

第46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～
(令和元年10月～令和元年12月期)

令和2年3月31日(火)



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

【2019年10月-12月期報告】

◆ 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
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 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
- 市場の指標性の推移

● 新電力の電力調達の状況

◆ 小売市場

- シェアの推移
- 部分供給の実施状況
- 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シェアは、2019年12月時点で39.5%（前年同時期対比1.2倍）。なお、2019年10月～12月期（以下「当期間」という。）では平均37.1%（前年同時期対比で1.1倍）。

＜スポット市場＞

- 当期間の約定量：728億kWh（前年同時期対比1.1倍）。
うち、旧一般電気事業者の売り約定量：454億kWh（前年同時期対比1.2倍）。
新電力事業者の買い約定量：268億kWh（前年同時期対比1.3倍）。

＜時間前市場＞

- 当期間の約定量：6.8億kWh（前年同時期対比1.4倍）。

＜先渡市場＞

- 2019年10～12月の、先渡市場約定量は7,242MWhであった。

【相対取引の状況】

- グループ外への相対取引による供給量（2019年12月時点）：19.4億kWh（前年同時期対比0.9倍）。

【公営電気事業における売電契約について】

- 昨年11月の本専門会合において紹介した公営電気事業における売電契約に関する実態調査を踏まえ、旧一般電気事業者から、自治体側から違約金の算定について依頼があった場合には違約金の額について速やかに回答する、との回答を得た。
- また、契約当事者双方から合意を得て、既存の随意契約の終了時期について公表することとした。

【競争の状況】

- 新電力の販売電力量（当期間）：308億kWh（前年同時期対比1.1倍、前年同時期287億kWh）。
- 新電力シェア（2019年12月時点）：特別高圧・高圧分野 16.1%（2019年9月時点では、15.3%）。
低压分野 16.4%（2019年9月時点では、16.7%）。

※注 なお、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。

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		
		2019年10月～12月	前年同時期 (2018年10月～12月)	2018年度 (2018年4月～2019年3月)	2017年度 (2017年4月～2018年3月)
スポット市場 卸電力取引所	入札	売り入札量前年同時期対比	1.1倍	2.3倍	2.0倍
	入札	買い入札量前年同時期対比	1.1倍	2.5倍	2.4倍
	約定	約定量	728億kWh	637億kWh	2086億kWh
	約定	約定量前年同時期対比	1.1倍	3.9倍	3.6倍
	約定	平均約定価格 (システムプライス)	8.07円/kWh	9.91円/kWh	9.76円/kWh
	東西市場分断発生率	76.2%	84.9%	77.6%	70.5%
時間前約定	約定	約定量	6.8億kWh	4.9億kWh	17.5億kWh
	約定	平均約定価格	8.18円/kWh	10.06円/kWh	9.71円/kWh
販売電力量に対するシェア		39.5%	32.3%	24.8%	7.1%
参考 小売市場	電力販売	1,979億kWh	1,988億kWh	8,497億kWh	8,603億kWh
	新電力	308億kWh	287億kWh	1,226億kWh	1,020億kWh

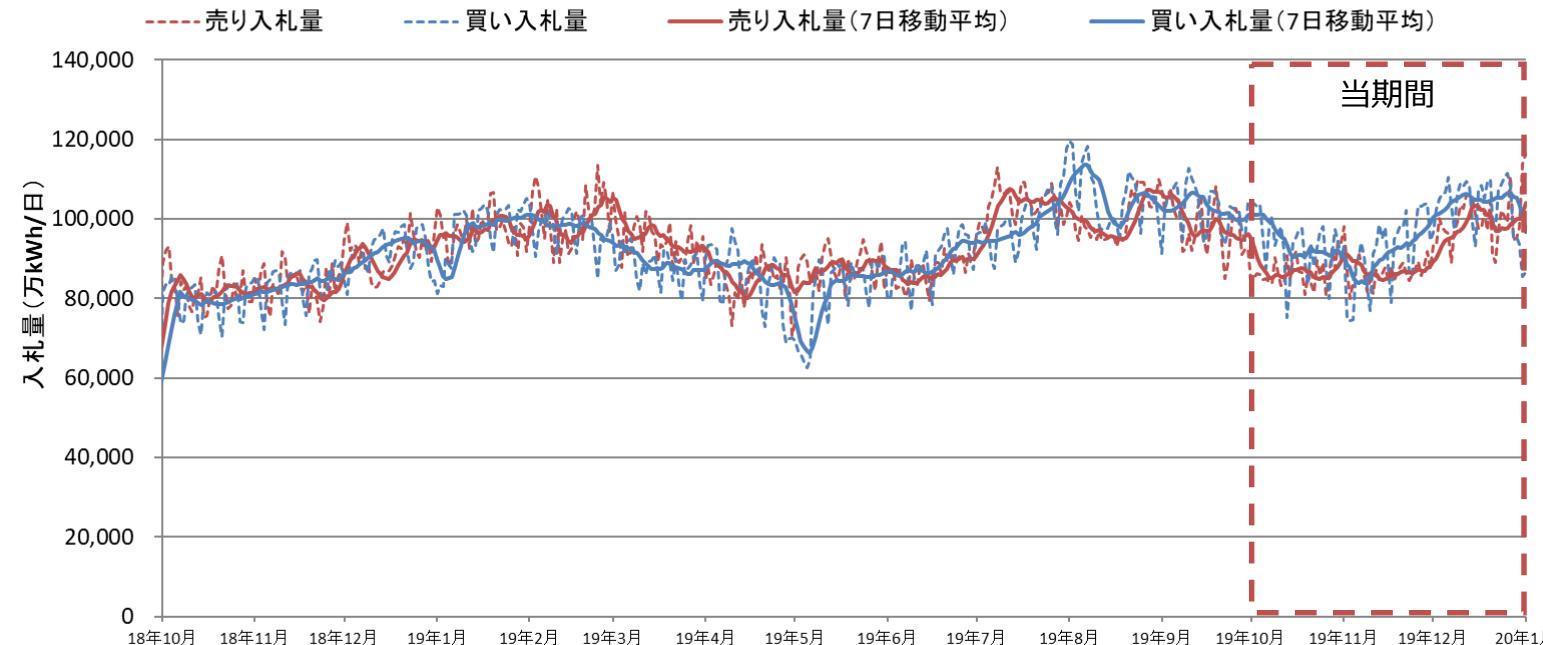
※ 出所：電力調査統計、電力取引報

2019年10月
～12月期

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837 億kWh、買い入札量は887 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1.1倍となっている。

スポット市場 入札量の推移
(2018年10月01日～2019年12月31日)

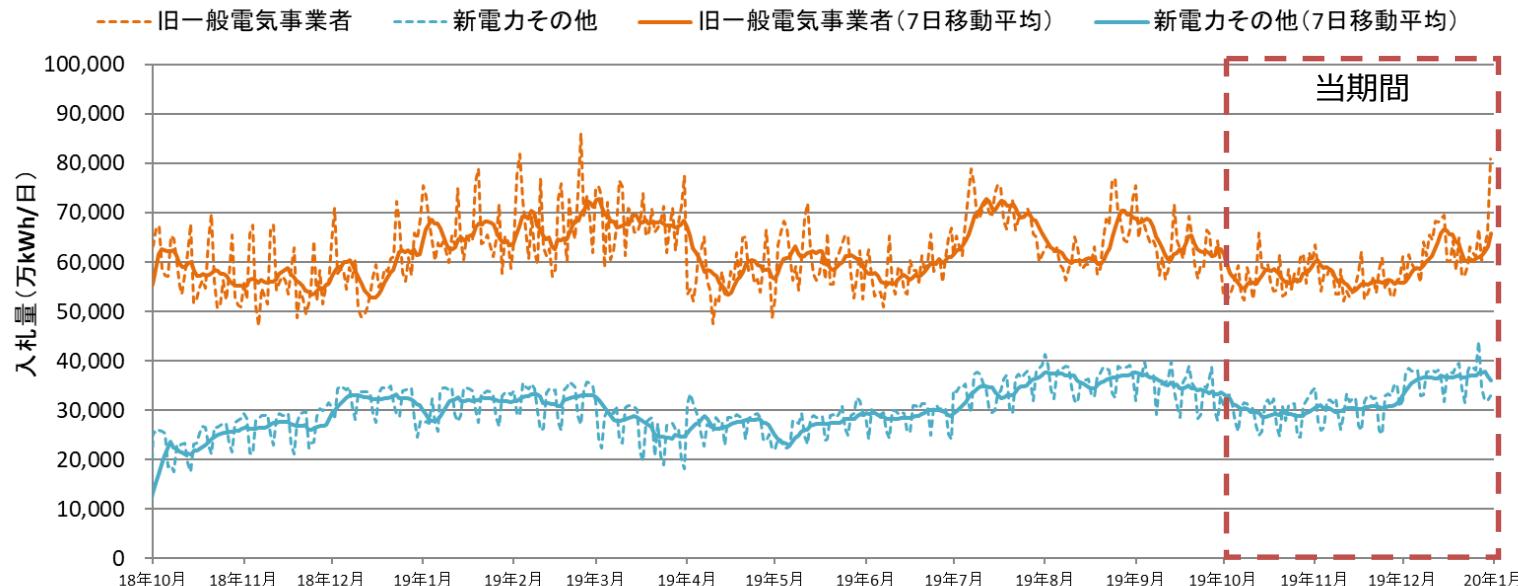


事業者区別のスポット市場売り入札量

- 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539億kWh、新電力その他の事業者は298億kWhであった。
- スポット市場の売り入札量の約64%は、旧一般電気事業者によるものとなっている。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.0倍、新電力その他の事業者は1.2倍となっている。

主要データ

スポット市場 売り入札量の推移
(2018年10月01日～2019年12月31日)



※ 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売電分を含む。

旧一般電気事業者による 売り入札量 (2019年10月～2019年12月)
539億kWh

旧一般電気事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2018年10月～2018年12月)
1.0倍

新電力その他の事業者による 売り入札量 (2019年10月～2019年12月)
298億kWh

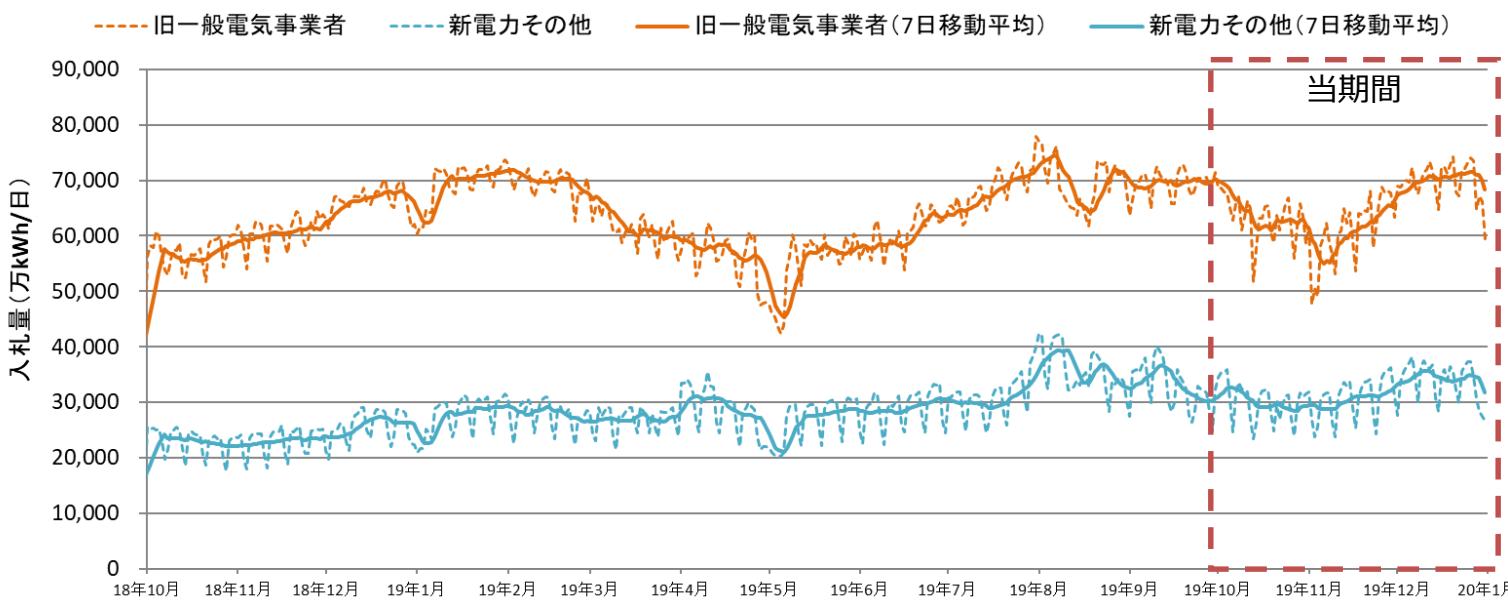
新電力その他の事業者による 売り入札量の前年同時期対比 (対2018年10月～2018年12月)
1.2倍

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596億kWh、新電力その他の事業者は291億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1.3倍となっている。

主要データ

スポット市場 買い入札量の推移
(2018年10月01日～2019年12月31日)



旧一般電気事業者による
買い入札量
(2019年10月～2019年12月)
596億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
(対2018年10月～2018年12月)
1.1倍

新電力その他の事業者による
買い入札量
(2019年10月～2019年12月)
291億kWh

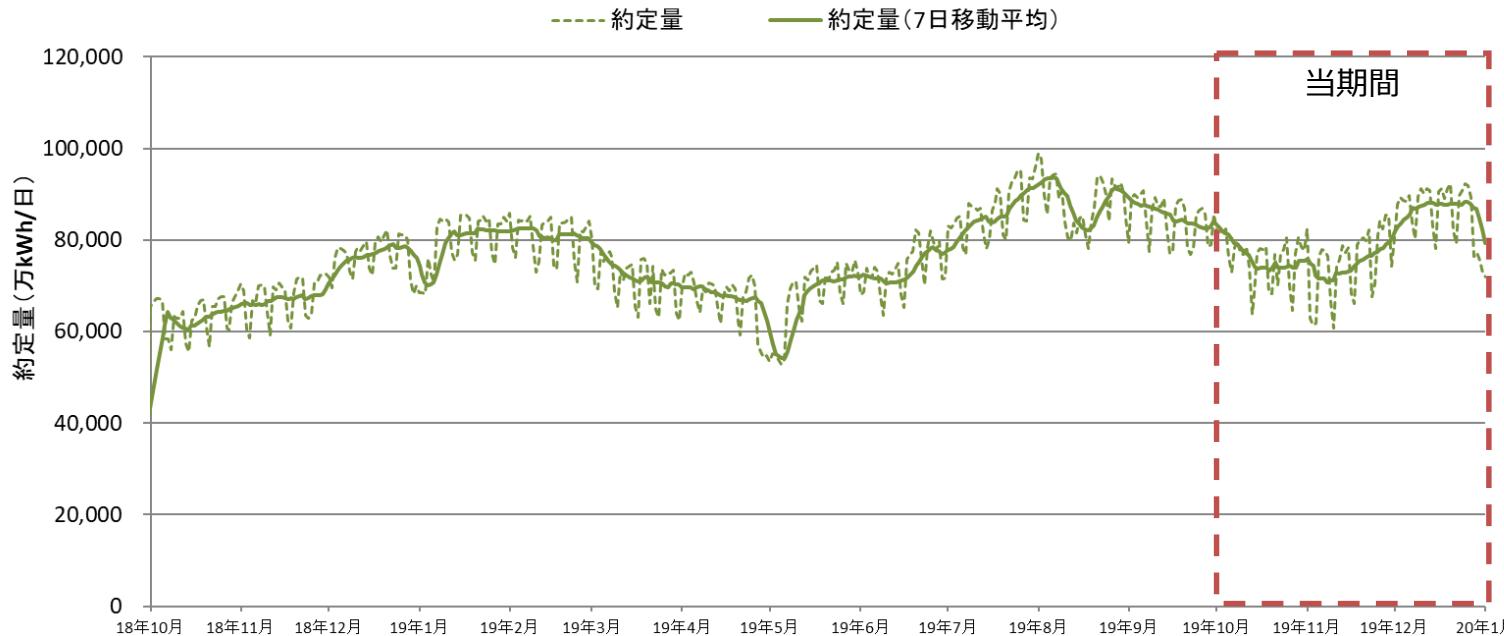
新電力その他の事業者による
買い入札量の前年同時期対比
(対2018年10月～2018年12月)
1.3倍

2019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、728 億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.1倍となっている。

スポット市場 約定量の推移
(2018年10月01日～2019年12月31日)



主要データ

約定量
(2019年10月～2019年12月) 728 億kWh

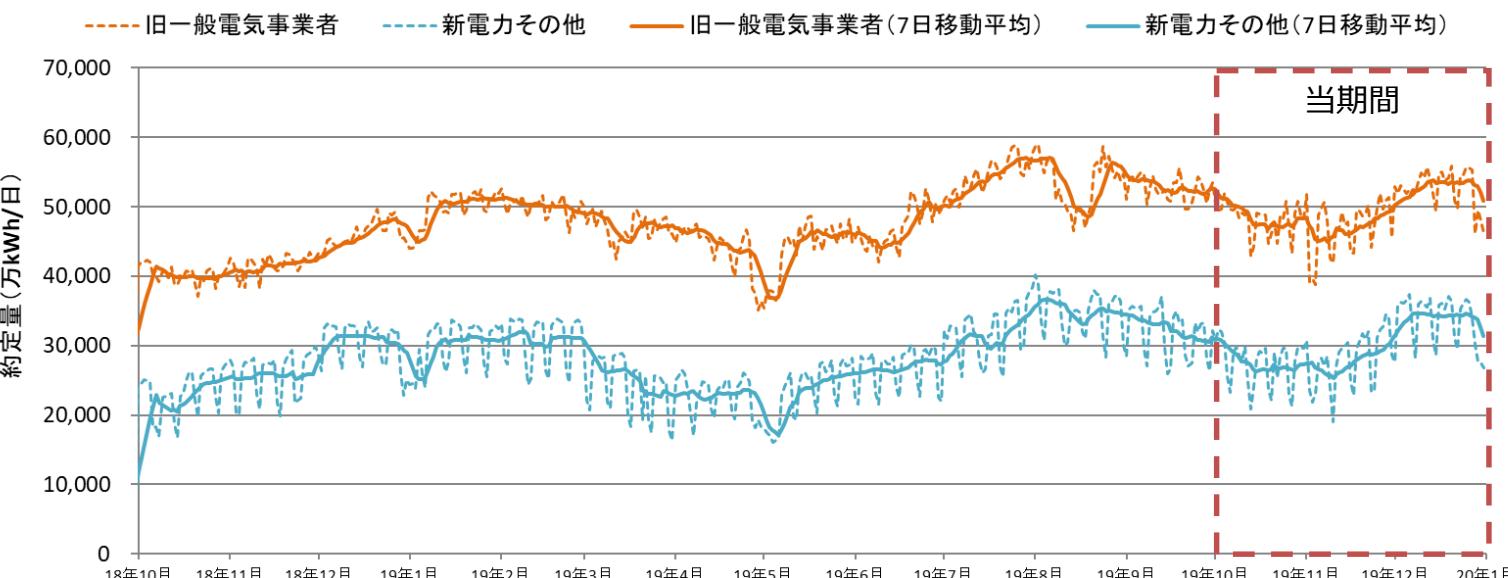
約定量の前年同時期対比
(対2018年10月～2018年12月) 1.1倍

事業者区別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454億kWh、新電力その他の事業者は274億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者は1.2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 売り約定量の推移
(2018年10月01日～2019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。

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2019年10月～2019年12月)
454億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2018年10月～2018年12月)
1.2倍

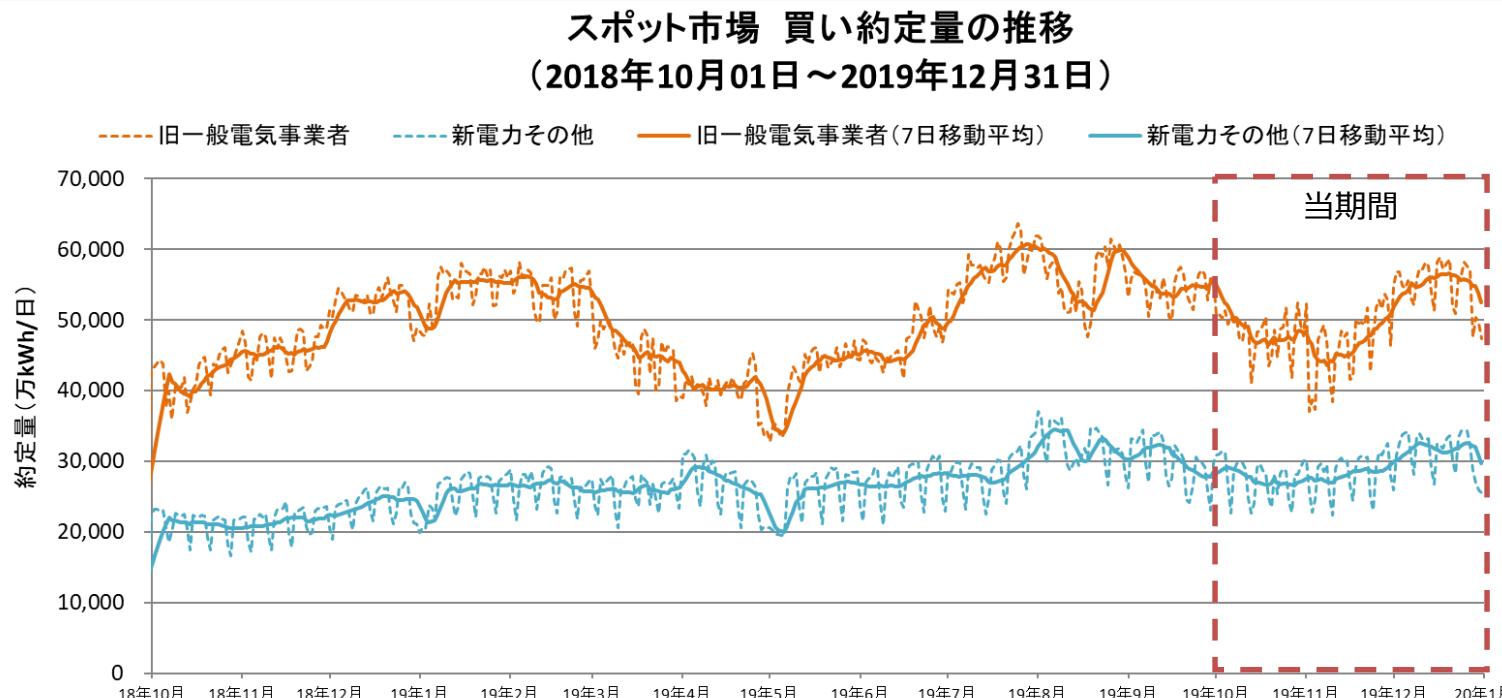
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2019年10月～2019年12月)
274億kWh

