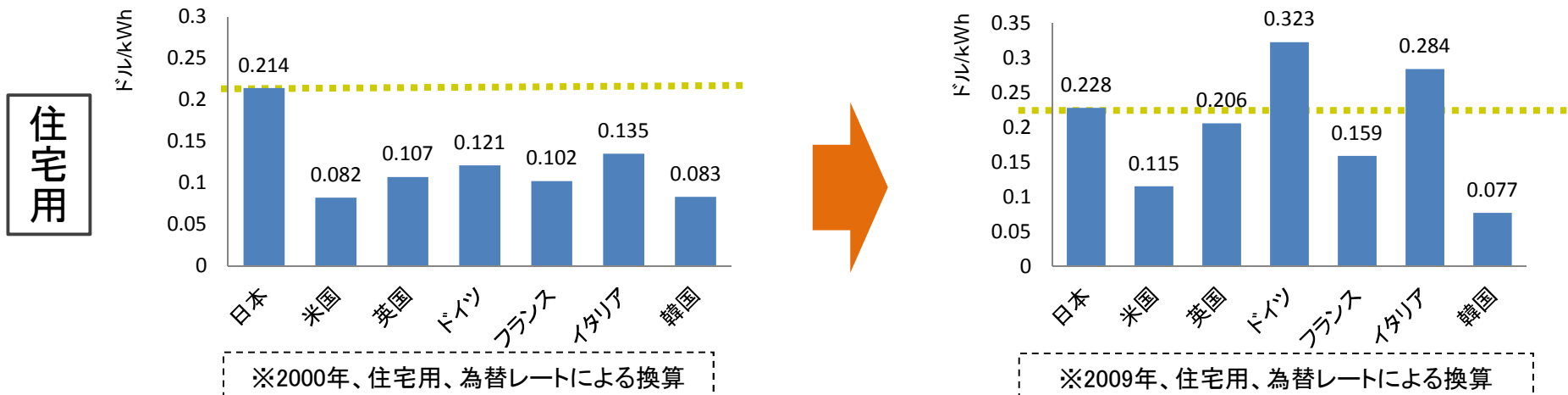
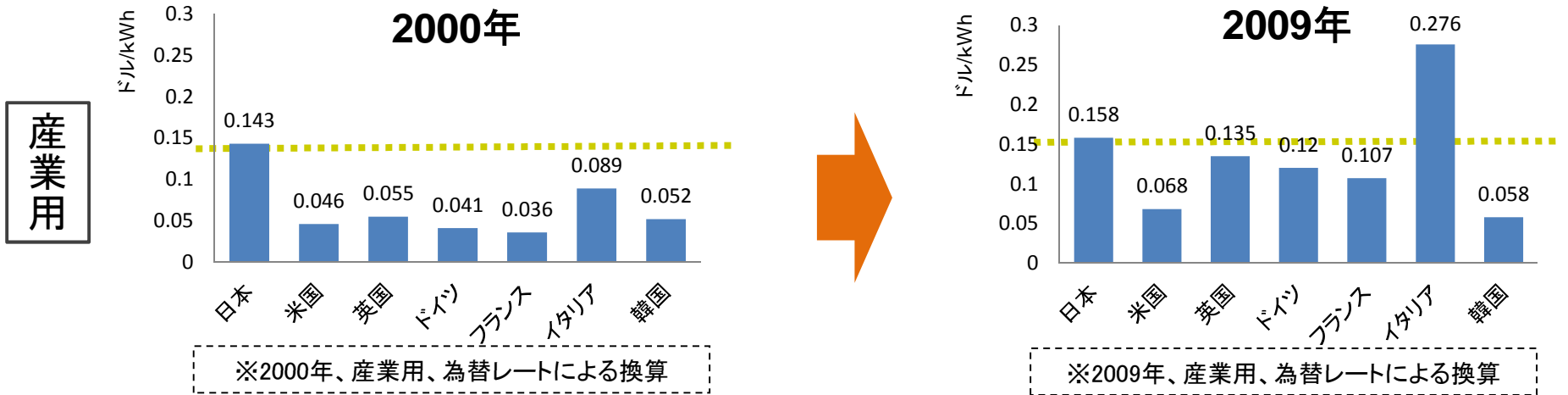


