

第6回 制度設計ワーキンググループ

事務局提出資料

～卸電力市場の活性化(自主的取組・競争状態のモニタリング報告)について～
(平成26年3月期)

平成26年6月23日(月)

卸電力市場・競争状態の概況

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - スポット市場
 - 時間前市場
 - 先渡市場
- 相対取引
 - 地方公共団体による売電の状況
 - IPP事業者による売電の状況
- 常時バックアップ

◆ 小売市場

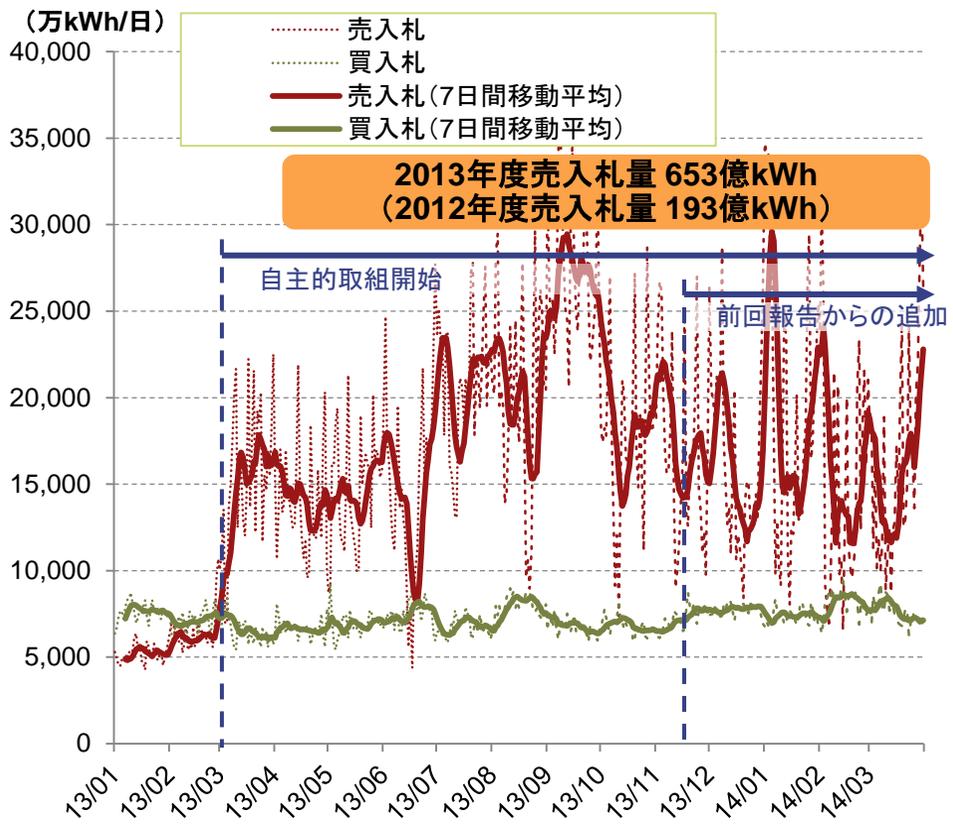
- 新電力シェア推移
- 一般電気事業者による越境供給
- 部分供給への取組

		今回報告		前回報告		
		'14/1月-3月 ¹	2013年度			
卸電力取引所	スポット市場	入札	売入札前年比	1.9倍	3.4倍	4.8倍 ('13/7/21-11/15)
			買入札前年比	1.1倍	1.1倍	—
		約定	約定量	26億kWh	103億kWh	—
			約定量前年比	1.3倍	1.4倍	1.5倍 ('13年7月21日-11月15日)
			平均約定価格 (システムプライス)	18.0円/kWh	16.5円/kWh	—
	東西市場分断発生率	20.9%	21.5%	—		
	時間前市場	約定	約定量	1.5億kWh	8.4億kWh	—
			約定量前年比	1.9倍	3.5倍	5.9倍 ('13年3月-10月)
			平均約定価格 (システムプライス)	18.1円/kWh	16.9円/kWh	—
	販売電力量に対するシェア	1.2%	1.3%	—		
(参考) 小売市場	販売電力量		2,370億kWh	8,760億kWh	—	
		特定規模需要	1,342億kWh	5,214億kWh	—	
		新電力	59億kWh	227億kWh	—	

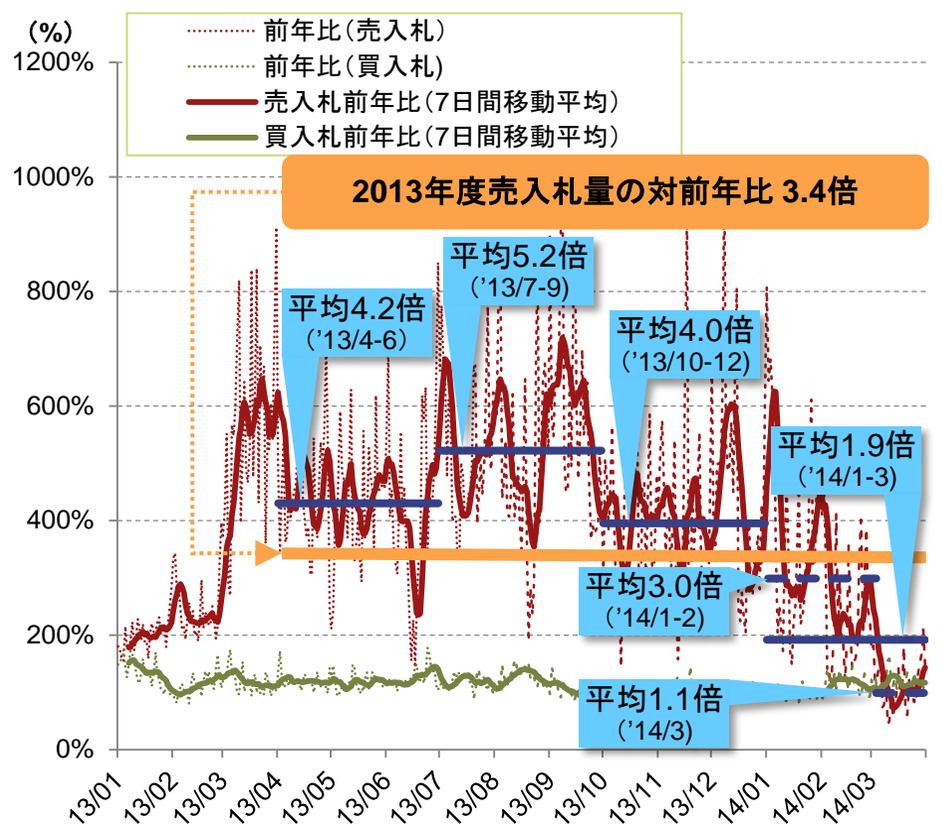
1. 本年1月-3月期の実績を解釈するにあたっては、季節要因が影響していることが想定され、また前年比については、昨年3月に既に一般電気事業者による自主的取組が開始していたため本年3月の数値が他の月と比較すると低くなることの留意が必要

○2013年度のスポット市場への売入札量は総量約650億kWhとなり、前年比3.4倍となった。
 ○直近の本年1月-3月を見ると、前年同期比1.9倍であり、3月は昨年既に自主的取組が開始していたため前年比1.1倍と低水準になることを勘案しても、1月-2月だけでも前年比3.0倍と他期と比べるとやや低い水準。
 ○買入札は2013年度を通じて、同程度の水準で推移しており、売買両建てでの入札を行う一般電気事業者の自主的取組期間中の増加は見られない。

入札量の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)

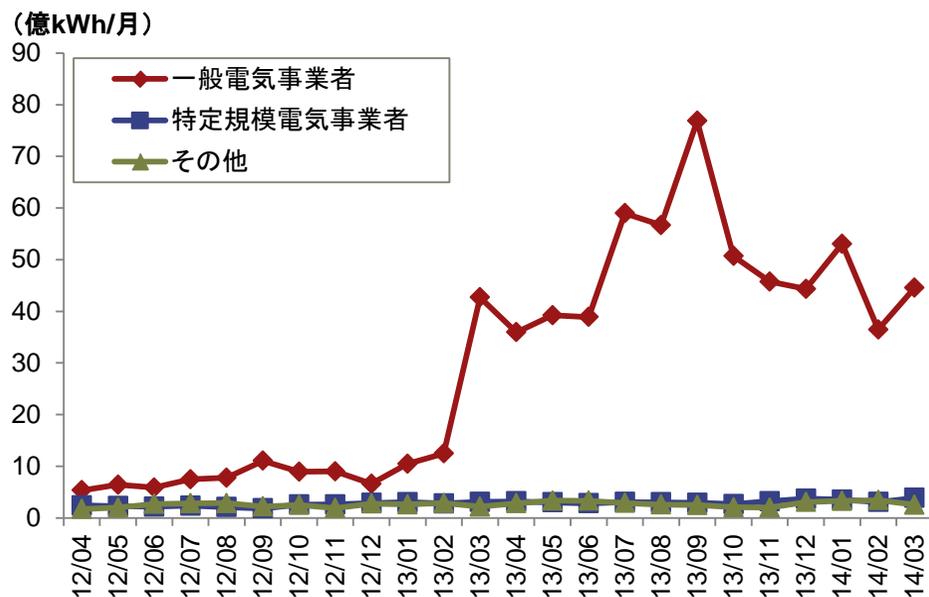


入札量の対前年比の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



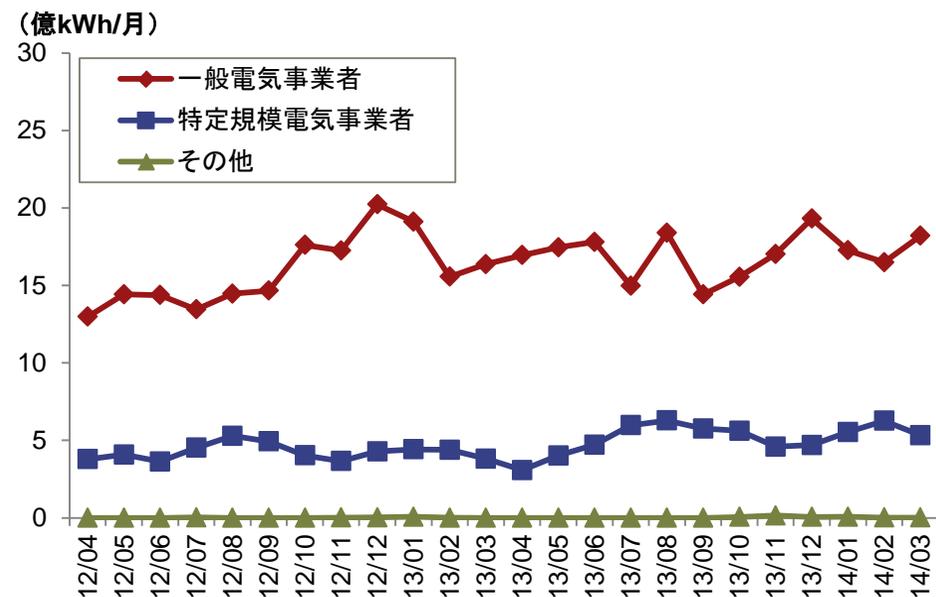
- 2013年度の一般電気事業者による売入札量は580億kWhと前年比4.3倍に達し、売入札の増加を牽引。
- 一方、2013年度の買入札量は、一般電気事業者が前年比1.1倍、新電力が前年比1.2倍といずれも増加は限定的。

売り入札量の推移 (2012年4月 - 2014年3月)



	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	581億kWh	134億kWh	4.3倍
新電力	38億kWh	30億kWh	1.3倍
その他	34億kWh	29億kWh	1.2倍

買い入札量の推移 (2012年4月 - 2014年3月)

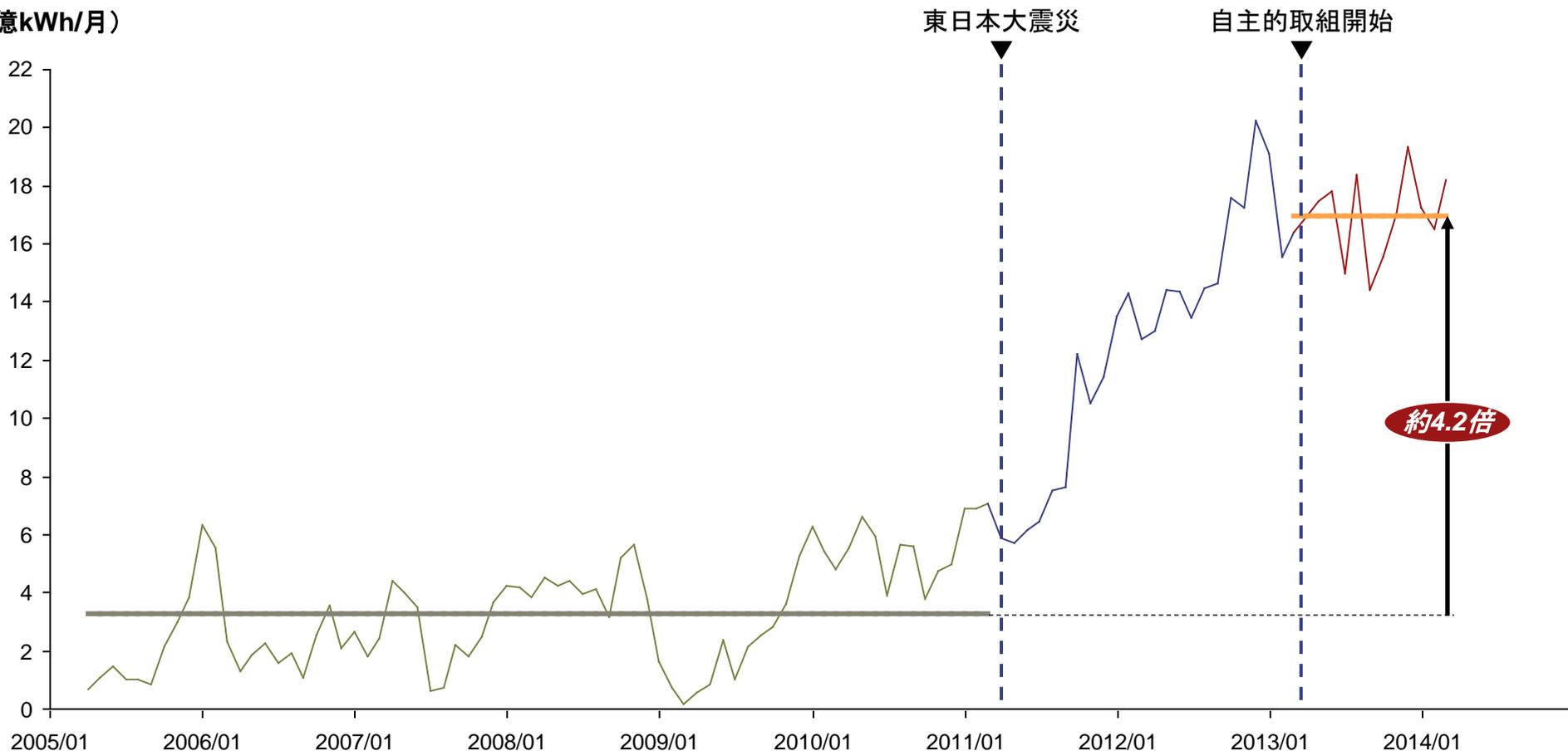


	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	204億kWh	191億kWh	1.1倍
新電力	62億kWh	51億kWh	1.2倍
その他	0.4億kWh	0.1億kWh	2.5倍

- 一般電気事業者は、東日本大震災以降、自主的取組の開始前より買入札を増加させていたことも自主的取組(売買両建て取引)による買入札量の増加が前年比で限定的となる要因のひとつと考えられる。
- 震災前の水準と比較すると、買入札量は約4倍程度に増加している。

一般電気事業者によるスポット市場への買い入札量の推移

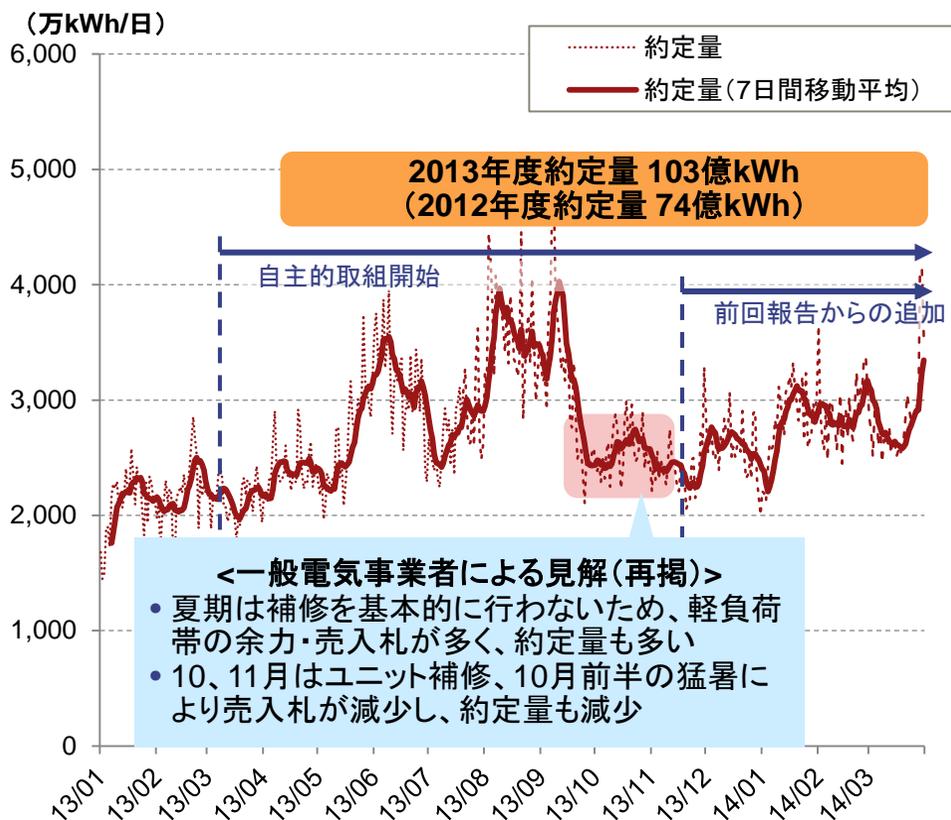
(億kWh/月)



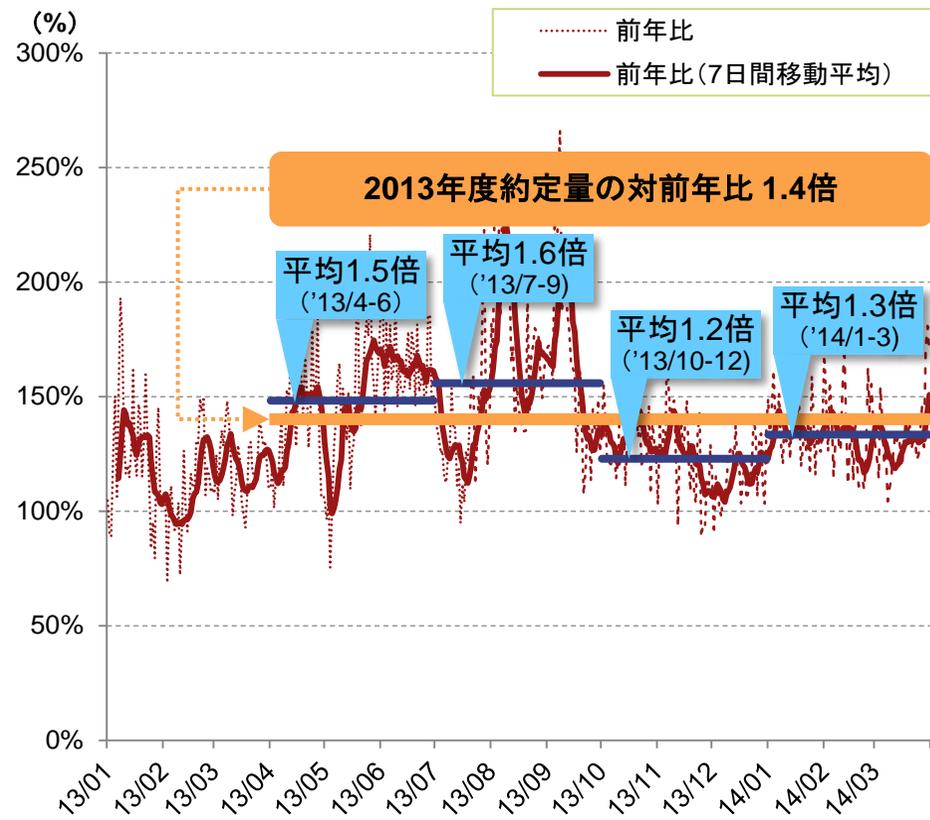
○2013年度のスポット市場の約定量は100億kWhを超え、前年比1.4倍となった。

○前回報告時に、端境期である秋期とピーク期である夏期の約定量の差について季節要因であることが一般電気事業者の見解として示されていたが、ピーク期である冬期も各日における最大需要と最小需要の格差が夏期と比べて小さいという季節要因が、約定量の少なさに対する見解として示されている。

