

「総合特別事業計画」に関連する参考資料

(1) 原子力損害賠償支援機構の業務等	2
①原子力損害賠償支援機構の設立経緯.....	2
②東京電力福島原子力発電所事故に係る原子力損害の賠償に関する政府の支援の枠組みについて （平成 23 年 6 月 14 日閣議決定）.....	3
③原子力損害賠償支援機構による賠償支援の仕組みについて.....	6
④「緊急特別事業計画」の概要.....	7
(2) 廃止措置の取組	8
①東京電力(株)福島第一原子力発電所 1～4 号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップの主要 スケジュール.....	8
(3) 迅速かつ適切な賠償に向けた取組	10
①賠償の状況.....	10
②総合特別事業計画における要賠償額の見積り.....	11
③「東京電力に関する経営・財務調査委員会」報告に示された損害賠償額の試算の再計算... ..	12
④原子力損害賠償の進捗状況について.....	17
⑤原子力損害賠償支援機構による相談事業の活動実績.....	23
(4) 経営合理化に向けた取組	25
①「緊急特別事業計画」実施と「総合特別事業計画」策定に向けた体制.....	25
②改革推進のアクションプラン.....	26
③経営の合理化について.....	30
(5) 事業改革、組織改革に向けた取組	72
①燃料調達安定・低廉化、火力電源の高効率化について.....	72
②スマートメーターを巡る動向.....	75
③電力デマンドサイドにおける「ビジネス・シナジー・プロポーザル」の状況.....	81
(6) 需給と収支の見通し等	84
①料金改定案の概要について.....	85
②電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書（案）のポイント.....	134
③収支の見通し.....	139
④負担金について.....	140

※本参考資料は、原子力損害賠償支援機構法に基づく主務大臣の認定の対象ではない。

原子力損害賠償支援機構設立の経緯

23年4月11日

原発事故経済被害対応チーム

チーム長：原子力経済被害担当大臣
 副チーム長：官房長官、財務大臣、文科大臣、経産大臣
 事務局長：鈴木文科副大臣
 事務局：内閣官房

5月13日

・「支援の枠組み」を関係閣僚会合決定

6月14日

・原子力損害賠償支援機構法案を閣議決定・国会提出

・「支援の枠組み」を閣議決定

7月8日～8月3日

・国会審議

8月10日

・原子力損害賠償支援機構法成立（民自公国たち賛成）
公布・施行

9月26日

原子力損害賠償支援機構 設立

11月4日

・緊急特別事業計画を大臣認定

24年2月13日

・緊急特別事業計画の変更を大臣認定

4月27日

・総合特別事業計画を機構運営委員会にて議決

5月24日

東京電力に関する 経営・財務調査委員会

委員長：下河辺 和彦 弁護士
 経営・財務調査タスクフォースリーダー：官房副長官
 事務局：内閣官房

10月3日

・報告書とりまとめ

（報告書掲載されているURL:

<http://www.cas.go.jp/seisaku/keizaimutyousa/dai10/gijisidai.html>）

23年4月11日

原子力損害賠償 争審査会

4月28日

・「第一次指針」策定

5月31日

・「第二次指針」策定

8月5日

・「中間指針」策定

9月1日

原子力損害賠償争 解決センター (ADRセンター)

9月21日～

・自主避難等に係る論点
 について議論再開

東京電力福島原子力発電所事故に係る原子力損害の賠償に関する政府の
支援の枠組みについて

〔平成 23 年 6 月 14 日〕
閣 議 決 定

東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）の福島原子力発電所事故（以下「事故」という。）については、平成 23 年 4 月 17 日に東京電力が「福島第一原子力発電所・事故の収束に向けた道筋」（以下「道筋」という。）を公表している。政府は、東京電力に対し、この道筋の着実かつ極力早期の実施を求めているところであり、また、定期的にフォローアップを行い、作業の進捗確認と必要な安全性確認を行うこととしている。政府としては、一日も早く炉心を冷却し安定した状態を実現すべく、国内外のあらゆる知見、技術等得られる全ての力を結集し、万全の対策を講ずる。

事故によって住民や事業者の方々に大きな損害が発生していることに対し、今般、東京電力が、原子力損害の賠償に関する法律（昭和 36 年法律第 147 号。以下「原賠法」という。）に基づく公平かつ迅速な賠償を行う旨の表明があった。また、東日本大震災による東京電力福島原子力発電所の事故等により資金面での困難を理由として、政府による支援の要請があった。

この要請に関し、第一に、賠償総額に事前の上限を設けることなく、迅速かつ適切な賠償を確実に実施すること、第二に、東京電力福島原子力発電所の状態の安定化に全力を尽くすとともに、従事する者の安全・生活環境を改善し、経済面にも十分配慮すること、第三に、電力の安定供給、設備等の安全性を確保するために必要な経費を確保すること、第四に、上記を除き、最大限の経営合理化と経費削減を行うこと、第五に、厳正な資産評価、徹底した経費の見直し等を行うため、政府が設ける第三者委員会の経営財務の実態の調査に応じること、第六に、全てのステークホルダーに協力を求め、取り分け、金融機関から得られる協力の状況について政府に報告を行うことについて東京電力に確認を求めたところ、これらを実施することが確認された。

政府として、第一に、迅速かつ適切な損害賠償のための万全の措置、第二に、東京電力福島原子力発電所の状態の安定化及び事故処理に係る事業者等への悪影響の回避、そして第三に、国民生活に不可欠な電力の安定供給という三つを確保しなければならない。

このため、政府は、これまで政府と原子力事業者が共同して原子力政策を推進してきた社会的責務を認識しつつ、原賠法の枠組みの下で、国民負担の極小化を図ることを基本として東京電力に対する支援を行うものとする。

政府は、今回の事態を踏まえ、将来にわたって原子力損害賠償の支払等に対応できる枠組みを設けることとし、東京電力以外の原子力事業者にも参加を求めることとする。

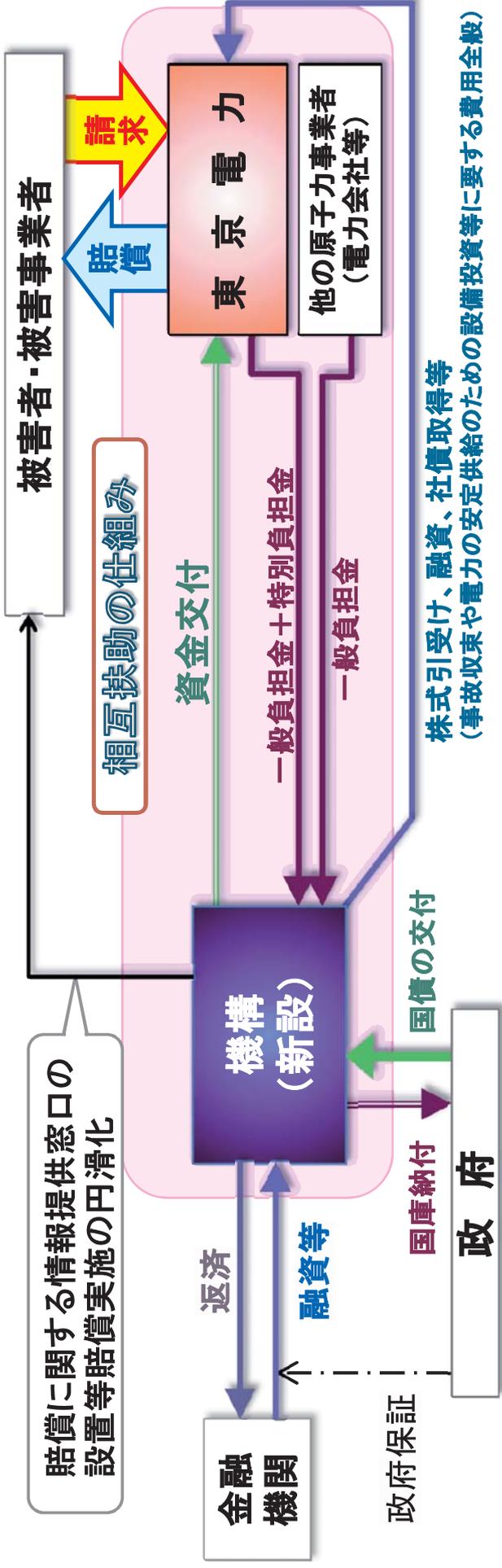
また、電力事業形態の在り方等を含むエネルギー政策の見直しの検討を進め、所要の改革を行うこととする。今回の支援の枠組みが、この検討・改革に支障を生じさせないようにするとともに、一定期間後に、被害者救済に遺漏がないか、電力の安定供給が図られているか、金融市場の安定が図られているか等について検討を行い、必要な場合には追加的な措置を講ずるものとする。

(具体的な支援の枠組み)

政府の東京電力に対する支援の枠組みとして、次のように原子力事業者を対象とする一般的な支援の枠組みを策定する。

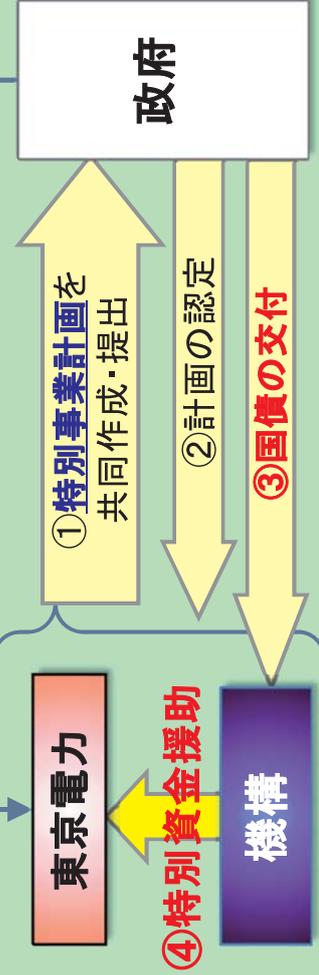
1. 原子力損害が発生した場合の損害賠償の支払等に対応する支援組織（以下「機構」という。）を設ける。
2. 機構への参加を義務づけられる者は原子力事業者である電力会社を基本とする。参加者は機構に対し負担金を支払う義務を負うこととし、十分な資金を確保する。負担金は、事業コストから支払を行う。
3. 機構は、原子力損害賠償のために資金が必要な原子力事業者に対し援助（資金の交付、資本充実等）を行う。援助には上限を設けず、必要があれば何度でも援助し、損害賠償、設備投資等のために必要とする金額のすべてを援助できるようにし、原子力事業者を債務超過にさせない。
4. 政府または機構は、原子力損害の被害者からの相談に応じる。また、機構は、原子力事業者からの資産の買取りを行う等、円滑な賠償のために適切な役割を果たす。
5. 政府は、機構に対し交付国債の交付、政府保証の付与等必要な援助を行う。
6. 政府は、援助を行うに先立って原子力事業者からの申請を受け、必要な援助の内容、経営合理化等を判断し、一定期間、原子力事業者の経営合理化等について監督（認可等）をする。
7. 原子力事業者は、機構から援助を受けた場合、毎年の事業収益等を踏まえて設定される特別な負担金の支払を行う。
8. 機構は、原子力事業者からの負担金等をもって必要な国庫納付を行う。
9. 原子力事業者が負担金の支払により電力の安定供給に支障が生じるなど例外的な場合には、政府が補助を行うことができる条項を設ける。

原子力損害賠償支援機構による賠償支援の仕組みについて



＜特別資金援助の仕組み＞

特別事業計画の履行確保



※機構は、特別事業計画を作成する際、東京電力の資産評価と経営の徹底した見直しを行うと共に、関係者への協力要請が適切かつ十分なものであるかを確認。

＜特別事業計画への記載事項＞

- ①原子力損害の状況
- ②賠償額の見通し・賠償実施の方策
- ③中期的な事業収支計画を記載した書類
- ④経営合理化方策
- ⑤関係者に対する協力要請の方策
- ⑥資産・収支状況の評価
- ⑦経営責任明確化の方策
- ⑧資金援助の内容・額等

「緊急特別事業計画」の概要

1. 「緊急特別事業計画」

(平成 23 年 10 月 28 日:機構運営委員会議決、11 月 4 日:主務大臣認定)

(1) 約 1 兆円の要賠償額 (資金交付額約 8,900 億円)

避難費用、営業損害、風評被害、就労不能損害等のうち、合理的に見積もり可能な費用

(2) 損害賠償の迅速かつ適切な実施のための方策

(i) 東京電力による「親身・親切的な賠償のための 5 つのお約束」

- ①迅速な賠償のお支払い、②きめ細かな賠償のお支払い、③和解仲介案の尊重、④親切的書類手続き、⑤誠実な御要望への対応

(ii) 機構による「親身・親切的な賠償のための 3 つの事業」

- ①専門家チームによる巡回相談の実施等、②賠償実施状況のモニタリング、③被災者の方々の声の伝達

(3) 特別事業計画の確実な履行の確保

- ①機構・東電のトップによる「経営改革委員会」の設置、②若手・中堅スタッフを主体とする「改革推進チーム」と WG を編成、③WG における「アクションプラン」の策定等

(4) 「10 年間で 2.5 兆円」を超えるコスト削減と経営責任明確化

※「改革推進のアクションプラン」(平成 23 年 12 月 9 日)において、コスト削減額を「10 年間で 2.6 兆円超」に引上げ)

- ①管理職 25%・一般職 20%の年収減額、OB も含めた年金カット、②関係会社との取引方法見直しによる資材・役務調達費用を約 5,000 億円削減、③23 年度中に約 3,500 億円の資産売却、④会長・社長・副社長報酬ゼロ、常務 60%減、執行役員 40%減、

(5) 金融機関、株主への協力要請

金融機関に対して、①全取引金融機関の与信維持、②DBJ の 3 千億円の短期融資枠設定、③主要行の緊急融資の資金使途追加、を要請。株主に対して、当面の無配継続を要請。

2. 「緊急特別事業計画」の計画変更

(平成 24 年 2 月 3 日:機構運営委員会議決、2 月 13 日:主務大臣認定)

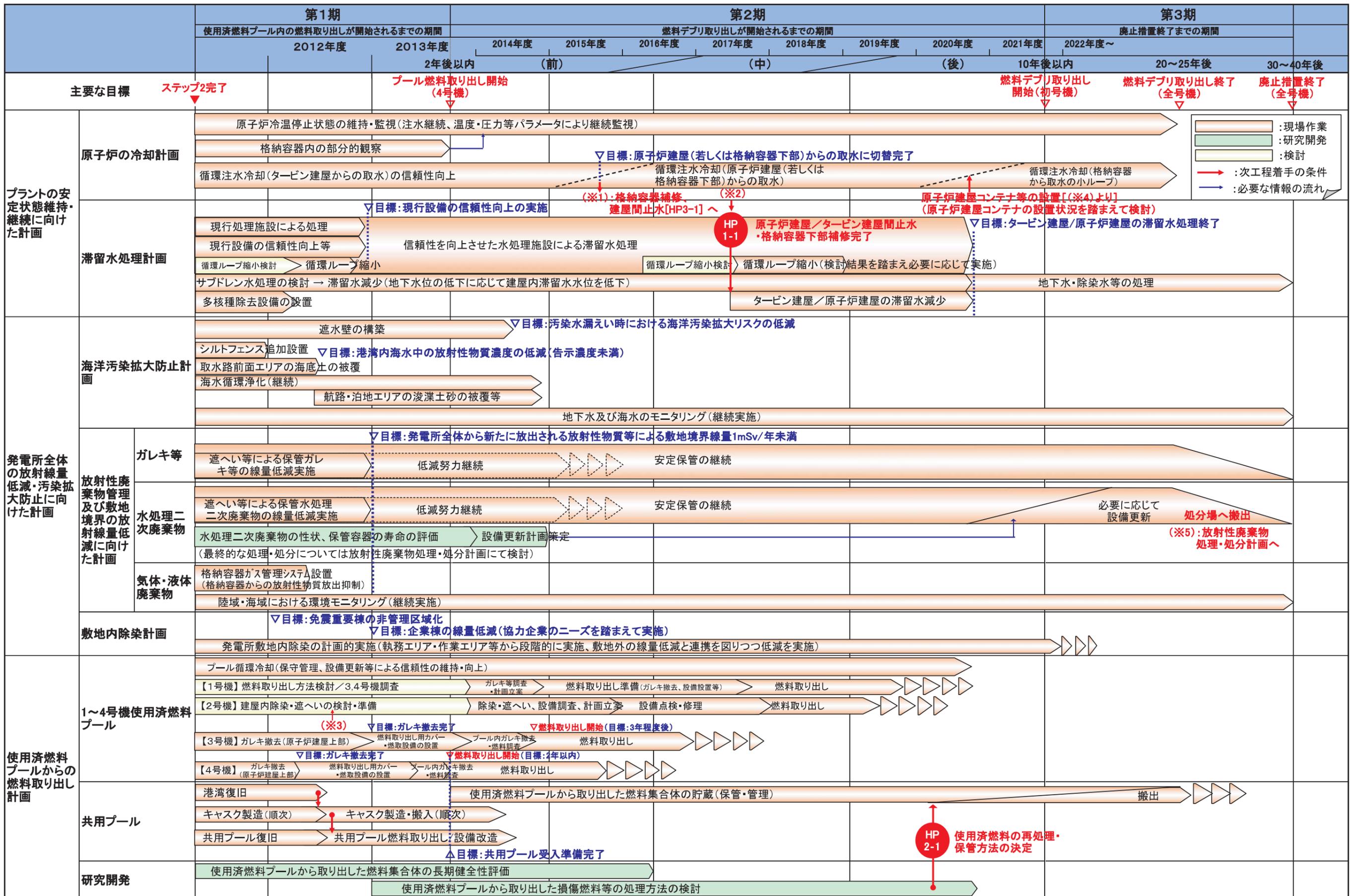
(1) 要賠償額の見通しが約 6,900 億円増加し、約 1.7 兆円に

- ①精神的損害の賠償基準見直し、②自主的避難等に係る賠償指針の策定、③避難指示区域等の見直しを踏まえた算定期間見直し

(2) 損害賠償範囲・期間拡大にあわせた賠償対応の更なる充実

- ①賠償対応人員を 1 万人超に増強、②賠償処理手続きの円滑化の取組強化等

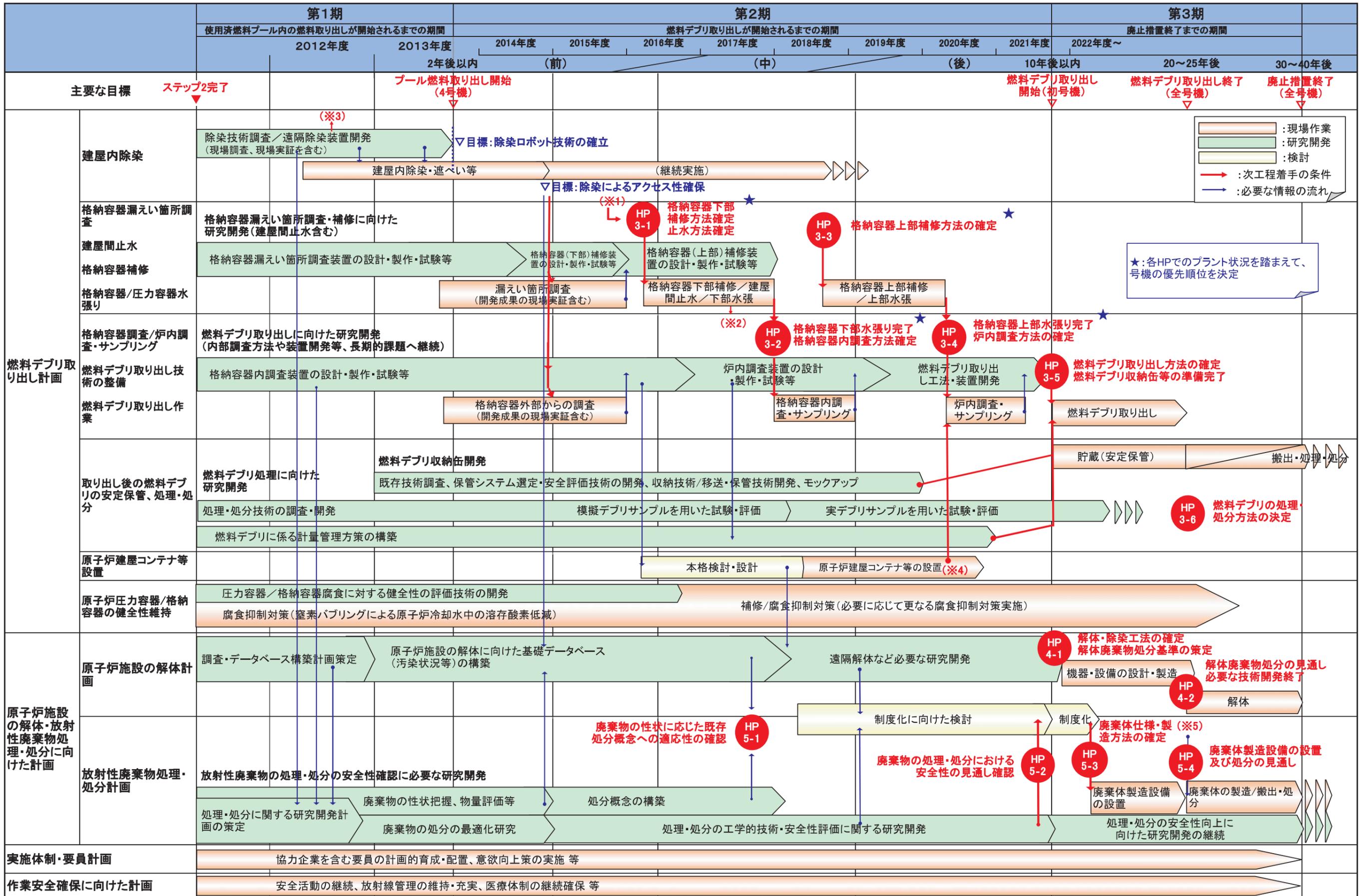
東京電力(株)福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップの主要スケジュール



*本ロードマップについては、研究開発及び現場状況を踏まえて、継続的に見直ししていく。

(注)HP：判断ポイント

東京電力(株)福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップの主要スケジュール



*本ロードマップについては、研究開発及び現場状況を踏まえて、継続的に見直ししていく。

(注)HP：判断ポイント

賠償の状況

- ・これまで見積もられている1兆7,003億円の要賠償額に加え、**8,459億円**の賠償額を上乗せし、要賠償額は**2兆5,463億円**に。
- ・除染、一部の風評被害等、現時点で合理的に見積もることが難しい費用については、今後、要賠償額に上乗せされることになる。

	緊急特別事業計画 (2011年10月)	緊急特別事業計画変更 (2012年2月)	総合特別事業計画 (2012年4月)	まだ見積もられていない費用
賠償項目	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 避難費用 ➤ 営業損害 ➤ 風評被害 ➤ 就労不能損害 等のうち、合理的に見積りが可能なあった費用を見積り。	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 精神的損害に対する賠償の引上げ (約500億円) ➤ 自主避難者への賠償 (約2,100億円) ➤ 避難指示区域等の見直し等 (約4,300億円) 等を追加的に見積り。	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 避難費用及び精神的損害に対する特別慰謝料 (約3,300億円) ➤ 不動産等の財物価値の喪失又は減少等に対する賠償 (約4,500億円) 等を追加的に見積り。	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 除染費用 ➤ 風評被害の一部 等
要賠償額総額	約1.0兆円	約1.7兆円	約2.5兆円	?

総合特別事業計画における要賠償額の見積り

○ 要賠償額：2兆5,463億円

○ 第2次「緊急特別事業計画」からの増額：8,459億円

内訳

(1) 精神的損害：約3,300億円

期間空間線量データ等に基づいて各区域の人口を推計し、

- ・ 帰還困難区域は一人600万円
- ・ 居住制限区域は、2年分として一人240万円
- ・ 避難指示解除準備区域は、一人月額10万円で11ヶ月分(※)

として算定。

旧緊急時避難準備区域は一人月額10万円で8月まで、特定避難勧奨地点は一人月額10万円で3か月分を算定。

(※) 中間指針第二次追補では、避難指示解除準備区域の相当期間が示されなかったことから、旧緊急時避難準備区域が昨年9月末に避難指示が解除されてから平成24年8月末までと相当期間を11ヶ月とされたこと等を踏まえ、11ヶ月で算定。

(2) 財物価値の喪失又は減少等：約4,500億円

- 中間指針第二次追補に基づき、帰還困難区域については全損として、居住制限区域及び避難指示解除準備区域については避難指示解除までの期間等を考慮して、今回の事故発生直前の価値を基準として、積算線量データに基づき、当該人口および面積当たりに標準的に存在すると仮定した当該区域の土地・家屋等について、損害額を見積り。
- 帰還困難区域については、積算線量推定マップに基づき、50mSvを超えることが想定される地域の、居住制限区域及び避難指示解除準備区域については、20mSv超50mSv以下又は20mSv以下となることが想定される地域の人口および面積等により見積り。

(3) その他：約700億円

- 賠償実績、算定期間の延長等を踏まえ、過去の見積りを補正。

(以上)

「東京電力に関する経営・財務調査委員会」報告に示された損害賠償額の試算の再計算

独立行政法人経済産業研究所・東京大学公共政策大学院 戒能 一成

(1) 委員会報告に示された試算の位置づけ

東京電力に関する経営・財務調査委員会による報告(以下「委員会報告」という。)では、「本件事故に起因する被害は、極めて大規模かつ広範囲にわたるものであり、日々継続して発生し、いまだ被害の全容は明らかとなっていない。そのため、企業会計的な視点から個別の損害の積み上げにより算出した本文記載の「要賠償額の見通し」とは異なり、いわば被害の外延を把握する観点から、各種統計資料等のマクロ的指標を用いて、保守的な試算を行う必要がある」とされている。

(2) 再計算の前提

本再計算は、上記の委員会報告における試算の再計算であるため、委員会報告の試算と同様に、企業会計的な視点から個別の損害の積み上げにより算出した「要賠償額の見通し」とは異なる。また上記のとおり、本再計算にはいくつかの特殊性がある。再計算に当たって前提となっているのは、以下のとおりである。

①マクロ指標を用いていること

上記のとおり、本件事故に起因する被害は、極めて大規模かつ広範囲にわたるものであり、日々継続して発生するため、具体的な損害額の積み上げによる確定額を導くことはそもそも困難であり、多くの損害項目について仮払請求に係る支払又は本賠償等に基づく積み上げではなく、各種統計資料等のマクロ指標を用いて、マクロ的視点から損害賠償額を計算したものであり、実際の被害額は再計算結果と異なる可能性がある。また、多くの部分を推計に頼らざるを得ないが、その推計結果から導かれる金額は、どの前提を置くかによって大きく左右されることに留意を要する。さらに、委員会報告において、この金額はマクロ指標等を用いた推計であって、会計上合理的に見積もられる「要賠償額」とは性質の異なるものとされている。

②一過性・資産性の損害及び継続的損害

上記のとおり、本件事故に起因する被害の全容は、未だ明らかとなっていない。そこで、本件事故に起因する損害を保守的に把握するため、損害が継続的に発生しうるか否かと

いう観点で損害を分類し、①損害の発生が一過性であるもの(一過性の損害)、及び、資産に関する被害(資産性損害)、並びに②一定期間にわたって発生することが見込まれる損害(継続的損害)に分けて計算した。

③避難区域の再編

政府は、2011年12月、2012年3月末を一つの目途に、従前の避難区域を見直し、①帰還困難区域(長期間、具体的には5年間を経過してもなお、年間積算線量が20ミリシーベルトを下回らないおそれのある、年間積算線量が50ミリシーベルト超の地域)、②居住制限区域(年間積算線量が20ミリシーベルトを超えるおそれがあり、住民の被曝線量を低減する観点から引き続き避難を継続することを求める地域)及び③避難指示解除準備区域(年間積算線量が20ミリシーベルト以下となることが確実であると確認された地域)に再編する旨発表した。これに伴い、線量に照らして帰還困難区域に相当する可能性がある区域(以下「帰還困難区域」という。)および線量に照らして居住制限区域に相当する可能性がある区域(以下「居住制限区域」という。)については避難が継続するものの、線量に照らして避難指示解除準備区域に相当する可能性がある区域(以下「避難指示解除準備区域」という。)については帰宅が完了したと仮定して再計算した。その前提として、避難指示解除準備区域の住民の帰宅が完了したと仮定した点で、委員会報告の前提と異なる。言い換えると、仮に現時点で20mSv未満の地域の住民が全員帰宅した場合、損害賠償額がどの程度減少するかを計算したものである。

なお、実際に上記避難区域の再編が実施された場合、爾後段階的に帰宅及び生活再建が進むと考えられるものの、現時点では、そのような帰宅及び生活再建がどのように進捗するか不明であるため、あくまで計算上のシナリオの一つとして、避難指示解除準備区域内において完全に帰宅・生活再建が完了した状態について再計算している点に留意する必要がある。

④避難区域の人口

本件事故に起因する損害額を把握するには被害者の数を把握する必要があるところ、本件事故に起因する被害は極めて大規模かつ広範囲にわたるものであるため、避難区域の人口を正確に把握することは困難である。

そこで、委員会報告においては、委員会報告時点において東電に対して仮払請求を行った者の合計16万1408人を避難区域の人口として計算した。

委員会報告の後、仮払請求を行った者を追加して再計算し、16万6881人と仮定したうえで、帰還困難区域、居住制限区域及び避難指示解除準備区域の人口を、既存の空間線量データおよび人口データを基に推計して再計算した。

⑤除染等費用について

除染費用の内、避難区域に係る部分については、財物価値の滅失・減少に係る損害の一部として推計されていると考えられる。いわゆる広域的除染については、現時点における除染作業の進捗状況にも照らすと、現時点において除染にどの程度の費用を要するかについて正確に推計できない。放射性廃棄物の保管、地方公共団体管理物(道路、建築物、及び構築物等)に関する除染等の費用も同様である。

(3) 再計算結果

委員会報告では、事故の一過性及び資産性の損害として約 2.6 兆円、毎年度に発生しうる損害分として初年度分約 1.0 兆円、2 年目以降単年度分として約 0.9 兆円と推計した。

今回は、避難区域の再編等に伴い、上記(2)の前提のもとで、損害賠償額について再計算した。ただし、既に事故から 1 年が経過しているため、初年度分として計算した被害(約 1.3 兆円)については、計算の一貫性を維持する目的で、すでに発生したものと仮定した。

再計算の結果の概要を述べると、初年度分約 1.3 兆円に加えて、一過性及び資産性の損害分(避難指示解除準備区域に係る帰宅費用を含む。)として約 2.4 兆円、2 年目以降単年度分として約 0.4 兆円と推計した。

再計算の結果は、以下の表のとおりである。

再計算結果一覧表

No.	損害項目	初年度	2年目以降単年度分	資産分・一過性分
(a)	検査費用（人）	332億2400万円	104億6600万円	—
(b)	避難費用及び帰宅費用	979億7500万円	—	607億100万円
(c)	一時立入費用	50億700万円	—	—
(d)	生命・身体的損害	（被害実態が明らかでなく現時点では推計不能）		
(e)	精神的損害	1569億5200万円	687億8900万円	—
(f)	営業損害	2075億4400万円	864億500万円	—
(g)	就労不能等に伴う損害	2919億2400万円	1080億8400万円	—
(h)	検査費用（物）	—	—	0円
(i)	財物価値の喪失又は減少等	—	—	2678億5800万円
小計		7926億2600万円	2737億4400万円	3285億5900万円
(a)	営業損害	（被害実態が明らかでなく現時点では推計不能かつ軽微）		
(b)	就労不能等に伴う損害	（被害実態が明らかでなく現時点では推計不能かつ軽微）		
小計		—		
(a)	営業損害	（農林漁業・食品産業の風評被害の内数として推計）		
(b)	就労不能等に伴う損害	（農林漁業・食品産業の風評被害の内数として推計）		
(c)	検査費用（物）	（少額のため考慮せず）		
小計		—		
(a)	営業損害	（被害実態が明らかでなく現時点では推計不能）		
(b)	就労不能等に伴う損害	（被害実態が明らかでなく現時点では推計不能）		
(c)	検査費用（物）	（少額のため考慮せず）		
小計		—		
(a)	農林漁業・食品産業の風評被害	—	—	8338億1600万円
(b)	観光業の風評被害	—	—	3367億1000万円
(c)	製造業、サービス業	—	—	683億5800万円

No.	損害項目	初年度	2年目以降単年度分	資産分・一過性分
	等の風評被害			
(d)	輸出に係る風評被害	—	—	650億6300万円
	小計	—	—	1兆3039億4700万円
(a)	前方連関（投入側）	1207億6000万円	475億5300万円	3158億3800万円
(b)	後方連関（産出側）	1908億4700万円	808億5500万円	4440億6300万円
	小計	3116億700万円	1284億700万円	7599億100万円
	生命・身体的損害	（2012年（平成24年）2月現在、該当者不存在）		
	小計	—		
	地方公共団体等の 財産的損害等	（地方公共団体は年度末を基準として損害額（実費負担額）を把握・公表するため、現時点では推計不能）		
	小計	—		
(a)	子供分	1045億5800万円	—	—
(b)	妊婦分	47億300万円	—	—
(c)	非子供・非妊婦分	931億5600万円	—	—
(d)	避難指示区域から 自主的避難区域へ の子供・妊婦再避難 分	61億5900万円	—	—
	小計	2085億7700万円	—	—
	広域的除染	—		
	小計	—		
	合計	1兆3112億8100万円	4021億5200万円	2兆3924億700万円

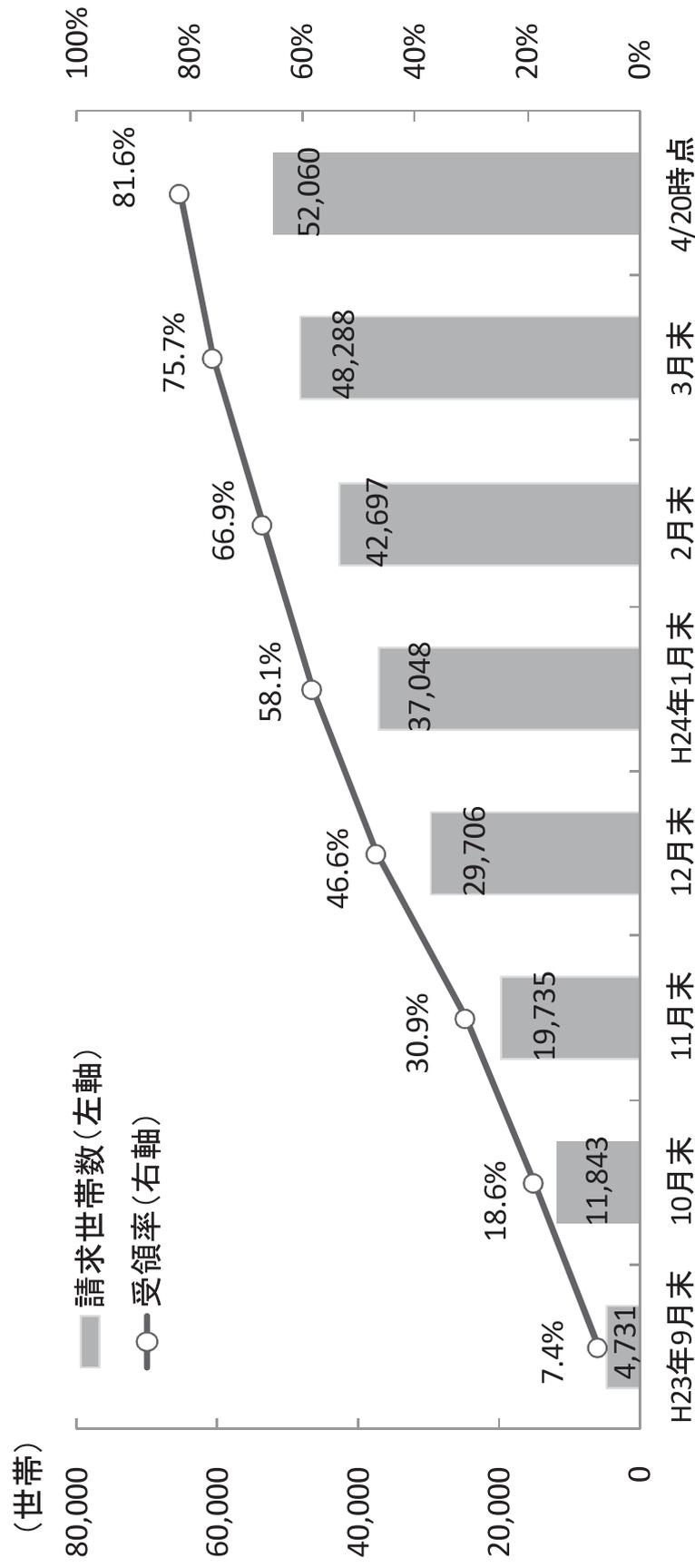
原子力損害賠償の進捗状況について

平成24年4月
東京電力株式会社

1. 請求書受領状況〔除く自主的避難〕（4/20現在）

- 個人の方からは約103,600件, 法人・個人事業主の方からは約52,300件の請求書を受領。
- 個人の方については, 現時点で想定される賠償対象世帯数約63,800世帯に対し、約52,100世帯（約82%）から請求書を受領。

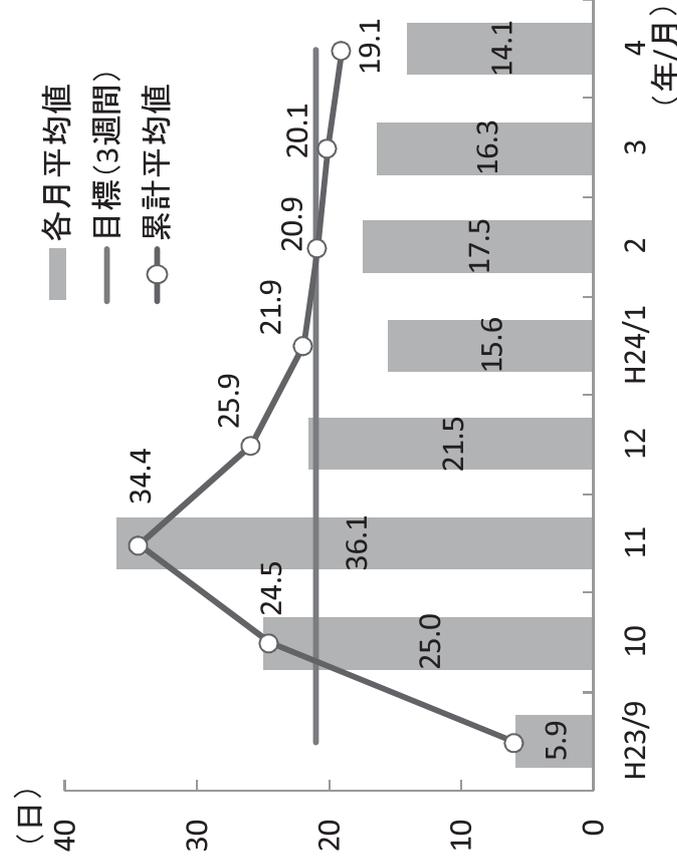
【本賠償請求世帯数の推移】



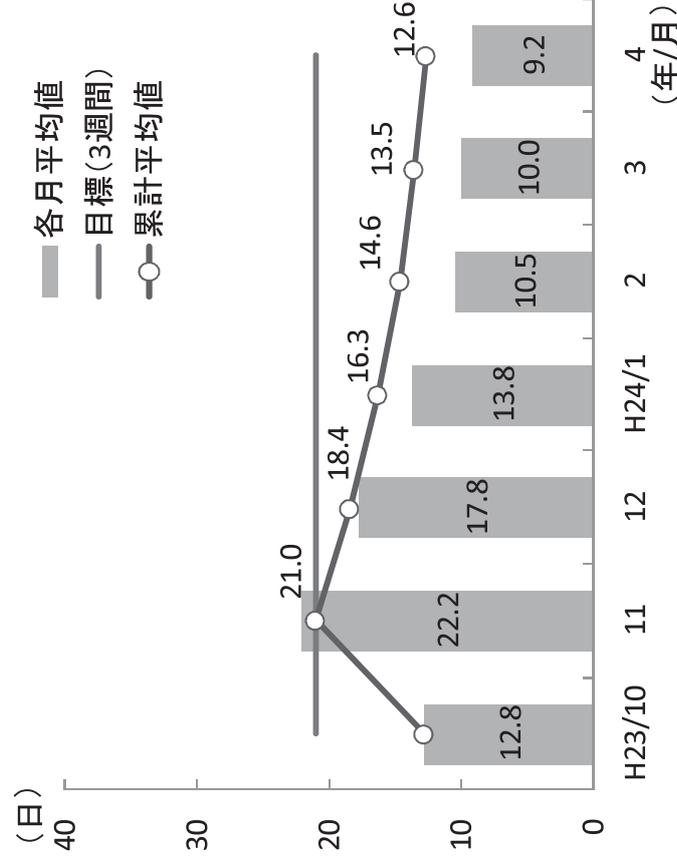
2. 請求書類確認所要日数〔除く自主的避難〕(4/20現在)

- 請求書類の到着から必要書類の確認完了までの日数【目安：3週間以内を目的】
 - 個人：約19日，法人・個人事業主：約13日，車両：約20日
- 当初，当社の事務処理の不慣れ等から請求書類の確認に時間を要し，11～12月に書類確認段階で大量の滞留案件が生じたが，ご請求内容の確認に従事する社員の増強や確認方法の運用改善等の効率化により，現在は滞留を解消し，特別事業計画でお示した目安は達成している。

