

第89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4月～令和5年6月期)

令和5年9月29日（金）



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4月～6月				前年同時期 (2022年4月～6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	販売電力量に対する割合※3			34.5%	37.2%	40.1%	39.9%						
	スポット市場	入札	売り入札量前年同時期対比	1.1倍	0.9倍	1.0倍	1.0倍						
			買い入札量前年同時期対比	0.9倍	0.9倍	1.1倍							
		約定	約定量	592億kWh	684億kWh	3,185億kWh	3,272億kWh						
			約定量前年同時期対比	0.9倍	1.0倍	1.0倍							
			平均約定価格 (システムプライス)	8.6円/kWh	18.6円/kWh	20.4円/kWh	13.5円/kWh						
		東西市場分断発生率			38.0%	51.7%	34.9%	32.1%					
	時間前市場	約定	約定量	15.9億kWh	9.0億kWh	49.4億kWh	41.8億kWh						
			平均約定価格	9.4円/kWh	20.6円/kWh	22.9円/kWh	14.5円/kWh						
	先渡市場	約定	約定量	0.03億kWh	0.05億kWh	0.17億kWh	0.47億kWh						
	取引相対	グループ外への供給量			78.9億kWh	110.0億kWh	564.3億kWh	517.1億kWh					
(参考)※1 小売市場				1,761億kWh※2	1,865億kWh	8,054億kWh	8,321億kWh						
	販売電力量	新電力	販売電力量	273億kWh	369億kWh	1,546億kWh	1,786億kWh						
			販売電力量前年同時期対比	0.7倍	1.0倍	0.9倍	1.2倍						
			新電力シェア	15.4%(6月時点)	19.9%(6月時点)	—	—						

※1 出所：電力取引報

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

※3 販売電力量に対する割合は、当該期間の平均値を示す。

電力市場のモニタリング報告

【当四半期報告】

◆ 卸電力市場

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

◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等

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

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
- 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

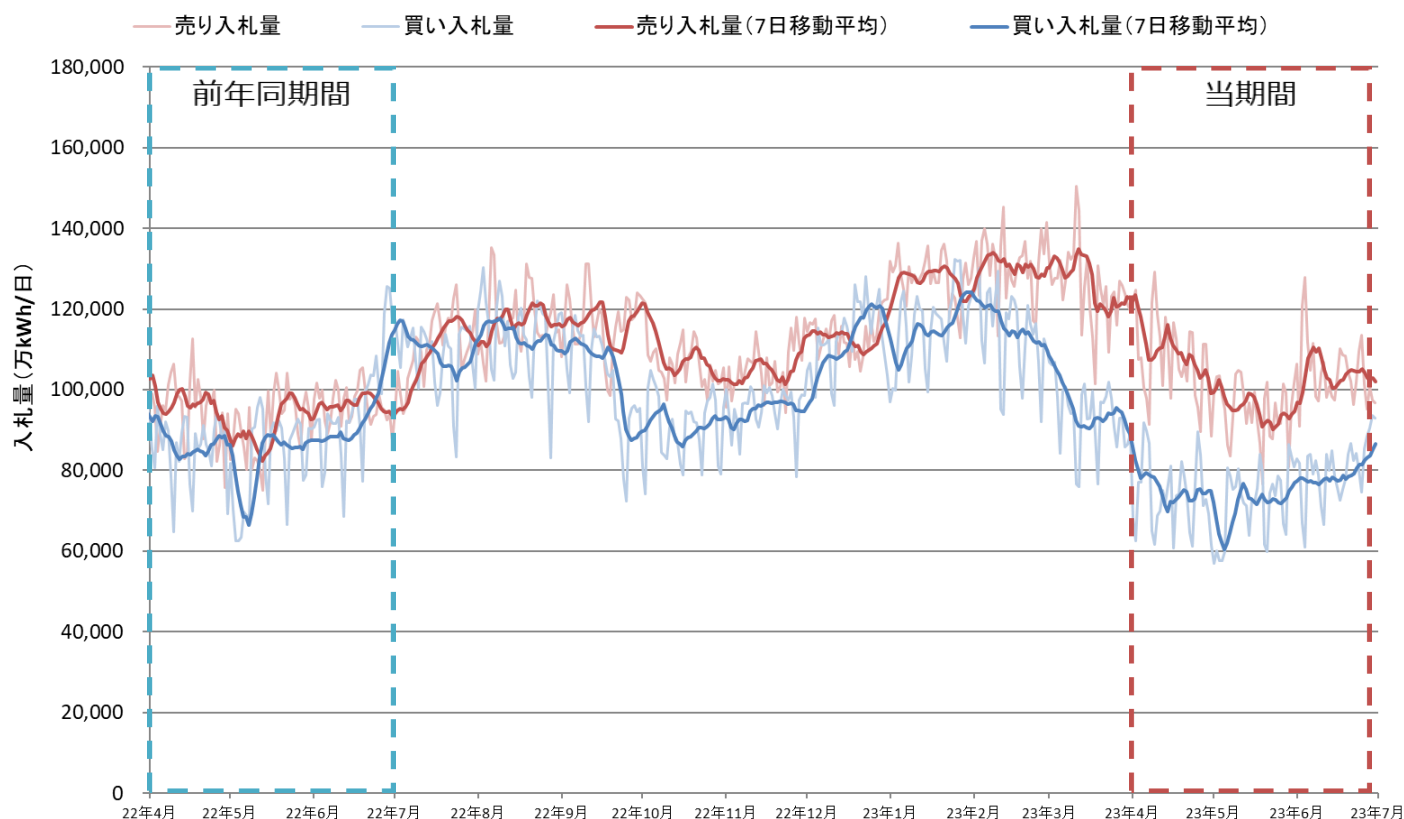
◆ ガス市場

- 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930億kWh、買い入札量は686億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は1.1倍、買い入札量は0.9倍となっている。

スポット市場 入札量の推移
(2022年04月01日～2023年06月30日)



主要データ

売り入札量
(2023年04月～2023年06月)
930 億kWh

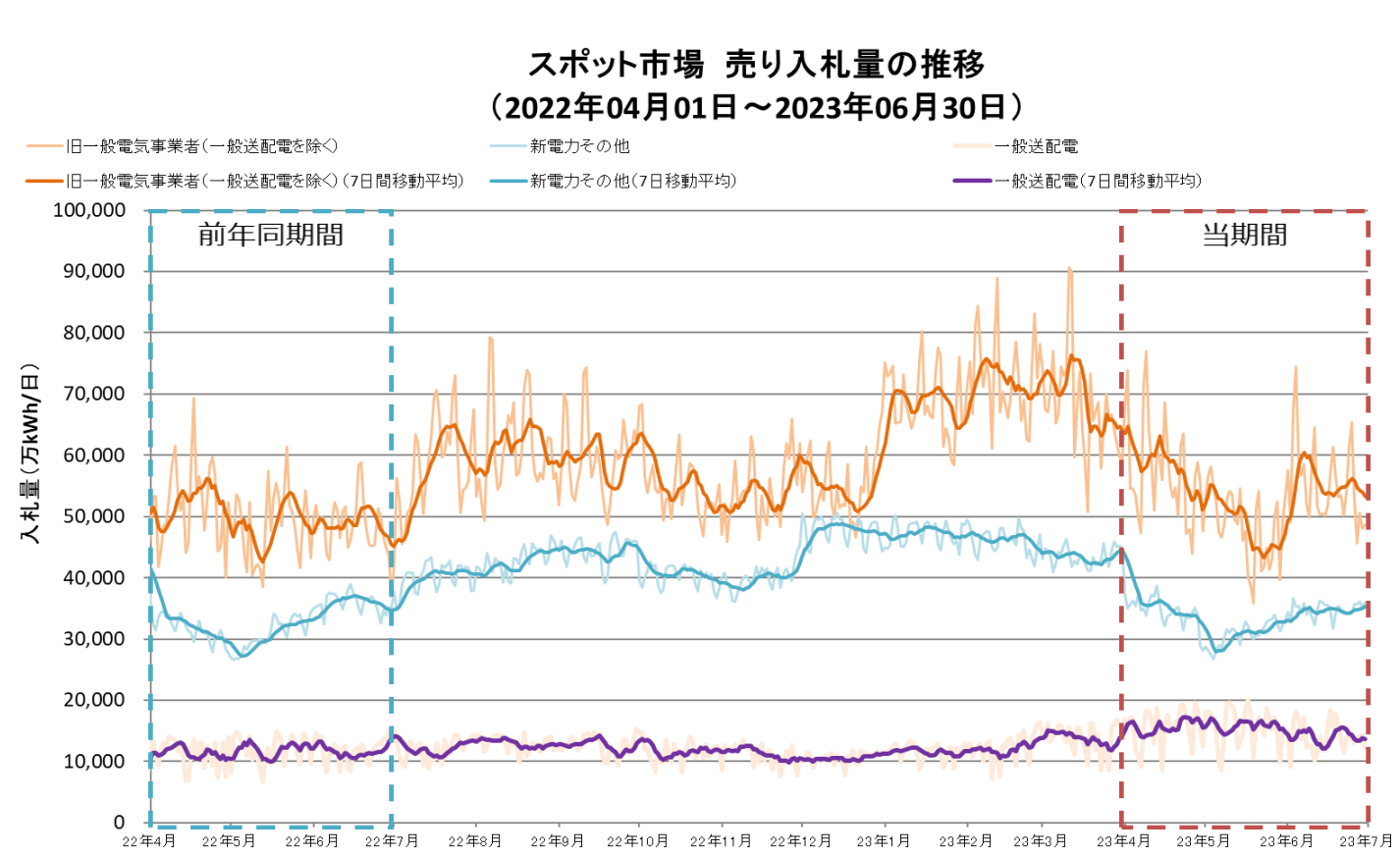
売り入札量の前年同時期対比
(対2022年04月～2022年06月)
1.1 倍

買い入札量
(2023年04月～2023年06月)
686 億kWh

買い入札量の前年同時期対比
(対2022年04月～2022年06月)
0.9 倍

事業者区分別のスポット市場売り入札量

- 当期間におけるスポット市場の売り入札量は、旧一般電気事業者（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304億kWh、一般送配電事業者は138億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.1倍、新電力その他の事業者は1.0倍、一般送配電事業者は1.3倍となっている。



主要データ

旧一般電気事業者（一般送配電除く）による 売り入札量 (2023年04月～2023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時期対比 (対2022年04月～2022年06月)
1.1 倍
新電力その他の事業者による 売り入札量 (2023年04月～2023年06月)
304 億kWh
新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2022年04月～2022年06月)
1.0 倍
一般送配電事業者による 売り入札量 (2023年04月～2023年06月)
138 億kWh
一般送配電事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (2023年04月～2023年06月)
1.3 倍

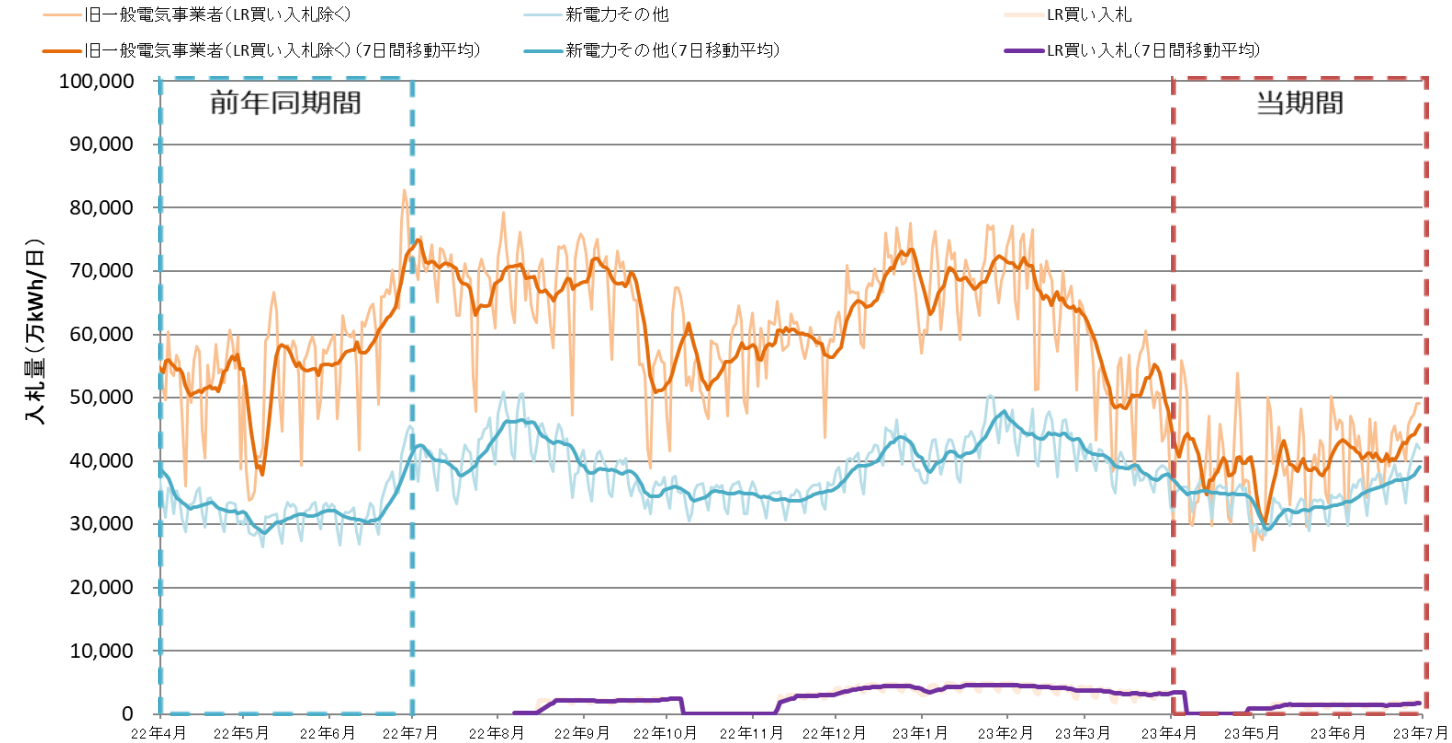
※ 旧一般電気事業者による売り入札量は、一般送配電事業者によるFIT売り入札量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り入札量グラフを追記。
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

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買い入札を除く）は365億kWh、新電力その他の事業者は312億kWh、一般送配電事業者によるLR買い入札量は9億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者（LR買い入札を除く）は0.7倍、新電力その他の事業者は1.1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
(2022年04月01日～2023年06月30日)

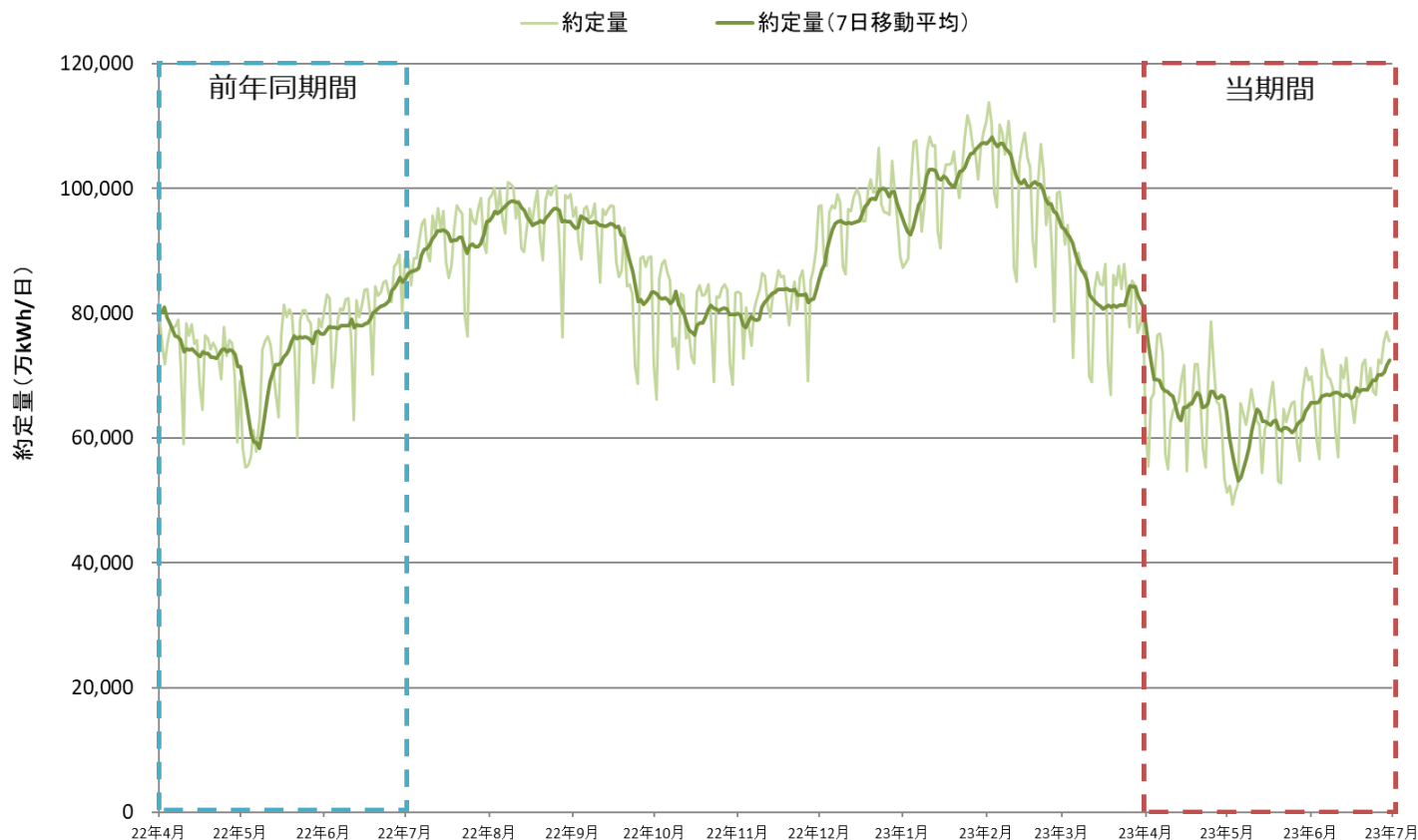


旧一般電気事業者による 買い入札量 (LR買い入札除く) (2023年04月～2023年06月)	365 億kWh
旧一般電気事業者による買い入札量 の前年同時期対比 (LR買い入札除く) (対2022年04月～2022年06月)	0.7 倍
新電力その他の事業者による 買い入札量 (2023年04月～2023年06月)	312 億kWh
新電力その他の事業者による 買い入札量の前年同時期対比 (対2022年04月～2022年06月)	1.1 倍
一般送配電事業者による LR買い入札量 (2023年04月～2023年06月)	9 億kWh

※ 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。

- 当期間におけるスポット市場の約定量は、592億kWhであった。
- 前年同時期対比は0.9倍となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2022年04月01日～2023年06月30日)



主要データ

約定量
(2023年04月～2023年06月)

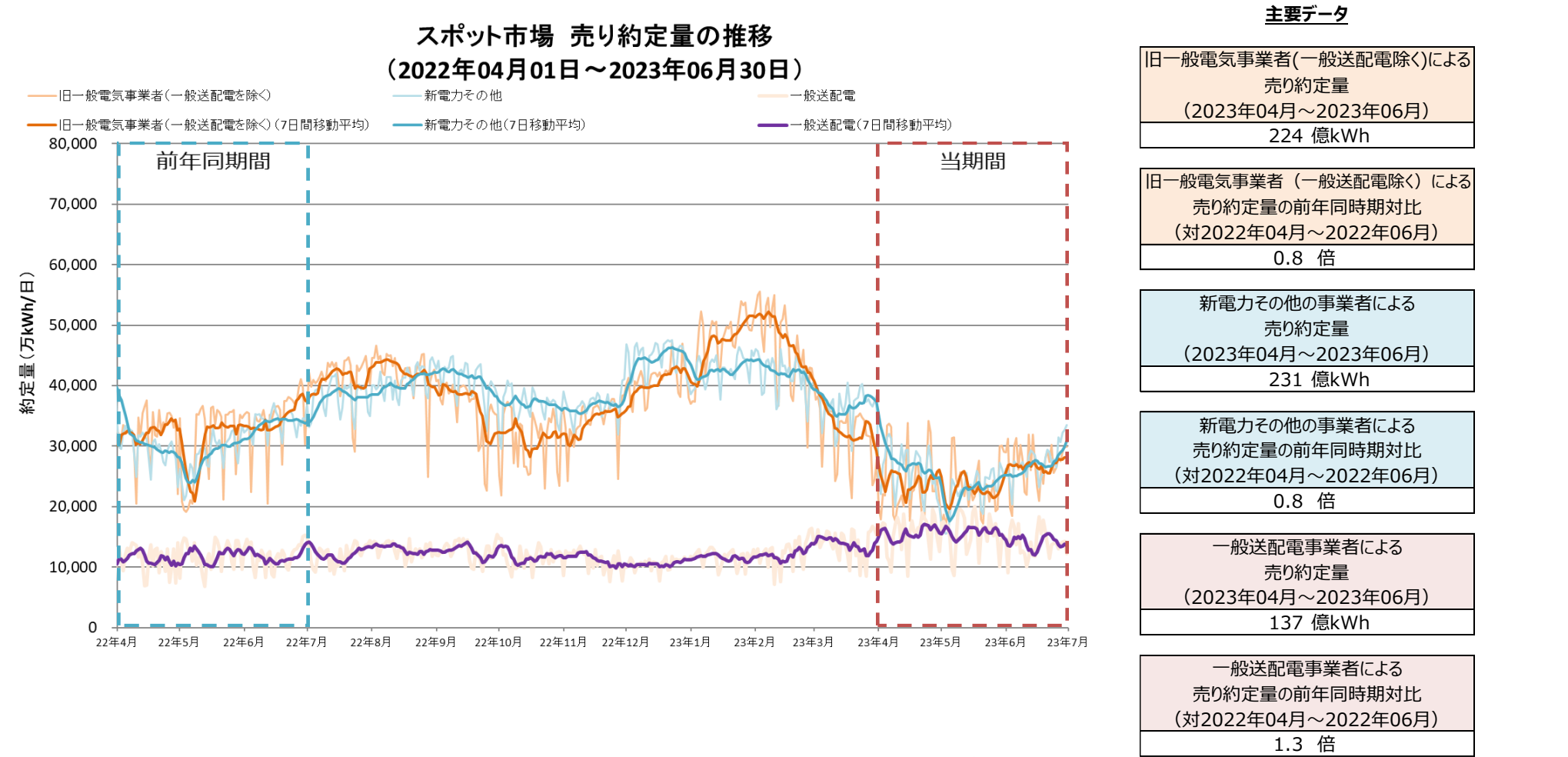
592 億kWh

約定量の前年同時期対比
(対2022年04月～2022年06月)

0.9 倍

事業者区分別のスポット市場売り約定量

- 当期間におけるスポット市場の売り約定量は、旧一般電気事業者（一般送配電事業者を除く）は224億kWh、新電力その他の事業者は231億kWh、一般送配電事業者は137億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は0.8倍、新電力その他の事業者は0.8倍、一般送配電事業者は1.3倍となっている。

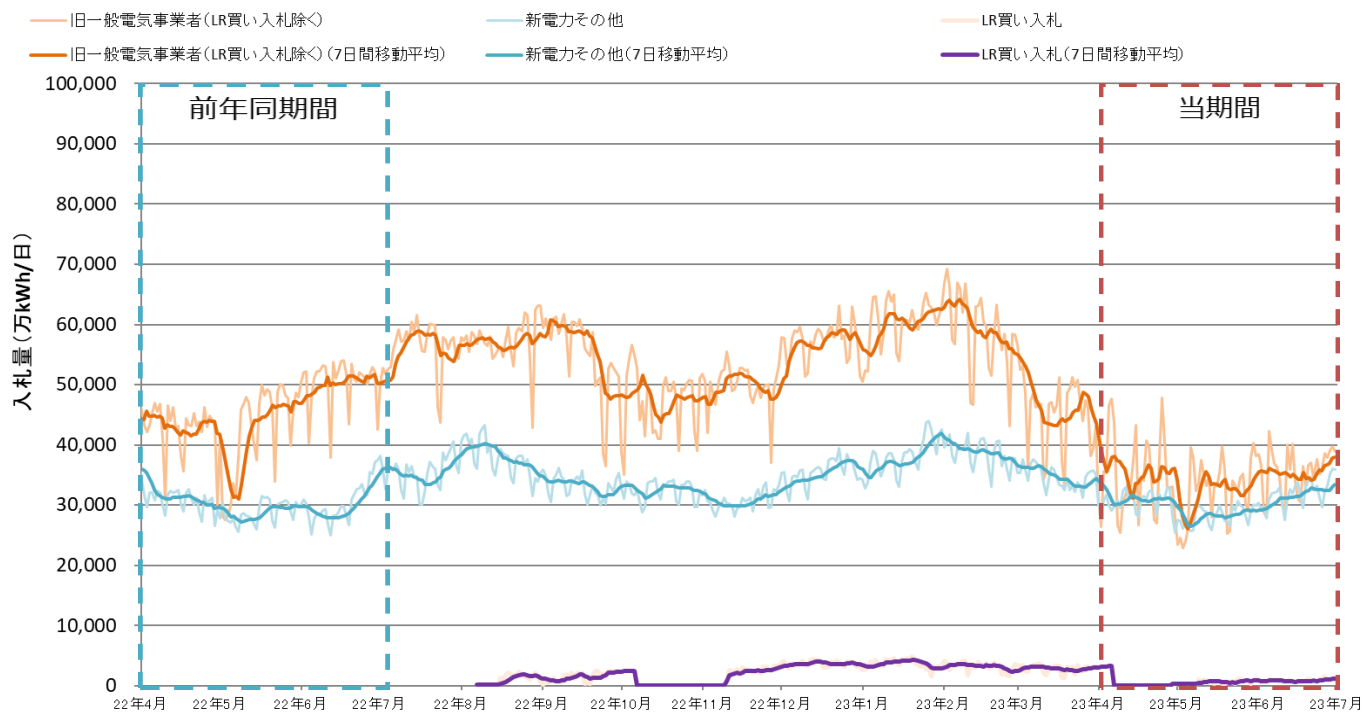


※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、一般送配電事業者によるFIT売り約定量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り約定量グラフを追記。
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、東京電力リニューアブルパワー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

