

## 委員会におけるご指摘事項と回答等

ご指摘	回答
1. 燃料費増加の影響試算について	P2～6参照
2. 温室効果ガス排出量の推移	P7参照
3. 関西電力及び九州電力における需給バランスの変更について	関西電力姫路第二火力4号機の定期検査時期の変更及び九州電力における熊本地震に伴う水力発電所停止影響を踏まえた需給バランスを示す P8,9参照
4. 伊方原発3号機の再稼働を考慮した場合の試算	P10,11参照
5. 需要実績における想定との差分分析	P12参照
6. 最終エネルギー消費及び石油需要の推移	P13参照
7. LEDと旧来の照明器具等の出荷状況	P14参照(LED等出荷状況) P15参照(冷蔵庫、エアコン、自動車のエネルギー消費効率の推移)
8. サマータイムに関する指標について	報告書案の「残余需要」の頁(P35)に記載
9. 電力需給における広域機関の役割及び活動について	資料5にて、広域機関からプレゼン
10. 節電を行っていない需要家へのアンケートについて	次回アンケート実施時において、「節電を実施しなかった理由」及び「来年度の節電実施の意向」といった項目の追加を検討
11. 節電の見込み方を継続率ではなく、過去3年の平均値とすることについて	堅めに見込むという観点から、現時点では参考値として扱う
12. 平成28年(2016年)熊本地震の教訓	P16参照

# 1. 燃料費増加の影響試算について

原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる2015年度の燃料費の増加は、**約2.0兆円(推計値)**と試算される。(川内1, 2号機のみ2015年度中に運転している場合の試算)

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年度実績	2015年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	17.9兆円 ± α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.7兆円	7.2兆円	5.8兆円 ± 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>+3.4兆円</b> 内訳 LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	<b>+2.0兆円</b> 内訳 LNG +1.5兆円 石油 +0.6兆円 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%	18.9%	17.6%	11.2%
原子力利用率	67.3%	23.7%	3.9%	2.3%	0%	2.3%

【参考】コストの諸元	LNG	石油	石炭	原子力
燃料費(2015年度)【2015年10月試算】	9円/kWh	13円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
燃料費(2015年度)【今回試算】	8円/kWh	11円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
焚き増し分の発電電力量(2015年度)【2015年10月試算】	1,897億kWh	650億kWh	153億kWh	-
焚き増し分の発電電力量(2015年度)【今回試算】	1,925億kWh	584億kWh	153億kWh	-

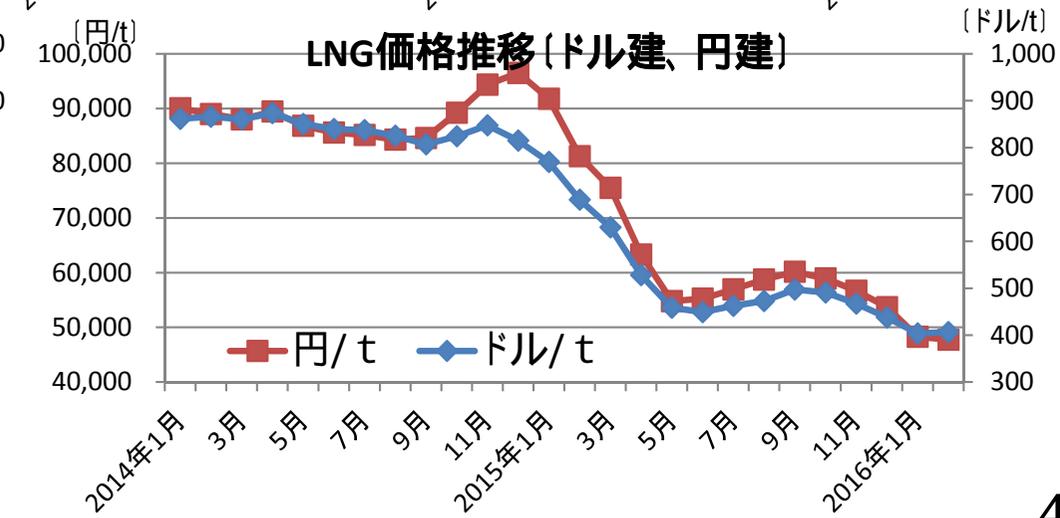
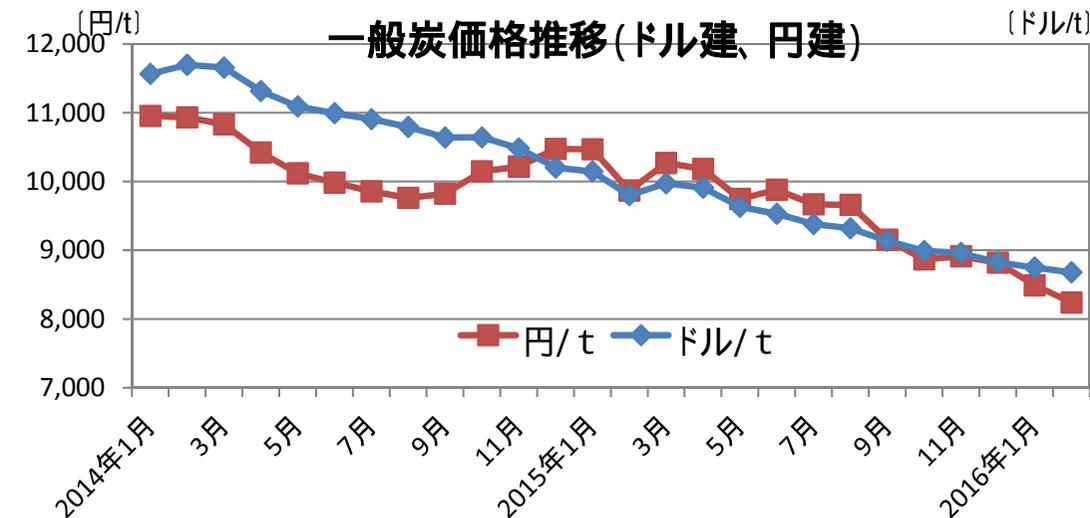
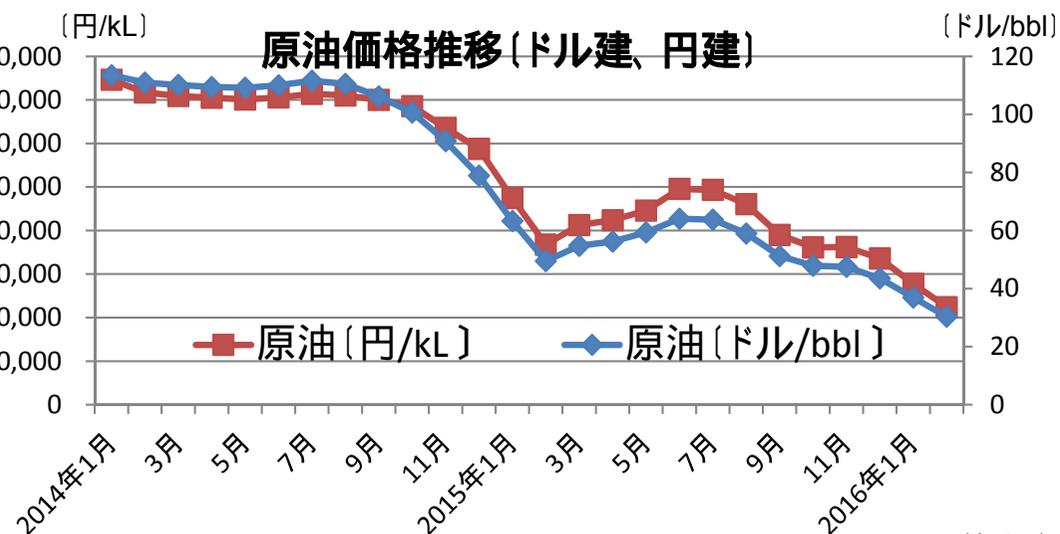
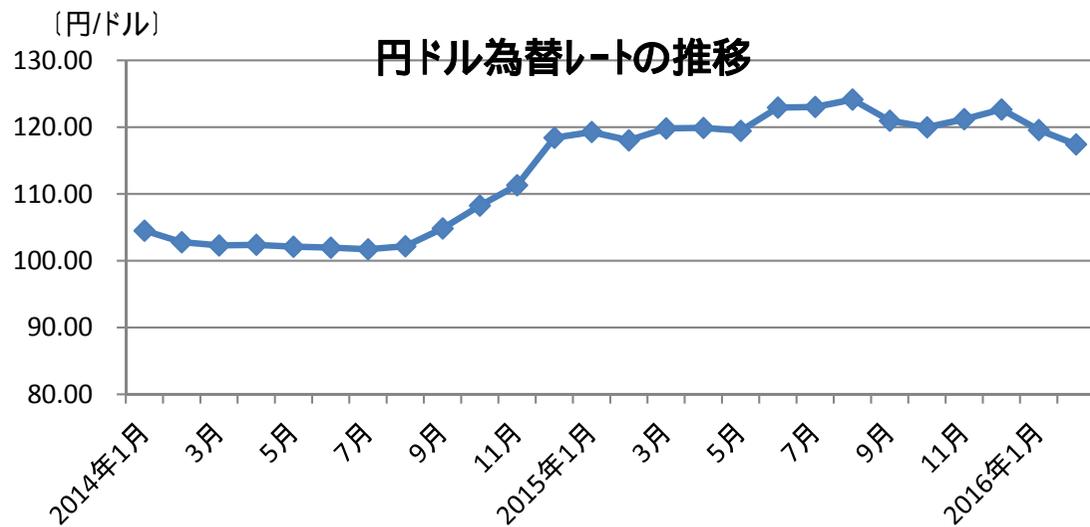
# (参考1) 前回試算(2015年10月)との比較について