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2018年10月～2018年12月)
1.1倍

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460億kWh、新電力その他の事業者は268億kWhであった。
- スポット市場の約64%は、旧一般電気事業者によるものとなっている。
- 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1.3倍となっている。

主要データ



旧一般電気事業者による 買い約定量 (2019年10月～2019年12月)
460億kWh

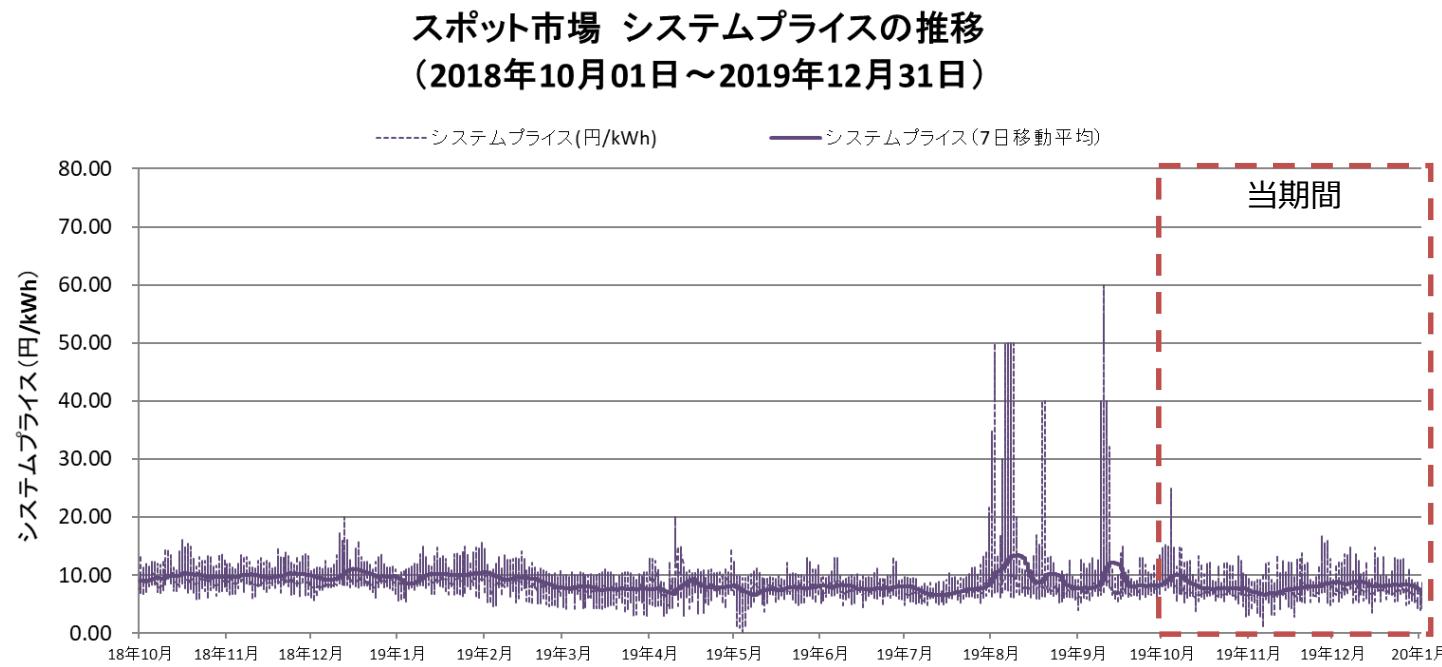
旧一般電気事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2018年10月～2018年12月)
1.1倍

新電力その他の事業者による 買い約定量 (2019年10月～2019年12月)
268億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2018年10月～2018年12月)
1.3倍

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8.1円/kWhであった。
- 前年同期間の平均9.9円/kWhと比べて低下した。
- 前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）の平均8.9円/kWhと比べて低下した。



主要データ

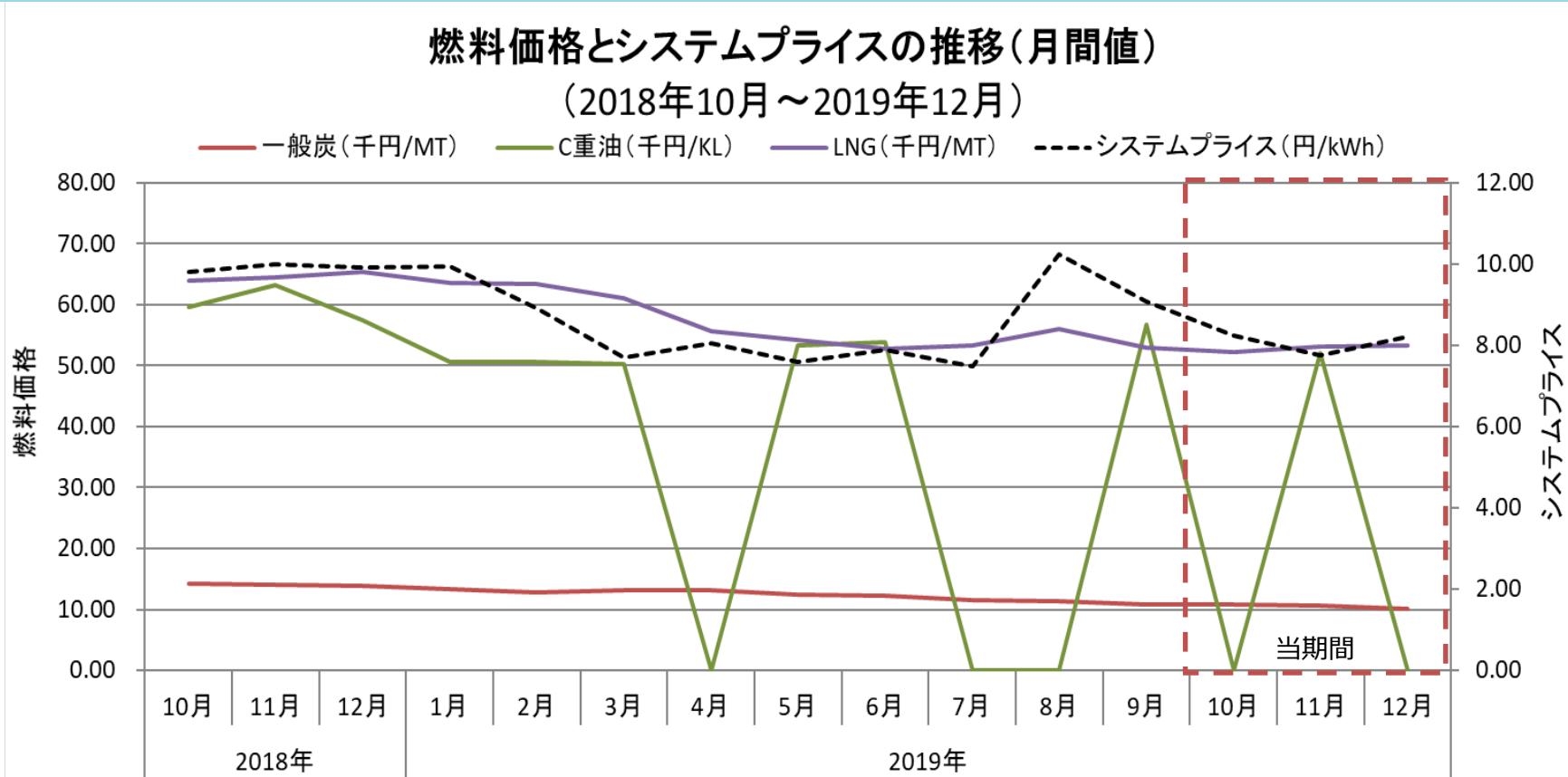
平均システムプライス (2019年10月～2019年12月)	8.1円/kWh
前年同期間 平均システムプライス (2018年10月～2018年12月)	9.9円/kWh
最高価格	25.0円/kWh
最低価格	1.0円/kWh

※1 最高価格 25.00円/kWhのコマ
10月4日 17:30-18:00

※2 最低価格 1.00円/kWhのコマ
11月6日 12:00-12:30

燃料価格とシステムプライス

- 12月の燃料価格を9月と比べると、一般炭は微減、LNGは微増であった。また、12月のシステムプライスは9月と比べて下降した。
- 2016年中旬以降の燃料価格は、一般炭、LNGともに上昇していたが、2018年末頃をピークに下降傾向となっている。



出所：財務省 貿易統計(2020年3月16日時点)より電力・ガス取引監視等委員会作成

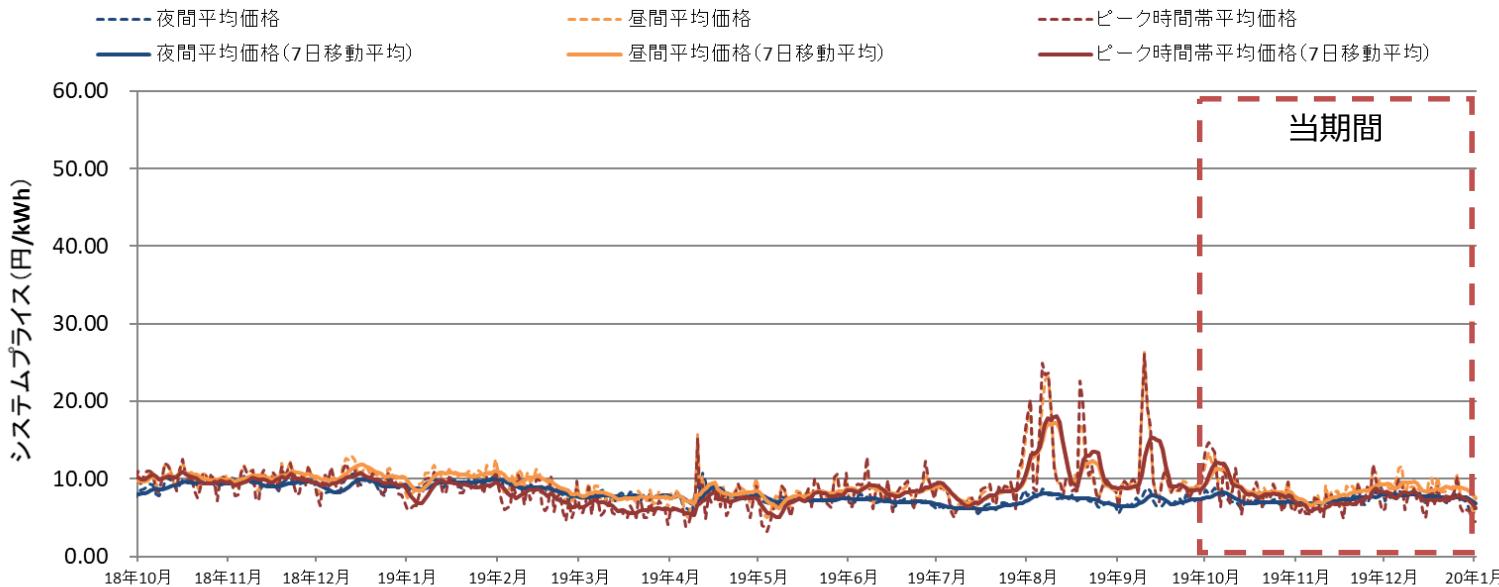
※ 燃料価格は輸入CIF価格

※ 2019年4、7、8、10、12月のC重油については貿易統計での記載なし。

スポット市場の時間帯別のシステムプライス

- 当期間における時間帯別のシステムプライスを見ると、夜間平均価格は7.4円/kWh、昼間平均価格は8.6円/kWhとなっている。また、ピーク時間帯の平均価格は7.8円/kWhとなっている。

スポット市場 時間帯別システムプライスの推移
(2018年10月01日～2019年12月31日)

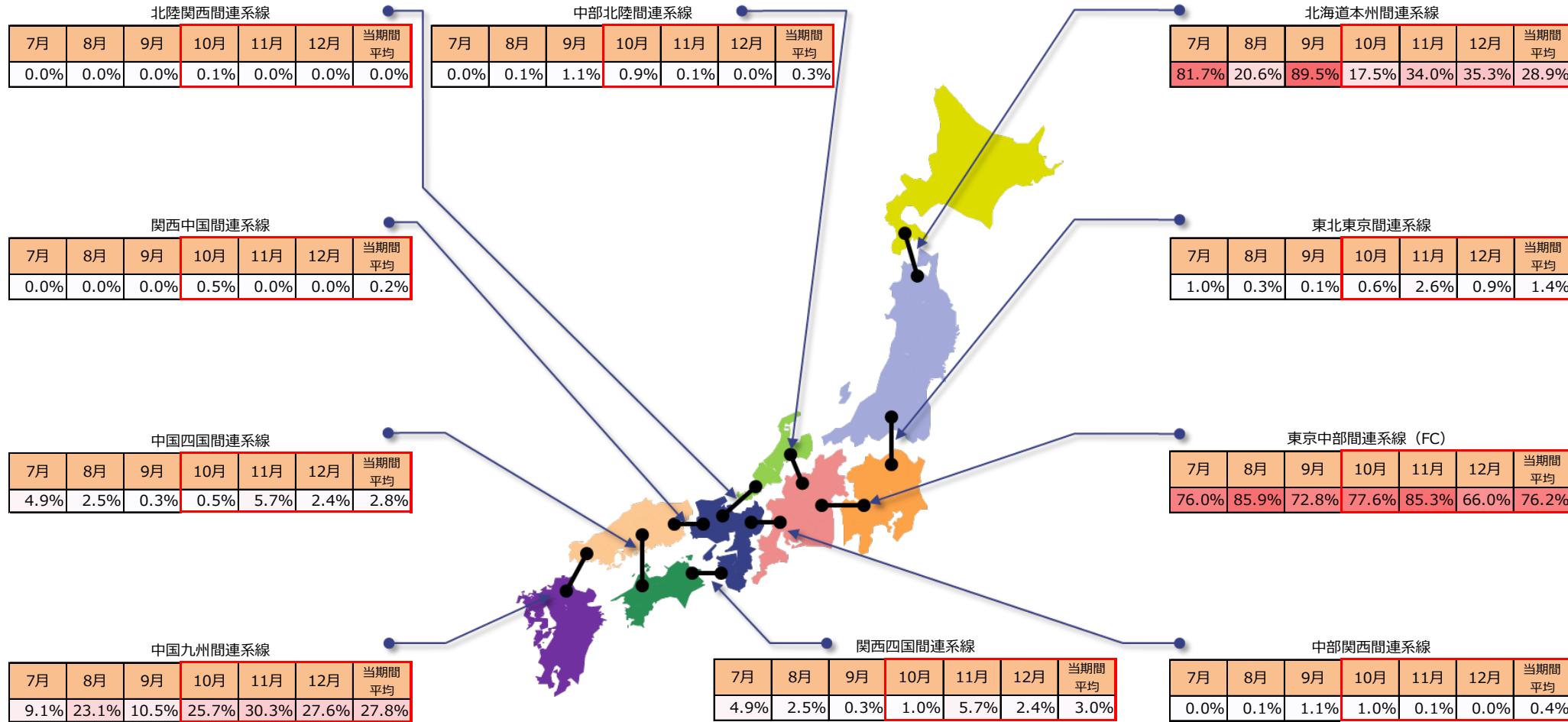


※ 夜間：22:00-8:00、昼間：8:00-22:00、ピーク時間帯：13:00-16:00

各地域間のスポット市場分断状況

- 各地域間の市場分断状況を見ると、当期間平均の市場分断発生率は、北海道本州間連系線では28.9%、東京中部間連系線（FC）では76.2%、中国九州間連系線では27.8%であった。

各地域間連系線の月別分断発生率

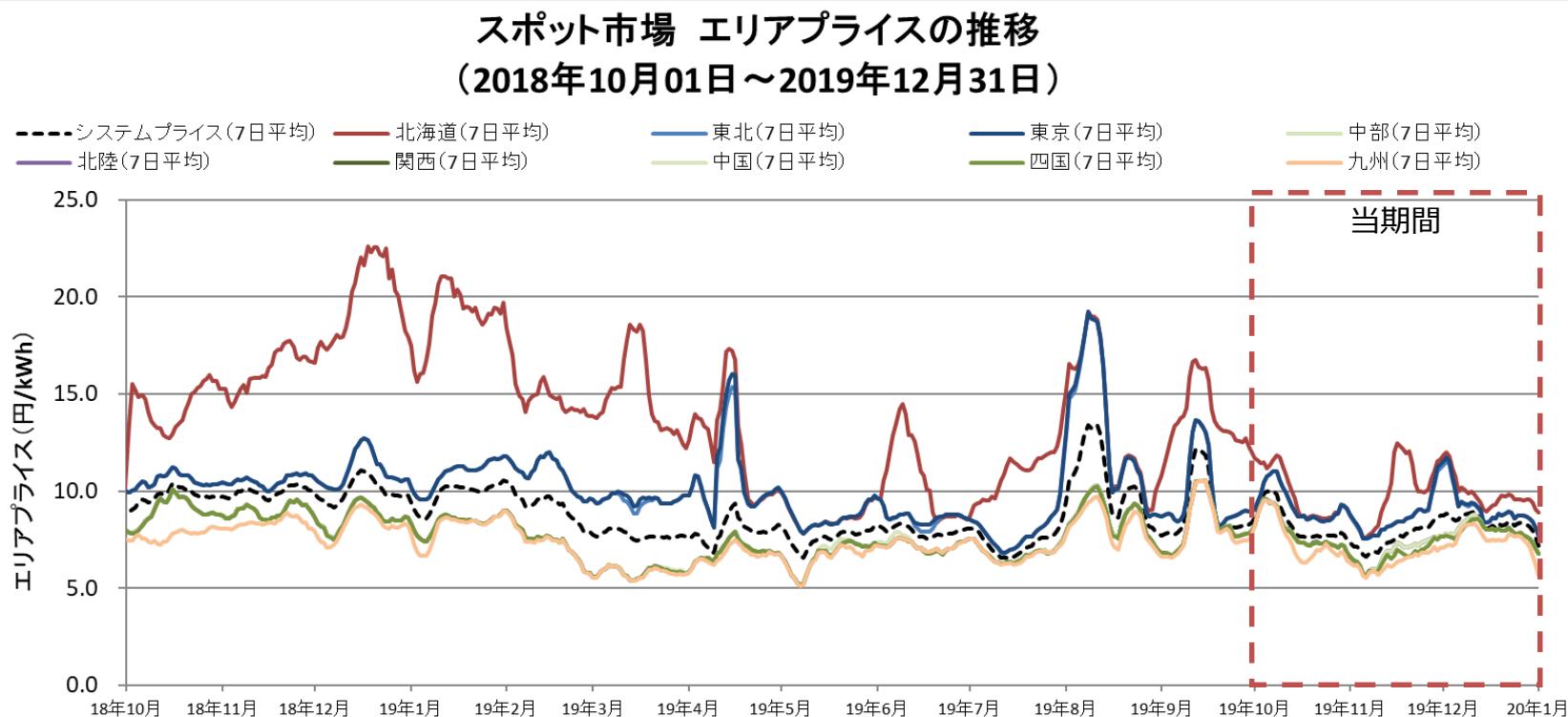


※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分毎48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。

