

自主的取組・競争状態のモニタリング報告 (2024年10月～2024年12月期)

2025年3月31日（月）

第7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

2024年10月～12月期の市場動向の概況（1/2）

1. 今期の卸電力市場価格は大きな変動はないものの東高西低で推移。この中でも10月～11月上旬にかけては、東エリアは比較的高め西エリアは低め傾向となり、10月は「東京中部間（FC）」の運用容量の低下に伴い分断率が90%を越えた影響もあり価格差が拡大。（一日平均で最大6.5円/kWh）また、11月中旬以降は、運用容量が回復し、「東京中部間（FC）」分断率が減少、西エリアの買い入札の強まりもあり、東西の価格差は縮小。

30円以上の価格高騰については、10月(4回)・11月(1回)・12月(2回)の計7回（前年同期間は4回）発生。このうち、6回は西エリアであり、主に気温上昇・天候不順等の影響によるものとなっている。

- ・ 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（背景）についてはP24参照

2. 今期のスポット市場約定量は654億kWhと前年同期比1.1倍、時間前市場の約定量は15.7億kWhと前年同期比1.2倍となった。スポット市場約定量においては、旧一電の売り約定が前年同期比1.4倍と全体約定量を押し上げている。時間前市場においては、スポット市場の未約定分や容量市場にて容量確保契約を締結した旧一電が、「供給力提供通知（実需給の前日17:30以降、翌日の広域予備率が8%を下回ることが見込まれるときに、電力広域的運営推進機関（OCCTO）より発出）」を受け、時間前市場へ供出したことが要因の一つとして挙げられる。

- ・ 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

2024年10月～12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か所について前年同期間に比べ分断率が上昇し全体的に高め傾向にある。このうち、「関西四国間」「中国四国間」の分断率は、これまで低め（最大21%程度）で推移してきたが、11月・12月は、50%以上と大幅に上昇。これは関西四国間連系線作業等による運用容量低下に加え、安い価格の売り入札量が増加したため、潮流量が増加し分断率が上昇したものと推定。

- ・ 市場分断や潮流の変化状況についてはP16～17

4. **先物市場の約定量は237.9億kWhと前年同期間に比べ4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、取引参加企業の増加※¹に加え、短期～中長期のいずれの商品においてもヘッジ需要が高まり、流動性が向上し取引量も拡大傾向にある。※1:2023年12月末：67社→2024年12月末：89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、2024年12月において、**低圧における平均単価で全てのエリアで規制料金が自由料金を上回る、又は同等の水準となった。**他方で、規制料金の燃料費調整額の上限越えが続いているエリアも存在するため、今後の動向については引き続き注視が必要。

- ・ 低圧料金の平均単価推移（エリア別）についてはP56～57参照

【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

主要指標

- 当期間における主要指標は、次のとおり。

				2024年10月～12月	前年同期間 (2023年10月～12月)	2023年度 (2023年4月～2024年3月)	2022年度 (2022年4月～2023年3月)	
卸電力取引所	販売電力量に対する割合※3			35.3%	31.1%	33.4%	40.1%	
	スポット市場	入札	売り入札量 前年同期比	1.1倍	0.9倍（※51.1倍）	1.0倍（1.1倍※5）	1.0倍	
			買い入札量 前年同期比	1.2倍	0.8倍（※51.0倍）	0.9倍（1.0倍※5）	0.9倍	
		約定	約定量	654億kWh	571億kWh	2,615億kWh	3,185億kWh	
			約定量 前年同期比	1.1倍	0.7倍（※50.9倍）	0.8倍（0.9倍※5）	1.0倍	
			平均約定価格 （システムプライス）	12.5円/kWh	12.6円/kWh	10.7円/kWh	20.4円/kWh	
		東西市場分断発生率			54.5%	48.8%	33.7%	34.9%
		時間前市場	約定	約定量	15.7億kWh	12.8億kWh	61.7億kWh	49.4億kWh
	平均約定価格			13.4円/kWh	13.2円/kWh	11.7円/kWh	22.9円/kWh	
	先渡市場	約定	約定量	0kWh	0kWh	0.03億kWh	0.17億kWh	
先物市場※4		約定	約定量	237.9億kWh	61.4億kWh	304.7億kWh	-	
相対取引		グループ外への供給量		162.5億kWh	92.5億kWh	386.2億kWh	564.3億kWh	
（参考）※1 小売市場				1,901億kWh※2	1,876億kWh※2	8,016億kWh	8,054億kWh	
	販売電力量	新電力	販売電力量	370億kWh	307億kWh	1,338億kWh	1,546億kWh	
			販売電力量 前年同期比	1.2倍	0.9倍	0.9倍	0.9倍	
			新電力シェア	20.1%(12月時点)	17.0%(12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。

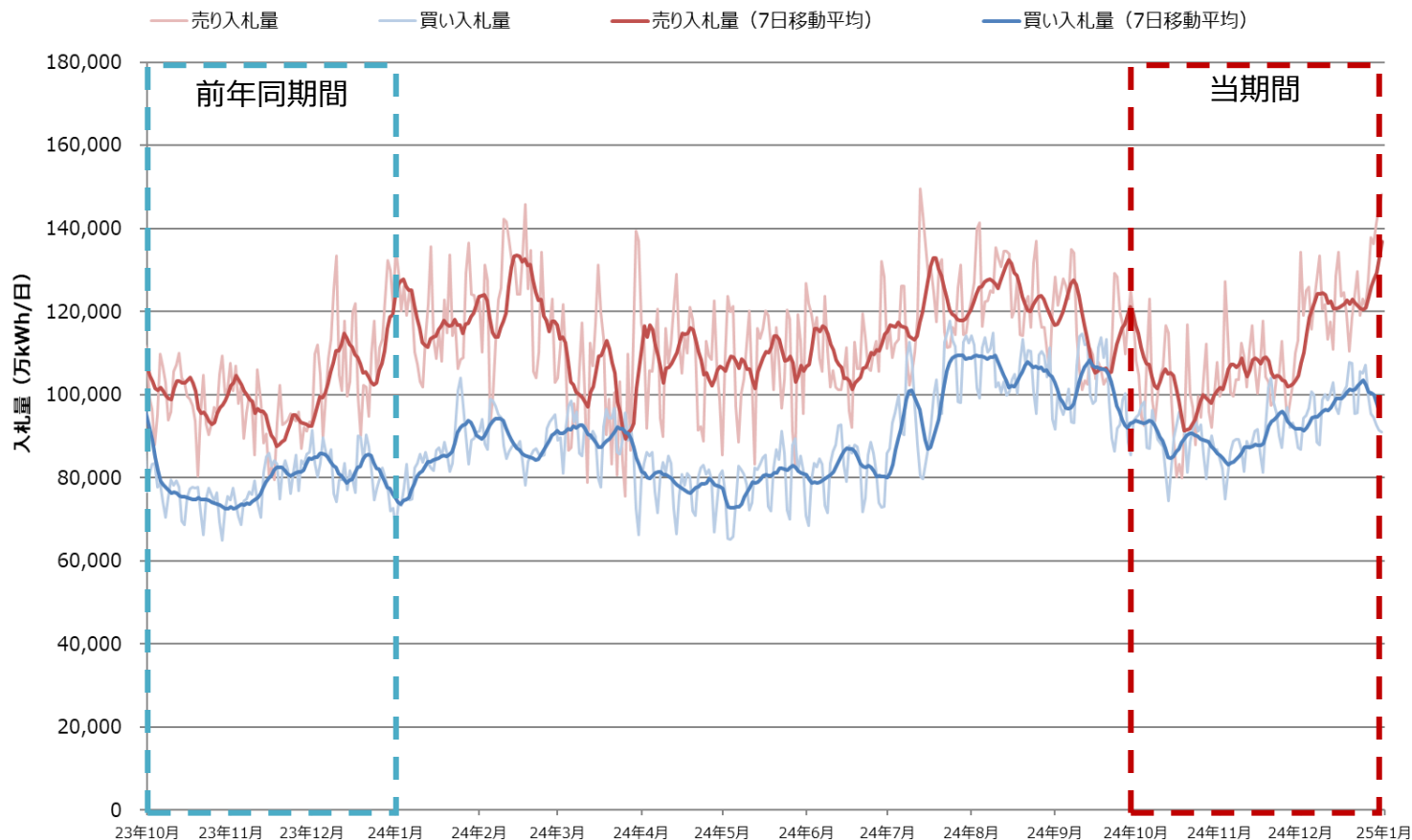
※4 2023年10月 - 12月期報告分より追記。（JPXおよびEEXホームページ公開データを元に集計）

※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1,018億kWh、買い入札量は848億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1.2倍となっている。

スポット市場 入札量の推移
(2023年10月01日～2024年12月31日)



主要データ

売り入札量 (2024年10月～2024年12月)
1,018 億kWh

売り入札量の前年同期比 (対2023年10月～2023年12月)
1.1 倍

買い入札量 (2024年10月～2024年12月)
848 億kWh

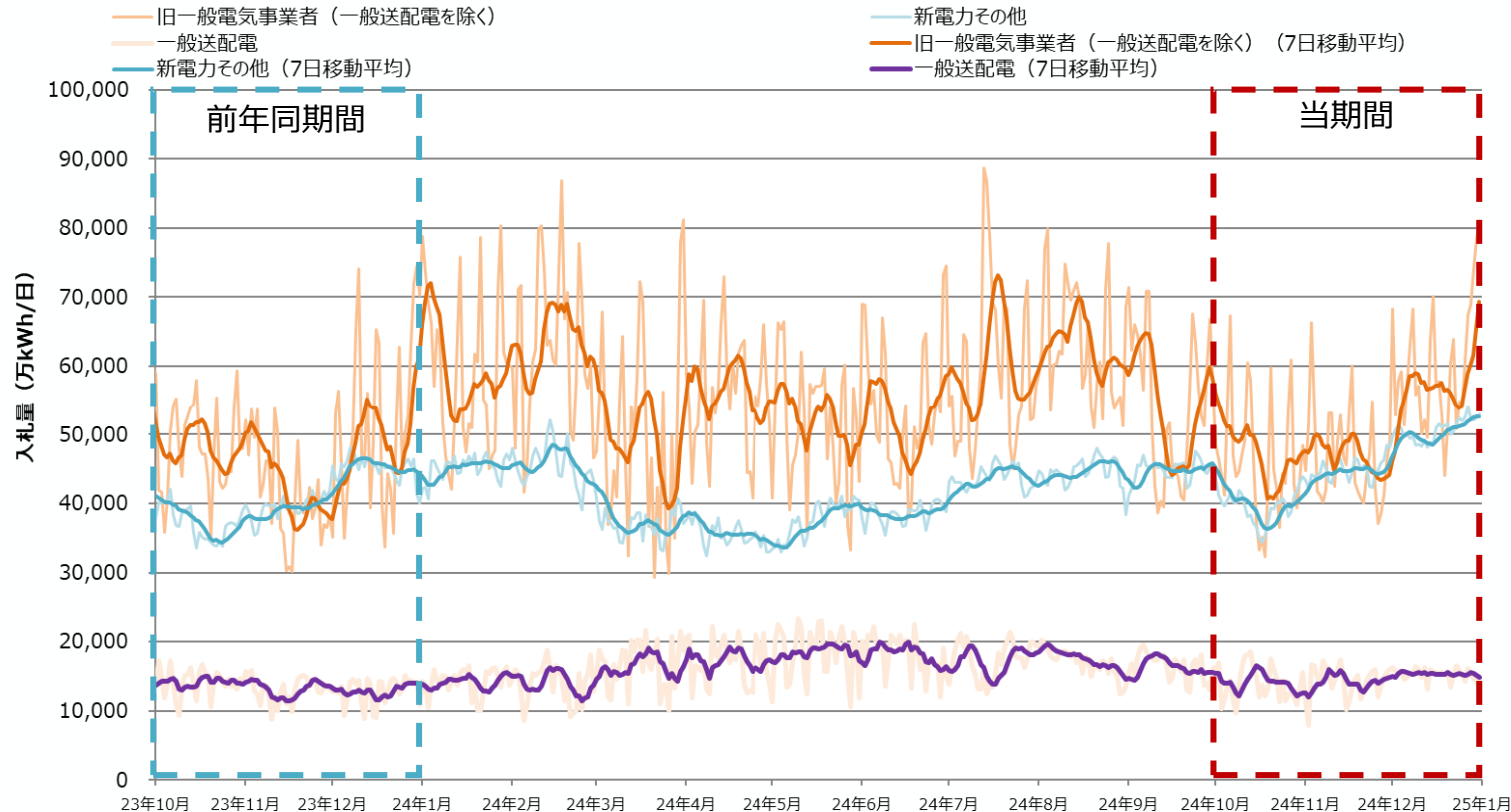
買い入札量の前年同期比 (対2023年10月～2023年12月)
1.2 倍

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470億kWh、新電力その他の事業者は414億kWh、一般送配電事業者は134億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.1倍、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は1.1倍となっている。

スポット市場 売り入札量の推移

(2023年10月01日～2024年12月31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 (2024年10月～2024年12月)
470 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2023年10月～2023年12月)
1.1 倍

新電力その他の事業者による 売り入札量 (2024年10月～2024年12月)
414 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2023年10月～2023年12月)
1.1 倍

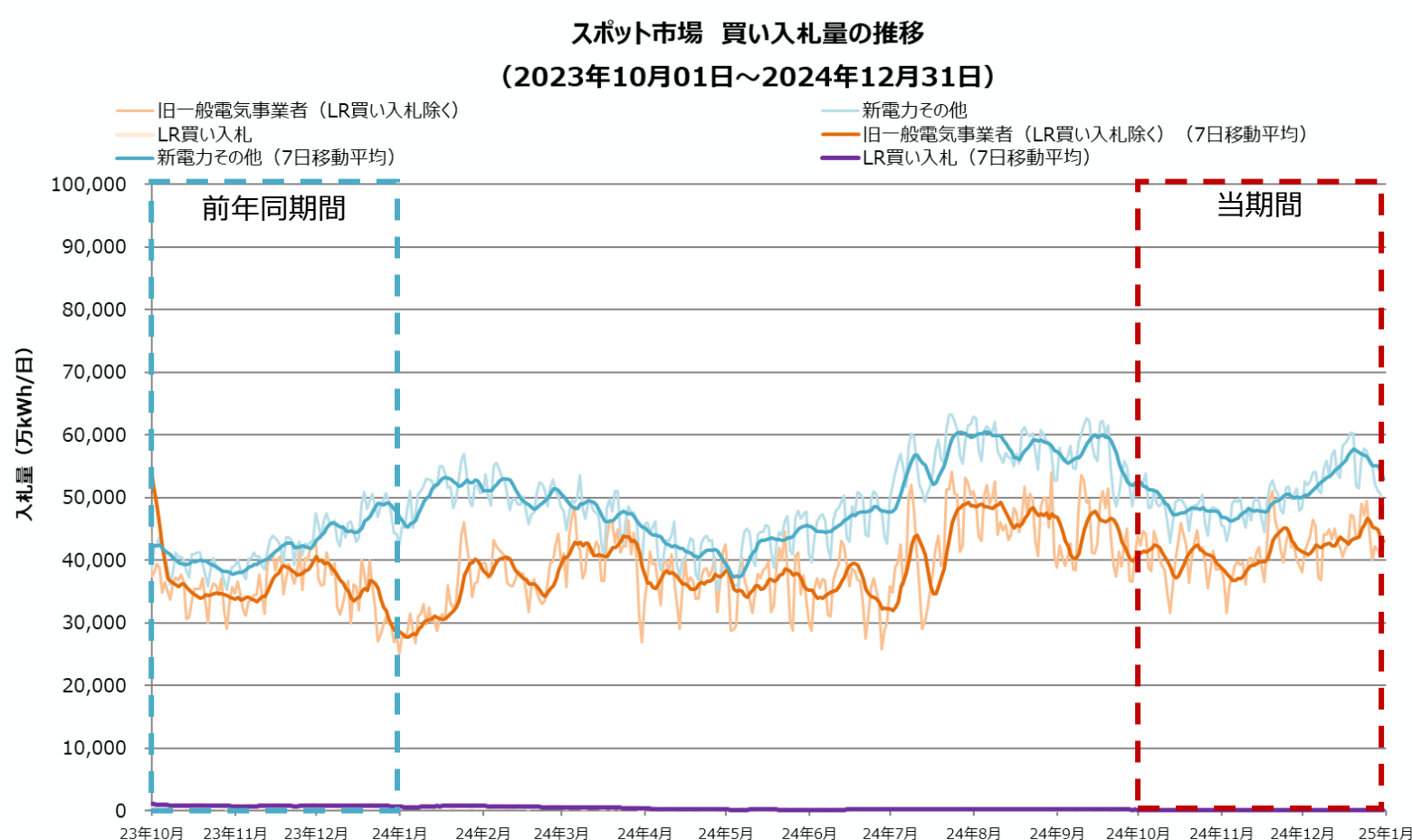
一般送配電事業者による 売り入札量 (2024年10月～2024年12月)
134 億kWh

一般送配電事業者による 売り入札量の前年同期比 (対2023年10月～2023年12月)
1.1 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。

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382億kWh、新電力その他の事業者は465億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1.2倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。



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） （2024年10月～2024年12月）
382 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2023年10月～2023年12月）
1.2 倍
新電力その他の事業者による 買い入札量 （2024年10月～2024年12月）
465 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2023年10月～2023年12月）
1.2 倍
一般送配電事業者による LR買い入札量 （2024年10月～2024年12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2023年10月～2023年12月）
0.2 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。

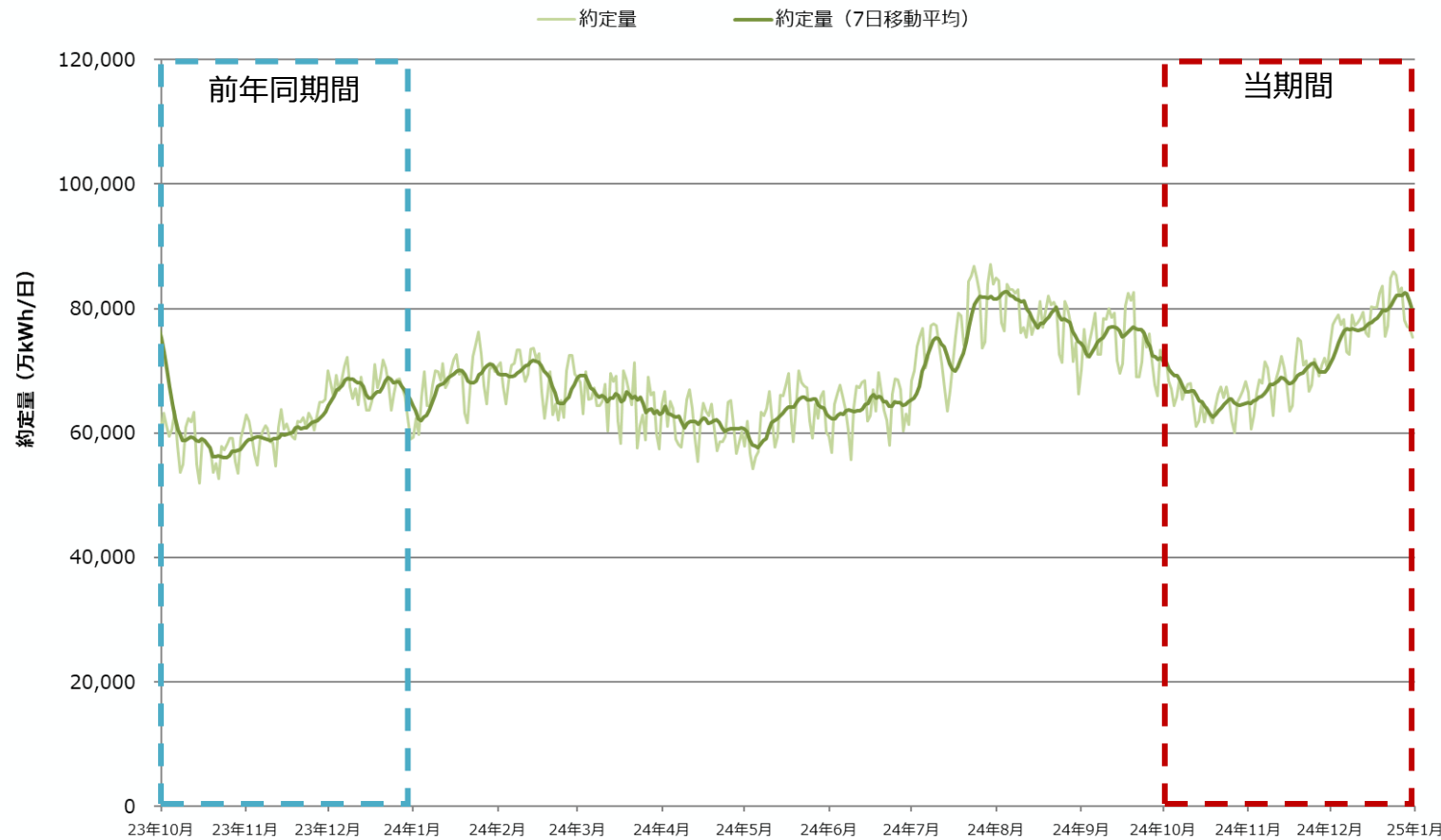
※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ベidding休止中。

※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、654億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
(2023年10月01日～2024年12月31日)



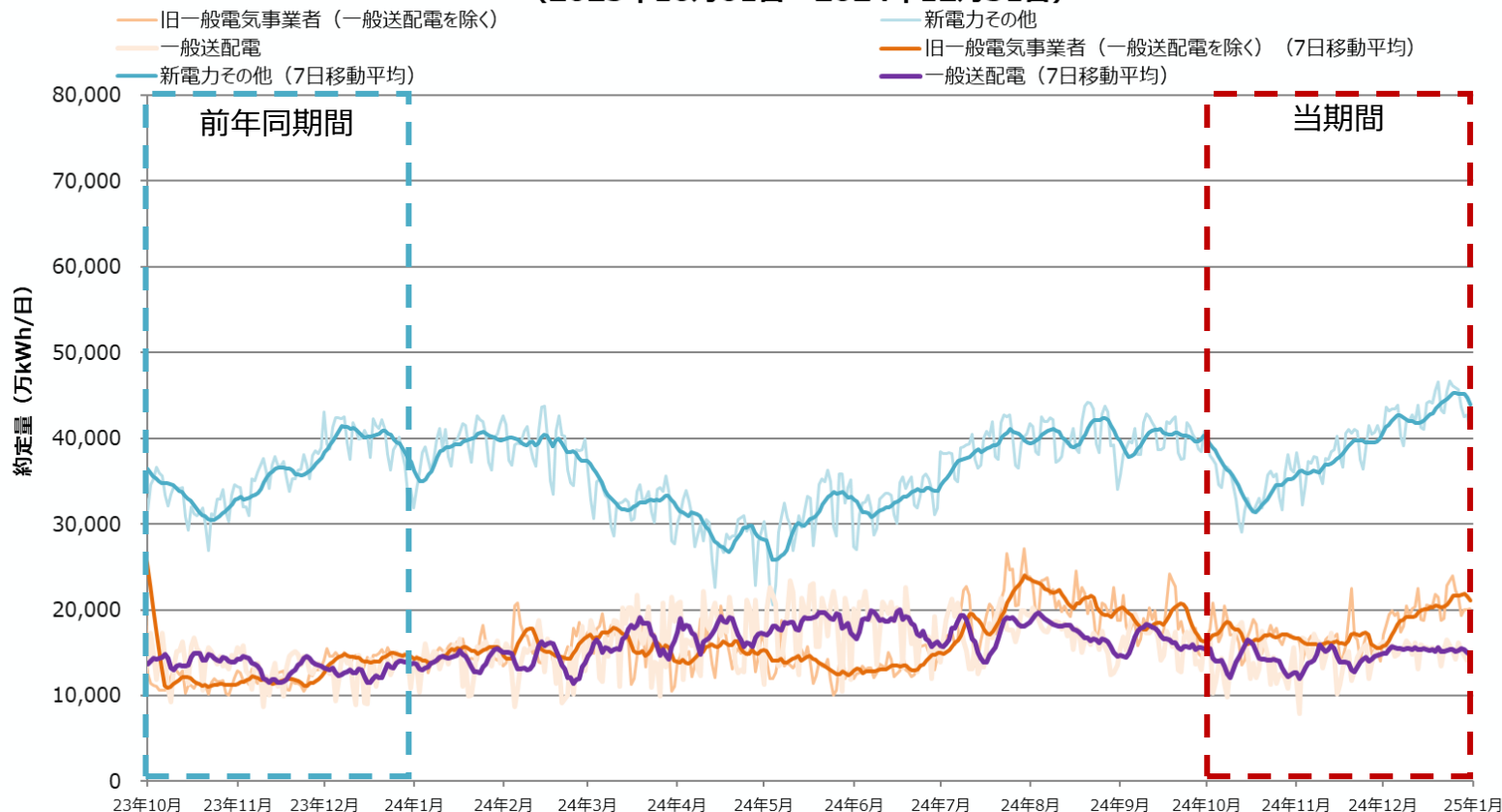
主要データ

約定量 (2024年10月～2024年12月)
654 億kWh
約定量の前年同期比 (対2023年10月～2023年12月)
1.1 倍

※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ベディング休止中。

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164億kWh、新電力その他の事業者は356億kWh、一般送配電事業者は134億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.4倍、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は1.1倍となっている。

スポット市場 売り約定量の推移
(2023年10月01日～2024年12月31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 （2024年10月～2024年12月）
164 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2023年10月～2023年12月）
1.4 倍

新電力その他の事業者による 売り約定量 （2024年10月～2024年12月）
356 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2023年10月～2023年12月）
1.1 倍

一般送配電事業者による 売り約定量 （2024年10月～2024年12月）
134 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2023年10月～2023年12月）
1.1 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。

