

# 第1回 制度設計・監視専門会合 事務局提出資料

～自主的取組・競争状態のモニタリング報告～  
(令和6年4月～令和6年6月期)

令和6年9月30日 (月)



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

○ 当期間における主要指標は、次のとおり。

			今回の御報告内容	参考			
			2024年4月～6月	前年同時期 (2023年4月～6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		32.9%	34.5%	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 (1.2倍※5)	1.1倍	1.0倍 (1.1倍※5)	1.0倍
			買い入札量 前年同期比	1.1倍 (1.2倍※5)	0.9倍	0.9倍 (1.0倍※5)	0.9倍
		約定	約定量	572億kWh	592億kWh	2,615億kWh	3,185億kWh
			約定量 前年同期比	1.0倍 (1.2倍※5)	0.9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)	10.0円/kWh	8.6円/kWh	10.7円/kWh	20.4円/kWh
		東西市場分断発生率		42.8%	38.0%	33.7%	34.9%
	市場 時間前	約定	約定量	19.5億kWh	15.9億kWh	61.7億kWh	49.4億kWh
			平均約定価格	10.5円/kWh	9.4円/kWh	11.7円/kWh	22.9円/kWh
	市場 先渡	約定	約定量	0kWh	0.03億kWh	0.03億kWh	0.17億kWh
先物市場※4	約定	約定量	130.4億kWh	42.0億kWh	304.7億kWh	-	
相対取引	グループ外への供給量		133.5億kWh	78.9億kWh	386.2億kWh	564.3億kWh	
(参考)※1 小売市場	電力 販売	新電力	1,804億kWh※2	1,761億kWh※2	8,016億kWh	8,054億kWh	
			販売電力量	321億kWh	273億kWh	1,338億kWh	1,546億kWh
			販売電力量 前年同期比	1.2倍	0.7倍	0.9倍	0.9倍
			新電力シェア	18.1%(6月時点)	15.4%(6月時点)	-	-

※1 出所：電力取引報

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

※3 販売電力量に対する割合は、当該期間の平均値を示す。

※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)

# 電力市場のモニタリング報告

## 【当四半期報告】

### ◆ 卸電力市場

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

### ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等

- 余剰電力の取引所への供出
- 時間前市場の売買約定状況、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

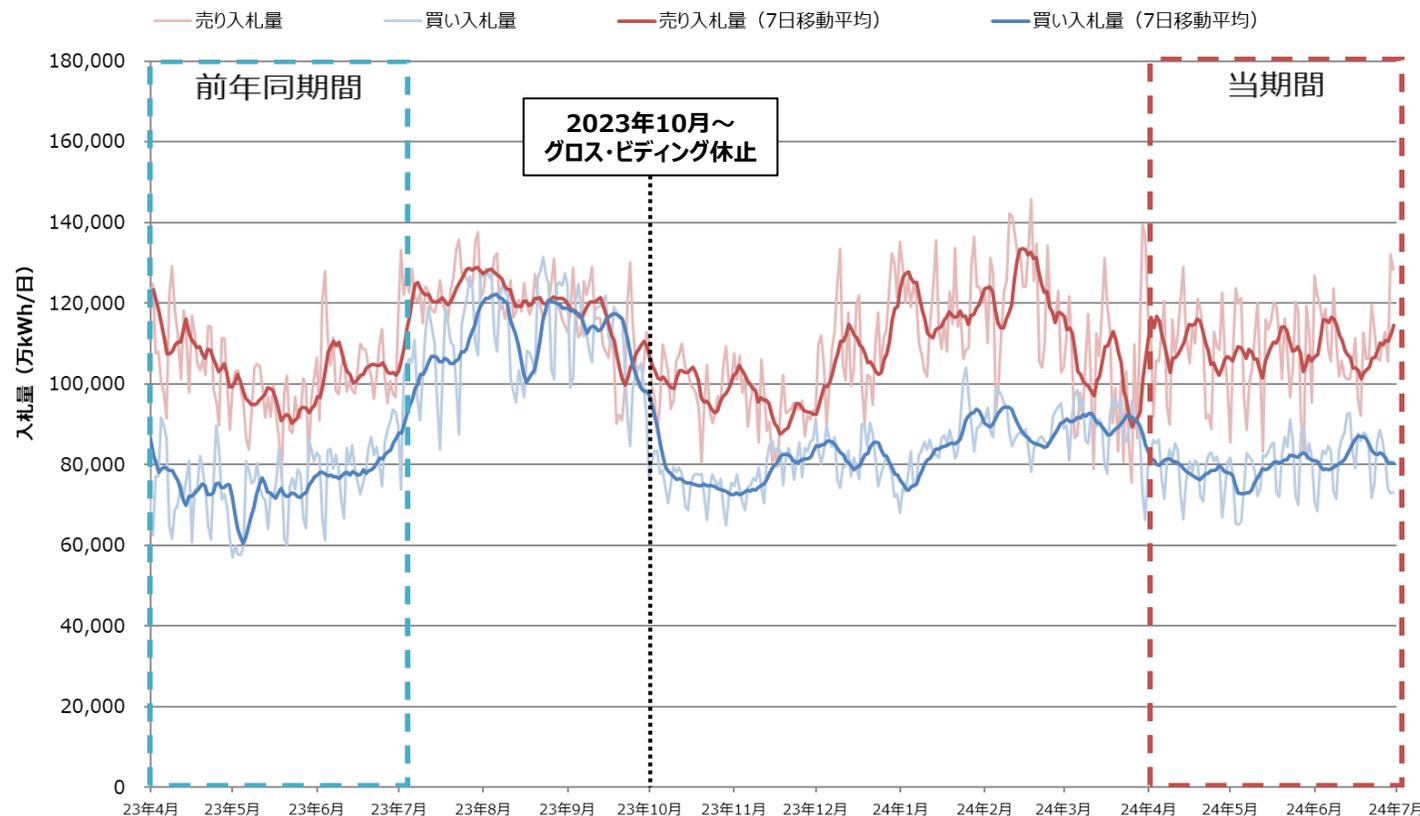
### ◆ ガス市場

- 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

# 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991億kWh、買い入札量は727億kWhであった。
- 前年同期比では、売り入札量は1.1倍（1.2倍※<sup>1</sup>）、買い入札量は1.1倍（1.2倍※<sup>1</sup>）となっている。

スポット市場 入札量の推移  
(2023年04月01日～2024年06月30日)



## 主要データ

売り入札量 (2024年04月～2024年06月)	991 億kWh
売り入札量の前年同期比 (対2023年04月～2023年06月)	1.1 倍
買い入札量 (2024年04月～2024年06月)	727 億kWh
買い入札量の前年同期比 (対2023年04月～2023年06月)	1.1 倍

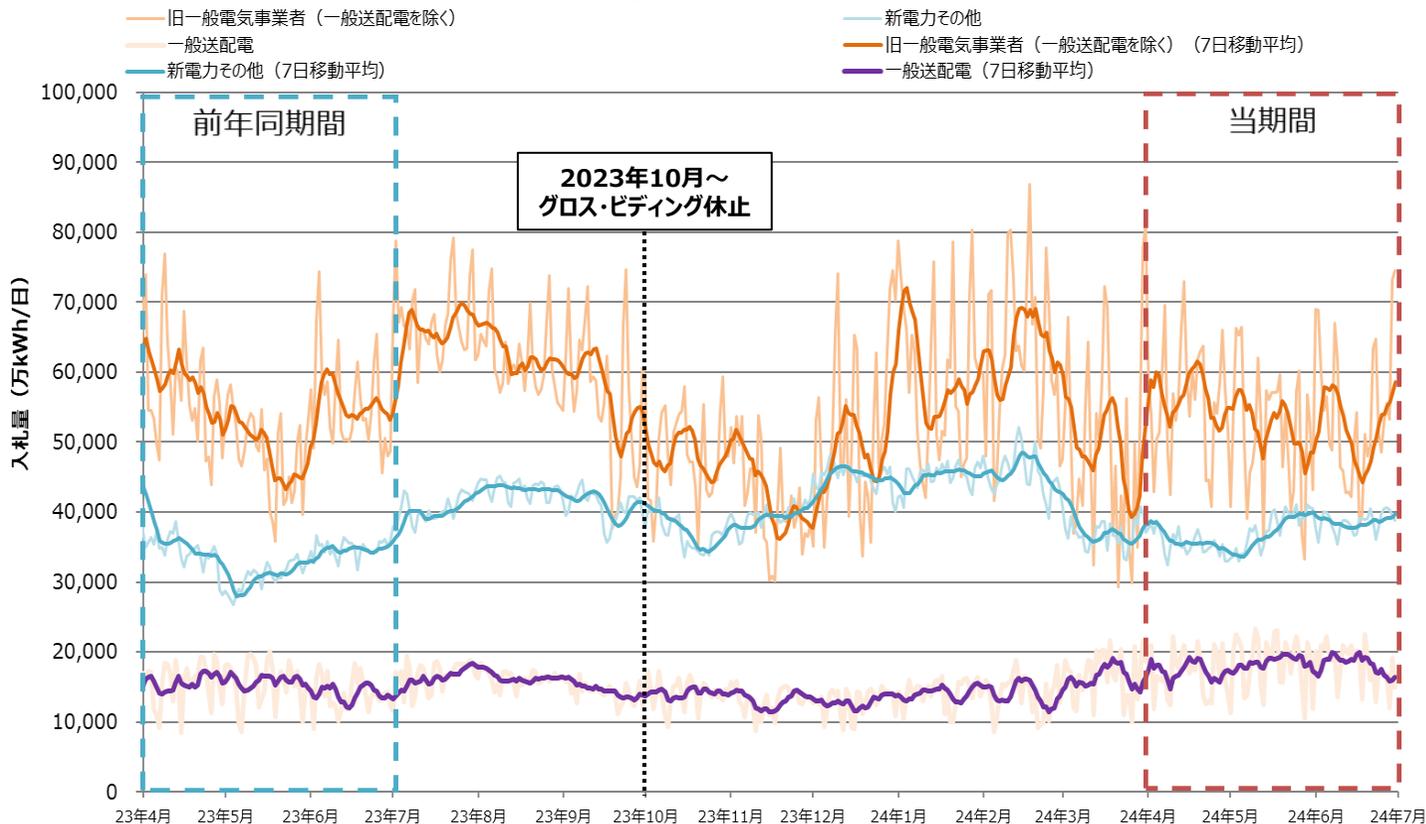
※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ビディング休止中。

※<sup>1</sup> 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)

# 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489億kWh、新電力その他の事業者は339億kWh、一般送配電事業者は163億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は1.0倍（1.3倍※<sup>1</sup>）、新電力その他の事業者は1.1倍、一般送配電事業者は1.2倍となっている。

スポット市場 売り入札量の推移  
(2023年04月01日～2024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 (2024年04月～2024年06月)
489 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04月～2023年06月)
1.0 倍

新電力その他の事業者による 売り入札量 (2024年04月～2024年06月)
339 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04月～2023年06月)
1.1 倍

一般送配電事業者による 売り入札量 (2024年04月～2024年06月)
163 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04月～2023年06月)
1.2 倍

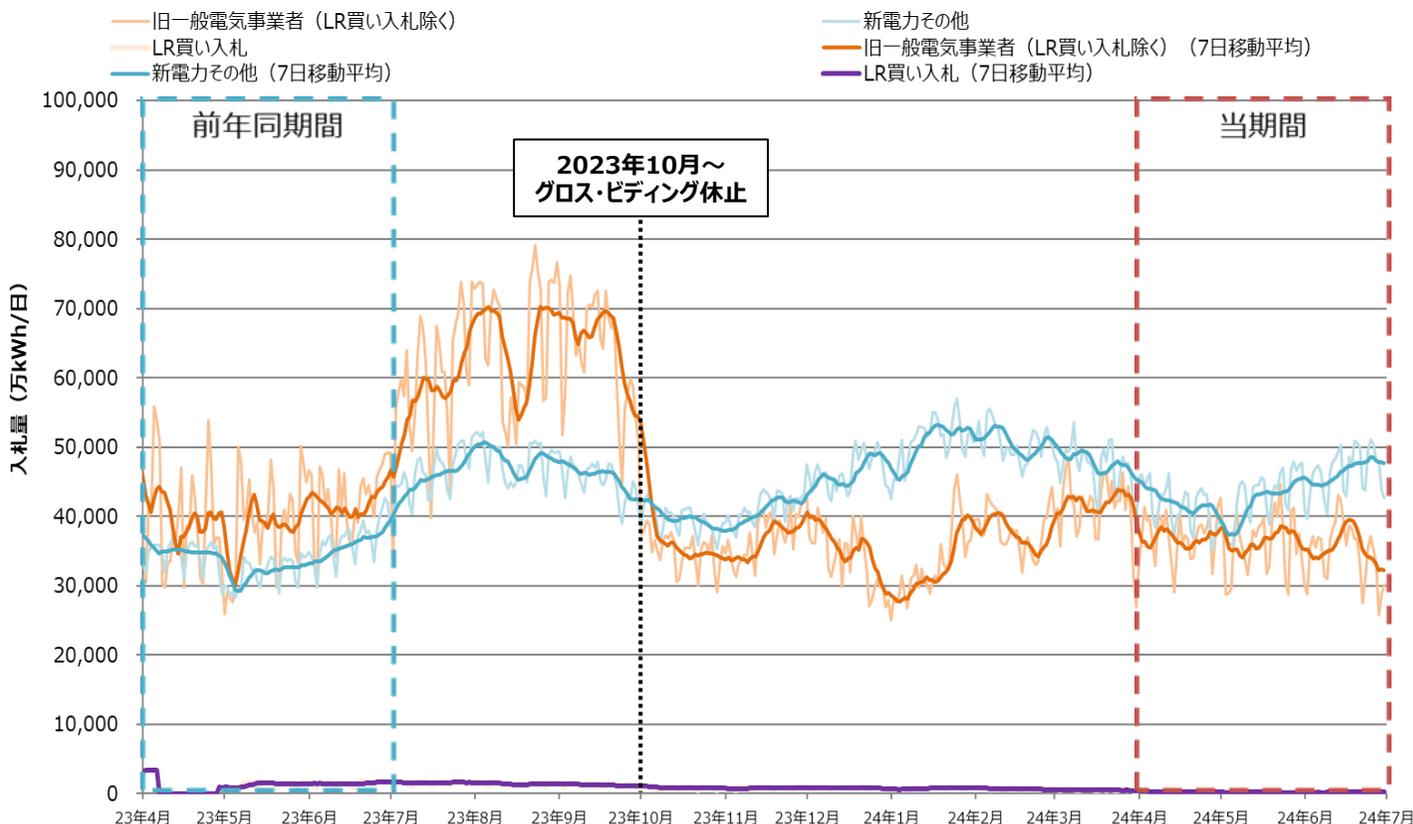
※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、一般送配電事業者によるFIT売り入札量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り入札量グラフを追記。  
 ※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。  
 ※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。  
 ※<sup>1</sup> 前年同時期の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)

# 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※<sup>1</sup>買い入札を除く）は328億kWh、新電力その他の事業者は397億kWh、一般送配電事業者によるLR買い入札量は2億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0.9倍（1.2倍※<sup>2</sup>）、新電力その他の事業者は1.3倍となっている。

## 主要データ

スポット市場 買い入札量の推移  
(2023年04月01日～2024年06月30日)



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04月～2024年06月)
328 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04月～2023年06月)
0.9 倍

新電力その他の事業者による 買い入札量 (2024年04月～2024年06月)
397 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04月～2023年06月)
1.3 倍

一般送配電事業者による LR買い入札量 (2024年04月～2024年06月)
2 億kWh

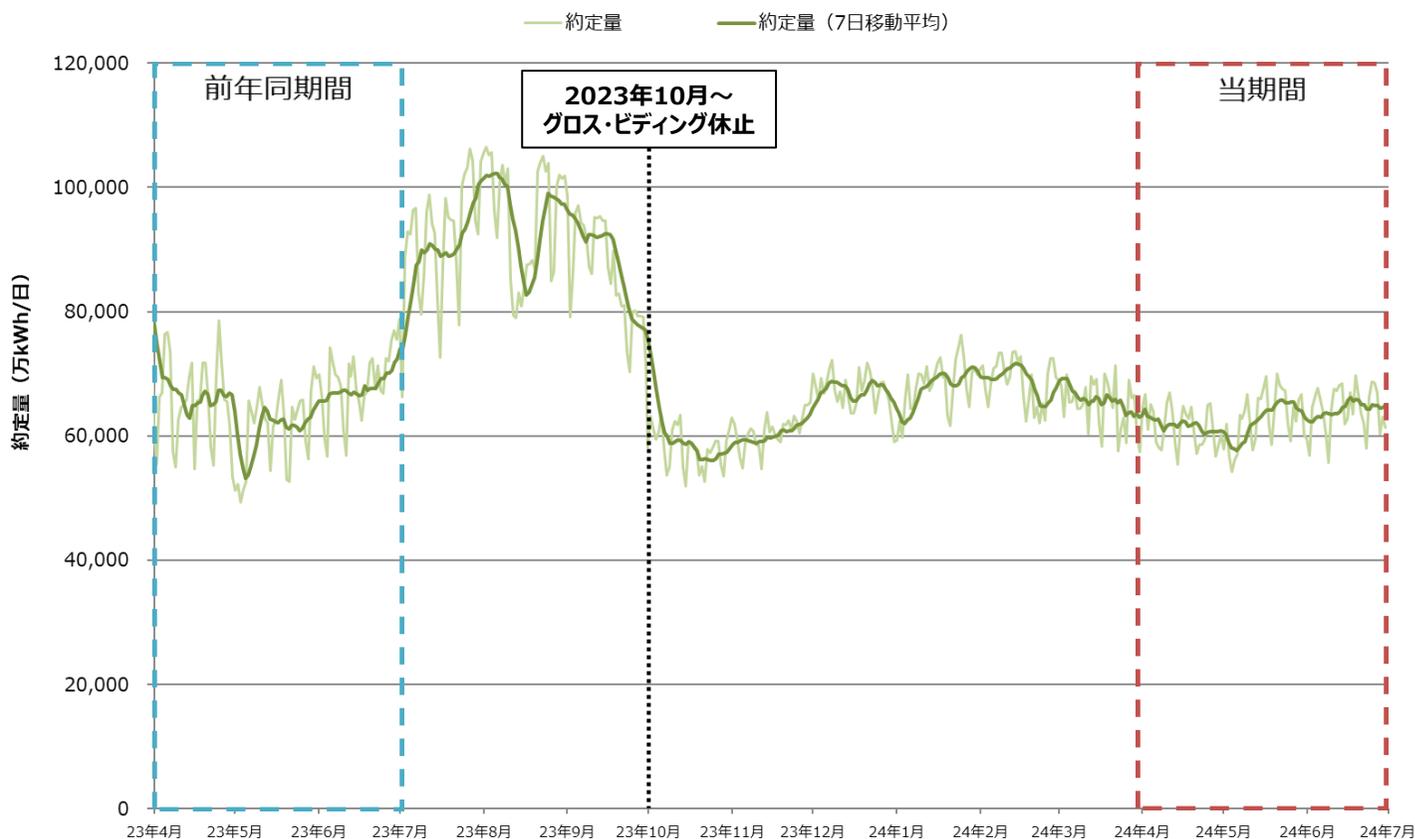
一般送配電事業者による LR買い入札量の前年同期比 (対2023年04月～2023年06月)
0.2 倍

※ 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。  
 ※<sup>1</sup> 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。  
 ※<sup>2</sup> 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)

# スポット市場の約定量

- 当期間におけるスポット市場の約定量は、572億kWhであった。
- 前年同期比では、1.0倍（1.2倍※1）となっている。

スポット市場 約定量の推移  
(2023年04月01日～2024年06月30日)



## 主要データ

約定量 (2024年04月～2024年06月)
572 億kWh

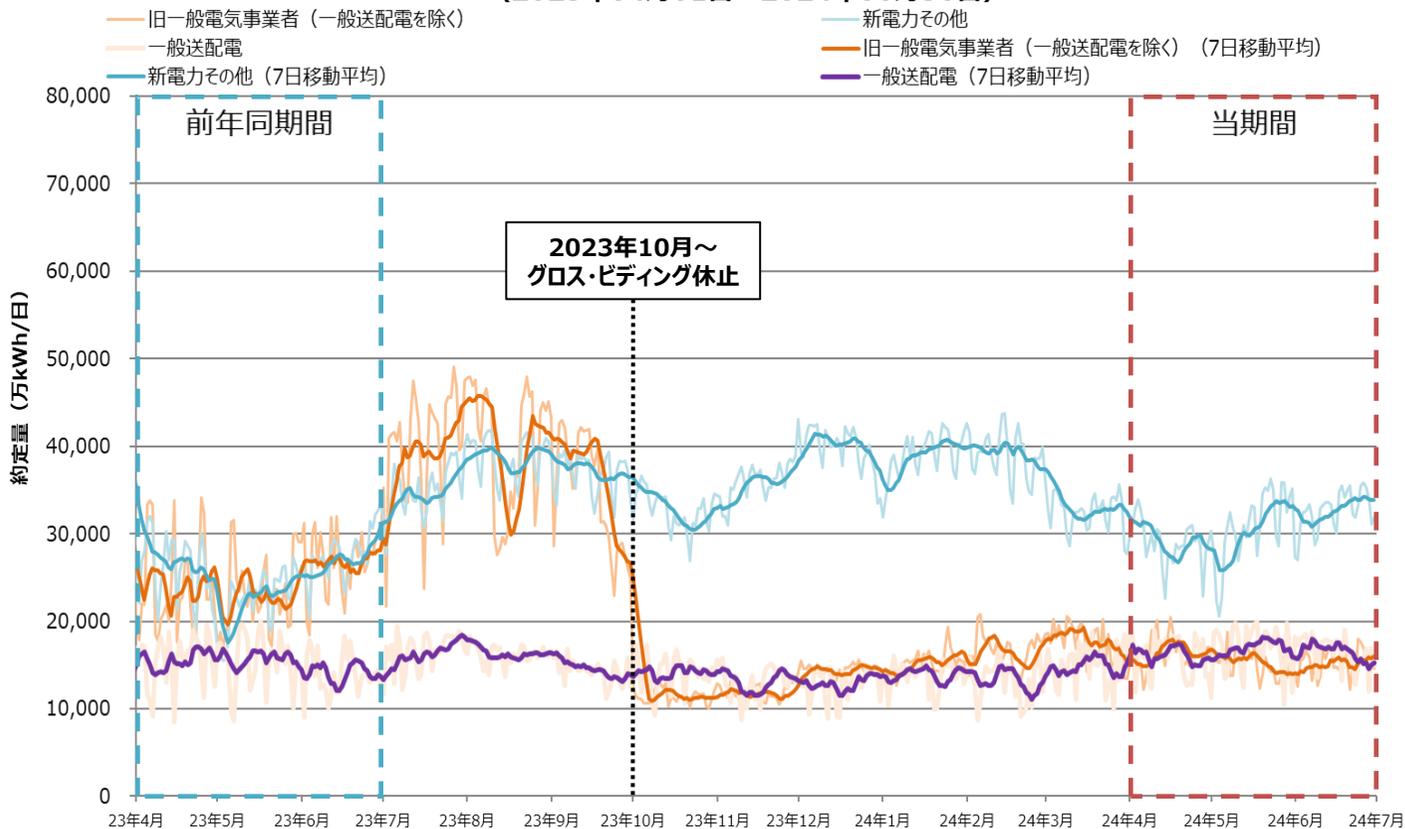
約定量の前年同期比 (対2023年04月～2023年06月)
1.0 倍

※1 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)

