

東京電力に関する経営・財務調査委員会報告の概要

平成23年10月7日

東京電力経営・財務調査タスクフォース事務局

事業計画のポイント(1)

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、東電の当面10年間(平成23年度～平成32年度)の事業計画を検討。

1. 事業計画の前提

(1) 需要想定

○収入の前提となる販売電力量(kWh)

- －震災を契機とした節電効果等が当面持続することを織込む
- －平成32年度電力量予測:3,062億kWh

○設備投資計画の前提となる最大電力(kW)

- －リーマンショックを除いた過去10年の気温補正後の数値で回帰分析を行ったうえで、PPS離脱需要や震災を契機とした省エネ効果を加味し、「本来あるべき最大電力」を想定
- －平成32年度最大電力(最大3日平均:送電端)予測:5,833万kW(今夏の実績:4,767万kW)

(2) 原子力発電所の再稼働等

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るため、

- ①「原子力発電所稼働ケース」(メインケース)
- ②「1年後原子力発電所稼働ケース」
- ③「原子力発電所非稼働ケース」

の3ケースを想定した(詳細は後述。)

事業計画のポイント(2)

2. 設備投資計画

(1) 適正な投資規模

－東電による発電設備投資計画:約1.8兆円

(2) IPP(独立発電事業者)卸入札等の活用

－上記のうち582万kw分(火力)は東電も未着手であり、卸入札制度を復活して効率的な外部電源を積極導入

(3) 震災後の状況(福島停止)に伴う流通設備投資計画の見直し

－潮流の変化を踏まえた効率的な流通設備投資計画の策定

(4) スマートメーター等効率的需要抑制策の活用

－スマートメーター導入と料金メニューの拡充で効率的にピーク需要を抑制し、設備稼働率を向上

－3,300万台の投資(東電計画では平成25年から11年間で実施)

－スマートメーターへの投資で電力のピーク需要を5%削減できれば、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。

事業計画のポイント(3)

3. 合理化計画

(1) コスト削減策

(調査開始時点: 10年間で1兆1,853億円→委員会追加施策との合計コスト削減額: [10年間で2兆5,455億円程度])
(東電当初計画: 5,034億円→繰延等を除いた実質的な削減額: 1,867億円(平成23年度)、934億円(平成27年度))

① 調達改革 [10年間で8,254億円程度]

- (i) 発注方法の工夫、取引関係の見直し
- (ii) 仕様・設計方法の標準化
- (iii) グループ会社(子会社: 166社、関連会社: 98社)における合理化

② 人件費削減 [10年間で1兆454億円程度](乙案を採用との前提)

- (i) 人員数見直し(福島損害賠償業務が収束後、単体で約3,600人(約9[※])(連結で約7,400人(約14[※]))を削減)
- (ii) 給与等(年収)

※: %はそれぞれ平成23年度期初との比較である。

- ・一般職約20%削減(本給5%、賞与50%以上削減)を実施中 [10年間で最大5,210億円程度]

震災前: 従業員の年収は、大卒及び高卒ともに他企業水準と比較して高水準。

震災後: 概ね大企業平均及び全産業平均よりも低水準。高年齢層においては、全産業平均よりも高い。

(iii) 年金、退職金

[甲、乙、丙の3案を検討]

	対象	変更内容	削減効果(10年間計)
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	490億円
乙	現役+OB	甲と同じ。	1,170億円
丙	現役+OB	甲に加え、一時金の10%削減(現役のみ)	2,190億円

(iv) 福利厚生費 [10年間で460億円程度]

事業計画のポイント(4)

3. 合理化計画(つづき)

(2) 資産・事業売却(東電当初計画:6,000億円) [約7,074億円(原則として3年以内に売却)]

①不動産(東電当初計画:1,000億円)

賃貸マンション・オフィス、社宅、厚生施設等 [900件(約49%): 2,472億円(約33%)]

②有価証券(東電当初計画:2,700億円) [315件: 3,301億円(約94%)]

③子会社、関連会社(東電当初計画:2,300億円)

東電当初計画案は根拠不明確であったことから、委員会はゼロベースで作業

[46社(約41%): 1,301億円 なお、8社を清算。]

4. 中長期的なコスト削減施策 (シミュレーションには未反映)

