

## 委員会におけるご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
1. 燃料費増の影響試算について	P2～5参照
2. 温室効果ガス排出量の推移	P6参照
3. 電力料金の影響(価格弾力性)について	P7～P9参照
4. 離脱影響について	P10参照

# 1. 燃料費増加の見通し

原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焼き増しによる2014年度の燃料費の増加は、**約3.7兆円**と試算される。

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.1兆円 + α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.7兆円	7.8兆円 + α
うち原発停止による燃料費増(試算)	-	<b>+2.3兆円</b> 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.2兆円	<b>+3.1兆円</b> 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	<b>+3.6兆円</b> 内訳 LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	<b>+3.7兆円</b> 内訳 LNG +2.1兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円
燃料費増が総コストに占める割合(%)	-	13.6%	17.1%	19.4%	19.4%
原子力利用率	66.8%	25%	3.9%	2.3%	0%

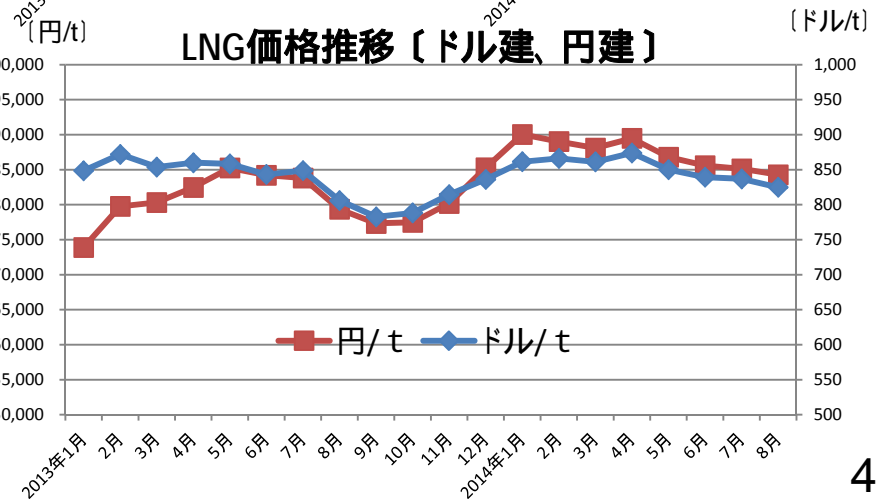
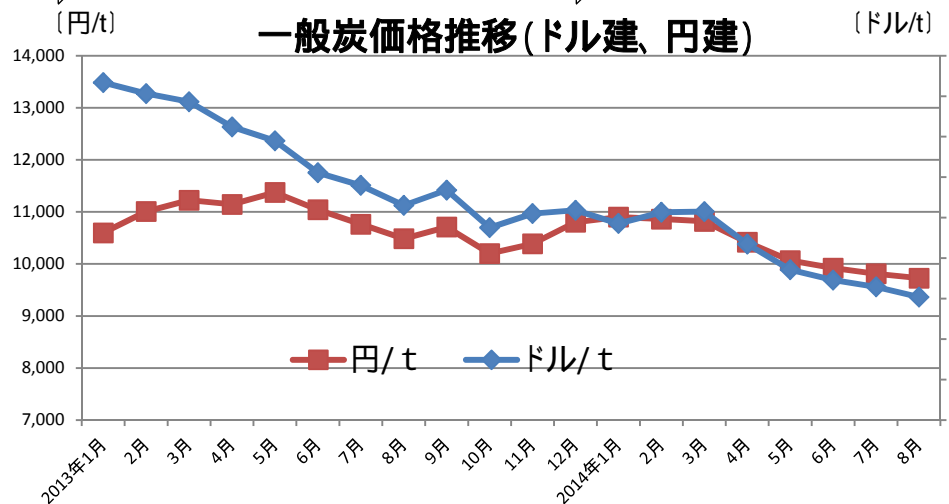
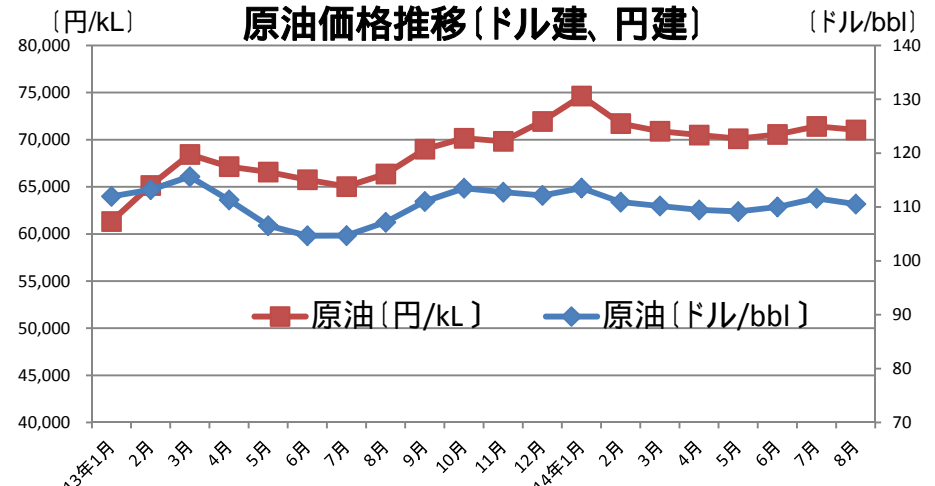
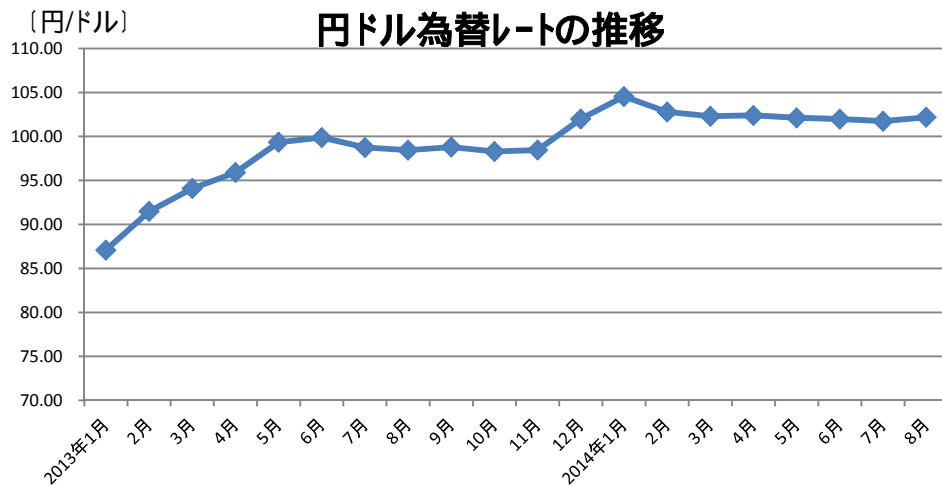
【参考】コストの諸元	LNG	石油	石炭	原子力
燃料費(2013年度)	13円/kWh	18円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
燃料費(2014年度)	13円/kWh	19円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
焼き増し分の発電電力量(2013年度)	1,480億kWh	1,022億kWh	153億kWh	-
焼き増し分の発電電力量(2014年度)	1,645億kWh	950億kWh	153億kWh	-

