

# 第83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4年10月～令和4年12月期)

令和5年3月27日（月）



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		
		2022年10月～12月	前年同時期 (2021年10月～12月)	2021年度 (2021年4月～2022年3月)	2020年度 (2020年4月～2021年3月)
卸電力取引所	スポット市場	販売電力量に対する割合※3	43.1%	41.5%	39.9%
		入札 売り入札量前年同時期対比	1.0倍	1.0倍	1.1倍
		買い入札量前年同時期対比	0.9倍	1.0倍	1.1倍
		約定量	793億kWh	803億kWh	3,128億kWh
		約定量前年同時期対比	1.0倍	1.0倍	1.1倍
	時間前	平均約定価格 (システムプライス)	23.2円/kWh	15.9円/kWh	13.5円/kWh
		東西市場分断発生率	35.8%	42.4%	72.7%
	市場渡	約定量	11.2億kWh	11.1億kWh	40.2億kWh
		平均約定価格	26.3円/kWh	17.0円/kWh	12.4円/kWh
	取引対	約定量	0.09億kWh	0.01億kWh	0.27億kWh
(参考)小売市場※1	新電力	グループ外への供給量	137.7億kWh	125.1億kWh	—
		販売電力量	1,864億kWh※2	1,961億kWh	8,321億kWh
		販売電力量前年同時期対比	342億kWh	418億kWh	1,532億kWh
		新電力シェア	0.8倍	1.1倍	1.2倍
			18.7%(12月時点)	21.7%(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

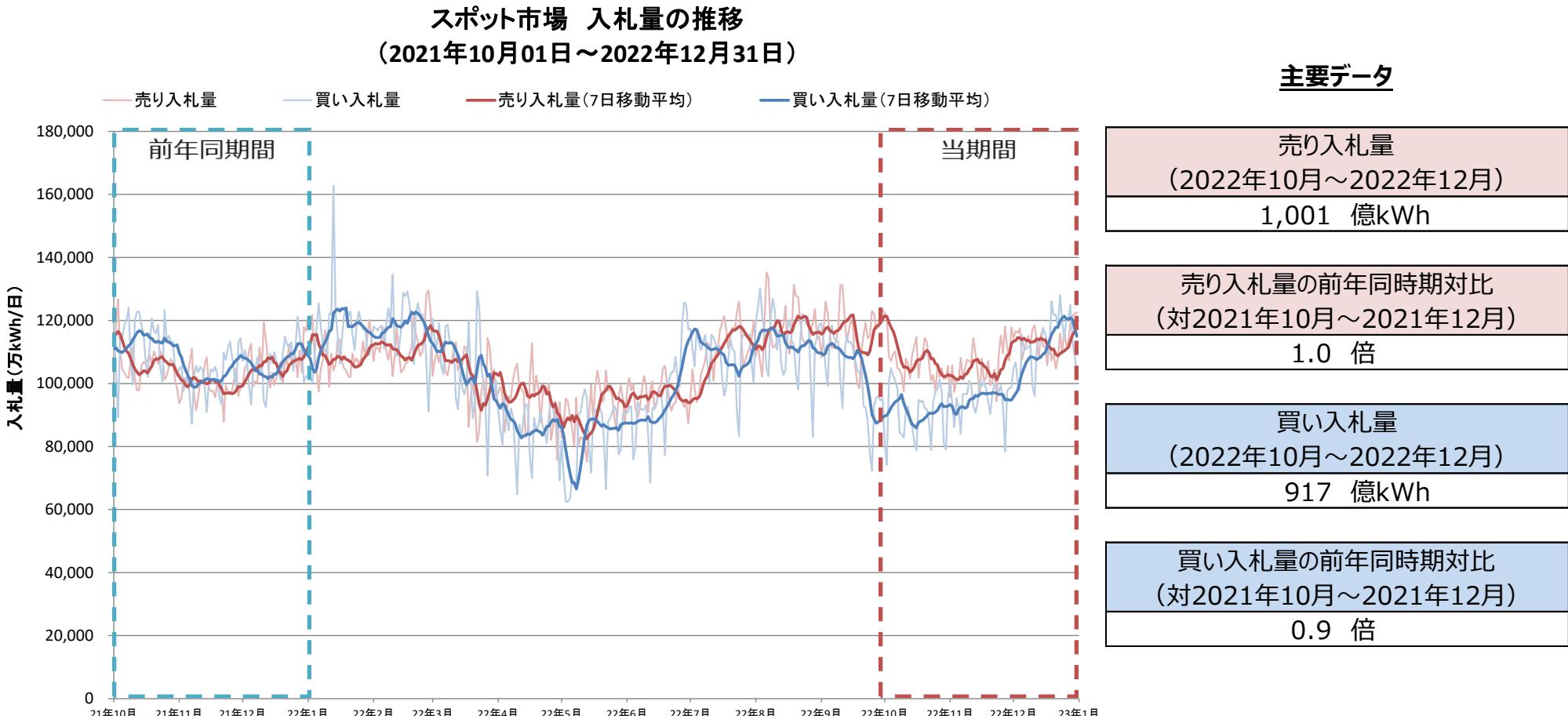
- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向

### ◆ 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

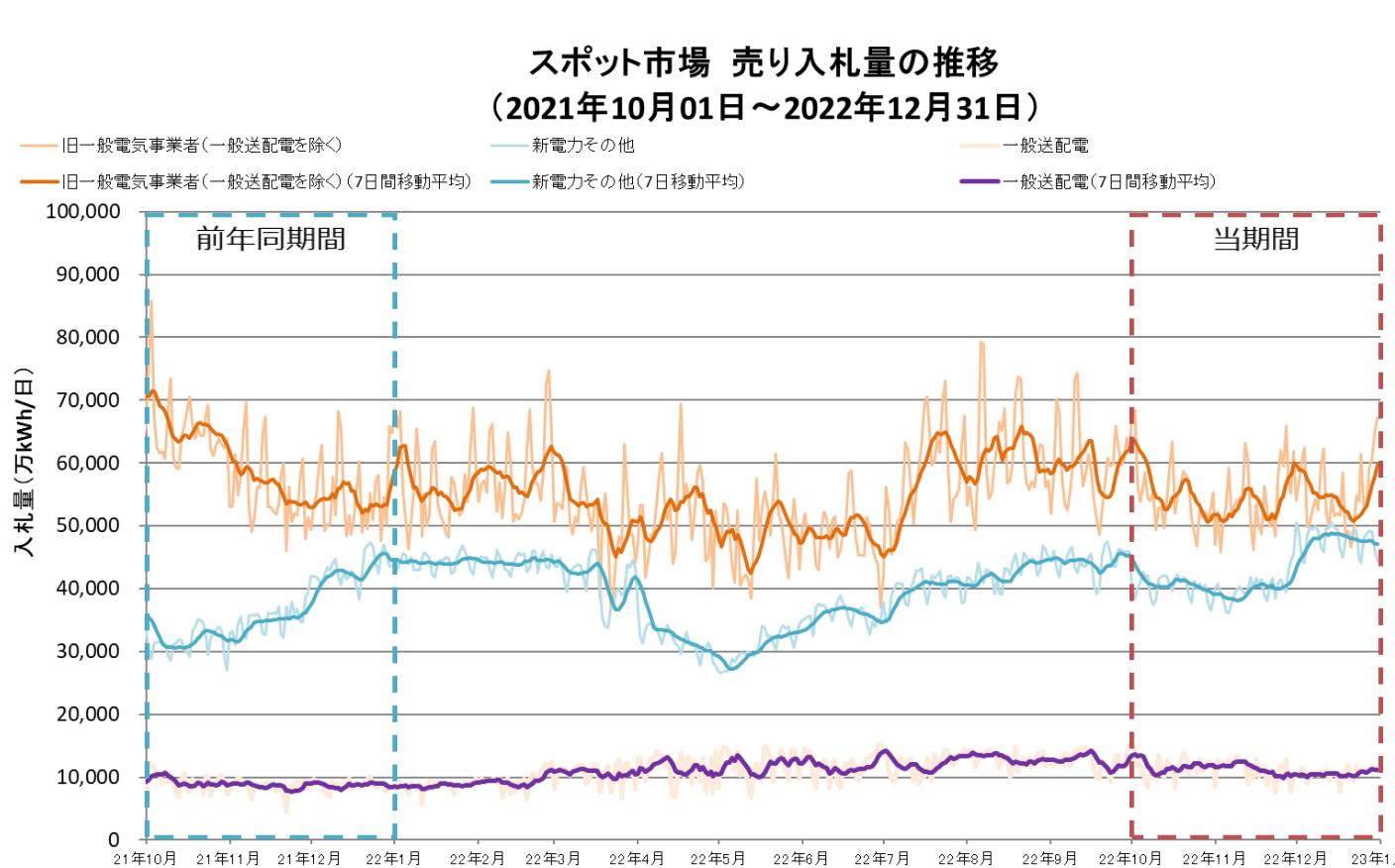
- 当期間におけるスポット市場の入札量は、売り入札量は1,001億kWh、買い入札量は917億kWhであった。
- 前年同時期対比は、売り入札量は1.0倍、買い入札量は0.9倍となっている。



2022年10月  
～12月期

# 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のぞく）は504億kWh、新電力その他の事業者は394億kWh、一般送配電事業者は102億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、新電力その他の事業者は1.2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入札量は、今期より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。

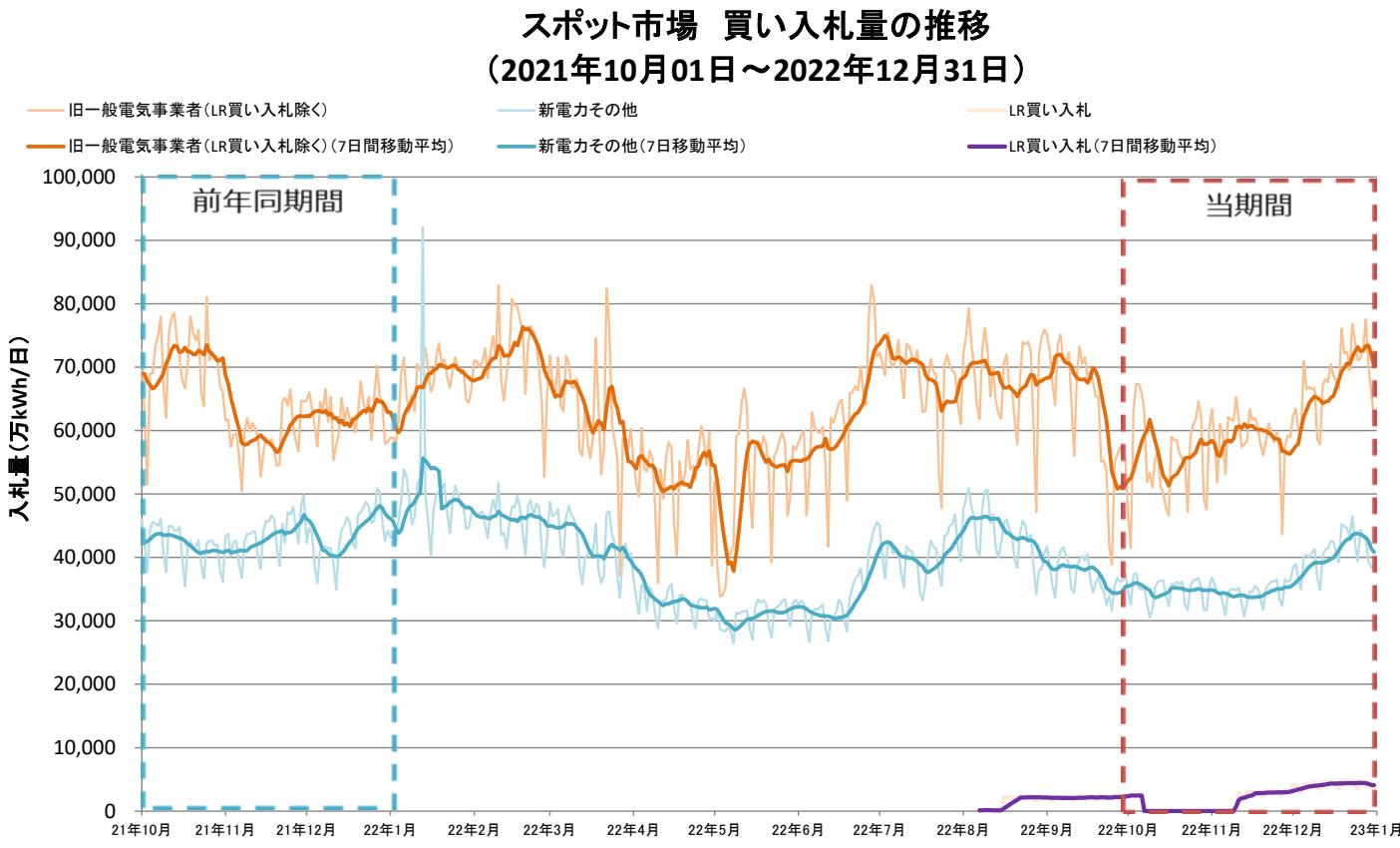
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジー・パートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERAを含む。

※ 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。 5

# 事業者区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（一般送配電事業者含む）は580億kWh（このうち、一般送配電によるLR買い入札量は19億kWh）、新電力その他の事業者は337億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、一般送配電事業者含む）は0.9倍、新電力その他の事業者は0.9倍となっている。

## 主要データ



旧一般電気事業者による 買い入札量 (LR買い入札除く) (2022年10月～2022年12月)
561 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2021年10月～2021年12月)
0.9 倍

新電力その他の事業者による 買い入札量 (2022年10月～2022年12月)
337 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2021年10月～2021年12月)
0.9 倍

一般送配電事業者による LR買い入札量 (2022年10月～2022年12月)
19 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、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。

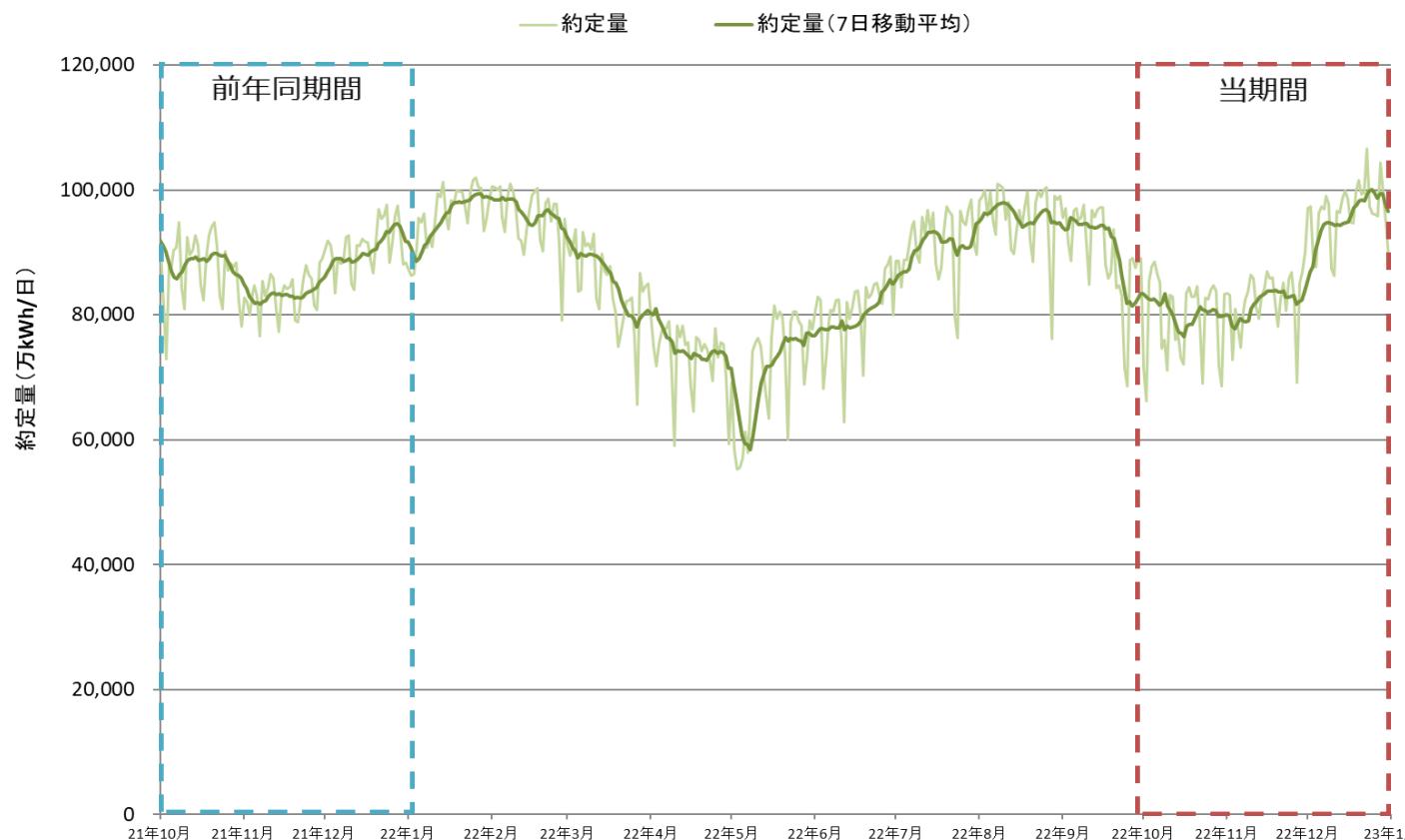
※ 一般送配電事業者は、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、東京電力パワーグリッド、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電を含む。

2022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、793億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.0倍となっている。

スポット市場 約定量の推移  
(2021年10月01日～2022年12月31日)



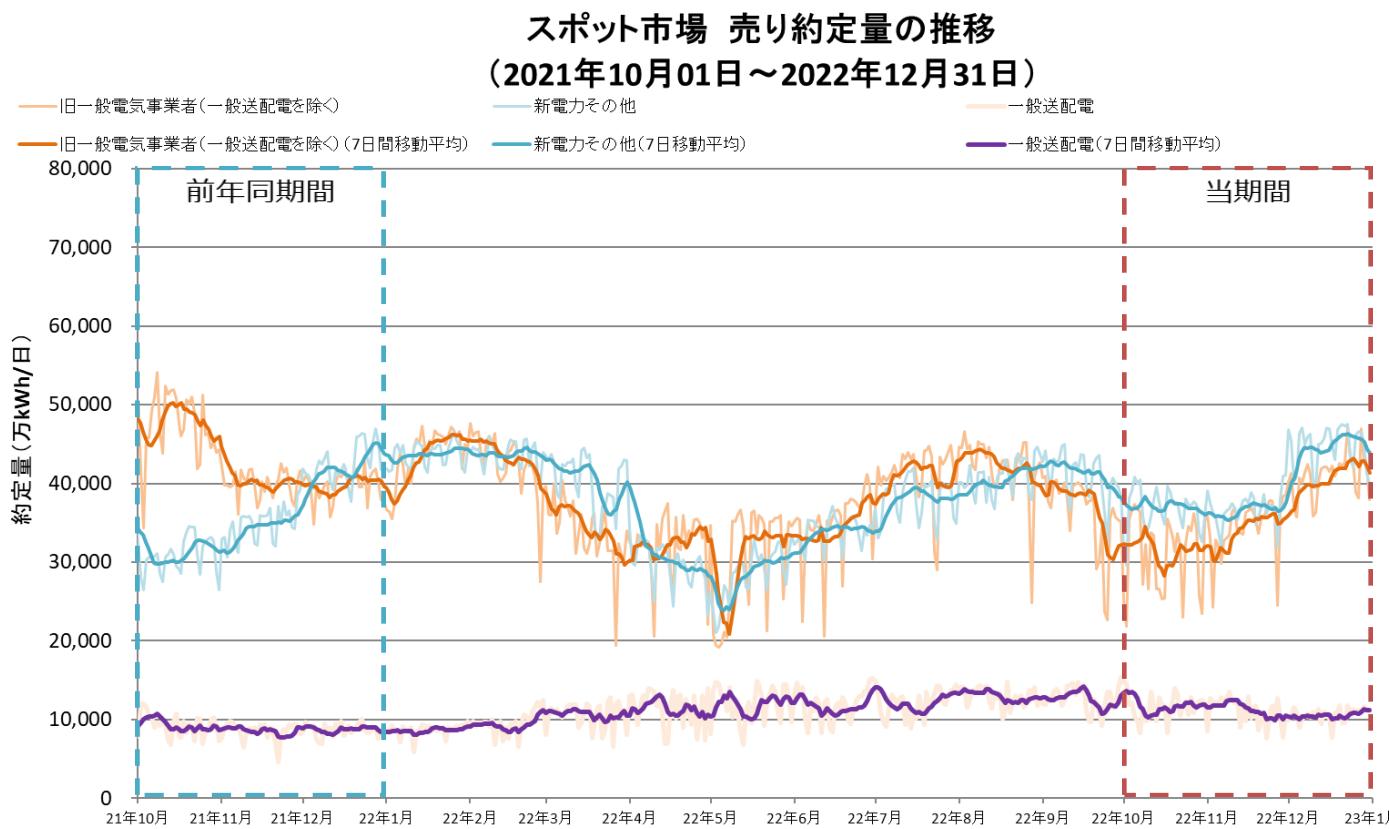
### 主要データ

約定量 (2022年10月～2022年12月)
793 億kWh

約定量の前年同時期対比 (対2021年10月～2021年12月)
1.0 倍

# 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327億kWh、新電力その他の事業者は363億kWh、一般送配電事業者は102億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1.1倍、一般送配電事業者は1.3倍となっている。



