

自主的取組・競争状態のモニタリング報告 (2025年4月～6月期)

2025年9月24日（水）

第13回制度設計・監視専門会合

事務局提出資料



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

2025年4月～6月期の市場動向の概況（1/2）

1. 今期の卸電力市場価格は、前期に続き東高西低で推移し、平均エリアプライスは、東エリア：4月10.59円/kWh・5月9.83円/kWh・6月11.13円/kWh、西エリア：4月9.25円/kWh・5月7.83円/kWh・6月10.06円/kWhとなった。この内、東京エリアの市場価格は期間を通し最も高い価格で推移し、特に6月は平均価格が約13円となった。
 - 4月は、東エリアにおける各エリア間及び東京-中部間の市場分断率が5,6月に比べ低めであり、各エリア間の価格差が最小となった。西エリアについては、中部～中国エリアまではほぼ同一価格帯（9円台）となったが、中国-四国間及び中国-九州間とは市場分断率がやや上昇したため四国・九州エリアとの価格差が発生。
 - 5月は、各エリアの市場価格が最も低めとなったものの、東京-中部間は市場分断率が上昇し両エリア間の価格差は最大。また、北陸～九州エリアでは市場分断率が減少したためほぼ同一価格帯（7円台）となった。
 - 6月は、中旬以降に猛暑並となり、エリアプライス30円/kWh以上の高騰も複数回発生（計4日）しており市場価格が上昇。特に中部・北陸・関西・九州エリアは5月に比べ2～3円程度上昇した。
 - ・ スポット市場価格の推移についてはP12～13、スポット市場価格の動向（東西比較・各エリア比較）についてはP24～25参照
2. 今期のスポット市場約定量は640億kWh（前年同期比1.1倍）、時間前市場約定量は16.6億kWh（前年同期比0.9倍）となった。スポット市場は買い越しの市況となっており、約定量は4月から5月にかけて同程度で推移しているが、6月については、旧一電の売り約定量は4月・5月に比べ1.2～1.3倍、新電力その他事業者の買い約定量は4月・5月に比べ1.1倍となった。要因は、6月中旬以降に猛暑並となり、需要増加による価格帯別入札比率の変動（4・5月に比べ買い入札価格が上昇）が約定量増に繋がったものと推定。
 - ・ スポット市場における入札量・約定量の推移についてはP6～P11、時間前市場における約定量の推移についてはP18～P20参照

2025年4月～6月期の市場動向の概況（2/2）

3. 市場分断状況は、**10か所の連系線のうち7か所について、当期間平均分断率が前年同期間に比べて上昇した。**特に東エリアでは、「東京-中部間（FC）」、「北海道-東北間」、「東北-東京間」の3か月平均の分断率が、それぞれ約60%、30%、30%と高めの傾向にある。このうち、「東京-中部間（FC）」は各月とも、「北海道-東北間」は6月に50%以上となっており、いずれも連系線作業により運用容量低下の影響によるものと推定。また、「東北-東京間」は、4月以降の「運用容量決定要因（熱容量等、同期安定性）の限度値」変更（運用容量の減少）の影響により分断率が30%台に上昇したものと推定。「中国-四国間」「関西-四国間」は、昨年11月より40～60%程度の分断率で推移していたが、今期は10%台まで低下。要因は四国エリアにおける安価な売り入札量減少等により四国エリアから流出する系統の潮流量が減少し分断率が低下したものと推定※。

※四国エリアの15円未満の売り入札量（GWh）推移：1月2,413 2月2,073 3月1,689 4月1,492 5月1,527 6月1,227
10円未満の売り入札量（GWh）推移：1月2,252 2月1,920 3月1,561 4月1,416 5月1,454 6月1,151

- ・ 市場分断や計画潮流の変化状況についてはP16～17参照

4. **先物市場の約定量は393.0億kWhと前年同期間に比べ4.5倍**となった。取引の大半を占める欧州エネルギー取引所（EEX）において、今年5月に取引参加者が100社を突破し、現在も増加していることに加えて、市場関係者によれば、来年3月にJERAの長期PPAが終了することに伴い、26年度及び27年度のヘッジニーズが高まり、当該年度の季節物が活発に取引されたことから、取引量は拡大傾向にある。※1:2024年6月末：77社→2025年6月末：105社

- ・ 先物市場取引における約定量の推移についてはP23参照

5. 小売市場では、低圧における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**スイッチングした割合（契約口数ベース）が、全国平均で初めて50%を超えた。**

- ・ スwitchingの動向(低圧) については、P54参照

【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
 - 先渡し取引市場
- **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
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 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
 - 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
 - 低圧料金の平均単価推移
- **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

● 当期間における主要指標は、次のとおり。

				2025年4月～6月	前年同期間 (2024年4月～6月)	2024年度 (2024年4月～2025年3月)	2023年度 (2023年4月～2024年3月)
卸電力取引所	販売電力量に対する割合※3			36.4%	32.9%	33.5%	33.4%
	スポット市場	入札	売り入札量 前年同期比	1.1倍	1.1倍（1.2倍※5）	1.1倍（1.1倍※5）	1.0倍（1.1倍※5）
			買い入札量 前年同期比	1.1倍	1.1倍（1.2倍※5）	1.1倍（1.1倍※5）	0.9倍（1.0倍※5）
		約定	約定量	640億kWh	572億kWh	2,657億kWh	2,615億kWh
			約定量 前年同期比	1.1倍	1.0倍（1.2倍※5）	1.0倍（1.1倍※5）	0.8倍（0.9倍※5）
			平均約定価格 （システムプライス）	9.86円/kWh	9.99円/kWh	12.29円/kWh	10.74円/kWh
		東西市場分断発生率			67.3%	42.8%	42.8%
	市場 時間前	約定	約定量	16.6億kWh	19.5億kWh	73.9億kWh	61.7億kWh
			平均約定価格	10.63円/kWh	10.47円/kWh	13.03円/kWh	11.70円/kWh
	市場 先渡	約定	約定量	0kWh	0kWh	0kWh	0.03億kWh
先物市場※4		約定	約定量	393.0億kWh	130.4億kWh	946.6億kWh	304.7億kWh
相対取引		グループ外への供給量		151.4億kWh	133.5億kWh	661.3億kWh	386.2億kWh
（参考）※1 小売市場				1,806億kWh※2	1,804億kWh※2	8,178億kWh	8,016億kWh
	電力販売	新電力	販売電力量	372億kWh	321億kWh	1,599億kWh	1,338億kWh
			販売電力量 前年同期比	1.2倍	1.2倍	1.2倍	0.9倍
			新電力シェア	21.3%(6月時点)	18.1%(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月分としての計上を認めており、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月需要の実績と一致しない。

※3 販売電力量に対する割合は、当該期間の平均値を示す。

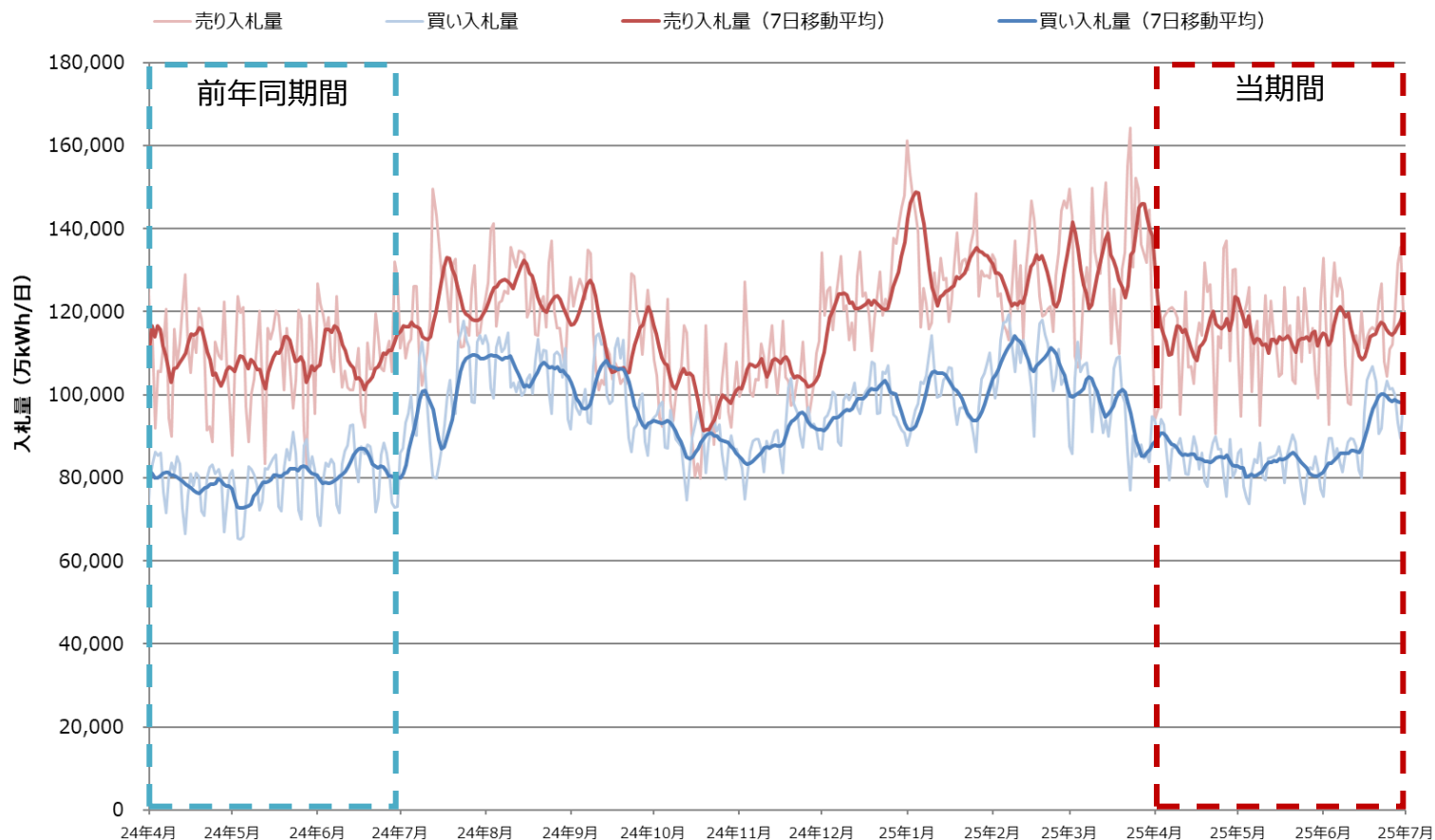
※4 2023年10月 - 12月期報告分より追記。(JPX及びEEXホームページ公開データを元に集計)

※5 前年同時期の旧一般電気事業者入札量から自社需要に対するグロス・ビディング分を除外した量での対比。グロス・ビディング量は、旧一般電気事業者へのグロス・ビディング高値買い戻し価格のアンケート結果により算出。
(この場合の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、九州電力が対象)

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1,044億kWh、買い入札量は790億kWhであった。
- 前年同期比では、売り入札量は1.1倍、買い入札量は1.1倍となっている。

スポット市場 入札量の推移
(2024年04月01日～2025年06月30日)



主要データ

売り入札量 (2025年04月～2025年06月)
1,044 億kWh

売り入札量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.1 倍

買い入札量 (2025年04月～2025年06月)
790 億kWh

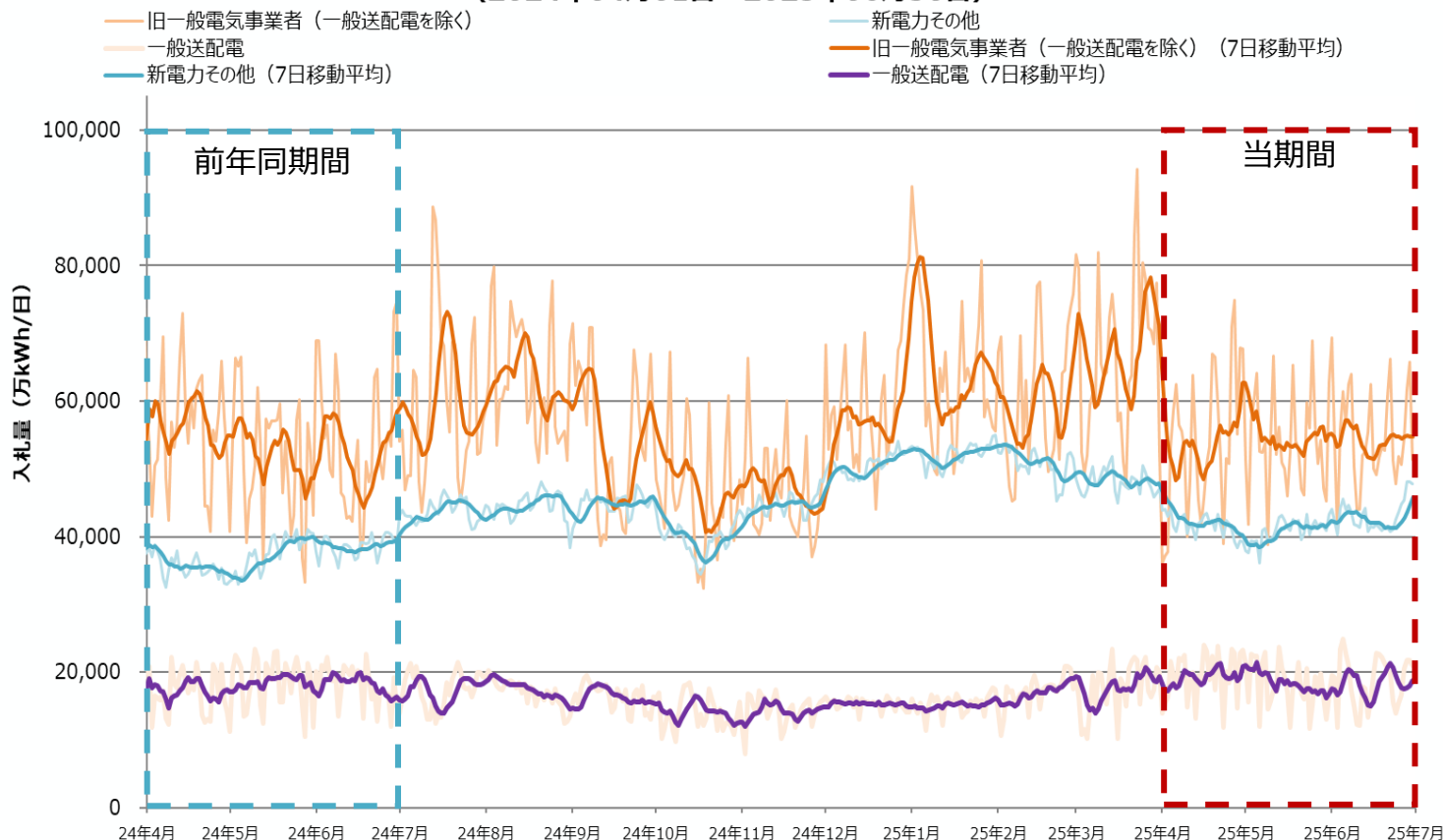
買い入札量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.1 倍

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（一般送配電事業者を除く）は493億kWh、新電力その他の事業者は381億kWh、一般送配電事業者は170億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.0倍、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は1.0倍となっている。

スポット市場 売り入札量の推移

(2024年04月01日～2025年06月30日)



主要データ

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り入札量 (2025年04月～2025年06月)
493 億kWh

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り入札量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.0 倍

新電力その他の事業者による 売り入札量 (2025年04月～2025年06月)
381 億kWh

新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.1 倍

一般送配電事業者による 売り入札量 (2025年04月～2025年06月)
170 億kWh

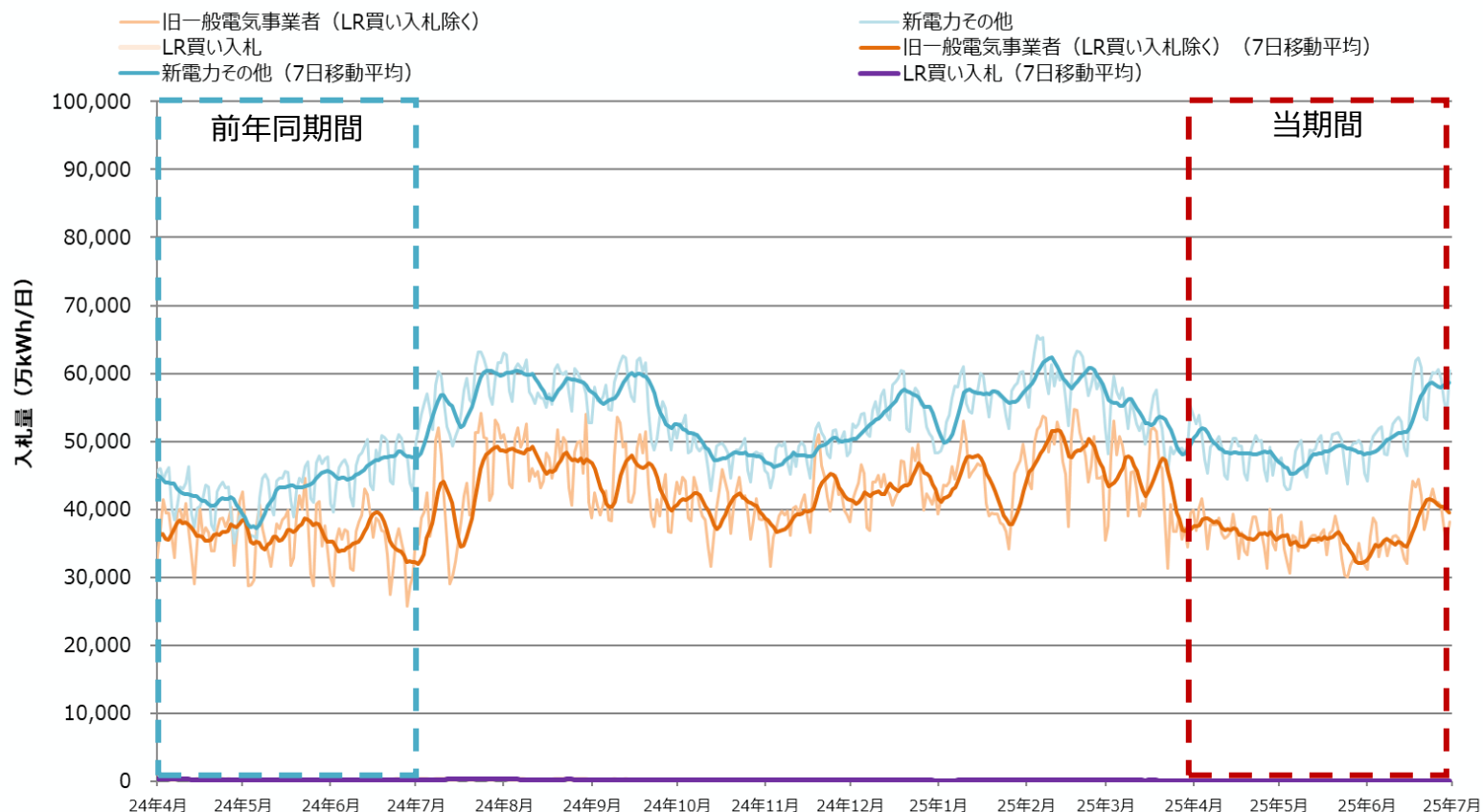
一般送配電事業者による 売り入札量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.0 倍

※ 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売り入札量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り入札量グラフを追記。
 ※ 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、東京電力リニューアブルパワー、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。
 ※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。
 ※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ビディング休止中であったが、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日開催）にて廃止が決定。

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（LR※¹買い入札を除く）は331億kWh、新電力その他の事業者は458億kWh、一般送配電事業者によるLR買い入札量は1億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者（LR買い入札を除く）は1.0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 買い入札量の推移
(2024年04月01日～2025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 (LR買い入札除く) (2025年04月～2025年06月)
331 億kWh

旧一般電気事業者による買い入札量 の前年同期比 (LR買い入札除く) (対2024年04月～2024年06月)
1.0 倍

新電力その他の事業者による 買い入札量 (2025年04月～2025年06月)
458 億kWh

新電力その他の事業者による 買い入札量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.2 倍

一般送配電事業者による LR買い入札量 (2025年04月～2025年06月)
1 億kWh

一般送配電事業者による LR買い入札量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
0.4 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、東京電力リニューアブルパワー、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及び、一般送配電事業者を含む。

※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

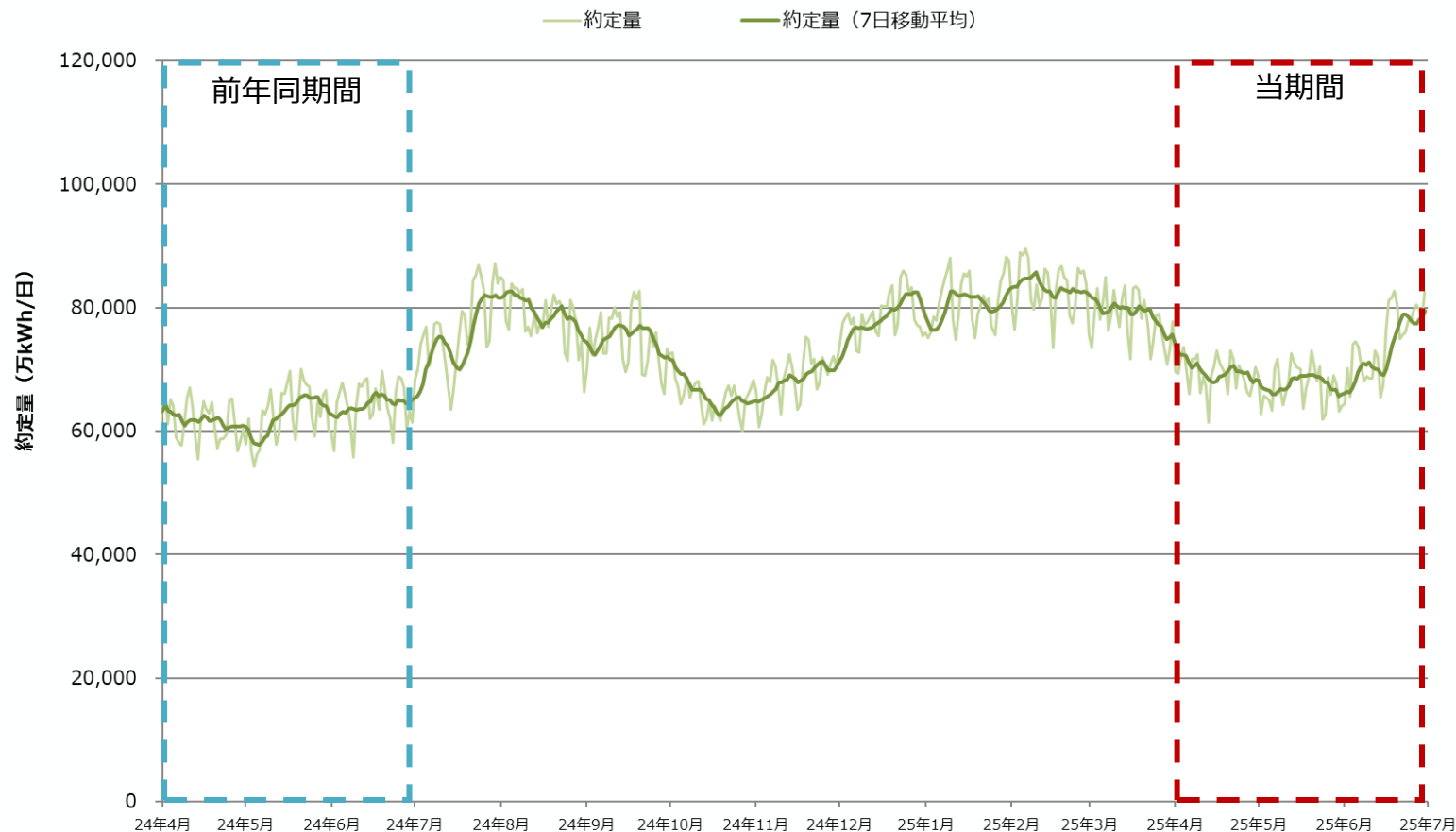
※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ビディング休止中であったが、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日開催）にて廃止が決定。

※¹ 最終保障供給のこと。小売電気事業者のいずれとも電気の需給契約が調わない場合に、最終的な電気の供給を担保できるよう、地域の一般送配電事業者が最終保障供給約款に基づき電気の供給義務を負っている。

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、640億kWhであった。
- 前年同期比では、1.1倍となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2024年04月01日～2025年06月30日)



主要データ

約定量 (2025年04月～2025年06月)
640 億kWh

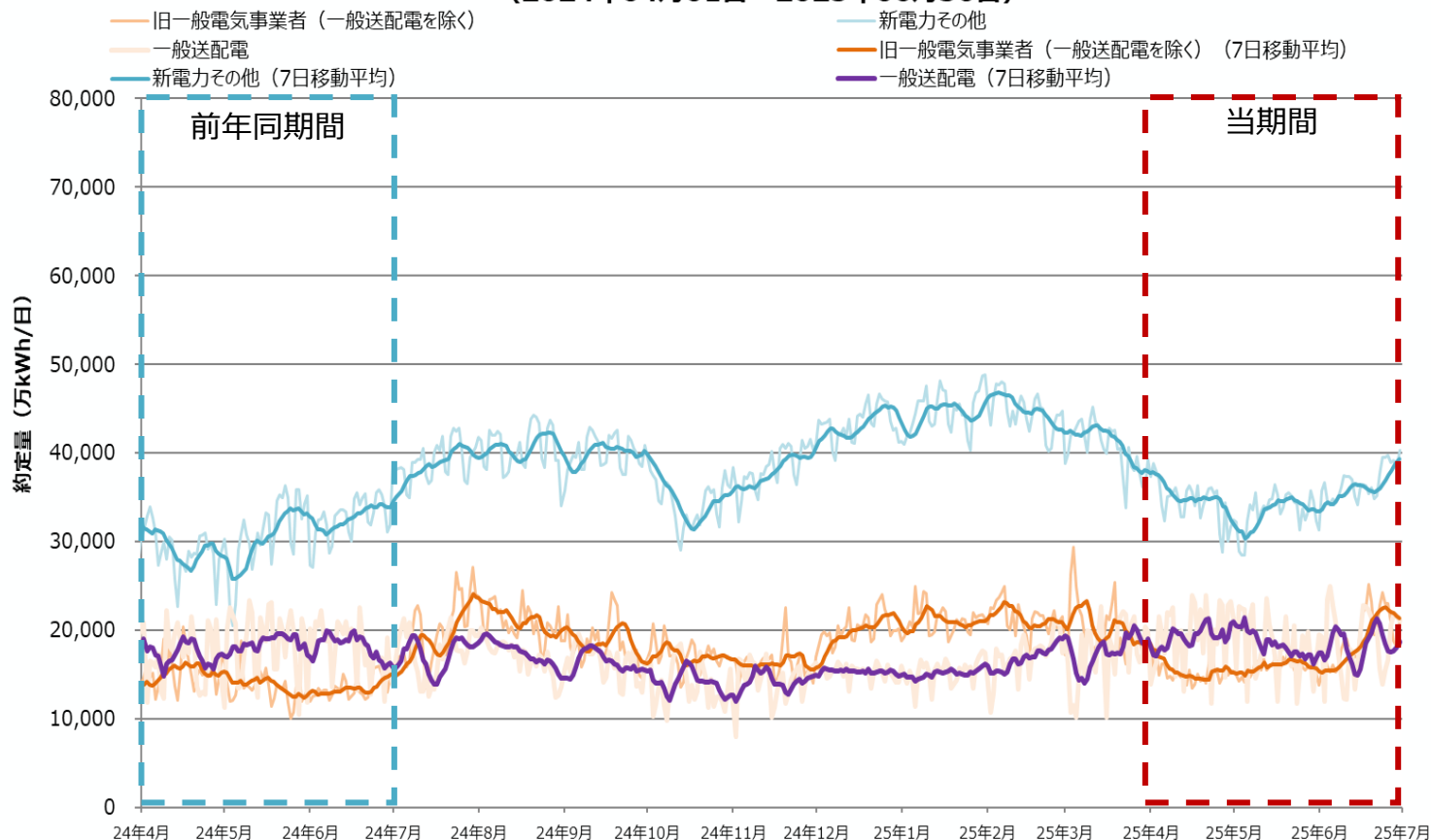
約定量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.1 倍

