委員会報告

平 成 ２ ３ 年 １ ０ 月 ３ 日

東京電力に関する経営・財務調査委員会

＜目　次＞

Ⅰ　はじめに・・・

Ⅲ　本論 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・16
1　東電の概況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・16
2　設備投資計画及び国民負担の最小化のためのコスト削減策・・・・・・・18
2.1　設備投資計画及び需要想定・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・18
2.1.1　検証の必要性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・18
2.1.2　需要想定の検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・18
2.1.2.1　販売電力量想定の手法・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・18
2.1.2.2　最大電力想定の検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・20
2.1.3　設備投資の検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・22
2.1.3.1　今回予測に際しての原子力発電所稼働時期についての
シナリオの設定・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・22
2.1.3.2　東電の過去における投資実績と現状の供給能力の評価・・・22
2.1.3.3　必要な追加供給設備のあり方・・・・・・・・・・・・・・・・24
2.1.4　流通設備投資・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・25
2.1.4.1　東電の流通設備投資計画・・・・・・・・・・・・・・・・・・・25
2.1.4.2　東電の流通設備投資計画の全体評価・・・・・・・・・・・・・26
2.1.4.3　東電の流通設備投資計画の個別評価・・・・・・・・・・・・・27
2.1.5　修繕費の検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・27
2.1.5.1　東電の過去における修繕費の実績と評価・・・・・・・・・・27
2.1.5.2　今後の修繕費計画の検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・28
2.2　コスト構造の全体像と東電の合理化計画の検証・・・・・・・・・・・30
2.2.1　東電のコスト構造の全体像・・・・・・・・・・・・・・・・・・・30
2.2.2　東電が策定した合理化計画の検証・・・・・・・・・・・・・・・30
2.2.3　コスト構造の特徴及びコスト削減の検討・・・・・・・・・・・・32
2.2.4　コスト削減効果（まとめ）　・・・・・・・・・・・・・・・・・34
2.3　調達改革・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・36
2.3.1　調達コストの概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・36
2.3.2　調達コストの削減に向けた現状課題及び施策の全体像・・・・・37
2.3.3　資材・役務調達コストの追加削減施策の個別検討・・・・・・・38
2.3.4　買電・燃料調達コストの追加削減施策の個別検討・・・・・・・41
2.3.5　業界横断による中長期的な調達コストの削減施策・・・・・・・43
2.3.6　連結ベース・シナリオ別調達コスト・その他経費の追加削減
余地・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・43
2.4　人件費の見直し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・45
2.4.1　総論・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・45
2.4.2　人員数の見直し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・45

2.4.2.1　経緯・現状・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・45
2.4.2.2　業務の簡素化・効率化余地の検討・・・・・・・・・・・・・・・・・45
2.4.2.3　まとめ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・46
2.4.3　給与・賞与・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・46
2.4.3.1　現状・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・46
2.4.3.2　給与・賞与の水準・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・47
2.4.3.3　給与・賞与の削減策・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・48
2.4.4　退職給付・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・49
2.4.4.1　調査の範囲・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・49
2.4.4.2　制度概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・49
2.4.4.3　給付水準・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・50
2.4.4.4　本報告で検討を行った制度変更案・・・・・・・・・・・・・・・・52
2.4.4.5　制度変更に際して必要となる手続・・・・・・・・・・・・・・・・53
2.4.4.6　制度変更についての東電の考え方・・・・・・・・・・・・・・・・54
2.4.5　福利厚生費・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・54
2.4.5.1　福利厚生の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・54
2.4.5.2　福利厚生の変更の提案・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・54
2.5　保有資産の洗い出しと資産売却方針・・・・・・・・・・・・・・・・・56
2.5.1　不動産の売却等に関する方針・・・・・・・・・・・・・・・・・・・56
2.5.2　有価証券の売却方針・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・61
2.6　事業・関係会社の売却・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・63
2.6.1　関係会社の売却・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・63
2.6.1.1　東電によるグループ経営管理の概要・・・・・・・・・・・・・・・63
2.6.1.2　継続事業・非継続事業の分類方針・・・・・・・・・・・・・・・・65
2.6.1.3　分類結果・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・67
2.6.2　東電本体の附帯事業の売却・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・70
2.6.2.1　附帯事業の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・70
2.6.2.2　事業別の分類検討・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・71
2.6.2.3　売却価額の評価・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・71
2.7　資産・事業売却に係る法的リスクの検証・・・・・・・・・・・・・・・72
3　東電の財務状況等の調査結果・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・73
3.1　全資産の評価・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・73
3.1.1　評価基準・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・73
3.1.1.1　事業用資産・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・73
3.1.1.2　有価証券・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・73
3.1.1.3　不動産・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・73

3.1.1.4　海外事業投資・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・74
3.1.1.5　原子力関連引当金・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・74
3.1.2　不動産・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・74
3.1.3　直接電気事業に供される資産及び附帯事業資産・・・・・・・・・74
3.1.4　有価証券・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・74
3.1.5　事業・関係会社・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・75
3.1.6　退職給付・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・75
3.2　廃炉処理費用拡大リスク等原子力関係の推計・・・・・・・・・・・77
3.2.1　原子力関連・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・77
3.2.2.1　1F の 1 号機から 4 号機に関する廃炉費用・・・・・・・・・77
3.2.2.2　その他原子力関連・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・83
3.3　基準日（平成 23 年 3 月末日）現在の実態貸借対照表 ・・・・・・・84
3.4　原子力発電所の事故に伴う被災者等に対する損害賠償額
及び弁済の状況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・88
3.4.1　要賠償額の見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・88
3.4.1.1　原子力損害賠償紛争審査会による中間指針について・・・・88
3.4.1.2　損害総額の見通し・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・89
3.4.1.3　東電が行った仮払いの状況・・・・・・・・・・・・・・・・97
3.4.1.4　東電における本賠償の予定・・・・・・・・・・・・・・・・98
3.5　資金繰り分析・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・99
3.6　内部通報制度について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・102
4　今後 10 年の数値ベースの事業計画及び資本政策の検討 ・・・・・・・103
4.1　今後 10 年の事業計画シミュレーション及び資金調達方法 ・・・・・103
4.2　各種資金調達手段の検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・106
4.2.1　はじめに・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・106
4.2.2　支援機構からの資金援助・・・・・・・・・・・・・・・・・・106
4.2.2.1　支援機構による資金交付について・・・・・・・・・・・・106
4.2.2.2　株式の引受け、資金の貸付け、社債等の取得
及び債務保証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・106
4.2.3　金融機関への協力要請・・・・・・・・・・・・・・・・・・・107
4.2.4　新規発行社債・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・107
4.2.5　特別負担金・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・107
5　関係者への協力要請と経営責任・・・・・・・・・・・・・・・・・109
5.1　関係者に対する協力要請について・・・・・・・・・・・・・・・109
5.1.1　金融機関に対する協力要請・・・・・・・・・・・・・・・・・109
5.1.2　株主に対する協力要請・・・・・・・・・・・・・・・・・・・109

5.1.3　まとめ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・110
5.2　経営責任について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・110
6　関連する電気事業制度の課題・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・112
6.1　料金制度及びその運用の妥当性の検証・・・・・・・・・・・・・・・・112
6.1.1　小売料金制度とその運用・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・112
6.1.1.1　現行の小売料金制度の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・112
6.1.1.2　検証の方向性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・121
6.1.1.3　具体的検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・122
6.1.2　託送料金制度・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・143
6.1.2.1　託送料金制度の概要・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・143
6.1.2.2　検証の方向性・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・144
6.1.2.3　具体的検証・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・145
6.1.2.4　今後の課題・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・146
6.1.3　現行料金制度とその運用の問題点と見直しの方向性・・・・・・149
6.2　卸市場の競争を強化する方策、スマートメーター等効率的な
需要抑制策への適切な投資のあり方・・・・・・・・・・・・・・・・・152
6.2.1　火力入札等による IPP 事業者の参入促進・・・・・・・・・・・・152
6.2.2　卸電力取引所取引の活性化・・・・・・・・・・・・・・・・・・157
6.2.3　スマートメーター等への戦略的な投資・・・・・・・・・・・・・160
7　東京電力の長期的なあり方・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・165
7.1　短期的な姿・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・165
7.2　中期的な姿・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・166
7.3　長期的な姿・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・167

＜別紙　目次＞

（別紙 1）東京電力からの支援要請と大臣書簡による確認（平成 23 年
5 月 10 日～11 日）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・-2-
（別紙 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 5 月 13 日関係閣
僚会合決定）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・-6-
（別紙 3）東京電力に関する経営・財務調査委員会の開催について(平成
23 年 5 月 24 日閣議決定）・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・-11-
（別紙 4）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)・・-12-

（別紙 5）「東京電力に関する経営・財務調査委員会」達成すべき目標と
調査の基本的な範囲・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・-15-
（別紙 6）委員会議事要旨（第 1 回～第 9 回）・・・・・・・・・・・・・・・-18-
（別紙 7）中間指針要約表・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・-35-
（別紙 8）シミュレーション分析の詳細・・・・・・・・・・・・・・・・・-41-
（別紙 9）特別法により公的資金の注入を受けた企業における経営責任の
内容について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・-53-

「東京電力に関する経営・財務調査委員会」検討の経緯

第1回：6月16日（木）
「東京電力に関する経営・財務調査委員会運営要領」
「達成すべき目標と調査の基本的な範囲」（案）

第2回：6月24日（金）
東京電力からのヒアリング
「達成すべき目標と調査の基本的な範囲」

第3回：7月28日（木）
「経営・財務調査の実施体制について」
「委員会の主要論点及び今後の進め方」

第4回：8月18日（木）
論点1：保有資産の洗い出しと売却資産の特定

第5回：8月24日（水）
論点2：設備投資、資材・燃料・サービス調達等の検証と高コスト構造の改善策

第6回：9月6日（火）
論点3：料金制度あるいはその運用の妥当性の検証と改善案

第7回：9月12日（月）
論点4：卸市場の競争強化の必要性検証と改善案、スマートメーター等への適切な投資の検証と改善案
論点5：東京電力の長期的なあり方

第8回：9月20日（火）
東京電力からのヒアリング、報告書素案検討

第9回：9月28日（水）
報告書案、討議とりまとめ

第10回：10月3日（月）
報告書提出

東京電力に関する経営・財務調査委員会　委員名簿

引頭　麻実　　株式会社大和総研執行役員

葛西　敬之　　東海旅客鉄道株式会社代表取締役会長

〇下河辺　和彦　弁護士

松村　敏弘　　東京大学社会科学研究所教授

吉川　廣和　　DOWA ホールディングス株式会社代表取締役会長
（現　相談役）

（〇：委員長）

Ⅰ　はじめに

東京電力福島原子力発電所事故は、その直接的で甚大な被害という事態に加えて、広く日本の経済及び社会に多大なインパクトをもたらした。今や、わが国において原子力政策をこのままの形で継続していくことが可能なのかという問いかけまでなされ、日本の電力事業のあり方やエネルギー戦略そのものの見直しを求めるほどの衝撃が走っている。

しかし、私たちは、いたずらに問題を複雑化し、拡大させることには慎重でなければならない。それというのも、その被害の直撃を受けた福島に暮らす人びとに対する十全な賠償と発生した事故の着実な処理を通じて、そこに「安心と安全」の確保をもたらすことを何よりも優先させるべきだとの思いがあるからである。

まずは、福島原子力発電所事故から生じた不安と被害を一刻も早く解消し、被害者の側に立たされた人々の生活の再建・再生に全力を挙げる必要がある。そのためには、①未曾有の原子力発電事故の収束とその安定化を確実に推し進め、②巨額の損害賠償に応え得る仕組みを確保することが重要である。そして、③最大限の努力をもって避難者の地元への早期の復帰のための環境整備に取り組む必要がある。

次に、国民的な規模での不安と不信に発展した原子力行政及びわが国の電力事業体制のあり方を真摯に再検討し、より高度の安全性の確保と信頼の回復に積極的に挑んでいくという課題がある。日本は 1970 年代初めのオイルショックを契機に、いわゆる「石油離れ」に取り組んできた。その結果、今日の電源構成は、天然ガス火力、石炭火力及び原子力を中心に比較的バランスのとれたものにまで進んできた。そして 1990 年代半ばからは電力事業の自由化を目指して各種の制度改革や電力市場の整備に取り組んできた。さらに、平成 21 年の政権交代を契機として地球環境問題に対応し得る新しいエネルギー政策と電力事業の展開方向を模索し、原子力発電への依存を強めるものとなった。今回の大事故はこの流れに対し深刻かつ重大な問題を投げかけるものとなった。

とはいえ、戦後再編整備されてきた電力事業の体制がこの国の産業経済の成長・発展を底支えし、その良質で極めて安定的な電力供給システムが日本の産業競争力と国民生活の質的向上を後押ししてきたことを見逃すことはできない。そもそもエネルギー戦略、わけても電力事業政策は、わが国のもっとも基本的な社会的インフラにかかわるものであり、そのあり方の見直しに際しても、十分なデータと専門的かつ国民的な議論を慎重に積み重ねるところから展開されるものでなければならない。

1　東電問題に立ち向かう前提

東京電力に関する経営・財務調査委員会（以下「委員会」という。）は、当面する東京電力株式会社（以下「東電」という。）福島第一原子力発電所がもたらした被害とその賠償のあり方、とりわけその賠償の責任主体である東電の持続可能な経営体制のあり方、及びそれによる着実な損害賠償の支払、事故収束・事故処理の推進、そして電力安定供給の確保に向けて東電の経営・財務の状況について調査することを主たる目的として設置されたものである。しかし、その前に、この問題をとり囲む若干の課題について言及しておきたい。

⑴ 原子力発電所事故がもたらした被害は実に甚大なものであった。それは、被害者への損害賠償の規模がどの程度に達するのかさえ未だ十分にとらえることも叶わないほどのものである。こうした中にあっても、東電がその損害賠償責任を一義的に引き受けるべきことには変わりはない。

⑵ 事故処理のコストや被害の規模が不確定のままであるのは、それが未曾有であることに加えて、原子力事故がもたらす深刻さが私たちの経験値を大きく超えていることにも起因している。汚染された範囲はどこまでなのか、その汚染の除去はどこまで可能なのか、そして事故処理の一つである廃炉や放射性廃棄物の処理はどれほどの負担を東電に強いることになるのか、そのどれをとっても、十分に確定したものはない。

⑶ また、先に述べたようにこの損害賠償の責任は一義的に東電にあるが、果たして企業体としての東電は、このまま継続的に賠償のための負担を担いきることが可能なのか、それとも何らかの政府の支えが避けられないのか、という問題がある。ここに、電力事業体としての東電の持続可能性と損害賠償の継続性確保の二つを同時に解決する方策を模索しなくてはならないとの課題に直面している。

⑷ 東電は、自主的な努力として資産売却や経費節減、あるいは将来的な収益の確保などにより、損害賠償、事故収束・事故処理、そして電力安定供給のための財源の捻出に当たっているところであるが、それが電力料金という名の下に国民に転嫁されることなく、その自助努力によって賄うことは可能なのか、あるいはそのために政府がなすべきことは何であるのか、それらを明確にしていく必要がある。

⑸ さらに、これらの課題の処理を東電に委ねることが果たして合理的な解決方策と言えるであろうかという問題も絡んでいる。例えば、原子力発電の再稼働はどこまで可能なのか、再稼働が難しいとすれば首都圏を中心とするわが国の産業経済や国民生活に及ぼす影響はどの程度になるのか、それらを見

極め迅速に対処する政府の対応力が試されている。

(6) 折しも、日本の産業経済は、世界的な景気の低迷とアジアにおける激しい国際競争に直面し、その基盤を改めて再強化することが求められている。さもなければ、国内経済及び産業の空洞化をもたらし、国内雇用機会の急速な縮小という、もう一つの難問を抱えることになる。こうした状況のもと、それでなくとも国際的に割高とされている電力料金のこれ以上の引き上げは容易ではない。

(7) その一方では、地球温暖化は世界共通の課題となっている。温室効果ガスの削減を計画的に進めていくことは、子の世代、孫の世代に対する責任であり、原子力発電所事故を踏まえてもなお、この要請には真摯に対応する必要がある。この点も踏まえ、化石燃料や原子力に過度に依存しない再生可能エネルギーの時代への備えを進めるべき時だとの問題が提起されている。太陽光発電や風力発電、あるいは地産地消型のよりコンパクトな電力供給システムの確保を通じて、よりリスク分散型の電力事業のあり方を模索すべきだとの声にも真剣に耳を傾けていく必要がある。

(8) 総じて、東電の持続可能な経営の再確立と継続性のある損害賠償の仕組みを確保することがまず第一に必要であるが、この問題はそこにとどまらず、原子力の再稼働問題、電力事業構造のあり方、新たなエネルギーミックスのあり方など広範な課題を伴っており、対処を誤れば広く国民生活や経済活動の基盤たる電力の安定供給が損なわれ、ひいてはわが国の将来を左右する事態を招き寄せる可能性も否定できない。

このように、東電問題への対処は、単なる一企業のあり方の問題にとどまるものではなく、その企業体としての経営・財務問題への対処と同時に、わが国の経済へのマイナスの影響の緩和、社会基盤の不安定化の回避、そして日本のエネルギー戦略のあり方や電力事業政策のあり方の見直しにまで広がる国家的な取り組みを要するものである。

2　本委員会の使命と役割

政府は、一方で福島原子力発電所事故の深刻さを受け、他方でいわゆる電力不足が懸念されるという事態のなかで、東電に対し、①迅速かつ適切な損害賠償の実行、②事故収束・事故処理の完遂、③電力の安定供給の三つを着実に推し進めることを求めた。そして、それとともに、新たに原子力損害賠償支援機構（以下「支援機構」という。）を立ち上げるなど、その実現を後押しする仕組みづくりに着手している。

本委員会は、東電が上記の三つの課題に取り組むことを前提に、東電の厳正な資産評価と徹底した経費の見直しのため、その経営・財務に関して第三者的な観点からの調査分析を行うことを使命としている。そこには、東電自身の自助努力が重要となっているものの、それだけでは賄いきれずに国による支援が必要なのであれば、（国民負担を最小化する観点から）その経営・財務の透明性を高め、国民から信頼される処方箋を見出していく必要があるとの認識が働いている。

そうしたより専門的な知見からの検討を加えることを通じて、電力料金の引き上げや国費の投入といった国民負担の増加を最小化すること、そしてそれが一時的なものにとどまらず将来にわたって継続するものとすることを大きな目的としている。

いずれにしても、東電が損害賠償責任を十全に果たし、事故収束・事故処理を適切に行い、かつ電力の安定供給を続けていくためには、同時に電力事業体としての東電が持続可能な企業として成り立つ条件を見出し、その基盤をより確かなものとすることが求められている。本委員会の役割は、この両立し難い課題を同時に追求することにもあった。

このため、資産の評価や経費の見直しに際しても、それが単に一時的な東電経営のスリム化に寄与するだけでなく、長期的に東電が損害賠償、事故収束・事故処理、電力安定供給を賄うための収益力を高めていくことにつながらなければならない。こうした観点から、より安定した収益を生み出すことが見込まれる資産と直ちに売却した方が収益を生む資産との区分けや、長期的に企業価値の維持や向上につながる経費といわば割高な経費との区分を一つの目安として、これに取り組むことが求められた。

一般に、東電の経費のあり方や長期的な収益体質は、いわゆる総括原価方式や託送料金制度など電気事業に係る各種の制度や政策によって規定される側面が強い。このことから、本委員会では、上記の調査を行うに当たって、関連する制度・政策についても調査・考察を併わせて行うこととした。

最後に、本委員会の基本的な使命は、以上の視点をもって調査分析された結

果や意見を新たに発足した支援機構に引き継ぐことにある。本報告は、限られた時間と当面入手可能な情報を基にして行われた調査に基づくものであって、新機構においてはさらに詳細かつ的確な基礎調査と制度や政策にまで深く切り込んだ分析が実施されることを期待したい。

3　調査分析結果を受けての意見

(1) 東電の経営・財務を調査する過程で、次第に明らかになったことの一つは、その資産管理や人件費のあり方、あるいは資材や資源の調達、設備投資には、その特有の電力料金システムなどの制度に由来する非効率が明確に存在するということだった。その一方では、高い報酬の支払や高収益から来る不透明な出費及び出資が目立った。

(2) 本委員会の仕事は、東電の経営・財務の実態を可能な限り解明し、その改善方策を検討・提言することにその一つの狙いがあるが、たとえその全てが着実に実行されたとしても、そこから生み出される余剰は、東電が直面する膨大な損害賠償の支払、放射能汚染水の処理、汚染土壌の除去、廃炉及び使用済み燃料の処理、そして電力の安定供給のための燃料費の増大に対応し得るものではない。したがって、当面は、その将来見通しが展望できるまでの間、東電の経営は支援機構の一定の管理のもとに置かれることになると思われる。

(3) 支援機構は、東電と共同で「特別事業計画」を作成し、それに基づいた具体的な支援の方策を講じていく必要がある。その際、東電が、損賠賠償による国民負担を抑えるために、今後長期にわたって「特別負担金及び一般負担金」を支払い続けることが可能となるよう、見積もらなければならない。

(4) また、過度な経費の削減や人件費のカットが、電力事業体としての東電の企業能力を低下させ、損害賠償、事故収束・事故処理、そして電力の安定供給に耐えられる企業体質を構築するという目的に反することのないよう配意することも重要である。優れた技術力の集積をもって初めて事故収束や事故処理、そして安全でより安定的な電力供給が可能になることを考慮するならば、良質な人材の継続的な確保は企業の生死を決する要素であることを特に念頭に置く必要がある。

(5) 総じて、制度による保護に依存してきた東電にはその企業体質、企業文化を転換し、より透明度が高く、風通しのよい、全く新しい企業文化を育てる気概と行動力が求められている。事業運営の効率化や国民負担の最小化に取り組む中から、不断の自己改革に挑む社風をつくりあげていく必要がある。

4　東電改革と関連するいくつかの課題

⑴ 東電の経営・財務に関して本委員会が着手することができた範囲は、その時間的制約などもあって、限られたものでしかない。報告書では、設備投資、修繕費、調達コスト、人件費などの経費節減や、事業・関係会社の洗い出しや売却方針について取り上げ、また制度面・政策面では、電力の小売り料金制度や託送料金制度及び卸電力市場などについて言及しているが、電力事業者間で行われている各種の事業会計や引当金、東電が出資又は会費を提供している組織等への調査や分析には及んでいないなどの課題を残している。

⑵ 特に、原子力発電所の廃炉や放射性廃棄物の処理等に係るいわゆるバックエンド費用、原子力発電所に代替する天然ガス等のより効率的な調達の仕組みなどついても検討は不十分である。そのいずれも、今後の東電経営の見通しに関連するものであり、それらの検討を避けるわけにはいかない。

⑶ また、公益事業体としての電力事業と企業効率の実現との関係、電力事業に対する政府の関与のあり方など、政府と電力事業体との関係を抜本的に見直すことも求められている。より具体的には、総括原価方式に代表される電力事業に係る各種制度・政策の再検討、地域独占を前提とした電力事業構造のあり方、いわゆる発送電分離の検討、そして一企業の限界を超える原子力発電所事故を踏まえた原子力事業の運営主体やリスク負担の見直しなどがある。

　政府を挙げての電力事業に関する全般的な見直し作業の中で、現在の上場企業としての存在それ自体をも含め、経営体としての東電のあり方を抜本的に見直すことも今後に残された大きな課題となっている。

⑷ 電源構成の急速な変化による新たなコストの発生に伴う東電による電力料金の引き上げ問題については、今回の調査分析で取り上げた電気料金制度のあり方に関する方針の検討と併せて、特に国民負担の最小化の観点を踏まえて検討されるべきである。本報告は、そのための参考に資する材料を提供するにとどめている。

Ⅱ　委員会の役割及び審議の概要等

1　委員会による調査の位置づけ及び目的

1.1　委員会設置の位置づけ

1.1.1　東京電力からの支援要請と大臣書簡による確認（平成 23 年 5 月 10 日～11 日）

東日本大震災による福島原子力発電所の事故等に起因する資金面での困難を理由として、平成 23 年 5 月 10 日に、清水正孝取締役社長（当時）から海江田万里原子力経済被害担当大臣（当時）に対し、書面「原子力損害賠償に係る国の支援のお願い」による支援の要請があった。同書面において、東電は、①電力の安定供給のため、被災設備の復旧や新規電源の確保などに取り組んでいるものの、化石燃料の占める割合の増加等による燃料費の高騰により追加で 1 兆円程度の資金が必要となること、②本年度、社債・借入金の 7,500 億円の償還・返済が予定されており、資金面で早晩立ち行かなくなり、損害賠償に影響を与えるおそれがあることから、「原子力損害の賠償に関する法律」（以下「原賠法」という。）第 16 条に基づく国の支援の枠組みの策定を要請した。

同書面を受けて、同日、海江田大臣から清水社長に対し、大臣書簡「確認事項」が送付された。同書簡においては、①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、②福島原子力発電所の状態の安定化に全力を尽くすこと、③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、④上記を除いて、最大限の経営合理化と経費削減を行うこと、⑤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、⑥全てのステークホルダーに協力を求め、とりわけ、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という 6 点の措置をとることを、東電に対し確認がなされた。

同書簡を受け、翌 11 日に、清水社長から海江田大臣に対し、同書簡の確認事項について了承する旨の回答があり、これにより、東電が、政府の支援を受ける上で、厳正な資産評価、徹底した経費の見直し等を行うため、第三者委員会による経営財務の実態についての調査に応じることが確認された。（当支援要請等については、別紙 1 を参照されたい。）

1.1.2　政府の支援の枠組みについて－関係閣僚会合決定（平成 23 年 5 月 13 日）

前記の東電からの支援要請と大臣書簡による確認を受けて、政府は東電に対

する支援を行うことを決定した。（当関係閣僚会合決定については、別紙 2 を参照されたい。）

1.1.3　東京電力に関する経営・財務調査委員会の開催について－閣議決定（平成 23 年 5 月 24 日）

前記の関係閣僚会合決定（政府の支援の枠組みについて）を踏まえ、有識者からなる委員会を開催し、東電の厳正な資産評価と徹底した経費の見直しのため、経営・財務の調査を行い、その調査を政府の東電に対する支援に活用することが 5 月 24 日開催の閣議において決定された。

同時に、同閣議では、委員会設置の趣旨の他、委員会の構成や関係者の責務、運営方法等についても決定された。

委員会の構成は、①委員会は、企業の財務・経営に関し識見を有する者により構成し、原子力経済被害担当大臣が開催する、②委員会の委員長は、原子力経済被害担当大臣が指名する、③委員会は、必要に応じ、東電の職員その他の関係者の出席を求めることができる、④委員会は、必要に応じ、分科会を置くことができることとされた。これに基づき、引頭麻実氏（株式会社大和総研執行役員）、葛西敬之氏（東海旅客鉄道株式会社代表取締役会長）、下河辺和彦氏（弁護士）、松村敏弘氏（東京大学社会科学研究所教授）、吉川廣和氏（DOWA ホールディングス株式会社代表取締役会長、現相談役）の 5 名を委員として委員会が構成され、下河辺氏が委員会の委員長として指名された。

また、政府は、同決定を踏まえ、東電に対し委員会による調査に応ずるとともに、資料の提出又は説明の聴取等の要請があった場合には最大限協力するよう求めることとし、経済産業大臣は、委員会から調査に必要なものとして要請があった場合には、法令に定められた権限に基づき、東電に対し必要な対応をすることがそれぞれの責務とされた。さらに、委員会の庶務は経済産業省その他関係行政機関の協力を得て、内閣官房において処理することとされ、当該規定に基づき、平成 23 年 6 月 10 日、東京電力経営・財務調査タスクフォース（以下「TF」という。）及び同事務局（以下「TF 事務局」という。）が設置されることになり、同日より仙谷由人前内閣官房副長官が TF のリーダーとなり、9 月 2 日にこれを齋藤勁内閣官房副長官が引き継いだ。

なお、前各項に定めるもののほか、委員会の運営に関する事項その他必要な事項は委員長が定めることとされた。（当閣議決定については、別紙 3 を参照されたい。）

1.1.4　支援の枠組みに関する閣議決定（平成 23 年 6 月 14 日）

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

については、前記の東電からの支援要請と大臣書簡による確認を受けて、前記のとおり 5 月 13 日開催の関係閣僚会合において決定されたが、同旨の内容について、6 月 14 日に閣議決定された。（当閣議決定については、別紙 4 を参照されたい。）

1.2　委員会調査の目的等

委員会は、5 月 24 日の閣議決定に従い、政府として原賠法の枠組みの下で東電に支援を行うこととしたことを踏まえ、厳正な資産評価、徹底した経費の見直し等を行い、それらを通じて、国民負担の最小化と電力の安定供給の確保を達成することを目指し、具体的な作業目標を以下のとおり定めた。（第 2 回委員会において「達成すべき目標と調査の基本的な範囲」（別紙 5）として了承。）

(1) 調査の性格

支援機構が行う資金援助は長期にわたることが見込まれることから、委員会の行う調査は可能な限り長期的視野を踏まえた本格的なデューディリジェンス（以下「DD」という。）の要素を取り込んだ調査として実施することとなった。

(2) 調査の対象範囲

経営・財務調査は、東電の経営上の問題を幅広く明らかにすることを目指し、その際に調査の対象とする問題の範囲は、当面の遊休資産の認定など短期的な問題にとどまらないものとした。

(3) 特別事業計画との関係性

国民負担の最小化と電力の安定供給の確保を達成するために、支援機構が東電と共同して作成することとなる特別事業計画に近いものを示すことを目指した。

(4) 電気事業に関する制度上の問題の扱い

長期的に講ずべき措置については、電気事業に関する制度上の問題（たとえば料金制度、競争のあり方）と不可分である場合も多いことから、委員会は制度上の問題として今後政府が議論すべきポイントを明らかにしたうえで、その後に引き継ぐこととした。

(5) 調査の進め方

問題の緊急性に鑑み、委員会の経営・財務調査は、東電の全面的な協力が得られることを前提に、2 カ月程度を目途に完了することとし、本年 9 月には委員

会として報告をとりまとめることとし、このために経営・財務調査の実施に当たっては、TF 事務局の統轄・指揮の下で会計・法務・事業等に関する外部の専門家を活用した。

1.3　委員会調査と「原子力損害賠償支援機構法」（特別事業計画）との関係

平成 23 年 8 月 3 日に成立し、10 日に公布・施行された「原子力損害賠償支援機構法」（以下「支援機構法」という。）においては、支援機構が原子力事業者に資金援助を行う際、政府の特別な援助が必要な場合、支援機構は原子力事業者と共に特別事業計画を作成し、主務大臣の認定を求めることとされている。

同計画には、原子力損害賠償の要賠償額の見通し、損害賠償の迅速かつ適切な実施のための方策、資金援助を必要とする理由並びに実施を希望する資金援助の内容及び額、事業及び収支に関する中期的な計画、経営の合理化のための方策、賠償の履行に充てるための資金を確保するための原子力事業者による関係者に対する協力の要請その他の方策、経営責任の明確化のための方策等について記載することとなっている。

支援機構は、同計画の作成にあたり、原子力事業者の資産に対する厳正かつ客観的な評価及び経営内容の徹底した見直しを行うとともに、関係者に対する協力の要請が適切かつ十分なものであるかどうかの確認を行うことが求められている。

委員会の開催を決定した閣議決定においては、委員会の目的は東電の厳正な資産評価と徹底した経費の見直しのため、経営・財務調査を行うこととされている。このため委員会は、本目的に沿った調査を行ってきたところであるが、支援機構法の施行を受け、その成果を支援機構に引き継ぐことを念頭に、同計画を構成する事項について、できるだけ広く網羅する調査を行った。

2　委員会等審議の概要

2.1　第 1 回委員会（平成 23 年 6 月 16 日開催）

委員会の運営について定める 5 月 24 日の閣議決定以降、一定の準備期間を経て、6 月 14 日、菅直人内閣総理大臣（当時）、海江田万里原子力経済被害担当大臣（当時）、仙谷由人内閣官房副長官（当時）出席のもと、「東京電力に関する経営・財務調査委員会運営要領（案）」が了承されるとともに、「達成すべき目標と調査の基本的な範囲（案）」について討議が行われた。

2.2　第 2 回委員会（6 月 24 日開催）

東電勝俣恒久取締役会長より、東電の経営・財務状況と当面の事業運営・合理化方針について説明があった。また、委員長から、「当委員会が膨大な資産等を有する東京電力に対し、限られた時間、期間で調査を行い、中長期的な見通しを含めて会社の全体像を適切に把握するためには、委員会及び TF 事務局が今後実施することとなる調査に対して、東京電力の全面的かつ積極的なご協力を得ることが必須である」と調査の協力を要請し、勝俣会長から「東電として本調査に最大限の協力をさせていただくので、各委員には東電の実態についてご理解いただくとともに、それぞれの専門の立場から東電の経営にアドバイスをいただきたい」との回答があった。

また、「達成すべき目標と調査の基本的な範囲（案）」について、了承された。

2.3　第 3 回委員会（7 月 28 日開催）

(1) 経営・財務調査の実施体制について

一般競争入札による事業者選定を実施した結果、7 月 25 日に、事業、財務・税務、法務に関する外部専門家 3 事業者との契約が締結されたことについて、TF 事務局より報告を受けた。

(2) 委員会の主要論点及び今後の進め方について

委員会の主要論点として、①保有資産の洗い出しと売却資産の特定（特に電気事業以外について）、②設備投資、資材・燃料・サービス調達等の検証と高コスト構造の改善策、③料金制度あるいはその運用の妥当性の検証と改善案、④卸電力市場の競争強化の必要性検証と改善案、スマートメーター等への適切な投資の検証と改善案、⑤東京電力の長期的なあり方、の 5 項目を軸に今後の調査を進めていくことが了承された。

2.4　第 4 回委員会～第 7 回委員会

（第 4 回：8 月 18 日、第 5 回：8 月 24 日、第 6 回：9 月 6 日、第 7 回：9 月 12 日開催）

第 3 回委員会にて了承された 5 つの論点について、順次討議を行った。なお、第 1 回委員会から第 5 回委員会まで仙谷由人前内閣官房副長官が出席し、第 6 回委員会以降は、齋藤勁内閣官房副長官が出席した。

2.5　第 8 回委員会（9 月 20 日開催）

東電西澤俊夫取締役社長より、①東電の経営課題への対応状況、②経営合理化方針、③今後の東電のあり方について説明があった。また、報告書のとりまとめに向け、各委員による討議を行った。

2.6　第 9 回委員会（9 月 28 日開催）

報告書をとりまとめた。

2.7　第 10 回委員会（10 月 3 日開催）

報告書を政府に提出した。

第 1 回から第 9 回までの議事の詳細については、別紙 6 を参照されたい。
なお、上記委員会に加えて、非公式な意見交換を適宜開催した。

3　調査の体制・範囲等

3.1　調査の体制

調査の実施に当たっては、第 2 回委員会において了承された「委員会の達成すべき目標と調査の基本的な範囲について」に基づき、TF 事務局の統轄・指揮の下で、事業、財務・税務、法務に関する外部専門家を活用することとされた。（事業 DD では、損益構造分析、コスト構造分析、継続・非継続事業の分類、関係子会社についての調査等を、財務・税務 DD では、過去財務諸表分析及び実態貸借対照表の作成や資金繰りの精査等を、法務 DD では、金融機関取引、金融債務等の確認、損害賠償額及び仮払の状況の確認等をそれぞれ実施。）

当該外部専門家については、一般競争入札による選定を行った結果、事業 DD につき株式会社ボストン・コンサルティング・グループ、財務・税務 DD につき有限責任監査法人トーマツ、法務 DD につき西村あさひ法律事務所と 7 月 25 日にそれぞれ業務委託契約を締結し、同日より DD が開始された。

3.2　調査の範囲

本調査は、委員会の下に設置された TF 事務局において、事業、財務・税務、法務について実施した。各観点からの調査の範囲については、以下のとおりである。

3.2.1　事業に係る調査の範囲

本調査は、東電が策定した合理化策の妥当性を検証するに当たり、東電が運営する事業の継続・非継続を見極めつつ、東電のコスト構造を分析した上で、東電本体のみならずグループ会社を含めた連結ベースも視野に入れて、設備投資の最適形成、資材・燃料・役務調達の合理化、人件費の削減等について検討した。

さらに、東電のコスト構造に密接に関連する料金制度について検証するとともに、電力の安定供給を確保しつつ効率的な設備投資を行う観点から、卸電力市場の設計や、震災以降の供給力不足のために実施される発電設備への投資、スマートメーター等による効率的な需要抑制措置への投資についても、併せて検証した。

3.2.2　財務・税務に係る調査の範囲

本調査における実態純資産の把握は、東電及び東電の関係会社で国内事業に係るもののうち、電気事業を行う際の一部機能を担う売上高 20 億円以上の 22

社（以下「グループ経営管理サイクル会社[1]」という。）の計 23 社を検討対象（当該 23 社で平成 23 年 3 月期における東電連結グループ各社の純資産合計（単純合算ベース）の 83.7%を占める。）として実施した。

ただし、処分の検討対象となる資産、あるいは重要な資産・負債（有価証券等）については、東電及びグループ経営管理サイクル会社に加えて、その他のグループ会社も含めた連結ベースで調査を実施している。

3.2.3 法務に係る調査の範囲

法務に係る調査は、東電の経営合理化の方策、金融機関等に対して要請する協力及び支援機構による支援等につき一定の前提を置いて想定し、その実施に重大な悪影響を及ぼす可能性のある法的問題点が存在するか否かという観点から実施した。

調査の対象は、原則として、東電及びグループ経営管理サイクル会社のうち 21 社の計 22 社とし、①金融機関取引、金融債務等の確認、②保有資産に係るリスク分析、③重要取引契約の確認、④損害賠償額及び仮払いの状況の確認、⑤簿外債務の確認及び潜在リスクの有無の確認、⑥人事労務関係の確認、⑦経営合理化に向けた課題の検証等を内容とした。

なお、事業及び財務・税務に係る調査事項について法的な検証が必要とされるものについては、法的リスクの検証等の観点から調査を行った。

[1] グループ経営管理サイクル会社：東電フュエル㈱、リサイクル燃料貯蔵㈱、東電設計㈱、東電工業㈱、東電環境エンジニアリング㈱、東京発電㈱、尾瀬林業㈱、東電用地㈱、東京電設サービス㈱、TEPCO 光ネットワークエンジニアリング㈱、東電広告㈱、㈱環境美化センター、東電物流㈱、東京計器工業㈱、㈱東電ホームサービス、㈱ティ・オー・エス、東電ピーアール㈱、東電リース㈱、東京レコードマネジメント㈱、東電不動産㈱、㈱テプコシステムズ、東京リビングサービス㈱

Ⅲ　本論

東電の今後の事業のあり方を検討するに当たっては、「達成すべき目標と調査の基本的な範囲」（別紙 5 を参照されたい。）にあるように国民負担の最小化を図るとともに電力の安定供給の確保を図るという基本的な視点から検討を行った。国民負担の最小化という観点からは、不動産の売却等の短期的に目に見えやすい効果のある施策の検討によるだけではなく、中長期的な視野から真に国民負担の最小化に資するかどうかという視点からの検討も実施した。また、電力の安定供給という観点からは、今後の需要想定について検証を行いつつ、適切な供給力や系統整備の考え方についても検討を行った。

具体的には、支援機構が東電に対して資金援助を実施するに際して必要となる特別事業計画の策定を念頭におきつつ、今後 10 年間の東電の事業計画の基礎となる需要想定、設備投資計画、各種コスト削減施策について検討を行った。併せて、支援機構が資金援助を実施する前提として東電の資産債務の実態的な状況の把握や原子力事故に関連して発生する要賠償額の見通しについての推計を実施した。

1　東電の概況

東電は、東京都千代田区内幸町 1 丁目 1 番 3 号に本店を置く、金融商品取引法第 24 条第 1 項に基づく有価証券報告書提出会社であり、現在、東京証券取引所第一部に上場している企業である。

東電の平成 23 年 3 月期末における企業概況は以下のとおりである。

図表 1.(1)　企業概況

資本金	9,009 億円	
発行済株式総数	16 億 701 万 7,531 株（発行可能株式総数 18 億株）	
株主数	74 万 6,932 人（単位未満株主除く）（個人その他 74 万 1,386 人）	
	連結	単体
売上高	5 兆 3,685 億円	5 兆 1,463 億円
経常利益	3,176 億円	2,710 億円
当期純利益	▲1 兆 2,473 億円	▲1 兆 2,585 億円
純資産額	1 兆 6,024 億円	1 兆 2,648 億円
総資産額	14 兆 7,903 億円	14 兆 2,559 億円
従業員数（※）	52,970 人	36,683 人

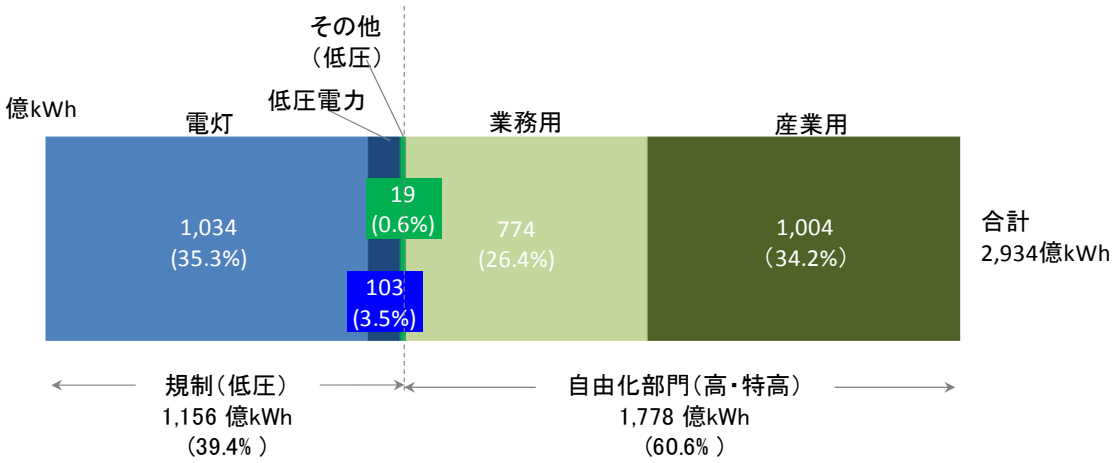
（※）従業員数は就業人員数であり、出向人員等は含まない。

東電は、「電気事業法」（以下「電事法」という。）第 2 条第 1 項第 2 号に定める一般電気事業者であり、東電グループ（東電及び東電の関係会社）は、東電、子会社 166 社及び関連会社 98 社（平成 23 年 7 月 1 日現在）で構成され、「電気事業」を中心に、「情報通信事業」「エネルギー・環境事業」「住環境・生活関連事業」及び「海外事業」の 5 部門に関係する事業を行っている。東電の一般電気事業者としての販売実績は、以下のとおりである（平成 22 年度）。

図表 1.(2)　販売実績

販売電力量		2,934 億 kWh
	電灯	1,034 億 kWh
	電力	1,900 億 kWh
電気料収入		4 兆 7,965 億円
	電灯	2 兆 1,678 億円
	電力	2 兆 6,287 億円

図表 1.(3)　販売実績内訳



2　設備投資計画及び国民負担の最小化のためのコスト削減策

2.1　設備投資計画及び需要想定

2.1.1　検証の必要性

供給力及び系統整備に関する計画は、電気事業を営む電力会社にとって根幹をなす計画である。したがって、今後 10 年間の事業計画を検討するに当たっては、まずこれらの計画について検討を行うことが必要である。これは、電気の安定供給を図る上で適切な設備投資規模を検討するという観点から重要であるのみならず、東電の総経費に占める減価償却費と修繕費の割合が 2 割を超えること、投資の結果である電気事業用資産の額は、電気料金中に含まれている事業報酬額を算定する上での主たる構成要素であることから、長期的な国民負担の最小化を検討する観点からも重要であるからに他ならない。

また、設備投資計画の前提となる需要想定は、同時に東電の収入の大方を占める電気料金収入の見通しに直結するものであり、この部分についても同時に検証を行うことは極めて重要である。

2.1.2　需要想定の検証

東電では、需要想定について、販売電力量と最大電力の 2 つに分けて数値を予測している。ここでいう販売電力量とは、一定期間内に供給した電気の量であり、キロワットアワー（kWh）の単位で表され、一方の最大電力は、需要ピーク時に短期的に利用される電気の量であり、キロワット（kW）の単位で表される。すなわち東電の収入を算出する上で必要な前提が販売電力量(kWh)であり、ピーク時の使用電力をカバーし安定供給を可能とする設備投資を計画するうえで必要な前提が最大電力（kW）となる。

2.1.2.1　販売電力量想定の検証

(1) 東電による販売電力量想定の手法

東電では、販売電力量を想定する際に、電力量を用途別に分け、各々の値を予測している。具体的には、非自由化部門の販売電力量について、電灯（家庭用)、低圧電力（小規模工場、コンビニ等）及びその他電力に分け、自由化部門の販売電力量について、業務用電力（デパート、スーパー、オフィスビル等）及び産業用電力（工場）に分けて各々の値を予測している。

東電における各販売電力量の構成比は、平成 22 年度（2,934 億 kWh）でみると、電灯 35.3%、低圧 3.5%、その他電力 0.6%、業務用電力 26.4%、産業用電力 34.2%となっており、東電は、各々の販売電力量を想定するに当たって、

過去の実績をベースに、各々の電力と相関の高い指標、電灯であれば関東エリアの人口予測、業務用電力であれば GDP 予測、産業用電力であれば鉱工業指数予測等を用いている。

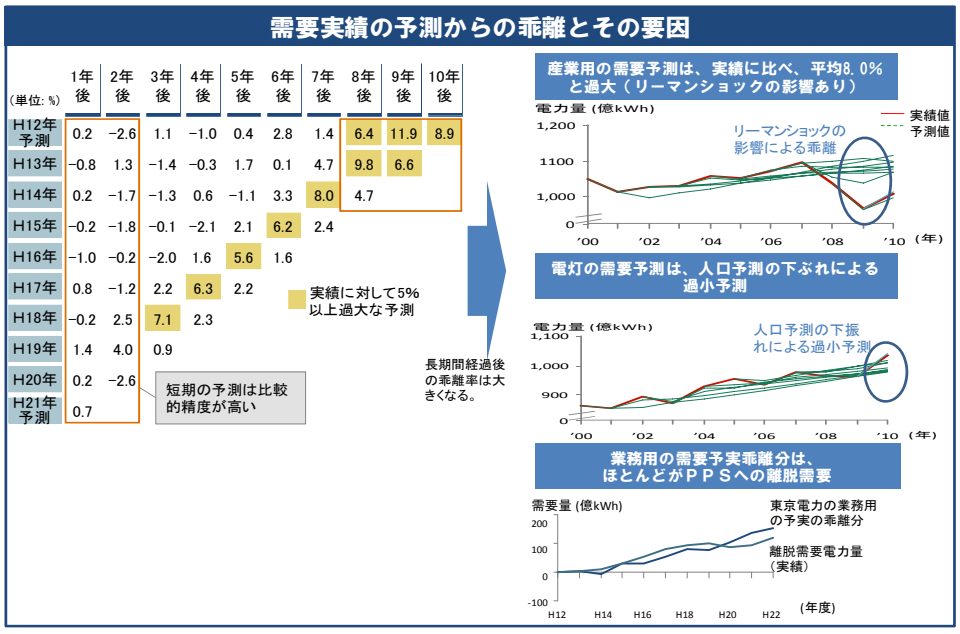
(2) 東電の販売電力量想定の精度

東電の過去における長期の販売電力量想定について、TF 事務局において需要実績からの乖離を事後的に検証したところ、販売電力量の想定をした時期の直後 2 年以内における需要想定は精度の高いものであったが、当該時期から長期間（8～10 年）経過後は、実績値が想定値を相当程度下回っている。

この要因としては、①産業用電力において、平成 20 年のリーマンショック以後の需要低下を予測できなかったこと、②業務用電力において、特定規模電気事業者[2]（以下、「PPS」という。）への離脱需要を低く見積もっていたことが挙げられる。特に、後者については、過去の設備投資計画策定時に、電力自由化の範囲拡大（平成 12 年より PPS が新規参入）が予測できなかったことも一因ではあるが、平日の昼間に電気を多く使用する需要家が中心となって、東電の想定以上に、自前電源の確保や遊休自家発電の購入等を進めたことが要因となっているものと思われる。一方、電灯においては、人口予測が実績より下ぶれしているため、長期需要想定はむしろ 3%程度の過小となっていた。

なお、最大電力想定についても、後述のとおり販売電力量をベースとしているため、販売電力量と同様、計画策定時から長期間経過後においては実績値との乖離が大きくなっている。

図表 2.1.2.1　需要実績の予測からの乖離とその要因



[2] 特定規模需要（原則 50ｋW 以上）に応じ、一般電気事業者が運用・維持する系統を経由して、電気を供給する事業者

(3) 東電による販売電力量想定の評価及び本報告における想定

東電は、今年度の販売電力量について、第一四半期の実績を踏まえ前年度比9.4%減の2,658億kWhとし、その後の長期需要想定については、従来の考え方を維持しつつ、震災後に顕在化した電力需要に影響を与える諸要因、例えばLED照明の普及率アップ、オール電化営業の自粛によるオール電化の普及ペースダウン、生産拠点の域外シフト及び自家発電の導入増等を考慮して、将来予測を行っている。その結果、計画最終年度の平成32年度には、GDP等の伸びに合わせ3,073億kWhまで需要が増加すると予測している。

上記想定につきTF事務局にて検証したところ、PPSへの離脱需要及び太陽光発電・自家発電の導入スピードをやや低めに見積もっているとみられたため、本報告においては、長期需要想定として、これらを勘案し若干ではあるが東電が行った上記予測を下方修正した数値(平成32年度3,062億kWh)を採用した。

2.1.2.2 最大電力想定の検証

(1) 東電による最大電力想定の手法

東電では、最大電力を想定するにあたり、上述のとおり算出した販売電力量から、年間で最も多く使用する時間（1時間平均、通常は夏季の14～15時に発生することが多い）の電力を月別シェアや過去の負荷率（電力需要の平準化度合い）の傾向等から算出し、これをもって最大電力の予測値としている。

その結果、東電は、今回、今後10年をかけてほぼ震災前の水準（平成22年度5,811万kW→平成32年度5,883万kW）に戻る想定を採用している。なお、今年9月時点までの最大電力実績は4,767万kWとなっている。

(2) 東電による最大電力想定の評価及び本報告における想定

今回の東電による最大電力想定を検証するに当たって、本報告では、東電による従来手法とは異なるアプローチを採用している。すなわち、販売電力量から最大電力を導くという手法ではなく、今年度のような需要抑制は必要としないものの、短期的には供給力不足の継続が見込まれる環境下での需要想定となることから、「本来あるべき最大電力」を想定しつつも、供給力が不足する期間においては、当該供給力に見合った「供給可能な最大電力」を想定するという考え方に基づき、最大電力の予測を行った。

具体的には、3つのステップを踏み予測を行っている。まず、第1ステップでは、リーマンショックで需要の落ち込んだ平成21年度を除く過去10年間の東電エリア内での気温補正後の最大電力実績を用いて近似直線を求め（回帰分析）、当該分析で得られたトレンド線を利用して平成32年度までの東電エリアにおける最大電力を予測した。

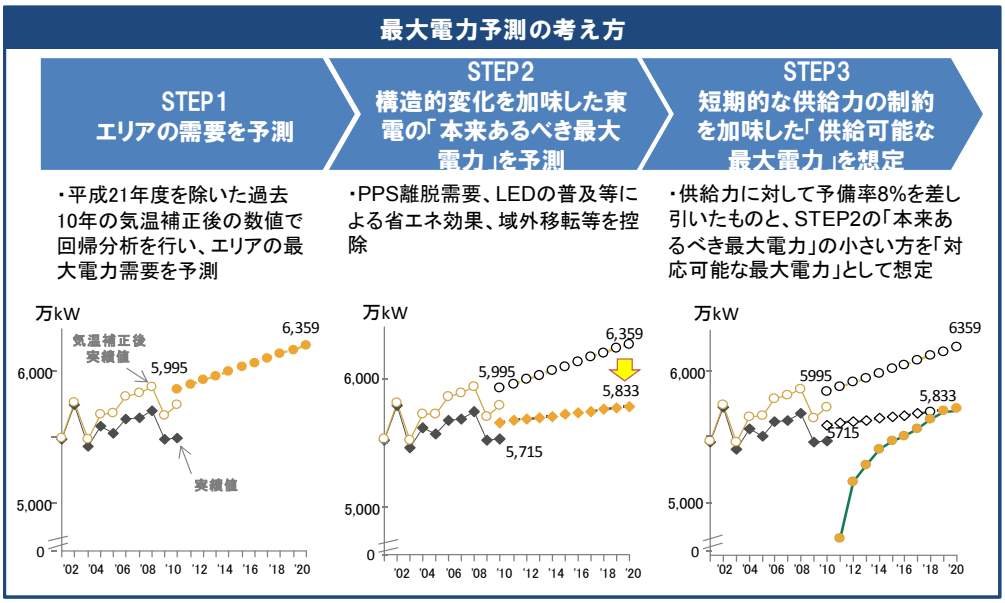
第 2 ステップでは、PPS への離脱需要や、震災を機に恒常化すると思われる LED の普及等による省エネ効果分を加味した上で、東電エリア内における平成 32 年度までの最大電力需要を予測することにより、「本来あるべき最大電力」の想定を行った。

最後に、第 3 ステップでは、後述のとおり、原子力発電所の稼働時期により 3 つのケース（図表 2.1.3.1 参照）を想定し、ケース毎の各年度における供給力を算出し、当該供給力を「供給可能な最大電力」とし、「本来あるべき最大電力」と「供給可能な最大電力」のいずれか低い方の数値を各年度における最大電力の予測値とした。

なお、供給力については、短期的かつ偶発的に生じる気温の変化等による需給の変動に備えて確保する必要のある供給予備力[3]を控除したうえで、緊急設置電源や工事中電源の前倒しに加え、既存電源についても、安定的な供給が可能かを考慮しつつ、従来は供給計画に盛り込まれていなかった休止経年火力[4]の再稼働や休廃止を予定していた経年火力の運転継続も含め、最大限活用する前提で試算している。

その結果、本報告における今回想定において、平成 32 年度における最大電力は 5,833 万 kW となったが、これは東電による予測値 5,883 万 kW に比し、0.8%（▲50 万 kW）下回る数値となった。

図表 2.1.2.2　最大電力予測の考え方



[3] 電力需要に安定的に対応するためには、短期的には景気変動、気象条件による需要変動のほか、設備の計画外の停止や渇水等による供給能力の低下等、予測し得えない事態に備えて、想定される需要以上の供給予備力（予備率＝想定需要に対する供給予備力）を確保しておくことが必要。今回想定では、東電実績に基づき予備率 8%としている。

[4] 運転期間が 40～50 年程度と長期に亘っており、通常であれば休廃止を予定している老朽火力発電設備をいう。

2.1.3　設備投資の検証

2.1.3.1　今回予測に際しての原子力発電所稼働時期についてのシナリオの設定

今回の東電が提示した設備投資計画を検証するに当たっては、原子力発電所の稼働時期をどう見込むかによって需給バランスが大きく異なってしまうことから、本報告では、原子力発電所の稼働時期のケースとして以下の 3 つを想定した。

具体的には、柏崎刈羽原子力発電所について、定期検査、津波対策工事及びストレステスト等を勘案した上で技術的・手続き的に想定し得る範囲で最も早期（平成 24～26 年度）に順次稼働が見込めるシナリオ「原子力発電所稼働ケース」をメインシナリオとし、この他に、柏崎刈羽原子力発電所の再稼働が「原子力発電所稼働ケース」よりも各基 1 年ずつ遅れる前提で試算した「1 年後原子力発電所稼働ケース」、さらにメインシナリオの対極に位置する前提を置いたケースとして、柏崎刈羽原子力発電所の稼働を 10 年以内には見込まない「原子力発電所非稼働ケース」の計 3 つのシナリオを設定した。

（注）福島第一（以下「1F」という。）、福島第二原子力発電所（以下「2F」という。）及び東電東通原子力発電所については、平成 32 年度までの計画期間中の再稼働又は稼働をいずれのケースにおいても見込んでいない。また、他社原子力発電所については、平成 24～27 年度からの受電を織り込むが、原子力発電所非稼働ケースでは、大間原子力発電所からの受電は織り込んでいない。

図表 2.1.3.1　原子力発電所の稼働時期のケース

	原子力発電所 稼働ケース	1年後原子力発電所 稼働ケース	原子力発電所 非稼働ケース
柏崎刈羽	平成24～26年度に 順次稼働	左記より各基1年遅 れて稼働	計画期間中の稼働 は見込まない
福島第一・第二	計画期間中の稼働 は見込まない	同左	同左
東電東通	計画期間中の稼働 は見込まない	同左	同左
他社受電	平成24～27年度に 織り込み	同左	大間からの受電は 織り込まない

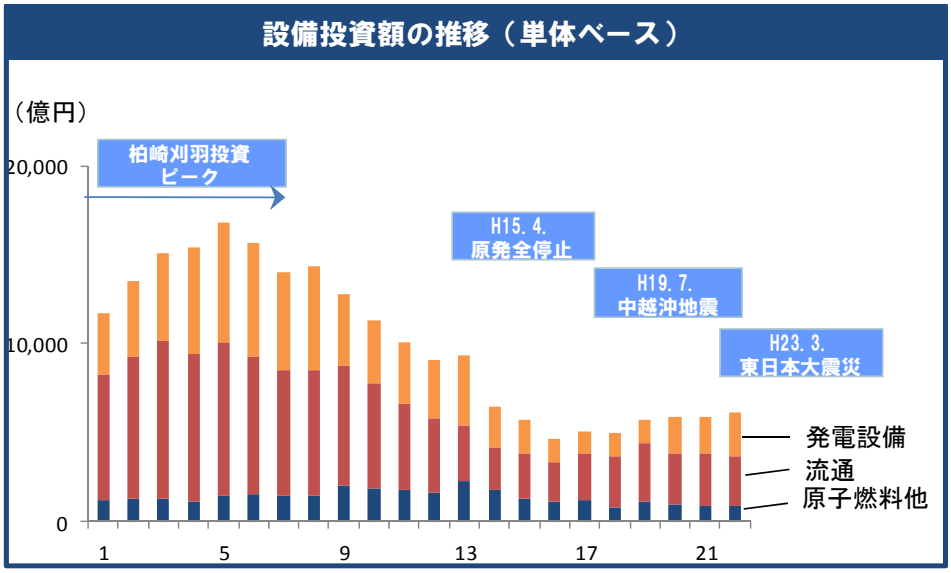
2.1.3.2　東電の過去における投資実績と現状の供給能力の評価

東電の設備投資実績をみると、平成 5 年度には 1.7 兆円となり設備投資のピ

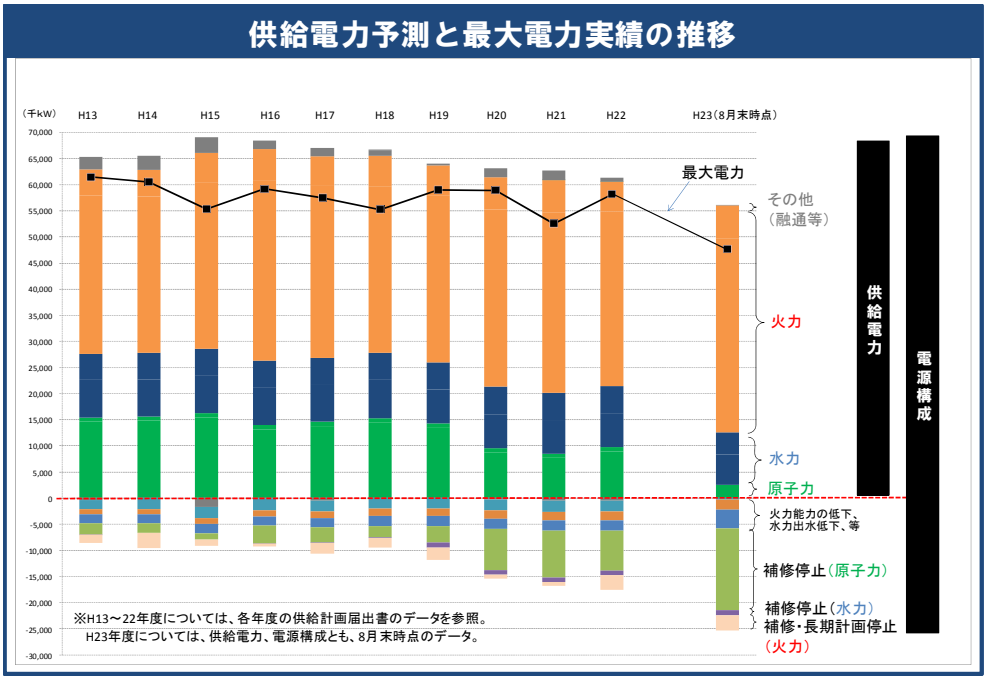
ーク時期を迎えたが、その後投資の抑制傾向を受けて大幅に設備投資額は縮小し、平成 16 年度には 4,600 億円にまで落ち込むに至った。

このうち発電設備投資でみると、直近 10 年間の平均では 2,000 億円程度/年となっており、上記のとおり設備投資計画策定時における需要想定との予実乖離が発生した場合には、設備投資抑制のため、短期的な需要見通しに基づき投資計画の延期等を実施してきたことが推察できるが、それでもなお、供給電力予測を最大電力実績との比較でみると、平成 15～18 年度にかけては供給電力予測が最大電力の実績を大きく上回っているので、結果として供給過剰の状態にあったことは明らかである。

図表 2.1.3.2.(1)　設備投資額の推移（単体ベース）



図表 2.1.3.2.(2)　供給電力予測と最大電力実績の推移



2.1.3.3　必要な追加供給設備のあり方

今回、東電が提示した発電設備投資計画は、短期的には可能な限りの供給力を積み増し、中長期的には火力発電所の新増設等を行う前提で策定されており、10 年間の発電設備の総投資額は、「原子力発電所稼働ケース」で 1.8 兆円、投資額が最も大きくなる「原子力発電所非稼働ケース」で 2.7 兆円となっている。

ただし、本報告の前提となっている需要想定では、上述のとおり、平成 32 年度の最大電力は、東電の想定値を 50 万 kW 下回っているほか、供給力から控除すべき供給予備率を 8%（東電計画では 8～10%程度）としているため、「原子力発電所稼働ケース」においては、東電による発電設備投資計画と比較すると、設備投資額は約 800 億円程度小さくなる。（平成 33 年度以降の需要想定及びこれへの対応策は織り込まれていない。額の減少については、「原子力発電所稼働ケース」に反映済み。）なお、後述のとおり、将来の長期的な新規電源開発や既存設備のリプレイスを行う際には、独立発電事業者（以下「IPP 事業者」という。）等他社電源の有効活用も積極的に検討し、設備投資の効率的な実施を図る必要がある。

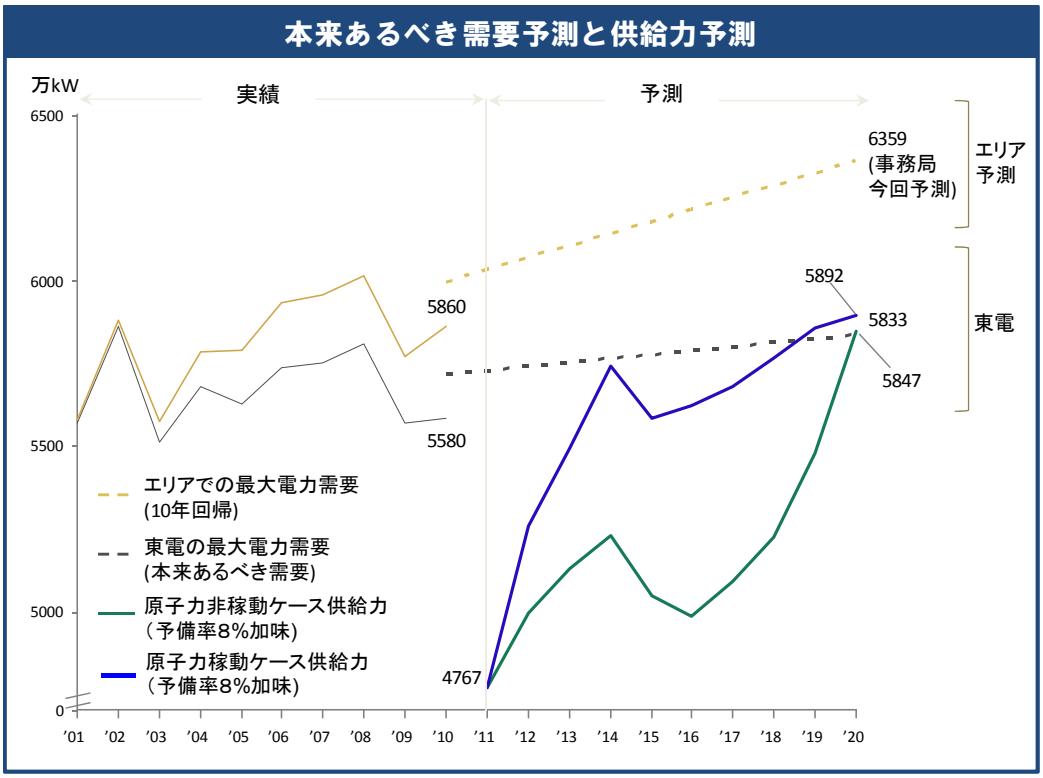
また、いずれのケースにおいても、来年度は、今年度ほどの供給力不足（845～905 万 kW（試算））ではないものの、依然需給が逼迫し供給力不足状態にあることが想定され、「原子力発電所稼働ケース」で言えば概ね 3 年後には本来あるべき需要との差はなくなるが、その後経年火力の停止や新規電源開発の建設に

時間を要することもあり供給力不足が解消する時期は 8 年後となる。一方、「原子力発電所非稼働ケース」では、計画最終年度までにかろうじて供給力不足が解消するとの試算結果となった。

なお、上述のとおりの需給ギャップを埋めるために来年度、再来年度に必要となる需要抑制量は、「原子力発電所稼働ケース」においてそれぞれ 484 万 kW、261 万 kW となり、「原子力発電所非稼働ケース」では、747 万 kW、624 万 kW となる。

こうしたギャップを埋めるために、東電としては大口需要家との間での需給調整契約によりピーク電力を抑制しつつ、各需要家の電気利用の実情に合わせた料金体系を提供することで、自発的な需要抑制のインセンティブを付与する等の方法を検討する必要がある。

図表 2.1.3.3　本来あるべき需要予測と供給力予測



2.1.4 流通設備投資

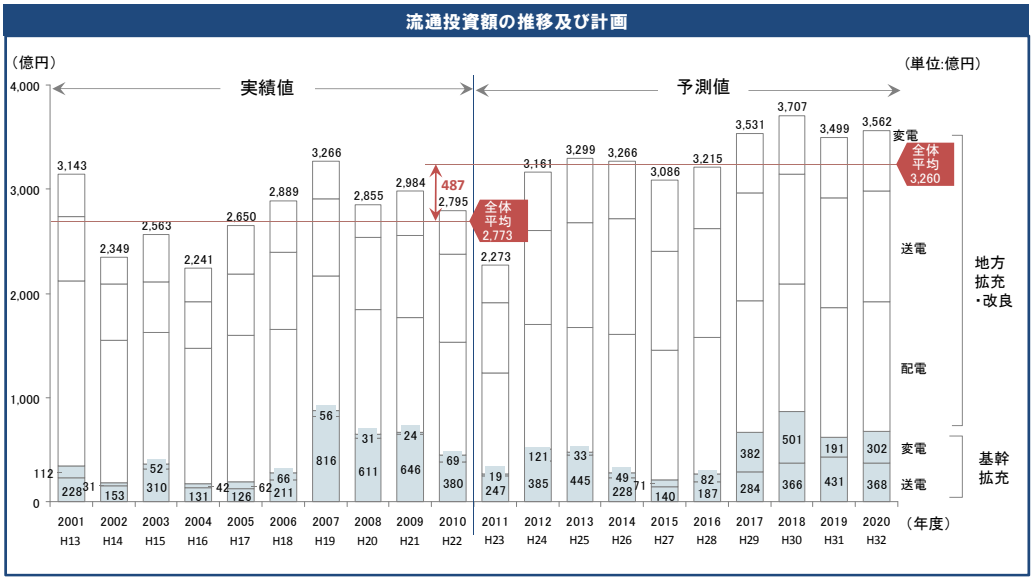
2.1.4.1　東電の流通設備投資計画

今回東電が提示した流通設備投資計画によると、今後 10 年間の流通設備投資額は、約 3.3 兆円（年平均 3,260 億円）と、過去 10 年間の投資額 2.8 兆円（年

平均 2,773 億円）に比し、年平均で 2 割程度高い水準となっている。

その要因は、今年度の投資額のうち、地方拡充・改良投資を中心に繰り延べした投資の分を翌年以降に平準化して投資を再開すること、新規電源開発に伴う関連投資や連系線強化投資のほか、高度成長期に投資した送配電設備に対する改良投資が嵩むことによるものである。

