

前回定例会（平成23年12月7日）以降の主な動き

平成24年1月11日
資源エネルギー庁
柏崎刈羽地域担当官事務所

原子力・エネルギー政策の見直し

➤ 革新的エネルギー・環境戦略（事務局は内閣官房国家戦略室）

【12月21日】第5回エネルギー・環境会議

- ・コスト等検証委員会の結果及び基本方針について
- ・「規制・制度改革アクションプラン」の進捗について

（参考）コスト等検証委員会

【12月13日】第7回

【12月19日】第8回

・コスト等検証委員会は内閣官房国家戦略室のホームページ（PHOTO & VIDEO）で動画公開

<http://www.npu.go.jp/media/video.html>

➤ 原子力政策大綱（原子力基本法に基づく。事務局は内閣府原子力委員会）

【12月22日】第10回原子力政策大綱策定会議

- ・福島復旧・復興へ向けた取組について
- ・エネルギー政策の議論の状況について
- ・原子力発電に係る論点整理について

（参考）原子力発電・核燃料サイクル技術等検討小委員会

【1月11日】第5回（予定）

➤ エネルギー基本計画（エネルギー政策基本法に基づく。事務局は経済産業省資源エネルギー庁）

【12月12日】総合資源エネルギー調査会第7回基本問題委員会

- ・エネルギー基本計画の見直しについて（論点整理）

【12月20日】「総合資源エネルギー調査会基本問題委員会」の論点整理の公表

（参考）電力改革及び東京電力に関する閣僚会議

【12月27日】第2回

（参考）電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議（経済産業省）

【12月20日】第3回

（参考）12月27日、電力システム改革に関するタスクフォース（議長：経済産業大臣）が論点整理の公表（経済産業省）

除染

- 【12月14日】除染ガイドラインの公表（環境省）
- 【1月4日】環境省福島環境再生事務所の設置

その他

- 【12月7日】東日本大震災復興特別区域法の成立
- 【12月9日】復興庁設置法の成立
- 【12月16日】東京電力福島第一原子力発電所・事故の収束に向けた道筋ステップ2（冷温停止）完了を宣言（原子力災害対策本部政府・東京電力統合対策室）
- 【12月21日】東京電力（株）福島第一原子力発電所1～4号機の廃止措置等に向けた中長期ロードマップの公表（政府・東京電力中長期対策会議）
- 【12月26日】「東京電力福島原子力発電所における事故調査・検証委員会」の中間取りまとめ

第1回電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議

議事次第

平成23年11月1日
17:30～19:30
経済産業省 本館17階
第1～3共用会議室

1. 開会
2. 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議の設置について
3. 議事の取扱等について
4. 議論に当たっての基本的視点について
5. 国内公共料金、海外電気料金の現状について（山内委員）
6. 「東京電力に関する経営・財務調査委員会」で指摘された論点について（大西委員）
7. 自由討議
8. 事務連絡
9. 閉会

配布資料 一覧

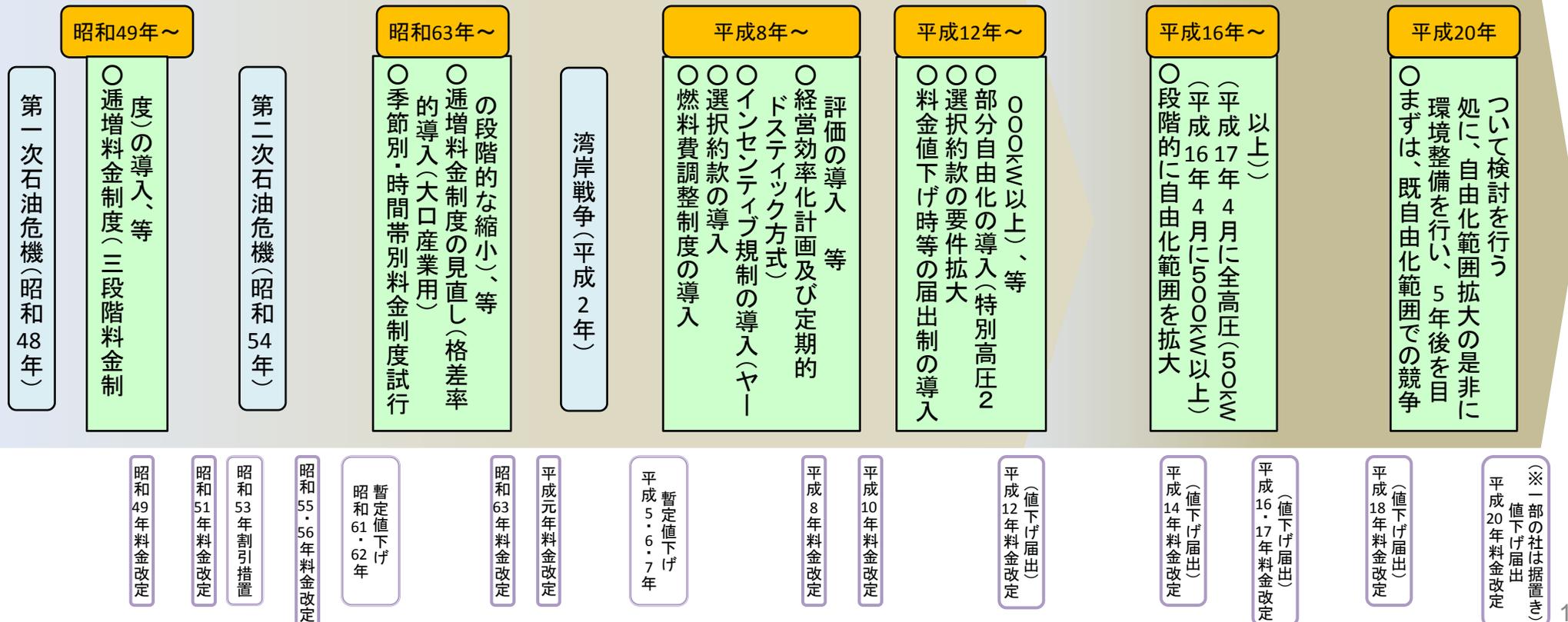
- 資料1：議事次第
資料2：委員名簿
資料3：電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議の設置について
資料4：議事の取扱い等について
資料5：議論に当たっての基本的な視点について
資料6：電気料金制度の経緯と現状について
資料7：国内公共料金、海外電気料金の現状について
資料8：「東京電力に関する経営・財務調査委員会」で指摘された論点について
資料9：今後のスケジュールについて

電気料金制度の経緯と現状について

平成23年11月
資源エネルギー庁

1. 電気料金制度の変遷

- 我が国の電気料金制度は、明治44年の電気事業法制定当時は届出制であったが、昭和6年の同法改正により認可制となった(総括原価方式は昭和8年から)。戦時下は物価安定を目的として、国家管理下におかれたが、戦後は電気事業の再編と併せて再び認可制となった。
- 第一次石油危機以降、省エネルギー推進等の時代要請に応じ、逦増料金(三段階料金)の導入や、油価格の低下や大幅な円高の進展による差益を還元するための暫定値下げが行われた。
- 平成7年度には、電気事業者の経営効率化の成果を明確にし、かつ、経済情勢の変化を出来る限り迅速に料金に反映した料金を実現することと同時に、電気事業者の経営環境の安定を図ることを目的に、燃料費調整制度が導入された。
- 平成12年3月には特別高圧需要の自由化、料金値下げ時等における届出制が導入された。
- 平成16年4月及び平成17年4月には高圧需要についても段階的に自由化範囲を拡大。他方、家庭部門も含めた低圧需要については、自由化を行う環境が未だ整っていないことから、料金規制を維持することとされた(5年を目途に見直し)。



2-1. 電気料金に対する基本的な考え方

1. いわゆる公共料金に係る規制は、国民生活上の必需財について、その財の安定的な供給の維持・確保を図るために、その供給に要する費用の回収を確実化する一方で、当該供給事業者が過度の利益を得ることを防止することにより使用者の利益を保護する、という両面の観点から行われている。
2. 電気事業についても、独占の弊害や、過当競争による二重投資の弊害を防止し、需要家に対して電気を安定的かつ低廉に供給するため、一般電気事業者に独占的な供給を認めつつ供給義務と料金規制等を課している。
3. 具体的には、「原価主義の原則」、「公正報酬の原則」及び「需要家に対する公平の原則」が電気料金決定の3原則とされており、電気事業法第19条において、「料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること」、「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものではないこと」等が規制需要家の料金を定める供給約款の認可基準として規定されている。
4. なお、各原価項目や事業報酬等の具体的な算定方法については、一般電気事業供給約款料金算定規則に定められている。

電気料金決定の3原則

<原価主義の原則>

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

「能率的な経営」=適切な効率化努力を行う経営を前提として料金算定を行う趣旨を明確化

「適正な利潤」=電気事業の継続に必要な資金を調達することができる程度の適正な事業報酬

<公正報酬の原則>

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

<需要家に対する公平の原則>

電気事業の公益性という特質上、需要家に対する料金は公平でなければならない。

電気事業法第19条(電気料金認可)

(一般電気事業者の供給約款等)

第十九条 一般電気事業者は、一般の需要(特定規模需要を除く。)に应ずる電気の供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、供給約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。

2 経済産業大臣は、前項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

一 料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること。

二 料金が供給の種類により定率又は定額をもつて明確に定められていること。

三 一般電気事業者及び電気の使用者の責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。

四 特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

2-2. 電気事業法において規定されている各種約款

1. 電気事業法においては、一般電気事業者に対し、「電気供給約款」「託送供給約款」「最終保障約款」の策定を義務づけるとともに、「選択約款」の策定を認めている。
2. 「電気供給約款」「託送供給約款」は、料金算定方法が省令により明示的に定められている。