事業者区分別のスポット市場買い約定量

- 当期間におけるスポット市場の買い約定量は、旧一般電気事業者（LR買い入札を除く）は312億kWh、新電力その他の事業者は275億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買い入札を除く）は0.8倍、新電力その他の事業者は1.0倍となっている。
- 旧一般電気事業者による買い約定量が売り約定量を上回っている。また、前期までは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たが、今期は新電力その他も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
(2022年04月01日～2023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） （2023年04月～2023年06月）
312 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買い入札除く） （対2022年04月～2022年06月）
0.8 倍

新電力その他の事業者による 買い約定量 （2023年04月～2023年06月）
275 億kWh

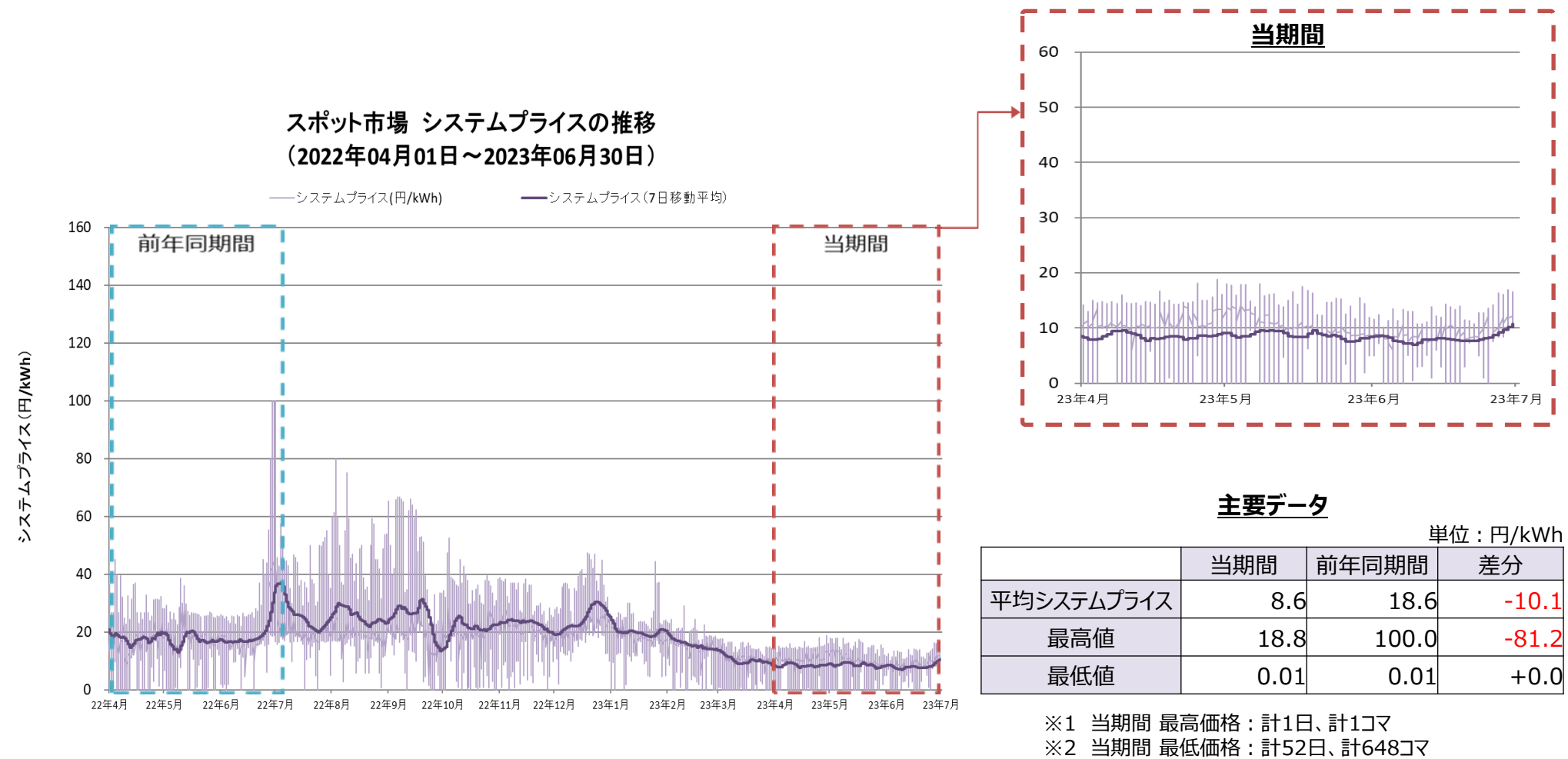
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 （対2022年04月～2022年06月）
1.0 倍

一般送配電事業者による LR買い約定量 （2023年04月～2023年06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。

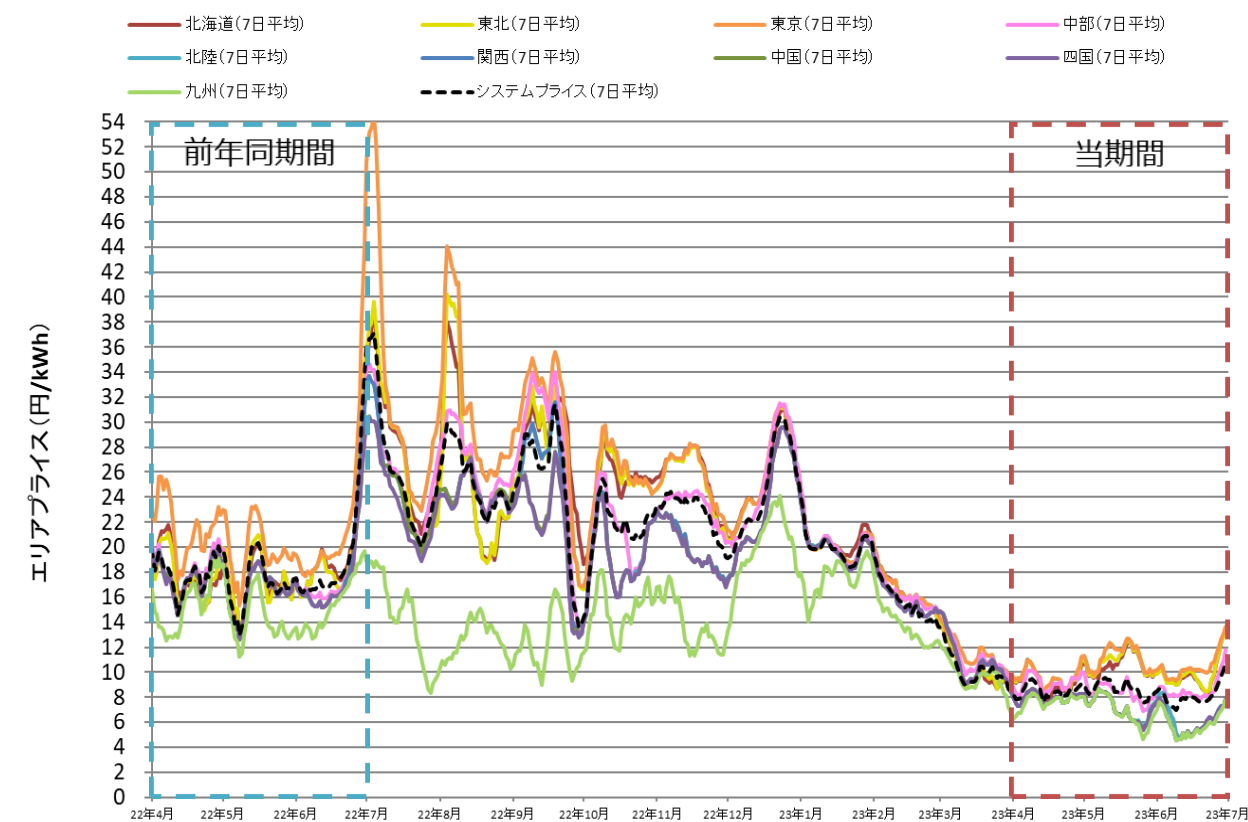
スポット市場のシステムプライス

- 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8.6円/kWhであった。
- 前年同期間の平均18.6円/kWhと比べて10.1円減少した。（LNGのスポット価格が前年同時期の平均27.4ドル/MMBtuから当期間平均10.9ドル/MMBtuまで低下）



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

スポット市場 エリアプライスの推移
(2022年04月01日～2023年06月30日)



期間内平均価格

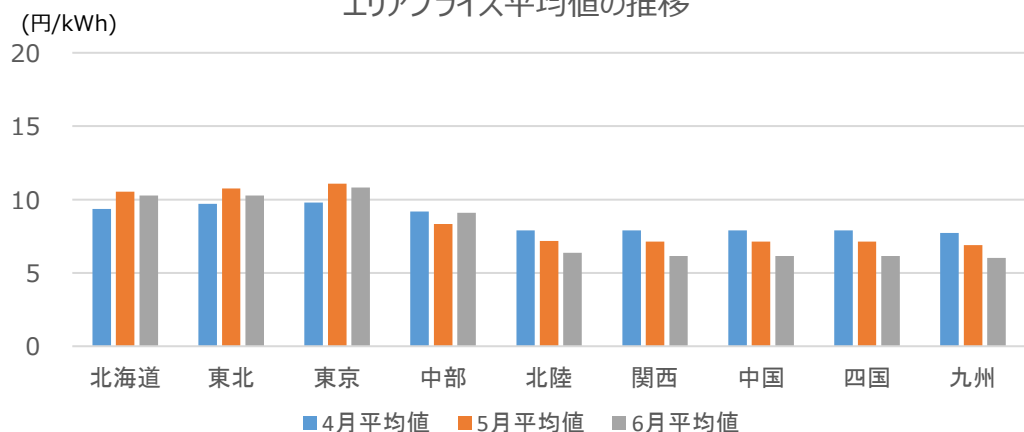
単位：円/kWh

	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	8.6	18.6	-10.1
北海道	10.1	18.8	-8.7
東北	10.3	18.9	-8.6
東京	10.6	22.1	-11.5
中部	8.9	18.2	-9.3
北陸	7.2	17.9	-10.7
関西	7.1	17.9	-10.8
中国	7.1	17.6	-10.5
四国	7.1	17.6	-10.5
九州	6.9	15.2	-8.3

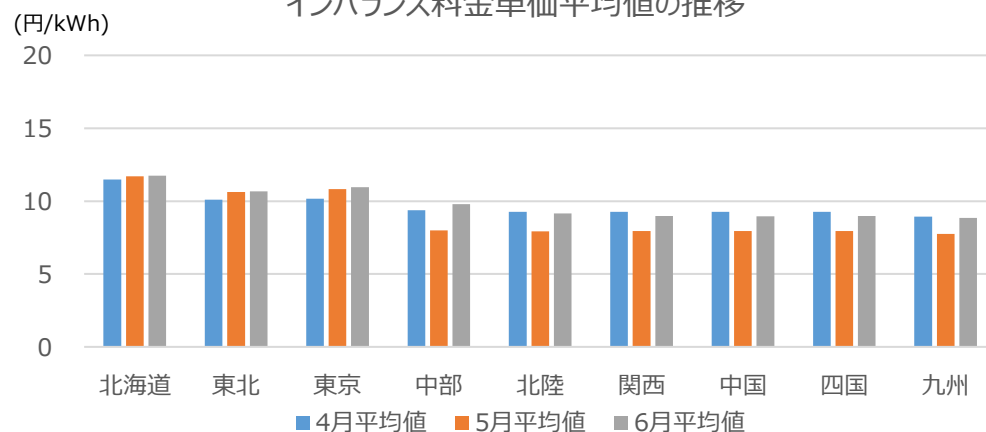
インバランス料金単価とエリアプライスの推移

- 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、北海道エリア、北陸～九州エリアにおいて乖離が見られ、特に6月は、北陸～九州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2.82円、最小で0.13円、平均で1.14円となっている。

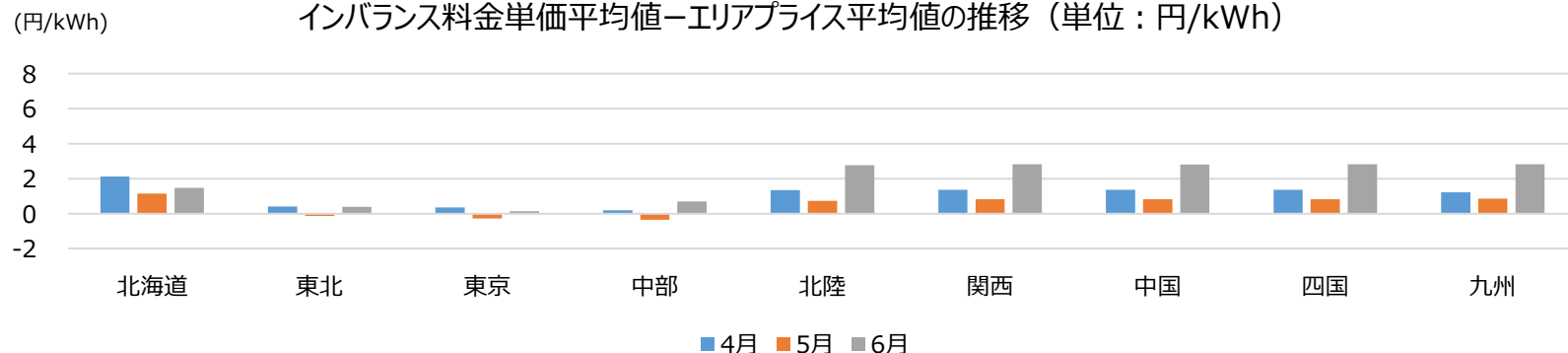
エリアプライス平均値の推移



インバランス料金単価平均値の推移

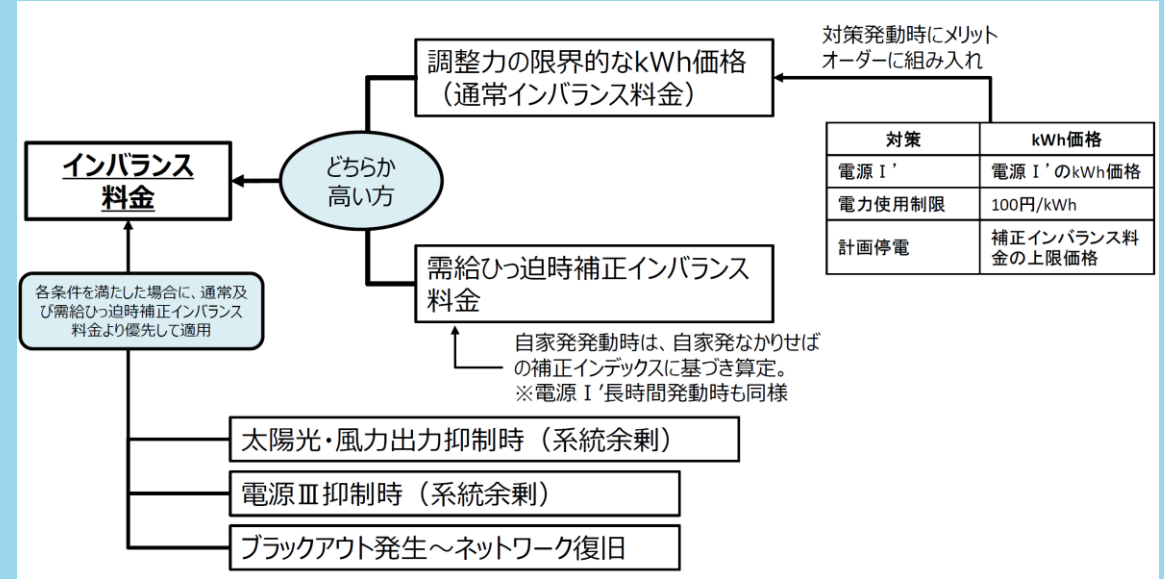
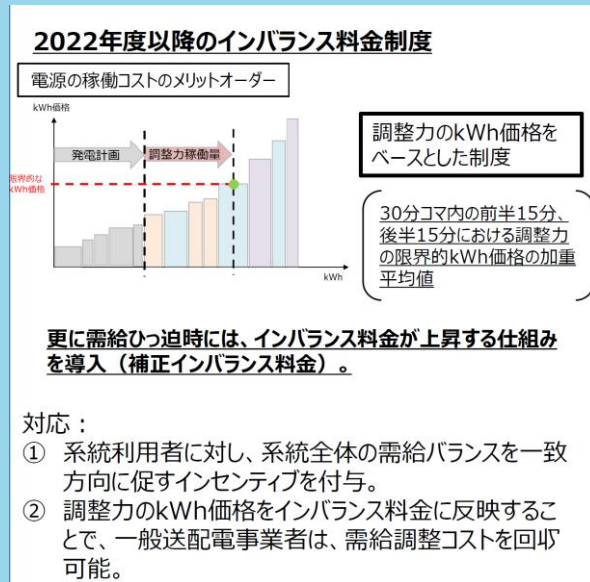


インバランス料金単価平均値－エリアプライス平均値の推移（単位：円/kWh）

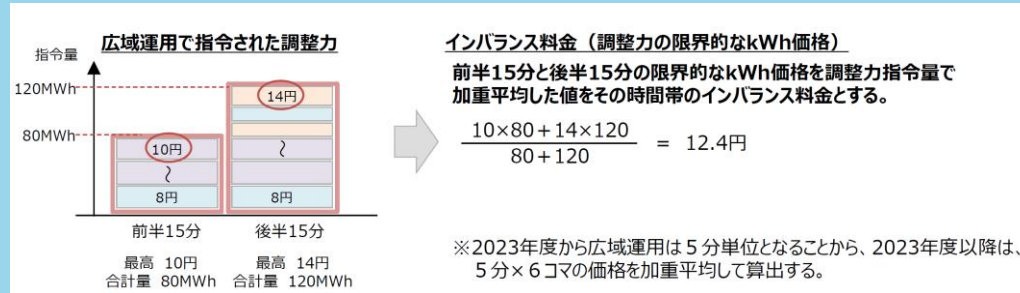


(参考) インバランス算定方法 (2022年4月から)

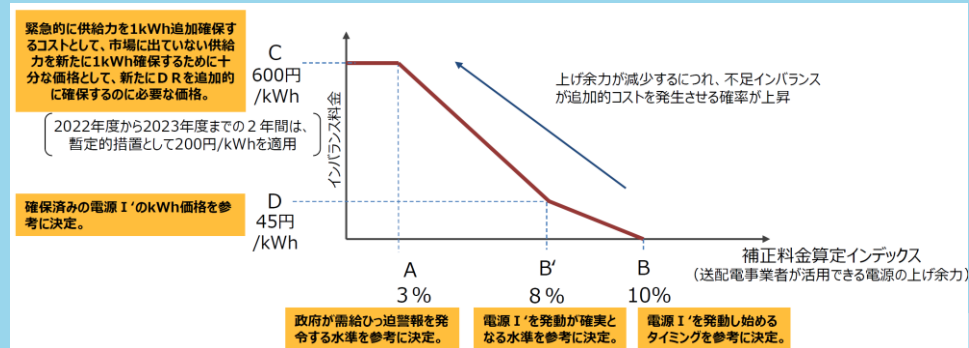
○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



○調整力の限界的なkWh価格の算定方法



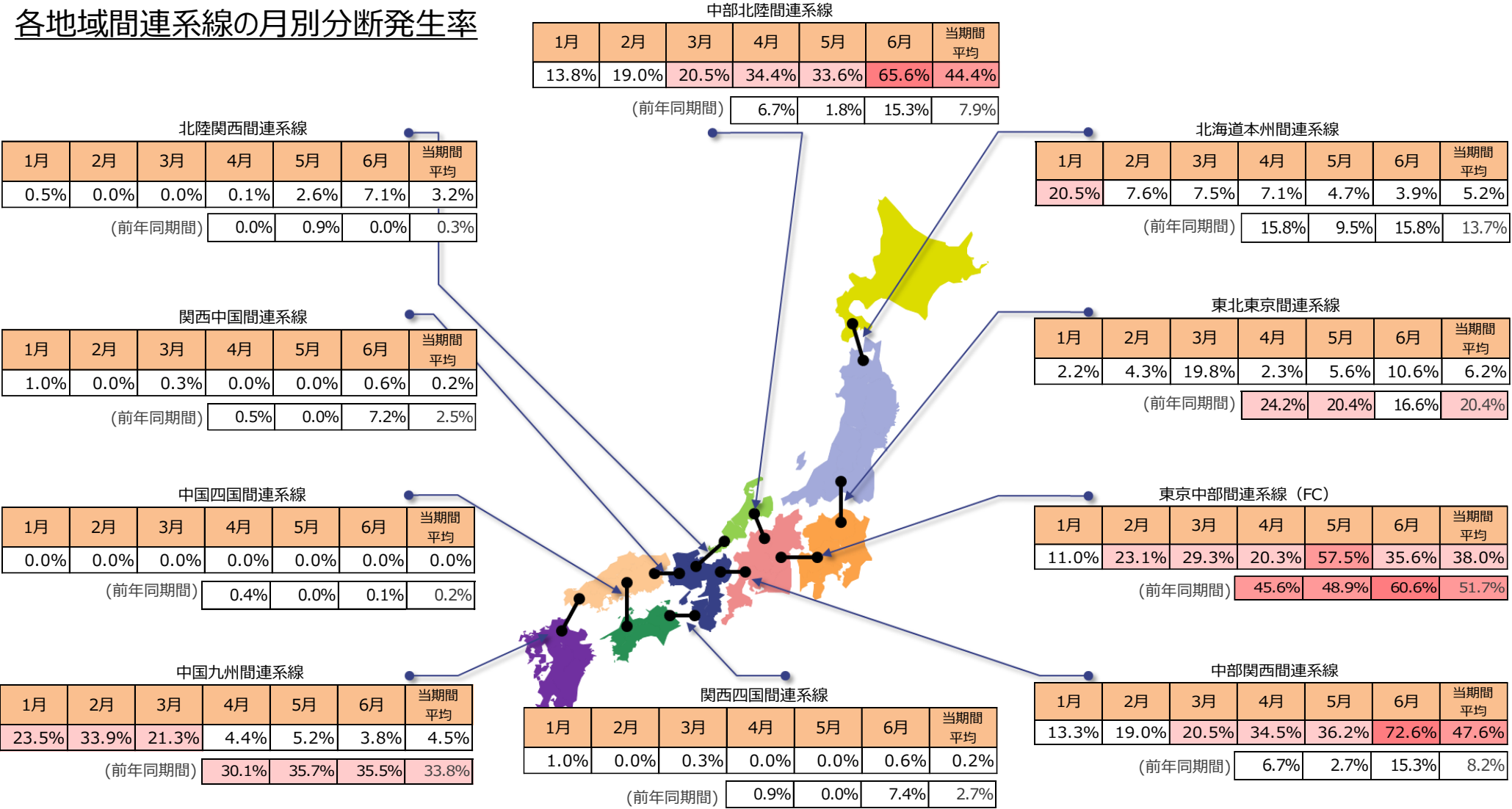
○需給ひっ迫時補正インバランス料金の考え方



各地域間のスポット市場分断状況

- 市場分断発生率を見ると、「東京中部間連系線」「中部北陸間連系線」「中部関西間連系線」が高めで推移。
- 前年同期間との比較では、「中部北陸間連系線」「中部関西間連系線」が大幅に上昇し、特に6月が顕著。
「中国九州間連系線」は大幅に減少している。