	2014年度(確定値) 【2015年10月試算】	2015年度(推計値) 【2015年10月試算】	2015年度(推計値) 【今回試算】
原発停止による燃料費増(試算)	<b>+3.4兆円</b> 内訳 LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	<b>+2.3兆円</b> 内訳 LNG +1.7兆円 石油 +0.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円	<b>+2.0兆円</b> 内訳 LNG +1.5兆円 石油 +0.6兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 0.3兆円
焼き増し分の発電電力量	<b>2,748億kWh</b> 内訳 LNG +1,919億kWh(69.8%) 石油 +676億kWh(24.6%) 石炭 +153億kWh(5.6%)  2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2,748億kWh)を火力発電で代替したとして、各社ごとに火力焼き増し分を試算。焼き増し比率については、2014年度と2010年度の火力発電実績の差分より算出。	<b>2,700億kWh</b> 内訳 LNG +1,897億kWh(70.3%) 石油 +650億kWh(24.1%) 石炭 +153億kWh(5.7%)  2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2,748億kWh)から2015年8月より再稼働した川内1号機が2015年度末まで稼働したと仮定した場合の発電電力量(48億kWh)を除いた電力量(2,700億kWh)を火力発電で代替したとして、各社ごとに火力焼き増し分を試算。焼き増し比率については、直近一年間(2014年9月～2015年8月)と2010年度の火力発電実績の差分より算出。	<b>2,662億kWh</b> 内訳 LNG +1,925億kWh(72.3%) 石油 +584億kWh(21.9%) 石炭 +153億kWh(5.7%)  2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2,748億kWh)から2015年に再稼働した川内1、2号機が2015年度末まで稼働したと仮定した場合の発電電力量(86億kWh)を除いた電力量(2,662億kWh)を火力発電で代替したとして、各社ごとに火力焼き増し分を試算。焼き増し比率については、直近一年間(2015年3月～2016年2月)と2010年度の火力発電実績の差分より算出。
燃料費	<b>LNG 87,307円/t</b> (2014年4月～2015年3月までの平均CIF価格【確定値】) <b>石油 71,144円/kL</b> (2014年4月～2015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 10,103円/t</b> (2014年4月～2015年3月までの平均CIF価格【確定値】)	<b>LNG 57,927円/t</b> (2015年4月～2015年8月までの平均CIF価格【一部速報値】) <b>石油 56,888円/kL</b> (2015年4月～2015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 9,807円/t</b> (2015年4月～2015年8月までの平均CIF価格【一部速報値】)	<b>LNG 55,710円/t</b> (2015年4月～2016年2月までの平均CIF価格【一部速報値】) <b>石油 49,276円/kL</b> (2015年4月～2016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 9,223円/t</b> (2015年4月～2016年2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 16円 石炭 4円	LNG 9円 石油 13円 石炭 4円	LNG 8円 石油 11円 石炭 4円

## (参考2) 前回試算(2015年10月)との差について

前回試算(2015年10月)から、LNG及び原油価格の更なる下落に伴い、円安の影響を飲み込んで、火力の焼き増しにかかる費用は減少している。

2015年に再稼働した川内1,2号機が2015年度末まで稼働した発電電力量(86億kWh)分を除外している。



# (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。2015年度推計では、2014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。

**2015年度 LNG燃料単価 = 8 円 / kWh**

1 一般電気事業者のLNG火力 2014年度平均熱効率 44.9%

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{LNG 熱量}(55,010\text{MJ/t}) \times \text{LNG 火力の熱効率}^1} \times (\text{LNG 価格}^2 + \text{石油石炭税}^3)$$

2 LNG価格: 2015年度 55,710 (円/t) (2015年4月~2016年2月までの平均CIF価格)

3石油石炭税: 2015年度 1,600 (円/t)