<具体例>

(1)各電力会社が独自に設定してきた機器の設計・仕様の統一

(2)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

(3)IPP(独立発電事業者)卸入札等による外部電源の導入

5. その他の事項

(1)関係者への協力要請

(2)経営責任

東京電力の財務状況

1. 純資産の評価

(1)平成23年3月末の実態貸借対照表

<結論>「資産超過」との判断

- －平成23年3月末決算・連結ベース純資産:1兆6,025億円
 - －廃炉費用拡大リスク(TF推計):4,700億円
 - ・スリーマイル島事故との異同を考慮(例:多量の汚染水処理)
 - ・東電が福島第一1～4号機に関して見込んでいる災害損失負担金(4,250億円)及び資産除去債務(1,867億円)に、これを加えると1兆817億円となる。
 - －不動産含み益(非電気事業用資産):3,405億円
- ⇒調整後純資産:1兆2,922億円

<留意事項>

※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。

2. 資金繰り

(1)年度内資金繰り

- －平成24年3月末の予想現預金残高:8,325億円

(2)中期的資金繰り

- －社債償還(平成23年度:5,489億円、平成24年度:7,479億円)を控えている。
- －電力需要、燃料費負担、財務収支、福島第一・第二の安定化・冷温停止維持費用等の動向等に注視が必要。

廃炉費用の全体概要

- 委員会における各論点ごとの検討結果を反映させた、福島第一の1号機から4号機の廃炉費用に係る実態貸借対照表上の負債は1兆1,510億円である。(単位: 億円)

勘定科目	内訳	金額	追加引当	実態B/S	概要
災害損失引当金	ステップ1及び2に係る費用	1,750	900	2,650	<ul style="list-style-type: none"> 東電は、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、<u>想定通りのコストダウンの実現には不確実性が伴う。</u> 前例のない特殊な環境下での作業であるため、<u>残余期間において追加費用が発生する可能性がある。</u>
	中期的課題に係る費用	2,500	3,800	6,300	<ul style="list-style-type: none"> (i) <u>多量の汚染水処理</u>: 新規設備の導入費用及び設備の維持管理費用について要追加引当。 (ii) <u>損傷した原子炉建屋の修復等</u>: 建屋修復等に係る費用について要追加引当。 (iii) <u>原子炉建屋内の除染</u>: TMI事故と比較すれば汚染領域が広いことが想定されるため、原子炉建屋内除染費用について要追加引当。 (iv) <u>原子炉内核燃料の取出しに関する研究開発費</u>: 東電は平成24年～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。当該費用は1F事故に起因するものであるため、<u>実態純資産の算定にあたり、要追加引当。</u> (v) <u>使用済燃料プール内の核燃料の取出し</u>: 廃炉作業に先立ち、使用済燃料取出しに必要となるため、<u>そのためのクレーン設置費用等を要追加引当。費用の拡大リスクが高い。</u> (vi) <u>原子炉内核燃料の取出し費用(合理化効果の見通し)</u>: 東電は、TMI事故当時から技術革新による一定のコストダウンを見込んでいるが、<u>特殊性の高い技術に関する合理化には不確実性が伴う。保守的にコストダウン相当額について要追加引当。</u>
	小計	4,250	4,700	8,950	
資産除去債務	1F1号機～4号機	1,867	—	1,867	<ul style="list-style-type: none"> 東電は、通常の状態における廃炉費用を計上。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。<u>費用が増加するリスク有。</u>
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	東電は、ステップ1及び2に係る費用として、2012年度第1四半期に追加計上。
調整後の廃炉費用に係る負債合計		6,117	5,393	11,510	

要賠償額の推計

○原子力損害賠償紛争審査会の中間指針に基づき各種マクロ統計データ等を用いて、東京電力の賠償額の試算を行った。 ※マクロ推計のため、過大評価の可能性がある。

○年度毎の賠償額(初年度分:約1兆246億円、2年度目以降分:約8,972億円/年)及び資産分・一過性分の賠償額(約2兆6,184億円)を推計した。

1. 収束までの期間に応じた要賠償額の推計 初年度分:約1兆246億円、2年度目以降分:約8,972億円/年

○初年度要賠償額の内訳

避難・帰宅費用:約1,139億円	精神的損害:約1,276億円	営業損害:約1,915億円
就労不能等に伴う損害:約2,649億円	一時立入費用:約79億円	等

推計方法例) 営業損害の算出根拠として、「福島県市民経済計算」の市町村別営業余剰、事業者数等を使用

2. 財物価値の喪失や風評被害等一過性の損害についての要賠償額の推計 約2兆6,184億円

財物価値の喪失又は減少等(曝露による価値喪失分等):約5,707億円

いわゆる風評被害(農林漁業、観光、製造・サービス業等):約1兆3,039億円 等

推計方法例) 農林水産業の風評被害額の算出根拠として、「家計調査」の消費支出額、「貿易統計」の輸出入額等を使用

(留意事項)