図表 2.1.4.1　流通投資額の推移及び計画



2.1.4.2　東電の流通設備投資計画の全体評価

震災前に東電が策定していた流通設備投資計画は、東北・福島方面の電源開発に対応した東西潮流の新増設構想を有していたが、今後は、震災後の電源構成の変化に合わせて、改めてその構想の継続の是非を含めて検証する必要がある。その際、当該計画が、流通設備計画の基本的考え方（「適切な設備保守・運用を含めた既設設備の最大限の活用を図ってもなお設備の常時容量が不足するかどうか」、「設備事故発生時にも供給支障や電源の発電力制限を生じないようにすることができないといった供給信頼度を確保し得ない状態に該当するか」等）を踏まえた的確な計画となっているかについても併せて検証する必要がある。

このような観点からみると、現在東電が提示している流通設備投資計画は、福島方面での電源の大幅減少や千葉・鹿島方面の緊急設置電源の配置等の震災影響を受けての当初計画からの見直し部分が少なく、基本的には従来計画を踏襲した計画になっていることから、流通設備の使用容量から見て過剰とみられる設備の投資がないかどうか、逆に使用容量から見て不足ないし逼迫していると見られる設備がないかを検証の上、必要に応じて、震災後の状況変化を踏ま

えた投資計画の見直しを実施すべきである。

2.1.4.3　東電の流通設備投資計画の個別評価

今後の流通投資計画を検証するに当たっては、基幹拡充（平成 23～32 年度総計 4,838 億円）のうち主要な投資である西上武幹線（総投資額 915 億円、既支出額 498 億円)、千葉方面送電網（総投資額 591 億円、既支出額なし)、共同溝関連（総投資額 1,192 億円、既支出額 683 億円）について具体的に内容を確認する必要がある。

例えば、現在建設中の西上武幹線は、東電によれば、新古河線（新所沢変電所～新古河変電所）の送電容量を補うため必要不可欠の投資との位置づけであるとの説明であった。しかしながら、送配電部門全体として効率的な投資計画とする観点から、新古河線の送電容量を補うための他の手法についても十分な検討がなされているかを含めて、当該系統の建設が最適な投資判断であったかについて、TF 事務局として確証を得るに至っていない。したがって、過大投資の可能性がないかについて、今後、支援機構及び関係当局において検証を行う必要がある。

一方、震災後緊急電源が設置された千葉方面においては、現状の送電線使用容量からみると 1 回線事故時に送電容量が不足する可能性があり、流通設備への追加投資等の必要性についても検証すべきである。

また、東京都内の共同溝についての投資に関しては、自社の需要に対しての投資としては必ずしも必要ではないものの、これまでの経緯から継続投資となっている計画も存在する可能性は否定できない。共同溝は、電話やガスなどのライフラインをまとめて埋設するものであり、東電が投資中止又は延期を仮に決定する場合には他社との協議が必要となるが、今後の取り扱いについて再度検証する必要がある。

2.1.5 修繕費の検証

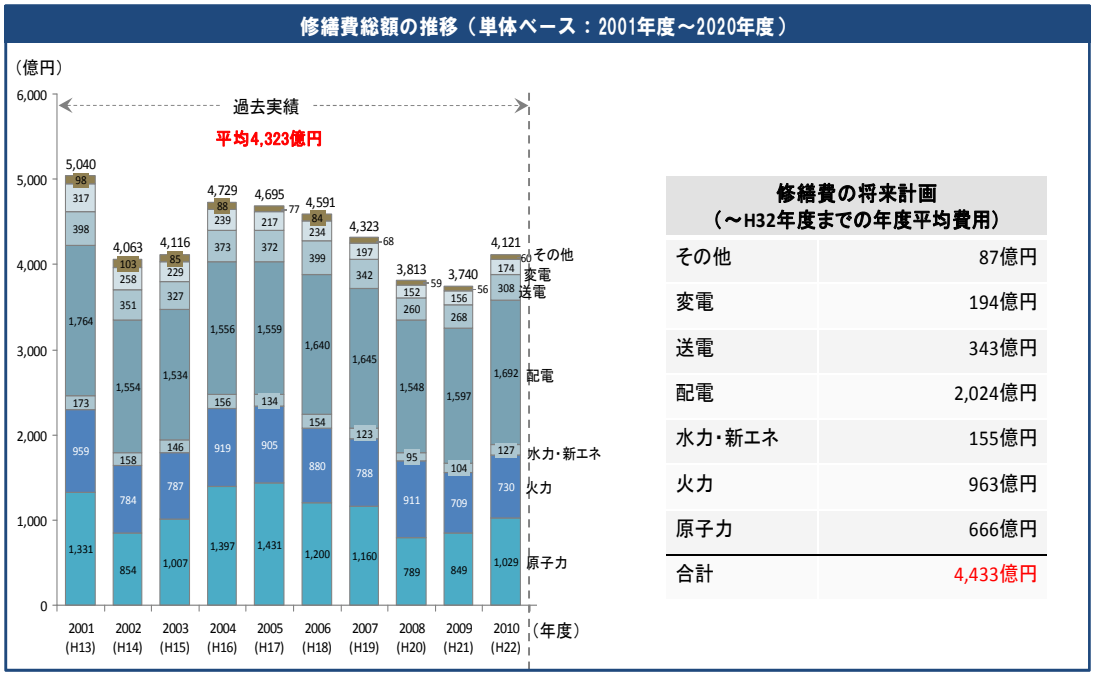
2.1.5.1　東電の過去における修繕費の実績と評価

過去 10 年間の修繕費実績は、4,000～5,000 億円程度/年であるが、10 年前の 5,040 億円から漸減傾向で推移してきている。ただし、この間、過去の不祥事及び震災による原子力発電所停止期間中において、収益的な厳しさに対応するため、若しくは物理的な理由から、修繕の繰り延べが行われてきている可能性があり、当該停止期間終了時の前後で傾向の変化はあるものの、その要素を捨象して考えると、修繕費は継続的に減少傾向にあるとみることができる。これについては、今後、安定供給確保の観点から不可欠な修繕が適切に行われてきた

かという観点から検証する必要がある。

平成 13 年度（5,040 億円）と平成 21 年度（3,740 億円）との修繕費差分について発電・送電・変電・配電の部門別で分析してみると、配送変電部門の費用がほぼ同水準で推移しているのに対して、発電部門の費用は大きく変動しており、中でも原子力発電所関連の修繕費の変動は大きくなっている。従って、この要因及び当該変動の妥当性については、事後的にきちんとした検証が必要である。

図表 2.1.5.1　修繕費総額の推移



修繕費の将来計画（～H32年度までの年度平均費用）	
その他	87億円
変電	194億円
送電	343億円
配電	2,024億円
水力・新エネ	155億円
火力	963億円
原子力	666億円
合計	4,433億円

2.1.5.2 今後の修繕費計画の検証

東電が計画している今後の修繕費計画は、年平均 4,433 億円であり、過去 10 年実績の年平均 4,323 億円よりも高い水準となっている。

これを発電・送電・変電・配電の部門別に検証すると、発電部門が過去実績と比較して相対的に減少傾向にあるのに対して、配電部門は過去実績より高い水準で推移する計画となっている。（なお、送変電部門は金額規模が小さく、全体に与える影響は軽微である。）

発電部門の修繕費計画は、過去実績に比し年間平均で約 300 億円低い水準となっている。これは、経年火力の再稼働・停止の繰り延べや新規電源開発に伴う修繕費増加（過去実績平均＋130 億円程度/年）が見込まれるものの、福島原子力発電所の停止に伴う修繕費減少（過去実績平均－440 億円程度/年）が大きな影響を与えており、結果として発電部門全体として費用水準が低下している。

これに対し、配電部門の修繕費計画は、過去実績と比べて年間平均で約 420 億円高い水準となっているが、この要因は、主としてスマートメーターの導入費用である。東電は、今後 10 年程度で、スマートメーターを既存メーターの交換時に順次置き換えることを検討しており、当該期間の修繕費の累計は約 2,000 億円を見込んでいる。

上記２つの要因により過去実績に比し今後の修繕費計画はやや高い水準にあるが、後述のとおり単価削減効果により引き続き減少傾向となるものとみられる。ただし、安定供給確保の観点から不可欠な修繕が計画から抜け落ちてはいないかについて、今後検証する必要がある。

2.2　コスト構造の全体像と東電の合理化計画の検証

2.2.1　東電のコスト構造の全体像

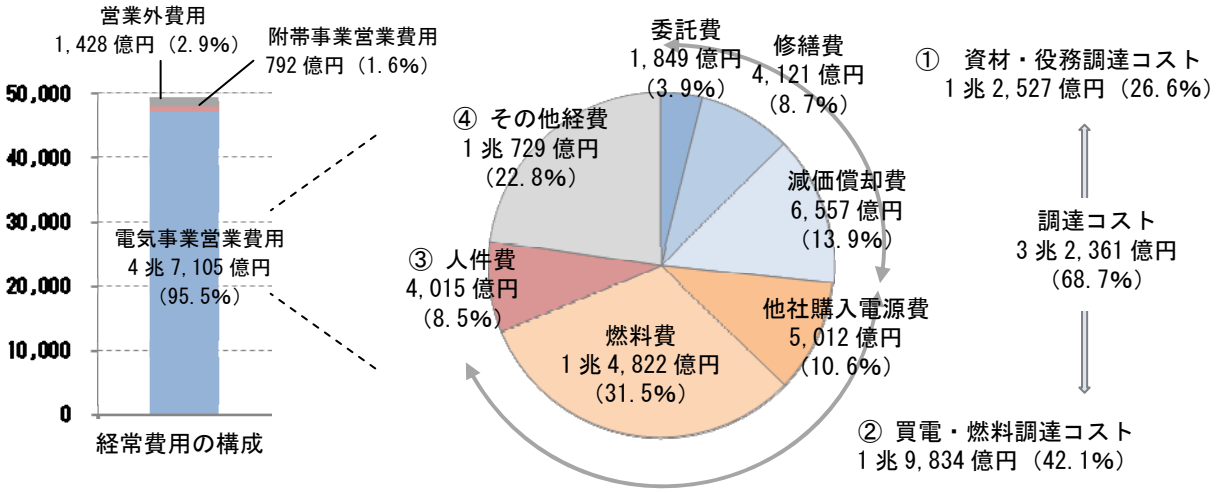
東電のコスト構造は、特別損失を除く経常費用において、営業費用と営業外費用に大別され、さらに営業費用は電気事業営業費用と附帯事業営業費用に分けられる。コスト全体のうち電気事業営業費用が 95.5%とほぼ全てを占めることから、委員会は、電気事業営業費用を構成する各費目に主眼を置いて、コスト削減の施策を検討した。

平成 22 年度の東電の電気事業営業費用は 4 兆 7,105 億円であるところ、その内訳は、

① 資材・役務調達コスト：1 兆 2,527 億円（26.6%）
② 買電・燃料調達コスト：1 兆 9,834 億円（42.1%）
③ 人件費　　：　4,015 億円（8.5%）
④ その他経費　　：1 兆　729 億円（22.8%）

の 4 種類に分かれることから、以下では各々の分類においてコスト削減施策を検討した。

図表 2.2.1　東電の経常費用（電気事業営業費用）の構成（単体/平成 22 年度実績）



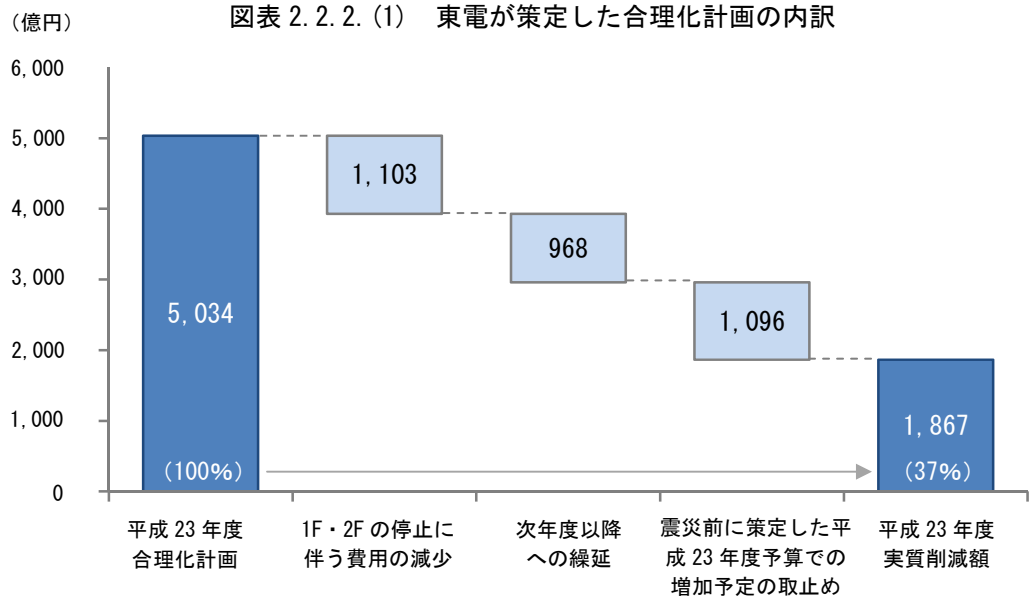
2.2.2　東電が策定した合理化計画の検証

委員会は、コスト削減施策の検討を行うに当たって東電が策定し 5 月に公表した「当面の事業運営・合理化方針」（ただし、本調査開始時点において東電が継続検討中のものは含まれていない。以下、当該前提における計画を「東電合理化計画」という。）について検証した。東電合理化計画では 5,034 億円のコス

ト削減を見込んでいたが、その内訳を検証したところ、当該削減額は、そもそも過年度対比での削減額ではなく、従前策定していた今年度の東電予算対比での削減額にすぎない上、当初予算でコスト増を見込んでいた費用について当該増の要因となっている計画を実施しないことによって生じた予算比での費用減少や、1F・2F の停止に伴って当然に減少する費用、本来行うべき修繕等を次年度以降へ単に繰り延べたにすぎない費用等、東電の合理化努力の結果とは必ずしも言えない一過性の施策が大部分を占めることが判明した。その結果、これら一過性のコスト削減施策を除いた平成 23 年度の実質的なコスト削減額（東電の合理化努力によって生じる平成 22 年度対比での削減額）は、1,867 億円（東電合理化計画のコスト削減計画値の 37%）に縮小した。なお、東電合理化計画の効果が平成 27 年度においてどの程度まで持続しているか検証したところ、同年度において確実に実施が見込まれる金額は、934 億円（同計画値の 19%）となることが判明した。

コスト削減施策は、全てのコストが「数量」×「単価」の計算式で算出されることから、「数量」と「単価」のそれぞれにおいて削減施策を検討することが可能である。この点、上記で指摘した費用の繰延等による「数量」だけの調整では、修繕費のようにその削減自体が電力の安定供給の確保という視点から問題となるケースもあるため、「単価」削減によるコスト構造の改善策も併せて検討することが必要であり、本報告においては、委員会として、「数量」と「単価」の両面から構成される削減に主眼を置いた追加コスト削減施策を検討した。

図表 2.2.2.(1)　東電が策定した合理化計画の内訳



図表 2.2.2.(2)　東電合理化計画のうち確実に削減効果が認められる金額の推移

		平成23年度	平成27年度	平成32年度
①	資材･役務調達コスト	493億円	308億円	523億円
②	買電･燃料調達コスト	111億円		
③	人件費	614億円	27億円	27億円
④	その他経費	599億円	599億円	599億円
⑤	附帯事業営業費用	50億円		
	合　計	1,867億円	934億円	1,149億円

2.2.3　コスト構造の特徴及びコスト削減の検討

東電のコスト構造の特徴は、東電が資本集約的産業であるため、設備投資に基づく固定資産の減価償却費や当該固定資産の機能を維持するための支出である修繕費の占める割合が大きいことと、燃料費の占める割合が大きいことの 2 点にあり、これらの特徴から、短期間で即効性のあるコスト削減の余地は必ずしも大きくない状況にある。例えば、LNG 等の燃料費や他社購入電源費を対象としたコスト削減を実施する場合、長期契約の更新時に行うことになるが、今後 10 年以内で当該更新時期を迎える長期契約は限定されていることから、燃料費や他社購入電源費についてのコスト削減の実施機会は限られている。また、減価償却費の削減を図る場合には、過去の投資によって生じた固定資産の減価償却費は削減することができず、今後の投資抑制を通じた減価償却費の削減は長期的にしか達成することができない。さらに、東電は、電力の安定供給という公共的な使命を担っていることからすると、修繕費の削減を無闇に実施することはできず、例えば発電所の定期点検の回数を安易に減らすようなことは困難と言わざるを得ない。

こうした特徴を考慮しつつ、調査開始後に東電において検討された追加のコスト削減施策をも踏まえた上で、委員会は、次のとおりコスト削減施策を検討した。

①　資材・役務調達コスト

修繕費や委託費については、短・中期的なコスト削減施策として、関係会社との取引も視野に入れた発注方法の適正化や仕様・設計の標準化等により、「単価」削減に注力することになる。また、長期的なコスト削減施策として、「数量」面の適正化も不可欠であり、例えば、過大な需要予測に基づいた設備投資を回避するとともに、発・送電への設備投資の最適化による減価償却費の抑制についても検討した。なお、東電単独では実行できない、業界横断的な他電力との仕様・設計の標準化などは、今後の継続検討課題となる。

② 買電・燃料調達コスト

他社購入電源費やLNG等の燃料調達の多くは長期契約に基づいているため、10 年計画内で更新時期を迎える契約については「単価」見直しを図ることが可能であるが、そのような契約の占める割合は全体からみると少ないことから、燃料費の「単価」削減は大きな効果を見込み難い状況にある。ただし、東電が取り組むべき課題としては、海外事業者との間で、互いの需要ピーク時期の違いを利用した共同購入・融通の取組み等があり、これについては今後も継続検討されるべきである。

③ 人件費

人件費の「単価」面については、給与・賞与のみならず、年金及び退職金並びに福利厚生制度について、東電が検討している人事上の施策をも踏まえた上で、詳細に検証した。震災後東電において実施している給与・賞与の削減の継続をいつまで実施するかについては、支援機構と東電との間において、現在東電が検討している新人事制度と併わせ、特別負担金の支払状況等を考慮した議論が期待される。人件費の「数量」面では、業務効率化等の施策を検証しながら、当面の損害賠償対応業務等の人員確保と平成 25 年度までの実質的人員削減余地について検討した上で、現在東電が検討している人員削減の効果額を織り込んだ。

④ その他経費

その他経費には多種少額な費目が多数計上されているが、そのうち電気料金の算定の基礎となる原価の範囲に含まれるか否か慎重な検討を要する可能性がある諸費、研究費、普及開発関係費、消耗品費、養成費等を中心に、これまでの費用計上額の実態を把握した上で、費目毎にコスト削減余地を個別検討した。また、関係団体へ拠出している研究費、寄付金等については、他電力と共同で拠出している状況等に鑑み、業界全体での協議を視野に入れた削減への取組みが今後の継続検討課題となる。なお、これらの料金算定上の取扱いについては後述する。

図表 2.2.3 委員会で検討した追加コスト削減施策の継続性

	平成23年度	平成27年度	平成32年度
① 資材･役務調達コスト	163億円	401億円	460億円
② 買電･燃料調達コスト		80億円	99億円
③ 人件費（一部委託を含む）	872億円	1,019億円	1,100億円
④ その他経費	16億円	92億円	66億円
合 計	1,051億円	1,592億円	1,725億円

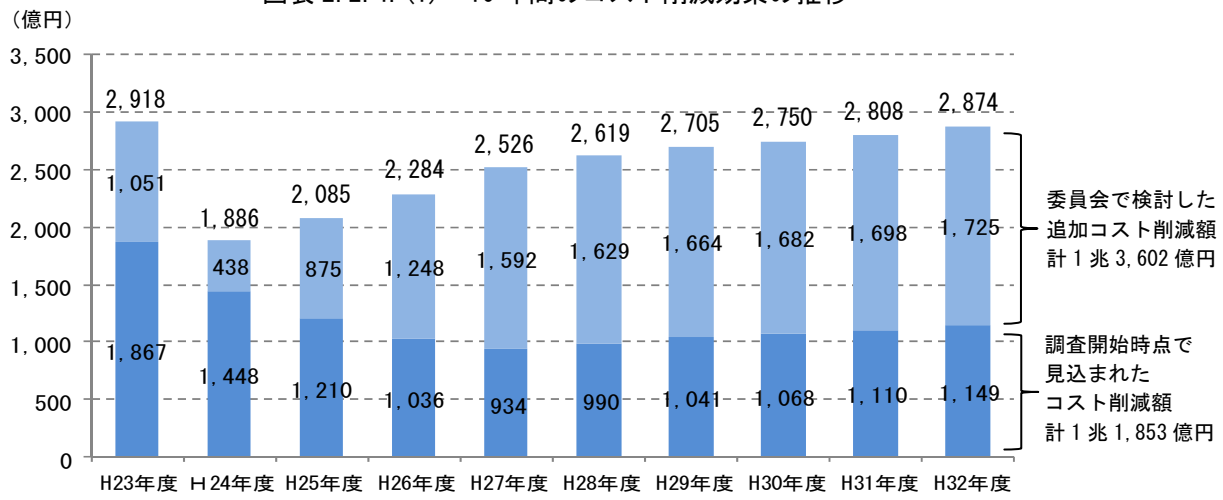
2.2.4　コスト削減効果（まとめ）

東電合理化計画に基づくコスト削減施策と、委員会で検討した追加コスト削減施策の効果の推移を時系列でみると、下図のとおり、短期的には、これまで実施していた工事や研究の中止等による「調達量」の削減効果が多くを占めるものの、中長期的には、委員会で検討した追加コスト削減施策により、「調達単価」の削減に主眼を置いたコスト削減効果が下支えする構図となる。

例えば、当初、平成 23 年度に年間 1,867 億円の削減（平成 22 年度対比）、平成 27 年度に年間 934 億円の削減（平成 22 年度対比）を見込んでいたが、当該金額に委員会で検討した追加施策によるコスト削減額を上積みすることで、平成 23 年度に 2,918 億円の削減、平成 27 年度に 2,526 億円の削減を見込むことができ、以降も年間のコスト削減額は継続的に増加することが想定される。

その結果、10 年間のコスト削減効果は、東電合理化計画に基づく本調査開始時点で 1 兆 1,853 億円見込まれ、委員会で検討した追加コスト削減施策で 1 兆 3,602 億円見込まれ、これらの合計は 2 兆 5,455 億円[5]に上る。

図表 2.2.4.(1)　10 年間のコスト削減効果の推移



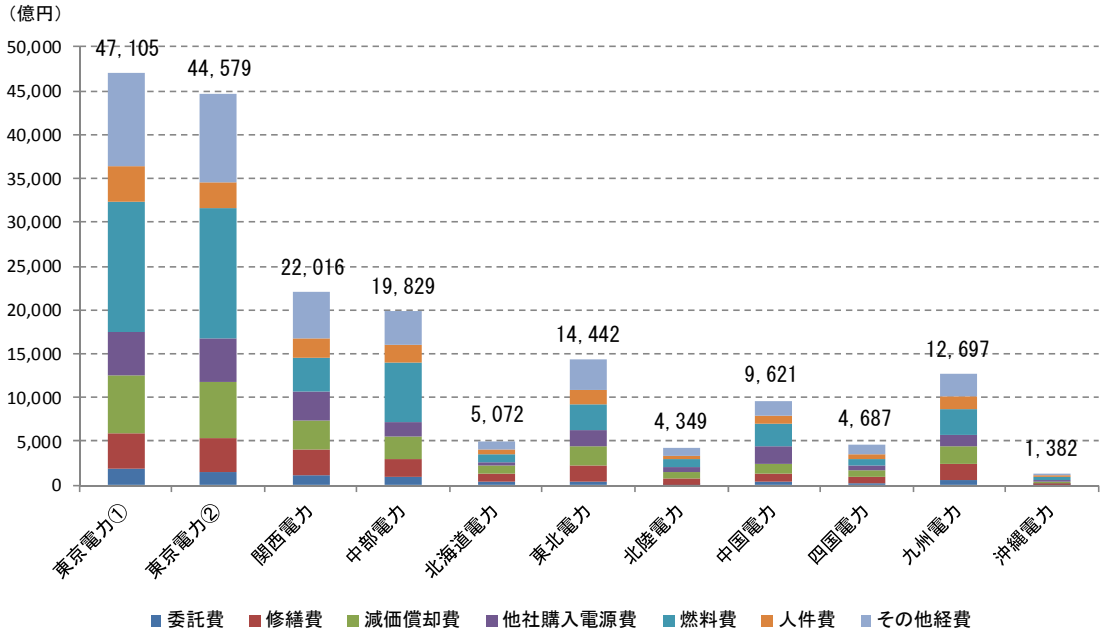
＊ 平成 23 年度の委員会検討追加削減額の大半は、年金制度の変更に伴う一時差異

＊ 調査開始時点で見込まれたコスト削減額が平成 27 年度を底に以後緩やかに増加する要因は、将来の設備投資の抑制による減価償却費の低減であり、当該減価償却費の低減を除くと、平成 27 年度を底に以降平成 32 年度まで横ばいで推移

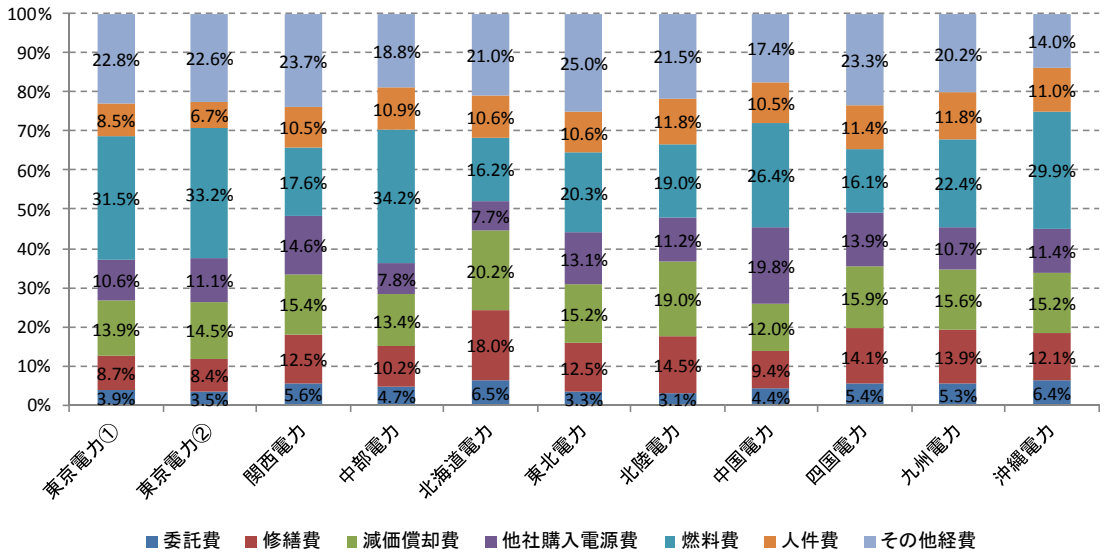
なお、コスト削減施策の実施前後における東電及び他電力とのコスト構造の対比は、下表のとおりである。

[5] 内訳：調達コスト 8,254 億円、人件費 1 兆 454 億円（乙案を採用との前提）、その他経費 6,747 億円

図表 2.2.4.(2)　コスト構造（電気事業営業費用）の比較：金額ベース



図表 2.2.4.(3)　コスト構造（電気事業営業費用）の比較：構成比率ベース



＊ 東京電力①及び他電力：平成 22 年度実績

東京電力②：平成 22 年度実績から平成 27 年度ベースのコスト削減施策を反映

2.3　調達改革

2.3.1　調達コストの概要

(1) 調達コストの全体像

ここで取り上げる調達コストは、平成 22 年度の東電単体における電気事業営業費用 4 兆 7,105 億円から人件費及びその他経費を除いた 3 兆 2,361 億円（68.7%）であり、その内訳は、委託費・修繕費・減価償却費から成る資材・役務調達コスト 1 兆 2,527 億円（26.6%）、他社購入電源費・燃料費から成る買電・燃料調達コスト 1 兆 9,834 億円（42.1%）である。また、多種少額から成るその他経費 1 兆 729 億円（22.8%）についても、併せて取り上げた。

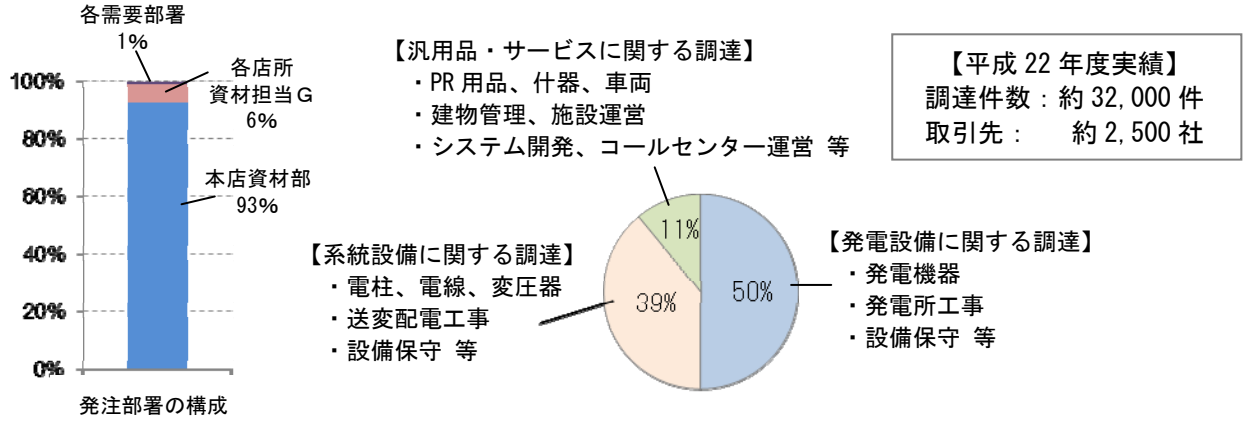
委員会では、東電合理化計画を検証した結果判明した繰延等を除く実質的な年間 1,867 億円（平成 23 年度）のコスト削減にとどまらず、更なるコスト削減余地を見出すために、追加コスト削減施策について検討した。

(2) 東電によるこれまでの取組

①　調達業務の概要

短期的なコスト削減が見込める資材・役務調達コストに着目すると、発電設備に関する調達が資材・役務調達コスト全体の約 50%を占め、系統設備に関する調達が約 39%、汎用品・サービスに関する調達が約 11%による構成となっている。また、調達総額の約 93%を本店の資材部が集中して発注し、約 6%に相当する一定額以下の設備・工事を各店所が、約 1%に相当する少額物品・小口工事を各需要部署がそれぞれ発注している。

図表 2.3.1.(1)　資材・役務調達コストの構成



また、東電では、資材・役務の調達を下表のとおり規模に応じて 3 つのカテゴリーに分類し、それぞれの特徴に合わせた発注方法や合理化を実施してきた。

図表 2.3.1.(2)　資材・役務調達の分類

分類	主な調達内容	発注方法	合理化への取組み
A	発電設備、系統設備	各種方式での指名競争 随意契約	高額設備の調達が多く、全調達額の大半を占めるため、価格査定・価格交渉による価格低減を追及
B	汎用品（PR 用品、事務用機器）	指名競争 リバースオークション	仕様の標準化を拡大することによる単価契約の拡大
C	事務用品、工具	電子カタログ	少額の汎用品は利用者が多いため、電子カタログ化による利便性・価格低減を追求

②　グループ原価改善活動の実施

東電は、グループ原価改善活動と銘打って、全体発注量の約半分を占めるグループ経営管理サイクル会社を中心とした関係会社への発注において、平成 22 年度末までに平成 19 年度比約 10%（300 億円強）の調達コストの削減を達成した。しかしながら、東電からの発注が減った関係会社においては、売上高が減少したことに対応した合理化が十分に図られなかったことで、東電単体としては原価低減ができたこととなっているが、連結ベースでは原価低減の効果があまり生じなかった。そこで、今回の調査では、連結ベースでの効果に主眼を置いてコスト削減施策を検討した。

2.3.2　調達コストの削減に向けた現状課題及び施策の全体像

委員会において、東電の調達に係る取引実態を調査したところ、

①　関係会社との取引における査定の甘さ

②　取引時における競争環境確保の不十分さ

③　特殊仕様による高価格化

等の課題が見受けられたため、以下のとおり、それぞれのコスト削減施策を検討した上で実現可能なコスト削減額を試算し、東電合理化計画で示されたコスト削減額に上積みすることで、より一層の合理化効果を図った。

電気事業営業費用の 42.1%を占める買電・燃料調達コストについては、削減ができれば収支への大きなインパクトが期待できるものの、上述のとおり、長期契約が締結されているなどの事情により 10 年以内のコスト削減余地は限定的であることから、当該期間に限らず中長期的な視点に基づくコスト削減施策についても検討した。

なお、今回の調査では、原子力発電所の稼働状況に応じて「原子力発電所稼働ケース」、「1 年後原子力発電所稼働ケース」、「原子力発電所非稼働ケース」、の 3 つのシナリオを想定し、シナリオごとのコスト削減額を算出した（以下の施策ごとのコスト削減額は、メインシナリオである原子力発電所稼働ケースに

おける削減額を記載する)。

【調達コストの追加削減施策の全体像】

① 短期的にコスト削減が図れる施策の検討

⇒ 資材・役務調達コストの削減

- 関係会社との取引における発注方法の工夫
- 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し
- 東電グループ内における仕様・設計手法の標準化

② 10 年以内の効果は限定的で中長期的視点を要する削減施策の検討

⇒ 買電・燃料調達コストの削減

- 他社電源購入単価の見直し
- 燃料費の中長期的視点による削減

2.3.3 資材・役務調達コストの追加削減施策の個別検討

(1) 関係会社との取引における発注方法の工夫

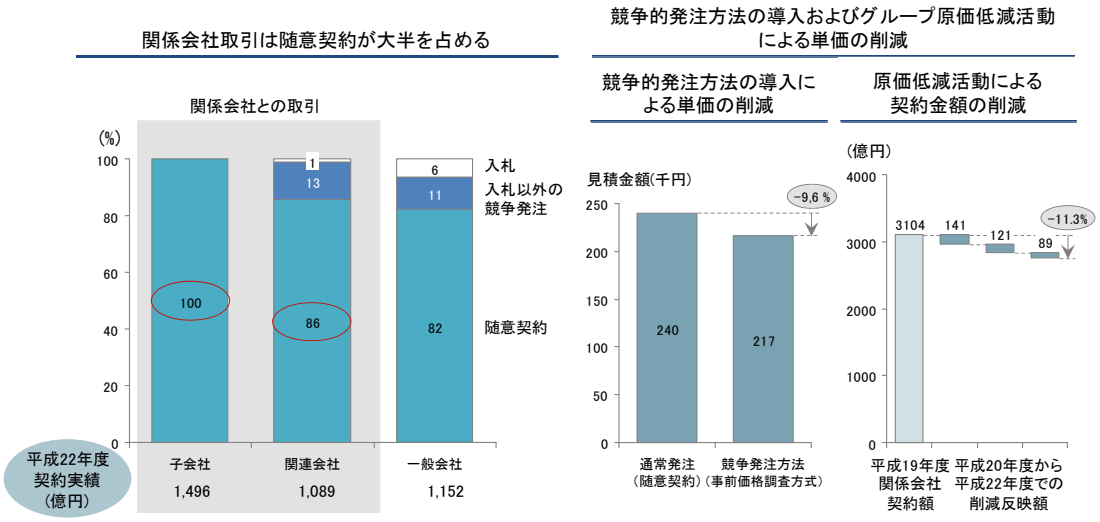
① 発注方式の工夫による競争の導入

主要関係会社の大半は、東電向け取引の営業利益率が外部取引の営業利益率よりも高く、中には外部取引の赤字を東電向け取引で補填した形になっているケースも多数見受けられ、概して東電向け取引で稼ぐ構造になっている。個別の契約締結の状況を確認すると、東電と関係会社との取引契約の大半は随意契約が占めており、十分な競争環境が確保されているとは言い難い。東電において、同一製品を随意契約と事前価格調査方式[6]の異なる方法で発注した実績からすると、事前価格調査方式の方が随意契約の場合と比較して約9.6%単価が低くなったことが判明しており、このことは、競争発注により一定の調達コスト削減効果が生じることの証ということができる。

当該施策の対象となる取引額でみると、関係会社との随意契約による取引金額は 1,720 億円であり、上述の事例から事前価格調査方式によれば、そこから 9.6%の単価低減を図ることが可能であると推定することができるため、委員会においては、平成 27 年度時点で平成 22 年度比 165 億円の追加コスト削減を見込むことができると判断した。

[6] 事前価格調査方式：見積り依頼に先立ち、取引先から価格低減が図れる独自の方策を提案してもらうなどにより、あらかじめ取引先の納入可能価格を把握する発注方式（東電では、他の各種競争的発注方法も一部実施）

図表 2.3.3.(1)　発注方法の構成及び発注方法の違いによる単価差



②　工事の効率化向上による単価低減

送配電関連工事を担う東電の関連会社のうちの一社において、原価改善ワーキンググループを立ち上げて、工事の効率化を図ることによりモデル支店で 25%の生産性向上を実現し、同社全体で 4.7%のコスト削減を見込むことができた。委員会では、これと同様の取り組みを同種の送配電関連工事を担う他の関係会社及び外部工事業者においても展開することにより工事原価を低減し、もって当該会社への発注額の低減を図るべきと考える。

なお、当該施策の対象となる取引額は、関係会社との取引においては 3 社を対象に 266 億円、外部工事業者との取引においては約 40 社を対象に 1,133 億円（送変配電工事に関わる修繕費総額における関係会社又は外部工事業者との取引分）であるため、委員会では、当該取引額を対象として 4.7%の単価低減を図ることにより、平成 27 年度時点で平成 22 年度比 65 億円の追加コスト削減を見込むことができる。

(2) 外部取引先との取引構造・発注方法の見直し

①　代理店を介在した取引構造の見直し

東電が主に修繕費関連の取引を発注する場合において、当該修繕の対象となる固定資産を製造した原メーカーとの間に代理店が介在するケースが多く見られるが、当該取引における原メーカーの多くが大規模事業者であることを鑑みると、代理店が十分な機能を果たしているとは言い難く、代理店の利益分については削減交渉の余地がある（修繕費関連の年間発注総額約 4,000 億円のうち、約 3 割において原メーカーとの取引の間に代理店が介在し、当該代理店のうち 4 社が約 8 割の取引を占めている）。

② 関係会社が一次下請けとして介在した取引構造の見直し

東電が主に発電工事を発注する場合において、原メーカーに対して「工事の施工（実際に作業を行う中小工事業者の手配・現場管理）及び「資機材の調達」に大別される業務を一括発注し、そのうち「工事の施工」において東電の関係会社が原メーカーの一次下請けに入る取引構造が見られた。

原メーカーと当該関係会社の重層的な取引構造が発注額の増加要因にもなっていることに鑑みると、両業務を分離発注した上で、「工事の施工」においては関係会社を元請け化し、「資機材の調達」においては原メーカーから直接調達することにより、取引の重層構造の解消を図るべきである。

上記①及び②の取引構造の見直しに加え、入札による発注の拡大や、入札を実施しなくとも事前価格調査方式等取引業者からの提示単価の事前抑制が見込める発注方法を拡大するなど、東電においては、競争原理を十分に取り入れた発注に努めるべきである。なお、東電は、平成 22 年度において、随意契約から事前価格調査方式等に発注方法を変更し、外部業者との直接取引を行うこと等により、契約金額が予算対比 10.3%減となった。

当該施策のコスト削減の対象となる発注額は、外部取引先との随意契約による取引総額 1,035 億円であり、委員会では、当該金額の 10.3%の単価低減を図ることにより、平成 27 年度時点で 107 億円の追加コスト削減を見込むことができる。

(3) 仕様・設計方法の標準化

① 発電所設計の見直し

発電所の建設は数千億円に達する大規模投資であるところ、過去の発電所建設実績では設計内容・発注先によって建設単価が大きく異なっていたが、当該建設単価に差が生じた主な要因の一つに、発電所ごとに異なる仕様の設計を採用したことが挙げられる。

委員会では、今後着工する予定の発電所のリプレースにおいて、より効率的な設計を採用することを前提に、建設投資 234 億円の削減を図るべきと考える。なお、当該建設投資の削減により、平成 29 年度から各年度順次 3 億円、4 億円、12 億円、27 億円の減価償却費の追加削減効果を見込むことができる。

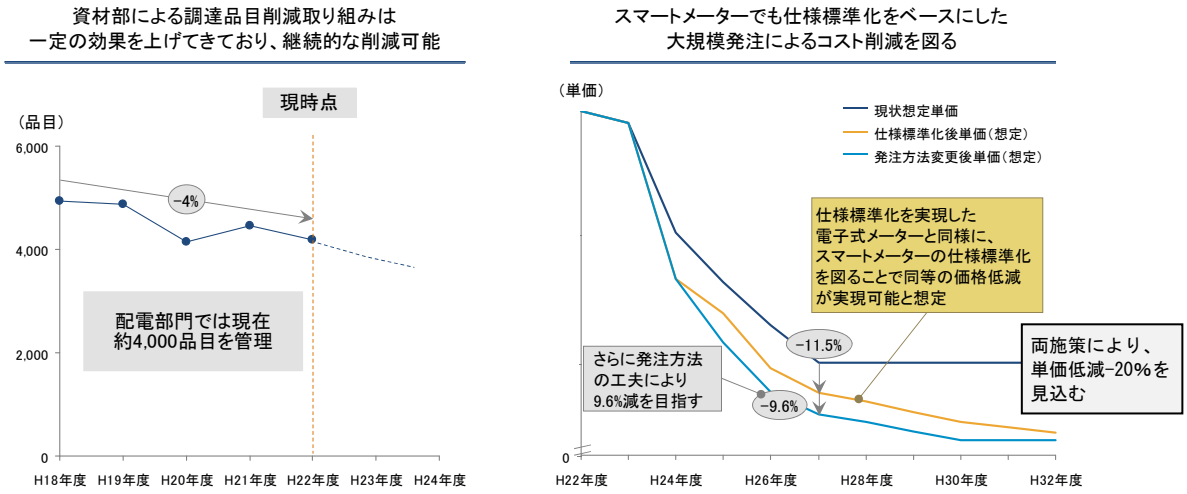
② 機器仕様の標準化

東電は、これまで資材部主導で東電グループ内における調達品目の削減や

仕様の統一に向けて取り組んできたが、今後予定されるスマートメーターの本格導入においては、東電が各メーカーから調達する機器の仕様の標準化を進めることにより単価の低減を図る。過去、東電が電子式メーターを導入した際に仕様を標準化したことにより、11.5%の単価低減を実現している。そこからさらに、上述の「発注方法の工夫による競争の導入」における施策により 9.6%の追加単価低減を図ることで、両施策により 20.0%の単価低減を図るものとする。

東電において、仮に、スマートメーター機器を平成 25 年度から導入し、平成 26 年度以降は毎年約 300 万台ずつ導入する場合、20%の単価低減を織り込むことにより、平成 27 年度時点で 64 億円の追加コスト削減を見込むことができる。なお、後述の 6.2.3 では、スマートメーターの戦略的な投資について検討しているところ、東電が計画している機器よりも高単価の機器を導入することによる効果を図っている。

図表 2.3.3.(2)　スマートメーターの仕様標準化によるコスト削減効果



2.3.4　買電・燃料調達コストの追加削減施策の個別検討

(1) 他社電源購入単価の見直し

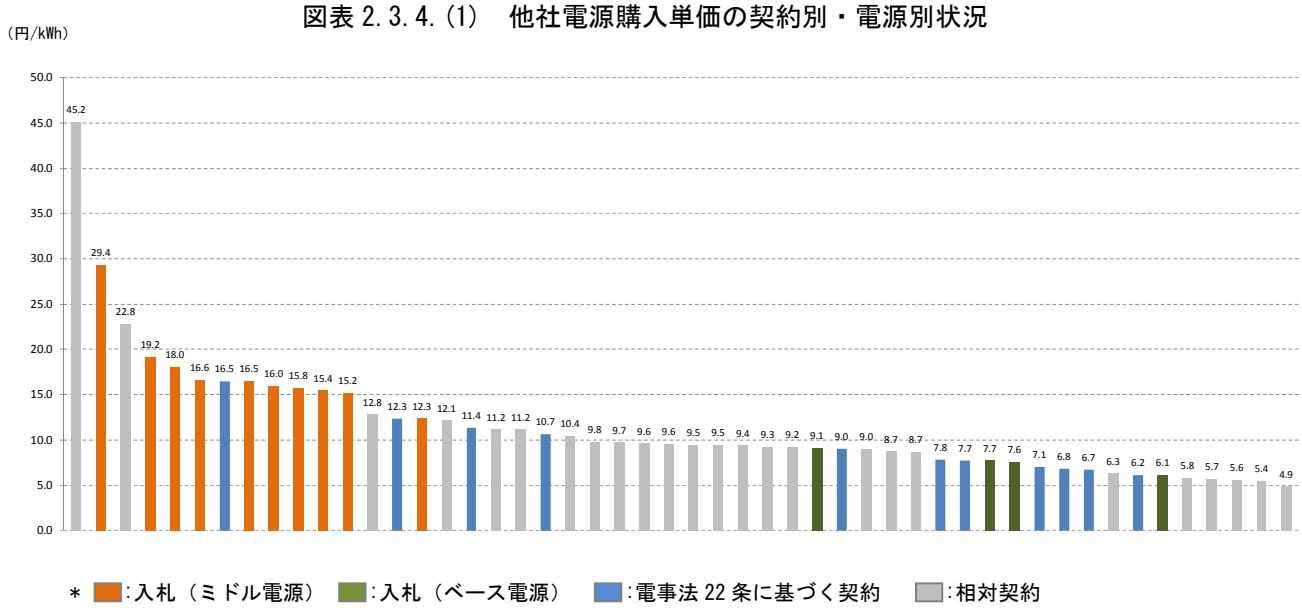
他社電源購入に際し、多数の事業者と長期契約を締結しているが、一部の事業者との契約において、入札時に燃料価格変動の影響が大きい価格設定になっているため、燃料価格の高騰により単価が当該契約期間中に大幅に上昇したものが散見される。

取引電力量上位 50 位のうち、10 年以内に契約更新時期が到来する事業者は 10 社あり、それらの大半の契約において現時点の単価水準と比較して契約単価が高い。また、当該 10 年以内に契約更新時期が到来する事業者は、設備の償却

を進めていることで既に多くの資本コストを回収済みであることから、契約更新時は初期の契約時と異なり、買電原価が圧縮されることが期待される。

そこで、他社電源購入取引において、平成 26 年度から順次契約更新時期が到来するため、資本コストが既に回収されていることを踏まえた価格体系にすべく交渉するなどにより、東電のピーク時の発電単価実績まで買電単価を低減したと仮定した上で、合計 80 億円の追加コスト削減を見込むことができる。

図表 2.3.4.(1)　他社電源購入単価の契約別・電源別状況



＊ :入札（ミドル電源）　:入札（ベース電源）　:電事法 22 条に基づく契約　:相対契約

＊ 太陽光を除く取引電力量上位 50 位の契約について記載（全取引量に占める上位 50 位の取引量の割合は 98.4%）

(2) 燃料費の中長期的視点による削減

平成 20 年後半以降、東電に限らず日本の LNG 購入価格は原油価格にリンクしているため、欧米の天然ガスの市場価格が低下しても恩恵が受けられず、欧米よりも高水準で推移している。

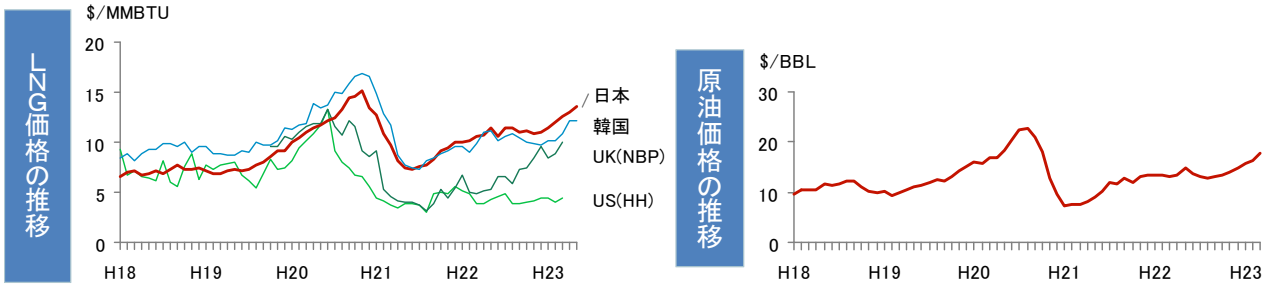
燃料の調達においては長期契約を締結済みであり、かつ日本の事業者は天然ガス等の代替調達手段を持たずに交渉を行い、結果的に売り手優位の条件で合意する傾向が強いため、短期的に効果の出る単価低減は難しい。

東電はこれまでも他電力との共同購入を実施しているが、これらの共同購入の主たる目的は、調達量を確保することによるプロジェクトの確実な立上げを実施することにあるため、他電力と LNG を共同購入しても単価低減には結びつかなかった経緯がある。

以上からすると、概して、特別事業計画の期間として想定される 10 年内において効果の発現する燃料費の削減施策を検討することは難しいが、①LNG 単価の決定指標を原油価格からマーケット価格へ変更、②欧州等との需要時期差を利

用したタイムスワップ、③他電力等との共同調達の拡大等を含めて、燃料費の削減は中長期的施策として検討すべきである。

図表 2.3.4.(2)　LNG 価格及び原油価格の推移



＊ UK(NBP)及び US(HH)はパイプライン天然ガス価格（参考値）

2.3.5　業界横断による中長期的な調達コストの削減施策

上記の各コスト削減施策は、主に東電単独での実行が可能であり、これまで合理化が不十分だった部分を改善することにより、短期的なコスト削減効果として見込めるものである。しかしながら、東電単独による合理化にとどまらず、他電力との協同による業界横断的な合理化をも視野に入れるべきであり、主として下記の内容による中長期的なコスト削減施策については、支援機構において継続検討がなされるべきである。

【他電力との協同による中長期的なコスト削減施策】

- これまで各電力会社が独自に設定してきた機器等の設計・仕様の統一
- 各電力会社がそれぞれ傘下に有している関係会社の業界横断的な再編

2.3.6　連結ベース・シナリオ別調達コスト・その他経費の追加削減余地

今回の調査の結果、調達コストの追加削減余地は、年間 481 億円（平成 27 年度時点）、10 年間の累計で 4,152 億円を見込めることが分かったため、東電合理化計画における 10 年間の調達コストの削減額 4,102 億円と合わせて、10 年間で合計 8,254 億円のコスト削減を見込めることとなる。また、その他経費の追加削減余地は、年間 92 億円（平成 27 年度時点）、10 年間の累計で 707 億円を見込めることが分かったため、東電合理化計画における 10 年間のその他経費の削減額 6,040 億円と合わせて、10 年間で合計 6,747 億円のコスト削減を見込めることとなる。

平成 27 年度の調達コストの追加削減額 481 億円のうち、177 億円は関係会社との取引の見直しに伴うものであるため、その部分において連結ベースでのコスト削減効果を見込むためには、取引先である関係会社においても売上減少に

応じたコスト削減施策を実施する必要がある。そこで、各関係会社においては、東電との取引減少に伴う売上及び変動費の減少を織り込んだ上で、外注化していた業務を内製化することによる委託費の削減、不要不急の投資の抑制、人件費の一律削減等の合理化を実施することにより、売上減少に応じた収支体質の強化を早急に図るべきである。以上の検討の結果、連結ベースでのコスト削減効果を主眼に、関係会社からの調達額を東電単体では 177 億円削減することとし、一方で関係会社においても並行して合理化を徹底することにより、連結ベースにおいてほぼ同額の 149 億円のコスト削減を見込むことが可能となった。これにより、調達コストの追加削減余地（平成 27 年度時点）は、東電単体で 481 億円、連結ベースで 453 億円となった。

なお、シナリオ別の調達コスト・その他経費の追加削減余地は、下表のとおりである。

図表 2.3.6　シナリオ別の調達コスト・その他経費の追加削減余地

（単位：億円）

	原子力発電所稼働ケース				1 年後原子力発電所稼働ケース				原子力発電所非稼働ケース			
	H23	H27	H32	10 年計	H23	H27	H32	10 年計	H23	H27	H32	10 年計
関係会社取引における発注方法の工夫	163	165	165	1,658	163	169	165	1,649	163	148	154	1,524
工事の効率化向上による単価低減	0	65	65	489	0	67	65	488	0	55	59	425
外部取引先との取引構造・発注方法の見直し	0	107	107	801	0	111	107	801	0	91	96	696
発電所設計の見直し	0	0	27	46	0	0	27	46	0	0	30	56
機器仕様の標準化	0	64	96	557	0	64	96	557	0	64	96	557
他社電源購入単価の見直し	0	80	99	601	0	80	99	601	0	80	99	601
その他経費	16	92	66	174	16	92	66	174	16	92	66	174
合　　計	179	573	625	4,326	179	583	625	4,316	179	530	600	4,033

2.4　人件費の見直し

2.4.1　総論

人件費については、人員構成の偏りの是正及び業務改革等による人員数の見直し（数量面）並びに給与・賞与、退職給付及び福利厚生費等の人件費水準（単価面）の妥当性について検証を行った。

2.4.2　人員数の見直し

2.4.2.1　経緯・現状

東電には、平成 23 年度期初において、単体で 39,629 人、連結で約 54,100 人の従業員が存在する[7]。

東電では、当面、原子力損害賠償債務の支払業務等の対応のため相当数の人員の確保を必要としており、10 月を目途に対応要員として 6,500 人体制を構築し、年度内には約 9,000 人体制とする方向で検討している。このうち社員として必要な人数は、業務委託等の活用を勘案した上で、グループ全体で 10 月を目途に 3,000 人、年度内に約 3,700 人と見積もっている。これらの社員を確保するため、東電は、あらゆる業務において簡素化・効率化を推進することで社内業務の合理化を図り、現段階において約 2,600 人を確保しており、その他の人数は、暫定的な出向者の戻しやグループ会社からの出向受け入れ等で対応する方向で検討している。

以上により、東電は、上記のとおり業務の簡素化・効率化を行い、人員構成についてスリム化を実施し、併せて子会社等の事業の売却を行うことにより、平成 25 年度期末までに、平成 23 年度期初の人員数から連結で約 7,400 人、単体で約 3,600 人を削減する方向で検討している。

2.4.2.2　業務の簡素化・効率化余地の検討

委員会においては、上記のとおり、長期的な観点から業務の簡素化・効率化余地を検討し、当該検討に際しては、東電単体の人員数が連結グループ全体の人員数の 7 割を占めることから、東電単体を主眼に、平成 23 年度期初の人員数を基準として検討を実施した。

具体的には、委員会において、以下の①～④の観点から全体の効率化余地を検討した

①　事業や関係会社の売却に伴う東電単体についての効率化余地[8]、

---

[7] 出向人員数を含む。東電の従業員数とは別に、東電は、顧問として 12 名（うち退職公務員は 3 名。）を擁しており、顧問の年収総額は 8,500 万円。嘱託の総数は 466 名（うち退職公務員は 48 名。）、嘱託の年収総額は 20 億 2,400 万円。

[8] 売却対象子会社への出向社員数、本店管理人員数等を効率化余地として考慮。

② 震災の影響による業務変更による効率化余地、
③ 各支店・支社、発電所、本店における生産性／階級構成の偏りの観点から生じる効率化余地[9]
④ 業務改革／人事制度見直し等[10]の実行により生じる効率化余地

その結果、平成 23 年度期初比 2,740～3,750 人程度の規模で効率化余地が見込まれた。これを踏まえると、東電が前記の平成 25 年度期末までにおいて単体で実施を検討している約 3,600 人の人員削減は、規模として概ね妥当なものと評価することができる。なお、東電では、当該人員削減については、新規採用の停止及び定年退職等による自然減並びに希望退職の募集等の組み合わせによって実施する方向で検討しており、損害賠償債務履行のための対応業務のピーク時期を考慮すると、委員会としては、その人員削減手法及び時期については概ね妥当な範囲にあると考える。

なお、希望退職の募集に実効性を持たせるための施策として、一定程度の退職金の上乗せ[11]等を実施することが必要と考えられるが、それらの水準についてはなお検討が必要である。

2.4.2.3 まとめ

以上より、委員会としては、これまでの調査において判明した事実関係から判断する限りにおいて、東電が検討中の上記効率化案の規模感、手法及び想定時期については、概ね妥当なものと判断することができる。

今後、特別事業計画の策定に際して、支援機構が人員数の削減及び削減時期をより具体的に検討するに当たっては、長期的な観点から東電における年齢別の人員構成のあり方、労使間の長期的な関係、有用な人材の流出防止等にも配慮しつつ、東電との間で議論がなされることを期待するものである。

2.4.3 給与・賞与

2.4.3.1 現状

東電の給与・賞与体系については、年功重視の昇進の運用となっており、年齢に応じて給与・賞与水準は右肩上がりで増加する傾向にある。

東電は、福島原子力発電所における事故の発生に伴い、既に平成 23 年 6 月から 7 月にかけて、平成 23 年度における年収ベースで管理職約 25%、一般職約

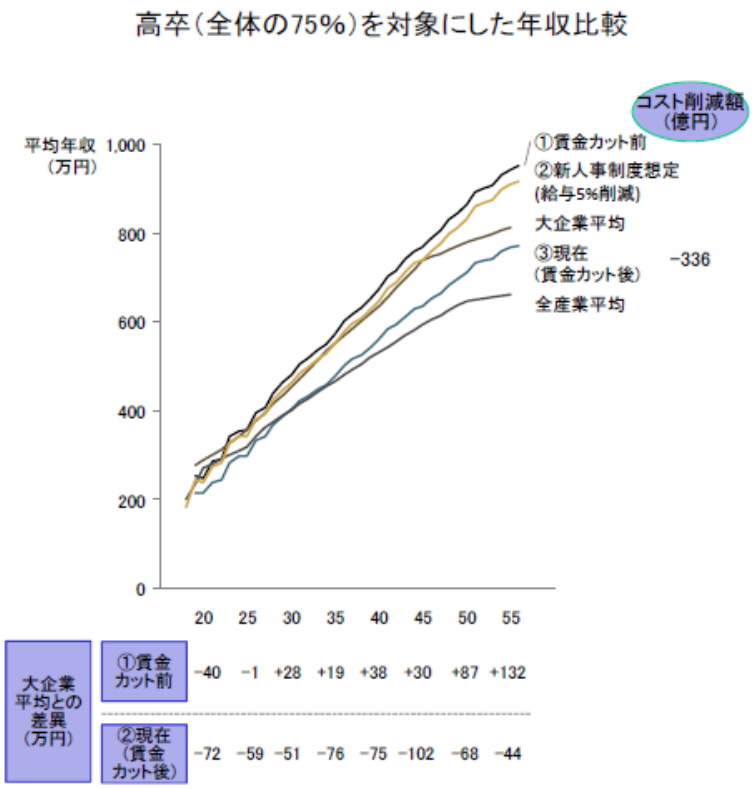
[9] 主に生産性と階級構成を各部門で比較し削減余地を試算。生産性については、例えば、営業部門では一人当たり契約口数等、各機能に応じ適切な指標を選定。生産性と階級構成のどちらに重点をおくかにより削減余地に幅が生じる。
[10] 中期的な視点でのパートタイマーの有効活用。
[11] 割増退職金については数値計画上 12 か月と仮定した。特別事業計画の策定及び労働組合との協議等に当たっては、同割増額については抑制的な運用がなされるよう検討が必要である。

20%の削減を決定し、実施しているところである[12]。

2.4.3.2　給与・賞与の水準

東電の現時点での年収を、大企業平均[13]及び全産業平均[14]と比較すると、以下の図のとおりとなる。

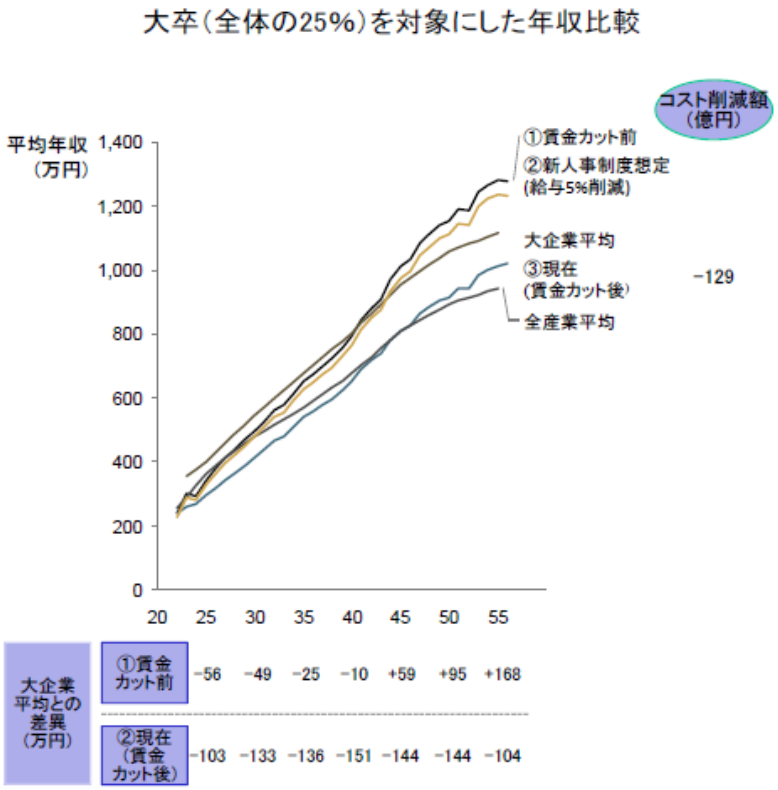
図表 2.4.3.2　給与・賞与の水準



[12] 管理職基本年俸 10%、業績年俸（賞与）62%、一般職月額給与 5%　賞与 50%以上の削減。

[13] 日経連企業会員及び東京経営者協会会員会社 1915 社（従業員数 3,000 人以上）のうち回答のあった 399 社の平均。（日本経団連　賃金総覧　平成 23 年版）

[14] 全国証券市場の上場企業（新興市場の上場企業も含む）3,585 社と、上場企業に匹敵する非上場企業（資本金 5 億円以上かつ従業員 500 人以上）1,405 社の合計 4,990 社の平均（労務行政研究所「モデル賃金・賞与実態調査」）



震災前の東電の従業員の年収は、表中①であり、大卒及び高卒ともに他企業水準と比較して高水準にある。震災後、給与・賞与の削減を行った後の現状の水準は表中③であり、概ね大企業平均[15]及び全産業平均[16]よりも低い水準にあるが、高年齢層においては、全産業平均よりも高い水準を維持していることが認められる。

2.4.3.3　給与・賞与の削減策

上記のとおり、東電では、震災後において給与・賞与の削減を実施している。

東電は、今後の給与について、全体として一律 5%削減後の水準を維持しつつ、2 年後を目途に従業員のモチベーションを維持しうるメリハリをつけた人事制度に移行する方向で検討している。同制度の導入については、現時点ではその詳細が不明なため評価をすることは困難であるが、委員会としては、詳細設計等が明らかになり次第、支援機構においてその妥当性が検証されるべきと考える。

---

[15] 日経連企業会員及び東京経営者協会会員会社 1915 社（従業員数 3,000 人以上）のうち回答のあった 399 社の平均。（日本経団連　賃金総覧　平成 23 年版）

[16] 全国証券市場の上場企業（新興市場の上場企業も含む）3,585 社と、上場企業に匹敵する非上場企業（資本金 5 億円以上かつ従業員 500 人以上）1,405 社の合計 4,990 社の平均（労務行政研究所「モデル賃金・賞与実態調査」）

また、東電は、賞与について、現在の削減割合（一般職の場合 50%削減）の水準が当面維持されるものと想定しているが、今後は、給与のみ震災前比 5%削減が継続し、賞与については完全に復元がなされた場合の水準が表中②であり、大企業平均及び全産業平均と比べて高水準であること、一方で東電においても一定の範囲で人材の活性化等を図ることが必要となること等の観点があることから、これらを各々踏まえて、支援機構と東電の間で、東電による特別負担金の支払状況等を考慮の上、賞与の支給水準の復元の時期及び範囲についての議論がなされることを期待するものである。

さらに、時間外労働に係る賃金の割増率については、現状平日 30%増等であるところ、これを法定の平日 25%増等にまで引き下げることが望ましく、東電においてもその方向で検討予定とのことである。

なお、現在の給与・賞与の削減及び時間外労働に係る賃金の割増率引下げを平成 32 年まで継続した場合、削減効果としては、最大 5,210 億円程度となることが見込まれる。

2.4.4 退職給付

2.4.4.1 調査の範囲

東電連結ベースでの退職給付債務は、1 兆 172 億円であり、うち東電単体が 9,444 億円と 92.8%を占めている。また、退職給付引当金（前払年金費用を含む。）は、4,276 億円であり、東電単体が 3,886 億円と 90.9%を占めている。東電単体が 9 割以上のカバレッジを持つことから、本調査では、東電単体のみに着目して調査を実施した。

2.4.4.2 制度概要

東電単体の退職給付制度は、①ポイント制に基づく一時金、②確定給付企業年金（Defined Benefit Plan　以下「DB」という。）、③確定拠出年金（Defined Contribution Plan　以下「DC」という。）で構成される。DB はキャッシュバランスプラン[17]を採用し、80 歳以降は月額 7 万円の終身年金となる。給付利率は 5.5%から段階的に引き下げられ（現役従業員対象）、固定利率の引き下げ及び金利変動型への移行を行ってきた経緯があり、結果、DB 年金財政上は積立超過となっており、健全である[18]。

[17] キャッシュバランスプランを採用。キャッシュバランスプランとは、「確定給付型年金」と「確定拠出型年金」の両方の特長を併せ持つ給付設計。加入員（加入者）ごとに仮想個人勘定を設け、例えば毎月の給与に一定割合を乗じた額（拠出クレジット）と客観的な「指標」に基づく利率（再評価率）による利息額（利息クレジット）の累積額に基づいて、年金額を算定する（企業年金連合会ホームページより）。再評価率・給付利率は 10 年国債応募者利回りの 5 年平均（下限 2.0%）に基づいて変動。

[18] 継続基準で 419 億円、非継続基準で 743 億円。固定利率の受給権者は給付利率 3.5%・4.5%・5.5%が現在残存。

2.4.4.3　給付水準

現状の平均的な昇給等に基づく退職金モデル給付は、DB・DC 発足時の想定給付利率（DB：3.5%、DC：3.0%）、現状の想定利率（DB：2.0%、DC：0.0%～2.0%）の下で以下のように試算される。

図表 2.4.4.3.(1)　給付水準

（57 歳退職とした場合の 60 歳時の退職金モデル給付（従業員拠出分を除く。））

制度	現状（百万円）				制度変更シミュレーション（下記参照）			
	DB・DC 発足時		現状		甲・乙		丙	
	管理職	一般職	管理職	一般職	管理職	一般職	管理職	一般職
一時金	22.5	17.0	22.5	17.0	22.5	17.0	18.0	14.0
DB	15.2	11.2	12.1	8.5	11.2	8.0	11.2	8.0
DC	7.0	5.5	4.5～6.0	3.5～4.5	4.5～6.0	3.5～4.5	4.5～6.0	3.5～4.5
合計	44.7	33.7	39.1～40.6	29.0～30.0	38.2～39.7	28.5～29.5	33.7～35.2	25.5～26.5

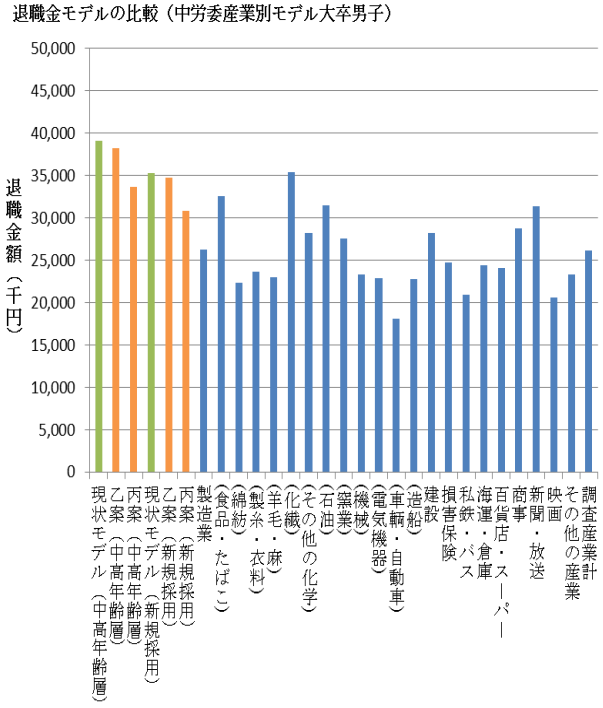
東電は昇級管理を既に厳格化しており、これによって平均的な昇格スピードを抑え、その結果としての給付水準の引き下げに努めてきた。本報告では、終身年金を除く退職金総額[19]に関して、昇級管理が厳格化された現在の昇格スピードのみが適用される職員についての退職給付の現状モデル（主として新規採用者を想定）、移行期にある現段階の退職給付の現状モデル（主として中高年齢層を想定）及び後述の TF 事務局による削減案（乙丙案）[20]と、中労委の調査による退職金モデルとの比較を行った。なお、徹底した昇級管理の実施による高齢層への影響は限定的であるため、57 歳近辺の現役従業員の給付水準は現状モデルに近く、20 歳代の年齢層に向かって新制度モデルの水準まで下がっていくと推測される。