# 事業者区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142億kWh、新電力その他の事業者は280億kWh、一般送配電事業者は150億kWhであった。
- 前年同期比では、旧一般電気事業者は0.6倍（1.1倍※1）、新電力その他の事業者は1.2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04月01日～2024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 (2024年04月～2024年06月)
142 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04月～2023年06月)
0.6 倍

新電力その他の事業者による 売り約定量 (2024年04月～2024年06月)
280 億kWh

新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2023年04月～2023年06月)
1.2 倍

一般送配電事業者による 売り約定量 (2024年04月～2024年06月)
150 億kWh

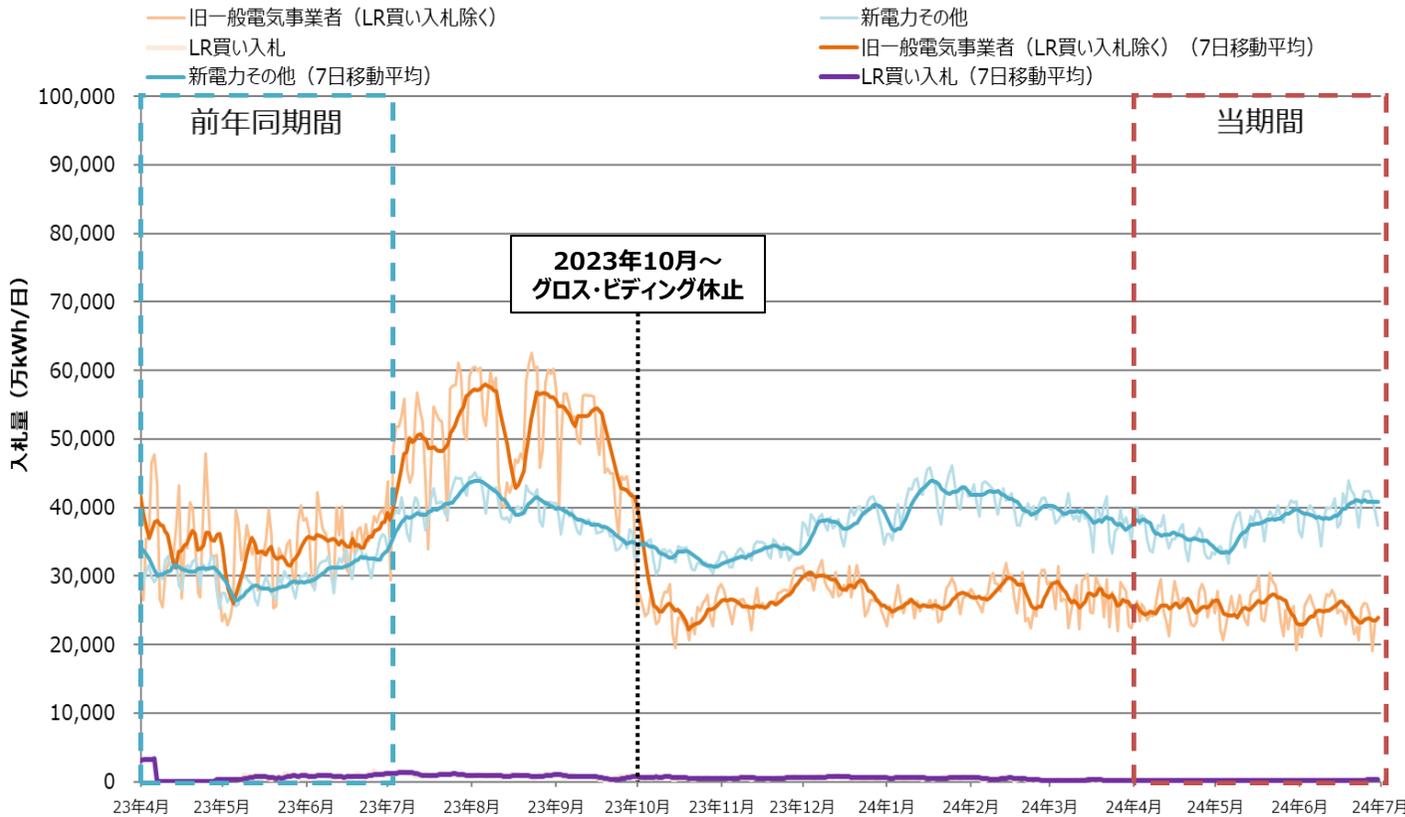
一般送配電事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2023年04月～2023年06月)
1.1 倍

※ 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。  
 ※1 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)

# 事業者区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228億kWh、新電力その他の事業者は343億kWh、一般送配電事業者によるLR買い約定量は2億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0.7倍（1.1倍※1）、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、前期に続き、買い約定量が売り約定量を上回っている。

スポット市場 買い約定量の推移  
(2023年04月01日～2024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) (2024年04月～2024年06月)
228 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04月～2023年06月)
0.7 倍

新電力その他の事業者による 買い約定量 (2024年04月～2024年06月)
343 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04月～2023年06月)
1.2 倍

一般送配電事業者による LR買い約定量 (2024年04月～2024年06月)
2 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04月～2023年06月)
0.3 倍

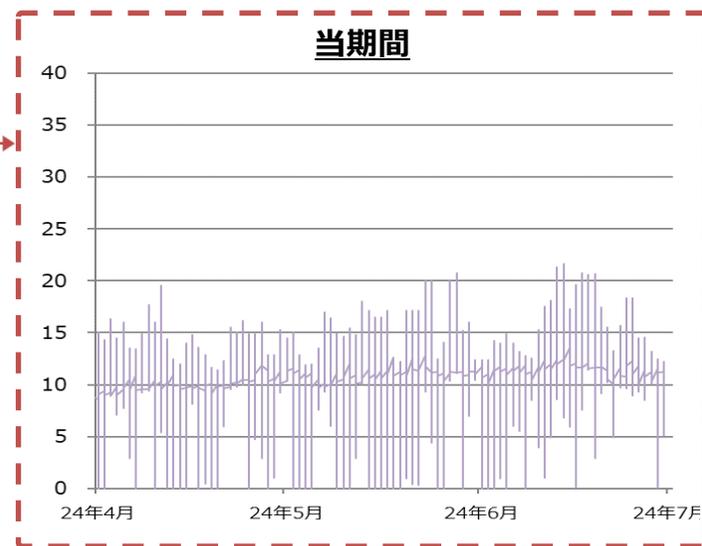
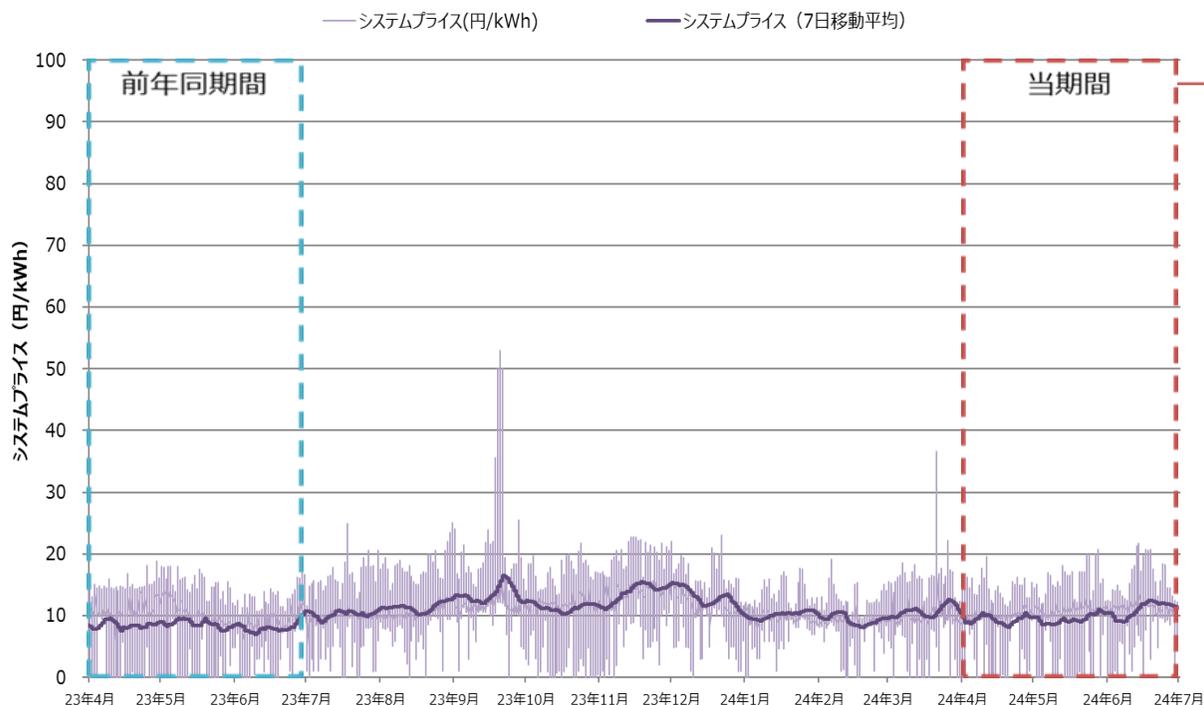
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERA及び、一般送配電事業者を含む。  
 ※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。  
 ※1 前年同時期の旧一般電気事業者入札量から自社需要に対するグロス・ビディング分を除外した量での対比。グロス・ビディング量は、旧一般電気事業者へのグロス・ビディング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10.0円/kWhであった。
- 前年同期間の平均8.6円/kWhと比べて1.4円/kWh上昇した。

(LNGのスポット価格が前年同時期の平均10.9ドル/MMBtuから当期間平均11.2ドル/MMBtuまで上昇。また為替は前年同時期の平均137.5円/ドルから当期間平均155.8円/ドルまで上昇。)

スポット市場 システムプライスの推移  
(2023年04月01日～2024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	10.0	8.6	+1.4
最高値	21.7	18.8	+2.9
最低値	0.01	0.01	+0.0

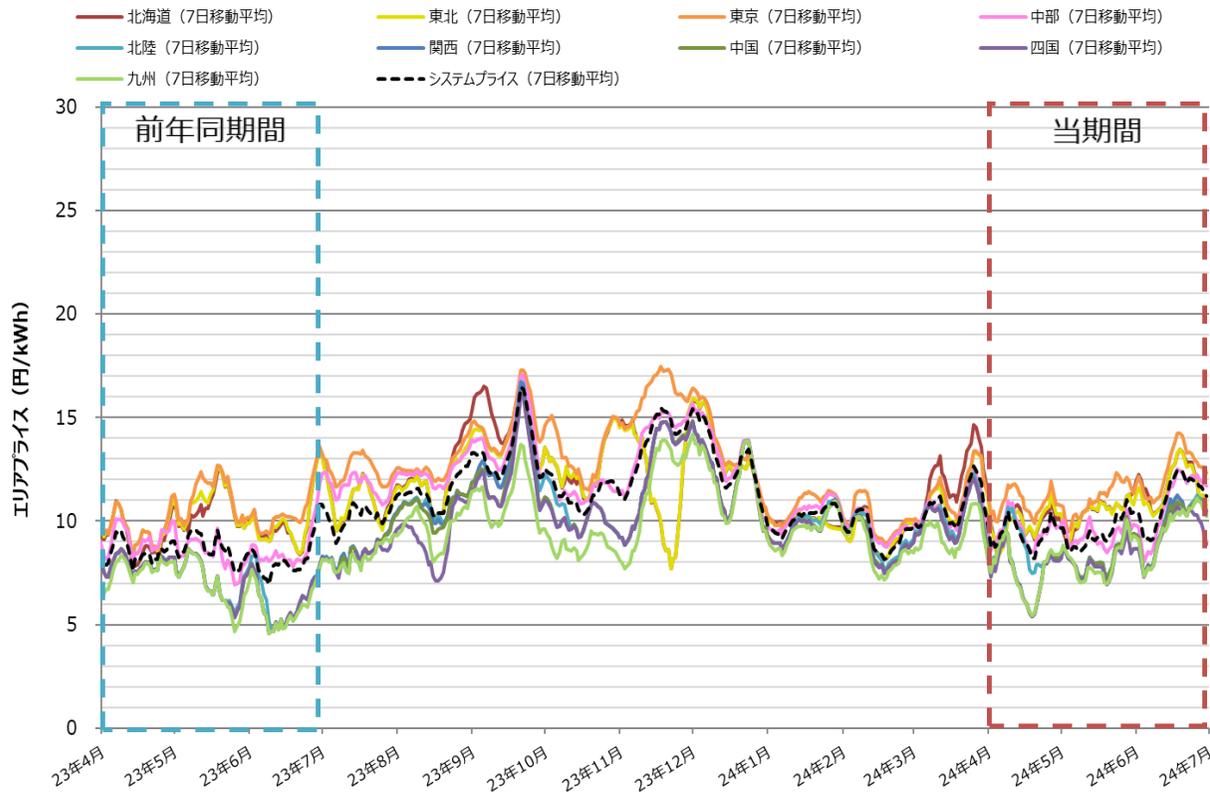
※1 当期間 最高価格：計1日、計1コマ

※2 当期間 最低価格：計32日、計290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、各エリアで前年同期間の値を上回っている。

スポット市場 エリアプライスの推移  
(2023年04月01日～2024年06月30日)



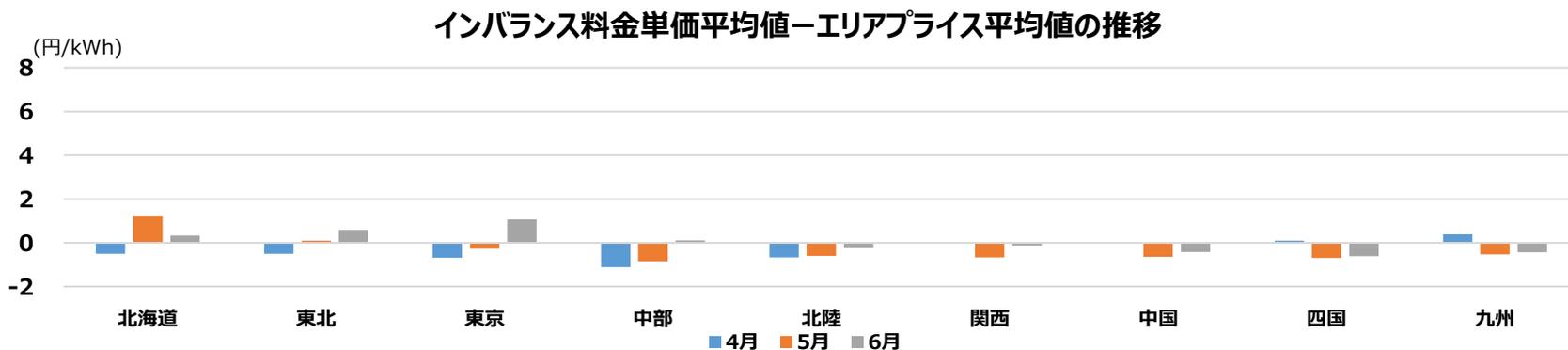
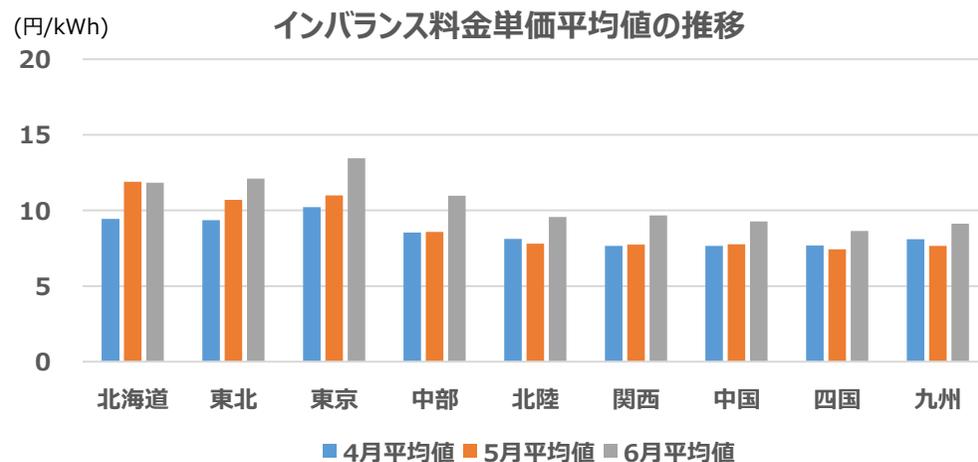
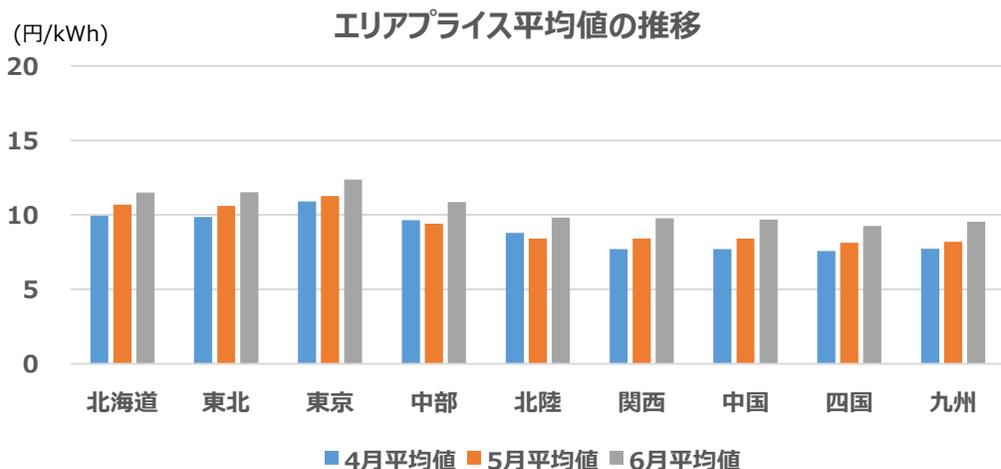
期間内平均価格

単位：円/kWh

	当期間	前年同期間	差
システムプライス	10.0	8.6	1.4
北海道	10.7	10.1	0.6
東北	10.7	10.3	0.4
東京	11.5	10.6	0.9
中部	10.0	8.9	1.1
北陸	9.0	7.2	1.8
関西	8.6	7.1	1.6
中国	8.6	7.1	1.5
四国	8.3	7.1	1.3
九州	8.5	6.9	1.6

# インバランス料金単価とエリアプライスの推移

- 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・東京・中部エリアで1円以上の乖離が見られる月がある。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月が多い。
- 両者の差は、最大で1.21円、最小で0.03円、平均で0.50円となっている。



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（2024年7月29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) インバランス算定方法 (2022年4月から)

○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。

### 2022年度以降のインバランス料金制度

電源の稼働コストのメリットオーダー

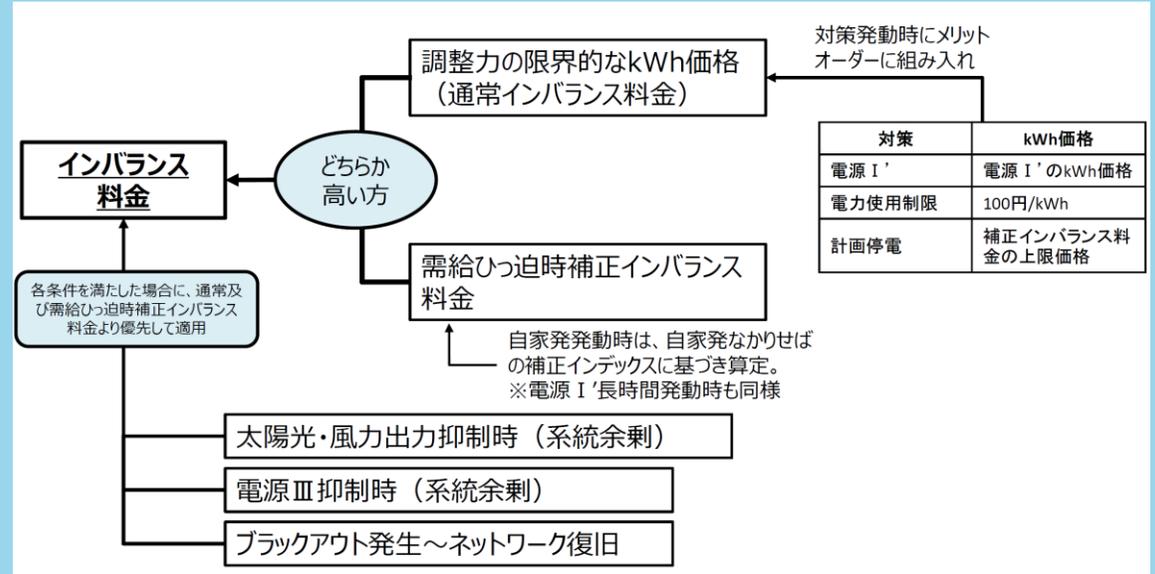
調整力のkWh価格をベースとした制度

30分コマ内の前半15分、後半15分における調整力の限界的なkWh価格の加重平均値

**更に需給ひっ迫時には、インバランス料金が上昇する仕組みを導入(補正インバランス料金)。**

対応:

- ① 系統利用者に対し、系統全体の需給バランスを一致方向に促すインセンティブを付与。
- ② 調整力のkWh価格をインバランス料金に反映することで、一般送配電事業者は、需給調整コストを回収可能。



○ 調整力の限界的なkWh価格の算定方法

### 広域運用で指令された調整力

前半15分 最高 10円 合計量 80MWh

後半15分 最高 14円 合計量 120MWh

### インバランス料金(調整力の限界的なkWh価格)

前半15分と後半15分の限界的なkWh価格を調整力指令量で加重平均した値をその時間帯のインバランス料金とする。

$$\frac{10 \times 80 + 14 \times 120}{80 + 120} = 12.4 \text{円}$$

※2023年度から広域運用は5分単位となることから、2023年度以降は、5分×6コマの価格を加重平均して算出する。

○ 需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用

確保済みの電源 I' の kWh 価格を参考に決定。

上げ余力が減少するにつれ、不足インバランスが追加のコストを発生させる確率が上昇

政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源 I' を発動が確定となる水準を参考に決定。

電源 I' を発動し始めるタイミングを参考に決定。

# 各地域間のスポット市場分断状況

- 市場分断発生率は、前四半期に比べ、「東京中部間連系線（FC）」「中部北陸間連系線」「中部関西間連系線」は上昇傾向にあり、いずれも40%を越えている。「東京中部間連系線（FC）」は3か月間を通して作業制約が発生したほか、「中部関西間連系線」（4月）と「中部北陸間連系線」（6月）は、作業影響に伴う停止期間があり、分断発生率上昇の一因と考えられる。
- 前年同期間との比較では、「東北東京間連系線」「関西四国間連系線」「中国四国間連系線」の市場分断発生率は上昇傾向。

## 各地域間連系線の月別分断発生率

中部北陸間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
29.3%	38.9%	19.2%	32.2%	40.1%	49.0%	40.4%
(前年同期間)			34.4%	33.6%	65.6%	44.4%

北陸関西間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
9.9%	20.5%	6.7%	22.2%	0.1%	1.3%	7.8%
(前年同期間)			0.1%	2.6%	7.1%	3.2%

北海道本州間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
4.1%	5.3%	22.2%	9.5%	8.8%	10.9%	9.7%
(前年同期間)			7.1%	4.7%	3.9%	5.2%

関西中国間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
0.0%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	2.3%	0.8%
(前年同期間)			0.0%	0.0%	0.6%	0.2%

東北東京間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
34.3%	39.8%	8.7%	20.9%	16.0%	24.2%	20.3%
(前年同期間)			2.3%	5.6%	10.6%	6.2%

中国四国間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
0.7%	1.1%	1.3%	3.6%	11.9%	15.1%	10.2%
(前年同期間)			0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

