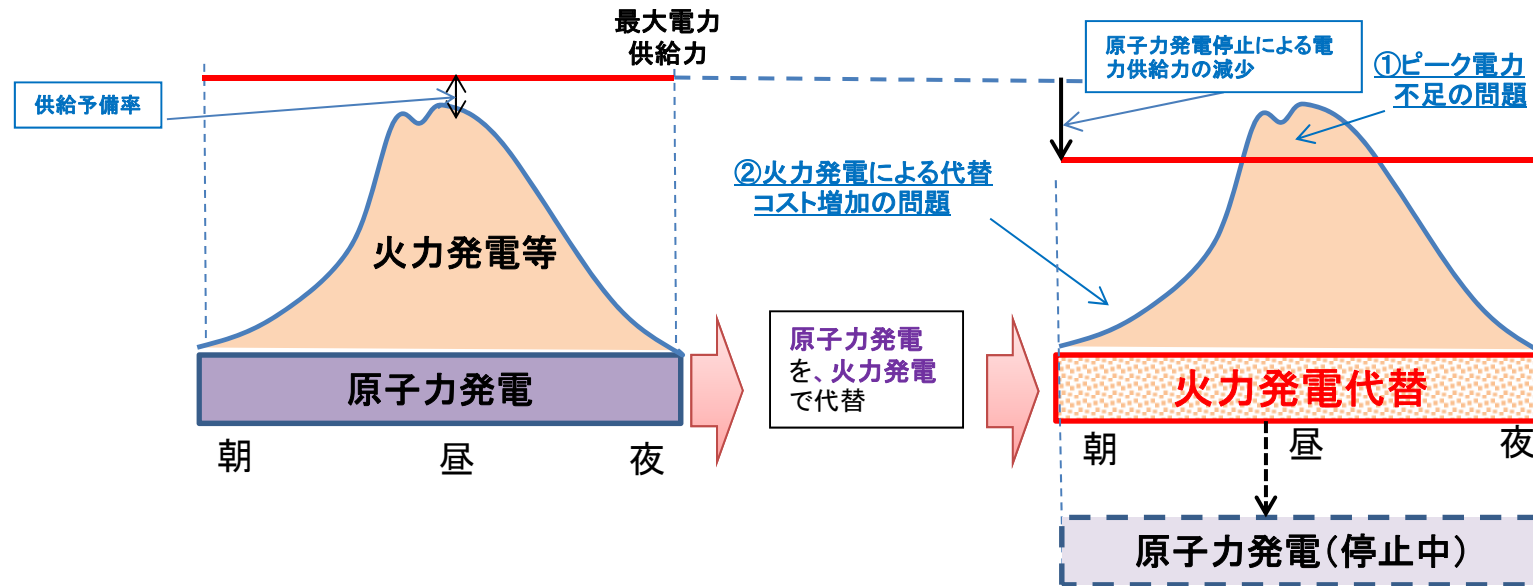


電力コストの抑制策について
(H24.5 第3回需給検証委員会
資料6からの変更について)

【実質的な変更点は赤字、追加ページはタイトルを赤字で記載】

電力コストの抑制について



原子力発電所の長期停止による火力発電代替の結果として追加的な燃料コストを直近データに基づき試算。

- 約3兆円超(約15兆円の日本の電気代の約2割)の燃料費上昇のリスク
- 燃料代替によるコスト増以外でも、需要家による自家発電導入、緊急設置電源設置など、社会全体でのコスト上昇要因

燃料費増加の見通し

平成24年度の燃料費の増加によるコストの上昇について、平成24年5月時点の試算値と直近のデータによる試算値を比較したところ、大飯3, 4号機の再稼働等により代替火力発電の減少が見込まれるが、石油火力の割合の上昇と、LNG火力及び石油火力の燃料価格上昇により、約0.1兆円の増加が見られた。

電力9社計	22年度実績	23年度実績	24年度推計	
			平成24年5月試算	直近試算
総コスト	約14.6兆円	約16.9兆円	約17.7兆円±α	約17.8兆円±α
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円(※1)	約6.7兆円±α	約6.8兆円±α
うち原発停止による燃料費増	—	+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 ※発電実績に基づく試算	+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	+3.2兆円(※2) 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +2.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約13.6%	約17.5%	約18.0%
原子力利用率	66.8%	25%	0.2%	3.8%