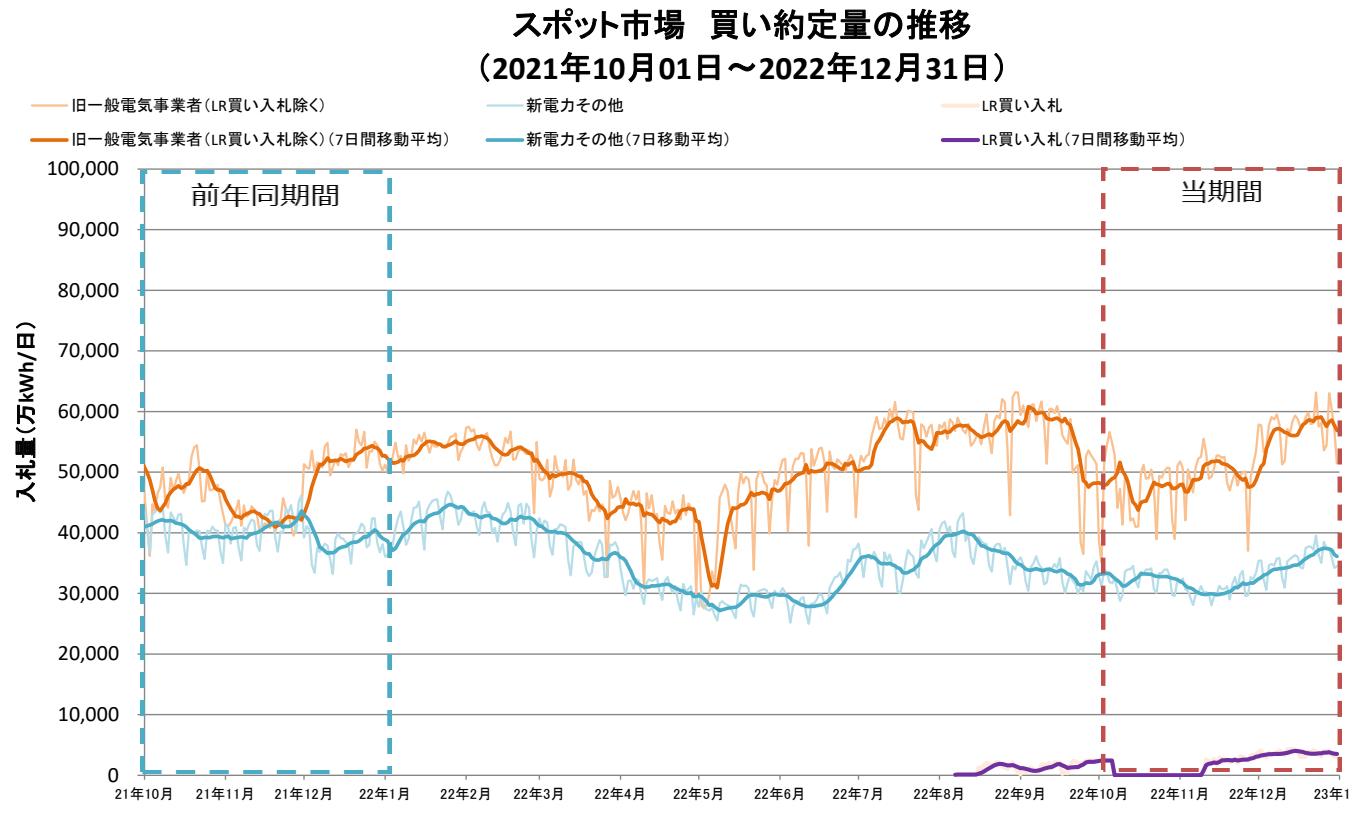
※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、今期より一般送配電事業者によるFIT売り約定量分を除外し、新たに一般送配電事業者の売り約定量グラフを追記。

※ 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、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。8

# 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、一般送配電事業者含む）は473億kWh、新電力その他の事業者は303億kWh、LR買い約定量は17億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1.1倍、新電力その他の事業者は0.8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。



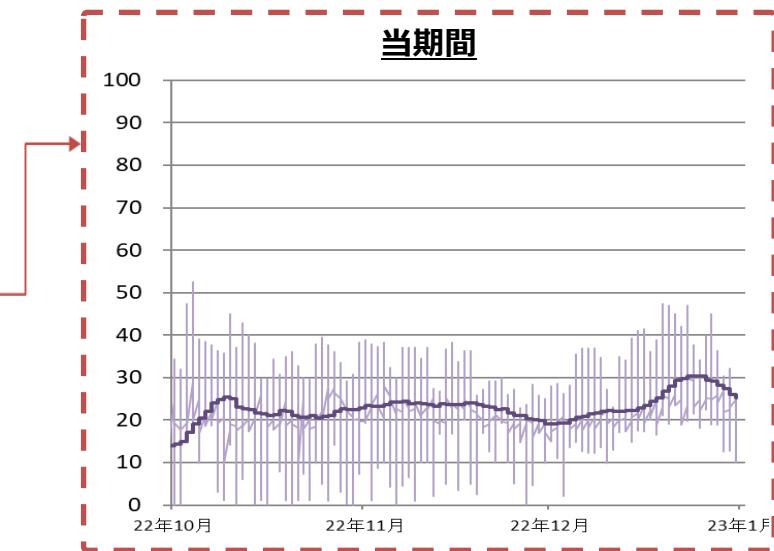
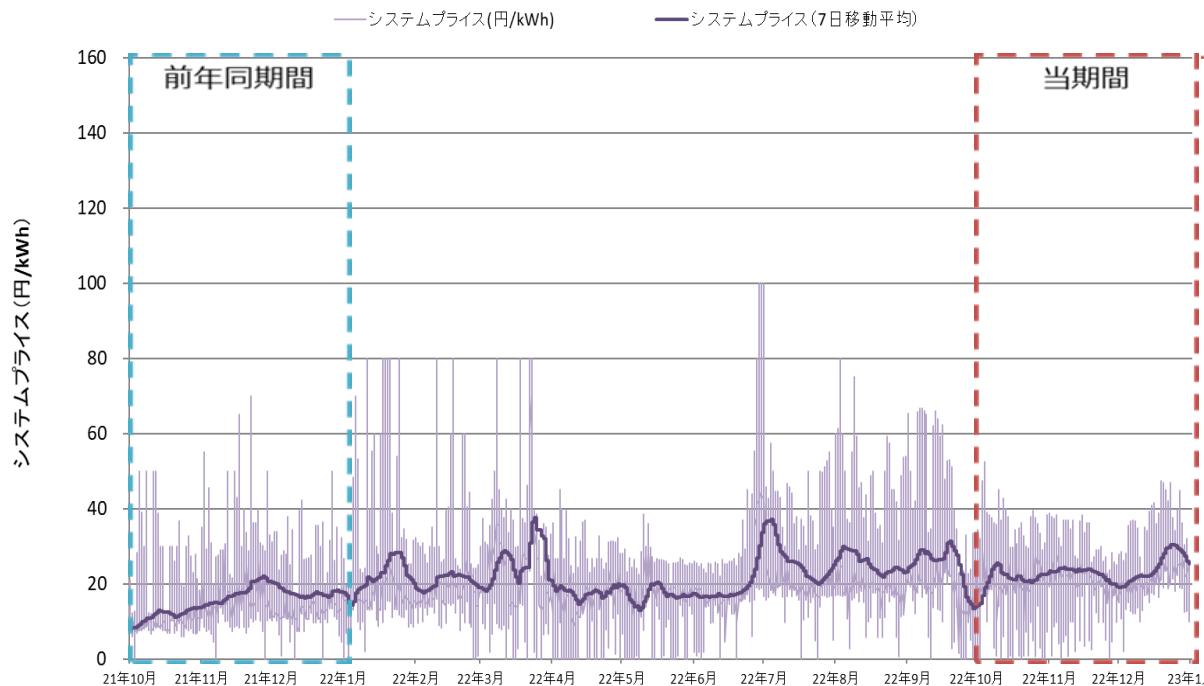
※ 旧一般電気事業者は、北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、中部電力ミライズ、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、JERA及び、一般送配電事業者を含む。

※ 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23.2円/kWhであった。
- 前年同期間の平均15.9円/kWhと比べて7.3円上昇した。

スポット市場 システムプライスの推移  
(2021年10月01日～2022年12月31日)



	当期間	前年同期間	差分
平均システムプライス	23.2	15.9	+7.3
最高値	52.4	70.0	-17.6
最低値	0.01	0.01	+0.0

※1 当期間 最高価格：計1日、計1コマ

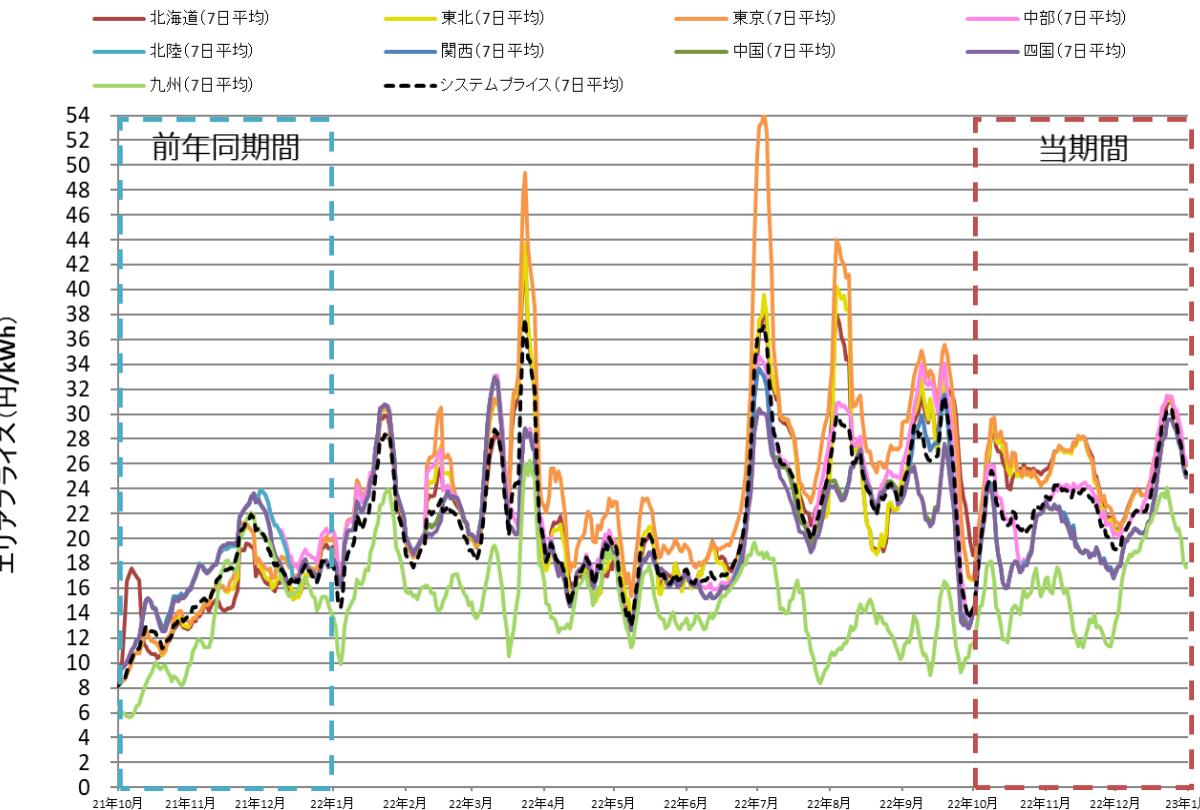
※2 当期間 最低価格：計9日、計76コマ

2022年10月  
～12月期

# 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は、各エリアで前年同期間のエリアプライスを上回っている。

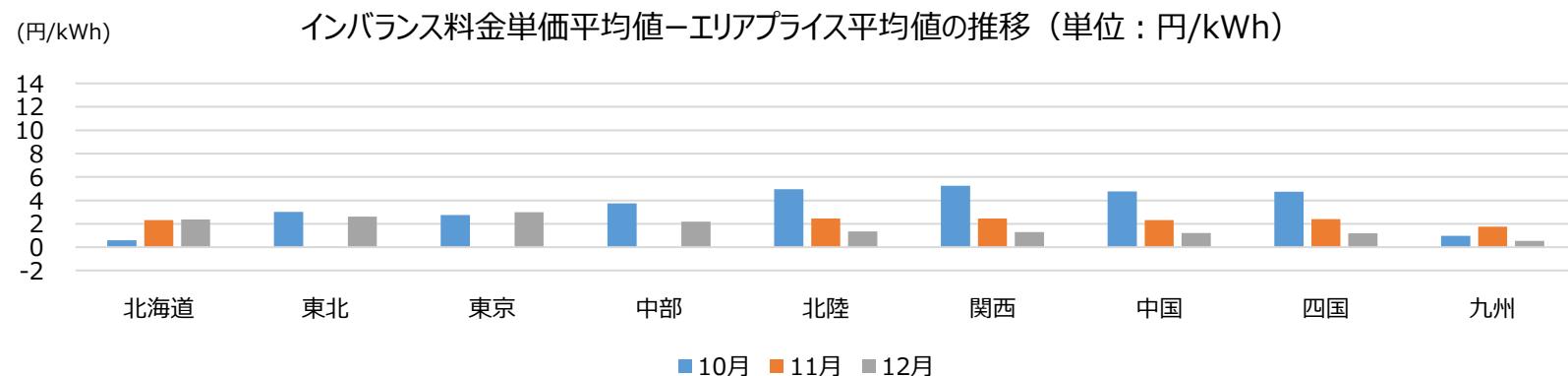
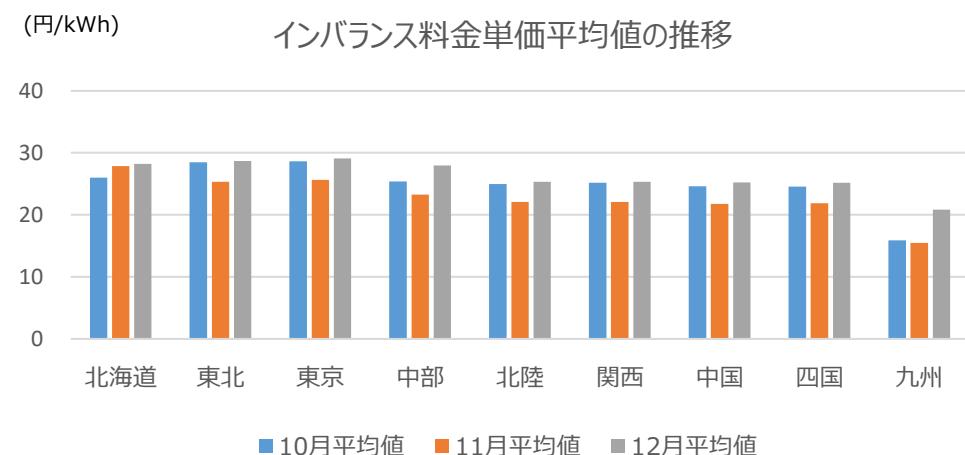
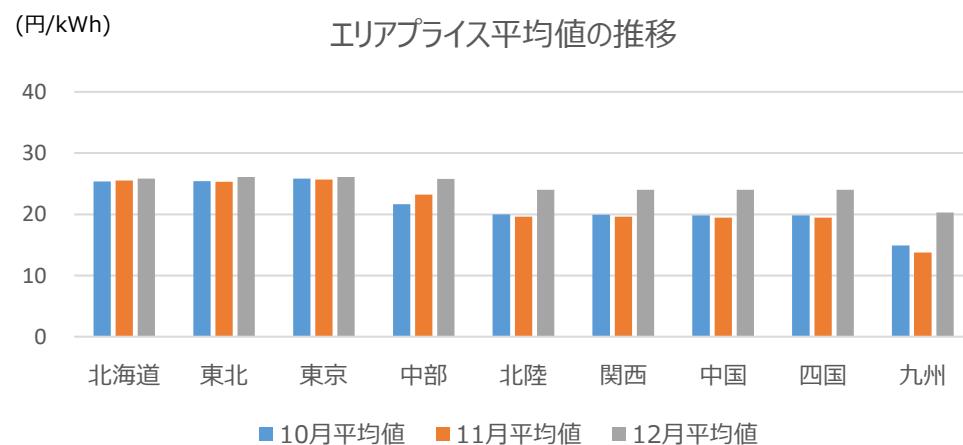
スポット市場 エリアプライスの推移  
(2021年10月01日～2022年12月31日)



期間内平均価格			
	当期間	前年 同期間	差
システムプライス	23.2	15.9	7.3
北海道	25.6	15.4	10.2
東北	25.6	15.4	10.2
東京	25.9	15.8	10.1
中部	23.5	17.9	5.6
北陸	21.2	17.5	3.7
関西	21.2	17.3	3.9
中国	21.1	17.2	3.9
四国	21.1	17.2	3.9
九州	16.3	13.8	2.5

## インバランス料金単価とエリアプライスの推移

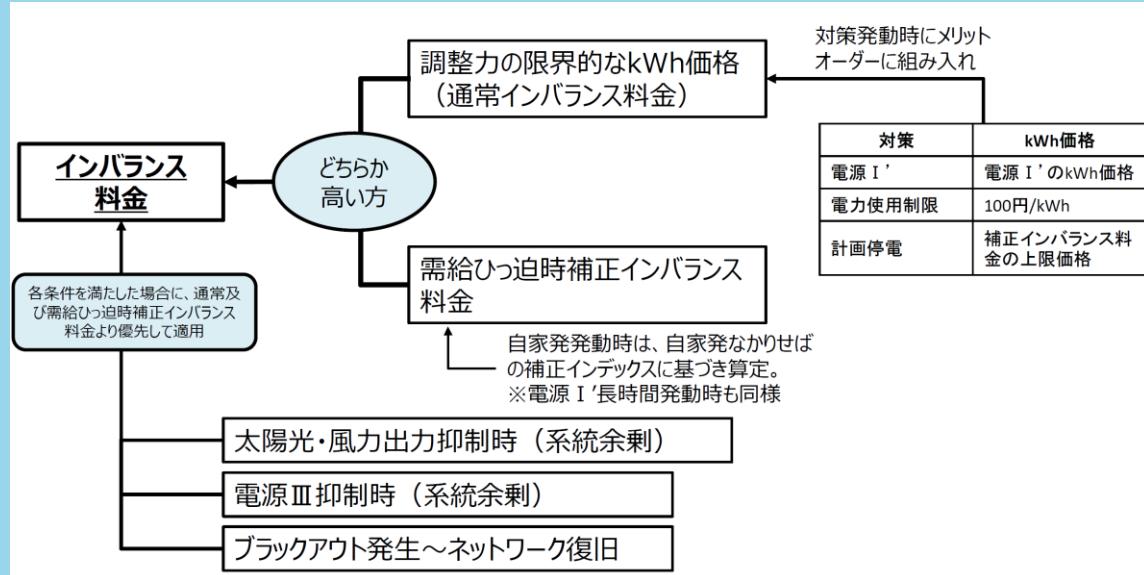
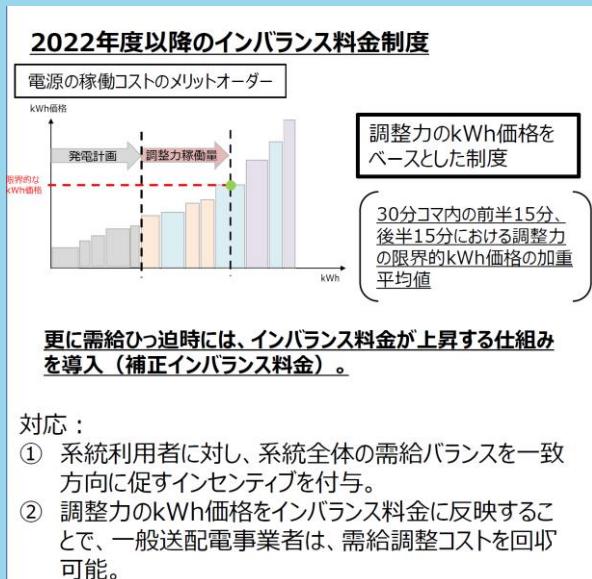
- 各エリアにおけるインバランス料金単価とエリアプライスの推移（いずれも月平均）を比較すると、ほぼすべてのエリア・月において、インバランス料金単価がエリアプライスを上回っている。
- 両者の差は、最大で5.24円、最小で0.01円、平均で2.23円となっている。



