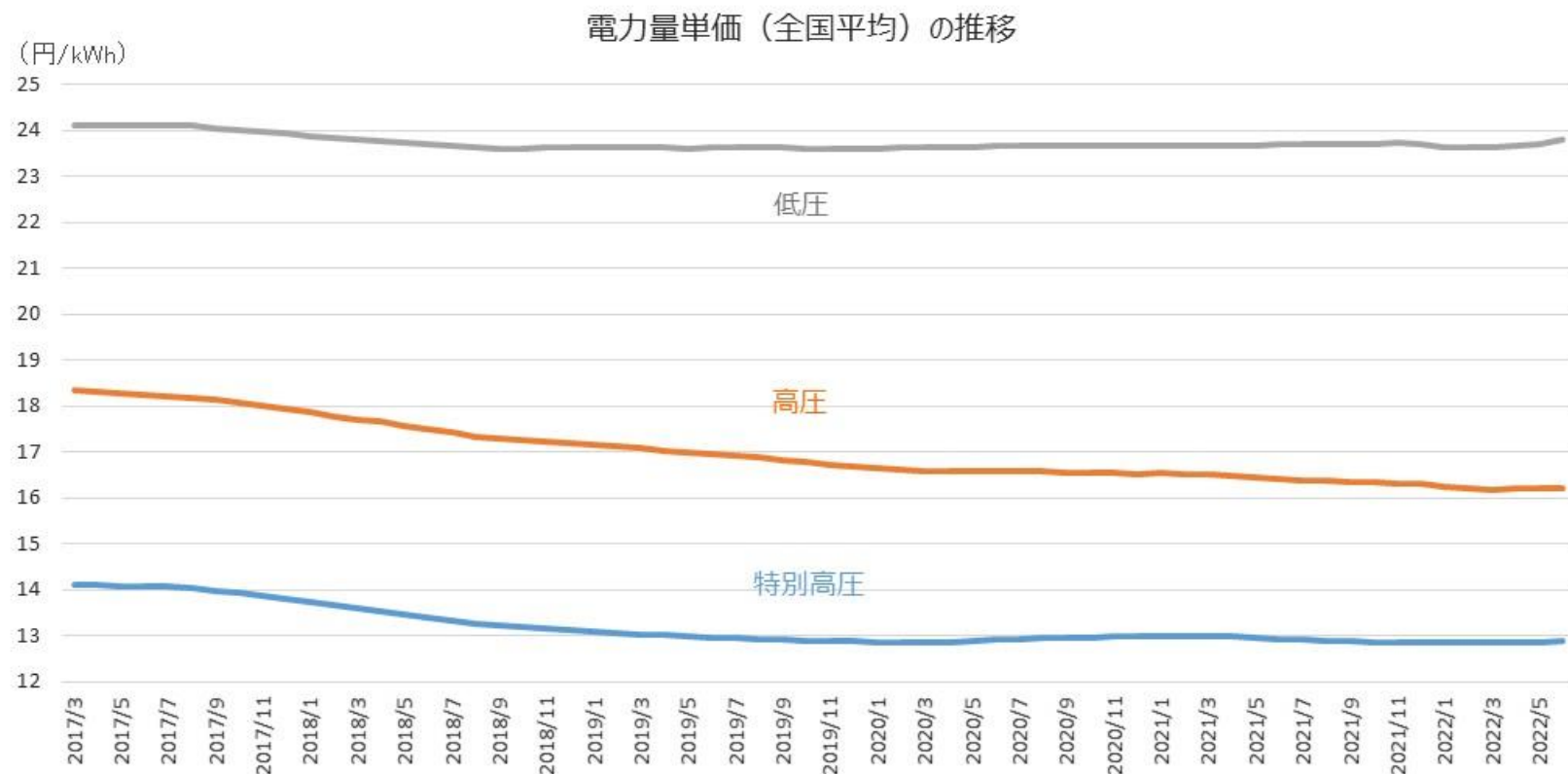
地域別の市場シェア（2022年6月）



（出所）電力取引報
 （備考）販売電力量ベース

電力量単価（全国平均）の推移（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く・12ヶ月移動平均）

- 電力自由化後の電力量単価は（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く）は、2017年3月から比べると各電圧において低下の傾向がみられるが、低圧において、2022年4月以降僅かな上昇がみられる。



(備考)

