

委員会におけるご指摘事項と回答

| ご指摘 | 回答案 |
|---|--|
| 1. 川内原発2号機の再稼働を考慮した場合の試算 | P2～4参照 |
| 2. 原子力停止に伴う燃料費増の影響試算について | P5～9参照 |
| 3. 温室効果ガス排出量の推移 | P10参照 |
| 4. アンケート結果に関する時系列での比較整理 | P11～13参照 |
| 5. アンケートの家庭部門について、「無理がないと思われる節電幅」の項目は数値的に把握して回答されているかどうか。教えて欲しい | アンケートにおける設問では、「無理がないと思われる節電幅」については、2010年度における電力消費量との比較を求めているが、2010年度の電力消費量を正確に把握している一般需要家は少ないと思われる。このため、当該設問における回答は数値的な根拠に基づくものではなく、ある程度感覚的に回答しているものと推察される。 |
| 6. 太陽光と風力の合成評価等の継続検討 | P14～15参照 |
| 7. エリア需要の実績データはどのようになっているのか | P16参照 |
| 8. 家庭用コジェネの促進について | <ul style="list-style-type: none"> ・平成15年度から平成22年度まで、高効率給湯器導入支援事業費補助金にて高効率給湯器(家庭用コージェネレーションシステム等)の導入支援を実施。 ・平成21年度から、民生用燃料電池(エネファーム)導入支援補助金にて、民生用燃料電池(エネファーム)の導入支援を実施中。 <p>平成21年度予算額: 81億円 平成22年度予算額: 68億円 平成23年度予算額: 87億円 平成24年度予算額: 341億円 平成25年度予算額: 200億円 平成26年度予算額: 222億円</p> |

1. 川内原発2号機の再稼働を考慮した場合の試算(1/2)

- 九州電力川内原発2号機の再稼働を考慮した場合の需給見通しを以下に示す。
- 九州電力の火力発電設備の追加的な補修停止や揚水の汲み上げ量の増加を加味すると、2月では九州電力において8.8%(+4.1%)、9電力合計では6.6%(+0.4%)の予備率を確保できる見通しとなる。

【2月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,791 | 543 | 1,408 | 4,840 | 8,460 | 2,356 | 2,496 | 529 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,251 | 115 |
| ②供給力 | 7,272 | 619 | 1,493 | 5,160 | 8,919 | 2,499 | 2,579 | 557 | 1,170 | 528 | 1,586 | 16,192 | 168 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 481 (7.1%) | 76 (14.0%) | 85 (6.1%) | 320 (6.6%) | 459 (5.4%) | 143 (6.1%) | 83 (3.3%) | 28 (5.3%) | 103 (9.6%) | 31 (6.2%) | 71 (4.7%) | 941 (6.2%) | 53 (46.1%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

九州の供給力: +62(原子力+89、火力補修差※ ▲40、揚水+13)

※相浦1号機(定格37.5万kW、減少分28.4万kW)の補修延長及び新大分2号系列(定格87.0万kW、減少分11.3万kW)の補修追加により火力の供給力は減少。

川内原発2号機再稼働
+89万kW



| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|-----------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,791 | 543 | 1,408 | 4,840 | 8,460 | 2,356 | 2,496 | 529 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,251 | 115 |
| ②供給力 | 7,272 | 619 | 1,493 | 5,160 | 8,981 | 2,499 | 2,579 | 557 | 1,170 | 528 | 1,648 | 16,254 | 168 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 481 (7.1%) | 76 (14.0%) | 85 (6.1%) | 320 (6.6%) | 521 (6.2%) | 143 (6.1%) | 83 (3.3%) | 28 (5.3%) | 103 (9.6%) | 31 (6.2%) | 133 (8.8%) | 1,003 (6.6%) | 53 (46.1%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

1. 川内原発2号機の再稼働を考慮した場合の試算(2/2)

【12月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|----------------|---------------|--------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|--------------|----------------|------------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,316 | 543 | 1,373 | 4,400 | 8,081 | 2,297 | 2,410 | 503 | 987 | 497 | 1,387 | 14,397 | 113 |
| ②供給力 | 7,244 | 631 | 1,456 | 5,157 | 8,679 | 2,426 | 2,531 | 554 | 1,097 | 515 | 1,556 | 15,923 | 172 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 928 (14.7%) | 88 (16.2%) | 83 (6.1%) | 757 (17.2%) | 598 (7.4%) | 129 (5.6%) | 121 (5.0%) | 51 (10.1%) | 110 (11.1%) | 18 (3.7%) | 169 (12.2%) | 1,526 (10.6%) | 59 (52.1%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【1月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|-----------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,799 | 543 | 1,416 | 4,840 | 8,460 | 2,356 | 2,496 | 529 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,259 | 117 |
| ②供給力 | 7,288 | 622 | 1,516 | 5,150 | 8,987 | 2,496 | 2,604 | 567 | 1,151 | 535 | 1,634 | 16,275 | 176 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 489 (7.2%) | 79 (14.5%) | 100 (7.1%) | 310 (6.4%) | 527 (6.2%) | 140 (6.0%) | 108 (4.3%) | 38 (7.3%) | 84 (7.8%) | 38 (7.5%) | 119 (7.8%) | 1,016 (6.7%) | 59 (50.0%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【2月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|-----------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,791 | 543 | 1,408 | 4,840 | 8,460 | 2,356 | 2,496 | 529 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,251 | 115 |
| ②供給力 | 7,272 | 619 | 1,493 | 5,160 | 8,981 | 2,499 | 2,579 | 557 | 1,170 | 528 | 1,648 | 16,254 | 168 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 481 (7.1%) | 76 (14.0%) | 85 (6.1%) | 320 (6.6%) | 521 (6.2%) | 143 (6.1%) | 83 (3.3%) | 28 (5.3%) | 103 (9.6%) | 31 (6.2%) | 133 (8.8%) | 1,003 (6.6%) | 53 (46.1%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【3月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|------------------|---------------|--------------|----------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|----------------|------------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,111 | 505 | 1,316 | 4,290 | 7,643 | 2,193 | 2,261 | 501 | 963 | 431 | 1,294 | 13,754 | 112 |
| ②供給力 | 7,140 | 594 | 1,403 | 5,143 | 8,393 | 2,369 | 2,331 | 551 | 1,037 | 486 | 1,619 | 15,533 | 172 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 1,029 (16.8%) | 89 (17.6%) | 87 (6.6%) | 853 (19.9%) | 750 (9.8%) | 176 (8.0%) | 70 (3.1%) | 50 (10.0%) | 74 (7.7%) | 55 (12.8%) | 325 (25.1%) | 1,779 (12.9%) | 60 (53.4%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