# 電気料金の各国比較について

平成23年8月  
資源エネルギー庁  
電力・ガス事業部

# 1. 為替レート換算による電気料金比較

○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。



**(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。

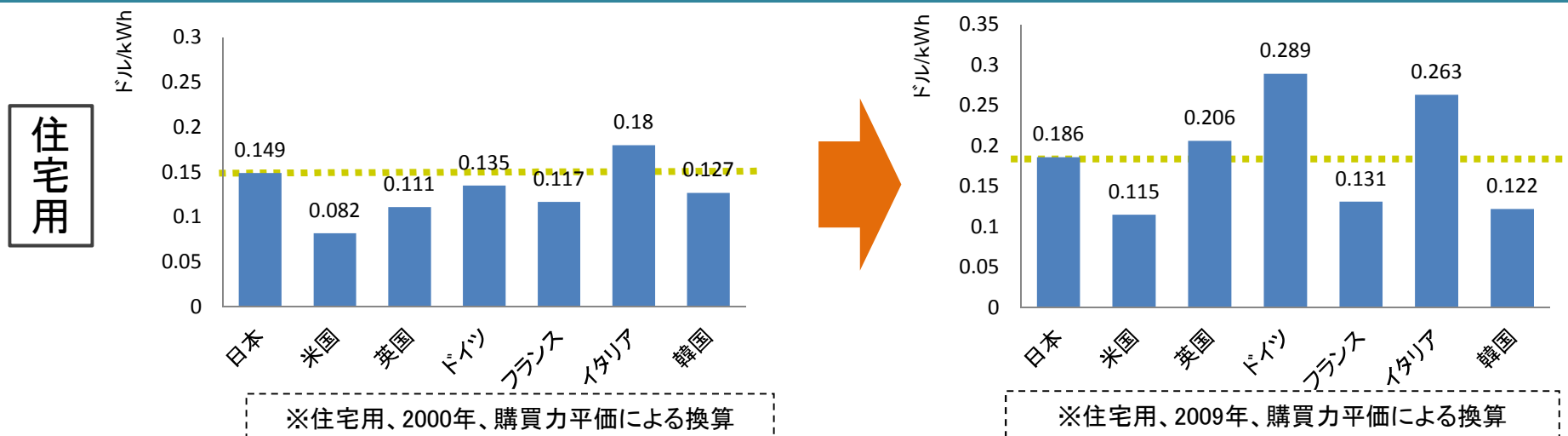
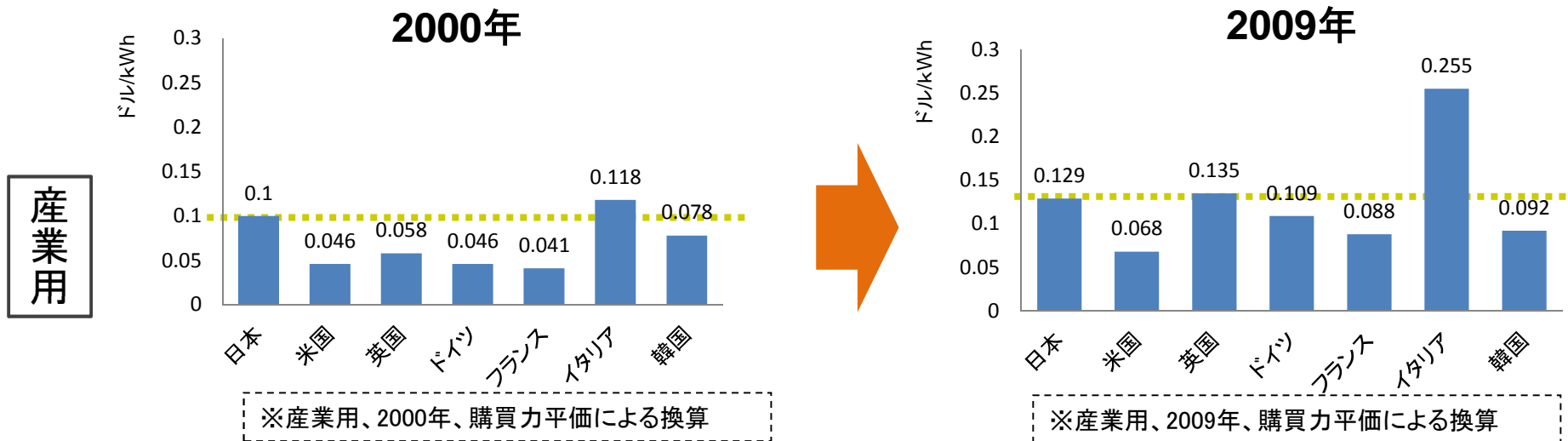
注3)税込の値を使用。なお、税には消費税、付加価値税だけでなく、我が国における電源開発促進税のような目的税も含まれる。