東京中部間連系線（FC）

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
22.2%	15.4%	39.8%	37.5%	42.8%	48.2%	42.8%
(前年同期間)			20.3%	57.5%	35.6%	38.0%

中国九州間連系線

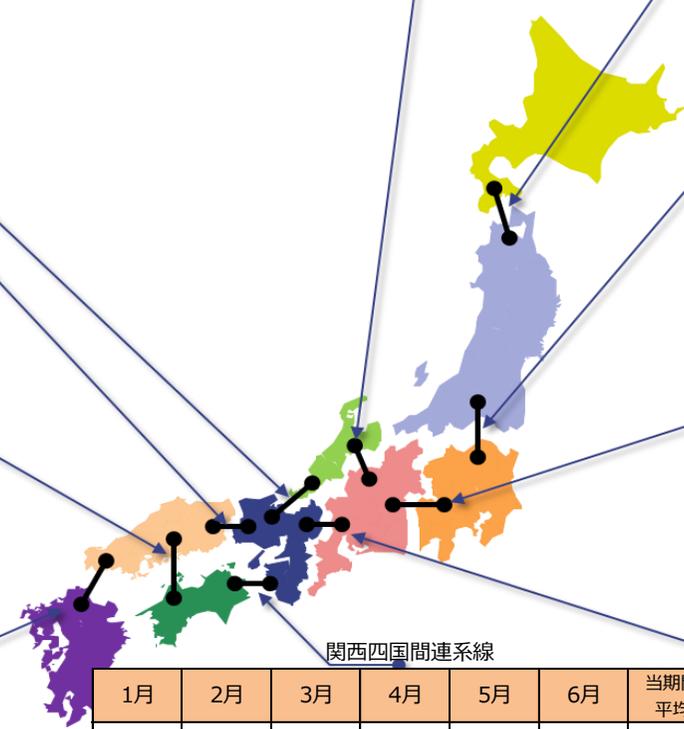
1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
4.0%	10.3%	16.3%	4.4%	7.0%	6.0%	5.8%
(前年同期間)			4.4%	5.2%	3.8%	4.5%

関西四国間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
0.7%	1.1%	1.5%	3.6%	11.9%	16.9%	10.8%
(前年同期間)			0.0%	0.0%	0.6%	0.2%

中部関西間連系線

1月	2月	3月	4月	5月	6月	当期間平均
39.0%	59.0%	25.3%	53.9%	40.1%	50.2%	48.0%
(前年同期間)			34.5%	36.2%	72.6%	47.6%



※ 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

- 東京-中部間の潮流は、ほぼ東京向きであるが、4月は約20%弱が中部向き。
- 北陸-関西間の潮流は、4月においては北陸向きの割合が90%以上となっている。この理由は、中部-北陸連絡母線による交流連系に伴い、中部-関西間を停止しており、この間は中部向きとし関西⇒北陸⇒中部の潮流となったため比率が上昇。
- 関西-中国間は4,5月において中国向きの割合が高い。この間は、中国-九州間で作業により中国向き運用容量に制約が発生したため、関西からの潮流が増加したことによるもの。

## 各地域間連系線の潮流割合

	中部向き	北陸向き	計 (単位: MWh)	中部向き割合	北陸向き割合
2024.4月	513,083	378	513,461	99.9%	0.1%
2024.5月	293,014	0	293,014	100.0%	0.0%
2024.6月	149,282	465	149,746	99.7%	0.3%

	北陸向き	関西向き	計 (単位: MWh)	北陸向き割合	関西向き割合
2024.4月	546,471	45,770	592,241	92.3%	7.7%
2024.5月	265,128	74,125	339,253	78.2%	21.8%
2024.6月	138,642	103,363	242,005	57.3%	42.7%

	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
2024.4月	82,697	259,925	342,621	24.1%	75.9%
2024.5月	146,157	251,798	397,955	36.7%	63.3%
2024.6月	87,840	165,745	253,585	34.6%	65.4%

	関西向き	中国向き	計 (単位: MWh)	関西向き割合	中国向き割合
2024.4月	673,983	785,547	1,459,530	46.2%	53.8%
2024.5月	846,495	312,518	1,159,013	73.0%	27.0%
2024.6月	1,273,795	78,866	1,352,661	94.2%	5.8%

	東北向き	東京向き	計 (単位: MWh)	東北向き割合	東京向き割合
2024.4月	0	4,905,036	4,905,036	0.0%	100.0%
2024.5月	0	5,237,036	5,237,036	0.0%	100.0%
2024.6月	0	5,044,571	5,044,571	0.0%	100.0%

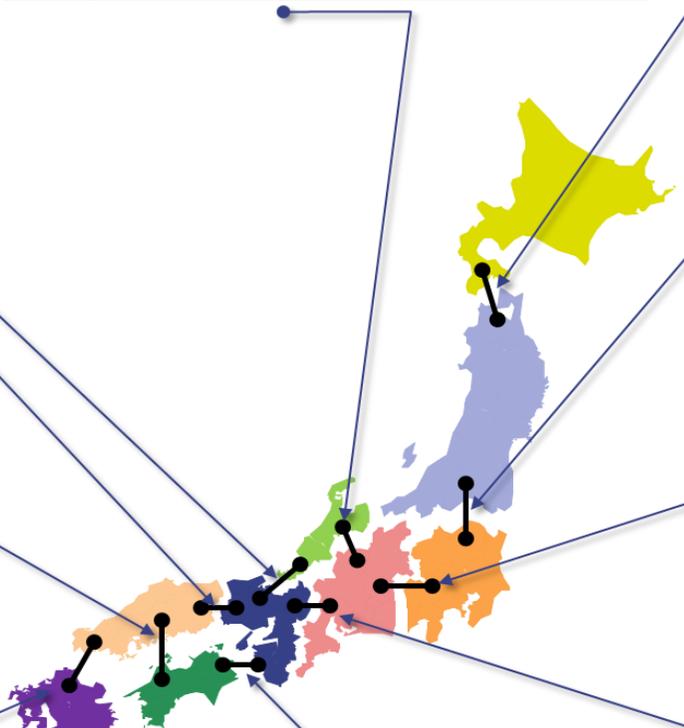
	中国向き	四国向き	計 (単位: MWh)	中国向き割合	四国向き割合
2024.4月	613,037	880	613,917	99.9%	0.1%
2024.5月	1,415,666	0	1,415,666	100.0%	0.0%
2024.6月	1,073,723	221	1,073,944	100.0%	0.0%

	東京向き	中部向き	計 (単位: MWh)	東京向き割合	中部向き割合
2024.4月	883,781	195,268	1,079,049	81.9%	18.1%
2024.5月	1,020,027	48,938	1,068,965	95.4%	4.6%
2024.6月	975,146	31,949	1,007,095	96.8%	3.2%

	中国向き	九州向き	計 (単位: MWh)	中国向き割合	九州向き割合
2024.4月	929,952	10,758	940,710	98.9%	1.1%
2024.5月	1,319,838	945	1,320,782	99.9%	0.1%
2024.6月	2,007,534	0	2,007,534	100.0%	0.0%

	関西向き	四国向き	計 (単位: MWh)	関西向き割合	四国向き割合
2024.4月	856,703	0	856,703	100.0%	0.0%
2024.5月	107,800	0	107,800	100.0%	0.0%
2024.6月	735,218	0	735,218	100.0%	0.0%

	中部向き	関西向き	計 (単位: MWh)	中部向き割合	関西向き割合
2024.4月	2,273,949	61	2,274,010	100.0%	0.0%
2024.5月	3,003,686	0	3,003,686	100.0%	0.0%
2024.6月	2,827,305	750	2,828,055	100.0%	0.0%

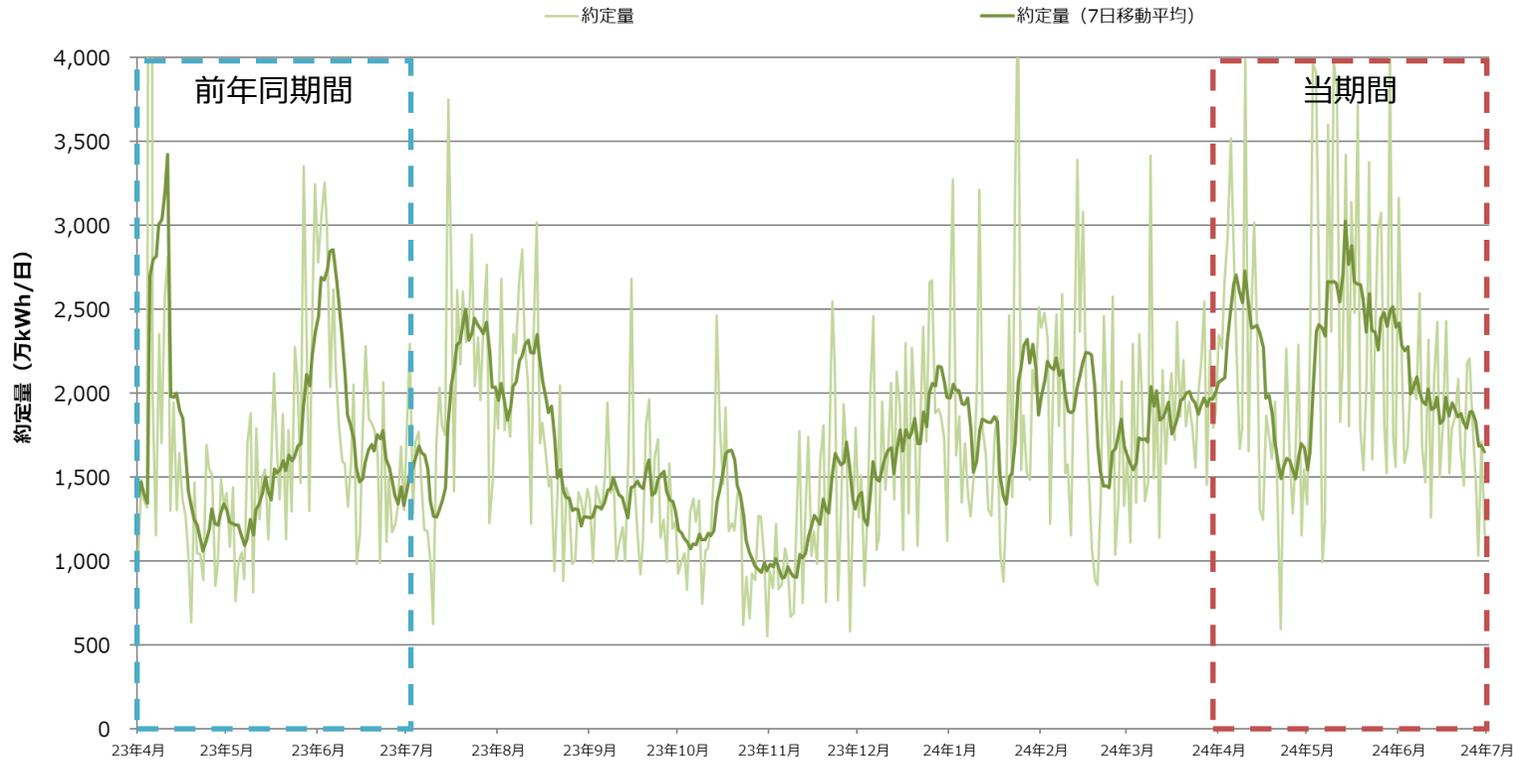


※ 日本卸電力取引所における前日スポット取引または1時間前取引で約定した取引に基づき、電力広域的運営推進機関によって割り当てられた潮流のこと  
 ※ 電力広域的運営推進機関の地域間連系線情報の計画潮流値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

# 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、19.5億kWhであった。
- 前年同期比では、1.2倍となっている。

時間前市場 約定量の推移  
(2023年4月1日～2024年6月30日)



## 主要データ

約定量  
(2024年4月～2024年6月)  
19.5 億kWh

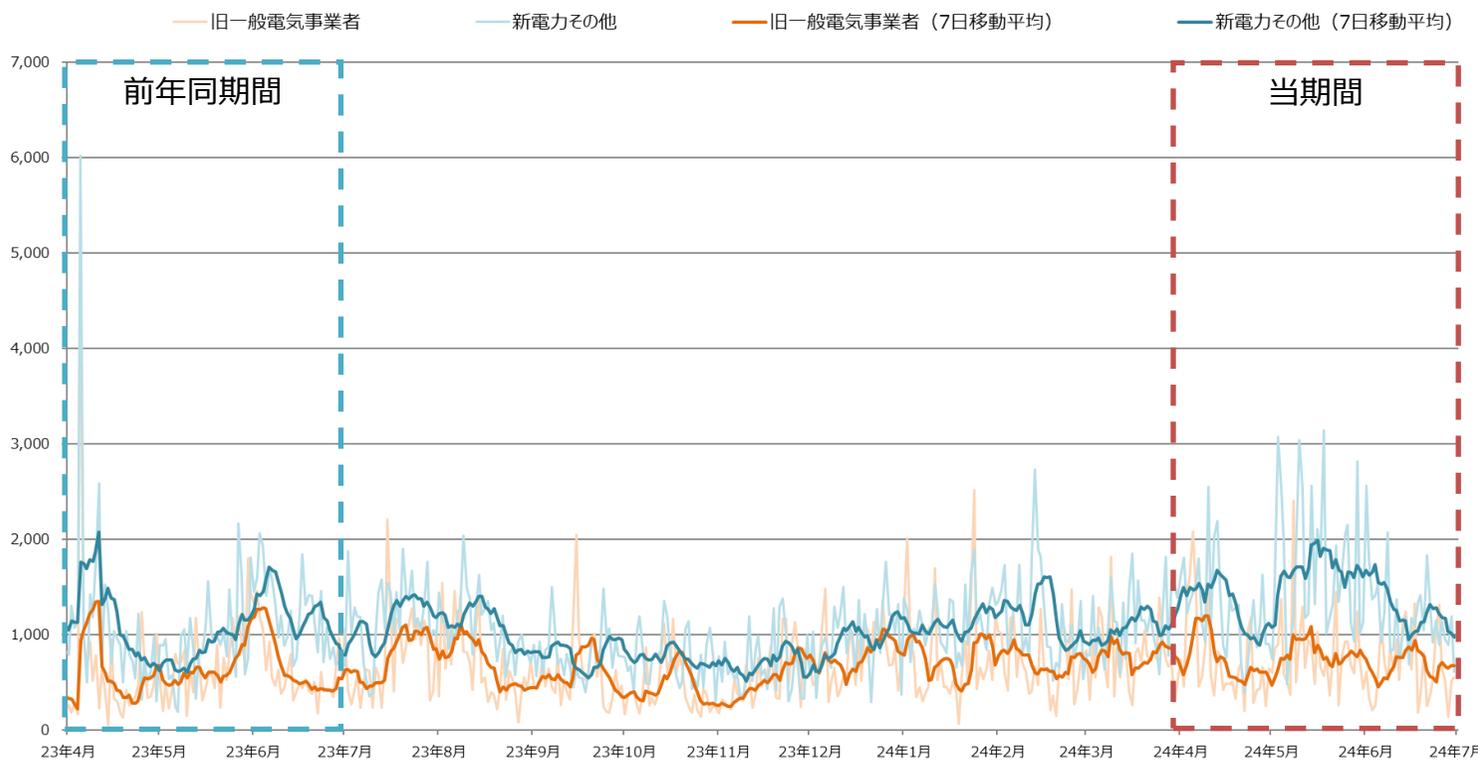
約定量の前年同期比  
(対2023年4月～2023年6月)  
1.2 倍

# 事業者区分別の時間前市場売り約定量

- 当期間における時間前市場の売り約定量は、旧一般電気事業者は6.7億kWh、新電力その他の事業者は12.8億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1.3倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移  
(2023年4月1日～2024年6月30日)

## 主要データ



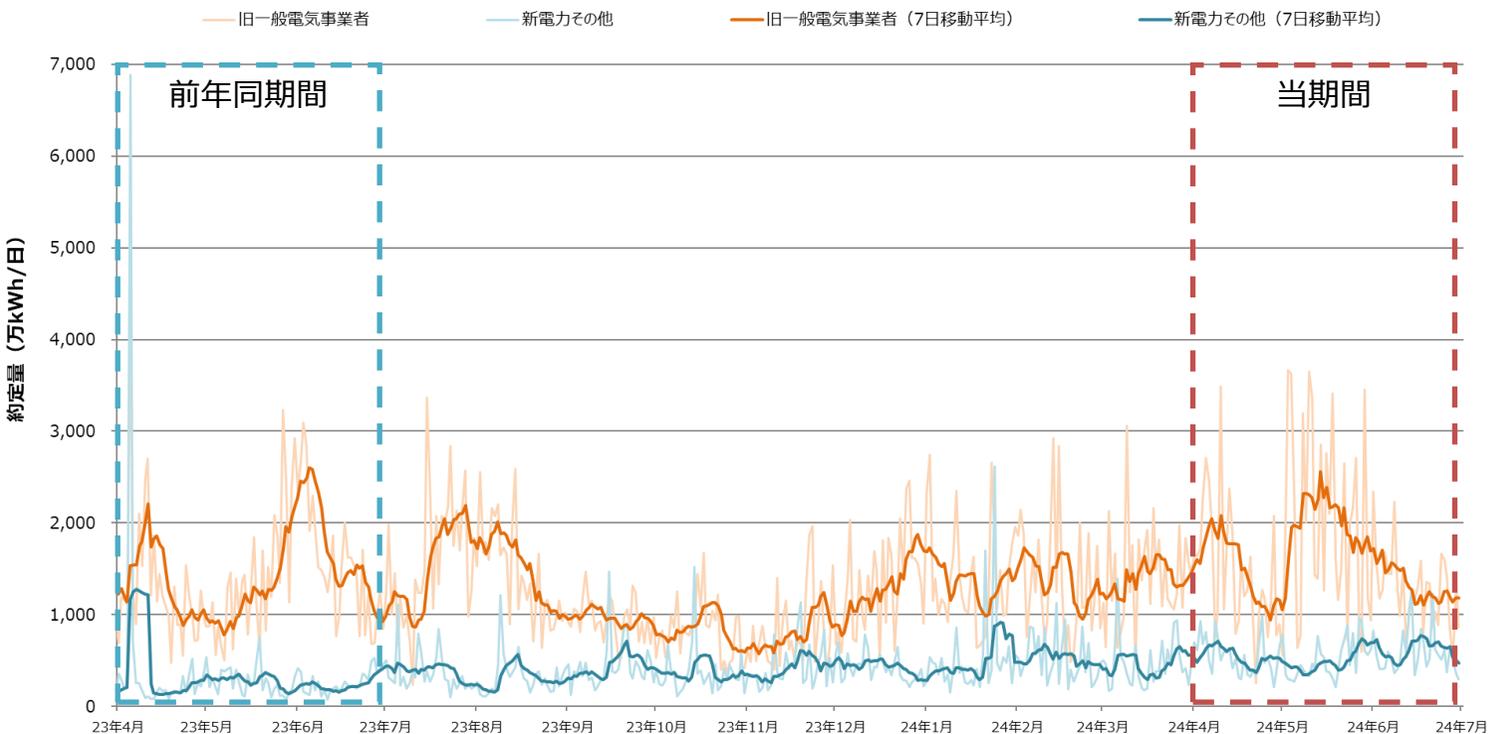
旧一般電気事業者による 売り約定量 (2024年4月～2024年6月)	6.7 億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2023年4月～2023年6月)	1.1 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2024年4月～2024年6月)	12.8 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同期比 (対2023年4月～2023年6月)	1.3倍

※ 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を含む。

# 事業者区分別の時間前市場買い約定量

- 当期間における時間前市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は14.5億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1.1倍、新電力その他の事業者は1.7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4月1日～2024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 (2024年4月～2024年6月)	14.5 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4月～2023年6月)	1.1 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2024年4月～2024年6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4月～2023年6月)	1.7 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。



# 先渡市場取引における約定量・入札量の概況

○ 当期間における先渡市場の約定実績はなかった。

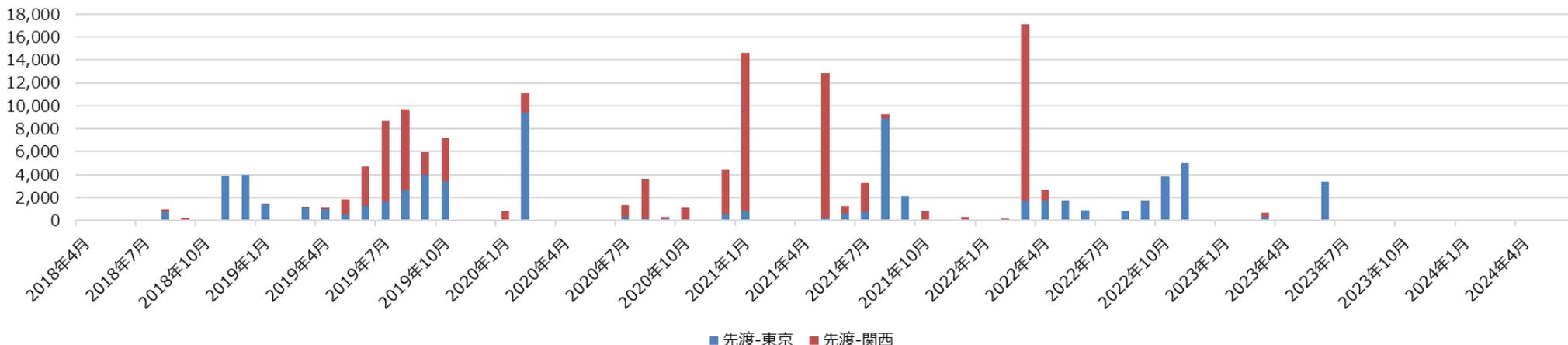
## 期間中の約定量・入札量※1

(単位:MWh)

項目	地域	合計 (当四半期)	約定量				24時間型-年間	(参考) 合計 (前年同四半期)
			昼間型-週間	昼間型-月間	24時間型-週間	24時間型-月間		
約定量	合計	0	0	0	0	0	0	3,360
	東京	0	0	0	0	0	0	3,360
	関西	0	0	0	0	0	0	0
売り入札量	合計	4,746,098	547,008	3,262,440	151,850	784,800	0	763,168
	東京	447,058	40,488	399,120	7,450	0	0	637,188
	関西	4,299,040	506,520	2,863,320	144,400	784,800	0	125,980
買い入札量	合計	5,311,002	670,992	3,525,840	147,420	966,750	0	5,947,560
	東京	190,892	181,272	0	9,620	0	0	683,030
	関西	5,120,110	489,720	3,525,840	137,800	966,750	0	5,264,530

MWh

先渡市場取引における約定量



※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4.0億kWh、EEXでは約126.4億kWh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)

