

JAERI-Research  
99-015



JP9950122



# 我が国における二酸化炭素削減戦略と 原子力の役割

1999年3月

佐藤 治・下田 誠・立松研二・田所啓弘

日本原子力研究所  
Japan Atomic Energy Research Institute

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。  
入手の問合せは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-1195 茨城県那珂  
郡東海村）あて、お申し越しください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料セン  
ター（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費領布をお  
こなっております。

This report is issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Research Information  
Division, Department of Intellectual Resources, Japan Atomic Energy Research Institute,  
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken, 319-1195, Japan.

© Japan Atomic Energy Research Institute, 1999

編集兼発行 日本原子力研究所

## 我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割

日本原子力研究所東海研究所エネルギーシステム研究部

佐藤 治・下田 誠・立松 研二・田所 啓弘

(1999年1月28日受理)

我が国の長期エネルギー系統を対象に二酸化炭素の排出削減ポテンシャルと費用に関する分析を行った。分析には、国際エネルギー機関（IEA）・エネルギー技術システム解析プログラム（ET SAP）の下で共同開発したMARKALモデルを利用した。分析対象期間を1990年から2050年までとし、今後の経済成長を仮定してエネルギーサービス需要を設定した。また、化石燃料の価格と入手可能量、原子力及び自然エネルギーの利用可能量などを仮定した。これらの前提条件の下で、原子力利用の有無、二酸化炭素回収・投棄の有無、天然ガスの利用可能規模をパラメータとした複数のエネルギー需給シナリオを作成し、二酸化炭素の排出量と費用を比較検討した。その結果、原子力利用がない場合には石炭への依存が増大して二酸化炭素の排出抑制が困難である、回収・投棄は排出削減に有効であるが、原子力利用に比べて大きな費用負担を伴う、天然ガスの利用拡大のみでは二酸化炭素を十分抑制できないなどの所見を得た。

CO<sub>2</sub> Emission Reduction Strategy and Roles of Nuclear Energy in Japan

Osamu SATO, Makoto SHIMODA, Kenji TATEMATSU and Yoshihiro TADOKORO

Department of Nuclear Energy System  
Tokai Research Establishment  
Japan Atomic Energy Research Institute  
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received January 28, 1999)

An analysis was made on the potential and cost of reducing carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions from Japan's long-term energy systems by using the MARKAL model, developed in the Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) of International Energy Agency (IEA). Assuming future growths of GDP, the demand for energy services was estimated for the analytical time horizon 1990-2050. Assumptions were made also on prices and availability of fossil fuels, and on availability of nuclear and renewable energy. CO<sub>2</sub> emissions and system costs were compared between energy demand and supply scenarios defined with different assumptions on nuclear energy, a CO<sub>2</sub> disposal option, and natural gas imports. Main results were as follows. Without nuclear energy, the CO<sub>2</sub> emissions will hardly be reduced because of the increases of coal utilization. CO<sub>2</sub> disposal will be effective in reducing the emissions, however at much higher costs than the case with nuclear energy. The expansion of natural gas imports alone will not reduce the emissions at enough low levels.

Keywords: Energy System, Carbon Dioxide, Cost, MARKAL Model, Fossil Fuels, Nuclear Energy, Renewable Energy

## 目 次

1.はじめに .....	1
2.気候変動問題とエネルギー需給 .....	2
2.1 気候変動問題の概要 .....	2
2.1.1 気候変動のメカニズム .....	2
2.1.2 国際的な取り組み .....	3
2.2 エネルギー需給の現状と展望 .....	11
2.2.1 世界のエネルギー需給 .....	11
2.2.2 日本のエネルギー需給 .....	12
2.2.3 世界の長期需給見通し .....	13
3.原子力の長期的役割に関する分析 .....	26
3.1 背景 .....	26
3.2 分析方法と前提条件 .....	27
3.2.1 分析の方法 .....	27
3.2.2 前提条件 .....	29
3.2.3 エネルギーシステムのモデル化 .....	33
3.2.4 分析ケース .....	35
3.3 エネルギー需給シナリオ .....	51
3.3.1 基本ケース .....	51
3.3.2 CO <sub>2</sub> 回収・投棄ケース .....	55
3.3.3 天然ガス拡大ケース .....	56
3.4 CO <sub>2</sub> 排出量と削減費用 .....	72
3.4.1 排出削減可能量 .....	72
3.4.2 対策別の寄与 .....	73
3.4.3 部門別排出量 .....	74
3.4.4 排出削減の費用 .....	74
3.5 まとめと考察 .....	81
3.5.1 結果のまとめ .....	81
3.5.2 考察 .....	82
4.おわりに .....	86
謝辞 .....	86
参考文献 .....	87
付録 エネルギー需給シナリオと二酸化炭素排出量 .....	88

## Contents

1. Introduction .....	1
2. Climate Change and Energy Demand and Supply.....	2
2.1 Outline of Climate Change Problem .....	2
2.1.1 Mechanism of Climate Change .....	2
2.1.2 International Cooperative Actions .....	3
2.2 Present Status and Prospect of Energy Demand and Supply .....	11
2.2.1 World Energy Demand and Supply .....	11
2.2.2 Japan's Energy Demand and Supply .....	12
2.2.3 Long-term Projection of World Energy Demand and Supply .....	13
3. Analysis on Roles of Nuclear Energy .....	26
3.1 Background .....	26
3.2 Method and Assumptions .....	27
3.2.1 Analytical Method .....	27
3.2.2 Assumptions .....	29
3.2.3 Modelling of Energy Systems .....	33
3.2.4 Analytical Cases .....	35
3.3 Energy Demand and Supply Scenarios .....	51
3.3.1 Basic Cases .....	51
3.3.2 CO <sub>2</sub> Disposal Cases .....	55
3.3.3 Natural Gas Expansion Cases .....	56
3.4 CO <sub>2</sub> Emission Reduction and Its Costs .....	72
3.4.1 Amount of Emission Reduction .....	72
3.4.2 Contribution by Individual Methods .....	73
3.4.3 Sectorial Emissions .....	74
3.4.4 Costs of Emission Reduction .....	74
3.5 Summary and Discussion .....	81
3.5.1 Summary of Results .....	81
3.5.2 Discussion .....	82
4. Concluding Remarks .....	86
Acknowledgement .....	86
References .....	87
Appendix : Energy Demand and Supply Scenarios and CO <sub>2</sub> Emissions .....	88

## 1. はじめに

今世紀、とりわけ第2次世界大戦後の急速な経済成長によって、いわゆる先進諸国は物質的に豊かな社会を築き上げたが、それと同時に、化石燃料の大量消費を通じてさまざまな環境問題を引き起こしてきた。初期の環境問題は、過密な重化学工業地域におけるローカルな大気汚染が中心であった。排煙対策の推進や立地の分散化によって、少なくとも先進諸国においてはこの問題は概ね解消している。

しかし、化石燃料の消費量が増大する中で、より広域的な大気汚染による酸性雨問題が欧州と北米で深刻化した。酸性雨問題は、大気汚染の加害者と被害者の間に始めて国際的な拡がりをもたらすこととなった。現在では、先進諸国を中心に必要な対策が実施され、被害の拡大防止ないしは被害の回復のための措置が施されている。

二酸化炭素（以下  $\text{CO}_2$ ）等の温室効果ガスの人為的排出に起因すると判断されている気候変動問題は、これらに比べてはるかに大規模で、対応の困難な問題である。程度の差はある、地球上のすべての国と人々がその加害者であり、同時に潜在的な被害者でもある。しかも、 $\text{CO}_2$  の発生源である化石燃料は、これまでの工業文明の発展を支えてきたエネルギー源である。この問題に対応するためには、今後のエネルギー利用のあり方について、根本から見直す必要がある。

気候変動問題に対応するため、気候変動に関する国連枠組条約が締結され、昨年 12 月の温暖化防止京都会議では 2010 年を目指とした温室効果ガス排出削減目標を盛り込んだ京都議定書が採択された。しかし、気候変動問題への対応は 100 年単位の時間的視野で取り組むべき課題であり、これはまさに取り組みの第一歩と言うべきものである。今後の課題として、温室効果ガスの排出を超長期にわたって確実に削減できるエネルギー戦略の構築が必要とされている。

原研においては、20 年余り前からエネルギーシステムに関する研究が行われてきた。この研究は、システム解析の理論を応用して現実のシステムを模擬したモデルを作り、これを用いてエネルギー問題の検討を行うものである。当初は、新型炉と核燃料サイクルシステムを研究の主要な対象としていたが、その後エネルギーシステム全体を取り扱う研究に発展してきた。現在では、原子力の長期的な役割に関する研究と、将来型炉・燃料サイクルシステムの研究を二つの柱としている。

このうち、原子力の長期的な役割に関する研究は、経済協力開発機構（OECD）・国際エネルギー機関（IEA）の下で進められているエネルギー技術システム解析プログラム（ETSAP）の研究成果を基盤として、進めているものである。ETSAP は、もともと石油危機を契機として、石油代替エネルギーの開発計画を検討するために開始されたものである。その後、エネルギー環境問題への対応が重要課題となる中で、酸性雨ガスの削減方策、さらに  $\text{CO}_2$  等の温室効果ガスの削減方策の検討へと発展してきている。

原研では、ETSAP 国際協力研究の中で共同開発したエネルギーシステムの最適化分析モデル MARKAL、並びにこれまでの分析を通じて蓄積されたエネルギー技術の特性に関するデータベースを活用して、我が国における 2050 年までの  $\text{CO}_2$  排出削減戦略と原子力利用の長期的な役割について分析を行った。本報告書は、この分析の方法と結果をまとめたものである。

構成としては、第 2 章で気候変動問題の概要及びエネルギー需給の現状と展望について解説し、第 3 章において上記の分析に関する主要な前提条件、分析結果、及び所見をとりまとめた。なお、分析の第一段階であるエネルギーシステムのモデル化に関しては詳細な報告書を別途作成することとし、ここでは概要を述べるに留めた。

## 2. 気候変動問題とエネルギー需給

### 2.1 気候変動問題の概要

#### 2.1.1 気候変動のメカニズム

惑星の表面温度は、基本的には簡単な原理に基づいて決まっている。図 2.1 に示すように、惑星近傍における太陽放射を  $J_0$  とする。このうち一定部分が惑星の表面で反射され、惑星を暖めるのに役立つ入射エネルギーは  $J_1$  ( $= (1-a) J_0$ ,  $a$  はアルベド) となる。惑星が一定温度、つまり外部との間で放射平衡にあるためには、惑星表面から外部への放射  $J_2$  が入射エネルギー  $J_1$  と釣り合っている必要がある。そこで、惑星の断面積と表面積の大きさの関係から、 $J_2 = J_1 / 4$  となる。そして、この外部放射を行う物体の表面温度は、ステファン・ボルツマンの法則から、 $T = (J_2 / \sigma)^{1/4}$  で表される。ただし、 $\sigma$  はステファン・ボルツマン定数である。

しかしながら、この式を利用して惑星の表面温度を計算した場合、実際よりかなり低い値となる。この違いは、惑星の大気中に含まれている水蒸気、CO<sub>2</sub> 等の温室効果ガスと呼ばれる微量気体の働きによって起こるものである。これらのガスは、波長 0.5 μm を中心とした太陽放射に対してはほとんど透明であるが、表面温度の低い惑星が放射する 5 μm ~ 100 μm の赤外光に対しては強い吸収力をもつ。そして吸収したエネルギーの一部を惑星表面に戻し、それを暖める作用をする。

地球の場合には、実際の地表気温から計算される赤外放射は 390 W/m<sup>2</sup> であり、これは太陽からの入射エネルギーとバランスするための赤外放射 239 W/m<sup>2</sup> よりも 151 W/m<sup>2</sup> だけ大きい。これが、大気中の水蒸気（寄与は約 100 W/m<sup>2</sup>）、CO<sub>2</sub>（同 50 W/m<sup>2</sup>）等によって、地表に戻されるエネルギーである。この作用によって、温室効果ガスがない場合にはマイナス 18 °C となる地表気温が、実際には 15 °C に保たれているわけである。したがって、大気中の CO<sub>2</sub> 濃度と気温との間には深い関係があることが理解できる。

地質時代の大気環境に関する研究によると、過去数億年にわたって地球大気の CO<sub>2</sub> 濃度は 1000 ppm ~ 3000 ppm の範囲にあり、平均気温が 20 °C を超える温暖な時代が続いていた。しかし、約一億年前の白亜紀以降は CO<sub>2</sub> 濃度が下がり、気温も低下してきている。これは大規模な火山噴火の頻度が減り、大気中への CO<sub>2</sub> の放出量が減少したためと考えられている。

現在は、約 1 万年前に終了した Würm 氷期に続く間氷期にある。この間数回に及ぶ気候変動を繰り返したが、最近では 1000 年以上にわたって比較的安定した気候が続いていた。しかし、気象測器による観測時代に入った 19 世紀後半からは、かつてない急速な気温上昇が記録されることとなった。

図 2.2 は過去 100 年余にわたる地表の年平均気温の変化を、北半球、南半球、及び全球平均で示したものである。北半球では年毎の偏差の幅が大きいこと、各年の気温変動に関して北と南の傾向が一致していないことなど、南北間の気温変動のパターンには違いがあるが、長期的には、北、南ともに同じような速度で気温が上昇してきていることが示されている。

一方、この気温上昇の主因とみなされている CO<sub>2</sub> の人為的排出量を示したのが、図 2.3 である。排出量は、特に第 2 次世界大戦以降、液体燃料（石油）消費量の増大によってきわめて急速に増加している。1979 年の第 2 次石油危機以降は排出量が低下しているが、その後再び増加し、現在は 60 億トン（炭素換算）を超えていている。

第 2 次世界大戦以降の急速な増加は、現在の先進国の経済成長によるものである。1980

年以降は、先進国の排出量はわずかな増加に留まっているが、これに対して、近年急成長を続けるアジア発展途上地域の排出が増えている。1980 年から 1994 年の間に世界全体で 9 億トン（炭素換算）の増加があったが、その 8 割以上がアジア諸国によるものである。

こうした CO<sub>2</sub> の人為的排出により、産業革命前には 280 ppm であった大気中の CO<sub>2</sub> 濃度が現在では 360 ppm を超えていることが、観測で明らかになっている。そして、図 2.4 に示すように、この CO<sub>2</sub> 濃度の上昇による温室効果に加えて、火山活動及び太陽活動の影響を考慮すると、過去 100 年間の気温変化がきわめて良く説明できることがモデル分析を通じて示された。

### 2.1.2 國際的な取り組み

温室効果ガスによる温暖化への懸念が高まる中で、1988 年 11 月に「気候変動に関する政府間パネル（IPCC）」が設立され（図 2.5 参照）、その後約 10 年間にわたって、気候変動問題に関連する科学的知見の整理が行われた。まだ、かなりの科学的、技術的不確実性があり、未解明の点も多く残されているが、地球温暖化の因果関係については専門家の間で概ねコンセンサスが成立したように思われる。

IPCC の第 2 次評価報告書<sup>(1)</sup>では、地球の平均地表気温が 19 世紀後半から現在までに 0.3 ~ 0.6 °C 上昇し、これによって海面水位が 10 ~ 25 cm 上昇したと推定されている。また、信頼性の高いデータが揃っている最近 40 年間に対しては、0.2 ~ 0.3 °C の気温上昇と推定されている。

このように、IPCC は既に地球温暖化が起こっており、その影響が表れていると結論づけているが、同時にその主因は人類による温室効果ガスの排出、特に化石燃料の燃焼に伴う CO<sub>2</sub> の排出であると判断している（図 2.6 参照）。

今後、温暖化が進行した場合にどのような影響が表れるかについても、第 2 次報告書で詳細に検討された。例えば、今後 100 年間に 2 °C の温度上昇があった場合、海洋の熱膨張、氷河と氷床の融解の結果、海面水位は 49 cm（不確実性の範囲 20 ~ 86 cm）上昇すると推定されている。そして、海面水位が 1 m 上昇した場合には、表 2.1 に示すような国土の減少が予想され、臨海地域に居住人口の多い国を中心に膨大な人口がその影響を受けるものと考えられている<sup>(2)</sup>。

温暖化の影響は、陸地の減少に留まらない。異常気象の出現頻度の増加、降水量の変化、生態系の変化などの一次的影響に加えて、これらに伴って発生する洪水・高潮、食糧生産への影響、健康被害などの二次的な影響、さらに社会、経済全般への波及的な影響が予想されている。また、こうした影響の深刻さは気温上昇の絶対値ではなく、上昇の速度により強く依存すると考えられている。したがって、気温上昇が不可避であるとしても、自然環境、社会環境が適応可能な速度にそれを制御する必要があるとされている。

IPCC の第 2 次評価においては、温暖化の影響緩和に向けて CO<sub>2</sub> の大気中濃度を安定化させるためには、今後の排出量をどの程度抑制する必要があるかについても検討が行われた。図 2.7 に示すように、例えば CO<sub>2</sub> 濃度の安定化レベルとして産業革命前の約 2 倍相当の 550 ppm を目標する場合には、来世紀末までに排出量をかなり低いレベル（80 億トン程度）で安定化させ、その後急速に減少させる必要があると分析している。

しかし、今後発展途上諸国のエネルギー消費が急速に増加する可能性があることを考慮すると、世界全体の CO<sub>2</sub> 排出量をこのように低い水準で安定化させ、さらに削減していくことはきわめて困難な課題であると言える。先進国の経済的、技術的支援によって、発展途上国が環境と調和した経済発展を維持できるようにする必要があるが、同時に先進国自身が自国の排出量を大幅に削減することが求められている。

IPCC の評価結果を受けて、地球温暖化への対応を目的とした「気候変動に関する国連枠組条約」（図 2.8）が 1992 年に締結され、1994 年 3 月に発効した。その後、1995 年 3 月の第 1 回締約国会議（ベルリン）、1996 年 7 月の第 2 回締約国会議（ジュネーブ）、及びその間におけるアドホック会議等において、2000 年以降の排出削減目標に関する議定書交渉が進められてきた。その結果、昨年 12 月の第 3 回締約国会議（温暖化防止京都会議）において、いわゆる「京都議定書」が成立するに至った。

京都議定書は、図 2.9 に示すように枠組条約附属書 I 諸国（OECD 諸国と東欧圏諸国）を対象とした 2010 年（を中心とした 5 年間）の温室効果ガスの具体的削減目標、排出削減を合理的に行うための国際的メカニズム等を定めたものである。

これによると、日本、米国、及び EU は、2010 年（正確には 2008 年から 2012 年までの年平均）の温室効果ガスの総排出量を 1990 年（代替フロン等については 1995 年）に比べて、それぞれ 6%、7%、及び 8% 削減しなければならない。1990 年以降今日までにエネルギー消費量が既に大幅に増えている日本と米国にとって、これはきわめて厳しい目標であると言える。

この排出削減目標を達成するためには、まずエネルギーの利用を極力減らす必要がある。廉価な石油価格の下で、不必要的エネルギー利用も増えてきており、生活水準の低下を招かない範囲での省エネルギーの余地はかなりある。産業部門についても、加工組立型産業、第 3 次産業への一層のシフトを通じて、エネルギー寡消費型への構造転換が進むことも見通される。しかしながら、産業のソフト化、情報・通信システムの進歩、生活の多様化、人口の高齢化など、エネルギーの中でも特に電力の消費量の増加を促す要因も多く、省エネルギーの強化だけでなく、CO<sub>2</sub> 排出量の少ないエネルギー源への切り替えを行っていくことが不可欠と考えられる。

京都議定書は、温暖化問題への取り組みの第一歩であり、その採択は先進諸国がこの問題に真剣に取り組む姿勢をみせたという点において意義がある。しかし、上記のとおり温暖化問題は本来 100 年単位の時間的視野で取り組んでいくべき課題であり、真に重要なのは短期的な削減目標の如何ではなく、長期的にどのような技術的手段を確保して温室効果ガスの排出を確実に減らしていくかである。

次の節では、この温暖化問題の背景にあるエネルギー需給について、エネルギー統計データ<sup>(3)</sup>に基づいて世界と日本の現状を概観するとともに、世界のエネルギー需給に関する長期見通しの事例、並びに長期見通しにおける課題を検討する。

表 2.1 海面水位が1m上昇した場合の影響

	国土の減少		影響を受ける人口	
	面積 (km <sup>2</sup> )	割合 (%)	万人	割合 (%)
日本	2300	0.6	1540	12
マーシャル諸島	9	80.0	2	100
バングラデシュ	25000	17.4	7100	60
オランダ	2165	5.3	1000	65
ナイジェリア	18600	2.0	320	4
エジプト	5800	0.6	470	9
ポーランド	1700	0.5	24	1
中国	35000	0.4	7200	7
米国	31600	0.3	-	-
インド	5800	0.2	710	1

出所：参考文献(2)

(注：国土の減少割合に関しては原データの一部に不備があると考えられるので、「世界の統計1997年版」（総務庁統計局編）による国土面積を用いて算出した。)