(参考1)2015年度冬季の電力需給見通し(川内原発2号機の再稼働を考慮しない)

【12月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|----------------|---------------|--------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|--------------|--------------|------------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,316 | 543 | 1,373 | 4,400 | 8,081 | 2,297 | 2,410 | 503 | 987 | 497 | 1,387 | 14,397 | 113 |
| ②供給力 | 7,244 | 631 | 1,456 | 5,157 | 8,601 | 2,426 | 2,531 | 554 | 1,097 | 515 | 1,478 | 15,845 | 172 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 928 (14.7%) | 88 (16.2%) | 83 (6.1%) | 757 (17.1%) | 520 (6.4%) | 129 (5.6%) | 121 (5.0%) | 51 (10.1%) | 110 (11.1%) | 18 (3.7%) | 91 (6.6%) | 1,448 (10.1%) | 59 (52.1%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【1月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,799 | 543 | 1,416 | 4,840 | 8,460 | 2,356 | 2,496 | 529 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,259 | 117 |
| ②供給力 | 7,288 | 622 | 1,516 | 5,150 | 8,955 | 2,496 | 2,604 | 567 | 1,151 | 535 | 1,602 | 16,244 | 176 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 489 (7.2%) | 79 (14.5%) | 100 (7.1%) | 310 (6.4%) | 495 (5.9%) | 140 (6.0%) | 108 (4.3%) | 38 (7.3%) | 84 (7.8%) | 38 (7.5%) | 87 (5.8%) | 985 (6.5%) | 59 (50.0%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【2月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| ①最大電力需要 | 6,791 | 543 | 1,408 | 4,840 | 8,460 | 2,356 | 2,496 | 529 | 1,067 | 497 | 1,515 | 15,251 | 115 |
| ②供給力 | 7,272 | 619 | 1,493 | 5,160 | 8,919 | 2,499 | 2,579 | 557 | 1,170 | 528 | 1,586 | 16,192 | 168 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 481 (7.1%) | 76 (14.0%) | 85 (6.1%) | 320 (6.6%) | 459 (5.4%) | 143 (6.1%) | 83 (3.3%) | 28 (5.3%) | 103 (9.6%) | 31 (6.2%) | 71 (4.7%) | 941 (6.2%) | 53 (46.1%) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【3月】

| (万kW) | 東3社 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中西6社 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9電力 | 沖縄 |
|------------------|------------------|---------------|--------------|----------------|---------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|----------------|------------------|--------------|
| ①最大電力需要 | 6,111 | 505 | 1,316 | 4,290 | 7,643 | 2,193 | 2,261 | 501 | 963 | 431 | 1,294 | 13,754 | 112 |
| ②供給力 | 7,140 | 594 | 1,403 | 5,143 | 8,273 | 2,369 | 2,331 | 551 | 1,037 | 486 | 1,499 | 15,413 | 172 |
| ②供給-①需要 (予備率) | 1,029 (16.8%) | 89 (17.6%) | 87 (6.6%) | 853 (19.9%) | 630 (8.2%) | 176 (8.0%) | 70 (3.1%) | 50 (10.0%) | 74 (7.7%) | 55 (12.8%) | 205 (15.8%) | 1,659 (12.1%) | 60 (53.4) |

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

2. 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焚き増しによる2015年度の燃料費の増加は、**約2.3兆円(推計値)**と試算される。(川内1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 | 18.2兆円±α |
| 燃料費 | 3.6兆円 | 5.9兆円 | 7.0兆円 | 7.7兆円 | 7.2兆円 | 6.1兆円±α |
| うち原発停止による燃料費増(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 | +3.4兆円 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 | +2.3兆円 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 |
| 燃料費増が総コストに占める割合(%) | — | 13.6% | 17.1% | 18.9% | 17.6% | 12.6% |
| 原子力利用率 | 67.3% | 23.7% | 3.9% | 2.3% | 0% | 1.3% |

