

第59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2年10月～令和2年12月期)

令和3年4月16日（金）



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

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
- 時間前市場への入札可能量と売り札件数、売り札引上げ状況
- 価格高騰コマにおけるインバランス発生状況、余剰供出状況の検証
- グロス・ビディングの状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営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
- インバランス量の推移

● 新電力の電力調達の状況

● 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

今回のモニタリング報告の要点

【取引所の状況】

JEPXにおける取引量（約定量）が我が国電力需要に占める割合は、2020年12月時点で過去最高の43.4%。

＜スポット市場＞

- ・当期間の約定量：788億kWh。
- ・当期間のシステムプライス平均：8.2円/kWh。
- ・12月22日の買い入札量、**過去最大値約13億2千5百万kWh**、12月28日のシステムプライス、**過去最高値80円**を記録。
(翌2021年1月12日から200円を超える、15日に**最高値251円**を記録)

＜時間前市場＞

- ・当期間の約定量：7.9億kWh（前年同時期対比1.2倍）。

＜先渡市場＞

- ・当期間の約定量：55.1万kWh（前年同時期対比0.8倍）。

【相対取引の状況】

- ・グループ外への相対取引による供給量（2020年12月時点）：32.7億kWh（前年同時期対比1.7倍）。

【公営電気事業における売電契約について】

- ・随意契約を違約金なしで中途解消し、2021年度以降の売電契約に向けて一般競争入札の公募が実施された（鳥取県：2021年2月に売電先が決定）。

【競争の状況】

- ・新電力の販売電力量（当期間）：371億kWh（前年同時期対比1.2倍、前年同時期308億kWh）。
- ・新電力シェア（2020年12月時点）：**過去最高値 20.0%**（前年同時期では16.2%）
特別高圧・高圧分野 19.5%（2020年9月時点では、17.9%）。
低圧分野 20.9%（2020年9月時点では、21.1%）。
- ・新電力の市場利用比率（新電力の販売電力量に対する比率）：
91.0%（JEPX買い約定量の比率（スポット、時間前、先渡、BL市場の買い約定量を合計したもの））
42.8%（JEPXにおける実質買越し量の比率（同一コマにおける自社売買取引を相殺したもの））

主要指標

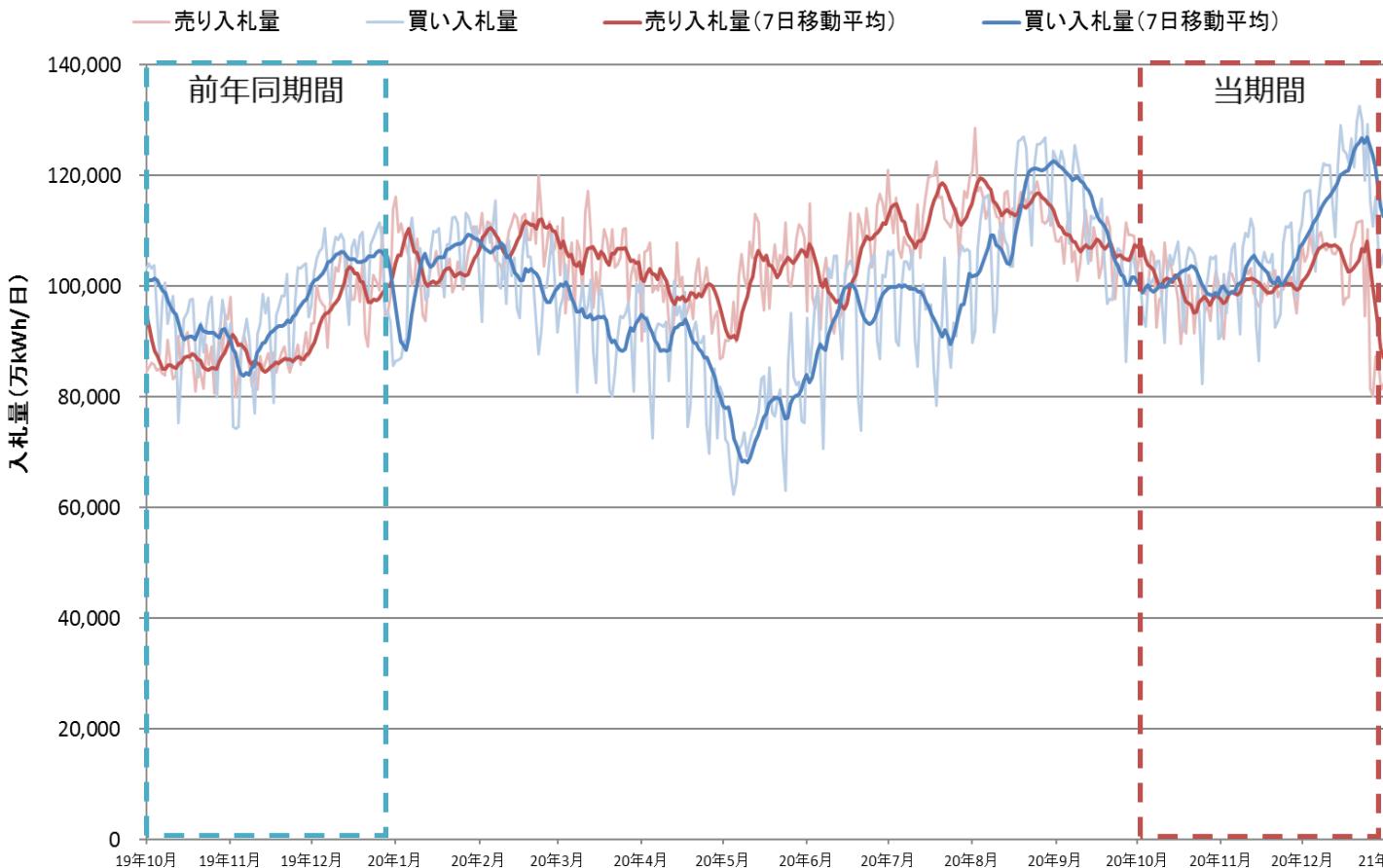
○ 当期間における主要指標は、次のとおり。

		今回の御報告内容	参考		
		2020年10月～12月	前年同時期 (2019年10月～12月)	2019年度 (2019年4月～2020年3月)	2018年度 (2018年4月～2019年3月)
卸電力取引所	入札	売り入札量前年同時期対比	1.1倍	1.1倍	1.3倍
	入札	買い入札量前年同時期対比	1.1倍	1.1倍	1.3倍
	約定	約定量	788億kWh	728億kWh	2,925億kWh
	約定	約定量前年同時期対比	1.1倍	1.1倍	1.4倍
	約定	平均約定価格 (システムプライス)	8.2円/kWh	8.07円/kWh	7.9円/kWh
	東西市場分断発生率	76.9%	76.2%	77.4%	77.6%
時間前約定	約定	約定量	7.9億kWh	6.8億kWh	25.8億kWh
	約定	平均約定価格	9.0円/kWh	8.18円/kWh	8.0円/kWh
販売電力量に対する割合		43.4%	39.5%	35.5%	24.8%
参考) 小売市場	電力量販売	新電力	1,939億kWh* ²	1,979億kWh	8,309億kWh
	電力量販売	新電力	371億kWh	308億kWh	1,285億kWh
※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。					

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922 億kWh、買い入札量は過去最大の986 億kWhであった。
 - 2020年12月において、買い入札量の月間合計は、過去最大の367億kWhであった。
 - 2020年12月22日において、買い入札量の日毎合計は、過去最大の13.3億kWhであった。

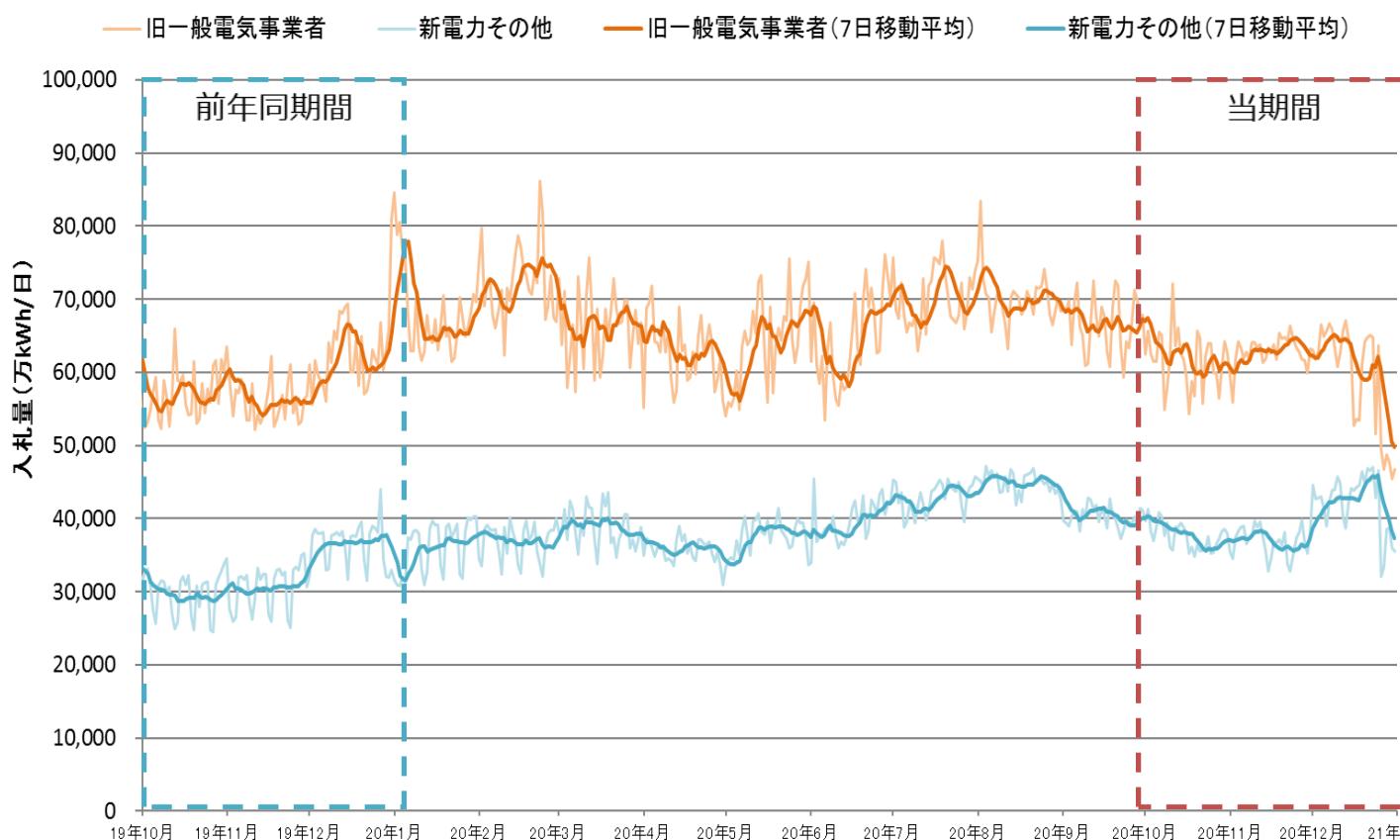
スポット市場 入札量の推移
(2019年10月01日～2020年12月31日)



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、旧一般電気事業者は564億kWh、新電力その他の事業者は358億kWhであった。
- スポット市場の約61%は、旧一般電気事業者によるものとなっている。

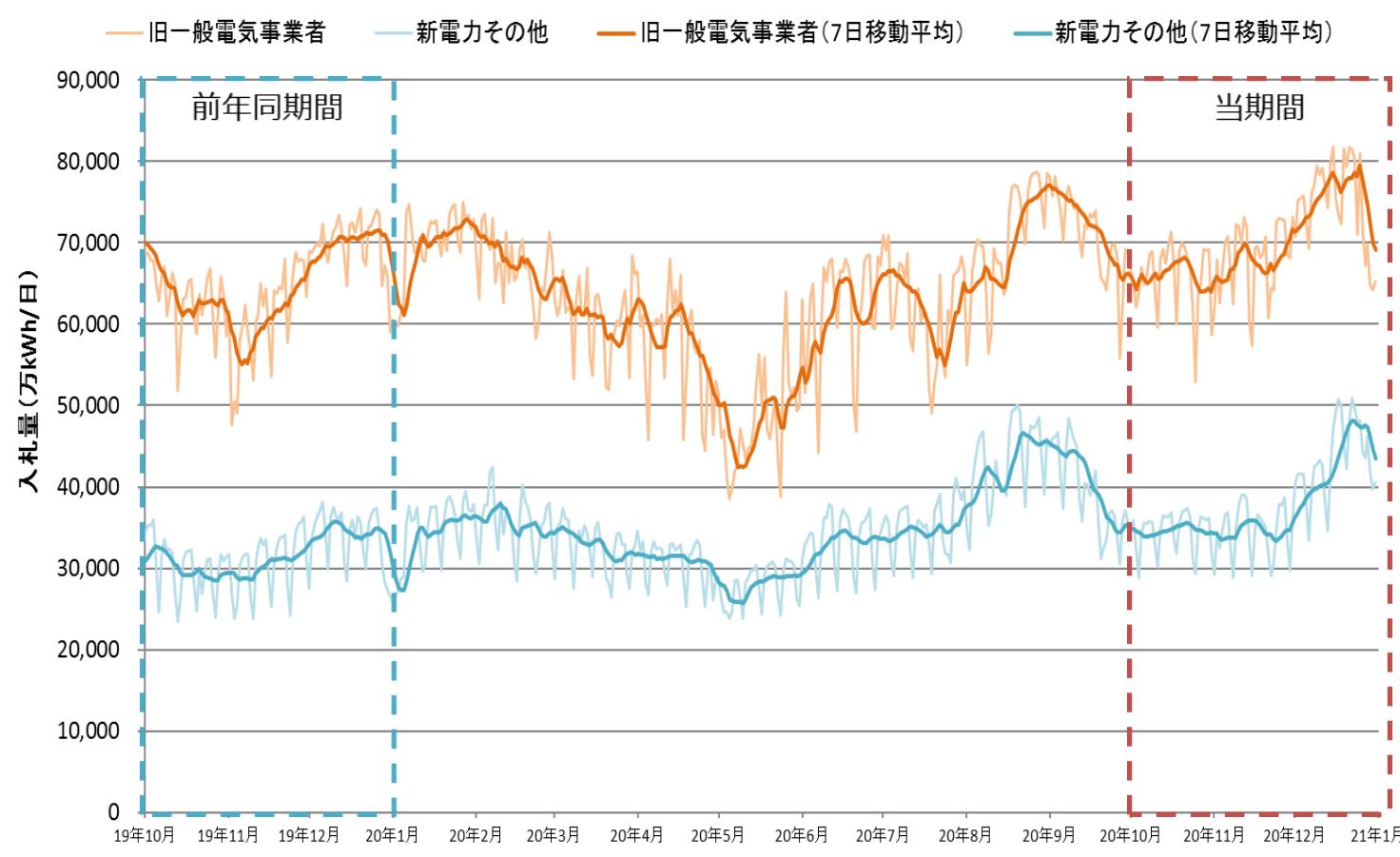
スポット市場 売り入札量の推移
(2019年10月01日～2020年12月31日)



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、旧一般電気事業者は過去最大の641億kWh、新電力その他の事業者は346億kWhであった。

スポット市場 買い入札量の推移
(2019年10月01日～2020年12月31日)



主要データ

旧一般電気事業者による 買入札量 (2020年10月～2020年12月)
641億kWh
旧一般電気事業者による 買入札量の前年同時期対比 (対2019年10月～2019年12月)
1.1倍
新電力その他の事業者による 買入札量 (2020年10月～2020年12月)
346億kWh
新電力その他の事業者による 買入札量の前年同時期対比 (対2019年10月～2019年12月)
1.2倍

2020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、788 億kWhであった。

スポット市場 約定量の推移
(2019年10月01日～2020年12月31日)



主要データ

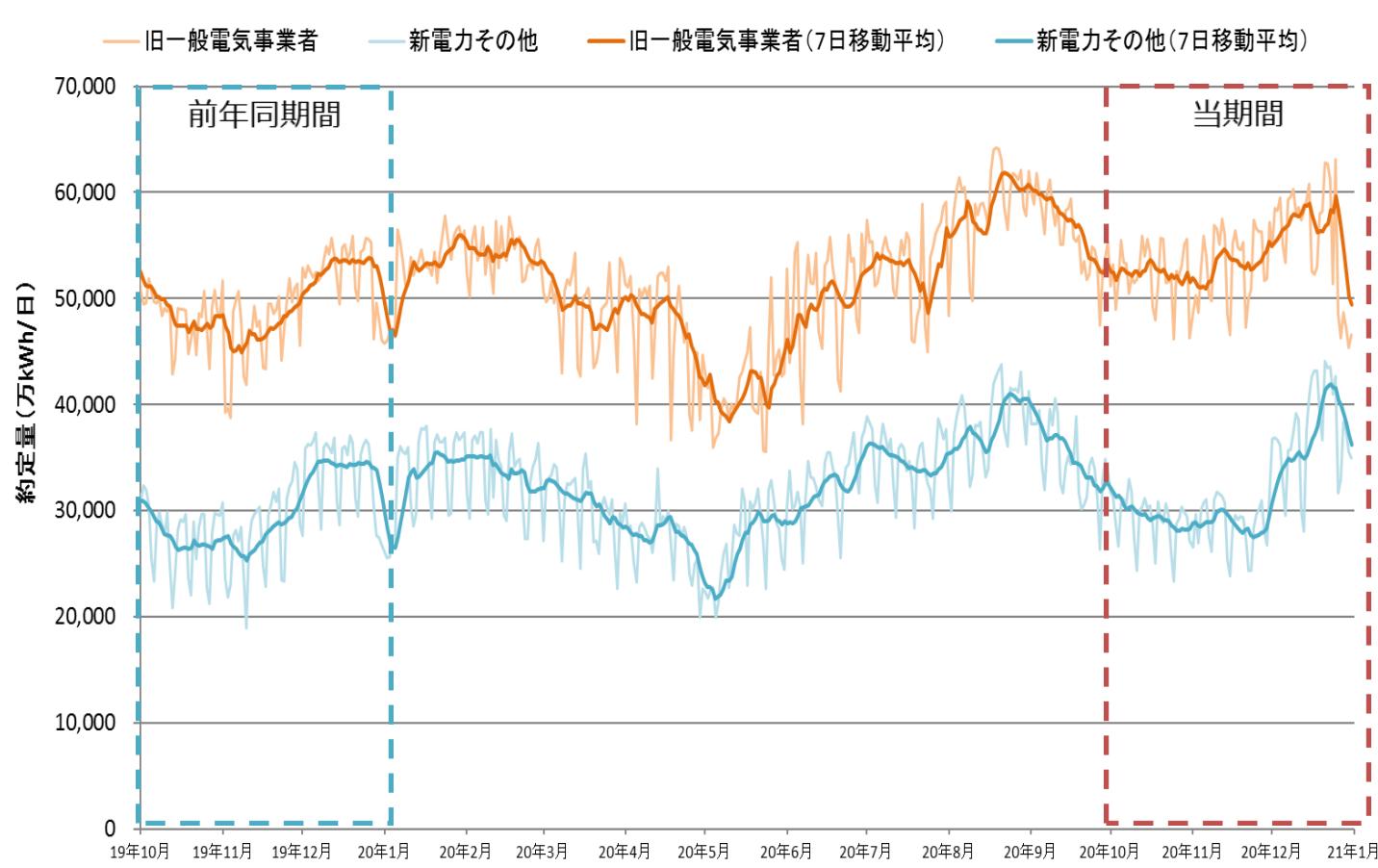
約定量 (2020年10月～2020年12月)
788 億kWh

約定量の前年同時期対比 (対2019年10月～2019年12月)
1.1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、旧一般電気事業者は495億kWh、新電力その他の事業者は293億kWhであった。