- ◆ 電気供給約款・・・家庭などの一般の需要に応じて電気を供給する場合に、電気料金その他の供給条件を定めたもの
- ◆ 選択約款・・・一般電気事業者の効率的な事業運営に資する電気料金その他の供給条件であって、需要家が供給約款との間で選択可能なもの
- ◆ 最終保障約款・・・どの事業者からも電気の供給を受けることができない特定規模需要(自由化部門の需要)に対する電気料金その他の供給条件について定めたもの
- ◆ 託送供給約款・・・託送供給(一般電気事業者の送配電網利用)に係る料金その他の供給条件について定めたもの

	規制部門(50kW未満)	自由化部門(50kW以上)
小売	電気供給約款 (選択約款)	最終保障約款
託送	存在せず	託送供給約款

2-3. 選択約款について

1. 一般電気事業者は、その一般電気事業の用に供する設備の効率的な使用その他の効率的な事業運営に資すると見込まれた場合には、供給約款とは異なる供給条件を設定した約款(選択約款)を、電気の使用が供給約款に代えて選択し得るものとして、定めることができる。

【東京電力の供給約款・選択約款の例】

名称		供給約款(従量電灯B)		時間帯別電灯 (夜間8時間型)		時間帯別電灯 (夜間10時間型)		季節別時間帯別電灯		低圧高負荷契約	
適用範囲				昼間時間から夜間時間への負荷移行が可能な需要		昼間時間から夜間時間への負荷移行が可能な需要		夜間蓄熱式機器またはオフピーク蓄熱式電気温水器を使用する需要で、これらの総容量が1kVA以上である場合		電灯又は小型機器と動力をあわせて使用する需要であり、契約電力が30kW以上50kW未満である場合	
料金	基本料金(円/月)	(30Aの場合)	819.00	(6kVA以下)	1260.00	(6kVA以下)	1260.00	(6kVA以下)	1260.00		1260.00
	電力量料金 (円/kWh)	(120kWhまで)	17.87	昼間(90kWhまで)	21.87	昼間(80kWhまで)	23.87	ピーク時間(夏季)	33.37	夏季	15.05
		(300kWhまで)	22.86	(230kWhまで)	28.07	(200kWhまで)	30.74	(その他季)	28.28	その他季	13.84
		(300kWh超)	24.13	(230kWh超)	29.64	(200kWh超)	32.48	オフピーク時間	23.13		
			夜間	9.17	夜間	9.48	夜間	9.17			
備考				昼間:午前7時～午後11時 夜間:午後11時～翌午前7時		昼間:午前8時～午後10時 夜間:午後10時～翌午前8時		夏季:7/1～9/30 その他季:10/1～翌6/30 ピーク時間:AM10時～PM5時 オフピーク時間:AM7時～AM10時 およびPM5時～PM11時 夜間:午後11時～翌午前7時		夏季:7/1～9/30 その他季:10/1～翌6/30	

名称		農業用低圧季節別時間帯別電力		深夜電力		第2深夜電力		融雪用電力		電化厨房住宅契約	
適用範囲		供給約款の低圧電力の適用範囲に該当し、農作物の栽培のために冷暖房負荷を使用する需要		(深夜電力B) 毎日PM11時～翌AM7時までの時間を限り、動力を使用する需要で、契約電力が50kW未満		毎日AM1時～AM6時までの時間を限り、動力を使用する需要で、契約電力が50kW未満		毎日22時間に限り、融雪のために、一定期間を限り、3月以上継続して動力を使用する需要で、契約電力が50kW未満		従量電灯B若しくはCまたは時間帯別電灯(夜間8時間型若しくは10時間型)として電気の供給をうけ、クッキングヒーターを据え付けて使用する需要	
料金	基本料金(円/月)	(最初の5kWまで)	5355.00	(1kWにつき)	315.00	(1kWにつき)	210.00	(1kWにつき)	2005.50		
	電力量料金 (円/kWh)	昼間(夏季)	15.98		9.17		8.22		11.79	電化厨房住宅割引額	3%
		(その他季)	14.53								
		夜間	9.48								
備考		夏季:7/1～9/30 その他季:10/1～翌6/30 昼間:午前8時～午後10時 夜間:午後10時～翌午前8時		・専用の屋内電路を施設し、直接負荷設備に接続 ・契約使用時間以外の時間は、タイムスイッチを用いて電気の供給を遮断		・専用の屋内電路を施設し、直接負荷設備に接続 ・契約使用時間以外の時間は、タイムスイッチを用いて電気の供給を遮断		・専用の電路を施設し、直接負荷設備に接続 ・契約使用時間以外の時間は、タイムスイッチを用いて電気の供給を遮断 ・契約使用期間をあらかじめ設定			

3-1. 電気事業制度改革の概要(第1次～第4次)

1. 我が国電気事業についての高コスト構造に関する指摘等を踏まえ、1995年より累次の電気事業制度改革を実施。
2. 発電部門において競争原理を導入するとともに、小売部門において「自由化」の範囲を順次拡大。
3. 一般電気事業者と新規参入者(PPS)との競争条件均一化を図る観点から、送電部門の公平性を確保。

◆第1次制度改革(1995年)

- ①卸電気事業の参入許可を原則として撤廃し、電源調達入札制度を創設して、発電部門において競争原理を導入。
- ②特定電気事業制度を創設し、特定の供給地点における電力小売事業を制度化。
- ③負荷平準化を促せるよう料金の多様化・弾力化を図るべく、一般電気事業者の自主性を認める方向で料金規制を見直し、選択約款を導入。

◆第2次制度改革(1999年)

- ①小売部門において、特別高圧需要家(原則、契約電力2千kW以上)を対象として部分自由化を導入。
- ②料金の引下げ等、電気の利用者の利益を阻害する恐れがないと見込まれる場合においては、これまでの規制を緩和し、認可制から届出制に移行。

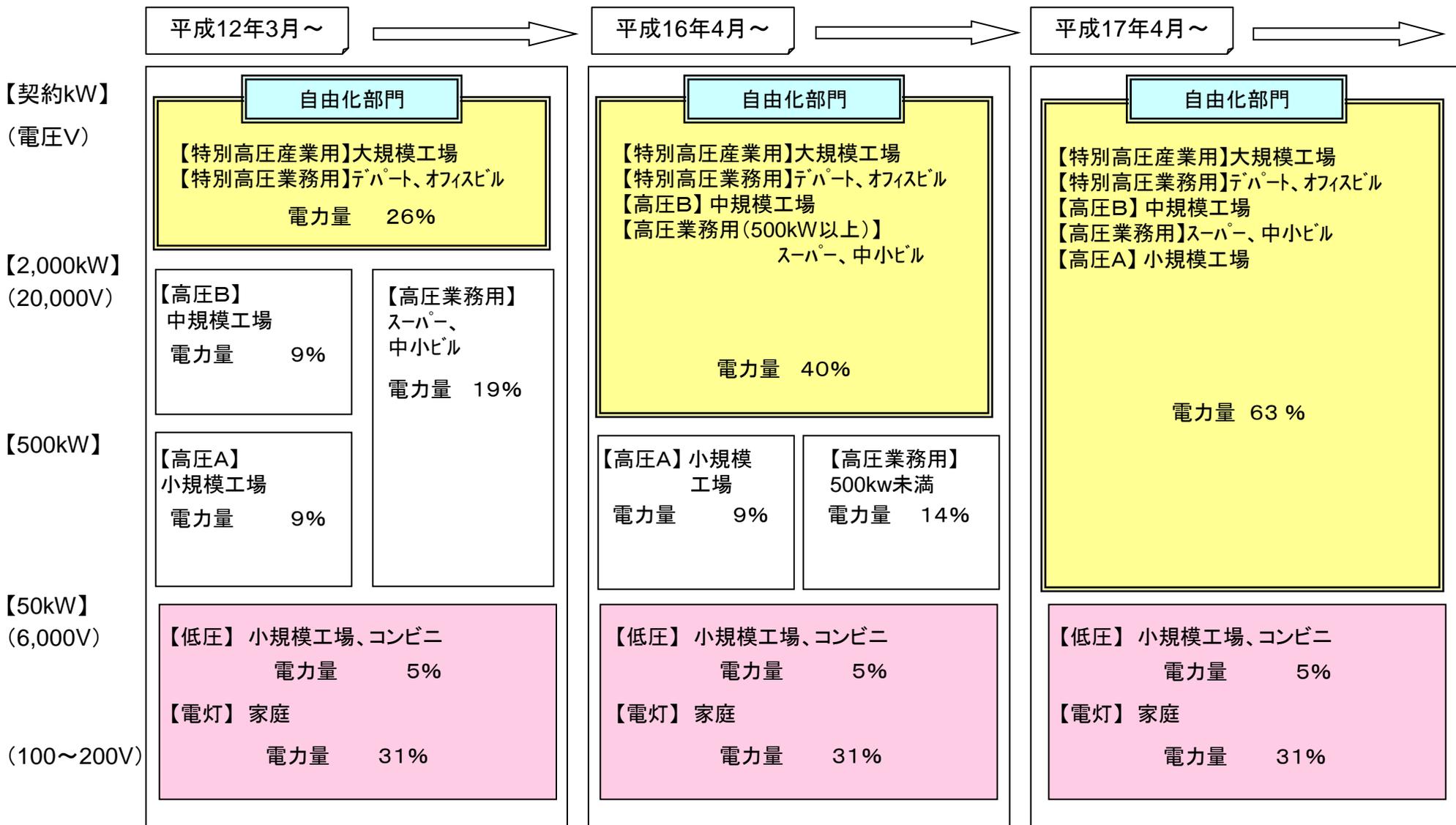
◆第3次制度改革(2003年)

