

第95回 制度設計専門会合 事務局提出資料

～自主的取組・競争状態のモニタリング報告～
(令和5年10月～令和5年12月期)

令和6年3月28日（木）



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

主要指標

○ 当期間における主要指標は、次のとおり。

			今回の御報告内容			参考		
			2023年10月～12月		前年同時期 (2022年10月～12月)	2022年度 (2022年4月～2023年3月)	2021年度 (2021年4月～2022年3月)	
卸電力取引所	スポット市場	入札	販売電力量に対する割合 ^{※3}	31.1%	43.1% (* ⁵ 34.6%)	40.1%	39.9%	
			売り入札量前年同時期対比	0.9倍 (* ⁵ 1.1倍)	1.0倍	1.0倍	1.0倍	
			買い入札量前年同時期対比	0.8倍 (* ⁵ 1.0倍)	0.9倍	0.9倍	1.1倍	
		約定	約定量	571億kWh	793億kWh	3,185億kWh	3,272億kWh	
			約定量前年同時期対比	0.7倍 (* ⁵ 0.9倍)	1.0倍	1.0倍	1.0倍	
			平均約定価格 (システムプライス)	12.6円/kWh	23.2円/kWh	20.4円/kWh	13.5円/kWh	
	東西市場分断発生率			48.8%	35.8%	34.9%	32.1%	
	市場時間前	約定	約定量	12.8億kWh	11.2億kWh	49.4億kWh	41.8億kWh	
			平均約定価格	13.2円/kWh	26.3円/kWh	22.9円/kWh	14.5円/kWh	
	市場先渡	約定	約定量	0kWh	0.09億kWh	0.17億kWh	0.47億kWh	
先物市場 ^{※4}	相対取引	約定	約定量	61.4億kWh	27.5億kWh	—	—	
			グループ外への供給量	92.5億kWh	137.7億kWh	564.3億kWh	517.1億kWh	
				1,876億kWh ^{※2}	1,864億kWh ^{※2}	8,054億kWh	8,321億kWh	
			販売電力量	307億kWh	342億kWh	1,546億kWh	1,786億kWh	
			販売電力量前年同時期対比	0.9倍	0.8倍	0.9倍	1.2倍	
	(参考) 小売市場 ^{※1}	電力販売量 新電力	新電力シェア	17.0%(12月時点)	18.7%(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ヶ月検針日から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 今期報告分より追記。(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

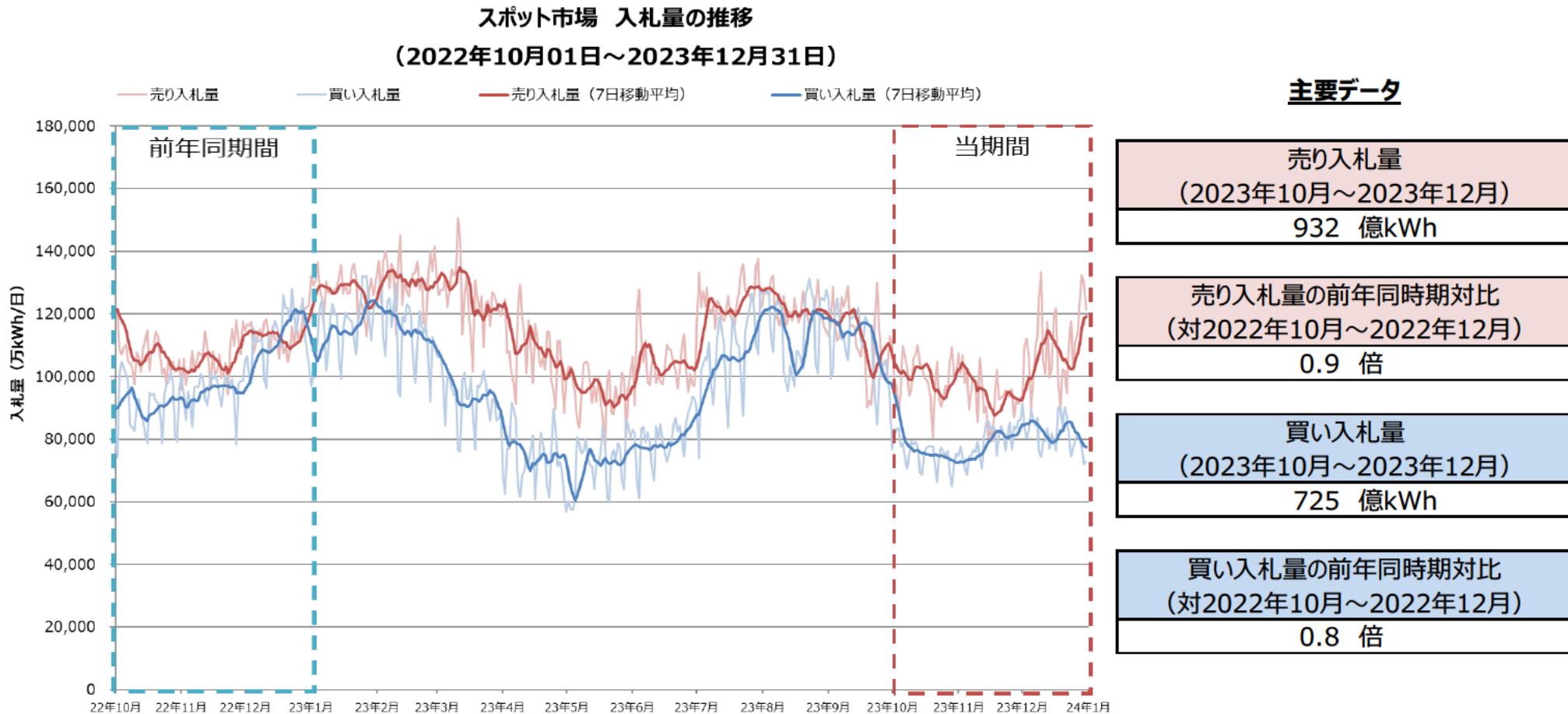
◆ ガス市場

● 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932億kWh、買い入札量は725億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は0.9倍（※11.1倍）、買い入札量は0.8倍（※11.0倍）となっている。

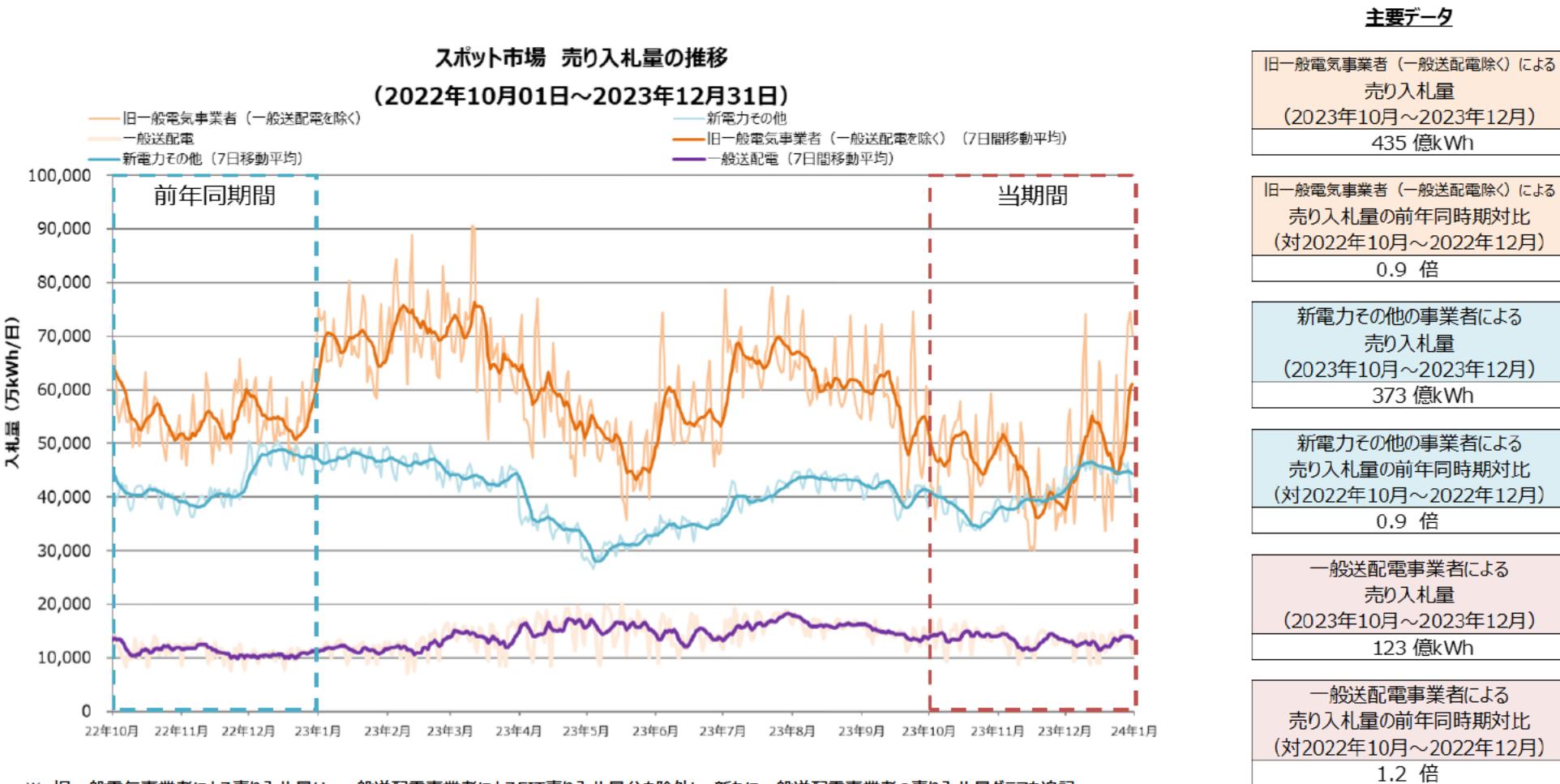


※ 2023年10月1日より旧一般電気事業者によるグロス・ビディング休止中。

※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435億kWh、新電力その他の事業者は373億kWh、一般送配電事業者は123億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.9倍（※1.3倍）、新電力その他の事業者は0.9倍、一般送配電事業者は1.2倍となっている。



※ 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、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。

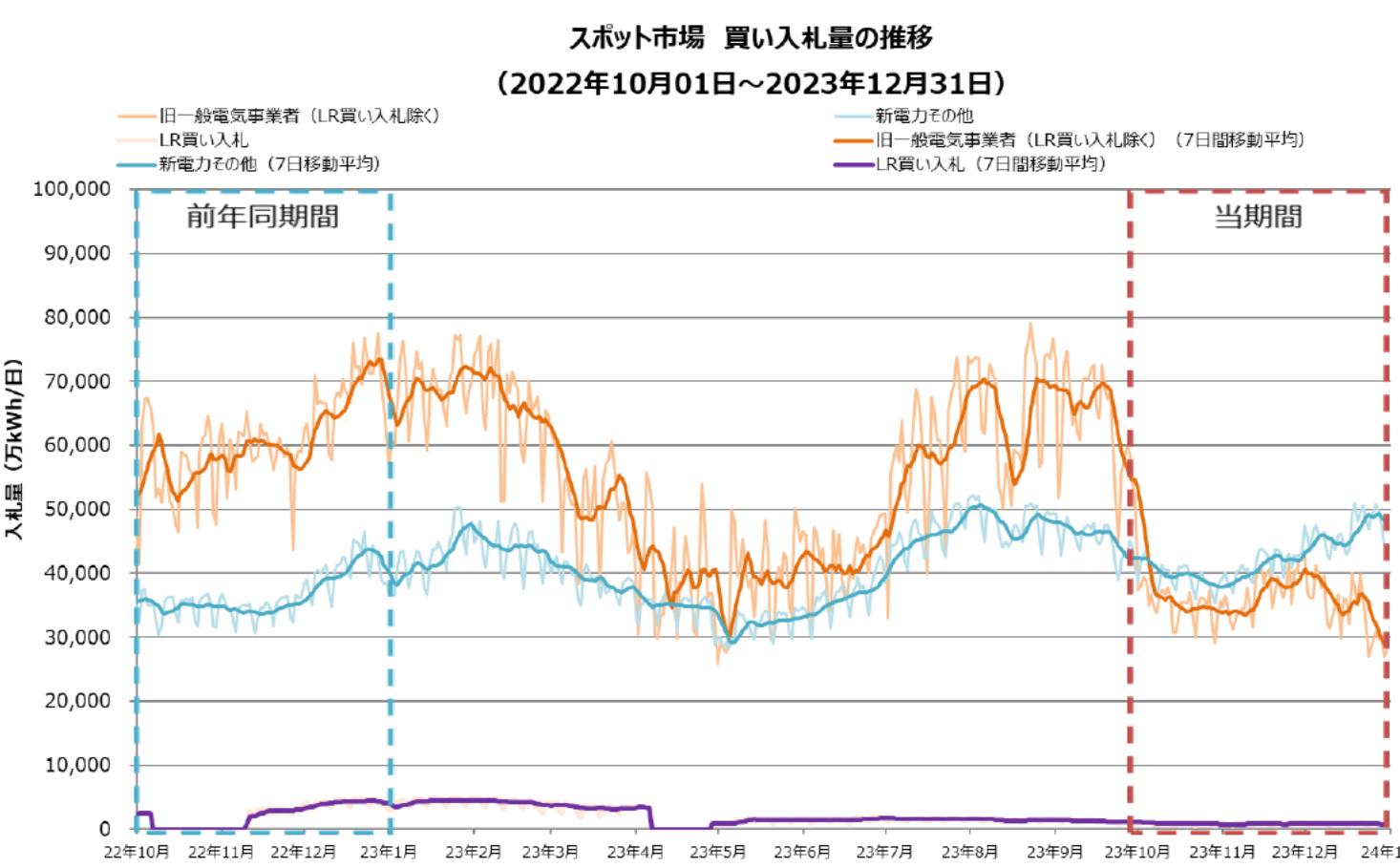
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

※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・ビテ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入れ量

- 当期間におけるスポット市場の買い入れ量は、旧一般電気事業者（LR買い入れを除く）は327億kWh、新電力その他の事業者は390億kWh、一般送配電事業者によるLR買い入れ量は7億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者（LR買い入れを除く）は0.6倍（※10.8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 買い入れ量 (LR買い入れ除く) (2023年10月～2023年12月)
327 億kWh
旧一般電気事業者による買い入れ量 の前年同時期対比 (LR買い入れ除く) (対2022年10月～2022年12月)
0.6 倍
新電力その他の事業者による 買い入れ量 (2023年10月～2023年12月)
390 億kWh
新電力その他の事業者による 買い入れ量の前年同時期対比 (対2022年10月～2022年12月)
1.2 倍
一般送配電事業者による LR買い入れ量 (2023年10月～2023年12月)
7 億kWh

* 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。

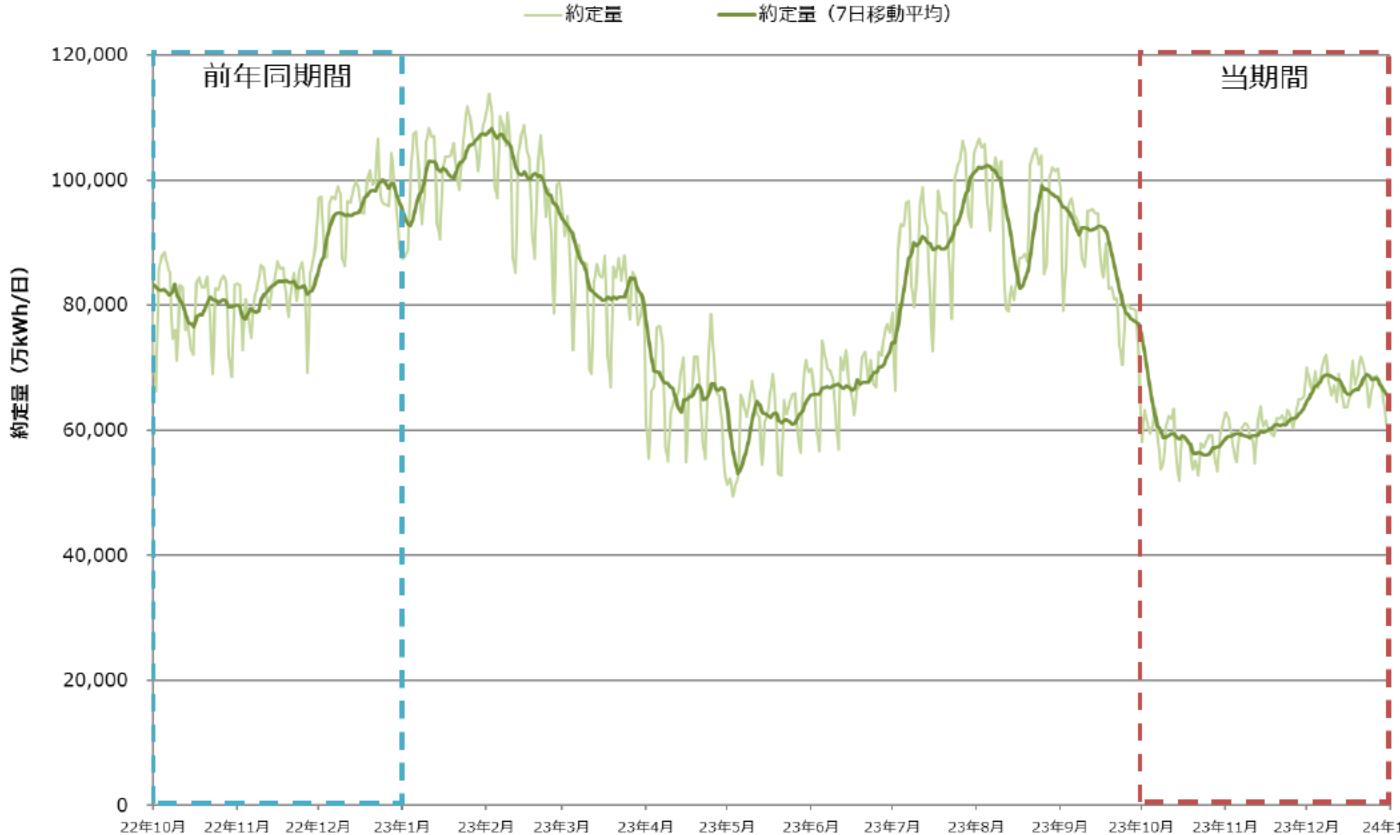
(この場合の旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力が対象)

2023年10月
～12月期

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、571億kWhであった。
- 前年同時期対比は0.7倍（※10.9倍）となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2022年10月01日～2023年12月31日)