スポット市場 売り約定量の推移
(2019年10月01日～2020年12月31日)

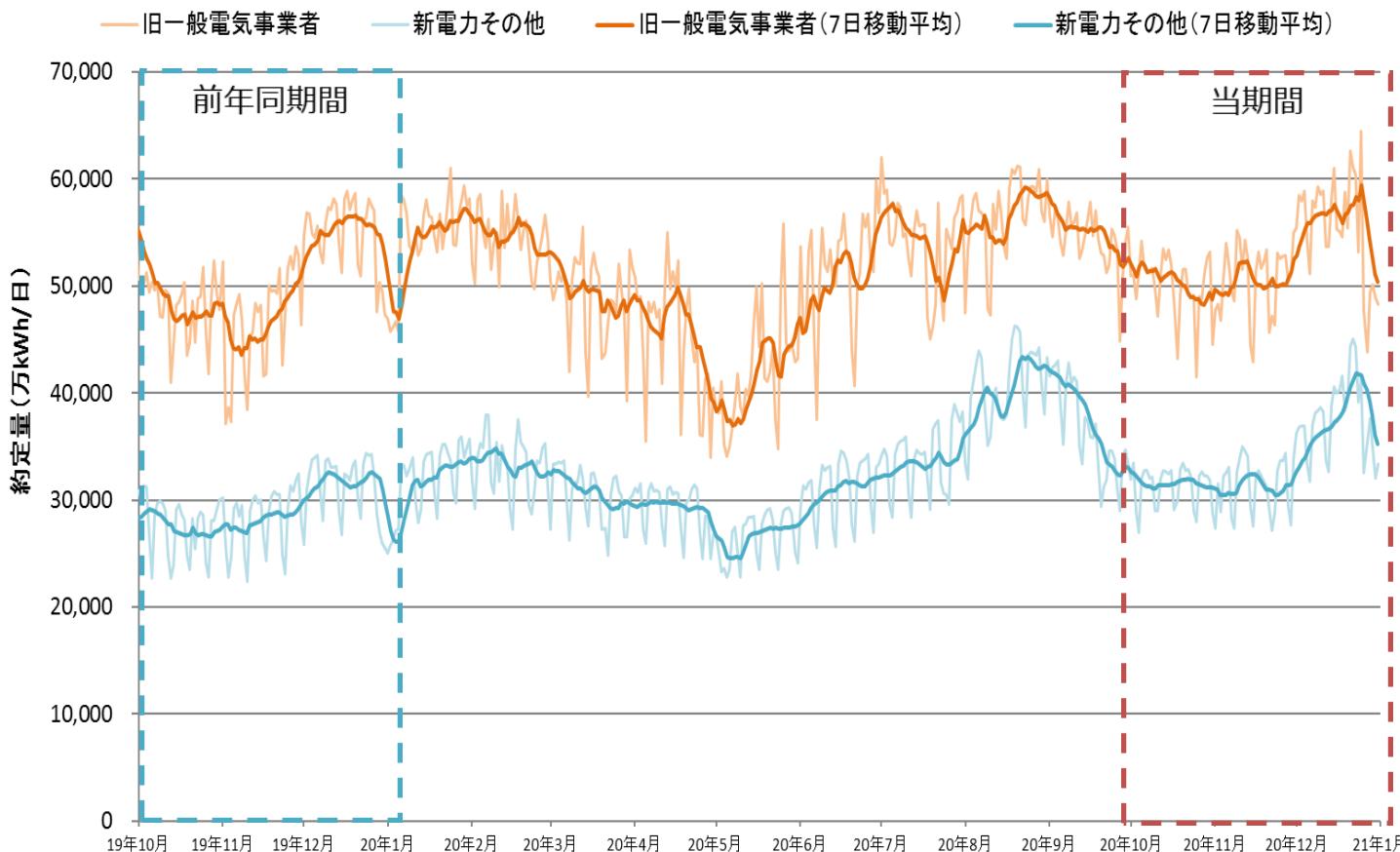


※ 旧一般電気事業者による売り約定量は、一般送配電事業者によるFIT売電分を含む。

事業者区別のスポット市場買い約定量

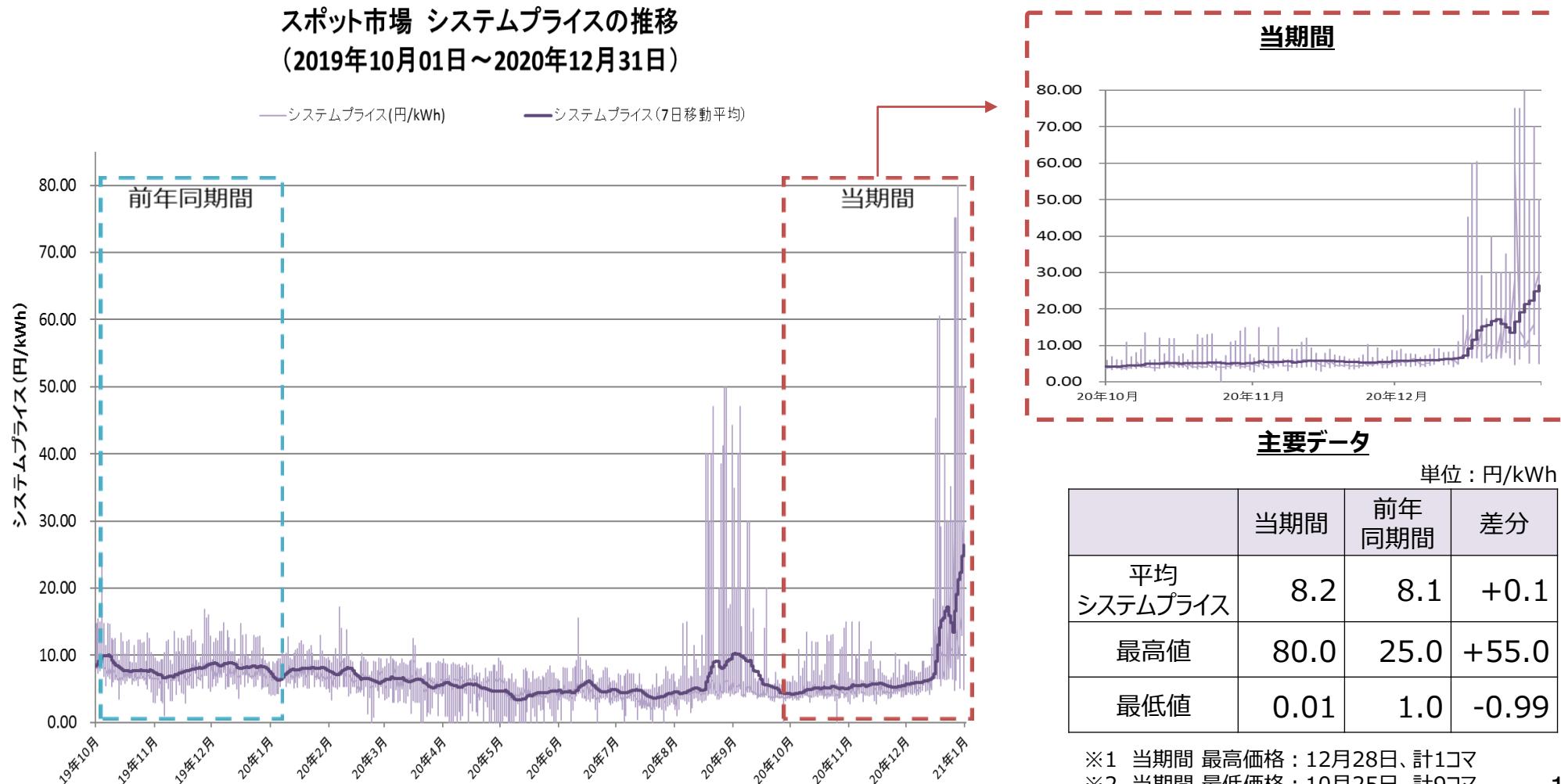
- 当期間におけるスポット市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は480億kWh、新電力その他の事業者は308億kWhであった。
- スポット市場の約61%は、旧一般電気事業者によるものとなっている。

スポット市場 買い約定量の推移
(2019年10月01日～2020年12月31日)



スポット市場のシステムプライス

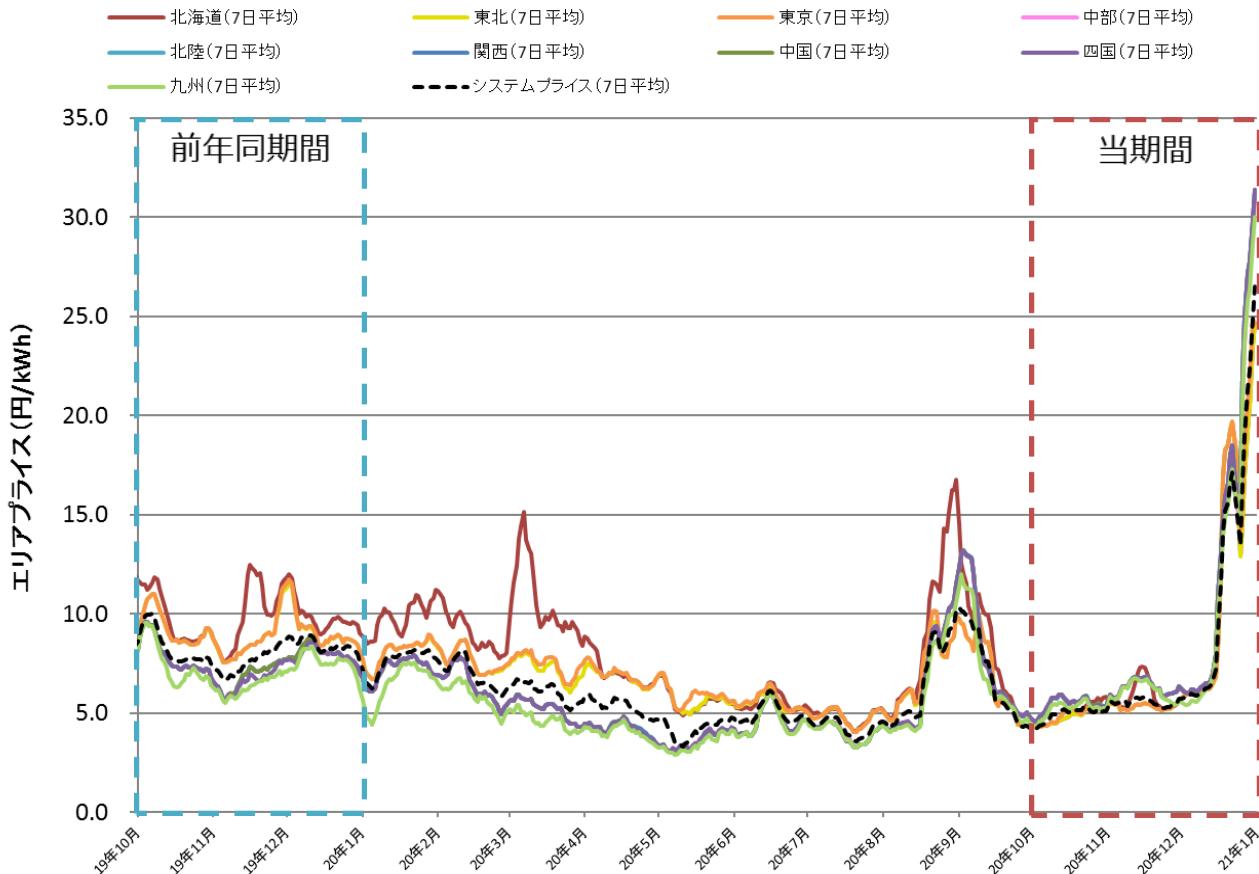
- 当期間におけるスポット市場のシステムプライスは、平均8.2円/kWhであった。前年同期間の平均8.1円/kWhとはほぼ同レベルであった。当期間前半(10月1日～11月16日)においては平均5.2円/kWh、後半(11月17日～12月31日)においては平均11.3円/kWhであった。
- 12月17日～12月31日にかけて、50円以上のスパイクが72コマにて発生。最高値は12月28日において、**過去最大の80円**を記録。(翌2021年1月12日から200円を超え、15日に**最高値251円**を記録)



スポット市場のエリアプライス

- システムプライス（当期間内平均）8.2円/kWhに対して、エリアプライス（当期間内平均）は、北海道8.4円/kWh、東北8.1円/kWh、東京8.3円/kWh、中部9.0円/kWh、北陸9.2円/kWh、関西9.2円/kWh、中国9.2円/kWh、四国9.2円/kWh、九州8.8円/kWhとなっている。

スポット市場 エリアプライスの推移 (2019年10月01日～2020年12月31日)



期間内平均価格

単位：円/kWh

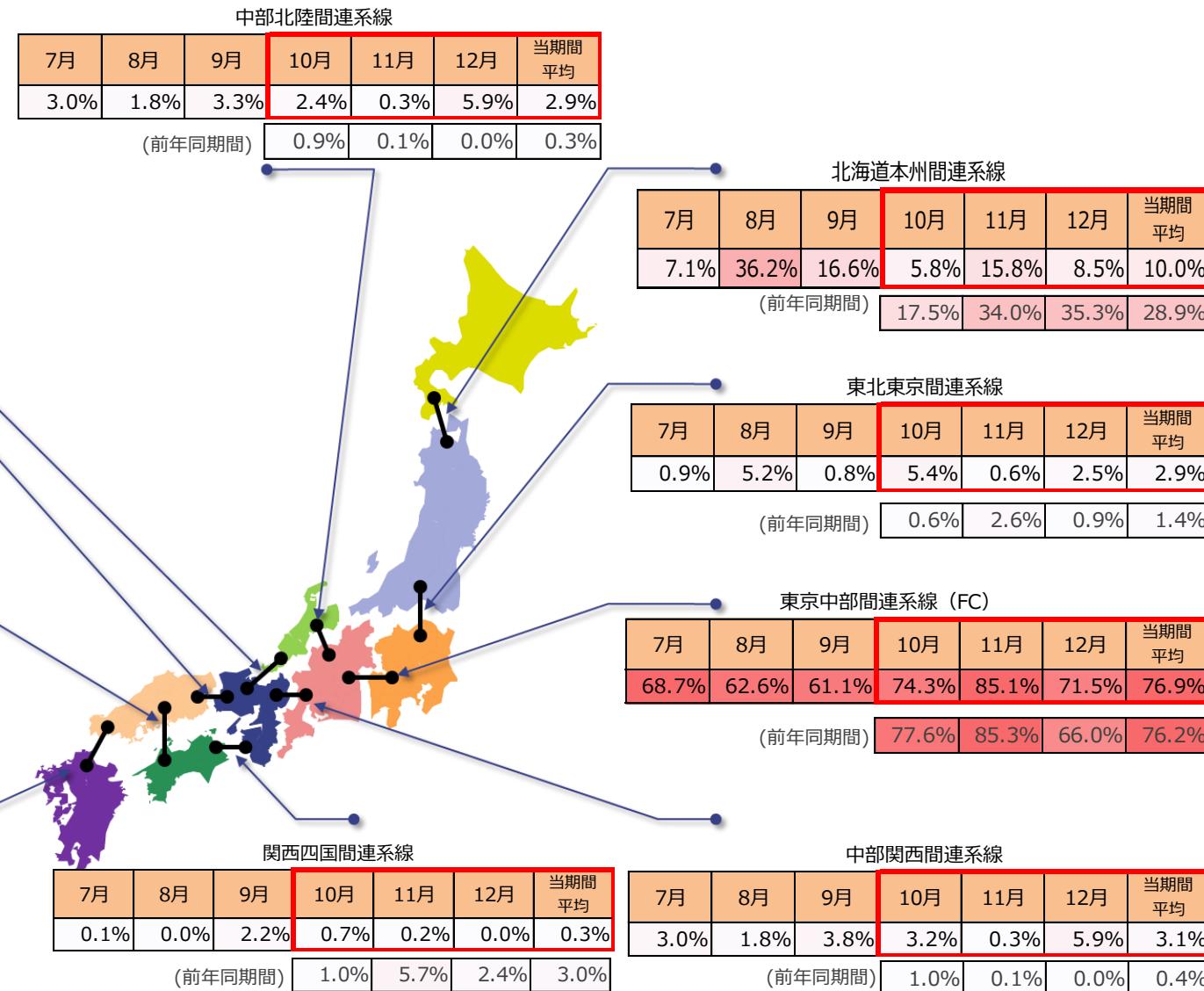
	当期間	前年同期間	差
システムプライス	8.2	8.1	0.1
北海道	8.4	9.8	-1.4
東北	8.1	9.0	-0.9
東京	8.3	9.0	-0.8
中部	9.0	7.5	1.5
北陸	9.2	7.5	1.7
関西	9.2	7.5	1.7
中国	9.2	7.5	1.7
四国	9.2	7.4	1.8
九州	8.8	7.1	1.8

*東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差 (=東京エリア価格 - 中部エリア価格)

各地域間のスポット市場分断状況

- 各地域間の市場分断発生率を見ると、前年同期間と比べて、「北海道本州間連系線」、「中国九州間連系線」では低下し、その他の連系線においては同程度であった。

各地域間連系線の月別分断発生率

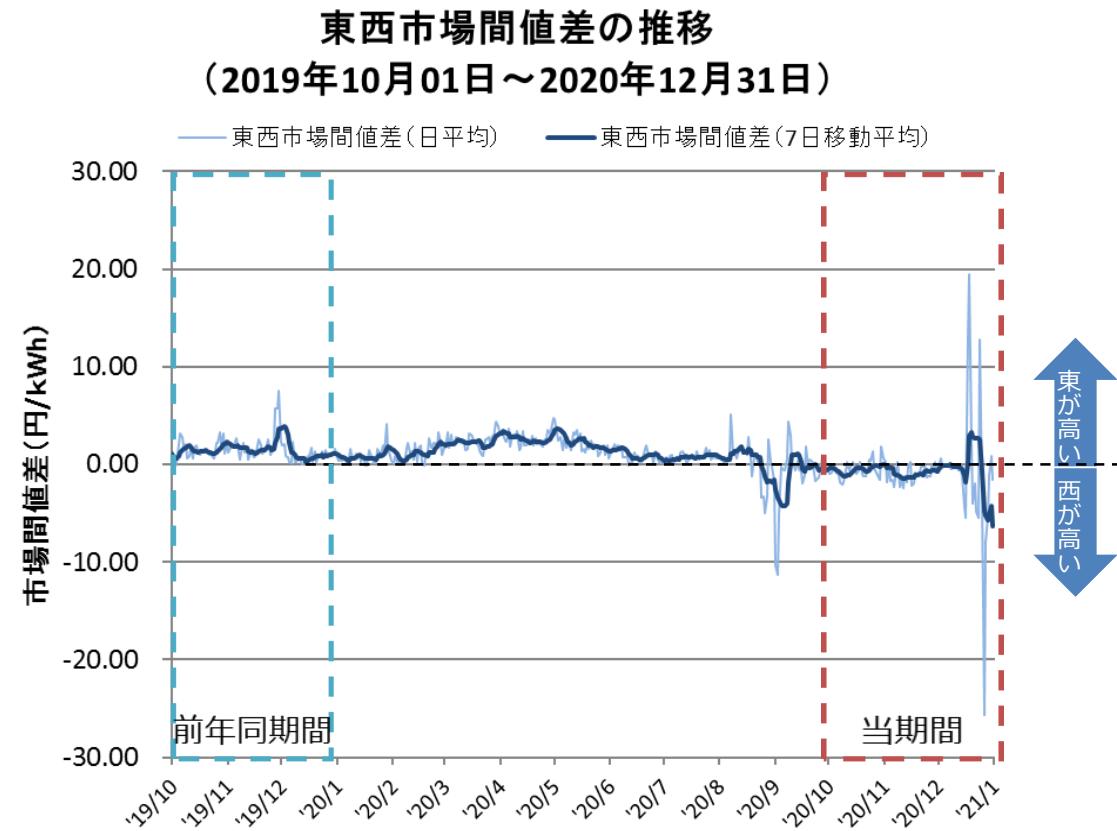
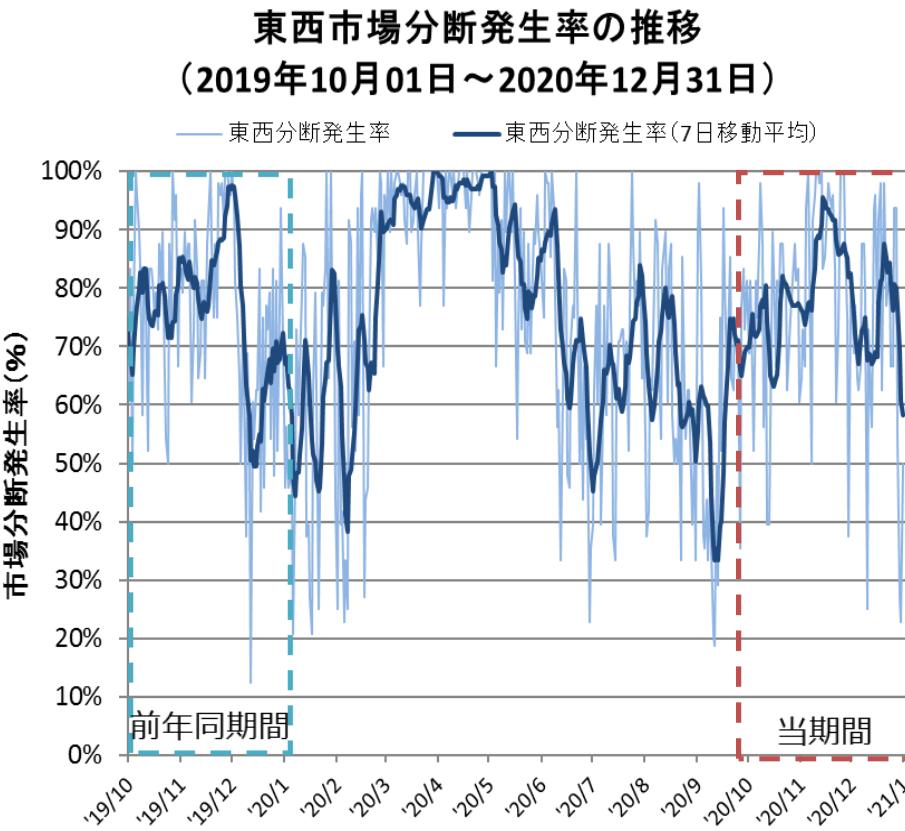


