

PJ POWER  
事業DD 中間報告書

平成23年8月22日

事業にかかるデュー・デリジェンス  
調査の概要（中間報告時点）

平成23年8月22日

この資料は、2011年（平成23年）7月25日から開始した、事業にかかるデュー・デリジェンスの中間報告のためのものである。

現在までに、東京電力の損益構造、需要予測と設備投資計画、コスト構造、人事制度、現在の数値計画、子会社、関連会社等について分析を行ってきた。

需要予測手法についてはその検証を行い、事故影響や離脱需要など、予測と実績を乖離する項目について精査した。需要予測を踏まえた今後の設備投資抑制の可能性については今後更なる精査を行う。

修繕費、委託費、減価償却費に関わるコスト削減策は、グループ内外の取引について個々の内容を精査、分析するなどしてほぼ完成している。取引構造のいくつかのパターンも見えてきており、今後は実行方法を含め実現可能性を高める計画を作成する。

人件費については、現在の人事制度内容を分析し、大企業平均から逸脱しているものについて削減余地を検証した。また、社内の生産性等に偏りのあるもの、今後不要となる業務について削減余地を検討した。今後は退職金制度も含めた人事制度の全体像について当社と詰める作業を行う。

関係会社（子会社、および関連会社）については、継続、非継続の峻別を行い、継続する会社については再編や合理化、非継続の会社については売却や清算等の方針を明確化した。

数値計画については、現在東京電力から示されているシナリオ1、2（8月5日時点）に対して、今回見直した需要予測や施策を織り込んだものを作成した。今後シナリオの前提条件や施策の精査も含め、必要に応じた修正を行う。

料金や自由化に関わる制度については、東京電力の自由化料金の実態を分析した。また、海外の自由化に関わる事例を検証した。今後は日本にふさわしい制度について関係者と議論を深め、追加的に調査、分析を行う。

中間報告までは、数値計画に直接かわる領域を先行して調査、分析、検証作業に取り組んだが、今後は各施策の実現性を高める方法や制度、東京電力の組織改革や経営について追加的に深めていく計画である。

## 1. 東京電力の事業面の現状分析結果（参照ページ P5 - 21）

### 1.1 東京電力の事業構造分析

東京電力の連結売上高は5.4兆円、営業利益は0.4兆円（2010年度・平成22年度実績）である。

東京電力はこれまで情報通信をはじめとする様々な領域への多角化を志向してきたが、連結売上高と営業利益の90%超は国内電気事業が占めている。具体的には、連結売上高の94%が国内電気事業。単体の附帯事業の売上は2%、関係会社の売上（グループ内取引除く）は4%程度である。

### 1.2 東京電力電気事業の原価構造分析

主力事業である国内電気事業に係る費用約4.7兆円（2010年度単体実績）の内、約1.5兆円が燃料費、他社購入電源費が0.5兆円、減価償却費が0.7兆円、修繕費と委託費の合計が0.6兆円、人件費が0.4兆円である。設備投資額は毎年0.6兆円ほどだが、内40%が発電、20%送電、18%が配電、8%が変電に投資されている。

過去の投資の適正さの検証、安定供給や質を担保した中での単価削減策等については本報告および今後の活動で精査する。

#### 1.2.1 発電部門

発電単価（1kWh当たり費用）は国内他社（関西電力・中部電力）よりも高い水準にあるが、燃料費を除くとほぼ同水準である。

- ・ 東京電力の発電部門費用の約70%が燃料費であり、過去5年間の発電単価（1kWh当たり費用）は燃料費増減が主なドライバーとなって7円から11円の間で変動している。
- ・ 東京電力の発電単価（8.8円）は関西電力の7.4円、中部電力の8.4円と比べて高い水準にあるが、電源構成の差があり、燃料費を除くと東京電力の発電単価（3.2円）は関西電力（4.5円）より低く、中部電力（3.0円）とほぼ同水準である。

発電所別に見ると発電単価は■■■■円から■■■■円までと開きがある。これまでは需要に応じて低単価発電所から順に稼働させてきたが、福島原発事故以降の供給能力が逼迫する状況下では、発電単価の高い発電所も高稼働させなくてはならなくなっている。

今後の設備投資計画作成時には、既存火力発電所の高効率化等も併せて検討していく必要がある。

- ・ 発電単価は、運用経過年数が短いか、コンバインド化された発電所の単価が低く、運用経過年数の長い既存発電所は単価が高い構造である。
- ・ これまでは、需要に応じて低単価発電所から順に稼働させてきた（発電単価と稼働率には高い相関がある）。

- ・ 今後数年間は、供給能力逼迫が続くことが予想され、発電単価の高い発電所を高稼働させなくてはならない状況が続き、利益圧迫の要因となる。

### 1.2.2 送電部門

送電単価（1km当たり費用）は、この5年間で減少してきているが、依然として国内他社（関西電力・中部電力）よりも高い水準にある。地中電線率の高さが一要因ではあるが、投資の考え方や調達見直し等の検証が引き続き必要である。

- ・ 東京電力の送電単価（1km当たり費用）は、この5年で1,850万円から1,660万円と、約10%減少してきている。
- ・ 関西電力の810万円、中部電力の590万円と比べ依然として高い水準にある。
- ・ 地中電線率が、関西電力の20.9%、中部電力の6.4%に比べて29.8%と高く、また、住宅密集地が多いために迂回が多いことが原因として挙げられているが、引き続き検証が必要である。

### 1.2.3 配電部門

配電単価（1km当たり費用）は、この5年間ほぼ同額で推移している。国内他社と比べると低い水準にあるが、東京電力が配電網の長さのメリットを享受している可能性を考慮する必要がある。

- ・ 東京電力の配電単価（1km当たり費用）は、この5年間で140万円から137万円と微減している。
- ・ 関西電力の170万円、中部電力の160万円と比べて低い水準にはあるが、東京電力は配電網の長さのメリットを享受している可能性が指摘されており、必ずしも他社に比べて投資や修繕方法が効率的とは言いきれない。今後一層の検証が必要である。

## 2. 需要・設備投資計画の見直し（参照ページ P22 - 43）

### 2.1 需要計画

#### 2.1.1 東京電力の過去の需要予測の精度

これまでの東京電力の長期（8～10年後）の需要予測は実績と比較して7～10%過大となる傾向があるが、短期（1～2年）の予測精度は高い。

- ・ 東京電力は電灯、産業、業務に分けて、各々関東の人口、鉱工業指数、GDPと気温予想を組み合わせて需要予測を作成している。気温の影響を除くと、各指標と各需要の相関は高い。

長期予測と実績が乖離する原因は、参考とする指標自体の予実が乖離すること、また、業務用において離脱需要の読みが少なめであること等が挙げられる。

- ・ 東京電力の長期需要予測が外れる要因としては、GDPの予測や、東電管内での人口予測といった、需要予測の参考指標自体の予実の乖離の影響が大きい。
- ・ 電灯用の予測では、主な参考指標として用いる人口予測が、長期（8～10年後）で実績を約3%下回っている。
- ・ 業務用の予測では、離脱需要を過小に評価するのが主たる要因である。業務用の予測と実績の差はPPSへの離脱需要とほぼ合致している。
- ・ 産業用予測では、平成20年リーマンショック以降の産業の停滞が需要予測を狂わせている。このために長期予測で予測が実績を約15%上回っている。

なお、PPSは業務用電力の供給に注力する傾向があるため、離脱需要による予測と実績の差異は業務用でのみ顕著である。

- ・ PPSは、発電単価が安く、比較的規模が小さい事業者でも開発が可能な火力発電利用がほとんどだが、火力発電での供給は、需要の変動が大きい業務用電力と親和性が高い。
- ・ PPSが東京電力への競争優位性を発揮するには他社と差別化しにくい燃料以外のコストを切り詰める必要がある。業務用電力は比較的狭い地域に需要者が集中し、営業員の数を抑えられるなど、業務上の効率を上げられる。
- ・ PPSは、供給責任を果たすために（果たせずにペナルティーを支払うのを回避するために）、電源周囲での販売を指向する。業務用電力は比較的狭い範囲に需要者が集中しているため、送配電上のトラブルが起こりにくい。

## 2.1.2 東京電力作成の2011年（平成23年）8月5日需要予測と今回計画

東京電力の作成した2011年8月5日需要予測では、震災前の需要予測と比較して、2012年度（平成24年度）■■■■ kWh 需要を落とし2,752億 kWh、2020年（平成32年）には■■■■ kWh の需要を下方修正して、3,073億 kWh の予測を作成している。これらは、節電や需要家の域外移転の影響を見込んでいる。

今回予測では、2011年度が東京電力の震災前予測から■■■■ kWh 低い2,708億 kWh、2020年度が■■■■ kWh 低い3,036億 kWhとしている。この差は主に業務用のPPSへの離脱需要を見込んだものである。

- ・ 今回予測では、約47億 kWh 離脱需要が増加すると想定している。

- ・ 東京電力の原子力発電所が一部停止し電源構成の変化により電力価格が上昇する。採算が見込めないために現在休止中のPPS発電設備92億kWhの内、半数が稼働し、東京電力から需要が離脱すると想定している。
- ・ 新しい発電所を建てるには約7年の年月を要し、また、現在申請されているPPSの計画もないため、本計画期間中のPPSの新規電源開発は見込んでいない。
- ・ 東京電力予測では2012年度に節電による需要減が回復し、2011年度比で94億kWh回復すると予測しているのに対し、消費者2,000人及び企業500社へのアンケート結果から、節電による需要は10年間かけて緩やかに回復し、2012年度では対2011年度比で50億kWhの回復に留まると今回は予測している。

夏季の最大需要に関しては、東京電力予測では、2012年度で震災前予測より■■■■ kW低い■■■■ kW、2020年度で■■■■ kW低い5,883万kWと予測している。一方、今回予測では、2012年度で東京電力の震災前予測より■■■■ kW低い5,153万kW、2020年度で■■■■ kW低い5,812万kWと予測している。

### 2.1.3 設備投資計画

東京電力の■■■■では、2014年度（平成26年度）までの短期では、緊急電源の設置や■■■■により供給を確保。長期では電源開発を行うものの、自前にこだわらず、他社電源も活用するという新たな方針がみられる。

供給力としては、■■■■を確保する予定であり、短期では予備率■■■■となるが長期では■■■■と従来からの予備率を確保する計画となっている。

■■■■  
■■■■  
■■■■  
■■■■  
■■■■

## 3. コスト削減（参照ページP44 - 102）

### 3.1 東京電力合理化計画内容の確認

東京電力は合理化計画として5,034億円の経費見直しを公表しているが、福島第一、第二運原発電所の費用減少や、元来行うべき修繕等の繰り延べが

その大部分を占め、実質的な削減額は2011年度（平成23年度）で [ ] 円。実質削減額のうち、 [ ] 円は短期削減施策であり、2015年度（平成27年度）時点の削減額は約1,000億円である。

- 東京電力合理化計画（5,034億円）のうち、福島第一、第二原発運営費用の減少分が [ ] 円、2012年度（平成24年度）以降への繰り延べ分が968億円、2011年度（平成23年度）増分費用の抑制分が1,096億円であり、実質的な削減額は2011年度で [ ] 円である。
- 実質削減額 [ ] 円のうち [ ] 円は一時的な施策であり、2015年度時点の削減額は [ ] 円に戻る。

### 3.2 コスト削減施策まとめ

本調査では、経費の削減や繰延べ等の数量削減を中心とした東京電力合理化計画に加え、安定供給や電力品質等を維持し、よって中長期的に持続可能なものとするため、単価引下げに焦点を当ててコスト削減施策の検討を実施した。量や発注品の品質の引き下げは中期に慎重に検討すべきものであり、今回は対象としていない。また、電力会社共通の仕様は単価引き下げに寄与するものの、中長期の取り組みとなるため、今後電力各社共通での検討を行うことを提案はするが、数値計画には織り込まない。

なお、今回の検討での追加分も含めて、2011年度で2,225億円、2015年度で1,861億円のコスト削減を見込む（中間報告時点）。

東京電力の調達には、関係会社取引における査定の甘さ、取引時の競争環境の不十分さ、特殊仕様による高価格化等の課題がある。

- 関係会社の多くは、東京電力向け売上で稼ぐ構造にあり、関係会社取引の単価低減に甘さが見られる。
- 取引の大半が随意契約であり、十分な競争が働いていない。
- 東京電力向け特殊仕様製品が多く、調達価格の高水準化が生じている。

これらの課題をふまえ、以下の視点でコスト削減の具体策を検討している。

- ① 競争入札の拡大等による発注方法の見直し
- ② 代理店等の重層的な取引構造の見直し
- ③ 仕様/設計方法の標準化
- ④ 他社電源購入の見直し
- ⑤ 燃料費の中長期的な削減

### 3.3 具体的なコスト削減施策の内容

#### 3.3.1 調達（修繕費・委託費等）の削減

- ① 競争入札の拡大等による発注方法の見直し
  - ①-1. 関係会社取引の価格査定厳格化

主要関係会社の大半は東京電力向け取引の営業利益率が社外取引の営業利益率より高く、東京電力向け売上で稼ぐ構造になっている。具体的な契約内容を見ても、関係会社との取引は外部取引先との取引と比べて価格が十分に引き下げられることなく契約しているものが多い。

#### ①-2. 入札等による競争発注の強化

現在の取引は随意契約が大半であり、取引時に十分な競争が働いていない。

- 。 子会社との取引はほぼ全てが随意契約であり、外部取引先においても入札実施率は約30%に程度に留まっている。

入札時には随意契約と比べ大幅に価格低減されており、入札等の競争発注を強化することで年間105億円を削減する。

#### ② 代理店等重層的な取引構造の見直し

##### ②-1. 代理店構造の見直し

修繕費中心に代理店が介在する取引が多く見られるが、原メーカーの多くが大規模事業者であることを考えると代理店が十分な機能を果たしているとは言い難い状況にある。

- 。 修繕費約4,000億円のうち、約5割が代理店が介在する取引。介在する代理店は4社で約80%を占める。

##### ②-2. 関係会社を中心とした一次下請けの見直し

発電工事を中心に関係会社が一次下請けに入る構造が見られるが、当該関係会社は外注比率が高く、過度に重層的な取引構造の見直しを行う

#### ③ 仕様/設計方法の標準化

##### ③-1. 発電所設計の見直しによる建設単価の削減

発電所建設は数千億円に達する大規模投資であるが、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は大きく異なっており、今後着



工する[ ]において、設計見直しを行うことで建設単価を240～360億円削減する。

#### ③-2. 工事効率化による単価削減

[ ]においては、原価改善ワーキンググループを立ち上げ工事効率化を検討することでモデル支店で25%の生産性向上を実現し、[ ]全体では1年間で[ ]のコスト削減を見込んでいる。同様の[ ]工事効率化施策を他事業者にも横展開することで工事費用を年間[ ]円削減する。

#### ④ 他社電源購入の見直し

##### ④-1. 他社電源購入の価格決定方法/単価の見直し

他社購入電源は多数事業者と長期契約を締結しているが、一部事業者とは入札時に燃料価格変動の影響が大きい価格設定となっており、燃料価格高騰により単価が大幅上昇したものが散見される。2014年度(平成26年度)から順次契約更新時期が到来するため、今後の契約更新の際には価格決定方法及び単価を見直すことで、年間90億円のコスト削減を行う。

##### ⑤ 燃料費の中長期的な削減

燃料費については、長期契約を締結済みであり、かつ日本の事業者は代替調達手段(天然ガス等)を持たず売り手優位となる傾向が強いため、短期的な単価低減は難しい。中長期施策として、LNG単価決定指標を原油価格からマーケット価格へ変更する、欧州等との需要時期差を利用したタイムスワップ等を今後社内で積極的に検討することを提案するが、本計画への効果額織り込みは行わない。

#### 3.3.2 人件費の削減

人件費の削減は、人員数および単価での現状分析及び、人事制度変更も視野に入れた削減余地を検討している。

- ・ 人員数については子会社・事業売却、震災による業務変更、[ ]、及び業務/制度改革を含めた削減余地を検討している。
  - ・ 単価については、給与、賞与、退職一時金・年金、福利厚生について、一般大企業との比較で削減余地を検討している。
  - ・ 人事制度変更については、[ ]報酬体系の見直し等を検討している。

人員数については、[ ]約38,000人の従業員の内、[ ]人([ ]円)の削減余地が見込まれる。

- ・ 子会社・事業売却に伴う出向者等の削減余地が 〇〇〇人ある。
- ・ 震災を受けた業務変更や消滅に伴う削減余地が 〇〇〇人見込まれる。

単価については、福利厚生を中心に 〇〇〇円程度の削減余地が見込まれる。また、退職一時金、年金については、大企業対比高い水準にある。全体の施策の中で実現可能性を勘案して検討する。

- ・ 給与、賞与については、東電の実施した給与カット前後を通じて大企業平均と同水準になっている。
- ・ 退職一時金、年金については、大企業平均と比べ 〇〇〇。交渉の難易度等、実現性も勘案した上で、削減可能性を継続検討する。
- ・ 福利厚生については、大企業に比べて高い水準のメニューが散見される。健康保険料の企業負担率、カフェテリアプランの内容の見直し等により、現状 〇〇〇円を50億円程度削減する余地がある。

人事制度変更も視野に入れることで以下等の更なる削減余地も見込むことができる。

億円)

- ・ 自前主義により現状殆ど活用されていないパートタイマーの本格活用

#### 4. 事業・関係会社の見直し（事業・関係会社の峻別）

（参照ページ P103 - 141）

##### 4.1 事業・関係会社峻別の考え方

- ・ 電気事業（発送配電）との関わりが有り、かつ、代替可能性が低い会社・事業は継続に峻別した。  
また、現在は小規模だが技術的に今後の東京電力にとって技術的な意味があり、将来の利益成長が見込まれる会社、及び、売却によりコスト増加が見込まれる会社は継続とした。それ以外を非継続に峻別した。
  - ・ 電気事業との関わりは、有価証券報告書上で、「設備の建設保守」、「燃料の供給・輸送」、「資機材の供給・輸送」、「電気の卸供給」に分類されているものを、原則、関わり有りと分類した。

- ・ 代替可能性は、当該市場のトップ3社で市場シェア50%以上を占める寡占状況にあるものを、代替可能性無しと分類した。手放した場合、キャッシュアウトの増大が見込まれるからである。
- ・ 東京電力が継続としたものに対しては、個社毎に理由をヒアリングし、それを踏まえた上で、個社毎に事業DDチームとしての方向性を検討し、示した。
- ・ 継続とした会社についても、東京電力と議論し合理化や再編の可能性を検討した。

#### 4.2 事業・関係会社の峻別結果

- ・ 4.1に示す峻別の考え方に従って検討を行い、国内関係会社の内、45社を非継続、40社を継続と分類した。
    - ・ 非継続の内訳は売却：39社、清算：6社。継続の内訳は、再編：12社、合理化：28社
  - ・ 売却対象会社については売却価額を試算した。実際に売却プロセスに入り、想定を大きく下回る価格しかつかなくなかったり、適切な買い手が現れなかったりした場合は、売却想定価額の大きい会社については時期を改めて売却、想定売却価額の小さい会社については、本体の経営を簡素にするため、想定価格を下回っても売却、あるいは清算を検討する。
  - ・ 会社の峻別に伴い、有価証券報告書上のグループ人員数は下記の通り削減の見込みである。
    - ・ 単体を除いたグループ人員数の約3割にあたる4,500人強が削減される見込みである。
  - ・ 再編についてはバリューチェーンや製品を切り口とした検討を基軸としつつ地域を越えた再編も視野に織込んでいる。
- #### 4.3 存続事業・関係会社の合理化等の方針
- ・ 今後、継続する経営管理サイクル会社は、今後本体のコスト削減に伴う売上減、伴う費用削減策を織り込み精緻化する。

### 5. 現時点での想定営業利益計画（参照ページP142 - 148）

#### 5.1 計画策定的前提条件

本計画策定においては、柏崎刈羽原子力発電所の運転再開時期別に以下の2つのシナリオで営業利益計画試算を実施した

[Redacted text block]

6. 料金等制度の現状（参照ページ P149 - 167）

6.1 日本の自由化料金と海外の自由化事例

6.1.1 日本の自由化料金

- 規制緩和による料金自由化導入以降、その領域における電力料金は年率■%で低下している。自由化料金の算出方法は東京電力内部のルールではあるが厳格に決まっており、自由化されたからといって、不当に高い料金がつけられた事例は現在のところ見つかっていない。
  - 自由化前の2000年（平成12年）までは料金から燃料費を除いた電力料金単価は年率■%で低下していた。自由化以後は年率■%で低下している。
- 自由化料金として東京電力は■のプランを用意。 [Redacted]

[Redacted text block]

### 6.1.2 海外の自由化事例

各国、電気業界の自由化や卸市場活性化では試行錯誤をしている。日本の状況に合った制度改定や必要に応じた継続的な修正が求められる。

- ・ カリフォルニア
  - 小売へ重い責任（供給責任、小売価格の規制）を持たせた上に、電力の調達手段を制限した。
    - － 卸市場活性化のために新規参入以外の小売には卸市場利用を義務づけ
    - － 小売の持つ発電設備を強制売却させて、卸市場活性化を狙う
  - その結果、発電側の価格支配力が高まり、電力価格が高騰した。需要者への価格転嫁が制限されている小売事業者が相次いで破たんするなどの不具合が生じた。
  - 現在は制度を修正して卸市場を通さない相対取引も認められている。
- ・ 英国
  - すべての取引を卸市場利用の制度を導入。発電は100%卸市場を利用。入札価格が低い順に発電所を稼働させる仕組みを導入した。
  - 小売が他の調達手段を持たないために、卸市場での発電側の価格支配力が増加。発電単価の安い発電所を故意に停止させ、供給を絞るなどの不当な価格コントロールが発生。その結果、燃料価格下落時も需要家が安い電力を享受できなかった。
  - 現在は、卸市場を私設市場へ移行。相対取引も共存させ、発電事業者による価格支配力を低減した。
- ・ 米国 ペンシルバニア州、ニュージャージー州、メリーランド州（PJM）
  - 全面プールに相対取引を組み込む形
    - － 卸市場を100%通さなくてはならないという制限はあるものの、発電と小売りで価格に関する金融的な相対取引（先物取引）を認める。
    - － 小売事業者に事前に、販売量プラス3%の電力量を小売事業者の責任で卸市場へ供給させるを持たせ、卸市場での電力の余剰を担保している。
    - － 結果的に、供給責任を持つ小売事業者の負担が重く、小売事業者数が減少している。
- ・ ノルド・プール
  - 卸市場内にスポット市場（翌日分の電力の売買）、金融市場（先物等）、調整市場（30分前の電力の売買）と相対取引とを共存させることで、小売りの調達方法を多様化させ、現在のところ市場の安定的な運用が行われている。

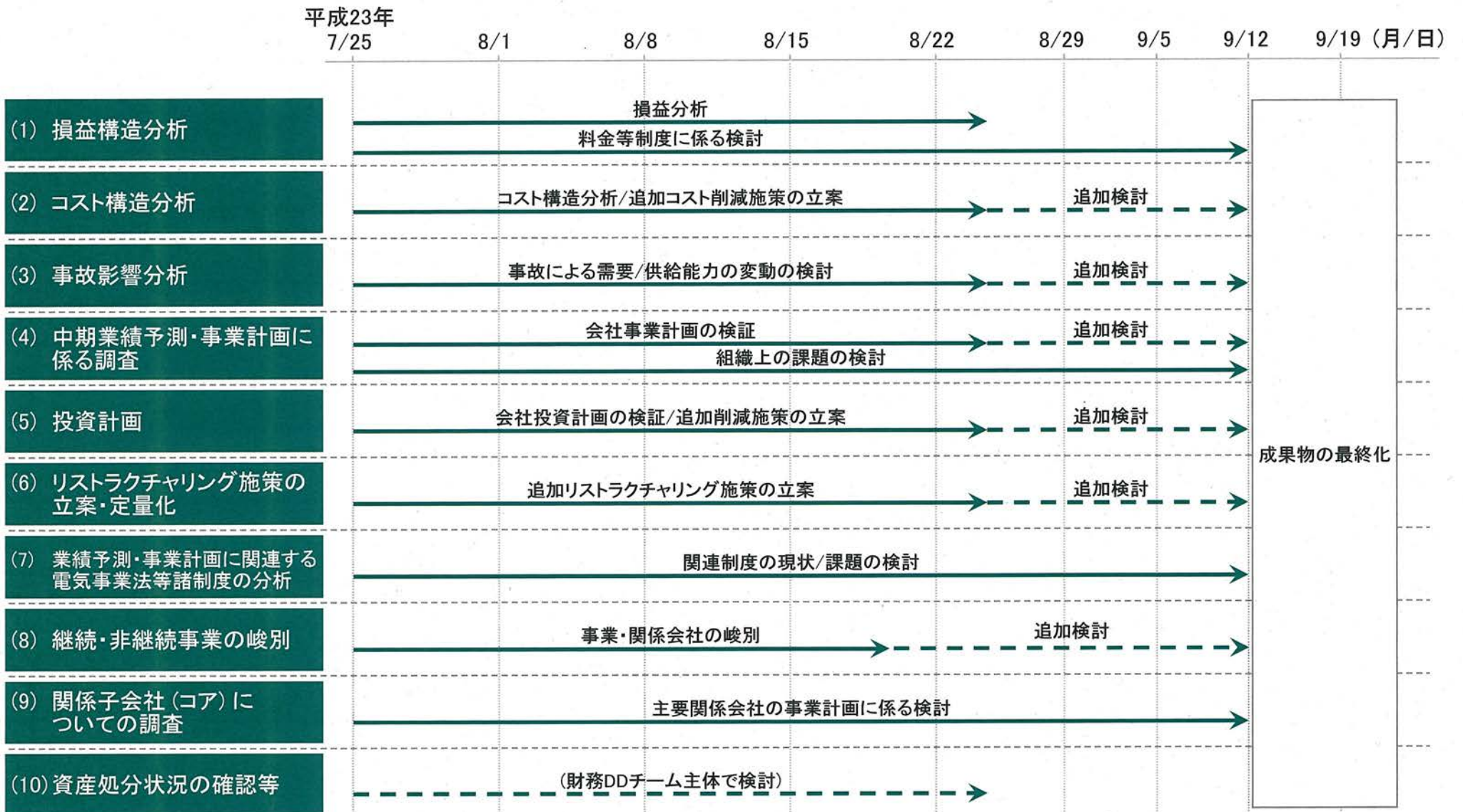
- ・ 安定の要因の一つは、スウェーデンに多数存在する安価な水力発電の余剰な能力が挙げられる。

自由化による電力料金引き下げのためには、いくつかのポイントがあるが、日本の状況に合わせた制度の要件について、今後精査を行う。

- ・ 小売事業者の電力調達方法を多様化させ、発電側の価格支配リスクを低減する。
  - ・ PJMでは小売りが契約量の3%増しの電源を卸市場へ投入することを義務づけている。
  - ・ 先物取引を含む卸市場や相対取引制度を設置している。
    - － ノルド・プールでの卸市場経由率は3割程度である。
    - － PJMでは卸市場を100%利用する義務があるものの、発電と小売間での先物取引に似た、金融的な相対取引をみとめている。
    - － カリフォルニアや初期イギリスのように、卸市場だけでは発電側の力が強くなり、電力の出し惜しみ、ピーク需要への供給インセンティブの欠如（自社の発電効率重視）が発生している。
  - ・ 一方、小売会社の数も確保し、小売会社の価格支配も牽制している。
    - － ノルドプールでは233社（うち小売のみは84社、2004年（平成16年）時点）、イギリスでは66社（6大グループで市場の9割、2010年（平成22年）時点）が存在している。
- ・ 発電社数を一定数以上設置し、発電社間の競争も促進する。
  - ・ イギリスでは81社、ノルドプールでは4カ国で約175社（うち発電のみは47社、2010年時点）の発電会社が存在している。
  - ・ 自由化初期に既存大発電会社の解体、発電会社への燃料供給の安定性を国が担保する等の制度も合わせて実施し、一部の発電企業による市場の価格支配リスクを低減している。
    - － 発電は元来、規模の経済が効きにくい事業であり、上記によって参入が促進されている。
- ・ 中立性の高いISO（独立系統運用機関）へ系統管理義務を負わせている。
  - ・ 送配電のオペレーション（系統管理）は、1エリア1社にしている。
    - － 流通資産の保有は複数社の例も存在している。
  - ・ 合わせて、流通ネットワークインフラを整備し、発電事業の参入による電流の乱れが起きにくい構造が構築されている。

以上

## 事業DDにおける検討スケジュール(全体像)



## 事業DDに係る調査検討項目一覧(仕様書及び提案書より)

青字は提案書にて追加した調査検討項目

### (1) 損益構造分析

- 電力事業外部環境分析、内部環境分析
- 需要種別(特別高圧、高圧、低圧、電灯)、発電施設別、電源種別発電原価分析(予測を含む)
- 正常収益力分析
- 需要種別(特別高圧、高圧、低圧、電灯)、発電施設別、電源種別収支
- 送配電収支
- その他セグメント別損益分析
- 電力料金の価格決定メカニズムと価格算定プロセスの検証
- 海外諸国の電力料金制度調査を通じた、今後の電力料金価格決定メカニズムにおける課題・検討ポイントの特定
- 海外の自由化後の影響等調査による、自由化等諸制度の議論ポイントの特定

### (2) コスト構造分析

- 調達価格・購買プロセスの妥当性・合理性の検討
- 弊社に蓄積されたコスト削減手法及びアプローチリストを活用した、具体的なコスト削減方法の策定
- 内部・外部取引の効率化による影響・効果の測定
- ゼロ連結会社まで踏み込んだ、調達価格/プロセスの改善方法の検討
- 人件費、販管費のコスト構造分析
- その他セグメント別損益分析
- 国内外電力会社のコスト削減取り組み調査、及びコストベンチマークによる、徹底的なコスト削減余地の特定

### (3) 事故影響分析

- 供給能力分析、他電力会社からの受電、余剰電力購入の検討
- 安全性要求の変化が及ぼす影響の分析
- 計画停電の影響分析
- 他国における事例の調査分析

### (4) 中期業績予測・事業計画に係る調査

- 会社事業計画の検証
- 経営の組織体制上の課題の有無等に関する調査
- 組織体制上の課題解決に向けた組織変革アプローチの検討
- 改革の継続実施に向けた、社員士気の維持/社内コミュニケーション方法の検討

### (4) 中期業績予測・事業計画に係る調査(左からの続き)

- 社外コミュニケーション上の課題特定及び課題改善方法の検討
- 事故再発防止に向けた組織/仕組みの検討
- その他事業計画における各種前提条件に関する調査
- 戦略オプションの検討
- 各施策のアクションプランへの落とし込み

### (5) 投資計画

- 今後の設備・投資計画の妥当性
- 電力安定供給、安全性の維持・確保に必要な投資の検証

### (6) リストラクチャリング施策の立案・定量化

- 適正規模の調査
- リストラクチャリングの方針、手法(時期、規模等)と影響・効果の検証
- 追加・代替施策の立案・妥当性

### (7) 業績予測・事業計画に関連する電気事業法等諸制度の分析

- 需給予測分析
- 電気事業制度改革及び供給体制の変化が及ぼす影響の検討
- スマートグリッド及びスマートメーターの今後の動向とその影響に関する検討

### (8) 継続・非継続事業の峻別

- 本体事業にかかる継続・非継続事業(設備又は施設を含む)の峻別
- 関係会社(コア、ノンコア)にかかる峻別とそれによる影響・効果(実質支配先を含む)の検証
- 関係会社(ノンコア)についての対応方針の確認

### (9) 関係子会社(コア)についての調査

- 損益構造分析
- コスト構造分析
- 中期業績予測・事業計画に係る調査
- 投資計画
- リストラクチャリング施策について

### (10) 資産処分状況の確認等

- 売却対象資産及び継続保有資産の区分の検証
- 売却対象資産の処分方法、継続保有資産の活用方法の検証



## 各検討項目の進捗状況と今後の作業予定(1/2)

	進捗状況	今後の作業予定
(1) 損益構造分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>東京電力の売上・利益の構造を分析</li> <li>発電部門、送配電部門、営業(小売)部門別の費用分析及び社内外比較分析を実施 <ul style="list-style-type: none"> <li>電源別、発電所別の発電コスト比較</li> <li>電源別発電コストの他社比較等</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>過去の設備投資の妥当性は引き続き精査</li> <li>今後の単価提言方法(仕様の社内外統一等)については、(2)コスト構造分析にて検討</li> </ul>
(2) コスト構造分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>取引内容分析を通じて追加コスト削減施策を作成</li> <li>改善余地のある取引構造やパターンを特定</li> <li>資材部・各担当部署インタビューを通じ、コスト削減施策の実現性を確認中</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>関係会社との取引構造の課題を引き続き精査。組織風土、経営の課題としても検討</li> <li>資材部および各担当部署インタビューを通じたコスト削減施策の実現性確認を継続実施</li> <li>上記を通じてコスト削減金額試算を修正</li> <li>10ヶ年各年でのコスト削減額を明確化</li> </ul>
(3) 事故影響分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>東京電力の需要予測の手法と過去の実績との差異を検証</li> <li>東京電力による需要見通し(震災後作成版)の前提条件を確認</li> <li>事故影響等を考慮した需要減少量(特に、離脱需要)を推定し、売上への影響を試算</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>東京電力の供給計画、供給能力の検討</li> <li>他社からの電源購入余地の検討</li> <li>(5)設備投資にて引き続き精査</li> </ul>
(4) 中期業績予測・事業計画に係る調査	<ul style="list-style-type: none"> <li>本調査によるコスト削減等施策を織り込んだ、費用計画初期案(営業費用まで)を作成</li> <li>会社計画(震災後作成版)の前提条件や考え方における修正点を抽出、定量化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>コスト削減等の施策追加削減金額の変動に合わせて、施策織り込み後の費用計画を修正</li> <li>今後の戦略オプションを検討</li> </ul>

## 各検討項目の進捗状況と今後の作業予定(2/2)

	進捗状況	今後の作業予定
(5) 投資計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備投資に関する単価削減施策仮説を作成、コスト削減策に反映</li> <li>投資計画については会社計画の確認及び、過去の投資計画、実績の調査を開始</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>流通における設備投資内容、金額の精査</li> <li>需要予測に合わせて設備投資計画全体を見直し</li> </ul>
(6) リストラクチャリング 施策の立案・定量化	<ul style="list-style-type: none"> <li>人員数・給与・福利厚生費等の分析及びベンチマーク等を実施</li> <li>項目ごとの削減数、削減額を試算</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>人件費削減の度合いや方法を議論</li> <li>コスト削減額試算を修正</li> </ul>
(7) 業績予測・事業計画に 関連する電気事業法等 諸制度の分析	<ul style="list-style-type: none"> <li>自由化、規制双方の料金の現状を分析</li> <li>欧米諸国の制度内容、制度変更により生じた事象・課題、課題への対応方法を分析</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>国内制度及び海外事象の検証に基づき、制度上の課題と議論ポイントを抽出</li> </ul>
(8) 継続・非継続事業の 峻別	<ul style="list-style-type: none"> <li>事業・関係会社の峻別方針を策定、個社毎の峻別結果及び対応方針案を作成</li> <li>会社側との議論を通じて現実性等を確認</li> <li>売却対象企業の売却価額の試算</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>119社個社ごとの事業内容資料を作成</li> <li>再編によるコスト増要因がないかを検証</li> <li>本体からの発注額減少に伴う、経営管理サイクル各社のPLを作成</li> </ul>
(9) 関係子会社(コア)に ついての調査	<ul style="list-style-type: none"> <li>主要な関係会社について、過去の実績を分析</li> <li>本社コスト削減の影響等を反映した計画を作成</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>本社コスト削減の影響、各会社の合理化方針等の計画反映金額を修正</li> </ul>

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数値 関連	1. 東京電力の事業面の 現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の 見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の 立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)について の調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点 での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査	p. 142 - 148
関制 連度	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連 する電気事業法等諸制度の 分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧

# 1. 東京電力の事業面の現状分析結果

## 1.1 東京電力の事業構造分析

東京電力の連結売上高は5.4兆円、営業利益は0.4兆円(2010年度・平成22年度実績)である。

東京電力はこれまで情報通信をはじめとする様々な領域への多角化を志向してきたが、連結売上高と営業利益の90%超は国内電気事業が占めている。具体的には、連結売上高の94%が国内電気事業。単体の附帯事業の売上は2%、関係会社の売上(グループ内取引除く)は4%程度である。

## 1.2 東京電力電気事業の原価構造分析

主力事業である国内電気事業に係る費用約4.7兆円(2010年度単体実績)の内、約1.5兆円が燃料費、他社購入電源費が0.5兆円、減価償却費が0.7兆円、修繕費と委託費の合計が0.6兆円、人件費が0.4兆円である。設備投資額は毎年0.6兆円ほどだが、内40%が発電、20%送電、18%が配電、8%が変電に投資されている。

過去の投資の適正さの検証、安定供給や質を担保した中での単価削減策等については本報告および今後の活動で精査する。

### 1.2.1 発電部門

発電単価(1kWh当たり費用)は国内他社(関西電力・中部電力)よりも高い水準にあるが、燃料費を除くとほぼ同水準である。

- 東京電力の発電部門費用の約70%が燃料費であり、過去5年間の発電単価(1kWh当たり費用)は燃料費増減が主なドライバーとなって7円から11円の間で変動している。
- 東京電力の発電単価(8.8円)は関西電力の7.4円、中部電力の8.4円と比べて高い水準にあるが、電源構成の差があり、燃料費を除くと東京電力の発電単価(3.2円)は関西電力(4.5円)より低く、中部電力(3.0円)とほぼ同水準である。

発電所別に見ると発電単価は■■円から■■円までと開きがある。これまでは需要に応じて低単価発電所から順に稼働させてきたが、福島原発事故以降の供給能力が逼迫する状況下では、発電単価の高い発電所も高稼働させなくてはならなくなっている。

今後の設備投資計画作成時には、既存火力発電所の高効率化等も併せて検討していく必要がある。

- 発電単価は、運用経過年数が短い、コンバインド化された発電所の単価が低く、運用経過年数の長い既存発電所は単価が高い構造である。
- これまでは、需要に応じて低単価発電所から順に稼働させてきた(発電単価と稼働率には高い相関がある)。
- 今後数年間は、供給能力逼迫が続くことが予想され、発電単価の高い発電所を高稼働させなくてはならない状況が続き、利益圧迫の要因となる。

## 1. 東京電力の事業面の現状分析結果(続き)

### 1.2.2 送電部門

送電単価(1km当たり費用)は、この5年間で減少してきているが、依然として国内他社(関西電力・中部電力)よりも高い水準にある。地中電線率の高さが一要因ではあるが、投資の考え方や調達見直し等の検証が引き続き必要である。

- 東京電力の送電単価(1km当たり費用)は、この5年で1,850万円から1,660万円と、約10%減少してきている。
- 関西電力の810万円、中部電力の590万円と比べ依然として高い水準にある。
- 地中電線率が、関西電力の20.9%、中部電力の6.4%に比べて29.8%と高く、また、住宅密集地が多いために迂回が多いことが原因として挙げられているが、引き続き検証が必要である。

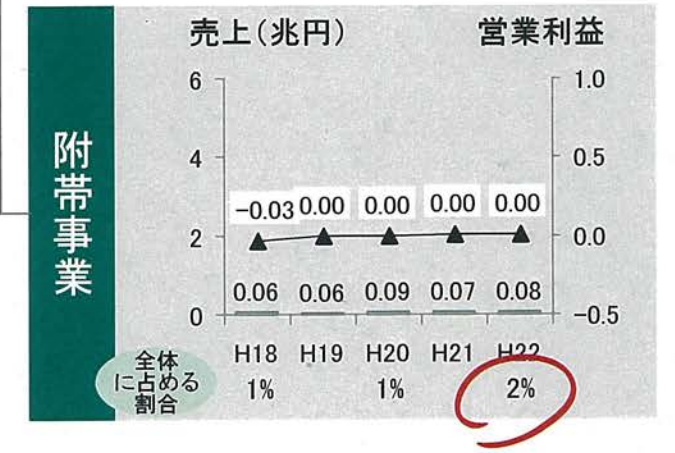
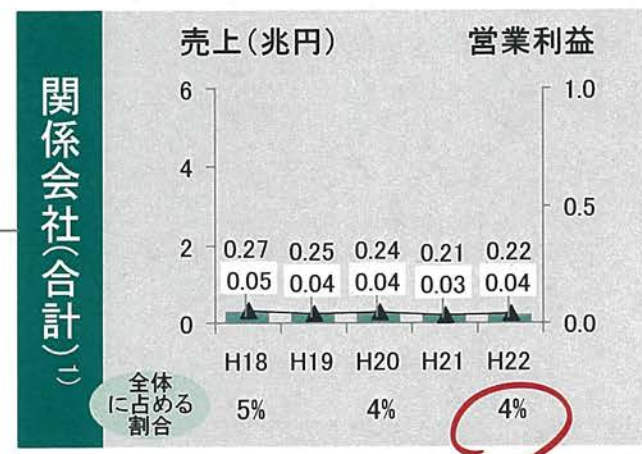
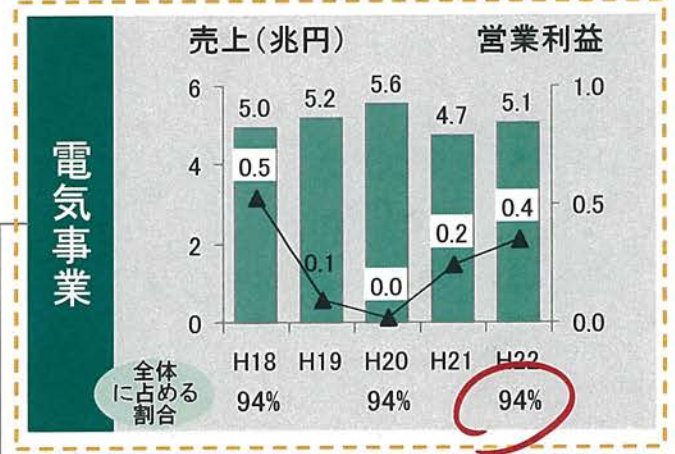
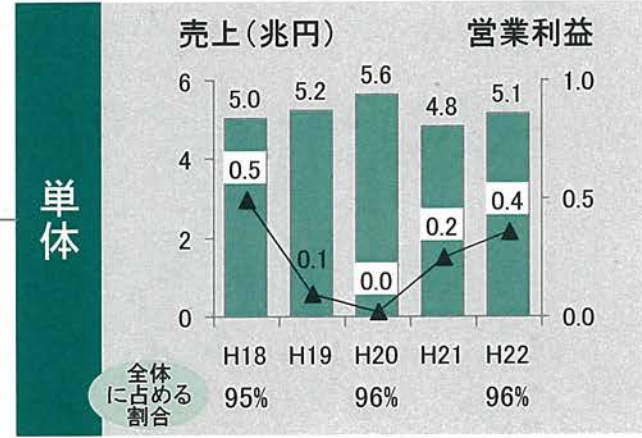
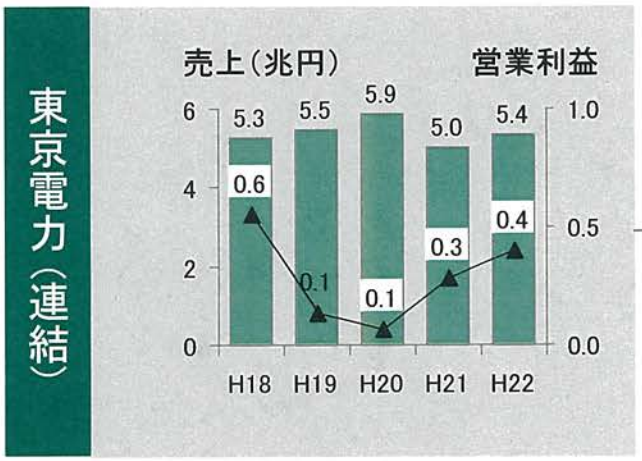
### 1.2.3 配電部門

配電単価(1km当たり費用)は、この5年間ほぼ同額で推移している。国内他社と比べると低い水準にあるが、東京電力が配電網の長さのメリットを享受している可能性を考慮する必要がある。

- 東京電力の配電単価(1km当たり費用)は、この5年間で140万円から137万円と微減している。
- 関西電力の170万円、中部電力の160万円と比べて低い水準にはあるが、東京電力は配電網の長さのメリットを享受している可能性が指摘されており、必ずしも他社に比べて投資や修繕方法が効率的とは言い切れない。今後一層の検証が必要である。

# 1.1 東京電力グループの事業構造分析(平成22年度実績)

連結売上の内、電気事業(単体)が94%。単体附帯事業は2%、関係会社は4%程度

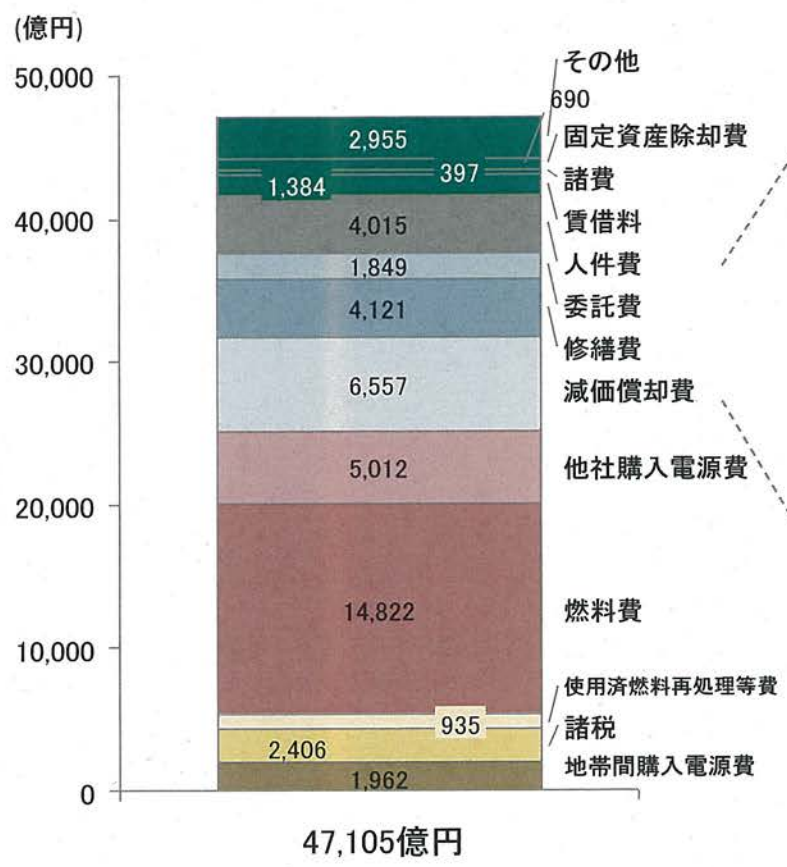


棒グラフは売上、折れ線グラフは営業利益  
 1:関係会社の合計値は連結実績と単体実績の差分で算出  
 Source:社内資料,IR資料

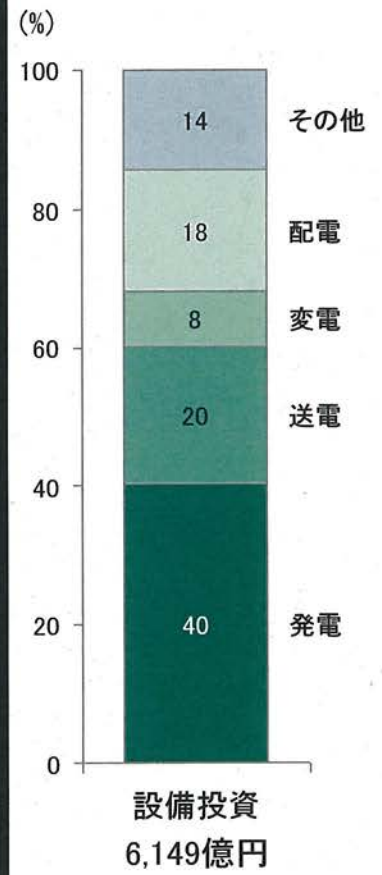
## 1.2 国内電気事業の原価構造分析(平成22年度実績)

### 東京電力のコスト構造全体像及び主要な費用項目の内訳

東京電力のコスト構造(単体/平成22年度実績)



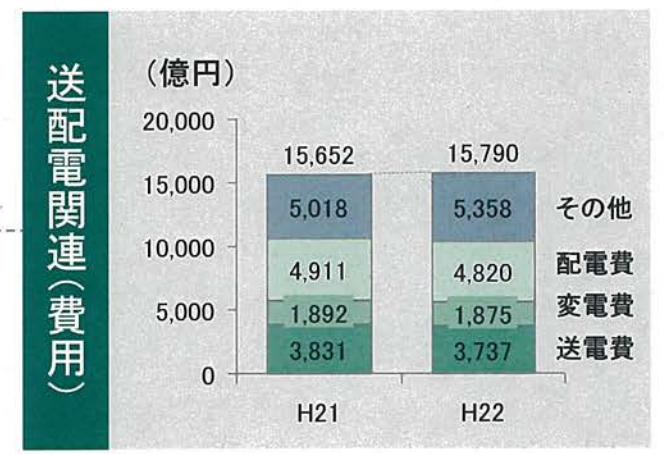
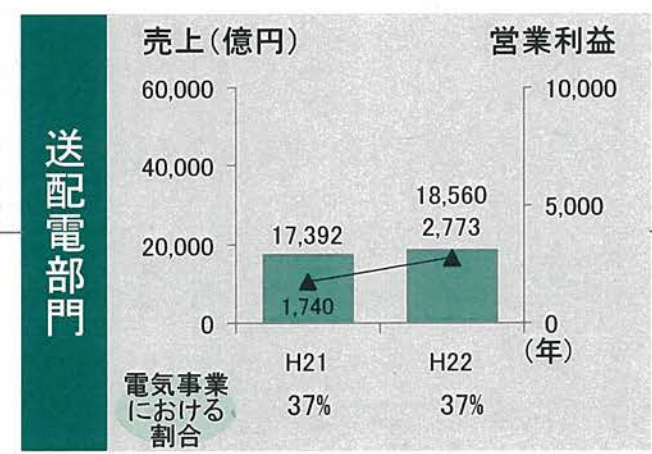
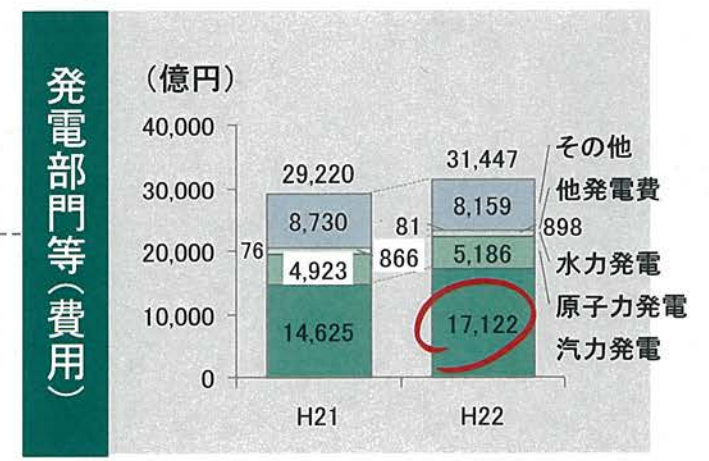
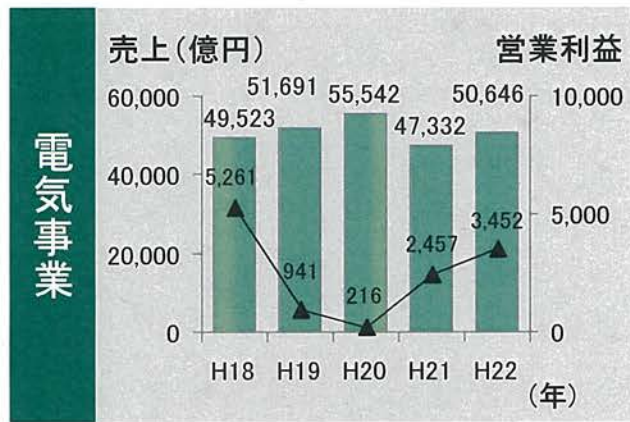
設備投資額の内訳