主要データ

約定量 (2023年10月～2023年12月)
571 億kWh

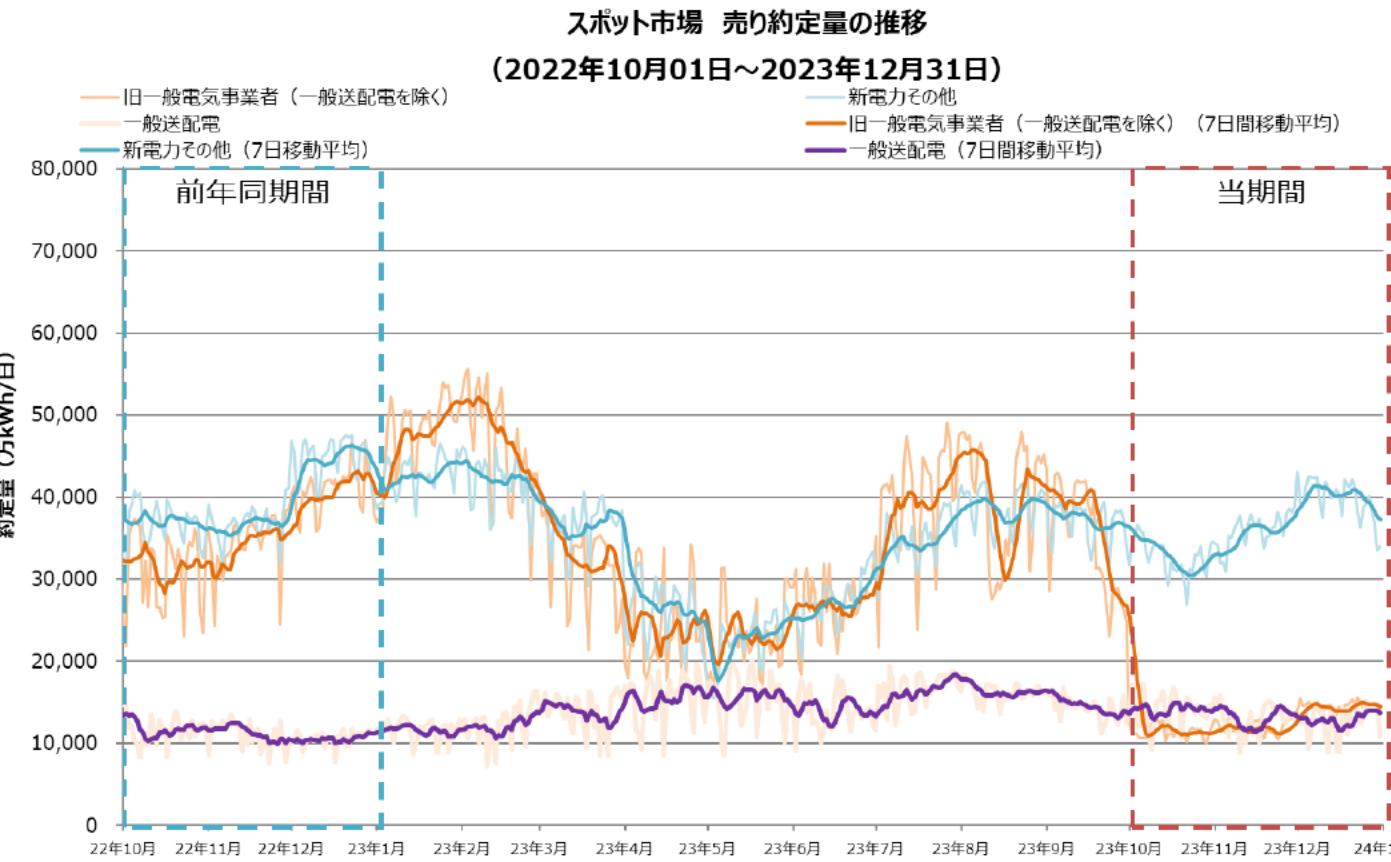
約定量の前年同時期対比 (対2022年10月～2022年12月)
0.7 倍

※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116億kWh、新電力その他の事業者は332億kWh、一般送配電事業者は123億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.4倍（※10.7倍）、新電力その他の事業者は0.9倍、一般送配電事業者は1.2倍となっている。旧一般電気事業者の約定量の減少は、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（・限界費用買戻い）していた売り札を限界費用での供出に変更したため、約定率が低下したものと考えられる。

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 (2023年10月～2023年12月)
116 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時期対比 (対2022年10月～2022年12月)
0.4 倍

新電力その他の事業者による 売り約定量 (2023年10月～2023年12月)
332 億kWh

新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2022年10月～2022年12月)
0.9 倍

一般送配電事業者による 売り約定量 (2023年10月～2023年12月)
123 億kWh

一般送配電事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2022年10月～2022年12月)
1.2 倍

※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、一般送配電事業者によるFIT売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。

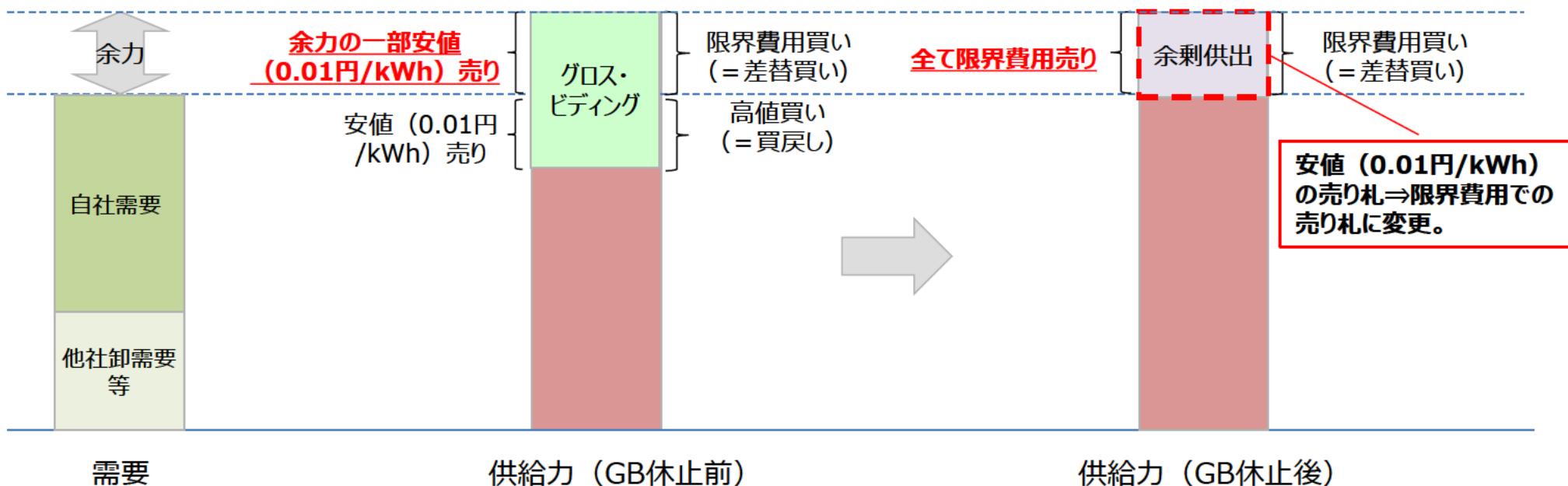
(この場合の旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力が対象)

参考：グロス・ビディング休止後、売り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）売り入れ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入れについて約定率が低下したものと考えられる。

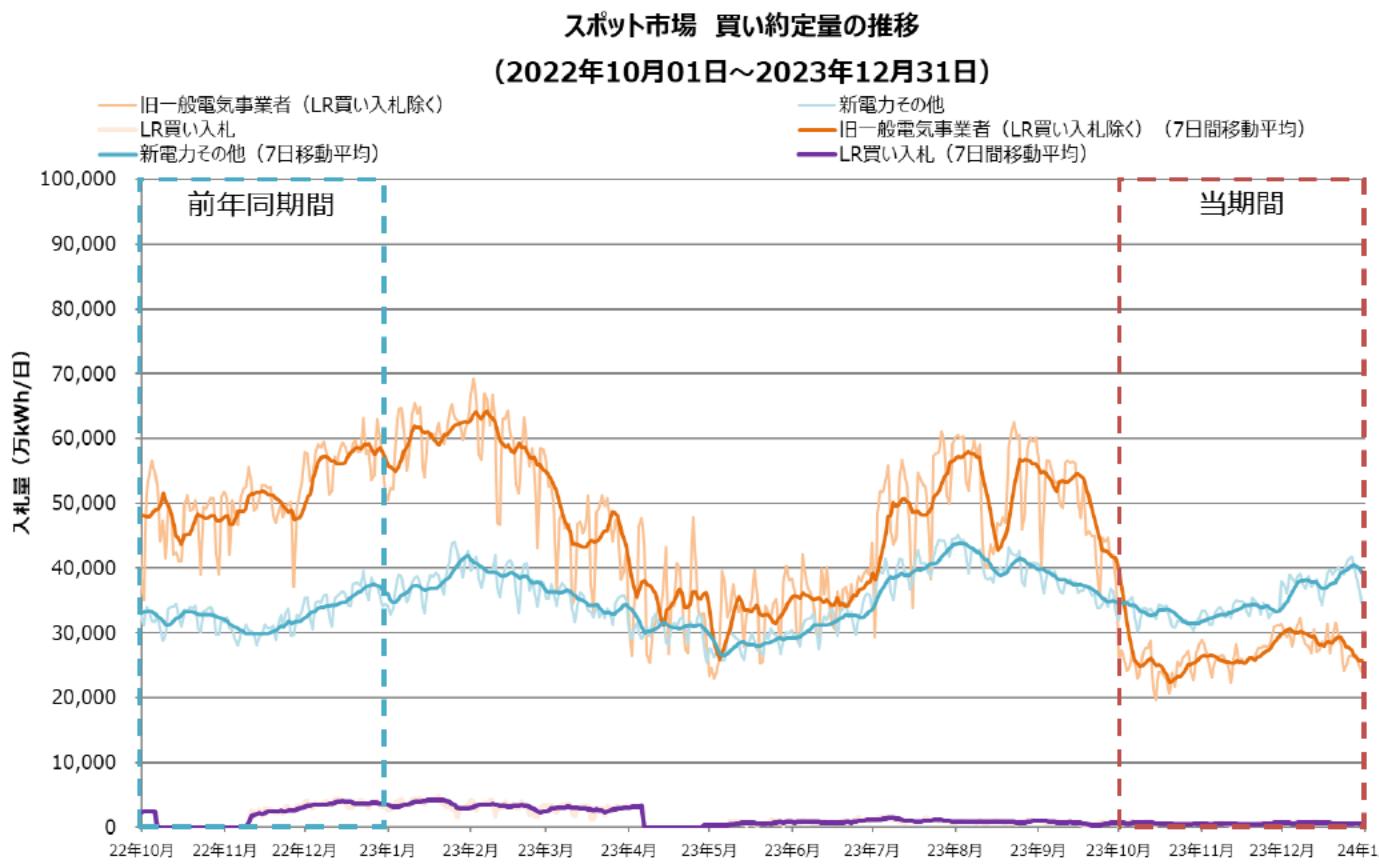
第90回制度設計専門会合
資料の抜粋版を一部改変

【入札方法の変化（イメージ）】



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買い入れを除く）は245億kWh、新電力その他の事業者は321億kWh、一般送配電事業者によるLR買い約定量は5億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者（LR買い入れを除く）は0.5倍（※10.8倍）、新電力その他の事業者は1.1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。また、前々期より新電力その他による買い約定量が売り約定量を上回り推移していたが、今期は売り約定量が買い約定量を上回っている。



主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (LR買入札除く) (2023年10月～2023年12月)
245 億 kWh

旧一般電気事業者による買い約定量 の前年同時期対比 (LR買入札除く) (対2022年10月～2022年12月)
0.5 倍

新電力その他の事業者による 買い約定量 (2023年10月～2023年12月)
321 億 kWh

新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2022年10月～2022年12月)
1.1 倍

一般送配電事業者による LR買入札約定量 (2023年10月～2023年12月)
5 億 kWh

* 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。

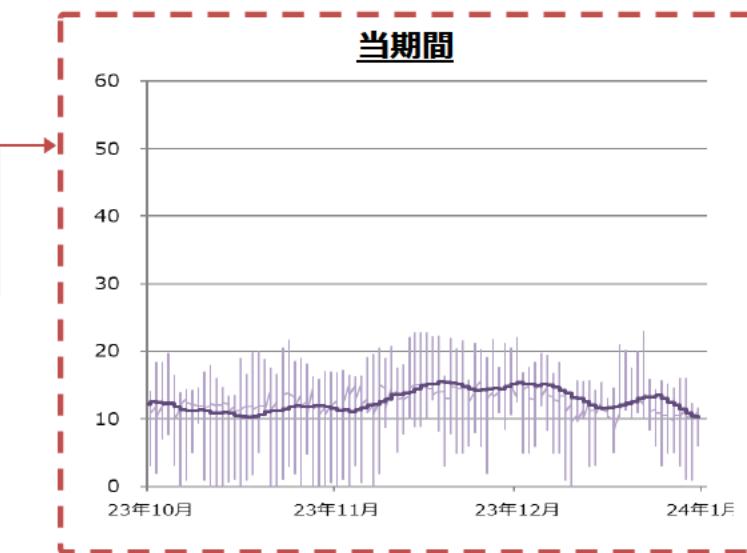
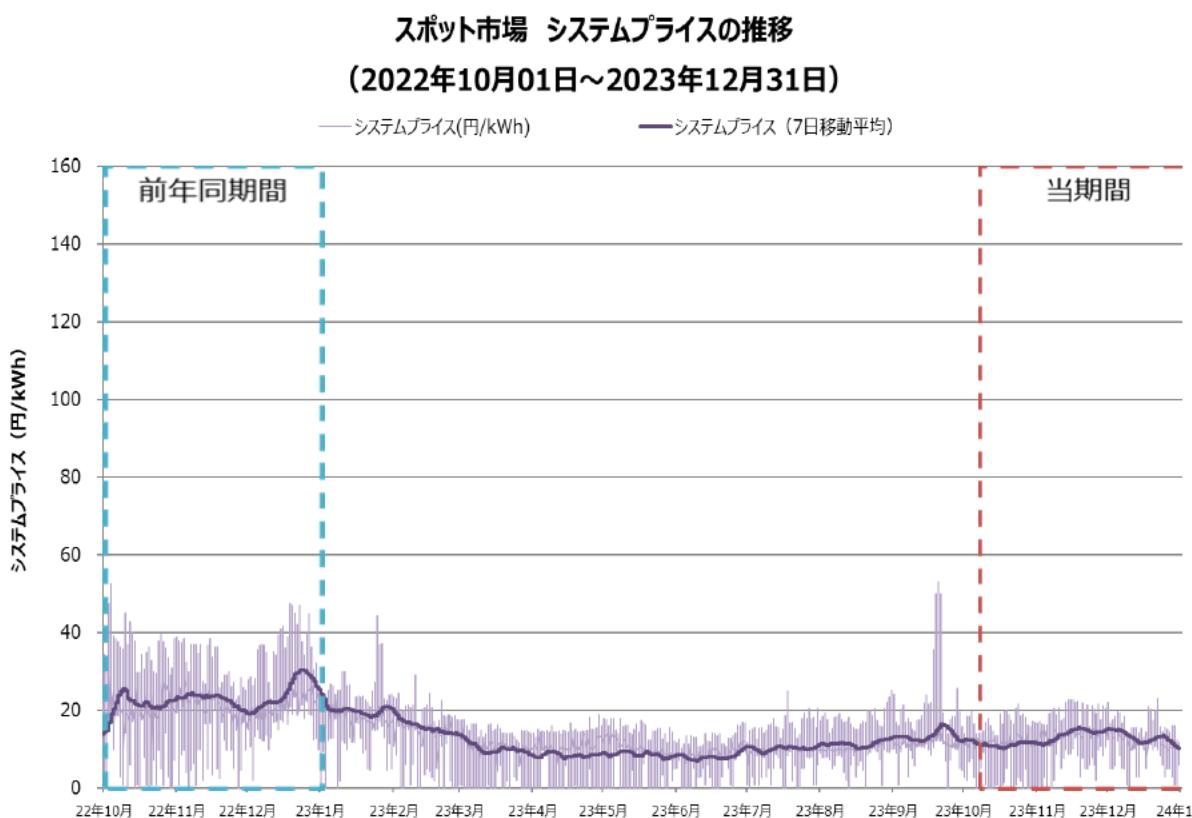
* 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

*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12.6円/kWhであった。
- 前年同期間の平均23.2円/kWhと比べて10.6円低下した。
(LNGのスポット価格が前年同時期の平均30.3ドル/MMBtuから当期間平均15.3ドル/MMBtuまで低下)

**主要データ**

単位：円/kWh

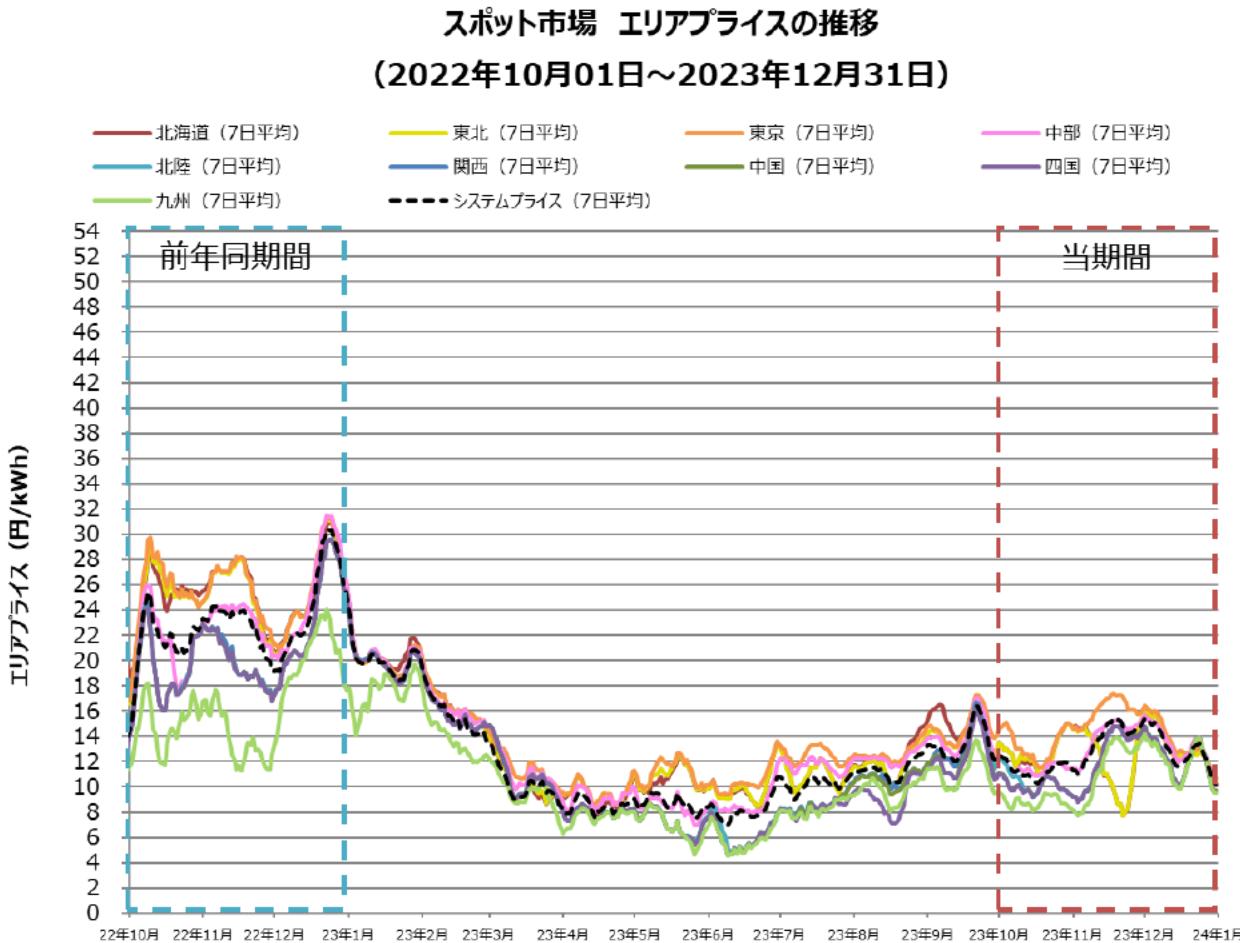
	当期間	前年同期間	差分
平均システムプライス	12.6	23.2	-10.6
最高値	23.0	52.4	-29.4
最低値	0.01	0.01	+0.0

※1 当期間 最高価格：計1日、計1コマ

※2 当期間 最低価格：計14日、計62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下回っている。



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	12.6	23.2	-10.6
北海道	12.6	25.6	-13.0
東北	12.6	25.6	-13.0
東京	14.2	25.9	-11.7
中部	12.8	23.5	-10.7
北陸	11.6	21.2	-9.6
関西	11.5	21.2	-9.7
中国	11.5	21.1	-9.6
四国	11.5	21.1	-9.6
九州	10.8	16.3	-5.6

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）を比較すると、各月において乖離が見られ、特に11月は北海道・東北エリアのインバランス料金単価がエリアプライスを2円以上上回っている。
- 両者の差は、最大で2.41円、最小で0.34円、平均で0.97円となっている。

(円/kWh)

エリアプライス平均値の推移

20

15

10

5

0

北海道 東北 東京 中部 北陸 関西 中国 四国 九州

■ 10月平均値 ■ 11月平均値 ■ 12月平均値

(円/kWh)