※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。

※ 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も含む。

スポット市場の東西市場分断発生状況

- 当期間における東西市場分断発生率は、平均76.9%となっている。
- 当期間における東西市場間値差は、日平均約0.78円/kWhであった。
最大値は、東の価格が高い日については19.5円/kWh、西の価格が高い日については25.6円/kWhであった。



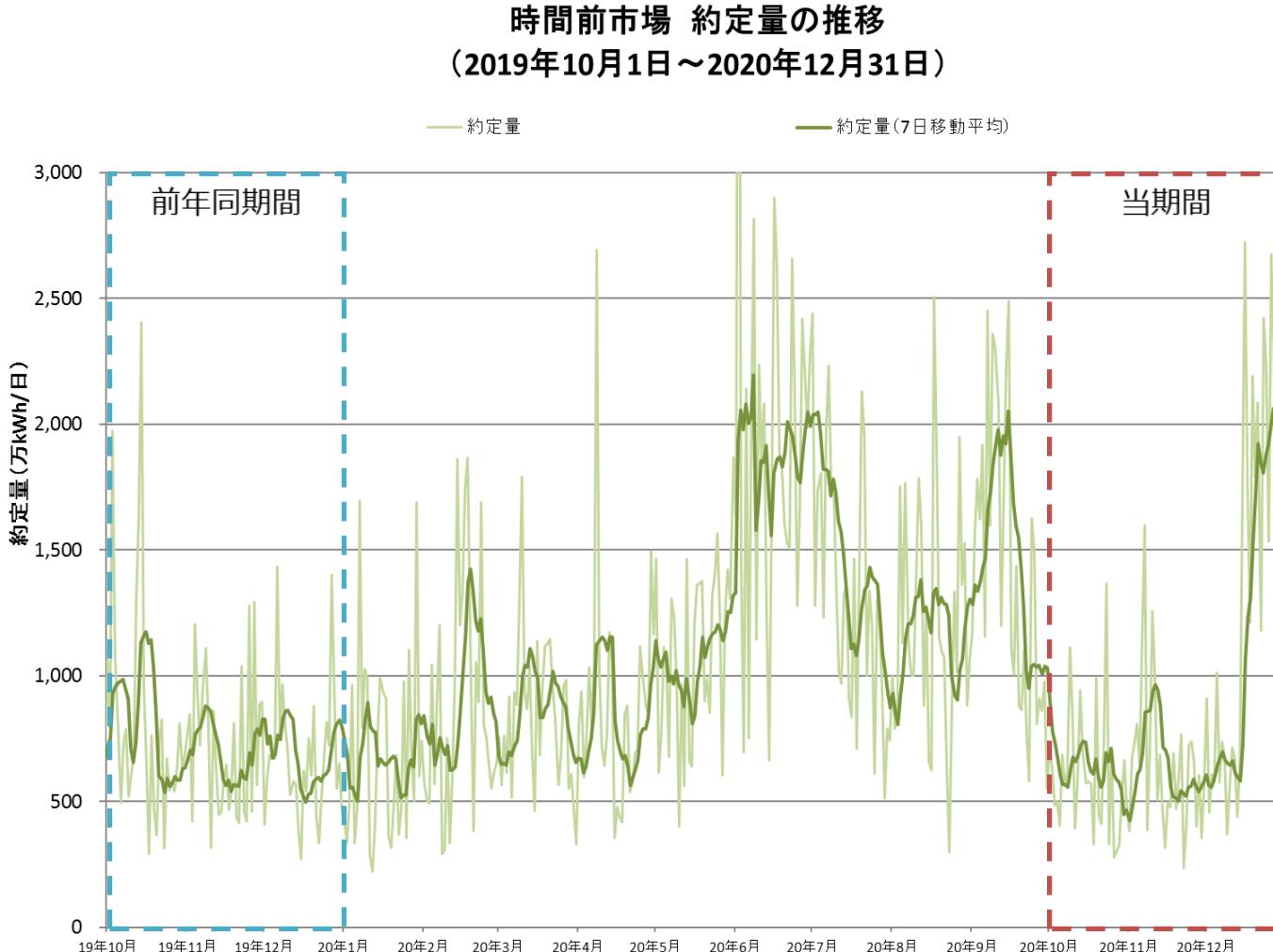
*東西市場分断発生率：1日48コマの中で、市場分断が発生したコマの割合

**東西市場間値差：東京エリアと中部エリアのエリアプライスの値差 (=東京エリア価格 - 中部エリア価格)。平均値は、絶対値ではなく、正負それぞれの値差データから算出。

2020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の合計は、7.9億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.2倍となっている。



主要データ

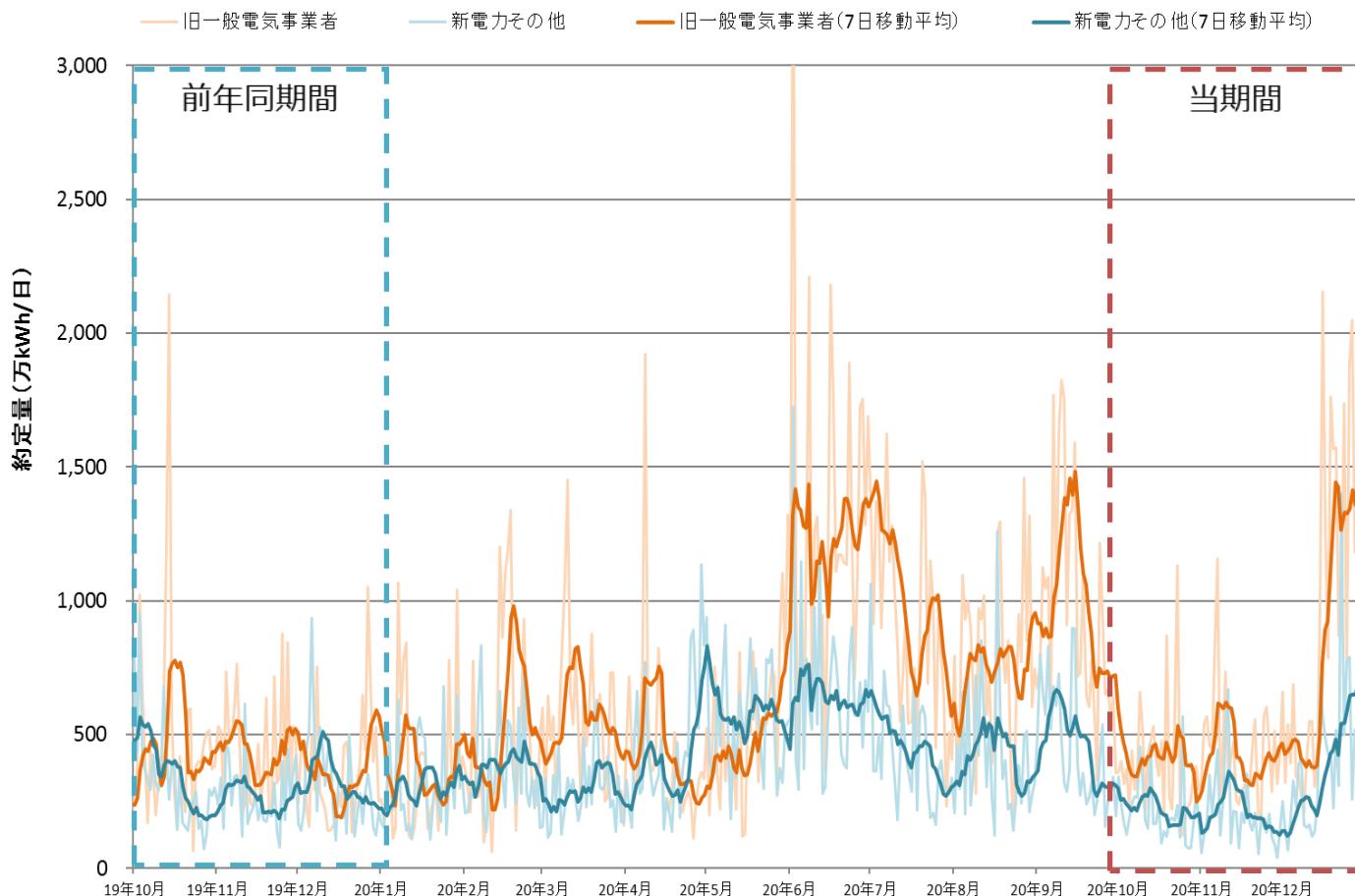
約定量 (2020年10月～2020年12月)
7.9 億kWh

約定量の前年同時期対比 (対2019年10月～2019年12月)
1.2 倍

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5.4億kWh、新電力その他の事業者は2.5億kWhであった。
- 時間前市場の売り約定量の68%が、旧一般電気事業者によるものとなっている。前年同時期の59%から上昇した。
- 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0.9倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2019年10月1日～2020年12月31日)



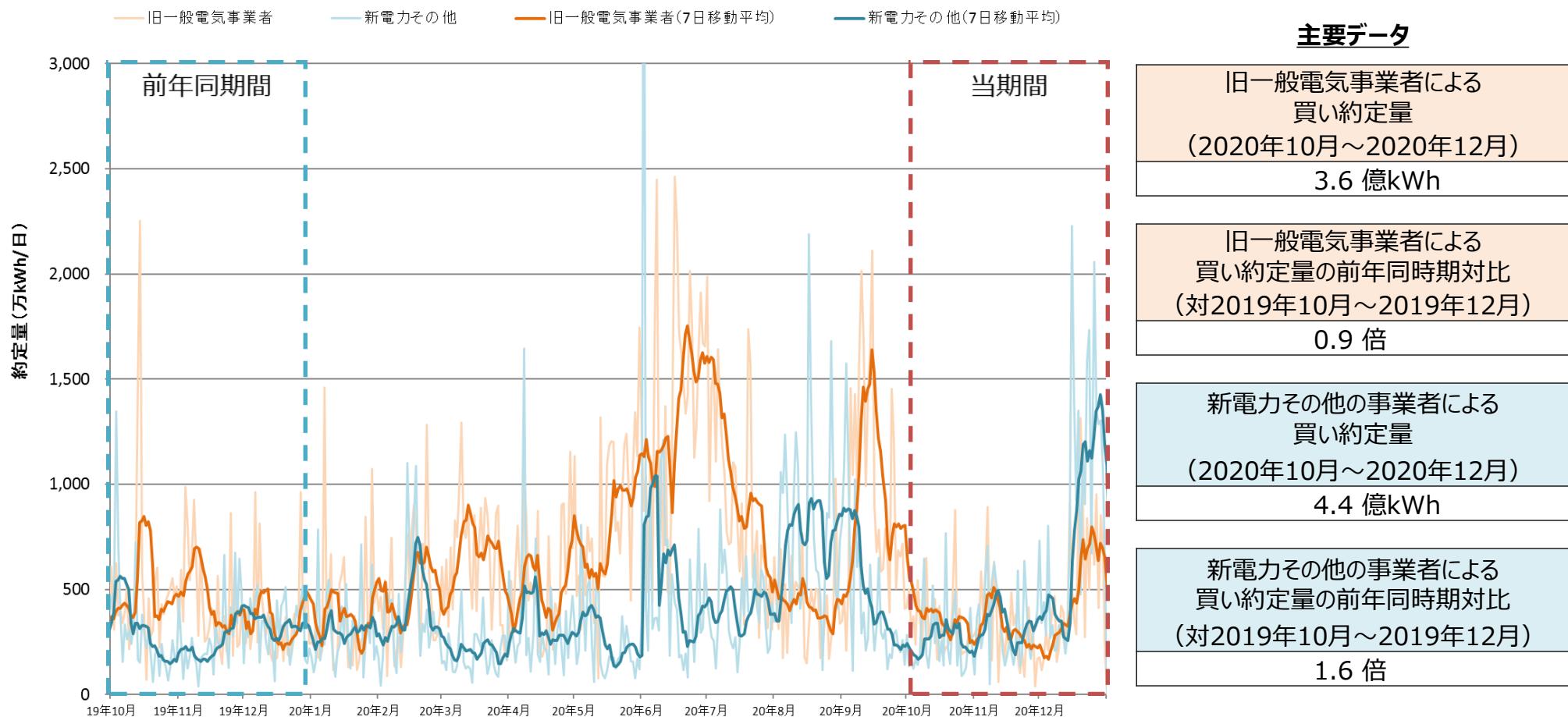
主要データ

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2020年10月～2020年12月) 5.4 億kWh
旧一般電気事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2019年10月～2019年12月) 1.4 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2020年10月～2020年12月) 2.5 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2019年10月～2019年12月) 0.9 倍

事業者区別の時間前市場買い約定量

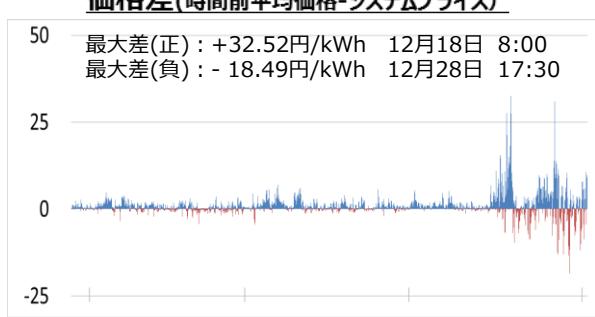
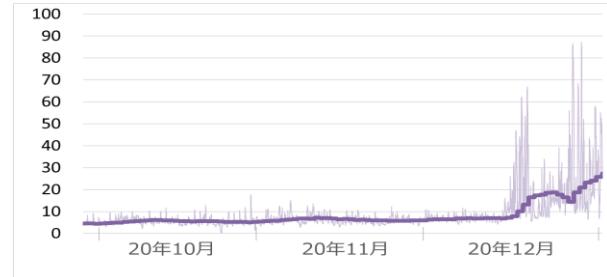
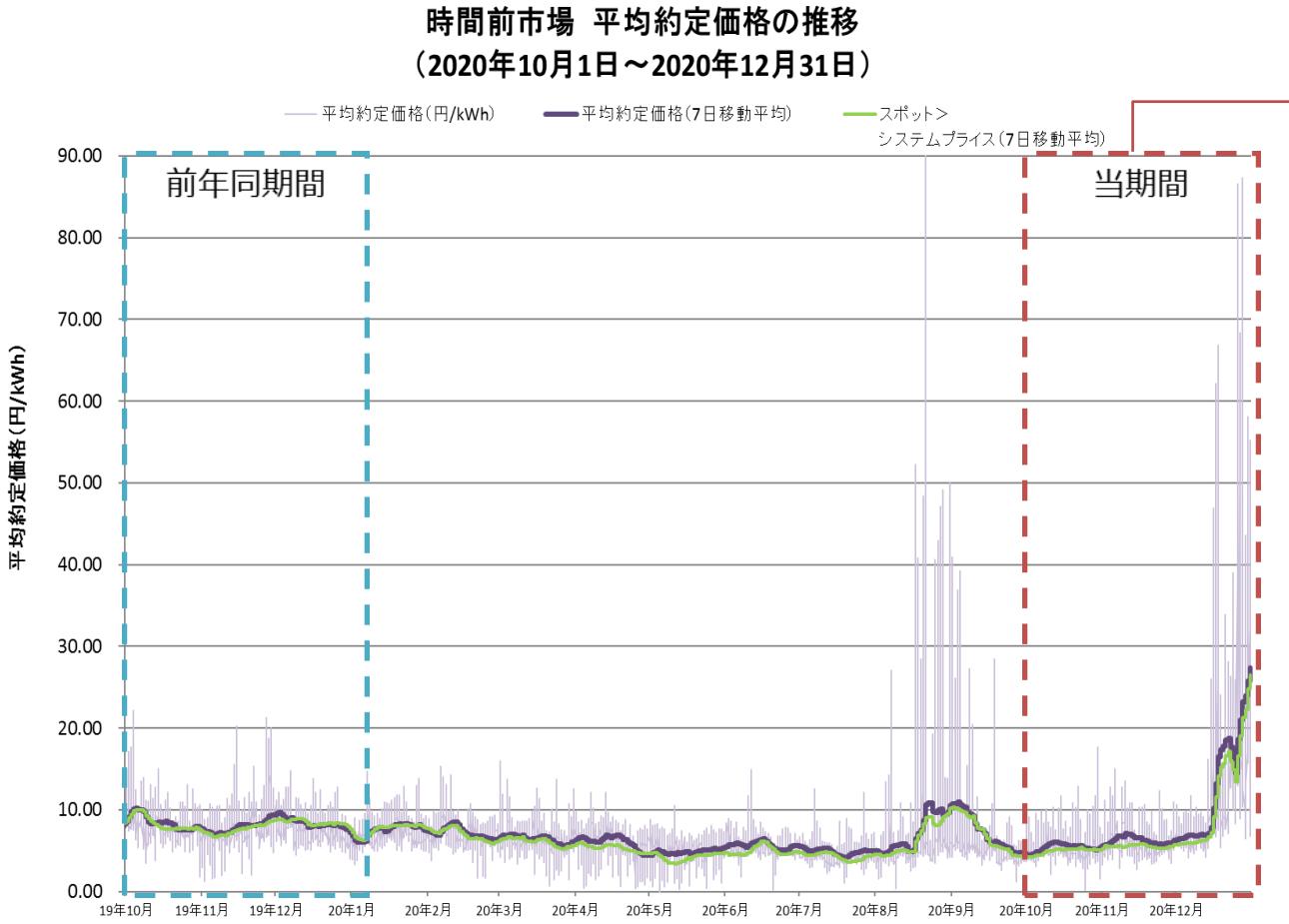
- 当期間における時間前市場の買い約定量は、旧一般電気事業者は3.6億kWh、新電力その他の事業者は4.4億kWhであった。
- 時間前市場の買い約定量の45%が、旧一般電気事業者によるものとなっている。前年同時期の60%から減少した。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が0.9倍、新電力その他の事業者は1.6倍となっている。

