

前回委員会におけるご指摘事項への回答

委員会におけるご指摘事項と回答

ご指摘	回答案
①燃料コスト増への影響	別添1参照
②電気料金値上げによる需要減少の効果	別添2及び別添3(中上委員提出資料)参照。 なお、次回以降のアンケートにおいて、値上げによる影響についても調査項目に含めるか検討する。
③計画外停止(老朽火力を含む)の評価	別添4参照
④北海道電力の設備の保全状況	別添5参照
⑤太陽光発電と電力需要の関係	別添6参照
⑥風力発電を供給力に計上するにあたっての論点	別添7参照
⑦仮に泊発電所の一部又は全部が再稼働した場合の需給試算	第2回委員会の各需要家からのヒアリングを踏まえ、再度検討する。

燃料費増の影響試算について

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2013年度の燃料費の増加は、**約3.6兆円**と試算される。 ※(前回試算の3.8兆円より減少した主な要因は、2013年度の燃料価格(円建て)の想定を、直近の実績を踏まえ引き下げたため。)
- なお、今後一年間、原発全機停止が続いた場合には、燃料費の増加は**約3.8兆円**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
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 +1.7兆円 石油 +2.1兆円 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	66.8%	25%	3.9%	2.3%

【参考】コストの諸元	LNG	石油	石炭	原子力
燃料費(2012年度)	11円/kWh	16円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
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(2012年度)	1,250億kWh	1,186億kWh	153億kWh	—
焚き増し分の発電電力量(2013年度)	1,327億kWh	1,175億kWh	153億kWh	—

(参考1) 前回と今回の2013年度試算の差について①

1. 燃料費(2013年度の直近までの実績に置き換え) 【前回試算から▲2,600億円】

燃料種	前回試算(2013.4)	今回試算(2013.10)	差分
LNG	86,428 [円/t] (2012年3月～2013年2月までの平均CIF価格(70,597円/t)を1ドル100円で補正)	82,953 [円/t] (2013年4月～8月までの平均CIF価格)	▲3,475[円/t] (▲4%)
石油	84,658 [円/kL] (2012年2月～2013年1月までの事業者間指標価格平均(70,068円/kL)を1ドル100円で補正)	77,973 [円/kL] (2013年4月～7月までの事業者間指標価格平均)	▲6,685[円/kL] (▲7.9%)
石炭	12,914 [円/t] (2012年3月～2013年2月までの平均CIF価格(10,507円/t)を1ドル100円で補正)	10,887 [円/t] (2013年4月～8月までの平均CIF価格)	▲2,027[円/t] (▲15.7%)

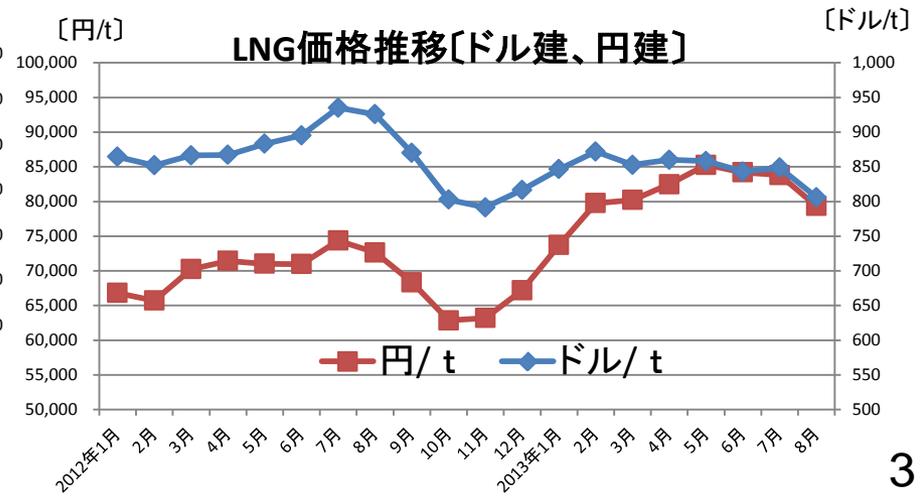
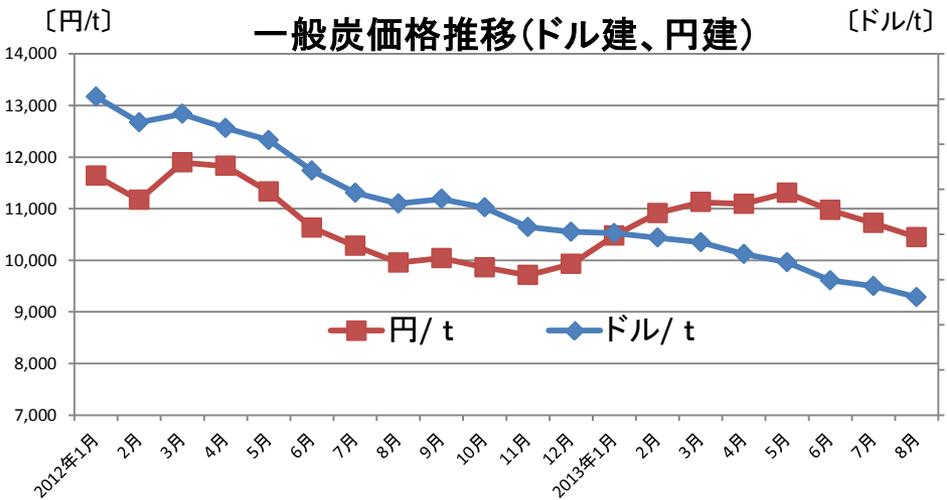
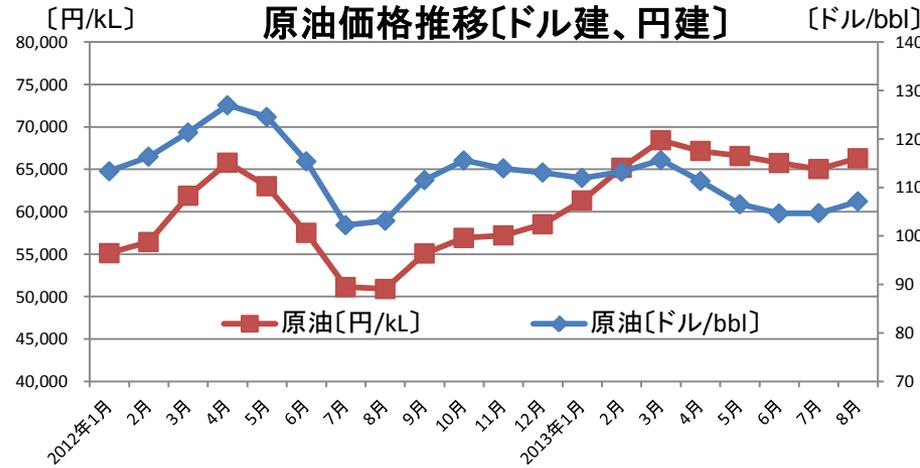
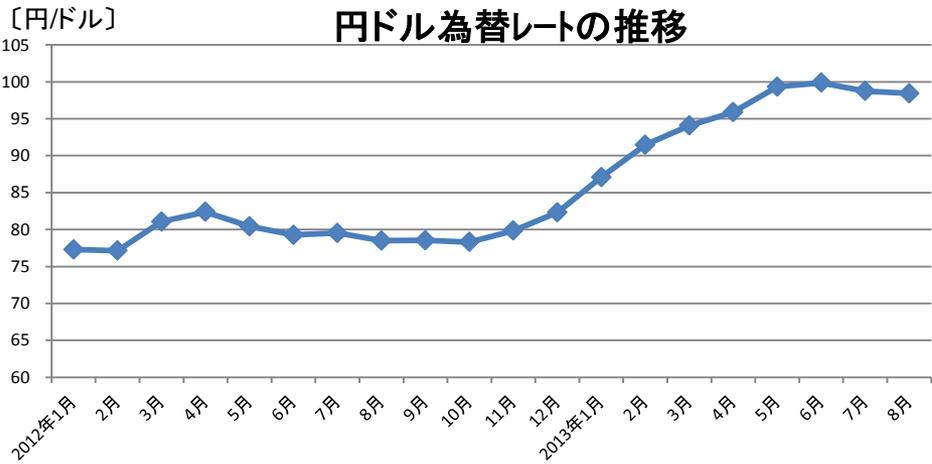
(注)2013年4-8月の平均的な為替レートは1ドル約98円

2. 原子力の利用率(大飯3, 4号の稼働停止を反映) 【前回試算から+600億円】

	前回試算	今回試算
原子力利用率	3.9%	2.3%
原子力の発電電力量	160[億kWh]	94[億kWh]
考え方	2012年度の稼働実績と同等と仮定。 ※泊3号機が2012年5月まで、大飯3,4号機が同年7月から稼働。	大飯3,4号機が9月2日,15日にそれぞれ稼働停止。 以降原子力は全機停止と仮定。

(参考2) 前回(2013年4月)と今回の2013年度試算の差について②

- 前回(2013年4月)の試算では、2012年度の試算に用いた燃料価格を、直近の為替動向を踏まえ為替レートを1ドル82円から100円に補正し、原子力の稼働を2012年度と同等(約160億kWh)と仮定して試算。
- 今回の試算では燃料価格は2013年度の直近までの価格動向が続くものと想定し、原子力の稼働は9月以降全機停止が続くと想定し試算。
- 為替レートは前回試算の想定並であったが、ドル建燃料価格の下落が円安の影響を和らげ、燃料費の上昇が抑制される(▲2600億円)一方、原子力の発電電力量の減少に伴い火力の焼き増しは増加する(+600億円)想定となり、原子力の代替による燃料費の増加効果は2000億円圧縮された(3.8兆円→3.6兆円)。



(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。2012年度の試算では2012年度の燃料平均価格を、2013年度推計では、本年4月以降の燃料平均価格を元に試算した。

2012年度 LNG燃料単価 = 11 円/kWh
2013年度 LNG燃料単価 = 13 円/kWh

(2013年4月時点の単価試算では
12年度 11円/kWh、13年度 13円/kWh)

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

※1 一般電気事業者のLNG火力 2012年度平均熱効率
(注: 前回 43.4% (2009年度平均熱効率))

※2 LNG価格: 2012年度 71,498[円/t](2012年4月~2013年3月までの平均CIF価格)
2013年度 82,953[円/t](2013年4月~2013年8月までの平均CIF価格)

2012年度 石油燃料単価 = 16 円/kWh
2013年度 石油燃料単価 = 18 円/kWh

(2013年4月時点の単価試算では
12年度 16円/kWh、13年度 20円/kWh)

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

※1 一般電気事業者の石油火力 2012年度平均熱効率 (注: 前回 37.3% (2009年度平均熱効率))

※2 重油価格: 2012年度 70,992[円/kL](2012年4月~2013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))
2013年度 77,973 [円/kL](2013年4月~2013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))

2012年度 石炭燃料単価 = 4 円/kWh
2013年度 石炭燃料単価 = 4 円/kWh

(2013年4月時点の単価試算では
12年度 4円/kWh、13年度 5円/kWh)

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

※1 一般電気事業者の石炭火力 2012年度平均熱効率
(注: 前回 40.2% (2009年度平均熱効率))

※2 石炭価格: 2012年度 10,447[円/t](2012年4月~2012年3月までの一般炭の平均CIF価格)
2013年度 10,887[円/t](2013年4月~2013年8月までの平均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4)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。

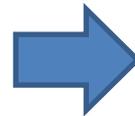
①2012年度については、2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2748億kWh)から、泊3号機の2012年度発電電力量実績(8億kWh)および大飯3、4号機再稼働による2012年度発電電力量実績(152億kWh)を除いた電力量(2588億kWh)を火力発電で代替したとして、各社ごとに火力焚き増し分を試算。焚き増し比率については、2012年度と2010年度の火力発電実績の差分より算出。

(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。

<内訳>

【2013年4月試算】

石炭: 153億kWh(5.9%)
石油: 1206億kWh(46.5%)
LNG: 1234億kWh(47.6%)



【今回試算】

石炭: 153億kWh(5.9%)
石油: 1186億kWh(45.8%)
LNG: 1250億kWh(48.3%)

②2013年度については、2008～2010年度平均の原子力発電電力量(合計2748億kWh)から、大飯3、4号機の9月稼働停止までの2013年度発電電力量(94億kWh)を除いた電力量(2654億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(2012年8月～2013年7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4月試算】

石炭: 153億kWh(5.9%)
石油: 1206億kWh(46.5%)
LNG: 1234億kWh(47.6%)