インバランス料金単価平均値の推移

20

15

10

5

0

北海道 東北 東京 中部 北陸 関西 中国 四国 九州

■ 10月平均値 ■ 11月平均値 ■ 12月平均値

(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（単位：円/kWh）

8

6

4

2

-2

北海道 東北 東京 中部 北陸 関西 中国 四国 九州

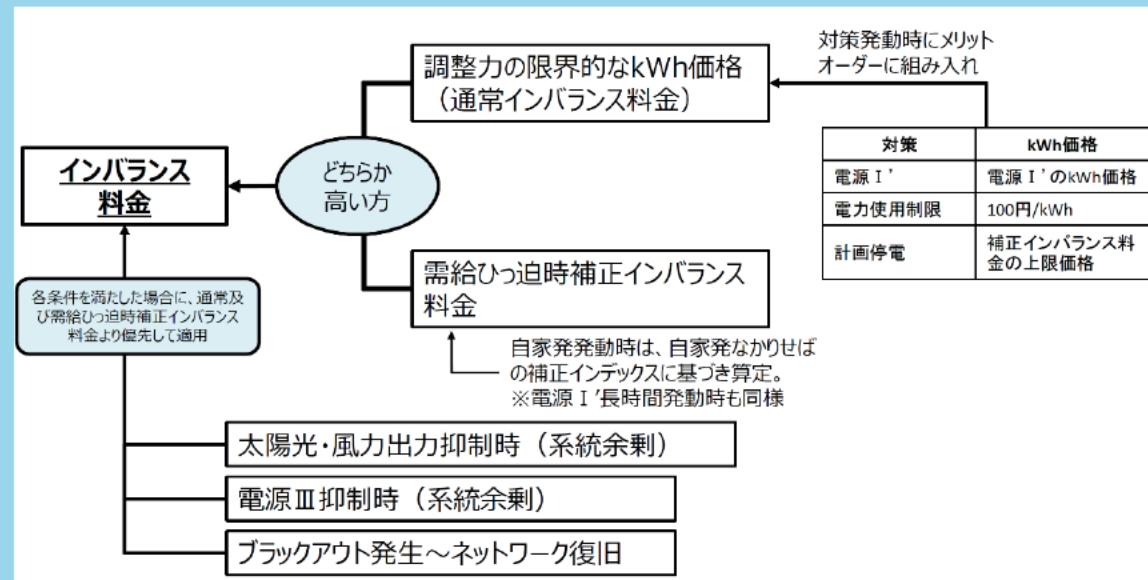
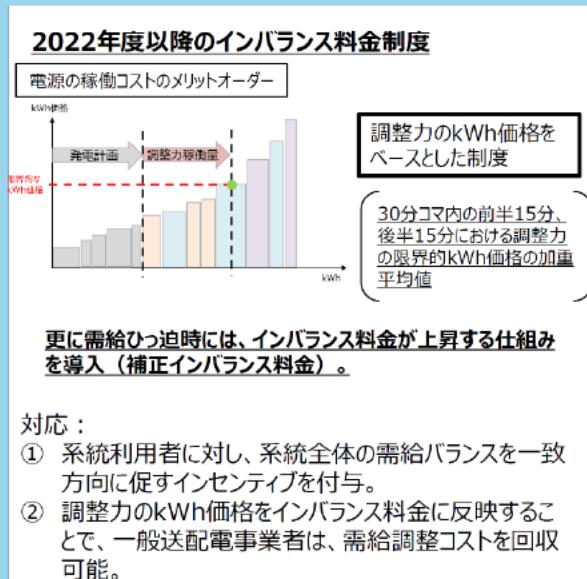
■ 10月 ■ 11月 ■ 12月

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1月30日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成。

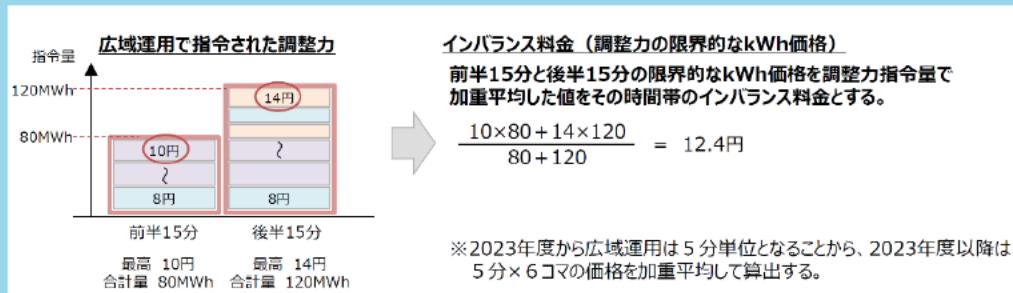
※：2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更。

(参考) インバランス算定方法 (2022年4月から)

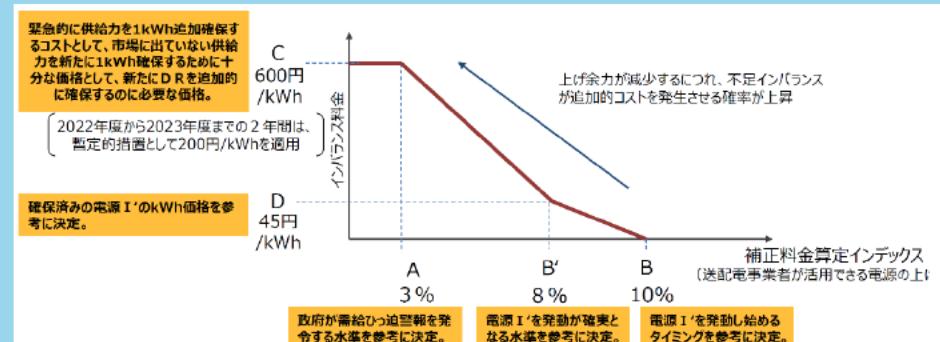
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○調整力の限界的なkWh価格の算定方法



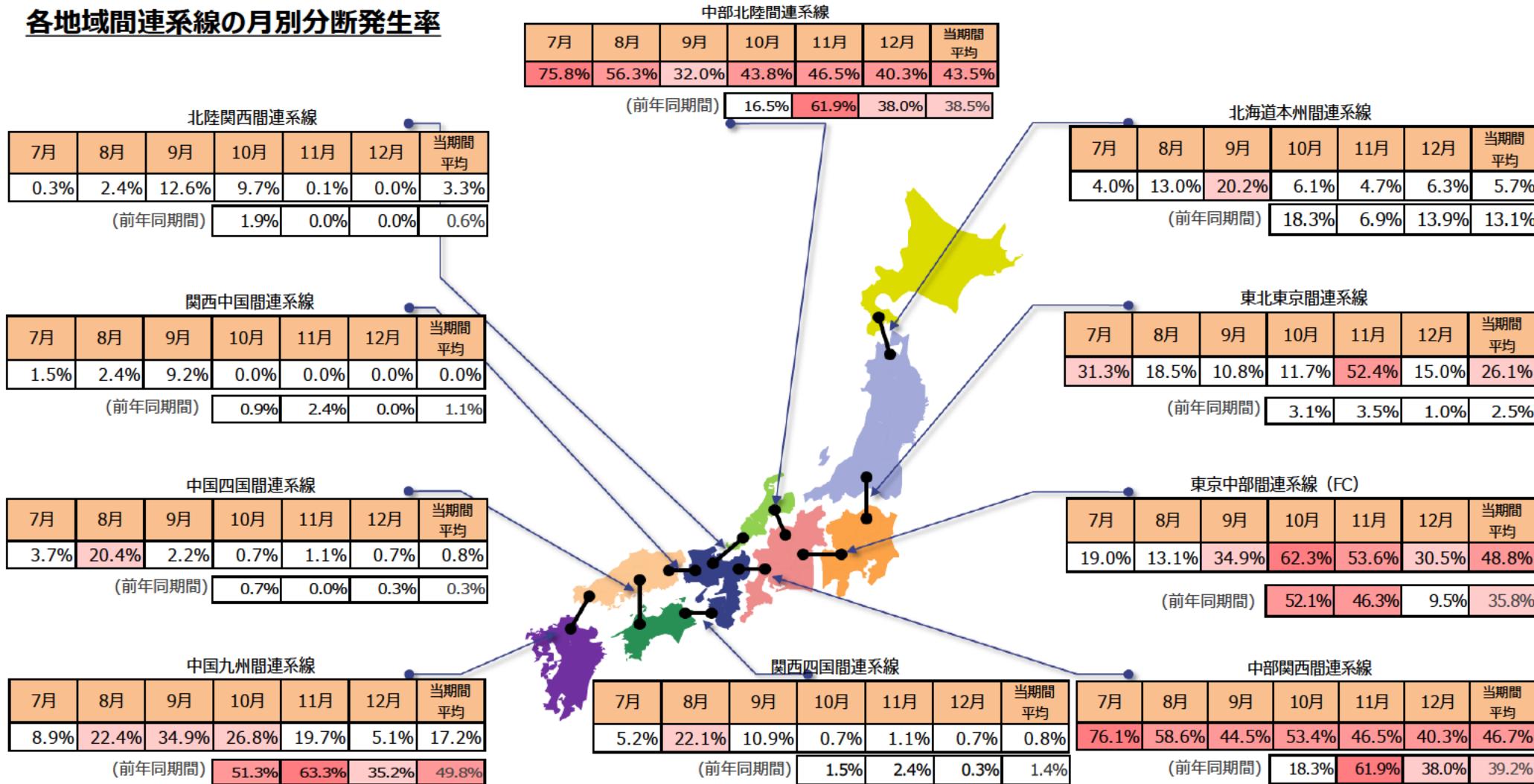
○需給ひつ迫時補正インバランス料金の考え方



各地域間のスポット市場分断状況

- 市場分断発生率は「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」が高めで推移し、当期間平均40%を超えていた。「東京中部間連系線（FC）」については、9月末から12月にかけ作業による制約により運用容量が減少、また11月の「東北東京間連系線」においても、作業により運用容量が減少し、市場分断が発生しやすい状況であった。
- 前年同期間との比較では、「中国九州間連系線」の市場分断発生率の減少が顕著となっている。

各地域間連系線の月別分断発生率



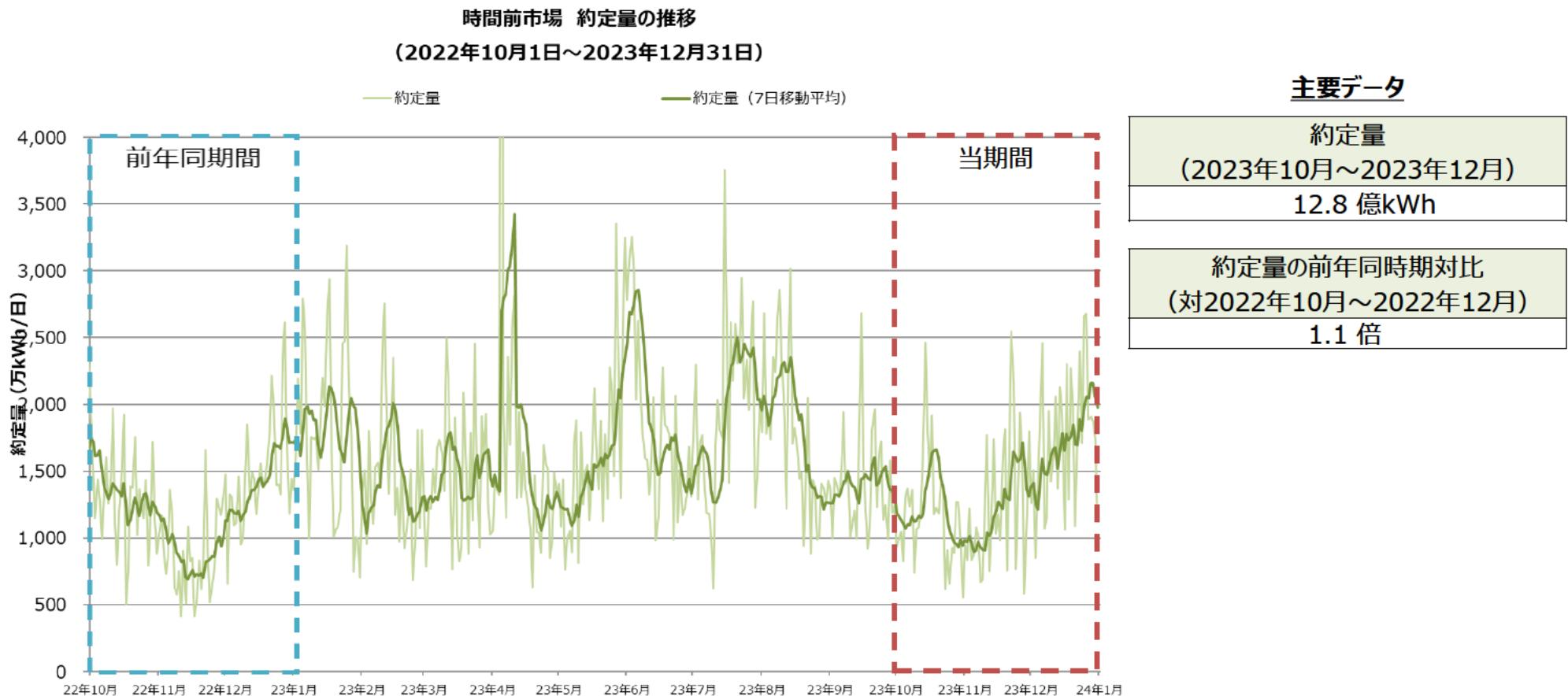
※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分ごと48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。

※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものも含む。

2023年10月
～12月期

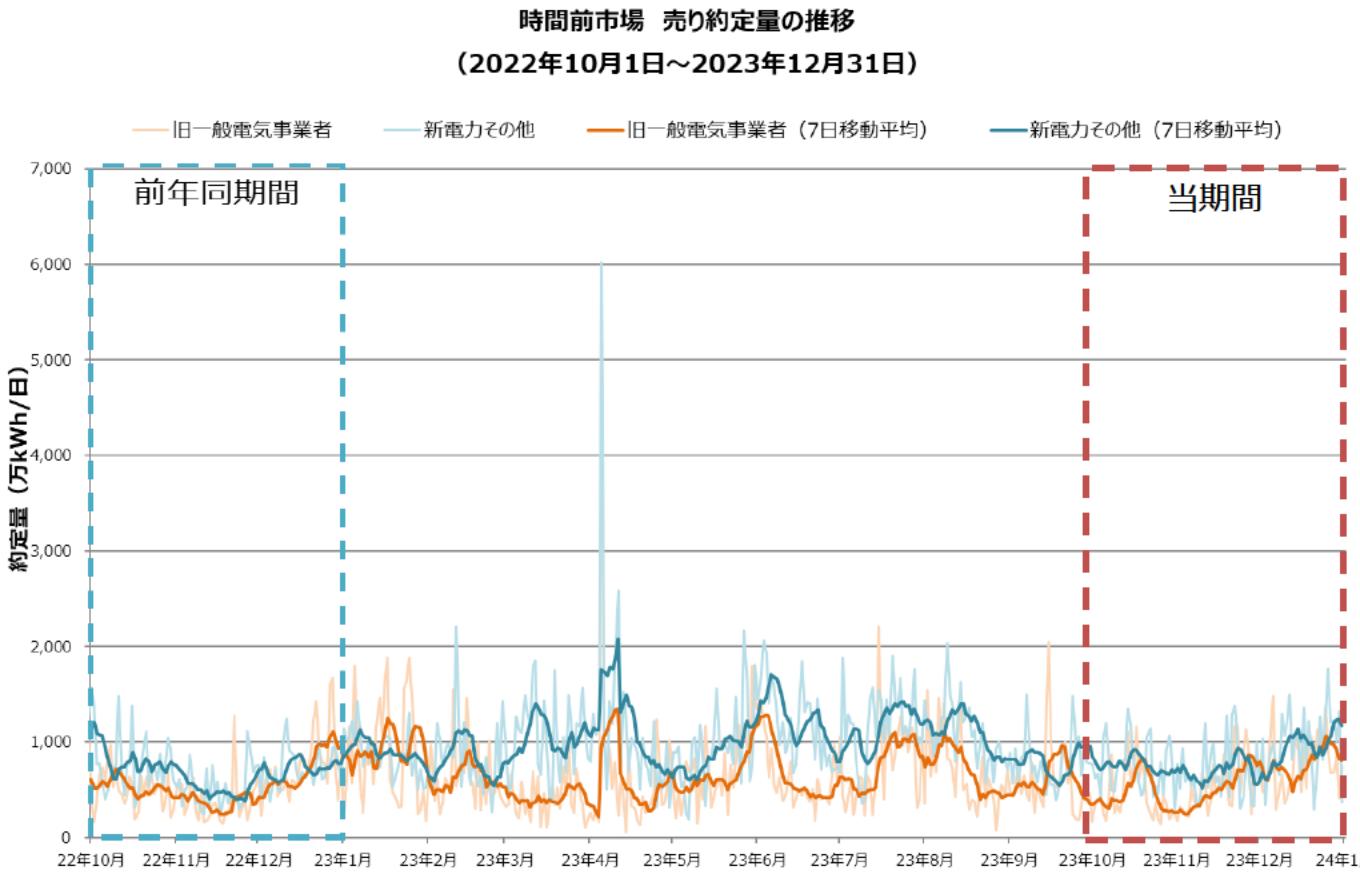
時間前市場の約定量

- 当期間における時間前市場の約定量は、12.8億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.1倍となっている。



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5.4億kWh、新電力その他の事業者は7.4億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.1倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。



主要データ

旧一般電気事業者による
売り約定量
(2023年10月～2023年12月)
5.4 億kWh

旧一般電気事業者による
売り約定量の前年同時期対比
(対2022年10月～2022年12月)
1.1 倍

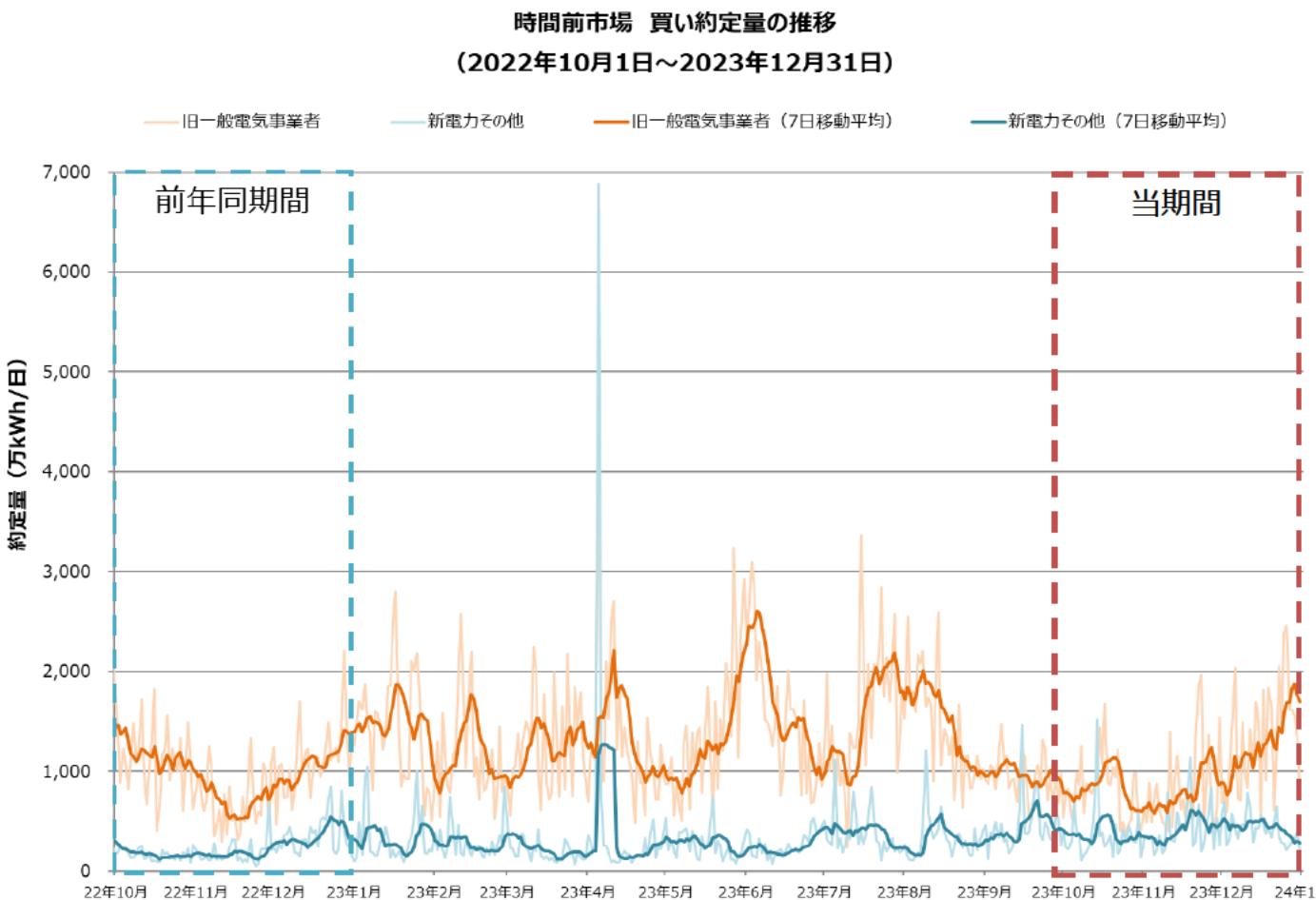
新電力その他の事業者による
売り約定量
(2023年10月～2023年12月)
7.4 億kWh

新電力その他の事業者による
売り約定量の前年同時期対比
(対2022年10月～2022年12月)
1.2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9.1億kWh、新電力その他の事業者は3.7億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.0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。