・ 12ヶ月移動平均

・ 燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く

(燃料費調整単価 (円/kWh) を除く際は、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用)

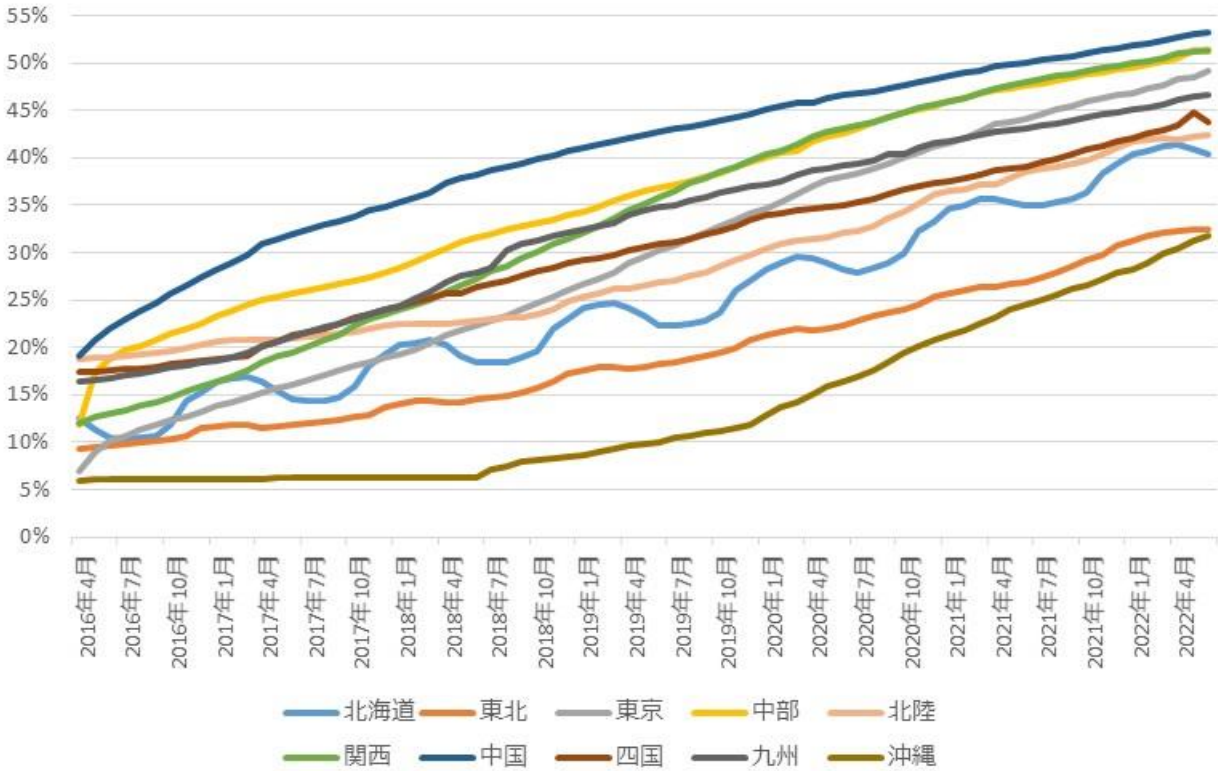
(出所)

電力取引報から電取委事務局作成

スイッチングの動向（低圧） ①

○ 旧一般電気事業者の規制料金メニューから自由料金メニューや新電力へのスイッチングは、エリア毎にばらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2022年6月時点で全国47.3%となっている。

規制料金からスイッチングした割合



	2022年6月
北海道	40.3%
東北	32.5%
東京	49.1%
中部	51.1%
北陸	42.4%
関西	51.4%
中国	53.2%
四国	43.7%
九州	46.6%
沖縄	31.7%
全国	47.3%