# (参考1) 前回(2013年度試算)と今回(2014年度試算)の差について

	2013年度(推計値) 【2014年4月試算】	2013年度(確定値) 【今回試算】	2014年度(推計値) 【今回試算】
原発停止による燃料費増(試算)	<b>+3.6兆円</b> 内訳 LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	<b>+3.6兆円</b> 内訳 LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	<b>+3.7兆円</b> 内訳 LNG +2.1兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円
焚き増し分の発電電力量	<b>2,655億kWh</b> 内訳 LNG +1,483億kWh(55.9%) 石油 +1,019億kWh(38.37%) 石炭 +153億kWh(5.8%)  2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2748億kWh)から、 <u>2013年度の原子力発電電力量(93億kWh)を除いた電力量(2655億kWh)</u> を火力発電で代替したとして、各社ごとに火力焚き増し分を試算。焚き増し比率については、直近一年間(2013年3月～2014年2月)と2010年度の火力発電実績の差分より算出。	<b>2,655億kWh</b> 内訳 LNG +1,480億kWh(55.7%) 石油 +1,022億kWh(38.5%) 石炭 +153億kWh(5.8%)  2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2748億kWh)から、 <u>2013年度の原子力発電電力量(93億kWh)を除いた電力量(2655億kWh)</u> を火力発電で代替したとして、各社ごとに火力焚き増し分を試算。焚き増し比率については、2013年度と2010年度の火力発電実績の差分より算出。	<b>2,748億kWh</b> 内訳 LNG +1,645億kWh(59.9%) 石油 +950億kWh(34.6%) 石炭 +153億kWh(5.6%)  <u>2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2748億kWh)</u> を火力発電で代替したとして、各社ごとに火力焚き増し分を試算。焚き増し比率については、直近一年間(2013年8月～2014年7月)と2010年度の火力発電実績の差分より算出。
燃料費	<b>LNG 83,698円/t</b> (2013年4月～2014年3月までの平均CIF価格【一部速報値】) <b>石油 79,836円/kL</b> (2013年4月～2014年2月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均【確定値】) <b>石炭 10,740円/t</b> (2013年4月～2014年3月までの平均CIF価格【一部速報値】)	<b>LNG 83,698円/t</b> (2013年4月～2014年3月までの平均CIF価格【確定値】) <b>石油 80,172円/kL</b> (2013年4月～2014年3月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均【確定値】) <b>石炭 10,774円/t</b> (2013年4月～2014年3月までの平均CIF価格【確定値】)	<b>LNG 86,241円/t</b> (2014年4月～2014年8月までの平均CIF価格【一部速報値】) <b>石油 82,874円/kL</b> (2014年4月～2014年7月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均【確定値】) <b>石炭 9,962円/t</b> (2014年4月～2014年8月までの平均CIF価格【一部速報値】)
火力燃料単価 (詳細は参考3)	LNG 13円 石油 18円 石炭 4円	LNG 13円 石油 18円 石炭 4円	LNG 13円 石油 19円 石炭 4円

## (参考2) 前回(2013年度試算)と今回(2014年度試算)の差について

前回の2013年度試算では、原子力の稼働を大飯3,4号機が9月2日,15日にそれぞれ稼働停止までの93億kWhと仮定して試算したが、2014年度試算では原子力は全て停止と仮定しており、原子力の発電電力量の減少に伴い火力の焚き増しは増加する(約1,500億円)想定となる。



## (参考3) 原子力代替コストの諸元に用いた燃料単価について

### 火力燃料単価

燃料(LNG、石油、石炭)を燃焼させたときに得られる理論上の熱量、各火力発電の熱効率と燃料価格から、1kWh当たりの燃料単価を算出。2013年度の試算では2012年度の平均熱効率及び2013年度の燃料平均価格を、2014年度推計では、2013年度の平均熱効率及び本年4月以降の燃料平均価格を元に試算した。

2013年度 LNG燃料単価 = 13 円 / kWh  
2014年度 LNG燃料単価 = 13 円 / kWh

1 一般電気事業者のLNG火力 2012年度平均熱効率 43.7%  
2013年度平均熱効率 44.1%

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{LNG 熱量}(54,600\text{MJ/t}) \times \text{LNG 火力の熱効率}^1} \times (\text{LNG 価格}^2 + \text{石油石炭税}^3)$$

2 LNG 価格: 2013年度 83,698 (円/t) (2013年4月～2014年3月までの平均CIF価格)  
2014年度 86,241 (円/t) (2014年4月～2014年8月までの平均CIF価格)

3 石油石炭税: 2013年度 1,340 (円/t)  
2014年度 1,600 (円/t)