**2015年度 石油燃料単価 = 11 円 / kWh**

1 一般電気事業者の石油火力 2014年度平均熱効率 38.0%

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{重油熱量}(41,160\text{MJ/kL}) \times \text{石油火力の熱効率}^1} \times \text{重油価格}^2$$

2重油価格: 2015年度 49,276 (円/kL) (2015年4月~2016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))

**2015年度 石炭燃料単価 = 4 円 / kWh**

1 一般電気事業者の石炭火力 2014年度平均熱効率 40.4%

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{石炭熱量}(25,970\text{MJ/t}) \times \text{石炭火力の熱効率}^1} \times (\text{石炭価格}^2 + \text{石油石炭税}^3)$$

2石炭価格: 2015年度 9,223 (円/t) (2015年4月~2016年2月までの平均CIF価格)

3石油石炭税: 2015年度 1,140 (円/t)

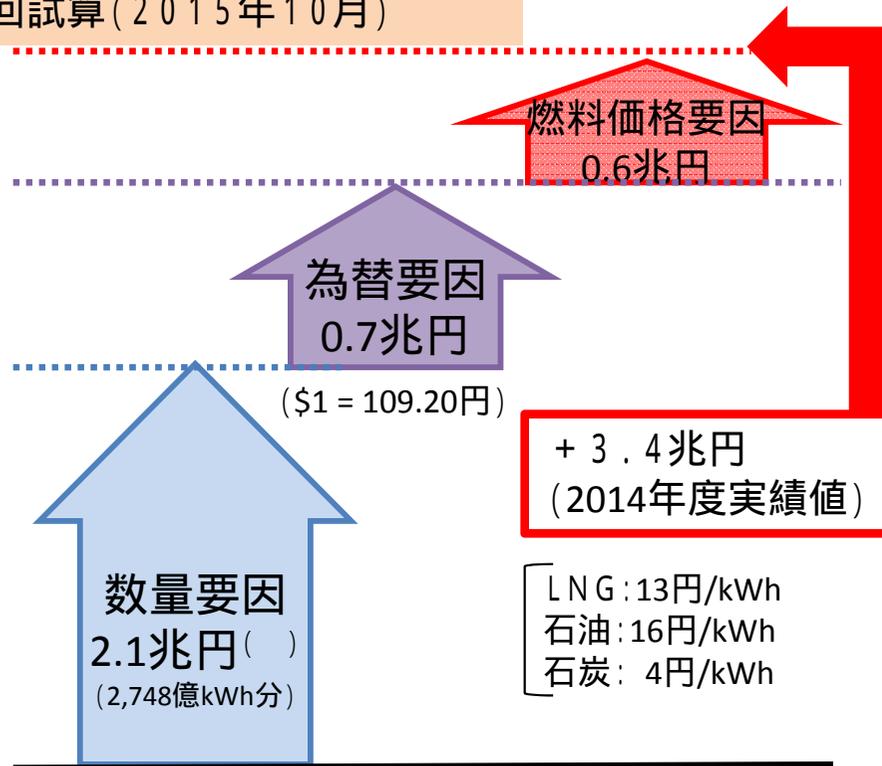
**原子力燃料単価 = 1 円 / kWh**

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。

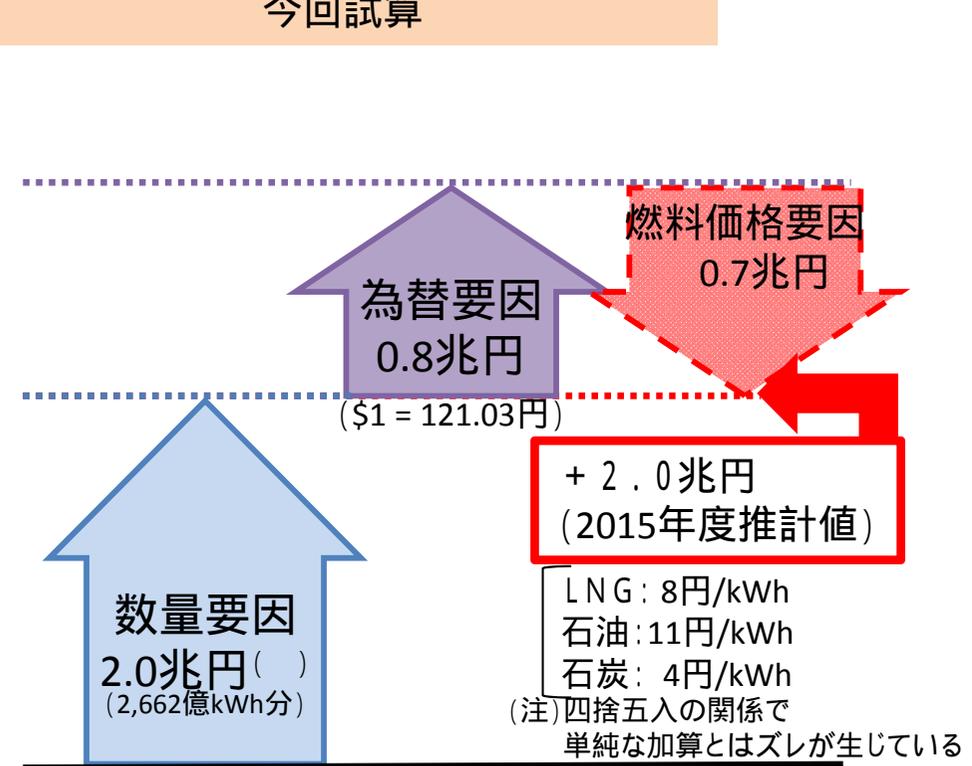
注)コスト等検証委員会及びコストWGで報告された発電単価は、モデルプラントが一定期間稼働した場合に、各年で発電に要する費用(燃料費、運転維持費、社会的費用(CO<sub>2</sub>対策費、原子力の事故リスク対応費、政策経費)を現在価値に換算して合計した総費用を総発電電力量で除して平均発電単価を求めている。上記で示している燃料単価は燃料費のみにて単価を求めている。

# (参考4) 原発停止に伴う燃料費増加分の要因分析

【2010年度 → 2014年度(実績)】  
前回試算(2015年10月)



【2010年度 → 2015年度(推計)】  
今回試算



(年度)	2014 【前回試算】	2015 【今回試算(推計)】	差分(2014→2015)
数量要因	+ 2.1兆円	+ 2.0兆円	0.1兆円
為替要因	+ 0.7兆円	+ 0.8兆円	+ 0.1兆円
燃料価格要因	+ 0.6兆円	0.7兆円	1.3兆円
全体	+ 3.4兆円	+ 2.0兆円	1.4兆円