Source: 東京電力内部資料

## 1.2 国内電気事業の原価構造分析(平成22年度実績)

費用の約7割は発電部門等費用であり、中でも火力発電費用の規模が大きい



棒グラフは売上及び費用、折れ線グラフは営業利益

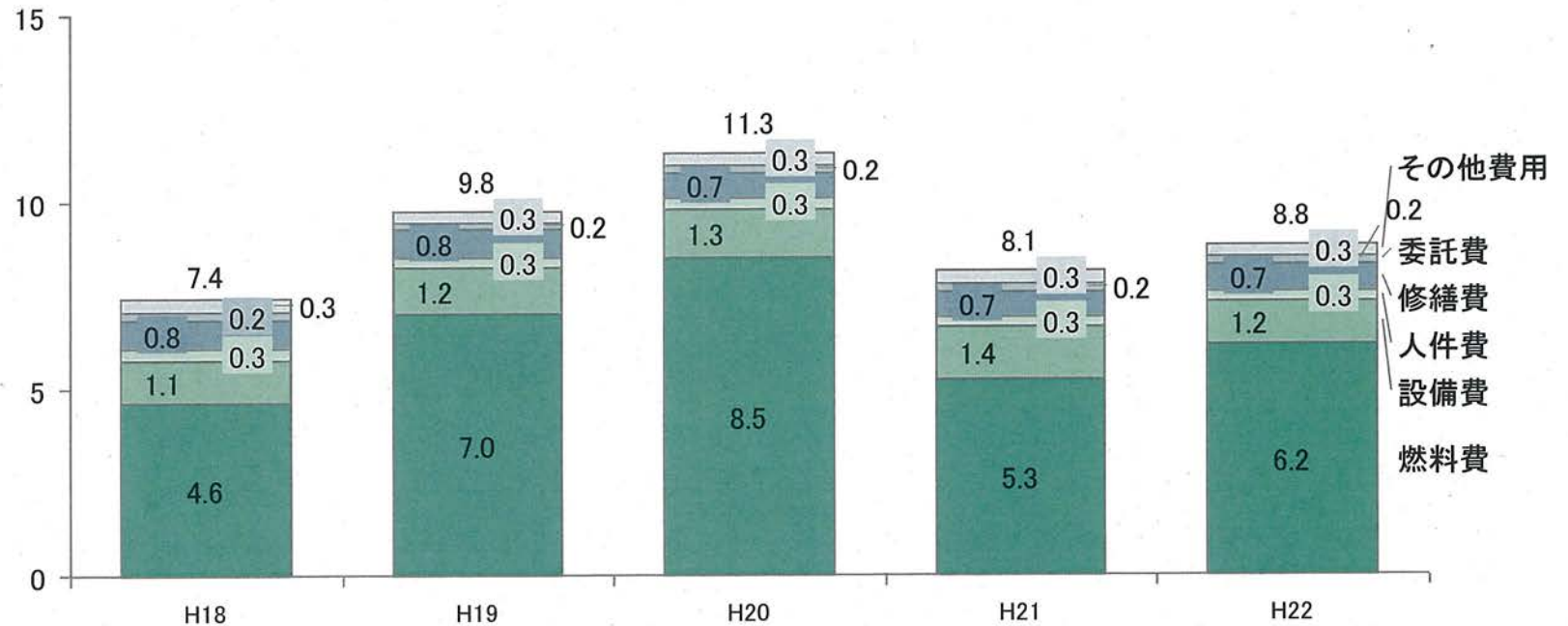
1:発電部門の合計値は電力事業合計と送配電部門の差分で算出  
Source:社内資料,IR資料



## 発電部門：発電単価(1kWh当たりコスト)の実績推移(過去5年間)

原子力発電比率変動による燃料費増減が主ドライバーとなって7~11円の間で変動

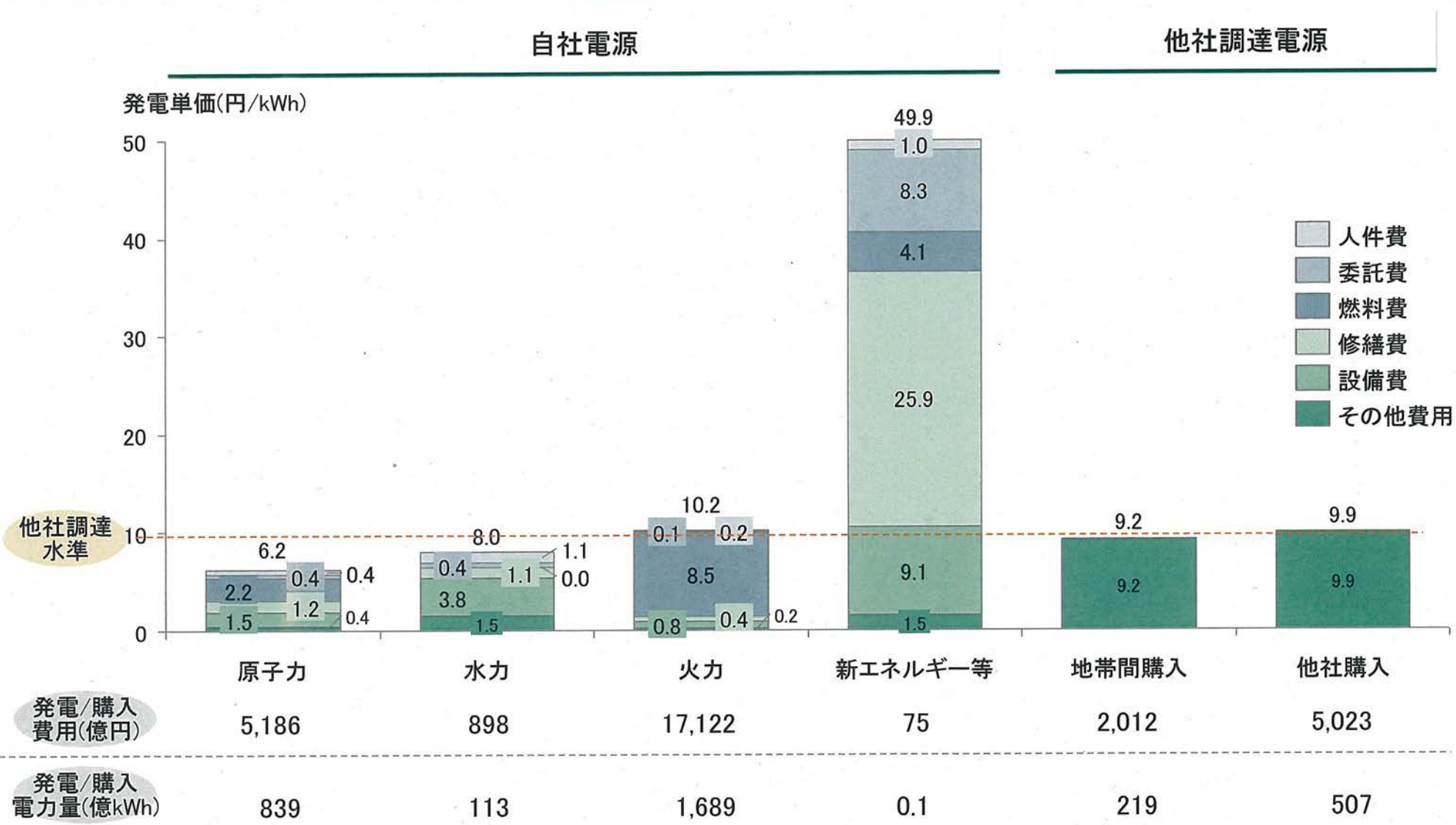
H22実績の発電単価(円/kWh)



発電費用(億円)	20,048	26,699	29,346	20,489	23,287
発電量(億kWh)	2,710	2,735	2,597	2,522	2,641
水力 (%)	4.8	4.4	4.1	4.0	4.3
火力 (%)	53.7	70.6	70.3	63.9	64.0
原子力 (%)	41.5	25.0	25.5	32.1	31.8
他 (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Note: 14区分における水力/火力/原子力/その他発電関連の費用のみ計上、他の他社購入電力料/貸付設備費/地帯間購入電力料/一般管理費/その他費用にあたる費用は含まない  
Source: 社内資料, IR資料

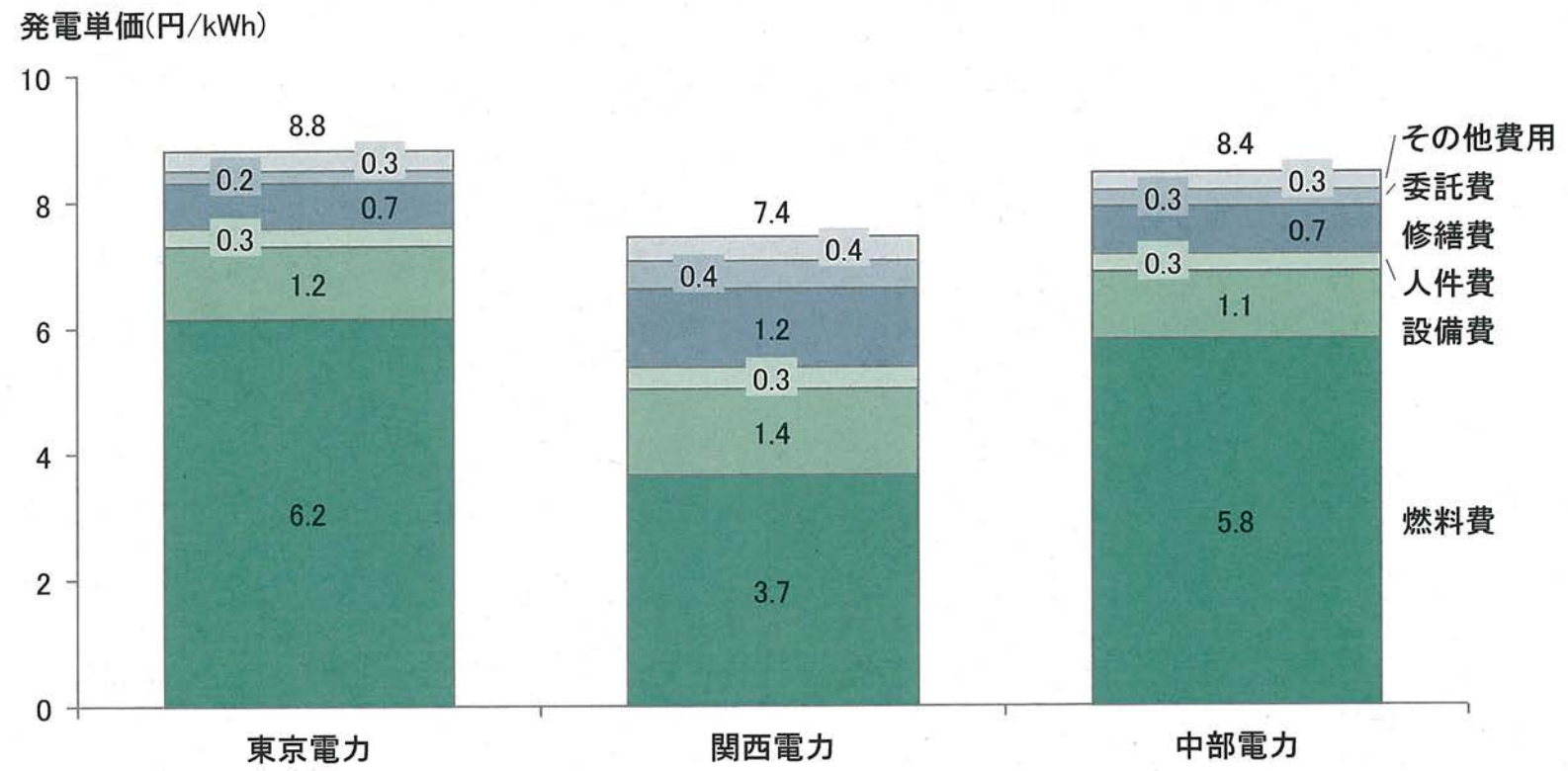
### (参考)電源別の発電単価(1kWh当たりコスト/平成22年度実績)



Source:社内資料,IR資料

## 発電コストの国内他社比較：発電部門全体の発電単価比較（平成22年度実績）

発電全体で見ると、関西電力及び中部電力より発電単価は高い水準にある



発電費用(億円)	23,287	9,766	10,441
発電量(億kWh)	2,641	1,315	1,237
水力 (%)	4.3	11.5	7.1
火力 (%)	64.0	37.5	80.5
原子力 (%)	31.8	50.9	12.4
他 (%)	0.0	0.1	0.0

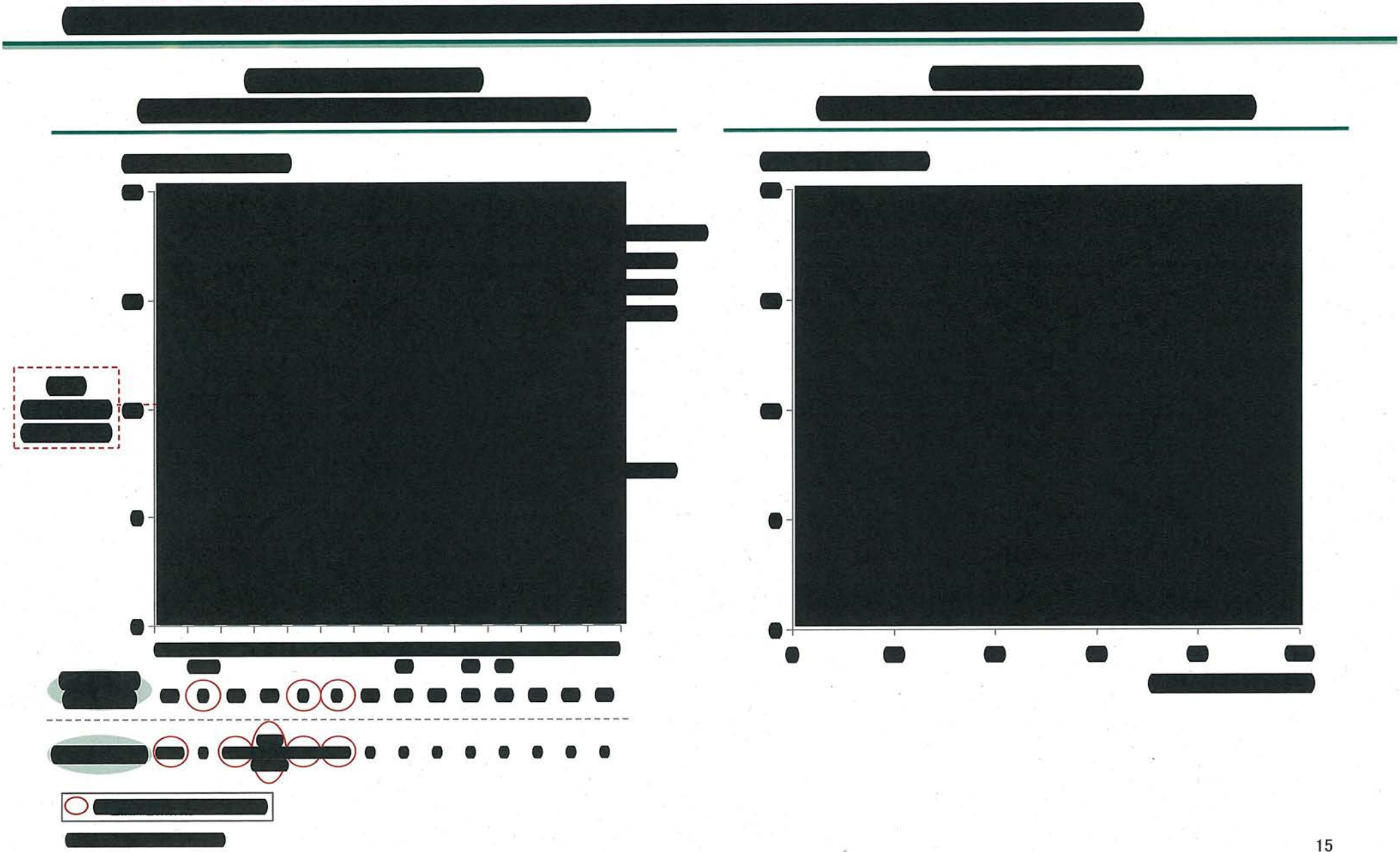
Note: 14区分における水力/火力/原子力/その他発電関連の費用のみ計上、他の他社購入電力料/貸付設備費/地帯間購入電力料/一般管理費/その他費用にあたる費用は含まない  
Source: 社内資料, IR資料

ただし、東京電力の発電コストが高い主要因は燃料費であり、  
燃料費を除くと関西電力より発電単価は低く、中部電力ともほぼ同水準

	発電単価(燃料費含む)			発電単価(燃料費除く)		
	(円/kWh)			(円/kWh)		
	東京電力	関西電力	中部電力	東京電力	関西電力	中部電力
原子力発電	6.2	5.8	8.4	5.6	5.1	7.7
水力発電	8.0	4.6	5.4	8.0	4.6	5.4
火力発電	10.2	10.6	8.7	1.7	3.6	2.0
新エネルギー等	49.9	-	28.6	49.9	-	28.6
発電部門全体 (自社発電分)	8.8	7.4	8.4	3.2	4.5	3.0

Note: 14区分における水力/火力/原子力/その他発電関連の費用のみ計上、他の他社購入電力料/貸付設備費/地帯間購入電力料/一般管理費/その他費用にあたる費用は含まない  
Source: 社内資料, IR資料

### (参考) 発電所別の発電単価(1kWhあたり発電コスト)及び稼働率








(参考) 東京電力火力発電所リスト(1/2)

発電所名	最大出力 (kW)	ユニットNo.	運転開始	設計	暦日時間	使用燃料	発電所名	最大出力 (kW)	ユニットNo.	運転開始	設計	平成22年	使用燃料			
				熱効率 (%, LHV)	利用率 (%)						熱効率 (%, LHV)	稼働率 (%)				
東火力事業所	千葉	1号系列 1-1号 1-4号	H12年4月	54.2	■	LNG	西火力事業所	横須賀	3号機 4号機 5号機 6号機 7号機 8号機 G/T1号 G/T2号	S39年5月 S39年7月 S41年7月 S42年1月 S44年9月 S45年1月 S46年7月 H19年9月	42.2	●	重油 原油			
														2号系列 2-1号 2-4号	H12年6月	■
	5井	1号機 2号機 3号機 4号機 5号機 6号機	S38年6月 S39年8月 S40年7月 S41年1月 S43年1月 S43年3月 H6年7月	42.4	■	LNG										
														姉崎	1号機 2号機 3号機 4号機 5号機 6号機	S42年12月 S44年11月 S46年6月 S47年9月 S52年4月 S54年10月
	袖ヶ浦	1号機 2号機 3号機 4号機	S49年8月 S50年9月 S52年2月 S54年8月	42.7	■	LNG					42.2	■	重油 原油 NGL LNG			
														富津	1号系列 1-1号 1-7号 2号系列 2-1号 2-7号 3号系列 3-1号 3-4号 4号系列 4-1号 4-2号	S61年11月 S63年11月 H15年11月 H21年11月
	南横浜	1号機 2号機 3号機	S45年5月 S45年4月 S48年5月	43.0	■	LNG					42.4	■	LNG			
														東扇島	1号機 2号機	S62年9月 H3年3月
	東扇島	1号機 2号機	S62年9月 H3年3月	45.7	■	LNG		44.7	■	LNG						

Source:社内資料,IR資料

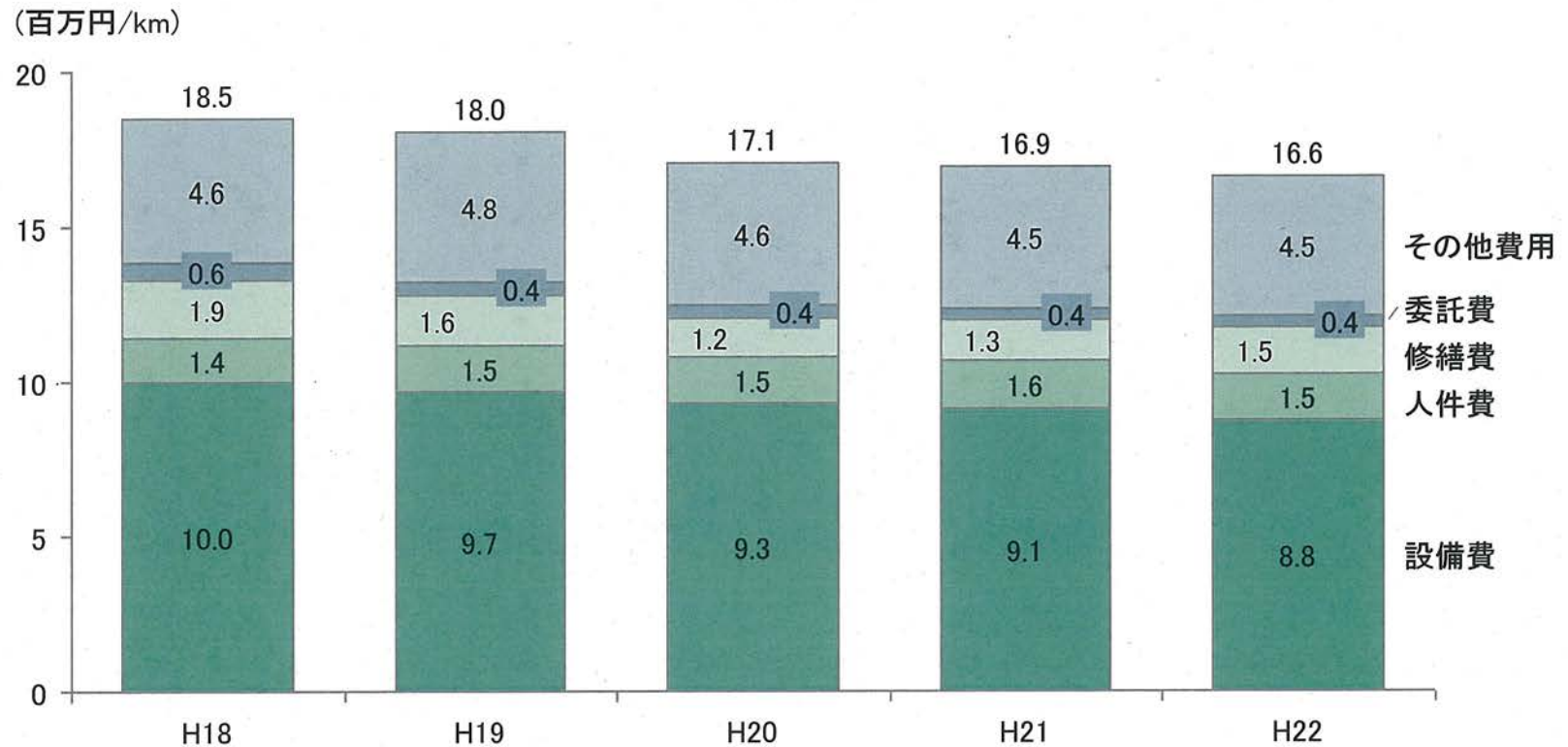
## (参考) 東京電力火力発電所リスト(2/2)

発電所名	最大出力 (kW)	ユニットNo.	運転開始	設計	平成22年	使用燃料
				熱効率 (%, LHV)	稼働率 (%)	
・鹿島	4,400,000	・1号機	S46年3月	42.7		重油 原油
		・2号機	S46年9月			
		・3号機	S47年2月			
		・4号機	S47年4月	43.2		
		・5号機	S49年9月			
		・6号機	S50年6月			
・大井	1,050,000	・1号機	S46年8月	42.2		原油
		・2号機	S47年2月			
		・3号機	S48年12月			
・広野	3,800,000	・1号機	S55年4月	43.1		重油 原油
		・2号機	S55年7月			
		・3号機	H元年6月	44.3		
		・4号機	H5年1月	44.2		
		・5号機	H16年7月	45.2		
・品川	1,140,000	・1号系列	H15年8月	55.3		石炭 都市ガス
		1-1号				
		1-3号				
・常陸 那珂	1,000,000	・1号機	H15年12月	45.2		石炭

中央火力事業所

# 送電部門:送電コスト(1kmあたりコスト)の実績推移(過去5年間)

設備費の減少に伴い、直近5年間の送電コストは減少傾向にある



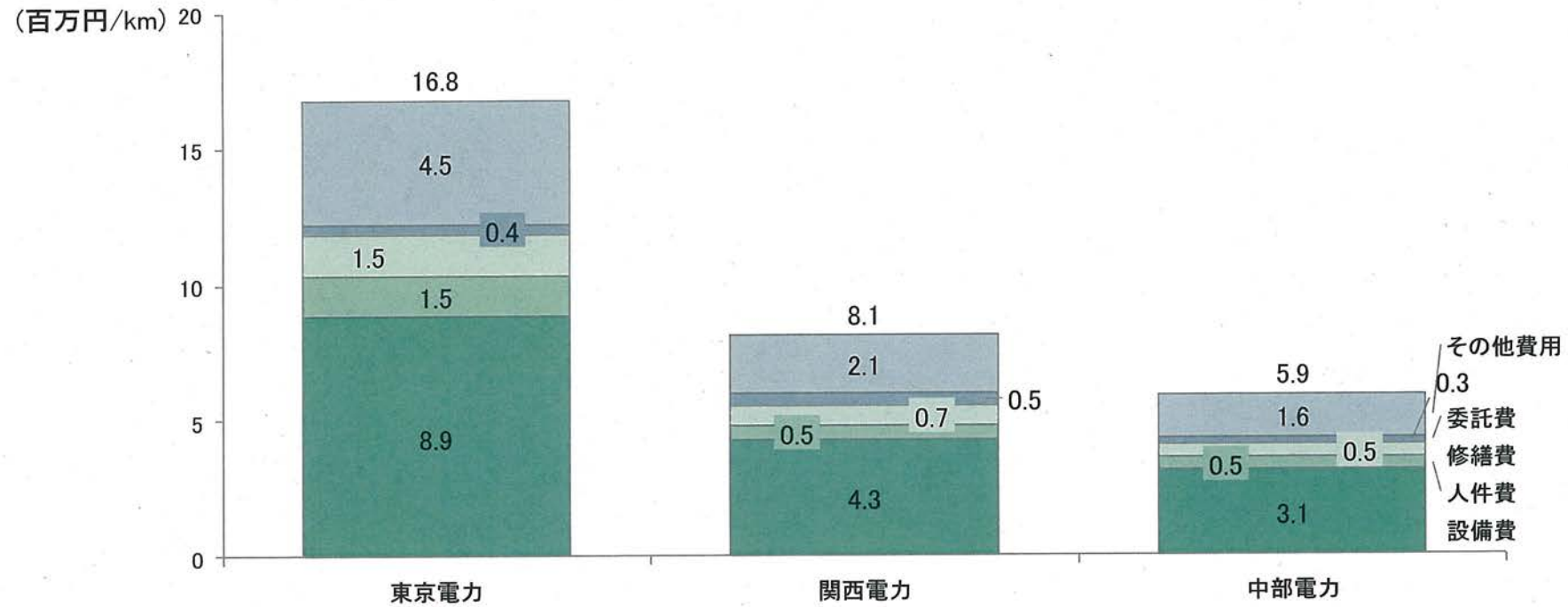
費用額(億円)	3,873	3,784	3,587	3,564	3,509
亘長(万km)	2.09	2.10	2.10	2.11	2.11
従業員数(人)	3,286	3,350	3,314	3,525	3,522

Note: 14区分の送電区分のコストのみ算出に含み、一般管理費やその他にあたる費用は含まない  
Source: 社内資料, IR資料



## 送電コスト単価の国内他社比較: 1km当たり送電コスト比較(平成22年度実績)

関西電力・中部電力に比べて高い水準にあり、更なる精査が必要



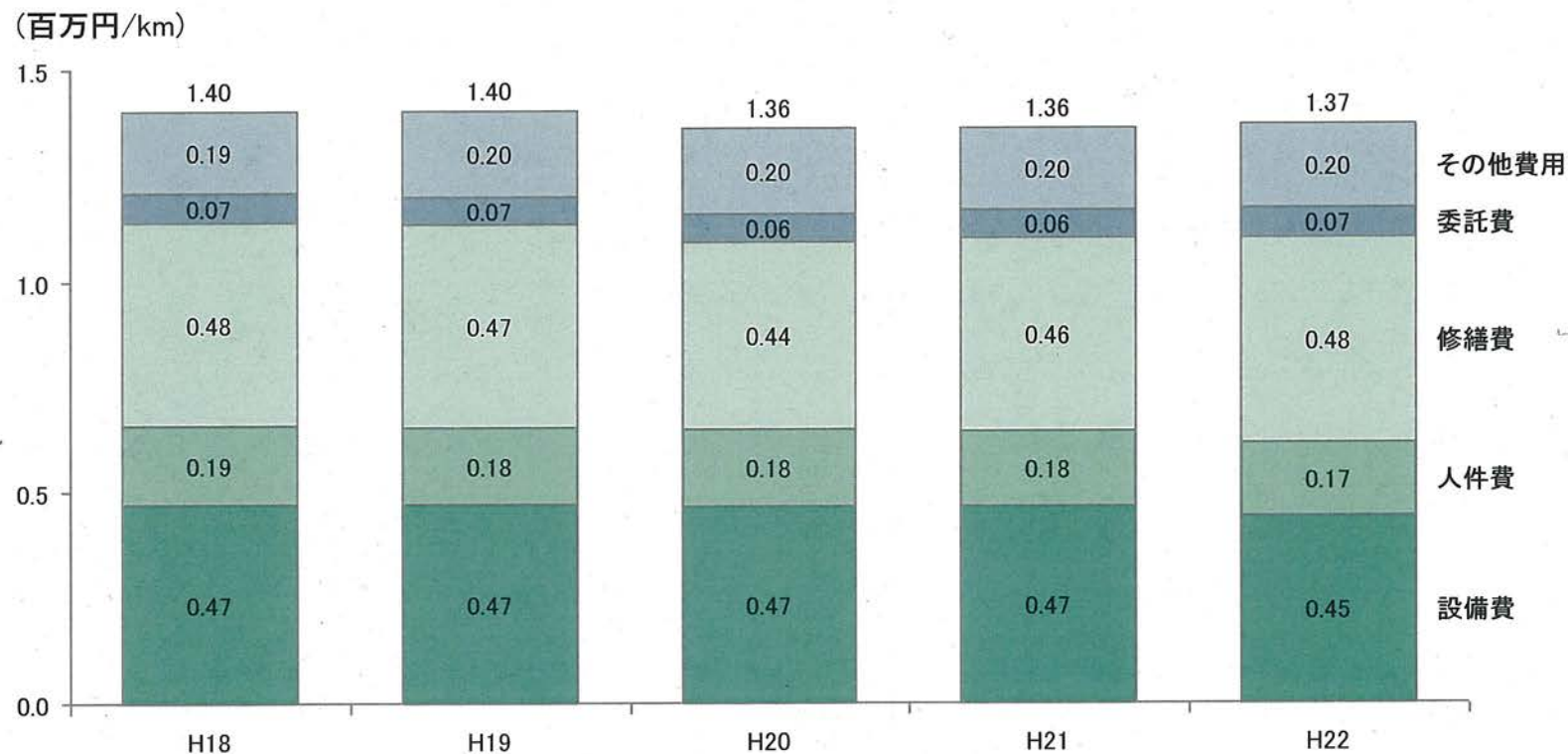
費用額(億円)	3,509	1,704	1,241
亘長(万km)	2.09	2.10	2.10
人員数(人)	3,522	1,247	1,007
地中電線率(%)	29.8	20.9	6.4

**地中電線率の高さも高コスト化の1つの要因ではあるが、投資の考え方や調達見直し等の注力検討が必要**

Note: 14区分の送電区分のコストのみ算出に含み、一般管理費やその他にあたる費用は含まない  
Source: 社内資料, IR資料

## 配電部門：配電コスト(1km当たりコスト)の実額推移(過去5年間)

直近5年間の配電コストはほぼ同額で推移している

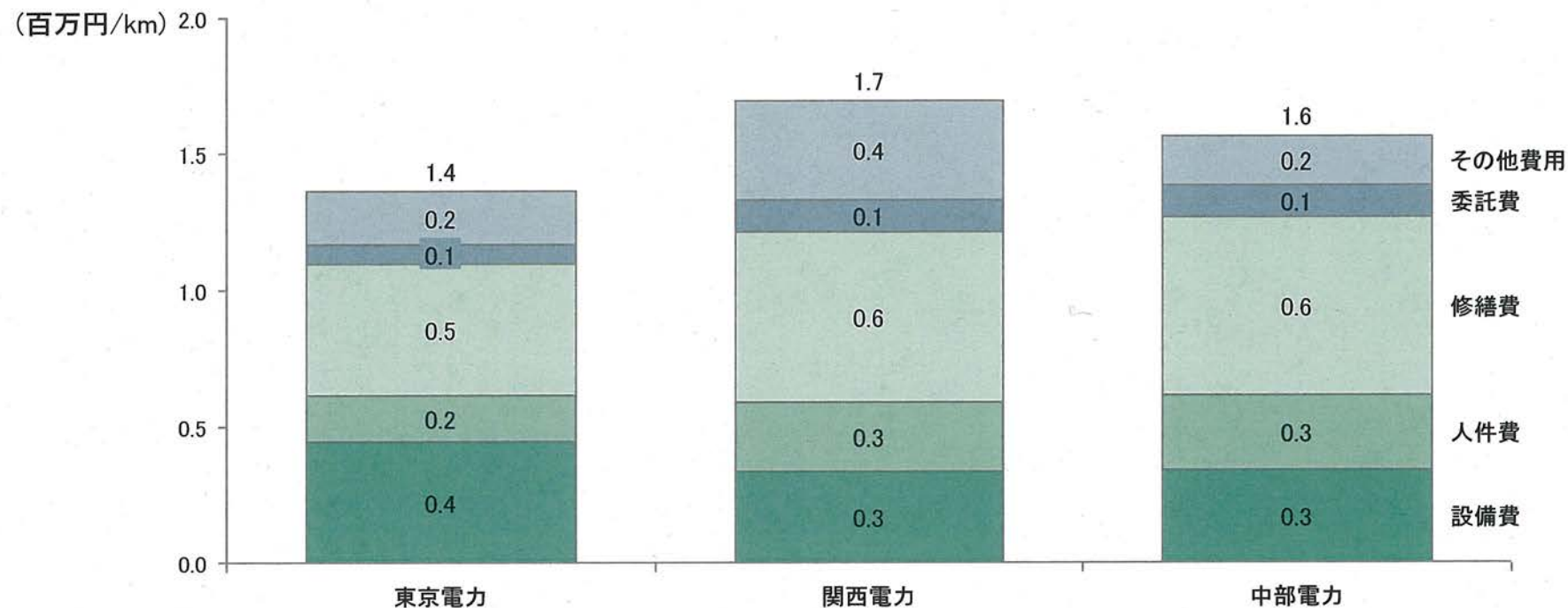


費用額(億円)	4,828	4,858	4,731	4,766	4,803
亘長(万km)	34.46	34.67	34.85	35.01	35.15
従業員数(人)	6,575	6,378	6,445	6,498	6,546

Note: 14区分の配電区分のコストのみ算出に含み、一般管理費やその他にあたる費用は含まない  
Source: 社内資料, IR資料

## 配電コスト単価の国内他社比較：1kmあたり配電コスト比較（平成22年度実績）

関西電力・中部電力と比較すると、相対的に低い水準にはある



費用額(億円)	4,803	2,194	2,050
亘長(万km)	35.15	12.96	13.11
人員数(人)	6,546	3,558	3,638
地中電線率(%)	5.3	4.8	3.3

Note: 14区分の配電区分のコストのみ算出に含み、一般管理費やその他にあたる費用は含まない  
Source: 社内資料, IR資料

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数値関連	1. 東京電力の事業面の現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)についての調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査	p. 142 - 148
関連度	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連する電気事業法等諸制度の分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧

## 2. 需要・設備投資計画の見直し

### 2.1 需要計画

#### 2.1.1 東京電力の過去の需要予測の精度

これまでの東京電力の長期(8~10年後)の需要予測は実績と比較して7~10%過大となる傾向があるが、短期(1~2年)の予測精度は高い。

- 東京電力は電灯、産業、業務に分けて、各々関東の人口、鉱工業指数、GDPと気温予想を組み合わせて需要予測を作成している。気温の影響を除くと、各指標と各需要の相関は高い。

長期予測と実績が乖離する原因は、参考とする指標自体の予実が乖離すること、また、業務用において離脱需要の読みが少なめであること等が挙げられる。

- 東京電力の長期需要予測が外れる要因としては、GDPの予測や、東電管内での人口予測といった、需要予測の参考指標自体の予実の乖離の影響が大きい。
- 電灯用の予測では、主な参考指標として用いる人口予測が、長期(8~10年後)で実績を約3%下回っている。
- 業務用の予測では、離脱需要を過小に評価するのが主たる要因である。業務用の予測と実績の差はPPSへの離脱需要とほぼ合致している。
- 産業用予測では、2008年(平成20年)リーマンショック以降の産業の停滞が需要予測を狂わせている。このために長期予測で予測が実績を約15%上回っている。

なお、PPSは業務用電力の供給に注力する傾向があるため、離脱需要による予測と実績の差異は業務用でのみ顕著である。

- PPSは、発電単価が安く、比較的規模が小さい事業者でも開発が可能な火力発電利用がほとんどだが、火力発電での供給は、需要の変動が大きい業務用電力と親和性が高い。
- PPSが東京電力への競争優位性を発揮するには他社と差別化しにくい燃料以外のコストを切り詰める必要がある。業務用電力は比較的狭い地域に需要者が集中し、営業員の数を抑えられるなど、業務上の効率を上げられる。
- PPSは、供給責任を果たすために(果たせずにペナルティーを支払うのを回避するために)、電源周囲での販売を指向する。業務用電力は比較的狭い範囲に需要者が集中しているため、送配電上のトラブルが起こりにくい。

## 2. 需要・設備投資計画の見直し(続き)

### 2.1.2 東京電力作成の2011年(平成23年)8月5日需要予測と今回計画

東京電力の作成した2011年8月5日需要予測では、震災前の需要予測と比較して、2012年度(平成24年度) [ ] kWh 需要を落とし2,752億kWh、2020年(平成32年)には [ ] kWhの需要を下方修正して、3,073億kWhの予測を作成している。これらは、節電や需要家の域外移転の影響を見込んでいる。

今回予測では、2011年度が東京電力の震災前予測から [ ] kWh低い2,708億kWh、2020年度が [ ] kWh低い3,036億kWhとしている。この差は主に業務用のPPSへの離脱需要を見込んだものである。

- 今回予測では、約47億kWh離脱需要が増加すると想定している。
  - 東京電力の原子力発電所が一部停止し電源構成の変化により電力価格が上昇する。採算が見込めないために現在休止中のPPS発電設備92億kWの内、半数が稼働し、東京電力から需要が離脱すると想定している。
  - 新しい発電所を建てるには約7年の年月を要し、また、現在申請されているPPSの計画もないため、本計画期間中のPPSの新規電源開発は見込んでいない。
- 東京電力予測では2012年度に節電による需要減が回復し、2011年度比で94億kWh回復すると予測しているのに対し、消費者2,000人及び企業500社へのアンケート結果から、節電による需要は10年間かけて緩やかに回復し、2012年度では対2011年度比で50億kWhの回復に留まると今回は予測している。

夏季の最大需要に関しては、東京電力予測では、2012年度で震災前予測より [ ] kW低い [ ] kW、2020年度で [ ] kW低い5,883万kWと予測している。一方、今回予測では、2012年度で東京電力の震災前予測より [ ] kW低い5,153万kW、2020年度で [ ] kW低い5,812万kWと予測している。

### 2.1.3 設備投資計画

東京電力の [ ] では、2014年度(平成26年度)までの短期では、緊急電源の設置や [ ] により供給を確保。長期では電源開発を行うものの、自前にこだわらず、他社電源も活用するという新たな方針がみられる。供給力としては、 [ ] を確保する予定であり、短期では予備率 [ ] となるが長期では [ ] と従来からの予備率を確保する計画となっている。

## 2.1 需要計画

これまでの東京電力の需要計画は長期(8-10年予測)では実績より過大であるが、短期(2年)での予測精度は高い

需要実績の予測からの乖離率

(単位: %)	1年後	2年後	3年後	4年後	5年後	6年後	7年後	8年後	9年後	10年後
H12年予測	0.2	-2.6	1.1	-1.0	0.4	2.8	1.4	6.4	11.9	8.9
H13年	-0.8	1.3	-1.4	-0.3	1.7	0.1	4.7	9.8	6.6	
H14年	0.2	-1.7	-1.3	0.6	-1.1	3.3	8.0	4.7		
H15年	-0.2	-1.8	-0.1	-2.1	2.1	6.2	2.4			
H16年	-1.0	-0.2	-2.0	1.6	5.6	1.6				
H17年	0.8	-1.2	2.2	6.3	2.2					
H18年	-0.2	2.5	7.1	2.3						
H19年	1.4	4.0	0.9							
H20年	0.2	-2.6								
H21年予測	0.7									

リーマンショックの影響は読めなかった

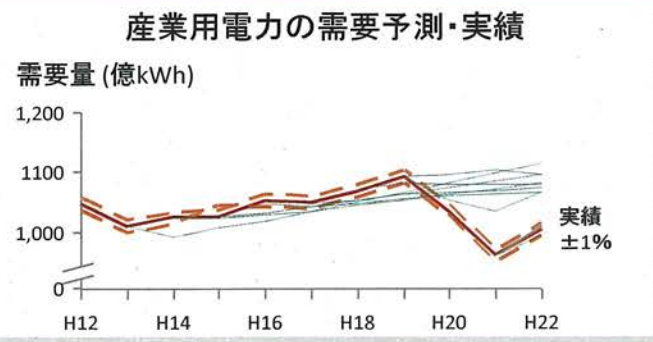
短期の予測は比較的精度が高い

実績に対して5%以上過大な予測

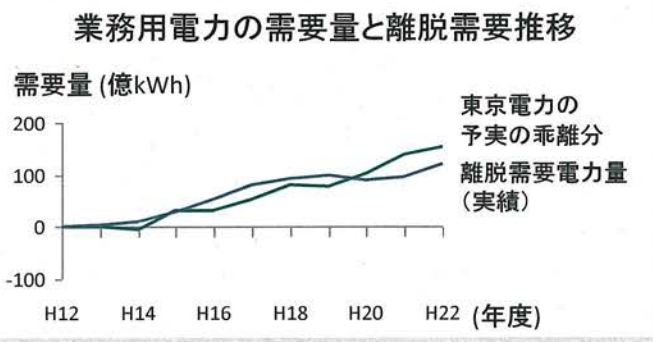
長期の予測は平均8.0%と過大の原因は2つ

- 産業用の平成20年以後の予測が過大
- 業務用の予測が高く見積もられている

産業用の需要予測において、平成20年以後(リーマンショックの産業停滞は読めなかった)



業務用の需要予実乖離分は、ほとんどがPPSへの離脱需要によるもの



Source: 社内資料

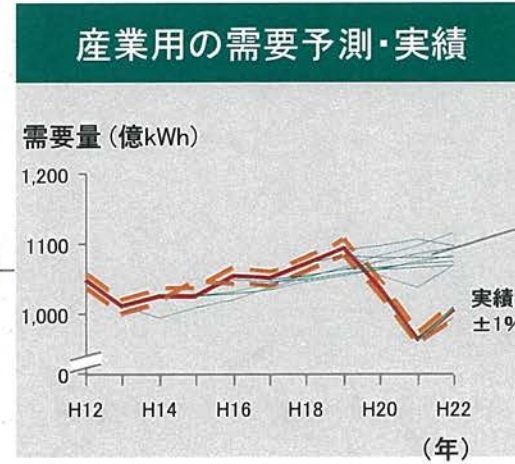
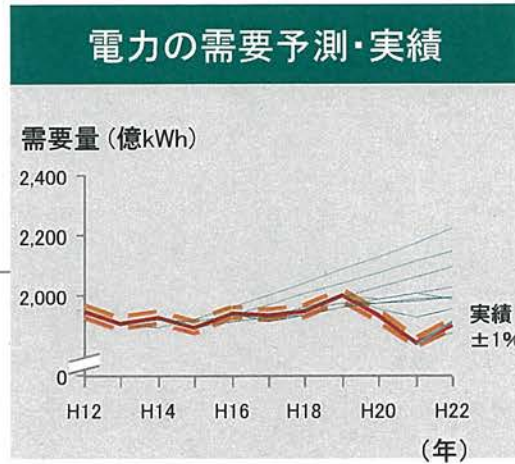
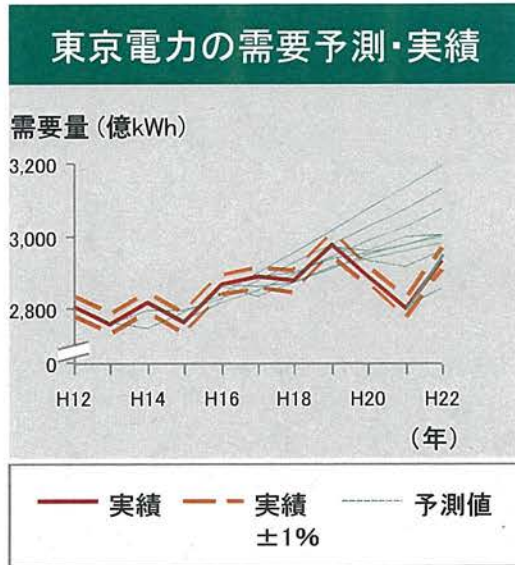
## 予測には需要実績と強く相関する指標を用いている

### 需要予測の方法

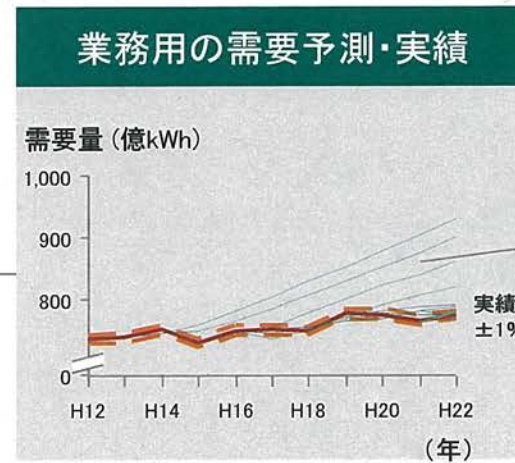
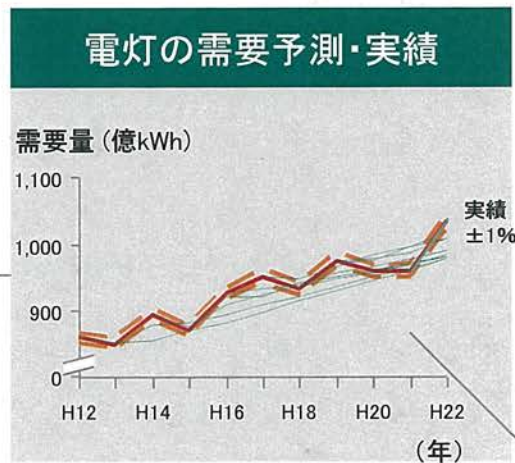
- 東京電力は需要量予測を電灯/産業用電力/業務用電力に分けておこなっている
- 電灯需要量実績(気温補正後)は関東の人口との相関が高いため、東京電力では関東の人口を予測し、電灯需要量を予測している
- 同じく、産業用電力の実績(気温補正後)は鉱工業指数、業務用電力の実績(気温補正後)はGDPとの相関が高いため、鉱工業指数、GDPを予測し、産業用電力需要量(気温補正後)、業務用電力需要量(気温補正後)を予測している
- 各需要実績と指標(関東の人口、鉱工業指数、GDP)実績の乖離を補正する因子として、過去の年間平均気温からの乖離を用いている。各需要量実績と気温の関係を求め、各指標予測値から需要予測値を算出する際にその関係を使い補正している



