第６章　電力―規制の効率化と競争導入で改革を―

矢島　正之

はじめに

本稿の目的は、わが国電気事業の料金水準や費用構造の分析を通じて、世界的に割高であるとされる電気料金を引き下げるための構造改革のあり方を検討することである。

そのために、まず、電気料金の国際比較を代表的な需要家グループについて行い、料金水準に関しての現時点でのわが国の位置を確認する。つぎに、料金の裏側としての費用の構造を費用項目別、また部門別に国際（日米）比較することにより、供給コストが相対的に高い分野を特定する。また、わが国における供給コストが高い理由に関して、供給コストと信頼度との関係や負荷率との関係などについて要因分析を行う。そして、これらの分析を踏まえ、供給コスト低減のための方策を検討する。

１．内外価格差の現状

まず、わが国の電気料金が国際的に見てどのような位置にあるのかについてはじめに見ておこう。図 6-1 は、家庭用と産業用のモデル需要家について、為替レートベースで 1994 年と 1999 年における主要国の電気料金の比較を行ったものである（円換算）。図 6-1 からは、わが国の電気料金が国際的に見ると最も高い部類に属することが見てとれる。1994 年から 1999 年にかけてのわが国の電気料金引下げにより、相対的格差は縮小してきているとは言え、依然、家庭用は最も高く、また産業用はドイツについで高い状況は変わっていない。

次に、為替レートの代わりに購買力平価を用い、他の条件は同じで比較した結果を図 6-2 に示す。図 6-2 から分かるように、購買力平価で比較すると、総じて世界的にほぼ中位に位置すると言える。1994 年から 1999 年にかけて、産業用はやや割安のままで推移し、また家庭用はやや割安から割高に変化している。

図 6-1 と図 6-2 の比較により、わが国の電気料金が世界的に割高である理由として、為替レートが実力以上に評価されていることによることがわかる。しかしながら、わが国の国際競争力を高めていくためには、産業にとって為替レートで比較した電力の投入コストを引き下げていくことが求められていると言える。

２．単位当たりコストの比較

このように、わが国の電気料金は国際的に割高であるが、料金の裏側としてのコスト構造を見たときどの費用が相対的に高いのかについて見てみよう。表 6-3 は、1998 年におけるわが国電気事業（10 社）と米国の垂直統合型電気事業（36 社）との項目別費用構造の比較を行ったものである。

表 6-3 から、わが国電気事業は、修繕費、減価償却費、支払利息の資本関連費用のウェイトが大きいことがわかる。これらの総コストに占めるシェアは、米国 22.1%に対し、わが国では 39.5%となっている[1]。また、コスト水準の比較では、総コストで見ると、わが国は米国と比べ約 2 倍であるが、資本関連費用は約 4 倍となっている。

次に、発電から販売に至る部門別原価で見ると、表 6-4 に示されるように、わが国では流通費のウェイトが大きいことが分かる。流通費のシェアは、米国の 9.8%に対し、わが国では 25.2%となっている。また、コスト水準で見ても、わが国は米国の 5.7 倍となっている。

項目別費用の経年的推移を見ると、図 6-5 に示されるように、1990 年から 1998 年にかけて、わが国では燃料費のシェアが大きく減少する一方で、減価償却費が増加していることが特徴点である。これに対して米国では、わが国同様燃料費のシェアが減少する一方で、卸売市場の拡大と競争の導入を反映して、購入電力料が増加、また利益が減少しているのが特徴点である。

部門別原価の経年的推移を見ると、図 6-6 に示されるように、わが国で発電費のシェアがやや減少し、流通費と一般管理費のシェアがやや増加している。これに対し、米国では 1990 年と 1998 年を比べると、各項目ともほぼ同じシェアを保っていることがわかる。

以上、内外価格差の実態を為替レートと購買力平価による国際比較により示すとともに、料金の裏側としてのコストの国際比較を項目別費用と部門別費用ごとに行った。これら一連の結果から、わが国の電気料金は、為替レートで比較すると国際的に割高であること、その理由を費用の項目別内訳で見ると、資本関連のコストが高く、また部門別内訳で見ると、流通費が高いことがわかる。

３．わが国電気料金が割高な理由

わが国電気料金が割高である理由としては、高品質、環境対策、負荷率の悪さなどが挙げられる。

（1）品質

わが国における電力の供給コストが高いことは、流通設備へ投資が積極的になされたことと大きく関連しているが、このことはさらにわが国における電力品質の高さと関連している。電力の品質を停電時間で見ると、図 6-7 に示されるように、1997 年現在で、わが国の停電時間は 11 分と英国の 77 分、フランスの 58 分、そして米国の 90 分に比べ格段に短いことがわかる。

（2）環境対策

わが国では発電プラントに対する SO_2 や NO_X の排出基準が諸外国と比べて厳しいことや事業者の自主的な取り組みもあり、高度な環境対策が講じられている。このことも、わが国電気事業の資本コストが高い理由である。図 6-8 は、全発電所の発電量当たりの SO_2 や NO_X の排出量を見たものであるが、わが国の排出量が諸外国と比べて非常に少ないことがわかる。このことは、図 6-9 に示されるように火力発電所についてみた場合には、一層際立っていることがわかる。

また、わが国における燃料中に占める硫黄分の経年的推移を見ると 1970 年代から 1980 年代にかけて大きく減少していることが分かる（図 6-10）。

さらに、最近地球規模の環境問題として注目されている CO_2 に関して、kWh 当たりの排出原単位を見ると、図 6-11 に示すように、原子力発電やＬＮＧ火力発電の導入、高い火力発電効率により、水力発電比率の高いカナダと原子力発電の高いフランスには及ばないが、欧米の主要な国々とくらべ低い水準にある。わが国においては、エネルギー・セキュリティ確保の観点から原子力発電を積極的に開発してきたが、最近では地球規模の環境問題解決の手段としても位置づけられている。原子力発電の積極的な開発は、わが国における電力コストの資本費のウェイトを高くすることとなる。

（3）負荷率

わが国の負荷率は、1997 年現在で 58%であり、ドイツの 72%やフランスの 68%など諸外国と比べ低い（図 6-12）。

このことは、わが国の最大電力のピークが夏季に発生することと関連がある。冬季にピークが生じるヨーロッパの北部・中部の国々では暖房需要は比較的フラットであるのに対し、わが国や米国さらにはヨーロッパ南部では、夏季にピークが発生し、冷房需要は昼間