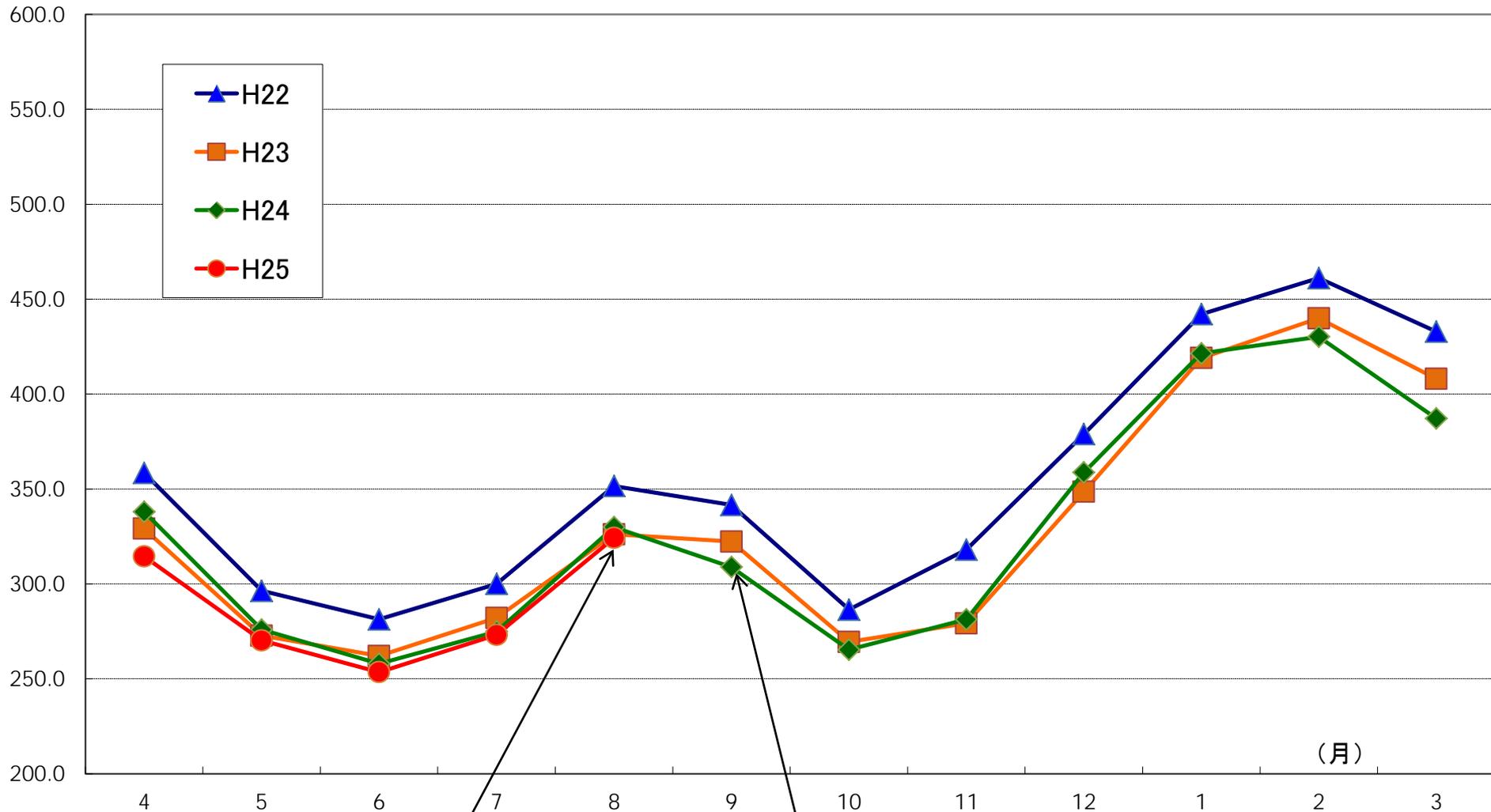


【今回試算】

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

(kWh/件)

電灯需要家の需要水準(気温・検針日数修正後)

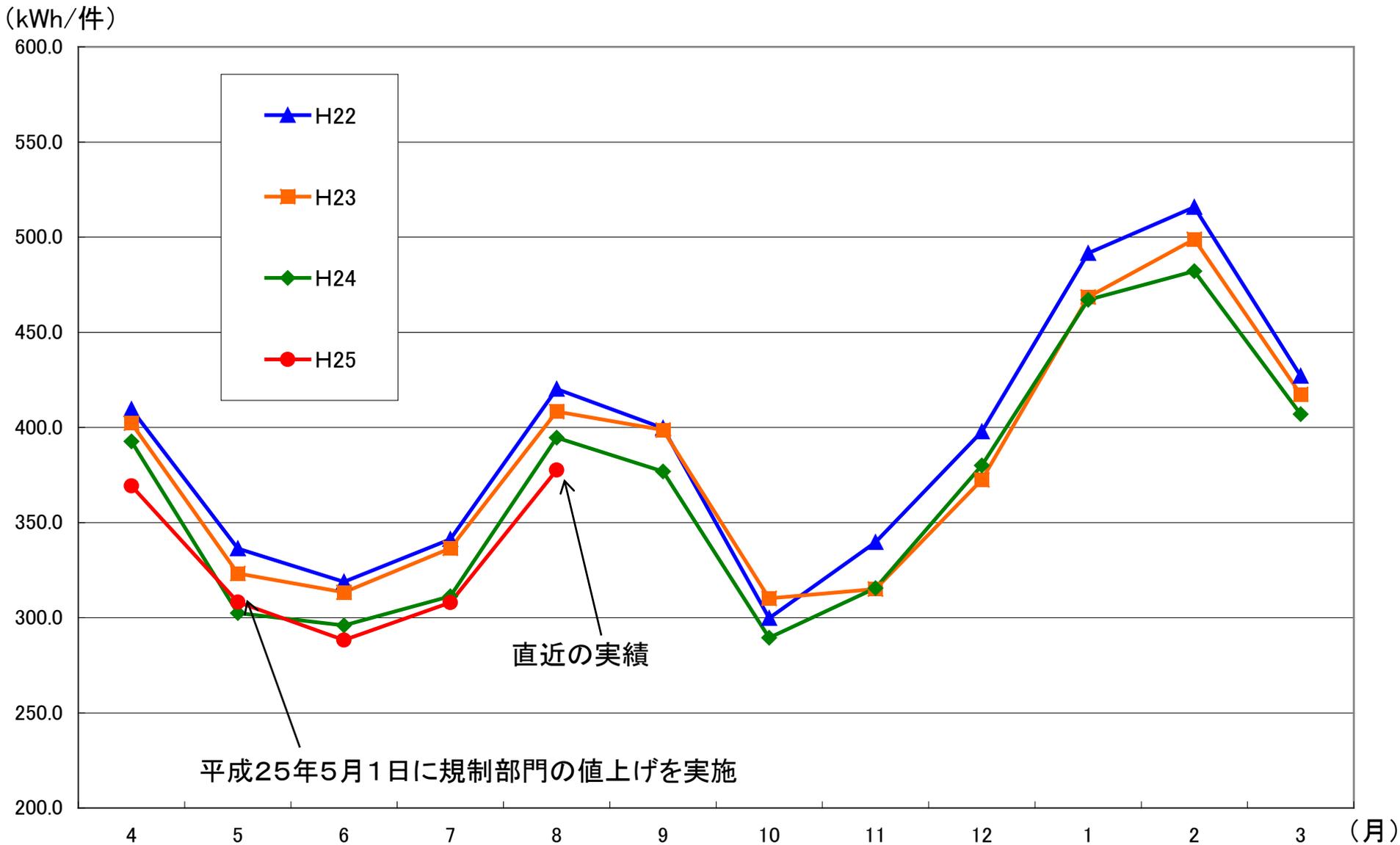


直近の実績

平成24年9月1日に規制部門の値上げを実施

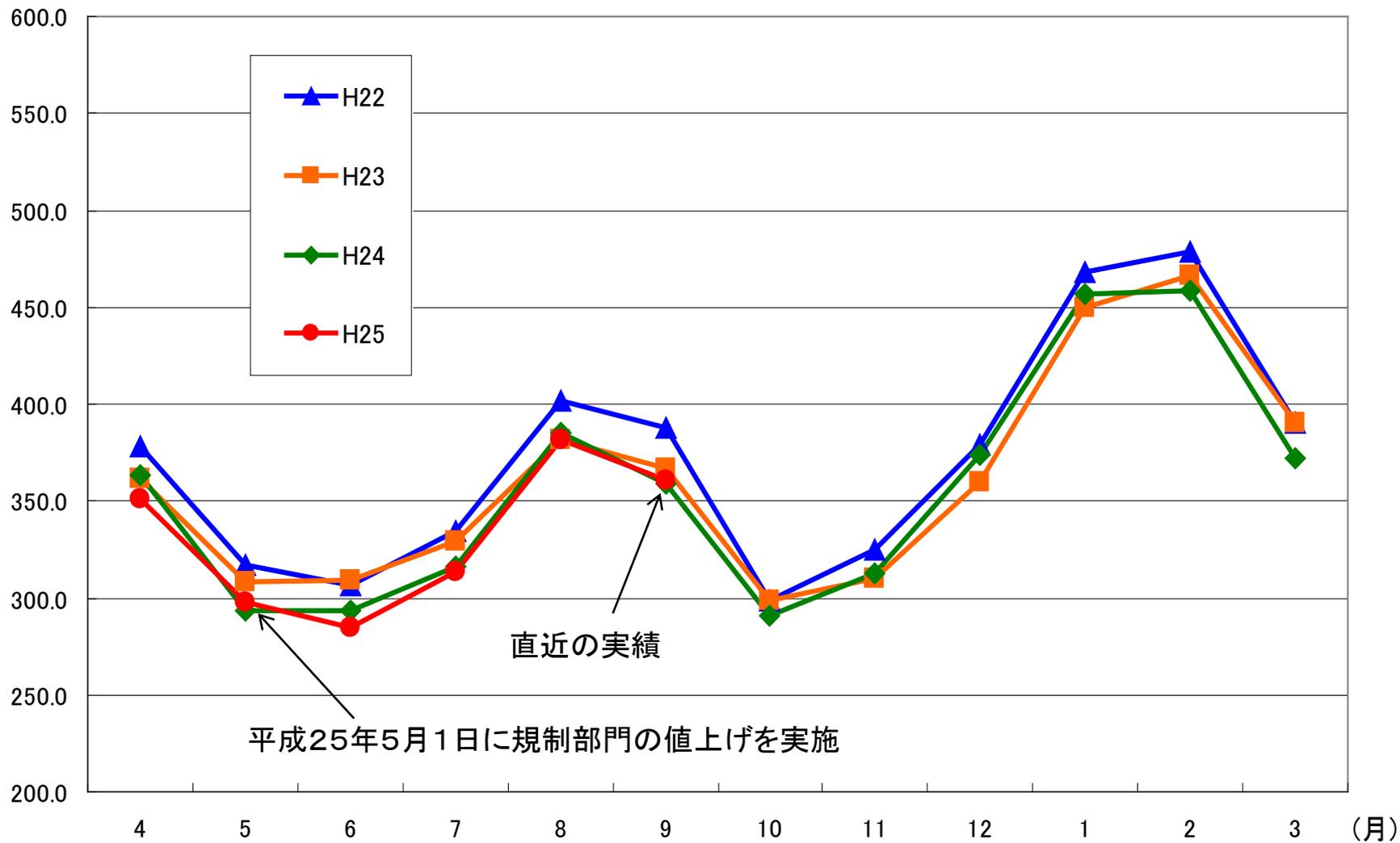
関西電力の電灯需要家の需要水準

電灯需要家の需要水準(気温・検針日数修正後)



電灯需要家の需要水準(気温・検針日数修正後)

(kWh/件)

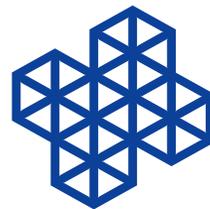


平成25年5月1日に規制部門の値上げを実施

直近の実績

電気料金の値上げに関する 消費者意識について

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会
(第6回会合 2013年10月2日)



JYUKANKYO RESEARCH
INSTITUTE INC.

株式会社 住環境計画研究所

中上英俊

■ 調査背景・目的

- 東日本大震災以降、火力発電の燃料費増加の影響で、電力6社が料金値上げを申請・認可されている
- 燃料調整単価上昇、再生可能エネルギー発電促進賦課金単価の上昇も重なり、家庭の電気料金値上がりが続いている

⇒ **電気料金値上げに関する消費者の実感や認知度、対応状況などから、家庭への影響を調査する**

■ 調査概要

- 調査方法： インターネットアンケート調査
- 調査期間： 2013年7月26日～27日
- 調査対象： 東京電力・中部電力・関西電力管内の一般家庭1,085件
- 調査項目： 物価上昇の実感、電気料金値上げの認知度・対応策、節電意識、電気料金の把握状況、新しい電気料金メニューの認知度

電力10社の電気料金値上げ状況

	2013年 7月	2010年 7月	料金値上げ申請・認可内容
北海道	6,730円 (8.5%)	6,203円	2013年9月に家庭7.73% 企業11.0%値上げ
東北	7,005円 (11.1%)	6,303円	2013年9月に家庭8.94% 企業15.24%値上げ
東京	7,920円 (25.2%)	6,327円	2012年9月に家庭8.46% 2012年4月に企業14.9%値上げ
中部	7,508円 (15.5%)	6,500円	値上げ検討中
北陸	6,781円 (7.7%)	6,298円	なし
関西	7,655円 (19.3%)	6,415円	2013年5月に家庭9.75% 2013年4月に企業17.26%値上げ
中国	7,565円 (12.5%)	6,722円	なし
四国	7,022円 (6.7%)	6,581円	2013年9月に家庭7.80% 2013年7月に企業14.72%値上げ
九州	7,155円 (14.9%)	6,229円	2013年5月に家庭6.23% 2013年4月に企業11.94%値上げ
沖縄	8,116円 (11.8%)	7,261円	なし

(注) カッコ内は震災以前である2010年7月分からの上昇率。
各電力会社で標準家庭の想定電力消費量は異なることに留意が必要。

(出所) 各社の公表する2010年7月分、2013年7月分の標準家庭の電気料金。

電気代値上がりによる生活への影響（地域別）



JYUKANKYO RESEARCH INSTITUTE INC.