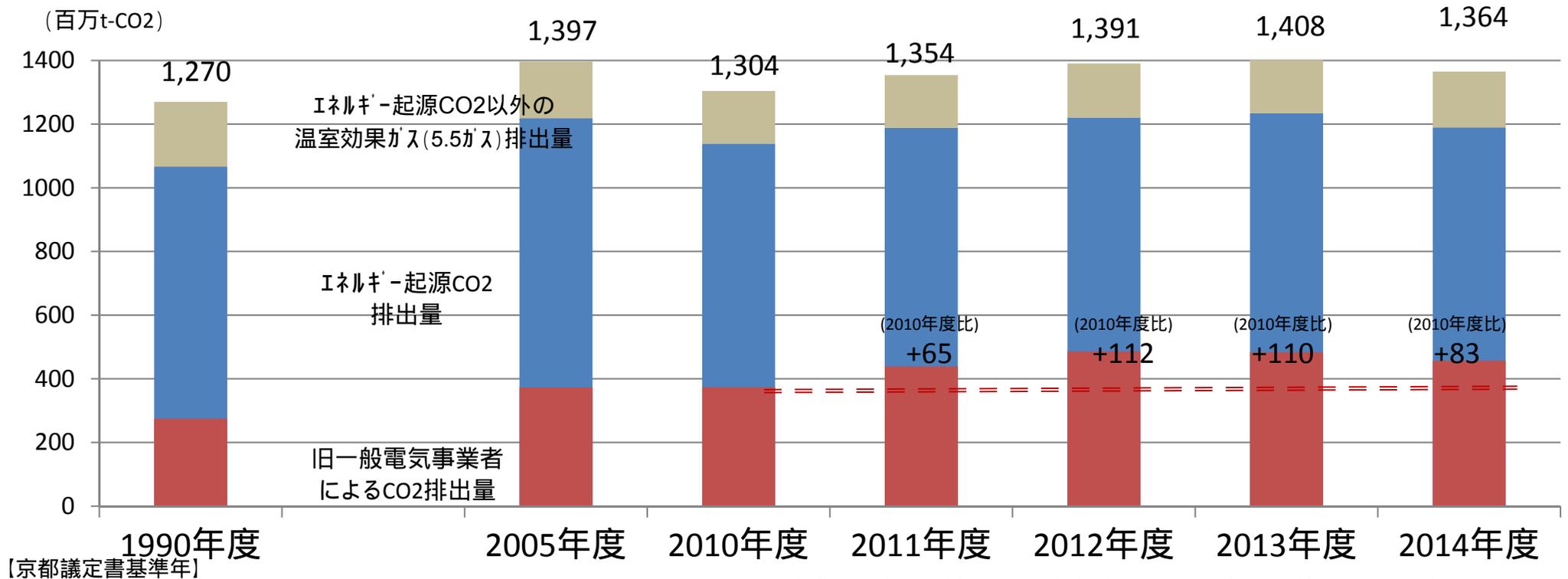
( )ウラン燃料費の削減による減少要因が 0.3兆円を含む。

## 2. 温室効果ガス排出量の推移

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加が続いている。
- 2014年度にエネルギー起源CO2排出量の電力分は原発代替のための火力発電の焼き増しにより、2010年度比+0.83億トン増加している。

(年度)	1990	2005	2010	2011	2012	2013	2014
温室効果ガス排出量 (百万t-CO2)	1,270	1,397	1,304	1,354	1,391	1,408	1,364
エネルギー起源CO2排出量 (百万t-CO2)	1,067	1,219	1,139	1,188	1,221	1,235	1,189
うち電力分 (百万t-CO2)	275	373	374	439	486	484	457
うち電力分以外 (百万t-CO2)	792	846	765	749	735	751	732

「電力分」は、旧一般電気事業者による排出量



【出典】環境行動計画(電気事業連合会、2015年9月)等をもとに作成。

### 3. 関西電力及び九州電力における需給バランスの変更について(1 / 2)

関西電力姫路第二火力4号機において、当初の想定では夏季期間中(7/1～9/4)に定期検査を行う予定であったが、同機において4/5に発生したトラブル(ガスタービン排気ガス温度の一部上昇)の復旧に時間がかかることから、復旧にあわせて定期検査を前倒して実施(4/11～6月予定)。

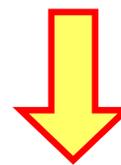
九州電力については、4/16に発生(4/14にも震度7の前震あり)した熊本地震により一部の水力発電所が停止。その結果、今夏の需給見通しは以下のとおり変更となる。

【8月】

4 / 8 検証時

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,704	2,739	2,742	605	1,259	574	1,785	16,934
供給- 需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	804 (9.0%)	172 (6.7%)	175 (6.8%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	31 (5.8%)	221 (14.1%)	1,384 (8.9%)

関西の供給力: +36 (火力 +31、揚水 +6)  
九州の供給力: 3 (水力 3)



今回修正

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,737	2,739	2,778	605	1,259	574	1,782	16,967
供給- 需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	837 (9.4%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	31 (5.8%)	218 (13.9%)	1,417 (9.1%)

### 3. 関西電力及び九州電力における需給バランスの変更について(2 / 2)

【7月】

(万kw)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,614	413	1,391	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,514
供給力	7,046	476	1,452	5,119	9,765	2,689	2,778	601	1,263	581	1,853	16,811
供給- 需要 (予備率)	432 (6.5%)	63 (15.1%)	61 (4.3%)	309 (6.4%)	865 (9.7%)	122 (4.8%)	211 (8.2%)	56 (10.3%)	149 (13.4%)	38 (6.9%)	289 (18.5%)	1,297 (8.4%)

【8月】

(万kw)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,737	2,739	2,778	605	1,259	574	1,782	16,967
供給- 需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	837 (9.4%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	31 (5.8%)	218 (13.9%)	1,417 (9.1%)

【9月】

(万kw)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,263	428	1,305	4,530	8,291	2,438	2,405	514	982	516	1,436	14,554
供給力	6,891	517	1,419	4,955	9,159	2,592	2,646	571	1,198	541	1,611	16,050
供給- 需要 (予備率)	628 (10.0%)	89 (20.7%)	114 (8.7%)	425 (9.4%)	868 (10.5%)	154 (6.3%)	241 (10.0%)	57 (11.1%)	216 (22.0%)	25 (4.8%)	175 (12.2%)	1,496 (10.3%)

## 4. 仮に四国電力伊方原発3号機が再稼働した場合の試算(1/2)

仮に四国電力伊方原発3号機が再稼働した場合の試算を以下に示す。

四国電力の火力発電設備の追加的な補修停止等も加味すると、8月の四国電力の予備率は18.1%(+12.3%)、9電力合計では9.5%(+0.4%)となる見通し。

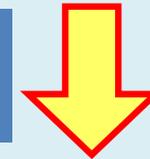
【8月】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,737	2,739	2,778	605	1,259	574	1,782	16,967
供給- 需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	837 (9.4%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	31 (5.8%)	218 (13.9%)	1,417 (9.1%)

四国の供給力: +67(原子力+89、火力の長期停止 22)