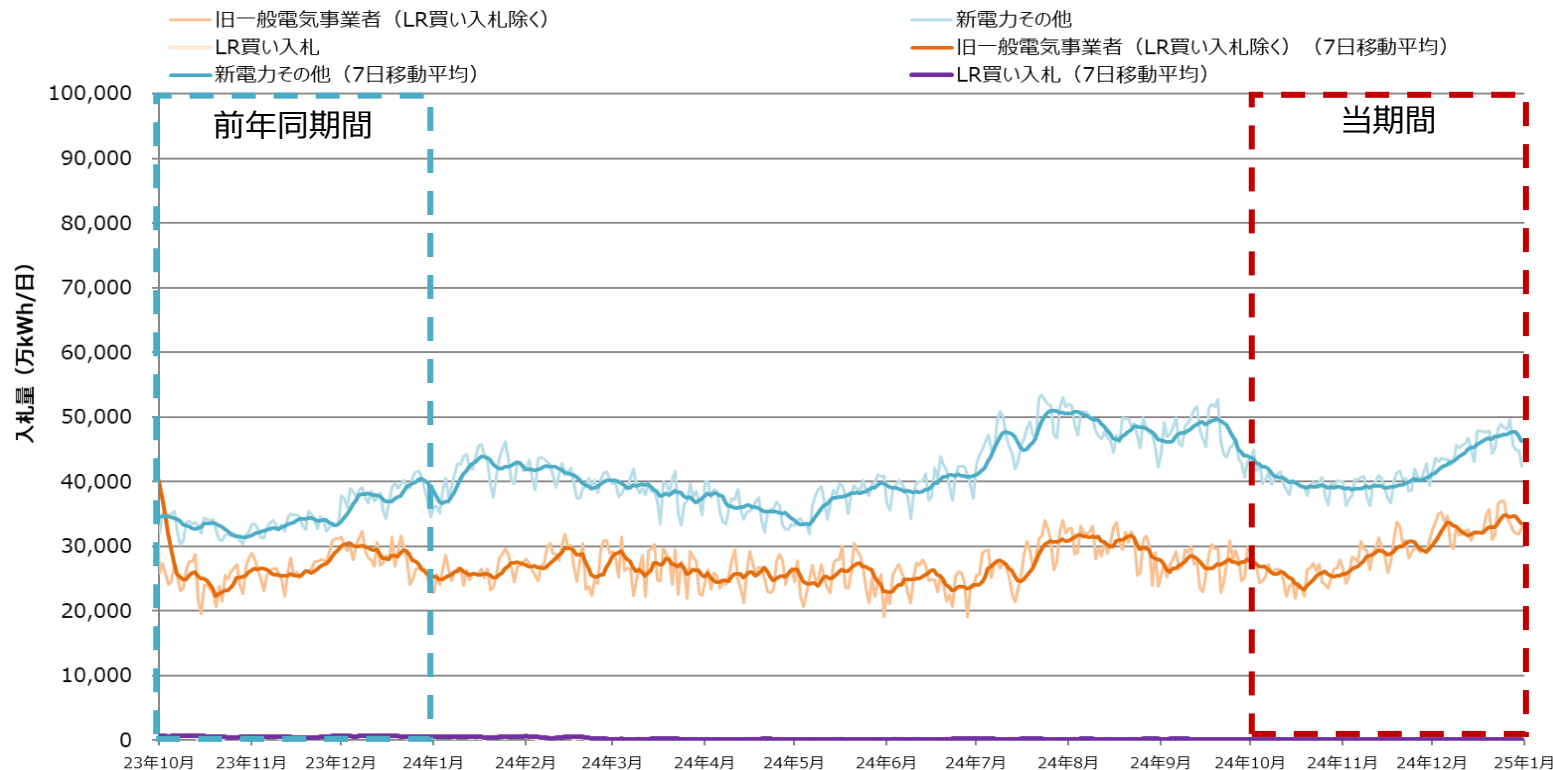
※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ビディング休止中。

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269億kWh、新電力その他の事業者は384億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1.1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

(2023年10月01日～2024年12月31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)
(2024年10月～2024年12月)
269 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2023年10月～2023年12月)
1.1 倍

新電力その他の事業者による
買い約定量
(2024年10月～2024年12月)
384 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2023年10月～2023年12月)
1.2 倍

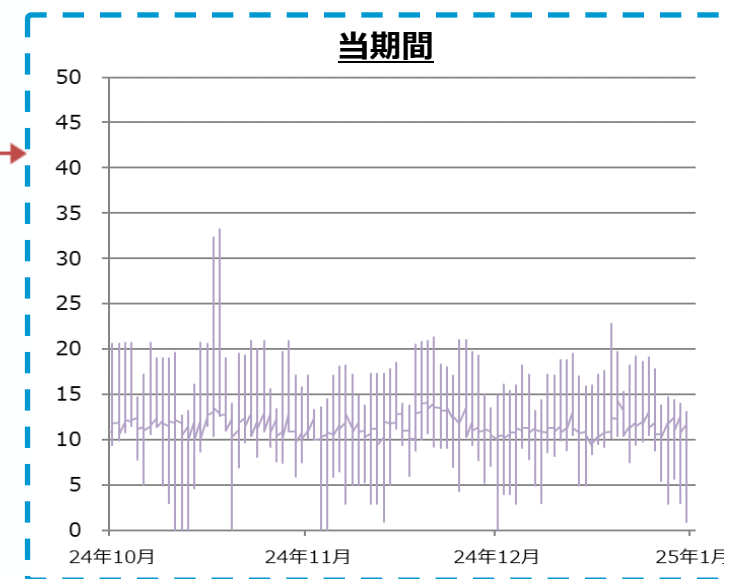
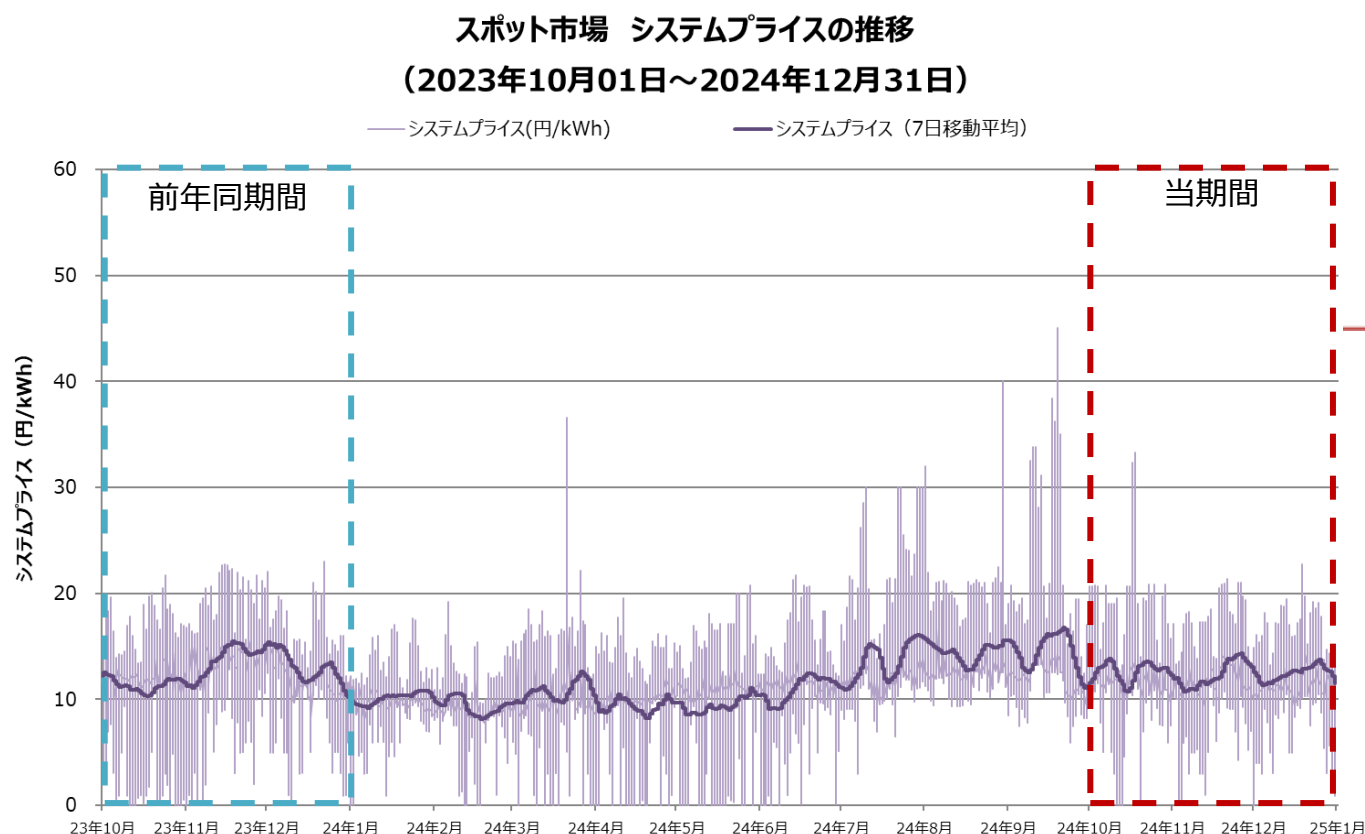
一般送配電事業者による
LR買い約定量
(2024年10月～2024年12月)
1 億kWh

一般送配電事業者による
LR買い約定量の前年同期比
(対2023年10月～2023年12月)
0.2 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。

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12.5円/kWhで前年同期間の平均12.6円/kWhとほぼ同レベルであった。
(LNGのスポット価格が前年同期間の平均15.3ドル/MMBtuから当期間平均14.0ドル/MMBtuまで減少。また為替は前年同期間の平均148.0円/ドルから当期間平均152.4円/ドルまで上昇。)



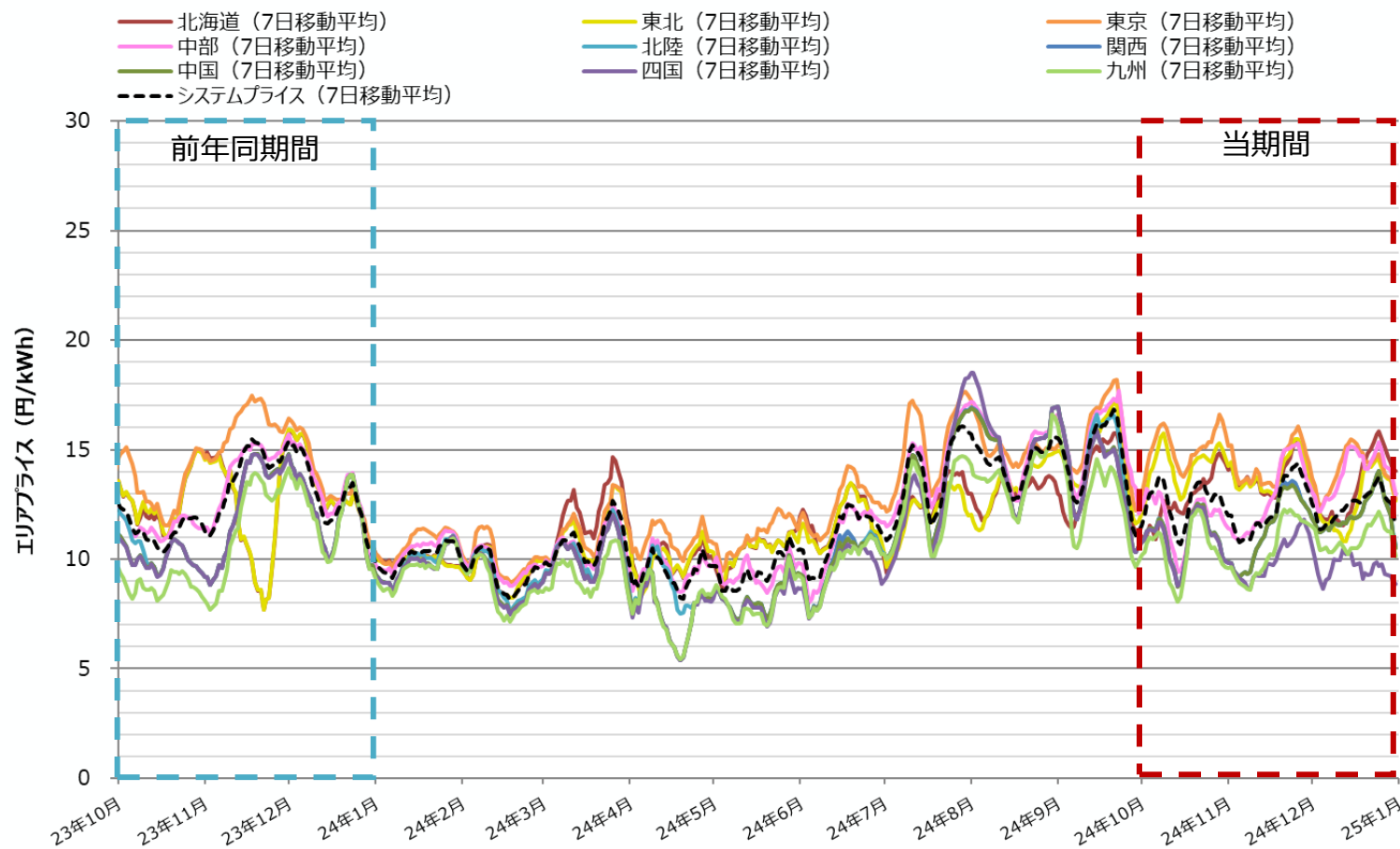
主要データ			
単位：円/kWh			
	当期間	前年同期間	差分
平均システムプライス	12.5	12.6	-0.1
最高値	33.3	23.0	+10.3
最低値	0.01	0.01	+0.0

※1 当期間 最高価格：計1日、計1コマ
※2 当期間 最低価格：計5日、計38コマ

スポット市場のエリアプライス

- 価格高騰日（30円/kWh以上）が、前年同期間に比べ増加（4日⇒7日）しているものの、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、多くのエリアにて前年同期間の平均値とほぼ同レベルとなっている。
- 前年同期間の平均値との価格差は、四国エリアが1.4円/kWhと最も大きく、これは関西四国間連系線作業等による運用容量低下に加え、安い価格の売り入札量の増加、また、本州との市場分断率が上昇したことによるものと推定。

スポット市場 エリアプライスの推移
(2023年10月01日～2024年12月31日)



期間内平均価格

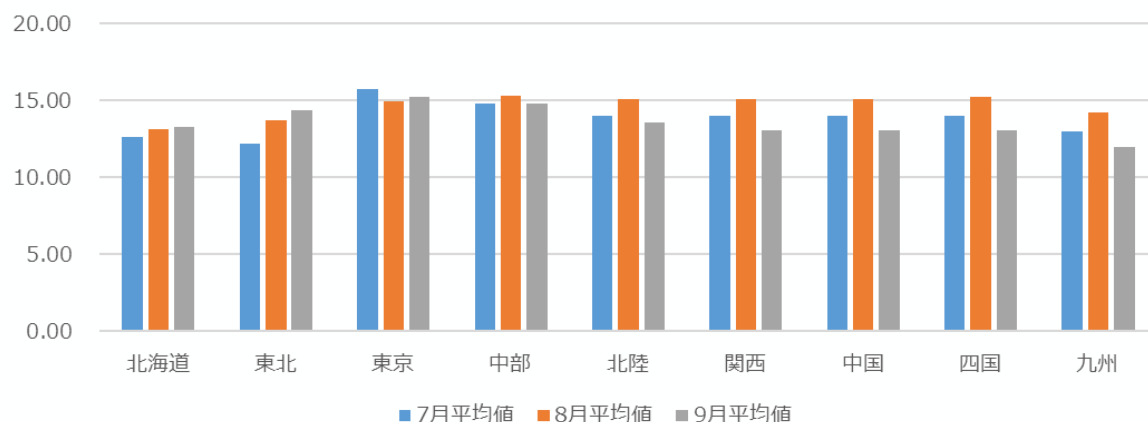
単位：円/kWh

	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	12.5	12.6	-0.1
北海道	13.4	12.6	0.8
東北	13.6	12.6	1.0
東京	14.5	14.2	0.3
中部	12.9	12.8	0.1
北陸	11.5	11.6	-0.1
関西	11.5	11.5	-0.1
中国	11.4	11.5	-0.1
四国	10.1	11.5	-1.4
九州	10.6	10.8	-0.2

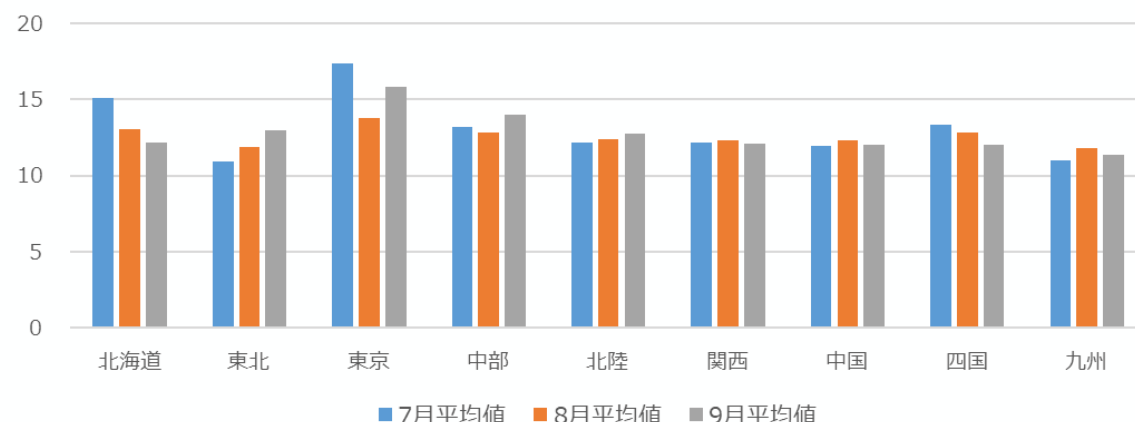
インバランス料金単価とエリアプライス

- 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、北海道の12月を除き1円/kWh程度以下での乖離が見られる。全体的にはエリアプライスがインバランス料金単価を上回っている。
- 両者の差は、最大で1.65円/kWh、最小で0.03円/kWh、平均で0.57円/kWhとなっている。

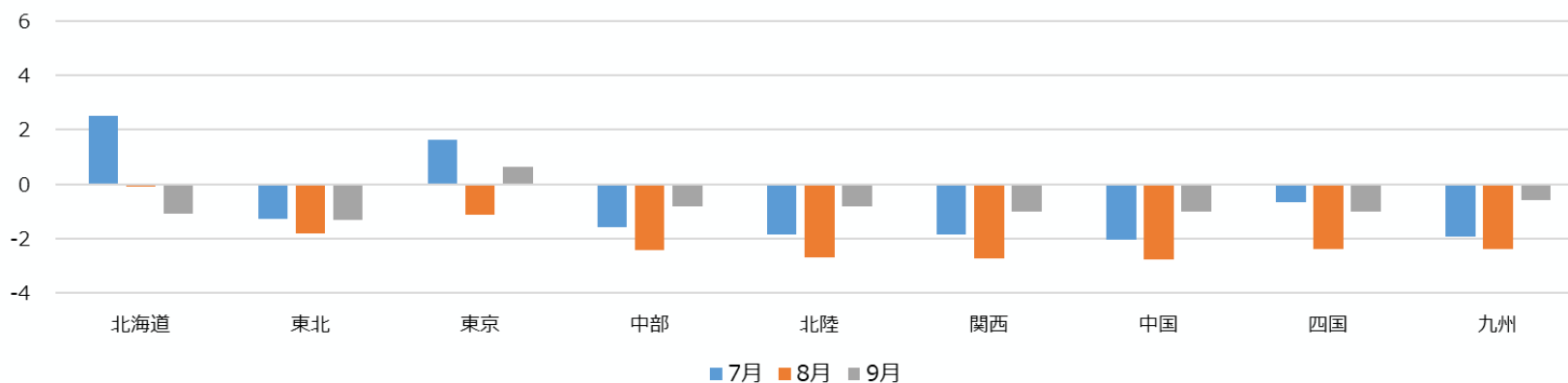
エリアプライス平均値の推移[円/kWh]



インバランス料金単価平均値の推移[円/kWh]



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[円/kWh]

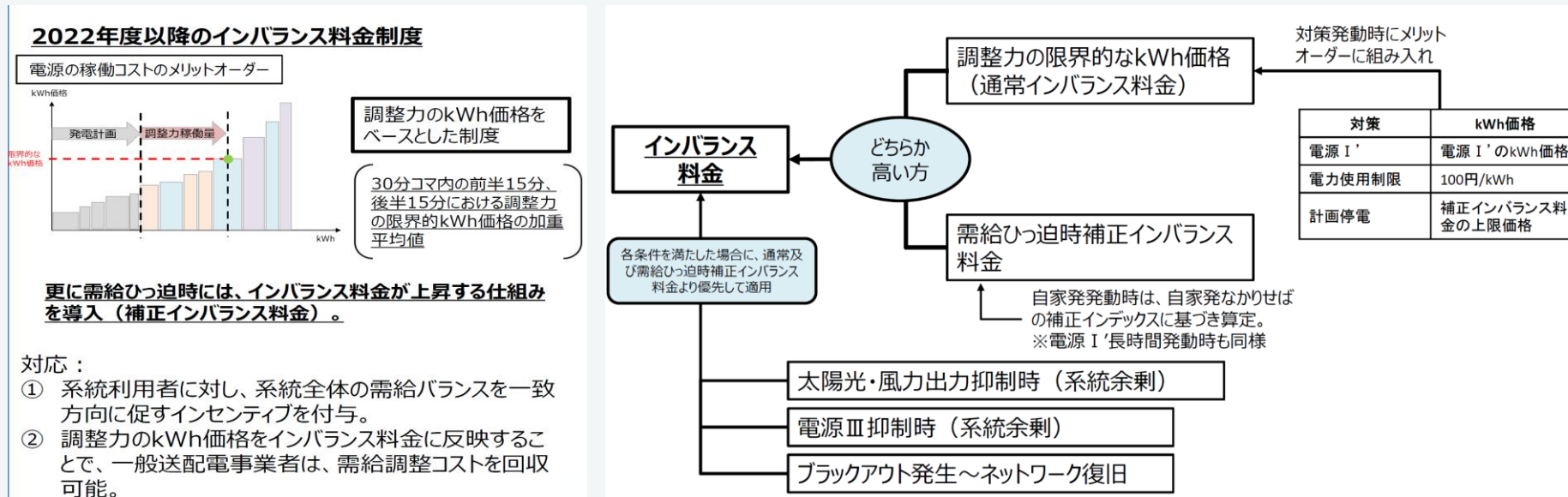


出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2025年1月28日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成。

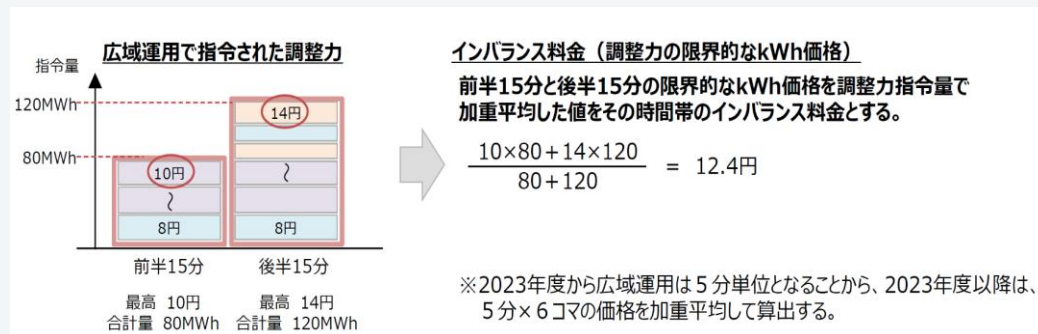
※：2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更。

(参考) インバランス料金の算定方法

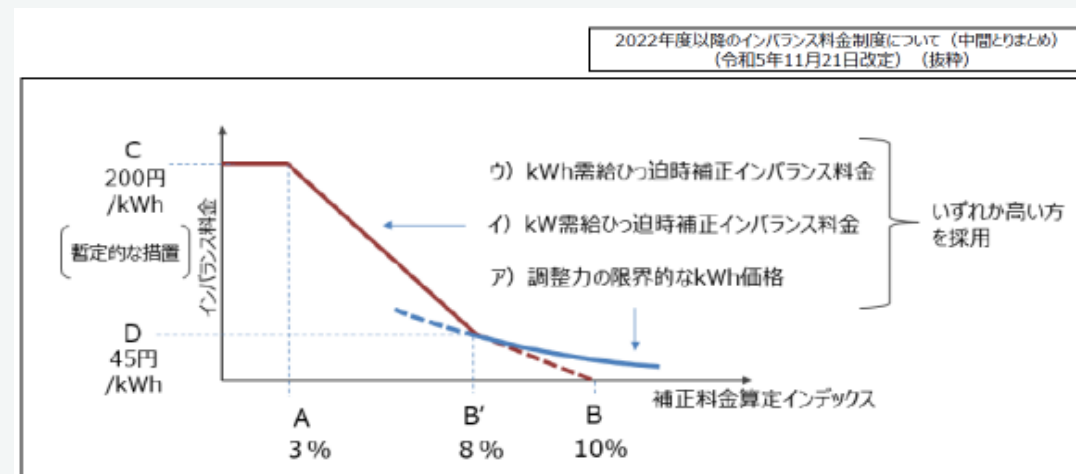
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○ 調整力の限界的なkWWh価格の算定方法