時間前市場 買い約定量の推移
(2019年10月1日～2020年12月31日)



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、9.0円/kWhであった。前年同期間の平均8.2円/kWhと比べて上昇した。当期間内においては、システムプライスを平均3.0円/kWh下回り推移した。
- 最高値は12月28日において、**87.3円/kWh**を記録。



	当期間	前年 同期間	差分
時間前市場 平均約定価格	9.0	8.2	+0.8
(参考) スポット市場 平均システムプライス	5.9	8.9	-3.0
最高値	87.3	22.1	+65.2
最低値	0.2	1.2	-1.0

先渡市場取引における約定量・入札量の概況

- 2020年10～12月における先渡市場の約定実績は5,508MWhであった。
- なお、電力先物市場について、当四半期の約定量はTOCOMが231,779MWh、EEXは370,238MWhであった。

期間中の約定量・入札量^{※1}

(単位: MWh)

項目	地域	合計				(参考) 合計 前年同四半期	
		(当四半期)	昼間型-週間	昼間型-月間	24時間型-週間		
約定量	東西合計	5,508	300	0	5,208	0	7,242
	東京	504	0	0	504	0	3,416
	関西	5,004	300	0	4,704	0	3,826
売り入札量	東西合計	14,152,468	1,916,190	1,125,550	7,045,920	4,064,808	0 13,772,720
	東京	629,312	101,290	33,310	334,320	160,392	0 3,617,574
	関西	13,523,156	1,814,900	1,092,240	6,711,600	3,904,416	0 10,155,146
買い入札量	東西合計	5,939,426	219,370	1,062,760	857,472	3,799,824	0 19,445,910
	東京	75,398	18,950	0	56,448	0	0 4,636,612
	関西	5,864,028	200,420	1,062,760	801,024	3,799,824	0 14,809,298

(参考) 他市場との約定量に関する比較

(単位: MWh)

項目	先渡市場	先物市場		BL市場
		TOCOM	EEX	
当四半期約定分 (2020年 10月～12月)	5,508	231,779	370,238	2,345,928 (2020年11月に約定した 2021年度受渡分)
(参考) 2019年度約定分	51,126 (2019年4月 ～2020年3月)	185,502 (2019年9月 ～2020年3月) ^{※2}	- ^{※3}	4,680,468 (2019年に約定した 2020年度受渡分)

※1 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。

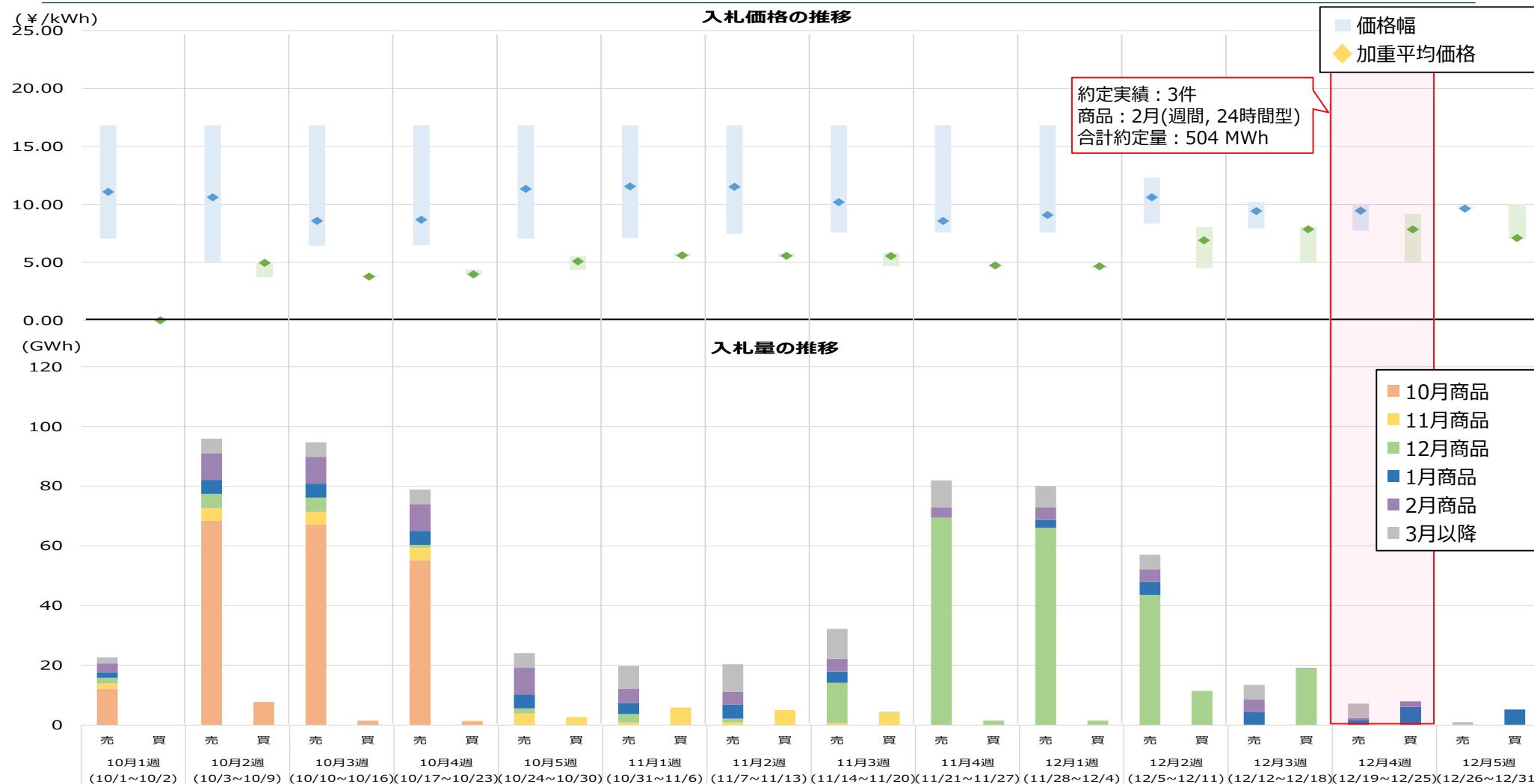
※2 TOCOMで電力先物取引が開始された2019年9月以降の数値。

※3 EEX Japanは2020年5月取引開始

先渡市場取引における売買価格・量（東京商品）

- 12月第3週(12/12～18)までは売買の入札価格スプレッドが大きく、約定実績はなかった。
- 12月第4週(12/19～25) は買い入札の価格が上がり、3件が約定した。一方、第5週(12/26～31) は取引希望商品がマッチせず、約定はなかった。

先渡市場取引における入札量・約定量の推移

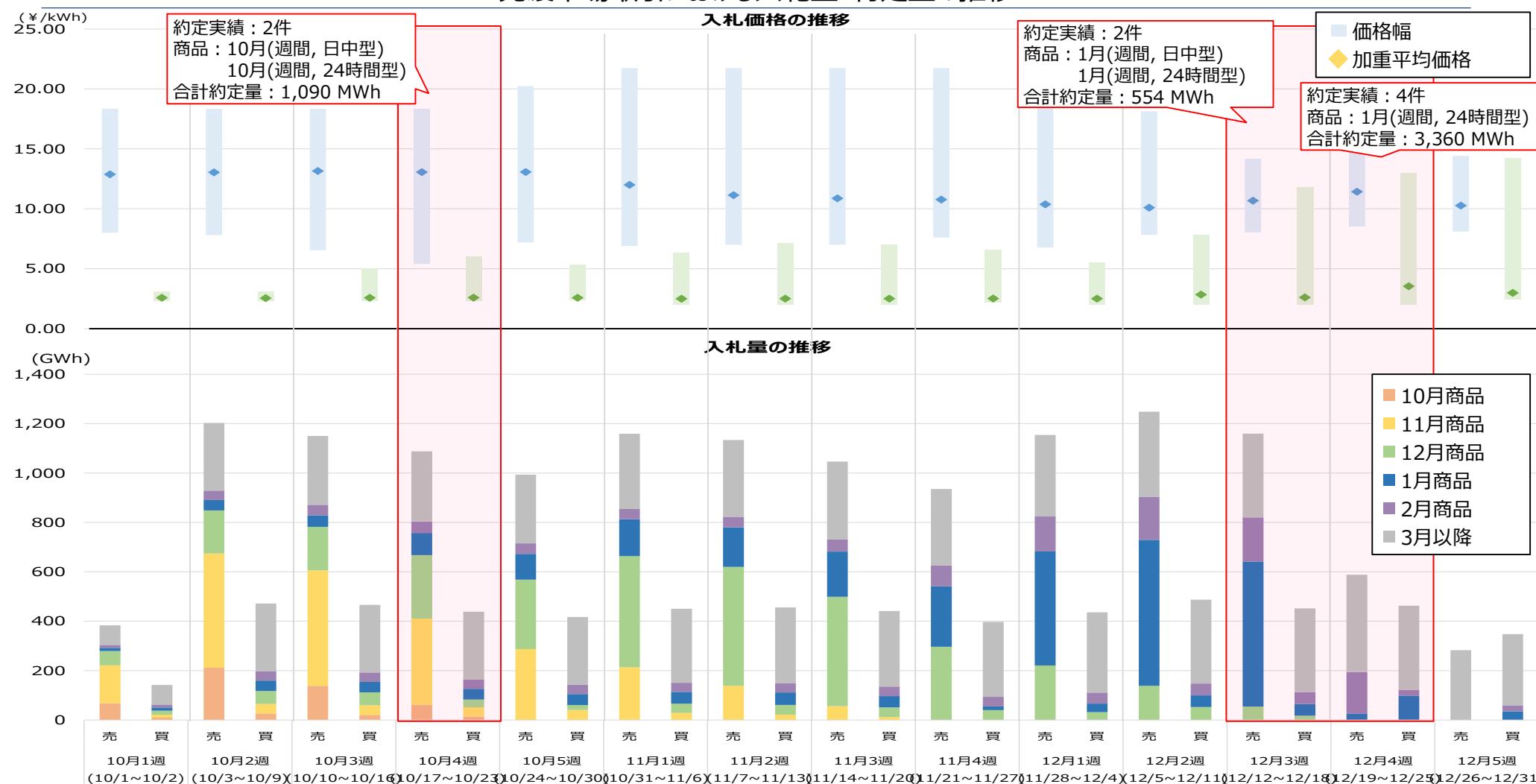


※ 加重平均価格は、入札価格を入札量で重みづけして計算。商品区別は月間・週間商品ともに受け渡し終了日を基準に分類。

先渡市場取引における売買価格・量（関西商品）

- 12月第2週(12/5～11)までは売買の入札価格スプレッドが大きく、約定は10月の2件に留まった。
- 12月第3週以降(12/12～)は買い入札の価格が上がり、6件が約定した。一方、第5週(12/26～31)は取引希望商品がマッチせず、約定はなかった。

先渡市場取引における入札量・約定量の推移



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
- 時間前市場への入札可能量と売り札件数状況
- 価格高騰コマにおけるインバランス発生状況、余剰供出状況の検証
- グロス・ビディングの状況
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 公営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
 - 市場分担発生率の推移
 - インバランス量の推移
- 新電力の電力調達の状況
- JEPXスポット価格と燃料価格

◆ 小売市場

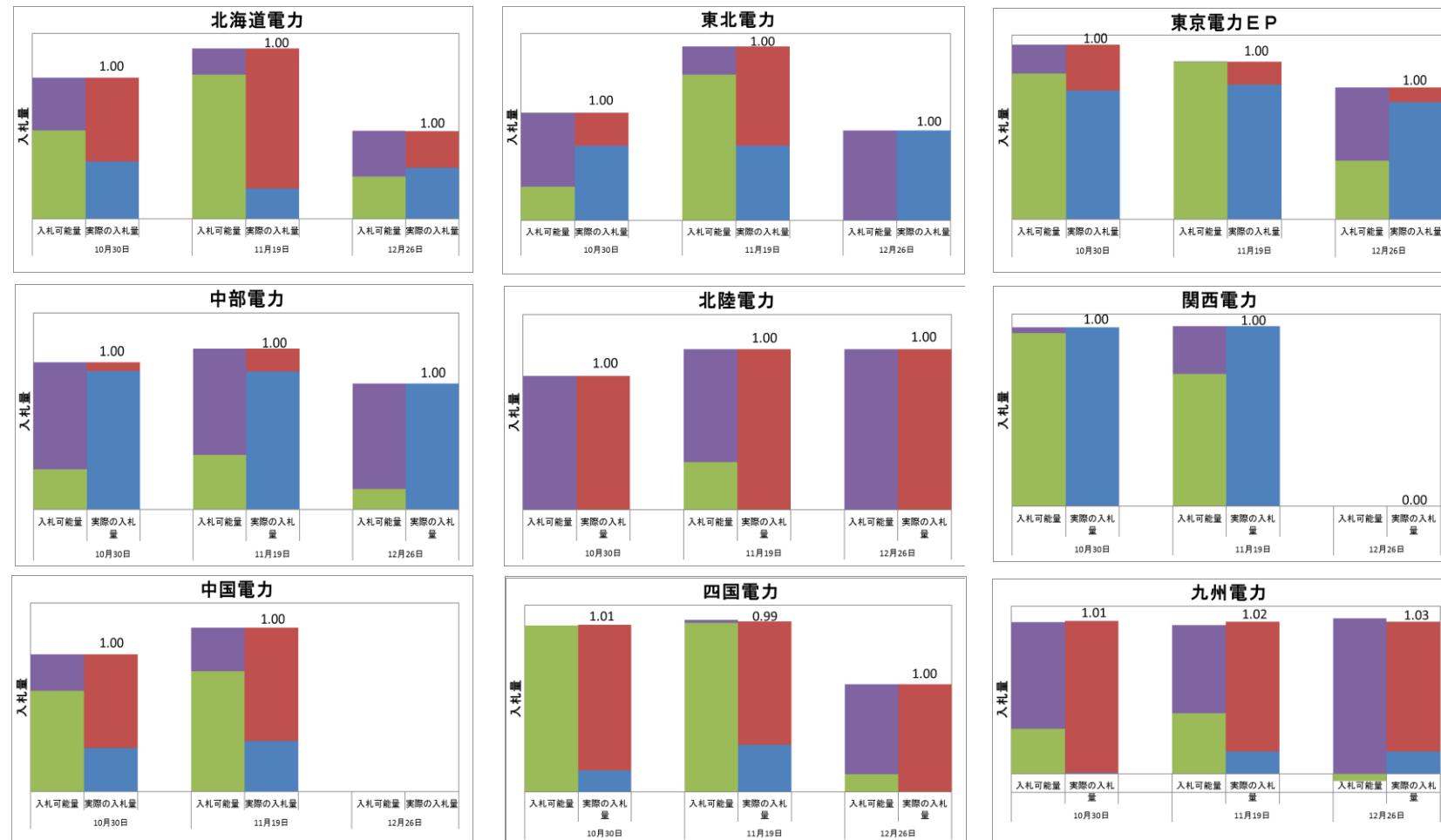
- 地域別の新電力シェアの推移
- 地域別の市場シェア
- 電力量単価の推移
- スイッチングの動向

余剰電力の取引所への供出：入札可能量と実際の入札量

- 特定日3日間(10月30日、11月19日、12月26日)においては、各事業者とも、供給力から自社需要、入札制約、予備力を除いた入札可能量見積もりに対して同量の入札を行っており、余剰電力を全量市場に供出していることを確認。

特定日における入札可能量と実際の入札量
(特定日：10月30日、11月19日、12月26日)

■ 入札可能量 ■ 買い戻し実績量 ■ 実際の通常入札量
(ブロック入札量を除く) ■ 実際のブロック入札量



出所：旧一般電気事業者提供データより、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

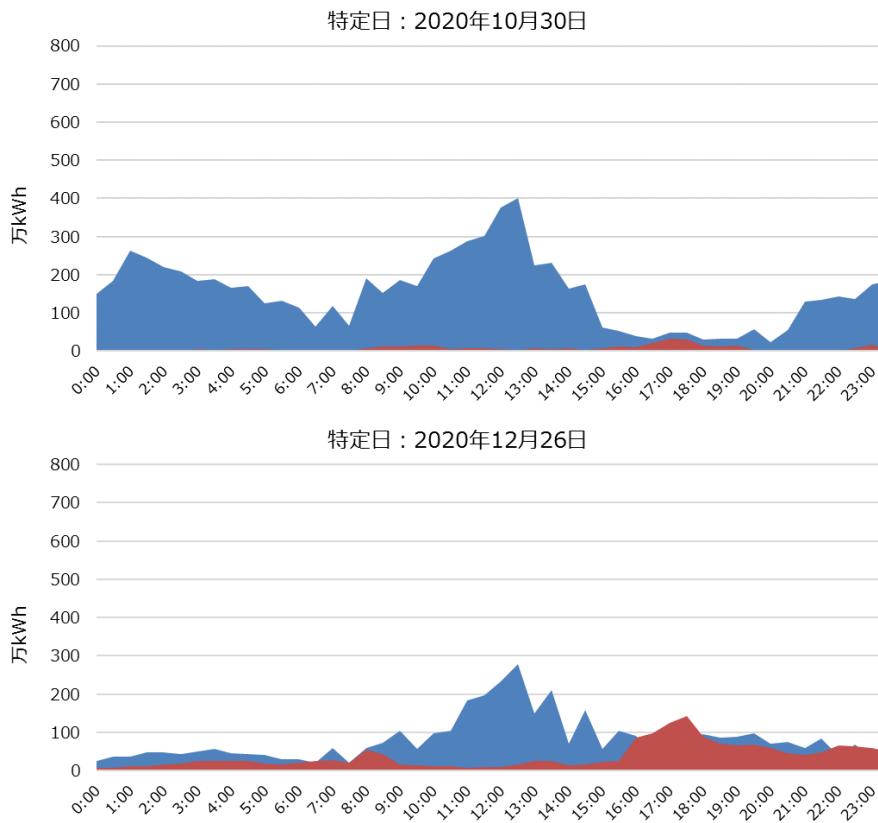
* グラフの縦軸の縮尺は各社によって異なる。「実際の入札量」の棒グラフにある数値は、入札可能量と買い戻し想定期の和を1.00とした場合の比率を表す。「実際の入札量」は、間接オークションに伴う取引を含まない。

* 入札可能量が計算上マイナスとなる場合は、入札可能量は0としている。買い戻し想定期は、実際の入札量が入札可能量を超過しているコマでの超過分の総量としている。

旧一般電気事業者の時間前市場における売り約定量の分析

- 10月30日、11月19日及び12月26日について、旧一電各社が見積もった入札可能量と約定量について分析した。
- 10月30日及び11月19日については、多くの時間帯において、約定量に対して充分な量の入札可能量が存在していたが、常に売り札が出されていた。
- 12月26日の6時半、7時半、16時半～17時半、22時～23時半コマにおいては、各社が見積もった入札可能量の100%が約定していた。