約定量の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



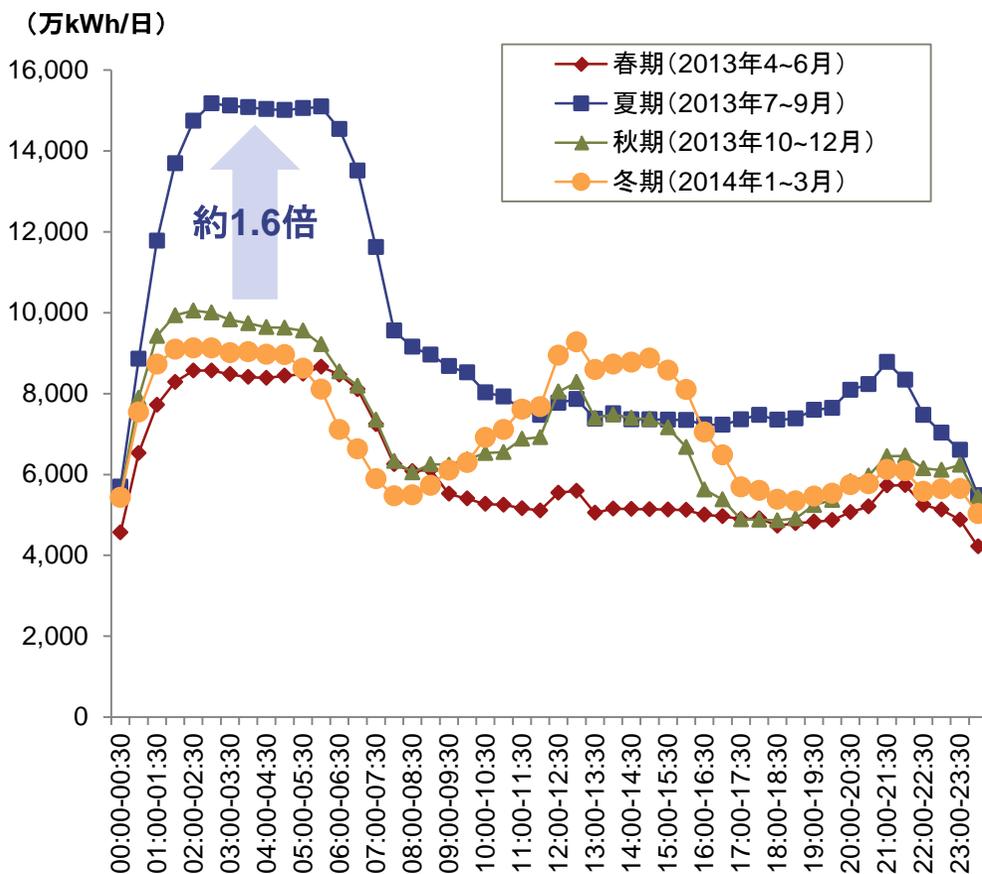
約定量の対前年比の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



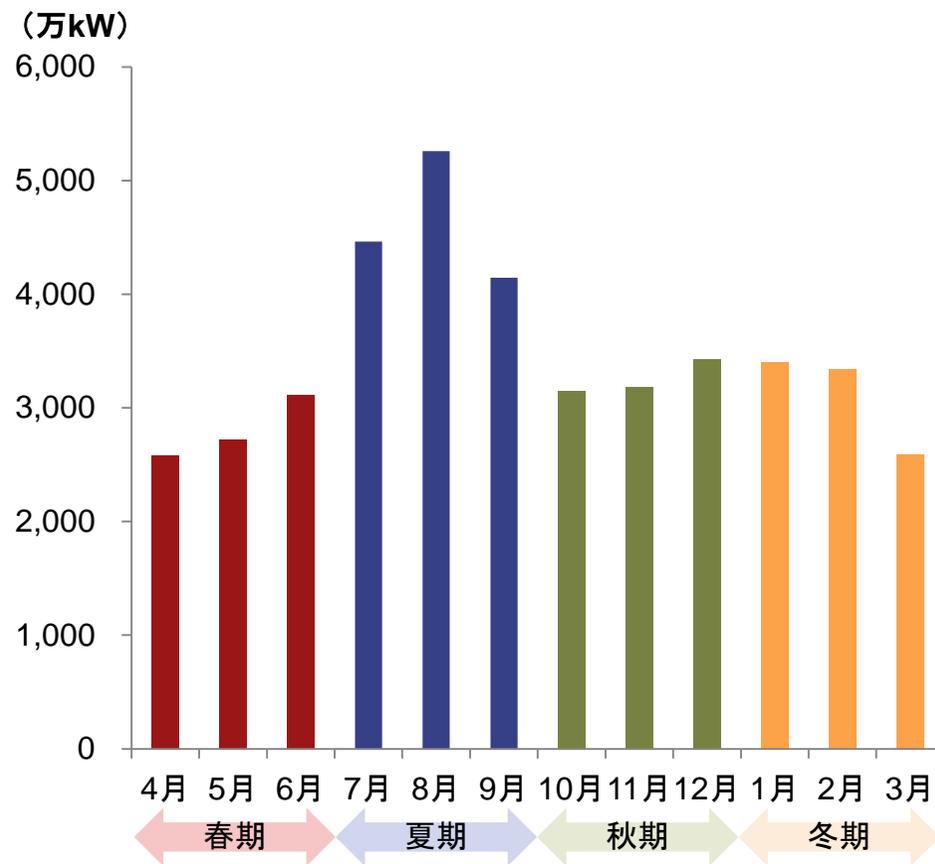
○スポット市場の季節別の入札量を見ると、夏期は夜間の入札量が他の季節の1.6倍程度と多く、それ以外の時間帯においては、概ね同水準の入札がなされている。

○背景として、1日における需要格差が夏期が他の季節と比較し大きいことが考えられる。これは、日中の需要(冷房需要)に合わせて稼働している発電所の供給力が、夜間に余剰となる量が多いためと考えられる。

季節別・時間帯別スポット市場入札量



時間帯別需要の最大格差(2012年度)¹

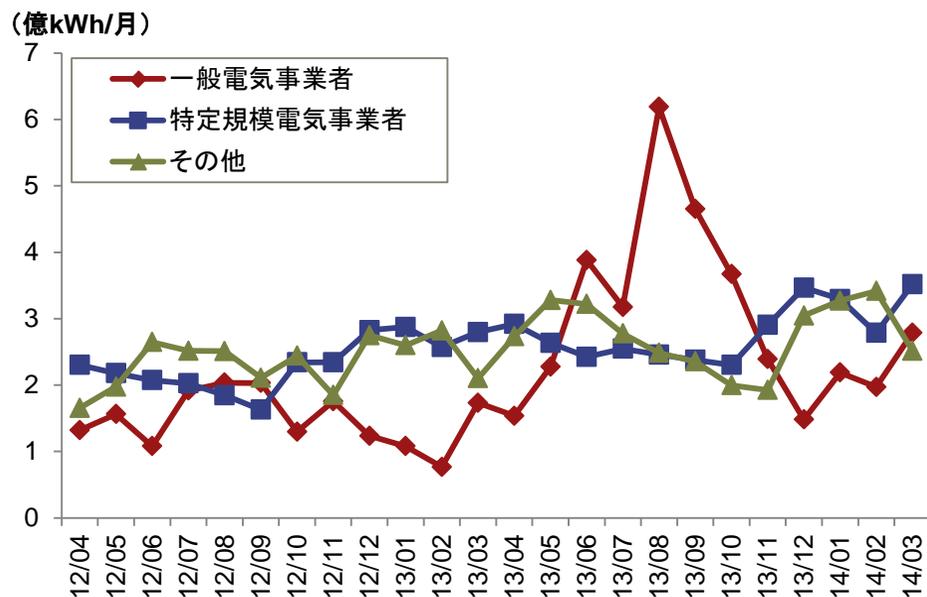


1. 各月の時間帯別平均需要のうち最大値と最小値の差分(エリア別に算出したうえで、合算)
出所: JEPX公開データより資源エネルギー庁作成

○2013年度のスポット市場の約定量は、売り手では一般電気事業者が前年比2.0倍と牽引。

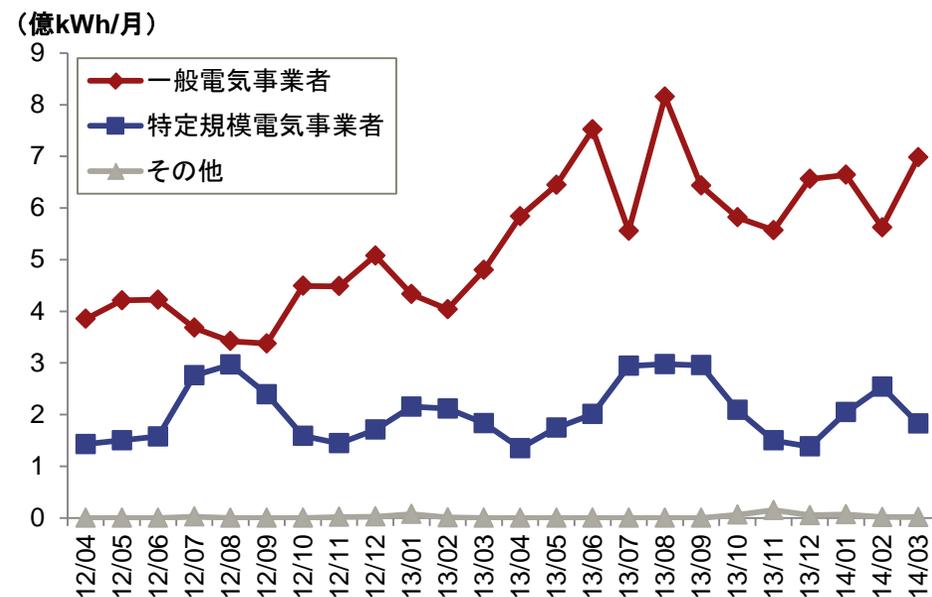
○また、買い手側でも一般電気事業者の約定量が前年比1.5倍に増加しているのに対し、新電力の約定量の増加は前年比1.1倍に留まる。

売り約定量の推移 (2012年4月 - 2014年3月)



	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	36億kWh	18億kWh	2.0倍
新電力	34億kWh	28億kWh	1.2倍
その他	33億kWh	28億kWh	1.2倍

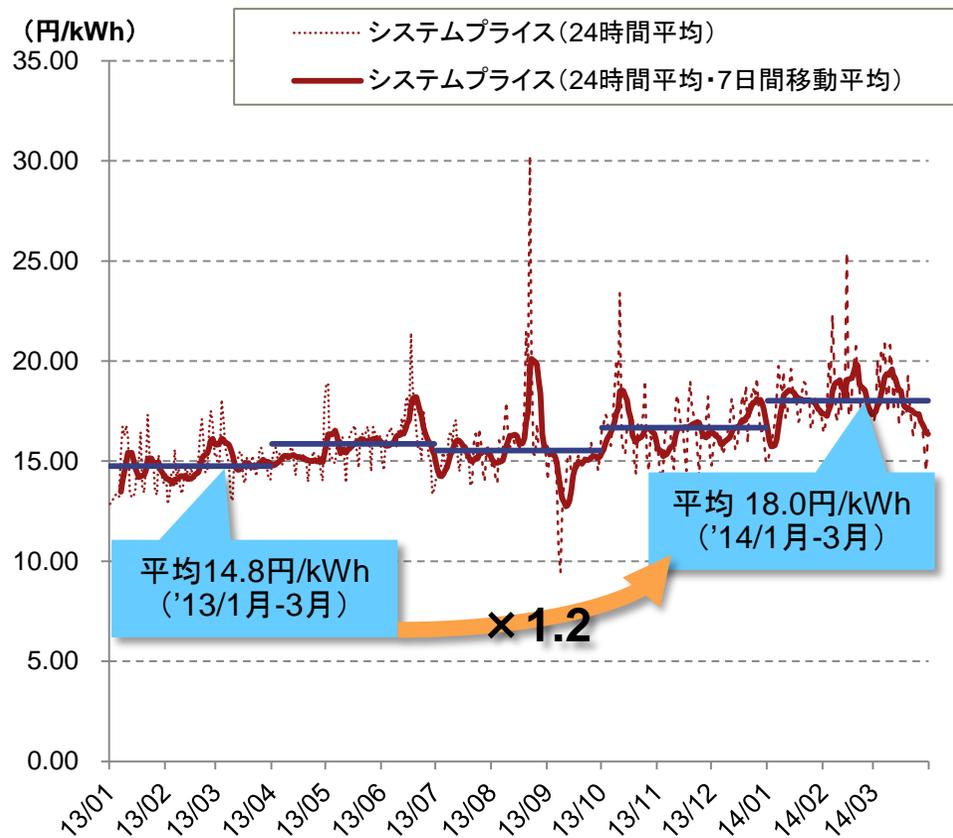
買い約定量の推移 (2012年4月 - 2014年3月)



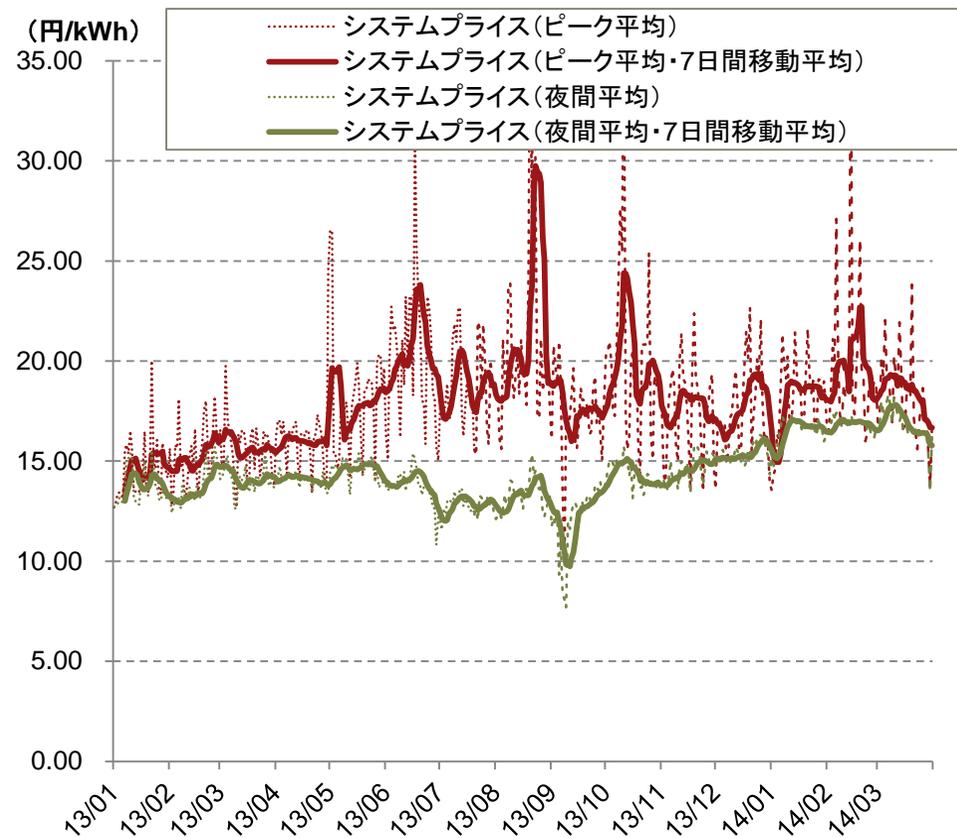
	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	77億kWh	50億kWh	1.5倍
新電力	25億kWh	23億kWh	1.1倍
その他	0.4億kWh	0.1億kWh	2.5倍

- スポット市場の約定価格は上昇基調にあり、本年1月 - 3月期では前年の約1.2倍になっている。
- 夏期はピーク時と深夜時の値差が大きい、冬期は値差が小さく、本年1月頃より夜間時の価格も上方推移している。

システムプライス(24時間平均)の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



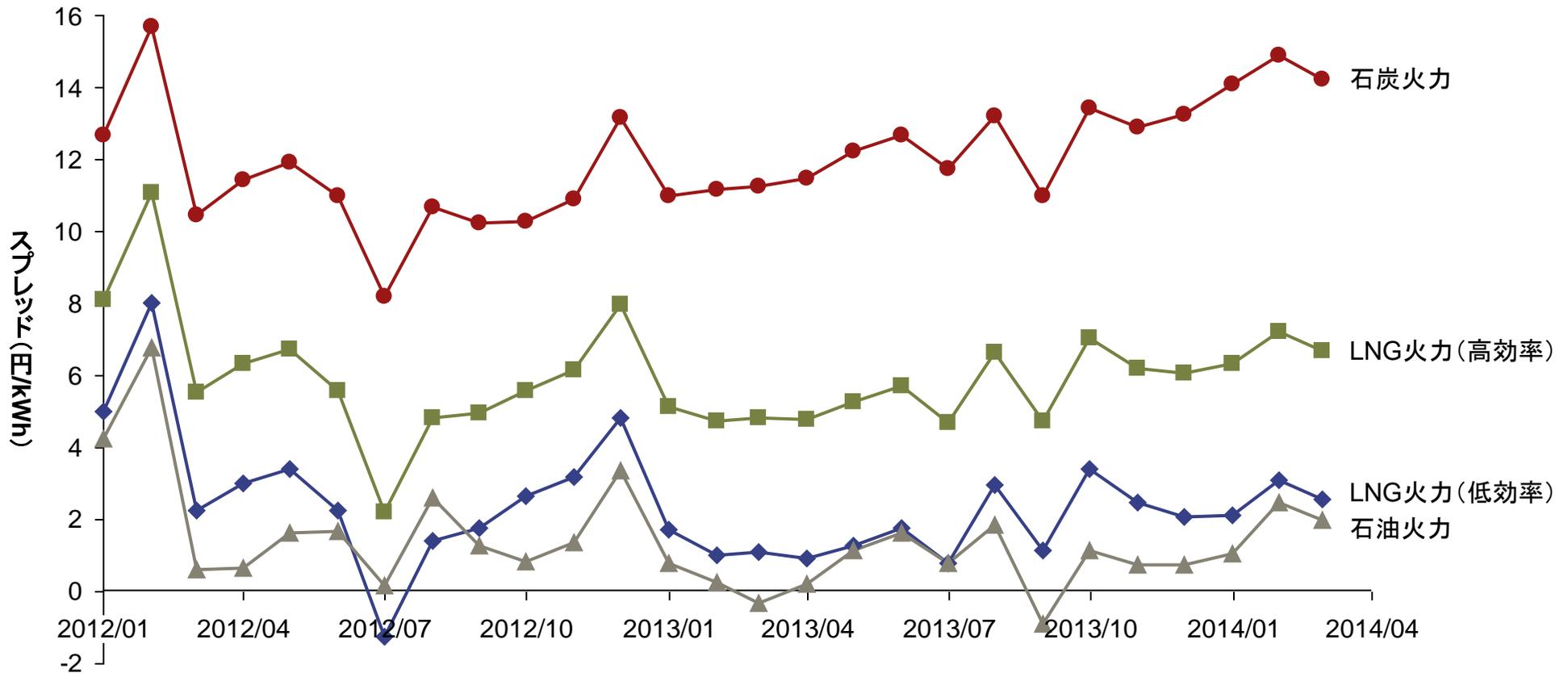
システムプライス(ピーク・夜間¹)の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



1. ピーク時間= 13:00-16:00、夜間 = 22:00-08:00とした
出所: JEPX公開データより資源エネルギー庁作成

○スポット市場の約定価格と発電燃料費のスプレッド(差分)を試算すると、低効率な経年LNG火力、もしくは石油火力のスプレッドが同程度に低く、現状のスポット市場ではこれらの電源の限界費用が概ね約定価格になっていると想定される。

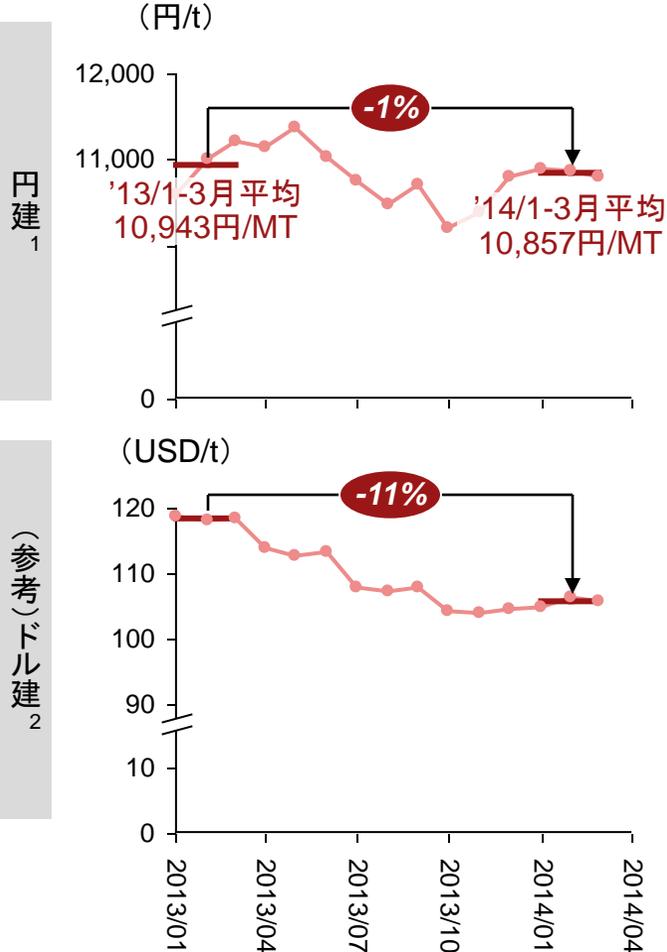
スポット市場約定価格と発電燃料費のスプレッド(差分)試算¹



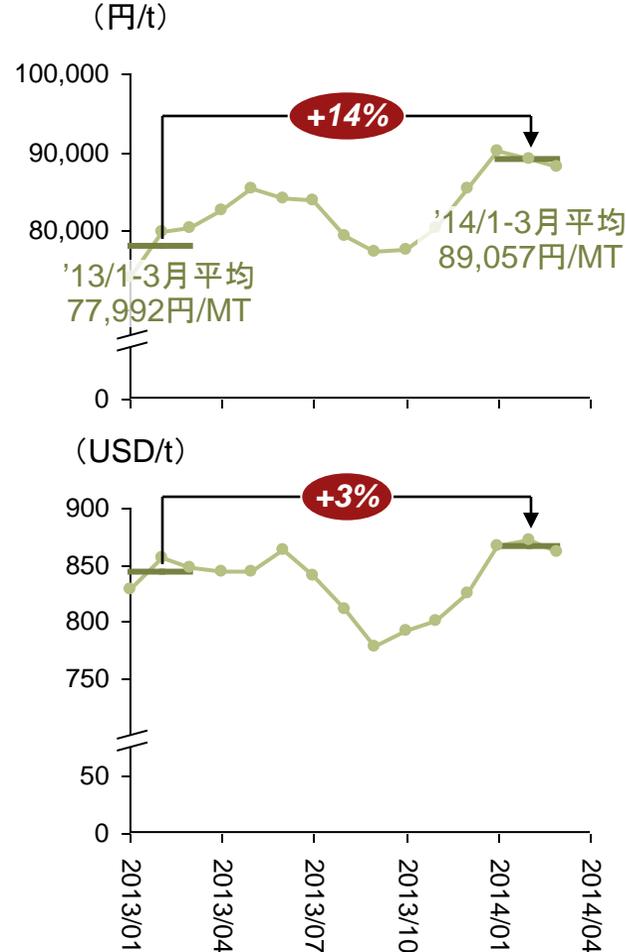
1. 燃料費: 財務省貿易統計より、石炭は概況品コード: 3010105(一般炭)、LNGは概況品コード: 3050103(液化天然ガス)、石油は概況品コード: 30301(原油および粗油)を使用
燃料発熱量: コスト等検証委員会報告書より、石炭は25.7MJ/kg、LNGは54.6MJ/kg、石油は41.2MJ/lを使用
熱効率: コスト等検証委員会報告書より、石炭火力は42%(USC)、LNG火力(高効率)は52%(コンバインドサイクル 1,500°C級)、LNG火力(低効率)は38%(シンプルサイクル)、石油火力は39%を使用
換算係数: 1kWh = 3.6MJを使用
出所: JEPX公開データ、財務省貿易統計、コスト等検証委員会報告書より資源エネルギー庁作成