各地域間連系線の月別分断発生率

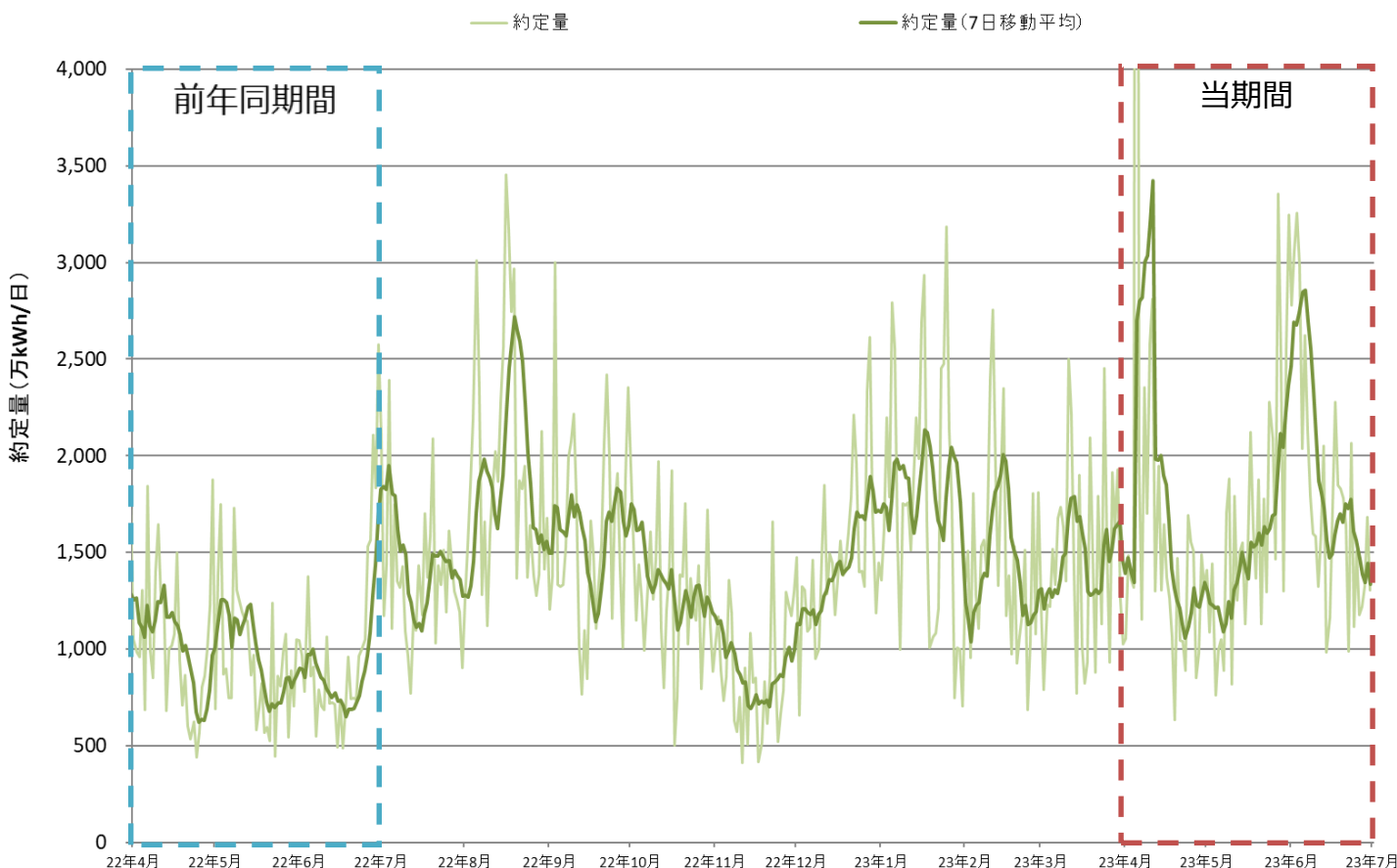


※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

時間前市場の約定量

- 当期間における時間前市場の約定量は、15.9億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.8倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2022年4月1日～2023年6月30日)



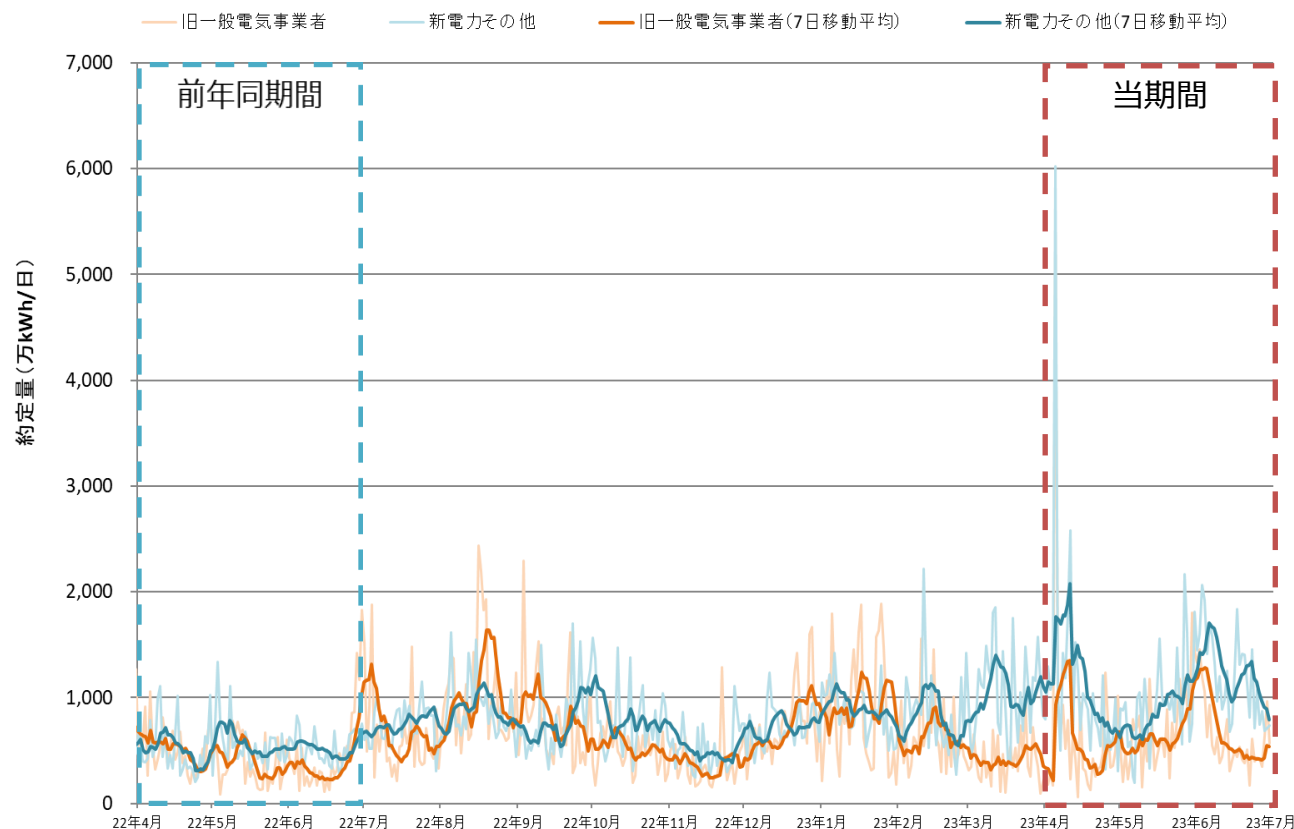
主要データ

約定量 (2023年4月～2023年6月)
15.9 億kWh
約定量の前年同時期対比 (対2022年4月～2022年6月)
1.8 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6.0億kWh、新電力その他の事業者は9.9億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.5倍、新電力その他の事業者は2.0倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2022年4月1日～2023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
(2023年4月～2023年6月)

6.0 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4月～2022年6月)

1.5 倍

新電力その他の事業者による
売り約定量
(2023年4月～2023年6月)

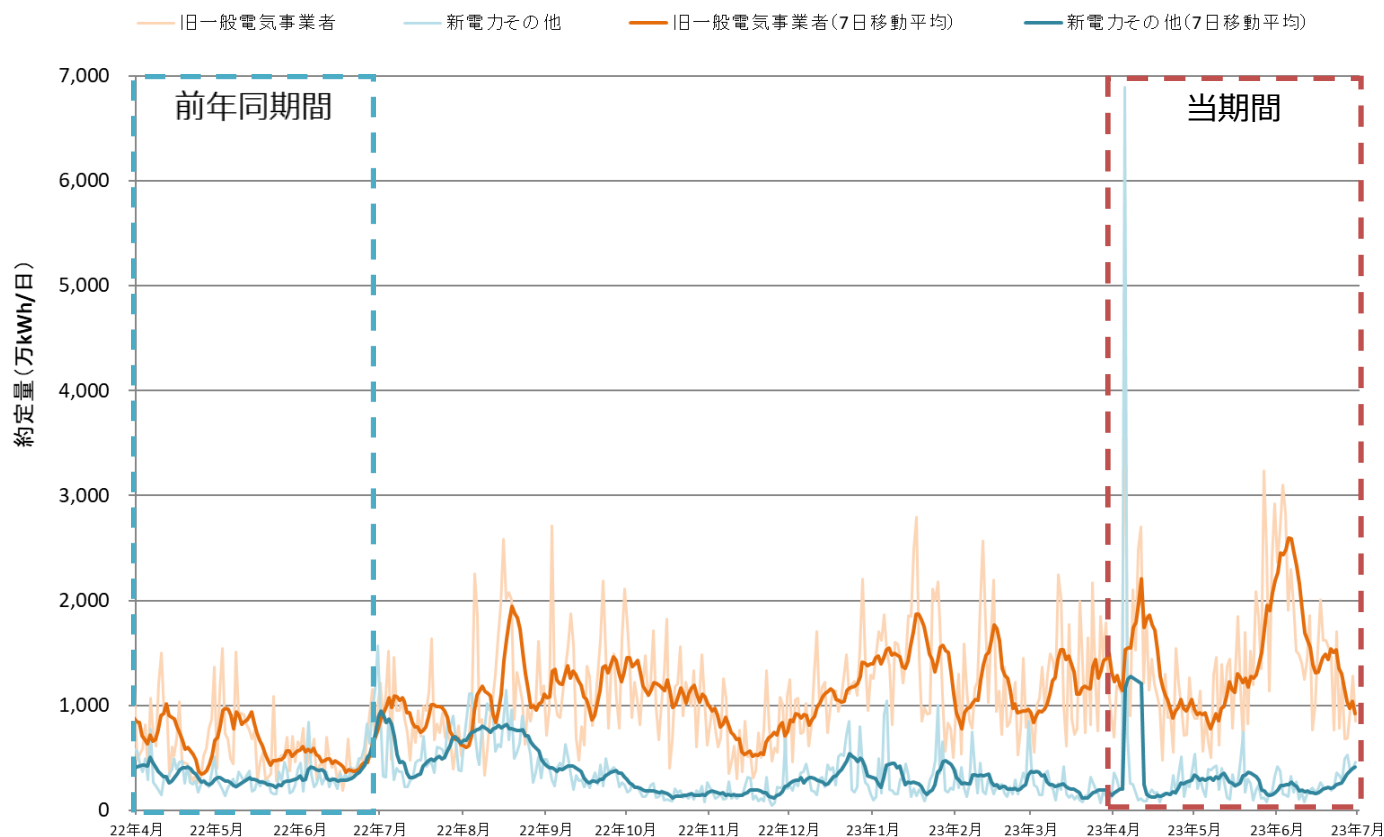
9.9 億kWh

新電力その他の事業者による
売り約定量の前年同時期対比
(対2022年4月～2022年6月)

2.0 倍

事業者区分別の時間前市場買い約定量

- 当期間における時間前市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は12.9億kWh、新電力その他の事業者は3.0億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が2.3倍、新電力その他の事業者は0.9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
(2022年4月1日～2023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
(2023年4月～2023年6月)
12.9 億kWh

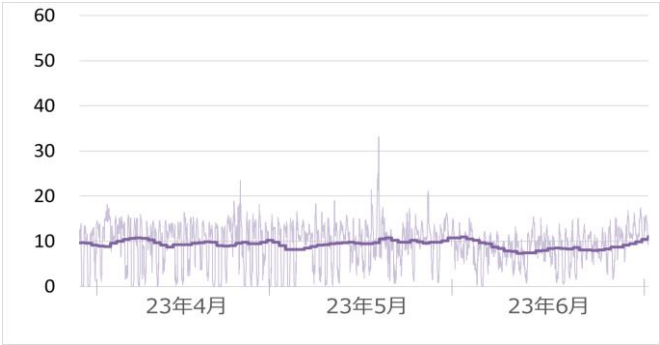
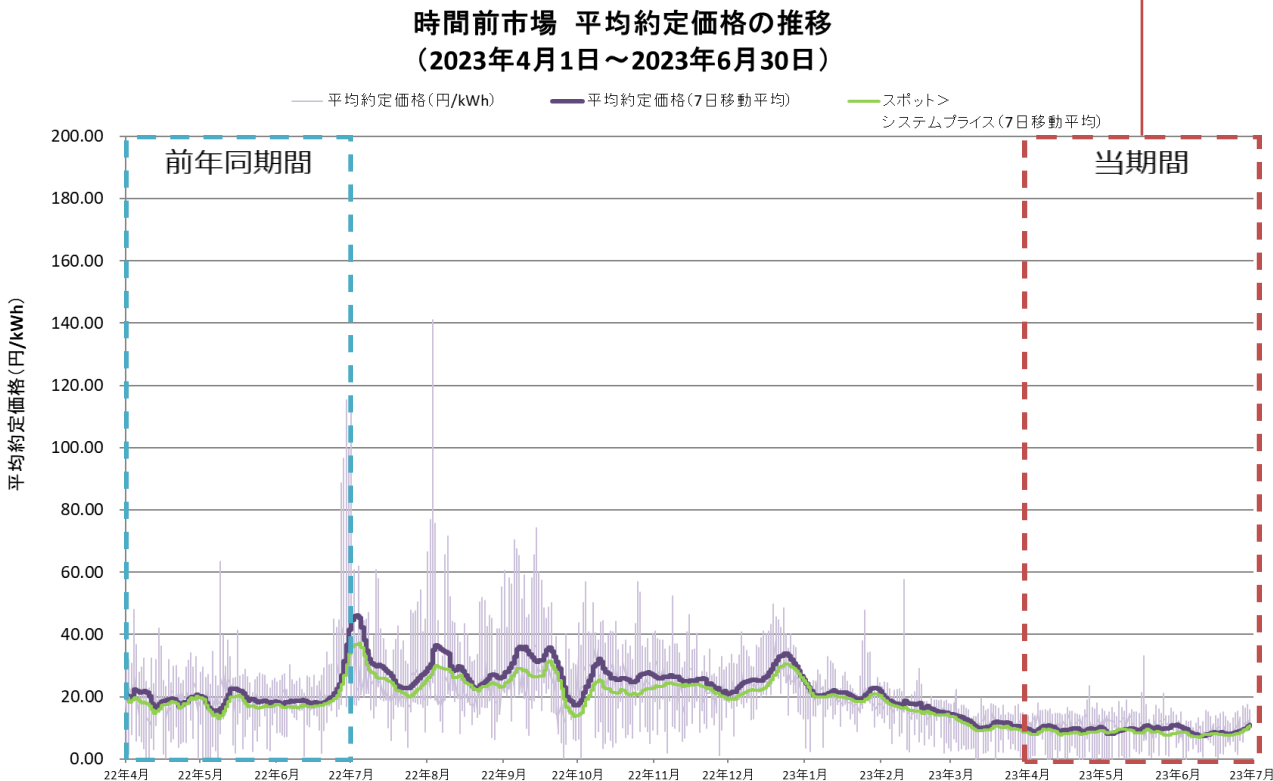
旧一般電気事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2022年4月～2022年6月)
2.3 倍

新電力その他の事業者による
買い約定量
(2023年4月～2023年6月)
3.0 億kWh

新電力その他の事業者による
買い約定量の前年同時期対比
(対2022年4月～2022年6月)
0.9 倍

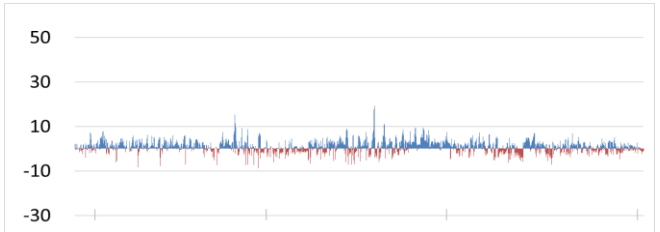
時間前市場の平均約定価格

- 当期間における時間前市場の平均約定価格は、9.4円/kWhであった。前年同期間の平均20.6円/kWhと比べて減少した。
- 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0.8円/kWh上回り推移した。



価格差(時間前平均価格-システムプライス)

最大差(正) : +19.24円/kWh 5月18日 21:00
最大差(負) : -8.72円/kWh 4月30日 7:30



主要データ

単位 : 円/kWh

	当期間	前年 同期間	差分
時間前市場 平均約定価格	9.4	20.6	-11.3
(参考) スポット市場 平均システムプライス	8.6	18.6	-10.1
最高値	33.2	115.3	-82.1
最低値	0.01	0.02	-0.01

最高値 : 5月18日 計1コマ
最低値 : 4月1日,2日,9日,13日,22日,23日,27日
5月1日,2日,3日,4日,5日 6月4日 計89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3,360MWh（前年同時期対比0.64倍）であった。
- なお、当期間における電力先物の約定実績はTOCOMでは486,661MWh（先渡市場の約145倍の規模）、EEXでは3,818,736MWh（先渡市場の約1,137倍の規模）であった。

期間中の約定量・入札量※1 (単位:MWh)

項目	地域	合計 (当四半期)						(参考) 合計 (前年同四半期)
		昼間型-週間	昼間型-月間	24時間型-週間	24時間型-月間	24時間型-年間		
約定量	合計	3,360	3,360	0	0	0	0	5,240
	東京	3,360	3,360	0	0	0	0	4,232
	関西	0	0	0	0	0	0	1,008
売り入札	合計	763,168	297,696	400,872	64,600	0	0	85,194
	東京	637,188	195,216	400,872	41,100	0	0	57,452
	関西	125,980	102,480	0	23,500	0	0	27,742
買い入札	合計	5,947,560	1,125,600	3,536,760	306,800	978,400	0	6,768,816
	東京	683,030	509,880	0	173,150	0	0	1,319,978
	関西	5,264,530	615,720	3,536,760	133,650	978,400	0	5,448,838

(参考) 先物市場※2 (TOCOM、EEX) との約定量に関する比較

(TOCOM)

項目	地域	合計			(参考) 合計 (前年同四半期)
		(当四半期)	ベースロード	日中ロード	
約定量	合計	486,661	428,153	58,508	636,064
	東京	379,453	328,687	50,766	461,017
	関西	107,208	99,466	7,742	175,046

(EEX)

項目	地域	合計			(参考) 合計 (前年同四半期)
		(当四半期)	ベースロード	ピークロード	
約定量	合計	3,818,736	3,584,352	234,384	1,631,568
	東京	3,147,624	2,933,664	213,960	1,327,164
	関西	671,112	650,688	20,424	304,404

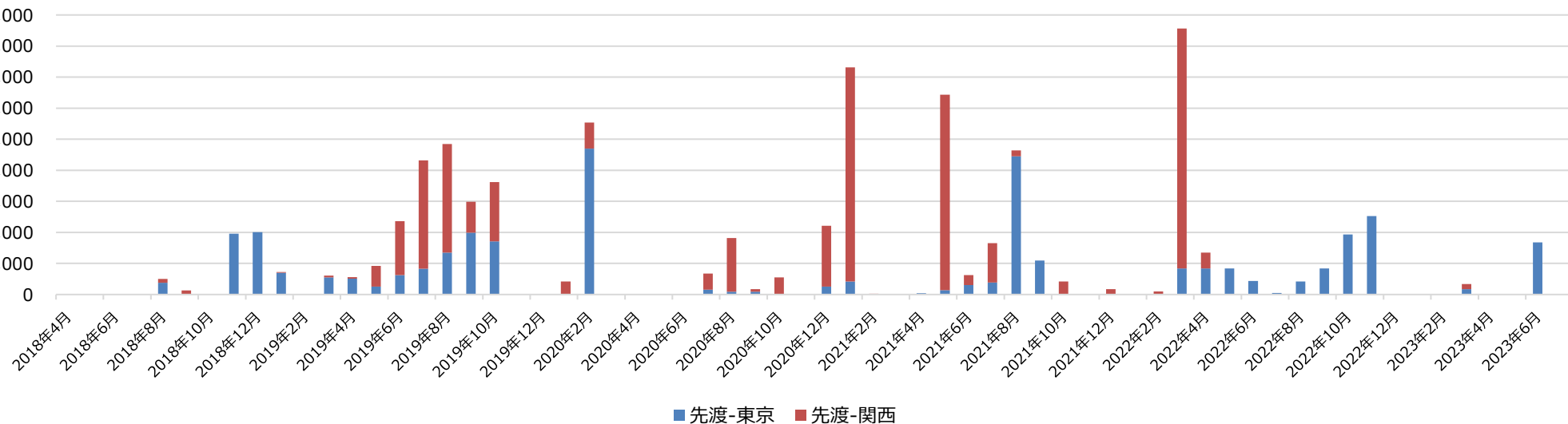
※1 先渡市場は、各商品の約定量をkWhに換算し（24時間商品：祝日含む全日数×24時間、昼間商品：祝日除く日数×10時間）、約定月別に集計。
※2 先物市場は、JPXおよびEEXホームページ公開データを元に集計。
※3 ベースロード市場は、4～6月にオークションなし

(参考) 先渡市場、先物市場取引における約定量推移 (約定月別)

○ 前年同期に比べて、先物市場における約定量が、EEXの東京商品を中心に、増加傾向。

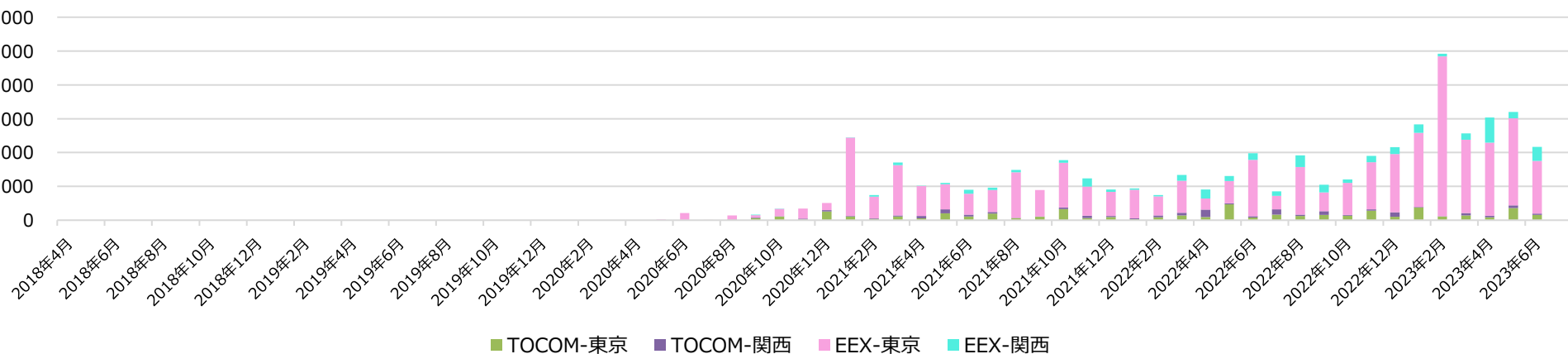
MWh

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）、約定月別に集計。

※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。

【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
- グロス・ビディングの状況
- 売りブロック入札の状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営水力電気事業の入札等の状況
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場