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起因するもの。

## 2. 購買力平価換算による電気料金比較

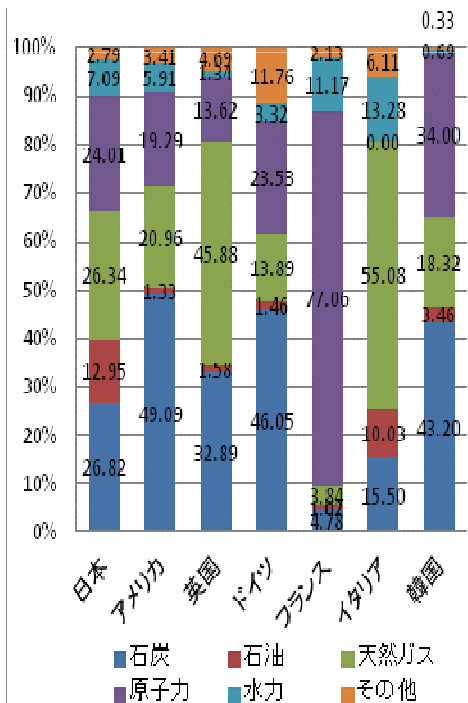
- 2000年時点では、日本の電気料金は、産業用・住宅用ともにイタリアよりも低いが、他の諸外国と比較すると非常に高い。
- 2009年時点では、為替レート換算の場合と同じく、内外価格差の縮小傾向が見られる。英国と同水準となった一方、米国、フランス、韓国と比較すると高い。ドイツについては、住宅用料金の水準に比して産業用料金が低くなっており、日本の電気料金と比べて、産業用は安く、家庭用は高い。



### 3. 各国の電気料金の変動要因分析

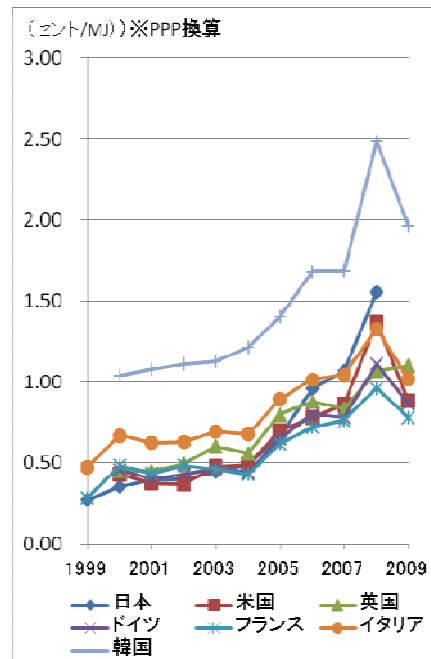
- 【米国】 主力電源は安価な自国産石炭を利用した石炭火力発電であり、欧州における天然ガス価格の高騰と比較し、相対的に価格上昇率が低かったため、電力価格の上昇も欧州と比べ緩やかとなった。
- 【英国】 各電力会社が、主力電源を天然ガスへ移しつつあった2000年代後半、欧州大陸の天然ガス価格の高騰が生じ、小売価格へ影響を与えた。
- 【ドイツ】 石炭火力発電の比率が高く、石炭価格高騰の影響を受けたことや、環境税や再生可能エネルギーの固定価格買取制度など環境政策によるコスト負担などが影響していると考えられる。
- 【フランス】 原子力発電の発電比率が高いため、原油価格等の燃料価格の高騰による影響は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。
- 【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)>