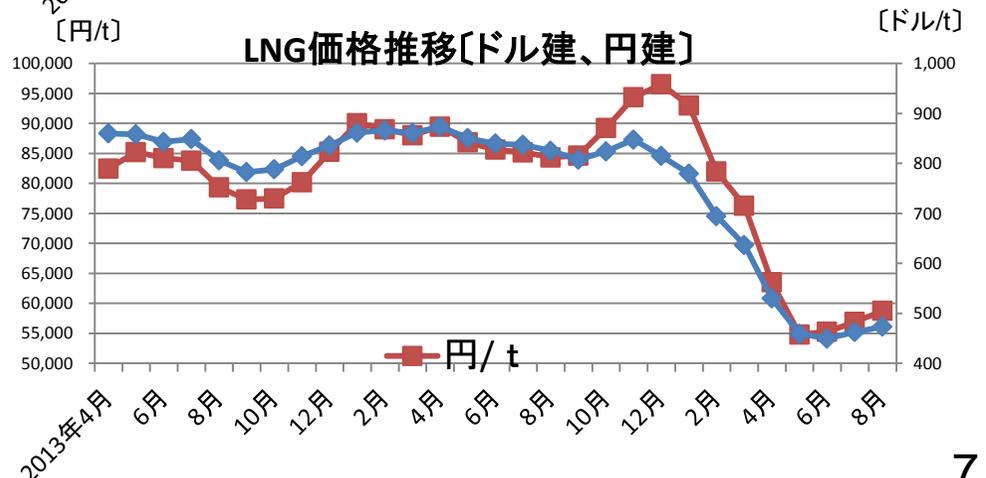
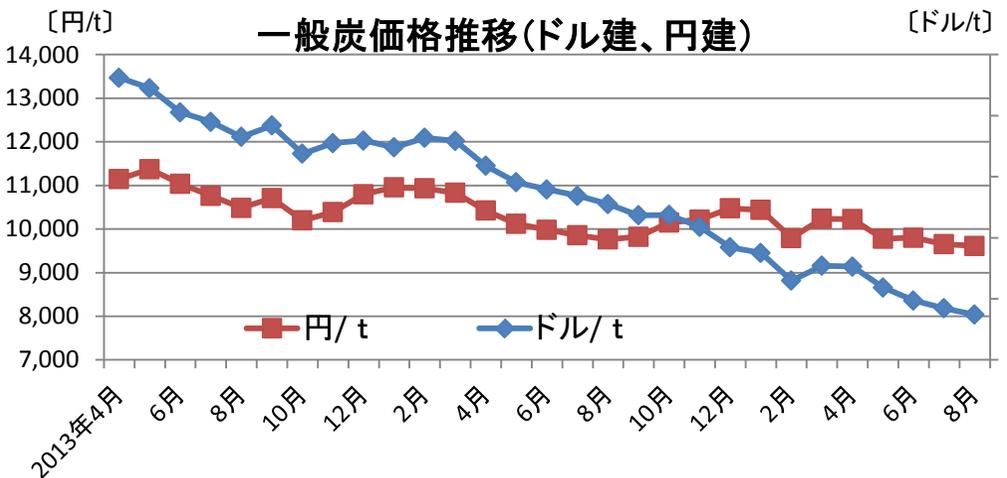
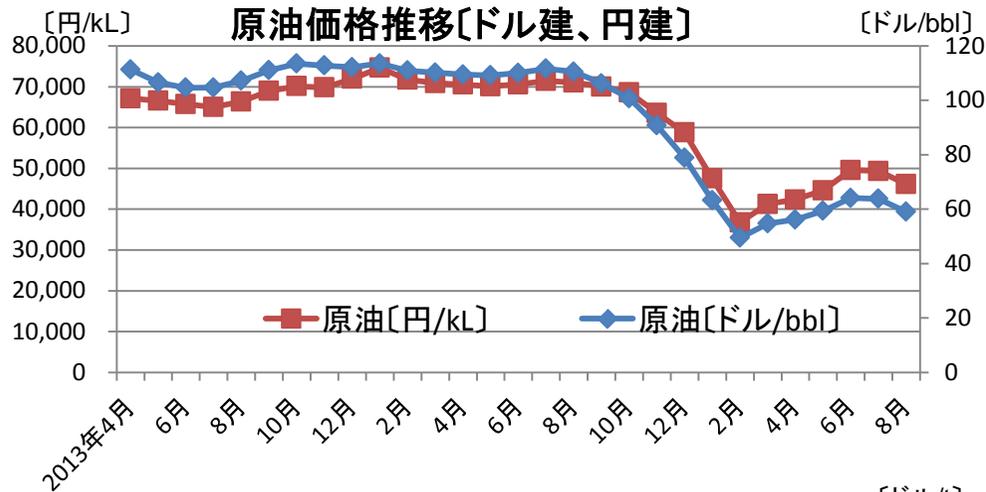
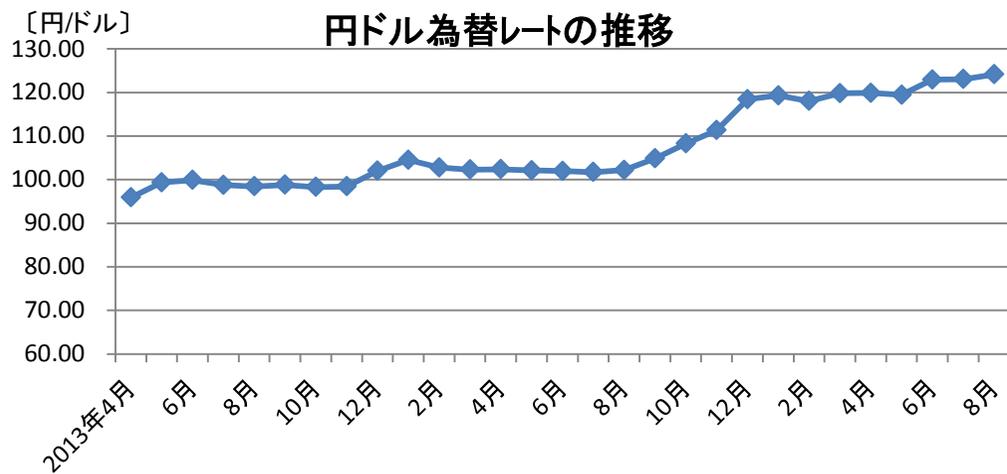
| 【参考】コストの諸元 | LNG | 石油 | 石炭 | 原子力 |
|---------------------|-----------|---------|---------|--------|
| 燃料費(2014年度) | 13円/kWh | 16円/kWh | 4円/kWh | 1円/kWh |
| 燃料費(2015年度) | 9円/kWh | 13円/kWh | 4円/kWh | 1円/kWh |
| 焚き増し分の発電電力量(2014年度) | 1,919億kWh | 676億kWh | 153億kWh | — |
| 焚き増し分の発電電力量(2015年度) | 1,897億kWh | 650億kWh | 153億kWh | — |