【個人】



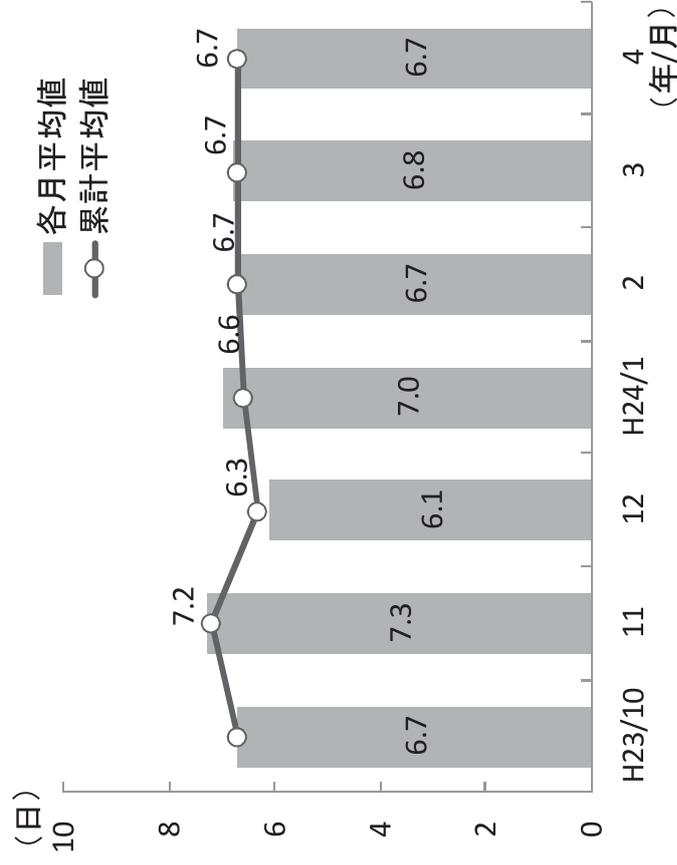
【法人・個人事業主】



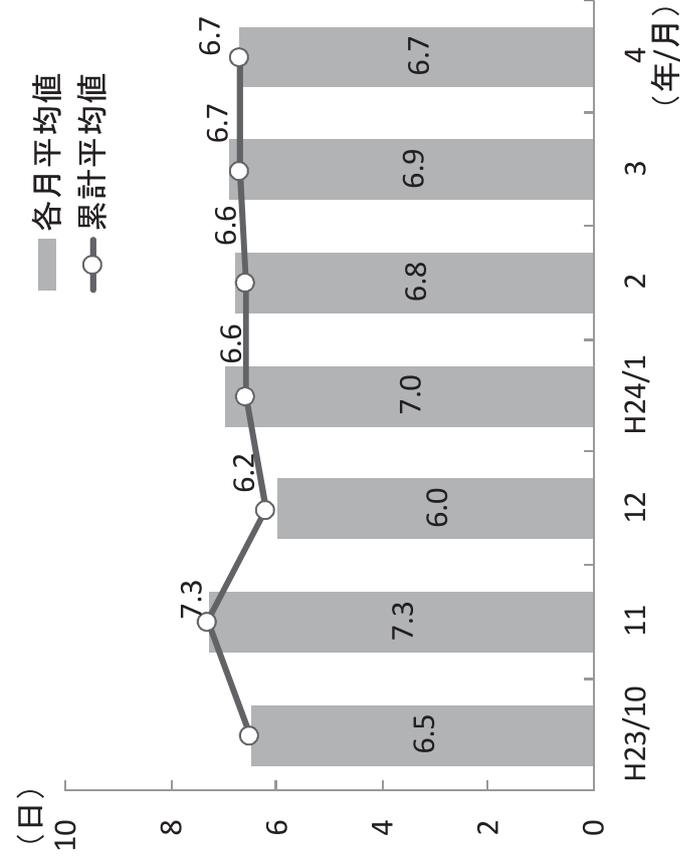
3. 支払手続所要日数〔除く自主的避難〕（4/20現在）

- 合意書受領からお支払いまでの日数【目安：1～2週間以内を目途】
 - 個人：約7日，法人・個人事業主：約7日，車両：約7日
- 当初より，特別事業計画でお示した目安を大きく短縮して達成している。

【個人】



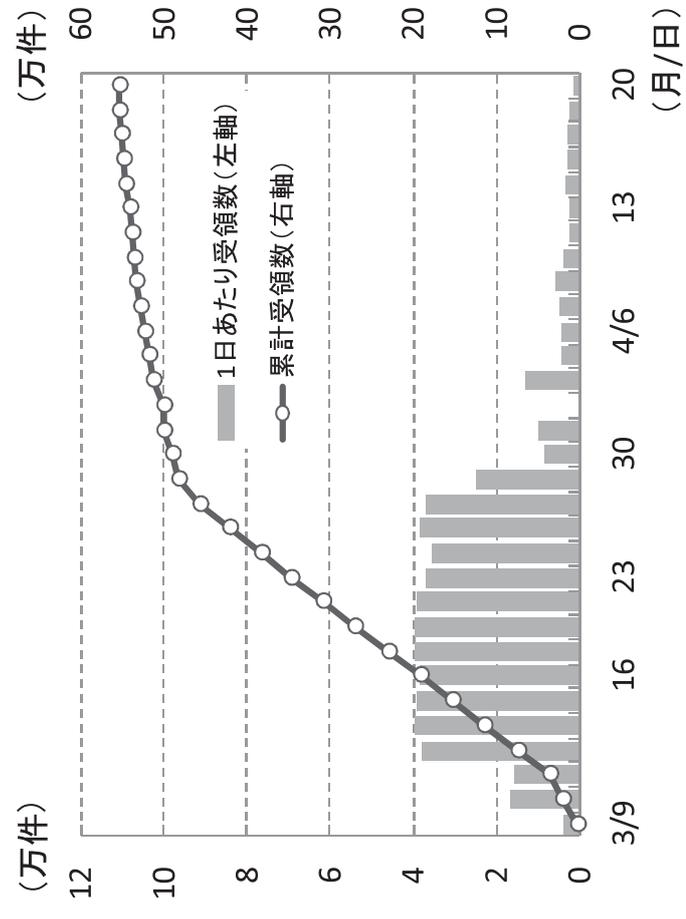
【法人・個人事業主】



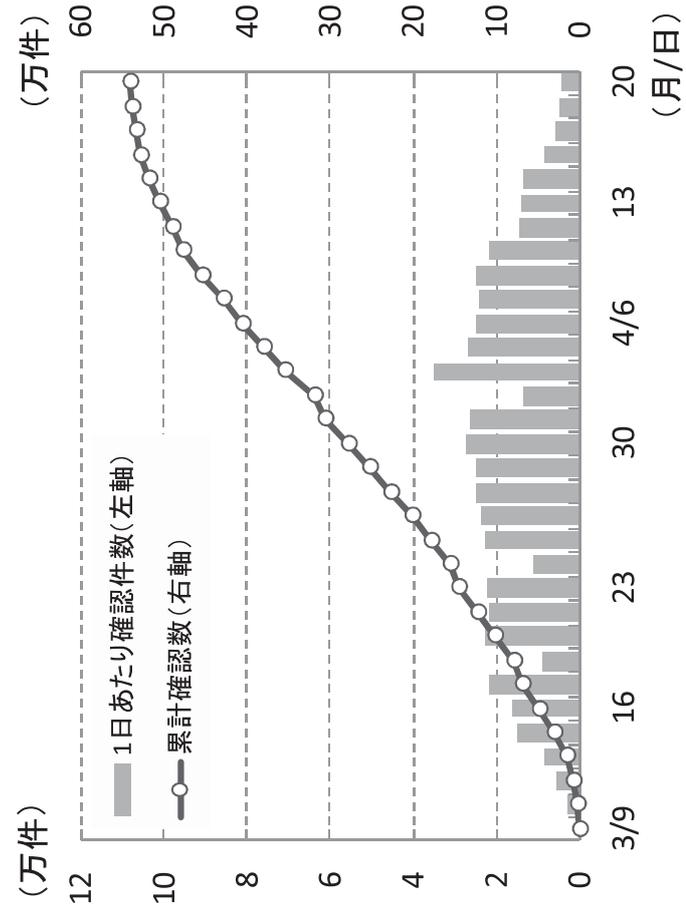
3. 請求書受領・確認状況等〔自主的避難〕（4/20現在）

- 約62万件の請求書を送付し，現時点で約55万件の請求書を受領。
- 請求書類については，これまで累計で約54万件の確認を完了している。

【請求書受領件数の推移】



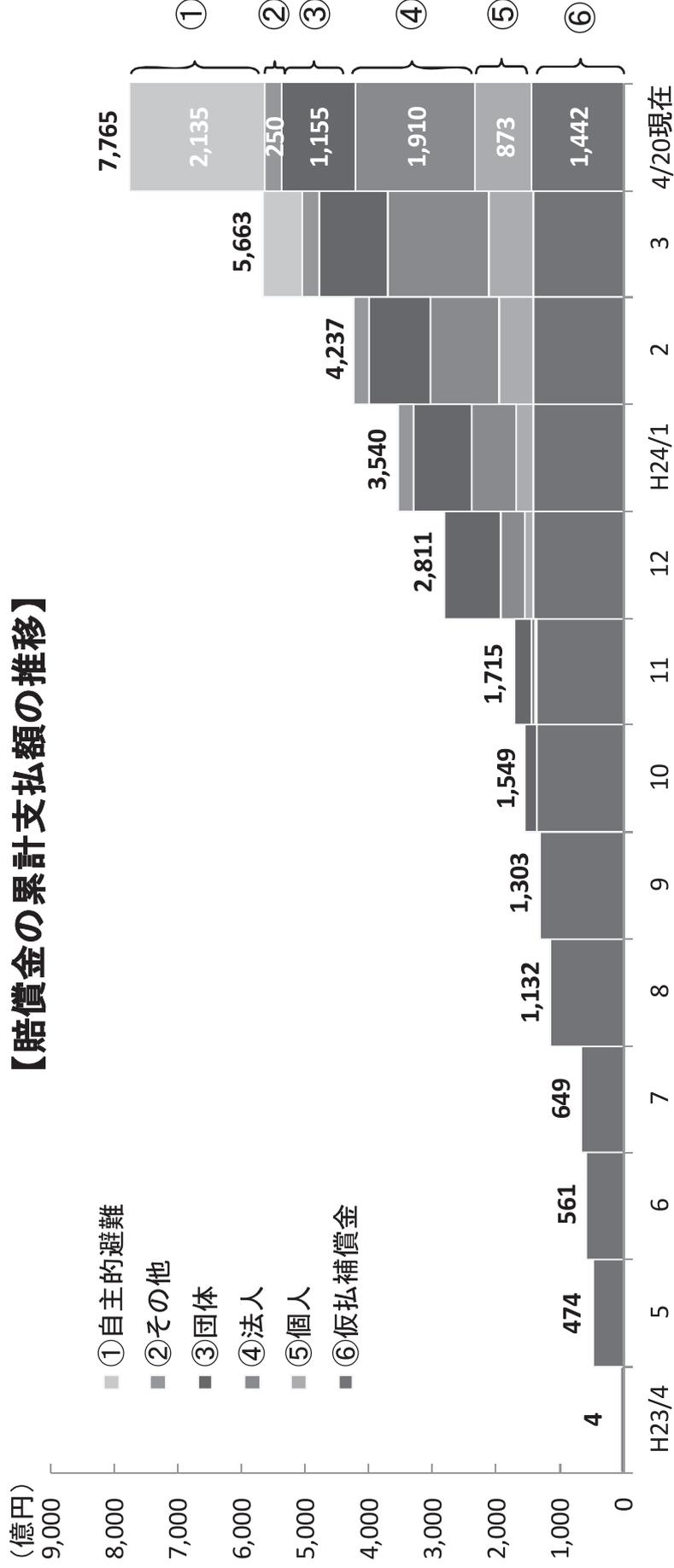
【請求書類確認件数の推移】



4. 賠償金の支払実績(4/20現在)

- 4/20現在、仮払補償金の支払総額約1,442億円、本賠償の支払総額6,323億円とあわせ、合計で約7,765億円を賠償金としてお支払い。
- 本賠償開始当初は、請求書類が大部かつ複雑で、ご請求が進まなかったことや、書類の確認段階で大量の滞留が発生したことなどから、お支払いが進まなかったが、12月以降、迅速なお支払いに向けた諸方を講じて、工程管理を徹底した結果、賠償金のお支払い状況は改善している。引き続き、工程管理を徹底し、さらなるお支払いの迅速化を進める。

【賠償金の累計支払額の推移】



※「その他」とは、福島県民健康管理基金への拠出

原子力損害賠償支援機構による相談事業の活動実績

平成 24 年 4 月

原子力損害賠償支援機構

原子力損害賠償支援機構は、平成 23 年 10 月 31 日より、「訪問相談チーム」（弁護士・行政書士等により構成）による福島県内の仮設住宅の集会所等における無料の対面相談や、機構本部での電話での無料の情報提供等の相談事業を実施しており、以下のとおり、平成 24 年 4 月 22 日までに延べ約 4,040 組の対面による個別相談、延べ約 2,790 件の電話による情報提供と電話相談に対応した。

1. 訪問相談チーム（平成 23 年 10 月 31 日～平成 24 年 4 月 22 日）

- 弁護士・行政書士等により構成される「訪問相談チーム」が福島県内の仮設住宅の集会所等を巡回するほか、山形県、新潟県の主要都市の借上会場において無料の対面相談を実施。

（1）福島県内

- ・ 訪問仮設住宅：137 箇所（約 9,970 世帯）

	一巡目（23/10/31～24/2/26）	二巡目（実施中）（24/2/27～24/4/22）
実施回数	延べ 1 4 2 回	延べ 1 1 6 回
説明会参加者	約 1,800 名	約 780 名
個別相談件数	約 1,800 組 (入居世帯の約 18.6%)	約 910 組
延べ派遣人数	弁護士：471 名 行政書士：386 名	弁護士：263 名 行政書士：161 名

（2）山形県及び新潟県

	山形県	新潟県
実施回数	延べ 2 1 回	延べ 2 4 回
説明会参加者	約 190 名	約 140 名
個別相談件数	約 250 組	約 150 組
延べ派遣弁護士人数	65 名	48 名

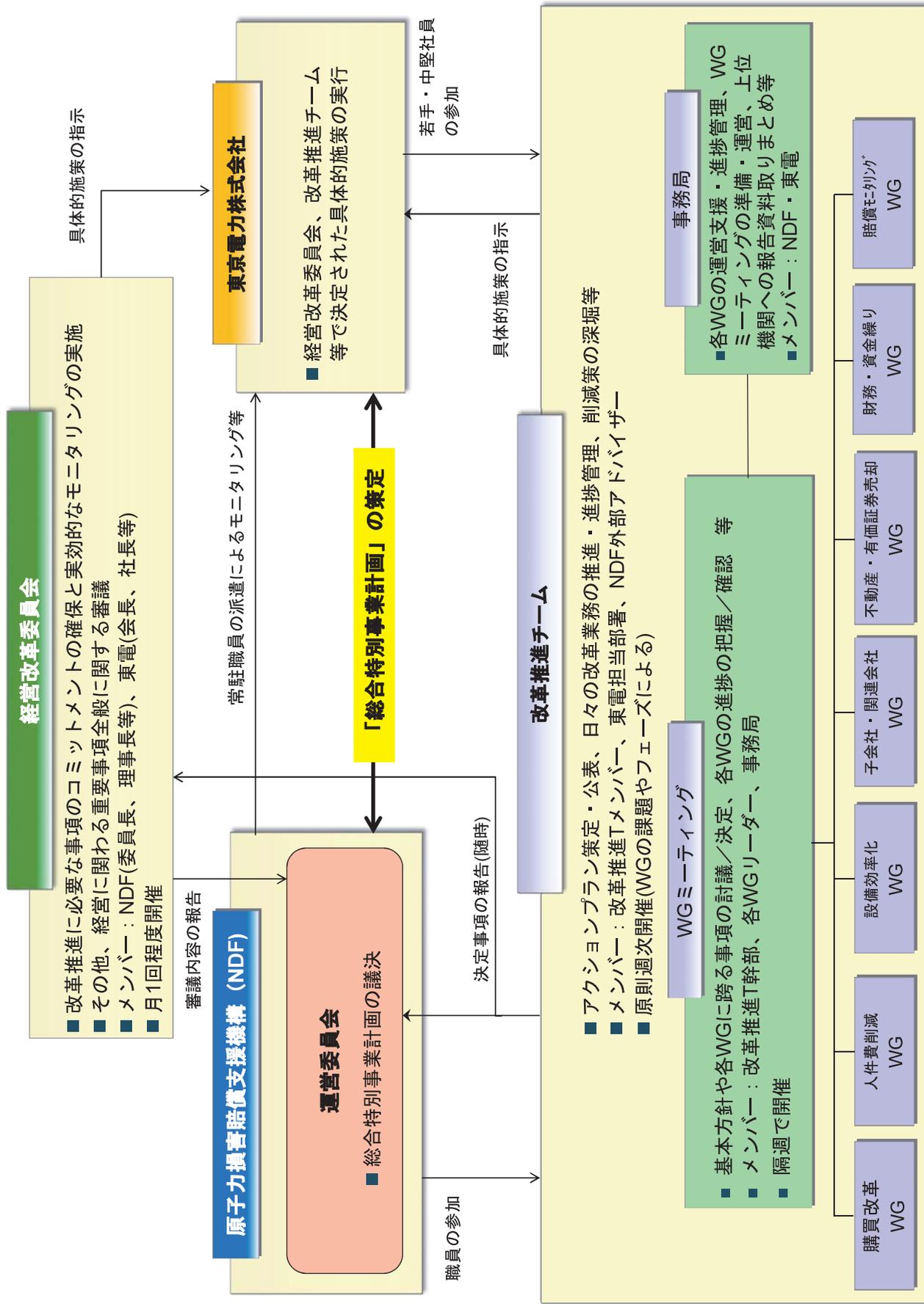
2. 機構福島事務所及び県内主要都市（平成23年11月12日～平成24年4月22日）

- 機構福島事務所（郡山市）及び福島市、会津若松市、いわき市の借上会場において弁護士及び行政書士による無料の対面相談を実施。
 - 個別相談件数 : 約 890 組
 - 延べ従事人数 : 弁護士 218 名、行政書士 159 名

3. 機構本部（平成23年10月31日～平成24年4月22日）

- 行政書士による賠償請求に関する電話での無料の情報提供
 - 対応件数 : 約 2,630 件
 - 延べ従事人数 : 行政書士 491 名
- 弁護士による無料の対面・電話相談
 - 個別相談件数 : 約 40 組
 - 電話相談件数 : 約 160 件
 - 延べ従事人数 : 弁護士 86 名

「緊急特別事業計画」実施と「総合特別事業計画」策定に向けた体制



改革推進のアクションプラン：WGの活動（コスト削減関連）

施策	2011 (H23) 年度			2012 (H24) 年度				2013 (H25) 年度	2014 (H26) 年度	目標額 (億円)	達成状況 (2011) 年度末実績額		
	11月	12月	1月	2月	3月	1Q	2Q	3Q	4Q			10年間	2011
購買改革WG	設備投資・点検工事の実行中止・見直し(口)	★	(既に決定・実施済み)										
	関係会社取引：競争的発注方法の拡大(口)	★	新規取引先の開拓、市場価格を意識した価格ベンチマーク	市場価格を意識した交渉実施、発注方法の変更									
	外部取引先との取引構造・発注方法の見直し(口)		代理店業務の現状把握・実態調査、不必要な代理店業務の特定	業務プロセスの見直し	★	★	★	★	★	★	★	★	
	関係会社取引：工事効率の向上(口)		分離発注に向けた条件整備、対象契約の特定	分離発注対象契約の更なる洗い出し・特定・継続的な拡大								446	
	機器仕様の標準化(ハ)		効果的な発注方法の選定	新規参入案件の整備による参入余地の拡大									
	発電所建設における設計の見直し(口)		試験的導入の準備、試験的導入、効果測定	工事種別の総合効率向上策仮説の立案	★	★	★	★	★	★	★		
	電力会社を横断した設計・仕様の統一(ハ)		仕様・進め方の検討(スマートメーター)	契約への反映	★	★	★	★	★	★	★		
	短期的な購入単価の削減(口)		競争可能な設計・仕様への変更	発注先候補の選定									
	利用燃料転換等(口)		対象資機材の検討	他電力会社への初期アライニング	★	★	★	★	★	★	★		
	他社購入電源の単価見直し(口)		一部改定契約締結	アクションプラン具体化									
その他経費	燃料費の中長期的視点による削減(ハ)	★	料金交渉										
	その他経費の実行中止・見直し ²⁾ (口)	★	(既に決定・実施済み)										
	不要支出の削減(口)		業務委託契約内容の確認	契約の見直し	★	★	★	★	★	★	★		
	賃借面積の削減(口)		削減可能な賃借契約の特定	関係部門等との協議およびフロアプラン確定									
	附帯事業営業費用の削減(口)	★	削減の実行	削減の実行									
	福利厚生制度の見直し(イ)		労働組合等との協議・合意	労働組合等との協議・合意									
	退職給付制度の見直し(口)		詳細設計	受給権者(OB)への説明会・個別相談実施、労働組合との協議・合意	★	★	★	★	★	★	★		
	給与・賞与の削減(イ)	★	(既に決定・実施済み)	詳細制度設計									
	新人事・処遇制度(ハ)		労働組合等との協議・合意	労働組合等との協議・合意									
	時間外割増率引き下げ(イ)		労働組合等との協議・合意	労働組合等との協議・合意									
人員削減(口、ハ)		事業縮小、業務効率化、採用抑制、希望退職等の具体的検討、削減時期の検討、削減組合との協議・合意等	労働組合等との協議・合意	★	★	★	★	★	★	★			
合計											26,488	2,374	2,513

★ 施策の分岐
 イ：機構も参画した検討・実行体制を確立し、既に定められたアクションプランについて検証した上で、直ちに具体的施策を実行する項目
 ロ：機構も参画した検討・実行体制を確立し、11月中にアクションプランを策定した上で、直ちに具体的施策を実行する項目
 ハ：機構も参画した検討体制を確立し、11月中に結論を得る時期とそれに向けた検証の取組みを定める項目

1. 施策の内訳：設備投資削減による減価償却費の減、流通設備の工事見直し、流通設備点検の直営化、その他追加費用削減施策
 2. 施策の内訳：寄付金の中止、厚生施設関係の削減、普及開発関係の削減、研究費の削減、研究費の縮小、システム委託等の中止、消耗品費の必要最低限水準までの削減、その他追加費用削減施策等

改革推進のアクションプラン：WGの活動（コスト削減関連以外）

2011年度版

実施	2011年度 (H23)年度				2012年度 (H24)年度				2013年度 (H25)年度		2014年度 (H26)年度		達成状況 (2011)				
	11月	12月	1月	2月	3月	1Q	2Q	3Q	4Q	上期	下期	年度	10年間	2011	年度末 実績額	見直し額	
ピーク需要抑制策の検討・実行(追加)	自由化部門のピーク需要抑制策の検討・実行(追加)	需給調整契約の拡大に向けた検討	お客さまとの協議・契約の締結	需給調整契約の締結													
	規制部門のピーク需要抑制策の検討・実行(追加)	ピーク需要抑制型の負荷率向上営業への転換、社外団体等と連携した負荷率向上活動の推進	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討	ピーク需要抑制策の検討				
	電源開発計画の見直し(他社電源の活用等)(口)	「他社電源の活用」による最適化を通じた電源開発の方針・計画の策定(基礎調査、他社電源の運用性や経済性の評価等)	電源開発計画を踏まえた技術検討、経済性評価、方針・計画の策定	他社電源活用のための入札等の準備・実施(計画の検証及び必要に応じた見直し)													
	流通設備計画の見直し(基幹拡充計画の見直し等)(口)	電源開発計画を踏まえた技術検討、経済性評価、方針・計画の策定	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施	設備対策の実施				
設備効率化WG	既存発電設備の売却等の検討(ハ)	売却に向けた技術的・法的論点整理、経済性評価、方針の決定	売却活動の実施	事業継続可能性の検討	再編ビジョンの作成、方針策定、概要設計、再編実施	1,301	328	470									
	子会社関係会社WG	関係会社の売却(イ)	関係会社の売却	事業継続可能性の検討	再編ビジョンの作成、方針策定、概要設計、再編実施												
	不動産・有価証券売却WG	関係会社の売却(イ)	関係会社の売却	事業継続可能性の検討	再編ビジョンの作成、方針策定、概要設計、再編実施												
	財務・資金繰りWG	関係会社の売却(イ)	関係会社の売却	事業継続可能性の検討	再編ビジョンの作成、方針策定、概要設計、再編実施												
賠償モニタリングWG	賠償金支払いに関するモニタリング	定期的モニタリング(2回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)					
	「5つのお約束」に関するモニタリング	定期的モニタリング(1回/月程度及び必要に応じた見直し)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)	定期的把握・確認(3回/月程度)					
総計													連2,472	単152	単431 連502		
													連3,301	単3,004	単3,141 連3,176		

経営の合理化について

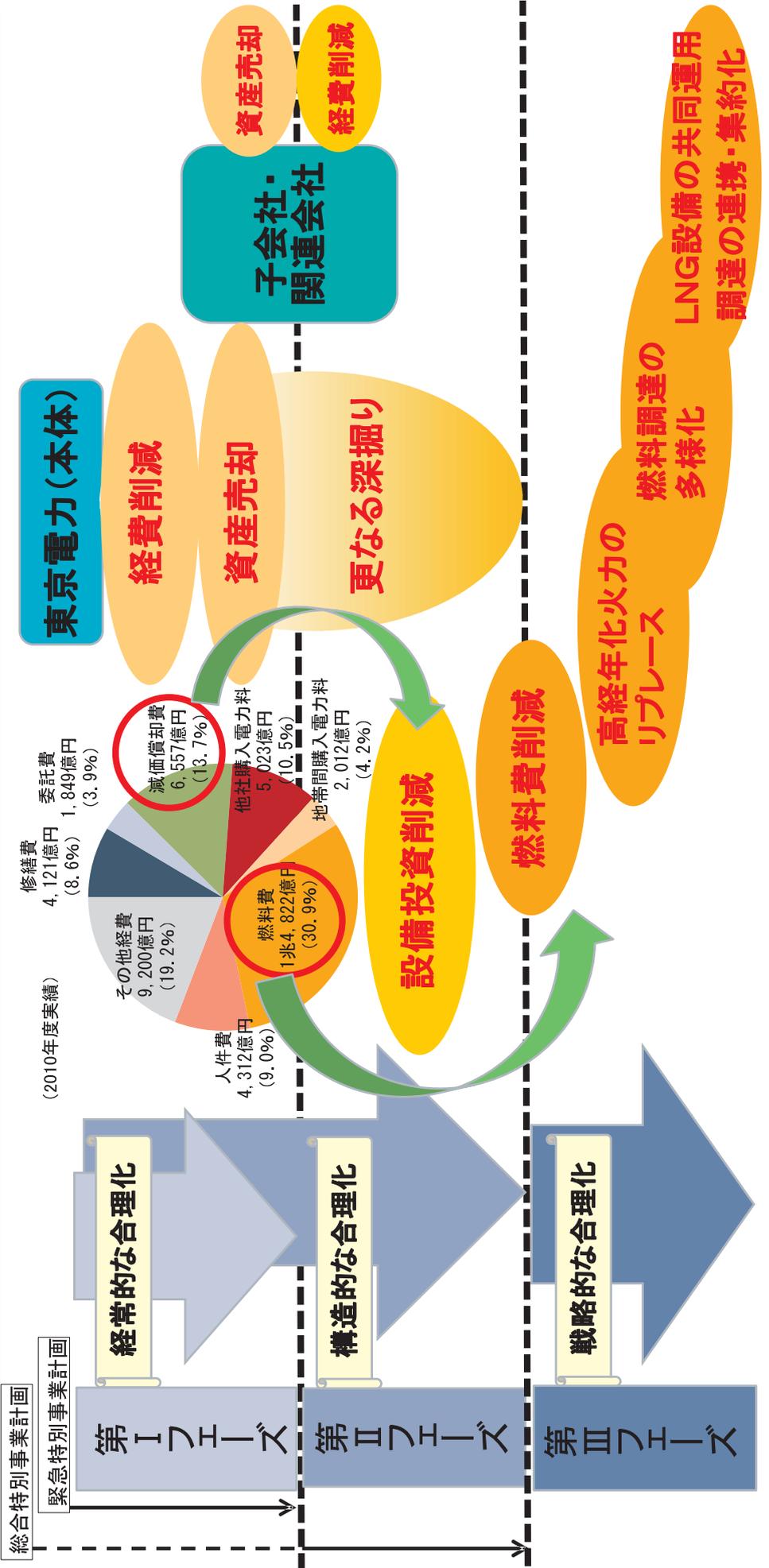
目次

1. <u>経営合理化の全体像</u>	32
2. <u>徹底したコスト削減</u>	35
➢ コスト削減額(全体、2011年度、追加コスト削減額)	36
➢ (参考)各費用のコスト削減額－緊急特別事業計画との比較	39
➢ (参考)子会社・関連会社との取引構造の見直し	44
➢ (参考)人件費(給与・賞与水準の公務員、他産業との比較)	45
➢ (参考)人員削減	47
➢ (参考)その他経費のコスト削減(寄付金、研究費、普及開発関係費)	48
➢ (参考)コスト削減施策の新旧対象比較	51
3. <u>設備投資の削減</u>	52
➢ 設備投資削減額	53
➢ ピーク需要抑制方策	54
➢ 電源開発計画	57
4. <u>資産売却</u>	58
➢ 不動産	59
➢ 有価証券	61
➢ 子会社・関連会社	62
➢ (参考)子会社・関連会社関係のアクションプラン(コスト削減、再編、附帯事業)	66

1. 経営合理化の全体像

経営の合理化のための方策(全体像)

- 東電の経営合理化に当たっては、3つのフェーズに分けて徹底的な合理化を実施。
 - ✓ **第Ⅰフェーズ** : 経常的費用の削減や非電気事業資産をはじめとする保有資産の売却等を中心とする合理化。
 - ✓ **「経常的な合理化」**
 - ✓ **第Ⅱフェーズ** : 中長期の設備投資削減、子会社・関連会社のコスト構造改革等、構造面での変革まで踏み込んだ合理化。
 - ✓ **「構造的な合理化」**
 - ✓ **第Ⅲフェーズ** : 高経年化火力発電所のリプレースや、燃料調達・運用面での他の事業者との連携の推進等、燃料コストの戦略的削減等を強力に推進する合理化。
 - ✓ **「戦略的な合理化」**



経営合理化の全体像(これまでの取り組みと総合特別事業計画のポイント)

- 経営合理化の試金石とも言えるべき、2011年度のコスト削減は、緊急特別事業計画で掲げた2,374億円を**139億円上回る**
- **2,513億円**のコスト削減を達成する見込み。
 今般、総合特別事業計画の策定に当たり、構造的合理化まで踏み込んだ、経営合理化計画を策定。
 - ✓ 主に構造面での変革を伴う追加コスト削減: 2012 - 2021年度までの**10年間で3兆3,650億円のコスト削減**(6,565億円上積み)
 - ✓ 中長期の設備投資計画の見直し: **10年間で9,349億円超の投資削減**
 - ✓ **資産売却(特に不動産)の大幅な前倒し**、子会社・関連会社のコスト削減施策の策定

		緊急特別事業計画 (2011 - 2020年度)		総合特別事業計画 (2012 - 2021年度)	
		計画内容(ポイント)	2011年度の達成見込み	計画内容(ポイント)	
コスト削減	東電本体	10年間で2兆6,488億円の削減	目標額 2,374億円 に対し、 2,513億円の削減(+139)	10年間で 3兆3,650億円の削減 ※ 6,565億円の上積み	
	設備投資削減	—	—	緊急特別事業計画の策定時点(10年間で7兆6,112億円の設備投資)から、10年間で 9,349億円の削減	
資産売却	不動産	原則2013年度までに東電グループで2,472億円相当の売却	単体目標額 152億円 に対し、 431億円の売却(+279)	2012年度の東電グループでの目標額 436億円売却に対し、 1,598億円に大幅前倒し(+1,162) 子会社保有不動産の売却の上積み	
	有価証券	原則2013年度までに東電グループで3,301億円相当の売却	単体目標額 3,004億円 対し、 3,141億円売却(+137) ※東電グループで2013年度までの総目標額の 96%完了	売却の前倒しに向け、最大限の加速化を目指す	
	子会社・関連会社	原則2013年度までに45社(1,301億円相当)の売却	目標額 328億円 売却に対し、 470億円売却(+142)	2012年度への前倒しの実現	
		—	—	10年間で 2,478億円のコスト削減*	

*: 連結におけるコスト削減効果額は、東電からの取引減少額と相殺し、1,153億円相当となる

“経常的合理化”

“構造的合理化”まで踏み込む

2. 徹底したコスト削減

コスト削減(東電本体)－総合特別事業計画におけるコスト削減額－

- 総合特別事業計画においては、2012-2021年度までの10年間で、**追加的に6,565億円**のコスト削減を行い、**総額3兆3,650億円**のコスト削減を実現。
- 2012-14年度の3年間平均では、3,054億円のコスト削減を実現。

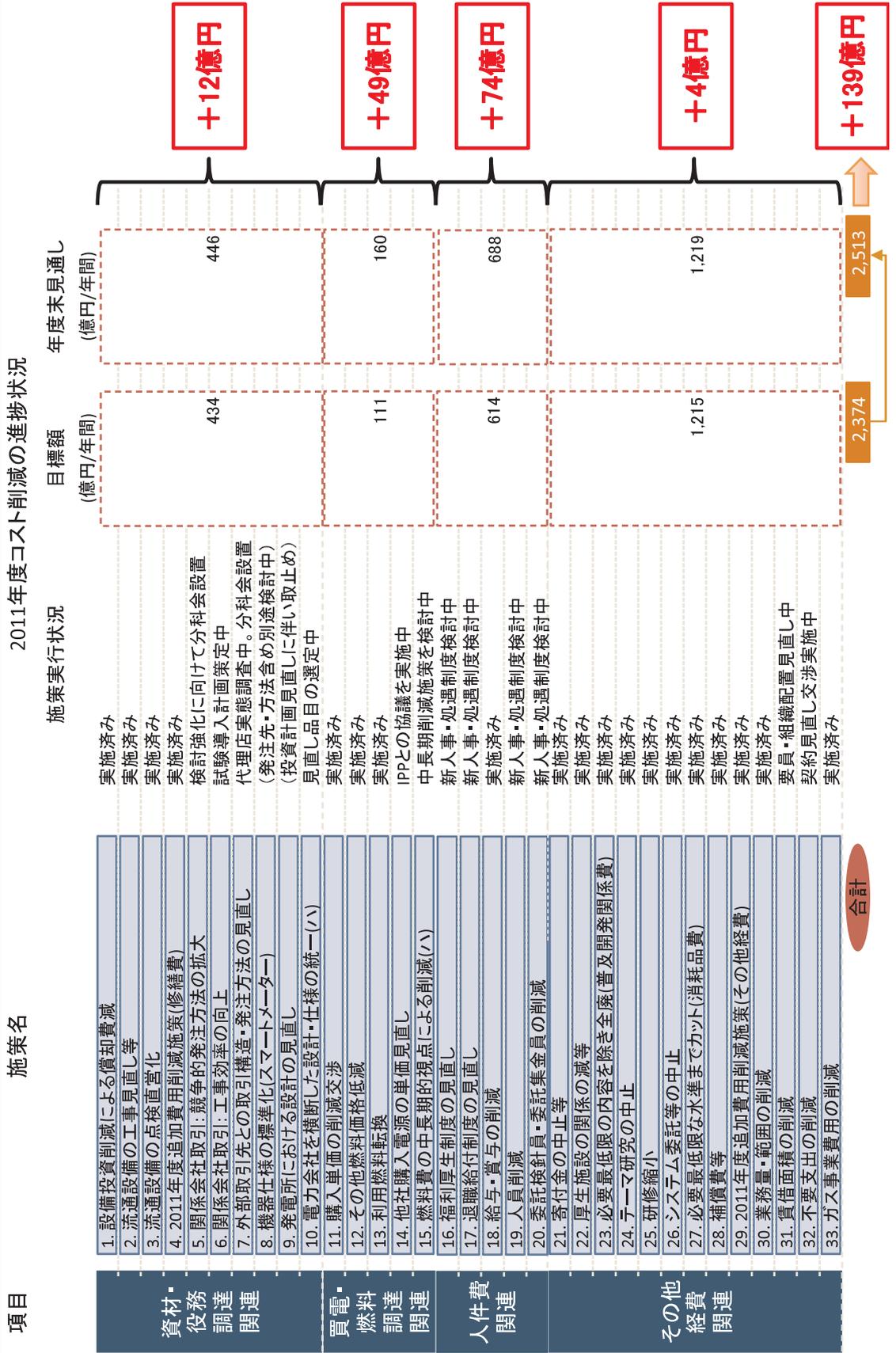
	緊急特別事業計画 (2011－2020年度)			総合特別事業計画 (2012－2021年度)		
	10年間合計 (2012-14平均)	2011年度 計画	2011年度 見通し	緊急特別事業計画 の計画期間補正後 10年間合計	追加コスト削減 10年間合計 (2012-14平均)	10年間合計 (2012-14平均)
資材・役務調達 に係る費用	5,118 (313)	434	446	5,442	1,199 (172)	6,641 (484)
買電・燃料調達 に係る費用	854 (62)	111	160	842	1,144 (216)	1,986 (277)
人件費	11,135 (1,192)	614	688	11,725	1,033 (101)	12,758 (1,293)
その他経費	9,380 (902)	1,215	1,219	9,076	611 (47)	9,687 (949)
設備投資に 関連する費用	—	—	—	—	2,578 (50)	2,578 (50)
合計	26,488 (2,468)	2,374	2,513	27,085	6,565 (586)	33,650 (3,054)

上積み

期間補正

コスト削減(東電本体)－2011年度の達成状況(施策別の詳細)－

- 経営合理化の試金石とも言うべき、2011年度のコスト削減は、緊急特別事業計画で掲げた2,374億円を**139億円上回る**
- **2,513億円**のコスト削減を達成する見込み。
- 緊急特別事業計画策定時点における目標のコスト削減額を項目ごとに達成する見込み。



コスト削減(東電本体)－追加コスト削減の施策－

- 総合特別事業計画の策定に当たって、2012－2021年度までの10年間で**6,565億円のコスト削減を上積み**。
- 2012－14年度の3年間平均では、586億円のコスト削減を上積み。

		削減見込み額(億円)	
		3年平均 (2012－14年度)	10年合計
	追加施策	主な内容	
資材・役務 調達関連	工事・点検の中止・ 実施時期の見直し 他	個別修繕件名ごとの見直しによる案件の厳選 補修・点検の実施時期・周期見直し	109
	関係会社取引:競争的発注方法の 拡大の追加削減	子会社・関連会社の原価改善に踏み込んだ活動による コスト削減の追加	40
	外部取引先との取引構造・ 発注方法の見直しの追加削減	値下げ交渉の徹底、範囲の拡大、仕様緩和の提案による コスト削減の追加	23
買電・燃料 調達関連	燃料価格(単価)の低減	震災後設置した電源における燃料単価削減 LNG輸入代行手数料の引き下げ	33
	安価な燃料・電源の活用	相対的にコストの低いLNG火力の稼働率向上 他社電源のうち安価な電源からの受電拡大	94
	電力購入契約の改定	共同火力・自家発電事業者等の固定費等の削減交渉実施	82
	卸電力取引所の活用	卸電力取引所からの安価な電力購入 卸電力取引所における売電	7
人件費関連	人件費の追加削減	給与削減の追加(任用の厳格化等)	101
その他 経費関連	執務スペースの効率化	執務スペースの削減による賃借面積の削減	3
	研究費の追加削減 他	研究の進捗状況や設備投資計画の見直しを踏まえた、研究予 一マの取捨選択等、研究費の更なる削減	44
設備投資 関連	中長期にわたる投資計画の抜本的 な見直し	需要抑制方策の織込み、電源開発について入札による他社 電源化及びそれに伴う流通設備投資削減	50
		合計	586
			6,565

(参考) 資材・役務調達に係る費用の削減－緊急特別事業計画との比較－

▶ 資材・役務調達に係る費用については、2012－2021年度までの**10年間で6,641億円のコスト削減を実現**。
 ※なお、緊急特別事業計画と計画期間合わせた場合(2011－2020年度)には、10年間で6,239億円のコスト削減を実現。