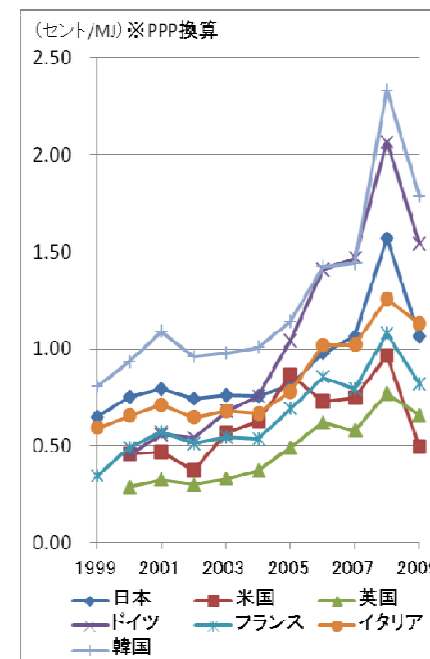


<各国の発電用燃料価格推移>

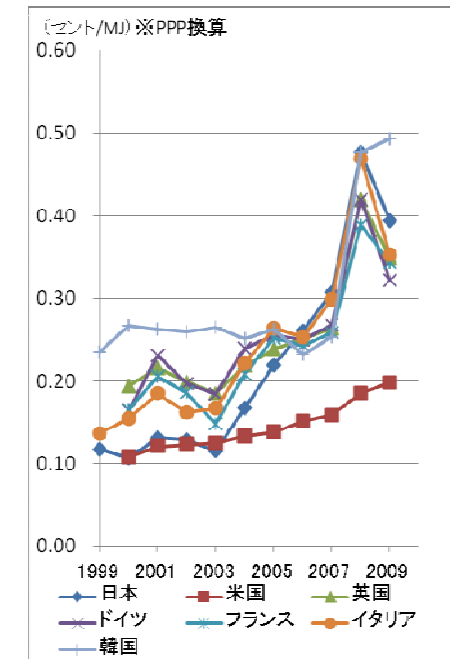
<石油>



<天然ガス>



<石炭>



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

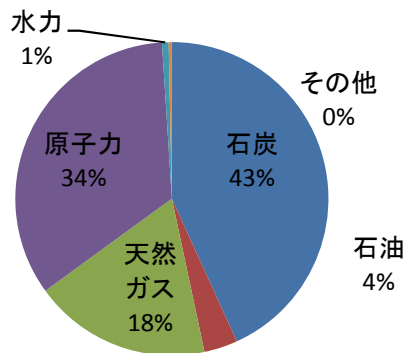
出典：IEA/OECD Energy Prices & Taxesより資源エネルギー庁推計。発電用燃料価格がない場合は産業用燃料価格、いずれもない場合は、各燃料の輸入価格、卸売価格指数、小売価格指数に基づいてデータを外挿

## 4. 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)



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

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%)

出所) 韓国電力公社 有価証券報告書等

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

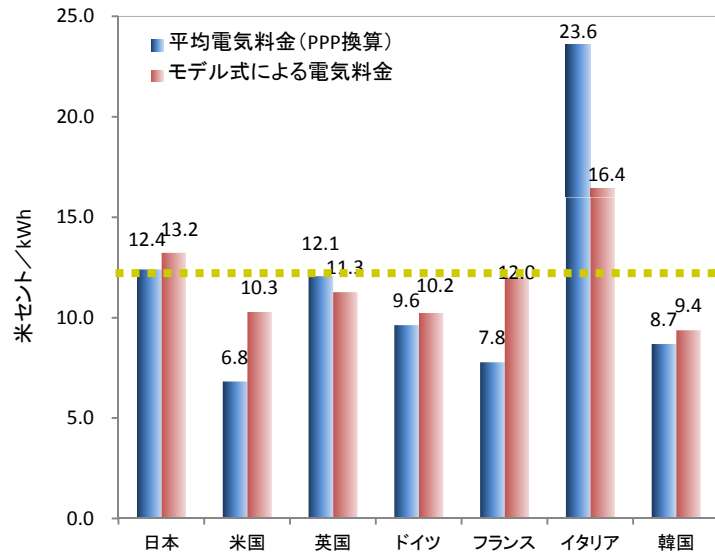
IEAの国別審査

- 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在のメカニズムは、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。

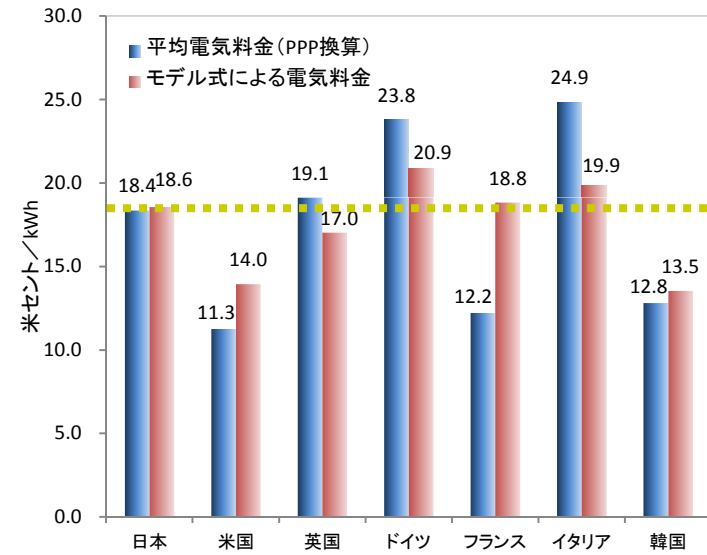
# (参考1) 電源構成及び燃料費条件を共通化した電気料金の国際比較

○一定の前提の下に、電源構成及び燃料費の差異を除き、これらの条件を共通化して、各国のモデル電気料金を推計すると、産業用、家庭用ともに各国の料金格差が縮小する。すなわち、各国における電気料金水準の違いの多くは電源構成の差異を反映したものと考えられる。