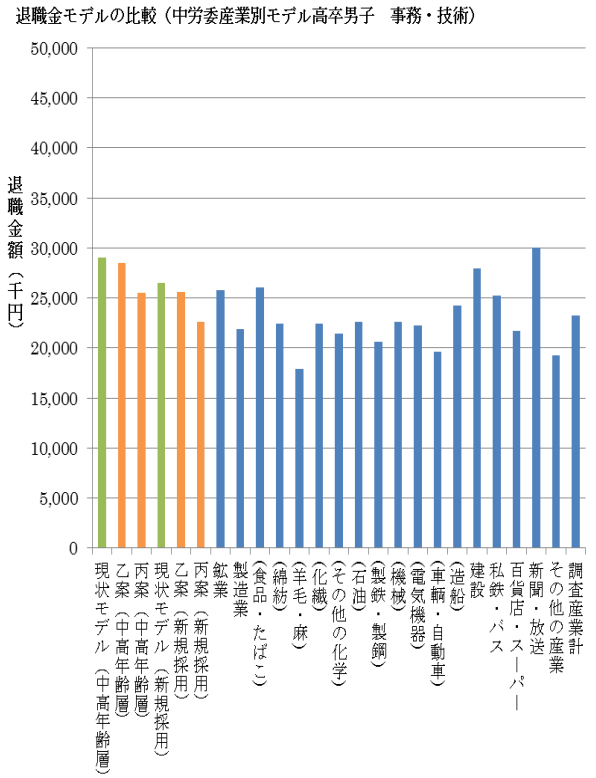
当該比較の結果、東電が行っている徹底した昇級管理の実施等により退職金モデル給付の給付水準は低下傾向にあると認められるが、東電の退職金水準（従業員拠出分を含まない）は依然、他産業と比較して高いことが認められる。

[19] 退職金総額は、退職一時金と退職年金現価額（事業主負担分掛金に係るもの）の合計。退職年金現価額は、「年金現価額」とは、将来、複数年にわたって支払われる年金額の総額（事業主負担の掛金分に係る部分に限る。厚生年金等の公的年金は含まない。）から、その間に生じる利息相当分を含めない、現在の金額に換算した額をいう。

[20] 甲乙案は、給付利率を引下げるにとどまり、退職一時金を削減するものではないので、退職金総額に与える削減効果は限定的となっている。

図表 2.4.4.3.(2)　退職金総額の比較（中労委モデルとの比較）





給付利率について他社との比較を行ったところ、平成 23 年度のキャッシュバランスプランの再評価率（給付利率）は下限の 2.0%が適用されている。2.0%は一般的な水準であり、他社と比較して特段高いとは言えない。

ただし、終身年金を有するのは、全体の 20～30%程度の企業にすぎない。

図表 2.4.4.3.(3)　再評価率（給付利率）、終身年金の例[21]

	適用利率	上下限	2011/3/31基準の水準	終身年金	備考
日立製作所	10年国債利回り1年平均	上限5.0%、下限1.5%	1.5%	有	
日本航空	減額前：4.5% 減額後：10年国債5年平均利回り	減額後は上限6.0%、下限1.5%	減額後1.5%	有	
東京電力	10年国債5年平均利回り	下限2.0%	2.0%	有	
中部電力	10年国債3年平均利回り	下限2.0%	2.0%	有	2004年（平成16年）に終身年金35%減額を実施
コスモ石油	10年国債3年平均利回り	上限4.5%、下限2.0%	2.0%	詳細不明	
中国電力	20年国債5年平均利回り	詳細不明	2.1%	詳細不明	
三菱重工	10年国債平均利回り＋1.0%	詳細不明	2.2%～2.4%	無	再評価率の水準：1年平均～5年平均
三菱東京UFJ銀行	10年国債平均利回り＋1.5%	詳細不明	2.7%～2.9%	詳細不明	再評価率の水準：1年平均～5年平均
パナソニック	加入中：10年国債5年平均利回り＋1.5% 受給中：10年国債5年平均利回り＋1.8%	受給中は上限5.5%、下限3.0%	加入中：2.9% 受給中：3.2%	詳細不明	
りそな銀行	固定部分：4.5% 変動部分：(不明)	変動部分は上限5.5%、下限2.5%	詳細不明	詳細不明	受給権者の13.1%（平均）減額を実施

出典：退職給付ビッグバン研究会2005年度年次総会報告資料「日立製作所における退職金・年金制度改革」
中部電力プレスリリース「年金制度の改定について」（平成16年1月27日）、中国電力プレスリリース「退職金・年金に係る新制度の導入について」（平成16年3月31日）
日本経済新聞2010年3月26日朝刊・2011年1月9日電子版、企業年金の再生戦略（山口修・久保知行著、金融財政事情研究会）
年金情報（格付情報センター）2007年9月3日号、2009年12月7日号、りそな企業年金裁判を支援する会ニュース（2006年2月28日）

2.4.4.4　本報告で検討を行った制度変更案

上記の比較を踏まえ、委員会では TF 事務局が策定した以下の甲、乙、丙の変更案を検討した。

甲案：DB につき、現役の従業員を対象として、再評価率の下限を 1.5%とし、終身年金につき、30%を削減する。

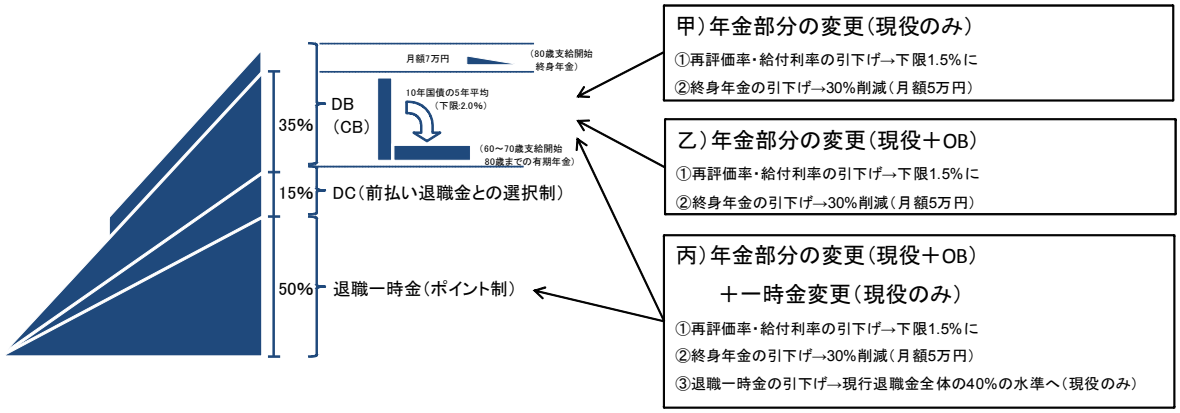
乙案：DB につき、現役の従業員及び受給権者（OB）を対象として、再評価率の下限を 1.5%とし、終身年金につき、30%を削減する。

丙案：DB につき、現役の従業員及び受給権者（OB）を対象として、再評価率の下限を 1.5%とし、終身年金につき、30%を削減するとともに、現役の従業員の退職一時金から（退職金全体の）10%を削減する。

これらの制度変更を実施した場合の費用削減効果は以下のとおりとなる。

[21] 資料は、TF 事務局において、公表資料の範囲で調査を行ったものであり、一部の詳細については不明であり表中その旨表記している。なお、表中の保証期間付終身年金とは、保証期間中は生死に関係なく年金が受け取れ、その後は被保険者が生きている限り、終身にわたって年金が受け取れるものをいう。保証期間中に被保険者が死亡した場合は、残りの保証期間に対応する年金又は一時金が遺族に支払われることになる。

図表 2.4.4.4.(1) 制度変更の切り口



図表 2.4.4.4.(2)　制度変更シミュレーション

	対象	変更内容	削減効果（億円）	主な同意
甲	現役のみ	再評価率下限引下げ（2.0%⇒1.5%） 終身年金 30%削減	実施年度　290 実施後各期　20 10 年間合計：490	組合同意
乙	現役＋OB	甲と同じ	実施年度　870 実施後各期　30 10 年間合計：1,170	組合同意 OB3 分の 2 以上の同意
丙	現役＋OB	甲に加え、 一時金の 10%削減（現役のみ）	実施年度 1,490 実施後各期　70 10 年間合計：2,190	組合同意 OB3 分の 2 以上の同意

2.4.4.5　制度変更に際して必要となる手続

甲案については、DB につき、現役の従業員の給付額を減額する内容の規約変更が必要となるので、確定給付企業年金法上、①労働組合の同意、②厚生労働大臣の承認、③承認の要件として「実施事業所の経営の状況が悪化したことにより、給付の額を減額することがやむを得ないこと」等の理由が求められる。

また、DB の給付の額に係る内容が就業規則に規定されており、給付の減額は当該就業規則の不利益変更となることから、労働組合の意見聴取等の手続を踏んで就業規則を改定する必要があるほか、労働契約法第 10 条の要件を満たす必要がある。さらに、DB の給付の額は労働協約である年金協定に定められており、給付の額を減額する場合には、労働組合との団体交渉等の手続を踏む必要がある。

乙案については、OB（受給権者）の給付額をも減額する内容の規約変更が必要となるので、甲案で求められる手続に加えて、確定給付企業年金法上、①OBの3分の2以上の同意、②OBのうち希望者には変更前の最低積立基準額を一時金として支給することその他の最低積立基準額が確保される措置を講ずることが求められる。

丙案については、退職一時金の減額を伴うものであるので、甲案及び乙案で求められる手続に加えて、退職金の支給に関する就業規則の規定の変更（不利益変更の手続。）、労働協約である退職金協定の変更の手続が求められる。

2.4.4.6　制度変更についての東電の考え方

TF事務局から東電に対して上記3案を提示した結果、東電は、DBにつき、現役の従業員のみならず、受給権者についても再評価率の下限を引下げる方向で検討しており、また終身年金の減額についても検討中である。

具体的な手続については、上記のとおり労働組合等との交渉が必要となるが、OBの年金給付を減額の対象とすると、OBの3分の2以上の個別の同意が必要となる。

今後、東電は、特別事業計画の策定に当たって、広く国民の理解を得ることができるよう、国民負担の最小化及び合理化策全体の中での退職給付の位置づけ等を踏まえ、制度変更の具体案について真摯に検討すべきである。

2.4.5　福利厚生費

2.4.5.1　福利厚生の概要

東電の福利厚生制度として問題となるのは、①健康保険料の東電負担割合（東電 70%、他企業は 50～60%が主）、②各種財産形成貯蓄（財産形成年金貯蓄、リフレッシュ財形貯蓄等）の利子補填率等（財形貯蓄について、東電の年3.5%に対し利子補填がない企業が主。リフレッシュ財形貯蓄は、東電年8.5%に対し、制度がない企業が主）③従業員持ち株制度の奨励金の付与水準（東電 10%に対し、上場会社の約 45%が 5%・約 30%が 10%の付与率）、④カフェテリアプランの水準（東電は年間850ポイント付与、消化額一人当たり約9万円（消化率9割超）。他産業平均では配分年額6.6万円、消化額5.6万円）等であり、その支給水準は、他企業と比較して概して高い水準になっている。

2.4.5.2　福利厚生の変更の提案

TF 事務局は、上記の他企業水準等からの乖離の是正を提案し、協議を重ねた結果、東電からは、①健康保険の負担率の他企業並み負担割合への引き下げ、

②各種財形貯蓄については、財形年金貯蓄の廃止（保証利率廃止）、リフレッシュ財形の廃止（なお、住宅財形は存続）、③持ち株奨励金の引下げ、④カフェテリアプランの内容の縮小といった、概ね妥当と考えられる回答を得ている。これらを実施した場合の削減効果としては、各年合計 51 億円程度、平成 32 年までに 460 億円程度が見込まれる。

なお、福利厚生制度の改廃に当たっては、①健康保険の負担率引き下げについて、組合会の議決及び厚生労働大臣の認可が必要であり、②財形貯蓄制度の変更については、東電就業規則の不利益変更が必要であり、③持ち株奨励金廃止については、持ち株会規約の変更手続が必要となる。

2.5　保有資産の洗い出しと資産売却方針

委員会では、支援機構が行う資金援助を合理的な範囲で縮小し、国民負担を最小化する観点から東電の保有資産全体について後述の評価基準に従って評価を行い、資産売却の方針を検討した。その際、不動産、有価証券、事業・関係会社の 3 グループに分けて検討を行った。

不動産については、東電単体として当初時価ベースで約 1,000 億円の売却計画であったが、関係会社保有不動産を含め、電力事業遂行上の制約・売却可能性や不動産の特性を踏まえて仕分けを行いつつ、東電と精査を行った結果、委員会としては、時価ベースで 2,472 億円の売却を実施し、売却についての制約により売却対象にできない不動産については、賃貸も含めた有効活用を行う方針となった。今後、売却対象不動産については、当該売却想定額を踏まえつつ、個々の売却において経済合理性に従った売却が確実に実行できるかどうか、売却対象でない不動産については、有効活用・処分がきちんとした形でなされていくかどうかを、支援機構においてモニタリングする必要がある。

有価証券については、その大半を売却するため売却額は 3,301 億円に達する予定となっているが、現時点で未売却の有価証券も少なくないため、今後、支援機構において、東電が着実に売却計画を達成できるか見守る必要がある。

事業・関係会社については、当初 2,300 億円程度の売却計画であったが、当該金額の算出根拠が不明確であったことから、TF 事務局にて、ゼロベースで事業・関係会社の売却範囲の見直しと価値評価を検討した結果、1,301 億円の売却を見込むことができた。それに加えて、支援機構において、特定の事業・関係会社の売却比率・売却時期等についての共同出資者等との協議を踏まえ、東電は、支援機構とも協議しつつ売却の可否及び売却条件を調整する予定である。

なお、不動産、有価証券及び事業・関係会社の売却代金は、当面の原子力発電所事故に関連した費用へ充当される必要があるため、今回の調査で売却対象となった不動産、有価証券及び事業・関係会社は、原則として、3 年以内の売却を大前提として検討した。

2.5.1　不動産の売却等に関する方針

(1) 全体の把握

東電は連結簿価ベースで 1 兆 2,011 億円の不動産を所有しており、その内訳は、電気事業用資産が 7,341 億円、非電気事業用資産が 4,670 億円となっている。

なお、本報告書において電気事業用資産とは、現在、発電・送配電などの電気事業に直接使用されており、厚生施設、事務所又は社宅等独立した不動産と

しての用途に直接供されていないものをいう。一方で本項では東電が保有する不動産のうち当該電気事業用資産に該当しないものを、非電気事業用資産として整理している。

(2) 不動産の有効活用・処理方針

TF 事務局は、不動産の連結簿価 1 兆 2,011 億円のうち、非電気事業用資産 4,670 億円については、現実の利用用途別に区分し、さらに変電所の有無によって細分化を行い、有効活用・処理方針の仕分けを行うことで、「売却」、「継続保有」又は「賃貸」のいずれかの処理方針に分類した。その結果、委員会としては、時価ベースで 900 件、2,472 億円の不動産の売却を図ることができるとの見込みとなった。各用途別の検討結果は次表のとおりである。

図表 2.5.1.(1)　用途別の検討結果

非電気事業資産

用途区分	変電所	利用状況	不動産の有効活用・処理方針		件数	帳簿価格（億円）	時価（億円）
			処理方針	内容・理由			
・賃貸ﾏﾝｼｮﾝ ・賃貸ｵﾌｨｽ ・ﾃﾞｰﾀｾﾝﾀｰ	あり		賃貸	変電所付、もしくは、隣接する変電所と不可分のため売却は難しいが、引き続き賃貸に供することで収益の獲得が可能。	33	998	1,355
	なし		売却	変電所が無く、原則売却。	92	447	481
			小計		125	1,445	1,835
・厚生施設 ・ホテル	あり		継続保有	変電所付のため、売却は困難である。	2	6	26
	なし		売却	市場価値があるものは、原則売却。	23	38	92
			小計		25	44	118
・遊休 ・駐車場 ・貸付土地	あり	区分所有建物の一部所有	売却	再開発に伴い取得した権利床のごく一部である。継続保有したとしても建替えによる変電所の退去リスクを回避できないため売却対象とする。	1	0	15
		その他	継続保有	変電所付のため、売却は困難である。	12	2	44
	なし	変電所予定地	継続保有	変電所の設置を予定しており、原則として売却対象とすべきではないが、部分売却の可否・代替地の有無については個別検討が必要である。	2	43	52
		その他	売却	変電所が無く、原則売却(市場価値のあるものは原則売却)。	683	175	1,161
			小計		698	220	1,273
研修施設	あり		継続保有	変電所付のため売却は困難である。	6	25	20
	なし		統合・売却・継続保有	事業遂行上支障のないものは統合。	12	84	142
			小計		18	109	162
PR施設	あり		賃貸	変電所付であるため売却は困難であるが、賃貸に供することで収益の獲得が可能である。	2	23	82
	なし	発電所内	継続保有	事業遂行上、発電所と切り離しての売却は困難である。	10	22	30
		廃止	継続保有	持込設備もしくは建物が既に閉鎖された事業用定借物件である。今後取り壊して地主に土地を返還する予定であり売却対象外とする。なお、PR施設には、東電のオール電化ショールームであるSwitch! Stationが含まれている。	16	13	12
		その他	売却	変電所が無く、原則売却。	2	5	4
			小計		30	63	127
病院			継続保有	医師・看護師が福島に派遣されており、被災地への配慮を考慮すれば当面売却すべきでない。	1	28	86
			小計		1	28	86
・本社 ・支社 ・営業センター ・研究所 ・ｺﾝﾋﾟｭｰﾀｾﾝﾀｰ	あり		継続保有	変電所付のため、売却は困難である。	37	665	1,532
	なし or 移設可能	統廃合可能	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。	3	77	295
		その他	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。	174	874	1,149
			小計		214	1,615	2,977
社宅	あり		継続保有・賃貸	変電所付であるため、売却は困難であるが賃貸を検討。	24	68	128
	なし	被災者に提供	継続保有	東日本大震災の被災者に提供している社宅。入居者に対して最大限の配慮をする必要があり、当分売却対象とすべきではない。	6	12	19
		発電所付近	継続保有	発電所と一体、または発電所近傍等における住宅確保が困難であることから、売却対象外とする。	49	81	80
		その他	売却	上記のような事情は無く、原則売却。	94	148	407
			小計		173	310	634
通信事業者向け局舎			継続保有	主に通信基地局として通信事業者に賃貸している変電所内の一部の土地であるため、当該部分のみを単独で売却することは困難である。	505	8	23
			小計		505	8	23
1F・2F周辺及び電力所			継続保有	発電所もしくは発電所と直接関連した事務所等であり、売却は困難である。	28	58	70
			小計		28	58	70
その他			継続保有	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とする。	16	102	102
			小計		16	102	102
			合計(当社・東電不動産・TLS)		1,833	4,002	7,407

（注）本表では、連結簿価ベースの非電気事業用資産(4,670億円)のうち東電並びに不動産を主たる業とする連結子会社である東電不動産及び東京リビングサービス保有の不動産(4,002億円)を対象に検討した。
なお、他の連結子会社の保有する不動産(668億円)については、事業・関係会社の項において事業売却・評価の一環として検討が行われている。

① 賃貸マンション・賃貸オフィス・データセンター

変電所付物件、もしくは、隣接する変電所と不可分の物件については売却困難であるため引き続き賃貸することを検討し、変電所のない 92 件(簿価 447 億円、時価 481 億円)については、原則売却とする。

② 厚生施設・ホテル

変電所がない 23 件(簿価 38 億円、時価 92 億円)については原則売却とする。

③ 遊休・駐車場・貸付・土地

変電所がなく、将来的にも変電所とする予定のない 683 件(簿価 175 億円、時価 1,161 億円)については、原則売却とする。また、変電所付でも、権利床のごく一部のみを所有している 1 件(簿価 36 百万円、時価 15 億円)については、売却対象とする。

④ 研修施設・PR 施設・病院

変電所付物件なので売却困難ではあるものの、うち都市部にある PR 施設 2 件については賃貸に供することで収益の獲得が可能と考えられる。

一方で、変電所のない物件は、発電所内にあるもの、取り壊して地主に返還する予定のもの、統廃合が困難なものを除く 4 件(簿価 6 億円、時価 20 億円)を原則売却とする。なお、医師・看護師を福島に派遣している病院については、当面売却対象から除外した。

⑤ 本社・支社・営業センター・研究所・コンピュータセンター

変電所がない、もしくは、変電所の規模が小さく移設可能なもののうち、統廃合可能な 3 件(簿価 77 億円、時価 295 億円)については、売却対象とする。

⑥ 社宅

変電所付の 24 件(簿価 68 億円、時価 128 億円)は売却困難であるが、うち首都圏に存する 20 件については賃貸化が可能であるので、賃貸による収益獲得を図る。

変電所のない物件は、被災者に提供しているもの、発電所と一体、もしくは発電所近傍にあって他に住宅確保が困難なものを除く 94 件(簿価 148 億円、時価 407 億円)を原則売却とする。

⑦ 通信事業者向け局舎、1F・2F 周辺及び電力所・その他

変電所内の一部の土地や建物附属設備、あるいは、発電所もしくは発電所に

関連する事務所等であり単独での売却は困難である。

物件の処分時期については、キャッシュフロー上の要請に加えて、売り急ぎによる価値低減の回避等も考慮し、再開発物件など手続きに時間を要する物件を除き、原則として 3 年以内で売却を完了するよう進めることが適当と思料される。

(3) 変電所付不動産の処理検討

東電は一般電気事業を営んでおり、変電所付の不動産物件を多数保有している。

このうち、変電所付不動産の売却は、代替地確保の困難性、多額の移転コスト、建替え時に退去を余儀なくされるリスク（売却後も、賃借により自社使用した場合、当該物件建替え時における変電所利用部分の権利関係が不安定となるリスク）等の問題があるため、委員会においては、売却困難と判断した。

一方、変電所付不動産の賃貸は、定期借家契約であれば、契約期間終了時に確実な明け渡しが行われるため、電力の安定供給も損なわれず有効活用が可能である。

(4) 本社機能を有するビルの有効活用について

東電の本社機能は近接する以下の 3 棟のビルに分散化されている。

図表 2.5.1.(2)　3 棟のビルの概要

物件名	住所	構造	築年月	入居する主な部署
本店本館	千代田区内幸町１-１-３	SRC造16FB5F	昭和46年10月	総務部、労務人事部、経理部、企画部、広報部、工務部、配電部、系統運用部、原子力関係部、お客様本部
新幸橋ビル	千代田区内幸町１-５-３	SRC造21FB8F	平成9年2月	火力部、法人営業部、建設部、システム企画部、環境部、燃料部、国際部、用地部
東新ビル	港区新橋１-１-３	SRC造9FB4F	昭和58年2月	グループ事業部、営業部、システム企画部、経理部

機能の集約等を前提とし、2.4.2.1 で述べたとおり、東電では平成 25 年度期末までに、平成 23 年度期初の人員数から連結で約 7,400 人、単体で 3,600 人を削減する方向で検討していることも踏まえ、これら 3 棟のビルについて、東電との協議を踏まえた結果、委員会は、本社機能を有する 3 件の不動産の処分方針につき、以下のとおり判断した。

① 東新ビルは、売却予定。

② 新幸橋ビルは、売却は困難であるものの、地上部に電力の安定供給上重要な設備等がないため、地上部を可能な限り外部に賃貸することとし、具体的

な方策については今後検討。

③　本店本館は、建物に無線通信鉄塔の他、電力の安定供給上重要な施設・設備等があり、セキュリティ上のリスクや、仮に第三者へ賃貸した場合における失火等運用保守上のリスクがあるため、本社としての自社利用を継続する予定。

2.5.2　有価証券の売却方針

(1) 売却方針

東電及び東電の子会社は、取引先を中心として多数の有価証券を有している。平成 23 年 3 月末時点で上場株式 2,495 億円（104 件）、非上場株式等 1,004 億円（290 件）を所有している。

東電では、東電合理化計画において、東電グループの事業につき、電気事業に必要不可欠な資産構成・組織体制に絞ることを基本的理念に掲げ、抜本的な経営の効率化・合理化に取り組んでいくこととした。具体的に言うと、有価証券については、電気事業の遂行に必要不可欠なものを除き原則売却することとしており、上場株式については原則年内を目途に売却し、非上場株式についても売却効果の高い銘柄を中心に年内に処分を行い、それ以外についても、個別事業を勘案の上、可能な範囲で早期の売却を目指すこととしている。そして、東電の子会社についても東電と同様の扱いとするよう徹底する方針である。

これらの取組により、東電は、当初、今後 3 年間で 2,700 億円以上の有価証券を売却することとしていたが、委員会の調査を踏まえて東電が精査した結果、今後 3 年間で売却予定となりうる有価証券の額は 315 件、3,301 億円となることが判明した。

(2) 処分状況

東電は、上記の方針に従って、平成 24 年 3 月期第 1 四半期以降、有価証券の売却を鋭意進めており、平成 23 年 8 月末までの有価証券の売却額は 1,167 億円（平成 23 年 3 月期貸借対照表計上額 1,102 億円）となっており、当該売却額の内訳は、上場株式 464 億円（平成 23 年 3 月期貸借対照表計上額 491 億円）、非上場株式等 703 億円（平成 23 年 3 月期貸借対照表計上額 610 億円）となっている。

なお、東電は、上場株式について、金融機関銘柄を中心に売却しており、非上場株式等については投資額が多額の銘柄から順次売却を図っている。

図表 2.5.2　有価証券の売却・保有内訳

（単位：億円）

区分	平成23年3月期 BS計上額		売却済		売却予定 ~平成23年12月		平成24年1~3月		平成24年度		平成25年度		時期調整中		売却予定（合計）		継続保有	
①上場株式 [1)2)]	104件	2,495	48件	491	25件	1,911	21件	6	0件	-	0件	-	11件	24	57件	1,941	4件	63
②非上場株式[2)]	261件	930	12件	606	14件	37	17件	28	7件	21	41件	16	101件	57	180件	159	71件	165
③債券	4件	2	2件	1	0件	-	0件	-	1件	0	0件	-	0件	-	1件	0	1件	1
④社債	1件	1	0件	-	1件	1	0件	-	0件	-	0件	-	0件	-	1件	1	0件	-
⑤その他	24件	71	3件	3	4件	1	9件	26	1件	5	0件	-	4件	2	18件	34	3件	34
②～⑤計	290件	1,004	17件	610	19件	39	26件	53	9件	26	41件	16	105件	59	200件	194	75件	200
計	**394件**	**3,499**	**65件**	**1,102**	**44件**	**1,950**	**47件**	**59**	**9件**	**26**	**41件**	**16**	**116件**	**83**	**257件**	**2,134**	**79件**	**263**

1. ①上場株式には、時価のある外貨建て非上場株式を含む。
2. ①上場株式及び②非上場株式の件数は、一部売却済（残りは後日売却予定）の銘柄を売却済及び売却予定の双方に計上しているため、各区分ごとの件数合計は平成23年3月期BS計上額欄の件数と一致しない。

平成 23 年 8 月末時点で東電が保有している上場株式については、一部の継続保有を予定している銘柄を除いて、原則年内を目途に売却することを予定している。東電の子会社が保有する分の上場株式についても、東電と同様の扱いを予定している。

継続保有することとしている銘柄は、上場株式 4 件（63 億円）、非上場株式 71 件（165 億円）及びその他 4 件（35 億円）の計 79 件、263 億円（全体の 7.5%。うち海外事業関連 130 億円、3.7%、海外事業以外 133 億円、3.8%）となっている。継続保有の主な理由は、①引き続き事業を継続する海外事業に係るもの、②電力事業に直接関連する代替性の乏しい原料調達会社、③独立行政法人への出資証券、④技術開発に関する投資先・電力事業に付随する業務（保安関連の訓練等）の委託先、⑤投資先が被災地域にある等の立地上の問題、等となっている。

2.6　事業・関係会社の売却

2.6.1　関係会社の売却

2.6.1.1　東電によるグループ経営管理の概要

(1) 関係会社の概要

東電は、子会社 166 社及び関連会社 98 社（平成 23 年 7 月 1 日現在）をグループの関係会社として傘下に有しているところ、下記のとおり各関係会社を機能別又は事業別に分類した上で、多面的に連結でのグループ経営管理を行っている。

① 機能別の分類

関係会社 264 社を国内事業 85 社と海外事業 179 社に分類した上、国内事業において東電が電気事業を行う際の一部機能を担う「電気事業機能分担会社 50 社」と、新規事業としてグループ外へ展開する「多角化会社 35 社」に分類している。さらに、電気事業機能分担会社のうち売上高 20 億円以上の 22 社を「グループ経営管理サイクル会社」、電力一部自由化後に多角化を推進するなかで新規に立ち上げた 14 社を「主要多角化会社」として、重点的にグループ経営管理を行っている。

② 事業別の分類

各関係会社が担う主な事業を、下記のとおり類似種類ごとに 5 分類（うち 3 分類においてはさらに細分化）している。また、主にグループ事業部を中心とした東電の所管部において、関係会社の収支等を含めた経営を管理する一方で、各事業を担う東電の主管部においては、関係会社の事業ごとの運営を管理している。

【事業セグメント】

- 電気事業
- エネルギー・環境事業
  （電気の卸供給、設備の建設・保守、資機材の供給・輸送、
  燃料の供給・輸送、エネルギー・環境ソリューション）
- 情報通信事業
  （電気通信、有線テレビジョン放送、情報ソフト・サービス、
  情報通信設備の建設・保守）
- 住環境・生活関連事業
  （不動産、サービス）
- 海外事業

図表 2.6.1.1.(1)　機能別・事業別分類のマトリックス

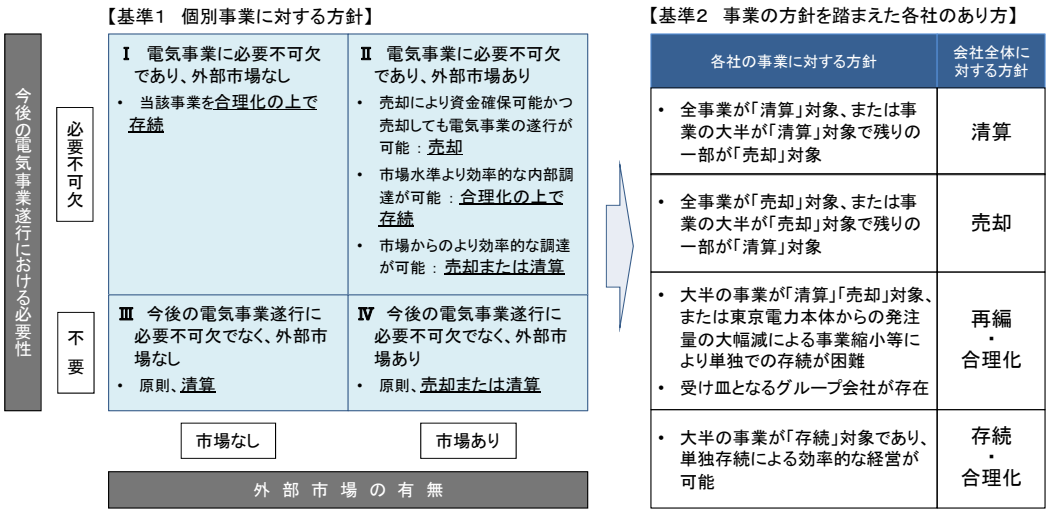
	関係会社　264社 （平成23年7月1日現在）			
	子会社　166社		関連会社　98社	
セグメント	電気事業機能分担会社	多角化会社	電気事業機能分担会社	多角化会社
電気事業	－	－	1社 1,761億円 1,269名 日本原子力発電㈱	－
エネルギー・環境事業	14社 1,087億円 7,798名 東電工業㈱	12社 287億円 447名 東京都市サービス㈱	16社 1兆644億円 12,273名 ㈱関電工	3社 610億円 148名 関東天然瓦斯開発㈱
情報通信事業	4社 202億円 3,557名 ㈱テプコシステムズ	5社 350億円 397名 ㈱アット東京	－	3社 366億円 1,069名 日本デジタル配信㈱
住環境・生活関連事業	12社 1,096億円 2,797名 東電不動産㈱	10社 105億円 1,080名 ㈱キャリアライズ	3社 39億円 53名 日本ユーティリティサブウェイ㈱	2社 6億円 28名 ハウスプラス確認検査㈱
海外事業	－	109社 － 185名 ㈱ユーラスエナジーホールディングス	－	70社 － 1,722名 ティームエナジー社
会社数　計	30社	136社	20社	78社
純資産額　計	2,385億円	742億円	1兆2,444億円	982億円
従業員数　計	14,152名	2,109名	13,595名	2,967名

＊各分類内の社名は、代表的な関係会社を表す

(2) 東電が計画したグループ事業の見直し

東電は、事業売却に向けて下図のとおり「今後の電気事業遂行における必要性」及び「外部市場の有無」の二軸によりグループ事業を見直し、2,300 億円の資金を捻出することを掲げた。しかし、二軸のうち「外部市場の有無」の分類基準及び 2,300 億円の算出根拠が不明確であったことから、今回の調査ではゼロベースでグループ事業の見直しを検討した。

図表 2.6.1.1.(2)　東電が計画したグループ事業の見直し方針



2.6.1.2　継続事業・非継続事業の分類方針

(1) 事業分類の基本方針

支援機構法の制度趣旨である「国民負担の最小化」及び「電力の安定供給の確保」という両面を考慮すると、電気事業に不可欠とはいえない事業又は電気事業に不可欠ではあるものの他社にて代替可能な事業は、経済合理性を確保できる売却価値が実現できることを条件に、原則として売却する方針とすべきであり、電気事業に不可欠な事業でありかつ他社では代替困難な事業については、自社グループにて継続を図る方針とすべきである。以上の検討から、TF 事務局としては、東電が現在運営する事業の継続・非継続の分類について、「電気事業との関係性（不可欠性）」及び「自社保有の必然性（代替可能性）」の二軸により決定する方針を採用することとした（東電の方針における「外部市場の有無」の基準は、東電管内だけを市場の範囲としていたことから、東電管内に限ることなく業界横断的な代替可能性や再編も視野に入れて検討すべく、分類基準を当該二軸としたものである。）。

また、この二軸を基準に非継続とした事業においても、「国民負担の最小化」の観点から将来成長性が見込まれる場合は、当該事業の保有を継続することが東電の企業価値向上に資するため、継続事業に分類した。

なお、今回の調査では、時間的な制約がある中で原則として上記方針により事業の継続・非継続を分類したが、当該分類をそのまま前提として特別事業計画を策定して良いかどうか、そして、共同出資者等との協議や事業の特殊性等の理由により分類に際して関係会社ごとの個別事情を特に考慮すべき場合があるかどうか等については、支援機構において、引き続き検討する必要がある。

① 電気事業との関係性（不可欠性）の判断基準

事業別のセグメントにおいて、電気事業及びエネルギー・環境事業のうち「電気の卸供給、設備の建設・保守、資機材の供給・輸送、燃料の供給・輸送」に分類される事業を、原則、電気事業との関係性あり（不可欠性あり）と分類した。

② 自社保有の必然性（代替可能性）の判断基準

電気事業との関係性がある事業のうち、市場の上位 3 社が当該市場のシェア 50%以上を占める寡占状態にある事業は、当該事業を手放すと東電において価格コントロールが効きにくく、かえってキャッシュアウトの増大が見込まれることから、原則、自社保有の必然性あり（代替可能性なし）と分類した。

③ 将来成長性の判断基準

電気事業との関係性がない事業又は電気事業との関係性があっても自社保有の必然性がない事業については、市場の伸びが日本の GDP 成長率 1.4%を上回りかつ市場シェア 10%以上を占めている場合、将来成長性が見込まれることから自社保有の必要性あり（代替可能性なし）と分類した。

(2) 非継続事業（売却、清算）の方針

上記事業分類の結果、非継続事業として分類された事業のうち、これまで担っていた役割を終えるなど売却価値のない事業は清算する方針とし、それに該当しない事業については、キャッシュフローの最大化の見地から、事業を継続した場合より多額のキャッシュフローが獲得できるような売却価額を設定して、売却を図ることとする。ただし、そのような基本的な考え方に従って非継続事業を分類するも、次の事由が存在する場合には、その事由に即して個別対応を図ることも例外的に認めることとした。

① 当該事業の現在及び将来の役割、活動地域の状況等から、売却の時間軸又は売却方法等について特段の配慮が必要な事業においては、売却時期又は売却方法等について適切に配慮を行うものとする。

② 売却を試みた結果、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、存続又は清算等の意思決定をしていくこととする。赤字によるキャッシュフロー流出が継続している事業においても、当該マイナスキャッシュフローの現在価値よりも清算コスト又は売却時のコスト等が高い事業については、合理化の上で存続させる。

(3) 継続事業（存続、再編）の方針

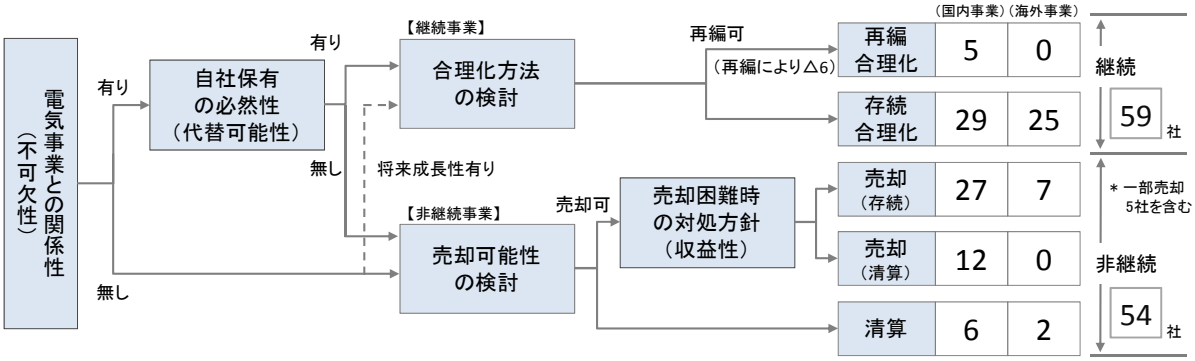
連結ベースでの合理化の視点から、内部取引の適正化も含めたコスト削減を図るとともに、自社グループ内又は業界内での事業及び組織の再編モデルについても併せて検討した。

2.6.1.3 分類結果

(1) 分類状況

上記方針に従って関係会社の分類を個社ごとに検討した結果は下表のとおりであり、特別事業計画を策定する上で必要となる、存続、再編、売却、清算のいずれかの判断を下した。ただし、分類に際して中長期的な視点による検討が求められる 8 社については、特別事業計画策定後に共同出資者等との協議や事業の将来性の再検討を踏まえて最終的に分類を決定する必要があるため、当該事業の分類の決定については、支援機構にて実施されるべきである。

図表 2.6.1.3.(1) 関係会社の分類過程



注:㈱ユーラスエナジーホールディングスは、傘下の子会社 89 社及び関連会社 56 社を含めて 1 社としてカウントした。

(2) 売却価額の評価

売却（持株の一部売却を含む）対象とした関係会社 46 社の売却価額を評価した結果は下表のとおり、売却価額の総額で 1,301 億円となった。各社の売却価額を評価するに当たり、①純資産 100 億円以上又は営業利益 10 億円以上の関係会社は、DCF 法[22]、マルチプル法[23]、簿価純資産額法[24]（将来の収支計画がなく、かつ類似会社が存在しない場合のみ採用）の順位で評価方法を優先させた上で、最上位の方法による評価額のうち最低額を採用し、②当該金額未満の関係会社は、本体収支への影響が小さいことを鑑み、簡便的に簿価純資産額法による評

[22] DCF 法：当該会社が将来生み出すキャッシュフローの割引現在価値をもって評価
[23] マルチプル法：事業内容が類似する複数の会社の株価指標から評価
[24] 簿価純資産額法：帳簿価額による純資産額をもって評価

価額を採用した。なお、不動産事業を担う一部の関係会社は、事業の売却ではなく保有不動産の売却を図ることから、下表とは別に不動産の売却において集計している。

図表 2.6.1.3.(2)　売却対象会社の売却評価額

グループ経営管理サイクル会社 主要多角化会社				その他国内会社				海外会社	
純資産 100 億円以上又は営業利益 10 億円以上		その他		純資産 100 億円以上又は営業利益 10 億円以上		その他			
会社数	評価額	会社数	評価額	会社数	評価額	会社数	評価額	会社数	評価額
2 社	202 億円	12 社	214 億円	5 社	248 億円	20 社	271 億円	7 社	366 億円
							合　計	46 社	1,301 億円*

＊ 東電持分相当の関係会社の純資産総額対比：15%

(3) 売却・清算・再編による会社数・従業員数の変化

関係会社を売却、清算、再編することによる東電グループ（東電本体を除く）の規模は、会社数が 119 社から 64 社へ、従業員数が 16,261 人から 11,172 人となる。

図表 2.6.1.3.(3)　売却・清算・再編後のグループ会社数・従業員数

	会社数（子会社・関連会社）			従業員数（子会社）		
	現在	分類後	増減	現在	分類後	増減
国内電気事業	50 社	30 社	▲20 社	14,152 人	10,951 人	▲3,201 人
国内多角化事業	35 社	8 社	▲27 社	1,924 人	196 人	▲1,728 人
海外事業	34 社	26 社	▲8 社	185 人	25 人	▲160 人
合　　計	119 社	64 社	▲55 社	16,261 人	11,172 人	▲5,089 人

＊ 売却に際し一部業務を東電に引き戻すことにより、東電の従業員数が 651 人増加する。
＊ 持株の一部売却により出資比率が 20%以上残存する関係会社は、関連会社としてグループ内に存続するとしてカウントした。
＊ ㈱ユーラスエナジーホールディングスは、傘下の子会社 89 社及び関連会社 56 社を含めて 1 社としてカウントした。

(4) 関係会社の売却における留意点

① 売却比率

売却対象とした関係会社については、原則としてグループにおいて保有する全株式を売却することとするが、地元、共同出資者等の利害関係者との関係により、東電が関係会社の経営にある程度の関与を残すことが望ましい事情がある場合は、最小限の持分を残した上で売却する。

【最小限の持分を残した上で売却する主な事情】

- 地元貢献の責務
- 東電の関与による電力の安定供給への顧客の期待
- 離脱需要の抑制、技術の維持

・ 共同出資者との関係による売却困難性

② 東電への業務の引戻し

売却対象とした関係会社の業務において、東電との取引を前提とした特別仕様にしており、実質的に東電による電気事業の一部を担っている業務が含まれる場合、外部化によりかえって高いコストを支払うおそれがあることから、東電の電気事業に必須な業務を東電に引き戻し、それ以外を売却する。

【引戻し対象業務の規模】

・ 対象業務の従業員数　651 人（19.8%）
　当該関係会社の全従業員数　3,283 人
・ 対象業務の売上高　213 億円（29.8%）
　当該関係会社の全売上高　714 億円

③ 売却時期

関係会社を売却するに当たり、売却先や共同出資者等との協議等に時間を要する物件も含め、原則として 3 年以内に売却することとするが、特段の事情により一定期間有益な役割を担っているなど個別に配慮を要する場合は、売却時期を適切に判断する。

【売却時期について個別に配慮を要する主な事情】

・ 福島原子力発電所事故の収束に向けた役割を担う

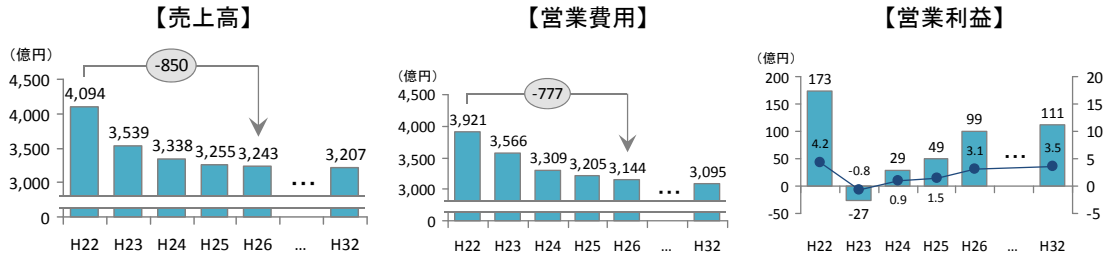
(5) 存続対象会社の扱い

① コスト削減による合理化

東電本体が合理化を図るに当たり、関係会社との取引額を抑制するだけでは、関係会社の売上高も連動して低減し、連結ベースでのコスト削減効果が生じないため、存続対象とする関係会社においても固定費の圧縮等を図ることにより、連結ベースでのコスト削減を見込む。

なお、東電本体では、関係会社との内部取引において年間 177 億円の調達コストの削減を図り、それを受けて関係会社においても合理化により年間 149 億円のコスト削減を図る予定である。

図表 2.6.1.3.(4)　グループ経営管理サイクル会社の収支推移



②　再編による合理化

類似又は関連した機能を有する関係会社を統合することで、重複した機能・人員配置等を見直すことによるコスト削減・効率化や、統合により同一会社に集約された各機能がシナジーを発揮することによる競争力の強化を図る。

【関係会社の主な再編計画】

・ 発電設備、送配電設備、顧客管理、不動産管理の事業を軸にした再編

2.6.2　東電本体の附帯事業の売却

2.6.2.1　附帯事業の概要

東電本体が行う事業は、営業収益ベースで電気事業が 98.4%を占め、ガス供給事業、蒸気供給事業、不動産賃貸事業、エネルギー設備サービス事業、コンサルティング事業、ホームネットワーク事業、給電スタンド事業、電気通信事業の 8 事業から成る附帯事業は、全体でも 1.6%と小規模にとどまる。なお、附帯事業の収支概要は、下表のとおりである。

図表 2.6.2.1　附帯事業の収支等概要（平成 22 年度実績）

事業内容	営業収益	事業収支	帳簿価額
ガス供給事業	668 億円	▲4 億円	42 億円
蒸気供給事業	15 億円	2 億円	2 億円
不動産賃貸事業	78 億円	21 億円	510 億円
エネルギー設備サービス事業	24 億円	▲5 億円	51 億円
コンサルティング事業	16 億円	3 億円	0 億円
ホームネットワーク事業	14 億円	1 億円	2 億円
給電スタンド事業	0.2 億円	▲0.9 億円	2 億円
電気通信事業	1 億円	1 億円	0 億円
合　　計	816 億円	18 億円	609 億円

2.6.2.2　事業別の分類検討

附帯事業の今後の方針について、事業ごとに検討した結果は下表のとおりである。各事業の概況を類似ごとに整理すると、

①　既存の電気事業設備を利用し、実質的に電気事業と一体の事業　⇒　継続

②　電気事業との関係性を鑑み、事業規模を縮小する余地はあるものの、外部関係者との関係等から一部継続する必要がある事業　⇒　事業規模を縮小して継続

③　電気事業との関係性及び自社での継続の必然性がない事業　⇒　非継続

の 3 種類に分類される。

図表 2.6.2.2　事業別の分類方針

事業内容	事業の分類方針
ガス供給事業 蒸気供給事業	既存の発電設備を利用した発電と一体の事業であり、燃料費の変動分を価格に転嫁する際の期ずれ等の問題があるも、実質的に黒字化が見込めるため、存続
不動産賃貸事業 エネルギー設備サービス事業 コンサルティング事業	外部関係者との関係等を鑑み事業規模を縮小し、下記分野に事業範囲を限定して存続 【不動産賃貸事業】 変電所付きのため売却困難な不動産を引き続き管理する必要 【エネルギー設備サービス事業】 既に顧客に提供している設備の保守・管理を継続する必要 【コンサルティング事業】 ODA、他国政府等との関係から技術支援の要請に応じる必要
ホームネットワーク事業 給電スタンド事業	電気事業との関係性及び自社での継続の必然性がなく、かつ既存の電気事業設備を利用した事業ではないため、非継続 【ホームネットワーク事業】 子会社に事業を無償譲渡 【給電スタンド事業】 赤字のため継続困難
電気通信事業	平成 23 年 1 月に事業資産を売却済み

2.6.2.3　売却価額の評価

非継続対象とした事業は、事業規模を縮小する事業及び事業全体を非継続とする事業に大別されるところ、

①　事業規模を縮小する 3 事業については、継続する分野と縮小する分野が実質的に同一であり、両分野を分割して一方を売却するには適さない

② 全体を非継続とする 2 事業のうち、ホームネットワーク事業は電気と通信の融合による将来成長を図る子会社に無償譲渡し、給電スタンド事業は赤字のためキャッシュフローの増加が期待できない

ことから、非継続対象とした事業の売却価値はゼロと評価した。

2.7 資産・事業売却に係る法的リスクの検証

東電と金融機関との間の金銭消費貸借契約等の多くにおいて、資産の重要部分について売却、譲渡、賃貸又はその他の処分をしてはならない旨の義務が東電に課せられている。

しかしながら、上記 2.5 から 2.6 で予定する内容の資産・事業売却のほとんどはこれらの規定の対象外と考えられるので、これらの規定の存在が資産売却にとって直接的に大きな障害となる可能性は低いものと思われる。

3　東電の財務状況等の調査結果

委員会では、支援機構が資金援助を行う前提として、東電の財務状況について様々な角度から調査を行った。具体的には全資産の評価を前提とした実態貸借対照表の策定を実施する中で、特に重要となる福島原子力発電所の事故に伴う廃炉コストの拡大リスクの評価を行うとともに、同事故に起因して発生する要損害賠償額の推計及び東電の当面の資金繰りの把握を行った。

3.1　全資産の評価

3.1.1　評価基準

支援機構法第 45 条第 3 項の「厳正かつ客観的な評価」という見地から、委員会は、東電の全資産を対象とし、原則として時価により評価を行うものとするが、市場価格等による時価の把握が困難な事業用資産については、公正かつ合理的な評価方法(将来キャッシュフロー等から算定される継続企業価値による評価等)によって見積もった上で評価額を決定することとした。なお、当該資産評価に当たっては、調査のための時間的制約もあり、重要性等を踏まえつつ、時価評価の対象となる資産の範囲を選定した上で実施した。

各資産の評価基準は、下記のとおりである。

【各資産の評価基準】

3.1.1.1　事業用資産

電気事業等に供されている固定資産（発電所等）については、その多くの資産が市場性のない事業用資産であるため、簿価に将来損益やキャッシュフロー等から行う評価（減損判定による評価）を考慮した上で評価を行う。

営業資産は回収可能価額、棚卸資産は低価法で評価し、その他重要性の低い資産は帳簿価額にて評価する。

3.1.1.2　有価証券

上場株式については、市場価格にて評価し、非上場株式（関係会社以外）は重要性の高いものは実質的な価額にて評価する。

関係会社（上場会社以外）は連結簿価にて評価し、重要な連結子会社は連結簿価に、ゴーイングコンサーンによる評価も考慮した上で評価も行う。

3.1.1.3　不動産

不動産資産のうち事業用資産（発電所等）の評価方法は上記 3.1.1.1 のとおりである。事業用資産であっても、不動産としての価値、流動性が相対的に高いものと見込まれる資産（本社土地建物等）で、重要性の高いものについては鑑定評価等を実施する。

社宅・保養施設・グラウンド並びに遊休土地等の物件（100 件以上）については、変電設備に併設されている社宅など東電が売却を予定していない物件であっても、調査・評価を実施し、重要性等を考慮しつつ鑑定評価等を実施する。

評価手法は対象物件の性質に対応した最も適切な方法（収益還元法等）を適用する。

3.1.1.4　海外事業投資

他の資産と同様に厳正かつ客観的な評価を実施し、事業面の分析を踏まえ売却対象となる可能性のある資産は、DCF 法、マルチプル法等での算定を実施する。

3.1.1.5　原子力関連引当金

1F の廃止に要する費用については、東電が計上した費用を検討し、報告日時点において概算値として定量化が可能な項目を集計する。

3.1.2　不動産

東電、東電不動産、東京リビングサービスが保有する非電気事業用資産(発電･送配電などの電気事業に使用されていない不動産をいう。)1,833 件のうち、金額的重要性の高い 106 件につき鑑定・調査を行い、時価を算定した。その他の物件については、主として固定資産税評価額をもって時価とした。

3.1.3　直接電気事業に供される資産及び附帯事業資産

電気事業固定資産は、電気事業を全体で一つのグルーピングとして減損判定を行っているため、今後策定される事業計画次第ではあるものの、減損損失が計上される可能性は高くない。しかしながら、今後の東電政策により設備の一部廃止等が実施される場合には、特定の設備につき、減損リスクがある。

またガス供給事業に係わる固定資産（42 億円)、エネルギー設備サービス事業(51 億円)及び給電スタンド事業に係る固定資産（2 億円）についても、今後業績が改善しない限りは、減損リスクがある。

3.1.4　有価証券

東電の実態連結純資産への影響を把握するために、全ての有価証券について平成 23 年 3 月末を基準日として時価評価を実施した。

有価証券の時価については、売却済のものについては売却額で評価し、未売却のもののうち上場株式は平成 23 年 8 月末株価、非上場株式は投資先の直近簿価純資産に基づく実質価額にて評価した。なお、非上場株式については、投資先の簿価純資産がマイナスの場合は、投資金額をゼロとして評価した。

上記前提を踏まえ、本報告時点において有価証券の時価合計 4,004 億円、含み益合計 581 億円と試算された。

図表 3.1.4　有価証券の含み損益

内容（金額は億円）	件数 2)	BS 計上額	時価	含み益
売却済	60 件	1,098	1,163	66
未売却上場株式	61 件	2,003	2,178	174
未売却非上場株式 1)	251 件	324	663	341
合計	372 件	3,425	4,004	581

1　未売却非上場株式については、上記記載のとおり、投資先の簿価純資産がマイナスの場合は、投資金額をゼロとしているため、時価から BS 計上額を差し引いた金額と含み益が一致していない。

2　上記の件数は銘柄数ではなく、保有銘柄の一部を売却している場合は、上表の「売却済」と「未売却上場（非上場）株式」のそれぞれに含められている。

3.1.5　事業・関係会社

東電の実態連結純資産への影響を把握するために、事業・関係会社に係る検討において、重要な売却対象について行った売却見込額の試算等を反映した。それ以外の事業、関係会社株式は直近連結簿価純資産に基づく実質価額にて評価した。

図表 3.1.5　関係会社株式の含み損益

内容（金額は億円）	件数	時価	含み損益
売却対象事業	10 件	1,003	△97
売却・清算対象事業（実質価額）	41 件	882	△26
継続対象事業（実質価額）	57 件	7,729	29
合計	108 件	9,614	△94

3.1.6　退職給付

東電単体の退職給付制度は 2.4.4 のとおりである。給付利率は 5.5%から段階的に引き下げられてきた経緯があり、その結果、DB 年金財政上は継続基準で 419 億円、非継続基準で 743 億円の積立超過となっている。会計上も平成 23 年 3 月末の未積立退職給付債務 3,799 億円（＝退職給付債務－年金資産）に対し退職給付引当金は 3,886 億円であり、87 億円の引当超過となっている（連結では 81 億円の引当超過）。

図表 3.1.6　退職給付債務の純資産への影響額

内容（金額は億円）	金額
割増退職金の支払	△103
人員削減に伴う未認識債務の発生額	△20
平成 23 年 3 月末時点のオフバランスの未認識金額	81
退職給付制度の変更に伴う過去勤務債務の発生	872
合計	830

3.2　廃炉処理費用拡大リスク等原子力関係の推計

委員会では、東電の財務状況を把握するうえで特に重要となる福島原子力発電所事故に伴う廃炉処理費用の拡大リスクについて検討を行った。

3.2.1　原子力関連

原子力関連については、「3.2.2.1　1F の 1 号機から 4 号機に関する廃炉費用」と「3.2.2.2　それ以外の原子力関連」とに分けて検討を実施した。

3.2.2.1　1F の 1 号機から 4 号機に関する廃炉費用

(1) 1F の事故の概要

1F の事故は、平成 23 年 3 月 11 日に発生した東日本大震災を原因とする原子力事故であり、日本においては過去最大規模のものである。また、世界的にもチェルノブイリ原子力発電所 4 号機の事故と並び、国際原子力事象評価尺度で最悪のレベル 7（深刻な事故）相当と位置付けられている。

地震発生直後、営業運転中であった 1F の 1 号機から 3 号機は、緊急自動停止したが、関連設備の被害により外部電源を失ったほか、津波によって、非常用発電機も故障し、全ての電源を喪失する事態となった。電源喪失により原子炉内部や使用済燃料プールへの送水が止まり、原子炉及び使用済燃料プールの冷却機能が停止した。この結果、原子炉内の核燃料が溶融している可能性のほか、溶融燃料の一部が原子炉格納容器に漏れ出した（メルトスルー）可能性も指摘されている。また、使用済燃料プール内の核燃料についても、瓦礫等がプールへ落下していることから、一部が破損している可能性については否定できないとされている。

さらに、2 号機を除く、1 号機、3 号機及び 4 号機は原子炉建屋等に水素が充満して水素爆発を起こし、原子炉建屋やタービン建屋等が大破した。

なお、5 号機及び 6 号機については、地震及び津波の被害を受けたものの電源の喪失はなく、原子炉内燃料及び使用済燃料プール内の核燃料の破損・溶融は確認されていない。

東電は、「東京電力福島第一原子力発電所・事故の収束に向けた道筋　当面の取組のロードマップ」（以下「ロードマップ」という。）を取りまとめている。ロードマップにおいては、「放射線量が着実に減少傾向となっている」ことを「ステップ 1」、「放射性物質の放出が管理され、放射線量が大幅に抑えられている」ことを「ステップ 2」とする２つの目標が設定されており、当該目標に向け、様々な取組みが行われている。また、使用済燃料プールからの核燃料の取出し等「ステップ 2」以降に取組むべき課題は、中期的課題と位置づけられている。

(2) 検討にあたっての前提条件

① 廃炉費用の範囲

1F における事故の収束に向けては様々な費用の発生が想定されるが、当セクションで取扱うのは、下表に示した原子力発電設備の廃止に関する費用（以下「廃炉費用」という。）である。

図表 3.2.2.1.(1) 原子力発電設備の廃止に関する費用

区分	内容の例示
原子力発電設備の廃止に関する費用	✓ 冷温停止・安定化に至るまでの作業 ✓ 核燃料の取出し（原子炉内・使用済燃料プール） ✓ 解体作業に入るための除染作業 ✓ 安全貯蔵 ✓ 解体、撤去 ✓ 放射性廃棄物の処分 ✓ 上記の各工程に係る研究開発

② 廃炉の特殊性に起因する見積りの困難性

東電は、平成 23 年 3 月期において、合理的な見積りが可能な範囲における概算額として 1F 1 号機から 4 号機についての災害損失引当金 4,250 億円及び資産除去債務 1,867 億円を計上している。

一方で、今回の 1F の事故に関して、廃炉費用が数兆円規模に達するとの各種報道がなされているが、これらの金額には他者への損害賠償に関する費用が含まれるケース、あるいはマクロ経済的観点からの推計であるようなケースも存在し、財務諸表に計上される負債の測定に使用するには目的適合性を欠く。

報告書における 1F の廃炉費用の見積りは、いまだ原子力事故の詳細が不明な状況の中で東電が計上した費用に関して、報告日時点における概算値として定量化が可能な項目を検討集計したものである。なお、廃炉に係る支出は、長期にわたり発生すると考えられるが、支出の時期を特定することは困難であるため、保守的見地から見積られた廃炉費用の現在価値への修正は行わずに見積もりを実施している。また、1F 1 号機から 4 号機についての被災状況が十分に確認されておらず、かつ、廃炉及び放射性廃棄物の処分には極めて長い期間を要し、その実施に際しては法令等の整備が必要となるものも多く、個別具体的な根拠に基づいて費用総額を見積もることは困難な状況にある。このような状況から、廃炉に関する方針が政府等により決定される時点で、費用額が変動する可能性がある。

(3) 実態純資産への反映額

委員会の調査結果としての実体純資産への反映額は以下のとおりである。

図表 3.2.2.1.(2)　1F1 号機から 4 号機の廃炉費用についての実態純資産への反映額

分析単位項目		金額（億円）	調整金額 追加引当（億円）	調整金額 合計（億円）
災害損失引当金	ロードマップに示されているステップ 1 及び 2 に係る費用（下記①）	1,750	900	2,650
	ロードマップに示されている中期的課題に係る費用（下記②）	2,500	3,800	6,300
	小計	4,250	4,700	8,950
資産除去債務（下記③）		1,867	－	1,867
合計		6,117	4,700	10,817
平成 24 年 3 月期第 1 四半期に追加計上された廃炉費用		－	693	693
調整後の廃炉費用に係る負債合計		6,117	5,393	11,510

東電は、1F の 1 号機から 4 号機の廃炉費用について、平成 23 年 3 月期において災害損失引当金 4,250 億円及び資産除去債務 1,867 億円を負債計上している。このうち資産除去債務は、通常の状態における廃炉費用を意味しており、今回の事故に起因する廃炉費用の追加部分は災害損失引当金として計上されている。

事故後半年が経過し、状況変化に伴い新たに認識された事実もあるが、現時点においてもなお不確定な要素が多く、上述のとおり、災害損失引当金について合理的な見積りを行うことは困難である。しかしながら、TF 事務局は、東電による見積りの範囲及び金額について、現時点で把握できた情報から判明する範囲内で検討した結果、実態純資産の算定において、費用の発生可能性や金額見積の合理性がより重視される制度会計上の引当金に加え、4,700 億円（推定値を含む概算金額）を追加計上させる必要があると考えた（ただし、当該金額は必ずしも廃炉費用としての具体的な積み上げによる試算ではないことから、東電の会計上の引当の要否とは無関係に検討がなされている。）。

また、東電は平成 24 年 3 月期の第 1 四半期決算において 693 億円の廃炉費用

を災害損失引当金として追加計上しており、これを含めた総計 1 兆 1,510 億円が、実態純資産の算定において、現時点で見積もられた 1F の 1 号機から 4 号機の廃炉費用に係る負債である。

上記の追加計上の概要等は、下記のとおりである。

① 災害損失引当金（ステップ 1 及び 2 に係る費用）

東電は、ステップ 1 及び 2 に要する費用を作業項目毎に見積り、見積られた金額（1,750 億円）を災害損失引当金に含めて計上している。

東電は、ステップ 1 及び 2 に係る費用の見積りにあたって、当初見積額からの実績下落率に基づいたコストダウンを見込んでいるが、今回の事故に伴う資材調達や外部委託は特殊性が高く、想定どおりのコストダウンの実現には不確実性が伴う。また、ステップ 1 及び 2 について、平成 23 年 3 月期決算時点では想定されなかった課題が新たに判明したことにより、平成 23 年 8 月までに追加費用が発生している。現状、ステップ 2 での大きな工程変更や追加作業は予定されていないが、前例のない特殊な環境下での作業であるため、残余期間において、追加費用が発生する可能性がある。

これらのリスクに備えるため、実態純資産の算定にあたり、900 億円の追加引当を行う必要があると考えられる。

② 災害損失引当金（中期的課題に係る費用）

中期的課題に係る費用 2,500 億円は、炉心溶融の状態からの核燃料取出しを完了した唯一のケースである米国スリーマイル島発電所(以下「TMI」という。)2 号機における事故対策費用を基礎として算定されている。

1F の事故と TMI 事故の主な異同は下表のとおりである。

図表 3.2.2.1.(3) 1F 事故と TMI 事故の比較

	1F1-4 号機	TMI2 号機
形式・出力	沸騰水型軽水炉 281.4 万 kw（合計）	加圧水型軽水炉 95.9 万 kw
原子炉内燃料の損傷	○	○
使用済燃料プール内の核燃料の損傷	△	－
原子炉格納容器の損傷	○	－
原子炉建屋の損傷	○	－

○：該当あり △：該当する可能性あり

TF 事務局は、TMI の事例では実施されていない、あるいは軽微であったと想定される以下の工程に関するコストについて、追加の引当計上の要否について

検討を行った。

（ⅰ）多量の汚染水処理
（ⅱ）損傷した原子炉建屋の修復等
（ⅲ）原子炉建屋内の除染
（ⅳ）原子炉内核燃料の取出しに関する研究開発費
（ⅴ）使用済燃料プール内の核燃料の取出し
（ⅵ）原子炉内核燃料の取出し費用（合理化効果の見直し）

また、中期的課題に係る費用の見積りにあたり、TMI 事故処理時点からの技術革新による合理化効果として、一定の費用低減が見込まれている点についても、その合理性を検討した。

上記の検討事項に関しては、現時点において合理的な見積りを行うことは困難であるが、現時点での状況を前提とすると、実態純資産の算定にあたり、3,800 億円の追加引当を行う必要があると考えられる。

各項目についての検討内容は以下のとおりである。

（ⅰ）多量の汚染水処理

1F の 1 号機から 4 号機においては、放射能に汚染された水が大量に発生しており、東電は、汚染水処理を行うための設備の設置費用をステップ 1 及びステップ 2 に係る費用に含めている。これに加え、実態純資産の算定にあたり、将来的な可能性がある新規設備の導入費用及び設備の維持管理費用について追加引当を行う必要があると考えられる。

（ⅱ）損傷した原子炉建屋の修復等

1F の 1 号機から 4 号機においては、水素爆発等による建屋の損傷が認められる。ロードマップにおいては、廃炉作業の前提として放射性物質の飛散抑制を目的とした建屋修復等を予定している。したがって、実態純資産の算定にあたり、建屋修復等に係る費用について追加引当を行う必要があると考えられる。

（ⅲ）原子炉建屋内の除染

東電は、原子炉建屋内の除染費用を中期的課題に関する費用の内数と位置づけているが、TMI 事故と比較すれば汚染領域が広く、引当が不足している可能性がある。したがって、実態純資産の算定にあたり、原子炉建屋内除染費用について追加引当を行う必要があると考えられる。

(ⅳ)原子炉内核燃料の取出しに関する研究開発費

1F の事故を受け、内閣府原子力委員会は、1F の廃止措置に至るまでの取組に向けた研究開発項目等を提言するために、中長期措置検討専門部会を設置した。これを踏まえ、東電は、平成 24 年から 32 年までの 9 年間の研究開発費用を事業計画に計上することを想定している。

当該研究開発費に係る支出は将来において発生するが、1F の事故に起因するものであるため、実態純資産の算定にあたり、追加引当を行う必要があると考えられる。

(ⅴ)使用済燃料プール内の核燃料の取出し

1F の 1 号機から 4 号機については、使用済燃料プールに核燃料が存在しており、廃炉作業に先立ち、使用済核燃料の取出しが必要となる。したがって、実態純資産の算定にあたり、使用済燃料取出しに使用するクレーン設置費用等について追加引当を行う必要があると考えられる。

(ⅵ)原子炉内核燃料の取出し費用(合理化効果の見直し)

中期的課題に係る費用の見積りにあたり、TMI の事故当時からの技術革新による一定のコストダウンを見込んでいる。しかし、事故炉からの核燃料取出しのような特殊性の高い技術に関する合理化には不確実性が伴う。したがって、実態純資産の算定にあたり、保守的にコストダウン相当額について追加引当を行う必要があると考えられる。

③ 資産除去債務

東電は、1F の 1 号機から 4 号機の解体・撤去費用として 1,867 億円の資産除去債務を計上している。これは通常の状態における廃炉費用である。1F の 1 号機から 4 号機は、現時点では放射能濃度が高く、瓦礫や放射能汚染水も存在するため、廃炉作業の実施には困難が予想され、追加費用の発生が懸念されるが、東電は、瓦礫の撤去や建屋内除染を十分に行うことで、通常どおりの解体・撤去作業を実施できると判断しており、通常の状態に戻すまでの費用は中期的課題に係る費用(災害損失引当金)に含まれると整理している。

核燃料の取出しを終えるまでには、その後の通常の解体、撤去作業が行える程度まで除染が進まない可能性は否定できないが、原子炉内の状態が把握できない現状において、解体・撤去作業開始時の状況を予測することは難しく、追加的な除染費用や放射性廃棄物の処分費用を現時点で見積もることは困難である。したがって、今後実施される除染の状況等によっては通常の状態における解体、撤去作業が実施できず、費用が増加するリスクが存在する点に留意が必

要である。

④　廃炉費用の拡大リスク

廃炉の完了までには長期間を要し、不確実な要素も多い。廃炉費用が拡大するリスクとして、上記①から③に加え、現時点において以下のような項目が認識されているが、特に中長期的に実施される作業については、不確実性が高く、廃炉費用の拡大リスクも高くなる点には留意が必要である。

（ⅰ）ロードマップに示されているステップ 1 及び 2 に係る費用に関するリスク

・新たな課題の発生に伴う追加費用

（ⅱ）ロードマップに示されている中期的課題に係る費用に関するリスク

・汚染水の処理、損傷した原子炉建屋の修復等に係る追加費用

・原子炉格納容器の補修に係る追加費用

・原子炉内及び使用済燃料プール内の核燃料取出しに係る追加費用

（ⅲ）資産除去債務に関するリスク

・解体作業前の除染作業等が十分に完了しないこと等による追加費用

3.2.2.2　その他原子力関連

1F の 1 号機から 4 号機以外の原子力関連についての実態純資産への反映額は、以下のとおりである。

図表 3.2.2.2　その他原子力関連についての実態純資産への反映額

内容	金額（億円）
1F の 5 号機及び 6 号機に関する資産の減損及び関連損失の引当	1,646
加工中等核燃料に係る評価損	87
合計	1,733

東電では、1F の 5 号機及び 6 号機の今後の取り扱いは未定であり、廃炉の意思決定は行われていない。しかしながら、1F の 1 号機から 4 号機に隣接している立地状況等を勘案し、5 号機及び 6 号機についても、保守的に固定資産の減損等 1,646 億円を実態純資産に反映させた。