2013年度 石油燃料単価 = 18 円 / kWh  
2014年度 石油燃料単価 = 19 円 / kWh

1 一般電気事業者の石油火力 2012年度平均熱効率 38.5%  
2013年度平均熱効率 38.4%

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{重油熱量}(41,200\text{MJ/kL}) \times \text{石油火力の熱効率}^1} \times \text{重油価格}^2$$

2 重油価格: 2013年度 80,172 (円/kL) (2013年4月～2014年3月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均(石油石炭税込み価格))  
2014年度 82,874 (円/kL) (2014年4月～2014年7月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均(石油石炭税込み価格))  
(前回の2013年度の重油価格は79,836円(2013年4月～2014年2月までの低硫黄C重油の事業者間指標価格の平均(石油石炭税込み価格)))

2013年度 石炭燃料単価 = 4 円 / kWh  
2014年度 石炭燃料単価 = 4 円 / kWh

1 一般電気事業者の石炭火力 2012年度平均熱効率 40.2%  
2013年度平均熱効率 40.5%

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{石炭熱量}(25,700\text{MJ/t}) \times \text{石炭火力の熱効率}^1} \times (\text{石炭価格}^2 + \text{石油石炭税}^3)$$

2 石炭価格: 2013年度 10,774 (円/t) (2013年4月～2014年3月までの平均CIF価格)  
2014年度 9,962 (円/t) (2014年4月～2014年8月までの平均CIF価格)

3 石油石炭税: 2013年度 920 (円/t)  
2014年度 1,140 (円/t)