# 需要予測と実績の乖離要因



②リーマンショックに起因する需要減は予測できなかった。それ以外はほぼ予測通り推移した



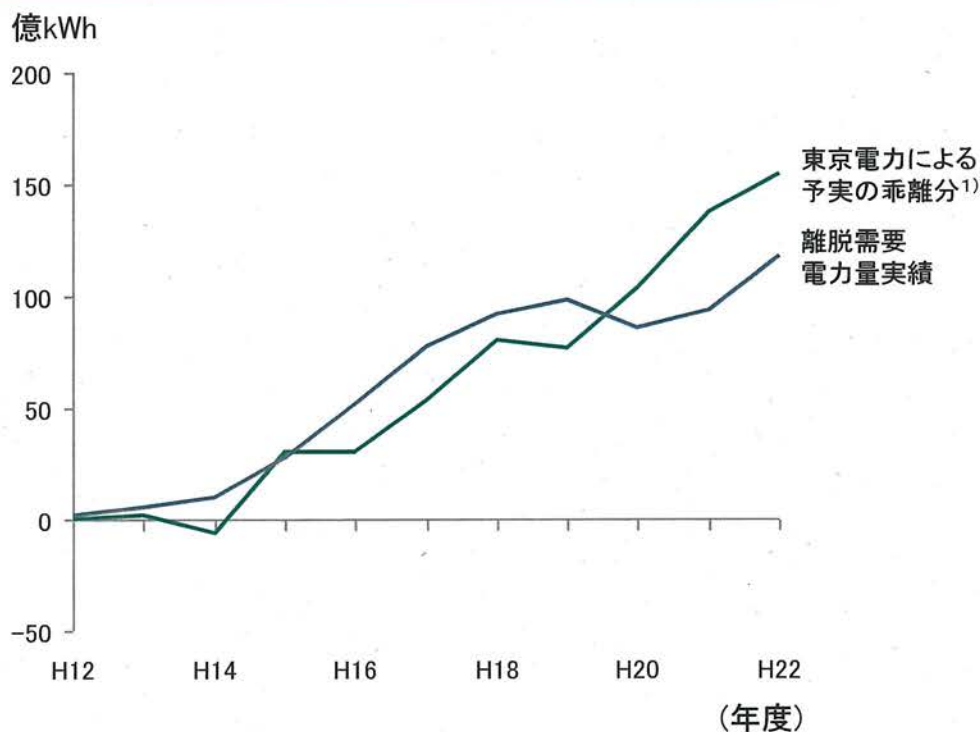
③PPSへの離脱需要を低く見込んでおり、需要が高く見積もられていた

①需要予測に用いる人口予測が長期で約3%実績を下回った。結果、電灯の需要予測も実績を下回った

Note: 低圧電力(電力に含まれる)の需要予測と実績推移は省略。低圧電力販売量は、平成22年年度実績で総販売電力の4%

## (参考)業務用ではPPSによって需要が代替されるが、東京電力は離脱需要を低く見積もる傾向がある

### 業務用の予実の乖離分は そのほとんどがPPSへの離脱

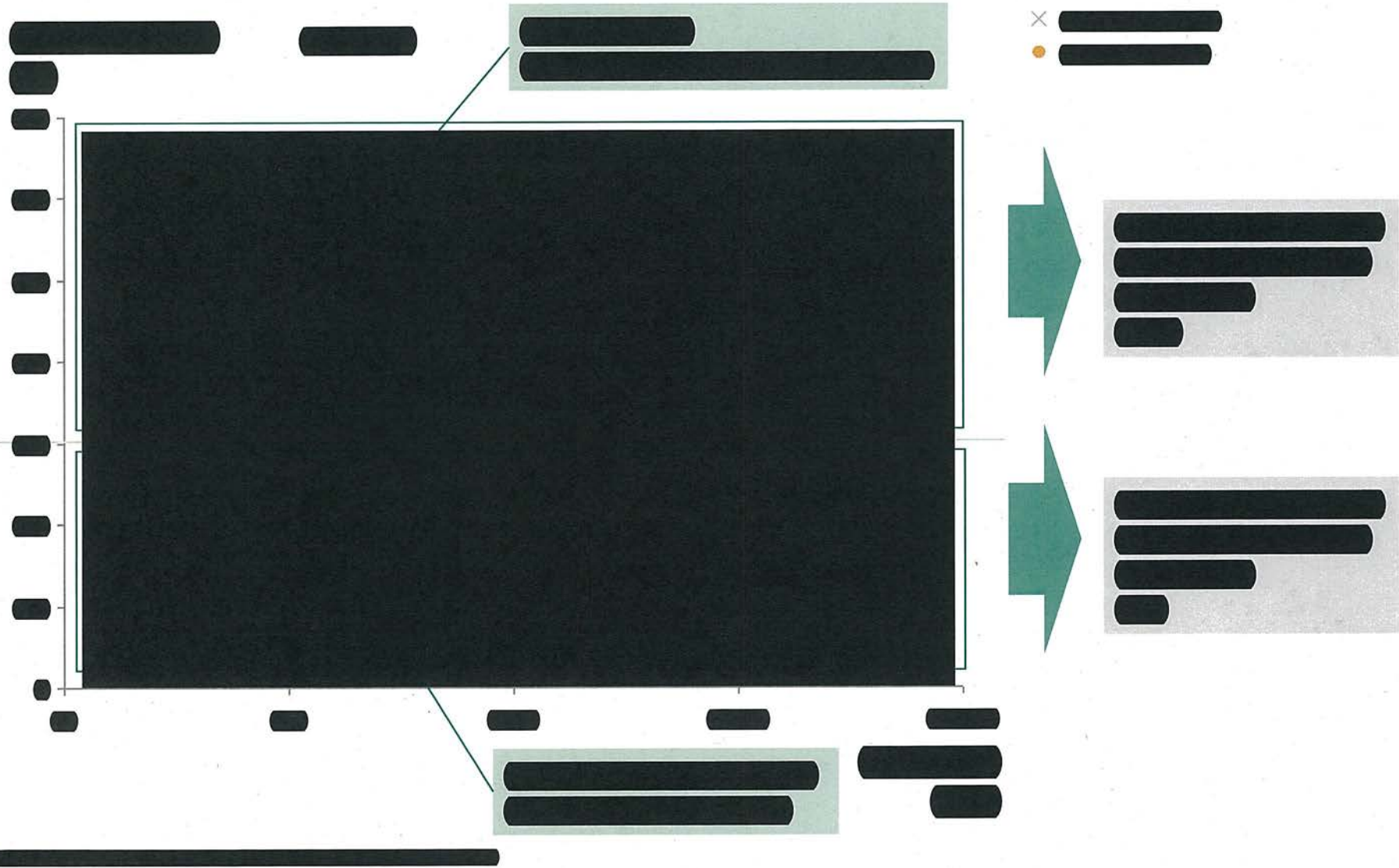


### PPSは業務用の供給に注力する構造

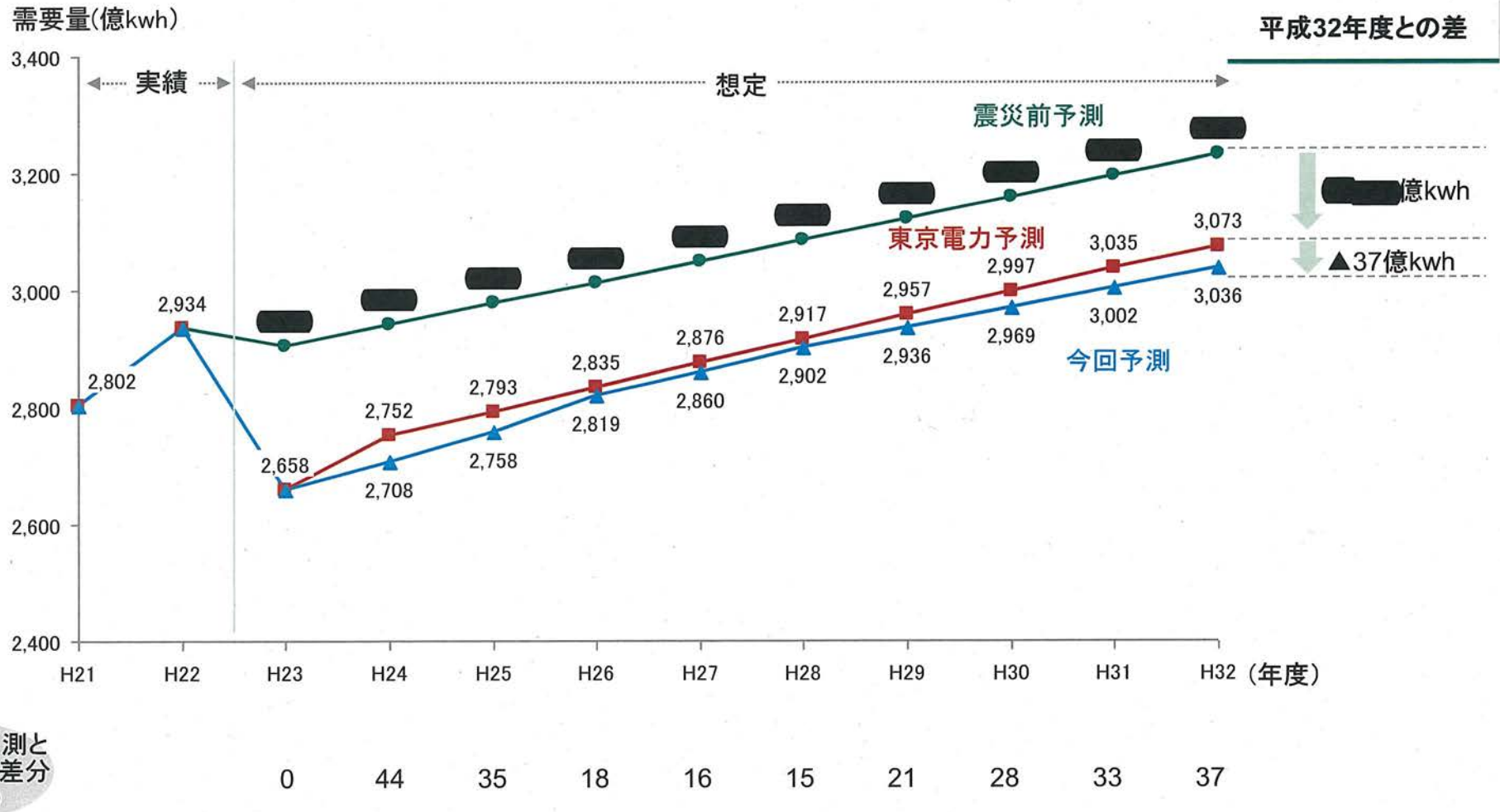
- ① PPSは火力発電が多く、負荷量の変動に対応できるので、その特性の活きる業務用領域を狙う傾向がある
- ② PPSは安定的な供給を果たすため、電源周囲のみへの電力供給を望む
  - PPSは同時同量の供給責任を持つ
  - 自社にとってコントロール不可能な連携線の逼迫等による供給断絶でも大きなペナルティが発生する
- ③ 販売管理費用を抑えるため、需要が集積している地域での営業活動を望む

1. H12年度時点での業務用での需要予測と実績の乖離。  
Source:エネルギー庁 HP、社内資料

[Redacted text block]



# 東京電力予測と今回予測 需要量予測



東京電力予測と  
今回予測の差分  
(億kwh)

Source: 社内データ; 矢野経済; 太陽光発電普及拡大センター; 資源エネルギー庁HP

# 東京電力予測と今回予測 夏季の最大電力

## 最大電力の算出式

送電端電力量

電力需要量

+

変電所所内量<sup>1)</sup>

÷

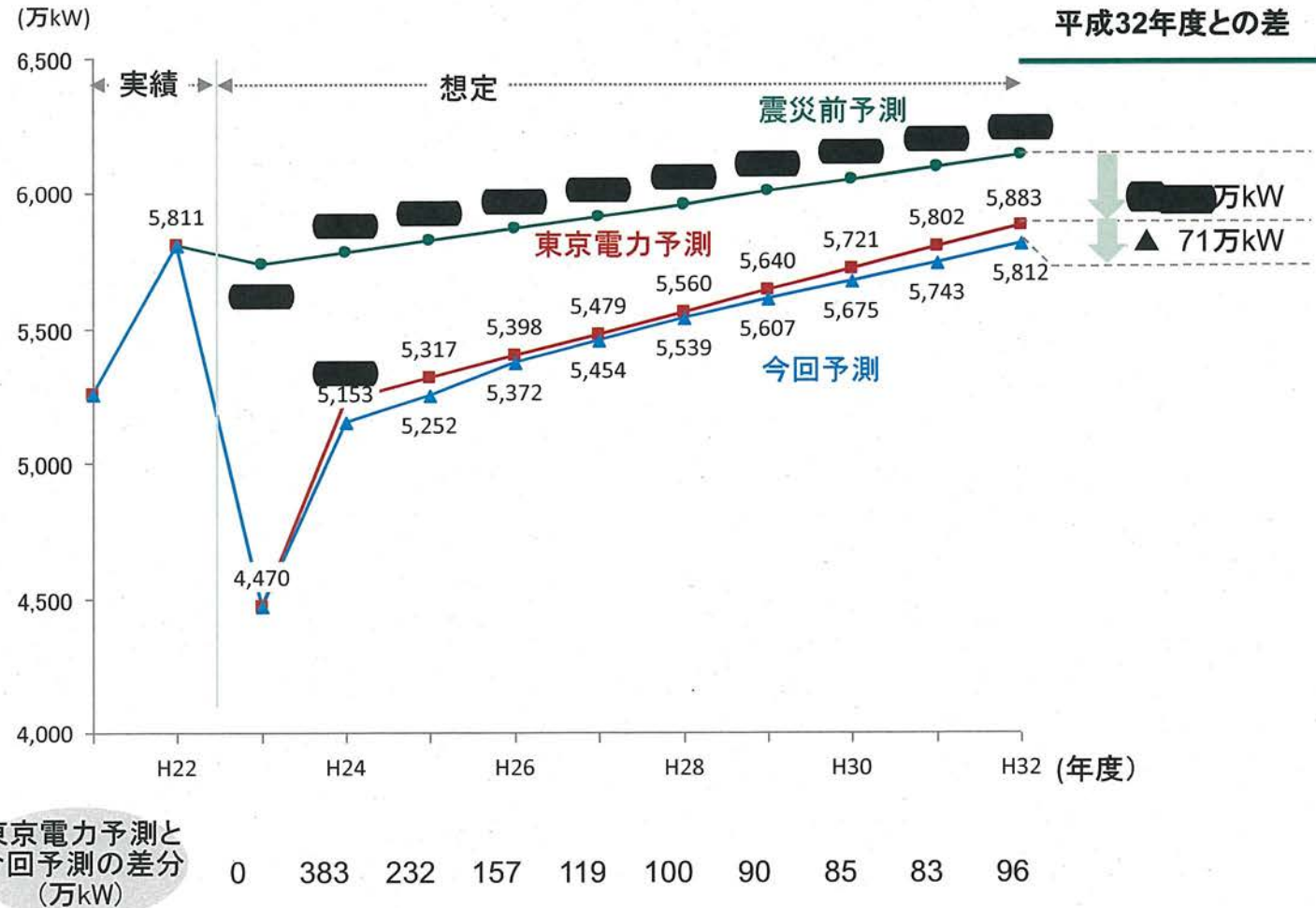
(1-ロス率<sup>2)</sup>)

÷

年負荷率<sup>3)</sup>

÷

365日×24時間



1. 変電所で使用される電力(過去5年の実績平均の比率を販売電力量にかけて算出) 2. 送配電間におけるロス比率(過去5年間の実績の平均値)  
3. ピークと平均値の比率(東京電力予測の平成32の値(62.7%)と平成24年(63.11%)を繋ぐ形で使用)  
Source: 社内データ; 矢野経済; 太陽光発電普及拡大センター; 資源エネルギー庁HP

# 両予測の前提の違いは、PPS拡大のスピード 需要予測の前提 まとめ

## 東京電力予測の前提(震災前からの差)

## 今回予測の前提

平成24年度の想定

- 電力使用制限は平成23年のみ  
電灯は [ ]
- ・ 節電効果が平成24年度においても家庭で [ ]、従量制業務部門の [ ] で継続
- 業務用は [ ]
- ・ 照明間引きが適正水準にもどる
- 産業用 [ ]
- ・ 節電効果は一定程度継続
  - ・ 自家発比率が燃料価格高騰レベル前まで上昇

平成23年度1Qは上記と同様の理由により、電灯 [ ]、業務用 [ ]、産業用 [ ]

- 電灯(▲74億kWh)
- ・ 4割が平成23年と同水準で節電を継続
  - ・ 5割が水準は下がるものの節電を継続
- 業務/産業用(▲113億kWh)
- ・ 2割の企業は平成23年と同水準で節電を継続
  - ・ 7割の企業は水準は下がるものの節電を継続

外部移転(22億kWh)

PPSの離脱需要の拡大(▲16億kWh)

- ・ 東京電力管内のPPSのLNG火力のうち、在休止中の半分程度が稼働
- 自家発電の稼働(▲7億kWh)

平成32年度の想定

震災による影響

節電

- 省エネ設備普及により、省エネ化 [ ]
- ・ LED照明が震災以前より [ ] のペースで普及
  - ・ 業務用空調が [ ] 効率化
  - ・ オール電化普及が [ ] 減少

自家発電

- 家庭用太陽光発電は、震災前の予測通りに普及  
産業用自家発電普及 [ ]
- ・ 自家発電比率が震災前より [ ]

PPS離脱需要

新設/稼働率上昇はなく、供給量は拡大せず、現状を維持(▲0億kwh)

その他

需要家のうち [ ] が域外へ移転 [ ]

震災による影響

節電

短期間で節電意欲は減少し、節電分は元に戻る  
一定割合の人は、長期的に節電を継続  
(▲82.2億kwh)

自家発電

- 家庭用: (▲15.3億kwh)
- ・ 太陽光発電は、震災前の1.5倍ペースで普及
- 産業用: (▲17億kwh)
- ・ 太陽光発電は、震災前の予測通りに普及

PPS離脱需要

新設はないが、(石炭・LNGの)既存施設の稼働率が上昇し、供給量が拡大(▲46.9億kwh)

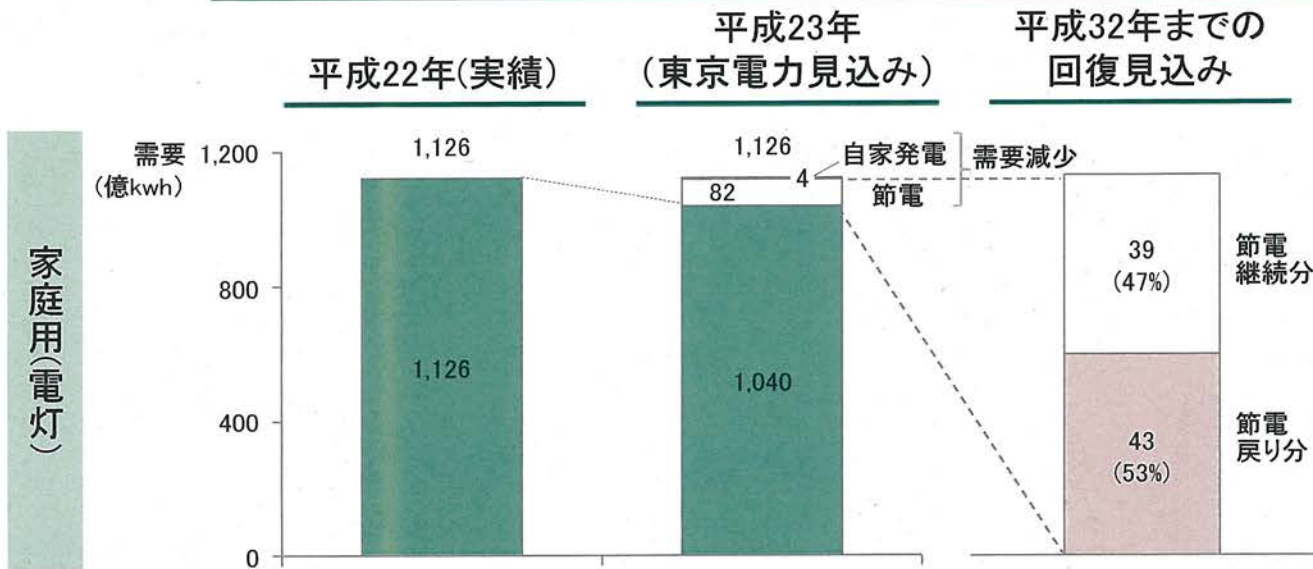
その他

需要家のうち3%が域外へ移転(▲33億kwh)

# 震災後、主に節電の影響で需要は12%減少しているが、 節電分の戻りにより平成32年には平成22年の96%まで回復の見込み 今後、需要に与える影響(需要の減少): 節電

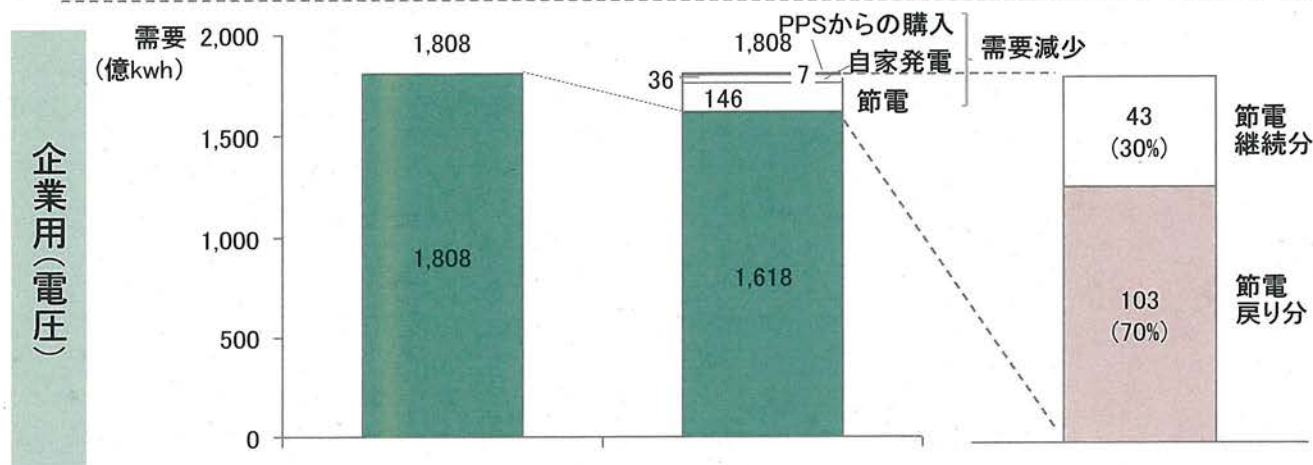
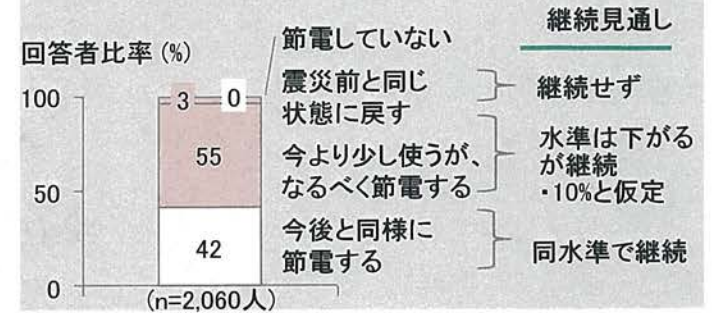
## 需要の推移

## 節電の今後の見通しの前提



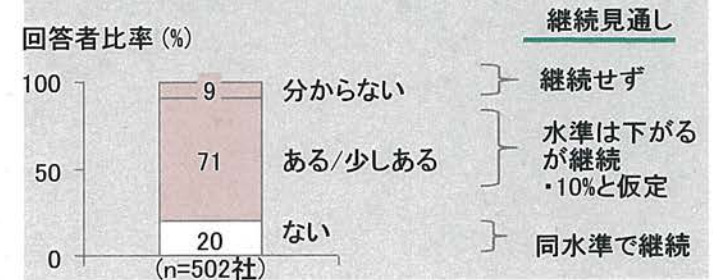
### (長期的に節電継続と回答の) 42%のみ、10年後も節電を継続

Q. 今後、節電を継続するか?<sup>1)</sup>



### (節電によりビジネスへの影響がないと回答の) 20%のみ、今後も節電を継続と仮定

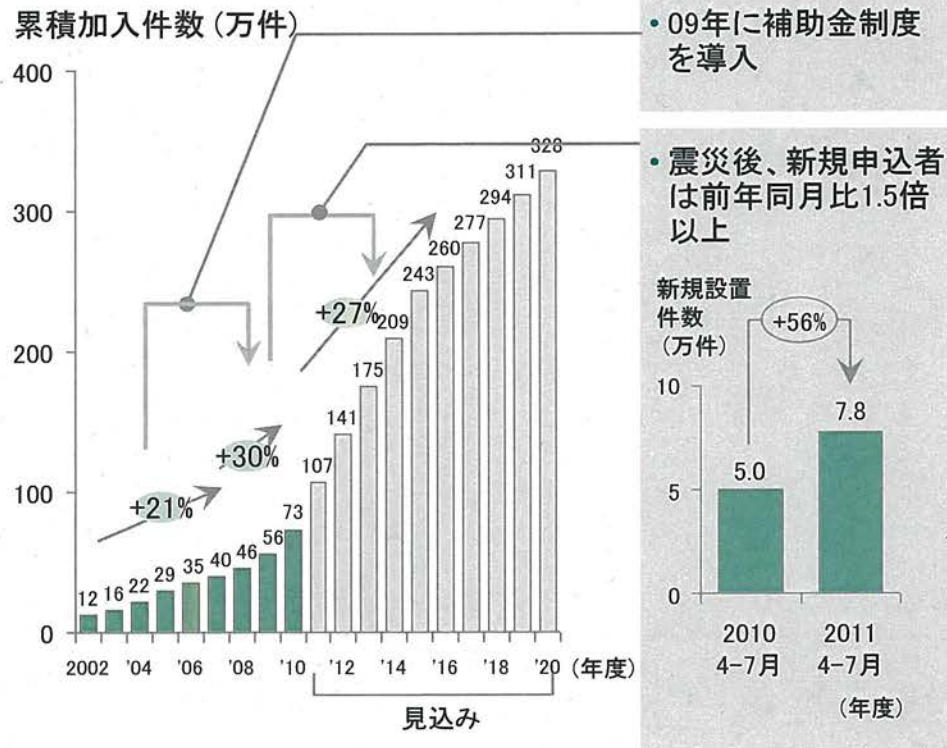
Q. 節電によりビジネスへの影響はあるか?<sup>2)</sup>



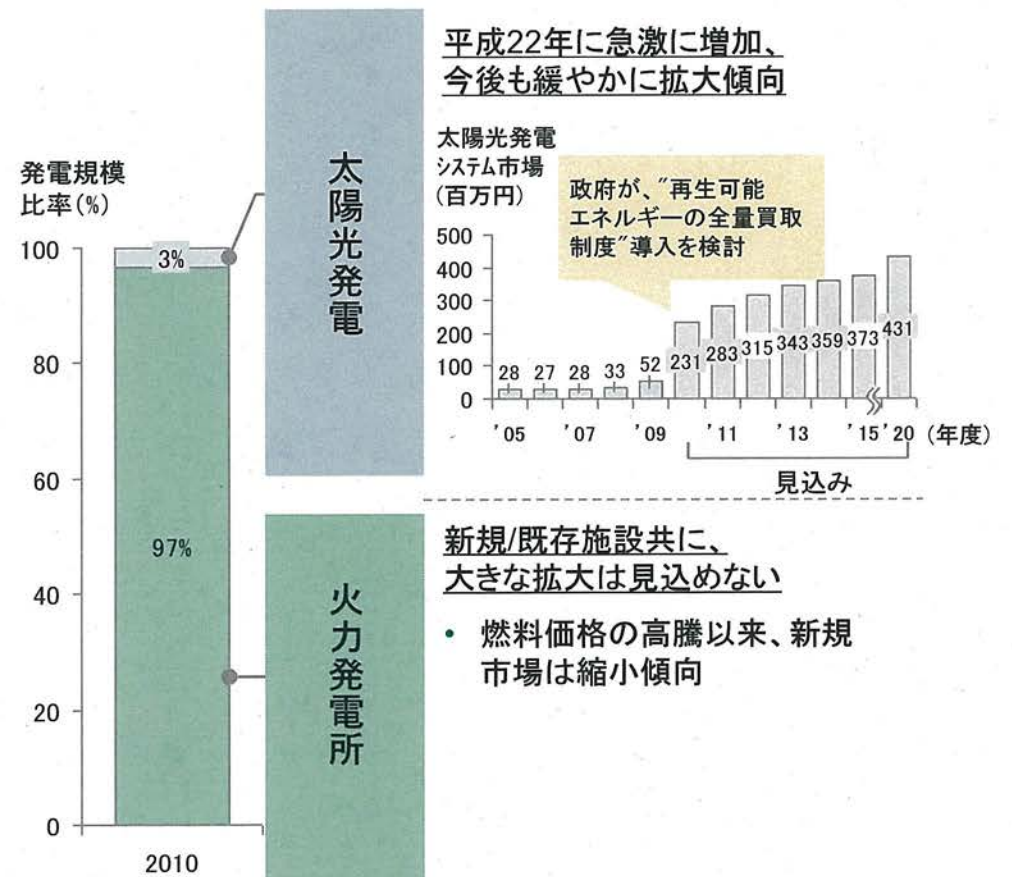
Source: 社内資料: アンケート調査(1. 時期:平成23年4月下旬, 対象:関東在住者, 回答:2,060人, 弊社webアンケート、  
2. 時期:平成23年6月下旬, 対象:全国企業1,020社, 回答:502社(回答率49%), 経済文化センター FAXアンケート)

# 家庭用自家発電は、今後震災前以上の率で拡大すると予測されるが、 企業の自家発電は大規模な増加は見込めない 今後、需要に与える影響(需要の減少): 自家発電の普及

家庭用自家発電は今後5年間は  
震災前の1.5倍のペースで新規利用者が増加



企業の自家発電は大規模な増加は見込めない



Source: 太陽光発電普及拡大センター; 矢野経済; 大口自家発電施設者懇話会HP



# 電力価格の上昇も視野に入れると40~50億kwh規模の追加離脱も見込まれる

## PPSの供給余力

## 追加供給見込み

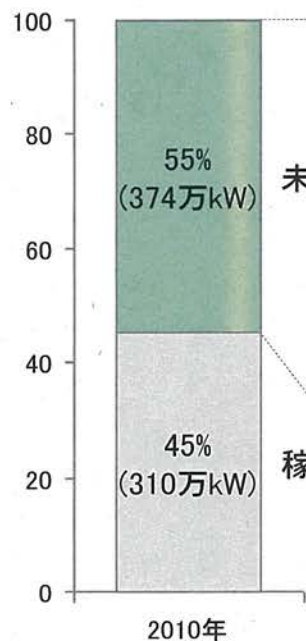
### 既存PPSの稼働状況

### 未稼働分の電源種別発電規模/コスト

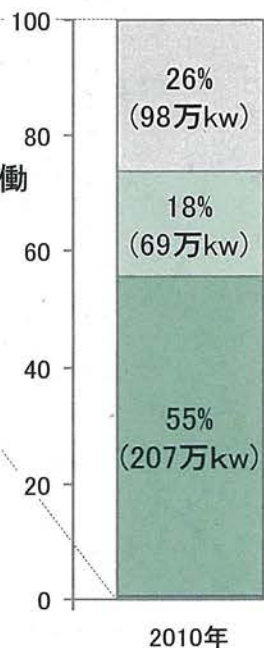
### 前提

### 追加供給量

稼働状況別  
発電規模(%)



電源種別  
発電規模 (%)



電源種別	必要コスト	発電単価	送電単価
他	-	-	-
都市ガス	12.0円~	・発電: 10.0~	・送電: 2.0円~
LNG	9.0~11.0円	・発電: 7.0~8.0	・送電: 2.0~
石炭	7.0~8.0円	・発電: 5.0~6.0	・送電: 2.0~

LNG	<ul style="list-style-type: none"> <li>未稼働分のうち、半分相当が再稼働</li> <li>ただし、全く稼働していない電源は、稼働コストを考慮して再稼働しない</li> </ul>	46億kwh (全体で92億kwh)
石炭	<ul style="list-style-type: none"> <li>余力分は全て再稼働</li> </ul>	0.9億kwh
計		46.9億kwh

1.平成22年時点。火力発電所のうち、コンバインド化された5発電所の発電単価  
Source: 矢野経済; 資源エネルギー庁HP

3. 発電規模から供給量への換算は0.4億kwh/万kwで行う

## (参考)PPS事業者の電源別供給余力

	最大発電能力(万kw) <sup>1)</sup>	供給量 <sup>1)</sup> (万kw)	発電余力(万kw) <sup>1)</sup>								
			合計	電源種別構成							
				石炭	LNG	石油	都市ガス	水力	廃棄物	風力	他
エネット	291	143	148	0	71	1	67	0	9	0	2
JX日鉱日石エネルギー	120	53	67	0	45	0	0	0	0	0	22
新日鉄エンジニアリング	33	23	10	0	6	0	0	0	0	0	4
昭和シェル石油	81	20	61	0	61	0	0	0	0	0	0
ダイヤモンドパワー	22	11	12	0	11	0	0	0	0	0	0
丸紅	16	11	5	0	4	0	0	0	1	0	0
サミットエナジー	17	10	7	2	0	0	2	0	1	0	2
イーレックス	23	9	14	0	3	0	0	0	0	0	11
F-Power	17	9	8	0	6	0	0	0	2	0	0
東京エコサービス	14	8	5	0	0	0	0	0	5	0	0
テス・エンジニアリング	7	6	1	0	0	0	0	0	0	0	1
出光グリーンパワー	6	3	3	0	0	0	0	0	0	3	0
王子製紙	27	1	25	0	0	0	0	0	0	0	25
オリックス	3	1	2	0	0	0	0	0	1	0	1
武蔵野ホールディングス	7	1	7	0	0	0	0	0	0	0	7
やまがたグリーンパワー	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	684	310	374	2	207	1	69	0	18	3	75

0.9億kwh/年相当
92億kwh/年相当

1.平成22年度見込み

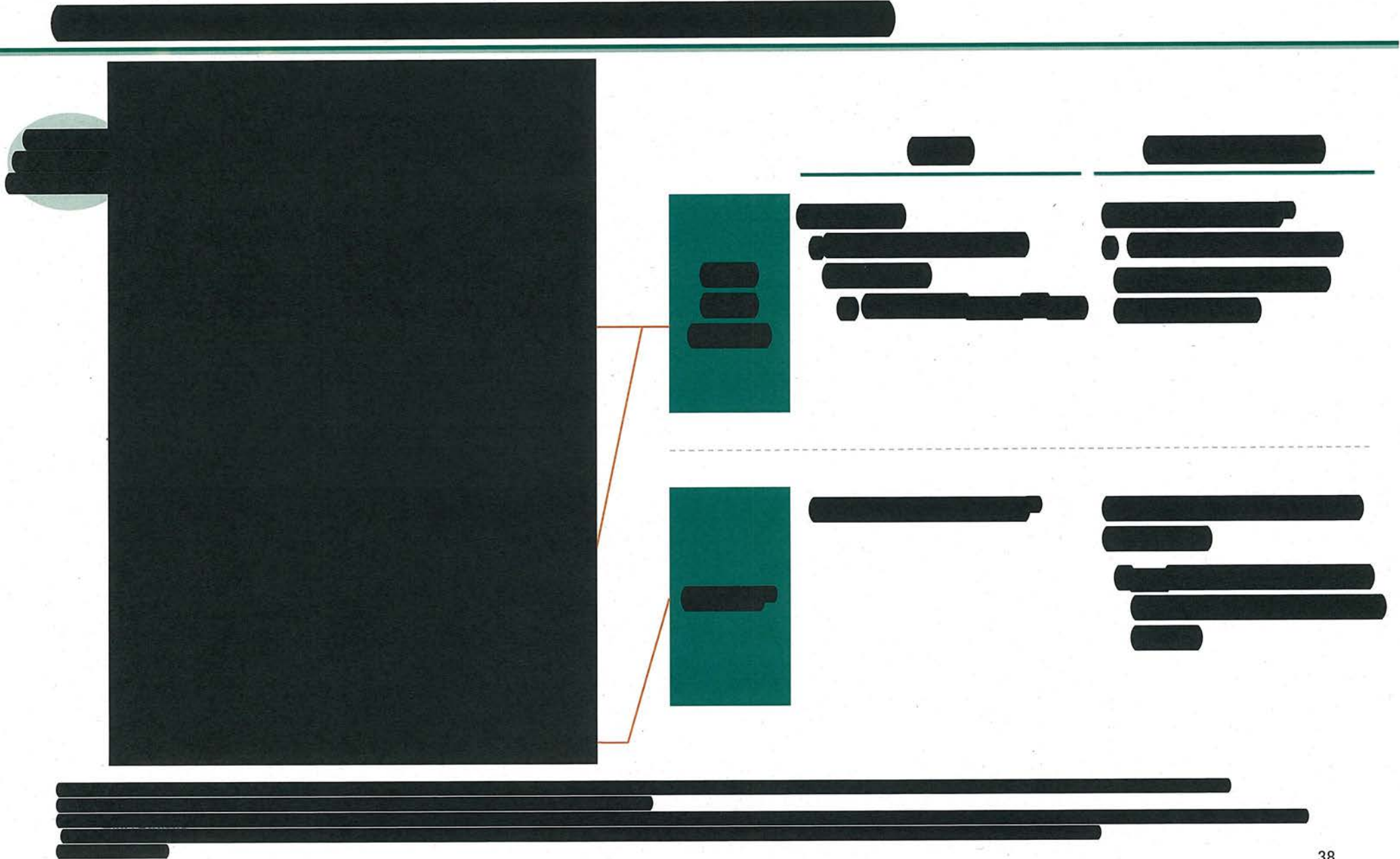
Note:東京電力と同じ50HZ圏内(関東・東北・北海道)での発電所を対象とする。ただし、大手PPS事業者に限定(供給量の約8割をカバー)

Source: 矢野経済

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	本日資料 参照ページ
数 値 関 連	1. 東京電力の事業面の 現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	<ul style="list-style-type: none"> <li>東京電力の事業構造分析</li> <li>東京電力電気事業の原価構造分析</li> <li>現状分析から見てきた課題と本DDの注力検討ポイント</li> </ul>	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の 見直し	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要計画: 過去計画の検証</li> <li>需要計画: 事故影響を考慮した見直し</li> <li>設備投資計画: 過去計画の検証</li> <li>設備投資計画: 計画の見直し</li> </ul>	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	<ul style="list-style-type: none"> <li>東京電力合理化計画内容の確認</li> <li>コスト削減施策(まとめ)</li> <li>個別のコスト削減施策の内容 <ul style="list-style-type: none"> <li>調達(修繕費・委託費等)の削減</li> <li>調達方法の検証・見直し</li> <li>燃料費・他社購入電源費の削減</li> <li>人件費の削減</li> </ul> </li> </ul>	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	<ul style="list-style-type: none"> <li>事業・関係会社峻別の考え方</li> <li>事業・関係会社の峻別結果</li> <li>存続事業・関係会社の合理化等の方針</li> </ul>	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)についての調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点 での想定営業利益計画	<ul style="list-style-type: none"> <li>計画策定の前提条件(シナリオの考え方)</li> <li>東京電力作成による合理化計画を反映した計画、追加施策を反映した計画</li> <li>10力年の売上・費用・営業利益計画(現時点想定)</li> </ul>	(4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査	p. 142 - 148
関 制 連 度	6. 料金等制度の現状	<ul style="list-style-type: none"> <li>日本及び海外の電力事業関連制度の現状</li> <li>日本の現行制度における課題と今後の検討項目(現時点版)</li> </ul>	(7) 業績予測・事業計画に関連する電気事業法等諸制度の分析	p. 149 - 167

## 2.2 供給及び設備投資計画



[Redacted]

[Redacted]

	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

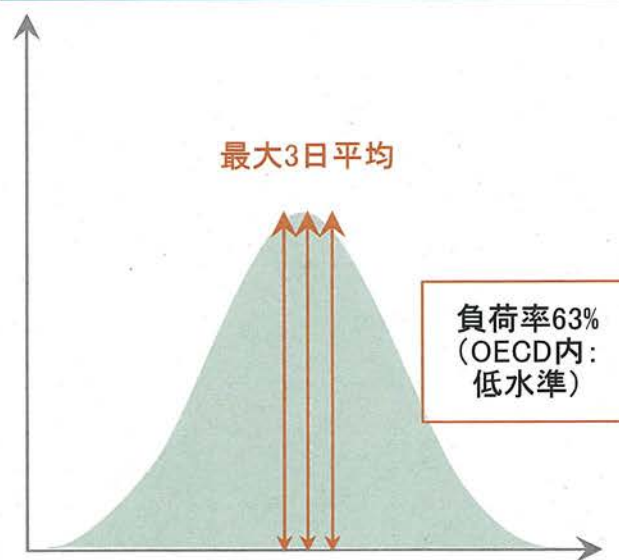
[Redacted]

## 設備投資が過大に見積もられる理由

環境アセスメントや建設機関のために、  
長期の需要計画に合わせざるをえない



安定供給への責任から  
最大電力量に合わせた供給力を  
確保しようとする



資産額に対して事業報酬が決まるので  
資産を厚しがちになる

電気事業の報酬額

=

レートベース

・特定固定資産、建設中の資産、  
核燃料資産、特定投資、運転資  
本及び繰延償却資産の合計額

×

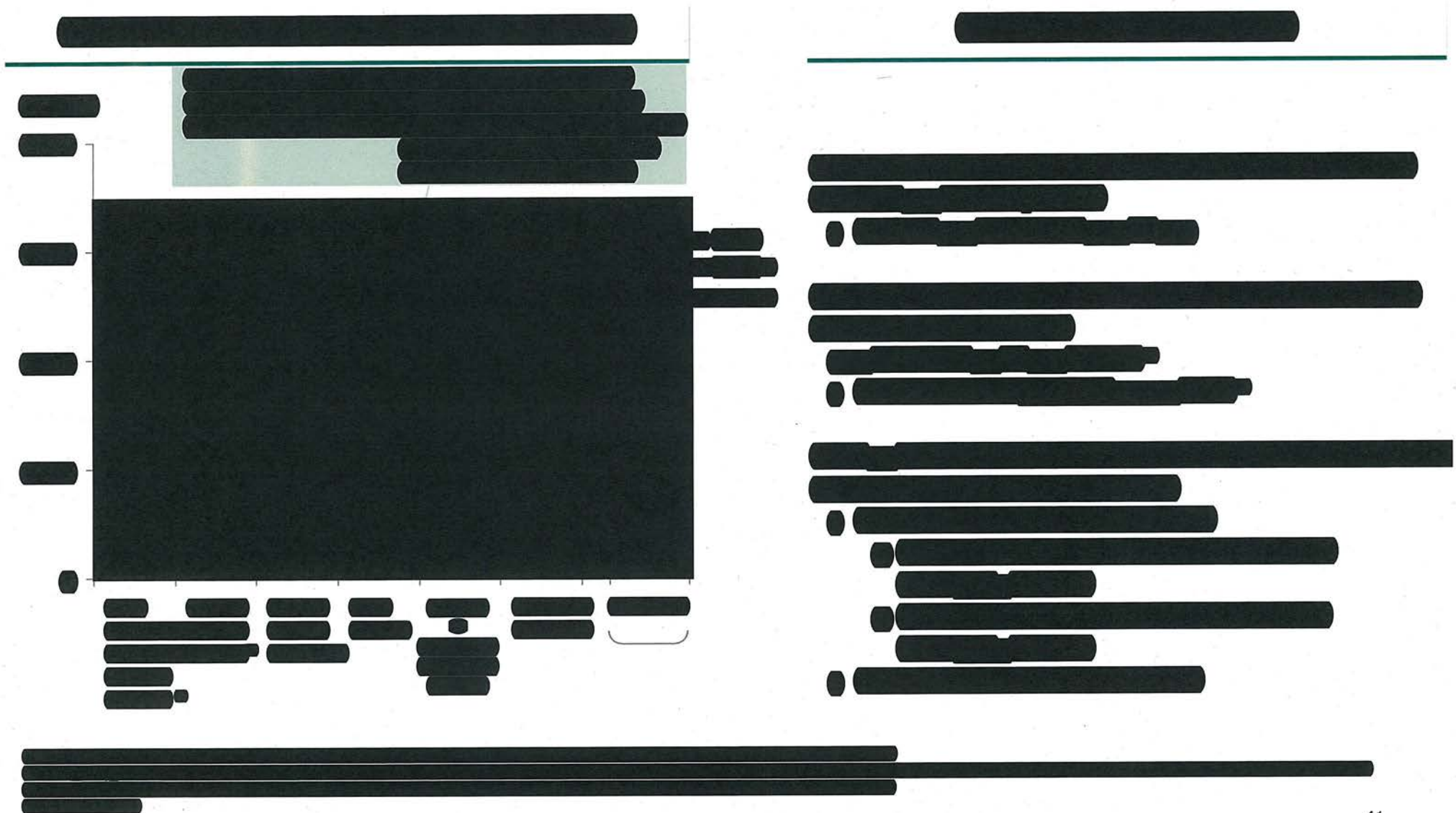
報酬率=

自己資本比率 × 自己資本報酬率  
+  
他人資本比率 × 他人資本報酬率

過去の投資、修繕費の妥当性や、今後の単価の抑制方法  
(仕様統一や入札導入等を含む)はコスト削減施策と併せて継続的  
に検討する

(参考)原発全停止時の初期シミュレーション(1/3)

原発全停止時の需給バランスと追加供給力確保の見立て:平成27年度(初期試算)



(参考)原発全停止時の初期シミュレーション(2/3)

原発全停止が収支・電気料金に与える影響:平成27年度(初期試算)

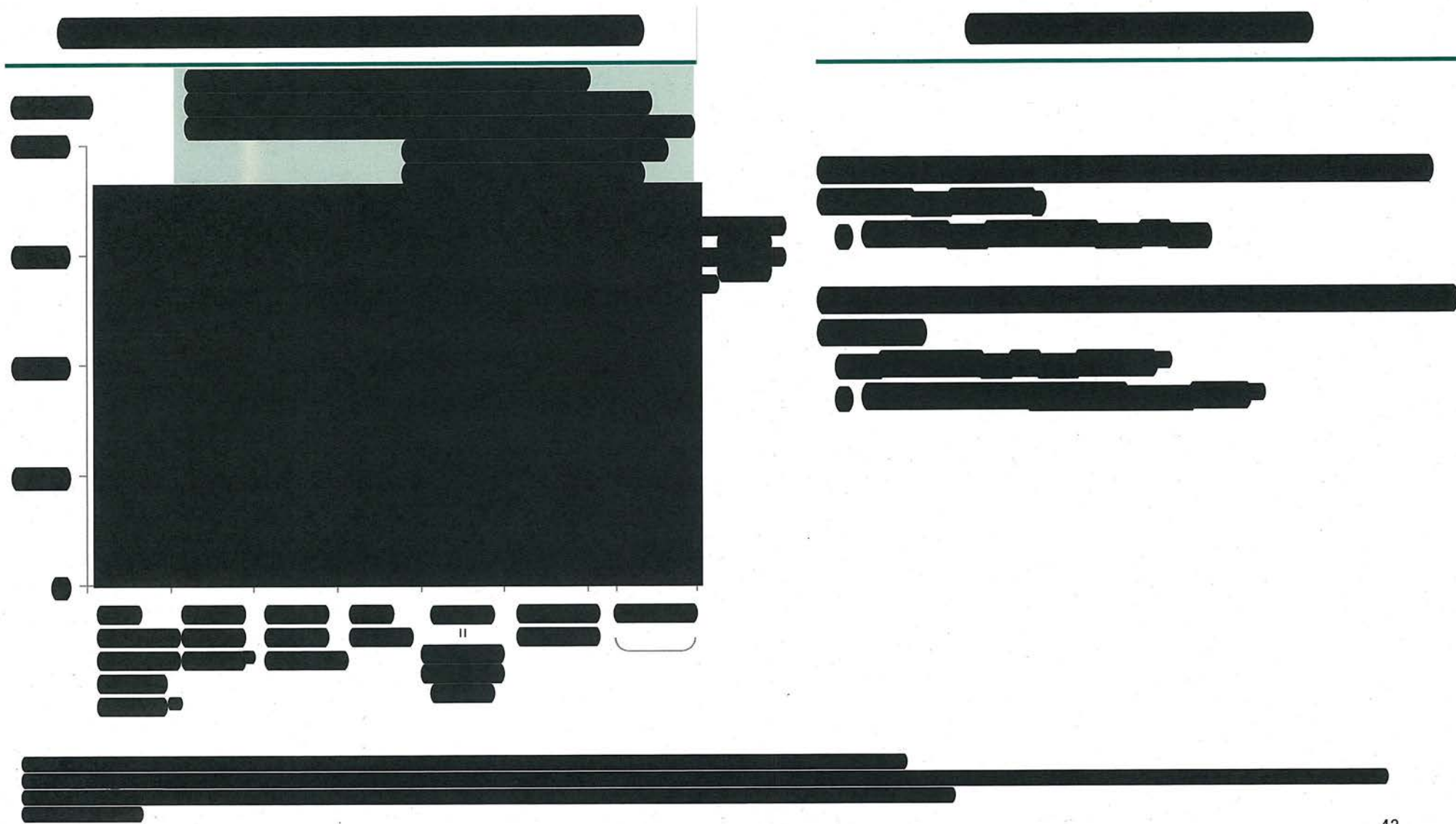
The table is divided into two main sections by a vertical line. The left section contains several rows of data, with a large black redaction bar covering the top half. The right section also contains several rows of data, with a large black redaction bar covering the top half. A red box highlights a cell in the lower right quadrant of the right section. The table appears to be a comparison of financial metrics under different scenarios.