(参考2) 2014年度試算(実績)と2015年度試算(推計)の差について①

| | 2014年度(推計値) 【2015年4月試算】 | 2014年度(確定値) 【今回試算】 | 2015年度(推計値) 【今回試算】 |
|--------------------|--|--|--|
| 原発停止による燃料費増(試算) | 内訳 +3.4兆円 LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円 | 内訳 +3.4兆円 LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円 | 内訳 +2.3兆円 LNG +1.7兆円 石油 +0.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円 |
| 焚き増し分の発電電力量 | 内訳 2,748億kWh LNG +1,917億kWh(69.8%) 石油 +678億kWh(24.7%) 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、各社ごとに火力焚き増し分を試算。焚き増し比率については、直近一年間(2014年3月～2015年2月)と2010年度の火力発電実績の差分より算出。 | 内訳 2,748億kWh 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、各社ごとに火力焚き増し分を試算。焚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。 | 内訳 2,700億kWh 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、各社ごとに火力焚き増し分を試算。焚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。 |
| 燃料費 | LNG 88,413円/t (2014年4月～2014年2月までの平均CIF価格【一部速報値】) 石油 73,164円/kL (2014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】) 石炭 10,090円/t (2014年4月～2014年2月までの平均CIF価格【一部速報値】) | LNG 87,307円/t (2014年4月～2015年3月までの平均CIF価格【確定値】) 石油 71,144円/kL (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】) 石炭 10,103円/t (2014年4月～2015年3月までの平均CIF価格【確定値】) | LNG 57,927円/t (2015年4月～2015年8月までの平均CIF価格【一部速報値】) 石油 56,888円/kL (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】) 石炭 9,807円/t (2015年4月～2015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 17円 石炭 4円 | LNG 13円 石油 16円 石炭 4円 | LNG 9円 石油 13円 石炭 4円 |

(参考3) 2014年度試算(実績)と2015年度試算(推計)の差について②

- 2014年度試算から、LNG及び原油価格の急激な下落(昨年と比べて3割減程度)に伴い、円安の影響を飲み込んで、火力の焚き増しにかかる費用は大幅に減少している(約1兆円の減少)。
- 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場合の発電電力量(48億kWh)分を除外している。



(参考4)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。2014年度の試算では2013年度の平均熱効率及び2014年度の燃料平均価格を、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。

2014年度 LNG燃料単価 = 13 円/kWh
2015年度 LNG燃料単価 = 9 円/kWh

※1 一般電気事業者のLNG火力 2013年度平均熱効率 44.1%
2014年度平均熱効率 44.9%

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

※2 LNG価格: 2014年度 87,307[円/t](2014年4月~2015年3月までの平均CIF価格)
2015年度 57,927[円/t](2015年4月~2015年8月までの平均CIF価格)

※3 石油石炭税: 2014年度 1,600[円/t]
2015年度 1,600[円/t]

2014年度 石油燃料単価 = 17 円/kWh
2015年度 石油燃料単価 = 13 円/kWh

※1 一般電気事業者の石油火力 2013年度平均熱効率 38.4%
2014年度平均熱効率 38.0%

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

※2 重油価格: 2014年度 71,144[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))
2015年度 56,888 [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))

2014年度 石炭燃料単価 = 4 円/kWh
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 2013年度平均熱効率 40.5%
2013年度平均熱効率 40.4%

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

※2 石炭価格: 2014年度 10,103[円/t](2013年4月~2014年3月までの平均CIF価格)
2015年度 9,807[円/t](2014年4月~2014年8月までの平均CIF価格)

※3 石油石炭税: 2014年度 1,140[円/t]
2015年度 1,140[円/t]