電源構成及び燃料費条件を共通化した電気料金の国際比較(重回帰分析結果)



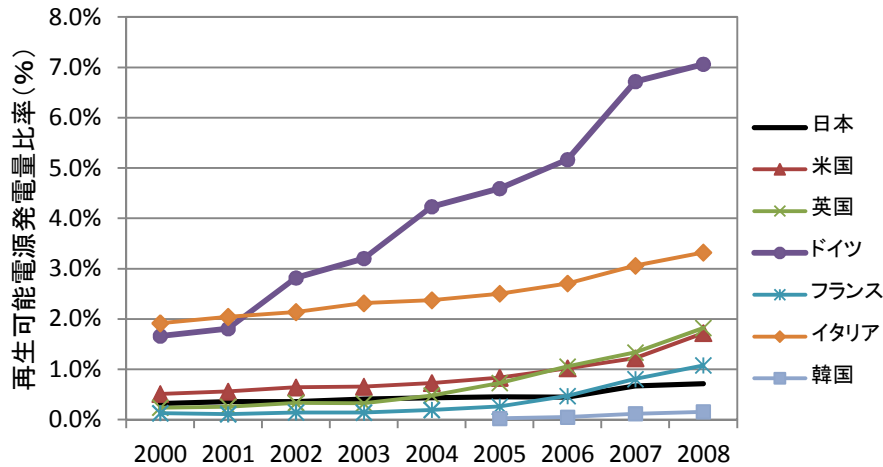
※国際比較推計結果(産業用、2008年)



※国際比較推計結果(住宅用、2008年)

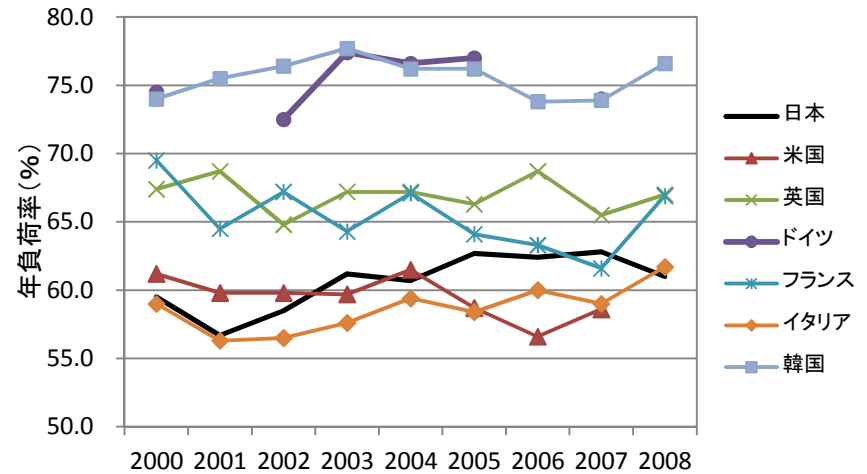
# (参考2) 各国の再生可能電源発電量比率、系統負荷率、送配電損失率、停電率

## 再生可能電源発電量比率の推移 (除く一般水力)



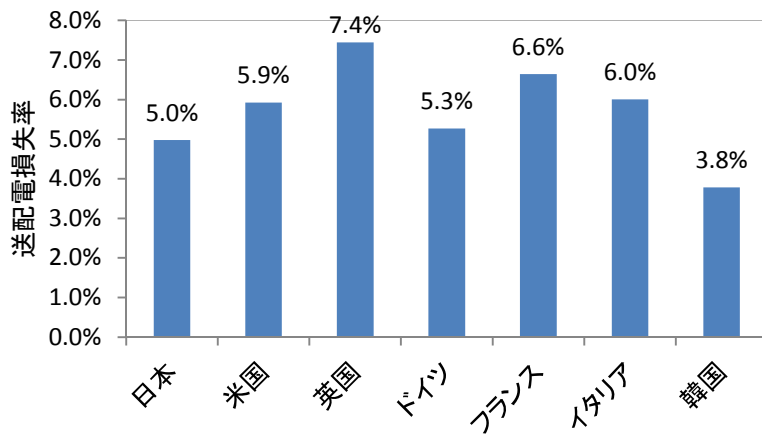
出典: OECD/IEA "Electricity Information"