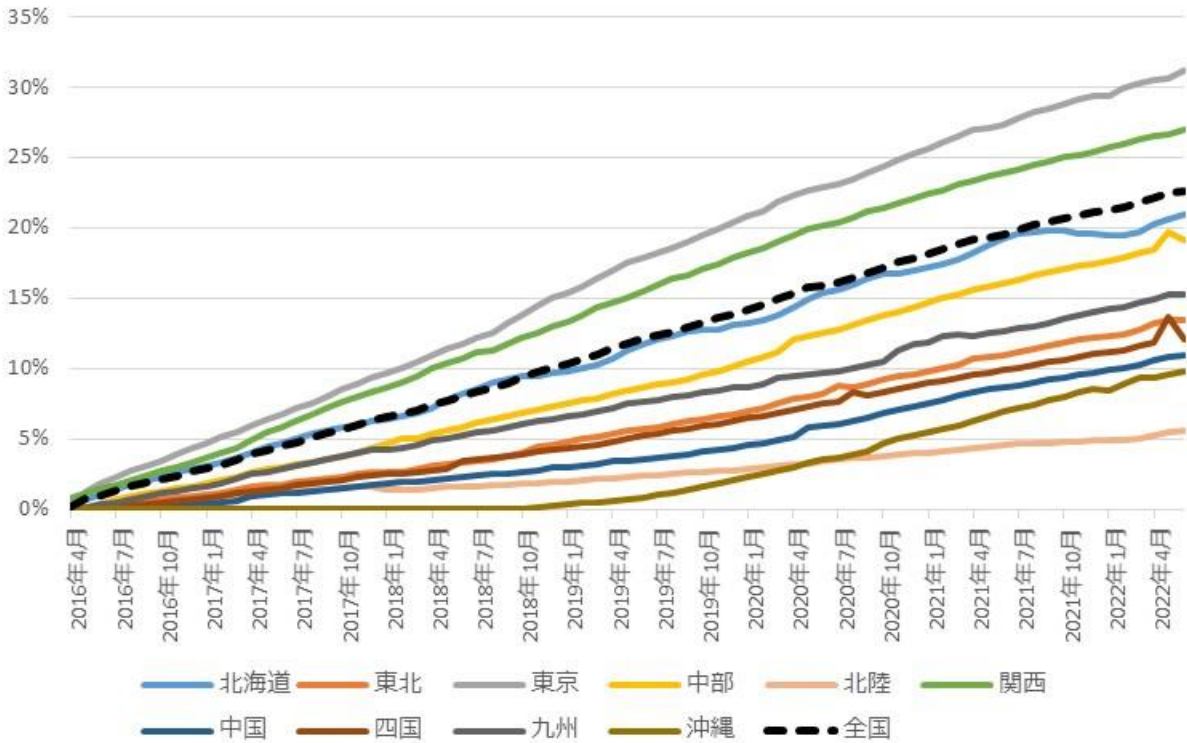
※沖縄は、低圧電灯のみで算出

(出所) 発受電月報、電力取引報
(備考) 低圧：契約口数ベース

スイッチングの動向（低圧）②

○ 各エリアの旧一般電気事業者から新電力等（域外に供給している旧一般電気事業者を含む）へのスイッチングは、エリア毎にばらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2022年6月時点で全国22.7%となっている。