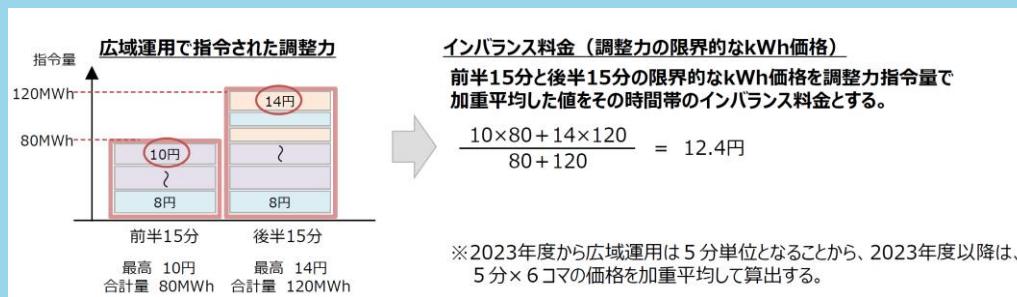
出所：インバランス料金情報公表サイトのインバランス量の確報値（2023年2月3日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成。  
※：2022年4月1日よりインバランス料金制度の仕組みが変更。

# (参考) インバランス算定方法 (2022年4月から)

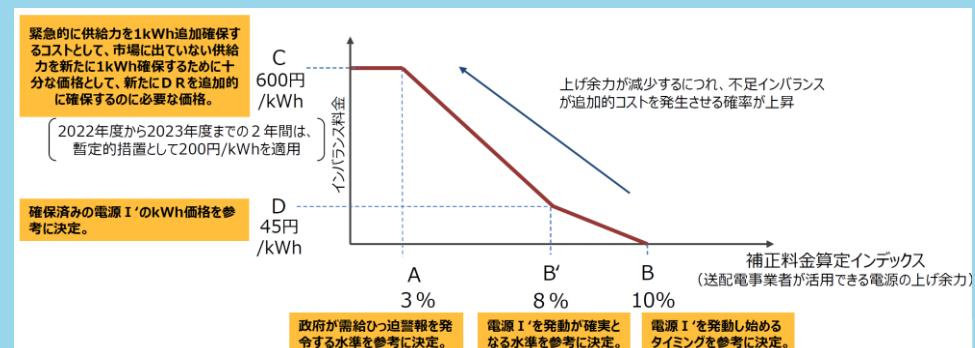
## ○ インバランス料金制度とその算定方法の全体像は下の図の通り。



## ○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

○市場分断発生率を見ると、当期間平均は、前年と比較して全体的に減少傾向にあるが、「中部北陸間連系線」及び「中部関西間連系線」の2か所では、上昇が顕著となった。

注)「中部北陸間連系線」においては、11月に、作業による運用制約が発生していた。

## 各地域間連系線の月別分断発生率

北陸関西間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
0.0%	0.3%	0.0%	1.9%	0.0%	0.0%	0.6%
(前年同期間)	2.6%	4.9%	8.9%	5.5%		

関西中国間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
1.5%	0.0%	13.3%	0.9%	2.4%	0.0%	1.1%
(前年同期間)	3.2%	0.0%	0.0%	1.1%		

中国四国間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
12.3%	4.2%	3.2%	0.7%	0.0%	0.3%	0.3%
(前年同期間)	1.1%	0.1%	0.0%	0.4%		

中国九州間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
83.9%	88.8%	69.5%	51.3%	63.3%	35.2%	49.8%
(前年同期間)	82.7%	40.4%	33.5%	52.3%		

中部北陸間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
12.8%	17.4%	24.2%	16.5%	61.9%	38.0%	38.5%
(前年同期間)	0.3%	0.0%	21.8%	7.5%		

北海道本州間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
26.3%	19.7%	29.0%	18.3%	6.9%	13.9%	13.1%
(前年同期間)	26.0%	19.9%	4.9%	16.9%		

東北東京間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
20.1%	30.6%	11.4%	3.1%	3.5%	1.0%	2.5%
(前年同期間)	1.7%	6.4%	11.4%	6.5%		

東京中部間連系線(FC)

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
39.2%	26.5%	27.2%	52.1%	46.3%	9.5%	35.8%
(前年同期間)	49.5%	50.7%	27.4%	42.4%		

関西四国間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
13.8%	4.2%	16.5%	1.5%	2.4%	0.3%	1.4%
(前年同期間)	4.1%	0.1%	0.0%	1.4%		

中部関西間連系線

7月	8月	9月	10月	11月	12月	当期間平均
12.8%	17.1%	24.2%	18.3%	61.9%	38.0%	39.2%
(前年同期間)	2.9%	4.9%	30.7%	12.9%		

※ 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。

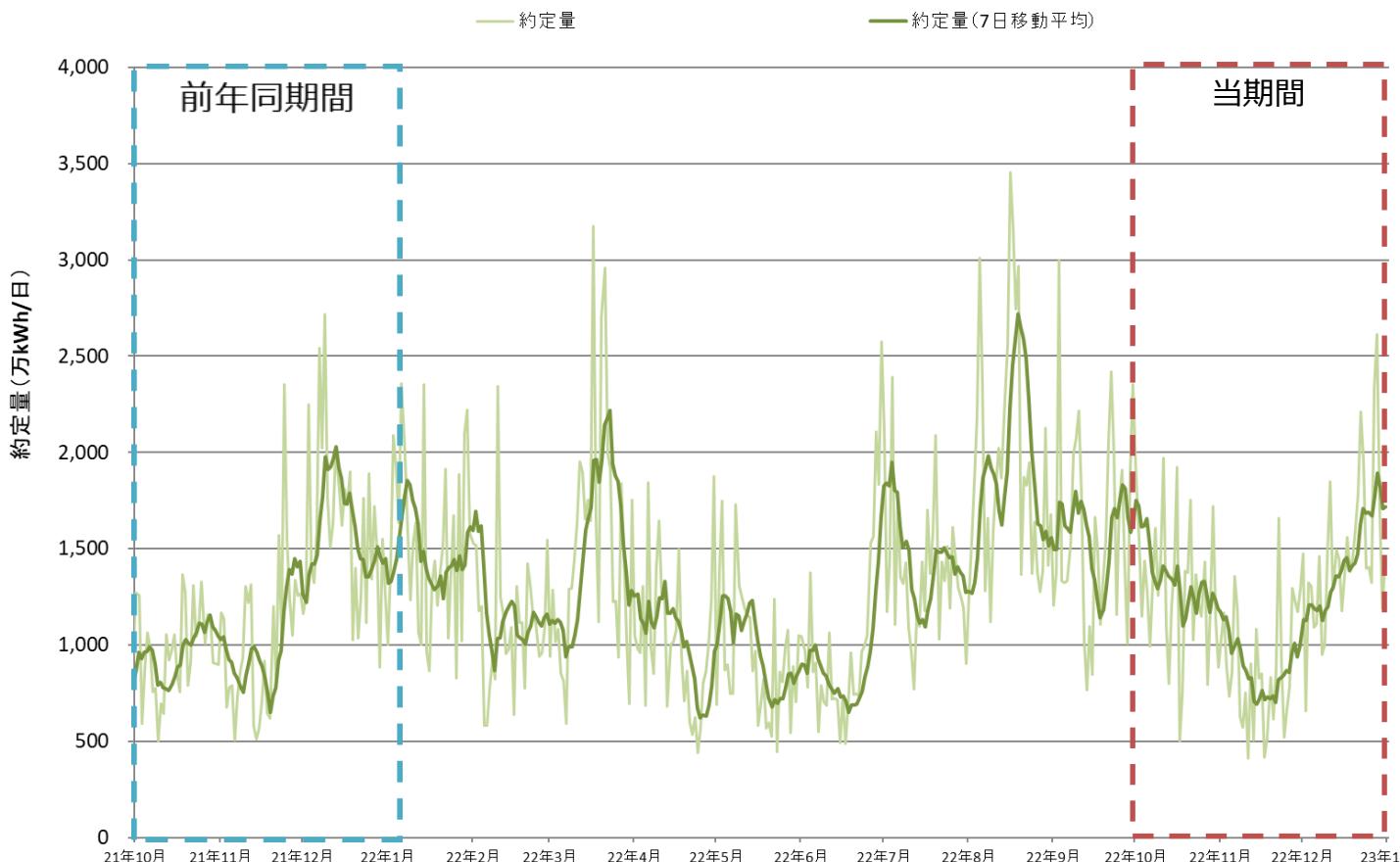
※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

2022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、11.2億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.0倍となっている。

時間前市場 約定量の推移  
(2021年10月1日～2022年12月31日)

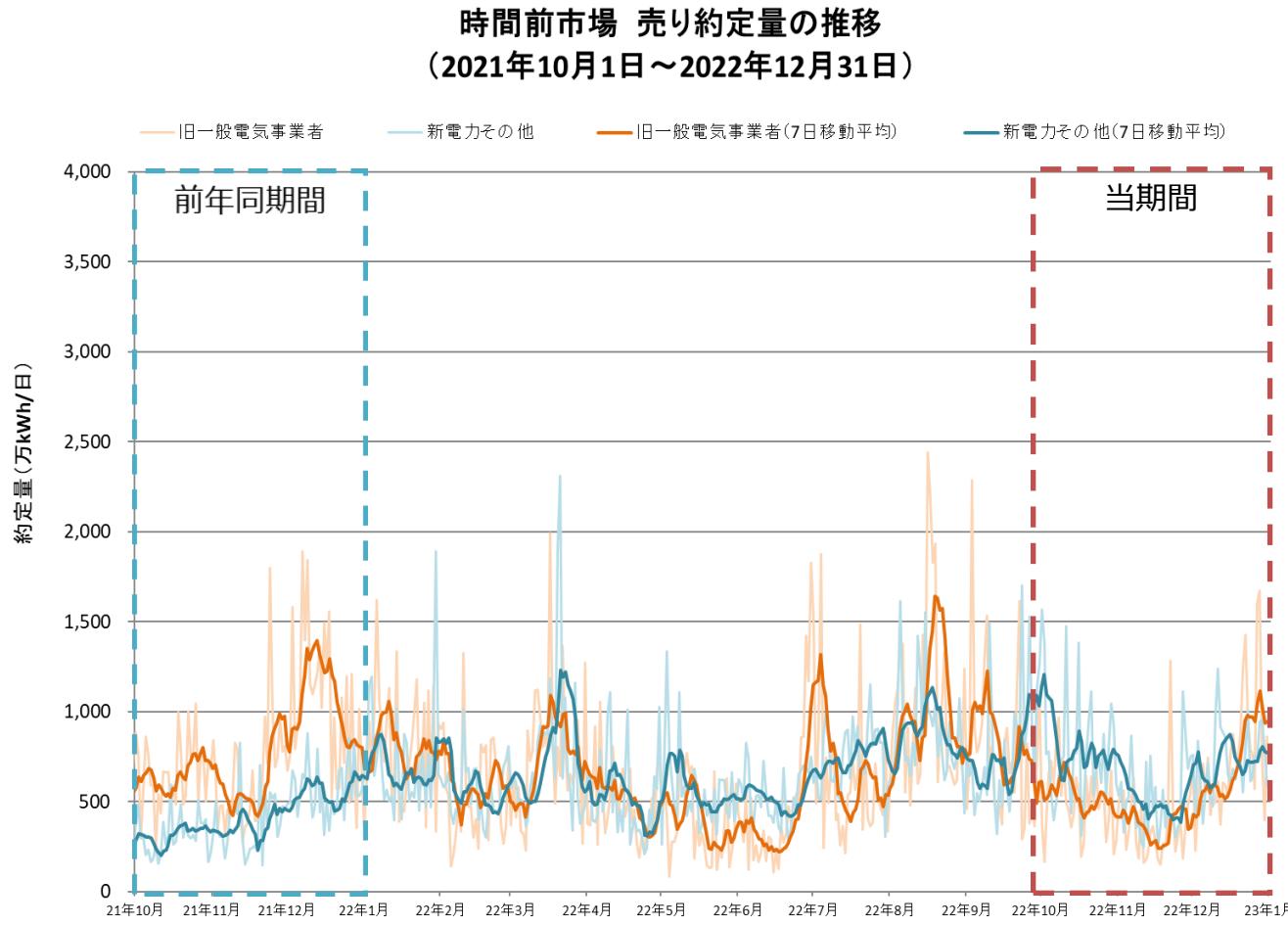


主要データ	
約定量	(2022年10月～2022年12月)
11.2	億kWh
約定量の前年同時期対比	
対2021年10月～2021年12月	1.0 倍

2022年10月  
～12月期

# 事業者区別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5.0億kWh、新電力その他の事業者は6.2億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.7倍、新電力その他の事業者は1.6倍となっている。

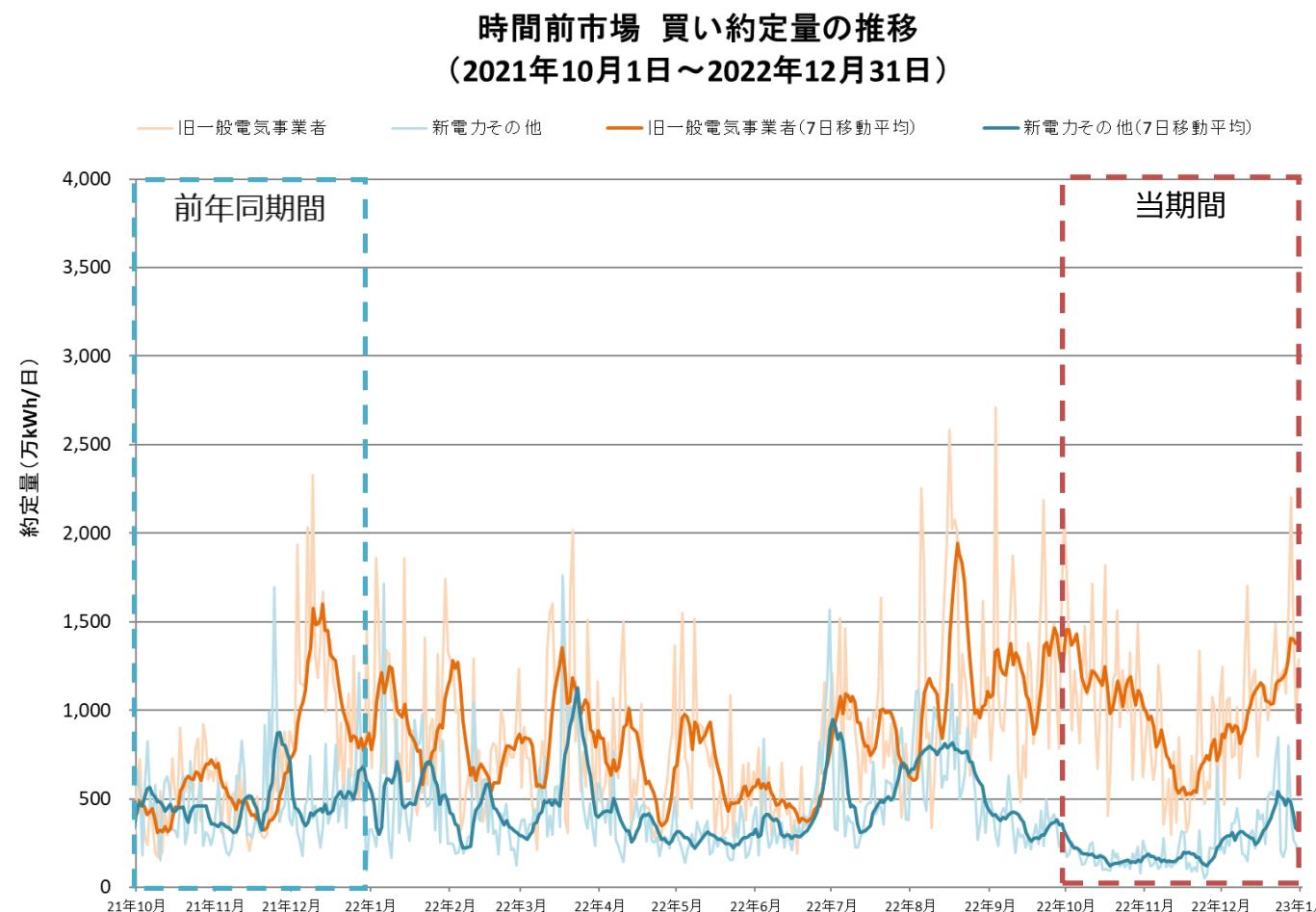


主要データ
旧一般電気事業者による 売り約定量 (2022年10月～2022年12月) 5.0 億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年10月～2021年12月) 0.7 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2022年10月～2022年12月) 6.2 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2021年10月～2021年12月) 1.6 倍

※ 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、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2.1億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.4倍、新電力その他の事業者は0.5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、新電力その他の事業者による売り約定量が買い約定量を上回っている。