- ①小売部門において、高圧需要家(原則、契約電力50kW以上)まで部分自由化範囲を拡大。
- ②一般電気事業者の送配電部門に係るルール策定・監視等を行う中立機関(送配電等業務支援機関)を創設。
- ③一般電気事業者の送配電部門における情報遮断、差別的取扱いの禁止等を電気事業法により担保。
- ④全国大の卸電力取引市場を整備。

◆第4次制度改革(2008年)

- ①卸電力取引所の取引活性化に向けた改革、及び送電網利用に係るPPSの競争条件の改善。
 - ②安定供給の確保及び環境適合に向けた取組の推進。(グリーン電力卸取引の導入等)
- ※小売部門の自由化範囲は拡大せず(5年後を目途に範囲拡大の是非について改めて検討)。

3-2. 小売自由化の範囲について

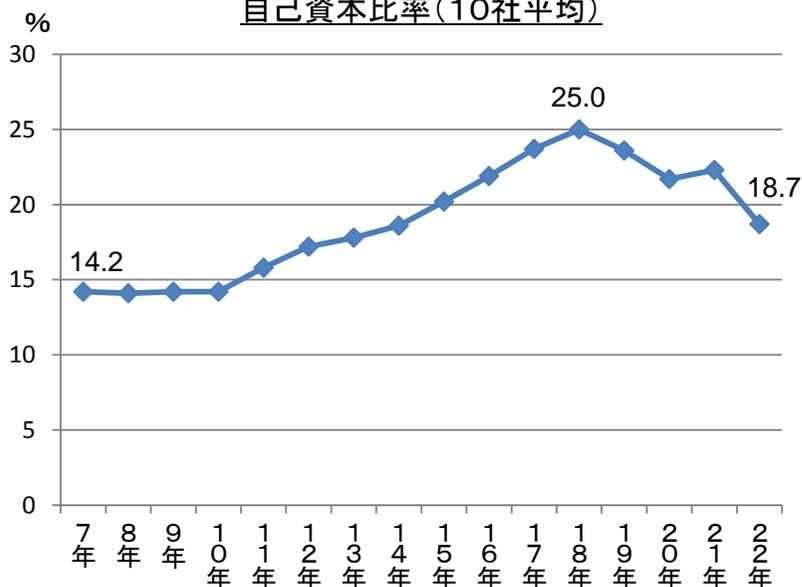


(注) 沖縄電力の自由化の範囲は2万 kW、6万V 以上から、16年4月に特別高圧需要家(原則2千kW以上)に拡大。

3-3. 値下げ届出制度について

1. 平成11年の第2次制度改革においては、料金算定ルールを省令化する等、透明性を確保した上で、行政介入を最小化することにより規制部門の供給を担う電力会社の経営の自主性を最大限に高め、その経営効率化の効果を規制分野の需要家に機動的に還元するという観点から、料金値下げ時の届出制が導入されることになった。
2. また、届出制度は、認可と同様に算定規則に基づいた料金の算定が求められているが、査定等の手続きを要するものではなく、料金値下げ原資を全て料金の値下げに充てるか内部留保するか判断をより自主的に行うことが可能となる。当時、電力会社の財務体質の脆弱性から来る格付けの低下等による資金調達コストの上昇が料金の引き上げ圧力となる可能性が指摘されており、本制度により電力会社が自ら積極的に経営効率化努力を行い、それを原資として電力会社が財務体質を強化することが期待された。結果、制度導入以前は約14%であった自己資本比率が、現在は20%程度の水準となっている。
3. 一方で、電力会社は、経営効率化による料金の引き下げ原資の配分について、経営効率化計画等において十分に説明を行い、経営責任を明確化することが必要とされた。

自己資本比率(10社平均)



電気事業法第19条(値下げ届出制度)

(一般電気事業者の供給約款等)

第十九条

3 一般電気事業者は、第一項後段の規定にかかわらず、料金を引き下げる場合その他の電気の使用者の利益を阻害するおそれがないと見込まれる場合として経済産業省令で定める場合には、経済産業省令で定めるところにより、第一項の認可を受けた供給約款(次項の規定による変更の届出があつたときは、その変更後のもの。以下この条において同じ。)で設定した料金その他の供給条件を変更することができる。

4 一般電気事業者は、前項の規定により料金その他の供給条件を変更したときは、経済産業省令で定めるところにより、変更後の供給約款を経済産業大臣に届け出なければならない。

5 経済産業大臣は、前項の規定による届出に係る供給約款が次の各号のいずれかに該当しないと認めるときは、当該一般電気事業者に対し、相当の期限を定め、その供給約款を変更すべきことを命ずることができる。

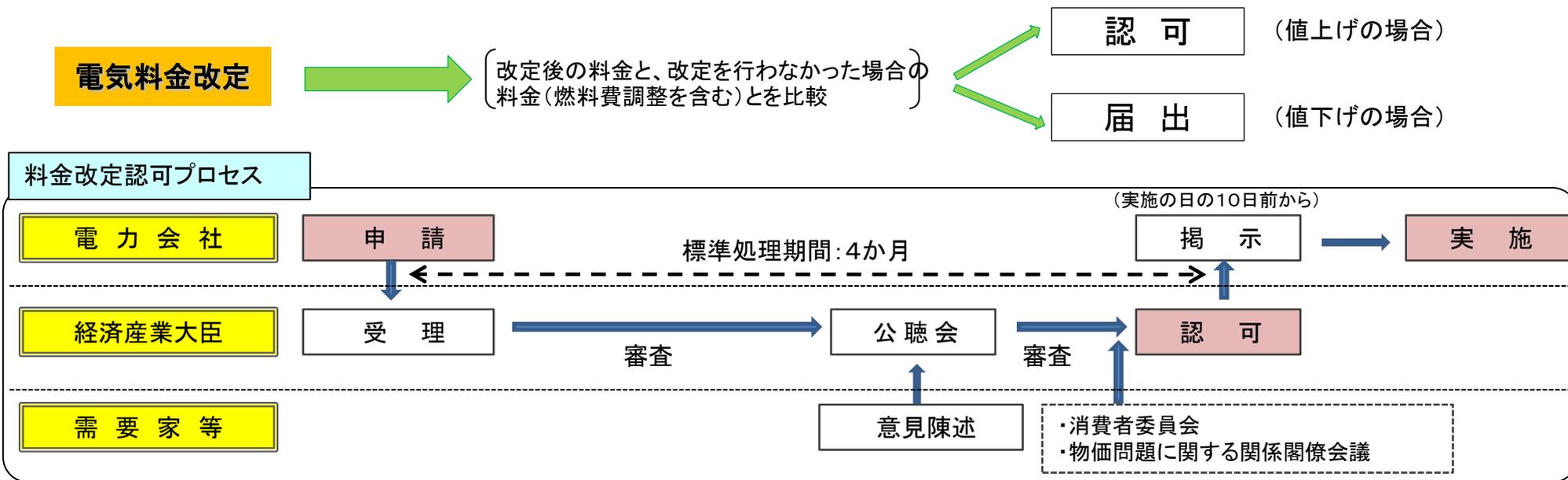
一 料金が供給の種類により定率又は定額をもつて明確に定められていること。

二 一般電気事業者及び電気の使用者の責任に関する事項並びに電気計器その他の用品及び配線工事その他の工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。

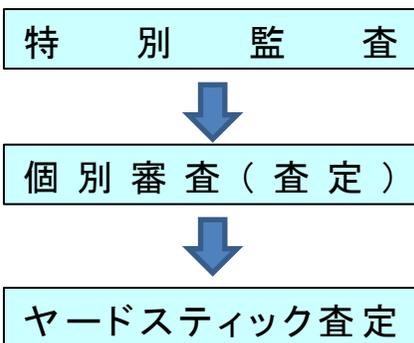
三 特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

4-1. 現行電気事業制度下における規制料金改定手続きについて

1. 電力会社から料金改定の認可申請が提出された場合、経済産業大臣は「供給約款料金審査要領」に基づき審査を行い、併せて、広く一般から意見を聴取する公聴会（電気事業法第108条）等を行い、法令に基づく基準に適合していれば認可を行う。
2. 一連のプロセスに要する期間は、案件、状況等により異なるものの、申請受理後の標準処理期間は4ヶ月。



【審査の方法】



特別監査 供給約款料金審査要領に基づき、審査の一手法として特別監査を実施し、適当な固定資産(レートベース)の確定を行うとともに、資本費・修繕費については実績値等に照らし適正性を監査する。

個別審査(査定) 供給約款料金審査要領に基づき、一般電気事業者が申請した原価等について、「料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであること」について審査(査定)する。

ヤードスティック査定 電気事業者の効率化への取組度合いを比較し、査定率に格差をつける(減額査定率は1%又は2%)。公租公課等の義務的経費、燃料費等妥当性が別途判断されるものは適用対象外

4-2. 電気料金の算定方法

○家庭などの規制部門の需要家に適用される電気料金を改定する場合は、いわゆる「総括原価方式」となっており、「総原価」(=「適正費用」+「公正報酬」-「控除収益」)を算定し、総原価と料金収入が一致するように、料金単価を定める。