伊方3号機が再稼働した場合、阿南2号機(定格22.0万kW)を長期計画停止とする。  
なお、揚水については増加しない。

伊方原発3号機再稼働  
+ 89万kW



(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,804	2,739	2,778	605	1,259	641	1,782	17,034
供給- 需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	904 (10.2%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	98 (18.1%)	218 (13.9%)	1,484 (9.5%)

## 4. 仮に四国電力伊方原発3号機が再稼働した場合の試算(2/2)

【7月】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,614	413	1,391	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,514
供給力	7,046	476	1,452	5,119	9,832	2,689	2,778	601	1,263	648	1,853	16,878
供給- 需要 (予備率)	432 (6.5%)	63 (15.1%)	61 4.3%)	309 (6.4%)	932 (10.5%)	122 (4.8%)	211 (8.2%)	56 (10.3%)	149 (13.4%)	105 (19.2%)	290 (18.5%)	1,364 (8.8%)

【8月】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,804	2,739	2,778	605	1,259	641	1,782	17,034
供給- 需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	904 (10.2%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	98 (18.1%)	218 (13.9%)	1,484 (9.5%)

【9月】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
需要	6,263	428	1,305	4,530	8,291	2,438	2,405	514	982	516	1,436	14,554
供給力	6,891	517	1,419	4,955	9,195	2,592	2,646	571	1,198	577	1,611	16,086
供給- 需要 (予備率)	628 (10.0%)	89 (20.7%)	114 (8.7%)	425 (9.4%)	904 (10.9%)	154 (6.3%)	241 (10.0%)	57 (11.0%)	216 (22.0%)	61 (11.8%)	175 (12.2%)	1,532 (10.5%)

## 5. 2015年度冬季の需要実績における想定との差分分析

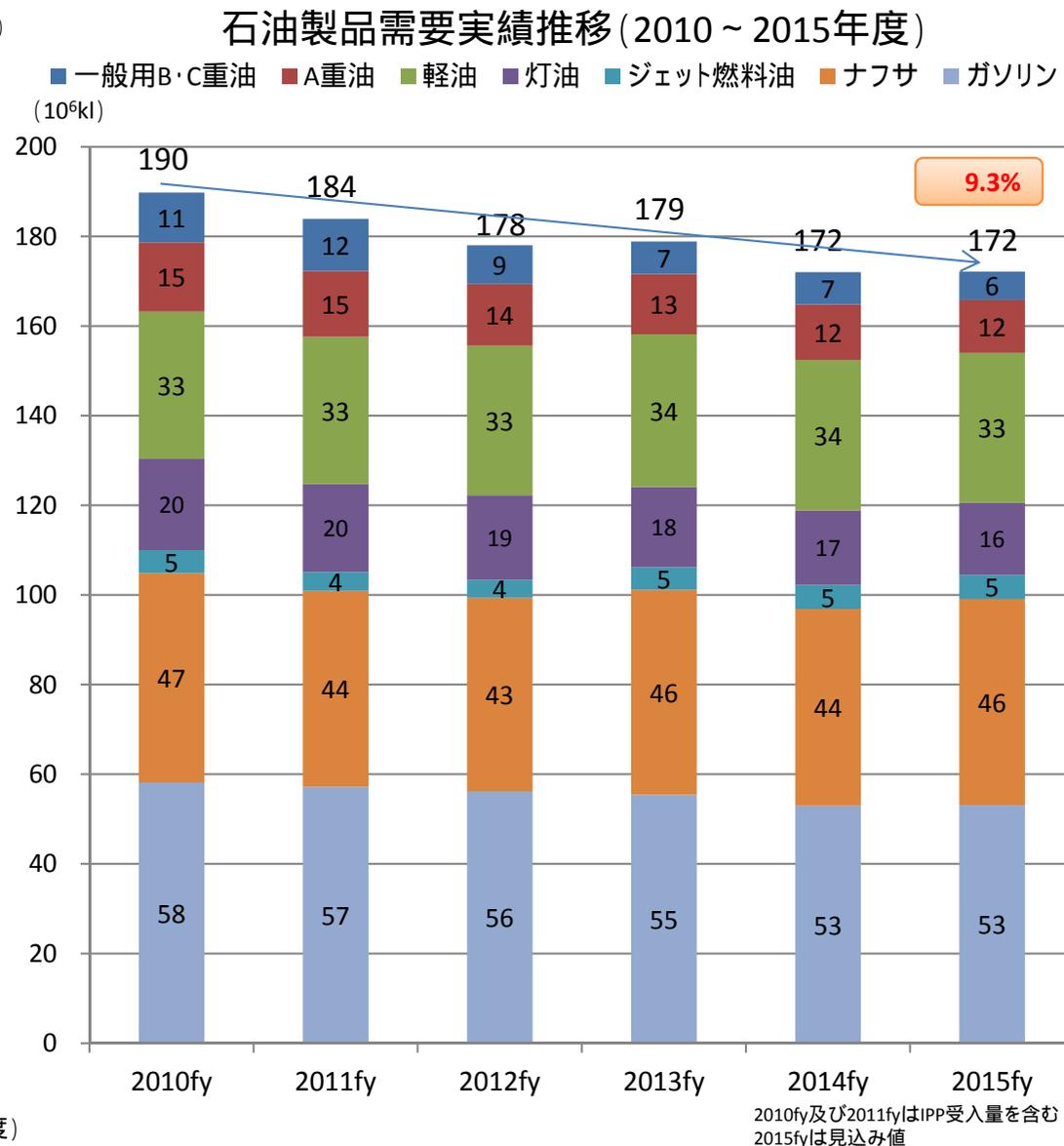
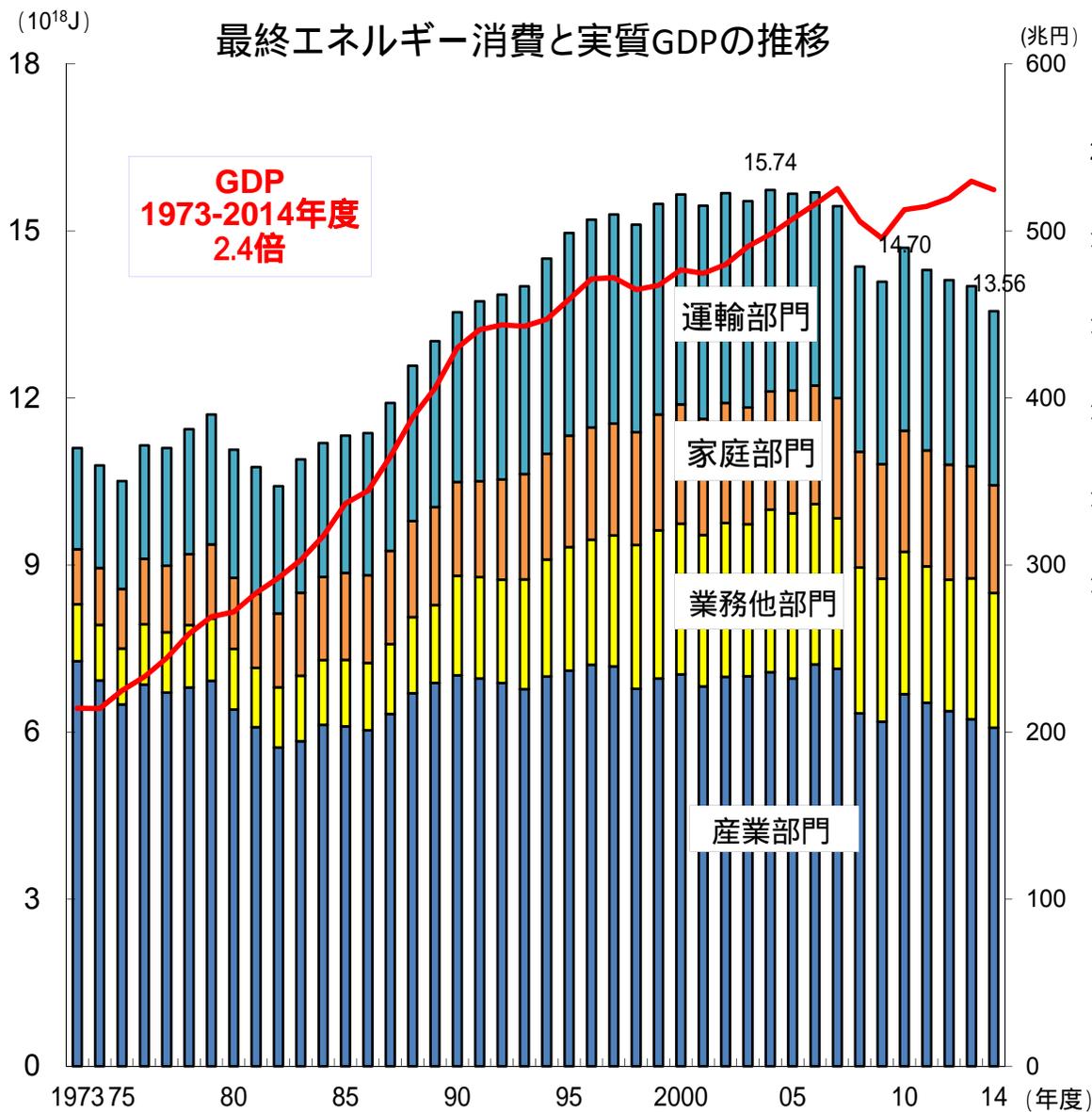
需要における想定と見通しの差分は以下のとおり。今冬はすべての電力エリアにおいて当初想定ほどの厳寒とはならなかったことから、主に、気温影響により需要は想定より大きく減少した。