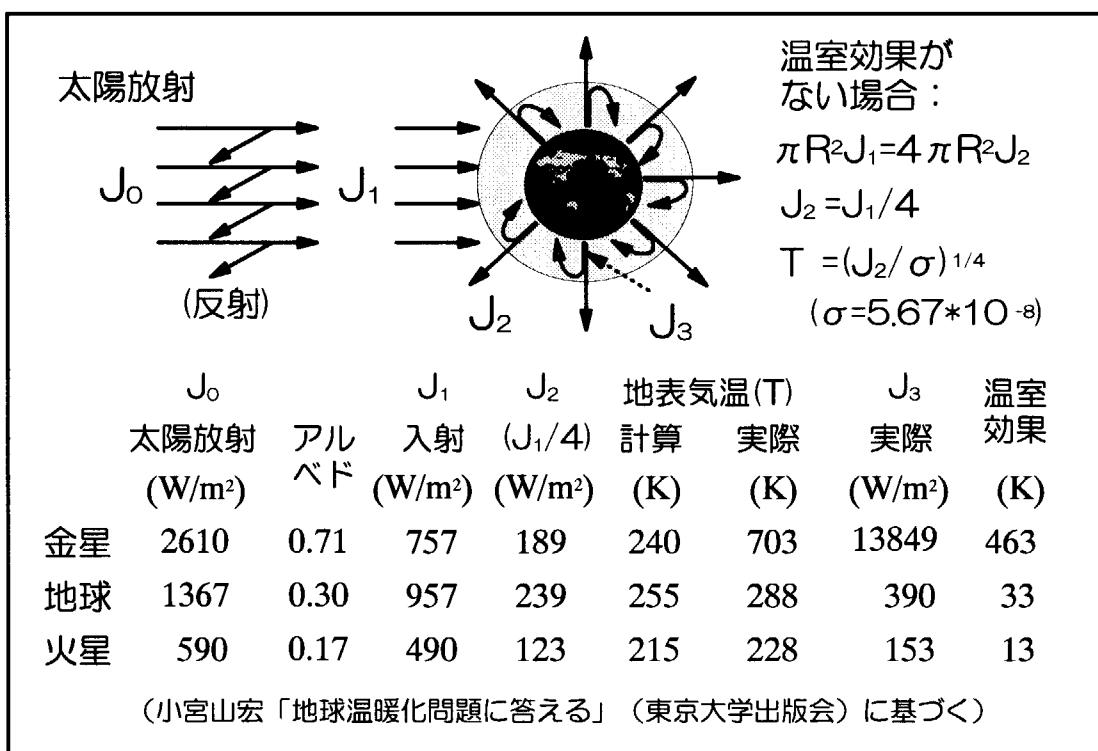


図 2.1 惑星の温室効果

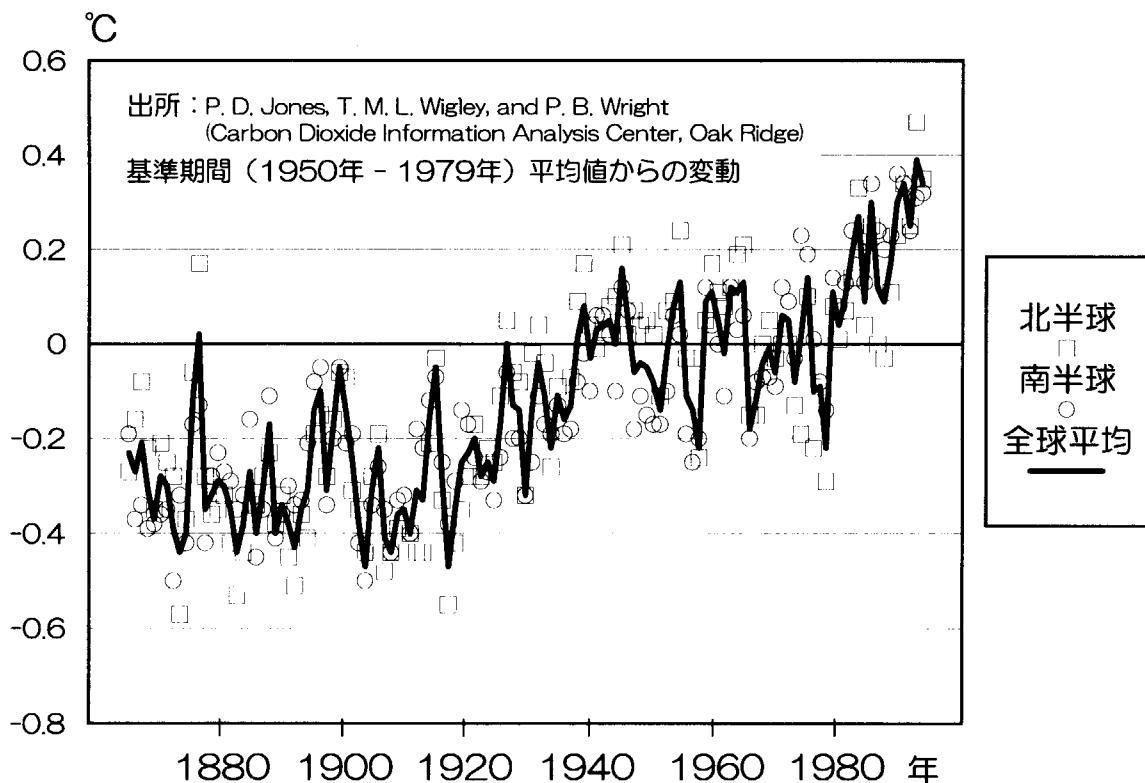


図 2.2 全球平均地上気温の変化

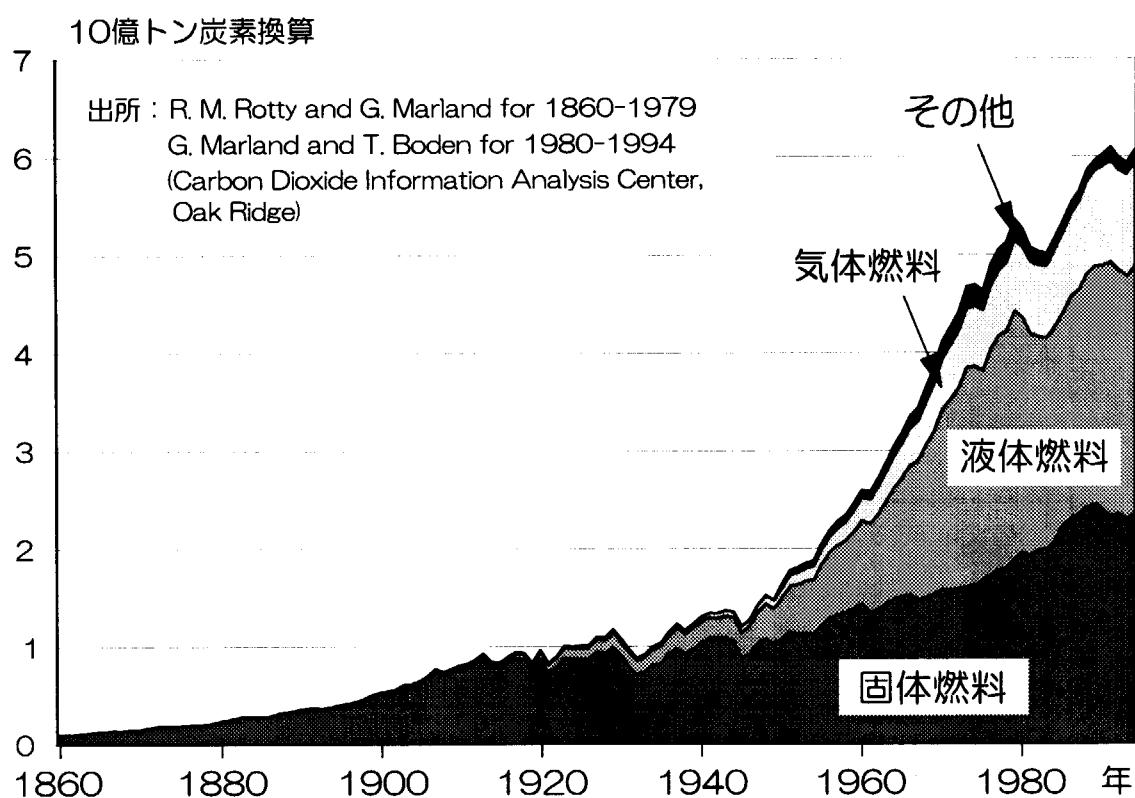


図 2.3 二酸化炭素の人為的排出量

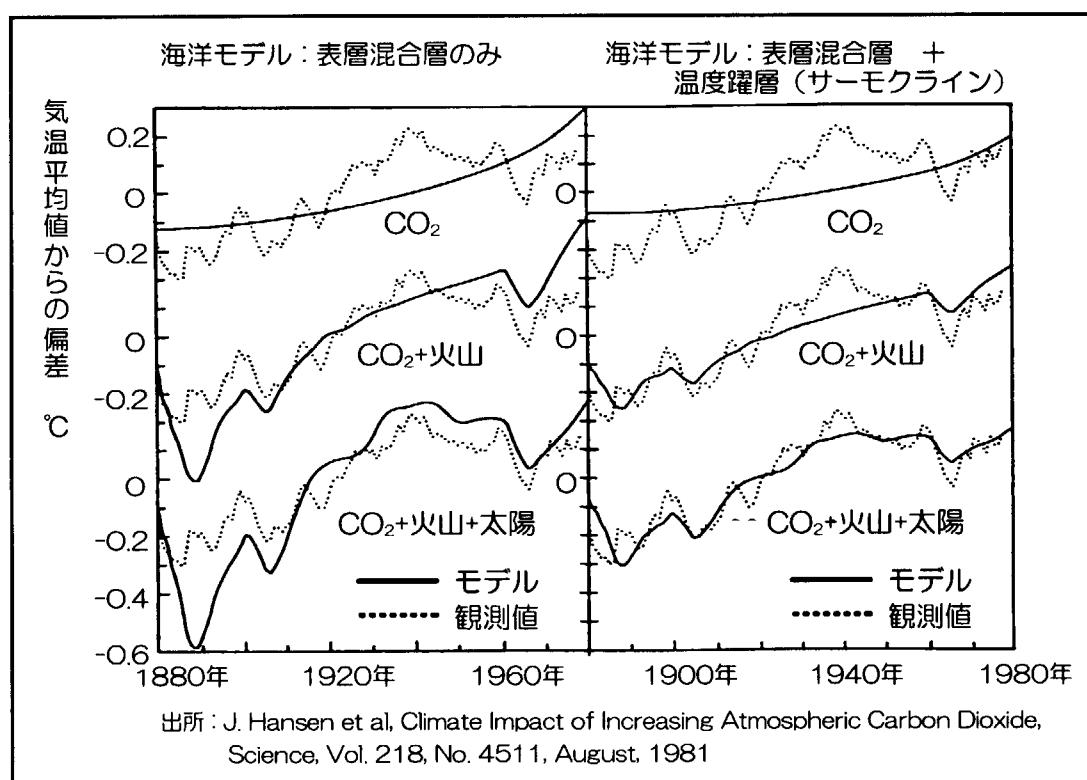


図 2.4 気温変動観測値とモデル計算

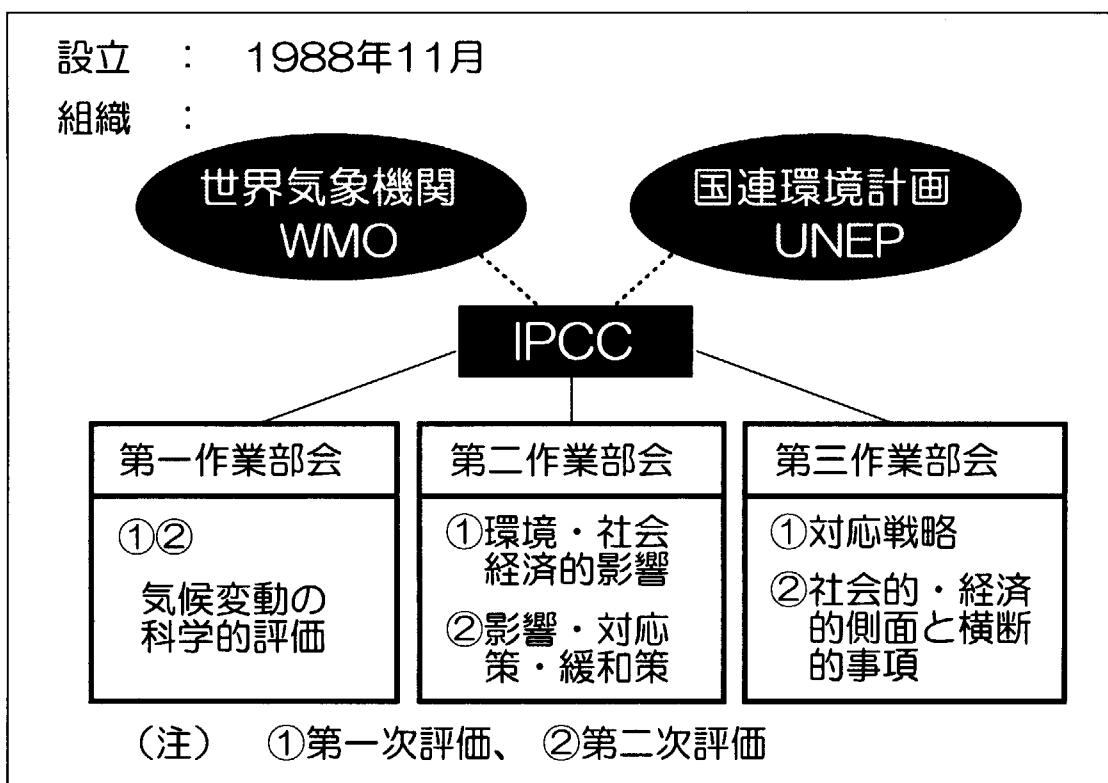


図 2.5 気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の概要

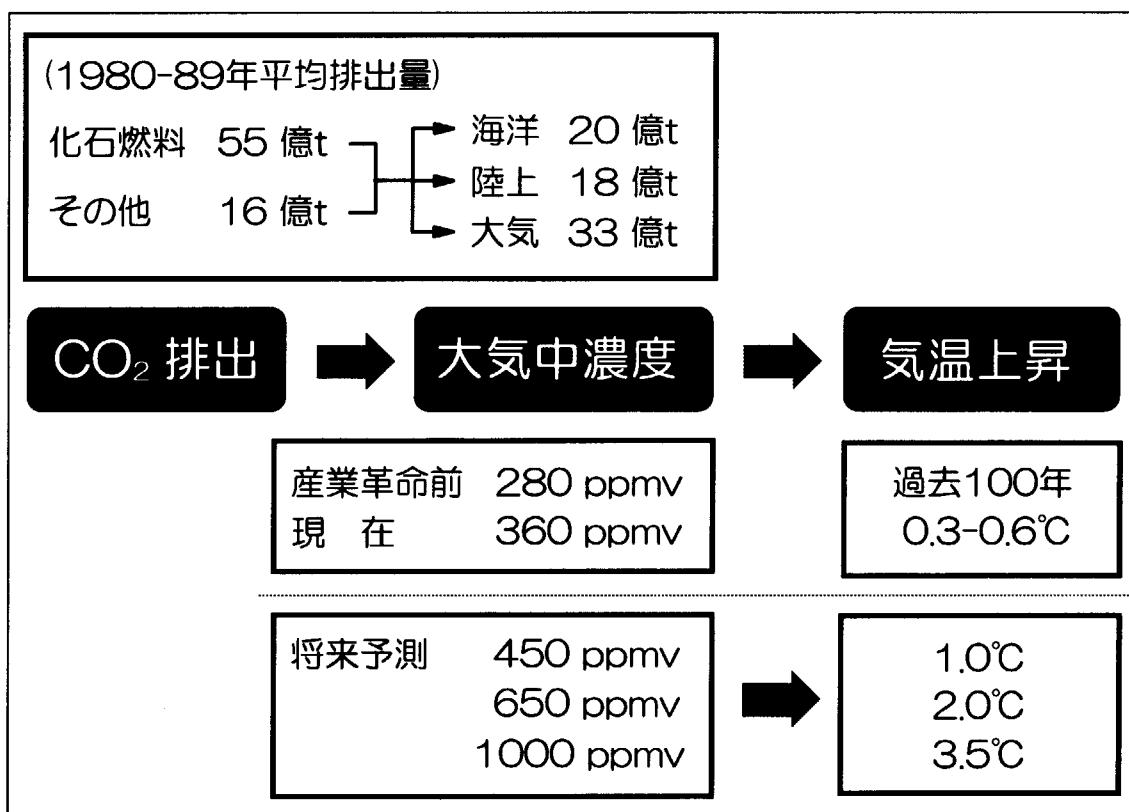


図 2.6 将来気温上昇－IPCC第2次評価による予測

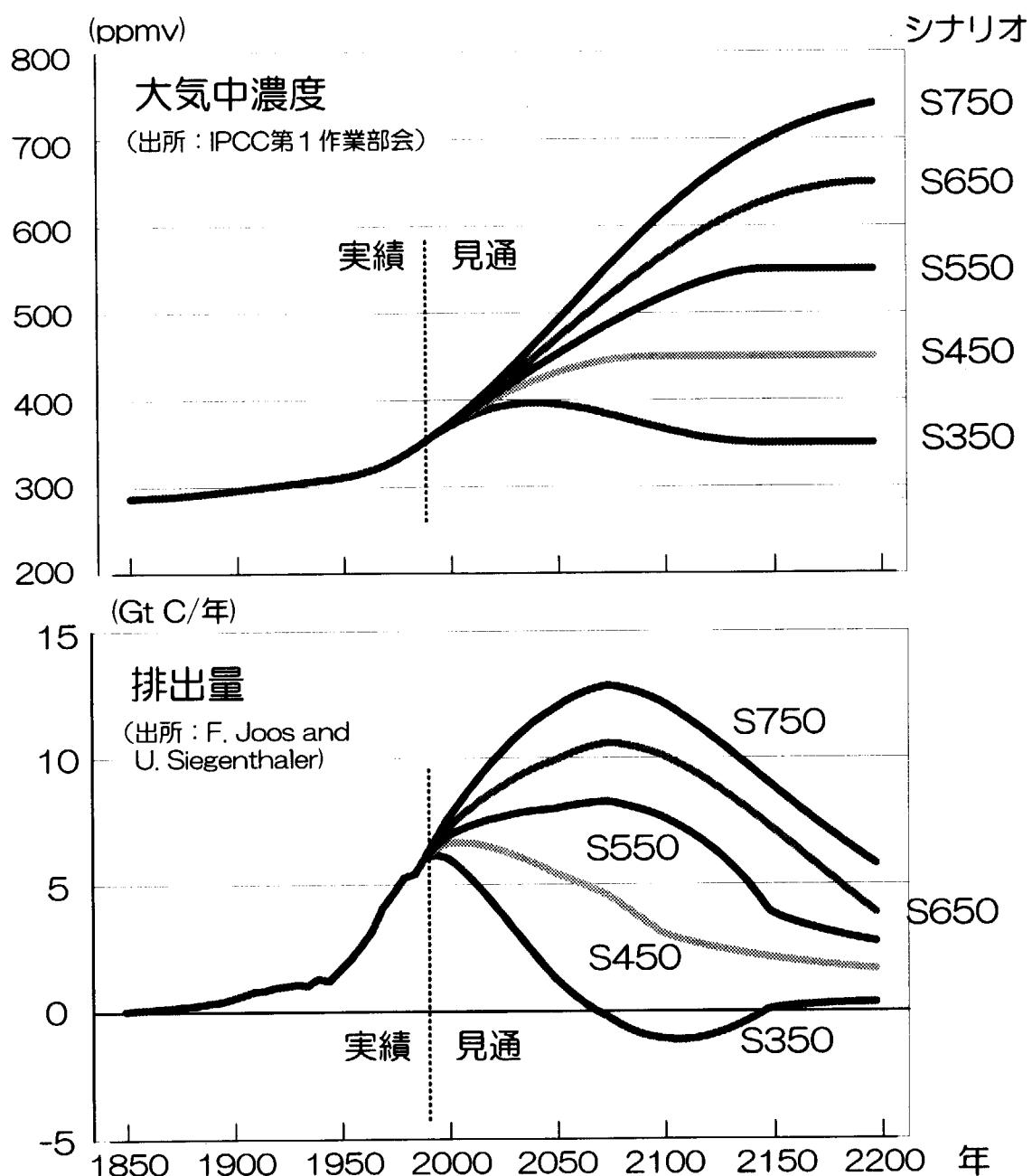


図 2.7 二酸化炭素の大気中濃度と排出量

発効 : 1994年3月  
調印国 : 169カ国 (1997年12月時点)  
目的 : 気候に危険な人為的影響を及ぼさない水準において、温室効果ガスの大気中濃度を安定化させる  
各国の義務 :  
- 数量目標と政策・措置  
- 排出と吸収の目録作成、通報とレビュー  
- 技術の開発と普及、情報交換、国際協力  
- 途上国支援 (資金提供、技術移転)

図 2.8 気候変動国連枠組条約(UNFCCC)の概要

対象ガス : CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC<sub>s</sub>, PFC<sub>s</sub>, SF<sub>6</sub>  
目標年 : 2008年～2012年の5年間  
数量目標 : CO<sub>2</sub>換算で少なくとも5%削減  
[ 日本 : -6%, 米国 : -7%, EU : -8% ]  
[ 基準年 = 1990年 (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)  
1995年 (HFC<sub>s</sub>, PFC<sub>s</sub>, SF<sub>6</sub>) ]  
その他  
- 付属書 I 国間での共同実施を認める  
- 付属書 I 国間での排出権取引を認める  
- クリーン開発メカニズムを導入する  
- バンキング (超過削減量の繰越) を認める

図 2.9 UNFCCC京都議定書の要点

## 2.2 エネルギー需給の現状と展望

### 2.2.1 世界のエネルギー需給

エネルギーの需給には、人口や経済活動が密接に関係している。そこでまず、世界の人口と経済成長について考察する。世界の人口は、図 2.10 に示すように、1971 年には 37 億であったが、1995 年には 56 億まで増加している。特にこの間、OECD 諸国が 8 億から 10 億へとわずかな増加に留まったのに対して、非 OECD 諸国では 30 億から 47 億へと急激な伸びをみせている。この人口増加はほとんど直線的であり、近年に至っても鈍化傾向をみせていない。

一方、世界の実質 GDP（国内総生産）の推移を示したのが図 2.11 である。<sup>[注1]</sup> 人口の単調な増加とは異なり、世界景気の大きなうねりを反映して、増加速度が年毎にかなり違うことが分かる。大雑把に言って、1973 年の第一次石油危機と 1979 年の第二次石油危機の後に停滞傾向がみられ、経済がエネルギー問題の影響を強く受けることが示されている。地域別にみると、人口の場合とはまったく逆に、OECD 諸国のシェアがきわめて高い。近年のアジア発展途上地域の高成長にもかかわらず、OECD 諸国のシェアは 1971 年の 78% に対して、1995 年には 75% とほとんど低下していない。

上記のような人口と経済活動の伸びを反映して、この間にエネルギー消費量も大幅に増加した。図 2.12 に示すように、全体の一次エネルギー消費量は 1971 年から 1995 年までの間に約 70% 増えている。伸びの時間的な変化をみると、2 度の石油危機の後に加えて、1980 年代末以降の期間においても停滞していることが分かる。これは、旧ソ連東欧諸国の経済的困難に伴う消費量の低下が原因となっている。

地域別には、GDP ほどではないが、やはり OECD 諸国の消費量が大きいことが示されている。したがって、一人当たりのエネルギー消費量をみると、図 2.13 のように OECD 諸国とその他の諸国との間に約 6 倍（1995 年）の開きがある。特に、北米地域の消費量は非 OECD 諸国の 10 倍にも達している。アジア地域を中心に、発展途上諸国ではエネルギー消費量が増加しているが、人口の伸びも同様に大きいため、一人当たりの消費量はあまり増加していないのが実状である。

エネルギー消費を燃料別にみると、図 2.14 に示すとおり、現在でも石油への依存が根強いことが分かる。エネルギー全体に占める石油のシェアは 1971 年の約 49% からかなり低下してきたが、それでも 1995 年時点では約 40% である。次に大きいのは石炭などの固体燃料で、これもシェアを少し減らしてはいるが、1995 年で約 27% である。シェアを大きく拡大したのが原子力と天然ガスで、特に原子力は 1971 年にはまだほとんど使われていなかったが、1995 年には一次エネルギーの 7.5% を賄うに至っている。

上記一次エネルギーの約 3 分の 1（1995 年時点）は発電用に用いられている。そこで、1995 年における地域別の発電用の燃料の構成を図 2.15 に示した。世界的には発電用に最も使われているのは石炭であり、全体の 43% を占めている。特に北米とアジア地域の消費が大きい。次に多いのは原子力で、全体の 20% を占めている。原子力の利用は、大部

[注1]

この地域別の GDP は、各国通貨を市場の交換レートで米国ドルに換算した後、地域別に合計したものである。よく知られているとおり、市場の交換レートは必ずしも貨幣の購買力を反映したものではない。外貨の獲得を目指して輸出拡大に力を入れる諸国では、輸出品の価格競争力を高めるために、自国通貨の価値を購買力以下に低くコントロールするのが通常である。したがって、この図に示す発展途上地域の GDP は、実際の経済規模よりもかなり小さめに評価されていることに注意する必要がある。

分が OECD 諸国で行われている。天然ガスは原子力よりもややシェアが小さい。その利用は、天然ガス資源をもつ旧ソ連東欧と北米地域で特に多い。

発電用エネルギーに占める石油のシェアは、石油危機以降急速に低下し、現在でも低下傾向が続いている。日本とその他世界（アジア以外の発展途上地域）では、まだ比較的高い比率に留まっているが、他の地域では低く、全体として 10%程度の寄与である。水力は、世界全体の資源規模は大きいが、大規模資源が旧ソ連と発展途上地域に偏在しており、開発はあまり進んでいない。現在のところ全発電量の 7%を貢うに留まっている。

以上のように、経済規模だけでなくエネルギー消費の面でも南北間の格差は大きいが、今後は発展途上地域が OECD 諸国より高率の経済成長を持続し、そのエネルギー消費が急速に増大するものと予想される。したがって、来世紀の早い時期に総量で OECD 諸国のエネルギー消費量を上回る可能性が強く、資源・環境問題が一層深刻化することが懸念されている。

## 2.2.2 日本のエネルギー需給

日本の過去のエネルギー需給の推移は、経済発展の歴史をそのまま映し出している。一次エネルギーの供給をみると、図 2.16 に示すように、1960 年代の高度成長期に急速に増大した。この増加分のほとんどが石油で賄われ、流体革命と呼ばれるように、廉価な石油の大量消費によって重化学工業が急速に拡大した。その後、石油危機の起った 1973 年以降はしばらく横這いが続いていたが、1980 年代半ばから再び増加傾向となって今日に至っている。

石油危機の後、石油の価格高騰と供給安定性への懸念から、代替エネルギーの開発利用が進められた。その主力となったのが原子力と天然ガスであった。エネルギー需要全体の横這い傾向と、これらの代替エネルギーの利用増加によって石油の消費量は減少を続けたが、1980 年代の半ば以降におけるエネルギー需要の増大とともに再び増加に転じている。1996 年時点での構成は、石油 55%、石炭 16%、原子力 12%、天然ガス 11%、その他 5% である。

石油代替エネルギーの寄与は特に発電部門で顕著である。図 2.17 に示すように、発電用の石油消費は 1973 年をピークに減少を続け、1996 年には発電全体の 15%（9 電力会社合計、以下同じ）にまで低下している。現在発電用の最も大きなエネルギー源は原子力で、1996 年の発電量の 38%を供給している。次いで大きいのが LNG（液化天然ガス）で、29%である。また、近年石炭火力発電も復活してきており、全発電量に占めるシェアは 9%と水力よりもやや大きくなっている。

次に、需要サイドに目を転じて、最終エネルギー消費の推移について検討する。部門別に推移を見ると、図 2.18 に示すように、1973 年の石油危機までの高度経済成長時代には、産業部門のエネルギー消費が急激に增加了。その後はやや減少し、その水準で横這いを続けていたが、近年再び増加し始め、1994 年以降は 1973 年のピークを上回る消費量となっている。一方、民生部門（家庭と業務）及び輸送部門（旅客と貨物）のエネルギー消費は、1979 年の第 2 次石油危機直後を除いて、徐々に増加を続けてきたが、1980 年代半ばからは顕著な伸びをみせ、全エネルギー消費を押し上げる役割をしている。

なお、最終消費全体としては 1973 年から 1986 年までの期間、多少の上下はあるがほぼ横這いで推移している。これに対して同じ期間の実質 GDP（基準年価格表示の国内総生産）は 55%の増加となっている。つまり、エネルギー消費をまったく増やさずに、経済の付加価値を 55%も増大させたわけである。これは世界的にも類をみない省エネルギーであるが、この要因としては産業構造の転換（重化学工業から機械産業や第 3 次産業への

転換)と素材産業を中心としたエネルギー利用効率の改善が挙げられる。

一方、燃料種別にエネルギー消費をみたのが図 2.19 である。石油製品に対する需要は相変わらず大きく、1996 年の最終消費全体の約 60%にもなっている。次いで電力の消費が大きく、全体の 21%を占めている。[注 1]

最終消費される石炭の大部分は、製鉄用のコークスであり、第一次石油危機以降粗鋼生産が 1 億トン前後で推移してきたことを反映し、長期間にわたって横這いとなっている。また、図中に示された「ガス」には産業用の天然ガスと都市ガスが含まれているが、近年前者は減少し、大部分が都市ガスとなっている。この図に見られるように、都市ガスの消費は最近急速に伸びつつある。

ここで重要なのは、電力消費の伸びである。例えば、1985 年から 1996 年までの期間に、実質 GDP は年平均 3.0%、最終エネルギー消費は 2.7% の割合で増加した。つまり、最終エネルギー消費の GDP に対する弾性値は、両者の伸び率の比をとって 0.9 となる。これに対して、電力消費の同じ期間における伸び率は年平均 3.8% であり、対 GDP の弾性値は 1.2 を超える大きな値になっている。この原因としては、電力依存の強い民生部門のエネルギー消費が急増したこと、産業構造が電力消費の大きい加工組立産業へとシフトしたことなどが挙げられる。経済成長率を超えるような電力消費の伸びは、今後も当分続くものと予想され、発電用のエネルギーの確保が課題となっている。

### 2.2.3 世界の長期需給見通し

#### IPCC / EIS の見通し

IPCC 第 1 次評価の中で、対応戦略作業部会のエネルギー産業サブグループ (EIS) は、各国の専門家から提出された国別のエネルギー消費の見通しをもとに、2025 年までの一次エネルギーの消費量と CO<sub>2</sub> 排出量に関する試算<sup>(4)</sup>を行った。[注 2]

検討結果によると、1985 年から 2025 年までの期間のエネルギー消費の年平均伸率は、旧ソ連東欧諸国を含めた先進工業地域の 1.6% に対して、発展途上地域では 3.3% であり、これによって全エネルギー消費に占める発展途上地域の比率は 1985 年の 28% から、2025 年には 44% に増大している。

CO<sub>2</sub> の排出量もこれと同様な伸びをみせ、図 2.20 に示すように発展途上地域の 2025 年の排出量は、世界全体の 1985 年の排出量を上回る見通しとなっている。したがって、先進工業地域が 2025 年の排出量を 1985 年の水準に抑えた場合にも、2025 年の世界全体の排出量は 1985 年の 1.8 倍の規模にも達する。

一方、一人当たりでみると、2025 年の発展途上地域の排出量は 0.84 トンであり、これは 1985 年の先進工業地域の 3.12 トンと比較して、まだ 4 分の 1 程度にすぎない。つまり、もし 2025 年時点で一人当たり排出量の格差をなくそうとすると、先進国では 1985 年水準の 75% の削減が必要とされることになる。

---

#### [注 1]

ただし、電力はエネルギーの質が違うので、この比率には大きな意味はない。この電力消費量を発電用燃料の消費量に換算すると、石油の最終消費量を少し下回るくらいの大きな量になる。

#### [注 2]

上記のように先進諸国は枠組条約の下で CO<sub>2</sub> の排出削減義務を持っているが、この国別の見通しの作成に際しては、多くの国が排出削減の対策を採らないケースのデータを提出している。

### 日本エネルギー経済研究所の見通し

資源論的観点を踏まえた長期見通しとしては、日本エネルギー経済研究所による超長期のエネルギー需給見通し<sup>(5)</sup>がある。

この検討例では、2100年には世界人口は現在の約2倍の111億に達し、発展途上諸国の経済発展とエネルギー消費の増大によって、最終エネルギー需要は石油換算340億トンと現在の7倍程度に増大する。もし、発展途上諸国のエネルギー消費原単位が現在の日本のみに改善されたと仮定しても、図2.21に示すように、石油換算300億トンに達すると予想されている。

この急増するエネルギー需要の大部分を化石燃料で賄うものとすると、現在の確認資源は石油が2020～2030年、天然ガスが2040年、石炭が2050～2060年に消費され、その後は現在未確認の高コストの資源に依存する必要があるとしている。そして、石油と天然ガスについては、これらの未確認資源も来世紀末には急速に枯渇に向かう運命にある。

環境問題を考慮しない場合には、最も資源的に余裕のある石炭の消費が大幅に増大し、CO<sub>2</sub>排出量が2100年には400億トン（炭素換算）になる。また、エネルギー消費原単位を改善すればかなりの低減を図ることができるが、それでも現在の5倍程度の280億トン（同）の排出量と予想している。

ここで、CO<sub>2</sub>の排出量を2030年以降減少させ、2100年に1990年水準まで戻すことを想定した場合には、化石燃料の利用を大幅に縮小せざるを得なくなり、エネルギー需要の8割近くが満たせなくなるとしている。

### IIASAによる見通し

同様な分析例として、オーストリアにある国際応用システム解析研究所（IIASA）が世界エネルギー会議（WEC）と共同で実施した分析<sup>(6)</sup>がある。ここでは、世界の人口を2050年に101億、2100年に117億とし、表2.2に示すように、経済成長やエネルギー原単位の改善率の異なる幾つかのケースを設定して、エネルギー需給とCO<sub>2</sub>排出量を比較している。

前提条件として、1990年～2050年の年平均経済成長率を2.1%～2.65%、GDP当たりエネルギー消費量の改善率を0.8%～1.4%と想定し、世界のエネルギー消費は2050年までに2～3倍、2100年には2.5～5倍に増加すると考えている。

エネルギー供給構造に関しては、一次エネルギー全体に占める化石燃料のシェアは現在既にピークを過ぎており、今後徐々に低下していくものと想定しているが、どのケースにおいても、2050年時点でなお一次エネルギーの半分以上を化石燃料に依存するものと見通している。

化石燃料の1990年から2050年までの累積消費量をみると、石炭は確認埋蔵量の範囲に十分入っている。石油は、消費量が大きいケースでは推定追加資源を含めて在来型の資源を使い尽くし、それ以降は非在来型の資源の利用が必要となっている。また、消費量が小さいケースでも約1兆バレルといわれる確認埋蔵量をほぼ使い尽くしている。天然ガスも、どのケースでも確認埋蔵量は使い尽くされ、推定追加資源の利用が必要とされている。

なお、原子力についてはかなり幅のある見通しをしている。2050年の一次エネルギー全体に占めるシェアをみると、4%から14%の範囲である。2100年では、最も大きいケースでも20%をやや超えるシェアである。

したがって、CO<sub>2</sub>排出量の削減手段としては、もっぱら太陽、風力、バイオマス等の自然エネルギーの大規模利用が考えられている。CO<sub>2</sub>の大幅削減ケースでは、2100年の一次エネルギーの60%～80%が自然エネルギーによるものとされている。

## IPCC 第 2 次評価における見通し

IPCC はその第 2 次評価報告書<sup>(2)</sup>のなかで、超長期にわたる CO<sub>2</sub> の厳しい排出削減目標を達成し得るエネルギー需給シナリオとして、図 2.22 に示すような、2100 年に至る 5 種類のシナリオを描いている。

分析の前提条件として、世界人口が 2050 年には 95 億、2100 年には 105 億に増加すると仮定し、GDP は 2050 年に 1990 年の 7 倍、2100 年には 25 倍になるとしている。そして、世界全体の CO<sub>2</sub> 排出量を 1990 年の 60 億トン（炭素換算）から、2050 年に 40 億トン（同）、2100 年には 20 億トン（同）に抑制することを条件とした。

このエネルギー需給シナリオでは、まずエネルギー効率の改善についてきわめて大胆な仮定が行われている。最もエネルギー消費量の大きな高エネルギー需要ケース（E）でも、2100 年のエネルギー消費量は 1990 年の 3 倍程度である。これは、単位 GDP 当たりのエネルギー消費量が約 8 分の 1 に減少したことを意味しており、その年平均の改善率は 2% ときわめて大きい。他のシナリオではさらに改善率が大きく、2100 年の消費量が 1990 年の約 2 倍に留まっている。