各エリアの旧一般電気事業者からスイッチングした割合

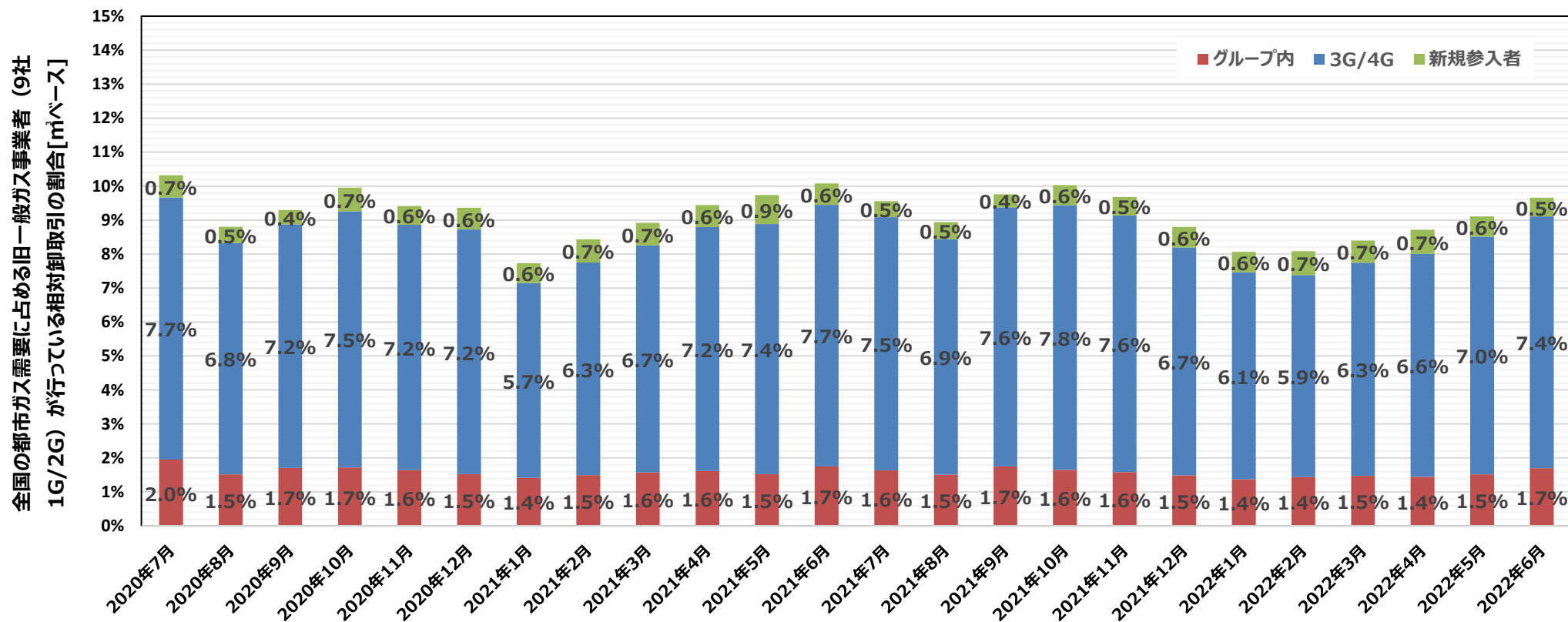


	2022年6月
北海道	21.0%
東北	13.4%
東京	31.2%
中部	19.2%
北陸	5.6%
関西	27.0%
中国	11.0%
四国	12.1%
九州	15.3%
沖縄	9.8%
全国	22.7%

(出所) 電力取引報
(備考) 低圧：契約口数ベース

旧一般ガス事業者（9社：1G/2G）の相対取引の状況

- 都市ガス分野における卸取引の実態把握のため、1G/2Gの9社※₁が行うガスの相対卸取引のモニタリングを実施（2020年1月からのデータをモニタリング。内2020年7月からの直近2年分を表記）。
- 2022年6月末時点において、全国の都市ガスの小売供給量※₂に対する、1G/2Gの相対卸供給量※₃の割合は約10%であった。
- 新規参入者（旧一般ガス事業者ではない者）に対する相対卸供給量の割合は約0.5%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約18%である（2022年6月末時点））。



※₁ 1G：東京瓦斯、大阪瓦斯、東邦瓦斯 2G：北海道瓦斯、仙台市ガス局、静岡ガス、広島ガス、西部瓦斯、日本瓦斯（鹿児島）

※₂ 45MJベース。

※₃ 基地出口卸、導管連結点払出卸、需要場所払出卸（ワンタッチ卸・スタートアップ卸）、液売卸（ローリー等）を含む。なお、液売卸については、液化天然ガス1t≒1220m³で仮定し換算しており、熱量調整等は考慮していない。

※₄ 3G/4Gは、主に他の事業者からガス卸供給を受けて、自社の導管網で小売供給を行う旧一般ガス事業者。

※₅ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社としている。

スタートアップ卸の利用状況（2022年6月末時点）

- 旧一般ガス事業者9者（1G/2G）は、ガスシステム改革の目的に資するため、事業者の新規参入支援を目的とした「スタートアップ卸」を、自主的取組として2020年度より開始。
- スタートアップ卸について、これまでに卸元事業者に対し問合せがあった件数、契約締結済の件数、契約交渉中の件数、契約交渉が終了した件数は下記のとおり。（2022年6月末時点）

卸元事業者名	問合せ件数	契約締結済	契約交渉中	契約交渉終了※
東京ガス	22件	4件	2件	16件
大阪ガス	10件	3件	0件	7件
東邦ガス	11件	2件	1件	8件
北海道ガス	15件	2件	4件	9件
静岡ガス	17件	5件	9件	3件
西部ガス	12件	3件	4件	5件
広島ガス	6件	1件	3件	2件
仙台市ガス局	6件	0件	1件	5件
日本ガス	5件	1件	1件	3件
計	104件	21件	25件	58件