- ・除染を行う費用が財物価値を上回る場合は、考慮されていない。
- ・中間指針においては取り上げられていない損害項目(例:自主避難)は推計に含んでいないが、今後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。
- ・本試算はあくまでマクロ推計値であり、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ものである。

事業計画シミュレーション – シナリオの設定

原子力発電所の稼働に関するシナリオとして、①原子力発電所が技術的・手続き的に想定し得る範囲で最も早期に順次稼働するケース(メインケース)、②柏崎刈羽原子力発電所の再稼働が①よりも各基1年ずつ遅れて稼働するケース、③柏崎刈羽原子力発電所の稼働を10年以内に見込まないケース、の3つを設定し、シナリオごとの差異分析を実施した。

メインケース

	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

事業計画シミュレーション – シミュレーションの前提

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各シナリオに対して、コスト削減施策を織り込んだ上で、料金改定(値上げ)収入の前提を変更した場合のシミュレーションを実施した。

	①	②	③
料金改定 (平成24年度から32年度 までの値上げ幅)	<u>なし</u>	<u>5%</u>	<u>10%</u>
特別負担金の支払い 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、特別負担金の支払いは考慮していない

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

事業計画シミュレーション – 結果の概観

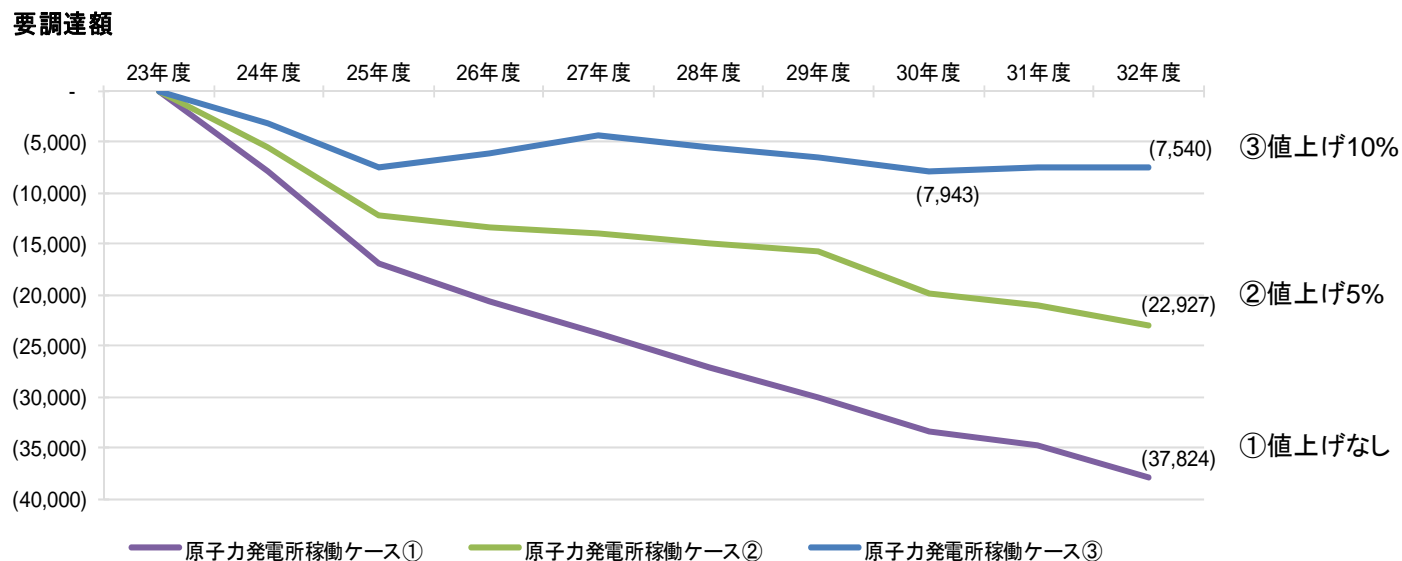
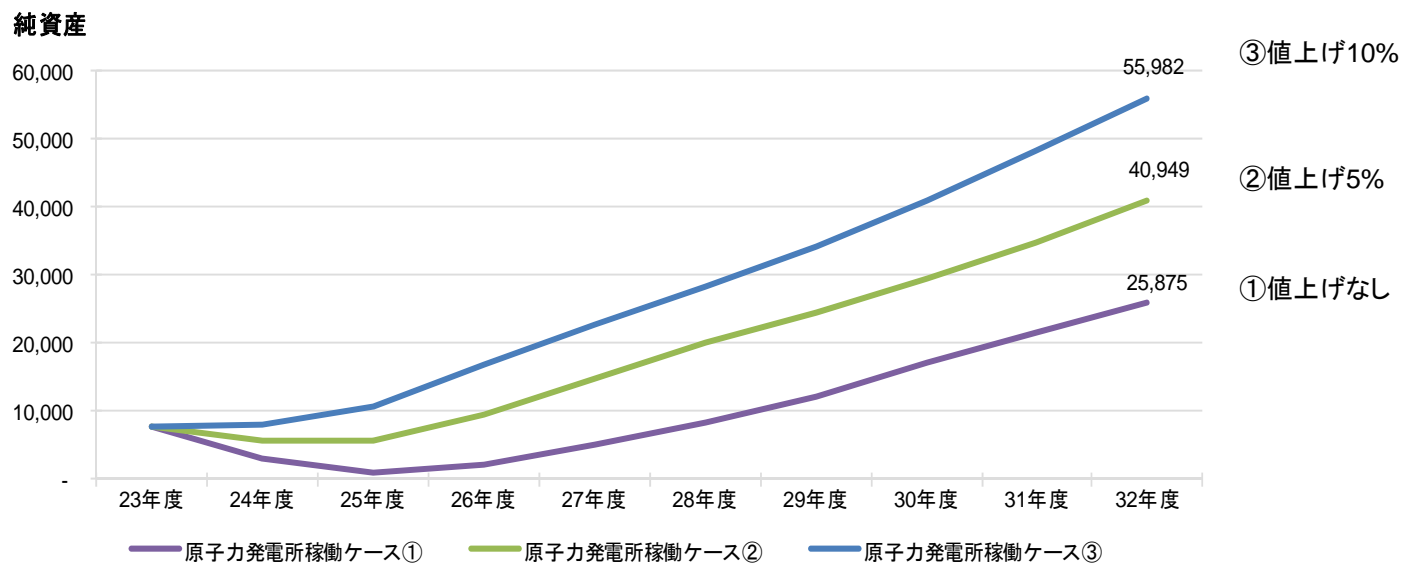
<純資産>

- シミュレーションの結果、原子力稼働ケースに関しては、いずれの料金のパターンにおいても、資産超過を維持できると試算されたが、原子力発電所の稼働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していく。