このような低いエネルギー消費の下でも、CO<sub>2</sub> の大規模な回収・投棄を想定したケース E 以外では、化石燃料の利用は 2025 年には頭打ちとなり、2050 年以降は大幅に減らざるを得ないとしている。しかし、いずれのシナリオにおいても自然エネルギー、特にバイオマスと風力に極度に依存している。この実現性については、土地の利用方法等を含めた吟味が必要である。

原子力の利用拡大については、概して悲観的な見方がなされており、原子力利用ケース（B）のみで原子力利用が拡大すると想定されている。このケースでは、2100 年に世界全体で 3300 GWe の原子力発電設備が導入され、総発電量の 46%、一次エネルギーでみると 20% を原子力が供給するとしている。

## 長期見通しにおける課題

こうした四半世紀を超えるエネルギー需給の長期見通しにおいては、さまざまな不確定要因が存在する。特に、発展途上地域の先行きは不透明であり、その将来的なエネルギー需要の規模については予測に大きな幅があり得る。また、省エネルギー（GDP 当たりのエネルギー消費量の改善）の可能性、自然エネルギーの利用規模もきわめて不確実性が大きい。これらをどのように仮定するかによって、結果は大きく異なってくる。このため、通常は将来の伸びに関して高位、低位のように幅を持たせた見通しを行うが、異なる機関の分析結果を比較すると、こうした幅を超えた違いがみられる場合も多い。

ここで紹介した検討事例の中で、経済発展の長期展望をベースにエネルギー需給を分析した日本エネルギー経済研究所による見通しと、CO<sub>2</sub> の排出削減シナリオの作成を目的とした IPCC による見通しとの間には大きな違いがあるが、その原因として上記の不確定要因に係る前提条件の根本的相違が挙げられる。<sup>[注1]</sup>

日本エネルギー経済研究所による検討では、過去の趨勢を外挿してエネルギー需要の増加を予想し、これに対応し得る供給構造を化石燃料の資源規模を踏まえて検討した結果として、CO<sub>2</sub> の排出量は不可避的に、且つ大幅に増大する可能性が強いとの見通しがなされている。省エネルギーの推進や自然エネルギーの利用によって大幅な排出削減を実現する

[注1]

いずれも前提条件に関する感度解析を行っているが、結果の違いはその幅を超えていて、IIASA の検討結果はこの両者の中間に位置するが、IPCC の検討結果により近い。

可能性については、懐疑的である。これに対して IPCC による検討では、まず省エネルギーの推進によって、エネルギー需要の増加を十分低く抑制できると想定した上で、さらに CO<sub>2</sub> の排出削減のためには、バイオマス等の自然エネルギーの大規模利用が可能であると予想している。

このような極端な見通しの相違は、経済の長期動向のみならず、技術的な可能性に関してさえも多様な見方があり得ることを示している。

しかし、長期見通しの目的が当面の具体的施策の決定に必要な指針を得るためにあることを考えると、少なくとも現在直面している気候変動問題への対応戦略の検討においては、経済成長や省エネルギーポテンシャルに関する楽観的な前提条件は排除すべきであると考えられる。想定が現実と異なっていた場合に、悲観的見通しに基づく強力な対策を現実に合わせて緩めていくことは容易であるが、楽観的見通しに基づく控えめな対策をより強化していく際には、社会的、経済的な影響とともに、対応の時間遅れが生ずる可能性があるからである。

表 2.2 2050年のエネルギー消費 (IIASA)

ケース	高成長			中庸 B	環境	
	A1	A2	A3		C1	C2
<b>一次エネルギー供給 (GtOE)</b>						
構成比 (%)	25	25	25	20	14	14
石炭	24	32	9	21	11	10
石油	30	19	18	20	19	18
天然ガス	24	22	32	23	27	24
原子力	6	4	11	14	4	12
自然エネルギー	16	23	30	22	39	36
<b>化石燃料消費量 (1990-2050, GtOE)</b>						
石炭	235	324	180	226	143	141
石油	323	302	284	257	210	210
天然ガス	241	247	285	227	210	197
<b>化石燃料在来資源 (GtOE)</b>						
	確認埋蔵量		追加資源量		合計	
石炭	606		2794		3400	
石油	150		145		295	
天然ガス	141		279		420	

(出所: 参考文献(6) )

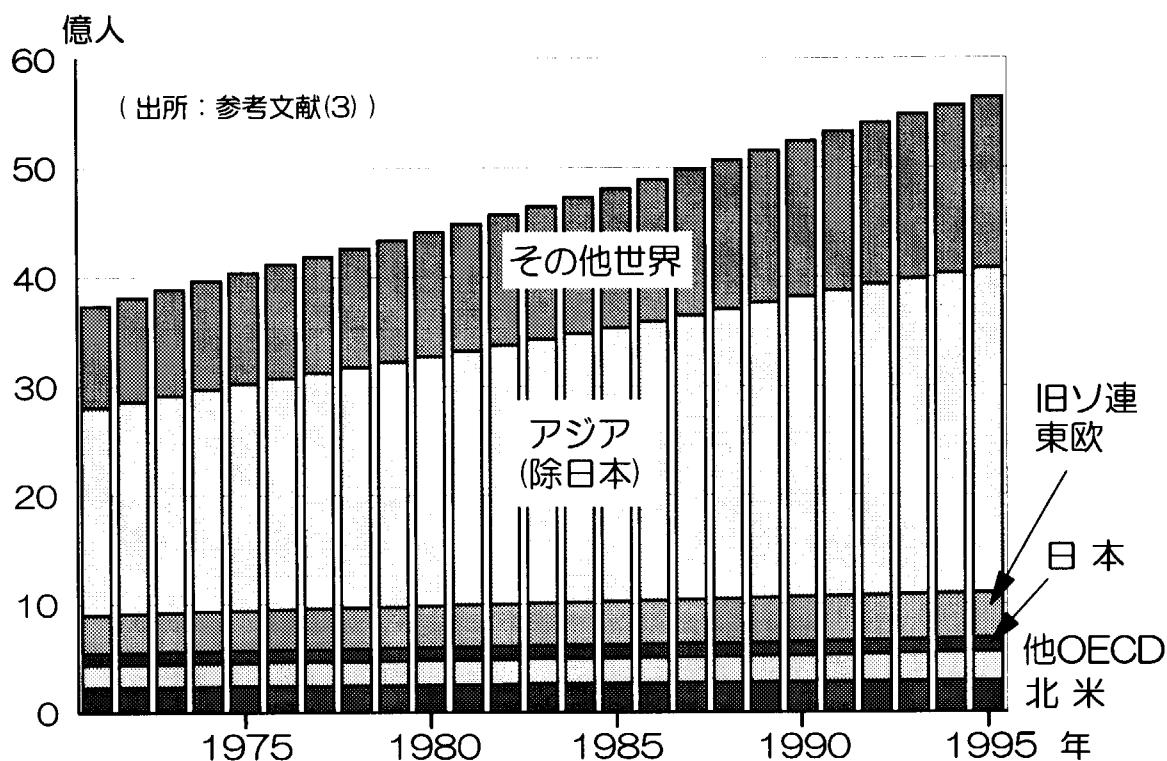


図 2.10 世界の人口

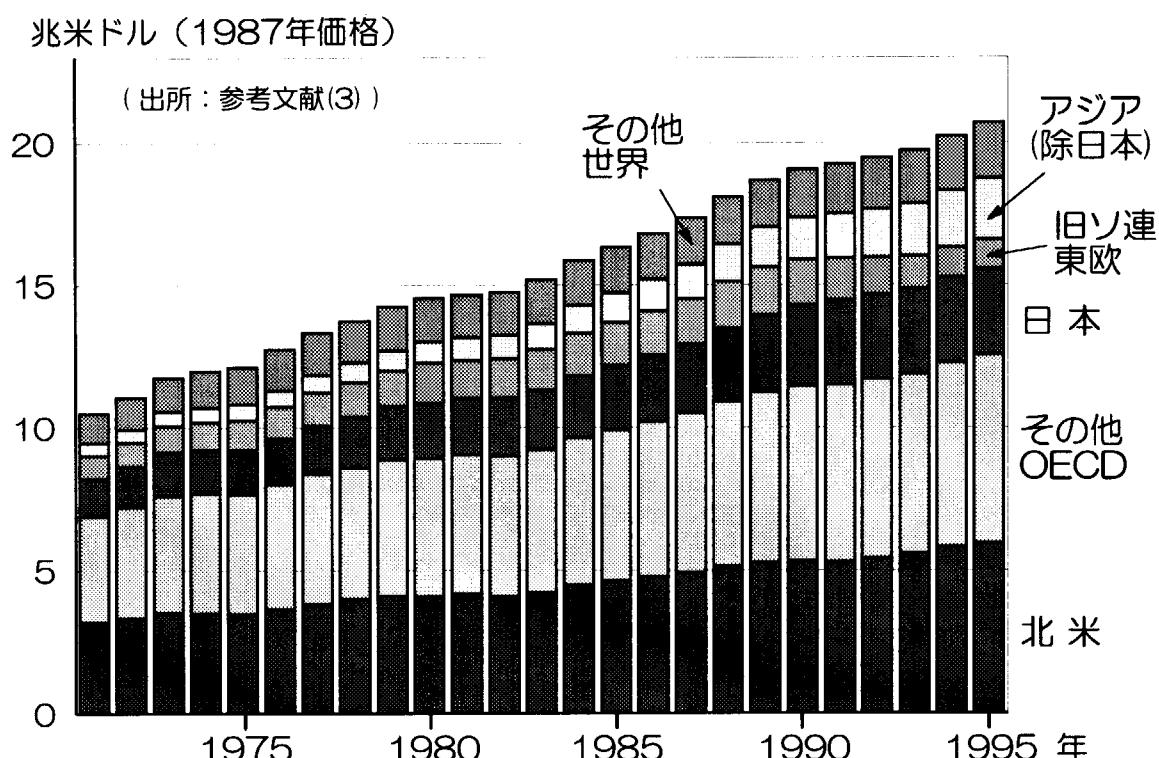


図 2.11 世界の実質GDP

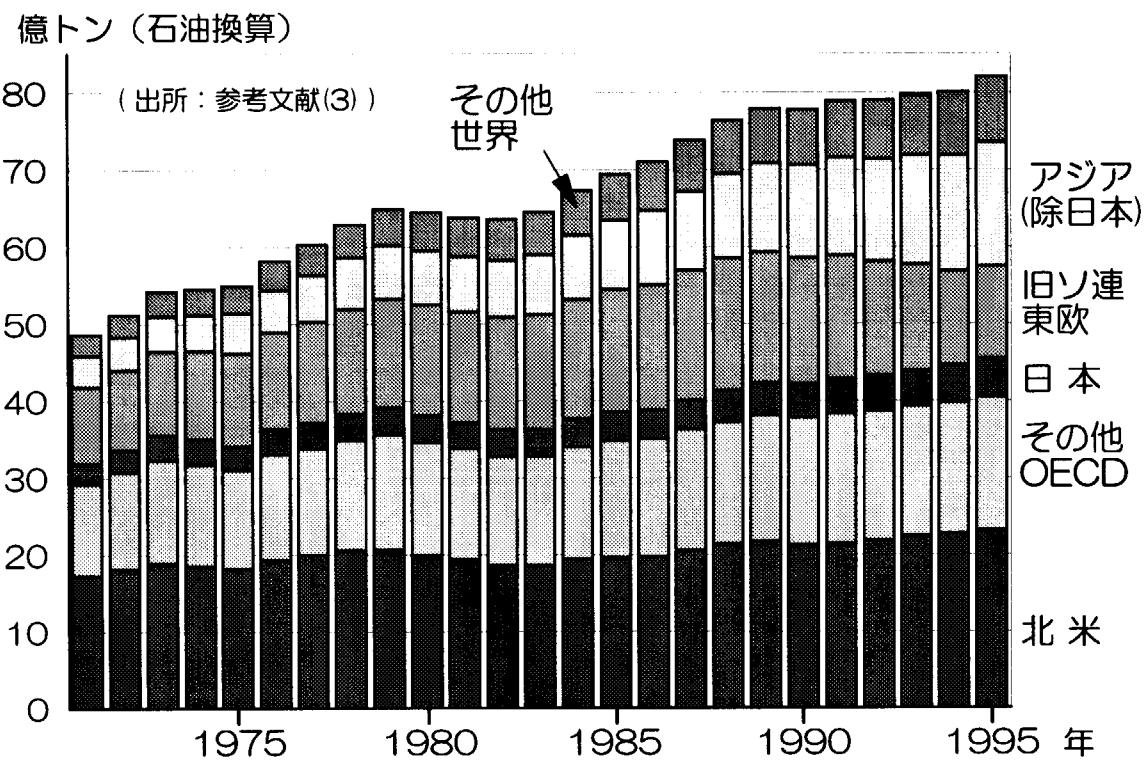


図 2.12 世界の一次エネルギー消費

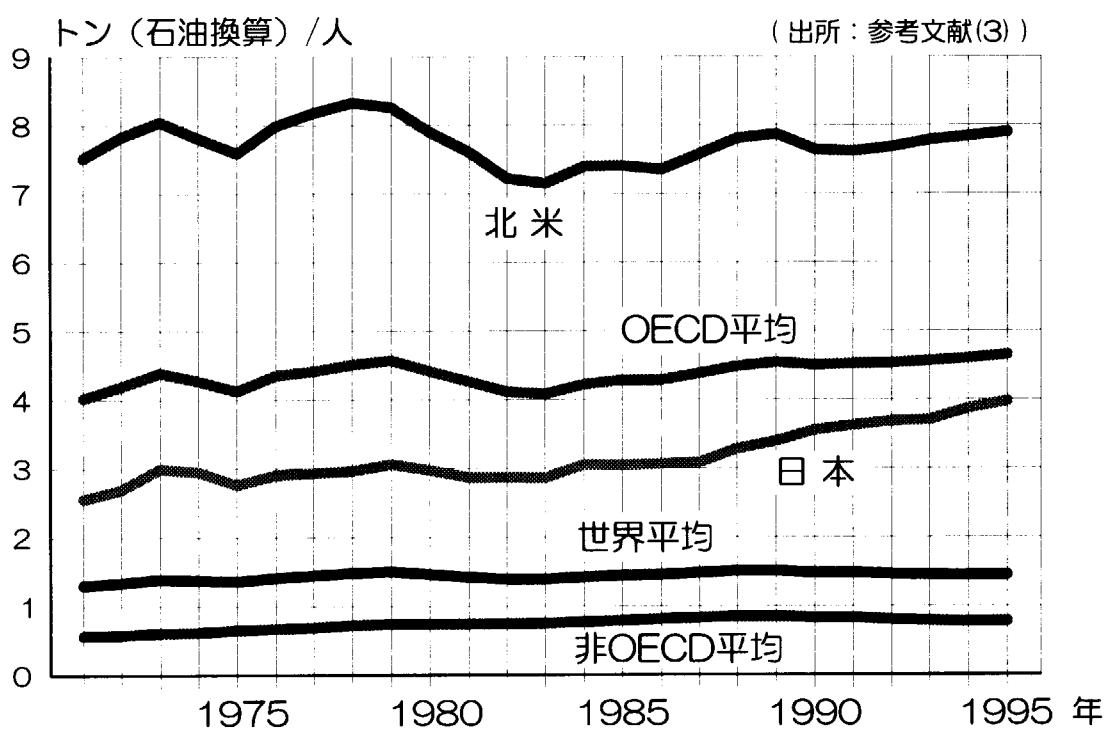


図 2.13 世界の一人当たりエネルギー消費

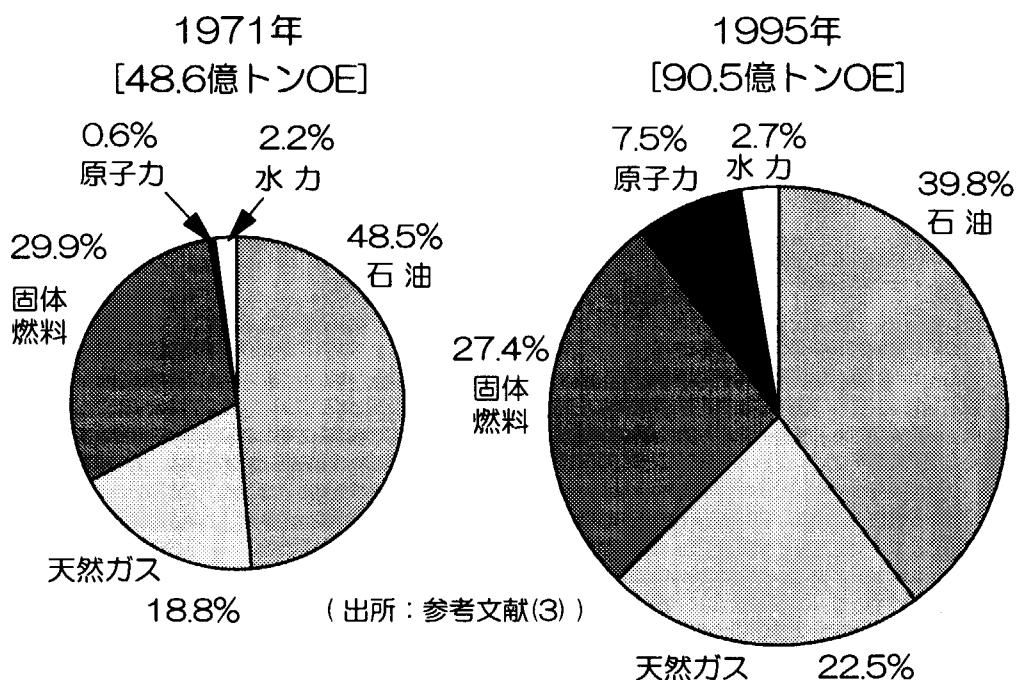


図 2.14 燃料別一次エネルギー消費

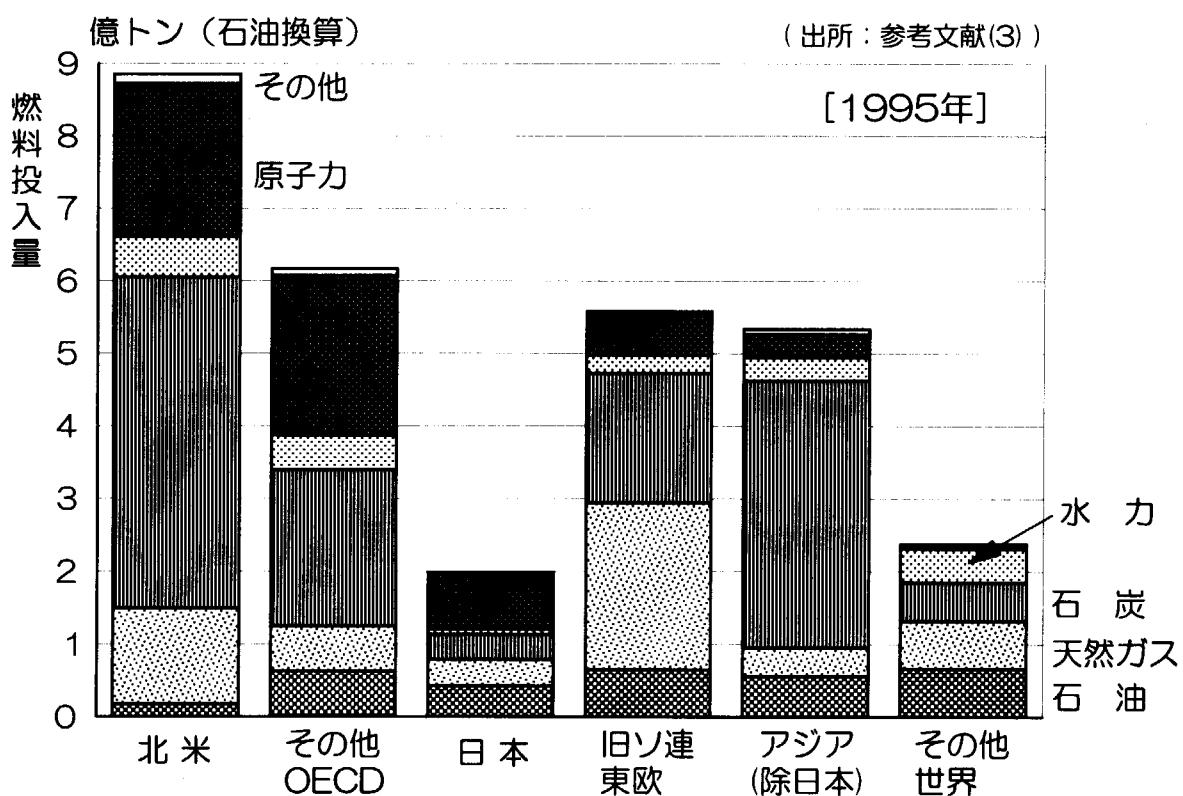


図 2.15 世界の電源構成

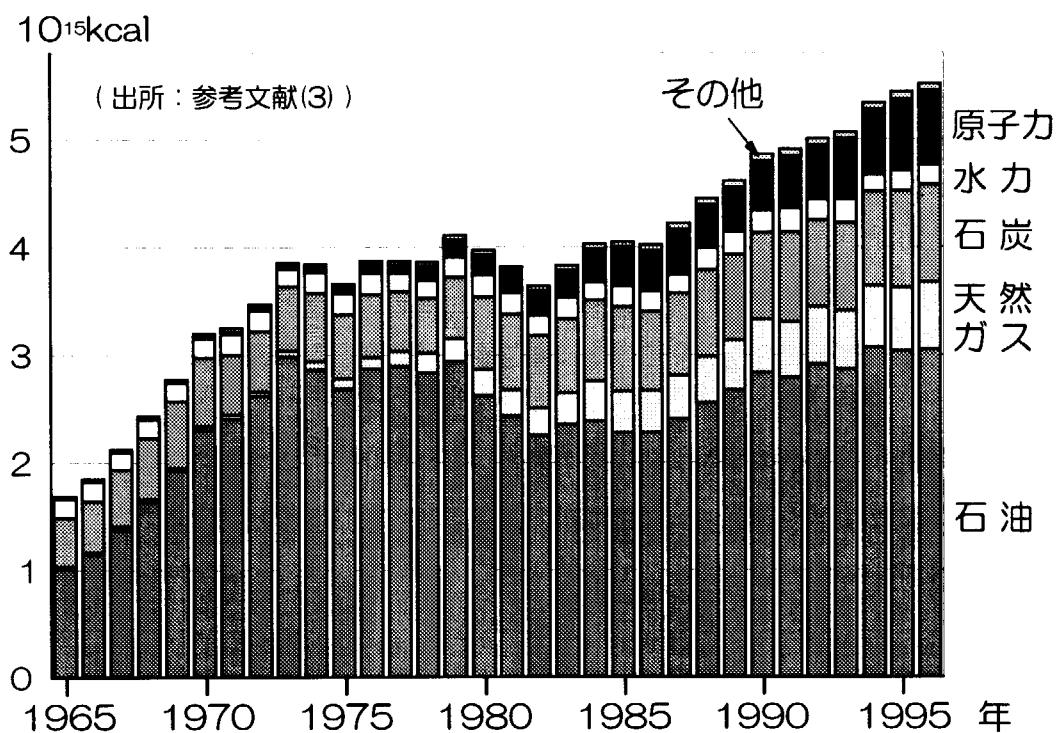


図 2.16 日本の一次エネルギー供給

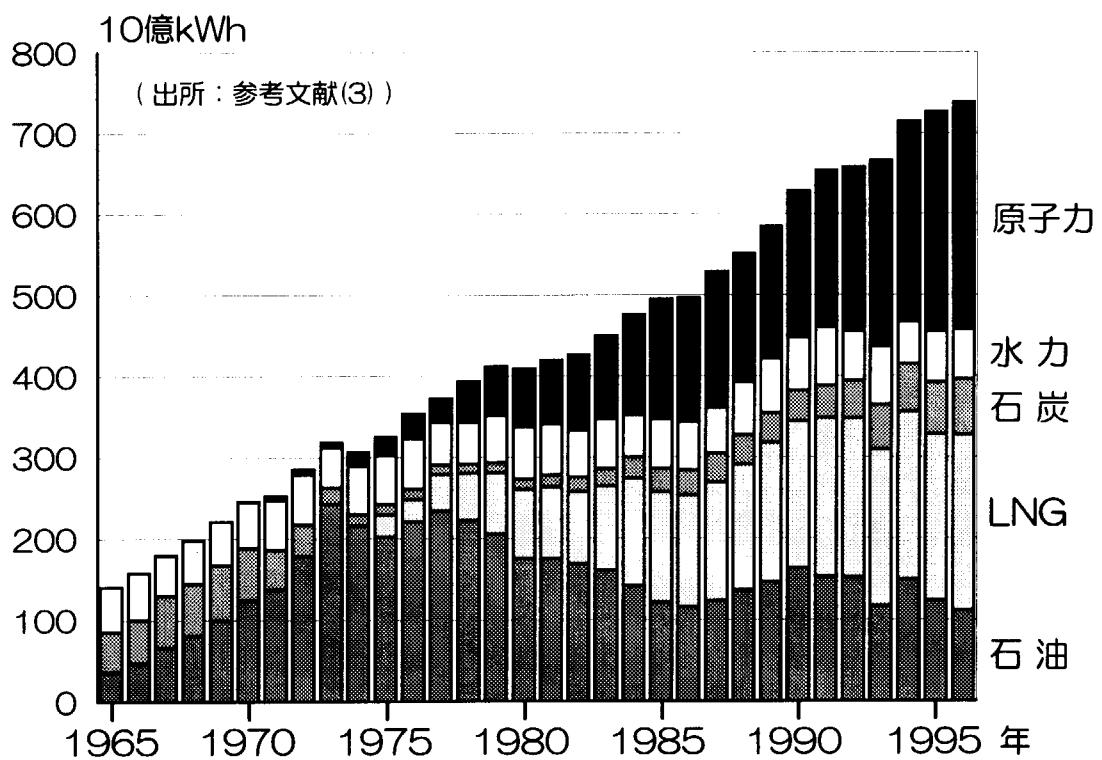


図 2.17 日本の電源構成(9電力会社)