施策／主な内容	緊急特別事業計画 (2011－2020年度)		総合特別事業計画 (2012－2021年度)				3年平均 (2012 －14)
	10年累計	緊急特別事業計画 の計画期間補正後 10年累計	追加コスト削減		10年累計		
			10年累計	3年平均			
設備投資削減による償却費減 ・短・中期的な設備投資の削減	1,236	1,517	-	-	1,517	37	
工事・点検の中止・実施時期の見直し ・緊急・複雑的な修繕費の削減等 ・安定供給を追求した恒久的な工事実施時期の見直し等	355	122	603	109	725	113	
関係会社取引：競争的発注方法の拡大 ・現行の取引に対して10%程度の値下げ交渉を行い、競争的発注方法を導入したと想定されるレベルまでコスト削減を実施(新規取引先の拡大、市場価格を意識した交渉の実施、競争導入等最適な発注方法の選定) ・子会社・関連会社のコスト構造改革を行い、コスト削減を上積み	1,669	1,674	382	40	2,056	209	
関係会社取引：工事効率の向上 ・配電等の関連工事において、関係会社や外部事業者との生産性向上を通じた単価の削減 ・生産性向上に資する新工法や新機材の試験的導入とその効果測定に基づいた価格交渉、契約見直しによる修繕費等の削減	488	553	-	-	553	33	
外部取引先との取引構造・発注方法の見直し ・代理店を介した取引から、メーカーとの直接取引に向けた交渉・業務プロセスへの見直し ・メーカーへの一括発注から工事的に応じた分離発注への契約の見直し ・新規取引先の拡大や参入条件整備による競争環境の醸成	813	923	214	23	1,137	77	
機器仕様の標準化(スマートメーター)	557	653	-	-	653	16	
合計	5,118	5,442	1,199	172	6,641	484	

(億円)

(参考)買電・燃料調達に係る費用の削減－緊急特別事業計画との比較－

➤ 買電・燃料調達に係る費用については、2012～2021年度までの**10年間で1,986億円のコスト削減を実現**。
 ※なお、緊急特別事業計画と計画期間合わせた場合(2011～2020年度)には、10年間で1,937億円のコスト削減を上積み。

施策／主な内容	緊急特別事業計画 (2011～2020年度)		総合特別事業計画 (2012～2021年度)			
	10年累計	緊急特別事業計画 の計画期間補正後 10年累計	追加コスト削減		10年累計	3年平均 (2012 ～14)
			10年累計	3年平均		
燃料価格(単価)の低減						
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 緊急設置電源の燃料を軽油から安価な都市ガスに転換することによる燃料費の削減 ▪ LNG輸入代行手数料の削減 ▪ 新設電源の燃料価格の引下げによる燃料費の削減 	206	145	213	33	358	81
経済性に優れる電源の活用						
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 相対的にコストの低いLNG火力の稼働率を向上させるべく、関係者との調整を前提とした日々のオペレーションの合理化による燃料費の削減 ▪ 他社電源のうち安価な電源からの受電拡大 	-	-	281	94	281	94
電力購入料金の削減						
<ul style="list-style-type: none"> ▪ IPP事業者との単価削減交渉による購入電力料の削減 ▪ 共同火力、自家発電事業者等の固定費等の削減交渉実施 	648	697	629	82	1,326	95
卸電力取引所の活用						
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 卸電力取引所から安価な電力購入を行うことによる燃料費の削減 ▪ 卸電力取引所における売電による他社販売電力料の増 	-	-	21	7	21	7
合計	854	842	1,144	216	1,986	277

(億円)

(参考) 人件費の削減－緊急特別事業計画との比較－

- ▶ 人件費については、2012－2021年度までの**10年間で1兆2,758億円のコスト削減を実現**。
 ※なお、緊急特別事業計画と計画期間合わせた場合(2011－2020年度)には、10年間で1兆2,061億円のコスト削減を上積み。

施策／主な内容	緊急特別事業計画 (2011－2020年度)		総合特別事業計画 (2012－2021年度)				3年平均 (2012 －14)
	10年累計	緊急特別事業計画 の計画期間補正後 10年累計	追加コスト削減		10年累計		
			10年累計	3年平均			
人員削減							
<ul style="list-style-type: none"> ・グループの体制見直しや業務の抜本的な簡素化・合理化等を通じて、全体として効率化を図り、新規採用抑制や希望退職等により削減 	3,244	3,725	-	-	3,725	210	
給与・賞与の削減							
<ul style="list-style-type: none"> ・社員の年収の一律減額措置の継続 ・新人事・処遇制度導入 ・時間外割増率の引下げ 	6,405	6,435	-	-	6,435	642	
退職給付制度の見直し							
<ul style="list-style-type: none"> ・年金制度変更(再評価率下げ、終身年金減額) 	1,036	1,065	-	-	1,065	290	
福利厚生制度の見直し							
<ul style="list-style-type: none"> ・健康保険、財形制度、カフェテリアプラン、従業員持株制度の見直し 	450	500	-	-	500	50	
各施策の深掘り							
<ul style="list-style-type: none"> ・任用の厳選化等、人事制度運用の中身にまで踏み込んだ「単価」の削減を行うとともに、人員削減計画の実施前倒しと将来的な業務効率化を前提とした更なる人員の削減という「量」の削減によるコスト削減を追加 	-	-	1,033	101	1,033	101	
合計	11,135	11,725	1,033	101	12,758	1,293	

(億円)

(参考) その他経費の削減－緊急特別事業計画との比較－

➤ その他経費については、2012－2021年度までの**10年間で9,687億円のコスト削減を実現**。
 ※なお、緊急特別事業計画と計画期間合わせた場合(2011－2020年度)には、10年間で9,924億円のコスト削減を上積み。

施策／主な内容	緊急特別事業計画 (2011－2020年度)		総合特別事業計画 (2012－2021年度)			(億円)
	10年累計	緊急特別事業計画 の計画期間補正後 10年累計	追加コスト削減 10年累計	3年平均		
				3年平均	10年累計	
システム委託等の中止 <ul style="list-style-type: none"> 業務運営上、不可欠なものに厳選し、システム関係の委託費を削減 設備関係の委託や調査分析業務委託の削減 	2,645	2,460	80	8	2,540	254
諸費(寄付金等)の削減 <ul style="list-style-type: none"> 寄付金の廃止 旅費、通信運搬費、渉外雑費の削減 諸会費、組合費の見直し 	817	840	-	-	840	85
厚生施設の削減・執務スペースの効率化 <ul style="list-style-type: none"> 厚生施設、社宅関係借家料の削減 人員合理化を見据えた執務スペースの削減による賃借面積の削減 	425	440	65	3	505	40
普及開発関係費の削減 <ul style="list-style-type: none"> テレビ、ラジオ、新聞、雑誌の広告費削減 PR施設関係費・PR資料の削減 	2,160	2,160	-	-	2,160	216
テーマ研究の中止 <ul style="list-style-type: none"> 電力中央研究所の分担金の低減 廃止措置、安全運転及び安定供給以外のテーマ研究の中止 研究の進捗状況や設備投資計画の見直しを踏まえた研究テーマの取捨選択 	1,681	1,680	466	36	2,146	204
研修の縮小 <ul style="list-style-type: none"> 給電研修ソフトの更新見送り、管理職研修の縮小及び研修センター運営費の削減 	455	457	-	-	457	46
消耗品費の削減 <ul style="list-style-type: none"> PC等の事務用品費、図書費等の削減 	656	663	-	-	663	66
その他の諸経費の削減 <ul style="list-style-type: none"> 廃棄物処理費の輸送委託の範囲見直し 補償費の削減 	541	376	-	-	376	38
合計	9,380	9,076	611	47	9,687	949

(参考)設備投資に関連する費用の削減－緊急特別事業計画との比較－

- ▶ 設備投資に関連する費用については、2012～2021年度までの**10年間で2,578億円のコスト削減を実現**。
 ※なお、緊急特別事業計画と計画期間合わせた場合(2011～2020年度)には、10年間で1,982億円のコスト削減を上積み。

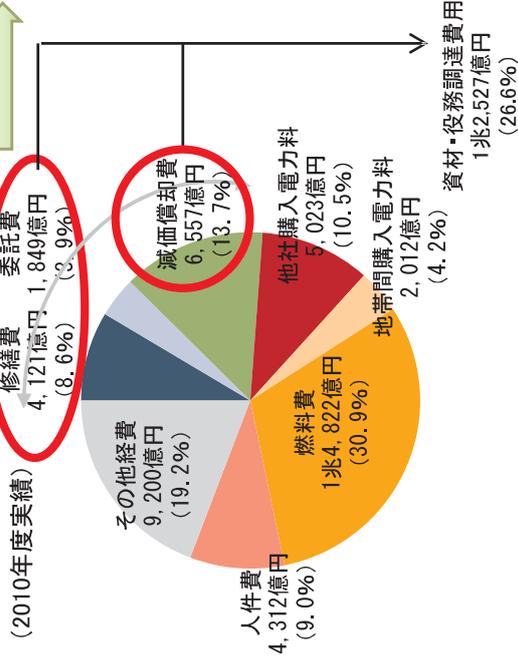
(億円)

施策／主な内容	緊急特別事業計画 (2011～2020年度)		総合特別事業計画 (2012～2021年度)			
	10年累計	緊急特別事業計画 の計画期間補正後 10年累計	追加コスト削減		10年累計	3年平均 (2012 ～14)
			10年累計	3年平均		
中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し ・多額の設備投資負担を最大限低減するために、需要抑制方策に本格的に取組み、 また、今後のすべての電源開発(新設・リブレース)に当たって入札を行い、原則とし て他社電源化することにより、設備投資の削減等によるコスト削減を実現	-	-	2,578	50	2,578	50

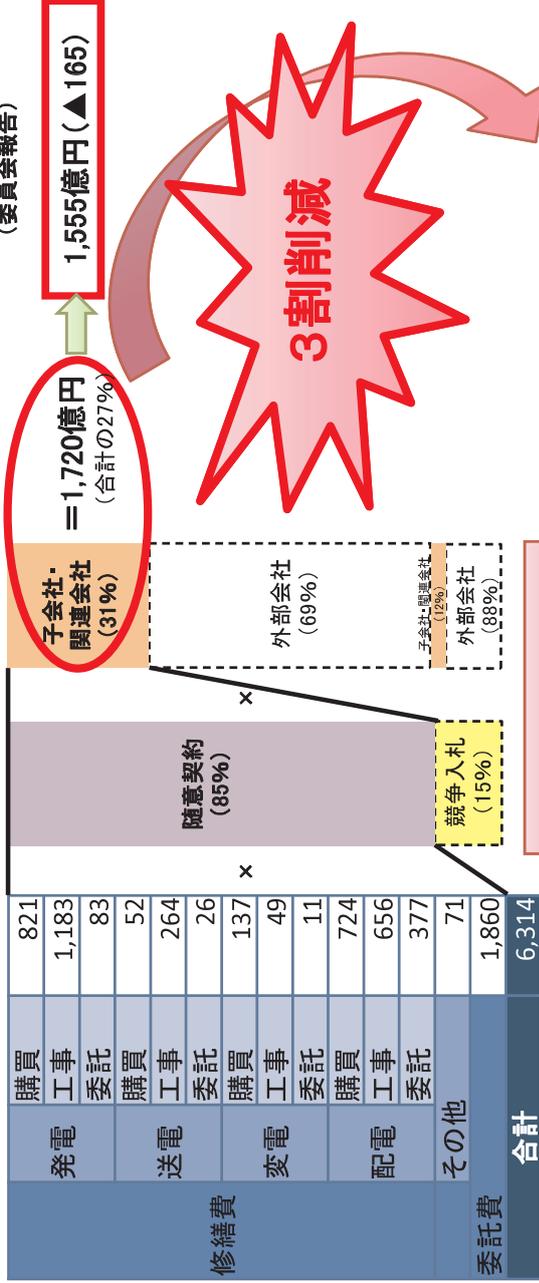
(参考) 取引構造(子会社・関連会社との随意契約)の見直し

- ✓ 現状、東電の取引構造の下では、**子会社・関連会社との随契約が1,720億円**(随契比率85%)にも上る。
- ✓ 今般、総合特別事業計画の策定に当たり、①競争入札比率の拡大(現状から**倍増**し、**競争比率30%まで拡大**)、②随意契約の内容の徹底精査、③単価引下げの実行により、**子会社・関連会社との随契による取引の3割削減を実現**。

委員会報告



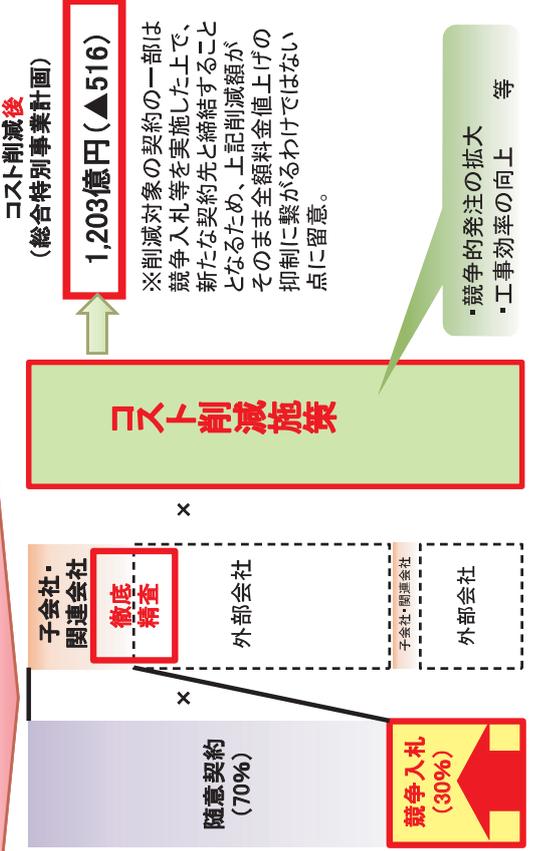
2015年度想定(TF報告書)



総合特別事業計画

- 子会社・関連会社との随意契約見直しのポイント
 - ✓ 競争入札比率を**30%まで拡大**(3年間で現状の**倍増**)
 - ⇒ 競争拡大分科会を立ち上げ、実行を担保
 - ✓ 随意契約の内容を**徹底精査**
 - ✓ コスト削減施策の実行(随意契約の**単価引下げ**)
 - ⇒ 機構によるモニタリングにより、実行を担保

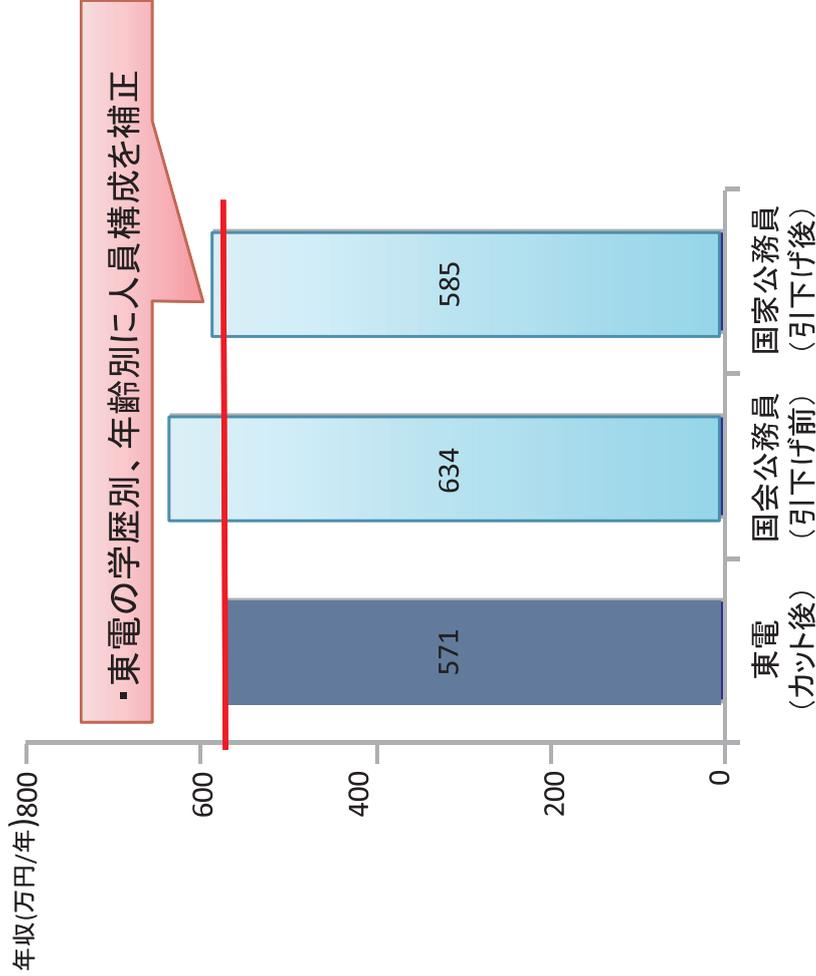
※いわゆる「ゼロ連結会社」と称される会社(資本関係がなく、取引額が大きく、人的関係が深い会社等)についても、徹底的に取引構造の見直しを図ることとする。



(参考) 人件費—給与・賞与水準—

- 東電のカット後の平均年収(基準外賃金除く)は、学歴別、年齢別の人員構成を東電と国家公務員で合わせたとしても、7.8%カット後の**国家公務員の平均年収を下回るレベル**。
- 他産業との比較においても、全産業平均および他公益企業平均と比較して、適切な水準に抑制。

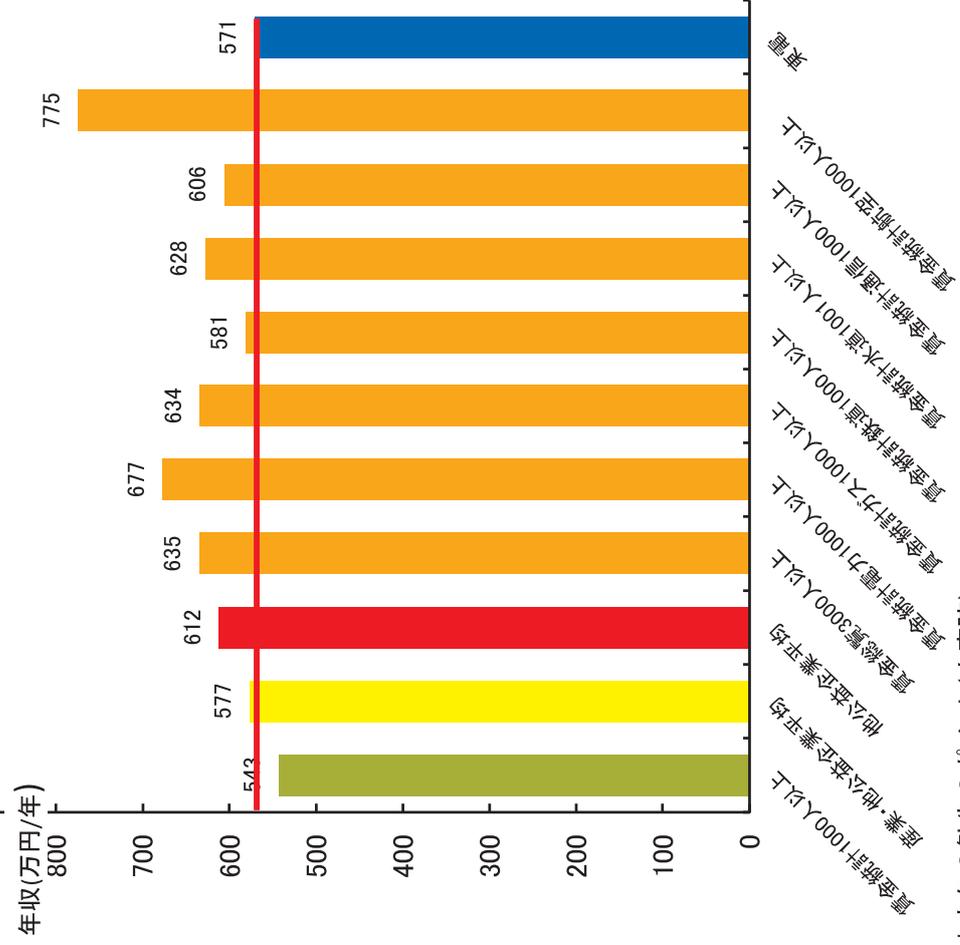
【国家公務員との比較】



(注)1.年収は、給与及び基準内手当(年間換算)と賞与の合計; 2.東電はH24年3月実績値に基づく数値; 3.国家公務員が関東甲信越地方に在勤しているとして地域手当の支給率を補正; 4.国家公務員の学歴別人員構成比を当社水準に補正して算出

【出典】公務員:平成23年国家公務員給与等実態調査(人事院給与局)、給与勧告の仕組みと本年の勧告のポイント(人事院)民間企業:賃金総覧(日本経団連)、賃金構造基本統計調査(厚生労働省)

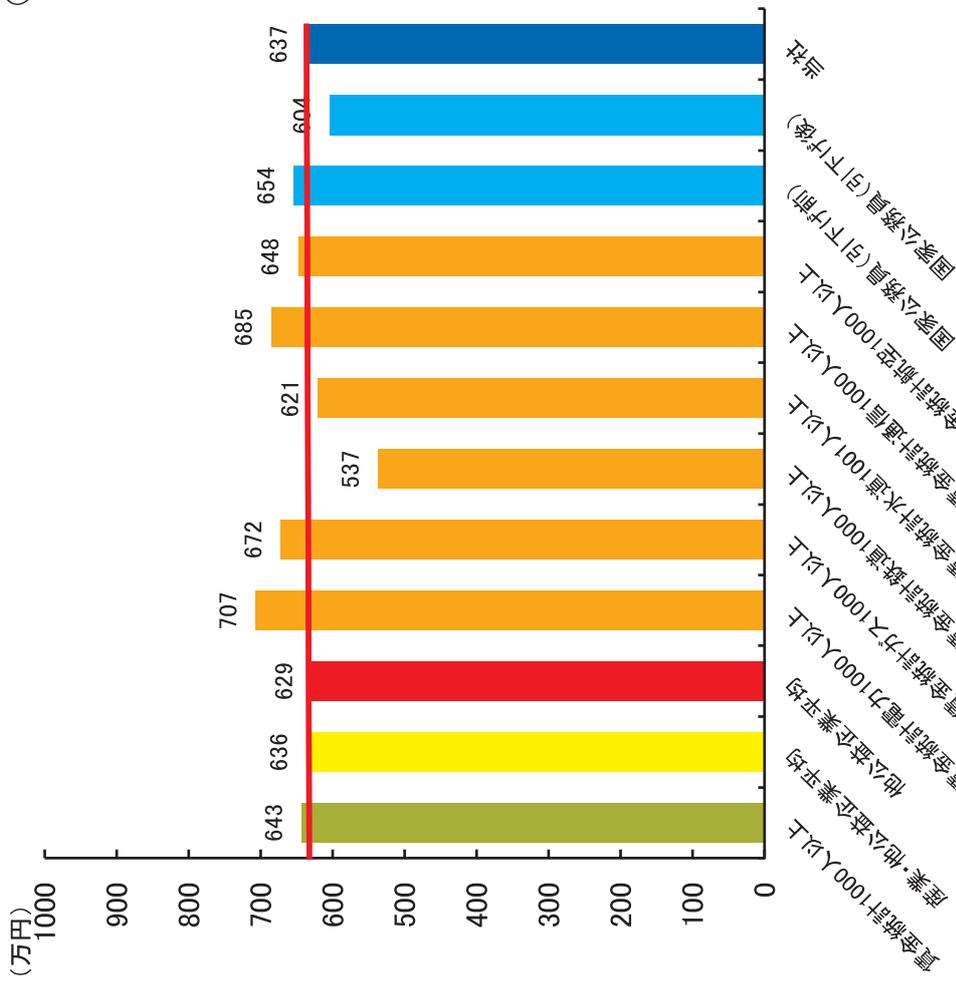
【他産業との比較】



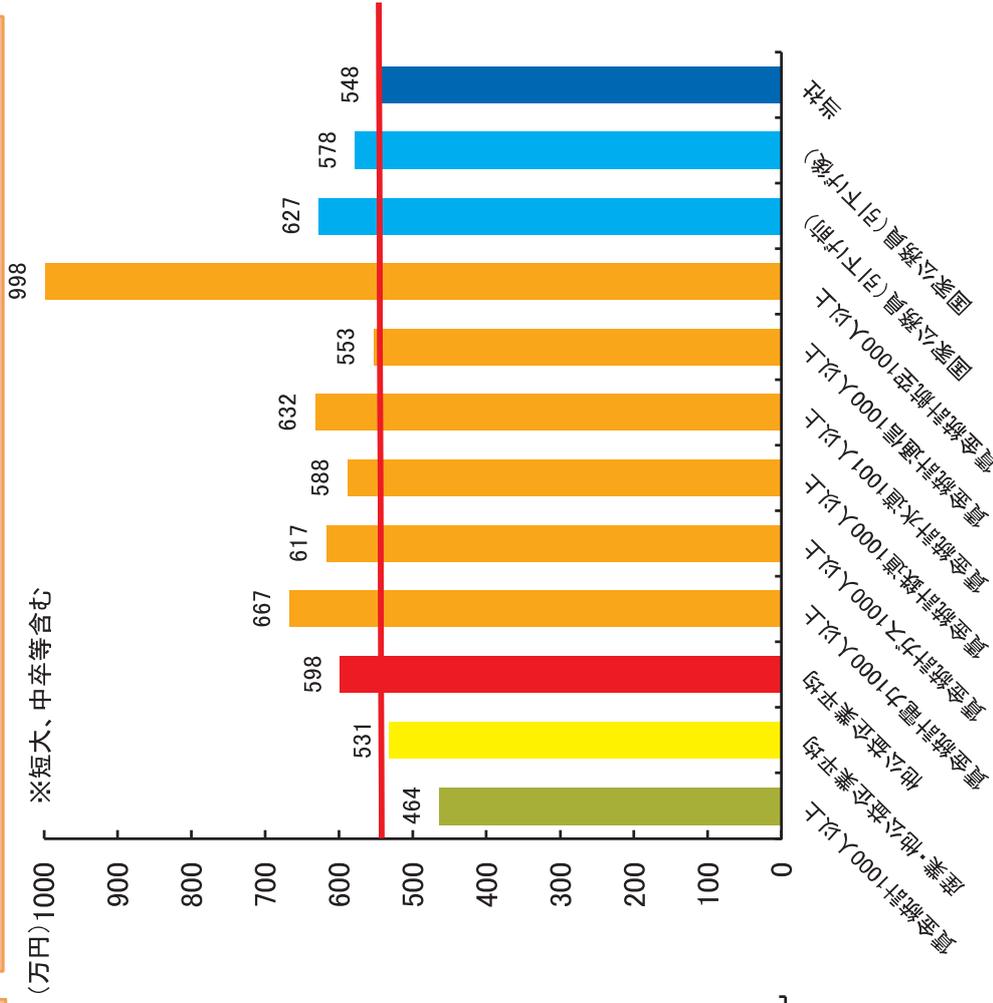
(参考) 人件費一給与・賞与水準(学歴別比較)一

➤ 学歴別平均年収についても、大学卒・高校卒等とともに、他公益企業や国家公務員等と比較して、適切な水準に抑制。

【大学卒】



【高校卒等】



(注) 1. 東電及び国家公務員のデータについては、前頁注と同様; 2. 他産業のデータについては、年齢別の人口構成を考慮していない; 3. 他公益企業平均は、ガス・鉄道・水道・通信の単純平均。「産業・他公益企業平均」は「産業平均」と「他公益企業平均」の単純平均

【出典】民間企業：H22賃金構造基本統計調査(厚生労働省)

国家公務員：H23年国家公務員給与等実態調査(人事院給与局)、給与勧告の仕組みと本年の勧告のポイント(人事院)

(参考) その他経費におけるコスト削減費目一覧

費目	コスト削減施策の主な内容 (参考) 計画値	削減見込み額(億円)											
		2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	10年間累計
賃借料	<ul style="list-style-type: none"> 厚生施設・社宅関係借家料の削減 機械賃借料の削減 緊急電源リースの単価削減 人員合理化を見据えた賃借面積の削減 	85	39	44	55	55	55	55	55	55	55	55	521
	<ul style="list-style-type: none"> 寄付金の廃止 旅費、通信運搬費の削減 旅外雑費の削減 諸会費、組合費の見直し 雑費(ソフトウェア)の削減 	60	86	84	83	83	83	83	84	84	84	84	838
研究費	<ul style="list-style-type: none"> 電中研分担金の低減 廃止措置、安全運転及び安定供給以外のテーマ研究の中止 研究所運営管理費の削減 	169	178	216	219	219	219	219	219	219	219	219	2,146
	<ul style="list-style-type: none"> テレビ・ラジオ・新聞・雑誌の広告費削減 PR施設関係費・PR資料の削減 CSR費用の削減 地域対応費用の削減 	219	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	2,160
消耗品費	<ul style="list-style-type: none"> PC等の事務用品費の削減 図書費の削減 被服費、自動車燃料費の削減 	60	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	662
	<ul style="list-style-type: none"> 給電研修ソフトの更新見送り 管理職研修の縮小 研修センター運営費の削減 	44	45	46	46	46	46	46	46	46	46	46	457
その他	<ul style="list-style-type: none"> システム委託等の中止 廃棄物処理費の輸送委託の範囲見直し 補償費の削減 他 	578	280	286	292	292	292	292	292	292	292	292	2,902
	合計	1,215	910	959	977	977	977	977	977	977	977	977	9,687

注: 四捨五入の関係で合計と内訳が一致しない場合がある

(参考)その他経費—寄付金—

➤ 寄付金については、**2012年度以降廃止**。

【寄付金】

分野	費用 (億円)				
	2010年度 実績	2011年度 見通し	2012年度 見通し	2013年度 見通し	2014年度 見通し
学術・研究・教育	5.3	0.6	0.0	0.0	0.0
自治体 ・地域社会の活動 ¹⁾	4.7	31.1	0.0	0.0	0.0
国際交流・協力	2.1	0.1	0.0	0.0	0.0
災害援助	1.8	0.2	0.0	0.0	0.0
環境保全	1.8	0.7	0.0	0.0	0.0
芸術文化	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0
その他	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
合計²⁾	16.3	33.0	0.0	0.0	0.0

1)「自治体・地域社会の活動」の2011年度の31.1億円のうち、30億円は原子力被害応急対策基金への拠出である。

2)上記とは別途、会計上、寄付金と整理されるものとして、未払いの少額電気料金の消却費(2012年度以降)、コンピュータへの参加に伴う拠出(2012年度以降)、東電保有設備の自
治体への無償譲渡・貸与による譲渡・賃貸対価(2012年度)が見込まれている。なお、これらの費用については、料金原価上は原価から除外し、全額カットしている。

(参考) その他経費－研究費、普及開発関係費－

- 研究費については、廃止措置や安全運転、安定供給といった必要不可欠なテーマに係る研究以外の研究を中止し、2012年度の見通しは、**2010年度の実績と比較して、約53%カット**
- 普及開発関係費については、節電等の必要最低限な内容を除く広告を中止し、2012年度の見通しは、**2010年度の実績と比較して、約188%カット。**

【研究費¹⁾】

分野	費用 (億円)				
	2010年度 実績	2011年度 見通し	2012年度 見通し	2013年度 見通し	2014年度 見通し
テーマ研究費	269	139	126	78	76
研究所管理費	5	4	4	5	5
その他	0	0	0	0	0
合計	274	143	130	83	81

【普及開発関係費】

分野	費用 (億円)				
	2010年度 実績	2011年度 見通し	2012年度 見通し	2013年度 見通し	2014年度 見通し
テレビ・ラジオ放送費用	70	22	3	3	3
広告・広報掲載費用	46	4	3	3	3
PR施設運営費用	43	1	1	1	1
販売コンサルタント費用	14	1	0	0	0
展示会・フェア費用	14	0	0	0	0
電気料金メニューの周知等に係る費用	13	2	3	3	3
販売キャンペーン費用	10	0	0	0	0
発電所立地に係る理解促進施設運営費用	10	2	2	2	2
エコアイス・エコキュート普及費用	9	9	3	1	0
電気設備コンサルタント会社運営費用	6	6	6	6	6
その他	34	16	12	10	10
合計	269	62	33	29	28

1) 研究費のうち各研究機関への分担金については、現時点では支出先等と交渉中であり未定である。(上記表中には、各研究機関への分担金については除外している。)

(参考)コスト削減施策の比較—総合特別事業計画及び緊急特別事業計画—

緊急特別事業計画反映済みの施策¹⁾

資材・役務 調達関連	設備投資削減による償却費減	+	設備投資削減による償却費減
	流通設備の工事見直し等	+	工事・点検の中止・実施時期の見直し
	関係会社取引：競争的発注方法の拡大	+	関係会社取引：競争的発注方法の拡大の追加削減
	関係会社取引：工事効率の向上	+	関係会社取引：工事効率の向上
	外部取引先との取引構造・発注方法の見直し	+	外部取引先との取引構造・発注方法の見直しの追加削減
	機器仕様の標準化(スマートメーター)	+	機器仕様の標準化(スマートメーター)
	電力会社を横断した設計・仕様の統一	+	電力会社を横断した設計・仕様の統一
	その他燃料価格低減	+	燃料価格(単価)の低減
	利用燃料転換	+	安価な燃料・電源の活用
	他社購入電源の単価見直し(IPP契約更改)	+	電力購入契約の改定
買電・燃料 調達関連	他社購入電源の単価見直し(卸電力取引の活用)	+	卸電力取引所の活用
	燃料費の中長期視点による削減	+	燃料費の中長期視点による削減
	人員削減	+	人員削減
	委託検針員・委託集金員の削減	+	給与・賞与の削減
	給与・賞与の削減	+	退職給付制度の見直し
	退職給付制度の見直し	+	福利厚生制度の見直し
	福利厚生制度の見直し	+	システム委託等の中止
	システム委託等の中止	+	不要支出の削減
	不要支出の削減	+	寄付金の中止等
	寄付金の中止等	+	業務量・範囲の削減(諸費)
その他 経費 関連	業務量・範囲の削減(諸費)	+	厚生施設の関係の減等
	厚生施設の関係の減等	+	賃借面積の削減
	賃借面積の削減	+	必要最低限の内容を除き全廃(普及開発関係費)
	必要最低限の内容を除き全廃(普及開発関係費)	+	テーマ研究の中止
	テーマ研究の中止	+	業務量・範囲の削減(研究費)
	業務量・範囲の削減(研究費)	+	研修縮小
	研修縮小	+	業務量・範囲の削減(養成費)
	業務量・範囲の削減(養成費)	+	必要最低限な水準までカット(消耗品費)
	必要最低限な水準までカット(消耗品費)	+	業務量・範囲の削減(消耗品費)
	業務量・範囲の削減(消耗品費)	+	補償費等
補償費等	+	業務量・範囲の削減(損害保険料)	
業務量・範囲の削減(損害保険料)	+	研究費の追加削減	

中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し

緊急特別事業計画後の追加施策

資材・役務 調達関連	設備投資削減による償却費減	+	設備投資削減による償却費減
	流通設備の工事見直し等	+	工事・点検の中止・実施時期の見直し
	関係会社取引：競争的発注方法の拡大	+	関係会社取引：競争的発注方法の拡大
	関係会社取引：工事効率の向上	+	関係会社取引：工事効率の向上
	外部取引先との取引構造・発注方法の見直し	+	外部取引先との取引構造・発注方法の見直し
	機器仕様の標準化(スマートメーター)	+	機器仕様の標準化(スマートメーター)
	電力会社を横断した設計・仕様の統一	+	電力会社を横断した設計・仕様の統一
	その他燃料価格低減	+	燃料価格(単価)の低減
	利用燃料転換	+	安価な燃料・電源の活用
	他社購入電源の単価見直し(IPP契約更改)	+	電力購入料金の削減
買電・燃料 調達関連	他社購入電源の単価見直し(卸電力取引の活用)	+	卸電力取引所の活用
	燃料費の中長期視点による削減	+	燃料費の中長期視点による削減
	人員削減	+	人員削減
	委託検針員・委託集金員の削減	+	給与・賞与の削減
	給与・賞与の削減	+	退職給付制度の見直し
	退職給付制度の見直し	+	福利厚生制度の見直し
	福利厚生制度の見直し	+	各施策の深掘り
	システム委託等の中止	+	システム委託等の中止
	不要支出の削減	+	諸費(寄付金等)の削減
	寄付金の中止等	+	厚生施設の削減・執務スペースの効率化
その他 経費 関連	業務量・範囲の削減(諸費)	+	普及開発関係費の削減
	厚生施設の削減(諸費)	+	テーマ研究の中止
	賃借面積の削減	+	業務量・範囲の削減
	必要最低限の内容を除き全廃(普及開発関係費)	+	研修の縮小
	テーマ研究の中止	+	業務量・範囲の削減(養成費)
	業務量・範囲の削減(養成費)	+	必要最低限な水準までカット(消耗品費)
	必要最低限な水準までカット(消耗品費)	+	業務量・範囲の削減(消耗品費)
	業務量・範囲の削減(消耗品費)	+	補償費等
	補償費等	+	業務量・範囲の削減(損害保険料)
	業務量・範囲の削減(損害保険料)	+	研究費の追加削減

中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し

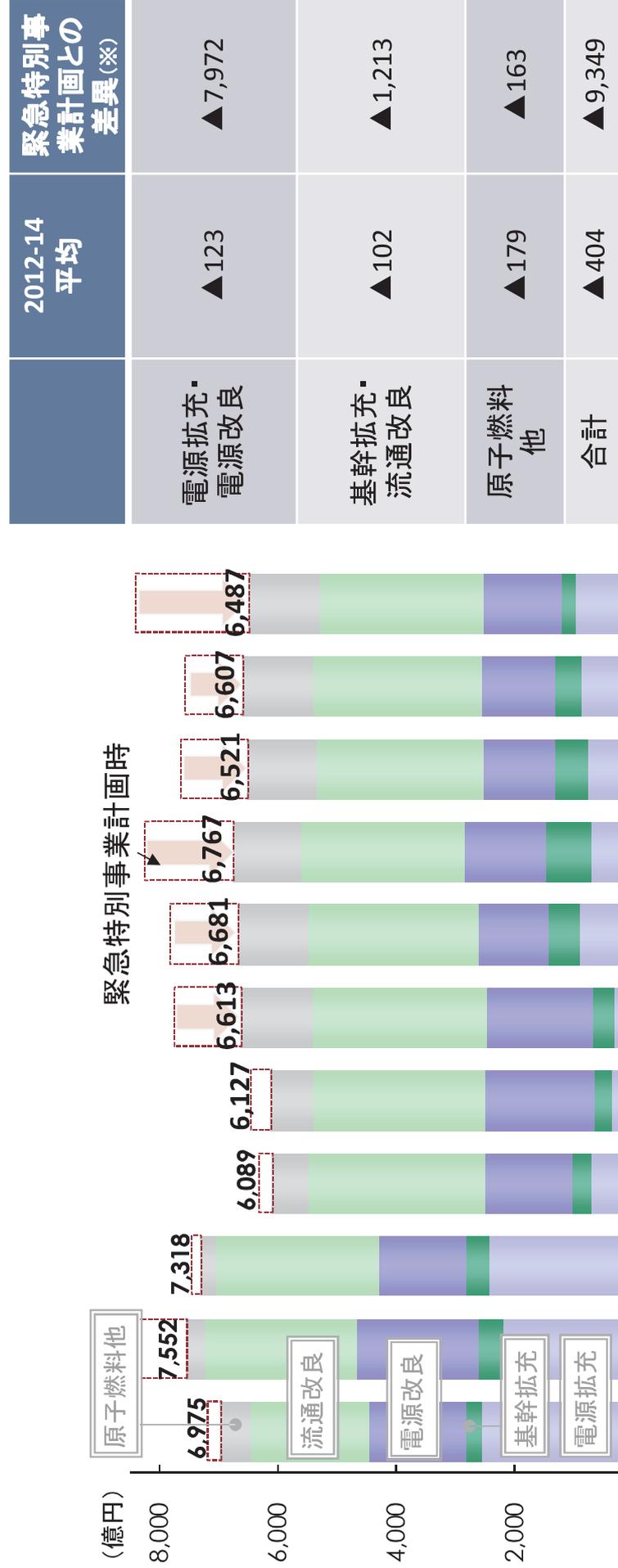
1. コスト削減効果が2011年度にのみ発現する「流通設備の点検直営化」、「2011年度追加費用削減施策」、「ガス事業費用の削減」、「購入単価の削減交渉(購入電力料)」は含まず

3. 設備投資の削減

設備投資の削減

- ✓ 総合特別事業計画の策定に当たって、中長期の設備投資計画を見直し、緊急特別事業計画時点から、2012-2021年度までの**10年間で9,349億円の削減を実施**。
- ✓ 具体的には、設備投資負担を最大限抑えるべく、ピーク需要抑制方策に加え、現状投資が開始していない2019年度以降の電源について、IPP入札による他社電源化を行うこと等により、「電源」分野において、**約8,000億円の設備投資を削減**。
- ✓ 「電源」の投資削減とともに、流通設備投資で**約1,200億円の設備投資を削減**。