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

◆ 小売市場

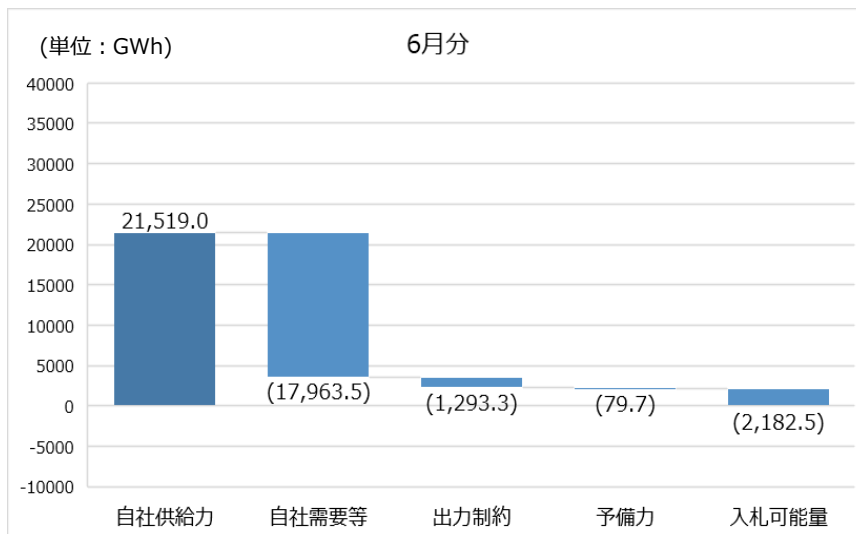
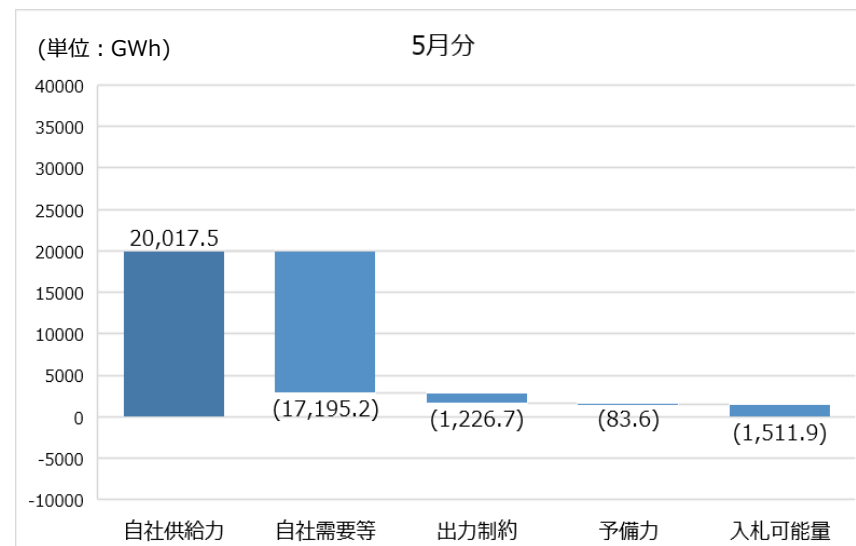
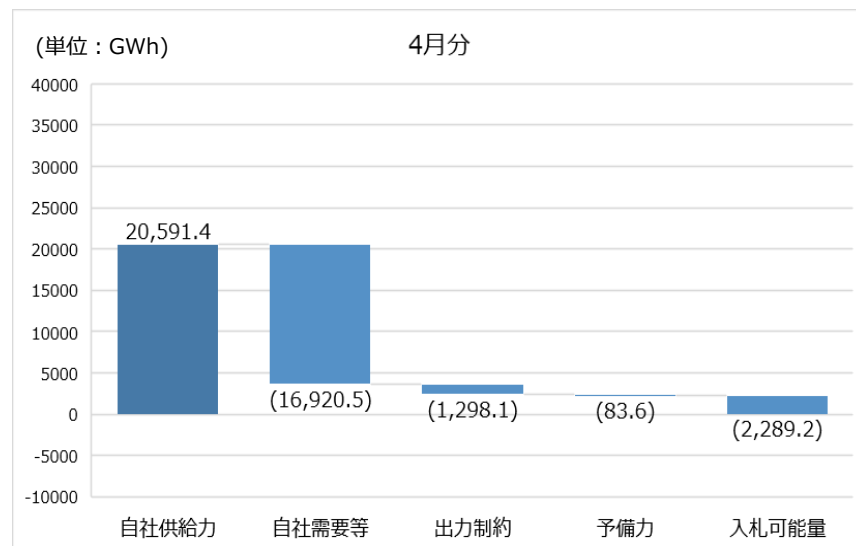
- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向

◆ 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7～11%（4月:11.1%、5月:7.6%、6月:10.1%）であった。



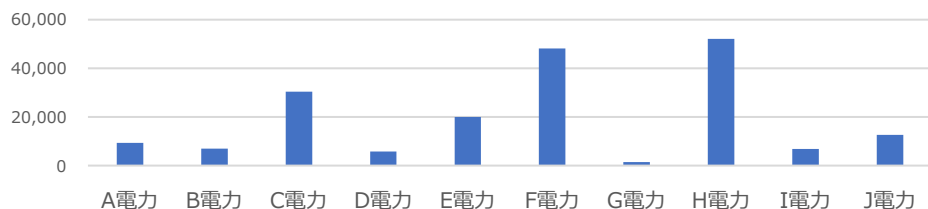
【入札可能量集計対象日】

- ◆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。
 - ・5月分は、時間前市場におけるコマ毎平均価格が30円/kWh以上の高騰日(5/18)1日を含む。
- ◆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。

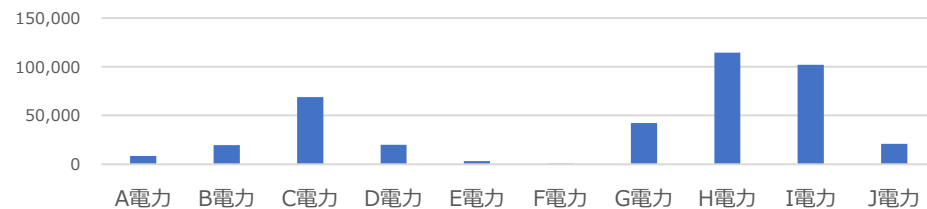
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 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、F電力、C電力、H電力等が主要な事業者となっており、買い手側としては、G電力、H電力、I電力等が主要な事業者となっている。

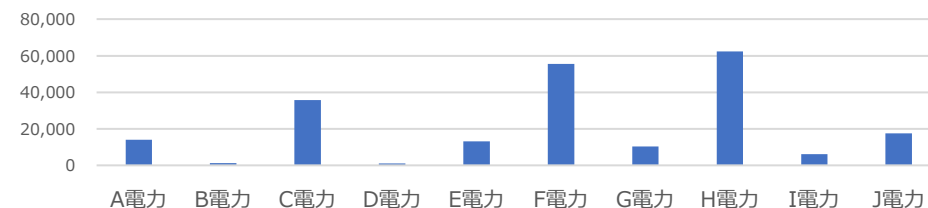
2023年4月 時間前市場 売り手別 約定量 (単位: MWh)



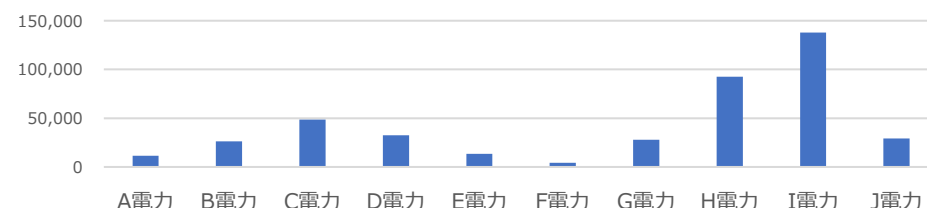
2023年4月 時間前市場 買い手別 約定量 (単位: MWh)



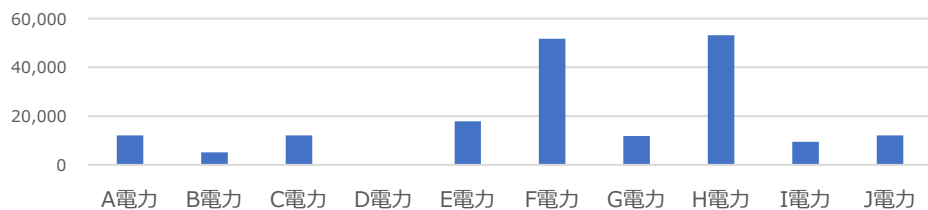
2023年5月 時間前市場 売り手別 約定量 (単位: MWh)



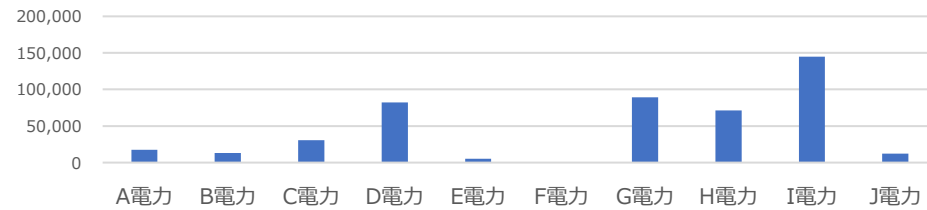
2023年5月 時間前市場 買い手別 約定量 (単位: MWh)



2023年6月 時間前市場 売り手別 約定量 (単位: MWh)



2023年6月 時間前市場 買い手別 約定量 (単位: MWh)



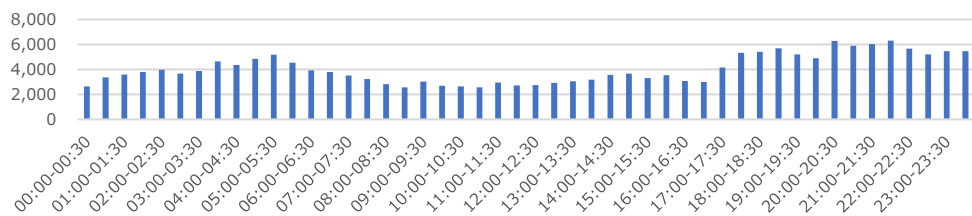
※JEPXデータ（非公開）より集計

※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

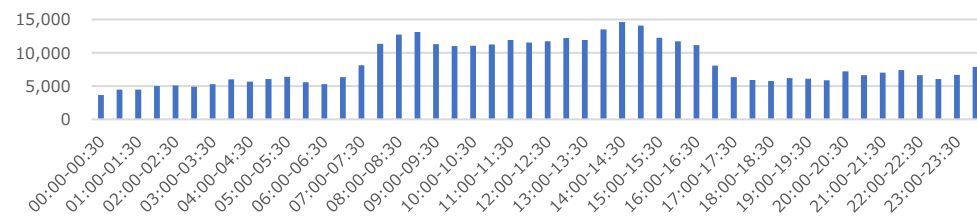
旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手商品コマ別の約定状況

- 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毎に集計を行うと下図のとおり。
- 買い手側の約定量については、4月～5月においては、日中：8:00～17:00のコマで需要が存在する。

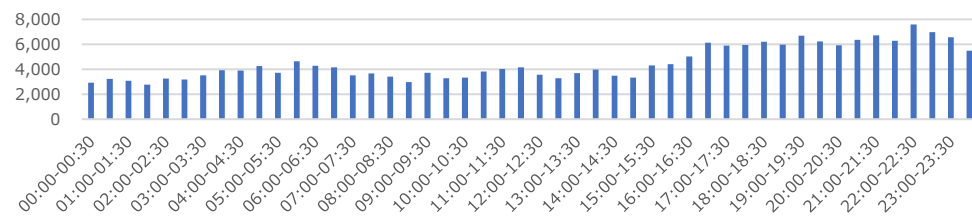
2023年4月 時間前市場 売り手別商品名別 約定量（単位：MWh）



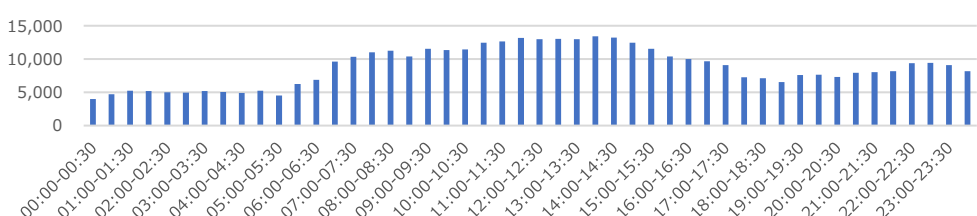
2023年4月 時間前市場 買い手別商品名別 約定量（単位：MWh）



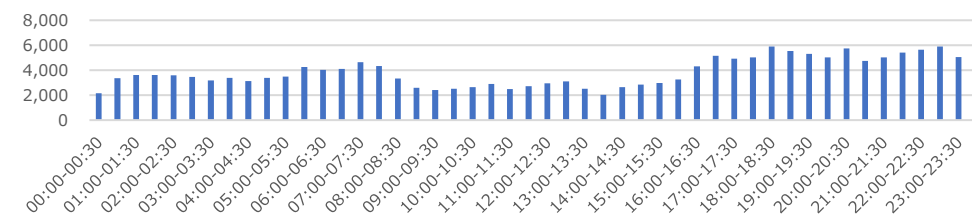
2023年5月 時間前市場 売り手別商品名別 約定量（単位：MWh）



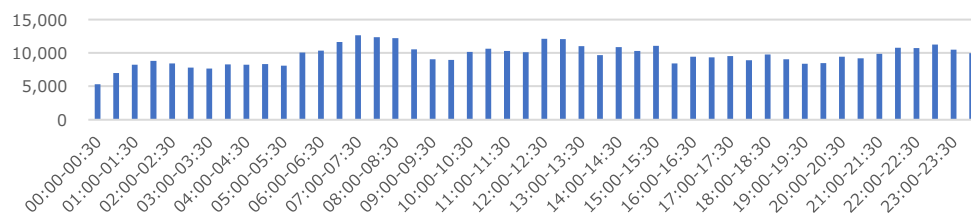
2023年5月 時間前市場 買い手別商品名別 約定量（単位：MWh）



2023年6月 時間前市場 売り手別商品名別 約定量（単位：MWh）



2023年6月 時間前市場 買い手別商品名別 約定量（単位：MWh）

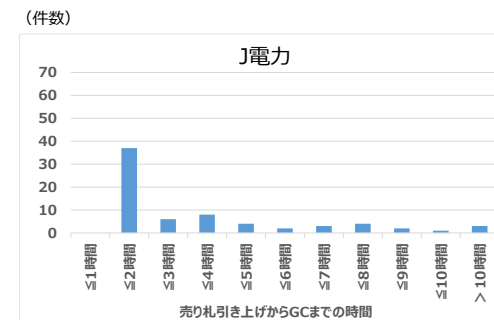
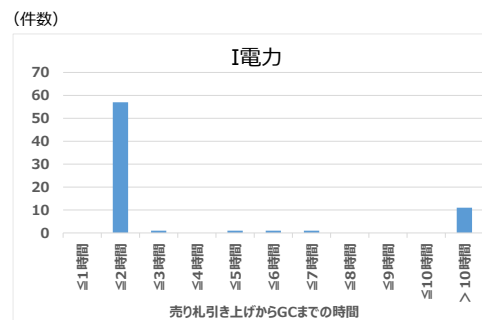
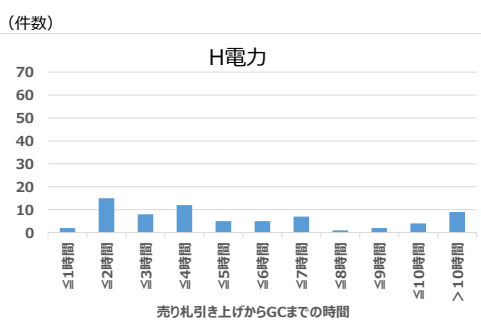
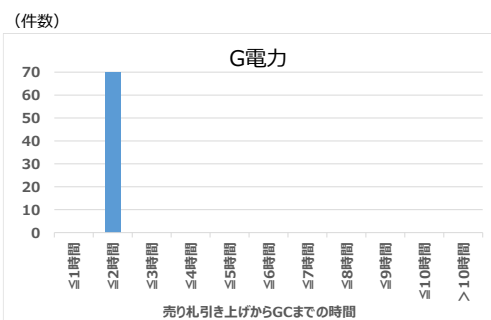
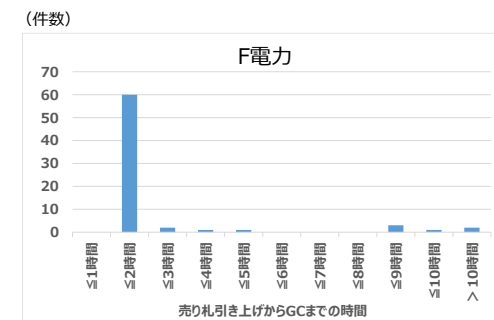
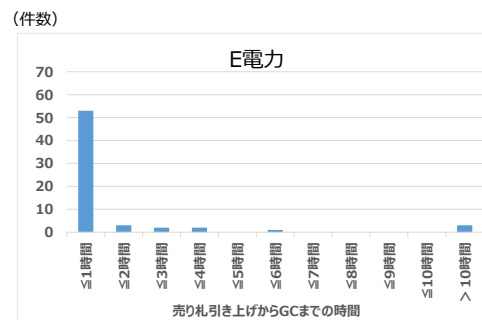
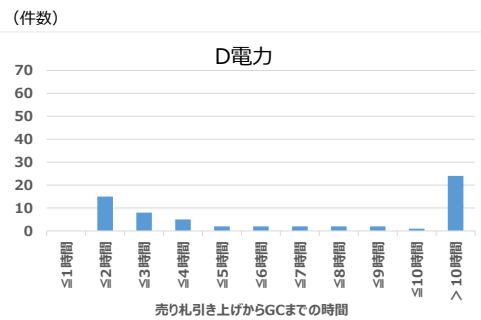
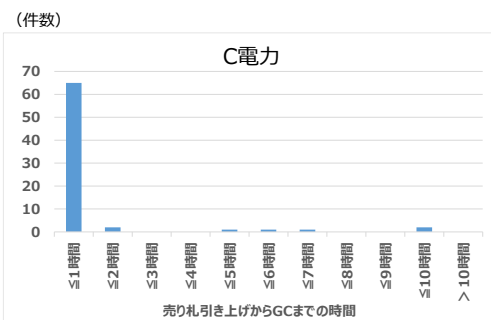
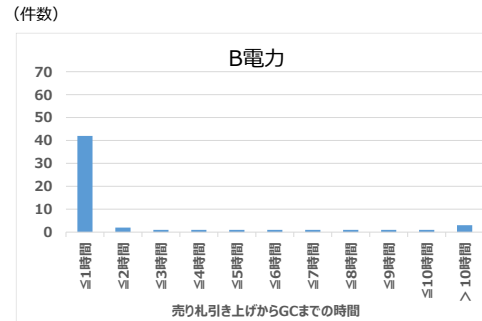
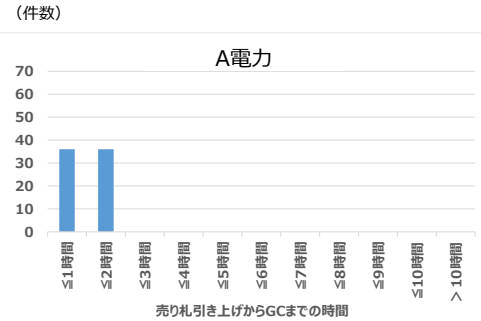
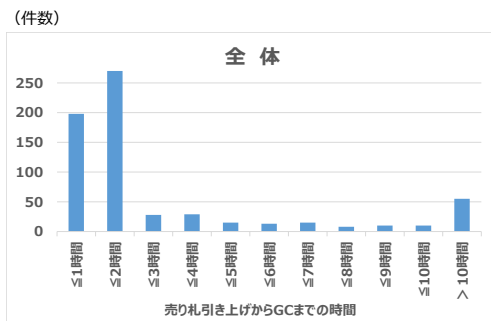


※JEPXデータ（非公開）より作成

※※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までの残時間別 件数分布）

○ サンプル3日間（4月25日、5月18日、6月12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。「1時間前」に該当する件数は198件であり、前四半期（186件）よりも増加。



※ 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ヶ月の中で平日システムプライスの最高価格が最も高い日。5月：5月の30円以上価格高騰日（時間前平均価格）。6月：3ヶ月の中で平均システムプライスの最高価格が最も低い日。）

参考：4月25日の時間前市場 約定データの約定時間帯分布

- 横方向に商品コマ番号、縦方向に約定時間帯を配置し、約定量ベースで商品名毎の時間帯別約定量を%で表示（縦方向に積算すると100%になる）。スポット市場の高騰により、前日19時～20時台で早めに約定する商品コマが多かった。

[illegible]

※JEPXデータ（非公開）より全約定データを用いて集計

参考：5月18日の時間前市場 約定データの約定時間帯分布

- 横方向に商品コマ番号、縦方向に約定時間帯を配置し、約定量ベースで商品名毎の時間帯別約定量を%で表示（縦方向に積算すると100%になる）。5月18日も時間前市場は高騰しており、17時～19時台で約定する商品コマが多かった。

コマ番号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
17時台	49.8%	32.2%	24.5%	23.4%	34.1%	40.3%	52.9%	53.4%	54.6%	60.4%	58.1%	28.9%	40.0%	30.3%	19.5%	23.8%	16.9%	25.8%	33.9%	27.7%	15.0%	14.9%	30.8%	11.9%
18時台	0.9%	7.0%	3.0%	0.7%	0.8%	0.9%	1.0%	1.1%	0.7%	2.4%	2.0%	22.3%	1.0%	29.1%	15.8%	16.6%	0.7%	1.2%	7.2%	17.8%	13.0%	9.2%	0.6%	4.1%
19時台	6.6%	21.0%	54.4%	57.4%	50.7%	45.7%	18.4%	4.0%	1.2%	0.6%	0.1%	31.7%	16.5%	38.9%	40.6%	55.5%	44.9%	23.9%	14.4%	0.7%	0.3%	0.9%	8.4%	54.8%
20時台	41.4%	28.6%	1.2%	4.4%	0.3%	0.2%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.5%	#N/A	#N/A	#N/A	0.6%	1.4%	#N/A	#N/A	0.3%	#N/A	7.0%	3.2%	0.4%	2.0%
21時台	1.3%	11.2%	16.9%	14.0%	0.6%	#N/A	#N/A	0.1%	#N/A	0.1%	#N/A	0.1%	#N/A	#N/A	1.5%	1.6%	#N/A	#N/A	1.0%	2.1%	0.5%	#N/A	0.7%	#N/A
22時台	#N/A	#N/A	0.0%	0.0%	13.4%	12.9%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.5%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	2.9%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.2%
23時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	27.6%	34.5%	1.8%	1.8%	0.6%	0.5%	0.0%	#N/A	#N/A	0.2%	3.0%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%
0時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	0.1%	12.2%	7.0%	0.3%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5.9%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
1時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	0.3%	11.2%	0.1%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
2時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	6.9%	29.2%	27.6%	27.4%	5.7%	3.3%	1.6%	16.3%	0.6%	#N/A	1.6%	#N/A	10.1%	1.7%	2.1%	1.8%	1.8%
3時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	10.6%	38.7%	#N/A	5.6%	0.2%	15.8%	35.5%	40.4%	48.4%	53.7%	67.8%	47.8%	13.8%
4時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	14.8%	8.6%	#N/A	#N/A	0.0%	0.1%	#N/A	2.8%
5時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	3.7%	2.0%	1.1%	2.1%	0.1%	0.1%	0.3%	0.2%
6時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
7時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	0.2%	1.9%	2.4%	1.9%
8時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	6.5%	6.1%
9時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.2%
10時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
11時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
12時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
13時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
14時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
15時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
16時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
17時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
18時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
19時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
20時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
21時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
22時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
23時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
0時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
1時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
2時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
3時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
4時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
5時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	

※JEPXデータ（非公開）より全約定データを用いて集計

参考：6月12日の時間前市場 約定データの約定時間帯分布

- 横方向に商品コマ番号、縦方向に約定時間帯を配置し、約定量ベースで商品名毎の時間帯別約定量を%で表示（縦方向に積算すると100%になる）。前日17～18時台で翌日午前中のコマが約定し、当日7～8時台で当日午後の点灯帯までが約定していた。