[Redacted text block]



(参考)原発全停止時の初期シミュレーション(3/3)

原発全停止時の需給バランスと追加供給力確保の見立て:平成32年度(初期試算)



## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数値関連	1. 東京電力の事業面の現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)についての調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査	p. 142 - 148
関連度	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連する電気事業法等諸制度の分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧

### 3. コスト削減(1/4)

#### 3.1 東京電力合理化計画内容の確認

東京電力は合理化計画として5,034億円の経費見直しを公表しているが、福島第一、第二運原発電所の費用減少や、元来行うべき修繕等の繰り延べがその大部分を占め、実質的な削減額は2011年度(平成23年度)で〇〇〇億円。実質削減額のうち、〇〇〇億円は短期削減施策であり、2015年度(平成27年度)時点の削減額は約1,000億円である。

- 東京電力合理化計画(5,034億円)のうち、福島第一、第二原発運営費用の減少分が〇〇〇億円、2012年度(平成24年度)以降への繰り延べ分が968億円、2011年度(平成23年度)増分費用の抑制分が1,096億円であり、実質的な削減額は2011年度で〇〇〇億円である。
- 実質削減額〇〇〇億円のうち〇〇〇億円は一時的な施策であり、2015年度時点の削減額は〇〇〇億円に戻る。

#### 3.2 コスト削減施策まとめ

本調査では、経費の削減や繰延べ等の数量削減を中心とした東京電力合理化計画に加え、安定供給や電力品質等を維持し、よって中長期的に持続可能なものとするため、単価引下げに焦点を当ててコスト削減施策の検討を実施した。量や発注品の品質の引き下げは中期に慎重に検討すべきものであり、今回は対象としていない。また、電力会社共通の仕様は単価引き下げに寄与するものの、中長期の取り組みとなるため、今後電力各社共通での検討を行うことを提案はするが、数値計画には織り込まない。なお、今回の検討での追加分も含めて、2011年度で2,225億円、2015年度で1,861億円のコスト削減を見込む(中間報告時点)。

東京電力の調達には、関係会社取引における査定の甘さ、取引時の競争環境の不十分さ、特殊仕様による高価格化等の課題がある。

- 関係会社の多くは、東京電力向け売上で稼ぐ構造にあり、関係会社取引の単価低減に甘さが見られる。
- 取引の大半が随意契約であり、十分な競争が働いていない。
- 東京電力向け特殊仕様製品が多く、調達価格の高水準化が生じている。

これらの課題をふまえ、以下の視点でコスト削減の具体策を検討している。

- ① 競争入札の拡大等による発注方法の見直し
- ② 代理店等の重層的な取引構造の見直し
- ③ 仕様/設計方法の標準化
- ④ 他社電源購入の見直し
- ⑤ 燃料費の中長期的な削減

### 3. コスト削減(2/4)

#### 3.3 具体的なコスト削減施策の内容

##### 3.3.1 調達(修繕費・委託費等)の削減

##### ① 競争入札の拡大等による発注方法の見直し

##### ①-1. 関係会社取引の価格査定厳格化

主要関係会社の大半は東京電力向け取引の営業利益率が社外取引の営業利益率より高く、東京電力向け売上で稼ぐ構造になっている。具体的な契約内容を見ても、関係会社との取引は外部取引先との取引と比べて価格が十分に引き下げられることなく契約しているものが多い。

##### ①-2. 入札等による競争発注の強化

現在の取引は随意契約が大半であり、取引時に十分な競争が働いていない。

- 子会社との取引はほぼ全てが随意契約であり、外部取引先においても入札実施率は約30%に程度に留まっている。入札時には随意契約と比べ大幅に価格低減されており、入札等の競争発注を強化することで年間105億円を削減する。

##### ② 代理店等重層的な取引構造の見直し

##### ②-1. 代理店構造の見直し

修繕費中心に代理店が介在する取引が多く見られるが、原メーカーの多くが大規模事業者であることを考えると代理店が十分な機能を果たしているとは言い難い状況にある。

- 修繕費約4,000億円のうち、約5割が代理店が介在する取引。介在する代理店は4社で約80%を占める。

##### ②-2. 関係会社を中心とした一次下請けの見直し

発電工事を中心に関係会社が一次下請けに入る構造が見られるが、当該関係会社は外注比率が高く、過度に重層的な取引構造の見直しを行う。

### 3. コスト削減(3/4)

#### ③ 仕様/設計方法の標準化

##### ③-1. 発電所設計の見直しによる建設単価の削減

発電所建設は数千億円に達する大規模投資であるが、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は大きく異なっており、今後着工する[ ]において、設計見直しを行うことで建設単価を240～360億円削減する。

##### ③-2. 工事効率化による単価削減

[ ]においては、原価改善ワーキンググループを立ち上げ工事効率化を検討することでモデル支店で25%の生産性向上を実現し、[ ]全体では1年間で[ ]のコスト削減を見込んでいる。同様の[ ]工事効率化施策を他事業者にも横展開することで工事費用を年間[ ]円削減する。

#### ④ 他社電源購入の見直し

##### ④-1. 他社電源購入の価格決定方法/単価の見直し

他社購入電源は多数事業者と長期契約を締結しているが、一部事業者とは入札時に燃料価格変動の影響が大きい価格設定となっており、燃料価格高騰により単価が大幅上昇したものが散見される。2014年度(平成26年度)から順次契約更新時期が到来するため、今後の契約更新の際には価格決定方法及び単価を見直すことで、年間90億円のコスト削減を行う。

##### ⑤ 燃料費の中長期的な削減

燃料費については、長期契約を締結済みであり、かつ日本の事業者は代替調達手段(天然ガス等)を持たず売り手優位となる傾向が強いため、短期的な単価低減は難しい。中長期施策として、LNG単価決定指標を原油価格からマーケット価格へ変更する、欧州等との需要時期差を利用したタイムスワップ等を今後社内で積極的に検討することを提案するが、本計画への効果額織り込みは行わない。

### 3. コスト削減(4/4)

#### 3.3.2 人件費の削減

人件費の削減は、人員数および単価での現状分析及び、人事制度変更も視野に入れた削減余地を検討している。

- 人員数については子会社・事業売却、震災による業務変更、[REDACTED]、及び業務/制度改革を含めた削減余地を検討している。
- 単価については、給与、賞与、退職一時金・年金、福利厚生について、一般大企業との比較で削減余地を検討している。
- 人事制度変更については、[REDACTED]、報酬体系の見直し等を検討している。

人員数については、[REDACTED]、約38,000人の従業員の内、[REDACTED]人([REDACTED]円)の削減余地が見込まれる。

- [REDACTED]
- 子会社・事業売却に伴う出向者等の削減余地が[REDACTED]人ある。
- 震災を受けた業務変更や消滅に伴う削減余地が[REDACTED]人見込まれる。

単価については、福利厚生を中心に[REDACTED]円程度の削減余地が見込まれる。また、退職一時金、年金については、大企業対比高い水準にある。全体の施策の中で実現可能性を勘案して検討する。

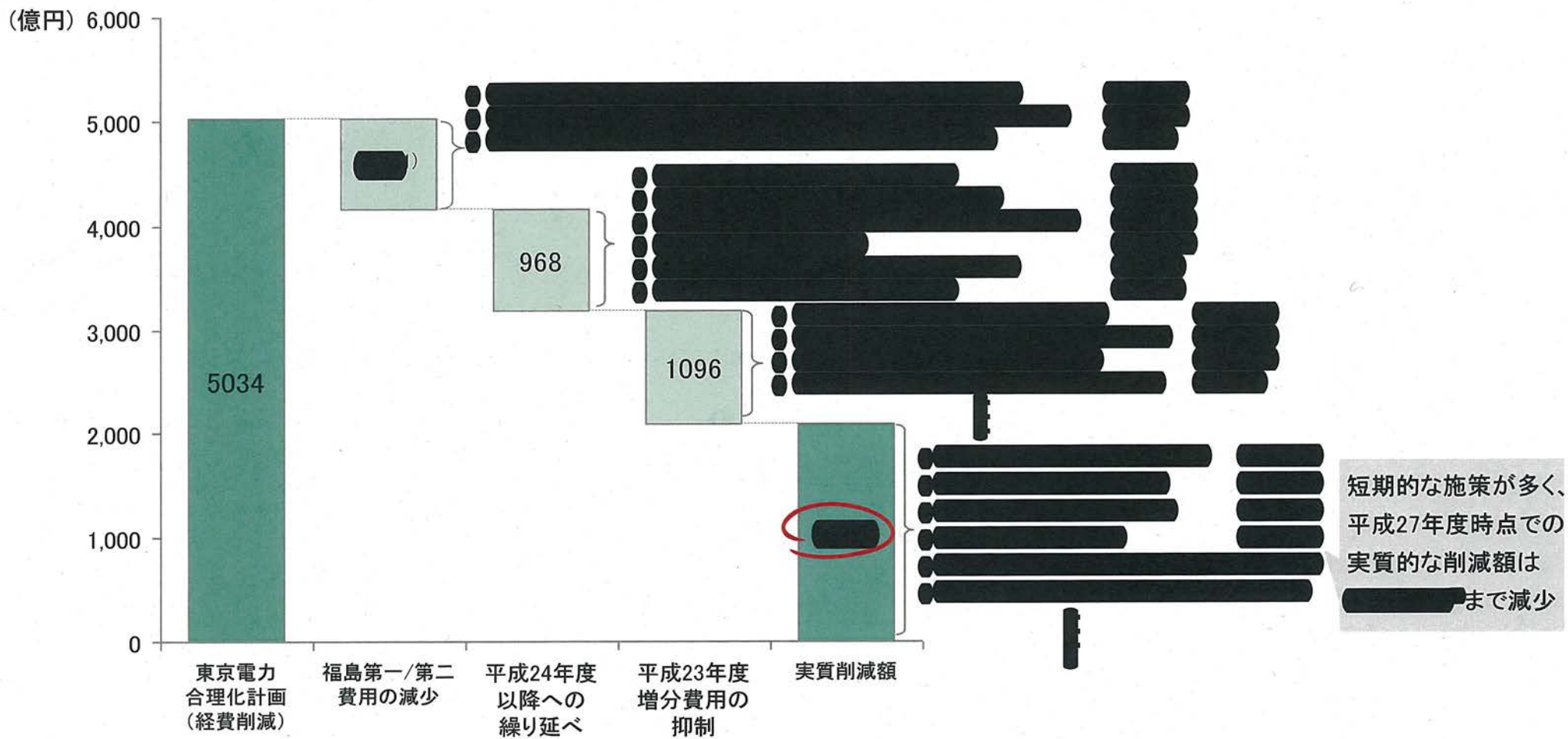
- 給与・賞与については、東電の実施した給与カット前後を通じて大企業平均と同水準になっている。
- 退職一時金・年金については、大企業平均と比べ[REDACTED]。交渉の難易度等、実現性も勘案した上で、削減可能性を継続検討する。
- 福利厚生については、大企業に比べて高い水準のメニューが散見される。健康保険料の企業負担率、カフェテリアプランの内容の見直し等により、現状[REDACTED]円を50億円程度削減する余地がある。

人事制度変更も視野に入れることで以下等の更なる削減余地も見込むことができる。

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- 自前主義により現状殆ど活用されていないパートタイマーの本格活用[REDACTED]

### 3.1 東京電力合理化計画内容の見立て

福島原発費用減少や繰り延べが多く、実質削減額は[REDACTED]億円。平成27年度時点の削減額は約1,000億円



事務局にてご作成された [REDACTED]

1. 東京電力内部資料にて福島第一・第二関連として明細が示されているもののみを対象 [REDACTED]

### 3.2 コスト削減施策まとめ

#### コスト削減施策及びコスト削減余地(1/2)

	平成22年度 費用実績 (単体/億円)	コスト削減施策	コスト削減余地(億円)	
			平成23年度見込み	平成27年度見込み
修繕費	4,121	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
委託費	1,849	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
減価償却費	6,557	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
他社購入電源費	5,021	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
燃料費	14,821	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



## コスト削減施策及びコスト削減余地(2/2)

	平成22年度 費用実績	コスト削減施策	コスト削減余地(億円)	
	(単体/億円)		平成23年度見込み	平成27年度見込み
人件費	4,015	役員報酬の返上・減額、社員賃金・賞与の減額 人員数削減 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 子会社/事業売却に伴う人員削減</li> <li>・ 震災影響で業務が変更/削減された業務の人員削減</li> <li>・ 人員数/構成の偏り見直しによる人員削減</li> </ul> 人件費単価削減 <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 福利厚生(健康保険・持ち株奨励金等)の見直し</li> <li>・ 退職金/年金水準の見直し</li> </ul>		
合計				

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数値関連	1. 東京電力の事業面の現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)についての調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に係わる調査	p. 142 - 148
関制 連度	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連する電気事業法等諸制度の分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧

### 3.3.1 具体的なコスト削減施策の内容:調達における削減

#### 現状の課題と調達コスト削減の方針

##### 東京電力の調達における課題

関係会社の多くは、東電向け売上で稼ぐ構造にあり、単価低減に甘さが見られる

- 大半の会社は、東電向け営業利益率が社外取引の営業利益率より大幅に高い

現状の取引は随意契約が大半であり、十分な競争が働いていない

- 入札取引比率は低く、特に関係会社との取引はほぼ随意契約

東京電力向け特殊仕様により調達価格の高水準化が生じている

● [Redacted]

[Redacted]

##### 調達コスト削減の方針

###### 資材・役務調達

#### A. 競争入札の拡大等の発注方法の工夫

1. 関係会社取引の単価査定厳格化
2. 入札等による競争発注の強化

#### B. 代理店等の重層的な取引構造の見直し

1. 代理店構造の見直し
2. 関係会社を中心とした一次下請けの見直し

#### C. 仕様/設計手法 [Redacted] の標準化

1. 発電所設計の見直しによる建設単価の削減
2. 工事効率化による単価削減

###### 買電・燃料調達

#### D. 他社電源購入の購入単価見直し

1. 高価格事業者からの購入単価低減

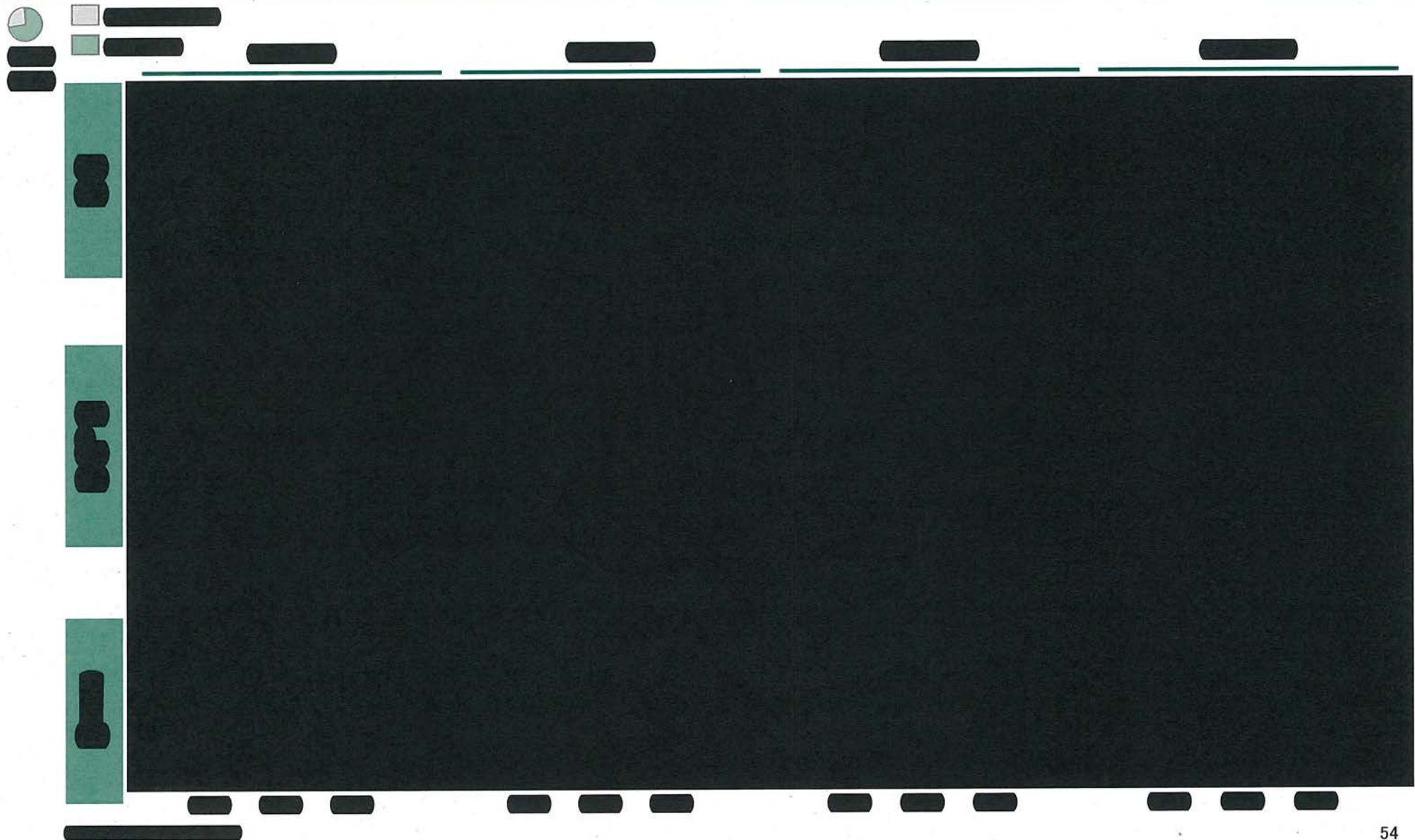
#### E. 燃料費の削減

1. 既存火力の熱効率・燃費の改善

# A. 競争入札の拡大等の発注方法の工夫: 関係会社取引の見直し余地

主要関係会社の内部/外部営業利益率比較:

[Redacted text]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted text block on teal background]

[Redacted text block]

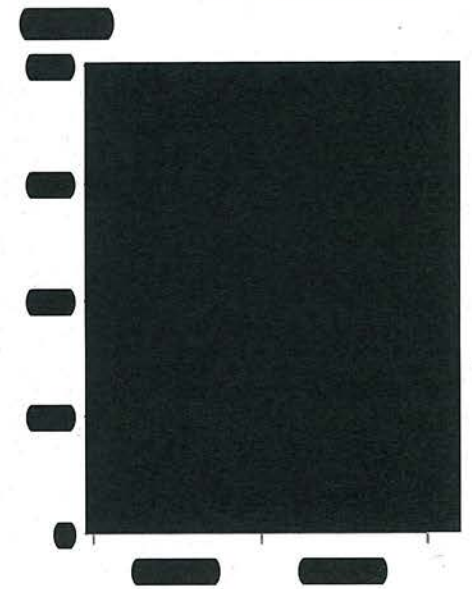
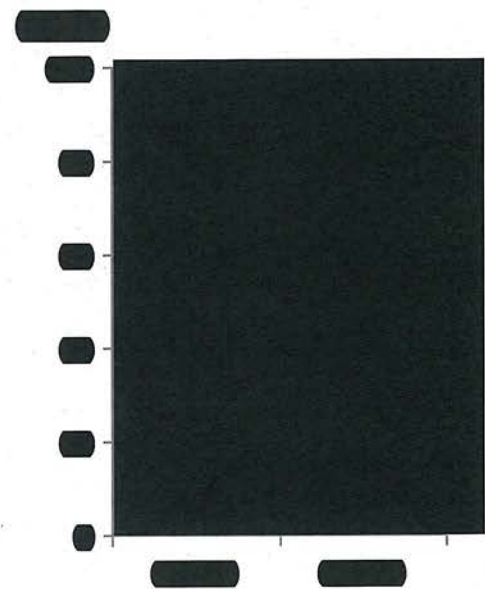
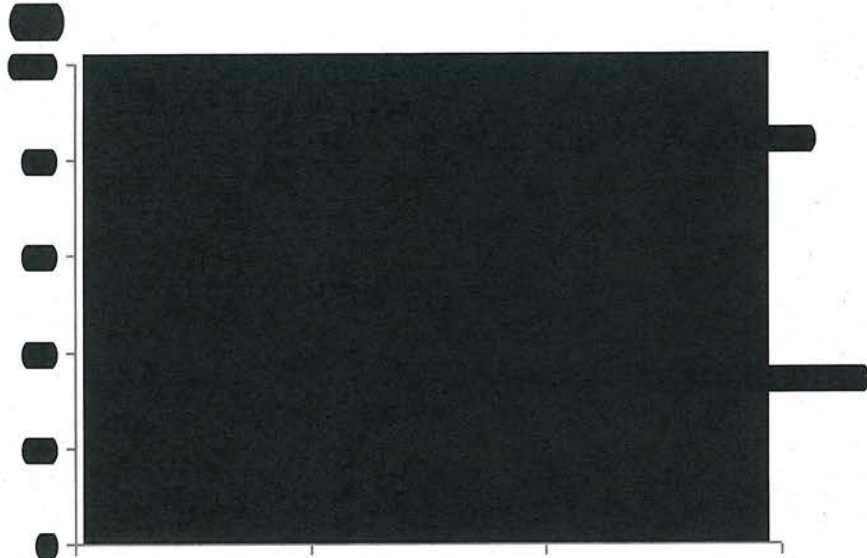
[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



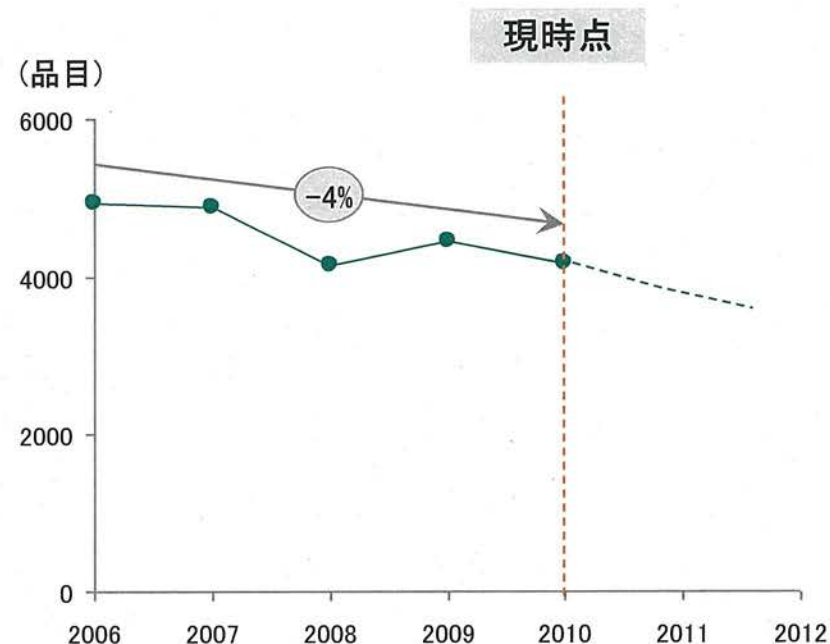
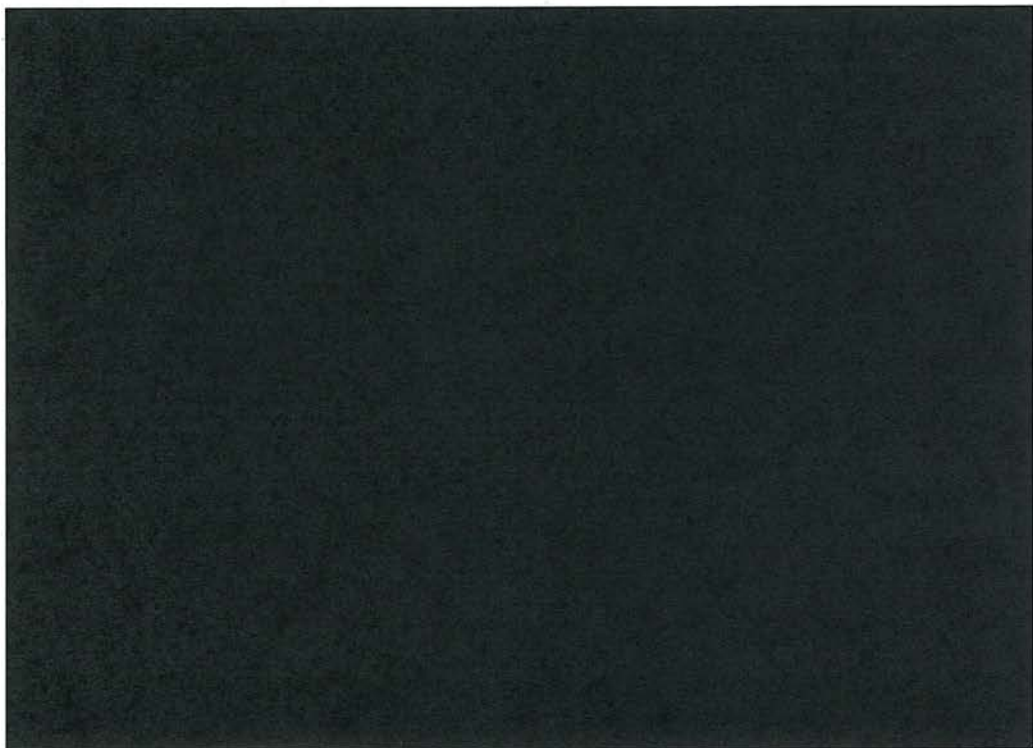
[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

## 今後社内外を通じた更なる仕様統一検討でコスト削減を実現する余地がある

資材部による調達品目削減取組みは一定の効果を上げており、更なる仕様統一による改善余地がある

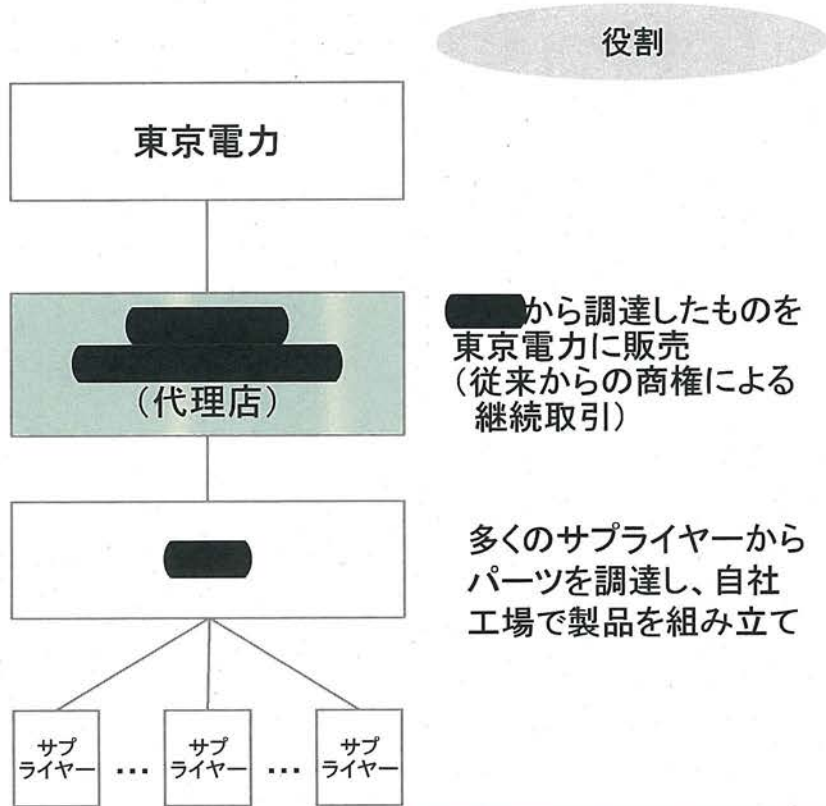


からの品名の名寄せ等の施策により、配電における品目をから4,000品目に削減しており、今後も取組みを継続する”

Note: 各支社案件名における請求箇所が支店の場合には支店による設計品と想定  
Source: 東京電力内部資料; 東京電力インタビュー

## B.1 代理店構造の見直し

東京電力の取引には  
代理店の介在する取引が多く見られる



代理店が介在する取引は修繕費の約5割に達し、  
代理店マージン分の削減余地あり

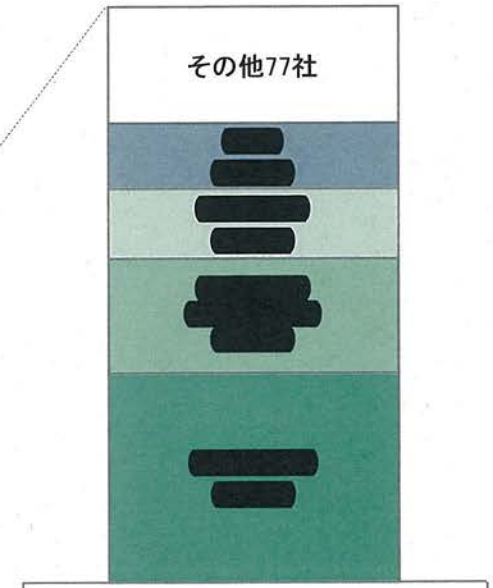
代理店介在取引は  
修繕費の約5割に達する

修繕費計: 4,121億円  
(平成22年度実績)



内8割は4社で占める

(参考)の  
売上総利益率3.3%



1. 平成27年度時点想定  
Source: 東京電力社内資料



(参考) 修繕費における主要代理店と原メーカーにおける取引一覧

[Redacted]

	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

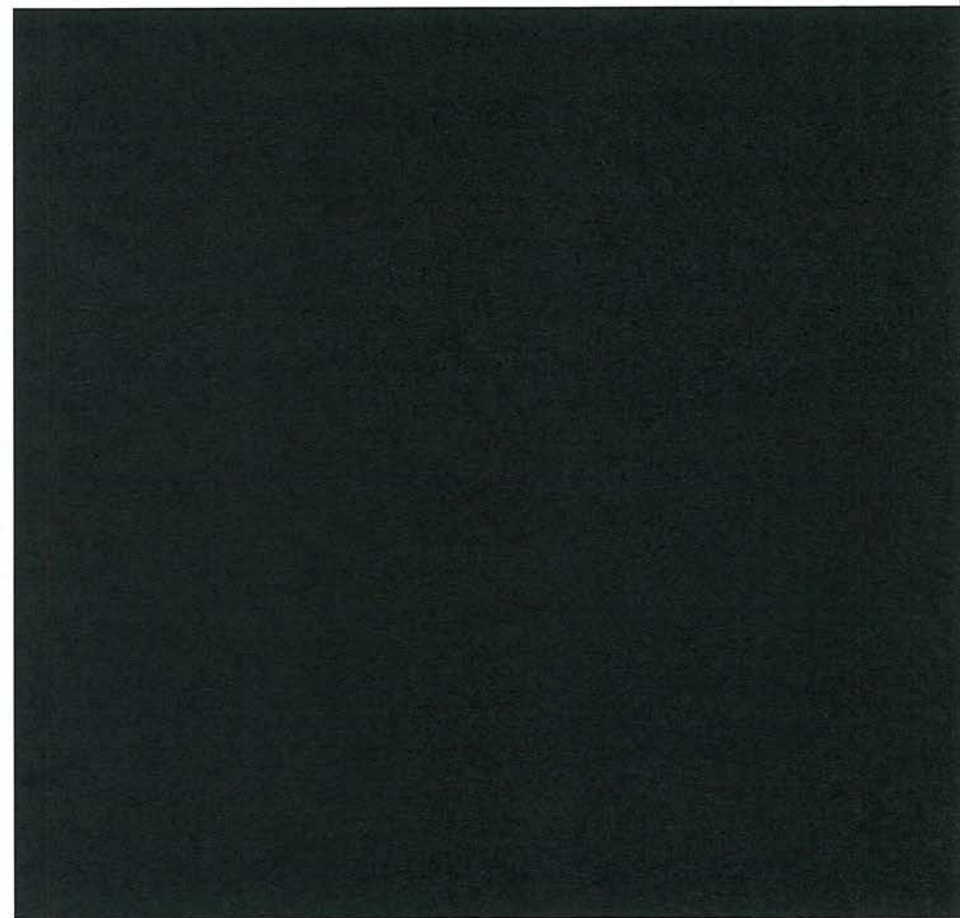
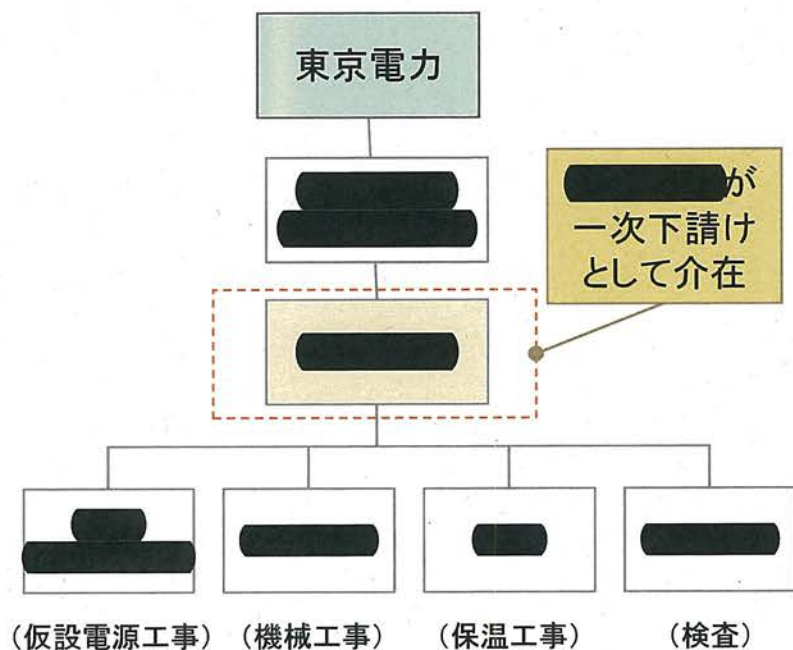
[Redacted]

## B.2 関係会社を中心とした一次下請けの見直し

関係会社が一次下請けに入る取引が多く見られ、取引構造を見直すことで費用を削減する

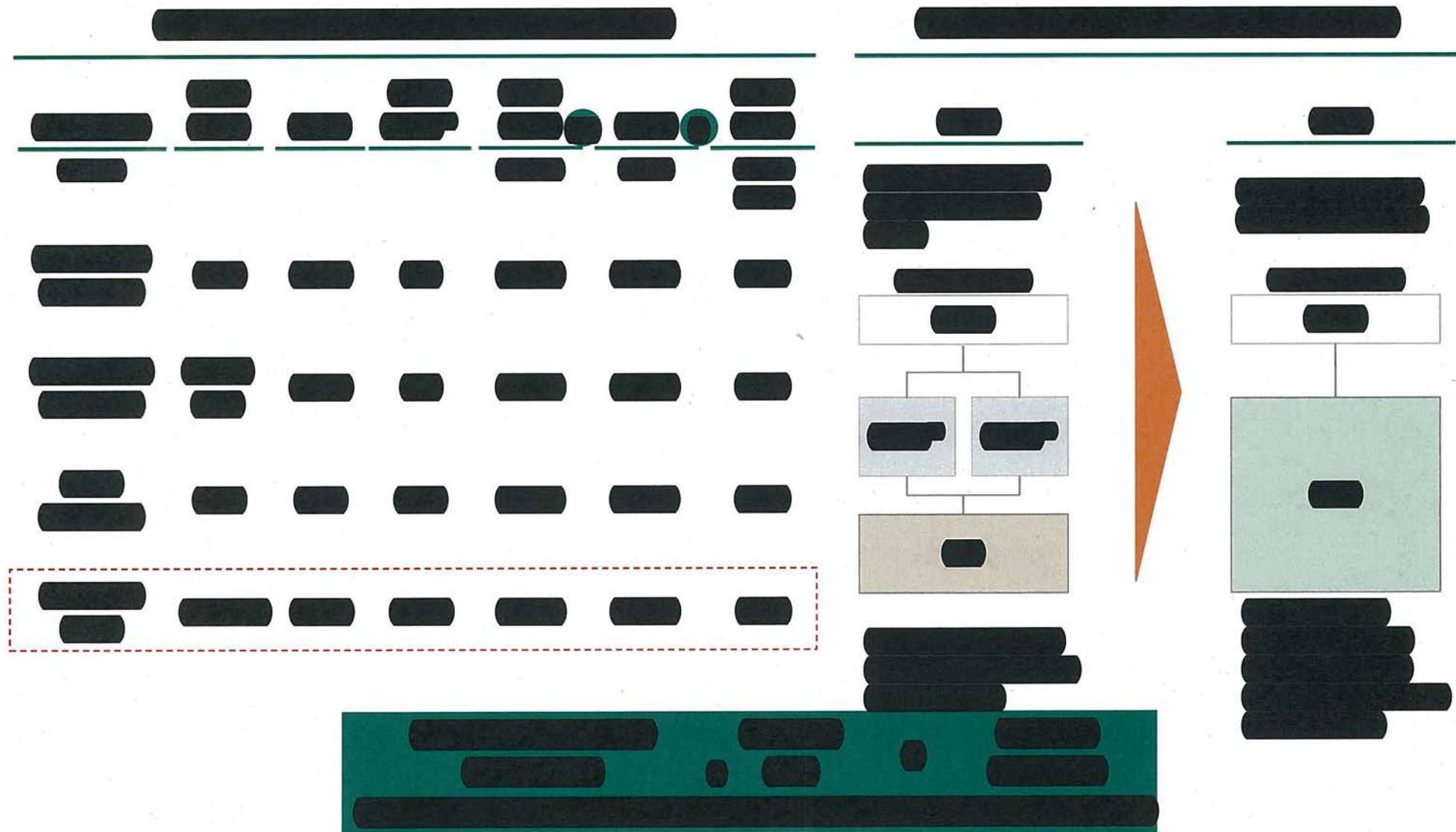
改善余地のある取引パターン：  
関係会社が一次下請けに介在する取引

高圧蒸気過熱低減器他点検修理



### C.1 発電所設計の見直しによる設単価の削減 ( )

設計/仕様を見直すことで。投資規模が数千億円単位にのぼる発電所建設単価を削減する

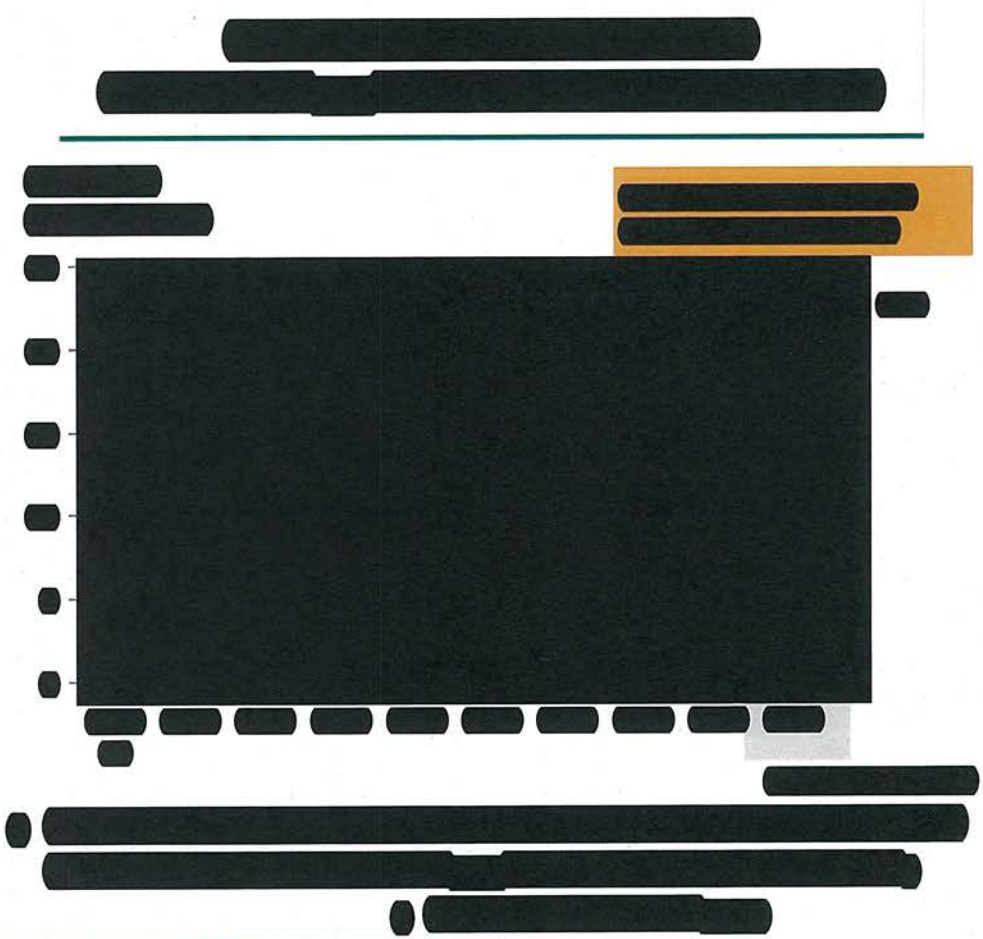


## C.2 工事効率化による単価低減:

で実現した 工事効率化施策を横展開することで、工事費用全体において の改善が見込める

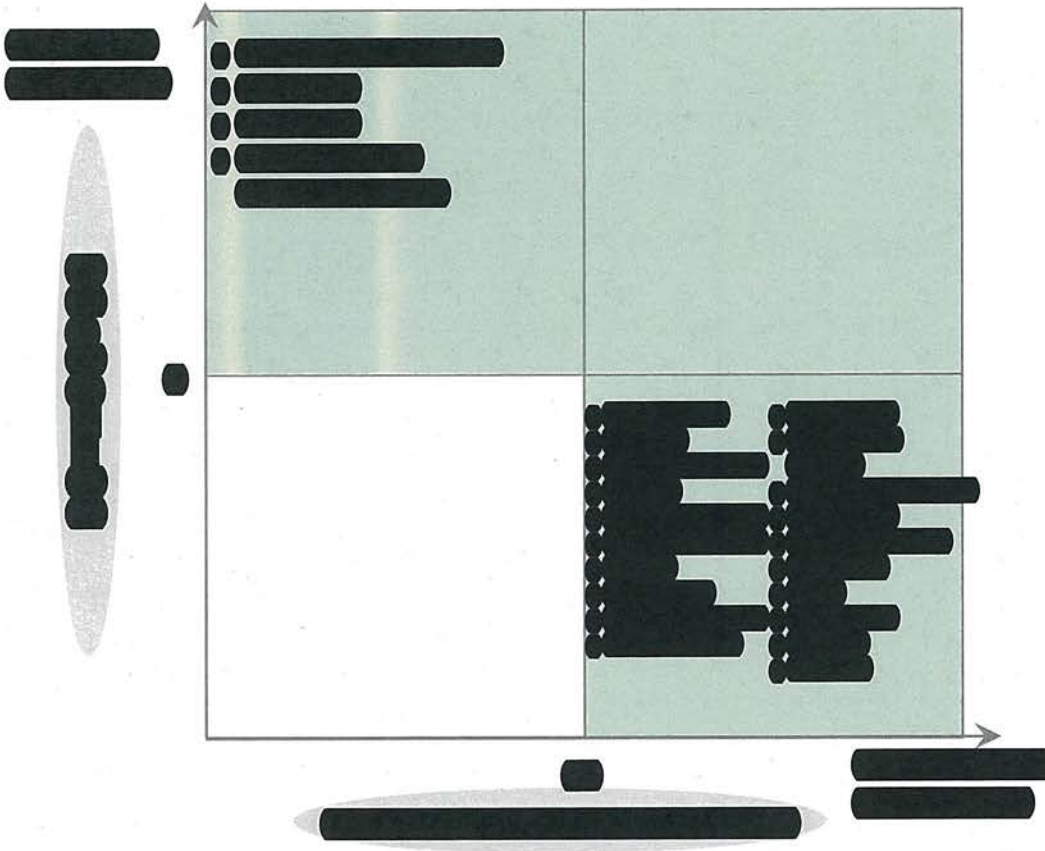
のモデル支店における  
工事効率化の打ち手  
(原価改善WG資料より)

- 業務のあるべき姿と実態のギャップを愚直に改善
- 現行の組織を土台に、本社も現場も一緒に汗を流して課題解決
- 業務プロセスから営業所運営・風土に至るまで、現場実態の見える化を図り、改善
- 生産性をよりタイムリーに全体で共有し、プロセス改善に反映
- 期待効果は少なくとも、営業所がより1つになれることを実施
- ベストプラクティス営業所の重要成功要因について、一人ひとりと共有し、皆のためにそれぞれの立場で何ができるかを検討

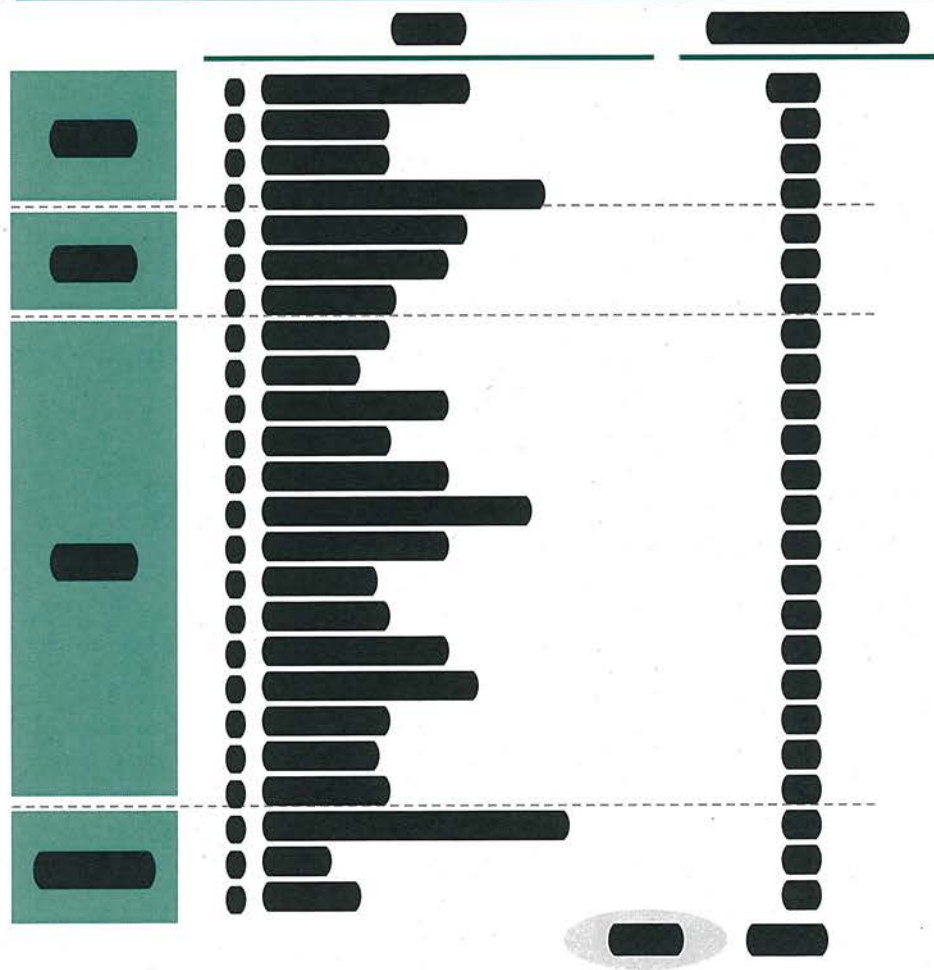


[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block]



[Redacted text block]

## D 他社電源購入の購入単価見直し: 購入単価の現状

### 他社購入電源費単価の現状: [REDACTED]

(前提) 現行の契約形態の内、  
自治体等を除き価格交渉が可能

価格改定  
交渉が可能

- 電事法第22条に基づく入札
  - 契約終了/更新時に価格改定交渉が可能
- 相対契約
  - 双方の協議により価格改定交渉が可能

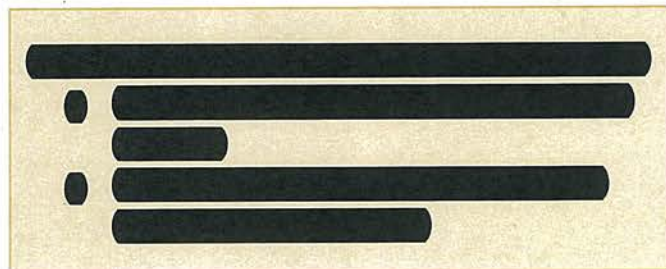
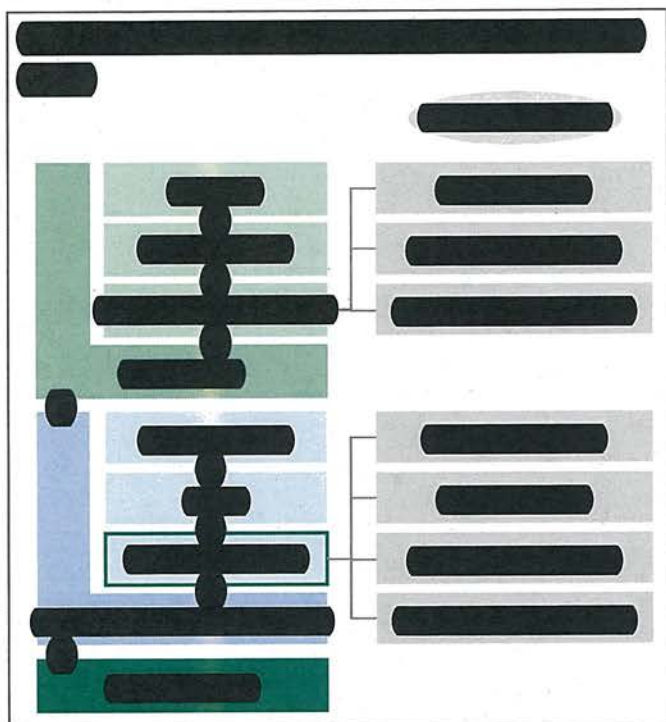
価格改定  
交渉が困難

- 電事法第22条に基づく卸供給料金算定規則による価格設定の契約 (自治体等)
  - 発電所廃止まで自動更新の場合、価格改定は困難
  - 一部交渉が可能な契約も存在

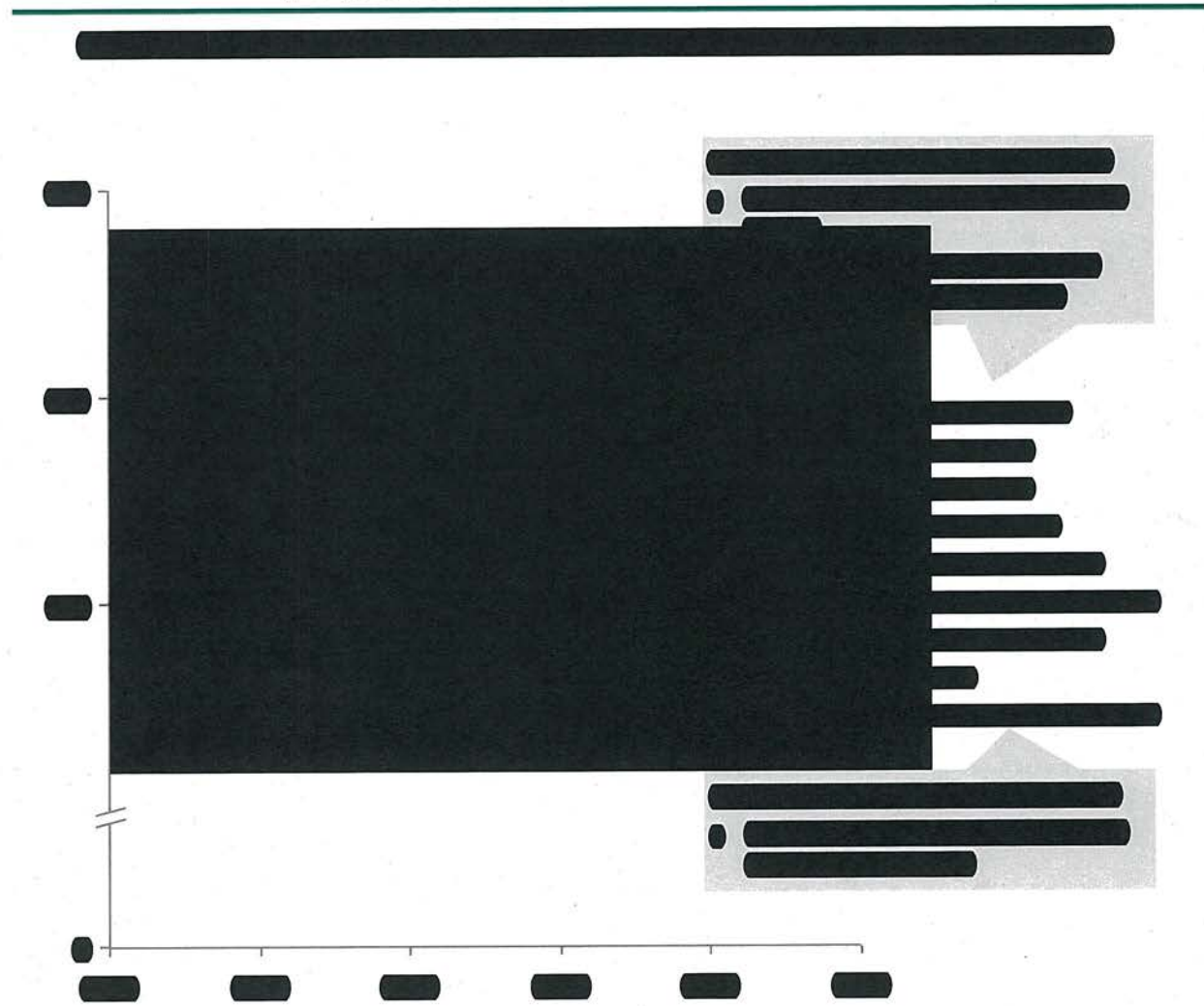
[REDACTED]  
価格改定が可能な高単価事業者に対しては単価低減の可能性がある