【設備投資の内訳推移】



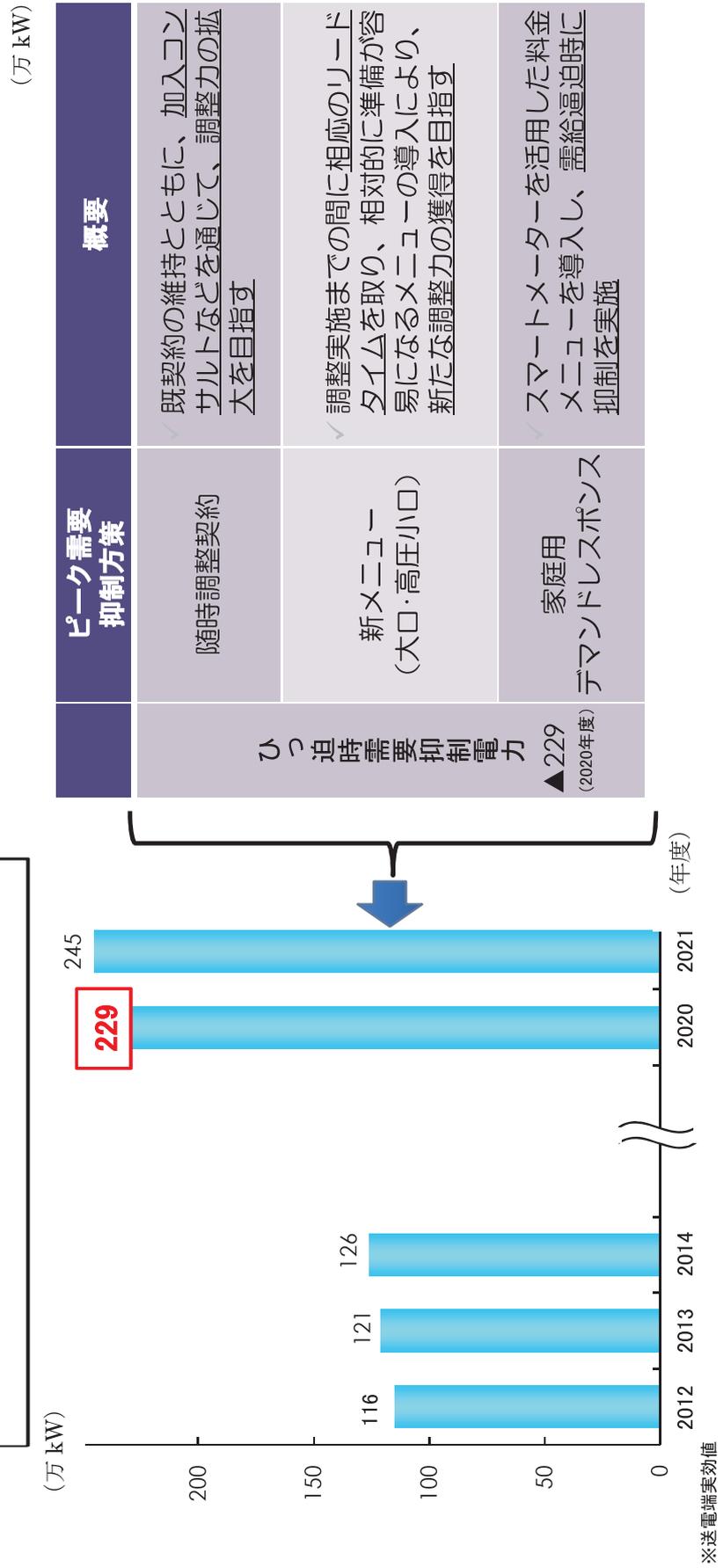
(※)緊急特別事業計画は、2011-2020年度の設備投資計画であることから、上記の投資削減額は、一定の仮定の下、緊急特別事業計画の対象期間を、総合特別事業計画と同様、2012-2021年度とした場合を前提に試算を行ったものである。

(参考)ピーク需要抑制方策－ひっ迫時需要抑制電力－

- ✓ ピーク需要の抑制に本格的に取り組みに、多額の設備投資負担を最大限抑える観点から、**既存のピーク需要抑制方策の活用に加え、新たな需要抑制方策について、目標値を計上。**
- ✓ 随時調整契約のように、実際に需給がひっ迫した時点で需要を抑制する方策については、供給計画において、「**ひっ迫時需要抑制電力**」として計上。
- ✓ これについては、**2020年度夏期の時点で、約229万kW実現**する。

【ピーク需要抑制方策(ひっ迫時需要抑制電力)】

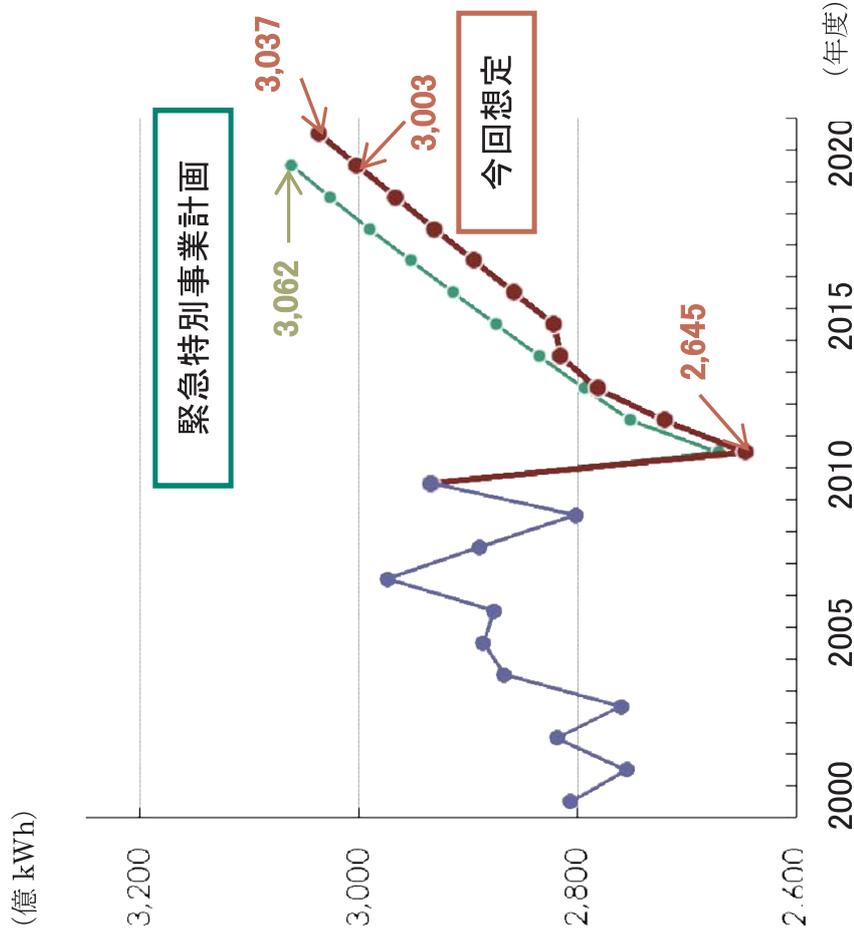
「ひっ迫時需要抑制電力」



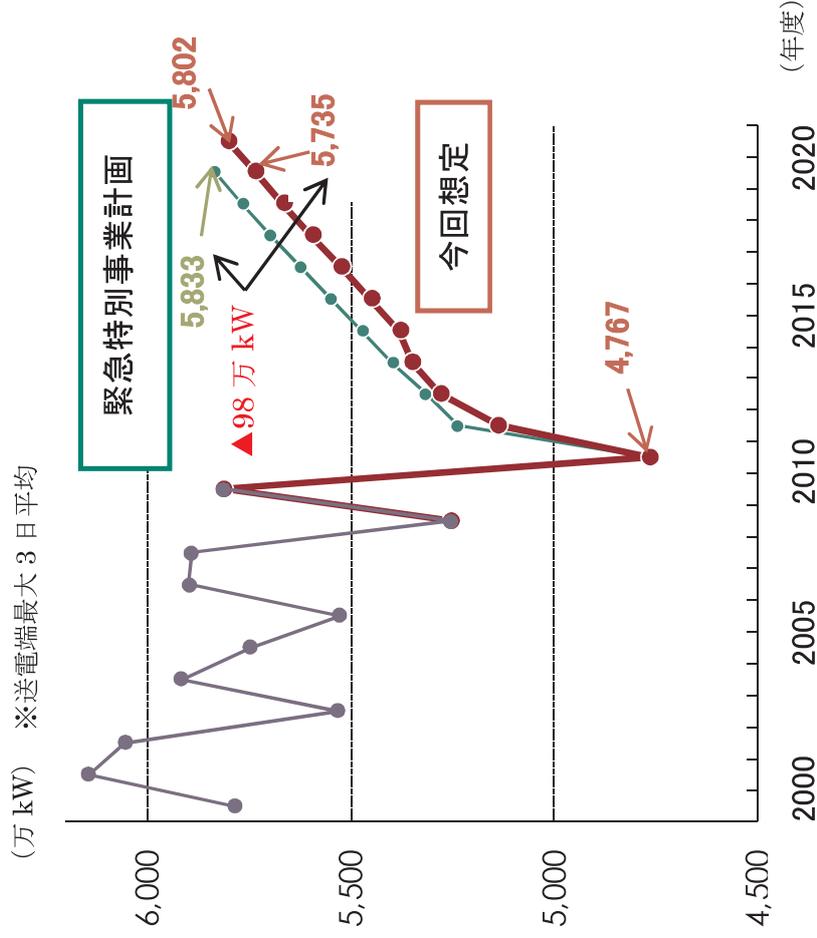
(参考)ピーク需要抑制方策－販売電力量、最大電力－

- ✓ ピーク需要抑制方策のうち、計画調整契約等については、事前に需要抑制規模を需要想定自体に織り込むものであることから、需要側の減少として計上。
- ✓ これも含め、2020年度時点で、緊急特別事業計画策定時点と比較して、販売電力量では59億kWh、最大電力(送電端最大3日平均)では**98万kWの需要減**が見込まれる。

【販売電力量】



【最大電力(夏期)】



※2011年度は、2012年3月期第3四半期決算における見通し値

(参考)需要想定一総括表一

【総括表】

	2010年度 実績	2011 想定	2012	2013	2014	2020	2021	2010～21年度 平均増加率 (%/年)
販売電力量 (億kWh)	2,934	2,645	2,723	2,784	2,820	3,003	3,037	—
対前年増加率 (%)	4.7	▲9.8	2.9	2.2	1.3	—	—	0.3
送電端 最大3日平均 (万kW)	5,811	4,767	5,138	5,282	5,352	5,735	5,802	—
対前年増加率 (%)	10.6	▲18.0	7.8	2.8	1.3	—	—	▲0.0
発電端1日最大 (万kW)	5,999	4,922	5,360	—	—	—	—	—
夏期最大電力								

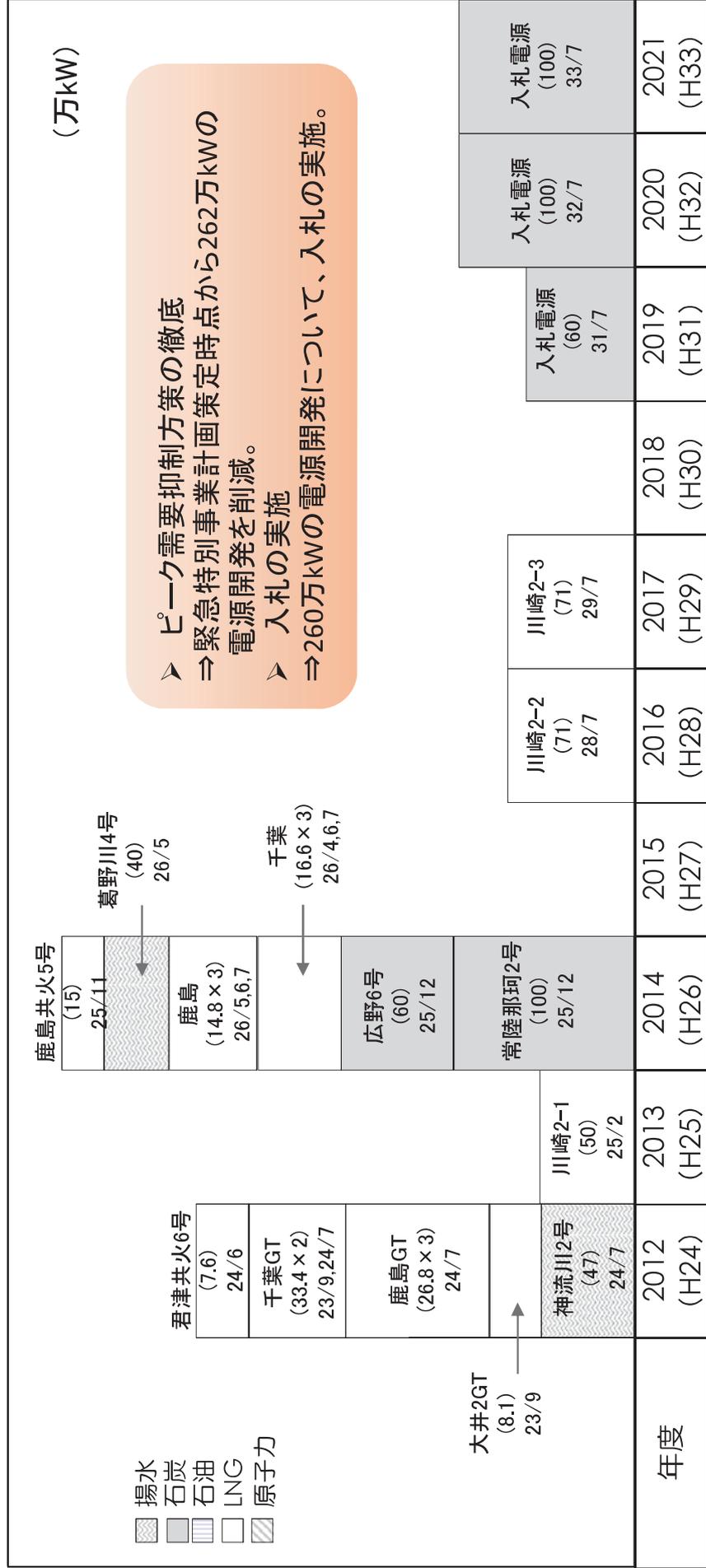
※2011年度は、2012年3月期第3四半期決算における見通し値

(注)需要については、「電力需給に関する検討会合」及び「エネルギー・環境会議」の下に置かれた需給検証委員会等において検証中であるため、厳密な需要の確定にはなお一定の見極めが必要である。

(参考) 電源開発計画

- ✓ ピーク需要抑制方を織り込んだ新たな需要想定に基づく電源開発計画においては、**2018年度以降において、262万kWの電源開発が不要となり、これに係る設備投資を抑制。**
- ✓ また、現段階において、電源開発投資が始まらない2018年度以降の電源については、**全てIPP入札を行うことにより、原則として他社電源化。**これにより、260万kWの電源開発に係る設備投資を抑制。

【総合特別事業計画における電源開発計画】



※電源構成の見直しについては、経営合理化策や収支計画の前提として策定したものであるが、今後のエネルギー政策の見直し等により変更される可能性がある。

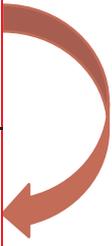
4. 資産売却

資産売却－不動産－

- ✓ 不動産は、2011年度の単体での売却額では、緊急特別事業計画で掲げた152億円(時価ベース)を**279億円上回る431億円**となった。**東電グループ全体では502億円の売却**となった。
- ✓ 2012年度以降の売却計画に関しては、緊急特別事業計画策定時から大幅な前倒しを実施。東電グループ全体の2012年度売却額は**当初計画の436億円(時価ベース)に対し3倍以上となる1,598億円(時価ベース)に修正**し、緊急特別事業計画で掲げられた売却金額の**全体目標2,472億円に対し2012年度までに8割以上を売却**する。
- ✓ 子会社保有不動産については洗い出しと売却の検討(次頁参照)を行い、**2012年度で約16億円相当**(固定資産税評価額ベース)の売却の上積みを行う。

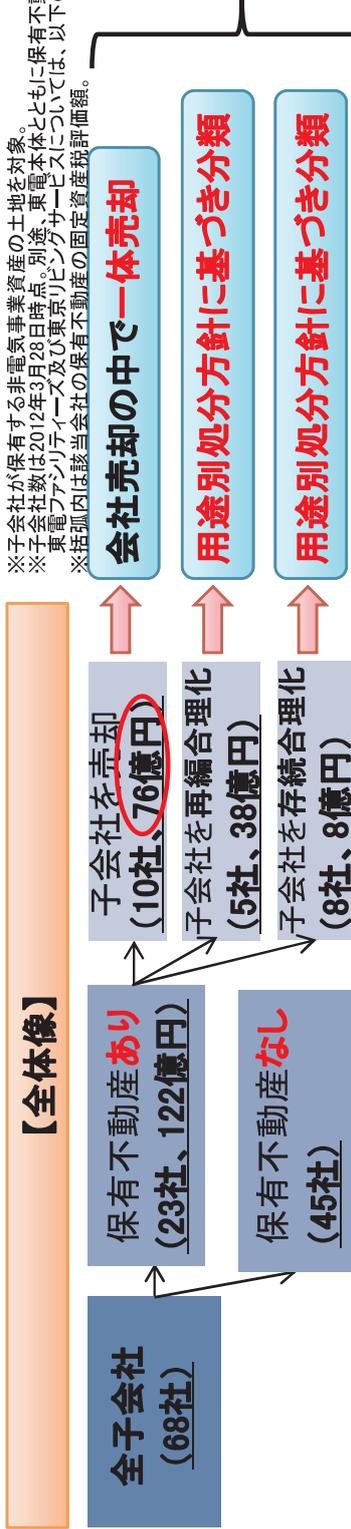
(億円)

	緊急特別事業計画		2011年度 (実績)	2012年度 (計画)	2013年度 (計画)	2014年度以降 (計画)	合計
	全体目標 (連結)	2011年度計画 (単体)					
単体(修正売却計画)	-	152	431	848	295	427	2,002
緊急特別事業計画 時点計画	2,472	-	168	436	1,402	535	2,541
修正売却計画	2,472	-	502	1,598	299	427	2,826
差異	0	-	334	1,162	▲ 1,103	▲ 108	285



(参考) 不動産 - 子会社保有不動産の洗い出しと資産売却の方向性 -

※子会社が保有する非電気事業資産の土地を対象。
 ※子会社数は2012年3月28日時点、別添「東電本体とともに保有不動産を洗い出ししている東電不動産、東電ファンリテイアーズ及び東京リヒンクス」に基づいては、以下の社数から除外。
 ※括弧内は該当会社の保有不動産の固定資産税評価額。



- **売却対象合計** ※左記赤丸
=92億円
 ✓ 会社売却の中で一体売却 =76億円
 ✓ 上記を除く、売却予定 = **16億円(全額)を2012年度に売却**
- **その他**
 ✓ 賃貸化を検討 =8億円
 ✓ 会社再編等に併せて、処分方針決定 =19億円
 ✓ 主に作業員の宿舎、資材用地等として事故対応業務に活用 =2億円 等

【用途別処分方針】		金額 (百万円)	内容・理由	
用途区分	変電所	方向性		
賃貸事業資産 遊休地	あり	(対象なし)		
	なし	売却	変電所がなく原則売却。	
厚生施設	あり	(対象なし)		
	なし	売却	原則売却。	
本社、事業所、倉庫 工場、プラント等	あり	統廃合 ・移転可能	賃貸による有効活用を検討。	
		統廃合 ・移転不可	(対象なし)	
	なし	統廃合 ・移転可能	売却	部分売却や代替地の確保が可能な物件であり、売却対象とする。
		統廃合 ・移転不可	継続保有	事業遂行のため現に使用されているが、コスト最小化の必要あり。
社宅・寮	あり	(対象なし)		
	なし	発電所付近等	継続保有	発電所と一体、発電所近傍等において住宅確保が困難なため売却対象外。
		その他エリア	売却	原則売却。
福島対応業務用施設等		継続保有	236	事故対応業務に活用等のため継続保有。
その他		継続保有	51	主に建物付属設備であり、単独での売却は困難であるため継続保有。
		合計	4,587	
		うち売却	1,553	

資産売却—有価証券—

- ✓ **2011年度の東電グループ全体での売却額は3,176億円**となり、緊急特別事業計画で掲げられた売却金額の2013年度までの全体目標3,301億円に対し、**96.2%の進捗**となった。

(億円)

	緊急特別事業計画		2011年度 (実績)	2012年度 (計画)	2013年度 (計画)	合計
	全体目標 (連結)	2011年度計画 (単体)				
単体	-	3,004	3,141	69	70	3,280
東電グループ全体	3,301	-	3,176	72	73	3,321

資産売却一子会社・関連会社一

社数

方針

国内 海外 合計

	国内	海外	合計
存続 合理化	29	25	54
再編 合理化	11	0	11
売却	39	6	45
清算	6	3	9
合計	85	34	119

継続

65社

非継続

54社

- コスト削減を中心としたアクションプランを立案済み
 - 10年累計2,478億円のコスト削減を計画
 - アクションと削減額の両面のモニタリングを月次で実施
- グループ内で企業再編統合を行い、効率的経営・コスト削減を実現する
 - 対象分野は、営業・配電・発電保守・不動産
 - 再編することとなる継続会社は再編のアクションプランを作成済み
確実に事業統合・業務効率化を遂行する
- 2011年度から原則3年以内に売却するが、前倒しの活動により早期の売却完了を目指す
 - 合計1,301億円の売却価額を目指す
 - 想定以上の価額・条件で売却できない等の理由により売却が困難な場合は、清算価値等を勘案した現在価値の比較により、存続または清算等の意思決定をする
- 再編後の売却予定会社は速やかに売却活動に移行する
- 売却に整理されている見極め対象の3社は、当面継続とするが、2012年度上期に売却も含めた方針を策定し、実行に移す
- 清算コストの極小化を意識し、早期の清算終了を目指す

(参考) 子会社・関連会社－売却スケジュール－

- ✓ 非継続と判断された54社について、原則3年を目標に売却・清算をする。
- ✓ 原則3年ではあるが、売却時期前倒しを念頭に早期の完了を目指す(2011年度に実現した前倒し売却社数1社)。
- ✓ 委員会報告において売却方針見極めとなっている会社は、現時点において継続と判断するが、事業環境を常時見極め、適宜判断を見直す。
- ✓ 福島対応を担う子会社、グループ内再編を計画している等の個別事情を有する会社については、会社の環境・状況・状況を随時見極めつつ、売却・清算の環境が整い次第実行に移す。

		2011年度 (実績)	2012年度 (見込)	2013年度～ (見込)	合計
売却	社数	8	25	12	45
	緊急特別 事業計画 策定時	17.8%	73.3%	100.0%	-
	金額 (単位: 億円)	328	408	565	1,301
	累計達成率(%)	25.2%	56.6%	100.0%	-
	社数	9	26	10	45
	総計	20.0%	77.8%	100.0%	-
清算	社数	470	433	398	1,301
	緊急特別 事業計画 策定時	36.1%	69.4%	100.0%	-
	金額 (単位: 億円)	4	3	2	9
	累計達成率(%)	-	-	-	-
	社数	5	2	2	9
	総計	-	-	-	-

(参考)子会社・関連会社―再編対象会社(11社+2社)―

	再編対象会社)	新会社発足時期	再編コンセプト
営業関連再編	3社→1社	2013年7月	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 委託営業業務を1社に集約 ▪ 一般管理業務の集約 ▪ 事業所統合 ▪ 自動検針による業務量減に一致して対応
配電関連再編	4社→1社 2社→1社	2013年7月 2013年度末 再編完了見込み	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 配電業務を1社に統合 ▪ 統合全社で業務フローを見直し、移動ロス調整ロス等を削減 ▪ 一般管理業務の集約 ▪ 事業所統合 ▪ 一層のシナジー追及 等
発電保守関連再編	3社→1社	2014年4月	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 発電設備・環境業務の一体的運営 ▪ 福島事故収束作業の中核を担う一元的な事業実施体制の整備
不動産関連再編	2社→1社	2013年4月	<ul style="list-style-type: none"> ▪ コア物件の保有管理機能に特化

(参考) 子会社・関連会社一継続(コスト削減対象)会社一

- ✓ 継続会社65社のうち、海外子会社または売上げ規模の小さい子会社を除く、20社(いずれも経営管理サイクル会社)を対象にコスト削減策を策定。
- ✓ 上記20社のコスト削減として、10年間で合計2478億円を実現。
- ✓ 上記20社は、東電本体からの取引額が削減されると売上が減少する関係にあるが、東電本体のコスト削減施策として、子会社・関連会社取引を見直し、10年間で2,056億円削減する予定であることから、連結ベースでコスト削減効果を最大化すべく、この削減額を上回る水準でのコスト削減を実行する。

会社名	施策	コスト削減策(単位:億円)		
		2011年度	2012-2014(3年平均)	2012-2021(10年累計)
テブコンシステムズ	人件費削減	43.0	67	133
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電工業	人件費削減	16.2	30	340
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電環境エンジニアリング	人件費削減	19.6	23	241
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電設計	人件費削減	28.3	31	305
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東京電設サービス	人件費削減	29.9	21	213
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電ホームサービス	人件費削減	43.5	47	475
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東京計器工業	人件費削減	2.8	4	44
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電物流	人件費削減	3.1	10	29
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
人件費・外注費・諸経費を削減				
経営管理サイクル会社				

会社名	施策	コスト削減策(単位:億円)		
		2011年度	2012-2014(3年平均)	2012-2021(10年累計)
東電用地	人件費削減	17.2	26	271
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
尾瀬林業	人件費削減	1.9	3	30
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電広告	人件費削減	11.0	17	172
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
環境美化センター	人件費削減	2.0	0	0
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
ティ・オー・エス	人件費削減	0.7	1	11
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東京レコード・マネジメント	人件費削減	4.2	5	49
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東京発電	人件費削減	0.5	1	7
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電フェエル	人件費削減	0.9	4	37
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電リース	人件費削減	1.7	4	12
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
東電不動産	人件費削減	2.3	4	41
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
TEPCO光ネットワークエンジニアリング	人件費削減	2.7	5	49
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
リサイクル燃料貯蔵	人件費削減	0.0	1	18
	外注費削減			
	諸経費・その他削減			
現在精査中				
経営管理サイクル会社以外		232	280	2478
合計				

(参考)子会社・関連会社一継続会社のコスト削減に向けたアクションプラン

会社No.・会社名	施策	プロセス進捗状況										ステータス	課題および 未達理由等
		2012年度(H24年度)					2013年度(H25年度)		2014年度 (H26年度)		～2020 年度 (H32年度)		
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	下期	上期	下期			
4 テブコシステムズ	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)											
	外注費削減	★ 要員削減											
	諸経費・その他削減	★ 直営化推進 ★ 諸経費の削減											
10 TEPCO光ネットワーク エンジニアリング	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)											
	外注費削減	★ 要員削減											
	諸経費・その他削減	★ 工事工法調整による外注費削減 ★ 諸経費の削減											
11 東電工業	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)											
	外注費削減	★ 要員削減											
	諸経費・その他削減	★ 原価改善活動等による外注費削減 ★ 諸経費の削減											
13 東電設計	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)											
	外注費削減	★ 要員削減											
	諸経費・その他削減	★ 直営化推進 ★ 外注先との交渉による外注費削減 ★ 諸経費の削減											

人件費・外注費・諸経費を削減
経営管理サイクル会社

2012年度版

(参考)子会社・関連会社一継続会社のコスト削減に向けたアクションプラン

会社No.・会社名		施策	プロセス進捗状況 スケジュール										ステータス	課題および 未達理由等		
			2012年度(H24年度)					2013年度(H25年度)							2014年度 ~ (H26年度)	~2020 年度 (H32年度)
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	下期	上期	下期					
14	東京電設サービス	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等 (既に決定・実施中)													
		外注費削減	★ 要員削減													
		諸経費・その他削減	★ 直営化推進													
15	東電ホームサービス	人件費削減	★ 外注先との交渉による外注費削減													
		外注費削減	★ 諸経費の削減													
		諸経費・その他削減	★ 賃金・賞与カット等 (既に決定・実施中)													
17	東京計器工業	人件費削減	★ 要員削減													
		外注費削減	★ 直営化推進													
		諸経費・その他削減	★ 外注先との交渉による外注費削減													
18	東電物流	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等 (既に決定・実施中)													
		外注費削減	★ 要員削減													
		諸経費・その他削減	★ 配送頻度の見直しによる外注費削減等													

人件費・外注費・諸経費を削減
経営管理サイクル会社

2012年度版

(参考)子会社・関連会社一継続会社のコスト削減に向けたアクションプラン

2012年度版

課題および
未達理由等

会社No.・会社名	施策	プロセス進捗状況										ステータス
		2012年度(H24年度)					2013年度(H25年度)					
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	下期	上期	下期	2014年度 (H26年度)	
31 東電フェユエル	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)										
	外注費削減	★ 燃料輸送費削減										
	諸経費・その他削減	★ 諸経費の削減										
51 東電用地	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)										
	外注費削減	★ 要員削減										
	諸経費・その他削減	★ 直営化推進 ★ 諸経費の削減										
57 尾瀬林業	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)										
	外注費削減	★ 要員削減										
	諸経費・その他削減	★ 直営化推進 ★ 諸経費の削減										
65 東電広告	人件費削減	★ 賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)										
	外注費削減	★ 要員削減										
	諸経費・その他削減	★ 直営化推進 ★ 外注業務の単価低減(既に決定・実施中)										
		★ 諸経費の削減										

人件費・外注費・諸経費を削減
経営管理サイクル会社

(参考)子会社・関連会社一継続会社のコスト削減に向けたアクションプラン

2012年度版

会社No.・会社名	施策	プロセス進捗状況										課題および未達理由等			
		2012年度(H24年度)					2013年度(H25年度)						ステータス		
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	下期	上期	下期	2014年度 (H26年度)			~2020 年度 (H32年度)	
7	ティ・オー・エス	人件費削減	★	賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)											
8	東京レコードマネジメント	人件費削減	★	賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)											
		諸経費・その他削減	★	要員削減											
12	東電環境 エンジニアリング	人件費削減	★	賃金・賞与カット等(既に決定・実施中)											
		諸経費・その他削減	★	要員削減											
19	東京発電	人件費削減	★	賃金・賞与カット(既に決定・実施中)											
		諸経費・その他削減	★	要員削減											
32	東電リース	人件費削減	★	賃金・賞与カット(既に決定・実施中)											
		諸経費・その他削減	★	要員削減											
50	東電不動産	人件費削減	★	賃金・賞与カット(既に決定・実施中)											
		諸経費・その他削減	★	要員削減											
23	リサイクル燃料貯蔵	人件費削減	★	賃金・賞与カット(既に決定・実施中)											
		諸経費・その他削減	★	諸経費の削減											

人件費・諸経費を削減
経営管理サイクル会社

(参考)子会社・関連会社一附帯事業の収益改善、コスト削減に向けたアクションプラン

会社No.・会社名		施策	プロセス進捗状況										2012年度版 課題および 未達理由等						
			スケジュール																
			2011年度 (H23年度)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	下期	2013年度 (H25年度)	~2020 年度 (H32年度)		ステータス					
附帯事業			ガス供給事業	★ 諸経費の削減及び営業利益向上に向けた施策検討・実施															
			蒸気供給事業	★ 収支改善の検討・実行															
			不動産事業	事業継続性の検討															
			エネルギー設備サービス事業	★ 不動産売却W/Gの内容に沿って、不動産を売却															
			コンサルティング事業	収支の改善															
			インターネットサービス事業	少人数での効率的な受注															
			給電スタンド事業	TEPOREの譲渡	★ 譲渡済														
				料金収納代行サービスの譲渡	譲渡先と譲渡交渉														★ 譲渡
				給電スタンド事業からの撤退	撤退交渉・設備撤去	★ 事業終了													

(参考) 電源開発計画－今後の電源構成－

- ✓ 今回の原発事故により、今後の東電の電源構成は大きく変化。火力発電への依存が高まる状況。
- ✓ これにより、燃料費が増加するとともに、エネルギー安全保障に係るリスクが増大する可能性。

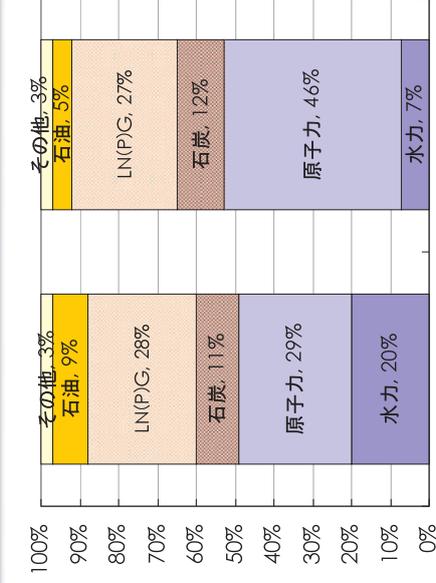
<10年後の姿(震災前と比較)>

- 原子力の供給力は、19%低下(柏崎刈羽原子力発電所の7基は稼働している前提)
 - ・ 福島第一、第二の合計約1,185万kW分(第一の7、8号機分を含む)が脱落
 - ・ 東通139万kW分及び大間46万kW分についても未定
- 原子力の供給力は、19%低下(柏崎刈羽原子力発電所の7基は稼働している前提)
 - ・ 福島第一、第二の合計約1,185万kW分(第一の7、8号機分を含む)が脱落
 - ・ 東通139万kW分及び大間46万kW分についても未定
- これに対し、ピーク需要抑制方策の徹底とその他の需要見通しの減少により、**650万kW程度 需要減**
- 加えて、LNGの供給力12%増、石炭の供給力4%増等により、**需給をバランスさせる見通し**
- ・ 緊急設置電源(千葉・鹿島)の高効率化及び経年火力の継続使用による供給力 **LNG:630万kW程度 増加**
- ・ 入札対象電源による供給力 **ベース電源(石炭等):260万kW 増加**
- ・ 揚水発電の供給力見直し等に伴う減 **その他供給力:240万kW程度 減少**
- ただし、原発が稼働しなければ、さらに、LNGへの依存を高めざるを得ない状況。

※上記の合計値は、原子力の減少分に満たないが、この差分は、供給準備率の違い等によるもの。

上記の合計: +1,300万kW程度

【震災前計画(2020年度)】

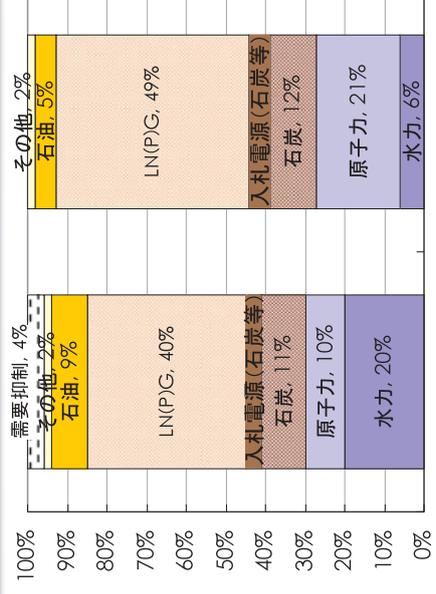


供給力 (kW)

電力量 (kWh)

※上記グラフにおける電源構成比率(供給力)は、夏期送電端。なお、上記の<10年後の姿(震災前と比較)>の各電源出力は、認可出力ベース(LNGについては、夏期出力ベース)で記載。

【総合特別事業計画(2021年度)】



電力量 (kWh)

供給力 (kW)

(参考)電源開発計画－東電保有の火力発電所一覧－

項目	単位	発電所名											※平成22年度末				
		東火力事業所			西火力事業所				中央火力事業所								
		千葉	五井	姉崎	袖ヶ浦	富津	横須賀 長期計画停止	川崎	横浜	南横浜	東扇島	鹿島	大井	広野	品川	常陸那珂	
最大出力	万kW	288	189	360	360	504	227	150	333	115	200	440	105	380	114	100	
発電機台数	台	8	6	6	4	21	8	3	10	3	2	6	3	5	3	1	
	—	36×9台 (144×2系列)	26.5×4台 35.0×1台 47.8×1台	60×6台	60×1台 100×3台	16.5×14台 (100×2系列) 33×4台 (132×1系列) 50.7×3台 (152×1系列)	35×6台 3×1台 14.4×1台	50×3台 (150×1系列)	17.5×1台 35×1台 35×6台 (140×2系列)	35×2台 45×1台	100×2台	60×4台 100×2台	35×3台	60×3台 100×2台	38×9台 (114×1系列)	100×1台	
主燃料	—	LNG	LNG	LNG (重油、原油、LPG)	LNG	LNG	重油、 原油、 都市ガス、 軽油	LNG	LNG	LNG	LNG	重油、 原油	原油	重油、 原油、 石炭	都市ガス	石炭	
発電種別	—	ACC	1-5: 汽力 6: 汽力+GT	汽力	汽力	1-2: CC 3: ACC 4: MACC	3-8: 汽力 1-2: GT	MACC	5-6: 汽力 7-8: ACC	汽力	汽力	汽力	汽力	ACC	ACC	汽力	
熱効率(LHV) ※型式別 ※各ユニットの加重平均	%	54.20	43.20	42.80	43.42	53.08	41.37	58.60	52.19	42.40	44.65	42.93	42.20	44.04	55.30	45.20	
運用時期 ※GTを除く	—	平成12年4月	昭和38年6月	昭和42年12月	昭和49年8月	昭和61年11月	昭和39年5月	平成21年2月	昭和39年3月	昭和45年4月	昭和62年9月	昭和46年3月	昭和46年8月	昭和55年4月	平成15年8月	平成15年12月	
最終号機	—	平成12年6月	昭和43年3月	昭和54年10月	昭和54年8月	平成22年10月	昭和45年1月	—	平成10年1月	昭和48年5月	平成3年3月	昭和50年8月	昭和48年12月	平成16年7月	—	—	
経過年数 ※GTを除く	年	10	43~47	31~43	31~36	0~24	41~46	2	13~47	37~40	20~23	35~40	37~39	6~30	7	7	

東電保有のLNG基地一覧

種別	受入基地	合計容量(kl)	合計基数	完成年月	備考
LNG	根岸基地	140,000	4	1969年～	東京ガスと共同運営
	袖ヶ浦基地	1,270,000	18	1973年～	東京ガスと共同運営
	東扇島基地	540,000	9	1984年～	—
	富津基地	1,110,000	10	1985年～	—
	LPG	姉崎基地	370,000	8	1977年～

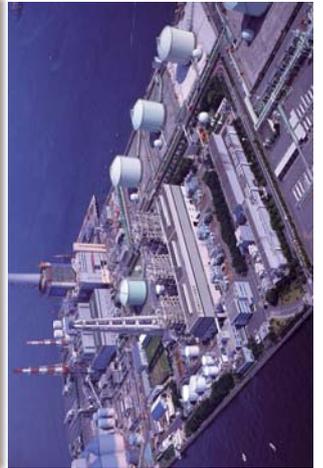
東扇島基地



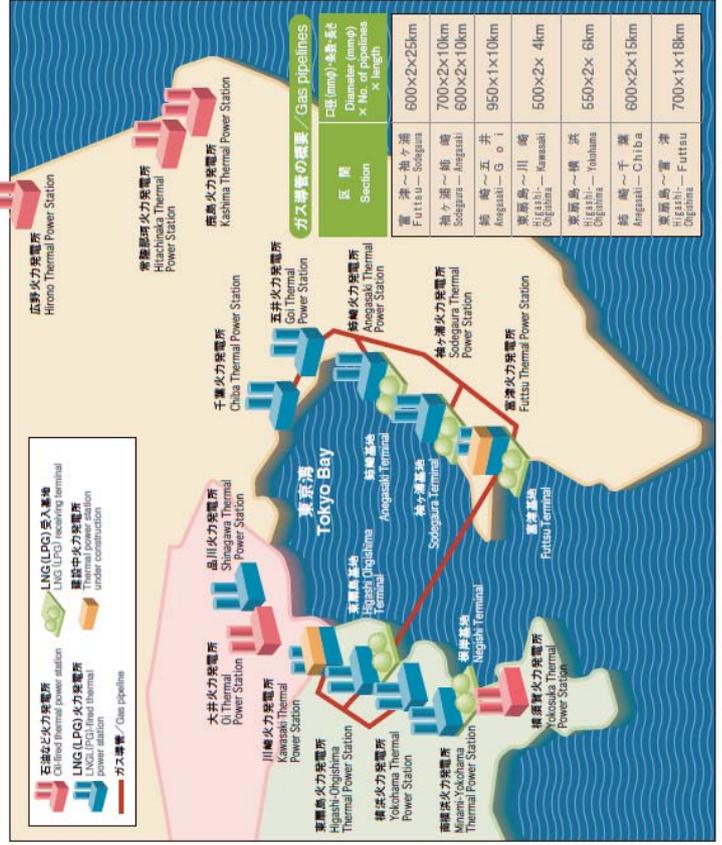
袖ヶ浦基地



根岸基地



富津基地



各国のスマートメーターの導入状況

○イタリア、スウェーデン等はほぼ全戸配備を実現。アメリカ、中国等も既に大量導入を開始しているところ。

○イギリス、フランス、韓国、日本等は、数年内に大量導入を開始し、2020年前後にはほぼ全戸配備を実現する見通し。

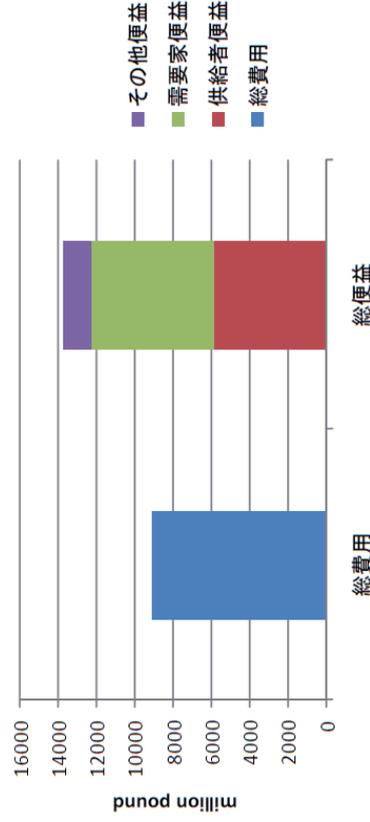
	現状	今後の見通し	
先行導入国	アメリカ	・2010年までに12%配備(1,280万台)	・2013年までに36%配備(5,200万台)
	イタリア	・2011年までに95%配備(3600万台)	—
	スウェーデン	・2009年までに全戸配備(500万台)	—
	フィンランド	・現在30%以上配備(100万台)	・2014年までに80%配備(300万台)
	中国	・2011年までに14%配備(5200万台)	・2015年までに60%配備(2億3000万台)
本格導入予定国	イギリス	・仕様策定段階(ただし事業者が自主的に段階的に配備中)	・2014年から本格導入、2019年までに全戸配備(2700万台)
	フランス	・実証段階(実証機30万台配備)	・2013年から本格導入、2018年までに全戸配備(3500万台)
	韓国	・開発段階(実証機50万台配備)	・2020年までに全戸配備(1800万台)
	日本	・実証段階 ※東電は仕様策定段階 ※関電を中心に、全国で約130万台の実証機を配備	・2014年から本格導入 ・2016年までに総需要の8割、2020年代の可能な限り早い時期に全戸配備(7700万台) ※東電は2018年までに63%(1700万台)、遅くとも2023年までに全戸配備(2700万台)