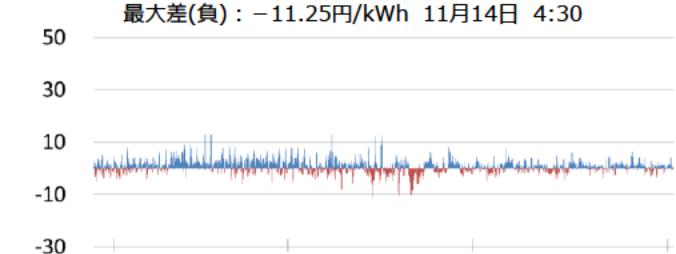
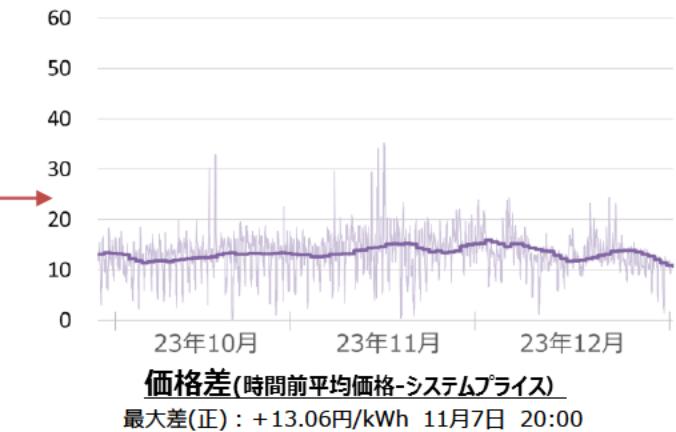
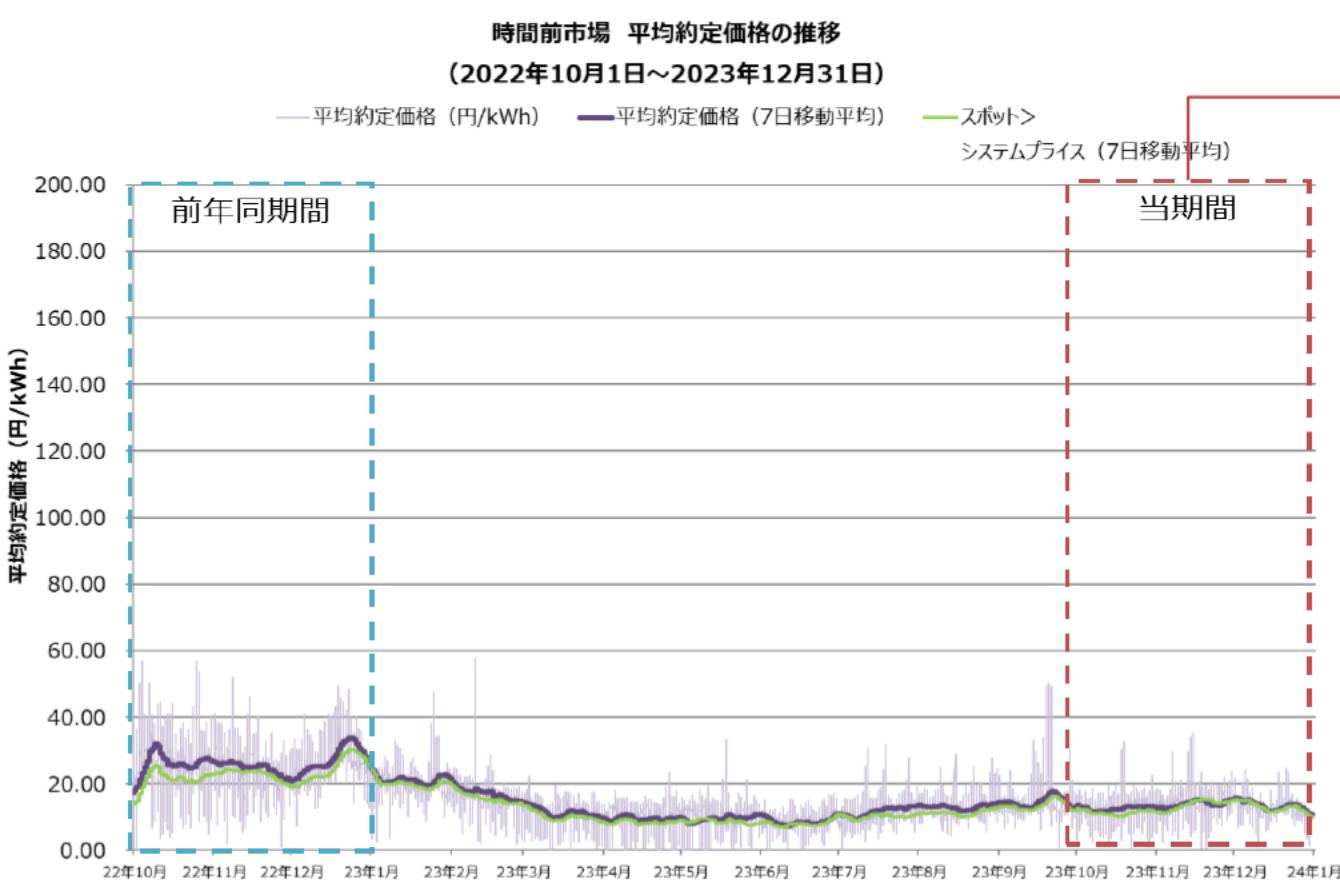


主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (2023年10月～2023年12月)	9.1 億kWh
旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2022年10月～2022年12月)	1.0 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2023年10月～2023年12月)	3.7 億kWh
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2022年10月～2022年12月)	1.7 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、13.2円/kWhであった。前年同期間の平均26.3円/kWhと比べて50.1%低下した。
- 当期間内における時間前市場の平均約定価格は、平均システムプライスを0.6円/kWh上回り推移した。



最高値 : 11月15日 計1コマ
最低値 : 10月22日 計1コマ

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。
- なお、当期間における電力先物の約定実績はTOCOMでは250,780MWh、EEXでは5,892,324MWhであった。

期間中の約定量・入札量^{※1}

(単位:MWh)

項目	地域	合計 (当四半期)	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	(参考) 合計 (前年同四半期)
約定量	合計	0	0	0	0	0	0	8,900
	東京	0	0	0	0	0	0	8,900
	関西	0	0	0	0	0	0	0

売り入札量	合計	881,358	293,160	452,928	61,270	74,000	0	382,202
	東京	311,458	83,160	211,128	8,170	9,000	0	258,142
	関西	569,900	210,000	241,800	53,100	65,000	0	124,060

買い入札量	合計	5,513,442	741,552	3,611,400	160,540	999,950	0	6,765,592
	東京	123,424	98,784	0	24,640	0	0	1,341,208
	関西	5,390,018	642,768	3,611,400	135,900	999,950	0	5,424,384

(参考) 先物市場^{※2} (TOCOM、EEX) における期間中の約定量

(TOCOM)

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	250,780	230,851	19,928	472,686
	東京	176,728	163,342	13,386	334,026
	関西	74,052	67,510	6,542	138,660

(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	5,892,324	5,439,192	453,132	2,278,032
	東京	4,958,892	4,564,920	393,972	2,029,608
	関西	933,432	874,272	59,160	248,424

※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）、約定期別に集計。

※2 先物市場は、JPXおよびEEXホームページ公開データを元に集計。

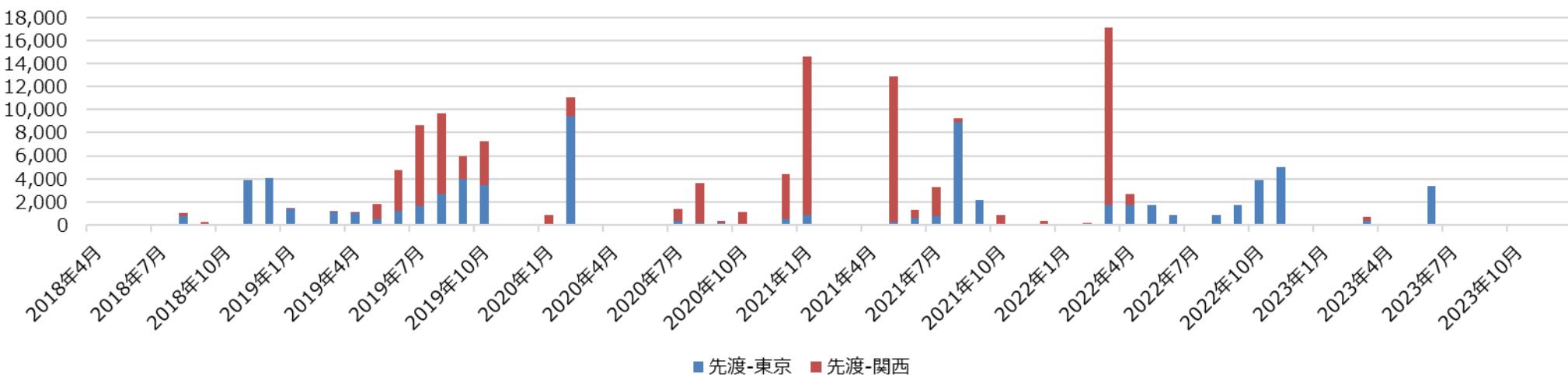
2023年10月
～12月期

(参考) 先渡市場、先物市場取引における約定量推移（約定期別）

- 前年同期比で先物市場における約定量が、EEXの東京/関西商品が共に増加傾向。

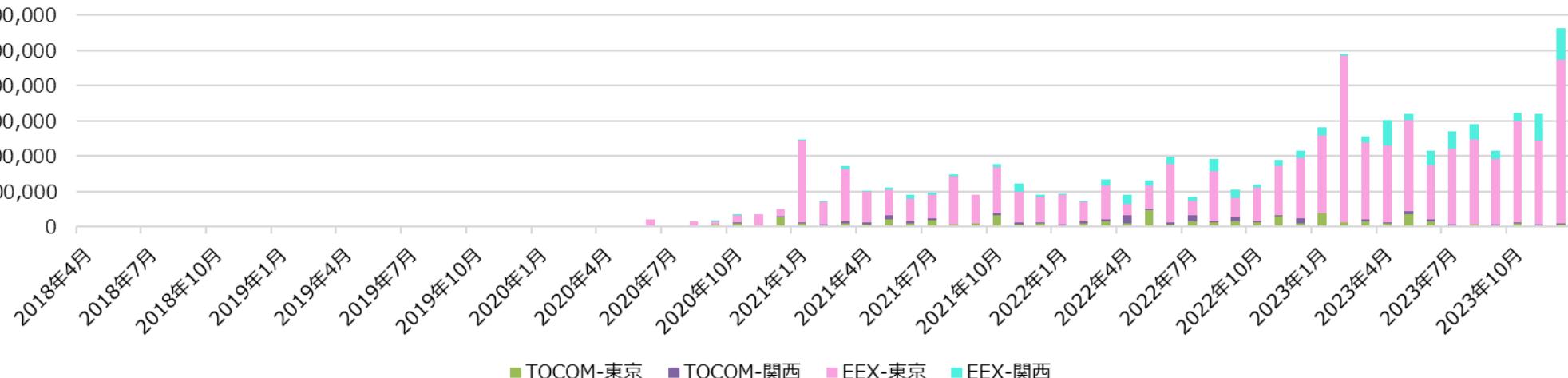
MWh

先渡市場取引における約定量



MWh

先物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）、約定期別に集計。

※2 先物市場は、JPXおよびEEXホームページ公開データを元に集計。

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

◆ ガス市場

● 旧一般ガス事業者の相対取引の状況

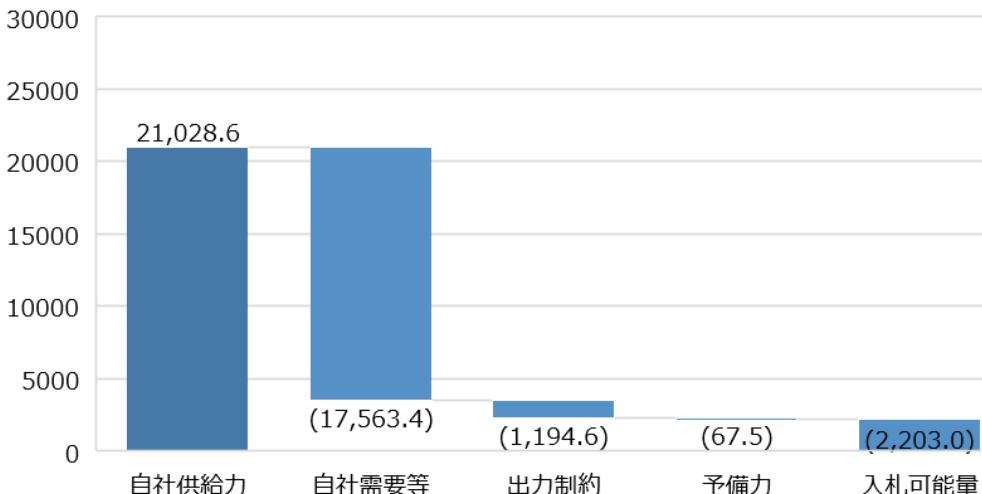
● スタートアップ卸の利用状況

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、約6～10%（10月:10.5%、11月:6.7%、12月:6.3%）であった。

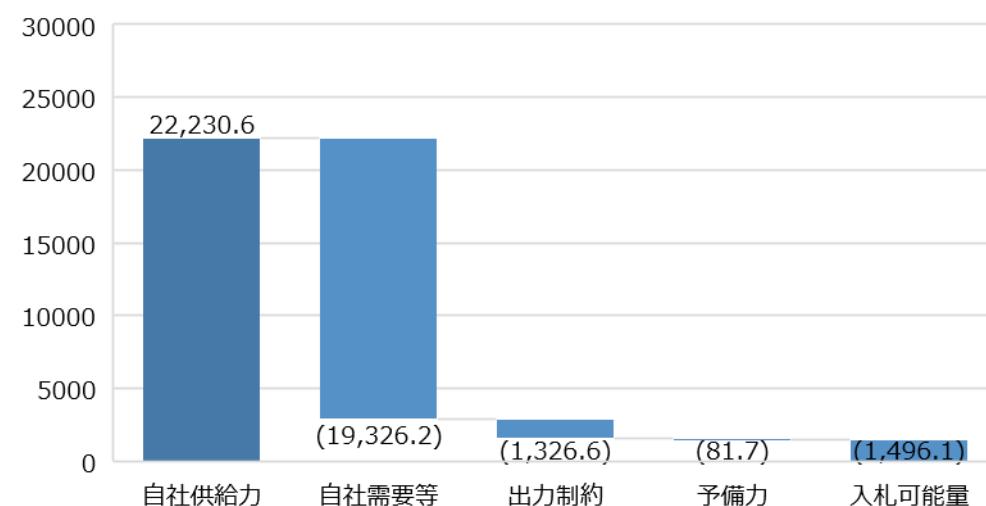
(単位：GWh)

10月分



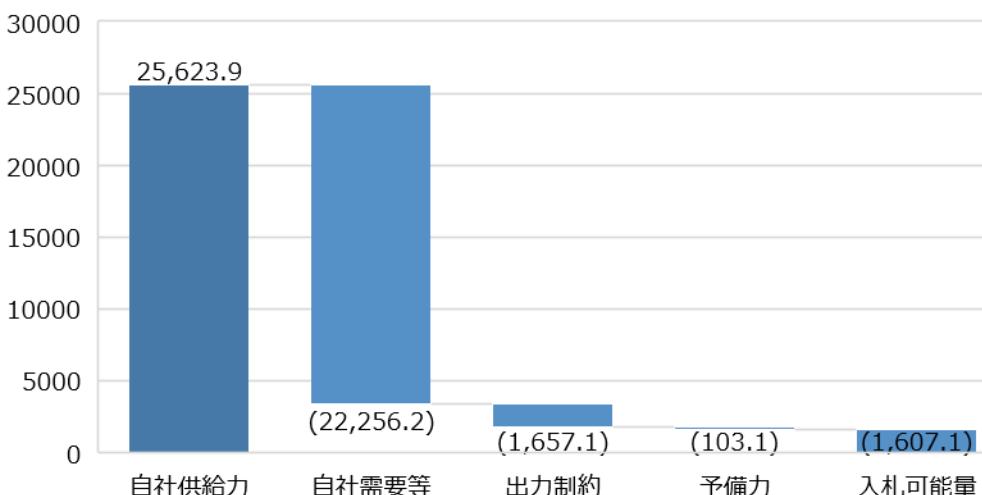
(単位：GWh)

11月分



(単位：GWh)

12月分



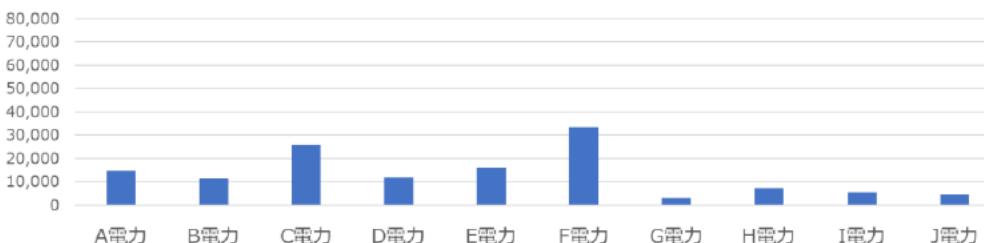
【入札可能量集計対象日】

- ◆各月7日間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：価格高騰日2日に加え、平日におけるシステムプライス最高価格の高い順から選定。
10/4, 16, 18, 19, 23, 24, 26 (10/18, 19時間前平均価格高騰日)
- ・11月：価格高騰日2日に加え、平日におけるシステムプライスの一日平均価格の高い順から選定。
11/10, 14, 15, 16, 17, 29, 30 (11/14, 15時間前平均価格高騰日)
- ・12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順から選定。
12/1, 5, 6, 18, 19, 21, 22
- ◆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。

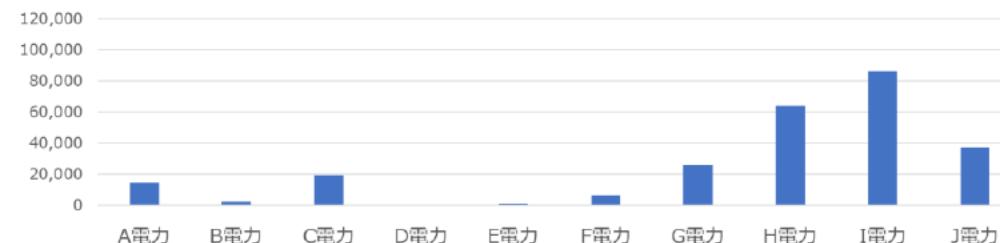
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 旧一電及びJERAの時間前市場における売り手としての約定量、買い手としての約定量を集計した。
- 売り手側としては、B電力、F電力等が主要な事業者となっており、買い手側としては、D電力、H電力、I電力等が主要な事業者となっている。

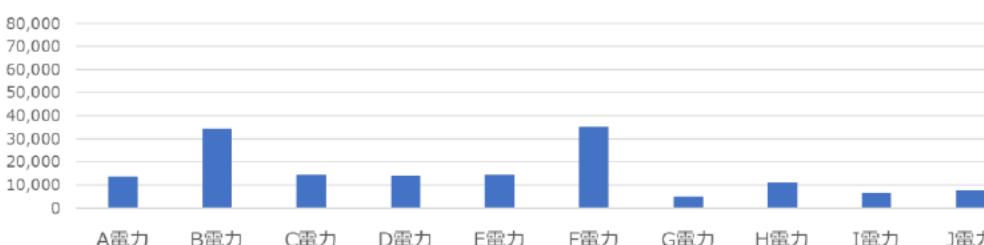
2023年10月 時間前市場 売り手別 約定量 (単位:MWh)



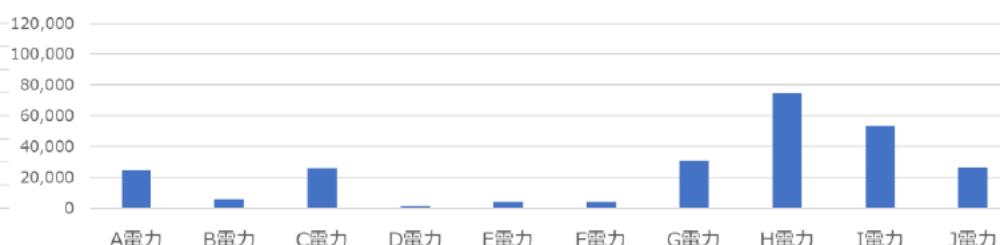
2023年10月 時間前市場 買い手別 約定量 (単位:MWh)