○同期間の燃料価格の推移をみると、スポット市場の価格を決定していると想定されるLNGおよび石油は、本年1月-3月の価格が前年同期比で1割以上の値上がり(ドル建ての燃料価格は大きく上昇しておらず、主に円安によるものと考えられる)となっており、スポット市場の約定価格が上昇している要因のひとつと考えられる。

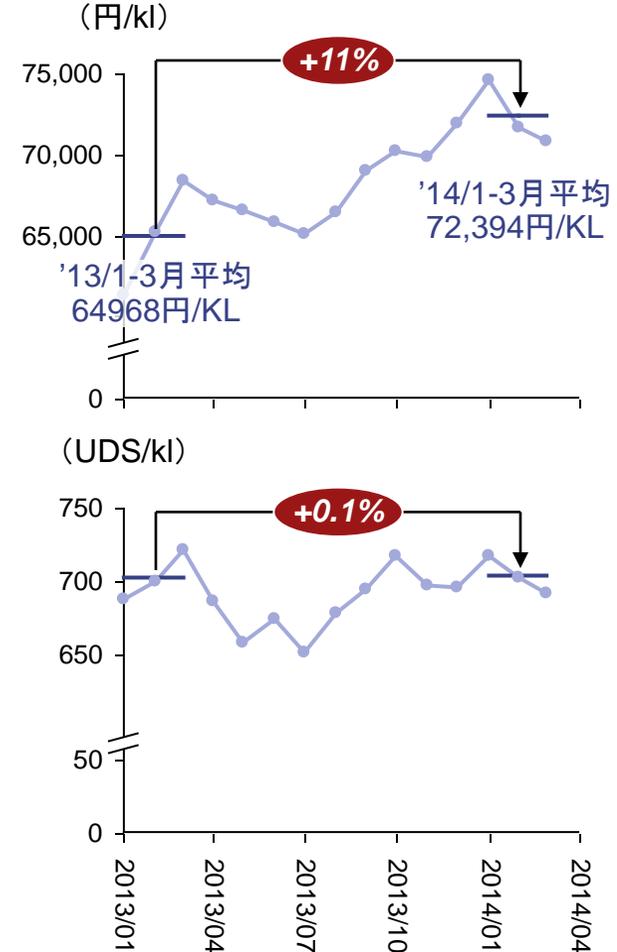
石炭



LNG



石油

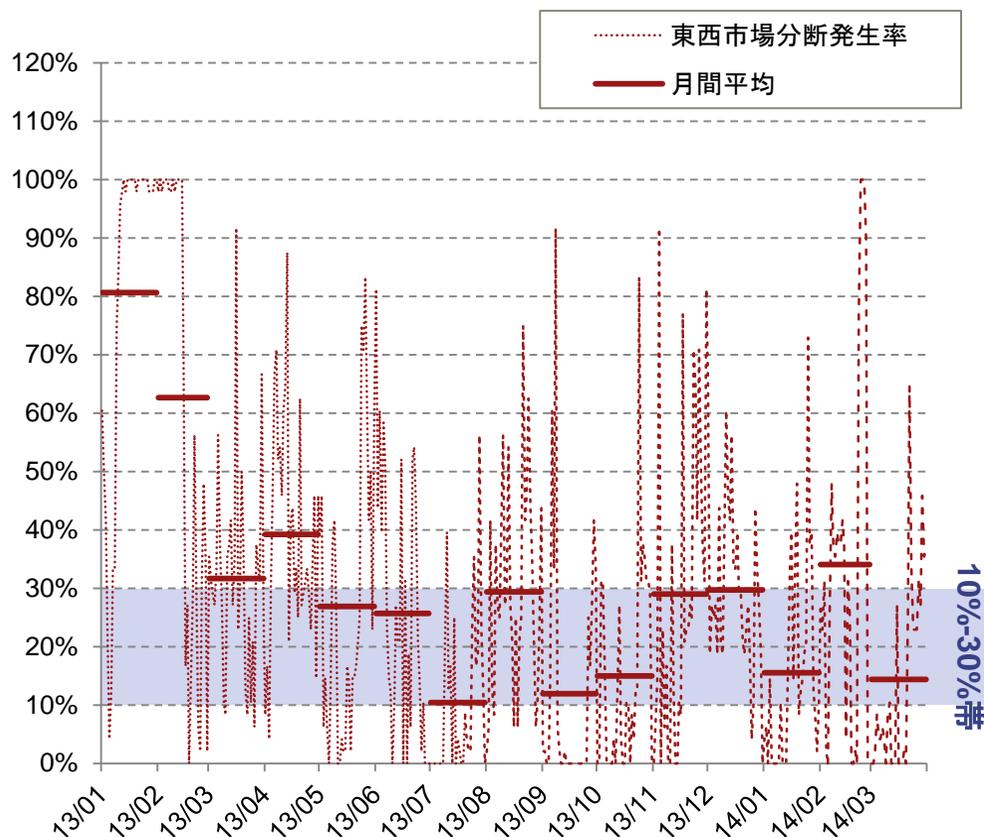


1. 石炭は概況品コード: 3010105(一般炭)、LNGは概況品コード: 3050103(液化天然ガス)、石油は概況品コード: 30301(原油および粗油)を使用
 2. 為替レートは、日本銀行 時系列統計データによる「東京市場 ドル・円 スポット 17時時点/月中平均」を使用
 出所: 財務省貿易統計、日本銀行 時系列統計データより資源エネルギー庁作成

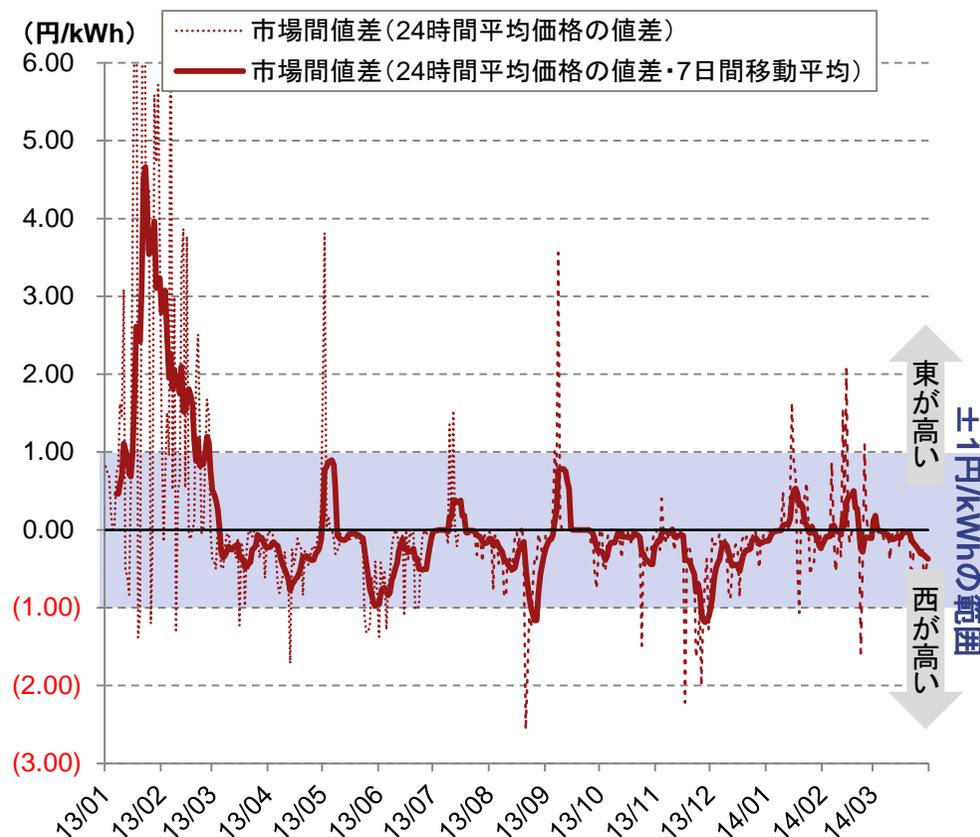
○東西市場分断は、毎月10-30%(取扱い商品数(30分毎48コマ/日 × 日数)のうち、東西市場分断が発生した商品数)の頻度で発生する状況が継続。

○市場間値差は概ね±1円/kWh程度までの範囲で発生しており、主に西日本側が高くなる傾向。

東西市場分断発生率の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



市場間値差¹の推移



1. 東京エリアと中部エリアのエアプライスの値差 (=東京エリア価格 - 中部エリア価格)
出所: JEPX公開データより資源エネルギー庁作成

○2013年度を通じて、東西市場分断の主たる要因は連系設備の「空き容量超過」によるもの。

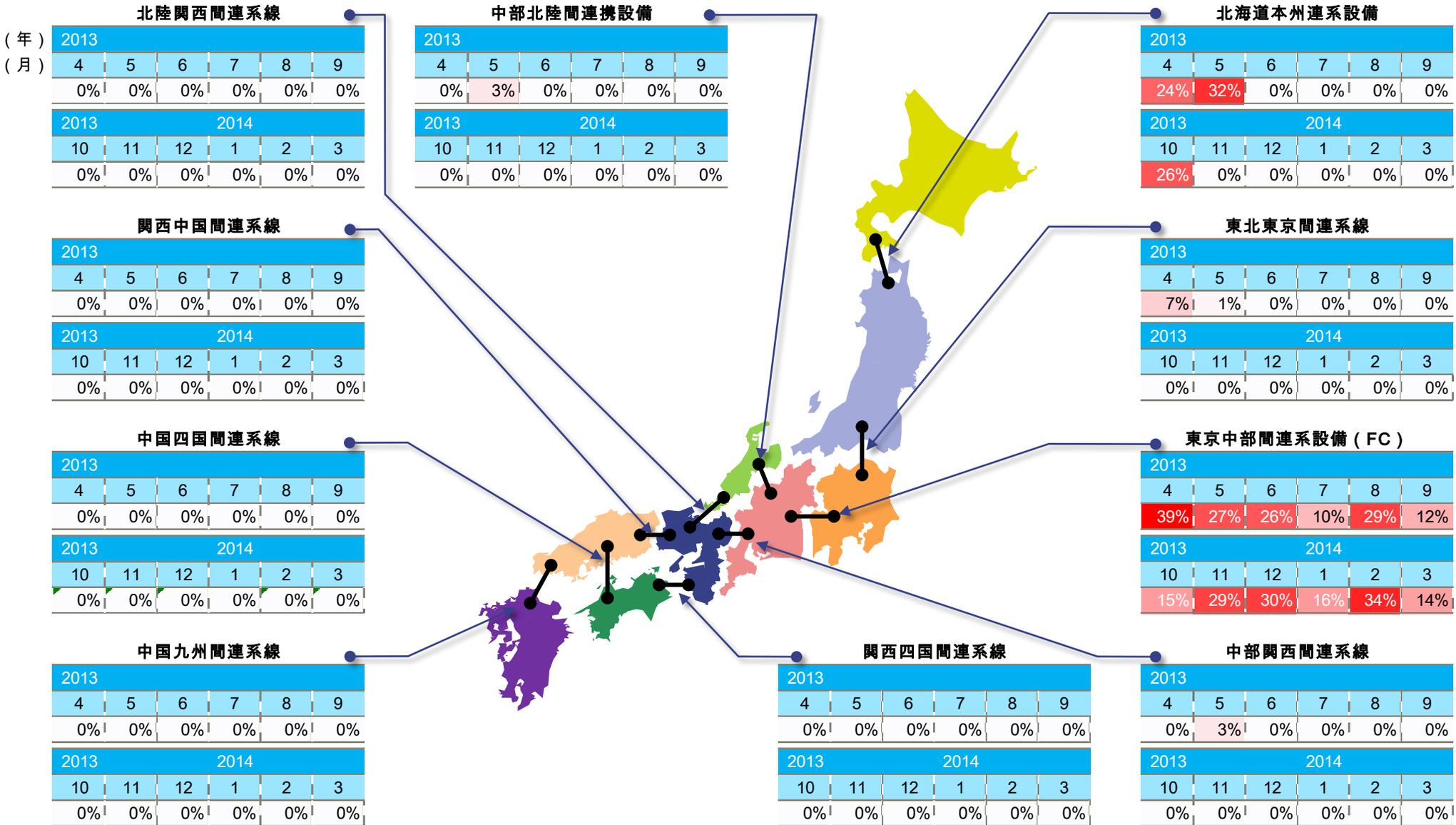
○市場分断の発生により、スポット市場の電源調達にかかる費用は年間で6億7,000万円程度が追加的に発生し、調達単価は平均すると東日本では10銭/kWh程度安くなり、西日本では15銭/kWh程度高くなっている。

スポット市場での電源調達における経済的影響¹(百万円)※プラスが市場分断により追加的に発生している費用

年	月	買約定量 (億kWh)			経済影響 (百万円)			影響単価 (円/kWh)			東西市場分断発生率					
		東日本	西日本		東日本	西日本		東日本	西日本		設備休止	最低潮流 制約	ステップ 制約	空き容量 超過		
2013	4	7.0	1.6	5.4	149.9	▲18.9	168.8	+0.21	▲0.12	+0.31	39.2%					
	5	7.9	2.0	5.9	96.6	▲2.3	98.9	+0.12	▲0.01	+0.17	26.9%	0.0%	0.0%	0.0%	30.6%	
	6	9.5	2.7	6.8	141.2	▲42.3	183.5	+0.15	▲0.16	+0.27	25.7%					
	7	8.4	3.4	5.0	73.5	50.6	23.0	+0.09	+0.15	+0.05	10.4%					
	8	11.1	3.5	7.6	83.9	▲99.5	183.4	+0.08	▲0.29	+0.24	29.4%	1.1%	0.0%	0.0%	16.2%	
	9	9.2	3.4	5.8	▲8.6	48.3	▲57.0	▲0.01	+0.14	▲0.10	11.9%					
	10	8.0	2.1	5.9	▲215.8	▲290.2	74.4	▲0.27	▲1.39	+0.13	15.0%					
	11	7.2	2.0	5.2	110.6	▲40.1	150.7	+0.15	▲0.20	+0.29	29.0%	7.1%	0.0%	0.0%	17.4%	
	12	7.9	2.3	5.6	100.0	▲17.5	117.5	+0.13	▲0.08	+0.21	29.7%					
	2014	1	8.6	3.7	4.9	79.2	61.9	17.3	+0.09	+0.17	+0.04	15.5%				
		2	8.1	3.2	4.9	56.5	29.6	26.9	+0.07	+0.09	+0.05	34.1%	14.8%	0.0%	0.0%	6.1%
		3	8.4	2.4	6.1	6.2	▲19.4	25.6	+0.01	▲0.08	+0.04	14.4%				
合計		101.4	32.4	69.0	673.3	▲339.7	1,013.1	+0.07	▲0.10	+0.15	21.5%					

※市場分断による経済的影響は、電源構成や需給状況により変わる可能性があり、将来も含めた恒常的な状態を示すものではない

1. 地域毎に、「買約定量 × (エリアプライス - システムプライス)」により算出。市場分断が起こり、エリア毎に約定処理を行った結果、需要(買)と供給(売)の交点によって決定される約定価格がシステムプライスよりも安価となる場合があり、その場合は経済的影響(追加的な電源調達費用)はマイナスとなる
出所:取引監視・取引検証 四半期報告書(JEPX)、JEPX提供データより、資源エネルギー庁分析



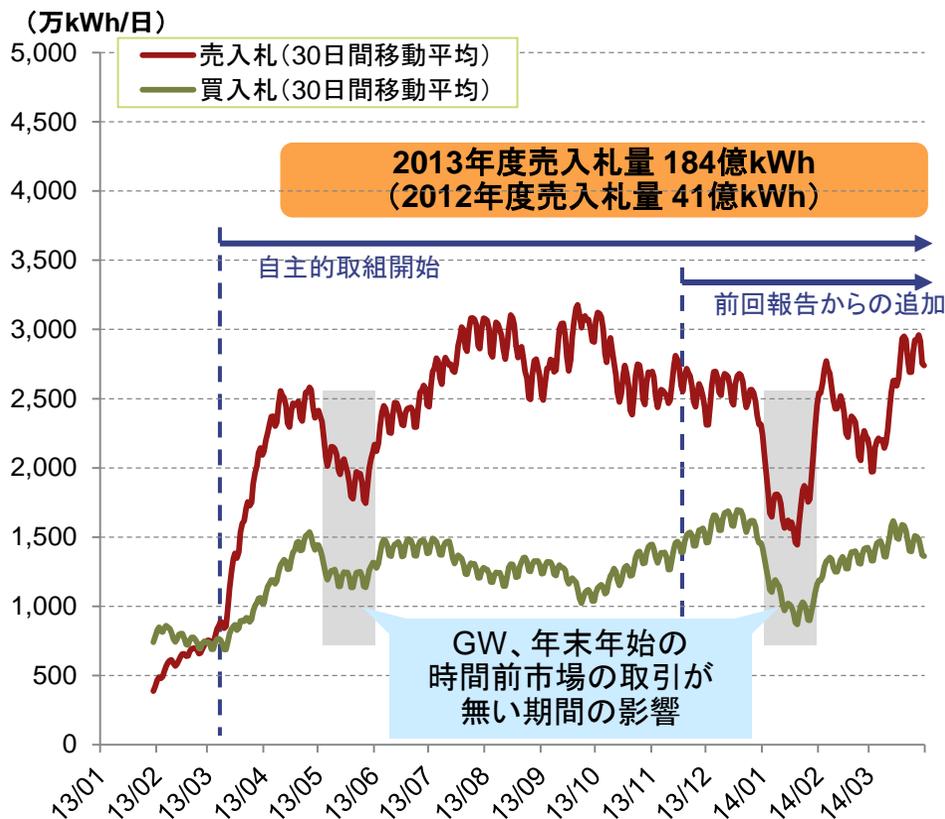
注1: 表中の数値(パーセント)は、各連系線における市場分断の発生率(各月の取扱い商品数(30分毎48コマ/日 × 日数)のうち、市場分断が発生した商品数の比率)
 注2: 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む
 出所: JEPX提供データより資源エネルギー庁作成

○2013年度の時間前市場への売入札量は約180億kWhとなり、前年比4.7倍となった。

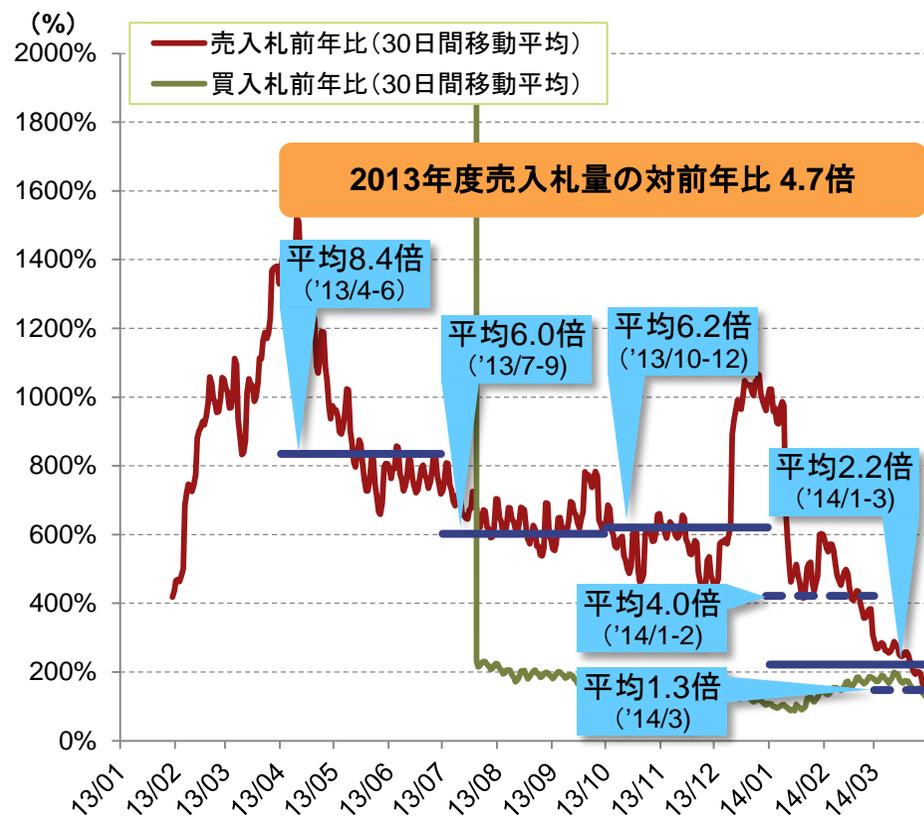
○直近の本年1月-3月を見ると、前年同期比2.2倍であり、3月は昨年既に自主的取組が開始していたため前年比1.3倍と低水準になることを勘案しても、1月-2月だけでも前年比4.0倍と他期と比べるとやや低い水準。

○買入札量は2013年度を通じて、概ね同程度の水準で推移。

入札量の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



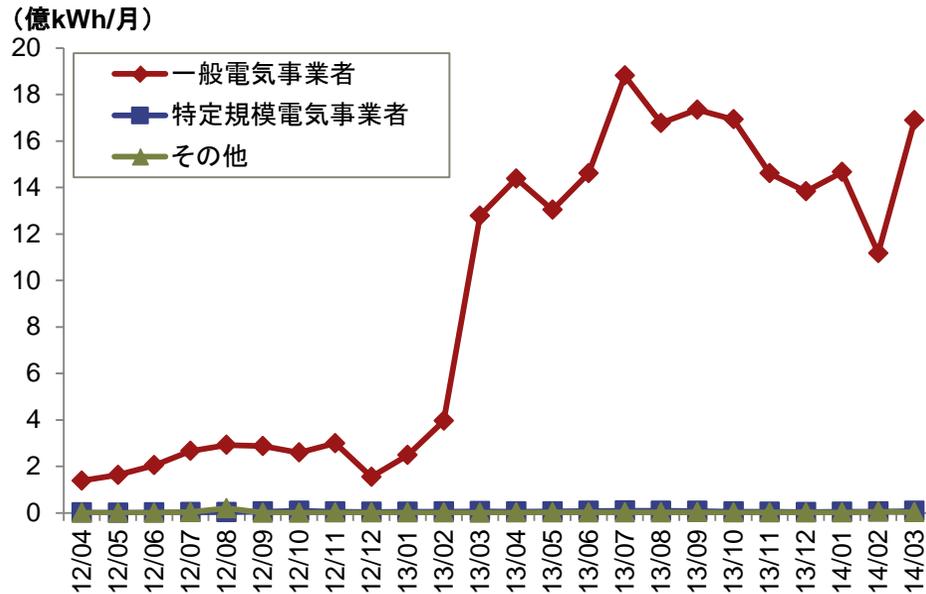
入札量の対前年比の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