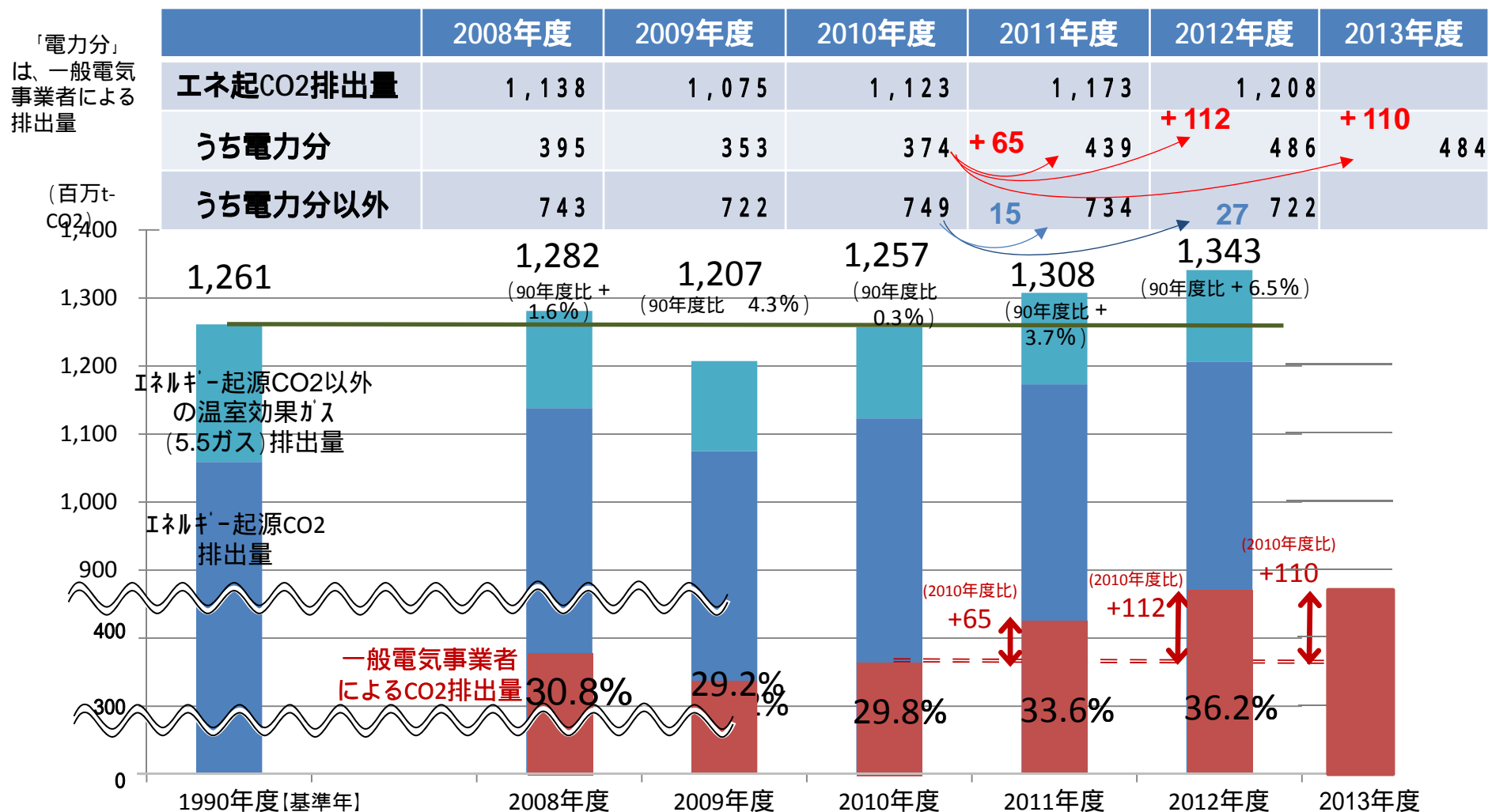
原子力燃料単価 = 1 円 / kWh

一般電気事業者9社(沖縄除く)の2008～2010年度実績の原子力燃料単価の3ヶ年平均値から1kWh当たりの原子力燃料単価を算出。

注) コスト等検証委員会で報告された発電単価は、モデルプラントが一定期間稼働した場合に、各年で発電に要する費用(燃料費、運転維持費、社会的費用(CO<sub>2</sub>対策費、原子力の事故リスク対応費、政策経費))を現在価値に換算して合計した総費用を総発電電力量で除して平均発電単価を求めている。上記で示している燃料単価は燃料費のみにて単価を求めている。

## 2. 温室効果ガス排出量の推移

- 電力分は、原子力発電の停止に伴う火力発電の焼き増しにより、2013年度の温室効果ガスの排出量は2010年度比+1.10億トンの増加。
- 震災以降、我が国全体の温室効果ガス排出量は増加しており、2012年度の排出量は2010年度比+0.86億トン増加している。



(注) 最終的な排出量・吸収量は、2014年度に実施される国連気候変動枠組条約及び京都議定書下での審査の結果を踏まえ確定する。  
また、京都メカニズムクレジットも、第一約束期間の調整期間終了後に確定する(2015年後半以降の見通し)。

### 3. 電力料金の影響(価格弾力性)について

研究機関による分析結果を踏まえると、地域別の電力需要の価格弾力性は、概ね0.17～0.35程度。

#### 電力需要の価格弾力性に関する論文

分析機関	論文名	項目	価格弾力性値
電力中央研究所 (2013年)	地域別電灯・電力需要の価格弾力性の分析	北海道の電灯需要(短期)	0.172
		北海道の電力需要(短期)	0.354
経済産業研究所 (2007年)	電力需要関数の地域別推定	北海道の電力需要(短期)	0.296

#### (参考) 認可された北海道電力の電気料金の値上げ幅

	激変緩和措置の 実施期間 <sup>1</sup> 中	激変緩和措置の 終了後
規制部門	12.43%	15.33%
非規制部門 <sup>2</sup>	(16.48%)	(20.32%)
全体	(14.20%)	(17.62%)