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（一般送配電事業者を除く）は153億kWh、新電力その他の事業者は317億kWh、一般送配電事業者は170億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.2倍、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は1.0倍となっている。

スポット市場 売り約定量の推移

(2024年04月01日～2025年06月30日)



主要データ

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り約定量 （2025年04月～2025年06月）
153 億kWh

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り約定量の前年同期比 （対2024年04月～2024年06月）
1.2 倍

新電力その他の事業者による 売り約定量 （2025年04月～2025年06月）
317 億kWh

新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同期比 （対2024年04月～2024年06月）
1.1 倍

一般送配電事業者による 売り約定量 （2025年04月～2025年06月）
170 億kWh

一般送配電事業者による 売り約定量の前年同期比 （対2024年04月～2024年06月）
1.0 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売り約定量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り約定量グラフを追記。

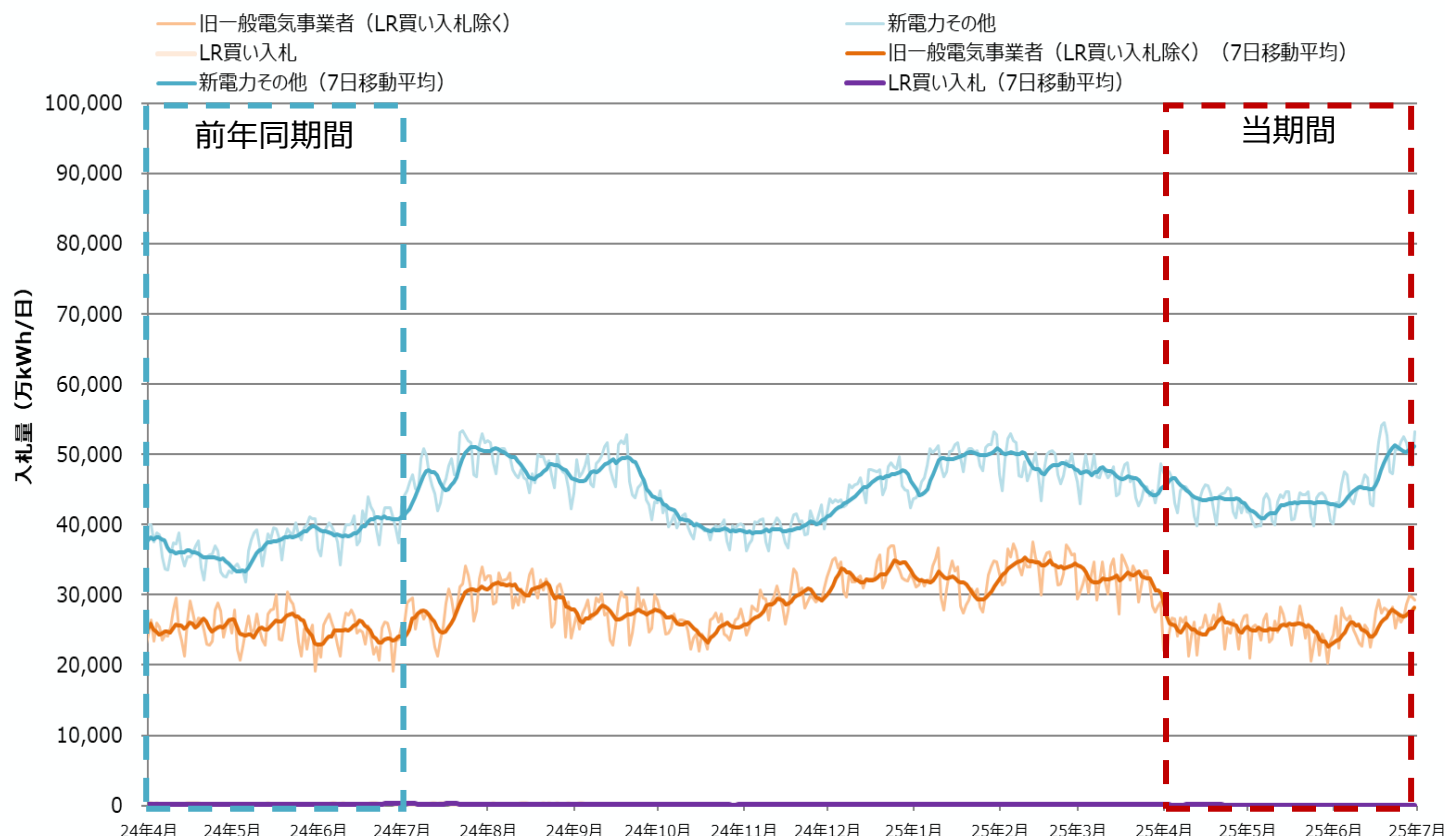
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ビディング休止中であったが、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日開催）にて廃止が決定。

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（LR買い入札を除く）は232億kWh、新電力その他の事業者は407億kWh、一般送配電事業者によるLR買い約定量は1億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者（LR買い入札を除く）は1.0倍、新電力その他の事業者は1.2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いる市況が継続。新電力その他による約定状況についても、2024年1月～3月期以降、買い約定量が売り約定量を上回っている市況が継続。

スポット市場 買い約定量の推移
(2024年04月01日～2025年06月30日)

主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (LR買い入札除く) (2025年04月～2025年06月)
232 億kWh
旧一般電気事業者による買い約定量 の前年同期比 (LR買い入札除く) (対2024年04月～2024年06月)
1.0 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2025年04月～2025年06月)
407 億kWh
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
1.2 倍
一般送配電事業者による LR買い約定量 (2025年04月～2025年06月)
1 億kWh
一般送配電事業者による LR買い約定量の前年同期比 (対2024年04月～2024年06月)
0.3 倍

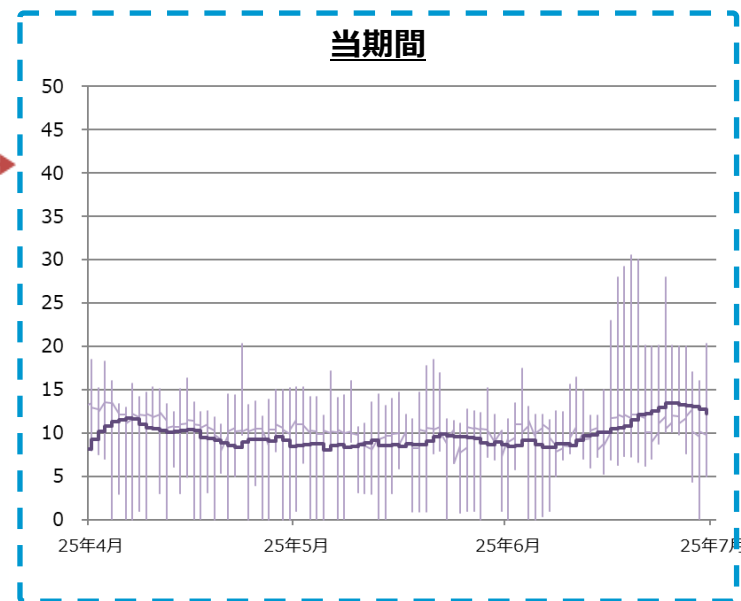
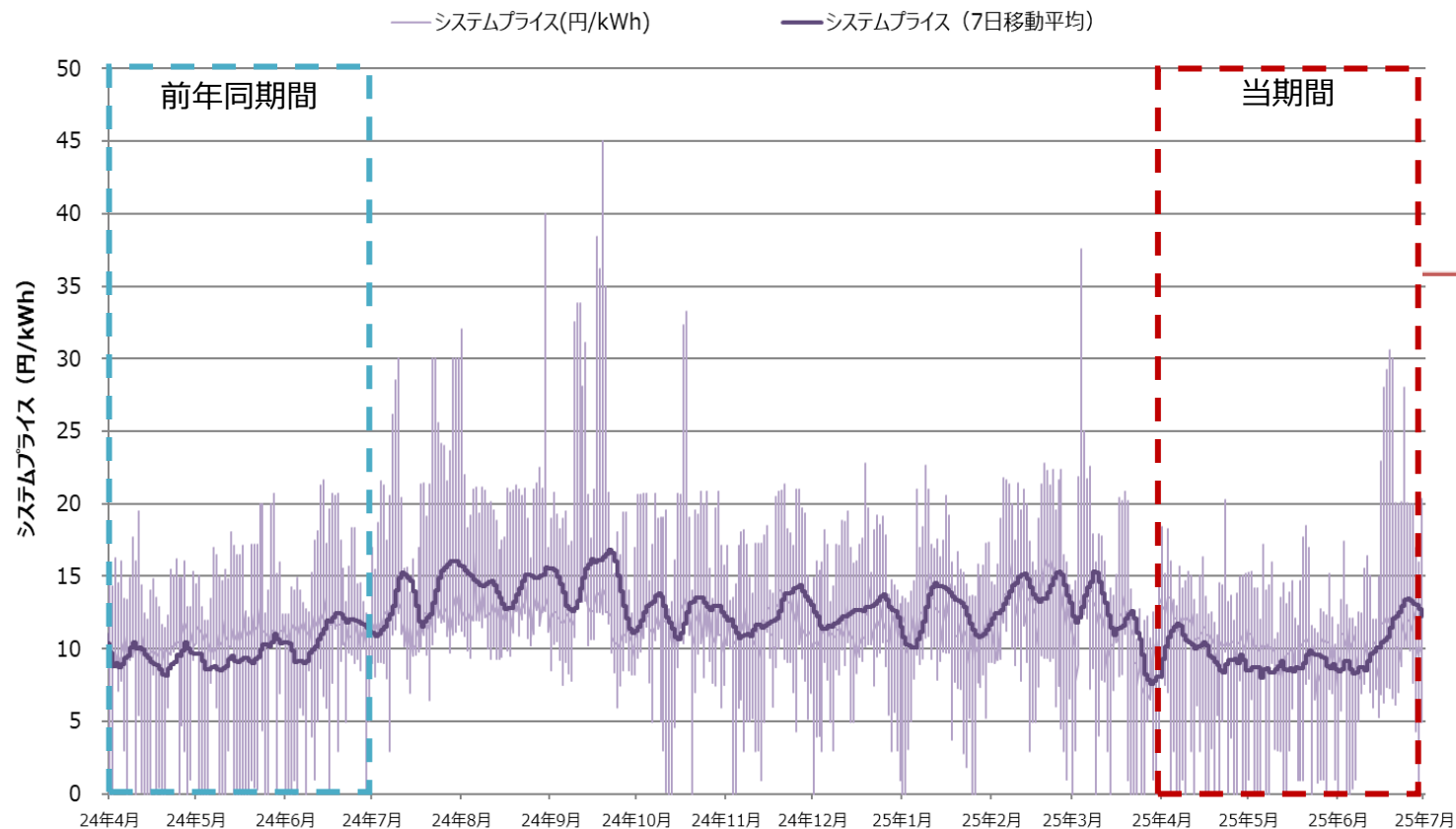
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERA及び、一般送配電事業者を含む。

※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ビディング休止中であったが、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日開催）にて廃止が決定。

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9.86円/kWhであった。6月は中旬以降価格が上昇し、6月19日には最大30.56円/kWh（18時～19時）まで上昇。これは、気温が6月としては異例の猛暑並となり、需要増加が影響したものと考えられる。
- 前年同期間の平均9.99円/kWhと比べて0.13円/kWh減少した。
（LNGのスポット価格が前年同期間の平均11.2ドル/MMBtuから当期間平均12.3ドル/MMBtuまで上昇。また為替は前年同期間の平均155.8円/ドルから当期間平均144.6円/ドルまで減少。）

スポット市場 システムプライスの推移
(2024年04月01日～2025年06月30日)

主要データ

単位：円/kWh

	当期間	前年同期間	差分
平均システムプライス	9.86	9.99	-0.13
最高値	30.56	21.66	+8.90
最低値	0.01	0.01	+0.00

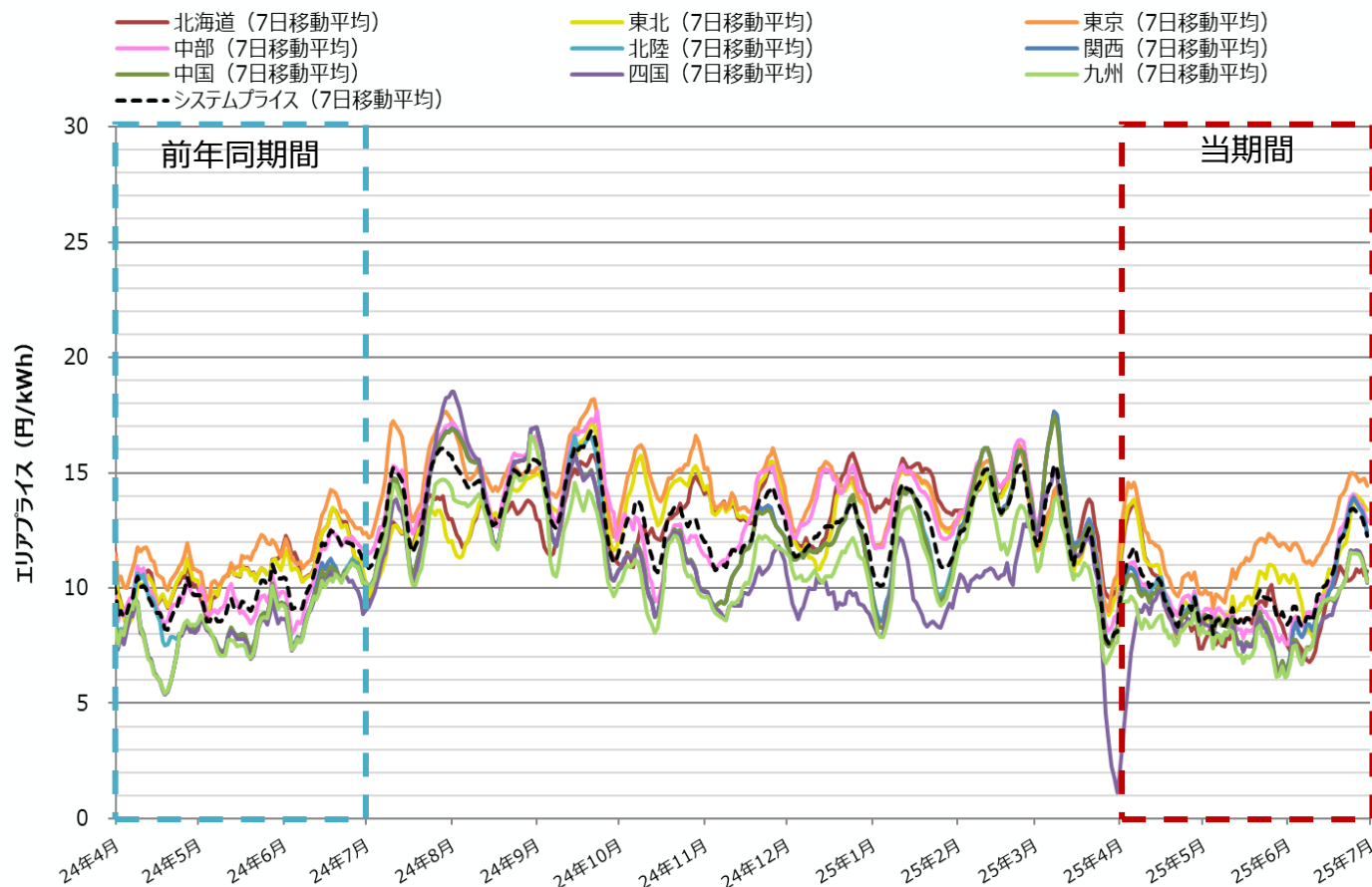
※1 当期間 最高価格：計1日、計2コマ

※2 当期間 最低価格：計22日、計189コマ

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平均値は、6月中旬以降に猛暑並の気温となり、30円/kWh以上の価格高騰が複数回発生（計4日）する等、市場価格が上昇したものの、前年同期間とほぼ同様な価格帯となった。
- 東エリアは、今期の市場分断率が高めで推移したため各エリア間の価格差が西エリアに比べ大きくなっている。また、西エリアにおいては、「関西-中国間」で価格差（当期間平均価格9円台と8円台）が発生している。要因は、6月の「関西-中国間」市場分断率上昇（連系線作業による運用容量制約の影響）によるもの。

スポット市場 エリアプライスの推移
(2024年04月01日～2025年06月30日)



期間内平均価格

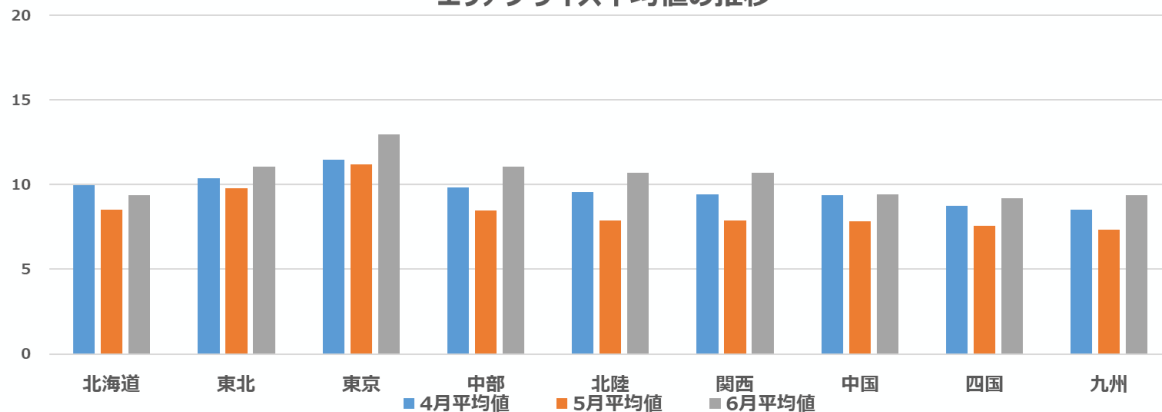
単位：円/kWh

	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	9.86	9.99	-0.13
北海道	9.27	10.71	-1.44
東北	10.40	10.66	-0.26
東京	11.86	11.51	0.35
中部	9.77	9.97	-0.20
北陸	9.35	9.00	0.36
関西	9.31	8.62	0.69
中国	8.86	8.60	0.27
四国	8.50	8.32	0.18
九州	8.39	8.48	-0.09

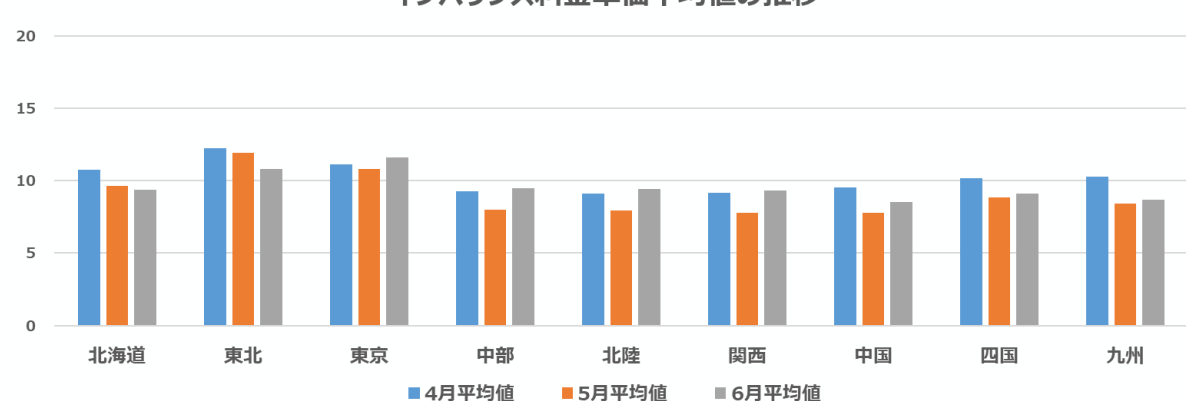
インバランス料金単価とエリアプライス

- 各エリアにおけるインバランス料金単価とエリアプライスの推移（いずれも月平均）を比べると、インバランス料金単価が上回る北海道・東北・四国・九州エリアの1～2月、エリアプライスが上回る東京・中部・北陸・関西・中国・九州エリアの3月において1～2円前後の乖離が見られる。
- 両者の差は、最大で2.11円/kWh、最小で0.04円/kWh、平均で0.81円/kWhとなっている。

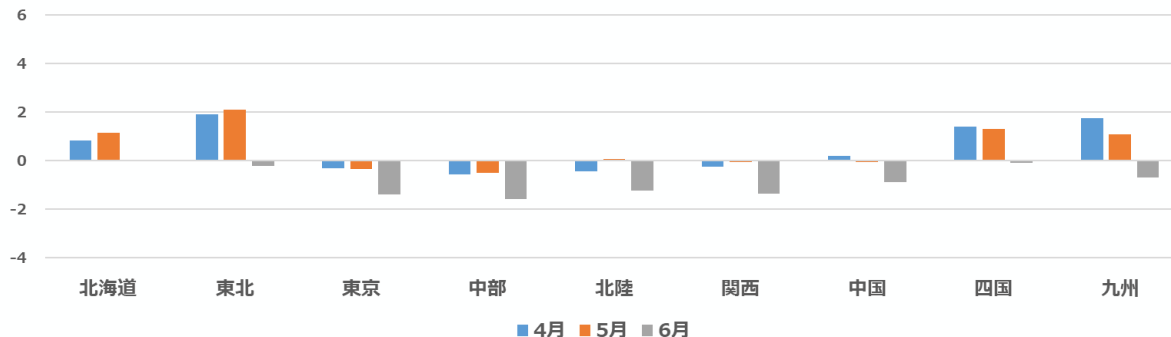
エリアプライス平均値の推移



インバランス料金単価平均値の推移

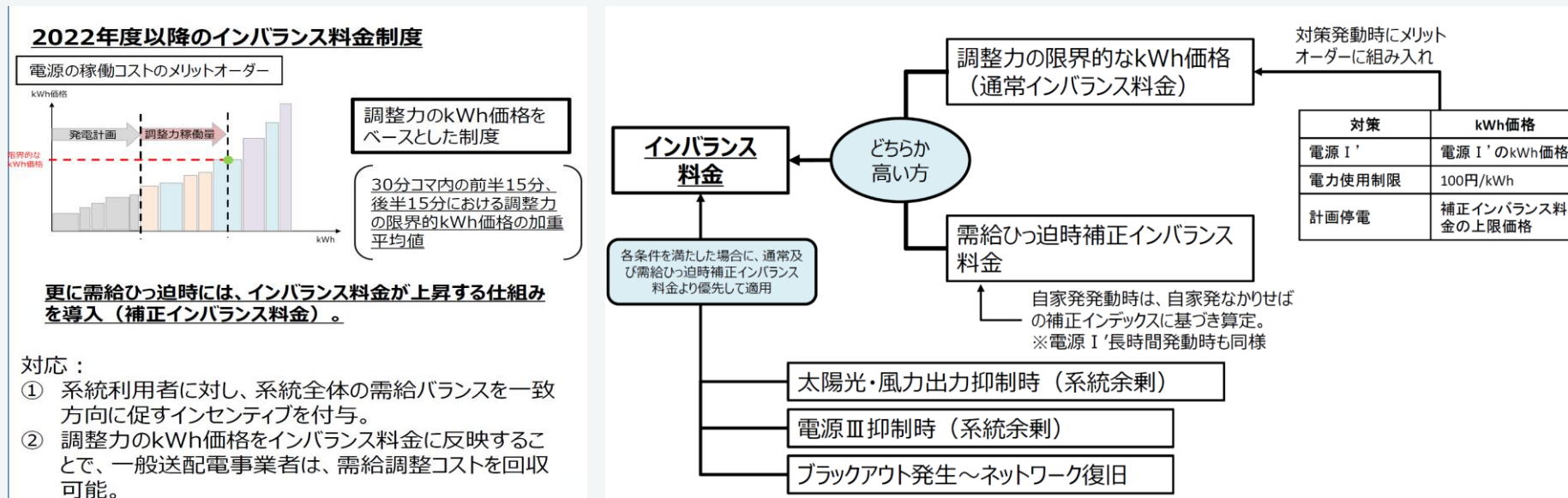


インバランス料金単価平均値－エリアプライス平均値の推移
(単位：円/kWh)

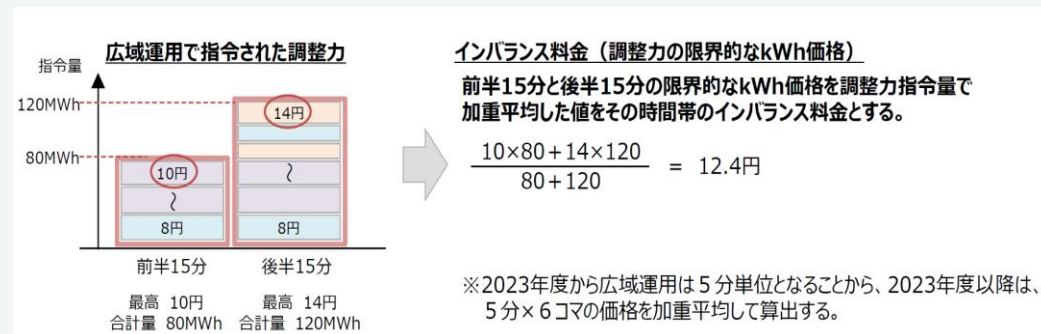


(参考) インバランス料金の算定方法

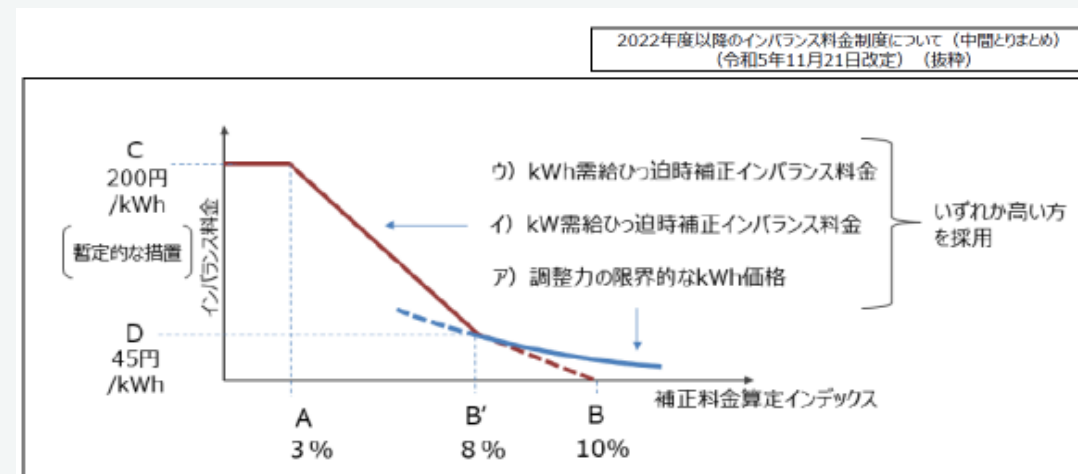
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○ 調整力の限界的なkWWh価格の算定方法