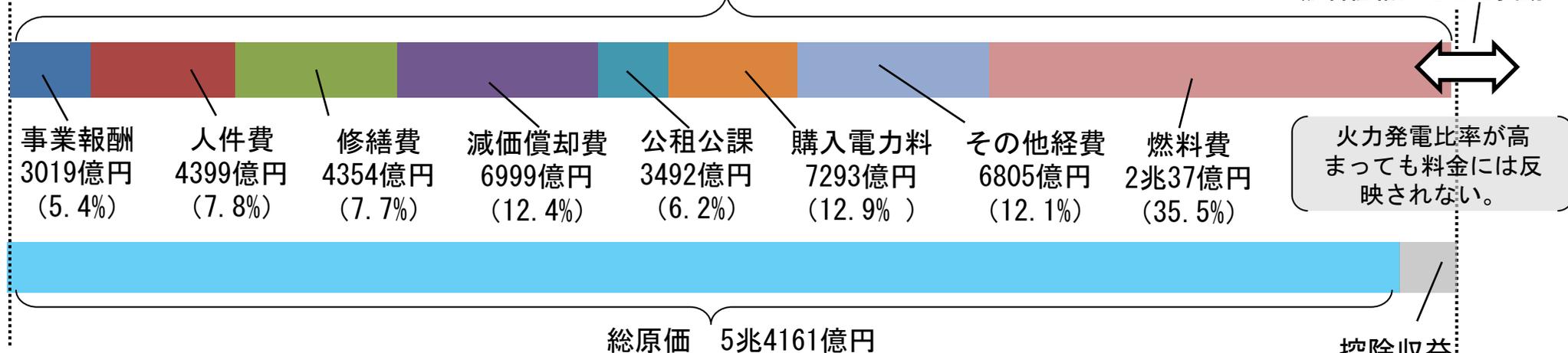
(注) 総原価の算定にあたっては、「将来の合理的な期間」を原価算定期間とし、原価算定期間における供給計画や経営効率化計画等を考慮した事業の合理的な将来予測を前提としている。

○このうち燃料費(原油、LNG、石炭)については、料金改定時に想定された発電構成比に基づき、燃料価格の変動を毎月自動的に調整し、料金に反映する「燃料費調整制度」がある。

《電気料金の総原価等》 (東京電力平成20年料金改定ベース)

適正費用(営業費) 5兆3382億円 + 公正報酬(事業報酬) 3019億円

[燃料費調整制度]
燃料価格に応じて変動



※事業報酬から利払、配当を行う。

※「控除収益」とは、他社販売電力料、託送収益など電気事業を行う上で得られる収益(ただし料金収入以外)。

《電気料金の構成》 ※一般家庭のケース(東京電力)

電気料金 約6,000~7,000円/月	=	基本料金+電力量料金 基本料金 : 546円(20アンペア)、819円(30アンペア) 電力量料金 : 約21円/kWh × 300kWh/月	±	燃料費調整額 α
--------------------------------	---	--	---	--------------------

4-3. 営業費の内訳について

1. 総原価のうち営業費の内訳については、「一般電気事業供給約款料金算定規則」において、以下の51項目が規定されている。

<人件費>

- ・役員給与 (829)
- ・給料手当 (300,848)
- ・給料手当振替額(貸方) (△2,229)
- ・退職給与金 (57,606)
- ・厚生費 (54,237)
- ・委託検針費 (18,495)
- ・委託集金費 (4,900)
- ・雑給 (5,216)

<燃料費>

- ・燃料費 (2,003,759)

<修繕費>

- ・修繕費 (435,436)

<公租公課>

- ・水利使用料 (4,059)
- ・固定資産税 (115,875)
- ・雑税 (10,130)
- ・電源開発促進税 (115,886)
- ・事業税 (65,485)
- ・法人税等 (37,853)

<減価償却費>

- ・減価償却費 (699,988)

<購入電力料>

- ・地帯間購入電源費 (209,104)
- ・地帯間購入送電費 (4,411)
- ・他社購入電源費 (513,318)
- ・他社購入送電費 (2,497)

<その他経費>

- ・使用済燃料再処理等発電費 (39,889)
- ・使用済燃料再処理等既発電費 (30,561)
- ・廃棄物処理費 (13,846)
- ・特定放射性廃棄物処分費 (21,920)
- ・消耗品費 (19,109)
- ・補償費 (12,947)
- ・賃借料 (148,488)
- ・託送料 (20,024)
- ・事業者間精算費 (3,011)
- ・委託費 (176,677)
- ・損害保険料 (5,155)
- ・原子力損害賠償支援機構一般負担金 (一)
- ・普及開発関係費 (21,018)
- ・養成費 (6,022)
- ・研究費 (34,787)
- ・諸費 (32,057)

<その他経費(続き)>

- ・電気料貸倒損 (2,499)
- ・固定資産除却費 (76,976)
- ・原子力発電施設解体費 (13,502)
- ・共有設備費等分担額 (2,557)
- ・共有設備費等分担額(貸方) (△25)
- ・建設分担関連費振替額(貸方) (△364)
- ・附帯事業営業費用分担関連費振替額(貸方) (△972)
- ・開発費 (0)
- ・開発費償却 (0)
- ・電力費振替勘定(貸方) (△756)
- ・株式交付費 (3)
- ・株式交付費償却 (0)
- ・社債発行費 (1,659)
- ・社債発行費償却 (0)

※カッコ内は東京電力の平成20年料金改定時の値(百万円)

※「原子力損害賠償支援機構一般負担金」は、原子力損害賠償支援機構法の施行に伴い、平成23年10月に改正。

4-4. 事業報酬について

1. 事業報酬については、当初積上げ報酬(支払い利息+配当金+利益準備金)であったものを、内部留保の必要性・効率的な資金調達の促進という観点から、昭和35年にレートベース方式が導入された。

※レートベース方式：事業に投下された電気事業の能率的な経営のために必要かつ有効であると認められる事業資産の価値に対して、一定の報酬率を乗じて算定する。

2. この方式は、事業資産の価値によって客観的に決められた報酬額の枠内で、支払利息、配当金等を支払い、利益準備金を確保する必要があるため、電気事業としては、内部留保活用、借入金利の引き下げ等に努力し、支払利息等資本費の軽減に努めることになる。

3. レートベース方式は、設備産業である電気事業の特質に合致し、企業の自主的な合理化努力を喚起するのに有効な方式であると言われている。

<算定方式>

事業報酬=事業資産の価値(レートベース)×報酬率

【事業報酬のベースとなる事業資産】

- ・特定固定資産(電気事業の用に供している電気事業固定資産)
- ・建設中の資産(建設仮勘定を稼働資産と同じ資産とはみず、50%相当額を算入)
- ・核燃料資産(装荷以前核燃料資産(装荷中・加工中・半製品・完成等)、再処理関係核燃料資産)
- ・特定投資(①エネルギーの安定的供給を図るための研究開発、資源開発等を目的とした投資であって、②電気事業の適切な運営のために必要かつ有効であると認められるものに係るもの)
- ・運転資本(現金の支払いを伴う営業費に12分の1.5を乗じて得た額等)
- ・繰延償却資産(繰延資産のうち株式交付費、社債発行費及び開発費)

【事業報酬率】

報酬率=[自己資本比率(30%)×自己資本報酬率]+[他人資本比率(70%)×他人資本報酬率]

※①自己資本比率：1995(平成7)年の電気事業審議会において、類似の公益事業(鉄道、航空、電気通信、ガス等)を参考にして30%とされた。

②自己資本報酬率：一般電気事業者を除いた全産業の自己資本利益率の実績率に相当する率を上限とし、国債、地方債等公社債の利回りの実績率を下限として算定した率。

③他人資本報酬率：すべての一般電気事業者の有利子負債額の実績額に係る利子率の実績率を加重平均して算定した率。

4-5. 燃料費調整制度

1. 輸入燃料価格(原油・LNG・石炭。円建て価格によるため為替レートは織込済)の変動分全てを外部化し、事業者の経営効率化の成果を明確化するとともに、経済情勢の変化を迅速かつ自動的に料金に反映することを目的とした制度(平成8年1月導入)。
2. 平成21年5月より、過去3ヶ月分の平均燃料価格が2ヶ月後の料金に毎月反映される仕組みとなり、より迅速に変動分が料金に反映(それ以前は、2四半期前の統計価格を基に四半期ごと調整)。



①料金改定時に基準平均燃料価格※1及び基準単価※2を算定

※1 原油、LNG、石炭の貿易統計価格を基に、各社の燃料ごとの比率を勘案して算定した原油換算値1klあたりの燃料価格
 ※2 平均燃料価格が1000円/kl変動した場合の燃料費調整単価(=原油換算燃料消費量÷販売電力量×1000円/kl)

②毎月、過去3ヶ月分の実績平均燃料価格の変動額を算定

—変動額の上限は基準平均燃料価格の+50%(下限は設定なし)

③変動額と基準単価から燃料費調整単価を算定

④燃料費調整単価をもとに電気料金を毎月、自動的に算定

※従量制供給の場合

電気料金 = 基本料金 + 電力量料金 ±

燃料費調整単価 × 1か月の使用量
 燃料費調整額

◆東京電力の例

<H20.9料金改定時>

基準平均燃料価格
42,700円/kl

基準単価
19銭/kWh

<H23.11月期>

実績平均燃料価格
44,300円/kl

※同年6~8月の燃料価格から算定

変動額: 1,600円/kl

燃料費調整単価: 0.30円/kWh

標準家庭(290kWh/月)においては...