1 平成26年11月1日から平成27年3月31日まで

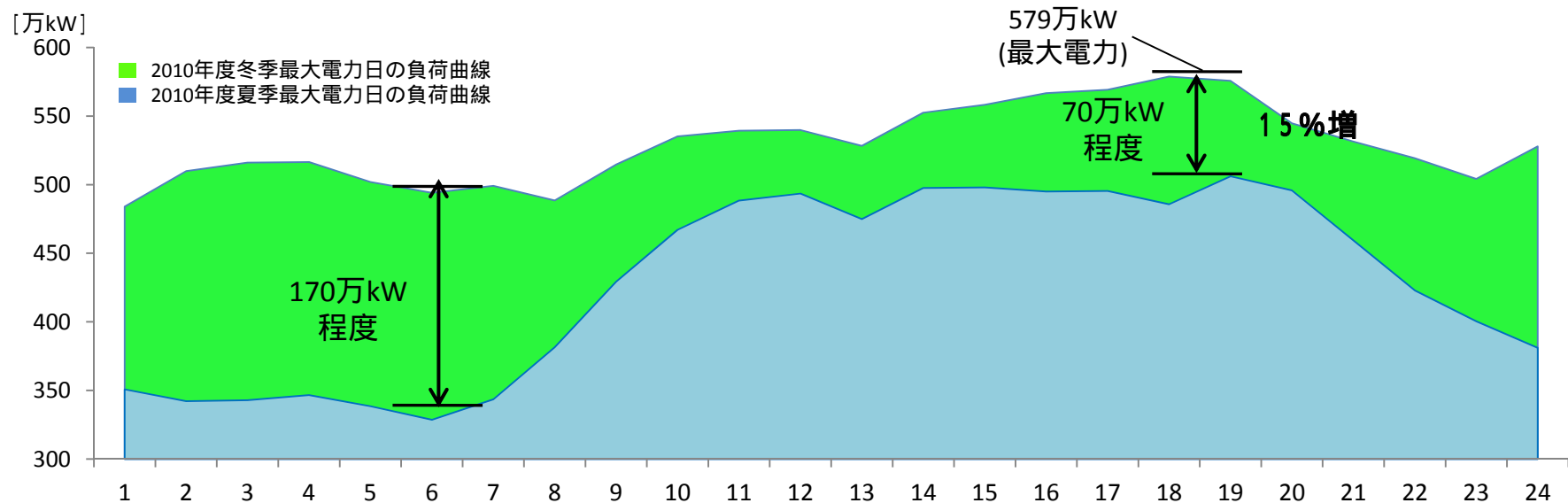
2 規制部門の値上げ要素をそのまま非規制部門にも当てはめて試算した数字。実際は相対取引によるため個別に異なる。

### 3. 電力料金の影響(価格弾力性)について

電力需要量(kWh)で分析した価格弾力性値を、最大電力(kW)に適用することについて

北海道における冬季の電力需要は、昼夜の差が小さく、一日を通じてほぼ一定であることから、電力量(kWh)の変化量と電力(kW)の変化量が比例関係にあるとみなすことに一定の合理性があると考えられる。