スマートメーター導入による効果

- スマートメーターの導入により、家庭や小口需要家における節電を促進し、将来の設備投資等の抑制を図るとともに、検針コストの引下げを実現することが可能。
- 例えば、英国の電力・ガスの規制機関であるOfgemによると、全英へのスマートメーターの導入により、便益が費用を約50億ポンド(約6500億円)上回ると、試算されている。
- その他、米国(カリフォルニア州、バーモント州、ペンシルベニア州等)において同様の試算が行われており、どれも便益が費用を上回るという結果が出ている。

英Ofgemによる試算結果(2010年7月)

総費用	9119	総便益	14154
メーター、IHD 購入費	3434	需要家便益	6435
メーター、IHD 設置費用	1442	エネルギー消費量削減	4227
メーター、IHD 維持管理費	628	ピークシフト	699
通信機器購入費	735	TOUによる差額	365
通信機器維持管理費	1203	EU-ETSの購入費用削減	343
各機器のエネルギー消費	672	CO2削減	600
既存メーターの廃棄	39	電力損失の減少	201
全世界普及までの検診費用	257	供給者便益	5939
DCC 設置、法整備対応等	709	検診費用削減	2687
		料金問合せの減少	966
		需要家コストの減少	167
		債権回収費用の削減	985
		前払いメーターにかかる費用削減	910
		遠隔開閉に伴う業務効率化	224
		需要家訪問回数の減少	386
		その他便益	1394
		電力損失の減少	201
		盗電の減少	106
		分散型電源の普及	33
		供給者変更に係る費用削減	1054



出典：Ofgem, "Impact Assessment of a GB-wide smart meter rollout for the domestic sector"

※バックオフィス完成後にスマートメーター導入を進めた場合(Option 1)の結果。また、試算期間は2010年から2030年までの21年間

スマートメーターの仕様の考え方

- 国内仕様の統一によるスケールメリットの確保、国際標準準拠による部品等の世界市場からの調達等により、大幅なコストカット、世界市場での競争力向上が可能に。
- 家電やEV制御の起点となる国際標準に準拠したHEMSが、我が国で大量導入された場合、世界に先駆けた次世代のサービスや新技術の開発が期待される。これらを我が国発の次世代国際標準として発信することにより、国際競争力の向上が期待される。

我が国のスマートメーターに推奨されるBルート通信仕様

(「スマートハウス標準化検討会中間取りまとめ」(2012年2月24日))

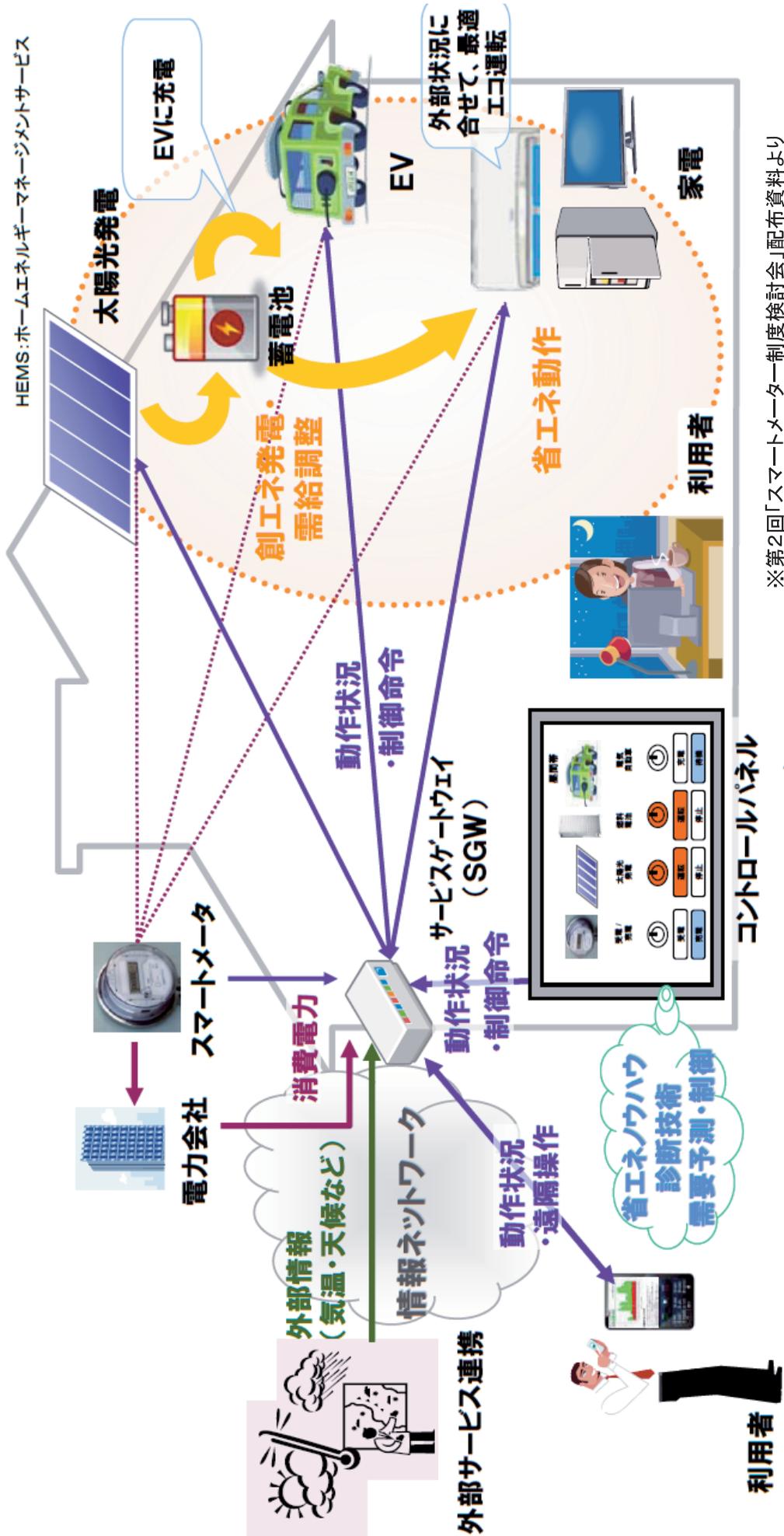
伝送メディア	920MHz帯特小無線	無線LAN	PLC
アプリ	データ取得手順の検討		
レイヤ5~7	ECHONET Lite		
レイヤ4	TCP、UDP	TCP、UDP	TCP、UDP
レイヤ3	IPv6 6LoWPAN	IPv6	IPv6 6LoWPAN
レイヤ2	IEEE 802.15.4準拠 IEEE 802.15.4e準拠	IEEE 802.11 準拠 (WDS) IEEE 802.11b 準拠	G3-PLC/IEEE1901.2 PRIME
レイヤ1	IEEE 802.15.4g (ARIB STD-T108) 準拠	RCR STD-33 準拠 ARIB STD-T66 準拠	ECOHNET c方式

※1 上記推奨規格の他、Zigbeeや429MHz帯特小無線についても提案があった。

※2 機器実装上等の理由によるIPレスの搭載については、IPベース開発に必要な一定期間を許容するが、IPとの相互接続性を担保すること。複数のユーティリティのスマートメーターに接続されることを配慮すること。

スマートメーターを活用した新たなサービス例①

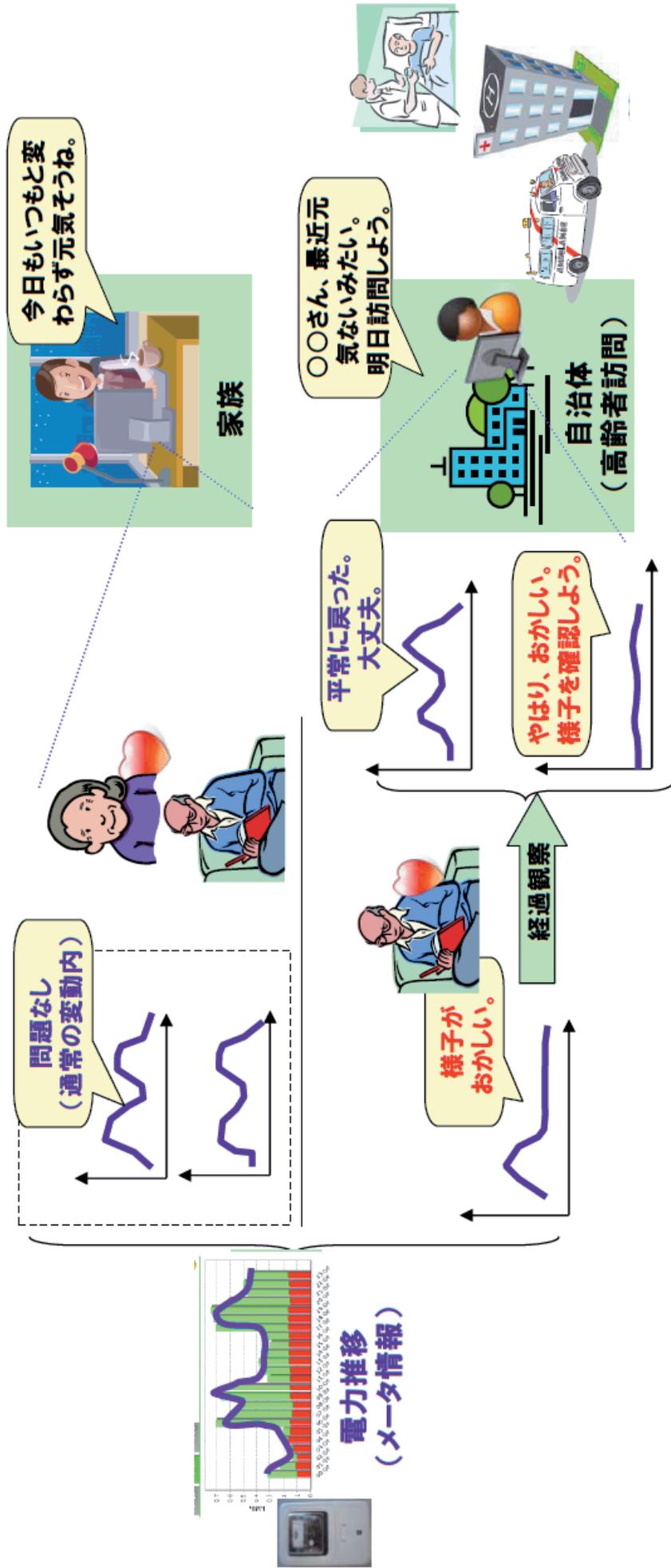
スマートメーターの導入により、料金メニューの多様化、デマンドレスポンスの実現等に加え、HEMSと接続することで、エネルギー使用量の見える化による省エネ診断、太陽光発電・蓄電池等の制御による需給調整、家電の制御による省エネ動作等、様々なサービスの提供が可能になる。



※第2回「スマートメーター—制度検討会」配布資料より

スマートメーターを活用した新たなサービス例②

さらに、エネルギー制御関連のサービスにとどまらず、エネルギー使用量の情報により高齢者等の居住者の動向を把握し、家族や介護事業者が異常を迅速に察知できる「見守りサービス」など、工夫次第でサービスの幅は更に広がる。



※第2回「スマートメーター制度検討会」配布資料より

東京電力によるスマートメーターの調達について

1. 経緯

○東京電力は、当機構からの要請と、総合エネルギー調査会における枝野経産大臣からの「電力会社ごとにはばらばらに、系列企業のみに関じた発注をではなく、インターフェースを統一し、国際的にも競争させるべき。」との発言を受けて、以下を決定。

- RFC (Request for Comment ; 仕様に対する内外からの幅広い意見募集) の実施。(※電力会社として、内外企業を広く対象としたRFCプロセスを実施するのは初めて。)
- 系列企業(メーター子会社等)に限らない、国内外企業を対象としたオープンな競争入札の実施。

2. 仕様の考え方

- HEMS(Home Energy Management System)等の新たなビジネス拡大・技術的拡張可能性を後押しする仕様とするため、「スマートハウス標準化検討会中間取りまとめ」(2012年2月24日)の内容を反映。
- 関連会社や従来より継続的に受注関係を有している企業群に閉じた調達ではなく、高度な技術・ノウハウを有する国内外の企業から意見を募ることで、低コストかつ、新たなサービス等(電気使用量の見える化、家電の最適制御、省エネ診断サービス、セキュリティサービス等)を提供しようとする国内外の企業に対してオープンな国際標準仕様とすることを目指す。

3. 今後の予定

- 2012年3月12日からRFCを開始し、仕様決定、オープンな入札を経て、2014年度より本格導入。
- 2018年度までに約1,700万台を家庭等に集中導入し、遅くとも2023年度までに全戸を対象に2,700万台を配備する。
- お客さまが設置を希望する場合には、料金メニューの切り替えと併せて個別に取替に対応する等、導入の加速化によって、全戸配備をさらに前倒しする。

電力デマンドサイドにおける「ビジネス・シナジー・プロポーザル」の状況

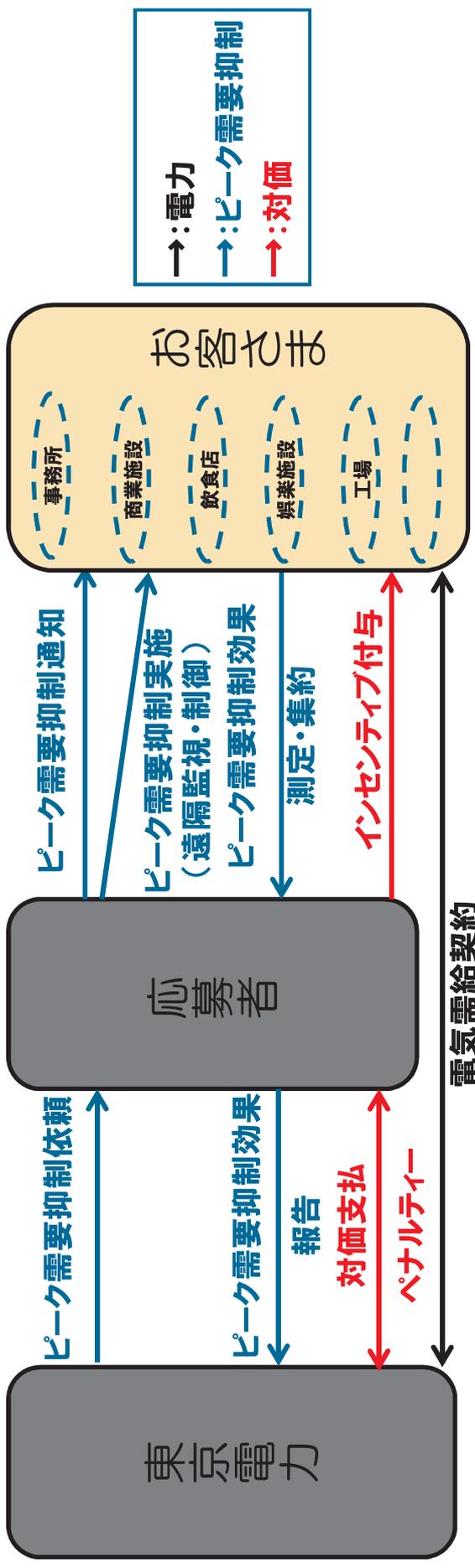
	ビジネスプラン名	応募者 (下線:代表者)	ビジネスプラン概要
1	ネガワットアグリゲーションビジネス	<u>NTTアシリティーズ</u> エネット	オフィス、スーパー等の需要家へエネルギーマネジメントシステムを導入し、電力使用機器を制御することにより創出される節電(=ネガワット)を集約(=アグリゲート)し、東京電力に提供。
2	流通小売・サービス業向け『デマンドレスポンスソリューション』	<u>環境経営戦略総研</u>	遠隔監視システムを活用し、スーパーマーケット、パチンコ店を中心とした中規模商業施設を取りまとめ、ピーク需要を抑制。省エネコンサルの徹底により、抑制の確実性を向上。
3	デマンド監視装置による夏期最大需要電力の抑制	<u>関東電気保安協会</u>	デマンド監視装置やデマンドコントローラーを設置し、最大電力が設定値を超えると、ブザーによる通知、エアコンの自動制御等によってピーク需要を抑制。シンプルなシステムにより、安価なピーク抑制を実現。
4	デマンドコントロール装置による空調機自動制御	<u>三愛石油</u> <u>グローバルエンジン</u> <u>アリング</u>	ピーク時に、三愛石油が燃料を供給する顧客等が保有する、休止中の自家発電設備を稼働させる指令を出し、顧客の東京電力からの受電を抑制。既存設備の有効活用により、効率的なピーク抑制を実現。
5	スマートカットプラン～需給逼迫回避に向けた需要家サイドでのネガワット創出プラン～	<u>日立製作所</u> <u>ダイキン工業</u> <u>エナリス</u>	BEMSにより多数の需要家のピーク抑制を行うエナリス、エアコン遠隔操作によるピーク抑制を行うダイキン工業等の取組を、日立の需給統合計画システムによって取りまとめ、最適化。
6	需給統合計画によるピーク需要抑制シナジー事業		

※代表者の五十音順で記載

【応募者申告ベース合計】

平成24年度夏期:約40万kW、平成26年度夏期:約140万kW

ビジネススキーム



	東京電力	応募者	お客さま
役割	<ul style="list-style-type: none"> 応募者との契約 ※ピーク需要抑制策の実効性や抑制規模の妥当性等を見極めたうえで、プラン実行に合意した場合 ピーク需要抑制依頼 ピーク需要抑制効果の確認 対価支払 	<ul style="list-style-type: none"> 東京電力との契約 お客さまとの契約 遠隔監視・制御装置等の設置 ピーク需要抑制通知 ピーク需要抑制実施 (遠隔制御) ピーク需要抑制効果の測定・集約 ピーク需要抑制効果の報告 インセンティブ付与 ペナルティー支払 	<ul style="list-style-type: none"> 応募者との契約 見える化機器等の設置 ピーク需要抑制の実行 メリット享受
期待するメリット	<ul style="list-style-type: none"> 設備投資の抑制等 	<ul style="list-style-type: none"> ビジネスの拡大 	<ul style="list-style-type: none"> 電気料金の抑制

制御手法のイメージ

需給逼迫時等

東京電力

ピーク需要抑制依頼

応募者

ピーク需要抑制通知

お客さま

インターネット
携帯電話網
等

制御手法・コストダウン
方策について
応募者ごとに
ノウハウ有り

デマンド監視装置

警報メール

デマンド表示
(見える化)

機器自動制御盤

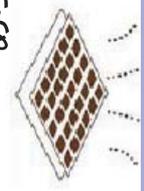
制御マニュアルを設定
研修等にて実践指導

機器制御
(手動)

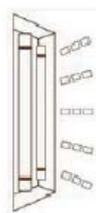
機器制御
(自動)

自家発燃料供給

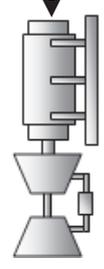
あらかじめ定めた手法により、契約したピーク需要抑制を実施



空調
(設定温度変更等)



照明
(間引き・照度変更等)



自家発

料金改定についてのお願い

昨年3月11日の当社福島第一原子力発電所の事故により、発電所周辺地域の皆さまをはじめ、広く社会の皆さまに、現在も大変なご迷惑とご心配をおかけしていることを、改めて心より深くお詫び申し上げます。併せまして事故発生以降、国内外を問わず、関係する数多くの皆さまに多大なるご協力とご支援をいただき、改めて深く感謝申し上げます。

当社は、責任の重さと果たすべき役割を常に意識し、事故により被害にあわれた方々への損害賠償、発電所の安定化と事故を起こした原子炉の着実な廃止措置、電気の安定供給の確保などの重要課題に全社一丸となって取り組んでおります。その中で電気の供給につきましては、福島第一・第二原子力発電所の停止に加え、柏崎刈羽原子力発電所の停止長期化などに対して、火力発電の焚き増しや長期間停止していた火力発電所の運転再開、新たな電源の緊急設置などに取り組み、供給力確保に努めてまいりました。

この結果、火力発電への依存度の高まりにともなう大幅な燃料費の増加が生じていることに加え、緊急設置電源の確保、福島第一原子力発電所の確実な安定状態の維持などにともなう費用増加が避けられない状況となっております。このため不動産・有価証券・関係会社の売却・清算などによる資金確保とともに、人件費や修繕・諸経費など徹底したコストダウンを進めております。

このように費用の増加に対して、徹底した経営合理化に取り組み、今後も最大限の取組みを進めてまいりますが、燃料費等のコスト増分を全て賄うことは極めて困難な見通しとなっております。このため、お客さまには大変ご迷惑をおかけすることとなり誠に申し訳ございませんが、最低限の電気料金の値上げが避けられない状況にあります。すでに自由化部門のお客さまには4月1日からの料金値上げを順次、お願いしているところではありますが、ご家庭を中心とする規制部門のお客さまにも料金値上げをお願いせざるを得ず、経済産業大臣に料金認可の申請をさせて頂くことといたしました。なお、自由化部門のお客さまには、当社のご説明不足から、値上げ後の料金によるご契約締結に際して混乱を招き、ご迷惑をおかけしておりますことを改めて深くお詫び申し上げます。

今回の料金改定案の概要につきまして、情報開示を徹底する観点からコスト増加や合理化努力の内容、あわせて電気のご使用方法の工夫によりご負担を軽減して頂ける新しい料金メニューなどについて資料をご用意させて頂きました。お客さまには誠にご迷惑をおかけ致しますが、当社の現状をなにとぞご理解賜りますよう、心よりお願い申し上げます。

平成24年5月
東京電力株式会社

料金改定案の概要について

平成24年5月

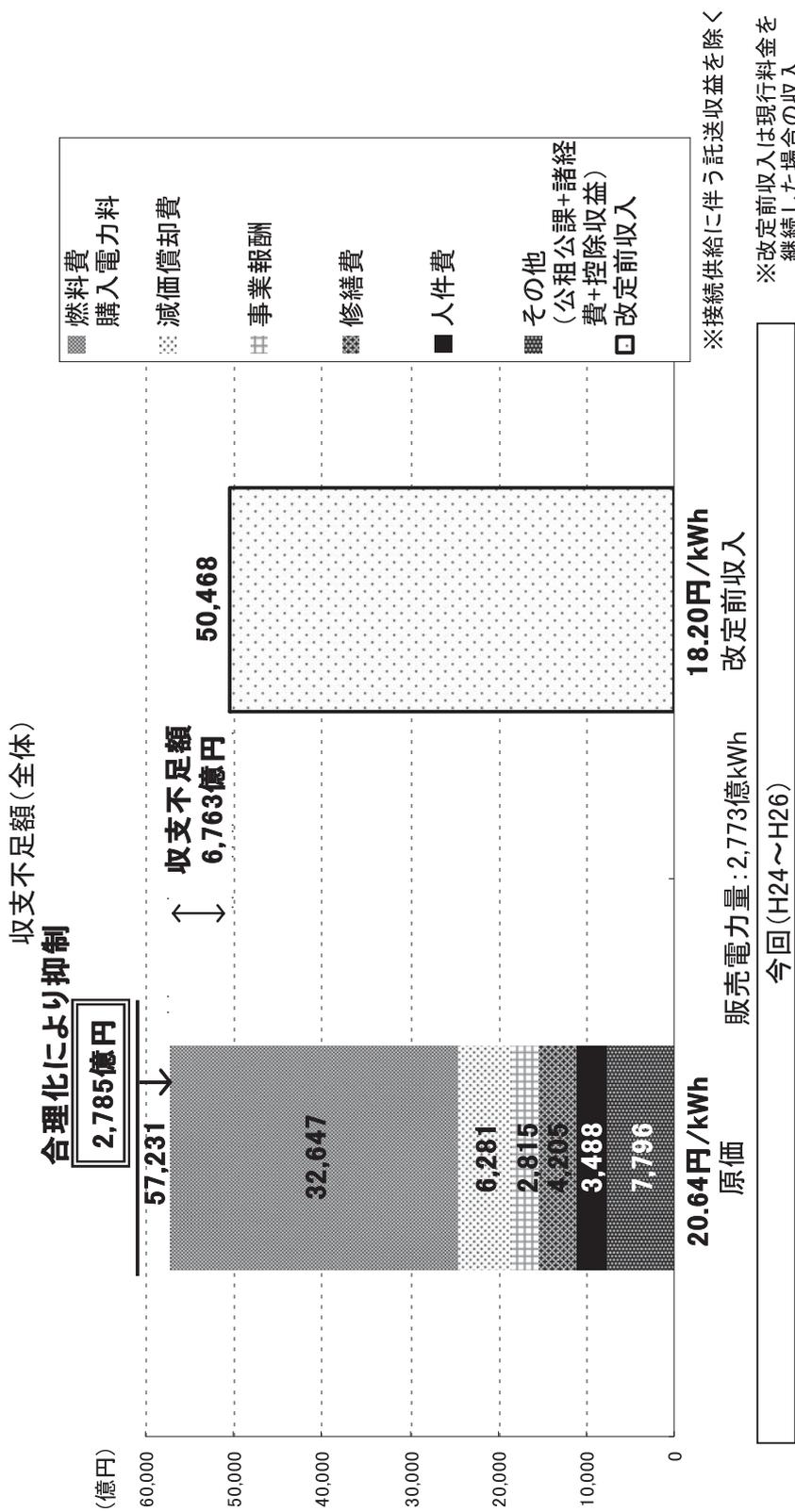
東京電力株式会社

※本資料は、総合特別事業計画策定にあたり、原子力損害賠償支援機構の了承の下で、東京電力株式会社において、作成されたものである。

1. 料金改定の概要 P2	5. 今回の改定におけるご家庭向け	
2. 原価算定の概要 P3~5	料金の考え方 P25
前回改定時との比較 P3	6. 新たな料金メニュー P26~34
【参考】 需給バランスなどの原価諸元	P4	ご家庭など向け P26
【参考】 合理化額の内訳 P5	【参考】 主なご家庭など向けの選択約款 (既存の料金メニュー) ... P27	
3. 原価算定の内訳 P6~20	中小企業のお客さま①~② P28~29
人件費 P6	【参考】 サマーアシストプランの試算例 (金属製品)(食品スーパー)(オフィス) P30~32	
【参考】 全産業・他公益企業との 人件費水準比較 P7	大企業のお客さま P33
燃料費・購入電力料等 P8	【参考】 節電にご協力頂くお客さまへのメリッ ト還元に向けた新たな取組み ... P34	
【参考】 燃料費・購入電力料等の推移	P9	7. 値上げに係るお客さまへのご説明 P35~38
修繕費 P10	規制部門 P35
減価償却費 P11	自由化部門 P36
【参考】 緊急設置電源費用 P12	【参考】 電気料金の節約につながる情報発信P37	
事業報酬 P13	【参考】 「節電&節約ナビ」のイメージ ... P38	
【参考】 設備投資額の推移 P14	【補足】 P39~48
公租公課 P15	有識者会議で議論された主な項目の結果	P40
その他経費・控除収益 P16	燃料費調整の前提諸元①~② P41~42
【参考】 普及開発関係費・諸費・研究費 ①~② P17~18	事業報酬(シートベース) P43
【参考】 安定化維持費用	P19	事業報酬(事業報酬率) P44
【参考】 賠償対応費用 P20	個別原価計算フロー①~② P45~46
4. 規制・自由別比較 P21~24	自由化部門の料金 P47
規制部門の原価・収入 P21	諸条件が変化した場合の原価への影響(年間) P48
自由化部門の原価・収入 P22		
モデル料金の推移 P23		
【参考】 標準的なご家庭におけるモデル料金の推移	P24		

1. 料金改定の概要

- 経済産業省「電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議」(以下「有識者会議」)の提言を踏まえ、料金原価の算定期間を平成24～26年度の3年間(複数年間)といたしました。
- 原価については、合理化実施により2,785億円削減するものの、燃料費を中心として大幅な増加が避けられないため、総額で5兆7,231億円となる見込みです。一方で、当該期間に現行料金を継続した場合の収入見込みは、5兆468億円となる見通しです。※数値はいずれも年平均値
- この結果、収支不足額は年平均6,763億円となり、お客さまには大変ご迷惑をおかけし、誠に申し訳ございませんが、規制部門については10.28%の値上げをお願いせざるを得ない状況にあります(自由化部門は16.39%の値上げとなります)。このため、赤字構造の早急な改善に向け、近々、規制部門料金の値上げ認可申請をさせて頂く予定です(平成24年7月1日実施を希望する予定です)。



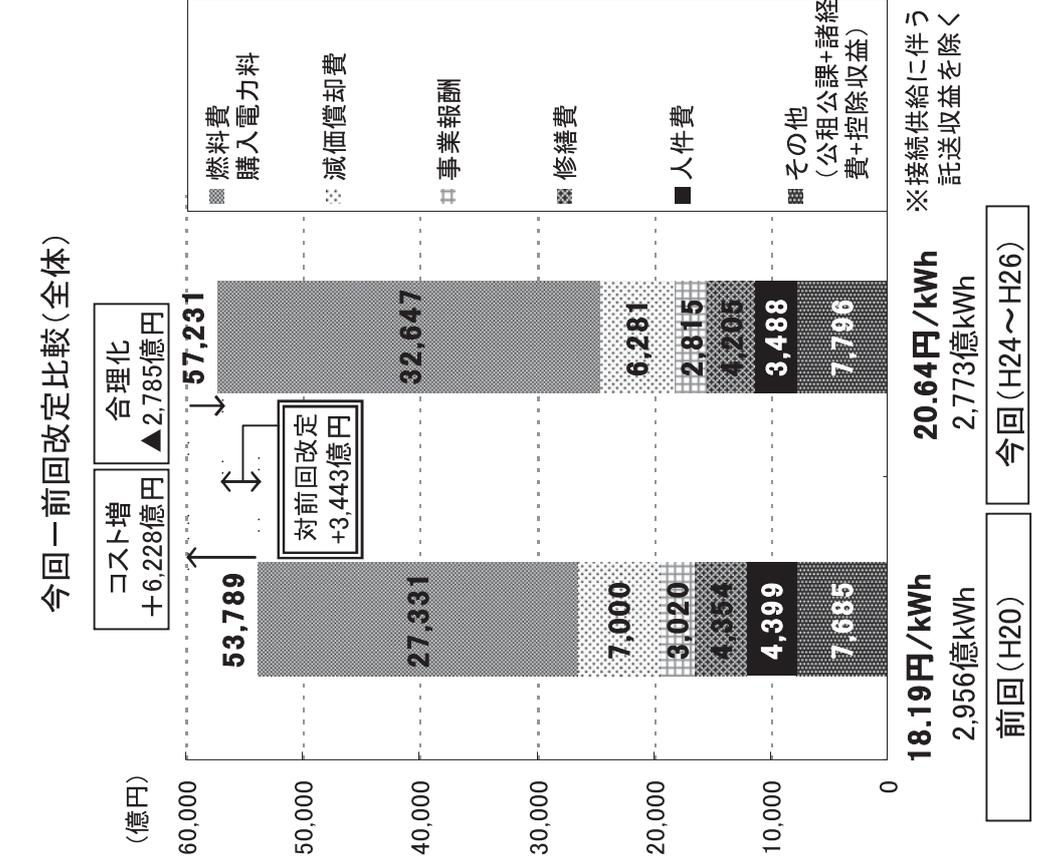
2. 原価算定の概要（前回改定時との比較）

3

●平成24～26年度の年平均総原価は、前回改定（平成20年度）と比較して、総合特別事業計画における合理化（2,785億円）により、人件費、資本費などを削減するものの、原子力発電所の稼働低下等に伴う燃料費、購入電力料や緊急設置電源に係る費用などの増分（6,228億円）を吸収しきれず、3,443億円の増加となる見込みです。

	前回 (H20) A	今回 (H24～H26) B	差異 B-A
人件費	4,399	3,488	▲911
燃料費	20,038	24,704	4,666
火力燃料費	19,722	24,593	4,871
核燃料費	315	110	▲205
修繕費	4,354	4,205	▲149
資本費	10,019	9,096	▲924
減価償却費	7,000	6,281	▲719
事業報酬	3,020	2,815	▲205
購入電力料	7,293	7,943	650
公租公課	3,493	3,048	▲445
原子力バックエンド費用	1,059	668	▲391
その他経費	5,747	6,569	822
委託費	1,767	2,328	561
一般負担金	0	567	567
上記以外	3,980	3,674	▲307
控除収益	▲2,241	▲2,097	144
総原価①	54,162	57,624	3,462
継続供給託送収益②	▲373	▲393	▲20
小売対象原価③=①+②	53,789	57,231	3,443
改定前収入④	53,789	50,468	▲3,320
差引過不足⑤=③-④	—	6,763	—

※6,228億円のコスト増を合理化(2,785億円)により3,443億円に抑制



【参考】需給バランスなどの原価諸元

- 販売電力量は、震災以降の節電効果等による需要低迷を見込んで想定しております(対前回改定比 ▲6%)。
- 供給力は、柏崎刈羽原子力発電所の再稼働を一部見込みますが、大幅な原子力発電量減(構成比: 前回22%→今回7%)による不足分を主に火力発電の稼働増により代替(同: 前回72%→今回86%)する予定です。
- この結果、燃料費、購入電力量等が大幅なコスト増(+5,130億円)となることは避けられず、収支を大きく圧迫する要因となります。 ※購入電力量等は電力量に応じて変動する費用に限ります。

	前回 (H20) A	今回 (H24~H26) B	差異 B-A
販売電力量 (億kWh)	2,956	2,773	▲184
原油価格 (\$/バレル)	93.1	117.1	24.0
為替レート (円/\$)	107	78.5	▲29
原子力利用率 (%)	43.1	18.8	▲24.3
事業報酬率 (%)	3.0	3.0	0.0
平均経費人員 (人)	37,317	36,363	▲954

(注)

※燃料費の算定諸元となる原油価格・為替レートは、燃料費調整との整合を踏まえ、申請時期の直近3ヶ月の貿易統計価格(H24/1~H24/3平均値)を参照しております。

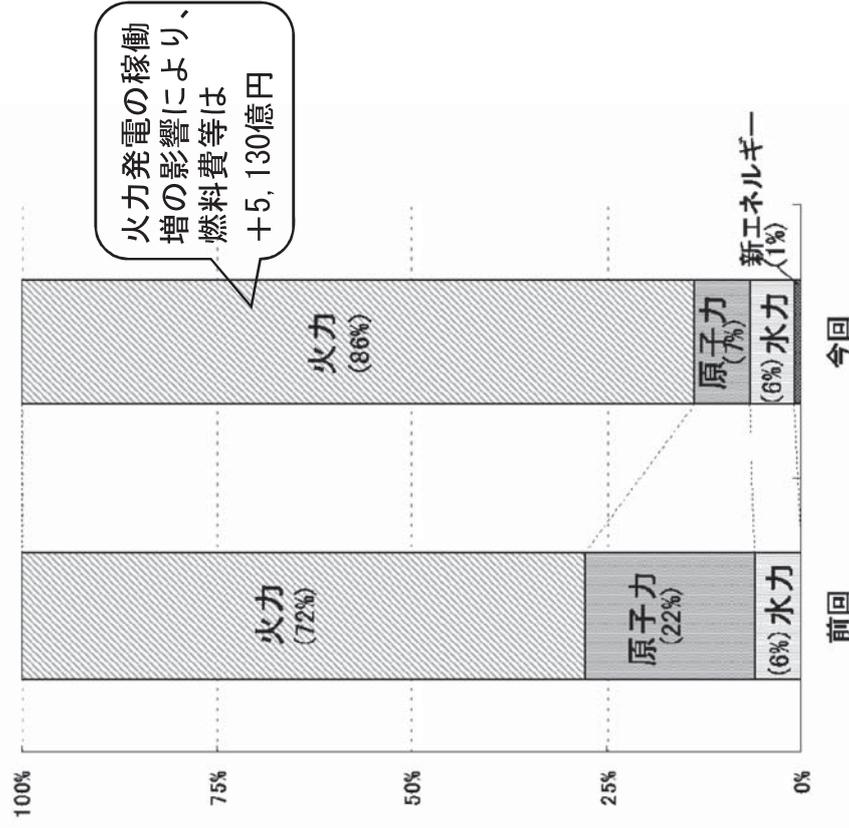
※柏崎刈羽原子力発電所の稼働については、今後、安全・安心を確保しつつ、地元のご理解を頂くことが大前提ですが、今回の申請における3年間の原価算定期間においては、25年4月から順次再稼働がなされるものと仮定しております。
 具体的には、柏崎刈羽1・5・6・7号機は25年度から順次、同3・4号機は26年度から順次、稼働がなされるものと仮定しております。

＜原子力利用率＞ H24 : 0% H25 : 22% H26 : 35%

(注) 今回の原子力利用率の算定においては、福島第一1~4号機を除いております。

※事業報酬率は、有識者会議の提言および当社の資金調達リスクを踏まえ、現行料金と同水準の3.0%と設定しております。

【発電量の構成比】



火力発電の稼働増の影響により、燃料費等は +5,130億円

【参考】合理化額の内訳

- 総合特別事業計画における平成24～26年度のコスト削減額は、年平均で3,054億円。
- この削減額のうち、原価における平成24～26年度の合理化額は、年制度見直しによる一時的な影響等原価に含まれない削減を除いた2,785億円。
- 緊急特別事業計画の時点（約2,200億円）から、約600億円の深掘り。

<合理化額総額>

	H24	H25	H26	H24～H26	主な内容
資材・役務調達	459	492	502	484	工事・点検の中止・実施時期の見直し、関係会社取引における競争的発注方法の拡大、外部取引先との取引構造・発注方法の見直し等
買電・燃料調達	425	235	173	277	経済性に優れる電源の活用、燃料価格（単価）の低減、電力購入料金の削減等
その他経費	910	958	977	948	寄付金の廃止、厚生施設の削減、普及開発関係費の削減、テーマ研究の中止等
人件費	909	969	1,196	1,024	人員削減、給与・賞与の削減、福利厚生制度の見直し等
設備投資関連費用	11	64	77	50	中長期にわたる投資計画の抜本的な見直し
合計 (①+②)	2,713	2,718	2,924	2,785	

(億円)

<緊急特別事業計画における合理化額>

	H24	H25	H26	H24～H26
アクションプラン ①	2,003	2,157	2,464	2,208

※緊急特別事業計画に基づく「改革推進のアクションプラン」（昨年12月9日公表）におけるコスト削減額のうち、原価外項目を除いた額。

<総合特別事業計画で追加した合理化額>

	H24	H25	H26	H24～H26
資材・役務調達	214	182	119	172
買電・燃料調達	357	167	123	216
その他経費	4	54	59	39
人件費	126	94	83	101
設備投資関連費用	11	64	77	50
追加削減額 ②	711	561	460	577

※自由化部門の先行値上げにおいて反映した合理化額(1,934億円)は、左記アクションプランにおけるH24年度値(2,003億円)に該当します。ただし、燃料調達に係る合理化相当(88億円)を合理化額としてではなく燃料費等の減として反映したため、両者の数値は一致しません。