※現状の時間前市場は、市場が開設されていない時間帯(土曜日13時~月曜日13時)が存在するため、日別推移は割愛し、30日間移動平均のみの掲載とした
出所: JEPX提供データより資源エネルギー庁作成

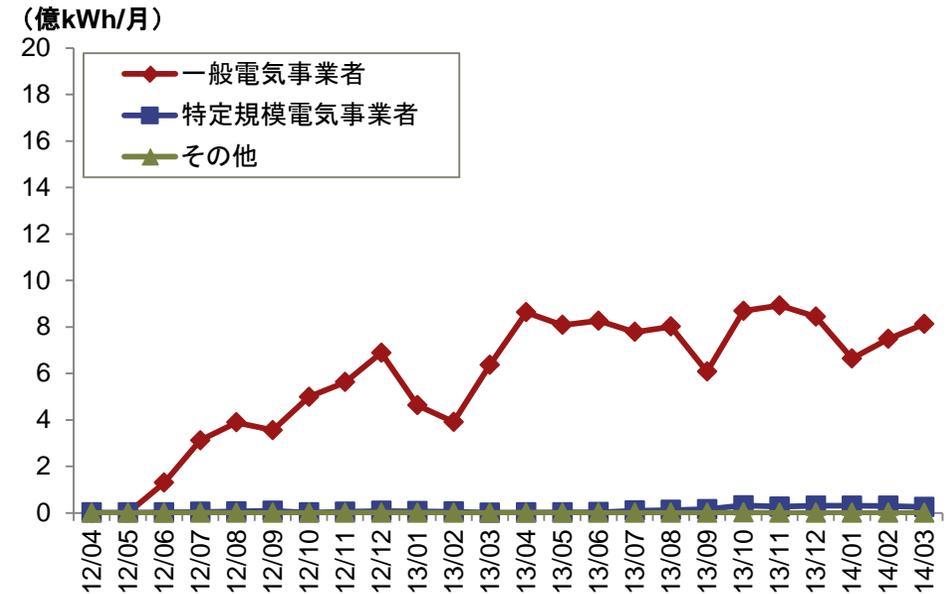
- 2013年度の一般電気事業者による売入札量は180億kWhと前年比4.6倍に達し、売入札の増加を牽引。
- 一方、2013年度の買入札量は、新電力が前年比4.5倍と大きく増加しているが、量の観点では一般電気事業者が98%を占める。
- 売買ともに一般電気事業者が主体となっている。

売り入札量の推移
(2012年4月 - 2014年3月)



	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	183.1億kWh	39.9億kWh	4.6倍
新電力	0.7億kWh	0.5億kWh	1.6倍
その他	0.2億kWh	0.3億kWh	0.9倍

買い入札量の推移
(2012年4月 - 2014年3月)



	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	95.1億kWh	44.3億kWh	2.1倍
新電力	2.2億kWh	0.5億kWh	4.5倍
その他	0.01億kWh	0.01億kWh	1.0倍

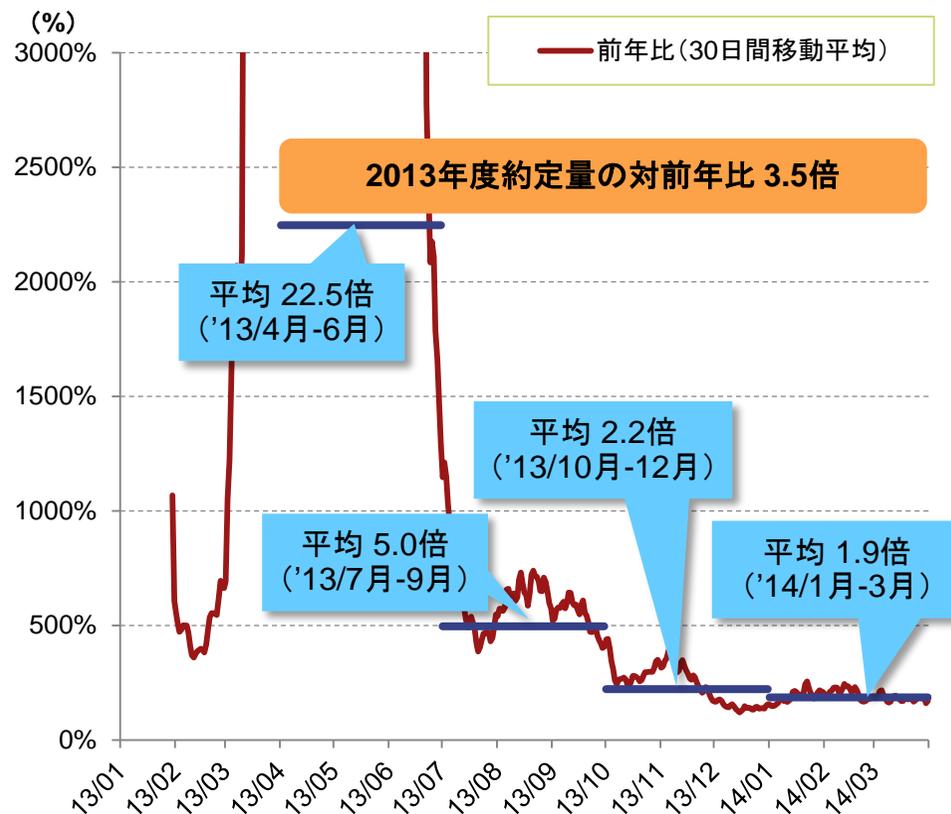
○2013年度の時間前市場の約定量は8億kWhとなり、前年比3.5倍となった。

○2012年の6月に入札要件(発電不調、需要急増の事由に限る)が撤廃され約定量が増加していたため、6月前後で前年比の実績は大きく水準が異なるが、約定量の絶対値を見ても、夏期と比べると他の季節は低い水準で推移しており、スポット市場と同様に季節要因も影響していると想定される。

約定量の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



約定量の対前年比の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)

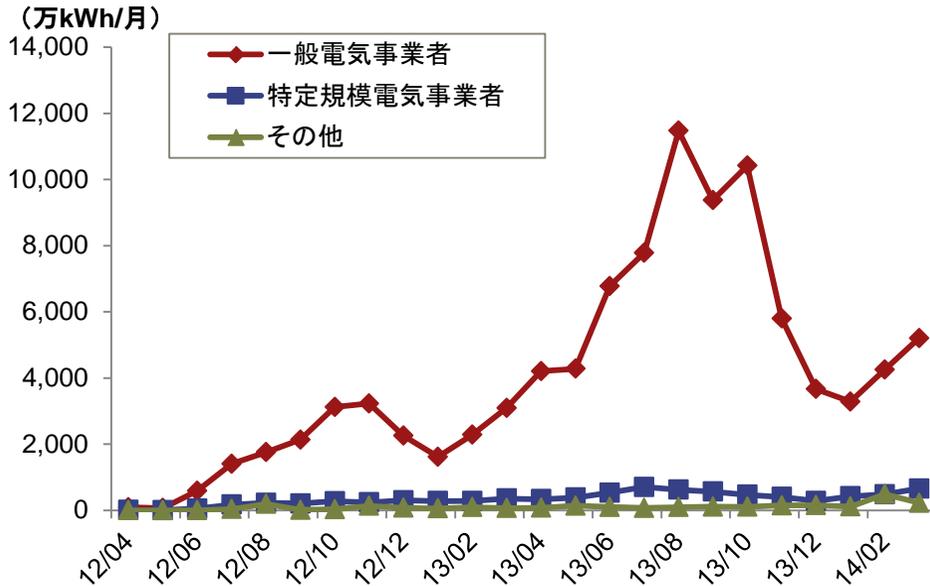


※現状の時間前市場は、市場が開設されていない時間帯(土曜日13時~月曜日13時)が存在するため、日別推移は割愛し、30日間移動平均のみの掲載とした
出所: JEPX提供データより資源エネルギー庁作成

○2013年度の時間前市場の約定量は、売買ともに一般電気事業者によるものが9割を占めている。

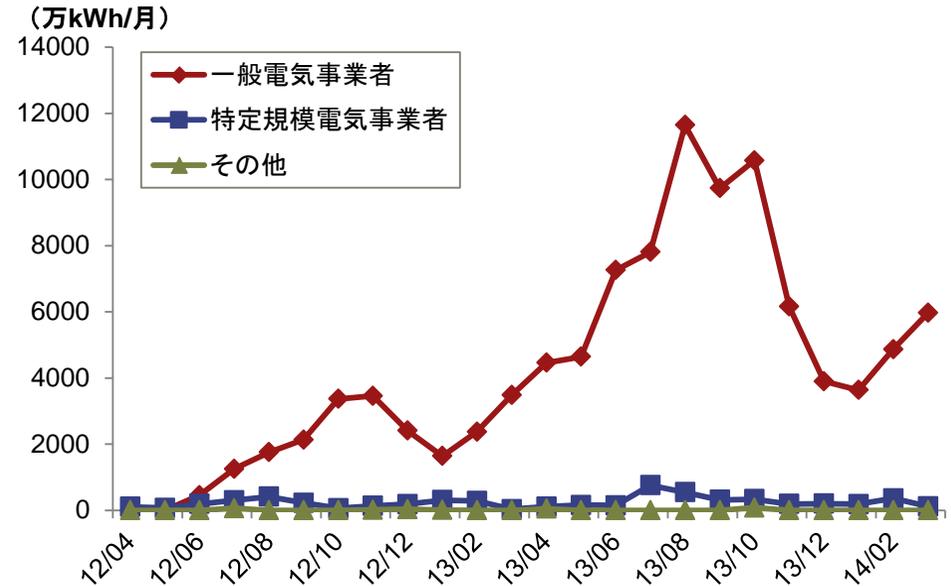
○特に、調達側(買い手側)では、一般電気事業者の約定量が前年比3.6倍に増加しているのに対し、新電力は前年比1.5倍と増加率の面でも一般電気事業者中心に活用がなされている。

売り約定量の推移 (2012年4月 - 2014年3月)



	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	7.7億kWh	2.2億kWh	3.5倍
新電力	0.6億kWh	0.2億kWh	2.4倍
その他	0.2億kWh	0.1億kWh	2.6倍

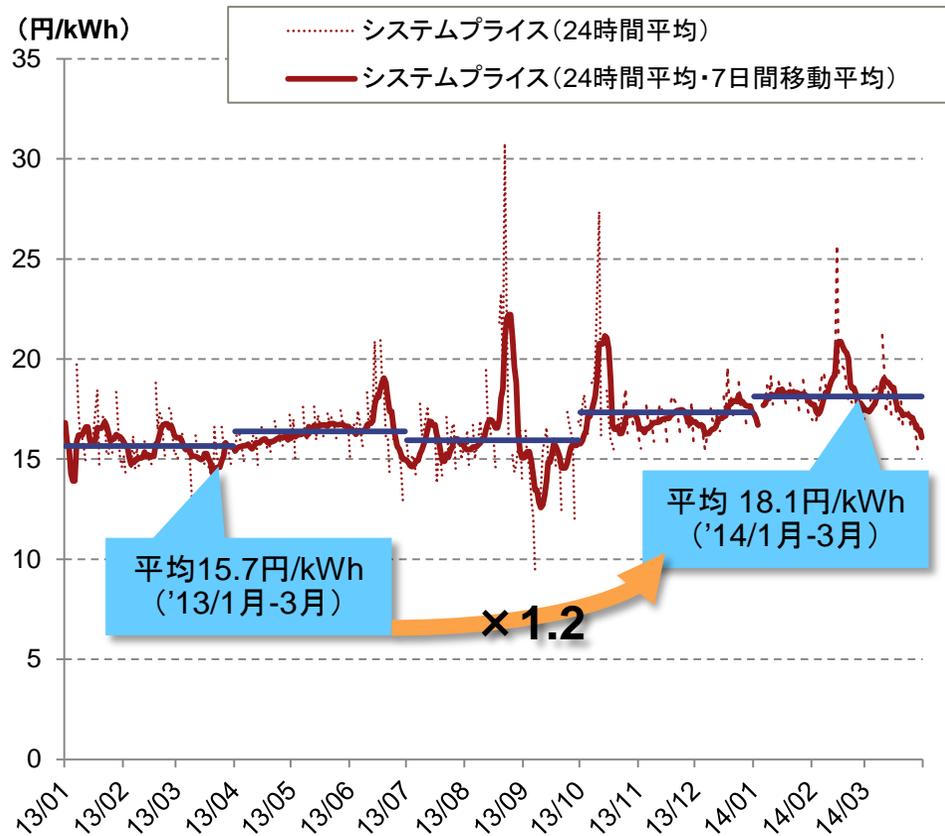
買い約定量の推移 (2012年4月 - 2014年3月)



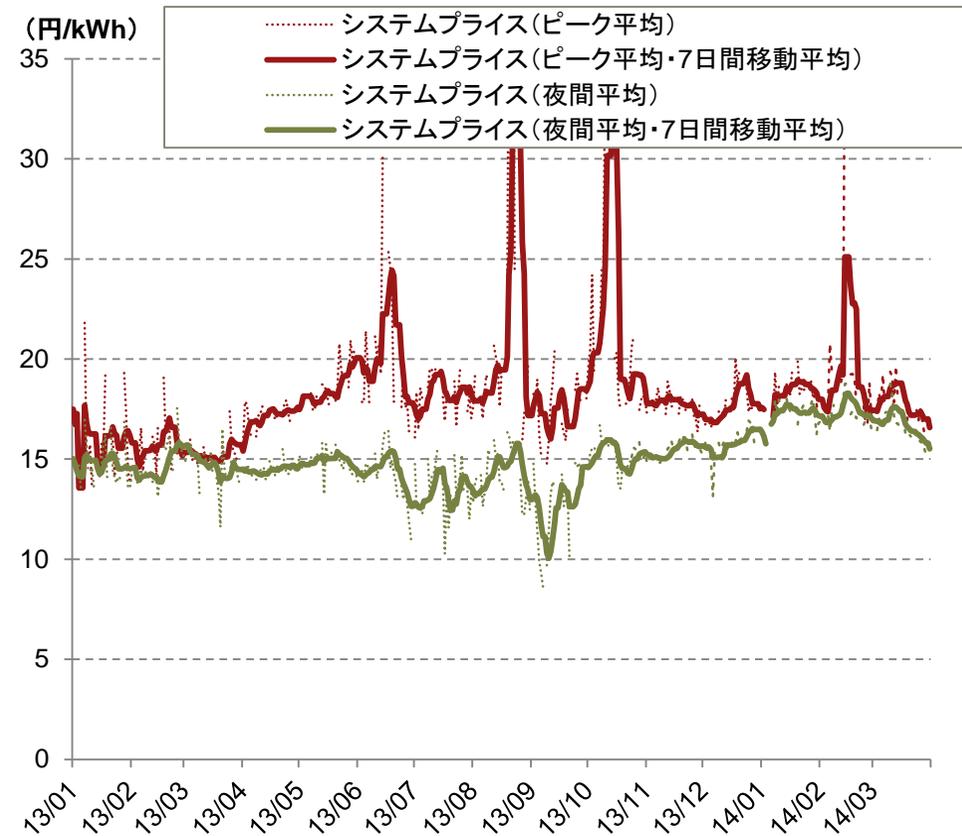
	2013年度	2012年度	前年比
一般電気事業者	8.1億kWh	2.2億kWh	3.6倍
新電力	0.3億kWh	0.2億kWh	1.5倍
その他	0.01億kWh	0.01億kWh	1.1倍

- 時間前市場の約定価格も、スポット市場の約定価格と同様に、上昇基調にあり、本年1月 - 3月期では前年の約1.2倍になっている。
- ピーク時と深夜時の価格差もスポット市場と同様に、本年1月頃より深夜価格が上昇することでその価格差が縮まっている。

システムプライス(24時間平均)の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



システムプライス(ピーク・夜間¹)の推移 (2013年1月1日 - 2014年3月31日)



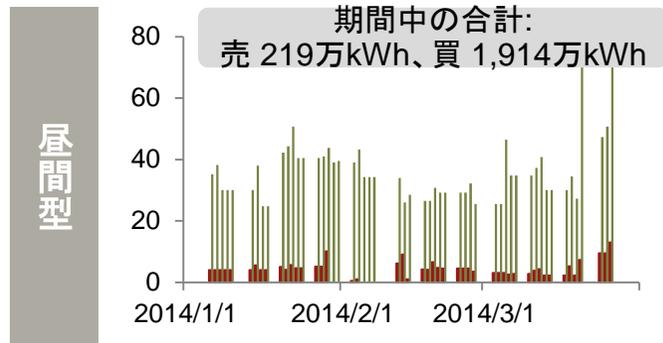
1. ピーク時間= 13:00-16:00、夜間 = 22:00-08:00とした
出所: JEPX提供データより資源エネルギー庁作成

○本年1月-3月の先渡市場取引の入札は、昼間型・24時間型を問わず、「1週間型商品」の「買入札」が中心で、安定的・継続的な電力販売・調達に資する受渡期間が長い商品の入札量は売買ともに限定的。

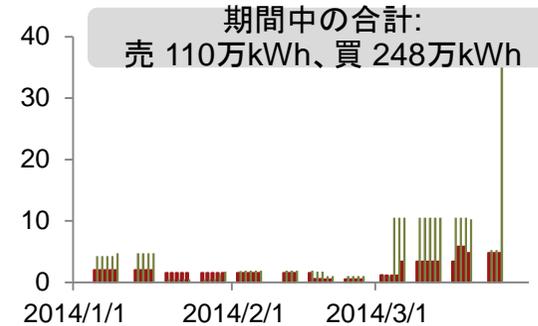
○先渡市場の活性化を企図して追加された1年間型の商品は、ほぼ活用がなされていない。

先渡市場取引の入札量の推移(万kWh/h)

1週間型商品の入札量



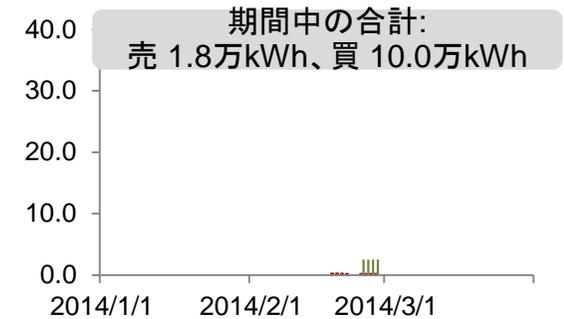
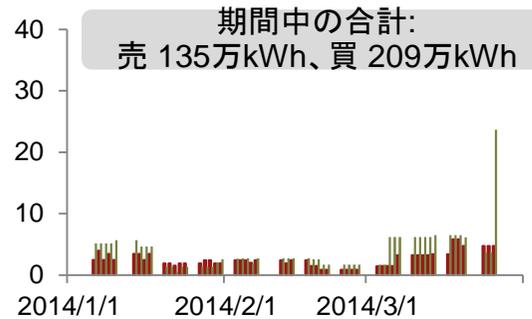
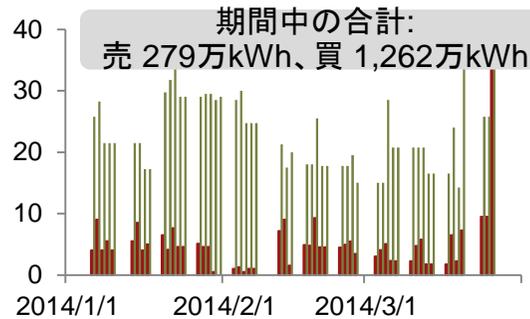
1ヶ月間型商品の入札量



1年間型商品の入札量



24時間型



■ 売り ■ 買い

○本年1月-3月の先渡市場取引の約定量は、「1ヶ月型商品」、「1年間型商品」では実績が無く、「1週間型商品」において時折約定をしているのみであり、安定的な電源調達源としての機能は果たせていない。

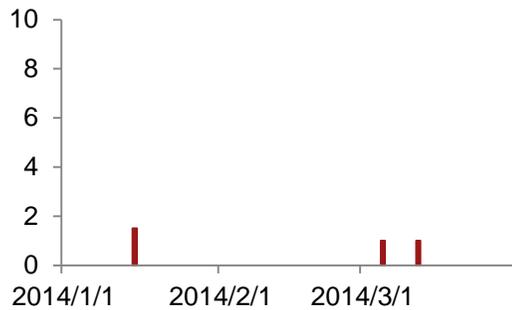
先渡市場取引の約定量の推移(万kWh/h)