また、資産性に疑義のある加工中等核燃料について、評価損 87 億円を実態純資産に反映させた。

3.3　基準日（平成 23 年 3 月末日）現在の実態貸借対照表

委員会では、以上の検討を踏まえて平成 23 年 3 月末日現在の実態貸借対照表を作成した。

(1) 実態連結純資産

平成 23 年 3 月末連結純資産 1 兆 6,025 億円に対し、前記の評価対象範囲及び評価基準に基づいて調整を実施した 3 月末の実態連結純資産は 1 兆 2,922 億円と試算された。

実態純資産 3,103 億円の減少要因は、東電の 1F の 1 号機から 4 号機に関する廃炉費用 4,700 億円及びその他原子力関連損失 1,733 億円を中心とした純資産のマイナス項目が、東電及び子会社等の不動産の含み益 3,405 億円等のプラス項目を大きく上回っているためである。

図表 3.3.(1)　実態純資産調整表

内容	金額
平成 23 年 3 月末連結純資産	1 兆 6,025 億円
1F の 1 号機から 4 号機廃炉費用	△4,700 億円
上記に関して平成 24 年 3 月期第 1 四半期に追加した金額	△693 億円
その他原子力関連損失	△1,733 億円
不動産	3,405 億円
有価証券	581 億円
事業・関係会社株式	△94 億円
退職給付	830 億円
その他	△699 億円
平成 23 年 3 月末調整後連結純資産	1 兆 2,922 億円

平成 24 年 3 月期第 1 四半期純損失（調整後）[1)2)]	△4,984 億円
同、原子力損害賠償費（上記のうち、支援機構からの資金交付相当分）	3,977 億円
第 1 四半期調整後連結純資産	1 兆 1,915 億円

1. 第 1 四半期公表ベースの四半期純損失 5,718 億円と異なっている。これは第 1 四半期に追加計上した廃炉費用 693 億円を実態純資産調整項目とすることで、当該金額を控除している等の調整を行っているためである。

2. 売却あるいは清算対象会社の第 1 四半期純損失は 9 億円（連結修正考慮前）である。

(2) 留意事項

TF 事務局は、実態純資産を把握するにあたって、以下を前提とした。[25]

① 支援機構設立後、東電が実施する損害賠償債務の支払に充てるための資金は、支援機構法第 41 条第 1 項第 1 号の支援機構が東電に対して資金交付により援助を行うことで、同額の収益認識が行われるとの前提を置いた上で、調整後連結純資産には、既に発生した原子力損害賠償費（第 1 四半期 3,977 億円)の他今後計上すべき原子力損害賠償引当金についても反映をさせない前提で作成している。

② 支援機構法第 52 条第 1 項に基づく特別負担金額は、東電の今後の収支の状況に照らし、電気の安定供給等に係る事業の円滑な運営の確保に支障が生じない限度において、主務省令で定める基準に基づき定められることとされているため、会計上は、将来にわたって東電が負担する費用と位置づけられることから、上記実態純資産の把握にあたっては考慮していない。

③ 平成 24 年 3 月期において多額の欠損金が発生する見込であり、また、特別負担金の支払金額及び期間がどの程度になるかは不確定な状況にあることから、今後の課税所得の発生状況が把握できないことにより税効果の調整は反映させていない。

④ 実態貸借対照表上は、非電気事業用資産である不動産について時価評価を行ったことによる含み益 3,405 億円を計上したものの、うち 1,824 億円は非処分対象資産に係るものであるため、当該不動産について自社利用を継続する場合（リースバックを含む）は、原則として、制度会計上は当該含み益（1,824 億円）は実現されない。

以下の事項については、法改正等の対応を要する事項であり、現段階における考察は困難なため、本報告書の対象外とする。

① 核燃料サイクルの方針変更に伴う引当金への影響

② 1F の 1 号機から 4 号機の廃炉の過程で発生した放射性廃棄物の中間貯蔵及び最終処分のための追加コストに係る引当金

(3) 作成前提

東電の平成 23 年 3 月期末の実態貸借対照表を分析するにあたっては、イ.前記の実態純資産調整項目の反映、ロ.売却あるいは清算対象関係会社の連結除外

[25] なお、見積り金額の合理性及び蓋然性の観点から前述の実態純資産には反映させていないが、将来的に東電の純資産に影響を与えると想定される項目は以下のとおりである。
① 燃料調達に関連する長期の契約債務
② 海外案件に関する訴訟

による影響の 2 点を織り込んでいる。

(4) 実態貸借対照表

平成 23 年 3 月末日の修正前貸借対照表の総資産 14 兆 7,904 億円に対して、修正後の実態貸借対照表の総資産は 14 兆 8,701 億円であり、大きな変動は生じていない。当該実態貸借対照表においては、売却あるいは清算対象となっている関係会社を連結対象から除外することによって生じる影響も考慮されているが、東電単体の総資産の連結総資産に占める割合が 96.3%と高いことから、当該連結除外が全体に与える影響は少ない。

図表 3.3.(2)　実態貸借対照表

（単位：億円）

勘定科目	修正前 貸借対照表	調整項目	修正後 貸借対照表
電気事業固定資産	76,054	2,346	78,400
その他の固定資産	5,194	(1,859)	3,335
固定資産仮勘定	7,500	(267)	7,232
核燃料	8,700	(300)	8,400
長期投資	4,916	517	5,433
使用済燃料再処理積立	9,827	-	9,827
その他	6,579	953	7,532
貸倒引当金－長期	(13)	6	(8)
投資その他の資産	**21,309**	**1,476**	**22,784**
固定資産計	**118,756**	**1,395**	**120,151**
現金及び預金	22,483	(245)	22,238
受取手形及び売掛金	3,598	(94)	3,504
棚卸資産	1,613	(81)	1,532
その他	1,480	(177)	1,303
貸倒引当金	(27)	0	(27)
流動資産計	**29,147**	**(597)**	**28,550**
資産合計	**147,904**	**798**	**148,701**
社債	44,256	-	44,256
長期借入金	34,238	(794)	33,444
退職給付引当金	4,328	(929)	3,399
使用済燃料再処理等引当金	11,929	-	11,929
使用済燃再処理等準備引当金	551	83	634
災害損失引当金	8,318	5,389	13,707
資産除去債務（固定）	7,919	124	8,043
その他	1,480	78	1,557
固定負債計	**113,017**	**3,951**	**116,968**
１年以内固定負債	7,748	(114)	7,634
短期借入金	4,062	(6)	4,056
支払手形及び買掛金	2,488	(50)	2,438
その他	4,451	121	4,571
流動負債計	**18,750**	**(50)**	**18,700**
特別法上の引当金	112	-	112
負債合計	**131,879**	**3,901**	**135,780**
株主資本	16,303	(2,902)	13,401
その他の包括利益累計額	(722)	19	(703)
新株予約権	0	(0)	-
少数株主持分	444	(220)	224
純資産合計	**16,025**	**(3,103)**	**12,922**
負債純資産合計	**147,904**	**798**	**148,701**

1. 調整項目欄は、図表 3.3.(1)の調整内容を反映している。

3.4　原子力発電所の事故に伴う被災者等に対する損害賠償額及び弁済の状況

支援機構法では、支援機構と東電が共同して作成する特別事業計画に、原子力発電所事故に伴う要賠償額の見通しを記載することとされていること等を踏まえて、損害賠償額についての調査を実施した。

3.4.1　要賠償額の見通し

3.4.1.1　原子力損害賠償紛争審査会による中間指針について

(1) 原子力損害賠償紛争審査会の位置づけ

原子力損害賠償紛争審査会（以下「紛争審査会」という。）は、原賠法第18条に定める機関であり、「原子力損害の賠償に関する紛争について原子力損害の範囲の判定の指針その他の当該紛争の当事者による自主的な解決に資する一般的な指針を定めること。」をその処理すべき事務の一つとしている。

(2) 中間指針の制定

紛争審査会は、平成23年4月15日以降8月5日まで計13回開催され、8月5日、それまでの議論をもとに、中間指針を定めた。

中間指針は、被害者らの生活状況が切迫する中、原子力損害に該当する蓋然性の高いものから順次指針として提示することによって可能な限り早期の被害者救済を図るという方針の下、賠償すべき損害として一定の類型化が可能な損害項目やその範囲等を示したものである。したがって、中間指針で対象とされなかったものが直ちに賠償の対象とならないというものではなく、個別具体的な事情に応じて相当因果関係のある損害と認められることがあり得ることに留意が必要である。

もとより、中間指針はあくまで、本事故により発生した原子力損害の賠償指針を抽象的に示したものであり、個別具体的な紛争の解決に当たる裁判所の判断を拘束するものではないし、自主的な紛争解決に当たる当事者を当然に拘束するものでもない。

しかしながら、その一方で、中間指針は、法律上、原子力損害の賠償に関する指針を定めることとされている紛争審査会が定めた指針である上、法律家のみならず関係する各分野から選ばれた専門家が、膨大な資料やヒアリング結果を踏まえ、徹底的な議論を行った上で作成したものであり、その事実上の影響力は極めて大きいというべきである。また後述するように東電が中間指針に沿った形で損害賠償の一部仮払いを行っていることからも窺われるように、東電の賠償方針に与える影響には特に大きいものがあると考えられる。

(3) 中間指針の内容とその評価

中間指針では、別紙7「中間指針要約表」のとおり、賠償すべき損害として一定の類型化が可能な損害項目やその範囲等を示している。

中間指針に示された考え方は、いずれも従来の相当因果関係の議論や裁判実務等と整合的であり、妥当なものと評価できる。

(4) 中間指針において取り上げられなかった損害項目について

中間指針は、賠償すべき原子力損害と認められるもののうち、一定の類型のものを取り出して、その損害の範囲を示すものであるから、中間指針においては取り上げられていない損害項目であっても、本事故との相当因果関係が認められる可能性があるものが存在する。

その代表例が自主避難に係る損害であり、避難等の対象区域外に住居がある場合であっても、例えば避難等の対象区域に隣接している場合等、自主的に避難することに高度な合理性が認められる場合も存在する。そのような場合には、実際の事案を対象とした個別具体的な検討が不可欠であると思料され、当該避難等によって生じた損害についても本事故との間に相当因果関係が認められる可能性があると思われる。

この他、各産業分野別に風評被害を中心とした原子力損害の実態を調査するための専門委員が設置され、調査の結果をとりまとめた報告書を作成しているところ、同調査報告書（以下「専門委員調査報告書」という。）においては、中間指針の範疇外にありながら相当因果関係が認められる可能性があると思料される損害が紹介されているので、留意が必要である。

3.4.1.2　損害総額の見通し

(1) TF事務局による試算の位置づけ

支援機構法第41条第2項第2号は、資金援助の申込みを行う原子力事業者に対し、「要賠償額の見通し」を記載した書類の提出を義務づけている。

本件事故に伴う被害は極めて大規模かつ広範囲にわたるものであり、かつ現在もなお本件事故は収束に至っていない。そのため、現段階において「要賠償額の見通し」を検討するに当たって、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。

この点、支援機構法第41条第2項第2号における「要賠償額の見通し」がどのような前提での推計を予定しているかについては、条文上の記載から必ずしも

明らかではないが、TF事務局においては、これを、支援機構が損害賠償額の全体像を予め把握し、支援機構が資金援助を実施するための資金枠を準備するための要件であると解釈した上で、保守的な金額（全体として、実際の損害額が試算値を上回る可能性ができる限り発生しないよう、多めに計算した金額）として試算を進めた。そのため、本報告における試算は、以下の特徴を有する。

・未申告の被害もカバーするため、多くの項目について、仮払請求等に基づく積み上げではなく、マクロ的視点から統計的に損害額を算出している。

・発生しうる損害を保守的に把握するため、損害項目を、①一過性の損害と、②一定期間にわたって発生することが見込まれる損害に分けて検討したうえで、後者については避難者の帰宅時期その他の本件事故の収束時期についての具体的な仮定を置かず、避難者に係る損害項目については、15 万人余りの避難者全員について損害が発生し続けるという前提で期間毎に発生する損害額として試算を実施したものである。

このように、本報告における試算は、支援機構が損害賠償のために十分な資金援助のための資金枠を準備するためのものであって、必ずしも損害賠償の支払予想額として具体的な損害額の積み上げにより行った試算ではないことから、東電の会計上の引当の要否とは何ら無関係に検討がなされていることを付言しておく。

(2) 試算結果

本報告の策定に当たり知り得た事実関係及び入手可能な統計データを前提とした試算結果は、一過性の損害分として約2兆6,184億円、年度毎に発生しうる損害分として初年度（平成23年3月11日～平成24年3月末日）分約1兆246億円、2年目以降単年度分として約8,972億円となった。概要は下記のとおりである。

記

① 政府による避難等の指示等に係る損害

一過性の損害分	約5,775億円
初年度分	約7,372億円
2年目以降単年度分	約6,098億円

（内訳）

・検査費用（人）

初年度分　　約315億円
2年目以降単年度分　　約293億円

・避難費用

（後記「帰宅費用」の内数に含めて試算）

・一時立入費用

初年度分　　約79億円
2年目以降単年度分　　約105億円

・帰宅費用

初年度分　　約1,139億円
2年目以降単年度分　　約447億円

・生命・身体的損害

（被害実態が明らかではなく、現時点では推計不能）

・精神的損害

初年度分　　約1,276億円
2年目以降単年度分　　約688億円

・営業損害

初年度分　　約1,915億円
2年目以降単年度分　約1,915億円

・就労不能等に伴う損害

初年度分　　約2,649億円
2年目以降単年度分　約2,649億円

・検査費用（物）

一過性の損害分　　約67億円

・財物価値の喪失又は減少等

一過性の損害分　　約5,707億円

以上については、基本的に、域内避難者161,408人（その後平成23年4月22日付で南相馬市の一部及びいわき市において避難等指示等が解除されたため、同日以降の域内避難者数144,323人）、域内企業数6,810社、域内就業者数62,947人、福島県総生産額約7兆6,669億円（うち域内9,055億円）、福島県農林水産生産額約1,558億円（うち域内約157億円）を基礎データとして、東電が公表した損害賠償基準・単価に照らして試算を行った。

また、営業損害については、福島県市民経済計算における市町村別の売上高・生産額や営業余剰・混合所得を利用し、これに市町村別の人口に対する当該市町村内避難者数の比率（以下「市町村別被害率」という。）を乗じて試算を行った。同様に、就労不能等に伴う損害についても、福島県市民経済計算に

おける市町村別の雇用者報酬・賃金俸給を利用し、これに市町村別被害率を乗じて試算を行った。

財物価値の喪失又は減少等については、市町村別固定資産税評価額等を利用し、これに市町村別被害率を乗じて試算を行った。ここでは、対象となる財物（土地、建物、償却資産、自動車他）の価値全てが喪失したとの仮定で計算を行っているところ、実際には廉価な除染手段等による回復の可能性もあるため、過大推計となっている可能性があること、反面、除染を行う費用が財物価値を上回ることにより損害額が多額となるケースも発生する可能性があること[26]、この点についての損害額を具体的に見積もることができるようになるまで相当の期間を要すると考えられることに留意を要する。

② 政府による航行危険区域等及び飛行禁止区域の設定に係る損害

（被害実態が明らかでなく、現時点では推計不能）

専門委員調査報告書によれば、政府による航行危険区域等又は飛行禁止区域の設定に起因して、漁業者、内航海運業又は旅客船事業を営んでいる者又は航空運送事業者に何らかの減収や追加的費用が発生していることが確認されている。しかし、同調査報告書の記載によれば、推計にあたって前提とすることができる程度に具体的に発生した損害に係る損害額までは確認することができず、その他、損害額を推計するための適切な資料は見当たらない。したがって、現時点で営業損害額について合理的な損害額を推計することは不可能である。

今後、政府による航行危険区域等又は飛行禁止区域の設定に係る営業損害の実態が明らかになるに従って、東電が、相当の金額の損害賠償責任を負う可能性がある。

③ 政府等による農林水産物等の出荷制限指示等に係る損害

当該損害項目については、後記「風評被害」の内数に含めて試算した。

④ その他の政府指示等に係る損害

（被害実態が明らかでなく、現時点では推計不能）

専門委員調査報告書によれば、その他政府指示等に起因して、上下水道業者に何らかの減収や追加的費用が発生していること、私立学校に校地等の除染に関する何らかの費用が発生していることが確認されている。しかし、具体的な損害額までは確認することができず、その他、損害額を推計するための適切な

[26] なお、中間指針によれば、修理や除染の費用に関しては、当該財物の価値を上回る費用については原則として損害賠償の範囲外であるが、文化財、農地等代替性のない財物については、例外的に当該財物の客観的価値を超える金額の賠償も認められ得るとされている。

資料は見当たらない。したがって、現時点で営業損害額について合理的な損害額を推計することは不可能である。

今後、その他政府指示等による営業損害の実態が明らかになるに従って、東電が、相当の金額の損害賠償責任を負う可能性がある。

⑤　いわゆる風評被害

一過性の損害分　約1兆3,039億円

（内訳）

・農林漁業・食品産業の風評被害（国内分）

一過性の損害分　約8,338億円

国内における風評被害については、中間指針により消費者又は取引先が放射性物質による汚染を懸念して買い控え等を行うことが合理的であると個別に指定された地域（以下、本損害項目内の説明において「指定対象地域」という。）における産品等（以下、本損害項目内の説明において「指定対象品目」という。）に係る買い控えに関し、輸入品に代替された部分と、購入そのものが減少した部分とに分けて検討した。

輸入品に代替された部分に係る損害額は、日本貿易統計輸出月報に基づき、平成23年3月から7月までは実績値、8月から平成24年2月までは平成23年6月及び7月の前年各同月からの増加率の平均値が継続するものと仮定して農林水産物及び食品の「DID輸入増加額」を算出し、係る輸入増加額がそのまま損害となるものとして試算した。その結果、損害額の合計は約1,178億円となった。

購入そのものが減少した部分に係る損害額は、下記（ⅰ）の最小仮定値と下記（ⅱ）の最大仮定値の中間値として試算した。その結果、損害額は約 7,161 億円となった。

記

（ⅰ）最小仮定値

消費者が、指定対象品目について、指定対象地域とその他の地域とを無差別に買い控えを行ったと仮定した被害推定値。

総務省家計調査報告に基づき、上記と同様に指定対象品目毎の平成 23 年 3 月から平成 24 年 2 月までの「DID 家計消費支出減少額」を算出し、これに世帯数を乗じて全国の消費支出減少額を算出したうえで、さらにこれに当該品目が指定対象地域で産出される比率を乗じた額を各品目の被害額と推定する。

（ⅱ）最大仮定値

消費者が、指定対象地域に係る指定対象品目を完全に買い控えたと仮定し

た被害推定値。

上記(ⅰ)のとおり算出した指定対象品目毎の平成23年3月から平成24年2月までの全国の消費支出減少額と、同期間における当該品目の指定対象地域における産出額とのうち、何れか小さい方の額を各品目の被害額と推定する。

・農林漁業・食品産業の風評被害（輸出分）

一過性の損害分　　約651億円

農林漁業・食品産業の風評被害に係る損害額のうち、輸出に係る損害額は、日本貿易統計輸出月報に基づき、平成23年3月から7月までは実績値、8月から平成24年2月までは平成23年6月及び7月の前年各同月からの増加率の平均値が継続するものと仮定して農林水産物及び食品の「DID輸出減少額」を算出し、係る輸出減少額がそのまま損害となるものとして試算した。

・観光業の風評被害

一過性の損害分　　約3,367億円

観光業の風評被害の試算については、国内観光客に係るものと外国人観光客に係るものに分けて検討した。

国内観光客に係るものについては、中間指針において、消費者等が本事故及びその後の放射性物質の放出を理由に解約・予約控え等をする心理が、平均的・一般的な人を基準に合理性を有していると認められる蓋然性が高いとされている観光業の営業の拠点である福島県、茨城県、栃木県及び群馬県（以下、本損害項目内の説明において「指定対象地域」という。）向けの国内観光客に係る風評被害額は、下記(ⅰ)の最小仮定値と下記(ⅱ)の最大仮定値の中間値として試算した。その結果、損害額は約946億円となった。

記

(ⅰ)最小仮定値

消費者が、指定対象地域向けの観光旅行とその他の地域向けの観光旅行とを無差別に控えたと仮定した被害推定値。

総務省家計調査報告に基づき、上記と同様に観光関連消費支出の平成23年3月から平成24年2月までの「DID家計消費支出減少額」を算出し、これに世帯数を乗じて全国の消費支出減少額を算出したうえで、さらにこれに指定対象地向け宿泊旅行支出比率を乗じた値を被害額と推定する。

(ⅱ)最大仮定値

消費者が指定対象地域向けの観光旅行を完全に控えたと仮定した被害推

定値。

上記（ｉ）のとおり算出した観光関連消費支出の平成 23 年 3 月から平成 24 年 2 月までの全国の消費支出減少額と、指定対象地域宿泊旅行関係生産額のうち何れか小さい方の額を被害額と推定する。

次に、外国人観光客に係る風評被害については、法務省出入国管理統計に基づき、上記と同様に短期滞在者数の平成23年3月から平成24年2月までの「DID減少数」を算出したうえで、これに「外国人観光客１人当国内消費支出額」を乗じた額にさらに（「平均サービス業利益率」＋「固定資本減耗率」＋「雇用者報酬率」）を乗じて試算した。その結果、損害額は、約 2,421 億円となった。

・製造業・サービス業等の風評被害

一過性の損害分　　約684億円

製造業・サービス業等の風評被害に係る損害額は、ミネラルウォーター製造業に係るものと、ゴルフ場等娯楽スポーツ施設（以下、本損害項目内の説明において「対象娯楽施設」という。）に係るものについて検討し、それぞれについて下記（ｉ）の最小仮定値と下記（ii）の最大仮定値の中間値として試算した。その結果、損害額は、ミネラルウォーター製造業について約81億円、対象娯楽施設について約603億円となった。

記

（ｉ）最小仮定値

消費者が、①福島県内で製造されたミネラルウォーターとその他の地域で製造されたミネラルウォーターとを無差別に買い控え、また、② 福島県内の対象娯楽施設とその他の地域の対象娯楽施設の利用を無差別に控えたと仮定した被害推定値。

総務省家計調査報告に基づき、上記と同様にミネラルウォーター又は対象娯楽施設毎の平成 23 年 3 月から平成 24 年 2 月までの「DID 家計消費支出減少額」を算出し、これに世帯数を乗じて全国の消費支出減少額を算出したうえで、さらにこれに福島県内でミネラルウォーターが産出される比率又は対象娯楽施設が提供される比率を乗じた額をそれぞれについての被害額と推定する。

（ii）最大仮定値

消費者が、①福島県内で製造されたミネラルウォーターを完全に買い控え、また、② 福島県内の対象娯楽施設の利用を無差別に控えたと仮定した被害推定値。

上記（ｉ）のとおり算出したミネラルウォーター又は対象娯楽施設に係る平成 23 年 3 月から平成 24 年 2 月までの全国の消費支出減少額と、同期間に

おいて福島県内でミネラルウォーターが産出される額又は対象娯楽施設が提供される額とのうち、何れか小さい方の額を各品目の被害額と推定する。

風評被害に係る試算については、(ⅰ)本事故以外の東日本大震災による影響を厳密に分離するものではないこと、(ⅱ)家計消費支出においては平成23年8月から平成24年2月については平成23年6月及び7月を平均した増減率を適用し、出入国管理統計における短期滞在者数においては平成23年7月から平成24年2月については平成23年6月の増減率を適用して被害額を試算しているところ、家計消費支出は平成23年7月には例年値に回帰する傾向がみられ、出入国管理統計における短期滞在者数についても明確な回復傾向が見られ、風評被害が早期に収束する可能性があることなどから、過大な試算となっている可能性がある。他方、本試算が平成23年3月から7月までの家計消費支出の変動を元にしていることから、平成23年8月以降に収穫期や旬を迎える農林水産物(コメ、梨、カニ等)についての出荷制限指示等の可能性や風評被害の影響を十分に捉えきっていない可能性があり、この点で過小な試算となっている可能性がある。また、各項目について最小仮定値と最大仮定値の中間値を採用している点で不確実性が大きいことについても留意が必要である。

⑥　いわゆる間接被害について

一過性の損害分	約7,370億円
初年度分	約2,874億円
2年目以降単年度分	約2,874億円

(内訳)

・前方連関(投入側)

一過性の損害分	約3,035億円
初年度分	約1,108億円
2年目以降単年度分	約1,108億円

・後方連関(産出側)

一過性の損害分	約4,335億円
初年度分	約1,766億円
2年目以降単年度分	約1,766億円

上記①～⑤における第一次被害者を業種別に分類して各業種別の第一次被害の額を特定し、これを基に、総務省作成の産業連関表を用いて、第一次被害者を原材料やサービスの販売先としていた者に生じた被害(間接被害 前方連関(投入側))と、第一次被害者を原材料やサービスに係る調達先としていた者に生じた被害(間接被害 後方連関(産出側))を試算している。

本試算は、中間指針との整合性に配慮し、第一次被害者を起点とする波及1段分のみを間接被害の対象として試算を行っているが、産業連関表上の各係数は、第一次被害者と前方連関被害者又は後方連関被害者との間の取引の代替性の有無を反映したものではないため、代替性がない場合にのみ賠償を認める中間指針に基づく賠償額と本試算額とは必ずしも合致せず、不確実性が大きいことに留意が必要である。

また、第一次被害者の所在地が警戒区域・計画的避難区域等である場合、前方連関被害者又は後方連関被害者の所在地もまた同区域等内である可能性があり、このような場合、間接被害 前方連関（投入側）及び間接被害 後方連関（産出側）は、上記①での営業損害等の試算と重複している可能性があることにも留意が必要である。

⑦ 放射線被曝による損害

官公庁のプレスリリースや報道等によれば、平成23年8月時点において放射線被曝の該当者が存在しないことから、損害額をゼロと試算した。

⑧ 地方公共団体等の財産的損害等

（被害実態が明らかではなく、現時点では推計不能）

地方公共団体等の財産的損害等の額は中間指針において実費とされているところ、地方公共団体は、年度期末を基準時として実費負担額等を把握、公表等するため現時点では計算できず、試算に際しては考慮しないこととした。

もっとも、地方公共団体等の財産的損害を構成するのは、(ⅰ)地方公共団体が所有する財物への損害、(ⅱ)地方公共団体が民間事業者と同様の立場で行う事業に関する損害及び(ⅲ)加害者が負担すべき費用を代わって負担した場合の当該負担分であるところ、(ⅲ)については、これまで検討した各損害項目の試算において評価しつくされていると考えられるところである。

3.4.1.3 東電が行った仮払いの状況

平成23年9月7日現在における東電の仮払補償金の支払状況は下記のとおりであり、合計約1,172億円が支払われている。

・避難費用仮払補償金 ・・・・約521億円
・避難費用追加仮払補償金 ・・約358億円
・中小企業者仮払補償金 ・・・・約79億円
・農林業者仮払補償金 ・・・・約181億円
・漁業者仮払補償金 ・・・・・・約32億円
・一時立入者仮払補償金 ・・約3,300万円

3.4.1.4　東電における本賠償の予定

(1) 賠償基準

別紙7のとおり。別紙7に示された基準は中間指針に依拠するものであり、合理性が認められるものと思料される。

(2) 支払スケジュール

・個人に係る損害

平成 23 年 9 月 12 日より請求書用紙等の発送及び受付を開始しており、本年 10 月の早い段階での支払開始を目指すとしている。

・法人及び個人事業主に係る損害

平成 23 年 9 月 27 日を目途に請求書用紙等の発送及び受付を開始し、本年 10 月中の支払開始をめざすとしている。

(3) 本賠償の体制

現在、東電社員（約 700 名）を中心に 1,200 名規模で相談業務を実施しているが、東電は、10 月を目途に体制強化を図り、社員約 3,000 名を含む 6,500 名規模で、年内にはグループ社員約 3,700 名を含む約 9,000 名規模の体制とする方向で検討している。

また、平成 23 年 9 月 12 日付で本店の福島原子力補償相談室内に本賠償に係る書類の受付・確認及び支払に関する事務を行う「補償運営センター」を設置するとともに、本年 10 月 1 日付で福島県以外の東北地方各県における賠償業務に対応するため、「東北補償相談センター」を宮城県仙台市内に設置する予定である。

(4) 本賠償の予定についての評価

支援機構法第 41 条第 2 項第 2 号は、資金援助の申込みを行う原子力事業者に対し、「損害賠償の迅速かつ適切な実施のための方策」を記載した書類の提出を義務づけているところ、東電による上記のような賠償基準及び支払スケジュールの策定、プレスリリースやマスコミ各社を通じた賠償についての周知活動及び本賠償の体制作りは、支援機構法の要求を満たしているものと評価できる。

3.5　資金繰り分析

図表 3.5　平成 24 年 3 月期資金収支（平成 23 年 3 月期実績対比）

（単位：億円）

	実績	想定			平成24年3月期	平成23年3月期	増減額
	4～8月	9月	第3四半期	第4四半期			
営業収入	**20,317**	**4,357**	**13,388**	**15,298**	**53,360**	**54,299**	**(939)**
電気料	18,438	4,028	12,415	14,073	48,955	50,296	(1,341)
その他	1,878	329	973	1,225	4,405	4,004	401
営業支出	**(20,715)**	**(4,414)**	**(13,064)**	**(14,732)**	**(52,924)**	**(43,755)**	**(9,169)**
燃料費	(8,661)	(2,281)	(6,300)	(7,773)	(25,016)	(15,238)	(9,778)
その他	(12,053)	(2,132)	(6,764)	(6,959)	(27,908)	(28,518)	610
営業収支	**(398)**	**(57)**	**324**	**567**	**436**	**10,544**	**(10,108)**
投資収入	2,063	207	1,000	1,214	4,484	7,878	(3,394)
投資支出	(3,902)	(1,133)	(3,463)	(4,955)	(13,454)	(16,733)	3,279
投資収支	**(1,839)**	**(927)**	**(2,463)**	**(3,742)**	**(8,970)**	**(8,855)**	**(115)**
資金調達	4,089	920	2,920	2,660	10,589	35,427	(24,838)
債務償還	(7,809)	(1,029)	(3,170)	(3,622)	(15,630)	(15,739)	109
支払配当金	(1)	(0)	(1)	(1)	(3)	(805)	801
財務収支	**(3,722)**	**(109)**	**(250)**	**(963)**	**(5,044)**	**18,883**	**(23,927)**
1F事故関連収支	**(156)**	**(1,622)**	**3,919**	**(1,583)**	**559**	**-**	**559**
現預金増減額	**(6,114)**	**(2,714)**	**1,530**	**(5,721)**	**(13,019)**	**20,572**	**(33,591)**
月初現預金残高	**21,344**	**15,230**	**12,516**	**14,046**	**21,344**	**772**	**20,572**
月末現預金残高	**15,230**	**12,516**	**14,046**	**8,325**	**8,325**	**21,344**	**(13,019)**

(1) 平成 23 年 3 月期実績における資金収支の概況

東電は、平成 23 年 3 月 11 日以降に発生した 1F 事故発生に伴い、今後多額の支出が見込まれる、①増加燃料費、②社債償還費用及び③復旧費用の一部に充当することを目的として、三井住友銀行、みずほコーポレート銀行、三菱東京 UFJ 銀行をはじめとした主力取引 8 行より、総額 1 兆 8,650 億円の緊急融資を受けている。（日本政策投資銀行からの緊急融資 1,000 億円については平成 23 年 4 月に実行されたため、3 月 11 日以降に実施された緊急融資の合計は 1 兆 9,650 億円となる。）

当該融資実行の結果、平成 23 年 3 月期の財務収支は 1 兆 8,883 億円に増加するとともに、期末における現預金残高は 2 兆 1,344 億円と平成 22 年 3 月期末に対して 2 兆 572 億円増加するに至っている。

(2) 平成 24 年 3 月期における資金収支の概況

東電が提出した資料に基づいて算定した平成 24 年 3 月期の資金収支によれば、当該期末における現預金残高は、主に以下の要因により前期（平成 23 年 3 月期）末に対して 1 兆 3,019 億円減少し、8,325 億円となる見込みである。

①　燃料費負担の増加（前年比増加見込額：9,778 億円）

原子力発電から火力発電へのシフトに伴い、平成 24 年 3 月期における燃料費支払額は 2 兆 5,016 億円に上り、前期比 9,778 億円の増加に転じる見込みである。

当該期においては火力燃料の全般に亘って支出額が増加する見込みであるが、特に代替電源であるガスタービンの主燃料となる LNG（前期比 6,145 億円増）、及び火力発電の予備燃料として買い増しを予定する重油（前期比 2,158 億円増）の支払額が増加する予定である。

② 財務収支（資金調達から債務償還を差引いた純収支：△5,041 億円）

東電は、1F 事故以後の資金調達環境の悪化を踏まえ、当該期においては新たな社債発行による資金調達を見込んでおらず、既存分の償還 5,489 億円のみを反映させている（なお、平成 24 年度は既存分の償還 7,479 億円を予定）。

③ 1F 及び 2F の安定化費用・冷温停止維持費用の発生（当期支払見込額（税込）：2,439 億円）

東電は、将来発生し得る 1F 及び 2F の安定化費用・冷温停止維持費用に関して、平成 23 年 3 月期及び平成 24 年 3 月第 1 四半期において総額 7,074 億円の災害特別損失を計上している。（減損損失及び復旧費用等を含めた全体では 1 兆 1,228 億円）

上記損失計上額のうち、当該期においてはロードマップ（ステップ 1・2）に係る費用として 2,295 億円、1F の 5・6 号機及び 2F の冷温停止維持費用として 144 億円の支出を見込んでいる。

(3) 1F 事故後の資金調達環境

従前、東電は運転資金及び設備投資資金を社債発行、メガバンク 3 行ならびに日本政策投資銀行を中心とした銀行借入により調達するとともに、月末定時払いに係る短期資金をコマーシャルペーパーにより調達する等、資金使途に応じて弾力的かつ低コストでの資金調達が可能であったが、平成 23 年 3 月期決算が 1 兆円を超える赤字決算に至ったことに伴い、足元の資金調達環境は厳しい状況となっている。

東電の信用格下げに伴い、資金市場からの社債又はコマーシャルペーパーによる直接調達が困難であるなか、東電は平成 23 年 6 月に全取引金融機関に対し、平成 23 年 3 月末融資残高の維持（若しくはそれ以上の支援）を要請するなどした結果、短期借入金については平成 23 年 4 月から 8 月までに返済期日を迎えた 3,030 億円の全額について借換えが実現している。

一方、長期借入金については、設備投資資金の調達となるが、平成 24 年 3

月期においては日本政策投資銀行からの緊急融資 1,000 億円を除き長期借入の新規借入れ・借換えは実行されていない。

なお、平成 25 年から平成 26 年 3 月期においては、引き続き電力需要、燃料費負担、財務収支、1F 及び 2F の安定化・冷温停止維持費用等の動向等に注視が必要な状況にある。

3.6　内部通報制度について

東電においては、東電及びグループ会社の企業倫理の遵守を促進するため、平成 14 年より企業倫理委員会を設置し、また総務部企業倫理グループ内に企業倫理相談窓口を設けている。

企業倫理委員会は、労働組合中央執行委員長、会長、社長、倫理担当役員の他、3 名以上の社外有識者をもって構成されている。

企業倫理相談窓口は、総務部企業倫理グループを窓口とした社内ラインと、社外の弁護士を窓口とした社外ラインがあり、後者については顕名が要件とされている。社内ライン、社外ラインともに、顕名の場合でも、通報者の承諾がない限り、窓口の者以外には通報者を特定する情報が伝わらないよう配慮されている。また、通報者保護のため、「企業倫理相談窓口規程」において、企業倫理相談窓口に相談したこと自体を理由とした一切の不利益取り扱いを禁止しており、半年後に問題行為の再発や不利益取扱いの有無等を確認するためのフォローアップがなされている。

なお、上記窓口で相談を受けた案件についての事実調査は、基本的に調査対象部署を統括する組織で、企業倫理担当に任命されている者が行う（組織の No.2 の職位にある者が務めるのが通例である。）ものとされているが、当該調査担当者は事業の執行上の責任を担う立場の者でもあるので、この面からみると、それを理由に社員が内部通報を躊躇する懸念は払拭できない制度となっている。この部分については改善を検討すべきである。

4　今後 10 年の数値ベースの事業計画及び資本政策の検討

4.1　今後 10 年の事業計画シミュレーション及び資金調達方法

(1) 試算の目的

本報告でこれまで検討した設備投資計画、コスト削減策、資産売却方針等を踏まえて、今後 10 年の東電の姿を把握するために、数値ベースの事業計画についてシミュレーション（試算）を実施した。その際、原子力発電所(具体的には柏崎刈羽原子力発電所)の再稼働の動向が数値計画に与える影響が大きいことから、これに関してはその再稼働時期に応じて複数のシナリオを置いた。また、電気料金についての適正な水準は、原子力発電所の再稼働の動向や東電のコスト削減策の実施状況に依存することから、下記のとおりいくつかのケースについて試算を行った。支援機構法に基づく特別負担金の支払いについては、損害賠償額の総額が現時点では不確定であること、各年における支払額確定のルールが現時点では決まっていないことから、下記の試算ではこれを取り込んでおらず、むしろ当期純利益の数値レベルから特別負担金の支払可能額を推計することができるようにするという考え方で試算を実施した。

(2) 試算手続き

原子力発電所の稼動に関するシナリオとしては、2.1.3.1 のケースに従って原子力発電所が稼動するケース（原子力発電所稼動ケース）、原子力発電所の稼動時期が 1 年後ろ倒しになるケース（1 年後原子力発電所稼働ケース）、原子力発電所が全く稼動しないケース（原子力発電所非稼動ケース）の 3 つのケースを設定した。

- 原子力発電所稼動ケース
- 1 年後原子力発電所稼働ケース
- 原子力発電所非稼動ケース

これらのシナリオに従い、東電において検討の基礎となる数値計画（10 年）を試算し、その数値を TF 事務局で策定した東電の財務三表モデルに取り込んだ上で、委員会で検討したコスト削減施策を反映し、シミュレーションを実施した。また、それぞれのケースにおいて①料金改定（値上げ）なし、②5%値上げ、③10%値上げ、の 3 つのパターンのシミュレーションを実施した。

上記の前提条件のほかは、いずれのシミュレーションにおいても、他の要素による影響を排除するため、下記の前提で試算した。

- 特別負担金の支払は考慮しない
- 社債発行や借入による新規資金調達は考慮しない
- 借入金は、緊急融資を除く平成 23 年 3 月 31 日以前に実施された借入金債

務については 10 年間残高維持がなされると仮定し、3 月 11 日以降に実施された緊急融資合計額 1 兆 9,650 億円については約定通りの返済が実施される

・料金値上げ後の値下げについては考慮しない

・退職給付に係る制度変更については、2.4.4.4 に示す 3 案のうち、暫定的に乙案により試算している。

図表 4.1.(1)　シミュレーションの前提

	①	②	③
料金改定 （平成24年度から32年度までの値上げ幅）	なし	5%	10%
特別負担金の支払[1)]	なし	なし	なし
長期借入金（震災前）の借換[2)]	あり	あり	あり
社債新規発行	なし	なし	なし
コスト削減施策	あり	あり	あり

1.本シミュレーションでは、特別負担金の支払は考慮していない。

2.平成23年3月11日以降に実施された緊急融資合計額（1兆9,650億円）は約定通りに返済との前提

なお、原子力発電所の稼働シナリオならびに料金改定は、「(1)試算の目的」に記載の目的に沿って、本試算のために仮定したものであり、現実の稼働計画や料金改定の検討などとは異なることに留意が必要である。

(3) 試算結果と資金調達方法

図表 4.1.(2)　事業計画シミュレーション概要（単位：億円）

		原子力発電所稼働ケース			1年後原子力発電所稼働ケース			原子力発電所非稼働ケース		
		①	②	③	①	②	③	①	②	③
前提	料金改定（値上げ）の有無	無	5%	10%	無	5%	10%	無	5%	10%
PL	（累計）営業収益	576,396	599,417	622,438	576,352	599,373	622,394	575,947	598,967	621,988
	（累計）営業利益	23,052	45,768	68,483	16,291	39,006	61,722	(18,250)	4,466	27,181
	（累計）営業外損益	(5,579)	(5,579)	(5,579)	(5,628)	(5,628)	(5,628)	(5,819)	(5,819)	(5,819)
	（累計）特別損益	(1,035)	(1,035)	(1,035)	(1,035)	(1,035)	(1,035)	(4,884)	(4,884)	(4,884)
	（累計）法人税等	3,405	11,046	18,729	1,078	8,804	16,452	76	76	3,541
	（累計）当期純利益	13,034	28,108	43,141	8,550	23,539	38,607	(29,028)	(6,313)	12,938
BS	（最小）現預金残高	(35,824)	(20,927)	(5,943)	(41,260)	(25,684)	(10,944)	(84,427)	(61,862)	(40,241)
	（最大）現預金残高	9,083	9,083	9,083	9,088	9,088	9,088	9,322	9,322	9,322
	平成33年3月期末現預金残高	(35,824)	(20,927)	(5,540)	(41,260)	(25,684)	(10,398)	(84,427)	(61,862)	(40,241)
	（最小）純資産残高	873	5,587	7,662	(4,173)	943	5,290	(19,853)	(5,336)	900
	（最大）純資産残高	25,875	40,949	55,982	21,391	36,380	51,448	7,662	7,662	25,779
CF	要調達額	(37,824)	(22,927)	(7,943)	(43,260)	(27,684)	(12,944)	(86,427)	(63,862)	(42,241)

1. BS 欄の（最大）、（最小）は、シミュレーション対象の各年度のうち、最大又は最小となる年度の期末残高を指す。

試算結果の概要は上表のとおりとなった。（詳細は別紙 8「シミュレーション分析の詳細」を参照されたい。）

原子力発電所の稼働シナリオの影響額として、料金改定（値上げ）なしのパターンで比較した場合、原子力発電所稼働ケースは原子力発電所非稼働ケースに比べ、10 年間累計の当期利益で 4 兆 2,061 億円、現預金で 4 兆 8,603 億円の増収増益効果があると試算された。1 年後原子力発電所稼働ケースでは、同じく原子力発電所非稼働ケースに比べ、10 年間累計の当期利益で 3 兆 7,578 億円、現預金で 4 兆 3,167 億円の増収増益効果があると試算された（以下同様に、当期利益は 10 年間累計の差額、現預金は計画 10 年目の期末現預金残高の差額を記載している）。

また、料金改定の影響額をみると、原子力発電所稼働ケースでは、5%値上げでは当期利益で 1 兆 5,075 億円、現預金で 1 兆 4,897 億円の増収増益効果があると試算され、10%値上げでは当期利益で 3 兆 108 億円、現預金で 3 兆 284 億円の増収増益効果があると試算された。以下同様に、1 年後原子力発電所稼働ケースでは 5%値上げは当期利益で 1 兆 4,989 億円、現預金で 1 兆 5,575 億円の増収増益効果が、10%値上げは当期利益で 3 兆 57 億円、現預金で 3 兆 862 億円の増収増益効果が、原子力発電所非稼働ケースでは 5%値上げは当期利益で 2 兆 2,715 億円、現預金で 2 兆 2,565 億円の増収増益効果が、10%値上げは当期利益で 4 兆 1,965 億円、現預金で 4 兆 4,186 億円の増収増益効果が、それぞれあるものと試算された。

この結果、原子力発電所稼働ケースでは、①料金改定（値上げ）なし、②5%値上げ、③10%値上げ、のいずれのパターンにおいても、実態純資産調整項目考慮前の段階で資産超過が維持できると試算されたが、原子力発電所の稼動時期が遅れるとともに、徐々に純資産が減少するリスクが拡大する試算結果となった。他方、資金面では原子力発電所稼働ケース、1 年後原子力発電所稼働ケースともに、料金値上げの状況に応じて約 7,900 億円から約 4 兆 3,000 億円の不足資金が発生することから、資金調達策の検討が必要な状況となっている。さらに、原子力発電所非稼働ケースにおいては、上記の料金値上げのパターンに応じて、約 4 兆 2,000 億円から約 8 兆 6,000 億円の資金調達が必要との結果が出ており、著しい料金値上げを実施しない限り、当該前提で事業計画の策定を行うことは極めて困難な状況にあるものと思料される。

4.2　各種資金調達手段の検証

4.2.1　はじめに

今後の東電の資金調達手法としては、支援機構からの資金援助、金融機関への協力要請、新規社債発行等の方法が考えられる。各手法を実行するにあたり、問題となる点、留意すべき点は、以下のとおりである。

4.2.2　支援機構からの資金援助

東電が支援機構から資金援助を受けるに際して、支援機構において実施できる手法としては、①資金交付、②株式の引受け、③資金の貸付け、④社債等の取得及び⑤（金融機関からの借入に際しての）債務保証がある。

4.2.2.1　支援機構による資金交付について

東電が、支援機構による資金交付を受けて取得した資金については、支援機構法上、原子力発電所事故被害者への賠償に使途が限定されている（支援機構法第 41 条第 1 項第 1 号）ため、運転資金への利用等原子力発電所事故被害者への賠償以外の目的では利用できない。

なお、現状、支援機構が資金交付の原資として想定しているものと思われる交付国債の発行枠については、政府において、現在の 2 兆円から、第 3 次補正予算で 5 兆円に拡大する方向で検討がなされている。

4.2.2.2　株式の引受け、資金の貸付け、社債等の取得及び債務保証

東電が支援機構に対して新株を発行する場合、東電の発行可能株式総数は 18 億株であるのに対し、発行済株式総数は 16 億 701 万 7,531 株であるので、規模によっては定款変更により授権枠を拡大する必要があり、このためには、株主総会の特別決議が必要となることに留意を要する。

なお、支援機構による株式の引受け（資本注入）の要否については、過小資本の解消の必要性や、支援機構によるガバナンス掌握の必要性等を含めた総合的な検討の上で、支援機構によって判断されるべき事項と考えられる。

また、資金の貸付けに関しては、東電が締結している多くの金銭消費貸借契約において、担保差入（法律上当然に生じる一般担保を除く）が禁止されていることにも留意が必要である。

なお、株式の引受け、資金の貸付け、社債等の取得及び債務保証に関して、政府保証枠は 2 兆円とされている。

4.2.3　金融機関への協力要請

平成 23 年 7 月末時点において、東電と金融機関との間の金銭消費貸借取引の借入残高は、3 兆 8,500 億円（長期借入金 3 兆 4,460 億円、短期借入金 4,040 億円）となっている。

このうち平成 23 年 3 月 31 日以前に発生した短期借入金（4,040 億円）については、東電において、10 年間にわたり借換により残高維持の協力を要請する予定である。震災前の長期借入金（1 兆 5,837 億円）については、現時点で、東電は約定どおり弁済を実施しており借換は実現していないが、東電は、平成 23 年 3 月 31 日に遡って残高の復元（平成 23 年 7 月末現在における平成 23 年度の弁済額約 1,306 億円相当分）を実現させた上で、やはり借換による 10 年間にわたる残高維持を金融機関に要請する予定とのことである。

震災後に実施された緊急融資 1 兆 9,650 億円の借入金債務については、東電において約定に従った弁済を予定している（平成 32 年度弁済予定までで 1 兆 9,210 億円を弁済予定）が、資金繰りが大変厳しい状況が想定されるため、当該債務についても全部又は一部の借換えの依頼を検討する必要性は否定できない。

その他、東電が日本政策投資銀行及び他の主要な取引先金融機関からの追加借入れを受けることが可能か否かについても、併せて検討が必要である。

4.2.4　新規発行社債

東電は、国内社債及び海外社債を発行している。平成 23 年 7 月末時点において、国内社債の未償還残高は、4 兆 4,657 億円、海外社債の未償還残高は、1,885 億円である。社債は、いずれも震災前に発行されたものであり、東電は震災後、国内外を問わず、新規で社債を発行できない状況が続いている[27]。

東電は、平成 27 年度又は平成 28 年度以降の社債償還相当分（平成 27 年度から平成 32 年度までの償還予定額 2 兆 3,752 億円、平成 28 年度から平成 32 年度までの償還予定額 1 兆 9,371 億円）について、新たに新規の社債発行による資金調達を目標としているとのことである。

現状の計画を前提とする BS や自己資本比率を確認の上、起債の現実的可能性につき検証が必要と考えられる。

4.2.5　特別負担金

東電の資金繰り上、特別負担金の支払の水準は重要な要素である。この点、特別負担金は、①認定事業者による電気の安定供給その他の原子炉の運転等に係る事業の円滑な運営の確保に必要な事業資金を確保できるものであること、②収支の状況に照らして経理的基礎を毀損しない範囲でできるだけ高額の負担

[27] 本国内社債の社債管理者は全て三井住友銀行である。

をするものであること（支援機構の業務運営に関する命令第 10 条）という基準に従って、支援機構が事業年度ごとに運営委員会の議決を経て定めるものとされている（支援機構法第 52 条第 1 項第 1 号）。

支援機構からの資金交付が交付国債を原資としていることからすると、特別負担金の支払を促進してできるだけ早期に国庫納付(支援機構法第 59 条第 4 項)を完了する（国庫納付額が国債の償還を受けた額の合計額に達していることは「特別期間」の終了のための要件の１つとされている。支援機構法第 47 条第 1 項第 3 号）ことが望ましいことはいうまでもないが、上述のとおり、東電の資金繰りの状況からすると自ずと制約を受けることは免れないと思われる。

なお、特別負担金は、認定事業者が責めを負うべき事故によって特別に加算される負担であり、電事法上の料金の設定基準「料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること」(同法第 19 条第 2 項第 1 号）に適合しないことから、一般負担金と異なり料金に転嫁される余地がないことに留意が必要である。

5　関係者への協力要請と経営責任

5.1　関係者に対する協力要請について

支援機構法第 45 条第 2 項第 3 号は、特別事業計画に、「原子力損害の賠償の履行に充てるための資金を確保するための原子力事業者による関係者に対する協力の要請その他の方策」を記載することを義務づけている。

5.1.1　金融機関に対する協力要請

金融機関に対する協力要請としては、一般論として、債権放棄、債務の株式化（デット・エクイティ・スワップ）、金利減免、残高維持又はリスケジュール、追加貸付等の方法が考えられる。

3.3 に記載のとおり、平成 23 年 3 月末の実態連結純資産が 1 兆 2,922 億円と試算され、東電が資産超過の状態にあることからすると、金融機関に債権放棄又は債務の株式化を要請することは困難な状況にある。なお、東電が平成 23 年 6 月に全金融機関に対して送付した支援要請文書には、「貴社との取引において金利減免や債権放棄といった類の支援を、当社から要請することはないと申し添えます」との文言が記載されている。

この点、東電では、4.2.3 に記載のとおり、金融機関に対して、緊急融資を除く 3 月 31 日以前に発生した借入金債務[28]を対象に、10 年間という長期に亘る残高維持等を要請する予定とのことである。

当該要請が金融機関に対する協力要請として十分な要請であるか否かについては、特別事業計画の策定の過程において、今後、支援機構において検討されるべきである。また、その際、上記実態連結純資産の試算は、支援機構が資金交付により損害賠償債務の支払原資を供給することが前提になっているため、このような前提を置いて実態連結純資産の試算を行うべきかどうかについては議論がありうるところであり、その結論を踏まえた検討も必要である。

5.1.2　株主に対する協力要請

上記のとおり、平成 23 年 3 月末の実態連結純資産が 1 兆 2,922 億円と試算され、東電が資産超過の状態にあると考えられること、損害賠償債務の支払に充てるための資金については支援機構により資金交付がなされることを前提とすると、株主に対する協力要請としては、第一に、株主に対し、無配を継続する（無配を継続する期間については、支援機構と協議の上、決定されるべきである。）旨の協力要請が考えられる。この点、東電の平成 22 年度期末配当は無配

[28] 震災発生前からの計画に基づき金融機関と交渉を行って借入額や借入実行日についても震災前に決定していたが借入実行自体は震災後となった借入金債務を含む。

であり、平成 23 年度の配当（中間・期末）についても無配の予想となっている。

第二に、前述した支援機構における株式の引受の要否の検討の結果、支援機構が東電に対し資本注入をすることが必要となる場合には、株主総会において、支援機構による資本注入・既存株式の希釈化を内容とする議案に賛成を得ることが協力要請の内容になると考えられる。

東電は、現在、発行可能株式総数の枠の残部がわずかしかないため、まとまった規模の新株発行には、株主総会の特別決議による授権枠拡大のための定款変更が必要である。また、種類株式の発行や株式の発行について有利発行を実施する場合にも、定款変更のための特別決議が必要となる。

新株発行の反射的効果として既存株式は希釈化されるし、既存株式に優先する内容の種類株式を発行して支援機構が引き受ける場合や、有利発行を実施する場合には、既存株式の希釈化はさらに進むことになるが、支援機構からの資金援助がなければ事業継続が困難になるという面に鑑みれば、株主において当該希釈化を受け入れるべき合理性が認められる。

5.1.3　まとめ

関係者に対する協力の要請が十分であるか否かについては、東電に対し必要となる資金援助の総額や、過小資本の解消の必要性等に基づいて、支援についての支援機構と関係者（金融機関、株主等）との負担のバランス等を踏まえた総合的な検討の上で、支援機構が判断すべき事項であると考えられる。

5.2　経営責任について

支援機構法第 45 条第 2 項第 5 号は、特別事業計画に、「原子力事業者の経営責任の明確化のための方策」を記載することを義務づけている。

東電の経営者の法的責任の有無については、事故調査・検証委員会の検証結果や本事故後の対応等を総合的に考慮の上、今後判断されるべき事項と思われる。しかしながら、それ以前の段階において、東電が支援機構から多額の公的資金の注入を受け、また関係者にも各種協力要請を行っていく以上、法的責任の成立如何にかかわらず、東電の経営者は、道義的観点から一定の経営責任を果たすべきであり、そのことを特別事業計画の中で明らかにすべきである。

過去に特別法により公的資金の注入を受けた企業において経営責任がどのように果たされたかについて、TF 事務局が調査した結果は、別紙 9「特別法により公的資金の注入を受けた企業における経営責任の内容について」のとおりである。これらの過去事例に倣えば、東電においても、役員の辞任又は退任、役員報酬の削減、退職慰労金の放棄等の形で経営責任が果たされることが望ましいと考えられ、この内容の妥当性・相当性については、支援機構にて判断され

るべき事項である。

なお、東電においては、経営責任を明確化する観点から、本年 6 月に当時の社長及び原子力担当副社長が退任するとともに、役員報酬について、代表取締役は 4 月支給分について 50%、5 月支給分以降については 100%、常務取締役は 4 月支給分については 50%、5 月支給分以降については 60%、執行役員は 4 月支給分から 40%の返上・減額措置を行っているが[29]、今後の状況に応じたさらなる経営責任のとり方について、東電は支援機構と真摯に検討すべきである。

[29] 東電には、代表取締役及び常務取締役のほか取締役、社外取締役が存在する。取締役については、4 月支給分以降 100%、社外取締役については、4 月及び 5 月支給分については 25%、6 月支給分以降については 50%の返上・減額措置が行われている。

6　関連する電気事業制度の課題

上記のような東電の事業計画を適切に実施し、長期的に電力の安定供給と国民負担の最小化を図るためには、関連する電気事業制度の整備が必要である。本報告では今後東電の料金値上げが議論となる可能性があることから電気料金制度及びその運用について検討を行った。さらに、東電の設備投資を適切に実施し、電気事業用資産の運用の効率化を促す観点から、卸入札制度とスマートメーターの導入促進について検討を行った。そのうえで政府の関係部局において今後議論すべきポイントを明らかにした。

6.1　料金制度及びその運用の妥当性の検証

6.1.1　小売料金制度とその運用

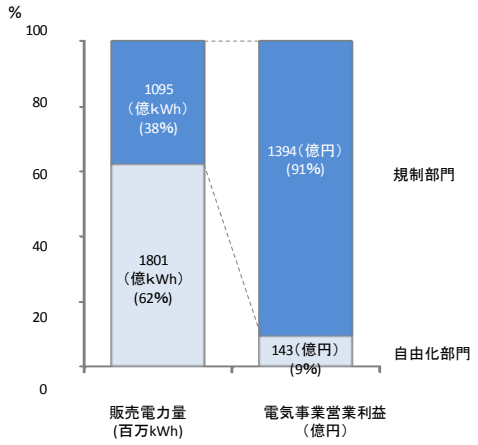
6.1.1.1　現行の小売料金制度の概要

(1) 我が国の小売りの電気料金

我が国の電気事業は、平成 12 年以降、段階的に小売部門の自由化が進められてきており、平成 17 年以降、50kW 以上の需要家に対しては一般電気事業者以外に PPS による売電が認められている、その結果、小売りの電気料金は、規制小売料金と自由化料金に分かれている[30]。

東電においては、直近 5 年では、販売電力量は自由化部門が約 6 割を占める一方、電事事業利益では同部門が約 1 割を占めるに止まっている[31]。

図表 6.1.1.1.(1)　東京電力の販売電力量・損益構造
（直近5年度平均（実績））

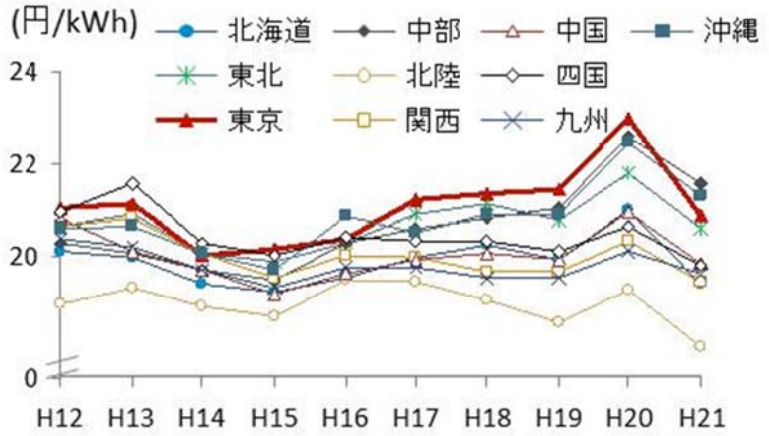


[30] 一般電気事業者は、規制小売料金について「電気供給約款」の策定が義務付けられており（電事法第 19 条第 1 項）これらの料金の算定方法については、一般電気事業供給約款料金算定規則により定められている。

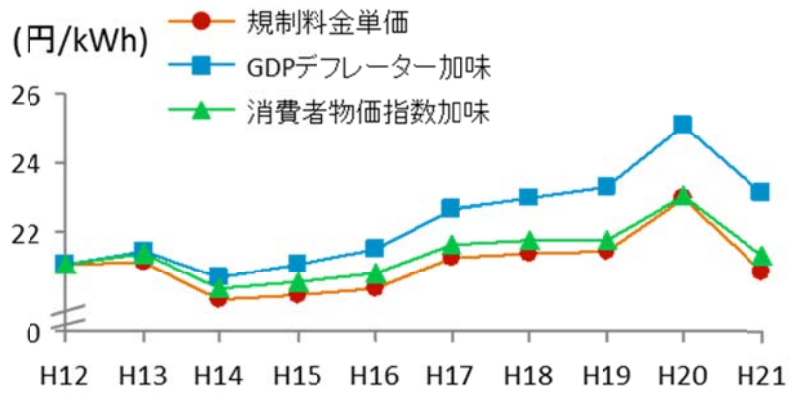
[31] 自由化部門の利益割合が低い理由としては、新潟県中越沖地震に伴う原子力稼働率の低下及び燃料価格の高騰等により火力燃料費が増加したことで、販売単価に占める火力燃料費の割合が相対的に大きい自由化部門の収支がより圧迫されたこと等が考えられる。

我が国の電気料金水準の推移をみると、規制小売料金は、直近 10 年間では、東電を含む一般電気事業者 10 社[32]の随時の料金改定において値下げ改定がなされているが、燃料費調整制度による調整額を加味すると、概ね横ばいもしくはゆるやかな上昇傾向にあると言える。加えて、この間の国内物価水準の低迷状況を踏まえ、GDP デフレーターによる調整を加味すると、東電においては、平成 21 年度の料金単価は平成 12 年度対比で約 2 円程度の上昇となっている[33]。

図表 6.1.1.1.(2)　規制料金単価推移



図表 6.1.1.1.(3)　東電の規制料金単価推移

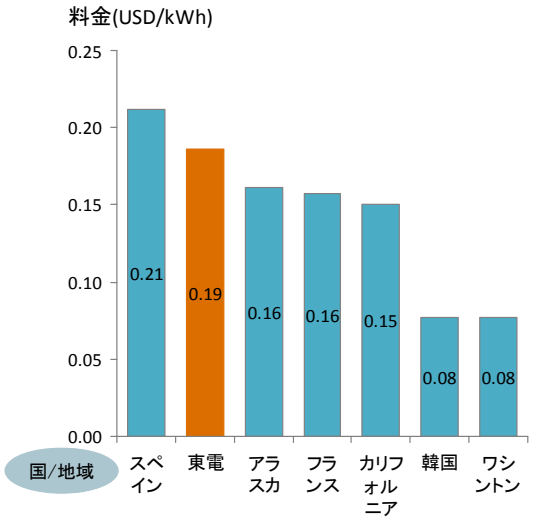


また、電気料金の水準について、主要規制料金諸国（地域）と比較すると、他の主要諸国との対比では高水準となっている。なお、この点については、停電時間や送配電ロスといった「電気の品質」が高いことによるとの考え方もあ

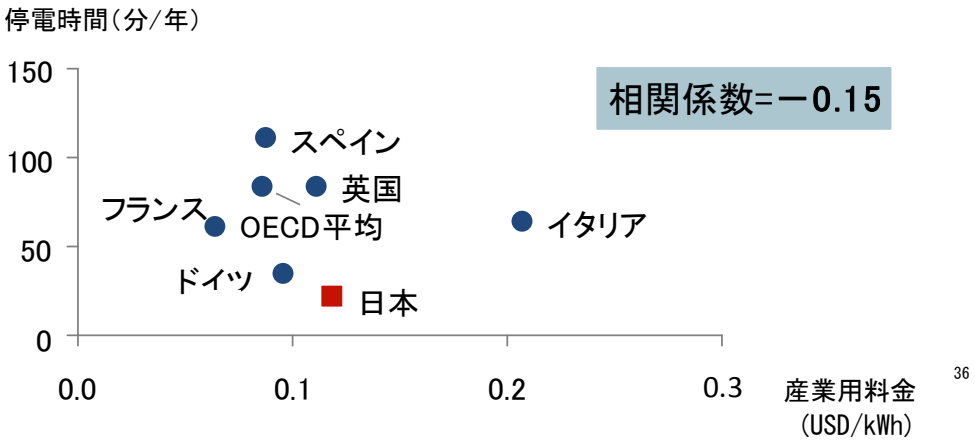
[32] 一般電気事業者として、東京電力の他、北海道電力、東北電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力の計 10 社がある。
[33] なお、足元の平成 23 年 7 月の標準家庭における電気料金（規制小売）については、東京電力は 6,584 円であり、他の電力会社との比較では、概ね中程度の水準となっている。

るが、両者の関係性をみてみても、強い相関は見られない。

図表 6.1.1.1.(4)　主要規制料金諸国（地域）の料金単価[34]比較



図表 6.1.1.1.(5)　停電時間[35]

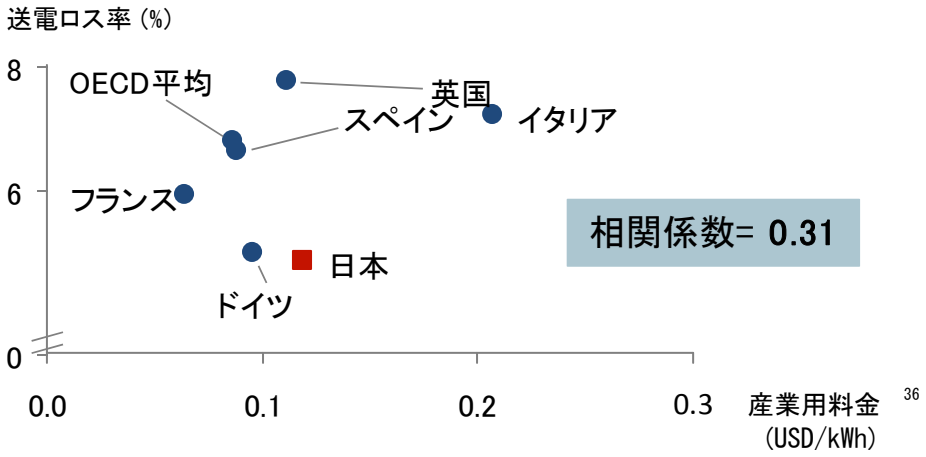


[34] スペイン、韓国は、2009 年家庭用料金単価を使用。その他の地域は、2010 年度家庭用料金単価を使用。（1 ドル＝87.78 円）

[35] 停電時間は、需要家一人あたりの平均停電時間（事故及び作業停電含む）を表す。平成 17 年から 19 年の停電時間の平均値を利用。需要家は契約者を指す。

[36] 電力料金は、平成 17 年～19 年の産業用料金平均値を利用

図表 6.1.1.1.(6)　送配電ロス[37]



(2) 規制小売料金

①　総論

我が国の規制小売料金は、以下の 3 原則に基づいて決定される。

・原価主義の原則

　料金は、能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものでなければならない

・公正報酬の原則

　設備投資等の資金調達コストとして、事業の報酬は公正なものでなければならない

・電気の使用者に対する公平の原則

　電気事業の公益性という特質上、需要家に対する料金は公平でなければならない

こうした 3 原則の下、規制小売料金は、電気事業に係る適正な原価に適正な報酬を加え、控除すべき収益を差し引いた額を総原価とした上で、これが料金収入と等しくなるように料金単価を設定するという、いわゆる「総括原価方式」により決定されている。

②　規制小売料金の認可制及び届出制

現行の料金制度の下では、規制小売料金の改定に当たり、経済産業大臣の認可が必要な場合と、同大臣への届出で足りる場合がある。具体的には、料金改定後の料金が、供給約款における各契約種別の料金に燃料費調整額を加えた額を上回る場合には認可が必要となる一方、下回る場合等には届出で足

[37] 送電ロス量（BKW）を総発電量（BKW）で除すことで算出。平成 17 年から 19 年の送電ロス率の平均値を利用。

りることとされている。（電事法第 19 条第 1 項、第 3 項、電事法施行規則第 24 条の 2）

認可による料金改定の場合、電力会社から認可申請のあった後、標準処理期間 4 ヶ月の中で、原価の適正性、利潤（事業報酬）の適正性等について具体的な審査（特別監査、個別審査（査定）、ヤードスティック査定）や公聴会の開催等が行われるが、届出による料金改定の場合には、制度上、原価の適正性等についての審査は行われないこととなっている。

この料金の値下げ届出制は平成 12 年に導入され、それ以前は値下げの場合にも経済産業大臣の認可が必要とされていたが、東電は値下げ届出制導入以後の 5 回の料金改定において、いずれも届出による値下げ改定を行っているため、少なくとも直近 10 年間は、東電の原価の適正性等については規制当局による審査は行われていなかったことになる[38]。

③　値下げ届出制導入の趣旨と原価算定期間に関する考え方

料金の値下げ届出制は、電力自由化等、電力事業を巡る環境の変化等を踏まえ、電力会社の効率的な経営をより機動的に料金に反映するため、「原価主義を基礎としつつ、電気事業者の自主的経営効率化努力を促すような料金制度上の仕組み」として導入された。

この値下げ届出制の下では、事業者の経営効率化努力を促すため、料金の引下げのタイミング、下げ幅等について事業者の自主性がより尊重され、「料金引き下げ原資がある時に、全てを現下の料金引き下げに充てるか、一部を財務体質の強化に充てるかの判断がより自主的に行いうる」こととされ、中長期的に需要家の利益に資する範囲で内部留保の自由が確保されることとなった[39]。

また、これと併せて、原価算定期間についても、事業者の自主性を尊重し、「合理的な将来予測ができる期間を各事業者が自主設定することが適当」とされた[40] [41]。

④　経営効率化計画と電気料金情報公開ガイドライン

上述のとおり、値下げ届出制は事業者の自主性を尊重し、経営効率化を促

---

[38] 東電の直近の料金認可は値下げ届出制導入直前の平成 10 年の値下げ料金改定時であるが、当時の料金改定の資料（平成 10 年 1 月 30 日付「電気料金改定の概要」資源エネルギー庁）によれば、実際の査定においては営業費の約 4 割を占める資本費、修繕費について約 0.1%の減額査定にとどまっており、各原価の適正性について詳細な確認までは行われていなかったのではないかと考えられる。なお、東京電力の直近の値上げ認可改定は昭和 55 年のオイルショック時まで遡ることになる。

[39] 以上、平成 11 年 1 月 21 日電気事業審議会基本政策部会・料金制度部会合同小委員会報告（中間とりまとめ）

[40] 平成 11 年 10 月 20 日電気事業審議会基本政策部会・料金制度部会合同小委員会報告（最終とりまとめ）

[41] 東京電力は値下げ届出制導入以後、5 回の料金改定において、いずれも原価算定期間を 1 年とする一方、実際には概ね 2 年置きに料金改定を行っている。

すことを目的として導入されたものであるが、事業者による経営効率化については、値下げ届出制導入以前の平成 7 年から、各事業者が毎年度、経営効率化計画を公表し、かつ、料金の定期的評価[42]の中で、経営効率化努力についても併せて評価することで、促進することが意図されていた。具体的には、毎年度の経営効率化計画において、自らの経営効率化努力の内容及びその成果がどのように料金に反映されるかについて、具体的かつ定量的に説明し、また経営効率化計画の進捗状況、達成状況についても併せて自己評価し、状況に応じて次年度の計画に反映させていくこととされていた[43]。