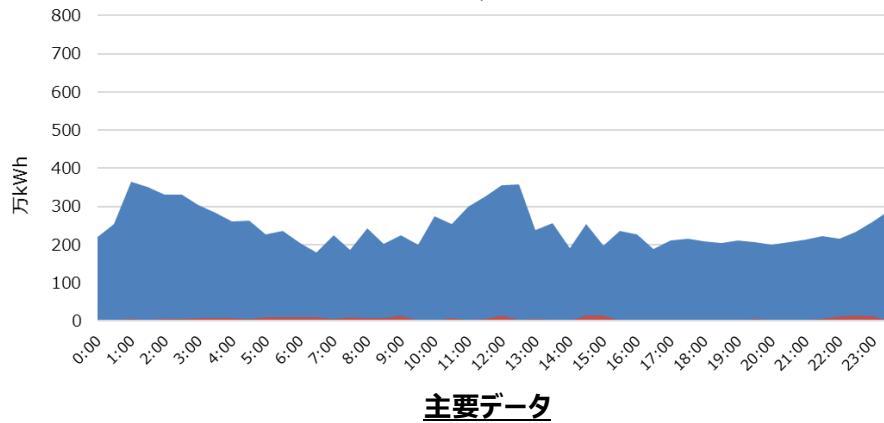
特定日における入札可能量と時間前市場約定量



入札可能量

時間前市場約定量

特定日：2020年11月19日



主要データ

入札可能量と約定量の最小差 (2020年10月30日 16時半コマ)	12万kWh
入札可能量と約定量の最小差 (2020年11月19日 6時半コマ)	169万kWh
入札可能量と約定量の最小差 (2020年12月26日 16時半コマ)	-59万kWh ※

※ 前日17時からゲートクローズまでの時間帯に、供給力、制約量、自社需要の増減により入札可能量が増減するため、入札可能量と約定量の最小差は負となることがある。当四半期の当該コマにおいては、揚水発電の増加、制約の減少、作業停止中ユニットの復旧等による供給力の増加が変動理由として報告された。

※ 入札可能量は、前日17時時点における入札制約等を除いた沖縄を除く旧一般電気事業者9社から報告を受けた余剰量（見積り）より算出。

小売予備力については、北海道電力を除く8社については0%。北海道電力については、最大機から北本連系線マージンを差引いた量を小売予備力として計上。

※ 時間前市場約定量は、旧一般電気事業者各社による売り約定分を集計（自己約定分を除外）。

余剰インバランス発生状況（12月26日）

- 旧一電各社の時間前市場の入札可能量見積りが全て売り約定するコマが多く発生した12月26日において※、多くの事業者において需要BGの余剰インバランスが発生しており、特にA,F,G,H,I社については、当該コマのほぼ全てにおいて余剰インバランスが発生していた。

※同日の6時半、7時半、16時半～17時半、22時～23時半コマにおいて、入札可能量見積りの100%が約定していた。

需要BGの余剰インバランス発生状況
(需要実績量に占める割合)

■ 余剰インバランス ■ 不足インバランス 単位：%
赤枠部：入札可能量見積りの100%が約定していたコマ



旧一電の時間前市場における余剰分の供出状況についての分析

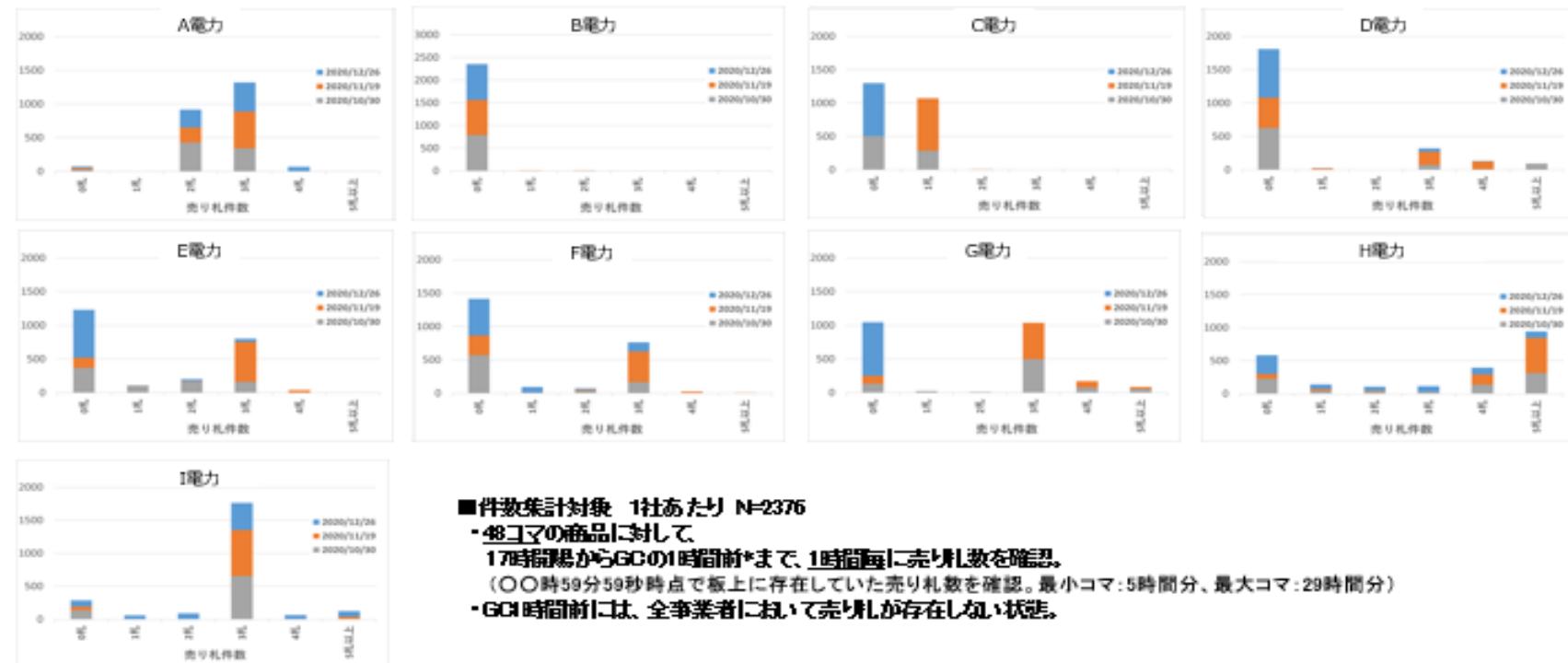
- 前述のとおり、入札可能量見積りの100%が約定していたコマにおいて、旧一電各社は、時間前市場において売入札可能量見積りに基づいて売入札を行ったとのことであったが、他方で、多くの事業者において需要BGの余剰インバランスが発生していた。
- 各社に対して、当日断面における需要予測の見直しおよび時間前市場への入札等の取組みについて確認したところ、以下の通り事業者によって取組みにバラツキがあった。
 - 各社とも、需要実績（速報値）や最新の気象予測（降雪、気温等）を踏まえて、数時間おきに需要計画を見直し、時間前市場に入札を行っているとのことであった。
 - 他方で、事業者によって、需要計画の見直し頻度および反映方法も異なっていた（2時間前の実績速報を基に予測を補正していた事業者、当日の午後以降に見直しを実施していなかった事業者等）
- 下
↓
- 時間前市場における売り入札の透明性を高めるため、旧一電各社の当日断面における需要予測の見直しおよび時間前市場での入札のあり方などについて整理するなど、さらなる政策的対応を検討することとした。

時間前市場売り札件数状況 (商品および時刻別 件数分布)

- 特定日3日間(10月30日、11月19日、12月26日)において、旧一般電気事業者9社平均して、売り札が3札以上出されている割合※が、2020年7-9月期では34.1%であったが、当四半期では31.8%となり、減少した。
- ※「売り札が3札以上出ていた件数の9社合計／件数集計対象(1社あたり、N=2376)の9社合計」より算出。
- 3札未満の割合が多い事業者について、理由を確認したところ、時間前市場入札断面において、入札可能量がなかった※1、システム上の制約があった※2等の回答があった。入札可能量の整合性も含めて引き続き状況を確認、必要な対応を求めていくこととした。

※1 各特定日（特に12月26日）において、入札可能量がなかった旨の回答が7社（B、C、D、E、F、G、H社）よりあった。

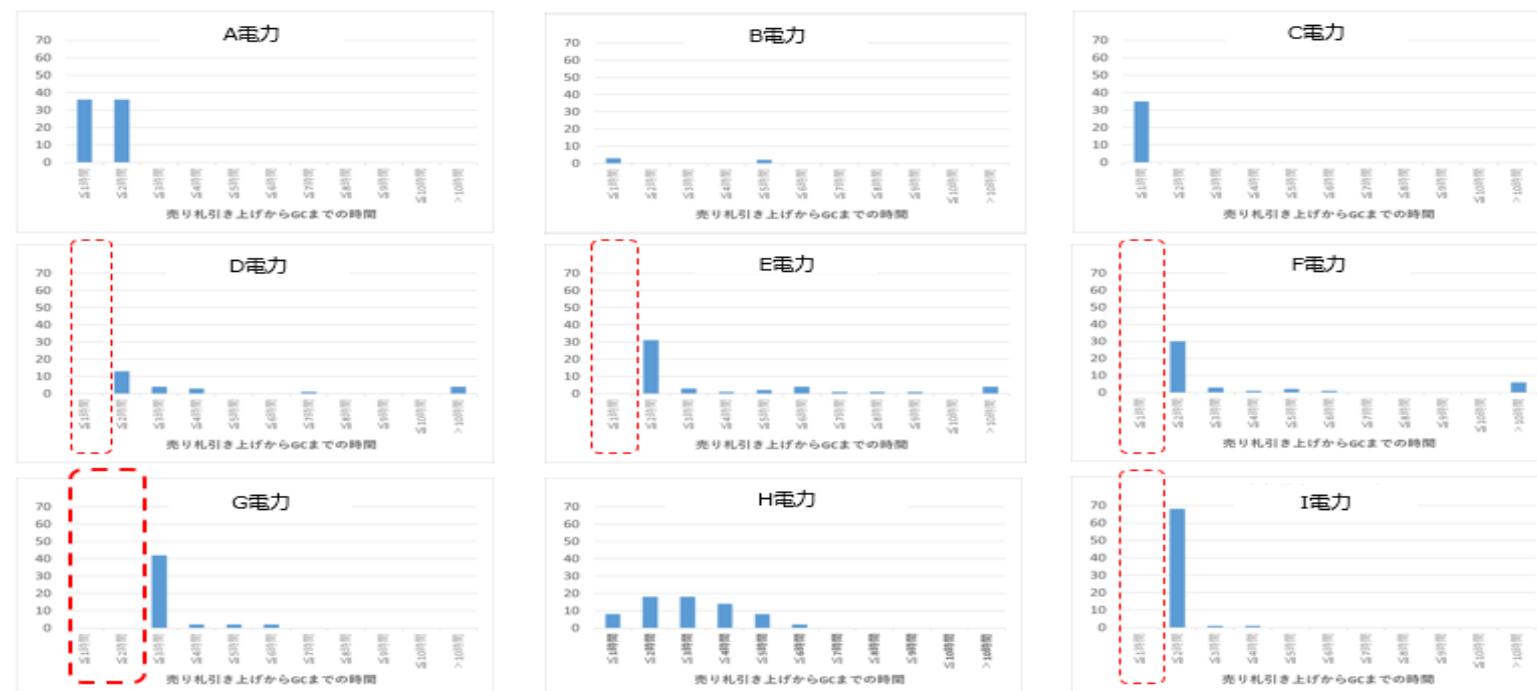
※2 システム上の制約：2社より回答あり。内、1社は2021年10月にシステム対応完了予定、もう1社については取引システム上、1ユニット複数入札には対応しておらず、約定後に次の札を補充しており、現在システム改修を検討しているとの回答があった。



旧一電の売り札引き上げ状況 (GCまでの残時間別 件数分布)

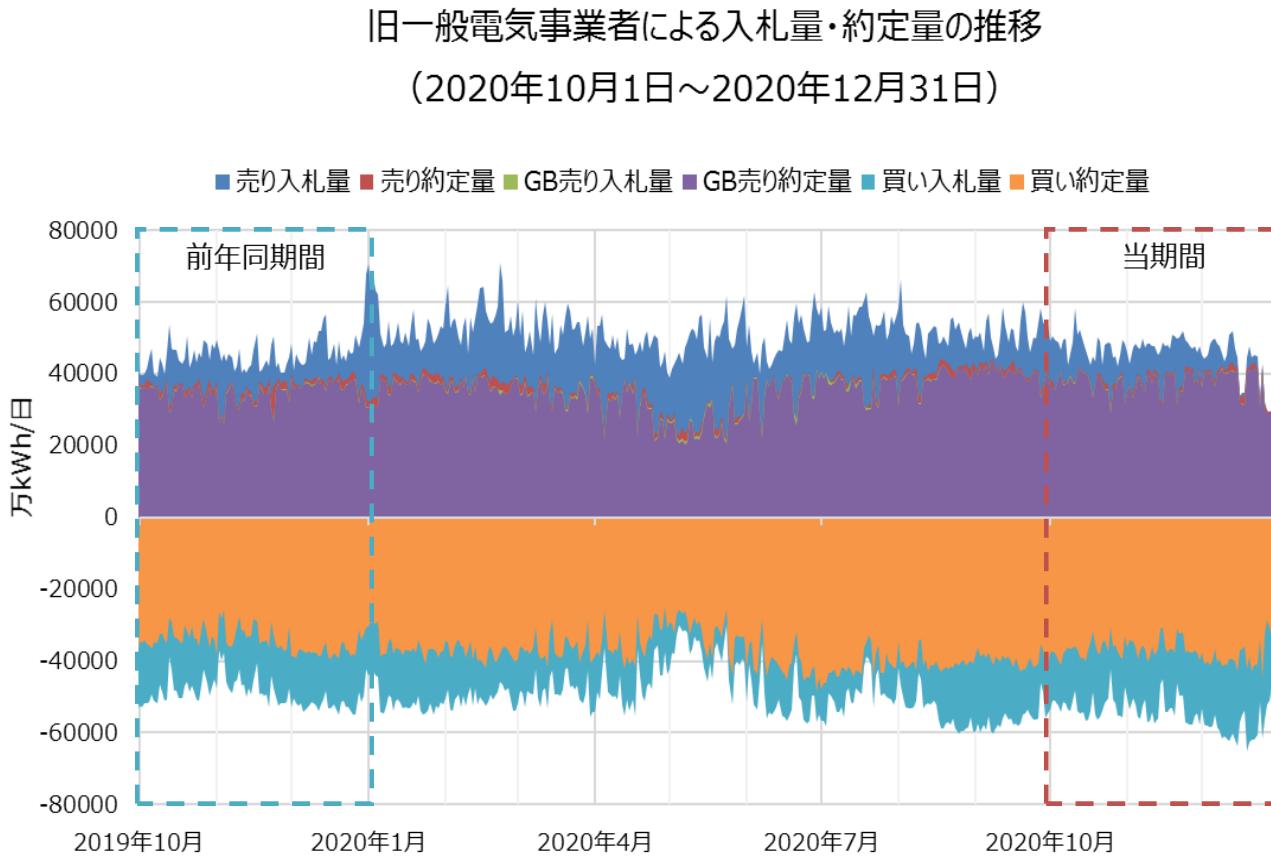
- 特定日3日間(10月30日、11月19日、12月26日)計72コマ※において、GCの何時間前に売り札を引き上げたか、各社の分布を確認。
 ※〇〇時59分59秒時点で板上に存在していた売り札数を確認。それ以降に売り札が0件となる時刻を引き上げ時刻として、GCまでの時間を算出した。「00分」コマ(01:00等)のみを集計対象とし、「30分」コマ(01:30等)は集計対象外とした。売り札が常に0件のコマは、集計対象外とした。
- ほぼ全てのコマで「GC1時間前」以降において札を残している事業者（C社）、全てのコマで「GC2時間前」以前に札を引き上げている事業者（G社）が存在。9社の平均値は「GC2.8時間前」、中央値は「GC2時間前」であった。
- 「GC1時間前」以降においても札を残している事業者は、前四半期（2020年7-9月期）と比較して3社から4社へ増加した。また、その他の事業者5社の内の2社については、業務フローや作業時間の見直しを実施し※、引き上げ時間の短縮を図っているとの回答があったところ。引き続き各社の見直し状況を確認していくこととした。

※ 1社については、業務フロー・作業時間の見直しにより等により、12月以降引き上げ時間を30分短縮。1社については、システム人員を増やし、2021年3月から試行的に一部コマにおいてGC1時間前の札の引き上げを開始しているとの回答があった。



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

- 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342億kWh、売り約定量は342億kWhであった。
- 12月下旬以降、売り入札量が減少した要因の一つとして、同時期から一部事業者が一定期間グロス・ビディングを取りやめていたことが確認されている（詳細については、第58回制度設計専門会合（令和3年3月24日開催）資料3-2参照）



※ 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。

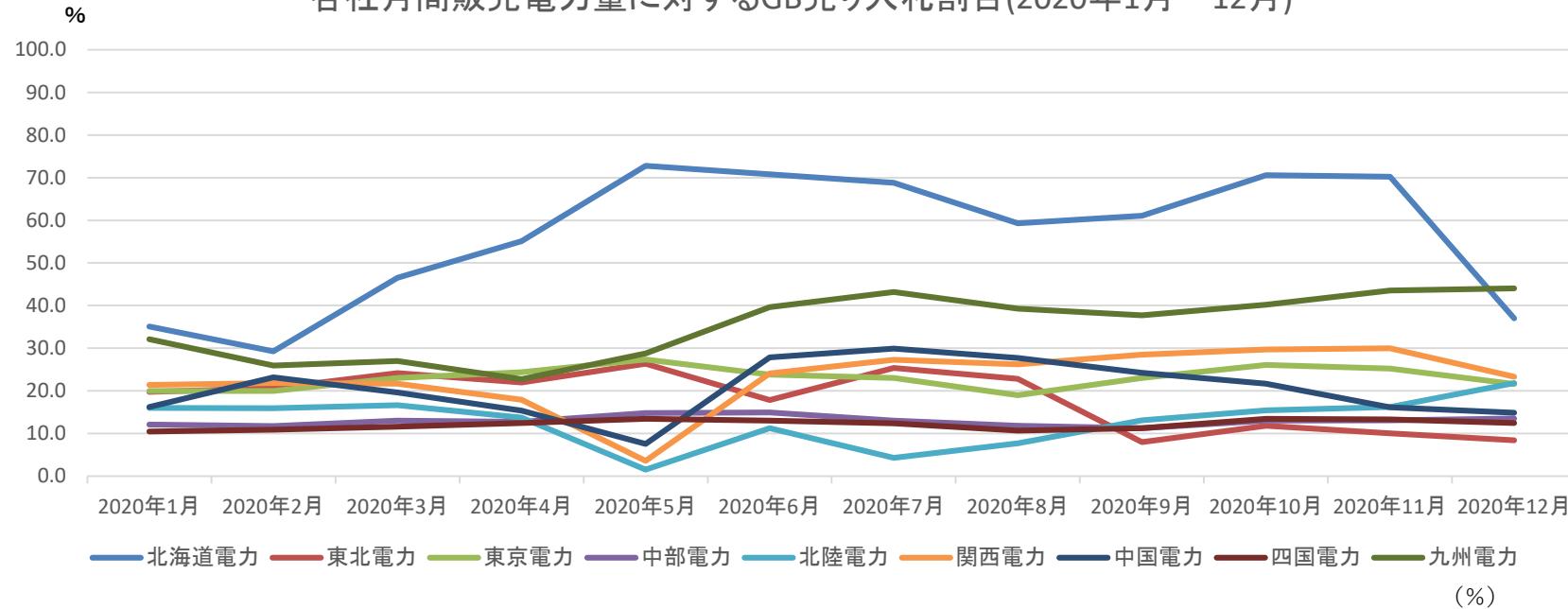
主要データ

旧一般電気事業者による GB売り入札量 (2020年10～12月)	342 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2020年7～9月)	1.0 倍
旧一般電気事業者による GB売り約定量 (2020年10～12月)	342 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2020年7～9月)	1.0 倍