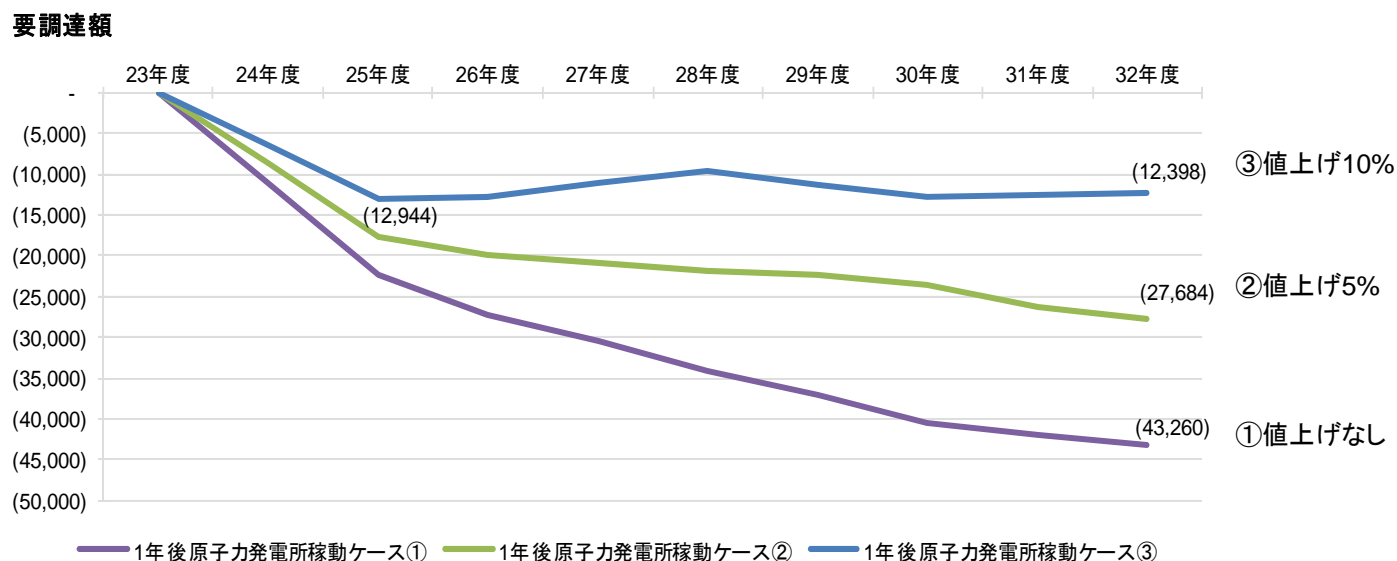
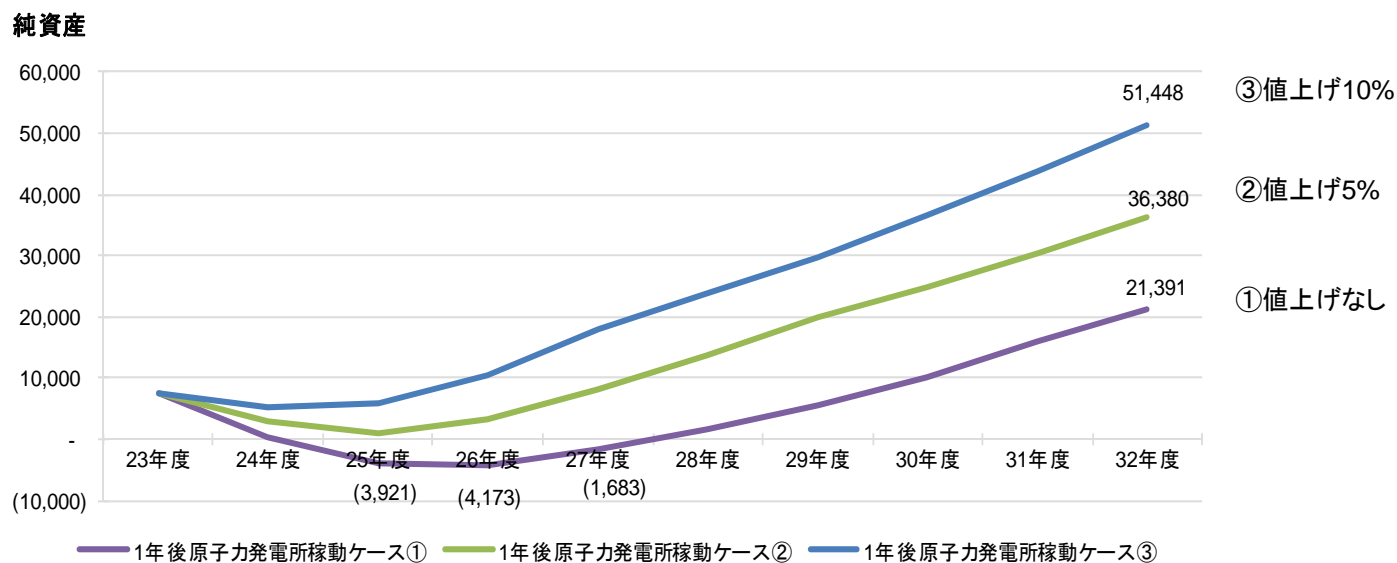
<資金面>

- 全てのケースで資金不足が生じており、原子力稼働ケースにおいても、値上げ率に応じて、約7,900億円～約3兆8,000億円までの資金不足が生じると試算されており、資金調達策の検討が必要な状況。
原子力発電所非稼働ケースにおいては、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。