1週間型商品の約定量

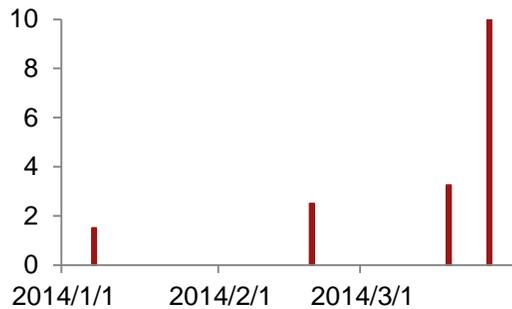
1ヶ月間型商品の約定量

1年間型商品の約定量

昼間型



24時間型

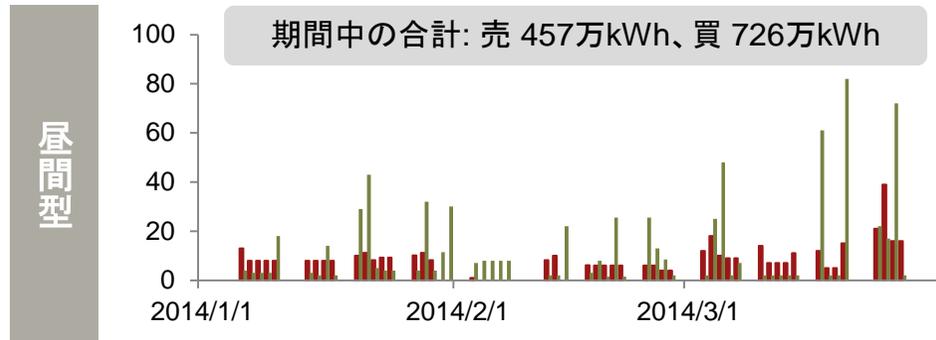


○先渡市場取引は買入札の方が圧倒的に多かったが、先渡定型取引では売入札も買入札に近い量の入札があるが、売買ともに絶対量としては低調。

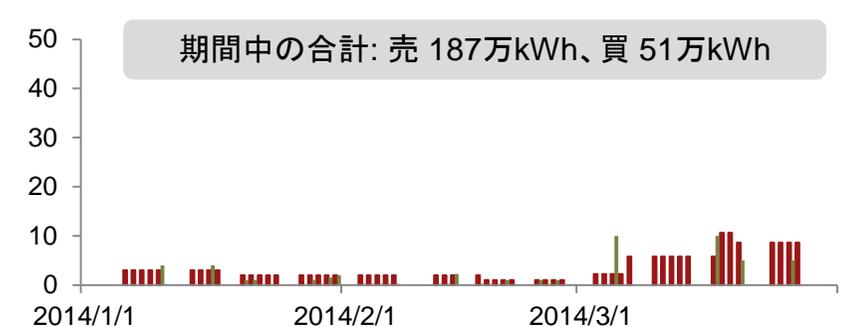
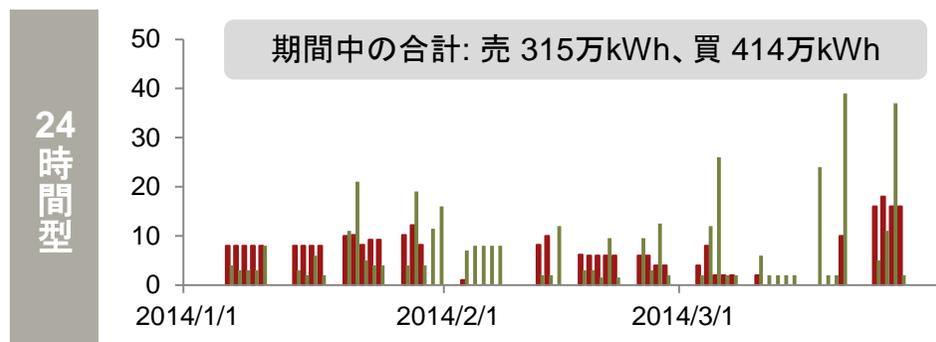
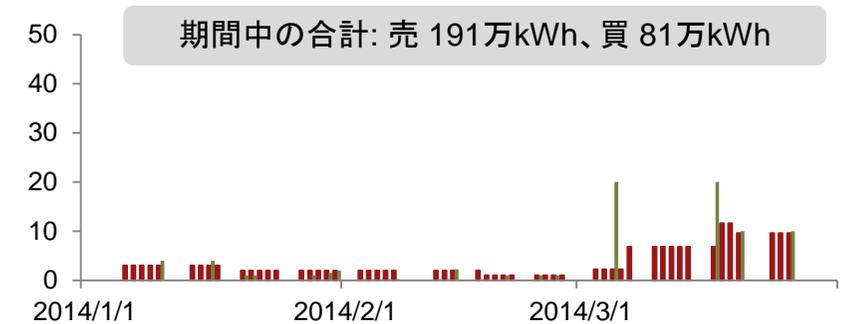
○期先のものよりも期近の商品の入札量が多い傾向は先渡市場取引と同様。

先渡定型取引の入札量の推移(万kWh/h)

1週間型商品の入札量



1ヶ月間型商品の入札量

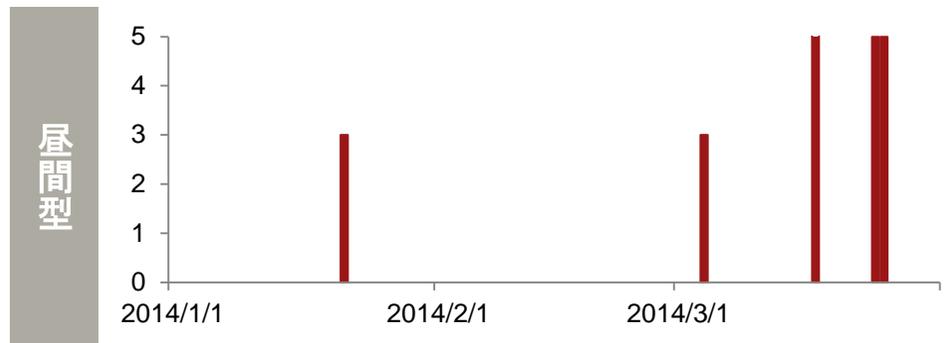


■ 売り ■ 買い

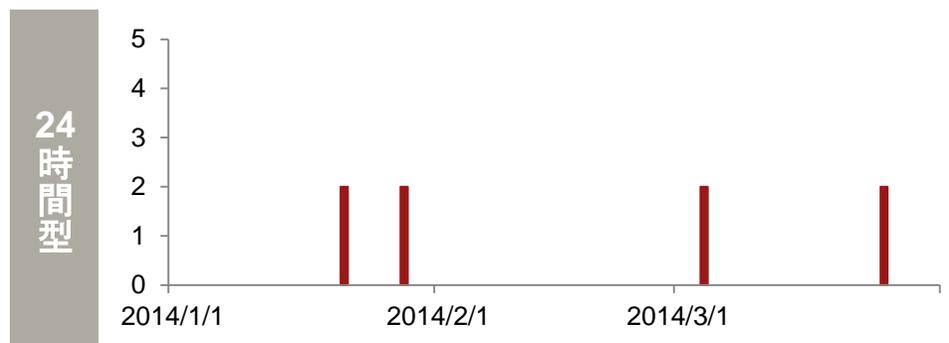
○本年1月-3月の先渡定型取引の約定量は、「1ヶ月型商品」では実績が無く、「1週間型商品」において時折約定をしているのみであり、先渡市場取引と同様に安定的な電源調達源としての機能は果たせていない。

先渡定型取引の約定量の推移(万kWh/h)

1週間型商品の約定量



1ヶ月間型商品の約定量



■ 売 ■ 買

○先渡取引は、ザラバ取引でありその成否には多様な要素が関連すると考えられるが、先渡市場取引と先渡定型取引への市場参加者・建玉の分散や、また安価な供給力の不足を背景とする売買入札価格の乖離が要因のひとつとなっているのではないか。

先渡市場取引と先渡定型取引への市場参加者・建玉の分散

- 先渡市場取引と先渡定型取引について、“先渡”という性質は同様であるが、市場が併存していること、またそれぞれ商品性に多少の違いがあることで、一部で市場参加者が分散し、それに伴い建玉の分散も発生している

2012年1月~2013年10月の先渡取引の利用状況

	一般電気事業者	新電力・他	合計
先渡市場取引のみ利用	1	9	10
先渡定型取引のみ利用	2	1	3
両取引を利用	6	2	8
合計	9	12	21

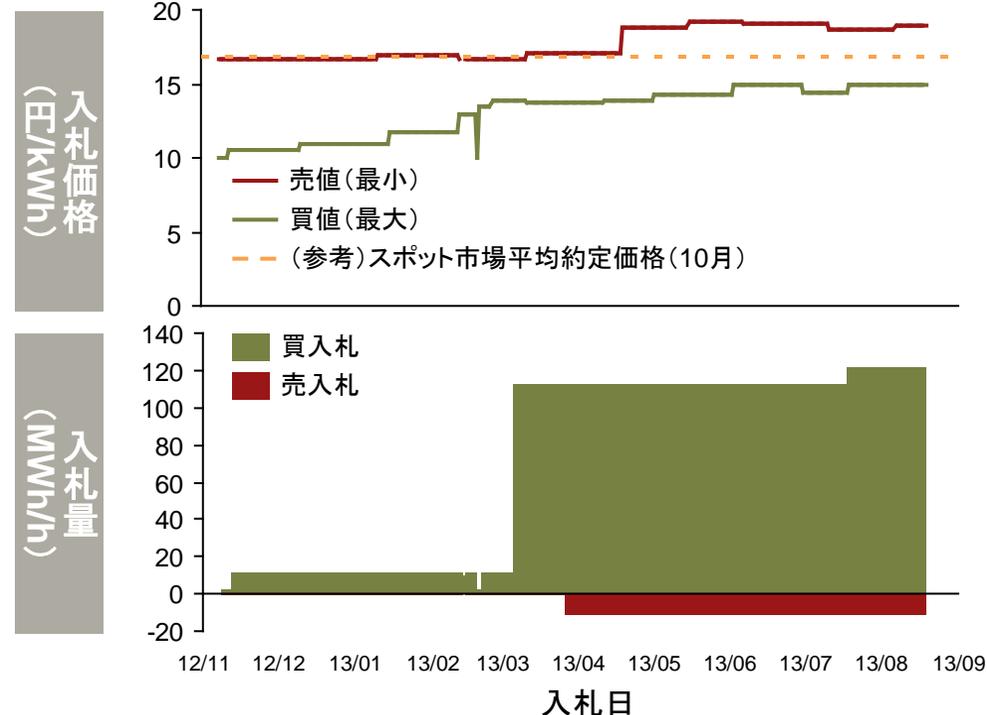
先渡市場取引と先渡定型取引の商品性の違い

	先渡市場取引	先渡定型取引
取引期間	週間商品はスポット取引実施日の2営業日前まで	週間商品は9営業日前まで
受渡の確実性	スポット市場の入札量次第	確実に受渡がなされる
ヘッジ効果の確実性	スポット市場の入札・市場分断の状況次第	確実にヘッジがなされる
匿名性	匿名	約定後、顕名
取引先の選択性	選択不可	選択(約定可能な取引先を指定)可能

売買入札価格の乖離

- 売りと買いの入札では価格の乖離が大きく、約定に至っていない
- 売入札価格は結果としてスポット価格と同程度であり、入札の駆け引きではなく、原資としている電源の限界費用に乖離が発生している可能性もある
- その場合、特に安価な電源による供給力の回復がない限り、当該状況の解消は容易でない可能性がある

例)MM1310BS(2013年10月24時間型)の入札状況



- 特に受渡期間の長い商品の取引を難しくしている要因には、原子力の停止等による期先の需給状況の不透明性や、商品特性によるリスク等が挙げられている。
- 需給状況の不透明性は、将来的に需給状況が回復することで解消されうる時限的な要素だが、商品特性によるリスクは、電力取引のリスクマネジメントの考え方が変わらない限りは解消されないと考えられる。

一般電気事業者の意見(受渡期間の長い商品(1年型商品)の入札を行っていない理由)

需給状況の不透明性

- 原子力の停止等により需給状況が見通せない状況下にあること
- 原子力再稼働の見通しが立たないため、1年を通じた需給バランスの想定が難しいこと
- 原子力発電所の再稼働が不透明であり、年間を通じて安定的な供給力が確保できていないこと
- 原子力の再稼働が見通せず、当社の需給状況が不透明であり、市場売電の余力がないこと
- 原子力の再稼働の見通しが不透明であることから、長期間を通じて売り入札を行える余力は見込めないため
- 原子力の再稼働時期が不透明であり、対象期間の供給力確保の見通しが現時点で立たないため
- 買い入札についても、原子力の再稼働の見通しが不透明であるため
- 原子力の再稼働時期が不透明であり、買い入札価格や量の算定の前提となる対象期間の需給バランスが組めないため

今後需給状況の回復に伴い、
解消される可能性の高い要因

先渡商品の特性

- 先渡市場取引では、スポット市場で分断が発生した場合に、①受渡価格が約定価格から変動する、②受渡量が約定量から変動する、といったリスクがあるため
- 年間商品は受渡期間が長期に渡ることから、電源脱落等の需給変動リスクや、燃料価格の変動リスクが大きい
- 長期間取引であり、燃料費変動や市場分断値差等のリスクをふまえて判断した結果
- 燃料価格などの諸条件についても確実な予想は難しいことから、年間商品の利用は「売り」「買い」ともにリスクが大きい
- 電源脱落リスクを考慮すると年度を通じて適正予備力を確保することが出来ないため
- 需要・出水変動により抑制対象電源の見極めが難しいため

先渡取引がリスクヘッジの手段として認識されておらず、容易には
解消されないと想定される要因

(今後、電気料金が完全に自由化され、総括原価方式+燃料費調整制度によるリスクヘッジ(小売価格への転嫁)が制度的に担保されなくなることで利用が進む可能性はあるか)

その他

- 連系線の停止作業等により連系線の空容量がゼロとなる混雑リスク等があること
- 一般電気事業者としては、売入札を期待されているものと認識しており、売入札を優先し、買入札は行っていない
- 当社以外の売札が他に出していないため、買入札は行っていない

市場の活性化により、
一部は自然と解消されうる要因

○日本卸電力取引所(JEPX)の今後の課題として更なる情報公開の必要性が挙げられていたが、本年4月1日にJEPXのHPがリニューアルされ、これまで以上の情報開示がなされるようになっている

JEPXによって一般公開される主な取引情報

			本年3月31日以前		本年4月1日以降	
スポット取引	入札	量	<ul style="list-style-type: none"> 時間帯別売入札、買入札総量 - 当日16時に公開し、過去分も継続公開 	▶	<ul style="list-style-type: none"> 時間帯別売入札、買入札総量 - 約定後、即時公開し、過去分も継続公開 	即時性向上
		価格	<ul style="list-style-type: none"> 個別の入札価格は、市場参加者個々の経営・営業情報となるため非公開 			
	カーブ	<ul style="list-style-type: none"> 非公開 	▷	<ul style="list-style-type: none"> 公開にむけた検討を実施中 - 安易に公開することで、売り惜しみを誘因する可能性もあるため、公開時期について検討中 	検討中	
	約定	量	<ul style="list-style-type: none"> 日別約定総量 - 月曜日に1週間分を公開し、過去分も継続公開 時間帯別約定総量 - 翌々月月初に更新し、過去分は削除 	▶	<ul style="list-style-type: none"> 時間帯別約定総量 - 約定後、即時公開し、過去分も継続掲載 - エリア別の約定量は、エリアによっては個社が特定される可能性があるため非公開 	即時性向上 公開範囲拡大
		価格	<ul style="list-style-type: none"> 日別システムプライス(24時間、ピーク、夜間、日中平均) - 月曜日に1週間分を公開し、過去分も継続公開 時間帯別システムプライス - 翌々月月初に更新し、過去分は削除 	▶	<ul style="list-style-type: none"> 時間帯別システムプライス、エリアプライス - 約定後、即時公開し、過去分も継続掲載 	即時性向上 公開範囲拡大
時間前取引		<ul style="list-style-type: none"> スポット取引の補完的な取引と位置付け、価格指標性を持たないことから非公開 				
先渡取引		<ul style="list-style-type: none"> 商品別の平均約定価格、量 - 週次で公開 - 現状の低調な取引状況に鑑み、先渡取引の情報公開は当面現状維持 				

卸電力市場・競争状態の概況

◆ 卸電力市場

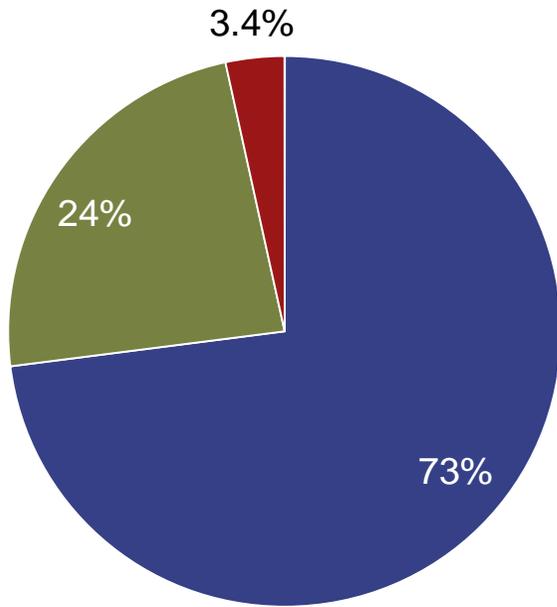
- 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡市場
- 相対取引
 - ・ 地方公共団体による売電の状況
 - ・ IPP事業者による売電の状況
- 常時バックアップ

◆ 小売市場

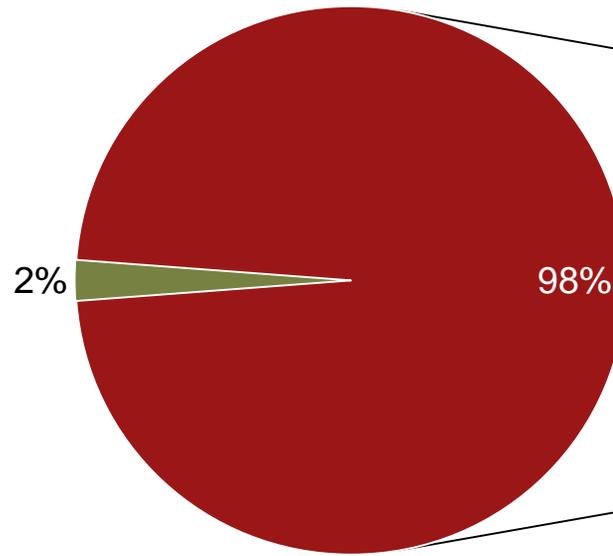
- 新電力シェア推移
- 一般電気事業者による越境供給
- 部分供給への取組

○地方公共団体はその電源構成の7割以上が水力発電によるものであり、安価なベースロード電源の供給源としても期待されるが、その販売先はほぼ全量が一般電気事業者向けの随意契約となっている。

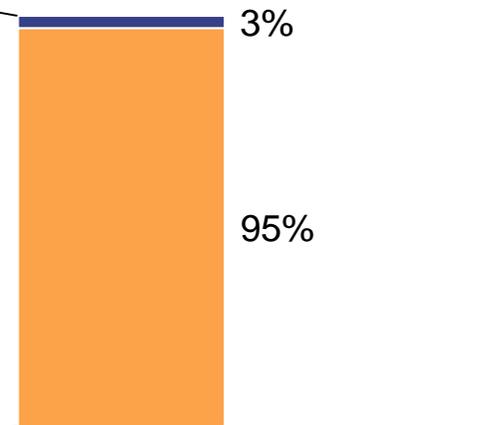
地方公共団体による発電事業の電源構成¹
(出力)



販売先の構成¹
(販売電力量)



一般電気事業者への販売の販売先決定方法¹
(販売電力量)



■ 水力発電
■ バイオマス(ごみ発電)
■ 太陽光・風力等

■ 一般電気事業者
■ 新電力等

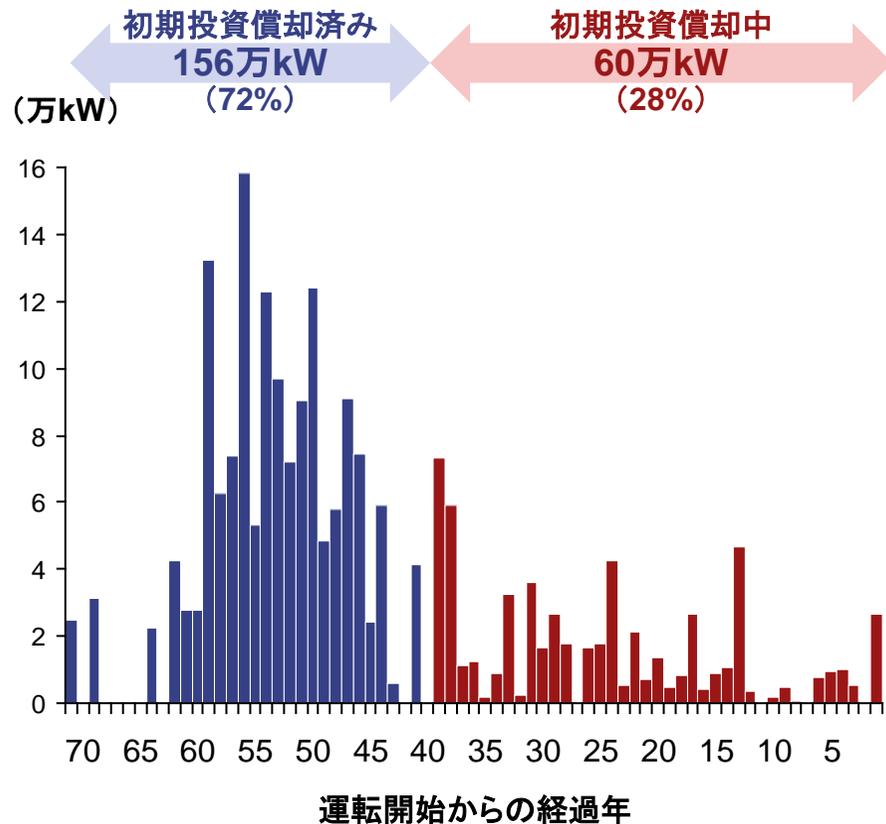
■ 随意契約
■ 入札(一般競争入札、指名競争入札)

今後、地方公共団体による売電状況、今後の予定等について情報更新を行う予定

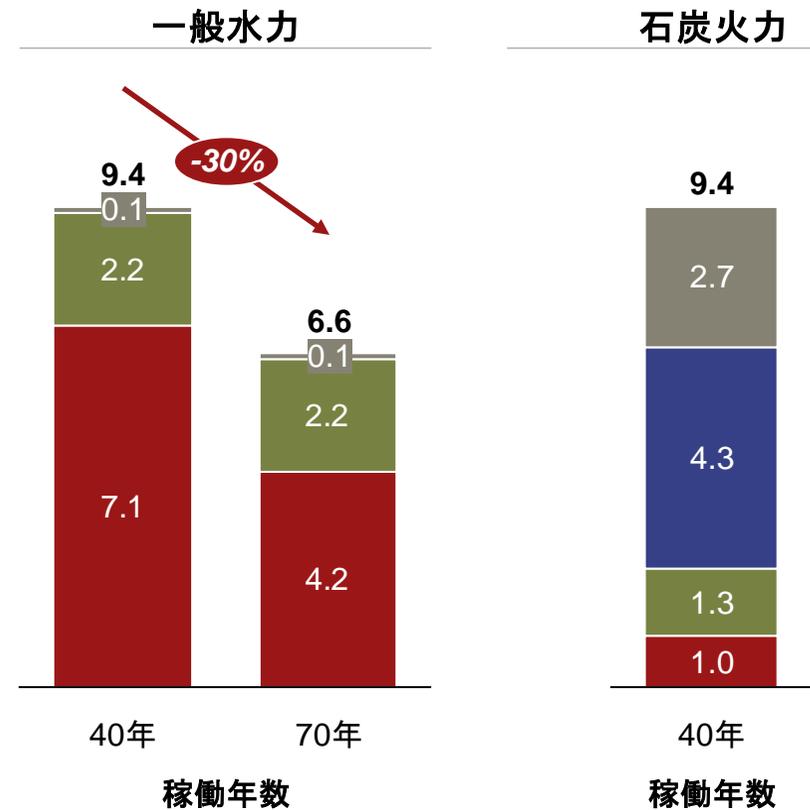
1. いずれも、2012年10月～12月に実施した調査の結果であり、現状とは異なる可能性がある
出所:「各地方公共団体における売電契約の実態調査結果概要及び今後の対応について」(平成25年6月、資源エネルギー庁)における調査結果より集計