燃料費調整額: 87円/月

4-6. 規制料金の妥当性の検証

1. 「電気事業分科会第2次報告」(平成21年8月)において、規制料金の妥当性の検証を毎年行うことが求められており、行政は決算情報等を基に定期的評価を実施している。
2. なお、長期(3年間)にわたって料金改定が行われていない場合については、一般電気事業者の説明の合理性を中心に評価を行い、公表することとされている(直近の料金改定は、北陸電力が平成20年3月、中部電力が同年4月、その他電力は同年9月)。

「電気事業分科会第2次報告」(平成21年8月)

(2) 一般電気事業者における自主的な定期的評価

規制料金の妥当性に関しては、説明の程度に各社間で大きな差異があるのが現状であり、規制小売料金に対する需要家からの関心の高まり等を踏まえれば、今後、一般電気事業者は「電気料金情報公開ガイドライン」の趣旨に則り、(原価算定期間を超えて料金改定を行っていない場合には特に)年度決算発表時等において料金の妥当性に関する十分な説明を行っていくことが必要である。

(3) 行政における定期的評価

行政においては、上記の一般電気事業者が行う定期的評価、及び行政として把握する情報(規制部門の原価、事業年度ごとの財務諸表、部門別収支等)に基づき、規制料金の妥当性の定期的評価を毎年適切に実施することが必要である。

値上げ認可申請の要否の確認・評価については、規制部門における収支が営業赤字の場合に具体的に求められることとなるため、当該赤字が一時的な要因によるものか構造的な要因によるものかや、当該赤字の解消の見通し(赤字要因の解消・改善可能性、コスト削減等)を中心に評価を行い、その評価結果を公表することが適当である。なお、公表の場としては、電気事業分科会市場監視小委員会が考えられる。

また、長期(メルクマールとしては例えば3年間)にわたって料金改定が行われていない場合には、現行の規制小売料金の妥当性について、需要家の関心が一層高まると想定されることから、行政においても、把握情報等を基に、一般電気事業者の説明の合理性(料金改定の予定がない場合の理由等)を中心に評価した内容について、事業者の経営の自主性の観点等も踏まえつつ、公表することが適当である。

(4) 変更認可申請命令との関係

値上げ認可申請の必要性を評価した場合であって、一般電気事業者が申請の準備に着手しないようなときには、電気事業法第23条に基づく変更認可申請命令の具体的判断が求められることになる。

4-7. 部門別収支

1. 一般電気事業者において、規制部門から自由化部門への内部補助が行われていないかを確認することを目的として、一般電気事業部門別収支計算規則に基づき、一般需要部門と特定規模需要部門を区分した部門別収支計算書を作成し行政に提出することが求められている。
2. 行政は、毎年度決算後に自由化部門の収支を確認。当期純損失が発生した場合は、行政がその赤字額と事業者名を公表する。

※事業者は自由化部門が赤字でない場合でも、規制部門の料金設定が適切であることを対外的に説明(事業者による自主的説明)。

平成〇〇年度部門別収支計算書

(単位:百万円)

	一般需要部門 (8)	特定規模需要 部門 (9)	一般需要・特定 規模需要外部 部門 (10)	合計 (11)=(8)+(9)+(10)
電気事業収益 (1)	×××××	×××××	××××	×××××
電気事業費用 (2)	×××××	×××××	××××	×××××
電気事業外収益 (3)	××××	××××	××××	××××
電気事業外費用 (4)	××××	××××	××××	××××
税引前当期純利益 又は純損失 (5)=(1)-(2)+(3)-(4)	××××	××××	××××	××××
法人税 (6)	×××	×××	×××	×××
当期純利益 又は純損失 (7)=(5)-(6)	×××	×××	×××	×××

規制部門の収支

自由化部門の収支

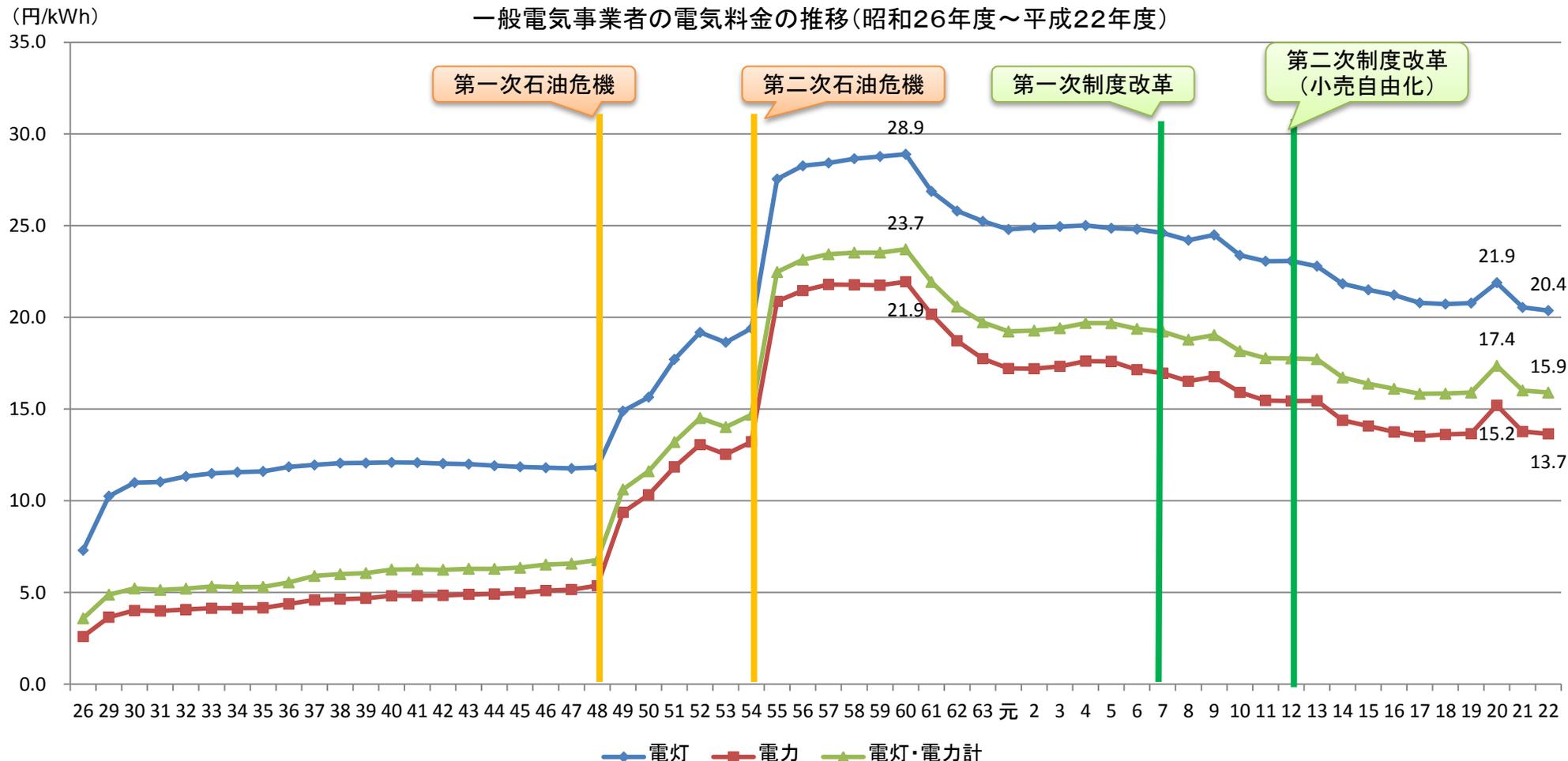
原価外の収支

自由化部門の赤字を補填することを目的として、規制部門の料金値上げを行うことを防ぐ

5-1. 一般電気事業者の電気料金推移

1. 一般電気事業者の電気料金は2度の石油危機により急騰。平成7年の電気事業制度改革(電力卸売事業の自由化、特定の供給地点における電力小売事業の制度化)開始以降、電力小売事業の自由化を経て、燃料価格の影響を上昇した平成20年度を除き、電気料金は継続的に低下している。

一般電気事業者の電気料金の推移(昭和26年度～平成22年度)