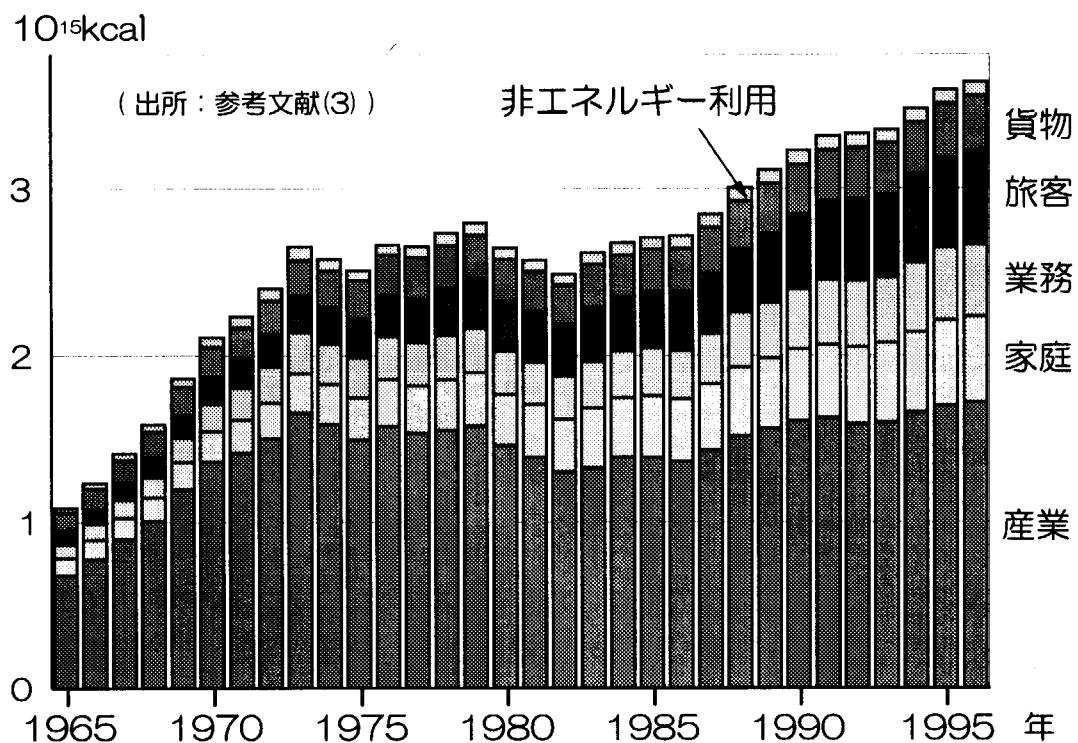


図 2.18 部門別の最終エネルギー消費

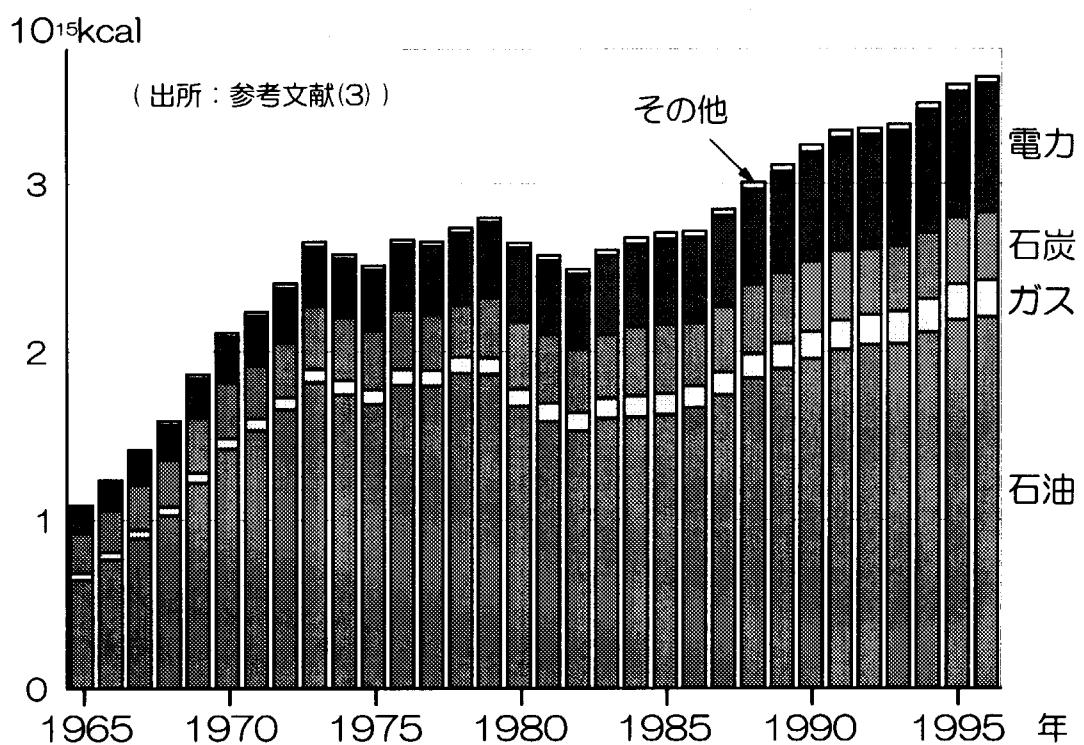


図 2.19 燃料種別の最終エネルギー消費

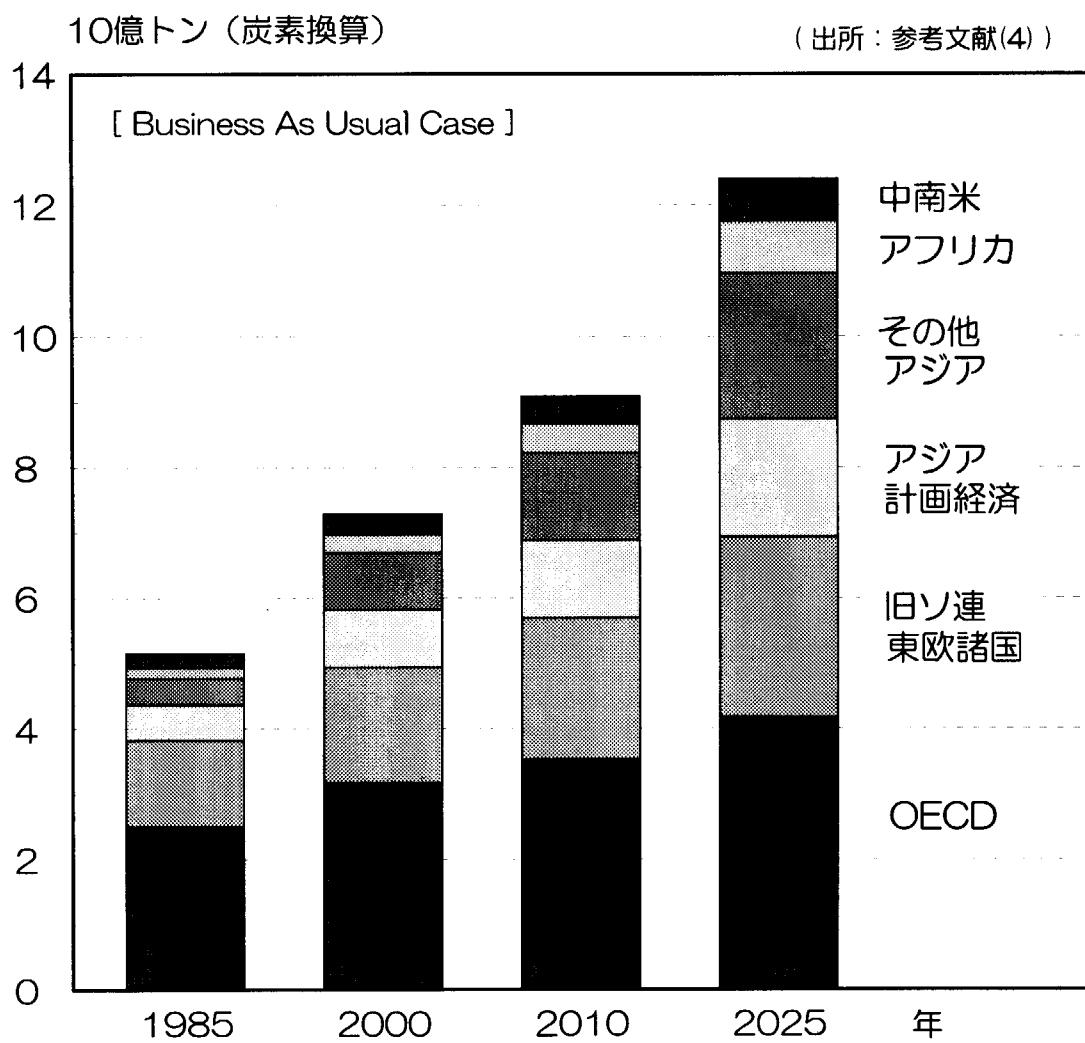


図 2.20 IPCC/EISにおける二酸化炭素排出量の推計

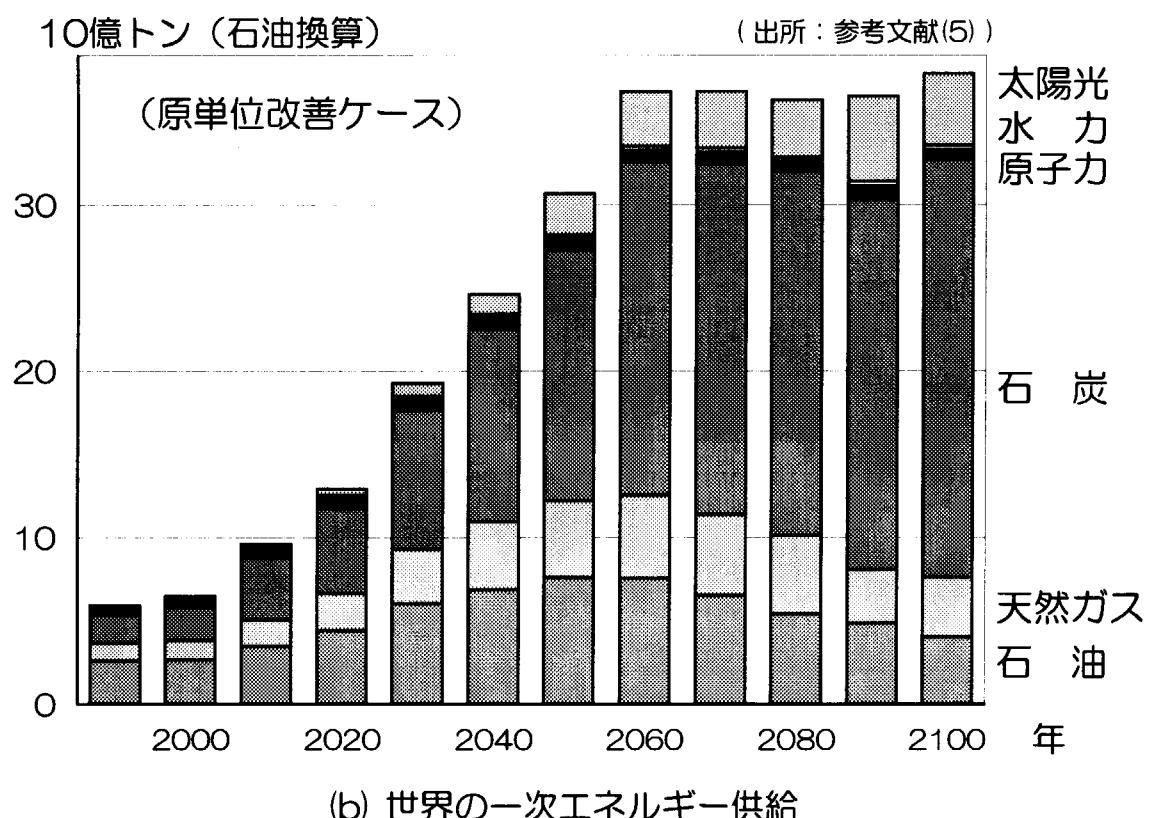
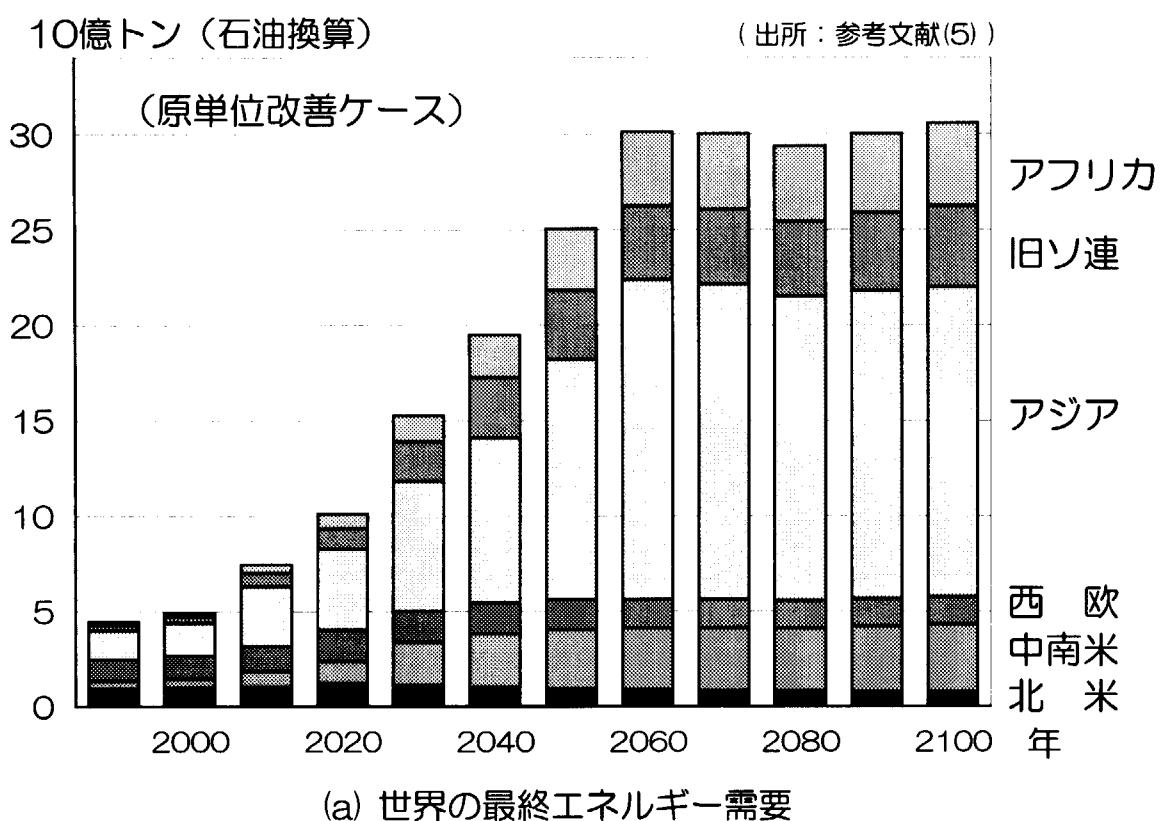


図 2.21 日本エネルギー経済研究所による超長期見通し

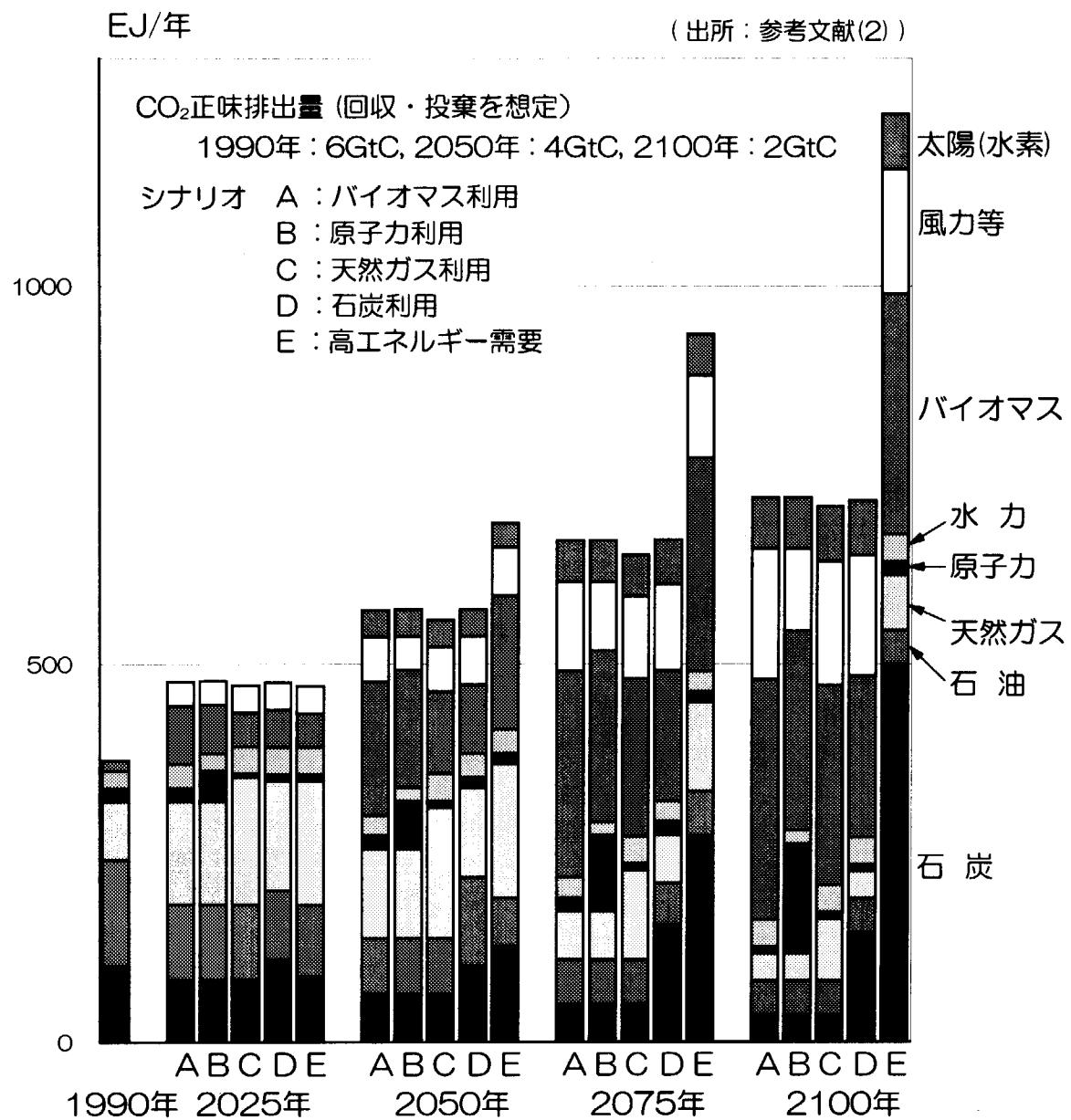


図 2.22 IPCC第2次評価における超長期エネルギー供給シナリオ

### 3. 原子力の長期的役割に関する分析

#### 3.1 背景

最初に述べたように、この分析は IEA の下で進められている ETSAP 国際協力研究の成果を活用して行ったものである。そこで、ET SAP の歴史とこの分析に至る経緯とを以下に簡単にまとめる。

OECD・IEA は、1976 年 3 月にエネルギー研究開発委員会（現エネルギー技術研究委員会（CERT））の下にエネルギーシステム解析の作業部会を設置した。この作業部会では、参加国のエネルギーシステムに関する情報とエネルギー技術データの収集整備、共通解析手法（MARKAL モデル）の開発、将来エネルギー需給の分析などが実施され、その成果は IEA における石油代替エネルギー研究開発及び実証戦略の検討に活用された。その後、この共同分析作業は実施協定に基づく国際協力研究へと発展し、1980 年 11 月に「エネルギー技術システム解析プログラム（ET SAP）」が発足した。

ET SAP では、約 3 年毎に更新される附属書で具体的な研究内容が規定され、MARKAL モデルの改良・拡張、参加国のエネルギーシステムの分析、ET SAP 外部の研究支援などが行われてきた。1986 年以降は、特にエネルギー環境問題に焦点を当てた解析研究が進められ、附属書Ⅲ研究では酸性雨ガスの排出削減方策と費用に関する検討が行われた。その後、CO<sub>2</sub> 等の温室効果ガスの人為的排出に基づく気候変動問題への対応が世界的な課題となる中で、附属書Ⅳ以降は CO<sub>2</sub> の排出削減戦略に関する分析が行われている。

我が国は、1976 年の発足当初からこの研究に参加してきた。附属書Ⅲまでは通産省工業技術院と科学技術庁が共同して運営にあたり、電子技術総合研究所と原研が研究を実施していたが、附属書Ⅳ以降は科学技術庁の運営の下で原研が研究を行う体制となった。しかし、エネルギー環境問題の研究には幅広い分野の専門的知識と判断が必要とされるため、科学技術庁内に「エネルギー環境システム解析研究会」が設置され、通産省及び環境庁傘下の研究機関の専門家と意見交換を図りながら研究を進めている。

すでに述べたとおり、気候変動問題に関しては IPCC の検討で得られた科学的知見をもとに気候変動国連枠組条約（UNFCCC）が締結され、先進諸国を中心とした温室効果ガスの排出削減目標とその達成方法に関する検討が進められている。そこで、1996 年から開始された附属書Ⅵ研究では、UNFCCC の下での排出削減方式等に関する検討を技術的に支援することを目的として、CO<sub>2</sub> の排出削減可能量と費用に関する分析を参加各国が実施することとなった。

このため、ET SAP 運営事務局（オランダエネルギー研究財団）から、輸入化石燃料価格、CO<sub>2</sub> の計量方法と計量範囲等の前提条件に関するガイドラインが提示され、これに基づいて各国の ET SAP 参加機関が、MARKAL モデルを用いて自国の長期エネルギーシステムを対象とした分析を実施した。この分析の成果は、運営事務局によってまとめられ、議定書交渉会議及び温暖化防止京都会議に技術資料として提出された。

その後、原研ではこの共通分析のために整備したデータベースを活用し、さらに前提条件の見直し、分析期間の 2050 年までの拡張、CO<sub>2</sub> の回収・投棄等の技術オプションの追加を行って、我が国の CO<sub>2</sub> 排出削減戦略と原子力の長期的役割に関する分析を実施した。この分析においては、想定したエネルギーサービス需要を満足し得るエネルギー供給シナリオを幾つか描き、原子力利用のほか、CO<sub>2</sub> 回収・投棄の利用、天然ガスの利用拡大による CO<sub>2</sub> の排出削減効果と費用を検討した。分析の方法、主要な前提条件、結果、並びに所見を以下にまとめる。

## 3.2 分析方法と前提条件

### 3.2.1 分析の方法

この分析においては、表 3.1 に示すように長期エネルギーシステムの最適化分析モデル MARKAL<sup>(7)</sup>を用い、1990 年から 2050 年までの期間を対象として、我が国のエネルギーシステムからの CO<sub>2</sub> 排出量、エネルギー需給構造の変化によるその長期的な削減ポテンシャル、及び削減に要する費用を検討した。

MARKAL モデルは、一国又は一地域のエネルギーシステムを対象として、線形計画法によってエネルギー需給とエネルギー技術の利用規模を最適決定するモデルである。エネルギーシステムは、エネルギー源、エネルギー技術、及び最終消費部門のネットワーク構造の形で捉えられ、最終消費部門のエネルギーサービス需要<sup>[注1]</sup>を満足する条件の下で、経済性、環境保全等の視点から最適なエネルギー供給構造（エネルギー源、及びエネルギー技術の利用構成）を決定することができる。

線形計画法を用いた最適化問題は、一般に、図 3.1(a)に示すように変数、制約式、及び目的関数で構成される。制約式と目的関数はすべて変数に関する一次式の形で定義されている。MARKAL モデルでは、エネルギーの輸出入・国内生産・在庫繰越し、エネルギー技術の新設量、設備容量、及び稼働量を主要な変数としている。

制約式は、外部制約式と内部制約式に分類される。外部制約式は、変数の変域を直接的に制約するものであり、対象システムの外部の条件、政策、その他の要因で、変数の取り得る値の範囲を拘束する必要がある場合に設定する。例として、化石燃料の輸入量に対する制約、新エネルギー技術の導入速度に関する制約等が挙げられる。

内部制約式は、現実のエネルギーシステムの持つ構造的な特徴を的確に記述するために、

#### [注1]

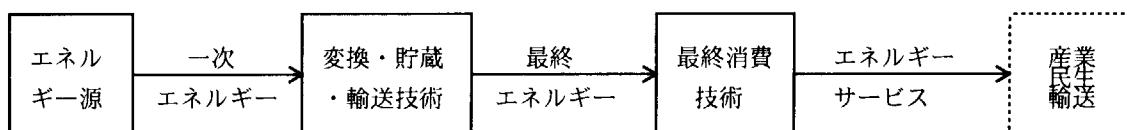
エネルギーサービスとは、エネルギーを最終的に消費することによって得られる効用であり、この効用に対する需要をエネルギーサービス需要と言った。一般にはエネルギー需要という言葉がよく使われるが、その場合には電気やガソリン等の最終消費エネルギーに対する需要を指すことがあるので、ここではエネルギーサービスに対する需要であることを明確にするために、この用語を用いる。

エネルギーサービスは、具体的には、産業部門では装置の駆動、加熱、還元等、民生部門では暖冷房、給湯等、輸送部門では貨物あるいは旅客の輸送である。これらのサービスは最終消費技術（モーター、ボイラ、炉、空調機、給湯器、鉄道、自動車等）がエネルギーを使用することによって提供される（下図参照）。しかし、提供されたエネルギーサービスの大きさ（エネルギーサービス量）を、最終消費部門全般にわたって統一的に表現する適切な方法はまだ確立されていない。

MARKAL モデルの開発当初は、すべての最終消費部門のエネルギーサービス需要を有効エネルギーで表す方法が採用されていた。有効エネルギーとは、最終消費技術に投入されたエネルギーのうち損失分（大部分は装置から外部への放熱）を除いたもの、つまり本来の目的に正味に活用されたエネルギーである。

しかし、例えば自動車を例に取ると、同一量の旅客輸送を行うときに輸送の方法（例えばバスか乗用車か、乗用車の中でも大型か小型か）に応じて必要な有効エネルギー（消費した燃料からエンジンの放熱、伝達装置の摩擦熱等を除いたもの）が異なることが明白である。この場合には、有効エネルギーはエネルギーサービスの大きさを表すのに適した概念とは言えない。

そこで本分析では、本文の 3.2.2 前提条件、(1)エネルギーサービス需要の項で述べるように、最終消費部門の特徴に応じて、部門ごとに異なった方法でエネルギーサービス需要を定義している。



MARKAL モデルに予め組み込まれている制約式である。代表的なものとして、エネルギーサービスの需給収支式、各エネルギー種の需給収支式、エネルギー技術の新設量、設備容量、及び稼働量の相互間の関係式、電力及び低温熱のピーク需要に対応するための設備制約式等が挙げられる。

目的関数には、割引システムコスト（対象期間にわたる各年のエネルギーシステムコストを長期割引率<sup>[注1]</sup>を用いて基準年価値に換算し、積算したもの）、環境排出量（CO<sub>2</sub>、硫黄酸化物、窒素酸化物等の中から分析者が選択）、エネルギー資源の積算輸入量（エネルギー資源の種類については任意に選択可能）等のオプションが用意されている。これらの中から、分析の目的に相応しいものを選択して目的関数とすることができる。また、これらの諸量の一次結合を目的関数とし、複数の異なる視点から同時にシステムの最適化を行うことも可能である。

MARKAL モデルによる分析方法の概要を図 3.1(b)に示した。分析にあたっては、まず入力情報として、①エネルギーサービス需要と一次燃料価格に関する将来シナリオの作成、②基準エネルギーシステム<sup>[注2]</sup>の構築と技術特性データの設定を行う。また、外部制約として一次燃料の利用可能量と技術の導入可能量を設定する。そして、目的関数とその他の分析条件（分析ケース固有の条件）を設定し、線形計画法<sup>[注3]</sup>を用いてエネルギーシステムの最適化を行う。

なお、ここで「エネルギーシステムの最適化」の意味について明確にする必要がある。

#### [注1]

MARKAL モデルでは、エネルギーシステムの長期間にわたる動向を分析対象としている。この分析期間の各年に、エネルギーの生産・転換・利用等の費用が発生するが、費用の積算値を求める場合にはこれを単純に合計することはできない。同一額のお金の価値は、将来に行くほど減少するからである。この年々の価値の変化率を割引率（特に、長期間の分析の場合には長期割引率）と呼び、これによって各年の費用を補正したうえで積算が行われる。この分析では、このように将来費用を割り引きしたうえで積算した割引システムコストを目的関数として使用し、これが最小となるように、エネルギー種及びエネルギー技術の選択を行っている。

割り引きという行為は、このように将来的な費用の重みを小さくする働きがあるが、これは逆に言えば現在に近い時点に発生する費用の重みを大きくすることであり、設備投入のために多かれ少なかれ初期投資を必要とするエネルギー技術の選択に対して大きな意味を持っている。例えば、原子力発電と石炭火力発電の発電単価が同程度の場合でも、両発電方式では費用構成が異なっており、原子力発電では資本費のウェートが、また石炭火力発電では燃料費のウェートが高い。つまり、原子力発電を利用する場合には大きな初期投資が必要となるのに対して、石炭火力では供用期間にわたって各年に支出する燃料費の負担が大きい。したがって、割引率が高い場合には初期投資の大きい原子力よりも石炭火力の方が有利であり、低い場合にはこの逆となる。

上記の例で明らかなように、割引率は投資の回収年数を規定する働きがある。割引率が高い場合には回収年数は小さくなる。その結果、初期投資の大きな技術ほど回収が困難となるため、採用は控えられる。逆に、低い割引率の下では回収年数が大きくなつて、初期投資の大きな技術でも採用が可能となる。この投資回収年数は一般に設備の種類、投資環境などによって異なるが、部門によっても違いがある。例えば、家庭部門では概して回収年が短く、投資に対しては保守的であることが指摘されている。したがって、MARKAL モデルでも ETSAP 共通版モデルでは部門ごとに異なる割引率を設定し、より現実に近い技術選択が可能となるように工夫している。

#### [注2]

分析の対象地域、期間において、利用される可能性のあるすべてのエネルギー源、エネルギー種、エネルギー技術等を組み込んだエネルギーシステム。

#### [注3]

数学的な最適化の手法である数理計画法の一つ。最適化問題を線形の連立不等式体系で表現し、これらの連立不等式（制約式）を満足する条件の下で、所定の評価指標（目的関数）を最小化又は最大化するように変数値を決定する手法である。

一般に、複雑なシステムを対象とする場合に、ある価値基準に照らして最も優れた選択肢を見い出すことを目的として最適化手法が採用される。これは工場における生産工程や、流通システムの改善には有力な手段であり、線形計画法は実用的に広く用いられている。しかし、この方法が有効であるためには、システムの構成要素の特性、並びに構成要素間の関係について十分正確な知識が必要である。

エネルギーシステムの最適化分析も、ある目的（例えばシステムコスト最小化）を達成するために最も優れた選択肢（エネルギー種及びエネルギー技術）を見つけるという側面においては、線形計画法の他の応用分野と同じである。しかしながら、一国レベルのエネルギーシステムは生産工程や流通システムに比べてはるかに複雑で、多種多様な構成要素を含んでおり、そのモデル化においては高度の抽象化と簡略化が不可避である。また、エネルギー種と技術の選択に関しても、現実にはさまざまな要因を考慮して行われるが、モデル分析ではコスト、環境排出といった限定された基準に依らざるを得ない。