# 燃料費変動率の掛け目の違いが価格変動の主要因となっており、 今後契約更新を行う際には掛け目の修正を行うことで単価を低減する

入札時の料金決定方法

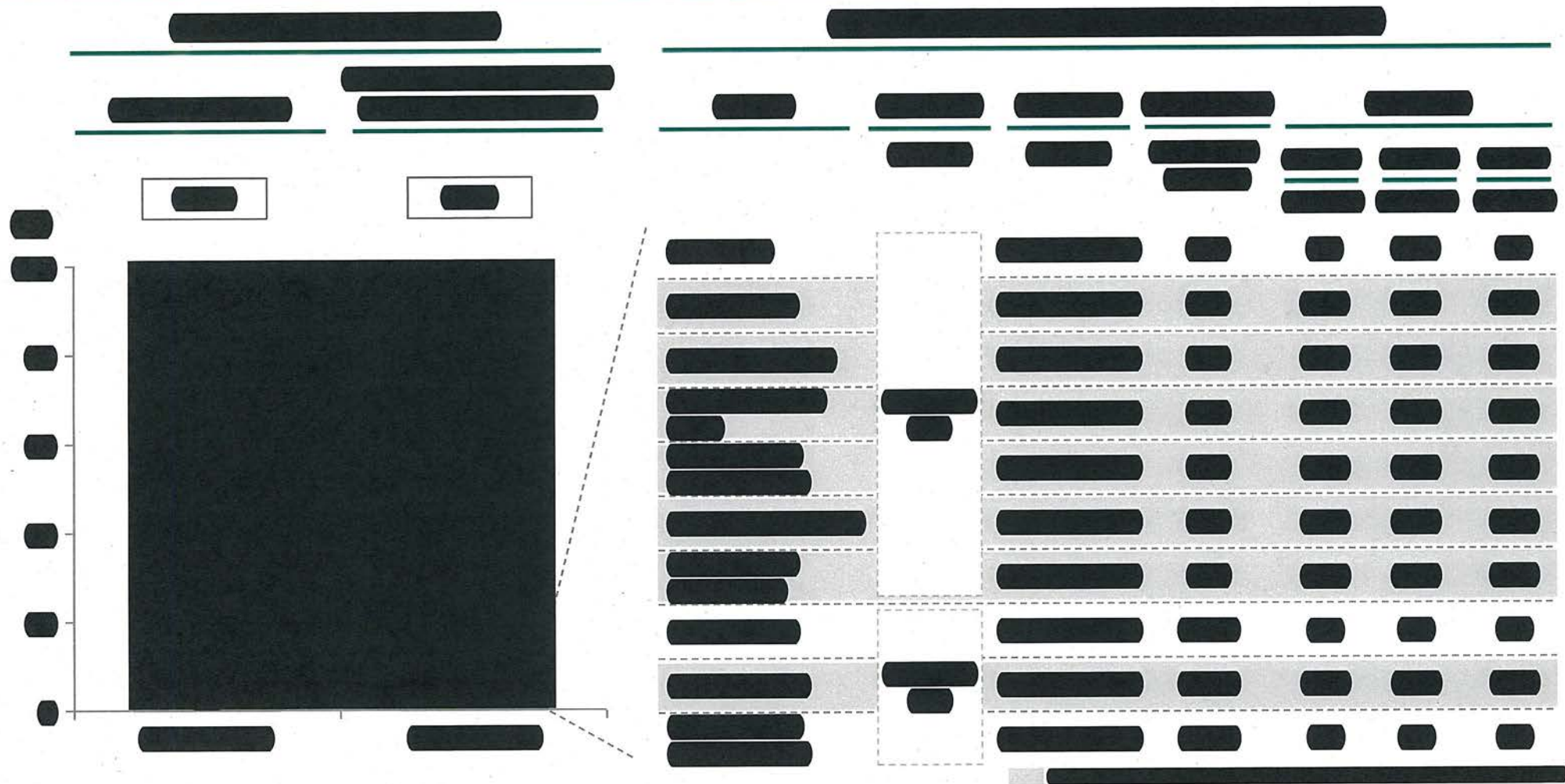


燃料費変動率の掛け目の違いにより、  
燃料費高騰時の料金上昇幅が大きく異なる



Source: 当社内部資料, 原油価格: 財務省貿易統計より算出

# 10年以内に契約更改時期が到来するターゲット事業者は10社

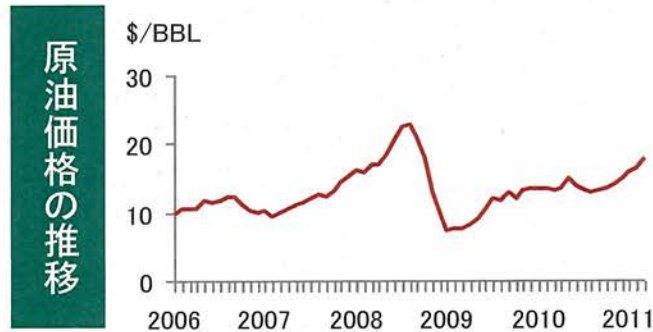
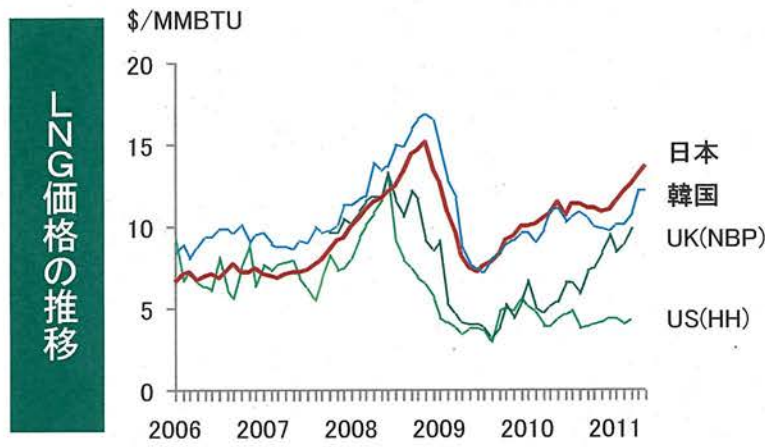


平成27年度には約90億円の削減が見込める



## E 燃料費の削減：LNG購入時の価格決定指標の変更等(中長期的な施策)

燃料単価(LNG購入価格)の現状：  
日本のLNG購入価格は2008年(平成20年)後半以降から欧米よりも高水準で推移



Note: 1. 日本の輸入価格  
Source: 東京電力内部資料, 社内資料

### 購入価格低減のハードル

- ① 天然ガスという代替手段がないため、売り手優位となる傾向
- ② 原油価格リンクの価格設定であり、原油市場に自動的に連動してしまう
- ③ 長期契約中心であり、

### 中長期的なコスト削減の方向性

LNG単価決定指標を原油価格からマーケット価格へ変更

欧州等との需要時期差を利用したタイムスワップ

(参考) 長期契約先別のLNG調達量・単価・単価契約内容更新タイミング

[Redacted]	[Redacted]			[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]



[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted line]

[Redacted line]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted column on the left side]

[Redacted column on the left side]

[Redacted column on the left side]

[Redacted block of text]

[Redacted line]

## その他コスト削減施策仮説と今後の検証ポイント

### その他コスト削減施策仮説

- 機器仕様の統一による設備投資・修繕費の削減
- 火力発電所の効率向上による燃料費・修繕費の削減
  - 発電所の熱効率向上
  - 発電所のアベイラビリティ向上
- 発電所主要機器(ガスタービン)の調達価格の適正化による設備投資削減

等

### 今後の検証ポイント

- 社内外との仕様統一により費用削減効果が見込める分野を特定
- 過去の仕様統一による費用削減実績等に基づき、今後の削減余地を試算
- 海外の類似発電所とのベンチマークによる改善余地の特定
- 国内特殊事情を勘案したベンチマーク結果の補正
  - 法令による定期点検内容の指定による影響
- 追加投資による効率向上における中期的な経済性の有無
- 仕様差異を調整した上での、海外におけるガスタービン調達価格とのベンチマーク
- 今後の調達時における削減余地の特定

等

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数値 関連	1. 東京電力の事業面の 現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の 見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の 立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)について の調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点 での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査	p. 142 - 148
関制 関連	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連 する電気事業法等諸制度の 分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧

### 3.3.2 人件費の削減

人件費の全項目について削減余地を検証

		[Redacted]		[Redacted]		[Redacted]		[Redacted]	
		[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

# 人件費に関わる施策リスト(初期的)

社員	I. 人員数削減	a. 子会社・事業見直し						
		b. 震災を受けた業務変更						
		c.						
		d. 業務改革を含めた、更なる削減余地						
	II. 単価削減	a. 報酬水準見直し	給与	一律カット		(東電実施値) 今後給与とカットを継続する期間や、戻す水準について、施策全体像の中で議論		(東電実施値) 今後給与とカットを継続する期間や、戻す水準について、施策全体像の中で議論
				人事制度見直し				
			賞与		(東電実施値) 賞与とカットを継続する期間や、戻す水準について、施策全体像の中で議論		(東電実施値) 賞与とカットを継続する期間や、戻す水準について、施策全体像の中で議論	
			退職金					
		b. 退職金・年金見直し	年金					
			健康保険料					
c. 福利厚生見直し		カフェテリアプラン						
		持ち株奨励金						
		財形貯蓄						



### 施策別人員数削減見込み(初期的)

社員	I. 人員数削減	a. 子会社・事業見直し						
		b. 震災を受けた業務変更						
		c.						
		d. 業務改革を含めた、更なる削減余地						

[Redacted Summary Text]

[Redacted]

# I -a 子会社見直しに伴う人員削減余地（初期的）

A table with a green header and a grey body. The content is almost entirely redacted with black bars. Only a few small black bars are visible within the grey area.

A table with multiple columns and rows. The content is almost entirely redacted with black bars. The table has a header row, followed by several rows of data. The bottom right corner of the table has a small box containing a black bar.

## I -a 事業見直しに伴う人員削減余地（初期的）

[Redacted]				[Redacted]
[Redacted]		[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	●
				<div style="display: flex; justify-content: flex-end; gap: 20px;"> <div style="border: 1px solid #006666; border-radius: 50%; padding: 2px 5px;">●</div> <div style="border: 1px solid #006666; border-radius: 50%; padding: 2px 5px;">●</div> </div>

[Redacted]

# I -b 震災を受けた業務変更に伴う人員削減（初期的）

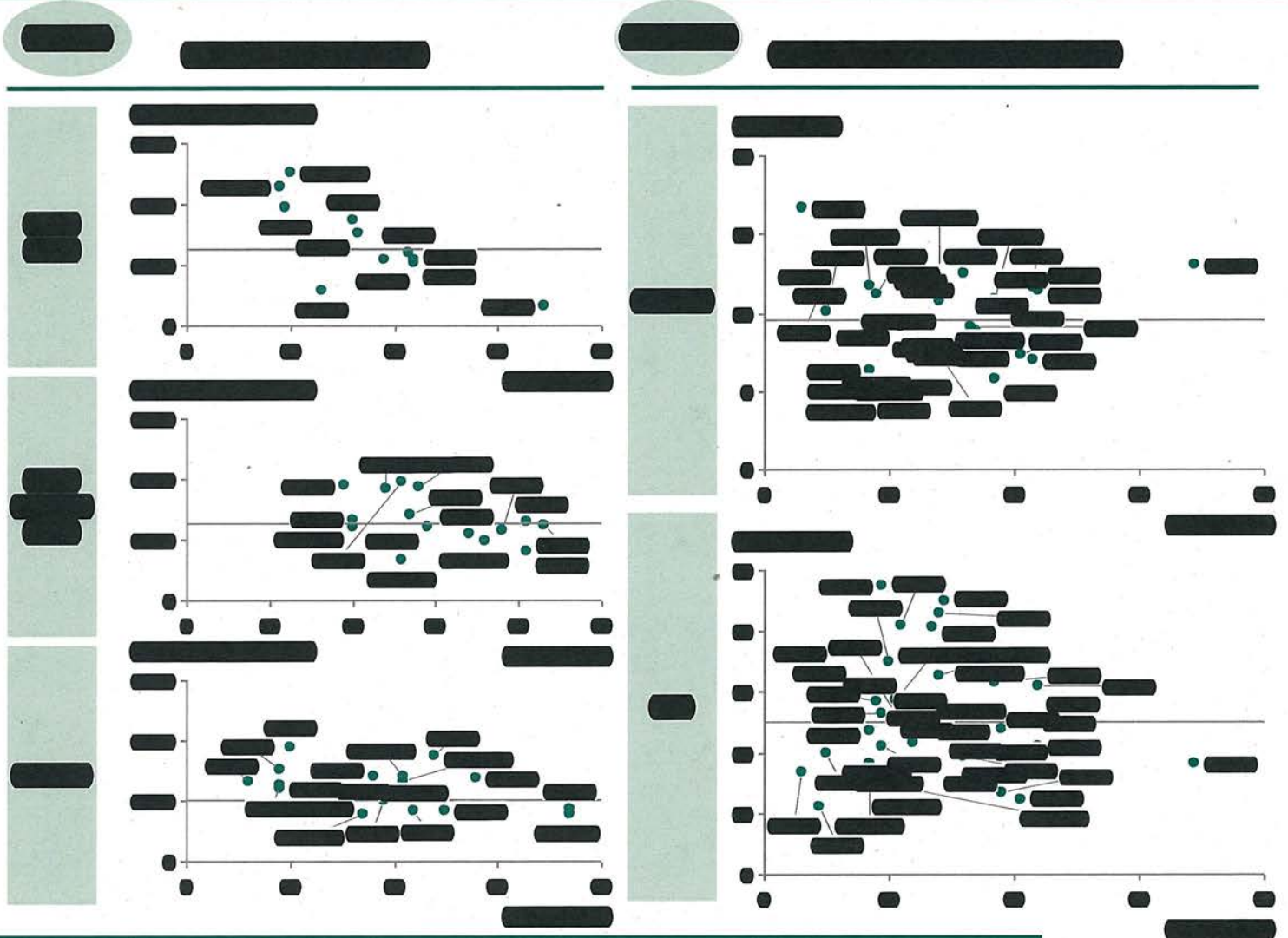
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]



# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

営業部/法人営業部のベンチマーク

[Redacted Table Content]



[Redacted Text]

# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社 カスタマーセンターのベンチマーク

[Redacted Table]



[Redacted Text]

[Redacted Text]

# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

## 送電関連部門<sup>1)</sup>のベンチマーク

[Redacted Table Content]

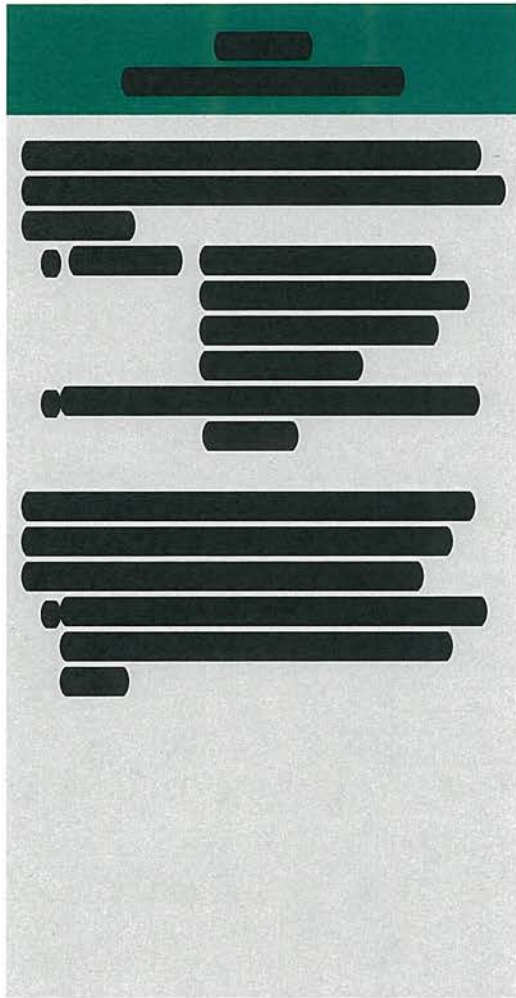


[Redacted Footer Text]



# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

## 配電関連部門<sup>1)</sup>のベンチマーク



[Redacted summary text]

[Redacted summary text]

# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

## 変電関連部門<sup>1)</sup>のベンチマーク

[Redacted text block]

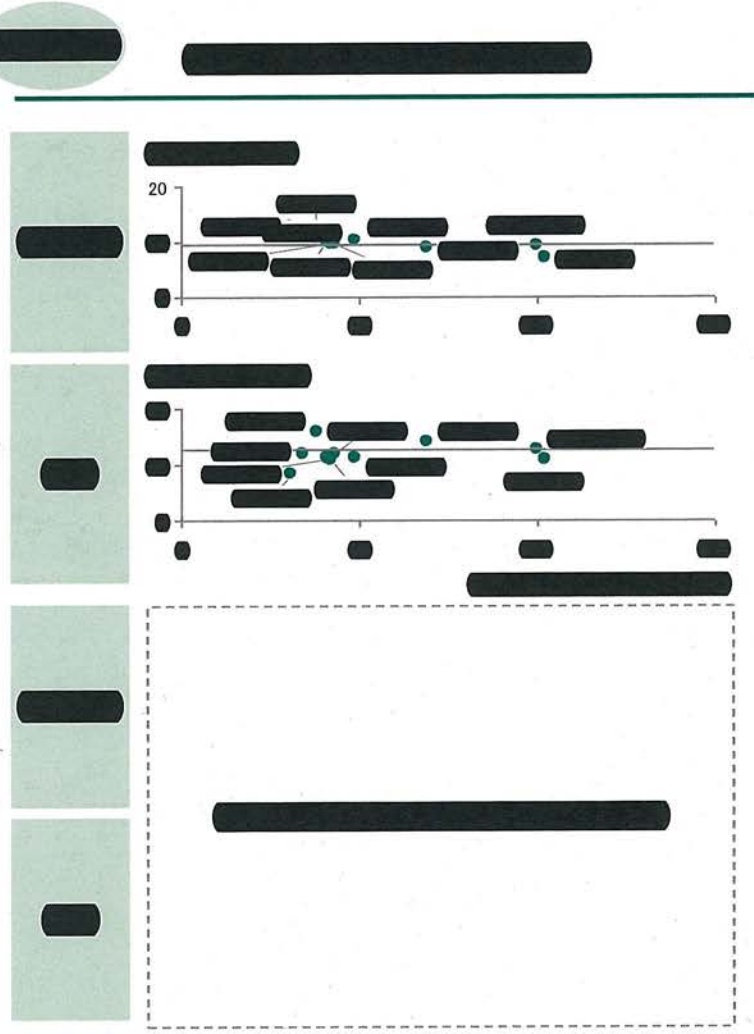


[Redacted text block]

# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

## 給電所のベンチマーク

[Redacted Table with multiple rows of data]



[Redacted text block]

I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

制御関連部門<sup>1)</sup>のベンチマーク

[Redacted Table]

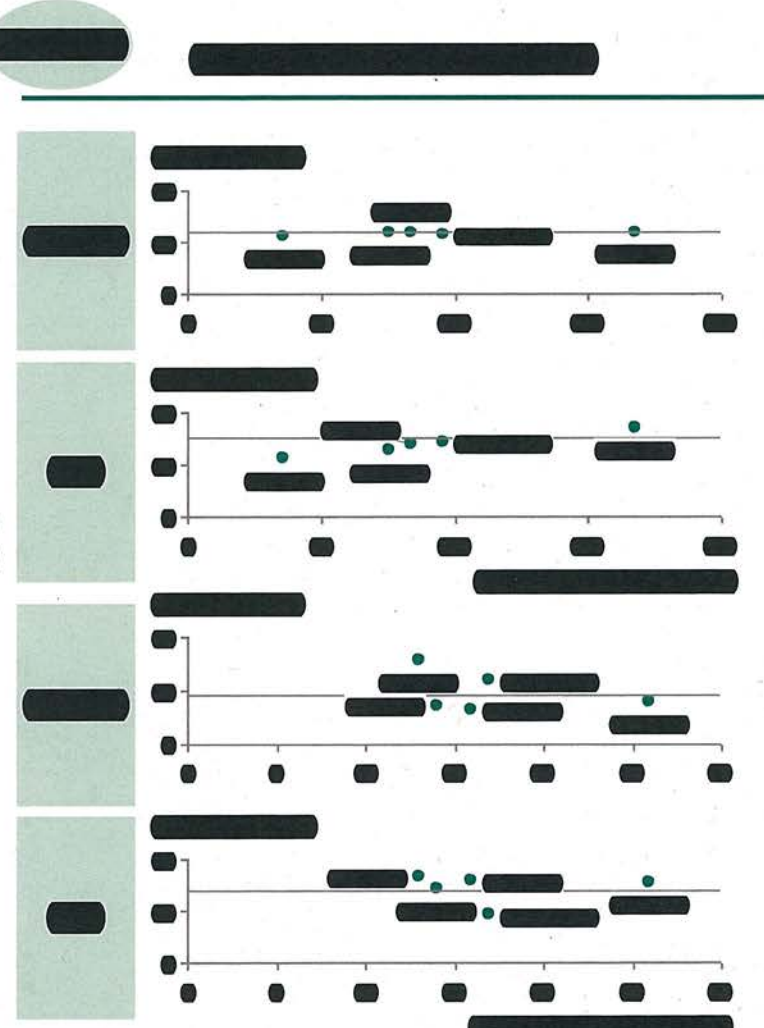
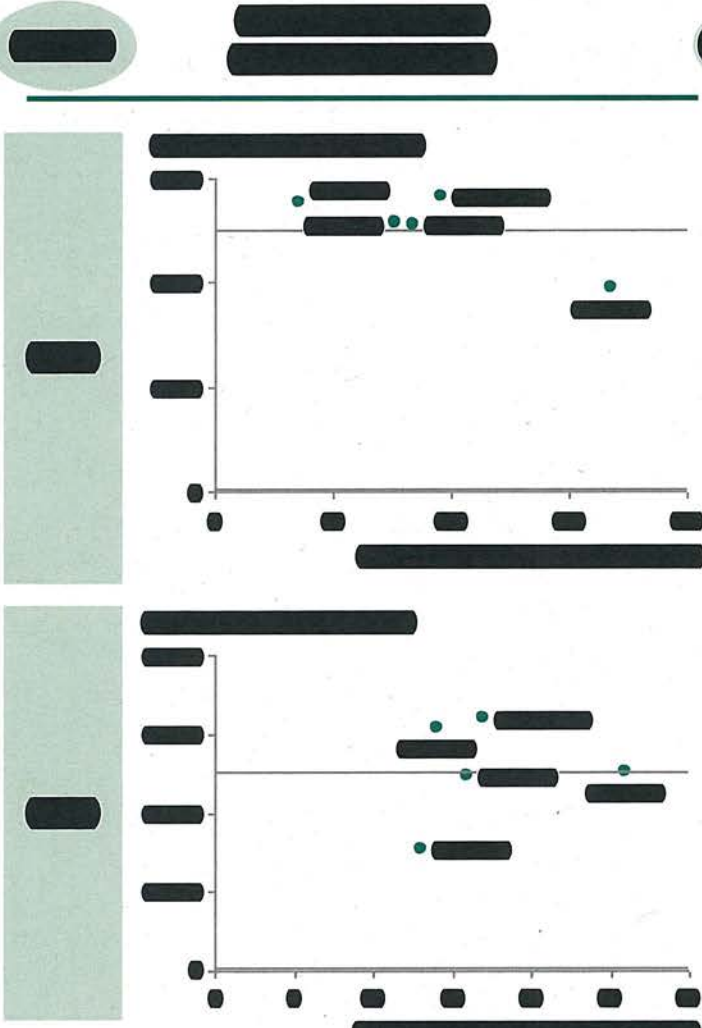


[Redacted Footer]

I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

工事センターのベンチマーク

[Redacted Table with multiple rows of data]



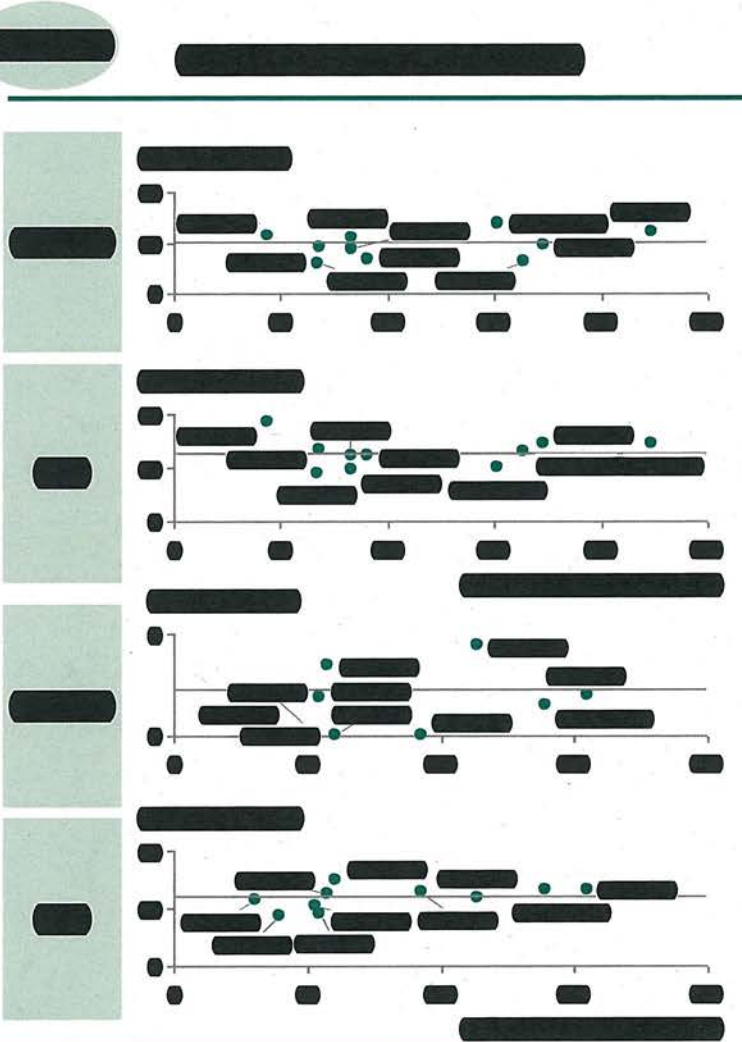
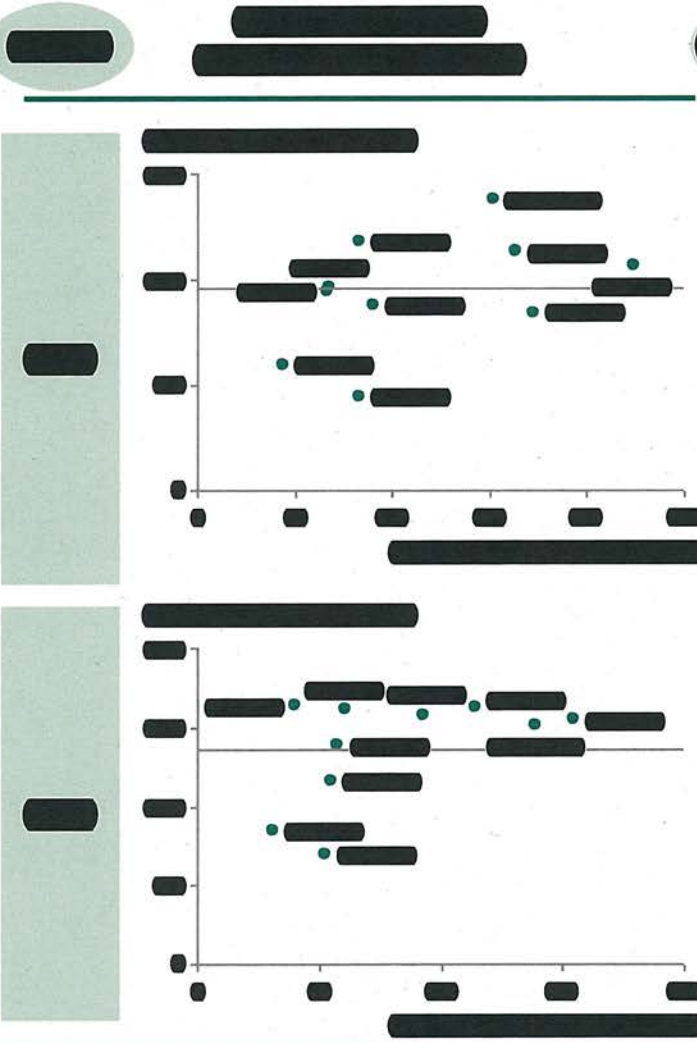
[Redacted text block]

[Redacted text]

# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

## 設備関連部門<sup>1)</sup>のベンチマーク

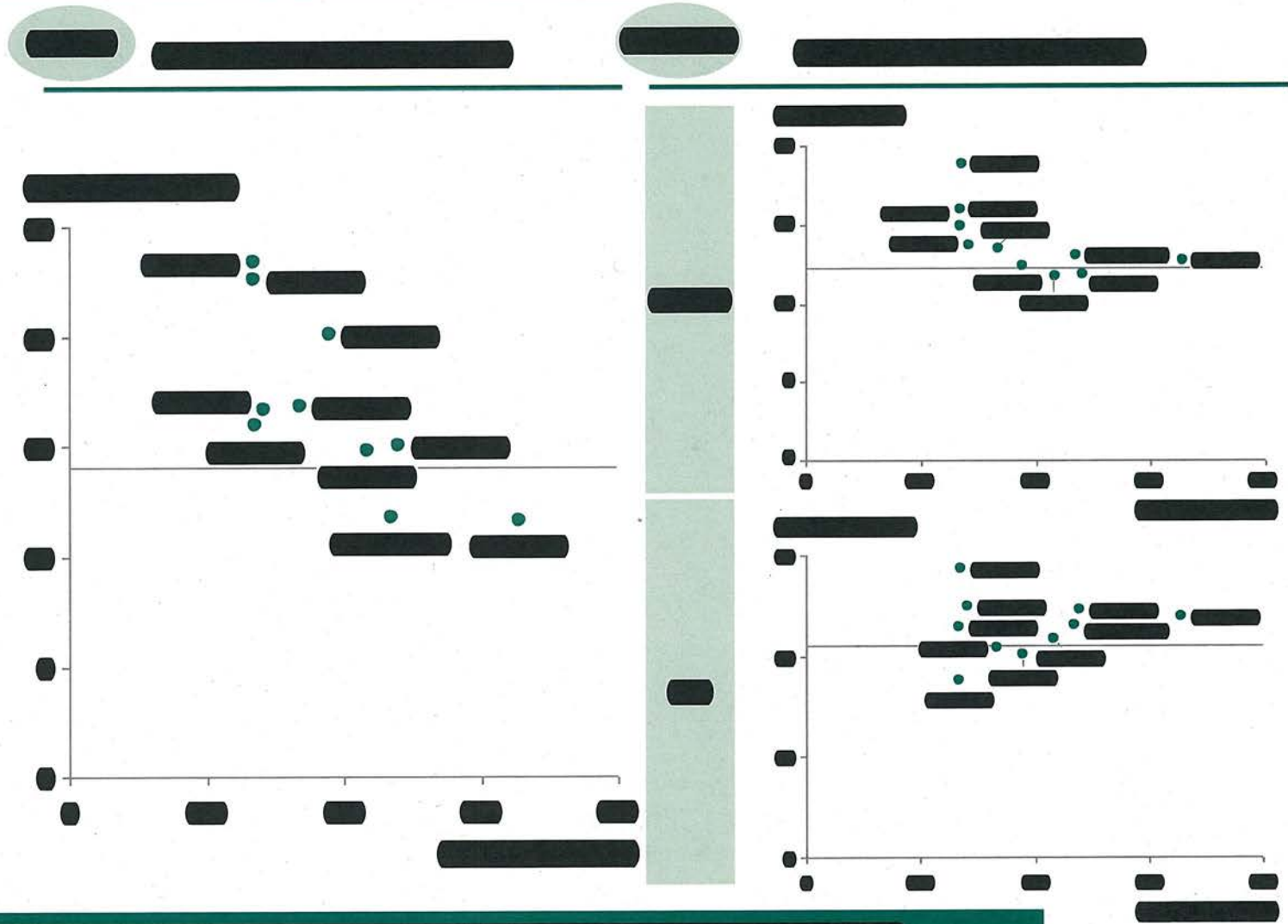
[Redacted Table with multiple rows of data]



[Redacted text block]

# I - c [REDACTED] 人員削減余地: 支店・支社 支店間接<sup>1)</sup>のベンチマーク

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

支社間接(契約口数との関連性が高い部門)<sup>1)</sup>のベンチマーク

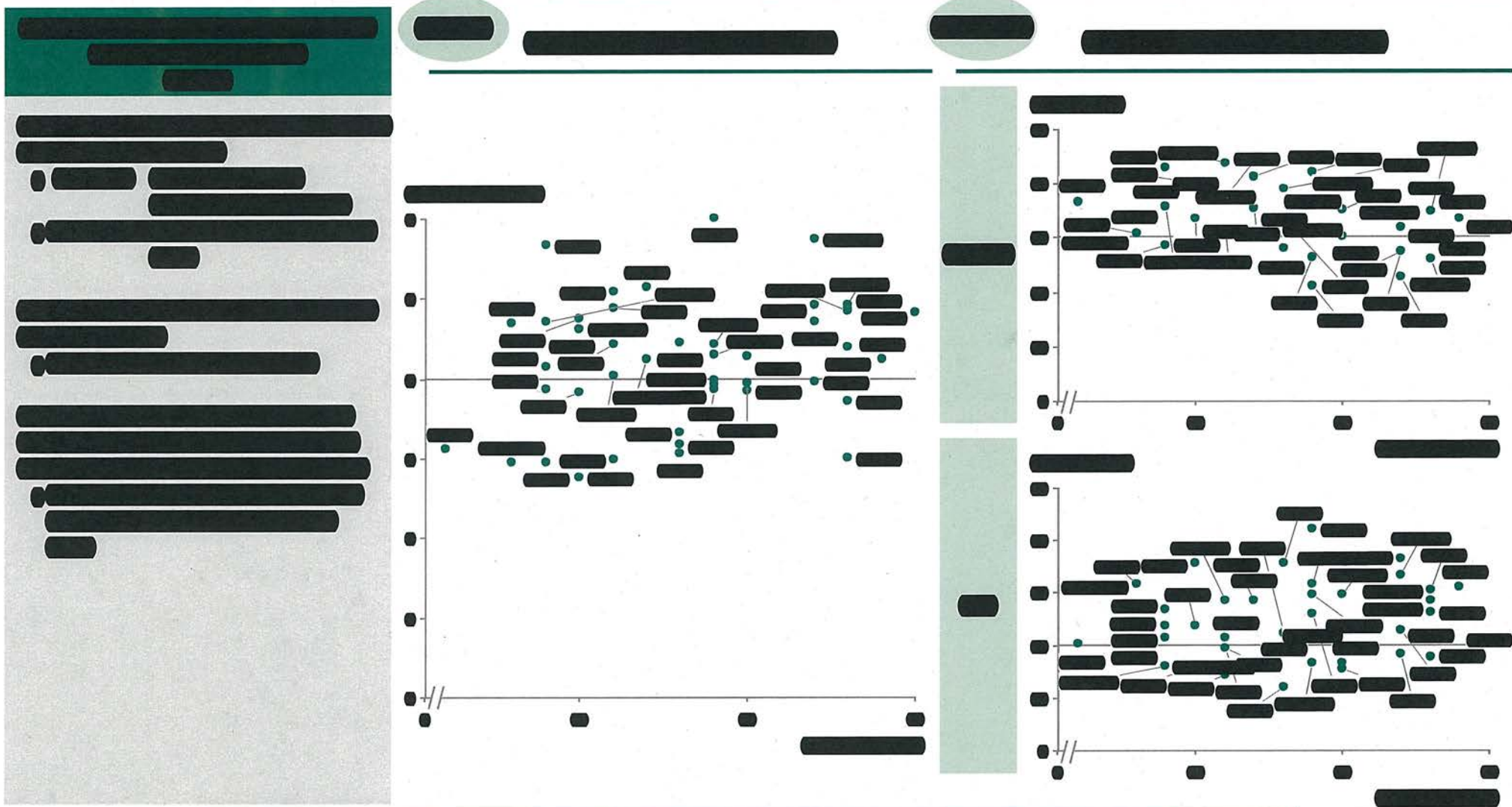


[Redacted text block]



# I-c [Redacted] 人員削減余地: 支店・支社

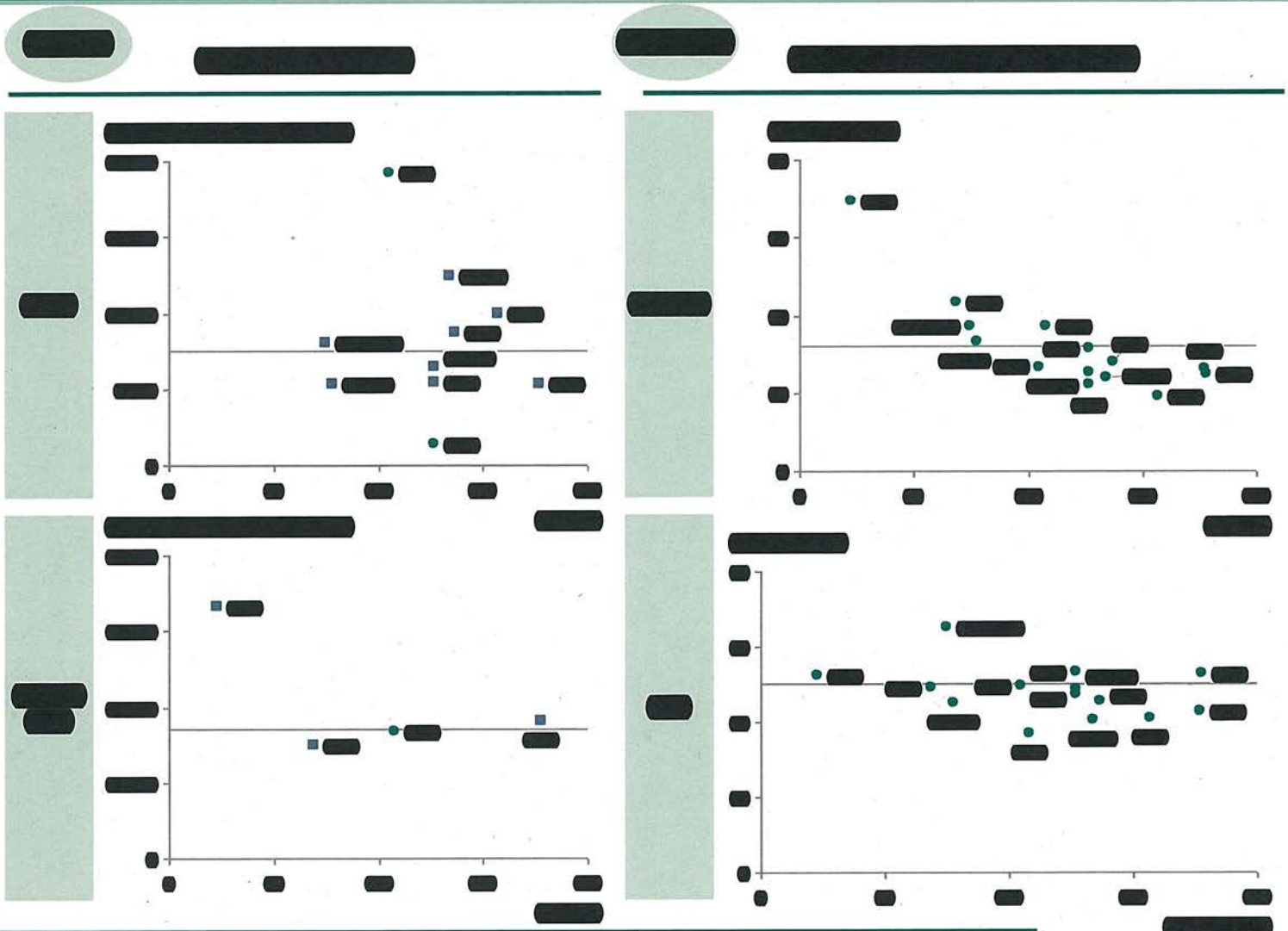
支社間接(契約口数との関連性が低い部門)<sup>1)</sup>のベンチマーク



# I-c [Redacted] 人員削減余地: 火力発電所

## 火力発電所のベンチマーク

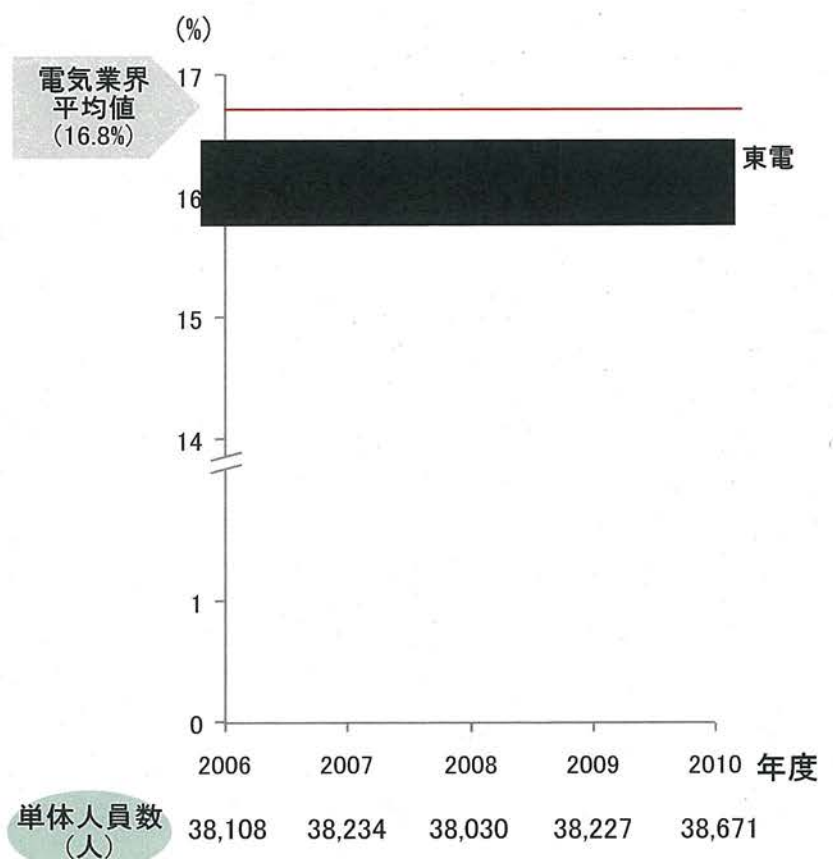
[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out information]



[Redacted text block at the bottom of the page]

# I-c [Redacted] 人員削減余地: 本店 (初期的)

東京電力の本店に占める人員数の割合推移

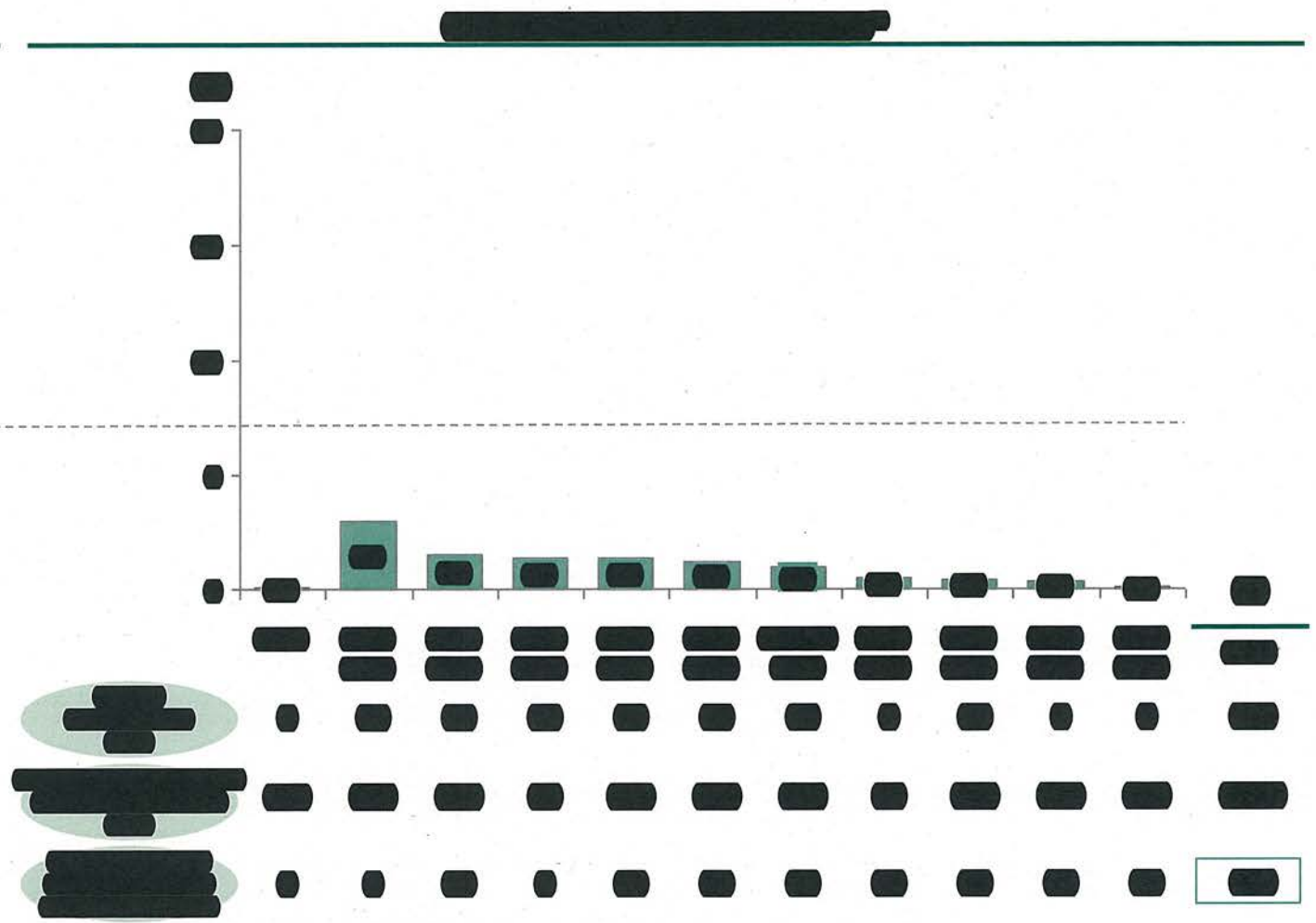
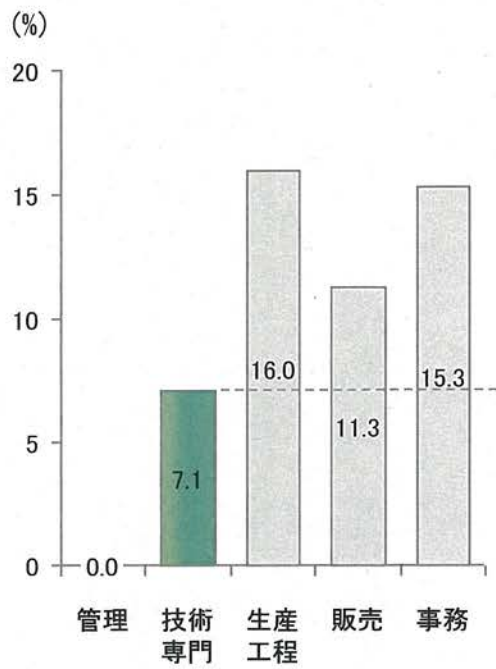


[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

# I-d 更なる削減余地の例:パートタイムの活用

総務省調査における、  
一般企業の職種別パート活用比率<sup>1)</sup>

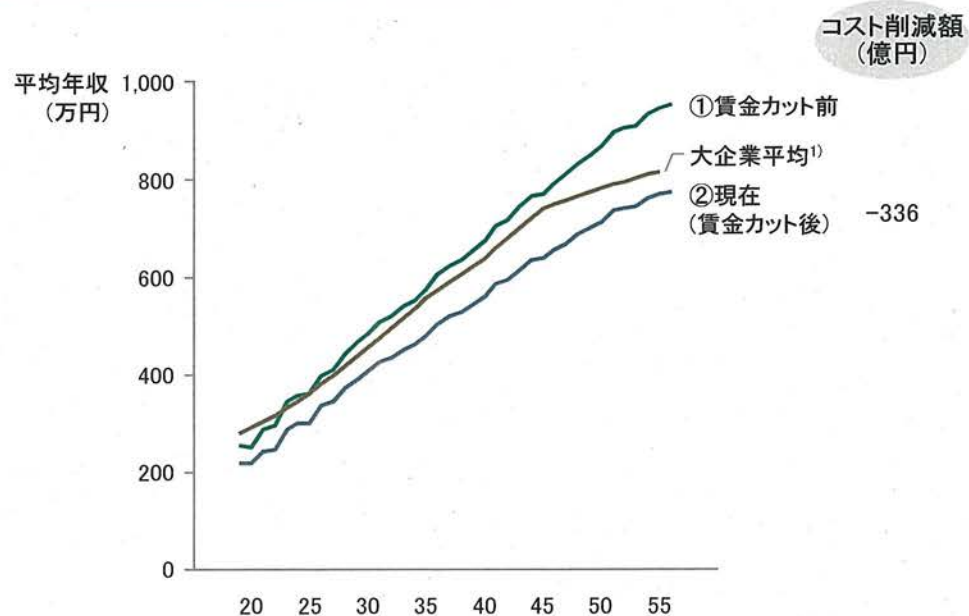


[Redacted text block]