※ 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。

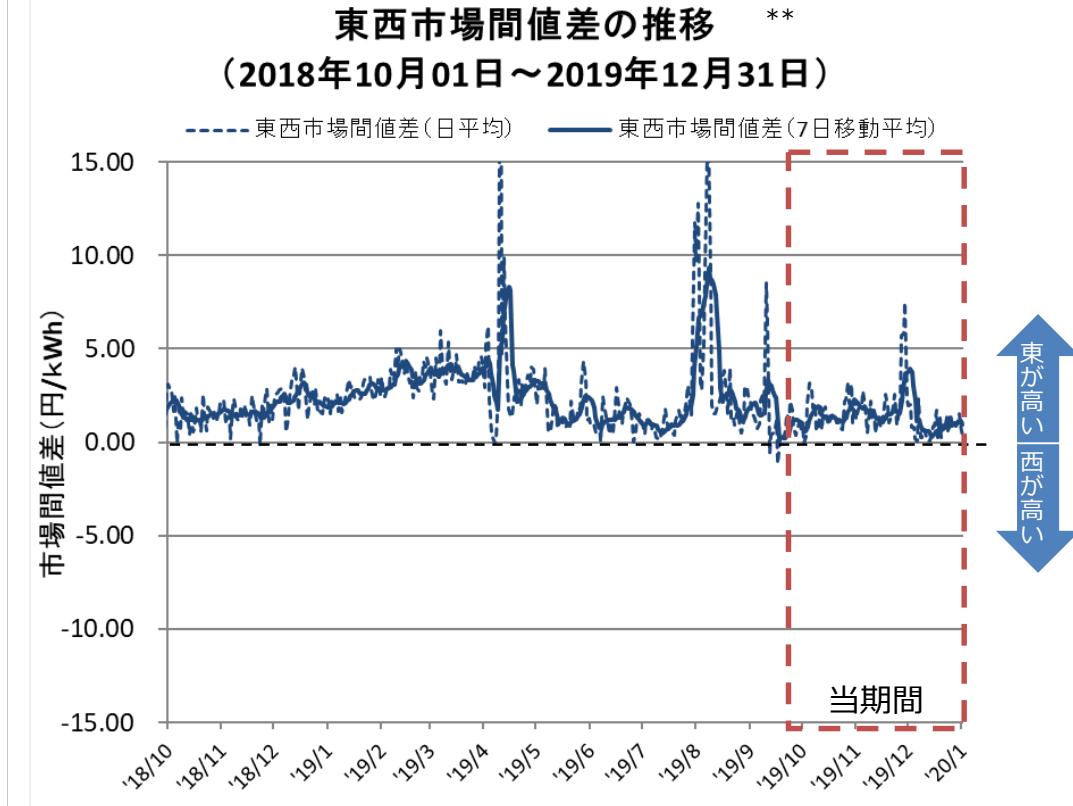
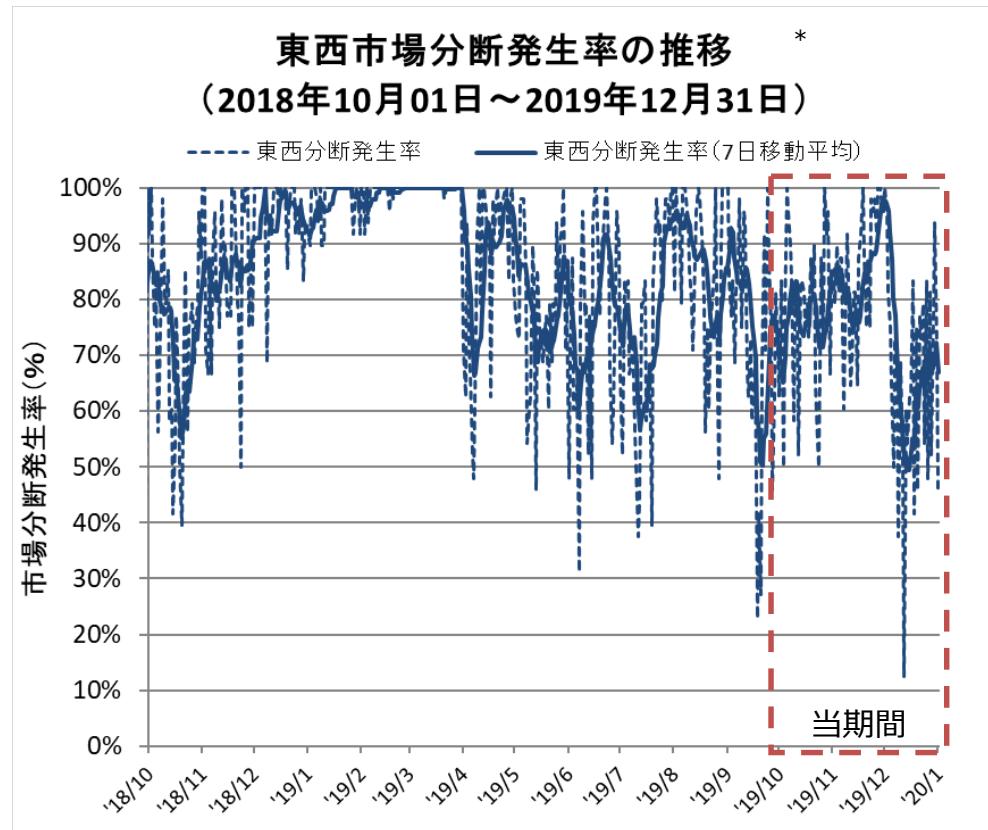
スポット市場のエリアプライス

- システムプライス（当期間内平均）8.1円/kWhに対して、エリアプライス（当期間内平均）は、北海道エリア9.8円/kWh、東北エリア9.0円/kWh、東京エリア9.0円/kWh、中部・北陸・関西・中国エリア7.5円/kWh、四国エリア7.4円/kWh、九州エリア7.1円/kWhとなっている。
- 前年同期間と比較して、各エリア間の価格差が小さくなっている。



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76.2%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1.5円/kWh、最大値は7.5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)

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6.8 億kWhであった。
- 前年同時期対比は1.4倍となっている。

時間前市場 約定量の推移
(2018年10月1日～2019年12月31日)



主要データ

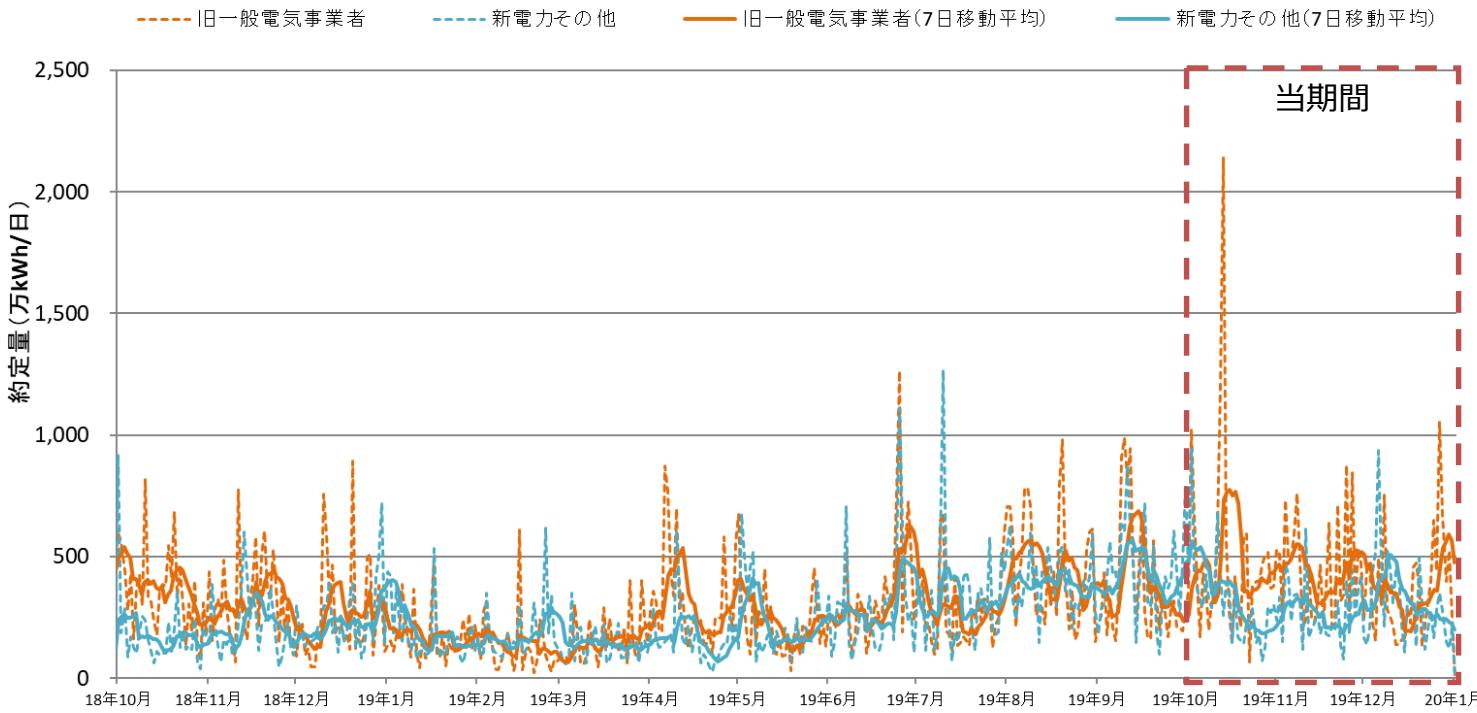
約定量 (2019年10月～2019年12月)
6.8 億kWh

約定量の前年同時期対比 (対2018年10月～2018年12月)
1.4 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4.0億kWh、新電力その他の事業者は2.8億kWhであった。
- 時間前市場の売り約定量の59%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1.4倍となっている。

時間前市場 売り約定量の推移
(2018年10月1日～2019年12月31日)



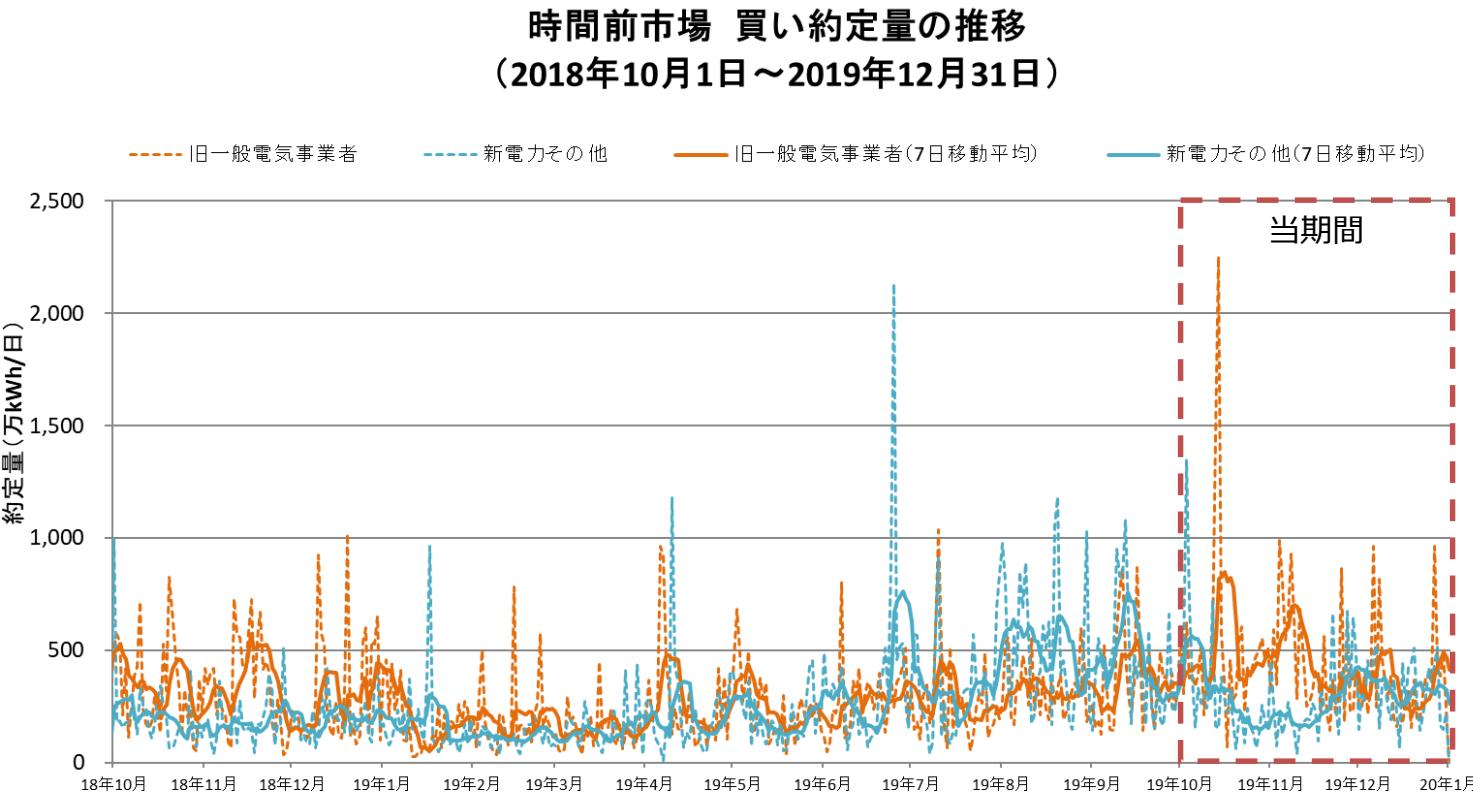
主要データ

旧一般電気事業者による 売り約定量 (2019年10月～2019年12月)
4.0 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2018年10月～2018年12月)
1.4 倍
新電力その他の事業者による 売り約定量 (2019年10月～2019年12月)
2.8 億kWh
新電力その他の事業者による 売り約定量の前年同時期対比 (対2018年10月～2018年12月)
1.4 倍

2019年10月
～12月期

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4.1億kWh、新電力その他の事業者は2.7億kWhであった。
- 前年同時期対比は、旧一般電気事業者が1.3倍、新電力その他の事業者は1.5倍となっている。



主要データ

旧一般電気事業者による 買い約定量 (2019年10月～2019年12月)
4.1 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2018年10月～2018年12月)
1.3 倍

新電力その他の事業者による 買い約定量 (2019年10月～2019年12月)
2.7 億kWh

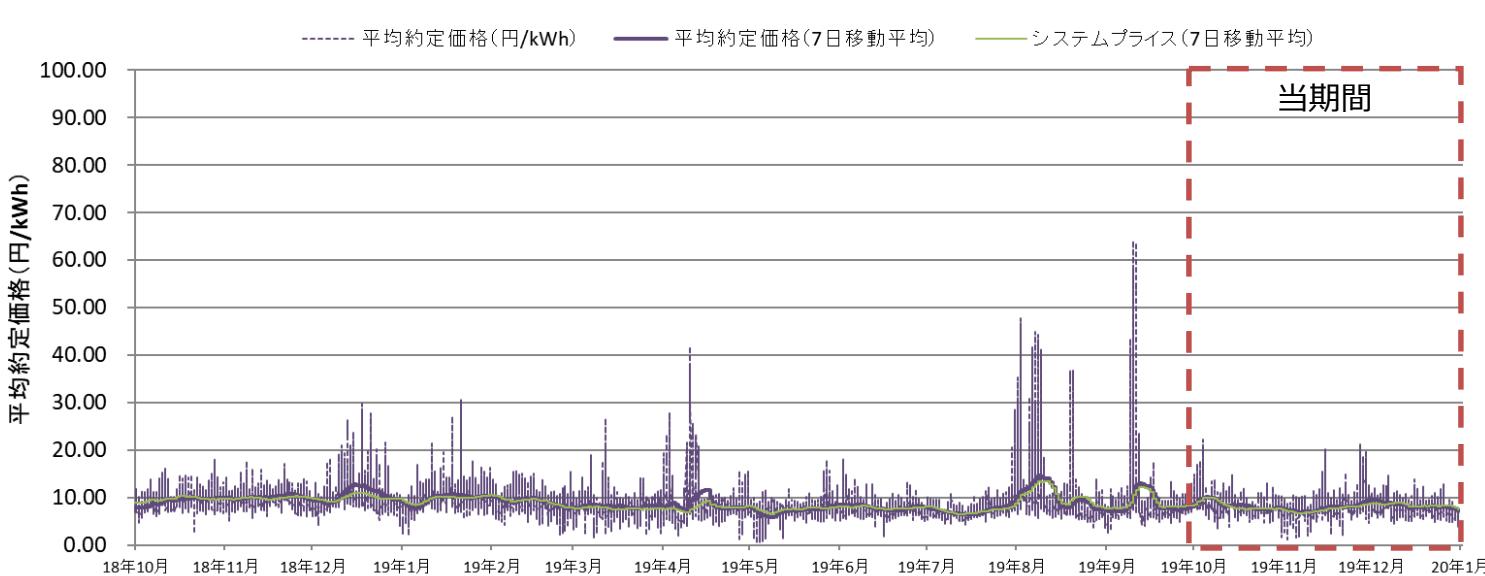
新電力その他の事業者による 買い約定量の前年同時期対比 (対2018年10月～2018年12月)
1.5 倍

2019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、平均8.18円/kWhであった。
- 前年同期間の平均10.06円/kWhと比べて低下した。
- 前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）の平均8.87円/kWhと比べて低下した。

時間前市場 平均約定価格の推移
(2018年10月1日～2019年12月31日)



主要データ

平均約定価格 (2019年10月-2019年12月)
8.18 円/kWh

最高価格 ^{※1}
22.14 円/kWh

最低価格 ^{※2}
1.22 円/kWh

※1 最高価格コマ：
10月4日 17:30-18:00

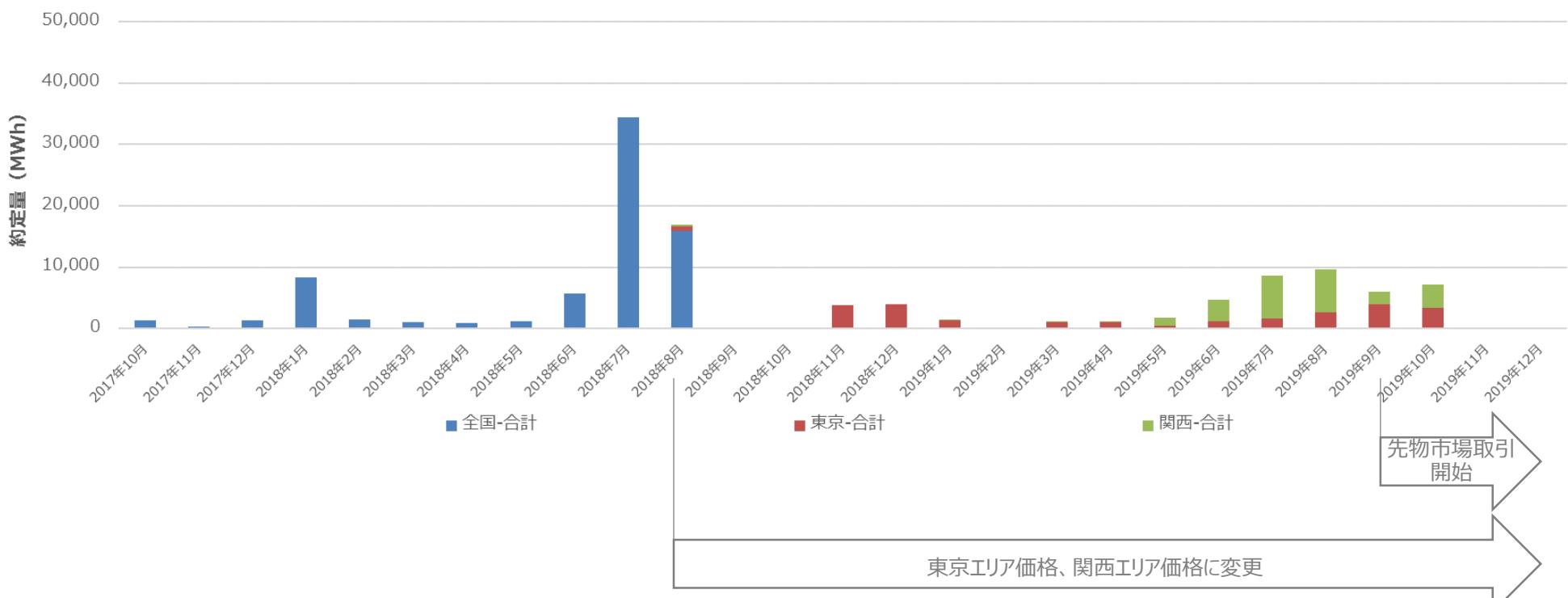
※2 最低価格コマ
11月2日 11:30-12:00

先渡市場取引における約定量の変遷

- 2018年8月より、全国単一市場から、東西2エリアに分割された。
- 2019年10～12月の、先渡市場約定量は7,242MWhであった。
東京・昼間型 80MWh、東京・24時間型 3,336MWh
関西・昼間型 2,650MWh、関西・24時間型 1,176MWh

なお、電力先物市場について、10～12月の約定量は39,100MWhであった。
東エリアベースロード 34,231MWh、東エリア日中ロード 1,266MWh
西エリアベースロード 3,065MWh、西エリア日中ロード 538MWh