したがって、最適化の結果（エネルギー種と技術の選択結果）がそのまま分析の結論にはなり得ないことは自明である。モデル分析を通じて得られた結果に関しては、構築したモデルの特徴を踏まえた解釈が必要とされる。一般に、国レベルのエネルギーシステムのモデル分析においては、前提条件の異なる最適解の比較検討を通じて、現実の戦略を構築する上で重要な、且つ普遍的な知見を得ることが主要な目的となる。つまり、ここでは最適化分析手法は思考実験のための道具であり、分析者が問題の特性を理解しながら、有意な結論を導くための手助けをするものにほかならない。

本分析では、「3.2.4 分析ケース」の項で説明するように、原子力利用等に関する異なる前提条件の下で、システムコストと CO<sub>2</sub> 排出量の 2 種類の指標を用いて、エネルギーシステムの最適化を行った。最適化の目的は、これらの指標に照らして最も優れた構造をもつようなエネルギー需給シナリオを構築することにある。このようにして得られたエネルギー需給シナリオの中身自体にも有用な知見は含まれるが、本分析の目的に照らしてより重要なのは、これらシナリオ間のエネルギー需給構造の違いが CO<sub>2</sub> 排出量やシステムコストにどのように影響するかを吟味することである。

### 3.2.2 前提条件

分析の基本的な前提条件を表 3.1 に示した。長期割引率は 5% とし、価格基準年を 1995 年とした。また、解析用データの価格、費用を表示する通貨としては日本円を使用することとした。国際市場における燃料価格を日本円に換算するために必要な日本円対米国ドルの換算レートは、1990 年と 1995 年については実績値を使用し、2000 年以降は 110 円／米国ドルの一定値を用いることとした。燃料の発熱量としては、低位発熱量<sup>[注 1]</sup>を使用した。エネルギーサービス需要、一次燃料に関する条件、及びエネルギーシステムのモデル化について、以下にまとめる。

---

[注 1]

燃料の発熱量を表示する方法としては、燃焼による発熱量そのものを用いる「高位発熱量」と、燃焼による発熱量から燃焼時に生成する水の蒸発潜熱を差し引いた低位発熱量がある。ボイラ、工業炉等の燃焼装置で炭化水素系の燃料の燃焼させると、燃料中の水素が燃焼して水が生成する。この水は高温の燃焼ガスの中で蒸発して水蒸気となり、その大部分は再凝縮することなく、煙道から外部に逃げる。つまり、燃料の燃焼熱のうち、生成した水の蒸発潜熱に相当する部分が有効利用されることなく、外部に放出されることになる。この実際には有効に利用できない部分を予め燃焼時の発熱量から控除して、燃料の発熱量を表現したのが低位発熱量である。なお、高位発熱量を総発熱量、低位発熱量を真発熱量と呼ぶこともある。

### (1) エネルギーサービス需要

将来のエネルギーサービス需要を設定する上で、まず人口、経済成長率等の社会経済指標の長期シナリオを作成する必要がある。表3.2は、この分析のために設定した主要な社会経済指標をまとめたものである。人口は、平成4年9月の厚生省人口問題研究所による中位推計値を用いた。世帯数については、世帯当たり人員数の長期的減少（2010年で2.7人、2030年で2.5人、2050年2.3人）を仮定して、将来値を設定した。

経済成長率（年平均伸び率）は、1990～2000年2.21%、2000～2010年2.5%、2010～2020年2%、2020～2030年1.5%、2030～2050年1.2%とした。経済の長期成長率は不確実性の大きい前提条件である。日本経済の長期成長ポテンシャルに関しては悲観的な見方もある。しかし我が国は、公的資本ストックが欧米諸国に比べて未整備<sup>[注1]</sup>であり、今後その整備と維持に多大な支出を必要としている。こうした支出を可能とするためには、長期的にある程度の成長を持続することが必要であることを踏まえ、目標成長率として上記の設定を行った。

また、産業構造に関しては、国民経済計算年報に基づいて1970年代及び1980年代における各産業の産出額<sup>[注2]</sup>のGDPに対する弾性値<sup>[注3]</sup>を求め、その長期的な推移を仮定して将来の産出額の伸び率を推定した。部門ごとには、第一次産業（農林水産業及び鉱業）、及び製造業の内の繊維、窯業土石、一次金属等の業種においては、近年産出額の伸び率が小さく、弾性値が小さい。特に、鉱業と一次金属は1970年代から1980年代にかけて弾性値が大幅に低下している。これらの産業の産出額の伸びが低い傾向は今後も持続すると考えられるので、将来の弾性値は現在値のまま横這い、あるいは業種によってはさらに若干低下すると仮定した。

#### [注1]

主要な社会資本の整備水準を欧米諸国と比較すると、次の通りである。（（ ）内は年）

項目	整備水準指標	単位	日本 (1990)	米国 (1986)	英國 (1982)	フランス (1983)	旧西独 (1983)
下水道	処理人口普及率	%	44	73	95	64	91
道路	舗装率	%	(1989) 68	(1988) 90	(1988) 100	(1988) 92	(1988) 99
	自動車保有台数 当り高速道延長 m/千台		(1990) 88	(1988) 455	(1988) 116	(1988) 26	(1988) 281
鉄道	複線化率	%	(1987) 30 46 (民鉄)	(JR) —	(1988) 74	(1988) 45	(1988) 42

（「2010年への選択シリーズ5 今つくる明日への社会資本」平成3年、経済企画庁総合計画局編）

#### [注2]

産出額とは、産業が生産した財貨又はサービスの価額の総額を指す。この産出額から、原料及びエネルギーの投入額（中間投入額）を差し引いた残りが、国内生産額であり、これを全産業について合計したものが国内総生産（GDP）である。

#### [注3]

一般に、着目している量の伸び率の、基準量の伸び率に対する比を弾性値と呼ぶ。数学的には次のように定義されている。量X及び基準量Yが、Δtの期間にそれぞれX+ΔX及びY+ΔYに変化したとき、

$$\text{量 } X \text{ の基準量 } Y \text{ に対する弾性値} = [(\Delta X / \Delta t) / X] / [(\Delta Y / \Delta t) / Y]$$

したがって、基準量Yよりも量Xの伸び率が大きい場合には、弾性値は1を超える、小さい場合には1を下回る。

一方、製造業の中で一般機械、電気機械、及び輸送機械、第三次産業の中で金融・保険業とサービス業は近年の産出額の伸びが顕著で、弾性値が大きい。これらの業種については、分析対象期間にわたって弾性値を1以上（産出額の伸び率がGDPの伸び率より大きい）としたが、長期的には産出額の伸びが鈍化していくものと仮定した。例えば、1990年から2050年までの期間に、一般機械では1.4～1.0、電気機械では2.0～1.3、金融・保険業では1.7～1.3、サービス業では1.4～1.1とした。

以上のように設定した各産業の産出額の伸び率を基に、将来の産出額を計算し、その合計値に対する業種カテゴリ（農林水産鉱業、製造業、建設業、及びサービス業等）の比率を示したのが表3.2の生産額構成である。この見通しでは、サービス業等のシェアが今後さらに増大するのに対して、農林水産鉱業、及び建設業のシェアは低下し、一方製造業においては素材系の低下を機械系が埋め合わせて、ほぼ横這いで推移している。

上記の社会経済指標の長期シナリオに基づいて、最終消費部門別のエネルギーサービス需要を表3.3に示すように設定した。なお、実際のMARKALへの入力データは、産業と民生部門に関してはエネルギーの消費用途別、輸送部門に関しては輸送機関別に与えているが、表3.3ではこれらの用途、輸送機関に関して集計した値を表示している。

産業部門に関しては、上記の産業構造変化の仮定に基づいて部門別のエネルギーサービス需要を求めた。なお、鉄鋼業、セメント製造業及び紙・パルプ製造業については、代表素材の生産量でエネルギーサービス量を定義した。その他の産業と民生の業務部門に関しては、関連産業の将来の産出額をもとに有効エネルギーの需要を求め、これをエネルギーサービス需要とした。

また、民生の家庭部門については、エネルギー利用を暖房、冷房、給湯、厨房、動力・照明の用途別に分け、住宅床面積、暖冷房負荷、給湯利用条件、エネルギー消費機器の普及率と利用率等を想定して各用途における将来の有効エネルギー需要を求め、これをエネルギーサービス需要とした。

輸送部門に関しては、まず旅客、貨物それぞれ輸送機関別に、過去の輸送量（人km及びトンkm）のGDPに対する弾性値を調査した。次に、過去の推移を基に弾性値の将来的変化を想定して長期的な輸送量を求め、これをエネルギーサービス需要データとした。なお、CO<sub>2</sub>の排出量の計量からはバンカー燃料（国際航空・国際船舶のために我が国で補給する燃料）の消費を除くこととなっているが、エネルギー需給収支にはこれを含める必要があるので、国際旅客及び国際貨物の輸送量も国内輸送の場合と同じ方法で設定した。

## (2)一次燃料価格

一次燃料の輸入価格に関しては、表3.4(a)に示すように将来価格を設定した。なお、この表では米国ドルで価格を表しているが、分析に際しては表3.1に示すレートを用いて日本円に換算して使用した。

原油の価格は長期的に上昇を続け、2050年には40\$/bblと、2000年の価格の2倍になるものと想定した。石炭の価格は、その資源規模と生産能力を考慮し、原油に比べてわずかな上昇に留まるものと考えた。我が国では、発熱量当りの価格で比較して、かつては一般炭よりも原料炭の方がかなり高かったが、最近では概ね同程度である。そこで、2000年以降においては両者は同一価格で推移するものと仮定した。

LNGの価格は、原油価格にリンクして上昇し、2050年の価格は2000年に比べて2倍になるものと考えた。しかし、我が国が輸入するLNGは欧州地域の天然ガスとは異なった環境下にある。東アジア地域の天然ガス消費量は現在のところ小さいが、今後エネルギー消費の増加とともに天然ガスの消費量も急増し、既存のLNGプロジェクトによる供給能力を超えた需要が発生する可能性が強いと考えられる。開発資金が巨額で、すでに価格上

昇圧力の強い LNG 市場であるが、今後の需要増大によって量、価格の両面において一層の入手困難な事態が発生することも予想される。そこで、現在の価格趨勢による輸入可能量を一定程度に制約し、より高価格の下で追加的な輸入が可能であると仮定し、表 3.4(a)に示すように、2 種類の価格を用意した。

天然ウランの将来価格は、当然のことながらウラン需給の動向に依存する。現在のところ原子力開発の世界的な停滞によって、ウランの需給は緩んでおり、生産能力、資源量にまだかなりの余裕がある。しかし、原子力開発が今後上向きに転じた場合、特に発展途上諸国の開発利用が順調に進んだ場合には、需給が逼迫してくる恐れもある。高速増殖炉の実用化時期がますます遅延する見通しの中で、今後原子力発電の規模が拡大した場合には、ウラン資源の問題が市場価格に影響する可能性も十分考えられる。そこで、この分析では天然ウランの価格が 2050 年には 2000 年の 1.5 倍まで上昇するものと仮定した。

なお将来的に、CO<sub>2</sub> の大幅な排出削減が実施された場合には、世界全体の天然ガスの需要が急増することが予想される。その結果、天然ガスの国際市場価格が急騰することも考えられる。しかし、この分析ではこのような価格変化については考慮していない。したがって、各分析ケースで、表 3.4(a)の燃料価格を共通に使用している。

### (3)一次燃料の利用可能量

化石燃料の輸入可能量については、表 3.4(b)に示すように想定した。原油の輸入量は、1973 年の石油危機以降徐々に減少し、1986 年には 1.88 億 kl まで低下した。しかしその後再び増加に転じ、1995 年には 2.64 億 kl となった。最近では、原油は生産過剰の状態にあって価格も低迷しており、今後短期的にはさらに輸入量が増える可能性もある。しかし長期的にみると、アジアを中心とした発展途上国での石油消費の増大が予想され、我が国の輸入可能量には制約があると考えた方が妥当である。また、現在の原油輸入から、長期的には製品輸入へとシフトしていくことも予想される。そこで、原油の輸入可能量については 2000 年をピークとして、2050 年には 0.8 億 kl まで低下するものと設定した。

石油製品のなかで、現状で輸入量が大きいのは重油、ナフサ、及び LPG であるが、上記のとおり今後製品輸入が増大するものと考え、2005 年以降灯油、軽油、ガソリンについても直接輸入が行われると想定した。2050 年における製品輸入の上限量は原油換算 1.7 億 kl であり、原油と合わせると同 2.5 億 kl となる。これは 1995 年の輸入量 3.17 億 kl の約 80% 相当量である。

石炭資源に関しては、我が国の輸入可能量に対する厳しい制約要因は考えられない。かつては、原料炭の供給不足が懸念されたが、大口需要家である鉄鋼業の生産規模が頭打ちとなっていること、一般炭による製鉄技術の展望がでてきたため、現在ではこれを考慮する必要はないと考えられる。したがって、原料炭には 2000 年以降一定、一般炭には増大傾向の上限制約を与えたが、これらは本分析の他の条件（石炭利用技術の設備制約）との関係で需要規模に比べて十分大きく、事実上制約がない状態となっている。

LNG については、石油代替エネルギーとして電力用及び都市ガス用に開発輸入が推進され、1995 年には約 4300 万トンの輸入規模に達している。しかし将来的には、上記のように我が国の輸入可能量は厳しい制約を受けることが予想される。例えば、総合エネルギー調査会基本政策小委員会の中間報告（平成 9 年 2 月）では、2030 年の天然ガス供給量を石油換算 1 億 kl ないし 1.1 億 kl（LNG で 7100 ないし 7800 万トン）と想定している。そこで、ここでは低価格の LNG が 2030 年に 7000 万トン、高価格のものが同年に 5000 万トンまで輸入可能とした。さらに 2050 年に関しては、低価格 LNG は 7000 万トンに留まるが、高価格 LNG は 1 億 1000 万トンまで輸入できるものと想定した。

なお、天然ウランの輸入可能量に対しては制約を与えていない。今後、需給が一時的に

逼迫する可能性もあるが、需要が増大すれば新規鉱山の開発も活発化するので、2050年までの期間では価格の上昇はあっても輸入可能量の問題は特に考慮する必要はないと判断した。したがって、本分析では原子力利用（発電及び高温核熱利用）の規模は、ウラン資源の入手可能量ではなく、設備規模に対する制約で規定されている。

#### (4) 燃料の CO<sub>2</sub> 排出係数

本分析で使用した CO<sub>2</sub> 排出係数を表 3.5 に示した。排出源は、一次燃料、廃棄物、及びセメント製造の石灰焼成プロセスとした。それぞれ、一次燃料の消費量、廃棄物の燃焼量、及びセメント製造量にこの表の排出係数を掛け合わせて、CO<sub>2</sub> の排出量が計算される。しかし、石油製品の中で原料として利用されるものは、廃棄物として焼却されるまでは排出をしない。また、国際航空と国際船舶の燃料からの排出は計量に含めないこととした。そこで、これらの石油製品による排出相当分を控除して総排出量を求めている。

なお、原料として利用された石油製品の中で、再利用されるか又は埋め立て廃棄されるもの以外は、廃棄物として焼却され、CO<sub>2</sub> を排出する。このうち産業廃棄物として焼却処分されるものに関しては、信頼できる情報が入手できなかつたため計量に含めていない。一方、包装容器、玩具、事務用品等に使用されているプラスチックは大部分が都市ごみとして焼却処分されるので、上記の廃棄物の項目にその排出量が含まれている。

また、本分析では総排出量のほかに、エネルギーの転換・消費部門別に CO<sub>2</sub> の排出量を計算している。この目的のため、上記の燃料ベースの排出係数に基づいて各エネルギー技術の排出係数（エネルギー転換又は消費当たりの CO<sub>2</sub> 排出量）を設定し、入力データに含めている。そして、エネルギーシステムの最適化の後、各エネルギー技術の利用規模に応じて計算された排出量をエネルギー精製・転換（電力を除く）、発電及び熱供給、産業、民生、輸送の各部門に分けて集計し、部門別の排出量を算出した。

### 3.2.3 エネルギーシステムのモデル化

基準エネルギーシステムには、既存のエネルギー源、エネルギー種、エネルギー技術に加えて、2050年までの期間に我が国で利用される可能性のある主要な新エネルギー及び新技術を組み込んだ。エネルギー源としては、原油、原料炭、一般炭、天然ガス、天然ウランのそれぞれ国産と輸入（天然ガスは LNG の形で輸入）、各種石油製品及び石炭液化油の輸入、及び自然エネルギー<sup>[注1]</sup>として水力、太陽エネルギー、地熱、風力、バイオマス、及び廃棄物を考慮した。

基準エネルギーシステムに組み込まれているエネルギー種及びエネルギー技術（最終消費技術を除く）を、それぞれ表 3.6 と表 3.7 に示した。エネルギー種としては、電力のほか、熱エネルギー、化石燃料、合成燃料、核燃料、各種自然エネルギー、及び回収エネルギーを含み、全体で 62 種類を考慮した。エネルギー技術に関しては、35 種類のエネルギー転換技術（化石燃料の精製・転換・分離・合成技術、バイオマス転換技術、核燃料加工技術、核熱利用技術）、19 種類の燃料送配技術、及び 32 種類の発電、熱電併給、熱供給技術を組み込んでいる。

[注1]

一般には、自然エネルギーと廃棄物からの回収エネルギーとを合わせた、再生可能エネルギーという呼び方がよく使用される。しかし、廃棄物からの回収エネルギーは量的に小さいこともあり、この分析では、これを含めて自然エネルギーと呼んでいる。

最終消費部門は大別して産業、民生、輸送の各部門に分類される。本分析では、これらの各部門を制度部門別、エネルギーの用途別等にさらに細分化し、合計で38部門に分割した<sup>[注1]</sup>。これらの各消費部門に対して、使用エネルギー種、性能（エネルギー利用効率、コスト等）の異なる、原則として複数のエネルギー消費技術を用意し、最適化の目的に応じて技術を選択できるようにした。エネルギー消費技術は全体で148種類用意した。

対象期間が長期にわたるため、将来の技術進歩（性能の改善、新技術の実用化）を分析に取り入れることが重要である。エネルギー供給部門では、発電技術として化石燃料利用の新技術（複合サイクル発電、燃料電池）、自然エネルギー利用技術（地熱、太陽光、風力）、新原子力技術（高速増殖炉）を含めた他、非電力分野では石炭の液化及びガス化、バイオマス転換による燃料アルコールの製造、高温ガス炉と熱利用技術（水素製造、メタノール合成、ガソリン合成等）を組み込んだ。

高温ガス炉の熱利用については、天然ガスの改質又は水の分解法による水素製造を考えた。水素の利用方法としては、輸送用燃料などに直接使用する方法と、メタノールに転換する方法とを考慮した。水分解によって水素製造を行うケースでは、メタノール合成のために炭素源が必要である。この分析では、改質ガスに含まれる一酸化炭素の利用に加えて、火力発電所の排ガスから回収したCO<sub>2</sub>も利用可能と想定した。

最終消費部門においても、鉄鋼業の溶融還元製鉄、産業用ボイラでのメタノール利用、加熱炉における水素燃料の利用、民生部門におけるソーラーシステム及び高効率ヒートポンプの利用、輸送部門における電気、メタノール、CNG（圧縮天然ガス）利用の新型自動車、水素燃料利用の新型飛行機などを考慮した。

なお、上記のエネルギー技術にはそれぞれ耐用年数、設備利用率、効率、コスト（建設費、運転維持費）、環境排出係数等の特性データが必要である。本分析では、これまでのETSAP研究を通じて蓄積した特性データを用いて、基準エネルギーシステムに含まれる各エネルギー技術の特性を設定した<sup>[注2]</sup>。また、各エネルギー技術の導入可能規模につい

## [注1]

最終消費部門の分割は次の通りである。

産業部門	<ul style="list-style-type: none"> <li>・鉄鋼業—製鋼、鋳造、圧延</li> <li>・化学工業—動力、ボイラ、加熱、原料</li> <li>・パルプ製造業—動力、ボイラ</li> <li>・紙・板紙製造業—動力、ボイラ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・セメント製造業—動力、加熱</li> <li>・窯業（除セメント）—動力、加熱</li> <li>・その他産業—動力、ボイラ、加熱</li> </ul>
民生部門	<ul style="list-style-type: none"> <li>・業務—動力・照明、暖房、冷房、給湯・厨房</li> <li>・家庭—動力・照明、暖房、冷房、給湯・厨房</li> </ul>	
輸送部門	<ul style="list-style-type: none"> <li>・国内旅客—鉄道、乗用車、バス、航空、船舶</li> <li>・国内貨物—鉄道、トラック、航空、船舶</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・国際旅客—航空</li> <li>・国際貨物—航空、船舶</li> </ul>

## [注2]

エネルギー技術の特性は、MARKALモデルによるエネルギーシステム解析にとってきわめて重要なデータであり、ETSAP研究においてもこれまでに国別データの比較分析や新エネルギー技術に関する標準データの作成が行われてきた。我が国では、附属書III研究までは原研が原子力技術、電子技術総合研究所が原子力以外の技術を分担していたが、附属書IV研究以降は原研がすべての技術の特性データを整備してきた。原研では、ETSAP研究の他、統合エネルギーシステム（IES）国際共同研究、高温核熱利用に関する研究などを通じて特性データの追加、更新を行ってきた。

特性データの設定に当たっては、当該技術の性能に関する情報が必要となる。既存技術については、統計情報や業界団体の調査報告書をもとに、現在稼働中の機器、設備の性能とコストを把握した。家庭用のエネルギー機器に関しては家電月報や製品カタログの情報を、また産業部門のエネルギー機器に関しては機械統計年報の情報も活用した。新エネルギー技術については、研究開発状況に関する調査報告書や経済性分析レポートを参考とした他、関連業界へのヒアリング、委託調査等を通じて情報を収集した。

ても、設備容量の現実的増加率、立地の可能性等を考慮して想定を行った。主要発電技術の特性データ及び設備容量制約はそれぞれ表3.8及び表3.9に示すとおりである。

また、本分析では省エネルギー（以下省エネと略記）に関するいくつかの前提条件を用意した。火力発電技術については、上記のように高効率の新技術を組み込んだ他、表3.8の特性データに示すように既存技術における発電効率の将来的改善を仮定した。

最終消費部門に関しては、環境庁「地球温暖化対策技術評価検討会報告書」（平成8年5月）及び電力中央研究所による民生用電力機器の効率向上に関する調査検討結果（「エネルギー経済」平成8年5月）をもとに、民生部門と輸送部門の主要な最終消費技術のエネルギー利用効率の向上を、表3.10(a)に示すとおり仮定した。本分析では、これらの効率改善は追加コストなしで実現可能と仮定しており、最適化においては外部条件となっている。つまり、CO<sub>2</sub>の排出削減に関係なく、共通の前提条件としてどの分析ケースにも適用されている。

また、産業部門については、表3.10(b)に示す約50種類の省エネ案件を統合し、22種類の省エネ技術としてモデルに組み込んだ。各省エネ技術には、コスト等の特性データとともに、利用可能規模の制約を与えた。これらの省エネ技術は、あるコスト負担の下で最終エネルギー消費を減少させる働きをし、最適化においては経済性の優れた順番に、制約した規模の範囲で実施される。CO<sub>2</sub>の排出に課徴金を与えた場合には、化石燃料利用の最終消費技術のコストが高くなるので相対的に省エネ技術の競争力が高まり、選択されやすくなる。表3.10(d)には、これらの省エネ技術が最大限導入された場合の、産業部門の省エネ量（最終エネルギー消費量の削減量）を示した。

最初に述べたように、この分析ではCO<sub>2</sub>の回収・投棄による排出削減効果も検討した。回収・投棄は、長期的にはCO<sub>2</sub>排出量を大幅に削減するための有力な選択肢になると考えられている。CO<sub>2</sub>の地中への圧入は、原油の増進回収（EOR）のために産油国で実施されており、すでに実用技術とされている。ノルウェーでは、年間100万トン(CO<sub>2</sub>)規模の地中貯留プロジェクト（海底帶水層への投棄）が1996年に開始された。また、インドネシアでは天然ガスから分離したCO<sub>2</sub>をガス田の近くにある帶水層に投棄する計画を進め、2003年から年間4000万トン(CO<sub>2</sub>)の規模で実施する予定である。

我が国でもCO<sub>2</sub>の回収・投棄に関する研究開発が進められており、投棄可能地点の検討も行われている。地質調査所の検討<sup>(8)</sup>によれば、日本とその近海の構造性帶水層と油田・ガス田を合計して年間約9000万トン(CO<sub>2</sub>)弱の地中貯留容量があるとみられている。さらに、長距離輸送を行えばインドネシアや中東地域の大規模な油田、ガス田、帶水層への投棄も可能とされている。

しかし、所要コストを含めて、現時点ではその実現の可能性に不確実性が大きいことも否めない。そこで、この分析では、参考ケースの中で回収・投棄を行った場合の効果を検討した。具体的には、石炭ガス化複合サイクル発電と天然ガス複合サイクル発電からの回収を想定し、回収・投棄に伴うエネルギー消費とコストを表3.11のように設定した。

### 3.2.4 分析ケース

2050年までのエネルギー需給シナリオを作成するために、表3.12に示すように、前提条件の異なる8種類の分析ケースを用意した。このうちA1からD1までの4ケースは原子力利用の効果を検討するケースであり、以下ではこれらを基本ケースと呼ぶ。

ケースA1は今後原子力の利用をやめるとともに、CO<sub>2</sub>の排出削減のための対策を特に実施しない場合である。原子力については、2001年以降の新設を行わず、また既存の原子力発電所はそれぞれ耐用年数（運転開始後30年）を経過した後に廃止されるものとし

た。また、単純に割引システムコストを最小化し、経済性のみの観点からエネルギー・技術選択を行った。

これに対して、A1以外のケースでは、2005年以降CO<sub>2</sub>の排出に所定の課徴金を与えた上で割引システムコストを最小化した。これらのケースでは、与えた課徴金額に相当する限界費用（単位量のCO<sub>2</sub>を追加的に削減するのに必要な費用）の範囲でCO<sub>2</sub>の排出低減に寄与する代替エネルギー、代替技術が選択され、これによってCO<sub>2</sub>の総排出量が低減されることになる。これらのケースのうち、ケースB1はケースA1と同じく原子力の利用を行わない場合である。すなわち、原子力を利用しないでCO<sub>2</sub>を極力低減したケースである。

ケースC1は原子力利用を継続し、原子力発電の設備規模を2010年に70GWe、2030年に100GWe、2050年に125GWeまで拡大する場合である。またケースD1は、ケースC1の原子力発電拡大に加えて、高温ガス炉の熱利用を行う場合である。高温ガス炉は2020年から導入され、2050年には80GWtの設備容量を想定している。

ケースB2及びD2は、それぞれケースB1及びD1においてCO<sub>2</sub>の回収・投棄を可能とした場合である。回収・投棄は2010年から可能とし、2020年に年間1億5000万トン、2030年に同4億トンを上限とし、また2035年以降は無制約に投棄可能としている。ケースB1G及びB2Gは、それぞれケースB1及びB2においてLNGの2020年までの輸入可能力を拡大するとともに、それ以降は輸入量の制約がないとした場合である。

これらのCO<sub>2</sub>の排出削減ケースでは、上記のようにCO<sub>2</sub>の排出に課徴金を与えた上で割引システムコストを最小化し、排出量の少ないエネルギー種及びエネルギー技術を選択している。<sup>[注1]</sup>その原理は次のとおりである。

課徴金を与えない場合の割引システムコストは次式で表される。

$$C = \sum C_j^s \cdot X_j^s + \sum C_j^t \cdot X_j^t$$

ここで、X<sub>j</sub><sup>s</sup>は化石燃料の消費量、C<sub>j</sub><sup>s</sup>はその単価、X<sub>j</sub><sup>t</sup>は化石燃料消費量以外の変数（他の一次燃料の消費量、エネルギー技術の新設量、設備容量、稼働量等）、C<sub>j</sub><sup>t</sup>はその単価である。Σは変数の種類jに関する合計を表している。（なお、単純化のために時間パラメータ、及び基準年価値への割引係数を省略している。）

これに対して、課徴金を与えた場合には、この式に「課徴金×CO<sub>2</sub>排出量」の項が追加される。ただし、aは課徴金額、f<sub>j</sub>は化石燃料jのCO<sub>2</sub>排出係数である。

$$C' = \sum C_j^s \cdot X_j^s + \sum C_j^t \cdot X_j^t + \sum a \cdot f_j \cdot X_j^s$$

これを整理すると、次式が得られる。

$$C' = \sum (C_j^s + a \cdot f_j) \cdot X_j^s + \sum C_j^t \cdot X_j^t$$

#### [注1]

なお、上記の課徴金は炭素税と似ているが、あえて課徴金と呼ぶのは以下の理由による。現実に炭素税を導入した場合には、エネルギー価格上昇を通じてエネルギーサービスの需要が低下する効果（産業構造転換の促進、家庭部門におけるエネルギー支出の減少等）があること、また税収の適切な活用によって経済的に競争力の乏しい排出削減対策の導入を促進できること等の効果が予想される。したがって、炭素排出量当たり比較的小さな金額で削減効果が十分期待できる。