旧一般電気事業者によるグロス・ビディングの実施状況

- 2020年12月時点での旧一般電気事業者各社のグロス・ビディング売り入札量は、概ね横ばいとなっているものと、季節要因による需要変化や、作業停止等による供給力変動による売り入札量減少等で月次で変化の大きい事業者もみられる。

各社月間販売電力量に対するGB売り入札割合(2020年1月～12月)



	2020年1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
北海道電力※	35.1	29.3	46.5	55.1	72.8	70.8	68.8	59.3	61.1	70.6	70.2	37.0
東北電力※	19.7	20.6	24.2	22.0	26.4	17.8	25.4	22.8	8.0	11.8	10.0	8.4
東京電力	20.0	20.0	23.0	24.4	27.3	23.8	23.0	19.0	23.0	26.1	25.2	21.6
中部電力	12.1	11.7	13.0	12.7	14.8	14.9	13.0	11.8	11.2	13.0	13.1	13.5
北陸電力	16.0	15.9	16.6	13.7	1.5	11.2	4.3	7.7	13.1	15.4	16.2	21.8
関西電力	21.4	21.8	21.7	17.9	3.6	24.1	27.3	26.2	28.5	29.7	30.0	23.3
中国電力	16.2	23.2	19.6	15.3	7.6	27.8	29.9	27.7	24.2	21.7	16.1	14.9
四国電力	10.5	10.9	11.6	12.5	13.4	13.0	12.4	10.7	11.2	13.4	13.3	12.4
九州電力	32.1	25.9	27.0	22.7	28.8	39.6	43.2	39.3	37.7	40.2	43.5	44.0

※ 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。

卸電気事業者（電発）の電源の切出し

- 各社とも更なる切出しついては未定となっている。
- 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。

切出し量	切出し時期	切出しの要件	協議の状況
北海道電力	年間2億kWh程度 ^{*3} を 切出し済み		更なる切出しついては未定
東北電力	5万kW ^{*2} を 切り出し済み		更なる切出しついては未定
東京電力EP	3万kW ^{*1} を 切出し済み		更なる切出しついては未定
中部電力	1.8万kW ^{*1} を 切出し済み		更なる切出しついては未定
北陸電力	1万kW ^{*1} を 切出し済み		更なる切出しついては未定
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

※ 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。

公営電気事業の競争入札等の状況について

- これまで地方公共団体が経営する発電事業の多くは、地方公共団体と旧一般電気事業者間で長期の随意契約が締結されてきたが、現在、公営電気事業25事業体（発電所数347）のうち、9事業体が一般競争入札等に移行している。
- なお、鳥取県企業局において、旧一電との随意契約を期間中に解消（違約金は発生していない）し、2021年度以降分の売電契約に向けて、11月20日より一般競争入札公募が実施され、売電先が令和3年2月に決定されている。（水力発電所3箇所 15,300kW）**

公営電気事業設備概要（令和2年4月1日現在）

発電所数：347、出力：約246万kW、年間可能発電電力量：約79億kWh

公営電気事業25事業体中、売電契約の競争入札または公募型プロポーザルが実施された事例

当期間より前に売電契約の競争入札または公募型プロポーザルが実施され契約締結に至った事例※1

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13箇所	101,700	公募型プロポーザル	東北電力	供給中
	水力発電所 2 箇所	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	58,600		東北電力	
	水力発電所 3 箇所	25,600		地球クラブ	
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	一般競争入札	F-Power	供給中
長野県	水力発電所12箇所	95,650	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、みんな電力）	供給中
	水力発電所 4 箇所	1,947		コンソーシアム（中部電力、丸紅新電力、みんな電力）	
新潟県	水力発電所 3 箇所	86,300	一般競争入札	丸紅新電力	供給中
	水力発電所 7 箇所	38,900		東京瓦斯	
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
合計		723,267			

競争入札または公募型プロポーザルにて売電中で、本年度に契約が満了する発電所について、次年度は以下により契約。

・新潟県 丸紅新電力、東京瓦斯契約分→エネット（一般競争入札） 　・東京都 F-Power契約分→ENEOS（公募型プロポーザル）

当期間（2020年10月～12月）に新たに売電契約の競争入札または公募型プロポーザルが実施され、契約締結に至った事例

・当期間において、鳥取県では11月20日より一般競争入札公募が実施され、売電先が2月に決定。

合計件数 : 15件

合計最大出力 : 723,267kW

【設備総出力の31.2%】

※1 契約期間が終了したものと除く。

地方公共団体の保有する電源の長期契約の解消に向けた動き

- 長期契約の解消状況に係る旧一般電気事業者に対するアンケート等によると、本年10月以降の動きとして、「卸電力取引の活性化に向けた地方公共団体の売電契約の解消協議に関するガイドライン」を踏まえて違約金の算定を行い、協議の結果、来年度以降の既存の随意契約を違約金なしで解消した事例（鳥取県と11月17日合意）が見られた。
- 当期間（10月～12月）においては、上記以外に、新たに電力販売契約の解消や見直し等について、地方公共団体からの動きは見られていない。

2020年10月以降、地方公共団体からの電力販売契約の解消・見直しについての旧一般電気事業者からの回答（一部抜粋）

【違約金なしで既存契約の解消協議を完了したもの（鳥取県）】

—長期契約（FITを除く）を2020年度末を以て、違約金なしで解約することで合意。（2020年11月17日）

【既存随意契約を継続するとしたもの】

—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。

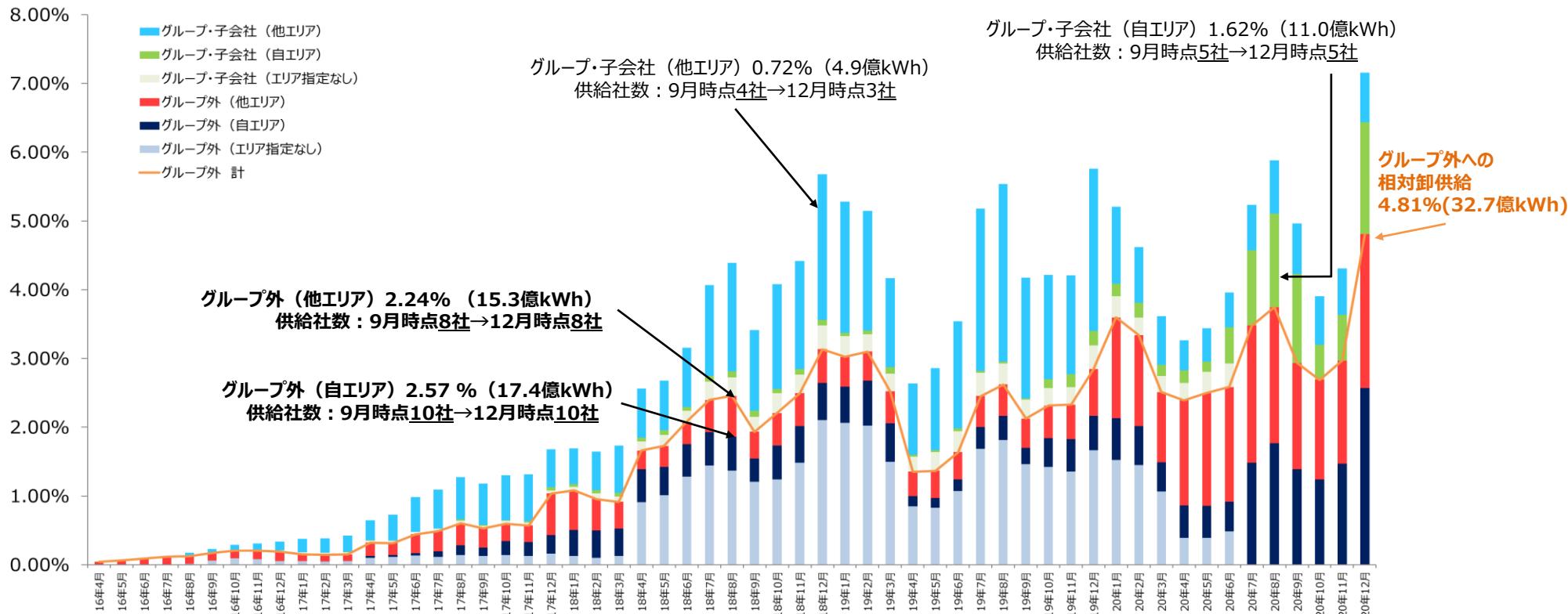
2020～2021年度の2年間についても受給契約を締結済みであるが、途中解約は、地方公共団体から今後の事業運営の選択肢の一つとして、総合的に検討したいとの発言もあがっている。

出所：旧一般電気事業者からの提供情報

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2020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、7.15%であった。（48.62億kWh（前年同時期比1.7倍））
- グループ外への相対卸供給4.81%（32.7億kWh）は、新電力需要（136億kWh）の24.1%を占める。
- 総需要に占める常時BU販売電力量の割合は0.1%（0.71億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
 - 時間前市場への入札可能量と売り札件数状況
 - 価格高騰コマにおけるインバランス発生状況、余剰供出状況の検証
 - グロス・ビディングの状況
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 公営電気事業の入札等の状況
 - 相対取引の状況

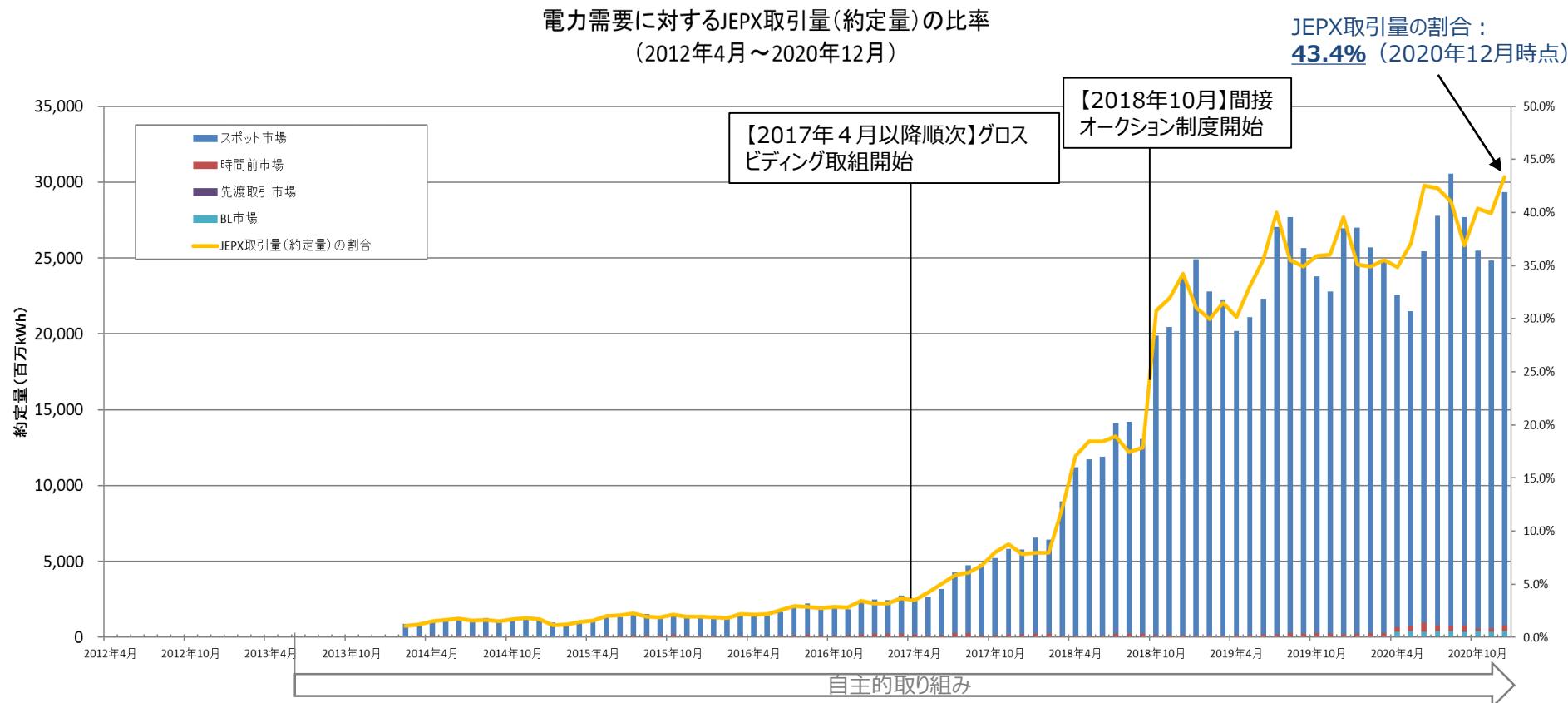
【中長期推移報告】

- ◆ 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
 - インバランス量の推移
 - 新電力の電力調達の状況
 - 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

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率の推移

- 2020年12月における、日本の電力需要に対するJEPX取引量（約定量※1）の比率※2は過去最高の43.4%であった。（当期2020年10月～12月合計では41.2%）



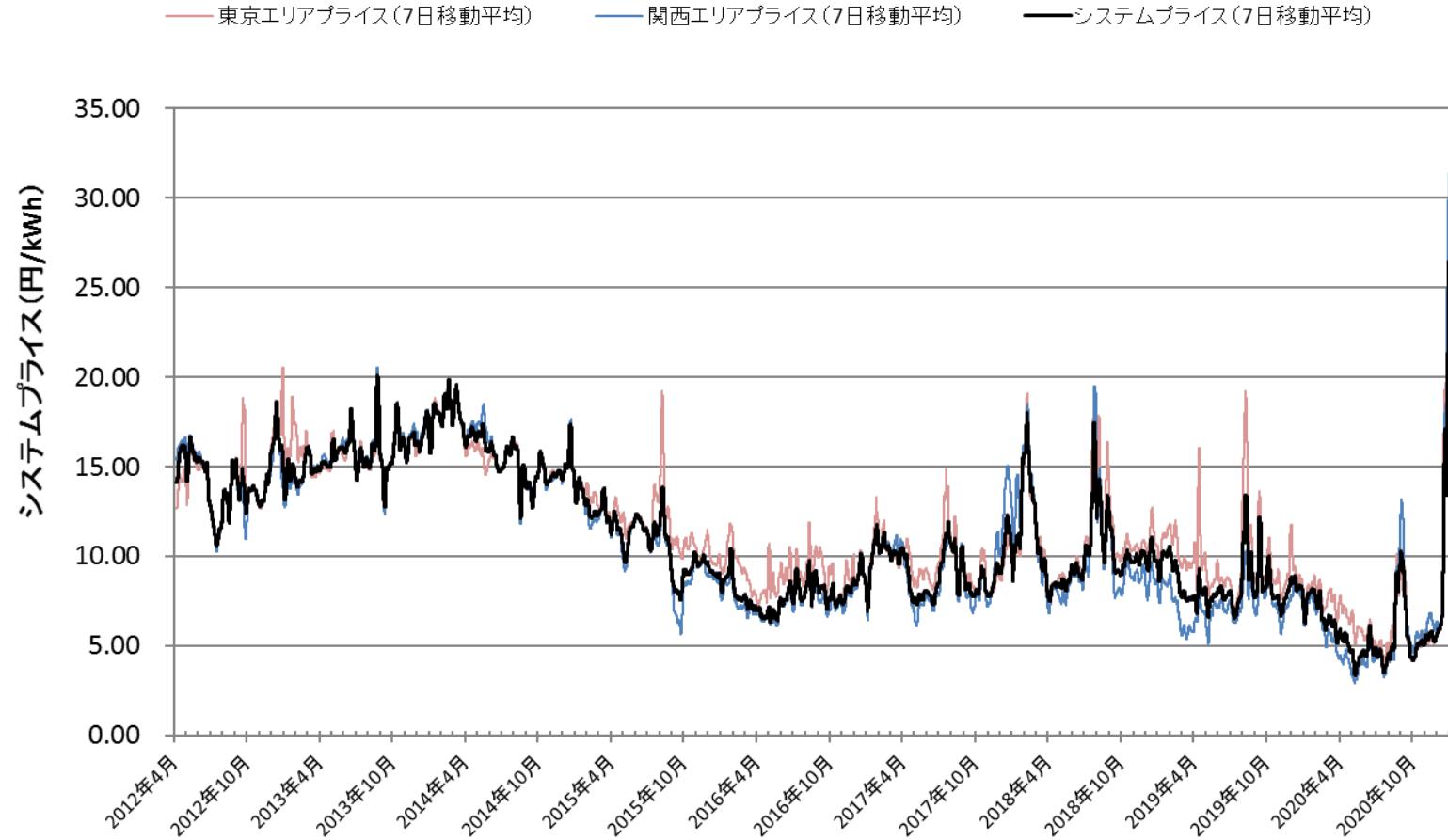
	2012年4月	2013年4月	2014年4月	2015年4月	2016年4月	2017年4月	2018年4月	2019年4月	2020年4月	2020年12月
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	43.4%
(内スポット市場の割合)	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	42.2%
(内時間前市場の割合)	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.6%
(内BL市場の割合)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6%	0.6%

※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）。

スポット市場における価格の推移

- 当四半期において、12月末にシステムプライスが高騰。

スポット市場 システムプライスの推移 (2012年4月1日～2020年12月31日)

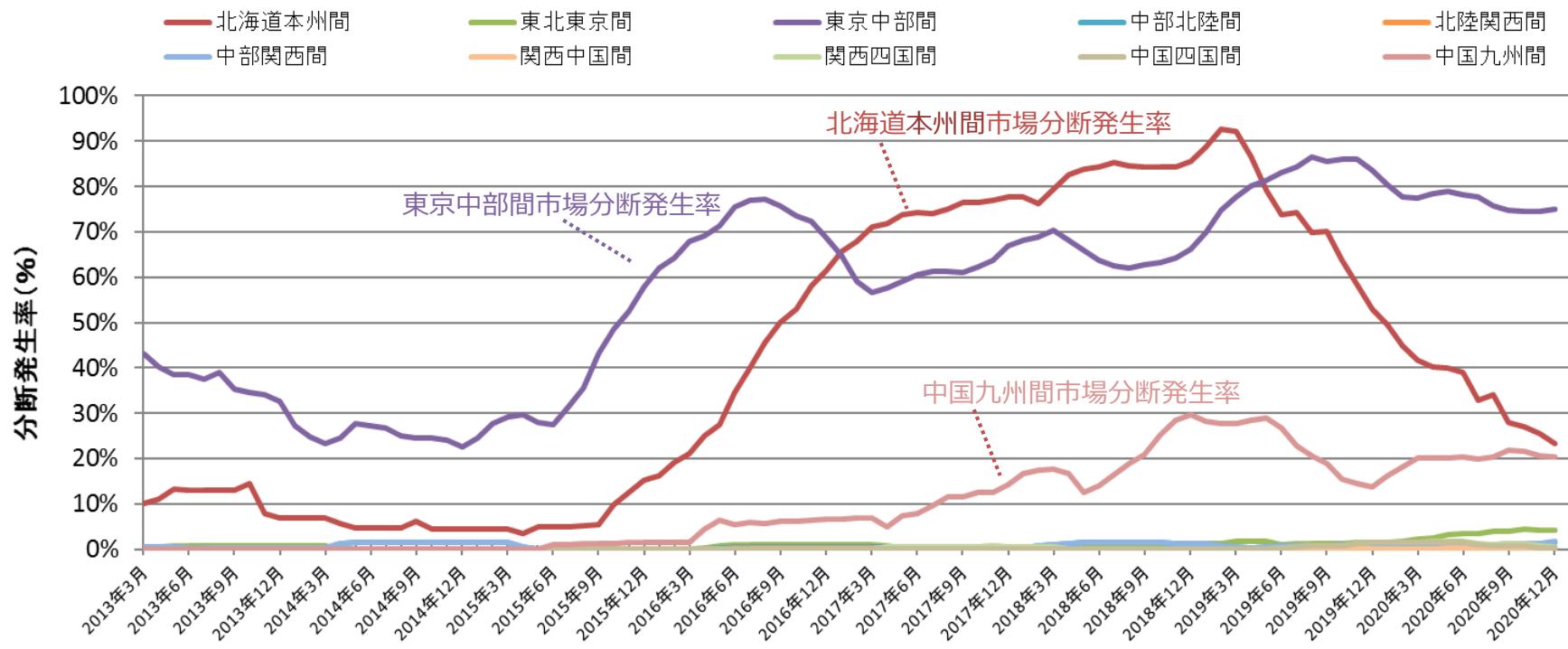


(円/kWh)	2012年度平均	2013年度平均	2014年度平均	2015年度平均	2016年度平均	2017年度平均	2018年度平均	2019年度平均	当四半期平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	8.2
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	8.3
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	9.2