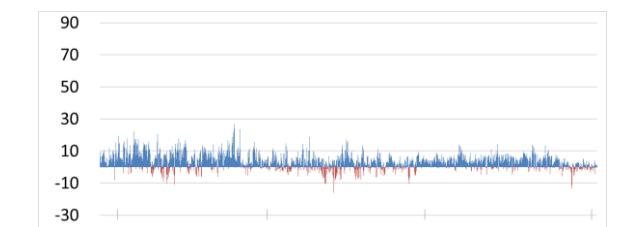
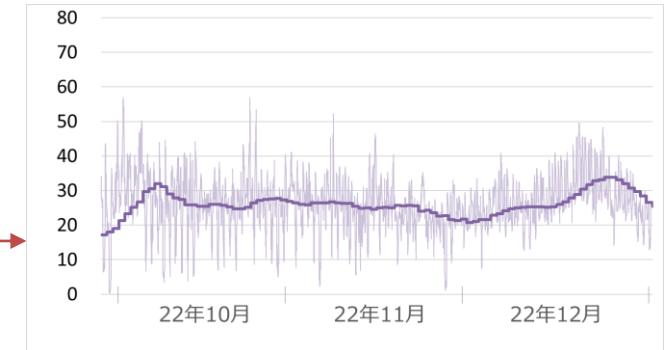
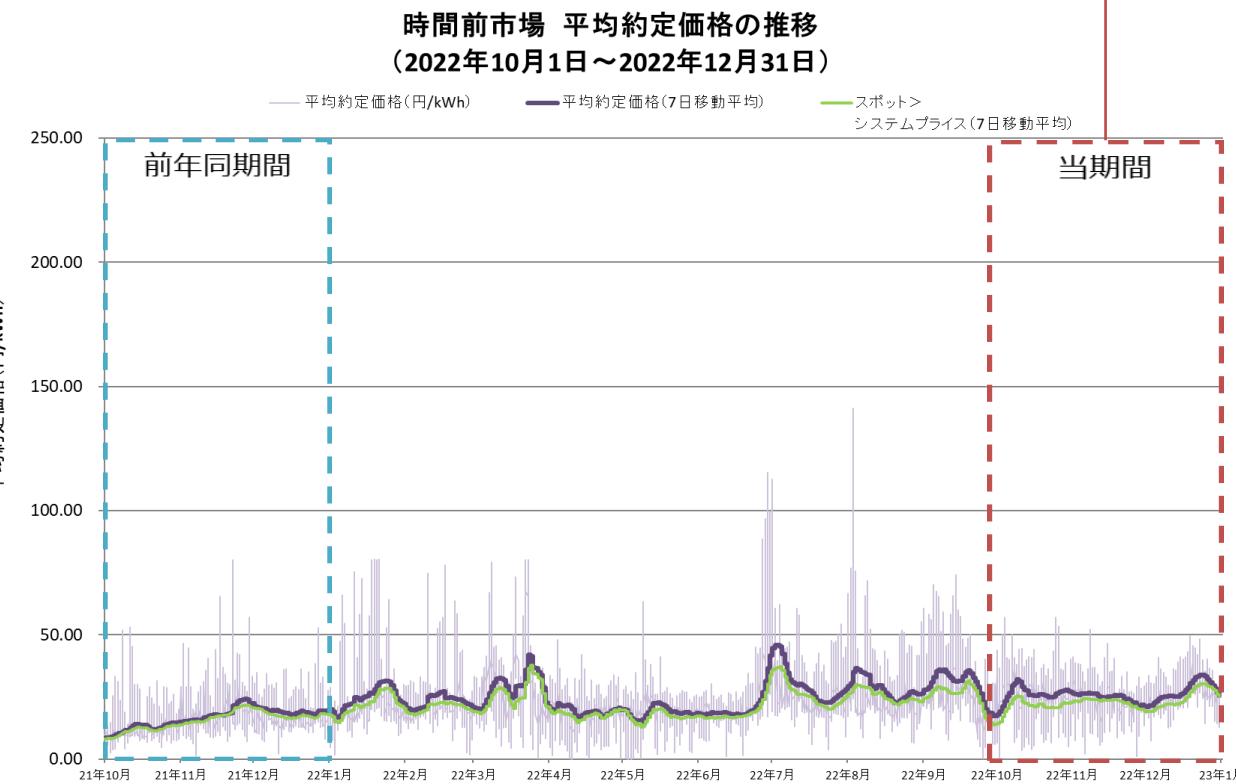


<b>主要データ</b>	
旧一般電気事業者による 買い約定量 (2022年10月～2022年12月)	9.1 億kWh
旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2021年10月～2021年12月)	1.4 倍
新電力その他の事業者による 買い約定量 (2022年10月～2022年12月)	2.1 億kWh
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2021年10月～2021年12月)	0.5 倍

2022年10月  
～12月期

## 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、26.3円/kWhであった。前年同期間の平均17.0円/kWhと比べて上昇した。
- 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3.1円/kWh上回り推移した。



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	26.3	17.0	+9.3
(参考) スポット市場 平均システムプライス	23.2	15.9	+7.3
最高値	56.9	80.0	-23.1
最低値	0.25	1.40	-1.15

最高値: 10月4日 17:00  
最低値: 10月2日 10:30

# 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8,900MWh（前年同時期対比7.57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472,686MWh（先渡市場の約53倍の規模）、EEXでは2,278,032MWh（先渡市場の約256倍の規模）であった。

## 期間中の約定量・入札量<sup>※1</sup>

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	8,900	8,400	0	500	0	0	1,176
	東京	8,900	8,400	0	500	0	0	0
	関西	0	0	0	0	0	0	1,176
売り入れ	合計	382,202	203,784	161,568	16,850	0	0	1,044,284
	東京	258,142	95,424	161,568	1,150	0	0	273,716
	関西	124,060	108,360	0	15,700	0	0	770,568
買い入れ	合計	6,765,592	1,737,120	3,571,152	461,320	996,000	0	8,389,764
	東京	1,341,208	1,054,200	5,208	281,800	0	0	1,799,642
	関西	5,424,384	682,920	3,565,944	179,520	996,000	0	6,590,122

(単位:MWh)

## (参考) 先物市場 (TOCOM、EEX) 、ベースロード市場との約定量に関する比較

(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	472,686	438,758	33,928	446,798
	東京	334,026	309,962	24,064	319,482
	関西	138,660	128,796	9,864	127,316

(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	2,278,032	2,224,968	53,064	1,649,580
	東京	2,029,608	1,993,272	36,336	1,447,356
	関西	248,424	231,696	16,728	202,224

(ベースロード市場)

項目	地域	合計 (当四半期)	(参考) 合計 (前年同四半期)
約定量	合計	1,058,208	4,905,600
	北海道	2,628	35,040
	東京	350,400	1,285,092
	関西	705,180	3,585,468

※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。

※3 ベースロード市場は、JEPXホームページ公開データを元に、kWhに換算して集計。

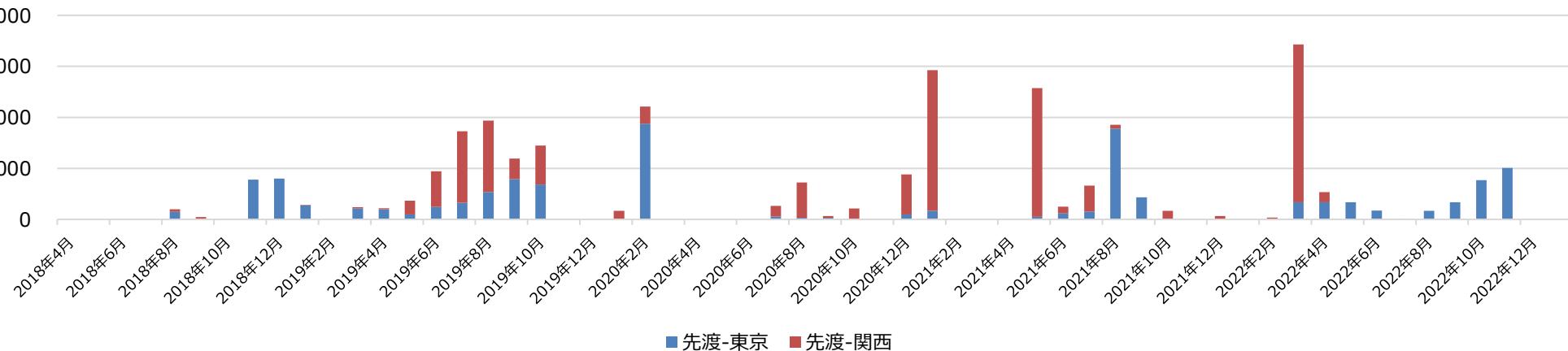
2022年10月  
～12月期

## (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。

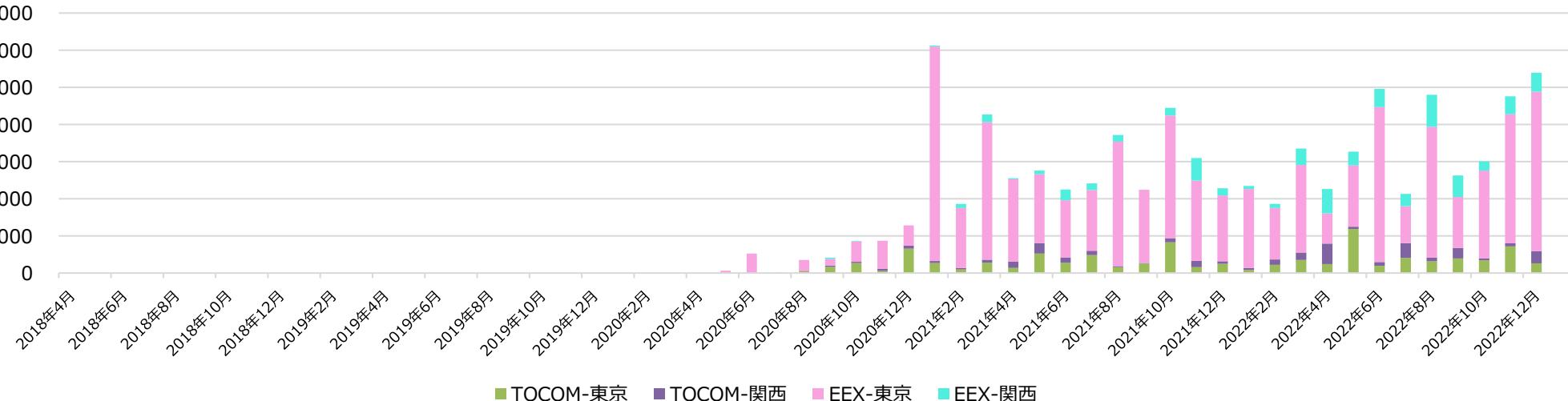
MWh

### 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
- 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

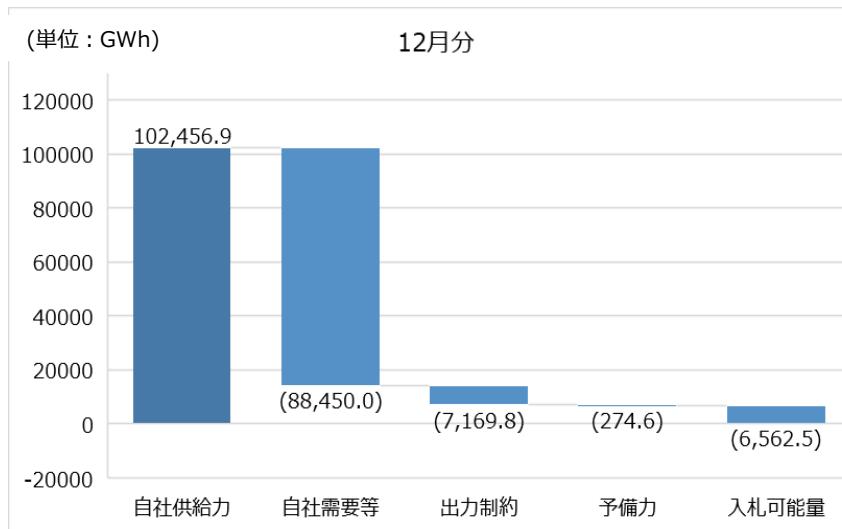
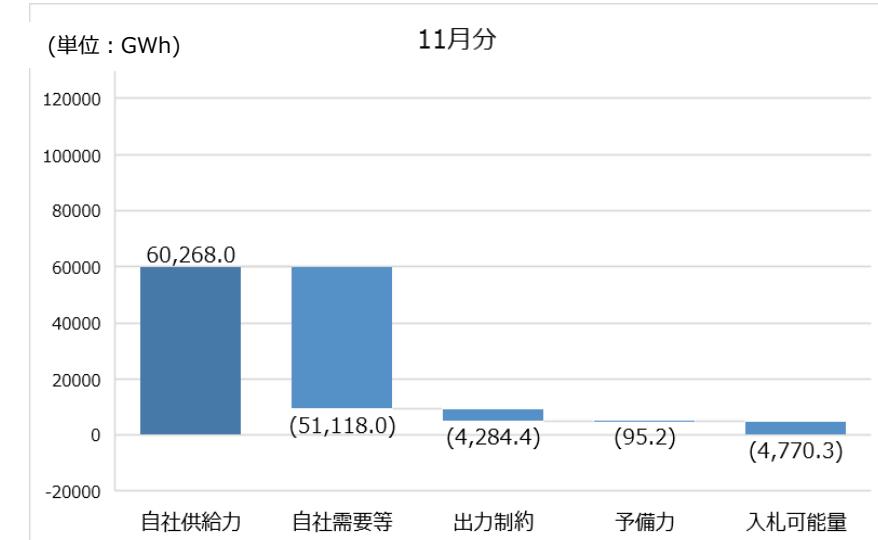
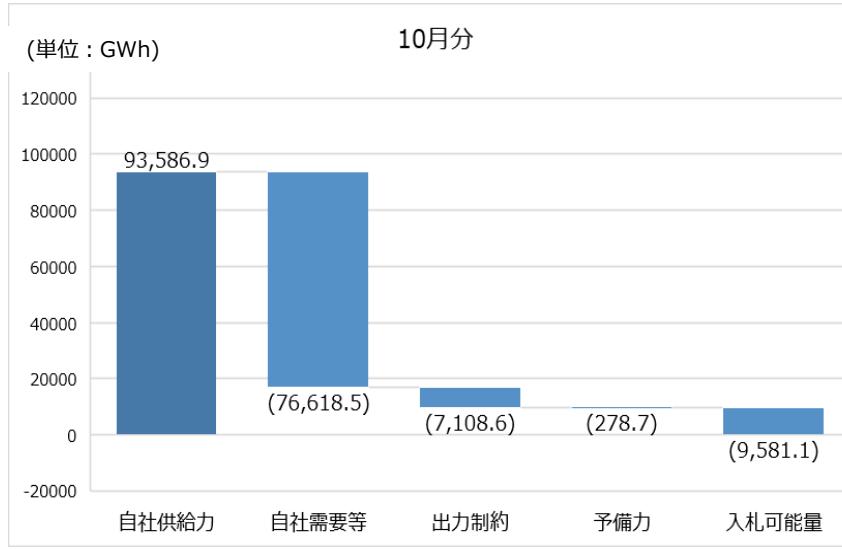
- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向

### ◆ 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

- 電力スポット市場におけるコマ毎のシステムプライス、エリアプライス、時間前市場におけるコマ毎平均価格のいずれかが30円/kWh以上となった日における入札可能量の総量（2022年10月～12月）は、自社供給力に対し、約6～10%（10月:10.2%、11月:7.9%、12月:6.4%）であった。



出所：スポット市場・時間前市場の30円/kWh以上の高騰日（※）における旧一般電気事業者及びJERA提供データより。

参考：「電力スポット市場等の価格高騰時における大手電力事業者に対する監視及び情報公開の対応について」<https://www.emsc.meti.go.jp/info/public/news/20210629001.html>

30円/kWh未満となったエリアがある日は、集計日から除外している。  
・11月：11/12 西エリア(中部、北陸、関西、中国、四国、九州)

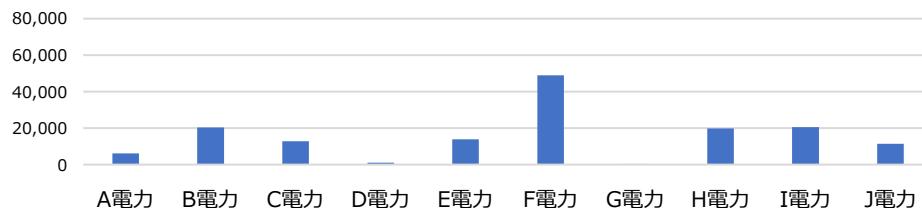
データ集計日数 10月：31日間分 11月：20日間分 12月：28日間分

※ 「電力スポット市場におけるコマ毎のシステムプライス、エリアプライス、時間前市場におけるコマ毎平均価格のいずれか」が、「30円以上」となった場合の受渡日を示す。

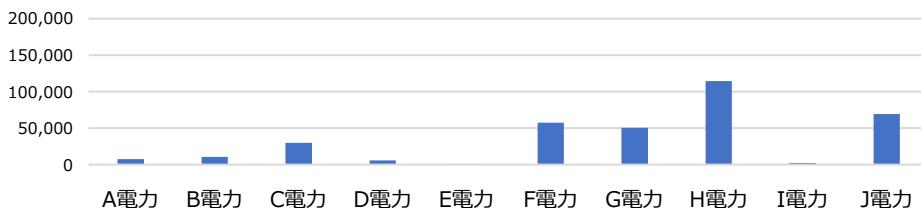
## 旧一般電気事業者の時間前市場 売り手・買い手別の約定状況

- 旧一電及びJERA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電力等が主要な事業者となっており、特にF電力では、限界費用ベースの売買をこまめに行っており約定量が増えている。買い手側としては、J電力、H電力等が主要な事業者となっている。需要が高まる12月に、約定量が多くなる傾向が見られる。

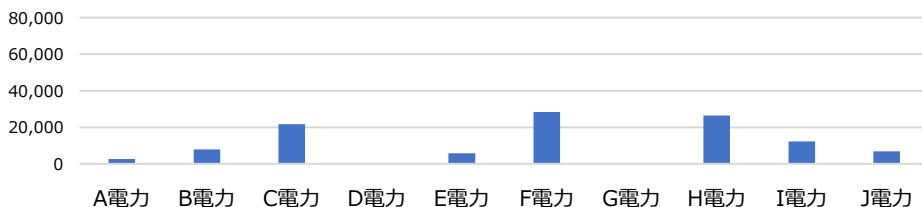
10月 時間前市場約定量（売り手別、単位：MWh）



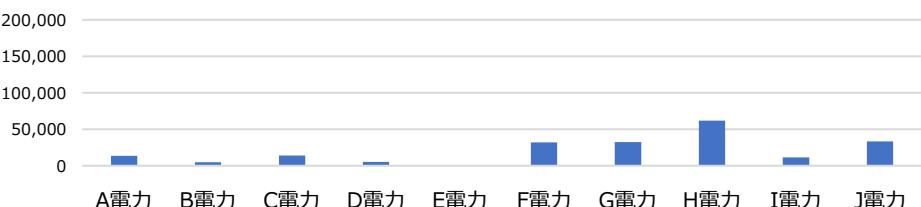
10月 時間前市場 約定量（買い手別、単位：MWh）



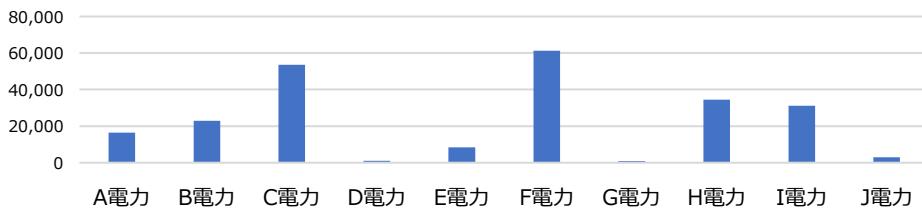
11月 時間前市場約定量（売り手別、単位：MWh）



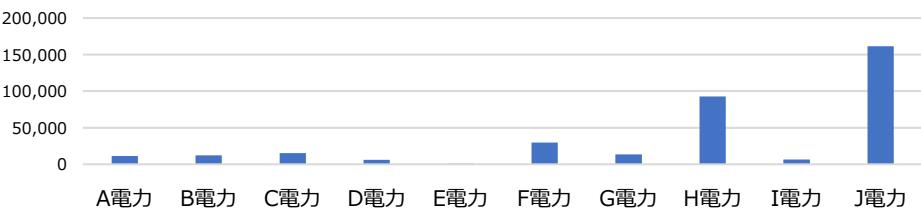
11月 時間前市場約定量（買い手別、単位：MWh）



12月 時間前市場約定量（売り手別、単位：MWh/h）



12月 時間前市場約定量（買い手別、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、日中12：00～12：30のコマでピークが存在する。