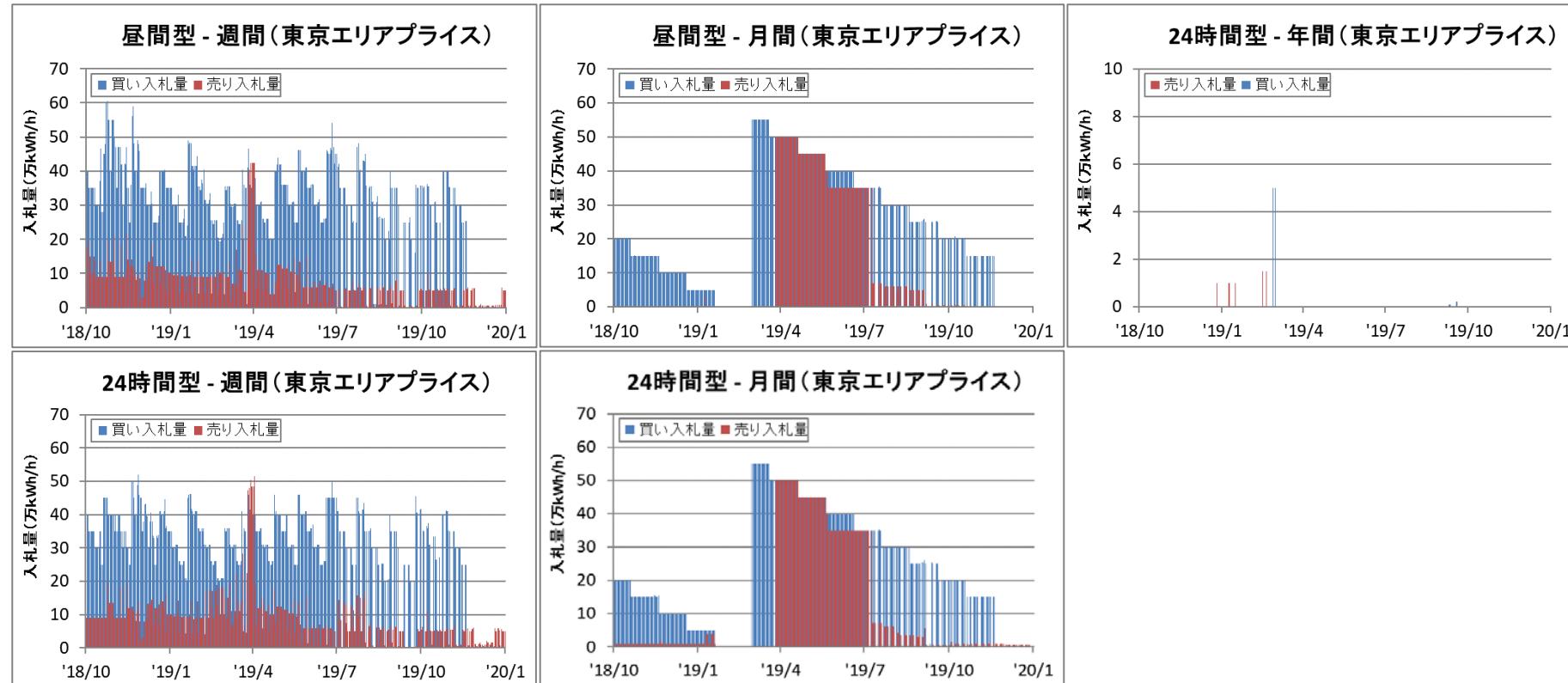
先渡市場 約定量の変遷
(2017年10月～2019年12月)



先渡市場取引における入札量（東京エリアプライス商品）

- 東京エリアプライス商品は、当期間において、月間商品、週間商品ともに前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）と比較して減少した。
- また、24時間型-年間の商品においては、売り入札および買い入札実績はなかった。

先渡市場取引における入札量の推移
(横軸：入札日)



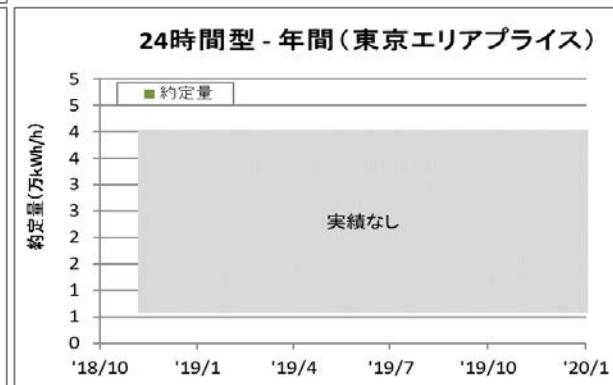
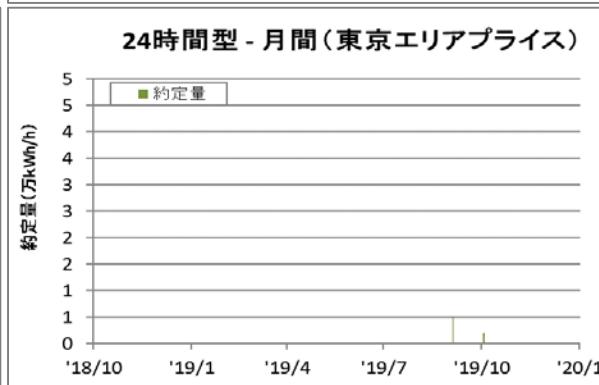
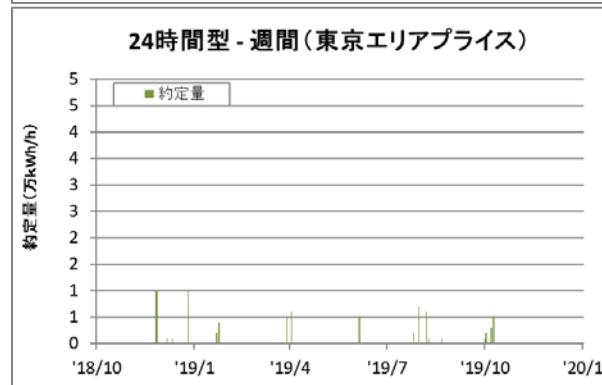
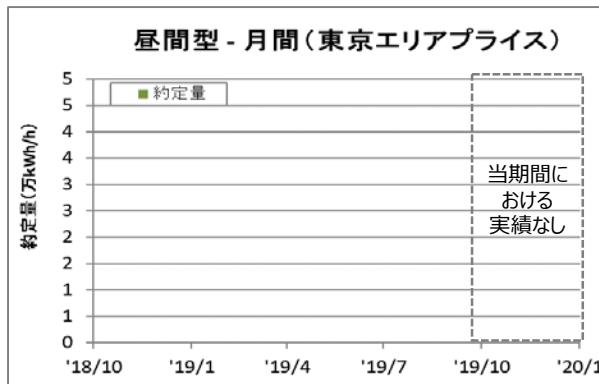
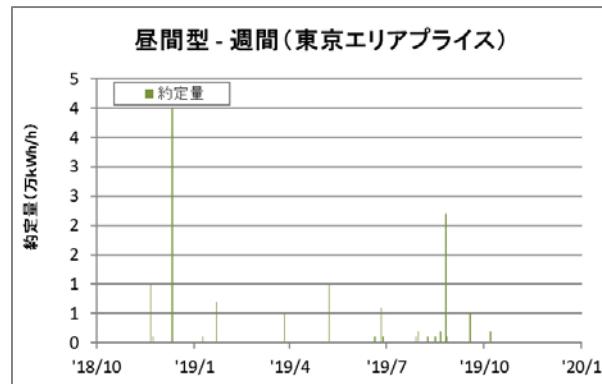
※ 先渡市場取引：週間/月間の24時間型/昼間型、並びに年間の24時間型の商品があり、取引はザラバ形式で行われ、取引所が仲介することにより全て匿名で実施される。取引終了日は、週間の場合は「最初の受渡日を対象とするスポット取引の実施日の2営業日前」、月間の場合は「受渡の対象となる暦月の前々月の19日」、年間の場合は「受渡期間の最初の日の属する月の前々月の最後の営業日」となる。

※ 2018年8月16日より東京・関西エリアプライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

先渡市場取引における約定量（東京エリアプライス商品）

- 東京エリアプライス商品の約定量は、前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）に比べ減少した。
- 11、12月を除く週間、月間商品においては約定実績があったものの、年間商品については約定実績はなかった。

先渡市場取引における約定量の推移
(横軸：約定日)

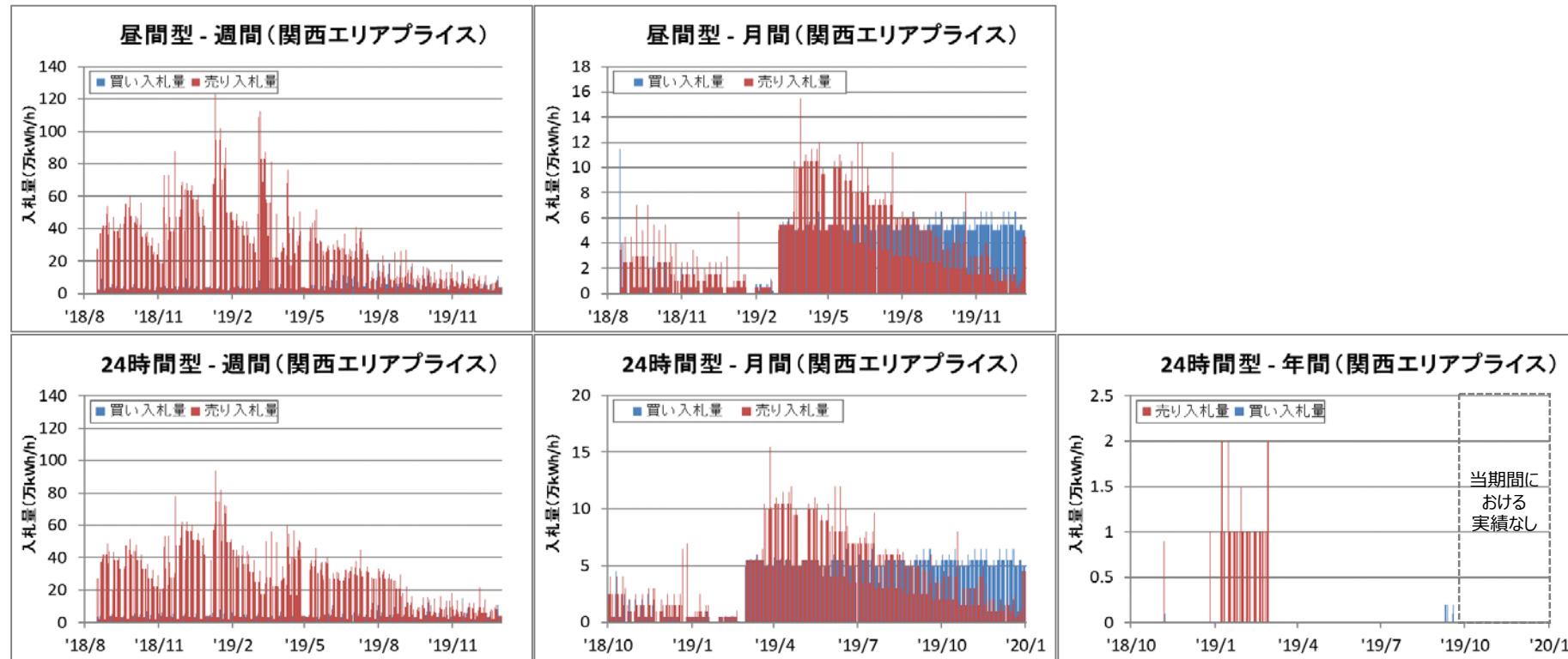


※ 2018年8月16日より東京・関西エリアプライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

先渡市場取引における入札量（関西エリアプライス商品）

- 関西エリアプライス商品は、当期間において、月間商品が前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）と比べ減少した。
- また、24時間型-年間の商品においては、売り入札および買い入札実績はなかった。

先渡市場取引における入札量の推移
(横軸：入札日)



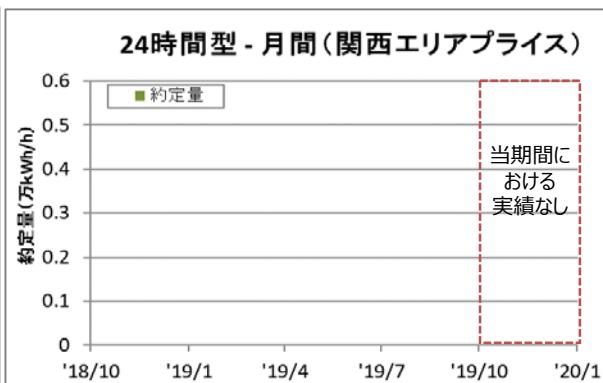
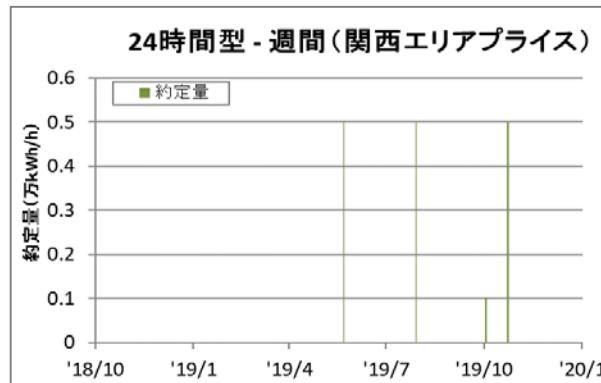
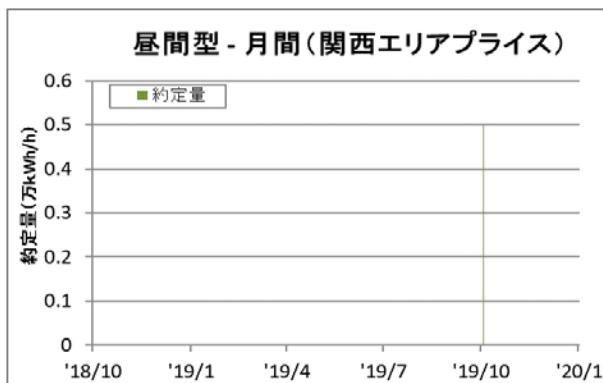
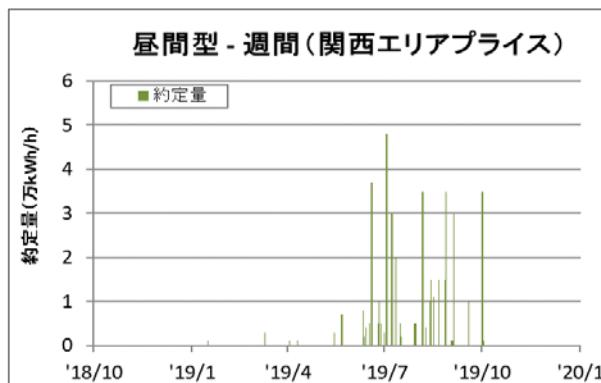
※ 先渡市場取引：週間/月間の24時間型/昼間型、並びに年間の24時間型の商品があり、取引はザラバ形式で行われ、取引所が仲介することにより全て匿名で実施される。取引終了日は、週間の場合は「最初の受渡日を対象とするスポット取引の実施日の2営業日前」、月間の場合は「受渡の対象となる暦月の前々月の19日」、年間の場合は「受渡期間の最初の日の属する月の前々月の最後の営業日」となる。

※ 2018年8月16日より東京・関西エリアプライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

先渡市場取引における約定量（関西エリアプライス商品）

- 関西エリアプライス商品の約定量は、前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）より減少した。
- 24時間型-月間および年間の商品においては、約定実績はなかった。
- 11,12月における約定実績はなかった。

先渡市場取引における約定量の推移
(横軸：約定日)



※ 2018年8月16日より東京・関西エリアプライス商品の取引が開始されたため、旧システムプライス商品の取引は含まない。

旧一般電気事業者各社の先渡市場取引の活用方針

- 今回、旧一般電気事業者の先渡市場取引の活用方針、入札価格・入札量の考え方について、2018年8月の二市場化以降の動向についてもアンケートを行った。

活用方針

- **先渡市場取引は主に経済的效果を目的として活用されている**
 - “収益の拡大や需給関係費の削減を図ることを目的として活用”
 - “余力の市場への販売及び市場からの安価な電源調達によって収支改善に寄与することを目指して積極的に活用”
 - “経済合理性に基づき、メリットがある場合に入札を実施”
 - “先々の需給状況や経済メリットを勘案して入札を実施”
 - “需給状況が厳しい場合の供給力確保の為”
 - “並列火力発電所の焚き減らし調整力の範囲内で経済メリットが見込める場合の調達先としての市場”
 - “燃料の追加調達が可能な期間の商品の取引を実施”
- **二市場化以降の動向について**
 - “活用方針や入札行動に変化はない”
 - “清算価格と市場範囲の見直しされたことで、値差リスクは軽減されたが、一方、エリアによっては市場分断時は値差リスクが残ると認識”
 - “二市場化以前はシステムプライス参照であったため、分断リスクを見込んだ価格付けしていたが、二市場化以降は、西エリア参照商品に対して分断リスク分を考慮しない価格で入札している”
 - “買いについて、経済性を考慮に入れた供給力の差替えを主な目的として利用しているが、西エリアでは需給逼迫が想定される期間の供給力確保を目的に入札を行っている”
 - “西エリアでは、売りの余力の有効活用を目的として入札を行っている”

入札価格・入札量の考え方

- **入札価格は、期先取引のリスクを考慮した上で設定されている**
 - “入札価格は限界費用ベースに、需要や燃料価格変動等のリスクをふまえて設定”
 - “マージナル電源の可変費を考慮して設定し、燃料価格の変動リスク、市場分断による約定価格の変動リスクを加味”
 - “限界費用ベースを踏まえて設定”
 - “先渡商品の受渡期間における市況の見通し、想定される焚き増し対象燃料種別あるいは差し替え対象燃料種別等を勘案して決定”
 - “燃料費に燃料価格変動リスク・手数料等を考慮”
 - “限界費用に需要変動リスク及び電源の計画外停止リスク等を加味して設定”
- **入札量は、各社様々な判断の上で設定されている**
 - “売り入札量は年間・月間計画断面での供給余力に、また買い入札量は約定した時の総金額に上限を設け、その範囲内で市況を見極めながら入札量を調整”
 - “系統規模等を考慮し10MW単位にて入札”
 - “売りは安定供給を確保できることを前提とし、買いは並列火力発電所の焚き減らし調整力の範囲内で判断”
 - “発電所の供給余力・下げ余力・段差制約等に加え、ザラ場取引であることも踏まえて入札量を設定”
 - “予備力面や燃料状況等から算定して取引許容量を基に設定”

電力市場のモニタリング報告

【2019年10月-12月期報告】

◆ 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
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 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
- 市場の指標性の推移

● 新電力の電力調達の状況

◆ 小売市場

● シェアの推移

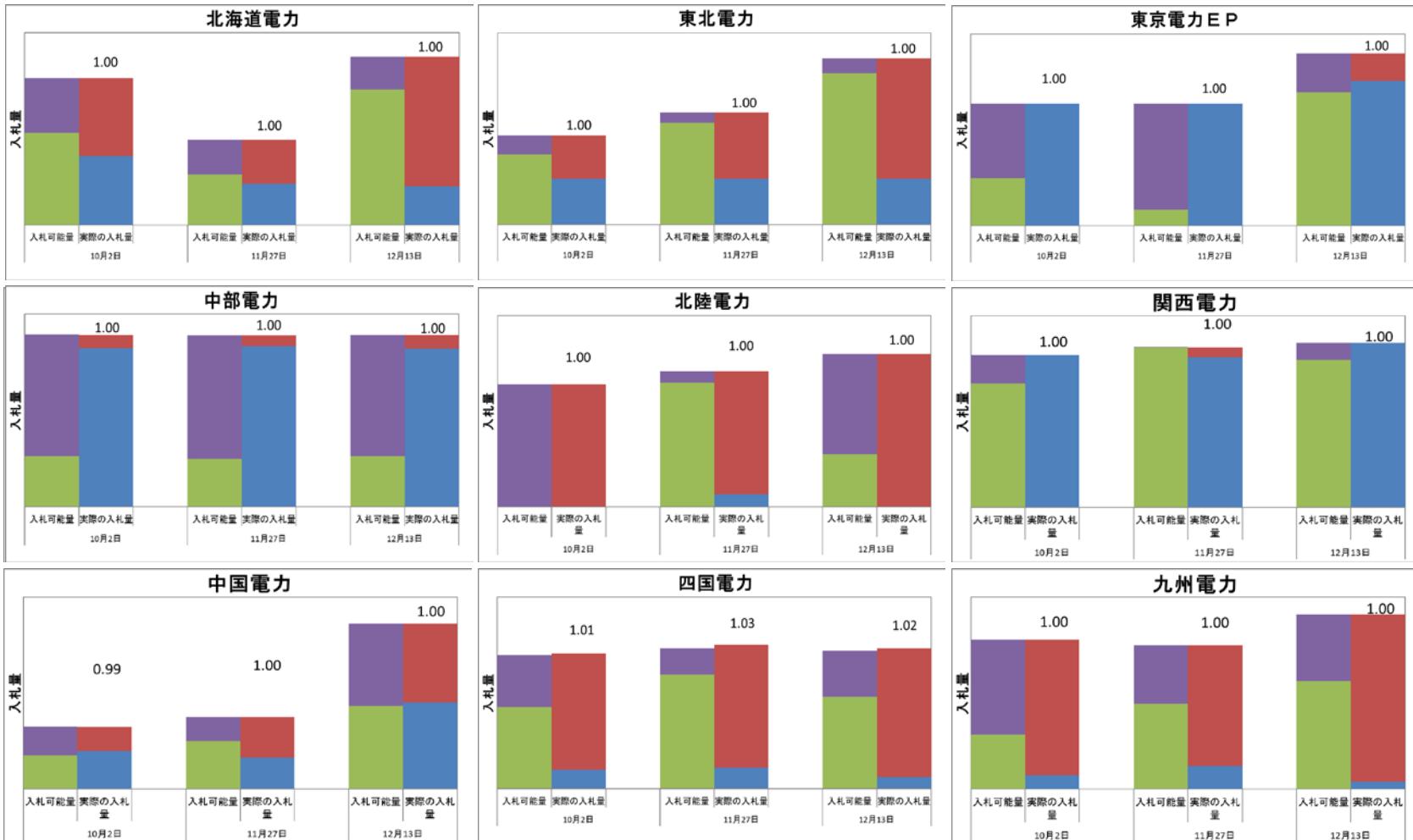
- 部分供給の実施状況
- スイッチングの動向

2019年10月
～12月期

余剰電力の取引所への供出：入札可能量と実際の入札量

- 各事業者とも、概ね入札可能量に対してほぼ同量の入札を行っており、各社自社の入札制約の範囲内で余剰電力を市場に供出している。

特定日における入札可能量と実際の入札量
(特定日：10月2日、11月27日、12月13日)