しかし、これらの効果をモデル分析で検討するためには、産業構造の変化、エネルギーと他の生産要素との代替、民間最終消費支出の構造、税収と政府支出構造等に関する分析機能を持ったマクロ経済モデルが不可欠である。一方、MARKALモデルはエネルギーシステムのみを対象としており、経済システムはモデルの外部条件となっている。したがって、炭素税の導入によって予想される上記のような排出低減効果は取り扱うことはできない。このため、排出の大幅削減のためには金額も極めて大きなものが必要となり、いわゆる炭素税とは明確に区別することが必要とされるからである。

したがって、課徴金を与えた場合には  $\text{CO}_2$  排出係数の大きな燃料（例えば石炭）のコスト係数（割引システムコストの式における変数  $X_j^s$  の係数値）が大きくなり、最適化に際しての競争力が低下する。逆に、排出係数の小さな天然ガスはコスト係数の増大の程度が小さく、競争力が強くなる。この影響は、システムに含まれる各技術に対して使用燃料コストの変動の形で波及し、石炭火力は天然ガス火力や太陽光発電に比べて競争力が低下する。結局、課徴金のない場合に比べて、一次燃料の  $a \cdot f_j$  の価格上昇の下で、競争力が優位に立った  $\text{CO}_2$  排出量の少ない技術が新たに導入されることになる。

この分析では、表 3.12 に示すとおり 2005 年から課徴金を導入することとし、その額を 2005 年の 5000 円／トン( $\text{CO}_2$ )、2010 年の 10000 円／トン( $\text{CO}_2$ )から、2050 年に 50000 円／トン( $\text{CO}_2$ )まで増額した。この課徴金額はきわめて高額であり、これを課した場合には  $\text{CO}_2$  の削減に役立つ大部分のオプションが採用される。10000 円／トン( $\text{CO}_2$ )の場合、原油 1 リットル当たり 26.5 円、LNG 1kg 当たり 27.3 円、石炭 1kg 当たり 22.8 円の課徴金額が燃料価格に上乗せされることになる。これらの課徴金額を例えれば 2010 年の燃料価格に比べると、それぞれ 1.47 倍、3.93 倍、0.97 倍相当である。

以上のケースについて、MARKAL モデルの最適化機能を活用して、コストと  $\text{CO}_2$  排出量削減の観点から、エネルギー需給構造を描いた。上記のとおり、基準エネルギーシステムにはきわめて多数の構成要素が含まれているため、エネルギー需給構造の中身は複雑であるが、一次エネルギー供給の構成、最終エネルギー消費の構成、発電電力量の電源別構成によって、ケース間の相違を概ね把握することができる。そこで、これらの観点から、各ケースにおける需給構造の特徴を概観する。

表 3.1 分析の概要と基本的な前提条件

○分析手法	・MARKALモデル						
○対象期間	・1990年～2050年						
○長期割引率	・年率5%						
○価格基準年	・1995年基準						
○CO <sub>2</sub> 排出量の 計量方法と範囲	<ul style="list-style-type: none"> <li>・エネルギーの入手段階（輸入、国内採掘）で計量する</li> <li>・化学工業等の原料になるものを控除する</li> <li>・廃棄物の燃焼、セメント製造業での石灰の焼成による排出を計量に含める</li> <li>・国際航空・国際船舶用燃料からの排出を計量に含めない</li> </ul>						
○通貨	<ul style="list-style-type: none"> <li>・日本円</li> <li>・米国\$への換算レート（円／米国\$）は次の通り</li> </ul> <table style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td>1990年</td> <td>1995年</td> <td>2000年～2050年</td> </tr> <tr> <td>142</td> <td>96</td> <td>110</td> </tr> </table>	1990年	1995年	2000年～2050年	142	96	110
1990年	1995年	2000年～2050年					
142	96	110					
○燃料発熱量	・低位発熱量						
○エネルギー サービス需要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・社会経済指標の長期シナリオ → 表3.2参照</li> <li>・エネルギーサービス需要 → 表3.3参照</li> </ul>						
○一次燃料に 関する条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>・輸入燃料の価格 → 表3.4参照</li> <li>・輸入量に対する上限制約 → 表3.4参照</li> <li>・国産燃料の価格は輸入燃料と同一とした</li> <li>・国産燃料の生産量はほぼ現状規模に制約した</li> <li>・燃料の二酸化炭素排出係数 → 表3.5参照</li> </ul>						
○エネルギーシス テムのモデル化	<ul style="list-style-type: none"> <li>・エネルギー媒体の種類 → 表3.6参照</li> <li>・エネルギー技術の種類 → 表3.7参照</li> <li>・主要発電技術等の特性データ → 表3.8参照</li> <li>・主要発電技術等の設備容量制約 → 表3.9参照</li> <li>・省エネルギーに関する前提条件 → 表3.10参照</li> </ul>						

表 3.2 社会経済指標

	1990年	2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
人口（百万）	123.6	127.4	130.4	128.3	123.0	111.5
世帯数(百万)	40.7	44.7	48.3	49.4	49.2	48.5
GDP伸び率(%/年)	2.21*	2.50	2.00	1.50	1.20	
生産額構成 (%)						
農林水産鉱業	2.3	1.9	1.5	1.3	1.1	0.9
製造業	42.7	42.6	42.9	42.6	42.4	42.2
(うち素材系)	(10.3)	(9.1)	(8.1)	(7.5)	(7.0)	(6.3)
(うち機械系)	(18.4)	(20.6)	(22.9)	(24.1)	(24.9)	(26.3)
建設業	9.2	8.5	7.9	7.5	7.2	6.7
サービス業等	45.8	47.0	47.7	48.7	49.3	50.2

\* 1994年～2000年の伸び率=3%

表 3.3 エネルギーサービス需要

	1990年	2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
素材生産量(百万t)						
粗鋼	110.	97.5	95.0	92.5	90.0	85.0
セメント	84.4	90.0	87.5	83.75	80.0	75.0
紙・板紙	28.5	32.2	35.4	37.6	39.3	42.3
非素材産業の有効エネルギー需要(PJ)						
化学工業(エネルギー)	445.	495.	547.	586.	616.	667.
化学工業(原料)	1015.	1400.	1443.	1468.	1485.	1511.
窯業(除セメント)	123.	127.	133.	137.	140.	146.
その他産業	1558.	1937.	2381.	2744.	3060.	3654.
民生部門有効エネルギー需要(PJ)						
業務	1009.	1291.	1567.	1817.	2029.	2432.
家庭	1199.	1607.	1956.	2226.	2404.	2574.
国内輸送量						
旅客(10億人km)	1299.	1502.	1767.	2009.	2209.	2555.
貨物(10億トンkm)	547.	596.	657.	715.	765.	849.

注： 1. エネルギーサービス需要の定義

- ・鉄鋼業、セメント製造業、紙・パルプ製造業：素材生産量
- ・その他の産業：有効エネルギー需要
- ・民生部門(業務及び家庭)：有効エネルギー需要
- ・輸送部門：旅客又は貨物の輸送量

2. 有効エネルギーの定義

- ・最終エネルギー消費機器によって正味に利用されたエネルギー(機器に投入されたエネルギーから、外部への放熱等による損失分を差し引いたもの)

表 3.4 輸入燃料に関する前提条件

## (a) 輸入燃料価格の見通し

		1990	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2050
原 油	\$/bbl	22.76	18.27	20.0	23.0	26.0	30.0	34.0	40.0
	\$/GJ	4.02	3.23	3.54	4.07	4.59	5.30	6.00	7.06
原料炭	\$/GJ	2.02	1.85	2.00	2.08	2.15	2.25	2.35	2.50
一般炭	\$/GJ	2.06	2.00	2.00	2.08	2.15	2.25	2.35	2.50
LNG(低)	\$/GJ	4.13	3.66	4.01	4.61	5.21	6.02	6.82	8.02
LNG(高)	\$/GJ	-	-	-	5.53	6.25	7.22	8.18	9.62
天然ウラン	\$/lbU <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	29.0	19.0	19.0	20.4	21.9	23.8	25.7	28.5

## (b) 輸入量に対する上限制約

		1990	1995	2000	2005	2010	2020	2030	2050
原 油	億kl	2.35	2.66	2.70	2.45	2.20	1.85	1.50	0.80
石油製品									
重 油	億kLOE	0.18	0.05	0.11	0.16	0.20	0.25	0.30	0.40
ナフサ	億kLOE	0.17	0.25	0.25	0.25	0.25	0.24	0.23	0.20
LPG	億kLOE	0.19	0.19	0.23	0.24	0.25	0.29	0.33	0.40
灯 油	億kLOE	0.	0.	0.	0.05	0.10	0.13	0.15	0.20
軽 油	億kLOE	0.	0.	0.	0.05	0.10	0.15	0.20	0.30
ガソリン	億kLOE	0.	0.	0.	0.05	0.10	0.13	0.15	0.20
原料炭	万t	6520	6520	7200	7200	7200	7200	7200	7200
一般炭	万t	3630	5760	9500	14750	20000	40000	60000	70000
LNG(低)	万t	3570	4280	5500	5750	6000	6500	7000	7000
LNG(高)	万t	-	-	-	200	1000	2500	5000	11000

表 3.5 二酸化炭素の排出係数

項目	単位	排出係数
化石燃料		
原油(国産、輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	74.4
LPG(輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	63.4
ガソリン(輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	73.2
ナフサ(輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	73.6
灯油(輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	67.9
軽油(輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	74.2
重油(輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	75.6
原料炭(国産、輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	95.1
一般炭(国産、輸入)	kgCO <sub>2</sub> /GJ	92.5
海外液化用石炭	kgCO <sub>2</sub> /GJ	92.5
LNG	kgCO <sub>2</sub> /GJ	55.8
国産天然ガス	kgCO <sub>2</sub> /GJ	55.8
廃棄物		
パルプ廃液	kgCO <sub>2</sub> /GJ	99.1
都市ごみ	kgCO <sub>2</sub> /kg	809.
セメント製造業		
石灰焼成	kgCO <sub>2</sub> /t(セメント)	534.
石油製品非エネルギー利用(控除)		
石油精製残さ(アスファルト等)	kgCO <sub>2</sub> /GJ(原油)	1.88
化学工業原料		
LPG	kgCO <sub>2</sub> /GJ	54.6
ナフサ	kgCO <sub>2</sub> /GJ	62.6
一般炭	kgCO <sub>2</sub> /GJ	92.5
コークス	kgCO <sub>2</sub> /GJ	113.9
国際航空・船舶用燃料(控除)		
ジェット油	kgCO <sub>2</sub> /GJ	67.9
重油	kgCO <sub>2</sub> /GJ	74.9

注： 1. 燃料の発熱量には、低位発熱量を使用した。

2. 本分析では、一次燃料(国産又は輸入燃料)に排出係数を与え、一次燃料のなかで燃焼に使用されない部分及び国際航空・船舶に使用される燃料からの排出相当分を控除することとしている。したがって、総排出量の計量には上表の排出係数を使用した。また、二酸化炭素の排出に対する課徴金も上表の排出項目に対して与えた。
3. 上表の排出係数とは別に、部門別の二酸化炭素排出量を計量する目的で、基準エネルギー・システムに含まれる各エネルギー技術に対して個別に排出係数を与えた。

表 3.6 モデルに組み込んだエネルギー種

化石燃料	原子力
原油	天然ウラン
LPG	減損ウラン
ガソリン	プルトニウム（分裂性）
ナフサ	プルトニウム（非分裂性）
灯油・ジェット油	軽水炉新燃料
軽油	高速増殖炉新燃料
重油（低硫黄）	高温ガス炉新燃料
重油（高硫黄）	軽水炉使用済燃料
潤滑油	高速増殖炉使用済燃料
石油火力用燃料（低硫黄）	高温ガス炉使用済燃料
石油火力用燃料（高硫黄）	
ガスタービン燃料	電力・熱
コージェネ用燃料	電力
産業自家発用燃料	低温熱（地域熱供給用）
LNG（低価格）	冷熱
LNG（高価格）	産業用プロセスヒート
天然ガス（LNG気化後）	排熱（中温）
国産天然ガス	排熱（高温）
火力発電用ガス	高温核熱
都市ガス（産業用）	
都市ガス（民生用）	合成燃料
産業用低カロリーガス	水素
一般炭	メタン
原料炭	メタノール
海外液化用一般炭	一酸化炭素
コークス	合成ガス（石炭ガス化）
コークス炉ガス	合成ガス（メタン改質）
自然エネルギー	石炭液化油（軽質）
水力	石炭液化油（重質）
太陽エネルギー	回収エネルギー
地熱	高炉・転炉ガス
風力	高炉炉頂圧
バイオマス	パルプ廃液
	都市ごみ
	都市廃熱

表 3.7 エネルギー転換・輸送技術の種類

<b>石油精製</b>	<b>核熱利用技術</b>	<b>発電技術</b>
常圧蒸留	高温ガス炉	石油火力
水素化分解	メタン改質	事業用(低硫黄)
揮発油留分精製	改質ガス分離	事業用(高硫黄)
軽質留分精製	熱化学水素製造	自家発電
重油脱硫	高温電解水素製造	熱電併給
水素製造(LPG改質)	メタノール製造(CO)	自家発CC
水素製造(ナフサ改質)	メタノール製造(CO <sub>2</sub> )	石炭火力
都市ガス(ナフサ原料)	ガソリン合成	在来型
	水素製造(COシフト)	ガス化CC
	高温廃熱発電	ガス化MCFC
<b>LNG関連技術</b>		<b>LNG火力</b>
LNG気化		在来LNG
冷熱空気分離		LNG-CC
<b>石炭転換</b>	<b>最終消費向け輸送技術</b>	LNG冷熱発電
コークス炉	LPG(小口需要)	ガスタービン
石炭水性ガス化	LPG(大口需要)	原子力発電
合成ガス分離	ガソリン	軽水炉
石炭軽質液化	ナフサ	高速増殖炉
石炭重質液化	灯油(小口需要)	自然エネルギー発電
液化油分離	灯油(大口需要)	水力
液化油輸送	軽油(小口需要)	地熱(低価格)
	軽油(大口需要)	地熱(高価格)
	重油(低硫黄)	太陽光(低価格)
	重油(高硫黄)	太陽光(高価格)
<b>バイオマス転換</b>	都市ガス(小口需要)	風力
アルコール製造	都市ガス(大口需要)	ゴミ発電
固体燃料製造	産業用低中加リーガス	高炉炉頂圧
	一般炭	COガスタービン
<b>核燃料製造・再処理</b>	コークス	揚水発電
製造(軽水炉)	水素	熱電併給
製造(高速増殖炉)	メタノール(小口需要)	在来型
製造(高温ガス炉)	メタノール(大口需要)	燃料電池PAFC
再処理(軽水炉)		燃料電池MCFC
再処理(高速増殖炉)	CO <sub>2</sub> 回収・投棄	地域熱供給
再処理(高温ガス炉)	IGCCからのCO <sub>2</sub> 回収	ガス
	ガスCCからのCO <sub>2</sub> 回収	地熱
	CO <sub>2</sub> 投棄	廃熱(ヒートポンプ)

(注) CC : 複合サイクル発電, MCFC : 溶融炭酸塩型燃料電池, PAFC : リン酸型燃料電池  
 IGCC : 石炭ガス化複合サイクル発電

表 3.8 主要発電技術等の特性データ

発電技術 年	耐用 年数	稼働率 (上限) (%)	発電等 効率 (%)	建設費 (円/W)	運転維持費	
					固定費 (円/W)	可変費 (円/MJ)
石油（事業用） 1990-95 2000-50	30	60 50	41.0 42.0	202.	8.65	0.0628
石油他 1990 2000 (産業自家発) 2020-50	30	70	35.0 36.0 38.0	233.	9.98	0.0734
石油他 1990 2000 (産業熱併給) 2020-50	30	70	34.0 35.0 36.0	253.	10.9	0.0797
石炭（在来） 1990-00 2020-50	30	70	38.0 40.0	264.	11.0	0.148
石炭（IGCC） 2000 2010 2020-50	30	70	43.0 45.0 49.0	314.	13.1	0.212
石炭（MCFC） 2010 2020 2050	30	70	50.0 52.0 54.0	345.	14.4	0.233
LNG 火力 1990 2000-50	30	65	42.0 43.0	212.	9.08	—
LNG 複合サイクル 1990 2010 2020 2050	30	65	45.0 55.0 59.0 61.1	256.	10.9	—
LWR 発電 1990 1995-50	30	75 80	FEQ	328.	15.0	0.123
FBR 発電 2000 2020 2030-50	30	80	FEQ	1312. 656. 459.	23.3	—
水力	60	53.2	FEQ	916.	16.3	—
地熱（低費用）	20	80	FEQ	600.	17.4	0.020
地熱（高費用）	20	80	FEQ	900.	26.1	0.030
太陽光（低費用） 1995 2000 2010 2050	20	12.5	FEQ	1490. 561. 337. 303.	29.7 11.2 6.72 6.05	—
太陽光（高費用） 2015 2050	20	12.5	FEQ	359. 333.	7.15 6.66	—
風力 2000 2010 2020 2030	20	24	FEQ	600. 450. 370. 320.	24.8 18.6 15.3 13.3	—
熱電併給（在来型）	20	70	電気 27. 熱 38.	276.	10.9	0.170
燃料電池 (PAFC) 2010-50	20	70	電気 43.3 熱 27.8	307. 276.	12.1 10.9	0.189 0.170
燃料電池 (MCFC) 1990-30 2050	20	70	電気 55.6 熱 27.8 電気 59.0 熱 29.5	331.	13.1	0.204
地熱(熱供給)	20	90	FEQ	101.	10.1	0.153
廃熱(熱供給) 2000 2030-50	30	90	(COP 6.)	150. 120.	9.3 7.4	0.058 0.046

(注) FEQ は化石エネルギー換算で投入エネルギーを与えることを示す。

表 3.9 主要発電技術等の設備容量制約

(単位: GWe)

発電技術	制約	2000	2010	2020	2030	2040	2050
石油火力 事業用(低硫黄)	上限 下限	28. 23.		(2005 年以降の新設なし)			
事業用(高硫黄)	上限 下限	28. 24.		(2010 年以降の新設なし)			
熱電併給	上限	3.	4.5	( 5.8)	7.	8.5	10.
石炭火力 在来型	上限 下限	29.	32.	(2015 年以降の新設なし)			
IGCC	上限	0.24	8.	40.	200.	250.	300.
ガス化 MCFC	上限	—	0.5	10.	40.	60.	80.
LNG 火力 在来型	上限 下限	44. 40.	50. 32.	(2015 年以降の新設なし)			
複合サイクル	上限 下限	13.5 12.5	40. 20.	70. 30.	30.	30.	30.
ガスタービン	上限	8.	12.	16.	20.	22.5	25.
自然エネルギー発電							
水力	上限 下限	22.2 22.1	26.5 22.3	28. 22.5	28. 22.6	28. 22.8	28. 23.
地熱 (低価格)	上限 下限	0.8 0.78	2.	4.	4.7	5.3	6.
地熱 (高価格)	上限	0.1	1.	3.	6.	9.	12.
太陽光 (低価格)	上限 下限	0.4 0.1	4.6 3.5	20. 10.	40. 20.	40. 20.	40. 20.
太陽光 (高価格)	上限	—	(2015 年)	7.	(2025 年)	35.	40.
風力	上限	0.02	0.3	4.	8.	9.	10.
その他発電							
ゴミ発電	上限	1.	1.3	1.4	1.5	1.5	1.5
CO ガスタービン	上限	—	0.2	1.	5.	7.5	10.
揚水発電	上限 下限	24. 22.	32.	36.	40.	42.5	45.
熱電併給 (GWe) 在来型	上限	5.4	10.	10.	10.	10.	10.
燃料電池 (PAFC)	上限	0.2	5.	15.	20.	25.	30.
燃料電池 (MCFC)	上限	—	0.2	15.	40.	65.	90.
熱供給 (GWt) ガス	上限	7.7	12.5	17.2	22.	23.5	25.
地熱	上限	0.96	1.91	2.87	3.82	4.59	5.35
廃熱 (ヒートポンプ)	上限	0.2	2.	6.	10.	12.5	15.
原子力 発電合計 (GWe)	上限	46.	70.	85.	100.	113.	125.
うち 軽水炉 高速炉	上限 上限	46. —	70. —	84. 1.	95. 5.	98. 15.	100. 25.
高温ガス炉 (GWt)	上限	—	—	1.	10.	40.	80.

(注) 「—」は技術の導入がないこと、ブランクは設備容量制約がないことを示す。

表 3.10 省エネルギーに関する前提条件(1/2)

## (a) 民生・輸送部門のエネルギー効率改善

		効率改善率(対1990年、%)		
		2000年	2010年	2050年
業務	動力・照明	10	20	20
	暖房 エアコン	10	20	20
	冷房 エアコン(冷房専用)	10	20	20
	エアコン(暖冷房用)	14	28	28
家庭	動力・照明	10	20	20
	暖房 エアコン	10	20	20
	冷房 エアコン(冷房専用)	10	20	20
	エアコン(暖冷房用)	15	30	30
輸送	乗用車 ガソリン	10	15	15
	軽油・LPG	5	10	10
	バス 軽油・ガソリン	5	10	10
	トラック 軽油・ガソリン	5	10	10

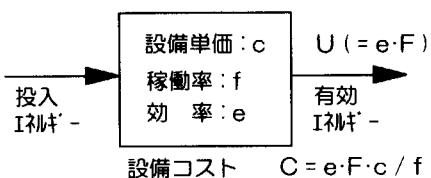
## (b) 産業部門の省エネルギー案件

鉄鋼業／高炉・転炉 コークス乾式消火装置 取鍋高温化燃焼装置 密閉型排ガス回収装置 副生ガス貯留装置	化学工業／動力 無菌高純水製造装置 高効率圧縮機	紙・板紙製造業／ボイラ 熱回収工業用ヒートポンプ 高性能面圧脱水装置 高効率ボイラ(廃熱利用) ガスタービンコーチェネ装置 廃熱ボイラ 高効率全熱交換器 ヒートポンプ(能力65000kcal以上)
鉄鋼業／電炉 電気炉用原料予熱装置 水冷炉壁型アーク炉	化学工業／ボイラ 熱回収工業用ヒートポンプ 高効率ボイラ(廃熱利用) 高性能分解反応装置 ガスタービンコーチェネ装置 高性能気相法 <sup>リラ</sup> ヒートレット製造装置 廃熱ボイラ 高効率全熱交換器 ヒートポンプ(能力65000kcal以上)	その他産業／動力 直接接触方式連続自動冷凍装置 高吐出型押出成形機 自動給綿装置 高速ローラー式練糸機 高速粗紡機 高速コーマ機
鉄鋼業／圧延等 密閉型排ガス回収装置 塗装燃焼型焼付乾燥炉 乾式炉頂圧発電装置 廃熱利用型連続焼鈍装置	セメント／動力 ロールプレス装置 豊型ミル設備	その他産業／ボイラ 熱回収工業用ヒートポンプ 高効率ボイラ(廃熱利用) ガスタービンコーチェネ装置 噴流式染色装置 廃熱ボイラ 染液低付与装置 高効率全熱交換器 不燃性ガス利用アーク溶接機 ヒートポンプ(能力65000kcal以上)
鉄鋼業／鍛錆鋼 熱風送風式キュボラ 工業炉用脱湿送風装置 酸素富化装置 高効率工業炉(空燃比・炉圧制御) 高効率工業炉(原料予熱式) 高効率工業炉(真空排気方式) 高性能高周波誘導加熱装置 高性能高周波溶解炉	パルプ製造業／ボイラ 熱回収工業用ヒートポンプ 高性能サイズプレス装置 高効率ボイラ(廃熱利用) ガスタービンコーチェネ装置 予備浸透型連続蒸解装置 廃熱ボイラ 高効率全熱交換器 ヒートポンプ(能力65000kcal以上)	

表 3.10 省エネルギーに関する前提条件(2/2)

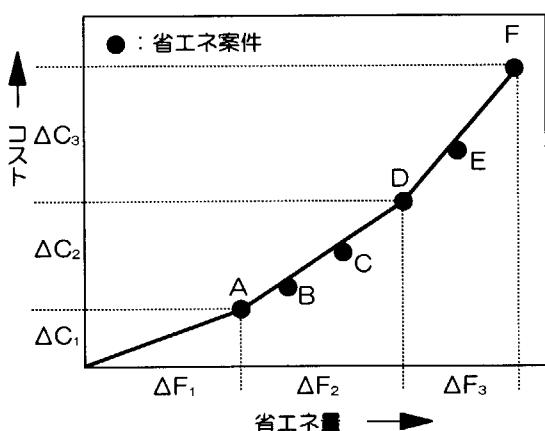
## (c) 産業部門省エネ技術のモデル化

## ① MARKALでの最終エネルギー消費技術のモデル



② 省エネ案件の統合による省エネ技術のモデル化  
産業／用途部門毎に省エネ案件を省エネ単価の小さい順に並べ、下図に示すように複数の省エネ案件を一つの省エネ技術にまとめる。この例では、

省エネ技術	案件	コスト	省エネ量
1	A	$\Delta C_1$	$\Delta F_1$
2	B+C+D	$\Delta C_2$	$\Delta F_2$
3	E+F	$\Delta C_3$	$\Delta F_3$

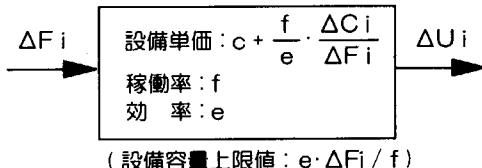


## ③ 省エネ技術の特性データの設定

省エネ案件は既存技術の更新又は改修によって実現される。これをMARKALでモデル化する上では、省エネ技術が導入された時に、同一の有効エネルギーを供給しながら、省エネ案件の実施に必要な追加コスト  $\Delta C_i$  が課され、且つ投入エネルギーの節約  $\Delta F_i$  が行われるようにする必要がある。

そこで、左下図のようにモデル化した各省エネ技術の特性を、下の図のように定義する必要がある。

ここで、省エネ技術への投入エネルギー  $\Delta F_i$  はエネルギー需給収支式には組み込まれない。したがって、省エネ技術がシステムに導入されると  $\Delta F_i$  だけ、エネルギー消費量が減ることとなる。



$$(設備容量上限値: e · ΔF_i / f)$$

## ④ 省エネ技術が導入された場合の収支

既存技術	省エネ技術	合計
有効エネルギー - $e[F - \sum \Delta F_i]$	$e \sum \Delta F_i$	$U$
最終エネルギー - $F - \sum \Delta F_i$	0	$F - \sum \Delta F_i$
設備コスト $e[F - \sum \Delta F_i]c/f$	*	$C + \sum \Delta C_i$

\*  $\sum [e \Delta F_i (c + f \cdot \Delta C_i / \Delta F_i)]/f$  (注)  $\Sigma$  は  $i$  に関して合計

## (d) 産業部門省エネ技術の導入による省エネ量

部門	省エネルギー上限量 (PJ)		
	2000年	2010年	2030年以降
鉄鋼	粗鋼	13.8	32.0
	圧延	13.5	33.8
化学	動力	6.4	16.1
	ボイラ	13.4	33.4
窯業土石	動力	7.5	18.6
	紙パルプ	1.6	4.1
他産業	ボイラ	38.6	90.2
	動力	1.8	4.6
	ボイラ	117.7	274.5
合計	214.3	507.3	710.6

表 3.11 CO<sub>2</sub>回収・投棄のエネルギー消費とコスト

	エネルギー消費	コスト (除燃料費) **
<b>(1) CO<sub>2</sub>回収</b>		
石炭ガス化CC	電力 0.842 GJ/tCO <sub>2</sub> ( 234 kWh/tCO <sub>2</sub> )	2660 円/tCO <sub>2</sub>
天然ガスCC	電力 0.871 GJ/tCO <sub>2</sub> ( 242 kWh/tCO <sub>2</sub> )	2480 円/tCO <sub>2</sub>
<b>(2) 液化及び輸送・投棄</b>		
液化	電力 0.540 GJ/tCO <sub>2</sub> ( 150 kWh/tCO <sub>2</sub> )	1200 円/tCO <sub>2</sub>
輸送・投棄	重油 0.540 GJ/tCO <sub>2</sub> *	3500 円/tCO <sub>2</sub>

\* 1tCO<sub>2</sub>の輸送・投棄当たり0.0404tのCO<sub>2</sub>を新たに排出

\*\* 原データから投入燃料の費用を控除して求めた

表 3.12 分析ケース

ケース		CO <sub>2</sub> 排出 課徴金*1	原子力利用	CO <sub>2</sub> 投棄*2	LNG 輸入 規模*3
基本	A1	なし	なし	なし	標準
	B1	あり	なし	なし	標準
	C1	あり	発電利用	なし	標準
	D1	あり	発電+核熱利用	なし	標準
CO <sub>2</sub> 回収 ・投棄	B2	あり	なし	あり	標準
	D2	あり	発電+核熱利用	あり	標準
天然ガス 拡大	B1G	あり	なし	なし	拡大
	B2G	あり	なし	あり	拡大