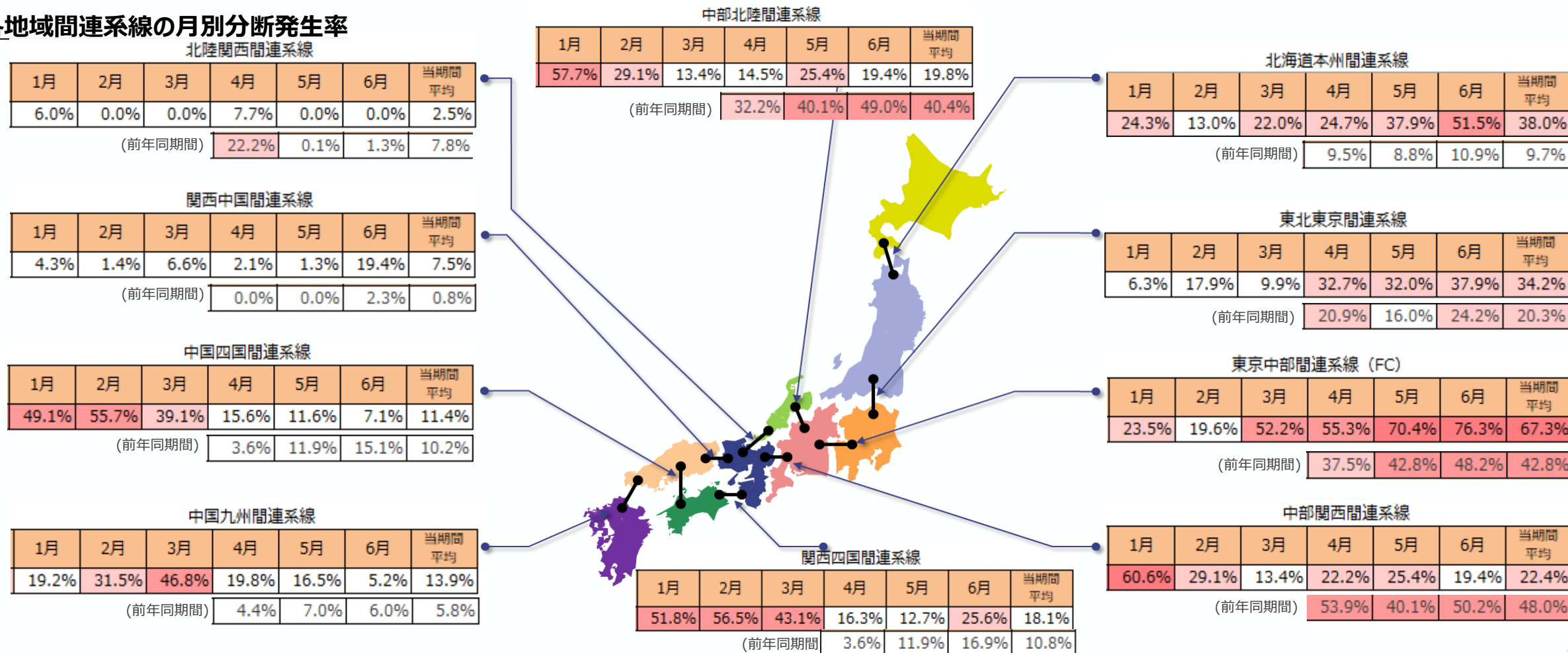
○ 需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方



各地域間のスポット市場分断状況

- 当期間平均の市場分断発生率は、「東京-中部間（FC）」、「北海道-東北間」、「東北-東京間」の3か月平均の分断率が、それぞれ約60%、30%、30%と高めの傾向にある。このうち、「東京-中部間（FC）」は各月とも、「北海道-本州間」は6月に50%以上となっており、いずれも連系線作業により運用容量低下の影響によるものと推定。また、「東北-東京間」は、4月以降の「運用容量決定要因（熱容量等、同期安定性）の限度値」変更（運用容量の減少）の影響により分断率30%台に上昇したものと推定。
- 「中国-四国間」「関西-四国間」は、昨年11月より40～60%程度の分断率で推移していたが、今期は10%台まで低下。要因は四国エリアにおける安価な売り入札量減少等により四国エリアから流出する系統の潮流量が減少し分断率が低下したものと推定。

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分ごと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。

参考：各地域間連系線の計画潮流※割合

- 「北海道-東北間」の潮流は、東北向きが主流で9割以上と多い。
- 「東京-中部間」の潮流は、東京向きが主流で9割以上と多い。佐久間・新信濃及び飛騨信濃の各FC作業停止により運用容量制限中であるが抑制傾向は少ない。
- 「中部-関西間」及び「中部-北陸間」の潮流は、中部向きが主流であるが6月は両者減少している。
- 「北陸-関西間」の潮流は、関西向け主流であるが4月・5月は減少している。
- 「関西-四国間」の潮流は、連系設備制御保護装置取替作業等に伴い、運用容量が制限され抑制されている。

各地域間連系線の潮流割合

北陸-関西間連系線

	北陸向き	関西向き	計（単位：MWh）	北陸向き割合	関西向き割合
2025.4月	32,726	177,832	210,558	15.5%	84.5%
2025.5月	15,942	428,643	444,584	3.6%	96.4%
2025.6月	35,987	180,191	216,178	16.6%	83.4%

関西-中国間連系線

	関西向き	中国向き	計（単位：MWh）	関西向き割合	中国向き割合
2025.4月	2,530,623	283	2,530,906	100.0%	0.0%
2025.5月	2,678,205	0	2,678,205	100.0%	0.0%
2025.6月	3,293,534	0	3,293,534	100.0%	0.0%

中国-四国間連系線

	中国向き	四国向き	計（単位：MWh）	中国向き割合	四国向き割合
2025.4月	1,200,430	140	1,200,570	100.0%	0.0%
2025.5月	1,276,068	1,190	1,277,258	99.9%	0.1%
2025.6月	841,233	6,757	847,990	99.2%	0.8%

中国-九州間連系線

	中国向き	九州向き	計（単位：MWh）	中国向き割合	九州向き割合
2025.4月	1,320,901	1,963	1,322,864	99.9%	0.1%
2025.5月	1,262,101	2,749	1,264,850	99.8%	0.2%
2025.6月	1,417,963	14,771	1,432,733	99.0%	1.0%

中部-北陸間連系線

	中部向き	北陸向き	計（単位：MWh）	中部向き割合	北陸向き割合
2025.4月	376,164	3,842	380,007	99.0%	1.0%
2025.5月	420,966	237	421,202	99.9%	0.1%
2025.6月	224,080	5,731	229,811	97.5%	2.5%

北海道-東北間連系線

	北海道向き	東北向き	計（単位：MWh）	北海道向き割合	東北向き割合
2025.4月	43,905	486,900	530,805	8.3%	91.7%
2025.5月	11,843	616,099	627,942	1.9%	98.1%
2025.6月	9,798	447,048	456,845	2.1%	97.9%

東北-東京間連系線

	東北向き	東京向き	計（単位：MWh）	東北向き割合	東京向き割合
2025.4月	0	5,444,598	5,444,598	0.0%	100.0%
2025.5月	0	5,719,444	5,719,444	0.0%	100.0%
2025.6月	0	6,725,613	6,725,613	0.0%	100.0%

東京-中部間連系線（FC）

	東京向き	中部向き	計（単位：MWh）	東京向き割合	中部向き割合
2025.4月	997,060	48,455	1,045,514	95.4%	4.6%
2025.5月	889,009	32,045	921,054	96.5%	3.5%
2025.6月	1,016,091	104,857	1,120,947	90.6%	9.4%

中部-関西間連系線

	中部向き	関西向き	計（単位：MWh）	中部向き割合	関西向き割合
2025.4月	2,324,107	1,323	2,325,430	99.9%	0.1%
2025.5月	2,529,474	1,268	2,530,742	99.9%	0.1%
2025.6月	1,907,260	65,179	1,972,439	96.7%	3.3%

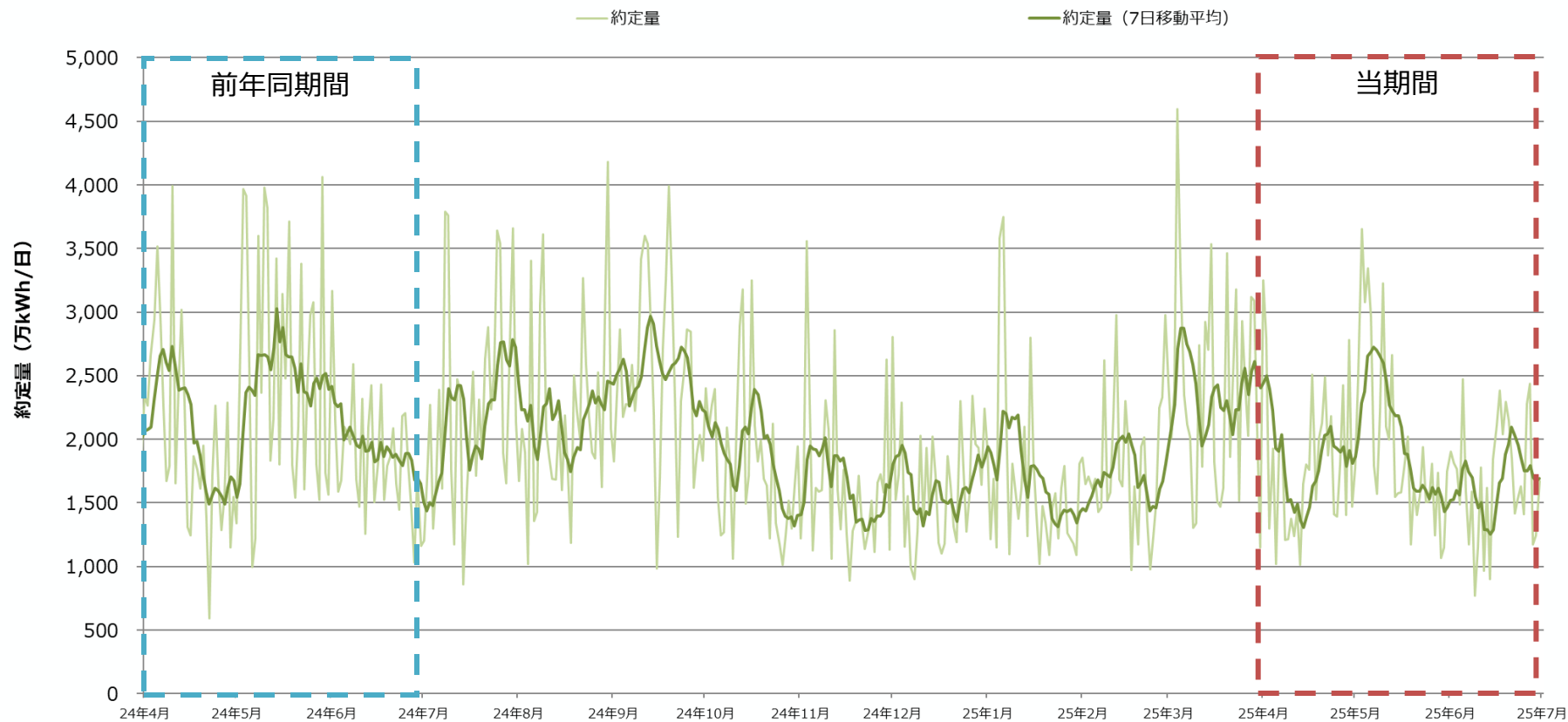
関西-四国間連系線

	関西向き	四国向き	計（単位：MWh）	関西向き割合	四国向き割合
2025.4月	105,280	0	105,280	100.0%	0.0%
2025.5月	153,017	0	153,017	100.0%	0.0%
2025.6月	109,111	0	109,111	100.0%	0.0%

時間前市場の約定量

- 当期間における時間前市場の約定量は、16.6億kWhであった。
- 前年同期比0.9倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2024年4月1日～2025年6月30日)



主要データ

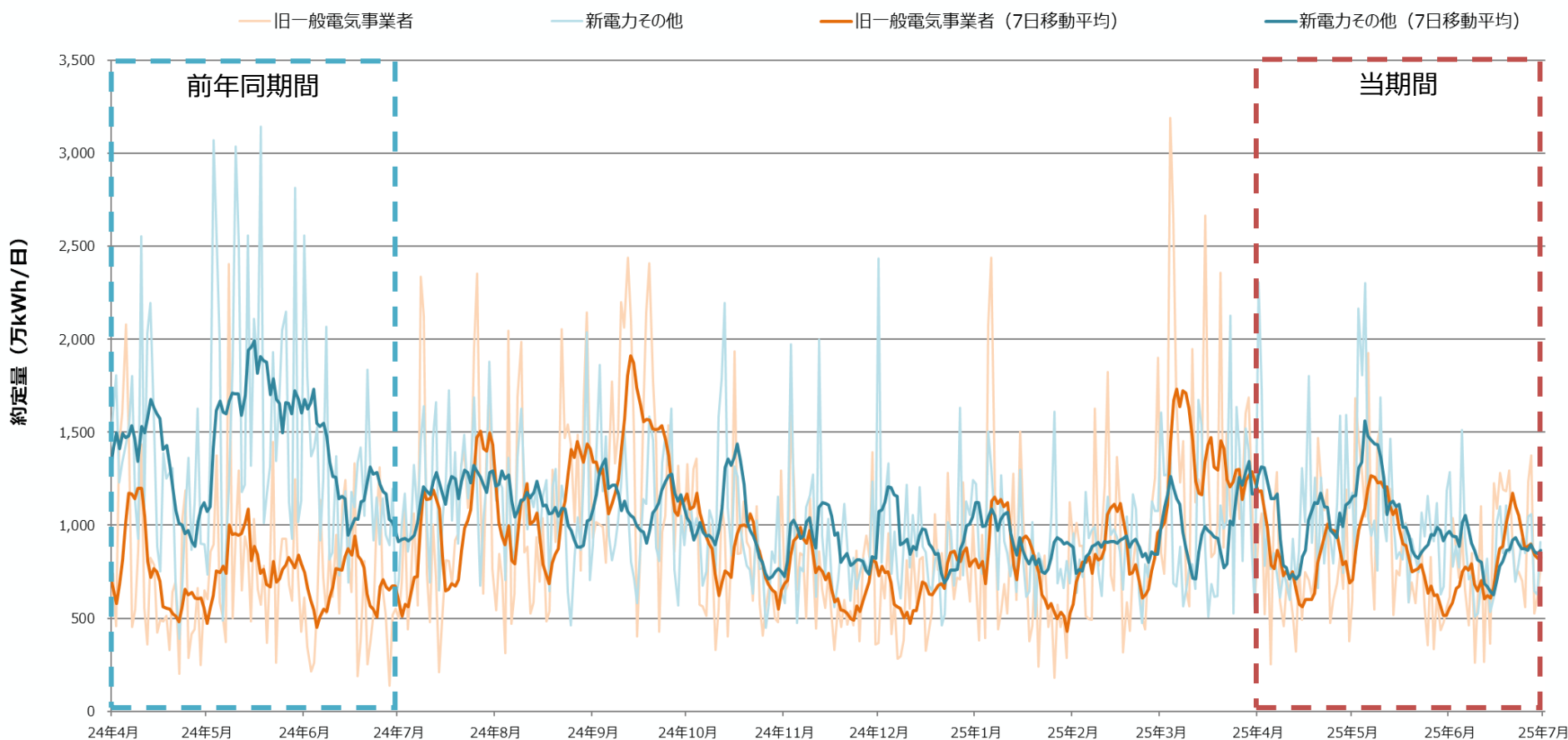
約定量 (2025年4月～2025年6月)
16.6 億kWh

約定量の前年同期比 (対2024年4月～2024年6月)
0.9 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7.6億kWh、新電力その他の事業者は9.0億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が1.1倍、新電力その他の事業者は0.7倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2024年4月1日～2025年6月30日)

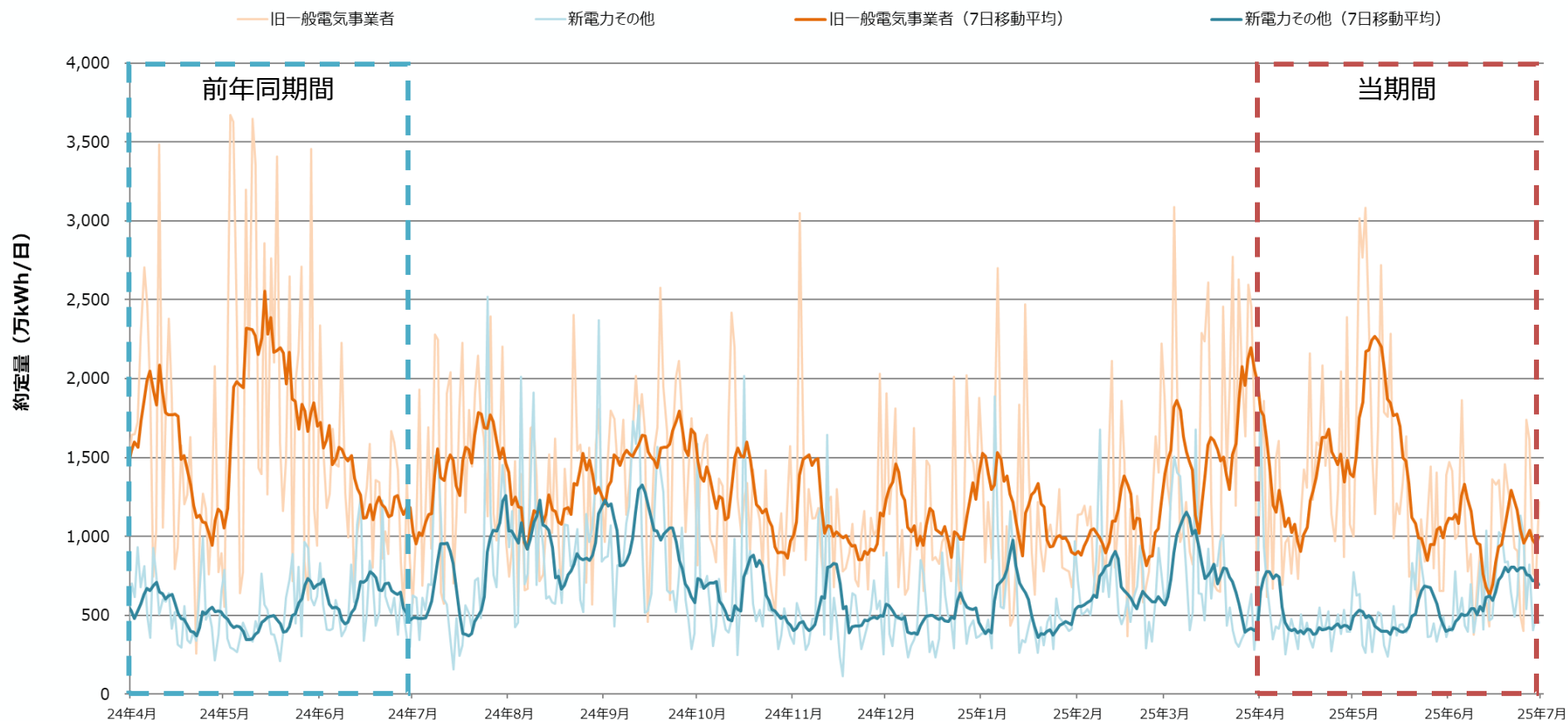


主要データ

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2025年4月～2025年6月)
7.6 億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2024年4月～2024年6月)
1.1 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2025年4月～2025年6月)
9.0 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2024年4月～2024年6月)
0.7 倍

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11.6億kWh、新電力その他の事業者は4.9億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が0.8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
(2024年4月1日～2025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
(2025年4月～2025年6月)

11.6 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2024年4月～2024年6月)

0.8 倍

新電力その他の事業者による
買い約定量
(2025年4月～2025年6月)

4.9 億kWh

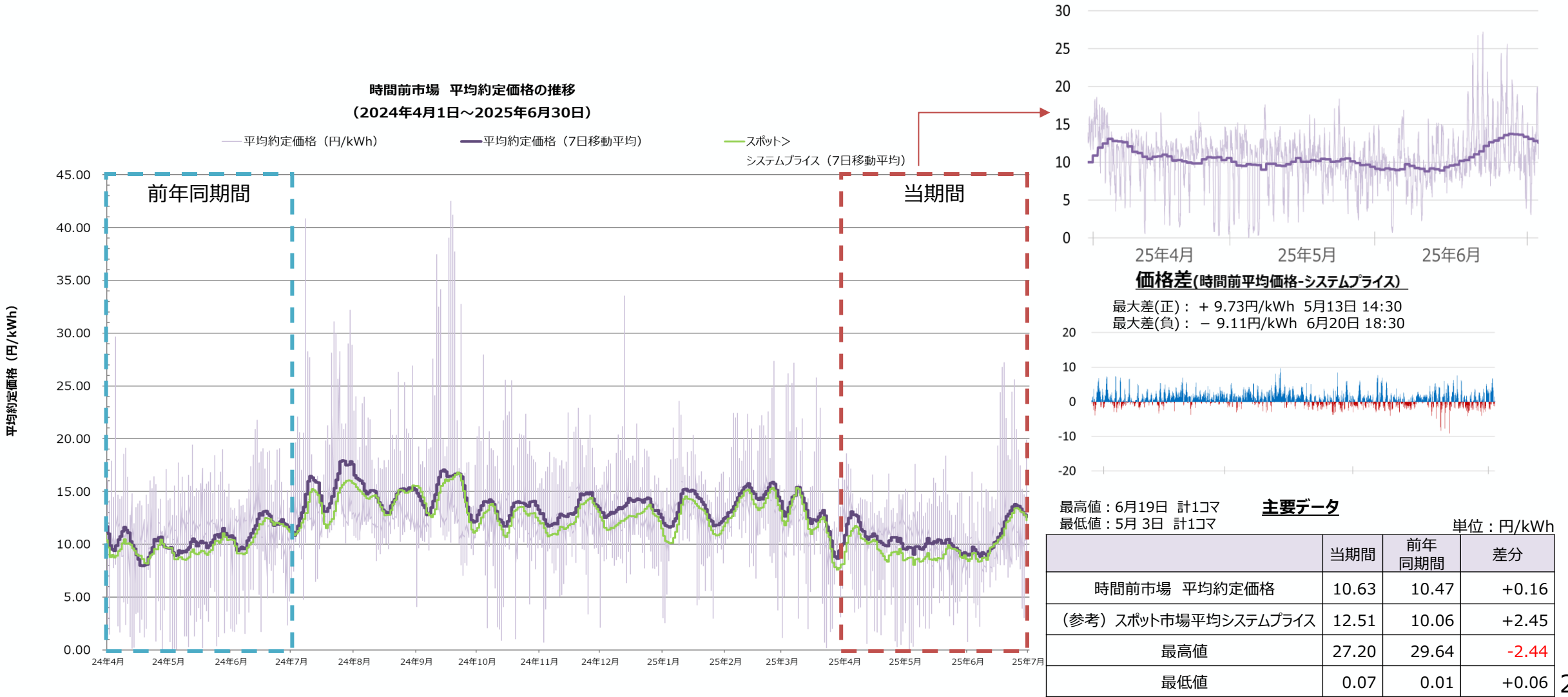
新電力その他の事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2024年4月～2024年6月)

1.0 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、東京電力リニューアブルパワー、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。

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10.63円/kWhであった。前年同期間の平均10.47円/kWhと比べて約1.02%上昇した。なお、システムプライスが最高価格（30.6円/kWh）となった6月19日は、時間前市場での約定量は約2,300万kWh、各コマにおける平均約定価格は最も高いコマで27.20円/kWh（同期間の最高値は6月19日の27.20円/kWh）となった。
- 当期間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(12.51円/kWh)を下回った。



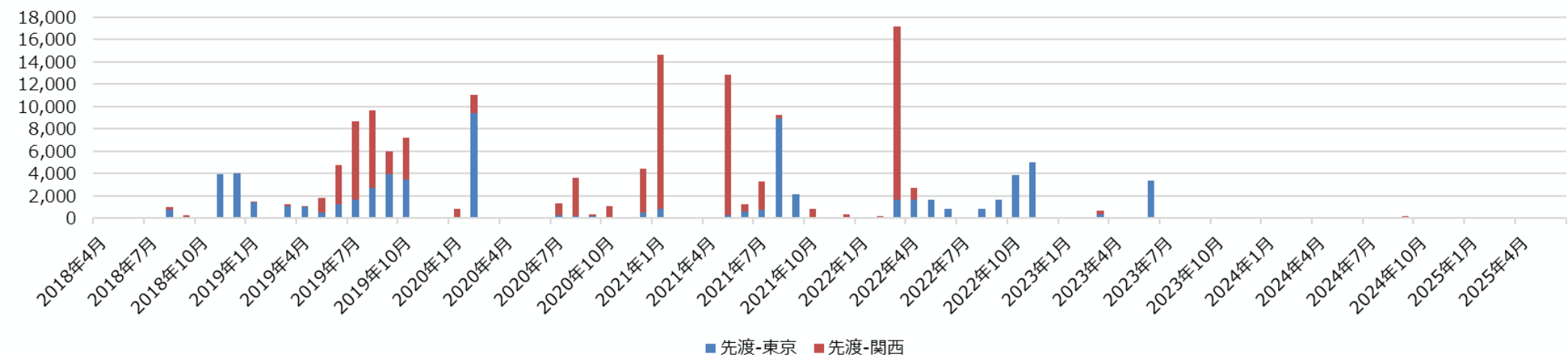
- 当期間における先渡市場の約定実績はなかった。

期間中の約定量・入札量※1

(単位:MWh)

項目	地域	合計 (当期間)						(参考) 合計 (前年同期間)
			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	0	0	0	0	0	0	0
	東京	0	0	0	0	0	0	0
	関西	0	0	0	0	0	0	0
売り入札量	合計	539,124	27,216	504,408	7,500	0	0	848,768
	東京	539,124	27,216	504,408	7,500	0	0	253,428
	関西	0	0	0	0	0	0	595,340
買い入札量	合計	28,258	22,008	0	6,250	0	0	5,581,424
	東京	28,258	22,008	0	6,250	0	0	383,814
	関西	0	0	0	0	0	0	5,197,610

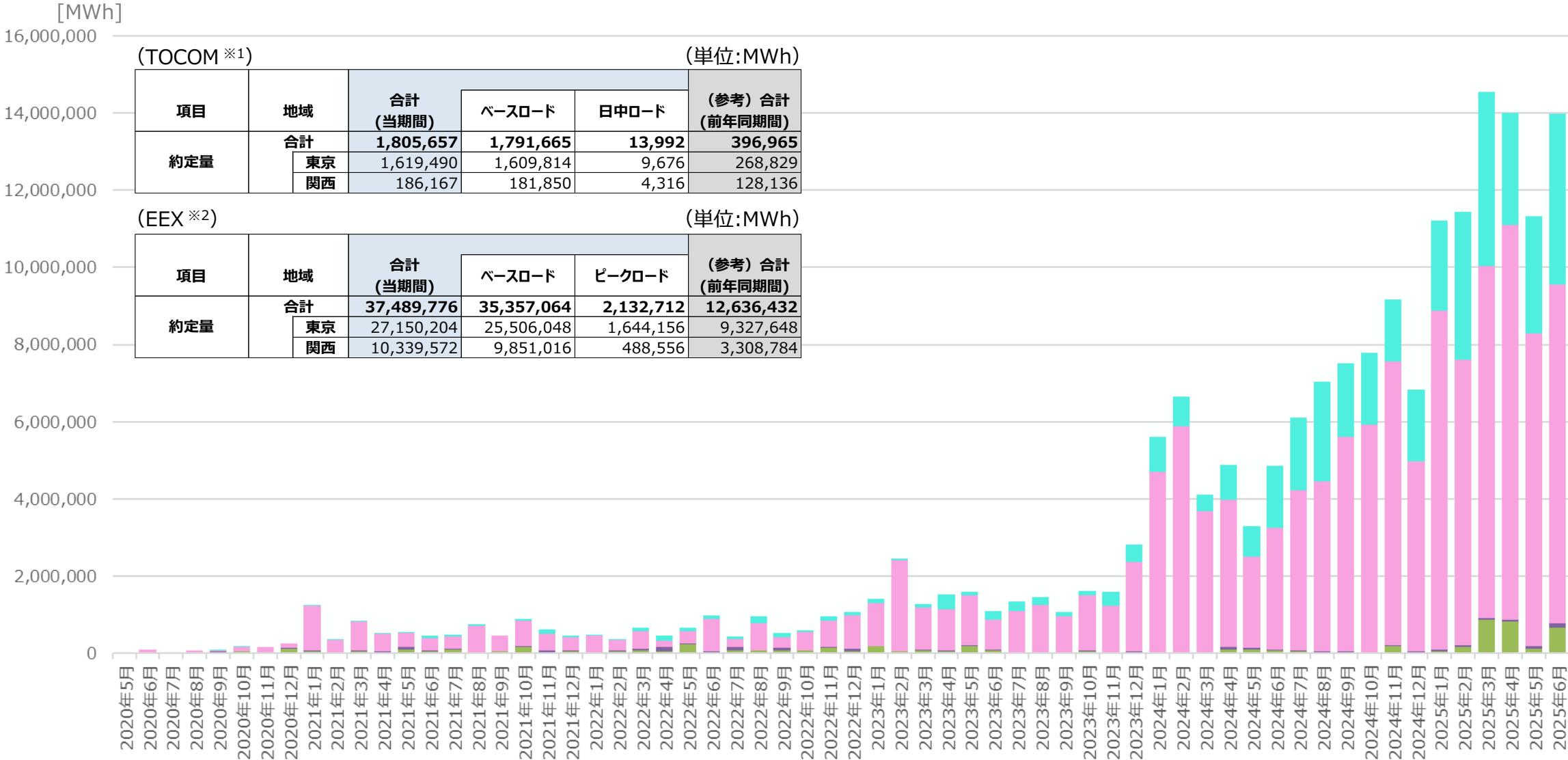
先渡市場取引における約定量[MWh]