の限られた時間帯で先鋭化する。一般に、負荷率が１％向上すると電力の供給コストは１％低減できると言われる。

（4）その他わが国の供給コストを割高にしている要因

その他わが国の供給コストを割高にしている要因としては、立地制約、燃料の輸入比率、電源構成、防災上の対応などが挙げられる。

立地上の制約としては、高い地価や地理的条件の制約による発送電設備の建設費の増大が指摘できる。土地関連コストとしては、土地代のほか、地役権など取得コストならびに線下補償料、道路占有料、電柱敷地料などの土地取得関連費用が挙げられる。米国では、これらの土地取得コストは無視できる水準である。

送電設備の建設に関しては、米国では一般に平地に建設し、直線ルートであるため、地上の高さや設備の強度を確保する必要性がわが国と比べ小さい。これに対し、わが国では、送電線のルート確保の難しさから、限定された用地の中で鉄塔の大型化や安全対策を考慮し強度を高める必要から建設単価は上昇する。わが国では鉄塔の重量は、米国と比較すると約３倍、建設費は６倍と言われている。

次に、発電用燃料のほとんどすべてを輸入に依存しているため、輸入コストがかかるほか、貯蔵インフラのコストも高いことが挙げられる。さらには、すでに指摘したように、電源のベスト・ミックスの観点から設備コストの高い原子力比率を高めていることが、資本費増加の一因となっている。また、地震や台風などの自然条件の厳しさから防災上の対応が必要となっていることも供給コストのアップ要因として指摘できる。

４．供給コスト低減策

供給コストの低減策としては、供給信頼度向上とコスト増のトレード・オフの解決、負荷平準化によるコスト・ダウン、競争導入によるコスト・ダウンなどがある。

（1）信頼度向上とコスト増のトレード・オフの解決

わが国では、流通設備への投資を積極的に行ってきたことが、供給コストを上昇させてきた。しかしながら、現在では、規制緩和の流れの中で産業は厳しい競争に直面しており、信頼度を維持しつつも電力コストの低減を望んでいると考えられる[2]。流通設備のコスト低減のためには、工事計画認可・届出、使用前検査、技術基準の運用、電圧・周波数維持義務などについて必要最小限度のものに限定するほか、電線の地中化や変電設備等の建設・

保守などに関する規制緩和、機器・部品仕様の標準化・国際規格の採用、高い品質を要求してきた機器仕様書の見直し、建設スケジュールの後ろ倒しなど機器購入・工事発注の見直し、画一的でない個別機器ごとの状況を反映した自主保安体制の弾力化、自動化の推進、さらには中長期的観点からの効率的な設備形成などが求められる[3]。

（2）負荷平準化

わが国の電力コストが高い一つの理由は、負荷率が悪いことにある。負荷平準化のためには、夜間電力を用いた冷熱により昼間の冷房需要を賄うことを促進する畜熱調整契約、夏季の重負荷時の電力の軽負荷時への移行を促進する計画調整契約、蓄熱式自動販売機（いわゆるエコ・ヴェンダー）、蓄熱式冷凍冷蔵ショーケース、省エネ・エアコン、ガス冷房などの普及が求められる[4]。

また、現在の季節別・時間帯別料金制に加えて、一層の負荷平準化を促進する実時間料金制やプライオリティ・サービスなどの革新的料金制も検討される必要がある。実時間料金制とは、現行の季節別・時間帯別料金制をさらに進め、時間帯を 1 時間ごとに展開したもので、若干の予告期間（通常は前日午後）はあるが、そのときの需給関係を反映して、時々刻々と変化した形で提示するものである。また、プライオリティ・サービスとは、品質と価格に関する多様なメニューを提示し、需要家が自ら選択した供給信頼度に応じて負荷を遮断し、料金を割り引くサービスである。低料金を選択した需要家から負荷遮断を行うため、すべての需要家を等しく遮断するよりも効率的な負荷割当となる。

（3）競争導入による機・資材調達

競争導入によるコスト・ダウンとしては、既存電気事業者による機・資材調達における競争入札・海外調達の拡大と電力市場自由化とがある。ここでは前者に関して述べ、後者については次節に譲る。

わが国の電気事業の物的生産性は米国と比べ、総じて上位にあり、両国における供給コストの差は、電気事業は調達する機・資材のコストの差によるところが大きいと考えられる[5]。このため、わが国電気事業の機・資材の調達コストを低減させることは、供給コストを引き下げていく上で重要な意味をもっている。

電気事業者は、一層コスト・ダウンが重要な経営課題となった 1993 年以降、競争発注を 50%にまで高める目標を掲げるとともに、様々な取り組みを展開してきた。取り組みの中

で注目されるのが海外調達で、年間機・資材契約額に占める割合は未だにわずかに過ぎないが、世界市場から最も安く良質な製品を調達可能であることから、有力なコスト削減策となっている。今後は、ＩＴの活用により、e-マーケットプレースを構築し、グローバル・レベルで機・資材を調達する動きが具体化してこよう。また、新たな試みとしては、機・資材調達におけるサプライ・チェーン・マネジメント（ＳＣＭ）方式の導入も進んでいる。これは、米国で盛んに導入されている手法で、部品調達、製品製造、物流、在庫、建設、保守等の製品の流れを詳細に分析し、また制約を摘出し、機・資材調達プロセスの各段階を部分最適から全体最適になるよう改善していくものである。

５．電力市場自由化

４節で述べた供給コストの低減策は、主として従来の電気事業によって採用される方策であるが、最近は経済分野の規制緩和の流れの中で、電力市場に競争を導入することで、供給コストを引き下げていこうとする動きがますます一般的になってきている。

（１）わが国の電力市場自由化

わが国では、1996年度以来新規電源の調達に際して競争入札制度（卸入札制度）が導入されたが、1997年７月には電気事業審議会に基本政策部会が設立され、電力市場へのさらなる競争導入を目指し、供給制度全般の見直しを行うこととなった。同部会に対する諮問文は、「平成13年（2001年）までに国際的に遜色のないコスト水準を目指し、わが国電力のコストを中長期的に低減する基盤の確立を図るため、今後の電気事業はいかにあるべきか」というものであり、海外の制度改革を踏まえた供給制度全般の見直しを行うこととなった。