1. H19年度総務省統計局就業構造基本調査  
Source: 社内資料

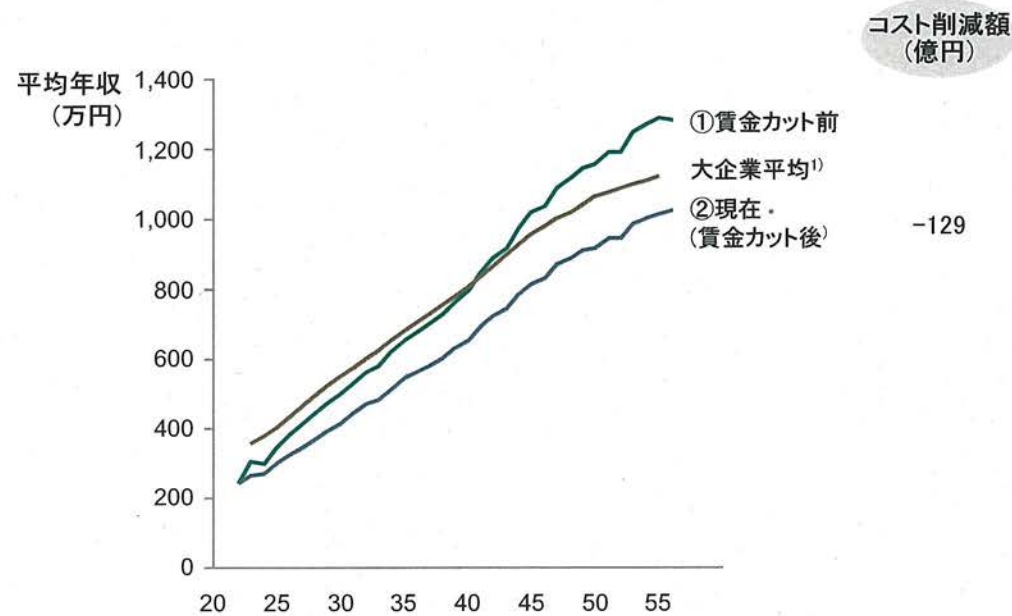
## Ⅱ-a 報酬水準見直しによる人件費単価見直し余地 平均年収ベンチマーク分析

高卒を対象にした年収比較



大企業平均との差異 (万円)	①賃金カット前	-40	-1	+28	+19	+38	+30	+87	+132
	②現在 (賃金カット後)	-72	-59	-51	-76	-75	-102	-68	-44

大卒を対象にした年収比較

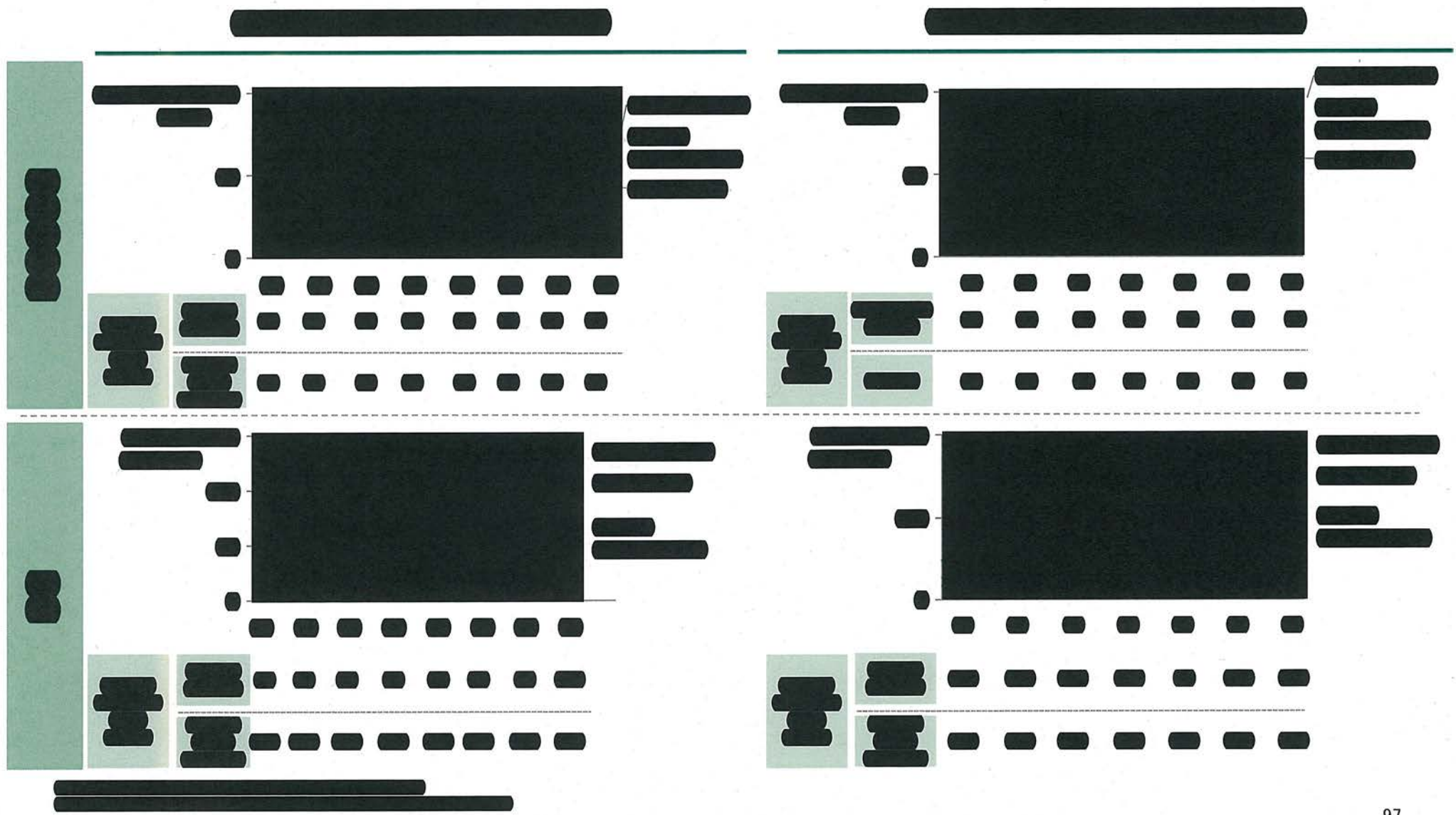


大企業平均との差異 (万円)	①賃金カット前	-56	-49	-25	-10	+59	+95	+168
	②現在 (賃金カット後)	-103	-133	-136	-151	-144	-144	-104



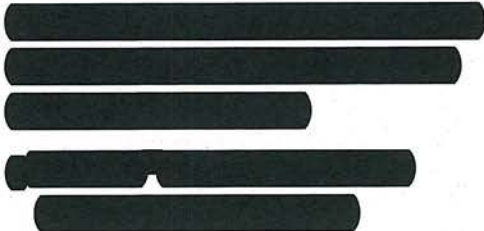




現状の給与、賞与カットを維持すれば、大企業平均を下回る。  
賃金カット前水準でも大企業平均同水準

1. 3,000人以上対象の企業  
Source: 日本経団連賃金総覧平成23版、東京都労働産業局、社内資料

## II-a (参考) 高卒、大卒別の給与・賞与別ベンチマーク分析



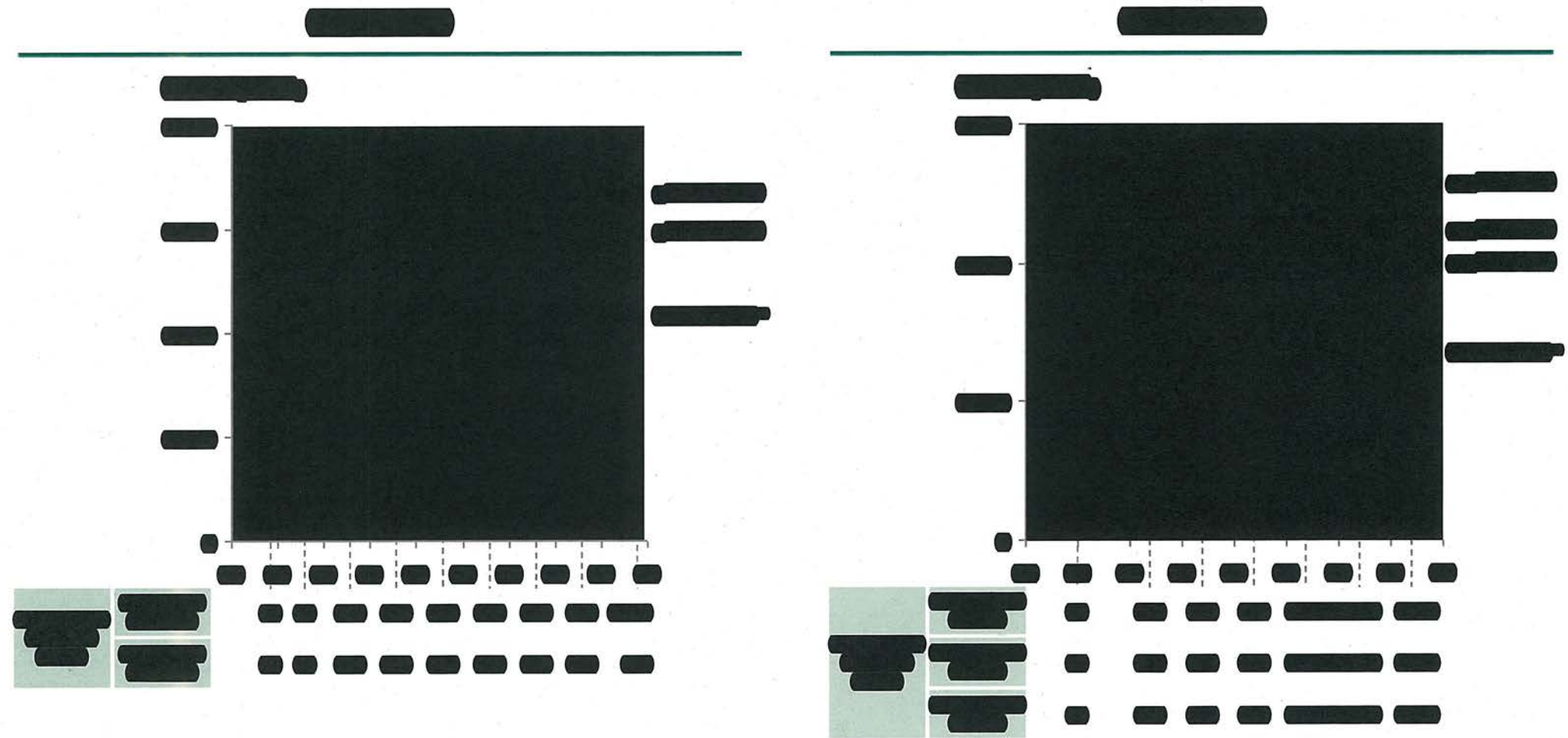
## Ⅱ-a 報酬水準見直しによる人件費単価見直し余地: 給与体系の見直し

(打ち手例)	現状	見直しの方向性	削減インパクト
			
<p>時間外給与 割増率の削減</p>	<p>法定よりも高い割増率を付与</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>時間外勤務: 1.3</li> <li>法定: 1.25</li> </ul>  	<p>法定の割増率まで削減</p>	
<p>今後、人事制度全般について現状課題を抽出し見直しの方向性を検討</p>			

1. 野村証券(05年10月)、あいおい損害保険(07年9月)、ユニクロ(07年4月)、飛島建設(07年4月)  
Source: 労政時報、社内資料



## II-b 退職金/年金水準の見直しによる人件費単価見直し余地 退職金ベンチマーク分析



[Redacted text block]

[Redacted text block]

## Ⅱ-b 退職金/年金水準の見直しによる人件費単価見直し余地: 見直しの方向性オプション(初期的)

オプション 幅出しの考え方		各オプションにおける削減方法の考え方	コスト削減余地 (億円)	1社員当たりでの 退職金/年金水準 低減インパクト <sup>1</sup>
年金の 削減を 実施	現役社 員のみ を対象	<p>甲 ・ベース プラン</p> <p>確定拠出は、給付利率の下限撤廃し大企業最低水準に、 確定給付(終身年金)はJALでの削減水準をベースに削減</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>確定拠出年金 :現状2.0%⇒見直し後1.5%</li> <li>確定給付年金(終身年金)30%削減</li> </ul> <p>将来に向けて削減する意味で対象は現役社員のみ</p>	■	■
	OBも対 象に含 む	<p>乙</p> <p>(削減方法は同上)</p> <p>過去についても削減する意味でOBも対象に含む</p>	■	■
一時金 削減まで 踏み込む	<p>丙 ・踏み込んだ プラン</p>	<p>上記年金削減に加え、通常は踏み込まない 退職一時金削減(仮:10%)を実施</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>JALの事例でも一時金には未着手</li> </ul>	■	■

人事制度ワーキングで継続検討

1, トーマン概算値  
Source: 社内資料

## II-c 福利厚生費の見直しによる人件費単価見直し余地

	現状費用額	削減余地	
	(億円)	金額 (億円)	前提条件
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
健康保険料	[Redacted]	[Redacted]	事業主負担率見直し [Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	持ち株奨励金 [Redacted] [Redacted]
カフェテリア	[Redacted]	[Redacted]	カフェテリアポイントの見直し [Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

### 委託検針員・集金員の業務内容詳細

		〃	〃
〃	〃	〃	〃
〃	〃	〃	〃
〃	〃	〃	〃
	〃	〃	〃
	〃	〃	〃
	〃	〃	〃
〃	〃	〃	〃
	〃	〃	〃
	〃	〃	〃
〃	〃	〃	〃
	〃	〃	〃
	〃	〃	〃

〃

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数値 関連	1. 東京電力の事業面の 現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の 見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の 立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)について の調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点 での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査	p. 142 - 148
関制 連度	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連 する電気事業法等諸制度の 分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧

## 4. 事業・関係会社の見直し(事業・関係会社の峻別)

### 4.1 事業・関係会社峻別の考え方

- 電気事業(発送配電)との関わりが有り、かつ、代替可能性が低い会社・事業は継続に峻別した。また、現在は小規模だが技術的に今後の東京電力にとって技術的な意味があり、将来の利益成長が見込まれる会社、及び、売却によりコスト増加が見込まれる会社は継続とした。それ以外を非継続に峻別した。
  - 電気事業との関わりは、有価証券報告書上で、「設備の建設保守」、「燃料の供給・輸送」、「資機材の供給・輸送」、「電気の卸供給」に分類されているものを、原則、関わり有りと分類した。
  - 代替可能性は、当該市場のトップ3社で市場シェア50%以上を占める寡占状況にあるものを、代替可能性無しと分類した。手放した場合、キャッシュアウトの増大が見込まれるからである。
- 東京電力が継続としたものに対しては、個社毎に理由をヒアリングし、それを踏まえた上で、個社毎に事業DDチームとしての方向性を検討し、示した。
- 継続とした会社についても、東京電力と議論し合理化や再編の可能性を検討した。

### 4.2 事業・関係会社の峻別結果

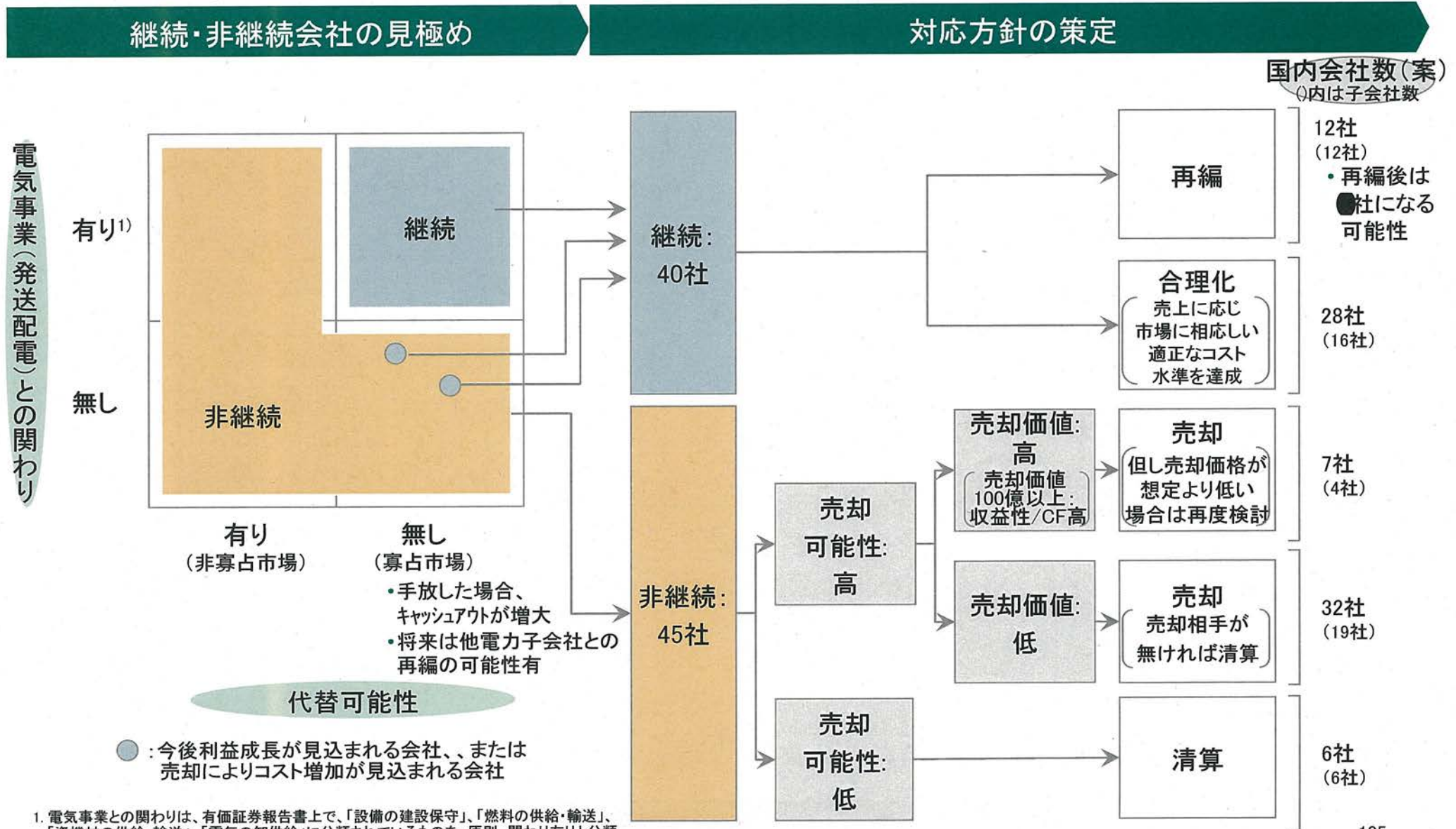
- 4.1に示す峻別の考え方に従って検討を行い、国内関係会社の内、45社を非継続、40社を継続と分類した。
  - 非継続の内訳は売却:39社、清算:6社。継続の内訳は、再編:12社、合理化:28社
- 売却対象会社については売却価額を試算した。実際に売却プロセスに入り、想定を大きく下回る価格しかつかなくなかったり、適切な買い手が現れなかったりした場合は、売却想定価額の大きい会社については時期を改めて売却、想定売却価額の小さい会社については、本体の経営を簡素にするため、想定価格を下回っても売却、あるいは清算を検討する。
- 会社の峻別に伴い、有価証券報告書上のグループ人員数は下記の通り削減の見込みである。
  - 単体を除いたグループ人員数の約3割にあたる4,500人強が削減される見込みである。
- 再編についてはバリューチェーンや製品を切り口とした検討を基軸としつつ地域を越えた再編も視野に織込んでいる。

### 4.3 存続事業・関係会社の合理化等の方針

- 今後、継続する経営管理サイクル会社は、今後本体のコスト削減に伴う売上減、伴う費用削減策を織り込み精緻化する。

### 4.1 事業・関係会社峻別の考え方

電気事業に関連が薄い/又は代替可能な会社は非継続とし売却を検討。売却困難なものは清算を検討する



1. 電気事業との関わりは、有価証券報告書上で、「設備の建設保守」、「燃料の供給・輸送」、「資機材の供給・輸送」、「電気の卸供給」に分類されているものを、原則、関わり有りと分類

## 4.2 事業・関係会社の峻別結果:現時点の初期峻別結果(関係会社) (想定売却時期の異なるもの含む)

		当初社数					
国内 電気事業 関連会社	経営 管理 サイクル 会社	22社					
	その他	28社					
国内 多角化 会社	主要 多角化 会社	14社					
	その他	21社					
国内計		85社					
海外事業		34社					
国内/海外計		119社	ユーラスエナジーHD傘下の 関係会社145社は外数				

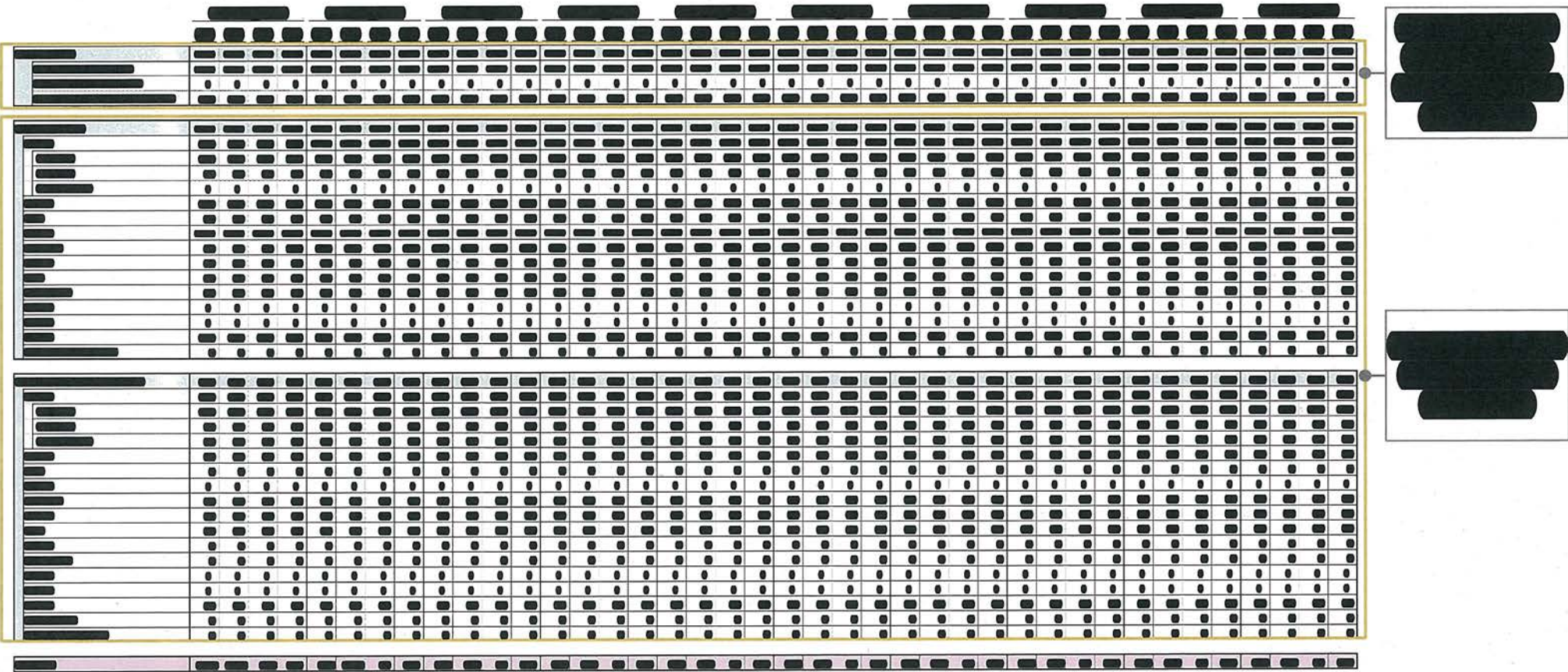


# 「合理化の上で存続」とした国内関係会社の存続理由内訳

[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]
	[Redacted]
	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]

# 存続とした経営管理サイクル会社の営業利益計画例

[Redacted]



The table is a complex financial planning tool, likely a multi-year budget or forecast. It features a grid structure with approximately 25 columns representing time periods and multiple rows for various categories. The top portion of the table includes summary rows with bolded labels, and the bottom portion features a final summary row. The central grid contains numerous small, dark redacted cells. To the right of the table, three rectangular boxes are present: one at the top right is redacted; the middle one is labeled with the Japanese characters '事業' (Business); and the bottom one is labeled with '営業利益' (Operating Profit). There are also some redacted circles and lines connecting the boxes to the table's data.

「売却」「清算」検討とした関係会社の考え方:

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

# 「売却」「清算」検討とした関係会社の考え方:

[Redacted]

	<b>[Redacted]</b>	
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>
<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>	<b>[Redacted]</b>

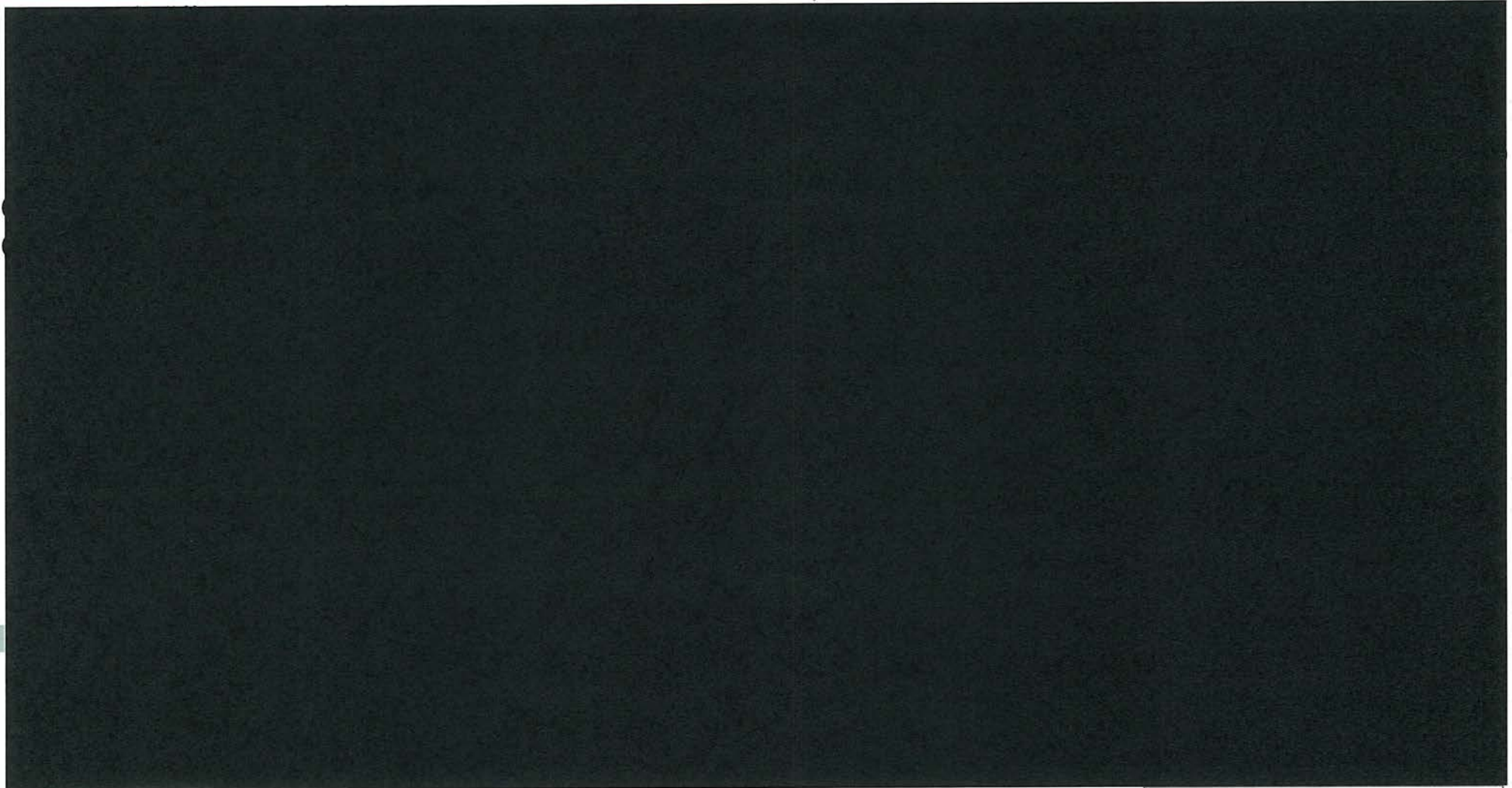
「売却」「清算」検討とした関係会社の考え方:

[Redacted]						[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

# (参考)関係会社全体像



## (参考) 現時点の売却価額サマリー(単位:百万円)



Note: 複数の方法で評価した場合は、DCF法>類似会社比較法>簿価純資産額法の順位で評価方法を優先し、最上位の方法による評価額のうち最低額を採用  
類似会社が存在しておらず、かつ将来の数値計画が存在しない会社については、簿価純資産額法により評価

合計	46社	売却価額(試算)
		138,350百万円

## 関係会社の峻別による国内グループ社数の比較（当初/会社案/本調査案）

(単位: 社)		当初	会社案		本調査案
			→	→	
国内電気 関連事業	経営管理 サイクル会社	22	→	→	
	その他	28	→	→	
国内多角化 事業	主要多角化 会社	14	→	→	
	その他	21	→	→	
計		85	→	→	

Note: 一部売却については、子会社ではなくなるとしてカウント



## 関係会社の峻別による国内グループ人員数の比較（当初/会社案/本調査案）

		(単位: 人)		当初	会社案	本調査案
国内電気 関連事業	経営管理 サイクル会社			●	→ ●	●
	その他			●	→ ●	●
国内多角化 事業	主要多角化 会社			●	→ ●	●
	その他			●	→ ●	●
計				16,067	→ ●	●

Note: プロパー+東京電力からの転籍者数+東京電力からの出向者数+他社からの出向者数（有価証券報告書に掲載されている人員数）  
一部売却については、子会社ではなくなるとしてカウント

### 関係会社の峻別による国内グループ出向者数/転籍者数/役員数の比較 (当初/会社案/本調査案)

(単位: 人)

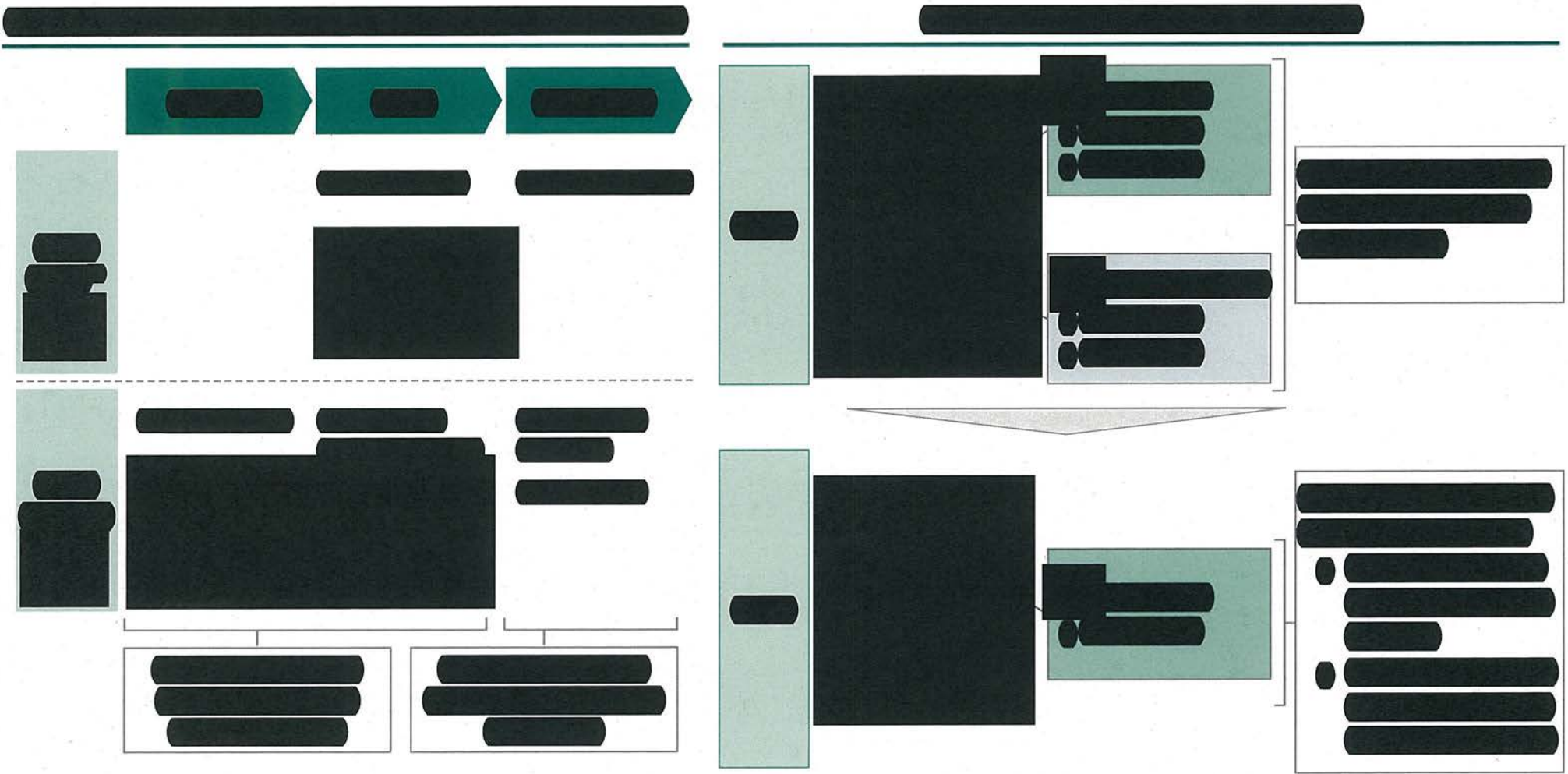
		当初	会社案	本調査案
国内電気 関連事業	経営管理 サイクル 会社	● → ● ● ●	● → ● ● ●	● → ● ● ●
	その他	● → ● ●	● → ● ●	● → ● ● ●
国内 多角化 事業	主要 多角化 会社	● → ● ● ●	● → ● ● ●	● → ● ● ●
	その他	● → ● ● ●	● → ● ● ●	● → ● ● ●
計		● → ● ● ●	● → ● ● ●	● → ● ● ●



### 4.3 存続事業・関係会社の合理化等の方針

The diagram illustrates the organizational structure and strategic initiatives for the company's core business and related companies. It consists of a grid of boxes, many of which are redacted with black bars. The boxes are organized into several rows and columns. On the left side, there are several green pentagonal shapes, some of which are also redacted. On the right side, there is a large grey callout box containing detailed text, also redacted. Orange boxes highlight specific initiatives or areas of focus. The overall layout is complex and detailed, with many redactions obscuring the underlying information.

# 再編の考え方(例示)



\_\_\_\_\_

## 本体附帯事業の方向性（初期的、会社との議論前）

	事業名	事業内容	売上 (百万円)	営業利益 (百万円)	方向性
■	ガス供給	自社保有のガス導管や他社のガス導管を利用したガス・LNGの供給	■	■	▶ 既存の電気事業関連設備を利用した事業であるため存続
	蒸気供給	発電所に隣接する需用者への蒸気供給	■	■	▶ 既存の電気事業関連設備を利用した事業であるため存続
■	不動産賃貸	土地、建物の第三者への貸付	■	■	▶ 不動産売却に伴って縮小/中止
	エネルギー設備サービス	蓄熱式空調システム等、電気事業以外のエネルギー供給設備の販売/リース、運転/保守	■	■	▶ 新規顧客獲得は中止、保守/管理は継続
	コンサルティング	電力固有の技術・知識・経験・ノウハウを活用した海外コンサルティング	■	■	▶ ODA、他国政府・■等との関係のあるものは存続
	インターネットサービス	引越事業者の紹介、及び代金請求収納事務	■	■	▶ ■
	給電スタンド	アイドリングストップ促進のため築地市場や空港で空調用電源を提供	■	■	▶ 撤退

(参考) 附帯事業PL (初期的、会社との議論前)

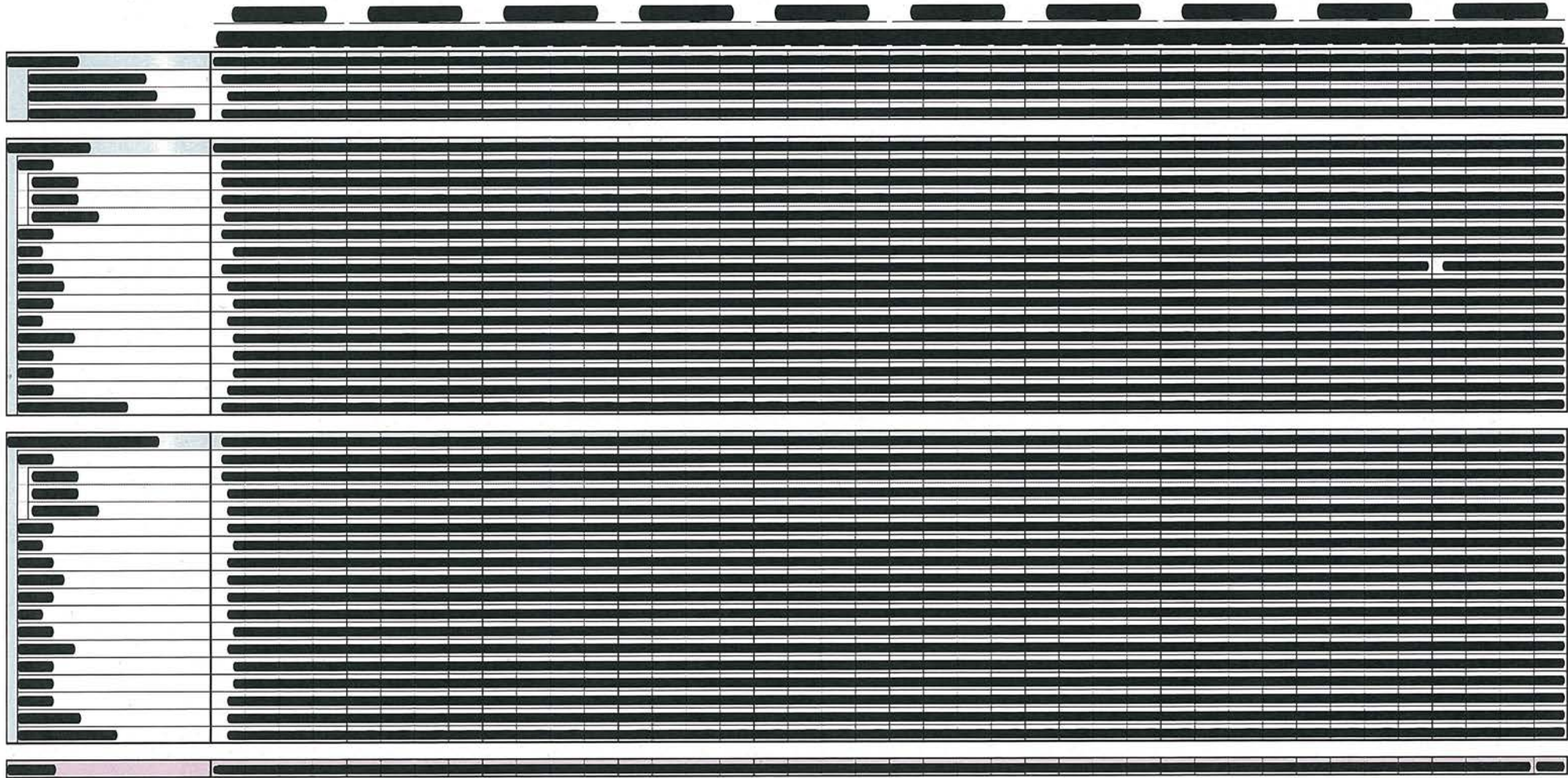
ガス供給		
蒸気供給		
不動産賃貸		
エネルギー設備		
コンサルティング		
インターネットサービス		
給電スタンド		
合計		





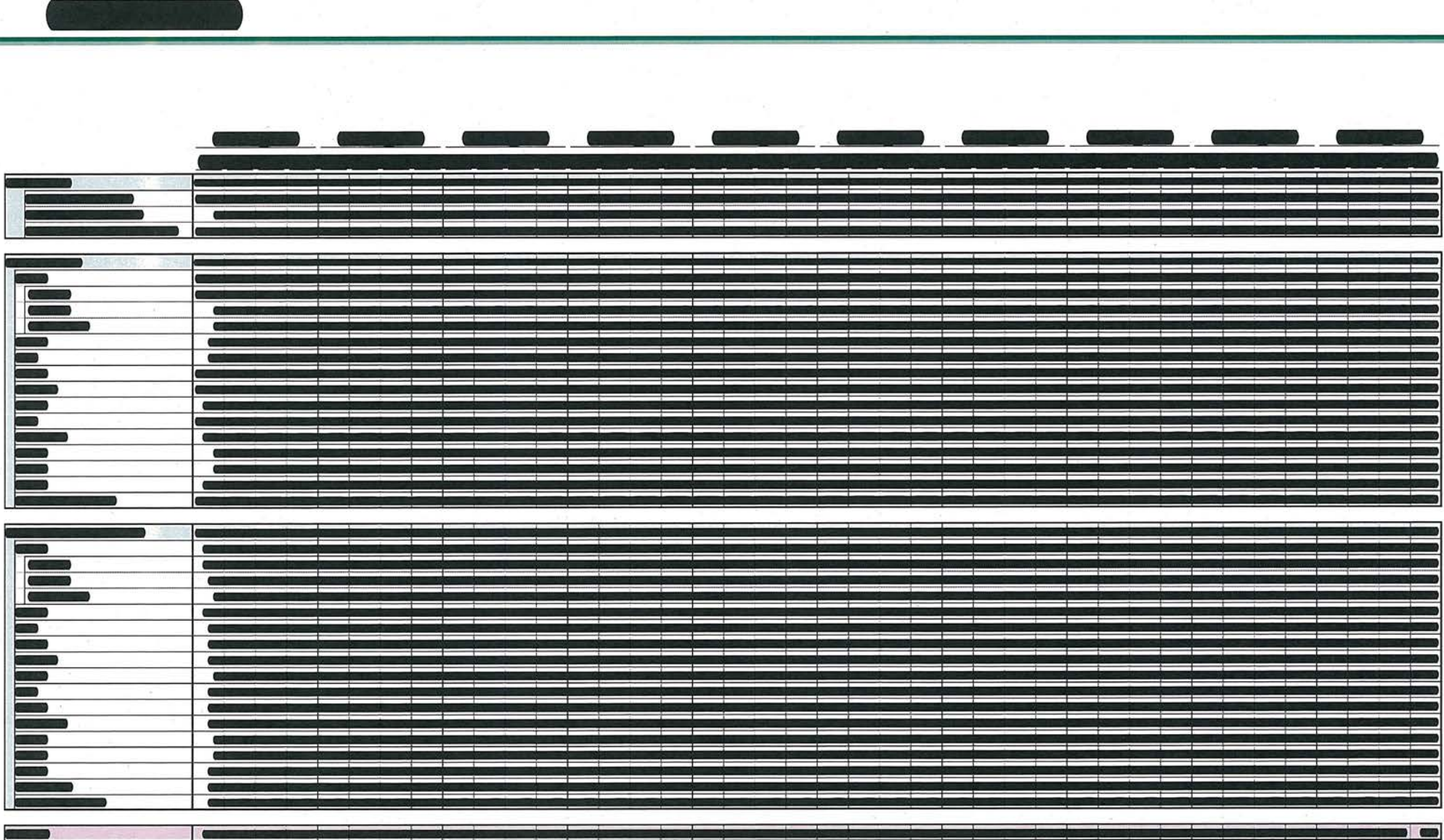


(参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL



The table displays financial data for the company's operating management cycle from Heisei 32 onwards. The content is almost entirely redacted with black bars. The table is organized into three main sections, each with a header row and multiple data rows. The first section has a header with approximately 10 columns. The second and third sections have headers with approximately 15 columns. The data rows in each section contain numerical values, likely representing revenue, expenses, and profit components, but the specific figures are obscured by the redaction.

(参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL

The table contains financial data for the fiscal year ending in Heisei 32. It is structured with a header row, a summary section, and a detailed breakdown. All numerical values and text labels within the table cells are redacted with black bars. The table spans approximately 15 columns and 45 rows. The header section includes items such as Sales Revenue, Cost of Sales, and Gross Profit. The summary section contains consolidated figures for the total period. The detailed section lists various income and expense items, such as Operating Income, Interest Income, and Net Income. The bottom row of the table, which appears to be the bottom-most row of the page's data grid, is shaded in light pink.

(参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											
親会社											
子会社											
孫会社											
その他											
合計											

(参考)経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL

The table is a multi-column financial statement, likely a Profit and Loss (PL) statement, for a company from Heisei 32 onwards. It is almost entirely obscured by black redaction bars. The visible structure includes a header row with approximately 10 columns, followed by several rows of data. The first column on the left of each data row contains text labels, which are also partially redacted. The table is organized into three main vertical sections, each starting with a sub-header row. The bottom-most row of the table is highlighted in light pink.

# (参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL



The table content is redacted with black bars. The table structure includes a header row with 13 columns. The first two columns contain category labels. The subsequent 11 columns contain numerical data. There are three main data sections, each separated by a horizontal line. The first section has 4 rows, the second has 15 rows, and the third has 15 rows. A final summary row is at the bottom, highlighted in light purple.

(参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
売上高	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
売上原価	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
営業利益	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
経常利益	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
税引前利益	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
法人税	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
利益剰余金	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
株主資本	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
負債	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
総資産	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

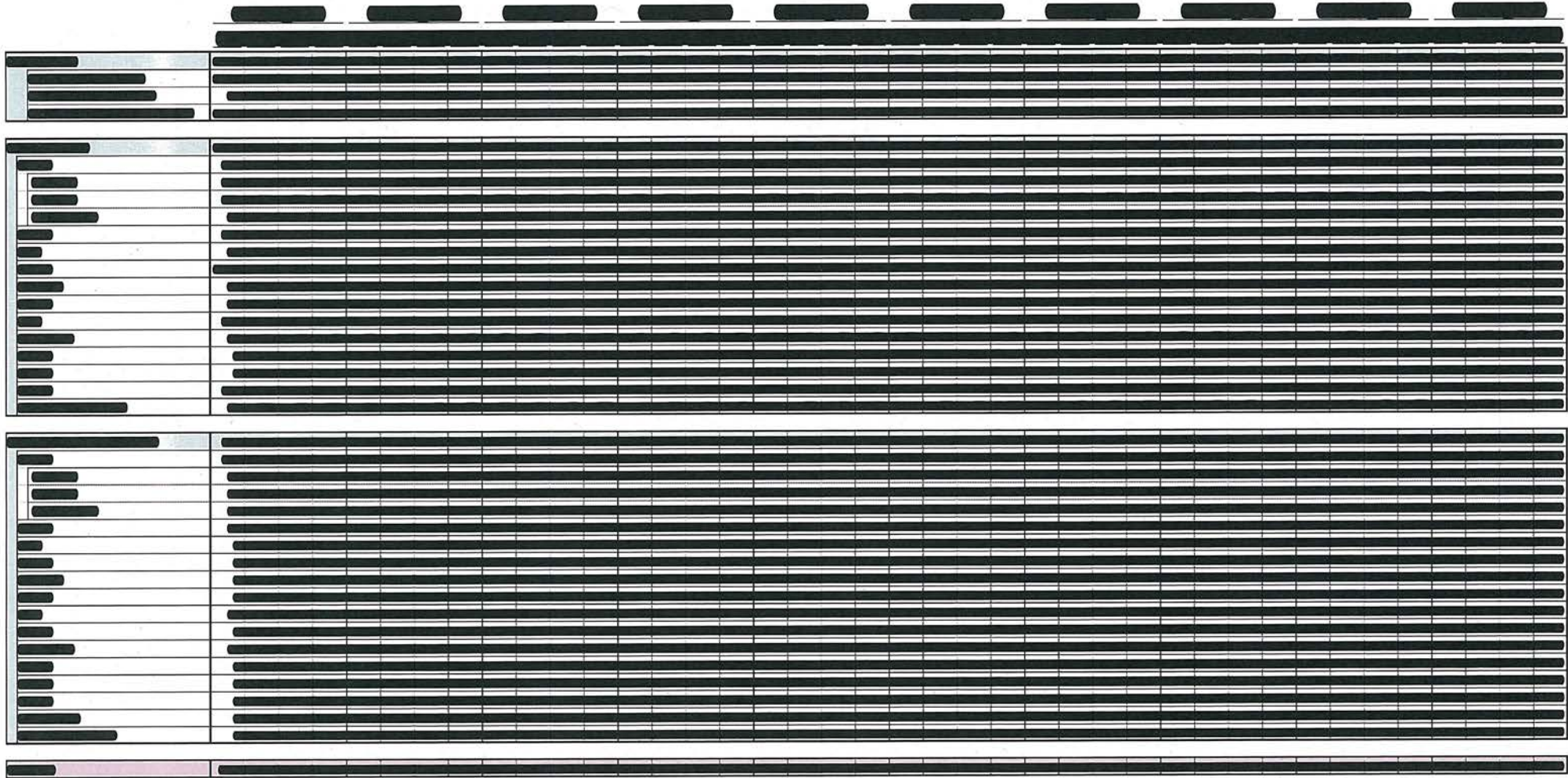
# (参考)経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL







(参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL



The table displays financial data for the company's operating management cycle up to Heisei 32. The content is almost entirely obscured by black redaction bars. Only the table's grid structure and a few small text fragments are visible. The table is organized into three main sections, each with a header row and multiple data rows. The first section has a single header row. The second and third sections have multiple header rows, likely representing different financial metrics. The data columns are numerous and mostly blank due to redaction.