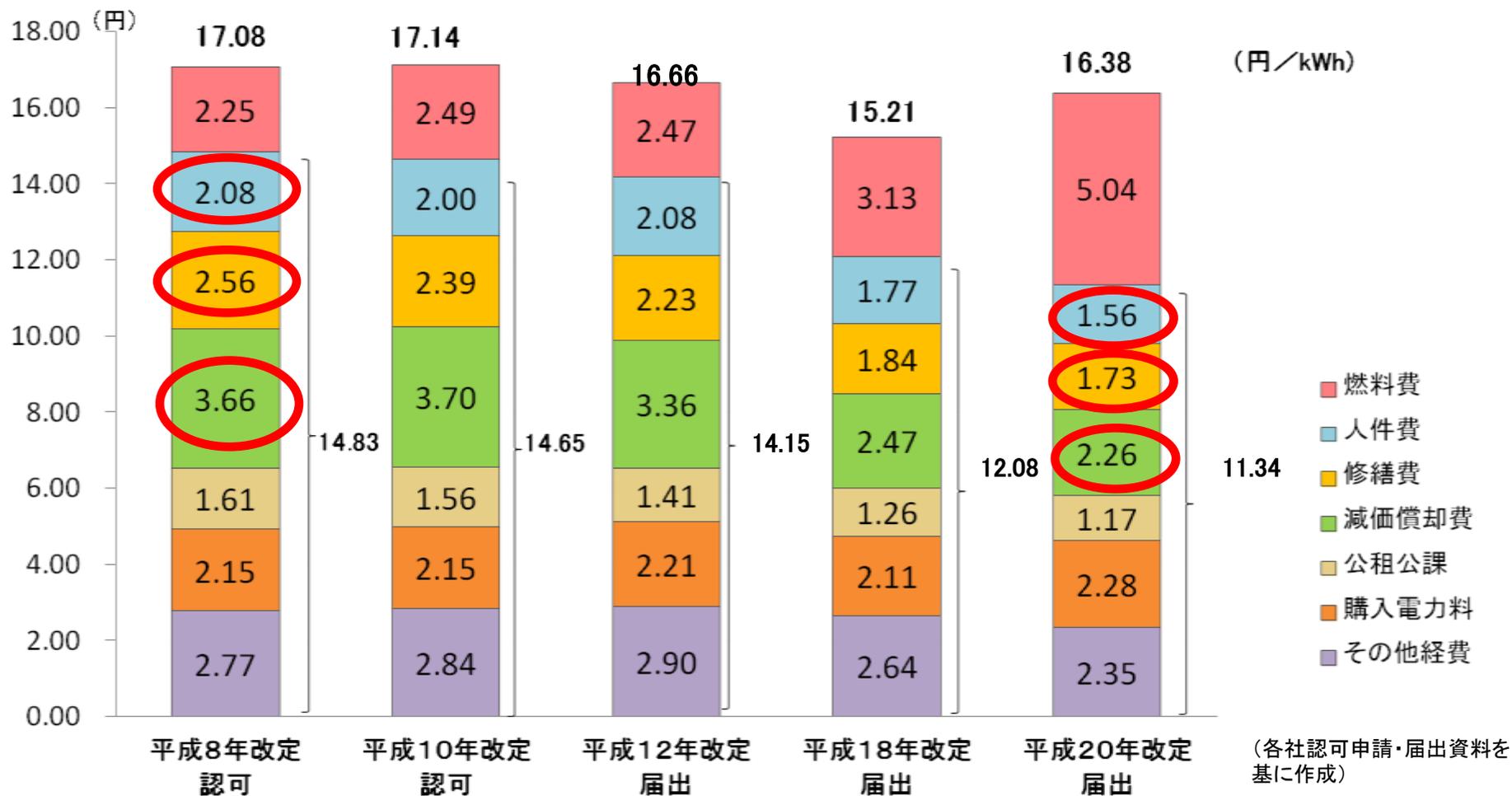


※電灯料金は、主に一般家庭部門における電気料金の平均単価で、電力料金は、自由化対象需要分を含み、主に工場、オフィスビル等に対する電気料金の平均単価。
 ※平均単価の算定方法は、電灯料収入、電力料収入をそれぞれ電灯、電力(自由化対象需要分を含む)の販売電力量(kWh)で除したもの。

5-2. 電気料金低下傾向の背景(我が国の電気料金料金原価内訳の推移)

1. 電気料金は、新規の電源開発の減少に伴う減価償却費の低減、業務効率化による修繕費や人件費の削減を反映して低下傾向にあったが、最近では、燃料価格の高騰に伴い、燃料費や購入電力料の割合が増加。

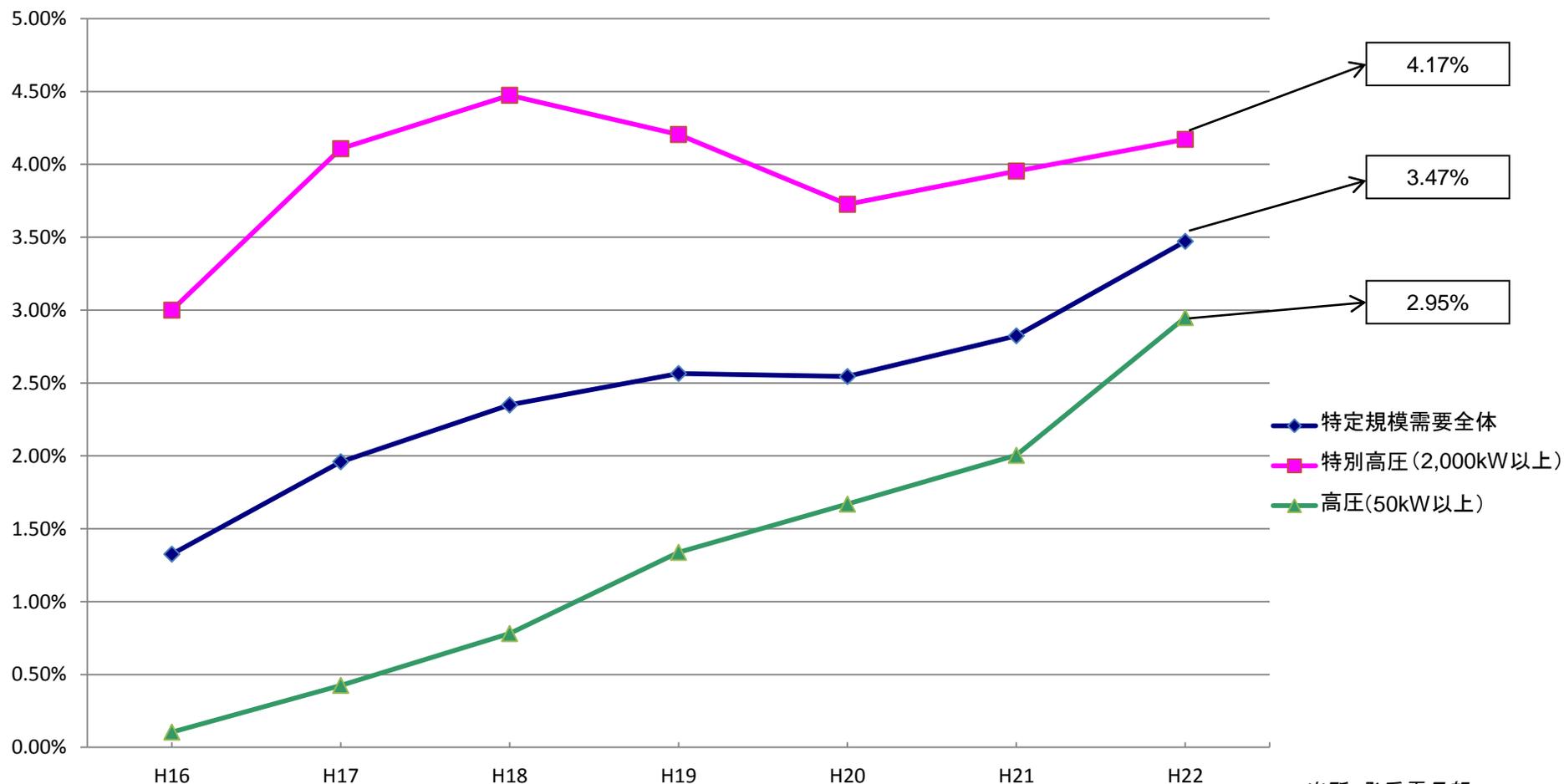
電気料金改定時における原価内訳の推移(電力10社営業費計/kWh平均単価ベース)



5-3. PPSの販売電力量全体に占めるシェア(全国)

1. PPSの全体の販売電力量に占めるシェアは、平成19~20年にかけて景気の影響等を受けて一時的に低下したものの、上昇しつつあり、現在3.5%程度となっている。

PPSの販売電力量シェア(全国)

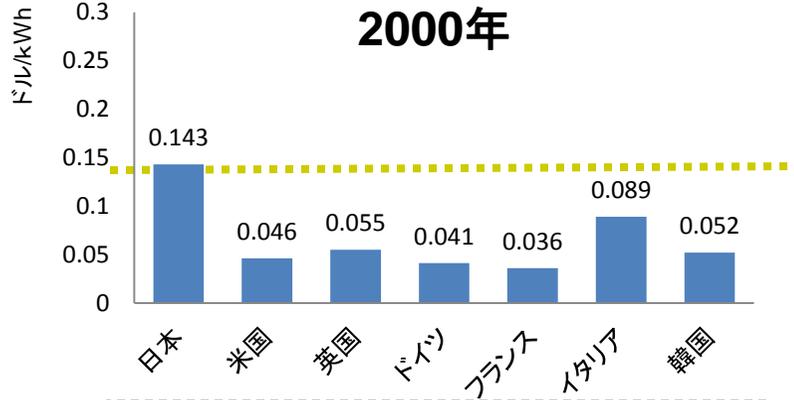


出所: 発受電月報

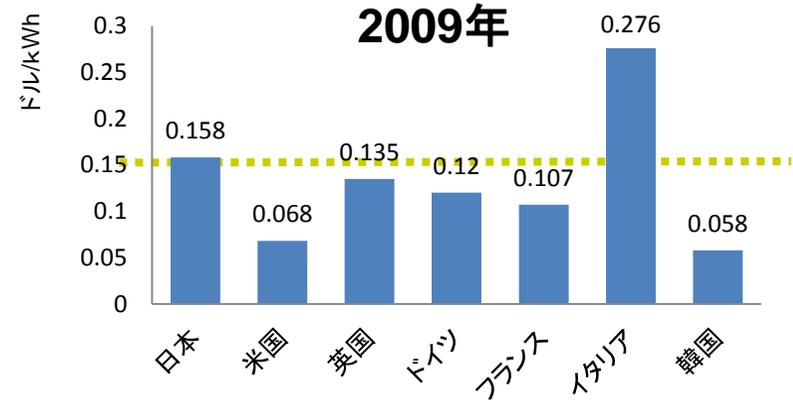
5-4. 電気料金の国際比較(為替レート換算)

- 2000年時点では、日本の電気料金は、産業用・住宅用ともに各国と比較して非常に高い。
- 2009年時点における、日本の電気料金は、ドイツ(住宅用)やイタリアと比較すると低くなり、全体として内外価格差は縮小。他方、米国、フランス、韓国との格差は依然として存在。