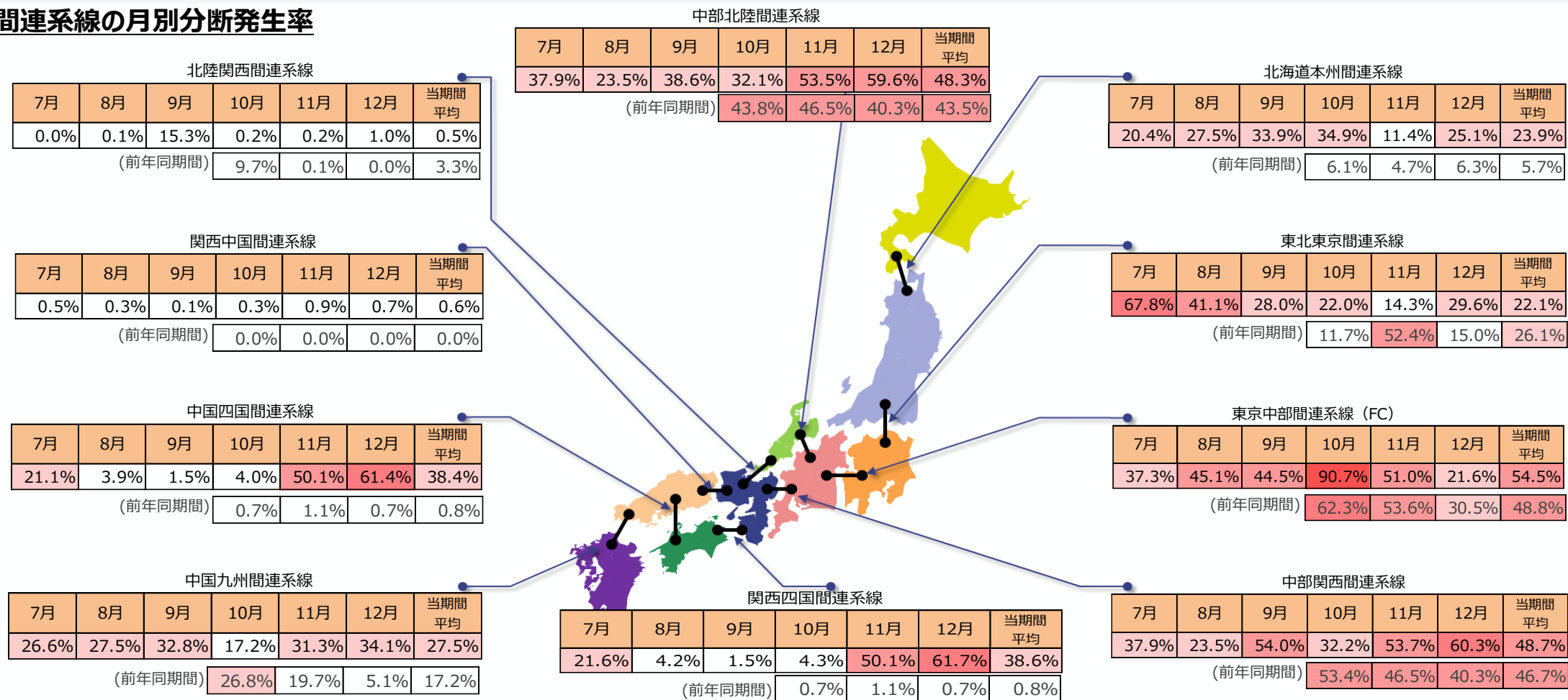
○ 需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方



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、50%台が「東京中部間(FC)」、40%台が「中部関西間」「中部北陸間」、30%台が「関西四国間」「中国四国間」と全体に高め傾向にある。
- このうち、11月・12月の「関西四国間」「中国四国間」の分断率は、前年同期間と比べて大幅に上昇。これは、関西四国間連系線作業等による運用容量低下に加え、安い価格の売り入札量が増加したため、潮流量が増加し分断率が上昇したものと推定。また、10月の「東京中部間」の分断率は90%以上となっているが、これは連系線作業により運用容量の大幅低下の影響によるものと推定。
- 11月・12月の「中部関西間」「中部北陸間」の分断率は50%以上で推移。これは、供給力低下および安い売り入札量増加等により潮流量が増加し、分断率が上昇したものと推定。

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、12月はほぼ北海道向きに変化。
- 「東京中部間」の潮流は、東京向き割合が高いという傾向は従前どおりであるが、12月は中部向き割合が40%となり、その比率に変化が見られた。これは、9月上旬から12月中旬までの期間に系統連系試験等が行われたため、運用容量の制限及び潮流の抑制が発生していたことによるものと考えられる。
- 「中部北陸間」の潮流は、作業に伴う運用容量制約が解除されたことから、全て中部向きとなった。この中部向きは「北陸関西間」の北陸向きの潮流を上回っている。
- 「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
2024.10月	151,947	173,853	325,799	46.6%	53.4%
2024.11月	179,468	180,003	359,471	49.9%	50.1%
2024.12月	236,941	145,666	382,606	61.9%	38.1%

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
2024.10月	1,803,602	9,429	1,813,031	99.5%	0.5%
2024.11月	2,146,457	168	2,146,626	100.0%	0.0%
2024.12月	2,793,416	207	2,793,623	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
2024.10月	867,932	20,107	888,038	97.7%	2.3%
2024.11月	1,452,803	46	1,452,849	100.0%	0.0%
2024.12月	1,546,320	1,274	1,547,594	99.9%	0.1%

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
2024.10月	2,269,786	83	2,269,869	100.0%	0.0%
2024.11月	2,638,729	0	2,638,729	100.0%	0.0%
2024.12月	2,958,208	0	2,958,208	100.0%	0.0%

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
2024.10月	190,982	0	190,982	100.0%	0.0%
2024.11月	276,011	0	276,011	100.0%	0.0%
2024.12月	292,713	0	292,713	100.0%	0.0%

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
2024.10月	3,846	578,498	582,344	0.7%	99.3%
2024.11月	55,639	338,467	394,106	14.1%	85.9%
2024.12月	380,222	51,202	431,425	88.1%	11.9%

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
2024.10月	0	6,050,694	6,050,694	0.0%	100.0%
2024.11月	0	5,593,143	5,593,143	0.0%	100.0%
2024.12月	0	5,806,803	5,806,803	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
2024.10月	867,388	4,742	872,130	99.5%	0.5%
2024.11月	733,405	149,182	882,587	83.1%	16.9%
2024.12月	615,845	435,726	1,051,571	58.6%	41.4%

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
2024.10月	2,832,914	185	2,833,099	100.0%	0.0%
2024.11月	3,002,661	0	3,002,661	100.0%	0.0%
2024.12月	3,023,431	229	3,023,659	100.0%	0.0%

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
2024.10月	79,170	0	79,170	100.0%	0.0%
2024.11月	130,270	0	130,270	100.0%	0.0%
2024.12月	203,560	0	203,560	100.0%	0.0%

※ 日本卸電力取引所における前日スポット取引または1時間前取引で約定した取引に基づき、電力広域的運営推進機関によって割り当てられた潮流のこと

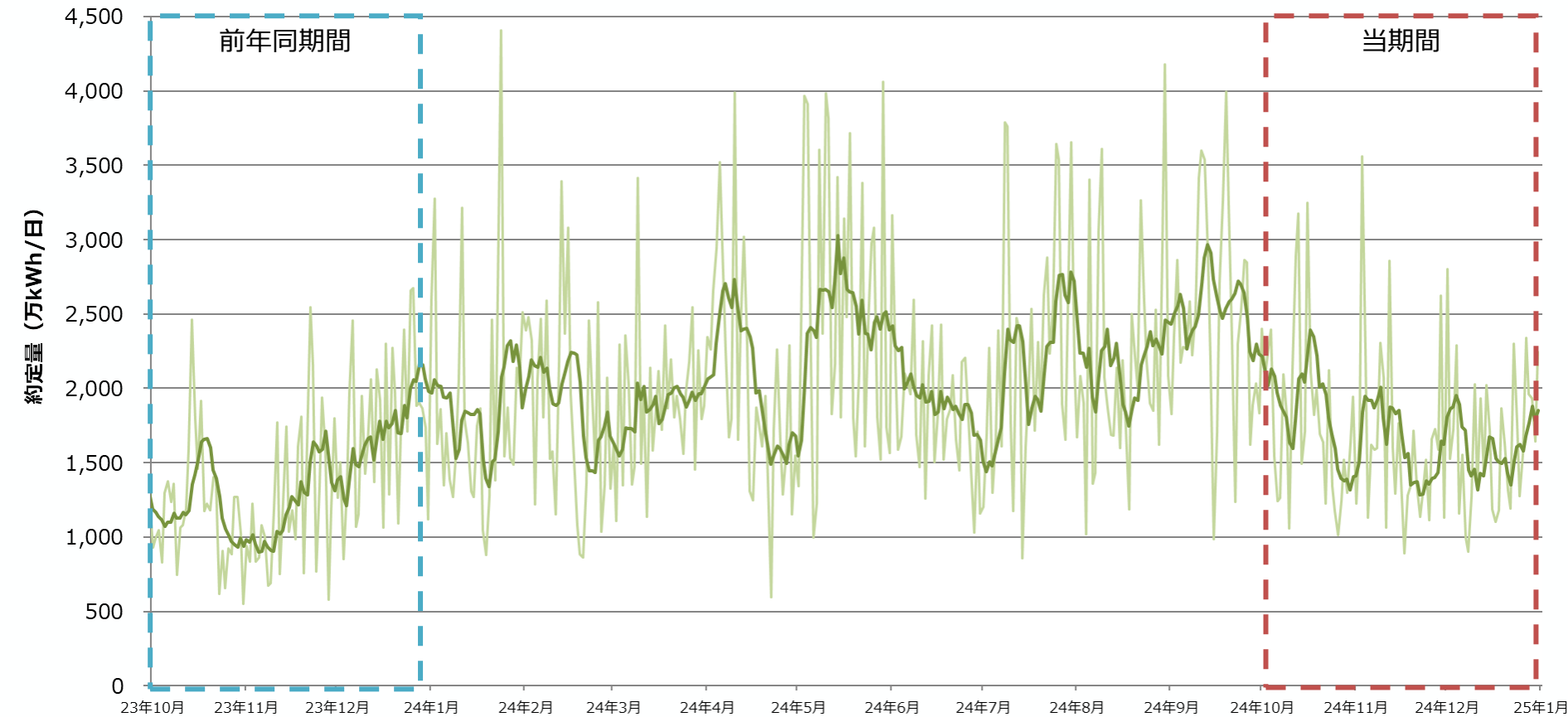
※ 電力広域的運営推進機関の地域間連系線情報計画潮流値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

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、15.7億kWhであった。
- 前年同期比1.2倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2023年10月1日～2024年12月31日)

約定量 約定量 (7日移動平均)



主要データ

約定量 (2024年10月～2024年12月)
15.7 億kWh
約定量の前年同期比 (対2023年10月～2023年12月)
1.2 倍

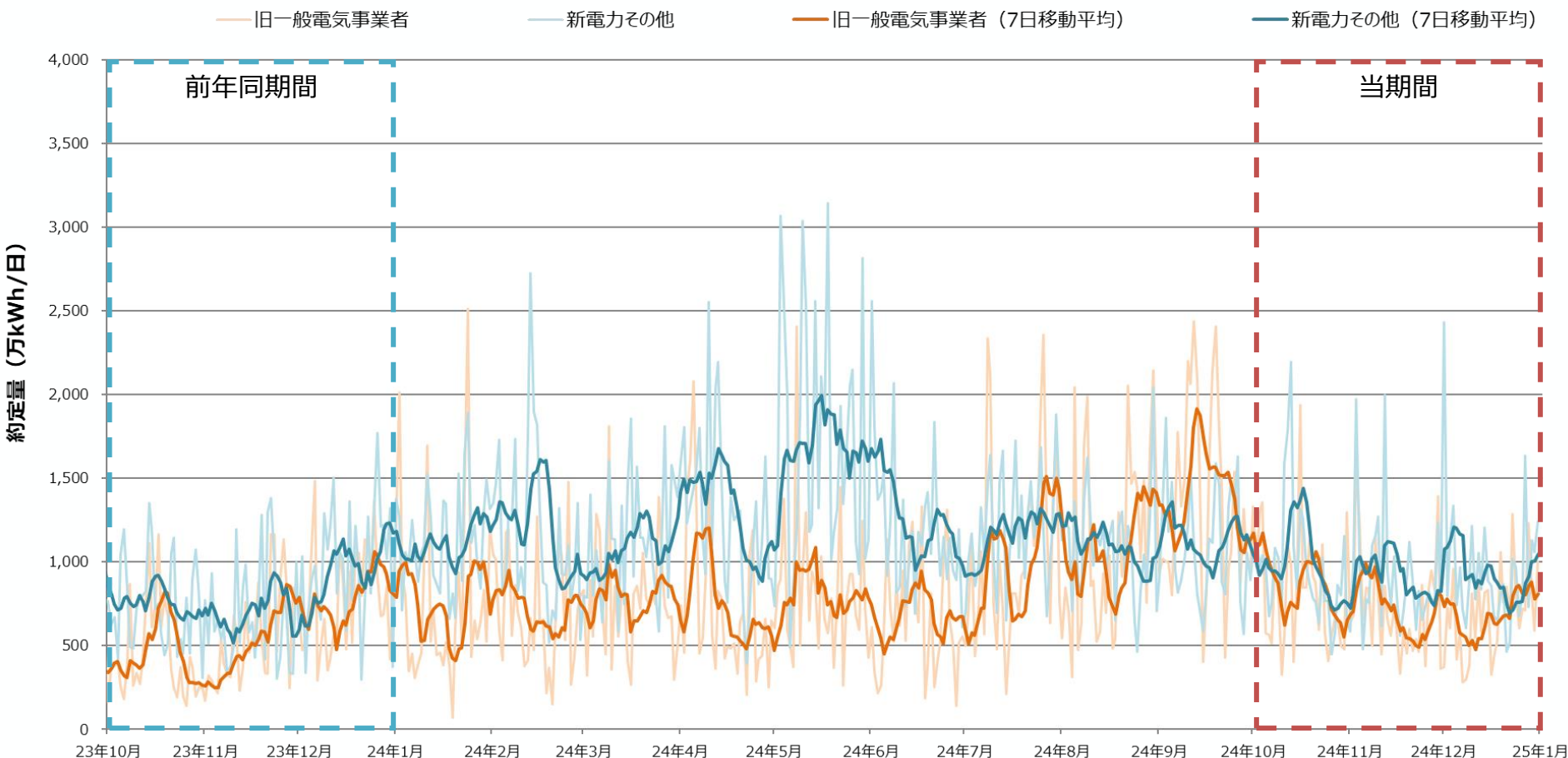
事業者区分別の時間前市場売り約定量

- 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6.9億kWh、新電力その他の事業者は8.8億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が1.3倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2023年10月1日～2024年12月31日)

主要データ

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2024年10月～2024年12月)
6.9 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2023年10月～2023年12月)
1.3 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2024年10月～2024年12月)
8.8 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2023年10月～2023年12月)
1.2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10.7億kWh、新電力その他の事業者は5.0億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者が1.2倍、新電力その他の事業者は1.4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
(2023年10月1日～2024年12月31日)

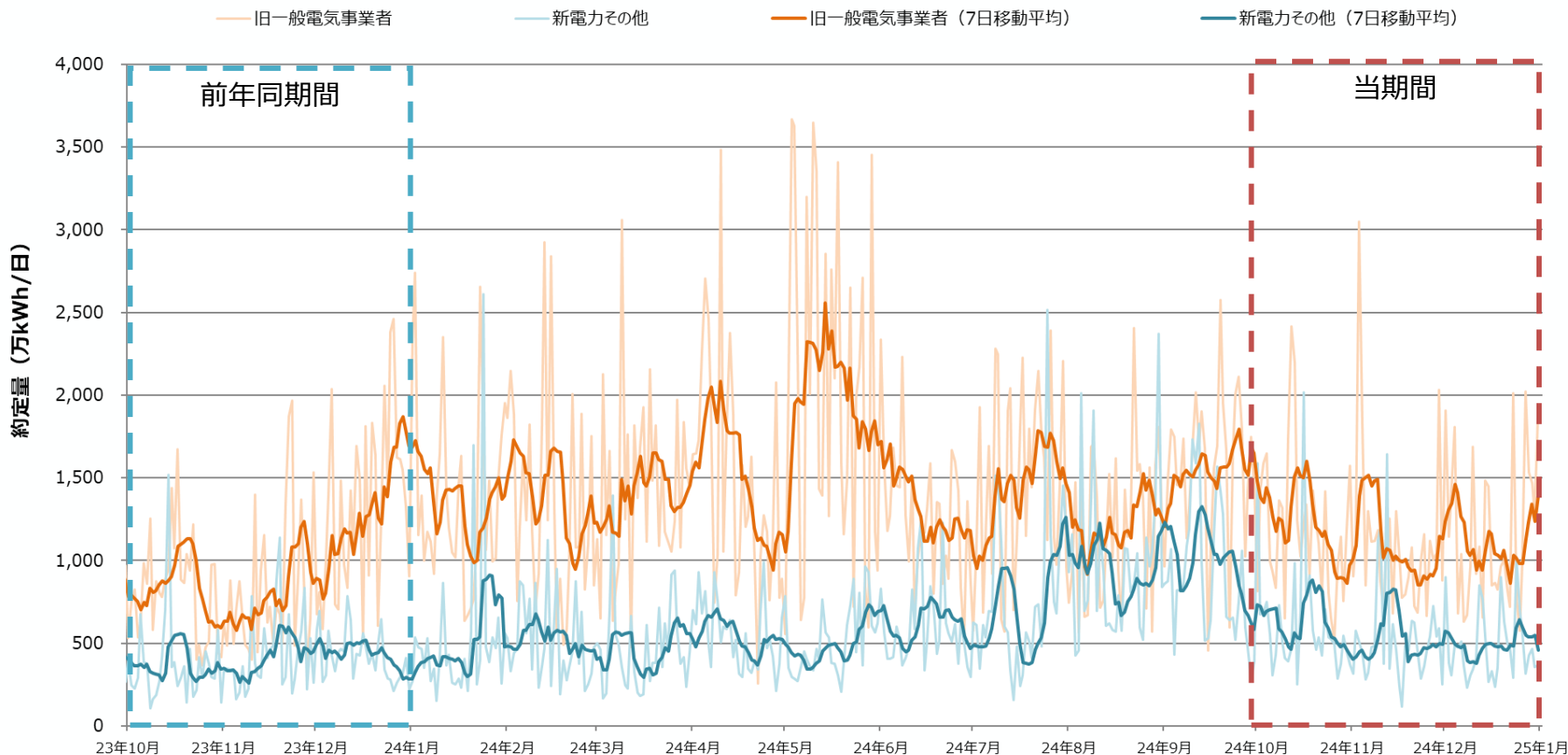
主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (2024年10月～2024年12月)
10.7 億kWh

旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同期比 (対2023年10月～2023年12月)
1.2 倍

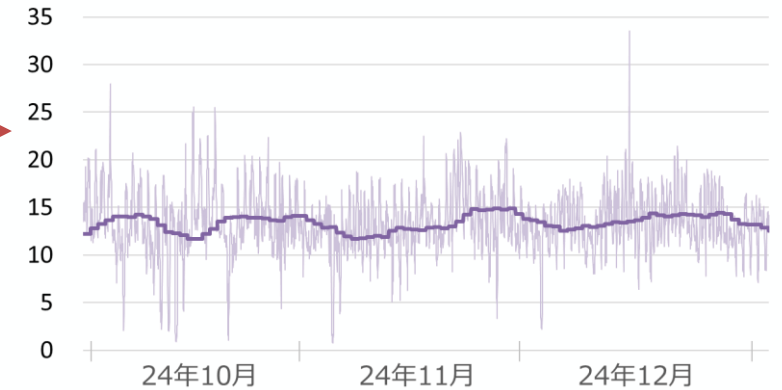
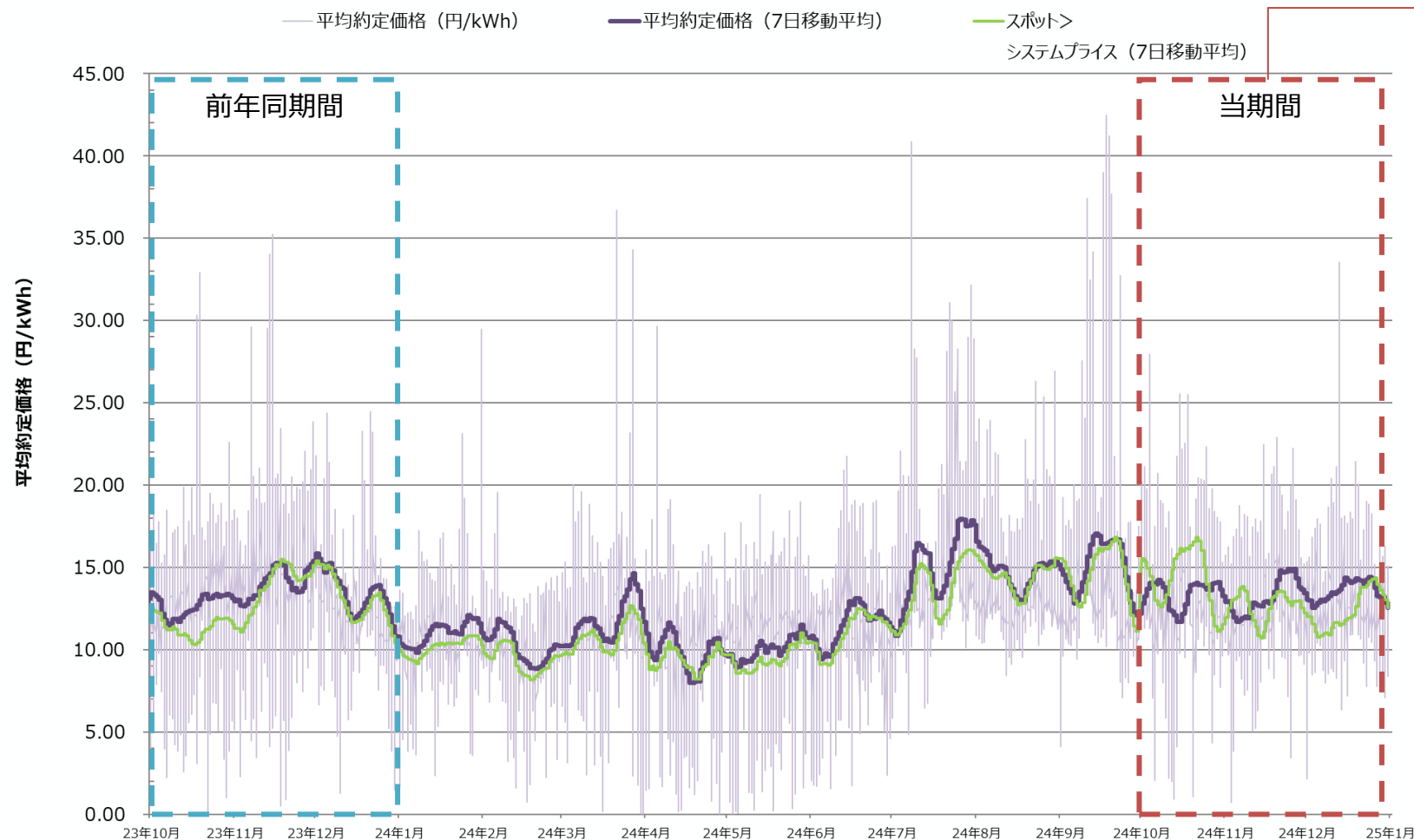
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2024年10月～2024年12月)
5.0 億kWh

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2023年10月～2023年12月)
1.4 倍

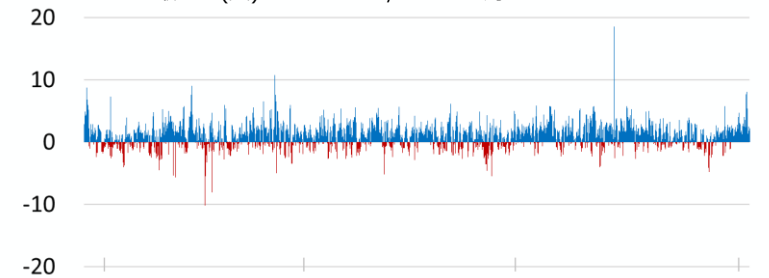


時間前市場の平均約定価格

- 当期間における時間前市場の平均約定価格は、13.4円/kWhであった。前年同期間の平均13.2円/kWhと比べて1.5%上昇した。
- 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(12.5円/kWh)を上回った。

時間前市場 平均約定価格の推移
(2023年10月1日～2024年12月31日)

価格差(時間前平均価格-システムプライス)

最大差(正) : +18.51円/kWh 12月13日 06:00
最大差(負) : -10.18円/kWh 10月17日 16:30最高値 : 12月13日 計1コマ
最低値 : 11月03日 計1コマ

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	13.4	13.2	+0.2
(参考) スポット市場平均システムプライス	12.5	12.6	-0.1
最高値	33.5	35.2	-1.7
最低値	0.74	0.18	+0.56

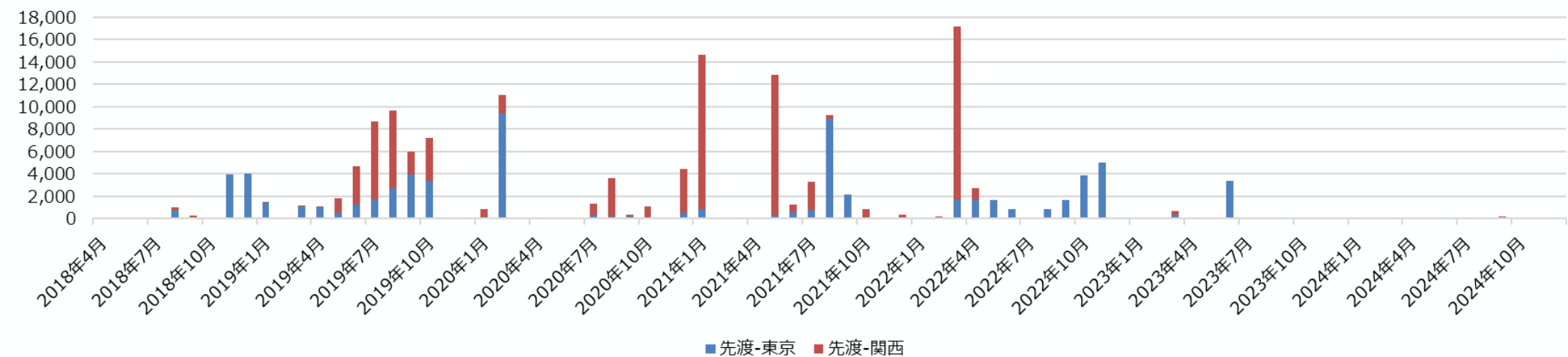
- 当期間における先渡市場の約定実績はなかった。

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	690,496	115,416	547,680	27,400	0	0	881,358
	東京	635,416	71,736	547,680	16,000	0	0	311,458
	関西	55,080	43,680	0	11,400	0	0	569,900
買い入札量	合計	269,150	210,840	0	58,310	0	0	5,513,442
	東京	268,950	210,840	0	58,110	0	0	123,424
	関西	200	0	0	200	0	0	5,390,018