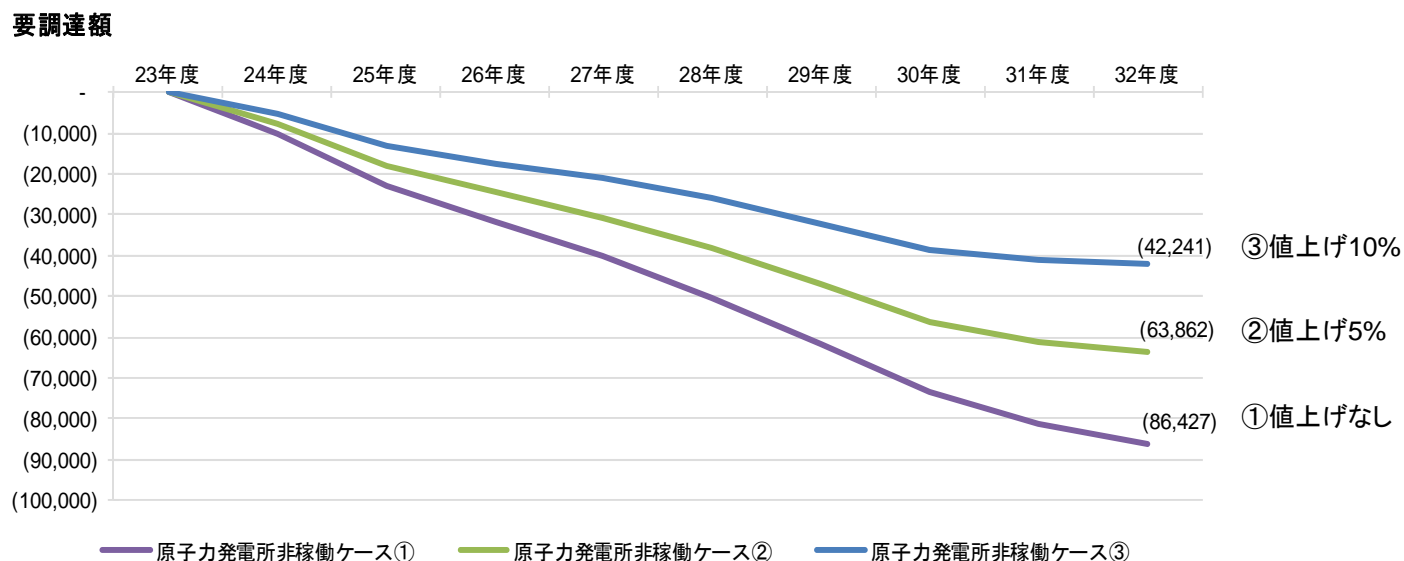
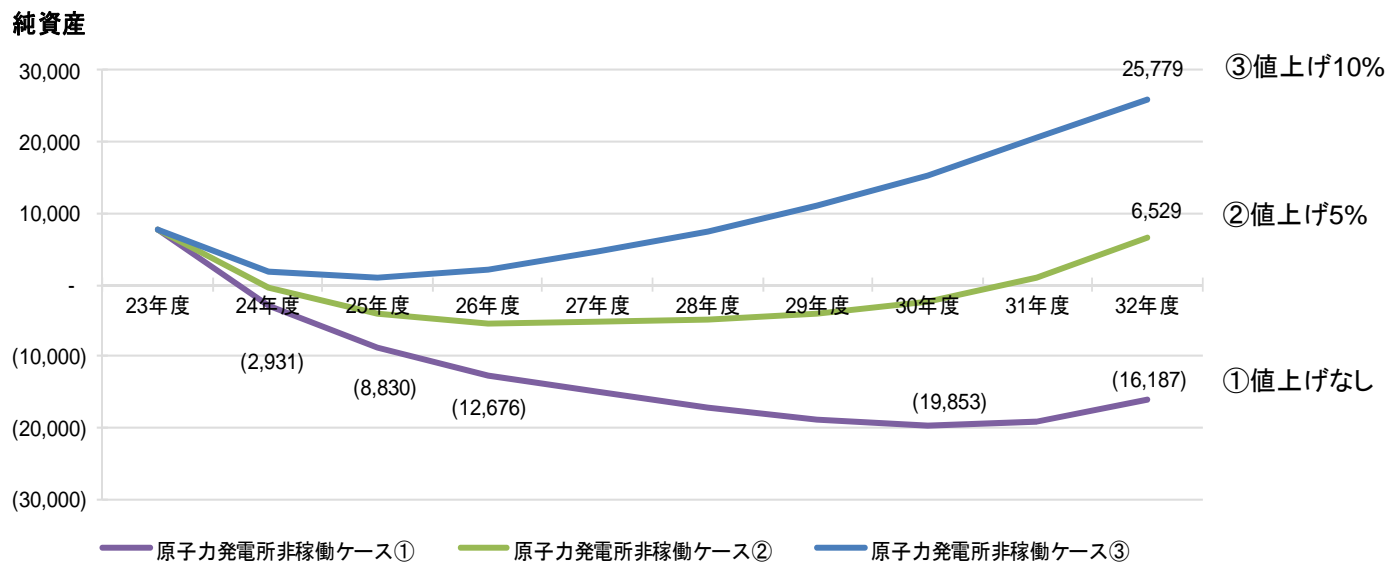
シミュレーション分析の詳細－(1)原子力発電所稼働ケースのシミュレーション