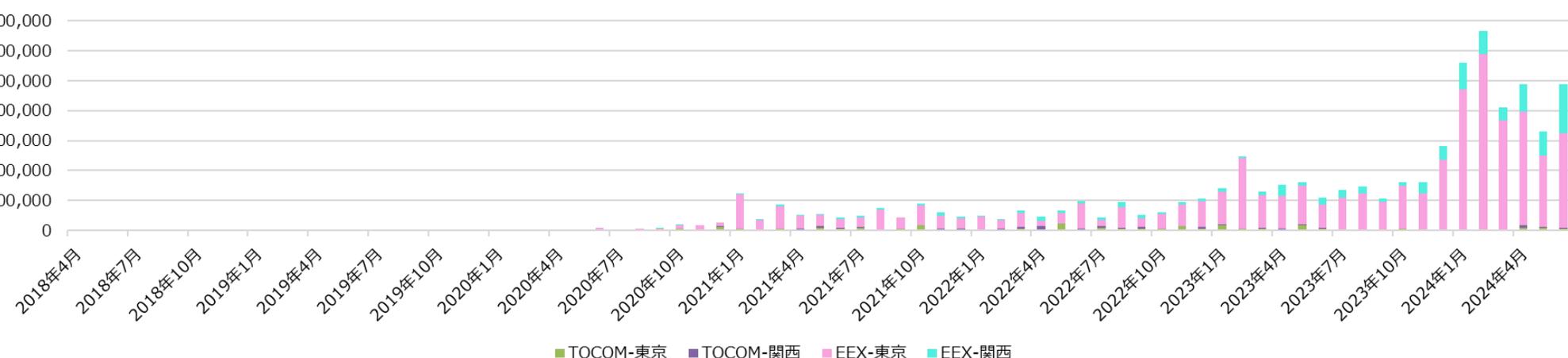
項目	地域	合計 (当四半期)	ベースロード	日中ロード	(参考) 合計 (前年同四半期)
		約定量	合計	396,965	
	東京	268,829	222,089	46,740	301,566
	関西	128,136	123,302	4,834	82,284

(EEX)

項目	地域	合計 (当四半期)	ベースロード	ピークロード	(参考) 合計 (前年同四半期)
		約定量	合計	12,642,240	
	東京	9,331,968	8,528,736	803,232	3,147,624
	関西	3,310,272	3,067,056	243,216	671,112

MWh

先物市場取引における約定量



■ TOCOM-東京 ■ TOCOM-関西 ■ EEX-東京 ■ EEX-関西

※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。

# 電力市場のモニタリング報告

## 【当四半期報告】

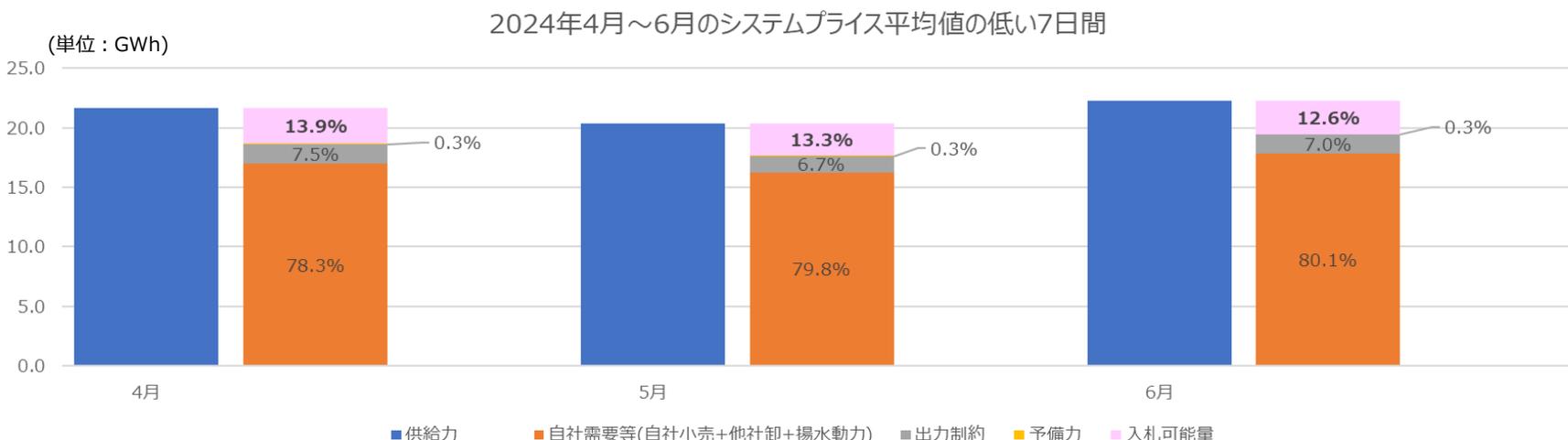
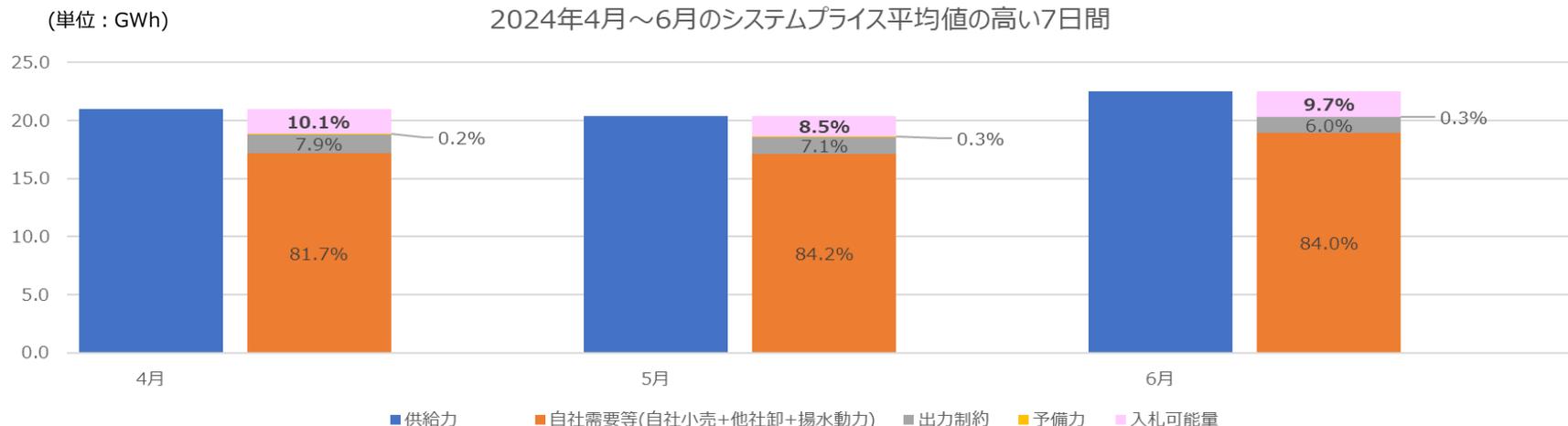
- ◆ 卸電力市場
  - 卸電力取引所
    - ・ スポット市場
    - ・ 時間前市場
    - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
  - 余剰電力の取引所への供出
  - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
  - 売りブロック入札の状況
  - 卸電気事業者の電源の切出し
  - 公営水力電気事業の入札等の状況
  - 相対取引の状況

## 【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

○ 各月のサンプル日における入札可能量の総量（各月7日間のデータ集計値）は、自社供給力に対し、価格の高い日は約8～10%（4月:10.1%、5月:8.5%、6月:9.7%）であった。  
また、価格の安い日は約12～14%（4月:13.9%、5月:13.3%、6月:12.6%）であった。



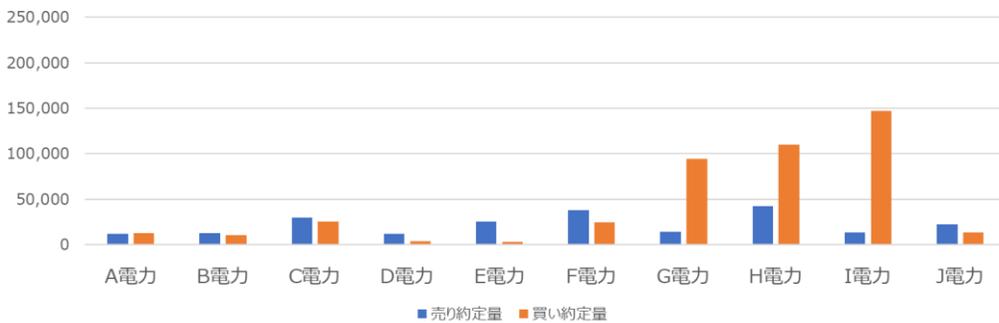
【入札可能量集計対象日】

- ◆ 各月の平日におけるシステムプライスの一日平均価格または最高価格の高い順に7日、低い順に7日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：平日におけるシステムプライスの一日平均価格の高い日(4/3,8,9,22,23,24,30)、低い日(4/1,2,10,15,17,19,25)から選定。
- ◆ 5月：平日におけるシステムプライスの一日平均価格の高い日(5/1,7,13,23,27,28,31)、低い日(5/2,9,10,14,16,17,29)から選定。
- ◆ 6月：平日におけるシステムプライスの一日の最高値の高い日(6/13,14,17,18,19,24,25)、低い日(6/3,4,6,7,26,27,28)から選定。
- ◆ 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。

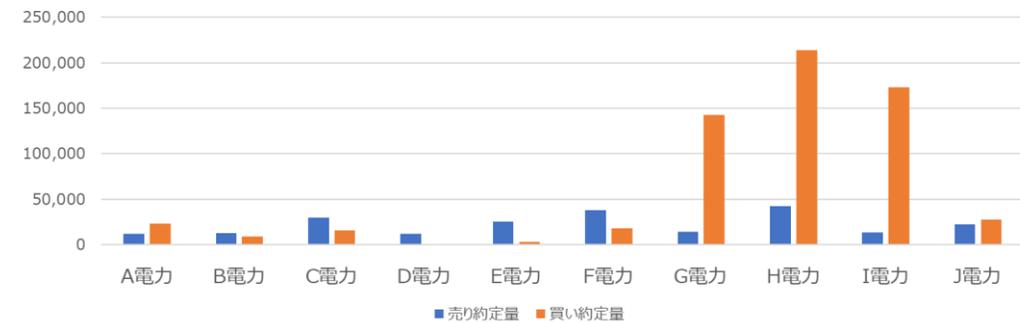
# 旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

○ 旧一電及びJERA各社の時間前市場における売り約定量、買い約定量はそれぞれ以下のとおり。

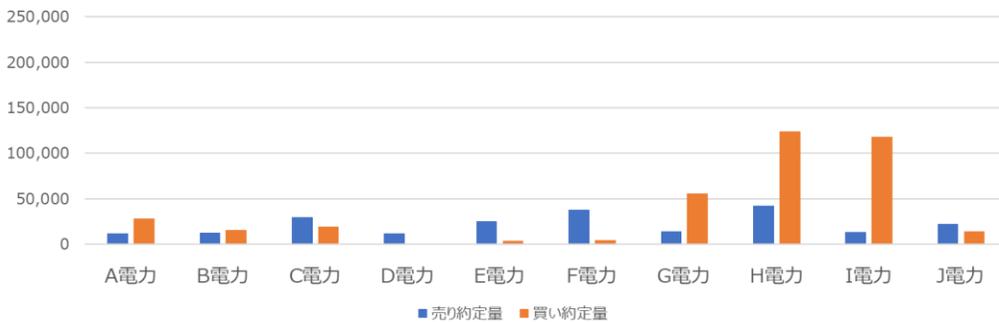
2024年04月 時間前市場 約定量 (単位:MWh)



2024年05月 時間前市場 約定量 (単位:MWh)



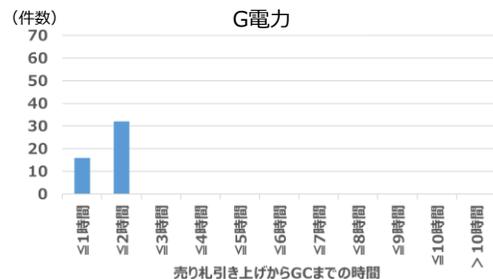
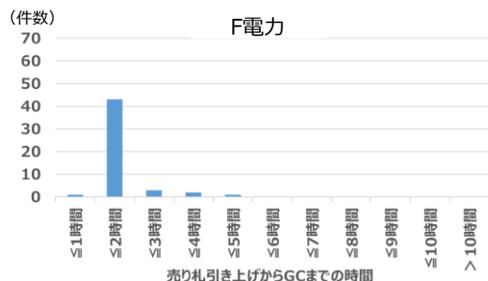
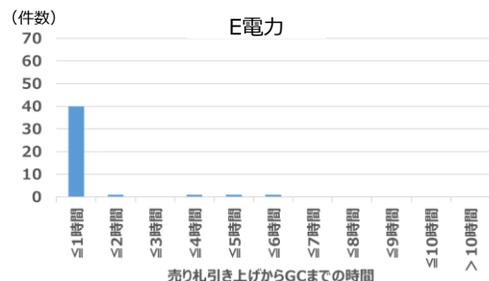
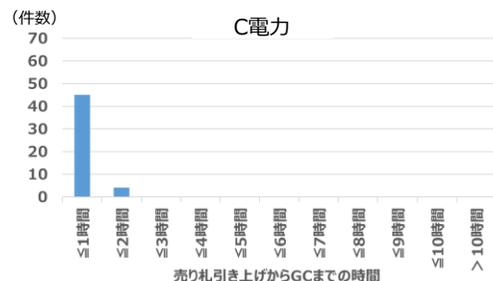
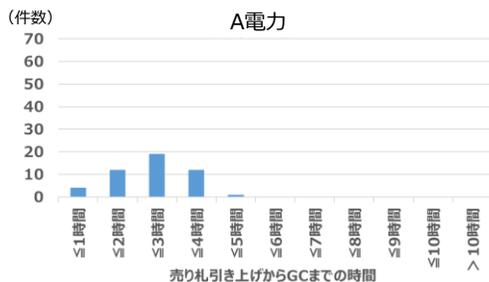
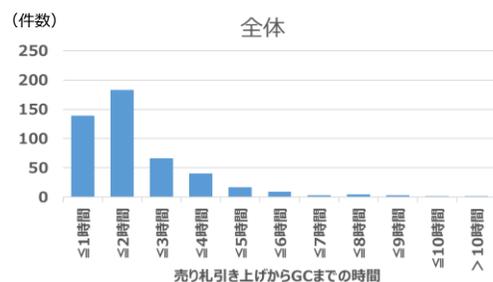
2024年06月 時間前市場 約定量 (単位:MWh)



※JEPXデータ (非公開) より集計  
 ※旧一般電気事業者 (沖縄電力除く) 及びJERAを対象にして集計

# 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）

○ サンプル3日間（4月19日、5月28日、6月14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時間前」より早く「2時間前」より遅い時間帯の分布が最も多い傾向は続いている。「1時間前」に該当する件数は全469件のうち139件であり、前四半期（191件/660件）とほぼ同程度。

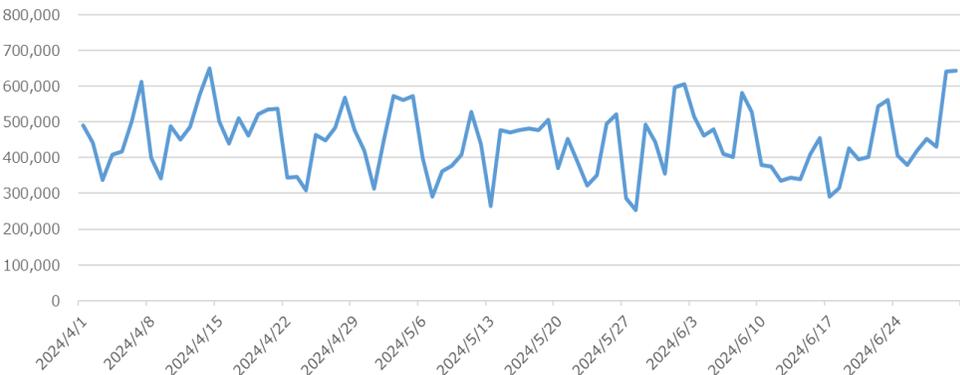


※ 毎時59分59秒時点で板上に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。  
 ※ 「00分」コマ（01:00等）のみを集計対象とし、「30分」コマ（01:30等）は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。  
 ※ 各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（4月：3か月の中で平日システムプライスの一日平均価格が最も低い日。5月：3か月の中で平日システムプライスの一日平均価格が最も高い日。6月：3か月の中で平日システムプライスの最高価格が最も高い日。）

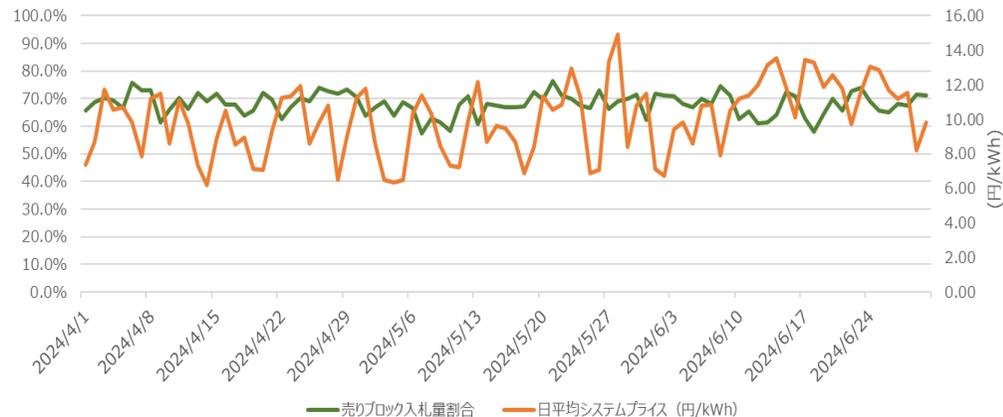
# 売りブロック入札の状況

- 売りブロック入札割合は、引き続き、スポット価格が上がる日には低くなり、スポット価格が下がる日には高くなる傾向がある。
- 売りブロック約定率は、引き続き、スポット価格が上がる日に高くなり、スポット価格が下がる日には低くなる傾向がある。
- 約定率10%以上も散見されるが、全体的には低めで推移。

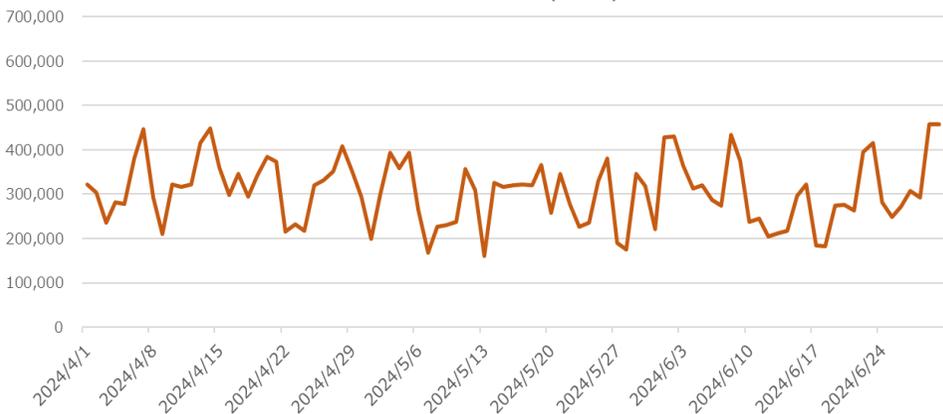
実質売り入札量(MWh)



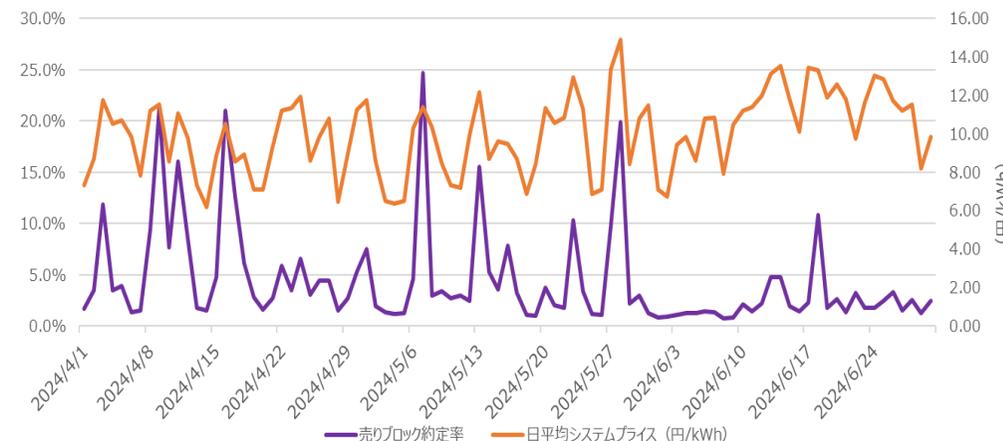
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック約定率



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

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

(a) 実質売り入札量 = 全売り入札量（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（\*\*）

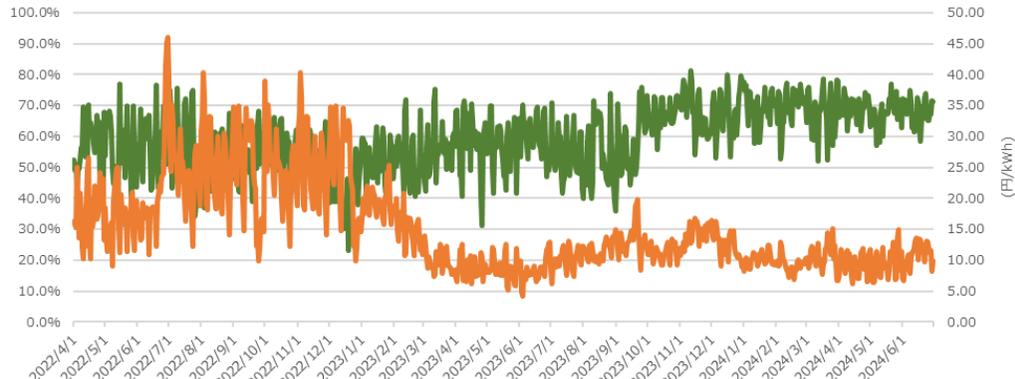
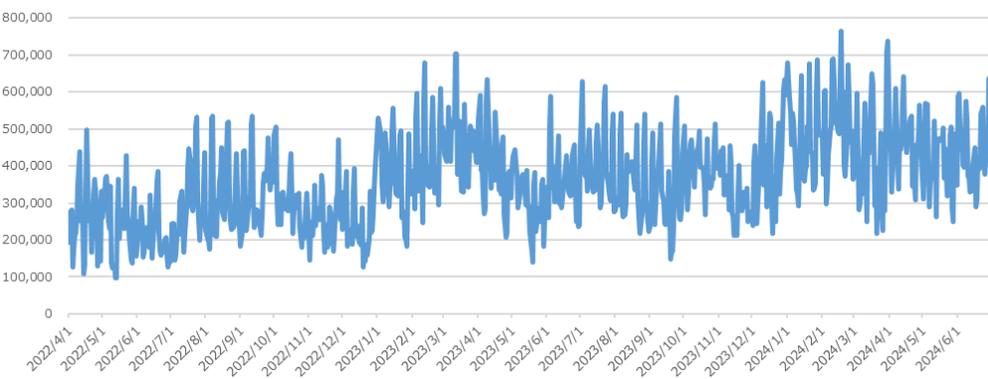
（\*\*）グロス・ビディング実質売りブロック約定量 = グロス・ビディング売りブロック約定量 - グロス・ビディング高値買い戻し約定量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

# 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あり、2024年1月以降上昇したが今期に入り減少傾向。
- グロス・ビディングを休止した2023年10月以降、約定率は減少していたが、前期(1月～3月)は平均7%に増加。今期は減少傾向。
- 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。