\*1 CO<sub>2</sub> 排出に対する課徴金

2005 年： 5000 円/トン CO<sub>2</sub>

2010 年： 10000 円/トン CO<sub>2</sub>

2030 年： 25000 円/トン CO<sub>2</sub>

2050 年： 50000 円/トン CO<sub>2</sub>

\*2 投棄ありの場合の投棄技術 SZZ の上限制約

2010 年： 1000 万トン/年

2020 年： 1 億 5000 万トン/年

2030 年： 4 億トン/年

2035 年以降： 制約無し

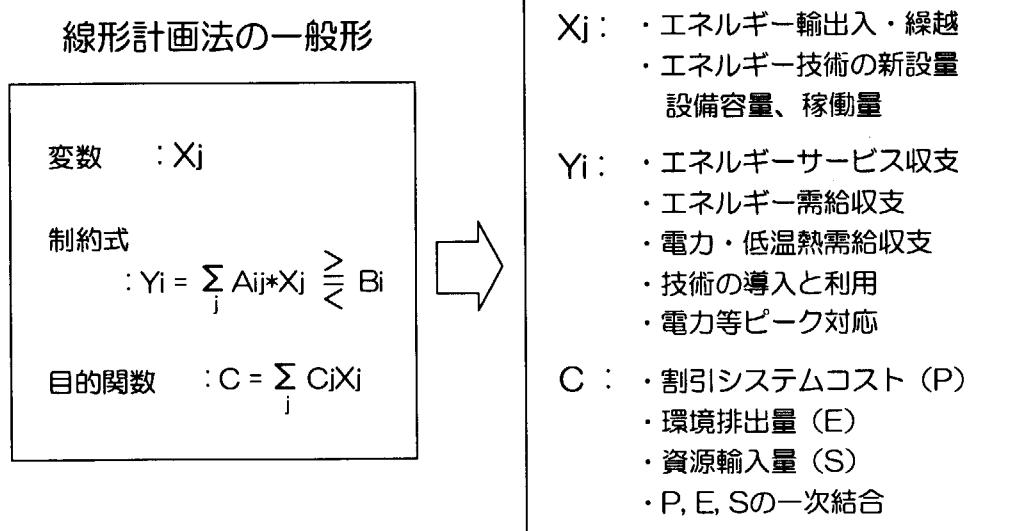
\*3 LNG 輸入規模拡大ケースにおける高価格 LNG (LNX) 輸入量の上限制約

2010 年： 980PJ/年

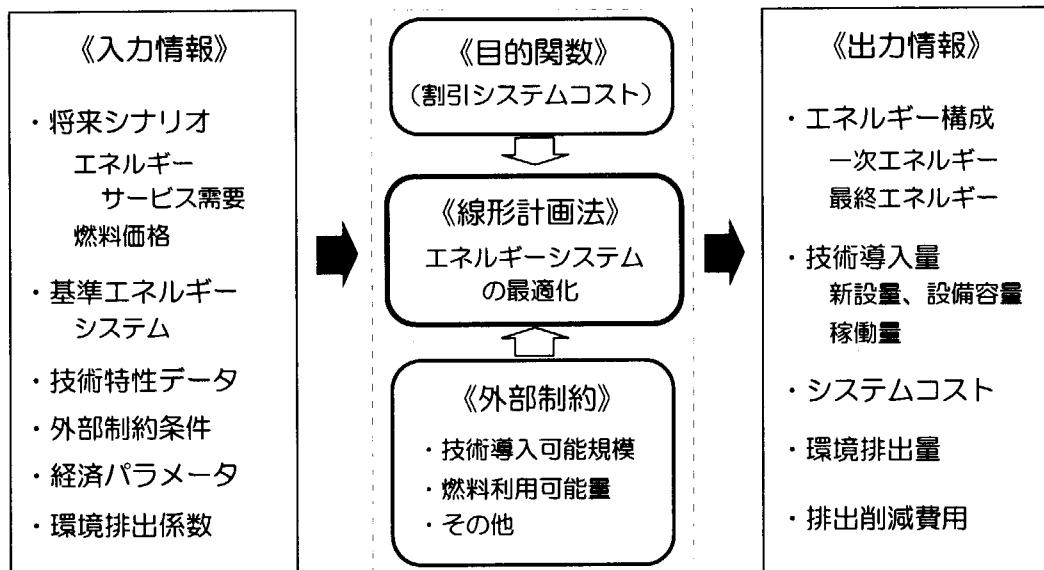
2015 年： 2449PJ/年

2020 年以降： 制約無し

## MARKALモデル



(a) MARKALモデルにおける線形計画問題



(b) 分析方法の概要

図 3.1 MARKALモデルの概要

### 3.3 エネルギー需給シナリオ

#### 3.3.1 基本ケース

##### (1)一次エネルギー供給

基本ケースにおける一次エネルギーの供給量と構成比率を、1990年、2010年、2030年、及び2050年について図3.2に示した。また、各分析ケースにおける一次エネルギー供給の推移を付録に示した。

##### ケースA1

ケースA1では、原子力発電所の新設を行わないため、既存の発電所の寿命とともに原子力の寄与は縮小し、2030年には完全になくなる。また、このケースでは経済性のみで利用エネルギーを選択するため、相対的に廉価な石炭（発電や産業ボイラ用の一般炭）の利用が長期的に大幅に増大している。一般炭の供給量は1990年の4500万トン（同年の一次エネルギーに占めるシェアは約6%）から2050年には6億5000万トン（同約53%）まで増加している。なお、一般炭の一部は海外で液化されると想定しており、このケースでは2050年に上記一般炭の中の1億1700万トンが液化油の形で輸入されている。

一般炭が他の一次エネルギーに比べて廉価なため、他のエネルギーは許容した上限量までは導入されていない。天然ガスの利用も、一般炭の供給量の制約が厳しい2010年ないし2020年には増大するが、その後は減少する。石油の供給量は、2005年まではわずかに増加し、その後は徐々に減少していくが、2025年までは1990年の供給量を上回っている。2050年の供給量は2.43億kL（原油換算、以下同じ）である。一次エネルギー全体に占める石油のシェアは1990年の57%から、2050年には28%まで低下する。

自然エネルギーの中で、民生部門の太陽熱利用は制約の上限値まで導入されている。水力発電と低位コストの太陽光発電は制約の下限値として導入される。他の自然エネルギー発電技術及びバイオマスは導入されていない。したがって、この分析で想定したコストデータの下では、自然エネルギー技術は経済的な競争力には乏しい。なお、石炭の中で原料炭は大部分が製鉄用のため、前提条件で想定した粗鋼生産量に連動して利用量が推移している。

##### ケースB1

ケースB1では、A1と同様に原子力利用が2030年にはなくなるが、CO<sub>2</sub>の排出に高額の課徴金を与えていため、コストは高くともCO<sub>2</sub>排出量の小さい天然ガスと自然エネルギーの利用が拡大し、石炭利用の極端な増大は抑制されている。しかし、天然ガスの輸入量と自然エネルギーの利用規模には制約があるため、2030年以降においてもなお大量の石炭を利用せざるを得ない結果となっている。一般炭の2050年における供給量は1億9800万トンであり、1990年比で4.4倍の規模である。

天然ガスの供給量は制約の上限に沿って拡大し、2050年には1億8000万トン（LNG換算）となり、一次エネルギーの約34%を占めるに至る。自然エネルギーに関しては、水力発電のほか、地熱、太陽がそれぞれ制約の上限まで導入され、2050年には一次エネルギーの約14%を供給している。バイオマスは、固形燃料としての直接利用は制約の上限まで導入されたが、アルコール転換技術は導入されていない。石油の供給量は、A1と同様2005年をピークとしてその後緩やかに減少するが、長期的な供給量はA1よりも多く、2050年では2.51億kLで、一次エネルギーの34%相当である。

CO<sub>2</sub>排出に対する課徴金の導入で、高コストの省エネ技術が採用されていること、及び後述するように天然ガスを利用した発電技術には高効率の新技術を想定していることなど

によって、このケースではエネルギー転換・利用効率が A1 よりも大幅に向上しており、このため一次エネルギー供給量の合計は A1 に比べて、2050 年で約 13% 減少している。

なお、ケース B1 以降の課徴金を与えたケースではいずれも原料炭の利用が大幅に減少し、2050 年には 1990 年値の 10 分の 1 以下にまで低下している。これは、主として粗鋼生産当たり CO<sub>2</sub> 排出量の少ない電炉、溶融還元製鉄が高炉・転炉に代わって使用され、投入燃料がコークスから電力及び一般炭に切り替わったためである。

#### ケース C1

このケース B1 と同じ条件下で原子力発電の利用を拡大したケース C1 では、石炭火力発電の代わりに原子力発電を用いることができるため、石炭の利用は大幅に少なくなる。原子力発電は制約の上限まで導入されており、2050 年の設備容量は 1 億 2500 万 kW<sub>e</sub> で、同年の一次エネルギーの 24% を供給している。一般炭の利用量は、CO<sub>2</sub> に課徴金をかけ始めた 2005 年以降大幅に減少し、2050 年には 2200 万トンと 1990 年の半分以下になる。B1 に比べると、1 億 7600 万トンの減少である。一般炭の大部分は溶融還元製鉄に用いられているが、一部は合成ガス製造及び化学工業原料に使用されている。

原子力発電の利用によって、同時に石油の供給量も削減されている。特に 2030 年以降顕著に減少しており、2050 年の供給量は 2.07 億 kl と、B1 に比べて 4400 万 kl の減少となっている。石油の減少は、原子力発電の利用で平均発電コストが低下し、電気自動車の導入規模が拡大して、ガソリン消費量が減少したことによるものである。天然ガスと自然エネルギーは、制約の上限まで導入されており、したがって導入規模に関しては B1 と同じである。

#### ケース D1

原子力発電に加えて原子力熱利用を仮定したケース D1 では、高温ガス炉が制約の上限まで導入され、これによって軽油の輸入量が 2050 年で約半減、また原油の輸入量も減少するなど、石油の消費がさらに低減されている。このケースでは、2050 年に 1 億 2500 万 kW<sub>e</sub> の原子力発電と 8000 万 kW<sub>t</sub> の高温核熱利用が行われ、原子力が同年の一次エネルギーの 31% を賄っている。石油の供給量は 2030 年以降に顕著に減少しており、2050 年には 1.78 億 kl となり、C1 に比べて 2900 万 kl の削減になっている。なお、石炭、天然ガス、自然エネルギーの供給量は、C1 と比べてほとんど変化はない。

高温ガス炉によって供給される核熱は、図 3.3 及び図 3.4 に示すように、天然ガスの改質と熱化学水素製造に用いられている。2050 年に改質用原料として用いられた天然ガスは、LNG 換算で 2900 万トンである。同年の水素生産量は、石油換算 4200 万 kl であり、この 64% がメタノール合成、22% が都市ガス原料、11% が航空燃料、3% が石油精製（脱硫及び水素化分解）に用いられている。

この分析モデルでは、メタノールは CO 又は CO<sub>2</sub> のいずれかを利用して生産することが可能となっており、また CO と CO<sub>2</sub> の利用可能規模に対しては外的な制約は与えていない。ケース D1 では、2050 年のメタノール生産の約半分が火力発電の排ガスから回収した CO<sub>2</sub> を原料としており、IGCC から回収された 3160 万トンの CO<sub>2</sub> がこの目的のために用いられている。

高温核熱を利用した水素製造プロセスからは、大量の高温廃熱が生成する。特に、熱化学式水素製造プロセス (UT-3) では、生成する水素は投入した核熱エネルギーの 8% 未満であり、核熱エネルギーの約 80% 相当が廃熱として放出される。これらの廃熱は発電に用いられ、得られた電力は熱利用系の動力に一部用いられるほかは、外部に供給されてい

る。2050 年には約 1500 万 kW<sub>e</sub> 相当の電力が、系統に供給されている。[注 1]

## (2) 電源別発電電力量

基本ケースの発電電力量と電源構成を、図 3.5 に比較した。また、各分析ケースにおける発電電力量の推移を付録に示した。各ケースにおける電源構成の特徴を以下に簡略にまとめる。

なお、2010 年前後においては、まだ自然エネルギーの利用可能規模が小さい反面、既存の火力発電設備が多く残存している。この分析では、石油火力と LNG 火力のリパワリング（出力増大と効率向上を目的として、既設発電所にガスタービンを追設して複合サイクル化すること）をモデルに組み込んでいる。石油火力のリパワリングは、原子力利用のないケース A1 と B1 で 300 万 kW<sub>e</sub> の規模で実施されている。また、LNG 火力に対しては、すべての基本ケースにおいて、300 万 kW<sub>e</sub> の規模で実施されている。

### ケース A1

ケース A1 では、原子力発電の廃止に伴い、石炭火力発電が急増する。さらに、経済性のみの観点から電源選択を行うため、ガス火力による発電は 2015 年以降減少し、石炭火力が電源の主役となる。2050 年には、5 億 3200 万トンの石炭が使用され、総発電量の 82% を賄っている。

石炭火力の技術としては、微粉炭火力が 2010 年以降減少し、代わって発電効率の高い IGCC（ガス化複合サイクル発電）と IG-MCFC（ガス化溶融炭酸塩型燃料電池）がそれぞれ制約の上限まで導入されている。石油火力は 2010 年以降の新設なしと仮定しているため、既存設備の廃止とともに極めて小さくなる。自家発電はやや増大しているが、燃料の多くはパルプ廃液である。

### ケース B1

ケース B1 では、ガス火力と自然エネルギー発電の利用規模が拡大し、石炭火力の増大は A1 に比べて大幅に抑制されている。ガス火力の中では、在来型の LNG 火力による発電が 2005 年をピークに減少していくのに対して、LNG 複合サイクル発電、燃料電池による発電が増大する。自然エネルギーによる発電技術は、水力、地熱、太陽光、風力とともに制約の上限まで利用されている。2050 年の発電量の構成は、ガス火力が 50%、石炭火力 29%、水力を含む自然エネルギー発電が 18% となっている。

#### [注 1]

高温核熱の最適な利用方法に関しては、まだ検討の俎上にある。この分析では、熱利用技術の中で熱化学式水素製造の設備規模のみに上限制約を与えていた。熱化学式水素製造は他の利用技術に比べて競争力が強く、感度解析の結果によれば、制約を与えない場合には高温核熱のすべてが熱化学水素製造で利用される。この場合には、ケース D1 以上に CO<sub>2</sub> の削減が可能（2050 年の排出量を D1 よりもさらに 1400 万トン（CO<sub>2</sub> 低減可能）となる）。

この背景には、電力需要が他の燃料需要に比べて長期的に著しく増大すると見通されることがある。この電力需要を賄うため、ケース C1 でも大量の天然ガスが発電に使用されている。一方、熱化学式水素製造プロセスでは、上記のとおり高温核熱の大部分が実は発電に用いられる。したがって、熱化学式水素製造プロセスの利用規模を拡大することによって、発電用の天然ガス消費が減少し、CO<sub>2</sub> 排出が削減されるわけである。しかし、高温核熱利用の元來の目的は非電力エネルギー需要を賄うことにある。発電部門における化石燃料消費の抑制という目的に対しては、適切な技術の選択に関して別途詳細な検討が必要であると考えられる。

また、上記とは逆に熱化学式水素製造を利用せず、水蒸気改質のみを利用可能としたケースでは、高温ガス炉は制約の上限まで導入されず、2050 年で 39GWt の規模に留まる。水蒸気改質の原料となる天然ガスの入手可能量に制約がないと仮定した場合にはこれより導入規模が大きくなるが、それでも高温ガス炉の規模は 2050 年で 48GWt 程度である。これは、水素、メタノール等の製品に対する需要の大きさが制約となっている。これらの水蒸気改質のみのケースでは発電部門の排出を十分低減できないため、ケース D1 よりも CO<sub>2</sub> 排出量が大きくなる。

### ケース C1

ケース C1 では、原子力発電が制約の上限まで導入される。これによって、石炭火力の設備が 2035 年には完全になくなるとともに、ガス火力の規模も B1 よりやや小さくなっている。自然エネルギー発電の規模は B1 と同じである。2050 年における発電量の構成は、ガス火力が 41%、原子力が 40%、自然エネルギー発電が 17% となっている。なお、発電電力量の合計を B1 と比べると、2050 年で 2.6% 大きい。これは、原子力発電の利用で平均発電コストが下がり、最終消費部門における電力の競争力が増大したためである。

### ケース D1

ケース D1 では、高温核熱の廃熱を使用した発電が大規模に行われるために、原子力発電の寄与は C1 よりもさらに拡大し、その分ガス火力による発電が減少している。他の発電技術の利用規模は C1 とほぼ同じである。2050 年の発電量の構成は、原子力が 45% に拡大し、ガス火力は 37% に低下している。

#### (3) 最終エネルギー構成

基本ケースの最終エネルギーの消費量と燃料構成を、図 3.6～図 3.9 に示した。このうち図 3.6 は最終消費部門全体、図 3.7、図 3.8、図 3.9 はそれぞれ産業部門、民生部門、及び輸送部門の消費量を示したものである。また、各分析ケースにおける最終エネルギー消費量の推移を付録に示した。

まず、最終消費の分析結果全体について概観すると、最終エネルギー消費量の合計値にはケース間の違いがあまり見られない。これは、本分析では、エネルギーサービスの需要がエネルギー価格にかかわらず一定と仮定しているためである。CO<sub>2</sub> の排出削減のために高価な一次エネルギーや高コストの技術を使用すれば、エネルギーの生産費用が大きくなり、エネルギー価格が上昇する。これによって現実には、エネルギーサービス需要がある程度低下することが予想されるが、MARKAL モデルによる分析ではこうした影響は考慮できない。<sup>[注 1]</sup>

また、産業部門と民生部門においては、一次エネルギーや発電用燃料ほどには、燃料構成がケース間で異なる。これは、燃料別のエネルギー消費技術の導入規模に対する外的制約の影響もあるが、各用途において利用可能なエネルギー種にもともと制約があることに起因している。例えば、電力とその他のエネルギーは多くの場合非代替的であり、照明のすべてと動力（輸送を除く）の大部分は電力利用となるのに対して、ボイラと多くの加熱炉では非電力エネルギーが使用される。

こうした点を踏まえた上で、各分析ケースにおけるエネルギー消費の特徴を以下にまとめる。

ケース A1 では、産業部門で石油製品が減少し、ガスが増加しているが、輸送部門での

---

[注 1]

MARKAL モデルは、もともと所与のエネルギーサービス需要のもとで、供給システムを最適化するモデルであるが、後述するように原研ではマクロ経済モデル MACROEM を開発し、MARKAL と接合計算を行っている。また、ETSAP でもマクロ経済モデル MACRO と MARKAL を接合した MARKAL-MACRO モデル、エネルギー需要の価格弾力性を取り入れた MARKAL 拡張版モデルなどが開発されている。これらのモデルでは、エネルギー価格の上昇に基づくエネルギー需要の低減効果を考慮した分析が可能である。ただし、これらの分析モデルの利用には、エネルギー需要の価格弾力性に関する信頼性ある情報が必要であること、計算所要時間の観点から基準エネルギーシステムの簡略化が必要とされることなどから、本分析では在来の MARKAL モデルを使用した。

石油製品の増加によって、全体としては石油の消費が大きい。なお、このケースでは経済性のみの観点からエネルギーと技術を選択しているが、輸送部門では 2030 年頃から電気自動車が競争力を持ち、2050 年にはガソリンの消費が大きく低下している。

ケース B1 では、A1 に比べて石油製品の消費が小さくなり、代わってガスの消費が増加している。民生部門では、太陽熱と地域熱供給が増加し、灯油を代替している。また、輸送部門では CNG（圧縮天然ガス）が増加して、軽油が減少している。水素飛行機も導入され、ジェット油がやや減少している。

ケース C1 では、ガスの消費がさらに増加し、石油製品が減少している。産業と民生部門では都市ガスがやや増大したほかは B1 と大きな違いはないが、輸送部門では CNG と電力が増大し、ガソリンと軽油の減少が著しい。これは、原子力発電の拡大によって B1 では発電に使用されていた天然ガスを最終消費部門で利用できるようになったこと、及び平均発電コストの低下で電気自動車の競争力がさらに強まったことによる。

ケース D1 では、産業で LPG がやや増加して重油が減少している。これは、このケースでは高温核熱を利用した水素製造が行われるため、他のケースで水素製造に用いられた LPG が余剰となり、産業部門で CO<sub>2</sub> 排出量の大きい重油を代替することによるものである。民生部門のエネルギー消費は、C1 とほぼ同じである。輸送部門では、メタノール自動車が導入され、ガソリンと軽油の消費がさらに減少している。このメタノールの生産には上記のとおり、火力発電の排ガスから回収された CO<sub>2</sub> も原料として使用されている。

### 3.3.2 CO<sub>2</sub> 回収・投棄ケース

#### (1)一次エネルギー供給量

一次エネルギーの供給量と構成比率を、対応する基本ケースと比較する形で図 3.10 に示した。また、CO<sub>2</sub> の回収・投棄量を図 3.11 に示した。

ケース B1 で回収・投棄を考慮したケース B2 では、一般炭の利用が B1 よりも大幅に増大している。2050 年の一般炭供給量は、4 億 1700 万トンであり、B1 よりも 2 億 1900 万トンも多い。一方、原料炭、天然ガス、自然エネルギーの利用規模は B1 とほぼ同じであり、石油のみがわずかに減少している。2050 年における石油の供給量は 2.31 億 kl で、B1 よりも 2000 万 kl 程度の減少となっている。

したがって、一次エネルギー全体では B1 に比べて 2050 年に約 18%（約 4700PJ、石炭換算で 1 億 9100 万トン）の大幅な増大となっている。このエネルギー消費量の増大は、CO<sub>2</sub> の回収・投棄に基づくものである。ここで使用したデータでは 1 トン(CO<sub>2</sub>)の投棄に要するエネルギーは、大雑把に電力 1.38GJ、輸送・投棄用燃料（重油）0.54GJ である。ケース B2 では 10 億 3000 万トンの投棄が行われているので、電力 1420PJ、重油 560PJ（原油換算約 1700 万 kl）がこれに使用されることになる。

ケース D1 に対して CO<sub>2</sub> の回収・投棄を考慮したケース D2 では、やはり一次エネルギーが増加しているが、2050 年の増加量は D1 に対して 4% である。特に、石油の供給量の増加が顕著で、2050 年に D1 よりも 4000 万 kl 増加した。また、一般炭も同年に 1300 万トンの増加となっている。石油の増加の理由については後述する。

#### (2)電源別発電電力量

発電電力量と電源構成を図 3.12 に示した。CO<sub>2</sub> の回収・投棄を行うケース B2 及び D2 では、CO<sub>2</sub> の回収と液化に必要な電力を賄うために、対応する基本ケース（B1 及び D1）に比べてそれぞれ発電電力量が大幅に増えている。

このうちケースB2では、B1に比べて石炭火力発電の増加でこれを賄っている。2050年の発電用石炭の消費量は3億9500万トンであり、B1（1億7200万トン）の2.3倍になる。これは、原子力を利用しないB2では、石炭以外に発電用に大規模に利用し得るエネルギー源がないことによる。

ケースD2では、D1に比べて中期的には石炭火力、長期的にはガス火力による発電が増大している。D1では2050年に9800万トンのLNGが発電用に使用されたが、D2では1億3000万トンが用いられている。2030年以降、火力発電による天然ガスの消費が増加したため、最終需要部門における都市ガス、CNGの消費が減少し、石油の消費量はD1よりも増加している。<sup>[注1]</sup>

なお、自然エネルギー発電技術の多くは、これらの回収・投棄を考慮したケースでも制約の上限まで導入されているが、太陽光発電のうち高コストの技術は競争力を失っている。

### (3)最終エネルギー消費量

最終エネルギーの消費量と燃料構成を図3.13～図3.16に示した。ケースB2では、B1と比べて産業と民生部門ではほとんど違いが見られないが、輸送部門においては電気自動車の導入規模が拡大し、ガソリンの消費が大幅に減少している。また、ケースD2をD1と比べると、やはり輸送部門において電気自動車が拡大しているが、ガソリンの消費量はD1と同程度、軽油に関してはD1よりもかなり増大しており、CNGとメタノールの消費が減少する結果となっている。これは、上記のように、天然ガスが発電用に大量に使用されたためである。

#### 3.3.3 天然ガス拡大ケース

##### (1)一次エネルギー供給量

一次エネルギーの供給量と構成比率を、対応する基本ケースとの比較の形で図3.17に示した。ケースB1及びB2において、天然ガスの2020年までの利用可能量を拡大とともに、それ以降無制限に利用できると想定したケースB1G及びB2Gにおいては、化学工業原料、輸送用燃料などの石油需要を除いて、大部分の化石燃料需要を天然ガスが賄うことになる。したがって、一次エネルギーに占める天然ガスのシェアはきわめて大きくなり、2050年にはB1Gで58%、B2Gで62%になる。

---

##### [注1]

これはケースB1とD1、及びケースB2とD2の関係を対比すると明瞭である。B1に対して原子力発電と熱利用を追加したD1では、発電用の天然ガスが最終消費部門に利用され、石油の消費が大幅に低減している。しかし、回収・投棄を行うB2では、増大した電力需要を賄うためにガス火力による発電が増大し、最終需要部門では石油を利用せざるを得なくなっている。

また、発電用天然ガスの需要が増大したために、高温核熱による水蒸気改質の規模も大幅に低下している。ケースD1では2050年に1410PJ（LNG換算2880万トン）の天然ガスが水蒸気改質に使用されたが、ケースD2では540PJ（同1100万トン）に留まっている。熱化学式水素製造は、D1と同様に制約の上限まで導入されているが、水蒸気改質用の核熱需要が減少したため、高温ガス炉の設備規模もD1に比べて低下し、2040年に33GWt、2050年に58GWtである。

石炭火力（IGCC）でも回収・投棄を考慮しているので、ガス火力の代わりに石炭火力を大規模に利用し、天然ガスを石油の代わりに最終消費部門で用いるシナリオも考えられる。ところが、ケースD2では石炭火力は2030年以後も利用されているものの、その規模は小さい。これは、最終消費部門で石油を天然ガスに置換して達成されるCO<sub>2</sub>排出量の削減に比べて、ガス火力を石炭火力に置換することによる排出量の増加の方が大きいことによる。

（この点に関しては、CO<sub>2</sub>の回収率を天然ガス複合サイクル発電では90%、IGCCでは80%と想定したことにも影響しているものと思われる。）

## (2)電源別発電電力量

発電電力量と電源構成を図 3.18 に示した。天然ガスの利用可能量に制限がない（2020 年以降）とした B1G と B2G では、発電の大部分がガス火力によって行われる。B1G では 2050 年に 2 億 1400 万トンの LNG が使用され、総発電量の 82%を供給している。また、CO<sub>2</sub> の回収・投棄を行う B2G では、太陽光発電（高コスト、低コストとも）と風力発電が競争力を失い、自然エネルギーによる発電が減少して、ガス火力の比重がさらに高まっている。B2G の 2050 年における発電用 LNG 使用量は、2 億 7300 万トンである。

なお、天然ガス拡大ケースでは、LNG 火力に対するリパワリングが 900 万 kW<sub>e</sub> の規模で実施され、他のケース（300 万 kW<sub>e</sub> 規模）に比べて大幅に拡大している。

## (3)最終エネルギー消費量

最終エネルギーの消費量と燃料構成を図 3.19～図 3.22 に示した。ケース B1G と B2G では、2020 年以降ガス燃料の消費が大幅に増加している。しかし、上記のように各用途における燃料種の限定と、外部制約によって燃料間の完全な代替を制約している場合もあることから、計算期間末においてもすべてがガス燃料に切り替わっているわけではない。民生部門では大部分がガス燃料に切り替わっているが、産業と輸送部門では石油製品の消費がかなり残っている。