## 系統負荷率の推移



出典: 海外電気事業統計、電気事業便覧

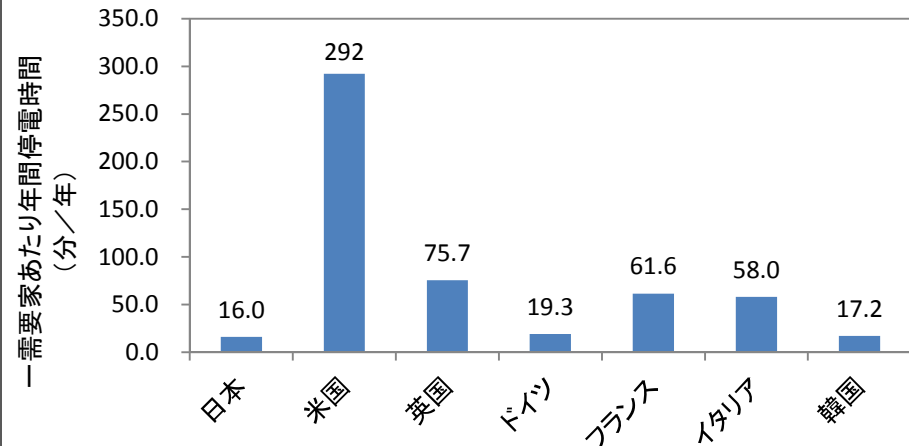
## 各国の送配電損失率



出典: OECD/IEA "Electricity Information" 2010年版 注) 2008年の値

## 各国の停電率(SAIDI)

※SAIDI: System Average Interruption Duration Index:  
系統平均停電時間指標: 一需要家当たり年間停電時間(分/年)



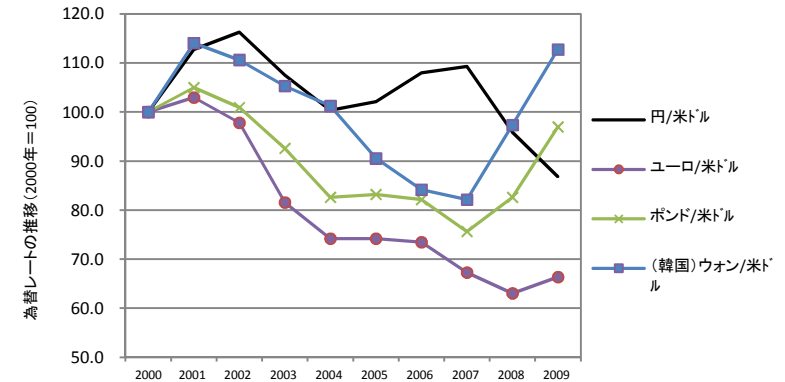
出典: 海外電気事業統計2010年版、米国LBNL報告書  
注) ドイツ、米国は2006年の値、それ以外の国は2007年の値

# (参考3) 本分析で用いた為替レート、購買力平価(PPP)

## 為替レート

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
円	107.8	121.5	125.3	115.9	108.2	110.1	116.4	117.8	103.4	93.6
ユーロ	1.085	1.117	1.061	0.885	0.805	0.805	0.797	0.730	0.684	0.720
ポンド	0.661	0.694	0.667	0.612	0.546	0.550	0.543	0.500	0.546	0.641
(韓国) ウォン	1131	1290	1251	1191	1145	1024	952	929	1101	1275

データ出所) OECD/IEA “Energy prices and taxes” 2010年版

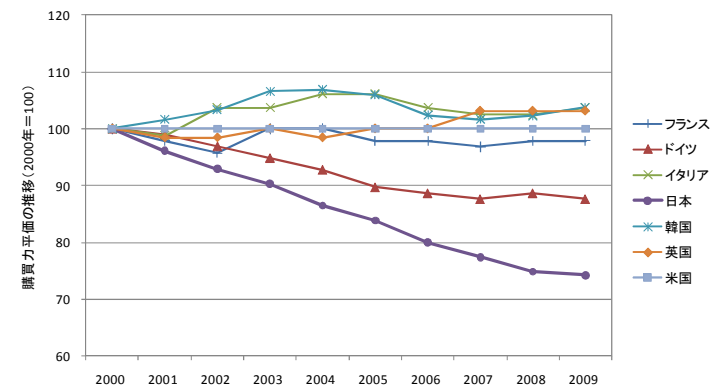


為替レートの相対的推移

## 購買力平価(PPP)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
フランス	0.940	0.920	0.900	0.940	0.940	0.920	0.920	0.910	0.920	0.920
ドイツ	0.970	0.960	0.940	0.920	0.900	0.870	0.860	0.850	0.860	0.850
イタリア	0.820	0.810	0.850	0.850	0.870	0.870	0.850	0.840	0.840	0.850
日本	155.0	149.0	144.0	140.0	134.0	130.0	124.0	120.0	116.0	115.0
韓国	745.0	757.0	770.0	794.0	796.0	789.0	763.0	757.0	762.0	773.0
英国	0.640	0.630	0.630	0.640	0.630	0.640	0.640	0.660	0.660	0.660
米国	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