基本政策部会の下に設置された基本政策小委員会では、新規電源の調達に関して導入された競争入札の拡大とそれに関連する区分経理などの検討を行い、1997 年 12 月に中間報告が提出されている[6]。中間報告では、新しい卸供給入札制度として次のような提言を行っている。まず、入札対象をすべての火力電源に拡大する。また、開発期間が 10 年未満の短期電源入札制度と 10 年以上の長期電源入札制度の２本立てとし、長期電源入札には電気事業も入札に参加する。電気事業が自ら応札し落札した電源については、公正な競争を確保するため、営業費およびレート・ベースからはずし、総括原価上、落札価格で織り込む。また、電力会社の会計全体から落札電源を区分経理する。長期電源入札では、技術的信頼性、運転開始時期の調整、需給運用の弾力性などの応札条件を設定し、非価格要素（需給

運用の弾力性、用地確保・燃料調達の確実性、環境特性）を加えた評価を行う。

入札の評価や落札者の決定は中間報告をガイドラインとし電力会社が自ら作成した実施要領に基づき行うが、入札手続きの透明性確保のため、中立的機関によるチェックを実施する。基本政策小委員会の中間報告では、運転開始時期の調整を３年以内まで可能としていたが、1999年１月の基本政策部会報告で部分自由化が示され、一般電気事業者にとっての将来需要の不透明性が増したことにより、これを５年以内に改めることとなった。

また、基本政策部会は、小売自由化に関する検討を行い1998年５月に、わが国の供給システムのあり方についてのとりまとめを行ったが、大口需要家を対象に系統の開放を行う方向（部分自由化）が示された。1999年１月には基本政策部会の報告書が提出され、これに基づき同年５月に電気事業法が改正され2000年３月より実施された。これにより、系統開放は２万Ｖ特別高圧系統以上で2,000kW以上の需要家が自由化の対象となった。自由化部門の需要家への供給のあり方としては、供給義務、料金規制および参入規制は課さない。新規参入の事業者は特定規模電気事業と呼ばれ、届出制が採用される。供給事業者の選択が可能となる需要家（有資格需要家）が既存の電気事業者や新規参入事業者との交渉が不成立に終ったり、これら事業者との契約が終了しまたは中途解約され、万一どこからも電力の供給を受けられない事態が生じる場合には、既存の電気事業は当該需要家に最終保障としての供給を行う。その際、料金は届出制であるが、行政による変更命令権は留保されることとなった。

託送については、託送ルールを省令として定め、これに基づき電気事業者により作成される託送約款は届出制とされたが、行政による変更命令権が留保される。また、既存の電気事業者による特定規模電気事業に対するバック・アップのための約款も届出制で行政による変更命令権が留保されることとなった。既存の電気事業者が有資格需要家と締結する標準的料金メニューについては、電気事業者が自主的に公表する。

わが国における小売自由化が部分的なものにとどまった理由としては、エネルギー・セキュリティー、供給信頼度およびユニバーサル・サービスの確保や環境保全と競争導入との両立があげられた。このため、振替供給約款に盛り込み託送利用者が従うべき内容として、給電計画の提出に関する事項、同時同量に関する事項、事故・緊急時における優先的指令に関する事項、水力・原子力などの供給確保に関する事項が定められる。また、部分自由化の成果の検証については、制度開始後概ね３年を目処に行われることとなった。

おわりに

国際的に割高なわが国の電気料金を引き下げていくためには、競争導入が可能な分野においては積極的に競争導入を行っていくことが必要である。電気事業が機・資材を調達する際には、競争入札を大幅に拡大すること、とりわけ円高のメリットを活用した海外調達の一層の拡大が求められる。さらに、発電・小売市場の自由化による効率化も進めていく必要がある。さらなる自由化措置に関しては、自由化対象需要家の拡大、短期の市場の設立、また垂直統合の一層の分離の可否についての検討がなされる必要があろう。

同時に注目されなくてはならないのは、独占分野にとどまる流通部門のコスト増と供給コストを高くしている負荷率の悪さである。流通部門のコストダウンのためには、信頼度向上とコスト増とのトレード・オフの関係が解決されなくてはならない。規制緩和の流れの中で、産業は厳しい競争に直面しており、今後は信頼度の一層の向上よりもコストの低減が求められていると言える。そのためには、工事認可や技術基準などに関する規制緩和や高い品質を要求してきた機器仕様書の見直し、さらには中長期的な観点からの効率的な設備形成などが求められる。

最後に負荷平準化については、畜熱調整契約や計画調整契約の拡大、ガス冷房の普及等に加えて、実時間料金制やプライオリティ・サービスなどの一層の負荷平準化に資する革新的な料金制の導入が求められる。

（参考文献）

海外電力（2000）、「海外電気事業統計 2000 年版」。

北村美香・筒井美樹（1998）、「日米電気事業の生産性総合評価」、電力中央研究所報告　Y97014。

電気事業審議会基本政策部会電力負荷平準化対策検討小委員会中間報告（1997）。

電気事業審議会基本政策部会電力流通設備検討小委員会中間報告（1997）。

電気事業審議会基本政策部会報告（1999）。

電気事業連合会（2000）、「電気事業連合会データベース」。

電気事業連合会（2000）、「電気事業における環境行動計画」。

矢島正之（1992）、『電気料金』（山谷修作編「現代日本の公共料金」）、電力新報社。

矢島正之（1999）、「世界の電力ビッグバン」、東洋経済新報社。

矢島正之（1998）、「電力改革」、東洋経済新報社。

Electricity Association (1994,1999), “International Electricity Prices 1994,1999.”

Opri Datapick(2000).

OECD(1999),”OECD Environmental Data Compedium 1999.”

OECD(1995-1997),”OECD Energy Balances 1995-1999.”

（注）

[1] わが国における電力コストに占める資本費関連コストに占めるシェアが大きい理由の一つとして、米国と比べわが国では購入電力のシェアが小さいことも挙げられる。米国におけるように卸売の取引が活発となり、自社で発電するより他社から購入する比率が高まるほど、発電のために必要な設備に係る費用は購入電力費に含まれるようになる。