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・入札量の概況

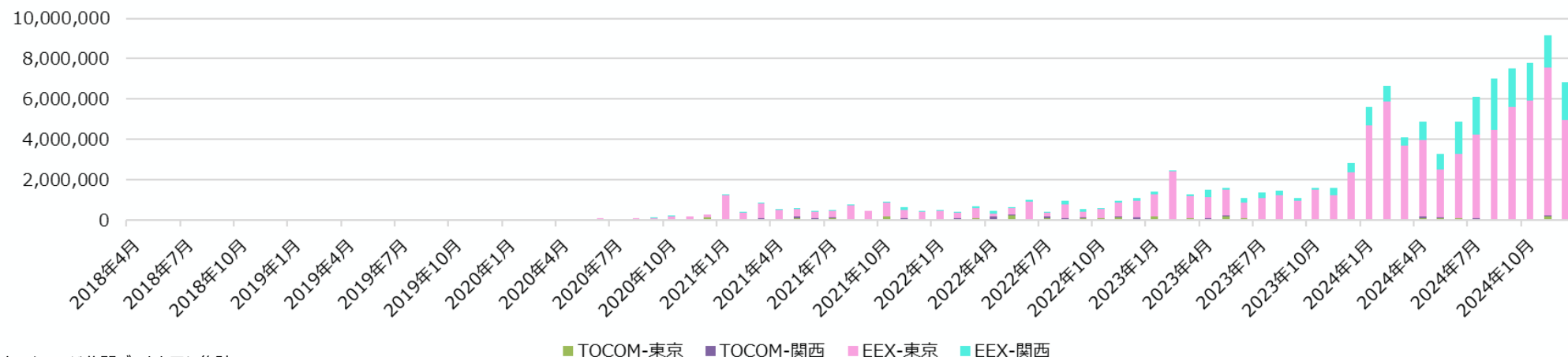
- 当期間における電力先物の約定実績はTOCOMでは約3.0億kWh（前年同期比2.2倍）、EEXでは約234.9億kWh（前年同期比4.0倍）であった。

先物市場※1（TOCOM、EEX）における期間中の約定量

(TOCOM ※2)		(単位:MWh)			
項目	地域	合計 (当期間)	ベースロード	日中ロード	(参考) 合計 (前年同期間)
約定量	合計	300,014	294,257	5,758	137,071
	東京	248,452	245,290	3,162	97,506
	関西	51,563	48,967	2,596	39,565

(EEX)		(単位:MWh)			
項目	地域	合計 (当期間)	ベースロード	ピークロード	(参考) 合計 (前年同期間)
約定量	合計	23,486,400	21,962,448	1,523,952	5,892,324
	東京	18,165,828	16,785,744	1,380,084	4,958,892
	関西	5,320,572	5,176,704	143,868	933,432

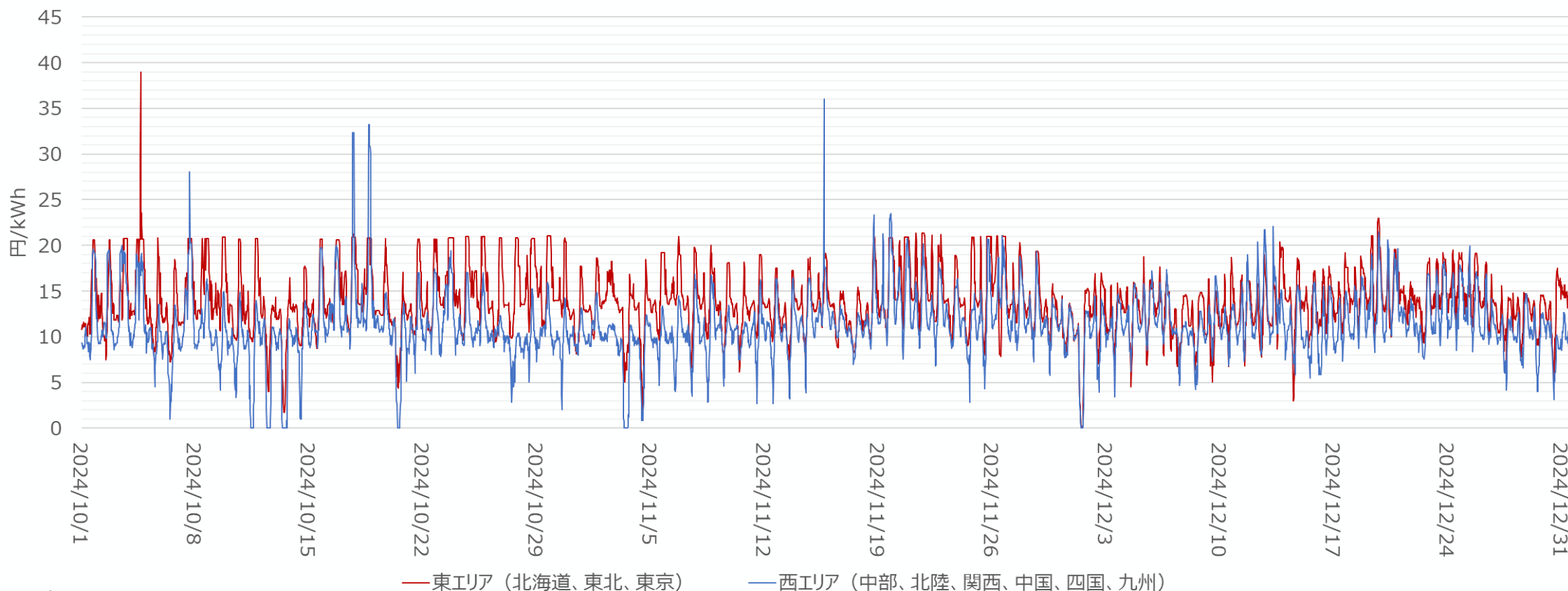
先物市場取引における約定量[MWh]



※1 JPXおよびEEXホームページ公開データを元に集計。
※2 2024年4-6月期報告分よりデータ集計方法を変更。

2024年10月～12月期 スポット市場価格の動向（背景）

- 市場価格は大きな変動はないものの東高西低で推移（平均エリアプライス：東エリア 10月14.28円/kWh、11月13.90円/kWh、12月13.32円/kWh。西エリア 10月10.98円/kWh、11月11.42円/kWh、12月11.56円/kWh）し、この中でも10月～11月上旬にかけ東エリアは比較的高め、西エリアは低めで推移。特に10月は、「東京中部間（FC）」の運用容量の低下に伴い分断率が90%を越えた影響もあり、東西の価格差が拡大した。（一日平均で最大6.5円/kWh）
- 11月中旬以降は運用容量が回復し、「東京中部間（FC）」市場分断率も11月は51.0%、12月は21.6%まで減少、西エリアの買い入札の強まりもあり、東西の価格差が縮小。
- スポット市場価格が30円/kWhを超えた日は、10月(東エリア1回、西エリア3回)・11月(西エリア1回)・12月(西エリア2回)の計7回（昨年同時期は4回）発生。主に気温上昇・天候不順等の影響によるものとなっている。



【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

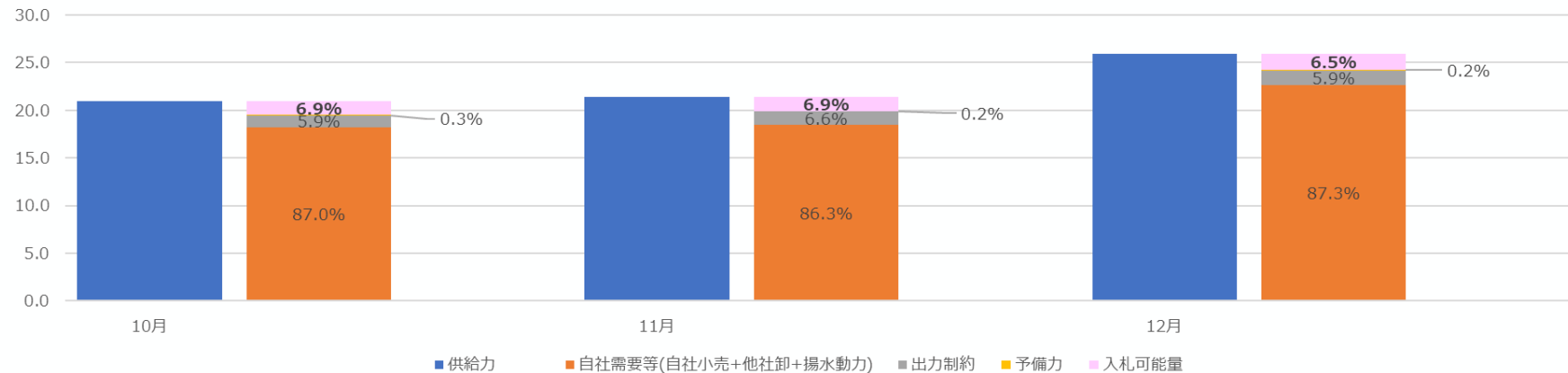
【中長期推移報告】

- **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

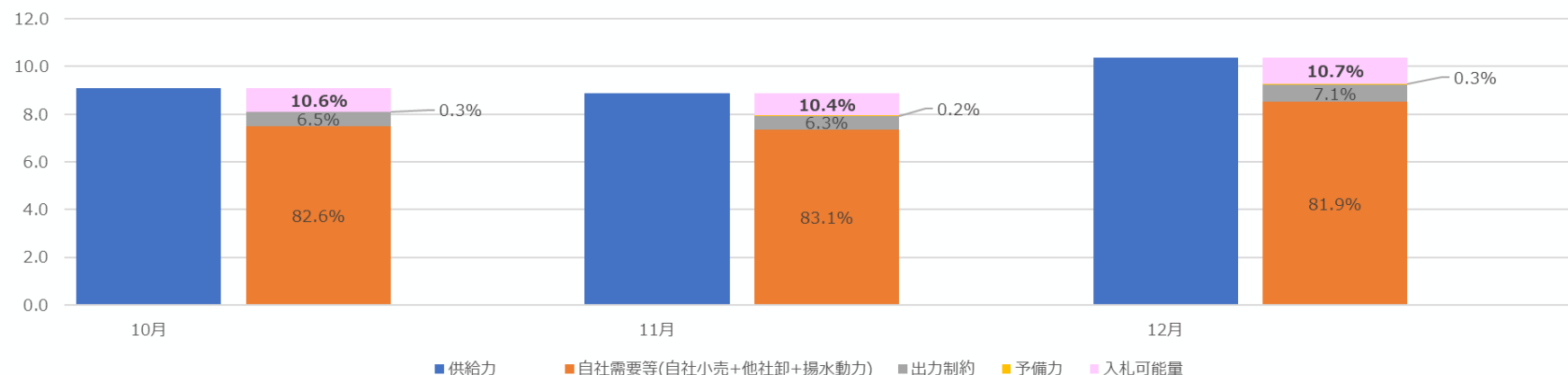
余剰電力の取引所への供出：供給力に対する入札可能量の状況

- 各月のスポット価格等高騰日（10月:4日,11月:1日,12月:2日の計7日間）に高い日14日を加えた計21日間、および低い日各月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6%台（10月:6.9%、11月:6.9%、12月:6.5%）であり、価格の安い日は10%台（10月:10.6%、11月:10.4%、12月:10.7%）であった。

2024年10月～12月のスポット価格等高騰日21日間(TWh)



2024年10月～12月のスポット価格等の低い9日間(TWh)



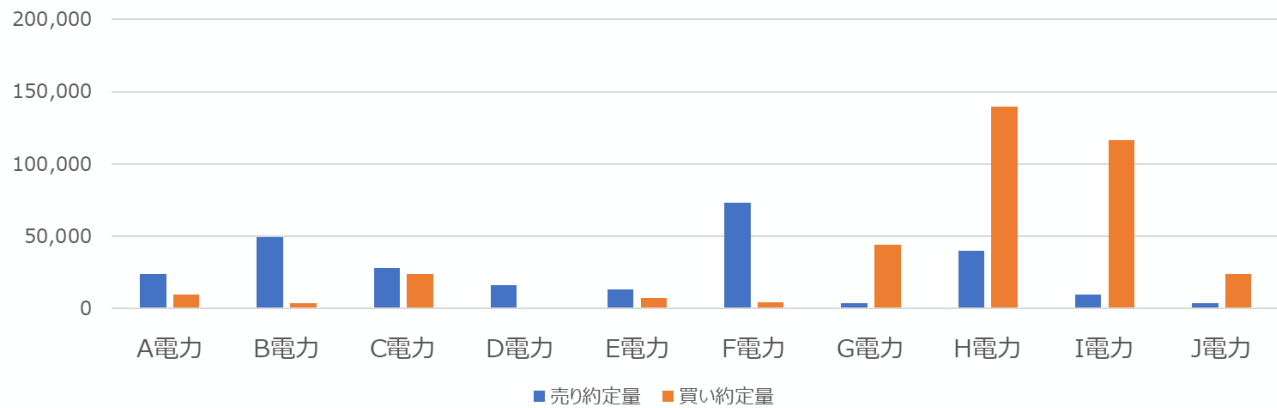
【入札可能量集計対象日】

- ◆ 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。
- ◆ 10月：スポット価格等高騰日(10/4,7,17,18)、平日におけるSP日平均が最も高い順(10/3,16,23)、平日におけるSP日平均の低い順3日(10/10,11,31)を選定。
- ◆ 11月：スポット価格等高騰日(11/15)、平日におけるSP日平均が最も高い順(11/18,19,20,21,25,26)、平日におけるSP日平均の低い順3日(11/5,12,13)を選定。
- ◆ 12月：スポット価格等高騰日(12/13,25)、平日におけるSP日平均が最も高い順(12/11,19,20,23,24)、平日におけるSP日平均の低い順3日(12/2,3,27)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

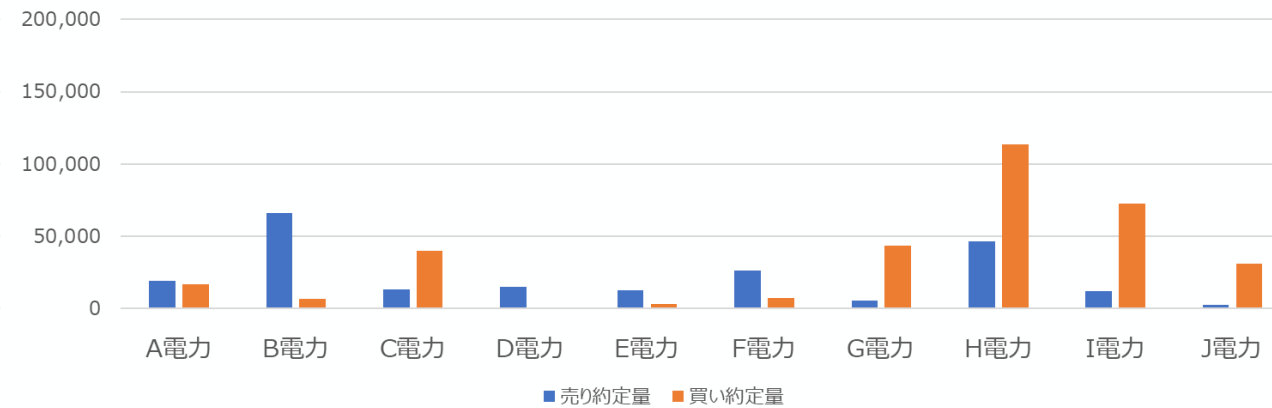
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 旧一電及びJERA各社の時間前市場における売り約定量・買い約定量は、B電力、D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。

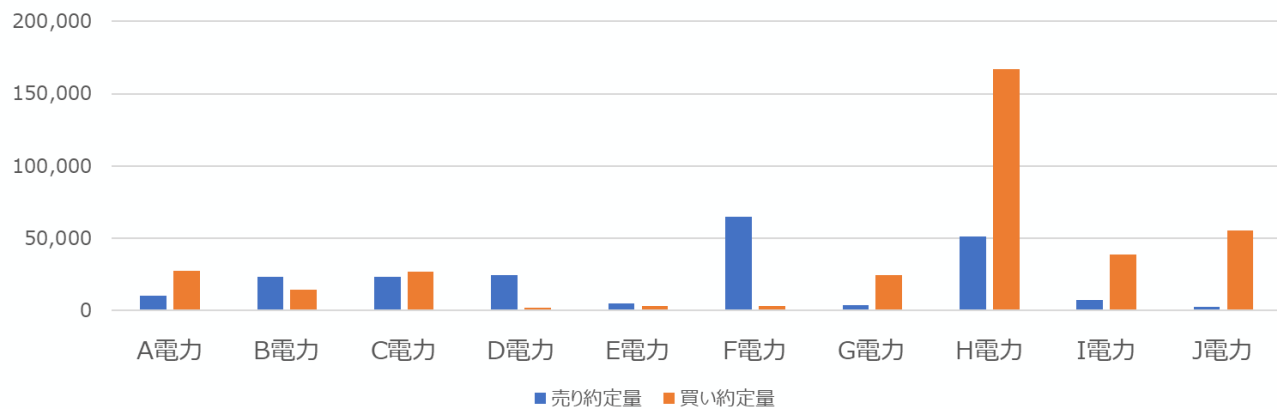
2024年10月 時間前市場 約定量（単位:MWh）



2024年11月 時間前市場 約定量（単位:MWh）

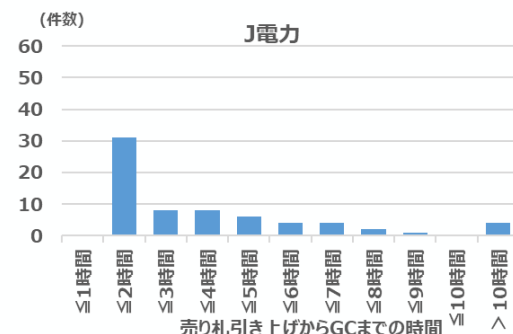
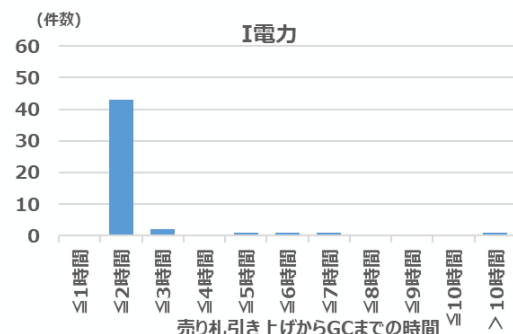
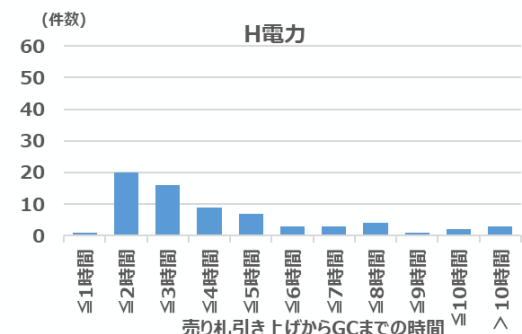
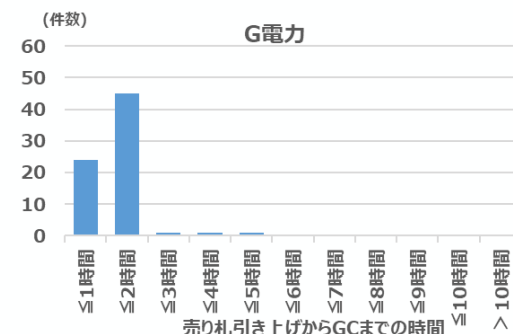
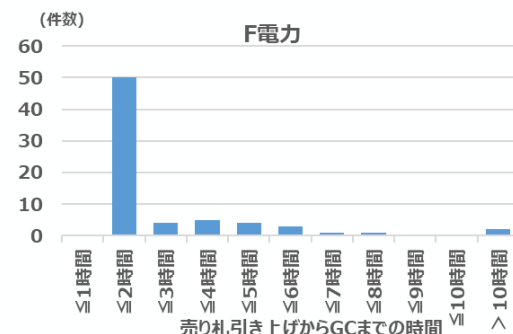
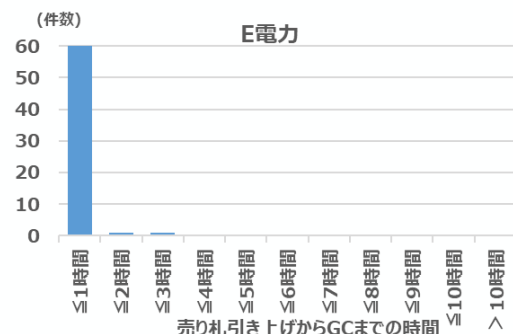
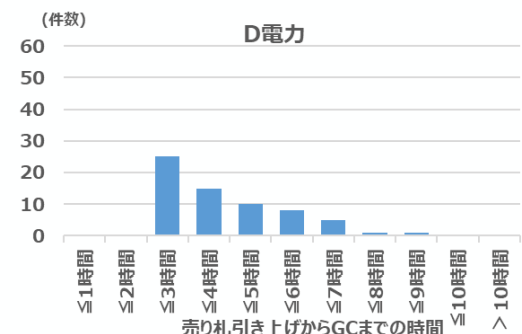
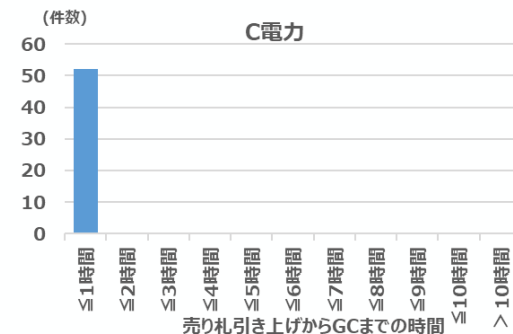
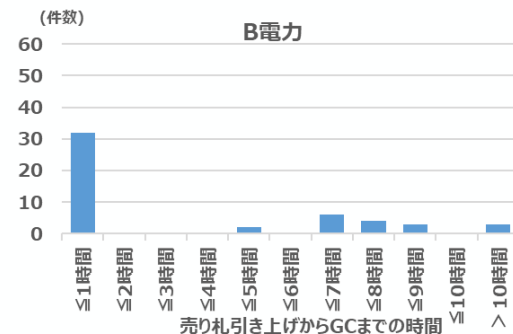
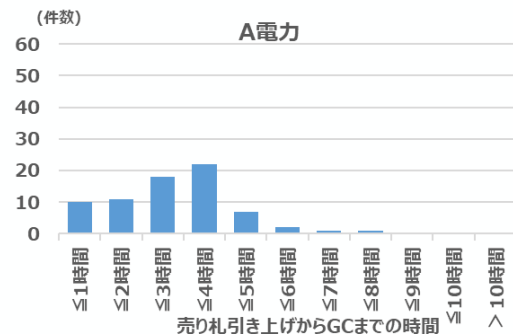
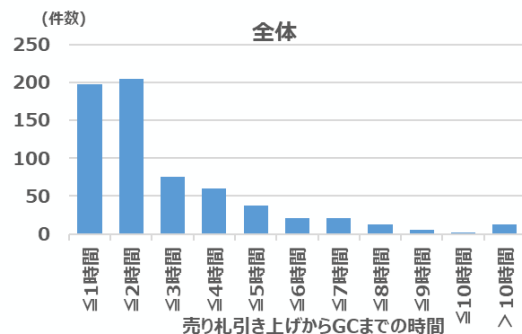


2024年12月 時間前市場 約定量（単位:MWh）



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（10月18日、11月13日、12月13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続いている。「1時間以内」に該当する件数は全651件のうち205件であり、前四半期（188件/536件）よりも4%程度減少。



※ 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。

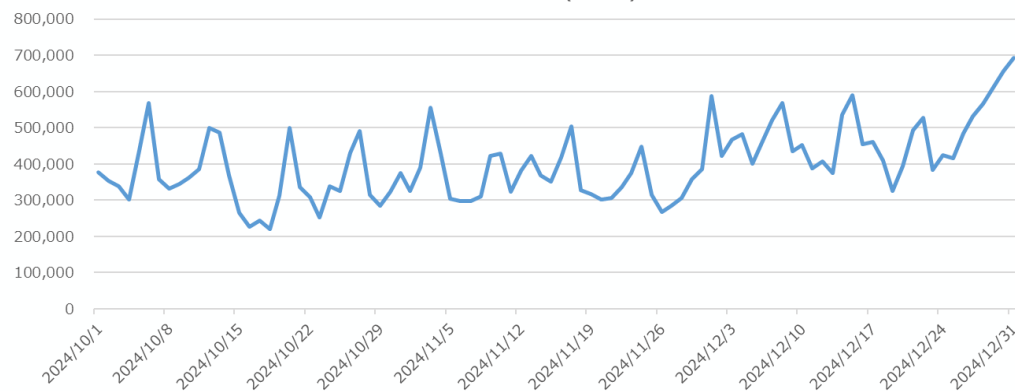
※ 「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。

※ 各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（10月：3ヶ月の中で平日システムプライスの最高価格が最も高い日。11月：11月の中で平日システムプライスの一日平均価格が最も低い日。12月：3ヶ月の中で唯一時間前市場が価格高騰した日。）

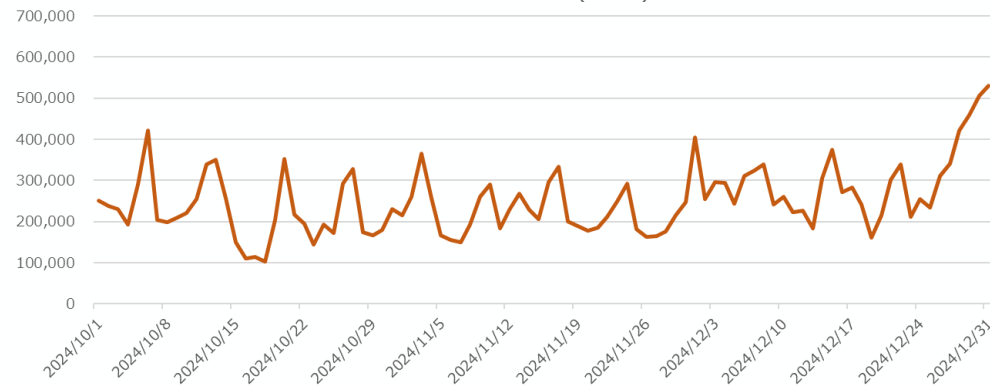
売りブロック入札の状況

- 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。
- スポット市場価格高騰の減少により、売りブロック入札の約定率も減少、約定率30%を越えた日は11月20日のみ。