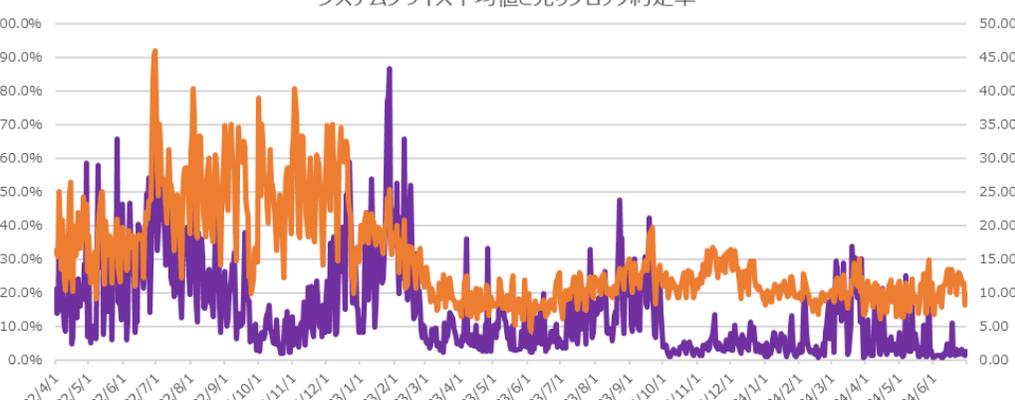
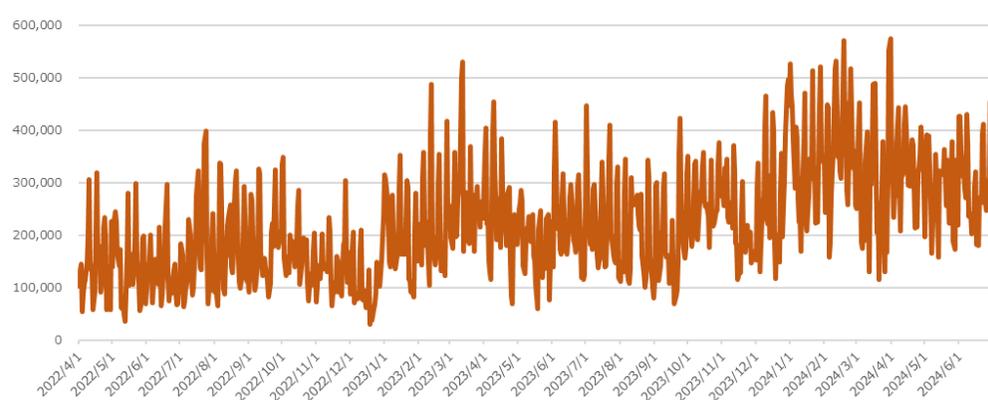
実質売り入札量(MWh)

システムプライス平均値と売りブロック入札割合



実質売りブロック入札量(MWh)

システムプライス平均値と売りブロック約定率



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

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

(a) 実質売り入札量 = 全売り入札量（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。

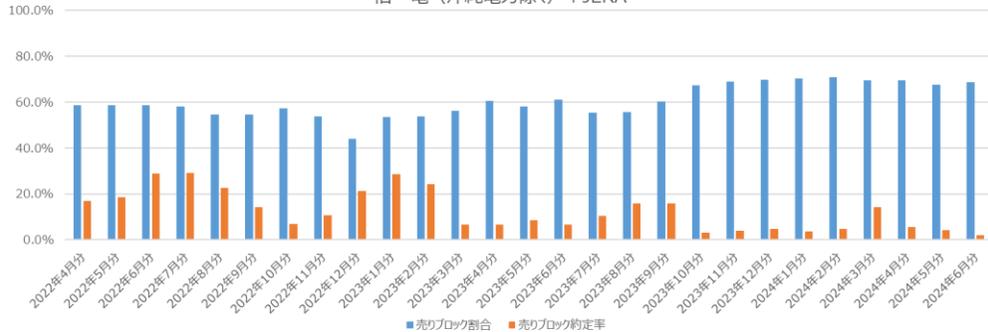
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（\*\*）

（\*\*）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。

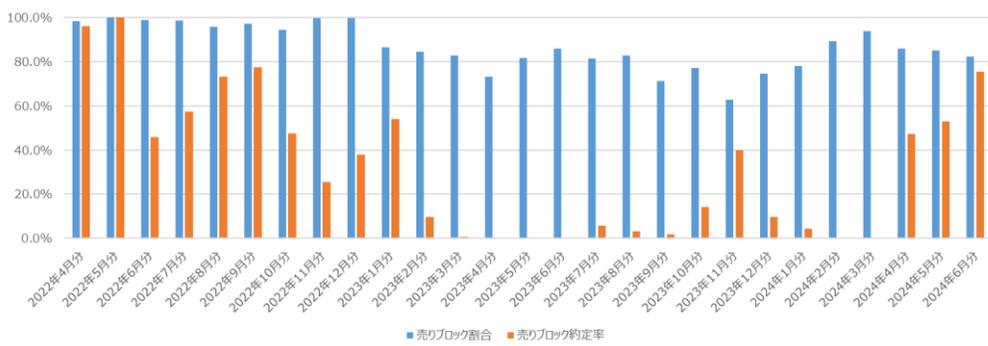
# 月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（1/2）

○ 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）。

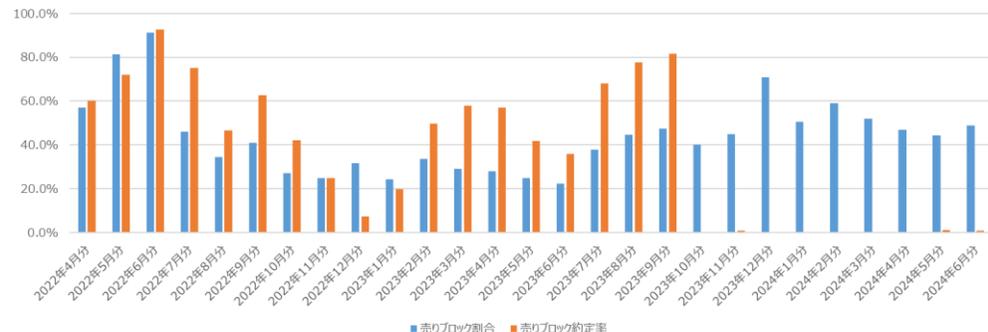
旧一電（沖縄電力除く）+ JERA



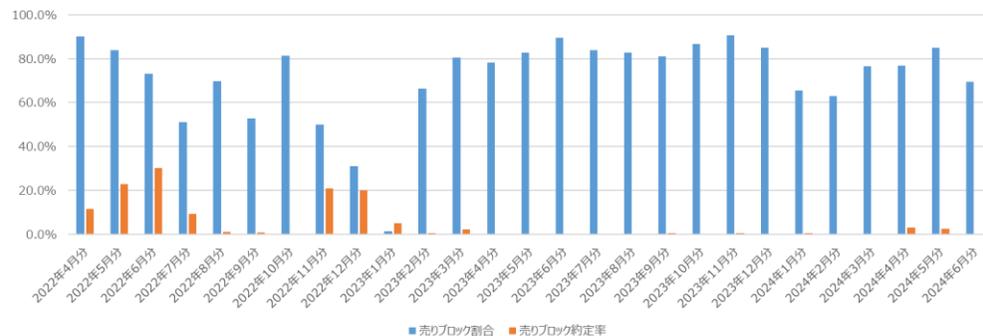
B電力



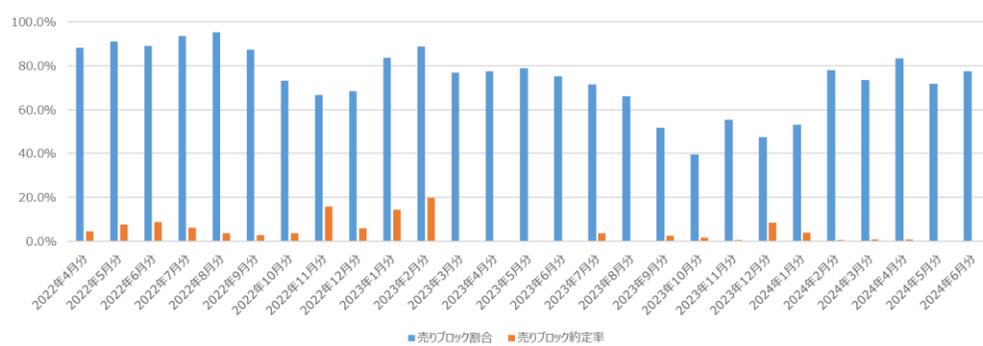
D電力



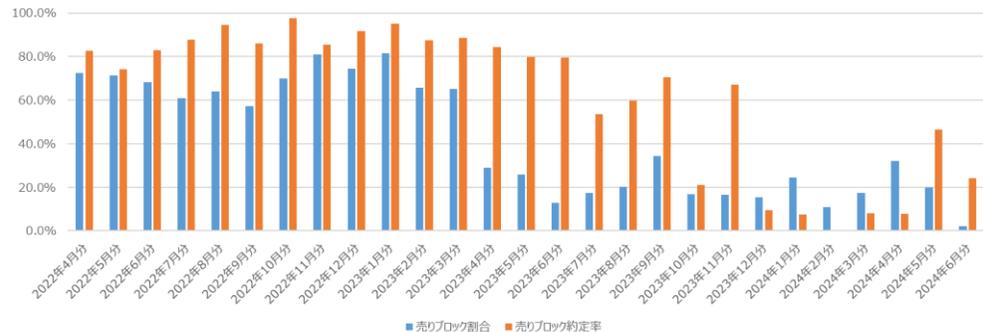
A電力



C電力



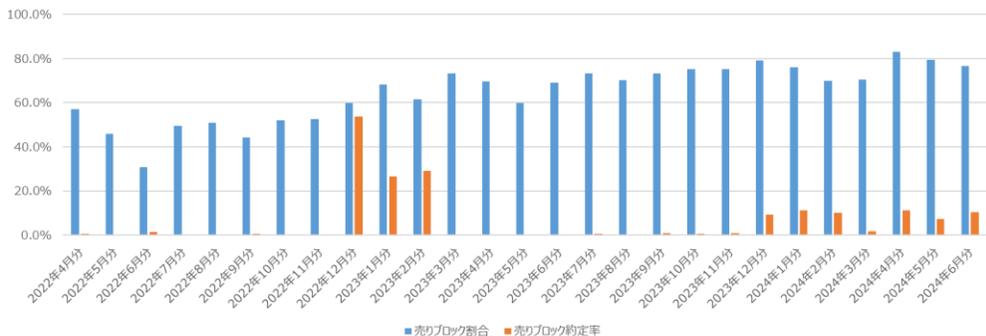
E電力



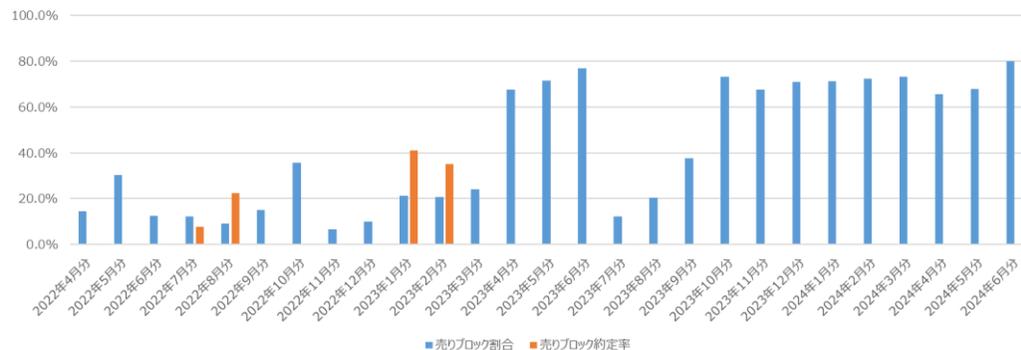
※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。

# 月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移 (2/2)

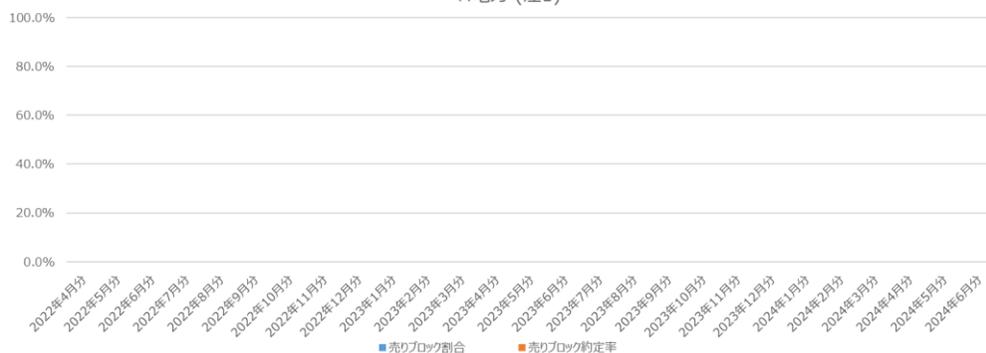
F電力



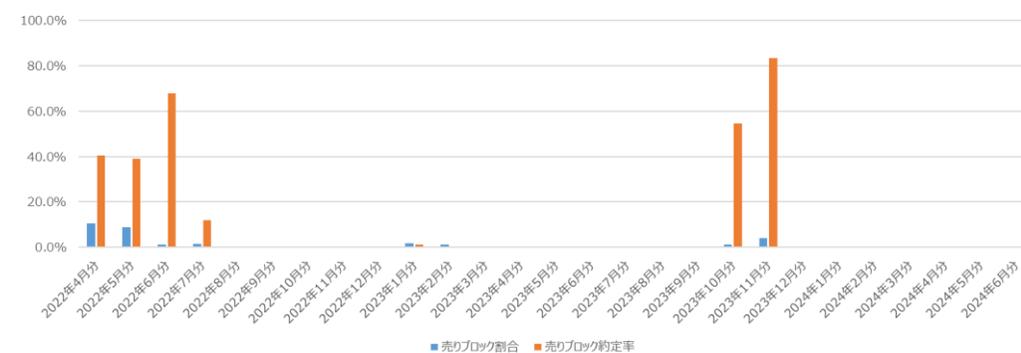
G電力



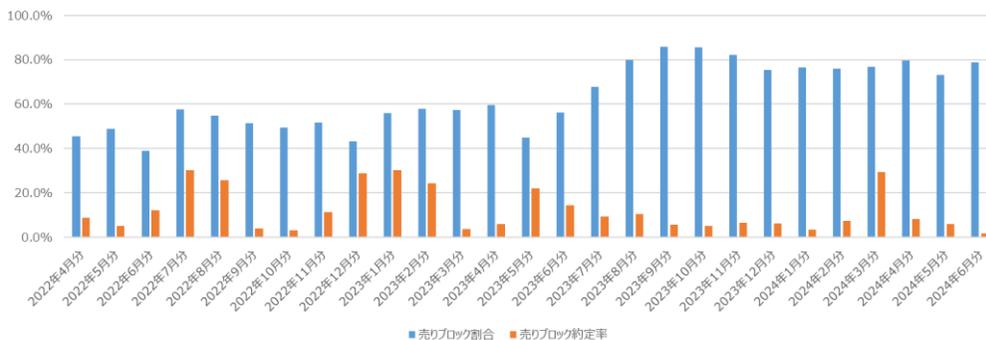
H電力 (注1)



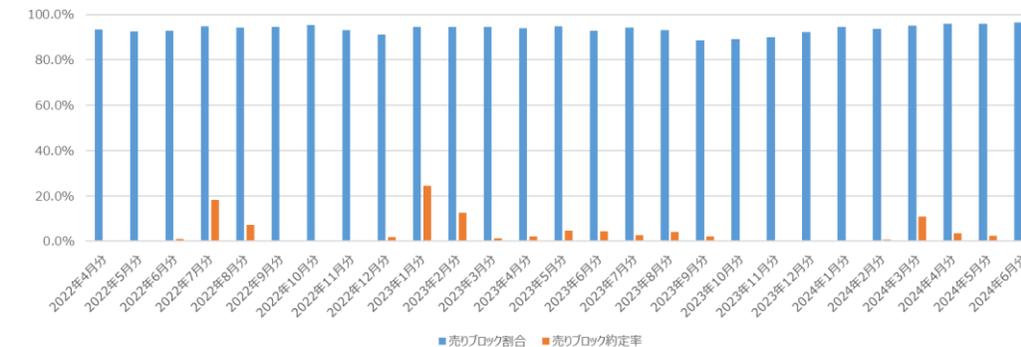
I電力



J電力



K電力



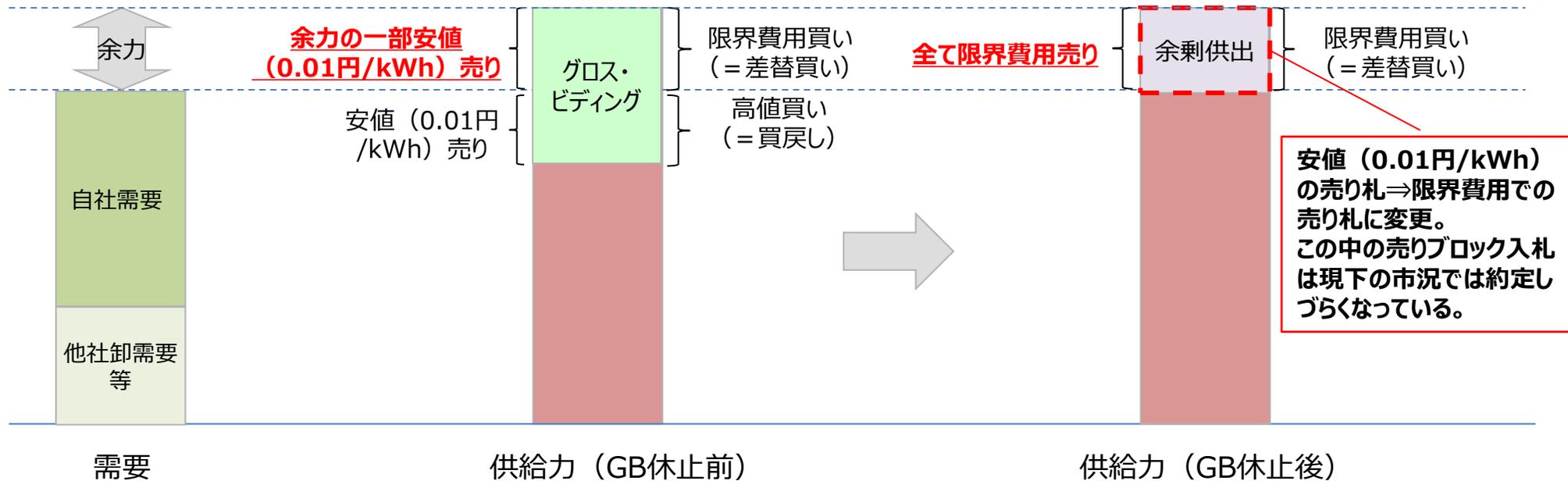
※旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）とJERAの提供データに基づき算出。  
(注1)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

# 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が低下している理由

- 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、グロス・ビディングの休止後は、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

- スポット市場において、2023年4月21日受渡し分よりリンクブロック及びループブロック入札が開始された。
- リンクブロックは、当期間中においては、旧一電JERAから1社の約定があった。入札量は前四半期と比較して約0.5倍となったが、約定率は約6.0%程度となっている。
- ループブロックは、前四半期と同様、新電力1社の約定があり、入札量・約定量は微増したが、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4月	920,248	71,259	7.7%
2024年5月	456,141	43,896	9.6%
2024年6月	578,763	2,923	0.5%
<b>合計</b>	<b>1,955,152</b>	<b>118,078</b>	<b>6.0%</b>

## 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4月	879	214	24.3%	1,243	297	23.9%
2024年5月	644	357	55.4%	919	510	55.4%
2024年6月	669	70	10.5%	963	100	10.4%
<b>合計</b>	<b>2,192</b>	<b>641</b>	<b>29.2%</b>	<b>3,125</b>	<b>907</b>	<b>29.0%</b>

# 参考：リンクブロック、ループブロックの概要

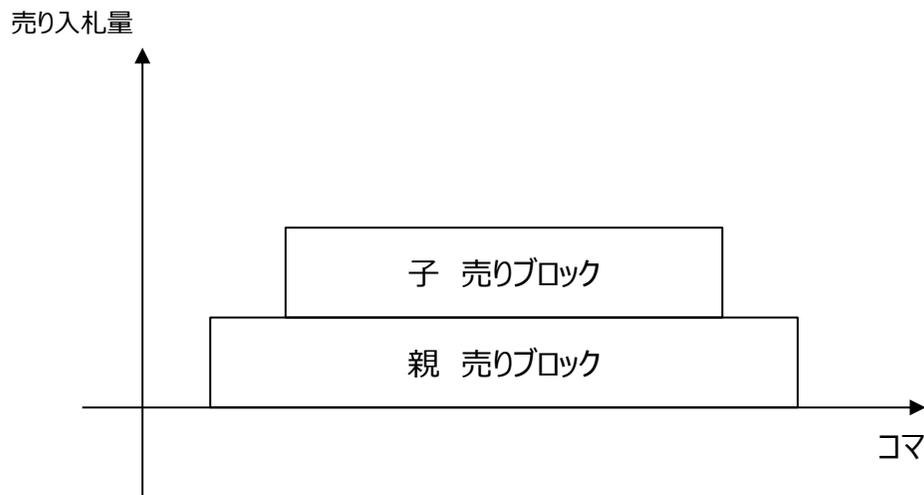
## ○ リンクブロック

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

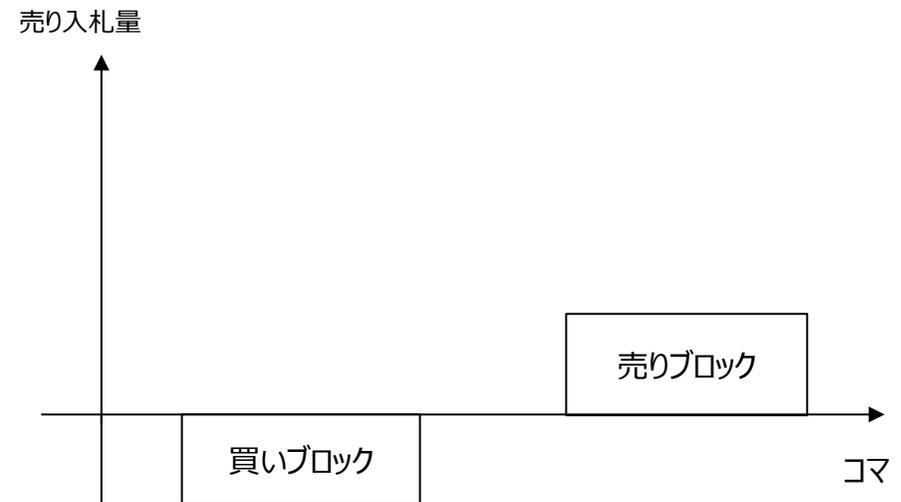
2つのブロックから成り、どちらも約定するか、約定しないかに制限される。

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。



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。



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）の電源の切出し

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

	切出し量	協議の状況等
北海道電力	年間2億kWh程度 <sup>*3</sup> 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 <sup>*2</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*2</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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 <sup>*1</sup> 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、140万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一般競争入札等に移行したため、前期と比べ74万kW増加。
- 残り91万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

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
	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
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
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	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	ヴィジョンナリパワー
	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	69,111	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	ミツロコグリーンエネルギー
	1か所※2	260		
<b>合計</b>		<b>1,400,171</b>		

合計件数 : 28件

合計最大出力 : 1,400,171kW

【水力設備総出力の60.7%】

出所：公営自治体からの提供情報

※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のものについては整理の対象に含めることとして見直しを実施。

（長野県は、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。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、3か所から1か所に変更。

# 地方公共団体の保有する電源の長期契約の解消に向けた動き

- 長期契約の解消状況に係る旧一般電気事業者に対するアンケート等によると、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4月以降の地方公共団体との電力販売契約の解消・見直しに関する旧一般電気事業者からの回答より整理