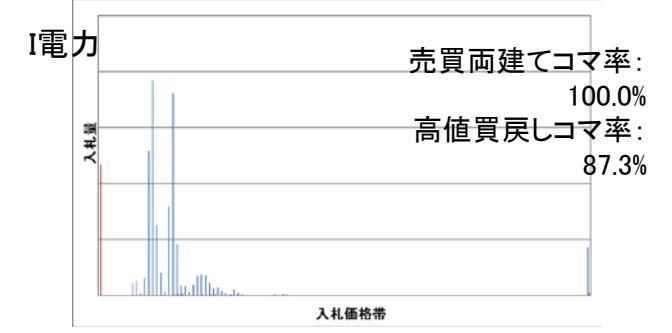
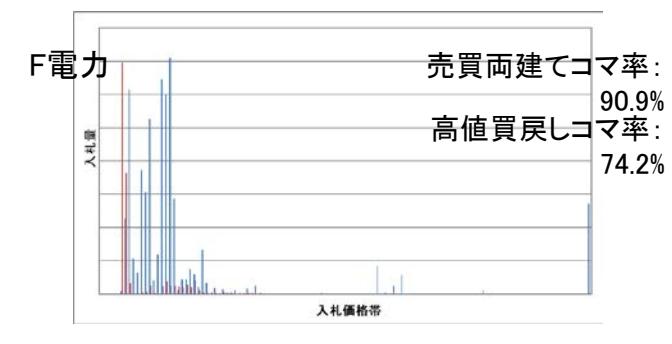
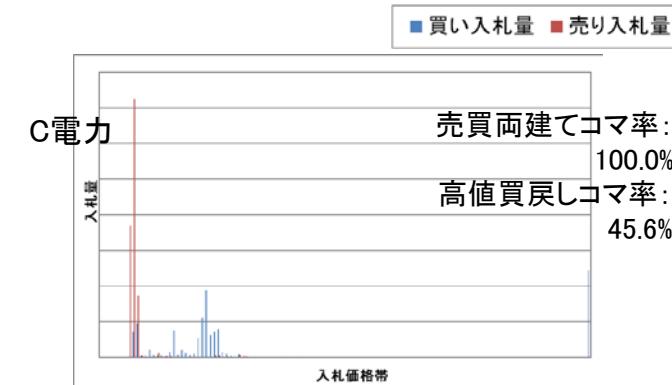
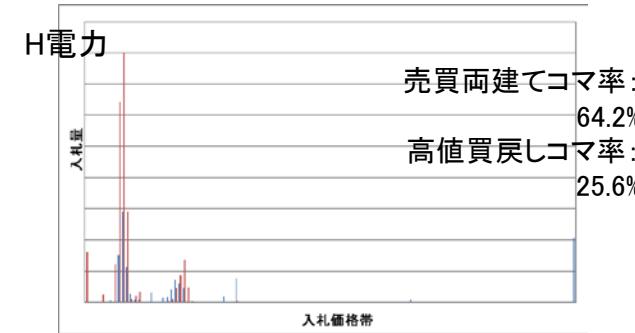
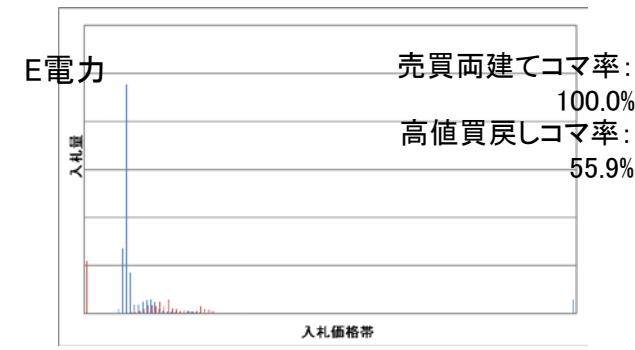
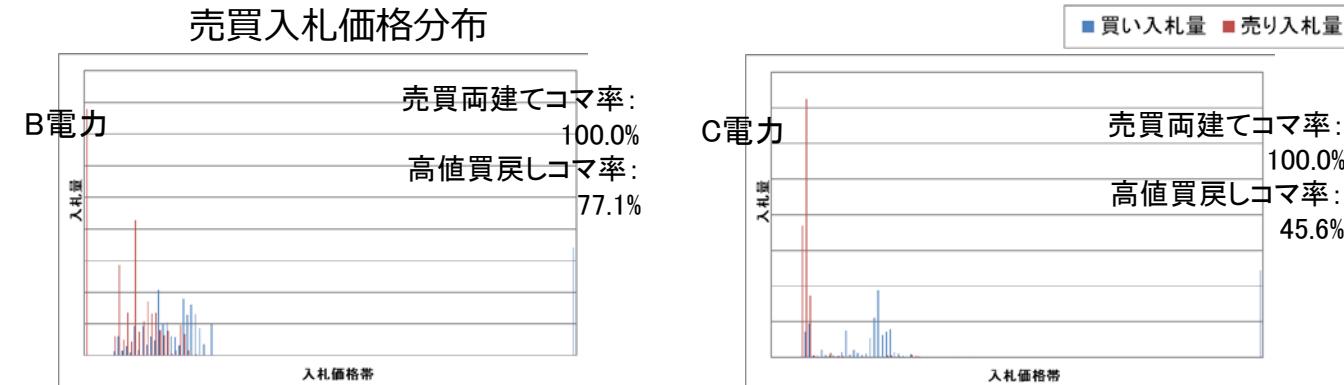
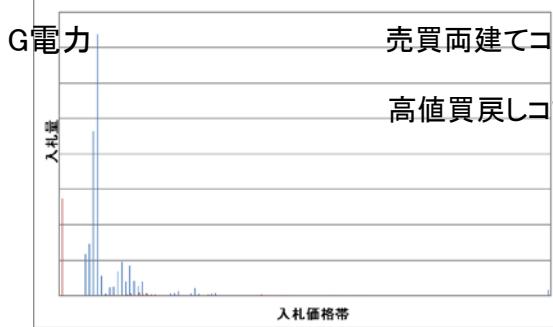
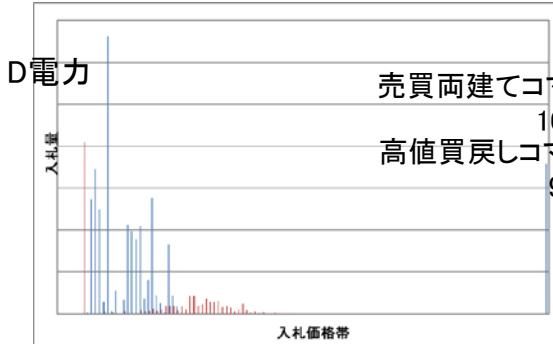
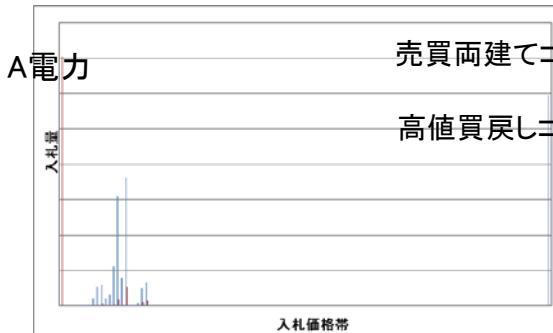
出所：旧一般電気事業者提供データより、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

※ 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」の棒グラフ上にある数値は、入札可能量と買い戻し想定量の和を1.00とした場合の比率を表す。「実際の入札量」は、間接オーケ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。買い戻し想定量は、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。

売買両建て入札の実施：売買入札価格分布

- 各社概ね一定の範囲の価格帯で売買入札を行っているものの、グロス・ビデイング実施に伴い、高い価格での買戻し入札が行われている場合もある。高値買戻しコマ率は、2社で90%以上となっている。
- 売買両建てコマ率は、8社で95%以上となっている。両建てコマ率が高い場合でも、入札量は売買どちらかに偏っている場合が多い。

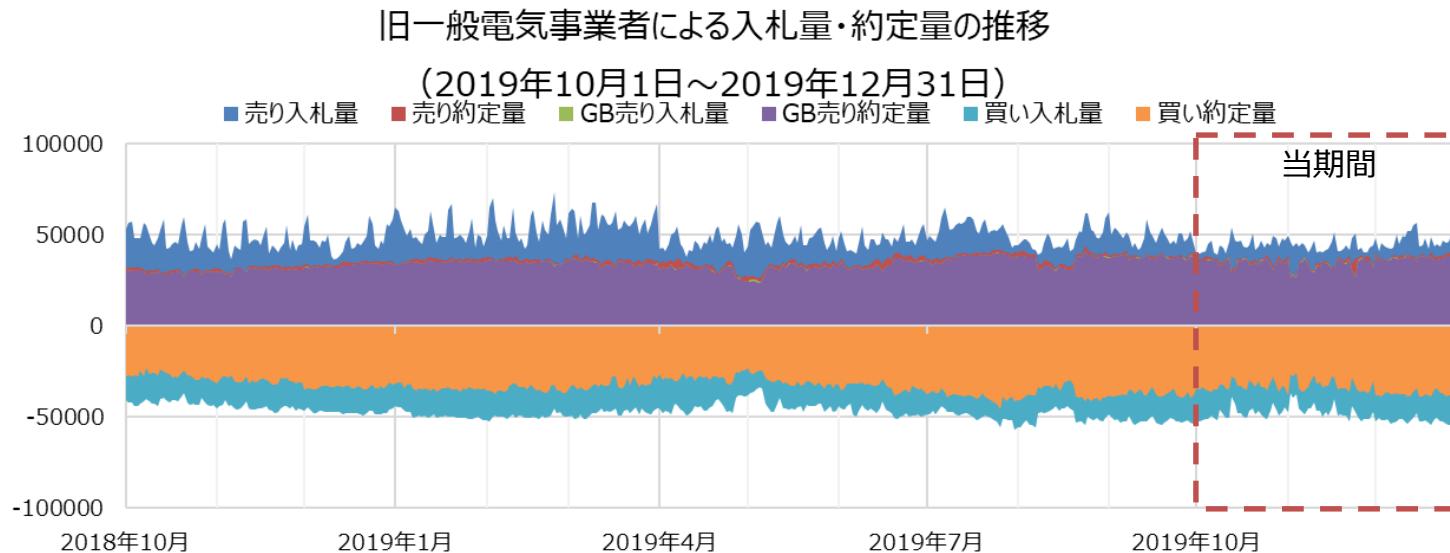


※ 上記グラフ及び数値は旧自社エリア内における入札を対象としたもの（ただし、一般送配電事業者によるFIT売電分及び間接オークションに伴う取引は除く）。グラフの縦軸の縮尺は各社異なり、横軸の範囲は、各社の入札価格の範囲を表す。グロス・ビデイングでは、自社需要を超える供給力が不足する場合には確実に買戻せる価格で買戻しを実施するため、取組を拡大させている事業者ほど割合が高くなる。このため、高値買戻し自体に問題がある訳ではないことには注意が必要。高値買戻しコマ率は、限界費用より相当程度高い価格で買い入札を実施したコマ数の割合を示す。

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321億kWh、売り約定量は320億kWhであった。
- 前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）と比べて、売り入札量は0.9倍、売り約定量は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 GB売り入札量 (2019年10～12月)	321 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2019年7～9月)	0.9 倍
旧一般電気事業者による GB売り約定量 (2019年10～12月)	320 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2019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ケ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

- 2019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、各社の進捗に違いはあるものの概ね横ばいとなっている。

	2017年の開始時期	2019年12月の月間販売電力量に対するGB売り入札量割合
北海道電力	6月下旬	35.6% ※1
東北電力	6月下旬	20.4% ※1
東京電力EP	7月上旬	22.9%
中部電力	6月下旬	13.8%
北陸電力	7月上旬	17.9%
関西電力	6月上旬	24.3%
中国電力	7月下旬	18.6%
四国電力	6月下旬	12.1%
九州電力	4月上旬	39.6%



当初の取引量目標 (2017年時点)	将来的な取引量目標 (2017年時点)
年度末までに販売電力量の 10%程度	平成31年度末までに販売電力量の 30%程度
年度末時点で、ネット・ビディングと合わせて販売電力量の 10%程度	販売電力量の 20%程度 (時期未定)
年度末に販売電力量の 10%程度	平成30年度末に向けて販売電力量の 20%程度
年度内に販売電力量の 10%程度	平成30年度内に更なる増量を目指す(量不明)
1年内に販売電力量の 10%以上	早期に販売電力量の 20～30%程度 (時期未定)
1年程度を目途に年間販売量の 20%程度	-
年度末を目途に販売電力量の 10%程度	平成30年度内に販売電力量の 20%程度
年度末を目途に販売電力量の 10%程度	遅くとも平成32年度に販売電力量の 30%程度
1年程度を目途に販売電力量の 10%程度	開始3年程度を目途に販売電力量の 30%程度

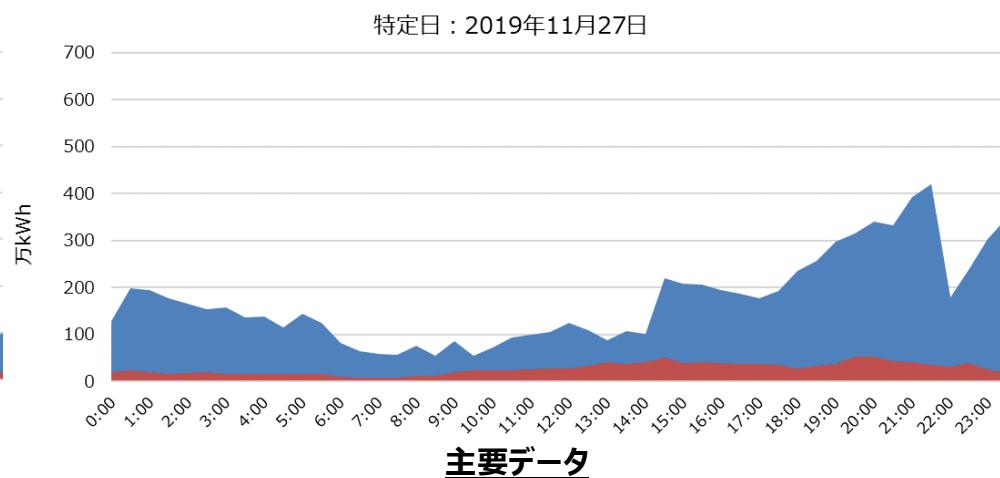
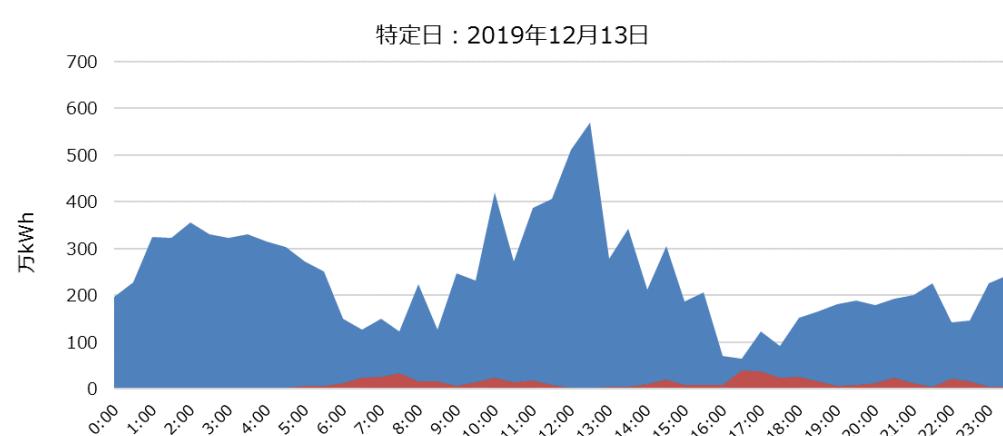
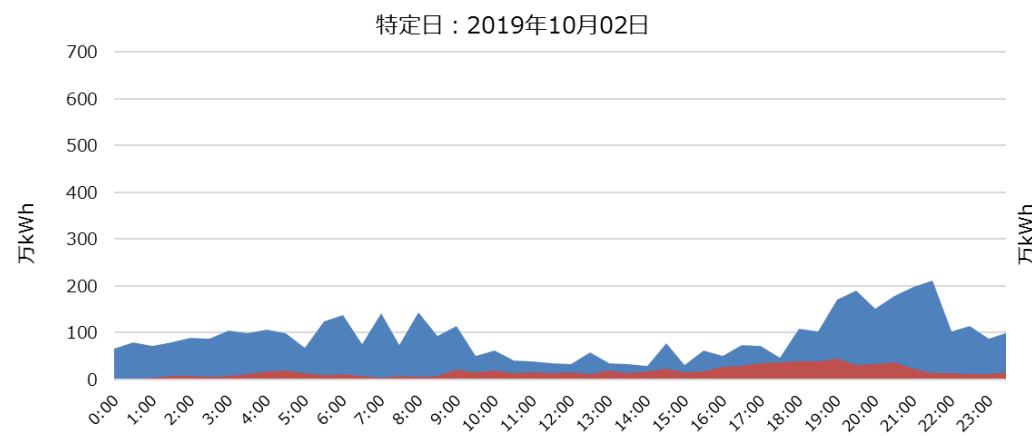
※1 北海道電力と東北電力については、取引量の目標をネット・ビディングと合わせて設定しているため、ネット・ビディングも含めた売り入札量全体の割合としている。

旧一般電気事業者の時間前市場への入札可能量

- 沖縄を除く旧一般電気事業者9社のGC時点における時間前市場への入札可能量は、特定日のコマ平均で169万kWhとなっている。

特定日における入札可能量と時間前市場約定量
(特定日：10月2日、11月27日、12月13日)

■ 入札可能量（予備力無） ■ 時間前市場約定量



主要データ

入札可能量と約定量の最小差 (2019年10月2日)	10 万kWh
入札可能量と約定量の最小差 (2019年11月27日)	30 万kWh
入札可能量と約定量の最小差 (2019年12月13日)	26 万kWh

※ 入札可能量は、各時間帯のGC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社の余剰量より算出。

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GC時点で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入札分を集計。

卸電気事業者（電発）の電源の切出し

- 前回から特段の変更はなく、東北電力にて、継続して協議が行われている。

	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		更なる切出しについては未定	
東北電力	1万kW ^{*1} を切出し済み 検討・協議中 (5~10万kW程度 ^{*2})	5~10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		(2020年度以降に係る協議を11、12、1月に実施)
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		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		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

※ 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。

 : 前回から具体的な進展があった項目

(参考) 前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）における卸電気事業者（電発）の電源の切出し

	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		更なる切出しについては未定	
東北電力	1万kW ^{*1} を切出し済み 検討・協議中 (5～10万kW程度 ^{*2})	5～10万kWの切出しについては、需給の安定を条件に引き続き検討		(2020年度以降に係る協議を11月実施予定)
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		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		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

※ 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。

地方公共団体の保有する電源との調達契約について

- 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、2015年4月に「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」が公表され、現在、契約の解消や見直しに関し協議が行われているところ。
※関連して、第43回制度設計専門会合（令和元年11月）においては、公営電気事業者に対して実施した売電契約の実態調査結果を報告した。当該報告を踏まえたその後の対応等については次頁を参照。
- 旧一般電気事業者に対するアンケートによると、電力販売契約の解消や見直しについて、一般競争入札や公募により事業者が決定した事例も見られた。また、協議・検討を行った結果、従来どおり契約を継続しているケースも見受けられる。

2019年10月以降の、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（「地方公共団体からの申し入れ・相談はない」とする回答以外）

- “2019年12月現在PPA（長期契約）を締結している自治体は、公営水力の2020年度以降の売電先を公募により選定している。なおこれに伴う各自治体との基本契約の扱いについてある自治体から解約の申し出を受け現在協議中である。また別の自治体とも今後協議を予定している。さらに別の自治体とは基本契約解消に係る合意書を締結済み。”
- “自治体との2019年度の契約期間に関する契約の解消・見直し等の申し入れ・相談はない。よって、前回締結した契約を双方が履行している状況。2020年度においては、2019年10月に本自治体が公示した公募型プロポーザルに応札し2019年12月に第一候補者として選定されており2020年1月現在、電力受給契約の締結に向け協議を行っている。”
- “自治体から、長期契約の解消について相談を受けている。”
- “2020年3月末の契約満了後の協議を行い、4月以降の電力売却先について一般競争入札を実施され、当社以外の小売電気事業者が落札した。”
- “長期契約を締結している各自治体の一部発電所について、送配電事業者が買取者となるFITへの移行計画があることから、該当地点に係る長期契約の取扱いについて協議中。”
- “受給契約の途中解約について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り、継続して対応予定。”
- “各自治体とは2010～2025年度まで16年間の基本契約（長期契約）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。2019年10月以降において基本契約の解消申入れや途中解消した場合の違約金算定依頼等はない。尚、現在これらの自治体とは2020～2021年度契約に向けた契約更改協議実施中。”

(参考) 公営電気事業における売電契約の実態調査結果を踏まえた対応

- 第43回本専門会合で報告した実態調査の結果においては、随意契約の解消に向け検討する際の課題として、自治体側からは、旧一般電気事業者が正式な解約の申込がないと違約金の試算を行わない、具体的な金額を提示しない、といった回答があった。
- これを受け、旧一般電気事業者（2020年度以降も公営電気事業者との既存契約が継続する5事業者）に確認を行ったところ、今後、自治体側から違約金の算定について依頼があった場合には、正式な解約の申し入れでない場合でも、違約金の額について速やかに回答するとの回答が得られた。
- 関連して、一部の新電力等からは、個別自治体の既存契約期間の満了時期がわかると、自治体への売電の提案等を検討・実施に有益との指摘もあったところ、旧一般電気事業者・自治体双方から了解を得たため、以下にその内容を示す。