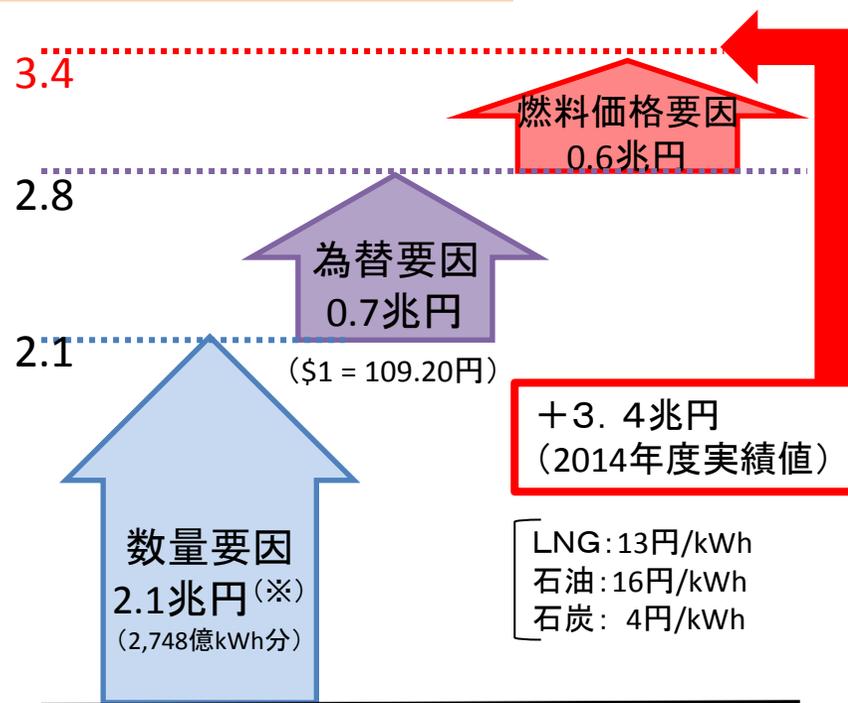
原子力燃料単価 = 1 円/kWh

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。

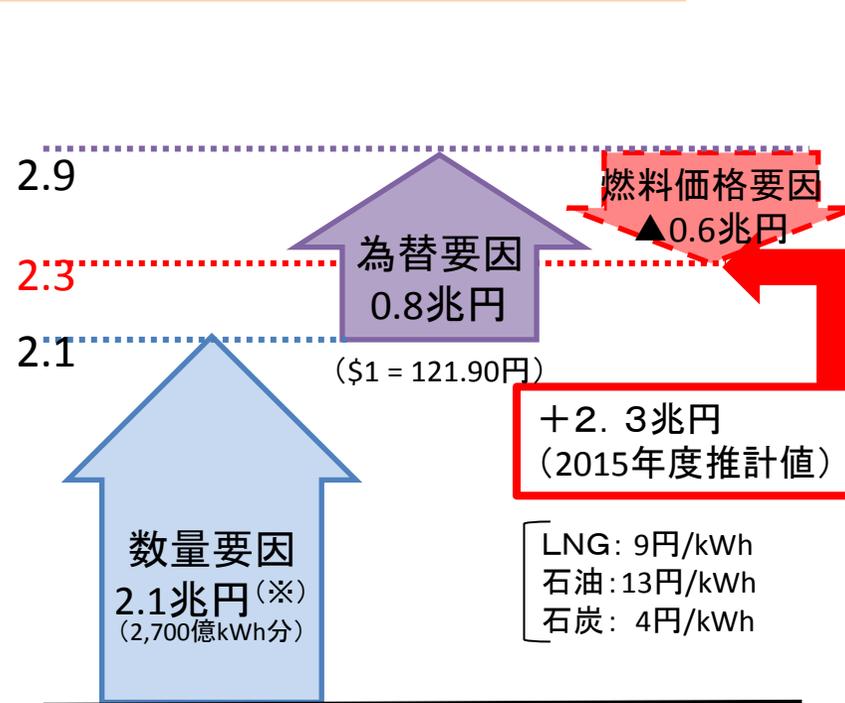
注)コスト等検証委員会及びコストWGで報告された発電単価は、モデルプラントが一定期間稼働した場合に、各年で発電に要する費用(燃料費、運転維持費、社会的費用(CO₂対策費、原子力の事故リスク対応費、政策経費)を現在価値に換算して合計した総費用を総発電電力量で除して平均発電単価を求めている。上記で示している燃料単価は燃料費のみにて単価を求めている。

(参考5)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)】



【2010年度 → 2015年度(推計)】



| (年度) | 2010 → 2014 (実績) | 2010 → 2015 (推計) | 差分(2014→2015) |
|--------|------------------|------------------|---------------|
| 数量要因 | +2.1兆円 | +2.1兆円 | ±0.0兆円 |
| 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 | ▲0.6兆円 | ▲1.2兆円 |
| 全体 | +3.4兆円 | +2.3兆円 | ▲1.1兆円 |