## 【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。

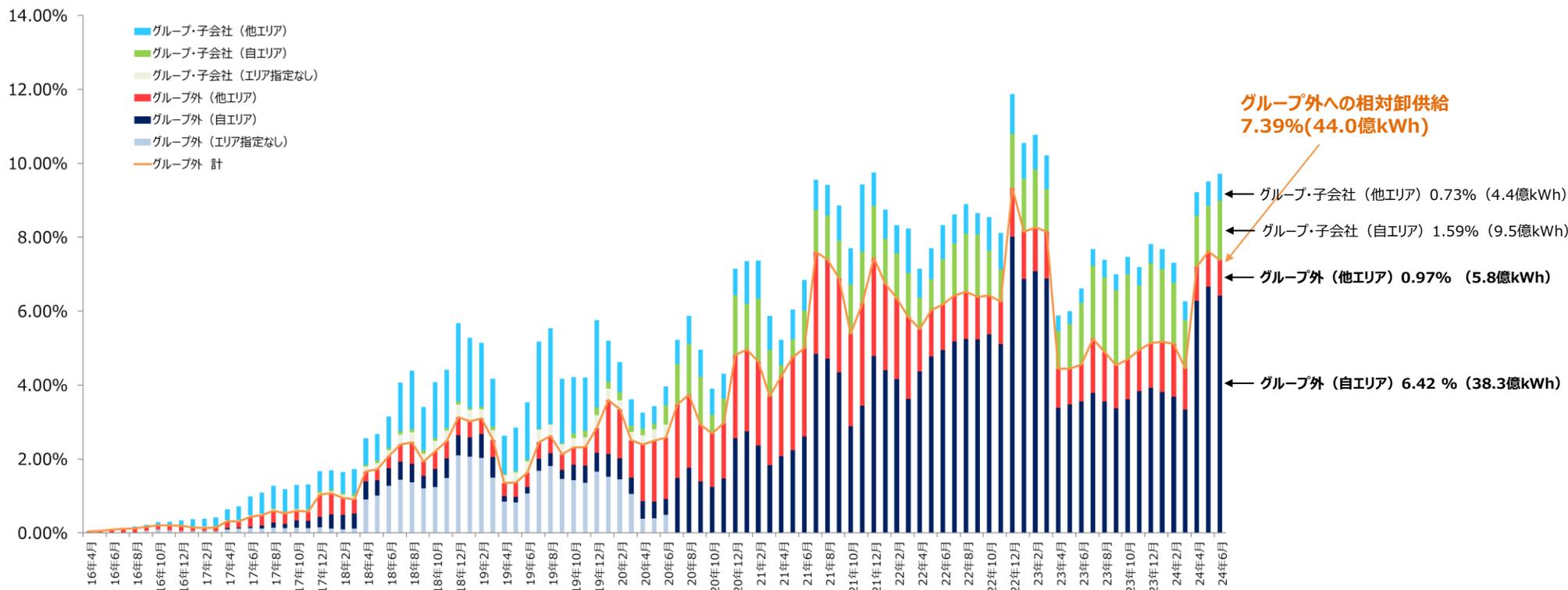
## ■ 売電契約における各自治体の独自の取組など

- 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、9.72%であった。  
(57.89億kWh (前年同時期比1.5倍) )
- グループ外への相対卸供給7.39% (44.0億kWh) は、新電力需要 (108.1億kWh) の40.7%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。

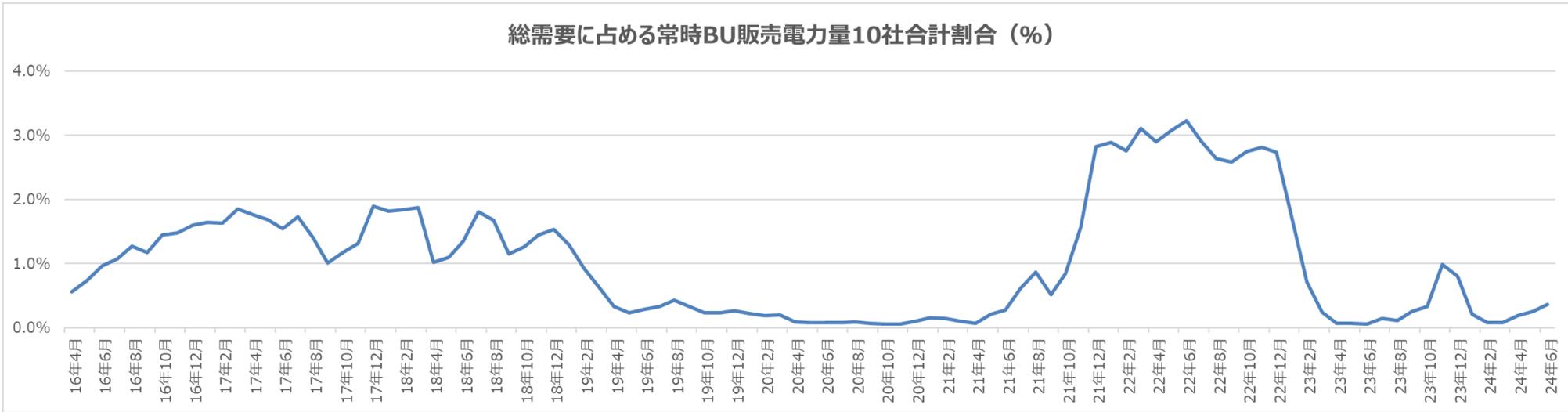
※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者に通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

※ 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。

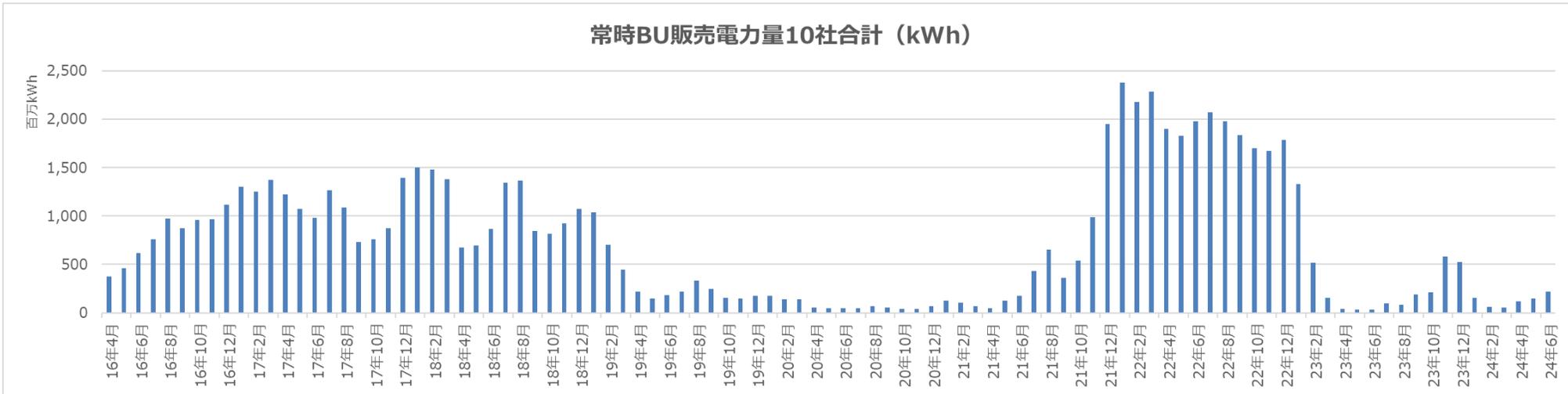
# 常時BU販売電力量の推移

○ 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、0.4%（2.18億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)



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

# 電力市場のモニタリング報告

## 【当四半期報告】

- ◆ 卸電力市場
  - 卸電力取引所
    - ・ スポット市場
    - ・ 時間前市場
    - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
  - 余剰電力の取引所への供出
  - 時間前市場の売買約定状況、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

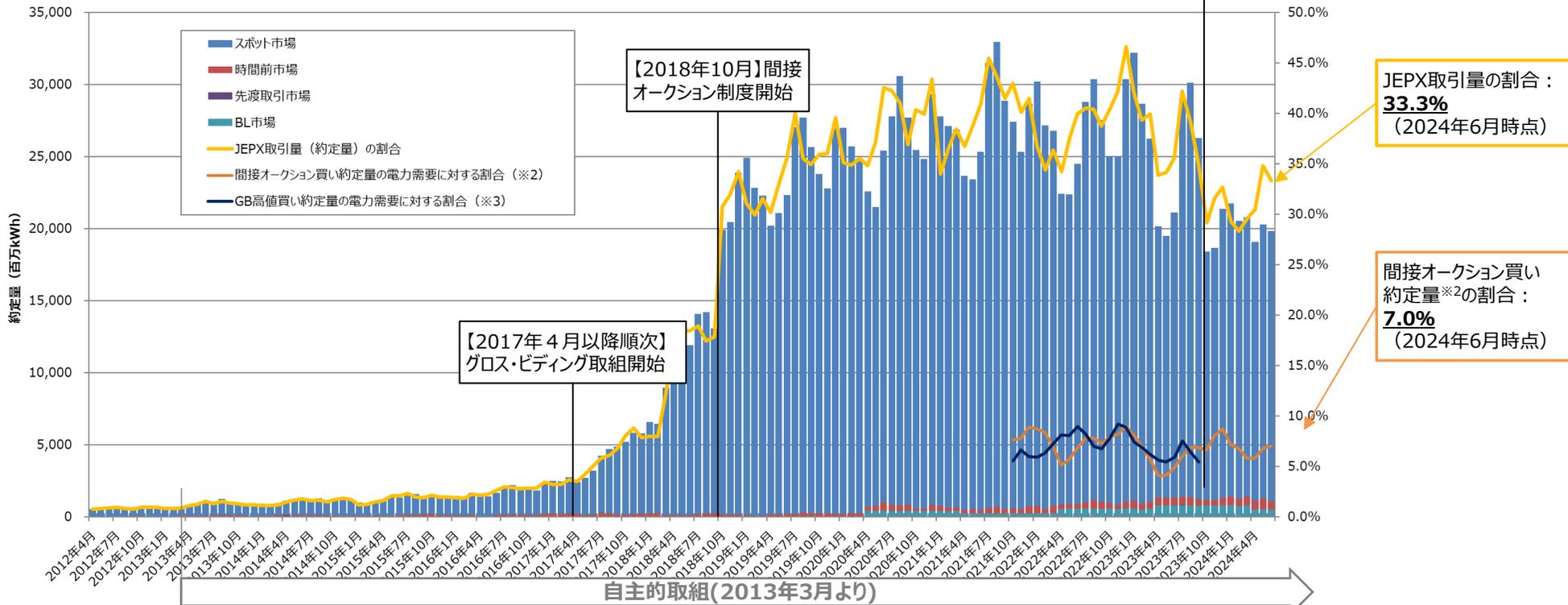
## 【中長期推移報告】

- ◆ 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33.3%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、7.0%であった。

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率  
(2012年4月～2024年6月)



	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	2024/06
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%	<b>33.3%</b>
(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%	<b>31.5%</b>
(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%	<b>0.9%</b>
(うちBL市場の割合)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6%	0.4%	0.8%	1.3%	0.8%	<b>0.8%</b>

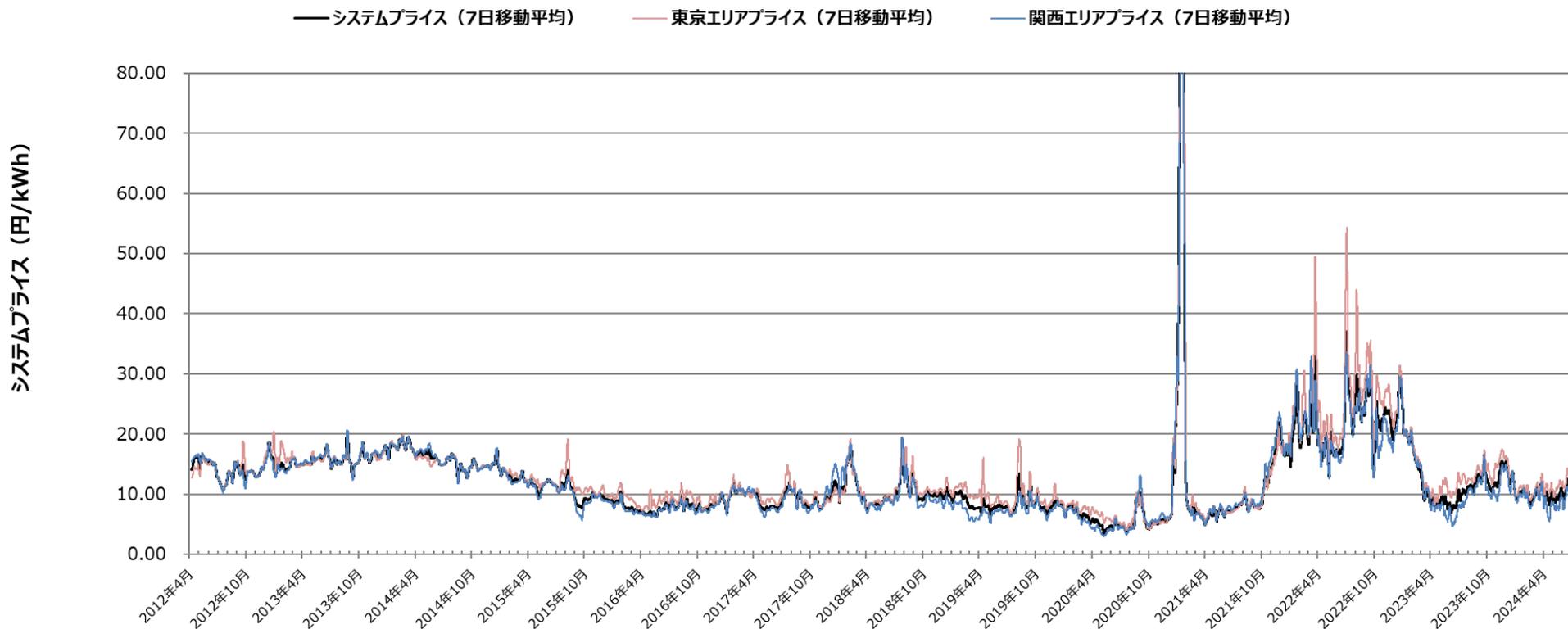
※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

※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である。

# 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円以上の水準で推移していたが、2023年6月には8円前後まで低下。直近4月～6月は10円前後で推移。（四半期平均10.0円/kWh）
- 2023年度平均では東西値差は2.5円程度だったが、直近の4月～6月では2.9円程度となった。

## スポット市場 システムプライスの推移 (2012年4月1日～2024年6月30日)

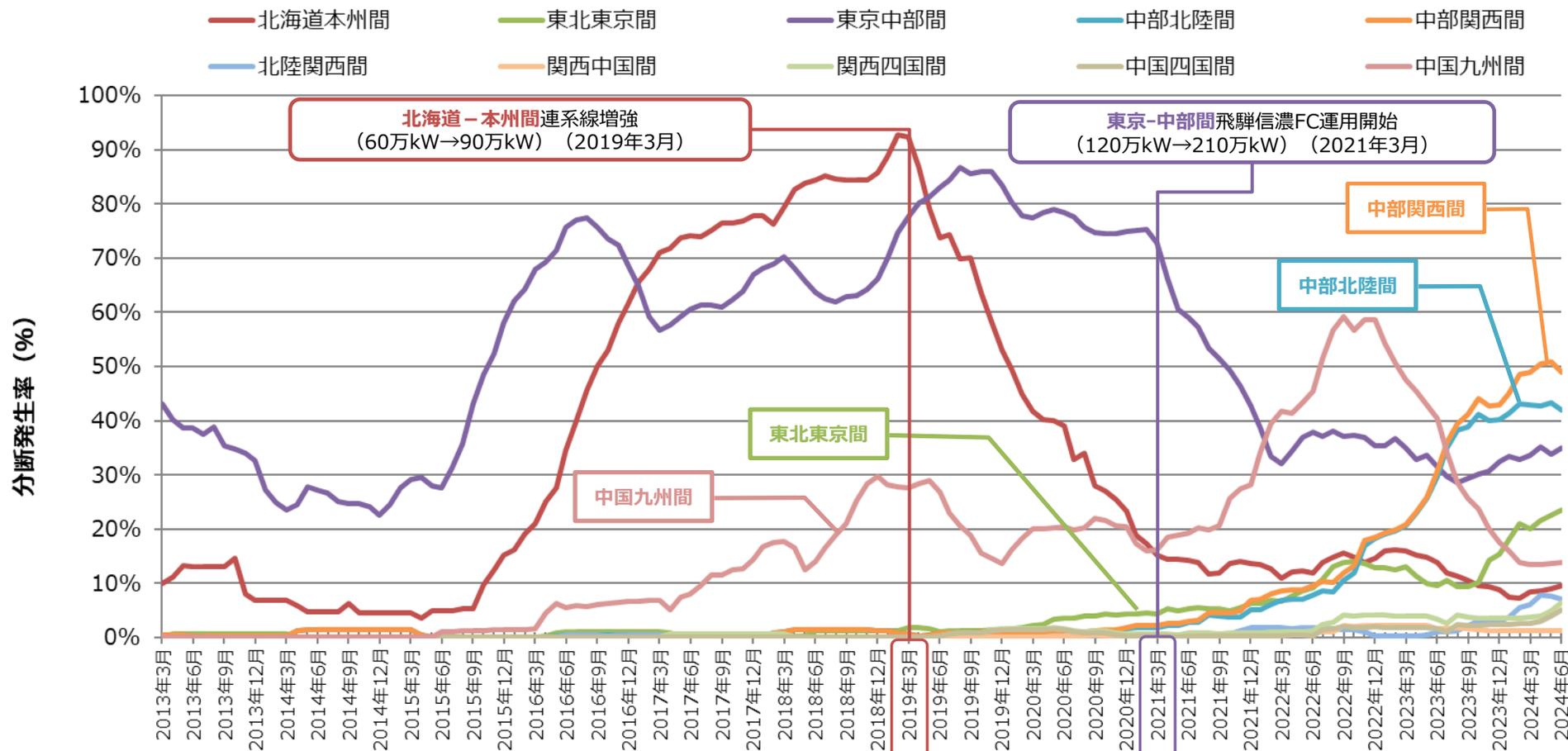


(円/kWh)	2012年度平均	2013年度平均	2014年度平均	2015年度平均	2016年度平均	2017年度平均	2018年度平均	2019年度平均	2020年度平均	2021年度平均	2022年度平均	2023年度平均	当四半期平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.4	10.7	10.0
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3	23.5	12.2	11.5
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1	19.5	9.7	8.6

# 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。また、東北東京間も上昇傾向。
- 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1割程度になっている。

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。

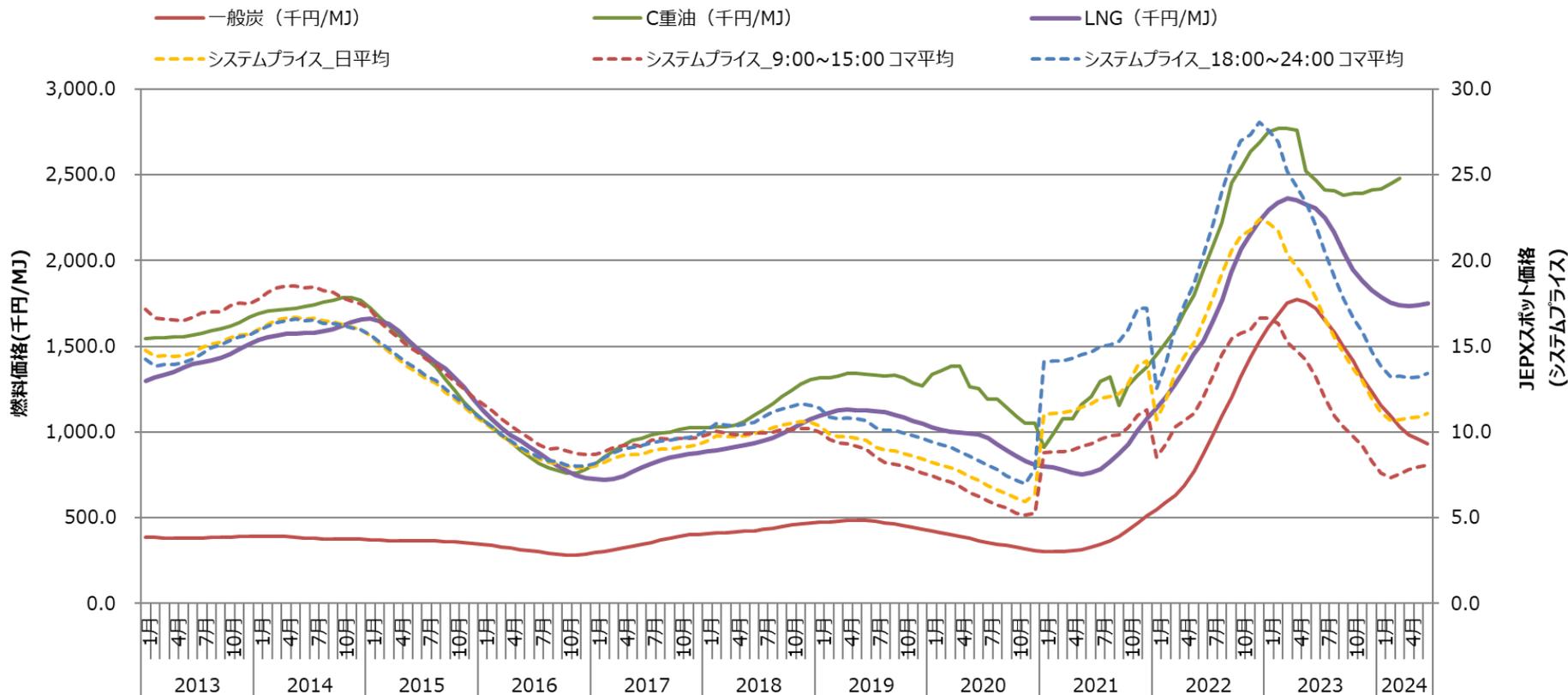
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

# 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、2023年9月以降C重油価格はスポット価格との連動傾向が弱くなっている。

## JEPXスポット価格と燃料価格の推移（12カ月移動平均）

（2013年1月～2024年6月）



出所：財務省 貿易統計(2024年5月20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～6月は輸入量が0となったため、当該期間を含むグラフは非表示とした

# 電力市場のモニタリング報告

## 【当四半期報告】

- ◆ 卸電力市場
  - 卸電力取引所
    - ・ スポット市場
    - ・ 時間前市場
    - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
  - 余剰電力の取引所への供出
  - 時間前市場の売買約定状況、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