※1 9社の平成23年度有価証券報告書では、9社計で2.3兆円の燃料費が増加。

※2 3.2兆円の試算については、以下の平成24年度原子力発電分による燃料費減少分を考慮。

○泊3号機(～5月5日定期検査入、約8億kWh) 125億円

○大飯3, 4号機(7月再稼働～、約148億kWh) 1,950億円

(参考)原子力代替コストの諸元に用いた燃料単価について(直近試算)

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直近1年間の燃料の平均価格から、1kWh当たりの燃料単価を算出。

LNG燃料単価 = 11 円/kWh (5月時点の単価試算では10円/kWh)

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{LNG熱量}(54,600\text{MJ/t})^{*1} \times \text{LNG火力の熱効率}(43.41\%)^{*3}} \times (\text{LNG価格}(68,487\text{円/t}) * + \text{石油石炭税}(1,080\text{円/t})) \doteq 11 \text{円/kWh}$$

* LNG価格(68,487円/t) 2011年9月~2012年8月までの平均CIF価格(財務省公表速報値)(5月時点では2011年4月~2012年3月)

石油燃料単価 = 17 円/kWh (5月時点の単価試算では16円/kWh)

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{重油熱量}(41,200\text{MJ/kL})^{*1} \times \text{石油火力の熱効率}(37.27\%)^{*2}} \times \text{重油価格}(71,495\text{円/kL}) * \doteq 17 \text{円/kWh}$$

* 重油価格(71,495円/kL) 2011年7月~2012年6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)
ただし2012年4月~6月の最終価格は未決定の為仕切り値で試算(5月時点では2011年4月~2012年3月)

石炭燃料単価 = 4 円/kWh (5月時点の単価試算では4円/kWh)

$$\frac{1\text{kWh 当たりの熱量}(3.6\text{MJ/kWh})}{\text{石炭熱量}(25,700\text{MJ/t})^{*1} \times \text{石炭火力の熱効率}(40.20\%)^{*2}} \times (\text{石炭価格}(11,202\text{円/t}) * + \text{石油石炭税}(700\text{円/t})) \doteq 4 \text{円/kWh}$$

* 石炭価格(11,202円/t) 2011年9月~2012年8月までの一般炭の平均CIF価格(財務省公表速報値)(5月時点では2011年4月~2012年3月)

※1 熱量 「総合エネルギー統計」標準発熱量 より <http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/jukyuu/index.htm>

※2 熱効率 一般電気事業者の平成21年度実績

原子力燃料単価 = 1 円/kWh

一般電気事業者9社(沖縄除く)の平成20~22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)原子力代替コストの諸元に用いた電力量について

○原子力代替となる追加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。

- ①23年度については、当初見込んでいた原子力発電量(合計3258億kWh)から減少する発電量(合計2102億kWh)について、各社で焼き増した火力発電量(石炭・石油・LNG)の増加分の比率(22年度→23年度の増分)から算出。

<内訳>

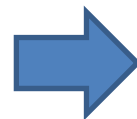
石炭: 153億kWh(7%)
石油: 768億kWh(37%)
LNG: 1181億kWh(56%)

- ②24年度については、20～22年度平均の原子力発電量分(合計2748億kWh)から、泊3号機の平成24年度原子力発電電力量実績(約8億kWh)および大飯3, 4号機再稼働による平成24年度原子力発電電力量見込み(約148億kWh)を除いた電力量(2592億kWh)を火力発電で代替したとして、各社ごとに焼き増し分を試算。焼き増し比率については、平成24年5月試算では平成23年度と平成22年度の発電実績より算出。今回の直近試算では直近1年(平成23年9月から平成24年8月)と平成22年度の発電実績より算出。

(注)石炭については、上記23年度の焼き増し分が維持されると仮定。

<内訳>

【平成24年5月試算】
石炭: 153億kWh(6%)
石油: 1194億kWh(43%)
LNG: 1401億kWh(51%)



【直近試算】
石炭: 153億kWh(6%)
石油: 1209億kWh(47%)
LNG: 1231億kWh(47%)