[2] 電気事業審議会基本政策部会電力流通設備検討小委員会（1997）

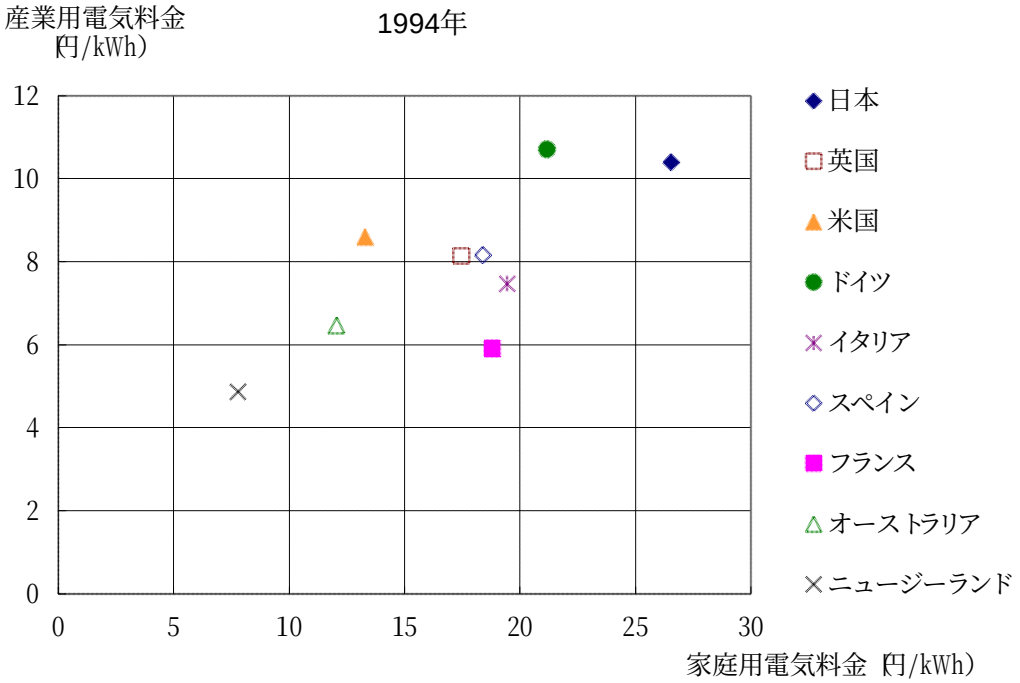
[3] 同上

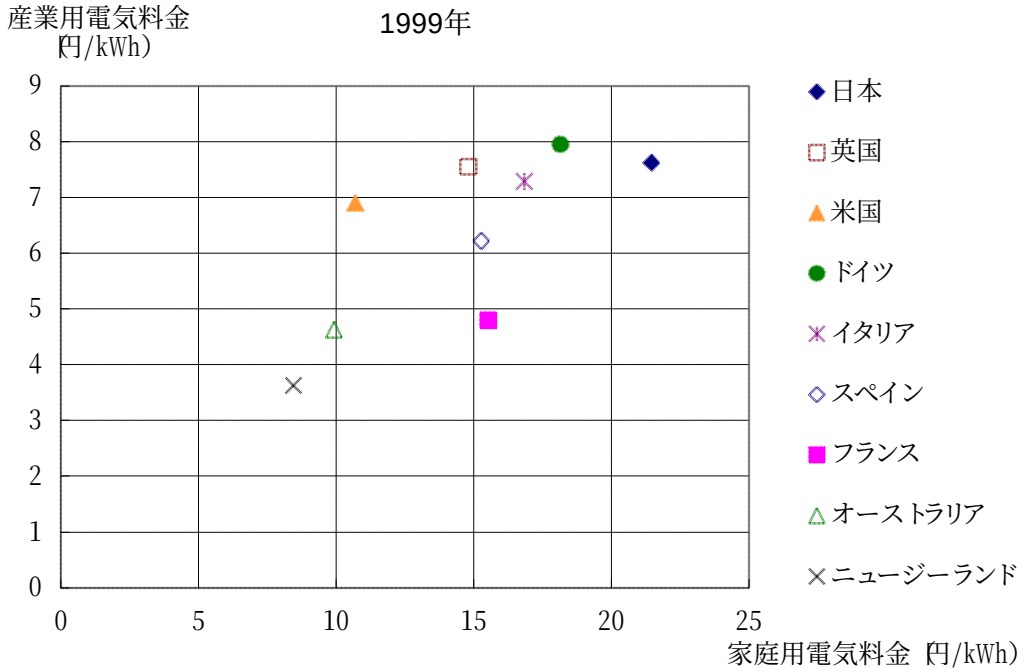
[4] 電気事業審議会基本政策部会負荷平準化検討小委員会（1997）

[5] 北村・筒井（1998）によれば、わが国電気事業の生産性は、総じて米国よりも優位にあるものの、部門別に見たとき、送電部門ではわが国では過大投資、米国では過小投資との結果を得ている。これは、わが国において大型電源の遠隔化や高い供給信頼度の維持と関連していると考えられる。