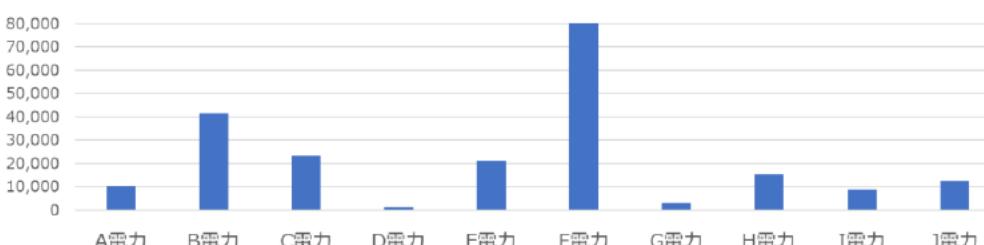
2023年11月 時間前市場 売り手別 約定量 (単位:MWh)



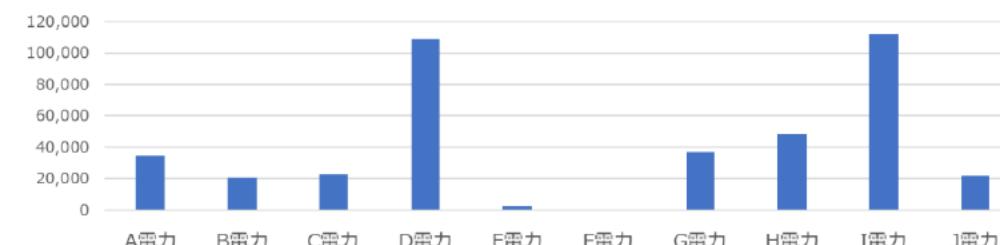
2023年11月 時間前市場 買い手別 約定量 (単位:MWh)



2023年12月 時間前市場 売り手別 約定量 (単位:MWh)



2023年12月 時間前市場 買い手別 約定量 (単位:MWh)



※JEPXデータ（非公開）より集計

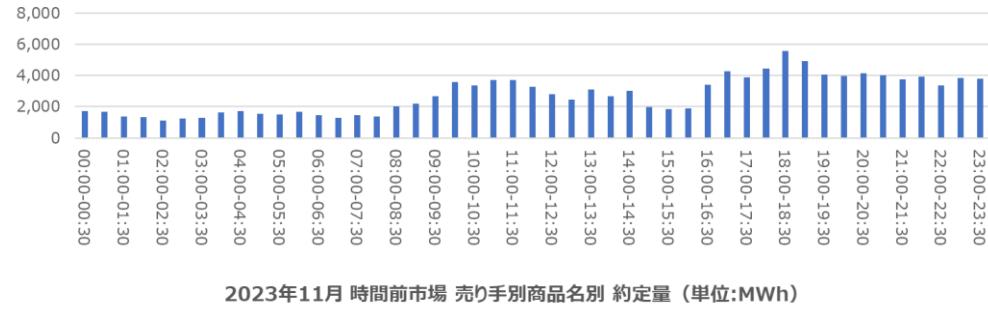
※旧一般電気事業者（沖縄電力除く）及びJERAを対象にして集計

2023年10月
～12月期

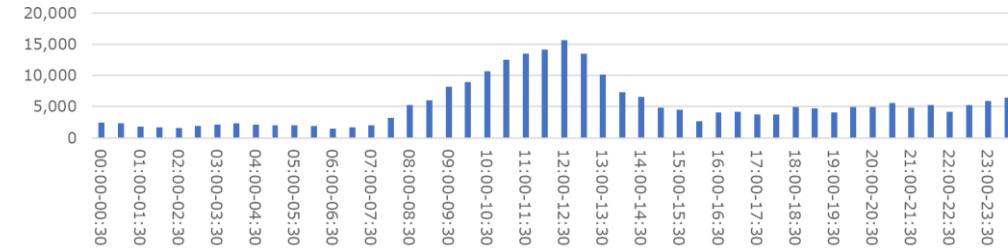
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 旧一電、JERAの時間前市場における約定量を売り手別、買い手別に商品コマごとに集計を行うと下図のとおり。
- 売り手側では、点灯帯にピークが見られ、買い手側では、正午前後の時間帯でピークが見られる。

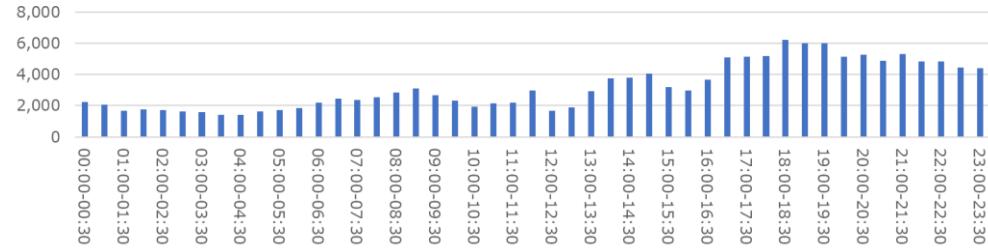
2023年10月 時間前市場 売り手別商品名別 約定量 (単位:MWh)



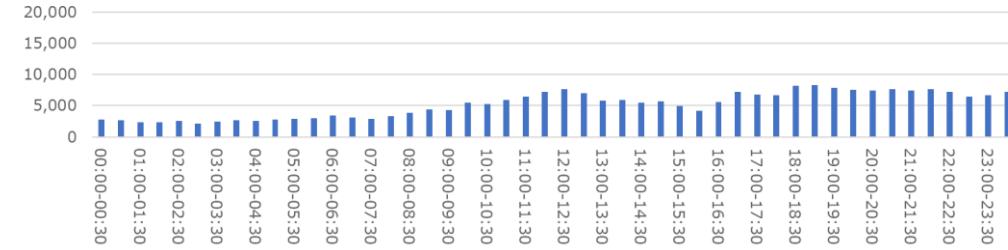
2023年10月 時間前市場 買い手別商品名別 約定量 (単位:MWh)



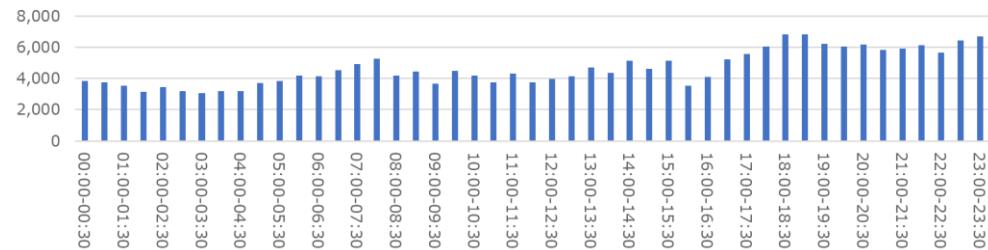
2023年11月 時間前市場 売り手別商品名別 約定量 (単位:MWh)



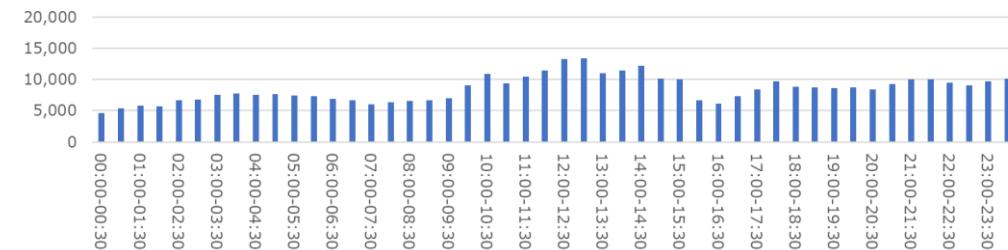
2023年11月 時間前市場 買い手別商品名別 約定量 (単位:MWh)



2023年12月 時間前市場 売り手別商品名別 約定量 (単位:MWh)



2023年12月 時間前市場 買い手別商品名別 紺定量 (単位:MWh)

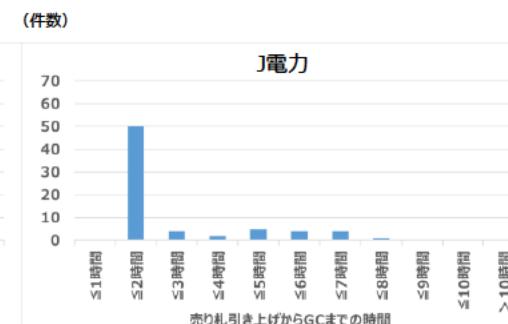
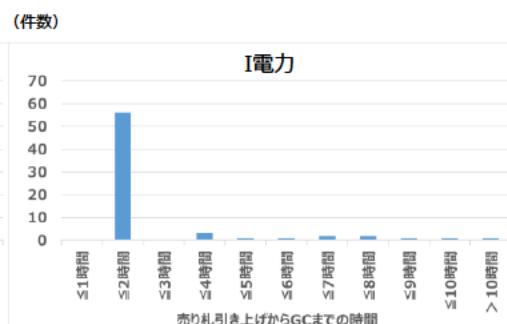
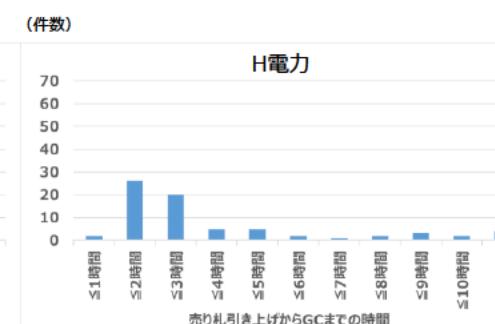
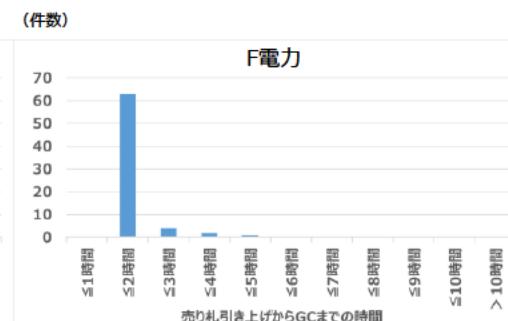
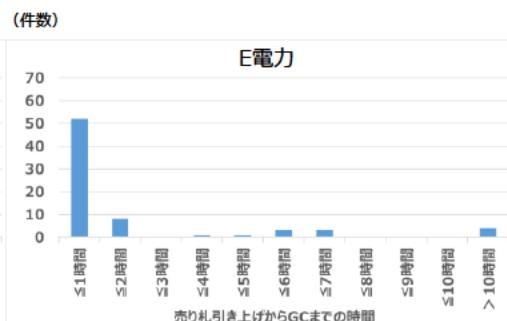
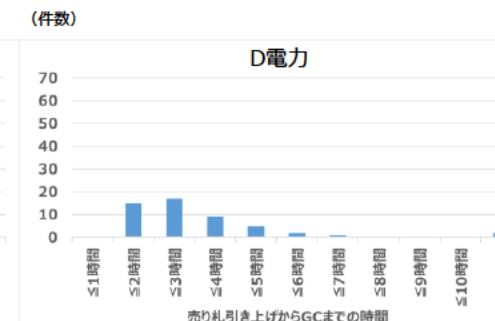
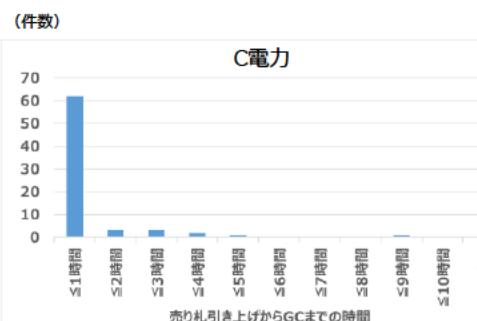
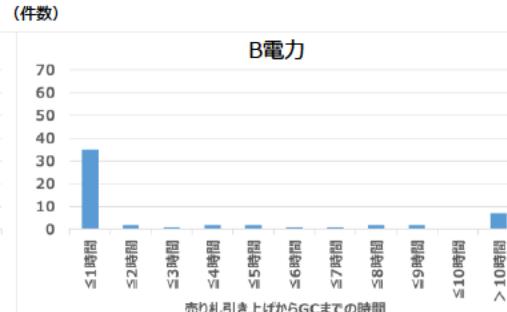
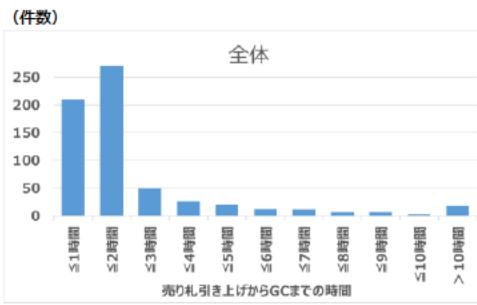


※JEPXデータ（非公開）より集計

※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）

- サンプリング3日間（10月6日、11月14日、12月22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210件であり、前四半期（217件）と同程度。



※ 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。

※ 「100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。

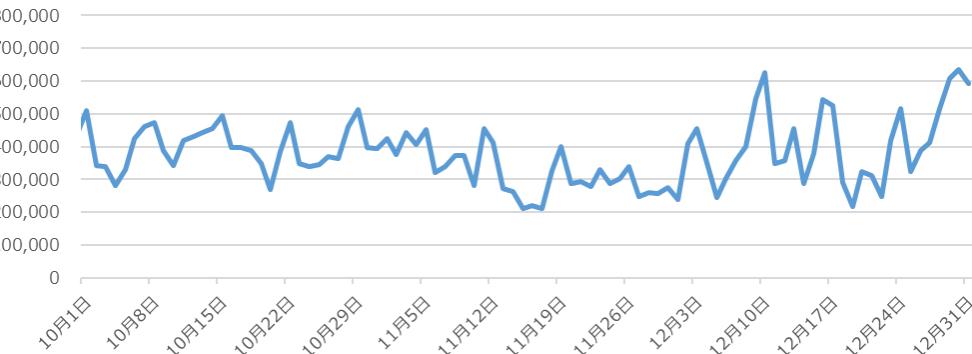
※ 各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（10月：3ヶ月の中で平日システムプライスの1日平均価格が最も低い日。11月：時間前市場における平均価格30円以上価格高騰日。12月：3ヶ月の中で平日のシステムプライスの最高価格が最も高い日。）

2023年10月
～12月期

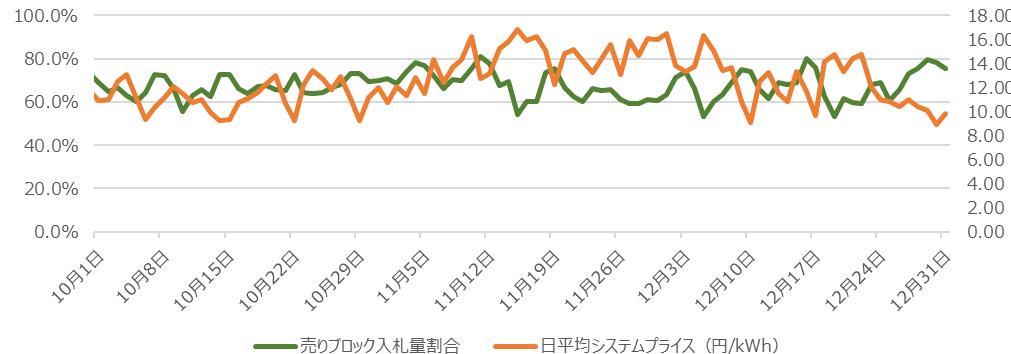
売りブロック入札の状況

- 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。
- 日々の約定率は横ばいにあり、12月の平均は約5.4%となっている。

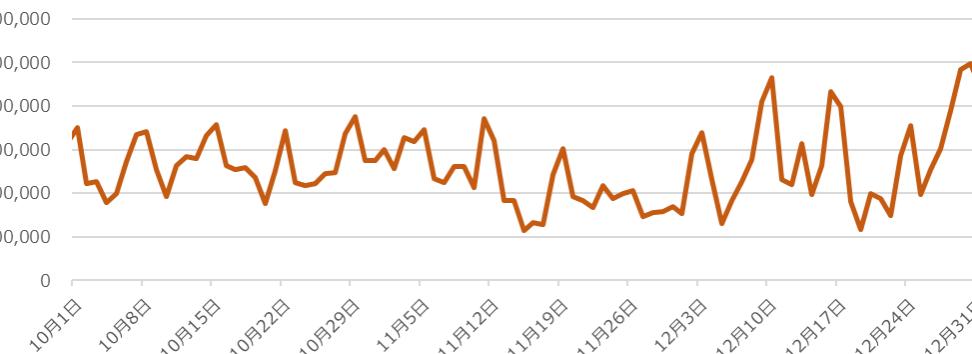
実質売り入札量(MWh)



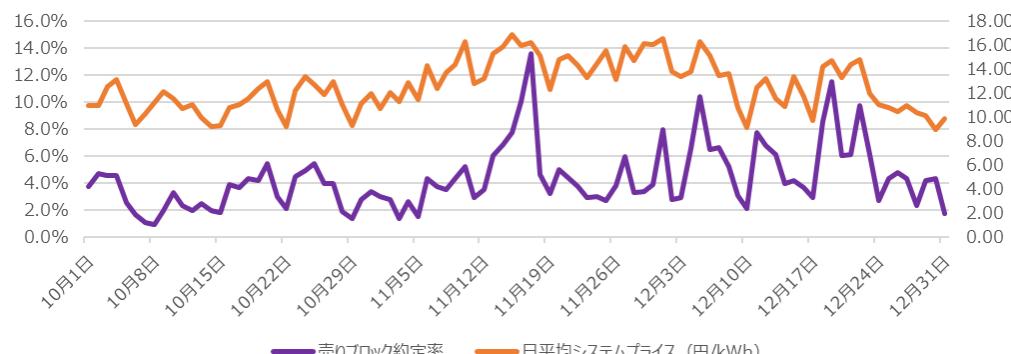
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック約定率



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

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

(a) 実質売り入札量 = 全売り入札量（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（**）

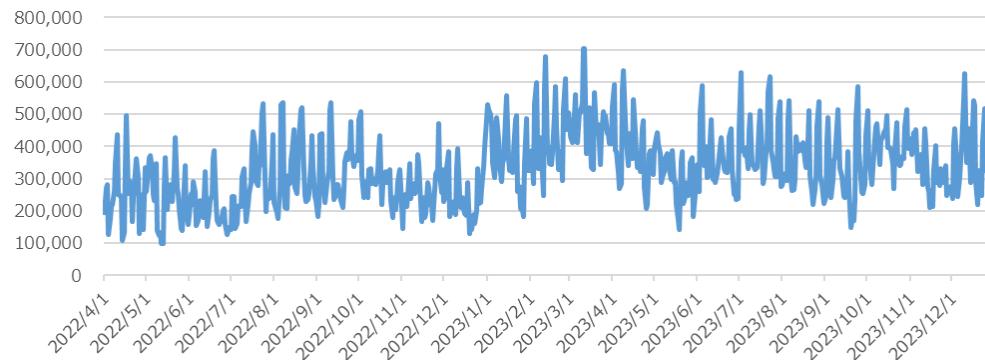
(**) グロス・ビディング実質売りブロック約定量 = グロス・ビディング売りブロック約定量 - グロス・ビディング高値買い戻し約定量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

2023年10月
～12月期

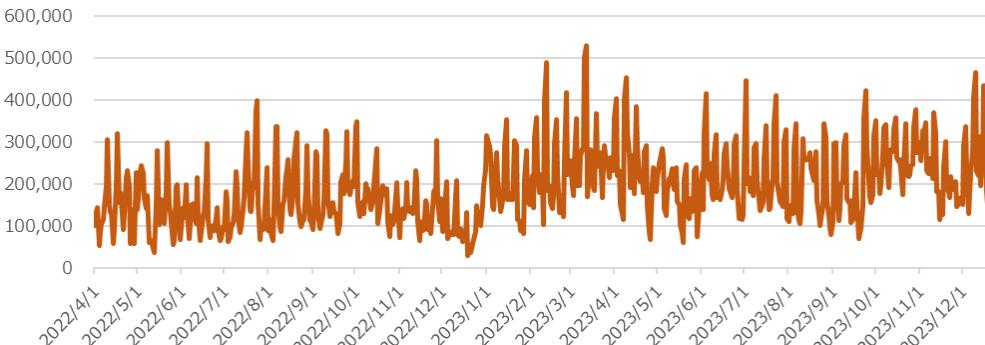
参考：売りブロック入札の状況（長期）

- 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。
- グロス・ビディングを休止した10月以降、約定率が5%程度まで低下。これは、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、約定率が低下したものと考えられる。