※ 「契約交渉が終了した案件」には、交渉が折り合わずに明示的に交渉が中断したもののほか、利用を検討している事業者から問い合わせがあったのみで、特段契約交渉には発展しなかった案件や、問い合わせ日から3か月を超えて、再度の連絡がない/契約交渉の開始に至らない/交渉に進展がない案件も含まれる。

電力市場のモニタリングについて

- これまで、制度設計ワーキンググループ及び制度設計専門会合においては、下記の通り、モニタリング報告を実施した。
 - － 第1回モニタリング：2013年8月2日第1回制度設計ワーキング（2013年1月-7月中旬期報告）
 - － 第2回モニタリング：2013年12月9日第4回制度設計ワーキング（2013年7月中旬-11月中旬期報告）
 - － 第3回モニタリング：2014年6月23日第6回制度設計ワーキング（2013年11月中旬-2014年3月期報告）
 - － 第4回モニタリング：2014年10月30日第9回制度設計ワーキング（2014年4月-8月期報告）
 - － 第5回モニタリング：2015年6月25日第13回制度設計ワーキング（2014年9月-2015年3月期報告）
 - － 第6回モニタリング：2016年1月22日第4回制度設計専門会合（2015年4月-9月期報告）
 - － 第7回モニタリング：2016年6月17日第8回制度設計専門会合（2015年10月-2016年3月期報告）
 - － 第8回モニタリング：2016年9月27日第11回制度設計専門会合（2016年4月-2016年6月期報告）
 - － 第9回モニタリング：2016年12月19日第14回制度設計専門会合（2016年7月-2016年9月期報告）
 - － 第10回モニタリング：2017年3月31日第16回制度設計専門会合（2016年10月-2016年12月期報告）
 - － 第11回モニタリング：2017年6月27日第19回制度設計専門会合（2017年1月-2017年3月期報告）
 - － 第12回モニタリング：2017年9月29日第22回制度設計専門会合（2017年4月-2017年6月期報告）
 - － 第13回モニタリング：2017年12月26日第25回制度設計専門会合（2017年7月-2017年9月期報告）
 - － 第14回モニタリング：2018年3月29日第28回制度設計専門会合（2017年10月-2017年12月期報告）
 - － 第15回モニタリング：2018年6月19日第31回制度設計専門会合（2018年1月-2018年3月期報告）
 - － 第16回モニタリング：2018年9月20日第33回制度設計専門会合（2018年4月-2018年6月期報告）
 - － 第17回モニタリング：2018年12月17日第35回制度設計専門会合（2018年7月-2018年9月期報告）
 - － 第18回モニタリング：2019年4月25日第37回制度設計専門会合（2018年10月-2018年12月期報告）
 - － 第19回モニタリング：2019年6月25日第39回制度設計専門会合（2019年1月-2019年3月期報告）
 - － 第20回モニタリング：2019年9月13日第41回制度設計専門会合（2019年4月-2019年6月期報告）
 - － 第21回モニタリング：2019年12月17日第44回制度設計専門会合（2019年7月-2019年9月期報告）
 - － 第22回モニタリング：2020年3月31日第46回制度設計専門会合（2019年10月-2019年12月期報告）
 - － 第23回モニタリング：2020年6月30日第48回制度設計専門会合（2020年1月-2020年3月期報告）
 - － 第24回モニタリング：2020年9月8日第50回制度設計専門会合（2020年4月-2020年6月期報告）
 - － 第25回モニタリング：2020年12月15日第53回制度設計専門会合（2020年7月-2020年9月期報告）
 - － 第26回モニタリング：2021年4月16日第59回制度設計専門会合（2020年10月-2020年12月期報告）
 - － 第27回モニタリング：2021年6月29日第62回制度設計専門会合（2021年1月-2021年3月期報告）
 - － 第28回モニタリング：2021年10月1日第65回制度設計専門会合（2021年4月-2021年6月期報告）
 - － 第29回モニタリング：2021年12月21日第68回制度設計専門会合（2021年7月-2021年9月期報告）
 - － 第30回モニタリング：2022年3月24日第71回制度設計専門会合（2021年10月-2021年12月期報告）
 - － 第31回モニタリング：2022年6月23日第74回制度設計専門会合（2022年1月-2022年3月期報告）

○ 今回は、2022年（令和4年）4月～6月期のモニタリング報告を行った。今後も引き続き、電力市場のモニタリングを行うこととする。