[6] 1996 年度から導入された従来の卸入札制度は、基本的に新規の中小火力電源を電気事業者の任意により競争入札により調達するものであった。

図６－１　電気料金の国際比較（為替レートベース）

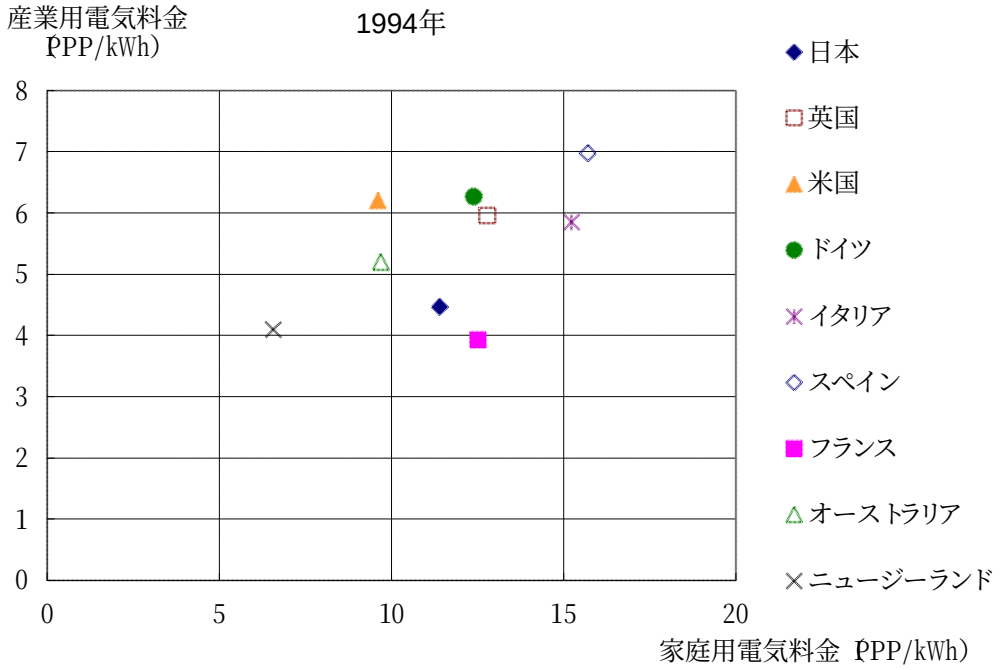


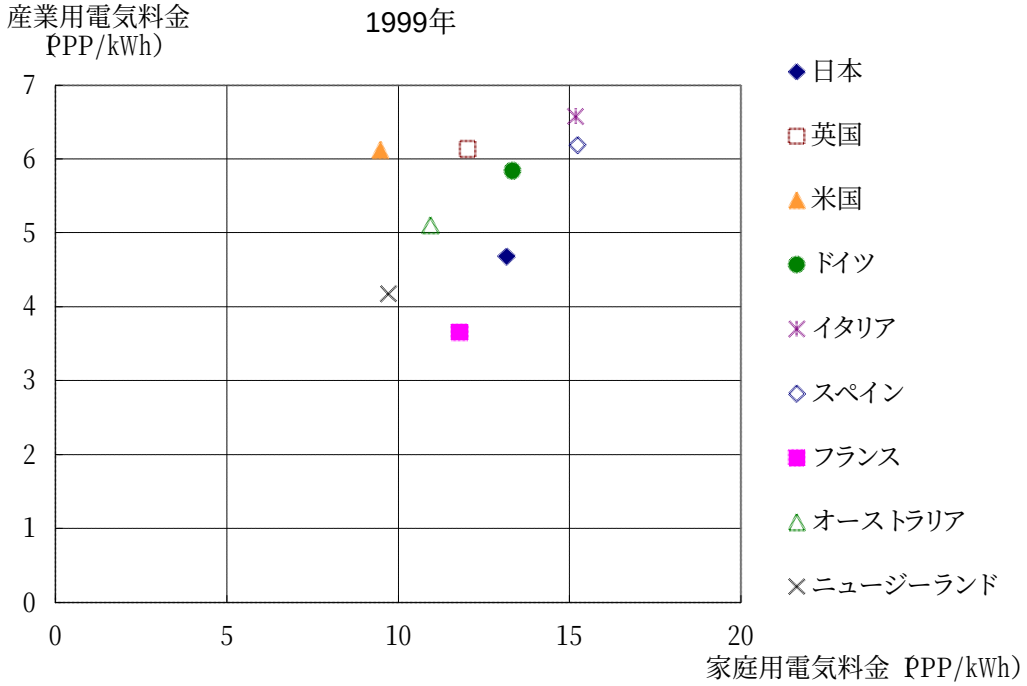


（注）家庭用需要家は年間需要3,300kWh、**産業用は契約電力**10,000kW、**負荷率**60%**のモデル需要家の料金**。

（出所）International Electricity Prices 1994, 1999 (Electric Association, 1994, 1999)

図６－２　電気料金の国際比較（購買力平価ベース）





（注）需要家カテゴリーは図6-1に同じ。
（出所）図6-1に同じ

表６－３　販売電力量当たりの費用項目別コスト構成の日米比較（1998 年）

1998年 為替レート130.9円	日本(円/kWh)	構成比	米国(円/kWh)	構成比	倍率 (日/米)
料金収入	19.22	100.00%	8.93	100.00%	2.15
人件費	2.42	12.58%	0.78	8.77%	3.09
燃料費	2.01	10.45%	1.36	15.23%	1.48
修繕費	2.24	11.68%	0.39	4.35%	5.78
購入電力料	2.17	11.30%	1.84	20.59%	1.18
減価償却費	3.72	19.35%	1.00	11.24%	3.71
その他費用	3.41	17.74%	1.03	11.58%	3.30
公租公課	1.21	6.29%	1.10	12.32%	1.10
小計	17.18	89.38%	7.51	84.08%	2.29
利益	2.04	10.62%	1.42	15.92%	1.44
(支払利息)	1.63	8.46%	0.58	6.53%	2.79

（出所）Opri Datapik（2000年）および電気事業便覧
データベース（2000年）より電力中央研究所が加工作成

表６－４　販売電力量当たりの部門別営業コスト構成の日米比較（1998 年）

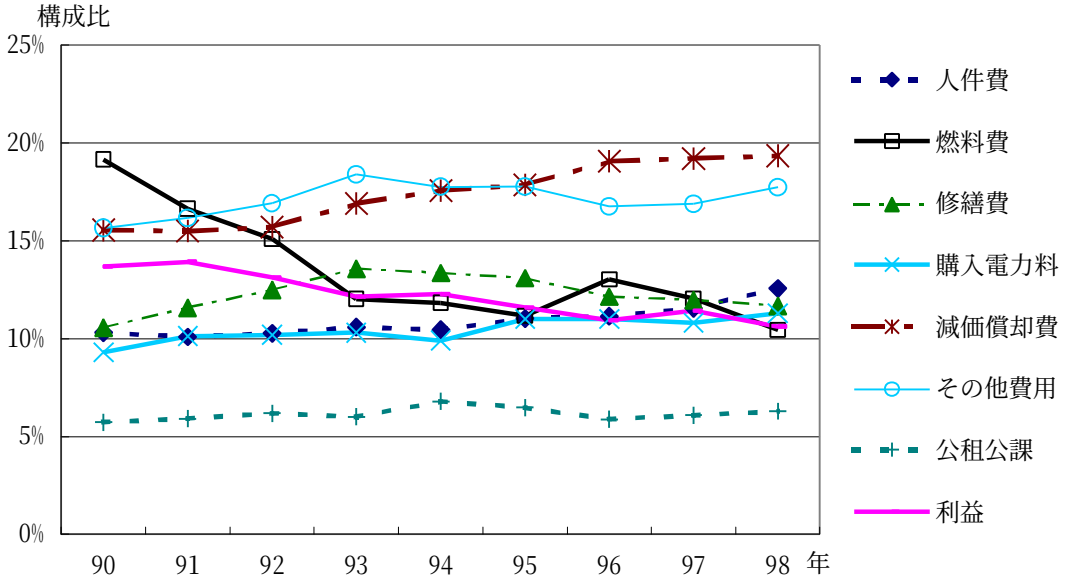
1998年 為替レート130.9円	日本	構成比	米国	構成比	倍率 (日/米)
発電費	8.90	53.42%	4.61	61.42%	1.93
流通費	4.19	25.16%	0.73	9.75%	5.72
販売費	0.72	4.33%	0.31	4.07%	2.36
一般管理費	2.14	12.84%	0.63	8.43%	3.38
小計	15.94	95.75%	6.28	83.67%	2.54
その他費用	0.00	0.01%	0.13	1.67%	0.01
税金等	0.71	4.25%	1.10	14.65%	0.64
合計	16.65	100.00%	7.51	100.00%	2.22