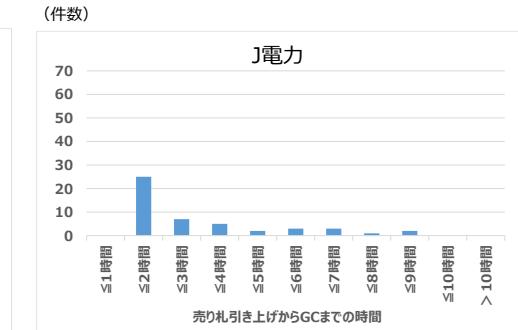
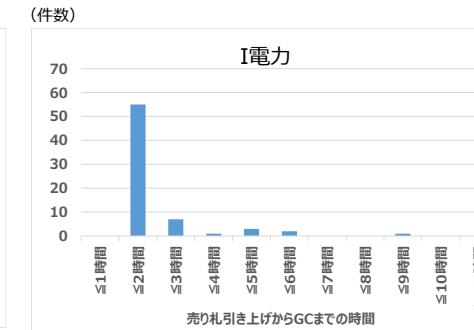
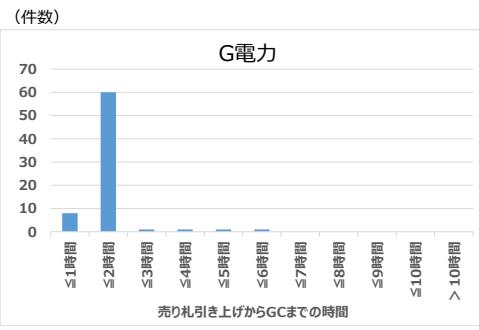
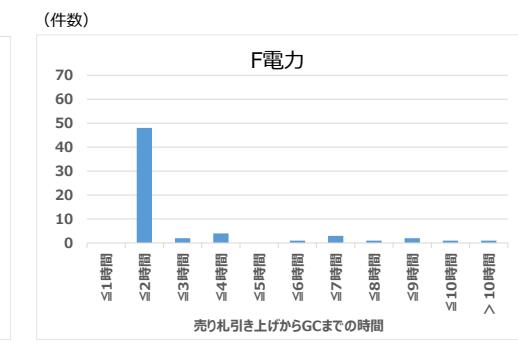
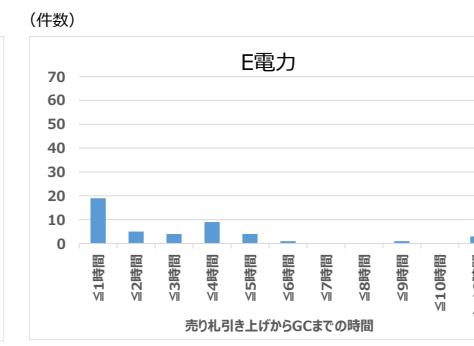
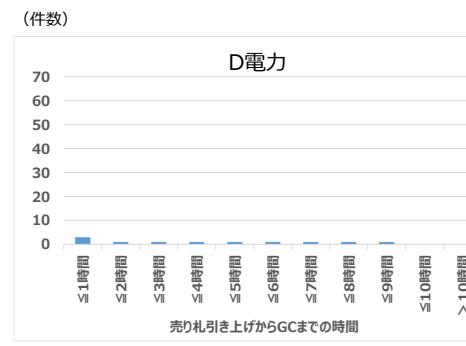
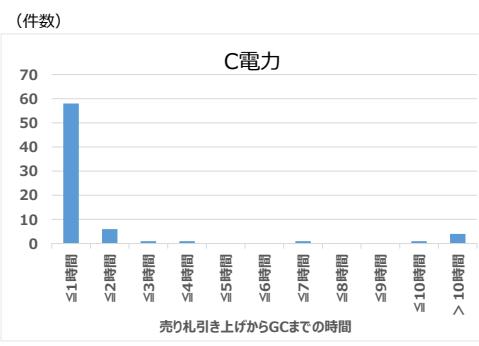
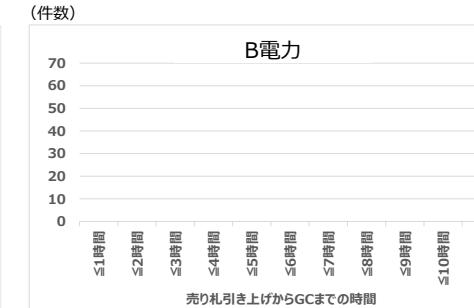
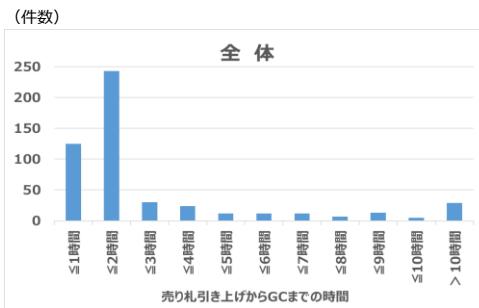


※JEPXデータ（非公開）より作成

※※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）

- サンプリング3日間（10月4日、11月30日、12月19日）について、GCの何時間前に売り札を引き上げたか、各社の分布を確認したところ、「1時間前」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180件であり、前四半期（150件）よりも増加。



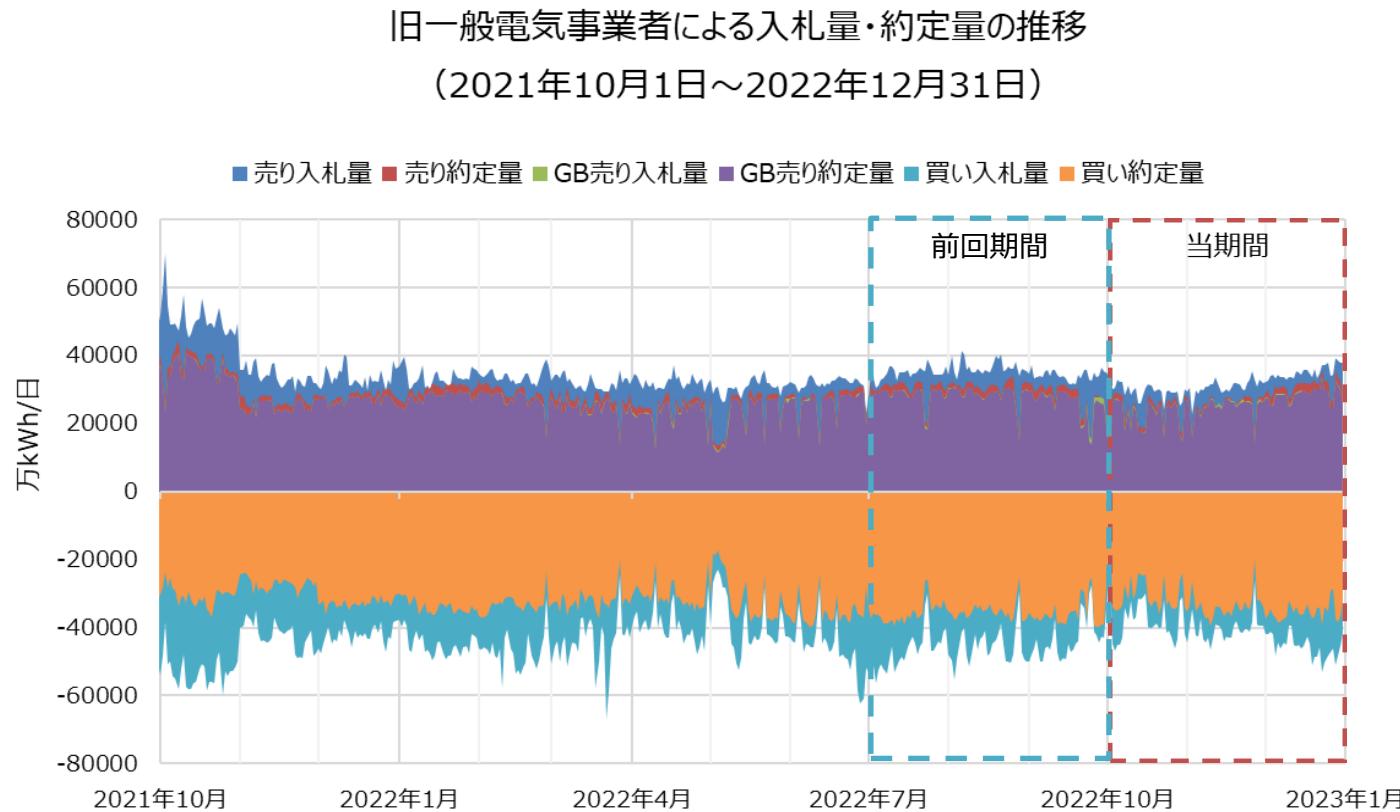
※ 毎時59分59秒時点に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。

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

※ 各月の特徴日を事務局にてサンプリング。（10月：3ヶ月の中でシステムプライス最高価格日。11月：11月の中で1日平均システムプライスが最も低い日。12月：3ヶ月の中で1日平均システムプライスが最も高い日。）

# 旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの入札量・約定量（1）

- 当期間における旧一般電気事業者によるスポット市場でのグロス・ビディング（以下、GB）の売り入札量は233億kWh、売り約定量は231億kWhであった。



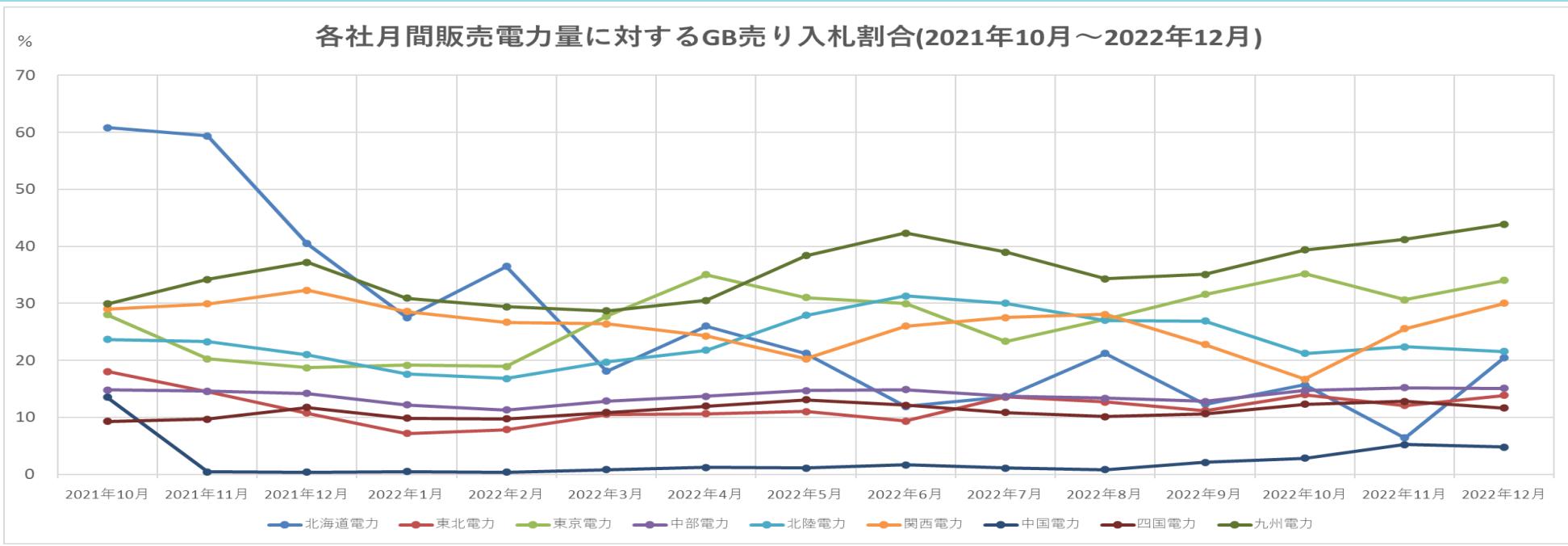
## 主要データ

旧一般電気事業者による GB売り入札量 (2022年10～12月)	233 億kWh
旧一般電気事業者による GB売り入札量の前回報告時対比 (対2022年7～9月)	0.9 倍
旧一般電気事業者による GB売り約定量 (2022年10～12月)	231 億kWh
旧一般電気事業者による GB売り約定量の前回報告時対比 (対2022年7～9月)	0.9 倍

※ 旧一般電気事業者による入札量及び約定量は、一般送配電事業者による取引及び間接オークションに伴う取引を含まない。

# 旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの実施状況

- 2022年12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概ね横ばいで推移している。
- 中国電力は2021年11月以降グロス・ビディング売り入札を減少。同社によれば「市場が高騰することが予想される日は、グロス・ビディング売り入札に伴う供給力不足量を買い戻せないおそれがあるため、高値買い戻しが必要な入札を控えている」との理由による。



(単位：%)

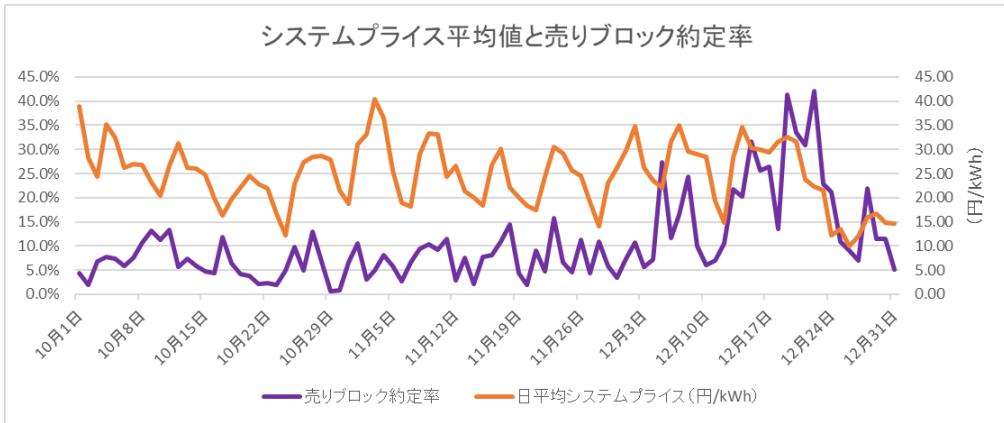
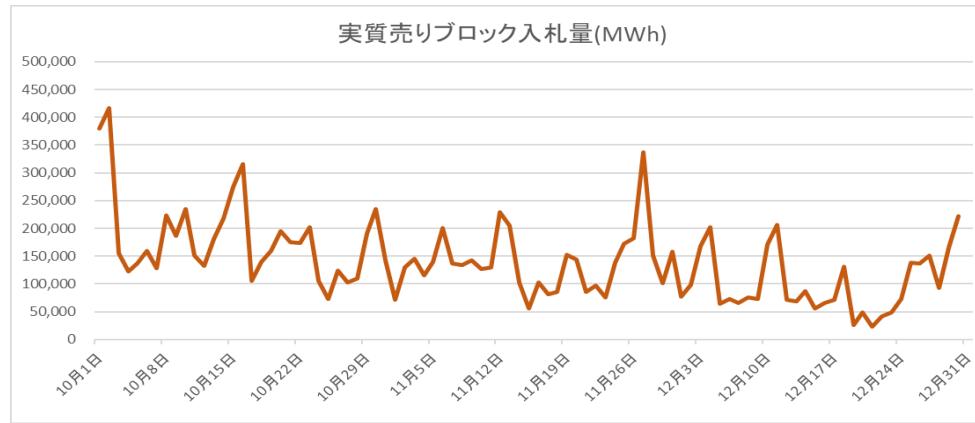
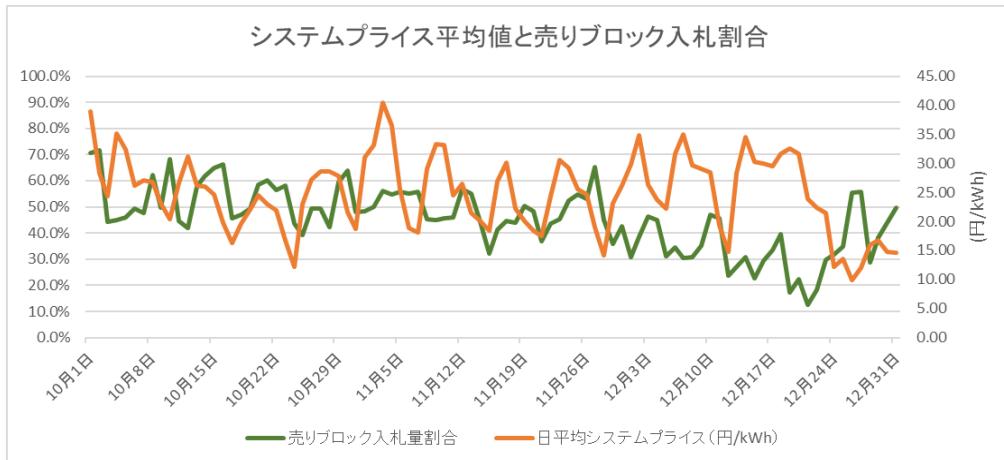
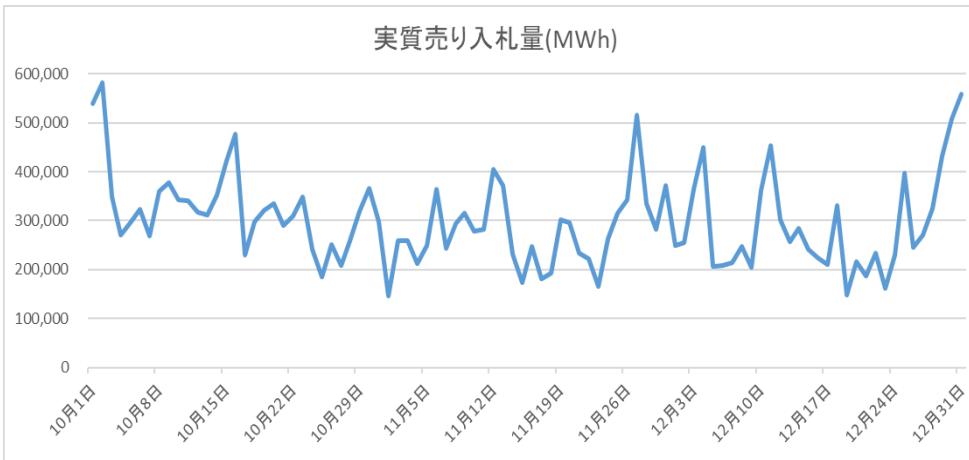
	取引量目標	2021年10月	2021年11月	2021年12月	2022年1月	2022年2月	2022年3月	2022年4月	2022年5月	2022年6月	2022年7月	2022年8月	2022年9月	2022年10月	2022年11月	2022年12月
北海道電力	H31年度末30%程度	60.8	59.4	40.5	27.5	36.5	18.1	26.0	21.2	11.9	13.6	21.2	12.3	15.7	6.4	20.5
東北電力	20%程度	18.1	14.6	10.8	7.2	7.9	10.5	10.6	11.1	9.4	13.6	12.7	11.2	14.0	12.1	13.9
東京電力	H30年度末20%程度	28.0	20.3	18.7	19.2	18.9	27.7	35.0	31.0	30.0	23.3	27.2	31.6	35.2	30.6	34.0
中部電力	10%程度更なる増量	14.8	14.6	14.2	12.2	11.3	12.9	13.7	14.7	14.9	13.7	13.4	12.8	14.7	15.2	15.1
北陸電力	早期に20～30%	23.7	23.3	21.0	17.6	16.8	19.7	21.8	27.9	31.3	30	27	26.9	21.2	22.4	21.6
関西電力	1年程度を目指す20%程度	29.0	29.9	32.3	28.6	26.7	26.4	24.3	20.3	26.0	27.5	28.1	22.8	16.7	25.5	30.0
中国電力	H30年度内に20%程度	13.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.8	1.3	1.1	1.7	1.1	0.9	2.2	2.8	5.2	4.8
四国電力	H32年度に30%程度	9.3	9.7	11.8	9.9	9.8	10.8	12.0	13.1	12.1	10.8	10.2	10.6	12.3	12.8	11.7
九州電力	開始3年を目指す30%程度	29.9	34.2	37.2	30.9	29.4	28.7	30.5	38.4	42.3	39.0	34.3	35.1	39.4	41.2	43.9

※ 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・ビディングも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。

# 売りブロック入れの状況

- 売りブロック入れ割合は、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ではあるが、10月・11月は約定率が低めで推移。



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

※ブロック比率としては、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 - グロス・ビディング高値買戻し量 - 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。

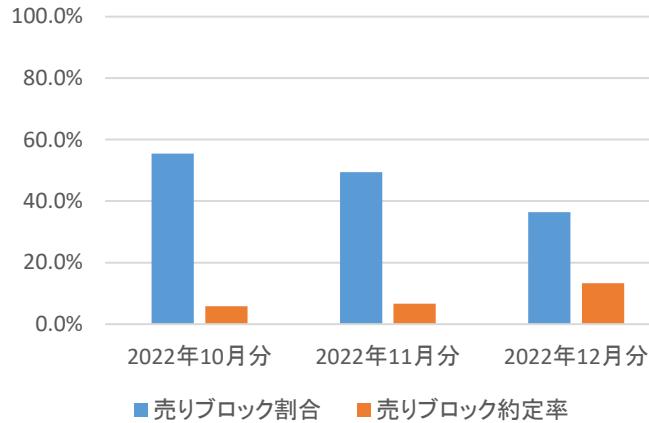
(c) 実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（\*\*）