既存随意契約の終了時期

～2024年3月31日 群馬、神奈川、山梨、鳥取、島根、岡山、山口

～2025年3月31日 富山、徳島、高知、愛媛

～2026年3月31日 福岡、大分、熊本、宮崎、金沢

(備考)

- 公営電気事業経営者会議の会員自治体のうち、2020年度以降に既存の長期契約が満了となる16自治体を対象。
- 過去に旧一般電気事業者との間で長期契約を締結した水力発電所（群）に係る契約期間。

公営電気事業の競争入札等の状況について

- 公営電気事業26事業体（発電所数348）のうち、当期間においては売電契約の競争入札2件、公募型プロポーザル3件が実施された。
- 売電契約の競争入札等が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例は、3件となっている。

公営電気事業設備概要（平成31年4月1日現在）

発電所数：348、出力：約247万kW、年間可能発電電力量：約81億kWh

公営電気事業26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（2019年10月～12月）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

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	契約種別	落札者(契約者)
北海道	水力発電所5箇所	50,500	一般競争入札	エネット
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
	水力発電所9箇所	59,500	公募型プロポーザル	東北電力
	水力発電所3箇所	25,600	公募型プロポーザル	地球クラブ
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
合計		150,300		

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、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例※1

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	契約種別	落札者
東京都	水力発電所3箇所	36,500	一般競争入札	F-Power
新潟県	水力発電所3箇所	86,300	一般競争入札	丸紅新電力
	水力発電所7箇所	38,900	一般競争入札	東京瓦斯
合計		161,700		

※1 2013年度以降の供給実績より

合計件数:8件
合計最大出力:
312,000 kW

出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

(参考) 前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）における公営電気事業の競争入札状況

- 公営電気事業26事業体（発電所数348）のうち、当期間においては売電契約の競争入札が実施された事例はなかった。
- 売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例は、5件となっている。

公営電気事業設備概要（平成31年4月1日現在）

発電所数：348、出力：約247万kW、年間可能発電電力量：約81億kWh

公営電気事業26事業体中、売電契約の競争入札が実施された事例

当期間（2019年7月～9月）に売電契約の競争入札が実施された事例

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
当期間（2019年7月～9月）において売電契約の競争入札が実施された事例なし			
	合計	0	

当期間より前に売電契約の競争入札が実施され、かつ現在もその契約に基づく供給が行われている事例※2

事業体	発電種別	合計最大出力[kW]	落札者
熊本県	風力発電所1箇所※3	1,500	九州電力
東京都	水力発電所3箇所	36,500	F-Power
三重県	廃棄物固形燃料発電所1箇所※4	12,050	ゼロワットパワー
新潟県	水力発電所3箇所	86,300	丸紅新電力
	水力発電所7箇所	38,900	東京瓦斯
	合計	175,250	

合計件数:5件
合計最大出力：
175,250 kW

※2 2013年度以降の供給実績より

※3 9月30日譲渡完了および契約終了

※4 9月17日発電停止、9月30日契約終了

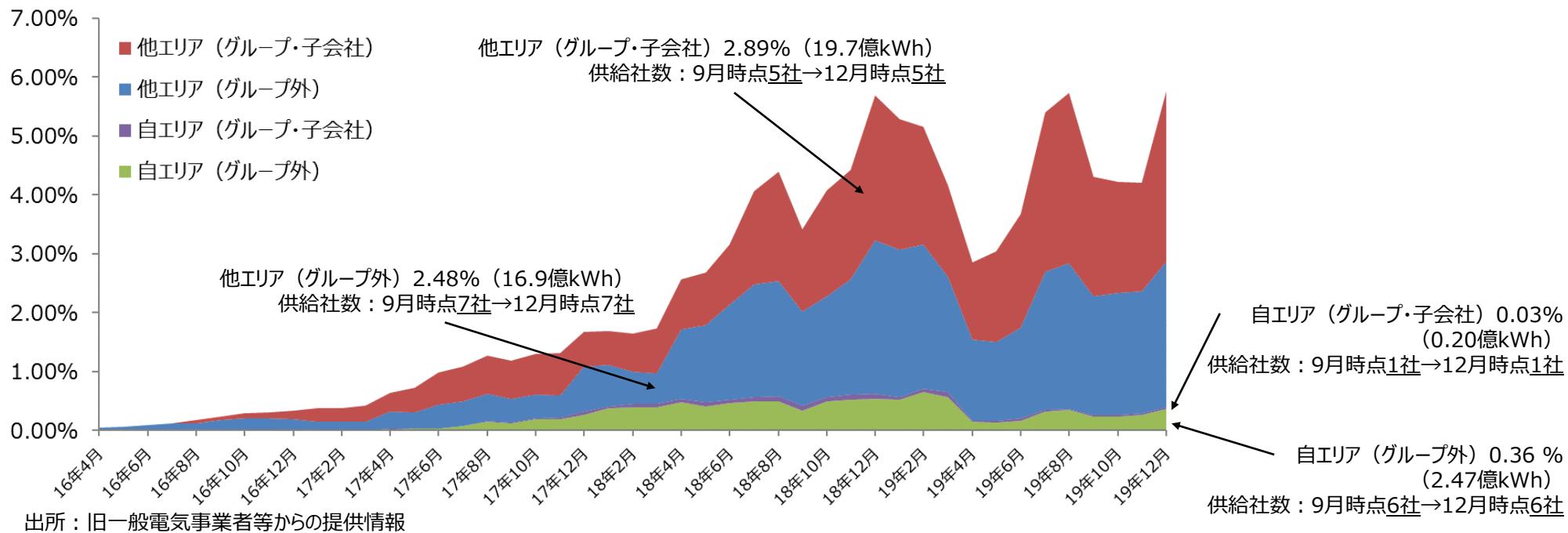
出所：公営電気事業経営者会議からの提供情報

旧一般電気事業者の相対取引の状況

- 2019年12月時点における総需要に占める相対取引による供給量の割合は、5.76%であった（39.34億kWh）。
- 2019年12月時点で自エリアにおいてグループ・子会社への供給を行っているのは1社、グループ外へ供給を行っているのは6社であった。また、他エリアにおいてグループ・子会社への供給を行っているのは5社、グループ外への供給を行っているのは7社であった。なお、常時BU以外に相対取引による卸供給を行っていないのは0社であった。

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

- グループ外2.84%（19.41億kWh）は新電力需要（12月時点シェア16.2%、111億kWh）中の17.5%を占める。
- なお、総需要に占める常時BU販売電力量の割合は0.3%（1.79億kWh）となっている。



※ 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（上記は3月時点及び6月時点における社数）。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。

※ エリア指定なしについては、他エリアとして集計していることに留意。

電力市場のモニタリング報告

【2019年10月-12月期報告】

◆ 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
- 売買両建て入札の実施
- グロス・ビディングの状況
- 時間前市場への入札可能量
- 卸電気事業者の電源の切出し
- 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
- 市場の指標性の推移

● 新電力の電力調達の状況

◆ 小売市場

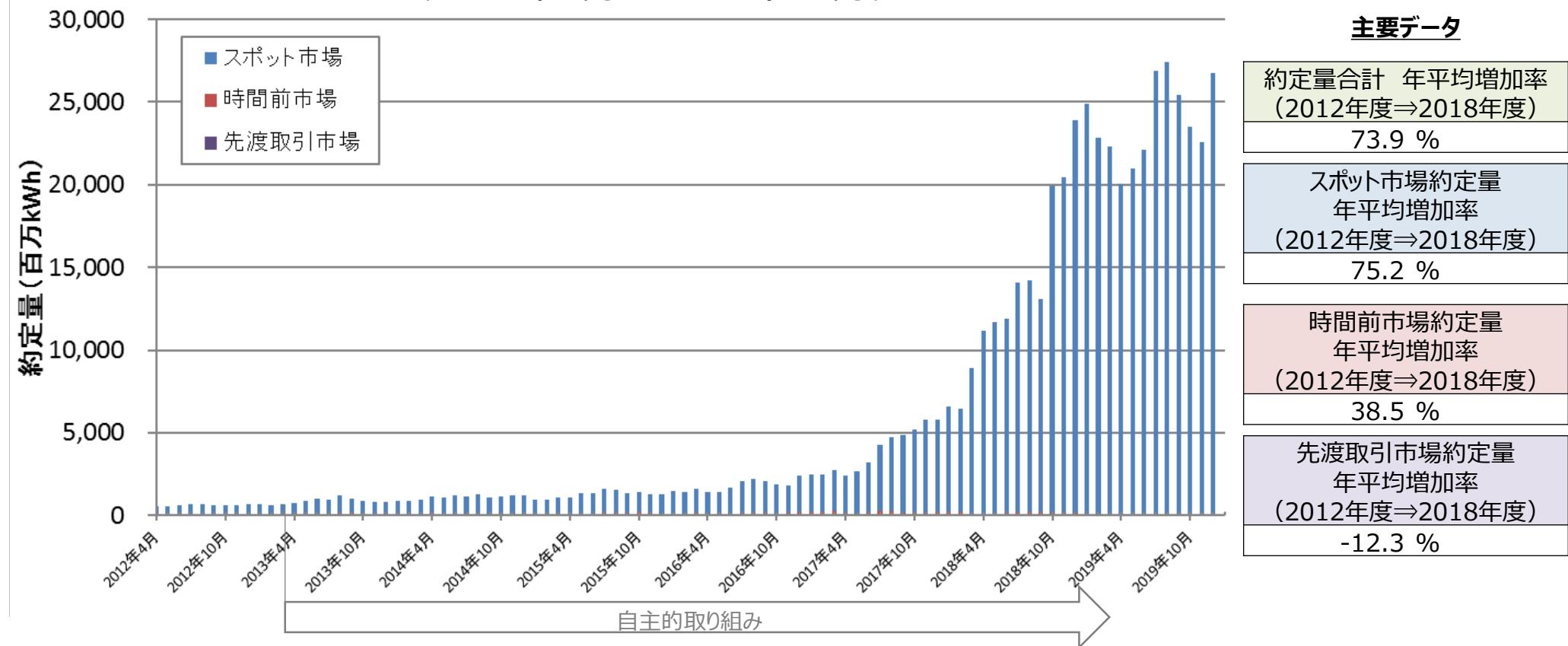
- シェアの推移
- 部分供給の実施状況
- スイッチングの動向

JEPXにおける約定量の推移

- 2012年度から2018年度にかけてのJEPXにおける約定量の年平均増加率は、73.9%となっている。
- 2019年10月～12月の約定量合計は、前年度同時期対比で1.1倍であった。

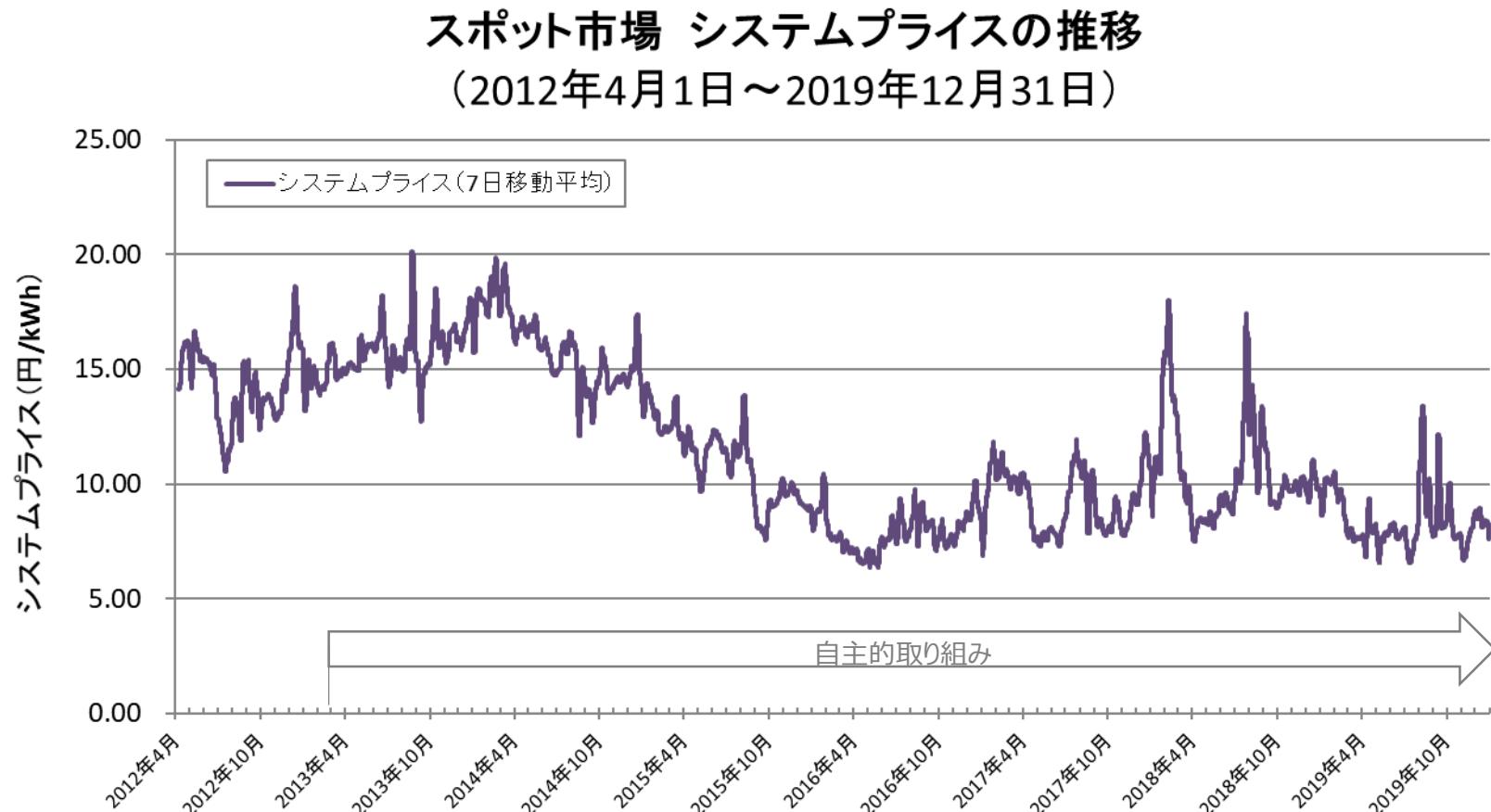
約定量の推移

(2012年4月～2019年12月)



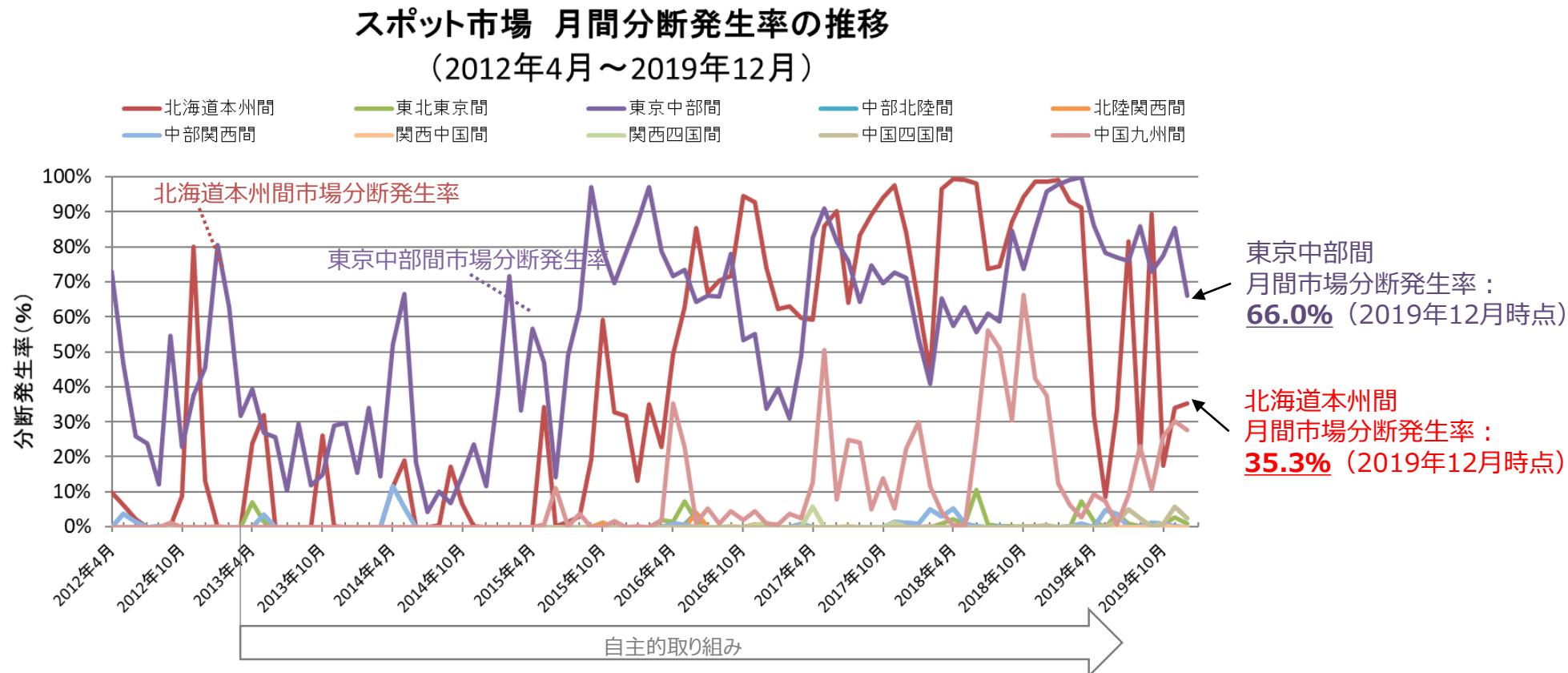
スポット市場における価格の推移

- スポット市場のシステムプライスは、2013年度冬季をピークとして下落傾向であったが、2016年6月以降上昇下落を繰返しながら推移している。



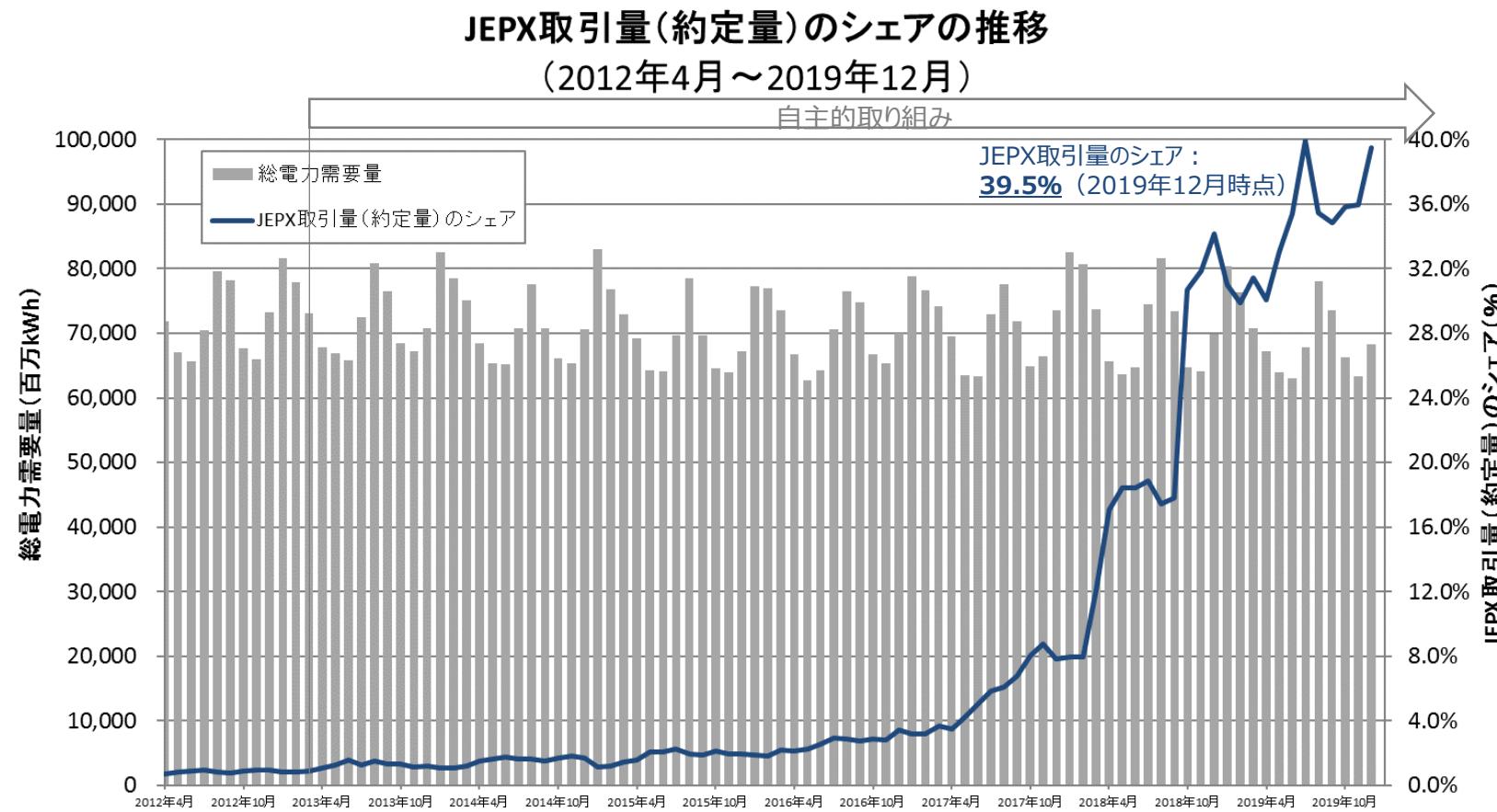
各エリア間の市場分断発生率の推移

- 北海道本州間連系線と東京中部間連系線においては、定常的に市場分断が発生しており、2019年12月においてはそれぞれ35.3%、66.0%の発生率となっている。