加えて、料金の値下げ届出制導入以後は、事業者の自主的経営判断が重要になることに伴い、その説明責任が明確化されることが必要であるとの認識の下、規制分野の需要家が本来得るはずであった利益が阻害されることを防止する仕組みとして、「電気料金情報公開ガイドライン」が制定され、経営効率化計画等において、内部留保の内容やその目的等を説明することとされた。

したがって、これらによって、(事業者の自主性が尊重されることと併せて)以下のような需要家利益の保護に資する方策が可能となることが期待されたと言える。

- 第三者により料金の適正性の確認、妥当性の評価がなされること
- 事業者が料金の引下げ原資を内部留保とする場合、その部分が事業者の自主的効率化努力によるものであること、及びその内部留保がいかに需要家の利益に資するかということについて、経営効率化計画等において明確化すること
- 事業者が原価算定期間を超えても料金改定を行わない理由について説明すること

⑤　規制小売料金算定プロセス

規制小売料金は、総原価を基に算定される料金（基本料金＋電力量料金）に燃料費調整額及び太陽光発電促進付加金を加算して算定される。

$$\boxed{\text{電気料金}} = \boxed{\text{基本料金}+\text{電力量料金}} \pm \boxed{\text{燃料費調整額}} + \boxed{\text{太陽光発電促進付加金}}$$

基本料金と電力量料金は、いわゆる「総括原価主義」により、上述のとお

[42] 経営効率化計画の策定と併せて、
①事業者による経営効率化努力の検証
②料金水準の妥当性の判断
③効率化の内容、現行の料金及びその改定の必要性の有無についての国民の理解
のため、導入されたもの。
料金の定期的評価の中では、効率化努力の定期的評価と収支状況及び料金の妥当性の評価を行うこととされている。

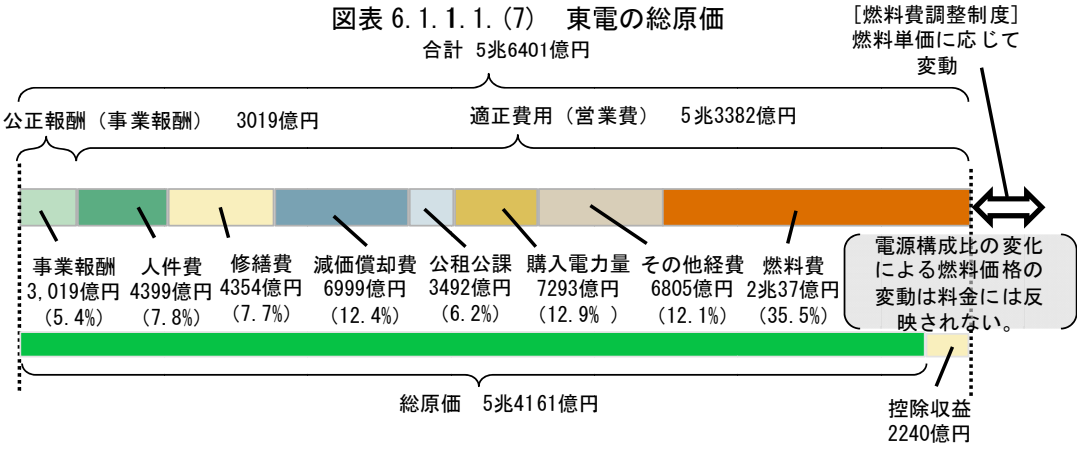
[43] 平成 7 年 7 月 24 日電気事業審議会料金制度部会中間報告

り、「総原価」（「適正費用（営業費[44]）」＋「公正報酬（事業報酬[45]）」－「控除収益[46]」）を算定し、総原価と料金収入が一致するように、個別原価プロセスを経て算定される。

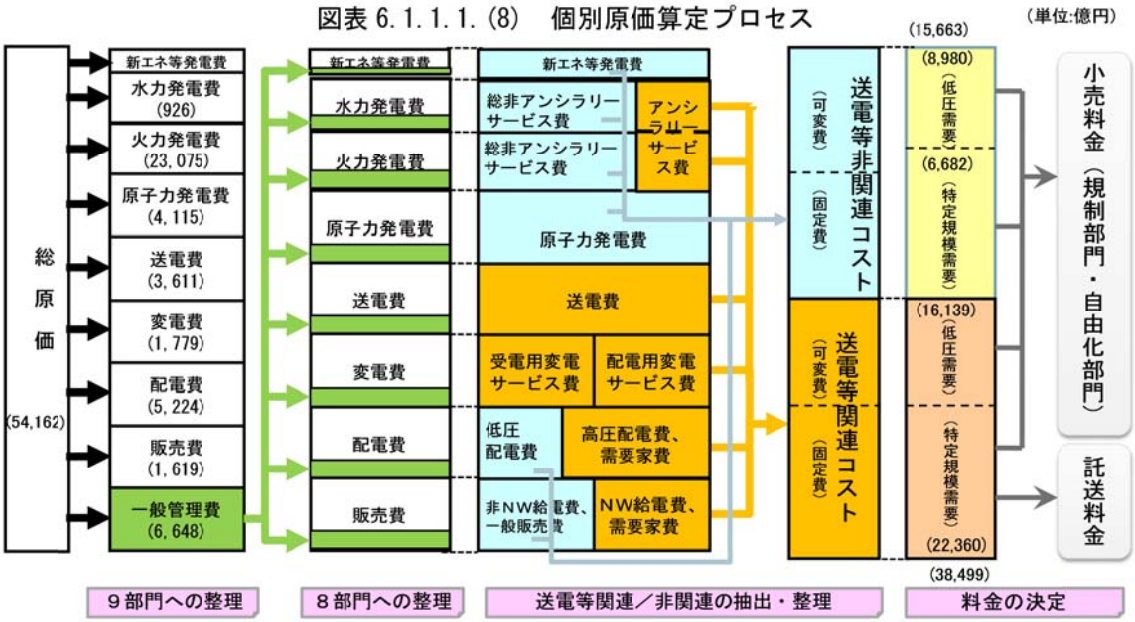
個別原価プロセスにおいては、総原価を各発電費、送電費、配電費等の各部門に配分した後、送電・高圧配電関連費と送電・高圧配電非関連費、固定費と可変費にそれぞれ整理した上で、さらに特定規模需要（特別高圧・高圧）と低圧需要に配分し、小売料金に配分される原価、託送料金に配分される原価を算定する。

その後、各事業者の下で、小売料金に配分される原価が、原価算定期間に見込まれる電力需要の下での料金収入と等しくなるように、各契約種別の基本料金と電力量料金を決定する。

図表 6.1.1.1.(7)　東電の総原価



図表 6.1.1.1.(8)　個別原価算定プロセス



[44] 営業費は、電気事業に必要な燃料費、減価償却費、修繕費、人件費等で構成されている。
[45] 事業報酬とは支払利息、配当金等の支払等を確保するための報酬額である。
[46] 控除収益は、他社販売電力等、料金収入以外に電気事業から得られる収益で構成されている。

⑥　事業報酬の仕組み

総原価を構成する事業報酬は、電気事業を運営するために必要となる資産（電気事業資産）の価値（レートベース）に報酬率をかけて算定される。具体的には、レートベースは発電所や送電線等の特定固定資産、建設中の資産、核燃料資産、運転費等で構成されている。また、報酬率は、以下のように算定された自己資本報酬率と他人資本報酬率を、自己資本比率 30%、他人資本比率 70%で加重平均することにより算定されている（一般電気事業供給約款料金算定規則第 4 条）。

・自己資本報酬率

一般電気事業者を除く全産業の自己資本利益率に相当する率を上限とし、国債等利回りを下限として算定した率[47]。

・他人資本報酬率

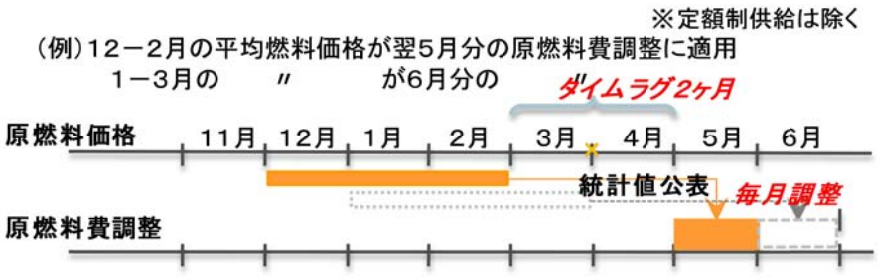
全ての一般電気事業者の有利子負債額に係る利子率の加重平均。

⑦　燃料費調整制度の仕組み

燃料費調整制度とは、平成 8 年に導入された、輸入燃料価格[48]の変動分を経済情勢の変化に応じて自動的に料金に反映することを目的とした制度である。

平成 21 年 5 月より、過去 3 ヶ月分の平均燃料価格が 2 ヶ月後の料金に毎月反映されることとされている。（それ以前は、2 四半期前の平均燃料価格を基に、四半期間の料金に反映されていた。）

図表 6.1.1.1.(9)　燃料費調整制度



燃料費調整制度は、あくまで料金改定時に想定された発電構成比の範囲内でのみ調整を行うため、料金改定後に発電構成比が大幅に変動し、それ

[47] 現在、東電においては、上限値×0.7＋下限値×0.3 で算出している。
[48] 毎月公表される貿易統計における原油、LNG、石炭の価格。（CIF 価格によるため為替レートは織込済。）

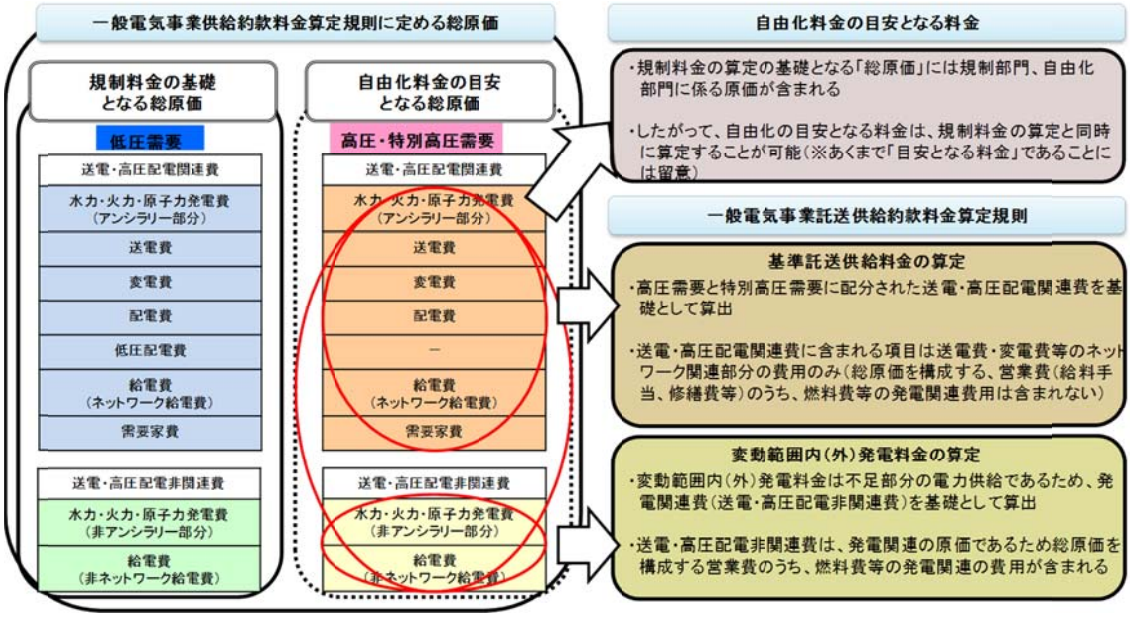
による燃料費の増減があった場合には、その変動は本制度によって調整されないことになる。具体的には、地震等により原子力発電所が停止し、その分を石油火力等で補った場合などには、全体の発電構成比の変動に伴う燃料費の変動が生じることになるが、この分は燃料費調整制度の対象外となり、これに伴う値上げは認可の対象となる。

(3) 自由化料金

自由化料金は東電が自由に設定できるが、実際のところ、規制小売料金と同一の「総原価」から自由化料金の目安となる料金を算定することが可能であることから、東電においては、自由化料金についても、規制小売料金と同様のプロセスから導きだされる料金単価をベースとして、各種約款（自由化部門の需要家に対する料金メニュー）の料金設定を行っている[49]。実際に需要家に適用される料金は、上記約款に基づき、各需要家と相対交渉の下、決定されることとなるが、その際の「値引き」は限定的であるとされる。

東電の自由化料金単価の推移は、燃料費調整による調整額を加味すると、規制小売料金同様、概ね横ばい、もしくはゆるやかな増加傾向にあると言える。

図表 6.1.1.1.(10)　自由化料金の目安となる料金計算プロセス



[49] 東電の離脱需要は、主として業務用の特定の約款（料金プラン）から（契約件数ベースで）半数以上が発生している状況にある。すなわち、他の約款（料金プラン）からはほとんど離脱が起きていないため、これらの約款の需要家においては実効的に競争が行われそれを通じて料金が決定されているとは言い難く、それらの料金は総じて規制料金と同一の「総原価」から算出された料金として設定されていると判断される。

6.1.1.2　検証の方向性

上述のとおり、規制小売料金は「総括原価方式」により算定されている。値下げ届出制度導入時、「総括原価方式」については、原価的裏付けに基づく料金設定方式として社会的受容性は高いと考えられる一方、電気事業者の自主的な経営効率化努力を促進することに限界があるとの指摘がなされ[50]、このため原価的裏付けに基づき料金設定を行う「総括原価方式」の基本的枠組みを維持しつつ、電気事業者の自主的効率化努力を促すような料金制度上の仕組みとして、値下げ届出制が導入された。

つまり、値下げ届出制には、原価等の適正性を前提に、電気事業者の自主性を尊重し、経営効率化インセンティブが促進される仕組みとして機能することが期待された。

東電は、規制小売料金について、値下げ届出制導入以後、5 回の料金改定においていずれも届出による値下げ料金改定を行っている。

この点、原価等の適正性については、上述のとおり、届出による値下げ料金改定においては、原価（営業費）や利潤（事業報酬）等の適正性の具体的な審査が制度上なされないことから、東電については少なくとも約 13 年間にわたり、規制当局による原価（営業費）や利潤（事業報酬）の適正性の具体的な確認が行われなかった。

ここで「原価の適正性」という場合、次の二つを分けて議論することが肝要である。第一は、届けられた原価が原価算定期間中に実際に支出が見込まれるコストを的確に反映しているかどうかという、いわば名目値の議論である。第二は、その原価が適切なコスト削減努力や設備投資形成を前提としたものであるかどうかという実質値の議論である。後者に関しては、すでに本報告において調達面及び人件費に関してコスト削減の余地があることや中期的な設備投資形成に当たっての留意点について触れたところである。したがって、委員会として、そうした実質的努力を織り込む前の「名目値」としての原価が、現行届出制の下で適正に届けられ、規制当局によって把握されていたのかについて検証を行った。

また、経営効率化インセンティブについては、値下げ届出制の下では、原価等の適正性について規制当局等から確認がなされていないため、そもそも経営効率化分を適確に認識することが困難な状況にあったと考えられる。加えて、値下げ届出制の導入に当たって、併せて、原価算定期間については、事業者の自主性を尊重して、料金算定規則上規定を定めない中で、結果的に、東電の値下げ届出制以後の料金改定においては、いずれも原価算定期間が 1 年間で、2 年

[50] 平成 11 年 1 月 21 日電気事業審議会基本政策部会・料金制度部会合同小委員会報告（中間とりまとめ）。

毎に料金改定が実施されたため、結果的に経営効率化分が適切に把握しにくくなった面がある[51]。

以上を踏まえ、料金制度あるいはその運用の妥当性については、以下の点について検証すべきである。

・適正な原価の検証

現行の値下げ届出制の下で、規制料金原価は「適正な原価」となっているのか

電気事業を営む上で真に必要な費用だけが営業費に織り込まれているのか

・適正な利潤の検証

現行制度の下で、事業報酬額は「適正な利潤」となっているのか

レートベースの対象資産の算出は適正か

・適正な料金の検証

第三者による料金の適正性の確認、妥当性の評価は適切に行われているのか

なお、上述のとおり、自由化料金についても、実態上規制小売料金と同様、総括原価主義の下の「総原価」をベースとして設定されている[52]ことを踏まえれば、上記と同様の観点から検証を行うことが可能である。

6.1.1.3 具体的検証[53]

(1) 規制小売料金

①適正な原価の検証

(ⅰ)届出時と実績の料金原価の乖離

規制小売料金の原価の適正性を検証するため、以下、料金改定の届出時の

---

[51] 料金算定規則上、届出時の料金原価は原価算定期間において、「能率的な経営の下における適正な原価」とされていることから、原価算定期間が1年間に限られていれば、その間に、経営効率化分を生じさせることは事実上困難であると考えられる。

[52] 自由化料金については、東電が自由に設定できることから、あくまで自由化料金の目安となる料金ということになる点には留意が必要である。

[53] 検証にあたっては、営業費（法人税等除く）を検討対象とし（控除収益については控除）、届出時の数値については供給約款変更届出書、実績の数値については部門別収支計算書より抽出した。

料金原価の計算方法については、一部の按分計算等を除き、一般電気事業供給約款料金算定規則に沿うこととした。

料金原価の比較に当たっては、販売電力量増減の影響を正確に把握するため、基本的に固定費と可変費に分けて分析し、固定費、可変費の区分に当たっては、需要家費及び低圧配電費は固定費として区分した。

実績の料金原価の算定に当たっては、固定費については届出時の想定販売電力量を、可変費については実績の販売電力量を用いた。

平成12年度及び平成16年度改定については原価算定期間が届出年度の10月から次年度の9月となっており、届出時の料金原価算定に当たっての数値は当該期間の数値となるが、実績の料金原価算定に当たっての数値は届出年度の4月から1年間の数値としている。

平成13年度から平成15年度については、平成16年度以降と規制分野が異なるものの、同条件の下で比較を行うため、平成13年度から平成15年度についても電灯及び低圧需要部分を規制部門としている。

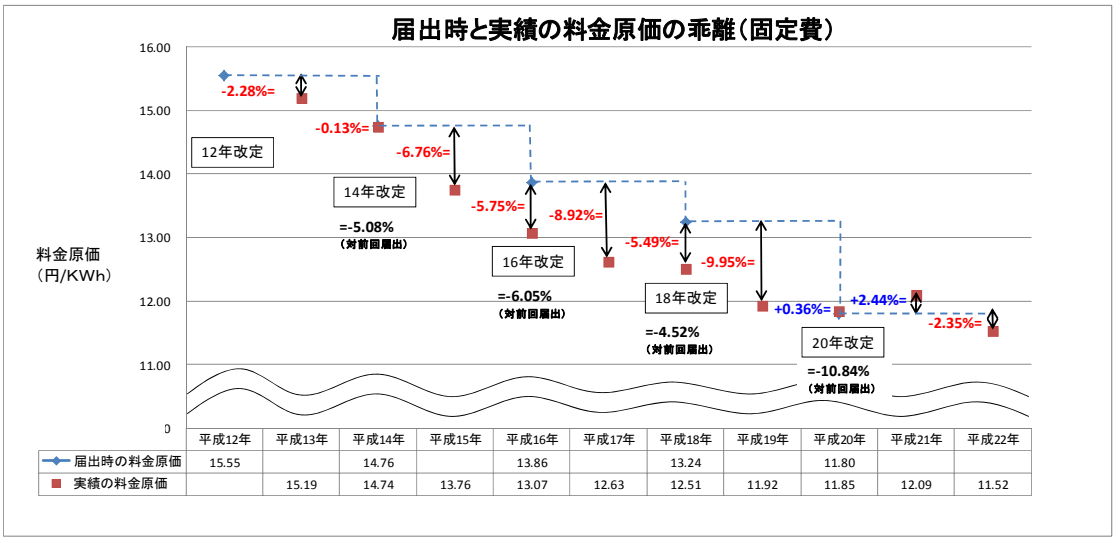
料金原価と実績の料金原価[54]を比較し、その乖離幅を算出することとする[55]。

料金原価は、大きく固定費と可変費に分けることができることから、検証の対象としては、固定費と可変費を基本とすることとし、必要に応じて、特定に費目の検証を行うこととする。

(ア)固定費

規制料金の原価として織り込まれている固定費をみると、届出時の原価は一貫して低下しているが、料金原価を実績と比較すると、概ね、実績の方が低い水準にあり、乖離が見られる。特に、料金改定後、2 年目の乖離幅は大きくなる傾向にあり、最大で約 10%の乖離が生じている。

図表 6.1.1.3.(1)　届出時と実績の料金原価の乖離（固定費）



	平成12年	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年
届出時の料金原価	15.55		14.76		13.86		13.24		11.80		
実績の料金原価		15.19	14.74	13.76	13.07	12.63	12.51	11.92	11.85	12.09	11.52

この乖離について、主要項目の内訳をみると、その大きな要因は修繕費であることがわかる。

[54] 適用される料金の原価はあくまで届出時のものであるので、ここで言う「実績の料金原価」とは実績の料金原価に対応する実績費用のことを指す。以下同じ。

[55] なお、料金改定の届出時の料金原価と実績の料金原価の乖離幅の検証は、電気料金情報公開ガイドラインにおいても、料金の妥当性の事後的評価の方法として紹介されている。

図表 6.1.1.3.(2)　届出時と実績の主要項目内訳（固定費）

（単位：百万円）

平成13年度				平成14年度				平成15年度				平成16年度			
固定費の増減計		▲ 35,506		固定費の増減計		▲ 1,979		固定費の増減計		▲ 99,725		固定費の増減計		▲ 83,280	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
退職給与金	12,822	修繕費	▲ 35,927	退職給与金	33,152	修繕費	▲ 35,753	減価償却費	3,412	修繕費	▲ 36,699	他社購入電源費	4,415	修繕費	▲ 24,767
給料手当	10,011	他社購入電源費	▲ 8,615	減価償却費	20,680	固定資産除却費	▲ 7,394	厚生費	1,463	退職給与金	▲ 22,268	減価償却費	689	固定資産除却費	▲ 9,478
諸費	3,843	研究費	▲ 7,765	固定資産税	2,853	委託費	▲ 3,533	委託検針費	787	固定資産除却費	▲ 9,841	財務費用（社債・	295	退職給与金	▲ 9,226

平成17年度				平成18年度				平成19年度			
固定費の増減計		▲ 129,352		固定費の増減計		▲ 77,634		固定費の増減計		▲ 140,783	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
他社購入送電費	1,587	退職給与金	▲ 34,235	雑給	441	減価償却費	▲ 16,849	他社購入電源費	6,181	退職給与金	▲ 66,138
雑給	881	修繕費	▲ 16,833	財務費用（社債・新株発行関連費）	364	修繕費	▲ 13,696	財務費用（社債・新株発行関連費）	904	修繕費	▲ 21,839
財務費用（社債・新株発行関連費）	286	減価償却費	▲ 13,974	共有設備費等分担額	139	委託費	▲ 9,712	雑給	806	委託費	▲ 14,298

平成20年度				平成21年度				平成22年度			
固定費の増減計		4,683		固定費の増減計		31,632		固定費の増減計		▲ 30,467	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
諸費	16,728	修繕費	▲ 29,028	他社購入電源費	22,468	修繕費	▲ 23,899	諸費	3,916	減価償却費	▲ 16,104
退職給与金	16,456	委託費	▲ 3,330	退職給与金	15,110	固定資産除却費	▲ 4,775	委託費	3,132	退職給与金	▲ 5,415
他社購入電源費	5,016	固定資産除却費	▲ 3,230	諸費	13,359	委託費	▲ 2,720	他社購入電源費	2,043	修繕費	▲ 4,975

なお、固定費の届出時と実績の料金原価の乖離[56]を合計すると、直近 10 年間の累計で 5,624 億円となる。

図表 6.1.1.3.(3)　届出時と実績の乖離の合計額（固定費）（単位：百万円）

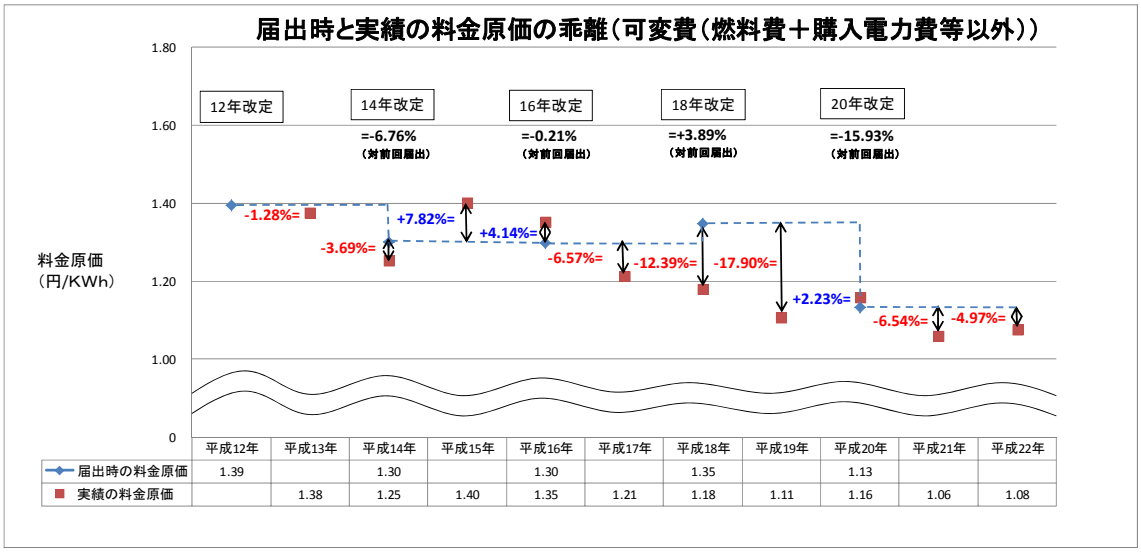
年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	35,505	1,979	99,725	83,280	129,353	77,694	140,783	▲ 4,683	▲ 31,632	30,467	562,471

(イ)可変費（燃料費＋購入電力費等以外）

規制料金の原価として織り込まれている燃料費及び購入電力費等以外の可変費についても、概ね実績の料金原価の方が届出時の料金原価よりも低い水準にあり、乖離が見られる。ただし、原子力発電所が地震やトラブル等により停止した平成 14、15 及び 20 年は、実績の料金原価の方が高い水準となっている。

[56] 乖離額の算出は実績単価と届出単価の差に固定費部分には想定販売電力量、可変費部分については実績販売電力量を乗ずることにより算出している。

図表 6.1.1.3.(4)　届出時と実績の料金原価の乖離（可変費（燃料費＋購入電力費等以外））



	平成12年	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年
届出時の料金原価	1.39		1.30		1.30		1.35		1.13		
実績の料金原価		1.38	1.25	1.40	1.35	1.21	1.18	1.11	1.16	1.06	1.08

この乖離について、固定費同様主要項目の内訳をみると、その大きな要因は同じく修繕費であることがわかる。

図表 6.1.1.3.(5)

届出時と実績の乖離の主要項目内訳（可変費（燃料費＋購入電力費等以外））

（単位：百万円）

平成13年度				平成14年度				平成15年度				平成16年度			
可変費の増減計		▲ 2,158		可変費の増減計		▲ 305		可変費の増減計		10,183		可変費の増減計		8,297	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
給料手当	4,243	修繕費	▲ 7,904	給料手当	3,858	修繕費	▲ 12,536	廃棄物処理費	11,778	修繕費	▲ 10,686	給料手当	4,800	修繕費	▲ 1,402
退職給与金	2,008	廃棄物処理費	▲ 5,926	退職給与金	3,399	廃棄物処理費	▲ 615	給料手当	5,072	電源開発促進税	▲ 1,024	事業税	2,120	消耗品費	▲ 831
事業税	1,820	補償費	▲ 236	事業税	1,607	固定資産除却費	▲ 100	委託費	2,397	退職給与金	▲ 552	委託費	1,370	電気料貸倒損	▲ 246

平成17年度				平成18年度				平成19年度			
可変費の増減計		▲ 3,955		可変費の増減計		▲ 19,216		可変費の増減計		▲ 22,009	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加項目		金額減少項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
事業税	3,745	廃棄物処理費	▲ 2,506	事業税	2,156	廃棄物処理費	▲ 11,366	事業税	5,326	廃棄物処理費	▲ 11,515
給料手当	1,837	退職給与金	▲ 1,794	給料手当	613	修繕費	▲ 5,510	給料手当	2,422	修繕費	▲ 7,988
普及開発関係費	1,613	修繕費	▲ 745	厚生費	109	消耗品費	▲ 651	託送料	913	電源開発促進税	▲ 1,424

平成20年度				平成21年度				平成22年度			
可変費の増減計		745		可変費の増減計		▲ 10,493		可変費の増減計		158	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
事業税	2,264	修繕費	▲ 2,831	廃棄物処理費	2,128	修繕費	▲ 6,529	電源開発促進税	2,221	修繕費	▲ 2,955
廃棄物処理費	1,960	託送料	▲ 716	退職給与金	786	事業税	▲ 2,241	廃棄物処理費	1,990	託送料	▲ 612
退職給与金	1,504	消耗品費	▲ 697	普及開発関係費	347	電源開発促進税	▲ 841	普及開発関係費	1,809	消耗品費	▲ 432

なお、燃料費及び購入電力費等以外の可変費について、届出時と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で 561 億円となる。

図表 6.1.1.3.(6)

届出時と実績の乖離合計額（可変費（燃料費＋購入電力費等以外））

（単位：百万円）

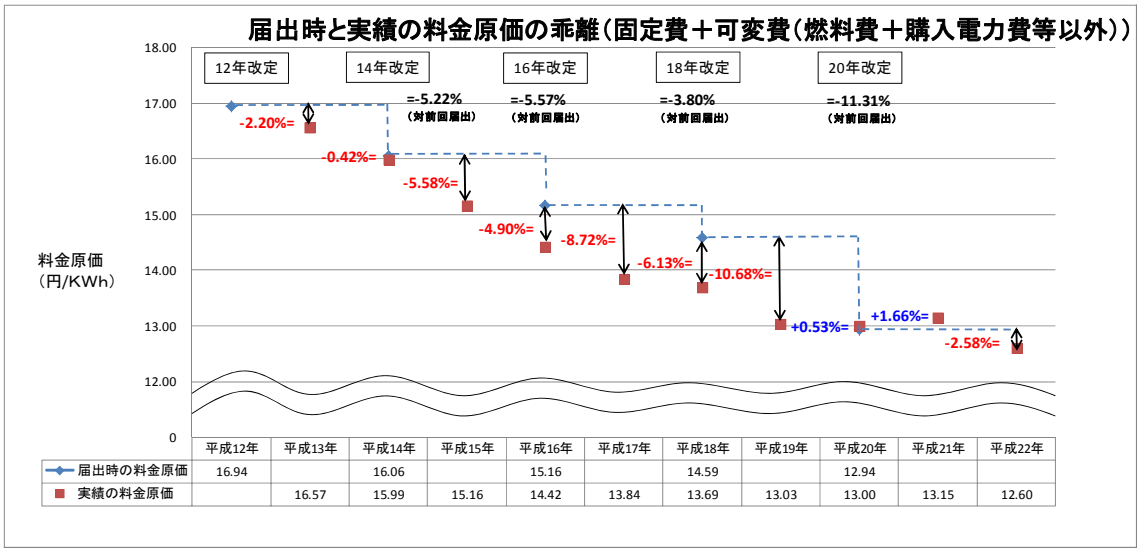
年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	1,785	4,968	▲ 10,168	▲ 5,717	9,267	17,662	26,626	▲ 2,730	7,958	6,505	56,157

（ウ）固定費＋可変費（燃料費＋購入電力費等以外）

規制料金の原価として織り込まれている固定費と、燃料費及び購入電力費等以外の可変費を合算すると、固定費の占める割合が大きいため、届出時と実績の料金原価の乖離は、固定費の乖離と同様の傾向となる。

図表 6.1.1.3.(7)

届出時と実績の料金原価の乖離（固定費＋可変費（燃料費＋購入電力費等以外））



この乖離について、主要項目の内訳をみると、固定費と、燃料費及び購入電力費等以外の可変費という、いずれも修繕費のウエイトの高い費目の合算であるため、その大きな要因は修繕費となる。

図表 6.1.1.3.(8)

届出時と実績の料金原価の乖離の主要項目内訳(固定費＋可変費(燃料費＋購入電力費等以外))

(単位：百万円)

平成13年度				平成14年度				平成15年度				平成16年度			
可変費の増減計		▲ 37,664		可変費の増減計		▲ 2,284		可変費の増減計		▲ 89,542		可変費の増減計		▲ 74,983	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
退職給与金	14,830	修繕費	▲ 43,831	退職給与金	36,551	修繕費	▲ 48,289	廃棄物処理費	11,778	修繕費	▲ 47,385	事業税	1,214	修繕費	▲ 26,169
給料手当	14,254	廃棄物処理費	▲ 10,753	減価償却費	21,186	固定資産除却費	▲ 7,494	給料手当	5,238	退職給与金	▲ 22,790	廃棄物処理費	950	固定資産除却費	▲ 9480
諸費	4,577	研究費	▲ 7,765	給料手当	6,490	研究費	▲ 3491	減価償却費	4,191	固定資産除却費	▲ 9949	電源開発促進税	807	退職給付金	▲ 8936

平成17年度				平成18年度				平成19年度			
可変費の増減計		▲ 133,307		可変費の増減計		▲ 96,850		可変費の増減計		▲ 162,792	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
事業税	1,855	退職給与金	▲ 36,029	事業税	243	修繕費	▲ 19,206	事業税	1,036	退職給与金	▲ 70,604
雑給	918	修繕費	▲ 17,578	共有設備分担額	138	減価償却費	▲ 17,097	託送料	998	修繕費	▲ 29,827
普及関係開発費	829	減価償却費	▲ 14,395	水利使用料	25	廃棄物処理費	▲ 11,366	雑給	869	委託費	▲ 13,726

平成20年度				平成21年度				平成22年度			
可変費の増減計		5,428		可変費の増減計		21,139		可変費の増減計		▲ 30,309	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
退職給与金	17,960	修繕費	▲ 31,859	退職給与金	15,896	修繕費	▲ 30,428	委託費	4,196	減価償却費	▲ 16,151
諸費	17,268	委託費	▲ 3,280	諸費	13,596	固定資産除却費	▲ 4,872	諸費	4,136	修繕費	▲ 7,930
給料手当	4,032	固定資産除却費	▲ 3,223	給料手当	7,466	事業税	▲ 3977	普及関係開発費	3,030	退職給与金	▲ 5764

なお、固定費並びに燃料費及び購入電力費等以外の可変費の届出時と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で 6,186 億円となる。

図表 6.1.1.3.(9)

届出時と実績の料金原価の乖離（固定費＋可変費（燃料費＋購入電力費等以外））の合計額

(単位：百万円)

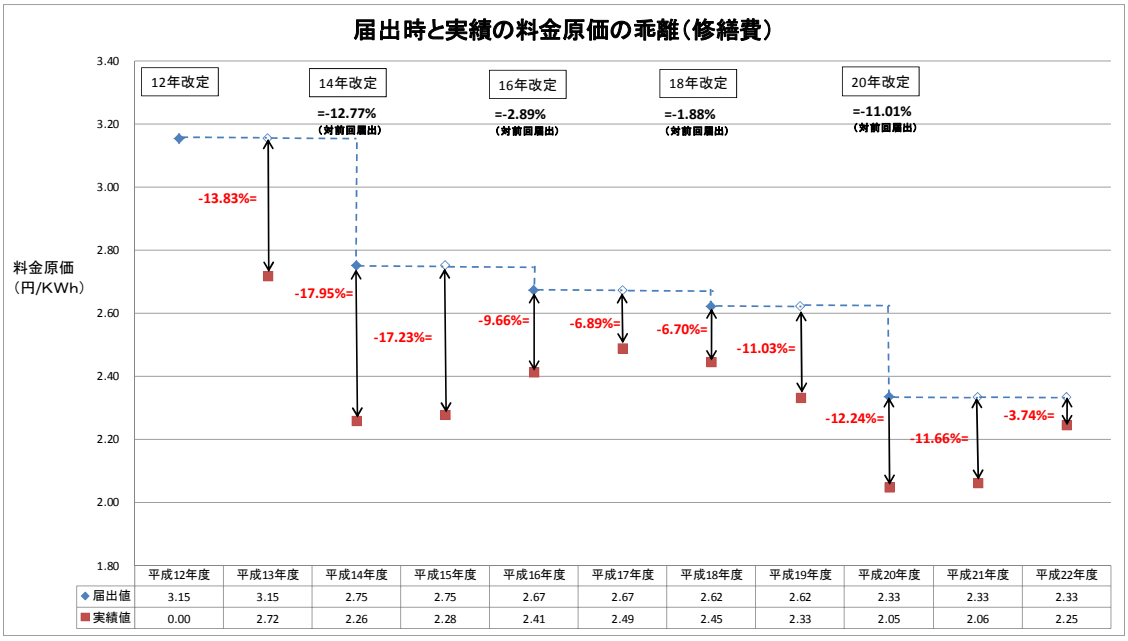
年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	37,290	6,947	89,557	77,563	138,620	95,356	167,409	▲ 7,413	▲ 23,674	36,972	618,628

(エ)修繕費

固定費と、燃料費及び購入電力費等以外の可変費の乖離の大きな要因が修繕費であることから、規制料金の原価として織り込まれている修繕費について、届出時の料金原価と実績の料金原価を比較すると、料金改定を行った年度（原価算定期間）において、既に約 10%程度の乖離が生じている。すなわち、この乖離については、東電の経営効率化努力による部分が含まれている可能性はあるが、その点を考慮したとしても、乖離の程度からすると、そもそも届出時の料金原価が「適正な原価」ではなかった可能性が

十分に推察される。（ただし、その詳細はさらなる検証が必要である[57]。）

図表 6.1.1.3.(10)　届出時と実績の料金原価の乖離（修繕費）



	平成12年度	平成13年度	平成14年度	平成15年度	平成16年度	平成17年度	平成18年度	平成19年度	平成20年度	平成21年度	平成22年度
◆届出値	3.15	3.15	2.75	2.75	2.67	2.67	2.62	2.62	2.33	2.33	2.33
■実績値	0.00	2.72	2.26	2.28	2.41	2.49	2.45	2.33	2.05	2.06	2.25

修繕費の届出時と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で 3,081 億円となる[58]。

図表 6.1.1.3.(11)　届出時と実績の料金原価の乖離（修繕費）の合計額

（単位：百万円）

（固定費）											
年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	35,927	35,753	36,699	24,767	16,833	13,696	21,839	29,028	23,899	4,975	243,416
（可変費）											
年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	7,772	14,113	10,691	2,263	2,518	5,044	9,379	2,268	5,810	4,845	64,705
（全体）											
年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	43,699	49,866	47,390	27,030	19,351	18,740	31,218	31,296	29,709	9,820	308,121

(オ)可変費（燃料費）

規制料金の原価として織り込まれている燃料費を燃料費調整制度による調整分を加味してみると、直近 10 年の実績との比較では、5 年度分、実績

[57] 例えば、平成 14 年は原価算定期間において、約 18%もの乖離が生じているが、平成 14 年の料金改定は平成 14 年 4 月 1 日から適用されているところ、同年 8 月には原子力発電所不祥事（いわゆる「トラブル隠し」）が発生し、平成 15 年の 4 月の原子力発電所全号機停止に至るまで順次原子力発電所が停止したことから、この原子力発電所停止に伴う燃料費の増加分等を吸収するため、急遽修繕費を削減せざるを得なくなったため、大きな乖離が生じたといったことが考えられる。（燃料費については（オ）で後述。）

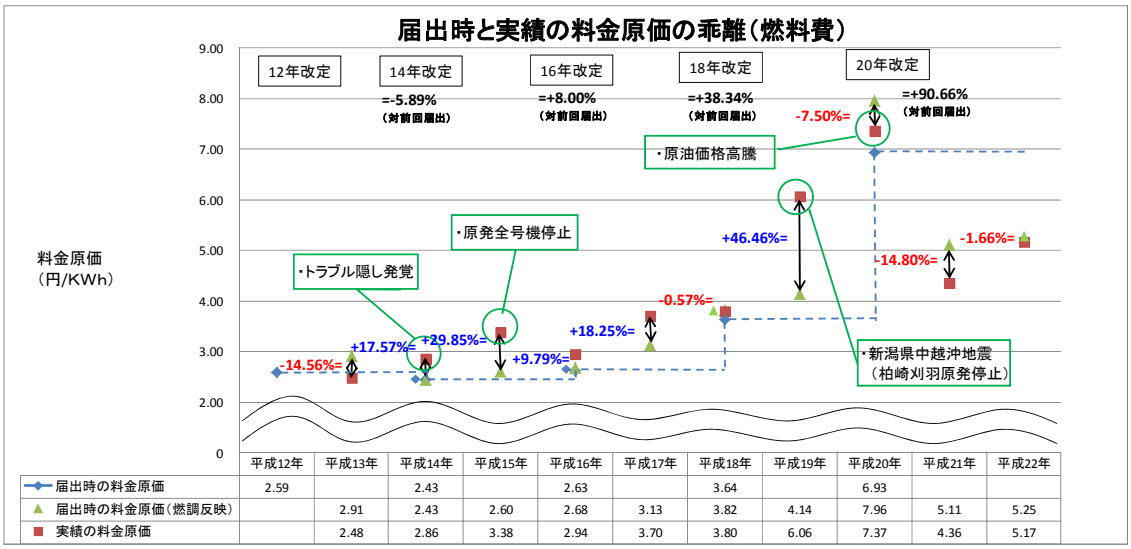
[58] なお、自由化料金における修繕費の（規制料金の）届出時の料金原価と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で 2,424 億円である。

したがって、規制部門、自由化部門全体で、修繕費の届出時と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で 5,505 億円となる。

の料金原価の方が低い水準にあり、乖離が見られる。

他方、地震等により原子力発電所が停止し、料金改定時と発電構成比が大きく変化した年度等においては、実績の料金原価の方が届出時の料金原価よりも高い水準にあり、乖離が生じている。この乖離は、燃料費調整制度があくまで料金改定時の発電構成比の範囲内でのみ調整することに起因するものと思われる[59] [60]。現行の燃料費調整制度の下では、原子力発電所停止等の発電構成に大きな影響を与える場合には、「適正な原価」を維持しえないと考えられる。

図表 6.1.1.3.(12)　届出時と実績の料金原価の乖離（燃料費）



	平成12年	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年
届出時の料金原価	2.59		2.43		2.63		3.64		6.93		
届出時の料金原価(燃調反映)		2.91	2.43	2.60	2.68	3.13	3.82	4.14	7.96	5.11	5.25
実績の料金原価		2.48	2.86	3.38	2.94	3.70	3.80	6.06	7.37	4.36	5.17

(カ)可変費（燃料費＋購入電力費等）

燃料費に購入電力費等の費用を合算すると、購入電力費のうち電源の特

[59] 上述のとおり、燃料費調整制度に基づき、燃料価格の変動が調整されるのは、あくまで料金改定時の発電構成比の範囲内。

具体的には、基準燃料価格の算出に当たって料金改定時の想定発電構成比が加味される一方、基準調整単価の算定に当たって料金改定時の各燃料の想定発電量が加味されることから、原子力発電所停止等により、その分を石油火力等で補った場合には、全体の発電構成比及び発電量が料金改定時の想定から変動することとなり、この分は燃料費調整制度によっては調整されないこととなる。

（参考）

・基準燃料価格(原油換算 1kl あたり)＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ

※A＝1kl あたりの平均原油価格、B＝1t あたりの平均 LNG 価格、C＝1t あたりの平均石炭価格

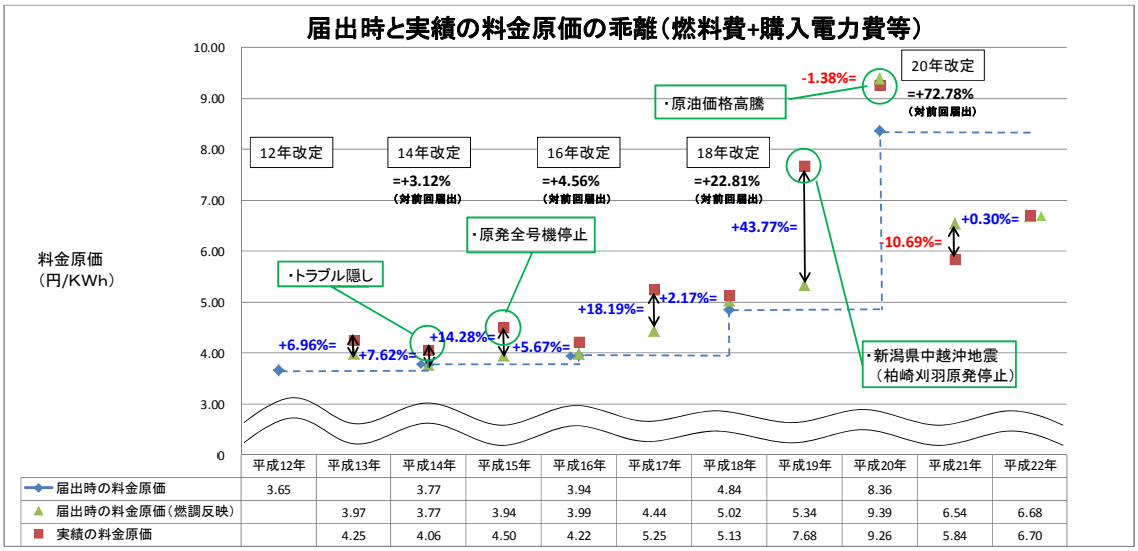
※α、β、γ：換算係数＝原価算定期間における各燃料の発熱量の割合×各燃料を発熱量ベースで原油換算した場合の量（kg/ℓ）

・基準調整単価＝原価算定期間における販売電力量あたりの原油換算消費量に基づき算定した平均燃料価格 1000 円/kℓ変動あたりの単価

[60] なお、燃料費調整制度は、過去 3 ヶ月分の平均燃料価格が 2 ヶ月後の料金に毎月反映される仕組みなので、年度収支との関係では期ズレを生じさせている。

定がされていない購入電力費が燃料費調整制度の対象ではなく、その分は実績の料金原価が届出時の料金原価に比べて押し上げられることから、実績の料金原価が届出時の料金原価より低い水準にある年度は、上記（オ）の燃料費のみの乖離と比較して、その幅が縮小する。

図表 6.1.1.3.(13)　届出時と実績の料金原価の乖離（燃料費＋購入電力費等）



	平成12年	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年
届出時の料金原価	3.65		3.77		3.94		4.84		8.36		
届出時の料金原価（燃調反映）		3.97	3.77	3.94	3.99	4.44	5.02	5.34	9.39	6.54	6.68
実績の料金原価		4.25	4.06	4.50	4.22	5.25	5.13	7.68	9.26	5.84	6.70

この乖離について、主要項目の内訳をみると、その大きな要因は燃料費となるが、実際には燃料費については、燃料費調整によって料金改定時の発電構成比の範囲内では調整がなされるため、実際の乖離幅は縮小する。

図表 6.1.1.3.(14)

届出時と実績の料金原価の乖離の主要項目内訳（燃料費＋購入電力費等）の合計額

（単位：百万円）

平成13年度				平成14年度				平成15年度				平成16年度			
可変費の増減計		58,671		可変費の増減計		43,256		可変費の増減計		73,270		可変費の増減計		37,292	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
使用済燃料再処理等発電費	61,035	燃料費	▲ 11,012	燃料費	53,002	使用済燃料再処理等発電費	▲ 17,841	燃料費	94,728	使用済燃料再処理等発電費	▲ 31,060	燃料費	38,501	原子力発電施設解体費	▲ 3,208
地帯間購入電源費	6,162	原子力発電施設解体費	▲ 2,382	他社購入電源費	11,246	原子力発電施設解体費	▲ 3,928	他社購入電源費	18,934	原子力発電施設解体費	▲ 9,238	他社購入電源費	8,406	使用済燃料再処理等発電費	▲ 3,143
特定放射性廃棄物処分費	5,400			地帯間購入電源費	2,999	特定放射性廃棄物処分費	▲ 717	地帯間購入電源費	8,195	特定放射性廃棄物処分費	▲ 4,411	地帯間購入電源費	7,051	特定放射性廃棄物処分費	▲ 773

平成17年度				平成18年度				平成19年度			
可変費の増減計		121,215		可変費の増減計		24,995		可変費の増減計		329,704	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
燃料費	127,126	特定放射性廃棄物処分費	▲ 407	使用済燃料再処理等発電費	14,282	原子力発電施設解体費	▲ 1,279	燃料費	279,774	特定放射性廃棄物処分費	▲ 1011
他社購入電源費	19,383			燃料費	12,553	地帯間購入送電費	▲ 26	他社購入電源費	29,765	地帯間購入送電費	▲ 423
使用済燃料再処理等既発電費	16,995			地帯間購入電源費	7,632			地帯間購入電源費	25,060	原子力発電施設解体費	▲ 63

平成20年度				平成21年度				平成22年度			
可変費の増減計		82,504		可変費の増減計		▲ 289,435		可変費の増減計		▲ 142,661	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
燃料費	34,507	特定放射性廃棄物処分費	▲ 14	使用済燃料再処理等既発電費	5994	燃料費	▲ 292,410	使用済燃料再処理等既発電費	6324	燃料費	▲ 163,468
他社購入電源費	33,991			特定放射性廃棄物処理費	1,154	他社購入電源費	▲ 12,986	使用済燃料再処理等発電費	4,820	他社購入電源費	▲ 2,315
使用済燃料再処理等既発電費	5,615			使用済燃料再処理等発電費	688			原子力発電施設解体費	3,288	地帯間購入電源費	▲ 699

なお、燃料費及び購入電力料等の届出時と実績の料金原価の乖離（燃料費調整後）を合計すると、直近 10 年間の累計で▲4,080 億円となる。

図表 6.1.1.3.(15)　届出時と実績の料金原価の乖離（燃料費＋購入電力費等）の合計額

（単位：百万円）

年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	▲ 27,645	▲ 29,744	▲ 56,235	▲ 24,127	▲ 87,754	▲ 11,505	▲ 257,947	14,014	75,177	▲ 2,314	▲ 408,080

(キ)全体

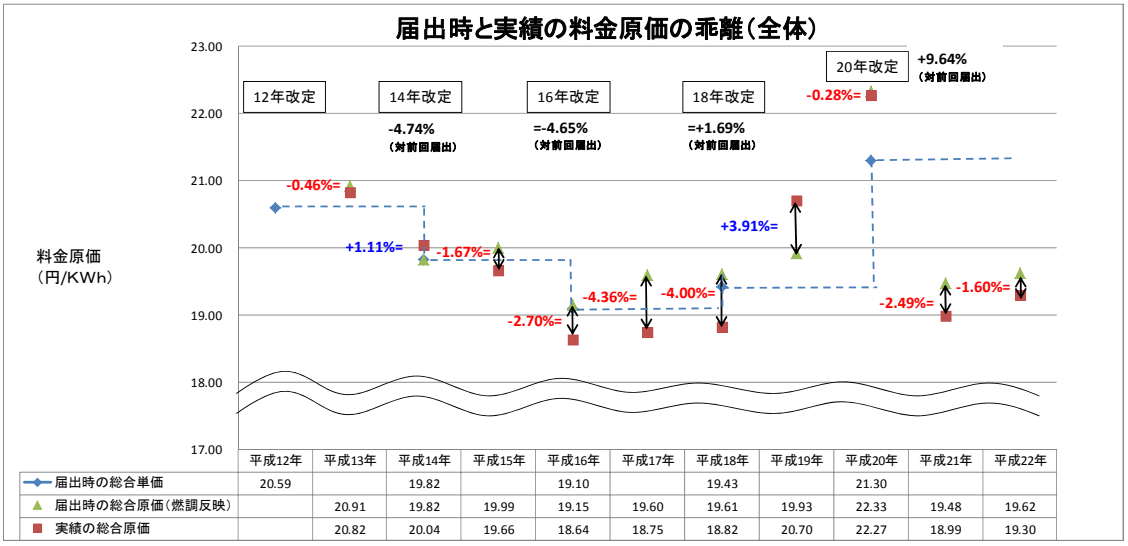
規制料金の原価全体としてみると、固定費の乖離が全体的に大きく影響しており、原子力発電所の停止により、燃料費が増加した平成 14 年及び 19

年を除き、結果的に、概ね実績の料金原価の方が届出時の料金原価より低い水準となっている。

したがって、現行の料金制度の下では、①料金原価のうち、固定費及び燃料費以外の可変費が、結果的に「適正な原価」より過大となっており、その分の利益を留保できる構造となっている一方、②燃料費は、燃料費調整が発電構成比の変化に対応できない分、原子力発電所停止等、発電構成が大きく変わった場合には損失を生じる構造となっていると言える。

総括原価主義においてはもとより、いかなる料金制度においても、事業者の創意工夫や経営効率化へ向けたインセンティブが発揮されるためには、そもそも足下の原価水準を規制当局が把握しておく必要がある。現行の値下げ届出制の料金制度における規制料金は、以上の検証を全体としてみると上記のような意味での名目値としての原価が規制当局に適正に届けられ、把握されたうえで設定された料金にはなっていないと考えられる。

図表 6.1.1.3.(16)　届出時と実績の料金原価の乖離（全体）



	平成12年	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年
届出時の総合単価	20.59		19.82		19.10		19.43		21.30		
届出時の総合原価（燃調反映）		20.91	19.82	19.99	19.15	19.60	19.61	19.93	22.33	19.48	19.62
実績の総合原価		20.82	20.04	19.66	18.64	18.75	18.82	20.70	22.27	18.99	19.30

（ⅱ）料金原価（営業費）に含めるべき費用の分類

規制小売料金は原価主義の下、「電気事業を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額を算定しなければならない」とされており（一般電気事業供給約款料金算定規則第 2 条）、電力会社は、電気事業に必要な経費のみを原価に参入することが認められている。

したがって、前節で述べたような足下の名目値としての原価を把握したうえで、さらに以下の点について検証する必要がある。

① 実績の料金原価について、十分なコスト削減努力が反映されていると言

えるのか。
② そもそも電気事業に必要であると見込まれない原価が含まれていないのか。

この点、①については、本委員会における調査において、2.2～2.4 のとおり、東電の経費については、人件費や関係会社取引、資材購入費などを含めて様々な面で高コスト構造にあることが示されていることから、そこで示されたコスト削減策を織り込めば、規制小売料金の原価は、さらに引き下げることが可能になると考えられる。

②については、普及開発関係費（オール電化関連広告費等）、寄付金等の諸費、研究費、図書費等の消耗品費、福利厚生費、電気事業連合会等各種団体への拠出金及び出向者の人件費等の費用が、電気料金の原価として算入されているが、これらの費用全てが電気料金として一般の需要家が等しく負担すべき費用と言えるかどうかについて、今後規制当局において、十分に検証が行われる必要がある。

② 適正な利潤の検証

事業報酬は支払利息、配当金等の支払、利益準備金等を確保するための報酬額であるとされている。

そこで、規制小売料金の利潤の適正性を検証するため、以下、料金改定の届出時の事業報酬額と実績の支払利息、配当金及び利益剰余金を比較することとする。

（ｉ）届出時の事業報酬額と実績の支払利息、配当金の支払の合計額の比較

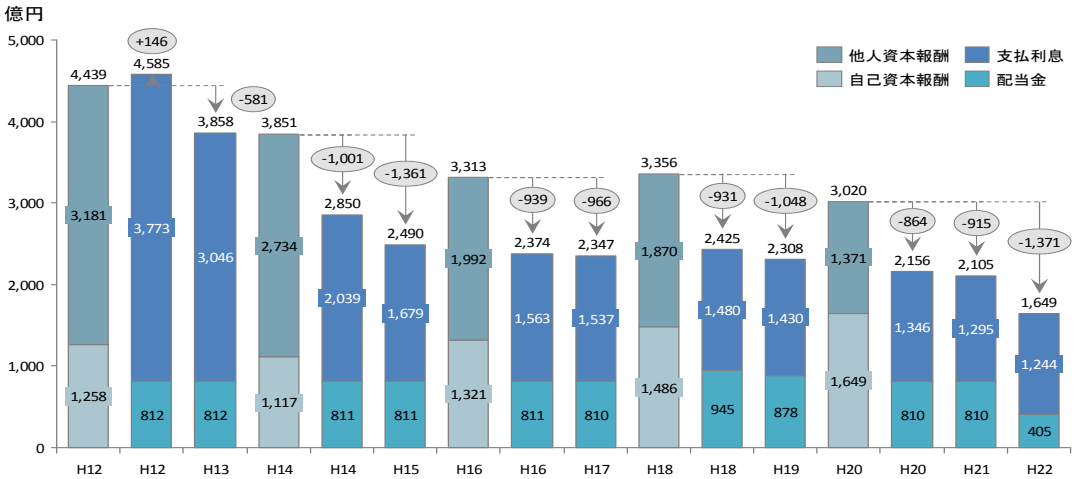
事業報酬額は平成 12 年以降下落傾向にあり、支払利息、配当金の合計額も同様に下落傾向にあるが、届出時に料金原価として織り込まれた事業報酬額と実績の支払利息、配当金の支払の合計額を比較すると、支払利息と配当金の合計額は、事業報酬額を下回る傾向が見られる。

特に、届出時の自己資本報酬分の事業報酬額と配当金実績の差額が大きくなっていると言える[61]。

届出時に料金原価として織り込まれた事業報酬額と実績の支払利息、配当金の支払の差額を合計すると、直近 11 年間の累計で 9,831 億円となっている。

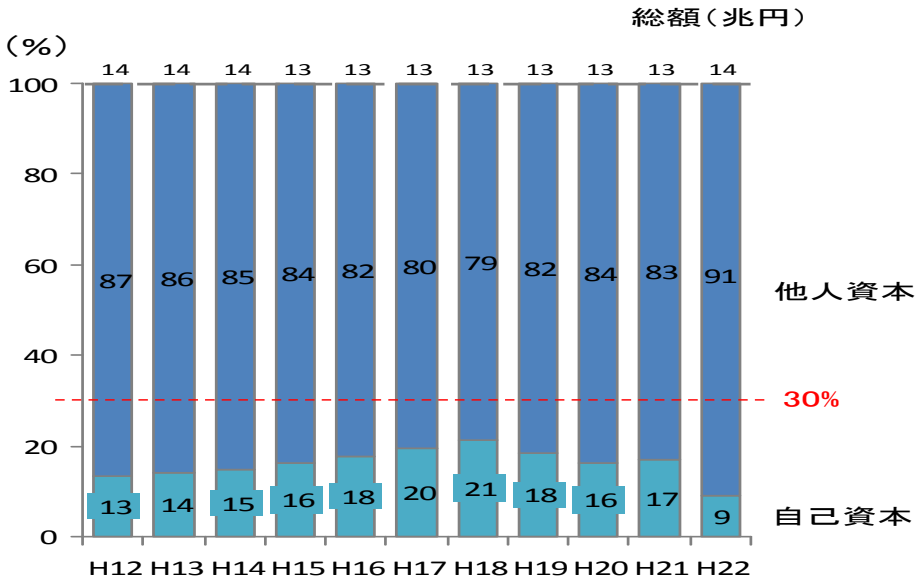
[61] ただし、自己資本報酬額については、その一部を内部留保とすることは正当な経営活動と言える点には留意が必要である。

図表 6.1.1.3.(17)　届出時の事業報酬額と支払利息＋配当金の比較

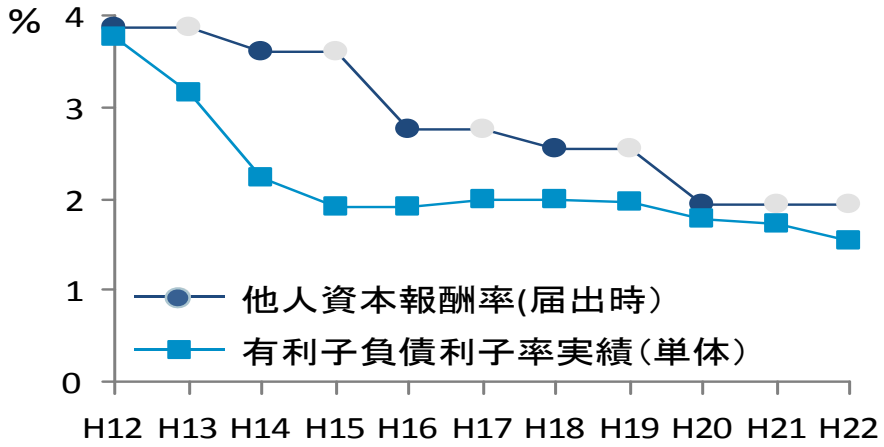


他方、東電においては、上記期間のうち、福島原子力発電所の事故等により利益が大きく減少した最終年度を除いた平成 12 年度から平成 21 年度において 4,826 億円の利益剰余金を確保している。一方、同期間における届出時の事業報酬を合計した額が 3 兆 5,958 億円であるのに対して、実績の支払利息・配当額合計額に利益剰余金の額を合計した額が 3 兆 2,324 億円となる。こうしたことから、現在の事業報酬額の算定方式は、利息、配当金を支払い、利益剰余金を積み増した上で、さらに余裕のある報酬額が確保できるような制度設計になっているものと考えられる。

図表 6.1.1.3.(18)　自己資本と他人資本の比率



図表 6.1.1.3.(19)　他人資本報酬率と有利子負債利子率実績の比較

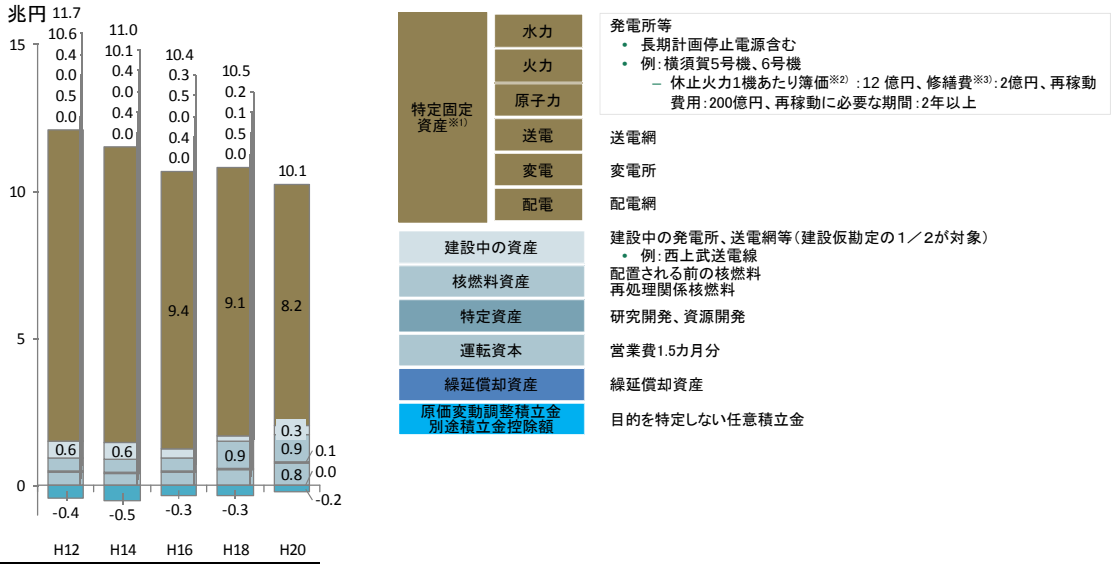


（ⅱ）レートベースの対象となる資産の適正性の確認

上述のとおり、レートベースは、発電所や送電線等の特定固定資産、建設中の資産、核燃料資産、運転費等で構成されているが、その内訳は特定固定資産がその半分以上を占める。

平成 12 年以降、レートベースは減少傾向にあり、特定固定資産の額も減少傾向にある。レートベースの対象となる資産の中には、廃止直前の長期計画停止火力の資産（簿価）等、必ずしも電力供給に貢献していない資産が含まれているとみられることから[62]、詳細については別途検証が必要である。また、後述するように稼働率を度外視して電気事業資産全体を料金算定の基礎とするのか否かについても検討が必要である。

図表 6.1.1.3.(20)　レートベースの対象となる資産



[62] なお、長期計画停止火力の減価償却費については、営業費項目として料金原価に計上されており、これらの適否についても別途検証が必要である。

③ 適正な料金の検証

（ｉ）経営効率化計画

上述のとおり、事業者は経営効率化計画等において、自らの経営効率化努力の内容や料金の引下げ原資を内部留保とする場合、その内部留保がいかに需要家の利益に資するかということ等について、明確化することとされている。

しかし、この点について、東電の料金改定時の経営効率化計画をみても、いくつかの効率化事例を含む、大まかな経営効率化の内容[63]についての言及はあるものの、その経営効率化努力によって生じた料金の引下げ原資の額やそのうち内部留保とする額、またその内部留保がいかに需要家の利益に資するかについての説明はなされていない。

加えて、この経営効率化計画は、事業者自らが効率化計画及び現行の料金の妥当性について検証し、かつ、現行の料金について国民の理解を得るため、料金の定期的評価の中で併せて評価することとされているが、現状、そもそも料金の妥当性評価がなされていると言える状況にはなく、また経営効率化の評価については経営効率化の実施状況の説明がなされているのみであり、それが次年度の経営効率化計画、ひいては現行の料金にどのように反映されているか、についての説明はなされていない。

したがって、現状の経営効率化計画においては、需要家に対して、料金の引下げ原資に充てられない内部留保についての説明がなされていないだけでなく、そもそも事業者の自主的効率化努力による内部留保を適切に把握すること自体が困難となっており、結果的に、適切に事業者の自主的な経営努力を促す効果がないと考えられる。

（ⅱ）第三者による規制料金の適正性の確認、妥当性の評価

上述のとおり、電気料金情報公開ガイドラインは、値下げ届出制導入に伴い、事業者の自主性を尊重する一方、規制分野の需要家が本来得るべき利益を阻害されることを防止するために制定されたものである。すなわち、これは、第三者による料金の適正性の確認、妥当性の評価を可能とすることを目的とし、併せて、事業者の説明責任を明確にしたものである。

---

[63] 例えば、直近の平成 20 年料金改定時においては、具体的な項目として、
・設備形成の合理化（計画の厳選スリム化、設計・施工・仕様合理化）
・業務プロセスの見直し（グループ会社との業務連携・情報共有化、IT 活用による業務効率化、資材調達・流通プロセス見直し）
・運用・保守の合理化（点検周期の最適化、設備状態に応じた点検の合理化、設備診断技術の高度化）
・その他の合理化（燃料費の低減、契約面の工夫による調達価格の低減、建物・設備等の賃借料の低減）
が挙げられているが、以上の各項目について、これ以上の具体的な説明はなされていない。（設備形成の合理化、運用・保守の合理化の具体的事例（新工法適用による工事費の削減事例等）の紹介はされている。）
なお、上記の項目については、平成 18 年の料金改定時の経営効率化計画とほぼ同様の記載がされている。

この点、第三者による料金の適正性の確認、妥当性の評価のためには、上記 6.1.1.3(1)で行ったような届出時と実績の料金原価の乖離を検証することが考えられるが、現行の電気料金情報公開ガイドラインの下では、上記検証を行うために必要な数値（個別原価プロセス等を通じ、各需要種別の料金を算出するために必要な詳細な数値及び実績値等）情報の公開がないため、事実上、第三者が上述のような意味での名目値ベースでの料金の適正性の確認、妥当性の評価を行うことは不可能となっている。

加えて、この電気料金情報公開ガイドラインに従えば、東電が原価算定期間を超えても料金改定を行わない場合には、その理由を説明することとされている。

しかし、この点について、直近 10 年間の東電の情報開示の状況は以下のとおりであり、経営効率化、費用削減に努めることへの言及はあるものの、原価算定期間を超えても料金改定を行わない理由についての直接的な言及はない。

図表 6.1.1.3.(21)　原価算定期間を超えても、料金改定を行わない理由

平成13年	上期は原価算定期間に該当、平成14年4月の改定実施を表明（平成13年11月）
平成14年	原価算定期間に該当
平成15年	**特段の言及なし**
平成16年	平成16年10月の改定実施を表明（平成16年5月）
平成17年	上期は原価算定期間に該当、平成18年4月の改定実施を表明（平成17年11月）
平成18年	原価算定期間に該当
平成19年	今後の電気料金につきましては、円安の進展や金利の上昇、平成19年度税制改正に伴う減価償却費負担の増加など、費用の増加要因があることなどから、当面は現行料金を維持しつつ、**一層の経営効率化に努めるとともに**、財務体質の改善など事業基盤を強化することにより、**長期的な料金の低廉化を目指してまいりたい**と考えております。（18年度決算発表時）
平成20年	東京電力グループの総力をあげて**徹底した費用削減に努め、当面は現行の電気料金を維持してまいりたい**と考えています。（19年度決算発表時）
平成21年	引き続き東京電力グループの総力をあげて**徹底した費用削減に努め、当面は現行の電気料金を維持してまいりたい**と考えています。（20年度決算発表時）
平成22年	**当面は現行の電気料金を維持しつつ、引き続き最大限の経営効率化に努めてまいりたい**と考えています。（21年度決算発表時）

こうした点をふまえると、電気料金情報公開ガイドラインに基づく、東電の情報開示の状況は十分であるとは評価しがたく、事業者としての説明責任を十分果たしているとは言い難いと考えられる。

④ 値下げ届出制と経営効率化インセンティブ

上述のとおり、値下げ届出制は「電気事業者の自主的経営効率化努力を促す」仕組みとして導入されたものであるが、それが実際に機能するためには原価のうち経営努力がどこに表れているかについての検証が可能である必要がある。