(参考) 震災以降、今夏までの供給力対策に要した追加費用

○ 震災以降、今夏までの供給力対策として、長期停止火力の再稼働や被災火力の復旧、緊急設置電源の導入などの追加対策費用は約4,900億円にのぼる。

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①被災火力の復旧	費用(億円)	-	1,176 ^{※1}	543	-	-	-	-	-	-	1,719
	供給力(万kW)	-	305 ^{※1}	920	-	-	-	-	-	-	1,225
②長期停止火力の再稼働	費用(億円)	-	3	50	14	200	-	17	4	42	330
	供給力(万kW)	-	35	87	53	45	-	35	22	38	315
③緊急設置電源の導入	費用(億円)	47	821	1895	-	100	-	-	-	8	2,871
	供給力(万kW)	7	103	284	-	7	-	-	-	0.7	402
④吸気冷却装置	費用(億円)	-	-	6	1	10	-	-	-	2	19
	供給力(万kW)	-	-	8	2 ^{※2}	6	-	-	-	4	20
合計	費用(億円)	47	2000	2494	15	310	0	17	4	52	4939
	供給力(万kW)	7	443	1299	55	58	0	35	22	43	1,962

※1 来春、運転再開予定の原町1・2号機(各100万kW)を含む

※2 試験結果の2万kW程度を計上。なお、今夏は試験中のため供給力には未計上。

注) 設備投資、復旧作業等に費やした追加費用であり、燃料費は含まれない。

原子力発電所が停止し続けた場合の電力9社の財務状況<試算>

※公表資料を基に、一定の仮定をおいて試算したもの

(単位:億円)

	追加コスト(試算)		23年度末		24年度(試算)			
	23年度 (A)	24年度 (B)	経常損益 (C)	純資産額 (D)(注3)	純損失額(E) C-(B-A) (注4)	純資産額 (F) D-E	23年度末 繰延税金資産	純損失額(試算)の売上高に 対する割合 (注6)
北海道	500	(注2)1,500	▲ 146	2,746	▲ 1,146	1,600	0	18.6%
東北	2,600	(注1)2,500	▲ 1,842	4,769	▲ 1,742	3,027	2,131	11.8%
東京	8,800	10,300	▲ 4,083	5,274	▲ 1,550	(注5)13,724	0	3.0%
中部	2,500	(注1)2,200	▲ 774	13,220	▲ 650	12,570	2,173	2.8%
北陸	800	1,100	▲ 22	3,145	▲ 322	2,823	418	6.7%
関西	4,200	(注2)7,000	▲ 3,020	11,567	▲ 5,820	5,747	3,722	23.3%
中国	0	800	203	5,055	▲ 597	4,458	699	5.4%
四国	700	2,000	▲ 85	2,768	▲ 1,385	1,383	319	25.6%
九州	2,500	4,700	▲ 2,285	7,573	▲ 4,485	3,088	1,862	31.9%
9社計	22,600	32,100	▲ 12,054	56,117	▲ 17,697	48,420	11,324	

(注1) 東北電力、中部電力について、大きな状況変化がない中で23年度と24年度の追加コスト試算額が一致していないのは、24年度の追加コストについて、平成20～22年度の原子力発電量をもとに試算を行っているため。

(注2) 北海道電力については泊原発3号機、関西電力については大飯原発3、4号機の稼働分を反映。

(注3) 23年度末純資産額は、株主総会後の配当を反映。

(注4) 24年度純損失額は、23年度経常損益(C)に23年度と24年度の追加コストの差分(B-A)を反映し、機械的に計算。ただし、東京電力と中部電力は、公表されている業績予想の純損失額を記入。東京電力は、25年4月から順次柏崎刈羽原発が再稼働することを前提に、本年9月から8.46%の値上げ(規制部門)を実施。仮に、柏崎刈羽原発の再稼働の想定を1年後ろ倒しとした場合、コストが約5%(規制部門の場合)上昇する見込み。

(注5) 東京電力については、24年7月31日付けの原子力損害賠償支援機構による優先株式(払込金額1兆円)の引き受けを反映。

(注6) 売上高は23年度と同額として試算。

電力各社のコストアップ抑制策への取組

電力各社のコスト(23年度実績)