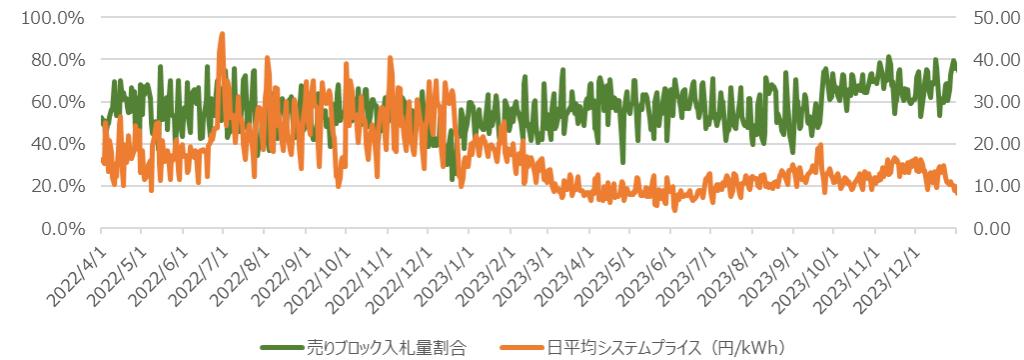
実質売り入札量(MWh)



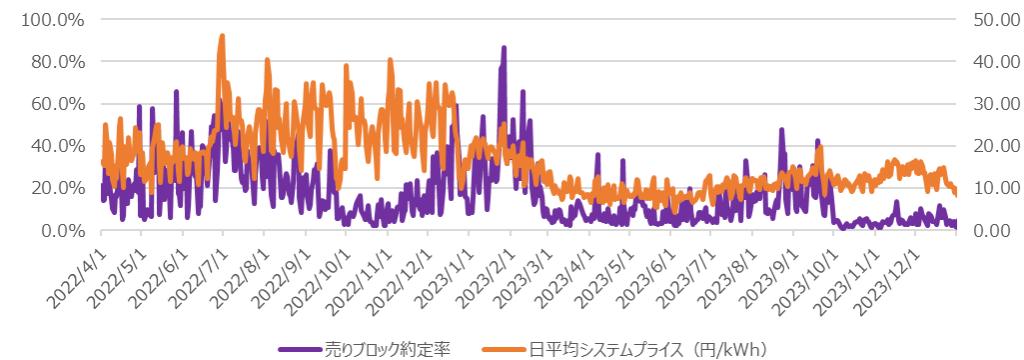
実質売りブロック入札量(MWh)



システムプライス平均値と売りブロック入札割合



システムプライス平均値と売りブロック約定率



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

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

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

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

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

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

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

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

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（・限界費用買戻）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）。
- なお、K電力については、2024年1月よりツールを改修し入れ方法を変更。



*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。

2023年10月
～12月期

月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（2/2）



※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：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、新電力から1社の約定があった。入札量は増加傾向にあるものの、約定率は約0.02%程度となっている。
- ループブロックは、前四半期と同様、新電力から1社の約定があったものの、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
2023年10月	635,332	411	0.1%
2023年11月	342,195	0	0.0%
2023年12月	989,919	0	0.0%
合計	1,967,446	411	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
2023年10月	293	109	37.1%	240	193	80.7%
2023年11月	55	31	57.2%	122	0	0.3%
2023年12月	0	0	-	0	0	-
合計	348	140	40.3%	361	194	53.6%

参考：リンクブロック、ループブロックの概要

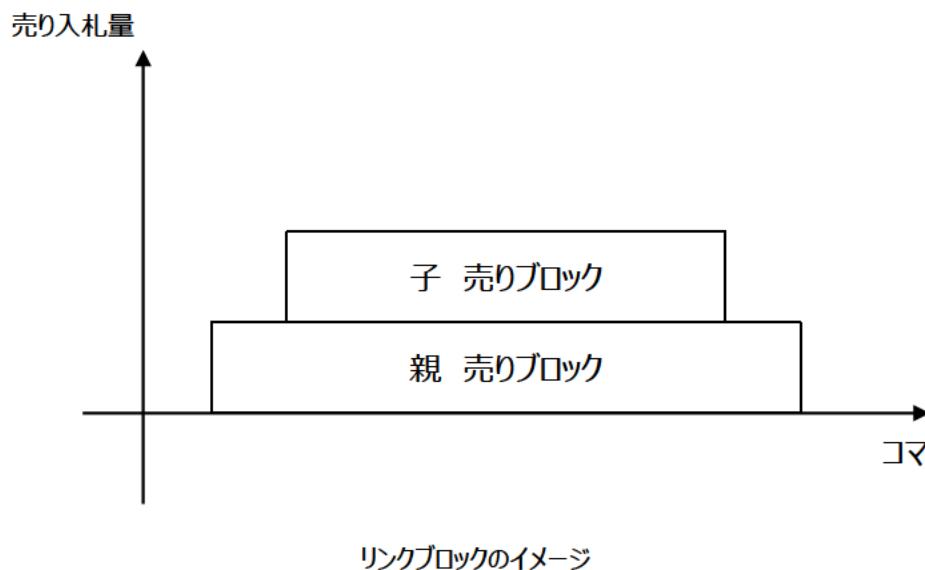
○ リンクブロック

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

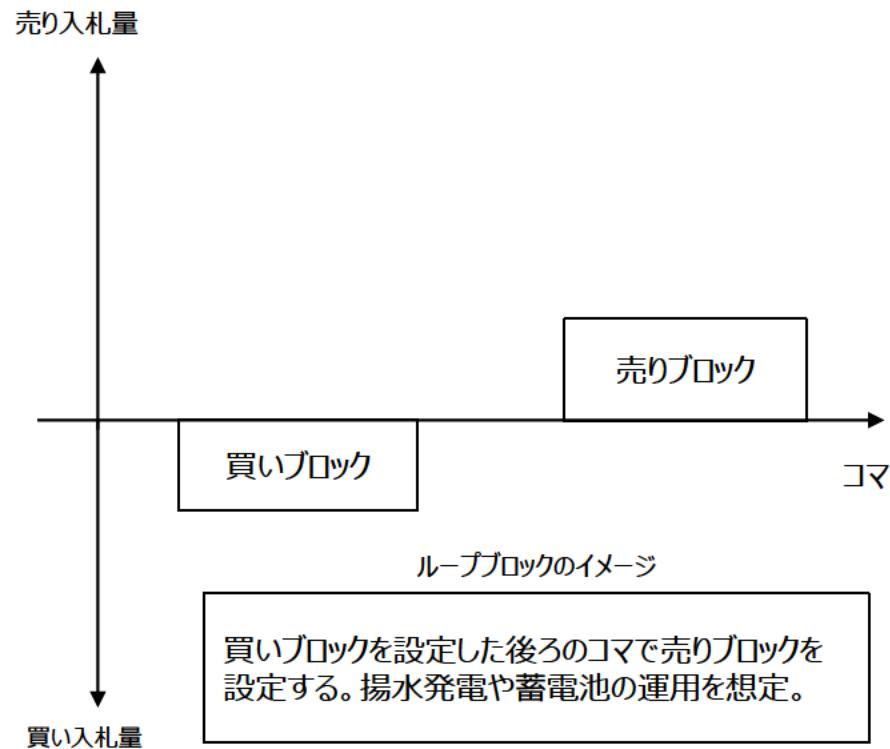
○ ループブロック

2つのブロックから成り、どちらも約定するか、約定しないかに制限される。

リンクブロック、ループブロックの活用イメージは下記の通り。



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。



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

切出し量		協議の状況等
北海道電力	年間2億kWh程度 ^{*3} を切出し済み	更なる切出しについては未定
東北電力	5万kW ^{*2} を切出し済み	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、67万kWについては一般競争入札等での契約。前年同時期と比べると、ほぼ横ばい。
- 残り164万kWのうち、約80%は旧一般電気事業者との随意契約を継続、約20%はFIT電源としての売電及びFIT適用化改修等の構成となっている。

公営水力発電設備（令和5年4月1日現在）

・発電所数：310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5年12月31日現在）

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	契約種別	落札者
北海道	水力発電所5か所	50,500	一般競争入札	エネット
岩手県	水力発電所13か所	143,470	公募型プロポーザル	東北電力
	水力発電所1か所	450		久慈地域エネルギー
秋田県	水力発電所12か所	92,900	公募型プロポーザル	コンソーシアム（東北電力、東北電力フロンティア）
	水力発電所3か所※1	9,250		ローカルでんき
山形県	水力発電所1か所	3,700	公募型プロポーザル	やまがた新電力
	水力発電所8か所	59,100		東北電力
	水力発電所4か所※1	26,600		地球クラブ
	水力発電所1か所※1	420		やまがた新電力
栃木県	水力発電所8か所	60,700	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー
東京都	水力発電所3か所	36,500	公募型プロポーザル	ENEOS
山梨県	水力発電所1か所※2	380	公募型プロポーザル	エネット
長野県	水力発電所18か所※1	61,855	公募型プロポーザル	コンソーシアム（ダイヤモンドパワー、丸紅新電力、UPDATER）
新潟県	水力発電所7か所※3	100,200	一般競争入札	東北電力
京都府	水力発電所1か所	11,000	一般競争入札	関西電力
鳥取県	水力発電所2か所	6,100	一般競争入札	とつどり市民電力
	水力発電所1か所	9,200	一般競争入札	中国電力
岡山県	水力発電所1か所※2	180	一般競争入札	ゼロワットパワー
山口県	水力発電所1か所※2	260	一般競争入札	UPDATER
合計		672,765		

合計件数 : 19件

合計最大出力 : 672,765kW

【水力設備総出力の29.1%】

※1 2021年7～9月期の報告より、FIT電源分についても、公募型プロポーザル、一般競争入札に移行したものについては整理の対象に含めることとして見直しを実施。

(長野県は、22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、4か所はFIT適用等のリプレース中のため18か所に変更。18か所のうち7か所はFIT電源)

※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適用リプレース等により7か所に変更。

出所：公営自治体からの提供情報

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、本期は、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。

2023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】

—本期においては、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。但し、一部の地方公共団体から、途中解約は今後の事業運営の選択肢の一つとして、総合的に検討したいとの発言もあがっている。

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

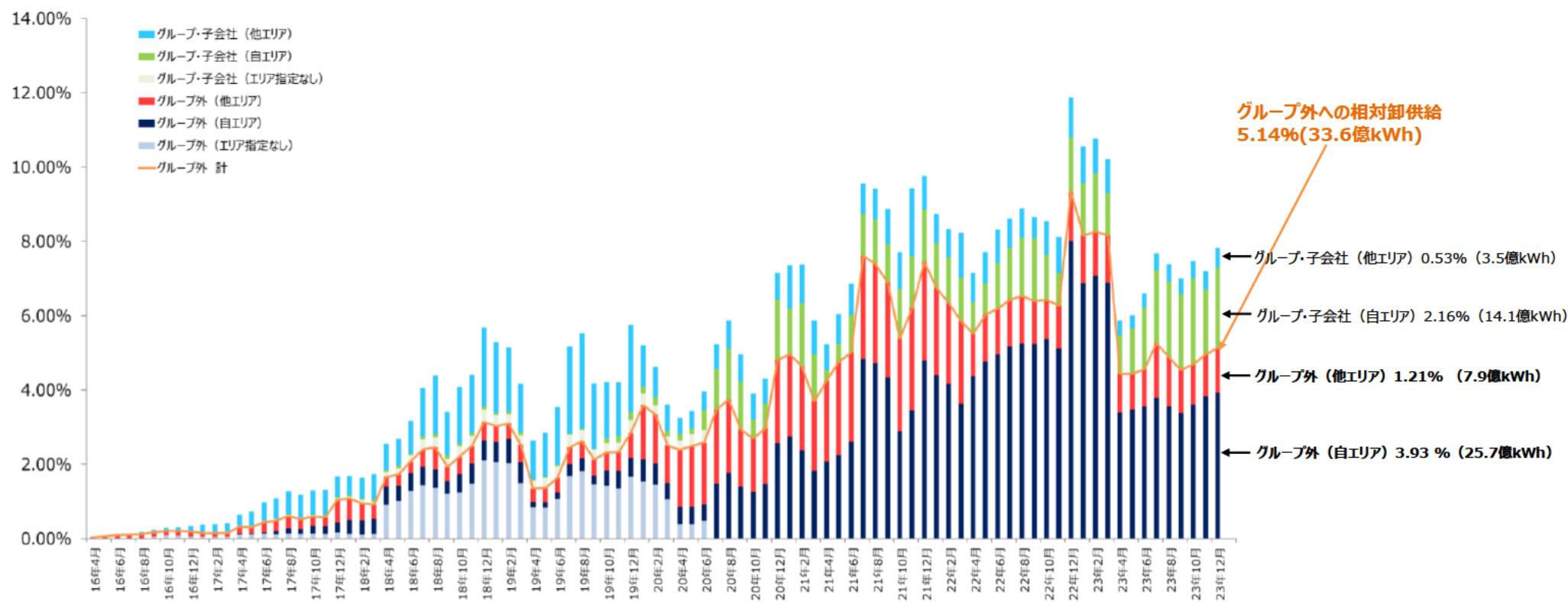
- 旧一電との随意契約においても、以下の工夫が継続し取り組まれている。
 - ・旧一電と提携した電気料金プランの設定(環境価値付加プラン、投資促進プラン、地域産業振興プラン、移住割引プラン等)
- 一般枠、県内地域新電力枠に分け、公募型プロポーザルでの売電契約。
- 需要家と小売電気事業者をマッチングさせる『地産地消型PPA（群馬モデル）』の導入。
- 単年度契約の採用。

出所：旧一般電気事業者、公営自治体からの提供情報

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2023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、7.82%であった。
(51.18億kWh (前年同時期比0.7倍))
- グループ外への相対卸供給5.14% (33.6億kWh) は、新電力需要 (111.0億kWh) の30.3%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）。

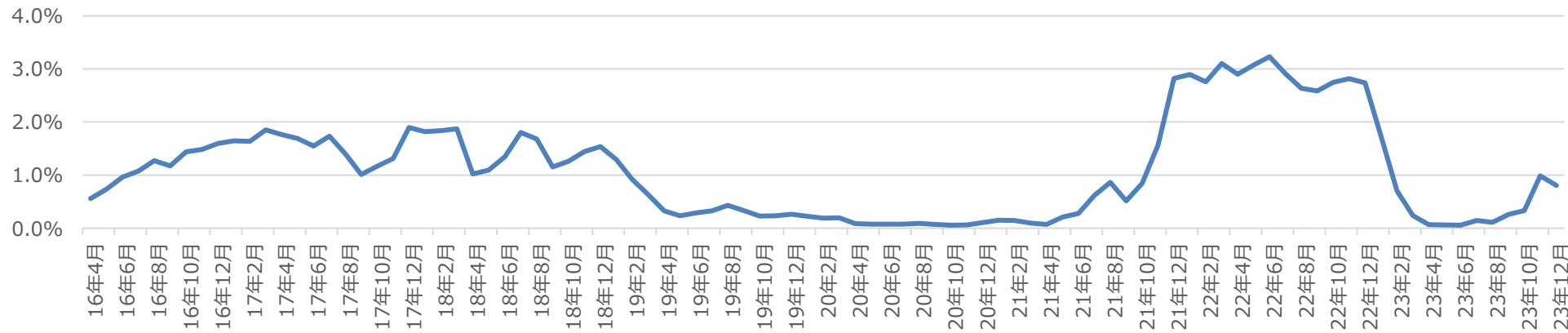
※ JERAについては、東京電力エナジーパートナーおよび中部電力ミライズの卸分を除き算出。

2023年10月
～12月期

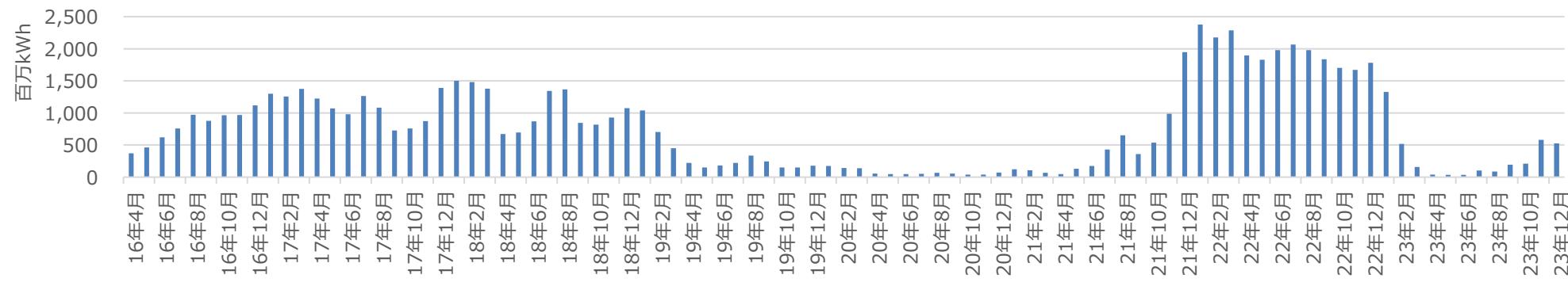
常時BU販売電力量の推移

- 2023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、0.8%（5.3億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】

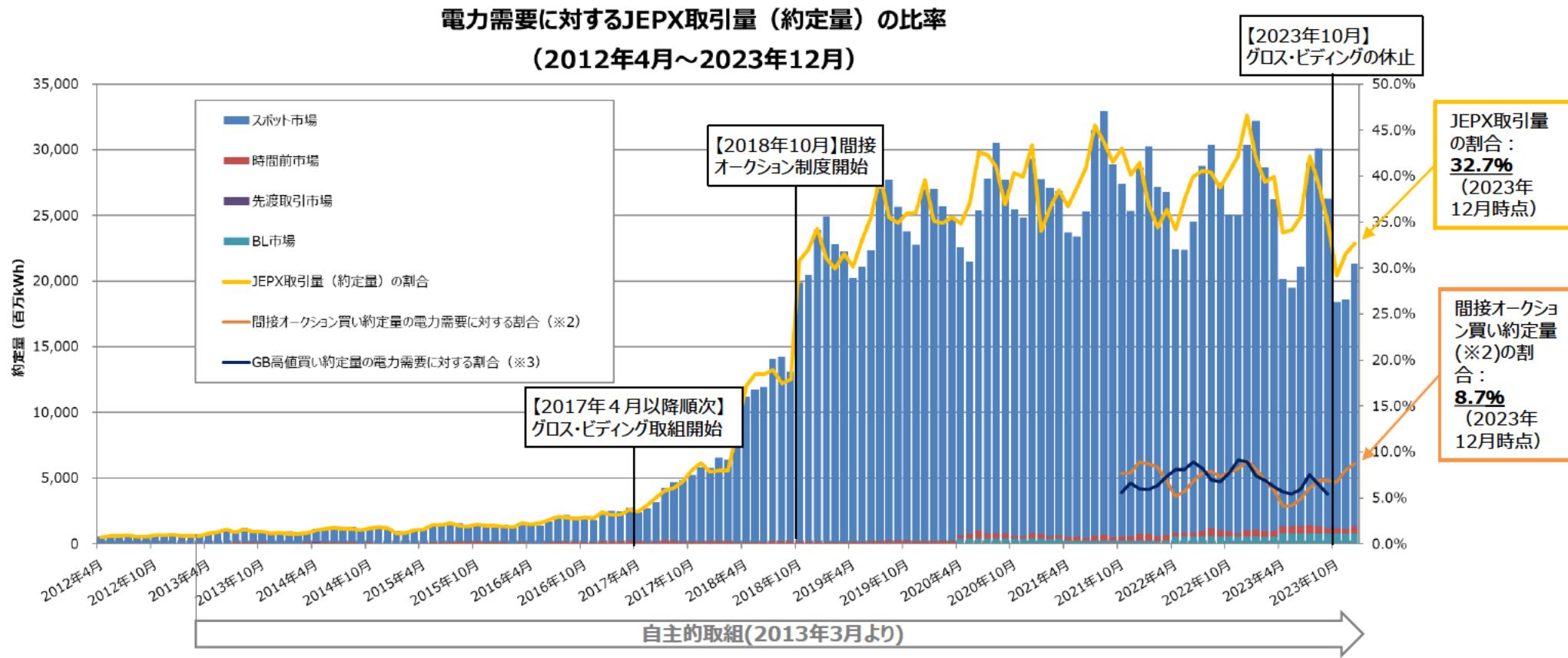
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - JEPXスポット価格と燃料価格

- ◆ 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

- ◆ 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

- 2023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32.7%であった。
- 間接オーケション買い約定量※2の電力需要に対する比率は、8.7%であった。



※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ケション等、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）。