実質売り入札量(MWh)



実質売りブロック入札量(MWh)



※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（*）

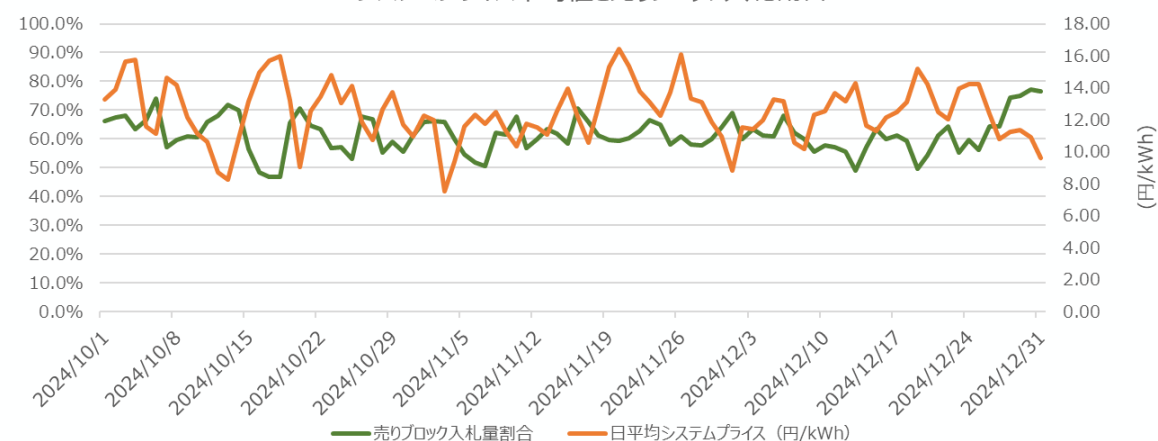
（*）グロス・ビディング実質売りブロック量 = グロス・ビディング売りブロック量 - グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

※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。

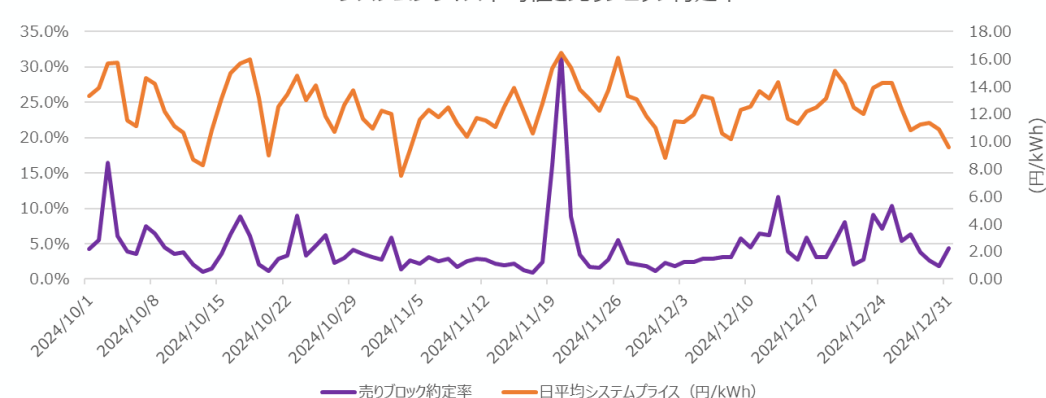
（c）実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）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。

システムプライス平均値と売りブロック入札割合



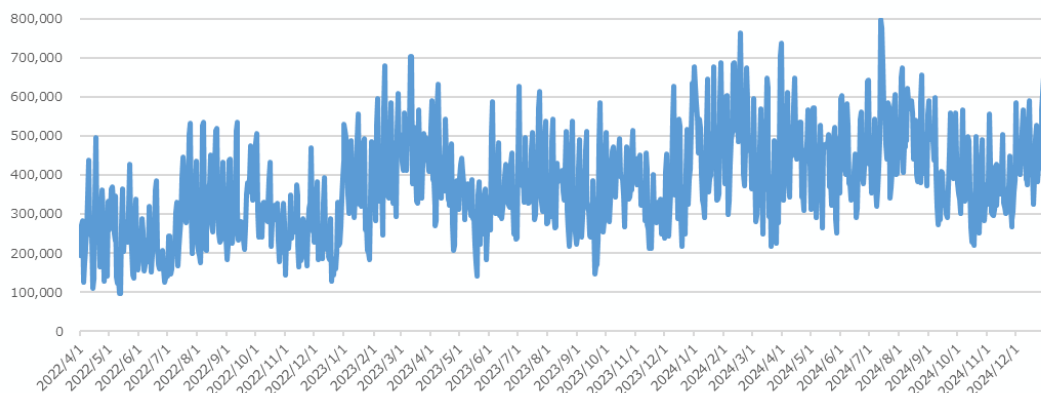
システムプライス平均値と売りブロック約定率



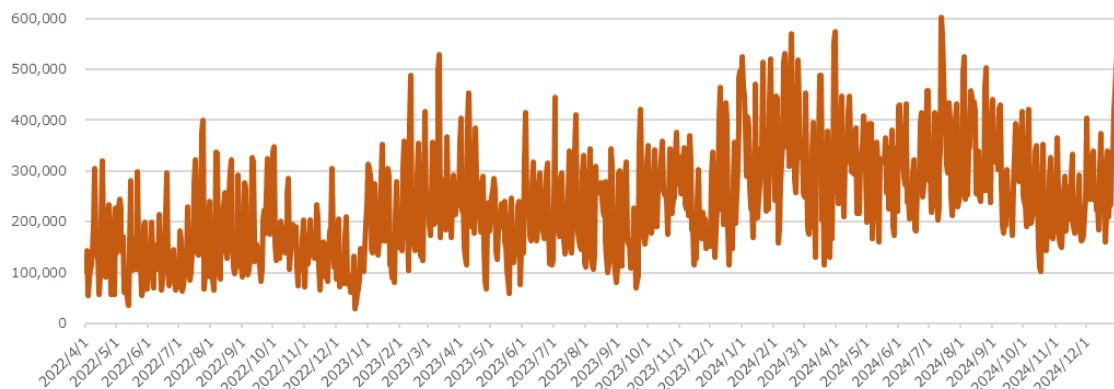
参考：売りブロック入札の状況（長期）

- 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月以降は上昇となり、一旦減少に転じたが今期再度上昇傾向となった。
- グロス・ビディングを休止した2023年10月以降、売りブロック約定率は4%～8%で推移、当期間の平均は4%。
- 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。

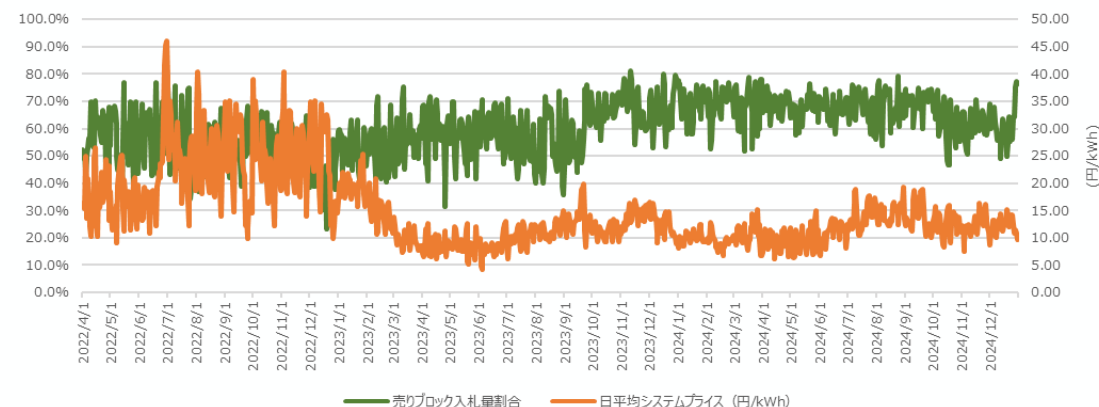
実質売り入札量(MWh)



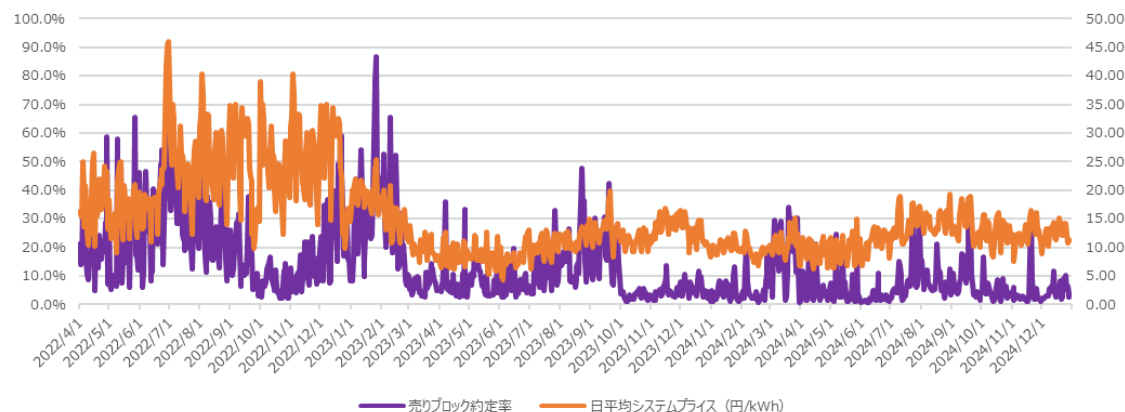
実質売りブロック入札量(MWh)



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る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。

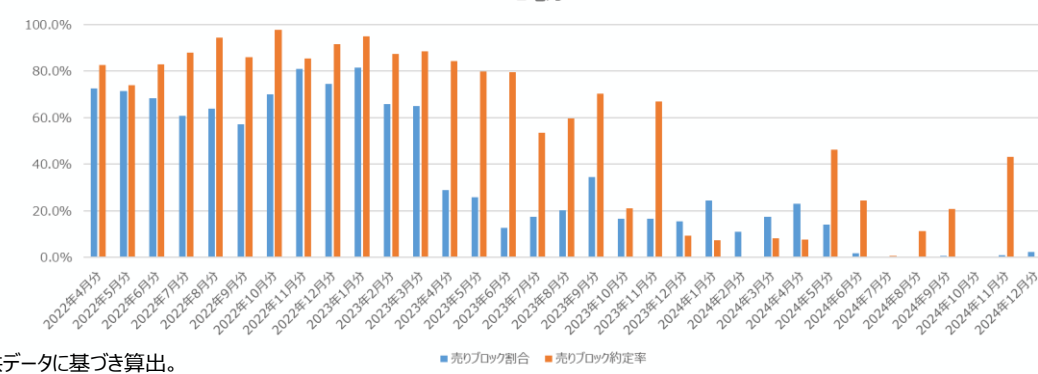
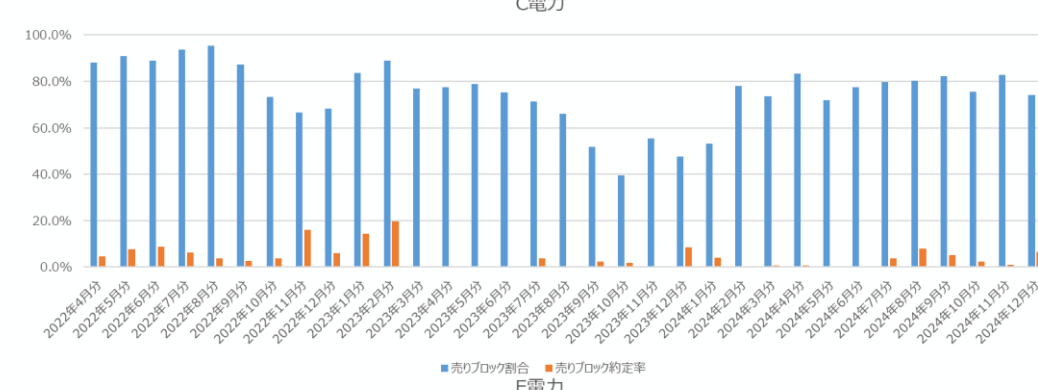
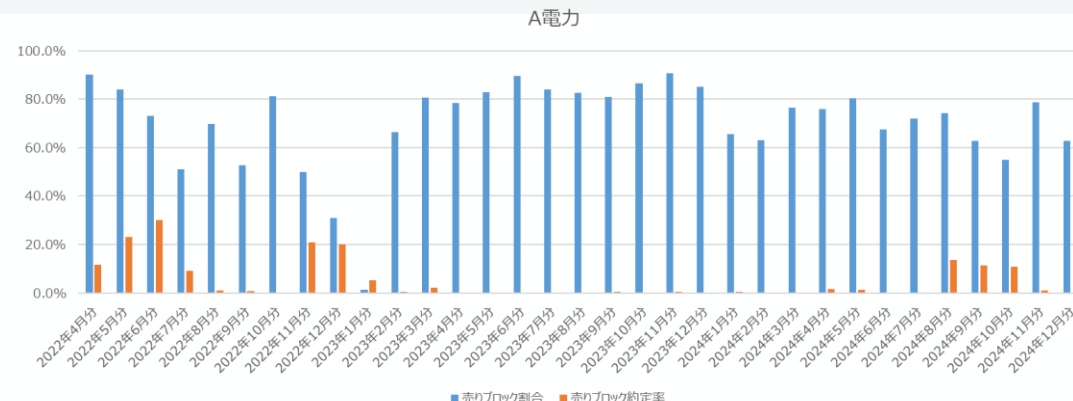
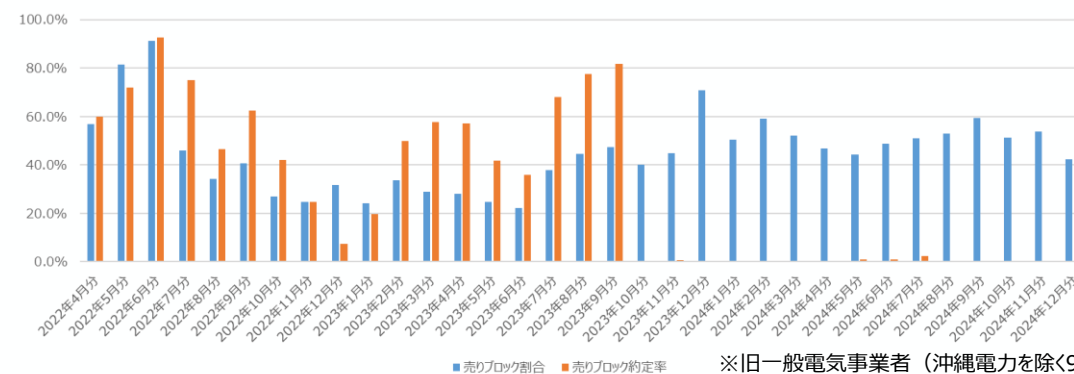
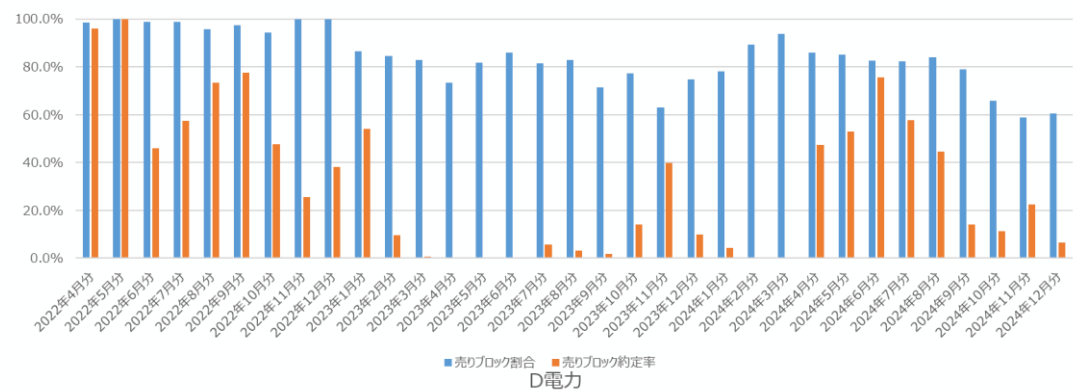
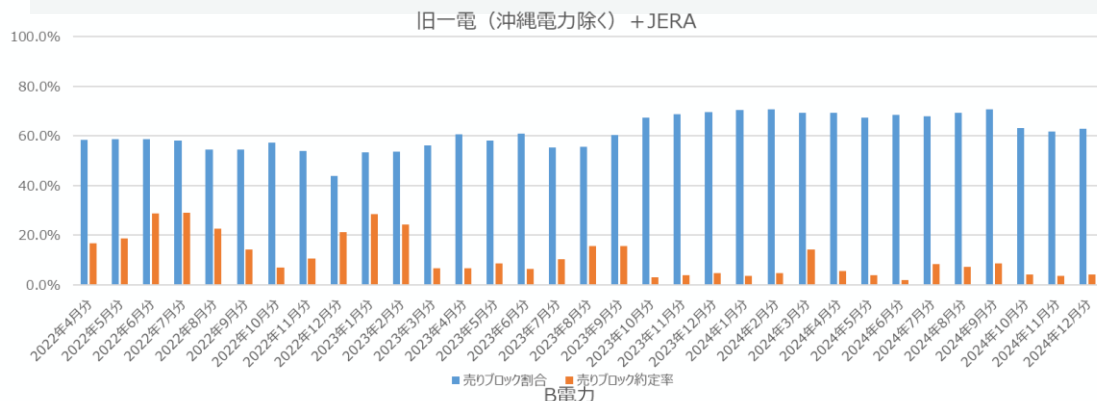
※ブロック約定率は、(b) 実質ブロック入札量に対して、実質ブロック約定量 (c) の割合を計算。

(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。

月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(1/2)

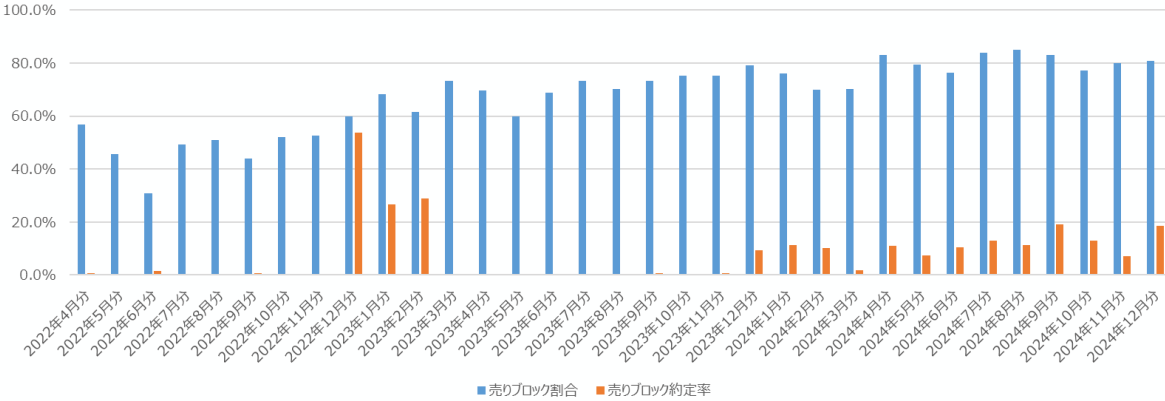
- 先述のとおり、グロス・ビディングの休止に伴い、0.01円/kWhで供出（限界費用買い）していた売りブロック札を限界費用での供出に変更したため、約定率が低下（特に、D電力で顕著）。
- A電力、B電力、J電力、K電力は、前期間に比べ低下傾向。



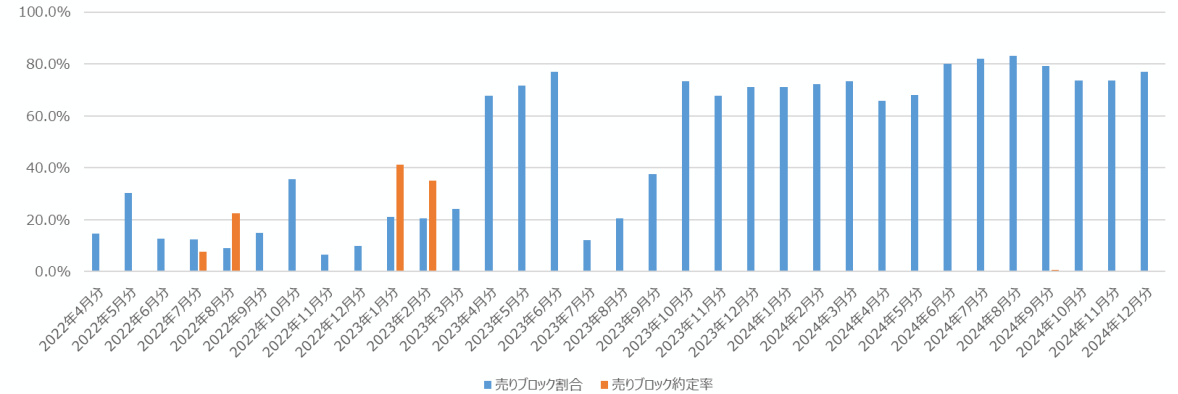
※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

月別事業者別売りブロック入札割合、約定率の推移(2/2)

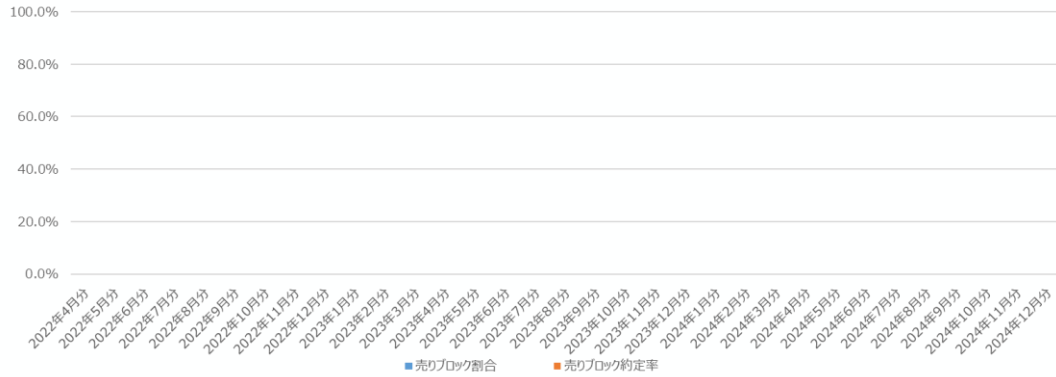
F電力



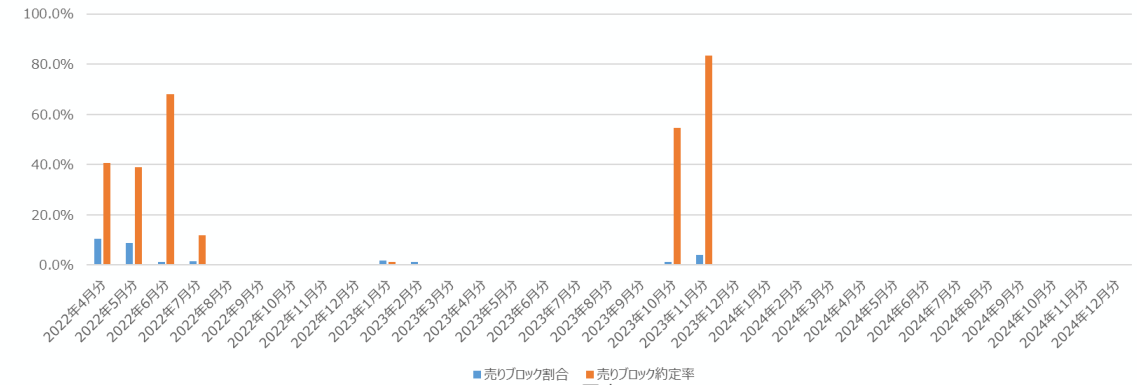
G電力



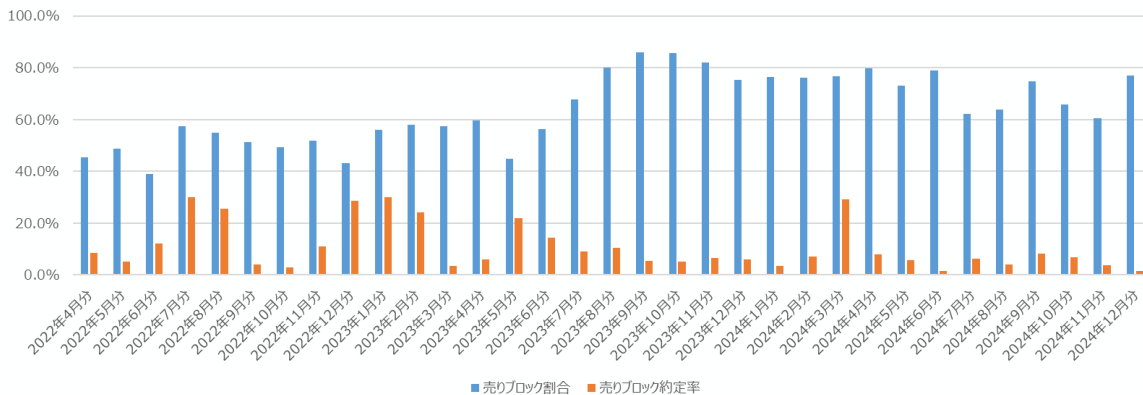
H電力 (注1)