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、定常に市場分断が発生している。
- 2020年12月においては北海道本州間連系線の分断率は減少、東京中部間連系線および中国九州間連系線は、ほぼ横ばいの傾向。

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～2020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

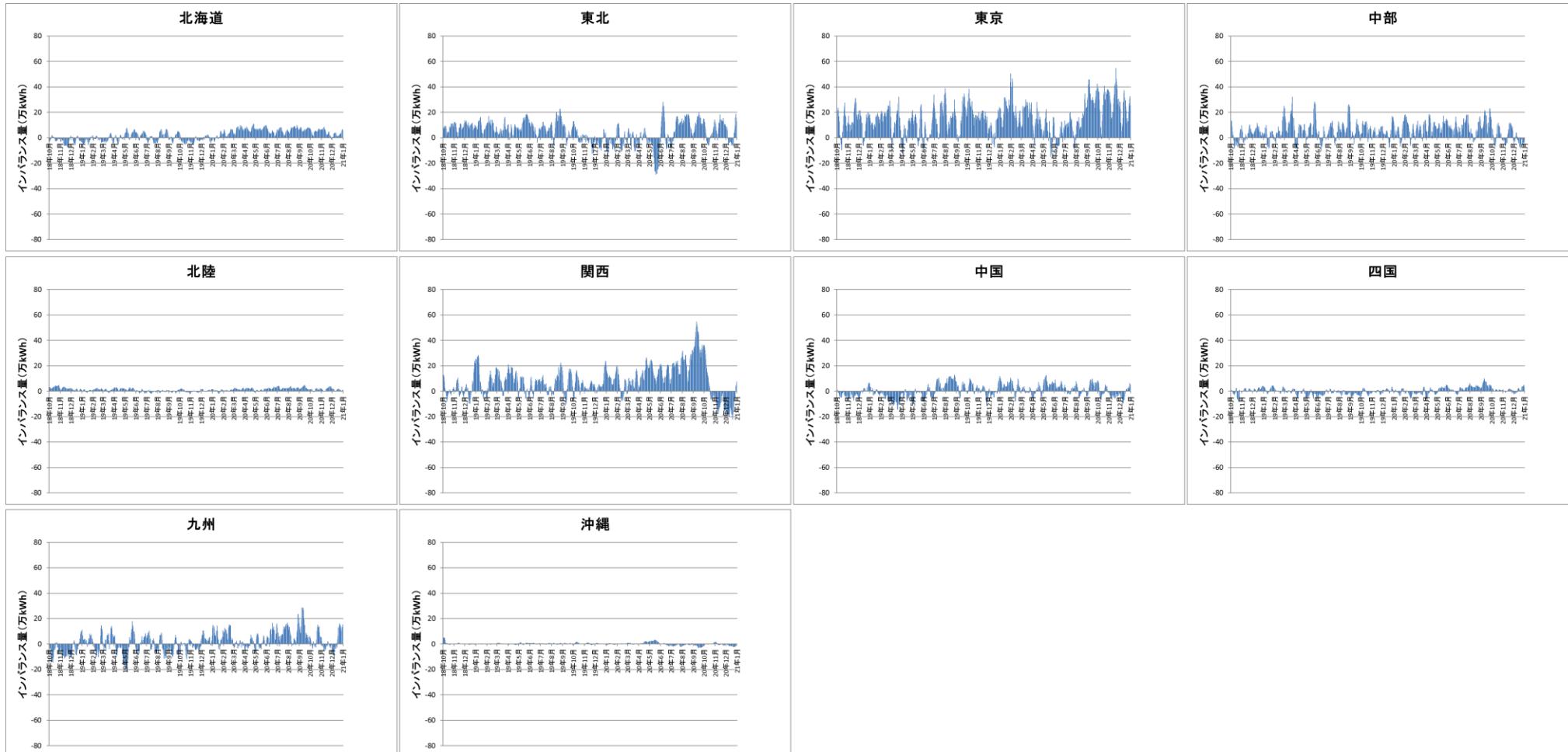
※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

インバランス量の推移

○ 各エリアのインバランス量の推移（7日移動平均）は次のとおり。

インバランス量の推移 (2018年10月1日～2020年12月31日)

■ インバランス量（7日移動平均）



出所：旧一般電気事業者公表のインバランス量の確報値（2021年3月10日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

(参考) インバランス算定式

- インバランスの精算単価は、次の式によって算定されており、JEPXの市場価格と連動したものとなっている。
(2016年4月～2017年9月)

インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

- ・全国大でのインバランスが不足の場合 : α1 > 1

- ・全国大でのインバランスが余剰の場合 : 0 < α2 < 1

β : 地域ごとの需給調整コストの水準差を反映する調整項

β = 当該エリアの年平均の需給調整コスト - 全国の年平均の需給調整コスト

- (2017年10月～2019年3月)

インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項

(見直し内容)

- ・変動幅を制限する激変緩和措置の程度を軽減（算定に用いる入札曲線の両端除外幅を20%から3%に変更）

- ・β値は清算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値

- (2019年4月以降)

不足インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β + K

余剰インバランス精算単価 = (スポット市場価格と1時間前市場価格の30分毎の加重平均値) × α + β - L

α : 系統全体の需給状況に応じた調整項

β : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項

K・L : インセンティブ定数（経済産業大臣が定める額）

(見直し内容)

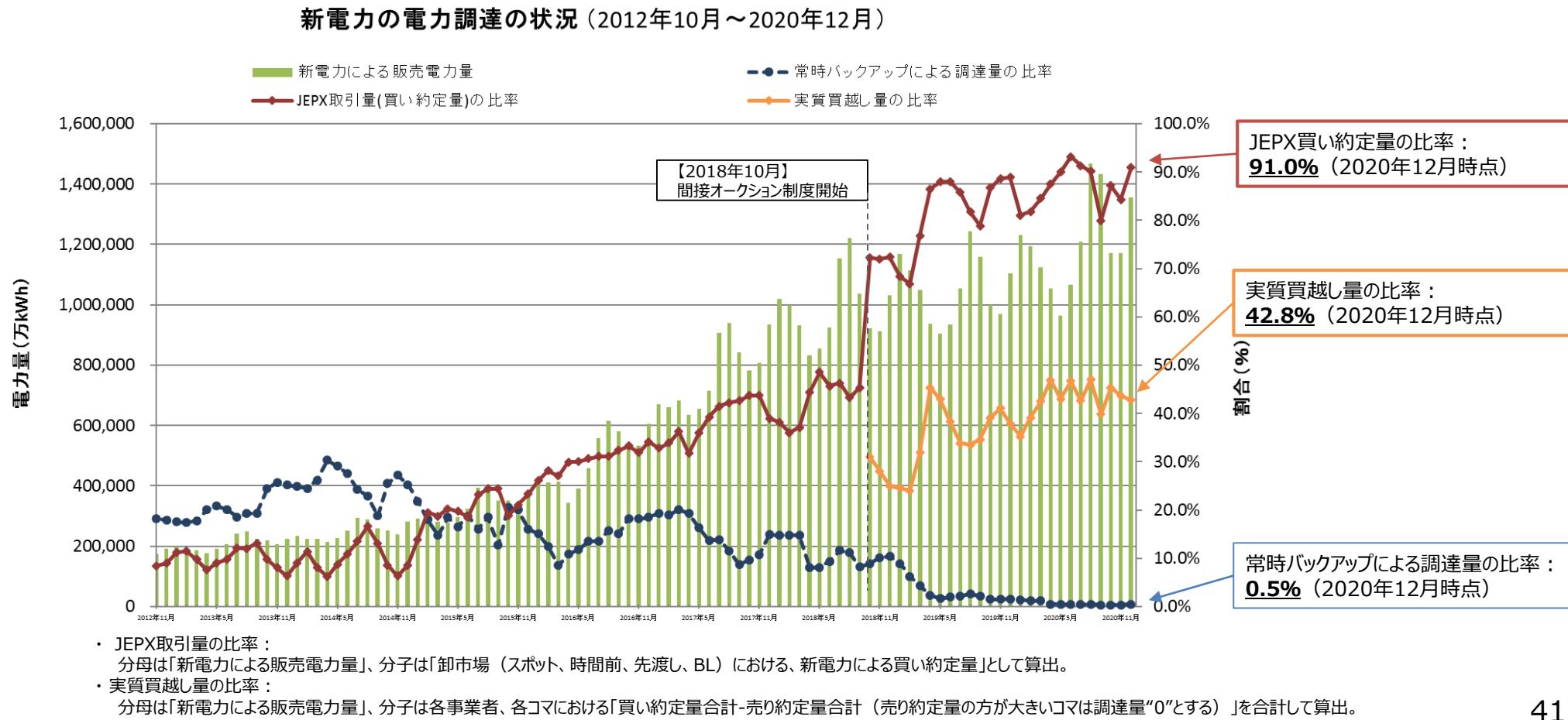
- ・定数 (K,L) を式に追加し、需給バランス一致のインセンティブを強化

新電力の販売電力量に対するJEPX買い約定量、実質買越し量の比率の推移

- 新電力の電力調達状況を見ると、2020年12月において、新電力による販売電力量に対するJEPX買い約定量(スポット、時間前、先渡し、BL市場の買い約定量合計※1)の比率は91.0%、実質買越し量※2の比率は42.8%となっている。常時バックアップによる調達量の比率は0.5%となっている。

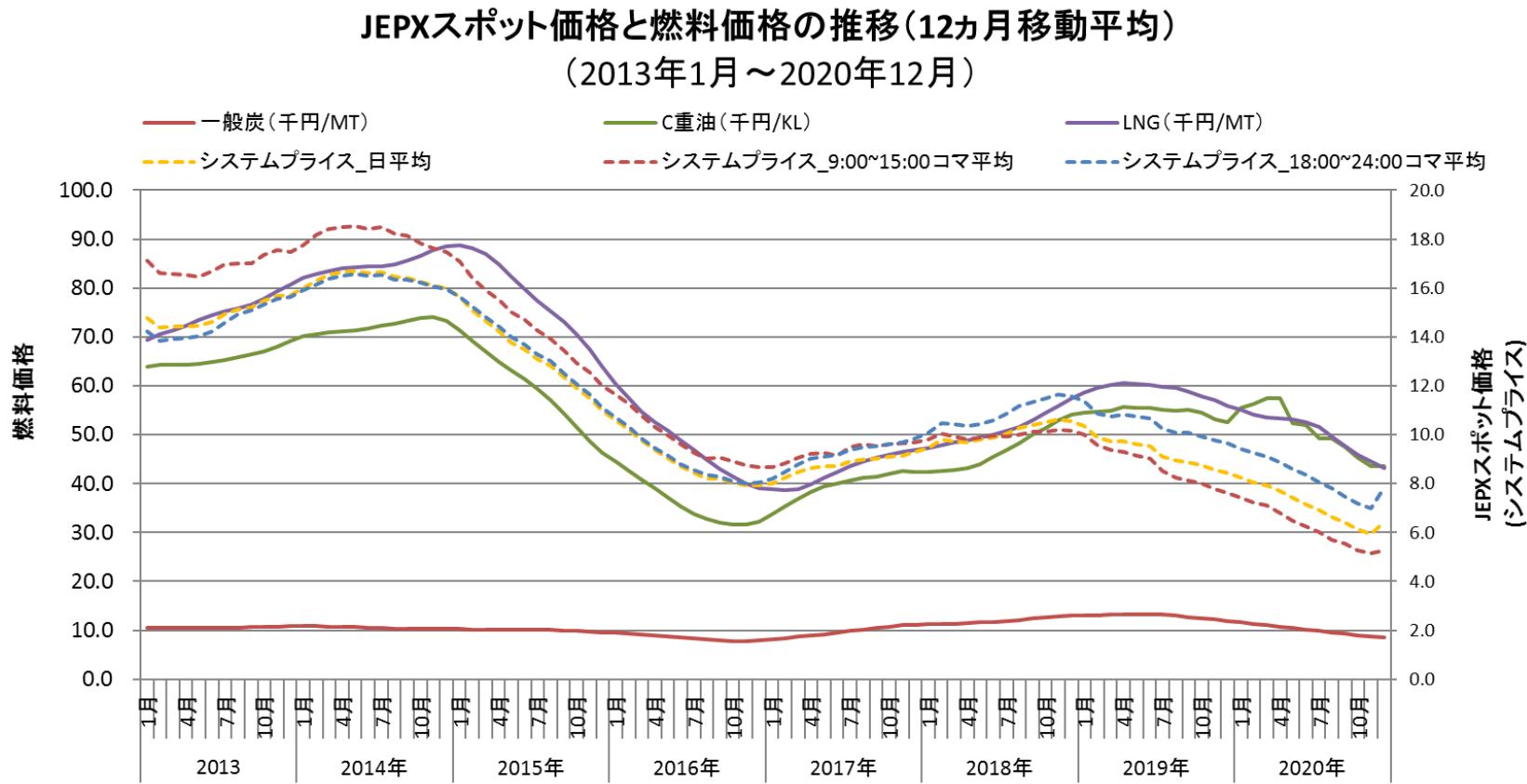
※ 1 同じ電力が実需給までに複数回取引される場合には、100%を超えることがある。スポット市場における買い約定量には、2018年10月より開始された間接オークションによる買い約定分（①他社・他エリアからの調達分、②一部エリアで調達した電源や自社電源を他のエリアで使用するための自社売買相当分）が含まれる。

※ 2 実質買越し量とは、「JEPXでの買い約定のうち同一コマにおける自社売買取引を相殺した数値」として算出したもの。実質的な市場調達に該当しないと言える上記②の自社売買による買い約定分を、減じる調整を実施した。



JEPXスポット価格と燃料価格

- 燃料価格の長期トレンドは、一般炭はほぼ横ばい。LNG及びC重油は、2014年をピークに下降し、2016年以降上昇傾向となったが、LNGは2019年以降低下傾向に転じている。
- JEPXスポット価格の長期トレンドは、LNGやC重油とほぼ同様の動きとなっているが、2019年以降の低下の程度は、一般炭およびLNGに比べて大きい。特に、9時～15時コマにおいて低下の程度が相対的に大きく、太陽光発電の増加が一因と考えられる。



出所：財務省 貿易統計(2020年11月30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

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

電力市場のモニタリング報告

【当期四半期報告】



◆ 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

● 時間前市場への入札可能量と売り札件数状況

● 価格高騰コマにおけるインバランス発生状況、余剰供出状況の検証

● グロス・ビディングの状況

● 卸電気事業者の電源の切出し

● 公営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
- インバランス量の推移

● 新電力の電力調達の状況

● 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

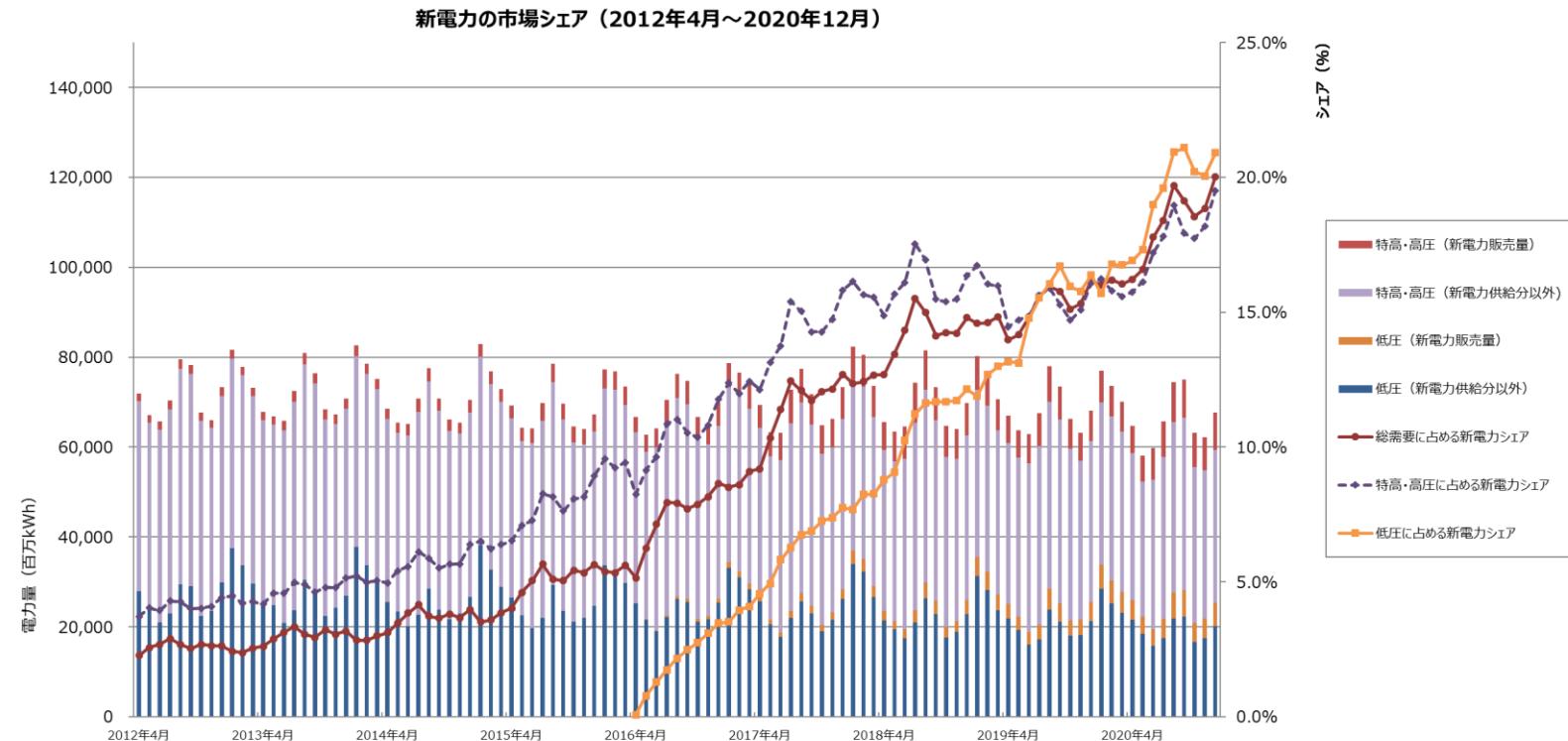
● 地域別の市場シェア

● 電力量単価の推移

● スイッチングの動向

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着実に上昇している。
- 2020年12月時点において、総需要に占める新電力シェアは**約20.0%（過去最高）**、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約19.5%、低圧需要に占める新電力シェアは約20.9%となっている。



