

委員会におけるご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
1. 2014年度夏季(8月)需給の見通し (川内1、2号機再稼働時の需給試算)	別添1参照
2. 燃料費増の影響試算について	別添2参照
3. 日本の電源構成の推移	別添3参照
4. 温室効果ガス排出量の推移	別添4参照
5. 九州電力の料金例	別添5参照(九州電力説明)

2014年度夏季(8月)需給の見通し(仮に川内原発が再稼働した場合の需給試算)

別添1

周波数変換装置(FC)を通じた電力融通を行わない場合 (注)本試算では、川内原発が再稼働に伴う電力間の融通量の変化を考慮していない。

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中部及び 西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
供給力	7,738	516	1,553	5,669	9,688	2,737	2,924	570	1,181	583	1,693	17,426	216
供給- 需要 (予備率)	501 (6.9%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	349 (6.6%)	259 (2.7%)	93 (3.5%)	51 (1.8%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	22 (1.3%)	760 (4.6%)	61 (39.2%)

九州の供給力: +98(原子力+89、揚水+9)

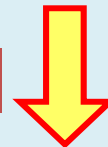
川内原発1機(89万kW)稼働



需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
供給力	7,738	516	1,553	5,669	9,786	2,737	2,924	570	1,181	583	1,791	17,524	216
供給- 需要 (予備率)	501 (6.9%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	349 (6.6%)	357 (3.8%)	93 (3.5%)	51 (1.8%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	120 (7.2%)	858 (5.1%)	61 (39.2%)

九州の供給力: +89

川内原発2機(178万kW)稼働



需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
供給力	7,738	516	1,553	5,669	9,875	2,737	2,924	570	1,181	583	1,880	17,613	216
供給- 需要 (予備率)	501 (6.9%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	349 (6.6%)	446 (4.7%)	93 (3.5%)	51 (1.8%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	209 (12.5%)	947 (5.7%)	61 (39.2%)

2014年度夏季(8月)需給の見通し(仮に川内原発が再稼働した場合の需給試算)

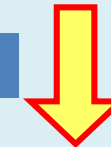
周波数変換装置(FC)を通じた電力融通を行う場合

(注)本試算では、川内原発が再稼働に伴う電力間の融通量の変化を考慮していない。

(万kW)	東日本 3社	北海 道	東北	東京	中部及び 西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
供給力	7,681	516	1,553	5,612	9,753	2,737	2,960	570	1,181	583	1,722	17,434	216
供給- 需要 (予備率)	444 (6.1%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	292 (5.5%)	324 (3.4%)	93 (3.5%)	87 (3.0%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	51 (3.0%)	768 (4.6%)	61 (39.2%)

九州の供給力: +98(原子力+89、揚水+9)

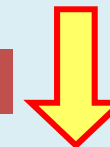
川内原発1機(89万kW)稼働



需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
供給力	7,681	516	1,553	5,612	9,851	2,737	2,960	570	1,181	583	1,820	17,532	216
供給- 需要 (予備率)	444 (6.1%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	292 (5.5%)	422 (4.5%)	93 (3.5%)	87 (3.0%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	149 (8.9%)	866 (5.2%)	61 (39.2%)

九州の供給力: +89

川内原発2機(178万kW)稼働



需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666	155
供給力	7,681	516	1,553	5,612	9,940	2,737	2,960	570	1,181	583	1,909	17,621	216
供給- 需要 (予備率)	444 (6.1%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	292 (5.5%)	511 (5.4%)	93 (3.5%)	87 (3.0%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	238 (14.2%)	955 (5.7%)	61 (39.2%)

2. 燃料費増の影響試算について

別添2

原発の停止分の発電電力量を、火力発電の焚き増しにより代替していると仮定し、直近の燃料価格等を踏まえ再計算を行ったところ、東日本大震災前並(2008～2010年度平均)にベースロード電源として原子力を利用した場合に比べ、2013年度は**約3.6兆円**増加したと試算され、前回2013年10月に試算した結果と同様であった。