※1 先渡市場は、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。

先物市場取引における約定量の概況

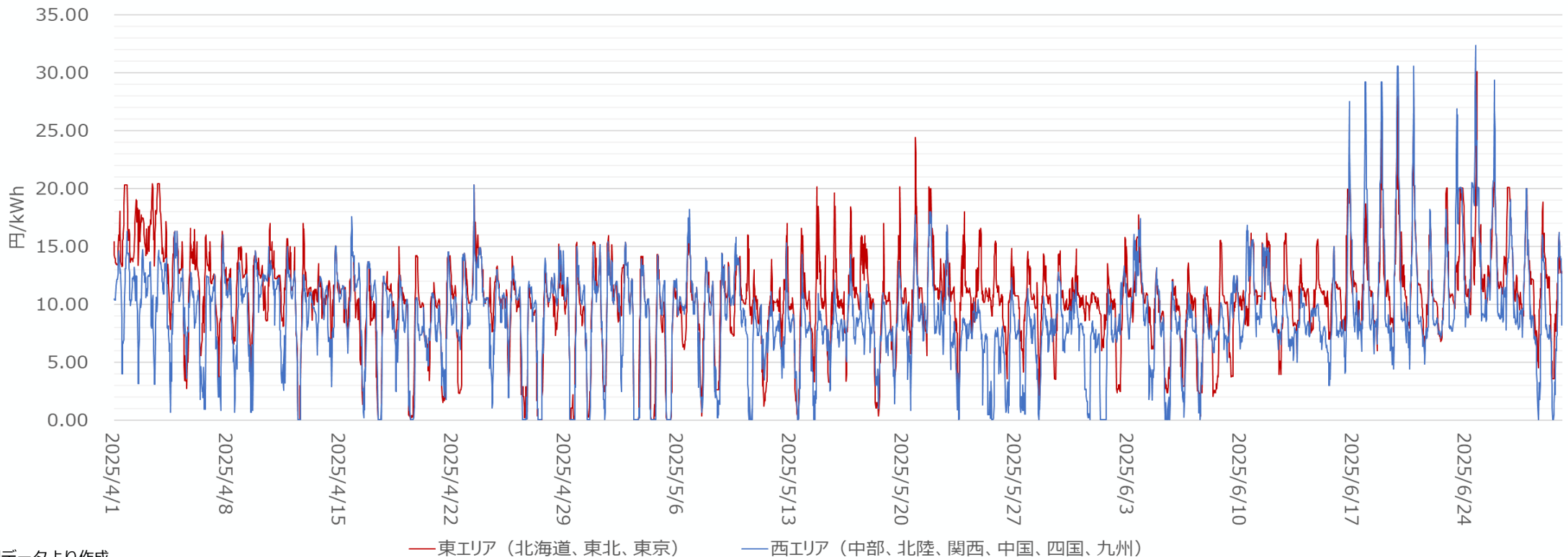
- 当期間における電力先物の約定実績はTOCOMでは約18.1億kWh（前年同期比4.5倍）、EEXでは約374.9億kWh（前年同期比3.0倍）であった。



※1 JPX公開データを元に集計。2024年4-6月期よりデータ集計方法を変更。
※2 EEX公開データを元に集計。

2025年4月～6月期 スポット市場価格の動向（東西比較） 1/2

- 東西のエリアプライス比較では、前期に続き東高西低で推移し、平均エリアプライス：東エリア 4月10.59円/kWh ・ 5月9.83円/kWh ・ 6月11.13円/kWh 、西エリア 4月9.25円/kWh ・ 5月7.83円/kWh ・ 6月10.06円/kWh となった。特に、5月は価格競争力がある売り入札量の割合が増加したため、西エリアにおいては価格が7円台となった。また、東京エリアの市場価格は期間を通し最も高い価格で推移し、6月は平均価格が約13円となった。
- スポット市場のエリアプライスが30円/kWhを超えた日は、6月(全エリア1回、西エリア2回、中部・北陸・関西エリア1回)に計4回（昨年同時期は1回）発生。主に猛暑並の気温上昇によるものと推定される。



2025年4月～6月期 スポット市場価格の動向（各エリア比較） 2/2

- 各エリアについて月別で見ると、
 - 4月は、東エリアにおける各エリア間及び東京-中部間の市場分断率が5,6月に比べ低めであり、全体的に各エリア間の価格差が最小となった。この中で西エリアについては、中部～中国エリアまでほぼ同一価格帯（9円台）であったが、中国-四国間及び中国-九州間との市場分断率がやや上昇したため四国・九州エリアと価格差が発生。
 - 5月は、各エリアにおいて市場価格が最も低めとなったものの、東京-中部間の分断率が上昇したため両エリア間の価格差は最も高くなっている。また、北陸～九州エリアでは分断率が減少したためほぼ同一価格帯（7円台）となった。
 - 6月は、中旬以降に猛暑並となり、エリアプライス30円/kWh以上の価格高騰も複数回発生（計4日）しており市場価格が上昇。特に中部・北陸・関西・九州エリアは5月に比べ、2～3円程度上昇した。

2025年4-6月期 各エリアプライスと連系線分断率推移（北海道～中部エリア間）

年	月	システムプライス (円/kWh)	北海道AP (円/kWh)	北海道-東北間 分断率 (%)	東北AP (円/kWh)	東北-東京間 分断率 (%)	東京AP (円/kWh)	東京-中部間 分断率 (%)	中部AP (円/kWh)
2025	4	9.82	9.95	24.7	10.36	32.7	11.45	55.3	9.83
2025	5	8.92	8.49	37.9	9.80	32.0	11.19	70.4	8.48
2025	6	10.87	9.37	51.5	11.05	37.9	12.96	76.3	11.04
3か月平均		9.86	9.27	38.0	10.40	34.2	11.86	67.3	9.77

2025年4-6月期 各エリアプライスと連系線分断率推移（中部～九州エリア間）

年	月	システムプライス (円/kWh)	中部AP (円/kWh)	中部-北陸間 分断率 (%)	中部-関西間 分断率 (%)	北陸AP (円/kWh)	北陸-関西間 分断率 (%)	関西AP (円/kWh)	関西-中国間 分断率 (%)	中国AP (円/kWh)	中国-四国間 分断率 (%)	中国-九州間 分断率 (%)	四国AP (円/kWh)	九州AP (円/kWh)
2025	4	9.82	9.83	14.5	22.2	9.57	7.7	9.44	2.1	9.37	15.6	19.8	8.76	8.52
2025	5	8.92	8.48	25.4	25.4	7.86	0.0	7.86	1.3	7.84	11.6	16.5	7.55	7.33
2025	6	10.87	11.04	19.4	19.4	10.68	0.0	10.68	19.4	9.41	7.1	5.2	9.20	9.37
3か月平均		9.86	9.77	19.8	22.4	9.35	2.5	9.31		8.86	11.4	13.9	8.50	8.39

【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
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 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

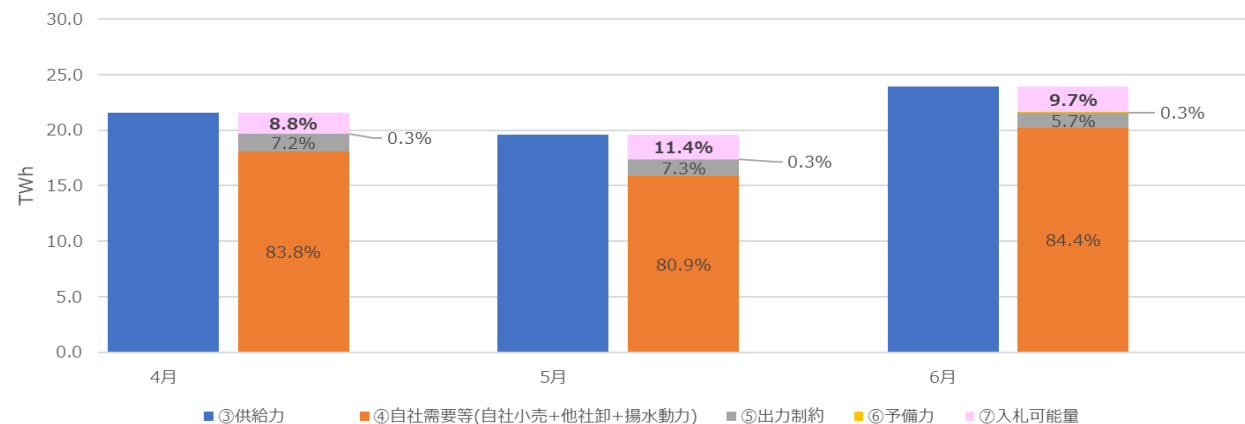
【中長期推移報告】

- **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
 - 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
 - 低圧料金の平均単価推移
- **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

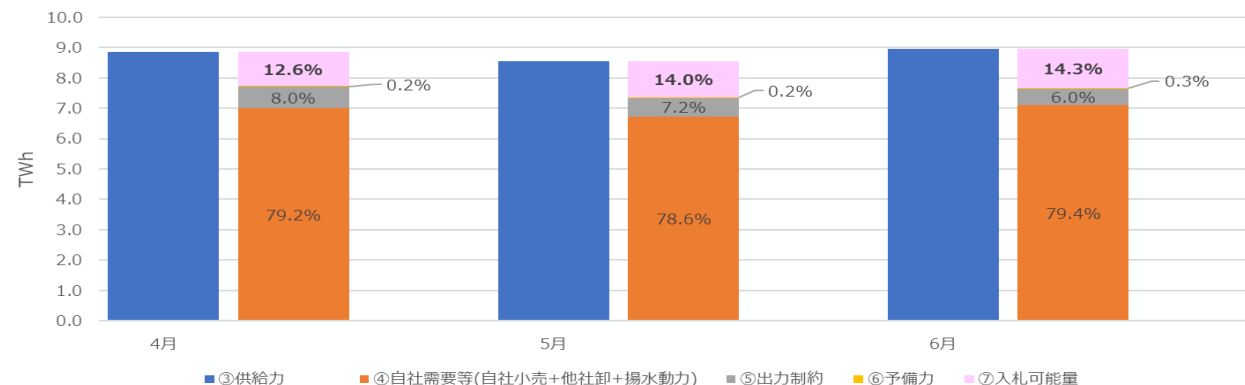
余剰電力の取引所への供出：供給力に対する入札可能量の状況

- 各月のスポット価格等高騰日（4月:0日,5月:0日,6月:4日の計4日間）に価格が高い日17日を加えた計21日間、及び低い日各月3日の計9日間における入札可能量の総量（日間のデータ集計値）は、自社供給力に対し、価格の高い日は8～11%台（4月:8.8%、5月:11.4%、6月:9.7%）であり、価格の低い日は12～14%台（4月:12.6%、5月:14.0%、6月:14.3%）であった。

2025年4月～6月のスポット価格等高騰日21日間



2025年4月～6月のスポット価格等の低い9日間



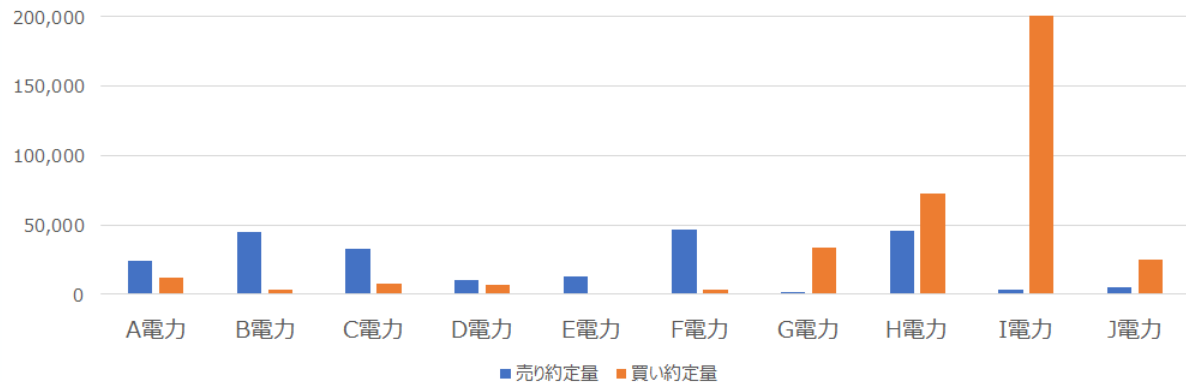
【入札可能量集計対象日】

- ◆ 各月のスポット価格等高騰日と高い順の全21日分、また低い順に全9日分のサンプル日を事務局にて指定し、旧一般電気事業者及びJERA提供データより評価した。
- ◆ 4月：スポット価格等高騰日(無し)、平日におけるSP日平均が高い順(4/1,2,3,4,10,23,28)、平日におけるSP最高価格の低い順3日(4/17,18,24)を選定。
- ◆ 5月：スポット価格等高騰日(無し)、平日におけるSPコマ最高価格が最も高い順(5/1,2,9,20,21,22,29)、平日におけるSP日平均の低い順3日(5/8,13,26)を選定。
- ◆ 6月：スポット価格等高騰日(6/19,20,23,24)、平日におけるSP日平均が高い順(6/18,25,26)、平日におけるSP日平均の低い順3日(6/4,5,6)を選定。
- ◆ 各データは、スポット市場・時間前市場の30円/kWh以上の高騰日におけるデータ供出所定様式により採取。 ※SP：システムプライス
- ◆ グラフの供給力は各月対象日の累計値を示す。

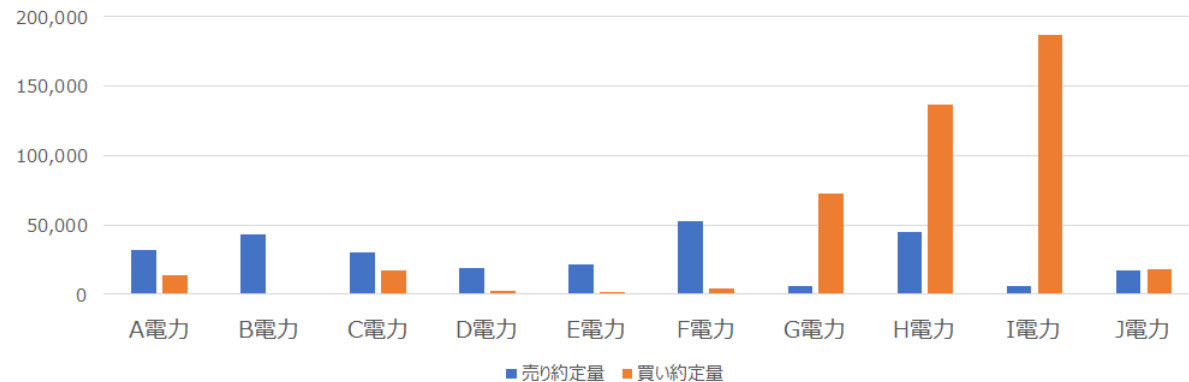
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 旧一電及びJERA各社の時間前市場における約定量は、A電力、B電力、C電力、D電力、E電力、F電力は売り越し、G電力、H電力、I電力、J電力は買い越しとなっている。

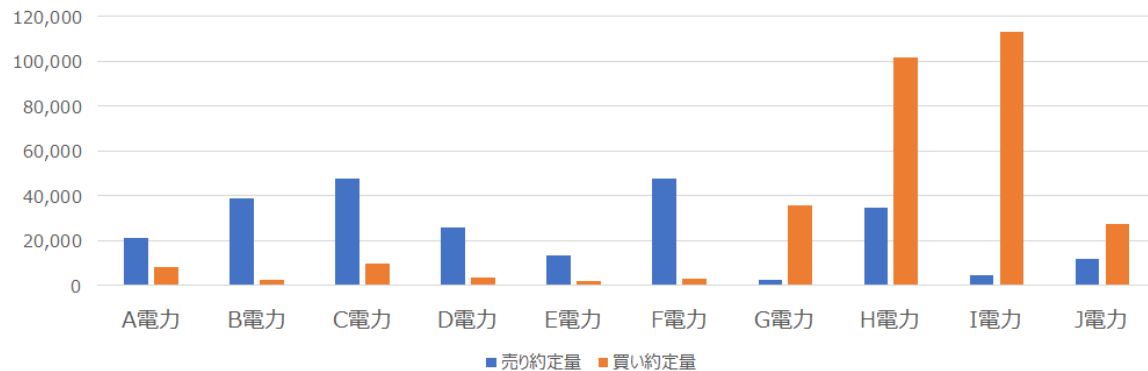
2025年4月 時間前市場 約定量（単位:MWh）



2025年5月 時間前市場 約定量（単位:MWh）

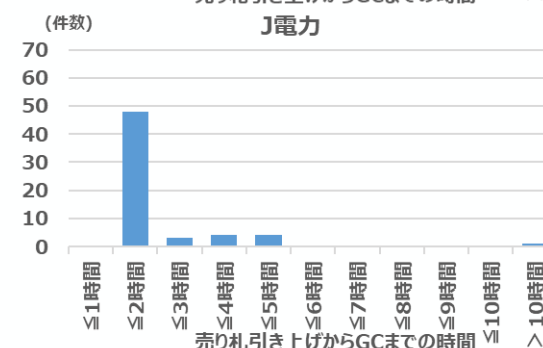
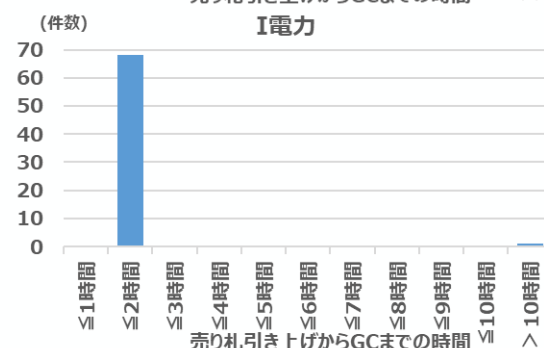
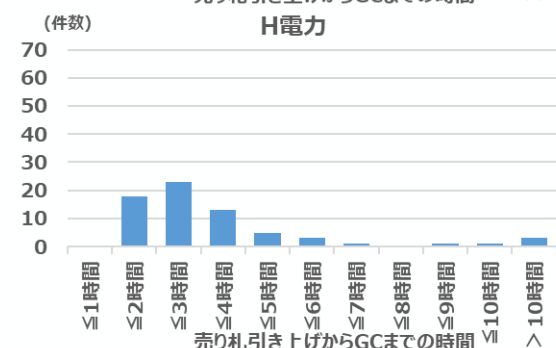
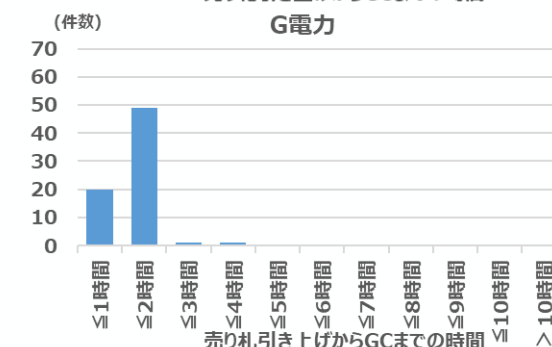
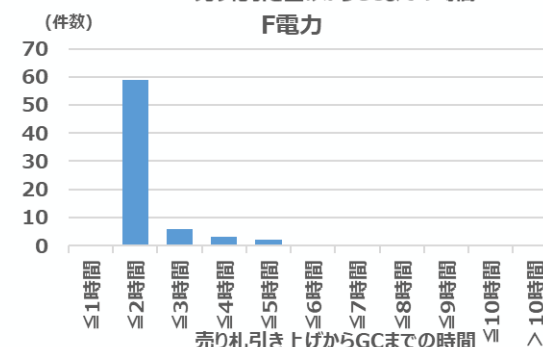
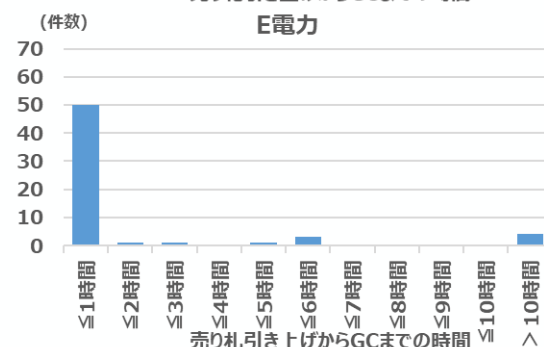
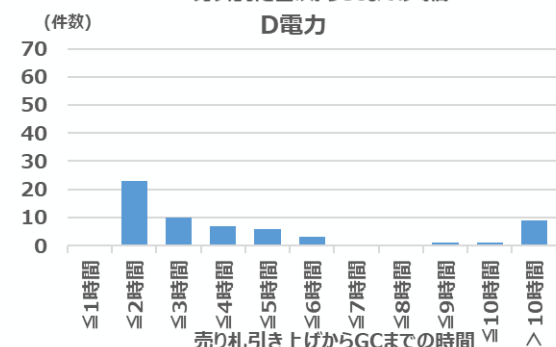
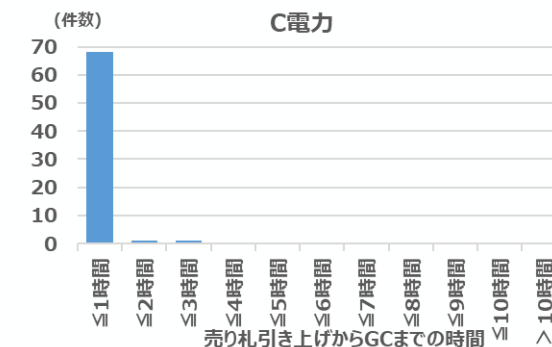
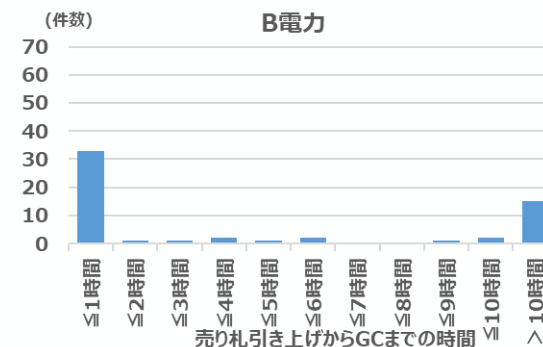
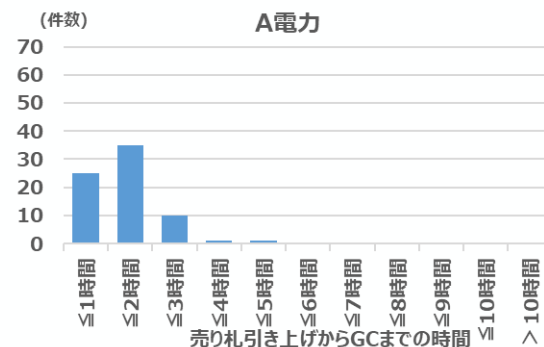
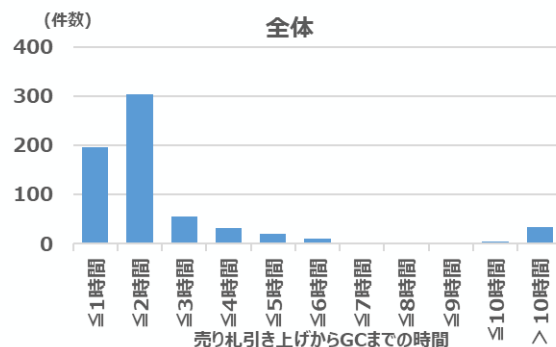


2025年6月 時間前市場 約定量（単位:MWh）



旧一般電気事業者の売り札引き上げ状況（GCまでの時間別件数分布）

- サンプリング3日間（4月1日、5月13日、6月19日）について、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時間を超え、2時間以内」の分布が最も多い傾向は継続。「1時間以内」に該当する件数は全658件のうち196件であり、前四半期（191件/625件）とほぼ同程度の水準。各社の傾向に変化はない。



※ 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。

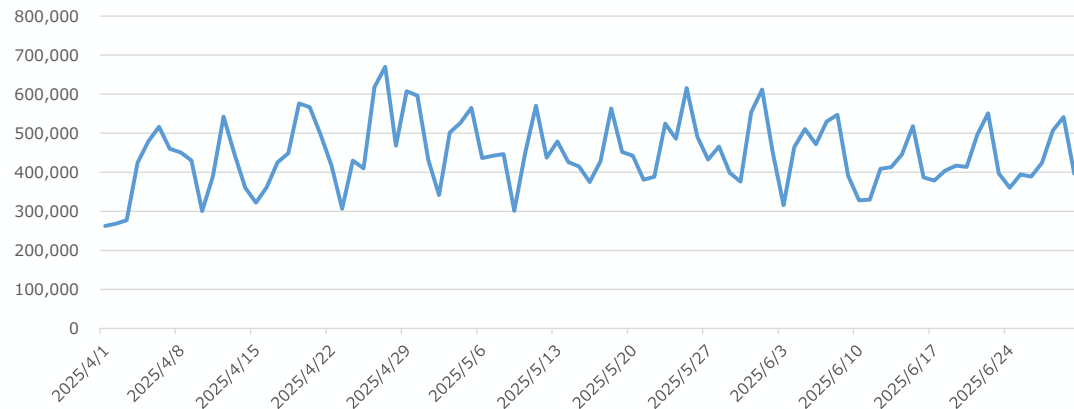
※ 「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。

※ 各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（4月：4月の中で平日システムプライスの1日の平均価格が最も高い日。5月：5月の中で平日システムプライスの1日の平均価格が最も低い日。6月：3か月の中で平日のSPの最高価格が最も高い日。）

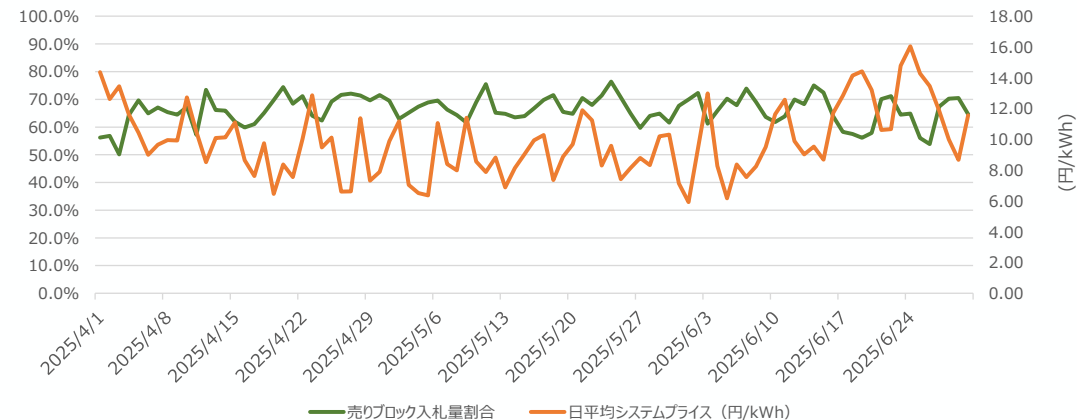
売りブロック入札の状況

- 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、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、下がる日には低くなる傾向がある。
- スポット市場価格が高騰時には、売りブロック入札量は減り、約定率は上昇傾向にある。

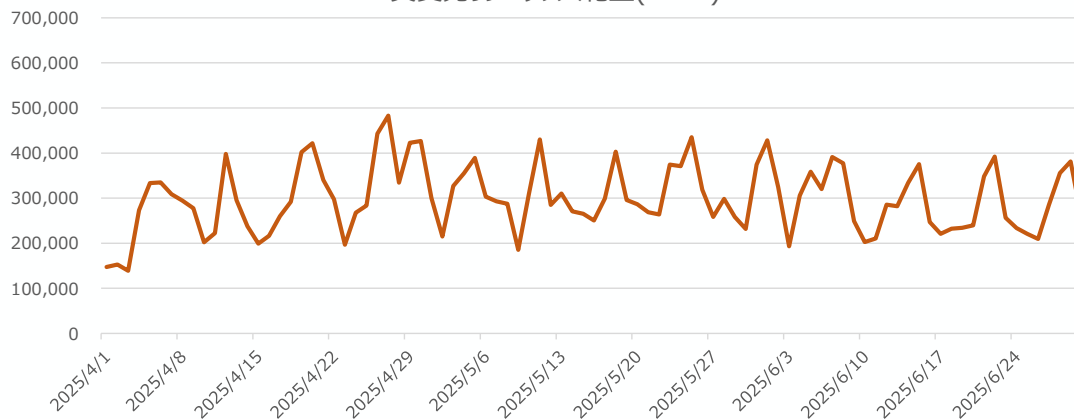
実質売り入札量(MWh)