経常費用	約16.9兆円
設備投資	約1.9兆円



調達コスト低減等に向けた効率化

電力9社計	23年度実績 削減額	24年度 削減予定額	主な取組の例
修繕費・諸経費	▲5,400億円	▲7,300億円	<ul style="list-style-type: none"> ○給与・賞与の削減(東京) ○発注先の拡大や施工範囲・施工方法の見直しなどによる修繕工事の効率化(中国) ○経済的な燃料調達(東京、中部、関西、北陸、中国、四国) ○広告宣伝費・研究費等の削減(東北) ○その他経費の実行中止、附帯事業営業費用の削減(東京) ○機器の仕様見直し・共通化によるコスト削減(北海道) ○運用による燃料費の削減(中部)
設備投資等	▲3,500億円	▲2,000億円	<ul style="list-style-type: none"> ○新技術・新工法の導入等による効率化(北海道、関西) ○工法の見直し、工事の実施時期等の見直しによる抑制(東北、中部、九州) ○必要工事の厳選や仕様の見直し(四国)

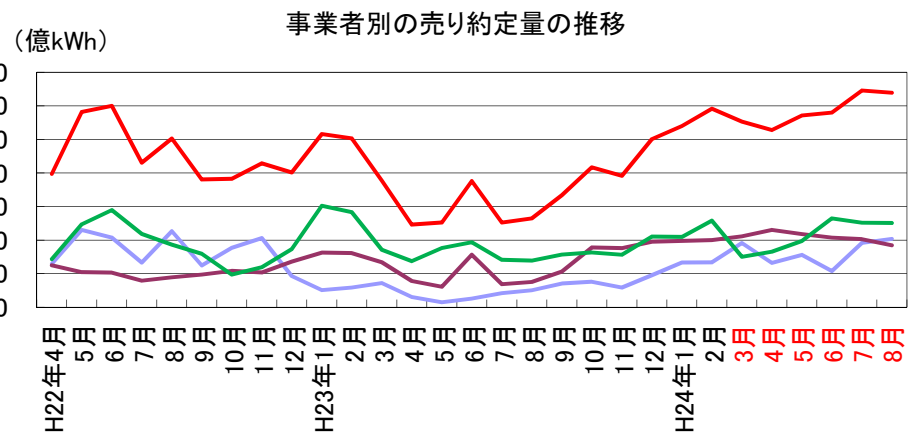
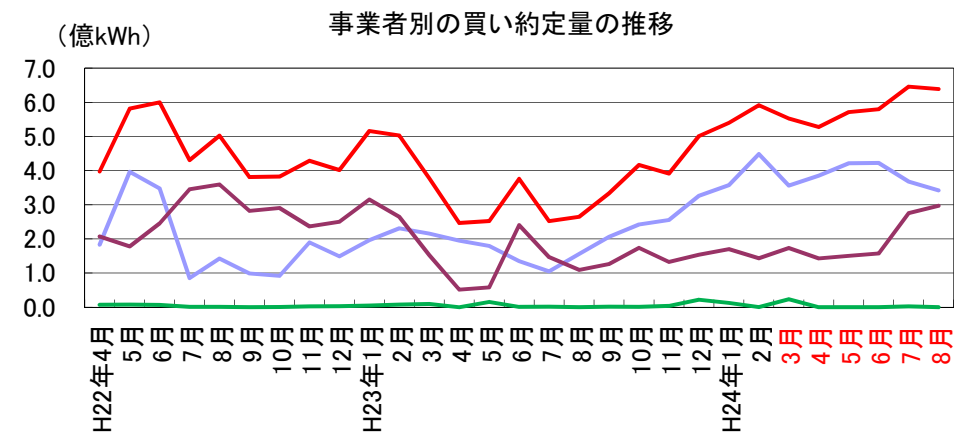
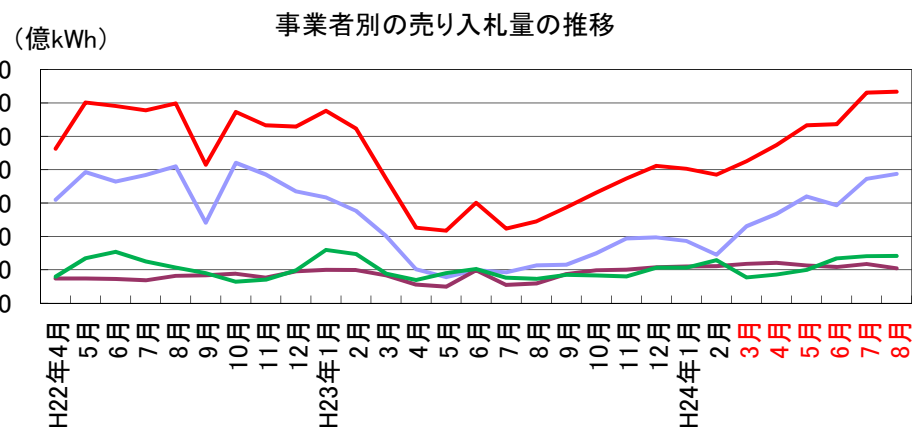
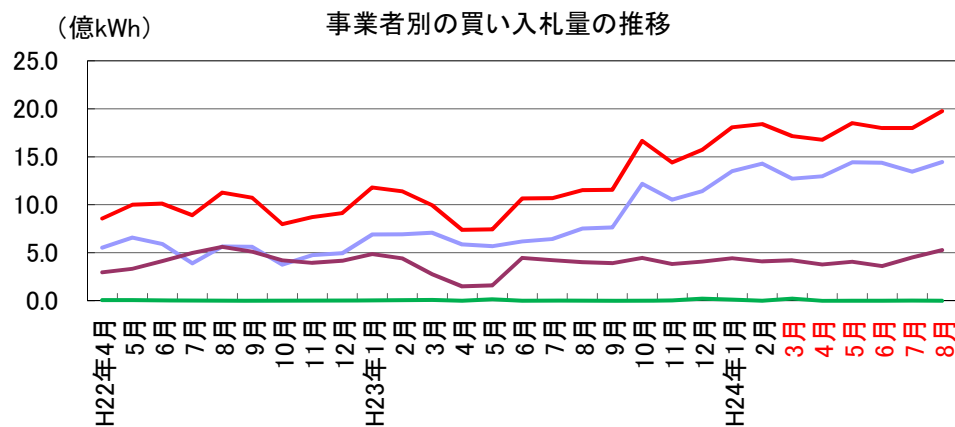
※24年度の削減予定額については、23年度当初計画等からの削減額。