(\*\*) 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。

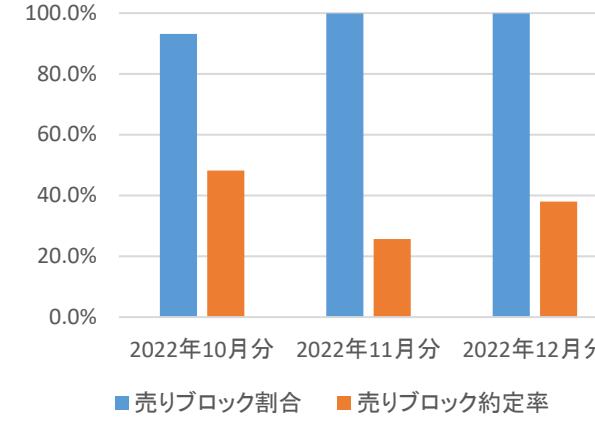
# 月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（1/2）

○ 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。K電力はシステム改修後に入札方法を変更予定(2025年度目途)。

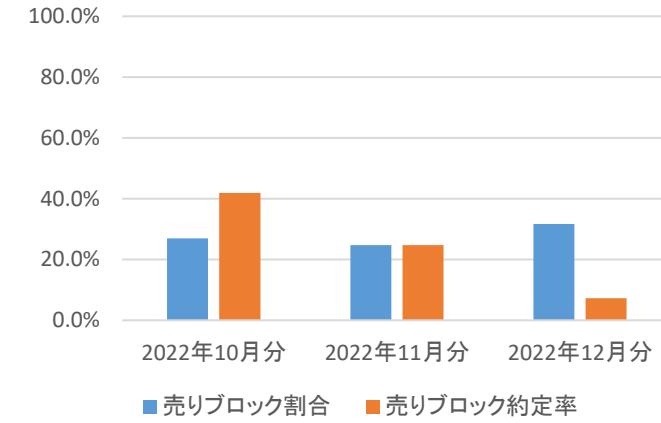
旧一電（沖縄電力を除く）+JERA



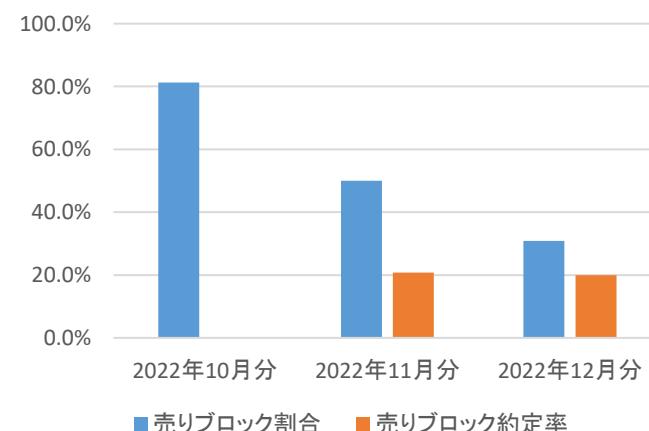
B電力



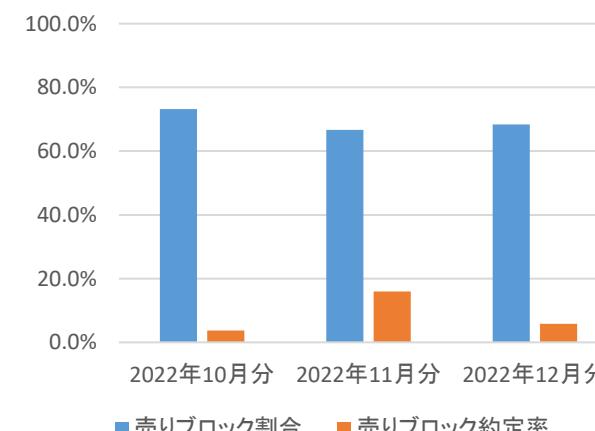
D電力



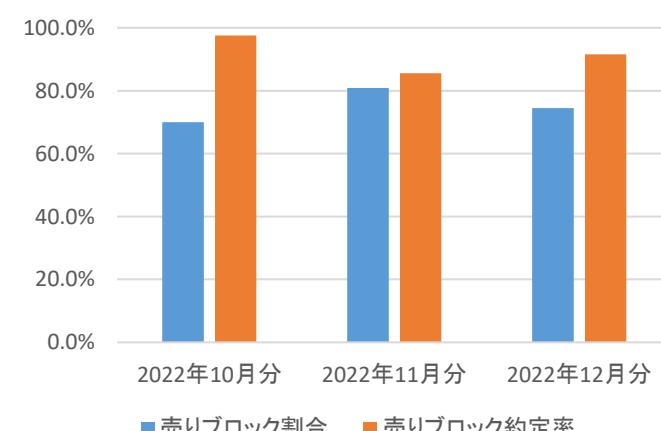
A電力



C電力



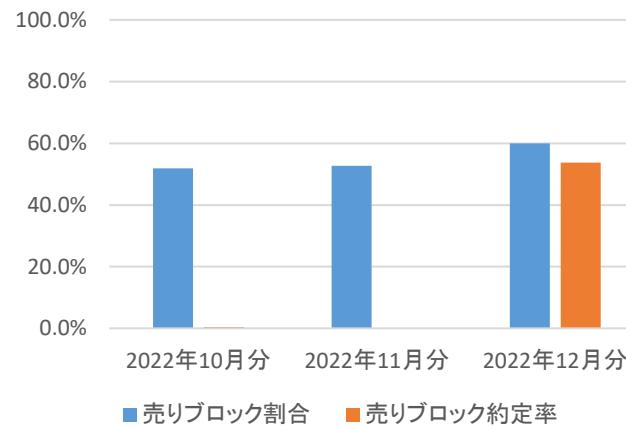
E電力



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

## 月別事業者別売りブロック割合、約定率の推移（2/2）

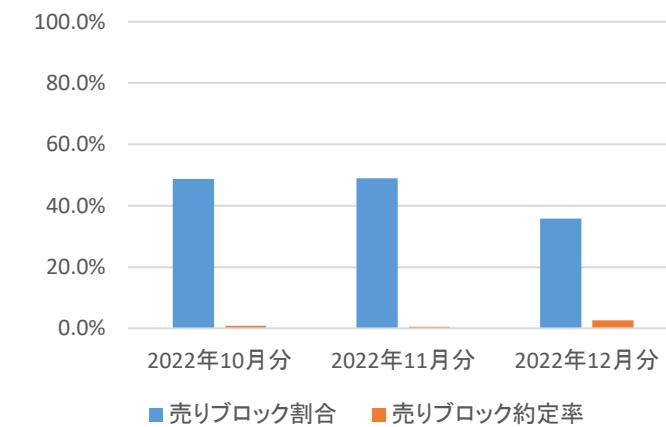
F電力



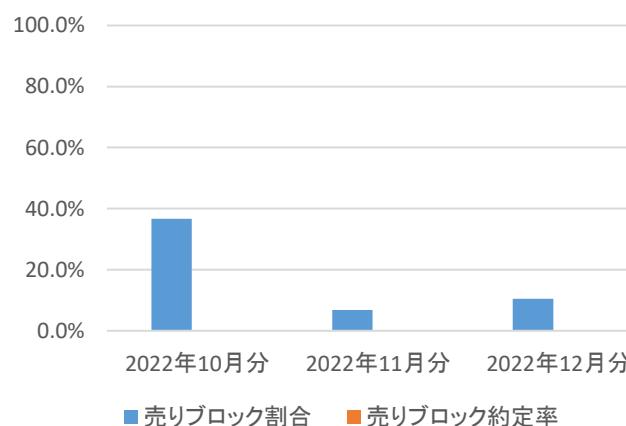
H電力（注1）



J電力



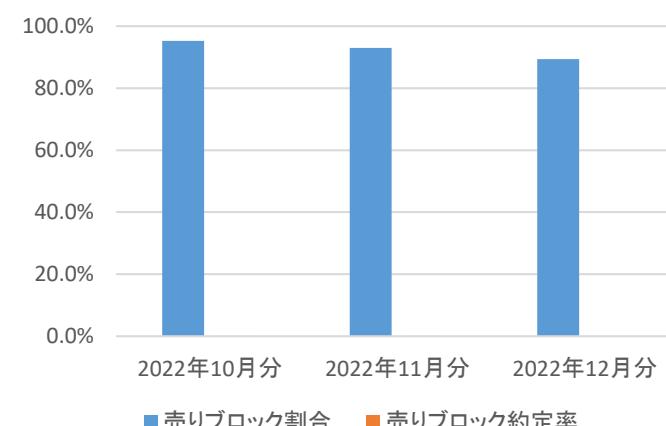
G電力



I電力（注2）



K電力



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

(注1)H電力では、売りブロック入札を実施していない。

(注2)I電力は、今期売りブロック入札未実施。

# 卸電気事業者（電発）の電源の切出し

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

切出し量		協議の状況等
北海道電力	年間2億kWh程度 <sup>*3</sup> を 切出し済み	更なる切出しについては未定
東北電力	5万kW <sup>*2</sup> を 切り出し済み	更なる切出しについては未定
東京電力EP	3万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み	更なる切出しについては未定
中部電力	1.8万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
北陸電力	1万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み	切出し対象の電源については、2021年3月末に電源開発との電力受給契約終了（切出し済み分を含む全量） 更なる切出しについては未定
関西電力	35万kW <sup>*2</sup> を 切出し済み	更なる切出しについては未定
中国電力	1.8万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み	更なる切出しについては未定
四国電力	3万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み	更なる切出しについては未定
九州電力	8万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み	更なる切出しについては未定
沖縄電力	1万kW <sup>*1</sup> を 切出し済み	更なる切出しについては未定

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

\*<sup>1</sup>：送端出力、\*<sup>2</sup>：発端出力、\*<sup>3</sup>：年間総発電量、\*<sup>4</sup>：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、\*<sup>5</sup>：北海道電力分について、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230万kWのうち、73万kWについて一般競争入札等に移行済み。前年 同時期と比べると、ほぼ横ばい。
- 残り157万kWのうち、約86%は旧一般電気事業者との随意契約が継続、約14%はFIT電源としての売電等となっている。

## 公営水力発電設備（令和4年4月1日現在）

・発電所数：310箇所 　・総出力：約230万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<sup>※1</sup>（令和4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	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	東北電力	供給中
	水力発電所 2 箇所 <sup>※2</sup>	8,250		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 <sup>※3</sup>	59,100		東北電力	
	水力発電所4箇所 <sup>※2</sup>	26,600		地球クラブ	
	水力発電所1箇所 <sup>※2</sup>	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22箇所 <sup>※2</sup>	103,605	公募型プロポーザル	コンソーシアム（中部電力、丸紅新電力、UPDATER）	供給中
新潟県	水力発電所 3 箇所	86,300	一般競争入札	エネット	供給中
	水力発電所6箇所	27,900		エネット	
京都府	水力発電所 1 箇所	11,000	一般競争入札	ゼロワットパワー	供給中
鳥取県	水力発電所2箇所	6,100	一般競争入札	とつり市民電力	供給中
	水力発電所 1 箇所	9,200	一般競争入札	中国電力	
<b>合計</b>		<b>726,695</b>			

合計件数 : 17件

合計最大出力 : 726,695kW

【水力設備総出力の31.5%】

出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

※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箇所の内、7箇所がFIT電源）

※3 水力発電所1箇所が設備リニューアルにより出力増となったため、合計出力が58,600kWから59,100kWに変更。

## 地方公共団体の保有する電源の長期契約の解消に向けた動き

- 長期契約の解消状況に係る旧一般電気事業者に対するアンケート等によると、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。

2022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（一部抜粋）

### 【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・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するとしたもの】

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。

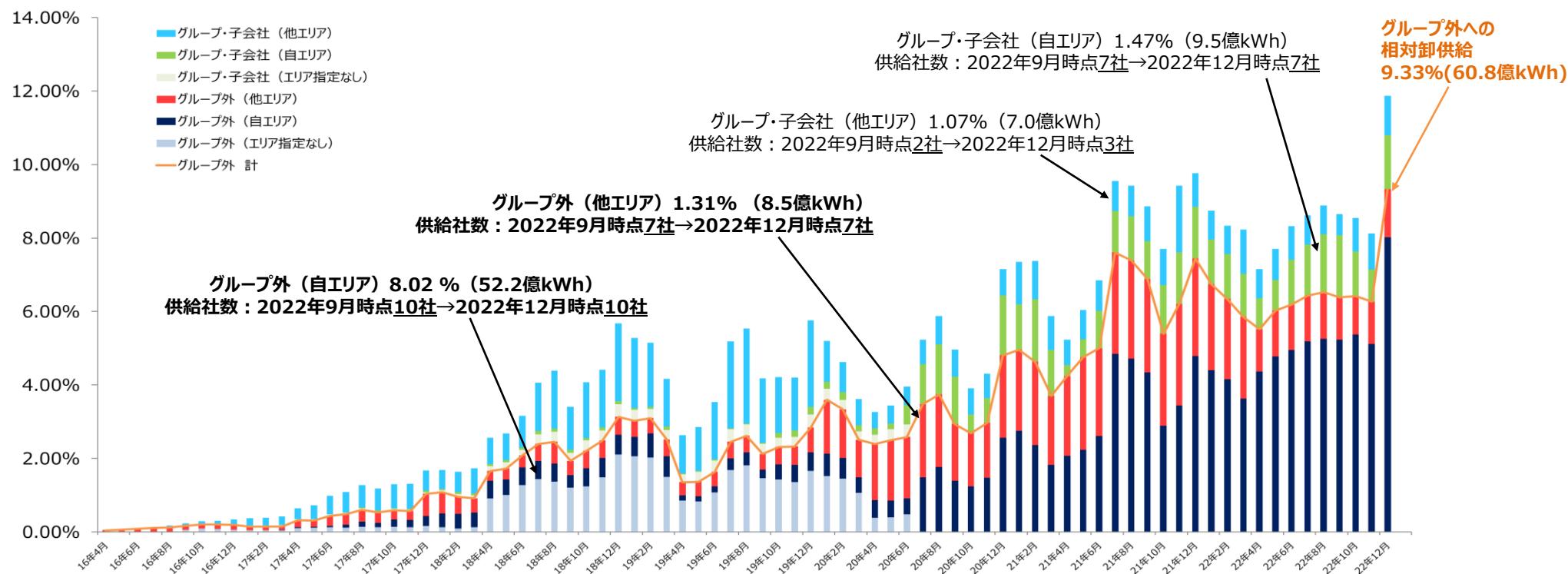
### 【参考：地方公共団体の売電契約に関する取り組み等（定期簡易アンケートより抜粋）】

- 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)
  - ・サウンディング型市場調査結果による揚水発電所の新たな売電方法の検討。
- 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を検討中。
- 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

- 2022年12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、11.87%であった。（77.33億kWh（前年同時期比1.1倍））
- グループ外への相対卸供給9.33%（60.8億kWh）は、新電力需要（122億kWh）の49.8%を占める。
- 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は2.7%（17.8億kWh）となっている。

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

※ 上記の相対取引による供給社数については、相対供給を行っている旧一般電気事業者の社数を、供給期間の長さに関わらず数え上げたもの。供給期間は中長期にわたるものから、数週間等の短期的なものもあるため、数え上げる時点によって社数は変動することに留意。また、異なる時点で同一の社数であっても、供給元及び供給先は異なる可能性があることに留意。

※ 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。

# 電力市場のモニタリング報告

## 【当四半期報告】

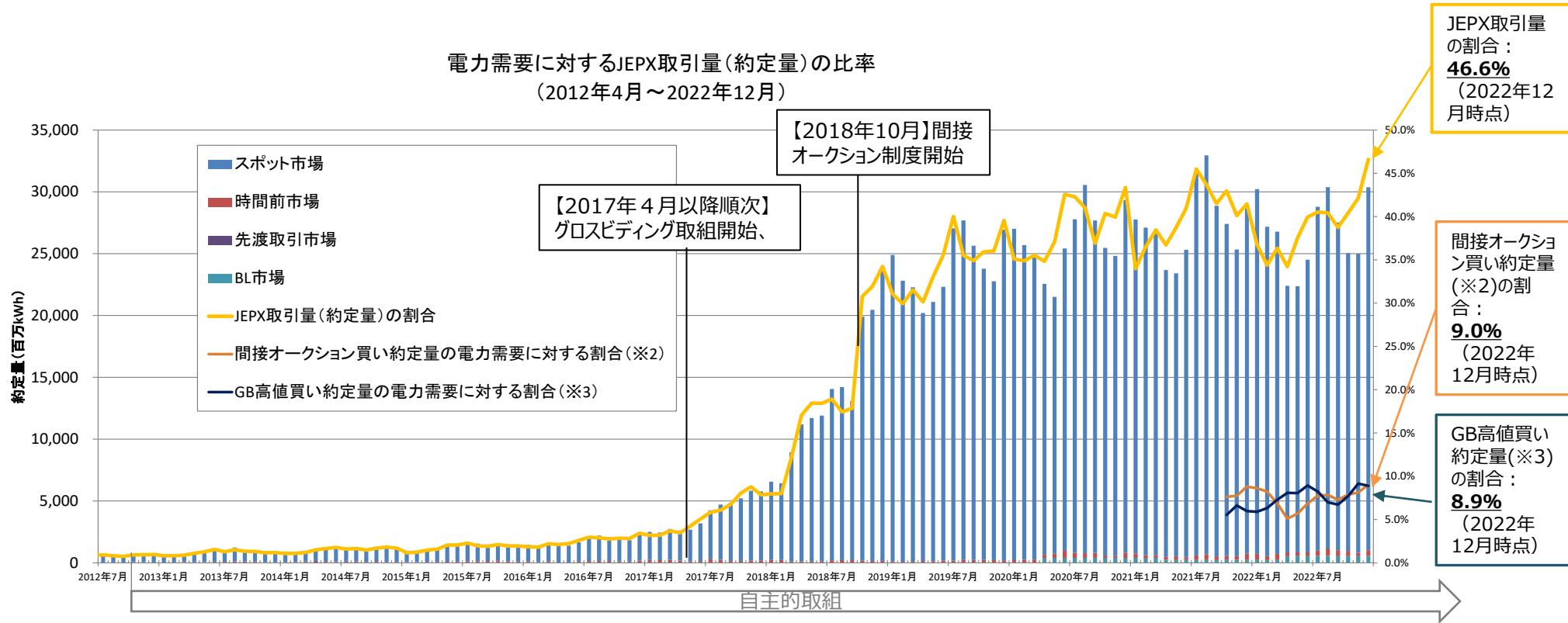
- ◆ 卸電力市場
  - 卸電力取引所
    - スポット市場
    - 時間前市場
    - 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
  - 余剰電力の取引所への供出
  - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
  - グロス・ビディングの状況
  - 売りブロック入札の状況
  - 卸電気事業者の電源の切出し
  - 公営水力電気事業の入札等の状況
  - 相対取引の状況

## 【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

# 電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率の推移

- 2022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46.6%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9.0%、8.9%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）。