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



シミュレーション分析の詳細－(3)原子力発電所非稼働ケースのシミュレーション

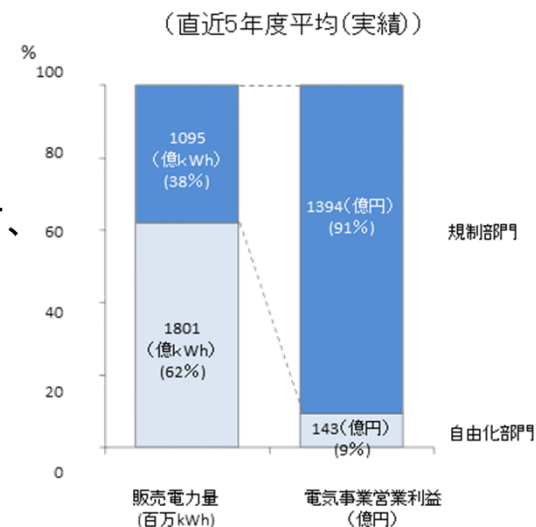


電気事業関連制度等に関する指摘事項－料金制度関連(1)

1.料金制度関連:現行制度の概要

(1)規制料金と自由化料金

- ・我が国の電気料金は、規制料金と自由化料金に分かれている。
- ・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、電気事業利益では同部門が約1割を占めるに止まっている。(右図)



(2)電気料金

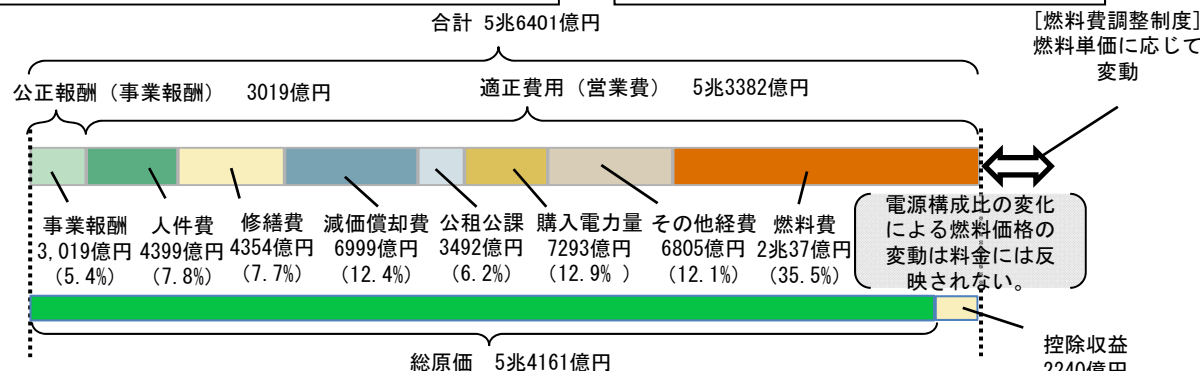
$$\text{電気料金} = \text{基本料金} + \text{電力量料金} \pm \text{燃料費調整額} + \text{太陽光発電促進付加金}$$

(3)総括原価方式

- ・基本料金と電力量料金は、いわゆる「総括原価方式」により、定められている。

$$\text{総原価} = \text{営業費} + \text{事業報酬(レートベース} \times \text{事業報酬率)} - \text{控除収益(他電力への売電等)}$$

※東京電力(平成20年料金改定時)