(参考)各社のコストアップ抑制への具体的内容

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
経常費用 (23年度決算)	6,334億円	1兆6,749億円	5兆5,927億円	2兆3,924億円	2兆8,342億円	4,892億円	1兆1,082億円	5,546億円	1兆6,429億円
調達コスト低減等に向けた効率化 (23年度の具体的削減額)	<ul style="list-style-type: none"> ・修繕費・諸経費で約55億円削減。 ・設備投資で約50億円削減。 ・国内炭の消費量増加で、約85億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、修繕費と一般経費を合わせて960億円、設備工事費を900億円削減。 ※ただし、東日本大震災による災害復旧分を除く。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、緊急特別事業計画(H23/11/4認定)の目標額2,374億円に対し、2,523億円の費用を削減(+149億円)。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、投資削減750億円、費用削減750億円、総額1,500億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、設備投資は1,100億円、費用500億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は修繕費と諸経費で約50億円を削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度の効率化は以下のとおり。 投資低減:90億円 費用低減:100億円 LNGの追加調達による燃料費削減:70億円 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度は、費用を24億円、設備投資を20億円削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成23年度の効率化については、投資で540億円、費用で240億円削減。
(23年度の取組み状況)	<ul style="list-style-type: none"> ・コストダウン良好事例の水平展開。 ・新技術・新工法の採用によるコストの削減。 ・機器の仕様見直し・共通化によるコストの削減。 ・資材の特性に応じた発注方式の多様化による資材調達コストの低減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・社長を議長とする「経営効率化推進会議」のもと、一層の経営効率化策を推進。 ・工法の見直し、工事や施策の取り止め、実施時期・内容の見直しによる工事費の抑制。 ・広告宣伝費・研究費をはじめとした諸経費全般に亘る削減、支出抑制。 	<ul style="list-style-type: none"> ・設備投資・点検工事の実行中止・見直し。 ・関係会社取引における競争的発注方法の拡大。 ・給与・賞与の削減。 ・利用燃料転換等。 ・その他経費の実行中止・見直し、附帯事業営業費用の削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・経営効率化会議を設置し、コストダウンを推進。 ・工事の実施時期、範囲、工法の見直し。当面の支出を必要最小限に抑制。 ・経済的な燃料調達や運用による燃料費の削減。 ・広報・販売活動や研究開発等の諸経費削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ・社内委員会において収支改善の取り組み目標額を設定。 ・建設費抑制、新技術導入等による効率化。 ・サプライチェーンの全体最適化。 ・燃料調達の価格交渉における工夫や輸送効率の向上。 	<ul style="list-style-type: none"> ・これまでの取組みを継続し、それらをベースに更なる効率化に全社で取り組む。 ・新技術・新工法の導入、設備仕様の見直し等による効率化。 ・経済性に配慮した燃料・資金調達。 	<ul style="list-style-type: none"> ・これまでの効率化の取り組み(発注先の拡大や施工範囲・施工方法の見直しなどによる設備投資・修繕工事の効率化、従業員数の削減、SCM活動等)に加え、目標額を設定し、施策の中止・規模縮小等の費用低減を実施。 ・経済性に配慮した燃料調達。 	<ul style="list-style-type: none"> <費用> ・必要工事の厳選や仕様の見直しによる修繕費の削減。 ・経済性に配慮した燃料調達の実施(石油代替としてLNGを追加調達)。 ・その他諸経費の削減。 <設備投資> ・必要工事の厳選や仕様の見直し。 	<ul style="list-style-type: none"> <費用> 緊急性・重要性を踏まえ、件名の中止・繰延べ・規模縮小などを実施。 <設備投資> 設備全般にわたって、工事の中止・繰延べ・規模縮小などを実施。 <海外投資> 電気事業に必要なもの以外について繰延べ。
(今後の取組み)	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は計画段階において設備投資で90億円程度、費用で40億円程度のコスト削減を織込み。 ・さらに、修繕費の繰延べや諸経費全般にわたる削減、国内炭の追加調達による燃料費の削減、賞与など人件費の削減などにより、240億円程度の追加コスト削減に取り組む中。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、これまでの取組みの継続に加え、社員年間賞与の20%削減等を実施。 ・被災した原町火力発電所(石炭火力)の早期復旧に最大限取組み、供給力の確保と燃料コストの抑制を図る。 	<ul style="list-style-type: none"> ・総合特別事業計画(H24/5/9認定)に基づき、中長期的にわたる更なる徹底した経営合理化を実施し、平成24～33年度の10年間で3兆3,650億円を超えるコスト削減を目指す。 ・平成24年度は、3,518億円のコスト削減に加え、一層の深掘りを検討。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、投資削減600億円程度、費用削減400億円程度、総額1,000億円程度の効率化を計画。 ・契約や実施の段階等において、徹底した効率化に取り組むことで、さらなるコスト削減に努める。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、新たに「効率化推進部会」を設置し、電力の安全・安定供給を大前提に、聖域を設けず経営効率化方策を検討。 ・設備投資は500億程度、費用は1,300億円程度の削減を計画。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、資機材調達コストの低減や経費全般の削減等の実施により、30億円程度の効率化を計画。 ・厳しい収支状況を踏まえ、諸コストの更なる削減に努めるとともに、火力の定検見直しによる燃料費の低減等の対策に取り組む。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、請負・資機材等の調達コスト低減や工事・施策の内容見直し、LNGの追加調達による燃料費の削減などにより、200億円程度(設備投資・費用計)の効率化を計画。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、経費全般にわたる効率化により、150億円程度の費用削減に努めるとともに、設備投資についても、案件の厳選化などを通じて、100億円程度の抑制に努める。 	<ul style="list-style-type: none"> ・平成24年度は、「緊急経営対策」として、徹底した効率化に加え、当面の繰延べなどの短期的対策を含むコスト削減を計画。 ・平成24年度は、前年計画から費用550億円、投資650億円、合わせて1,200億円規模の削減を計画。

卸電力取引所の活用状況について

- 卸電力取引所のスポット市場の取引の動向をみると、一般電気事業者による買い入札量については、震災以降は増加傾向にある。
- 売り入札量については、震災後減少していたが、現在は震災前の水準に回復している。
- 約定量については、昨年11月のエネルギー需給安定行動計画の策定後、顕著に増加している。