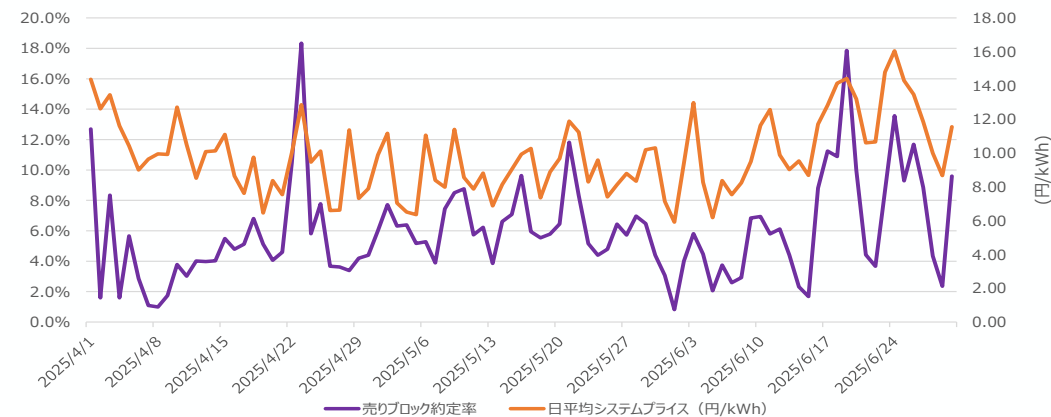
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



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かった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 (通常入札を対象) - 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。

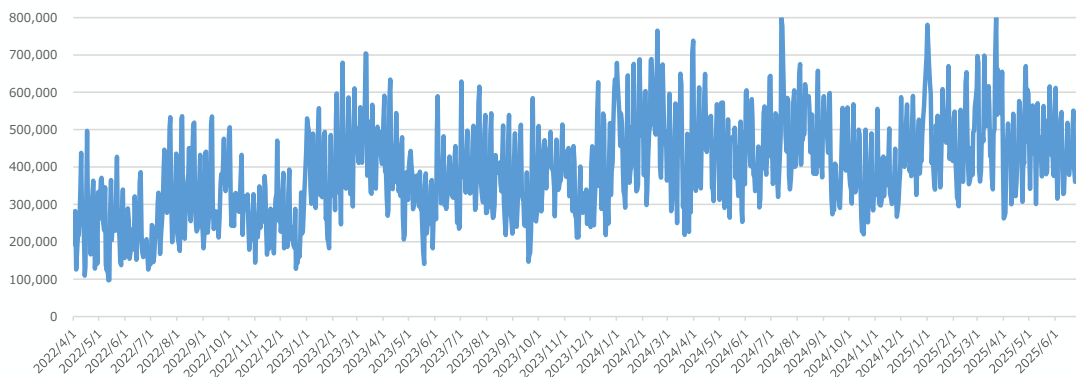
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量 (間接オークション、グロス・ビディングを除く) + グロス・ビディング実質売りブロック約定量 (**)

(**) 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。

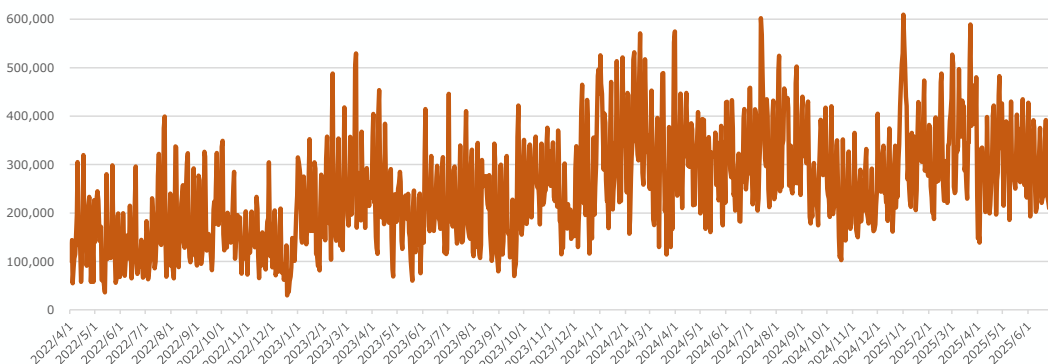
参考：売りブロック入札の状況（長期）

- 2023年1月以降、実質売り入札量、実質売りブロック入札量ともにほぼ横ばいで推移していたが、2024年1月以降は増減を繰り返し、今期は再度減少傾向となった。
- グロス・ビディングを休止(※1)した2023年10月以降、売りブロック約定率は3ヶ月平均約4%～8%で推移、当期間の平均は約6%。
- グロス・ビディングを休止後の約定率低下は、余剰電力の一部をグロス・ビディングの一環として0.01円で供出（限界費用買い）していた売りブロック札を限界費用での供出に変更したため、現下の市況で約定しづらくなっているもの。

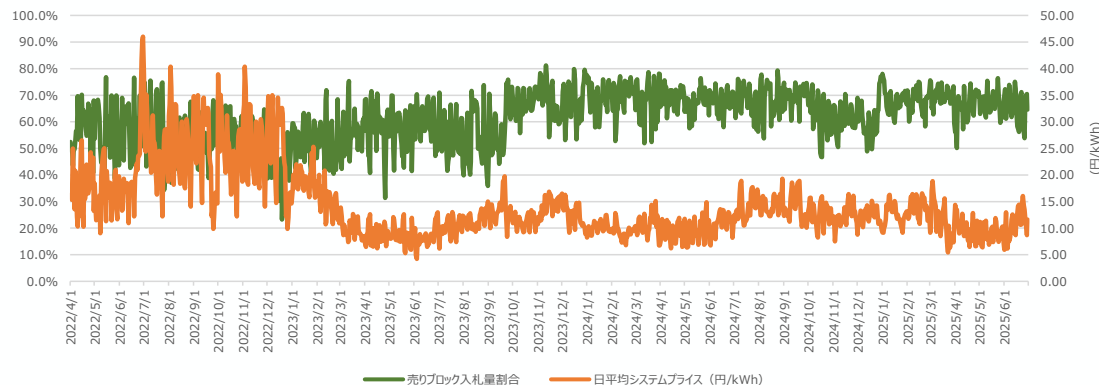
実質売り入札量(MWh)



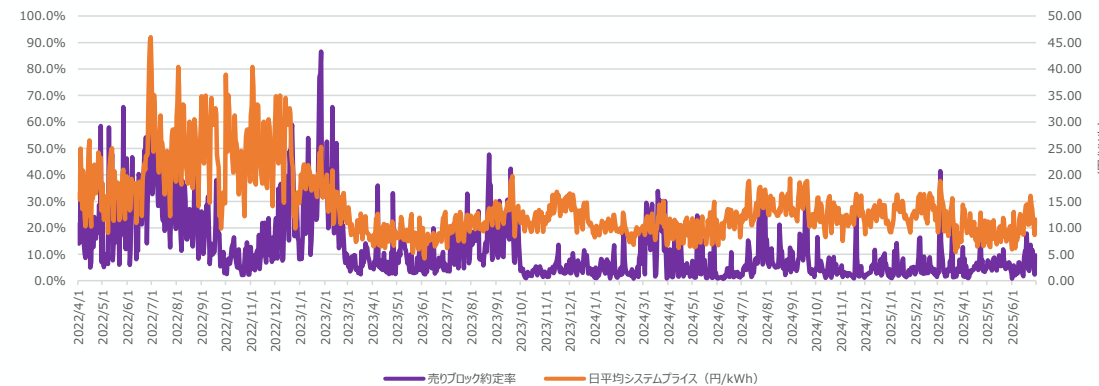
実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック入札割合



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（通常入札を対象） - 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。

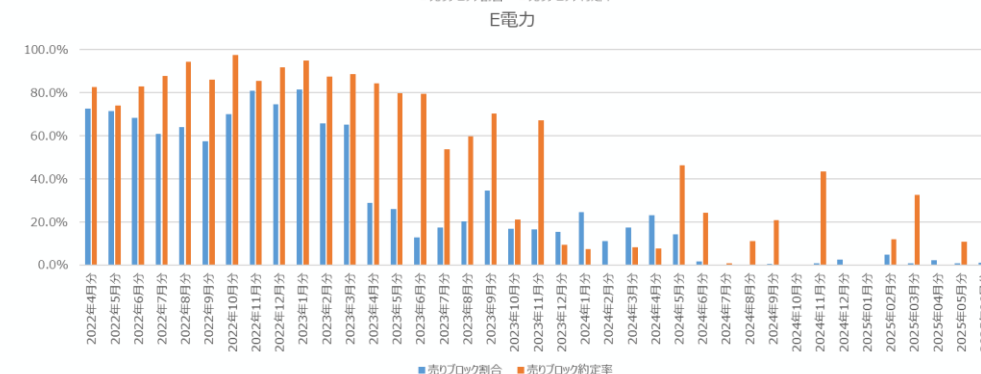
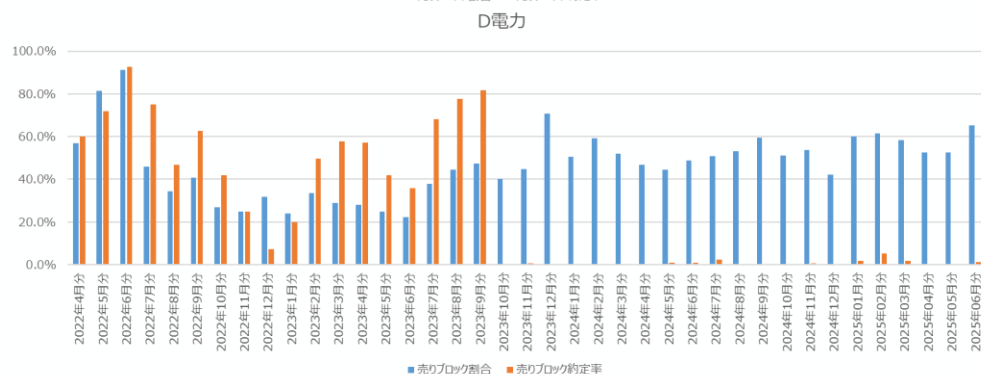
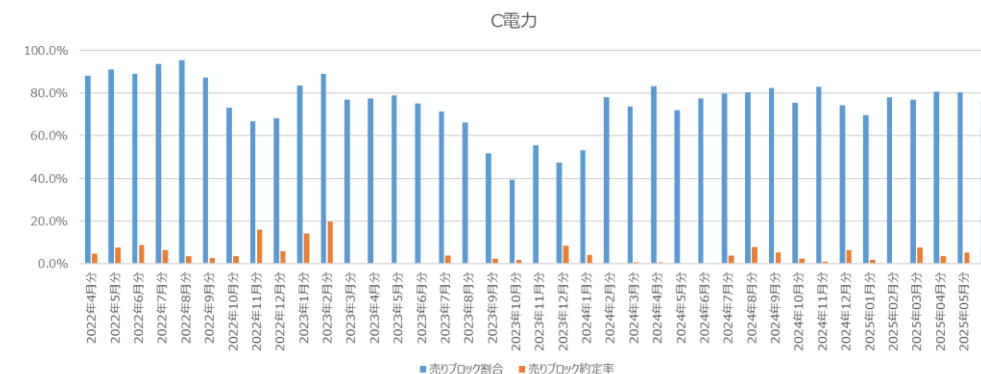
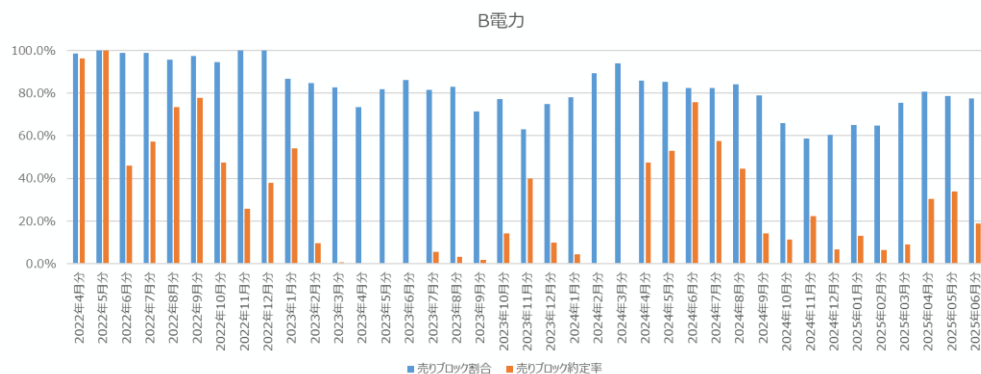
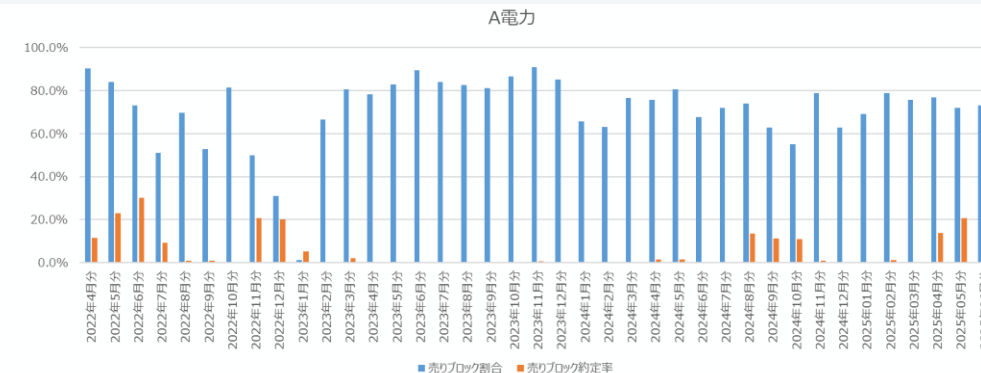
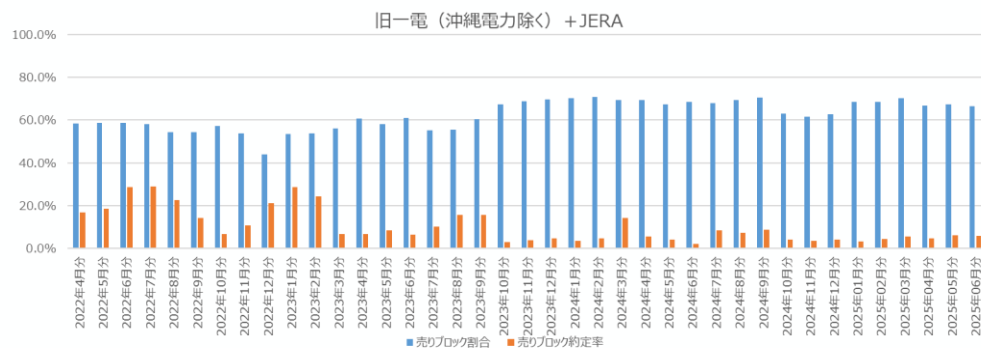
（c）実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）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。

（※1）：2023年10月1日より休止中であつたが、第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日開催）にて廃止が決定。

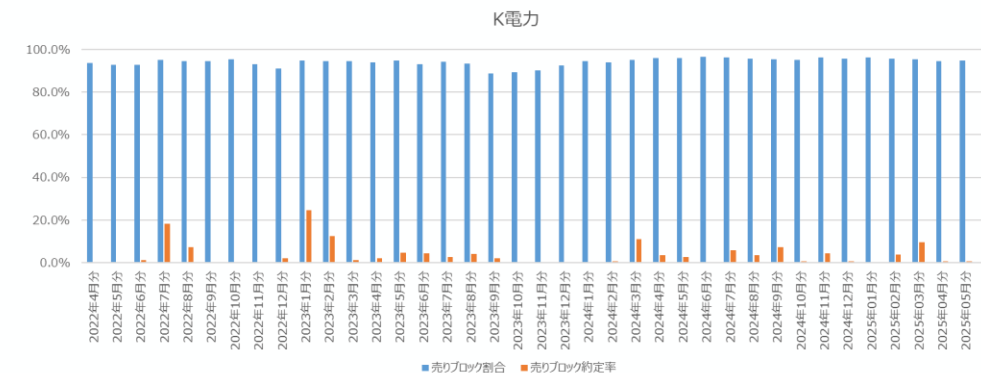
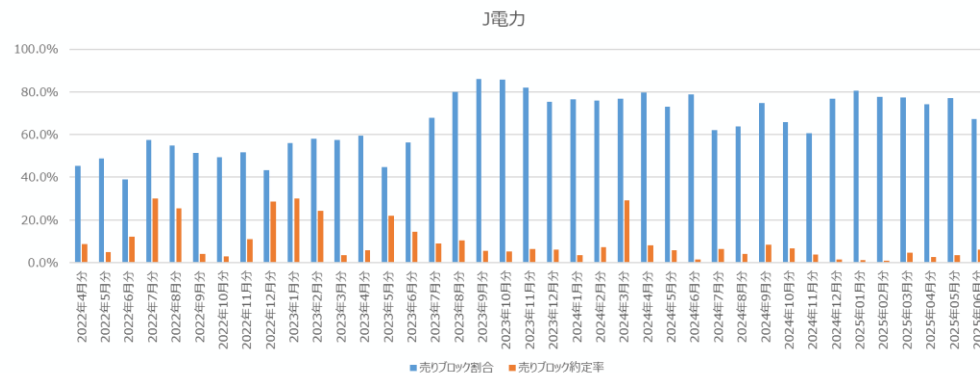
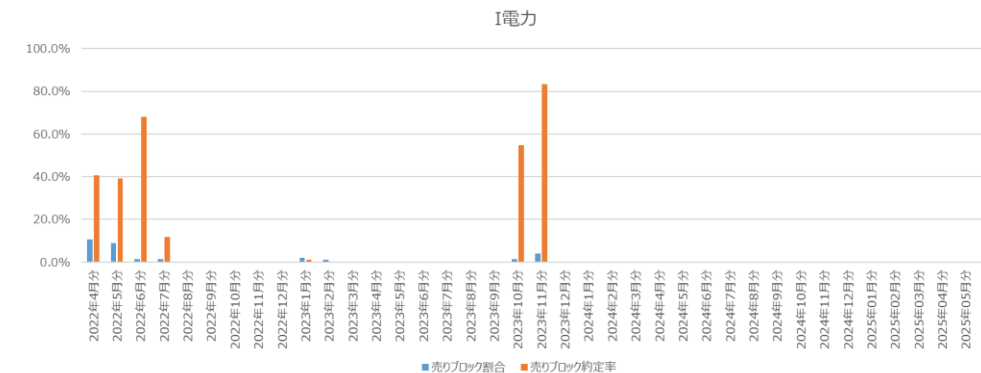
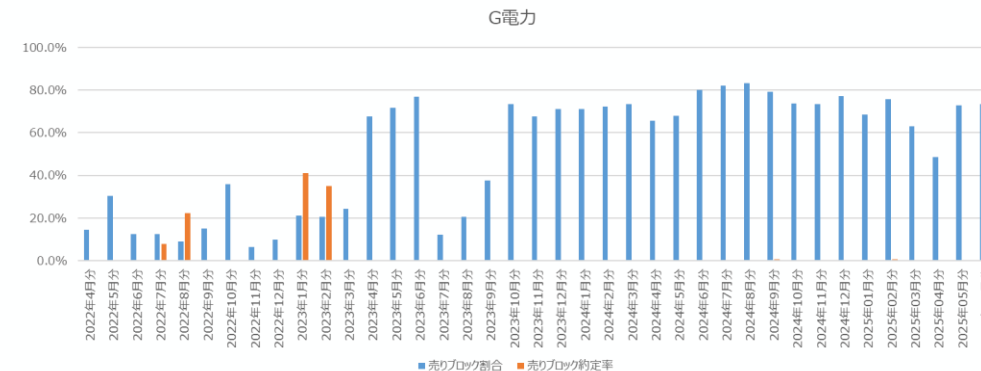
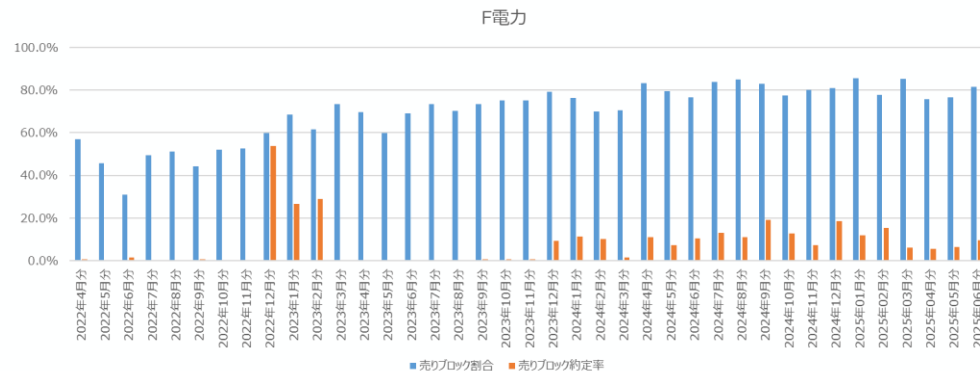
月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(1/2)

- 先述のとおり、グロス・ビディングの休止(※1)に伴い、0.01円/kWhで供出(限界費用買い)していた売りブロック札を限界費用での供出に変更したため、約定率が低下(特に、D電力で顕著)。
- ブロック入札割合は、B・C・F電力は80%前後、K電力は95%前後と高めで推移。



※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。(※1):2023年10月1日より休止中であったが、第10回制度設計・監視専門会合(2025年6月27日開催)にて廃止が決定。

月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(2/2)

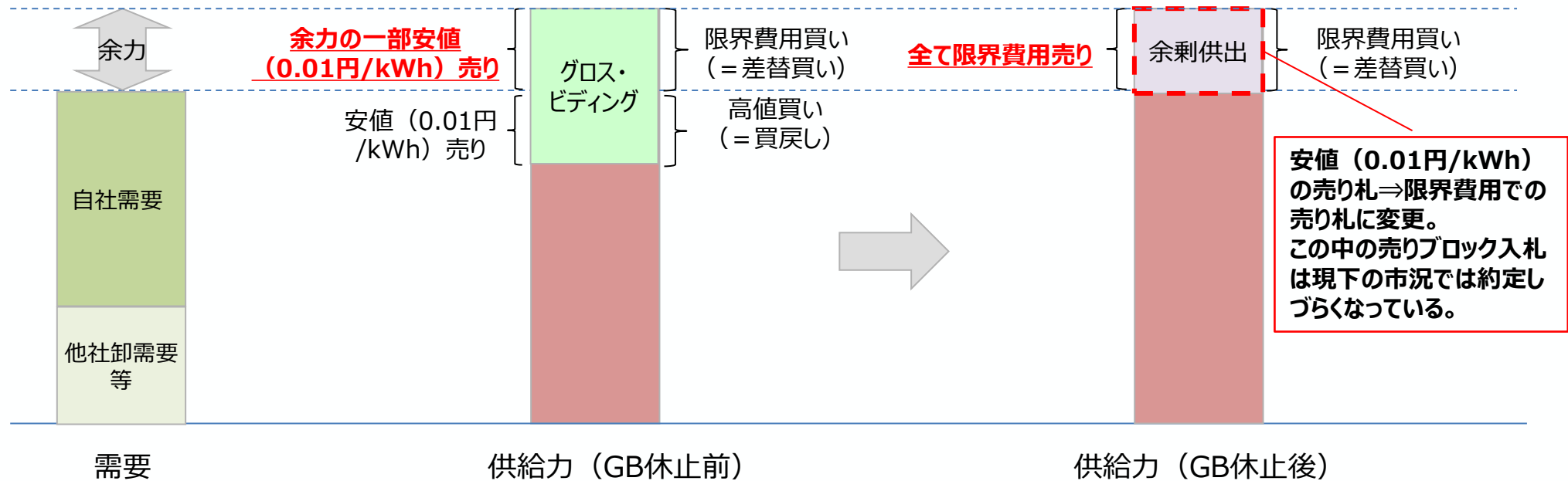


参考：グロス・ビディング休止後、売りブロック入札の約定率低下理由

- 従前、グロス・ビディングの目標量を達成するために、自社需要の一部に加え、余剰供出の一部もグロス・ビディングと位置づけて安値（0.01円/kWh）売りを行っていた場合があったが、休止後は、余剰供出の全量を限界費用売りに変更したため、そこに含まれる売りブロック入札について約定率が低下したものと考えられる。

第90回制度設計専門会合
資料の抜粋版を一部改変

【入札方法の変化（イメージ）】



参考：リンクブロック・ループブロックの約定状況

- 当期間において、リンクブロックは旧一電及びJERAのうち1社から入札があったものの、約定はしていない。
- ループブロックは、当期間においては、旧一電及びJERAのうち1社及び新電力2社の入札があり、売買取定率はいずれも約60%となっている。

期間中のリンクブロック約定量・入札量

単位：MWh

	入札量	約定量	約定率
2025年4月	0	0	-
2025年5月	0	0	-
2025年6月	54,772	0	0.0%
合計	54,772	0	0.00%

期間中のループブロック約定量・入札量

単位：MWh

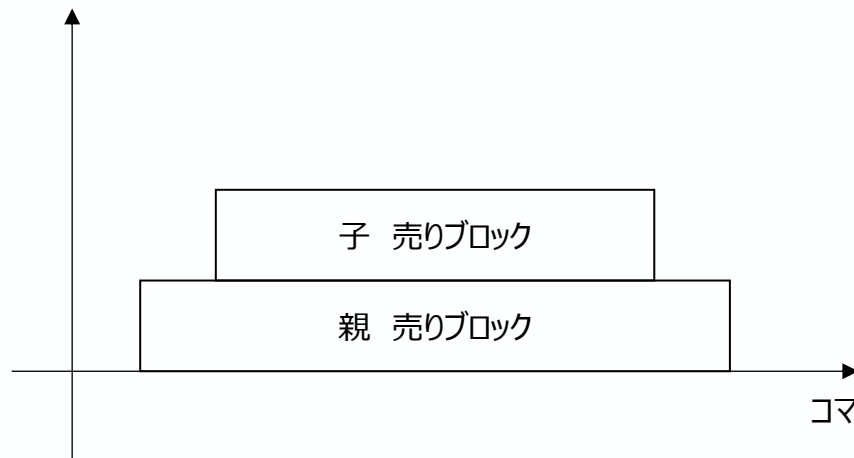
	売り入札量	売り約定量	売り約定率	買い入札量	買い約定量	買い約定率
2025年4月	19,656	9,171	46.7%	25,490	12,395	48.6%
2025年5月	45,252	27,355	60.5%	67,593	40,835	60.4%
2025年6月	31,693	21,302	67.2%	47,626	32,019	67.2%
合計	96,601	57,827	59.9%	140,709	85,249	60.6%

参考：リンクブロック・ループブロックの概要

- **リンクブロック**
親ブロックと子ブロックの2つの売りブロックから成り、親だけ、または親子の双方が約定するように制限される（子だけの約定をさせない）。
- **ループブロック**
2つのブロックから成り、どちらも約定するか、約定しないかに制限される。

リンクブロック、ループブロックの活用イメージは下記の通り。

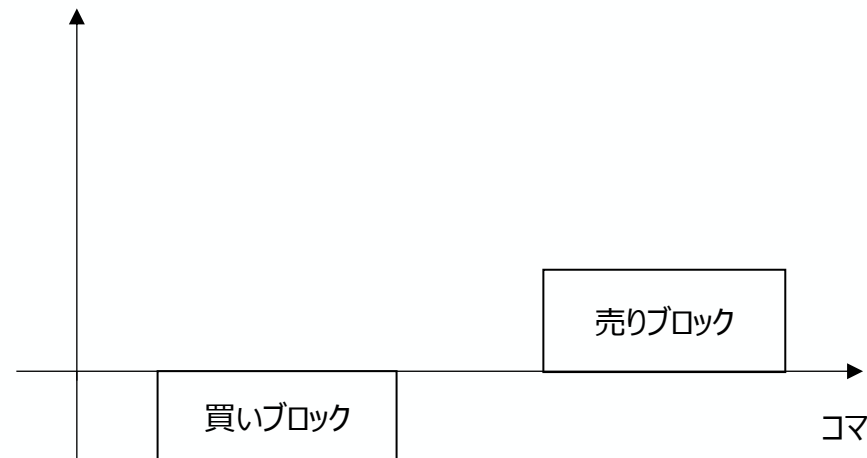
売り入札量



リンクブロックのイメージ

親ブロックには、起動費を反映させて売り入札価格を設定しながら、子ブロックの売り入札価格を親ブロックよりも下げた価格設定でリンクブロックを形成する。

売り入札量



ループブロックのイメージ

買いブロックを設定した後ろのコマで売りブロックを設定する。揚水発電や蓄電池の運用を想定。

買い入札量

卸電気事業者（電発）の電源の切り出し

- 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。
前年同期間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は、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231万kWのうち、約172万kW（75％）については一般競争入札等での契約。
主に2024年度で長期随意契約終了の地方公共団体が、2025年度4～6月期から一般競争入札等に移行したため、2025年1月～3月期と比べ約31万kW増加。
- 残り約59万kWのうち、31％は旧一電との長期随意契約を継続、69％はFIT電源としての売電及びFIT適用化改修工事中等となっている。