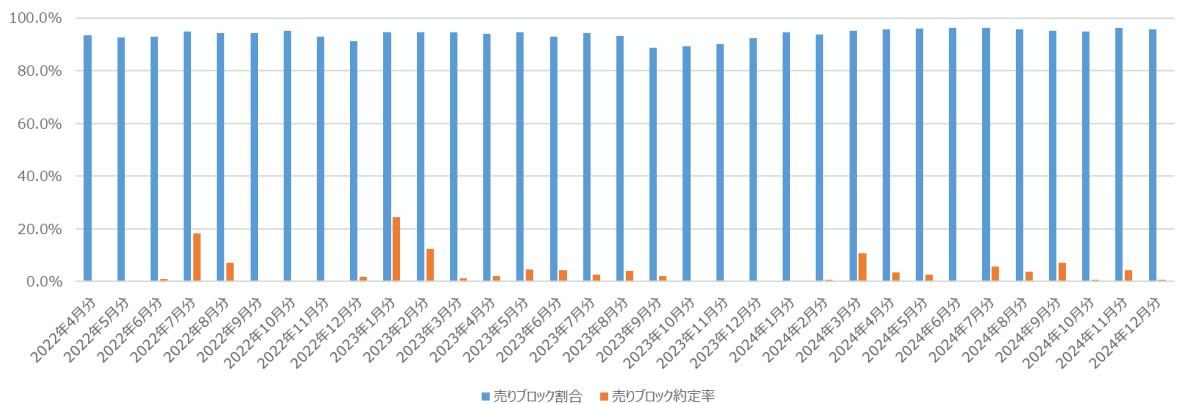
I電力



J電力



K電力



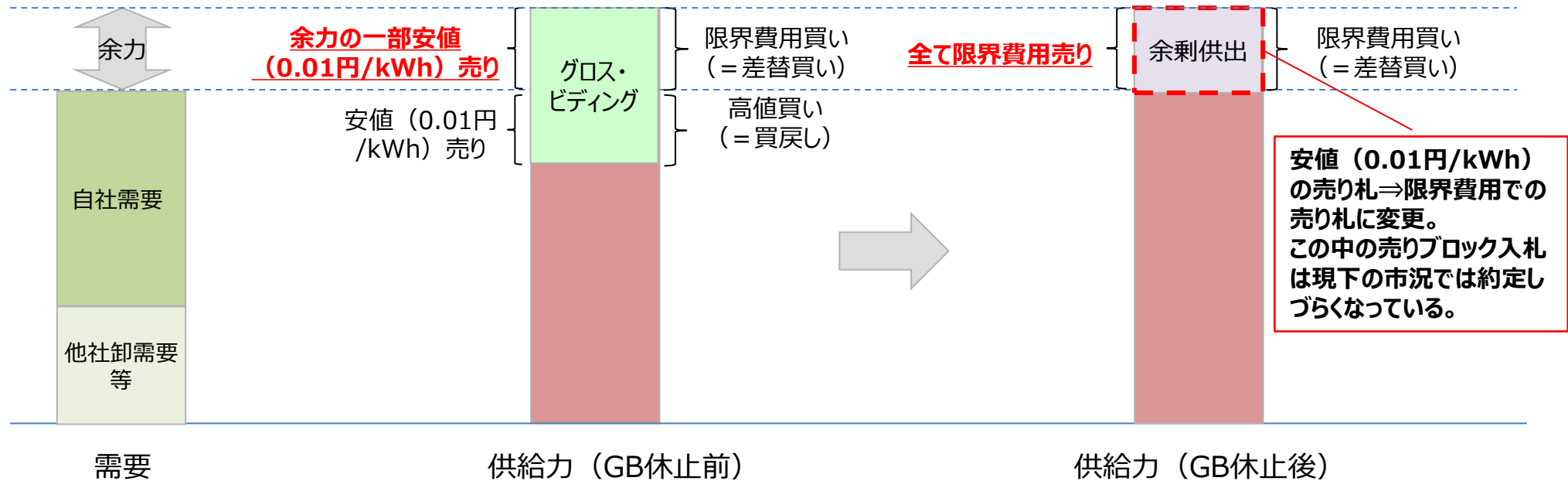
※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。(注1)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

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、リンクブロックは新電力1社の約定があった。約定率は約0.02%程度となっている。
- ループブロックは、当期間においては、新電力1社の約定があった。ブロック入札総量の1%未満であり、利用は広がっていない。

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
2024年10月	236,687	316	0.1%
2024年11月	249,013	0	0.0%
2024年12月	935,583	0	0.0%
合計	1,421,283	316	0.0%

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
2024年10月	855	121	14.2%	1,221	173	14.2%
2024年11月	1,274	243	19.0%	1,818	346	19.1%
2024年12月	569	80	14.1%	812	114	14.1%
合計	2,698	444	16.4%	3,851	633	16.4%

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**

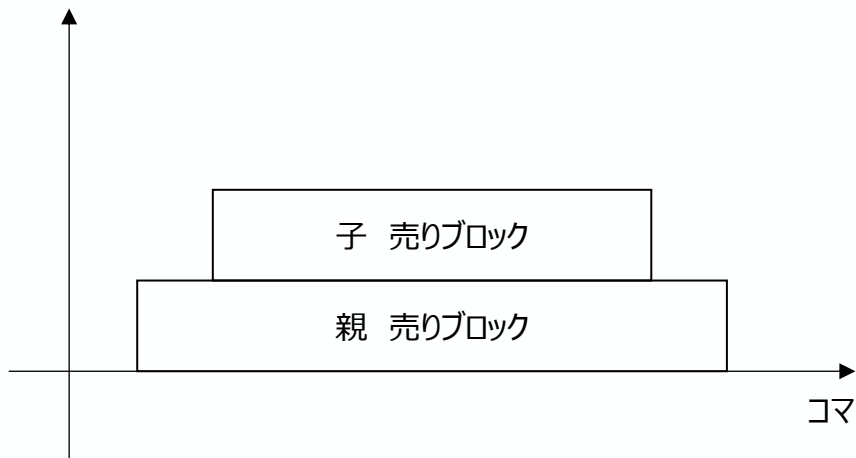
親ブロックと子ブロックの2つの売りブロックから成り、親だけ、または親子の双方が約定するように制限される（子だけの約定をさせない）。

- **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。

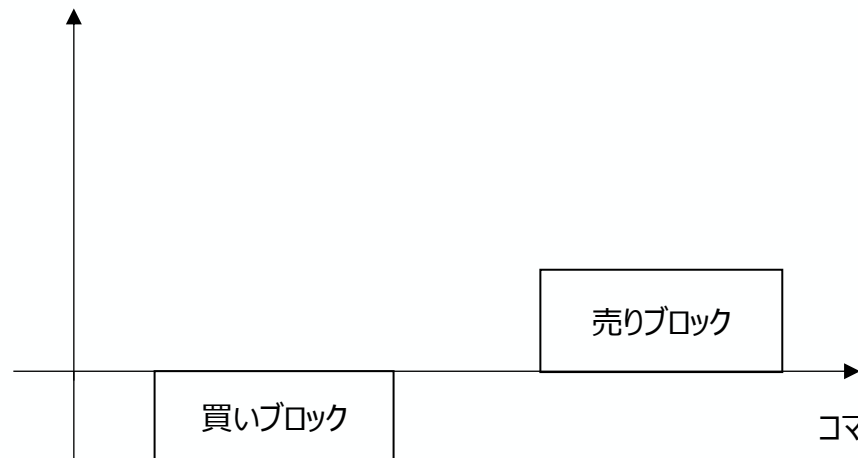
売り入札量



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。

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、141万kW（61%）については一般競争入札等での契約。2023年度で長期基本契約終了の自治体が、2024年度4～6月期より一般競争入札等に移行したため、2024年1月～3月期に比べ75万kW増加。
- 残り89万kWのうち、50%は旧一般電気事業者との随意契約を継続、50%はFIT電源としての売電及びFIT適用化改修工事中となっている。

公営水力発電設備（令和6年4月1日現在）
・発電所数：309か所　・総出力：約231万kW

右表は、公営24事業体中、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6年12月31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か箇所	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
	3か所※7	4,900	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
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		ローカルでんき
	1か所※8	8,800		かつのパワー
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		やまがた新電力
	4か所※1	26,600		地球クラブ
	1か所※1	420		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
	10か所※5	101,300	一般競争入札	東京電力エナジーパートナー
	9か所※5	42,981	一般競争入札	ゼロワットパワー
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
山梨県	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
	5か所※5	42,500	一般競争入札	バルシステム電力・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
長野県	22か所※1,9	69,311	公募型プロポーザル	ダイヤモンドパワー、丸紅新電力、UPDATER
新潟県	7か所※3	100,200	一般競争入札	東北電力
京都府	1か所	11,000	一般競争入札	ミツウロコグリーンエネルギー
鳥取県	1か所※6	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	
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		
合計		1,412,671		

合計件数　　： 29件
合計最大出力：1,412,671kW

【水力設備総出力の61.3%】

※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、FIT適用リブレース中の4か所が、2024年度に供給開始となることから契約に追加。2024年4月～6月期に18か所から22か所に変更。）
※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。
※3 新潟県は、9か所について一般競争入札としていたが、そのうち、2か所はFIT適用リブレース等により2023年10月～12月期に7か所に変更。
※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適用リブレースにより2024年1月～3月期に6か所に変更。出所：公営自治体からの提供情報
※5 群馬県・神奈川県・山梨県・岡山県・山口県は、2023年度で長期基本契約終了に伴い、一般競争入札又は公募型プロポーザルに2024年4月～6月期より新規移行。
※6 鳥取県は、点検・修繕工事が長期化している2か所を契約対象から除外し、2024年4月～6月期に3か所から1か所に変更。
※7 岩手県は、FIT適用中の2か所について2024年10-12月期から随意契約から公募型プロポーザルに移行。 ※8 秋田県は、1か所についてFIT適用リブレースし2024年10～12月期から公募型プロポーザル移行。
※9 長野県は、公募型プロポーザルのうち、1か所についてリブレース・増出力し、2024年10～12月期からFIP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、今期は、公営自治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。

2024年10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、公営自治体から旧一電への電力受給基本契約（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。

参考：2024年10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簡易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年度で契約満了した自治体はいずれも一般競争入札または公募型プロポーザルによる売電契約へ移行し、供給開始。
- 2024年度以降も契約が継続する自治体は概ね期中解約は行わずに期間満了まで基本契約を継続。基本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（2024年度で基本契約が満了する自治体は一般競争入札等の公募を実施し、一部は契約締結済み）。

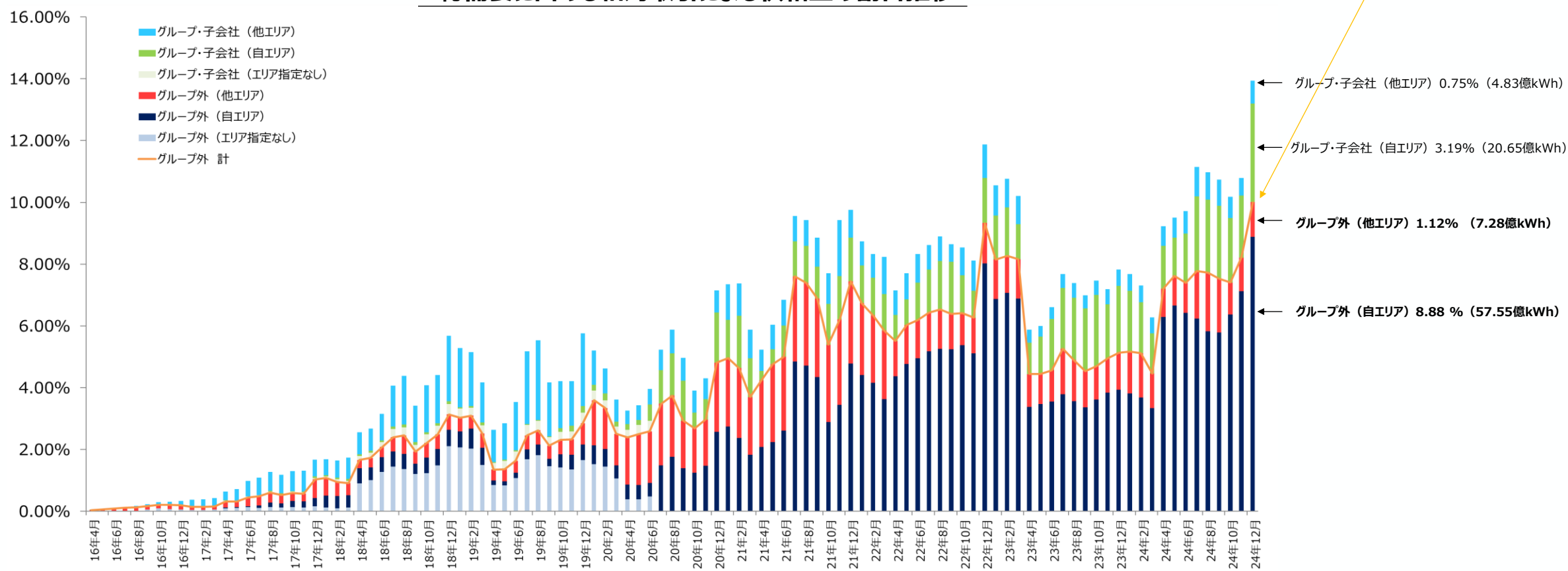
■ 売電契約における各自治体の独自の取組など

- 旧一電と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

- 2024年12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、13.9%であった。
(90.31億kWh (前年同期比1.8倍))
- グループ外への相対卸供給10.0% (64.83億kWh) は、新電力需要 (130.32億kWh) の49.7%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。

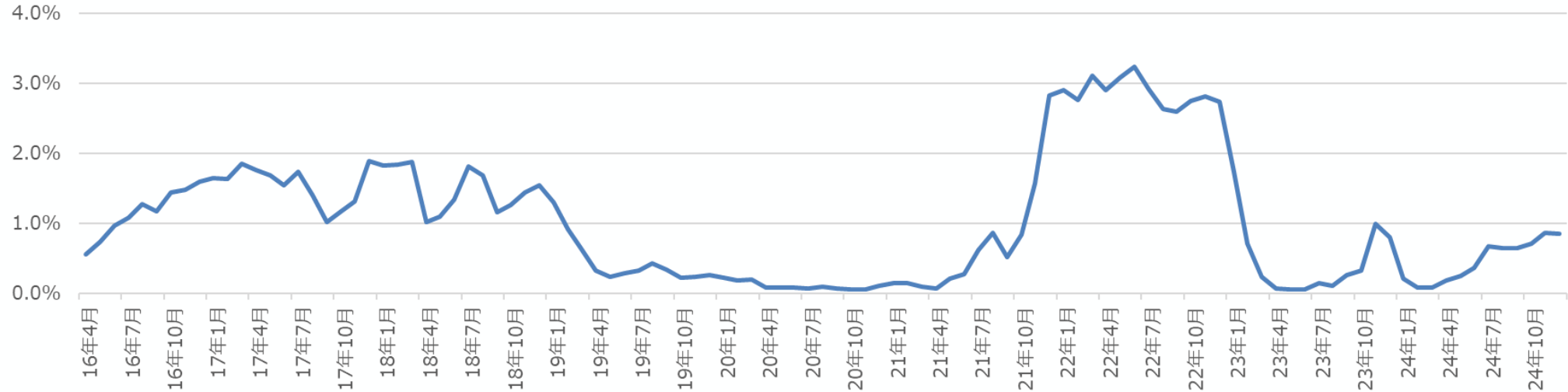
※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。
2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者に通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

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

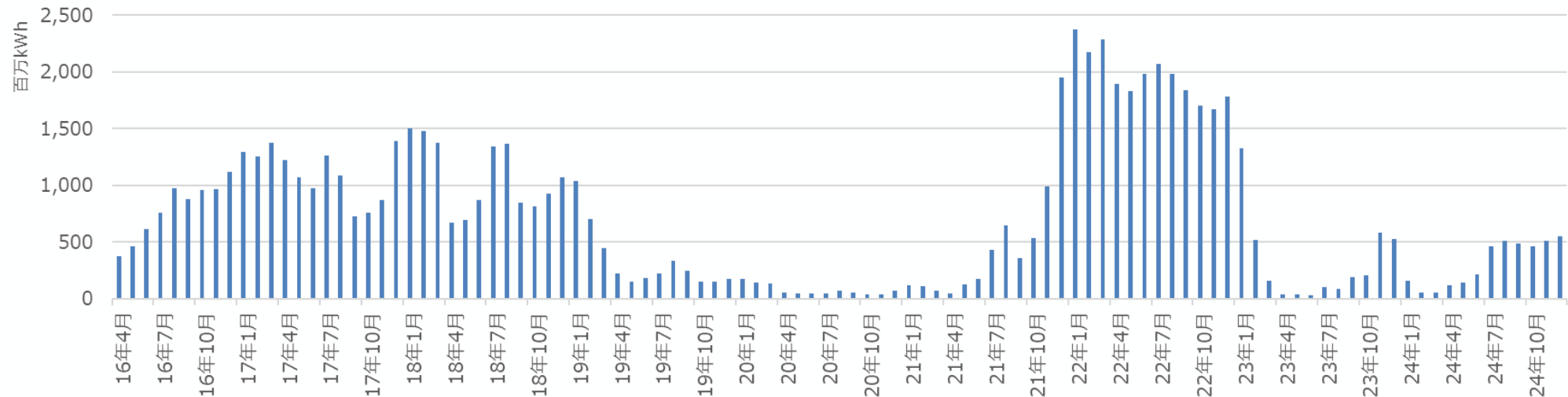
常時BU販売電力量の推移

- 2024年12月時点の総需要に占める常時BU販売電力量の割合は、0.9%（5.52億kWh）となっている。

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】

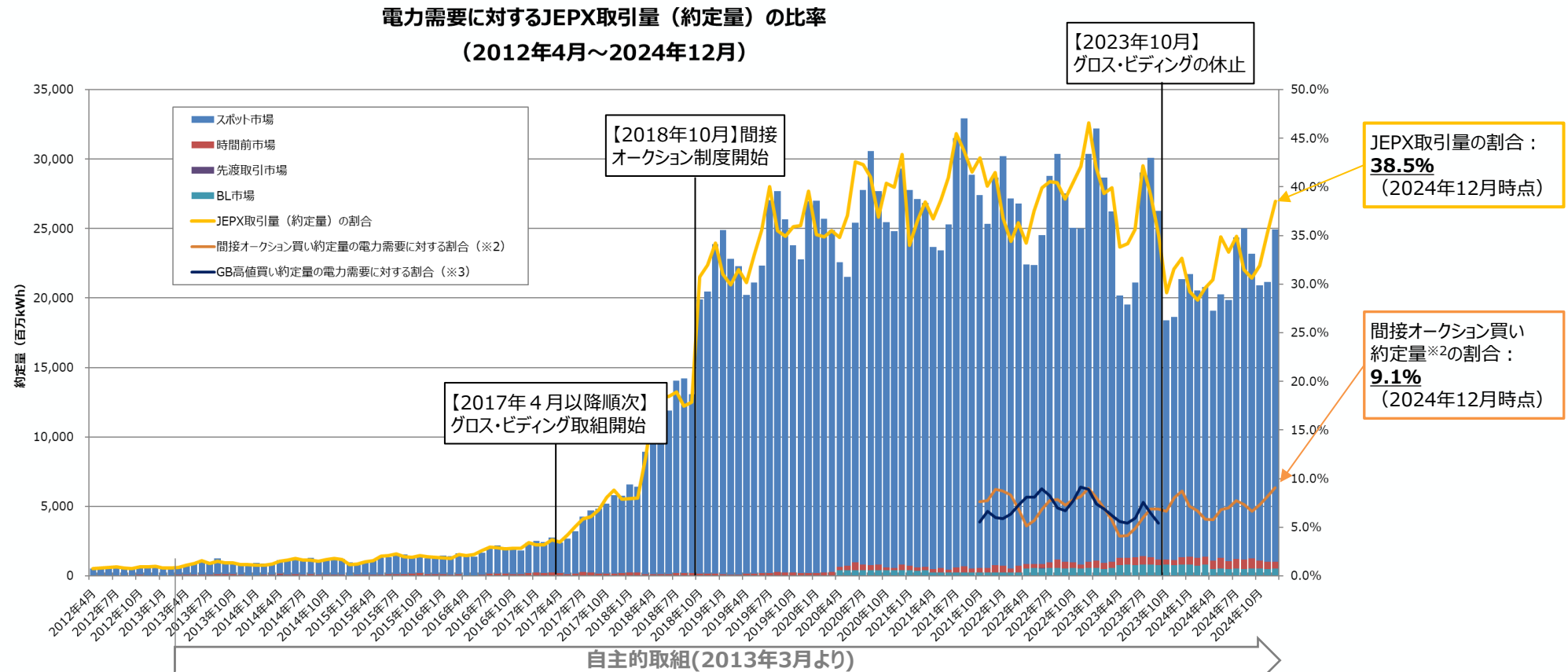
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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

- 2024年12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38.5%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、9.1%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	2024/12
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%	38.5%
(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%	36.9%
(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%	0.8%
(うちBL市場の割合)	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.4%	0.8%	1.3%	0.8%	0.8%

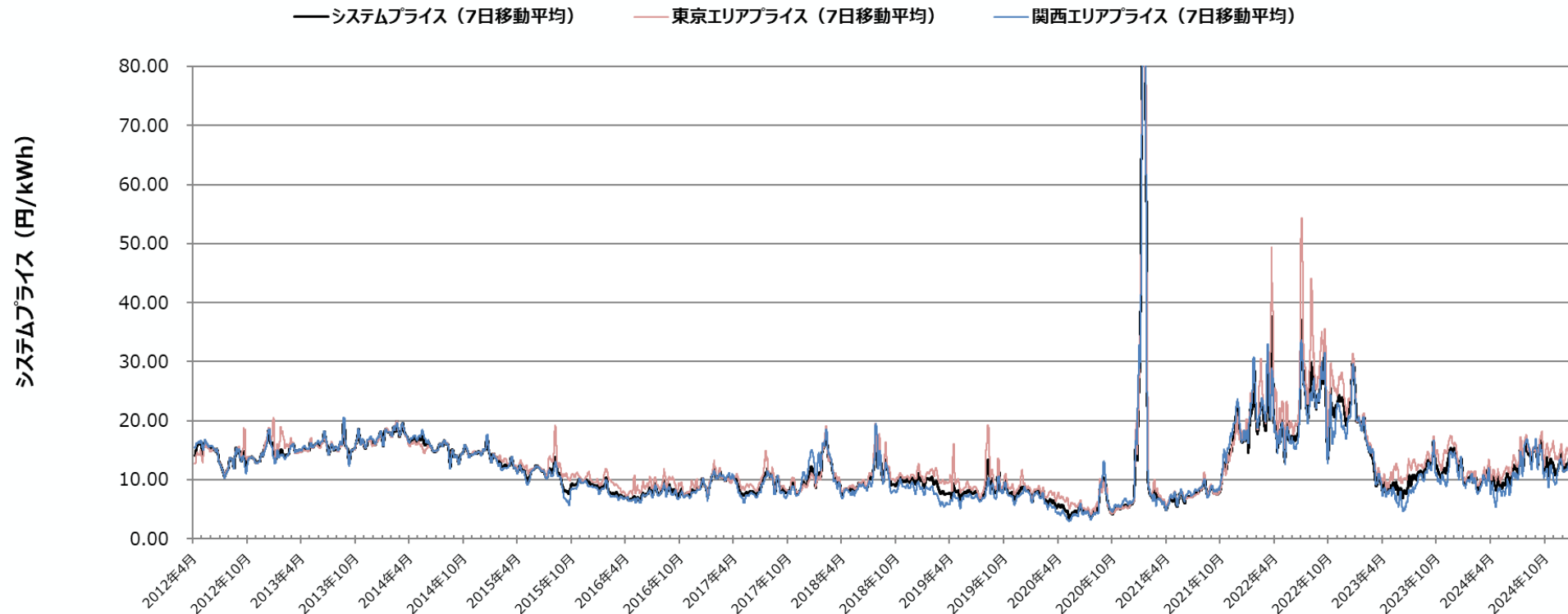
※¹ 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

※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。

スポット市場における価格の推移

- 2021年秋以降、システムプライスは上昇し、概ね20円/kWh以上の水準で推移していたが、2023年6月には8円/kWh前後まで低下。直近の10月～12月は12円/kWh前後で推移。（当期間平均：12.5円/kWh）
- 昨年同期と比較して、東西値差は0.5円/kWh程度縮小したが、システムプライス平均値は同程度の水準。

スポット市場 システムプライスの推移 (2012年4月1日～2024年12月31日)

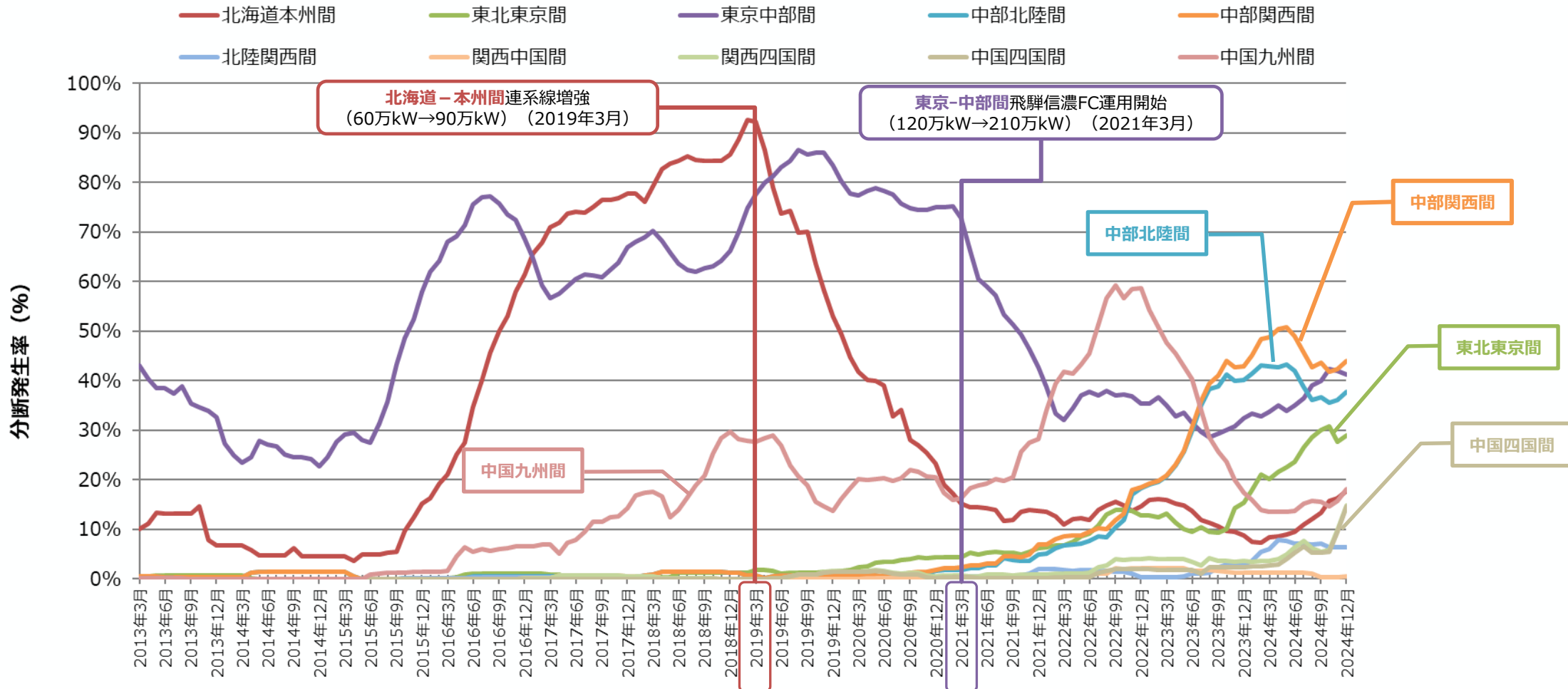


(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均	2022年度 平均	2023年度 平均	当四半期 平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.4	10.7	12.5
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3	23.5	12.2	14.5
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1	19.5	9.7	11.5