コマ番号	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
17時台	46.1%	29.5%	46.2%	48.4%	48.8%	41.6%	15.1%	11.4%	34.1%	8.8%	40.1%	18.2%	12.4%	24.9%	16.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.0%	15.6%	8.8%	8.5%	12.1%	0.2%
18時台	33.7%	42.0%	27.4%	33.7%	23.9%	44.5%	17.6%	22.3%	47.9%	27.3%	50.1%	42.1%	45.0%	34.2%	29.3%	35.1%	20.8%	23.5%	2.5%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	
19時台	17.3%	5.9%	3.6%	0.6%	0.1%	0.5%	0.4%	0.5%	0.6%	2.1%	1.7%	1.3%	0.4%	0.4%	0.8%	1.6%	1.2%	1.5%	1.2%	1.2%	4.4%	3.1%	4.8%	5.5%
20時台	0.8%	15.9%	8.1%	5.6%	4.5%	5.9%	59.2%	58.2%	12.0%	42.2%	5.3%	4.7%	5.1%	5.2%	5.6%	6.8%	4.0%	4.8%	8.3%	3.0%	0.7%	0.7%	2.8%	2.5%
21時台	1.5%	6.7%	14.7%	10.9%	19.1%	1.4%	2.8%	1.1%	4.7%	18.6%	1.2%	1.0%	1.2%	1.1%	1.2%	1.7%	#N/A	#N/A	0.5%	8.1%	4.4%	5.2%	10.7%	3.3%
22時台	#N/A	#N/A	#N/A	0.2%	4.5%	5.5%	3.7%	5.4%	0.0%	#N/A	24.8%	27.4%	1.1%	#N/A	1.0%	1.2%	#N/A	#N/A	4.7%	13.9%	11.7%	19.5%	28.0%	21.5%
23時台	#N/A	#N/A	#N/A	0.6%	0.4%	0.6%	1.1%	1.0%	0.2%	0.3%	0.0%	2.2%	18.2%	11.0%	10.0%	12.2%	7.8%	10.2%	12.0%	15.2%	10.2%	10.2%	0.0%	0.4%
0時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	0.1%	0.4%	0.6%	#N/A	2.5%	7.5%	9.2%	8.8%	8.6%	20.6%	23.6%	34.9%	14.3%	16.9%	14.1%	2.6%	8.5%
1時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	0.0%	0.1%	12.0%	0.6%	7.8%	9.6%	12.3%	12.9%	9.0%	6.4%	13.5%	14.7%	6.9%	11.5%	4.1%	12.7%
2時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	0.6%	1.4%	4.4%	9.7%	12.2%	10.4%	18.5%	11.9%	8.1%	8.6%	5.9%	4.0%	9.5%
3時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	5.2%	7.8%	20.7%	10.0%	2.0%	#N/A	2.9%	0.5%	5.9%	5.0%
4時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1.1%	6.9%	1.5%	1.2%	1.1%	0.8%	0.7%
5時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.2%	0.3%	1.5%	0.9%	0.4%	0.4%	0.6%	0.5%
6時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	3.5%	0.0%	#N/A	0.8%
7時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	3.6%	19.3%	18.5%	22.7%	23.3%
8時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	0.1%	0.9%	1.3%
9時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	4.0%

前日17～18時台で翌日12時まで約定。

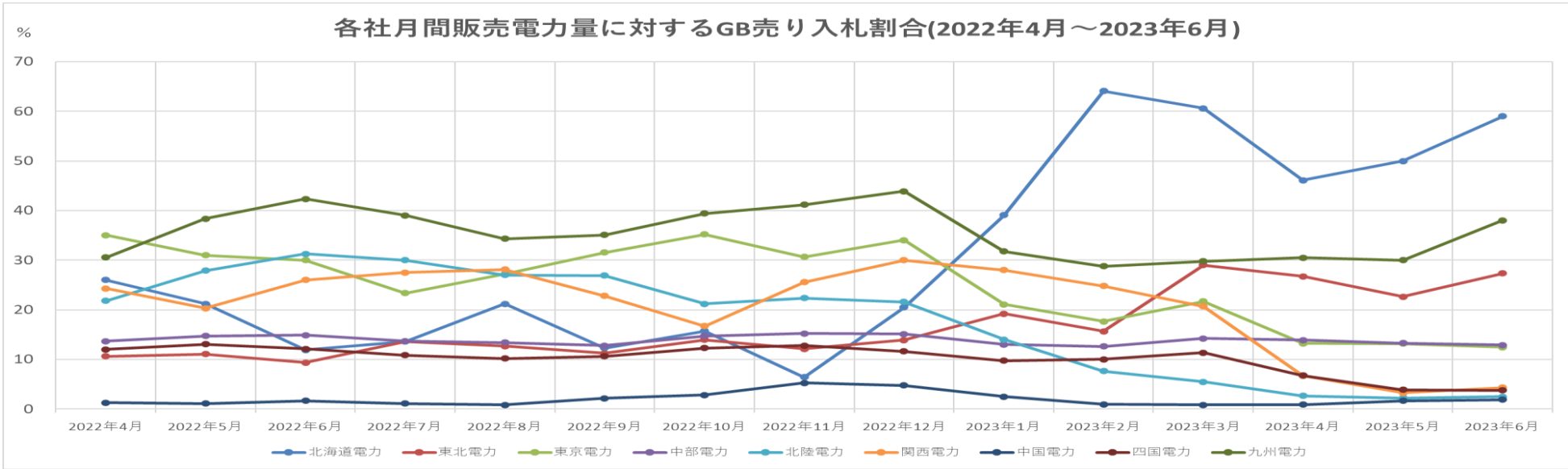
コマ番号	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
17時台	0.1%	0.2%	1.5%	0.1%	0.0%	5.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.5%	0.1%	10.7%	10.5%	0.0%	0.1%	0.1%	4.0%	7.2%	29.9%	27.8%	39.0%	56.0%
18時台	9.2%	17.6%	2.8%	#N/A	#N/A	3.4%	1.0%	#N/A	2.9%	#N/A	1.6%	#N/A	1.3%	#N/A	0.7%	1.0%	5.9%	2.9%	13.8%	2.0%	2.2%	11.1%	23.9%	
19時台	6.8%	8.9%	2.5%	3.1%	3.4%	5.0%	4.8%	9.3%	1.1%	4.0%	2.4%	18.5%	9.5%	9.8%	10.8%	23.4%	32.2%	20.7%	36.2%	9.7%	0.5%	17.8%	0.5%	0.1%
20時台	#N/A	1.1%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	7.0%	#N/A	7.2%	0.2%	0.1%	#N/A	6.3%	7.6%	6.2%	#N/A	7.6%	5.0%	#N/A	#N/A
21時台	5.7%	3.7%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	#N/A	0.1%	#N/A	#N/A	0.7%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
22時台	7.4%	8.4%	5.9%	8.3%	4.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	#N/A	1.3%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	#N/A
23時台	5.2%	7.2%	0.4%	2.2%	0.0%	3.3%	2.6%	3.2%	3.5%	3.5%	2.9%	2.6%	3.6%	2.8%	2.7%	3.1%	5.1%	3.7%	6.9%	9.7%	8.0%	7.3%	5.7%	10.8%
0時台	7.0%	12.9%	7.0%	7.2%	5.2%	5.3%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
1時台	5.3%	12.9%	12.2%	12.6%	9.7%	3.2%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
2時台	1.1%	4.8%	4.9%	4.2%	2.7%	0.2%	0.0%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
3時台	5.8%	6.2%	5.4%	#N/A	1.9%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	1.0%	0.1%	2.4%	7.8%	8.8%	25.7%	15.3%	15.7%	#N/A
4時台	6.3%	#N/A	#N/A	#N/A	1.3%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
5時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	5.8%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
6時台	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.3%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
7時台	13.1%	0.1%	21.4%	20.1%	39.7%	34.5%	44.1%	51.7%	60.6%	59.6%	48.2%	37.2%	50.2%	40.4%	39.5%	30.3%	8.3%	#N/A	0.9%	0.8%	1.4%	1.3%	0.7%	#N/A
8時台	1.0%	1.6%	26.7%	31.9%	17.7%	17.4%	21.1%	3.6%	0.5%	6.3%	15.2%	16.9%	#N/A	10.6%	11.0%	#N/A	0.5%	0.4%	0.8%	1.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%
9時台	25.0%	11.2%	6.4%	6.9%	2.7%	2.3%	3.4%	2.0%	1.0%	0.7%	0.4%	1.2%	0.6%	3.3%	3.1%	1.7%	3.8%	2.7%	7.6%	8.5%	3.1%	2.8%	5.9%	3.0%
10時台	0.2%	2.1%	1.5%	1.4%	3.3%	22.6%	20.5%	26.9%	27.3%	16.4%	10.4%	11.3%	14.7%	12.8%	11.7%	11.4%	3.3%	3.9%	1.1%	5.6%	1.3%	4.2%	2.0%	2.3%
11時台	#N/A	#N/A	#N/A	0.6%	0.9%	0.7%	1.5%	0.8%	0.4%	0.4%	1.3%	1.3%	0.4%	0.5%	0.3%	0.3%	6.3%	2.3%	1.3%	11.8%	12.5%	1.4%	9.4%	0.3%
12時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.2%	0.8%	1.2%	1.5%	6.9%	1.9%	1.5%	3.6%	1.9%	0.9%	0.5%	0.8%	19.1%	10.6%	0.3%	0.0%	#N/A	0.2%	#N/A
13時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	1.2%	1.3%	1.2%	2.9%	2.3%	#N/A	1.8%	3.2%	5.6%	4.0%	7.3%	10.3%	1.6%	7.8%	6.0%	#N/A
14時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.8%	0.6%	0.2%	0.1%	1.2%	0.6%	1.0%	0.7%	1.6%	0.6%	2.5%	1.5%	0.9%
15時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	6.7%	15.9%	9.9%	5.5%	6.4%	22.2%	24.4%	25.6%	1.8%	1.0%	0.4%
16時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.1%	#N/A	0.1%	0.4%	0.3%	0.5%	0.6%	6.5%	0.9%
17時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	0.0%	0.1%	2.4%	3.4%	0.1%
18時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.2%	0.3%	1.1%	1.1%	1.3%	0.8%
19時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.0%	0.2%
20時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	0.7%	0.5%
21時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
22時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
23時台	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A

当日7～8時台で点灯帯までが約定。

※JEPXデータ（非公開）より全約定データを用いて集計

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの実施状況

- 2023年6月時点での旧一般電気事業者各社の販売電力量に対するグロス・ビディング売り入札量の割合は、各社の進捗に違いはあるものの一部事業者を除き概ね横ばいで推移している。
- 北海道電力は、年間取引目標30%達成に向け2022年度末に割合を増やしているが、その割合を維持している。
- 中国電力は2021年11月以降グロス・ビディング入札を減少。同社によれば「市場価格が極端な高値または安値になると想定される日には、供給力不足または供給力余剰が発生するおそれがあるため、高値買いまたは安値売りを伴うグロス・ビディングを控えている」との理由による。



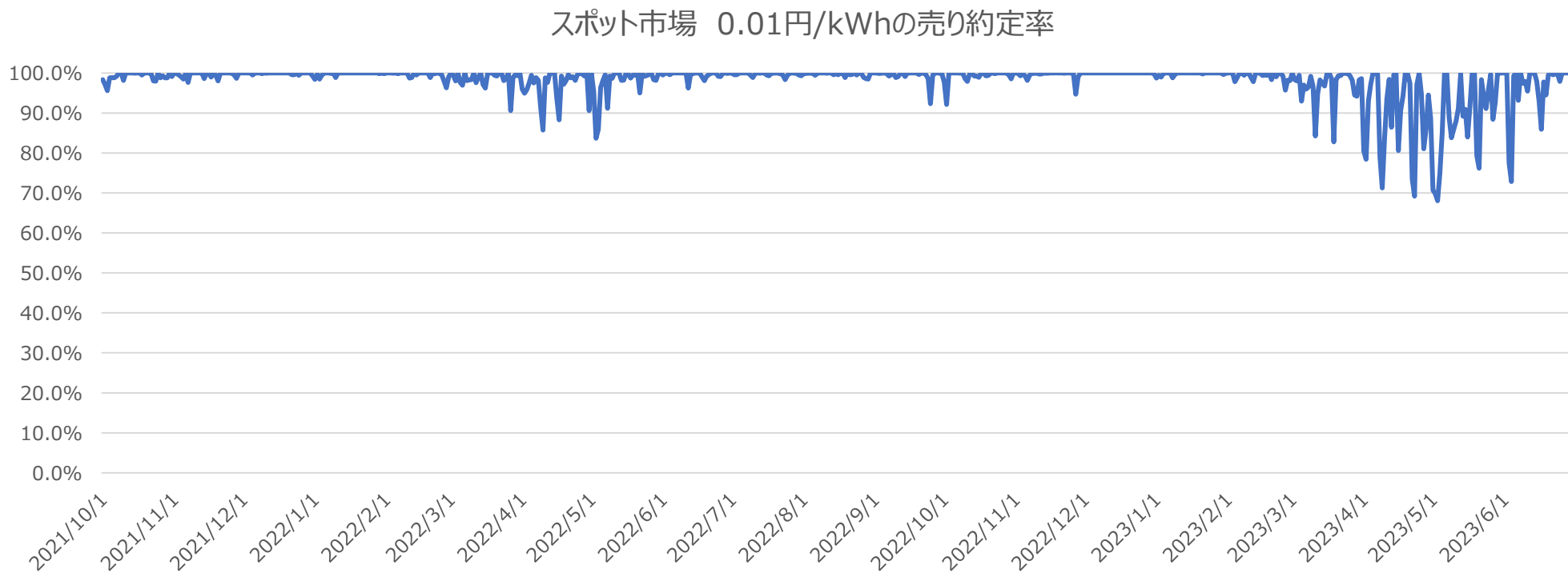
(単位: %)

	取引量目標	2022年4月	2022年5月	2022年6月	2022年7月	2022年8月	2022年9月	2022年10月	2022年11月	2022年12月	2023年1月	2023年2月	2023年3月	2023年4月	2023年5月	2023年6月
北海道電力	H31年度末30%程度	26.0	21.2	11.9	13.6	21.2	12.3	15.7	6.4	20.5	39.1	64.1	60.6	46.1	50.0	59.0
東北電力	20%程度	10.6	11.1	9.4	13.6	12.7	11.2	14.0	12.1	13.9	19.2	15.7	29.0	26.7	22.6	27.4
東京電力	H30年度末20%程度	35.0	31.0	30.0	23.3	27.2	31.6	35.2	30.6	34.0	21.1	17.7	21.7	13.2	13.2	12.5
中部電力	10%程度更なる増量	13.7	14.7	14.9	13.7	13.4	12.8	14.7	15.2	15.1	13.0	12.6	14.2	13.9	13.3	12.9
北陸電力	早期に20～30%	21.8	27.9	31.3	30	27	26.9	21.2	22.4	21.6	14.0	7.6	5.5	2.6	2.2	2.5
関西電力	1年程度を目途20%程度	24.3	20.3	26.0	27.5	28.1	22.8	16.7	25.5	30.0	28.0	24.8	20.7	6.7	3.3	4.3
中国電力	H30年度内に20%程度	1.3	1.1	1.7	1.1	0.9	2.2	2.8	5.2	4.8	2.5	1.0	0.8	0.9	1.7	1.9
四国電力	H32年度に30%程度	12.0	13.1	12.1	10.8	10.2	10.6	12.3	12.8	11.7	9.7	10.0	11.3	6.8	3.9	3.8
九州電力	開始3年を目途に30%程度	30.5	38.4	42.3	39.0	34.3	35.1	39.4	41.2	43.9	31.8	28.8	29.8	30.5	30.0	38.0

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

参考：0.01円/kWhの売り札の約定率の推移

- 今期の4～6月にかけては、0.01円/kWhの売り札の約定率が100%に届かないケースが増加している。
この理由として、太陽光の出力増による売り札増加により、絶対売り（0.01円/kWh）でも部分約定するケースが発生しているため。

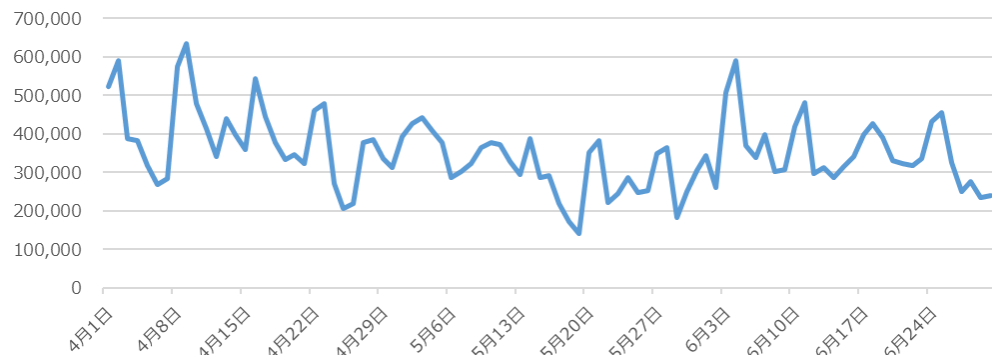


※JEPXデータ（非公開）より集計

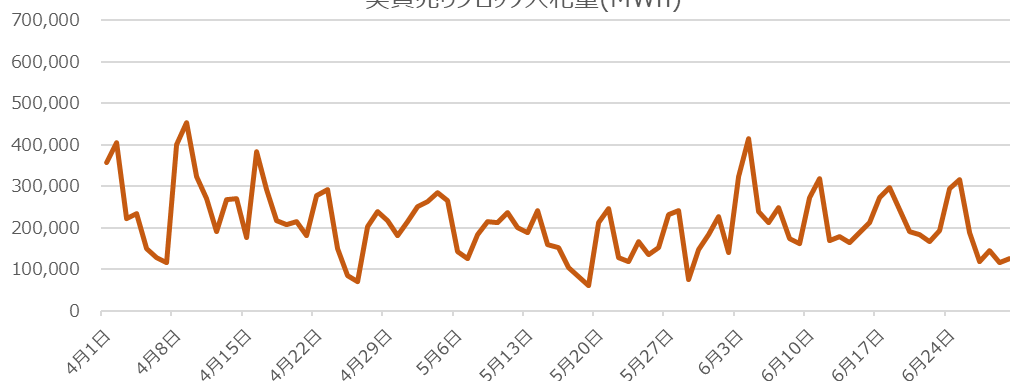
売りブロック入札の状況

- 売りブロック入札割合は、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、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。
- 約定率は10%を超える日もあるが、全体的には低めで推移している。前年同時期平均25.3%に対し、8.1%と低下している。

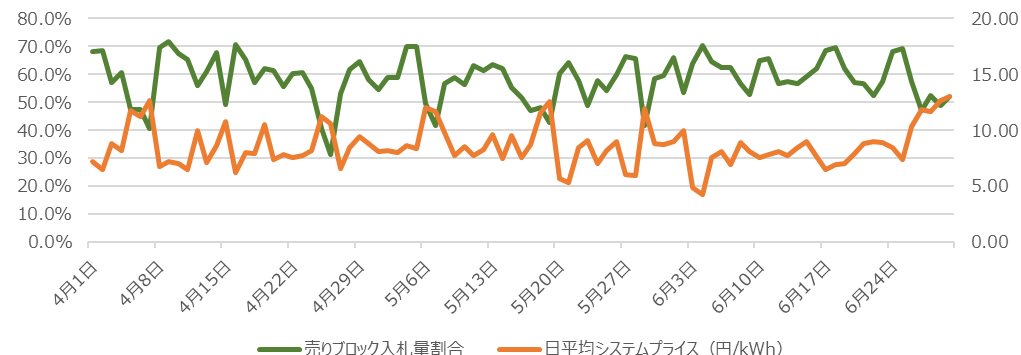
実質売り入札量(MWh)



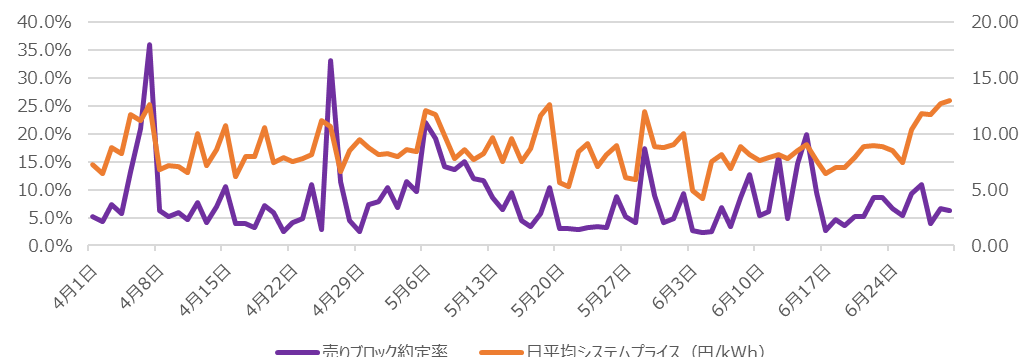
実質売りブロック入札量(MWh)



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る実質ブロック入札量(b)の割合を計算。

(a) 実質売り入札量 = 全売り入札量 - 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。

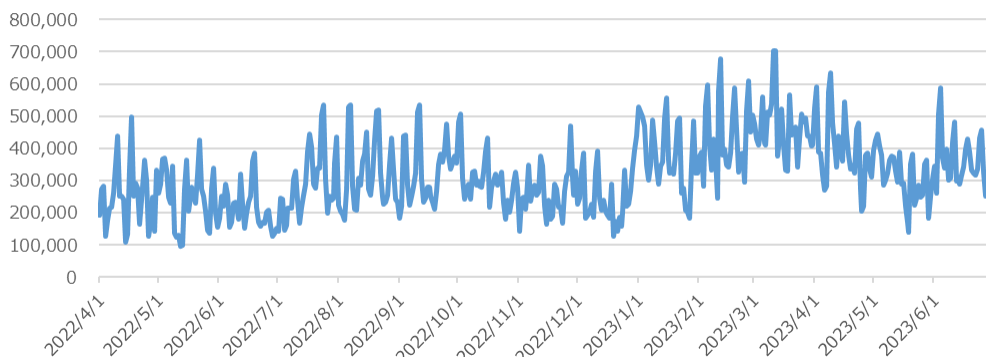
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）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。

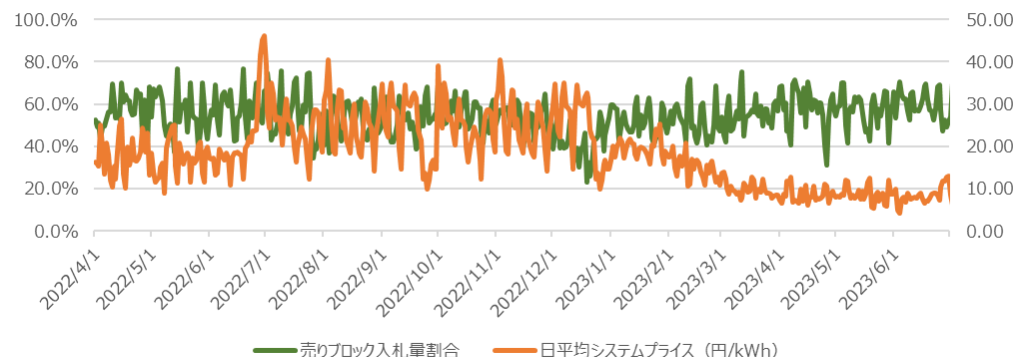
参考：売りブロック入札の状況（長期）

- 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増加傾向であったが、4月以降はやや低下傾向。
- 1月下旬には、約定率が80%近くに達する日もあったが、3月以降は低めで推移。

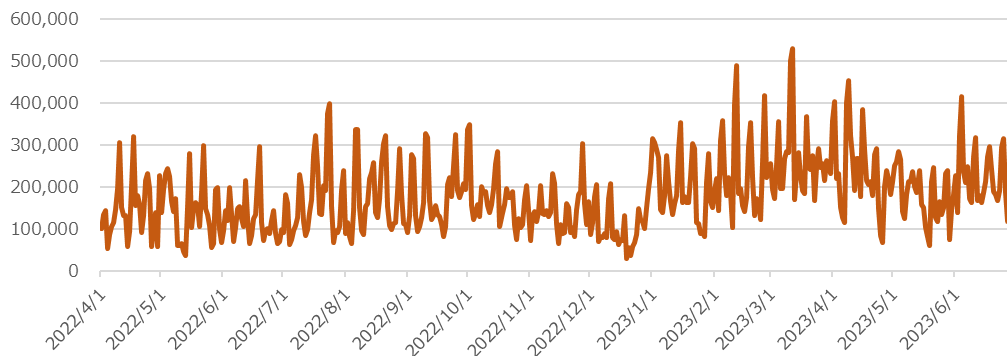
実質売り入札量(MWh)