— 一般電気事業者 — 特定規模電気事業者 — その他 — 全体

火力発電の入札

- 「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書」(平成24年3月)を受けて、一般電気事業者が今後、火力電源を新設・増設・リプレースする場合は、原則全て入札を経ることが事実上義務づけられることとなっている。
- また、「エネルギー分野の規制・制度改革に係る方針」(平成24年4月3日閣議決定)において、新しい火力入札の導入に当たっては、一般電気事業者に対して電源建設計画をベースとした短中長期のIPP入札スケジュールを公表するよう、指針を策定・公表することとなっている。
- これらを踏まえ、本年9月18日に「新しい火力電源入札の運用に係る指針」を策定・公表。
- 本件は、短期的に大きなコスト引き下げ効果が実現するものではないが、中長期的なコストの引き下げに資するものと考えられる。

電気料金制度・運用の見直しに係る 有識者会議報告書(火力入札部分:抜粋)

「…合理的な経営効率化努力を織り込んだ適正な原価の形成を促すためにも、今後、一般電気事業者が火力電源を自社で新設・増設・リプレースする場合は、(中略)…原則全ての火力電源についてIPP入札を実施することが適当である。

電気料金算定に当たっては、入札対象電源の料金認可プロセスにおいて、入札を経たものは、落札価格を適正な原価とみなし、入札を経ないものは、何らかの基準に基づき査定を行うこととすべきである。具体的な基準については、入札された場合に想定される価格等を参考にしつつ設定することが適当である。

…(中略)…今後、本会議でのとりまとめを踏まえ、競争性の確保や環境面、安定供給等の観点も十分に勘案しつつ、行政において新しい火力入札の実施に当たっての指針を策定し、公表するべきである。」

「新しい火力電源入札の運用に係る指針」のポイント

- (1) 一般電気事業者が1000kW以上の火力電源を自社で新設・増設・リプレースしようとする場合は、原則全て本指針に基づく入札を実施(ただし、平成24年度の供給計画に平成30年度までに運転開始するものと記載されている電源や、緊急設置電源等は対象外)。
- (2) 入札の実施主体は一般電気事業者。入札要綱は入札を実施する一般電気事業者が策定、入札要綱についての提案募集を実施するとともに、中立的機関に事前に提出し、審査を受けることによって、入札要綱の中立性・公平性を高める。
- (3) 入札を実施する一般電気事業者は、発電事業者に対して系統情報等必要な情報を可能な限り広く公開・開示。
- (4) 電源種別は、運転条件別(ベース型、ピーク型等)に指定することを基本とする。
- (5) 入札を実施する一般電気事業者以外に売電することを認め、発電事業者の電力供給先の自由度を確保。
- (6) 応札結果については、入札を実施した一般電気事業者が適切な時期にこれを公表。

上流への参画(電力各社の天然ガス権益獲得状況について)

○ これまでの権益獲得状況

会社名	プロジェクト名 (国名)	参画比率	売買契約概要 1. 契約数量、2. 契約期間
東京電力(株)	ダーウィンLNGプロジェクト (豪州・東ティモール)	6.72%	1. 200万トン／年 2. 2006年から17年間
	ウィートストーンプロジェクト (豪州)	PEW社 ※保有の事業権益 10%(鉱区) 8%(液化施設等)	1. 420万t／年 2. 2017年度から最長20年間 ※PE Wheatstone Pty Ltd 東京電力は、PEW社に対し直接・間接的に出資。
中部電力(株)	ゴーゴンプロジェクト (豪州)	0.417%	1. 144万トン／年 2. 2014年から25年間
	カナダシェールガス開発 プロジェクト (カナダ)	3.75%	(プロジェクト概要) コルトバ堆積盆地のシェールガスを中心とした天 然ガス開発プロジェクト。
	イクシスLNGプロジェクト (豪州)	0.735%	1. 49万t／年 2. 2017年から15年間
関西電力(株)	プルートLNGプロジェクト (豪州)	5%	1. 175～200万トン／年 2. 2010年末から15年間
九州電力(株)	ウィートストーンプロジェクト (豪州)	1.83%(鉱区) 1.464% (液化施設等)	1. 70万トン／年 (別途、権益分13万トン／年について売買契約締結予定) 2. 2017年度から最長20年間