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	18.6兆円 + α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.5兆円 + α
原発停止分の火力焚き増しに掛かる燃料費(試算)	-	+2.3兆円 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	+3.1兆円 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	+3.6兆円 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
燃料費増が総コストに占める割合(%)	-	13.6%	17.1%	19.4%
原子力利用率	67%	25%	4%	2%

【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
焚き増し分の発電電力量(2013年度)	1,483億kWh	1,019億kWh	153億kWh	-

(参考1) 原子力代替コストの諸元に用いた燃料単価について

火力発電の燃料単価

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。今回の2013年度推計では、2013年度の平均燃料価格(石油は2013年4月～2014年2月までの平均燃料価格)を元に試算した。

2013年度 LNG燃料単価 = 13 円 / kWh

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{LNG 熱量}(54,600\text{MJ/t}) \times \text{LNG 火力の熱効率}(43.7\%)} \times (\text{LNG 価格}^2 + \text{石油石炭税}(1,340\text{円/t}))$$

1 一般電気事業者のLNG火力 2012年度平均熱効率

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

2013年度 石油燃料単価 = 18 円 / kWh

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{重油熱量}(41,200\text{MJ/kL}) \times \text{石油火力の熱効率}(38.5\%)} \times \text{重油価格}^2$$

1 一般電気事業者の石油火力 2012年度平均熱効率

2 重油価格: 2013年度 79,836 (円/kL) (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

$$= \frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{石炭熱量}(25,700\text{MJ/t}) \times \text{石炭火力の熱効率}(40.2\%)} \times (\text{石炭価格}^2 + \text{石油石炭税}(920\text{円/t}))$$

1 一般電気事業者の石炭火力 2012年度平均熱効率

2 石炭価格: 2013年度 10,740 (円/t) (2013年4月～2014年3月(速報値)までの平均CIF価格)

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(CO₂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2) 原子力代替コストの諸元に用いた電力量について

原子力代替となる焚き増し分の火力発電の電力量についての試算方法は、以下のとおり。

2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2748億kWh)から、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)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。

(注)石炭火力については、2010年度から2011年度への焚き増し分が維持されると引き続き仮定。

【2013年10月試算】

石炭： 153億kWh(5.8%)
石油： 1175億kWh(44.3%)
LNG： 1327億kWh(50.0%)



【今回試算】

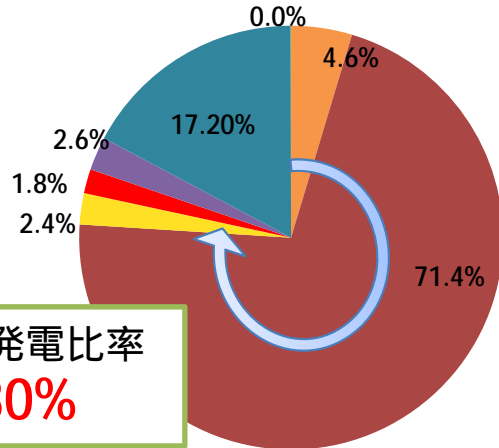
石炭： 153億kWh(5.8%)
石油： 1019億kWh(38.37%)
LNG： 1483億kWh(55.9%)