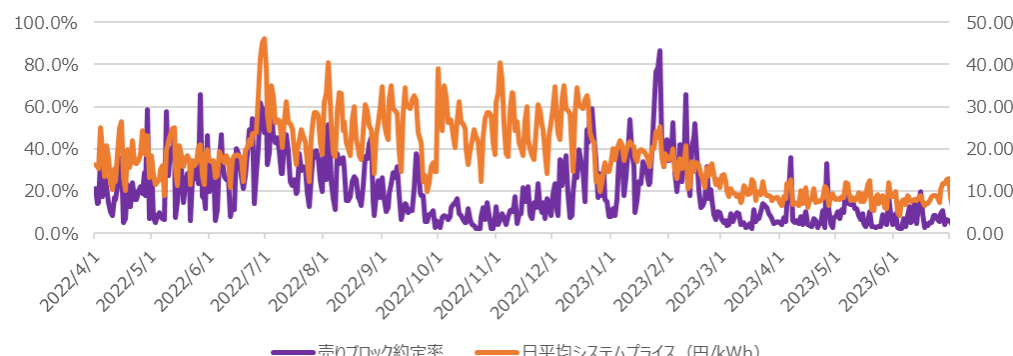
システムプライス平均値と売りブロック入札割合



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かった実質ブロック入札量(b)の割合を計算。

(a) 実質売り入札量 = 全売り入札量 - 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。

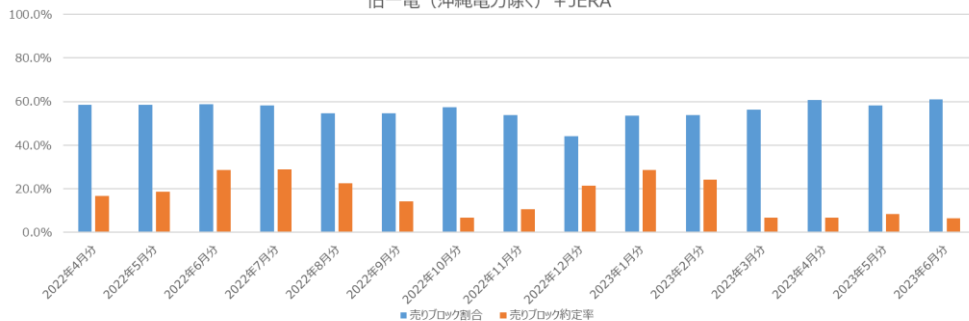
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）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。

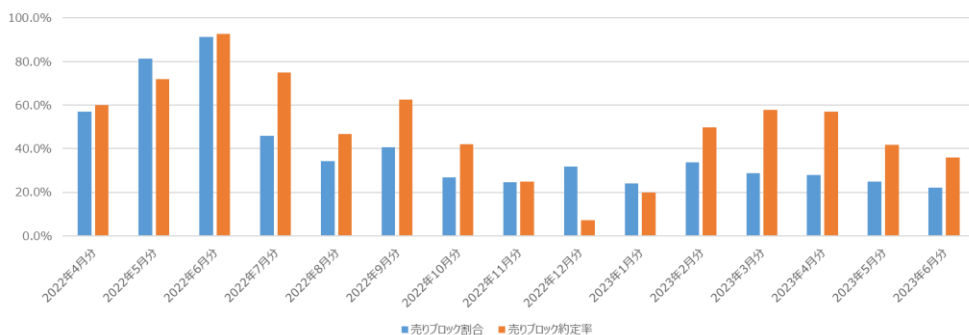
月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（1/2）

- 至近ではD電力・E電力を除き、全体的にブロック割合に対し約定割合は低い状況。
- なお、K電力は2023年度上期を目途にツールの改修を行い、入札方法の変更を予定している。

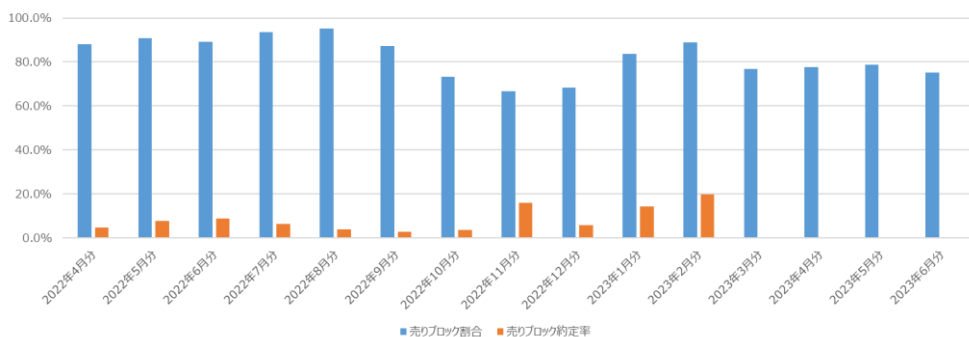
旧一電（沖縄電力除く）+ JERA



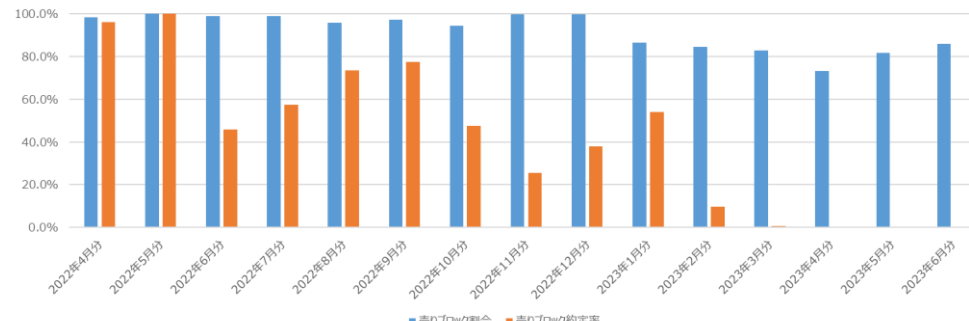
D電力



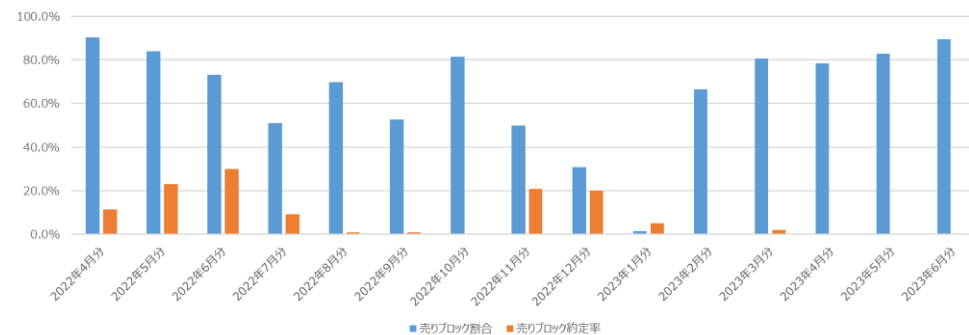
C電力



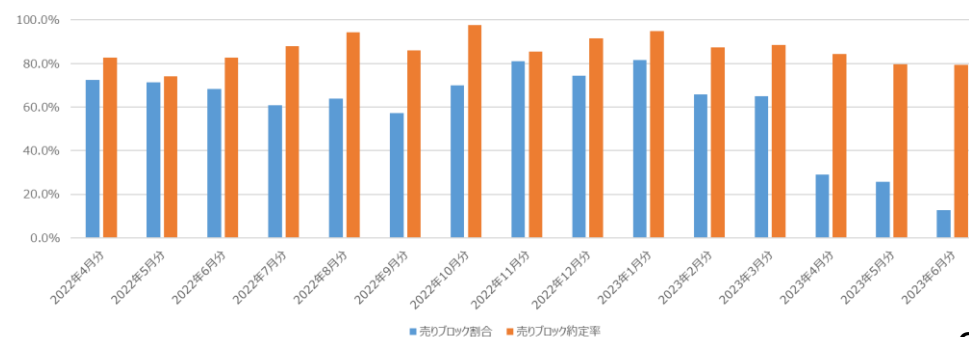
B電力



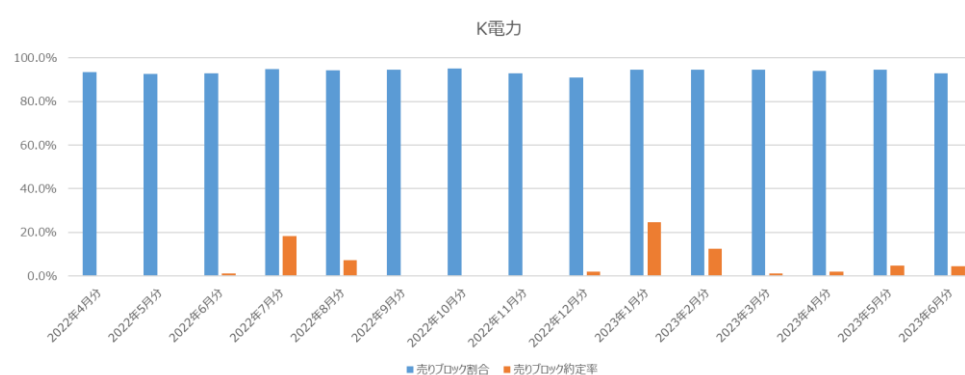
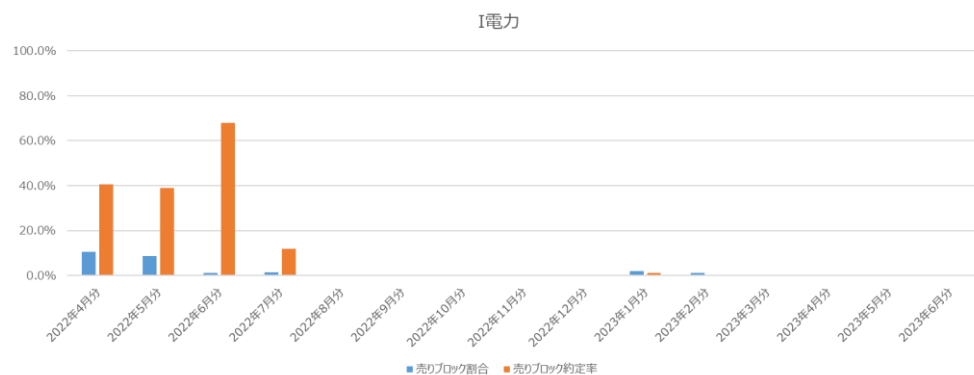
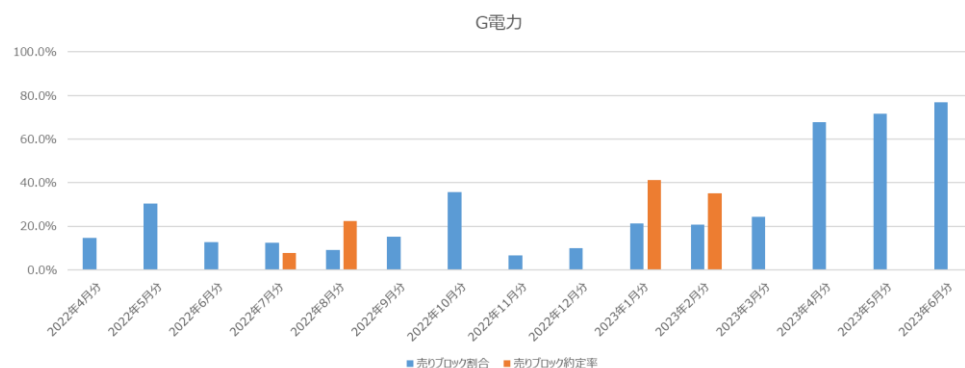
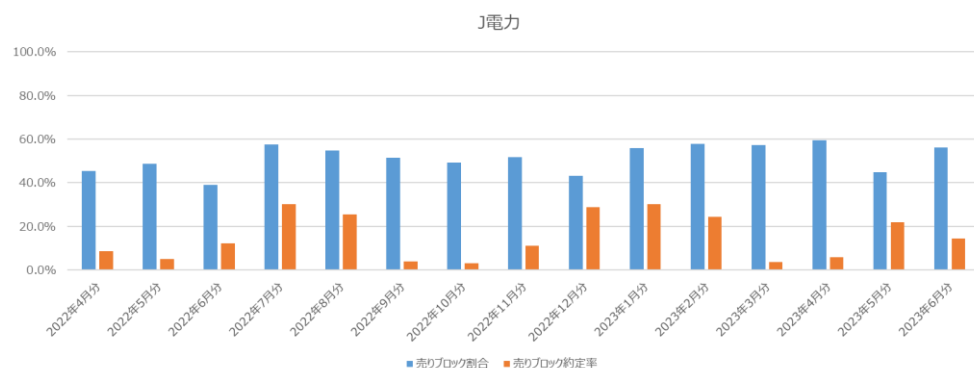
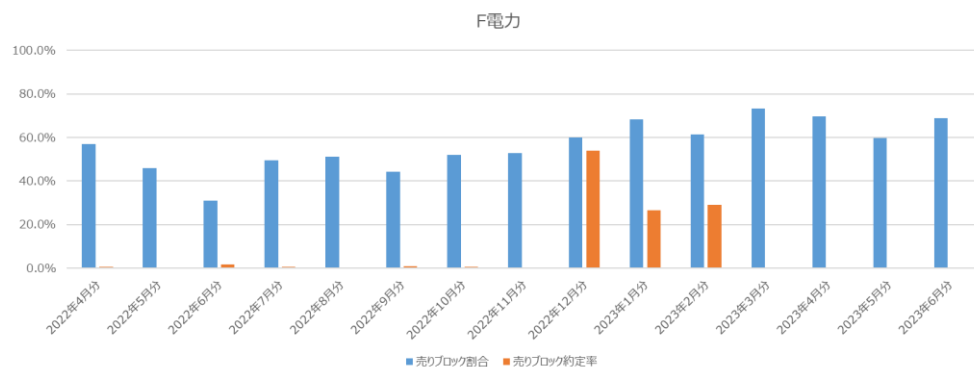
A電力



E電力



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。

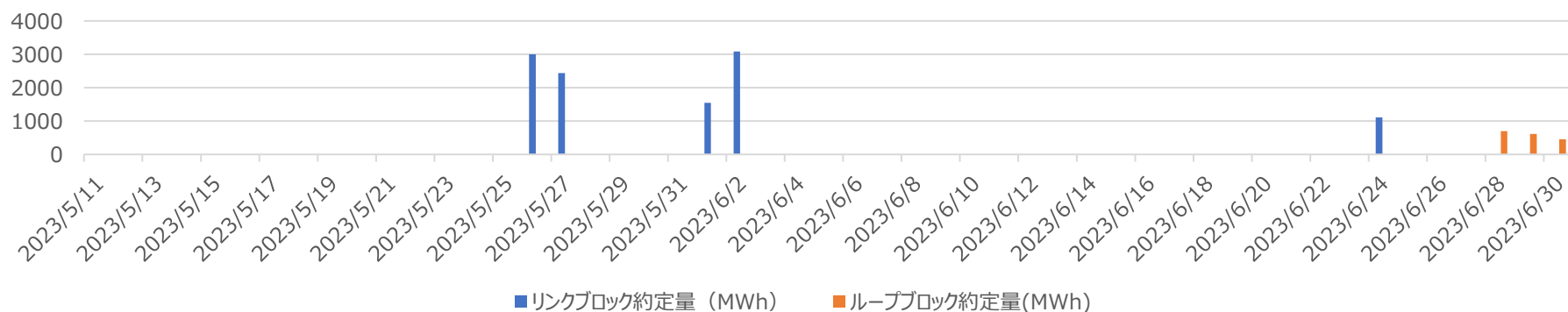
(注1)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

(注2)I電力は、今期売りブロック入札は5月のみ実施。

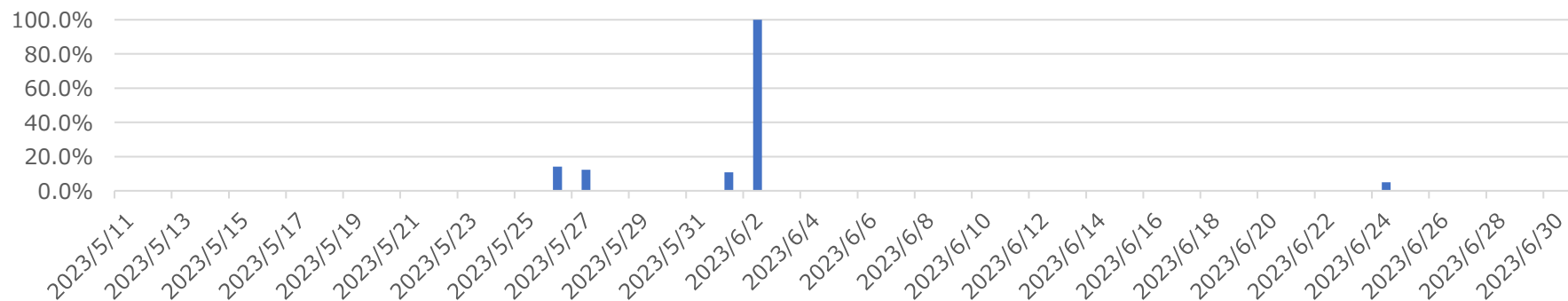
参考：リンクブロック、ループブロックの約定状況

- 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。実際にブロックの札入れが確認されたのは、2023年5月11日受渡し分以降である。
- リンクブロックは、旧一電JERAから1社、ループブロックは新電力から1社の約定があった。

リンクブロック、ループブロック約定量（単位：MWh）



旧一電JERAのリンクブロック約定率



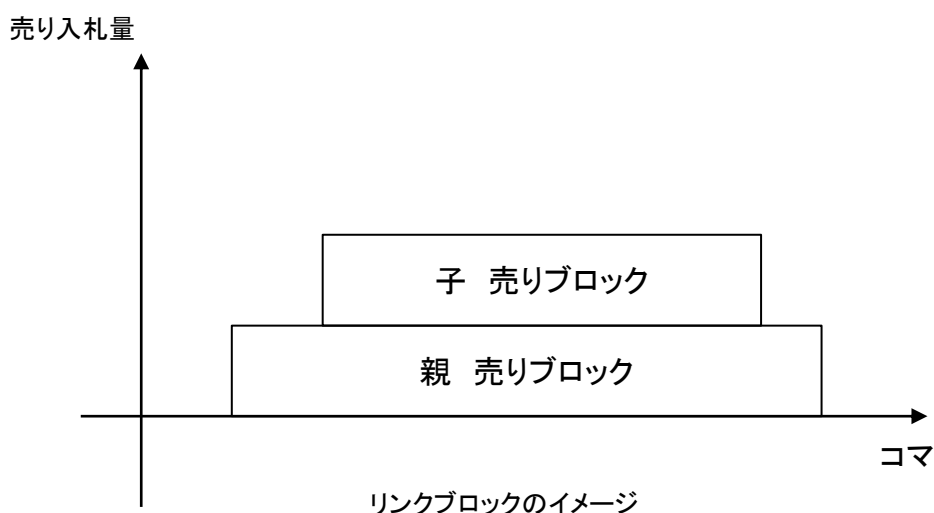
※JEPXデータ（非公開）より集計

参考：リンクブロック、ループブロックの概要

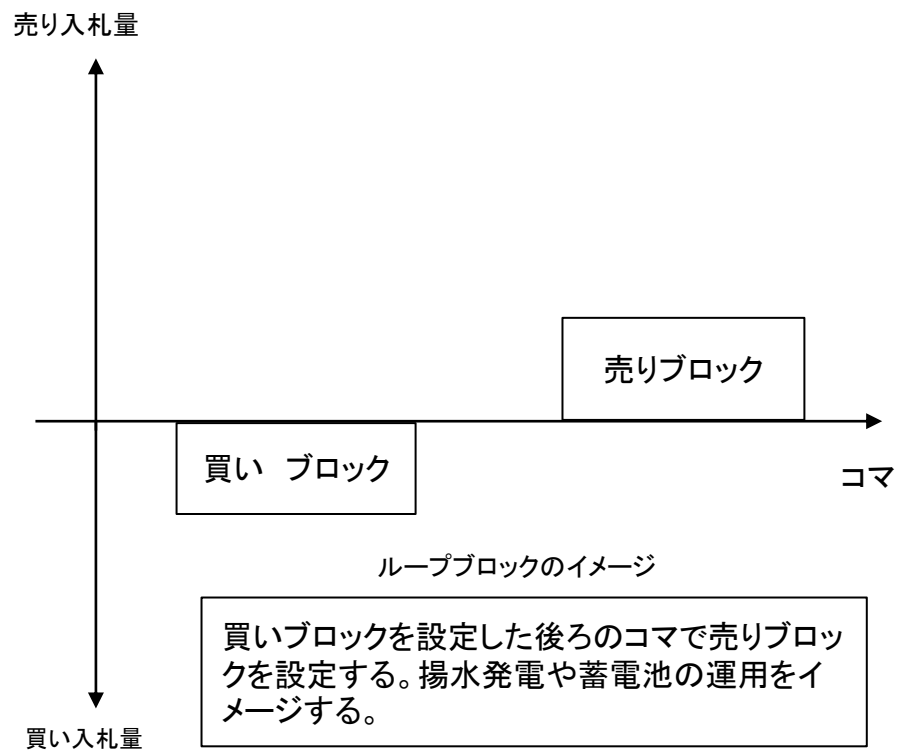
○リンクブロック：親ブロックと子ブロックの2つの売りブロックから成り、親だけ、または親子の双方が約定するように制限される（子だけの約定をさせない）。

○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。

リンクブロックの活用イメージ：



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。



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イメージする。

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、切出し量より便宜的に推計
※ バ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、69万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、ほぼ横ばいであるが、一部発電所において、FIT終了に伴い一般競争入札への移行が見られた。（新規）
- 残り162万kWのうち、約81%は旧一般電気事業者との随意契約を継続、約19%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箇所 ・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、競争入札または公募型プロポーザルが実施された事例※1（令和5年6月30日現在）

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	契約種別	落札者	供給状況
北海道	水力発電所5箇所	50,500	一般競争入札	エネット	供給中
岩手県	水力発電所13箇所	143,470	公募型プロポーザル	東北電力	供給中
	水力発電所1箇所	450		久慈地域エネルギー	
秋田県	水力発電所12箇所	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）	供給中
	水力発電所3箇所※2	9,250		ローカルでんき	
山形県	水力発電所1箇所	3,700	公募型プロポーザル	やまがた新電力	供給中
	水力発電所8箇所	59,100		東北電力	
	水力発電所4箇所※2	26,600	公募型プロポーザル	地球クラブ	供給中
	水力発電所1箇所※2	420		やまがた新電力	
栃木県	水力発電所8箇所	60,700	公募型プロポーザル	東京電力エナジーパートナー	供給中
東京都	水力発電所3箇所	36,500	公募型プロポーザル	ENEOS	供給中
長野県	水力発電所18箇所※2	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）	供給中
新潟県	水力発電所9箇所	114,200	一般競争入札	東北電力	供給中
京都府	水力発電所1箇所	11,000	一般競争入札	関西電力	供給中
鳥取県	水力発電所2箇所	6,100	一般競争入札	とっとり市民電力	供給中
	水力発電所1箇所	9,200	一般競争入札	中国電力	
岡山県	水力発電所1箇所※3	180	一般競争入札	ゼロワットパワー	供給中
山口県	水力発電所1箇所※3	260	一般競争入札	UPDATER	供給中
合計		686,385			

合計件数 : 18件

合計最大出力 : 686,385kW

【水力設備総出力の29.7%】

出所：公営自治体からの提供情報

※1 契約期間が終了したものを除く。
※2 2021年7～9月期の報告より、FIT電源分についても、公募型プロポーザル、一般競争入札に移行したものについては整理の対象に含めることとして見直しを実施。
（長野県は、22箇所について公募型プロポーザルとしていたが、内、4箇所はFIT適用等のリプレース中のため、18箇所に変更。その内の7箇所はFIT電源）
※3 卒FITに伴い、一般競争入札に移行。

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、一部公営自治体において長期契約対象の全発電所がFIT移行となったため、旧一電と期中解約を実施。他公営自治体においては、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】

- 一今期においては、電力受給基本契約（複数年長期契約）の解消について、一部公営自治体（島根県）において、基本契約（随意契約）対象の全発電所がFIT移行となったため、期中解約を実施した事業者が見られた。
- 一他公営自治体においては、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。