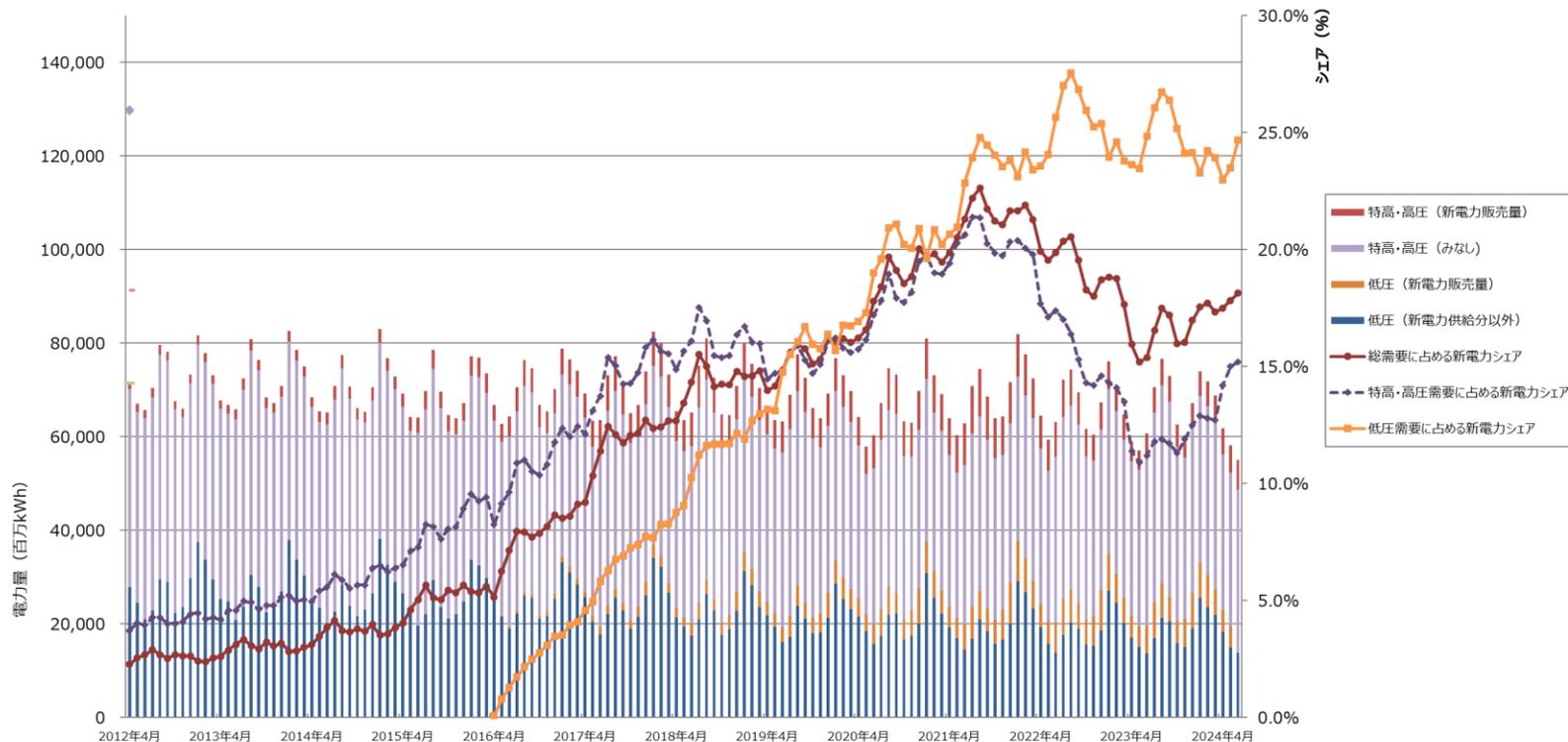
## 【中長期推移報告】

- ◆ 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。
- 2024年6月時点において、総需要に占める新電力シェアは**約18.1%**、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約15.2%、低圧需要に占める新電力シェアは約24.7%となっている。

新電力の市場シェア（2012年4月～2024年6月）



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

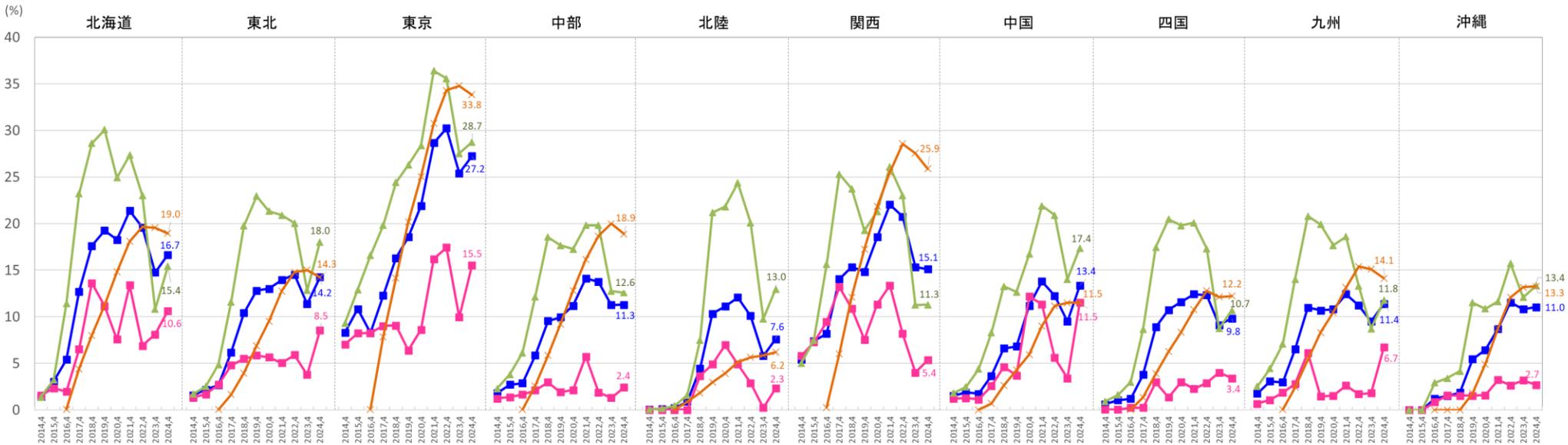
	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2022/4	2023/4	2024/4	2024/6
総需要に占める新電力シェア	2.3%	2.6%	3.1%	4.0%	5.2%	9.2%	12.7%	14.0%	16.2%	19.9%	19.9%	16.0%	17.5%	<b>18.1%</b>
特高・高圧需要に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	17.7%	11.4%	14.2%	<b>15.2%</b>
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%	<b>24.7%</b>

# 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。新電力の販売電力量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

■ 全電圧合計 ■ 特別高圧 ■ 高圧 ■ 低圧合計

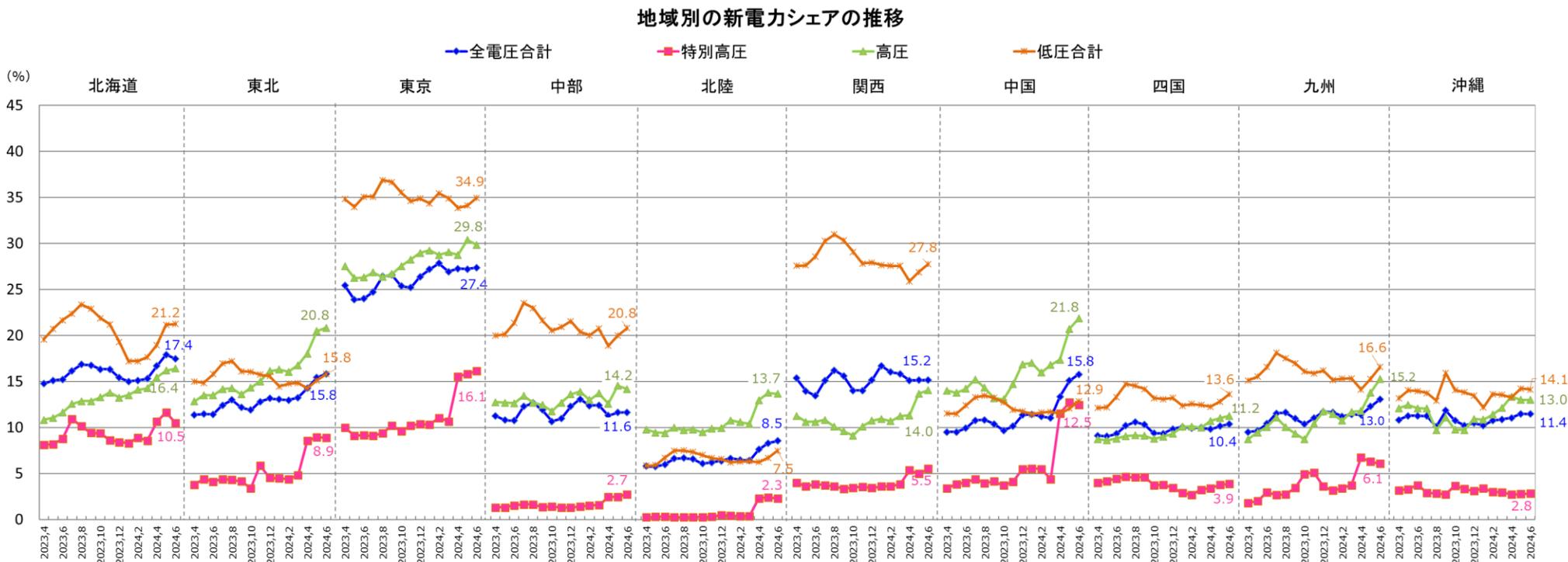


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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。



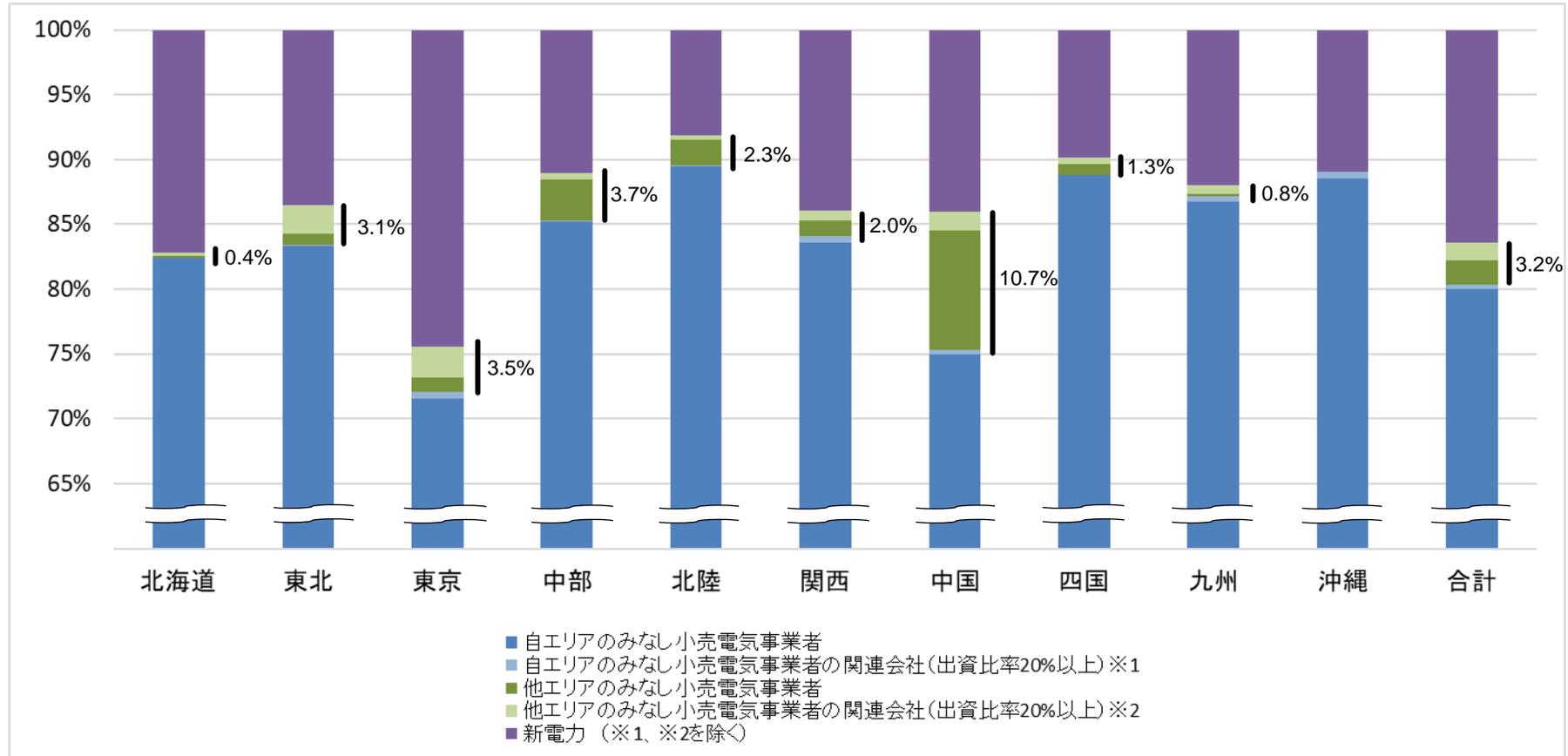
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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、全体の約3.2%であった（2023年6月時点では3.5%）。2023年6月と比較して、全てのエリアにおいて供給シェアが減少している。地域別では沖縄を除く全ての地域で域外供給が行われている。

## 地域別の市場シェア（2024年6月）



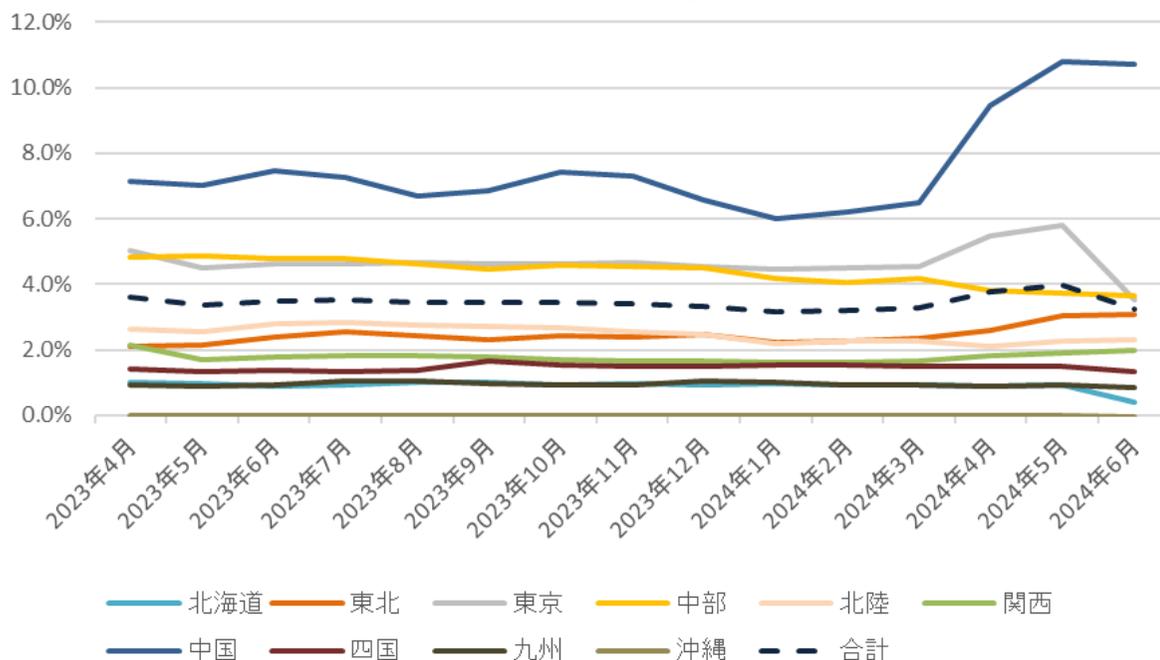
(出所) 電力取引報

(備考) 販売電力量ベース

# (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。直近では中国エリアで上昇、東京エリアで減少がみられる。

域外シェア※の推移



	2024年6月
北海道	0.4%
東北	3.1%
東京	3.5%
中部	3.7%
北陸	2.3%
関西	2.0%
中国	10.7%
四国	1.3%
九州	0.8%
沖縄	0.0%
全国	3.2%

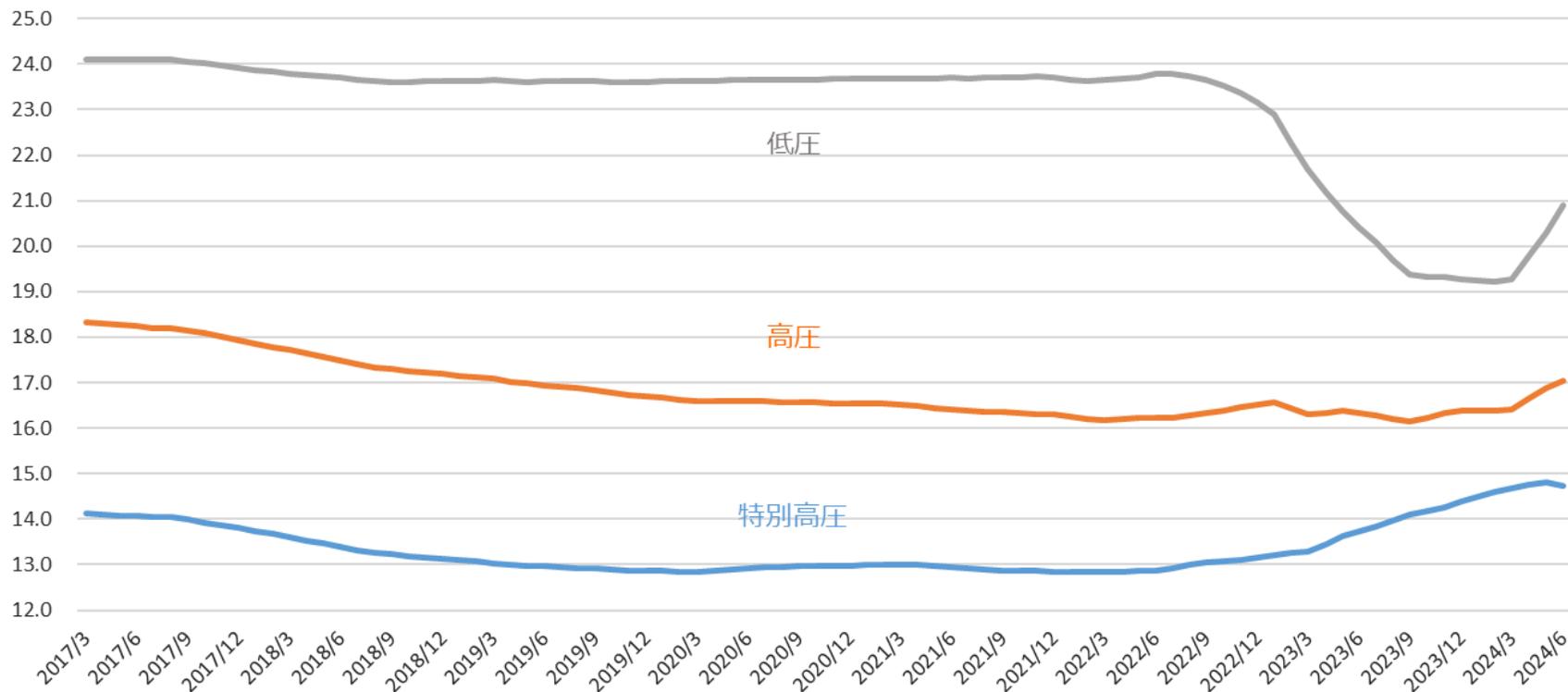
※ 他エリアのみなし小売電気事業者、他エリアのみなし小売電気事業者の関連会社(出資比率20%以上)のエリア占有率

(出所) 電力取引報  
(備考) 販売電力量ベース

## 電力量単価（全国平均）の推移（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く・12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、激変緩和対策事業等の補助金等の影響により、直近では低圧において大きく単価の上昇がみられる。

電力量単価（全国平均）の推移



(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)

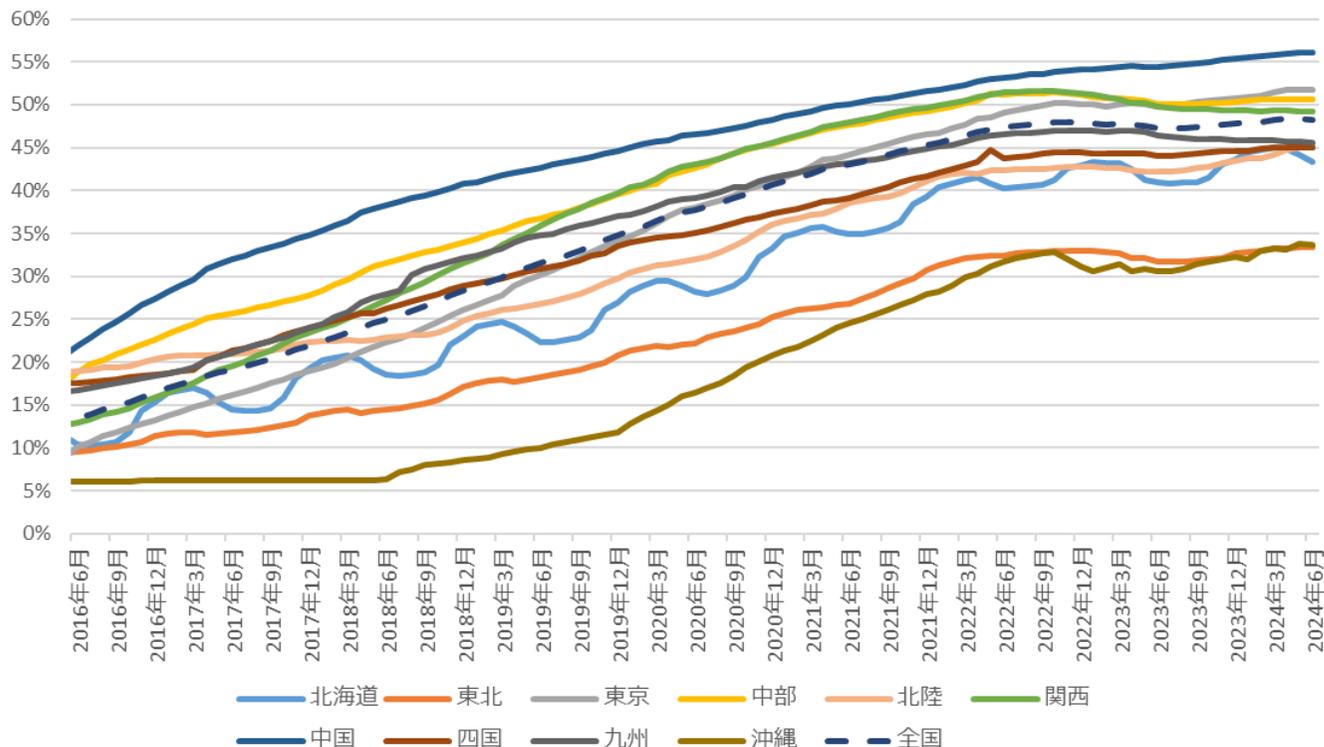
(出所)

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、直近では横ばい傾向がみられる。2024年6月時点で全国48.3%となっている。

規制料金からスイッチングした割合



	2024年6月
北海道	43.3%
東北	33.3%
東京	51.8%
中部	50.5%
北陸	45.4%
関西	49.2%
中国	56.1%
四国	45.0%
九州	45.6%
沖縄	33.7%
全国	48.3%