3. 原価算定の内訳（人件費）

6

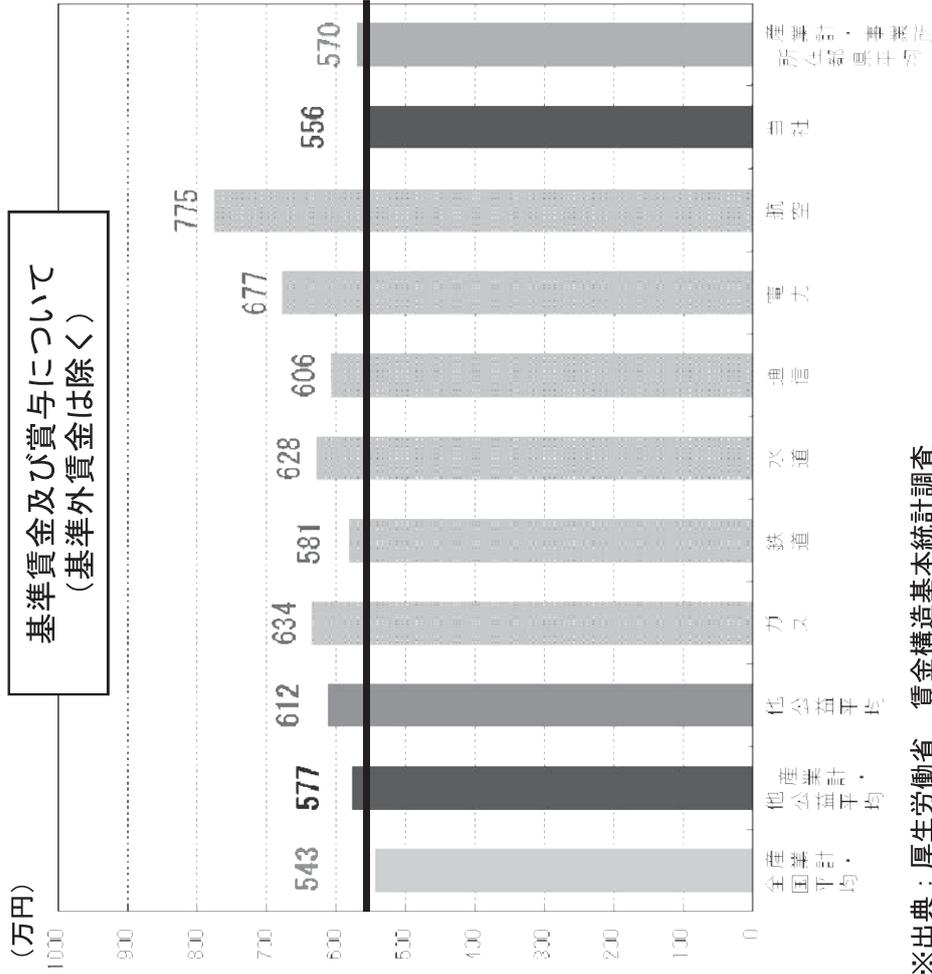
- アクションプランに掲げた人員・賃金削減計画に加え、合理化の深掘りにより、前回改定に比べ900億円程度削減（社員年収削減（管理職▲25%、一般職▲20%）、年金水準の低下など）いたします。
- 役員給与については全額カットいたします。
- 福利厚生費についても、厚生・体育施設の全廃止、利子補給水準の見直しを反映いたします。

	前回	今回	差異	備考
役員給与	8	0	▲8	原価から全額カット
給料手当	3,008	2,445	▲564	
基準賃金	1,991	1,777	▲215	社員年収削減（管理職▲25%、一般職▲20%）、H24夏季賞与を原価からカット、平日・休日時間外手当増率を法定下限水準まで引下げ（平日：30%→25%、休日：40%→35%）
基準外賃金	370	370	0	
諸給与金	777	369	▲409	
控除口等	▲130	▲71	60	
給料手当振替額	▲22	▲20	2	
退職給与金	576	342	▲234	現役・OB共に確定給付企業年金の給付利率の下限保証引下げおよび終身年金30%減額による経常費用減を反映
厚生費	542	475	▲67	
法定厚生費	402	365	▲38	健康保険料の会社負担割合引下げ反映（会社負担率：73%→60%）
一般厚生費	140	110	▲30	厚生・体育施設の廃止、リフレック財形の廃止、財形年金貯蓄の利子補給廃止
委託検針費	185	163	▲22	委託検針員コスト減反映
委託集金費	49	34	▲15	委託集金員コスト減反映
雑給	52	49	▲3	顧問制度廃止
人件費計	4,399	3,488	▲911	
経費対象人員	37,317	36,363	▲954	25年度末に社員数36,000人体制（23年度期初比約▲3,600人）

※社員数は、建設人員、附帯事業人員等を含むことなどから経費対象人員と異なる値となります。

【参考】全産業・他公益企業との人件費水準比較

- 合理化により前回改定から人件費の約2割カットを行った結果、一人当たりの人件費(基準賃金+賞与=556万円/人・年)は、有識者会議で指摘された全産業平均および他公益企業平均と比較して、適切な水準に抑制しているものと考えております。



＜有識者会議報告書＞

- 一般電気事業者の規制料金原価として認めるべき人件費については、一般電気事業者が競争市場にある企業と異なり地域独占の下で競争リスクがないことを勘案し、一般的な企業の平均値を査定の特典として採用することが基本。
- 他方で、電気事業は事業規模が極めて大きいことから、小規模・零細企業の平均値をメルクマールとすることは、現実にはそぐわない面があることや、公益事業としての側面を考慮すれば、規模や事業内容の類似性を持つ企業との比較も加味することが適当。
- 一般電気事業者の従業員は平均で14,000人(最小の事業者でも1,300人)であることから、産業ごと・規模ごとに比較可能な統計である「賃金構造基本統計調査」における常用労働者1,000人以上の企業平均値を基本に、ガス事業、鉄道事業等類似の公益企業の平均値とも比較しつつ、査定を行うことが適当。
- その際、地域間の賃金水準の差についても考慮することが適当

※出典：厚生労働省 賃金構造基本統計調査

※従業員1,000人以上の企業を対象

※他公益平均はガス・鉄道・水道・通信の単純平均

※産業計・他公益平均は産業計と他公益平均の単純平均

※産業計・事業所所在都府県別データのうち当社事業所所在都府県を対象とした

3. 原価算定の内訳（燃料費・購入電力料等）

- 原子力発電所の低稼働に伴う火力発電所の稼働増影響等により、前回改定に比べ5,130億円程度の増加が避けられない見通しです。

	前回			今回			差異		
	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価	金額	発電電力量	単価
	(億円)	(億kWh)	(円/kWh)	(億円)	(億kWh)	(円/kWh)	(億円)	(億kWh)	(円/kWh)
自社計	20,663	2,732	7.56	24,992	2,550	9.80	4,329	▲182	2.24
水力	0	122	0.00	0	111	0.00	0	▲11	0.00
火力	19,722	1,958	10.07	24,593	2,199	11.18	4,871	242	1.11
石油系	8,124	511	15.89	6,114	383	15.95	▲2,010	▲128	0.06
ガス系	11,272	1,349	8.36	17,786	1,659	10.72	6,514	310	2.36
石炭系	325	98	3.33	693	157	4.40	368	60	1.07
原子力	941	653	1.44	398	239	1.67	▲542	▲414	0.23
新工	0	0	0.00	0	1	0.00	0	0	0.00
他社計	2,993	535	5.59	3,794	488	7.77	801	▲47	2.18
水力	95	71	1.32	67	61	1.10	▲27	▲10	▲0.22
火力	2,911	405	7.19	3,503	431	8.13	592	26	0.94
原子力	▲12	59	▲0.21	▲18	▲28	0.64	▲5	▲87	0.85
新工	0	0	0.00	242	24	9.92	242	24	9.92
合計	23,656	3,268	7.24	28,786	3,038	9.47	5,130	▲230	2.23
合計	23,656	2,956	8.00	28,786	2,773	10.38	5,130	▲184	2.38

※燃料費に加え、原子力バックエンド費用、地帯間・他社購入販売電力料を含みます(いずれも電力量に応じて変動する費用に限ります)。
 ※販売電力量は自社分を除きます。

【参考】燃料費・購入電力等の推移

● 今回の原価算定期間を3年間とし、平成24～26年度の平均値を採用することで、燃料費の増額を抑制しております。

	(億円, 億kWh, 円/kWh)															
	今回 (H24～H26平均)				H24				H25				H26			
	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	金額	発受電 電力量	単価	金額	発受電 電力量	金額	発受電 電力量	単価
自 社 計	24,992	2,550	9.80	27,687	2,494	11.10	24,868	2,569	22,420	2,588	8.66					
水 力	0	111	0.00	0	124	0.00	0	107	0	0.00	0.00					
火 力	24,593	2,199	11.18	27,671	2,369	11.68	24,413	2,182	21,696	2,047	10.60					
石油系	6,114	383	15.95	8,467	536	15.80	6,772	426	3,103	188	16.52					
ガス系	17,786	1,659	10.72	18,808	1,741	10.80	16,815	1,570	17,735	1,666	10.65					
石炭系	693	157	4.40	395	92	4.28	826	186	859	193	4.44					
原子力	398	239	1.67	16	0	0.00	455	279	724	438	1.65					
新 工 本	0	1	0.00	0	0	0.00	0	0	0	0.00	0.00					
他 社 計	3,794	488	7.77	4,041	518	7.80	3,767	472	3,576	475	7.53					
水 力	67	61	1.10	63	69	0.92	64	58	75	56	1.32					
火 力	3,503	431	8.13	3,747	426	8.79	3,498	435	3,263	431	7.58					
原子力	▲18	▲28	0.64	0	0	0.00	▲35	▲45	▲19	▲38	0.49					
新 工 本	242	24	9.92	231	23	10.02	240	24	257	26	9.89					
合 計	28,786	3,038	9.47	31,727	3,012	10.53	28,635	3,041	25,996	3,063	8.49					
	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	金額	販売電力量	単価	金額	販売電力量	金額	販売電力量	単価
合 計	28,786	2,773	10.38	31,727	2,720	11.66	28,635	2,781	25,996	2,817	9.23					

※燃料費に加え、原子力バックエンド費用、地帯間・他社購入販売電力料を含みます(いずれも電力量に応じて変動する費用に限ります)。
 ※販売電力量は自社分を除きます。

3. 原価算定の内訳（修繕費）

- アクションプランからの更なる深掘りとして、工事や点検の中止・実施時期の見直しなどを織り込んでおります。安定供給を前提としつつ、設備健全性を見極めながら工事や点検を厳選することと得られる削減効果の深掘り等により、前回改定に比べ150億円程度削減の見込みです。
- なお、スマートメーター導入等の新規増要因はあるものの、有識者会議においてメルクマール(比較基準)事例として挙げられた過去の修繕費率と比較しても、適切な水準に抑制しているものと考えております。

<有識者会議報告書>

- 例えば、各社ごとに、過去実績を元にした基準（例えば、帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率）をメルクマールとして設定することが適当。

	今回	直近5ヶ年
平均修繕費(A)	4,205	4,115
平均帳簿原価(B)	301,204	285,737
比率(A)/(B)	1.40%	1.44%

【主なコスト削減施策】

- 関係会社との取引における発注方法の工夫
 - ・競争発注の拡大や市場価格を意識したベンチマークの実施
- 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し
 - ・代理店取引からメーカー直接取引への見直しや、分離発注など
- 工事や点検の中止・実施時期の見直し

(億円)

	前回	今回	差異
水	100	150	50
火	990	913	▲76
原子力	875	709	▲166
新工	0	3	3
送電	297	318	21
変電	255	189	▲66
配電	718	553	▲166
一般修繕費			
取替修繕費	1,042	1,303	261
配電計	1,761	1,856	95
業務	77	66	▲10
合計	4,354	4,205	▲149

※スマートメーター関連の増：130億円

3. 原価算定の内訳（減価償却費）

- 緊急設置電源の増設、大型新規電源（広野6号、常陸那珂2号）運開等の増加要因はあるものの、償却進行の影響等により、前回改定に比べ700億円程度削減する見込みです。
- また、有識者会議の提言等を踏まえ、長期計画停止火力（横須賀5～8号、鹿島3, 4号等）に係る減価償却費は全額カットいたします。
- なお、原子力発電所の低稼働もあり、火力緊急電源の設置を進めたため、火力部門の減価償却費は全体で若干の増加となります。

【前回改定との比較】

	前回	今回	差異
水力	439	371	▲ 68
火力	1,434	1,463	29
原子力	990	900	▲ 90
新工本	—	9	9
送電	1,832	1,611	▲ 221
変電	777	643	▲ 133
配電	1,404	1,168	▲ 236
業務	124	116	▲ 8
合計	7,000	6,281	▲ 719

※長期計画停止火力はカットしております(▲10億円)

CC(コンバインドサイクル)化とは、ガスタービン発電設備に対して廃熱回収ボイラー、蒸気タービンおよび発電機などを追加設置するもので、熱効率向上や環境負荷低減に寄与します。

【緊急設置電源の運開】

発電所名	種類	出力(MW)	使用開始	竣工額	減価償却費			
					H24	H25	H26	13年平均
姉崎	DE	6	23年4月	2	0	0	1	0
横須賀 5, 6号	GT	76	23年8月	7	除却		0	0
袖ヶ浦	GT	254	23年6月	28	6	除却	6	2
大井 1号 2号	GE	112	23年7月	17	除却		0	0
川崎	GT	128	23年8月	93	35	除却		12
	GT	81	23年9月	100	15	12	長期停止	27
	GT	128	23年8月	74	28	除却		9
千葉	GT	334	23年8月	272	39	33	28	100
	CC	500	26年4月	479	0	16	60	75
	GT	334	23年9月	231	34	29	24	87
	CC	500	26年6月	274	0	3	34	37
	GT	334	24年7月	285	28	34	29	91
鹿島	CC	500	26年7月	271	0	3	34	37
	GT	268	24年7月	159	16	19	17	51
	CC	416	26年5月	367	0	12	46	58
	GT	268	24年7月	298	30	36	31	96
	CC	416	26年7月	268	0	3	34	37
合計	GT	268	24年7月	235	23	28	24	76
	CC	416	26年6月	288	0	6	35	41
				3,748	254	233	396	883

合計 3,748 254 233 396 883 294

(注) DE:ディーゼルエンジン GE:ガスエンジン GT:ガスタービン CC:コンバインド・サイクル
 ※緊急設置電源の横須賀5, 6号系列はGT火力であり、長期計画停止中の横須賀5, 6号機(重原油)とは異なる設備です。

【参考】緊急設置電源費用

●原子力発電所の低稼働の影響を受け、需給逼迫への対応として、敷地や送電余力のある箇所等に設置した緊急電源による原価増影響は総額で490億円程度(償却290・報酬60・賃借60・売却50億円等)と見込んでおります。

発電所名	種類	出力(MW)	使用開始	竣工額	減価償却費			レートベース	事業報酬 ③=②*3%	固定資産 除却費 ④	賃借料			原価計 (年平均)											
					H24	H25	H26				3年平均 ①	H24	H25		H26	3年平均 ⑤									
姉崎	DE	8	28年4月	2	0	0	長期 停止	1	0		0	0	0	0											
横須賀	G T	76	23年0月	7	除却			0	0	5	119	18	0	137											
	G T	254	28年6月	28	6	除却		8	2	4				46											
袖ヶ浦	GE	112	23年7月	17	除却			0	0	6	38	4	0	43											
大井	G T	128	23年0月	93	35	除却		35	12	14	0	0	0	0											
	G T	81	28年9月	100	15	12	長期 停止	27	9		0	0	0	0											
川崎	G T	128	23年8月	74	28	除却		28	9	14	0	0	0	0											
千葉	G T	834	28年8月	272	39	38	28	100	38		0	0	0	0											
	C C	500	26年4月	478	0	16	60	75	25		0	0	0	0											
	G T	334	23年9月	231	34	29	24	87	29		0	0	0	0											
	C C	500	26年6月	274	0	3	34	37	12		0	0	0	0											
常陸那珂	G T	334	24年7月	205	20	34	29	91	30		0	0	0	0											
	C C	500	26年7月	271	0	3	34	37	12		0	0	0	0											
	DE	108	23年7月	94	除却			0	0	10	2	0	0	2											
鹿島	G T	238	24年7月	159	16	19	17	51	17		0	0	0	0											
	C C	416	26年5月	867	0	12	46	58	18		0	0	0	0											
	G T	238	24年7月	238	30	36	31	96	32		0	0	0	0											
鹿島	C C	416	26年7月	268	0	3	34	37	12		0	0	0	0											
	G T	238	24年7月	235	23	28	24	76	25		0	0	0	0											
鹿島	C C	416	26年6月	288	0	6	35	41	14		0	0	0	0											
合計											3,842	254	233	396	883	294	2,004	60	53	180	21	0	182	61	468

(注)D:フェイセル・コグリン GE:ガス・I:ガリン GT:ガス・カセビ CC:コグリン・サ列
 ※緊急設置電源の構須賀5,6号系列はGT火力であり、長期計画停止中の横須賀5,6号機(重原油)とは異なる設備です。
 ※このほか、固定資産税18億円、委託費4億円

3. 原価算定の内訳（事業報酬）

- 「事業報酬」とは、多額の資産を有する電力会社がこれに伴う資本の調達・維持に要する資本コストに相当するもので、経済産業省令（一般電気事業供給約款料金算定規則）により、事業資産価値（レートのベース）に一定の事業報酬率を乗じて算定されます。
- 今回、償却進行に伴う帳簿価額の減少等により、前回改定に比べ200億円程度削減する見込みです。
- なお、有識者会議の提言等を踏まえ、長期計画停止火力（横須賀5～8号、鹿島3,4号等）に係る事業報酬は、全額カット（レートベース：▲56億円，事業報酬：▲2億円）いたします。
- また、福島第一原子力発電所5,6号および福島第二原子力発電所は、自主的にレートベースからカット（レートベース：▲3,407億円，事業報酬：▲102億円）いたします。
- 上記の事業報酬率は、震災に伴う今後の当社に対するリスクの上昇を懸念して更に高まる可能性がありますが、有識者会議の提言をも踏まえ、電気料金への影響を勘案し、前回並み（3.0%）とさせていただきます。

※詳しくはP43・44をご参照下さい。

（単位：億円）

	レートベース (X)			事業報酬 (Y) = (X) × 3.0%		
	前回	今回	差異	前回	今回	差異
特 定 固 定 資 産	82,155	71,239	▲10,915	2,465	2,137	▲327
建 設 中 の 資 産	3,086	4,358	1,272	93	131	38
核 燃 料 資 産	9,214	7,223	▲1,990	276	217	▲60
特 定 投 資	504	2,254	1,750	15	68	53
運 転 資 本						
営業費 1.5 か 月 分	4,957	5,572	615	149	167	18
燃料貯蔵品 1.5 か 月 分	2,465	3,074	609	74	92	18
一般貯蔵品 1.5 か 月 分	115	104	▲11	3	3	▲0
計	2,580	3,178	598	77	95	18
計	7,537	8,750	1,213	226	263	36
繰 延 資 産	0	0	0	0	0	0
小 計	102,496	93,826	▲8,671	3,075	2,815	▲260
原 変 更 別 途	▲1,846	0	1,846	▲55	0	55
合 計	100,650	93,826	▲6,825	3,020	2,815	▲205

【参考】設備投資額の推移

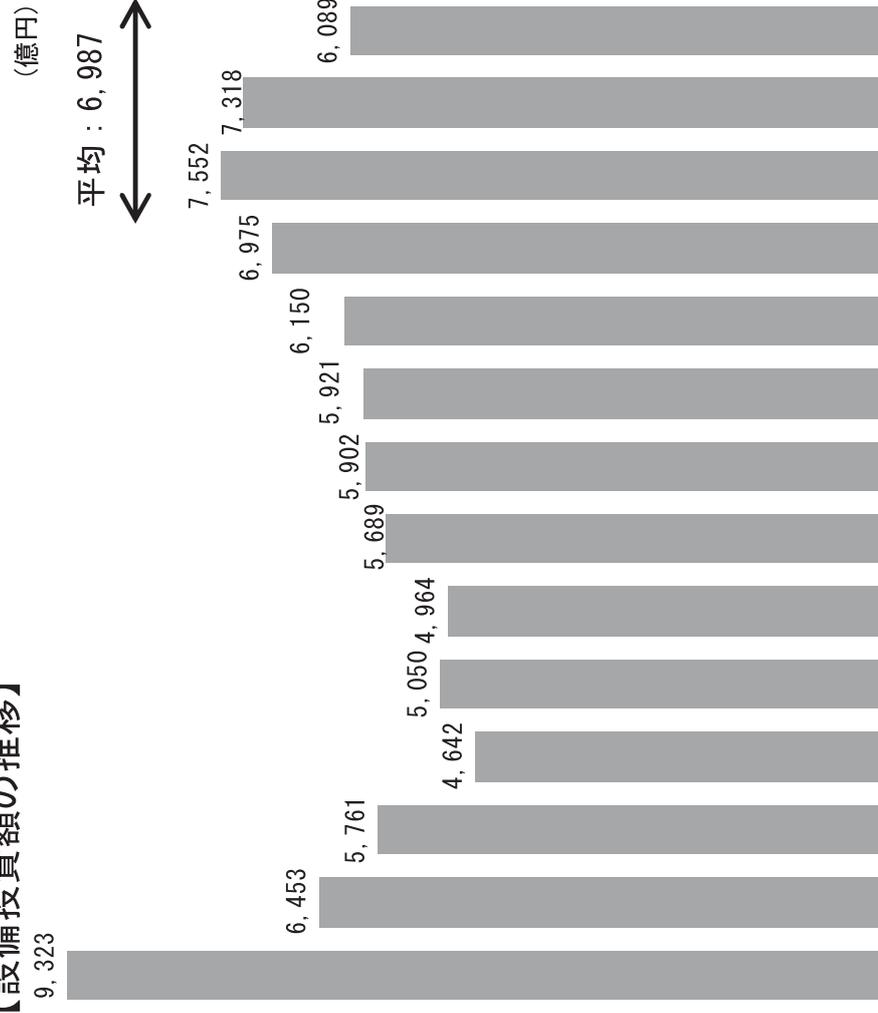
- 電源設備の投資額は、需給逼迫に伴う緊急設置電源に係る投資や原子力発電所における防潮堤設置等の津波対策および耐震対策の影響等により、前回改定に比べて1,700億円程度増加する見込みです。
- 一方、流通設備の投資額は、経年劣化による改良投資（鉄塔建替等）の増加はありませんが、大型の拡充投資を減少させたことから、前回改定時と概ね同水準に留めております。

【設備投資額の内訳】

	前回	今回	差異
水 力	27	68	41
火 力	418	1,614	1,196
原子力	300	74	▲ 226
新工本	12	18	6
送 電	1,013	628	▲ 385
変 電	121	147	26
配 電	686	523	▲ 163
業 務	55	3	▲ 52
計	2,632	3,075	443
水 力	88	154	66
火 力	403	463	60
原子力	478	1,056	578
新工本	0	0	0
送 電	406	674	268
変 電	273	480	207
配 電	642	698	56
業 務	144	106	▲ 38
計	2,434	3,630	1,196
電源計	1,726	3,446	1,720
流通計	3,340	3,259	▲ 81
原子燃料	960	282	▲ 678
総計	6,026	6,987	961

※業務は流通計に含みます。
※今回はH24～H26平均値

【設備投資額の推移】



H13 H14 H15 H16 H17 H18 H19 H20 H21 H22 H23 H24 H25 H26
※H13～H22までは実績値、H23～H26までは計画値。

3. 原価算定の内訳（公租公課）

- 公租公課は、各税法等（河川法・法人税法・地方税法等）に基づき、投資額・販売電力量・原子力発電所稼働状況等の各計画諸元をもとに算定しております。
- ※ 法人税等については、繰越欠損金による税額の減少（税制改正により、控除対象は平成24年度以降80%に留まり、残る20%は課税対象となります。）を反映しております。

	前回	今回	差異	備考
水利使用料	41	41	0	
雑税	101	84	▲17	
核燃料税	39	22	▲17	原子力利用率の低下による減
使用済核燃料税	6	6	0	
市町村民税・道府県民税	4	5	0	
事業所税	6	6	0	
不動産取得税	3	6	4	
都市計画税	21	19	▲2	
印紙税その他	22	21	▲2	
固定資産税	1,159	1,107	▲52	償却の進行等による減
電源開発促進税	1,159	1,091	▲68	需要減による減
事業税	655	669	14	
法人税等	379	56	▲322	
合計	3,493	3,048	▲445	

(億円)

3. 原価算定の内訳（その他経費・控除収益）

- 諸経費は、アクションプランからの更なる深掘りを加えた合理化策を反映し、加えて有識者会議の提言を踏まえた原価からのカット等を個別に実施しております。
- 一方で、原子力損害賠償に係る一般負担金や賠償対応費用、安定化維持費用により、トータルでは増加が避けられない見通しとなっております。

	前回	今回	差異
控除収益	▲29	▲31	▲1
託送収益（接続除き）	▲5	▲3	2
事業者間精算収益	▲500	▲473	26
電気事業雑収益	▲0	—	0
預金利息	▲534	▲507	26
小計	5,214	6,062	849

	前回	今回	差異
廃棄物処理費	138	153	15
消耗品費	191	207	15
補償費	129	60	▲70
賃借料	1,485	1,477	▲8
託送料	200	204	3
事業者間精算費	30	33	3
委託費	1,767	2,328	561
損害保険料	52	43	▲9
原子力損害賠償支援機構一般負担金	0	567	567
普及開発関係費	210	28	▲183
養成費	60	32	▲28
研究費	348	176	▲172
諸費	321	247	▲74
電気料貸倒損	25	24	▲1
固定資産除却費	770	959	190
共有設備費等分担額	26	32	6
共有設備費等分担額(貸方)	▲0	▲0	0
建設分担関連費振替額(貸方)	▲4	▲7	▲4
附帯事業営業費用分担関連運賃”(貸方)	▲10	▲7	3
電力費振替勘定(貸方)	▲8	▲1	6
株式交付費	0	15	15
社債発行費	17	0	▲17
小計	5,747	6,569	822

※その他経費は原子力バックエンド費用、控除収益は地帯間・他社販売電力料を除きます。

- 【主な差異要因】
- ◇一般負担金（+567）
 - ◇原子力損害賠償支援機構法第38条に基づき機構に納付委託費（+561）
 - ◇賠償対応費用：+229, 安定化維持費用：+215
 - ◇使用済燃料中間貯蔵：+93 等
 - ◇固定資産除却費（+190）
 - ◇緊急設置電源除却：+53
 - ◇五井火力除却：+36 等
 - ◇廃棄物処理費（+15）
 - ◇広野6号・常陸那珂2号増設による石炭灰運搬費用：+16 等
 - ◇消耗品費（+15）
 - ◇安定化維持費用：+57 等
 - ◇電気事業雑収益（+26）
 - ◇契約超過金の減：+18 等

【参考】普及開発関係費・諸費・研究費 ①

- 諸経費のうち、有識者会議において原価算入の可否について提言された項目は以下のとおりです。

【電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書における主な記載内容】

値上げ認可時に原価として認めることが適当ではない費用

(7) 広告宣伝費（普及開発関係費）

- メディア等におけるイメージ広告や販売を単純に拡大するための営業等の広告宣伝費については原価算入を認めるべきではない。
- ただし、インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知、需要家にとって電気安全に関わる周知、電気予報等需給逼迫時の需要抑制要請といった公益的な目的から行う情報提供は、事業を実施する上で優先度の高い費用であると考えられることから、原価算入を認めるべき。
- オール電化関連の費用は、負荷平準化に資するといった側面があるものの、現状行われている広告宣伝は販売電力量の増加という営業目的の側面もあるため、原価算入を認めるべきでない。
- PR館等の費用は、発電所立地に係る理解促進に資する部分には情報提供と考えられるが、単純な販売促進に係る部分については原価への算入を認めるべきではない。

	前回	今回	差引	備考
①メディア等におけるイメージ広告や販売拡大目的の広告宣伝費	64	0	▲64	原価から全額カット (東京電力自然学校運営費、尾瀬広報業務委託、Switch!カード関連、電気の史料館等)
②オール電化関連費用	29	0	▲29	原価から全額カット (エコキュート・エコアイス普及奨励金等)
③PR館等の費用のうち単純な販売促進に係る部分	21	0	▲21	
④インターネットやパンフレット等を利用した電気料金メニューの周知	6	3	▲3	
⑤お客さまの電気安全に関わる周知	8	6	▲1	お客さま電気設備安全確保関連 等
⑥でんき予報等需給逼迫時の需要抑制要請	0	0	0	
⑦発電所立地に係る理解促進に資する情報提供	60	5	▲54	原子力情報誌の購入費用（お客さま配布用・公共施設配布用）、地域訪問用広報誌の作成費用 等
⑧④～⑦以外の公益的な目的から行う情報提供	23	13	▲10	福島第一原子力発電所の作業状況報告・賠償関連等に係る広報関連費用 等
合計 (①～⑧)	210	28	▲183	

(億円)

【参考】普及開発関係費・諸費・研究費②

18

【電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書における主な記載内容】

値上げ認可時に原価として認めることが適当ではない費用

(イ) 寄付金

- 民間企業として一定の社会貢献を行うとともに、地域社会等との関係で電気事業の円滑な実施に資するといった観点から、料金原価上、一般的には諸費として整理されてきたが、費用の優先度を考慮すれば、原価算入を認めるべきではない。

(ウ) 団体費

- 各種業界団体における活動には公益的な観点があることや業界団体に加入することで情報収集が容易になるといったメリットはあるが、費用の優先度を考慮すれば、原価算入を認めるべきでない。

※上記(ア)～(ウ)でも、合理的理由がある場合には、支出内容の公表を条件に原価算入を認めることが適当。
 ※また、電力中央研究所の一括分担金のように、一定の比率により一般電気事業者間の負担額が定まるものは、個別の研究内容を確認できず査定が行えない場合には、原価算入を認めることは適当ではない。

	前回	今回	差異	備考
諸費（寄付金）	20	0	▲20	原価から全額カット
諸費（諸会費）	13	0	▲13	原価から全額カット
	21	0	▲21	原価から全額カット
電気事業連合会				海外電気事業の調査研究等
海外電力調査会	2	2	0	
海外再処理委員会	3	2	▲1	使用済燃料輸送契約等の交渉・調整
日本原子力技術協会	3	3	0	原子力の技術整備・安全確保
電力系統利用協議会	2	2	0	ネットワーク利用公平性確保
その他	3	0	▲3	原価から全額カット
合計	33	9	▲24	
研究費（電力中央研究所分担金）	99	76	▲23	研究内容を精査のうえ算入

(億円)

※前回改定(20億円)の寄付金の内訳は、自治体・地域社会の活動：10億円、学術・研究・教育：5億円、環境保全：2億円、芸術文化：1億円、国際交流・協力：1億円、災害援助他：1億円となっております。

【参考】安定化維持費用

- 福島第一原子力発電所 1～4号機の作業員の放射線管理、線量低減対策に加え、敷地境界の放射線量低減を推進していくための費用の増加が避けられない見通しです。
- これらの対策を着実に実施することで、放射性物質の抑制・管理、原子炉プールの冷却機能等の維持に努めていきたいと考えております。

【安定化維持費用の内訳】

		(億円)
		H24～26 平均
委託費	放射線管理業務委託費	215
	滞留水処理装置の運転委託費	113
	上記以外の委託費	57
		45
修繕費		215
	滞留水処理装置の点検・保守費用	166
	上記以外の修繕費	49
消耗品費等：保護衣・防護具等の購入費用等		58
合計		487

【放射線管理業務の内訳】

- 構内放射性物質濃度・放射線量測定業務
- 個人線量管理業務
- 水質管理・気体管理等環境管理業務
- 放射性廃棄物・産業廃棄物管理業務
- 放射性保護衣・防護具管理業務
- 放射線計測器管理・点検・修理・貸出業務
- 出入管理・搬出入管理業務
- 環境影響評価業務 等

【滞留水処理業務の内訳】

- 浄化装置運転業務
- セシウム吸着設備保守・管理業務
- 廃スラッジ貯蔵施設保守・管理業務
- 淡水化装置保守・管理業務 等

※特別損失に計上される費用については、
料金原価に算入しておりません。

【参考】賠償対応費用

- 原子力事業者として、原子力損害の被害者の方々の目線に立った「親身・親切」な賠償を実現することが不可欠であり、その対応に伴う影響として、委託費を中心に280億円程度の原価増が避けられない見通しです。
 - 主な内訳は、補償運営センターやコールセンターにおける受付業務委託費用、および業務運営に係る専門家等のコンサルティング費用などです。
- ※被害者の方々にお支払いする賠償額自体については料金原価に算入しておりません。

<費用の見通し>

	H24	H25	H26	H24-26 平均
委託費 ※	372	206	108	229
賃借料	22	15	14	17
通信運搬費	16	11	5	11
その他	29	22	15	22
合計	439	254	143	278

※受付業務関連 … 121億円程度 (H24-26平均)

コンサルティング関連 … 87億円程度 (H24-26平均)

<賠償対応業務体制>

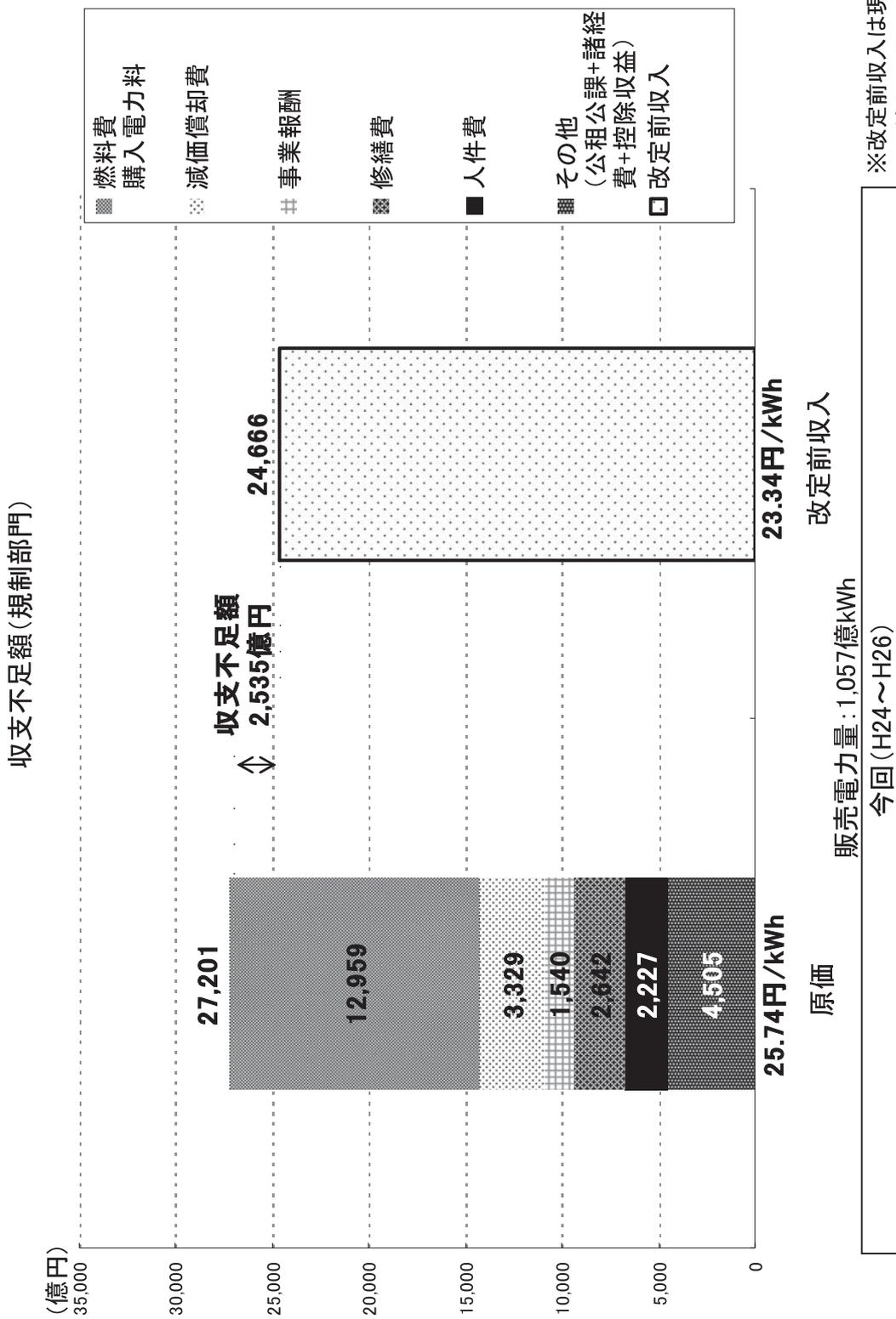
①本部 (全体の支援・管理)	②補償相談センター (コールセンター) 拠点：東京	電話での受付・ご説明
	③補償運営センター 拠点：東京	請求書等の発送・受領 確認・支払手続き
	④補償相談センター 拠点：東北から静岡 (14箇所)	説明会・相談窓口 個別訪問 請求書等の配布・受付

<福島原子力補償相談室の要員数 (4月20日現在) >

	要員数 (カッコ内は社員数 (再掲))
①本部	約 200人 (約 200人)
②補償相談センター (コールセンター)	約 3,700人 (約 100人)
③補償運営センター	約 7,400人 (約 1,500人)
④補償相談センター (拠点)	約 1,900人 (約 1,800人)
合計	約 13,100人 (約 3,600人)

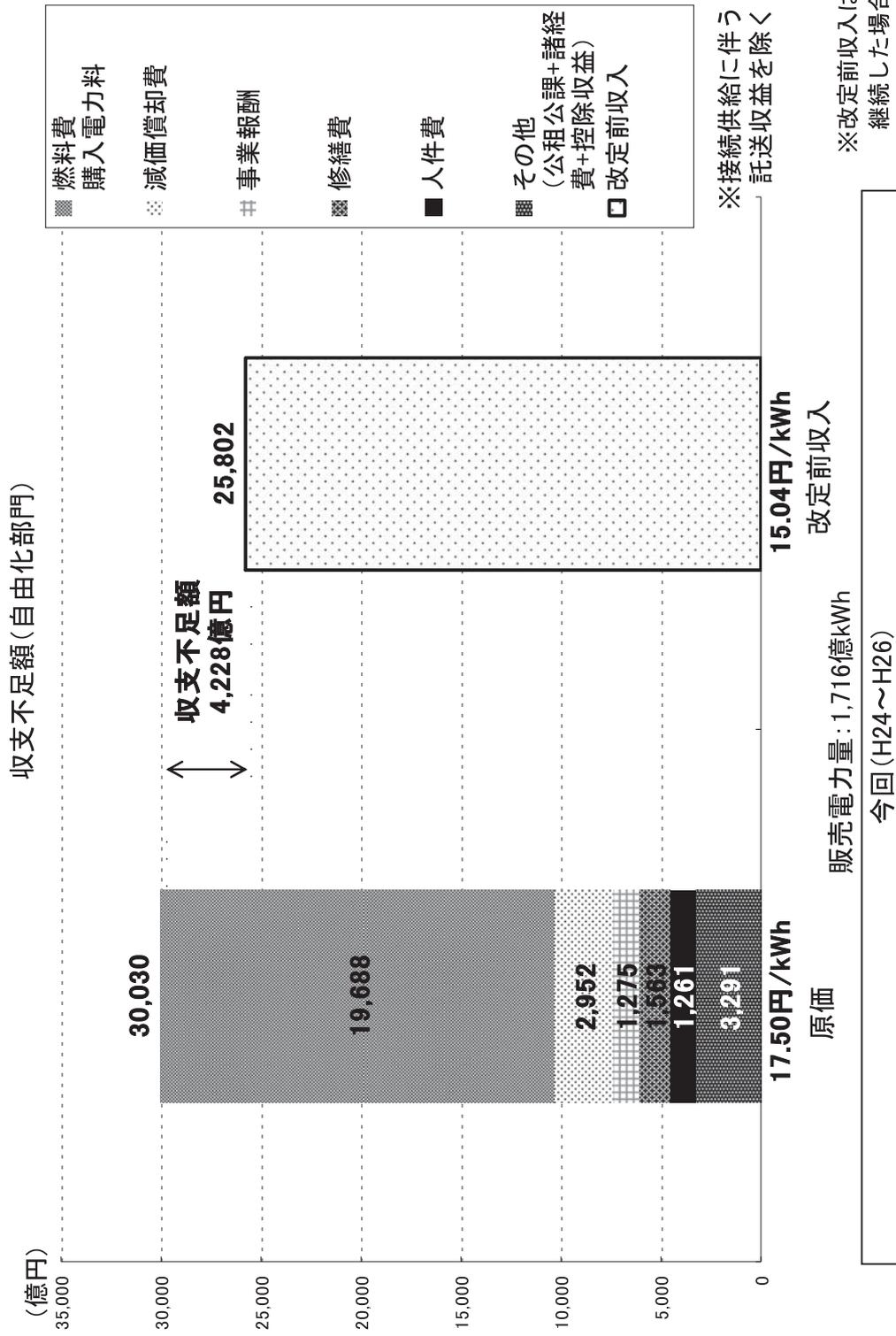
4. 規制・自由別比較（規制部門の原価・収入）

- 原価算定期間に見込まれる規制部門の原価額を算定した結果、現行料金を継続した場合には、年平均2,535億円不足となります。この結果、お客さまには誠にご迷惑をおかけいたしますが、規制部門平均で2.40円/kWhの値上げをお願いせざるを得ない状況にあります。



4. 規制・自由別比較（自由化部門の原価・収入）

- 原価算定期間に見込まれる自由化部門の原価額を算定した結果、現行料金を継続した場合には、年平均4,228億円不足となります。この結果、お客さまには誠にご迷惑をおかけいたしますが、自由化部門平均で2.46円/kWhの値上げをお願いせざるを得ない状況にあります。