■7割の世帯が電気代値上がりを実感

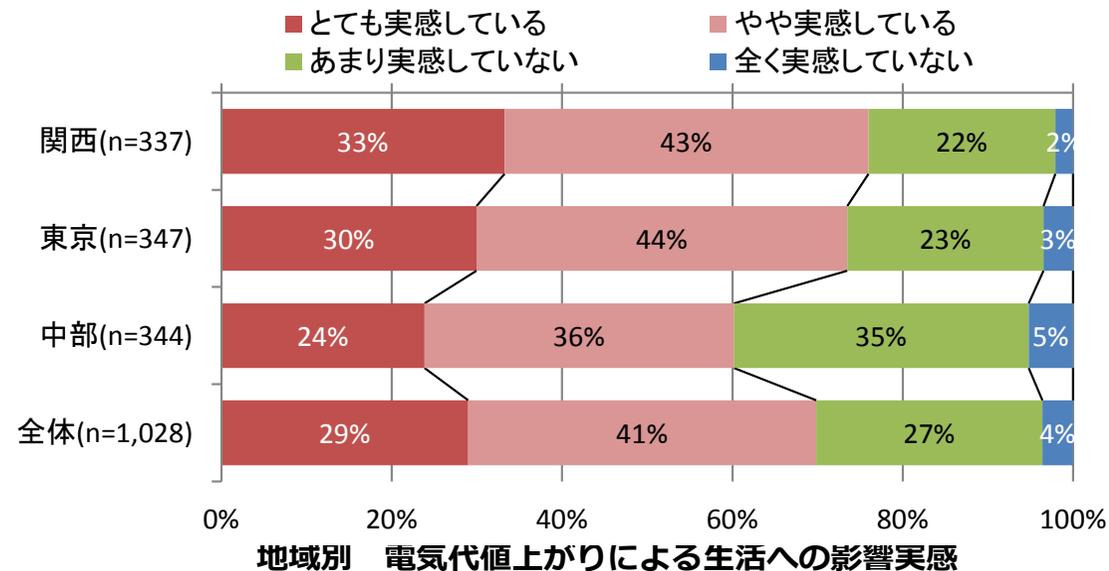
- 料金値上げを実施した関西・東京では、電気代値上がりによる生活への影響を実感している世帯が7割以上
- 料金値上げ前の中部でも、6割が電気代値上がりを実感

調査対象地域の電気料金値上げ状況

	料金値上げ (平均)	燃料 調整額	再エネ 賦課金	電気代 上昇率*
関西	9.75%	各社上昇	電力10社 一律増額	19.3%
東京	8.46%			25.2%
中部	値上げなし			15.5%

(注) 各社標準家庭の2010年7月分に対する、2013年7月分の電気料金の上昇率。
各電力会社で標準家庭の想定電力消費量は異なることに留意が必要。

(出所) 各社の公表する2010年7月分、2013年7月分の標準家庭の電気料金。



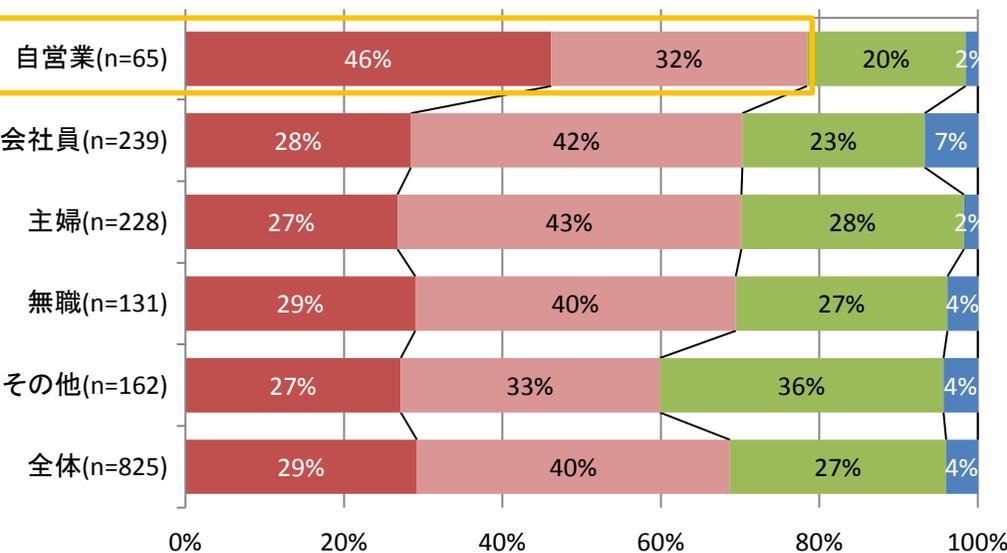
(注) 購入していない・わからないと回答した人を除く

電気代値上がりによる生活への影響（属性別）

■自営業、高齢世帯、子育て世代が特に値上がりを実感

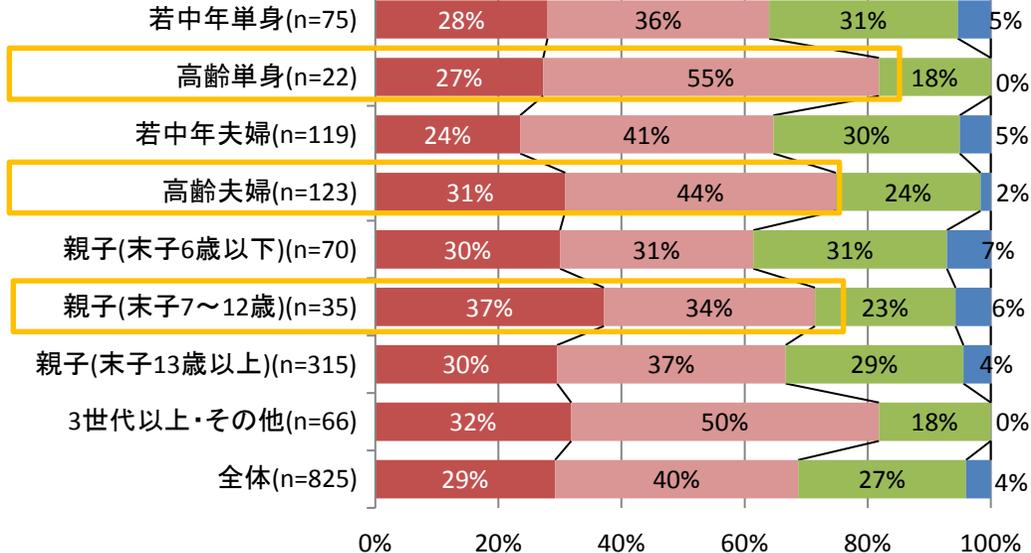
- 職業別には、自営業が特に強く電気代値上がりを実感している
- 世帯類型別には、高齢の単身・夫婦世帯や、末子が小学生の親子世帯が電気代値上がりを強く実感している

■とても実感している ■やや実感している ■あまり実感していない ■全く実感していない



回答者職業別 電気代値上がりによる生活への影響実感

(注) 電気を「購入していない・わからない」と回答した世帯、回答者職業不明の世帯を除く



世帯類型別 電気代値上がりによる生活への影響実感

(注) 電気を「購入していない・わからない」と回答した世帯、回答者職業不明の世帯を除く
 高齢世帯：回答者が65歳以上の世帯

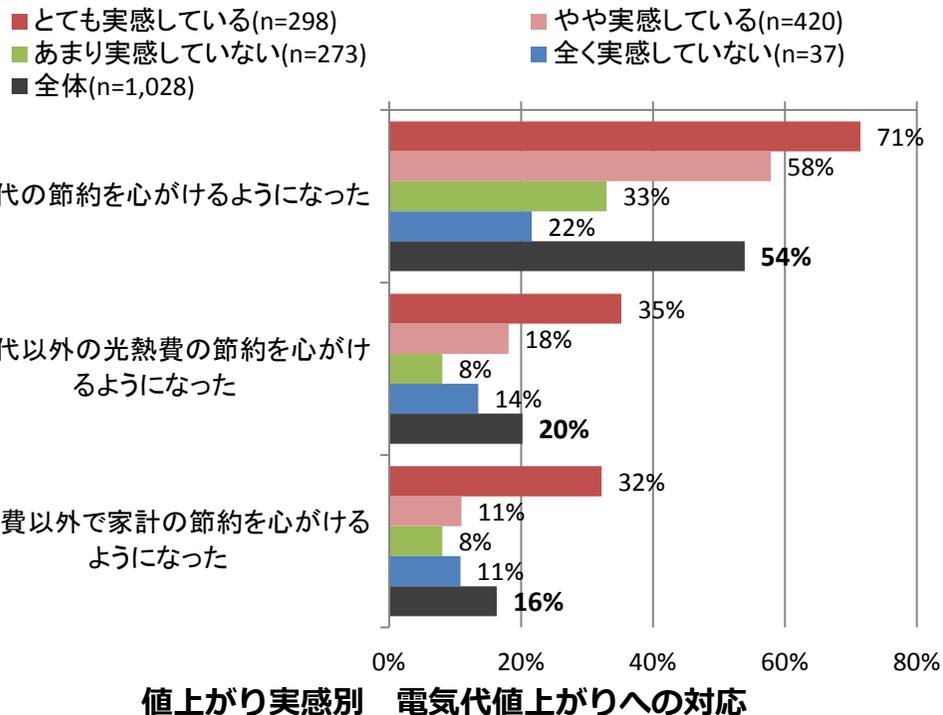
電気代値上がりへの対応



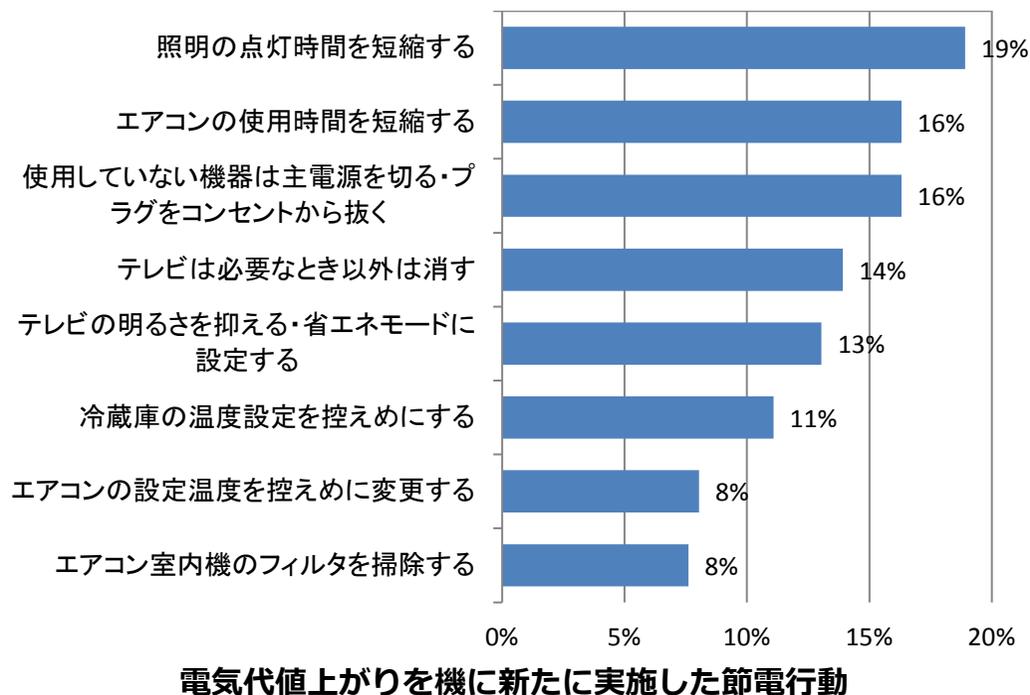
JYUKANKYO RESEARCH INSTITUTE INC.

■電気代値上がりにより半数以上の世帯が節電

- 回答者の半数以上が電気代節約を心がけるようになっている
 - 値上がりを強く実感している世帯は、7割が電気代を節約している他、光熱費以外も含めて節約意識を高めている
 - 照明やエアコンの短縮・待機時電力の削減などの節電行動が実施されている



(注) 電気を「購入していない・わからない」と回答した世帯除く



(注) 「電気代の節約を心がけるようになった」世帯の回答

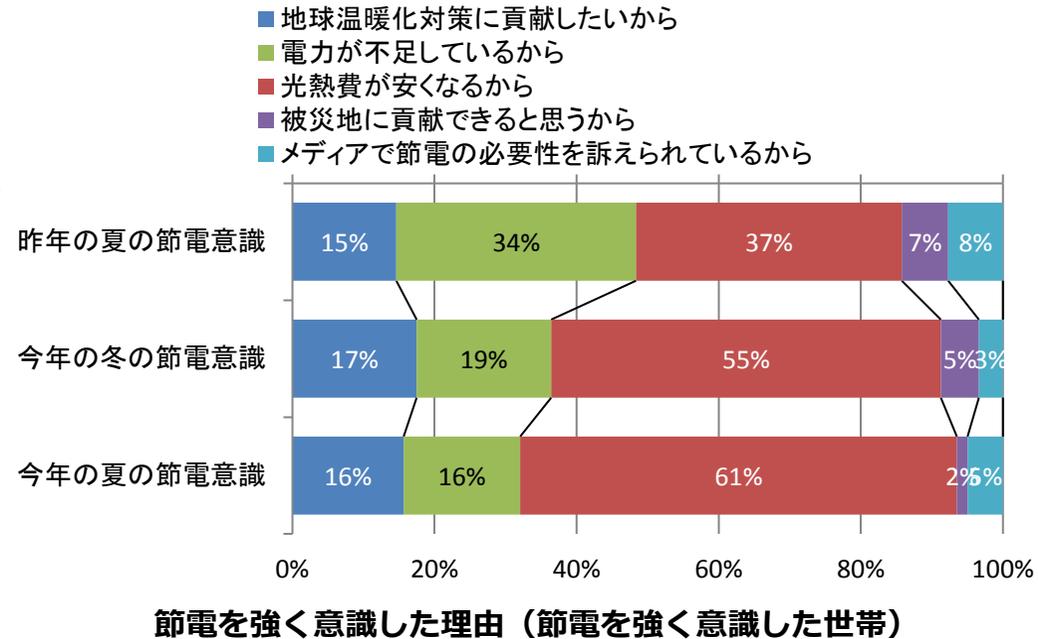
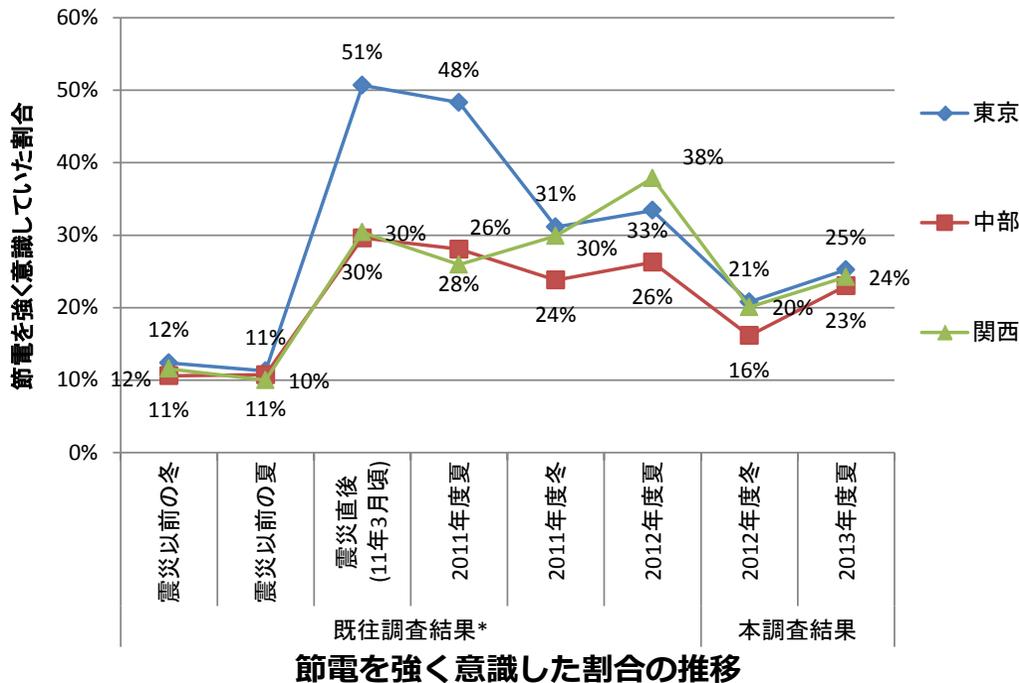
東日本大震災以降の節電意識



JYUKANKYO RESEARCH INSTITUTE INC.