他方で、中国電力においては、急激な気温の低下に伴い、最大需要発生時間が日中となったことにより、産業用需要が事前の想定より大きくなったことから、気温影響等の要因では減少となったものの、合計の需要実績は想定を上回った。

(万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
最大需要(見通し)	543	1,416	4,840	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,259
最大需要(実績)	504	1,307	4,450	2,339	2,291	518	1,087	481	1,508	14,485
<b>差分</b>	<b>39</b>	<b>109</b>	<b>390</b>	<b>17</b>	<b>205</b>	<b>11</b>	<b>+ 20</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>774</b>
気温影響	7	72	309	12	47	4	3	10	29	493
経済影響	5	23	25	+ 8	+ 2	0	+ 23	+ 1	+ 3	16
定着節電	16	10	67	10	99	7	5	6	+ 1	219
需要の離脱	10	2	+ 23	3	15	0	9	+ 3	6	19
H1/H3比率差	1	2	12	1	46	0	+ 14	4	+ 24	27

# 6. 最終エネルギー消費及び石油需要の推移

電気だけでなく、エネルギー全体での消費構造の変化を確認するため、以下に最終エネルギー消費及び石油(電力消費分を除く)の需要推移を示す。



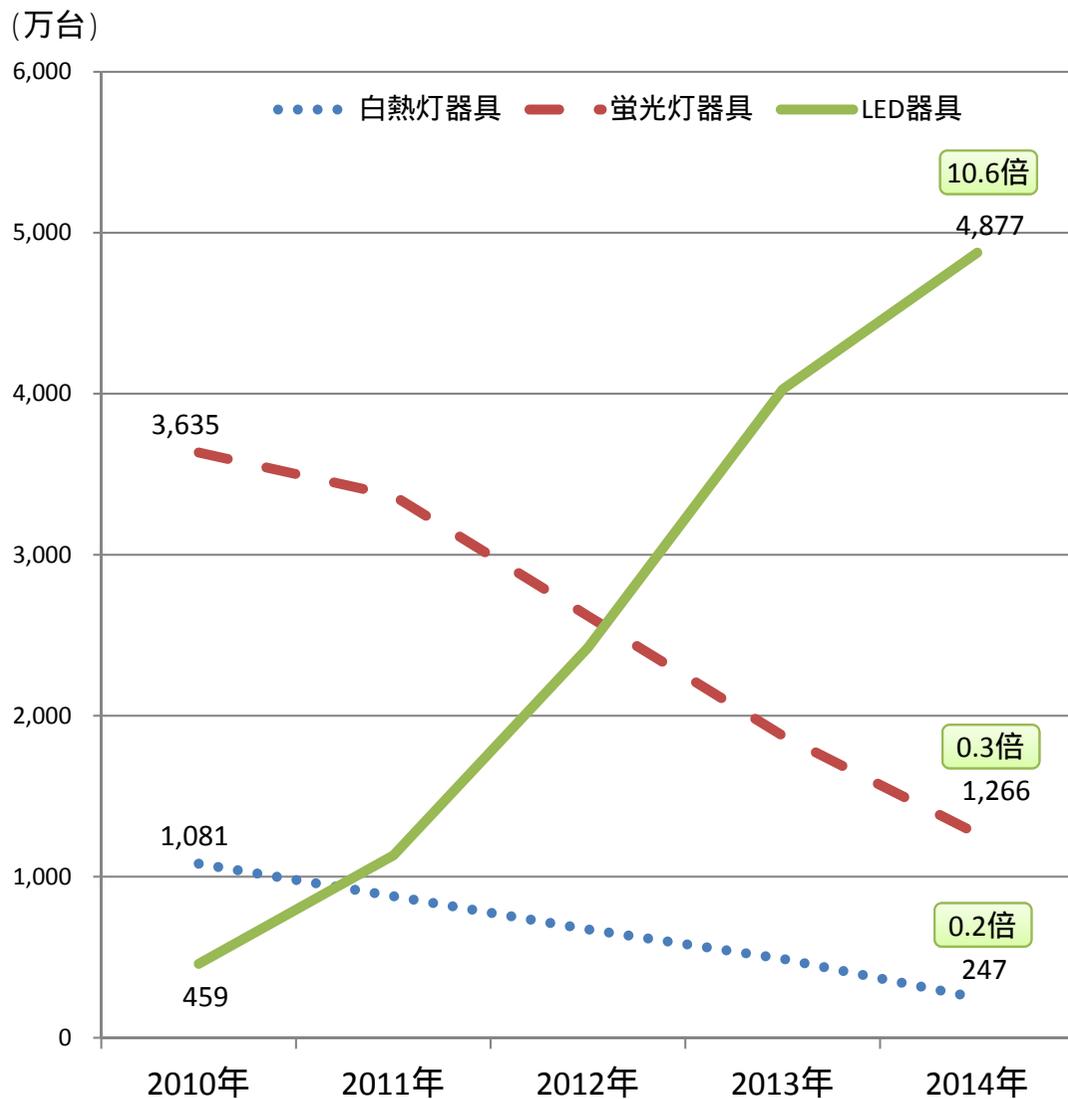
出典: 資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、内閣府「国民経済計算」、日本エネルギー経済研究所「エネルギー・経済統計要覧」を基に作成