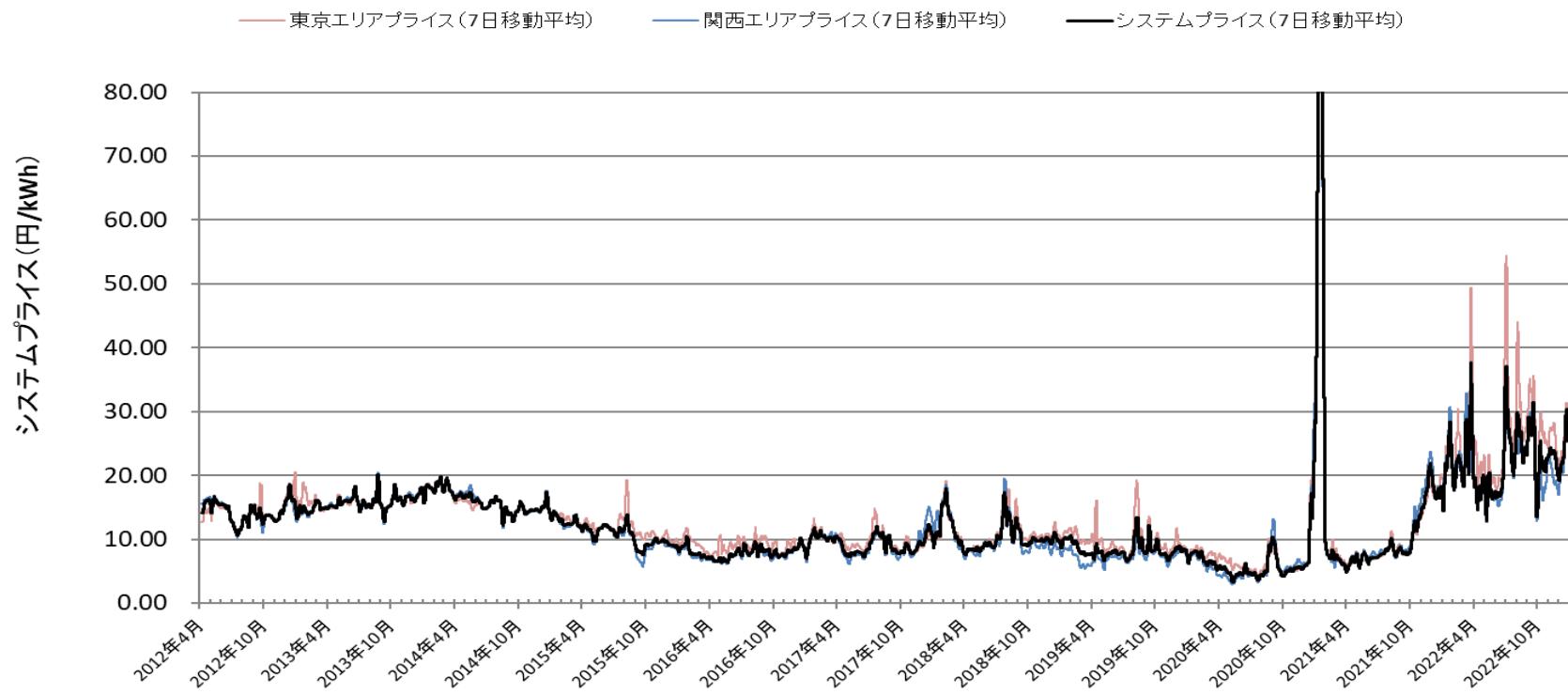
※2 間接オークション買い約定量は、JEPXのユーザー・アカウントデータの属性で間接オークションに該当するアカウントの約定量を集計したもの。

※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ていたが、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、直近では20円台を中心に推移。
- 直近の10～12月は、東京エリアプライスが関西エリアプライスよりも高い水準で推移。

スポット市場 システムプライスの推移  
(2012年4月1日～2022年12月31日)



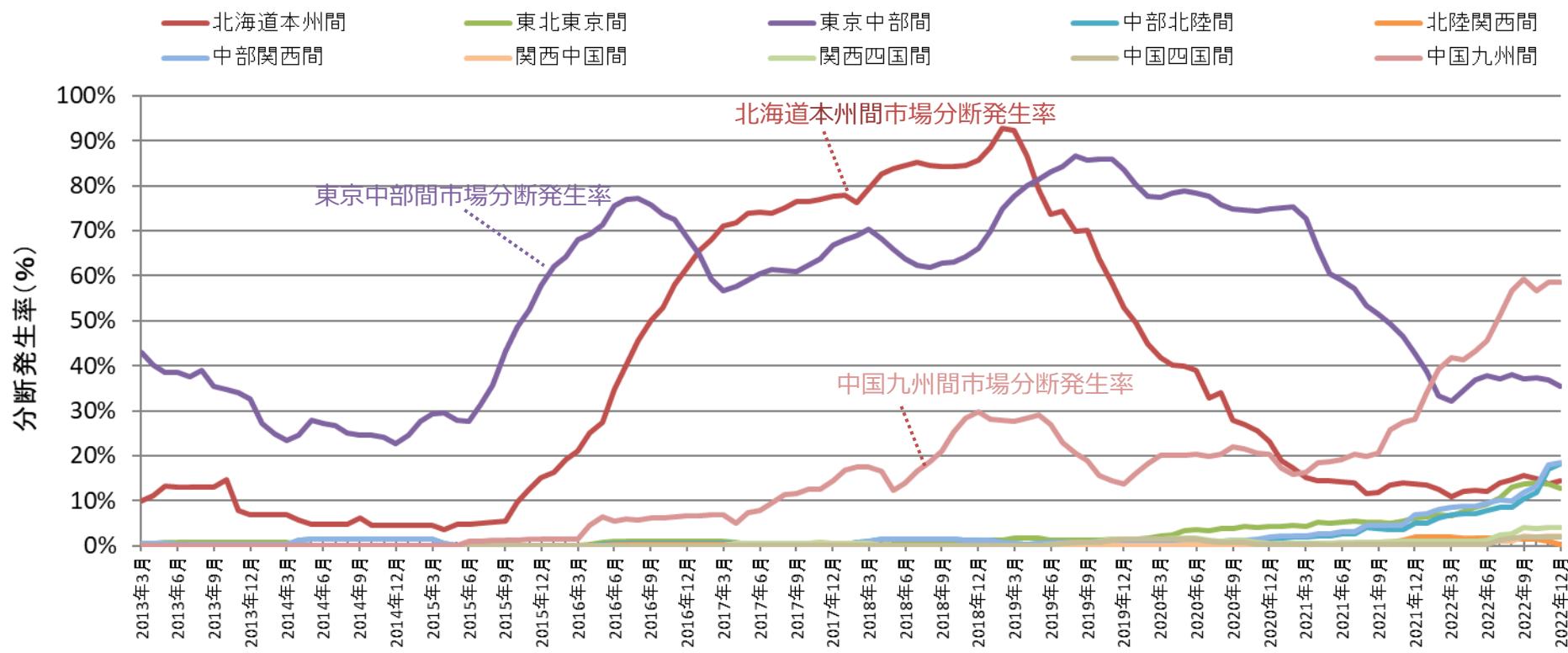
(円/kWh)	2012年度平均	2013年度平均	2014年度平均	2015年度平均	2016年度平均	2017年度平均	2018年度平均	2019年度平均	2020年度平均	2021年度平均	当四半期平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	23.2
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3	25.9
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1	21.2

# 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、直近では横ばい傾向。一方、中国九州間の分断率は上昇傾向。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～2022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分毎の各コマのうち、隣り合うエリアのエアー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

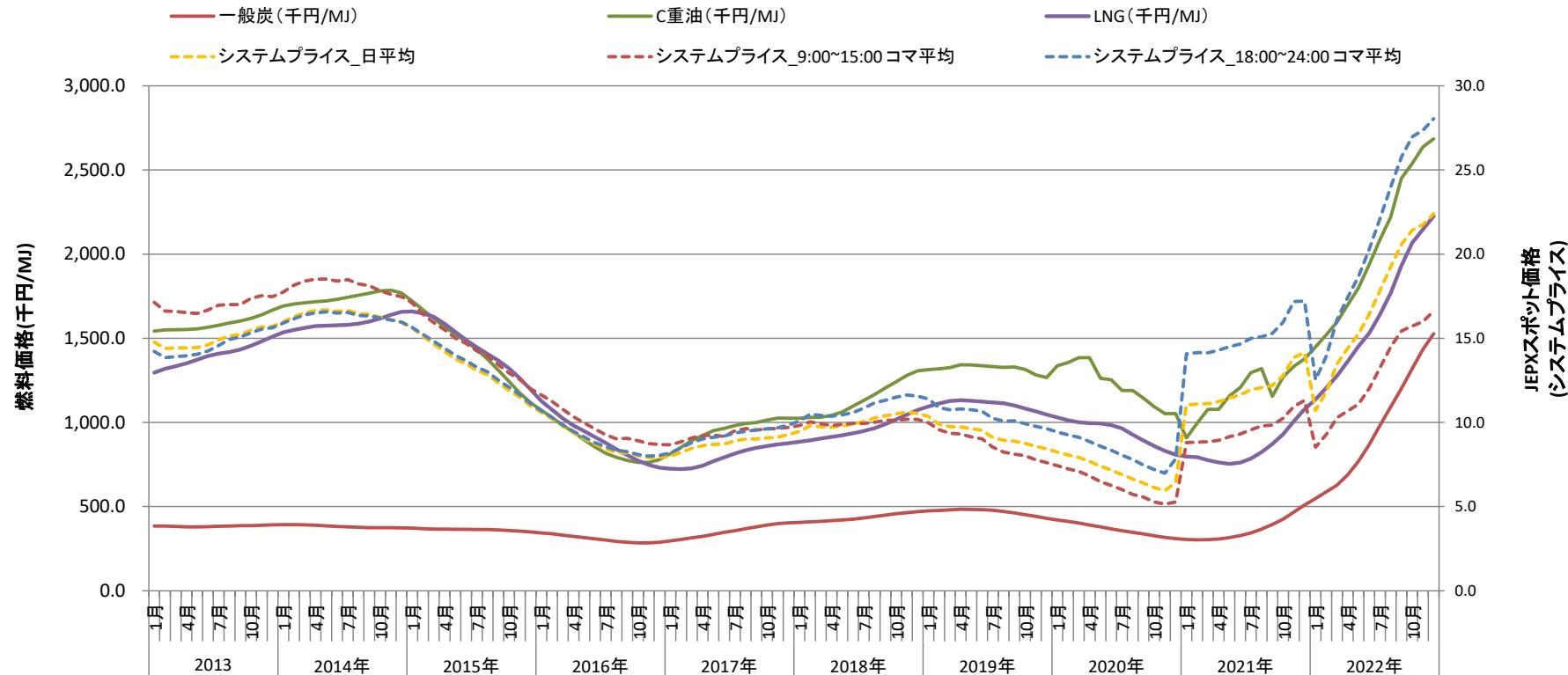
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

## 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。

## JEPXスポット価格と燃料価格の推移(12カ月移動平均)

(2013年1月～2022年12月)



出所：財務省 貿易統計(2022年12月5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・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ることによる。

# 電力市場のモニタリング報告

## 【当四半期報告】

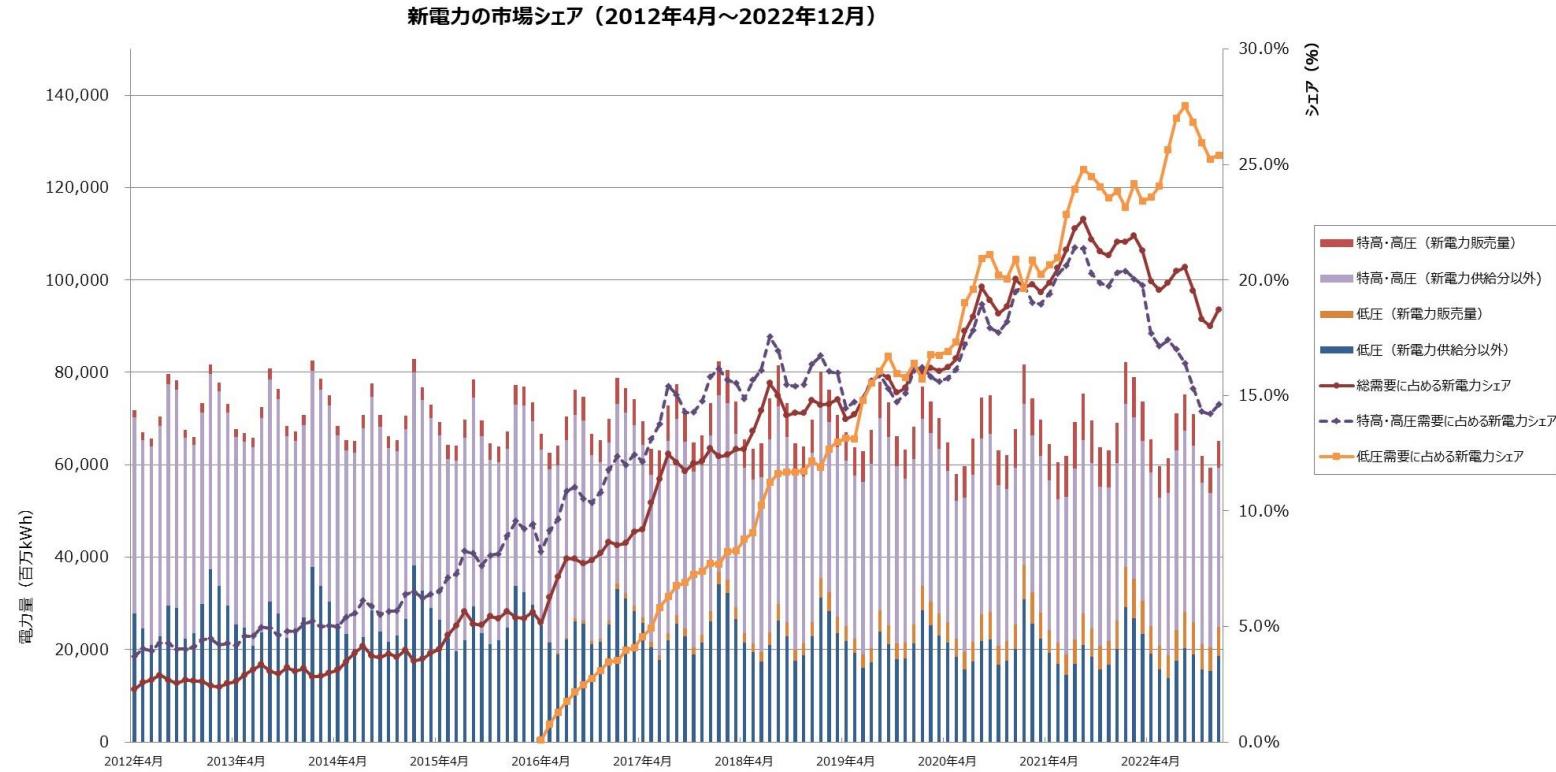
- ◆ 卸電力市場
  - 卸電力取引所
    - スポット市場
    - 時間前市場
    - 先渡取引市場
- ◆ 旧一般電気事業者による自主的取組等
  - 余剰電力の取引所への供出
  - 時間前市場の売買約定状況、売り札引上げ状況
  - グロス・ビディングの状況
  - 売りブロック入札の状況
  - 卸電気事業者の電源の切出し
  - 公営水力電気事業の入札等の状況
  - 相対取引の状況

## 【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市場シェアは、2012年以降低圧においては上昇傾向で推移しているが、特高・高圧においては、減少傾向にある。
- 2022年12月時点において、総需要に占める新電力シェアは**約18.7%**、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約14.6%、低圧需要に占める新電力シェアは約25.4%となっている。



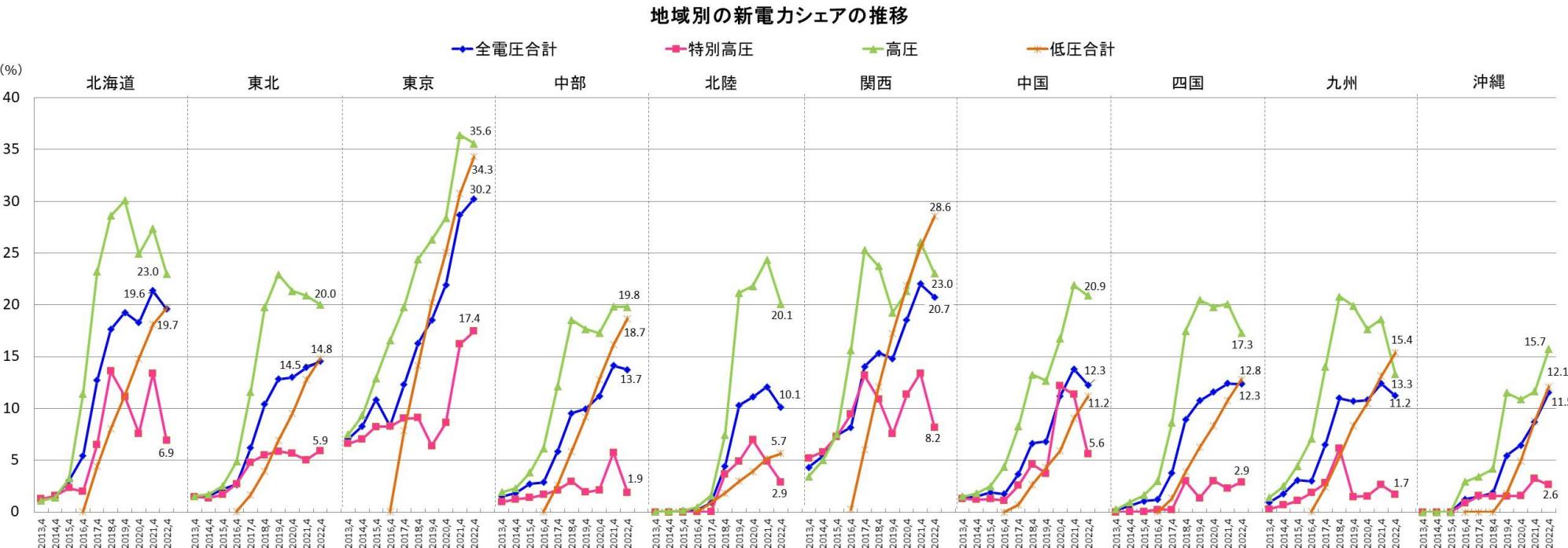
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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	2022/12
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%	<b>18.7%</b>
特高・高圧需要に占める新電力シェア	3.7%	4.2%	5.0%	6.5%	8.2%	12.1%	14.9%	14.5%	15.8%	19.4%	17.7%	<b>14.6%</b>
低圧需要に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.6%	23.6%	<b>25.4%</b>

# 地域別の新電力シェアの推移（年度別）

- 地域別の新電力の販売電力量シェアは、特別高圧・高圧については、直近では減少傾向の地域が見られる。新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。

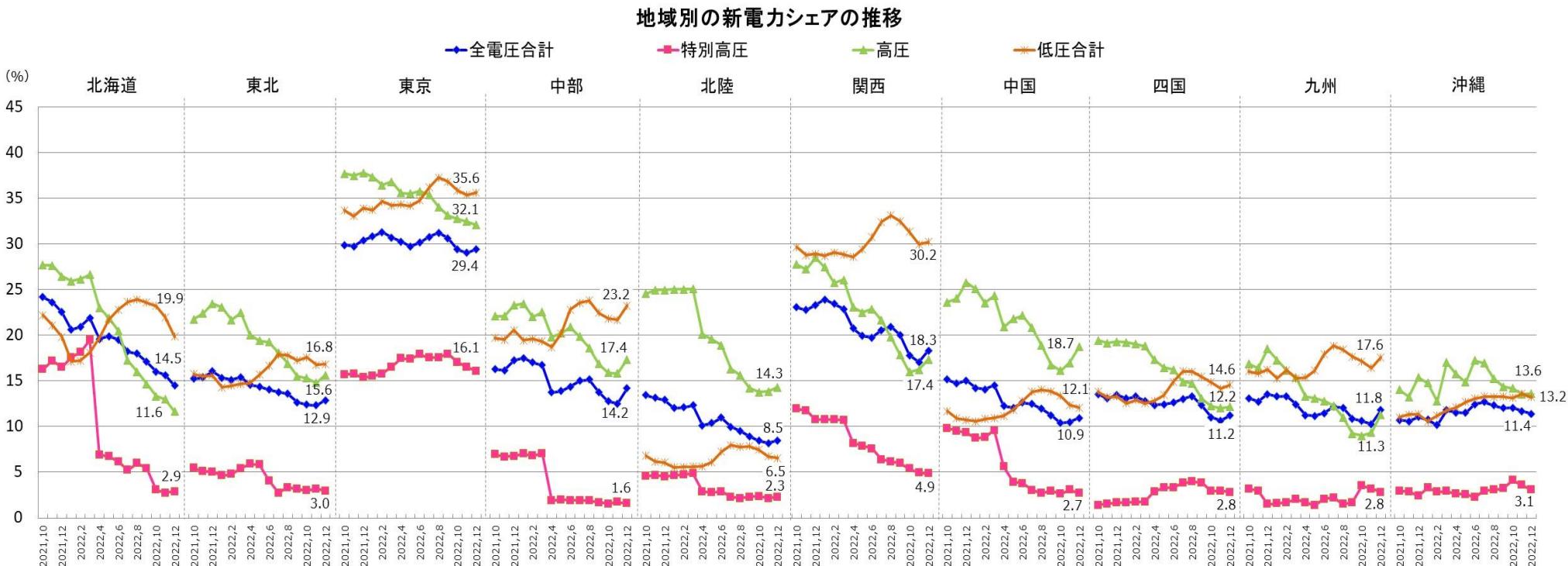


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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を2021年10月以降を月別に見ていくと、特別高圧・高圧の減少が続いているが、直近では、高圧の増加がみられるエリアがある。また、低圧は、2022年度夏頃から減少が見られていたが、直近では増加がみられるエリアがある。