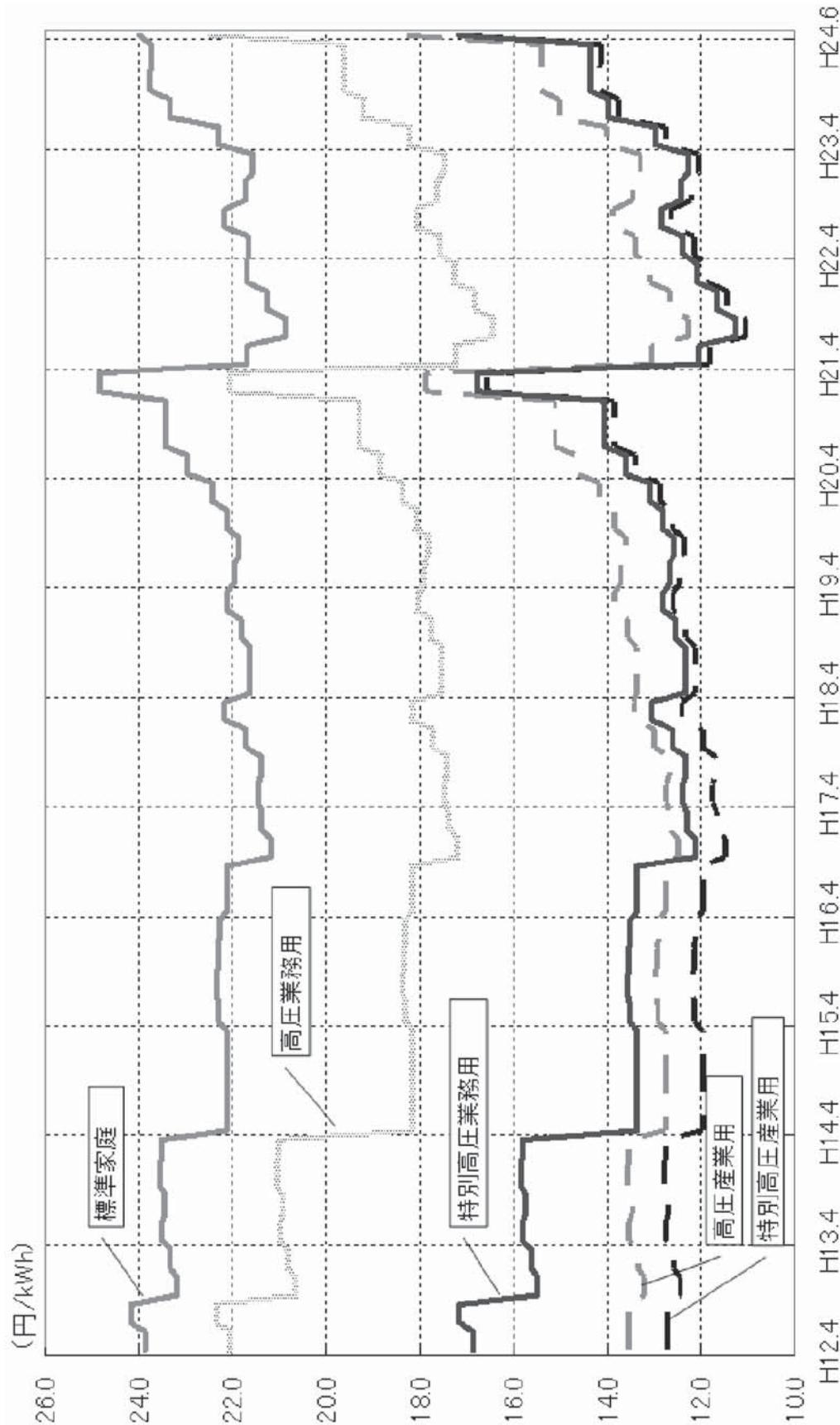


※なお、本年4月以降、自由化部門の値上げをお願いさせていただいているところですが、当該値上げ後の料金と規制部門認可後に確定した自由化部門料金との差額相当は、認可後に電気料金から割り引かせていただきます。

4. 規制・自由別比較（モデル料金の推移）

23

- 自由化部門のお客さまにおかれましては、当社のご説明不足により、混乱を招き、誠にご迷惑をおかけいたしますが、4月以降の料金値上げを順次お願いしているところです。
- なお、ご家庭を含む規制部門のお客さまの料金は経済産業大臣の認可後に確定されることとなるため、4月以降、認可時までは、現行料金を継続させていただくこととなります。



※消費税等相当額を含みます。

【参考】標準的なご家庭におけるモデル料金のおけるモデル料金の推移

24

- 今回の規制部門の料金改定では、標準的なご家庭の電気料金は6.9%の値上がりとなり、月額7,453円(値上げ幅は480円)となる見込みです。誠にご迷惑をおかけいたしますが、何卒ご理解を賜りたいと存じます。
- なお、月間10kWh程度の節電を実施していただいた場合、月額の料金は7,195円程度と試算されます。

(円/月, 円/\$, \$/b)

	H12改定	H14改定	H16改定	H18改定	H20改定	今回	【参考】 10kWh/月の 節電を する場合
旧料金	7,048	6,764	6,479	6,532	6,797	6,973	
新料金	6,721	6,418	6,142	6,269	6,797	7,453	7,195
改定率	▲ 4.6%	▲ 5.1%	▲ 5.2%	▲ 4.0%	0.0%	6.9%	—
為替 レート	107	122	109	117	107	78.5	78.5
原油CIF 価格	26.6	22.5	34.8	57.3	93.1	117.1	117.1

※契約種別：従量電灯B、契約電流：30A、使用電力量：290kWh/月の場合

※消費税等相当額および口座振替割引額を含みます。

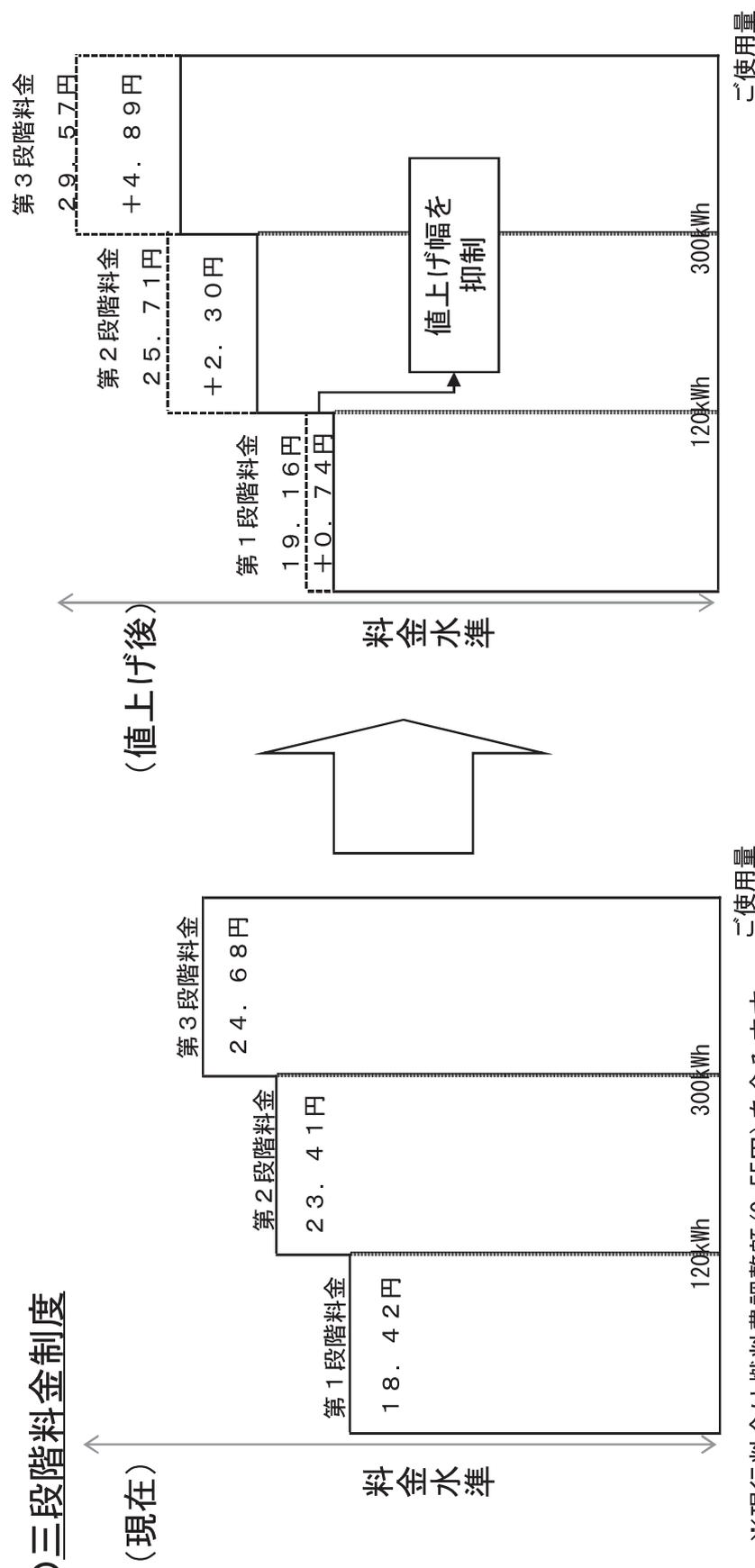
※旧料金は、改定前料金で旧約款ベースの燃料費調整額を含めたものです(今回の旧料金には、H24/6分の燃料費調整額を含みます)。

※今回の料金には、太陽光発電促進付加金を含みます。なお、平成24年7月1日に施行される再生可能エネルギー発電促進賦課金については、政府にて検討中のため含んでおりません。

5. 今回の改定におけるご家庭向け料金の考え方

- 一般のご家庭向け電気料金については、現在、ご使用量の増加に伴い料金単価が上昇するいわゆる3段階料金制を採用させていただいており、ご家庭に必要不可欠な電気のご使用量に相当する料金(第1段階)を相対的に低水準に留めております。
- 今回の値上げに当たっても、第1段階の値上げ幅を軽微に留めることで以下を実施したいと考えております。
 - ・ 照明や冷蔵庫など生活に必要不可欠な電気のご使用への影響を軽減させていただく
 - ・ 節電の実施によるメリットが大きくなる料金体系とさせていただきます

○ 三段階料金制度

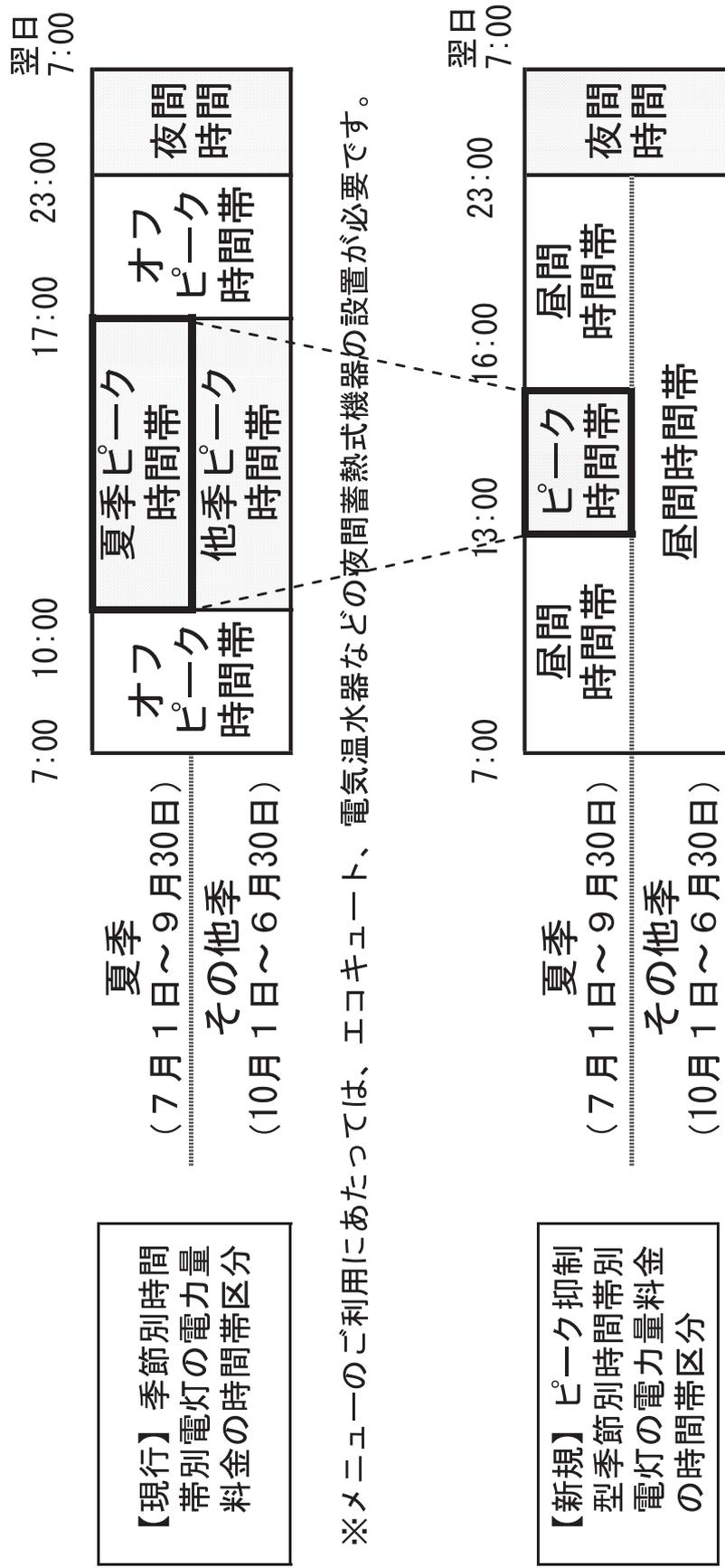


※ 現行料金は燃料費調整額(0.55円)を含みます。
 ※ 消費税等相当額を含みます。
 ※ 今回、基本料金は変更いたしません。

6. 新たな料金メニュー（ご家庭など向け）

- メニュー面では、夏季の限定された時間帯に高いピーク料金を設定し、ピーク時の節電インセンティブとさせていただけ方向とし、あわせて、夜間時間帯の料金を安く設定することにより、電気のご使用を昼間から夜間に移行していただく新たな料金メニュー（ピーク抑制型季節別時間帯別電灯）を設定いたします。

○現行料金メニューとのピーク時間帯の比較



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置は不要です。

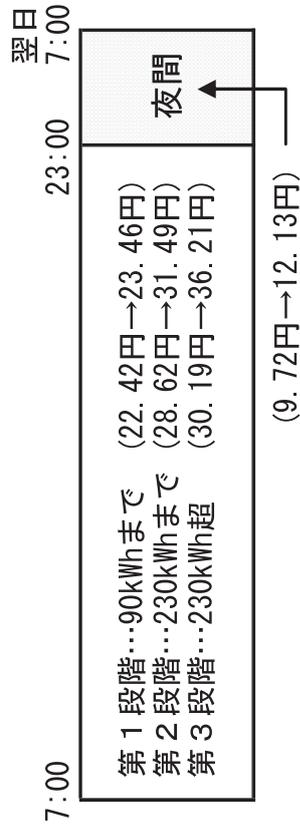
【参考】 主なご家庭など向けの選択約款（既存の料金メニュー）²⁷

● 今回の値上げに当たっても、昼夜間の料金格差を維持・継続することで、引き続きピーク需要を抑制していただくなど、節電にご協力いただけただけの方々にメリットのあるメニューをご提供させていただきます。

※そのほか、お支払い方式による割引メニュー（口座振替割引、一括前払契約）などの料金メニューを提供させていただきます。

○時間帯別電灯[夜間8時間型]

（夜間の料金を安くさせていただくメニュー）



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置は不要です。

○低圧高負荷契約（中小企業のお客さま向け）

電灯・動力設備をあわせて（合計15kW以上*）ご使用いただくお客さまで、年間を通じて負荷率を向上していただくことにより、電気料金が割安になるメニュー。

*お客さまの選択肢を拡大するため、適用範囲を現行の30kW以上から引き下げます。

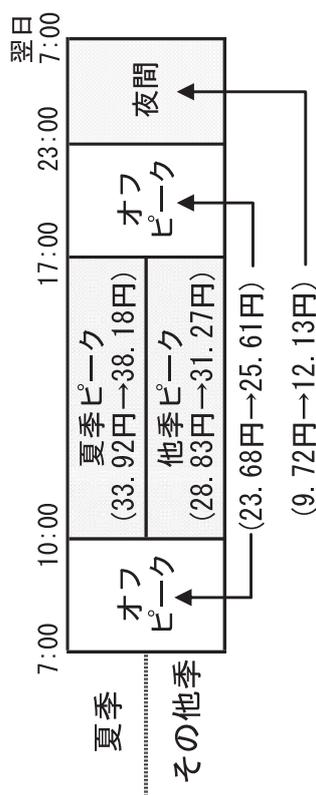
※現行料金は燃料費調整額(0.55円)を含みます。

※消費税等相当額を含みます。

※今回、基本料金は変更いたしません。

○季節別時間帯別電灯

（夜間の料金を安くさせていただき、同時にピーク需要の抑制をお願いするメニュー）



※メニューのご利用にあたっては、エコキュート、電気温水器などの夜間蓄熱式機器の設置が必要です。



（注）夏季は7月1日～9月30日、その他季は10月1日～6月30日

6. 新たな料金メニュー（中小企業のお客さま）①

- 小口(中小企業等)のお客さま向けに、夏季ピーク時の節電のご協力に対して料金をご割引する新たなメニューをご提供させていただきます。【サマーアシストプラン(公表済み)】

○デマンドダイエットプラン

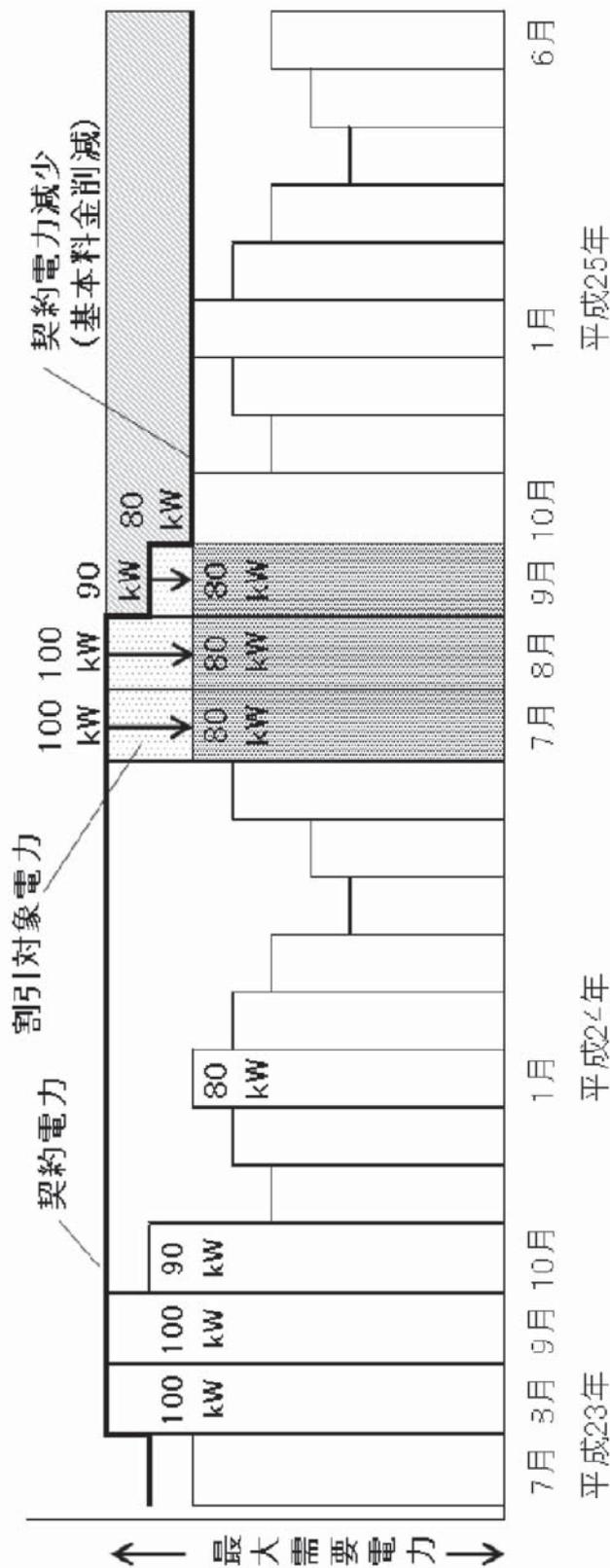
今夏（7月～9月）の各月の最大需要電力が契約電力を下回った場合に、下回った分の電力(kW)に応じて電気料金を割引させていただきます。メニュー。

契約電力500kW未満（小口）のお客さま【申込不要】

割引対象電力 ～以下の場合

7月分	20kW (100kW－80kW)
8月分	20kW (100kW－80kW)
9月分	10kW (90kW－80kW)

合計 50kW



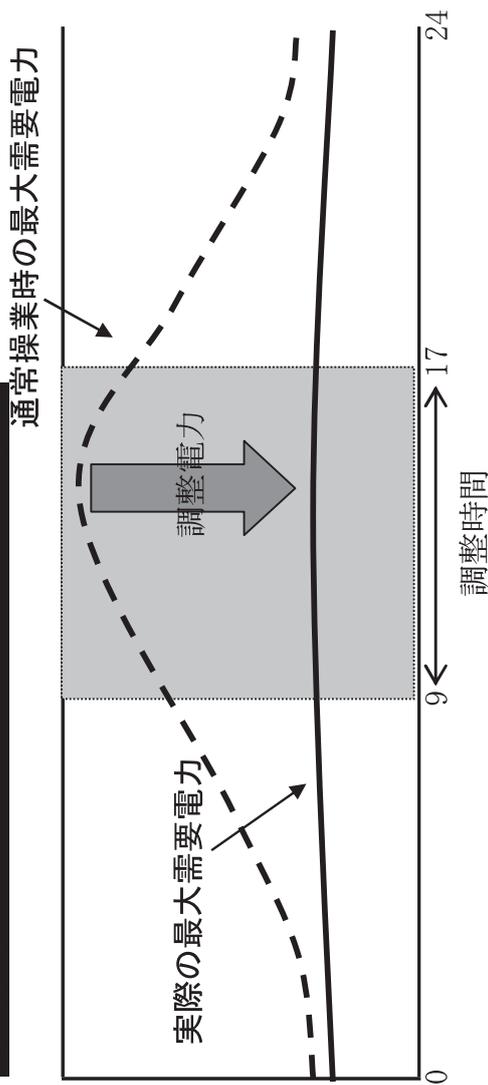
6. 新たな料金メニュー（中小企業のお客さま）②

29

○サマーホリデープラン

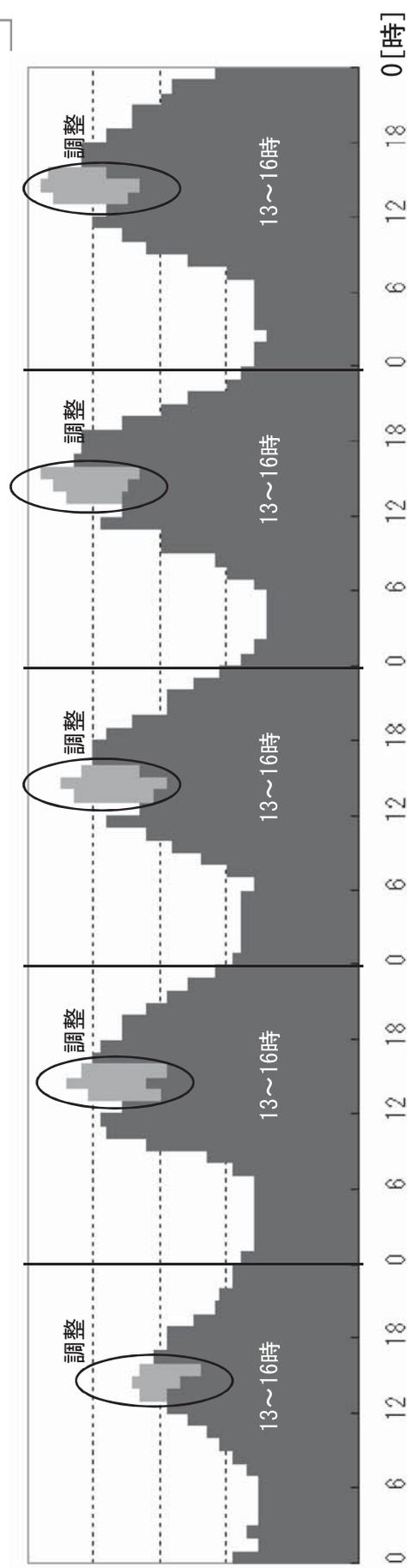
今夏（7月中旬～9月初旬）において、土・日曜日、祝日などの休業日を平日に変更するなど、平日に新たな休業日を計画的に設定し、契約電力の50%以上を削減していただける場合に、電気料金を割引させていただきます。

契約電力500kW未満（小口）のお客さま



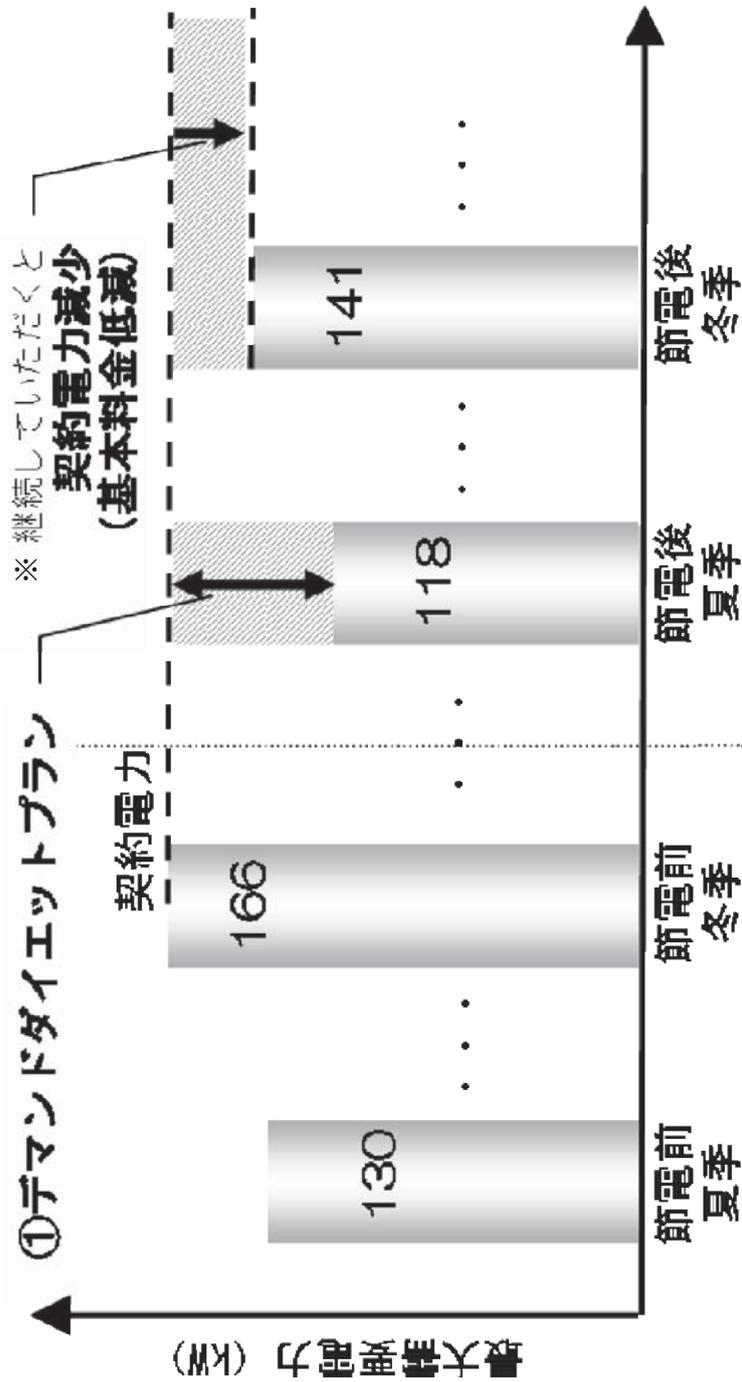
○ウィークリープラン

電気のご使用がピークとなる時間帯（夏季（7月～9月）の平日午後1時～4時）に、週単位でさらに50kW以上の電力削減が可能なお客さまに、削減の実績（kW）に応じて電気料金を割引させていただきます。



【参考】サマーアシストプランの試算例（金属製品）

プラン活用で年間約38万円（値上げ率14.4%→9.1%）お安くなります
 ①デマンドダイエットプラン※+②サマーホリデープラン（5日）を組み合わせた場合



※東京電力のデータをもとに試算しておりますので、実際の割引額はお客様さまとのご使用状況により異なります。

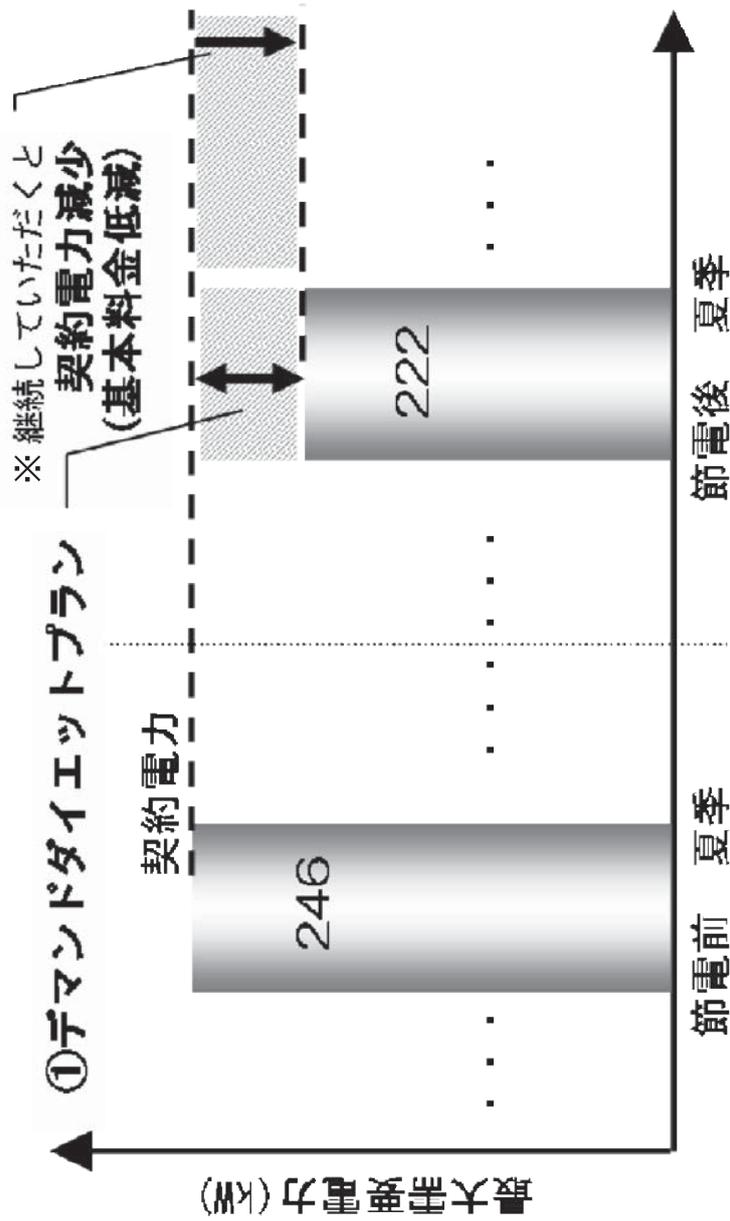
※消費税等相当額を含みます。

<設定条件>

- 契約内容 : 契約電力166kW
- 年間電気料金 : 約813万円（当プランを活用しない場合）
- 節電手法の例 : ○不使用エリアの照明間引き
 ○空調設定温度の緩和（夏季28℃設定）
 ○生産プロセス調整（ピーク電力発生時の処理量抑制など）

【参考】サマーアシストプランの試算例（食品スーパー）

プラン活用で年間約46万円（値上げ率13.1%→9.2%）お安くなります
 ①デマンドダイエットプラン※ + ③ウィークリープラン（1週間）を組み合わせた場合

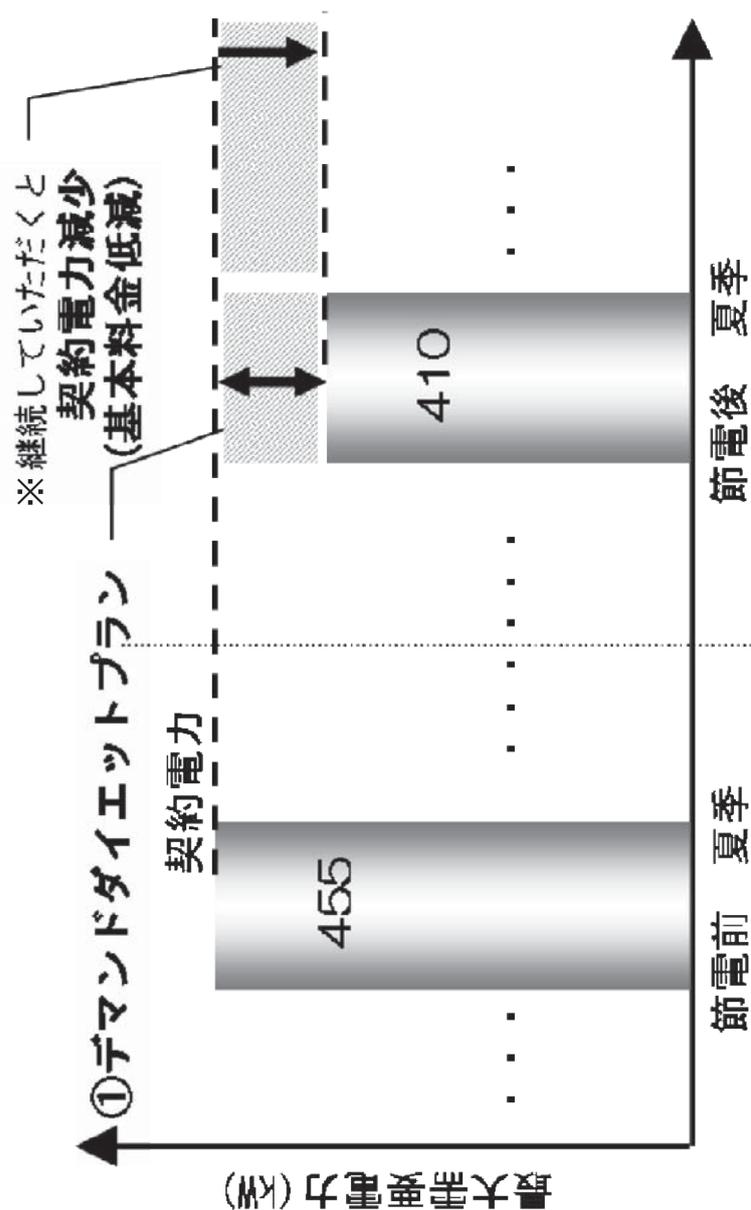


※東京電力のデータをもとに試算しておりますので、実際の割引額はお客さまごとのご使用状況により異なります。
 ※消費税等相当額を含みます。

<設定条件>
 契約内容 : 契約電力246kW
 年間電気料金 : 約1,334万円（当プランを活用しない場合）
 節電手法の例 : ○冷凍・冷蔵ショーケースの設定温度変更
 ○省エネ型蛍光灯やLED照明などへの切り替え
 ○デマンドコントロールシステムの採用

【参考】サマーアシストプランの試算例（オフィス）

プラン活用で年間約101万円（値上げ率13.6%→9.3%）お安くになります
 ①デマンドダイエットプラン※ + ②サマーホリデープラン（5日）
 + ③ウィークリープラン（1週間）を組み合せた場合



※東京電力のデータをもとに試算しておりますので、実際の割引額はお客さまごとのご使用状況により異なります。
 ※消費税等相当額を含みます。

＜設定条件＞
 契約内容 : 契約電力455kW
 年間電気料金 : 約2,662万円（当プランを活用しない場合）
 節電手法の例 : ○空調設定温度の緩和（28℃）
 ○不使用エリアや共用部における照明の間引き・消灯
 ○長時間離席時の0A機器電源の0ff

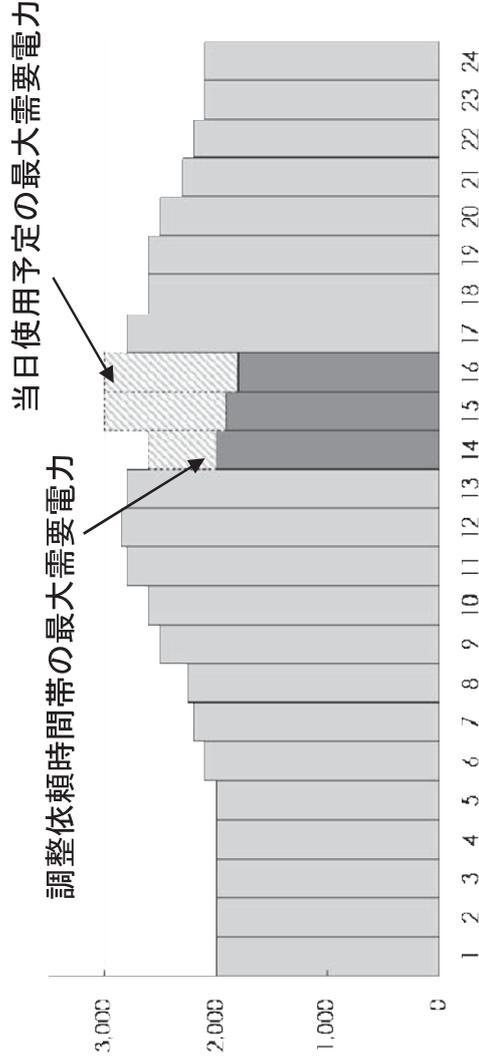
6. 新たな料金メニュー（大企業のお客さま）

33

○デイリープラン

前日のご連絡により、翌日の定められた時間（3時間）に一定規模以上の負荷調整が可能な場合に、削減の実績（kW）に応じて電気料金を割引させていただくメニュー。

契約電力500kW以上（大口）のお客さま



参考：既存の需給調整契約

○計画調整契約

電気の需給が厳しくなる期間において、平日に休業日を設定したり、昼休みをずらすなどにより計画的に電気のご使用を調整していただくメニュー。

- ・夏季休日契約
- ・ピーク時間調整契約 等

○随時調整契約

主として電気の需給が厳しくなる期間において、需給逼迫時に当社からのご依頼により緊急的に電気のご使用を調整していただくメニュー。

- ・緊急時調整契約
- ・業務用緊急時調整契約 等

【参考】節電にご協力頂くお客さまへのメリット還元に向けた新たな取り組み

- 新たな需要抑制方策の一環として、ピーク需要の抑制につながるビジネスプランを、原子力損害賠償支援機構と東京電力が共同で広く社外から募集させていただきました。
- 具体的には、お客さま側の対応により重点をおいた多様なビジネスモデルを新たに社外から公募・審査を行い、業務ご提携に向けた交渉を行っております。
- これにより、ピーク需要の抑制にご協力いただくお客さまに新たなビジネスプランを通じたメリットを還元する仕組み作りをさせたいと、同時に東京電力も投資抑制等のさらなる経営効率化につながる、新たなピーク需要抑制の実現を図ってまいります。

◆採択案件概要

ビジネスプラン名	代表提案者	ビジネスプラン概要
ネガワットアグリゲーションビジネス	通信・サービス関連企業	オフィス、スーパー等の需要家へエネルギーマネジメントシステムを導入し、電力使用機器を制御することにより創出される節電（＝ネガワット）を集約（＝アグリゲーション）し、東京電力に提供。
流通小売・サービス業向け『デマンドレスポンスソリューション』	コンサルタント会社	遠隔監視システムを活用し、スーパーマーケット、パチンコ店を中心とした中規模商業施設を取りまとめ、ピーク需要を抑制。省エネコンサルの徹底により、抑制の確実性を向上。
①デマンド監視装置による夏期最大需要電力の抑制、②デマンドコントロール装置による空調機自動制御	電気保安事業者	デマンド監視装置やデマンドコントローラーを設置し、最大電力が設定値を超えると、ブザーによる通知、エアコンの自動制御等によってピーク需要を抑制。シンブルなシステムにより、安価なピーク抑制を実現。
スマートカットプラン～需給逼迫回避に向けた需要家サイドでのネガワット創出プラン～	エネルギー企業	ピーク時に、代表提案者が燃料を供給する顧客等が保有する、休止中の自家発電設備を稼働させる指令を出し、顧客の東京電力からの受電を抑制。既存設備の有効活用により、効率的なピーク抑制を実現。
需給統合計画によるピーク需要抑制シナジー事業	総合電機メーカー	BEMSによる多数の需要家のピーク抑制、エアコン遠隔操作によるピーク抑制等の取組を、代表提案者の需給統合計画システムによって取りまとめ、最適化。

7. 値上げに係るお客さまへのご説明（規制部門）

35

●ご家庭を含む規制部門のお客さま（ご契約数：約2,800万口）は、検針時などにお知らせをさせていた
だくとともに、幅広いネットワークをお持ちの団体さまへの個別のご説明や日常業務におけるお客
さまとの接点を活用したご説明を実施してまいります。

●検針時などのお知らせ

- ・ 検針時の配布チラシ・検針票裏面などを活用し、お客さまへもれなくお知らせさせていただきます。
- ・ また、当社ホームページを通じて、詳細でタイムリーな情報をご提供いたします。

●各種団体のお客さまへのご説明

- ・ 昨夏の節電の節電のお願い訪問を通じて関係を築かせていただいた各種団体さまなど約8,000箇所（窓口数）へ個別にご説明いたします。
＜主な訪問予定団体さま＞
自治体さま、中小企業を統括する団体さま、消費者団体さま 等