しかし、実際には、上述のように経営効率化努力の前提となる足下での原価について、東電と規制当局との間で適切な確認作業が行われていたとは言い難く、その結果、当然に存在しているはずの経営努力が「幾ら」であったのか事後的に検証し、説明を行うことが困難となっていると判断される。さらに、原価算定期間が一年間で二年ごとに改定を行うという仕組みも、事業者の経営効率化を促すために選択されたものとは言い難い。結果において、調達等の面で中長期的なものも含めて、様々な効率化へ向けた取り組みの余地があることは既に示したとおりである。これらのことを踏まえて、後述するように新たな料金制度及びその運用のあり方について検討が行われる必要がある。

(2) 自由化料金

上述のとおり、東電においては自由化料金についても、規制小売料金と同一の「総原価」から同様のプロセスで算出される料金単価をベースとして、料金設定を行っている。このため、自由化料金の目安となる料金についても、規制小売料金で行った検証、すなわち、届出時と実績の料金原価の乖離幅を算出することにより原価の適正性を検証することが適当である[64]。

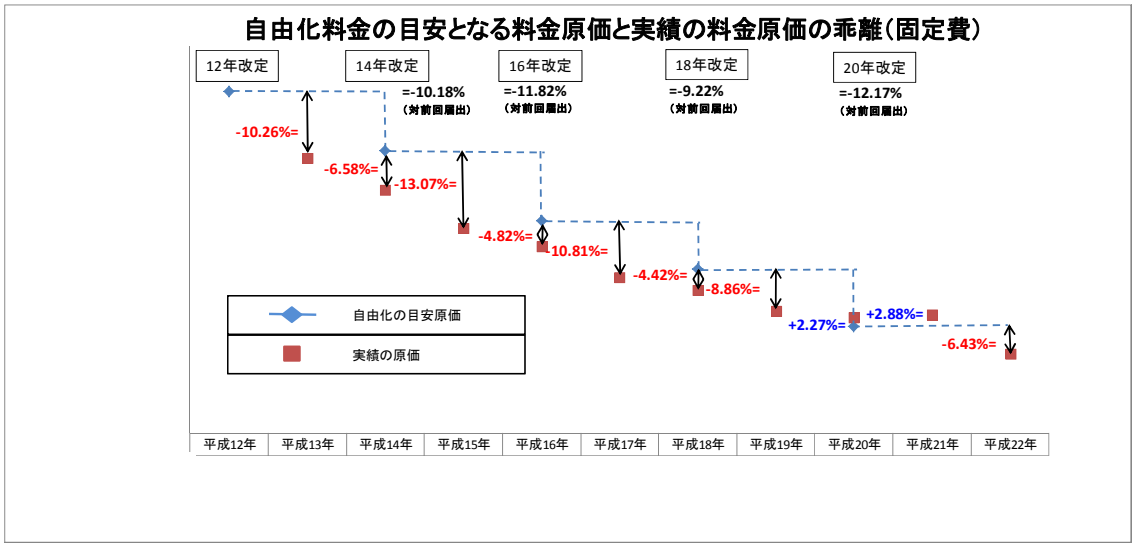
① 固定費

自由化料金の目安となる料金の原価として織り込まれる固定費をみると、規制料金と同様、目安となる料金の原価は一貫して低下しているが、実績との比較では、概ね実績の方が低い水準にあり、乖離が見られる。特に、料金改定後、2 年目の乖離幅は大きくなる傾向にあり、最大で約 13%の乖離が生じている。

[64] 自由化料金の目安となる料金についても、規制小売料金と同一の「総原価」から同様のプロセスで算出できることから、ここで「届出時」とは、規制小売料金の「届出時」ということになる。

図表 6.1.1.3.(22)

自由化料金の目安となる料金原価と実績の料金原価の乖離（固定費）

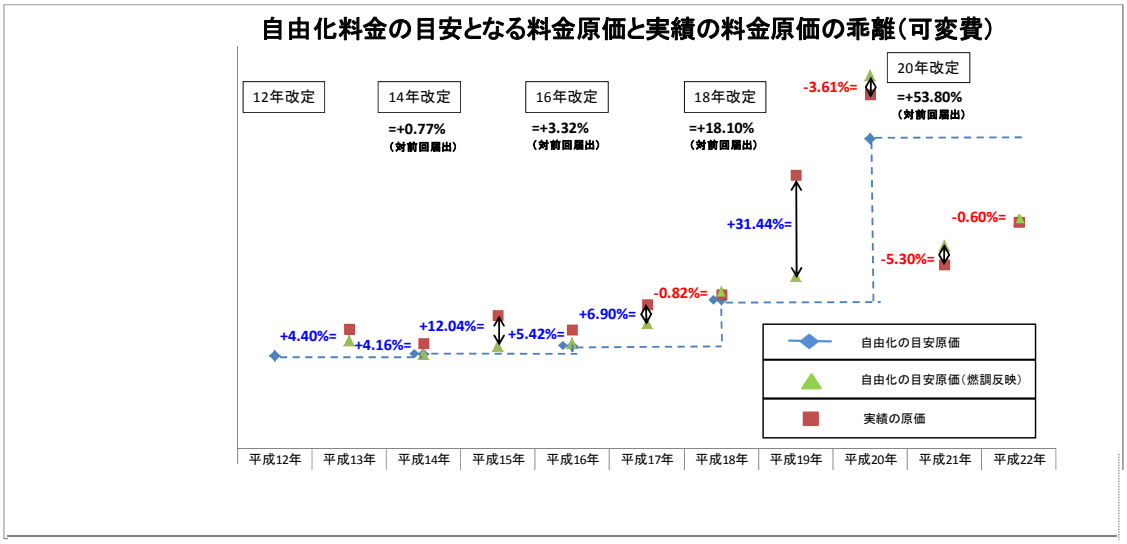


② 可変費

自由化料金の目安となる料金の原価として織り込まれる可変費をみると、目安となる料金の原価は一貫して増加しており、実績との比較では、燃料費調整による調整分を加味しても、概ね実績の料金原価の方が高い水準にあり、乖離が見られる。特に、地震等により原子力発電所が停止した年度には、乖離幅が大きくなる傾向にあり、最大で約 31%の乖離が生じている。

図表 6.1.1.3.(23)

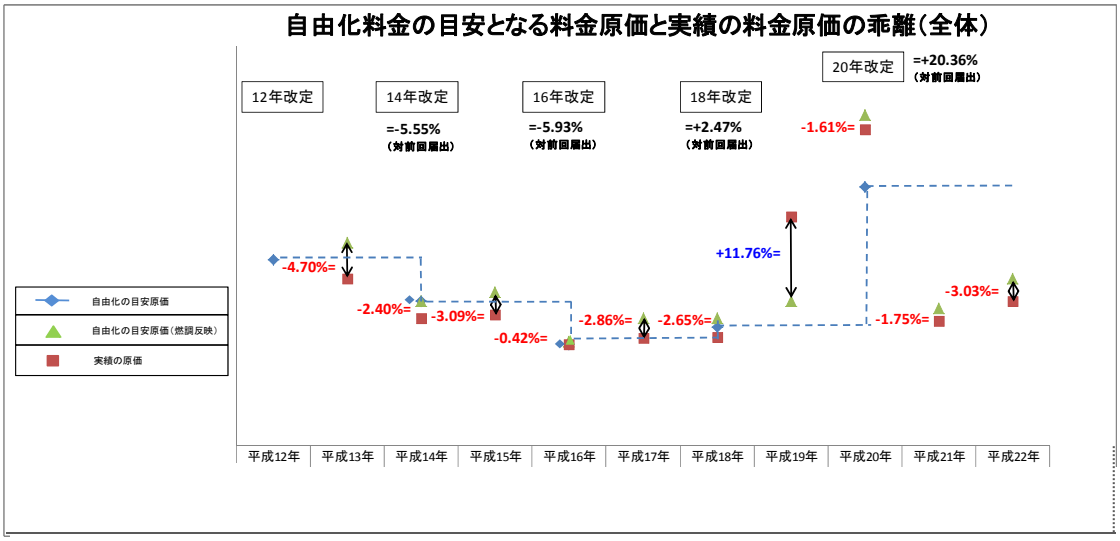
自由化料金の目安となる料金原価と実績の料金原価の乖離（可変費）



③ 全体

自由化料金の目安となる料金の原価全体としてみると、実績との比較では、新潟県中越沖地震で柏崎刈羽原子力発電所が停止した平成 19 年度を除き、実績の料金原価の方が低い水準にあり、乖離が見られる。乖離幅については、わずかながらではあるが、料金改定後、2 年目以降の方が大きくなる傾向にある。

図表 6.1.1.3.(24)　自由化料金の目安となる料金原価と実績の料金原価の乖離



この乖離について、主要項目の内訳をみると、実績の料金原価が目安となる料金原価と比較して、低くなる方向で乖離が生じる、大きな要因は修繕費、減価償却費である。修繕費又は減価償却費のどちらか一方は、直近 10 年間で、乖離額の大きい主要項目の中に必ず入っている。

他方、燃料費は、直近 10 年間で、乖離額の増加項目又は減少項目のいずれかに必ず入っているが、実際には燃料費調整がされるため、実際の乖離額は小さくなると考えられる。

図表 6.1.1.3.(25)　自由化料金の目安となる料金原価と実績の乖離の主要項目内訳

（単位：百万円）

平成13年度				平成14年度				平成15年度				平成16年度			
増減合計		▲ 65,194		増減合計		▲ 31,432		増減合計		▲ 28,343		増減合計		6,442	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
使用済核燃料再処理等発電費	102,713	減価償却費	▲ 40,275	燃料費	77,429	修繕費	▲ 47,232	燃料費	158,833	使用済核燃料再処理等発電費	▲ 49,756	燃料費	57,062	固定資産除却費	▲ 12,209
特定放射性廃棄物処分費	15,450	修繕費	▲ 37,397	退職給与金	23,570	使用済核燃料再処理等発電費	▲ 28,822	他社購入電源費	20,577	修繕費	▲ 42,882	他社購入電源費	17,943	減価償却費	▲ 5,925
地帯間購入電源費	11,182	燃料費	▲ 24,071	他社購入電源費	13,535	固定資産除却費	▲ 14,043	廃棄物処理費	20,080	減価償却費	▲ 28,152	給料手当	6,548	退職給与金	▲ 5,368

平成17年度				平成18年度				平成19年度			
増減合計		26,015		増減合計		▲ 21,360		増減合計		403,769	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
燃料費	186,034	退職給与金	▲ 26,044	燃料費	31,159	廃棄物処理費	▲ 18,088	燃料費	456,379	退職給与金	▲ 50,195
他社購入電源費	12,562	減価償却費	▲ 24,526	使用済核燃料再処理等発電費	24,229	減価償却費	▲ 14,112	他社購入電源費	55,286	修繕費	▲ 28,884
地帯間購入電源費	8,283	固定資産除却費	▲ 10,731	地帯間購入電源費	10,642	修繕費	▲ 12,595	地帯間購入電源費	33,065	廃棄物処理費	▲ 18,472

平成20年度				平成21年度				平成22年度			
増減合計		132,747		増減合計		▲ 529,931		増減合計		▲ 437,509	
金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目		金額増加主要項目		金額減少主要項目	
他社購入電源費	60,152	修繕費	▲ 22,441	諸費	15,110	燃料費	▲ 518,731	使用済核燃料再処理等既発電費	8,265	燃料費	▲ 358,126
燃料費	40,529	固定資産除却費	▲ 6,925	退職給与金	10,773	修繕費	▲ 31,238	使用済核燃料再処理等発電費	4,856	減価償却費	▲ 30,767
諸費	21,281	電源開発促進税	▲ 3,266	使用済核燃料再処理等既発電費	8,973	地帯間購入電源費	▲ 11,159	原子力発電施設解体費	4,099	他社購入電源費	▲ 23,710

なお、自由化の目安となる料金原価と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で、固定費は約 7,721 億円、可変費は約▲3,901 億円、合計で約 3,820 億円となる[65]。

[65] なお、規制小売料金における届出時の料金原価と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で 2,105 億である。
したがって、規制部門、自由化部門全体で、届出時と実績の料金原価の乖離を合計すると、直近 10 年間の累計で 5,926 億円となる。

図表 6.1.1.3.(26)

自由化料金の目安となる料金原価届出時と実績の料金原価の乖離の合計額

（単位:百万円）

（固定費）

年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	152,278	86,869	173,490	58,890	131,760	49,571	100,255	▲ 21,615	▲ 26,559	67,260	772,199

（可変費）

年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	▲ 92,473	▲ 36,126	▲ 135,657	▲ 57,449	▲ 150,447	▲ 19,043	▲ 463,110	▲ 160,780	431,144	293,808	▲ 390,134

（合計）

年度	平成13年	平成14年	平成15年	平成16年	平成17年	平成18年	平成19年	平成20年	平成21年	平成22年	合計
乖離額	59,805	50,743	37,833	1,441	▲ 18,687	30,528	▲ 362,855	▲ 182,395	404,585	361,068	382,065

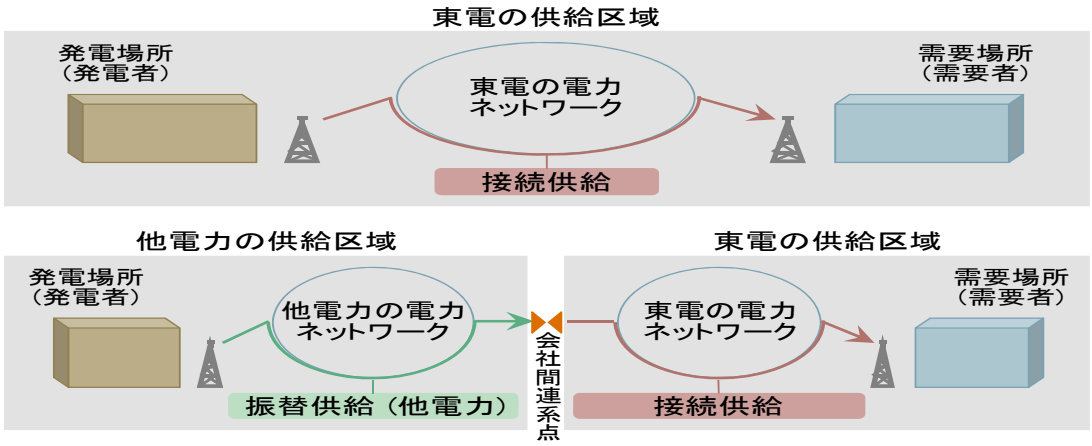
6.1.2　託送料金制度

6.1.2.1　託送料金制度の概要

託送料金は PPS が東電の送配電ネットワークを利用する際の利用料である。

託送供給には、東電が自社のネットワークを介して、PPS 及び東電以外の一般電気事業者が発電、調達した電気を需要家に届ける接続供給と、会社間連系点まで届ける振替供給[66]があるが、現行の料金制度の下で、規制料金とされているのは接続供給料金である[67]。

図表 6.1.2.1.(1)　託送供給の仕組み



接続供給料金については、総括原価主義の下、規制小売料金と同一の「総原価」から算定され、その種類としては、基準託送供給料金と負荷変動対応電気料金の 2 つがある。基準託送供給料金とは、送電契約電力量に対して適用される料金（基本料金、従量料金）であり、負荷変動対応電気料金とは、契約電力量に対する不足分電力量に対して適用される料金である[68]。

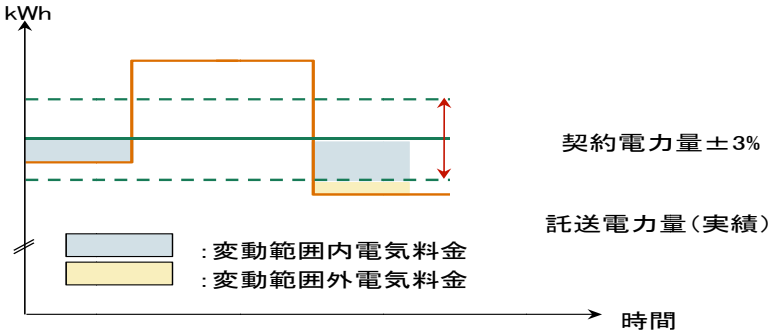
---

[66] 振替供給料金は、全国規模の電力流通を活性化するため、平成 17 年 4 月に廃止された。平成 17 年 4 月以降は。振替供給に係る費用については、供給先の供給区域の需要家で広く負担することとされ、接続供給料金の一部から回収し、各事業者間で精算することとされた。

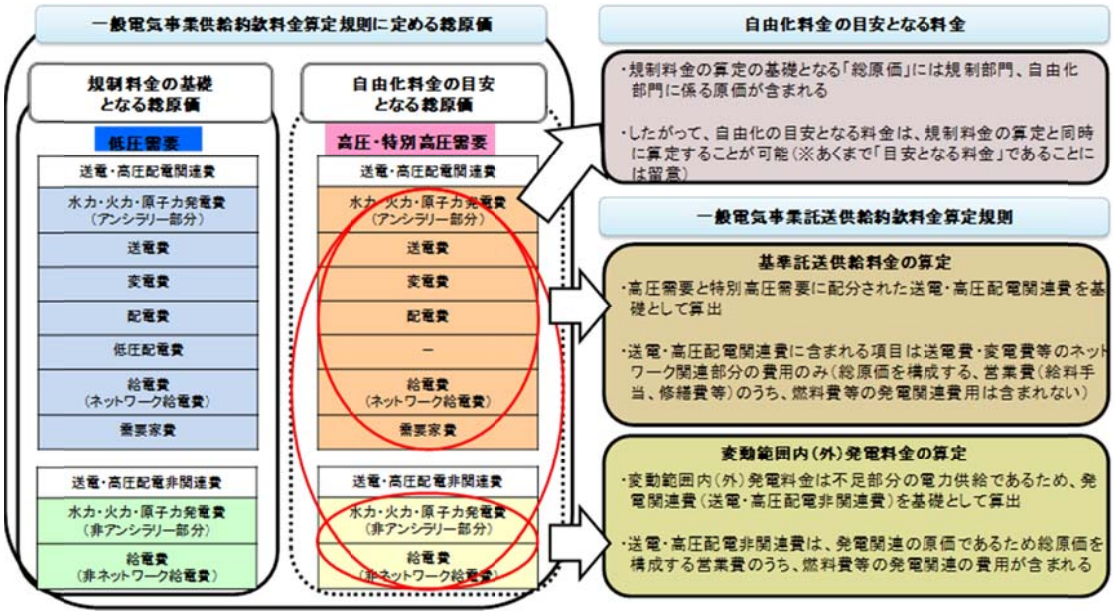
[67] 一般電気事業者は、託送料金について「託送料金約款」の策定を義務付けられており（電事法第 24 条の 3 第 1 項）料金の算定方法については一般電気事業者託送供給約款料金算定規則により定められている。

[68] 負荷変動対応電気料金はさらに、変動範囲内電気料金（送電契約電力の 3%以内に相当する不足分電力量に適用される料金）と変動範囲外電気料金（送電契約電力の 3%以内に収まらなかった不足分電力量に適用される料金）に分かれる。

図表 6.1.2.1.(2)　負荷変動対応料金の仕組み



図表 6.1.2.1.(3)　託送料金の目安となる料金計算プロセス



6.1.2.2　検証の方向性

託送料金（接続供給料金）については、規制小売料金と同一の「総原価」から同様のプロセスで算出されることから、規制小売料金で行った検証、すなわち、届出時と実績の料金原価の乖離幅を算出することによる原価の適正性の検証が可能である。

加えて、託送料金については、地域独占となっている部門の料金であるため、東電の競争相手である PPS が等しく負担しなければならない料金であり、公平性・透明性が強く求められる。したがって規制小売料金、自由化料金で行った上記の検証に加えて、制度の公平性・透明性の観点からの検証が欠かせない。

しかし、委員会では調査の時間的制約から、この点について必ずしも十分な検証を行っていないため、託送料金に係る公平性・透明性の問題については、

規制当局において十分に検討すべきである。

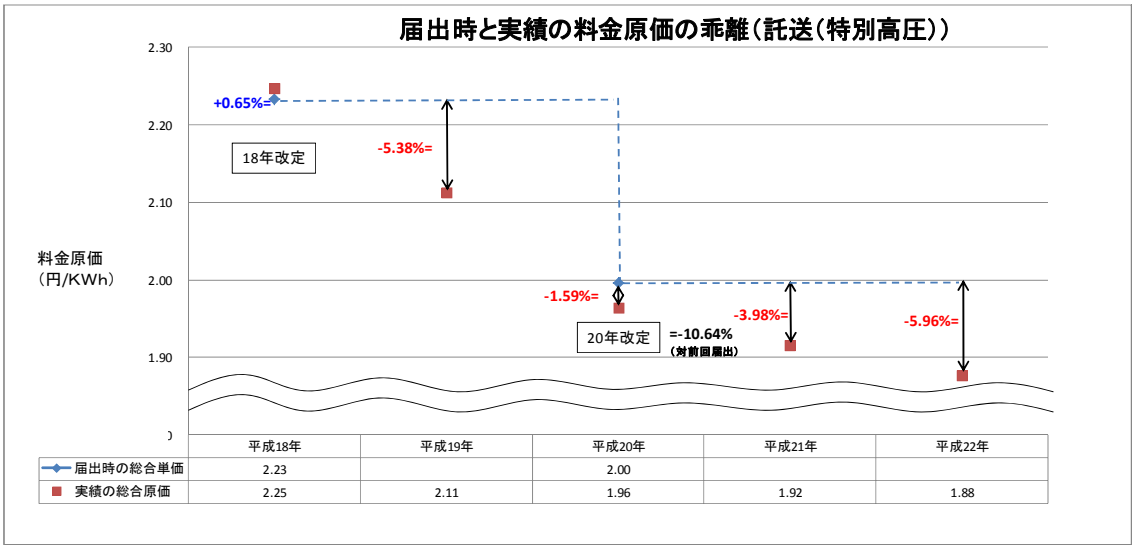
6.1.2.3　具体的検証

(1) 特別高圧

自由化部門のうち、特別高圧の基準託送供給料金の原価をみると、料金改定を行った年度（届出時）は、実績との比較では、実績が届出時の料金原価を上回ること、下回ることのいずれもあり、乖離幅も小さい。他方、料金改定後、2年目以降の乖離幅は大きくなる傾向にあり、最大で約 5%の乖離が生じている。

図表 6.1.2.3.(1)

基準託送料金の計算の基礎となる料金原価と実績の料金原価の乖離（託送（特別高圧））

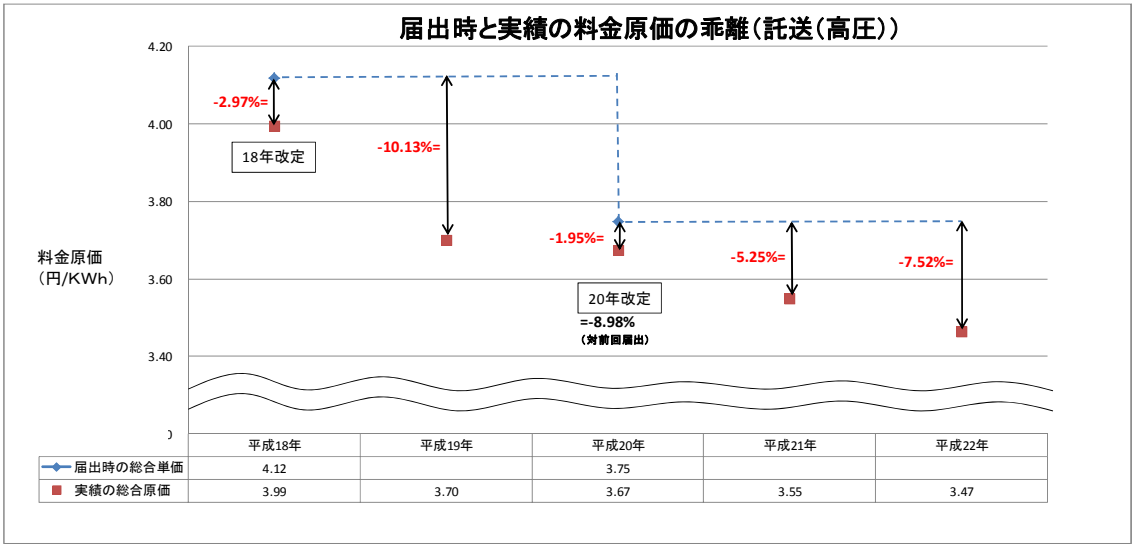


(2) 高圧

自由化部門のうち、高圧の基準託送供給料金の原価をみると、いずれの年度も、実績との比較では、実績が届出時の料金原価を下回っており、乖離が生じている。特別高圧同様、料金改定を行った年度（届出時）は乖離幅が小さいが、料金改定後、2 年目以降の乖離幅は大きくなる傾向にあり、最大で約 10%の乖離が生じている。

図表 6.1.2.3.(2)

基準託送料金の計算の基礎となる料金原価と実績の料金原価の乖離（託送（高圧））



託送料金に求められる公平性・透明性を考えると、こうした実績と負担額の乖離が合理的な範囲を超えて生じないようにすることが強く求められる。

6.1.2.4　今後の課題

託送料金（接続供給料金）については、公平性・透明性の観点から以下の点について、今後さらに検証を進めていく必要があると考えられる。情報公開の粒度を念頭におきながら、競争条件の整備が図られるべきである。

・託送料金（基準託送料金）の原価に含めるべき費用の妥当性

託送料金の中核である基準託送料金は、規制小売料金と同様の総原価のうち、高圧・特別高圧需要の送電・高圧配電費に配分された原価から算出される。現行制度の下で、託送料金（接続供給料金）の原価として配分され、自由化部門の電気の供給者が等しく負担している、送電・高圧配電関連費について、具体的な費用項目や負担の仕方（基本料金、従量料金等）が適切か否かについては別途検証が必要。[69]

・託送料金（基準託送料金）の原価の配分の妥当性

総原価から高圧・特別高圧需要の送電・高圧配電費への配分基準について

[69] 具体的には、託送料金の原価として、バックエンド費用や、電源開発促進税のうち原子力関連部分を含めることの妥当性、送電容量に余裕がある場合に限って送電線の利用が認められる卸取引市場参加者から、固定費を含めた送電コストを料金として徴収することの妥当性や、一般電気事業者の発電設備を念頭に置いて整備される送電網の建設コストの全てを PPS 等からも徴収することの妥当性等が挙げられる。

は、一般電気事業託送供給約款料金算定規則に規定されているが、その具体的な配分結果が、実態を反映した適正なものとなっているかどうかについては別途検証が必要[70]。

・変動範囲内（外）料金の妥当性

託送料金のうち、変動範囲内（外）料金については、上記論点（原価に含めるべき費用の妥当性、原価の配分の妥当性）の他、その価格設定の妥当性についても別途検証が必要。

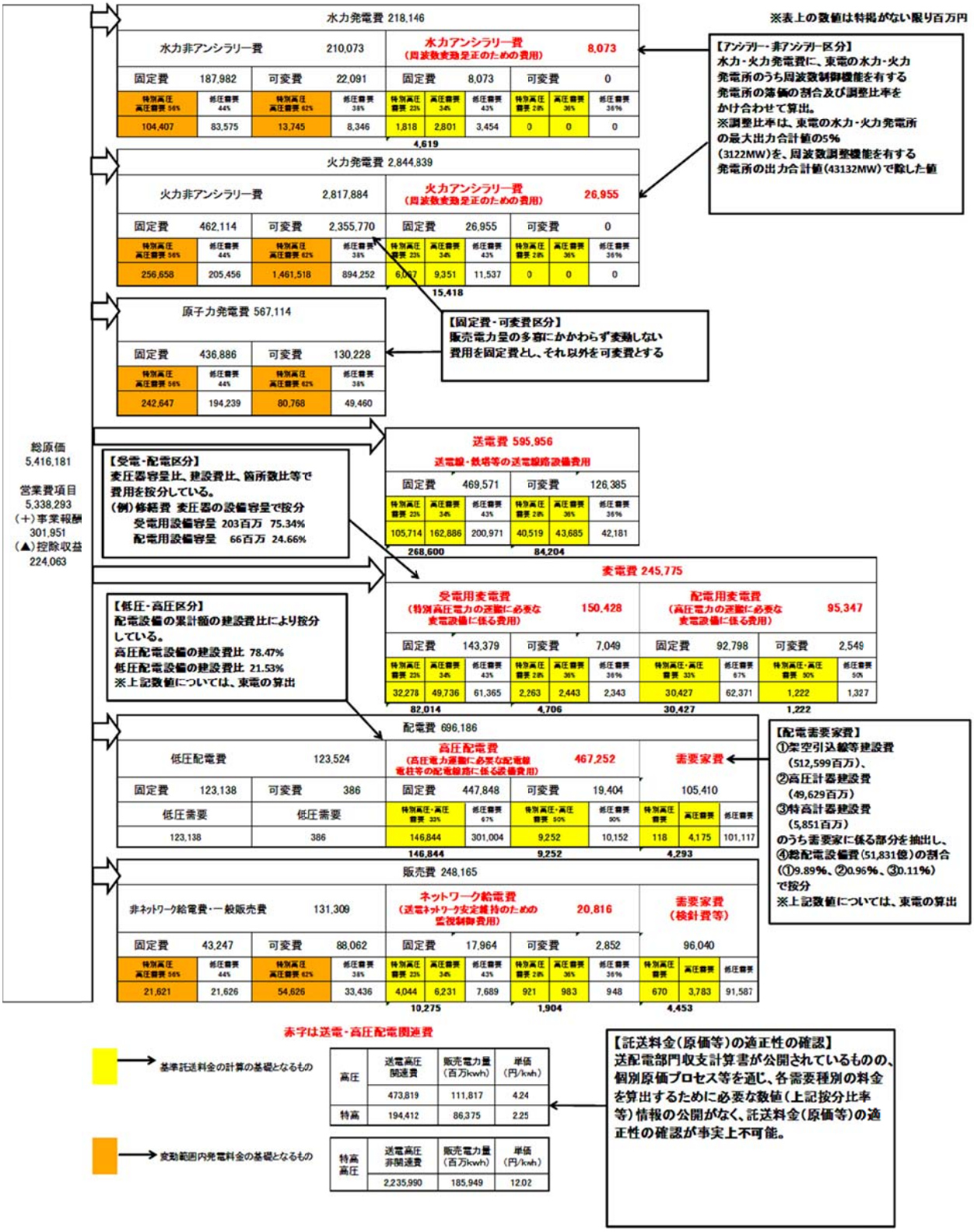
・送配電部門の公平性・透明性確保のための仕組み

現行制度の下においても、一般電気事業者は毎年、託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務に関する会計を整理（送配電部門別収支計算書）し、その結果を公表することとされている。また、平成 20 年 3 月・7 月の電気事業分科会報告の下、超過利潤の累積額が一定水準を超過した場合には、行政により託送料金の変更命令が発動され、超過分については送配電部門原価から直接控除、累積額については送配電部門レートベースから控除といった仕組みが設けられている。（電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等、一般電気事業供給約款料金算定規則に規定。）こうした現行制度が公平性・透明性の確認を行うための仕組みとして十分と評価しうるかについては別途検証が必要[71]。

なお、託送料金計算における原価配分を示すと以下のとおりとなる。

[70] 具体的には、送電高圧配電関連費のうち、アンシラリー費用として配分される額の妥当性等が挙げられる。
[71] 具体的には、現行制度の下でも、託送料金の原価の適切性の確認や規制部門、自由化部門のそれぞれの送配電部門の収支等の確認が可能か等を挙げることができる。

図表 6.1.2.4　託送料金計算における原価配分



6.1.3　現行料金制度とその運用の問題点と見直しの方向性

以上の検証を踏まえると、現行の料金制度については大きく以下の問題点を指摘することができる[72]。今後東電について料金値上げの可能性が存在するなかで、料金制度とその運用が適切なものとなることは、議論の大前提となると考えられる。

・総原価の把握（「名目値」）の適正性

現行の値下げ届出制の下で届け出られた原価と実績が届出後直ちに大きく乖離を生じている場合がある。したがって、総括原価主義の大前提である原価の把握そのものが規制当局において適切になされているとは言い難く、原価主義（「適正な原価」、「適正な利潤」）の原則が維持されているかについて疑義がある。

・総原価の内容（「実質値」）の適切性

本調査を通じて明らかになったとおり、調達コストや人件費等については効率化の余地があり、これらの点はこれまで東電が発表してきた経営効率化計画には盛り込まれていない。また長期的な設備投資のあり方と形成された設備の稼働率について発電設備、系統設備双方において規制当局が十分検討を行ったとは言い難い。

・電気事業者に対する適切なインセンティブ付与の必要性

他方、経営効率化を中長期的に進める観点からは単に規制当局がコスト削減を指示するのではなく、事業者による自主的な経営効率化努力を促すことは引き続き重要であるところ、現行の運用では原価算定期間がわずか一年であり二年おきという頻度で改定が行われているため、何が経営努力なのかについて判断ができず、結果において適切なかたちで事業者の自主的な経営努力を促す制度となっていない。

・電源構成の不確実性への配慮

東電が当面する問題として、原子力発電所事故を契機とする原子力発電所の大幅な停止と再稼働の不確実性に鑑みると、電源構成の変化をどのように料金に織り込むのかについても検討が必要な状況にある。

以上を踏まえ、料金制度及びその運用については、規制当局において以下の

[72] 基本的には、規制小売料金に当てはまるものであるが、これまでの検証にもあるとおり、自由化料金、託送料金にも妥当するものである。

ような見直しを行うべきではないか。

(1) 総原価の適正性

① 営業費用の適正性について

・総原価の対象とする営業費用については、電気の安定供給に真に必要な費用に限定し、それ以外の費用（例えば、オール電化推進関係費や広告宣伝費、寄付金、団体費等）は総原価の対象から外し、自由化部門を含めた収益の範囲で企業が自主的判断に基づいて実施すべきではないか。

・営業費用の算定に当たっては、規制当局が実績を十分勘案して、実態とかけ離れた原価を認めるべきではないのではないか。

・営業費用の算定に当たっては、特に燃料費以外の項目については現状のように原価算定期間を 1 年間とせず、例えば、3～7 年とした上で中長期に当然実施が期待される合理化措置は織り込んだうえで、企業の自主的努力部分を明確化すべきではないか。

・他方、一定期間経過後には、原価の適正性を再度確認する必要があることから、複数年度の原価算定期間経過毎に、規制当局による（場合によっては第三者機関の関与も含めた）適切な原価査定を行っていく必要があるのではないか。

② レートベース及び事業報酬の適正性について

・事業報酬については、制度設計上、内部留保の蓄積等を行うことが可能な余裕を持った報酬額となっていることを踏まえた上で、東電の場合には、当面の資金調達環境や特別負担金の存在などについての考慮が必要となるのではないか。

・レートベースの対象となる資産については、電気の安定供給に真に必要な資産に限定するとともに、稼働率の高低を考慮することで資産の効率的運用を促すべきではないか[73]。

③ 託送料金等の適正性評価について

・電気料金ガイドラインについて見直し、第三者による料金の適正性の確認、料金の妥当性評価がしっかりと行われるようにすべきではないか。

・特に託送料金については、IPP、PPS 等の事業者の競争条件に影響することであることから、特に透明・中立であることが求められており、規制当局が十分な情報公開を求めることが必要ではないか。

[73] 例えば、発電所であれば、電源の役割に応じて一定以上の稼働率（あるいは緊急時の即時対応性）を条件とする、送電網であれば、今般の福島原子力発電所の事故により生ずる潮流への影響を踏まえた、新たな送電系統の整備計画等を求めるといったことが考えられる。

(2) 電気事業者への適切なインセンティブ付与の必要性

① 原価算定期間・要改定期間の扱い

・原価算定期間・要改定期間については、単年度ではなく複数年度とすること等で、電気事業者に一定程度の効率化へ向けた努力を促し、裁量を付与すべきではないか。

② 事業者の経営効率化努力

・上記のように総原価について、ゼロベースでの見直し、ベースラインとなる合理化計画について規制当局と事業者が合意することを大前提に、事業者がそれを超える努力を行うことで得られた利益については、事業者の内部留保として認め、その使途を事業者の裁量に委ねるべきではないか。

(3) 電源構成の不確実性への配慮

① 電源構成に占める原子力発電の扱い

・原子力発電所が停止を余儀なくされる事態が近年頻発していること、また原子力発電所の再稼働が不確実な情勢であることを踏まえ、原子力発電所の停止等による電源構成の変動に伴う燃料費等の影響について、料金に適切に反映できるよう配慮した制度設計とすべきではないか。

(4) その他

電気料金の算定方法については、現在の総括原価方式のほか、いわゆるプライスキャップ制[74]やレベニューキャップ制[75]など、様々な制度的枠組みが存在する。今後、規制当局において料金制度の見直しが行われる場合には、こうした制度のいずれを採用するかといった点についても検討が行われることになると考えられる。しかしながら、どのような料金算定の枠組みであっても、規制当局による原価の正確な把握が行われることは、適正な料金水準の決定のための大前提となるものと考えられる。少なくともこれまで見たような、長期間に亘って原価の査定が行われていない状態は、速やかに是正される必要がある。

また、今後、電気料金制度の見直しを行うに際しては、東電のみが特殊な料金制度となることがないよう、他の電力会社も含めて、規制当局において制度全体の見直しを進めていくことが必要である。

[74] 規制料金の決定において、物価上昇率から生産性上昇分を差し引いた価格等を価格上限とする制度。
[75] プライスキャップ制が料金価格に上限を設定するのに対して、総収入に上限を設定する制度。

6.2　卸市場の競争を強化する方策、スマートメーター等効率的な需要抑制策への適切な投資のあり方

6.2.1　火力入札等による IPP 事業者の参入促進

(1) 東日本大震災以降の電力需給・電源構成の変化

東電管内では、東日本大震災以降、1F・2F の運転が停止しているほか、柏崎刈羽原子力発電所でも、現在定期検査中の 2～4 号機について再稼働の時期及び可否が不透明な状況にある。こうした中、管内の電力需給は従来に比べて逼迫した状態にあり、今夏には、電事法第 27 条に基づく電気の使用制限が発動されたところである。

このほか、柏崎刈羽原子力発電所 1・5～7 号機についても、今秋以降、順次定検に入る予定にあり、検査終了後の再稼働の時期はやはり不透明な状況にある。こうした結果、東電管内の電力需給はさらに逼迫する可能性がある。(なお、定検終了後の原子力発電所再稼働の時期が不透明であること、そのために今後の電力需給環境を見極めにくいことなどについては、他電力の原子力発電所でも同様な状況にある。)

東電による発電設備投資計画は、短期的には可能な限り供給力を積み増すものとなっており、結果として 10 年間の総投資額は、「原子力発電所稼働ケース」で 1.8 兆円、投資額が最も大きくなる「原子力発電所非稼働ケース」で 2.7 兆円となっている。

いずれの場合にも、電源開発にあたっては、国民生活及び国内産業に対する安定的な電源供給を実現するために、可能な限り早急な対応が求められるほか、環境にも配慮しながら、中長期的に相対的な低コスト電源を確保していく必要がある。こうした観点からは、足許では LNG 火力発電を中心として、中長期的には、環境対応などの確認を行ったうえで、石炭火力を合わせて開発していくことが考えられる。

(2) IPP 事業者による算入の必要性、可能性

①　東電の今後の設備投資形成

電力の安定供給を実現する観点からは、東電は今後も必要な設備投資を行っていく必要があり、そのために必要な資金調達力を確保していく必要がある。その際、電源設備の建設は、十分なコスト計算や投資効果の判断を行った上で、これを実施していく必要がある。また、今後、東電が原子力発電事故の損害賠償及びそれに伴う特別負担金等を支払っていく必要があることを踏まえると、経費支出や設備投資については、電力の安定供給に必要かつ十分な範囲内とすることが望ましい。こうした中、今後、東電管内で必要とされる電力を供給し

ていくに当たって、仮に東電以外の事業者が相対的に低コストで供給できる場合には、卸電力市場においてこれらを積極的に活用していく余地がある。このことは、東電の発電資産の効率的な活用を通じて、国民負担の最小化にも繋がることが考えられる。

② IPP 事業者の概要

我が国の卸電力市場は、平成 7 年の卸電力事業自由化後、電力会社による入札調達を梃子として事業者の参入が進展し、現在、ガス・石油などエネルギー関連メーカーや、鉄鋼などの素材メーカー等が IPP 事業を展開している。こうした中、東電でも、足許では販売電力の 17%程度を卸電気事業者や IPP 事業など卸電力市場からの購入で賄っているなど、IPP 事業者は、卸電力市場を通じて我が国の安定的な電力供給において一定の役割を担っている。

(3) 火力入札制度について

① 火力入札制度について

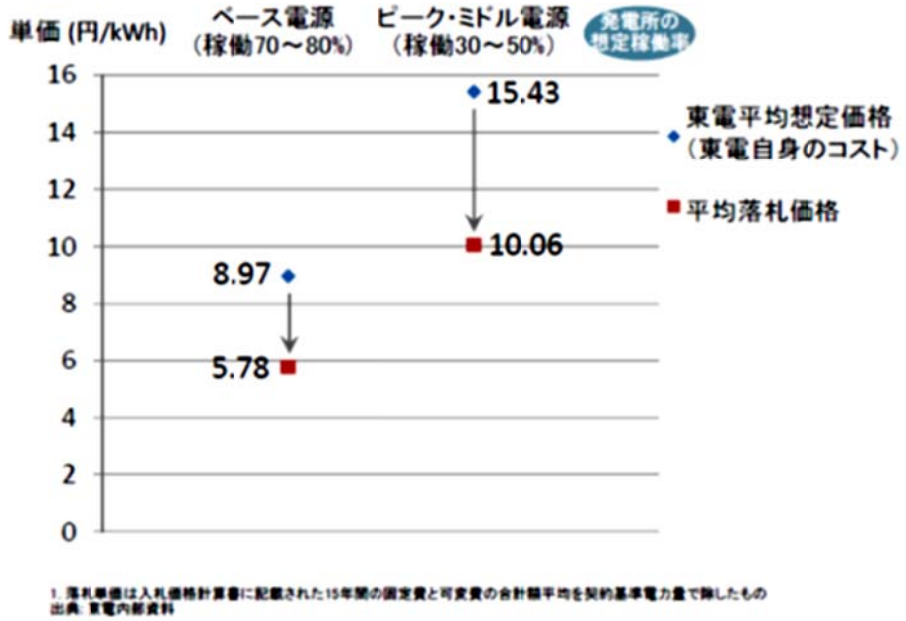
火力入札制度は、平成 7 年の電気事業制度改革において、発電部門への競争原理導入による電気料金の引き下げ等を目的として、卸電力事業の参入許可の撤廃（自由化）とともに導入されたものである。当時は、一般電気事業者に対して、7 年以内に稼働させる火力発電所について、IPP 事業者を対象とした入札を義務づけていた。

当時の入札の状況をみると、平成 8 年度の入札では、265.5 万 kw の募集に対して応札が 1,081 万 kw と、応札倍率が 4.1 倍となっていたほか、9 年度の入札では、前年度と同額の募集に対して、応札 1,425 万 kw、応札倍率 5 倍と、全体として強い新規参入意欲が顕在化した結果となっていた。

また、平成 8 年～11 年にかけての東電火力入札時の落札単価をみると、ベース、ミドル、ピークのいずれの電源についても東電の想定価格（東電自身のコスト）を大幅に下回る価格での落札となった。この結果、IPP 事業者による低コストの発電が実現したほか、東電自身による発電コスト引き下げのきっかけにもなったと考えられる。

図表 6.2.1.(1)　火力入札の効果

平成８年～平成 11 年の東電火力入札時の平均落札単価実績



1.落札単価は入札価格計算書に記載された15年間の固定費と可変費の合計額平均を契約基準電力量で除したもの
出典：東電内部資料

もっとも、こうした火力入札制度は、平成 15 年の電気事業制度改革を受けて 17 年に卸電力取引所が設立され、卸電力市場において自由な取引が可能になったとされたことから、一般事業者に対する入札義務が撤廃された。この結果、入札は現在まで中断している。

(4) IPP 事業者の参入可能性と条件整備

① IPP 事業者の参入可能性

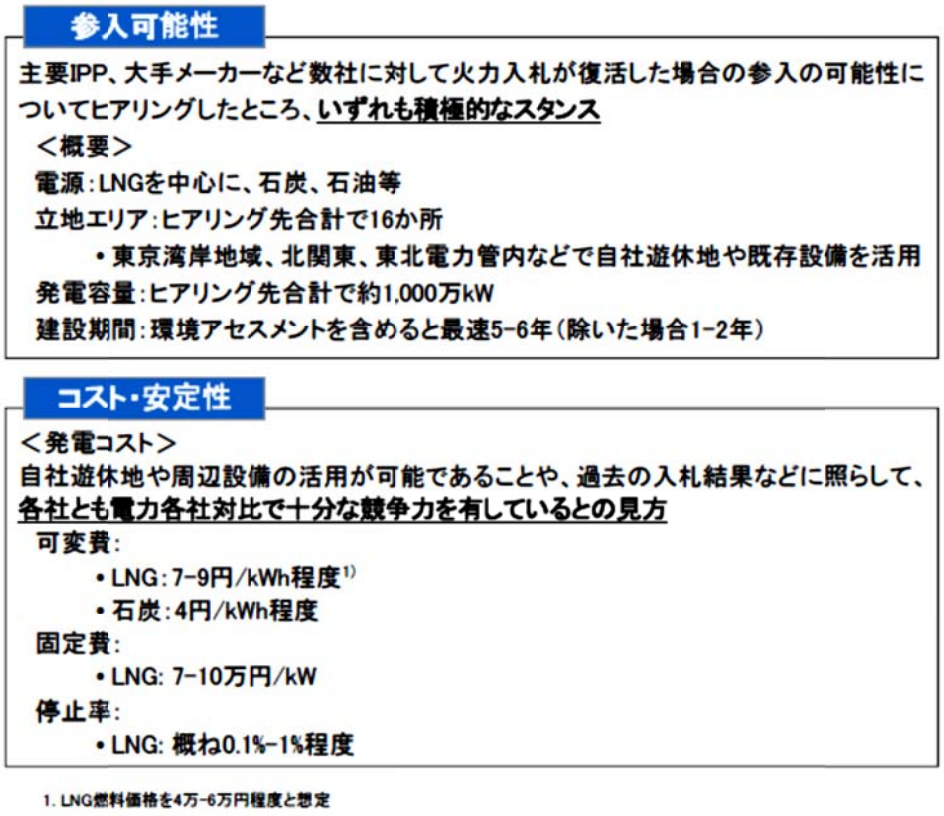
東電による発電設備投資計画をみると、「原子力発電所稼働ケース」の場合で約 582 万 kW 分、「原子力発電所非稼働ケース」の場合で約 962 万 kW 分の未着工の火力発電所があり、少なくともこれらについては IPP 事業者の参入の余地があると考えられる。

今般、TF 事務局において、火力入札が実施された場合の参入の可能性等について、主要 IPP 事業者数社へのヒアリングを実施したところ、いずれも積極的なスタンスを示した。立地エリアとしては、東京湾岸地域、北関東、東北電力管内などにおける自社遊休地や既存設備を活用するという回答が多く、発電容量はヒアリング先のみの合計で 1,000 万 kw 程度（16 か所）であった。また、建設期間については、環境アセスメントを含めると最速で 5～6 年程度であった。

さらに、コストや稼働の安定性についても、可変費が LNG 火力で 7～9 円/kwh 程度（LNG 価格を 4～6 万円/t 程度と想定）、石炭火力で 4 円/kwh と、既存の東電の火力発電所対比で競争力のある価格となっている。また、固定費について

も、上述のとおり、自社遊休地や周辺設備の活用が可能であることや、既にみた過去の入札結果などに照らして、各社とも、電力会社対比で十分な競争力を有しているとの見方であった。他方、設備稼働の安定性についてみると、LNG 火力で停止率が概ね 0.1～1%程度という低水準となっている。

図表 6.2.1.(2)　主要 IPP・大手メーカーへのヒアリング結果



②　新しい火力入札のあり方

火力入札を復活させるにあたって、過去の火力入札時との環境変化などを踏まえ、次のような点にも配慮することが考えられる。

（ｉ）電力供給先の自由度確保

過去の火力入札では、IPP 事業者の事業リスクを軽減し、電力の安定供給を図る観点から、発電量の全てを一般電気事業者が長期固定契約（多くの場合 15 年）で買い取るものとなっていた。

この点について、IPP 事業者からは、引き続き全量を長期固定契約とすることで、事業の安定性を確保したいという意見が聞かれる一方で、発電量の一部については自社が開拓した最終需要家や卸電力取引所を通じた売却も認めて欲しいという意見も聞かれている。

これらを踏まえ、新しい火力入札においては、発電量の一定部分を長期固定

契約とする一方、その他の部分については自由売却を認めるほか、引き続き全量を長期固定契約とすることも可能とする、といった扱いが考えられる。

さらに、電力会社との長期固定契約部分についても、余剰となっている場合には、相対もしくは取引所を通じた他の需要家への売却を認めることも検討する余地がある。

（ⅱ）送電網整備計画の見直しと透明性の向上

震災前における東電による流通設備投資計画は、東北・福島方面の電源開発に対応した東西潮流の新増設構想を有していたが、今後は、震災後の電源構成の変化に合わせて見直す必要がある。その際、流通設備計画の基本的考え方（「適切な設備保守・運用を含めた既設設備の最大限の活用を図ってもなお設備の常時容量が不足するかどうか」、「供給信頼度を確保し得ない状態に該当するか」等）を踏まえた的確な計画となっているかについても検証する必要がある。

この観点からみると、現状計画では、福島での電源減少や千葉・鹿島方面の緊急設置電源等を受けての当初計画からの計画変更が少なく、基本的には従来計画を踏襲していることから、流通設備の使用容量からみるとやや過剰とみられる投資と、逆に不足ないし逼迫していると見られる部分が存在しているため、改めて投資計画を見直すべきである。

こうした見直しに当たっては、整備計画の全体と、送電容量に余裕が生じるエリア（すなわち、IPP 事業者など他の電気事業者の参入が容易となるエリア）を公表することが考えられる。あわせて、東電の発電所建設計画や将来の入札スケジュールについても、適切に公表していくことが望ましい。

さらに、IPP 事業者からは、東日本大震災以降の電力需給逼迫を踏まえ、自社遊休地を利用した売電を相対で行うことについて検討したが、電力会社の送電容量に余裕がないことが判明したために断念した、といった指摘があった。こうした点を踏まえ、今後、IPP 事業者の参入可能性も踏まえた送電網整備計画を考えていくことが求められる。

（ⅲ）既設発電所のリプレースについても入札の対象とする

現在のところ、IPP 事業者からは、前述のとおり自社遊休地などを活用した参入の意向が寄せられているが、今後、既存の送電網も活用しながら、東電の資産効率を高めるための IPP 事業者の参入を促していくため、既設発電所のリプレースに際して、入札を行うことが考えられる。

実際、IPP 事業者からは、東電の既設発電所のリプレースについて、参入意欲が示されている。

（iv）託送料金の見直し

IPP 事業者が PPS 事業を同時展開する場合には、託送料金水準の高さが事業の収益性を悪化させているとの声が聞かれる。この点については、本報告書の 6.1 において検討しているところである。

6.2.2　卸電力取引所取引の活性化

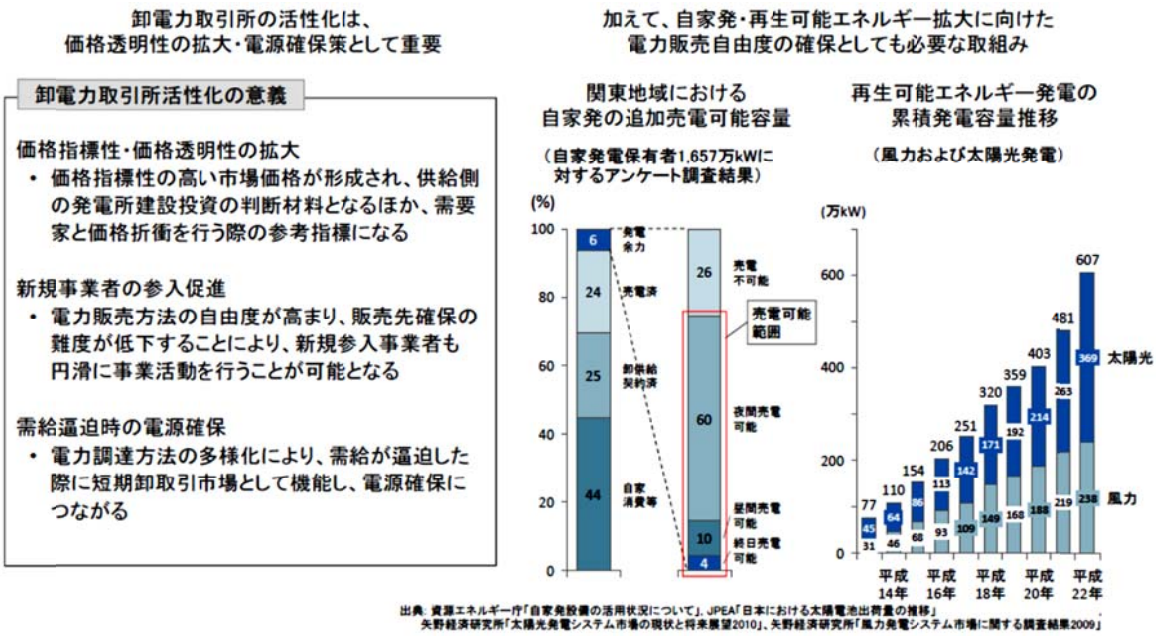
(1) 卸電力取引所取引の活性化の必要性

卸電力市場において効率的に供給力を確保する観点からは、IPP 事業者の参入による長期的な観点からの事業者増加策に加え、取引所取引など短期的な取引市場をより使いやすいものに整備していくことが考えられる。今後、新しい火力入札の下で IPP 事業者による供給が増加していく場合には、前述のように卸取引市場に対するニーズが高まってくる可能性が高い。取引所取引の流動性が高まることにより、IPP 事業者の販売先の柔軟性が高まるなど、卸電力市場における事業リスクの低減に繋がることとなる。

他方、東電の効率的な経営という観点からも、取引所取引が活性化し、売買を機動的に行うことが可能となることにより、発電施設の保有規模を抑制するとともに、発送電設備を中心とする電気事業資産の稼働率を高めていくことが可能となる。

さらに、東日本大震災以降、自家発電設備の増加や再生可能エネルギーの普及が進むと考えられることから、夏場などの電力需給逼迫時にこれらの発電能力を卸取引所を通じて活用することも考えられる。

図表 6.2.2.(1)　卸電力取引所取引の活性化の必要性

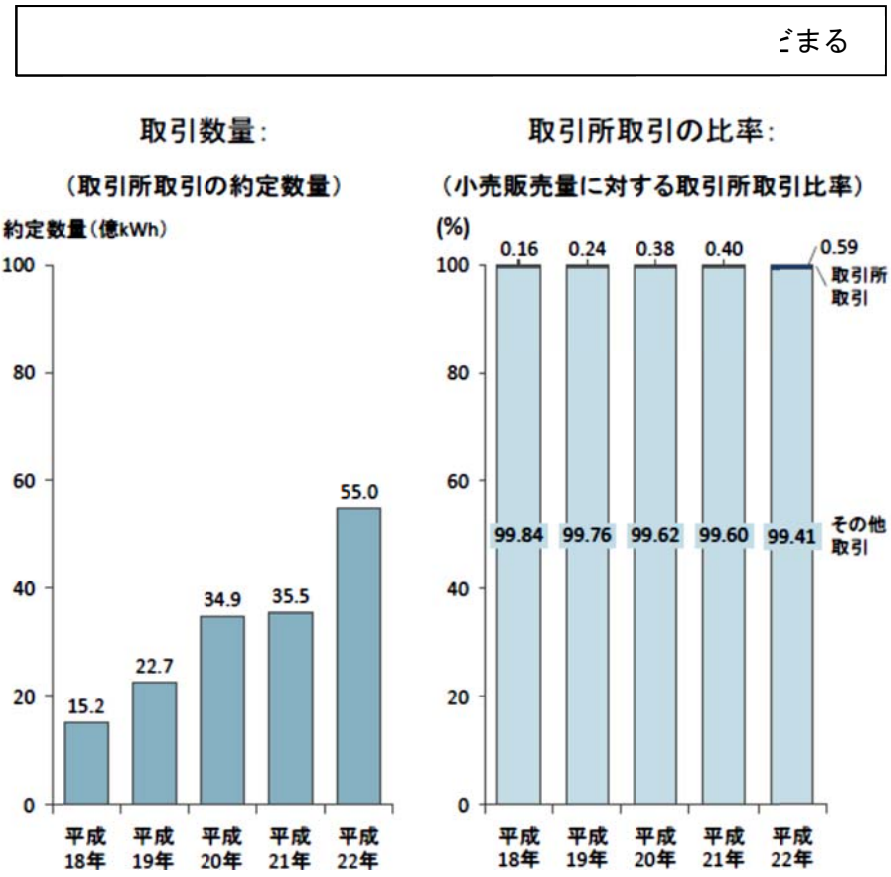


(2) 卸電力取引所取引の活性化に向けた課題

① 現在の卸取引所の概要

現在の取引所における取引をみると、取引量は増加傾向をたどっているものの、小売販売量に占めるウエイトは、0.6%程度と、極めて限界的な水準にとどまっている。

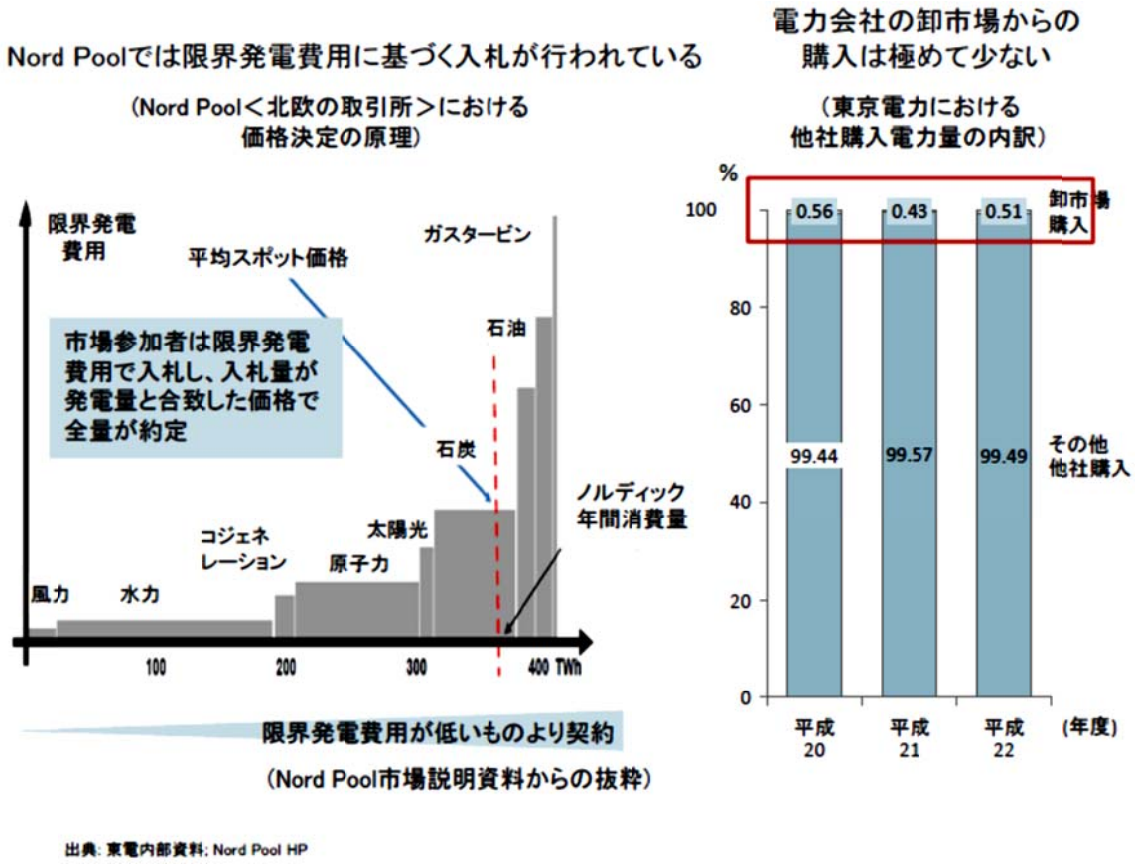
図表 6.2.2.(2) 卸電力取引所取引の活性化に向けた課題



② 電力会社による卸電力取引所取引の促進

北欧の卸電力取引所である Nord Pool の例をみると、各電力会社は、自社の発電に係る限界コストに合わせた取引を行っている。すなわち自社の発電施設を発電コストによって順位づけたうえで、各時点で追加的に稼働させる必要が生じる発電設備の発電コストでの入札を行っている。

図表 6.2.2.(3)　電力会社による取引所取引の促進



出典: 東電内部資料; Nord Pool HP

東電についても、経営の効率化を考える上では、Nord Pool の例と同様に、各時点での限界コストでの売買を行うことが考えられる。具体的には、各時間帯の各余剰電源の限界コストをベースとする合理的な価格で売りの入札を行い、同様に各時間帯の稼働予定の各電源の限界コスト相当の価格で買いの入札を行うことが考えられる。

東電は、常に取引所において売り手もしくは買い手として参加することにより、理論上は、売電した際には利益を獲得し、買電した際には発電コストを削減できる。東電において卸電力取引所の取引を活用した効率的な経営がなされているかについては、取引コストや電力需給の状況等を勘案しつつ、支援機構において継続的に検証されるべきである。

例えば、平成 22 年度のスポット市場において、約定しなかった東電の売り注文の中には、東電の出した最も低い売りの注文価格と約定価格（東京エリア）の差が相当程度開いているものも見られる。今後は、売りの注文価格よりも約定価格が相当程度下回っていた時間帯において、より安い価格で売りの注文を出すことができなかったのか、又は買いの注文を入れることが合理的ではなか

ったか等の東電の行動パターンの改善策について、継続的に支援機構において検証がなされるべきである。

同時に、これは、他の金融・市場におけるいわゆるマーケットメーカーとしての機能を果たしていることになる。また、常に相当程度の売買量を供給した場合には、かねてから取引所取引の活性化策として議論されている、電力会社による取引所を通した一定量の売買義務と同様の効果が期待できることになり、市場に厚みが生まれることにより、他の発電事業者や電気事業者も取引所を活用しやすくなることから、系統全体の発電資産の有効活用につながる。

このほか、東電が先渡し取引を活用することにより、自社の発電効率をさらに高めるとともに、取引所取引の活性化を図ることも考えられる。

③　市場参加者の増加に向けた検討

商品取引の流動性を高める観点からは、以上のような取引対象の厚みを増すほか、取引参加者の増加や多様性の確保も重要な課題となる。

このため、今後、増加が見込まれる小口自家発電業者について、PPS などによる集約が行われる形で取引所に参加することが考えられる。

また、需要家の参加を認め、電力需要の削減（節電）分を、擬似的な電力供給として取引すること（いわゆるネガワット取引）についても、取引参加者の多様性を増すだけでなく、電力市場全体として需要削減効果が期待できることから、今後実現に向けた検討が必要と考えられる

6.2.3　スマートメーター等への戦略的な投資

(1) スマートメーター導入の必要性と意義

既に 6.2.1 で見たとおり、今後、東電管内の電力需給は逼迫状態が続く可能性がある。このため、電力供給力の確保を図ることはもとより、国民生活や国内産業の活動を阻害しない範囲で、電力使用の効率化、負荷平準化に向けた取組を一層推進することにより、電力需要の抑制を図ることも重要な課題といえる。

すなわち、電力需要の抑制に際して、いわゆる計画停電や電事法第 27 条による電力使用制限といった強制的な供給カットについては、今夏の例をみるとおり、電力の必要度に応じた供給をきめ細かく行うことができないために、国民生活や企業の経済活動に重大な影響を与えるほか、必ずしも需給が最も逼迫するピーク時間帯とそれ以外の時間帯をきめ細かく区別することが出来ないことから、効率的な節電とならないといった問題がある。

このため、需要抑制に当たっては、各需要家の電気利用の実情に合わせた料金体系を提供することで、自発的な需要抑制のインセンティブを付与するとと

もに、電力の使用状況等の需要家への情報提供、可視化を図り、需要家毎にきめ細かく最小限の供給コントロールを行うといった方法によることが望ましい。

また、需給逼迫時に負荷の遮断や間欠運転等を行うことに予め同意した需要家がインセンティブを受ける料金体系を提示することも考えられる。

こうした形で需要抑制を図るに当たっては、各需要家の消費電力量をきめ細かく把握したり遠隔操作を行うことが必要となるが、そのためには、スマートメーターの導入が必要と考えられる。すなわち、スマートメーターの導入は、電力使用の効率化や負荷平準化を通じて電力需給ギャップを縮小するための戦略的投資と考えることができる[76]。

(2) スマートメーター導入に向けたこれまでの取り組み

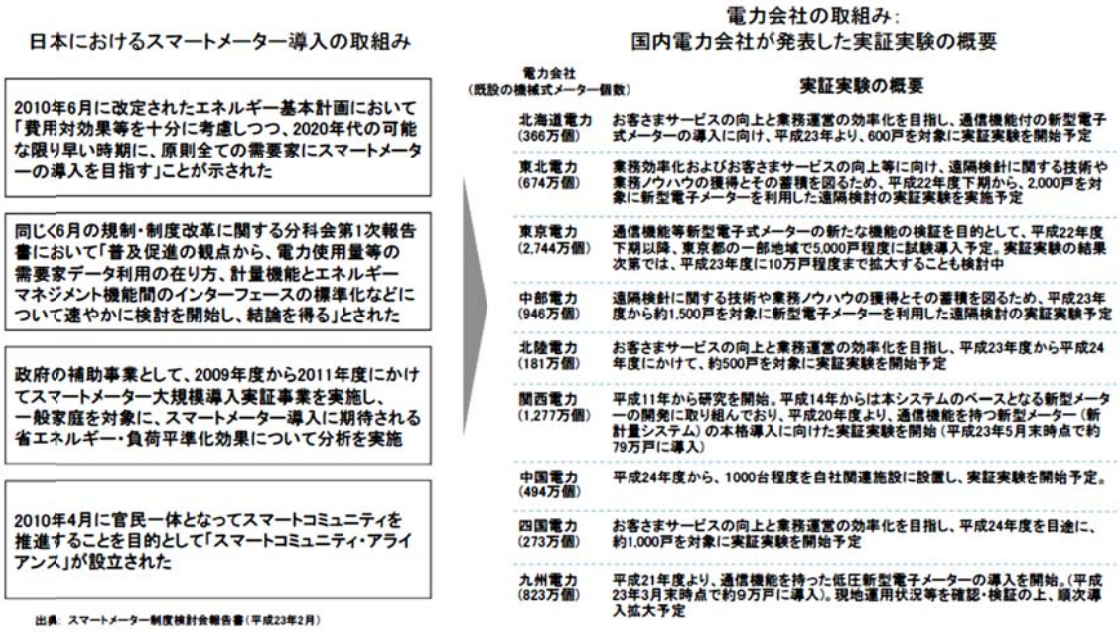
① スマートメーター導入に向けた我が国の取り組み

スマートメーターは、各需要家の消費電力量を把握する計量メーターのうち、検針・料金徴収業務に必要な双方向通信機能や遠隔開閉機能を有した電子式メーターを指す（狭義のスマートメーター）が、さらに、エネルギー消費量などの「見える化」を図り、ホームエリアネットワーク（HAN：家庭内機器が相互に通信することで形成されるネットワークエリア)、ホームエネルギーマネジメントシステム（HEMS：電力の使用状況の表示、電気機器の自動制御など）機能等まで有しているもの（広義のスマートメーター）を指す場合もある。

スマートメーターについては、これまで政府によるエネルギー基本計画において「費用対効果等を十分に考慮しつつ、2020 年代の可能な限り早い時期に、原則全ての需要家にスマートメーターの導入を目指す」とされたほか、規制・制度改革に関する分科会等において「普及促進の観点から、電力使用量等の需要家データ利用のあり方、計量機能とエネルギーマネジメント機能間のインターフェースの標準化について速やかに検討を開始し、結論を得る」とされている。また、政府の補助事業として、平成 21 年から 23 年にかけてスマートメーター大規模導入実証事業を実施し、一般家庭を対象に、スマートメーター導入に期待される省エネルギー・負荷平準化効果について分析を実施してきている。さらに、平成 23 年 2 月のスマートメーター制度検討会報告においても、こうした方向性が維持されており、各電力会社においても、スマートメーター導入に向けた実証実験が予定されている。

[76] また、スマートメーターの導入は、従来から指摘されているとおり、再生可能エネルギーの普及に伴い、周波数調整を円滑に実施するためにも、経営戦略上不可欠の取り組みと言える。