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 東京中部間、中部関西間、中部北陸間は、分断発生率が足下で3割を超えている。中国四国間の分断発生率は上昇傾向
- 北海道本州間、中国九州間の分断発生率は減少し、足下では2割弱になっている。

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3月～2024年12月）



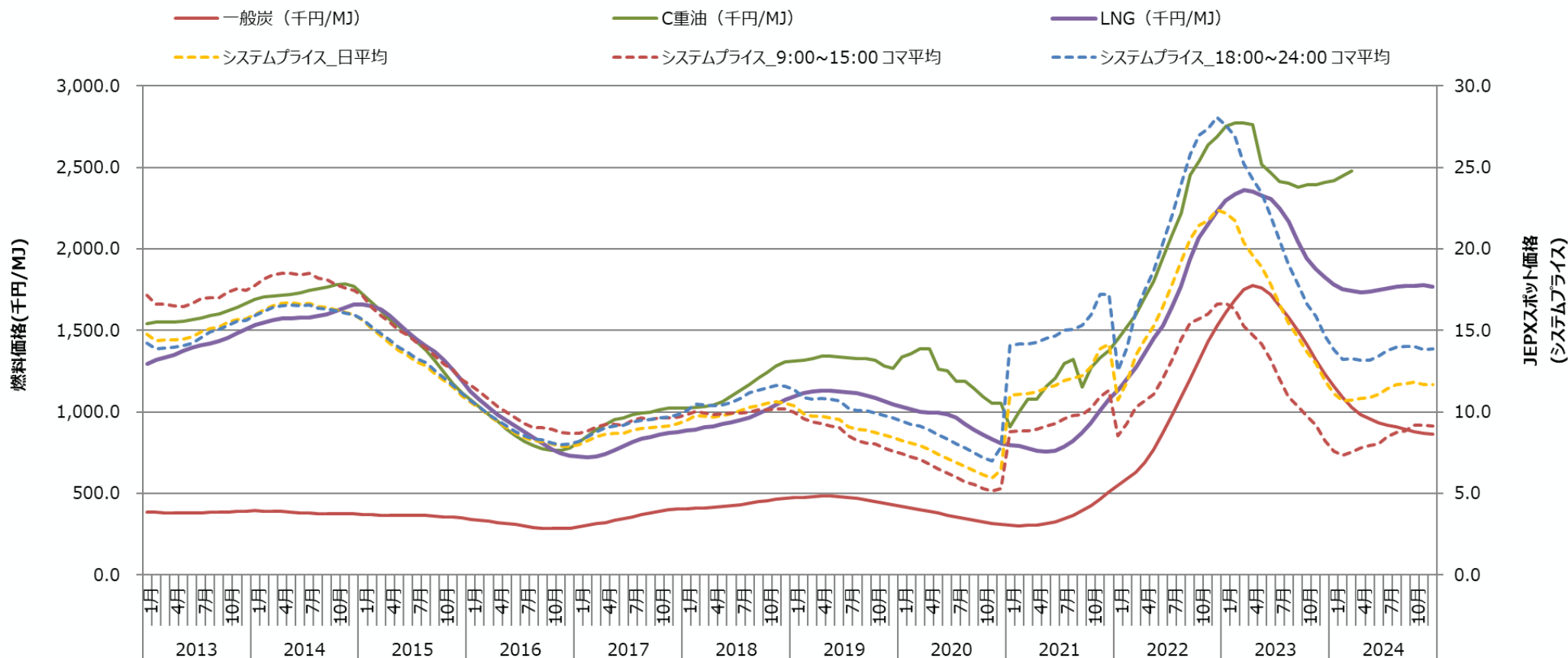
※ 月間分断発生率(12か月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12か月移動平均値。

※ 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C重油の価格と同様の動きとなっている。
- 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ヵ月移動平均）
（2013年1月～2024年12月）



出所：財務省 貿易統計(2024年10月31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の月が頻出しているため、当該期間を含むグラフは非表示としている。

【当四半期報告】

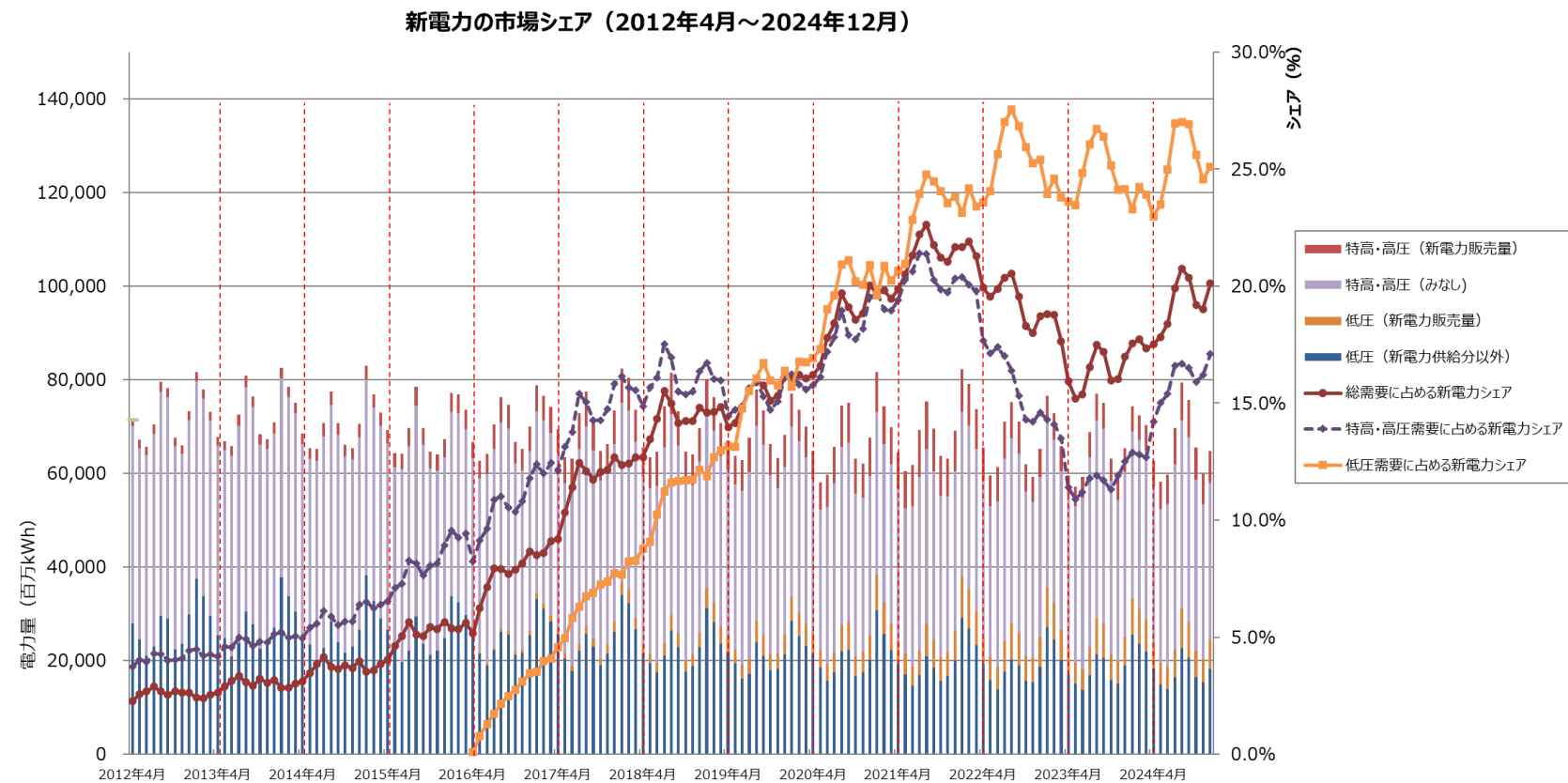
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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、前年と比較して増加傾向にある。
- 2024年12月時点において、総需要に占める新電力シェアは約20.1%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約17.1%、低圧需要に占める新電力シェアは約25.1%となっている。



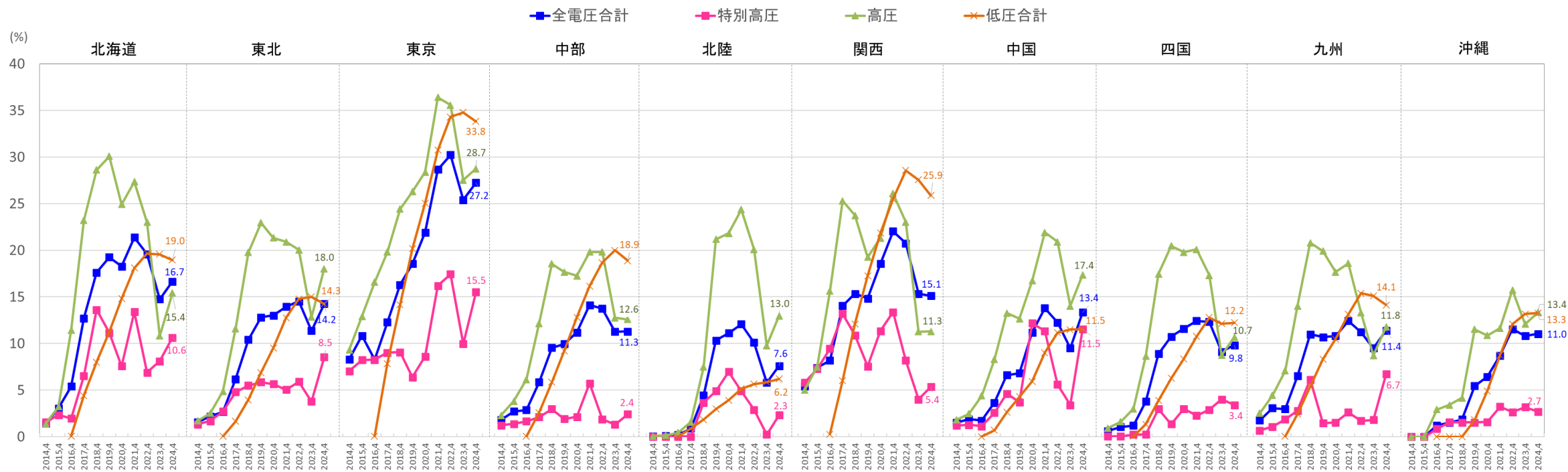
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

	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	2024/9	2024/12
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%	20.4%	20.1%
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%	16.5%	17.1%
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%	26.9%	25.1%

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見ると、直近では中部・関西エリア以外で上昇傾向がみられる。特に、高圧における上昇がみられる。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。

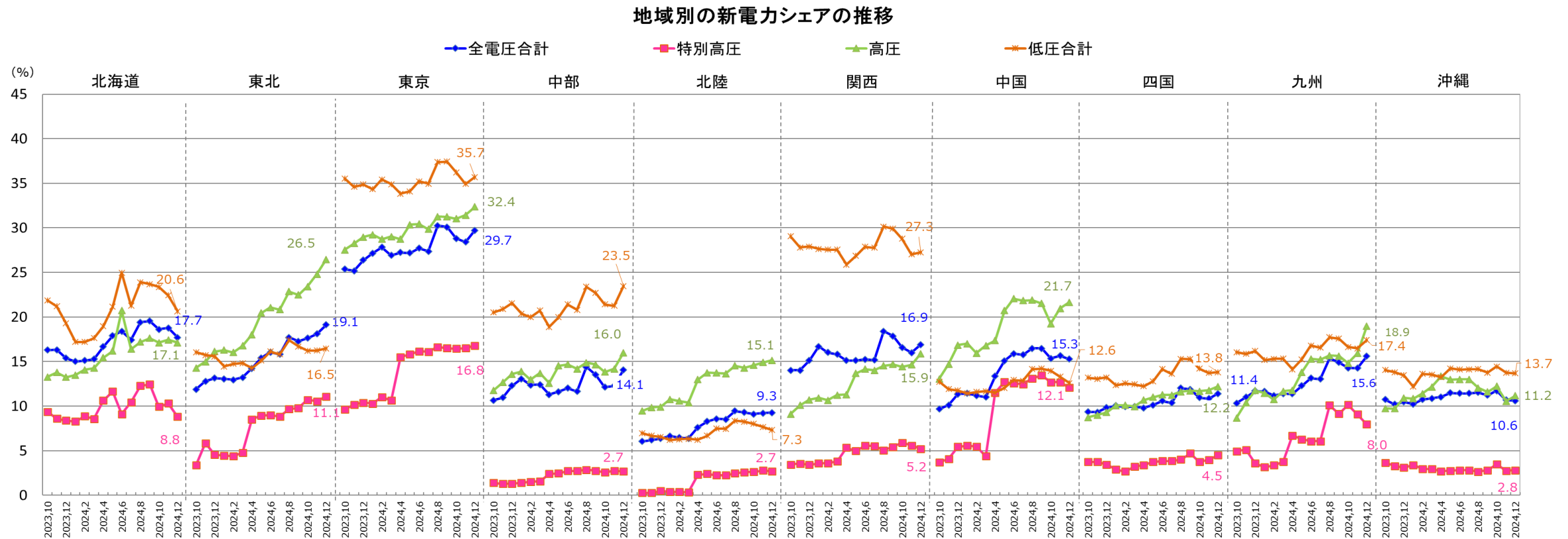
地域別の新電力シェアの推移



※「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。

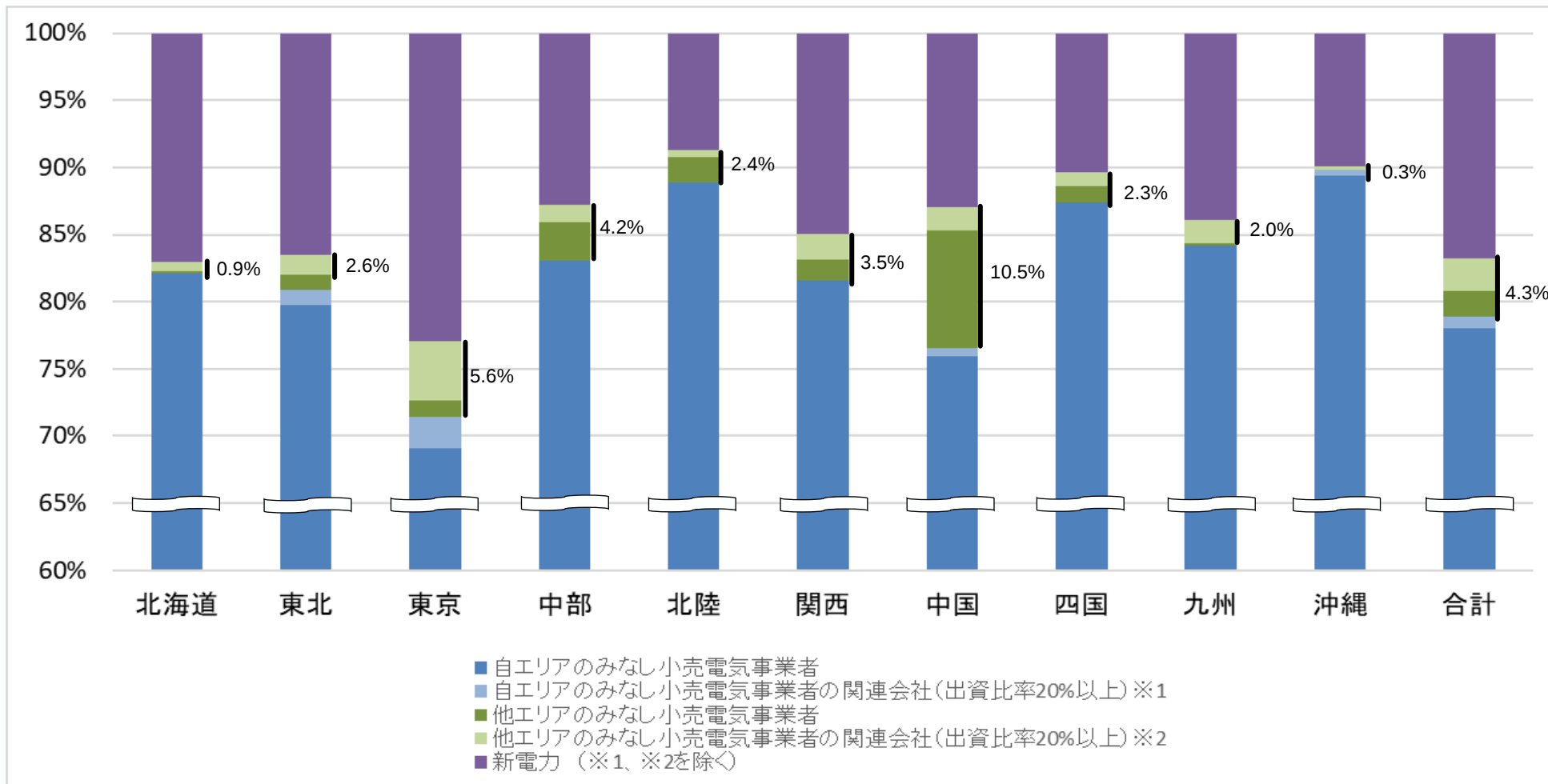


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。
(出所：電力取引報)

地域別の市場シェア

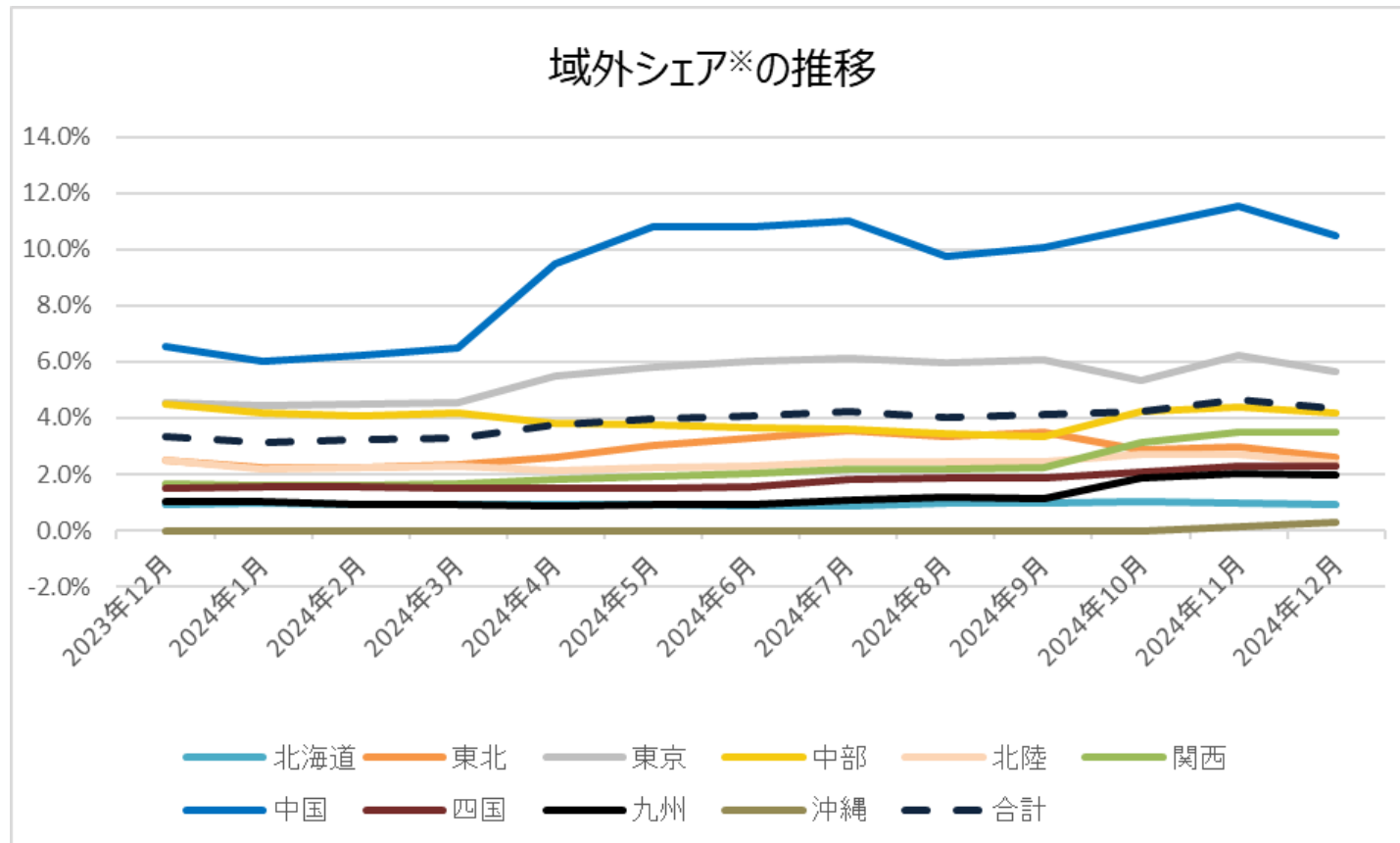
- みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体で約4.3%であった。
(2023年12月報告値は、3.3%であり1ptの微増)

地域別の市場シェア (2024年12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、全国エリアでは横ばい傾向がみられる。

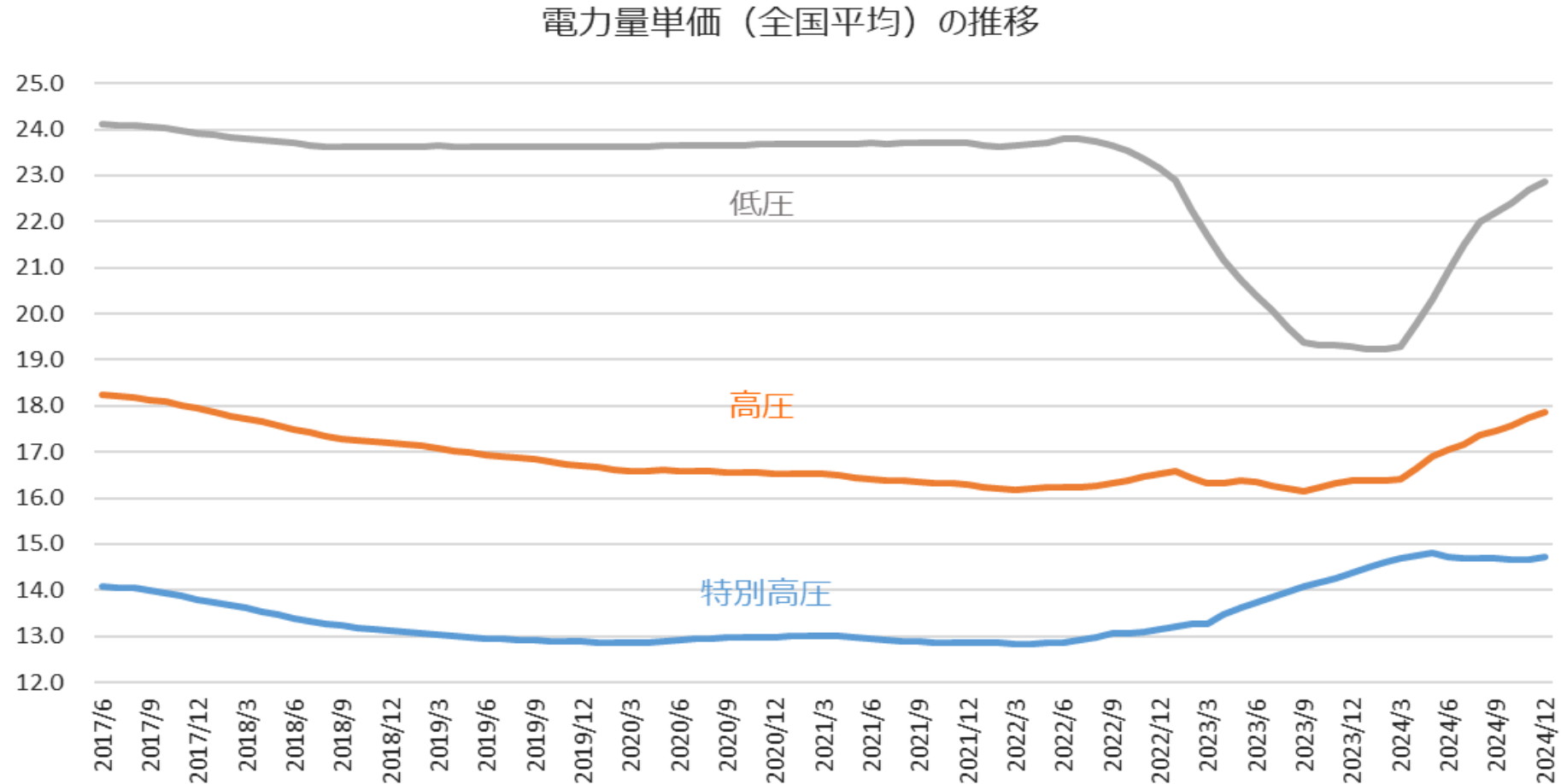


	2024年12月
北海道	0.9%
東北	2.6%
東京	5.6%
中部	4.2%
北陸	2.4%
関西	3.5%
中国	10.5%
四国	2.3%
九州	2.0%
沖縄	0.3%
全国	4.3%

※ 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か月移動平均）

- 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、激変緩和対策事業の終了等の影響により、足元では低圧において単価の上昇が継続している。（下記のグラフは移動平均のためタイムラグがある）