（注）1. 表6-3のその他費用には非営業費用も含む。
2. 表6-3の公租公課は事業税、固定資産税および法人税などで、表6-4の税金等は電源開発税、事業税などで構成される。
3. 米国企業は垂直統合企業36社平均
4. データの制約上、日本は年度、米国は暦年データ。

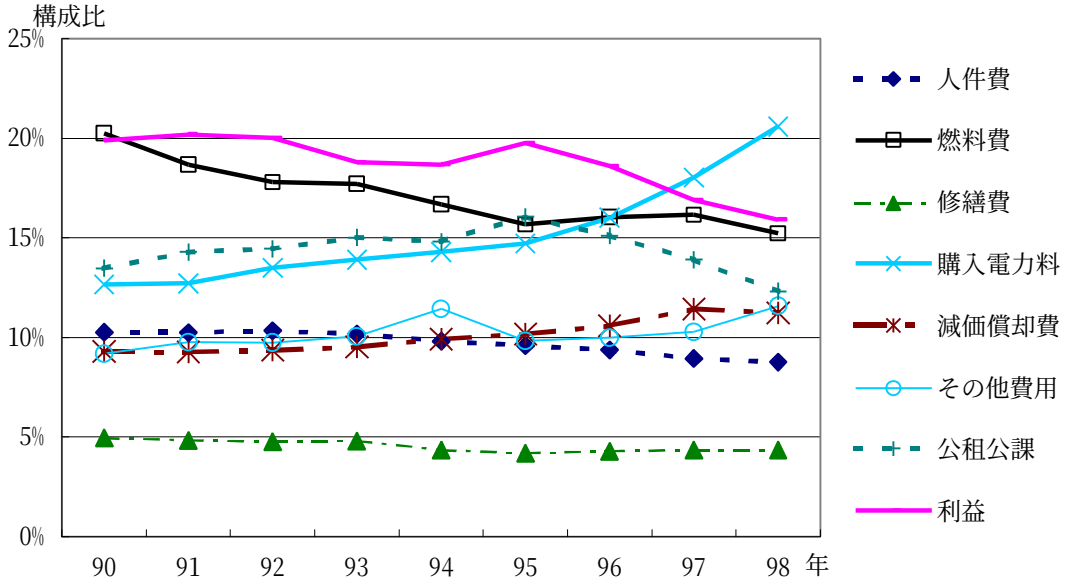
（出所）表6-3に同じ

図６－５　販売電力量当たり費用項目別コスト構成の推移

①　日　本



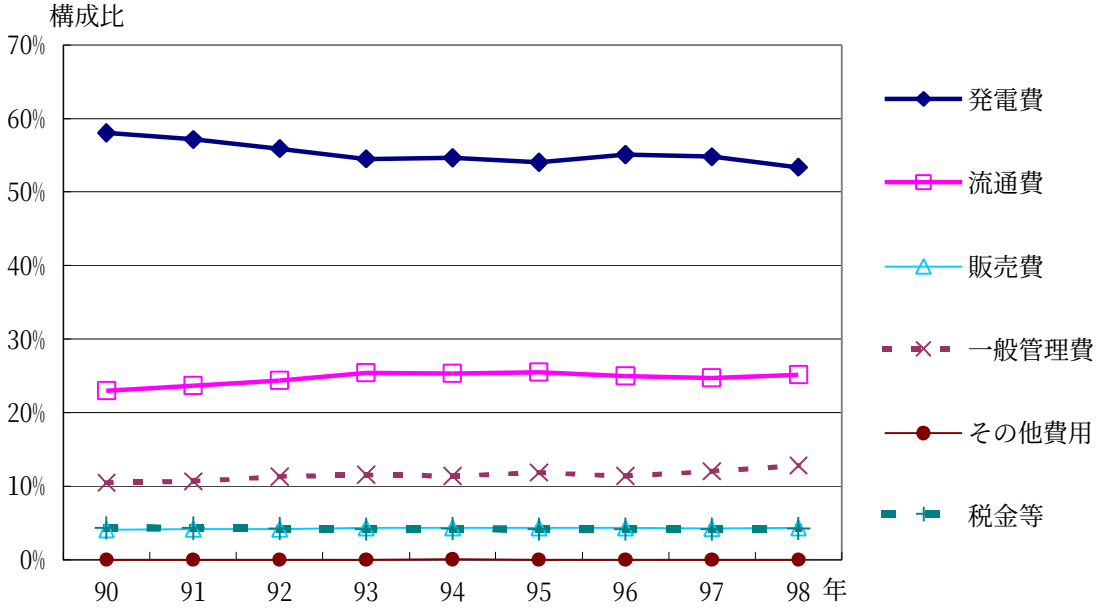
②　米　国