- 現時点で、公営電気事業が運営する水力発電の7割以上は初期投資を償却済み。
(一般的に水力発電の減価償却期間は法定耐用年数の40年)
- 水力発電のコストは資本費が大きいため、稼働年数が長くなるほど、他の電源と比べてコスト競争力が高くなり、競争原資として有力なもの。

経過年別の発電容量 (水力発電¹)



稼働年数による平均発電コスト(円/kWh)²



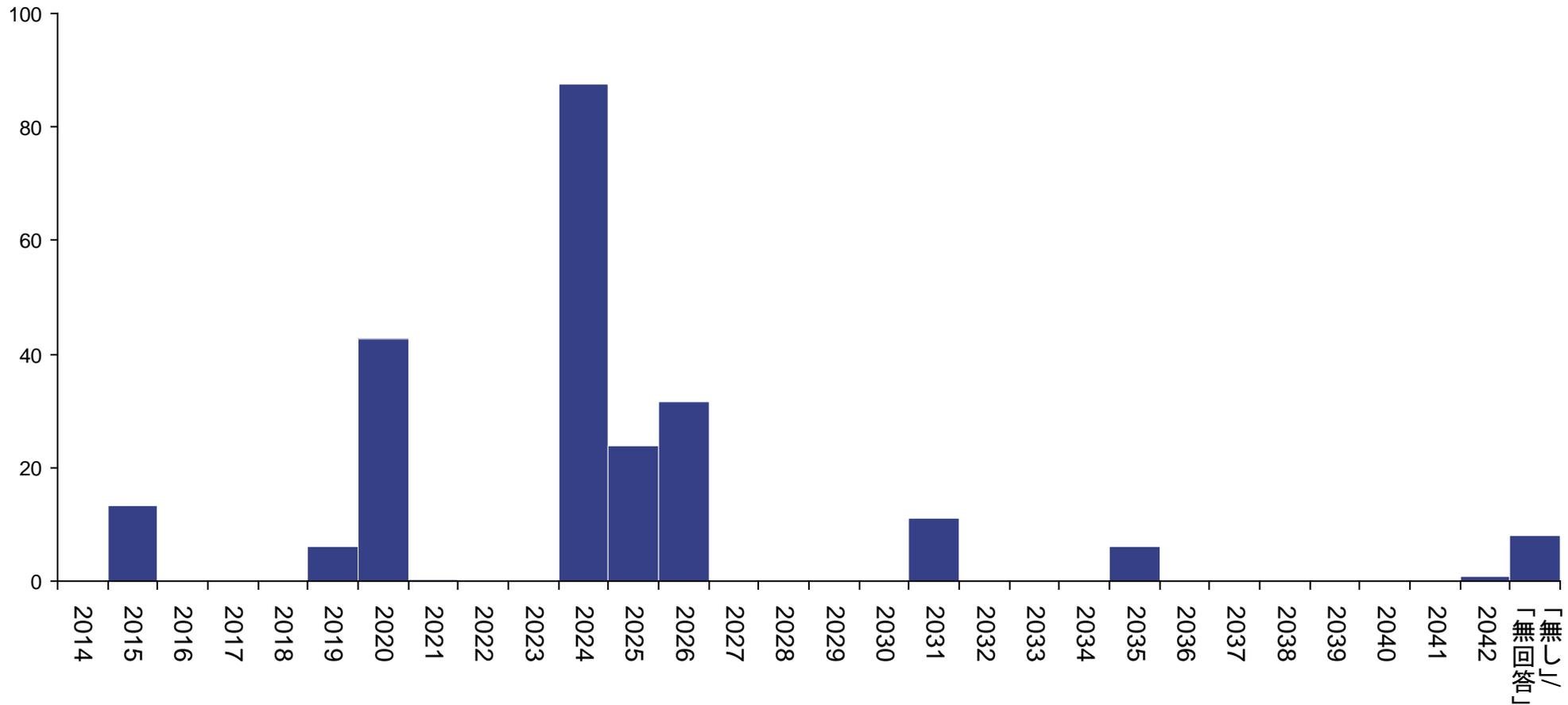
1. 揚水式水力発電所は除く
2. コスト等検証委員会の発電コスト算定方法に従い割引率0%として算出
出所: 地方公営企業年鑑、コスト等検証委員会試算シート

[3.社会的費用は、CO2対策費用、事故リスク対応費用、政策費用から成る]

○公営電気事業による売電は、地方自治法において一般競争入札により売電先を決定することが原則とされているが、多くの公営電気事業の発電所では、一般電気事業者と随意契約により長期の基本契約を締結しており、その契約満了時期は多くが2020年以降となっている。

受給基本契約の満了時期別の発電容量(最大出力)

(万kW)

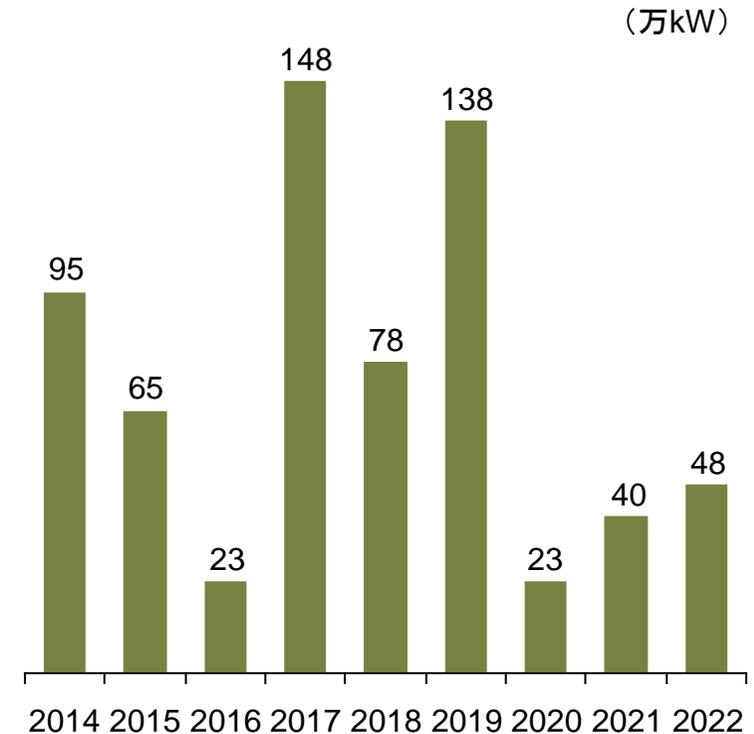


○過去の電源調達入札制度(火力入札)を通じて、一般電気事業者と売電契約(15年間)を締結したIPP事業者の電源は、本年以降順次その契約期限の満了を迎え、契約更新もしくは他の売電先への契約切り替え等が行われることとなる。

過去の卸電力入札における落札一覧

入札年度	電力会社	卸供給事業者	契約電力(万kW)	供給開始年度	入札年度	電力会社	卸供給事業者	契約電力(万kW)	供給開始年度
H8年度	北海道電力	新日本製鐵	10.00	2001年10月	H9年度	北海道電力	出光興産	1.50	2005年8月
		東北電力	13.60	2000年7月			日本製紙	8.00	2004年10月
	東京電力	大平洋I&Eセンター	4.40	2000年7月		新日本石油精製	5.00	2004年10月	
		荏原製作所	6.40	1999年6月		東北電力	0.53	2000年6月	
	中部電力	昭和電工	12.42	1999年6月		糸魚川発電	13.40	2001年7月	
		トヨタパワー寒川	6.55	1999年6月		東京電力	38.18	2002年6月	
	関西電力	日立造船	10.27	1999年6月		シエネックス	23.80	2003年6月	
		新日本石油精製	4.85	2000年6月		中部電力	34.20	2003年6月	
	九州電力	日立製作所	10.28	2000年6月		新日本石油精製	20.00	2003年7月	
		ポリアラスチック	4.70	2000年6月		出光興産	22.56	2004年7月	
中部電力	明海発電	13.50	2000年4月	関西電力	65.90	2004年4月			
	中山共同発電	13.55	2000年4月	神鋼神戸発電	13.23	2004年4月			
関西電力	神戸製鋼所	5.45	1999年4月	中国電力	19.50	2004年3月			
	新日本製鐵	13.30	1999年4月	三菱レイコン	4.00	2004年3月			
九州電力	中山共同発電	13.60	1999年4月	九州電力	30.00	2002年4月			
	カス&パワー	14.00	2002年4月	H10年度	四国電力	住友大阪セメント	6.50	2005年4月	
九州電力	神鋼神戸発電	65.90	2002年4月	土佐発電	15.00	2005年4月			
	新日本製鐵	13.70	1999年4月	H11年度	東京電力	日立製作所	8.61	2006年6月	
九州電力	九州石油	13.70	1999年4月	日立造船	10.90	2006年6月			
				住友金属工業	47.50	2007年6月			
				東京カス横須賀パワー	20.02	2006年6月			
H14年度	北海道電力	三菱電機	0.12	2004年11月					
		三菱電機	0.12	2004年7月					

契約更新時期別の契約電力



➡ 今後、各IPP事業者の売電状況、今後の予定等について調査を実施する予定

卸電力市場・競争状態の概況

◆ 卸電力市場

- 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡市場
- 相対取引
 - ・ 地方公共団体による売電の状況
 - ・ IPP事業者による売電の状況
- 常時バックアップ

◆ 小売市場

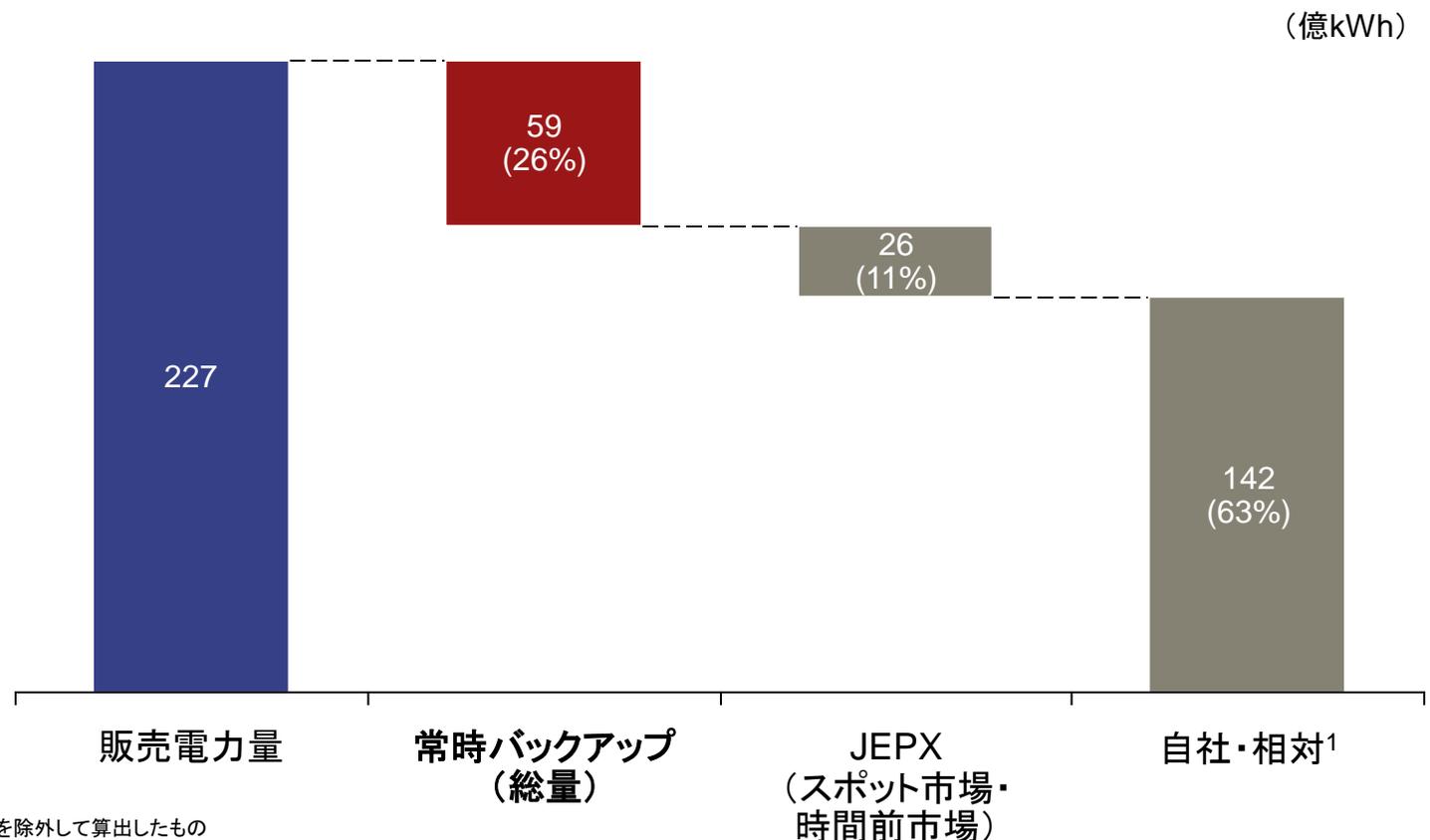
- 新電力シェア推移
- 一般電気事業者による越境供給
- 部分供給への取組

- 新しい枠組みの常時バックアップの取組件数は総数74件、前回報告比は+4件と、新しい枠組みを希望する新電力の移行はほぼ一巡したと考えられる。
- 常時バックアップ(総量)による新電力への販売電力量は2013年度で約60億kWhとなり、新電力の販売電力量の26%を占めると考えられ、新電力の主要な電源調達源として活用されている。

新しい枠組みの 常時バックアップ取組状況 (平成26年3月末時点)

	件数 (括弧内は前回比)
北海道電力	3 (±0)
東北電力	8 (+1)
東京電力	24 (+2)
中部電力	9 (+1)
北陸電力	1 (±0)
関西電力	11 (±0)
中国電力	8 (±0)
四国電力	3 (±0)
九州電力	7 (±0)
合計	74 (+4)

2013年度の新電力の電源調達構造



1. 販売電力量より、常時バックアップ、JEPXからの調達電力量を除外して算出したもの
出所: 各一般電気事業者からの提供情報、JEPX提供情報、電力調査統計

卸電力市場・競争状態の概況

◆ 卸電力市場

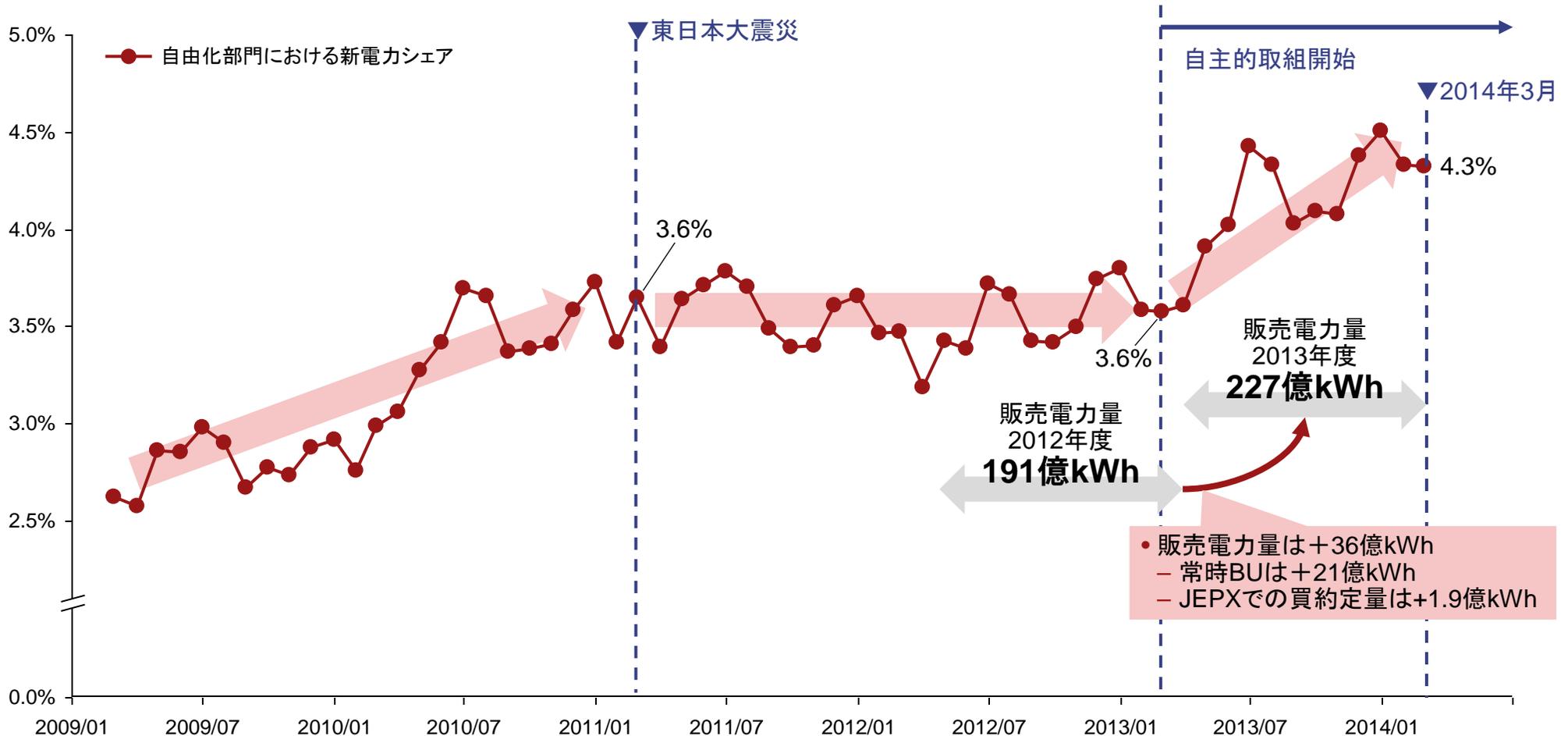
- 卸電力取引所
 - ・ スポット市場
 - ・ 時間前市場
 - ・ 先渡市場
- 相対取引
 - ・ 地方公共団体による売電の状況
 - ・ IPP事業者による売電の状況
- 常時バックアップ

◆ 小売市場

- 新電力シェア推移
- 一般電気事業者による越境供給
- 部分供給への取組

○新電力の自由化部門におけるシェアは、東日本大震災以降は社会の要請が高まる一方で横ばいを続けていたが、一般電気事業者による自主的取組が開始された昨年3月以降に上昇基調に転じ、本年3月には4.3%を記録(2013年度通年では4.2%)。

○新電力シェアが増加に転じた時期は自主的取組の開始や常時バックアップの見直し時期と一致するが、増加量を比較すると新電力のシェア増加に対して、主に常時バックアップの見直しの貢献が高いと考えられる。



○一般電気事業者が他の一般電気事業者の供給区域の需要家に小売供給を行う「越境供給」について、自社で実施する事例は増えていないが、資本関係を有する新電力子会社を通じた実施、また今後の計画として表明するケースが出てきている。

一般電気事業者による 越境供給実績 (平成26年3月末時点)

電力会社	件数
北海道電力	0件
東北電力	0件
東京電力	0件
中部電力	0件
北陸電力	0件
関西電力	0件
中国電力	0件
四国電力	0件
九州電力	1件
合計	1件

本格的な“電力間競争”の兆し

- 1 中部電力は、新電力の買収・子会社化も含め、グループでの越境供給を開始**
 - 2013年10月1日付で三菱商事よりダイヤモンドパワーの株式80%を取得し、東京電力管内の首都圏で電力の小売りや卸売りに参入すると発表
 - また、中部電力は三菱商事、日本製紙とともに10万kW級の石炭火力発電所を東京電力管内(静岡県富士市)に新設(2016年5月運転開始予定)し、ダイヤモンドパワーを通じて電力小売を行う予定
 - 2014年6月13日に、100%子会社のシーエナジーも新電力として届け出を行い、ダイヤモンドパワーと協調して、首都圏での電力小売を行う予定
- 2 東京電力は、子会社のTCS社を通じ本年度中にエリア外での電力販売の開始を予定**
 - “東電は、今後競争環境下で事業を行う、燃料・火力部門や小売部門については、地域内での供給責任を果たすだけでなく、地域や業種を超えたビジネスを積極的に展開し、エネルギー産業全体における競争を自ら喚起することで、全国における一定の市場シェアの確保に取り組む。”
 - 小売販売> 2014年度: 全国電力販売開始、2016年度: 家庭用エリア外販売
 - 小売用電源調達> 2015年度: 域外電源調達、2016年度: 全国電力販売向け電源調達(30万kW)
(新・総合特別事業計画より抜粋)
 - 2014年5月22日に、東京電力の100%子会社テプコカスタマーサービス(TCS)が新電力の届出を提出。東電エリア以外で3年後 340億円、10年後 1,700億円の売り上げを目指す。
- 3 関西電力は、子会社のKenes社を通じた首都圏での電力販売を本年4月より開始**
 - 関西電力は、100%子会社である関電エネルギーソリューション(Kenes)が、2013年9月20日に新電力として届け出を行い、2014年4月1日より首都圏における電力供給事業を開始すると発表
 - Kenesは、これまで関西電力エリア内外においてユーティリティサービス(顧客施設の運営に必要なとなる電気、ガス、熱、冷水等を供給するための設備を設計、施工し設備を保有、運転・保守・運用管理の全部または一部を代行するサービス)を基軸に事業を展開してきた企業

- 部分供給は2014年3月末までに供給開始済のもので約700件、4月以降の開始予定が約1,300件と拡大。
 ○また、その形態も新電力が負荷追従を行う横切り型だけでなく、多様な形態が出てきている。