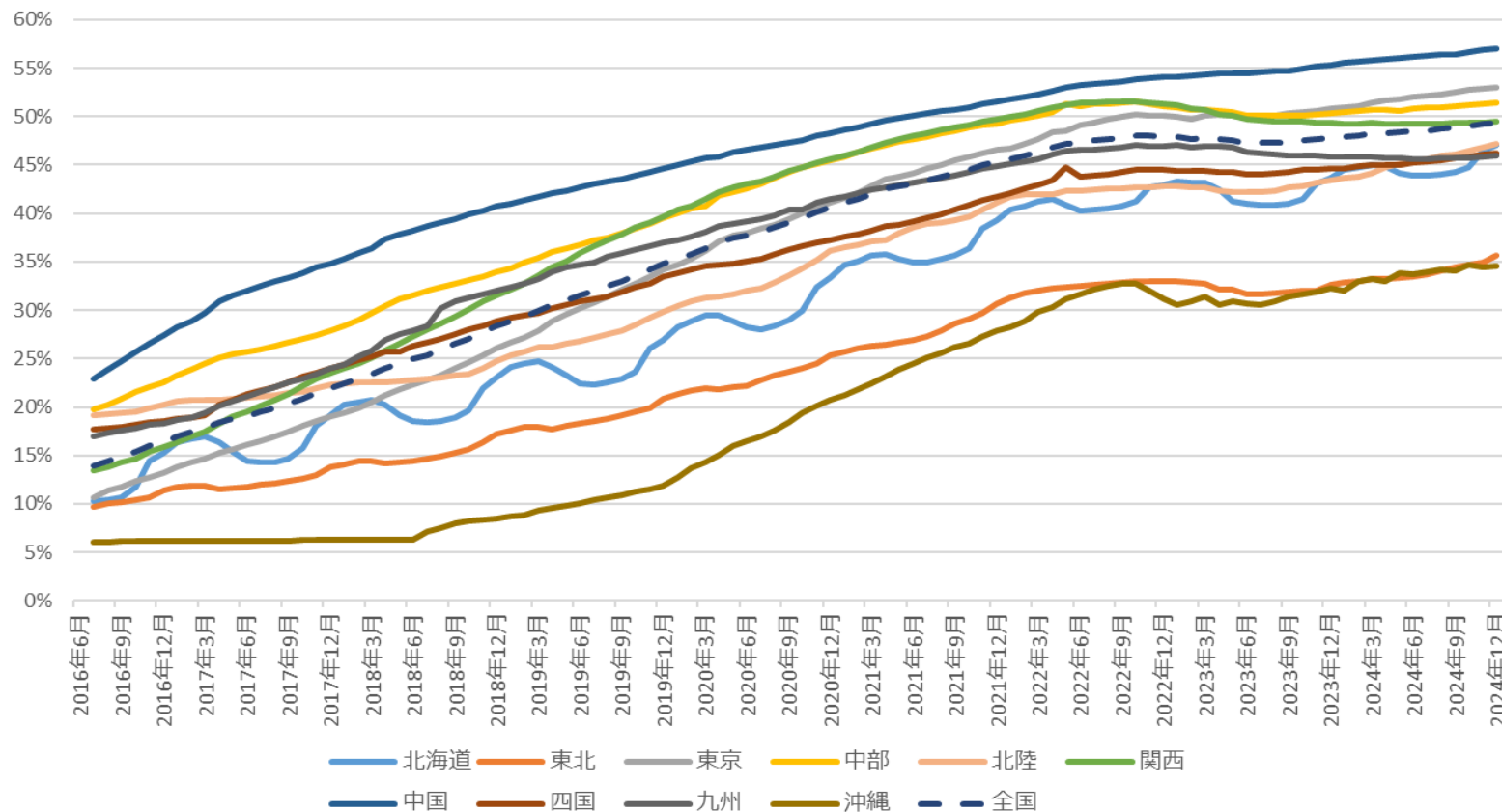


（備考）
・12か月移動平均
・燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く
（燃料費調整単価（円/kWh）を除く際は、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用）
（出所）
電力取引報から電取委事務局作成

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、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。2024年12月時点では全国で49.4%(2024年9月からは0.5ptの増加)となっている。

規制料金からスイッチングした割合



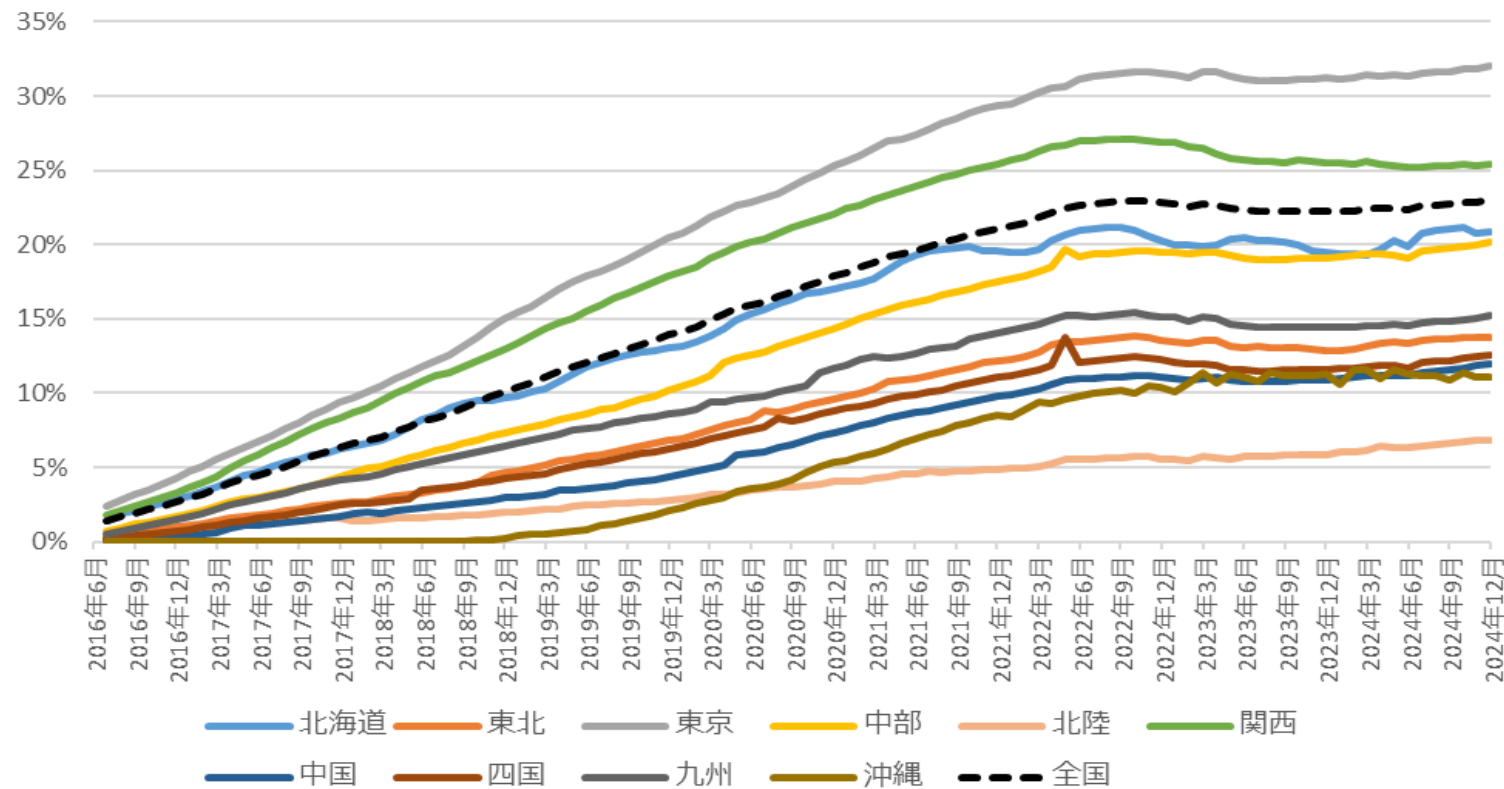
	2024年12月
北海道	47.1%
東北	35.6%
東京	53.0%
中部	51.4%
北陸	47.2%
関西	49.4%
中国	57.1%
四国	46.3%
九州	46.0%
沖縄	34.6%
全国	49.4%

※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。2024年12月時点で全国23.0%（2024年9月からは0.3Pの微増）となっている。

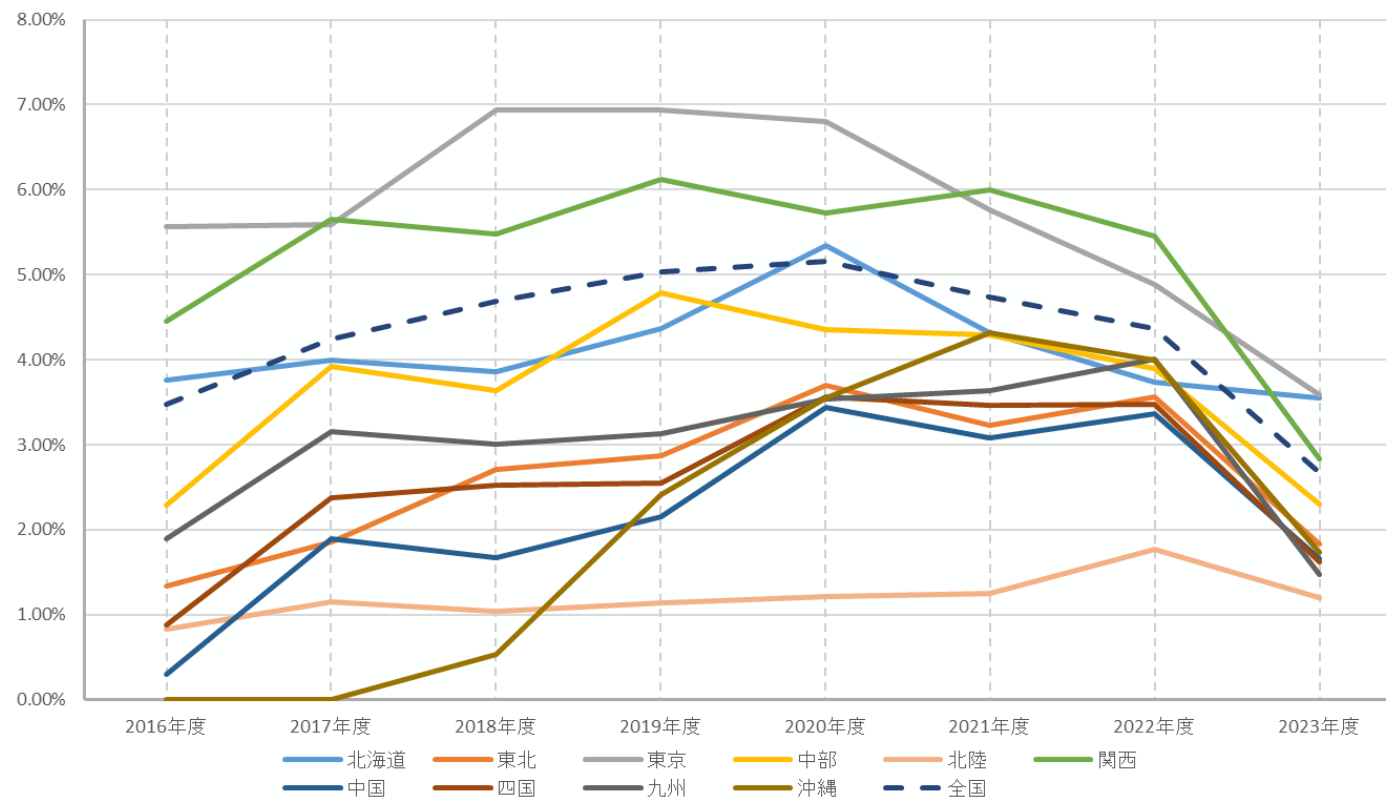
各エリアの旧一般電気事業者からスイッチングした割合



	2024年12月
北海道	20.9%
東北	13.8%
東京	32.0%
中部	20.2%
北陸	6.9%
関西	25.4%
中国	12.0%
四国	12.6%
九州	15.2%
沖縄	11.1%
全国	23.0%

- 年度ごとのスイッチング率の推移をみると、2020年度をピークに、減少が続いている。特に、2023年度の減少が大きく、関西・九州・沖縄エリアにおいて、前年度比約2ポイントの減少がみられる。

低圧におけるスイッチングの状況



	2023年度
北海道	3.6%
東北	1.8%
東京	3.6%
中部	2.3%
北陸	1.2%
関西	2.8%
中国	1.7%
四国	1.6%
九州	1.5%
沖縄	1.7%
全国	2.7%

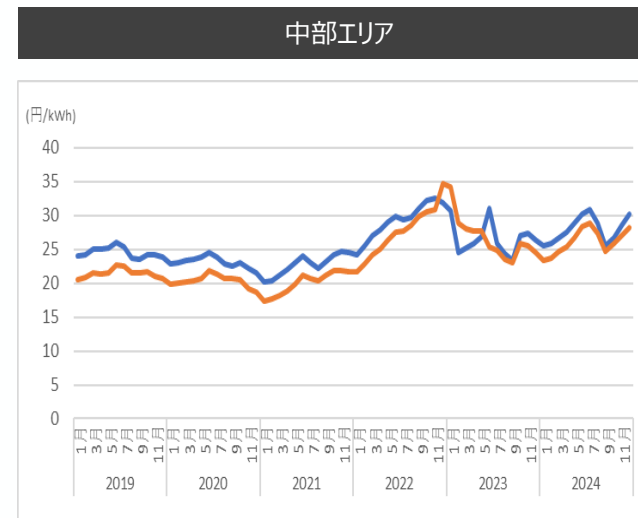
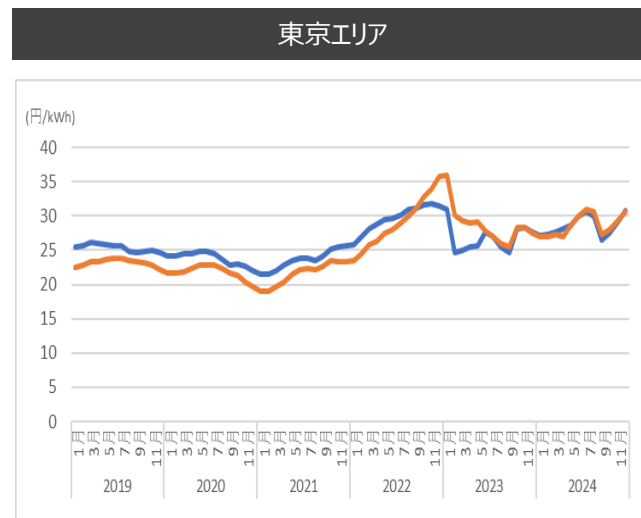
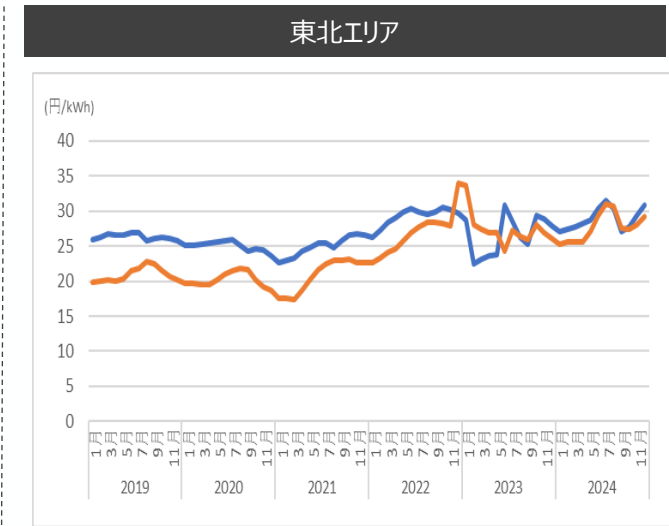
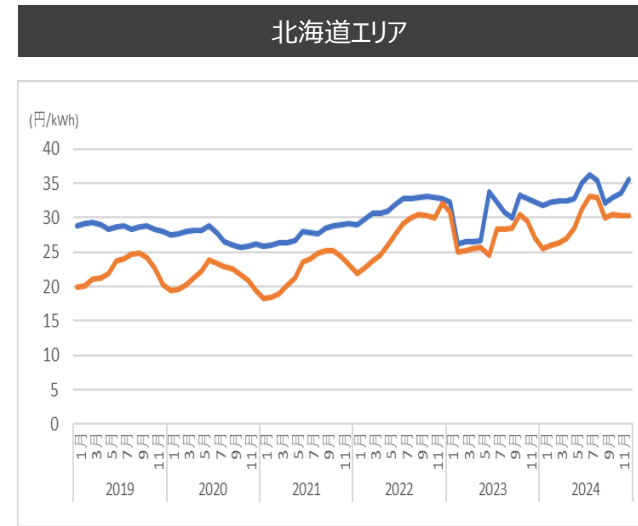
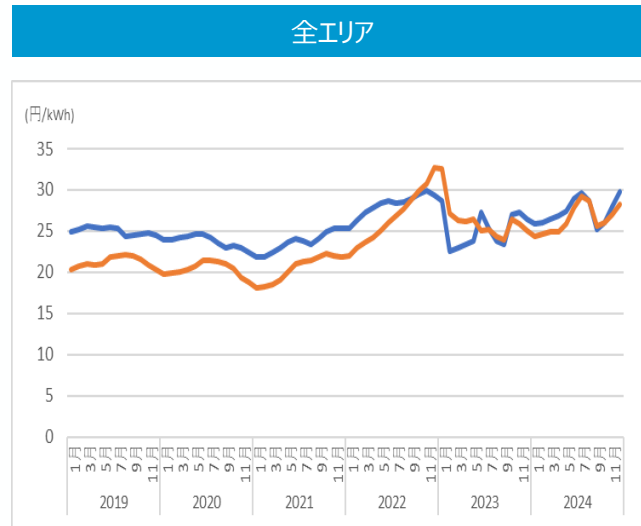
（出所：電力取引報）

（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となっている。（なお、一部のエリアでは、規制料金の燃料費調整額の上限越えが継続している）

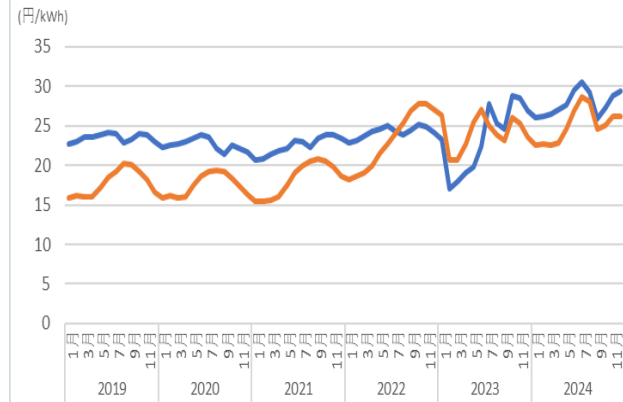


凡例

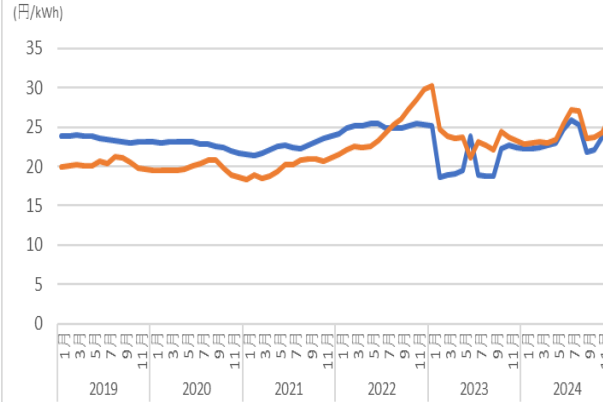
自由 規制

低圧料金の平均単価推移(エリア別)②

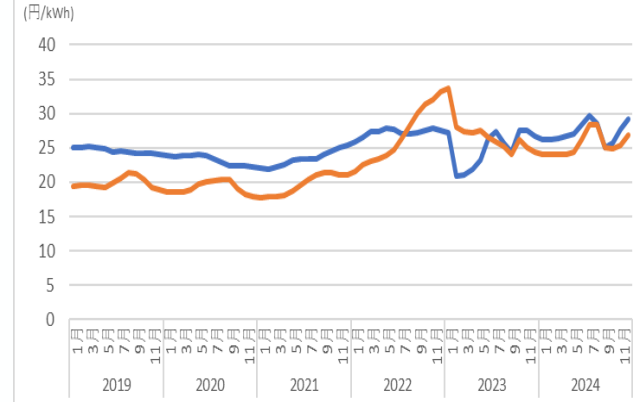
北陸エリア



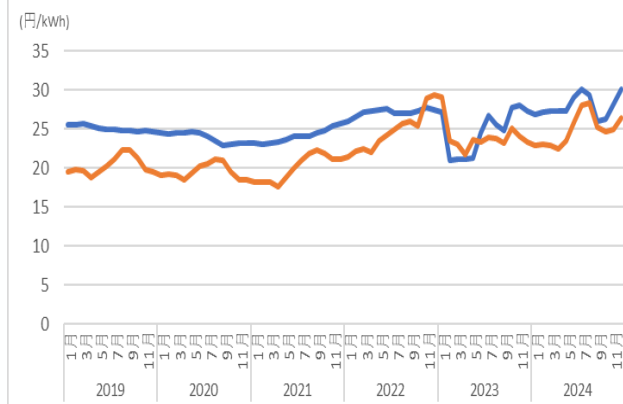
関西エリア



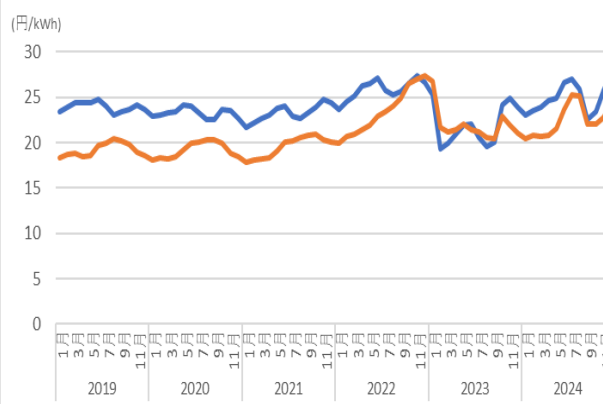
中国エリア



四国エリア



九州エリア



凡例
自由 規制

【当四半期報告】

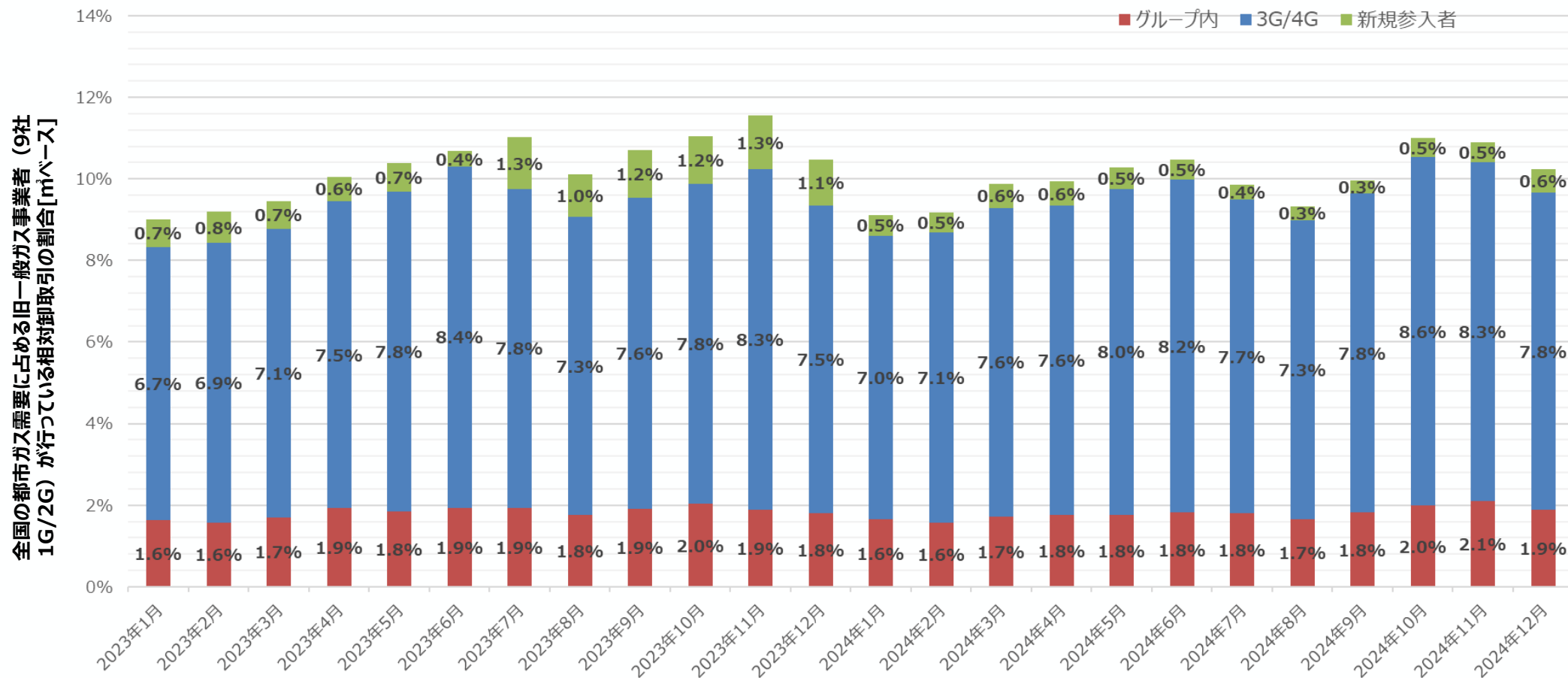
- **卸電力市場**
 - 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡取引市場
- **旧一般電気事業者による自主的取組等**
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【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1月からの直近2年分を表記）。
- 2024年12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0.6%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約20.7%である（2024年12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（2024年12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。（2024年12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	23件	4件	0件	21件
大阪ガス	14件	4件	3件	11件
東邦ガス	12件	2件	1件	9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	16件	4件	0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	120件	24件	13件	89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およ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）

- 今回は、2024年（令和6年）10月～12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。