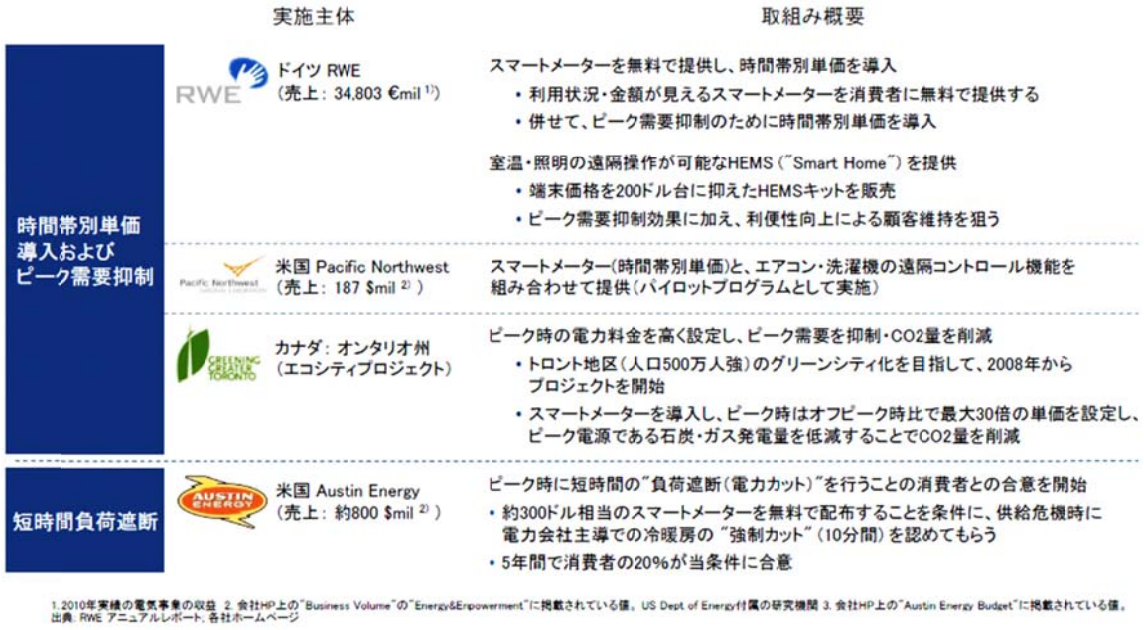
図表 6.2.3.(1)　スマートメーター導入に向けた我が国の取り組み



② 海外主要国の動き

海外主要国の動きをみると、ドイツ・カナダ・米国等において、既にスマートメーターの設置と時間帯別単価の導入が進んでいるほか、米国の一部では、短時間負荷遮断を組み込んだ電気料金の提示が行われている。

図表 6.2.3.(2)　海外主要国の動き



1. 2010年実績の電気事業の収益 2. 会社HP上の"Business Volume"の"Energy&Enpowerment"に掲載されている値。US Dept of Energy付属の研究機関 3. 会社HP上の"Austin Energy Budget"に掲載されている値。
出典：RWE アニュアルレポート、各社ホームページ

(3) 東電におけるスマートメーター導入計画とその投資効果

① スマートメーターの導入コスト

現在、東電でも、実証実験を経た後、10 年程度かけて、計量メーターをスマートメーター（狭義のスマートメーター）化する計画を検討している。検討においては、スマートメーターへの投資額は累計で約 3,300 万個、約 4,680 億円、既存規格のメーターのコスト、検針事務の削減コスト等を差し引いたネットコストで約 2,400 億円を見込んでいる。

なお、検針については、現状東電では、電力量計器の検針等の業務につき委託検針員と検針委託契約を、電気料金の集金等の業務につき委託集金員と集金委託契約を締結して、各業務を実施している[77]。

② 将来の事業展開を踏まえた戦略的スマートメーター投資の必要性

こうした東電の計画に対して、より効率的な需要抑制を図る観点から、今後世界標準化が進んで行くと考えられる、よりハイスペックなスマートメーター、具体的には HEMS との接続等により、リアルタイムでの需要家への情報提供、家庭内の電気機器の制御等を可能とするスマートメーターを導入していくことも考えられる。

こうした投資は、今後、送配電のスマートグリッド化の進展を控え、その必須インフラとして先行的に高機能スマートメーターの導入を進めることにより、この分野におけるリーディングカンパニーとしての地位を確立していくためにも重要な課題である。

この結果、電力使用の効率化、負荷平準化の推進等が早期に図られるとともに、将来の追加工事等を回避することにも繋がることになる。

こうした高機能スマートメーターへの投資を行った場合、導入のネットコストは、概ね 3,800 億円程度と考えられる。[78]

③ ピーク需要の削減を踏まえた投資効果

スマートメーターの導入によって、ピーク需要がどの程度削減されるかについては、需要家の啓発と併せ、負荷率等に対応したきめ細かな新たな料金体系を提示し、電力使用の効率化、平準化を運用面で担保する取組が重要となる。

そこで、仮に米国の連邦エネルギー規制委員会による調査で示された、ピーク需要の想定削減ケースのうち削減規模が小さい二つのケース、すなわち 4%、

[77] 平成 23 年度 8 月末時点の総人員数は、委託検針員約 4,800 人、集金員約 800 人である。

[78] ただし、高機能スマートメーターの実際のコストを考えるに当たっては、リプレース周期が計量法に影響されうることについても、今後の検証が必要である。

9%が削減されるケースを、東電について当てはめて試算すると、4%の場合で、発電設備の投資削減が約 2,700 億円[79]、燃料費の減少が毎年約 240 億円[80]程度と見積もられる。また、9%の場合で、発電設備の投資削減が約 6,000 億円、燃料費の減少が毎年約 700 億円と見積もられる。すなわち、スマートメーターへの投資により、電力のピーク需要を 5%程度削減することが出来れば、発電設備の投資削減と燃料費の減少により、数年で投資コストが賄われるものと考えられる。[81]

(4) スマートメーターの導入を担保する仕組み

以上で見たとおり、東電によるスマートメーターへの投資が、電気事業資産の稼働率を高め、経営の効率性を高めるものであることや今後の電力事業者の経営における戦略的資産となる可能性が高いことを踏まえると、今後、支援機構と東電が共同で策定することになる特別事業計画において、十分な投資額を確保することが求められる。

また、スマートメーターへの投資が、電気事業資産の効率的な活用を通じて国民全体でそのメリットを享受しうるものであることを踏まえ、規格・仕様の統一化を図り、スケール・メリットによるコスト削減効果が生かせるよう、オープンなものとすることも重要であると考えられる。

このため、中長期的には、電気料金の算定に当たって、一定の経過措置を設けながら、電気料金の計量メーターのうち、そうしたスマートメーターに限って、電気事業資産への計上を認めるといった導入促進策が考えられる。

さらに、スマートメーターなど需要抑制策を擬似的な電源として、供給計画において明示的に位置づけることも望ましいと考えられる。

[79] 最大電力の投資抑制が 4%、9%行われたと仮定した試算値（具体的な設備投資計画に基づいた結果ではない）。
[80] 投資の抑制に伴う販売電力量の減少及びそれに伴う燃料費の減少は試算に含まれていない。
[81] 2.3.3.(3)③では、東電が導入を計画しているスマートメーターについて、規格の標準化によるコスト削減効果について、試算を行っているが、ここでも、同様の効果がさらに期待できる可能性がある。

7　東京電力の長期的なあり方

以上の報告を前提として、東電の今後 10 年間の姿をみるとどうであろうか。ここでは段階を短期、中期、長期に分けて議論することとしたい。

7.1　短期的な姿

短期的には、福島原子力発電所事故の収束を図ることがまず必要である。その第一の柱は、損害賠償の適切な実施である。損害賠償の実施にあたっては、支援機構資金援助の申請が東電から行われることとなる。本報告で行った要賠償額の推計によれば、あくまでマクロ的に保守的に実施した推計ではあるものの、一過性の損害分として約 2 兆 6,184 億円、年度毎に発生しうる損害分として初年度（平成 23 年 3 月 11 日～平成 24 年 3 月末日）分約 1 兆 246 億円、2 年目以降単年度分として約 8,972 億円となった。支援機構は、こうした規模の資金援助に応ずるために必要な財政基盤を整えつつある。また、東電では損害賠償業務を実施するために約 9,000 人を確保し、うち約 3,700 人については東電社員及び東電グループ社員を配置転換のうえで活用する方向で検討している。

第二の柱は、1F における事態の収束である。これに関しては前記のロードマップにより作業が実施されているが、本報告での推計によれば廃炉処理コストについては一定程度拡大するリスクがあり、これらに対処しつつ着実に事態の収束を図ることが必要である。

東電の経営をみる上では、短期的にも即効性があるコスト削減策を講ずることに加えて、資金繰りに留意することが必要である。資金繰り見通しとしては、平成 24 年 3 月末の予想現預金残高は 8,325 億円であるが、他方、①燃料費負担の増加（前年比増加見込額：9,779 億円）や、②財務収支（資金調達から債務償還を差し引いた純収支：5,041 億円、社債償還：平成 23 年度：5,489 億円、24 年度:7,479 億円）の悪化という厳しい状況が続くため、これに対する対応が必要である。

本報告においては、こうした資金繰りの状況を踏まえて、東電の不動産、有価証券、子会社・関係会社等事業につき売却の検討を行った。その結果、不動産で 2,472 億円、有価証券で 3,301 億円、子会社・関連会社で 1,301 億円の合計 7,074 億円の資産・事業売却が可能との結論に至った。東電は、今後、これらの売却方法にも十分に留意しつつ、原則として 3 年以内での売却を図ることを予定している。

7.2　中期的な姿

中期的には東電の需給状況及び収支に与える影響が大きい柏崎刈羽原子力発電所の再稼働時期が一つのポイントとなる。安全性の確保を大前提として、地元の理解を得ることで柏崎刈羽原子力発電所の再稼働を実現することが、本報告で見たとおり、需給面及び収支面で大きな鍵を握る。

需給面についてみると、「原子力発電所稼働ケース」では平成 26 年には節電や省エネを織り込んだ上での「本来あるべき最大電力」（「2.1.2.2　最大電力想定の検証」において想定）に概ね追い付くこととなるが、「原子力発電所非稼働ケース」では平成 30 年頃まで需給逼迫状況が継続し、その解消のために追加的に 500 万 kW の発電設備の投資増が必要となり、燃料費等の費用負担の増加にもつながることになる。

ただし、これらのいずれの場合についても、効率的な供給力整備を実現するうえで火力発電所の卸入札制度を復活し、広く新規参入者を含めて IPP 事業者参入の機会を開くべきである。同時に、今回の需給逼迫の状況の下において、長期停止中で燃料効率の悪い火力発電所を稼働させたことは緊急下における当然の措置であるが、中期的には、このような火力発電所をより燃料効率の高い発電所へリプレースを進めるとともに、この場面においても IPP 事業者の参入機会を開くべきである。

加えて、系統整備についても、福島原子力発電所事故後の潮流の変化を踏まえて設備投資計画を見直すとともに、自社電源と IPP 事業者を含めて、効率的な供給力が確保される余地を拡大するかたちで系統投資が見直されるべきである。

本報告では、電気料金の水準についてもいくつかのパターンを置いて試算を実施した。原子力発電所の再稼働が早いケースであっても、料金が現状に据え置かれた場合には資金調達が困難な状況が持続することとなり、東電としての早期の資金面での自立は困難となる。こうした状況を踏まえて、料金値上げを検討する場合には、国民負担の最小化を図るために本報告が論じた調達コスト、人件費各面での徹底的なコスト削減が必要となろう。他方、電力会社のような事業形態の場合、コスト削減は中期的な経営努力を通じて初めて大きな成果が得られる場合も多い。東電が単独では取り組みえない複数の電力会社の調達における仕様の統一等についても取組が行われるべきである。また、現行の電気料金制度及びその運用についての問題点は既に本報告で指摘したとおりであり、料金値上げの可能性も視野に入る中、東電及び各電力会社の今後の状況にふさわしい料金制度及びその運用について規制当局において真摯な検討が速やかに行われるべきである。電気事業資産の効率的な運用に向けて、東電の創意工夫による経営努力が行われる料金制度の設計が強く求められる。

7.3　長期的な姿

本報告の性格上、東電のあり方にも影響を与える長期的な電力供給システムのあり方(発送配電分離の是非等)やエネルギー政策のあり方については議論の埒外として検討を行っていない。しかし、例えばエネルギーの効率的なマネジメントやピーク需要の抑制は今後の世界的なエネルギー需給の動向と電気事業用資産の効率的な運用の両面から重要な課題であることから、スマートメーターのような戦略的資産に対しては、確実に投資が行われるべきであり、それが長期的な国民負担の最小化にもつながる。こうした投資を行うに当たっては、その投資が長期的に意義のあるものとなるよう、一電気事業者の調達という観点のみならず、多様なオプションの中から最も我が国エネルギー産業の将来にとって戦略的意義が高いものに投資が向かうよう、十二分な検討が行われるべきである。

＜委員会報告　別紙＞

（別紙１）東京電力からの支援要請と大臣書簡による確認（平成 23 年 5 月 10 日～11 日）

（別紙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 5 月 13 日関係閣僚会合決定）

（別紙３）東京電力に関する経営・財務調査委員会の開催について(平成 23 年 5 月 24 日閣議決定)

（別紙４）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）

（別紙５）「東京電力に関する経営・財務調査委員会」達成すべき目標と調査の基本的な範囲

（別紙６）委員会議事要旨（第 1 回～第 9 回）

（別紙７）中間指針要約表

（別紙８）シミュレーション分析の詳細

（別紙９）特別法により公的資金の注入を受けた企業における経営責任の内容について

（別紙１）

平成２３年５月１０日

原子力経済被害担当大臣
海 江 田 万 里 殿

原子力損害賠償に係る国の支援のお願い

東 京 電 力 株 式 会 社
代表取締役社長　清 水 正

このたびは、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、広く社会の皆さまに、大変なご心配とご迷惑をおかけし、心より深くお詫び申し上げます。

当社は、現在、原子力損害の原因者であることを真摯に受け止め、被害を受けられた皆さまへの補償を早期に実現するとの観点から、原子力損害賠償法に基づく補償を実施することとし、そのための準備を進めてきております。

一方で、当社は、現在、原子力事故の収束と安定に全力を尽くしているなかで、同時に、2,860 万軒のお客さまに電力を安定供給するという使命と責任を担っております。現在、計画停電を回避するため被災した設備の復旧や新規電源の確保などに取り組んでおりますが、火力発電への依存度が高まるなか、高騰する化石燃料の手当等に今年度追加でおよそ１兆円近くかかるなど、相当な資金が必要となっております。

また、資金調達面については、社債発行はもちろんのこと、金融機関からの借り入れなど資金調達は極めて厳しい状況にあります。こうした状況がこのまま続きますと、今年度は社債・借入金合わせて約 7,500 億円の償還・返済が予定されていることなどから、当社は資金面で早晩立ち行かなくなり、被害を受けられた皆さまへの公正かつ迅速な補償に影響を与えるおそれがあるばかりでなく、電気の安定供給に支障をきたすおそれもあります。

政府におかれましては、こうした状況をご勘案のうえ、原賠法第 16 条に基づく国の援助の枠組みを策定していただきたく、何とぞよ

ろしくお願い申し上げます。

当社といたしましては、国のご支援をいただくからには、当社自身による最大限の経営スリム化は当然の前提であると認識しており、抜本的な経営合理化による費用削減と資金確保に取り組んでまいります。すでに、役員報酬や職員給与の引き下げ、来年度の新卒採用の中止などを決定しておりますが、今後、さらなる措置として、代表取締役の報酬を当分の間返上するとともに、保有する有価証券、不動産の売却、事業の整理などにより、できる限りの資金を捻出し、被害を受けられた皆さまの補償などに充当してまいる所存であります。

また、これらを実施するにあたっては、福島第一原子力発電所における作業員の安全と作業環境、さらには地域の雇用にも十分配慮してまいります。

最後に繰り返しになりますが、当社といたしましては最大限の経営合理化に取り組んでまいりますので、被害者の皆さまへの公正かつ迅速な補償を確実に実施するため、国によるご支援を何とぞよろしくお願い申し上げます。

以　上

平成２３年５月１０日

東京電力株式会社
代表取締役社長　清水　正孝　殿

確認事項

原子力経済被害担当大臣
海江田万里

平成23年5月10日付で、貴社から受けた要請については、貴社において次の措置がとられることを確認したい。

① 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。
② 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。
③ 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。
④ 上記を除いて、最大限の経営合理化と経費削減を行うこと。
⑤ 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。
⑥ 全てのステークホルダーに協力を求め、とりわけ、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。

平成２３年５月１１日

原子力経済被害担当大臣
海 江 田 万 里 殿

平成２３年５月１０日付で頂戴いたしました「確認事項」につきましては、了承させていただきます。

東 京 電 力 株 式 会 社
代表取締役社長 清 水 正 孝

（別紙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５月１３日
原子力発電所事故経済被害対応チーム
関係閣僚会合決定）

東京電力福島原子力発電所事故（以下「事故」）については、４月 17 日に東京電力株式会社（以下「東京電力」）が「事故の収束に向けた道筋」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、技術等得られるすべての力を結集し、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（以下「原賠法」）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、とりわけ、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関係す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、電力事業形態のあ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し（別添図参照）、速やかに所要の法案を国会に提出することを目指す。

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（機構）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。

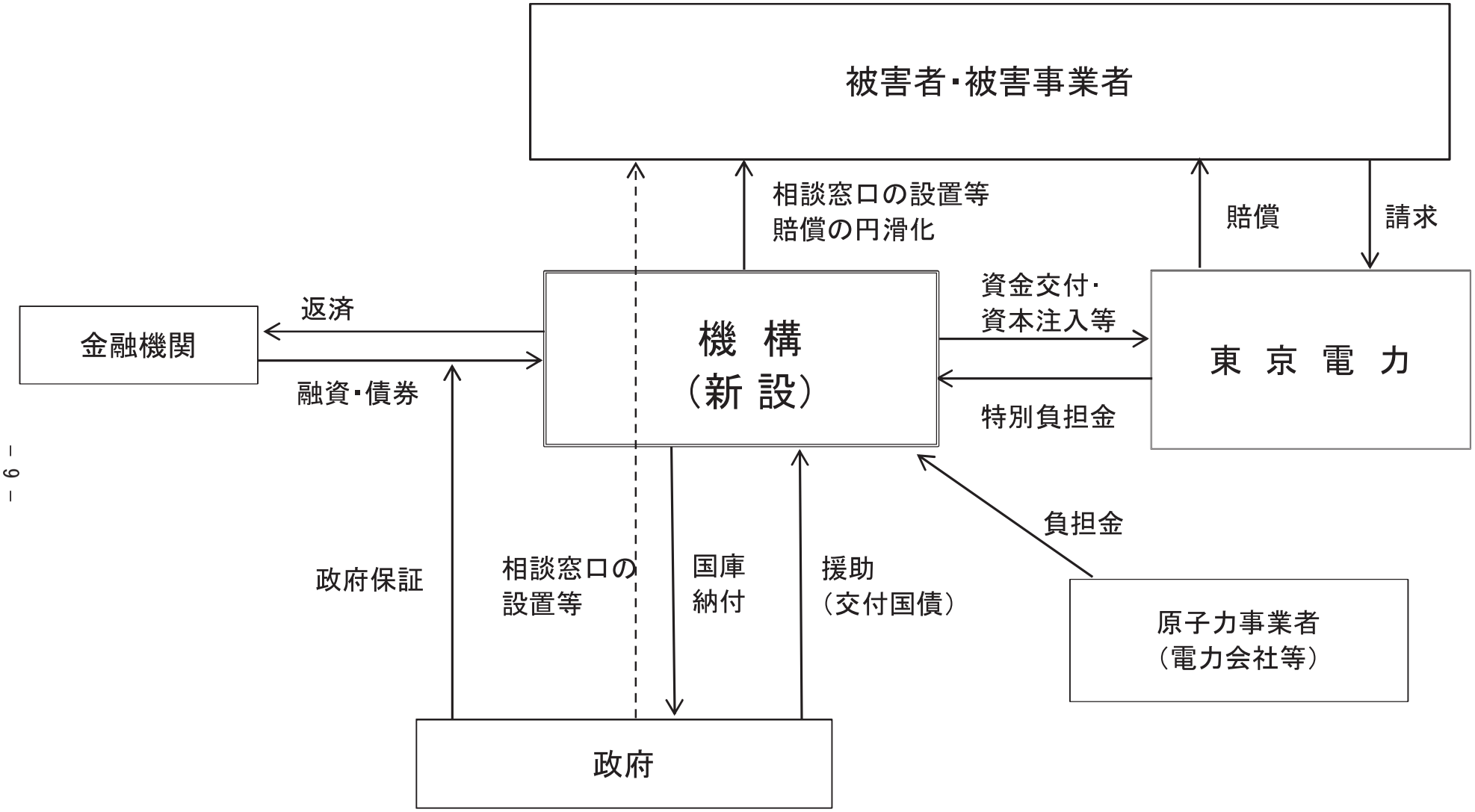
５．政府は、機構に対し交付国債の交付、政府保証の付与等必要な援助を行う。

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。



※機構は、金融機関が行う東京電力に対する融資への債務保証、東京電力社債等の購入等が可能
※政府または機構が、被害者の相談窓口の設置等を行うことについて検討

（別 添）

原子力発電所事故経済被害対応チーム　関係閣僚会合

平成２３年５月１２日

菅内閣総理大臣

海江田原子力経済被害担当大臣　（チーム長）
枝野内閣官房長官　（副チーム長）
野田財務大臣　（副チーム長）
高木文部科学大臣　（副チーム長）
海江田経済産業大臣　（副チーム長）

片山総務大臣
江田法務大臣
松本外務大臣
細川厚生労働大臣
鹿野農林水産大臣
大畠国土交通大臣
松本環境大臣
北澤防衛大臣
中野国家公安委員会委員長
松本内閣府特命担当大臣（防災）
蓮舫内閣府特命担当大臣（消費者及び食品安全）
与謝野内閣府特命担当大臣（経済財政政策）
自見内閣府特命担当大臣（金融）
玄葉国家戦略担当大臣

鈴木文部科学副大臣　（事務局長）
仙谷内閣官房副長官　（事務局長代理）
福山内閣官房副長官　（事務局長代理）
細野内閣総理大臣補佐官　（事務局長代理）

（別紙３）

東京電力に関する経営・財務調査委員会の開催について

（平成 23 年５月 24 日
閣　議　決　定）

１．趣旨

「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５月 13 日原子力発電所事故経済被害対応チーム関係閣僚会合決定。以下「決定」という。）において、東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）は、「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」を確認した上で、政府は、原子力損害の賠償に関する法律（昭和 36 年法律第 147 号）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支援を行うこととした。

これを踏まえ、有識者からなる「東京電力に関する経営・財務調査委員会」（以下「調査委員会」という。）を開催し、東京電力の厳正な資産評価と徹底した経費の見直しのため、経営・財務の調査を行い、その調査を政府の東京電力に対する支援に活用するものとする。

２．構成

（１）調査委員会は、企業の財務・経営に関し識見を有する者により構成し、原子力経済被害担当大臣が開催する。

（２）調査委員会の委員長は、原子力経済被害担当大臣が指名する。

（３）調査委員会は、必要に応じ、東京電力の職員その他の関係者の出席を求めることができる。

（４）調査委員会は、必要に応じ、分科会を置くことができる。

３．関係者の責務

政府は、決定を踏まえ、東京電力に対し、調査委員会による調査に応ずるとともに、資料の提出又は説明の聴取等の要請があった場合には最大限協力するよう求めることとする。

経済産業大臣は、調査委員会からその調査に必要なものとして要請があった場合には、法令に定められた権限に基づき、東京電力に対し、必要な対応をするものとする。

４．運営

調査委員会の庶務は、経済産業省その他関係行政機関の協力を得て、内閣官房において処理する。

５．その他

前各項に定めるもののほか、調査委員会の運営に関する事項その他必要な事項は、委員長が定める。

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関係す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。

（別紙５）

「東京電力に関する経営・財務調査委員会」
達成すべき目標と調査の基本的な範囲について

平成２３年６月
東京電力経営・財務調査タスクフォース

１．委員会として達成すべき目標

東京電力に関する経営・財務調査委員会（以下「委員会」という。）は、平成２３年５月２４日の閣議決定に従い、政府として原子力損害の賠償に関する法律の枠組みの下で東京電力株式会社（以下「東京電力」という。）に支援を行うこととしたことを踏まえ、厳正な資産評価、徹底した経費の見直し等を行い、それらを通じて、国民負担の最小化と電力の安定供給の確保を目指すこととする。

委員会の具体的な活動目標は以下の通りとする。

① 委員会の行う経営・財務調査は、原子力損害賠償支援機構法案に基づいて設置される原子力損害賠償支援機構（以下「機構」という。）が東京電力に対する資金援助の適否を決定するに当たって実施することが想定されるデューディリジェンスに対する予備的な調査という位置づけである。東京電力の経営財務状況や賠償措置の実施の観点から対応は急を要するが、機構が行う資金援助は長期にわたることが見込まれる。こうした状況を踏まえて、委員会の行う調査は可能な限り長期的視野を踏まえた本格的なデューディリジェンスの要素を取り込んだ調査として実施する。

② 経営・財務調査は、東京電力の経営上の問題を幅広く明らかにすることを目指す。その際対象とする問題の範囲は、当面の遊休資産の認定など短期的な問題にとどまらないものとする。

③ そのうえで、国民負担の最小化と電力の安定供給の確保を達成するために、東京電力として短期的に講ずべき措置と長期的に講ずべき措置を示すこととする。すなわち、それらをあわせること

で機構が東京電力と共同して作成することとなる特別事業計画に近いものを示すことを目指す。

④　長期的に講ずべき措置については、電気事業に関する制度上の問題（たとえば料金制度、競争のあり方）と不可分である場合も多いことから、委員会は制度上の問題として今後政府が議論すべきポイントを明らかにすることとする。その際、長期的かつ裾野の広い問題の全てについて、委員会のみでその全てに具体的な結論を出すことは不可能であることから、委員会は今後予想される様々な展開の劈頭に立って、その後に引き継ぐという点を意識する必要がある。

⑤　問題の緊急性に鑑み、委員会の経営・財務調査は、東京電力の全面的な協力が得られることを前提に、２カ月程度を目途に完了することとし、本年９月には委員会として報告をとりまとめる。このため、経営・財務調査の実施に当たっては、タスクフォースの統轄・指揮の下で会計・法務・事業等に関する外部の専門家を活用する。

＜参考＞
原子力損害賠償支援機構法案における特別事業計画の位置づけ

原子力損害賠償支援機構法案では、機構が原子力事業者に対する資金援助を行う旨の決定をする場合には原子力事業者と共同して特別事業計画を作成することとしている。特別事業計画には「経営の合理化のための方策」、「経営責任の明確化のための方策」を盛り込むこととしており、また、機構が特別事業計画を作成するときには「原子力事業者の資産に対する厳正かつ客観的な評価及び経営内容の徹底した見直しを行わなければならない」とされている。

２．経営・財務調査の基本的な範囲

① 委員会の経営・財務調査は「委員会として達成すべき目標」を踏まえた範囲とする。すなわち、人件費の削減や不要資産の処分といった短期的に成果が見えやすい項目に加えて、長期的な設備投資のあり方、調達問題等事業全般を対象とする。

② 以上により、委員会の実施する経営・財務調査の範囲は、
（i） 短期的な資産・経費の査定
（ii） 長期的な国民負担の極小化に関わる事業に関する調査
（iii） （i）（ii）に関わる制度上の問題点の洗い出し
という３つの柱をカバーすることとなる。ただし、時間的な制約から、これら３つの柱ごとに委員会が調査を通じて出す結論の具体性には差が生じうる。

以 上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第１回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年６月 16 日（木）　12：17～13：40
２．場　所：首相官邸　３階南会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、吉川廣和委員
　政府側出席者：菅直人内閣総理大臣、海江田万里原子力経済被害担当大臣、仙谷由人内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、前田匡史内閣官房参与、北川慎介原子力発電所事故による経済被害対応室長
４．議事概要

菅内閣総理大臣、海江田原子力経済被害担当大臣、仙谷内閣官房副長官及び下河辺委員長から挨拶。その後、議事に移った。

（1）委員会の運営について

事務局より資料３「東京電力に関する経営・財務調査委員会運営要領（案）」について説明。委員会了承。

（2）原子力損害賠償支援機構について

北川原子力発電所事故による経済被害対応室長より、資料４「原子力損害賠償支援機構関係資料」の説明。その後、委員より以下のような意見があった。

○現状、いまだ賠償金額は確定していないが、機動的な対応のため、事前に支援のための予算を確保しておく必要がある。

（3）達成すべき目標と調査の基本的な範囲について

事務局より、資料５「達成すべき目標と調査の基本的な範囲について（案）」について説明。その後、委員より以下のような意見があった。

○委員会では、資本市場や経済環境について視野に入れながら議論を進めるべき。

○現在、原発事故の処理の見通しが不明であり、資本市場からは東電問題の着地点が見えていない状況。今後色々なエビデンスが固まったのちに、資本市場の状況も共有しながら、最終的に国民負担の最小化が合理的にできればよいと思う。

○今回実施されるデューデリジェンスが「損害賠償」の枠組みの下にあることを明示しておいて欲しい。

○損害賠償がなされるべきことは当然の前提であり、委員会で取り組むべき主たる問題は、賠償をしていく上でいかに「国民負担の最小化」を図

るかではないか。

○経営・財務調査の目的は「国民負担の最小化」であるが、それは短期的な問題のみではなく、「損害賠償」に関わる問題が長くて時間のかかる問題であることを踏まえて長期的な視点が必要であることが明確になるべき。

○「国民負担の最小化」というのは、短期的にキャッシュを稼ぐということではなく、当然長期的に問題に向き合うことをも含まれていると理解すべきではないか。

○デューデリジェンスは手段に過ぎずこれのみが世の中に大きく映ってはいけない。まず公共性のある電気事業の方向性、活性化のための方策、電力の安定供給のためにどうするかという議論が先にあって、デューデリジェンスはその目的のための手段と明確に位置づけるべき。

　デューデリジェンスに際して外部の専門家を活用するとのことだが、外部の専門家を活用するにしても、政府すなわちタスクフォースの統轄・指揮の下で行うべき。

○調査を実施することによってしっかり客観的なデータを出して欲しい。データに基づかない議論は実効性が薄い。

　東電の6,000億円の合理化についてその内訳を調べて検証する必要がある。

　また、議論の前提として、電気料金決定のシステムを知っておく必要がある。

（4）今後のスケジュールについて

次回は、来週6月22日（水）から6月24日（金）の間に開催予定。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第２回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年６月 24 日（金）15:30～17:38
２．場　所：内閣府本府５階特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
　　吉川廣和委員
　政府側出席者：仙谷由人内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスク
　　フォース事務局長、前田匡史内閣官房参与
　東京電力出席者：勝俣恒久東京電力取締役会長
４．議事概要

冒頭、挨拶にて下河辺委員長より、今後の調査への全面的かつ積極的な協力を東京電力に要請し、勝俣東京電力会長より本調査に最大限の協力をする旨回答があった。その後、議事に移った。

⑴ 東京電力からのヒアリング

勝俣東京電力会長より、資料１「当社の経営・財務状況と当面の事業運営・合理化方針について」の説明。その後、以下の質疑応答があった。（〇は委員発言、●は東京電力出席者発言）

〇一般的に事業を縮小や清算した場合は更なるリストラ費を要することとなり、資産を売却して一時的にキャッシュを得たとしても更にキャッシュアウトが生じてしまう可能性がある。基本的に電気の安定供給に支障がない分野において５，０００億円のコスト削減を予定しているとのことだが、どういう考え方でこういう経費削減を決められたのか教えていただきたい。

●この水準のコスト削減を毎年毎年継続するという訳にはいかない。特に設備の修繕は、見かけ上は変化がなくとも、腐食が進んである年に突然必要になる場合もあるので、長期的な視点で費用を考えなければならない。１９年の柏崎刈羽原子力発電所の被災以降、コストを非常に絞ってきたこともあり、一つの大きな悩みである。

〇コスト削減として修繕費を４割削減し、設備投資を６割削減することとしていることにつき、大幅なコスト削減により一旦は改善したように見えても、後になってリバウンドのようにより高い修繕費や設備投資を投じなければ状況が改善されないことが多々ある。どの程度のコスト削減であれば持続的に事業を遂行していけると考えられるのか。

●毎年５，０００億円の費用削減は難しい。懸念していることは電力の安定供給の確保であり、来年以降に需要が回復した場合に備える必要があるため、現在、火力発電所及び揚水水力発電所を建設しているが、これが運転開始をすれば、償却費用もかかり、収支を圧迫することになる。

〇従業員数がピーク時から約５，０００人削減されているが、他の電力会社と比べて、東京電力の１人当たりの労働生産性はどの程度なのか。

●需要密度の問題等もあり一概には言えないが、当社の１人当たりの販売電力量は、国内の電力会社の中でトップクラス。

〇東京電力の流通費用、送配電のコストは他社に比べて極端に低いとは必ずしも認識していない。

〇電気料金は原価が幾らかということで料金が決まってくるので、この原価を構成している費用について、極力具体的に今後ご提示いただきたい。また、システム開発費や研究開発費なども大幅に削減する計画になっているが、これらは単に削減すればよいというものではない。投資費用が一時的費用なのか、数年にわたる効果があるものなのか整理が必要。

〇東京電力にはグループ会社や下請会社が非常に多いが、グループ全体のガバナンスはこれまでどのような体制で、今後どのように構築しようと考えているのか。悪い情報を含め社内の情報の流れや情報の対外公表についてどう考えているか。

●グループ会社については、グループ事業部という部署が全体を統括している。グループ会社社長を含め全体の会議を開催したり、グループ全体として毎年の経営計画を策定・管理するなど、グループ全体として一体的に取り組んでいる。情報については、広報として足らないところもあるかと思うが、隠しているということは全くない。社内で相談窓口を設けるなど情報が上がる仕組みも整備しており、機能していると考えている。

〇東京電力の資料にもあるとおり中長期的視点が重要。資産売却という観点からも費用削減という観点からも、中長期的に見て経営体質を改善し、コストを削減することが最も重要であり、これは売却したら安定供給に支障が出るというようなものではない資産の売却の判断についてもあてはまるものだと理解している。

〇電力事業の形がどうあるべきかについて、「他社から電力を購入すればよい」との意見もあるが、緊急の事態の中では現在あるフレームを前提に考えないと座標軸がぶれて十分な議論ができないのではないかと懸念される。

●安定供給の責任を守るためには現状の発送電が一体になった体制が良いと思っているが、多面的な角度から議論していただければと考えている。

⑵ 達成すべき目標と調査の基本的な範囲について

西山事務局長より、資料２「達成すべき目標と調査の基本的な範囲について（案）」について説明。委員会了承。

⑶ その他

西山事務局長より、資料３「『東京電力に関する経営・財務委員会』に関連する当面の予定」について説明。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第３回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年７月 28 日（木）10:00～11:42
２．場　所：中央合同庁舎四号館 1214 特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
吉川廣和委員
政府側出席者：仙谷由人内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、鉢村健東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、大西正一郎東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、前田匡史内閣官房参与、北川慎介原子力発電所事故による経済被害対応室長
４．議事概要
冒頭、下河辺委員長から挨拶。その後、議事に移った。

(1) 経営・財務調査の実施体制について
西山事務局長より、資料１「経営・財務調査の実施体制について」の説明。

(2) 「東京電力に関する経営・財務調査委員会」の主要論点及び今後の進め方について
西山事務局長より、資料２「『東京電力に関する経営・財務調査委員会』の主要論点及び今後の進め方」について説明。その後、委員より以下のような意見があった。
○東京電力（以下「東電」という。）のグループ全体を調査対象とし、聖域を設けることなく、またいかなる予断も持たずにキャッシュフロー重視の調査を実施すべき。資産査定については、ＤＣＦを活用し、強い東電をつくるために電気事業に必要なものに絞る選択と集中がよいと考える。人件費（福利厚生・年金含む）やグループ経営についても実態を明らかにすべき。グループ会社間で馴れ合い（人事や取引）が生まれることで、日常的なマネジメントの中でコストアップとなっている場合もある。電気料金の適正性や企業体としての透明性の検証も必要。
○電気事業に関連していても、本当に東電本体がやるべきなのかどうか幅広に調べてほしい。すでに調達した設備のコストの実態についても検証すべき。自由化領域での料金政策の精査も必要。スマートメーター等への投資のように、長期的な東電の体質改善のために必要な投資はサポートすべき。
○個々の資産の必要性については、戦略的な側面からのダイナミックな判断が必要。設備投資は、設備を維持するだけで莫大なコストがかかるが、これを抑制すると将来に負担が回ってしまう。電力の安定供給のためどの程度の設備投資が必要となるか、目安を持ちながら調査すべき。人件費を他の企業と比べて著しく低くすると、品質や安全に影響しかねないことに留意すべき。
○電気事業に関わるところのリストラは電気料金の水準に結びつき、電気事業以外のリストラに関しては特別負担金の原資の一部に結びつくという考え方もできる。特別負担金は長期にわたって負担する必要が生じると見られるため、どのようにしてキャッシュを創出していくのかについて、長期的な視点で考える必要がある。コスト削減という観点から言えば、グループ内取引の効率化はもちろん重要だが、グループ外企業との取引の精査も不可欠である。

(3) その他

西山事務局長より、「東京電力に関する経営・財務調査委員会」に関連する当面の予定について説明があり、今回議論された主要論点を個別に検討するため、８月から９月にかけ、委員会を適宜開催することとされた。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第４回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年８月 18 日（木）16:00～18:24
２．場　所：中央合同庁舎四号館 1214 特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
　　吉川廣和委員
　政府側出席者：仙谷由人内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、鉢村健東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、大西正一郎東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、前田匡史内閣官房参与、梅本建紀政策参与、加納孝彦政策参与
４．議事概要
冒頭、下河辺委員長から挨拶。その後、議事に移った。

(1) 東京電力の保有資産の洗い出しと売却資産の特定について
西山事務局長より、資料１「第４回東京電力に関する経営・財務調査委員会の論点及び主な検討事項」等について説明。その後、委員より以下のような意見があった。

○不動産の売却に際しては、1,000 億円を売却という数字ありきではなくて、不動産の売却の分類の基本的な考えを整理して、その結果として総額いくらになるという議論をすべきである。
○不動産については売却価格がいくらになるのか、また、リースバックできる不動産もあると思うが、リースバックすると賃料が発生するので、収益との関係を総合的に整理してほしい。
○東京電力の資産を切り刻んで売ればいいという話ではなく、国家百年の計に沿って電力の安定供給をきちんとやっていける体制とする必要がある。当該資産について将来的に見て活用の可能性がないかということも検証すべきである。
○将来の日本経済の血流である電力にいかにダイナミックに新しい技術発展を取り込み、そして必要な設備を作るかということを頭に置いて、今、どの資産を残しておくべきかということを判断すべきである。
○非電気事業の資産だけでなく、電気事業の資産についてもデュー・デリジェンスの詳細データに基づいた精査が必要である。非電気事業資産については東京電力が売却しない方針のものを含めて詳しい情報を示してほしい。
○上場有価証券については原則年内に売却、非上場株式については可能な範囲で早期売却を目指すとの方針は了とするが、手法や価額等は検証を要する。
○有価証券については非上場のものを含め、しっかりデュー・デリジェンスをやってほしい。
○子会社・関連会社の今後の保有あるいは売却等の是非は各社毎に判断の具体的理由を委員会で整理することが必要である。
○特別負担金をどうやって出していくのかといった視点も踏まえ、子会社・関連会社を売却した後の連結のグループの姿、キャッシュフロー及び利益の全体が見えるものを示してほしい。継続する事業であっても、どの程度合理化ができるのか定量的に示してほしい。関連会社がビジネスバリューチェーンの中にあっても、東電向けの取引比率が大きければ必ずしも株式を継続保有する必要はないのではないか。

〇電気事業と関係性がない会社は売却価格が想定値を下回るような場合でも、キャッシュは入るので売却して特別損失が発生したとしても選択と集中の視点からは撤退したほうがいいとの判断もありうる。
〇売却する事業の選定にあたっては、電気事業に必須で、他に代替性のないもののみを残すというようなことは不可。精査して、売却しても長期安定的な電力事業に支障ないと判断されるものを売却対象とすべきである。またセキュリティーなどの観点から、忠誠心、信頼感、即応性、随時性の必要を考慮すべき。電力事業は安定性や安全性が求められる公共性の高い事業であり、事業売却の方針には大局的・長期的にダイナミックな判断が必要ではないか。
〇将来性のある事業であっても東京電力の経営体質のもとで活かすことのできる事業か、考えるべき。

(3) その他

西山事務局長より、資料２「『東京電力に関する経営・財務調査委員会』の主要論点及び今後の進め方」について説明。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第５回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年８月 24 日（水）16:00～18:01
２．場　所：内閣府本府３階特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
吉川廣和委員
政府側出席者：仙谷由人内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、鉢村健東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、大西正一郎東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、前田匡史内閣官房参与、梅本建紀政策参与、加納孝彦政策参与
４．議事概要
冒頭、下河辺委員長から挨拶。その後、議事に移った。

(1) 東京電力の設備投資、資材・燃料・サービス調達等の検証と高コスト構造の改善策について
西山事務局長より、資料１「第５回東京電力に関する経営・財務調査委員会の論点及び主な検討事項」等について説明。その後、委員より以下のような意見があった。
○東京電力（以下「東電」という。）の設備投資について、非稼働の発電設備が増えてきているが、レートベースと適正報酬の適正化を図ることが必要。また、需要サイドの対策を考えず単純に電力のピーク需要に対応した設備形成をすると資産が有効活用されないので、保有資産の有効活用という考え方で大きく切り込んでほしい。
○高コスト構造を改善するためには、燃料費や他社の購入電源費を削減することが決定打であり、原子力をいかに活用するかを徹底的に明らかにすべき。
○ＩＰＰ契約を更新するものについては、入札せずに長期契約するというのであれば、既に資本コストは回収済であり、価格は下がると考える。
○投資計画やコストダウン、人員等については、東電単体のみならず、連結ベースでも検証してほしい。また、既存設備の稼働率を高めるため、今後使用しない設備は除却し資産のスリム化を図るべき。また、人件費については、大企業との比較のみならず、同業他社との比較が必要であるが、金額ベースによる比較だけではなく、一人当たりの売上高、付加価値や労働装備率など質的な面も加味するべき。仕様の標準化や発注方法の工夫等により調達コストを改善するとしているが、更に覚悟を持ってデュー・デリジェンスを進めてほしい。また、関係会社の東電向け取引と東電以外との取引について精査すべき。
○自分のところの工事や自分の技術を使った製作をやらせる際、工事の安全確保や技術の保秘といった視点も考慮に入れて関係会社との取引は判断すべき。
○関係会社の経費削減努力については、予算と落札価格の対比をする際、関係会社の落札価格だけでなく、グループ外の会社の高価格落札も見落とさないようにお願いしたい。電気工事の効率化については、グループ会社への支払いが適正か否かというファクトを確認してほしい。
○燃料費は大きいのでそこで削減できれば効果も大きいので、電力会社やガス会社が共同で調達する等の方法があるが、一方で東電や日本の努力ではどうしようもない面がある。総コストに占める割合が小さくても努力が及ぶところという意味で人件

費などを軽視しないでほしい。東電と他電力を比較して、他も同様だから問題ないという結論にならないように、人件費などは他業種と比較して手厚すぎるのではないかという視点は忘れないでほしい。業界団体や研究所への支出も社会的な無駄がないか検証すべき。

○原子力発電のコストについては、地域対策等も含めて本当はいくらかかっているのかについて、デュー・デリジェンスの中ではっきりさせてほしい。東電やその関連会社の役員の報酬と業務内容も調べてほしい。

○原発のコストはリスクも含めて定量化が難しい面はあるが、原子力の活用なしに電力の安定供給を低コストで実現することはできないので、議論しておくべき。また、人件費については、資質の良い人間を採り士気を高く維持する観点から、他事業というより、雇用形態や作業形態が同じ他の電力会社との相対関係を考えることを基本とすべき。

(3) その他

西山事務局長より、資料２「『東京電力に関する経営・財務調査委員会』の主要論点及び今後の進め方」について説明。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第６回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年９月６日（火）16:00～17:57
２．場　所：内閣府本府３階特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
吉川廣和委員
政府側出席者：齋藤勁内閣官房副長官、仙谷由人前内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、鉢村健東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、大西正一郎東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、前田匡史内閣官房参与、梅本建紀政策参与、加納孝彦政策参与
４．議事概要
冒頭、下河辺委員長、仙谷前官房副長官及び齋藤官房副長官から挨拶。その後、議事に移った。

(1) 料金制度あるいはその運用の妥当性の検証と改善策について
西山事務局長より、資料１「第６回東京電力に関する経営・財務調査委員会の論点及び主な検討事項」等について説明。その後、委員より以下のような意見があった。
○現行の電気料金決定システムを機能させるため、実務家や専門家の審査能力を活用し、料金決定システムの透明性や公正性を確保することが必要。特に、自由化料金については競争が機能していないことから多くの場合事実上利用者側に選択の自由が全くなく、第三者に料金内容と根拠をオープンにすべき。
○電気事業は我が国の産業の基盤を担っており、電力の安定供給に必要な経費については、戦略的予備としてある程度の経営上の裁量を持たせることも必要。また、監督官庁の規制の他に、第三者による検証を加えることは、経営の自立性や効率性に影響を及ぼしかねないため、慎重に判断すべき。
○全体ルールとしての電力予備力を中立機関が定め、これに経営判断により少し付加し、電力供給力に一定の幅を持たせることは当然。むしろ、電力の安定供給という目的を逸脱し、余りに過剰なものとなっていないかということを検証すべき。また、プライスキャップのように経営に裁量を与える料金制度であっても、やるとすれば厳格な原価の査定を行った上で検討すべき。
○普及開発関係費や広告費、業界団体への支出については、現在はそれら支出が料金に反映され利用者負担となっているが、それら支出はむしろ経営判断による裁量という性格が強いものと見られる。こうした性格の支出をはたして料金の原価に入れるべきか否か検証が必要。レートベースについては、保有資産が多いほど利益が出る仕組みとなっており、レートベースと事業報酬率の適正化を図り、できる限り効率的に資産を活用するようなインセンティブを料金体系の中で付与することが必要。また、複数年を見通した料金制度や、透明性の確保のために公共的な事業者としての経営姿勢が国民に伝わるような形での料金改定の仕組みを検討することも必要。
○監督官庁からの認可により、料金値上げの合理性や透明性が担保されると考える。また、広告費を料金の原価に入れないことは、広報は一切やらなくてよいということになってしまう。プライスキャップの導入については、日本の電力に効果的か否

かよく検討すべき。

○料金の値下げ幅を実際の原価から離れて電力会社が自由に決めているとすれば問題である。また、値上げ時の認可については、特に費用の適否の検証が必要であることから、現状の審査機能の強化や、代替策について検討する必要がある。

(3) その他

西山事務局長より、資料２「『東京電力に関する経営・財務調査委員会』の主要論点及び今後の進め方」について説明。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第７回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年９月 12 日（月）15:00～17:05
２．場　所：中央合同庁舎四号館 1214 特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
吉川廣和委員
政府側出席者：齋藤勁内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、鉢村健東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、大西正一郎東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、前田匡史内閣官房参与、梅本建紀政策参与、加納孝彦政策参与
４．議事概要
冒頭、下河辺委員長から挨拶。その後、議事に移った。

(1) 卸市場の競争強化の必要性検証と改善案、スマートメーター等への適切な投資の検証と改善案及び東京電力の長期的なあり方について
西山事務局長より、資料１「第７回東京電力に関する経営・財務調査委員会の論点及び主な検討事項」等について説明。その後、委員より以下のような意見があった。
○託送、インバランス、自家発補給電力契約やアンシラリーサービスの料金などの水準が新規参入業者の負担となっているか否か、しっかり検証すべき。東西の周波数の違いや連系線の整備状況を踏まえ、電力を全国規模で融通しやすくなるように、日本全体の送電網をどう整備していくかという長期的な課題も重要。
○HEMS 対応のスマートメーターを導入する場合に、計量法がハードルとなる。現状では外国から輸入した HEMS 対応のスマートメーターをそのまま使うことは困難であり、HEMS 対応の機能については本来は５年周期で交換するのが効率的であっても、計量法上の規制のために 10 年周期で交換するようなメーターでないと採算が取れない。計量法の問題を解決しないとコスト高になるおそれもある。
○東京電力（以下「東電」という。）が卸電力取引所を効率的に使っているとは言い難い面があり、現在は卸電力取引所の流動性が低いために参加者の使い勝手が悪い面もあるが、流動性が高まって取引所取引が活発になれば、東電のコストの大幅な低下が期待される。
○東電が安定的に良質な電力を安価に供給し続けるためには、必要十分な投資を今後とも確保するべき。
○電力特有の事情を考慮したとしても、設備の稼働率を更に向上させることが重要である。
○需要家が直接取引所に参加し、需要の抑制分を取引所を通して売ることができれば、需要の抑制だけでなく取引所の流動性も高まる。
○長期的なあり方の議論の前提条件を提供するために、原発の再稼働が無い場合にどのような状況になるかをはっきりとさせるべき。短期的な課題として電力の安定供給、事故対応や損害賠償があり、中長期的な東電をどう自立させるかという課題があり、フェーズをきちんと分けて対応を明確にしていくべき。
○人件費単価の削減については、妥当な削減幅の算定が困難。社員の人数を減らし、無駄な資産を売却することは当然だが、残った社員の士気を保ち、いい人材を集め

るためにも、人件費単価については慎重な検討が必要。

○東電と原子力損害賠償支援機構の作成する特別事業計画は、前提条件の変化に応じて柔軟に見直されるべきものであり、そのような対応を可能にするためにも、計画の前提条件を明らかにしておくべき。

○東電の置かれた現状の下では、まずは人件費を含めた徹底したリストラは避けられない。その中で、長期的なインセンティブが与えられるような仕組みづくりに東電経営陣は務めてほしい。

(2) その他

西山事務局長より、資料２「『東京電力に関する経営・財務調査委員会』の主要論点及び今後の進め方」について説明。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第八回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年９月 20 日（火）14:00～16:07
２．場　所：中央合同庁舎四号館 1214 特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
　　吉川廣和委員
　政府側出席者：齋藤勁内閣官房副長官、仙谷由人前内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、鉢村健東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、大西正一郎東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、梅本建紀政策参与、加納孝彦政策参与
　東京電力出席者：西澤俊夫東京電力株式会社取締役社長

４．議事概要
　冒頭、下河辺委員長、齋藤官房副長官及び西澤東京電力社長から挨拶。その後、議事に移った。

⑴ 東京電力からのヒアリング
　西澤東京電力社長より、資料１「経営課題への取り組みについて」の説明。その後、以下の質疑応答があった。（〇は委員発言、●は東京電力出席者発言）
●最大限の経営効率化を行ってきた成果として、料金で織り込んだ原価を下回る水準となったとの企業努力を理解いただきたい。
〇電気料金を構成する経費については、経営努力により削減してきたことは理解するが、その全てが経営努力に起因するものとも言い難いので、利益については、内部留保として蓄積すべきものと、料金の値下げに反映すべきものに整理すべきではないか。
〇スマートメーターの導入や柔軟な料金メニューの充実を図るため、どのような方策を検討しているのか。
●スマートメーターについては、メーター取替に併せて進めていくことに加えて、既に光ネットワークが整備されている地域では先行的に導入する。また、料金メニューについては、ピークを抑制する季節別・時間帯別メニューのきめ細かい料金設定について見直しを行うなど斬新なアイデアも含めて社内で検討し、実行に移していきたい。
〇自律的な意思決定により明確な経営目標を定め、その達成感を共有する仕組みを作ることが、将来に希望が持てる企業に生まれ変わるためには必要。電気料金の原価と実績との乖離については、デフレ局面では余裕が生まれやすい面があるが、その成果をどう還元するかが重要。
〇電気料金の原価と実績の乖離については、現行の料金制度自体にも問題があるのではないか。また、利用者に対し、努力をして変わったということをアピールするとともに、今までの社風や企業文化を見直し、変わるべきところは変えていくことが必要。
●これまでも不祥事等が起こるたびに風土改革に取り組んできたが、お客さまや社会の目線に立って不断の取り組みとして改革を進めていき、その結果を皆様に対し示

していきたい。

(2) 報告書のとりまとめに向けた討議

報告書のとりまとめに向け討議を行った。

(3) その他

西山事務局長より、資料２「『東京電力に関する経営・財務調査委員会』の主要論点及び今後の進め方」について説明。

以上

東京電力に関する経営・財務調査委員会（第九回）議事要旨

１．日　時：平成 23 年９月 28 日（水）14:00～16:01
２．場　所：内閣府本府３階特別会議室
３．出席者：下河辺和彦委員長、引頭麻実委員、葛西敬之委員、松村敏弘委員、
　　吉川廣和委員
　政府側出席者：齋藤勁内閣官房副長官、仙谷由人前内閣官房副長官、西山圭太東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局長、鉢村健東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、大西正一郎東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局次長、前田匡史内閣官房参与、梅本建紀政策参与、加納孝彦政策参与

４．議事概要
　冒頭、下河辺委員長から挨拶。その後、議事に移った。

　⑴ 報告書のとりまとめに向けた討議
　　報告書のとりまとめに向け討議を行い、報告書をとりまとめた。

　⑵ その他
　　西山事務局長より、報告書の提出に向けたスケジュールについて説明があった。

以上

（別紙７）

＜中間指針要約表＞

政府による避難等の指示等に係る損害	
損害項目	範囲
１．検査費用（人）	○避難等対象者のうち、避難もしくは屋内退避をした者、又は対象区域内滞在者が放射性物質への曝露の有無等を確認する目的で受けた、必要かつ合理的な範囲の検査においてこれらの者が負担した検査費用及びその付随費用（交通費等）
２．避難費用	○対象区域から避難するために負担した交通費、家財道具の移動費用 ○対象区域外に滞在することを余儀なくされたことにより負担した宿泊費及びその付随費用 ○避難等よる生活費の増加分（避難生活を余儀なくされたことによる精神的損害の額に加算）
３．一時立入費用	○一時立入りに参加するために、参加者が自己負担した、必要かつ合理的な範囲の交通費、家財道具移動費用、除染費用等（不可欠な前泊等に係る宿泊費等も含む）
４．帰宅費用	○対象区域の避難指示等の解除に伴い、区域内の住居に戻るために負担した、必要かつ合理的な範囲の交通費、家財道具の移動費用等（不可欠な前泊等に係る宿泊費等も含む）
５．生命・身体的損害	○避難等を余儀なくされたため、傷害を負い、健康状態が悪化し、疾病にかかり、あるいは死亡したことにより生じた逸失利益、治療費、薬代、精神的損害（※）等 ○避難等を余儀なくされ、これによる健康状態の悪化等を防止するため、負担が増加した診断費、治療費、薬代等 （※）生命・身体的損害を伴う精神的損害額は、下記６の場合とは異なり、生命・身体的損害の程度等に従って個別に算定
６．精神的損害	○避難及び対象区域外滞在を長期間余儀なくされた者等が、自宅以外での生活を余儀なくされ、正常な日常生活の維持・継続が長期間にわたり著しく阻害されたために生じた精神的苦痛 ○屋内退避を長期間余儀なくされた者が、行動の自由の制限等を余儀なくされ、正常な日常生活の維持・継続が長期間にわたり著しく阻害されたために生じた精神的苦痛
７．営業損害	○避難指示等により営業が不能になるなど、事業に支障が生じたことにより生じた減収分（逸失利益＝（本来の収益－実際の収益）－（本来の費用－実際の費用＝「負担を免れた費用」）） ○事業に支障が生じたために負担した追加的費用（商品等の廃棄費用等）や、事業への支障を避けるため又は、事業を変更したために生じた必要かつ合理的な範囲の追加的費用 ○避難等指示後の解除後も、同指示等に伴い事業に支障が生じたために生じた合理的な範囲での減収分や、事業の再開のために生じた必要かつ合理的な範囲での追加的費用
８．就労不能等に伴う損害	○対象区域内に住居又は勤務先がある勤労者について、避難等を余儀なくされたことや勤務先が避難等により事業を継続できなくなったことなどに伴い、就労が不能となった場合の給与等の減収分及び、必要かつ合理的な範囲内の追加的費用 （注）自営業者や家庭内農業従事者等の逸失利益分は、別途営業損害の対象となり得るため、就労不能等の損害の対象とはなら

	ない。
９．検査費用（物）	○財物（商品を含む）の性質等から、検査を実施して安全を確認することが必要かつ合理的である場合の、所有者等が負担した検査費用
１０．財物価値の喪失又は減少等	○避難等に伴い対象区域内の財物（不動産を含む）の管理が不能等となったために、当該財物の価値が失われたと認められる場合の、現実に喪失又は減少した価値部分及び、これらに伴う必要かつ合理的な範囲の追加的費用（廃棄費用等） ○財物の価値を喪失又は減少させる程度の放射性物質に曝露した場合、又は、財物の種類・性質等から一般的な認識を基準として価値の全部又は一部が喪失したと認められる場合の、現実に喪失又は減少した価値部分及び追加的費用 ○財物の管理が不能等となること、又は放射性物質に曝露することによる価値の喪失や減少を予防する為に、所有者等が支出した必要かつ合理的な範囲の費用

いわゆる風評被害	
損害項目	範囲（類型）
１．一般的基準	○原子力事故と相当因果関係のあるものであれば、賠償の対象となる。その一般的な基準は、消費者又は取引先が放射性物質による汚染の危険性を懸念し、敬遠したくなくなる心理が、平均的・一般的な人を基準として合理性を有していると認められる場合である。 ○相当因果関係については、業種毎の特徴を踏まえ、営業や品目の内容、地域、損害項目等により類型化したうえで判断し、指針で示す類型については、買い控え等により生じた損害は、原則として、原子力事故と相当因果関係のあるものと認められる。その具体的な損害項目は以下の通り。 ・営業損害：取引数量の減少又は取引価格の低下による減収、及び合理的な範囲の追加的費用 ・就労不能等に伴う損害：給与等の減収分及び合理的な範囲の追加的費用 ・検査費用（物）：取引先の要求等により実施を余儀なくされた検査に係るもの
（１）農林漁業・食品産業の風評被害	○以下に掲げる類型における損害は、原則として賠償すべき損害である。 ①農林漁業において、買い控え等によって生じた被害のうち、次に掲げる産品に係るもの ⅰ．農林産物（食用）については、福島、茨城、栃木、群馬、千葉及び埼玉の各県で産出されたもの ⅱ．茶については、上記６県ならびに神奈川県、静岡の各県で産出されたもの ⅲ．畜産物（食用）については、福島、茨城及び栃木の各県で産出されたもの ⅳ．水産物（食用、資料用）については、福島、茨城、栃木、群馬及び千葉の各県で産出されたもの ⅴ．花きについては、福島、茨城及び栃木の各県で産出されたもの ⅵ．その他の農林水産物については、福島県で産出されたもの ⅶ．ⅰないしⅵの農林水産物を主な原材料とする加工品

	②農業において、７月８日以降に、買い控え等によって生じた被害のうち、少なくとも次の県で産出された牛肉や牛肉を主な原材料とする加工品等に係るもの ・北海道、青森、岩手、宮城、秋田、山形、福島、茨城、栃木、群馬、埼玉、千葉、新潟、岐阜、静岡、三重、島根 ③農林水産物の加工業及び食品製造業において、買い控え等によって生じた被害のうち、次に掲げる産品及び食品に係るもの ⅰ．加工（製造）した事業者の主たる事務所（工場）が福島県に所在するもの ⅱ．主たる原材料が①の１ないしⅵの農林水産物、又は②の牛肉であるもの ⅲ．摂取制限措置が講じられている水を原料として使用する食品 ④農林水産物・食品の流通業において、買い控え等によって生じた被害のうち①ないし③に掲げる産品等を継続的に取り扱っていた事業者が仕入れた当該製品等に係るもの 〇農林漁業等において、上記に掲げる買い控え等の被害を懸念し、事前に自ら出荷、操業、加工等を断念したことによって生じた被害も、かかる判断がやむを得ないと認められる場合には、原則として賠償すべき損害である。 〇農林漁業等において、取引先の要求等によって実施を余儀なくされた検査に関する費用のうち、政府が検査の指示等を行った都道府県において、当該指示等の対象となった産品等と同種の産品に係るものは、原則として賠償すべき損害である。 〇上記に掲げる損害のほか、農林漁業等において、買い控え等で生じた被害は、個々の事例や類型毎に、取引価格・数量の動向、当該産品や産地等の特徴、放射性物質の検査結果等を考慮し、当該産品等について、消費者又は取引先が放射性物質による汚染の危険性を懸念し、敬遠したくなる心理が、平均的・一般的な人を基準として合理性を有していると認められる場合には賠償の対象となる。
（２）観光業の風評被害	〇福島県、茨城県、栃木県及び群馬県に営業の拠点がある観光業については、解約・予約控え等による減収等が生じていた事実が認められれば、原則として賠償すべき損害である。 〇外国人観光客に関しては、わが国に営業拠点がある観光業について、事故前に既に予約が入っていた場合で、少なくとも２３年５月末までに通常の解約率を上回る解約が行われたことで生じた減収等は、原則として賠償すべき損害である。 〇ただし、観光業における減収等については、東日本大震災による影響の蓋然性も相当程度認められるため、その損害の有無の認定や損害額の算定に当たってはその点についての検討が必要。
（３）製造業、サービス業等の風評被害	〇製造業、サービス業等において、買い控え、取引停止等により生じた被害のうち、以下に掲げる類型における損害は、原則として賠償すべき損害である。 ①福島県に所在する拠点で製造、販売を行う物品又は提供するサービス等に関し、当該拠点において発生したもの ②サービス等を提供する事業者が来訪を拒否することによって生じた、福島県に所在する拠点における当該サービス等に係るもの ③放射性物質が検出された上下水道処理等副次産物の取扱いに関する政府による指導等につき、 ⅰ．対象事業者が、当該副次産物の引き取りを忌避されたこと等により生じたもの

	ⅱ．当該副次産物を原材料として製品を製造していた事業者の当該製品に係るもの ④水の放射性物質検査の指導を行っている都県において、事業者が取引先の要求等によって実施を余儀なくされた検査に係るもの 〇海外在住の外国人来訪して提供する又は提供を受けるサービス等に関しては、わが国に存在する拠点において発生した被害のうち、事故前に既に契約がなされた場合で、少なくとも２３年５月末までに解約が行われたことで生じた減収等は、原則として賠償すべき損害である。 〇ただし、上記の検討にあたっては、例えば、事業者が福島県への来訪を拒否することで生じた損害については東日本大震災による影響の蓋然性も相当程度認められるため、その損害の有無の認定や損害額の算定に当たってはその点についての検討が必要。
（４）輸出に係る風評被害	〇わが国の輸出品、その輸送に用いられる船舶及びコンテナ等について、輸出先国の要求によって生じた必要かつ合理的な範囲の検査費用（検査に伴い生じた除染、廃棄等の費用を含む）や各種証明書発行費用等 〇わが国の輸出品について、輸出先国の輸入拒否がされた時点において、既に当該国向けに輸出又は生産・製造されたものに限り、輸入拒否によって現実に廃棄、転売又は生産・製造の断念を余儀なくされたため生じた減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用

いわゆる間接被害	
損害項目	範囲
１．営業損害	〇第一次被害が生じたために間接被害者において生じた減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用
２．就労不能等に伴う損害	〇上記の営業損害により、間接被害者の経営が悪化したため、そこで勤務していた勤労者が就労不能等を余儀なくされた場合の給与等の減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用

放射線被曝による損害について	
損害項目	範囲
１．生命・身体的損害	〇原子力事故の復旧作業等に従事した原子力発電所作業員、自衛官、消防隊員、警察官又は住民その他の者の、放射線被爆に伴う急性又は晩発性の放射線障害による傷害、疾病、健康悪化、死亡により生じた逸失利益、治療費、薬代、精神的損害（※）等 （※）ここで示す精神的損害の額は、「避難等による精神的損害」の場合とは異なり、生命・身体的損害の程度に従って個別に算定

その他	
損害項目	範囲

１．被害者への各種給付金等と損害賠償金との調整	○原子力損害を被った者が、同時に原子力事故に起因して損害と同質性がある利益を受けたと認められる場合には、その利益の額を損害額から控除する（損益相殺の法理）。控除すべき具体例は以下の通り。 ・労働者災害補償保険法及び厚生年金保険法に基づく各種保険給付 ・国家公務員災害補償法及び地方公務員災害補償法に基づく各種補償金 ・地方公共団体から被害者に支払われた宿泊費又は賃貸住宅の家賃に関する補助
２．地方公共団体の財産的損害等	○地方公共団体又は国が所有する財物及び、地方公共団体等が民間事業者と同様の立場で行う事業（水道事業、下水道事業、病院事業等）に関する損害については、中間指針で示された事業者等に関する基準に照らし、相当因果関係が認められる限り、賠償の対象となる。 ○地方公共団体等が被害者支援のために、加害者が負担すべき費用を代わって負担した場合も、賠償の対象となる。 （注）原子力事故に起因する地方公共団体等の税収の減少については、公法的な特殊性がある上、税収に関する期待権が損なわれたにとどまることなどから、賠償すべき損害とは認められない。

政府による航行危険区域等及び飛行禁止区域の設定に係る損害	
損害項目	範囲
１．営業損害	○漁業者が、対象区域内での操業又は航行を断念を余儀なくされたため生じた減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用 ○内航海運業若しくは旅客船業を営んでいる者等が、対象区域を迂回して航行したことにより生じた減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用 ○航空運送事業を営んでいる者が対象区域を迂回して飛行したことによる必要かつ合理的な範囲の追加的費用
２．就労不能等に伴う損害	○航行危険区域等の設定により、操業、航行又は飛行が不能等になった漁業者、内航海運業者又は航空運送業者等の経営状態が悪化したため、そこで勤務していた勤労者が就労不能等を余儀なくされた場合の給与等の減収分及び必要かつ合理的な追加的費用

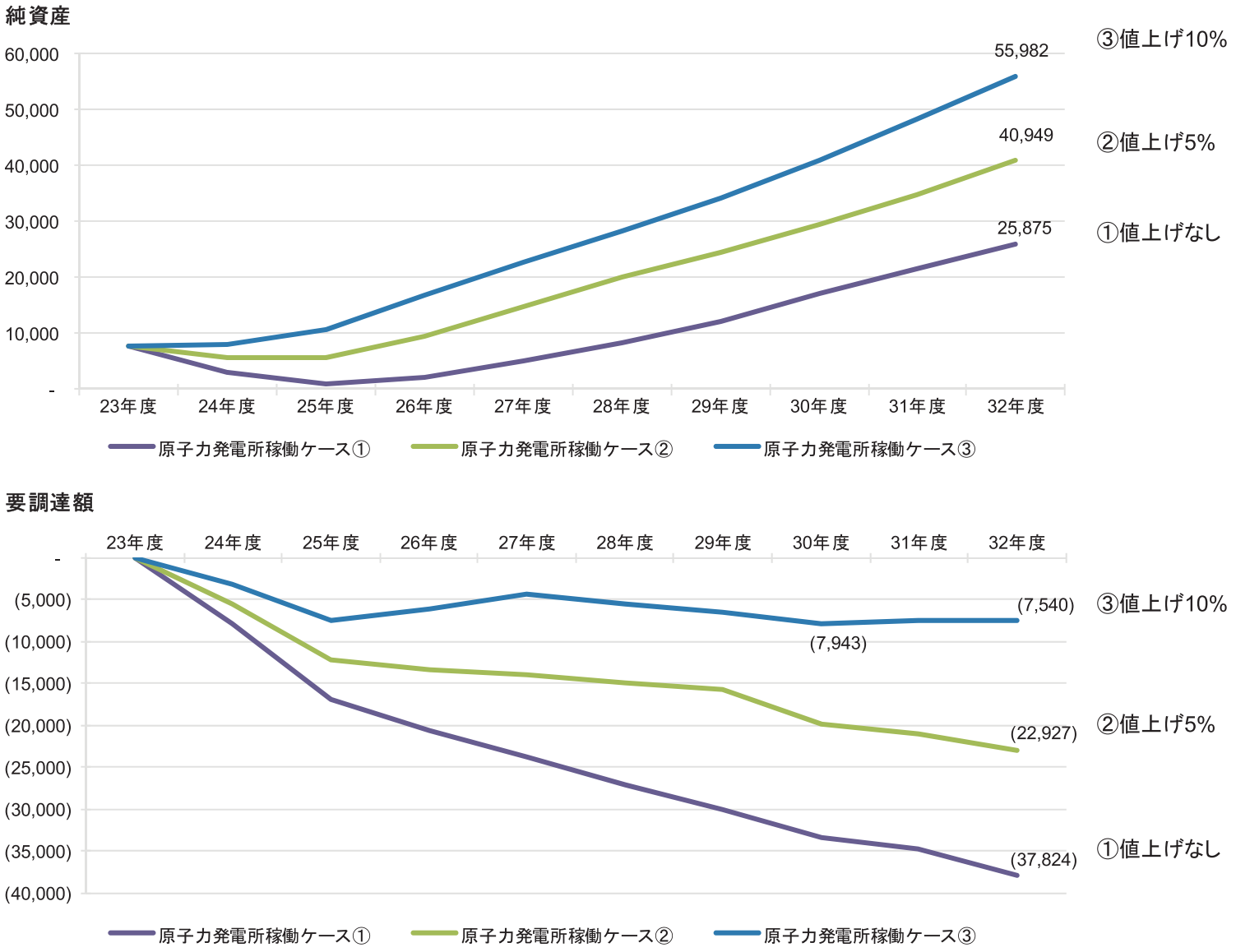
政府等による農林水産物の出荷制限指示等に係る損害	
損害項目	範囲
１．営業損害	○出荷制限指示等により、対象品目の出荷、作付等の断念を余儀なくされたために生じた減収分 ○同指示等により事業に支障が生じたために負担した追加的費用や、事業への支障を避けるため又は事業を変更したために生じた必要かつ合理的な範囲の追加的費用（商品の回収費用や代替飼料の購入費用等） ○対象品目を仕入れ又は加工した加工・流通業者等が、同指示等により、その販売等の断念を余儀なくされたために生じた減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用