■ 節電意識はこの夏も継続

- 今夏、節電を強く意識していた世帯の割合は23～25%
 - 震災以降は徐々に低下傾向にあるが、震災以前に比べると2倍程度
- 今夏、節電を強く意識していた理由は、光熱費削減が6割と最多
 - 節電理由は、電力不足から光熱費削減に移行している

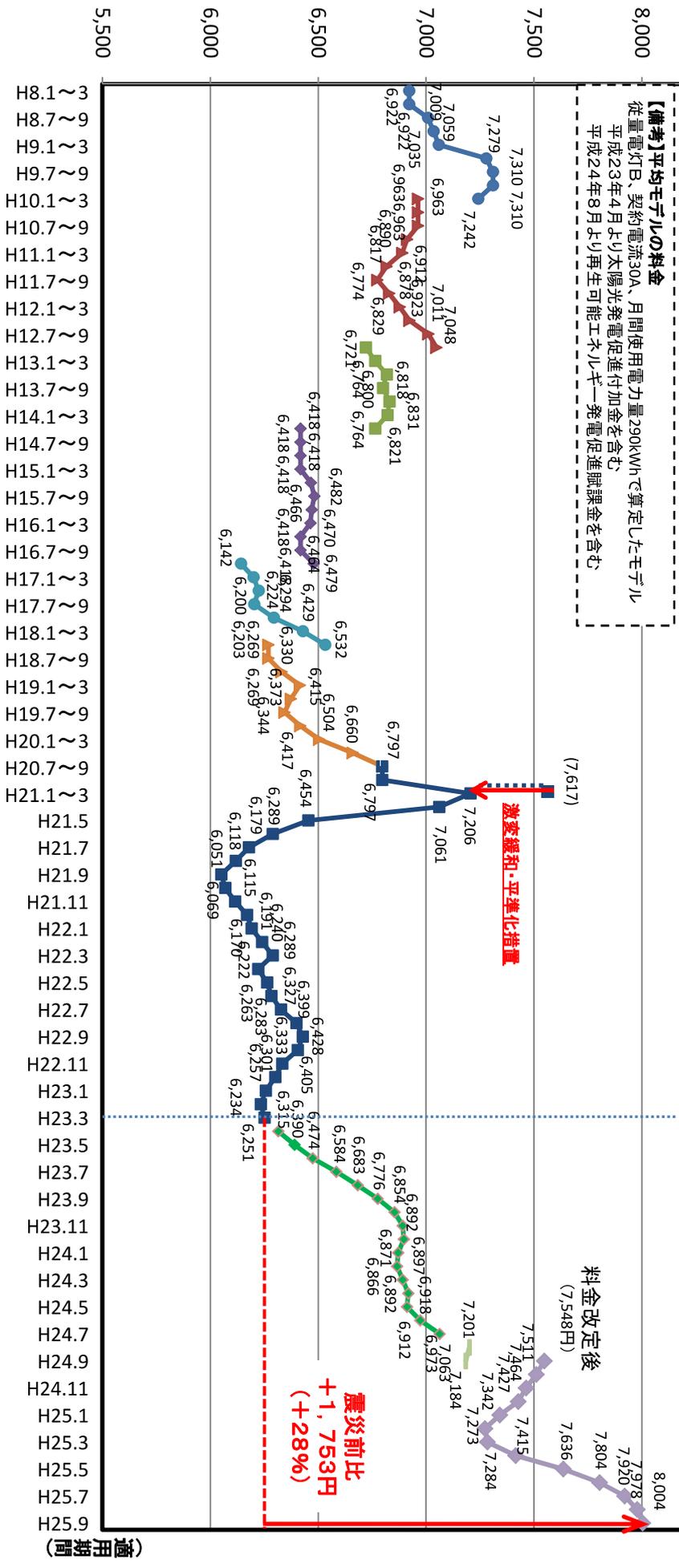


(出所) 既往調査：環境省「平成24年度節電・CO₂削減のための構造分析・実践促進モデル事業推進医学業務」,平成25年3月

1. (1) ④電気料金 (標準世帯のモデル料金) の推移

■震災以降、原発の停止に伴う化石燃料消費の増加による電気料金の増大、及び燃料価格の上昇により、電気料金(標準世帯のモデル料金)は震災前と比べ、平均で2割程度上昇している。

(円/月) 燃料費調整制度導入後の標準世帯料金の推移 (東京電力の場合)

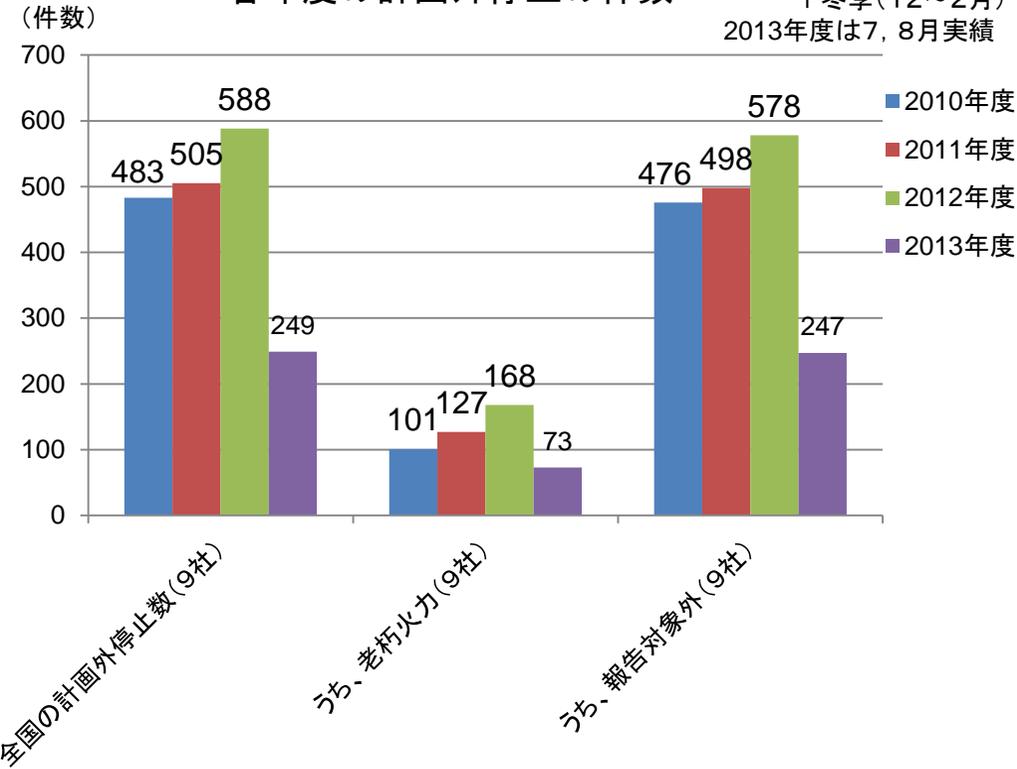


※総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 第2回会合 資料2より

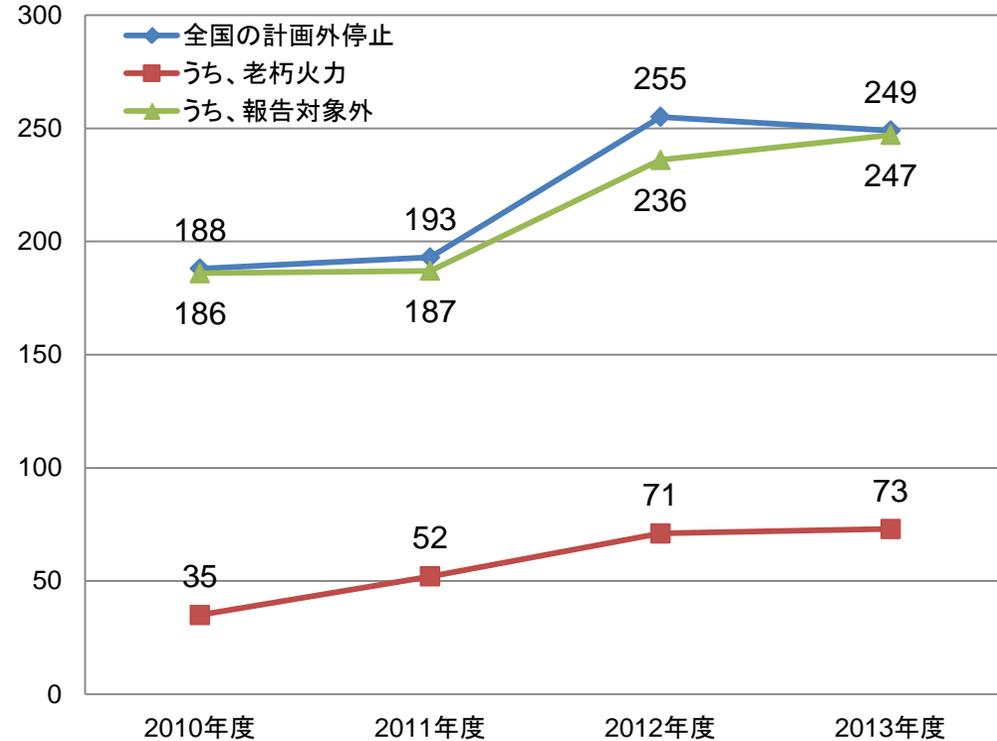
- 震災後は原子力発電所が停止し、火力発電の稼働率が増加。計画外停止の件数は、老朽火力を含め増加傾向。
- ただし、異音発生に伴う停止等、産業保安監督部に報告義務がない、未然防止のための早期対応を含む。

各年度の計画外停止の件数

対象：夏季(7～9月)
+冬季(12～2月)
2013年度は7、8月実績



夏季(7～8月、9社計)



注1) 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。

注2) 報告対象：電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。

注3) 老朽火力：2012年に運転開始から40年を経過した火力。

火力発電設備の安定運転に向けた 取り組みについて

2013年10月9日
北海道電力株式会社

目 次

1. 火力発電所 設備一覧 P. 1
2. 発電設備の異常兆候の早期発見に向けた取り組み P. 2
3. 不具合発生時の早期復旧に向けた取り組み P. 5
4. 重負荷期に向けた安定運転確保の取り組み P. 10

1. 火力発電所 設備一覧

		発電所	出力 万kW	燃料	運開年月日	経過年月
汽力	奈井江	1号機	17.5	石炭	1968/ 5/31	45年 4ヶ月
		2号機	17.5		1970/ 2/15	43年 7ヶ月
	砂川	3号機	12.5	石炭	1977/ 6/10	36年 3ヶ月
		4号機	12.5		1982/ 5/20	31年 4ヶ月
	苫東厚真	1号機	35	石炭	1980/10/31	32年11ヶ月
		2号機	60		1985/10/ 4	27年11ヶ月
		4号機	70		2002/ 6/17	11年 3ヶ月
	苫小牧	1号機	25	石油	1973/11/15	39年10ヶ月
	伊達	1号機	35	石油	1978/11/30	34年10ヶ月
		2号機	35		1980/ 3/14	33年 6ヶ月
	知内	1号機	35	石油	1983/12/16	29年 9ヶ月
		2号機	35		1998/ 9/25	15年 0ヶ月
苫小牧共同火力	3号機	25	石油	1974/ 4/1	39年 5ヶ月	
ガスタービン	音別	1号機	7.4	石油	1978/ 5/11	35年 4ヶ月
		2号機	7.4			
			計 429.8			

※経過年月は2013年9月末時点

※離島火力、IPP、緊急設置電源は除く

2. 発電設備の異常兆候の早期発見に向けた取り組み

〔パトロール体制の強化〕

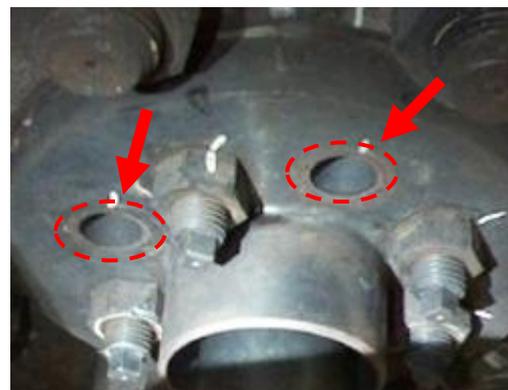
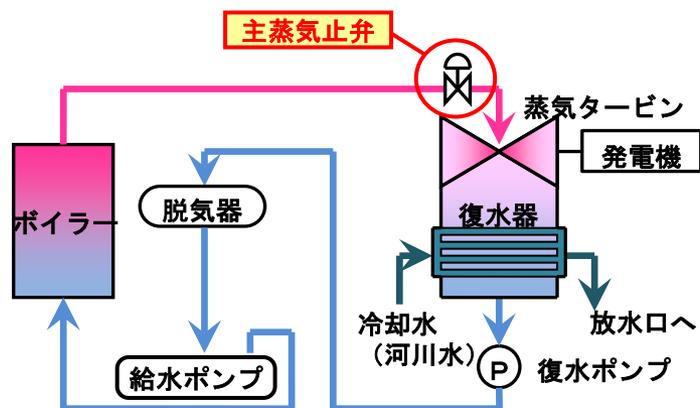
- ▶ 保安規程等に基づき実施している通常の運転員によるパトロール（3回／日）に加え、他の日勤社員、協力会社等によるパトロールを実施し、さまざまな目で設備の状況を確認することにより異常兆候の早期発見に取り組んでいます。



現場でのパトロール状況

※パトロールによる異常兆候発見事例

- (例1) 奈井江発電所2号機（17.5万kW、石炭）主蒸気止弁部品固定ボルト折損
主蒸気止弁の部品を固定しているボルト8本中2本が折損していることを確認し、需給上可能な時期にユニットを停止してボルト取替作業を実施した。