JEPX取引量（約定量）が電力需要に占めるシェアの推移

- JEPXにおける取引量（約定量）が日本の電力需要に占めるシェアは、2019年12月時点では39.5%（2019年10月～12月では平均37.1%）となっている。
- シェアの前年同時期対比は、平均2.0倍となっている。



JEPX取引量（約定量）のシェアの前年同時期対比

2018年						2019年								
10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
3.8倍	3.6倍	4.4倍	3.9倍	3.7倍	2.6倍	1.8倍	1.8倍	1.9倍	2.1倍	2.0倍	2.0倍	1.2倍	1.1倍	1.2倍

JEPXにおける価格ボラティリティの推移

- 価格の安定性を表すヒストリカル・ボラティリティは、2017年5月をピークに下降傾向にある。

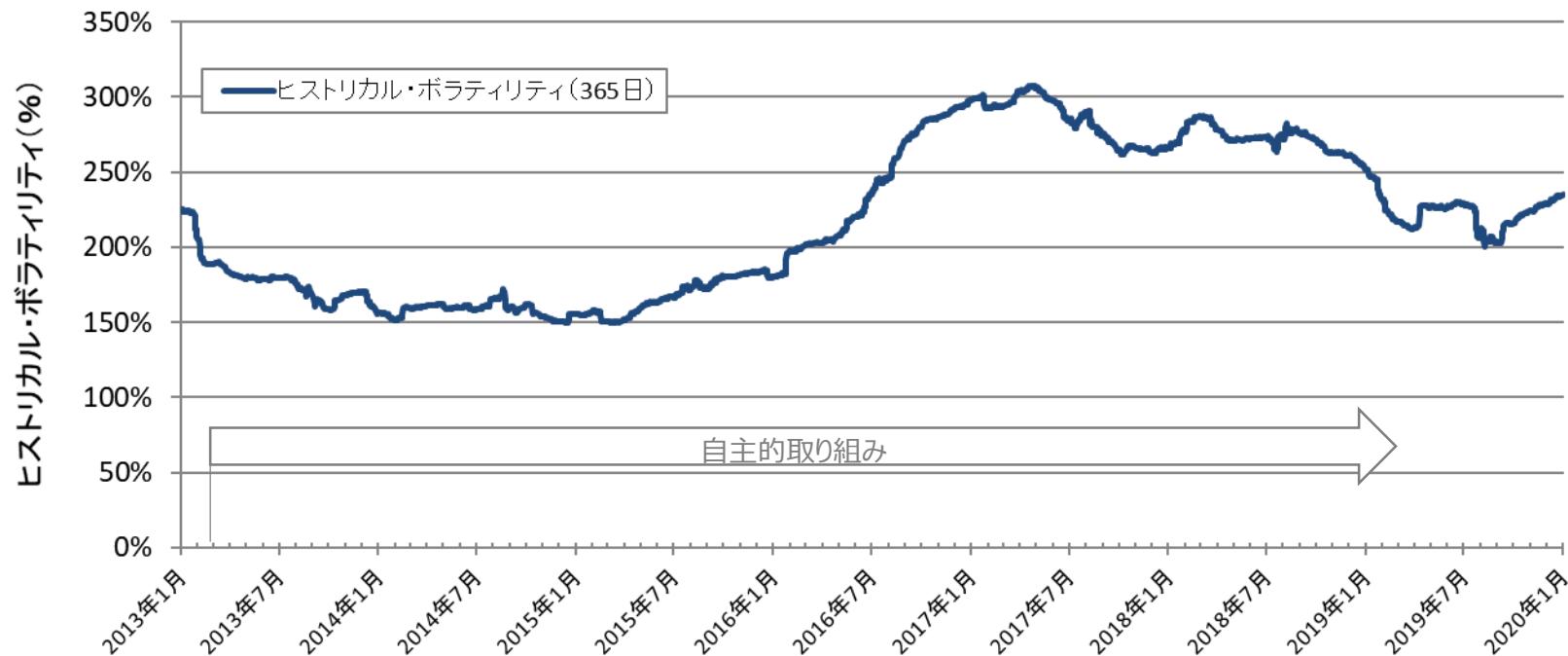
ヒストリカル・ボラティリティ（365日）

≡ [当該日から過去365日間についての、“システムプライスの前日対比”の自然対数の標準偏差] × $\sqrt{365}$

⇒ 当該日からの過去1年間の価格変動の大きさを指標化。小さくなるほど価格が安定的に推移していることを表す

⇒ 例えば、ヒストリカル・ボラティリティ=10%は、1年後のスポット価格が現在の±10%以内に納まる確率が68.27%であることを表す

スポット市場 価格ボラティリティの推移 (2013年1月1日～2019年12月31日)



(参考) ヒストリカル・ボラティリティの算定式

ヒストリカル・ボラティリティの算出式

$HV(n)$: 過去n日間の価格変動に基づくヒストリカル・ボラティリティ (今回は $n=365$)

P_n : n日前の価格 (P_0 は算出時点の当日価格)

m : 平均値

$$HV(n) = \sqrt{\frac{\left(\ln\left(\frac{P_0}{P_1}\right) - m\right)^2 + \left(\ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right) - m\right)^2 + \cdots + \left(\ln\left(\frac{P_{n-1}}{P_n}\right) - m\right)^2}{n-1}} \times \sqrt{365}$$

価格の前日比の自然対数

(前日と比べた大小を同じ度合とするために自然対数を利用)

例) P_0 (当日) = 50, P_1 (前日) = 100の場合、前日差は▲50となり、前日比は1/2 (▲50%)、

一方、 P_0 (当日) = 100, P_1 (前日) = 50の場合、前日差は+50となり、前日比は2 (+100%)、となるため、変化度合が異なる。それぞれ前日比の自然対数を取ると、いずれも±0.693と同値となる

年率への換算係数

(一般に、株式市場では年間の取引日として250を使用するが、今回は休日も含めた365を使用)

価格の前日比の自然対数の標準偏差 (σ) = 1日あたりのボラティリティ

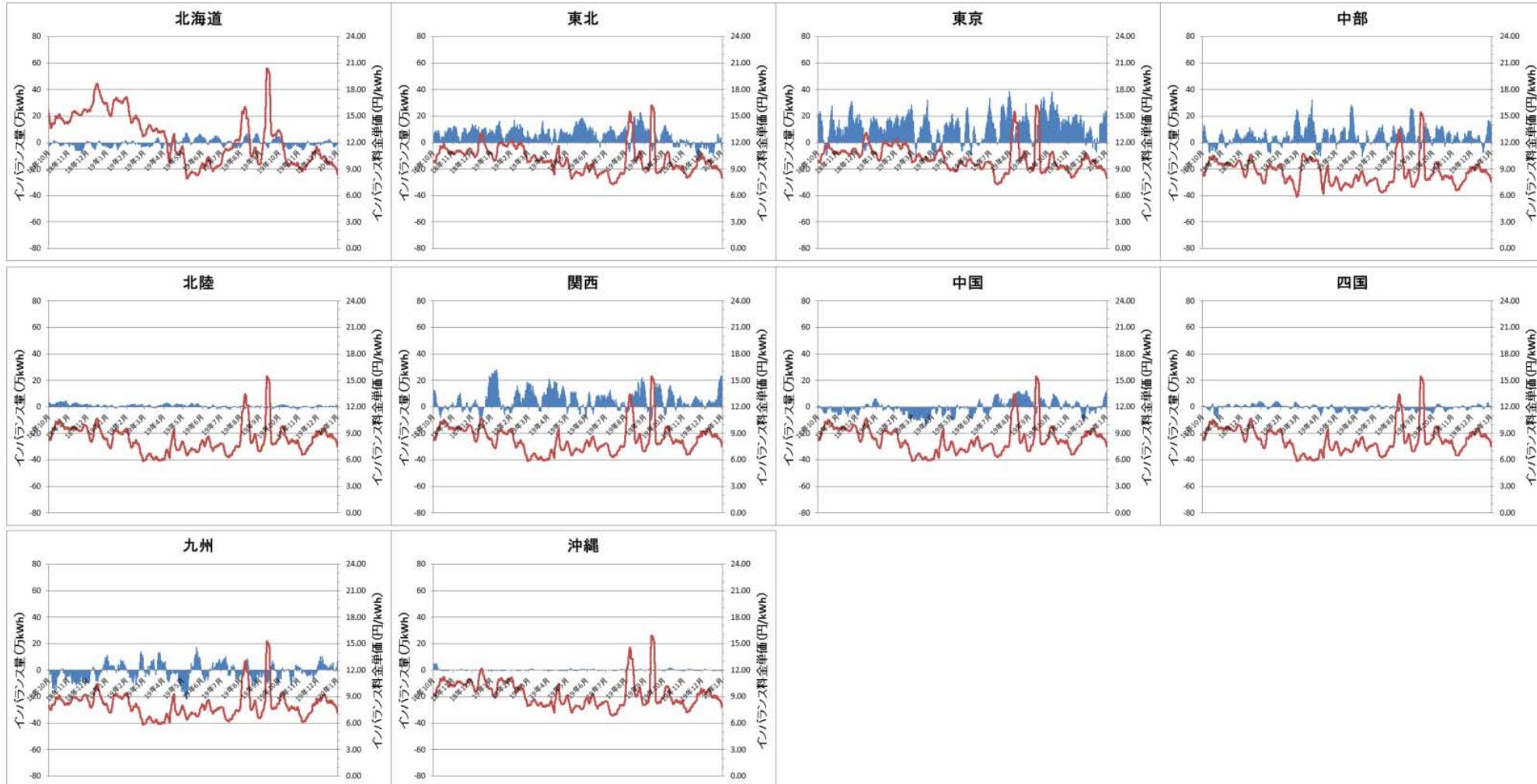
(測定値 (今回は価格の前日比の自然対数) のバラつき (平均値からの分布) を示し、標準偏差が小さいほど測定値が平均値周辺に集まっていることを意味する)

インバランス料金単価・インバランス量の推移

○ 各エリアのインバランス料金単価及びインバランス量の推移（7日移動平均）は次のとおり。

インバランス料金単価・インバランス量の推移
(2018年7月1日～2019年12月31日)

■ インバランス量（7日移動平均）
— インバランス料金単価（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料金単価・インバランス量の確報値（2020年3月17日時点）より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成
※ 2019年4月以降のインバランス料金単価には、インセンティブ定数K・Lが適用されるが、上記グラフには含まれない。

(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）

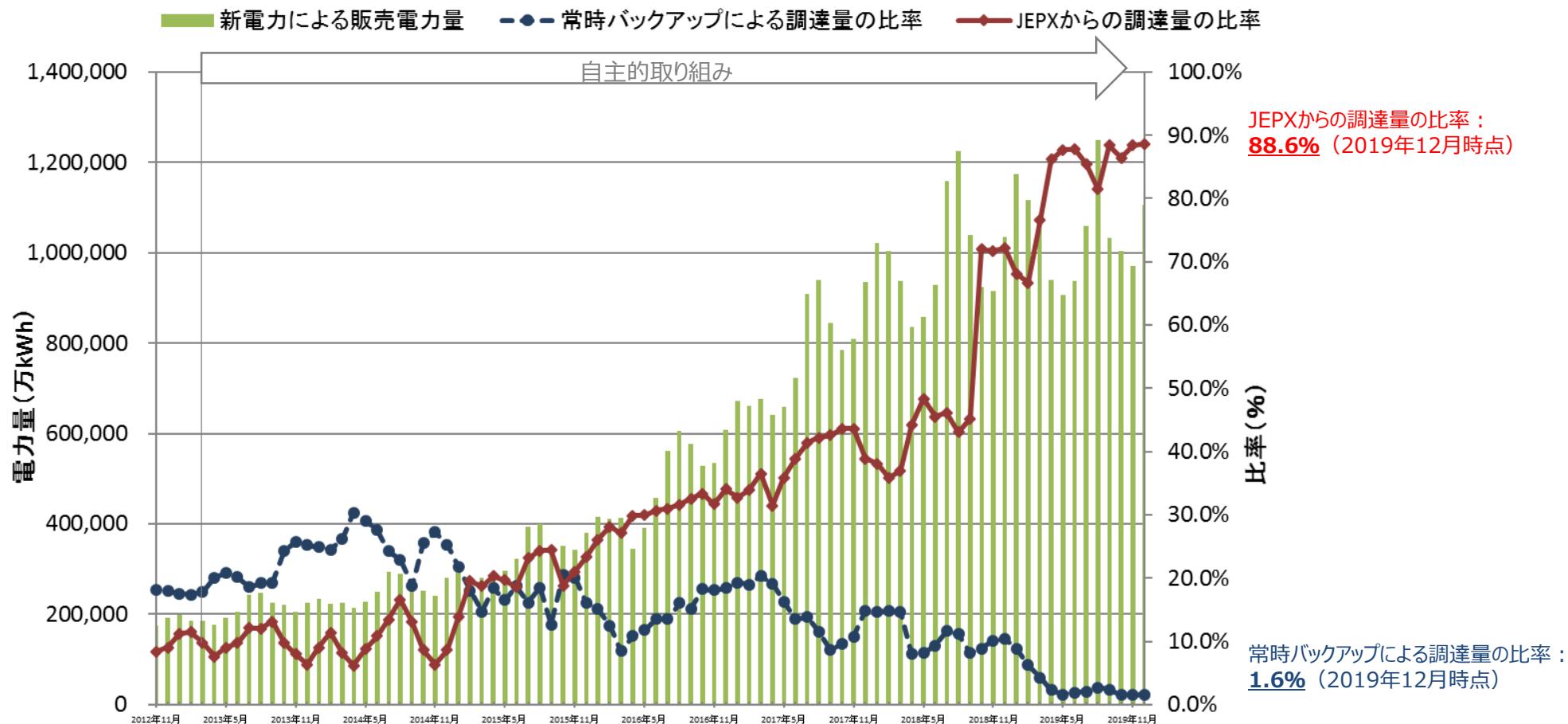
(見直し内容)

- ・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

新電力の電力調達の状況

- 新電力の電力調達状況を見ると、2019年12月時点において、JEPXからの調達量の比率は88.6%、常時バックアップによる調達量の比率は1.6%となっている。

新電力の電力調達の状況 (2012年11月～2019年12月)



電力市場のモニタリング報告

【2019年10月-12月期報告】

- ◆ 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
 - 売買両建て入札の実施
 - グロス・ビディングの状況
 - 時間前市場への入札可能量
 - 卸電気事業者の電源の切出し
 - 相対取引の状況

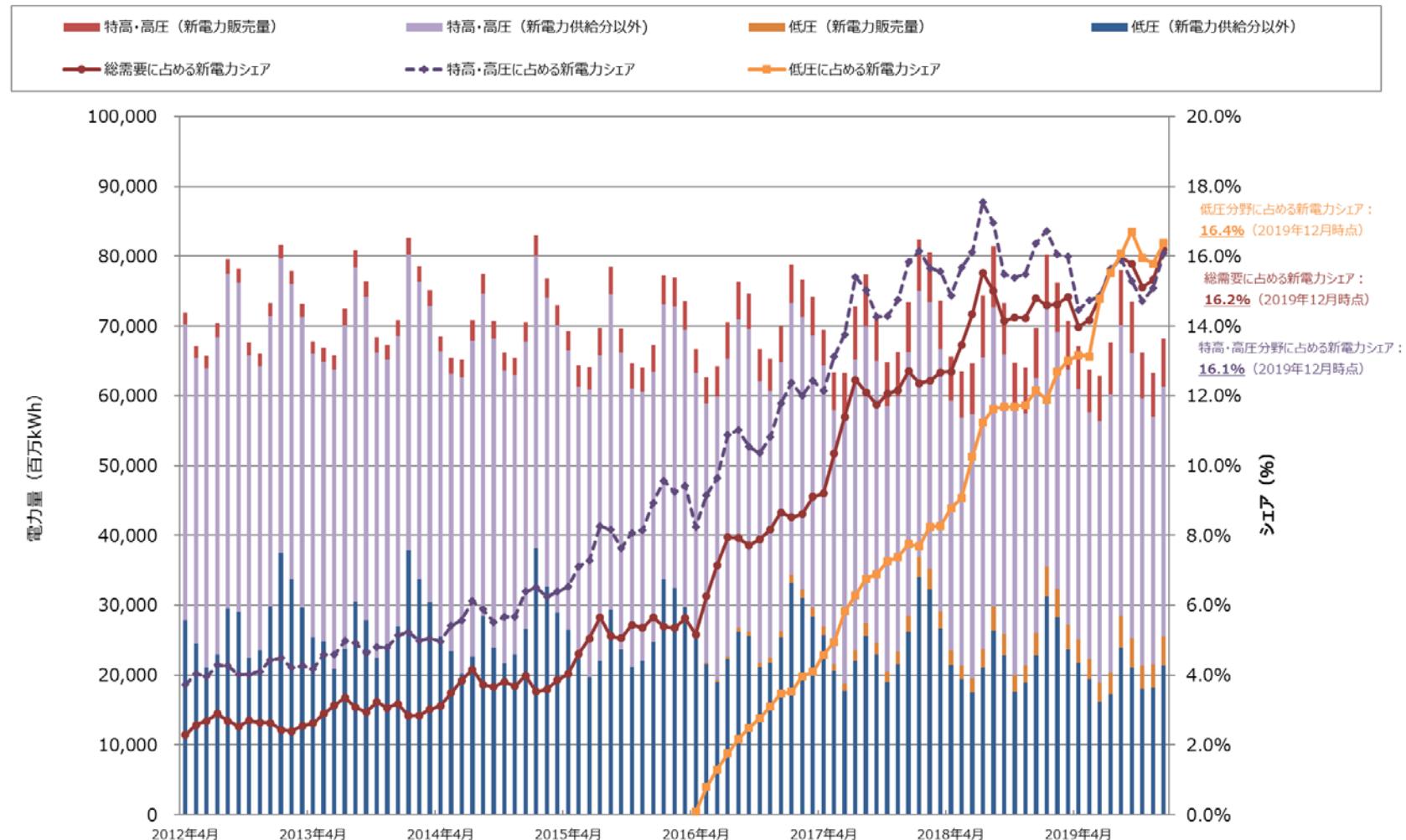
【中長期推移報告】

- ◆ 卸電力市場
 - 卸電力取引所
 - 約定量の推移
 - 約定価格の推移
 - 市場の指標性の推移
 - 新電力の電力調達の状況
- ◆ 小売市場
 - シェアの推移
 - 部分供給の実施状況
 - 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徐々にではあるが着実に上昇している。
- 具体的には、2019年12月時点において、総需要に占める新電力シェアは約16.2%、特高・高圧需要に占める新電力シェアは約16.1%、低圧需要に占める新電力シェアは約16.4%となっている。

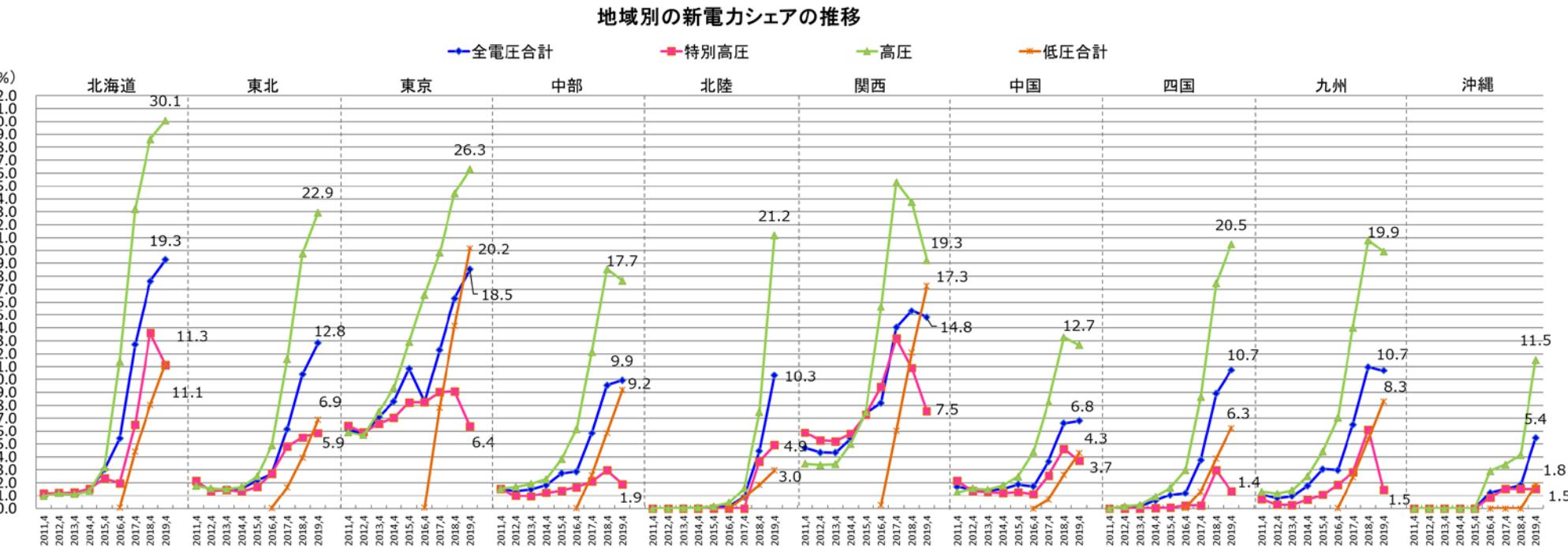
新電力の市場シェア（2012年4月～2019年12月）



(出所：発受電月報、電力取引報)