3. 日本の電源構成の推移

別添3

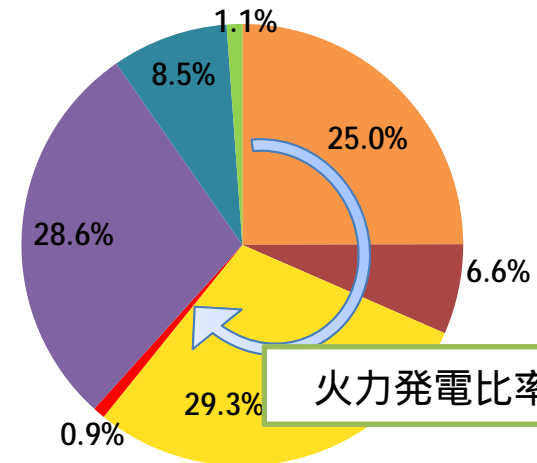
電源構成に占める火力発電の割合は、東日本大震災前の2010年度は62%であったが、震災後の2012年度には88%を超え、オイルショック時(1973年度:80%)を上回っている。
資源のない我が国は、火力発電の燃料である化石燃料の大層を海外からの輸入に依存しており、エネルギー供給構造の脆弱性の問題がより顕在化している。

1973年度(第一次石油ショック時)



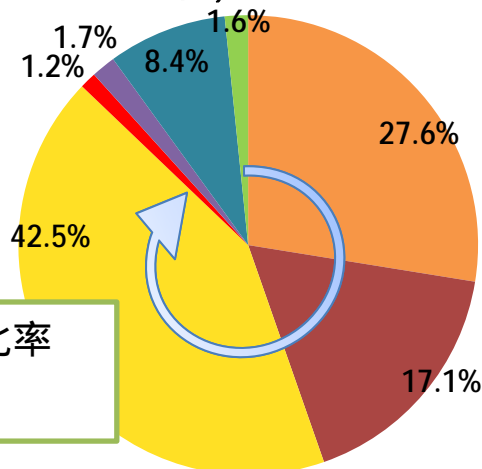
火力発電比率
80%

2010年度(震災直前)



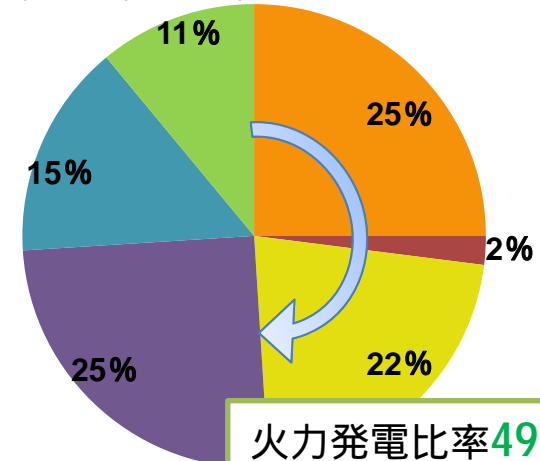
火力発電比率**62%**

2012年度(直近の確定値)



火力発電比率
88%

(参考)欧州(2012)