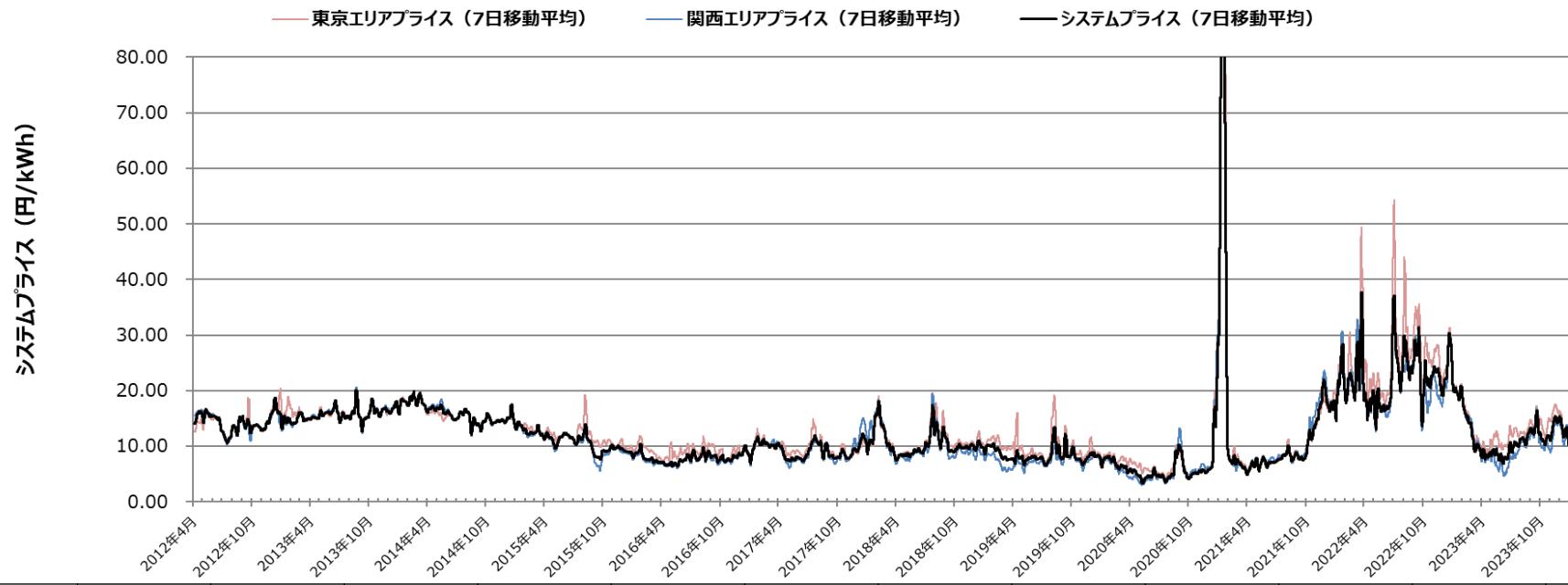
※2 間接オーケション買い約定量は、JEPXのユーザー・アカウントデータの属性で間接オーケションに該当するアカウントの約定量を集計したもの。

※3 GB絶対買い約定量は、旧一電各社のうち、関西電力、北陸電力を除く事業者の通常アカウントは買い入札価格999円/kWhの札の約定量、北陸電力は200円/kWh、関西電力は210円/kWh以上の買い入札価格分での約定量を集計。

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、2022年4～5月に20円前後の水準まで低下。6月末以降再び上昇したが、2023年6月には8円前後まで低下。7月以降上昇傾向となったが直近10～12月は横ばい。（四半期平均12.6円/kWh）
- 2022年度年間評価では、東京エリアプライスと関西エリアプライスの価格差が他年度に比べ拡大しているが、今年度は縮小傾向にあり、直近の10～12月においては、前四半期と同程度の価格差で推移。（前四半期平均：東京エリアプライス13.3円/kWh、関西エリアプライス10.8円/kWh）

スポット市場 システムプライスの推移
(2012年4月1日～2023年12月31日)



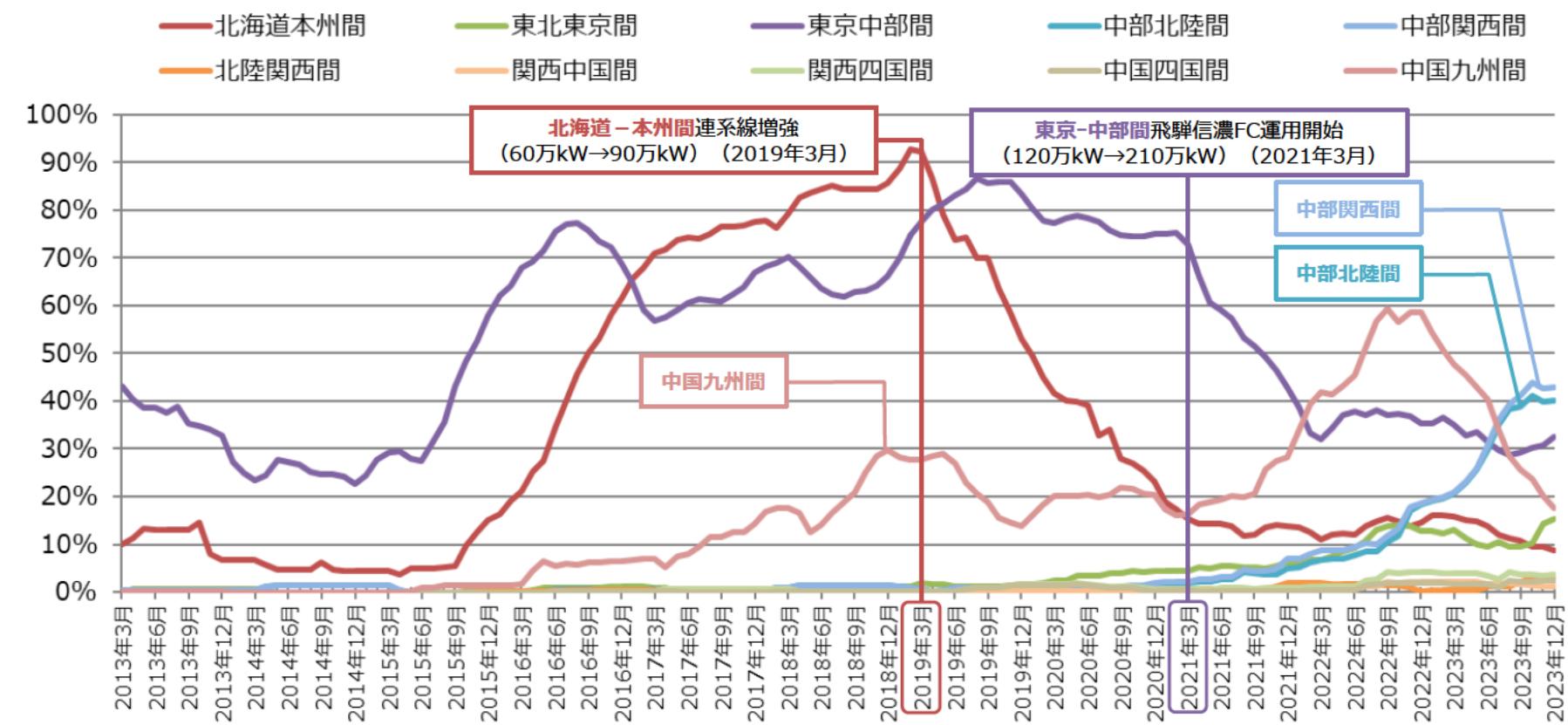
(円/kWh)	2012年度平均	2013年度平均	2014年度平均	2015年度平均	2016年度平均	2017年度平均	2018年度平均	2019年度平均	2020年度平均	2021年度平均	2022年度平均	当四半期平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.4	12.6
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3	23.5	14.2
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1	19.5	11.5

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 東京中部間は引き続き、3割程度の分断発生率が継続している一方で、北海道本州間・中国九州間は、直近1年では1割～2割程度の発生率となっている。
- これに対し、中部北陸間、中部関西間は上昇傾向にあり、4割程度の分断発生率となっている。

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～2023年12月)

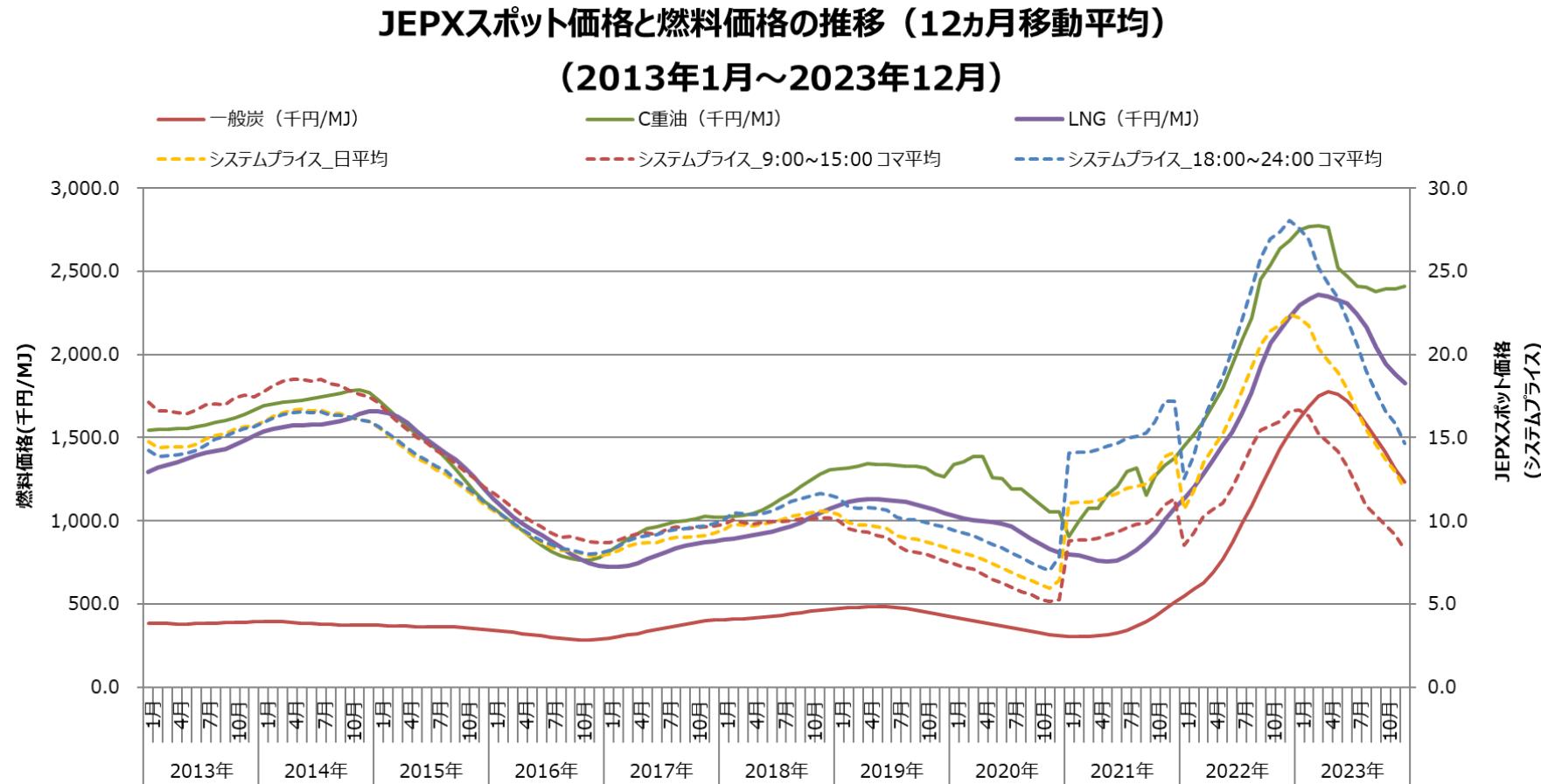


* 月間分断発生率(12カ月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12カ月移動平均値。

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

JEPXスポット価格と燃料価格

- JEPXスポット価格の長期トレンドは、LNGやC重油の価格と同様の動きとなっている。
- 2023年に入り燃料価格は減少傾向が続いているが、9月以降C重油価格は横ばいとなっており、スポット価格との連動傾向が弱くなっている。



出所：財務省 貿易統計(2024年2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。

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】

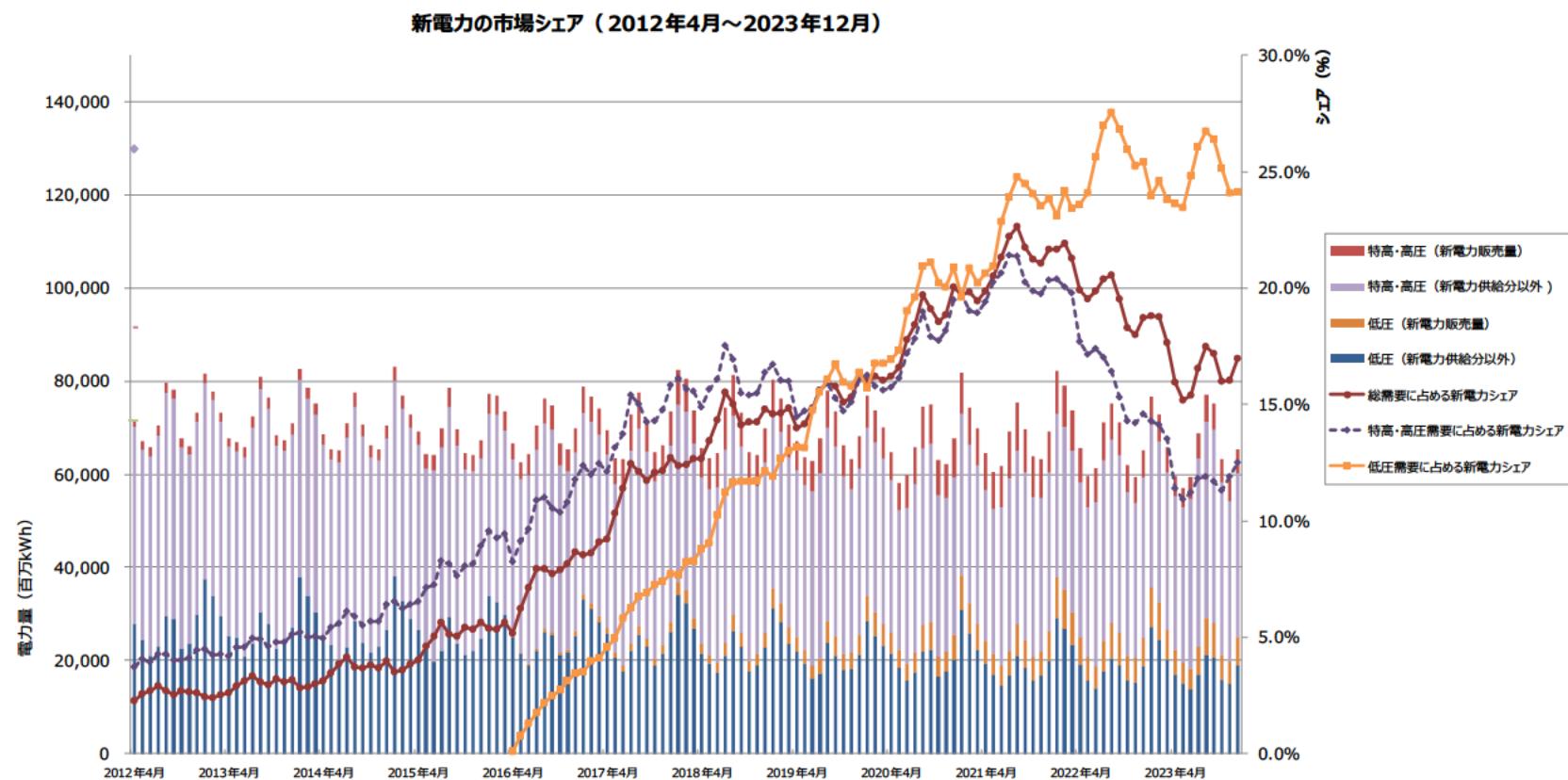
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - JEPXスポット価格と燃料価格

- ◆ 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

- ◆ 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。
- 2023年12月時点において、総需要に占める新電力シェアは約17.0%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約12.5%、低圧需要に占める新電力シェアは約24.1%となっている。



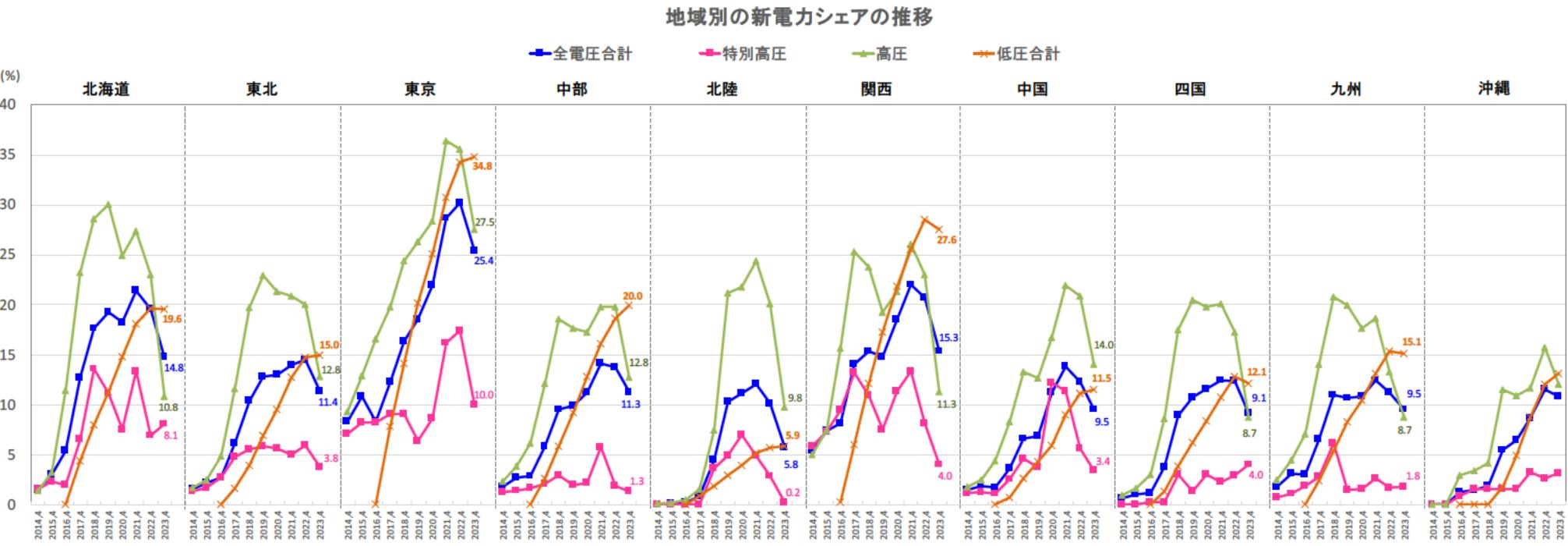
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(出所：発受電月報、電力取引報)

	2012/4	2013/4	2014/4	2015/4	2016/4	2017/4	2018/4	2019/4	2020/4	2021/4	2022/4	2023/4	2023/12
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%	17.0%
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%	12.5%
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%	24.1%

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みると、全エリアにおいて、前年同月比で減少がみられる。特に、高圧における減少が顕著にみられる。新電力の販売電力シェアが高い地域として、東京が挙げられる。

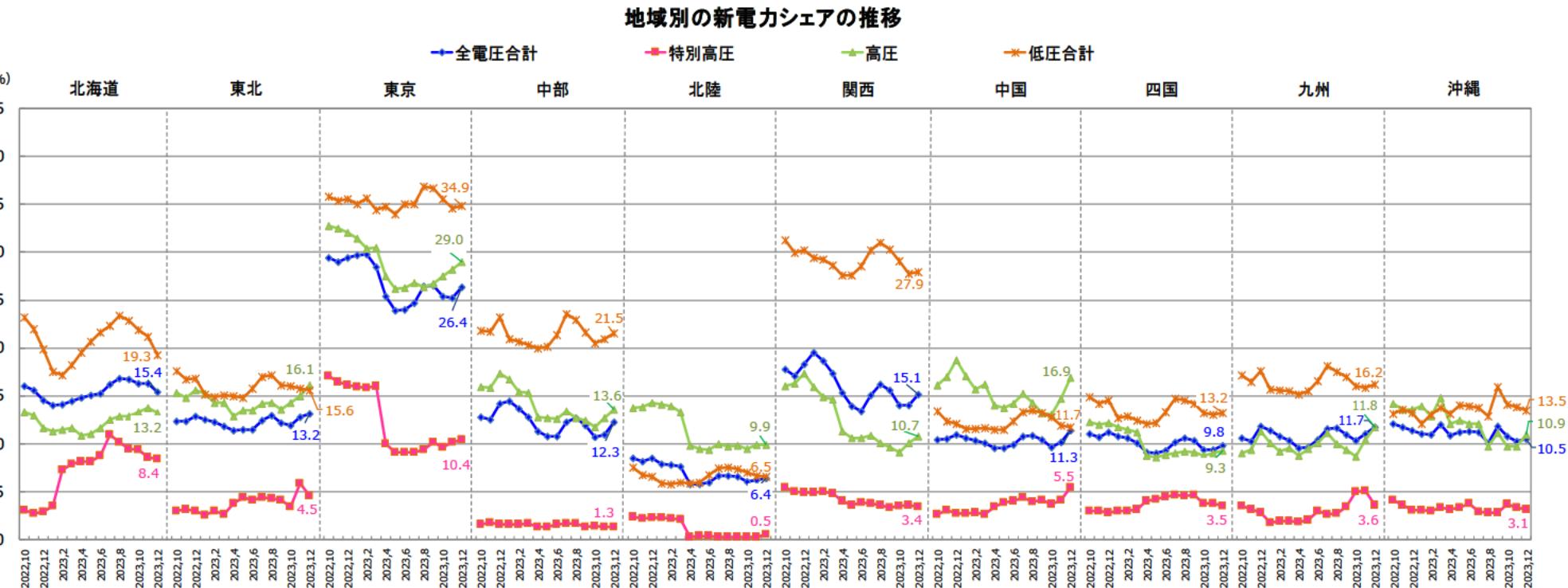


※「新電力」とは、みなと小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなと小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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、2023年12月の全電圧合計を前年同月比で見ると、北海道・東北・中国エリア以外のエリアにおいて減少している。