公営水力発電設備（令和7年4月1日現在）
・発電所数：312か所 ・総出力：約231万kW

右表は、24地方公共団体中、水力発電の売電契約について、競争入札又は公募型プロポーザルにより決定した落札者に供給中の事例（令和7年6月30日現在）

事業体	水力発電所数	合計最大出力(kW)	契約種別	落札者
北海道	5か所	50,500	一般競争入札	SBパワー
岩手県	10か所	133,170	公募型プロポーザル	東北電力・東北電力フロンティア
	1か所	1,400	公募型プロポーザル	東北自動車産業グリーンエネルギー普及協会
	1か所	450	公募型プロポーザル	久慈地域エネルギー
	2か所※1	3500	公募型プロポーザル	東北自動車産業グリーンエネルギー普及協会
	1か所※1	61	公募型プロポーザル	久慈地域エネルギー
秋田県	12か所	92,900	公募型プロポーザル	東北電力・東北電力フロンティア
	3か所※1	9,250	公募型プロポーザル	東北ネットワーク（⇒ローカルでんき特定卸）
	1か所※1	8,800	公募型プロポーザル	東北ネットワーク（⇒かづのパワー特定卸）
山形県	6か所	50,700	公募型プロポーザル	東北電力・東北電力フロンティア
	2か所	8,700	公募型プロポーザル	やまがた新電力
	4か所※1	26,600	公募型プロポーザル	地球クラブ
	1か所※1	420	公募型プロポーザル	やまがた新電力
栃木県	6か所※4	48,200	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー
群馬県	6か所※5	43,490	公募型プロポーザル	丸紅新電力
	5か所※5	24,470	公募型プロポーザル	TGオクトパスエナジー
	15か所※2,5	119,872	一般競争入札	関西電力
東京都	3か所	36,500	公募型プロポーザル	東京ガス
神奈川県	11か所※5	347,589	公募型プロポーザル	SBパワー
	10か所※5	74,960	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー
山梨県	5か所※5	42,500	一般競争入札	パルシステム電力・地球クラブ・UPDATER
	1か所※5	1,100	公募型プロポーザル	ヴィジョナリーパワー
	1か所※2	380	公募型プロポーザル	エネット
富山県	11か所※6	87,400	一般競争入札	北陸電力
長野県	12か所※3	63,080	公募型プロポーザル	ゼロワットパワー
	1か所	1,500	公募型プロポーザル	中部電力ミライズ
	13か所※1	45,009	公募型プロポーザル	ゼロワットパワー
新潟県	7か所	100,200	一般競争入札	SBパワー
京都府	1か所	11,000	一般競争入札	ゼロワットパワー
鳥取県	1か所	1,100	一般競争入札	とっとり市民電力
岡山県	10か所※5	54,680	一般競争入札	ゼロワットパワー
	1か所※2	180	一般競争入札	ゼロワットパワー
山口県	8か所※5	50,550	公募型プロポーザル	ミツウロコグリーンエネルギー
	1か所※2	260	公募型プロポーザル	ミツウロコグリーンエネルギー
徳島県	3か所※6	85,000	公募型プロポーザル	四国電力
	1か所※6	2,500	公募型プロポーザル	なかよし電力
愛媛県	8か所※6	56,700	一般競争入札	四国電力
高知県	3か所※6	39,200	公募型プロポーザル	四国電力
合計	193	1,723,871		

発電所数合計：193件
合計最大出力：1,723,871kW
【水力設備総出力の74.6 %】

出所：地方公共団体からの提供情報

※1 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。
岩手県は2024年10-12月期に2か所、2025年1-3月期に1か所、秋田県は2024年10～12月期に1か所、長野県は2025年4～6月に3か所が移行。
※2 卒FITに伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに移行。群馬県は、1か所について一般競争入札により2025年3月よりFITから非FITへ移行。
※3 長野県は、公募型プロポーザルのうち、1か所についてリプレイス・増出力し、2024年10～12月期からFIP移行。
※4 栃木県は、8か所について公募型プロポーザルとしていたが、そのうち、2か所はFIT適用リプレイスにより2024年1～3月期に6か所に変更。
※5 群馬県・神奈川県・山梨県・岡山県・山口県は、2023年度で長期随意契約終了に伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに2024年4～6月期より新規移行。
※6 富山県・徳島県・愛媛県・高知県は、2024年度で長期随意契約終了に伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに2025年4～6月期より新規移行。

公営水力電気事業の競争入札等の状況について

- 長期随意契約の解消状況に係る旧一電に対するアンケート等によると、今期は、地方公共団体から旧一電への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。

2025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電からの回答より整理

【既存契約の期中解消協議の状況】

今期においては、地方公共団体から旧一電への長期随意契約の解消・見直し等の申し入れ、相談等の動きは見られなかった。他方で、旧一電に対し、長期随意契約中の発電所について途中解約した場合の違約金算定依頼があった。

参考：2025年4月以降の地方公共団体向けの電力販売契約に関する取り組み等に関する定期アンケートの回答結果より整理

■ 旧一電との既存契約の期中解消に向けての動き

- 2023年度までに旧一電との長期随意契約が満了し、一般競争入札又は公募型プロポーザルによる売電契約へ移行した地方公共団体のうち、2024年度末で現行契約が期間満了となる地方公共団体は、同手続きを経て新契約期間に入った。
- 2024年度末に長期随意契約期間満了となった地方公共団体は、いずれも一般競争入札又は公募型プロポーザルによる売電契約へ移行し、新契約期間に入った。
- 2025年度末まで基本契約が継続する地方公共団体は、概ね期中解約は行わずに期間満了まで長期随意契約を継続。長期随意契約終了後は一般競争入札や公募型プロポーザルへの移行を予定。
- 2026年度以降も、旧一電との非FITの長期随意契約が残る発電所が1地点ある。

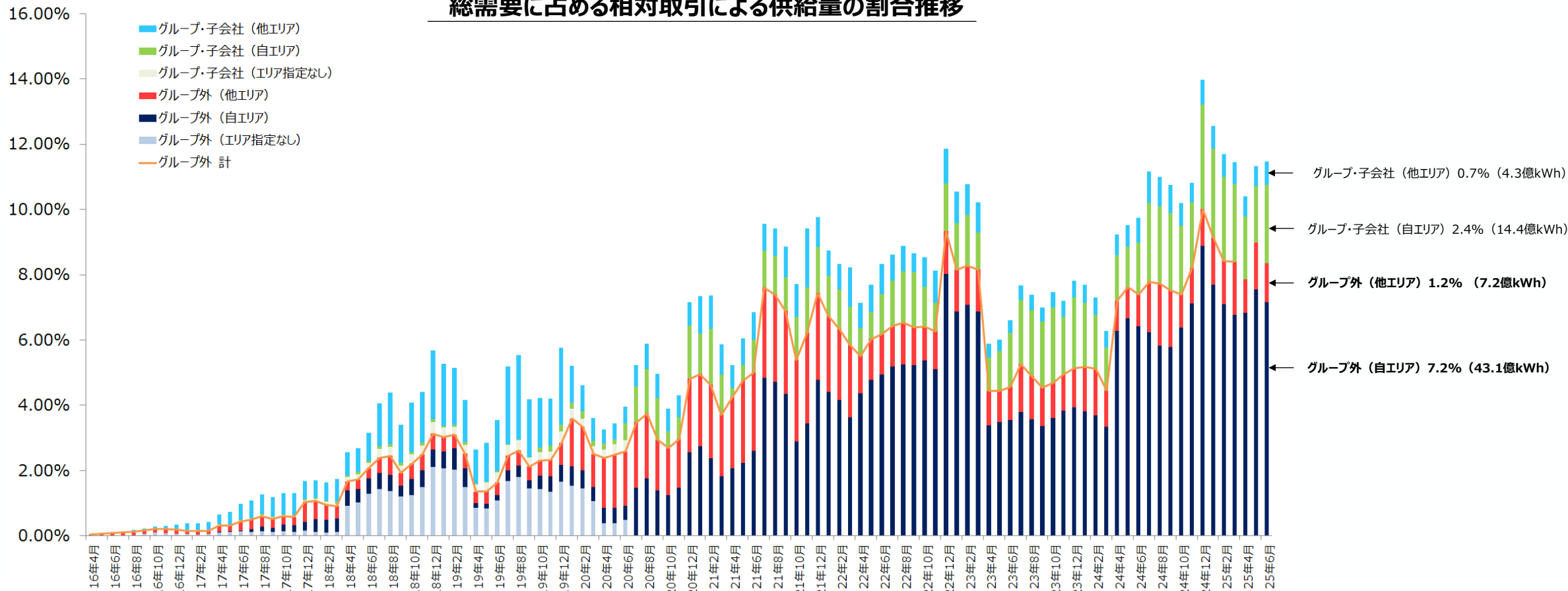
■ 売電契約における各地方公共団体の独自の取組など

- 現行の売電契約において、独自の電気料金プラン（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）を設定。
- 一般競争入札等で落札者を決定する契約において、地産地消の観点から以下の独自の取組を実施。
 - ✓ 公募型プロポーザルにおいて、一般枠、県内地域新電力枠に分けて募集。
 - ✓ 需要家と小売電気事業者をマッチングさせる『地産地消型PPA（群馬モデル）』の導入。
 - ✓ 地方公共団体が運営する公共施設や公共交通機関への供給。
 - ✓ 全量県内へ供給を条件とした契約の締結。

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2025年6月時点の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、11.5%であった。
(68.9億kWh (前年同期比1.2倍))
- グループ外への相対卸供給8.4% (50.2億kWh) は、新電力需要 (128.2億kWh) の39.2%を占める。

総需要に占める相対取引による供給量の割合推移



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

※ 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。

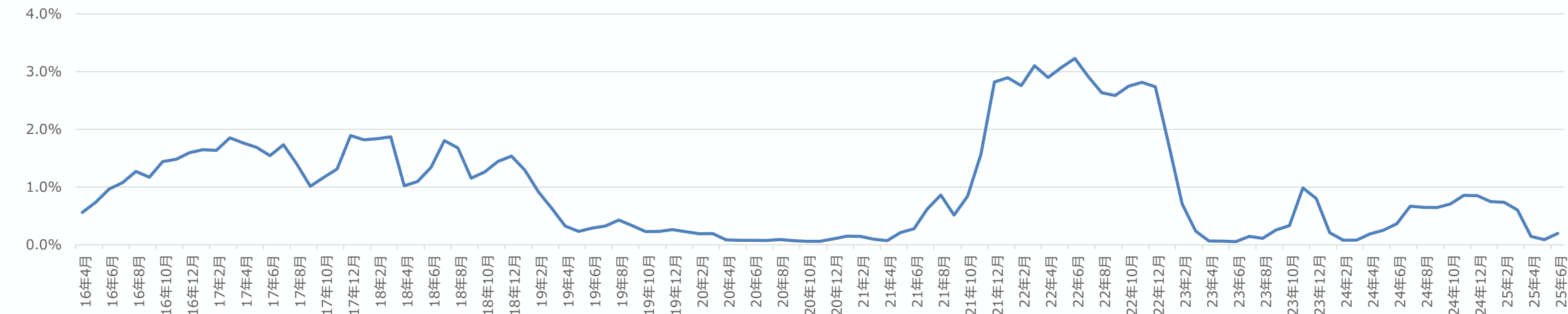
※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。
2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者に通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

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

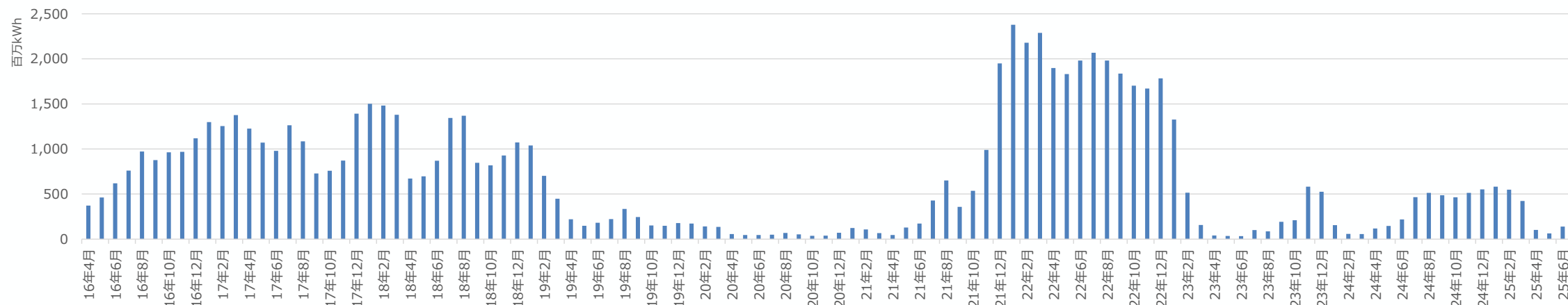
常時BU販売電力量の推移

- 2025年6月時点の総需要に占める常時BU販売電力量の割合は、0.2%（1.38億kWh）となっている。なお、北海道・北陸・関西・中国・九州・沖縄エリアは2025年度（北海道・沖縄エリアは2024年度から）において常時BUは行っていない。

総需要に占める常時BU販売電力量10社合計割合（%）



常時BU販売電力量10社合計（kWh）



【当四半期報告】

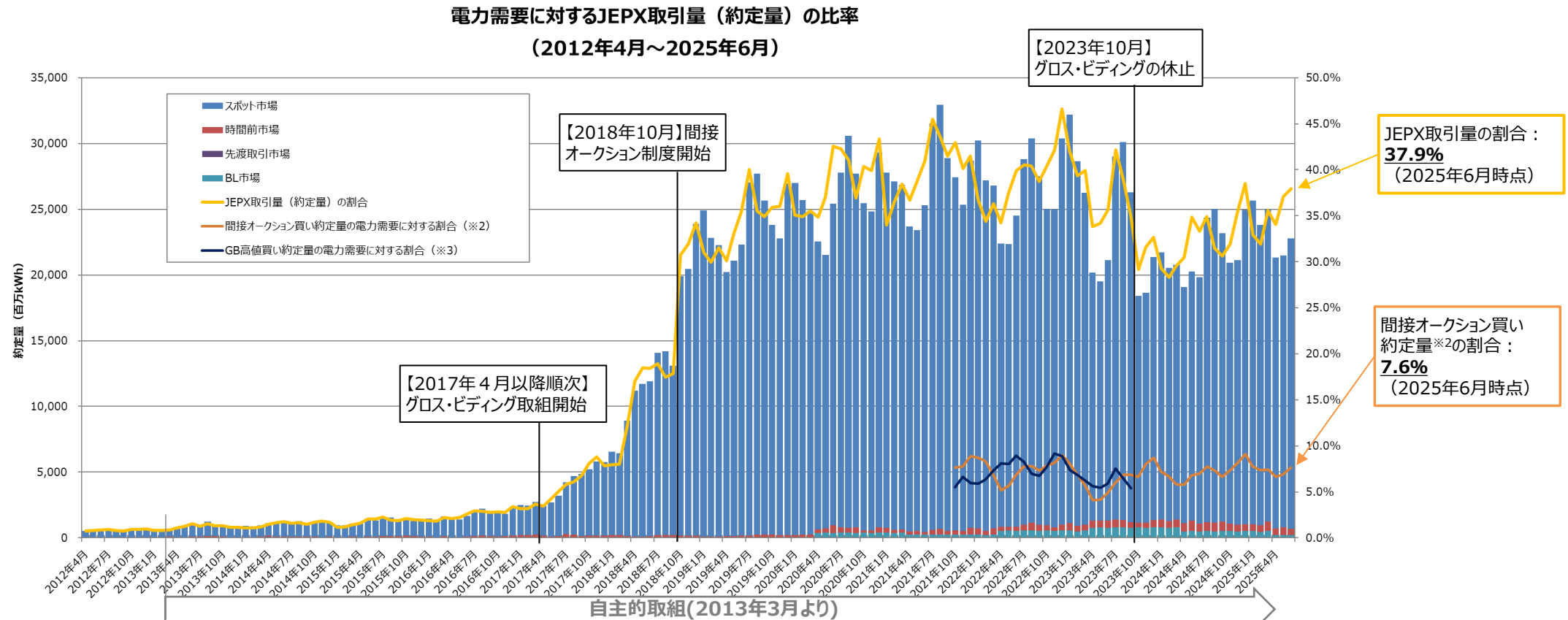
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
 - 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
 - 低圧料金の平均単価推移
- **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

- 2025年6月時点における、日本の電力需要に対するJEPX取引量（約定量※1）の比率は37.9%であった。
- 間接オークション買い約定量※2の電力需要に対する比率は、7.6%であった。



	2012/04	2013/04	2014/04	2015/04	2016/04	2017/04	2018/04	2019/04	2020/04	2021/04	2022/04	2023/04	2024/04	2025/04	2025/06
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%	33.8%	30.5%	34.1%	37.9%
(うち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%	31.6%	28.7%	32.9%	36.8%
(うち時間前市場の割合)	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.5%	0.9%	1.0%	0.9%	0.8%
(うちBL市場の割合)	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.4%	0.8%	1.3%	0.8%	0.3%	0.3%

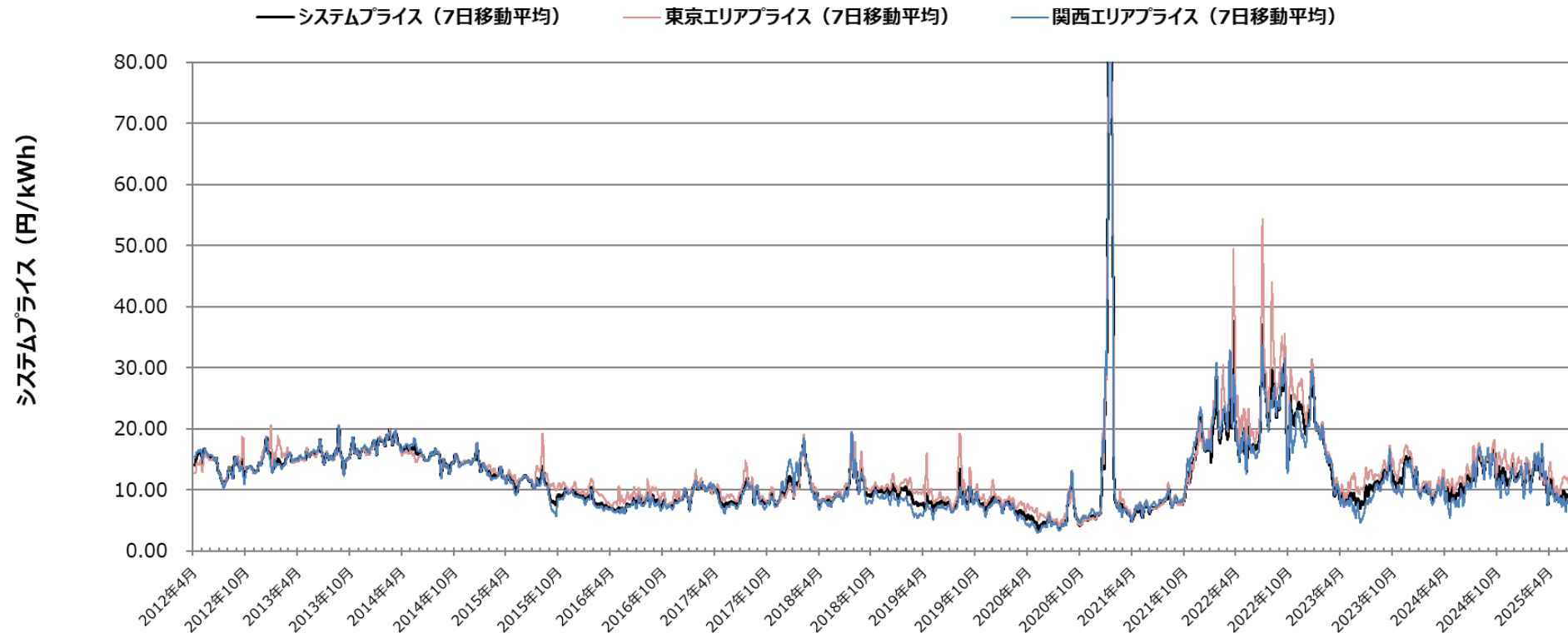
※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

※2 間接オークション買い約定量は、JEPXのユーザーアカウントデータの属性で間接オークションに該当するアカウントの約定量を集計したものの。

スポット市場における価格の推移

- 1日のシステムプライス平均値は、2023年4月以降、概ね8円/kWh～18円/kWhの間で推移しており、直近の四半期における平均値は9.86円/kWhであった。
- 2024年度は、東西値差が2円/kWh程度であり、2023年度と比べて0.5円/kWh程度小さくなった。

スポット市場 システムプライスの推移 (2012年4月1日～2025年6月30日)



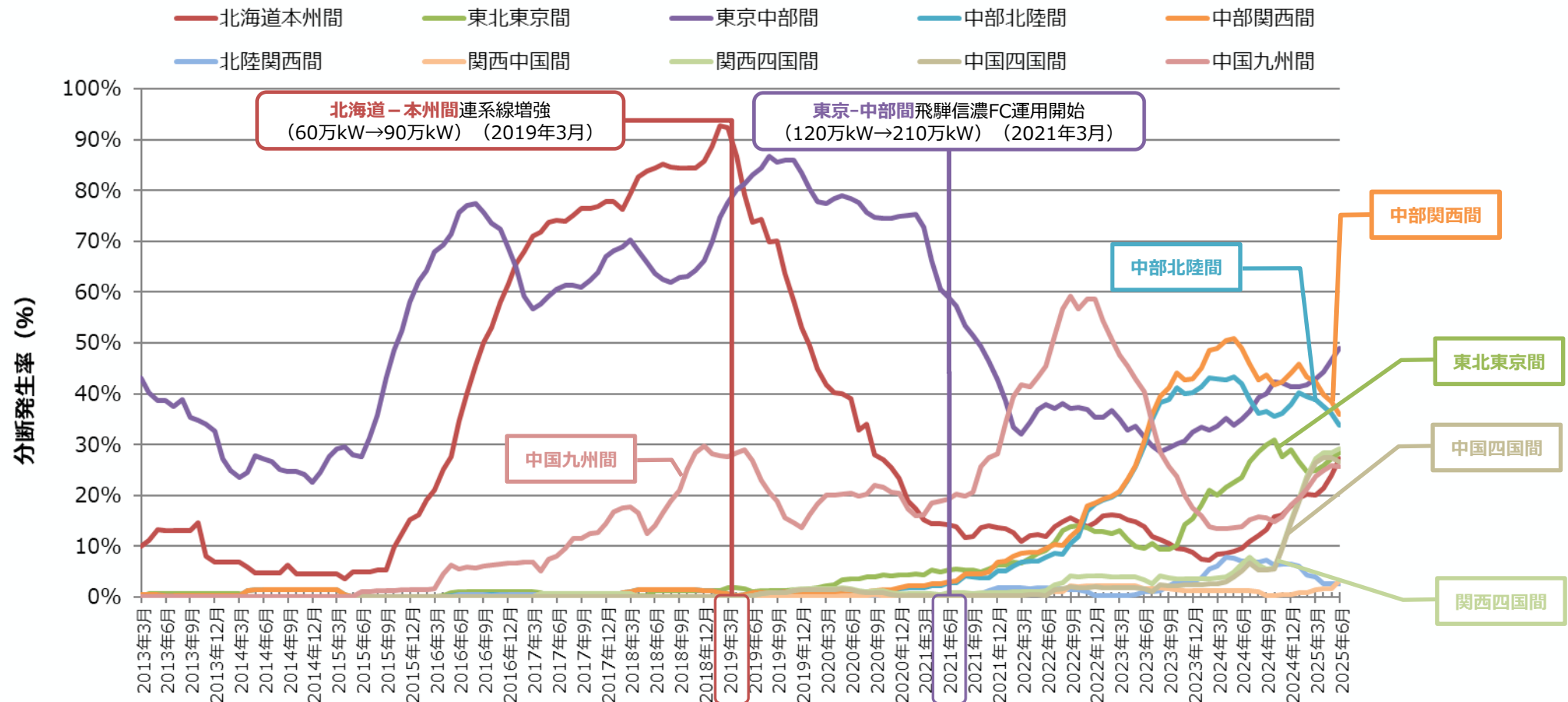
(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均	2022年度 平均	2023年度 平均	2024年度 平均	当四半期 平均
システムプライス	14.43	16.51	14.67	9.78	8.46	9.72	9.76	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29	9.86
東京エリアプライス	14.75	16.44	14.63	10.99	9.32	10.15	10.68	9.12	12.02	14.27	23.50	12.20	13.66	11.86
関西エリアプライス	14.32	16.62	14.71	9.37	8.29	9.81	8.88	7.18	11.06	14.05	19.54	9.74	11.70	9.31

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 東京中部間は2025年3月以降分断率の高い状態が継続。
- 中部関西間、中部北陸間は、分断発生率が足下では4割前後で推移。
- 関西四国間、中国四国間の分断発生率は2024年11月以降、大きく上昇傾向。
- 北海道本州間、中国九州間の分断発生率は、足下では上昇傾向にある。

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4月～2025年6月）



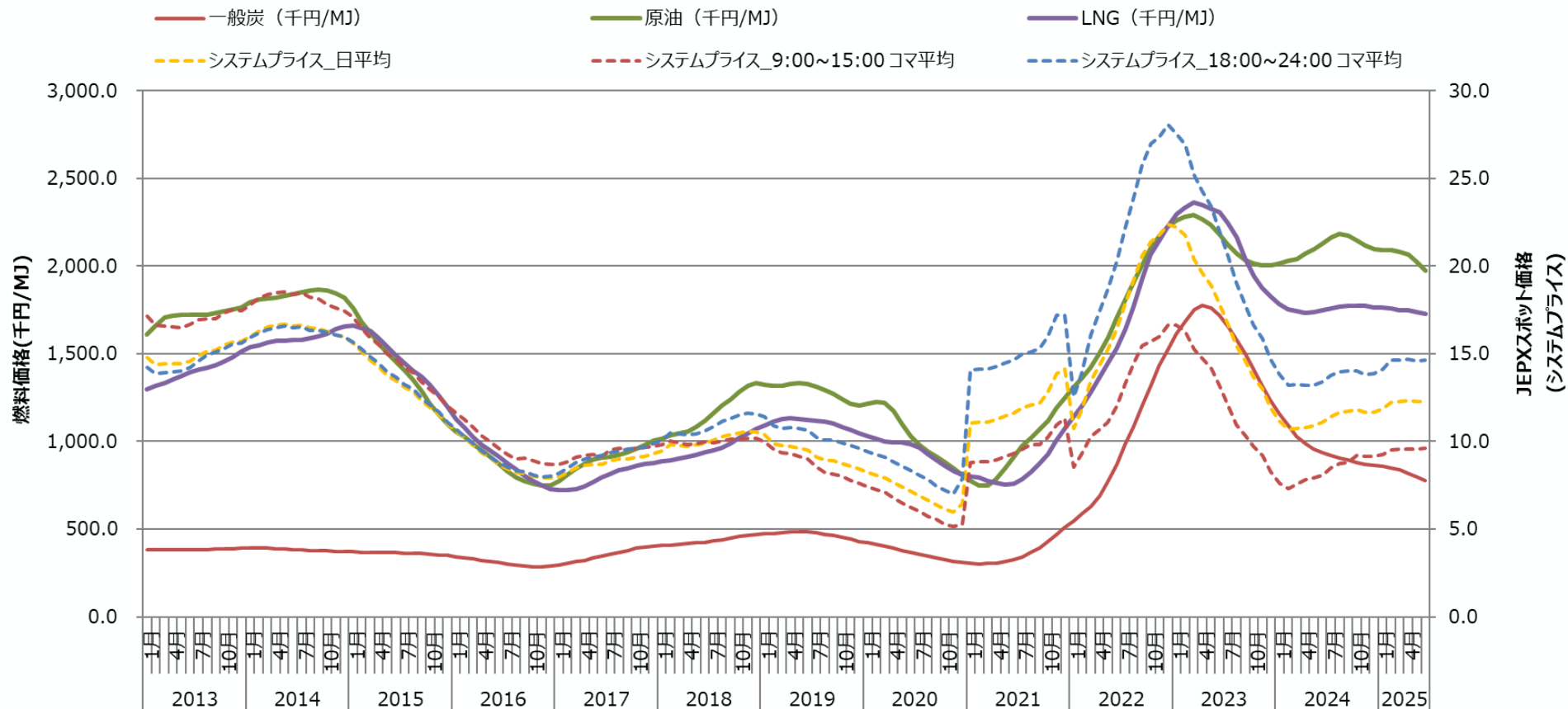
※ 月間分断発生率(12か月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12か月移動平均値。