		横切り型		通告型		その他 (新たな形態 ¹)	合計
		一般電気事業者が 負荷追従	新電力が 負荷追従	一般電気事業者が 負荷追従	新電力が 負荷追従		
北海道電力	3月末	0	9	0	0	0	9
	4月以降予定	0	23	0	104	0	127
東北電力	3月末	0	0	0	0	7	7
	4月以降予定	0	0	0	85	22	107
東京電力	3月末	0	568	0	0	0	568
	4月以降予定	0	732	0	0	0	732
中部電力	3月末	0	0	0	0	0	0
	4月以降予定	0	0	0	0	64	64
北陸電力	3月末	0	0	0	0	0	0
	4月以降予定	0	0	0	0	1	1
関西電力	3月末	0	2	0	52	30	84
	4月以降予定	0	0	9	46	15	70
中国電力	3月末	0	1	0	0	1	2
	4月以降予定	0	0	0	0	7	7
四国電力	3月末	0	0	0	0	25	25
	4月以降予定	0	0	0	8	70	78
九州電力	3月末	0	0	0	0	19	19
	4月以降予定	0	0	0	55	33	88
合計	3月末	0	580	0	52	82	714
	4月以降予定	0	755	9	298	212	1,274

1. 新たな形態には、前回モニタリング報告資料(第4回制度設計WG)で示した、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(横切り型、通告型)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。

出所: 各一般電気事業者からの提供情報、電力システム改革における卸電力市場活性化に関するアンケート

一般電気事業者の自主的取組

○2013年度の一般電気事業者による売入札は、原子力発電所が停止しており需給逼迫の状況が改善されていないなか、合計量では自主的取組開始時の目標値(一部、常時バックアップ等を含む)に対し157%の達成率(約1.6倍)を達成(個社別では2013年度は目標未達も)。

自主的取組の数値目標(売入札)に対する2013年度の達成度

	自主的取組による数値目標 ¹	2013年度の目標達成率 ²
北海道電力	20億kWh以上の売入札	29%
東北電力	30億kWh以上の売入札	115%
東京電力	100億kWh以上の売入札 (常時バックアップ、部分供給含む)	187%
中部電力	余力の市場投入	-
北陸電力	20億kWh以上の売入札	126%
関西電力	100億kWh以上の売入札	103%
中国電力	30億kWh程度の玉出し (常時バックアップ含む)	192%
四国電力	20億kWh以上の売入札 (常時バックアップ含む)	66%
九州電力	50億kWh程度の売入札	108%
合計	370億kWh以上の売入札	157%³

1. 需給逼迫の解消を前提とした数値目標

2. スポット市場への売入札量は通常入札、ブロック入札および先渡市場取引約定分の自動入札分を含む。また、当初表明した数値目標について常時バックアップ等を含むとしていた東京電力、中国電力、四国電力についても、スポット市場への売入札量のみによる達成率を掲載(常時バックアップ等を含めると、達成率は上昇)

3. 中部電力は数値目標の表明が無かったため、スポット市場の売入札量のみを合算して合計の目標達成率を算出

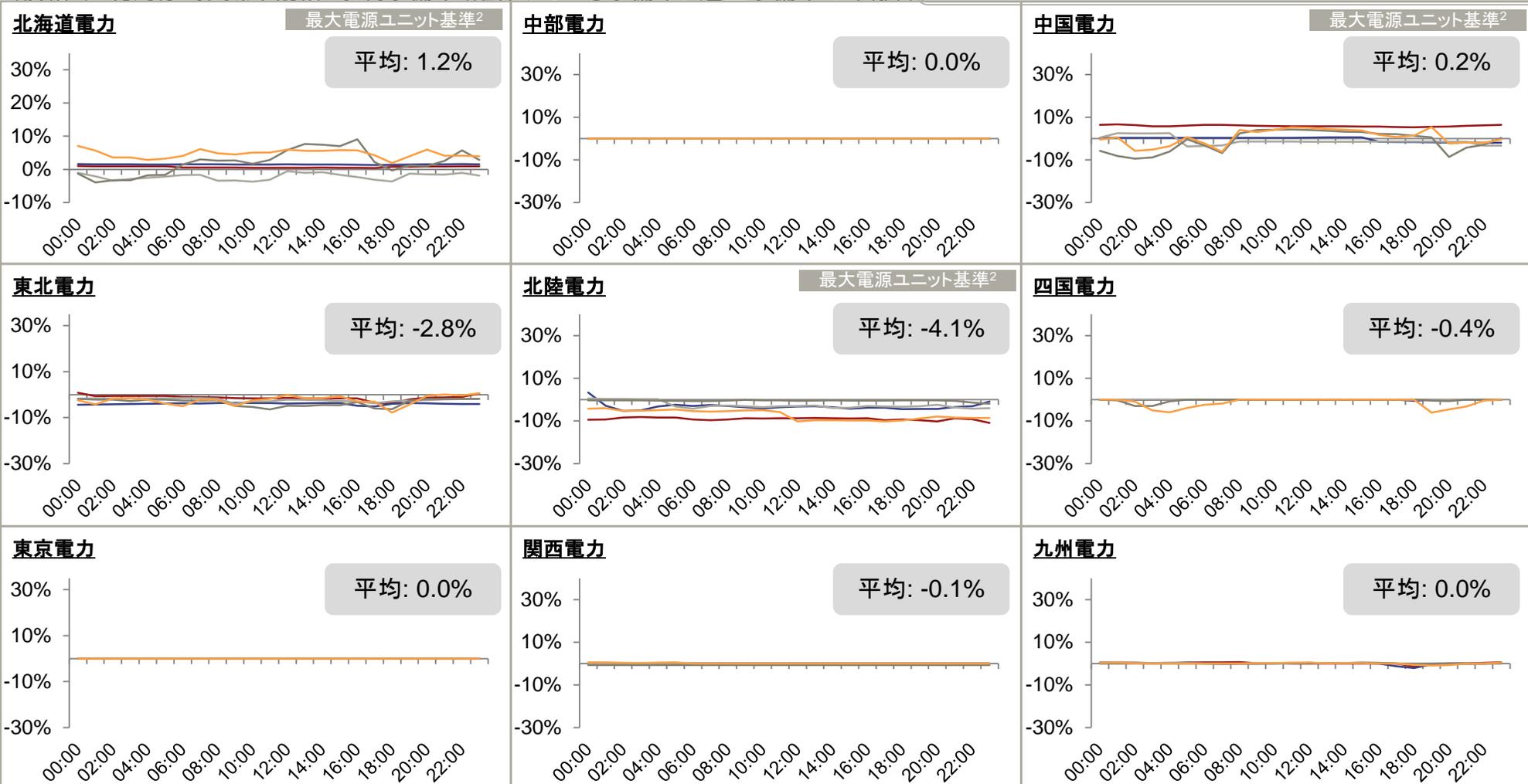
出所: 各一般電気事業者提供データより、資源エネルギー庁作成

○各社が抱える制約を加味すると、スポット市場への入札後の予備率と適正予備率の差は概ね小さく、制約の範囲内で余剰電力を市場に供出していると考えられる。

適正予備率との乖離(市場入札・入札制約考慮後)¹

(横軸: 入札対象時間帯、縦軸: 余剰予備率(確保している予備率と適正予備率の乖離))

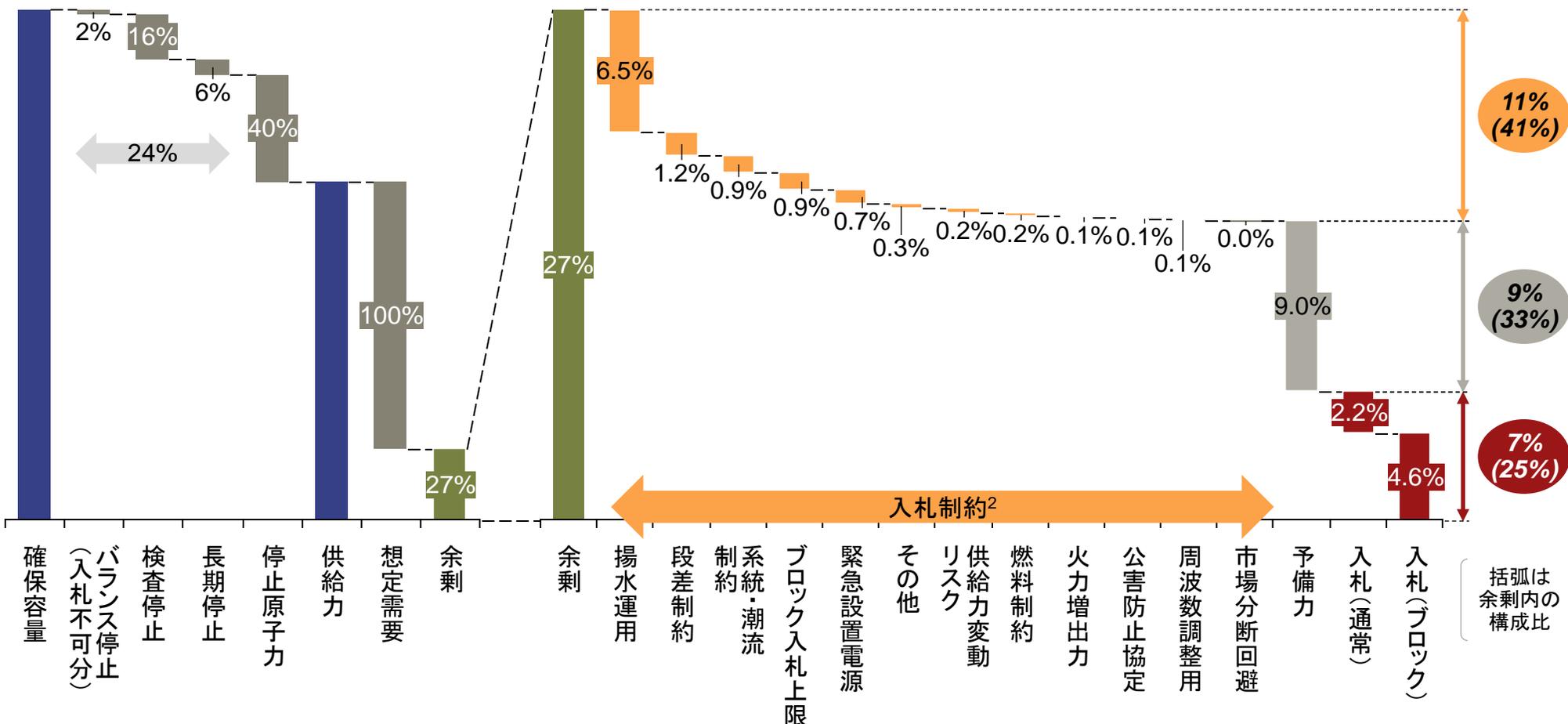
凡例: '13/11/3(日) '13/12/10(火) '14/1/16(木)
'14/2/22(土) '14/3/31(月)



1. 過剰予備力(供給力より想定需要、入札制約、入札量および適正予備力(想定需要の8%、または最大電源ユニット相当)を控除したもの)を想定需要(九州電力は揚水動力を想定需要に含む)で除したもとして算出
2. 時間帯によっては、最大電源ユニット相当ではなく想定需要の8%を適正予備力として使用する場合もある
出所: 各一般電気事業者提供データより、資源エネルギー庁作成

- 想定需要量の24%に相当する発電容量は検査停止等により供給力としてカウントされていない。(原発は想定需要の40%に相当)
- 供給力の余剰は想定需要の27%に達するが、そのうち11%(余剰の41%)は各種制約により入札対象とならず、予備力も控除すると想定需要の7%(余剰の約25%)が入札されている。

供給力・入札量の構造¹(グラフ中の数値(%))は想定需要に対する比率



1. 指定日5日間('13/11/3, '13/12/10, '14/1/16, '14/2/22, '14/3/31)の事業者別・時間帯別の供給力、入札構造の加重平均(各社によって、入札算定時の供給力や入札制約が異なる)
(確保容量から余剰に至る内訳については、一部の電力会社は計画停止履歴を保存していないことから除外)

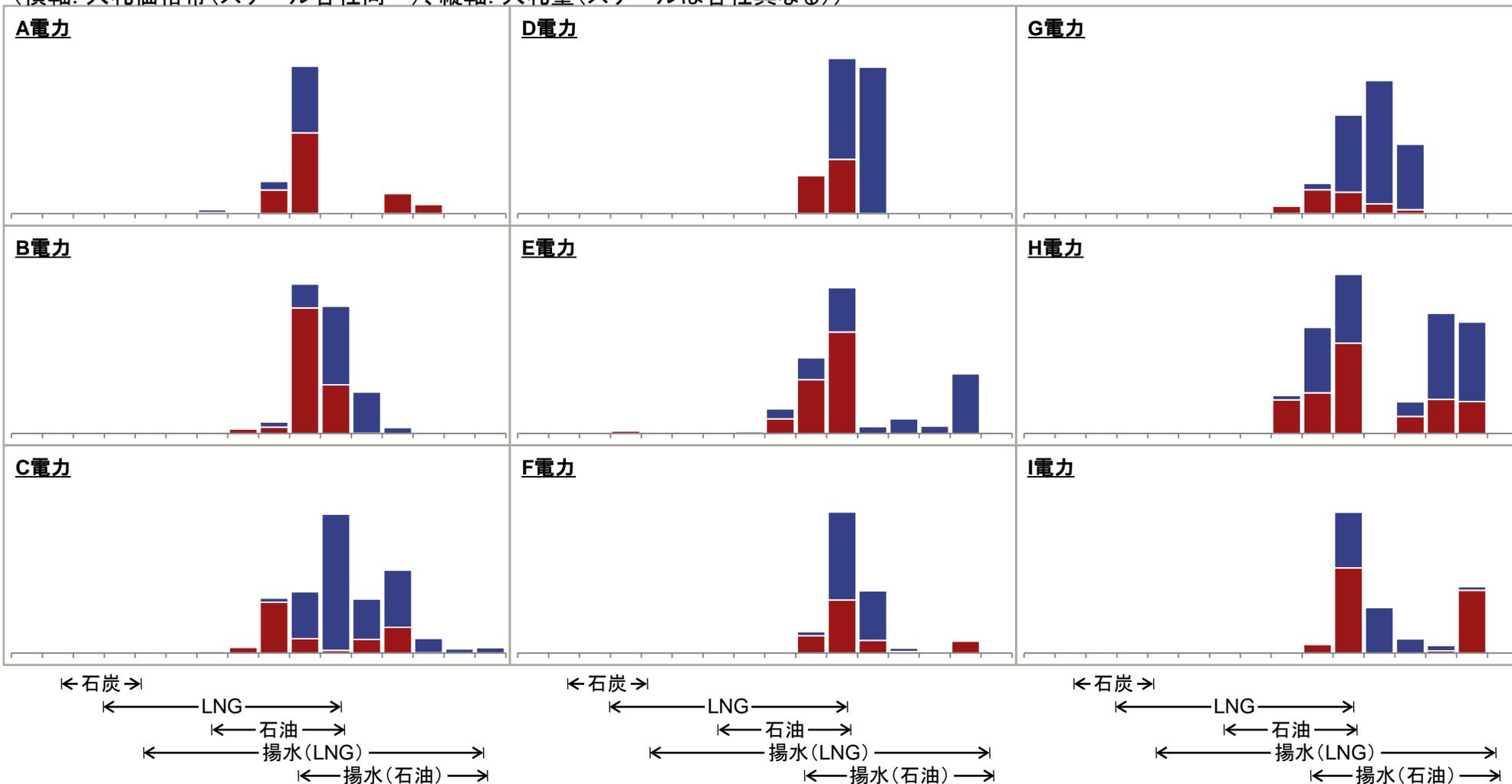
2. 入札制約は必ずしも一つの制約に分類できない場合があり、その場合は便宜上もっとも主たる要因と考えられるものに分類

出所: 一般電気事業者提供データより資源エネルギー庁作成

○起動費が必要となるブロック入札を除くと、主に石油火力もしくは低効率のLNG火力の燃料費相当の価格で入札がなされている。

売入札価格と限界費用(燃料費)の関係^{1,2}(2014年1月-3月)

(横軸: 入札価格帯(スケール各社同一)、縦軸: 入札量(スケールは各社異なる))



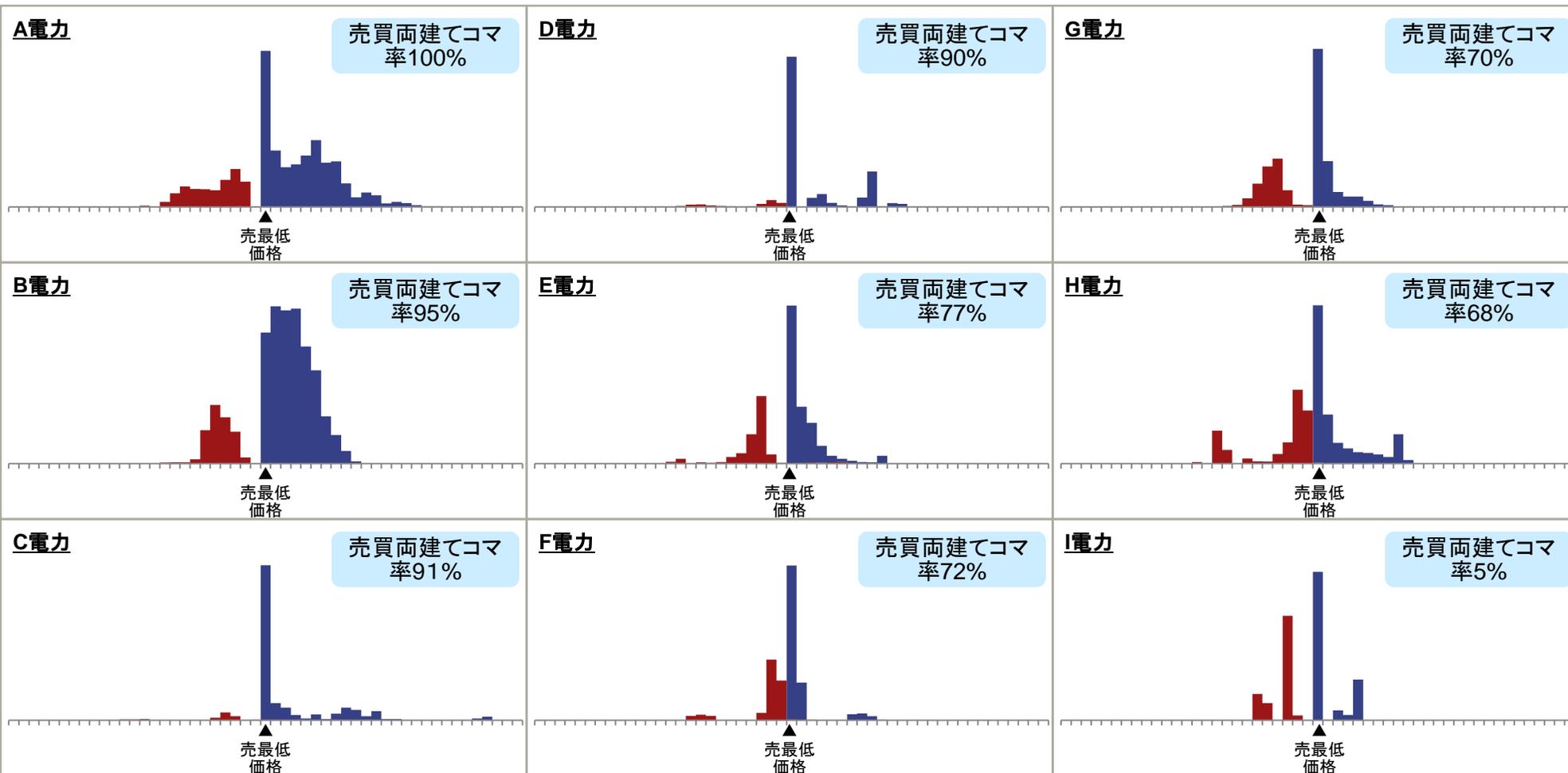
1. 各社の2014年1月-3月の入札量の合計を100とした場合の入札価格帯別のヒストグラム。A~I電力は平均入札価格の低い順
 2. グラフ下部の矢印は、燃料費の水準を示す(各社の個別の燃料費では無く全社の幅を示す。また、実際の限界費用・入札価格には燃料費以外も含まれる)
 出所: 各一般電気事業者からの提供情報より資源エネルギー庁作成

凡例: ■ 通常入札 ■ ブロック入札

○売買両建て率は概ね高い水準だが、両建て取引における買入札の量は限定的であり、市場形成の観点では十分とは言えないが、その理由として段差制約等を考慮した場合に売入札量を優先確保していること等が一般電気事業者より挙げられている。

売買スプレッド・入札量の状況(2014年1月-3月)

(各コマの売最低価格との値差毎の入札量(横軸: 値差(各社の目盛幅は同値)、縦軸: 入札量(それぞれスケールは異なる))