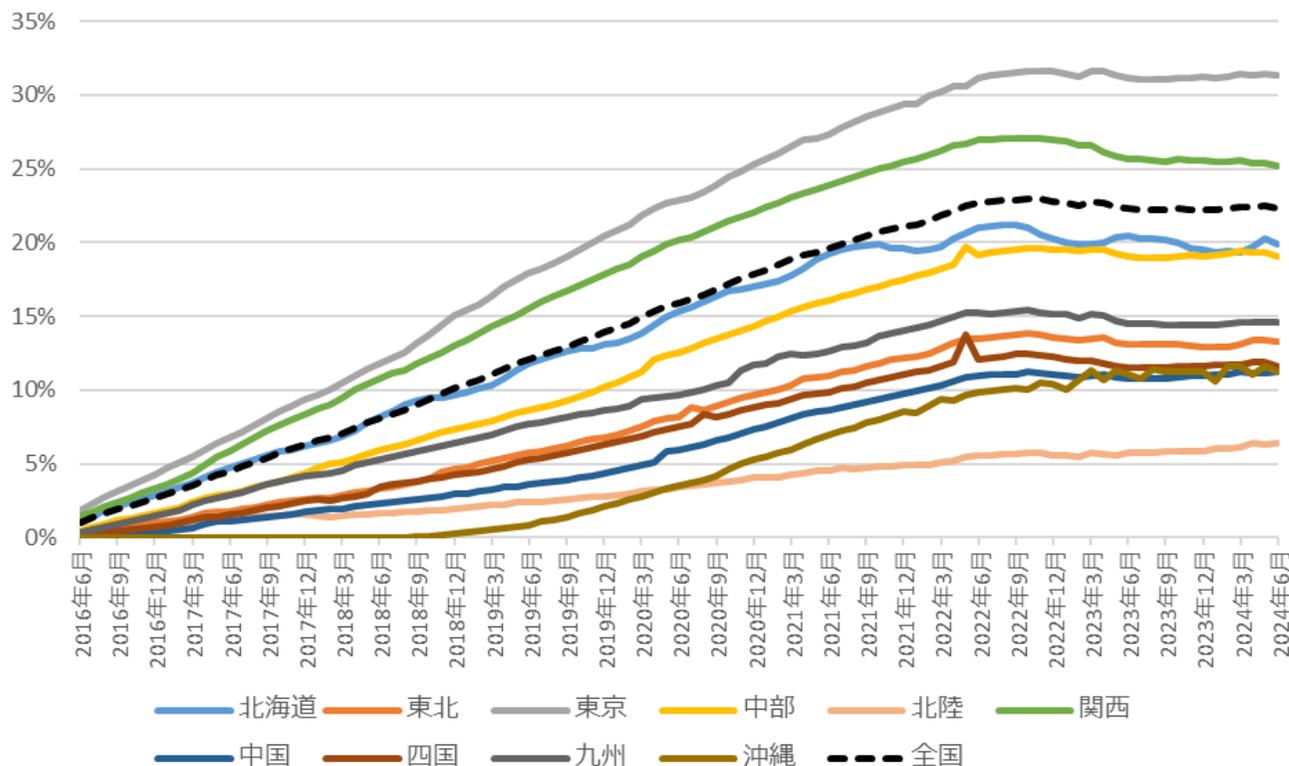
(出所) 発受電月報、電力取引報  
 (備考) 低圧：契約口数ベース

※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、直近では横ばい傾向がみられる。2024年6月時点で全国22.4%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



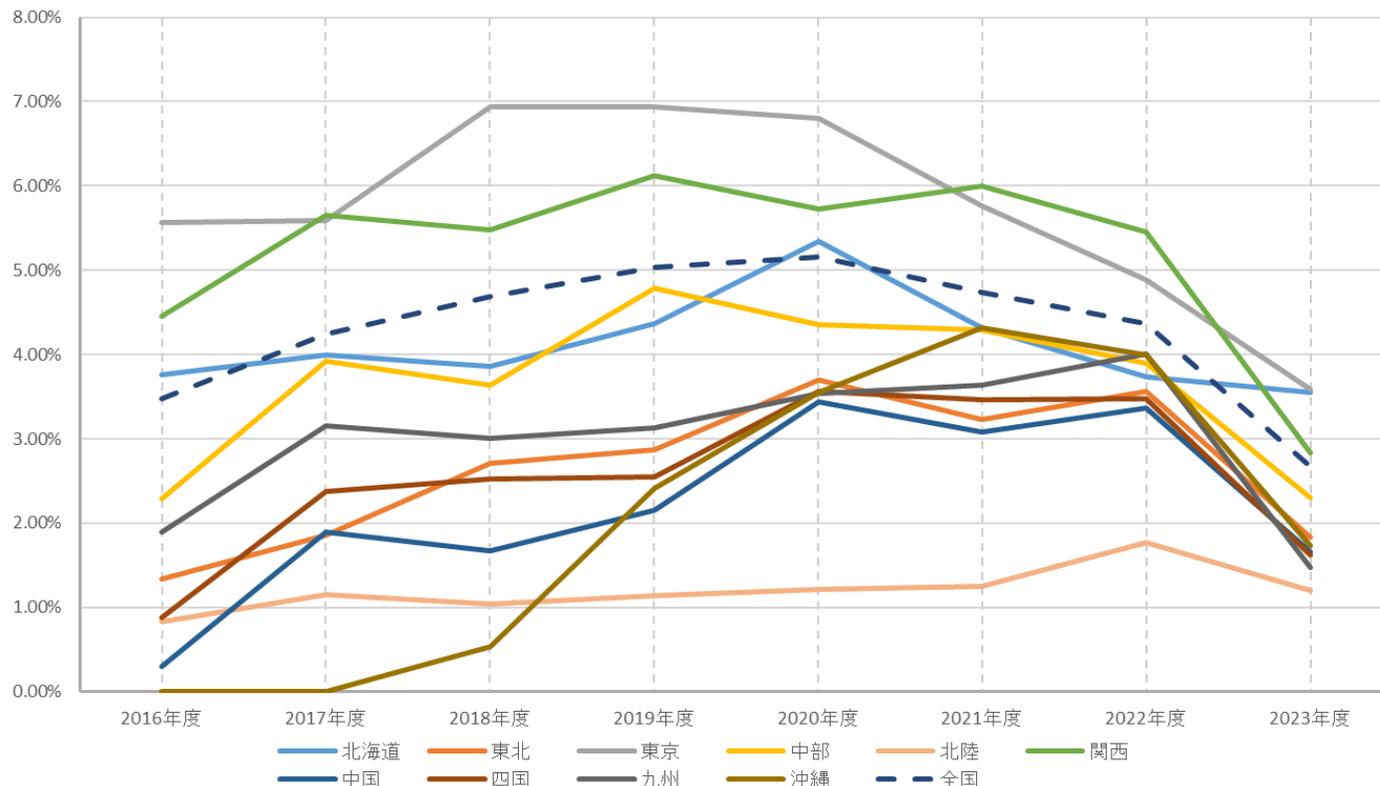
	2024年6月
北海道	19.9%
東北	13.3%
東京	31.3%
中部	19.1%
北陸	6.4%
関西	25.2%
中国	11.2%
四国	11.7%
九州	14.6%
沖縄	11.3%
全国	22.4%

(出所) 電力取引報  
 (備考) 低圧：契約口数ベース

# スイッチングの動向（低圧）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、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)

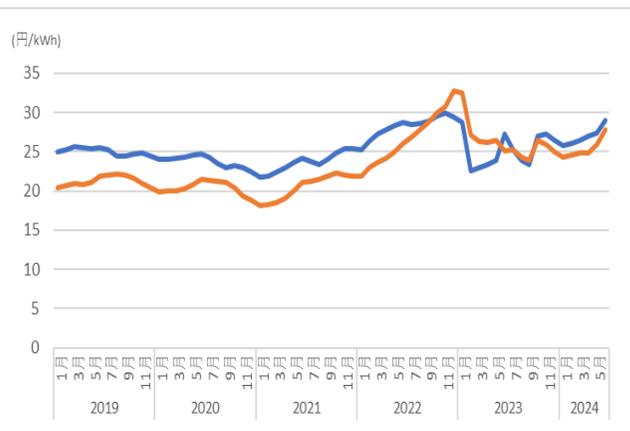
(備考1) 低圧：契約口数ベース (年度の月間スイッチング件数の和÷年度の月間低圧契約口数の平均×100 を算出)

(備考2) スwitching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

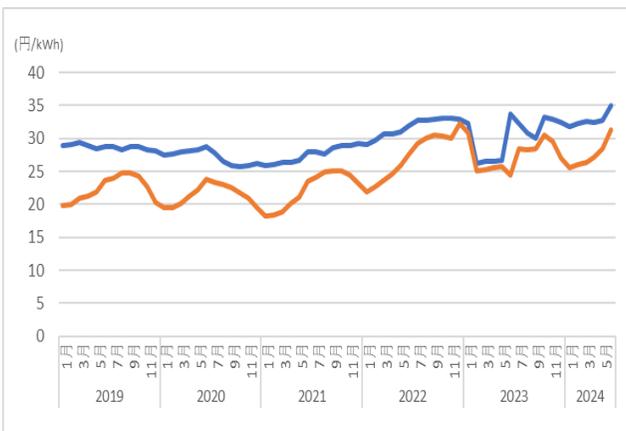
# 低圧料金の平均単価推移(エリア別)①

○ 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た後、全体として、規制料金が自由料金の水準を上回る状況が継続している。

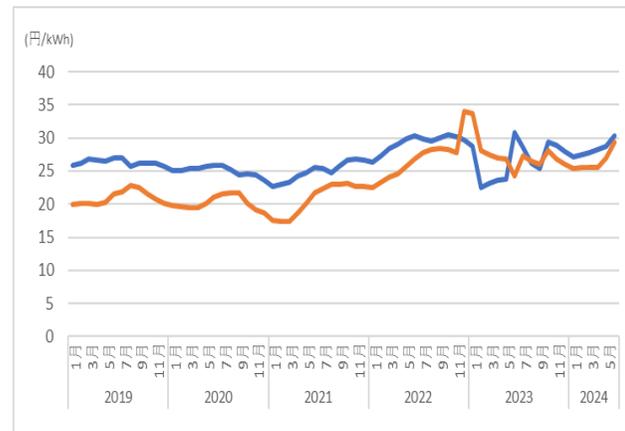
全エリア



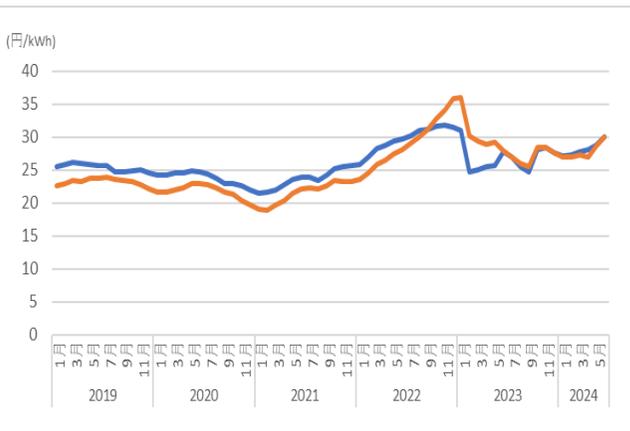
北海道エリア



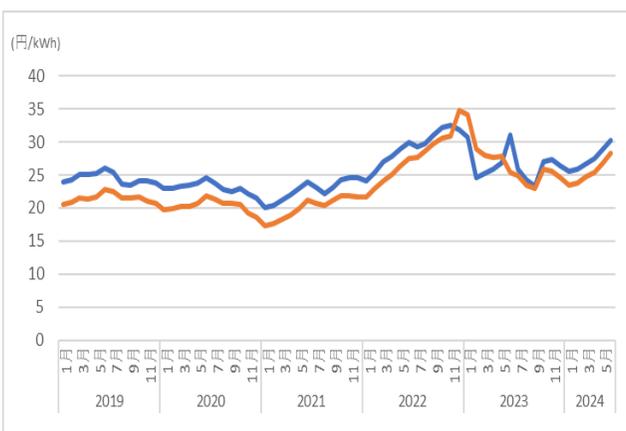
東北エリア



東京エリア



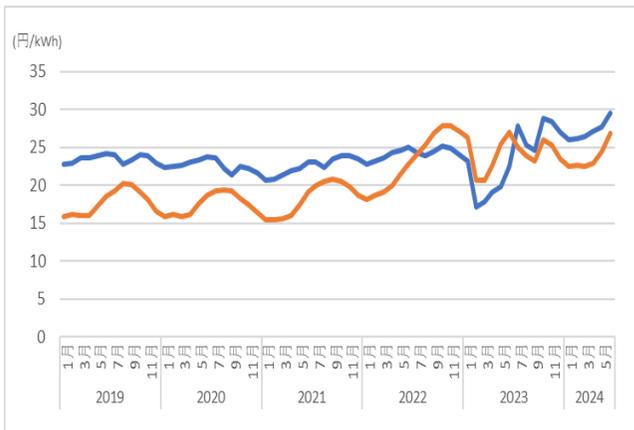
中部エリア



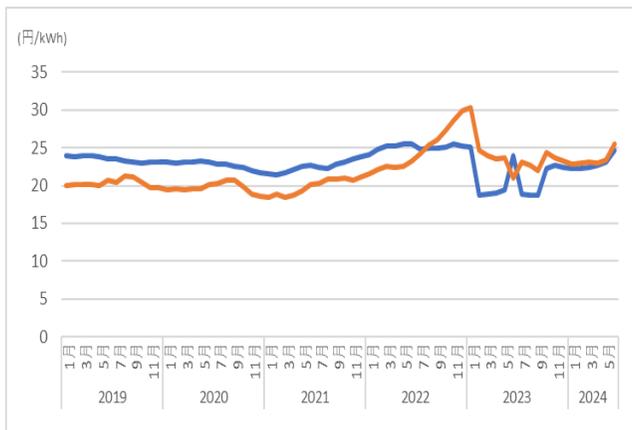
凡例 — 自由 — 規制

# 低圧料金の平均単価推移(エリア別)②

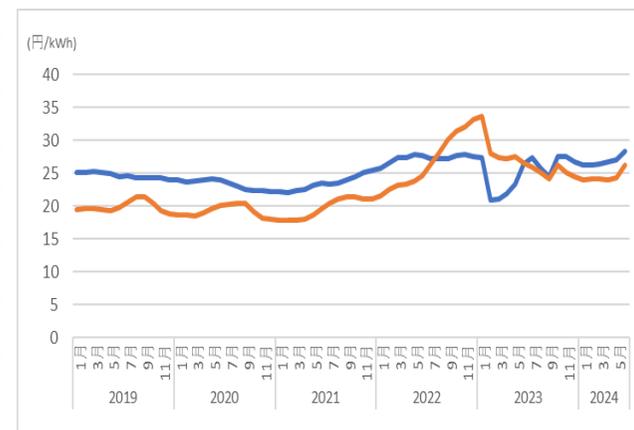
北陸エリア



関西エリア



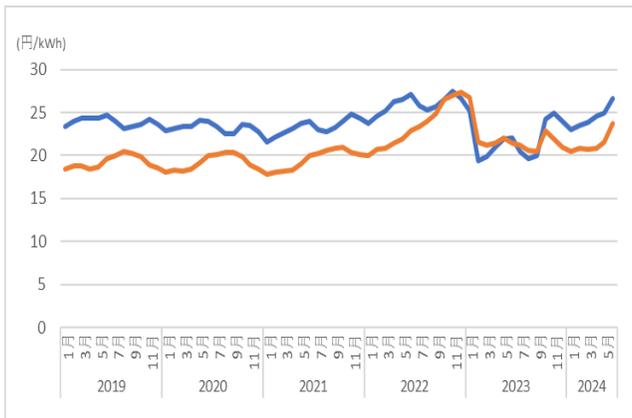
中国エリア



四国エリア



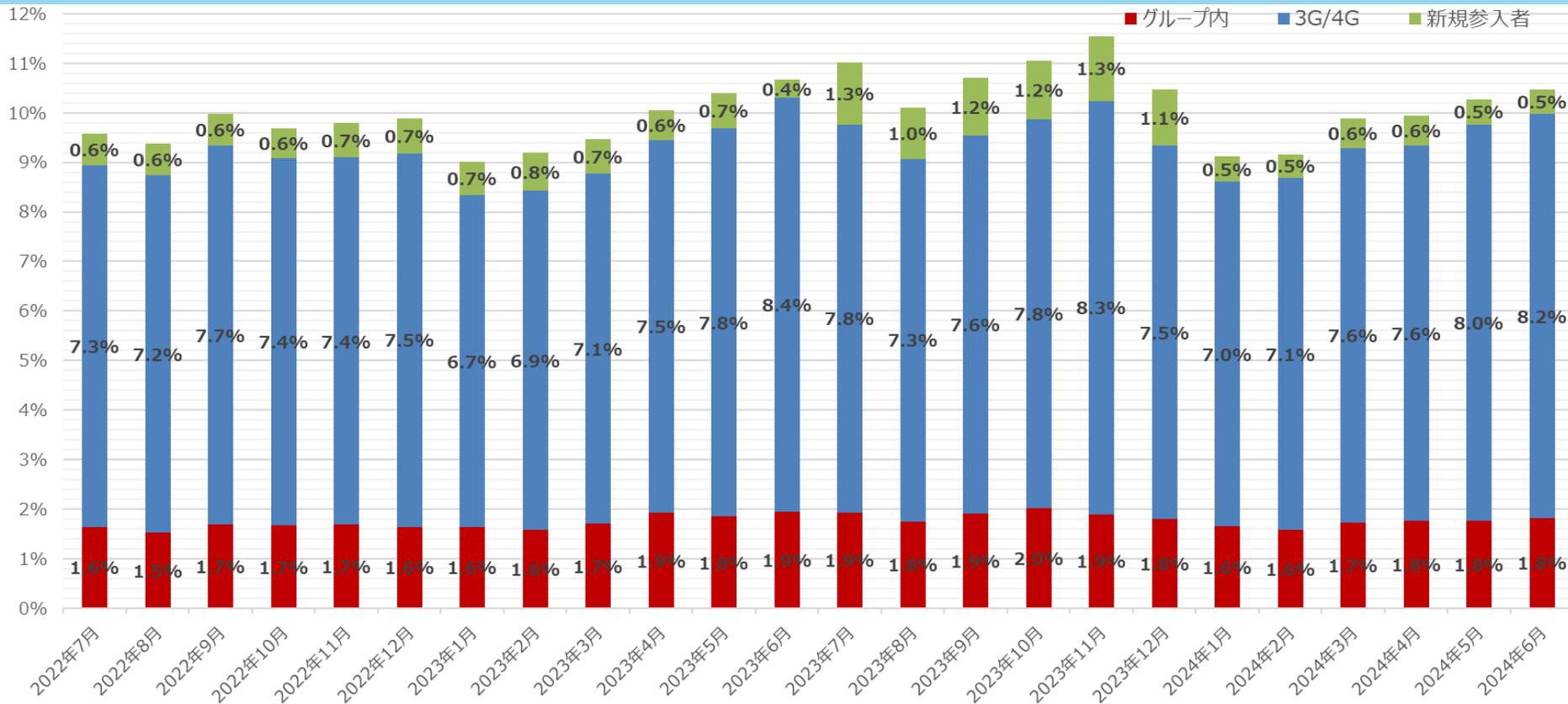
九州エリア



# 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※<sup>1</sup>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2022年7月からの直近2年分を表記）。
- 2024年6月末時点において、全国の都市ガスの小売供給量※<sup>2</sup>に対する、1G/2Gの相対卸供給量※<sup>3</sup>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18.3%である（2024年6月末時点））。

全国の都市ガス需要に占める旧一般ガス事業者（9社 1G/2G）が行っている相対卸取引の割合[m<sup>3</sup>ベース]



※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≒1220m<sup>3</sup>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。（2024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	23件	4件	1件	18件
大阪ガス	13件	4件	3件	6件
東邦ガス	12件	2件	2件	8件
北海道ガス	17件	2件	2件	13件
静岡ガス	18件	6件	4件	8件
西部ガス	16件	4件	3件	9件
広島ガス	6件	1件	0件	5件
仙台市ガス局	9件	0件	2件	7件
日本ガス	5件	1件	0件	4件
<b>計</b>	<b>119件</b>	<b>24件</b>	<b>17件</b>	<b>78件</b>

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

# 電力市場のモニタリングについて

- これまで、制度設計ワーキンググループ及び制度設計専門会合においては、下記の通り、モニタリング報告を実施した。
  - 第1回モニタリング：2013年8月2日第1回制度設計ワーキング（2013年1月-7月中旬期報告）
  - 第2回モニタリング：2013年12月9日第4回制度設計ワーキング（2013年7月中旬-11月中旬期報告）
  - 第3回モニタリング：2014年6月23日第6回制度設計ワーキング（2013年11月中旬-2014年3月期報告）
  - 第4回モニタリング：2014年10月30日第9回制度設計ワーキング（2014年4月-8月期報告）
  - 第5回モニタリング：2015年6月25日第13回制度設計ワーキング（2014年9月-2015年3月期報告）
  - 第6回モニタリング：2016年1月22日第4回制度設計専門会合（2015年4月-9月期報告）
  - 第7回モニタリング：2016年6月17日第8回制度設計専門会合（2015年10月-2016年3月期報告）
  - 第8回モニタリング：2016年9月27日第11回制度設計専門会合（2016年4月-2016年6月期報告）
  - 第9回モニタリング：2016年12月19日第14回制度設計専門会合（2016年7月-2016年9月期報告）
  - 第10回モニタリング：2017年3月31日第16回制度設計専門会合（2016年10月-2016年12月期報告）
  - 第11回モニタリング：2017年6月27日第19回制度設計専門会合（2017年1月-2017年3月期報告）
  - 第12回モニタリング：2017年9月29日第22回制度設計専門会合（2017年4月-2017年6月期報告）
  - 第13回モニタリング：2017年12月26日第25回制度設計専門会合（2017年7月-2017年9月期報告）
  - 第14回モニタリング：2018年3月29日第28回制度設計専門会合（2017年10月-2017年12月期報告）
  - 第15回モニタリング：2018年6月19日第31回制度設計専門会合（2018年1月-2018年3月期報告）
  - 第16回モニタリング：2018年9月20日第33回制度設計専門会合（2018年4月-2018年6月期報告）
  - 第17回モニタリング：2018年12月17日第35回制度設計専門会合（2018年7月-2018年9月期報告）
  - 第18回モニタリング：2019年4月25日第37回制度設計専門会合（2018年10月-2018年12月期報告）
  - 第19回モニタリング：2019年6月25日第39回制度設計専門会合（2019年1月-2019年3月期報告）
  - 第20回モニタリング：2019年9月13日第41回制度設計専門会合（2019年4月-2019年6月期報告）
  - 第21回モニタリング：2019年12月17日第44回制度設計専門会合（2019年7月-2019年9月期報告）
  - 第22回モニタリング：2020年3月31日第46回制度設計専門会合（2019年10月-2019年12月期報告）
  - 第23回モニタリング：2020年6月30日第48回制度設計専門会合（2020年1月-2020年3月期報告）
  - 第24回モニタリング：2020年9月8日第50回制度設計専門会合（2020年4月-2020年6月期報告）
  - 第25回モニタリング：2020年12月15日第53回制度設計専門会合（2020年7月-2020年9月期報告）
  - 第26回モニタリング：2021年4月16日第59回制度設計専門会合（2020年10月-2020年12月期報告）
  - 第27回モニタリング：2021年6月29日第62回制度設計専門会合（2021年1月-2021年3月期報告）
  - 第28回モニタリング：2021年10月1日第65回制度設計専門会合（2021年4月-2021年6月期報告）
  - 第29回モニタリング：2021年12月21日第68回制度設計専門会合（2021年7月-2021年9月期報告）
  - 第30回モニタリング：2022年3月24日第71回制度設計専門会合（2021年10月-2021年12月期報告）
  - 第31回モニタリング：2022年6月23日第74回制度設計専門会合（2022年1月-2022年3月期報告）
  - 第32回モニタリング：2022年9月26日第77回制度設計専門会合（2022年4月-2022年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-2022年9月期報告）
  - 第34回モニタリング：2023年3月27日第83回制度設計専門会合（2022年10月-2022年12月期報告）
  - 第35回モニタリング：2023年6月27日第86回制度設計専門会合（2023年1月-2023年3月期報告）
  - 第36回モニタリング：2023年9月29日第89回制度設計専門会合（2023年4月-2023年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-2023年9月期報告）
  - 第38回モニタリング：2024年3月28日第95回制度設計専門会合（2023年10月-2023年12月期報告）
  - 第39回モニタリング：2024年6月25日第98回制度設計専門会合（2024年1月-2024年3月期報告）

- 今回は、2024年（令和6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。