ボルト折損脱落状況

(例2) 砂川発電所4号機（12.5万kW、石炭）タービン付属配管蒸気漏洩

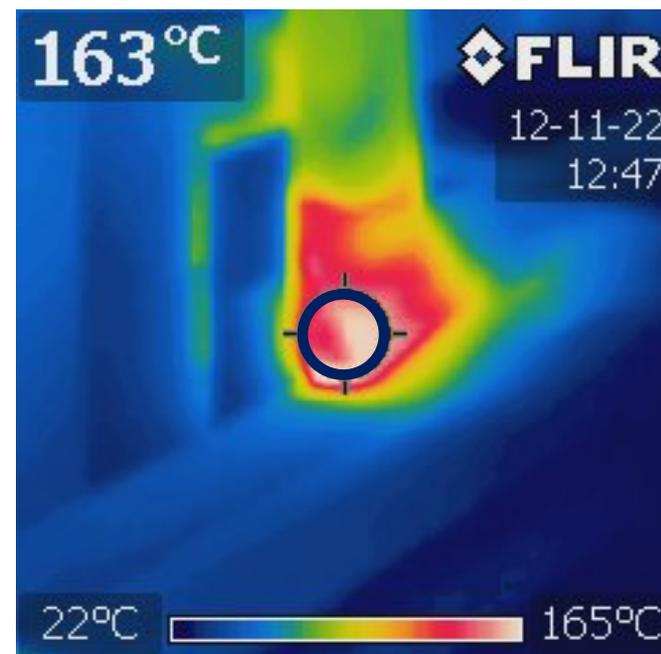
配管からの蒸気漏洩を確認し、需給上可能な時期にユニットを停止して配管の取替作業を実施した。

当該部は過去の同様の不具合を踏まえ、重点的なパトロールを行った結果、早期発見に至ったものである。

ユニット停止までは温度測定により監視強化した。



蒸気漏洩箇所



サーモグラフィによる温度監視状況

〔運転監視の強化〕

- 現場計器を含む運転データ（温度、圧力、流量、振動、電流等）採取・確認の頻度を増やして傾向を監視することにより異常兆候の早期発見に取り組んでいます。



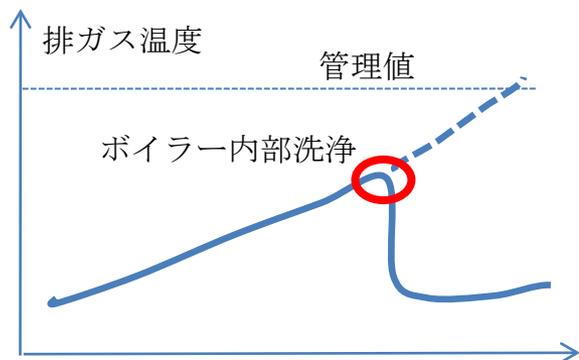
中央操作室での監視状況

※運転データ傾向監視による異常兆候発見事例

（例1）苫小牧発電所1号機（25万kW、石油）ボイラー内灰付着量増加による排ガス温度上昇

高稼働運転に伴いボイラー内灰付着量が増加し、蒸気への伝熱が阻害されることにより排ガス温度が上昇する。

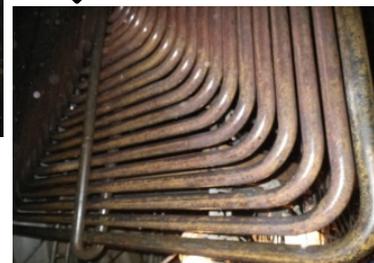
排ガス温度上昇傾向から今後の予測を行い、需給状況の厳しい時期にボイラー内部洗浄作業が必要とならないよう、需給上可能な時期にユニットを停止して洗浄作業を実施した。



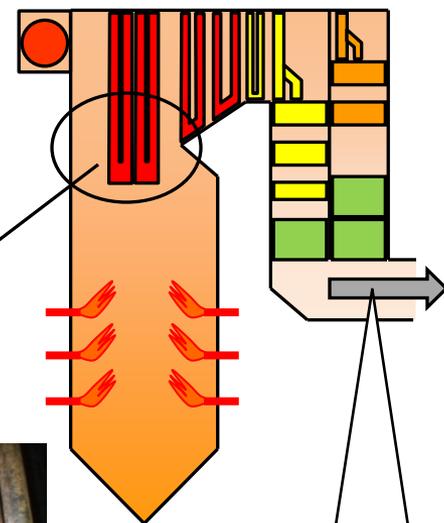
排ガス温度上昇傾向監視・予測のイメージ



清掃前
（黒く見えるのが
付着した灰）



清掃後



ボイラー内灰付着量増加による伝熱阻害により、排ガス温度が上昇

3. 不具合発生時の早期復旧に向けた取り組み

〔資機材の確保〕

- ▶ 長納期部品（通風機動翼等）の予備品の設置、不具合実績を踏まえた消耗品（パッキン・軸受等）や汎用材料の確保、発電所間の予備品共有化により、不具合発生時の復旧期間の短縮に努めています。

(事例)	資機材名
長納期部品	通風機動翼、ボイラーチューブ、微粉炭機ピニオンギア、バグフィルターろ布 等
消耗品・汎用材料	マンホールパッキン、ポンプガスケット、電動機軸受、小口径配管・弁 等

〔補修作業体制の確保(24時間作業)〕

- ▶ グループ会社、協力会社との情報連絡を密にして、緊急時には作業員を速やかに確保できるよう連絡体制を確立し、夜間や休日に工事を実施したり、24時間作業で工事を実施するなど最短工程での復旧に努めています。

【不具合発生時の補修作業事例】

(事例)	補修内容 (24時間作業)	補修日数
苫東厚真発電所 4号機 (70万kW)	平成25年6月、ボイラー内部蒸気管からの蒸気漏洩が確認され、ユニットを停止した。ボイラー内部の足場組立解体、類似箇所点検、損傷管の取替等全ての作業を24時間体制で実施し、最短工程で復旧した。	22日 (50日)

※ () 内記載の日数は夜間・休日作業、24時間作業をしなかった場合の日数

工 事 工 程 表

作業項目	暦日日数																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
工事 ボイラー強制冷却																						
ボイラー内部足場組立解体	作業用足場組立																			作業用足場解体		
ボイラー内部点検	配管内厚検査、浸透探傷検査他																					
損傷管取替作業 (検査含む)	損傷切断、溶接取付 (熱処理含む)、非破壊検査他																					
ボイラ水圧試験																						
(主蒸気管ドレン配管損傷部補修) ※ 損傷配管他取替作業 (検査含む)	※ユニット起動過程において、新たに確認された不具合への対処										損傷切断、溶接取付、非破壊検査他											
ユニット起動操作																						

【不具合発生時の補修作業事例】

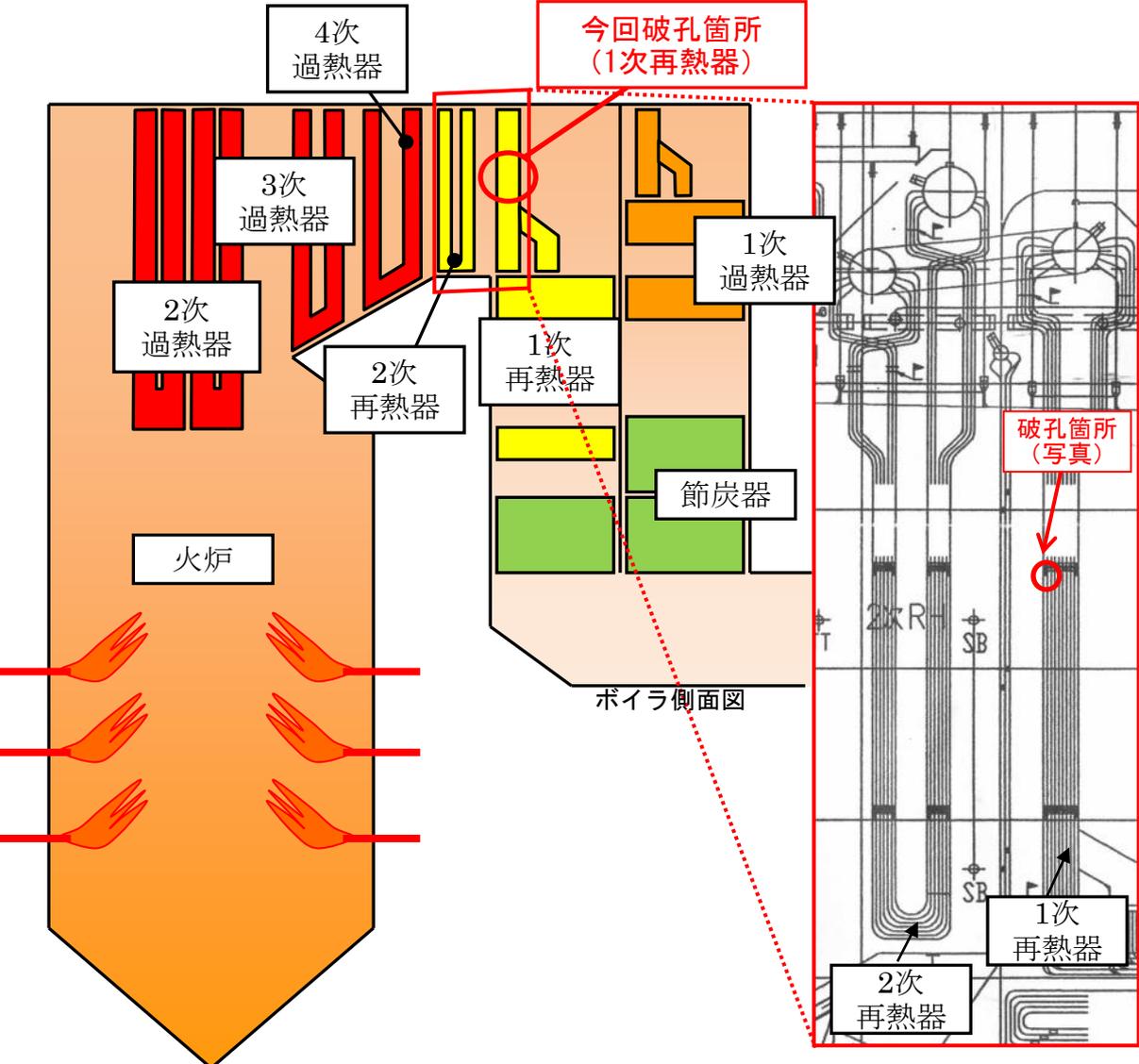
(事例)	補修内容 (24時間作業)	補修日数
伊達発電所 燃料パイプライン (35万kW×2基)	平成25年7月、燃料パイプライン(外径318.5mm、総長約25km)配管肉厚検査により基準を下回る肉厚が確認され、燃料の輸送を停止した。当該箇所を取替作業には道路交通規制等が発生するため、地元関係箇所と調整し、24時間作業の了解を得て、最短工程で復旧した。	37日 (74日)

※ () 内記載の日数は夜間・休日作業、24時間作業をしなかった場合の日数

工 事 工 程 表

作業項目	暦日 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37
工事 土木工事	
配管工事 (検査、保温含む)	
電気・計装工事	
電気防食工事	

【参考】 苫東厚真発電所 4号機の損傷状況



【図】 苫東厚真発電所 4号機ボイラー概要図

【参考】伊達発電所燃料パイプラインの作業状況



〔今夏の安定運転に向けた取り組み〕

- ▶ 発電設備の今夏の安定運転に向け、今年度定期点検を行わないユニットについては、設備状況や過去に発生した不具合を勘案し、可能な限りの設備点検を実施いたしました。

【今夏前に実施した火力発電設備の主な点検・補修実績】

ユニット	主な点検内容	補修日数
砂川発電所 3号機 (12.5万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 管の減肉が確認されている <u>ボイラー内部蒸気管（2次過熱器管）の取替</u>を実施 ・ 劣化の進展が確認されているため、<u>集じん装置（バグフィルタ）ろ布の取替</u>を実施 	19日 (47日)
伊達発電所 1号機 (35万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 煙突からの降灰の未然防止のため、<u>煙突内部清掃</u>を実施 	5日 (8日)
苫小牧発電所 1号機 (25万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・ ボイラー内灰付着量増加に伴う排ガス温度上昇対策として <u>ボイラー内部洗浄</u>を実施 ・ 海水漏洩の未然防止のため、<u>復水器細管の肉厚測定および補修</u>を実施 	23日 (58日)
知内発電所 2号機 (35万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電気式集じん装置灰詰りの未然防止のため、<u>内部点検清掃</u>を実施 	11日 (21日)
苫小牧発電所 1号機 (25万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 煙突からの降灰の未然防止のため、<u>煙突内部清掃</u>を実施 	4日 (6日)

※（ ）内記載の日数は夜間・休日作業、24時間作業をしなかった場合の日数

【今夏前に実施した火力発電設備の主な点検・補修実績】

■ : 重負荷期安定運転に向けた補修作業等
■ : 定期点検

	平成25年				特記事項
	4月	5月	6月	7月	
砂川3号機			■		6月[19日間]:ボイラー内部蒸気管取替
砂川4号機					
奈井江1号機	■	■	■	■	3~7月[113日間]:定期点検
奈井江2号機			■		6月[5日間]:蒸気タービン制御装置点検
苫東厚真1号機		■	■	■	4~6月[55日間]:定期点検 6月[3日間]:ボイラー安全弁修繕
苫東厚真2号機	■				4月[7日間]:特定化学設備点検
苫東厚真4号機				■	6~7月[22日間]:ボイラー内部蒸気管修繕
苫小牧1号機	■		■		4月[4日間]:煙突内部清掃 5~6月[23日間]:ボイラー内部洗浄
伊達1号機		■			5月[5日間]:煙突内部清掃
伊達2号機		■	■	■	5月[8日間]:ボイラー内部蒸気管修繕、5月[3日間]:復水器細管修繕、7~10月[82日間]:定期点検
知内1号機		■	■	■	4~8月[121日間]:定期点検
知内2号機	■				3~4月[11日間]:電気式集じん装置内部点検清掃
音別1・2号機			■		6月[7日間]:ガスタービン制御装置点検他
共同火力3号機			■		6月[4日間]:煙突内部清掃

〔今冬の安定運転に向けた取り組み〕

- ▶ 冬季の発電設備の安定運転を確保するため、需給状況が緩和される秋季（10～12月初旬）に可能な限りの設備点検・補修を実施いたします。
- ▶ 作業にあたっては、24時間作業など最短工程での実施に努めます。