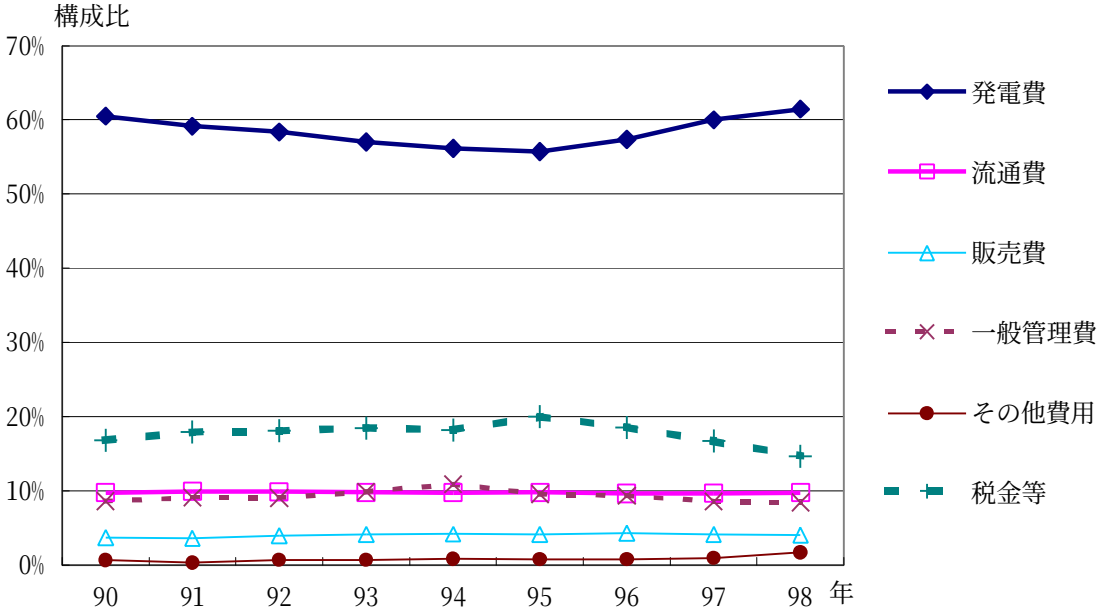
（出所）表6-3に同じ

図６－６　販売電力量当たり部門別営業コスト構成の推移

①　日　本

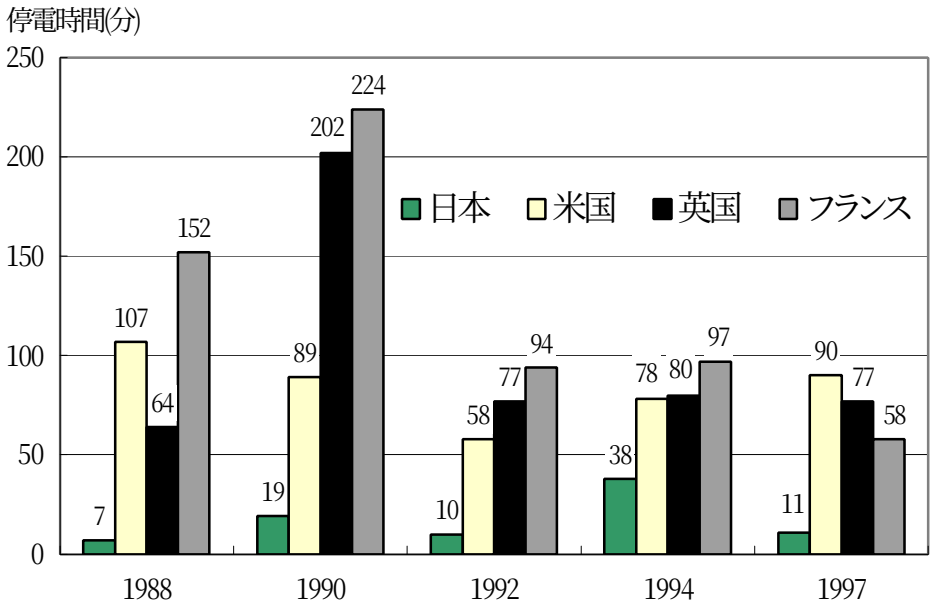


②　米　国



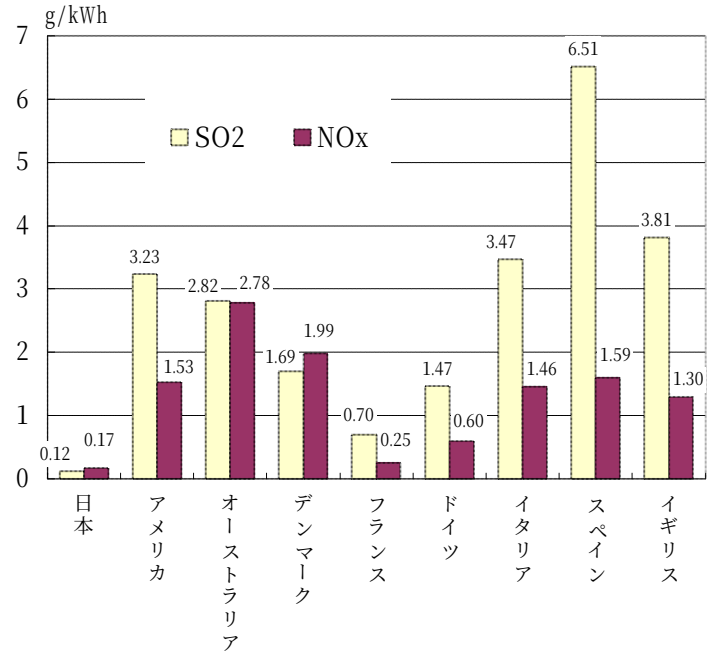
（出所）表6-3に同じ

図６－７　各国における停電時間



（注）　1. 日本の1988年と1990年は９電力計（沖縄を除く一般電気事業者）。
　　2. 日本の1994年は阪神大震災があり、災害停電を除くと8分／年となる。
（出所）電気事業連合会ホームページ