産業用

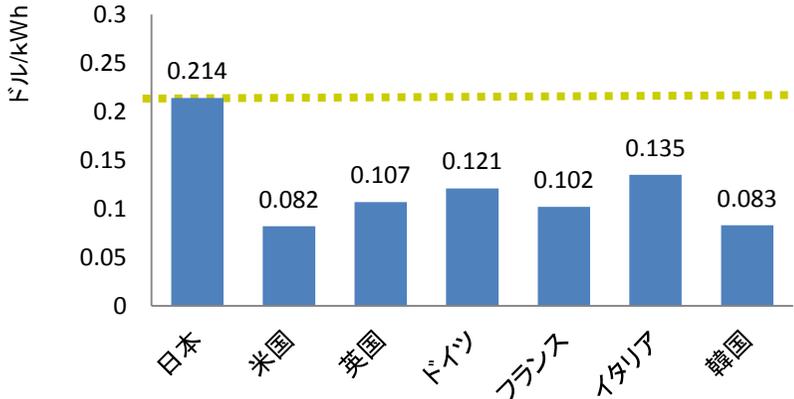


※2000年、産業用、為替レートによる換算

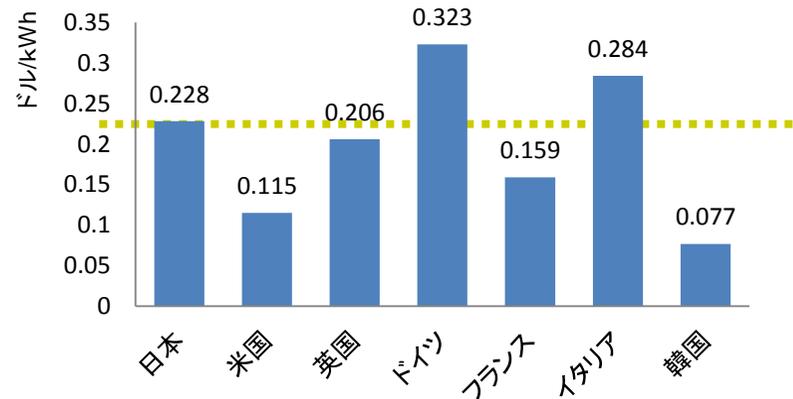


※2009年、産業用、為替レートによる換算

住宅用



※2000年、住宅用、為替レートによる換算



※2009年、住宅用、為替レートによる換算

(参考)本資料で分析対象とした電気料金データについての注記について

原則としてOECD/IEA “Energy prices and taxes 2011” “Energy prices and taxes 2005”を使用。

注1) 各国の1年間の使用形態を限定しない平均単価を計算したもの。

注2) 産業用料金の中には、業務用(商業用)の料金を含むものと含まないものがある。日本の産業用料金の中には業務用の料金を含む。

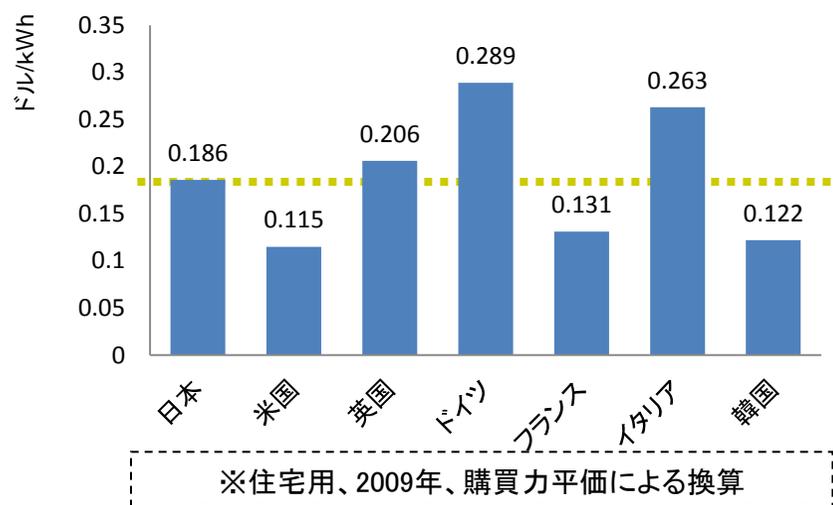
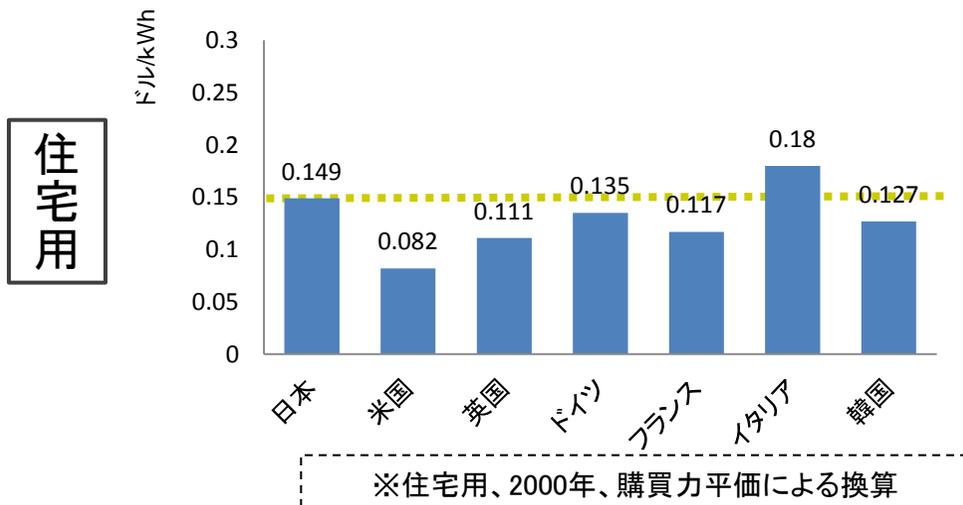
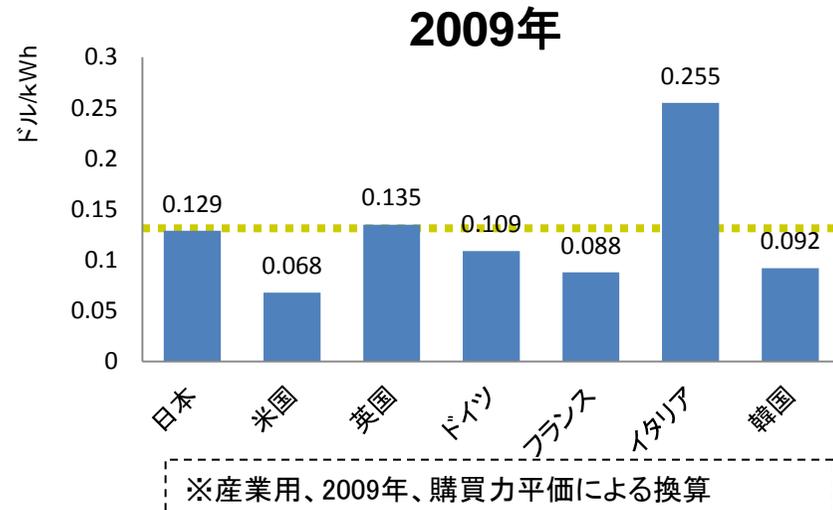
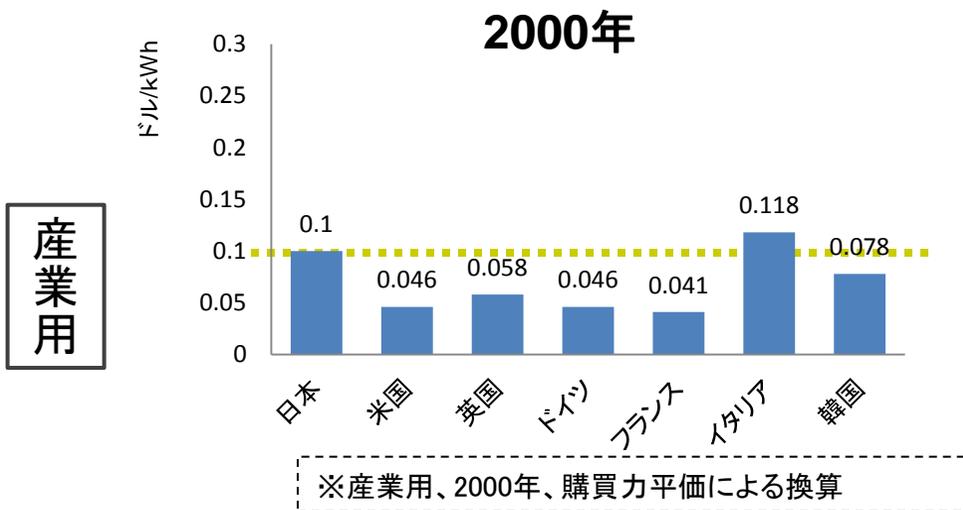
注3) 税込の値を使用。なお、税には消費税、付加価値税だけでなく、我が国における電源開発促進税のような目的税も含まれる。

注4) IEA統計ではドイツの産業用のデータは2009年について未収録であるため、欧州統計局によるドイツの電力価格データの伸び率を用いて外挿した値としている。

注5) フランスにおける2006～2007年の産業用の価格上昇要因は、IEAへの照会によれば同国の価格データ作成の方法の変更によるもの。

5-5. 電気料金の国際比較(購買力平価換算)