	○同指示等の解除後も、当該指示等に伴い事業に支障が生じたために生じた合理的な範囲の減収分や、事業の再開のために生じた必要かつ合意的な範囲の追加的費用（機械の再整備費用等）
２．就労不能等に伴う損害	○出荷制限指示等により、同指示等の対象事業者等の経営状態が悪化したため、そこで勤務していた勤労者が就労不能等を余儀なくされた場合の給与等の減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用
３．検査費用（物）	○出荷制限指示等に基づき検査を行った場合の、農林漁業者等が負担を余儀なくされた検査費用 ○ただし、取引先の要求等により検査の実施を余儀なくされた場合は、「風評被害」の損害となり得る。

その他の政府指示等に係る損害	
損害項目	範囲
１．営業損害	○その他の政府指示等の対象事業者において、当該指示等に係る行為の制限を余儀なくされたために生じた減収分 ○同指示等により、事業に支障が生じたために負担した追加的費用や、事業への支障を避けるため又は事業を変更したために生じた必要かつ合理的な範囲の追加的費用 ○同指示等の解除後も、当該指示等に伴い事業に支障が生じたために生じた合理的な範囲の減収分や、事業の再開のために生じた必要かつ合意的な範囲の追加的費用
２．就労不能等に伴う損害	○その他の政府指示等により、同指示等の対象事業者の経営状態が悪化したため、そこで勤務していた勤労者が就労不能等を余儀なくされた場合の給与等の減収分及び必要かつ合理的な範囲の追加的費用
３．検査費用（物）	○その他の政府指示等に基づき検査を行った場合の、対象事業者が負担を余儀なくされた検査費用 ○ただし、同指示等に基づくものではなく、取引先の要求等により検査の実施を余儀なくされた場合は、「風評被害」の損害となり得る

（別紙8）

シミュレーション分析の詳細－（1）原子力発電所稼動ケースのシミュレーション



別紙 原子力発電所稼働ケース ①値上げなし

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	3,169	873	2,110	4,981	8,218	12,270	17,099	21,690	25,875	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	▲ 4,493	▲ 2,296	1,237	2,871	3,237	4,052	4,830	4,591	4,185	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,083	▲ 5,776	▲ 14,961	▲ 18,562	▲ 21,706	▲ 25,075	▲ 27,957	▲ 31,356	▲ 32,676	▲ 35,824	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 7,776	▲ 16,961	▲ 20,562	▲ 23,706	▲ 27,075	▲ 29,957	▲ 33,356	▲ 34,676	▲ 37,824	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,110	114,036	113,585	111,436	109,950	109,587	109,709	110,604	111,056	111,472	
	流動資産合計		16,662	2,618	▲ 7,096	▲ 11,062	▲ 14,312	▲ 17,574	▲ 20,400	▲ 23,913	▲ 25,301	▲ 28,375	
	現金及び預金		9,083	▲ 5,776	▲ 14,961	▲ 18,562	▲ 21,706	▲ 25,075	▲ 27,957	▲ 31,356	▲ 32,676	▲ 35,824	
資産合計			129,772	116,654	106,489	100,374	95,638	92,013	89,309	86,691	85,755	83,097	
	固定負債合計		98,886	89,407	82,064	77,071	69,336	62,444	55,142	48,500	41,906	37,900	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	23,983	23,457	21,098	21,227	21,256	21,802	20,997	22,064	19,227	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,110	113,485	105,616	98,263	90,657	83,795	77,039	69,591	64,065	57,222	
	純資産計		7,662	3,169	873	2,110	4,981	8,218	12,270	17,099	21,690	25,875	
負債純資産			129,772	116,654	106,489	100,374	95,638	92,013	89,309	86,691	85,755	83,097	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	55,828	56,634	57,451	57,987	58,558	59,136	59,651	59,988	60,283	576,396
	電気事業営業収益		49,832	54,711	55,546	56,328	56,863	57,365	57,944	58,458	58,795	59,091	564,932
	附帯事業営業収益		1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	59,791	58,059	56,196	54,338	54,567	54,376	54,195	53,653	53,527	553,344
	電気事業営業費用		53,646	58,732	57,032	55,149	53,289	53,454	53,265	53,085	52,545	52,420	542,618
	附帯事業営業費用		997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 3,964	▲ 1,424	1,255	3,649	3,991	4,761	5,456	6,335	6,757	23,052
	営業外収益		800	683	410	1,122	249	247	246	248	252	255	4,513
	営業外費用		1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 4,491	▲ 2,193	1,302	2,873	3,239	4,053	4,831	5,786	6,322	17,474
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 4,493	▲ 2,296	1,302	2,873	3,239	4,053	4,831	5,786	6,322	16,439
	法人税等		0	0	0	65	2	2	2	2	1,195	2,138	3,405
当期純利益			▲ 5,179	▲ 4,493	▲ 2,296	1,237	2,871	3,237	4,052	4,830	4,591	4,185	13,034
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 259	2,592	5,848	9,290	11,092	11,616	12,202	12,954	14,887	14,178	94,400
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,460	▲ 6,374	▲ 2,465	1,972	4,109	3,733	3,962	4,453	5,539	4,185	11,654
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,260	▲ 14,860	▲ 9,184	▲ 3,602	▲ 3,143	▲ 3,370	▲ 2,881	▲ 3,399	▲ 1,320	▲ 3,149	▲ 57,168
	現金及び現金同等物の期末残高		9,083	▲ 5,776	▲ 14,961	▲ 18,562	▲ 21,706	▲ 25,075	▲ 27,957	▲ 31,356	▲ 32,676	▲ 35,824	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	26,119	24,031	21,669	19,791	20,130	20,507	20,128	18,598	18,362	212,941
修繕費(電気事業関連)			3,030	4,130	4,255	4,308	4,102	4,145	4,002	4,052	4,057	4,071	40,154
減価償却費			6,489	6,149	6,531	6,940	6,822	6,605	6,426	6,312	6,412	6,531	65,216
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 8,136	▲ 7,658	▲ 6,573	▲ 6,331	▲ 7,243	▲ 7,630	▲ 7,950	▲ 7,667	▲ 7,455	▲ 73,061

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

別紙 原子力発電所稼働ケース ②値上げ5%

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	5,587	5,738	9,450	14,823	20,194	24,468	29,469	34,965	40,949	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	▲ 2,076	151	3,712	5,372	5,372	4,274	5,001	5,496	5,984	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,083	▲ 3,497	▲ 10,236	▲ 11,364	▲ 12,005	▲ 12,851	▲ 13,773	▲ 17,896	▲ 19,061	▲ 20,927	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 5,497	▲ 12,236	▲ 13,364	▲ 14,005	▲ 14,851	▲ 15,773	▲ 19,896	▲ 21,061	▲ 22,927	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,110	114,036	113,585	111,436	109,950	109,587	109,709	110,604	111,056	111,472	
	流動資産合計		16,662	5,074	▲ 2,193	▲ 3,683	▲ 4,431	▲ 5,166	▲ 6,030	▲ 10,266	▲ 11,498	▲ 13,286	
	現金及び預金		9,083	▲ 3,497	▲ 10,236	▲ 11,364	▲ 12,005	▲ 12,851	▲ 13,773	▲ 17,896	▲ 19,061	▲ 20,927	
資産合計			129,772	119,110	111,393	107,752	105,519	104,421	103,679	100,338	99,558	98,185	
	固定負債合計		98,886	89,407	82,064	77,071	69,336	62,444	55,142	48,500	41,906	37,900	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	24,021	23,496	21,137	21,266	21,688	23,974	22,276	22,592	19,241	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,110	113,523	105,654	98,302	90,696	84,227	79,211	70,870	64,593	57,236	
	純資産計		7,662	5,587	5,738	9,450	14,823	20,194	24,468	29,469	34,965	40,949	
負債純資産			129,772	119,110	111,393	107,752	105,519	104,421	103,679	100,338	99,558	98,185	
要約損益計算書													***Income Statement***	10年累計額
営業収益			50,880	58,278	59,115	59,959	60,523	61,119	61,723	62,262	62,621	62,937		599,417
電気事業営業収益			49,832	57,161	58,026	58,837	59,399	59,926	60,530	61,069	61,428	61,745		587,952
附帯事業営業収益			1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193		11,464
営業費用			54,643	59,824	58,092	56,229	54,372	54,601	54,410	54,229	53,688	53,562		553,649
電気事業営業費用			53,646	58,765	57,065	55,182	53,323	53,488	53,299	53,120	52,580	52,455		542,923
附帯事業営業費用			997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107		10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 1,546	1,023	3,730	6,151	6,519	7,313	8,032	8,933	9,376		45,768
営業外収益			800	683	410	1,122	249	247	246	248	252	255		4,513
営業外費用			1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689		10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 2,074	254	3,777	5,374	5,766	6,606	7,408	8,384	8,941		40,189
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 2,076	151	3,777	5,374	5,766	6,606	7,408	8,384	8,941		39,154
法人税等			0	0	0	65	2	395	2,332	2,408	2,888	2,957		11,046
当期純利益			▲ 5,179	▲ 2,076	151	3,712	5,372	5,372	4,274	5,001	5,496	5,984		28,108
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***	10年累計額
営業キャッシュ・フロー			▲ 259	4,870	8,293	11,763	13,594	14,532	16,492	14,636	16,735	16,279		116,938
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,460	▲ 4,095	▲ 19	4,445	6,611	6,257	5,921	3,729	5,694	5,467		26,551
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,260	▲ 12,581	▲ 6,739	▲ 1,128	▲ 641	▲ 846	▲ 922	▲ 4,123	▲ 1,164	▲ 1,867		▲ 42,271
現金及び現金同等物の期末残高			9,083	▲ 3,497	▲ 10,236	▲ 11,364	▲ 12,005	▲ 12,851	▲ 13,773	▲ 17,896	▲ 19,061	▲ 20,927		
主要項目 [2]														10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062		32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	26,119	24,031	21,669	19,791	20,130	20,507	20,128	18,598	18,362		212,941
修繕費(電気事業関連)			3,030	4,130	4,255	4,308	4,102	4,145	4,002	4,052	4,057	4,071		40,154
減価償却費			6,489	6,149	6,531	6,940	6,822	6,605	6,426	6,312	6,412	6,531		65,216
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 8,136	▲ 7,658	▲ 6,573	▲ 6,331	▲ 7,243	▲ 7,630	▲ 7,950	▲ 7,667	▲ 7,455		▲ 73,061

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

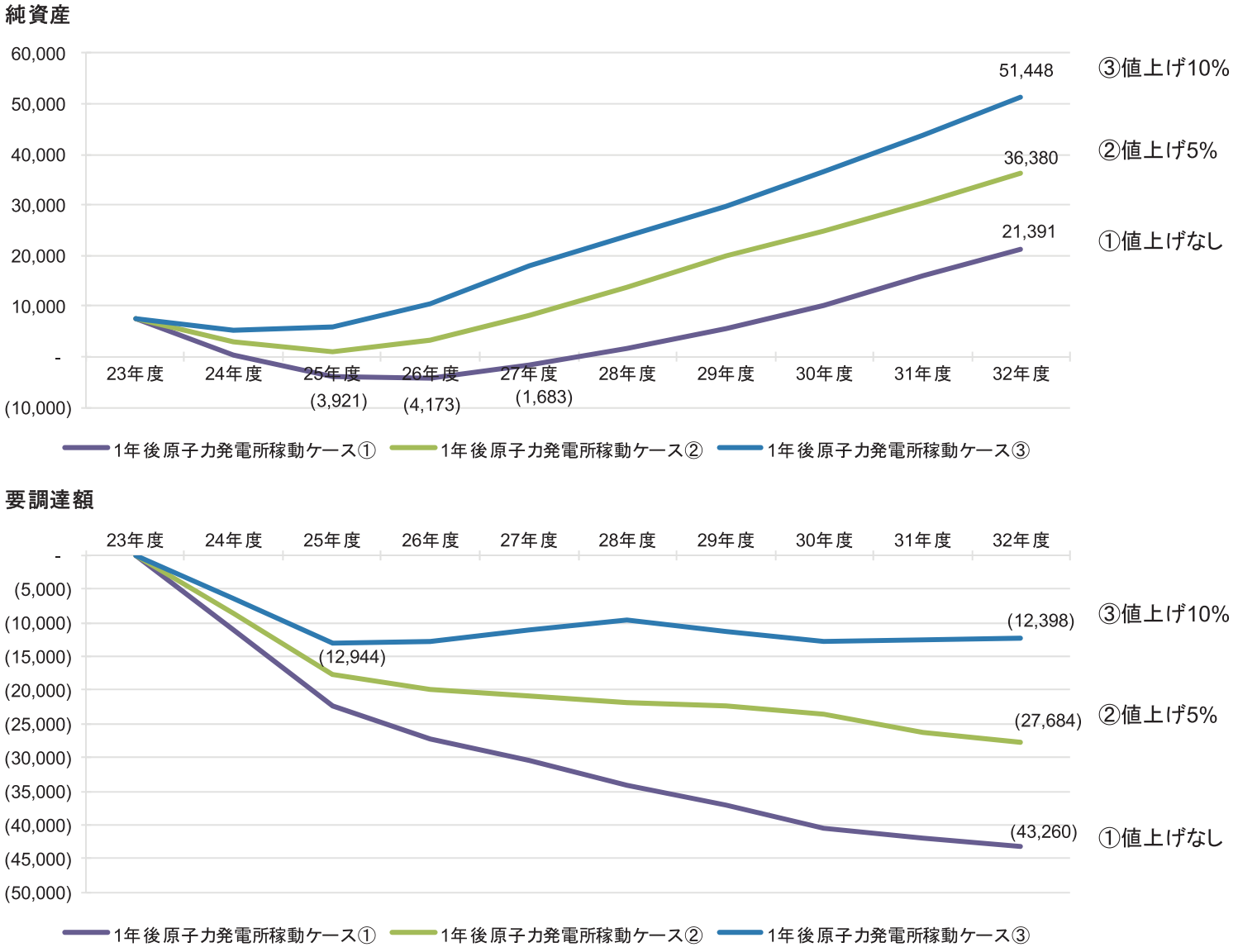
別紙 原子力発電所稼働ケース ③値上げ10%

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	8,004	10,603	16,790	22,793	28,319	34,377	41,023	48,295	55,982	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	342	2,599	6,187	6,003	5,526	6,057	6,646	7,272	7,687	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,083	▲ 1,218	▲ 5,511	▲ 4,166	▲ 2,305	▲ 3,436	▲ 4,429	▲ 5,943	▲ 5,520	▲ 5,540	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 3,218	▲ 7,511	▲ 6,166	▲ 4,305	▲ 5,436	▲ 6,429	▲ 7,943	▲ 7,520	▲ 7,540	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,110	114,036	113,585	111,436	109,950	109,587	109,709	110,604	111,056	111,472	
	流動資産合計		16,662	7,529	2,711	3,696	5,450	4,434	3,501	1,876	2,230	2,293	
	現金及び預金		9,083	▲ 1,218	▲ 5,511	▲ 4,166	▲ 2,305	▲ 3,436	▲ 4,429	▲ 5,943	▲ 5,520	▲ 5,540	
資産合計			129,772	121,565	116,296	115,131	115,400	114,021	113,210	112,480	113,286	113,764	
	固定負債合計		98,886	89,407	82,064	77,071	69,336	62,444	55,142	48,500	41,906	37,900	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	24,058	23,534	21,176	23,176	23,163	23,596	22,863	22,990	19,787	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,110	113,561	105,693	98,341	92,607	85,702	78,833	71,457	64,991	57,782	
	純資産計		7,662	8,004	10,603	16,790	22,793	28,319	34,377	41,023	48,295	55,982	
負債純資産			129,772	121,565	116,296	115,131	115,400	114,021	113,210	112,480	113,286	113,764	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	60,728	61,595	62,468	63,058	63,681	64,310	64,873	65,254	65,591	622,438
	電気事業営業収益		49,832	59,611	60,507	61,345	61,934	62,488	63,117	63,680	64,062	64,399	610,973
	附帯事業営業収益		1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	59,856	58,125	56,262	54,406	54,635	54,445	54,264	53,723	53,597	553,954
	電気事業営業費用		53,646	58,797	57,098	55,216	53,357	53,522	53,334	53,154	52,615	52,490	543,229
	附帯事業営業費用		997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	871	3,471	6,206	8,652	9,046	9,866	10,609	11,532	11,994	68,483
	営業外収益		800	683	410	1,122	249	247	246	248	252	255	4,513
	営業外費用		1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	344	2,702	6,252	7,876	8,294	9,158	9,985	10,983	11,560	62,904
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	342	2,599	6,252	7,876	8,294	9,158	9,985	10,983	11,560	61,870
	法人税等		0	0	0	65	1,873	2,768	3,101	3,339	3,710	3,873	18,729
当期純利益			▲ 5,179	342	2,599	6,187	6,003	5,526	6,057	6,646	7,272	7,687	43,141
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 259	7,149	10,739	14,237	17,967	16,620	17,190	18,176	19,145	19,042	140,007
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,460	▲ 1,816	2,427	6,919	9,113	5,972	5,850	6,338	7,281	7,314	41,938
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,260	▲ 10,302	▲ 4,293	1,345	1,861	▲ 1,131	▲ 993	▲ 1,514	422	▲ 20	▲ 26,884
	現金及び現金同等物の期末残高		9,083	▲ 1,218	▲ 5,511	▲ 4,166	▲ 2,305	▲ 3,436	▲ 4,429	▲ 5,943	▲ 5,520	▲ 5,540	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	26,119	24,031	21,669	19,791	20,130	20,507	20,128	18,598	18,362	212,941
修繕費(電気事業関連)			3,030	4,130	4,255	4,308	4,102	4,145	4,002	4,052	4,057	4,071	40,154
減価償却費			6,489	6,149	6,531	6,940	6,822	6,605	6,426	6,312	6,412	6,531	65,216
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 8,136	▲ 7,658	▲ 6,573	▲ 6,331	▲ 7,243	▲ 7,630	▲ 7,950	▲ 7,667	▲ 7,455	▲ 73,061

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況(長期契約またはスポット契約など)や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

シミュレーション分析の詳細－（2）1年後原子力発電所稼働ケースのシミュレーション



別紙 1年後原子力発電所稼働ケース ①値上げなし

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	455	▲ 3,921	▲ 4,173	▲ 1,683	1,501	5,427	10,278	16,049	21,391	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	▲ 7,207	▲ 4,377	▲ 252	2,491	3,183	3,926	4,851	5,771	5,342	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,088	▲ 8,948	▲ 20,394	▲ 25,150	▲ 28,490	▲ 32,089	▲ 35,127	▲ 38,551	▲ 39,884	▲ 41,260	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 10,948	▲ 22,394	▲ 27,150	▲ 30,490	▲ 34,089	▲ 37,127	▲ 40,551	▲ 41,884	▲ 43,260	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,110	113,957	113,509	111,115	109,663	109,523	109,621	110,550	111,034	111,478	
	流動資産合計		16,666	49	▲ 11,926	▲ 17,328	▲ 21,082	▲ 24,588	▲ 27,571	▲ 31,109	▲ 32,509	▲ 33,810	
	現金及び預金		9,088	▲ 8,948	▲ 20,394	▲ 25,150	▲ 28,490	▲ 32,089	▲ 35,127	▲ 38,551	▲ 39,884	▲ 41,260	
資産合計			129,776	114,006	101,584	93,787	88,581	84,935	82,051	79,441	78,524	77,668	
	固定負債合計		98,890	89,206	81,755	76,665	68,909	62,022	54,725	48,087	41,500	37,501	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	24,250	23,655	21,200	21,259	21,317	21,804	20,981	20,880	18,681	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,114	113,551	105,505	97,960	90,263	83,434	76,623	69,163	62,475	56,277	
	純資産合計		7,662	455	▲ 3,921	▲ 4,173	▲ 1,683	1,501	5,427	10,278	16,049	21,391	
負債純資産			129,776	114,006	101,584	93,787	88,581	84,935	82,051	79,441	78,524	77,668	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	55,777	56,640	57,451	57,987	58,558	59,136	59,651	59,988	60,283	576,352
電気事業営業収益			49,832	54,661	55,552	56,329	56,863	57,365	57,944	58,458	58,795	59,091	564,888
附帯事業営業収益			1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	62,454	60,141	57,679	54,712	54,614	54,494	54,167	53,660	53,497	560,061
電気事業営業費用			53,646	61,395	59,115	56,633	53,663	53,501	53,383	53,057	52,552	52,390	549,336
附帯事業営業費用			997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 6,676	▲ 3,501	▲ 228	3,276	3,944	4,642	5,484	6,328	6,786	16,291
営業外収益			800	682	406	1,116	243	240	240	242	246	249	4,463
営業外費用			1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 7,205	▲ 4,274	▲ 187	2,493	3,185	3,928	4,853	5,773	6,345	10,663
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 7,207	▲ 4,377	▲ 187	2,493	3,185	3,928	4,853	5,773	6,345	9,628
法人税等			0	0	0	65	2	2	2	2	2	1,003	1,078
当期純利益			▲ 5,179	▲ 7,207	▲ 4,377	▲ 252	2,491	3,183	3,926	4,851	5,771	5,342	8,550
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 254	▲ 659	3,542	7,868	10,767	11,510	12,099	12,936	13,687	14,823	86,318
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,456	▲ 9,549	▲ 4,726	817	3,912	3,504	3,805	4,428	5,526	5,959	6,219
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,256	▲ 18,036	▲ 11,446	▲ 4,756	▲ 3,340	▲ 3,599	▲ 3,038	▲ 3,424	▲ 1,333	▲ 1,375	▲ 62,604
現金及び現金同等物の期末残高			9,088	▲ 8,948	▲ 20,394	▲ 25,150	▲ 28,490	▲ 32,089	▲ 35,127	▲ 38,551	▲ 39,884	▲ 41,260	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	28,992	26,517	23,511	20,152	20,130	20,507	20,128	18,598	18,362	220,503
修繕費(電気事業関連)			3,030	3,815	4,060	4,290	4,256	4,195	4,002	4,052	4,057	4,071	39,828
減価償却費			6,489	6,139	6,514	6,899	6,758	6,564	6,396	6,287	6,391	6,513	64,952
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 8,060	▲ 7,610	▲ 6,300	▲ 6,197	▲ 7,360	▲ 7,677	▲ 7,950	▲ 7,666	▲ 7,455	▲ 72,693

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

別紙 1年後原子力発電所稼働ケース ②値上げ5%

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	（億円）	7,662	2,873	943	3,166	8,159	13,870	20,063	24,847	30,511	36,380	
P/L	当期純利益	（億円）	▲ 5,179	▲ 4,790	▲ 1,929	2,223	4,993	5,711	6,193	4,784	5,664	5,869	
C/F	期末現預金残高	（億円）	9,088	▲ 6,669	▲ 15,669	▲ 17,951	▲ 18,790	▲ 19,865	▲ 20,352	▲ 21,631	▲ 24,188	▲ 25,684	
★	要調達額 [1]	（億円）	0	▲ 8,669	▲ 17,669	▲ 19,951	▲ 20,790	▲ 21,865	▲ 22,352	▲ 23,631	▲ 26,188	▲ 27,684	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,110	113,957	113,509	111,115	109,663	109,523	109,621	110,550	111,034	111,478	
	流動資産合計		16,666	2,504	▲ 7,022	▲ 9,949	▲ 11,201	▲ 12,179	▲ 12,609	▲ 14,001	▲ 16,626	▲ 18,043	
	現金及び預金		9,088	▲ 6,669	▲ 15,669	▲ 17,951	▲ 18,790	▲ 19,865	▲ 20,352	▲ 21,631	▲ 24,188	▲ 25,684	
資産合計			129,776	116,461	106,487	101,166	98,462	97,344	97,012	96,549	94,408	93,435	
	固定負債合計		98,890	89,206	81,755	76,665	68,909	62,022	54,725	48,087	41,500	37,501	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	24,288	23,694	21,239	21,298	21,357	22,129	23,520	22,302	19,459	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,114	113,588	105,544	97,999	90,303	83,474	76,949	71,702	63,897	57,055	
	純資産計		7,662	2,873	943	3,166	8,159	13,870	20,063	24,847	30,511	36,380	
負債純資産			129,776	116,461	106,487	101,166	98,462	97,344	97,012	96,549	94,408	93,435	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	58,227	59,121	59,960	60,523	61,119	61,723	62,262	62,621	62,937	599,373
	電気事業営業収益		49,832	57,110	58,032	58,837	59,399	59,926	60,530	61,069	61,428	61,745	587,909
	附帯事業営業収益		1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	62,486	60,174	57,713	54,745	54,648	54,529	54,201	53,695	53,533	560,367
	電気事業営業費用		53,646	61,427	59,148	56,666	53,697	53,535	53,418	53,092	52,587	52,426	549,641
	附帯事業営業費用		997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 4,259	▲ 1,053	2,247	5,777	6,471	7,194	8,061	8,926	9,405	39,006
	営業外収益		800	682	406	1,116	243	240	240	242	246	249	4,463
	営業外費用		1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 4,788	▲ 1,827	2,288	4,994	5,713	6,481	7,430	8,371	8,964	33,378
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 4,790	▲ 1,929	2,288	4,994	5,713	6,481	7,430	8,371	8,964	32,343
	法人税等		0	0	0	65	2	2	288	2,646	2,707	3,095	8,804
当期純利益			▲ 5,179	▲ 4,790	▲ 1,929	2,223	4,993	5,711	6,193	4,784	5,664	5,869	23,539
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 254	1,619	5,988	10,341	13,269	14,034	14,936	17,724	15,168	16,795	109,620
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,456	▲ 7,270	▲ 2,280	3,291	6,414	6,028	6,356	6,572	4,302	5,838	21,794
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,256	▲ 15,757	▲ 9,000	▲ 2,282	▲ 838	▲ 1,075	▲ 487	▲ 1,280	▲ 2,557	▲ 1,496	▲ 47,028
	現金及び現金同等物の期末残高		9,088	▲ 6,669	▲ 15,669	▲ 17,951	▲ 18,790	▲ 19,865	▲ 20,352	▲ 21,631	▲ 24,188	▲ 25,684	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	28,992	26,517	23,511	20,152	20,130	20,507	20,128	18,598	18,362	220,503
修繕費(電気事業関連)			3,030	3,815	4,060	4,290	4,256	4,195	4,002	4,052	4,057	4,071	39,828
減価償却費			6,489	6,139	6,514	6,899	6,758	6,564	6,396	6,287	6,391	6,513	64,952
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 8,060	▲ 7,610	▲ 6,300	▲ 6,197	▲ 7,360	▲ 7,677	▲ 7,950	▲ 7,666	▲ 7,455	▲ 72,693

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

別紙 1年後原子力発電所稼働ケース ③値上げ10%

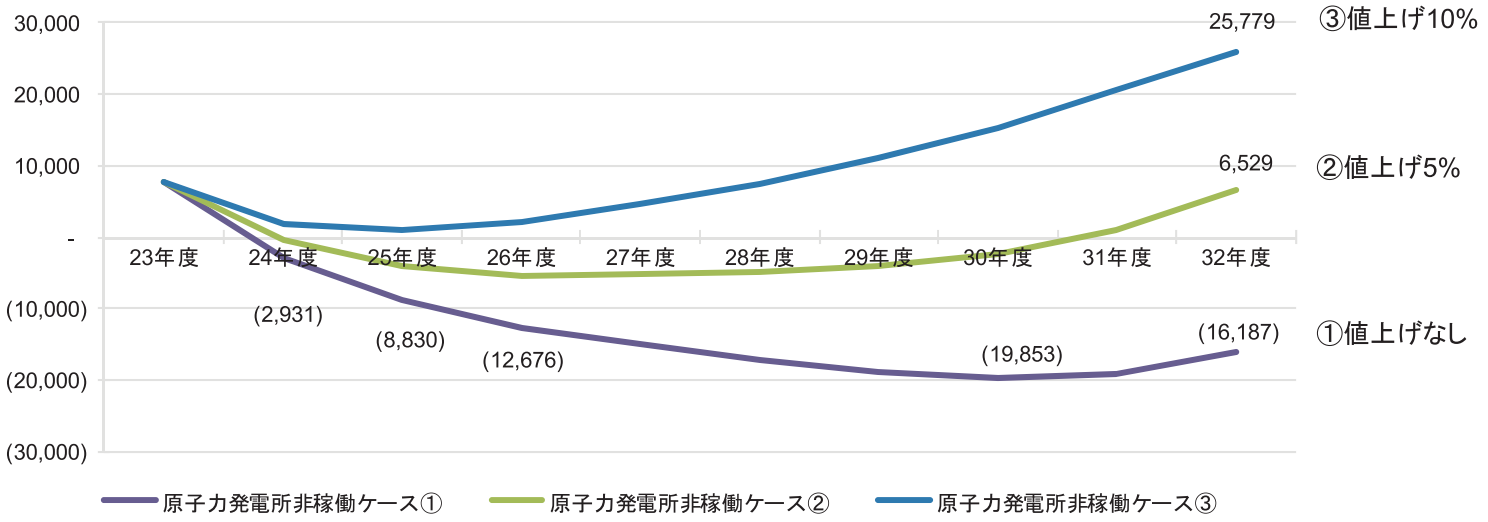
（単位：億円）

			計画期間										
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	5,290	5,808	10,506	18,001	23,803	29,889	36,464	43,795	51,448	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	▲ 2,372	518	4,698	7,494	5,802	6,086	6,575	7,331	7,653	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,088	▲ 4,390	▲ 10,944	▲ 10,753	▲ 9,089	▲ 7,641	▲ 9,233	▲ 10,707	▲ 10,513	▲ 10,398	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 6,390	▲ 12,944	▲ 12,753	▲ 11,089	▲ 9,641	▲ 11,233	▲ 12,707	▲ 12,513	▲ 12,398	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,110	113,957	113,509	111,115	109,663	109,523	109,621	110,550	111,034	111,478	
	流動資産合計		16,666	4,959	▲ 2,119	▲ 2,570	▲ 1,321	230	▲ 1,304	▲ 2,888	▲ 2,763	▲ 2,565	
	現金及び預金		9,088	▲ 4,390	▲ 10,944	▲ 10,753	▲ 9,089	▲ 7,641	▲ 9,233	▲ 10,707	▲ 10,513	▲ 10,398	
資産合計			129,776	118,917	111,390	108,544	108,343	109,752	108,317	107,662	108,271	108,913	
	固定負債合計		98,890	89,206	81,755	76,665	68,909	62,022	54,725	48,087	41,500	37,501	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	24,326	23,732	21,278	21,338	23,833	23,608	23,016	22,881	19,868	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,114	113,626	105,582	98,038	90,342	85,950	78,428	71,198	64,476	57,465	
	純資産計		7,662	5,290	5,808	10,506	18,001	23,803	29,889	36,464	43,795	51,448	
負債純資産			129,776	118,917	111,390	108,544	108,343	109,752	108,317	107,662	108,271	108,913	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	60,677	61,601	62,468	63,058	63,681	64,310	64,873	65,254	65,591	622,394
	電気事業営業収益		49,832	59,560	60,513	61,346	61,934	62,488	63,117	63,680	64,062	64,399	610,929
	附帯事業営業収益		1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	62,519	60,207	57,746	54,779	54,682	54,563	54,235	53,730	53,568	560,672
	電気事業営業費用		53,646	61,460	59,181	56,699	53,730	53,569	53,452	53,126	52,622	52,461	549,946
	附帯事業営業費用		997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 1,841	1,394	4,722	8,279	8,999	9,747	10,637	11,525	12,024	61,722
	営業外収益		800	682	406	1,116	243	240	240	242	246	249	4,463
	営業外費用		1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 2,370	621	4,763	7,496	8,240	9,033	10,007	10,969	11,583	56,094
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 2,372	518	4,763	7,496	8,240	9,033	10,007	10,969	11,583	55,059
	法人税等		0	0	0	65	2	2,438	2,947	3,431	3,638	3,930	16,452
当期純利益			▲ 5,179	▲ 2,372	518	4,698	7,494	5,802	6,086	6,575	7,331	7,653	38,607
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 254	3,898	8,434	12,815	15,771	18,994	16,490	18,316	18,850	19,240	132,554
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,456	▲ 4,992	165	5,764	8,916	8,552	5,250	6,379	7,052	7,449	37,080
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,256	▲ 13,478	▲ 6,554	191	1,664	1,449	▲ 1,593	▲ 1,473	193	115	▲ 31,742
	現金及び現金同等物の期末残高		9,088	▲ 4,390	▲ 10,944	▲ 10,753	▲ 9,089	▲ 7,641	▲ 9,233	▲ 10,707	▲ 10,513	▲ 10,398	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	28,992	26,517	23,511	20,152	20,130	20,507	20,128	18,598	18,362	220,503
修繕費(電気事業関連)			3,030	3,815	4,060	4,290	4,256	4,195	4,002	4,052	4,057	4,071	39,828
減価償却費			6,489	6,139	6,514	6,899	6,758	6,564	6,396	6,287	6,391	6,513	64,952
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 8,060	▲ 7,610	▲ 6,300	▲ 6,197	▲ 7,360	▲ 7,677	▲ 7,950	▲ 7,666	▲ 7,455	▲ 72,693

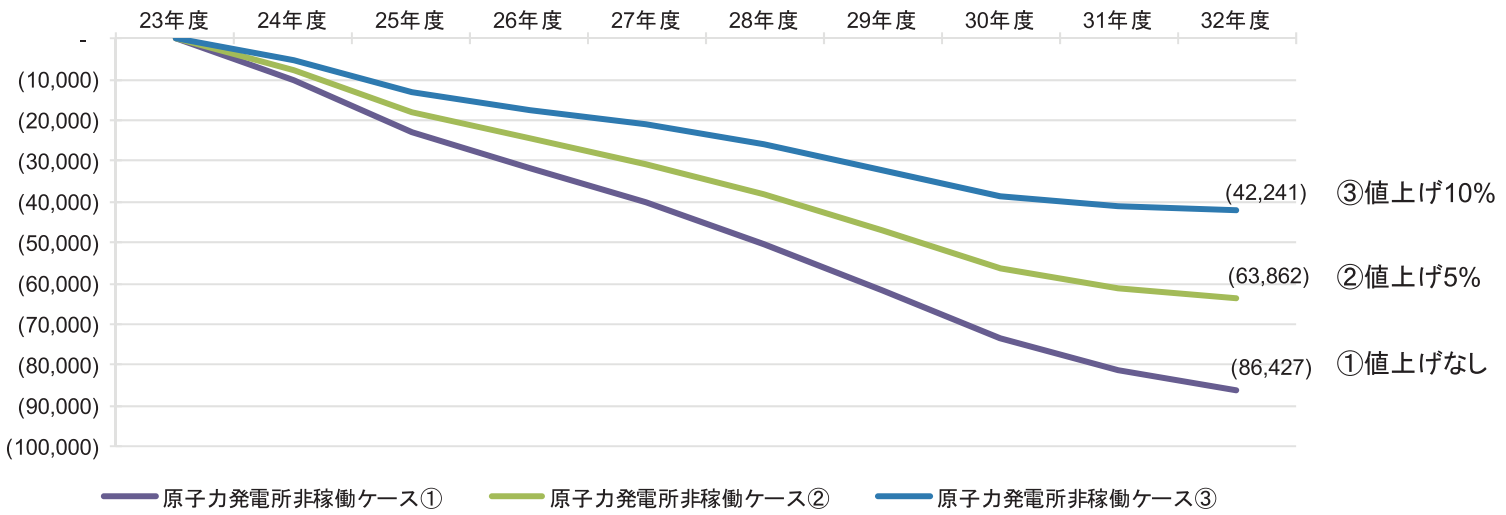
1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

シミュレーション分析の詳細－（3）原子力発電所非稼動ケースのシミュレーション

純資産



要調達額



別紙 原子力発電所非稼働ケース ①値上げなし

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	▲ 2,931	▲ 8,830	▲ 12,676	▲ 15,067	▲ 17,178	▲ 18,869	▲ 19,853	▲ 19,027	▲ 16,187	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	▲ 10,594	▲ 5,899	▲ 3,845	▲ 2,391	▲ 2,111	▲ 1,690	▲ 985	827	2,840	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,322	▲ 7,964	▲ 20,805	▲ 29,859	▲ 38,266	▲ 48,518	▲ 59,745	▲ 71,570	▲ 79,079	▲ 84,427	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 9,964	▲ 22,805	▲ 31,859	▲ 40,266	▲ 50,518	▲ 61,745	▲ 73,570	▲ 81,079	▲ 86,427	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,111	110,960	110,116	107,920	106,250	107,322	109,746	112,634	114,328	114,688	
	流動資産合計		16,901	1,036	▲ 11,994	▲ 21,127	▲ 29,871	▲ 39,948	▲ 51,020	▲ 62,843	▲ 71,104	▲ 76,735	
	現金及び預金		9,322	▲ 7,964	▲ 20,805	▲ 29,859	▲ 38,266	▲ 48,518	▲ 59,745	▲ 71,570	▲ 79,079	▲ 84,427	
資産合計			130,011	111,996	98,123	86,793	76,378	67,374	58,726	49,791	43,223	37,953	
	固定負債合計		99,125	90,840	83,209	77,820	69,659	62,334	54,591	47,495	40,377	35,838	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	23,992	23,650	21,554	21,691	22,124	22,909	22,054	21,778	18,206	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,349	114,927	106,953	99,469	91,445	84,553	77,595	69,644	62,250	54,139	
	純資産計		7,662	▲ 2,931	▲ 8,830	▲ 12,676	▲ 15,067	▲ 17,178	▲ 18,869	▲ 19,853	▲ 19,027	▲ 16,187	
負債純資産			130,011	111,996	98,123	86,793	76,378	67,374	58,726	49,791	43,223	37,953	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	55,804	56,573	57,342	57,908	58,523	59,101	59,615	59,952	60,248	575,947
	電気事業営業収益		49,832	54,688	55,485	56,219	56,784	57,330	57,908	58,422	58,760	59,055	564,482
	附帯事業営業収益		1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	62,018	61,595	61,157	59,503	59,855	60,050	59,933	58,527	56,915	594,196
	電気事業営業費用		53,646	60,959	60,569	60,111	58,454	58,742	58,939	58,824	57,418	55,808	583,471
	附帯事業営業費用		997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 6,214	▲ 5,022	▲ 3,816	▲ 1,595	▲ 1,332	▲ 949	▲ 318	1,426	3,333	▲ 18,250
	営業外収益		800	682	405	1,111	231	222	214	208	204	197	4,273
	営業外費用		1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 6,743	▲ 5,796	▲ 3,780	▲ 2,389	▲ 2,110	▲ 1,689	▲ 983	829	2,842	▲ 24,068
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 10,594	▲ 5,899	▲ 3,780	▲ 2,389	▲ 2,110	▲ 1,689	▲ 983	829	2,842	▲ 28,952
	法人税等		0	0	0	65	2	2	2	2	2	2	76
当期純利益			▲ 5,179	▲ 10,594	▲ 5,899	▲ 3,845	▲ 2,391	▲ 2,111	▲ 1,690	▲ 985	827	2,840	▲ 29,028
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 20	▲ 516	1,308	3,121	5,129	5,213	5,477	6,129	8,757	10,456	45,055
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,221	▲ 8,800	▲ 6,121	▲ 3,481	▲ 1,155	▲ 3,150	▲ 4,383	▲ 3,973	▲ 651	1,986	▲ 36,949
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,022	▲ 17,286	▲ 12,841	▲ 9,054	▲ 8,407	▲ 10,253	▲ 11,226	▲ 11,825	▲ 7,510	▲ 5,348	▲ 105,771
	現金及び現金同等物の期末残高		9,322	▲ 7,964	▲ 20,805	▲ 29,859	▲ 38,266	▲ 48,518	▲ 59,745	▲ 71,570	▲ 79,079	▲ 84,427	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	28,992	29,014	28,378	27,103	27,359	27,839	27,665	24,813	22,471	267,240
修繕費(電気事業関連)			3,030	3,696	3,654	3,746	3,488	3,575	3,431	3,481	3,553	3,667	35,322
減価償却費			6,489	5,839	6,118	6,452	6,303	6,057	5,932	5,951	6,375	7,025	62,542
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 7,454	▲ 6,769	▲ 5,846	▲ 5,614	▲ 7,698	▲ 9,217	▲ 9,511	▲ 8,871	▲ 8,011	▲ 75,408

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

別紙 原子力発電所非稼働ケース ②値上げ5%

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	▲ 514	▲ 3,965	▲ 5,336	▲ 5,225	▲ 4,809	▲ 3,947	▲ 2,355	1,070	6,529	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	▲ 8,176	▲ 3,452	▲ 1,370	110	416	862	1,592	3,425	5,458	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,322	▲ 5,685	▲ 16,080	▲ 22,660	▲ 28,565	▲ 36,294	▲ 44,969	▲ 54,219	▲ 59,130	▲ 61,862	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 7,685	▲ 18,080	▲ 24,660	▲ 30,565	▲ 38,294	▲ 46,969	▲ 56,219	▲ 61,130	▲ 63,862	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,111	110,960	110,116	107,920	106,250	107,322	109,746	112,634	114,328	114,688	
	流動資産合計		16,901	3,491	▲ 7,090	▲ 13,748	▲ 19,991	▲ 27,540	▲ 36,058	▲ 45,305	▲ 50,967	▲ 53,979	
	現金及び預金		9,322	▲ 5,685	▲ 16,080	▲ 22,660	▲ 28,565	▲ 36,294	▲ 44,969	▲ 54,219	▲ 59,130	▲ 61,862	
資産合計			130,011	114,451	103,026	94,172	86,259	79,783	73,688	67,330	63,361	60,709	
	固定負債合計		99,125	90,840	83,209	77,820	69,659	62,334	54,591	47,495	40,377	35,838	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	24,030	23,688	21,592	21,731	22,164	22,949	22,095	21,819	18,247	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,349	114,965	106,991	99,508	91,484	84,592	77,635	69,685	62,291	54,181	
	純資産計		7,662	▲ 514	▲ 3,965	▲ 5,336	▲ 5,225	▲ 4,809	▲ 3,947	▲ 2,355	1,070	6,529	
負債純資産			130,011	114,451	103,026	94,172	86,259	79,783	73,688	67,330	63,361	60,709	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	58,254	59,054	59,850	60,443	61,084	61,688	62,226	62,586	62,902	598,967
	電気事業営業収益		49,832	57,137	57,965	58,727	59,320	59,891	60,495	61,033	61,393	61,709	587,503
	附帯事業営業収益		1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	62,051	61,628	61,191	59,537	59,889	60,084	59,968	58,562	56,950	594,502
	電気事業営業費用		53,646	60,992	60,602	60,144	58,488	58,776	58,973	58,858	57,453	55,843	583,776
	附帯事業営業費用		997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 3,797	▲ 2,574	▲ 1,341	907	1,195	1,604	2,259	4,024	5,952	4,466
	営業外収益		800	682	405	1,111	231	222	214	208	204	197	4,273
	営業外費用		1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 4,326	▲ 3,349	▲ 1,305	112	418	864	1,594	3,427	5,460	▲ 1,353
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 8,176	▲ 3,452	▲ 1,305	112	418	864	1,594	3,427	5,460	▲ 6,236
	法人税等		0	0	0	65	2	2	2	2	2	2	76
当期純利益			▲ 5,179	▲ 8,176	▲ 3,452	▲ 1,370	110	416	862	1,592	3,425	5,458	▲ 6,313
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 20	1,763	3,754	5,595	7,631	7,737	8,028	8,705	11,356	13,071	67,620
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,221	▲ 6,521	▲ 3,675	▲ 1,007	1,347	▲ 626	▲ 1,832	▲ 1,398	1,948	4,602	▲ 14,384
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,022	▲ 15,007	▲ 10,395	▲ 6,580	▲ 5,905	▲ 7,729	▲ 8,675	▲ 9,250	▲ 4,911	▲ 2,732	▲ 83,206
	現金及び現金同等物の期末残高		9,322	▲ 5,685	▲ 16,080	▲ 22,660	▲ 28,565	▲ 36,294	▲ 44,969	▲ 54,219	▲ 59,130	▲ 61,862	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	28,992	29,014	28,378	27,103	27,359	27,839	27,665	24,813	22,471	267,240
修繕費(電気事業関連)			3,030	3,696	3,654	3,746	3,488	3,575	3,431	3,481	3,553	3,667	35,322
減価償却費			6,489	5,839	6,118	6,452	6,303	6,057	5,932	5,951	6,375	7,025	62,542
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 7,454	▲ 6,769	▲ 5,846	▲ 5,614	▲ 7,698	▲ 9,217	▲ 9,511	▲ 8,871	▲ 8,011	▲ 75,408

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

別紙 原子力発電所非稼働ケース ③値上げ10%

（単位：億円）

			計画期間									
			23年度 今期	24年度 2年目	25年度 3年目	26年度 4年目	27年度 5年目	28年度 6年目	29年度 7年目	30年度 8年目	31年度 9年目	32年度 10年目	10年累計額
ボトムライン抜粋													***Bottom line***
B/S	純資産	(億円)	7,662	1,904	900	2,004	4,616	7,560	10,974	15,143	20,539	25,779	
P/L	当期純利益	(億円)	▲ 5,179	▲ 5,759	▲ 1,004	1,105	2,612	2,943	3,415	4,169	5,396	5,239	
C/F	期末現預金残高	(億円)	9,322	▲ 3,406	▲ 11,355	▲ 15,462	▲ 18,865	▲ 24,070	▲ 30,194	▲ 36,869	▲ 39,181	▲ 40,241	
★	要調達額 [1]	(億円)	0	▲ 5,406	▲ 13,355	▲ 17,462	▲ 20,865	▲ 26,070	▲ 32,194	▲ 38,869	▲ 41,181	▲ 42,241	
要約貸借対照表													***Balance Sheet***
	固定資産合計		113,111	110,960	110,116	107,920	106,250	107,322	109,746	112,634	114,328	114,688	
	流動資産合計		16,901	5,946	▲ 2,187	▲ 6,370	▲ 10,110	▲ 15,131	▲ 21,097	▲ 27,766	▲ 30,830	▲ 32,166	
	現金及び預金		9,322	▲ 3,406	▲ 11,355	▲ 15,462	▲ 18,865	▲ 24,070	▲ 30,194	▲ 36,869	▲ 39,181	▲ 40,241	
資産合計			130,011	116,906	107,929	101,551	96,140	92,192	88,649	84,868	83,498	82,522	
	固定負債合計		99,125	90,840	83,209	77,820	69,659	62,334	54,591	47,495	40,377	35,838	
	社債		36,773	30,917	26,453	22,071	18,402	12,143	7,625	4,800	2,700	2,400	
	長期借入金		32,896	31,226	29,831	29,974	26,566	26,248	23,633	19,790	15,193	11,632	
	流動負債合計		23,129	24,068	23,726	21,631	21,770	22,204	22,989	22,135	22,487	20,810	
	短期借入金		4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	4,040	
	1年以内返済の固定負債		9,976	10,019	10,019	8,209	8,621	8,345	8,884	7,951	8,039	4,817	
	社債		7,479	5,856	4,464	4,381	3,669	6,259	4,518	2,825	2,100	300	
	長期借入金		2,430	4,096	5,487	3,761	4,885	2,019	4,299	5,059	5,872	4,449	
	長期未払債務(流動)		21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
	その他固定負債（流動分）		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	
	負債合計		122,349	115,003	107,030	99,546	91,524	84,632	77,675	69,725	62,959	56,744	
	純資産合計		7,662	1,904	900	2,004	4,616	7,560	10,974	15,143	20,539	25,779	
負債純資産			130,011	116,906	107,929	101,551	96,140	92,192	88,649	84,868	83,498	82,522	
要約損益計算書													***Income Statement***
営業収益			50,880	60,704	61,534	62,359	62,979	63,645	64,275	64,837	65,219	65,556	621,988
	電気事業営業収益		49,832	59,587	60,446	61,236	61,855	62,453	63,082	63,645	64,026	64,363	610,524
	附帯事業営業収益		1,048	1,117	1,088	1,123	1,124	1,193	1,193	1,193	1,193	1,193	11,464
営業費用			54,643	62,083	61,661	61,224	59,571	59,923	60,119	60,002	58,596	56,985	594,807
	電気事業営業費用		53,646	61,024	60,635	60,177	58,522	58,810	59,008	58,893	57,488	55,878	584,081
	附帯事業営業費用		997	1,059	1,026	1,047	1,049	1,113	1,111	1,109	1,108	1,107	10,726
営業利益又は損失			▲ 3,763	▲ 1,379	▲ 127	1,135	3,408	3,723	4,156	4,835	6,623	8,571	27,181
	営業外収益		800	682	405	1,111	231	222	214	208	204	197	4,273
	営業外費用		1,285	1,211	1,179	1,075	1,025	999	953	873	801	689	10,091
経常利益又は損失			▲ 4,249	▲ 1,908	▲ 901	1,170	2,614	2,945	3,416	4,171	6,025	8,079	21,363
税引前当期純利益又は損失			▲ 5,179	▲ 5,759	▲ 1,004	1,170	2,614	2,945	3,416	4,171	6,025	8,079	16,479
	法人税等		0	0	0	65	2	2	2	2	629	2,840	3,541
当期純利益			▲ 5,179	▲ 5,759	▲ 1,004	1,105	2,612	2,943	3,415	4,169	5,396	5,239	12,938
要約キャッシュ・フロー計算書													***Cash Flow Statement***
営業キャッシュ・フロー			▲ 20	4,042	6,199	8,068	10,133	10,261	10,579	11,280	14,582	17,582	92,707
設備投資・税金支払い後キャッシュフロー			▲ 7,221	▲ 4,242	▲ 1,230	1,466	3,849	1,898	719	1,177	4,547	6,274	7,238
現金及び現金同等物の増減額(純キャッシュフロー)			▲ 12,022	▲ 12,728	▲ 7,949	▲ 4,107	▲ 3,403	▲ 5,205	▲ 6,124	▲ 6,675	▲ 2,312	▲ 1,060	▲ 61,584
	現金及び現金同等物の期末残高		9,322	▲ 3,406	▲ 11,355	▲ 15,462	▲ 18,865	▲ 24,070	▲ 30,194	▲ 36,869	▲ 39,181	▲ 40,241	
主要項目 [2]													10年累計額
人件費(電気事業関連)			2,849	3,686	3,565	3,392	3,281	3,246	3,200	3,151	3,107	3,062	32,539
燃料費(電気事業関連) [3]			23,605	28,992	29,014	28,378	27,103	27,359	27,839	27,665	24,813	22,471	267,240
修繕費(電気事業関連)			3,030	3,696	3,654	3,746	3,488	3,575	3,431	3,481	3,553	3,667	35,322
減価償却費			6,489	5,839	6,118	6,452	6,303	6,057	5,932	5,951	6,375	7,025	62,542
設備投資額(設備投資による支出)			▲ 6,418	▲ 7,454	▲ 6,769	▲ 5,846	▲ 5,614	▲ 7,698	▲ 9,217	▲ 9,511	▲ 8,871	▲ 8,011	▲ 75,408

1. 要調達額は、期末現預金残高の不足額に、必要な現預金水準として2,000億円（1か月当たりの燃料費支払額相当）を加えたものであり、現預金及び負債の額には加算されていない。
2. 主要項目は、モデルで再計算しているものについては、その前提条件や計算ロジックにより、東電が公表している数値と差異が生じている場合がある。
3. 燃料費は、過去の実績等を勘案して、全日本通関CIF110$/b、為替レート85円/$をベースに、石炭、燃料油、LNGなど各燃料ごとに単価を設定している。 なお、燃料単価は、燃料の契約の状況（長期契約またはスポット契約など）や発電所ごとに使用する燃料の種類により変動している。

特別法により公的資金の注入を受けた企業における経営責任の内容について

（別紙9）

（金融機関等の場合）

類型	具体的事例		適用法令	要件	効果	経営責任に関する法律上の規定	公的資金の注入形式及び金額等	役員の辞任又は退任	役員報酬・退職金	民事責任追及	刑事責任追及	株主責任	支援時期(※3)
役員が全員退任している場合	日本長期信用銀行		金融機能の再生のための緊急措置に関する法律(金融再生法)36条の特別公的管理	銀行がその財産をもって債務を完済することができない場合その他**銀行がその業務若しくは財産の状況に照らし預金等の払戻しを停止するおそれがあると認める場合又は銀行が預金等の払戻しを停止した場合**(法36条1項1号)等	・国(預保機構)による全株式の取得(法38条) ・健全資産の買取(法53条1項1号ハ)、融資(法61条)、損失補償(法62条)、金銭の贈与(法72条)	民事訴訟等必要な措置及び刑事告訴・告発をとる義務(法50条)	・資産の買取　7987億円 (金融再生法53条) ・金銭の贈与　3兆2391億円 (金融再生法72条) ・損失補填　3489億円 (金融再生法62条) ・融資　3兆7000億円 (金融再生法61条)	・　旧経営陣は、**全員**辞任(平成10年11月)	・　元役員23名に対して、退任慰労金の自主返還を要請	旧経営陣15名に対して総額63億円の損害賠償請求訴訟4件を提起(平成11年12月) その後、上告審で請求棄却(平成20年7月)	旧経営陣3名を証券取引法違反(粉飾決算)で告訴(平成11年6月) 最高裁で無罪確定(平成20年7月)	国が無償で全株取得 (金融再生法38条)	平成10年10月
	日本債券信用銀行						・資産の買取　3811億円 (金融再生法53条) ・金銭の贈与　3兆1497億円 (金融再生法72条) ・損失補填　996億円 (金融再生法62条)	・　旧経営陣は、**全員**退任(平成10年12月)	・　元役員16名に対して、退任慰労金の自主返還を要請	旧経営陣11名に対して総額45億円の損害賠償請求訴訟を提起(平成13年9月) 控訴審において旧経営陣9名が合計約2億円を支払うことで和解(平成17年12月)	旧経営陣3名を証券取引法違反(粉飾決算)で告発(平成11年7月) 一審・二審は有罪、最高裁で破棄差戻しとなり、差戻審である東京高裁にて無罪判決(平成23年8月)	国が無償で全株取得 (金融再生法38条)	平成10年12月
	足利銀行		預金保険法102条1項3号に基づき特別危機管理	・破綻金融機関に該当する銀行等であって、**その財産をもって債務を完済することができないもの**(法111条2項) ・「破綻金融機関」とは、業務若しくは財産の状況に照らし**預金等の払戻し(預金等に係る債務の弁済)を停止するおそれのある金融機関又は預金等の払戻しを停止した金融機関**(法2条4項)	・国(預保機構)による全株式の取得(法111条) ・資産の買取(法118条)、金銭の贈与(法129条1項)	民事訴訟等必要な措置及び刑事告訴・告発をとる義務(法116条)	・金銭の贈与　2603億円 (預金保険法129条1項) ・資産の買取　867億円 (預金保険法118条)	・　旧経営陣は、**全員**退任	・　不見当	旧経営陣13名に対し、総額46億円の損害賠償請求訴訟3件を提起(平成16年2月) 旧監査役及び旧会計監査人に対して旧取締役と連帯して11億3580万円の損害賠償請求訴訟を提起(平成17年9月)	―	国が無償で全株取得 (預金保険法111条)	平成15年11月
全役員退任の場合と一部役員のみ退任の場合の両方がある場合	全員退任	なみはや銀行	金融再生法8条に基づく管理命令	破綻したことが適用の要件となっている（破綻した金融機関の預金保険等を目的とした公的資金の注入）	・金融整理管財人の選任(法11条) ・健全資産の買取(法53条1項1号イ)、不良資産の買取(預保法59条1項1号)(※2)、金銭の贈与(預保法59条1項1号)(※3)	民事訴訟等必要な措置及び刑事告訴・告発をとる義務(法18条)	・金銭の贈与　6526億円 (預金保険法59条1項1号) ・資産の買取　1905億円 (同項3号)	・　旧経営陣は、**全員**辞任(平成11年8月)	・　平成元年以降に退任した代表取締役経験者5名に対して、退任慰労金の自主返還を要請 ・　退任する代表者には、退任慰労金を支給しない	旧経営陣2名に対して総額8億円の損害賠償請求訴訟2件を提起(平成12年8月) 旧経営陣2名に対して総額2億円の損害賠償請求訴訟3件を提起(平成12年8月)	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配なし)	平成11年8月
		国民銀行		金融機関がその財産をもって債務を完済することができない場合その他**金融機関がその業務若しくは財産の状況に照らし預金等の払戻しを停止するおそれがあると認める場合又は金融機関が預金等の払戻しを停止した場合**(法8条1項)			・金銭の贈与　1837億円 (預金保険法59条1項1号) ・資産の買取　343億円 (同項3号)	・　旧経営陣は、**全員**辞任(平成12年8月14日)	・不見当	―	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配の有無は不明)	平成11年4月
		新潟中央銀行					・金銭の贈与　3817億円 (預金保険法59条1項1号) ・資産の買取　1021億円 (同項3号)	・旧経営陣は、**全員**辞任(※1)	・不見当	―	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配なし)	平成13年5月
	一部退任	幸福銀行					・金銭の贈与　4941億円 (預金保険法59条1項1号) ・資産の買取　1706億円 (同項3号)	・旧経営陣のうち、**社長、副社長、専務、常務3名**は、辞任(平成11年5月)	・不見当	旧経営陣3名に対して総額73億円の損害賠償請求訴訟2件を提起(平成12年2月)	旧経営陣3名を特別背任で、旧経営陣2名を強制執行妨害で告訴(平成11年9月～11月)	事業譲渡後清算 (残余財産分配なし)	平成11年5月
		東京相和銀行					・　金銭の贈与　7626億円 (預金保険法59条1項1号) ・　資産の買取　1242億円 (同項3号)	・旧経営陣のうち、**会長を含む12名**は、辞任(平成11年7月)	・破綻前に退任した元役員9名に対して、退任慰労金の自主返還を要請 ・退任する代表者には、退任慰労金を支給しない	旧経営陣18名に対して総額189億円の引受担保責任履行請求訴訟を提起(平成12年12月)	旧経営陣6名を電磁的公正証書原本不実記録・同共用罪で告発(平成12年5月)	事業譲渡後清算 (残余財産分配なし)	平成11年6月
		中部銀行					・　金銭の贈与　944億円 (預金保険法59条1項1号) ・資産の買取　646億円 (同項3号)	・旧経営陣のうち、頭取を含む**5名**は、辞任又は退任(平成14年4月)	・退任慰労金不支給	―	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配の有無は不明)	平成15年3月
		石川銀行					・　金銭の贈与　1809億円 (預金保険法59条1項1号) ・　資産の買取　894億円 (同項3号)	・旧経営陣のうち、頭取を含む**7名**は、辞任又は退任(※2)	・不見当	―	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配の有無は不明)	平成15年3月
	全員退任	北海道拓殖銀行	改正前預金保険法59条に基づく資金援助	**破綻金融機関**と合併する金融機関が存続する合併であること(法59条2項)	不良資産の買取(※2)、金銭の贈与(※3)、債務引受け(法59条1項)	特になし	・　金銭の贈与　約1兆7974億円 ・　資産の買取　約1兆6166億円 (以上につき改正前預金保険法59条)	・旧経営陣は、**全員**退任(平成10年11月)	・　不見当	旧経営陣13名に対して融資判断に善管注意義務違反があったとして、総額108億円の損害賠償請求訴訟4件を提起(平成10年12月)	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配なし)	平成10年11月
	一部退任	阪和銀行					・金銭の贈与　約814億円 ・資産の買取　約2083億円 ・債務引受　約40億円 (以上につき改正前預金保険法59条)	・旧経営陣のうち、**頭取**は、辞任(平成8年11月)	・不見当	―	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配なし)	平成10年1月
		徳陽シティ銀行					・　金銭の贈与　約1238億円 ・　資産の買取　約1695億円 (以上につき改正前預金保険法59条)	・旧経営陣のうち、**会長、社長2名**は、辞任(平成9年11月) ・事業譲渡後、**役員6名**が退任(平成10年11月)	・不見当	―	―	事業譲渡後清算 (残余財産分配の有無は不明)	平成10年11月
		みどり銀行					・　金銭の贈与　約7901億円 ・　資産の買取　約2659億円 (以上につき改正前預金保険法59条)	・旧経営陣のうち、**代表権を有する3名**は、辞任(平成10年4月)	・不見当	―	―	阪神銀行に吸収合併(合併比率は、阪神:みどり＝1:0.18)	平成11年3月/4月
	りそな銀行		預金保険法102条1項1号の認定(第一号措置)		第一号措置が講ぜられなければ、我が国又は当該金融機関が業務を行っている地域の信用秩序の維持に極めて重大な支障が生ずるおそれがあると認めるとき(法102条1項)	機構による普通株式・優先株式の引受け(法102条1項1号)	内閣総理大臣に対し、**経営の合理化のための方策、責任ある経営体制の確立のための方策**その他の政令で定める方策を定めた経営健全化計画を提出しなければならない(法105条3項)	・機構による普通株式及び優先株引受 1兆9600億円 (預金保険法102条1項1号)	・りそな銀行の**頭取、副頭取2名**は、辞任(平成15年6月10日) ・りそなHDの**会長、社長、副社長3名**は、退任(平成15年6月25日)	・退任する代表者には、退任慰労金を支給しない ・他の退任取締役(関連会社も含む)は、退任慰労金を返上 ・新任役員も含め、役員報酬を4割程度削減	―	―	普通株式2964億円分の発行により既存株主は希薄化	平成15年6月

一部役員の退任のみの場合	みずほFG (第一勧業銀行)	金融機能の安定化のための緊急措置に関する法律(旧安定化法)4条1項1号による資本増強 又は/及び 金融機能の早期健全化のための緊急措置に関する法律(早期健全化法)4条2項による資本増強	破綻したことが適用の要件となっていない（破綻を予防するための公的資金の注入）	【旧安定化法4条1項の出資の要件】 ・預金保険法59条1項に規定する資金援助に係る合併等により自己資本の充実の状況が悪化した金融機関について、優先株の引受け等によりその自己資本の充実の状況が改善されなければ、信用秩序の維持と地域経済の安定に大きな支障が生ずることとなる事態を生じさせるおそれがある場合(法3条3項1号) ・**経営の状況が著しく悪化している金融機関等でない金融機関等**について、優先株の引受け等によりその自己資本の充実の状況が改善されなければ、①金融の機能に著しい障害が生ずることとなる事態又は②当該金融機関等が破綻し、連鎖的な破綻の発生等により、当該金融機関等が業務を行っている地域又は分野の経済活動に著しい障害が生ずることとなる事態のいずれかを生じさせるおそれがある場合(法3条3項2号)	機構による優先株式の引受、又は/及び、融資(法4条1項1号)	・「健全性確保のための計画」において、**健全な経営体制の確保、その他業務の健全かつ適切な運営の確保**に関することを記載すること(法24条1項1号)	・出資　990億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　7000億円 (早期健全化法4条2項) ・融資　2000億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役1名**及び**取締役10名**辞任(平成10年3月～6月) ・**代表取締役2名**及び**取締役9名**辞任(平成11年3月～6月)	・退任取締役9名の退職金は最大25%、平均20%減額	―	―	普通株式への転換権付優先株式の発行に留まる	平成10年3月 /平成11年3月
	みずほFG (旧富士銀行)					・融資　1000億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　8000億円 (早期健全化法4条2項) ・融資　2000億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役3名**及び**取締役7名**辞任(平成11年3月～6月)	・退任取締役12名の退職金は最大20%～30%減額	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	みずほFG (旧日本興業銀行)					・融資　1000億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　3500億円 (早期健全化法4条2項) ・融資　2500億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役3名**及び**取締役8名**辞任(平成10年3月～6月) ・**代表取締役5名**退任及び**8名**辞任並びに**取締役2名**退任及び**9名**辞任(平成11年3月～6月)	・退任取締役13名の退職金は最大20%～30%減額	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	三井住友FG (旧さくら銀行)					・融資　1000億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　8000億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役2名**退任及び**3名**辞任並びに**取締役6名**退任及び**8名**辞任(平成10年3月～6月) ・**代表取締役2名**辞任並びに**取締役1名**退任及び**33名**辞任(平成11年3月～6月)	・退任取締役32名の退職金を最大30%減額	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	三菱UFJFG（※4） (旧東京三菱銀行)					・融資　1000億円 (旧安定化法4条1項1号)	・**代表取締役1名**退任及び**3名**辞任並びに**取締役1名**退任及び**10名**辞任(平成10年3月～6月)	・役員報酬の削減 ・退任取締役27名の退職金を最大50%減額 ・元頭取2名が退職金の一部を自主返納	―	―		平成10年3月
	三菱UFJFG (旧東海銀行)					・融資　1000億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　6000億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役4名**退任及び**取締役4名**辞任(平成11年3月～6月)	・役員報酬の5%～10%削減 ・退任取締役16名の退職金を減額	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	三菱UFJFG (旧東洋信託銀行)			【早期健全化法4条2項による資本増強】 ・次に掲げる要件のすべてに該当する場合 ①株式等の引受け等により資本の増強が図られなければ、円滑な資金の調達をすることが極めて困難な状況に至ることとなる等により、当該発行金融機関等の業務又は我が国における金融機能に著しい障害が生じ、経済の円滑な運営に極めて重大な支障が生ずるおそれがあること(法7条1項1号) ②当該発行金融機関等がその財産をもって債務を完済することができない状況にあること等その**存続が極めて困難であると認められる場合でなく**、かつ、当該株式等の引受け等に係る取得株式等の処分をすることが著しく困難であると認められる場合でないこと(法7条1項2号)	機構による普通株式・優先株式の引受、又は/及び、融資(法4条2項)	・「経営の健全化のための計画の確実な履行等を通じて、…**経営責任の明確化のための方策**」の実行が見込まれること(法7条1項3号ロ) ・「健全性確保のための計画」において**責任ある経営体制の確立のための方策**、業務の健全かつ適切な運営の確保のための方策を定めること(法24条1項1号)	・融資　1000億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　6000億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役1名**退任及び**1名**辞任並びに**取締役4名**退任及び**1名**辞任(平成10年3月～6月) ・**代表取締役5名**退任及び**1名**辞任並びに**取締役6名**退任及び**10人**辞任(平成11年3月～6月)	・役員報酬削減を検討	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	三菱UFJFG (旧三菱信託銀行)					・融資　500億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　2000億円 (早期健全化法4条2項) ・融資　1000億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役1名**退任及び**1名**辞任並びに**取締役3名**退任及び**7名**辞任(平成10年3月～6月) ・**代表取締役退3名**辞任並びに**取締役2名**退任及び**6名**辞任(平成11年3月～6月)	・役員報酬平均10%削減 ・退任取締役4名の退職金を10%～30%減額	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	りそなHD (旧あさひ銀行)					・出資　990億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　4000億円 (早期健全化法4条2項) ・融資　1000億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役5名**退任及び**1名**辞任並びに**取締役11名**退任及び**4名**辞任(平成10年3月～6月) ・**取締役7名**辞任(平成11年3月～6月)	・役員報酬削減	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	中央三井トラストHD (旧三井信託銀行)					・融資　1000億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　2503億円 (早期健全化法4条2項) ・融資　1500億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役1名**辞任及び**取締役8名**退任(平成10年3月～6月) ・**代表取締役4名**辞任及び**取締役7名**辞任(平成11年3月～6月)	・役員報酬削減	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	中央三井トラストHD (旧中央信託銀行)					・出資　990億円 (旧安定化法4条1項1号) ・融資　280億円 (早期健全化法4条2項) ・出資　1500億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役1名**退任及び**取締役5名**辞任(平成10年3月～6月) ・**代表取締役2名**退任及び**取締役5名**退任(平成11年3月～6月)	・不見当	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	横浜銀行					・融資　200億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　1000億円 (早期健全化法4条2項) ・融資　1000億円 (早期健全化法4条2項)	・**頭取**退任、**会長**辞任、**副頭取2名**は取締役に降格(平成10年9月) ・**代表取締役1名**辞任及び**取締役5名**退任(平成11年3月～6月)	・相談役の廃止及び役員報酬の10%～20%削減 ・頭取・会長経験者の退職金返還	―	―		平成10年3月 /平成11年3月
	新生銀行 (旧日本長期信用銀行)					・出資　1300億円 (旧安定化法4条1項1号) ・融資　466億円 (早期健全化法4条2項) ・出資　2400億円 (早期健全化法4条2項)	・**代表取締役8名**退任及び**2名**辞任並びに**取締役13名**辞任(平成10年3月～6月)	・役員報酬の50%削減	―	―		平成10年3月 /平成12年3月
	あおぞら銀行 (旧日本債券信用銀行)					・出資　600億円 (旧安定化法4条1項1号) ・出資　2600億円 (早期健全化法4条2項)	・**取締役3名**退任及び**4名**辞任(平成10年3月～6月)	・退任取締役9名の退職金は最大25%、平均20%減額	―	―		平成10年3月 /平成12年10月
役員が退任していない場合	エルピーダメモリ	産業活力の再生及び産業活動の革新に関する特別措置法(改正産活法)5条1項				・出資　300億円 (改正産活法5条1項)	・役員の辞任又は退任はなし	・社長50%、常勤取締役3名10%、それ以外の執行役員5%の役員報酬減額(平成20年10月)	―	―	・不見当	平成21年8月

※1　新聞報道によれば、全員が辞任する意向とのことであったが、最終的に全員辞任するに至ったかは確認できていない。
※2　新聞報道によれば、平成14年12月に退任した3名以外に加え、最終的に役員を4名とする意向とのことであったが、最終的に辞任するに至ったかは確認できて
※3　公的支援が決定された時期又は公的資金の注入が実施された日
※4　早期健全化法の適用はなし