(参考)経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL

	2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030	
売上	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
売上原価	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
営業利益	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
経常利益	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
税引前利益	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
税金	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
当期利益	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
繰上利益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
繰下利益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
期末利益	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
営業利益	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
経常利益	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
税引前利益	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
税金	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
当期利益	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
繰上利益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
繰下利益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
期末利益	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
営業利益	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
経常利益	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
税引前利益	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
税金	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
当期利益	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
繰上利益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
繰下利益	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
期末利益	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20






# (参考)経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL



	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
売上高	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
売上総利益	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
経常利益	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
経常損失	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
経常利益率	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...



# (参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL

[Redacted Table]

The table displays financial data for the company's Profit and Loss (PL) from Heisei 32 onwards. The content is redacted with black bars, but the structure is as follows:

- Header Row:** Contains 12 columns representing fiscal years from Heisei 32 to Heisei 43.
- Section 1:** A block of approximately 10 rows of data.
- Section 2:** A larger block of approximately 30 rows of data.
- Section 3:** A final block of approximately 20 rows of data.







(参考) 経営管理サイクル会社の平成32年度までのPL

[Redacted Table]

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数値 関連	1. 東京電力の事業面の 現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の 見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の 立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)について の調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点 での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査	p. 142 - 148
関制 連度	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連 する電気事業法等諸制度の 分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧

## 5. 現時点での想定営業利益計画

---

### 5.1 計画策定の前提条件

本計画策定においては、柏崎刈羽原子力発電所の運転再開時期別に以下の2つのシナリオで営業利益計画試算を実施した。

- [Redacted]
- [Redacted]

[Redacted]

- [Redacted]
- [Redacted]

- [Redacted]
- [Redacted]

## 5.1 計画策定の前提条件

数値計画の策定に伴い、2つのシナリオを設定

		シナリオ1	シナリオ2
売上	需要量	東京電力計画の需要予測に対して見直しを実施 ・ 震災影響(節電、自家発電の導入、稼働増、東京電力の担当エリアからの域外シフト、電化営業の自粛・廃止) ・ 域内におけるPPS離脱需要の加速化分	
	料金設定	[Redacted]	
供給 (原発 関連)	柏崎刈羽	[Redacted]	
	その他	[Redacted]	
コスト	人件費	東京電力計画に対し、追加コスト削減施策分を反映 ・ 子会社/事業売却に伴う人員削減、震災で業務が変更/削減された業務分の人員削減	
	修繕費/委託費	・ 関係会社の1次下請け業務廃止、代理店の中抜きによる中間マージン分の削減	
	賃借料	[Redacted]	
	他社購入電源費	・ 高単価事業者の契約更新タイミングでの価格交渉	
	減価償却費	・ 個別の設備投資案件について金額の見直し(例 [Redacted])	

Source: 社内資料; 弊社インタビュー及び分析

## 5.2 東京電力計画と見直し計画の差

	東京電力計画			見直し計画			

# 10ヶ年の営業収益・費用・利益計画(見直し計画)

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]



## 5.2 東京電力計画と見直し計画の差

	東京電力計画			見直し計画			差		
	項目	数値	単位	項目	数値	単位	項目	数値	単位
送電線	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
	送電線	100	km	送電線	100	km	送電線	0	km
変電所	変電所	100	台	変電所	100	台	変電所	0	台
	変電所	100	台	変電所	100	台	変電所	0	台
	変電所	100	台	変電所	100	台	変電所	0	台

送電線

# 10ヶ年の営業収益・費用・利益計画(見直し計画)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Section 1 (Light Green)	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
Section 2 (Medium Green)	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
Section 3 (Dark Green)	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

## 本資料の内容

	項目	内容	該当する仕様書項目	参照ページ
数 値 関 連	1. 東京電力の事業面の 現状分析結果 (事業及び原価構造分析)	1 東京電力グループの事業構造分析 2 国内電気事業の原価構造分析	(1) 損益構造分析	p. 5 - 21
	2. 需要・設備投資計画の 見直し	1 需要計画 2 供給及び設備投資計画	(3) 事故影響分析 (4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査 (5) 投資計画	p. 22 - 43
	3. コスト削減	1 東京電力合理化計画内容の見立て 2 コスト削減施策まとめ 3 具体的なコスト削減施策の内容 1 調達(修繕費・委託費等)における削減 2 人件費の削減	(2) コスト構造分析 (6) リストラクチャリング施策の 立案・定量化 (10) 資産処分状況の確認等	p. 44 - 102
	4. 事業・関係会社の見直し (事業・関係会社の峻別)	1 事業・関係会社峻別の考え方 2 事業・関係会社の峻別結果 3 存続事業・関係会社の合理化等の方針	(8) 継続・非継続事業の峻別 (9) 関係子会社(コア)について の調査	p. 103 - 141
	5. 上記検討を踏まえた現時点 での想定営業利益計画	1 計画策定の前提条件 2 東京電力計画と見直し計画の差	(4) 中期業績予測・事業計画に 係わる調査	p. 142 - 148
関 制 連 度	6. 料金等制度の現状	1 日本の自由化料金と海外の自由化事例	(7) 業績予測・事業計画に関連 する電気事業法等諸制度の 分析	p. 149 - 167

(別添資料) 各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額一覧



## 6. 料金等制度の現状(2/3)

### 6.1.2 海外の自由化事例(続き)

- 英国
  - すべての取引を卸市場利用の制度を導入。発電は100%卸市場を利用。入札価格が低い順に発電所を稼働させる仕組みを導入した。
  - 小売が他の調達手段を持たないために、卸市場での発電側の価格支配力が増加。発電単価の安い発電所を故意に停止させ、供給を絞るなどの不当な価格コントロールが発生。その結果、燃料価格下落時も需要家が安い電力を享受できなかった。
  - 現在は、卸市場を私設市場へ移行。相対取引も共存させ、発電事業者による価格支配力を低減した。
- 米国ペンシルバニア州、ニュージャージー州、メリーランド州 (PJM)
  - 全面プールに相対取引を組み込む形
    - 卸市場を100%通さなくてはならないという制限はあるものの、発電と小売りで価格に関する金融的な相対取引(先物取引)を認める。
    - 小売事業者に事前に、販売量プラス3%の電力量を小売事業者の責任で卸市場へ供給させるを持たせ、卸市場での電力の余剰を担保している。
    - 結果的に、供給責任を持つ小売事業者の負担が重く、小売事業者数が減少している。
- ノルド・プール
  - 卸市場内にスポット市場(翌日分の電力の売買)、金融市場(先物等)、調整市場(30分前の電力の売買)と相対取引とを共存させることで、小売りの調達方法を多様化させ、現在のところ市場の安定的な運用が行われている。
  - 安定の要因の一つは、スウェーデンに多数存在する安価な水力発電の余剰な能力が挙げられる。

## 6. 料金等制度の現状(3/3)

自由化による電力料金引き下げのためには、いくつかのポイントがあるが、日本の状況に合わせた制度の要件について、今後精査を行う。小売事業者の電力調達方法を多様化させ、発電側の価格支配リスクを低減する。

- PJMでは小売りが契約量の3%増しの電源を卸市場へ投入することを義務づけている。
- 先物取引を含む卸市場や相対取引制度を設置している。
  - ノルド・プールでの卸市場経由率は3割程度である。
  - PJMでは卸市場を100%利用する義務があるものの、発電と小売間での先物取引に似た、金融的な相対取引をみとめている。
  - カリフォルニアや初期イギリスのように、卸市場だけでは発電側の力が強くなり、電力の出し惜しみ、ピーク需要への供給インセンティブの欠如(自社の発電効率重視)が発生している。
- 一方、小売会社の数も確保し、小売会社の価格支配も牽制している。
  - ノルドプールでは233社(うち小売のみは84社、2004年(平成16年)時点)、イギリスでは66社(6大グループで市場の9割、2010年(平成22年)時点)が存在している。
- 発電社数を一定数以上設置し、発電社間の競争も促進する。
  - イギリスでは81社、ノルドプールでは4カ国で約175社(うち発電のみは47社、2010年時点)の発電会社が存在している。
  - 自由化初期に既存大発電会社の解体、発電会社への燃料供給の安定性を国が担保する等の制度も合わせて実施し、一部の発電企業による市場の価格支配リスクを低減している。
    - 発電は元来、規模の経済が効きにくい事業であり、上記によって参入が促進されている。
- 中立性の高いISO(独立系統運用機関)へ系統管理義務を負わせている。
  - 送配電のオペレーション(系統管理)は、1エリア1社にしている。
    - 流通資産の保有は複数社の例も存在している。
  - 合わせて、流通ネットワークインフラを整備し、発電事業の参入による電流の乱れが起きにくい構造が構築されている。

## 6.1日本の自由化料金

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

A large table that has been almost entirely redacted with black boxes. Only a few small black squares are visible at the intersections of the grid lines, indicating the structure of the data.

[Redacted text]

A table that has been almost entirely redacted with black boxes. Only a few small black squares are visible at the intersections of the grid lines.

[Redacted text]

A table that has been almost entirely redacted with black boxes. Only a few small black squares are visible at the intersections of the grid lines.

# 自由化料金として東京電力は●のプランを用意している

## 自由化後の電力料金

### プラン名

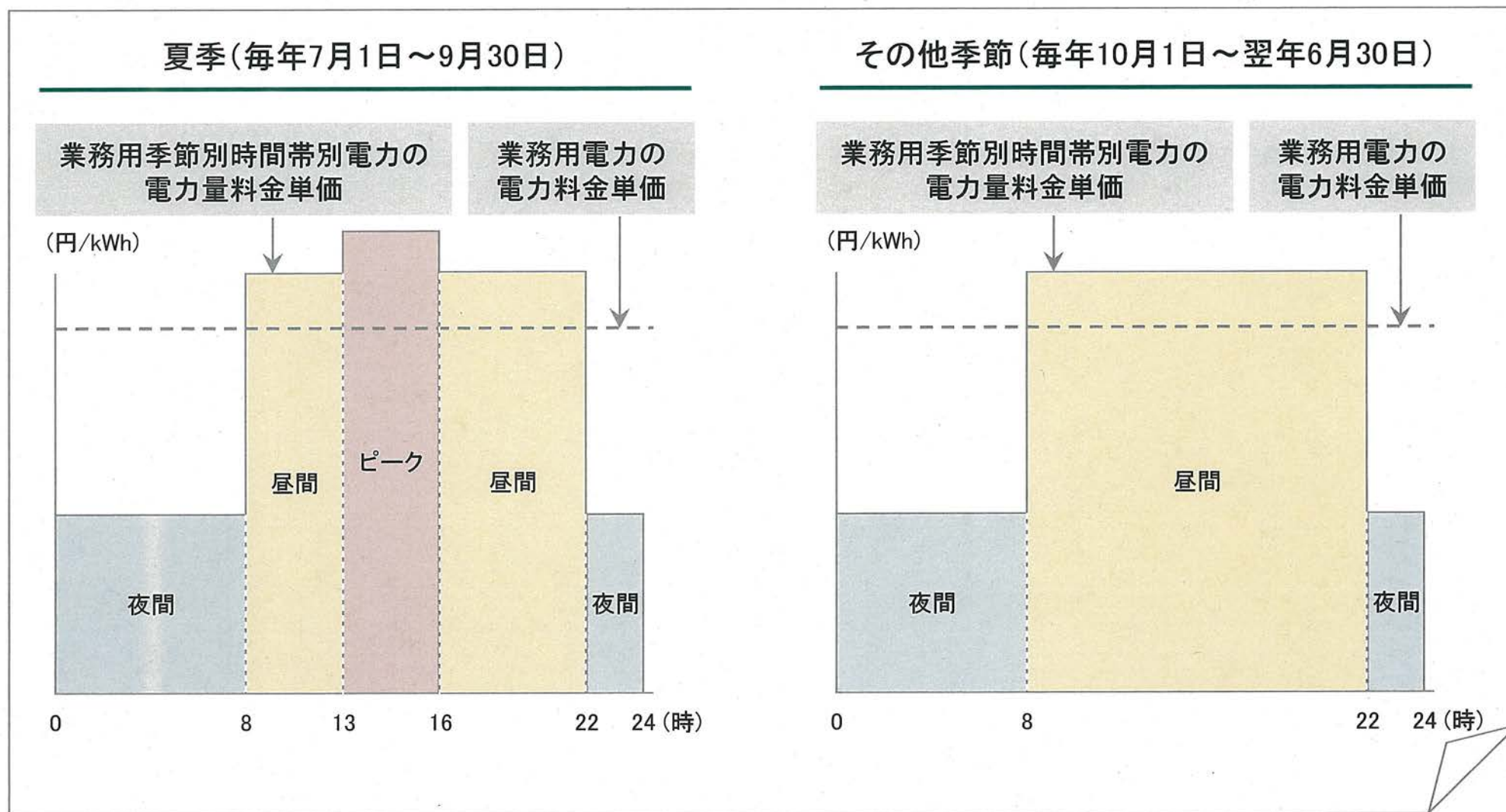
### 東京電力のプランの勧め方と料金計算式

	プラン名	東京電力のプランの勧め方と料金計算式
業務用	業務用季節別時間帯別電力 高圧(500V未満)	業務用ビルや商業施設などで、夜間、日曜・祝日などに電気の使用が多いお客様 ・ 基本料金＝料金単価×契約電力×(185-力率)/100 ・ 電力量料金＝「ピーク時間」、「夏季昼間時間」、「その他季昼間時間」、または「夜間時間」の料金単価×使用電力量±燃料費調整額 ・ 料金＝基本料金＋電力料金＋太陽光発電促進付加金
	高圧(500V以上) 業務用電力	
	特別高圧	
産業用	高圧季節別時間帯別電力A 高圧(500V未満)	業務用ビルや商業施設などで、平日の昼間に電気の使用が多いお客様 ・ 基本料金＝料金単価×契約電力×(185-力率)/100 ・ 電力量料金＝「夏季」または「その他季」の料金単価×使用電力量±燃料費調整額 ・ 料金＝基本料金＋電力料金＋太陽光発電促進付加金
	高圧季節別時間帯別電力 高圧(500V以上) 高圧電力	
	特別高圧	工場などで、夜間、日曜・祝日などに電気の使用が多いお客様

自社の状況に適合したプランでないと料金が高くなる可能性



# (例) 高圧季節別時間帯別電カプランの料金単価イメージ



Source: 東京電力HP

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

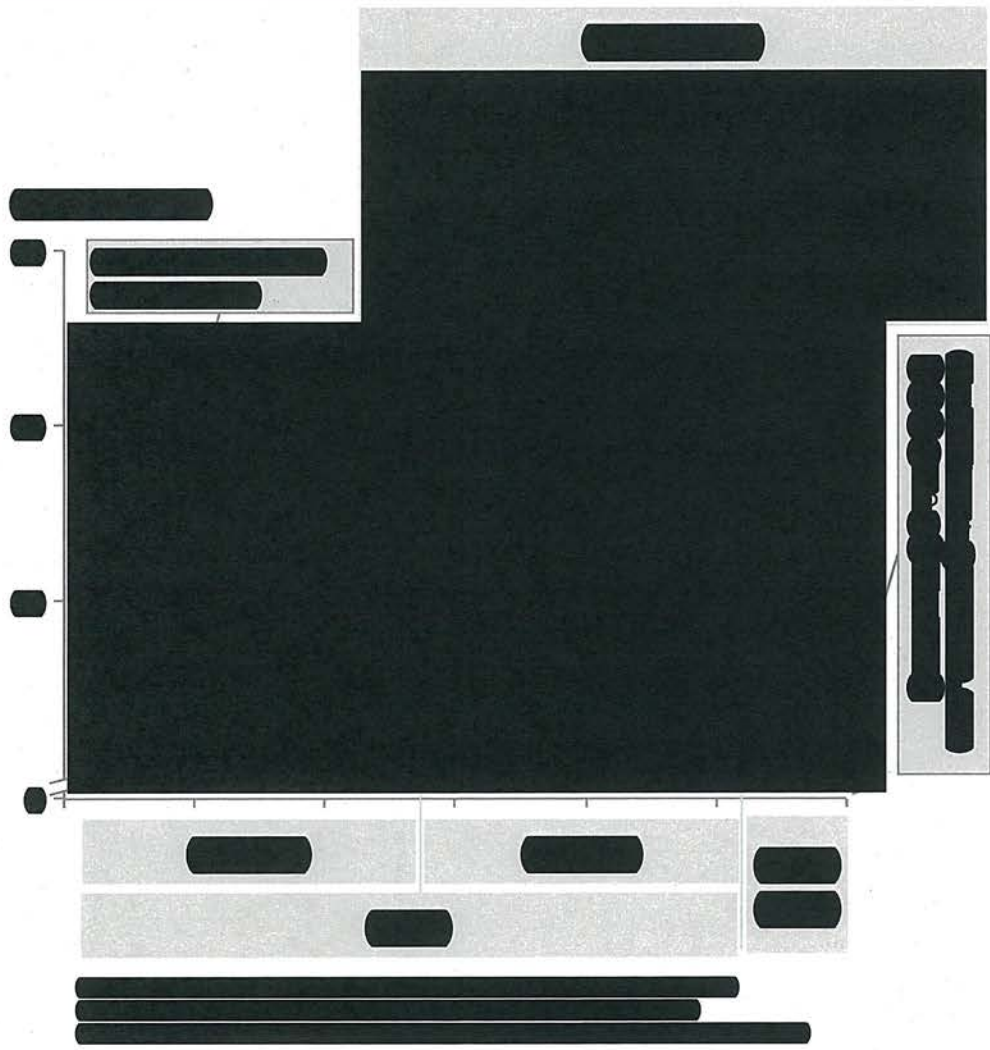


Table with 3 columns and 2 rows of redacted data.

- List of redacted items with bullet points.

## 6.2 海外の自由化事例 海外の電気事業制度の事例 まとめ

		カリフォルニア 前期 (~'00年)	カリフォルニア後 期 ('01年~)	イギリス初期 (~'00年)	イギリス後期 ('01年~)	PJM <sup>1)</sup>	ノルドプール	(参考) 東京	
制度	電源市場	相対取引	×: (新規参入者のみ可能)	○: 供給力の確保契約が可能	×: 相対不可	○: 相対中心	△: 供給力の確保契約が可能	○: 相対中心	○: ほぼ全て相対
		卸市場活用度	多: 80% (3社に関しては100%)	多: (確認中)	多: 100%	多: ~10%	○: 100%(相対の供給確保が大半)	○: 30%	△: ~1%
		調整市場有無	○: 調整市場あり	○: 調整市場あり	○: (確認中)	○: 調整市場あり	○: 調整市場あり	○: 調整市場あり(前日/当日/先物有)	×: なし
	送配電	分離	△: 火力発電売却	△: 火力発電売却	○: 資本関係も完全分離	○: 資本関係も完全分離	△: 系統管理のみ独立	△: 国有	×: 非分離
		系統管理中立性	○: ISO運営	○: ISO運営	○: ISO運営	○: ISO運営	○: ISO運営	○: ISO運営(国有)	×: 非独立
	小売	自由化状況	○: 完全自由化	○: 完全自由化	○: 完全自由化	○: 完全自由化	○: 完全自由化	○: 完全自由化(確認中)	△: 一部自由化
		供給義務	確認中						
	現段階で生じた結果		<ul style="list-style-type: none"> <li>電力逼迫</li> <li>価格高騰</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(確認中)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>価格抑制効果観測できず</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(確認中)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(確認中)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(確認中)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>自由化分野の価格に関しては微減</li> </ul>

1. 米国ペンシルバニア州、ニュージャージー州、メリーランド州  
Source: 海外電力調査会“海外諸国の電気事業”、各種外部レポート

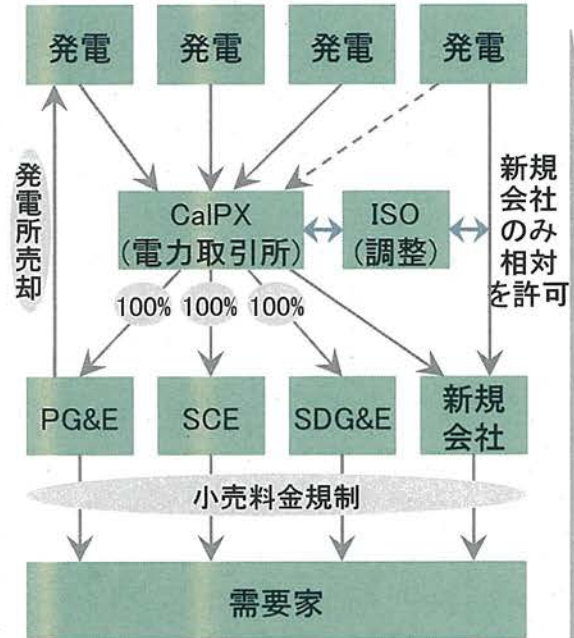
# カリフォルニアは、小売へ重い責任(供給責任、小売価格の規制)を持たせる一方、電力の調達手段を制限したため、価格高騰/電力危機が発生



公的卸市場(全面プール)設置 (平成10年)      電力危機/価格高騰 (平成12年)      小売に事前の供給力確保義務を設定

発電

小売



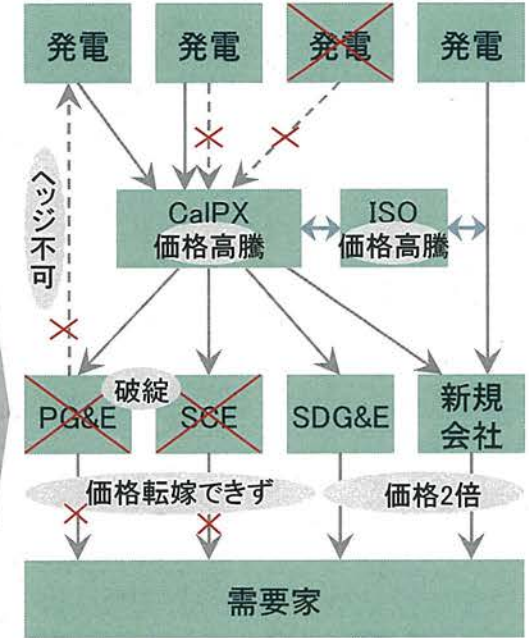
小売へ重い責任(供給責任、小売価格の規制)を持たせる一方、電力の調達先/手段を制限

- ・PX活性化のため、既存主力電力会社(小売)にPXでの調達義務
- ・小売のもつ発電設備を発電会社に強制売却

系統運用機能をISOへ移管

(平成12年)

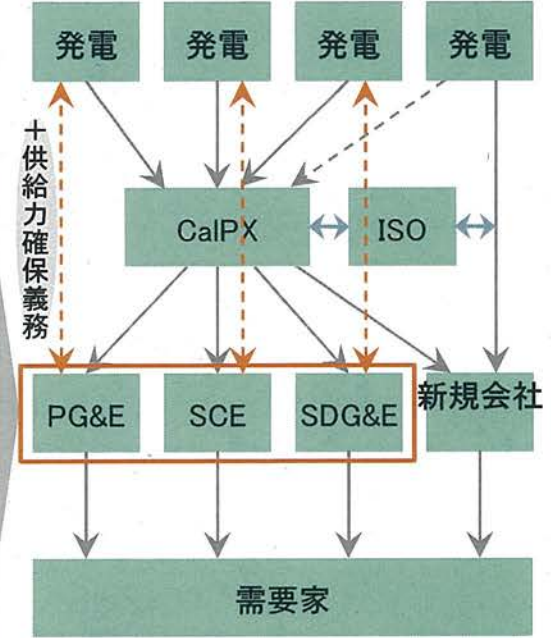
売り惜しみ停止/休止



発電側の価格支配力が増加

- ・発電の売り惜しみ、停止等により卸市場価格が上昇

相対等によるヘッジができずに需要家への価格転嫁もできない小売が破綻



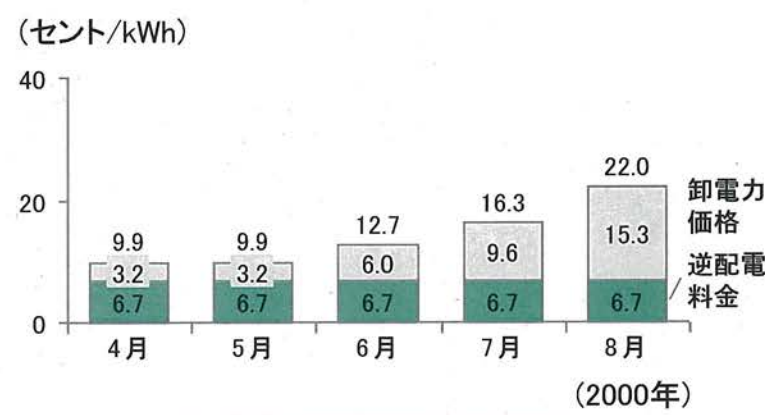
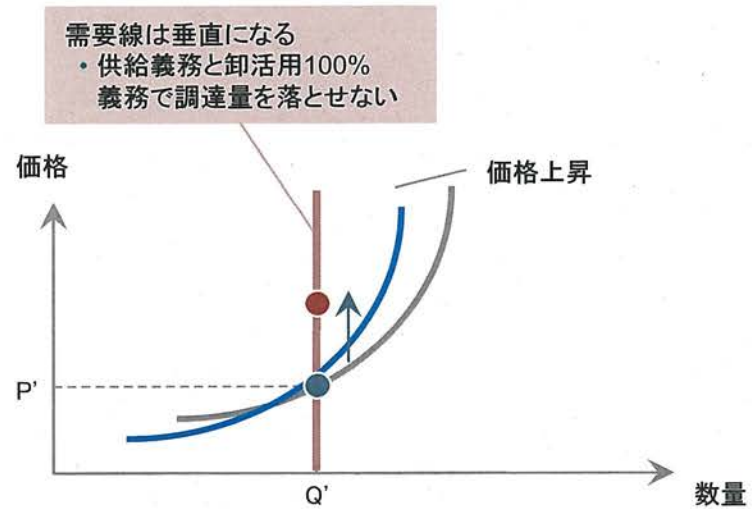
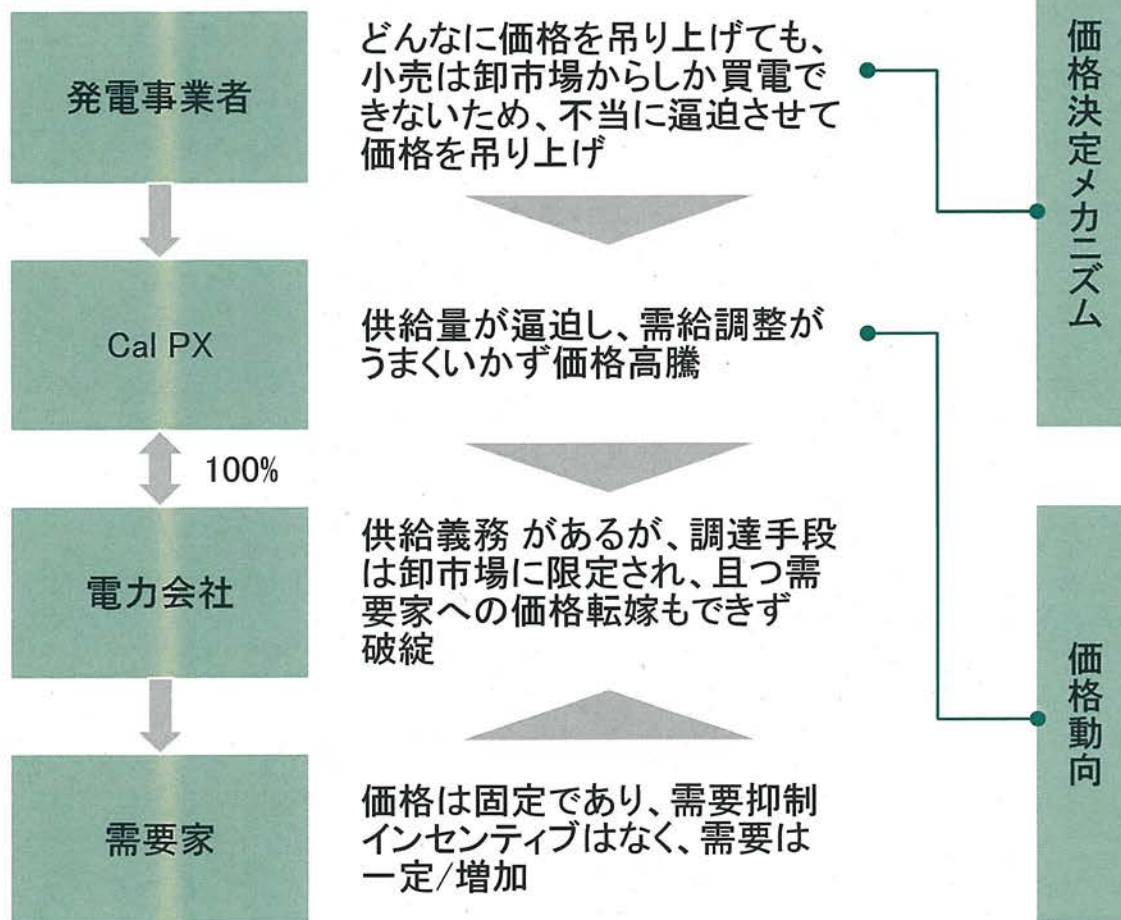
小売に事前の供給力確保義務を設定

1.ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマーク  
Source: 海外電力調査会“海外諸国の電気事業”、各種外部レポート

# 調達先/調達手段の限定が、市場のパワーバランスの偏り(発電側の価格支配力の増大)を生んだことが要因



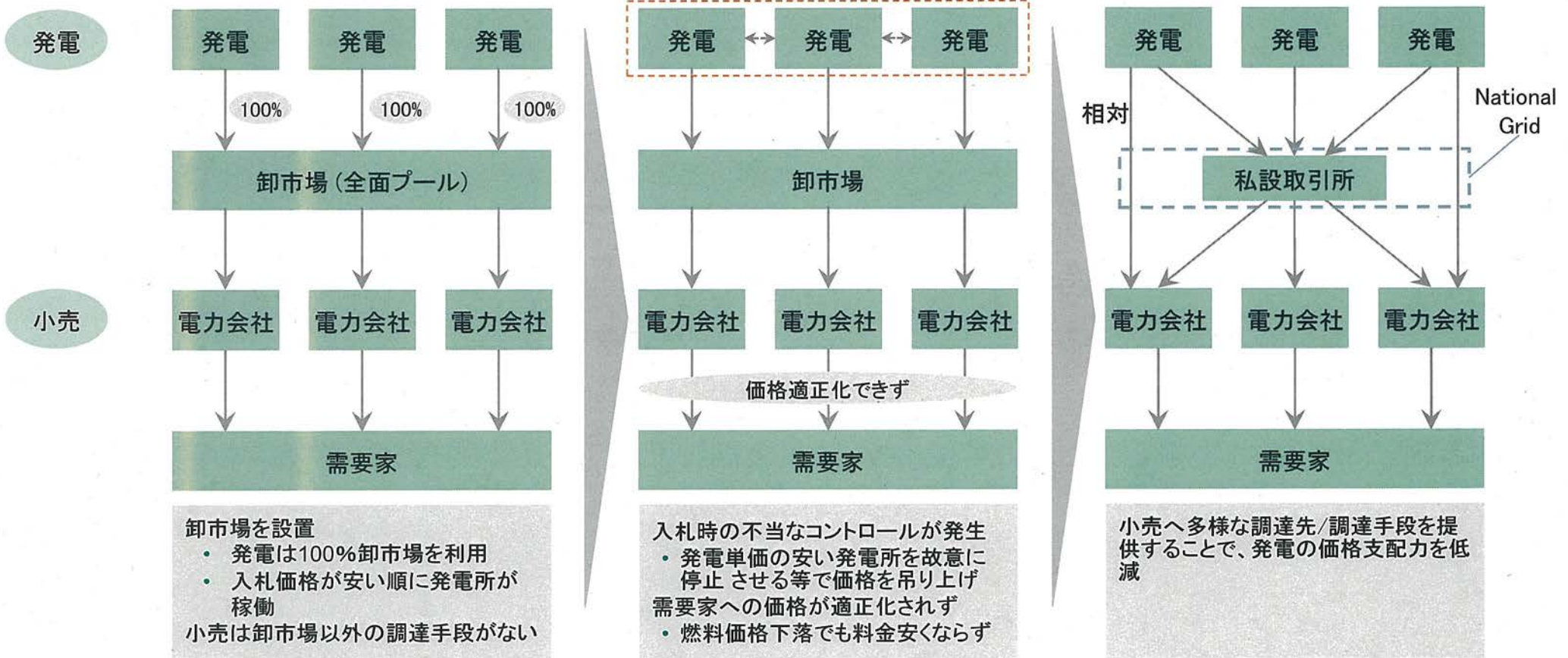
## プレイヤー間のパワーバランスが偏重



**価格高騰に経営を圧迫された電力会社の投資不足による送電線投資も停電理由**

Source: 海外電力調査会“海外諸国の電気事業”、各種外部レポート

# 英国は、小売の調達先限定化による失敗を教訓に、相対/卸のバランスを重視したシステムへ移行



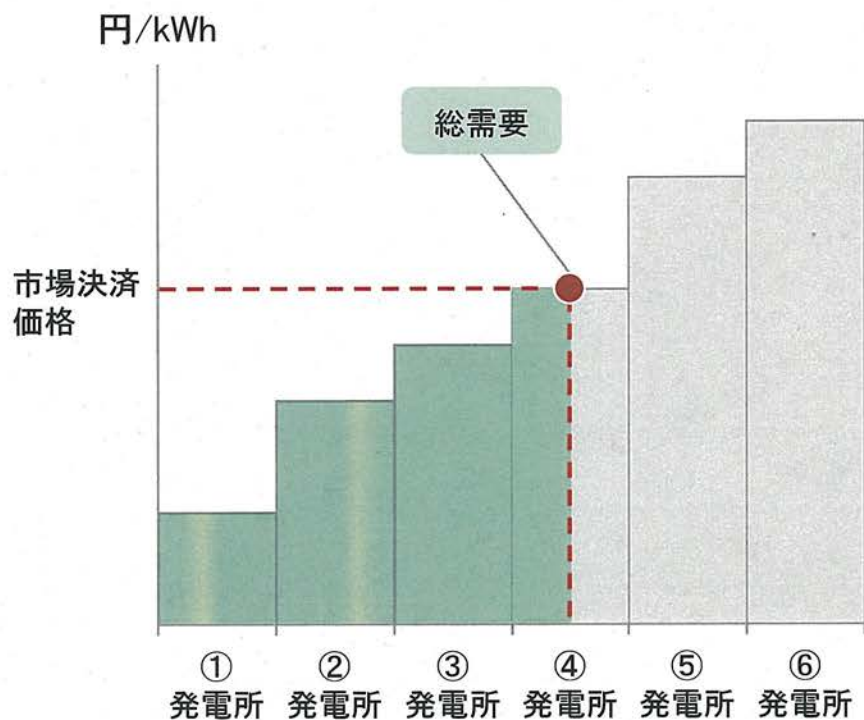
1. Third Party Access  
Source: 海外電力調査会“海外諸国の電気事業”、各種外部レポート



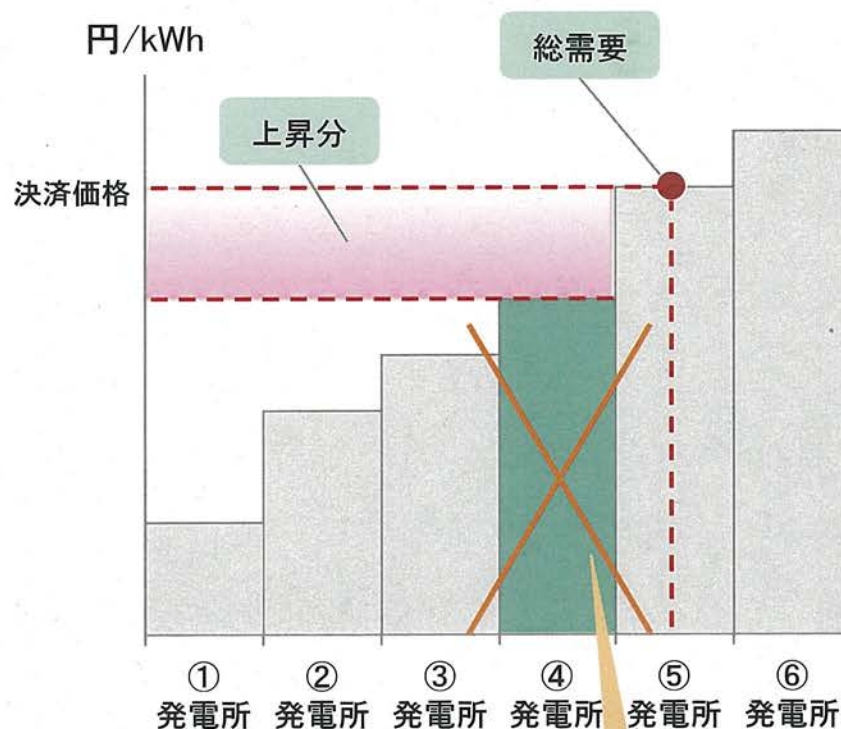
(参考)

# イギリス初期に起こった、全面プール市場での入札における不当なコントロール方法

発電コストが安い順に発電所が稼働



発電側が、発電キャパシティをうまくコントロールできると価格が上がり



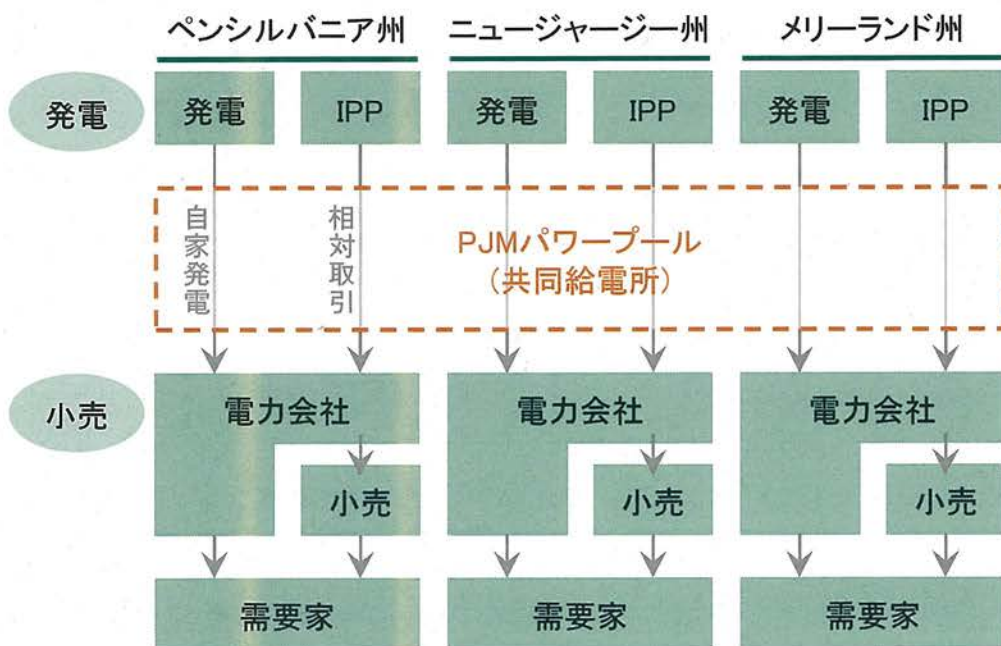
“稼働できない”  
と申請

# 米国ペンシルバニア州、ニュージャージー州、メリーランド州 (PJM) は、 全面プールにうまく相対取引を組み込む形で成功

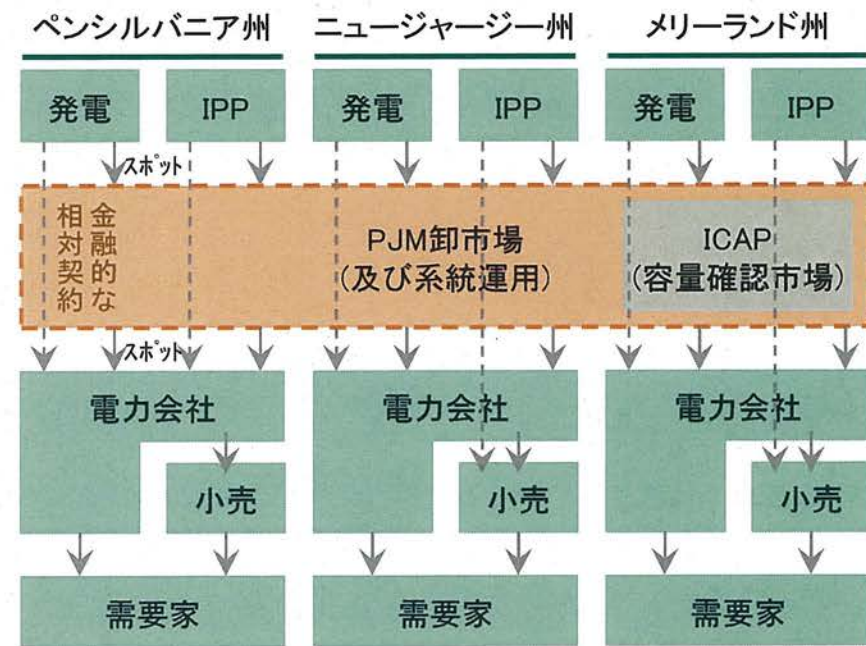


## PJMパワープール (共同給電所) 設置 PJM卸市場へ移行

(昭和52年)



PJMパワープールで発電各社が電力を融通



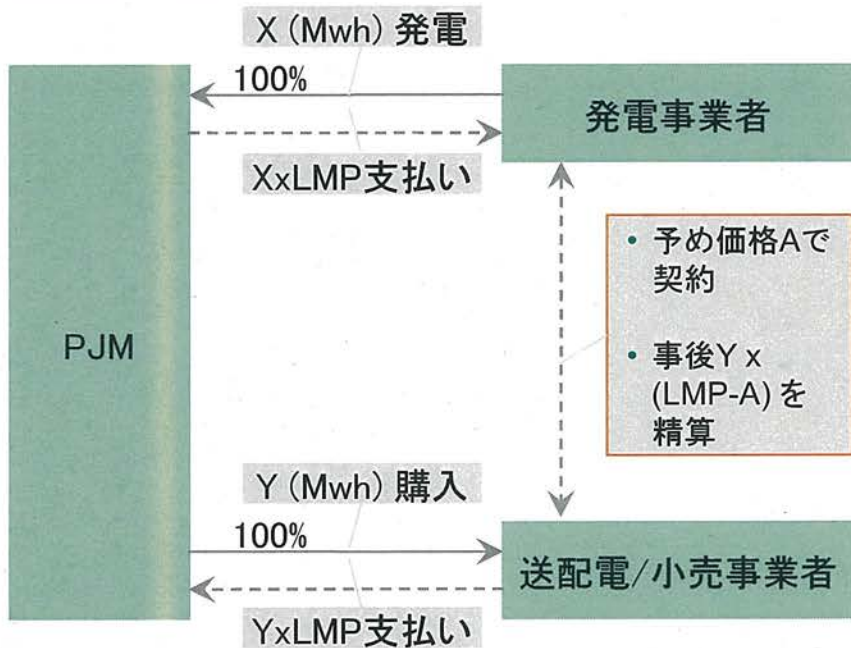
- PJMパワーから、PJM卸市場 + ICAPへ移行
- 発電と電力会社は金融的相対契約でリスクをヘッジ可能
  - 電力会社は需要 + 3%の電力を卸市場へ投入する義務を持ち、卸市場での電力余剰を担保



# 電力調達手段（相対契約と卸市場）を多様化することで 小売に供給力確保義務を負わせる一方で、安定供給/価格適正化を達成

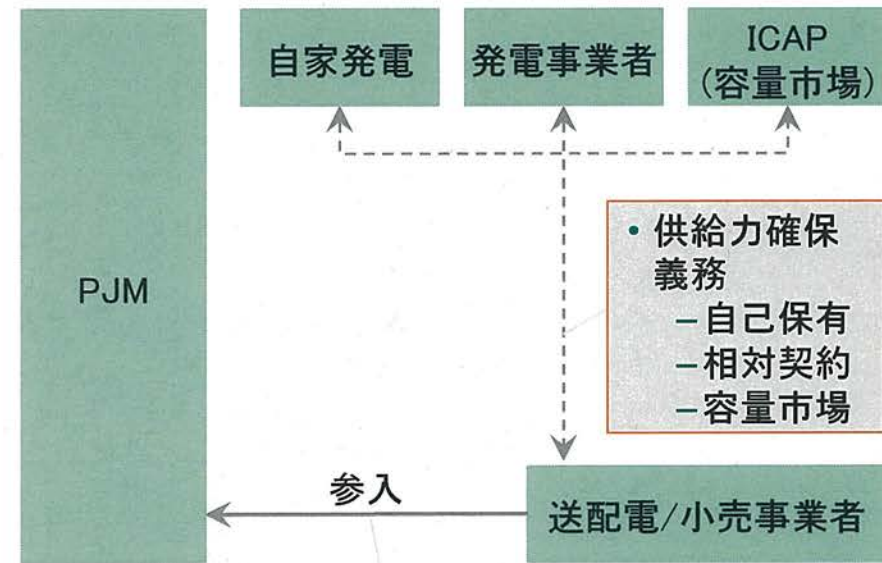


### 全面プールだが、金融的な相対契約でプール 価格の変動リスクを回避/価格の安定化



$X > Y$ : (X - Y) 分、発電事業者がスポット売り  
 $Y > X$ : (X - Y) 分、小売事業者がスポット買い

### 供給力確保義務とペナルティで卸市場に おける電力供給余剰を担保

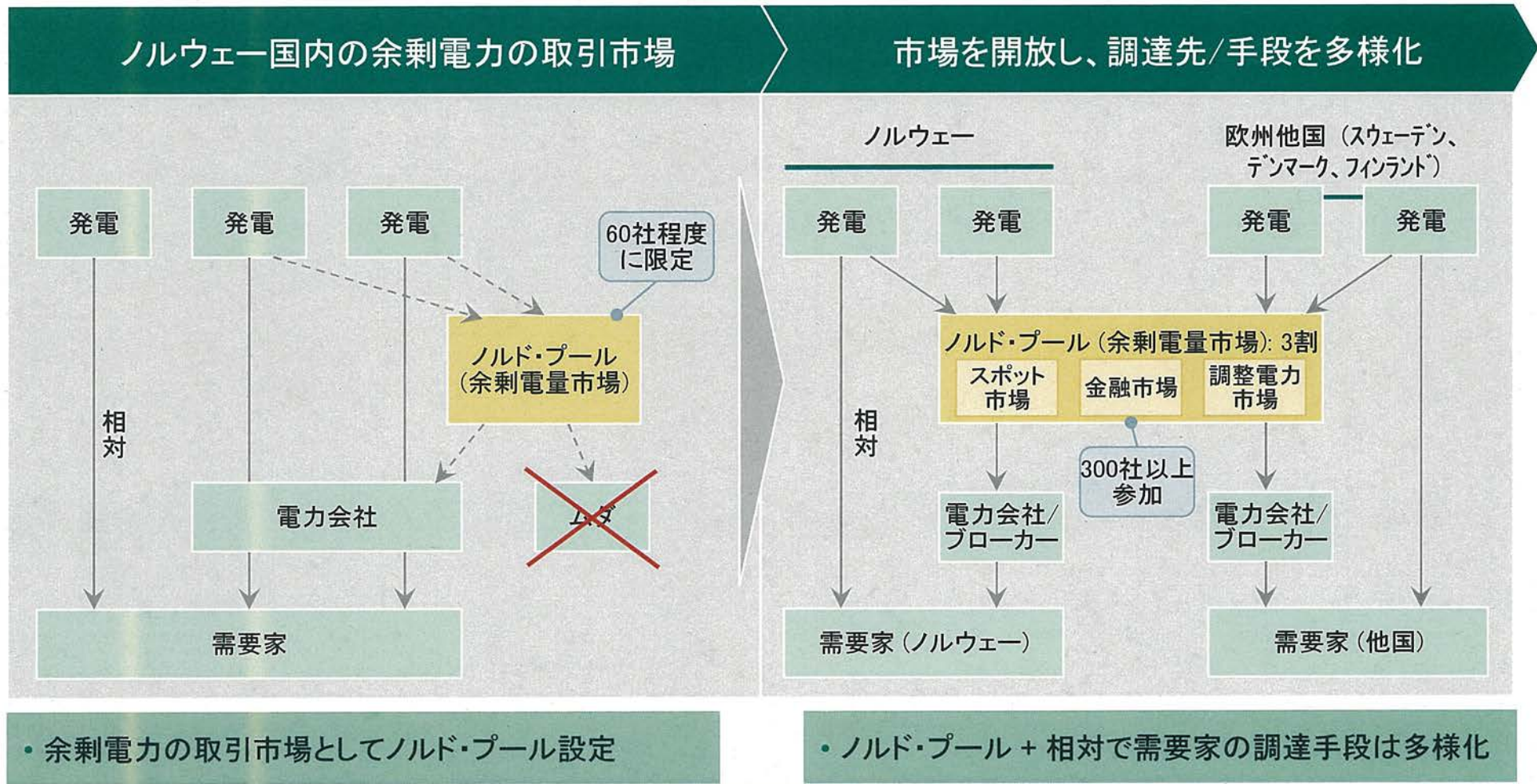


• 小売へ販売量+3%の電力の卸市場への投入を義務化  
 • 供給未達のペナルティ  
 - 1回でも未達であればペナルティ  
 - 余分に用意したプレイヤーに還元