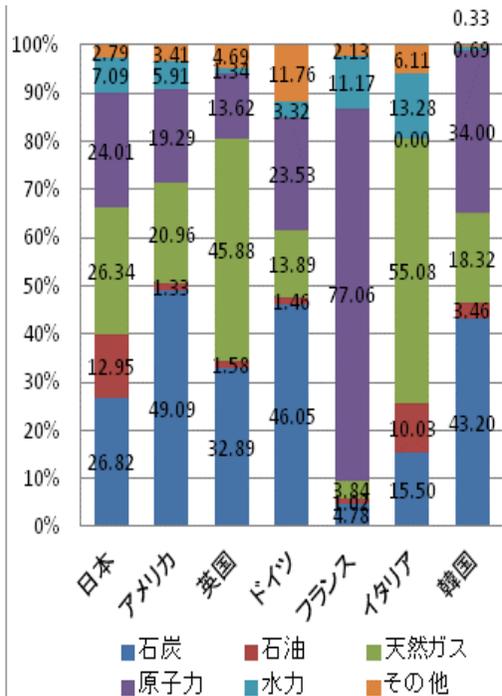
- 2000年時点では、日本の電気料金は、産業用・住宅用ともにイタリアよりも低いですが、他の諸外国と比較すると非常に高い。
- 2009年時点では、為替レート換算の場合と同じく、内外価格差の縮小傾向が見られる。英国と同水準となった一方、米国、フランス、韓国と比較すると高い。ドイツについては、住宅用料金水準に比して産業用料金が低くなっており、日本の電気料金と比べて、産業用は安く、家庭用は高い。



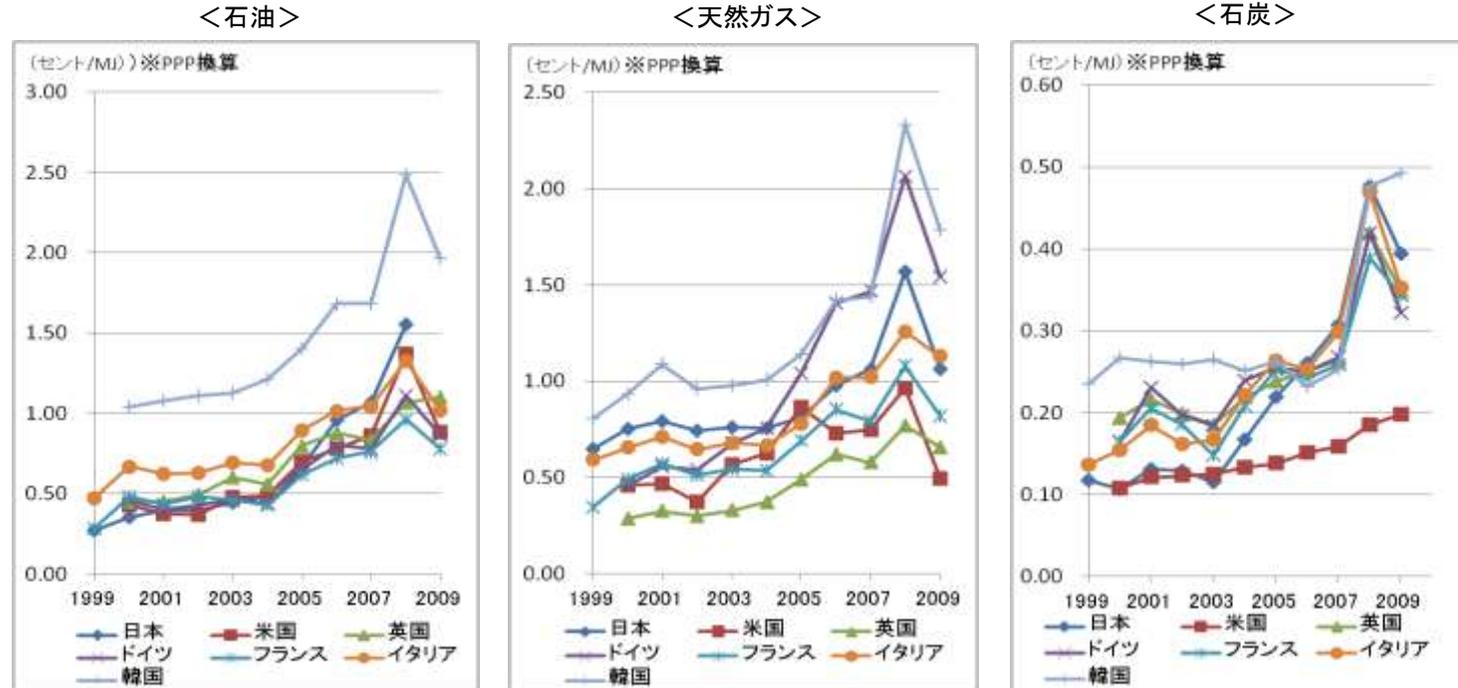
5-6. 各国の電気料金の変動要因分析

- 【米国】 主力電源は安価な自国産石炭を利用した石炭火力発電であり、欧州における天然ガス価格の高騰と比較し、相対的に価格上昇率が低かったため、電力価格の上昇も欧州と比べ緩やかとなったと考えられる。
- 【英国】 各電力会社が、主力電源を天然ガスへ移しつつあった2000年代後半、欧州大陸の天然ガス価格の高騰が生じ、小売価格へ影響を与えたと考えられる。
- 【ドイツ】 石炭火力発電の比率が高く、石炭価格高騰の影響を受けたことや、環境税や再生可能エネルギーの固定価格買取制度など環境政策によるコスト負担などが影響していると考えられる。
- 【フランス】 原子力発電の発電比率が高いため、原油価格等の燃料価格の高騰による影響は受けにくい構造であり、そのため、安定的かつ低廉な価格での電力供給を実現していると考えられる。
- 【イタリア】 火力発電比率が高く、特に電源構成の過半を占める天然ガス価格の高騰等を受け電気料金の上昇が顕著となっていると考えられる。

＜主要国の電源構成比(2008年)＞



＜各国の発電用燃料価格推移＞



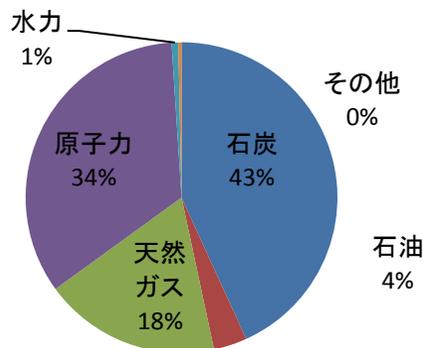
出典: IEA「ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES (2010 Edition)」
「ENERGY BALANCES OF NON-OECD COUNTRIES (2010 Edition)」

出典: IEA/OECD Energy Prices & Taxesより資源エネルギー庁推計。発電用燃料価格がない場合は産業用燃料価格、いずれもない場合は、各燃料の輸入価格、卸売価格指数、小売価格指数に基づいてデータを外挿

5-7. 韓国の電気料金について

- 日韓の電気料金格差(為替レート換算では3倍程度、購買力平価換算では1.4倍程度)の理由は以下のように推定される。
- ①電源構成: 韓国の主力電源は発電単価の安い石炭火力発電及び原子力発電であり、かつ、原子力発電の設備利用率が90%台と高いこと。我が国は60%台(震災以前)。
 - ②負荷率: 負荷率の高い産業用需要が全需要の半分を占めていること(我が国は1/3程度)や、デマンドサイドマネジメントの促進等により、負荷率が70%台後半と高く、効率的な電源運用が可能となっていること。我が国は60%台。
 ※負荷率: ある期間中の負荷の平均需要電力と最大需要電力の割合。負荷率が高いほど、設備が有効利用されているということになる。
 ※デマンドサイドマネジメント: 需要家の行動変化や省エネ機器の導入等を促すことでエネルギー利用の効率化を図る一連の取組を指す。
 - ③政策料金: 韓国電力は政府出資比率51%の公社であり、電気料金が政策的料金と位置づけられているため、低く抑制されており、電気料金は原価の約9割しかカバーしていない。
 ※韓国電力公社は、2008年から3年連続営業赤字を計上し、2008年には公的資金による補填(6680億ウォン=467.6億円)も受けている。
 ※政府保有分株式に対する配当は、一般の株主への配当より低く設定(無配の場合もある)されている場合がある。
 ※IEAの国別審査においては、韓国の電気料金水準が政策的に低く抑制されていることに対して、指摘及び改善勧告が出されている。
 - ④その他: 2011年7月まで燃料費調整制度が導入されていなかったため、燃料価格の高騰を価格に反映しづらい仕組みとなっていた。(2011年7月より燃料費調整制度を導入)

電源構成(発電電力量)



事業者構成

発電事業者	KEPCO発電子会社6社、他IPP
送電事業者	1社
配電事業者	1社
小売事業者	1社 注) 韓国電力規制委員会に認可された小売事業者は12社(2010年4月現在)だが、いずれも小規模で国内99%はKEPCO1社による事実上の独占供給
主要企業	韓国電力公社(KEPCO) (政府出資比率51%)

韓国電力の収支状況(2008年)

韓国電力の収支状況(2008年)	
単位: 百万米ドル	
営業収益	28,631
営業費用	31,954
営業利益	-3,324
営業収支比率	89.6

注) 営業収支比率 = (営業収益 / 営業費用) × 100

IEAの国別審査

- 韓国の電気料金は、KEPCOの申請を受け規制機関が承認しているが、この電気料金を計算する現行のメカニズムは、発送配電にかかる全コストを反映しておらず、一次エネルギーの市場価値が価格に反映されていない。
- 電力市場への市場メカニズムの導入、規制機関の体制強化等をすべきとの勧告。