【秋季における火力発電設備の主な点検・補修計画】

ユニット	主な点検内容	補修日数 (予定)
苫東厚真発電所4号機 (70万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・強度の低下が確認されているため、<u>ボイラー内部蒸気管（1次再熱器管）の取替</u>を実施 ・長期の連続運転に伴い差圧上昇が懸念されるため、<u>脱硫装置付属装置の清掃</u>を実施 	22日 (54日)
苫東厚真発電所2号機 (60万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・海水漏洩の未然防止のため、<u>復水器細管の肉厚測定および補修</u>を実施 ・長期の連続運転に伴い差圧上昇が懸念されるため、<u>脱硫装置付属装置の清掃</u>を実施 	6日 (15日)
奈井江発電所2号機 (17.5万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・折損が確認されているため、<u>主蒸気止弁付属ボルトの取替</u>を実施 ・劣化の進展が確認されているため、<u>集じん装置（バグフィルタ）ろ布の取替</u>を実施 	17日 (29日)
知内発電所2号機 (35万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・電気式集じん装置灰詰りの未然防止のため、<u>内部点検清掃</u>を実施 	11日 (21日)
音別発電所1号機 (7.4万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・昨冬に発生した音別2号燃焼器損傷の水平展開として、<u>燃焼器の点検</u>を実施 	20日 (33日)
苫小牧発電所1号機 (25万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・煙突からの降灰の未然防止のため、<u>煙突内部清掃</u>を実施 	4日 (6日)
苫小牧共同火力3号機 (25万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ・煙突からの降灰の未然防止のため、<u>煙突内部清掃</u>を実施 	6日 (10日)

※（ ）内記載の日数は夜間・休日作業、24時間作業をしなかった場合の日数

太陽光発電供給力と電力需要の関係について

平成25年10月9日

九州電力株式会社

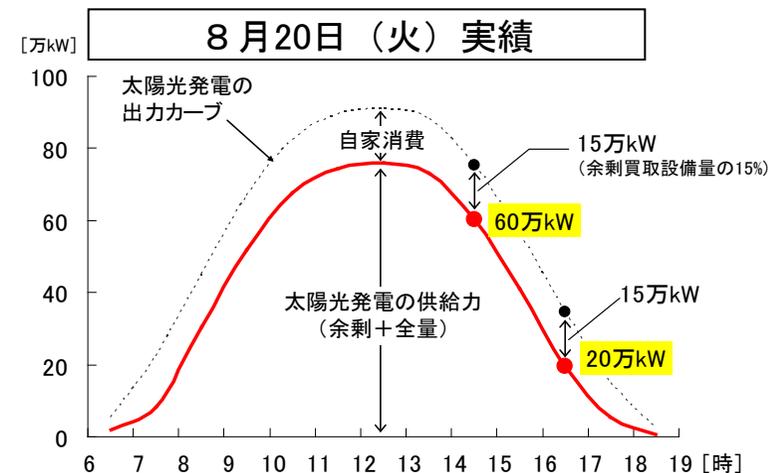
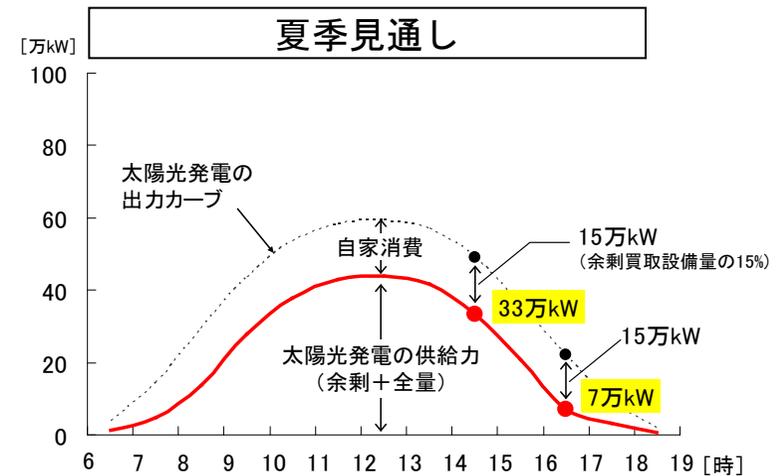
太陽光発電の供給力について（見通しと実績）

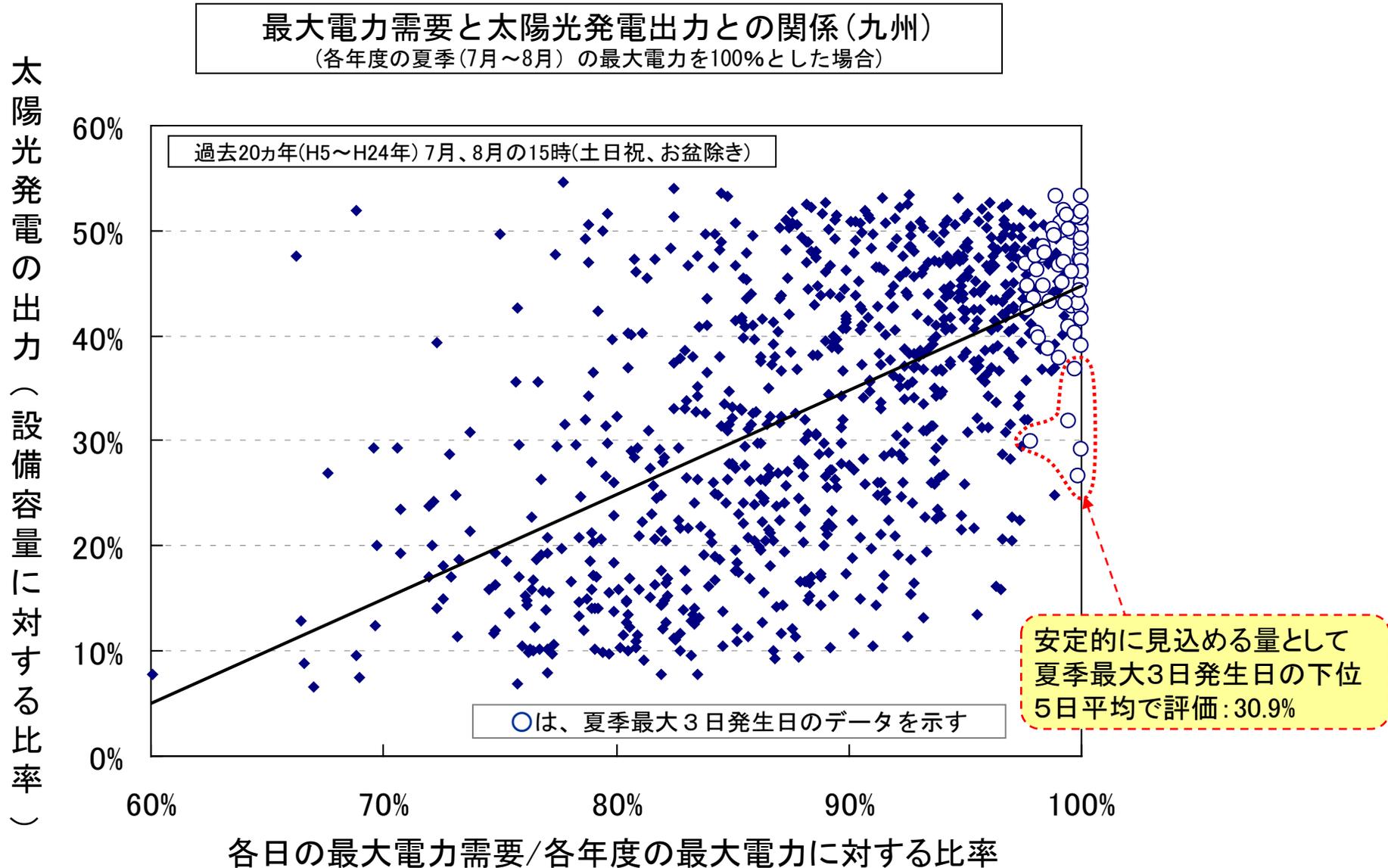
- 見通し時点では、安定的に見込める供給力として、直近20カ年における夏季(7・8月)上位3日の電力需要が発生した日(14～15時)の太陽光出力比率のうち、下位5日平均値を採用。
その結果、見通し時点では、想定した設備量に対し、太陽光供給力を33万kW(14～15時)と想定。
- 今夏最大電力発生日(8月20日)の太陽光供給力の実績は、太陽光発電の設備量はほぼ見通しどおりであり、好天に恵まれ日射量が増加したため、14～15時は60万kWとなり、見通しを+27万kW上回ったが、ピーク需要発生時間帯の16～17時は20万kWとなり、見通しを▲13万kW下回った。

			夏季見通し (14～15時)	夏季実績 (8/20 16～17時)	<参考> 夏季実績 (8/20 14～15時)
太陽光供給力 (万kW) [=①×b+②×a]			33	20 <▲13>	60 <+27>
内訳	I. 太陽光発電 設備量 (万kW) <small>(注)</small>	合計	159	160	160
		余剰買取 ①	107	103	103
		全量買取 } ②	51	57	57
		自社 メガソーラー }	0.3	0.3	0.3
	II. 出力比率 (%) (自家消費+供給力)		a	31%	21%
内訳	自家消費比率 (%)		15%	15%	15%
	供給力比率 (%)	b	16%	6%	31%

(注) 太陽光発電設備量はH25.7月末

< > 内は見通しとの差を示す

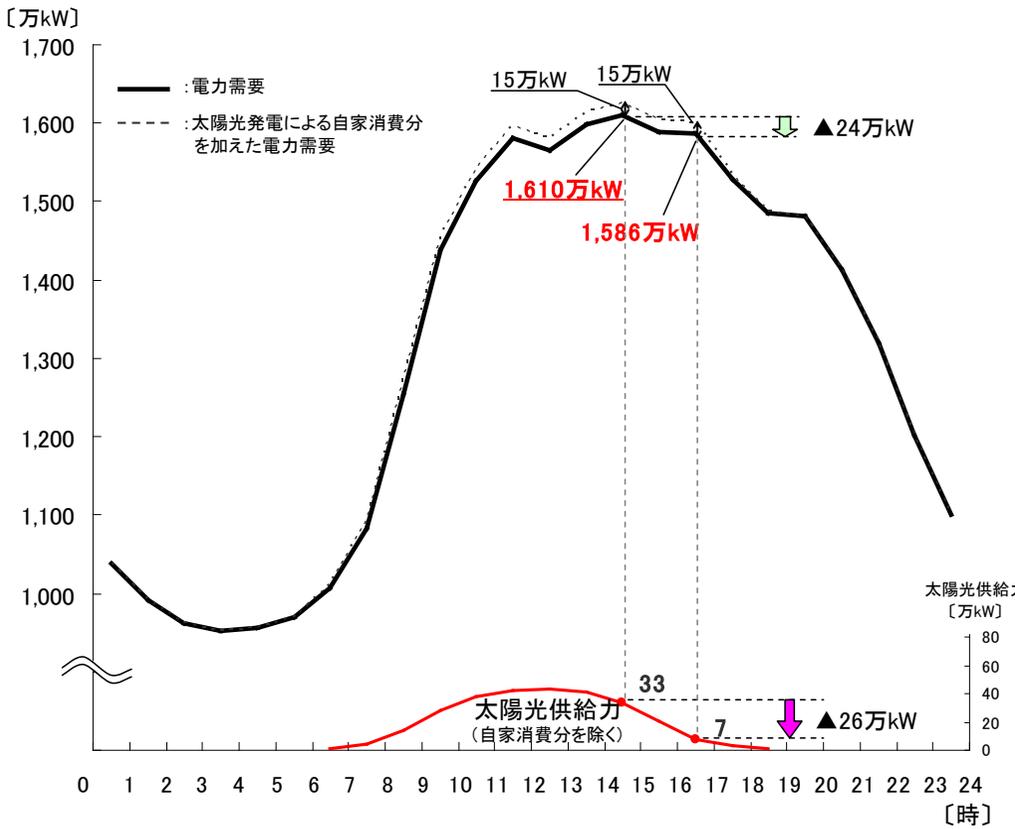




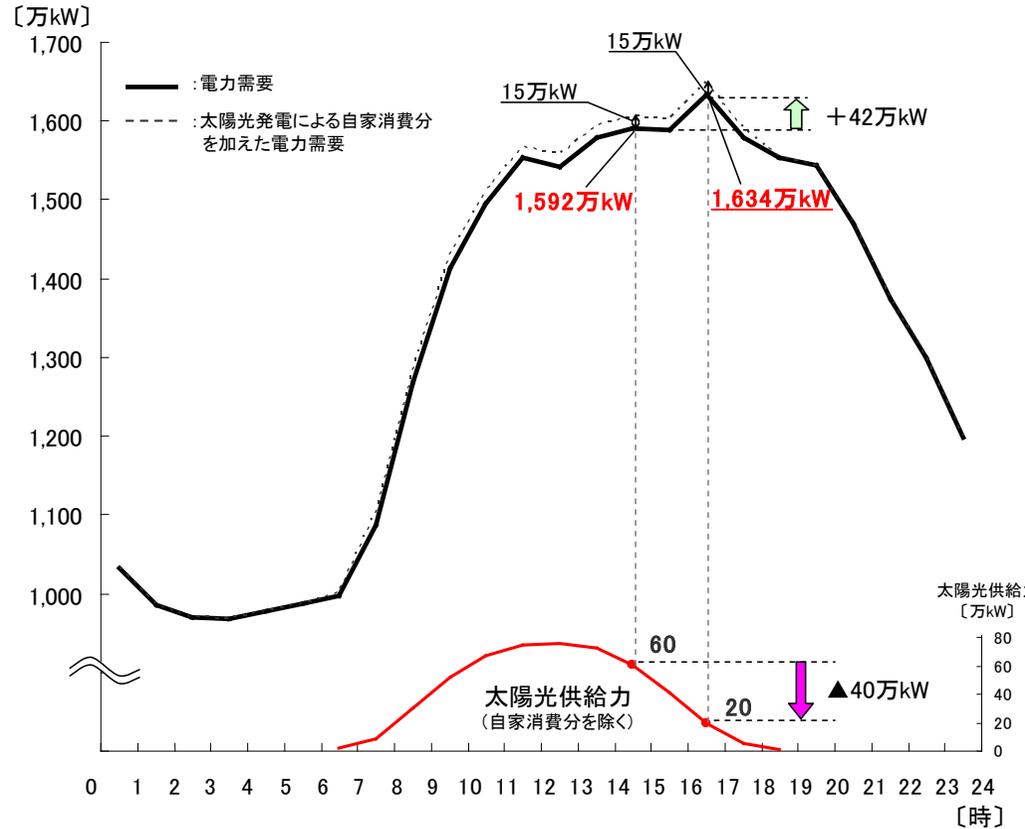
ピーク時間帯の移行に伴う需給への影響（太陽光供給力と電力需要の関係）

- 太陽光発電による自家消費分については、需要減少分として見通しに織り込んでおり、その影響量は14～15時、16～17時ともに15万kW程度。実績についても、余剰買取分の設備量実績がほぼ見通しどおりのため、見通しと同等。
- 今夏最大電力発生日(8/20)の電力需要は、ピークとなった16～17時が、14～15時に比べ42万kW増加。一方、太陽光供給力は、日射量の減少によって、16～17時が14～15時に比べ40万kW減少。