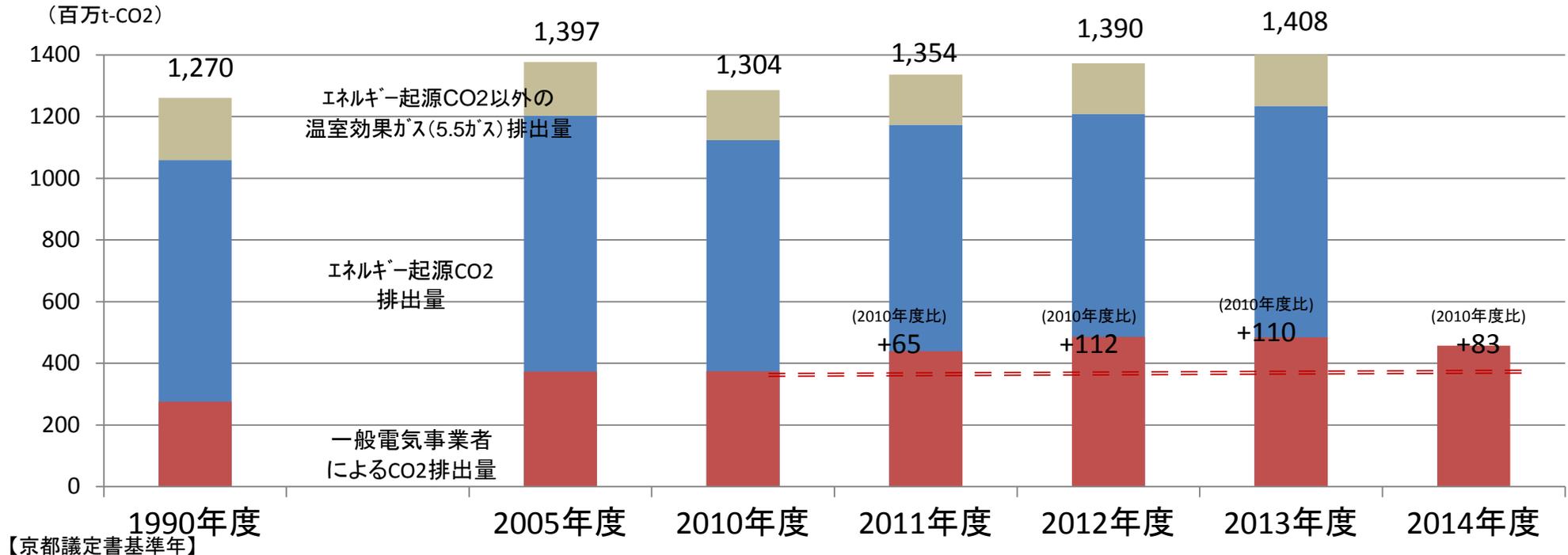
(※)ウラン燃料費の削減による減少要因が▲0.3兆円を含む。

3. 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 | 1,390 | 1,408 | |
| 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 | |
| うち電力分※ (百万t-CO2) | 275 | 373 | 374 | 439 | 486 | 484 | 457 |
| | | | | (10年比) +65 | (10年比) +112 | (10年比) +110 | +83 |
| うち電力分以外 (百万t-CO2) | 792 | 846 | 765 | 749 | 735 | 751 | |
| | | | | ▲16 | ▲30 | ▲14 | |

※「電力分」は、一般電気事業者による排出量



4. アンケート結果に関する、時系列での比較整理

- 夏季に実施しているアンケート(冬季の見通しを算定する直前)の内、冬季の定着節電見込みを算定する際に用いる項目における北海道、関西及び九州電力の結果を以下に時系列で示した。
- 節電を実施したと回答する割合は減少している場合があるが、実施したと回答した内の継続する割合及び同程度の節電が可能な割合は増加している場合が多い。

| | | 大口 | | | | 小口 | | | | 家庭 | | | |
|-----------------------|-----|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) |
| ①: 昨年度冬季に節電を実施した | 北海道 | 89% | 87% | 83% | ▲6% | 77% | 79% | 72% | ▲5% | 56% | 58% | 51% | ▲5% |
| | 関西 | 81% | 85% | 79% | ▲2% | 76% | 82% | 78% | +2% | 67% | 67% | 63% | ▲4% |
| | 九州 | 91% | 89% | 88% | ▲3% | 87% | 88% | 89% | +2% | 57% | 56% | 59% | +2% |
| ②: ①の内、今年度冬季も節電を継続する | 北海道 | 97% | 94% | 96% | ▲1% | 95% | 95% | 96% | +1% | 88% | 89% | 91% | +3% |
| | 関西 | 91% | 93% | 94% | +3% | 95% | 95% | 94% | ▲1% | 90% | 92% | 93% | +3% |
| | 九州 | 98% | 96% | 98% | 0% | 98% | 98% | 98% | 0% | 86% | 91% | 90% | +4% |
| ③: ②の場合における①と同様の節電が可能 | 北海道 | 85% | 85% | 86% | +1% | 88% | 87% | 93% | +5% | 86% | 88% | 88% | +2% |
| | 関西 | 85% | 90% | 92% | +7% | 89% | 91% | 91% | +2% | 91% | 95% | 92% | +1% |
| | 九州 | 87% | 91% | 91% | +4% | 88% | 91% | 94% | +6% | 91% | 92% | 92% | +1% |
| ④: 今冬の定着節電率(②×③) | 北海道 | 82% | 80% | 83% | +1% | 84% | 83% | 90% | +6% | 76% | 78% | 80% | +4% |
| | 関西 | 78% | 84% | 86% | +8% | 84% | 87% | 85% | +1% | 81% | 87% | 85% | +4% |
| | 九州 | 85% | 87% | 89% | +4% | 86% | 89% | 93% | +7% | 78% | 84% | 83% | +5% |

(参考6)アンケート結果に関する、時系列での比較整理(①昨年度冬季に節電を実施した)