出典: 資源エネルギー庁「資源・エネルギー統計」及び石油市場動向調査ワーキンググループ「製品需要見通し」を基に作成

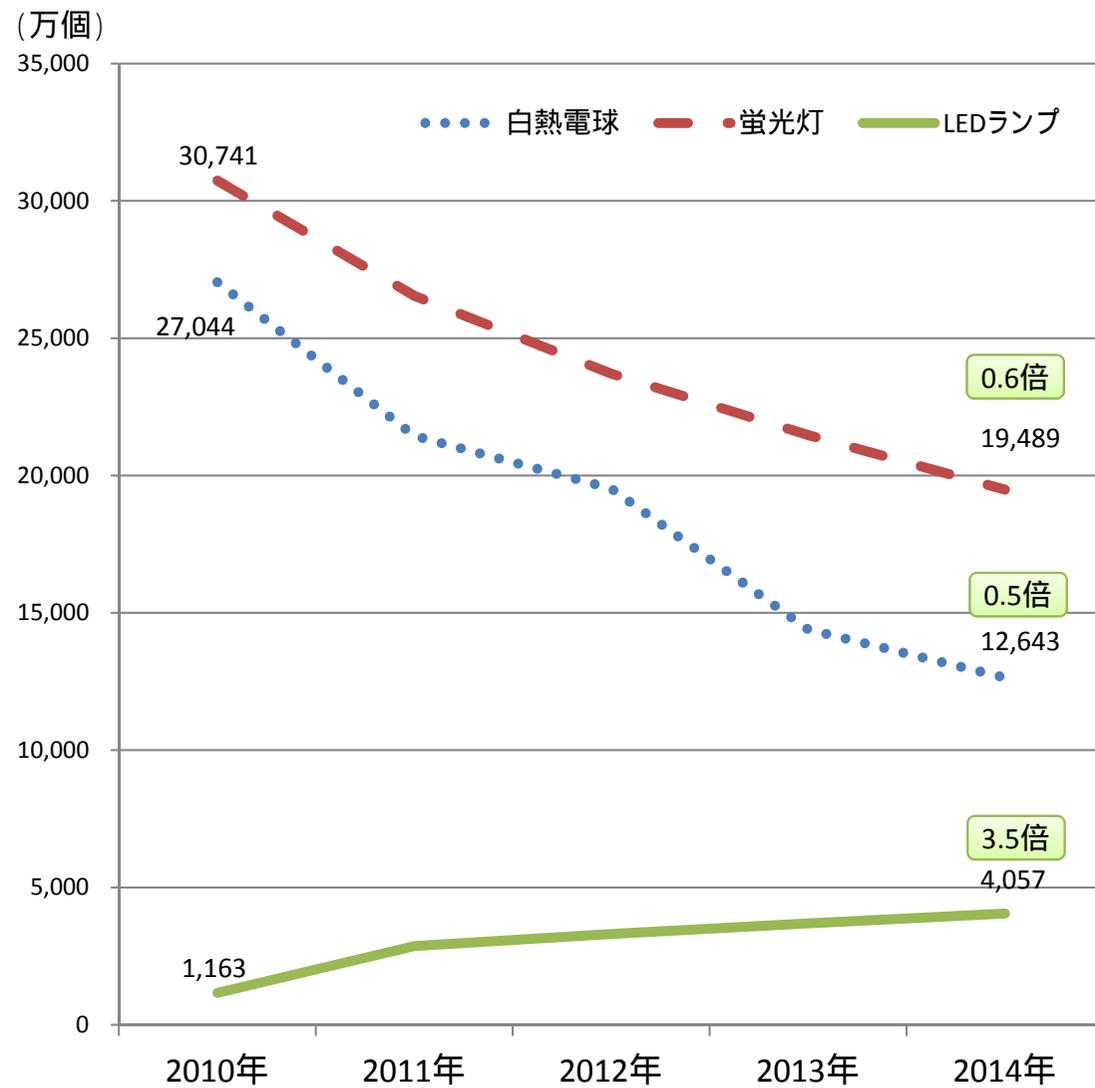
# 7. 省エネルギー機器の普及状況(LED等照明機器の出荷状況)(1/2)