※ 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。

JEPXスポット価格と燃料価格

- 長期的には、JEPXスポット価格のトレンドは、LNGや原油の価格と近い動きとなっている。
- 2023年に入り燃料価格は下落傾向が続いていたが、至近のLNG価格は横ばいの傾向が続き、スポット価格との価格推移の傾向が最も近くなっている。

JEPXスポット価格と燃料価格の推移（12か月移動平均）
（2013年1月～2025年6月）



出所：財務省 貿易統計(2025年5月7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。

※ 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か月の移動平均（2021年2月から2022年1月まで）を用いており、高騰した2021年1月の単月値が計算範囲から外れたことによる。

※ C重油について、2024年4月以降輸入量が0の月が頻出したため、2025年4月～6月期より、原油価格の推移に差し替えを実施。

【当四半期報告】

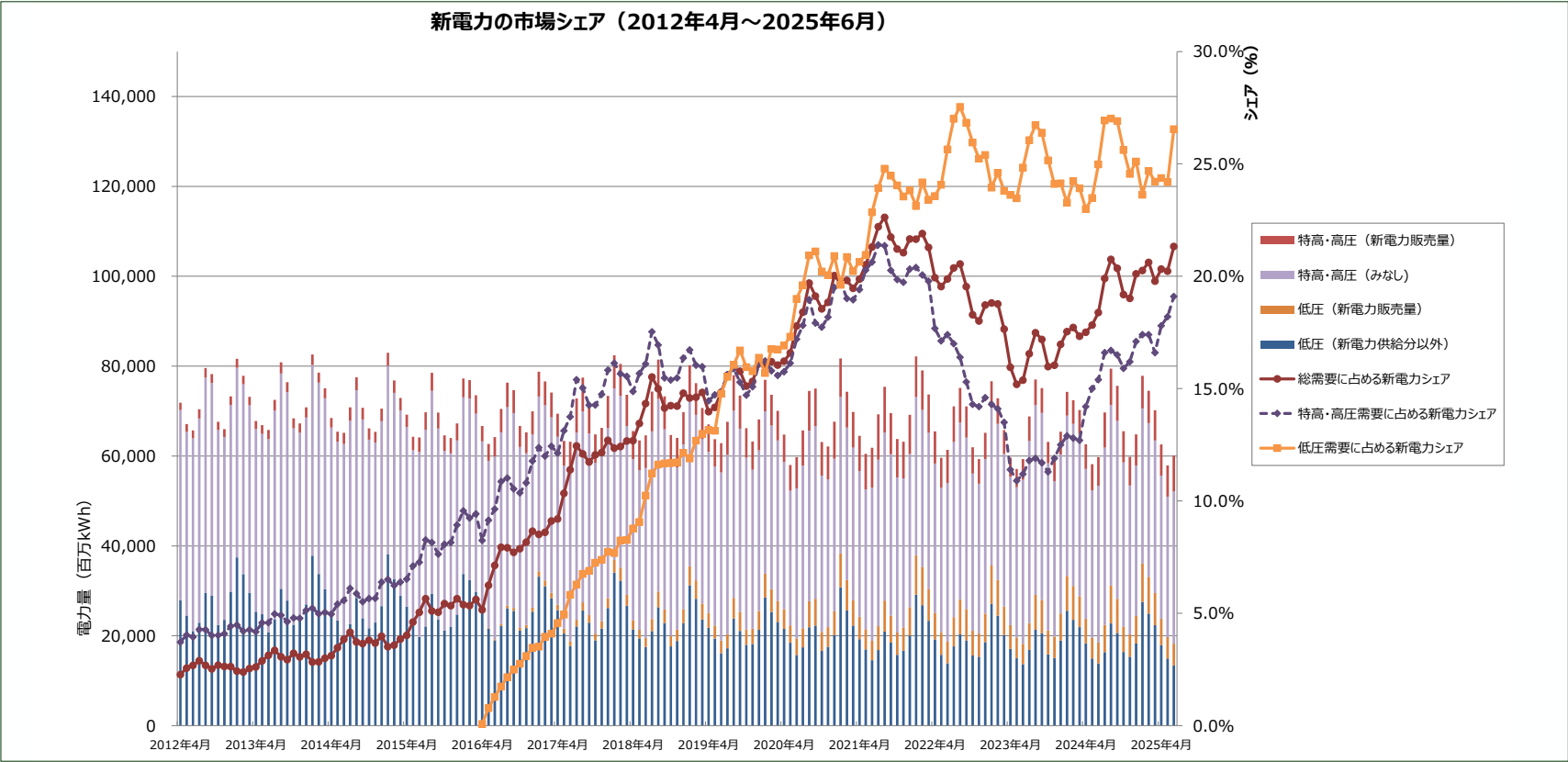
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
 - 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
 - 低圧料金の平均単価推移
- **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総需要に占める新電力シェアは、直近では、増加傾向が見られる。
- 2025年6月時点において、総需要に占める新電力シェアは約21.3%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約19.1%、低圧需要に占める新電力シェアは約26.6%となっている。



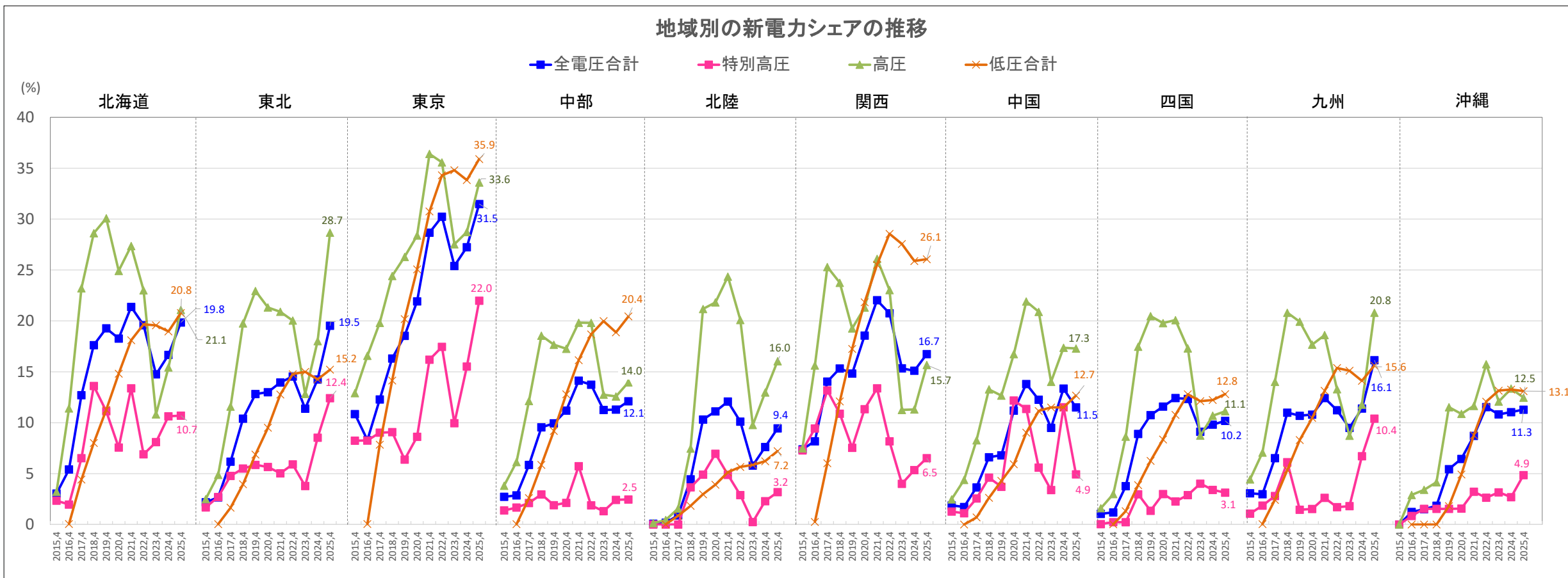
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

（出所：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	2023/ 4	2024/4	2025/4	2025/6
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%	16.0%	17.5%	20.3%	21.3%
特高・高圧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%	11.4%	14.2%	17.8%	19.1%
低圧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%	23.6%	23.0%	24.4%	26.6%

地域別の新電力シェアの推移（年度別）

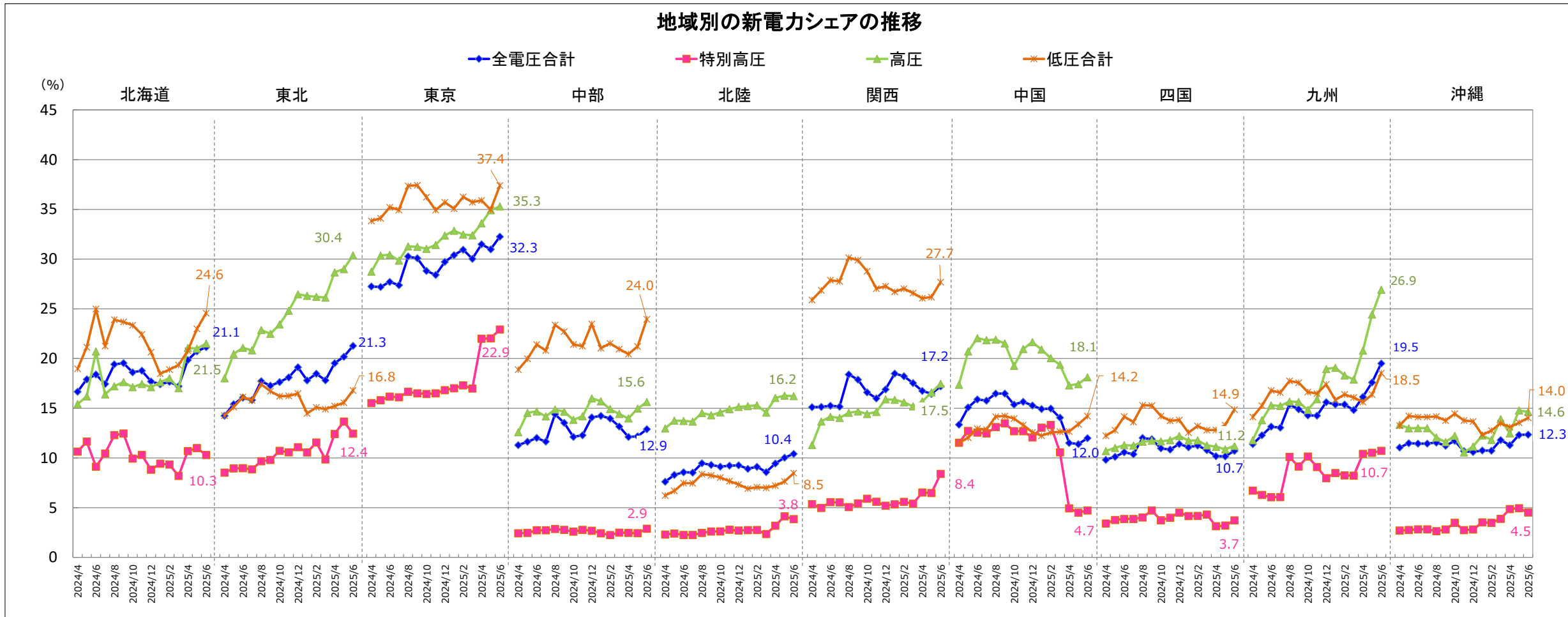
- 地域別の新電力の販売電力量シェアを全電圧合計でみると、直近では中国エリア以外で上昇傾向がみられる。新電力の販売電力シェアが高い地域として、東京が挙げられる。



※「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の推移について、直近では、多くのエリアにおいて概ね増加傾向がみられる。

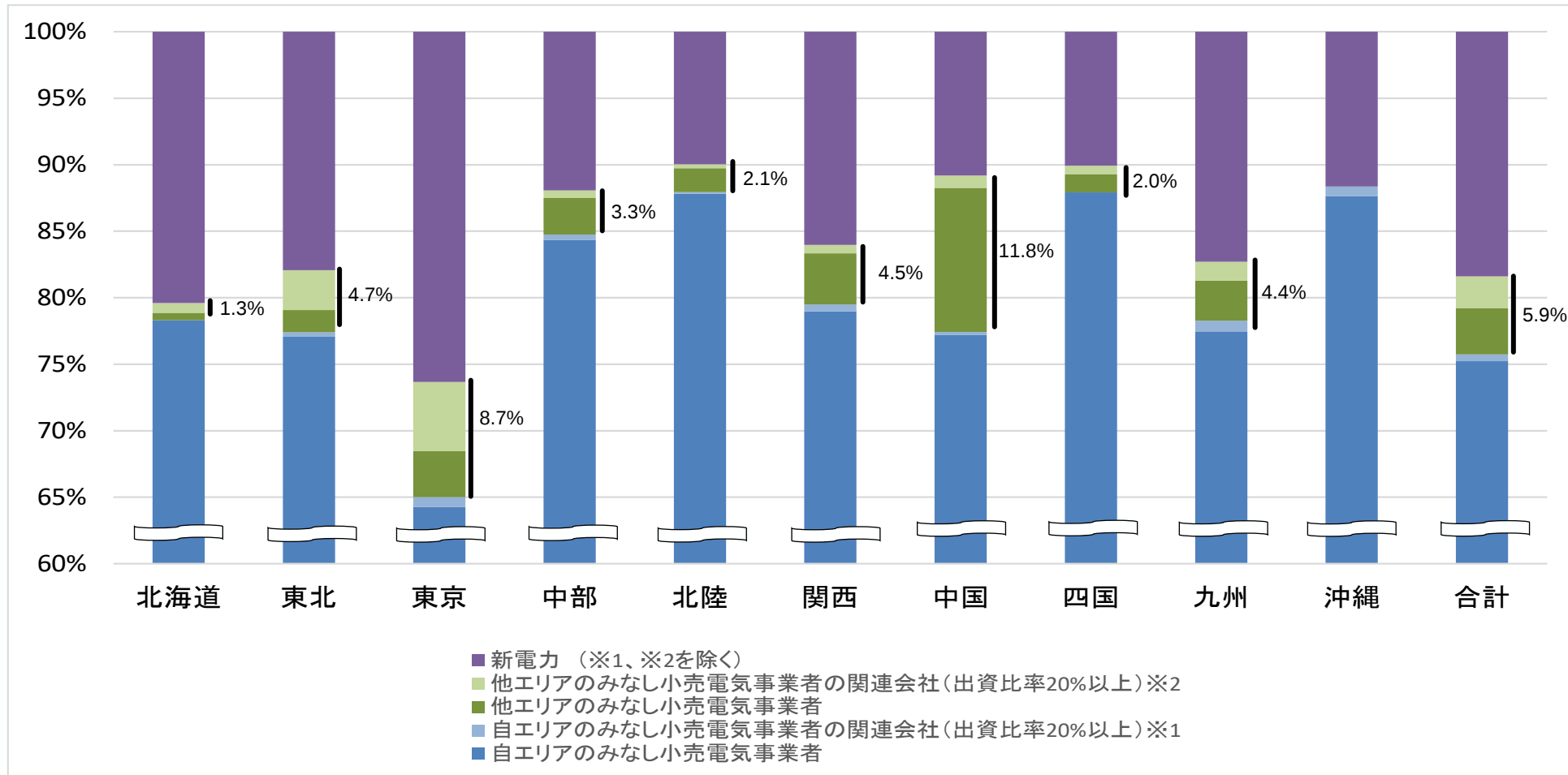


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
(出所：電力取引報)

地域別の市場シェア

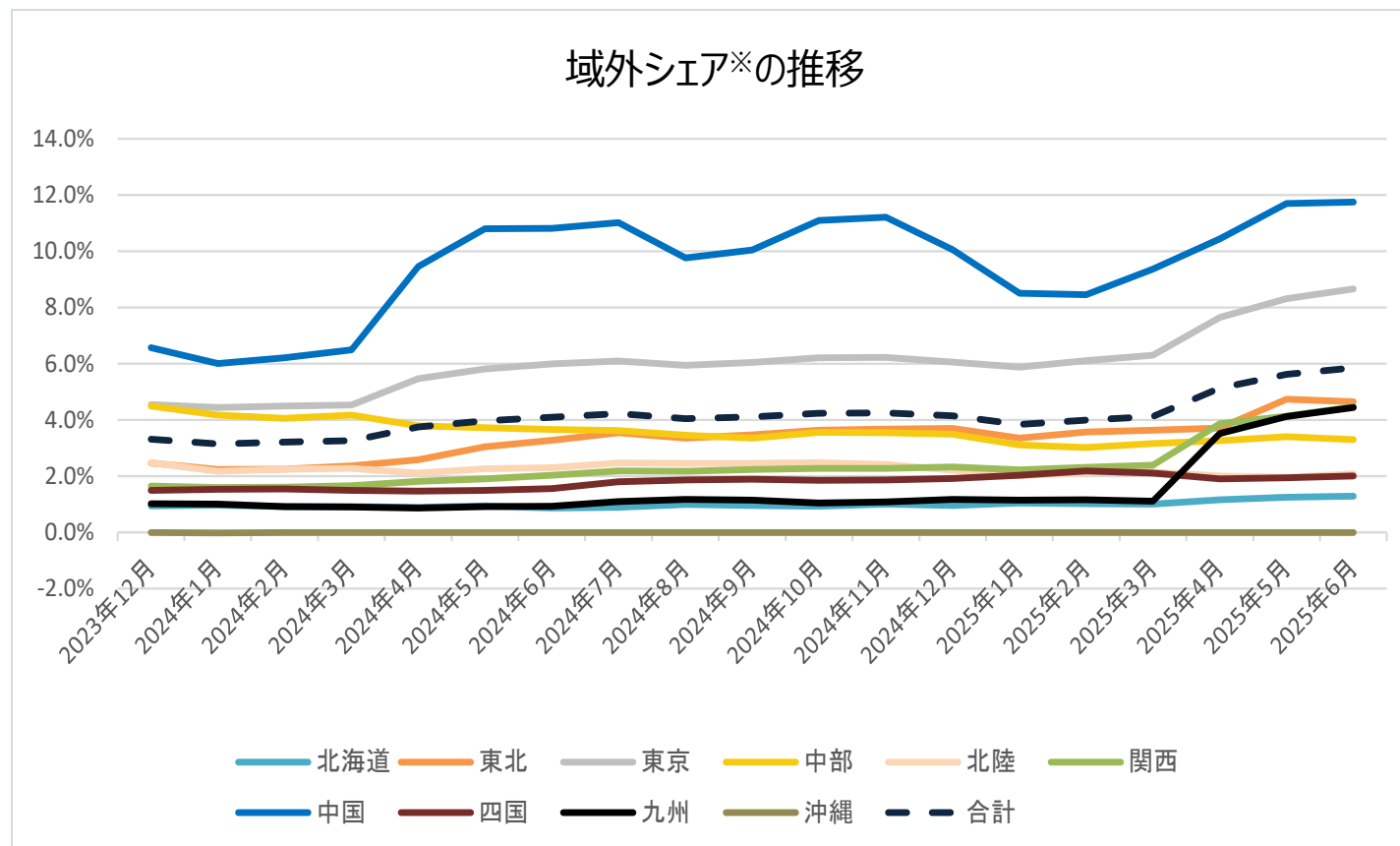
- みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体で約5.9%であった。2025年3月値は4.1%であり増加傾向にある。

地域別の市場シェア（2025年6月）



(参考) 域外みなし・域外関連会社のエリア占有率の推移 (月別)

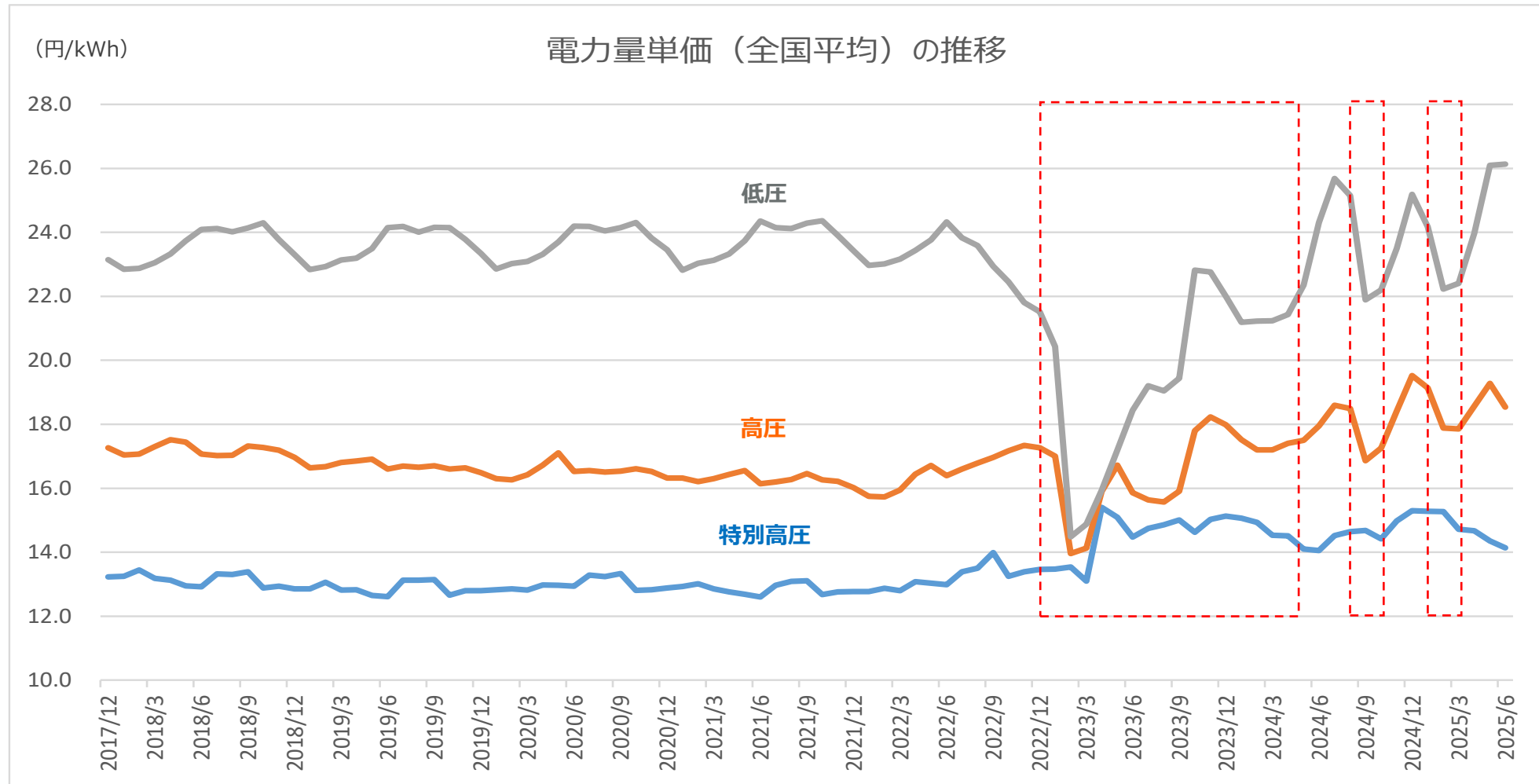
- 域外みなし・域外関連会社のエリア占有率は、全国エリアでみると上昇傾向にある。



	2025年6月
北海道	1.3%
東北	4.7%
東京	8.7%
中部	3.3%
北陸	2.1%
関西	4.5%
中国	11.8%
四国	2.0%
九州	4.4%
沖縄	0.0%
全国	5.9%

※ 他エリアのみなし小売電気事業者、他エリアのみなし小売電気事業者の関連会社（出資比率20%以上）のエリア占有率

- 電力自由化後の電力量単価（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く）は、直近では激変緩和対策事業の影響により増減があるが、長期的には上昇傾向にある。



（備考）

・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

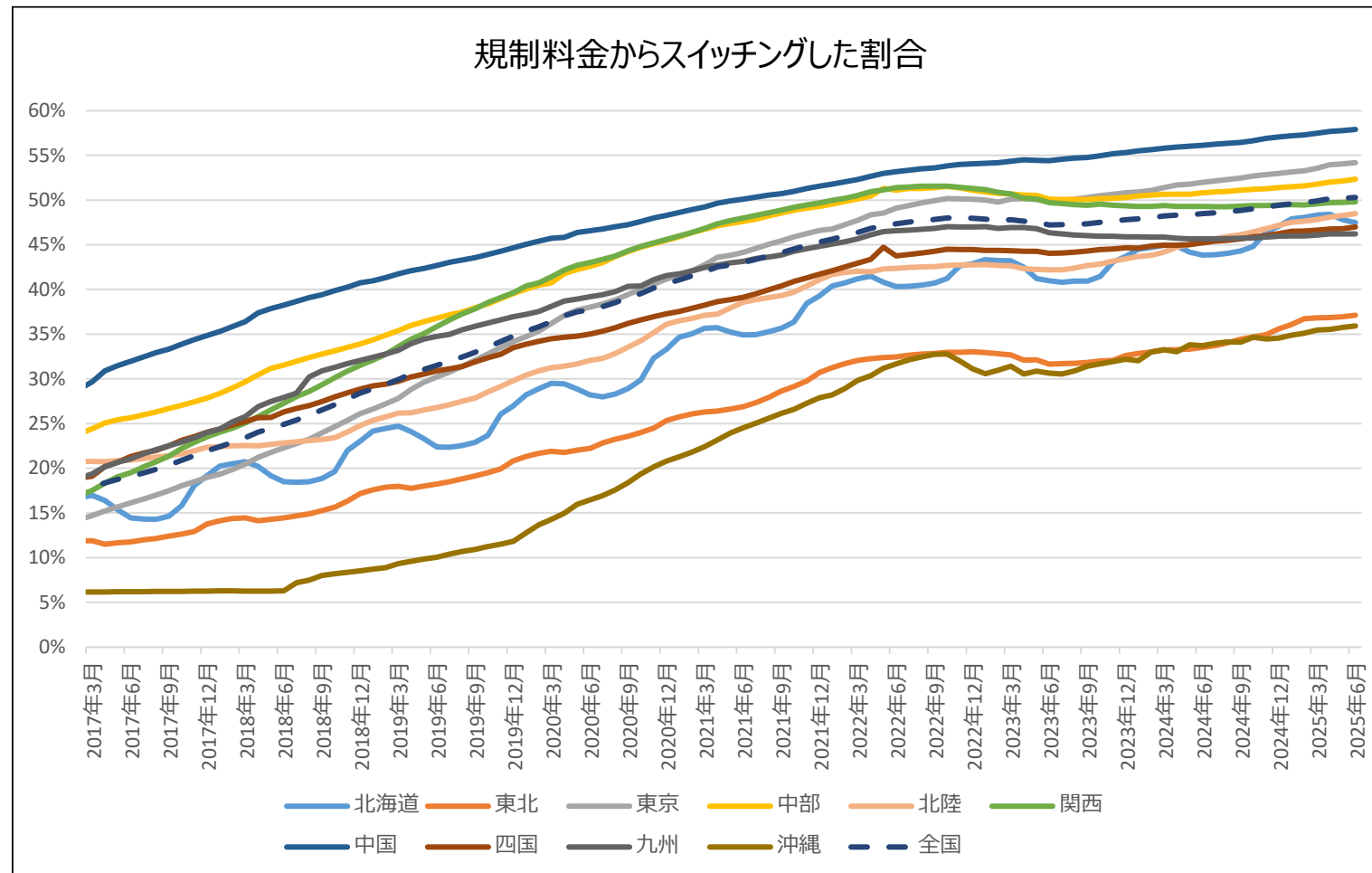
激変緩和（低圧）補助金額（1kWhあたり）

・2023年1月～8月	: 7.0円	・2024年8～9月	: 4.0円
・2023年9月～4月	: 3.5円	・2024年10月	: 2.5円
・2024年5月	: 1.8円	・2025年1～2月	: 2.5円
		・2025年3月	: 1.3円