夏季見通し



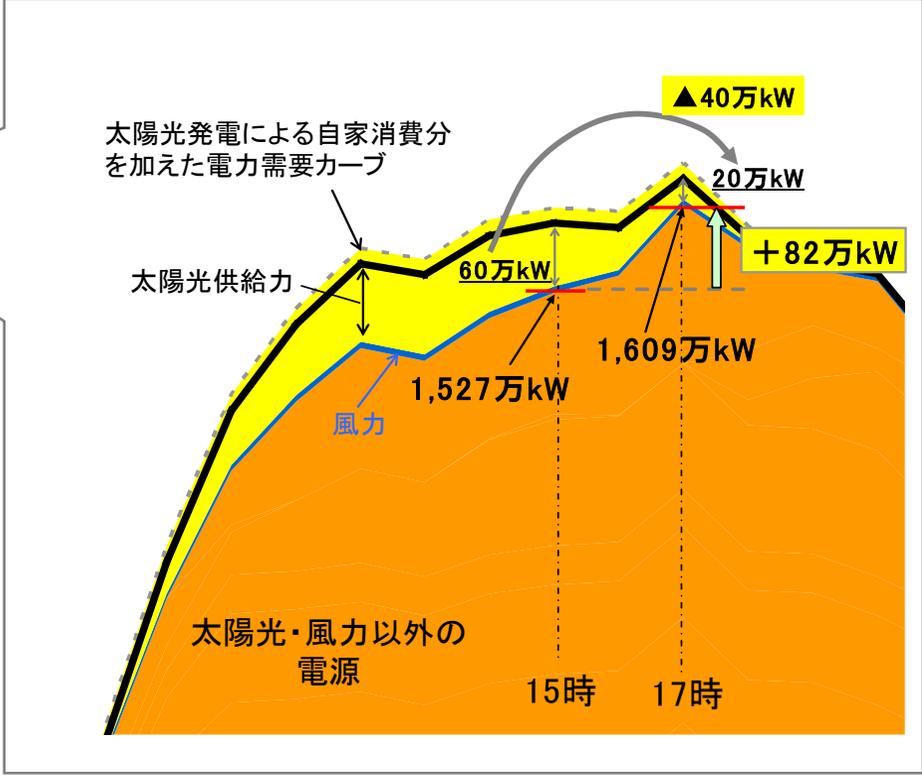
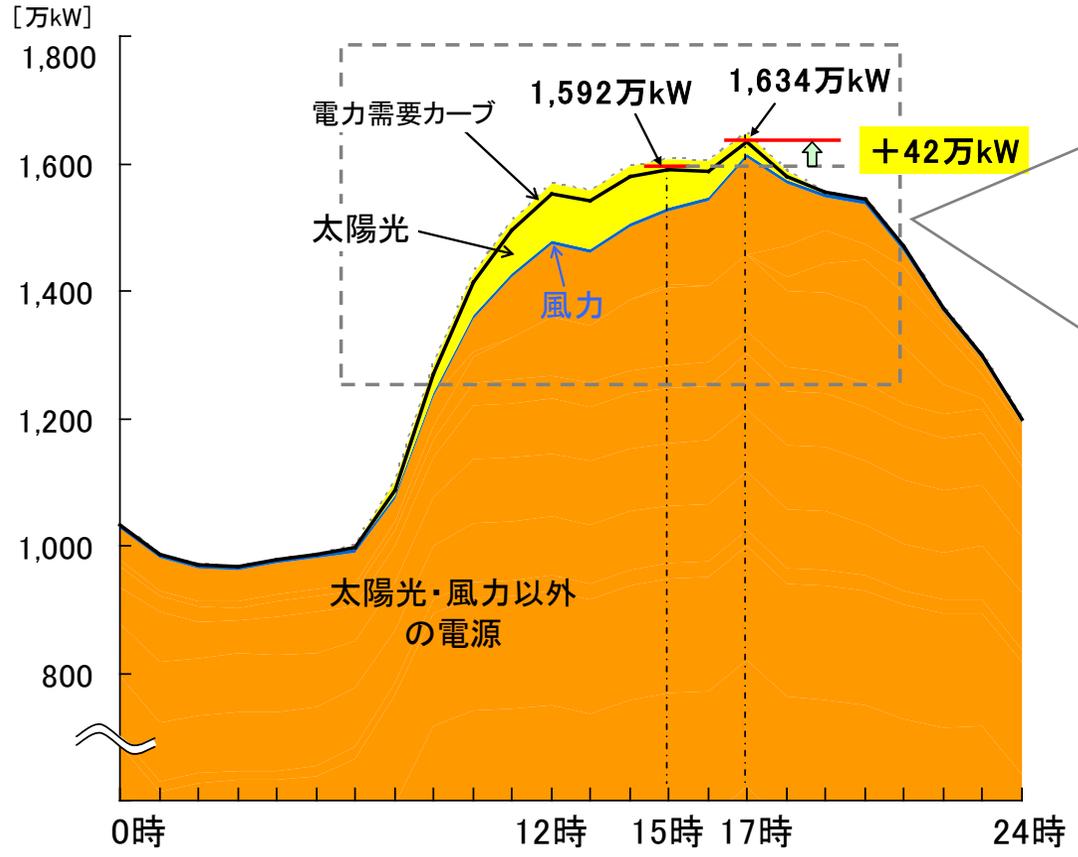
8月20日(火)実績



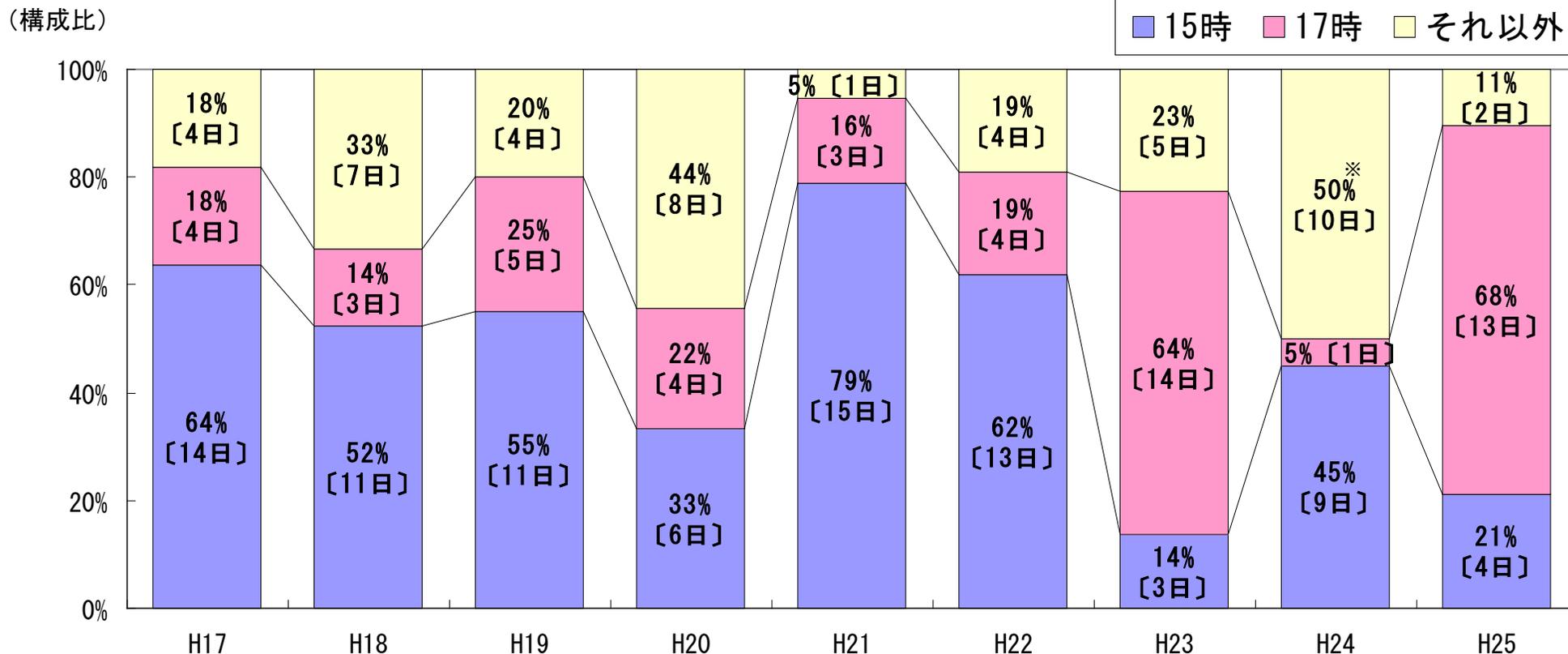
電力需要と自然変動電源（太陽光・風力）による供給力の関係

- 今夏最大電力発生日において、自然変動電源(太陽光・風力)以外で供給する電力需要のピークも最大電力需要が発生した、16～17時であり1,609万kW。
- 電力需要がピークとなった16～17時は、従来ピークであった14～15時と比べると、電力需要の増加は約40万kWであるが、自然変動電源(太陽光)が▲40万kW減少するため、自然変動電源以外で供給しなければならない増分の電力は、約80万kW。
- このため、1日のうち16～17時が最も厳しい需給状況となっている。

8月20日(火) 実績



- 震災以降、夏季計画調整契約の増加や、昼間帯を中心に節電にご協力いただいたことで、ピーク時間帯が16～17時に多く発生。
- 来夏以降、需給見通しにおけるピーク想定時間を16～17時とするかについては、今後の需要動向やお客さまの節電行動が不透明であるため、引き続き検討。



※ H24年夏は午後から天候が崩れる日が多かったため、ピーク時間帯が午前中 (11～12時) に発生。

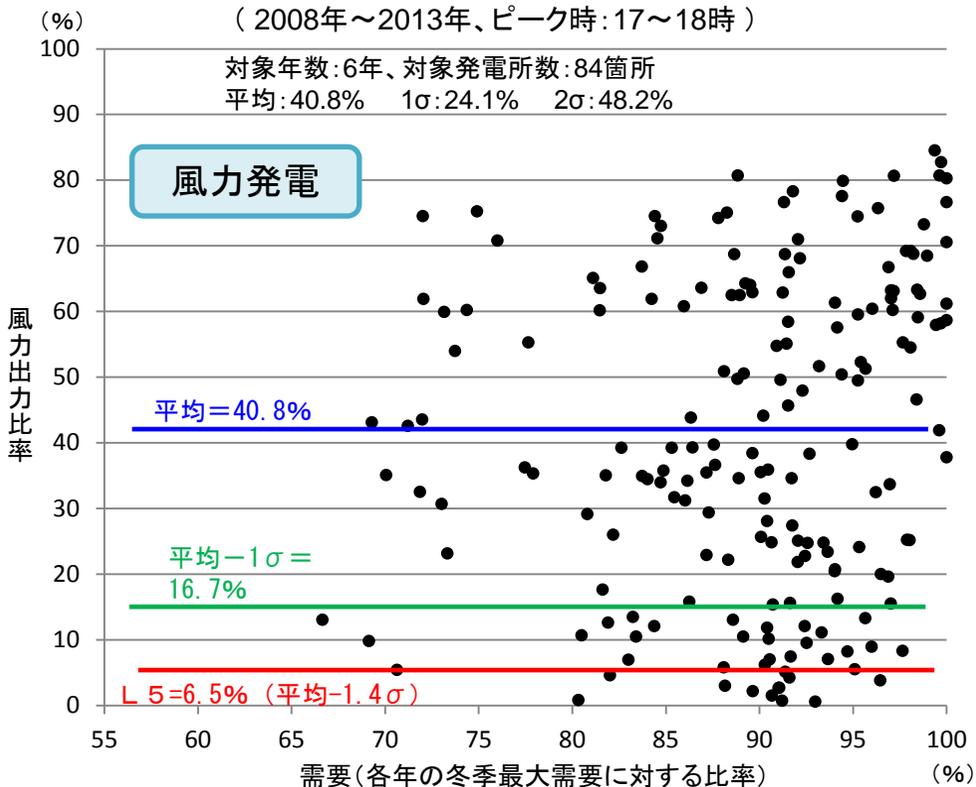
- 前回の委員会では、風力発電の供給力計上にあたっては、利用可能な発電実績データ期間が2～7年間と、水力(30年)や太陽光(20年)と比べ少なく、ピーク時に安定的に見込むことのリスクを懸念する声もあった。
- このため、発電実績データの対象期間が30年間である水力発電との比較を試みた。
- 風力発電は、データのばらつきが大きいものの、下位5日平均値(L5)については、水力発電のL5がいずれも「平均-1σ」付近であるのに対し、風力発電のL5は「平均-1σ」より下方に位置している。

事例1) 東北電力

1月の風力発電実績

(2008年～2013年、ピーク時:17～18時)