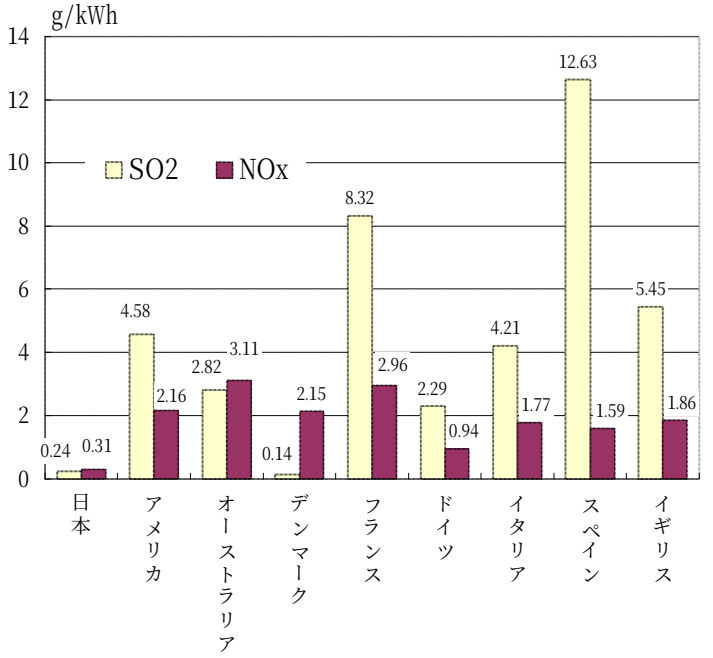
図６－８　全発電所の発電量当たり SO_2、NO_x 排出量の国際比較



（注）　日本、アメリカ、デンマーク、ドイツは97年、オーストラリア、フランス、イギリスは96年、イタリア、スペインは95年データ。

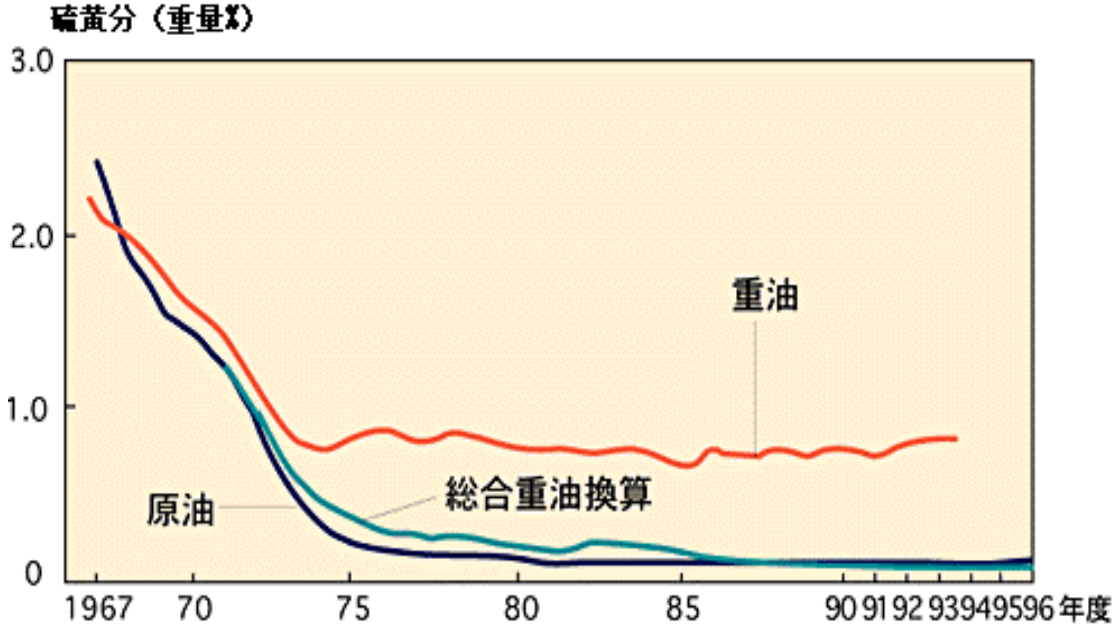
（出所）OECD Environmental Data Compendium 1999、OECD Energy Balances（1995-1997）より試算。
日本のデータは電気事業連合会調べ（電事連ホームページ）

図６－９　火力発電所の発電量当たり SO_2、NO_x 排出量の国際比較



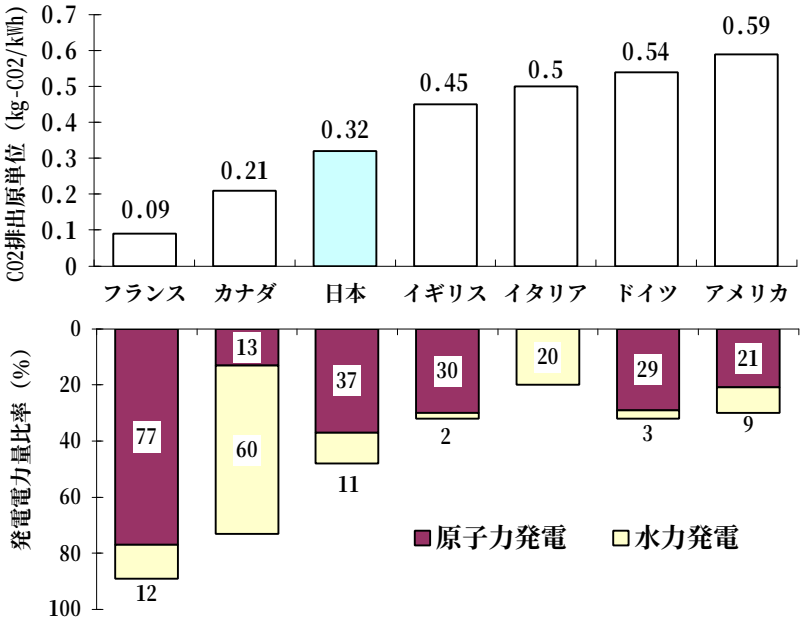
（注）図6-8に同じ
（出所）図6-8に同じ

図６－10　燃料中の硫黄分の推移（９電力）



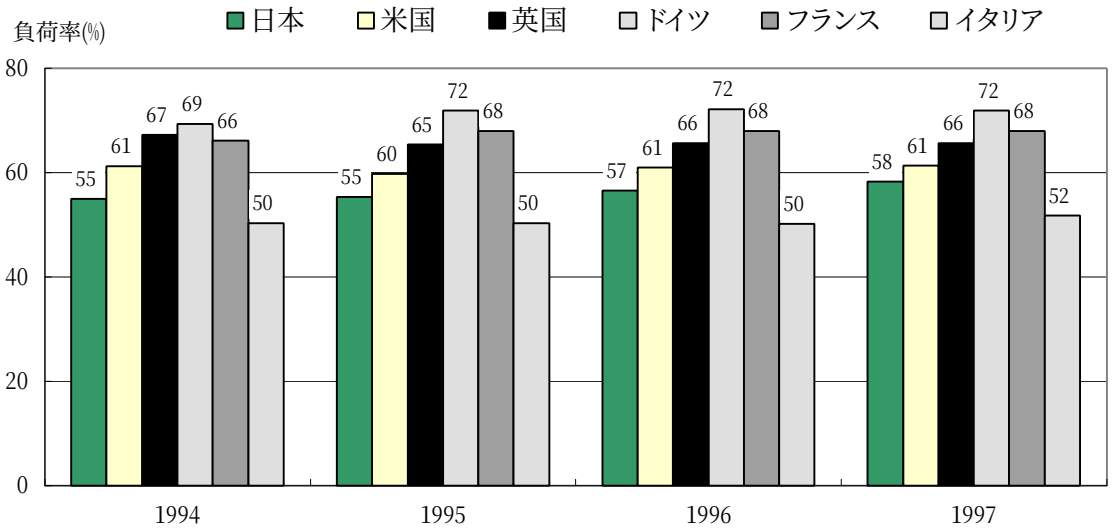
（注）総合重油換算のうち1974年度以降は排脱後の数値
（出所）電気事業連合会ホームページ（1996年度実績）

図６－11　各国の発電端 CO_2 排出原単位（1998 年）



（出所）　電気事業における環境行動計画（電気事業連合会, 2000）

図６－12　各国における負荷率の推移



（出所）海外電力調査会（2000年）「海外電気事業統計2000年版」