(4)値下げ届出制

- ・料金改定に当たって、料金改定後の料金が、燃料費調整額を加えた改定前の料金を下回る場合には経済産業大臣への届出のみ。
- ・東電は値下げ届出制導入後(平成12年以降)の5回の料金改定で、いずれも届出による値下げ改定であったため、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、制度上行われていない。

電気事業関連制度等に関する指摘事項－料金制度関連(2)

1. 料金制度関連: 検証のポイントと結果

(1) 原価(営業費)の適正性

<検証のポイント>

- ・届出られた原価が、実際に支出が見込まれるコストを適正に反映しているかを検証。

<検証結果>

- ・料金届出時の固定費及び燃料費以外の可変費は、結果的に「適正な原価」より過大で利益を留保できる構造。
- ・届出時と実績の料金原価の乖離の大きな要因は修繕費。(規制部門、自由化部門全体で直近10年間で5,505億円の乖離(実績<届出)。)
- ・他方、燃料費は地震等により、原発の停止等の発電構成比が大きく変わった場合には、その変化に対応できず損失を生ずる構造。
- ・規制部門、自由化部門全体では、直近10年間で5,926億円の乖離(実績<届出)。



現行の料金は、規制当局において原価の適正性を把握した上で設定されているとは言い難く、原価主義の原則が維持されているかについて疑義がある。

<見直しの方向性>

- ・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ない。
- ・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:オール電化推進関係費、広告宣伝費、寄付金、団体費等)は総原価の対象から外し、収益の範囲で企業が自主的判断で実施することを検討。

電気事業関連制度等に関する指摘事項－料金制度関連(3)

1. 料金制度関連: 検証のポイントと結果(つづき)

(2) 事業報酬の適正性

<検証のポイント>

- ・届出時の事業報酬額と実際の支払利息、配当金及び利益剰余金との関係を検証。

<検証結果>

- ・平成12年度から21年度までの届出時の事業報酬額合計＝3兆5,958億円
- ・同期間の支払利息及び配当額の合計＝2兆7,498億円、同期間の利益剰余金＝4,826億円、
合計＝3兆2,324億円



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制度設計。

<見直しの方向性>

- ・現行の事業報酬は、内部留保の蓄積等を行うことが可能な余裕のある制度設計であ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についても考慮が必要。
- ・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も検討。電力計については、中期的に一定の要件を充たしたスマートメーターのみを資産として計上することを検討。

電気事業関連制度等に関する指摘事項－料金制度関連(4)

1. 料金制度関連: 検証のポイントと結果(つづき)

(3) 経営効率化に向けた適切なインセンティブの付与


<見直しの方向性>

・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、それを超える合理化努力を事業者のインセンティブ(内部留保)として認める等効率化を促す仕組みを検討。

(4) 電源構成の不確実性への配慮

<見直しの方向性>

・原発の停止等による電源構成の変化に伴う燃料費等の変動について、料金に適切に反映できる制度設計を検討。

 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。

電気事業関連制度等に関する指摘事項－卸電力入札制度

2. 卸電力入札制度

<現行制度の問題点>

- ・平成7年の電気事業法改正で火力発電所の新規建設については、卸入札を義務付ける制度を設置。同制度は平成15年の改正で卸電力取引所の発足にあわせて廃止されたが、一方で卸電力取引所での取引は低調のまま推移。

[平成8～11年度東京電力火力入札時の平均落札単価実績]

	東電想定価格 (東電自身のコスト)	平均落札価格	(円/kWh)
ピーク・ミドル電源	15.43	10.06	
ベース電源	8.97	5.78	

<見直しの方向>

(1)卸電力入札制度の復活

- ・今後10年間の東電の火力発電所新設計画のうち未着工分(582万kW)を入札対象とする。

<主要IPP事業者数社へのヒアリング結果>

いずれも参入に積極的で、1,000万kW程度(16ヶ所)参入余地あり。

(2)新しい火力入札のあり方

- ・電力供給先の自由度を確保(長期契約外の部分を最終需要家・卸取引所に供給)
- ・新設電源のみならずリプレースも対象とする。
- ・IPPの参入可能性を踏まえて送電網整備計画を見直し、公表。

積み残された課題(例)

- 政府と電力事業者との関係の見直し
- 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
- 発送電分離の検討
- 原子力事業の運営主体やリスク負担の見直し
- 原子力発電のバックエンド費用
- 天然ガス等のより効率的な調達の仕事