Source: 海外電力調査会“海外諸国の電気事業”、各種外部レポート



# ノルド・プールは、相対と卸市場をうまく連携・バランスさせることで成功



安定の要因の一つは、スウェーデンに比較安価な水力発電の潜在能力があること

## 海外との電気の品質比較を停電時間と送電ロスを指標として実施 電気の品質に関する指標一覧

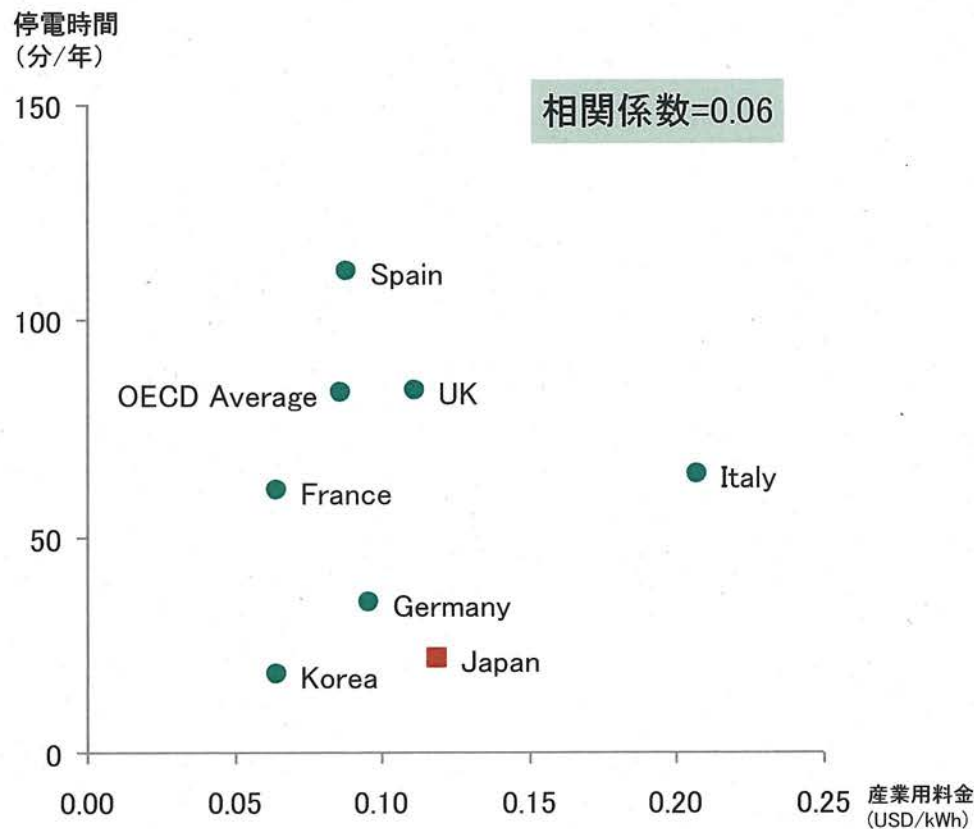
指標候補			海外との比較を行う上で 有意性
指標名 /	定義	備考(制定団体等)	
停電時間	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要家一人当り停電時間: SAIDI<sup>2)</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEEE Standard<sup>4)</sup></li> </ul>	○
停電回数	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要家1人あたり停電回数: SAIFI<sup>3)</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>IEEE Standard<sup>4)</sup></li> </ul>	○
送配電ロス	<ul style="list-style-type: none"> <li>送配電ロス率 - 配電ロス電力量/総発電量</li> </ul>		○
	<ul style="list-style-type: none"> <li>亘長当り送配電ロス - 送電ロス電力量/総亘長</li> </ul>		○
ENS	<ul style="list-style-type: none"> <li>事故があったために、供給できなかった電力量</li> </ul>		△: ノルウェーでは主となる指標
EEU <sup>1)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>期待不足電力量: EEU - 送電制約が原因で供給できない電力量の期待値</li> </ul>		×: データの入手/分析の困難性

1. Expected Energy Unserved; 2. The System Average Interruption Duration Index; 3. The System Average Interruption Frequency Index; 4. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.  
Source: 4th Benchmarking Report on quality of electricity supply 2008, CEER

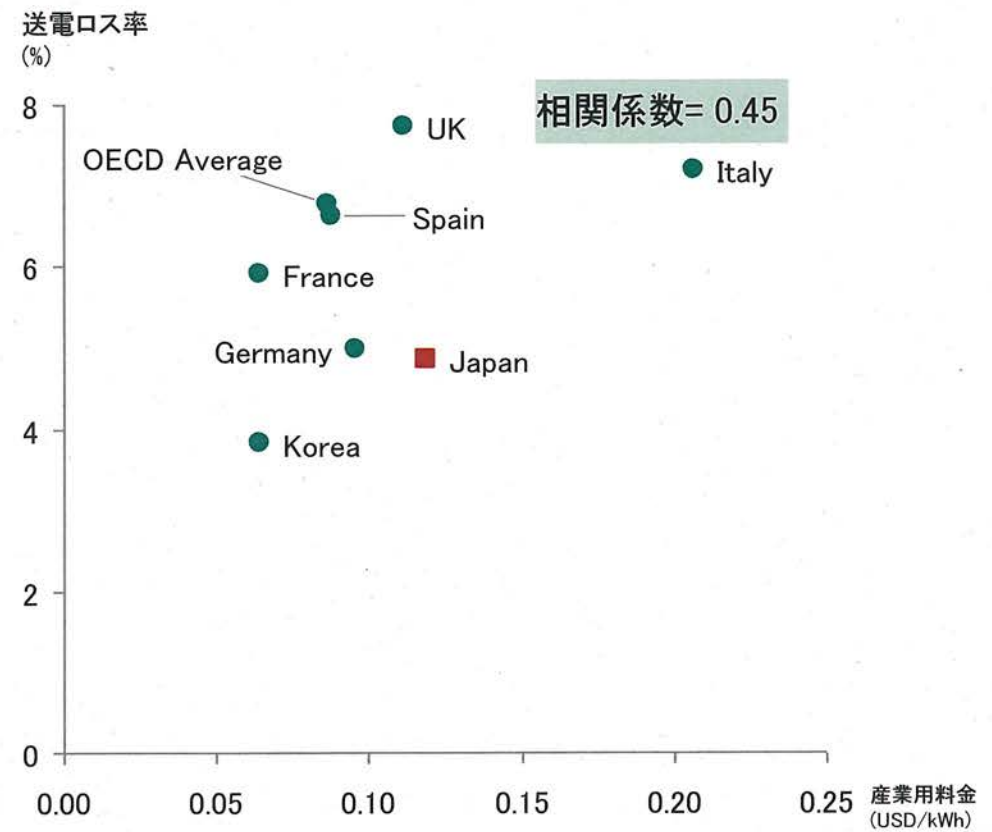
# 結果、料金水準と品質との相関関係はない

## 国外の電力料金<sup>1)</sup>と品質/安定性比較

停電時間<sup>2)</sup>



送配電ロス<sup>3)</sup>



1. 電力料金は、平成17年～19年の産業用料金平均値を利用; 2. 停電は、事故停電および作業停電。平成17年～19年停電時間の平均値を利用。

3. 送電ロス量(BKw)を、総発電量(BKw)で除すことで算出。平成17年～19年の送電ロス率の平均値を利用。

Source: 電気事業連合会、海外電力事業総覧2009、International Energy Statistics、U.S. Energy Information Administration、Energy Prices and Taxes Quarterly Statistics First Quarter 2011、IEA Statistics

## 安定供給を担保したうえでの競争促進/価格の適正化、投資の適正化のポイント (初期的)

分離自由化により発生し得る問題/課題がある

- 発電事業者や小売事業者による不当に高い電力価格の設定
- 需要ピーク時の価格高騰、電力量逼迫
- 利益確保のための発電、流通設備への過小投資

これらへの対応として、価格、電力量、投資金額を調整する機能を制度化することが、価格適正化、安定供給、投資の適正化のポイントである。具体的には下記が候補であるが、詳細は今後精査する

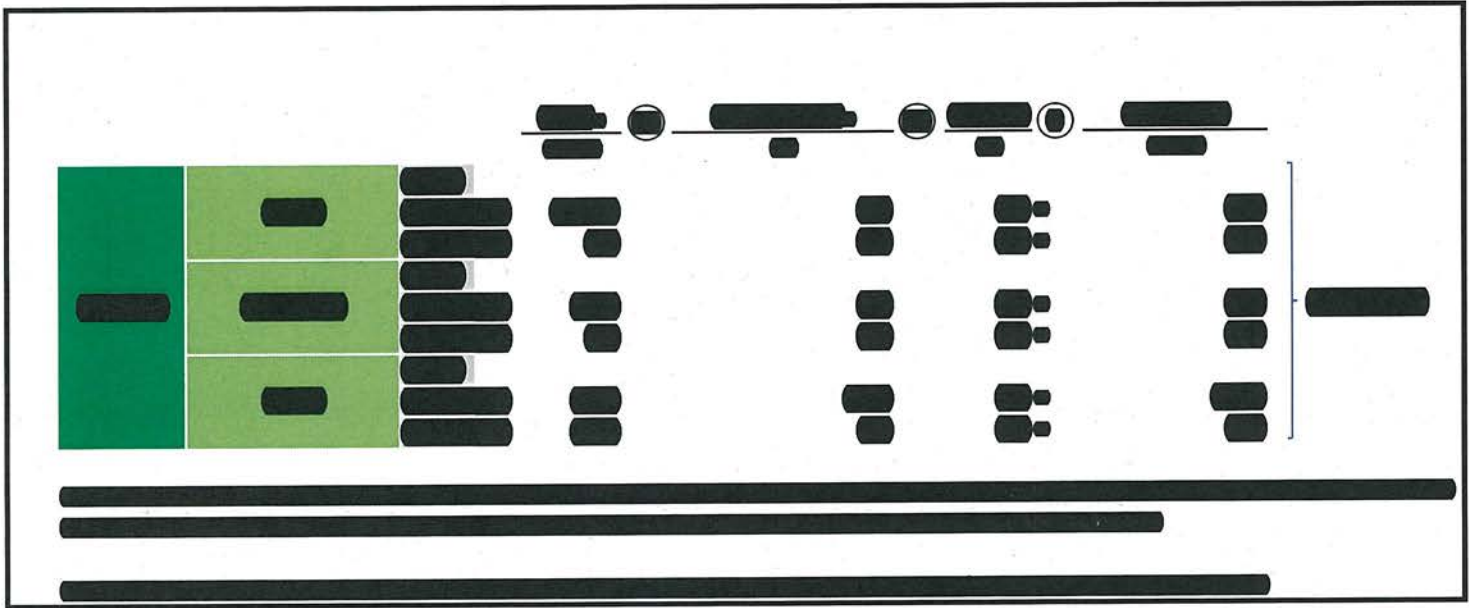
- 小売の電力調達先・方法の多様化
  - 卸市場/先物取引市場/需給調整市場(使用30分前の取引)/長期相対契約等
- 市場等での電力価格の透明性確保
- 発電への市場価格/競争原理導入(発電の淘汰、発電の供給範囲拡大による売り先増加等)
- 電力供給(余剰)の絶対量増加等

PJ POWER  
事業DD 中間報告書

(別添資料)各コスト削減施策の費用項目及び年度別削減金額

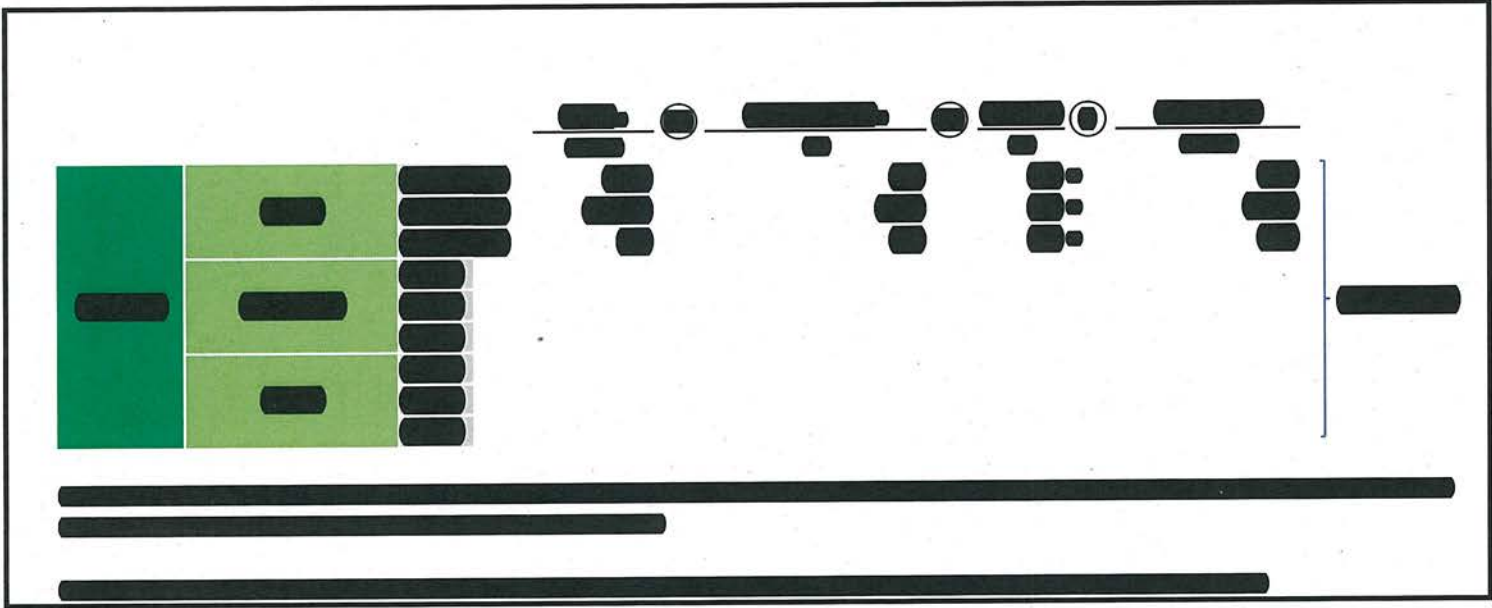
2011年8月22日

[Redacted]



[Redacted]

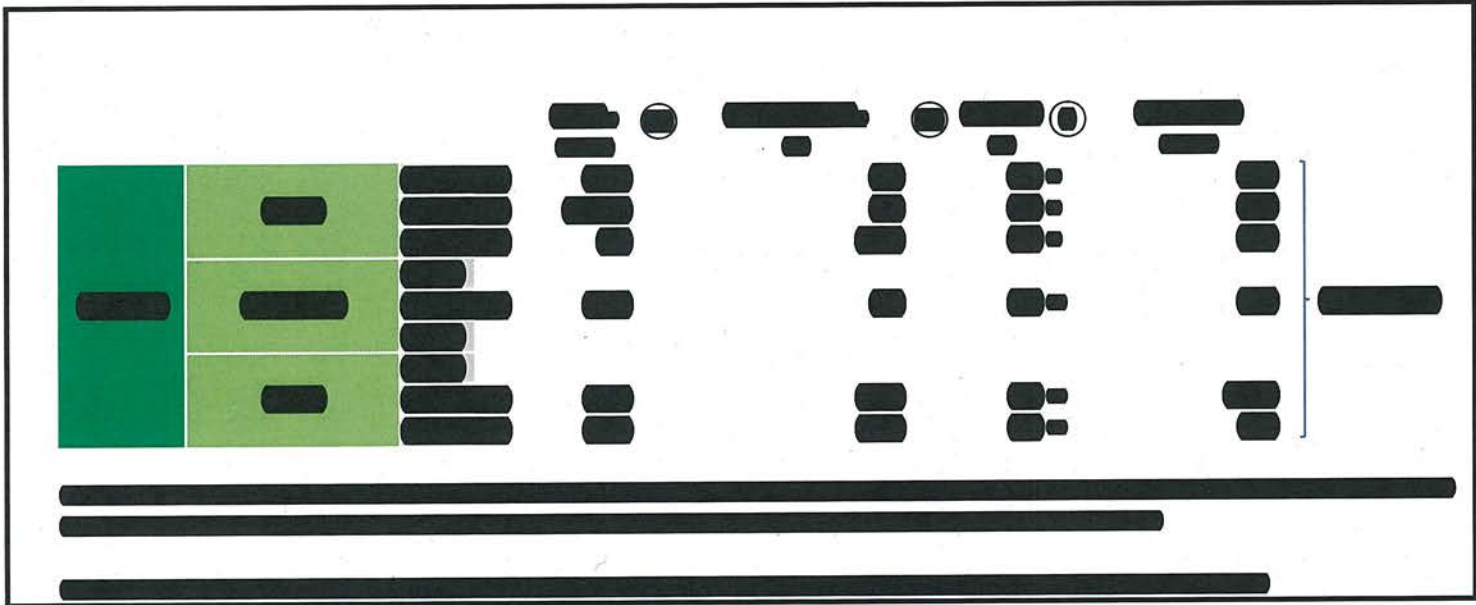
[Redacted]



[Redacted]



[Redacted]

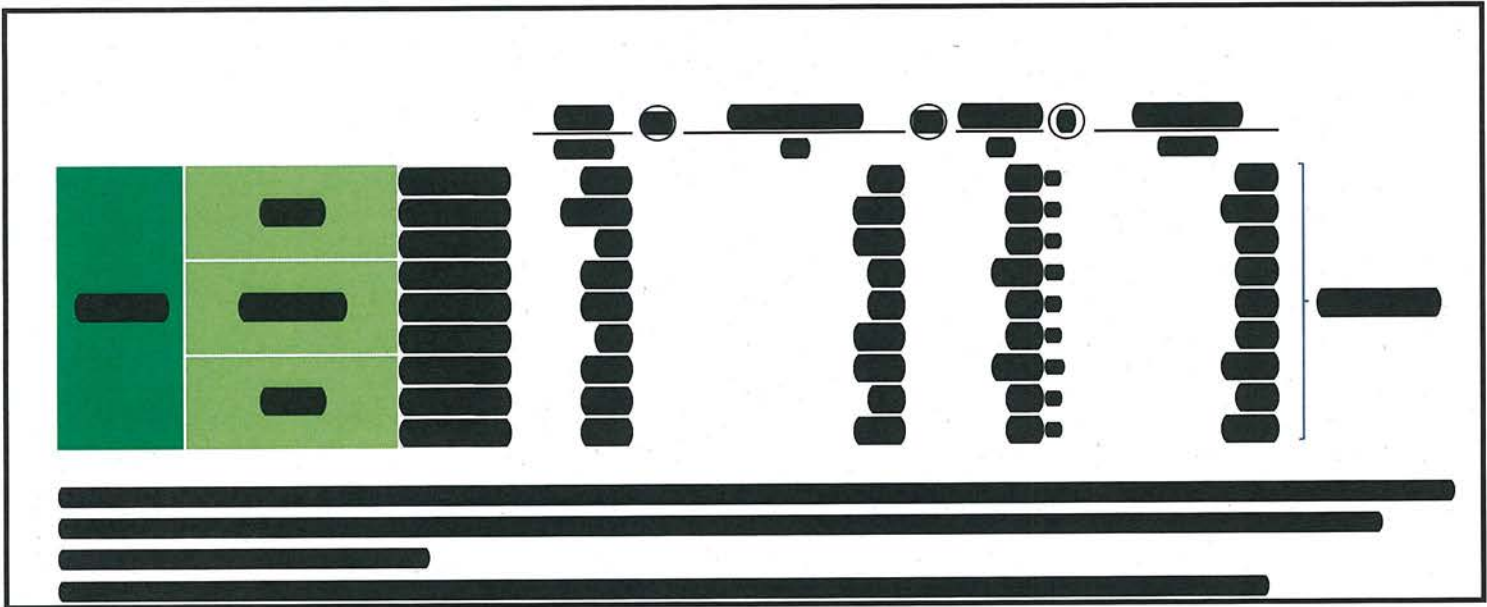


[Redacted]

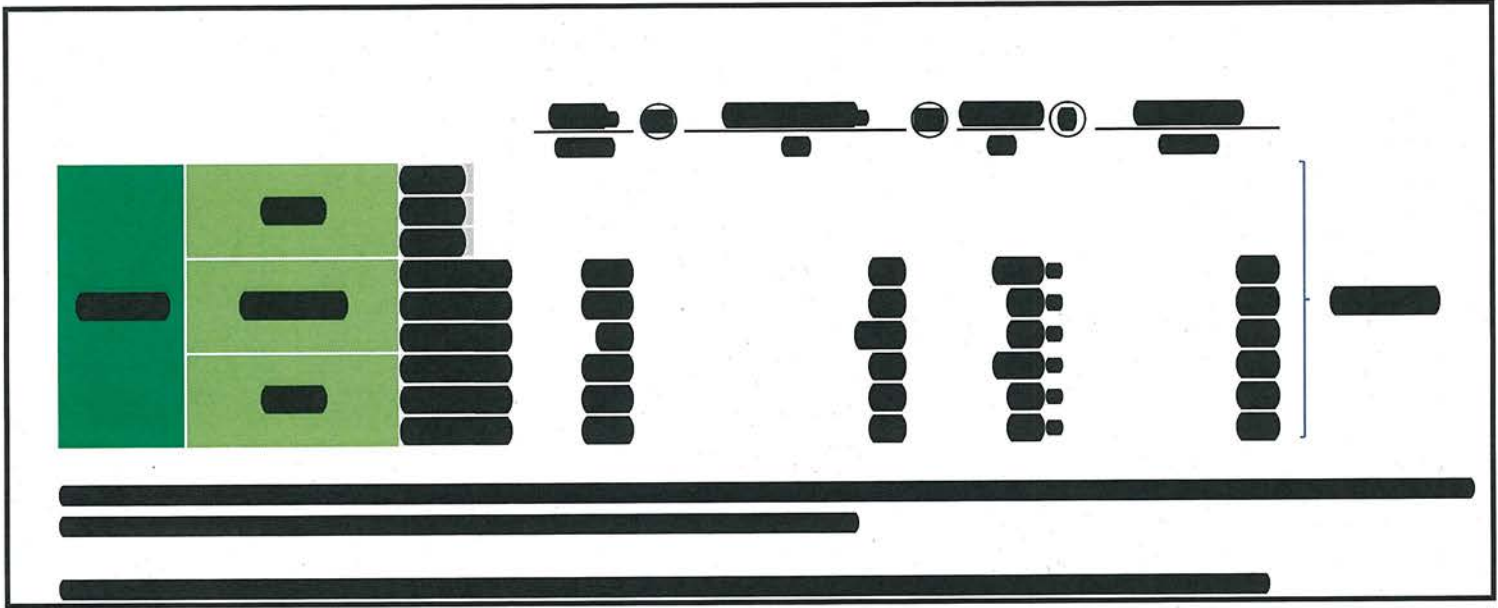
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text]

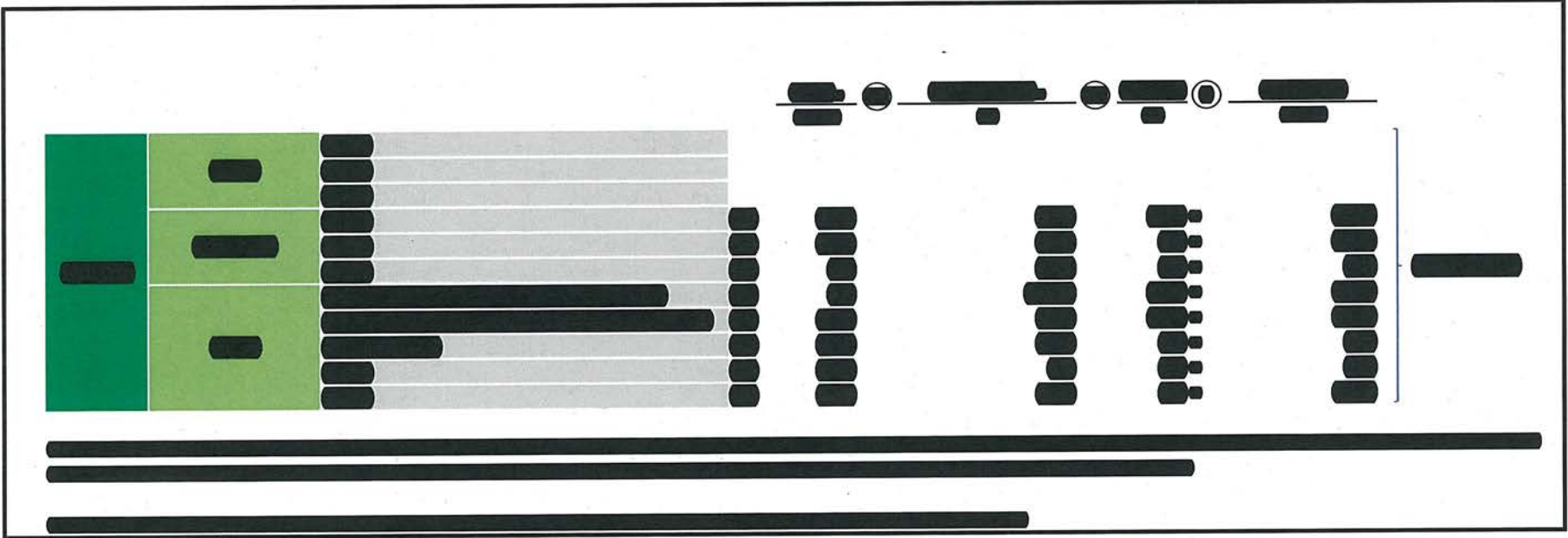


[Redacted]

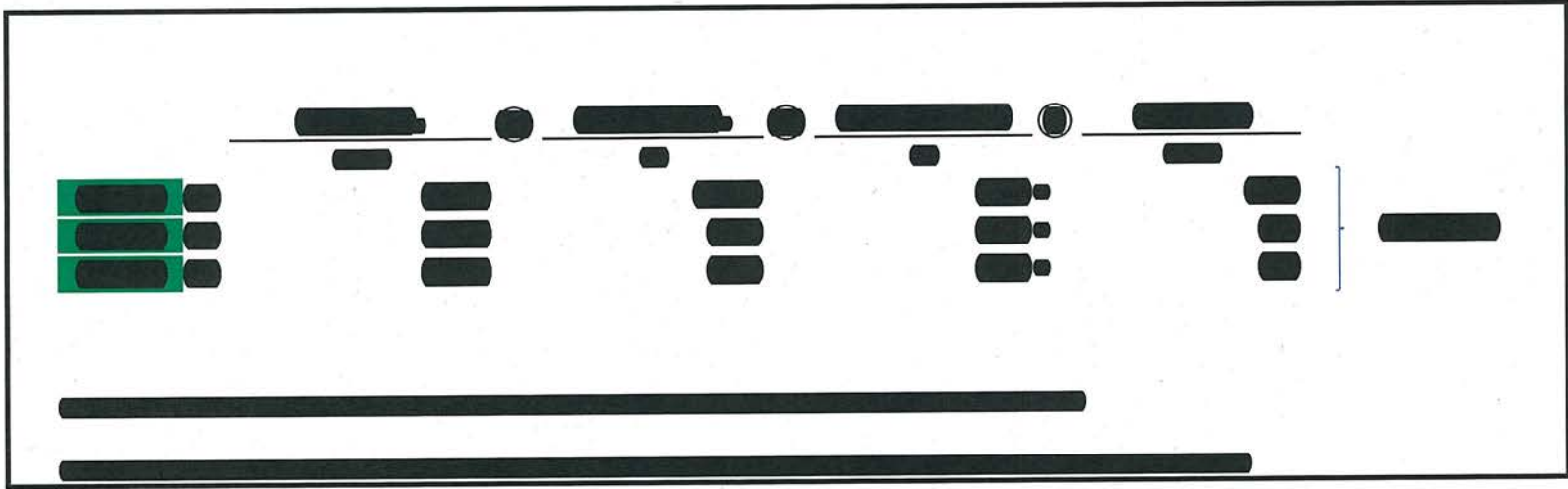


[Redacted]

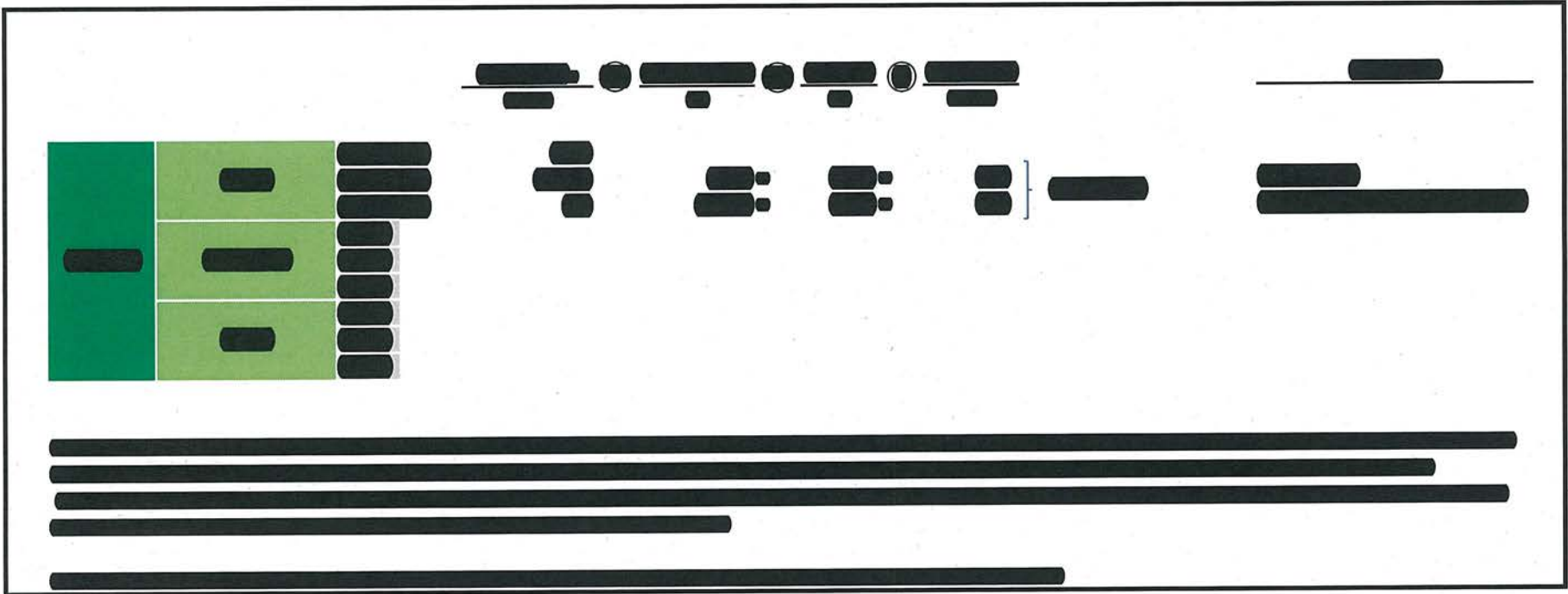
[Redacted]



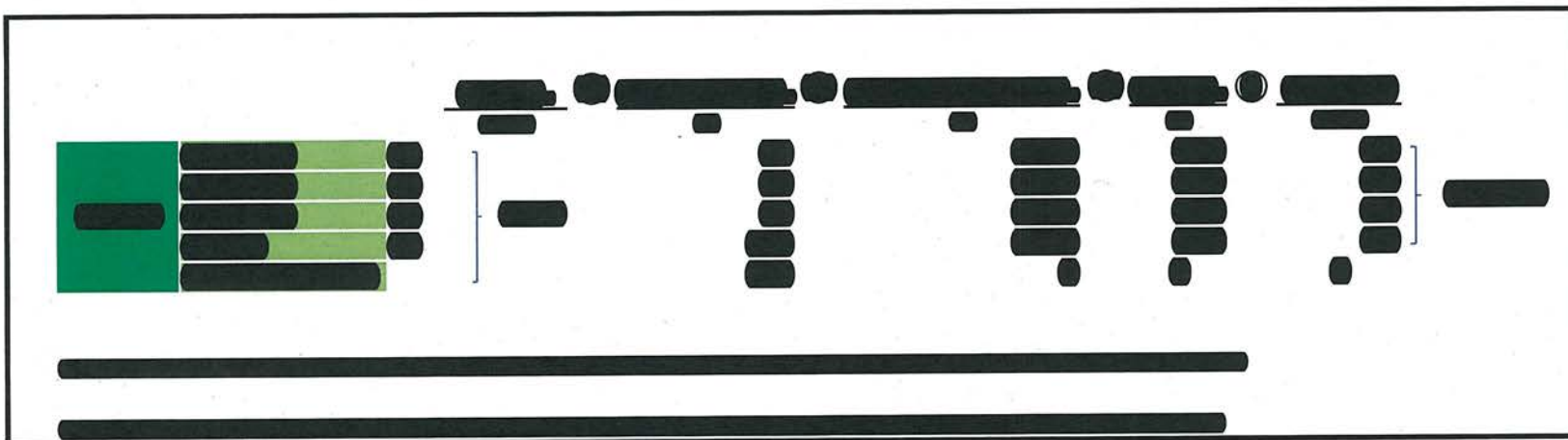
[Redacted]



[Redacted]



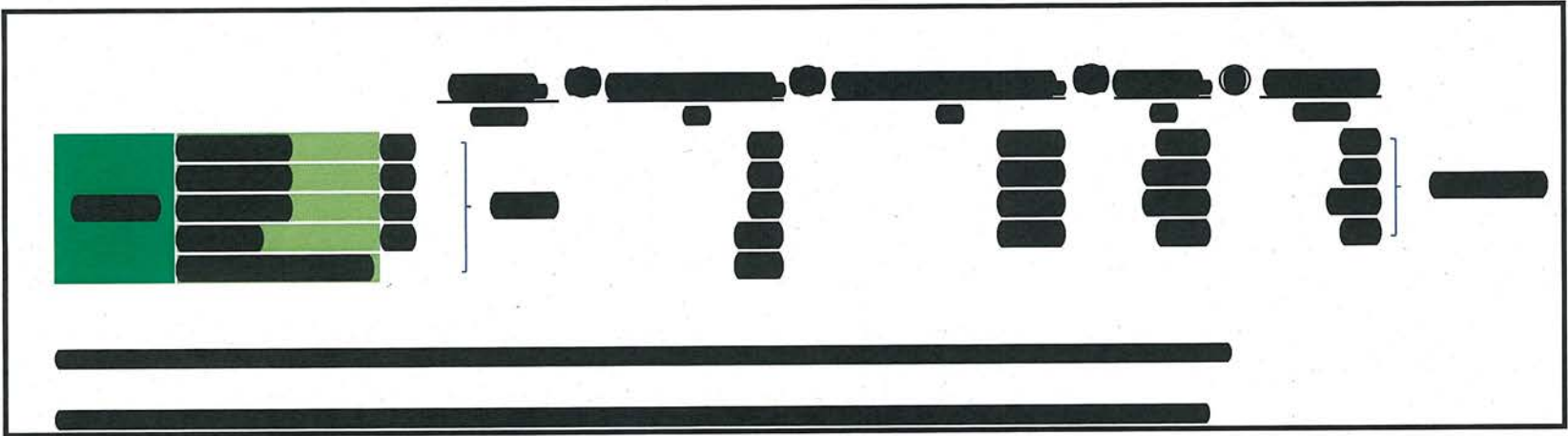
[Redacted text]



[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted]





各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成23年度)

削減施策		費用項目		削減金額	
1. 業務効率化	1.1 業務効率化	人件費	100,000	100,000	100,000
	1.2 業務効率化	人件費	200,000	200,000	200,000
	1.3 業務効率化	人件費	300,000	300,000	300,000
	1.4 業務効率化	人件費	400,000	400,000	400,000
	1.5 業務効率化	人件費	500,000	500,000	500,000
	1.6 業務効率化	人件費	600,000	600,000	600,000
	1.7 業務効率化	人件費	700,000	700,000	700,000
	1.8 業務効率化	人件費	800,000	800,000	800,000
	1.9 業務効率化	人件費	900,000	900,000	900,000
	1.10 業務効率化	人件費	1,000,000	1,000,000	1,000,000
2. 設備投資	2.1 設備投資	設備費	100,000	100,000	100,000
	2.2 設備投資	設備費	200,000	200,000	200,000
	2.3 設備投資	設備費	300,000	300,000	300,000
	2.4 設備投資	設備費	400,000	400,000	400,000
	2.5 設備投資	設備費	500,000	500,000	500,000
	2.6 設備投資	設備費	600,000	600,000	600,000
	2.7 設備投資	設備費	700,000	700,000	700,000
	2.8 設備投資	設備費	800,000	800,000	800,000
	2.9 設備投資	設備費	900,000	900,000	900,000
	2.10 設備投資	設備費	1,000,000	1,000,000	1,000,000
3. 教育研修	3.1 教育研修	教育費	100,000	100,000	100,000
	3.2 教育研修	教育費	200,000	200,000	200,000
	3.3 教育研修	教育費	300,000	300,000	300,000
	3.4 教育研修	教育費	400,000	400,000	400,000
	3.5 教育研修	教育費	500,000	500,000	500,000
	3.6 教育研修	教育費	600,000	600,000	600,000
	3.7 教育研修	教育費	700,000	700,000	700,000
	3.8 教育研修	教育費	800,000	800,000	800,000
	3.9 教育研修	教育費	900,000	900,000	900,000
	3.10 教育研修	教育費	1,000,000	1,000,000	1,000,000
4. その他	4.1 その他	雑費	100,000	100,000	100,000
	4.2 その他	雑費	200,000	200,000	200,000
	4.3 その他	雑費	300,000	300,000	300,000
	4.4 その他	雑費	400,000	400,000	400,000
	4.5 その他	雑費	500,000	500,000	500,000
	4.6 その他	雑費	600,000	600,000	600,000
	4.7 その他	雑費	700,000	700,000	700,000
	4.8 その他	雑費	800,000	800,000	800,000
	4.9 その他	雑費	900,000	900,000	900,000
	4.10 その他	雑費	1,000,000	1,000,000	1,000,000



各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成25年度)

The table displays various cost reduction measures and their corresponding amounts for the fiscal year 2013 (Heisei 25). The data is organized into columns and rows, with a large black redaction box covering the majority of the content. The visible elements include:

- Header:** A row of green cells at the top, likely representing major categories or departments.
- Left Column:** A column of white cells on the left side, possibly representing sub-categories or specific measures.
- Redacted Area:** A large black rectangular area covering the central part of the table, where the specific measures and amounts are listed.
- Bottom Row:** A row of green cells at the bottom, which may represent sub-totals or overall figures. Brackets are visible below this row, indicating groupings of data.

各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成26年度)

The table displays various cost reduction measures and their associated costs and savings for the fiscal year 2014. The data is organized into columns, with a large black redaction box covering the majority of the content. The visible elements include:

- Header:** A row of green cells at the top, likely representing major categories or departments.
- Left Margin:** A vertical list of text on the left side, possibly detailing specific measures or items.
- Bottom Margin:** A row of light green cells at the bottom, with brackets and small black squares indicating sub-totals or groupings.



各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成28年度)

削減施策		費用項目		削減金額	
1	1-1	1-1-1	1-1-1-1	1-1-1-1-1	1-1-1-1-1
		1-1-1	1-1-1-2	1-1-1-2-1	1-1-1-2-1
		1-1-1	1-1-1-3	1-1-1-3-1	1-1-1-3-1
		1-1-1	1-1-1-4	1-1-1-4-1	1-1-1-4-1
		1-1-1	1-1-1-5	1-1-1-5-1	1-1-1-5-1
		1-1-1	1-1-1-6	1-1-1-6-1	1-1-1-6-1
		1-1-1	1-1-1-7	1-1-1-7-1	1-1-1-7-1
		1-1-1	1-1-1-8	1-1-1-8-1	1-1-1-8-1
		1-1-1	1-1-1-9	1-1-1-9-1	1-1-1-9-1
		1-1-1	1-1-1-10	1-1-1-10-1	1-1-1-10-1
2	2-1	2-1-1	2-1-1-1	2-1-1-1-1	2-1-1-1-1
		2-1-1	2-1-1-2	2-1-1-2-1	2-1-1-2-1
		2-1-1	2-1-1-3	2-1-1-3-1	2-1-1-3-1
		2-1-1	2-1-1-4	2-1-1-4-1	2-1-1-4-1
		2-1-1	2-1-1-5	2-1-1-5-1	2-1-1-5-1
		2-1-1	2-1-1-6	2-1-1-6-1	2-1-1-6-1
		2-1-1	2-1-1-7	2-1-1-7-1	2-1-1-7-1
		2-1-1	2-1-1-8	2-1-1-8-1	2-1-1-8-1
		2-1-1	2-1-1-9	2-1-1-9-1	2-1-1-9-1
		2-1-1	2-1-1-10	2-1-1-10-1	2-1-1-10-1
3	3-1	3-1-1	3-1-1-1	3-1-1-1-1	3-1-1-1-1
		3-1-1	3-1-1-2	3-1-1-2-1	3-1-1-2-1
		3-1-1	3-1-1-3	3-1-1-3-1	3-1-1-3-1
		3-1-1	3-1-1-4	3-1-1-4-1	3-1-1-4-1
		3-1-1	3-1-1-5	3-1-1-5-1	3-1-1-5-1
		3-1-1	3-1-1-6	3-1-1-6-1	3-1-1-6-1
		3-1-1	3-1-1-7	3-1-1-7-1	3-1-1-7-1
		3-1-1	3-1-1-8	3-1-1-8-1	3-1-1-8-1
		3-1-1	3-1-1-9	3-1-1-9-1	3-1-1-9-1
		3-1-1	3-1-1-10	3-1-1-10-1	3-1-1-10-1
4	4-1	4-1-1	4-1-1-1	4-1-1-1-1	4-1-1-1-1
		4-1-1	4-1-1-2	4-1-1-2-1	4-1-1-2-1
		4-1-1	4-1-1-3	4-1-1-3-1	4-1-1-3-1
		4-1-1	4-1-1-4	4-1-1-4-1	4-1-1-4-1
		4-1-1	4-1-1-5	4-1-1-5-1	4-1-1-5-1
		4-1-1	4-1-1-6	4-1-1-6-1	4-1-1-6-1
		4-1-1	4-1-1-7	4-1-1-7-1	4-1-1-7-1
		4-1-1	4-1-1-8	4-1-1-8-1	4-1-1-8-1
		4-1-1	4-1-1-9	4-1-1-9-1	4-1-1-9-1
		4-1-1	4-1-1-10	4-1-1-10-1	4-1-1-10-1
5	5-1	5-1-1	5-1-1-1	5-1-1-1-1	5-1-1-1-1
		5-1-1	5-1-1-2	5-1-1-2-1	5-1-1-2-1
		5-1-1	5-1-1-3	5-1-1-3-1	5-1-1-3-1
		5-1-1	5-1-1-4	5-1-1-4-1	5-1-1-4-1
		5-1-1	5-1-1-5	5-1-1-5-1	5-1-1-5-1
		5-1-1	5-1-1-6	5-1-1-6-1	5-1-1-6-1
		5-1-1	5-1-1-7	5-1-1-7-1	5-1-1-7-1
		5-1-1	5-1-1-8	5-1-1-8-1	5-1-1-8-1
		5-1-1	5-1-1-9	5-1-1-9-1	5-1-1-9-1
		5-1-1	5-1-1-10	5-1-1-10-1	5-1-1-10-1
6	6-1	6-1-1	6-1-1-1	6-1-1-1-1	6-1-1-1-1
		6-1-1	6-1-1-2	6-1-1-2-1	6-1-1-2-1
		6-1-1	6-1-1-3	6-1-1-3-1	6-1-1-3-1
		6-1-1	6-1-1-4	6-1-1-4-1	6-1-1-4-1
		6-1-1	6-1-1-5	6-1-1-5-1	6-1-1-5-1
		6-1-1	6-1-1-6	6-1-1-6-1	6-1-1-6-1
		6-1-1	6-1-1-7	6-1-1-7-1	6-1-1-7-1
		6-1-1	6-1-1-8	6-1-1-8-1	6-1-1-8-1
		6-1-1	6-1-1-9	6-1-1-9-1	6-1-1-9-1
		6-1-1	6-1-1-10	6-1-1-10-1	6-1-1-10-1
7	7-1	7-1-1	7-1-1-1	7-1-1-1-1	7-1-1-1-1
		7-1-1	7-1-1-2	7-1-1-2-1	7-1-1-2-1
		7-1-1	7-1-1-3	7-1-1-3-1	7-1-1-3-1
		7-1-1	7-1-1-4	7-1-1-4-1	7-1-1-4-1
		7-1-1	7-1-1-5	7-1-1-5-1	7-1-1-5-1
		7-1-1	7-1-1-6	7-1-1-6-1	7-1-1-6-1
		7-1-1	7-1-1-7	7-1-1-7-1	7-1-1-7-1
		7-1-1	7-1-1-8	7-1-1-8-1	7-1-1-8-1
		7-1-1	7-1-1-9	7-1-1-9-1	7-1-1-9-1
		7-1-1	7-1-1-10	7-1-1-10-1	7-1-1-10-1
8	8-1	8-1-1	8-1-1-1	8-1-1-1-1	8-1-1-1-1
		8-1-1	8-1-1-2	8-1-1-2-1	8-1-1-2-1
		8-1-1	8-1-1-3	8-1-1-3-1	8-1-1-3-1
		8-1-1	8-1-1-4	8-1-1-4-1	8-1-1-4-1
		8-1-1	8-1-1-5	8-1-1-5-1	8-1-1-5-1
		8-1-1	8-1-1-6	8-1-1-6-1	8-1-1-6-1
		8-1-1	8-1-1-7	8-1-1-7-1	8-1-1-7-1
		8-1-1	8-1-1-8	8-1-1-8-1	8-1-1-8-1
		8-1-1	8-1-1-9	8-1-1-9-1	8-1-1-9-1
		8-1-1	8-1-1-10	8-1-1-10-1	8-1-1-10-1
9	9-1	9-1-1	9-1-1-1	9-1-1-1-1	9-1-1-1-1
		9-1-1	9-1-1-2	9-1-1-2-1	9-1-1-2-1
		9-1-1	9-1-1-3	9-1-1-3-1	9-1-1-3-1
		9-1-1	9-1-1-4	9-1-1-4-1	9-1-1-4-1
		9-1-1	9-1-1-5	9-1-1-5-1	9-1-1-5-1
		9-1-1	9-1-1-6	9-1-1-6-1	9-1-1-6-1
		9-1-1	9-1-1-7	9-1-1-7-1	9-1-1-7-1
		9-1-1	9-1-1-8	9-1-1-8-1	9-1-1-8-1
		9-1-1	9-1-1-9	9-1-1-9-1	9-1-1-9-1
		9-1-1	9-1-1-10	9-1-1-10-1	9-1-1-10-1
10	10-1	10-1-1	10-1-1-1	10-1-1-1-1	10-1-1-1-1
		10-1-1	10-1-1-2	10-1-1-2-1	10-1-1-2-1
		10-1-1	10-1-1-3	10-1-1-3-1	10-1-1-3-1
		10-1-1	10-1-1-4	10-1-1-4-1	10-1-1-4-1
		10-1-1	10-1-1-5	10-1-1-5-1	10-1-1-5-1
		10-1-1	10-1-1-6	10-1-1-6-1	10-1-1-6-1
		10-1-1	10-1-1-7	10-1-1-7-1	10-1-1-7-1
		10-1-1	10-1-1-8	10-1-1-8-1	10-1-1-8-1
		10-1-1	10-1-1-9	10-1-1-9-1	10-1-1-9-1
		10-1-1	10-1-1-10	10-1-1-10-1	10-1-1-10-1

各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成29年度)

The table displays various cost reduction measures and their corresponding amounts for Heisei 29. The header is green and contains multiple columns of text. The main body of the table is mostly blacked out, with some text visible on the left side. The footer is light green and contains several columns of text. Brackets are located at the bottom of the table, grouping columns of data.

各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成30年度)

削減施策		費用項目	削減金額
1	1.1	1.1.1	1.1.1.1
		1.1.2	1.1.2.1
2	2.1	2.1.1	2.1.1.1
			2.1.1.2
			2.1.1.3
			2.1.1.4
3	3.1	3.1.1	3.1.1.1
			3.1.1.2
4	4.1	4.1.1	4.1.1.1
			4.1.1.2
			4.1.1.3
			4.1.1.4
5	5.1	5.1.1	5.1.1.1
			5.1.1.2
6	6.1	6.1.1	6.1.1.1
			6.1.1.2
7	7.1	7.1.1	7.1.1.1
			7.1.1.2
8	8.1	8.1.1	8.1.1.1
			8.1.1.2
合計			



各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成31年度)

削減施策		費用項目	削減金額
1. 事務効率化	1.1 事務効率化	1.1.1 事務効率化	1.1.1.1 事務効率化
		1.1.2 事務効率化	1.1.2.1 事務効率化
		1.1.3 事務効率化	1.1.3.1 事務効率化
		1.1.4 事務効率化	1.1.4.1 事務効率化
		1.1.5 事務効率化	1.1.5.1 事務効率化
		1.1.6 事務効率化	1.1.6.1 事務効率化
		1.1.7 事務効率化	1.1.7.1 事務効率化
		1.1.8 事務効率化	1.1.8.1 事務効率化
		1.1.9 事務効率化	1.1.9.1 事務効率化
		1.1.10 事務効率化	1.1.10.1 事務効率化
2. 設備投資	2.1 設備投資	2.1.1 設備投資	2.1.1.1 設備投資
		2.1.2 設備投資	2.1.2.1 設備投資
		2.1.3 設備投資	2.1.3.1 設備投資
		2.1.4 設備投資	2.1.4.1 設備投資
		2.1.5 設備投資	2.1.5.1 設備投資
		2.1.6 設備投資	2.1.6.1 設備投資
		2.1.7 設備投資	2.1.7.1 設備投資
		2.1.8 設備投資	2.1.8.1 設備投資
		2.1.9 設備投資	2.1.9.1 設備投資
		2.1.10 設備投資	2.1.10.1 設備投資
3. 人材育成	3.1 人材育成	3.1.1 人材育成	3.1.1.1 人材育成
		3.1.2 人材育成	3.1.2.1 人材育成
		3.1.3 人材育成	3.1.3.1 人材育成
		3.1.4 人材育成	3.1.4.1 人材育成
		3.1.5 人材育成	3.1.5.1 人材育成
		3.1.6 人材育成	3.1.6.1 人材育成
		3.1.7 人材育成	3.1.7.1 人材育成
		3.1.8 人材育成	3.1.8.1 人材育成
		3.1.9 人材育成	3.1.9.1 人材育成
		3.1.10 人材育成	3.1.10.1 人材育成
4. その他	4.1 その他	4.1.1 その他	4.1.1.1 その他
		4.1.2 その他	4.1.2.1 その他
		4.1.3 その他	4.1.3.1 その他
		4.1.4 その他	4.1.4.1 その他
		4.1.5 その他	4.1.5.1 その他
		4.1.6 その他	4.1.6.1 その他
		4.1.7 その他	4.1.7.1 その他
		4.1.8 その他	4.1.8.1 その他
		4.1.9 その他	4.1.9.1 その他
		4.1.10 その他	4.1.10.1 その他

各コスト削減施策の費用項目及び削減金額(平成32年度)

The table displays a detailed breakdown of cost reduction measures. The top row, highlighted in green, likely represents the total cost reduction for each measure. The middle section, which is blacked out, contains the specific expense items and their corresponding reduction amounts. The bottom row, highlighted in light green, provides a summary of the total reduction for each measure, with brackets indicating the grouping of these summary values.