【既存随意契約を継続としたもの】

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

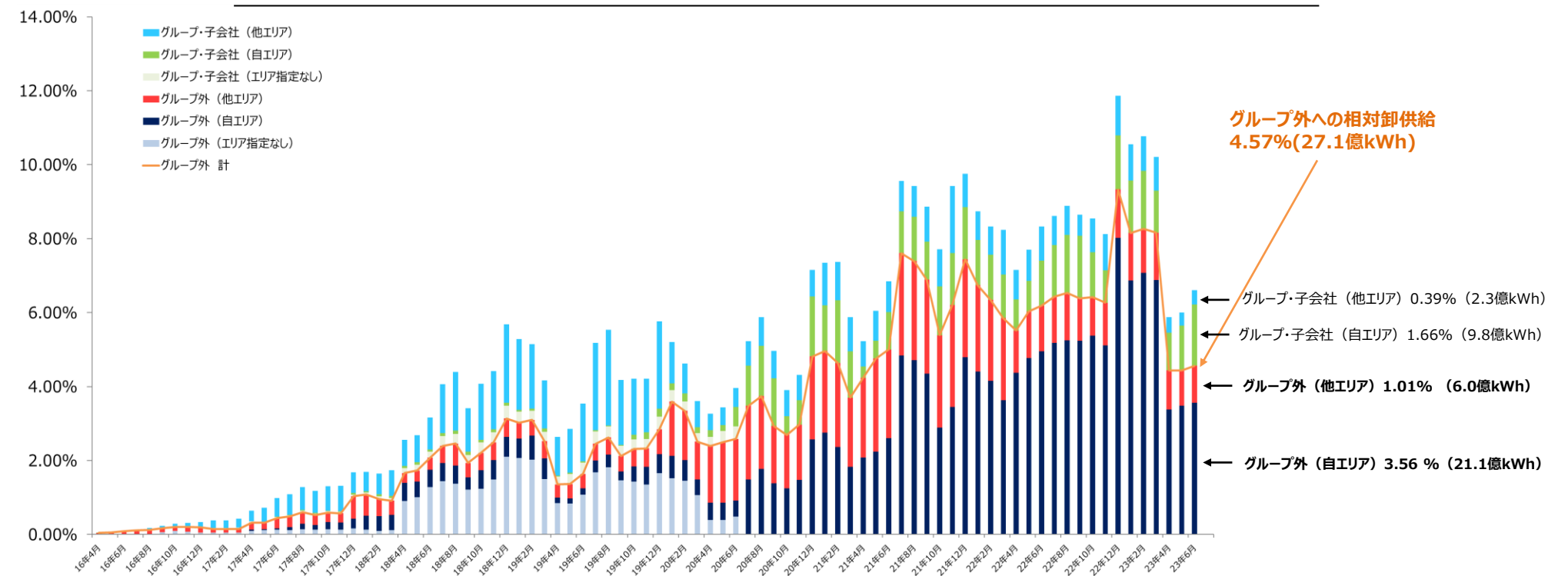
【参考：地方公共団体の売電契約に関する取り組み等（定期簡易アンケートより整理）】

- 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。
- 随意契約満了後は、一般競争入札・公募型プロポーザルとすることで具体的手続き等対応中。
 - ・このうち、群馬県では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）』の需要家側の公募型プロポーザルが実施された。今後は、小売事業者を公募型プロポーザルにて決定予定。
- 県のエネルギー政策等に寄与する公営電源の活用方法について検討中。

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2023年6月時点における総需要に占める旧一般電気事業者からの相対取引による供給量の割合は、6.61%であった。（39.21億kWh（前年同時期比0.8倍））
- グループ外への相対卸供給4.57%（27.1億kWh）は、新電力需要（91.2億kWh）の29.7%を占める。

総需要に占める相対取引による供給量の割合及び相対取引による供給社数の推移



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

※ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社とする。

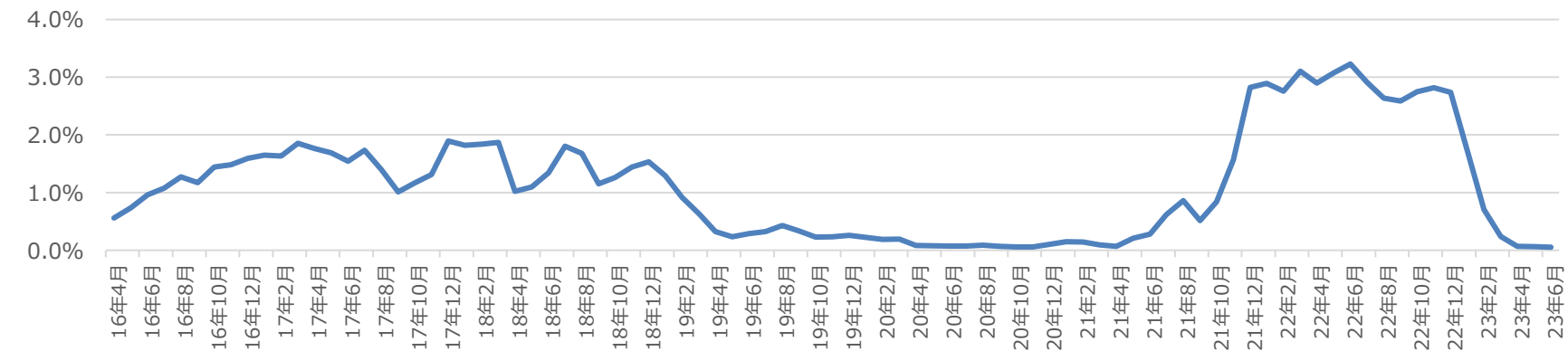
※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者へ通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

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

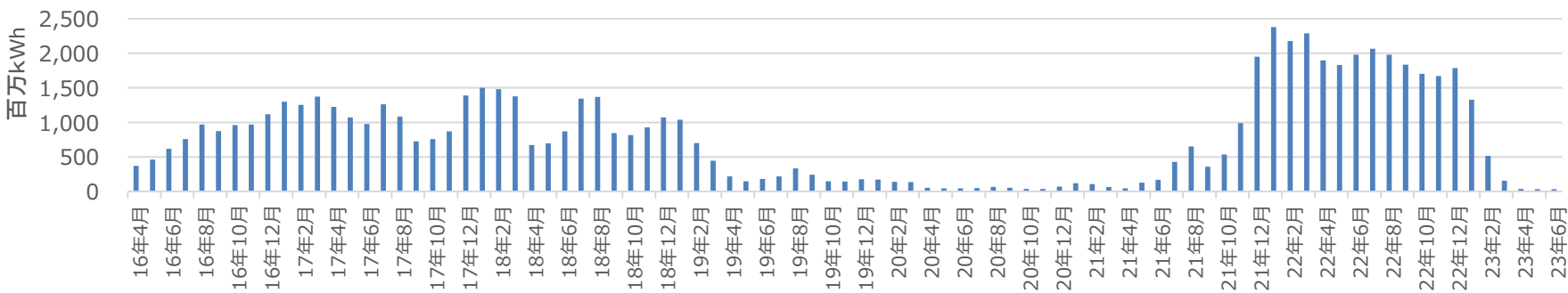
常時BU販売電力量の推移

○ 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は0.1%（0.3億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（百万kWh）



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

【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
- グロス・ビディングの状況
- 売りブロック入札の状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営水力電気事業の入札等の状況
- 相対取引の状況

【中長期推移報告】

◆ 卸電力市場

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

◆ 小売市場

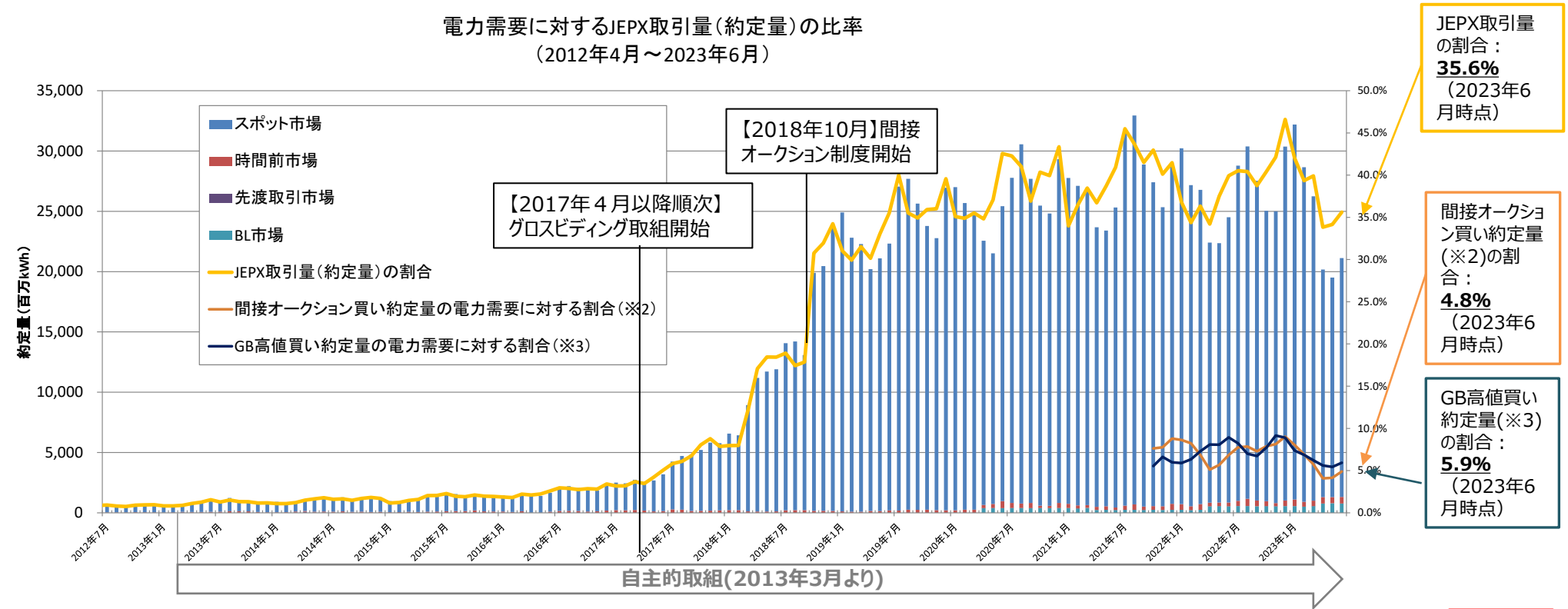
- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向

◆ 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35.6%であった。
- 間接オークション買い約定量（※2）、GB高値買い約定量（※3）の電力需要に対する比率は、それぞれ4.8%、5.9%であった。



	2012年4月	2013年4月	2014年4月	2015年4月	2016年4月	2017年4月	2018年4月	2019年4月	2020年4月	2021年4月	2022年4月	2023年4月	2023年6月
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	36.7%	34.2%	33.8%	35.6%
(内スポット市場の割合)	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	36.0%	32.9%	31.6%	33.4%
(内時間前市場の割合)	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.5%	0.9%	0.9%
(内BL市場の割合)	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6%	0.4%	10.8%	1.3%	1.3%

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

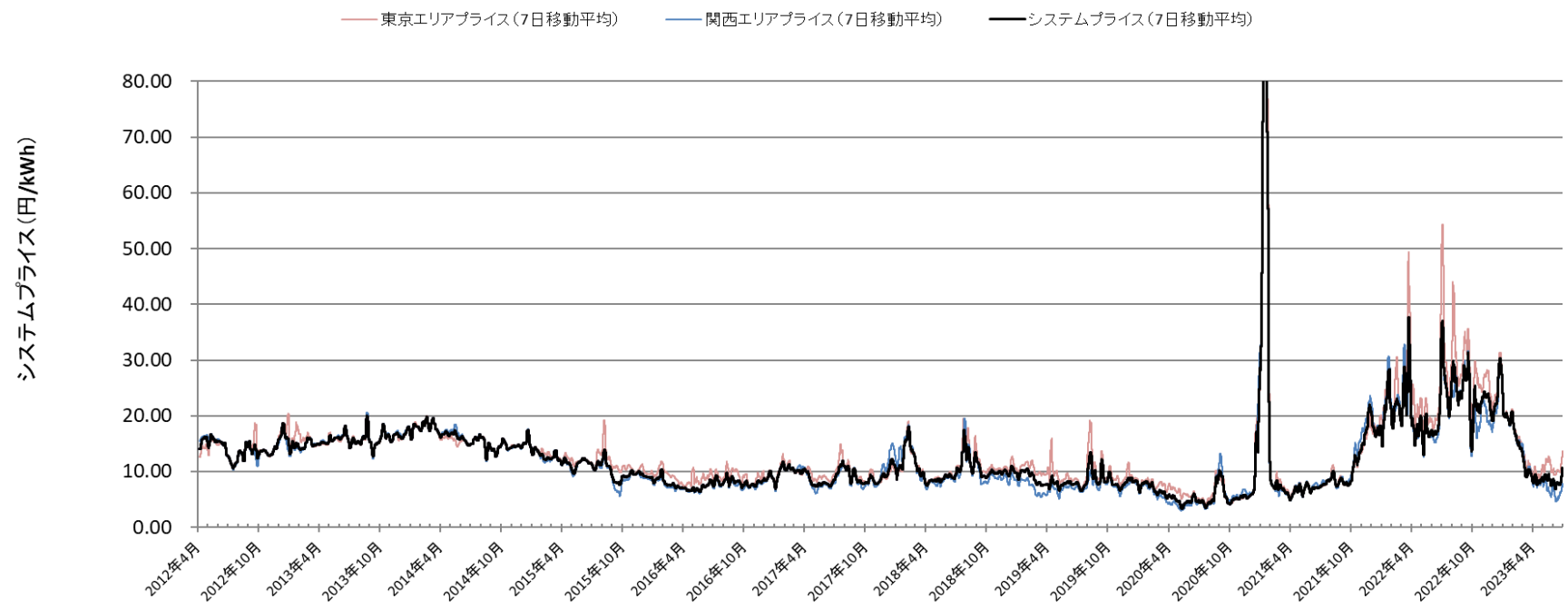
※2 間接オークション買い約定量は、JEPXのユーザーアカウントデータの属性で間接オークションに該当するアカウントの約定量を集計したもの。

※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円前後まで低下している。
- 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、直近の4～6月においても価格差は拡大している。

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)

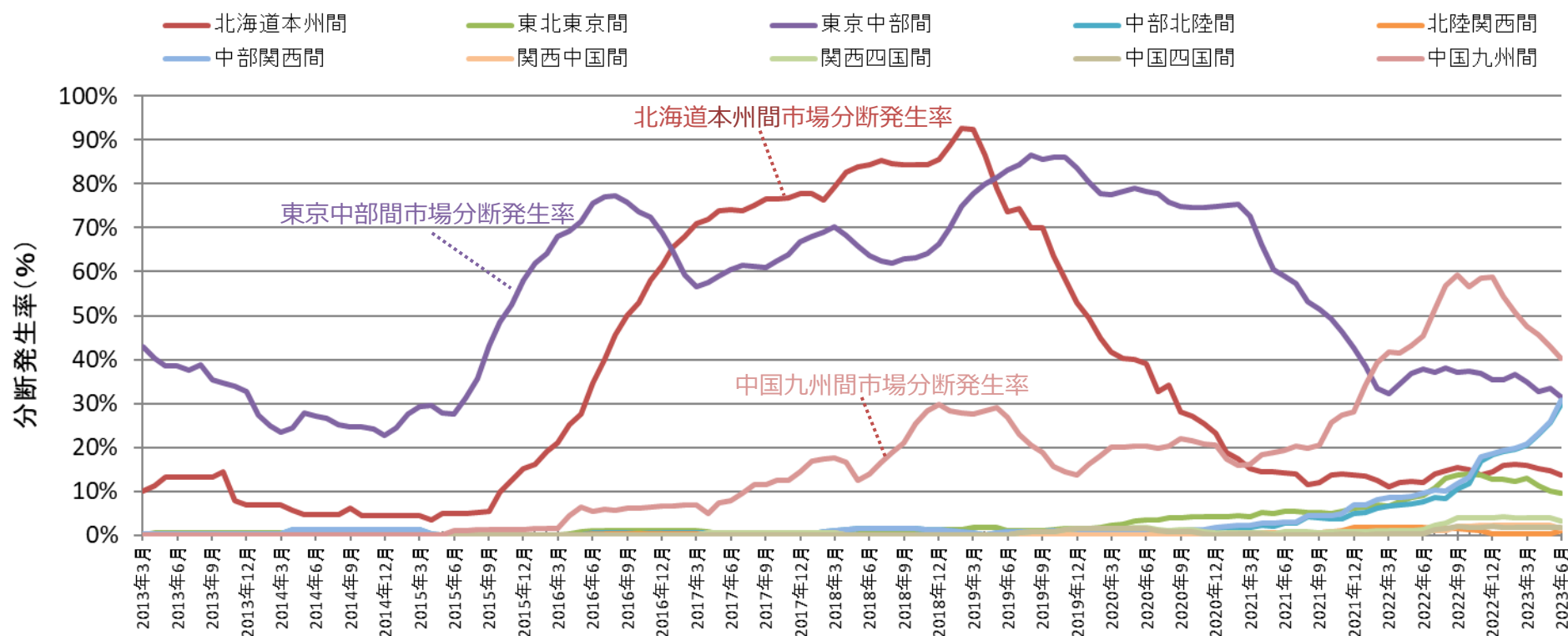


(円/kWh)	2012年度 平均	2013年度 平均	2014年度 平均	2015年度 平均	2016年度 平均	2017年度 平均	2018年度 平均	2019年度 平均	2020年度 平均	2021年度 平均	2022年度 平均	当四半期 平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.4	8.6
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3	23.5	10.6
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1	19.5	7.1

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 北海道本州間連系線、東京中部間連系線、中国九州間連系線は、定常的に市場分断が発生している。
- 北海道本州間、東京中部間の分断率は減少傾向で推移していたが、近年は横ばい傾向。一方、中国九州間の分断率は上昇傾向であったが、直近では減少傾向。また、中部北陸間、中部関西間についても上昇傾向にある。

スポット市場 月間分断発生率の推移 (12カ月移動平均) (2013年3月～2023年6月)



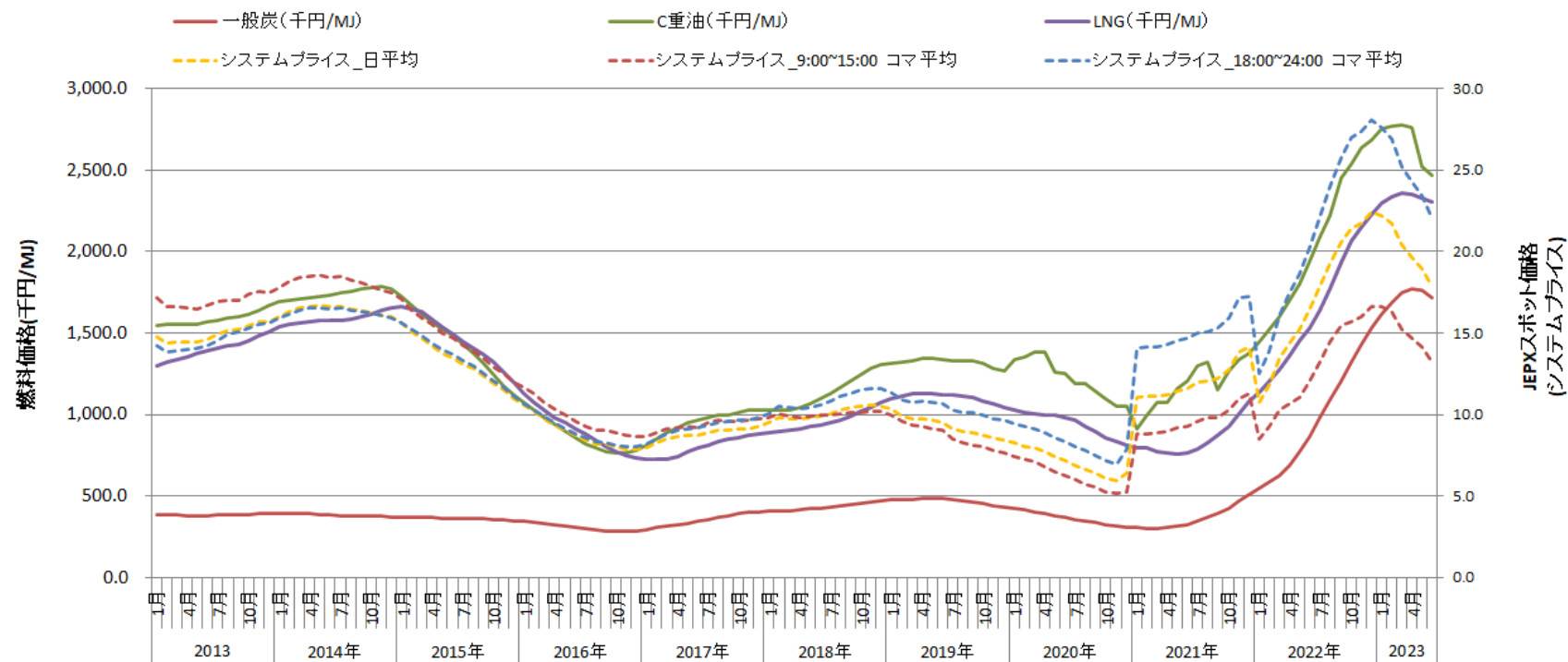
※ 月間分断発生率(12カ月移動平均)：スポット市場における30分毎の各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12カ月移動平均値

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

JEPXスポット価格と燃料価格

- JEPXスポット価格の長期トレンドは、LNGやC重油の価格と同様の動きとなっている。ただし、2021年1月のスポット価格高騰により、それ以降の価格（12ヶ月移動平均）は上昇。2022年1月に一旦減少したものの、再度上昇している。2023年に入り燃料価格は減少に転じ始めている。

JEPXスポット価格と燃料価格の推移(12ヵ月移動平均)
(2013年1月～2023年6月)



出所：財務省 貿易統計(2023年8月3日時点)より電力・ガス取引監視等委員会作成

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

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

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

【当四半期報告】

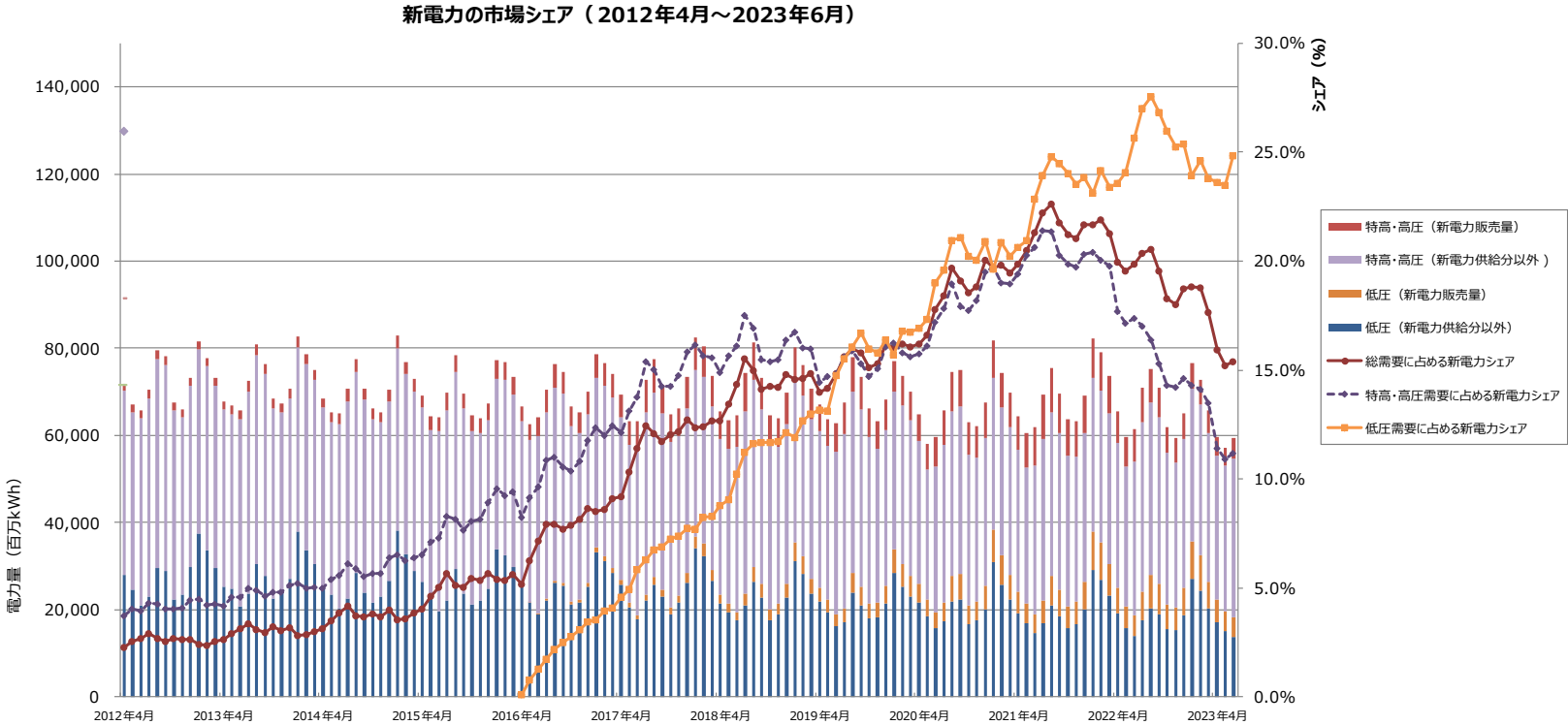
- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
 - 余剰電力の取引所への供出
 - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
 - グロス・ビディングの状況
 - 売りブロック入札の状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営水力電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

【中長期推移報告】

- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - ・ 約定量の推移
 - ・ 約定価格の推移
 - ・ 市場分断発生率の推移
 - 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、2021年8月以降、減少傾向にある。
- 2023年6月時点において、総需要に占める新電力シェアは約**15.4%**、特高・高压需要に占める新電力シェアは約11.2%、低压需要に占める新電力シェアは約24.8%となっている。