【北海道電力管内における夏季と冬季の需要比較】



電力需給検証小委員会(第7回) 資料9より



### 3. 電力料金の影響(価格弾力性)について

#### 堅めの価格弾力性値の考え方について

需要減を堅めに見積もるため、価格弾力性値は電灯需要の値を用いることとする。  
これは、

家庭部門よりも産業部門、業務部門の方がコストに対する意識が高く、電気料金の変化に対して感度が高いすなわち価格弾力性値が高くなると想定できること

既往の研究成果において、北海道における価格弾力性値は、電灯需要(0.17)よりも電力需要(0.35)の方が高いこと

等から、電灯需要と電力需要を分けずに、全体に電灯需要の価格弾力性値を適用することで、需要減を堅めに評価することができると考えられる。

(まとめ)以上を踏まえ、電力料金の値上げが需要に与える影響を試算すると、需要減少量は約13万kWとなる。

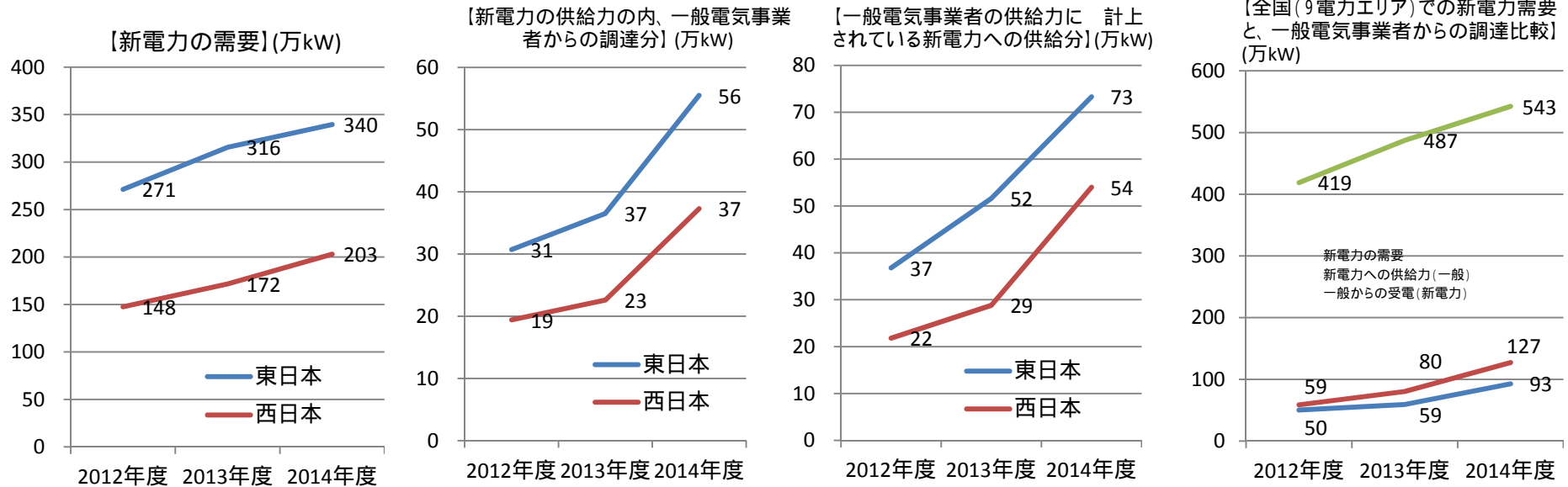
(試算)

全体に電灯需要の価格弾力性値を適用した場合の電力需要減少量(13万kW)  
(全体の価格弾力性値を0.17と仮定した場合)

- ・電力需要減少率 = 価格弾力性値(0.17) × 価格上昇率(14.20%) = 2.4%
- ・電力需要減少量 = 冬季最大需要(557万kW) × 電力需要減少率(2.4%) = 13万kW

## 4. 離脱影響について

新電力の需要は増加している。あわせて、一般電気事業者からの常時バックアップ分も増加。(双方の視点で傾向は一致している。)  
 新電力の需要のうち、一般電気事業者からの調達で供給している割合は2012年度は12%程度、2014年度は17%程度となっている。  
 不足分は、自家発からの調達や、その他の電力事業者及び市場からのスポット調達等でカバーしている。



【一般電気事業者の需要と新電力の需要の割合】  
 新電力の需要 / 一般電気事業者の需要

(万kW)		9エリア計
一般電気事業者のピーク需要	2012年度	15,743
	2013年度	16,125 (参考)
	2014年度	15,545 (9電力の予備率)
新電力の需要割合	2012年度	2.66% (8.6%)
	2013年度	3.02% (6.7%)
	2014年度	3.49% (9.7%)

【一般電気事業者の供給力に占める新電力への供給量割合】  
 新電力への供給量 / 一般電気事業者の供給力合計

(万kW)		9エリア計
一般電気事業者のピーク供給力	2012年度	17,090
	2013年度	17,206
	2014年度	17,048
	2012年度	0.34%
新電力への供給力割合	2013年度	0.47%
	2014年度	0.75%