激変緩和対策

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、2016年以降上昇傾向で推移していたが、上昇カーブは緩やかになっている。2025年6月時点では全国で50.3%(2025年3月からは0.4ptの増加)となっている。



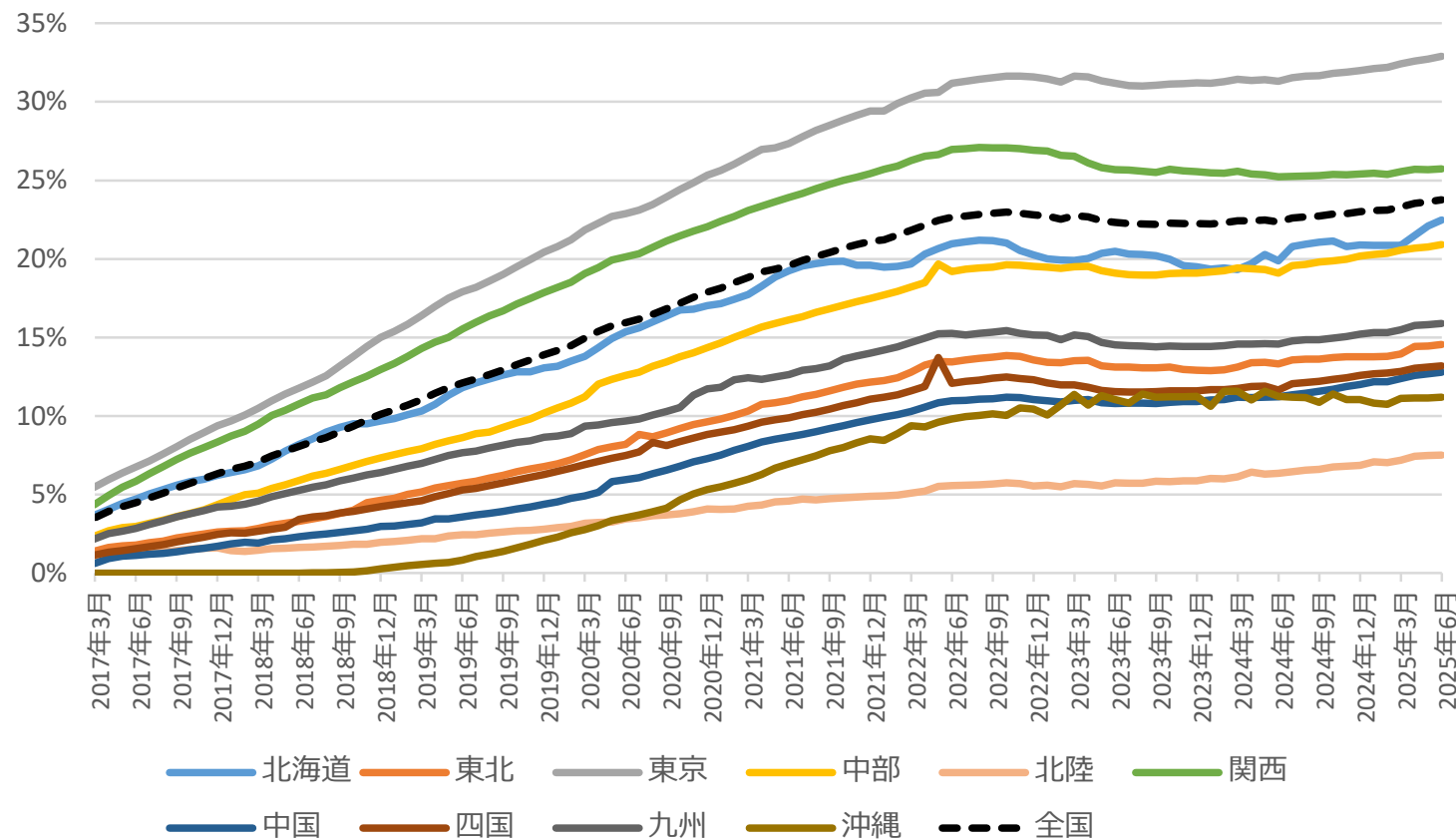
	2025年6月
北海道	47.5%
東北	37.1%
東京	54.2%
中部	52.3%
北陸	48.5%
関西	49.8%
中国	57.9%
四国	47.0%
九州	46.2%
沖縄	35.9%
全国	50.3%

※沖縄は、低圧電灯のみで算出(高圧におけるスイッチングは含まれない)

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）へのスイッチング率は、継続して横ばい傾向がみられる。2025年6月時点で全国23.8%（2025年3月からは0.5ptの微増）となっている。

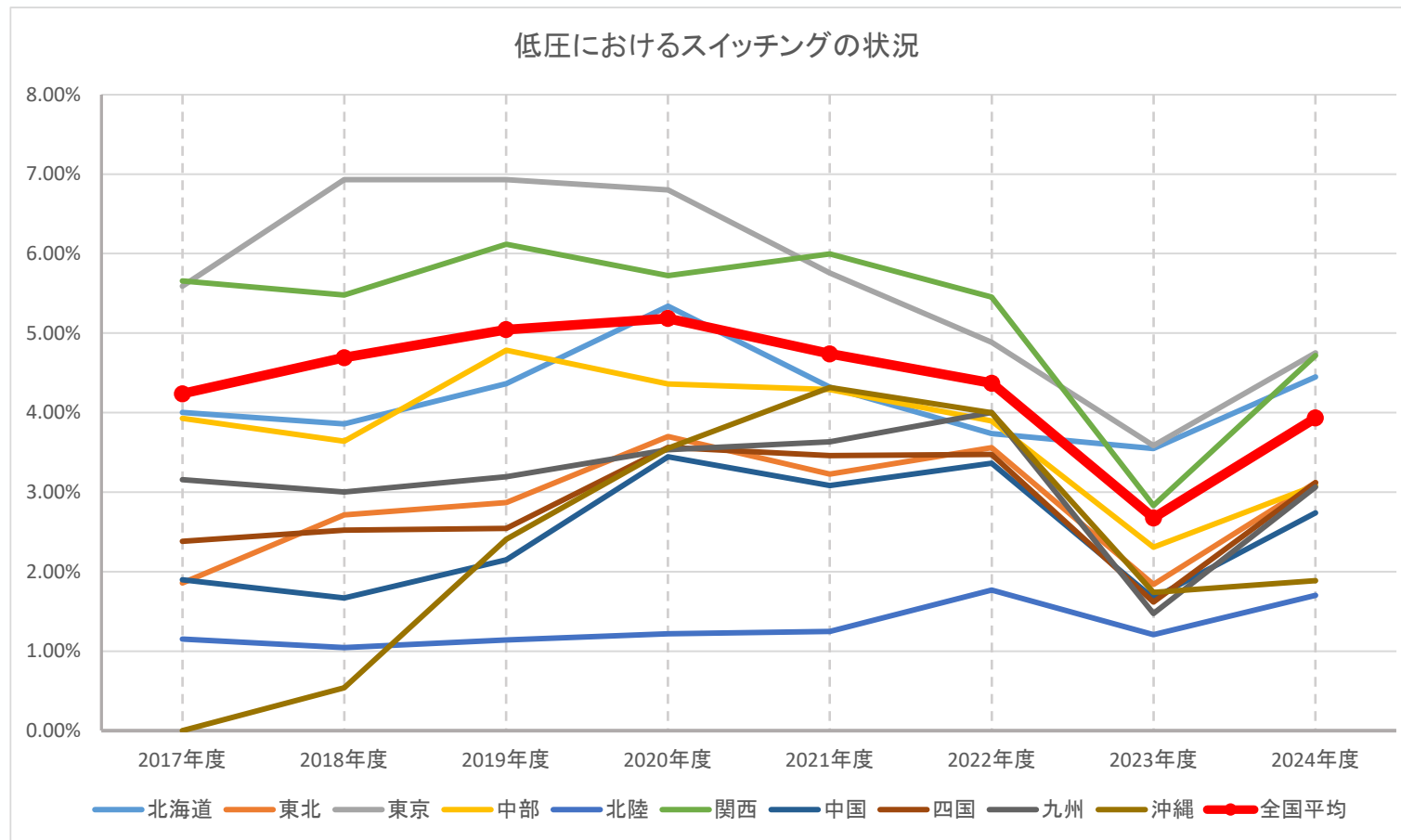
各エリアの旧一般電気事業者からスイッチングした割合



	2025年6月
北海道	22.5%
東北	14.6%
東京	32.9%
中部	20.9%
北陸	7.5%
関西	25.7%
中国	12.8%
四国	13.2%
九州	15.9%
沖縄	11.2%
全国	23.8%

スイッチングの動向（低圧）③：スイッチング率の年度ごとの推移

- 年度ごとのスイッチング率の推移をみると、2023年度まで減少が続いていたが、2024年度は反転し、前年度比で約2ptの上昇がみられる。新電力の新たなサービスの台頭があるものの、グループ会社間での大型の事業移管が複数発生したことが大きく影響している点に留意が必要である。



	2024年度
北海道	4.5%
東北	3.1%
東京	4.8%
中部	3.1%
北陸	1.7%
関西	4.7%
中国	2.7%
四国	3.1%
九州	3.1%
沖縄	1.9%
全国	3.9%

（出所：電力取引報）

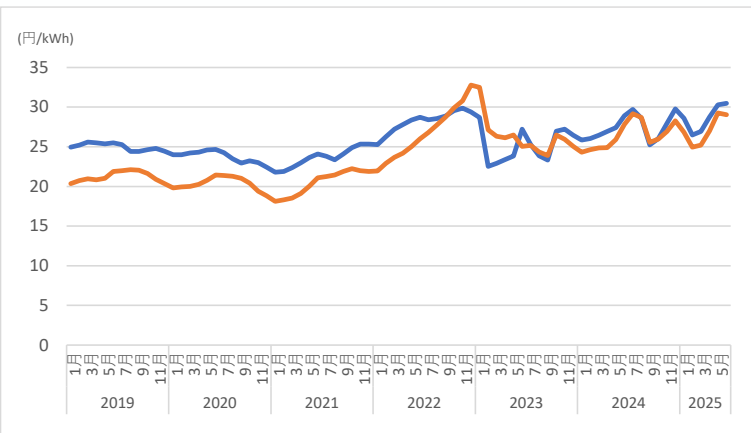
（備考1）低圧：契約口数ベース（年度の月間スイッチング件数の和÷年度の月間低圧契約口数の平均×100を算出）

（備考2）スイッチング実績はみなし→新電力等、新電力等→みなし、新電力等→新電力等へ変更した件数の合計値で集計

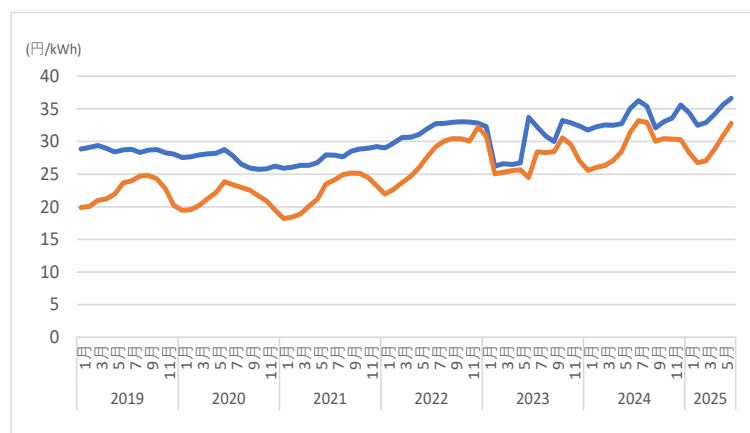
低圧料金の平均単価推移(エリア別)①

- 規制料金と自由料金の推移をみると、2023年に規制料金の値上げ改定が行われ、足元では、全てのエリアにおいて、規制料金が自由料金を上回る又は同等の水準が継続している。

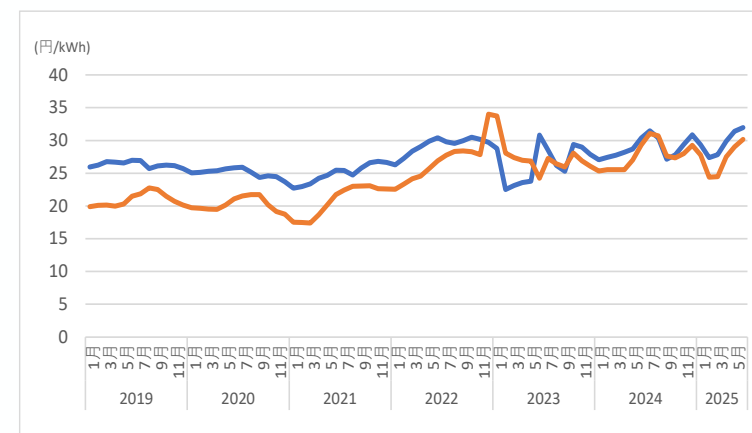
全エリア



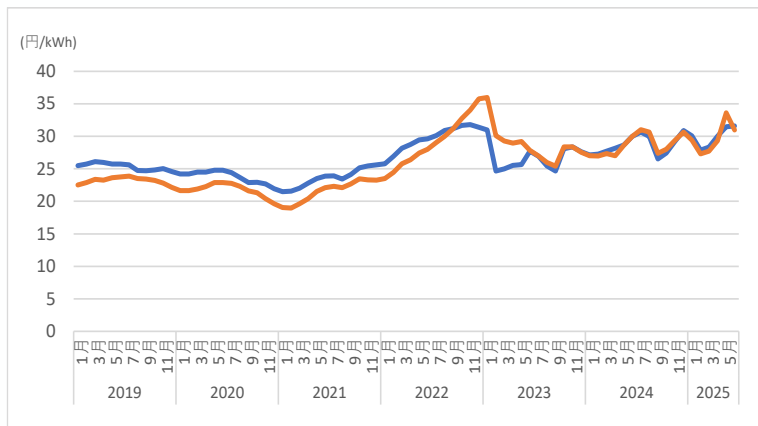
北海道エリア



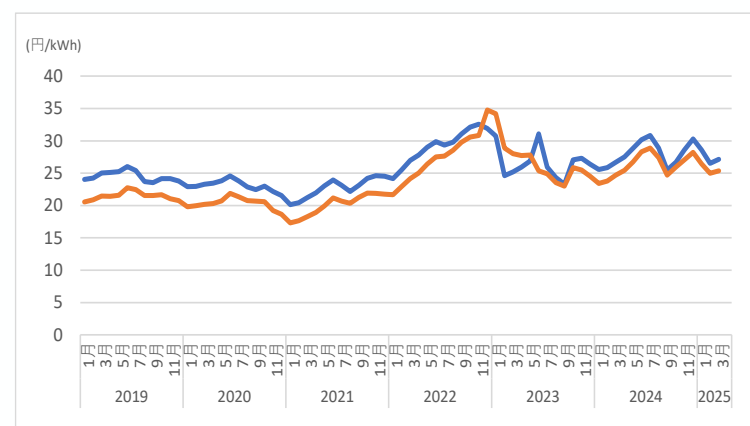
東北エリア



東京エリア



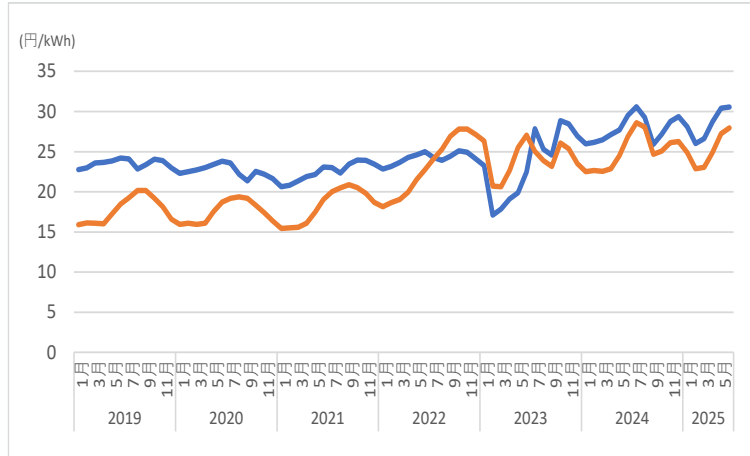
中部エリア



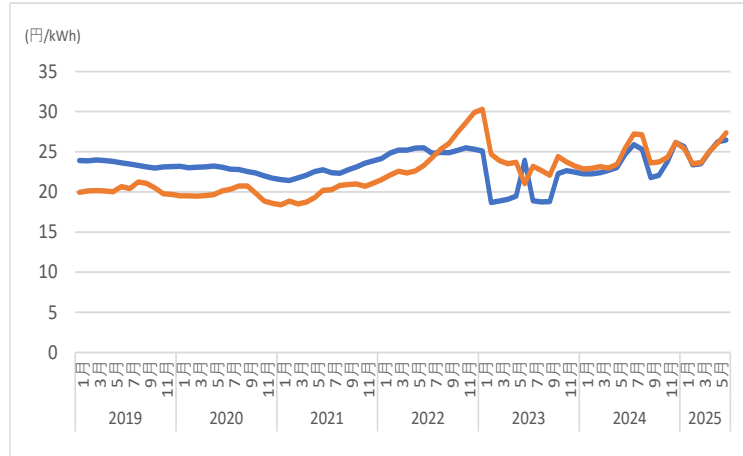
凡例
自由 規制

低圧料金の平均単価推移(エリア別)②

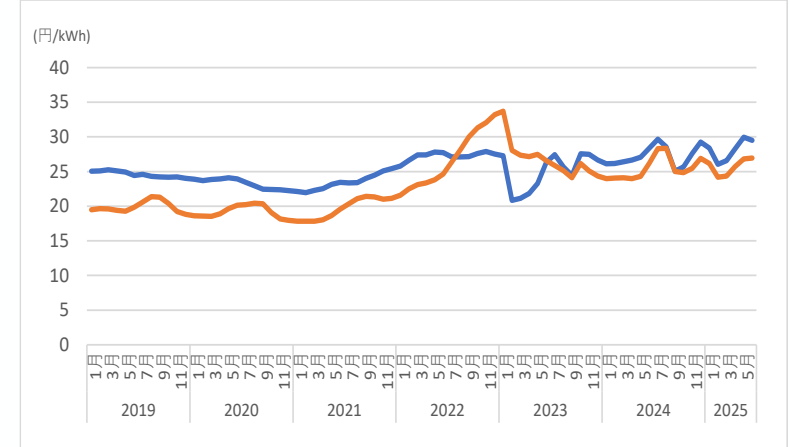
北陸エリア



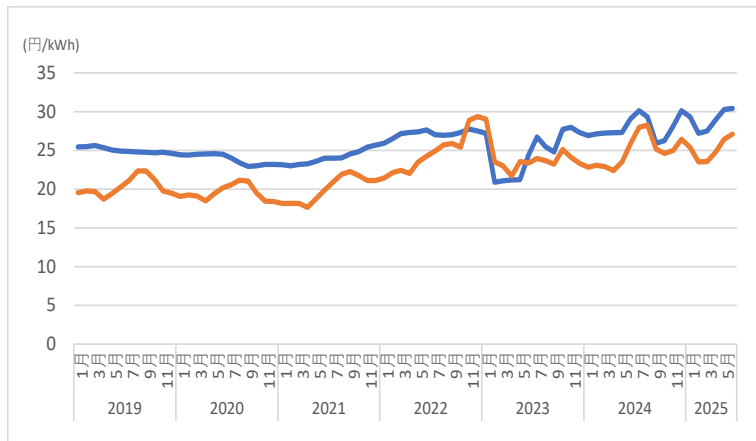
関西エリア



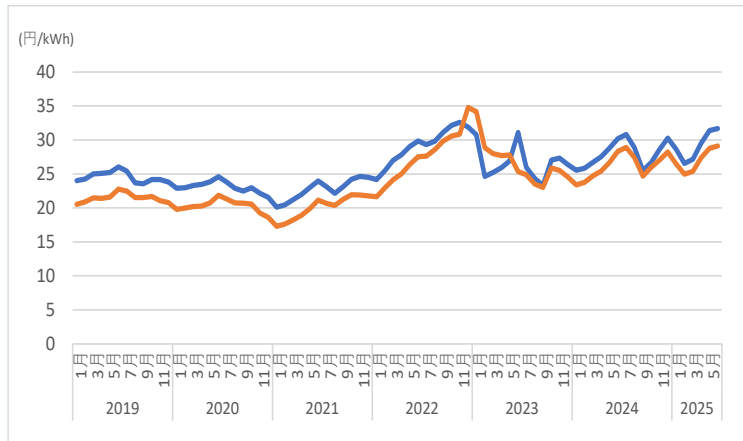
中国エリア



四国エリア



九州エリア



凡例 — 自由 — 規制

【当四半期報告】

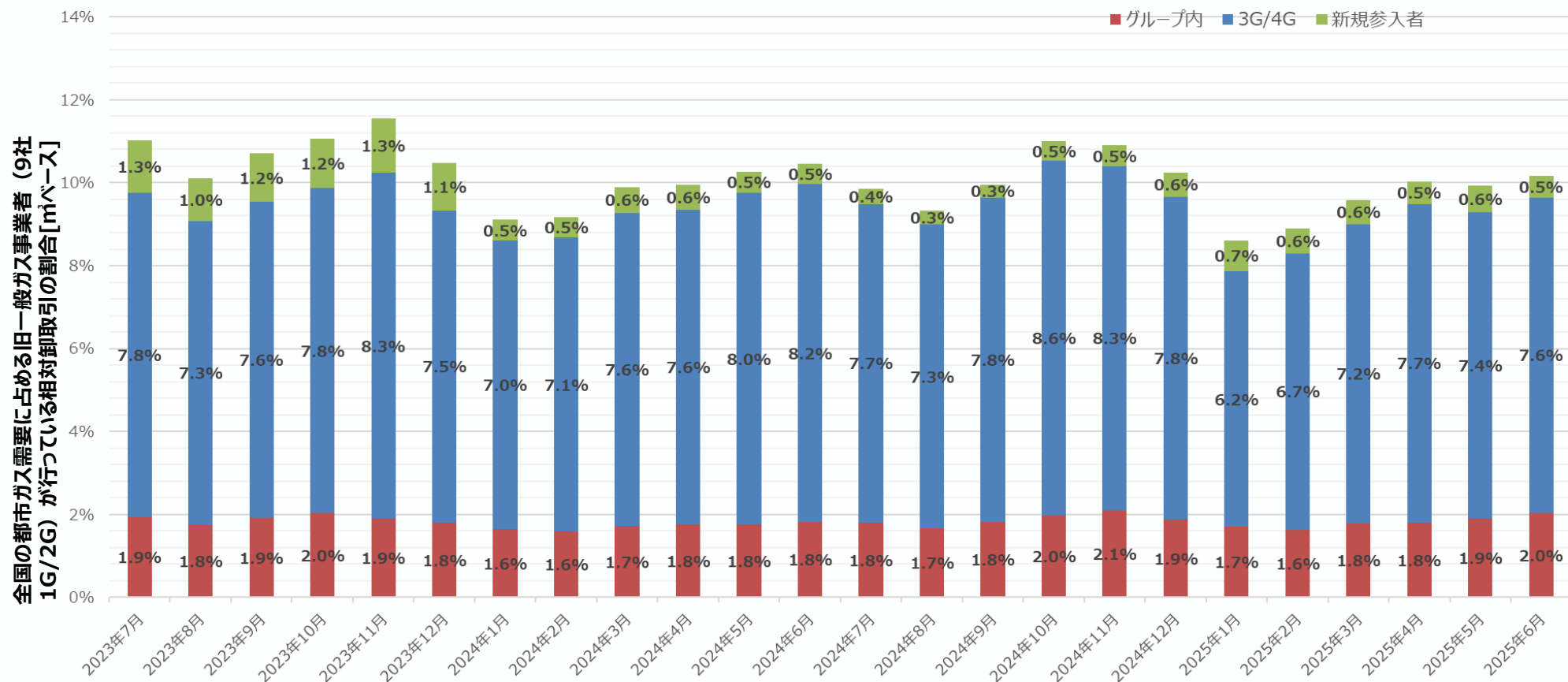
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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
 - 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
 - 低圧料金の平均単価推移
- **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

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。そのうち2023年7月からの直近2年分を表記）。
- 2025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18.4%である（2025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（2025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。（2025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	24件	4件	0件	20件
大阪ガス	16件	5件	1件	9件
東邦ガス	15件	2件	3件	10件
北海道ガス	17件	2件	3件	12件
静岡ガス	18件	6件	3件	9件
西部ガス	17件	4件	1件	12件
広島ガス	6件	1件	0件	5件
仙台市ガス局	9件	0件	3件	6件
日本ガス	5件	1件	0件	4件
計	127件	25件	14件	87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、制度設計・監視専門会合において、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08月02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09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06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06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01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06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09月27日 第11回制度設計専門会合（2016年4月-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-9月期報告）
 - 第10回モニタリング：2017年03月31日 第16回制度設計専門会合（2016年10月-12月期報告）
 - 第11回モニタリング：2017年06月27日 第19回制度設計専門会合（2017年1月-3月期報告）
 - 第12回モニタリング：2017年09月29日 第22回制度設計専門会合（2017年4月-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-9月期報告）
 - 第14回モニタリング：2018年03月29日 第28回制度設計専門会合（2017年10月-12月期報告）
 - 第15回モニタリング：2018年06月19日 第31回制度設計専門会合（2018年1月-3月期報告）
 - 第16回モニタリング：2018年09月20日 第33回制度設計専門会合（2018年4月-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-9月期報告）
 - 第18回モニタリング：2019年04月25日 第37回制度設計専門会合（2018年10月-12月期報告）
 - 第19回モニタリング：2019年06月25日 第39回制度設計専門会合（2019年1月-3月期報告）
 - 第20回モニタリング：2019年09月13日 第41回制度設計専門会合（2019年4月-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-9月期報告）
 - 第22回モニタリング：2020年03月31日 第46回制度設計専門会合（2019年10月-12月期報告）
 - 第23回モニタリング：2020年06月30日 第48回制度設計専門会合（2020年1月-3月期報告）
 - 第24回モニタリング：2020年09月08日 第50回制度設計専門会合（2020年4月-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-9月期報告）
 - 第26回モニタリング：2021年04月16日 第59回制度設計専門会合（2020年10月-12月期報告）
 - 第27回モニタリング：2021年06月29日 第62回制度設計専門会合（2021年1月-3月期報告）
 - 第28回モニタリング：2021年10月01日 第65回制度設計専門会合（2021年4月-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-9月期報告）
 - 第30回モニタリング：2022年03月24日 第71回制度設計専門会合（2021年10月-12月期報告）
 - 第31回モニタリング：2022年06月23日 第74回制度設計専門会合（2022年1月-3月期報告）
 - 第32回モニタリング：2022年09月26日 第77回制度設計専門会合（2022年4月-6月期報告）
 - 第33回モニタリング：2022年12月22日 第80回制度設計専門会合（2022年7月-9月期報告）
 - 第34回モニタリング：2023年03月27日 第83回制度設計専門会合（2022年10月-12月期報告）
 - 第35回モニタリング：2023年06月27日 第86回制度設計専門会合（2023年1月-3月期報告）
 - 第36回モニタリング：2023年09月29日 第89回制度設計専門会合（2023年4月-6月期報告）
 - 第37回モニタリング：2023年12月26日 第92回制度設計専門会合（2023年7月-9月期報告）
 - 第38回モニタリング：2024年03月28日 第95回制度設計専門会合（2023年10月-12月期報告）
 - 第39回モニタリング：2024年06月25日 第98回制度設計専門会合（2024年1月-3月期報告）
 - 第40回モニタリング：2024年09月30日 第1回制度設計・監視専門会合（2024年4月-6月期報告）
 - 第41回モニタリング：2024年12月26日 第4回制度設計・監視専門会合（2024年7月-9月期報告）
 - 第42回モニタリング：2025年03月31日 第7回制度設計・監視専門会合（2024年10月-12月期報告）
 - 第43回モニタリング：2025年06月27日 第10回制度設計・監視専門会合（2025年1月-3月期報告）
- 今回は、2025年（令和7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。