節電行動の変化を検証するために、省エネルギー機器の普及状況を確認する。  
以下、LED等照明機器の出荷状況の推移を示す。

### 照明器具年間出荷台数実績



### 照明ランプ出荷台数実績

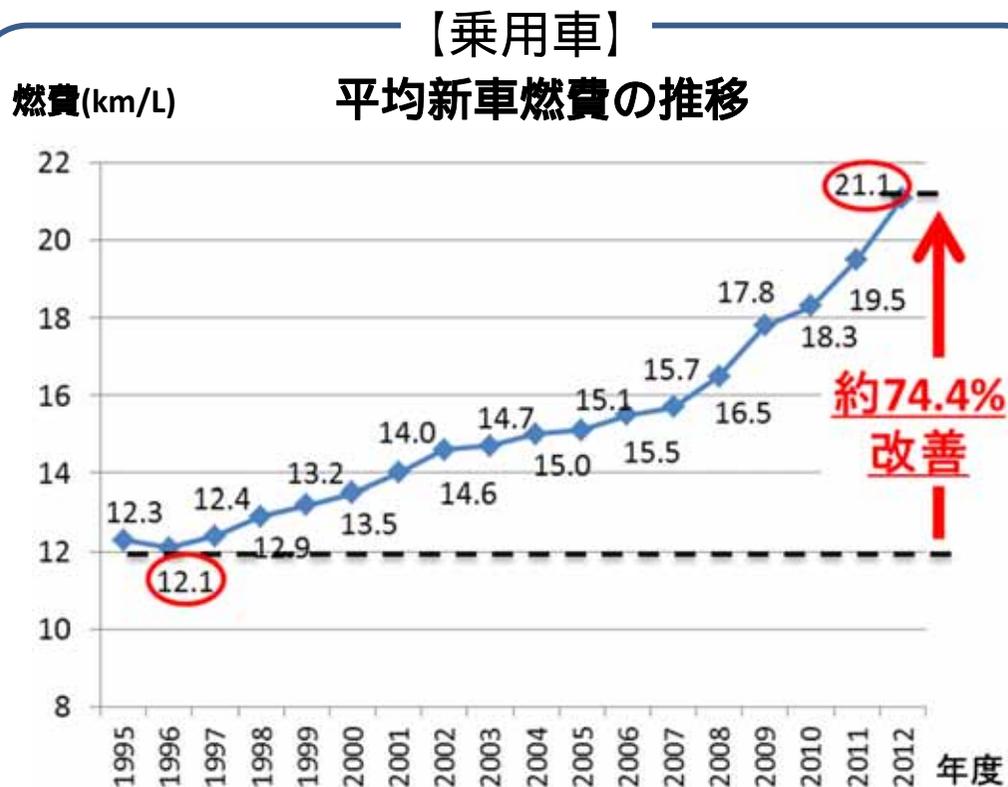


## 7. 省エネルギー機器の普及状況(トップランナー制度による効率改善の例)(2 / 2)

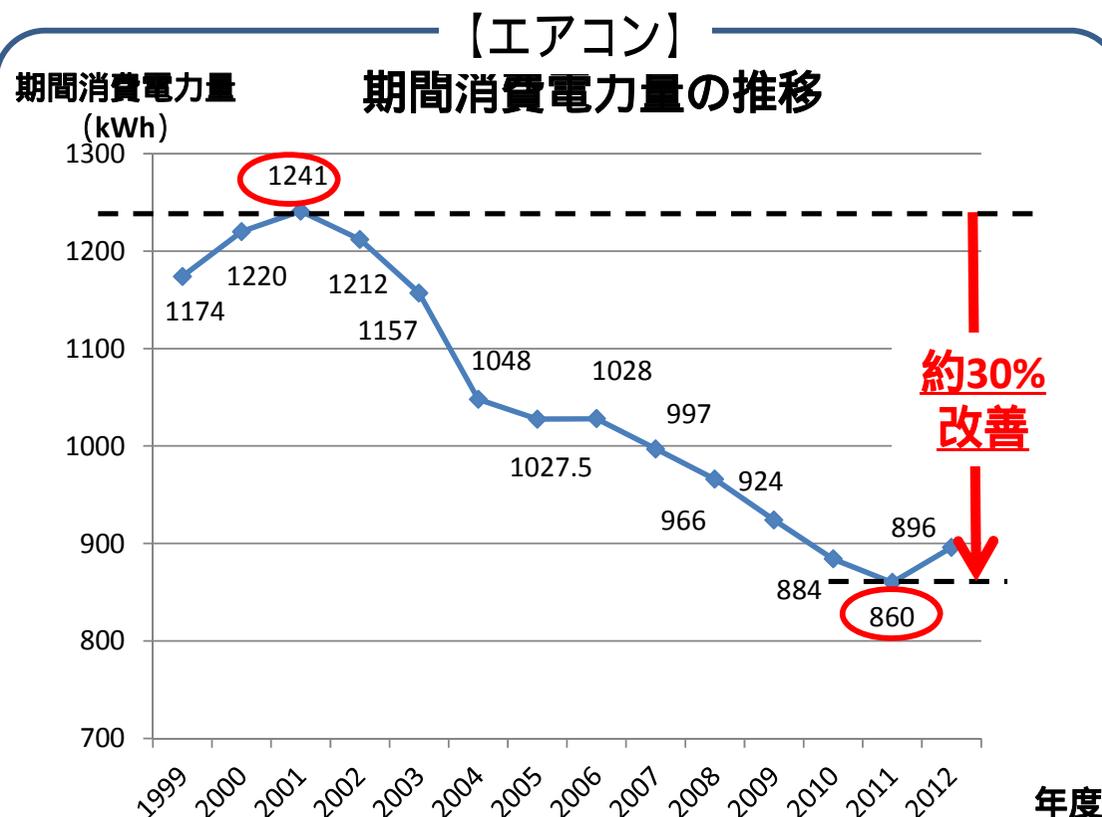
トップランナー制度の導入により、ガソリン乗用自動車は約74.4%(1996→2012年度<sup>1</sup>)、エアコンは約30%(2001→2012年度)の効率改善が図られた。1最新の数値

ルームエアコン等の白物家電の国内出荷額は、2014年度比で5.7%伸びているという統計もある。(日本電機工業会発表)

<sup>2</sup> 出荷量で5%以上伸びているものは、ジャー炊飯器、電気シェーバー、ヘアドライヤー、電動ハブラシ、加湿器、除湿器等であり、消費電力の大きい冷蔵庫やエアコンは1.9%、0.9%の伸び率となっている。



ガソリン乗用車の10・15モード燃費平均値の推移  
出所: 国土交通省



冷房能力2.8kW(8~12畳)のエアコンの単純平均値の推移  
期間消費電力量は、日本工業規格JIS C 9612:2005に基づいたもの  
出所: 各年度の省エネ性能カタログ(夏・冬)

## 12. 平成28年(2016年)熊本地震の教訓

- 4月16日未明の最大規模の地震が発生した直後には最大で約47万7000戸の停電が発生。こうした状況を踏まえ、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関、北海道から沖縄までの全ての一般送配電事業者が連携・協調し、電源車等の応援派遣を実施。この結果、大規模停電発生から5日後の4月20日には、停電を解消（がけ崩れや道路の損壊等により復旧が困難な箇所を除く）。
- こうした経過を踏まえると、現時点において、以下のような課題と教訓が浮かび上がる。  
 電源車等の応援については、被災地に電力供給している電力会社からの要請を待つことなく、関係事業者が先手先手を打って対応すべき  
 電源車のニーズと配備のマッチングを上手に図る体制を早期に構築すべき  
 電源車への燃料供給についても燃料供給事業者との連携体制を早期に構築すべき
- 災害の多い我が国において、電力の安定供給を確保していくためには、上記の課題や教訓に加えるべきものがないかも含め、改めて検証が必要。事業者においては、その検証を踏まえ、災害時の対応体制を一層強化していくことが必要。



### (参考) 九州電力+9電力会社からの応援状況

4月20日 19:10最終版

電力会社	電源車台数	要員
九州電力	52台	-
北海道電力	4台	18名
東北電力	5台	41名
東京電力 パワーグリッド	5台	27名
中部電力	37台	226名
北陸電力	8台	42名
関西電力	14台	74名
中国電力	20台	135名
四国電力	15台	54名
沖縄電力	2台	12名
小計	110台	629名
合計	162台	-

### 復旧作業の様子