データ出所) OECD/IEA “Energy prices and taxes” 2010年版

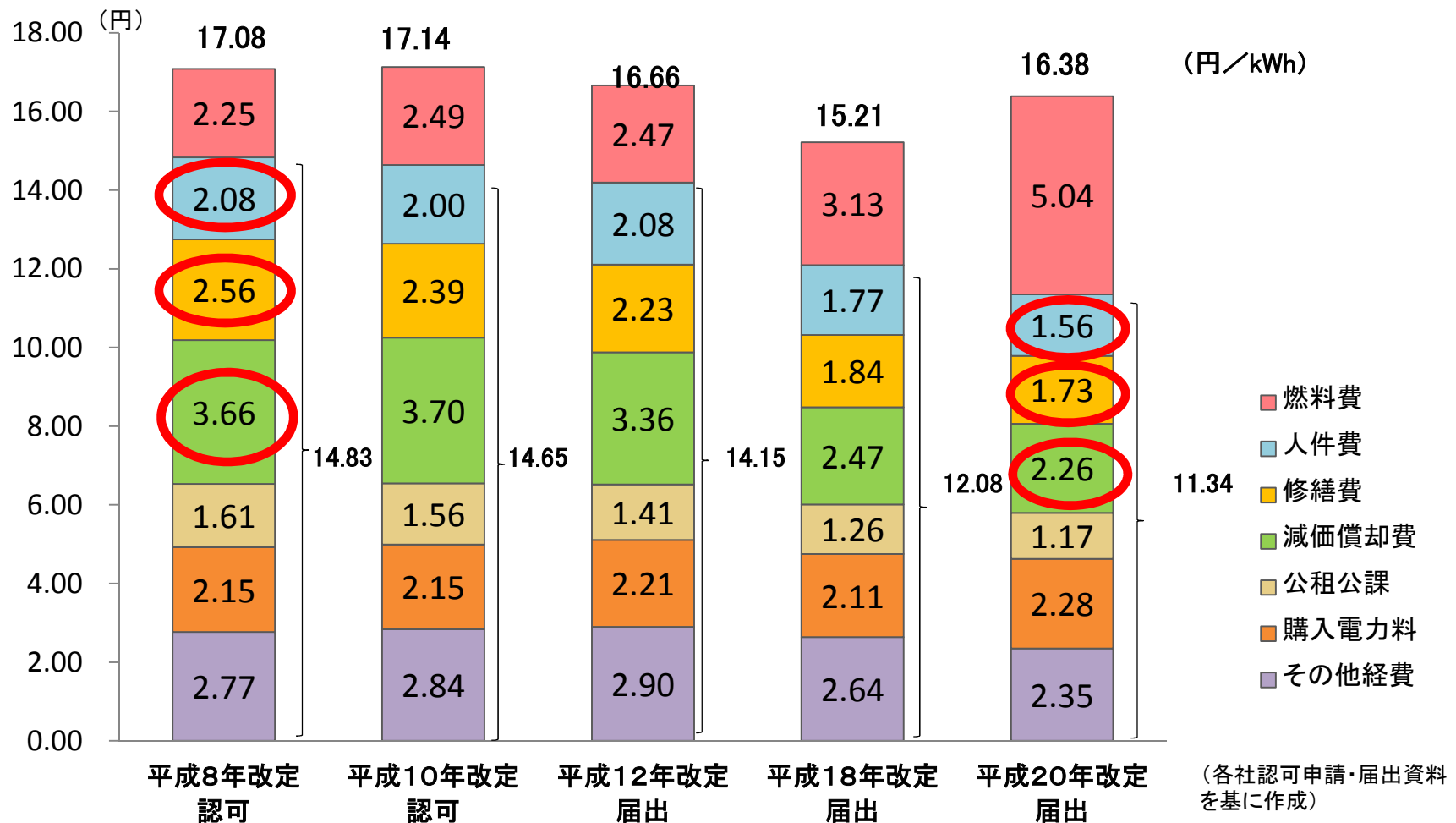


購買力平価の相対的推移

## (参考4) 我が国における料金原価の内訳の推移

○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、最近では燃料費の割合が増加。

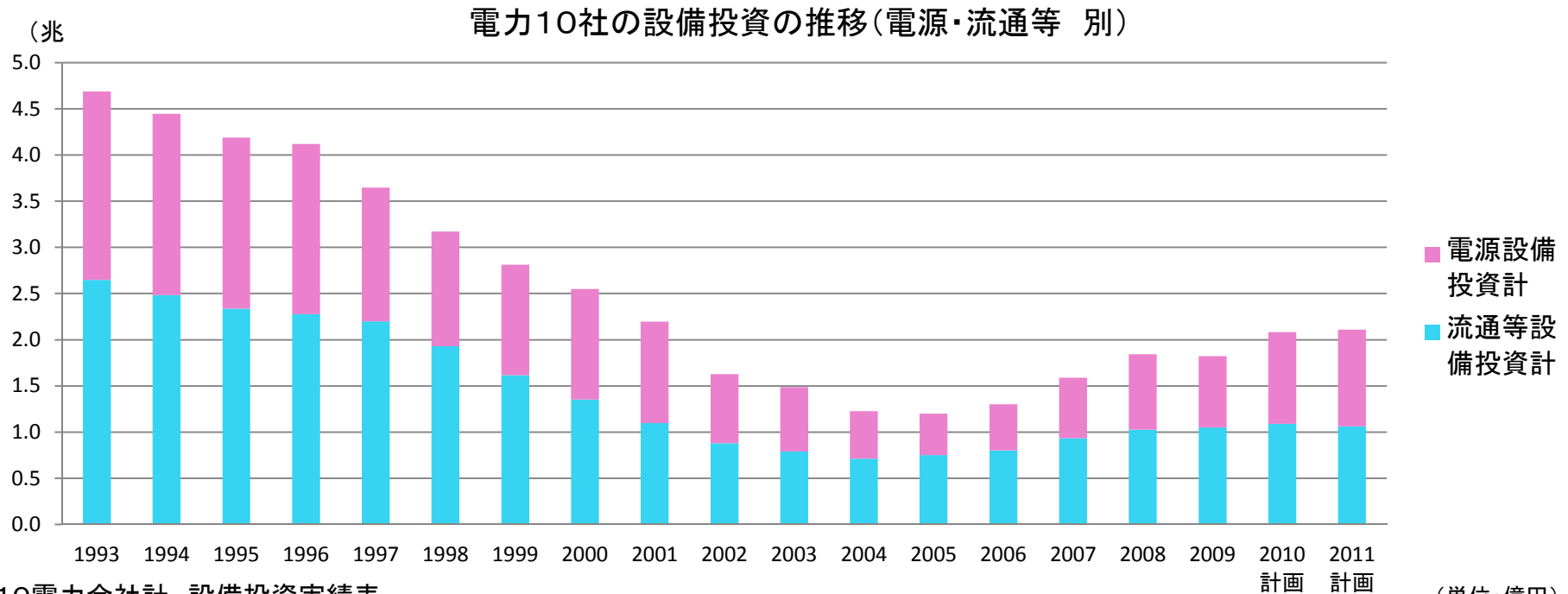
電気料金改定時における原価内訳の推移(電力10社営業費計/kWh平均単価ベース)



## (参考5) 電気事業の設備投資について

○1952年度には約1,000億円であった電力会社の設備投資額合計は、1968年度には約5,000億円、1972年度には約1兆円を突破し、1993年度には約4.7兆円に達した。バブル崩壊後、経済の低迷に伴い需要の伸びが鈍化したことや、負荷率の改善が進んだこと等から、新規の電源開発は減少し、2005年度には約1.2兆円まで減少。

○しかし、今後は高度成長期に形成され老朽化が進む送配電設備の更新や、再生エネルギー導入への対応等で多額の設備投資が必要。



10電力会社計 設備投資実績表

(単位: 億円)

年度	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 計画	2011 計画
流通等設備投資	26,483	24,838	23,376	22,761	21,999	19,314	16,164	13,535	10,986	8,807	7,907	7,122	7,517	8,006	9,347	10,256	10,499	10,902	10,635
電源設備投資	20,393	19,609	18,510	18,437	14,467	12,389	11,970	11,957	10,961	7,467	6,958	5,160	4,497	4,999	6,542	8,160	7,717	9,917	10,449
設備投資計	46,877	44,448	41,887	41,198	36,466	31,704	28,135	25,492	21,947	16,274	14,866	12,283	12,014	13,006	15,890	18,417	18,216	20,819	21,084