●日常業務におけるお客さま接点を活用したご説明

- ・ 日常業務で各ご家庭にお伺い（出向）し、直接お会いするお客さまに対し、丁寧なご説明を実施いたします。
- ・ カスタマーセンターの対応要員を強化し、お客さまからのご意見・ご質問にお応えいたします。

【参考】出向件数 27万件／月 入電件数 85万件／月 ※H23年度実績

- ・ お客さまへのご説明は、値上げの内容に加えて、お客さまの電気料金ご負担軽減策も情報提供させていただきます。
- ・ お客さまご説明資料は、自治体・団体さま向け、ご家庭向けなどご対象層に応じてご用意いたします。

7. 値上げに係るお客さまへのご説明（自由化部門）

36

- ご契約期間と値上げの実施日につきましては、当社のご説明不足から多大なご迷惑・ご心配をおかけしたことをお詫び申し上げます。
- いずれのお客さまにも、まずは、燃料費等の大幅な増加による当社の深刻な経営状況を丁寧にご説明させていただき、4月1日からの値上げをお願いさせていただいておりますが、値上げの実施日としてお願いした4月1日がご契約期間の途中である場合には、お客さまのご了承を確認できない限り、それぞれのご契約期間満了まで、現在のご契約内容（電気料金単価）を継続させていただきまます。また、お電話や書面によりお客さまのご意向を確認させていただき、より丁寧な対応を心がけてまいります。

大口のお客さま（契約電力500kW以上） [約1.3万口]

1月17日の値上げ発表以降、2月上旬までにお客さま全数をご訪問のうえ、値上げの背景、内容についてご説明を行い、ご契約の交渉を進めさせていただいております。
→お客さまごとのご使用状況に応じたコンサルタントや料金メニューを組み合わせたご提案も含め、引き続ききめ細かく対応してまいります。

中小企業など小口のお客さま（契約電力500kW未満） [約22.4万口]

値上げにご理解をいただけるよう、可能な限りお客さまとの接触機会を設け、丁寧にご説明させていただきます。

- ✓ 2月上旬から順次、全てのお客さまに対して値上げに関するお願い文書をご郵送
- ✓ 専用お問い合わせダイヤルを設置し、ご意見・ご要望をお受けするとともに、お客さまに対して、当社から電話等によるお願い文書送達のご確認・内容のご説明を実施（3月5日開始）
- ✓ 併せて、中小企業のお客さま向け料金プラン（節電に際して割引させていただく新たなメニュー）もご案内（各種中小企業団体さまにもご案内）

→今後も、電話、書面のご郵送、ご訪問等を通じて、引き続き値上げにご理解をいただくためのきめ細かな活動を実施してまいります。

- 値上げによる家計のご負担を少しでも減らせる節電&節約手法をご紹介します。

■当社ホームページにおいて「節電&節約ナビ」を掲載

○節約目標額に応じた節電手法が一目でわかります。

【節電&節約パック】

- ・ 値上げ額に相当する節電手法が簡単に分かるパッケージをご紹介します。

【詳しいナビゲーション】

- ・ 各機器毎の様々な節電&節約手法をお客さまの生活スタイルにあわせてチェックすることで、節電効果（節約金額）を概算でご覧いただくことができます。

○家電を買い換えた場合の効果のご紹介

【簡単篇】

- ・ ご家庭において消費電力の多い、エアコン、冷蔵庫、照明、テレビの買換効果の一例を掲載いたします。

【詳細カスタマイズ篇（社外サイトを活用）】

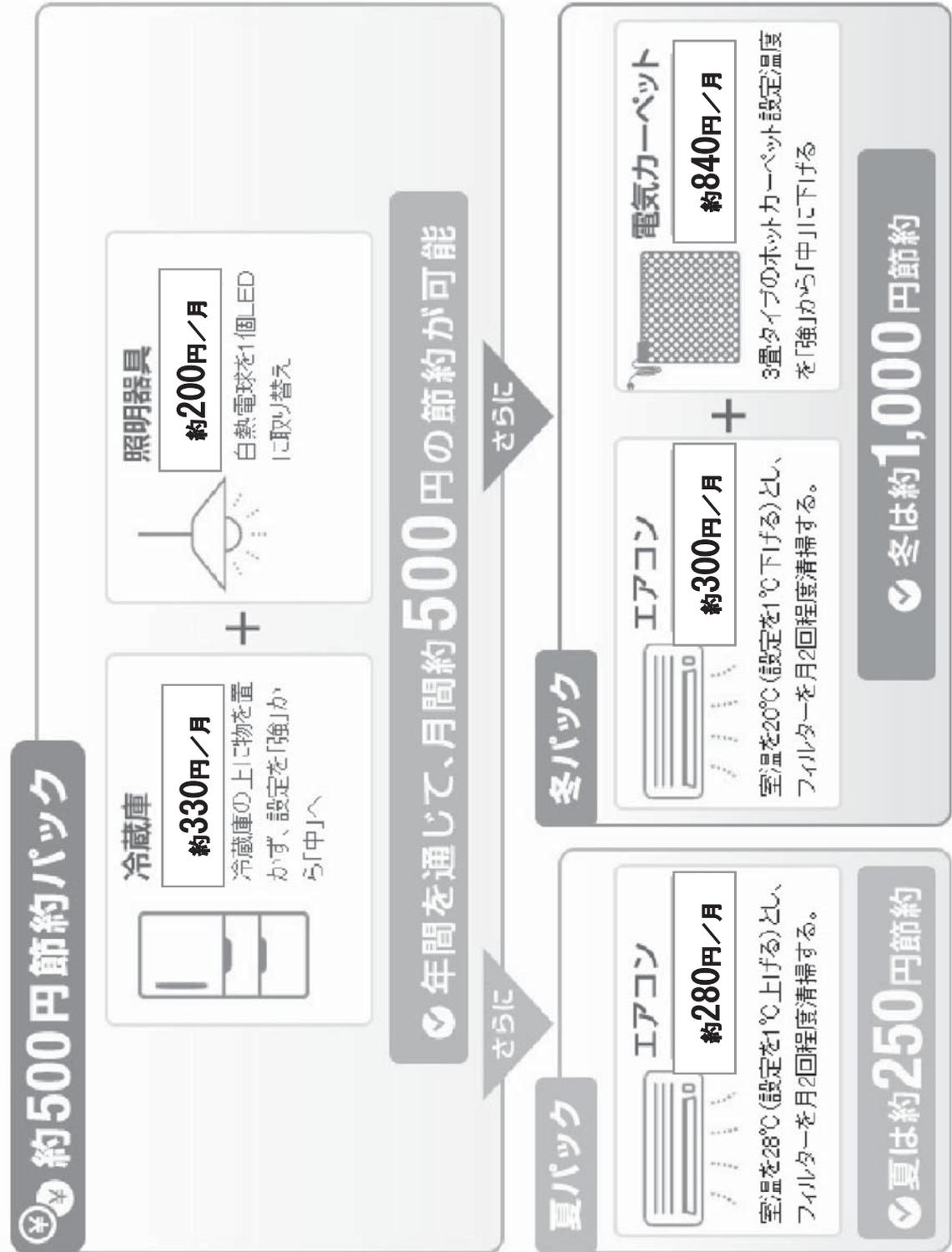
- ・ 機器買換による節約効果をメーカー、機種毎に比較できる環境省の「しんきゆうさん」サイトへのリンクを実施(環境省ご了解済み)いたします。

■社外メディアとの連携

○当社ホームページ以外にも、社外メディアのご協力を仰ぎながら、一人でも多くのお客さまに情報をお伝えしてまいります。

【参考】「節電&節約ナビ」のイメージ

■【節電&節約パック】のイメージ（節約金額は、本資料の電気料金での試算）



以下、補足資料

【補足】有識者会議で議論された主な項目の結果

	前回 (H20改定) a	H24	H25	H26	H24-H26 合計	H24-H26 平均 b	対前回 b-a	備考
人件費 (基準賃金 + 賞与)	2,640 (100.0)	1,957 (74.1)	2,073 (78.5)	2,035 (77.1)	6,064	2,021 (76.6)	▲618	<有識者会議で紹介されたメルクマール(比較基準)事例> ・全産業平均(1000人以上)：543万円/年 ・ガス・鉄道・水道・通信平均(1000人以上)：612万円/年 ※賃金構造基本統計調査 → (当社前回) 707万円/年 (=2,640億円/37,317人) → (当社今回) 556万円/年 (=2,021億円/36,363人)
修繕費	4,354 (100.0)	3,915 (89.9)	4,368 (100.3)	4,333 (99.5)	12,615	4,205 (96.6)	▲149	<有識者会議で紹介されたメルクマール(比較基準)事例> ・修繕費率(=修繕費/帳簿原価) ……直近5ヶ年の場合(H18~22年度)：1.44% → (当社前回) 1.53% (=4,354億円/284,739億円) → (当社今回) 1.40% (=4,205億円/301,204億円) ※301,204億円×1.44%=4,337億円
普及開発関係費	210 (100.0)	29 (13.8)	27 (13.0)	27 (12.7)	83	28 (13.2)	▲183	・福島第一原子力発電所の作業状況報告・賠償関連等に係る 広報関連費用(8) ・お客さまの電気安全に関わる周知に係る費用(6) ・発電所立地に係る理解促進に資する情報提供費用(5) ・契約の案内、電気料金メニューの紹介等に係る費用(3) ・その他(公益的目的活動)(6) ※オール電化推進活動費用、企業イメージ向上に資する広告 宣伝活動費用等は原価からカットしております(3)
諸費 <寄付金>	20 (100.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0 (0.0)	0	0 (0.0)	▲20	・全額原価からカットしております
諸費 <事業団体費> <諸会費>	47 (100.0)	9 (19.6)	9 (19.6)	9 (19.6)	28	9 (19.6)	▲38	・日本原子力技術協会(3)、海外電力調査会(2)、 海外再処理委員会(2)、電力系統利用協議会(2)の4件名 を原価に織込 ※電気事業連合会への拠出金(18)等を原価からカットしてお ります
研究費 <電中研分担金>	99 (100.0)	67 (68.3)	79 (80.0)	81 (82.4)	228	76 (76.9)	▲23	・研究内容を精査のうえ算入しております

※上記表の下段()は、H20改定を100とした場合の比率

【補足】燃料費調整の前提諸元 ①

- 燃料費調整の前提諸元についても発電構成や燃料価格の変更に合わせ見直しを実施しております。
- 火力発電比率の上昇に伴い、基準単価(kWhあたり原油換算消費数量)は16%程度拡大することから、燃料価格の変動に伴う燃料費調整の感応度は、現行に比べ相対的に大きくなります。

	前回	今回	差引
基準燃料価格	42,700	44,300	+1,600
換算係数			
α	0.2782	0.1989	▲0.0793
β	0.3996	0.4425	+0.0429
γ	0.2239	0.2506	+0.0267
基準単価(税抜・平均)	0.177	0.206	+0.029

※基準単価は実際には電圧により異なります。(今回 → 低圧:0.211円 高圧:0.204円 特高:0.201円)

① 基準燃料価格 (44,300円/kWh)

- ・ 基準燃料価格とは、料金設定の前提である原油・LNG・石炭の燃料価格の加重平均値で、燃料費調整における価格変動の基準値(今回は本年1～3月の貿易統計実績値)となるものです。
- ・ 具体的には、当社火力における各燃料の熱量構成比に原油換算比を加味した係数(α, β, γ)を算定し、これを各燃料価格に乘じて加重平均して算出します。

$$[算定式] \quad 57,802\text{円/kWh} \times 0.1989 + 67,548\text{円/t} \times 0.4425 + 11,452\text{円/t} \times 0.2506 = 44,300\text{円/kWh}$$

原油価格
α
LNG価格
β
石炭価格
γ
基準燃料価格

② 基準単価 (0.206円/kWh)

- ・ 基準単価とは、原油換算価格1,000円/kWhの燃料価格変動があった場合に発生する電力量1kWhあたりの変動額です。
- ・ 具体的にはまず、火力発電の燃料消費数量(原油換算kWh)に、1,000円/kWhを乗じることにより、原油換算価格1,000円/kWh上昇の影響額を算定します。
- ・ これを総販売電力量(kWh)で除することにより、1,000円/kWhの変動に伴う1kWhあたりの燃料価格変動分の調整額を算定します。この値が基準単価となります。

$$[算定式] \quad 57,200\text{千kWh} \times 1,000\text{円/kWh} \div 2,773\text{億kWh} = 0.206\text{円/kWh}$$

燃料消費数量(原油換算)
総販売電力量
基準単価

【補足】燃料費調整の前提諸元 ②

③平均燃料価格

- ・平均燃料価格とは、毎月の原油・LNG・石炭の貿易統計価格の加重平均値(上述の $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ で加重)です。したがって毎月変動いたします。
- ・具体的には、原油・LNG・石炭の実績貿易統計価格(3～5ヶ月前の平均)に $\alpha \cdot \beta \cdot \gamma$ をそれぞれ乗じて合計し算定します。
- ・至近3ヶ月の平均燃料価格と基準燃料価格との差分が毎月の燃料価格変動幅であり、これに基準単価を乗じることにより、1kWhあたりの燃料価格変動分の調整額が算定されます。

④毎月の燃料費調整

- ・毎月変動する平均燃料価格と基準燃料価格との差に基準単価を乗じて燃料費調整単価を算出します。

$$〔算定式〕 \quad \left(\begin{array}{c} \text{XX,XXX円/kl} - 44,300\text{円/kl} \\ \text{毎月の平均燃料価格} \end{array} \right) \div 1,000\text{円/kl} \times 0.206\text{円/kl} = \begin{array}{c} \text{毎月の燃料費調整単価} \\ \text{基準単価} \end{array}$$

- ・この燃料費調整単価にお客さまのご使用量を乗じていただいた金額が毎月の燃料費調整額となります。

(注) 換算係数(α, β, γ)の算定方法

	熱量構成比 ①	原油換算係数※ ②	換算係数 ③=①×②
原油	0.1989	1.0000	0.1989
LNG	0.6325	0.6996	0.4425
石炭	0.1686	1.4864	0.2506
合計	1.0000	—	—

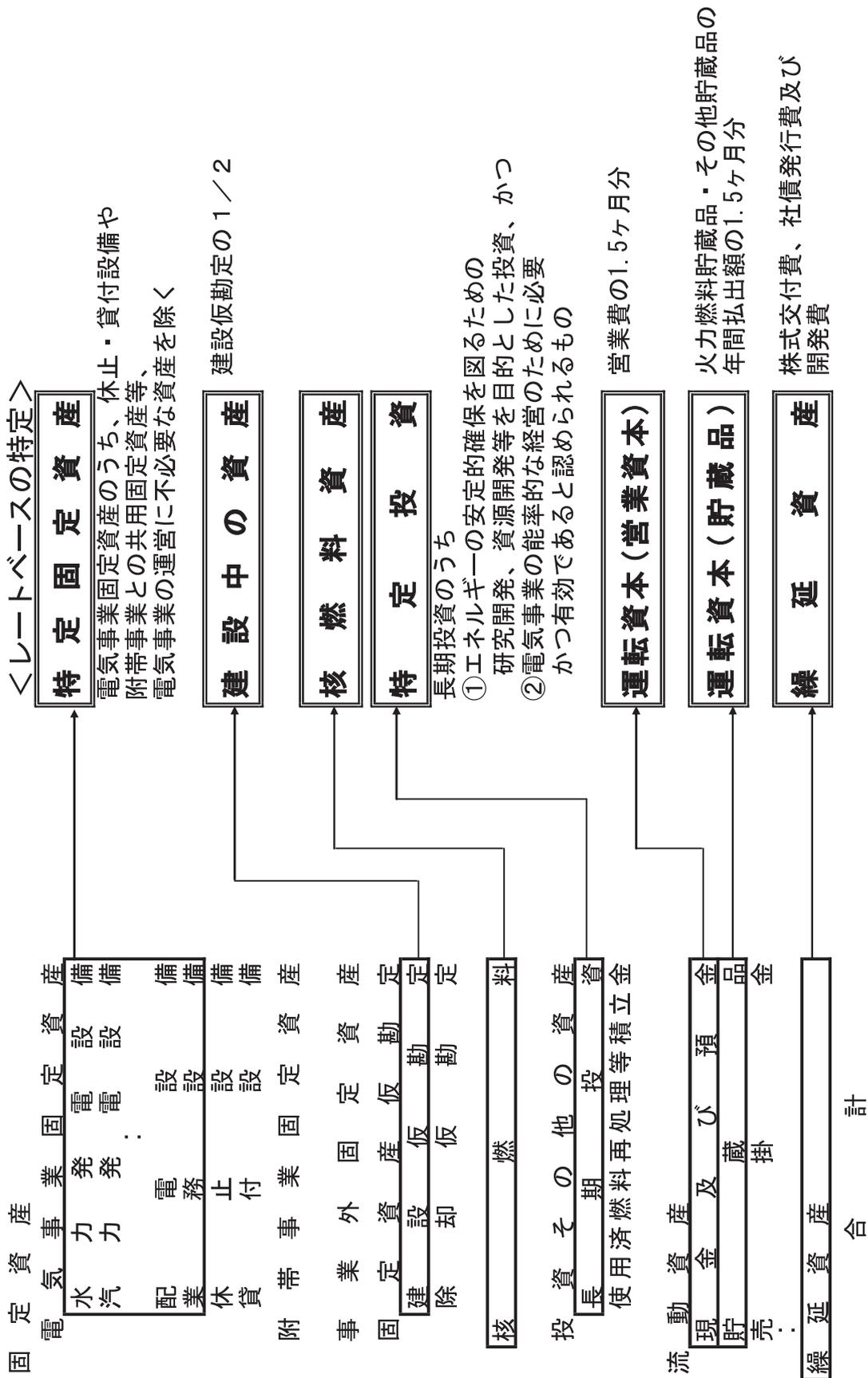
…… α
 …… β
 …… γ

※原油換算係数 LNG: 1l当たりの原油発熱量 ÷ 1kg当たりのLNG発熱量

石炭: 1l当たりの原油発熱量 ÷ 1kg当たりの石炭発熱量

【補足】事業報酬（シートベース）

- 事業報酬は、多額の資産を有する電力会社がこれに伴う資本の調達・維持に必要なものとします。
- 料金は、「シートベース×事業報酬率」にて算定いたします。
- シートベースとは会社全体の資産のうち、電気事業の運営に必要な資産価額を特定したものです。



【補足】事業報酬（事業報酬率）

- 料金算定省令および料金審査要領を踏まえ、自己資本報酬率ならびに他人資本報酬率を実績にもとづき算定し、30：70で加重平均することにより算出しております。
- 有識者会議では、「震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないよう、一方、資金調達に支障が生じないよう、適正な事業経営リスクを見極めることが適当」と記載されております。
- リスクを表すβ値については、震災後の当社のリスクは極めて高くなってきているものの、電気料金への影響を勘案し、仕上りの事業報酬率が現行の3.0%据置となるよう0.9を適用いたしました。

(参考) 東京電力のβ値：1.5 一般電気事業者9社のβ値：0.9

【事業報酬率の算定方法】

	資本構成	報酬率
自己資本報酬率（A）	30%	6.32%
他人資本報酬率（B）	70%	1.61%
事業報酬率	100%	3.0%

(参考)
H20改定
5.42%
1.93%
3.0%

- 自己資本報酬率
 - ・ 観測期間；7年間（H16～H22）
 - ・ β値；0.9
- 他人資本報酬率
 - ・ 観測期間；1年間
 - ・ 10社の平均有利子負債利率

(A) 自己資本報酬率（H16～H22の7ヶ年平均値）

	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H16～H22
ウエイト								
公社債利回り	1.40	1.34	1.82	1.68	1.58	1.35	1.03	—
自己資本利益率	7.20	8.00	7.99	8.44	4.70	4.77	6.95	—
自己資本報酬率	6.62	7.33	7.37	7.76	4.39	4.43	6.36	6.32

(B) 他人資本報酬率

	H22
平均有利子負債利率（10社）	1.61%

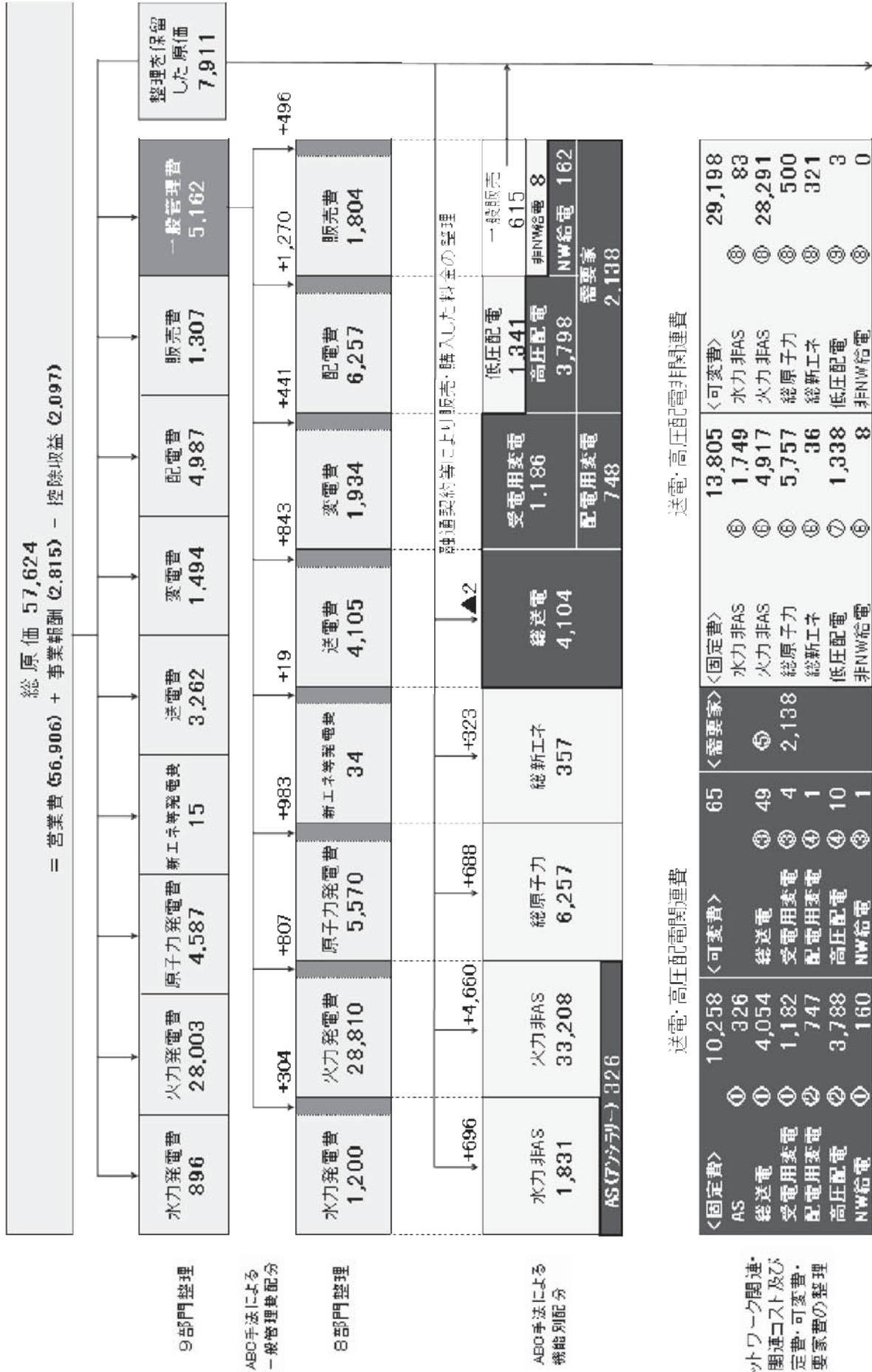
β値…

株価指数に対する個々の企業の感応度で、企業の相対的リスクの大きさを表します。
 料金上は、自己資本報酬率算定の際、自己資本利益率のウエイト付に適用いたします。

【補足】個別原価計算フロー①

※料金算定規則にもとづく手順
 ※数値はH24～H26の年平均値

(億円)



ネットワーク間連・非間連コスト及び固定費・可変費・需要費の整理
 ※ASは全額固定費

【補足】個別原価計算フロー②

需要種別 配分	送電・高圧配電関連費			送電・高圧配電非関連費			保留原価				
	① (固定)	② (可変)	③ (可変)	④ (可変)	⑤ (需要家)	⑥ (固定)		⑦ (固定)	⑧ (可変)		
低圧	2,532	3,135	20	6	2,043	5,891	1,338	11,382	3	525	327
高圧	1,976	1,400	19	5	82	6,576		17,813		491	428
特高	1,215		15		13					389	
	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
2:1:1比	44.24%	69.13%	37.30%	51.58%	99.14%	47.25%	100.00%	38.98%	100.00%		
低圧											
高圧											
特高											
2:1:1比	44.24%	69.13%	37.30%	51.58%	99.14%	47.25%	100.00%	38.98%	100.00%		
低圧	44.24%	69.13%	37.30%	51.58%	99.14%	47.25%	100.00%	38.98%	100.00%		
高圧	34.53%	30.87%	35.01%	48.42%	0.85%	52.75%		61.02%			
特高	21.23%		27.69%		0.01%						

※1…需要家費の配分にあたっては、事業者ルールにより、一部口数比ではなく各需要種別に直課を実施
 ※2…事業者ルールにより電源種別に比定

	送電高圧配電関連費		送電高圧配電非関連費		合計	
	原価	需要	原価	需要	原価	需要
低圧	8,261	1,057	18,941	1,057	27,201	1,057
高圧	3,973	1,022	24,817	1,716	30,423	1,716
特高	1,632	820			(30,030)	
合計	13,866	2,899	43,758	2,773	57,624	2,773
					(57,231)	
					25.74	
					17.50	
					20.64	

※()内は繰越供給に伴う託送取益を除いた原価

【補足】自由化部門の料金

- 今回算定した原価による自由化部門の値上げ率は平均16.39%(1月17日に公表した際は約17%(16.7%))です。
- 今後、経済産業大臣による料金査定を経て、その結果を反映した原価にもとづき自由化部門の値上げ率が確定することとなります。
- その結果を踏まえて、4月以降認可までの差額相当を、認可後に電気料金から割り引かせていた
 だく予定です。

	自由化部門先行	今回
算定方法	簡便方式 <1年(H24年度のみ)>	原価洗替え <3年(H24~H26年度)>
内容	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料費・購入電力料等(可変費)とコストダウンのみ反映 	<ul style="list-style-type: none"> ・全ての原価について再計算
燃料費等	<ul style="list-style-type: none"> ・原子力稼働なき前提で算定(H24年度:30,521億円) 	<ul style="list-style-type: none"> ・一部原子力稼働(利用率18.8%)を反映(H24~26年度 年平均:28,786億円)
コストダウン	<ul style="list-style-type: none"> ・アクションプランの合理化額を反映(H24年度:1,934億円) 	<ul style="list-style-type: none"> ・人件費・その他経費を中心に、アクションプランに加え、追加コストダウンを反映(H24~H26年度 年平均:2,785億円)
その他	(他の増加要因は反映せず)	<ul style="list-style-type: none"> ・上記以外に、緊急設置電源(490億円)、安定化維持費用(487億円)、賠償対応費用(278億円)、一般負担金(567億円)などの増加要因を反映
(規制部門との関係)	(なし)	(総原価を算定の上、規制・自由両部門に、料金算定省令に則り配分)

	自由化部門先行	今回	差引
原子力稼働率	0.0%	18.8%	18.8%
合理化反映	1,934億円	2,785億円	851億円
平均値上げ幅(税込)	2.60円/kWh	2.58円/kWh	▲0.02円/kWh
平均値上げ率	約17%(16.7%)	16.39%	

【補足】 諸条件が変化した場合の原価への影響（年間）

- 主な諸条件が変化した場合における年間の原価変動影響は以下のとおりです。

【原価変動影響】

	影響額	備考
原子炉1基稼働 ※柏崎刈羽原子力発電所 には7基設置	約780億円の コスト減	<ul style="list-style-type: none"> 出力110万kW相当の原子力発電設備が稼働した場合の影響額（年間稼働率85%の前提）。 代替単価（9.5円/kWh）は、H24～H26の自社原子力単価（1.67円/kWh）と自社火力平均燃料費単価（11.18円/kWh）の差分に基づき算定しております。
為替10円/\$円安	約2,950億円の コスト増	<ul style="list-style-type: none"> H24～H26の為替レートが78.5円/\$から88.5円/\$に10円変動した場合における火力燃料費の影響額です。
原油価格10\$/バレル上昇	約1,880億円の コスト増	<ul style="list-style-type: none"> H24～H26の原油価格が117.1\$/バレルから127.1\$/バレルに10\$変動した場合における火力燃料費の影響額です。
給与2割カット	約540億円の コスト減	<ul style="list-style-type: none"> 社員給与が2割カットされた影響額です。（管理職▲25%、一般職▲20%）
修繕費1割カット	約450億円の コスト減	<ul style="list-style-type: none"> 修繕費が1割カットされた影響額です。

（参考）

為替・原油価格影響額は、火力ウエイトが今回値（86%）の場合のものです。

仮に前回改定並みのウエイト（72%）とした場合には、為替10円/\$円安の影響額は約2,470億円、原油価格10\$/バレル上昇の影響額は約1,570億円となります。

電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書（案） のポイント

1. 基本的考え方

- (1) 値上げ認可時においては原価の厳格な査定を行う一方、値下げ届出時や事後評価においては一般電気事業者による説明と行政による事後チェックを的確に行うことを徹底。
- (2) 事業に要する費用すべての回収を認めるのではなく、あるべき適正な費用のみの回収を認めることを徹底。
- (3) 一般電気事業者が自らの供給力のみ依存する安定供給確保から、他社供給力や需要側の取組も活用した安定供給確保に転換することを促す。

2. 供給計画等の事前計画

電気料金算定の前提となる供給計画において、一定の需要抑制に効果により安定供給に資することが見込めることに加え、効率的な設備形成の確保にも寄与するため、これまで織り込んでこなかった随時調整契約やデマンド・レスポンス等の需要抑制方策についても一定の評価を行うことが適当。

3. 原価の適正性の確保

- ① 値上げ認可時に原価として認めることが適当ではない費用
需要家に負担を求める電気料金の値上げ認可を行う場合には、電気の供給により優先度の高い費用に重点化することが求められることから、

- (ア) 広告宣伝費（電気料金メニューの周知、電気の安全に関わる周知、公益的な目的から行う情報提供を除く）
- (イ) 寄付金
- (ウ) 団体費

については料金原価に算入することを認めるべきではない。

②経営効率化の織り込み方法

各費用の性格に応じて、適切な経営効率化努力を織り込んだ原価査定を行う。

(ア) 人件費

一般企業の平均値（従業員 1,000 人以上）を基本に、他の公益企業の平均値とも比較しつつ査定。

(イ) 修繕費

各社ごとに、過去実績を基にした基準（例えば、帳簿原価に占める修繕費の割合である修繕費率）により査定。

また、各社ごとにわかれているスペックの標準化等についても検討。

(ウ) 燃料費、購入電力費

燃料においては共同調達の実施、購入電力については卸電力取引所からの調達等の効率化努力を求める。特に燃料費は、官民一体となった取組により、国全体として効率的な調達が必要。

(エ) 設備関係費（減価償却費、固定資産除却費）

原則として、入札等の実施を求め個別に査定。火力発電所については、新しい火力入札制度を導入（下記、「4. 新しい火力入札」を参照。）。

(オ) 一般経費（委託費、消耗品費、普及開発関係費、研究費等）

従来、非件名案件としてまとめて原価算入されているものが多かったことから、個別査定を行う項目を可能な限り拡大。

個別査定に当たっては、入札等を原則として、入札等を行わないものについては過去の類似事例の入札結果等を基準に査定。個別査定を行わない項目については、ヤードスティック査定。

4. 新しい火力入札

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、既に建設プロセスが進んでいるため入札を実施しても運転開始予定日に間に合わない案件等を除き、原則全ての火力電源について IPP 入札を実施。入札を行わない場合、入札した場合に想定される価格等を参考にして査定。

5. 公正かつ適正な事業報酬

① レートベース対象資産の範囲

供給設備は、デマンド・レスポンス等を踏まえた需要見通しを前提にした供給力に限定し、長期停止発電設備については、緊急時の即時対応性、将来の稼働の確実性等を踏まえて算入の可否を判断。また、正当な理由なく著しく低い稼働率となっている設備は対象外。

② 事業報酬率

震災後の状況を勘案しつつ、過大な利益が生じないように、一方、資金調達に支障が生じないように、公正報酬といった観点から、適正な事業経営リスクを見極めた上で設定。

6. 原価算定期間及び電源構成変動への対応

①原価算定期間

一般電気事業者の料金改定が概ね2年ごとに実施されてきたこと、一般的な企業の中期経営計画が3年であること等を踏まえ、認可時については3年を原則。

届出時は、自主的な経営効率化努力を料金に迅速に反映する観点から、より柔軟に設定。

②電源構成の変動への対応

原価算定期間の複数年化を踏まえ、原価算定期間内に電源構成が原子力発電の稼働状況等により大きく変動した場合には、料金値上げの認可を経ていることを条件に電源構成による原価の変動分のみを料金に反映させる改定を認める。

7. 個別原価計算・レートメイク

託送料金について第三者が適切性・妥当性の確認を行えるよう、以下について所要の情報公開を実施。

①「一般管理費等」・「変動費」・「販売費」の配分比率

配分のルールは料金算定規則等において定められているが具体的な数値が明らかにされていないことから、競争・取引環境に悪影響が生じないように配慮しつつ、諸元及び配分ルール等を公表する。

②事業者ルール

算定規則によらずに事業者が自ら設定する整理方法のうち、具体的な算定方法が明らかにされていないものについては、届出に当たって、具体的な算定方法がわかるようなものとする。

③アンシラリーサービス費の算定

算定規則による具体的な算定方法が明らかでないことから、算定方法及びその値について具体的に公表する。

8. デマンド・レスポンス料金とスマートメーターの導入

スマートメーターの普及までには一定のリードタイムが必要となることから、それまでの間は、各電力会社が、スマートメーターがなくとも対応可能な範囲において、需要家の受容性を踏まえ、時間帯別料金の多様化や三段階料金の見直し、季節別料金の導入などを検討。

スマートメーターの導入に当たっては、効率的な調達の観点からオープンな形で実質的な競争がある入札を行うことが原則。

9. 事後評価

①料金設定時における評価

値下げ届出時に、認可時に原価算入が認められない費用（広告宣伝費、寄付金、団体費）について、事業者による説明責任が重要となることから、これらの費用を算定規則上明確化。

②原価算定期間における評価

毎年度、事業者が決算発表時等に、決算実績や収支見通しを説明するとともに、利益の使途や料金改定時に計画した効率化の進捗状況等を需要家がわかりやすい形で説明。

併せて、これまで自由化部門が赤字の場合のみに公表していた部門別収支を常に公表。

③原価算定期間終了後の事後評価

原価算定期間終了後、事業者が料金改定を行わない場合、事業者が部門別収支ベースの原価と実績値、算定期間終了後の収支見通し、利益の使途等について説明。

行政は、これを評価し、必要に応じて報告徴収を実施し、料金認可申請命令の発動の可否を検討。

④行政における体制整備

料金認可時における査定メルクマールの設定等、料金査定を行う上での技術的な手法の検討や原価の妥当性を評価するための前提となる調査など、専門的な知見を活用することが可能な分野については、積極的に外部専門家の活用も検討。

収支の見通し

(単位:億円)

	2013年3月期 (計画)	2014年3月期 (計画)	2015年3月期 (計画)	2016年3月期 (参考)	2017年3月期 (参考)	2018年3月期 (参考)	2019年3月期 (参考)	2020年3月期 (参考)	2021年3月期 (参考)	2022年3月期 (参考)	
主要計数											
B/S 純資産	13,760	14,827	17,478	18,820	20,300	22,100	22,811	23,538	24,568	25,679	
自己資本比率	10.3%	11.5%	13.9%	15.6%	16.8%	18.1%	19.1%	19.8%	20.8%	20.7%	
P/L 当期純利益(損失)	(2,014)	1,067	2,651	1,342	1,480	1,800	711	727	1,030	1,111	
経常利益率	-6.4%	1.5%	4.2%	2.1%	2.8%	3.5%	1.5%	1.5%	2.1%	2.4%	
C/F 期末現預金残高	11,949	8,456	7,049	3,538	4,885	5,958	3,293	2,844	2,272	7,838	
貸借対照表											
総資産	133,763	129,011	125,805	120,434	121,053	121,935	119,338	118,823	118,302	124,302	
純資産	13,760	14,827	17,478	18,820	20,300	22,100	22,811	23,538	24,568	25,679	
参考) 有利子負債	78,915	75,971	69,918	66,046	65,296	63,806	61,307	59,801	57,820	62,539	
損益計算書											
営業収益	58,451	61,551	62,102	55,404	55,914	56,444	54,373	54,827	55,062	55,419	10年間累計額 569,546
電気事業営業収益	57,435	60,533	61,002	54,321	54,811	55,341	53,270	53,725	53,959	54,316	558,713
電灯電力料	54,874	57,715	58,469	51,594	52,103	52,609	50,520	50,984	51,315	51,698	531,880
その他	2,561	2,818	2,534	2,727	2,708	2,732	2,750	2,740	2,644	2,618	26,833
附帯事業営業収益	1,016	1,018	1,099	1,083	1,103	1,103	1,103	1,103	1,103	1,103	10,833
営業費用	61,098	59,836	58,623	53,452	53,603	53,602	52,606	52,943	52,805	52,927	551,496
電気事業営業費用	60,152	58,881	57,605	52,442	52,575	52,574	51,578	51,915	51,777	51,899	541,399
人件費	3,713	3,640	3,472	3,456	3,422	3,390	3,353	3,317	3,266	3,217	34,248
燃料費	27,503	24,400	21,812	19,020	19,003	19,336	19,591	19,868	19,644	19,572	209,748
修繕費	3,925	4,365	4,340	4,305	4,179	3,992	4,076	4,091	4,083	4,086	41,443
減価償却費	6,093	6,412	6,425	6,149	6,117	5,953	5,745	5,685	5,548	5,285	59,413
購入電力料	8,500	8,173	7,693	7,212	7,124	6,959	7,055	7,333	7,775	8,294	76,117
その他	10,418	11,890	13,863	12,301	12,730	12,944	11,757	11,620	11,461	11,445	120,429
附帯事業営業費用	946	956	1,018	1,010	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	10,097
営業利益(損失)	(2,647)	1,715	3,478	1,951	2,311	2,842	1,767	1,885	2,257	2,492	18,050
営業外収益	380	501	435	343	447	415	384	379	391	390	4,065
営業外費用	1,469	1,300	1,295	1,140	1,212	1,283	1,335	1,418	1,470	1,571	13,492
経常利益(損失)	(3,736)	916	2,619	1,154	1,546	1,974	816	847	1,178	1,311	8,623
特別法上の引当繰入(取崩)	10	11	12	7	4	83	66	66	77	122	459
特別損益	1,732	163	121	239	-	-	-	-	-	-	2,256
税引前当期純利益(損失)	(2,014)	1,068	2,729	1,386	1,541	1,892	749	780	1,101	1,188	10,419
法人税等	1	1	77	44	62	92	38	53	70	77	515
当期純利益(損失)	(2,014)	1,067	2,651	1,342	1,480	1,800	711	727	1,030	1,111	9,905
キャッシュフロー											
営業キャッシュフロー	743	6,194	10,356	7,143	8,455	8,985	6,469	7,528	7,886	7,268	71,027
投資キャッシュフロー	(5,461)	(6,742)	(5,708)	(6,782)	(6,348)	(6,411)	(6,625)	(6,461)	(6,467)	(6,411)	(63,416)
財務キャッシュフロー	6,100	(2,946)	(6,055)	(3,872)	(760)	(1,500)	(2,509)	(1,516)	(1,991)	4,709	(10,340)
現金及び現金同等物の増減	1,382	(3,493)	(1,406)	(3,511)	1,347	1,074	(2,665)	(450)	(572)	5,566	(2,729)
現金及び現金同等物の期末残高	11,949	8,456	7,049	3,538	4,885	5,958	3,293	2,844	2,272	7,838	

※ 上記収支は、原油価格(CIF):110\$/バレル、為替レート:80円/\$の前提で策定している。

※ 特別負担金は、機構法第52条に基づき、機構が事業年度ごとに運営委員会の議決を経て定め、主務大臣の認可を受けることとされている。

上記収支作成にあたっては、各期の税引前当期純利益(特別負担金控除前)の1/2の額を特別負担金として仮置きしている。

負担金について

・原子力事業者は、機構の事業年度ごとに、機構の業務に要する費用に充てるため、機構に対し、負担金を納付しなければならぬこととされており、平成23年度は一般負担金総額815億円。

表：各原子力事業者の負担金率及び負担金額（平成23年度）

原子力事業者名	負担金率	負担金額
北海道電力	4.00%	32億6,000万円
東北電力	6.57%	53億5,455万円
東京電力	34.81%	283億7,015万円
中部電力	7.62%	62億1,030万円
北陸電力	3.72%	30億3,180万円
関西電力	19.34%	157億6,210万円
中国電力	2.57%	20億9,455万円
四国電力	4.00%	32億6,000万円
九州電力	10.38%	84億5,970万円
日本原子力発電	5.23%	42億6,245万円
日本原燃	1.76%	14億3,440万円
計	100%	815億円

平成23年度 特別負担金額 0円