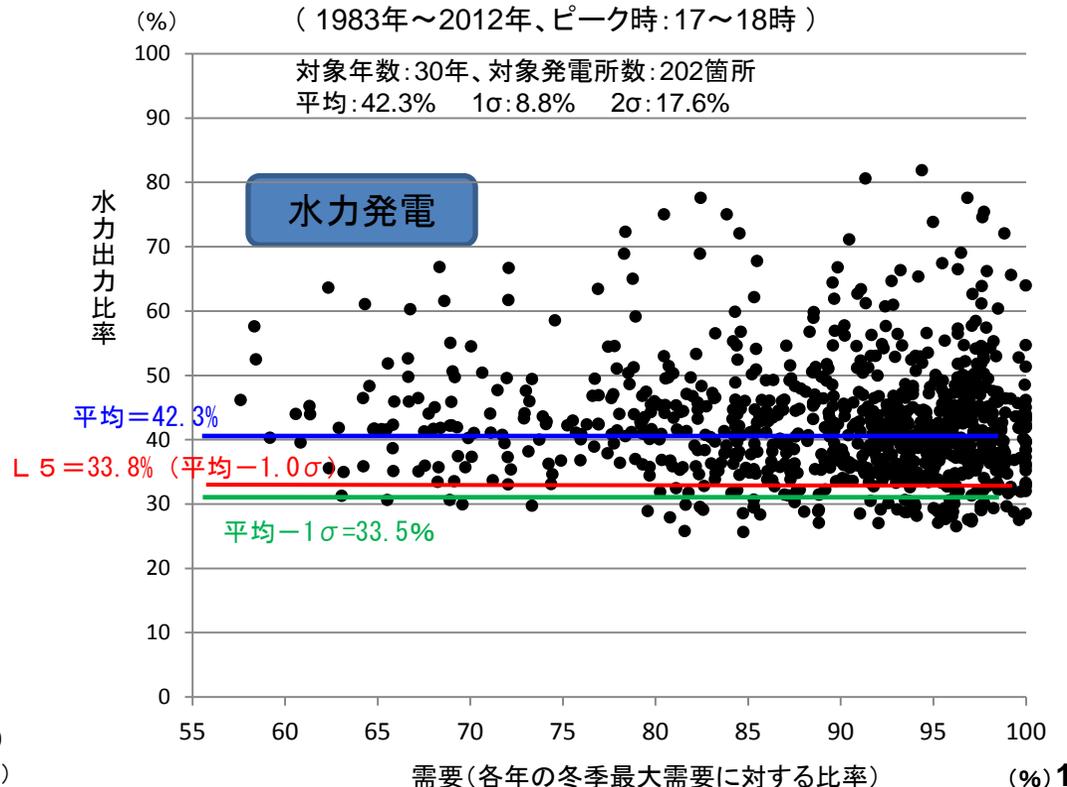
対象年数:6年、対象発電所数:84箇所
平均:40.8% 1σ:24.1% 2σ:48.2%



1月の水力発電実績

(1983年～2012年、ピーク時:17～18時)

対象年数:30年、対象発電所数:202箇所
平均:42.3% 1σ:8.8% 2σ:17.6%



風力発電の供給力評価②

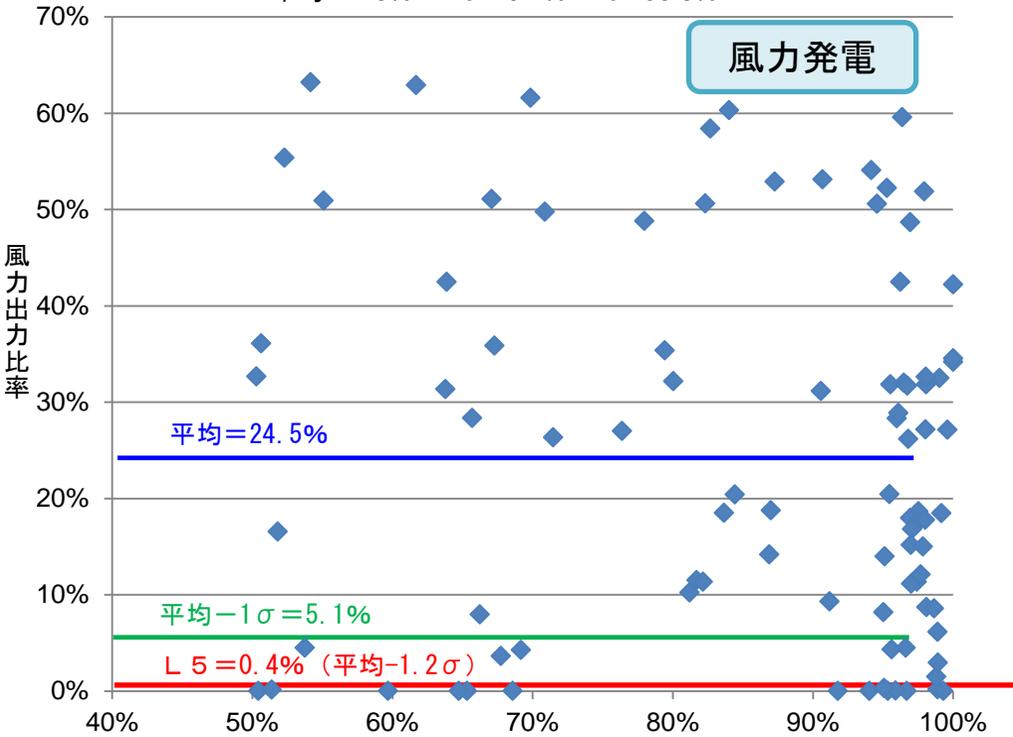
事例2) 中部電力

1月の風力発電実績

(2011年～2013年、ピーク時:9～10時)

対象年数:3年、対象発電所数:1力所
平均:24.5% 1σ:19.4% 2σ:38.8%

風力発電



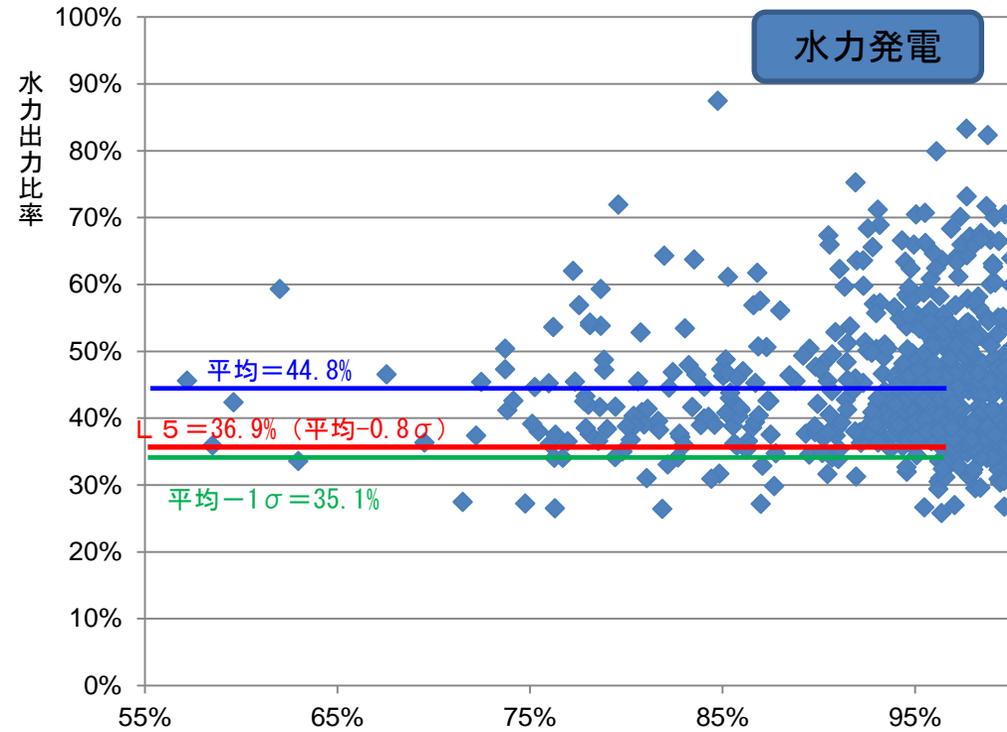
需要(各年の冬季最大需要に対する比率)

1月の水力発電実績

(1983年～2012年、ピーク時:9～10時)

対象年数:30年、対象発電所数:177力所
平均:44.8% 1σ:9.6% 2σ:19.2%

水力発電



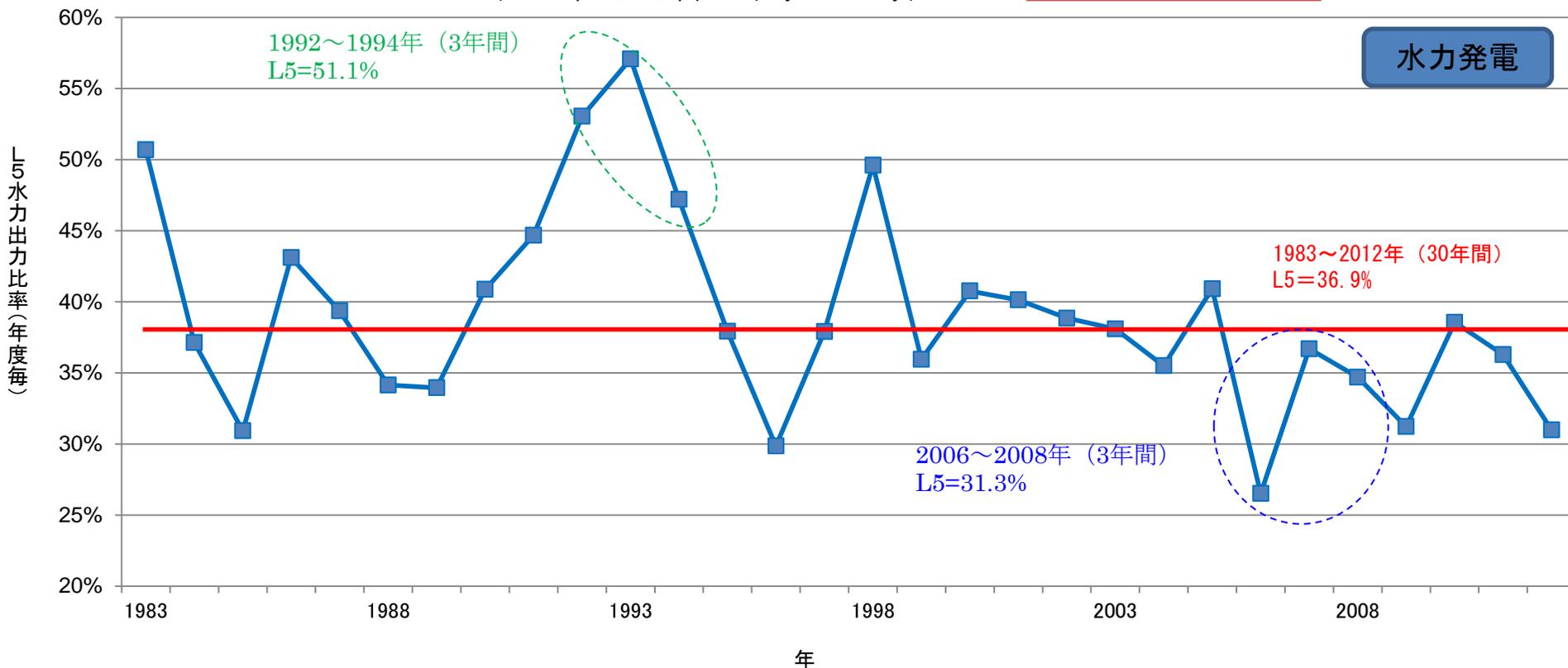
需要(各年の冬季最大需要に対する比率)

風力発電の供給力評価③

- 年ごとの出力のばらつきを踏まえれば、利用可能な発電実績データの対象期間が短い場合には、上振れ・下振れのリスクも大きくなる可能性がある。
- 風力発電の供給力について、今冬に向けてどのように評価すべきか。
 - ①水力発電等と同様、今冬よりL5評価として計上する。
 - ②データが相当程度そろった間(○年程度)は、引き続き供給力とは計上せず、参考値扱いとする。
- ①、②いずれの場合も、風力発電の供給力をどのように評価したかについて、明確に示すことは不可欠。

1月の水力発電実績
(1983年～2012年、ピーク時:9～10時)

事例) 中部電力



(参考1)風力発電について(前回提出資料)

- 風力発電は最大電力需要発生時にも天候の影響により出力がゼロとなることがあり、ピーク時に安定的に供給力として見込むことができないため、これまで供給力として計上しないと整理。
- 一方、2013年4月の需給検証小委員会での指摘を踏まえ、水力発電同様に、1月に供給力が低かった下位5日の平均出力比率を過去の実績データが把握可能な期間(2~7年間)で平均した値を試算した。
 - ・1月の毎日の最大需要発生時の風力出力比率※1が低かった下位5日の平均値を過去のデータが存在する期間※2で平均。
 - ・2013年度冬季の設備量に上記の出力比率を乗じて、風力発電の供給力を試算。

※1 風力発電は年々拡大傾向にあり出力実績(全体)では過去の実績を過小評価してしまうことになるため、太陽光発電の算定手法同様に、設備量に対する出力比率を用いて過去の実績の評価を行った。

※2 各社によって、発電実績データのある期間が異なる(2~7年程度)。

○風力発電の供給力を水力発電同様に、下位5日平均で評価した場合の試算結果(2014年1月)

(万kW,%)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力(万kW)		1.4	4.0	1.3	0.1	0.4	0.2	0.3	0.4	1	9.1
内訳	設備容量(万kW)	29	61.9	36.9	23.2	12	14.6	30.1	12	43	262.7
	出力比率(%)	4.8%	6.5%	3.6%	0.4%	3.2%	1.2%	1.1%	3.1%	2.3%	-
	発電実績データ期間	7年	6年	2年	3年	5年	5年	2年	6年	7年	-

(参考)2012年度冬季の実績

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力実績 (最大需要日)	6	38	9	2	4	6	15	6	4	90

(参考2)再生可能エネルギー等の算定手法について(前回提出資料)

○従前からの算定手法

	概要	対象期間	対象日	データ処理	データ諸元
水力発電	各月の供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間で平均した値	30年間	各月の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績(kW)
太陽光発電	各月の上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計(計60データ)し、このうち、下位5日の平均	20年間	各月の上位3日の電力需要発生日(3日)	60サンプル中、下位5日で評価(※)	アメダスの日射量データより算出した出力比率

※ 太陽光についても、2013年度春の需給検証委員会で下位10日の試算を行った。ただし、冬季はピーク時間帯が夕方となる地域が多いため、太陽光発電は基本的に供給力として見込めない。

(参考)2013年度春の需給検証委員会で、参考扱いとして試行的に実施した算定手法(風力発電)

	概要	対象期間	対象日	データ数	データ諸元
風力発電	各月の風力出力が低かった下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(2~7年間)で平均した値	2~7年間	月毎の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績より算出した出力比率