○ 夏季に実施しているアンケート(冬季の見通しを算定する直前)の内、「昨年度冬季に節電を実施した」について9社の推移を以下に示す。

| | 大口 | | | | 小口 | | | | 家庭 | | | |
|-----|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) |
| 北海道 | 89% | 87% | 83% | ▲6% | 77% | 79% | 72% | ▲5% | 56% | 58% | 51% | ▲5% |
| 東北 | 91% | 91% | 86% | ▲5% | 89% | 79% | 80% | ▲9% | 57% | 56% | 48% | ▲9% |
| 東京 | 86% | 91% | 85% | ▲1% | 81% | 91% | 92% | +11% | 61% | 59% | 55% | ▲6% |
| 中部 | 76% | 84% | 81% | +5% | 77% | 78% | 72% | ▲5% | 57% | 53% | 50% | ▲7% |
| 関西 | 81% | 85% | 79% | ▲2% | 76% | 82% | 78% | +2% | 67% | 67% | 63% | ▲4% |
| 北陸 | 78% | 78% | 80% | +2% | 73% | 78% | 74% | +1% | 47% | 46% | 44% | ▲3% |
| 中国 | 79% | 74% | 78% | ▲1% | 74% | 77% | 79% | +5% | 53% | 45% | 46% | ▲7% |
| 四国 | 88% | 88% | 86% | ▲2% | 77% | 78% | 77% | 0% | 51% | 53% | 55% | +4% |
| 九州 | 91% | 89% | 88% | ▲3% | 87% | 88% | 89% | +2% | 57% | 56% | 59% | +2% |

(参考7)アンケート結果に関する、時系列での比較整理(④今冬における定着節電率)

○ 夏季に実施しているアンケート(冬季の見通しを算定する直前)から算定した「今冬における定着節電率」について9社の推移を以下に示す。

| | 大口 | | | | 小口 | | | | 家庭 | | | |
|-----|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|------|------|------|-------------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) | 2013 | 2014 | 2015 | 差分 (2013→2015) |
| 北海道 | 82% | 80% | 83% | +1% | 84% | 83% | 90% | +6% | 76% | 78% | 80% | +4% |
| 東北 | 91% | 86% | 88% | ▲3% | 84% | 85% | 86% | +2% | 81% | 80% | 77% | ▲4% |
| 東京 | 91% | 93% | 93% | +2% | 90% | 90% | 95% | +5% | 81% | 84% | 84% | +3% |
| 中部 | 84% | 84% | 87% | +3% | 84% | 86% | 88% | +4% | 78% | 81% | 82% | +4% |
| 関西 | 78% | 84% | 86% | +8% | 84% | 87% | 85% | +1% | 81% | 87% | 85% | +4% |
| 北陸 | 83% | 83% | 85% | +2% | 86% | 89% | 90% | +4% | 80% | 80% | 81% | +1% |
| 中国 | 86% | 91% | 90% | +4% | 84% | 88% | 89% | +5% | 84% | 80% | 84% | 0% |
| 四国 | 80% | 82% | 88% | +8% | 84% | 85% | 89% | +5% | 78% | 89% | 88% | +10% |
| 九州 | 85% | 87% | 89% | +4% | 86% | 89% | 93% | +7% | 78% | 84% | 83% | +5% |

6. 太陽光及び風力発電の合成評価等の継続検討(1/2)

○ 太陽光及び風力発電の出力について、最大需要が発生すると想定した時間におけるピーク発生日の実績と想定と比較を行った。

○ 当初想定及び新たな想定手法どちらでも全ての電力会社において実績が想定を上回った。また、新たな想定手法について、見通しと実績の差分は、現在の手法による想定と比べ小さくなった。

○ 当初想定(4月)における太陽光及び風力発電の供給力及び合計供給力

| | | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9社計 |
|-------------------------|----------|-------------|--------------|---------------|---------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 最大需要想定発生時間 | | (19-20時) | (14-15時) | (14-15時) | (14-15時) | (14-15時) | (14-15時) | (14-15時) | (14-15時) | (16-17時) | - |
| (1)太陽光供給力 (万kW) | ①見通し | 0.0 | 25.9 | 122.7 | 105.1 | 82.1 | 10.8 | 50.2 | 47.1 | 65.9 | 509.8 |
| | ②実績 | 0.0 | 76.1 | 299.4 | 204.7 | 134.9 | 18.9 | 108 | 64.7 | 152.3 | 1,059.0 |
| | ③差分(②-①) | 0.0 | +50.2 | +176.7 | +99.6 | +52.8 | +8.1 | +57.8 | +17.6 | +86.4 | +549.2 |
| (2)風力供給力 (万kW) | ①見通し | 0.5 | 0.8 | 0.1 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.0 | 0.7 | 2.4 |
| | ②実績 | 2.4 | 4 | 0.4 | 1.5 | 0.1 | 0.2 | 0.6 | 0.0 | 3.3 | 12.5 |
| | ③差分(②-①) | +1.9 | +3.2 | +0.3 | +1.4 | +0.1 | +0.2 | +0.4 | 0.0 | +2.6 | +10.1 |
| (3)合計((1)+(2)) (万kW) | ①見通し | 0.5 | 26.7 | 122.8 | 105.2 | 82.1 | 10.8 | 50.4 | 47.1 | 66.6 | 512.2 |
| | ②実績 | 2.4 | 80.1 | 299.8 | 206.2 | 135.0 | 19.1 | 108.6 | 64.7 | 155.6 | 1071.5 |
| | ③差分(②-①) | +1.9 | +53.4 | +177.0 | +101.0 | +52.9 | +8.3 | +58.2 | +17.6 | +89.0 | +559.3 |

○ 太陽光及び風力発電の合成供給力(新たな想定手法)