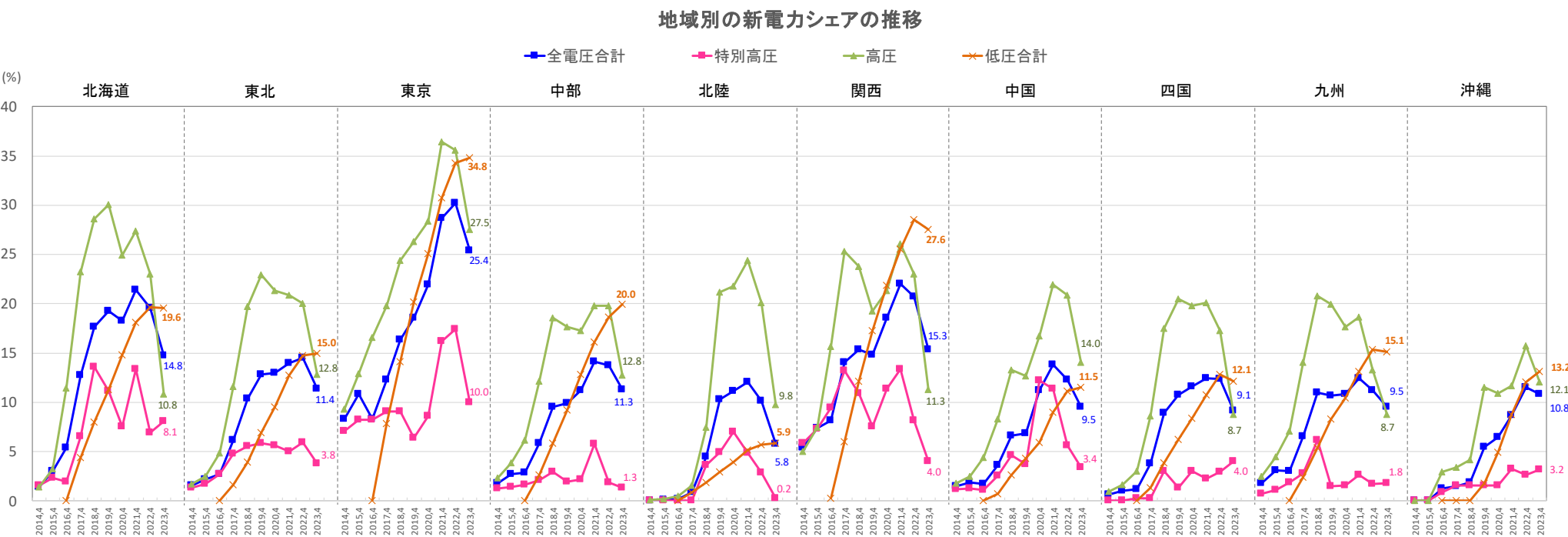
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

（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	2023/6
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%	15.4%
特高・高压需要に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	17.7%	11.2%
低压需要に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.6%	24.8%

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。

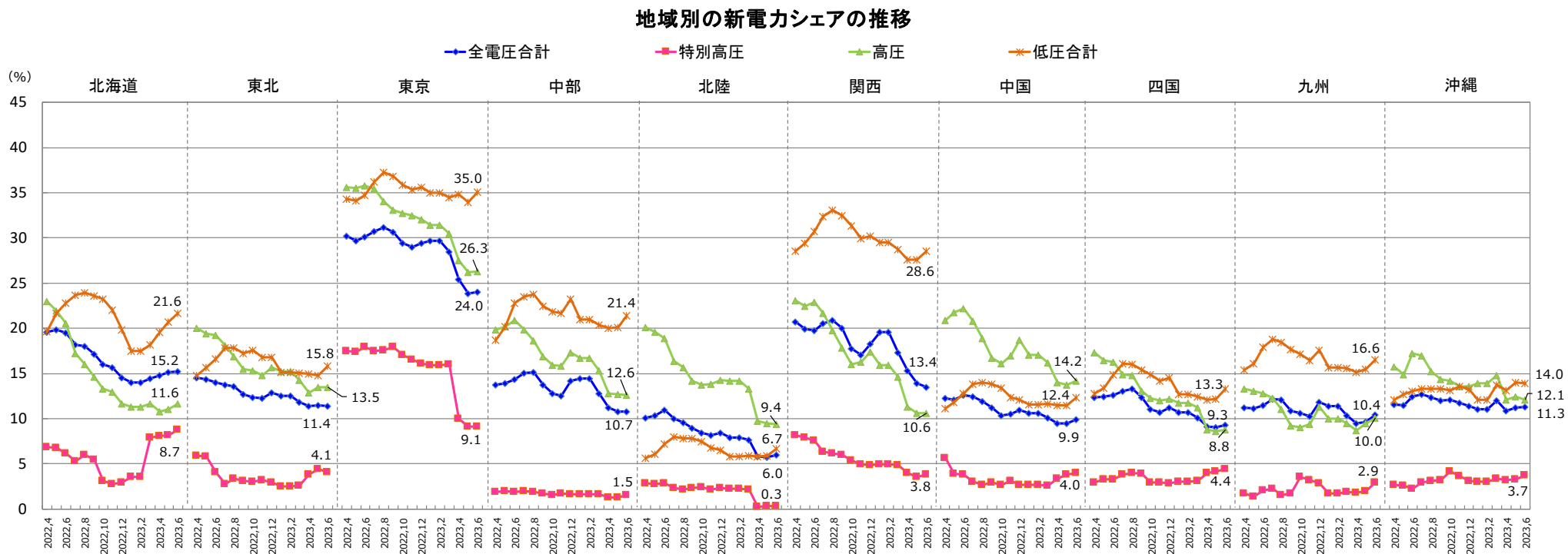


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

（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について、2022年4月以降を月別に見ていくと、全電圧合計において減少傾向が見られるが、低圧合計については、2022年4月と比較して増加しているのが確認できる。



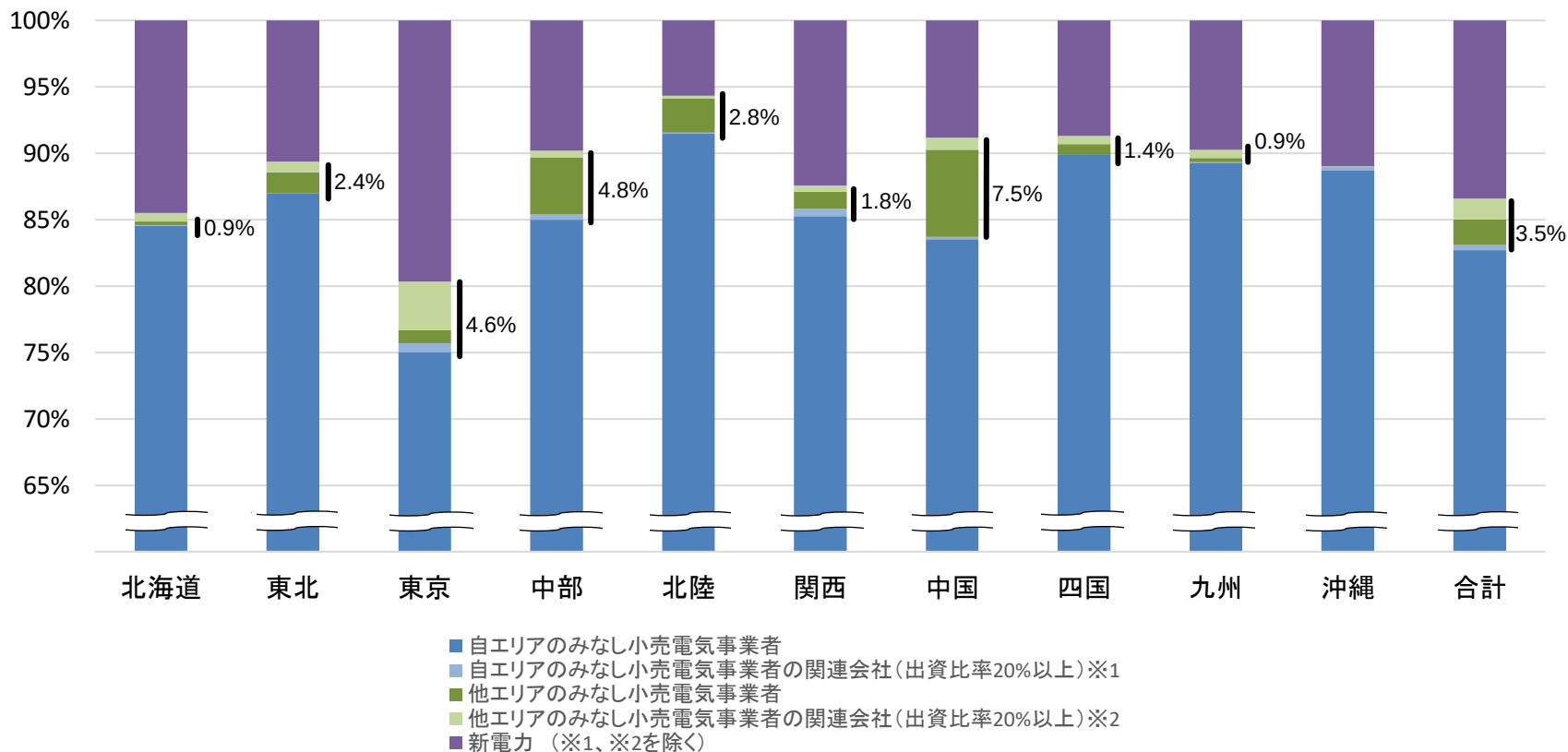
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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3.5%であった（2023年3月時点では4.5%）。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（2023年6月）

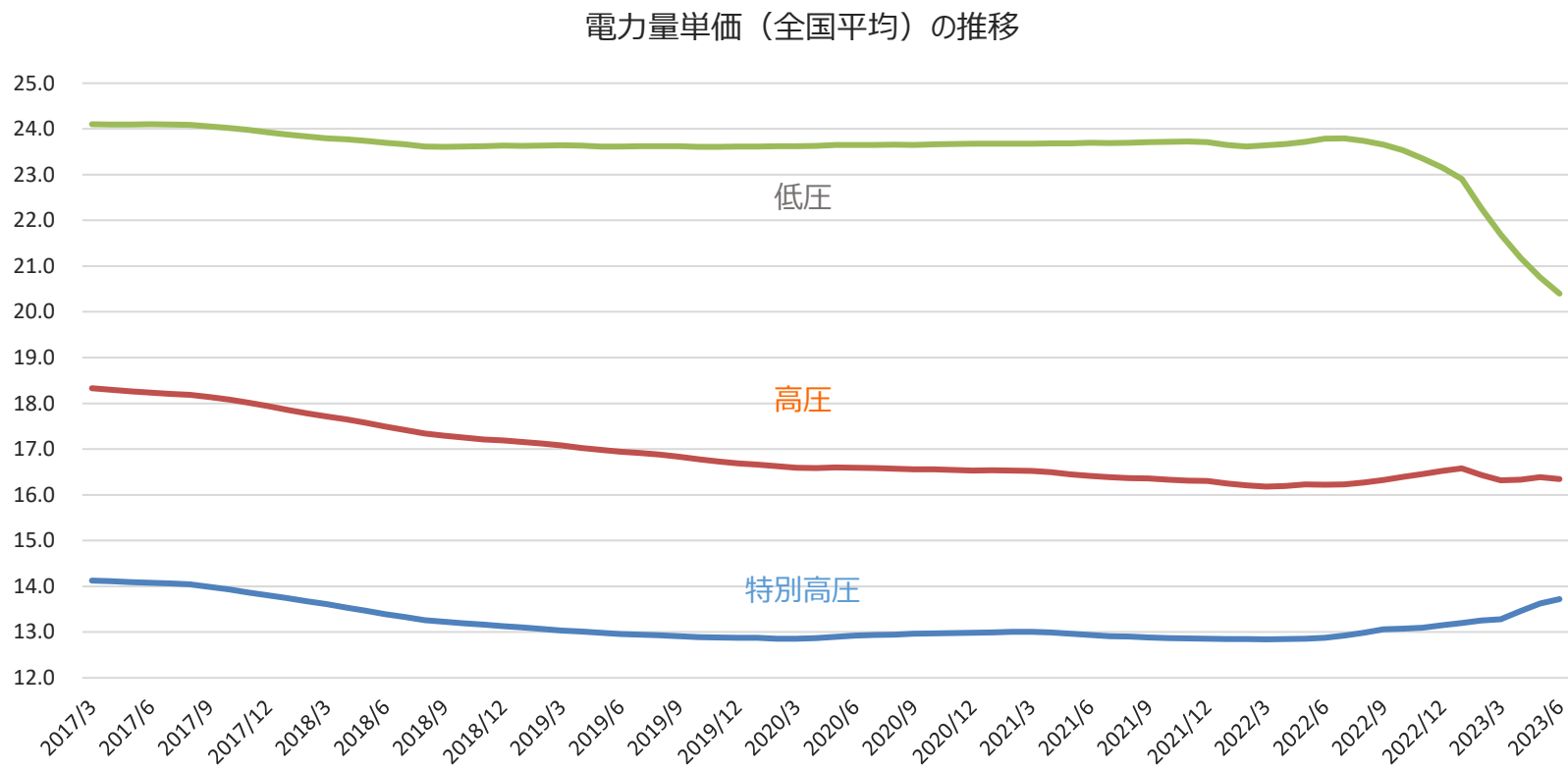


(出所) 電力取引報

(備考) 販売電力量ベース

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

○ 電力自由化後の電力量単価（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、低圧において大きく単価の減少がみられる。特別高圧と高圧においては、直近で増加傾向がみられる。

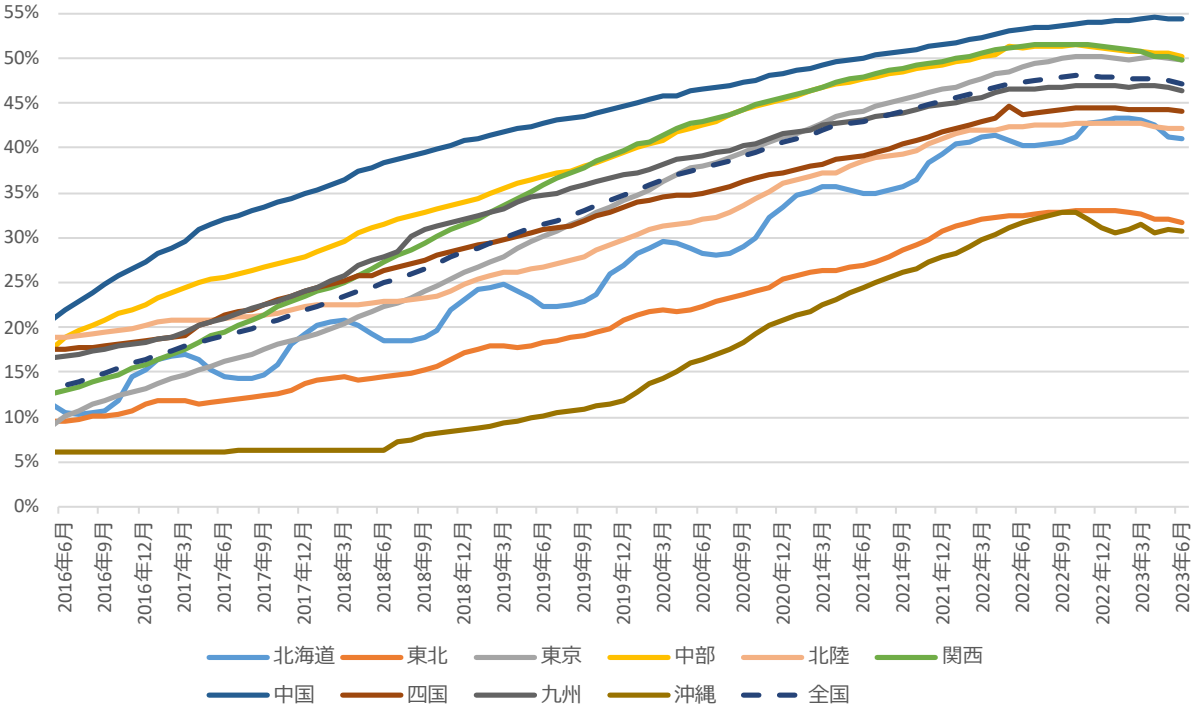


(備考)
 ・ 12ヶ月移動平均
 ・ 燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く
 (燃料費調整単価 (円/kWh) を除く際は、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用)
 (出所)
 電力取引報から電取委事務局作成

スイッチングの動向（低圧） ①

○ 旧一般電気事業者の規制料金メニューから自由料金メニューや新電力へのスイッチングは、2016年以降上昇傾向で推移していたが、直近では減少傾向がみられる。2023年6月時点で全国47.2%となっている。

規制料金からスイッチングした割合



	2023年6月
北海道	41.0%
東北	31.7%
東京	49.8%
中部	50.1%
北陸	42.2%
関西	49.7%
中国	54.4%
四国	44.0%
九州	46.4%
沖縄	30.6%
全国	47.2%

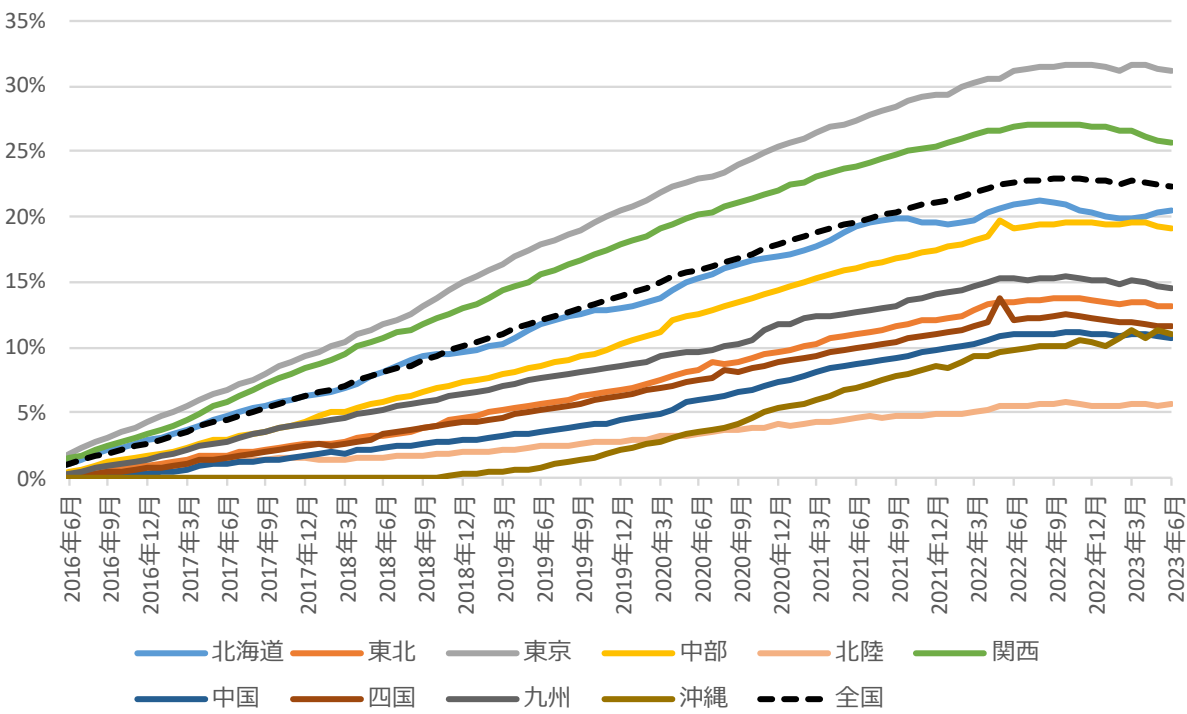
(出所) 発受電月報、電力取引報
(備考) 低圧：契約口数ベース

※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）へのスイッチングは、エリア毎にばらつきはあるものの直近では減少傾向がみられる。2023年6月時点で全国22.3%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



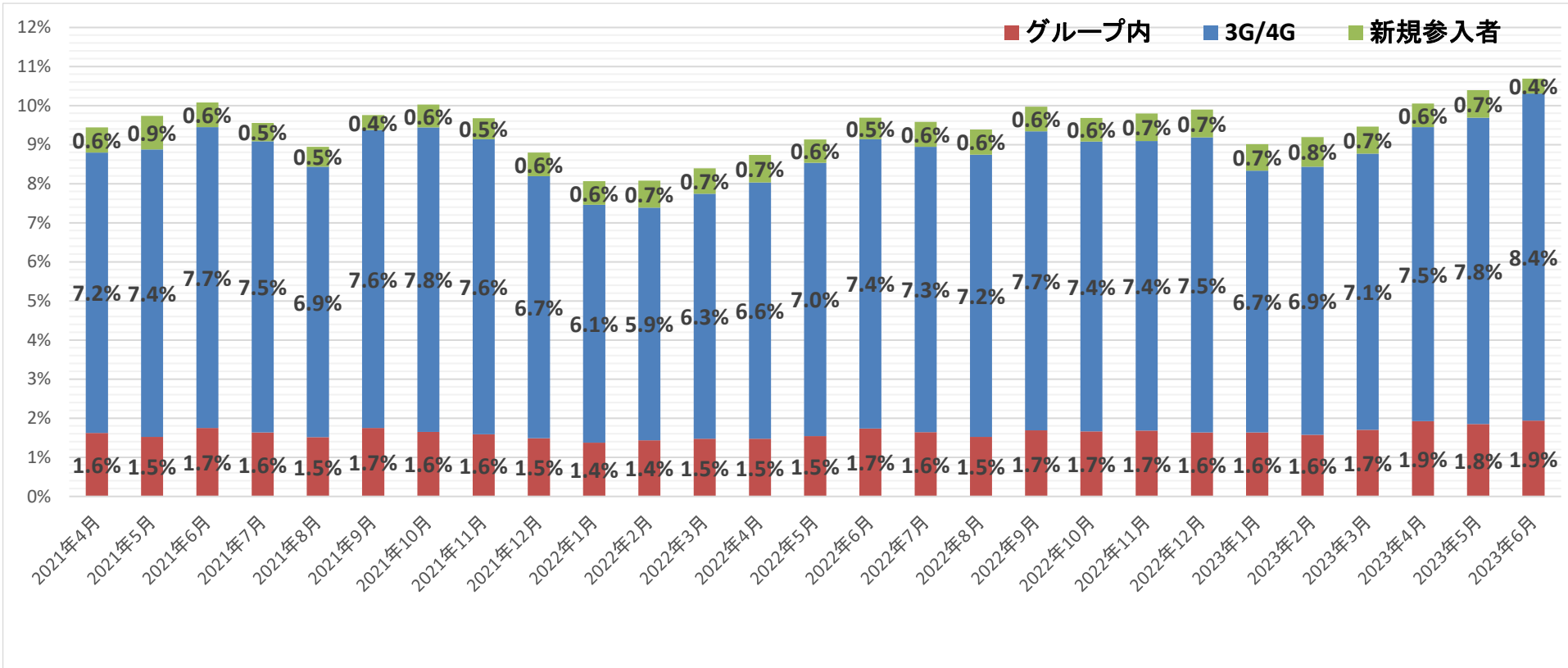
	2023年6月
北海道	20.5%
東北	13.1%
東京	31.2%
中部	19.1%
北陸	5.8%
関西	25.7%
中国	10.8%
四国	11.6%
九州	14.5%
沖縄	11.1%
全国	22.3%

(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。内2021年4月からの直近約2年分を表記）。
- 2023年6月末時点において、全国の都市ガスの小売供給量※2に対する、1G/2Gの相対卸供給量※3の割合は約11%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0.4%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約18%である（2023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[m³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≒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。（2023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	2 2 件	4 件（0 件）	0 件（0 件）	1 8 件（0 件）
大阪ガス	1 0 件	3 件（0 件）	1 件（1 件）	6 件（- 1 件）
東邦ガス	1 1 件	2 件（0 件）	1 件（0 件）	8 件（0 件）
北海道ガス	1 6 件	2 件（0 件）	2 件（0 件）	1 2 件（0 件）
静岡ガス	1 7 件	6 件（0 件）	9 件（1 件）	2 件（- 1 件）
西部ガス	1 5 件	3 件（0 件）	4 件（1 件）	8 件（- 1 件）
広島ガス	6 件	1 件（0 件）	0 件（- 3 件）	5 件（3 件）
仙台市ガス局	7 件	0 件（0 件）	2 件（0 件）	5 件（0 件）
日本ガス	5 件	1 件（0 件）	0 件（0 件）	4 件（0 件）
計	1 0 7 件	2 2 件	1 9 件	6 6 件

※ （）内の数字は、同年3月末時点からの増減。
※ 「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）

○ 今回は、2023年（令和5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。