※注: 売最低価格は昼夜間を通じたブロック入札も含んでいることから、時間帯によっては、買入札価格が売入札価格を上回るケースもある

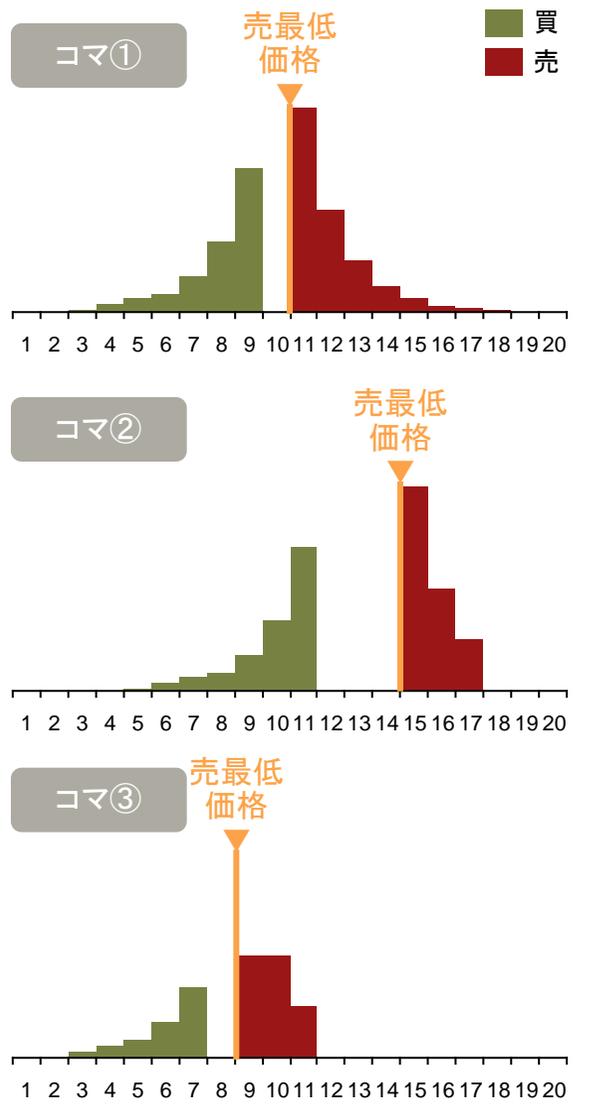
※A-I電力は、各社を売買両建てコマ率の降順に並べたもの

出所: 各一般電気事業者からの提供情報より資源エネルギー庁作成

○各コマの売最低価格を基準に、各入札を足しあげ、売買両建ての取引状況(スプレッド・量)を可視化したもの

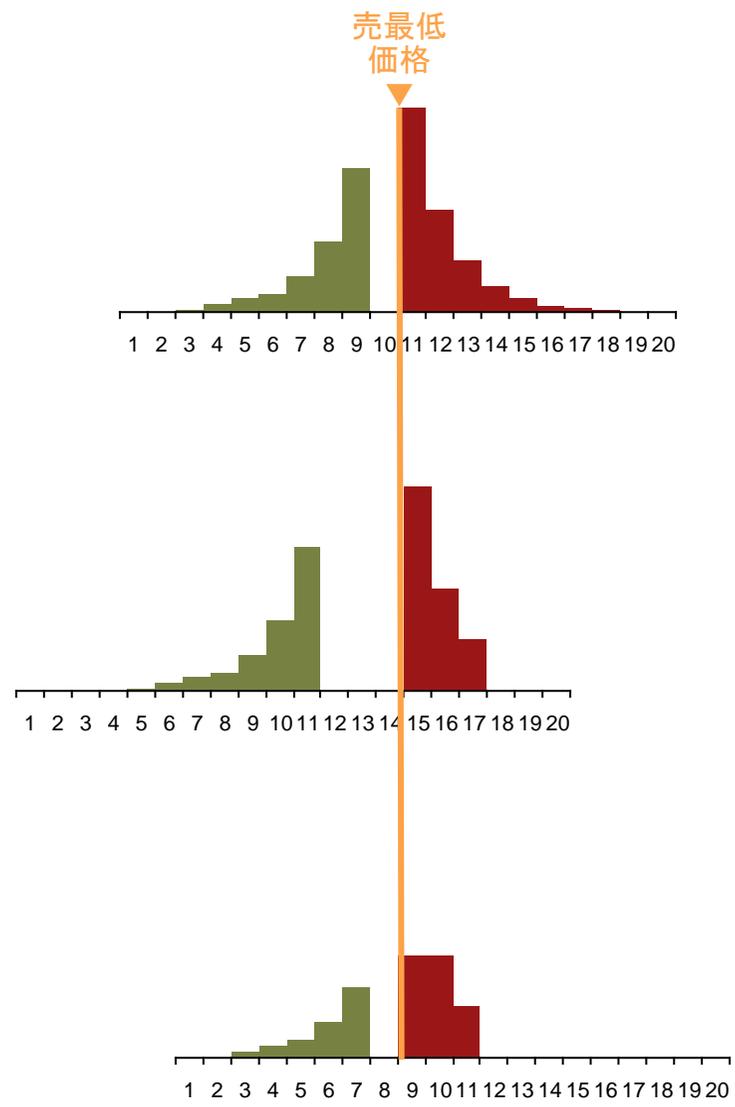
【STEP1】

コマ別に入札状況を整理
(横軸: 入札価格)



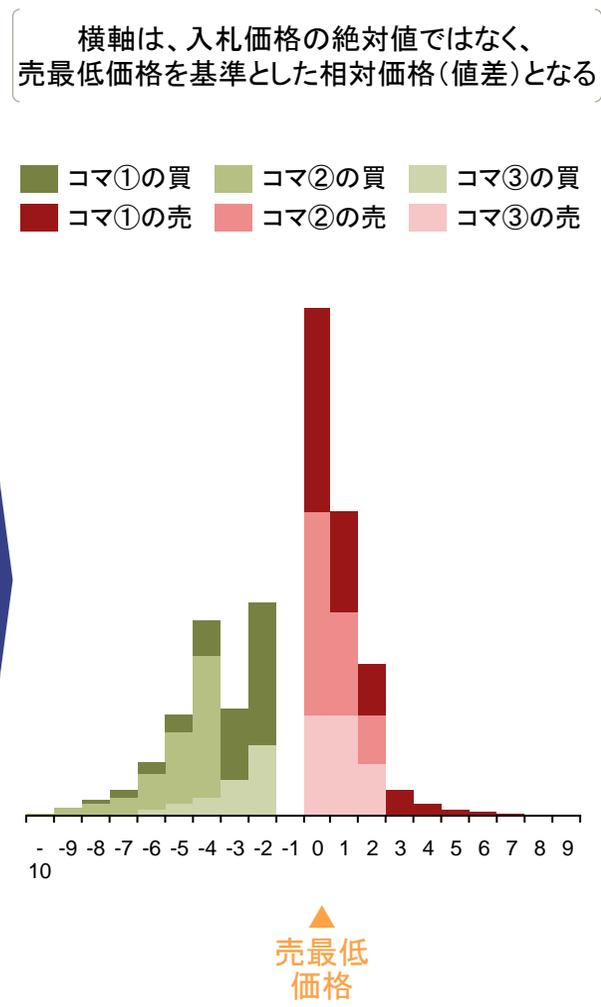
【STEP2】

売最低価格を基準に
各コマの入札状況を揃える



【STEP3】

各コマの入札を足しあげる
(横軸: 売最低価格からの値差)

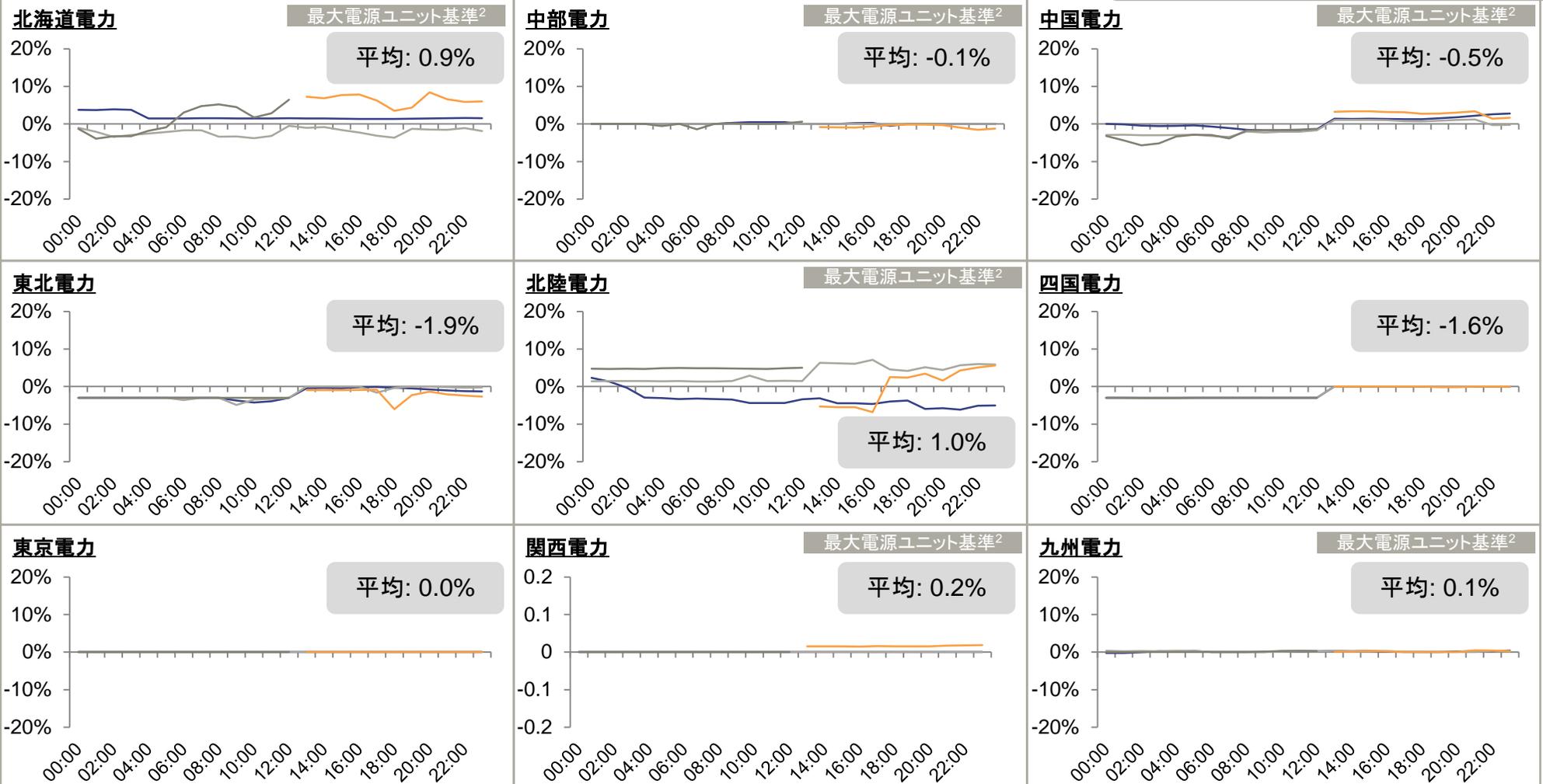


○各社が抱える制約を加味すると、時間前市場への入札後の予備率と適正予備率の差は概ね小さく、制約の範囲内で余剰電力を市場に供出していると考えられる。

適正予備率との乖離(市場入札・入札制約考慮後)¹

(横軸: 入札対象時間帯、縦軸: 余剰予備率(確保している予備率と適正予備率の乖離))

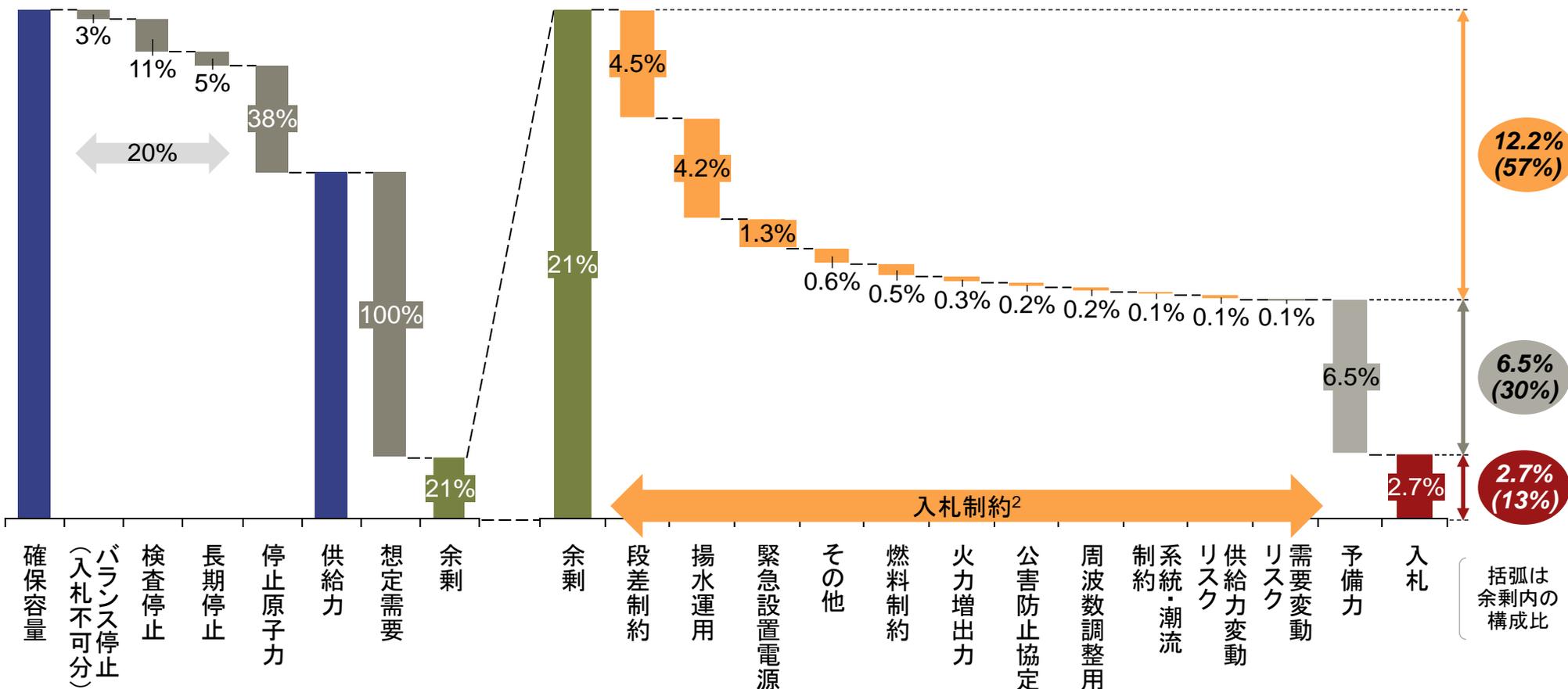
凡例: '13/12/10(火) '14/1/16(木)
'14/2/22(土) '14/3/31(月)



1. 過剰予備力(供給力より想定需要、入札制約、入札量および適正予備力(00:00-13:00は想定需要の8%、13:00-24:00は想定需要の5%、または最大電源ユニット相当)を控除したものを)を想定需要で除したものとして算出
2. 時間帯によっては、最大電源ユニット相当ではなく想定需要の8%を適正予備力として使用する場合もある
出所: 各一般電気事業者提供データより、資源エネルギー庁作成

- 想定需要量の20%に相当する発電容量は検査停止等により供給力としてカウントされていない。(原発は想定需要の約4割に相当)
- 供給力の余剰は想定需要の21%に達するが、そのうち12%(余剰の約6割)は各種制約により入札対象とならず、予備力も控除すると想定需要の3%(余剰の約1割)が入札されている。

供給力・入札量の構造¹(グラフ中の数値(%))は想定需要に対する比率



1. 指定日4日間('13/12/10、'14/1/16、'14/2/22、'14/3/31)の事業者別・時間帯別の供給力、入札構造の加重平均(各社によって、入札算定時の供給力や入札制約が異なる)
 (確保容量から余剰に至る内訳については、一部の電力会社は計画停止履歴を保存していないことから除外)

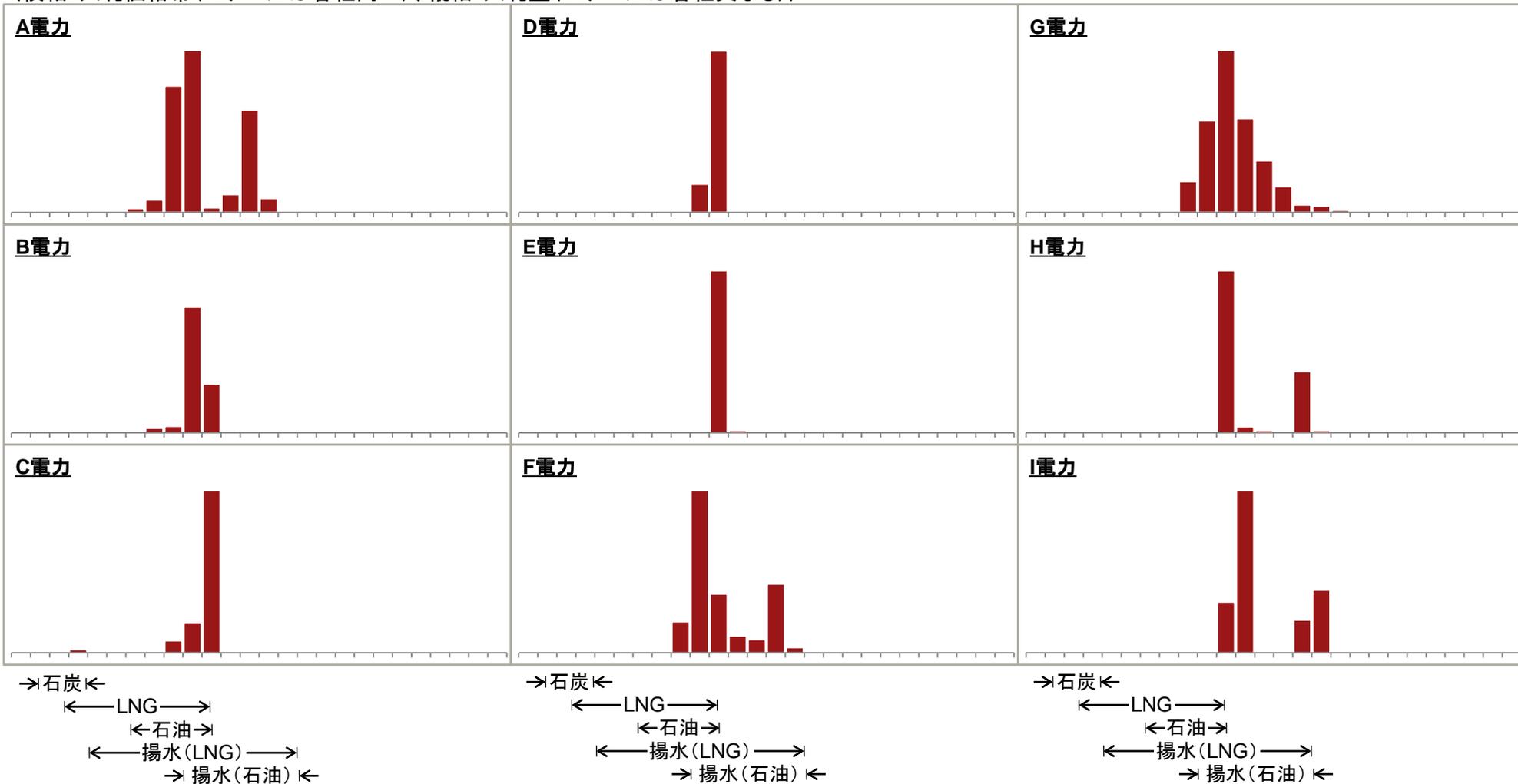
2. 入札制約は必ずしも一つの制約に分類できない場合があり、その場合は便宜上もっとも主たる要因と考えられるものに分類している

出所: 一般電気事業者提供データより資源エネルギー庁作成

○時間前市場はスポット市場と異なりブロック入札が出来ないため、起動費をかけた入札が行われず、石油火力もしくは低効率のLNG火力の燃料費を超過した価格での入札はスポット市場よりも少ない。

入札価格と限界費用の関係^{1,2}(2014年1月-3月)

(横軸: 入札価格帯(スケールは各社同一)、縦軸: 入札量(スケールは各社異なる))



1. 各社の2014年1月-3月の入札量の合計を100とした場合の入札価格帯別のヒストグラム。A~I電力は平均入札価格の低い順
 2. グラフ下部の矢印は、燃料費の水準を示す(各社の個別の燃料費ではなく全社の幅を示す。また、実際の限界費用・入札価格には燃料費以外も含まれる)
 出所: 各一般電気事業者からの提供情報より資源エネルギー庁作成

○一般電気事業者同士の短期相対融通の市場移行に向け、市場活用の取組も行われているが、取引の自由度、市場の厚み不足が理由となり、一定の短期相対融通は継続されている。

短期相対融通の市場移行の現状		短期相対融通の継続理由
北海道電力	対象となる契約無し	-
東北電力	対象となる契約無し	-
東京電力	対象となる契約無し	-
中部電力	一定量の短期相対融通（供給）を継続	市場活用（スポット市場、時間前市場、先渡市場への電源供出）の取組も行っているが、受電会社の要請に応じて一定量の短期相対融通での電力供給を継続
北陸電力	（冬期需給に関する応援融通実施）	-
関西電力	一定量の短期相対融通（調達）を継続	市場活用（スポット市場、時間前市場、先渡市場からの調達）の取組も行っているが、市況に応じて短期相対融通と比較して安価な市場からの調達が出来ない場合、一定量の短期相対融通による電力調達を継続
中国電力	一定量の短期相対融通（供給）を継続	市場活用（スポット市場、時間前市場、先渡し市場への電源供出）の取組も行っているが、電源トラブル等による需給逼迫時に送電打ち切りが出来ることや自由な型での契約が可能であることなど、短期相対融通の方が契約の自由度が高いため、一定量の短期相対融通での電力供給を継続
四国電力	（冬期需給に関する応援融通実施）	-
九州電力	一定量の短期相対融通（調達）を継続	市場活用（先渡市場からの調達）の取組も行っているが、短期相対融通に必要な手続きに要する時間を考慮すると、概ね受電開始の1ヶ月前がリミットとなり、その時点で最低限必要な予備力を確保できていない場合は短期相対融通による調達を実施しているもの

- 電発電源の切り出しは、一部事業者は実施済み。他事業者では、いずれも具体的な進展、状況変化はなし。
○沖縄電力は、第4回制度設計WGにおける整理を踏まえ検討に着手。

	検討状況					
	切り出し実績	対象電源	切り出し量	切り出し時期	現時点で切り出しが出来ない理由	前回からの進捗
北海道電力	対象電源無し (電発からの受電は水力発電のみ)					
東北電力	未	特定済み (A火力)	検討中 (5-10万kW)	未定	厳しい需給状況	昨年11月28日に協議を実施も具体的な進展は無し
東京電力	自主的取組の表明無し					
中部電力	切り出し済 (B火力、 1.8万kW)					
北陸電力	未	特定済み (C火力)	検討中 (電発受電量(5万kW)の一部)	原発再稼働による 需給改善後	厳しい需給状況	本年5月に電源開発と協議を実施も具体的な進展は無し
関西電力	平成17年10月から平成19年4月にかけて、段階的に35万kWを切り出し済み					
中国電力	未	特定済み (D火力)	検討中 (2万kW程度)	需給状況を 踏まえ検討	厳しい需給状況	切り出し条件について、本年5月に電源開発と協議、社内検討も継続
四国電力	未	検討中	検討中 (数万kW)	原発再稼働後の 需給・収支・経営状態次第	厳しい需給と 収支状況	前回報告以降、協議を実施も具体的な進展は無し
九州電力	未	検討中	検討中 (1.5万kW)	未定	厳しい需給と 収支状況	進展無し
沖縄電力	未	特定済み (F火力)	検討中	未定	切り出し規模、 技術的課題の検討中	電源開発と本年3月に協議を実施