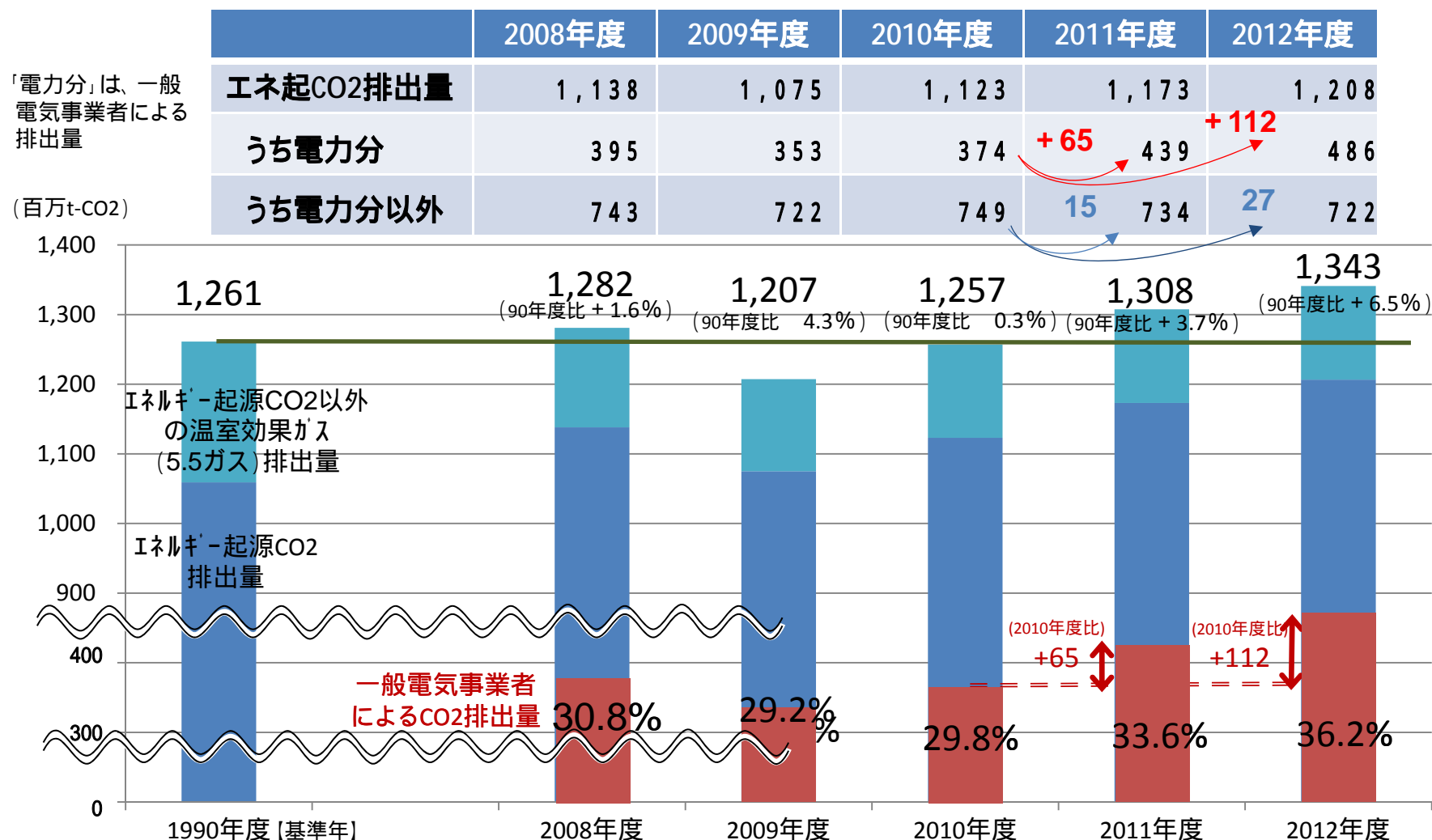
火力発電比率**49%**

「電源開発の概要」等より作成。発電電力量を用いて%を算出。「その他ガス」とは、一般電気事業者において、都市ガス、天然ガス、コークス炉ガスが混焼用として使用されているものが中心。なお、「その他ガス」は、本文中の火力発電比率の中にも含めている。

4. 京都議定書目達期間の温室効果ガス排出量の推移

別添4

- 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、2012年度の温室効果ガスの排出量は2010年度比+1.12億トンの増加。
- それに伴い、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)。

5.九州電力の料金例(九州電力)

別添5

16時を隔てて単価が異なる料金メニュー

	メニュー		電力量料金(円/kWh、夏季)、割引単価(円/kW・時間・月)		
			昼間(13~16時)	夕方(16時以降)	
自由化	業務用季特別電力	A	16.61	14.19	
		A -	25.95	21.92	
	産業用季特別電力	A	16.61	14.19	
		A -	23.41	19.95	
	ピーク時間調整契約		1,047.60円/kW・時間・月	0.00円/kW・時間・月 <small>今夏は16時~17時も割引対象とする方向で検討中</small>	
規制	ピークシフト電灯		54.00	~80kWh	21.55
				81~200kWh	28.46
				201kWh~	32.16

自由化の電力量料金および割引単価は、6kVの単価