地域別の新電力シェアの推移（年度別）

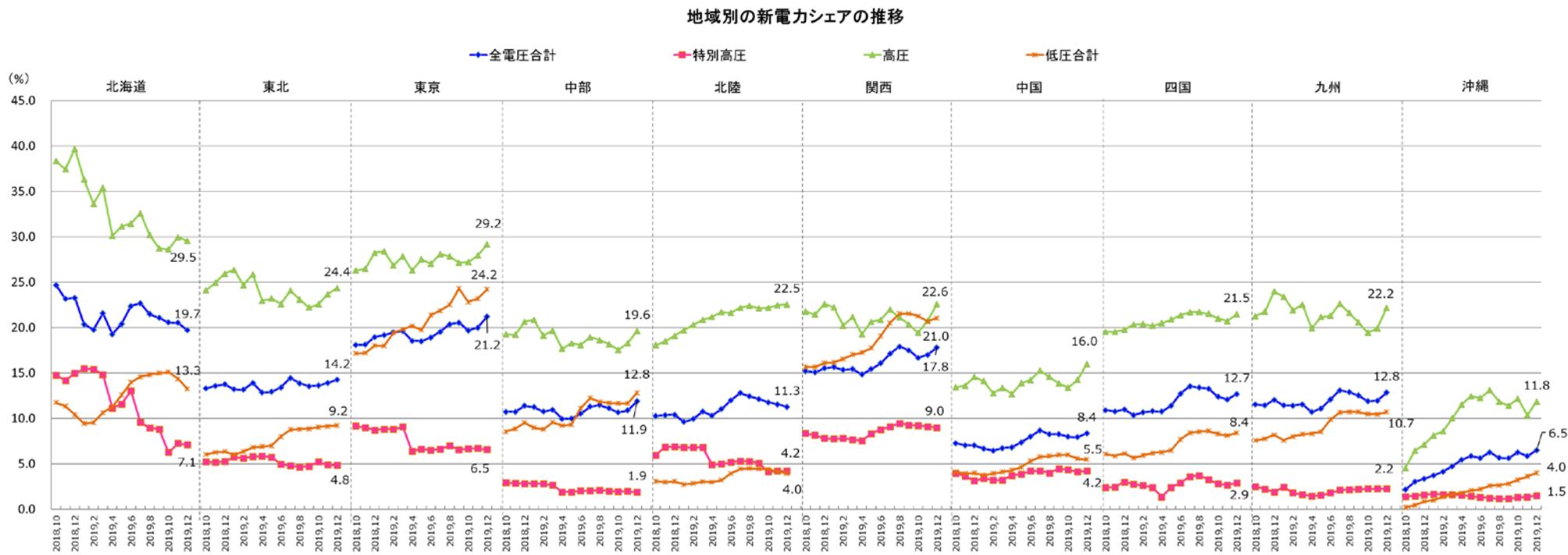
- 地域別の新電力の販売電力量シェアは、概ね増加傾向にある。新電力の販売電力シェアが高い地域として、北海道、東京、関西が挙げられる。



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2018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。

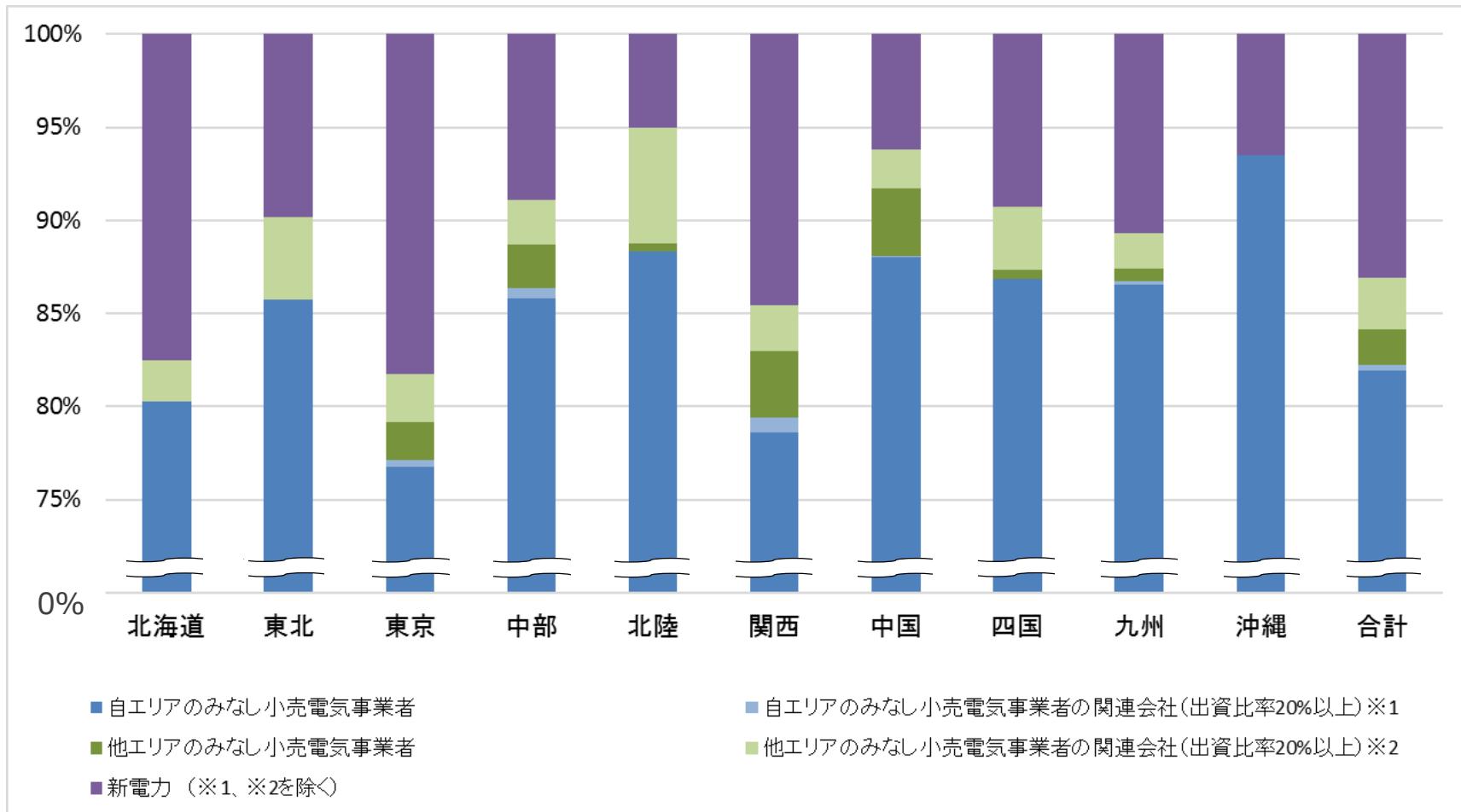


出所：電力取引報

地域別の市場シェア

- みなし小売電気事業者及びその子会社による旧供給区域外への進出は、2019年9月時点と比較すると横ばい。旧供給区域外への供給は全体の約4.7%。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おり、具体的には、北海道(約2.2%)、東北(約4.4%)、東京(約4.6%)、中部(約4.7%)、北陸(約6.6%)、関西(約6.0%)、中国(約5.7%)、四国(約3.9%)、九州(約2.6%)となっている。

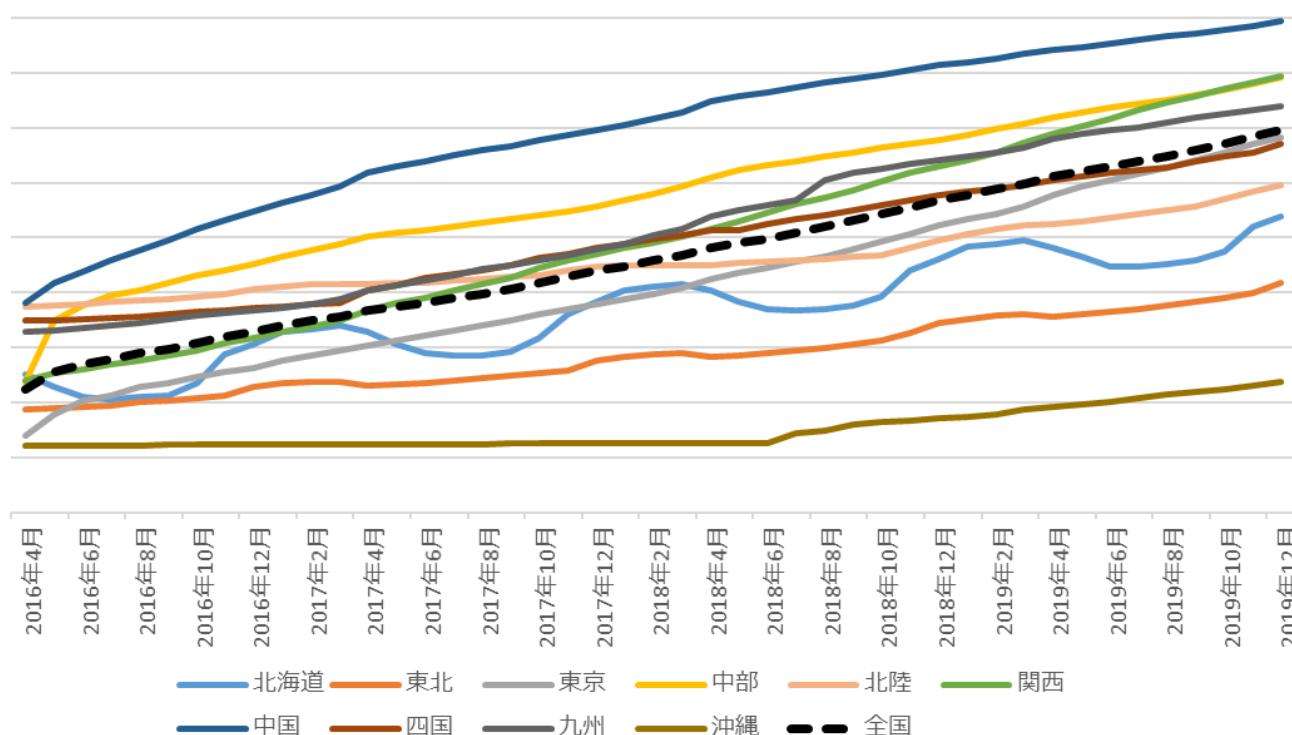
地域別の市場シェア（2019年12月）



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、2019年12月時点で全国34.8%となっている。

規制料金からスイッチングした割合



	2019年12月
北海道	27.0%
東北	20.8%
東京	34.2%
中部	39.6%
北陸	29.8%
関西	39.6%
中国	44.7%
四国	33.5%
九州	37.0%
沖縄	11.8%
全国	34.8%

※沖縄は、低圧電灯のみで算出

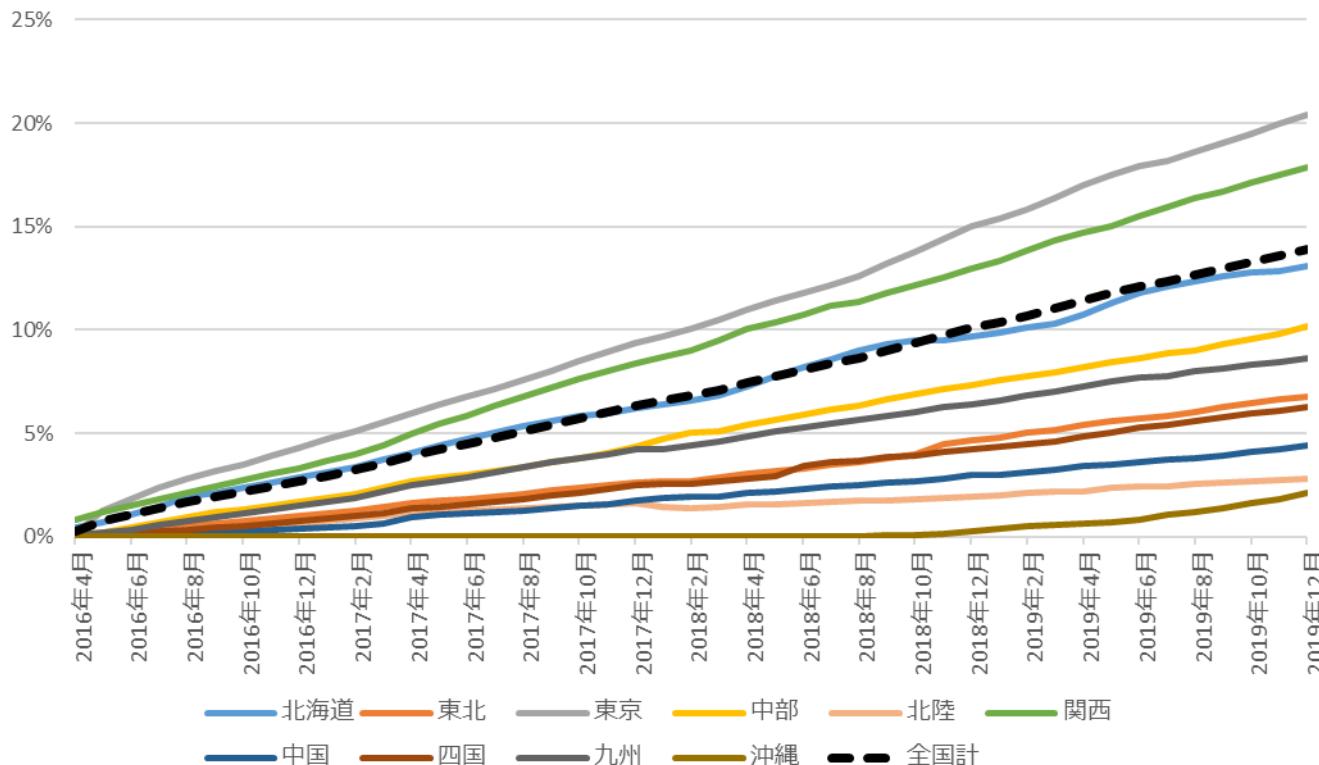
(出所) 発受電月報、電力取引報

(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、2019年12月時点で全国13.9%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



	2019年12月
北海道	13.1%
東北	6.8%
東京	20.4%
中部	10.2%
北陸	2.8%
関西	17.9%
中国	4.4%
四国	6.3%
九州	8.6%
沖縄	2.1%
全国	13.9%

(出所) 電力取引報

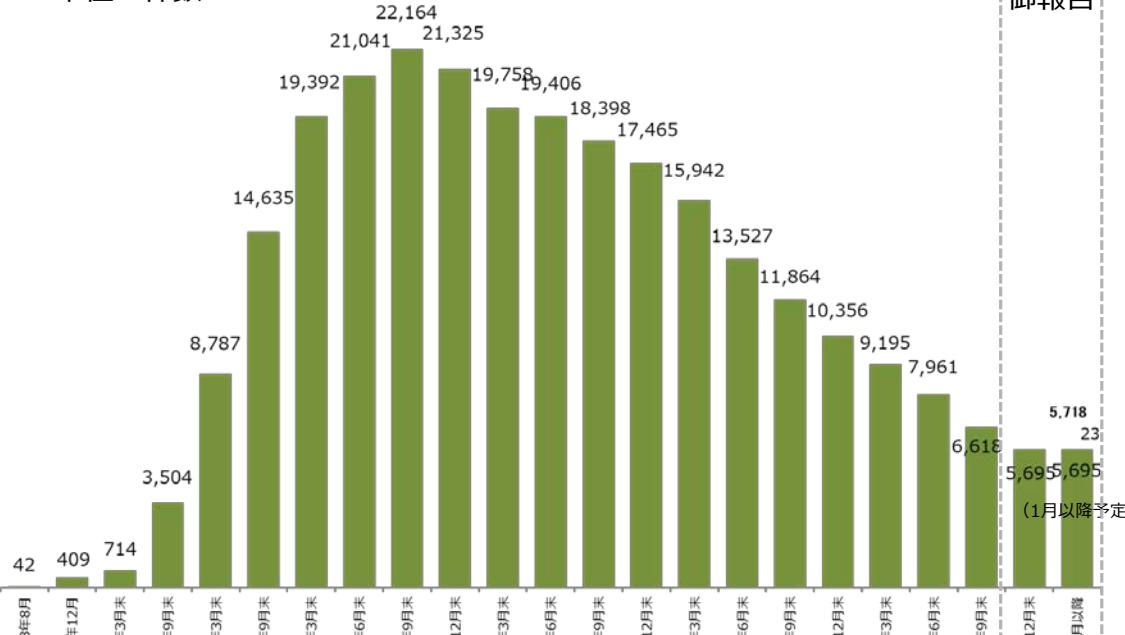
(備考) 低圧：契約口数ベース

部分供給の実施状況

- 2019年12月末時点の部分供給による供給件数は、前回モニタリング報告時（2019年7月～9月を対象）の9月末時点から減少し、5,695件であった（四国、沖縄以外のエリアで供給件数に減少が見られた）。
- 供給形態としては、「新たな形態※」が大半を占めている。

部分供給件数の推移

単位：件数



今回
御報告

2019年12月末時点における部分供給件数

単位：件数

		通告型		横切り型		その他 (新たな形態)	合計		
		負荷追従主体		負荷追従主体					
		旧一般電気事業者	新電力	旧一般電気事業者	新電力				
北海道	12月末	0	27	0	48	39	114		
	1月以降	0	2	0	0	0	2		
東北	12月末	0	16	0	0	379	395		
	1月以降	0	0	0	0	1	1		
東京	12月末	0	32	0	552	0	584		
	1月以降	0	0	0	0	0	0		
中部	12月末	0	0	0	0	349	349		
	1月以降	0	0	0	0	0	0		
北陸	12月末	0	0	0	26	0	26		
	1月以降	0	0	0	0	0	0		
関西	12月末	13	5	0	0	567	585		
	1月以降	0	3	0	0	0	3		
中国	12月末	1	3	0	0	277	281		
	1月以降	0	0	0	0	0	0		
四国	12月末	0	6	0	0	113	119		
	1月以降	0	1	0	0	0	1		
九州	12月末	0	219	0	0	2,902	3,121		
	1月以降	0	6	0	0	10	16		
沖縄	12月末	13	0	99	9	0	121		
	1月以降	0	0	0	0	0	0		
合計	12月末	27	322	96	781	5,392	5,695		
	1月以降	0	30	3	0	17	23		

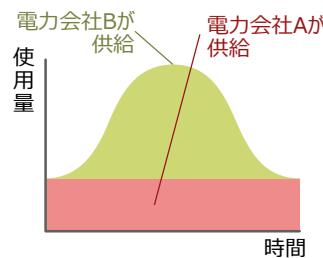
出所：旧一般電気事業者からの提供情報

※ 新たな形態とは、旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量までの負荷追従供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が一定量以上の負荷追従供給を行う供給形態。ただし、電力会社によっては、新たな形態と従来の形態（通告型、横切り型）の件数の切り分けが出来ない場合があり、その場合は従来の形態にまとめて件数を計上している。

(参考) 部分供給のパターン

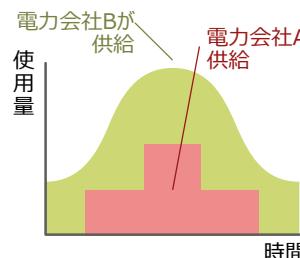
「部分供給に関する指針」に例示しているパターン

「横切り型①」



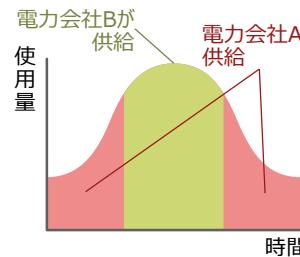
- 旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量のベース供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が負荷追隨供給を行う供給形態※ ベース供給とは、負荷追隨を行わず、一定量の電力供給を行う形態の電力供給を指す

「通告型②」



- 新電力（又は旧一般電気事業者）が通告値によるベース供給を行い、旧一般電気事業者（又は新電力）が当該ベース供給（通告値によるもの）を除いた負荷追隨供給を行う供給形態

「縦切り型③」

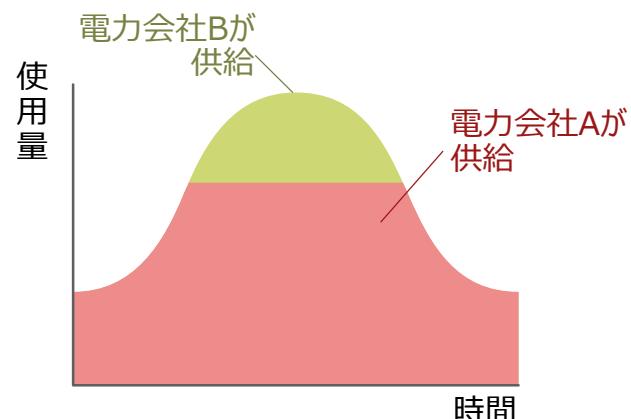


- ある電気事業者（旧一般電気事業者又は新電力）が一部の時間帯に負荷追隨供給を行い、他の電気事業者がそれ以外の時間帯に負荷追隨供給を行う形態

「新たな形態」としている部分供給パターン

旧一般電気事業者（又は新電力）が一定量までの負荷追隨供給を行い、新電力（又は旧一般電気事業者）が一定量以上の負荷追隨供給を行う供給形態

需要家の需要カーブは季節によっても異なることから、需要家の要求を最大限踏まえ、供給の在り方の選択肢を拡大するため、パターン①で言うベース供給を担うとされている電気事業者が、量を閾値に時間帯によっては負荷追隨を行うもの



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）
- 今回は、2019年（令和元年）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。