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 関西 | 北陸 | 中国 | 四国 | 九州 | 9社計 |
|----------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|---------------|
| ①見通し | 0.4 | 45.2 | 216.9 | 136.4 | 97.5 | 18.7 | 64.8 | 59.3 | 81.1 | 720.3 |
| ②実績 | 2.4 | 80.1 | 299.8 | 206.2 | 135.0 | 19.1 | 108.6 | 64.7 | 155.6 | 1071.5 |
| ③差分(②-①) | +2.0 | +34.9 | +82.9 | +69.8 | +37.5 | +0.4 | +43.8 | +5.4 | +74.5 | +351.2 |

6. 太陽光及び風力発電の合成評価等の継続検討(2/2)

- 太陽光及び風力の従前の想定手法、太陽光及び風力の合成出力(新たな手法)での想定手法の比較を行った。
- 新たな手法では、風力の把握可能な年数分(4~9年分)しかデータの抽出ができない。また、1年分ではH3発生日の3つのデータしかとれず、十分なサンプル数で算出できているとは言い難い。
- 確実な供給力として見込むためには、データ蓄積が十分となる必要がある(データの少ない電力会社では12データしかない)。

太陽光(当初想定) データ年数:20年間

| | |
|--------|-----------|
| 2014年度 | H1 出力比率※1 |
| | H2 出力比率 |
| | H3 出力比率 |
| 2013年度 | H1 出力比率 |
| | H2 出力比率 |
| | H3 出力比率 |
| 2012年度 | H1 出力比率 |
| | H2 出力比率 |
| | H3 出力比率 |
| . | . |
| . | . |
| . | . |
| 1996年度 | H1 出力比率 |
| | H2 出力比率 |
| | H3 出力比率 |
| 1995年度 | H1 出力比率 |
| | H2 出力比率 |
| | H3 出力比率 |

60データ(3データ×20年間)の内、下位5つの平均値を採用

※1 H1需要発生日の想定最大需要時における出力比率(以下、H2,H3も同じ)

風力(当初想定) データ年数:4~9年間

| | |
|----------------------------------|-----------|
| 2014年度 | 1日の出力比率※2 |
| | 2日の出力比率 |
| | 3日の出力比率 |
| | ... |
| | 31日の出力比率 |
| 2013年度 | 1日の出力比率 |
| | 2日の出力比率 |
| | 3日の出力比率 |
| | ... |
| | 31日の出力比率 |
| 2012年度 | 1日の出力比率 |
| | 2日の出力比率 |
| | 3日の出力比率 |
| | ... |
| | 31日の出力比率 |
| . | . |
| . | . |
| . | . |
| 4~9年分 (120データ~270データ) | |

①~③(把握可能な年数)の平均値を採用

①: 月30データの内、下位5つを平均

②: 月30データの内、下位5つを平均

③: 月30データの内、下位5つを平均値

※2 1日の想定最大需要時における出力比率(以下、2日~31日も同じ)

合成(新たな手法) データ年数:4~9年間※3

| | |
|--------------|-----------|
| 2014年度 | H1 合成出力※4 |
| | H2 合成出力 |
| | H3 合成出力 |
| 2013年度 | H1 合成出力 |
| | H2 合成出力 |
| | H3 合成出力 |
| 2012年度 | H1 合成出力 |
| | H2 合成出力 |
| | H3 合成出力 |
| 2011年度 | H1 合成出力 |
| | H2 合成出力 |
| | H3 合成出力 |
| . | . |
| . | . |
| . | . |
| 4~9年分 | |

12~27データ(3データ×4~9年間)の内、下位5つの平均値を採用

※3 風力に準ずる
※4 H1需要発生日の想定最大需要時における合成出力(以下、H2,H3も同じ)

7. 各一般電気事業者における需要とエリア需要の比較について

- 各一般電気事業者及び各エリアにおける最大需要実績、最大需要日における関西電力及び九州電力のロードカーブを以下に示す。
- 各社とも、一般電気事業者及びエリアの最大需要発生日は同日となったが、東京、関西及び九州電力においては、最大需要発生時間にずれがあった。
- エリア需要については、北海道及び北陸電力の11～12時、四国電力の16～17時、九州電力の13～14時を除くと、最大需要は14～15時に発生していた。

| 電力 | 発生日 | 時間 | 需要(万kW) | |
|-----|--------|------|---------|-------|
| 北海道 | 電力会社需要 | 8月5日 | 11-12時 | 447 |
| | エリア需要 | | 460 | |
| 東北 | 電力会社需要 | 8月6日 | 14-15時 | 1,393 |
| | エリア需要 | | 1,434 | |
| 東京 | 電力会社需要 | 8月7日 | 13-14時 | 4,957 |
| | エリア需要 | | 14-15時 | 5,587 |
| 中部 | 電力会社需要 | 8月3日 | 14-15時 | 2,489 |
| | エリア需要 | | 2,558 | |
| 関西 | 電力会社需要 | 8月4日 | 16-17時 | 2,556 |
| | エリア需要 | | 14-15時 | 2,762 |
| 北陸 | 電力会社需要 | 8月7日 | 11-12時 | 526 |
| | エリア需要 | | 527 | |
| 中国 | 電力会社需要 | 8月6日 | 14-15時 | 1,075 |
| | エリア需要 | | 1,102 | |
| 四国 | 電力会社需要 | 8月7日 | 16-17時 | 511 |
| | エリア需要 | | 518 | |
| 九州 | 電力会社需要 | 8月6日 | 16-17時 | 1,500 |
| | エリア需要 | | 13-14時 | 1,581 |