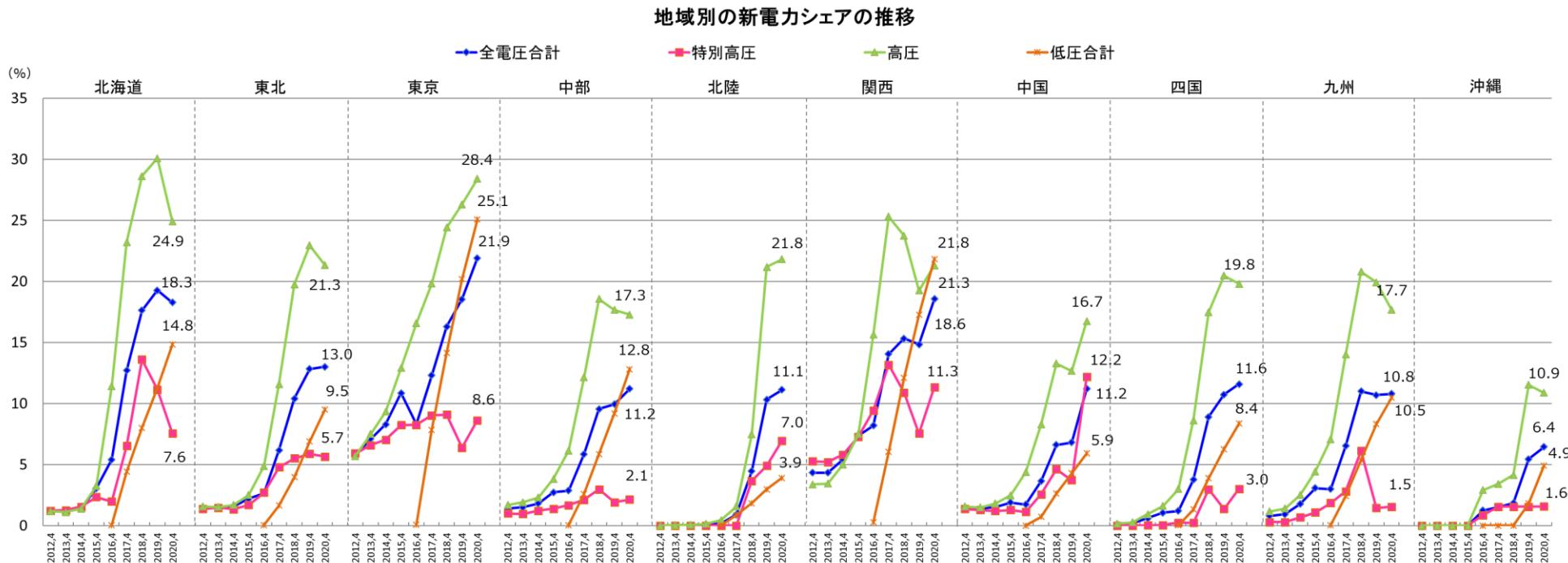
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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	2020/12
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%	20.0%
特高・高圧分野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%	19.5%
低圧分野に占める新電力シェア	-	-	-	-	0.1%	4.6%	8.8%	13.2%	16.9%	20.9%

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、概ね増加傾向にある。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。

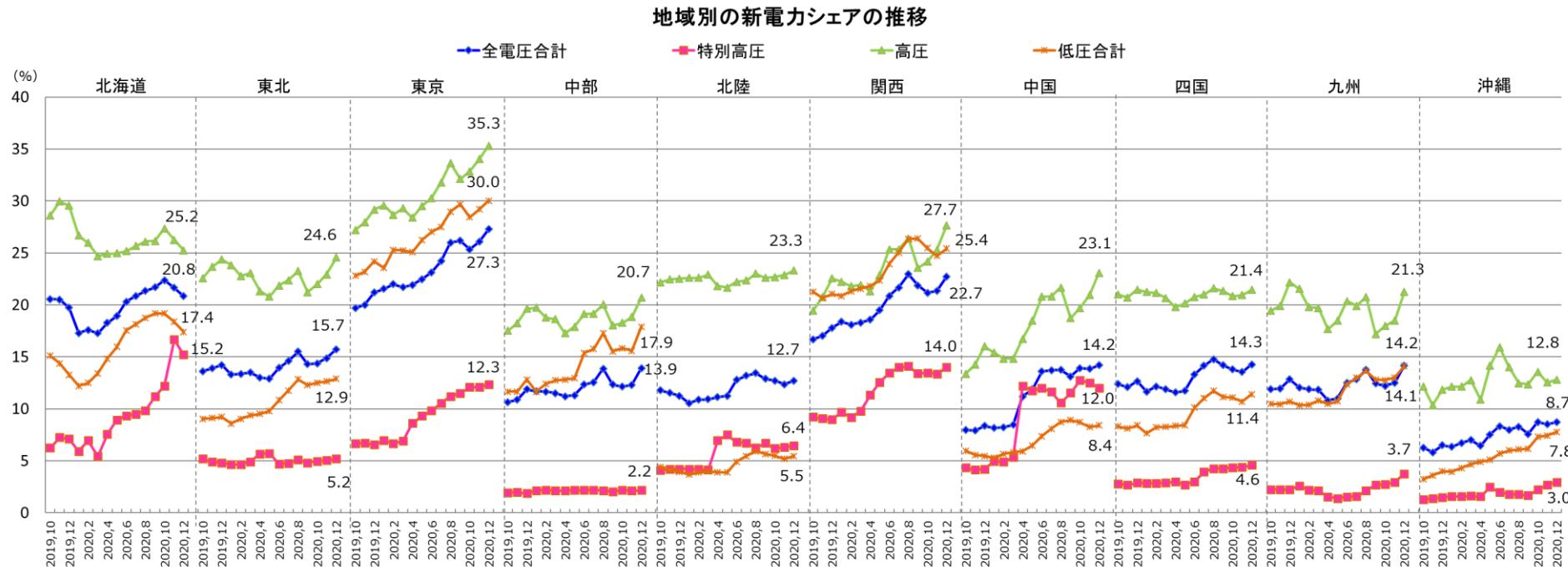


※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(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2019年10月から月別に見ると、概ね増加傾向であるものの、前月と比較して減少する場合もある。



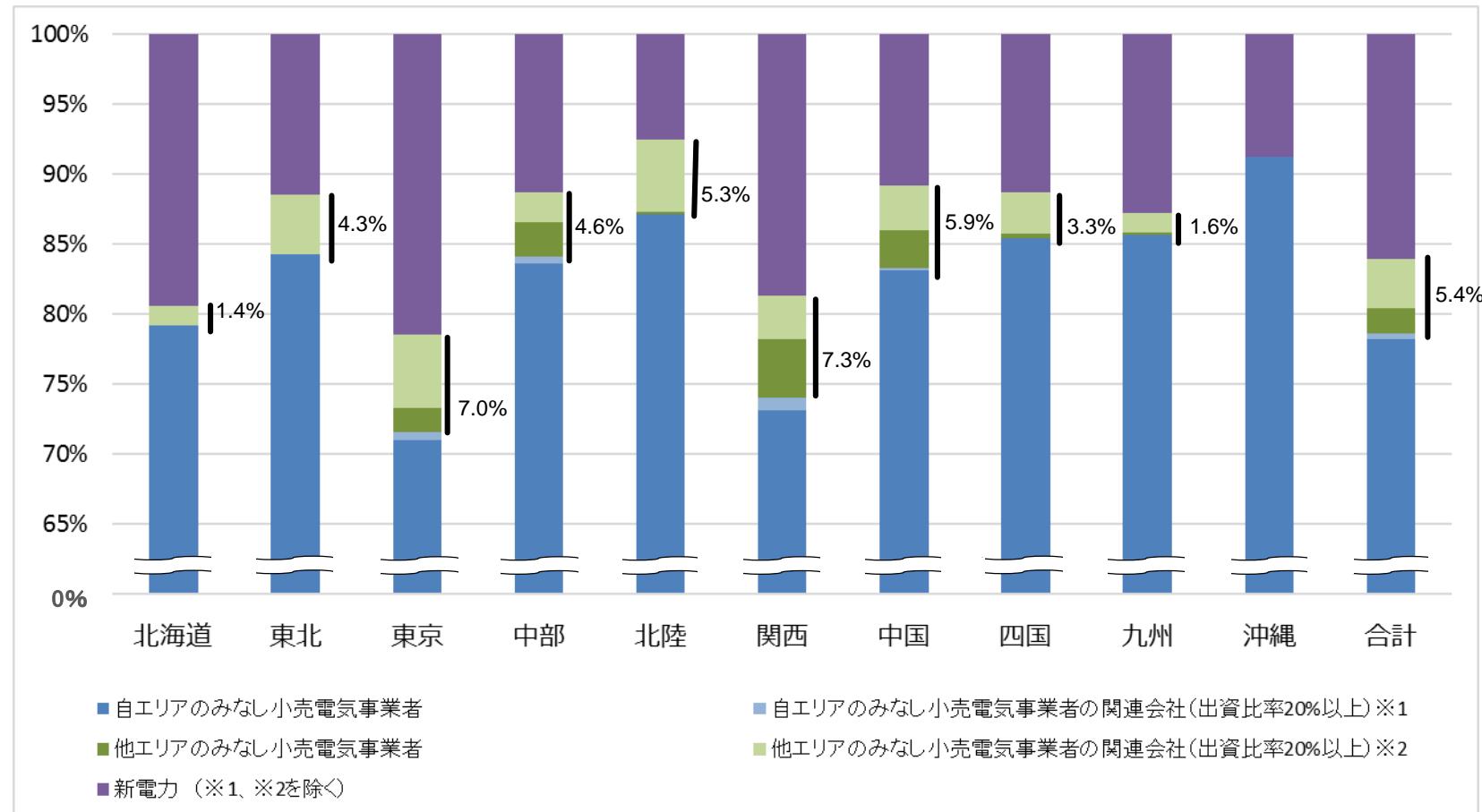
※「新電力」とは、みなし小売電気事業者以外の小売電気事業者を指す。みなし小売電気事業者の子会社も新電力に含む。

(出所：電力取引報)

地域別の市場シェア

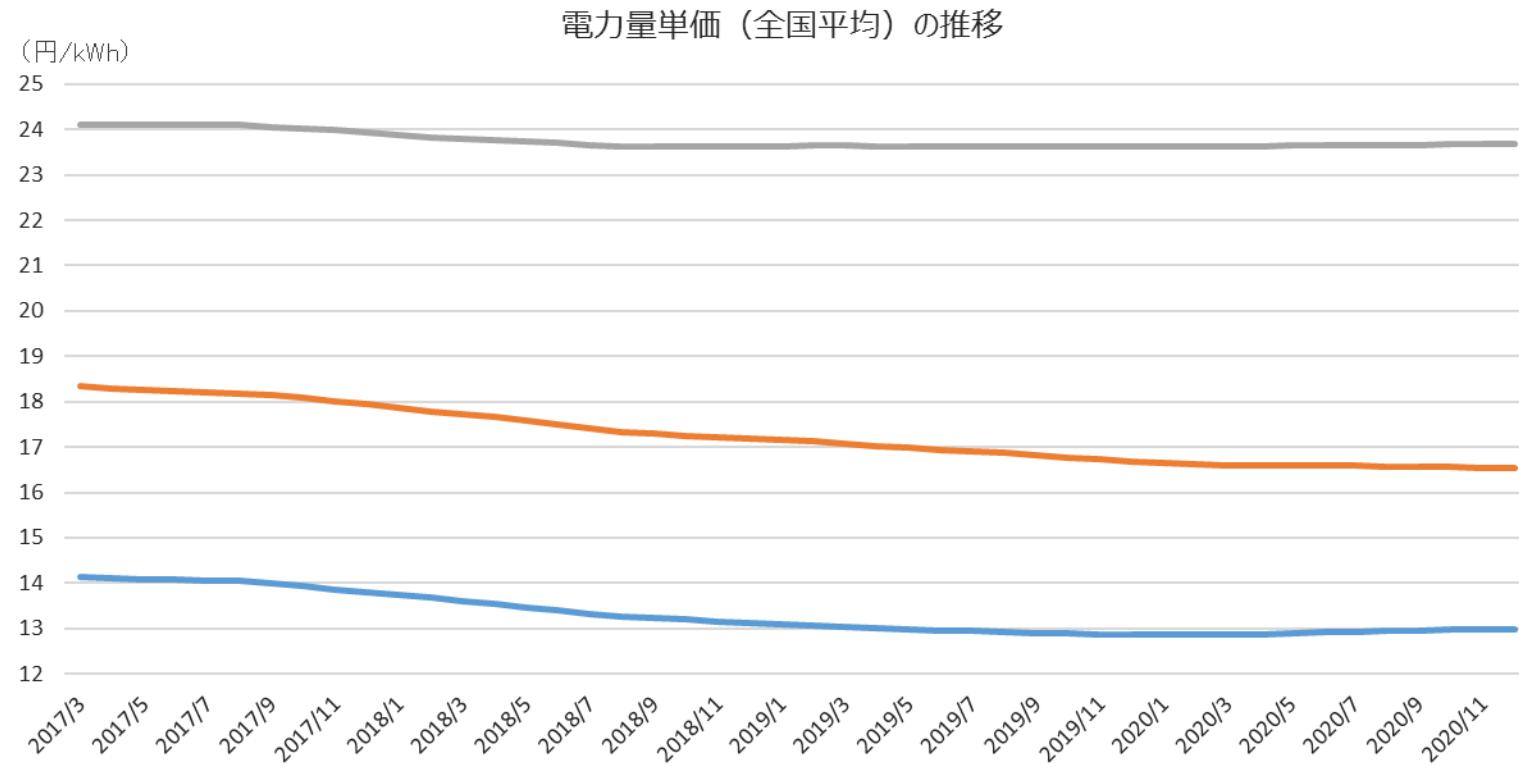
- みなし小売電気事業者及びその関連会社による旧供給区域外への供給は、全体の約5.4%であった（2020年9月時点では5.5%）。地域別では沖縄を除く全ての地域で域外供給が行われている。

地域別の市場シェア（2020年12月）



(出所：電力取引報)

- 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、各電圧において低下の傾向がみられる。



(備考)

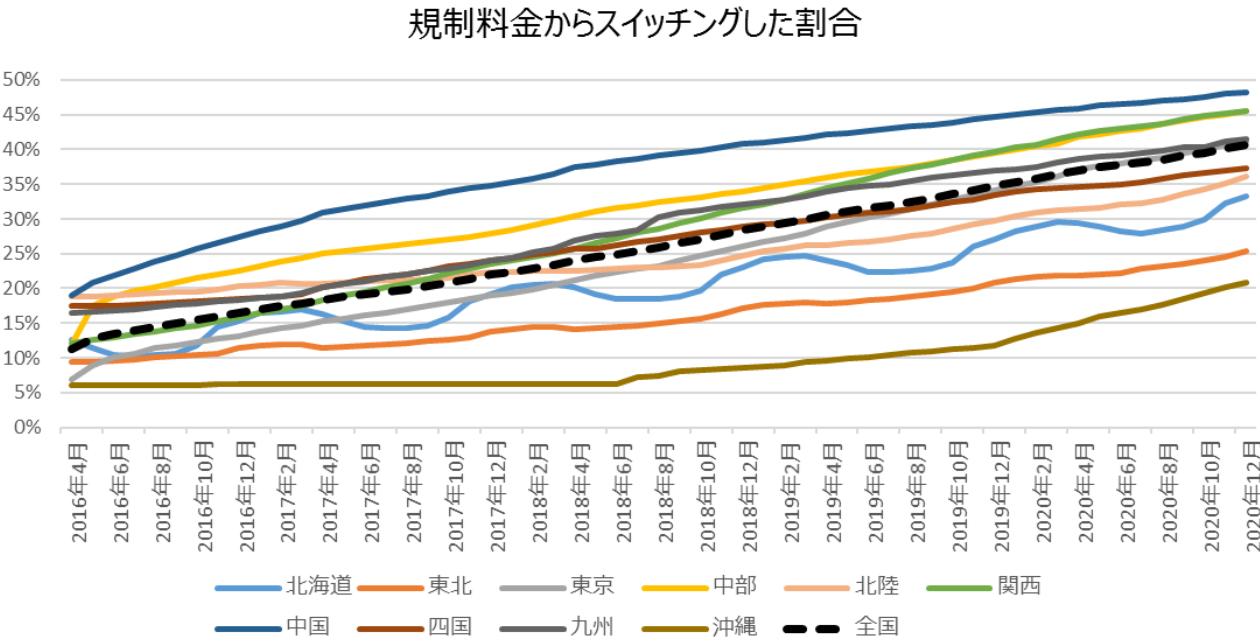
- ・12ヶ月移動平均
- ・燃料費調整単価、FIT賦課金、消費税を除く
- ・燃料費調整単価（円/kWh）については、各エリアの旧一般電気事業者が公表している従量制の数値を全小売電気事業者に利用。

(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、2020年12月時点で全国40.7%となっている。



	2020年12月
北海道	33.3%
東北	25.3%
東京	41.2%
中部	45.5%
北陸	36.1%
関西	45.6%
中国	48.3%
四国	37.3%
九州	41.5%
沖縄	20.8%
全国	40.7%

※沖縄は、低圧電灯のみで算出

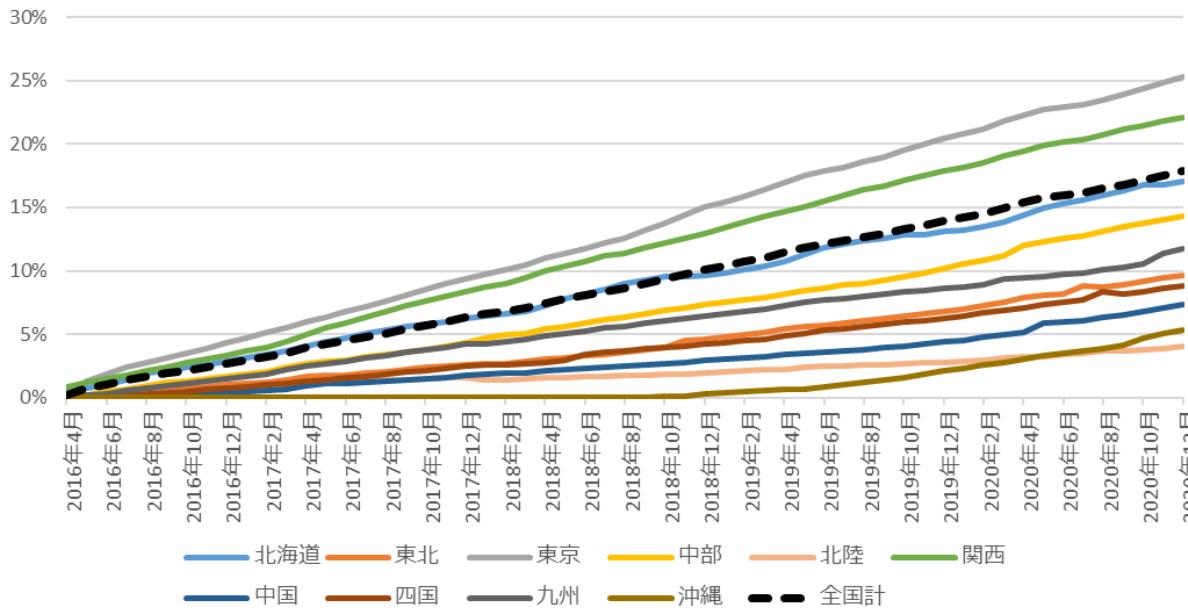
(出所) 発受電月報、電力取引報

(備考) 低圧：契約口数ベース

スイッチングの動向（低圧）②

- 各エリアの旧一般電気事業者から新電力等（域外に供給している旧一般電気事業者を含む）へのスイッチングは、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、2020年12月時点で全国17.9%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



	2020年12月
北海道	17.0%
東北	9.6%
東京	25.3%
中部	14.3%
北陸	4.1%
関西	22.0%
中国	7.3%
四国	8.8%
九州	11.7%
沖縄	5.3%
全国	17.9%

(出所) 電力取引報

(備考) 低圧：契約口数ベース

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）

- 今回は、2020年（令和2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。