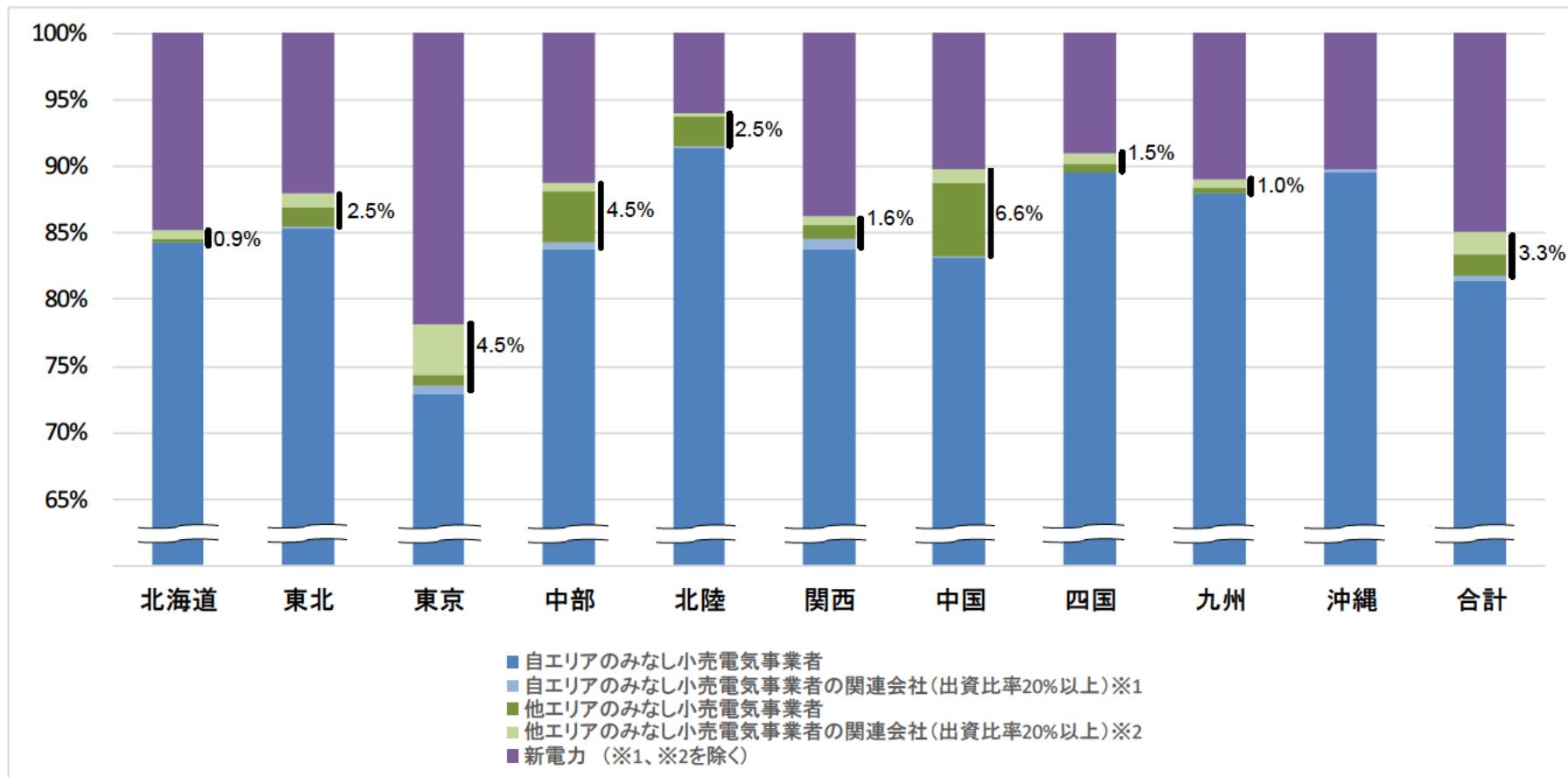
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(出所：電力取引報)

地域別の市場シェア

- みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体の約3.3%であった（2022年12月時点では4.6%）。2022年12月と比較して、北海道を除く全てのエリアにおいてみなし小売電気事業者及びその関連会社のシェアが減少している。

地域別の市場シェア（2023年12月）



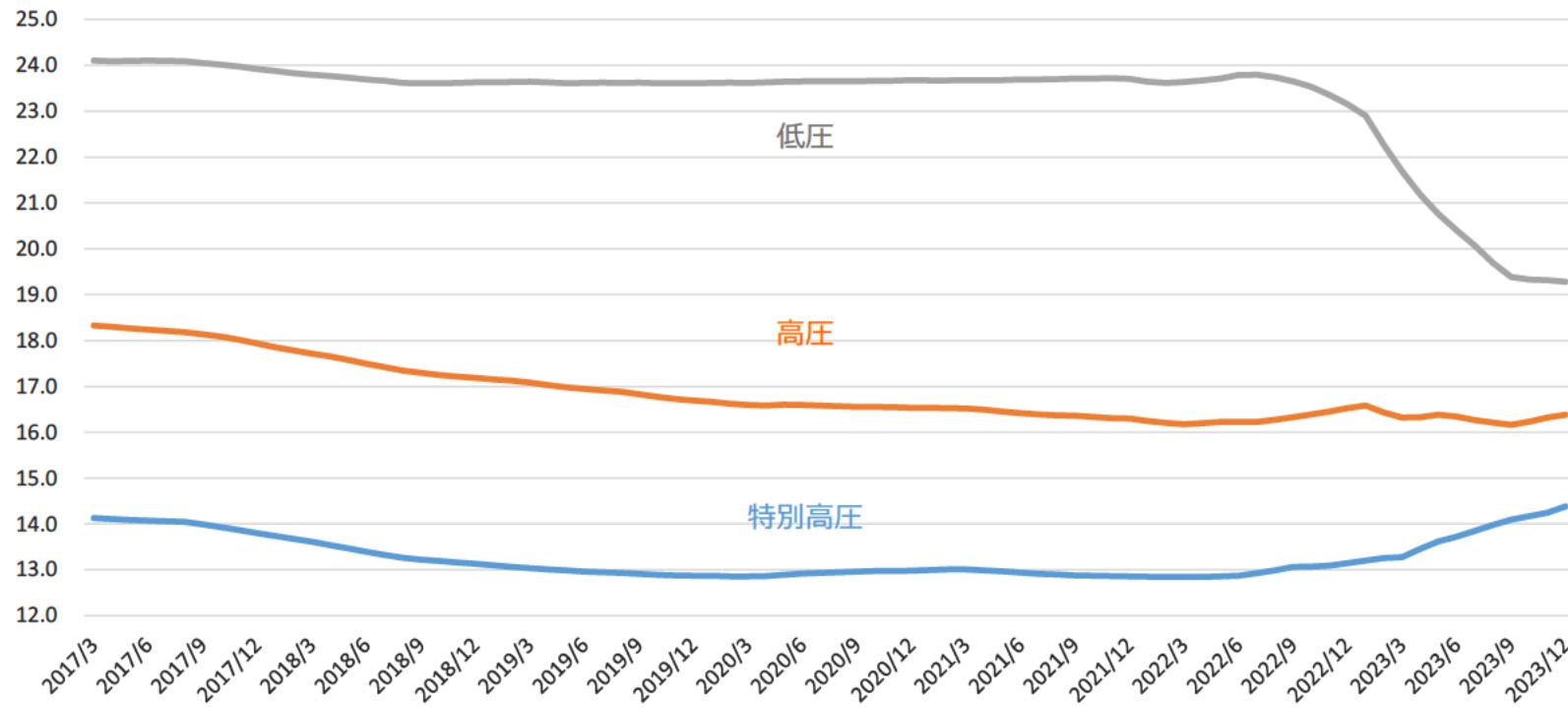
(出所) 電力取引報

(備考) 販売電力量ベース

電力量単価（全国平均）の推移（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く・12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、低圧と高圧については、激変緩和対策事業等の影響と思われる減少が見られていたが、直近では僅かに増加傾向が見られる。また、特別高圧においては、直近で増加がみられる。

電力量単価（全国平均）の推移



(備考)

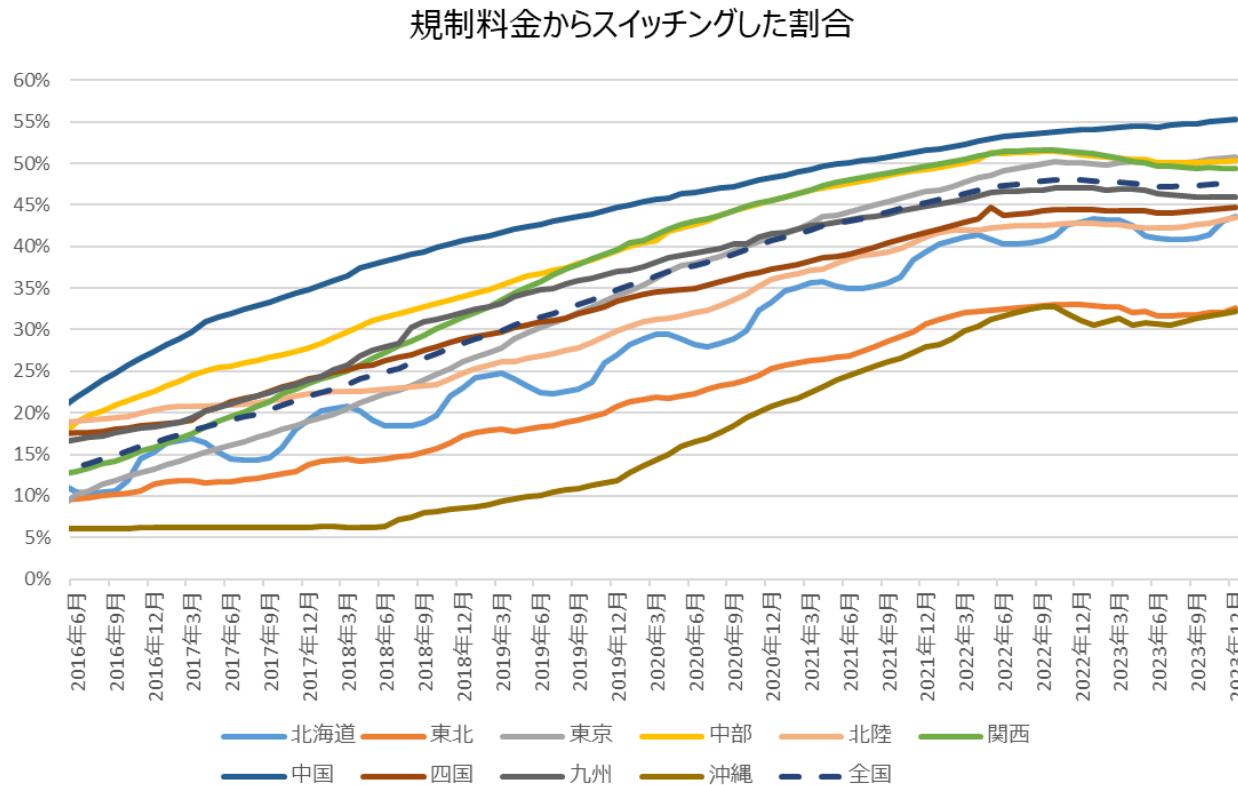
- ・12か月移動平均
- ・燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く
(燃料費調整単価(円/kWh)を除く際は、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用)

(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。2023年12月時点で全国47.8%となっている。



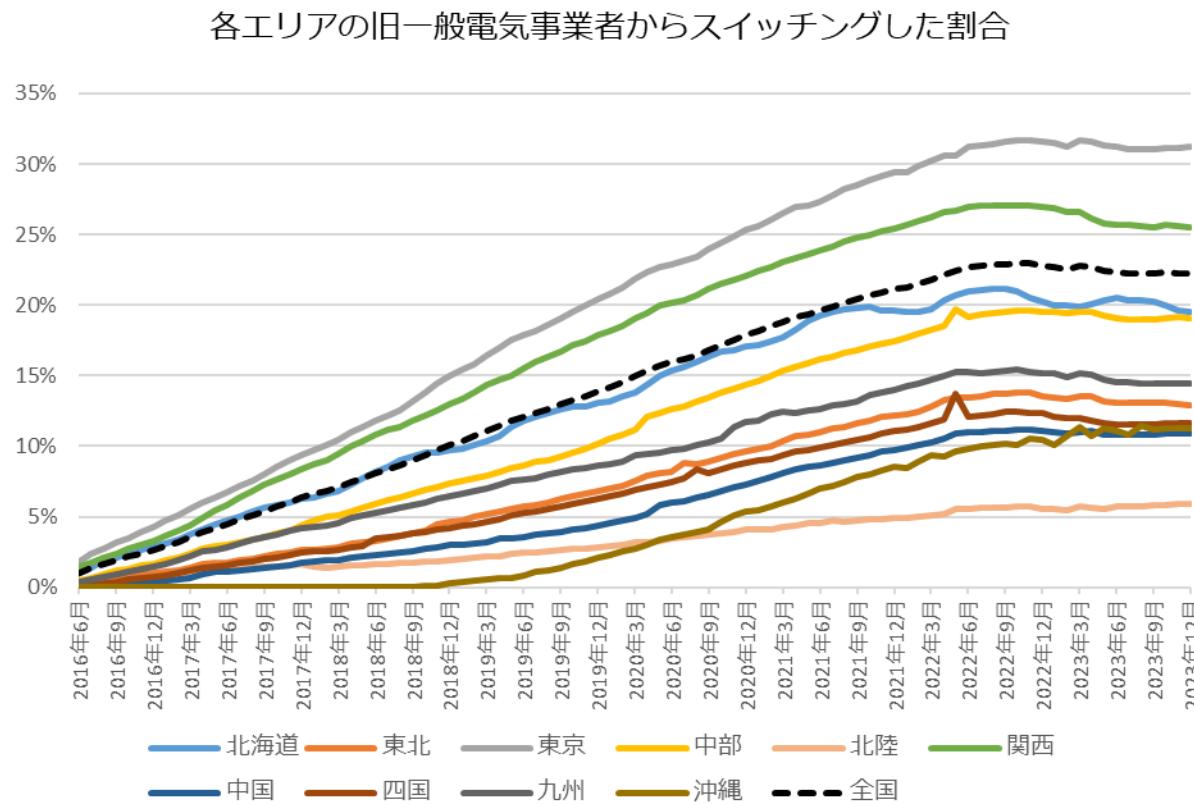
	2023年12月
北海道	43.7%
東北	32.6%
東京	50.8%
中部	50.3%
北陸	43.4%
関西	49.4%
中国	55.3%
四国	44.7%
九州	45.9%
沖縄	32.2%
全国	47.8%

※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)

(出所) 発受電月報、電力取引報
(備考) 低圧：契約口数ベース

スイッチングの動向（低圧）②

- 各エリアの旧一般電気事業者から新電力等（域外に供給している旧一般電気事業者を含む）へのスイッチングは、直近では横ばい傾向がみられる。2023年12月時点で全国22.3%となっている。



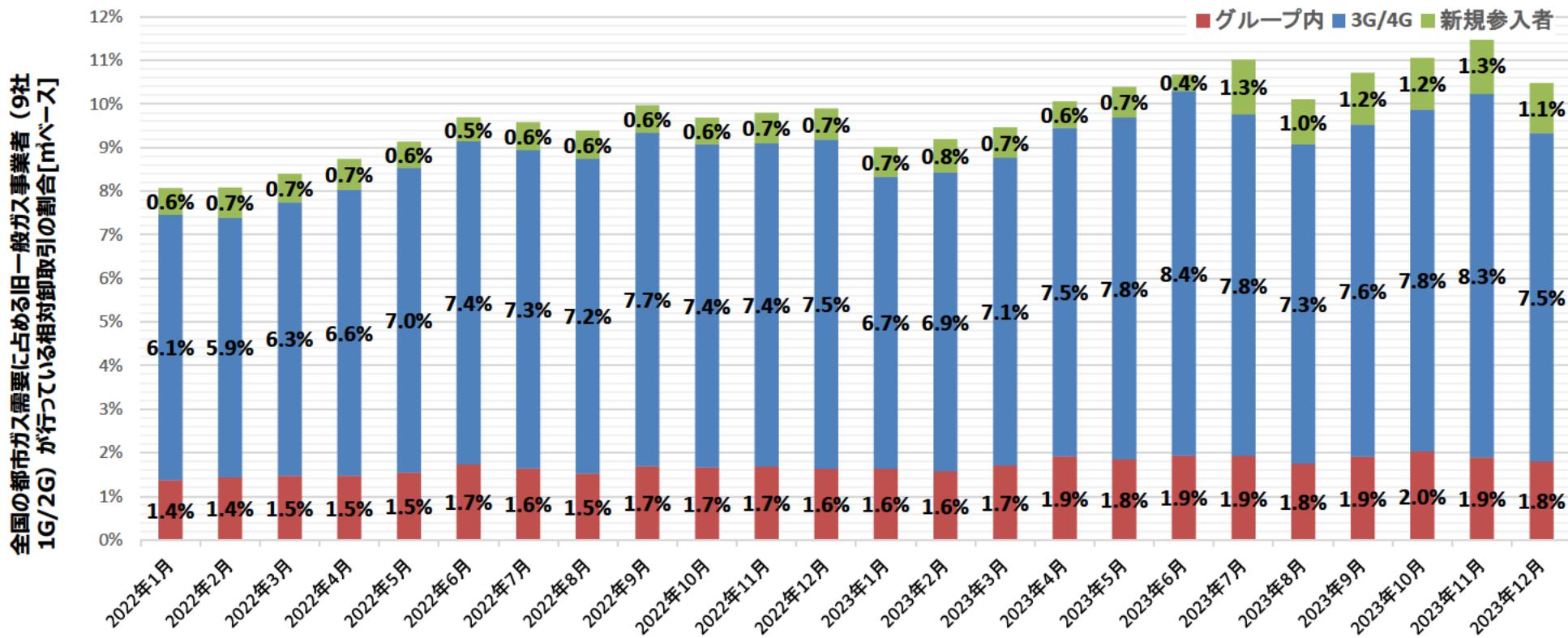
	2023年12月
北海道	19.5%
東北	12.9%
東京	31.2%
中部	19.1%
北陸	5.9%
関西	25.6%
中国	10.9%
四国	11.6%
九州	14.4%
沖縄	11.3%
全国	22.3%

(出所) 電力取引報

(備考) 低圧 : 契約口数ベース

旧一般ガス事業者（9社：1G/2G）の相対取引の状況

- 都市ガス分野における卸取引の実態把握のため、1G/2Gの9社※1が行うガスの相対卸取引のモニタリングを実施（2020年1月からのデータをモニタリング。そのうち2022年1月からの直近2年分を表記）。
- 2023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1.1%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約21.6%である（2023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（2023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。（2023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	22件	4件	0件	18件
大阪ガス	11件	4件	1件	6件
東邦ガス	11件	2件	1件	8件
北海道ガス	16件	2件	2件	12件
静岡ガス	18件	6件	6件	6件
西部ガス	15件	3件	4件	8件
広島ガス	6件	1件	0件	5件
仙台市ガス局	8件	0件	2件	6件
日本ガス	5件	1件	0件	4件
計	112件	23件	16件	73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）

- 今回は、2023年（令和5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。