(出所)各社プレスリリースから作成

新たなLNG調達契約状況について

1. 震災以降の新たなLNG調達契約(中長期契約)状況

会社名	売主名	契約国名	プロジェクト名	契約期間	契約数量
東京電力(株)	イクシスLNG社	豪州	豪州イクシスLNGプロジェクト	2017年～2031年 (15年間)	約105万t/年
	カタール液化ガス株式会社	カタール	カタールLNGプロジェクト	2012年8月～	約100万t/年
	シェブロン・オーストラリア社、シェブロンTAPL社、アパッチ・ジュリマー社、クフペック・オーストラリア・ジュリマー社	豪州	豪州ウィートストーンLNGプロジェクト	2017年度～(最長20年間)	約310万t/年
	PE Wheatstone社			2017年度～(最長20年間)	約70万t/年
	シェブロン・オーストラリア社、シェブロンTAPL社			2017年度～(最長20年間)	約40万t/年
	ブルネイLNG社	ブルネイ	ブルネイLNGプロジェクト	2013年4月～2023年3月(10年間) (既存契約の延長について基本合意)	203万t/年
中部電力(株)	カタールガス株式会社	カタール	カタールLNGプロジェクト	2016年～2021年 (静岡ガスと共同購入)	約20万t/年
	イクシスLNG社	豪州	豪州イクシスLNGプロジェクト	2017年～(15年間)	49万t/年
	BPシンガポール	—	—	2012年4月～(16年間)	全期間を通じて約800万t
	カタール液化ガス3株式会社	カタール	カタールLNGプロジェクト	2013年～(15年間)	2013～2017年：約100万t/年 2018～2028年：約70万t/年
関西電力(株)	イクシスLNG社	豪州	豪州イクシスLNGプロジェクト	2017年～(15年間)	80万t/年
	オーストラリア・パシフィックLNG社	豪州	オーストラリア・パシフィックLNG	2016年～(20年間)	約100万t/年
	カタール液化ガス株式会社(カタールガス3)	カタール	カタールLNGプロジェクト	2013年1月～(15年間)	約50万t/年
九州電力(株)	シェブロン・オーストラリア社、シェブロンTAPL社、アパッチ・ジュリマー社、クフペック・オーストラリア・ジュリマー社	豪州	豪州ウィートストーンLNGプロジェクト	2017年度～(最長20年間)	70万t/年 (別途、権益分13万t/年について売買契約締結予定)
	イクシスLNG社	豪州	豪州イクシスLNGプロジェクト	2017年度～(15年間)	30万t/年

2. 今後の取組み

○米国产LNGの輸入に向けて取組んでいる会社がある。

・中部電力はフリーポートLNGプロジェクトにおいて、年間約220万トンの天然ガス液化能力を確保

電力会社(9社)の総括原価の内訳

1. 原子力発電所の停止に伴い、火力発電が増加している結果、営業費に占める燃料費(現在の料金原価ベースで5.1兆円)の比率は増加する見込み。燃料の調達は長期契約によるものが大部分であり、燃料価格は国際市況にリンクして決定されることなどから、短期的には自助努力による効率化効果は限定的。
2. 設備関係費用のうち、減価償却費(2.0兆円)や事業報酬(0.9兆円)については、過去の設備投資による費用であり、会計上の費用や資金調達コストが発生することから、効率化が困難。また、修繕費(1.6兆円)を含め、安定供給のための設備投資確保の観点からも効率化効果は限定的。固定資産税、電源開発促進税などの公租公課(1.0兆円)は効率化が困難。
3. 人件費(1.3兆円)及び委託費等のその他経費(2.2兆円)については、安定供給のための費用の直接的な優先度の観点から、徹底的な見直しを行うべきであるが、全体の総括原価に占める割合は小さい。(人件費における法定厚生費やその他経費における使用済燃料再処理等既発電費、補償費、損害保険料など、効率化困難なものも含まれる。)
4. なお、東京電力は、申請された総原価5兆7600億円から料金査定により約840億円/年を減額したが、燃料費・購入電力料の約5,000億円増加等により、規制部門で平均8.46% (自由化部門平均は14.90%) の値上げとなった。

《電気料金の総原価等》 (9社計：東電以外の8社は平成20年料金改定ベース、東電は平成24年料金改定ベース)