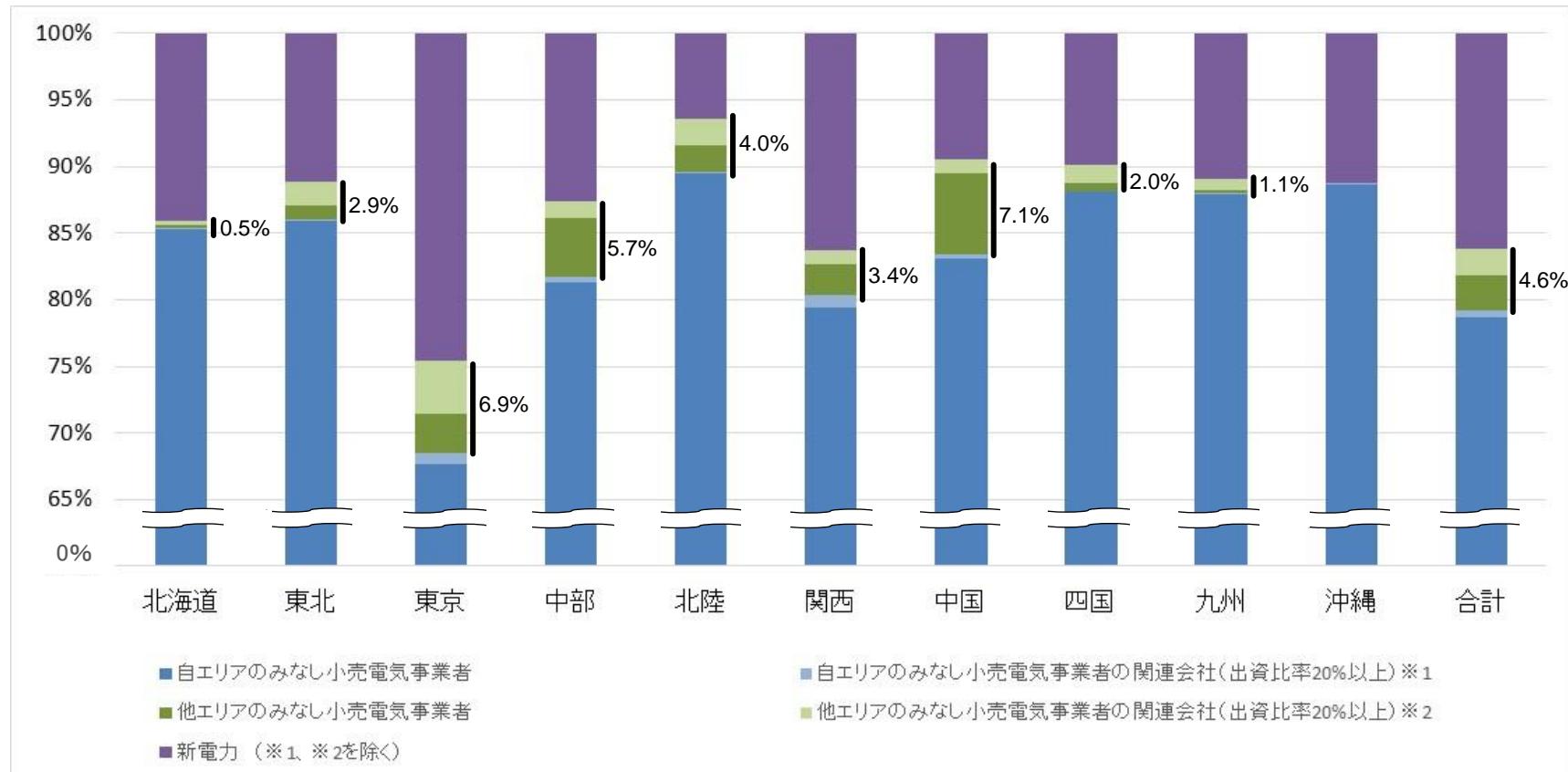
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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4.6%であった（2022年9月時点では5.4%）。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（2022年12月）



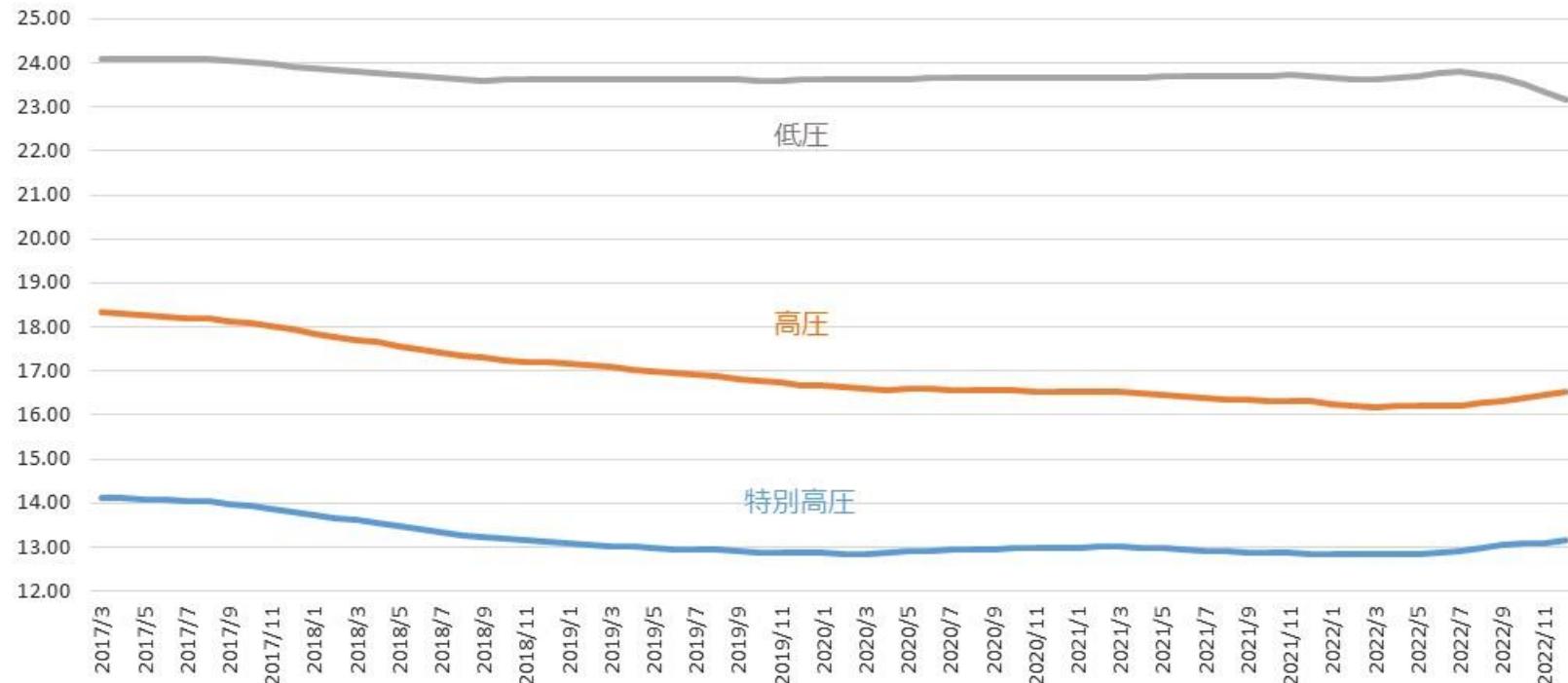
(出所) 電力取引報

(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ヶ月移動平均）

- 電力自由化後の電力量単価は（燃料費調整単価、FIT賦課金及び消費税を除く）は、2017年3月と比べると各電圧において低下の傾向がみられるが、特高・高圧において、2022年度には、僅かな上昇がみられる。また、低圧において夏以降、大きく低下している。

電力量単価（全国平均）の推移



(備考)

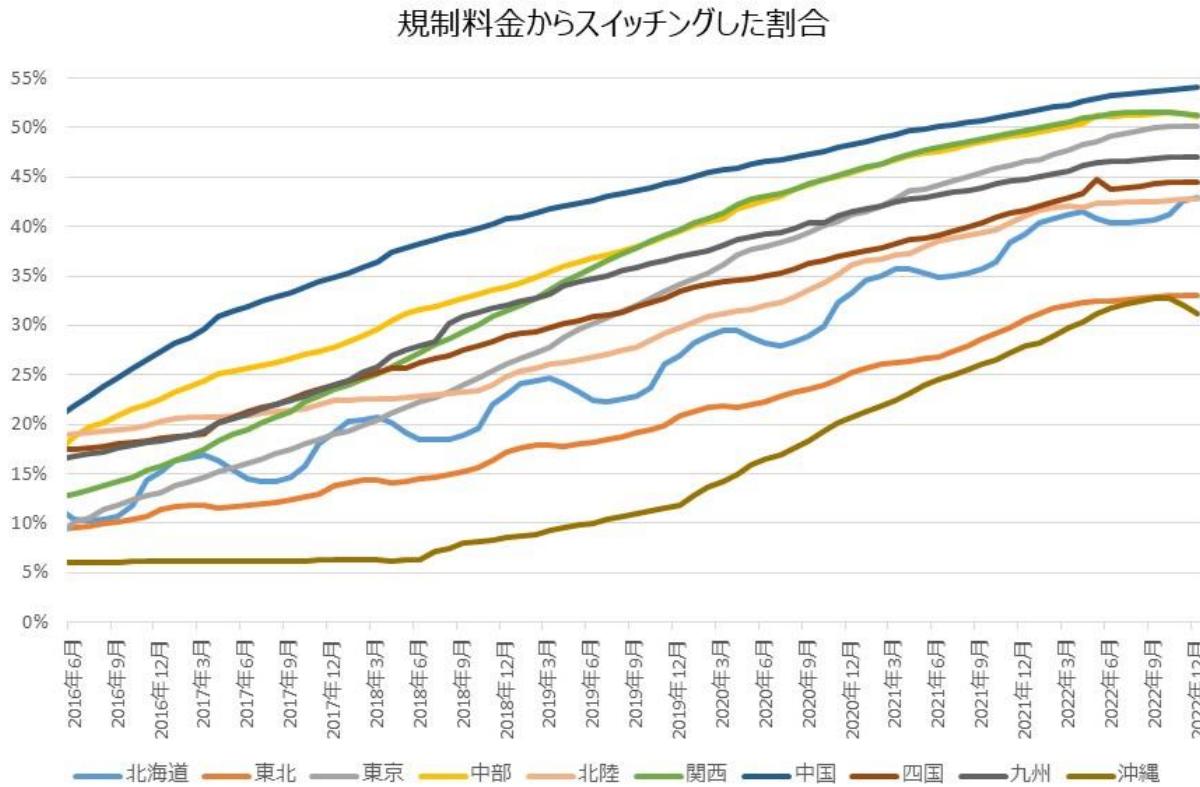
- ・12ヶ月移動平均
- ・燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く  
(燃料費調整単価（円/kWh）を除く際は、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用)

(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、エリア毎にばらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2022年12月時点で全国48.0%となっている。



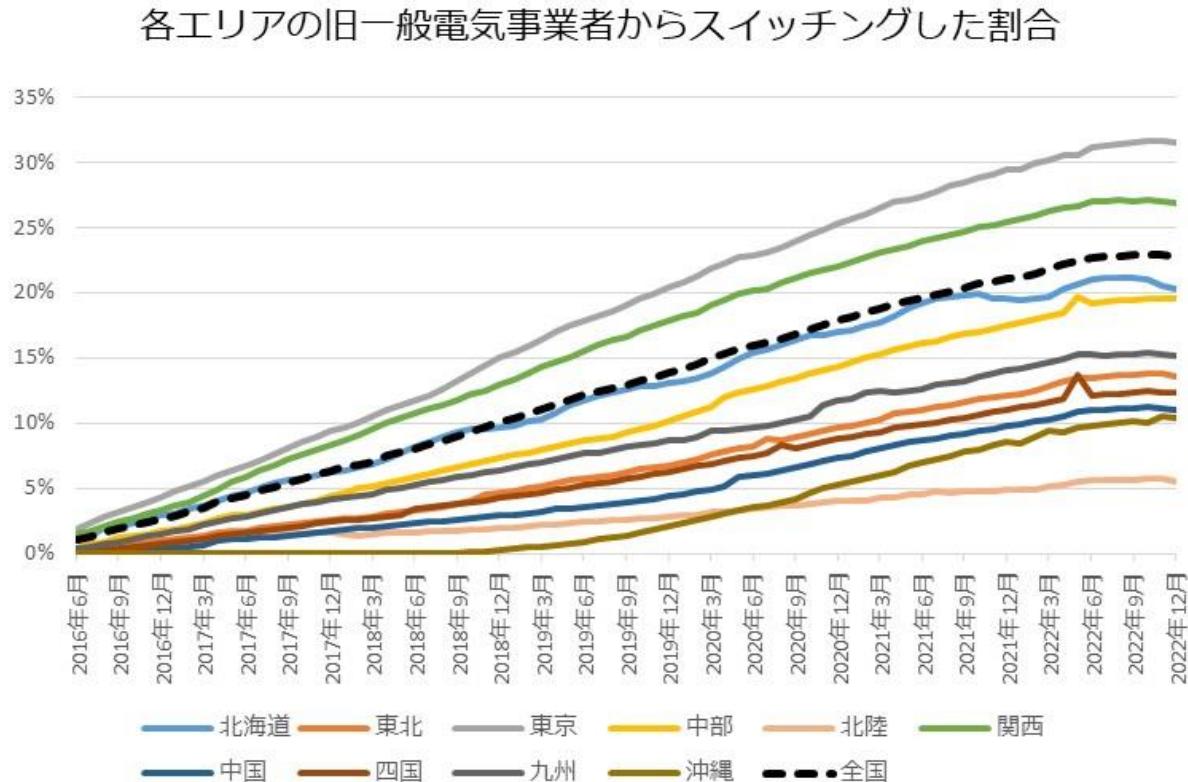
(出所) 発受電月報、電力取引報  
(備考) 低圧：契約口数ベース

	2022年12月
北海道	42.9%
東北	33.0%
東京	50.1%
中部	51.1%
北陸	42.8%
関西	51.3%
中国	54.1%
四国	44.5%
九州	47.0%
沖縄	31.1%
全国	48.0%

※沖縄は、低圧電灯のみで算出

## 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、エリア毎にはらつきはあるものの総じて見れば継続的に上昇しており、2022年12月時点で全国22.8%となっている。



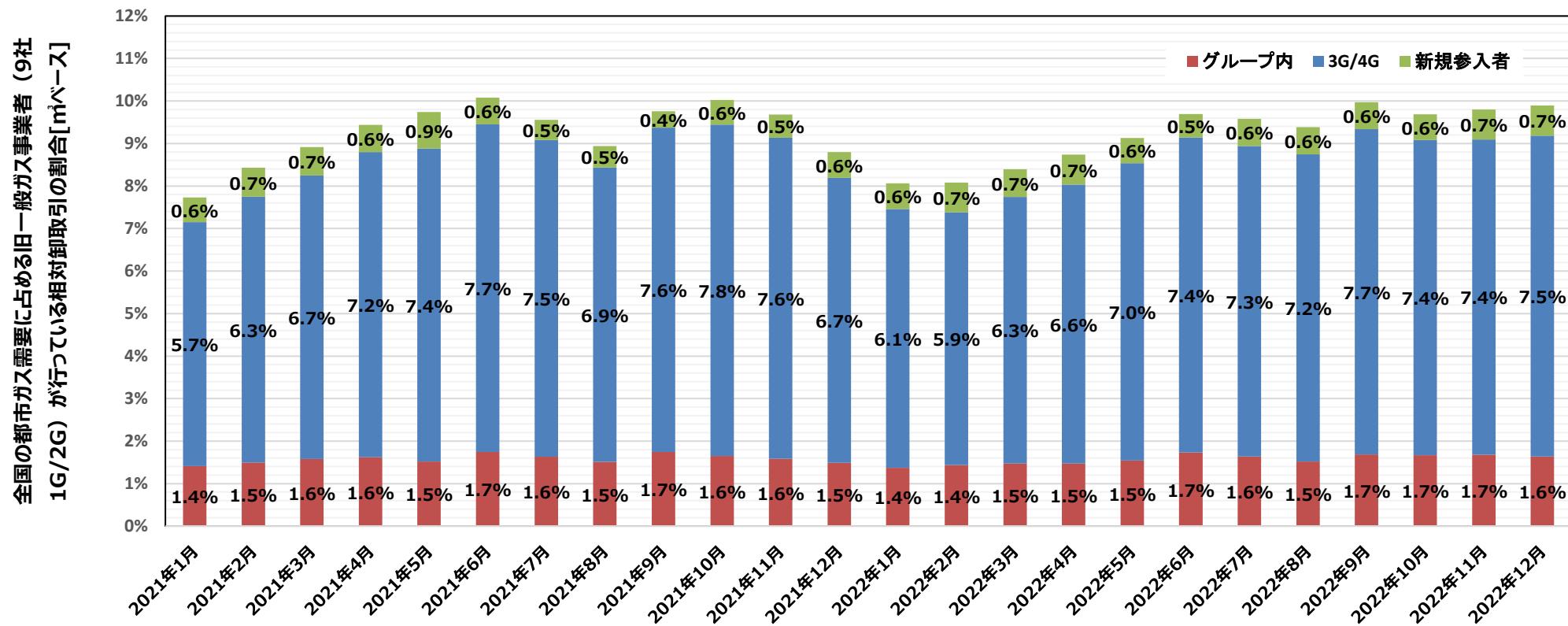
	2022年12月
北海道	20.3%
東北	13.6%
東京	31.6%
中部	19.5%
北陸	5.6%
関西	26.9%
中国	11.1%
四国	12.3%
九州	15.2%
沖縄	10.4%
全国	22.8%

(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1月からの直近2年分を表記）。
- 2022年12月末時点において、全国の都市ガスの小売供給量※2に対する、1G/2Gの相対卸供給量※3の割合は約10%であった。
- 新規参入者（旧一般ガス事業者ではない者）に対する相対卸供給量の割合は約0.7%であった（なお、新規参入者による小売販売量シェアは約20%である（2022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、導管連結点拠出卸、需要場所拠出卸（ワンタッチ卸・スタートアップ卸）、液売卸（ローリー等）を含む。なお、液売卸については、液化天然ガス1t=1220m<sup>3</sup>で仮定し換算しており、熱量調整等は考慮していない。

※4 3G/4Gは、主に他の事業者からガス卸供給を受けて、自社の導管網で小売供給を行う旧一般ガス事業者。

※5 グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社としている。

## スタートアップ卸の利用状況（2022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。（2022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	4件	14件
大阪ガス	10件	3件	0件	7件
東邦ガス	11件	2件	1件	8件
北海道ガス	15件	2件	1件	12件
静岡ガス	17件	6件	8件	3件
西部ガス	13件	3件	3件	7件
広島ガス	6件	1件	3件	2件
仙台市ガス局	6件	0件	1件	5件
日本ガス	5件	1件	1件	3件
<b>計</b>	<b>105件</b>	<b>22件</b>	<b>22件</b>	<b>61件</b>

※ 「契約交渉が終了した案件」には、交渉が折り合わずに明示的に交渉が中断したもののか、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）

○今回は、2022年（令和4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。