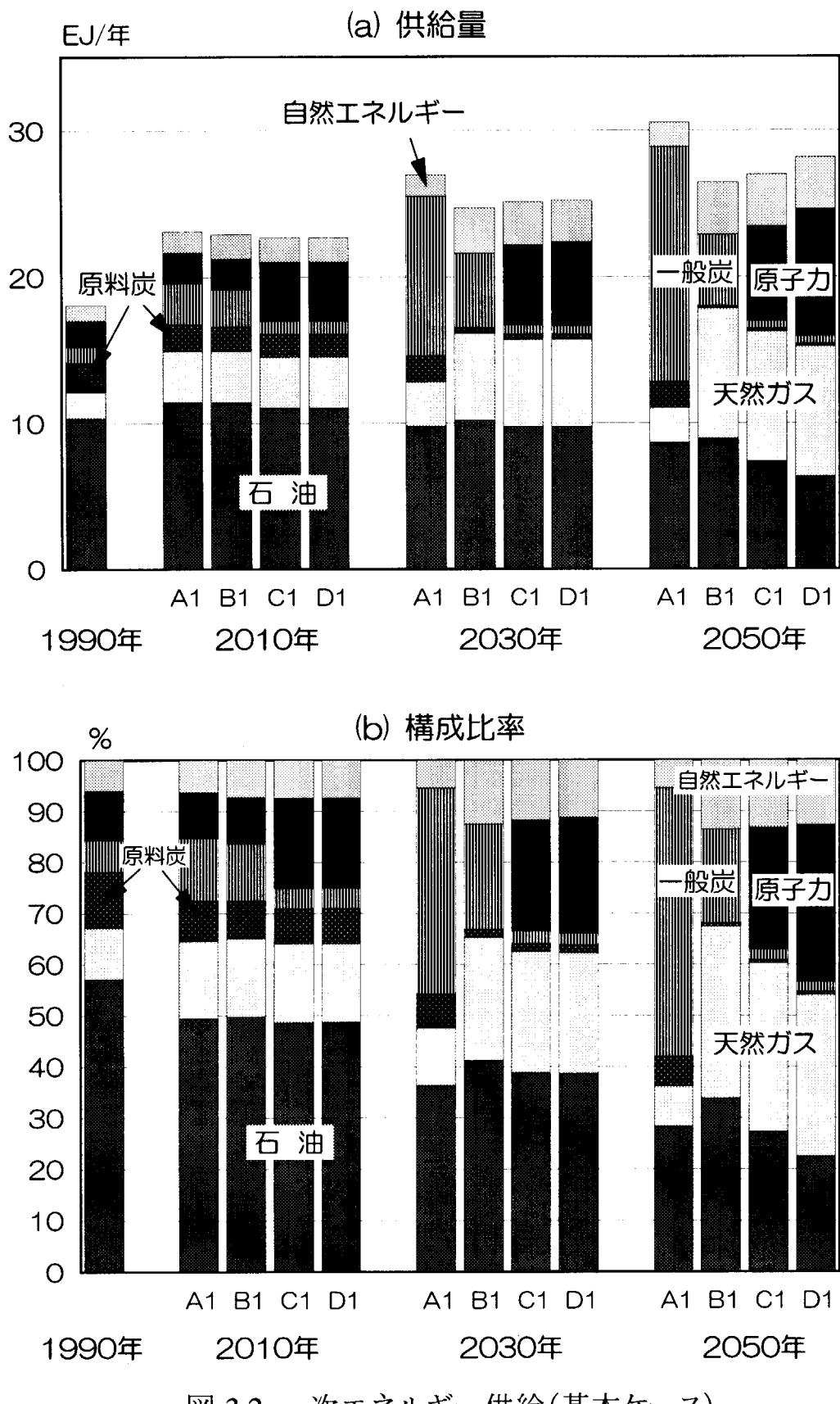


図 3.2 一次エネルギー供給(基本ケース)

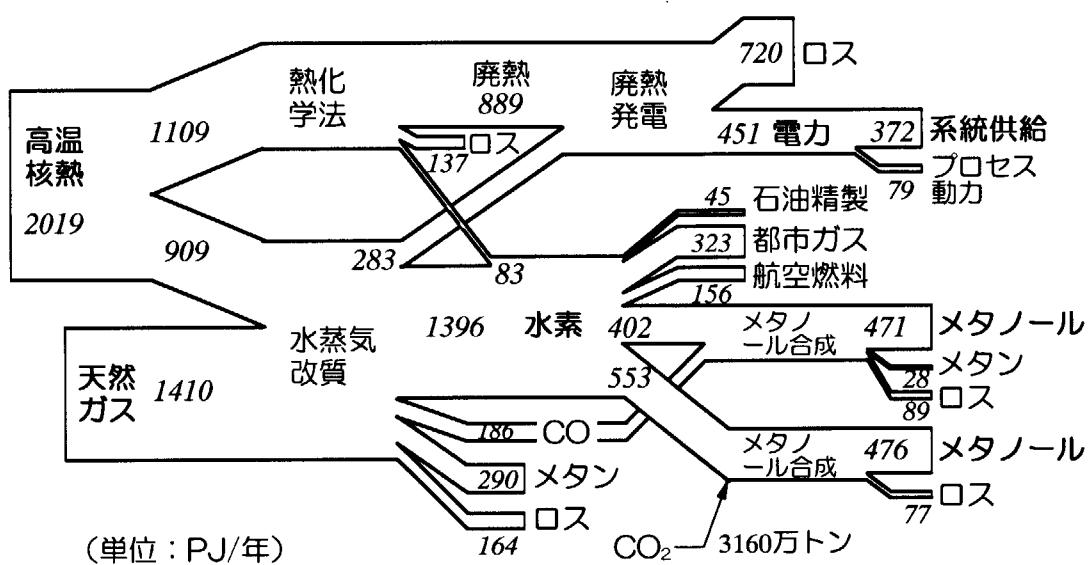


図 3.3 高温核熱利用系のエネルギーフロー(ケースD1, 2050年)

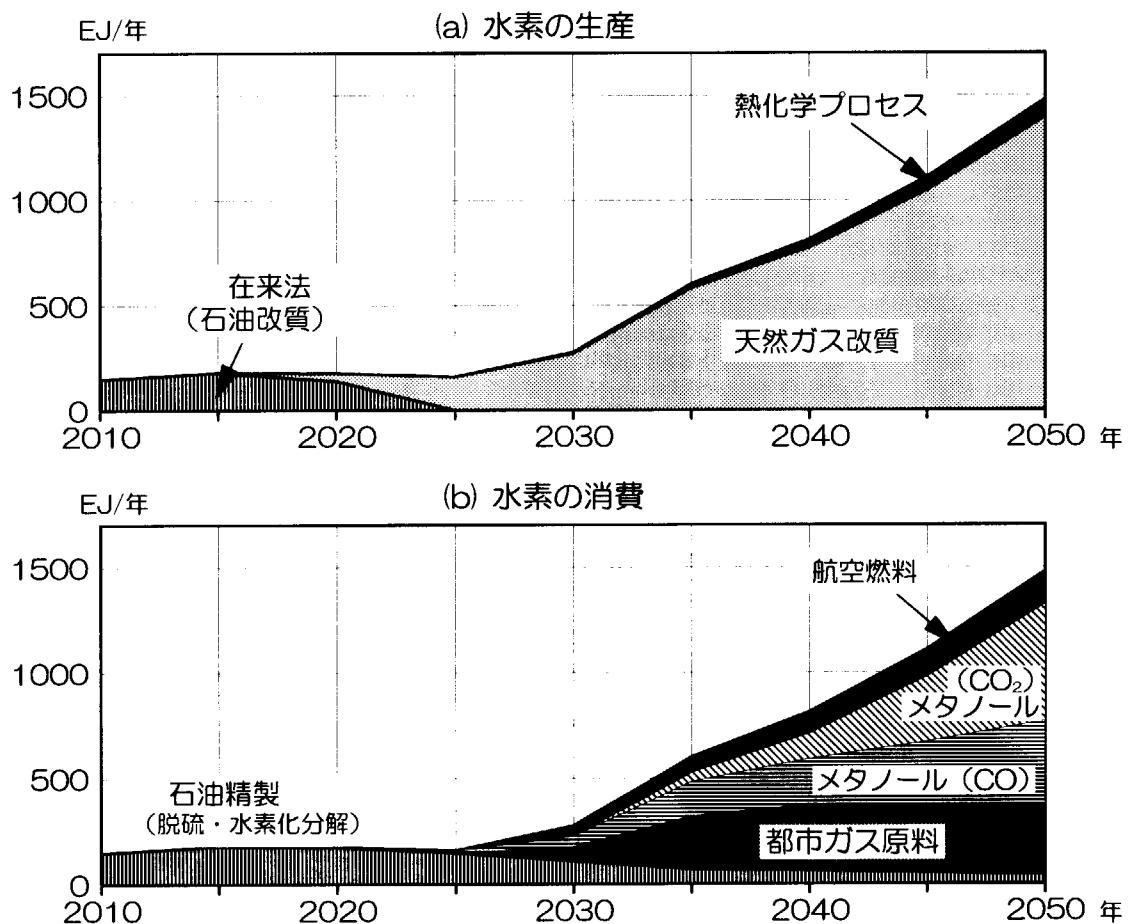


図 3.4 水素の生産と消費(ケースD1)

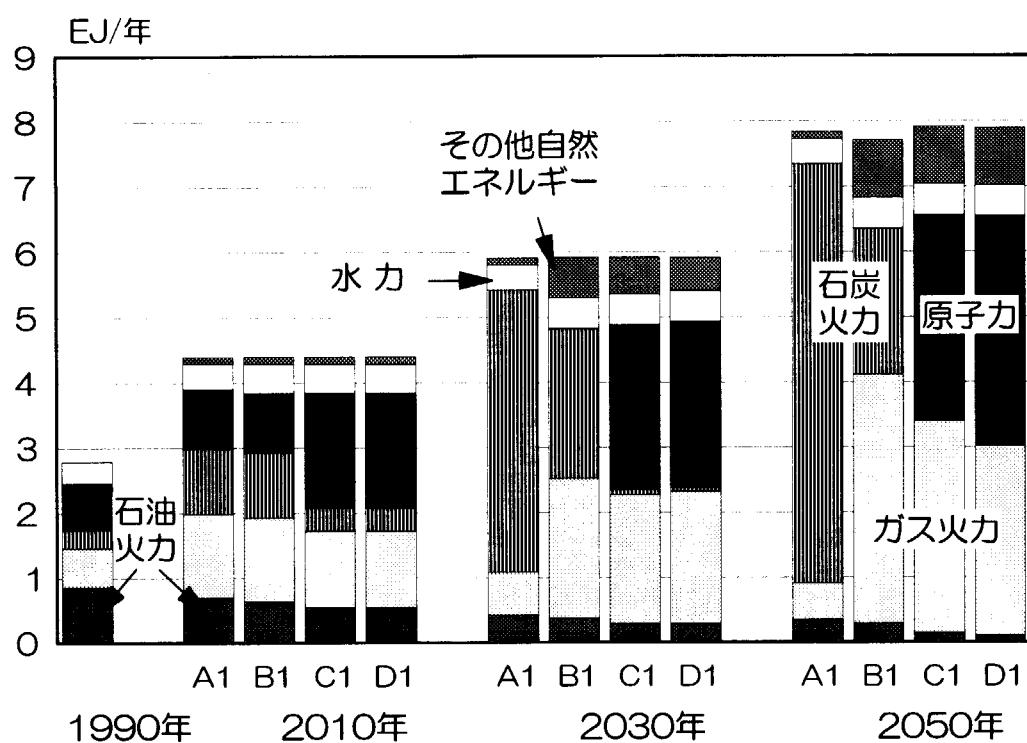


図 3.5 発電電力量と電源構成(基本ケース)

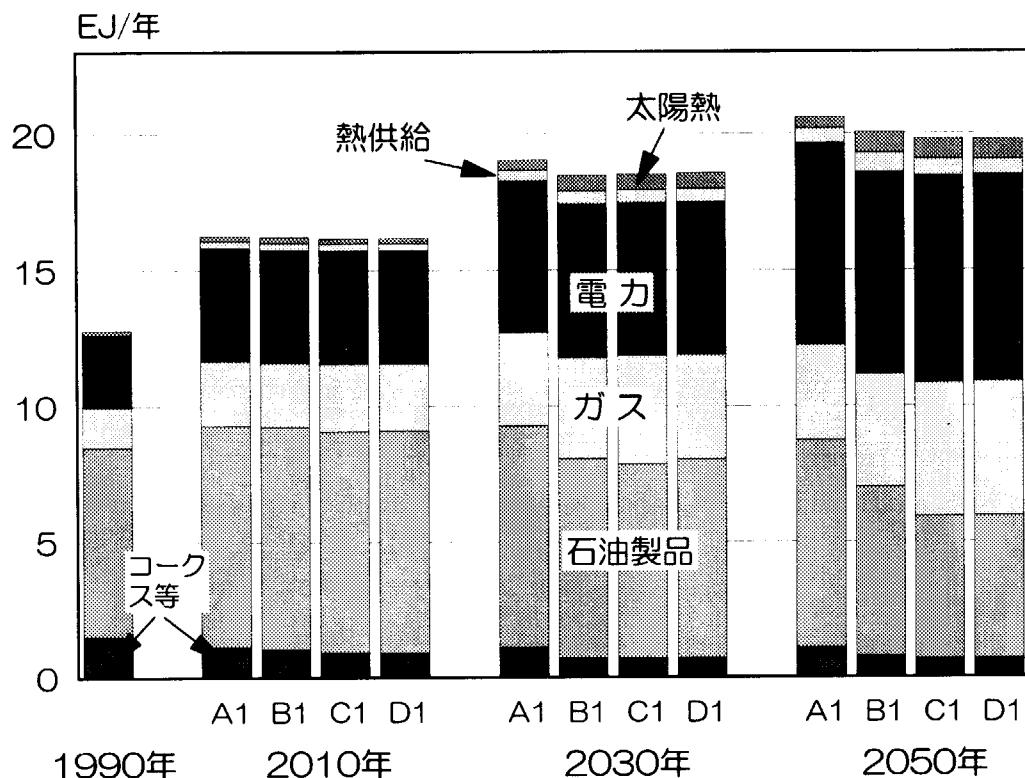


図 3.6 最終エネルギー消費(基本ケース)

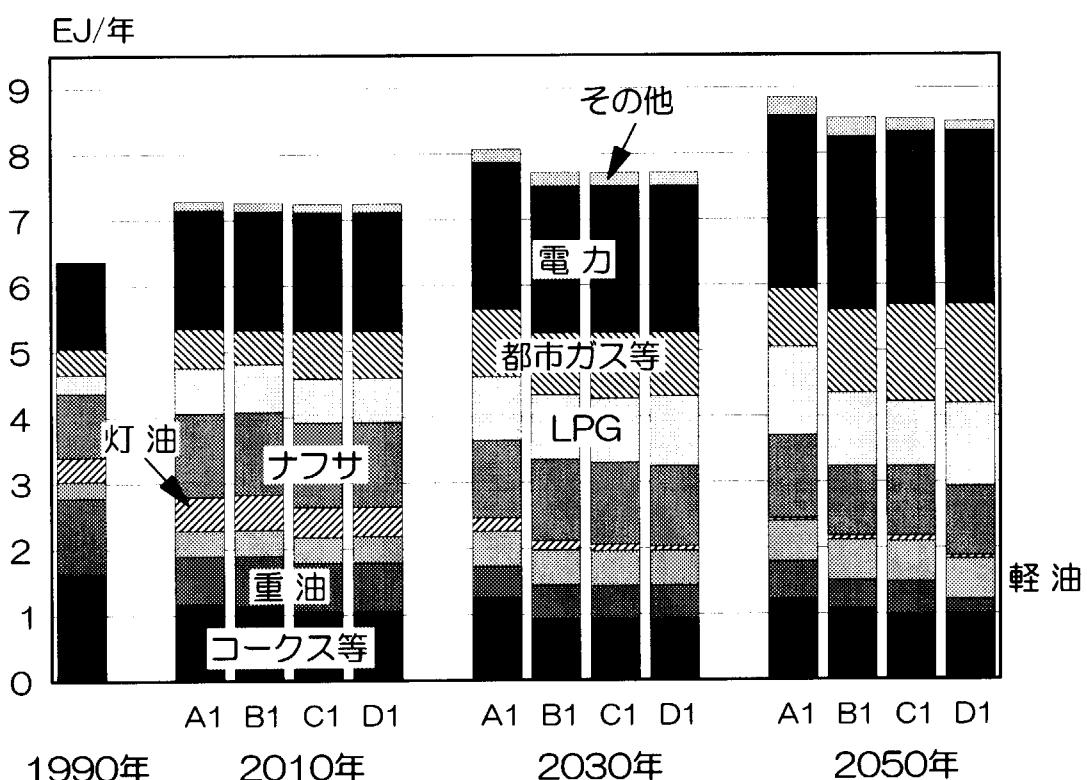


図 3.7 産業部門エネルギー消費(基本ケース)

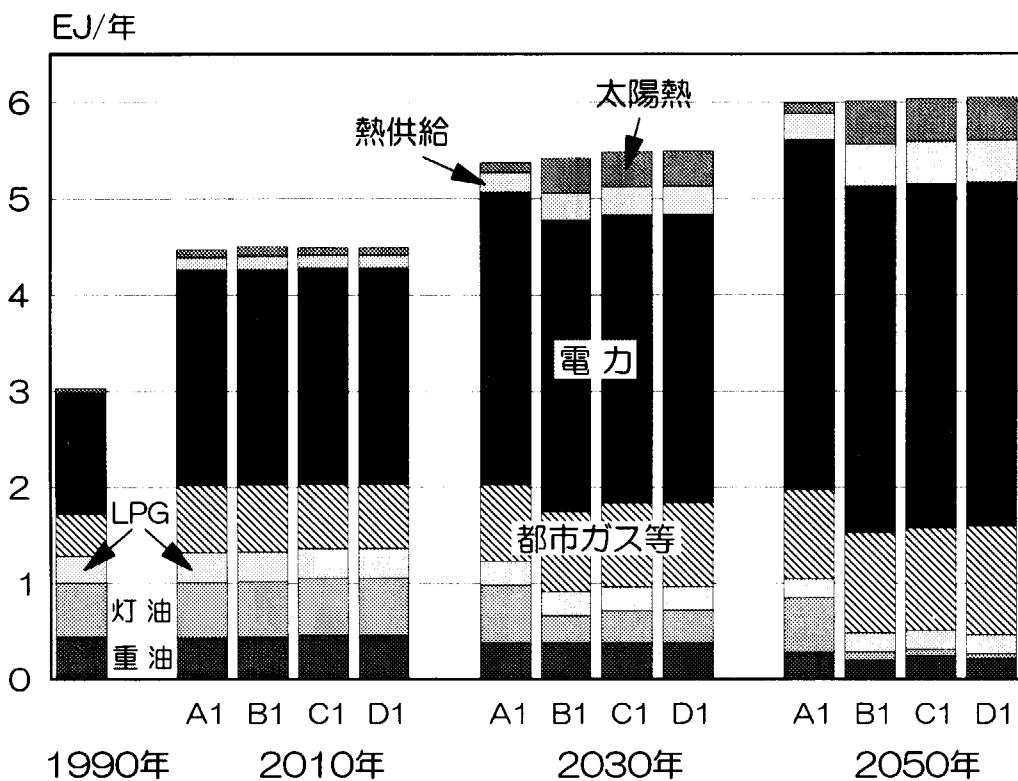


図 3.8 民生部門エネルギー消費(基本ケース)

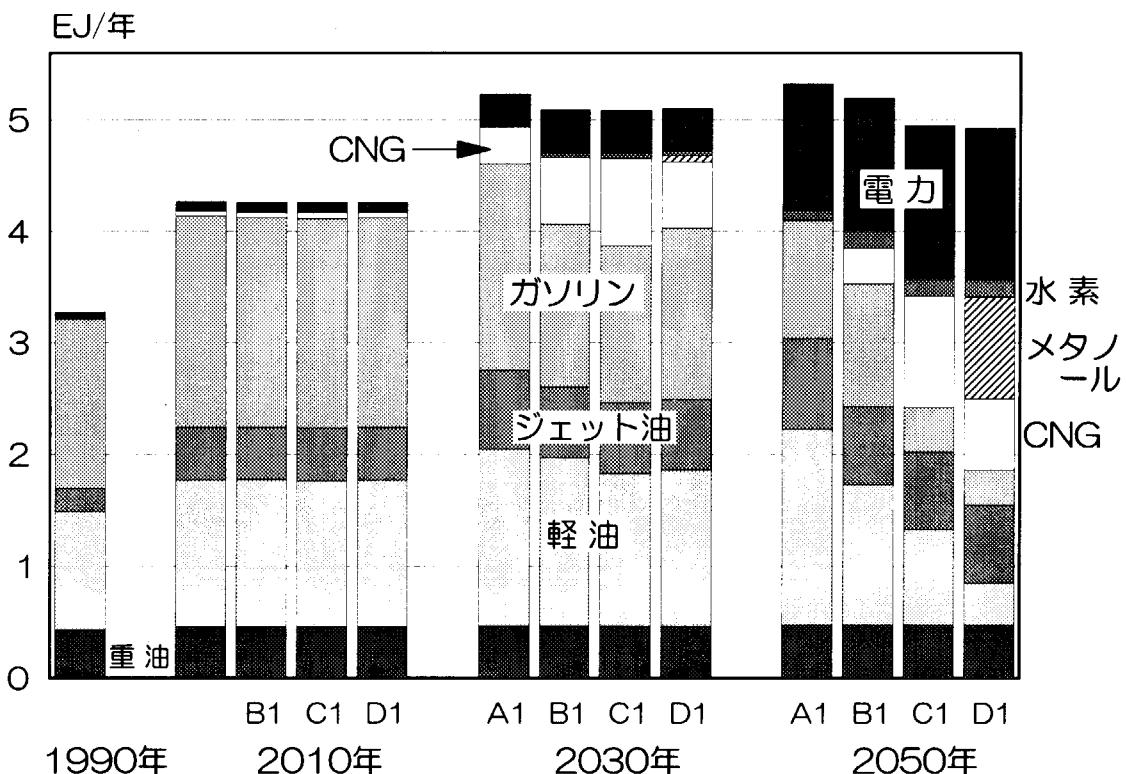


図 3.9 輸送部門エネルギー消費(基本ケース)

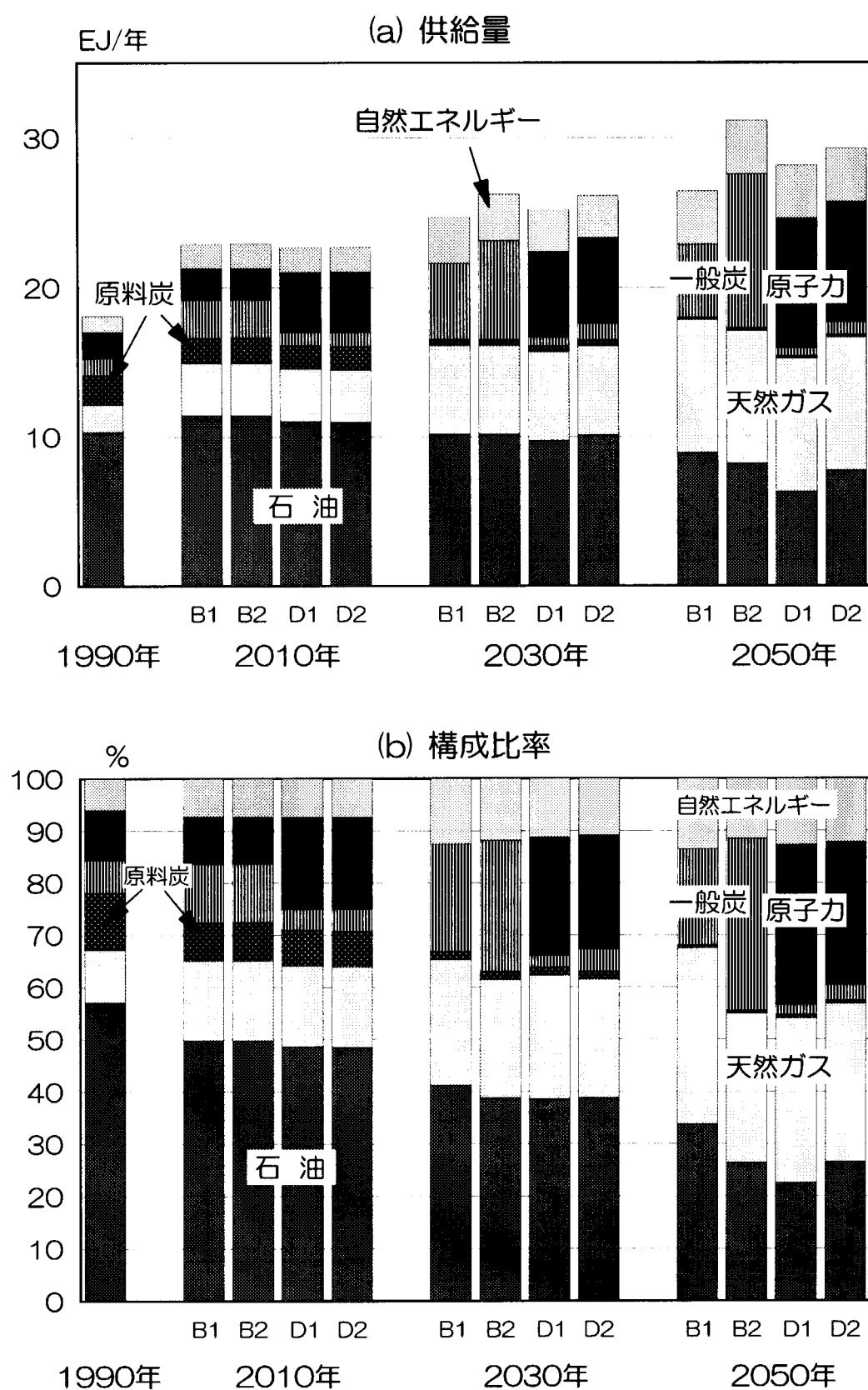


図 3.10 一次エネルギー供給(回収・投棄ケース)

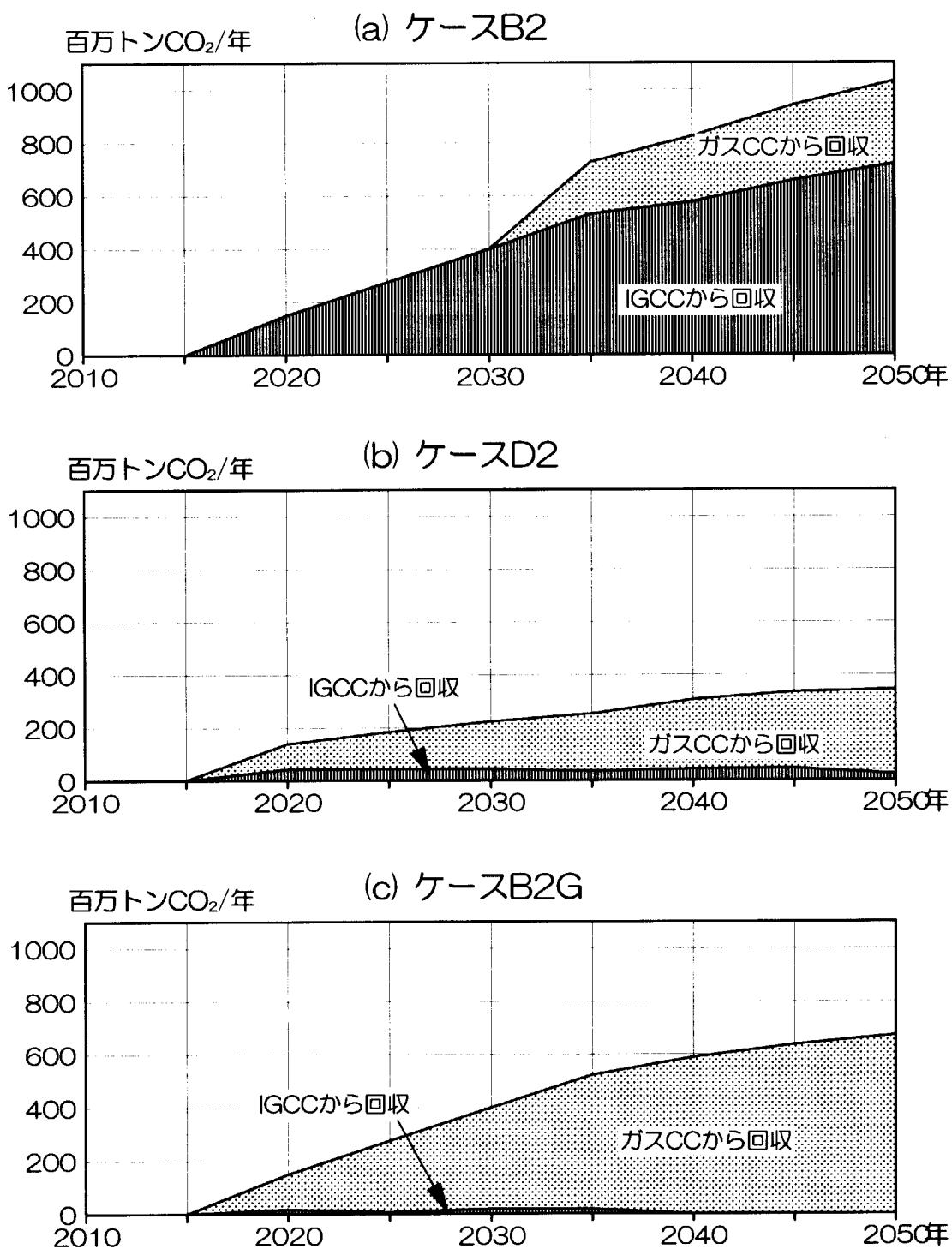


図 3.11 二酸化炭素の回収・投棄

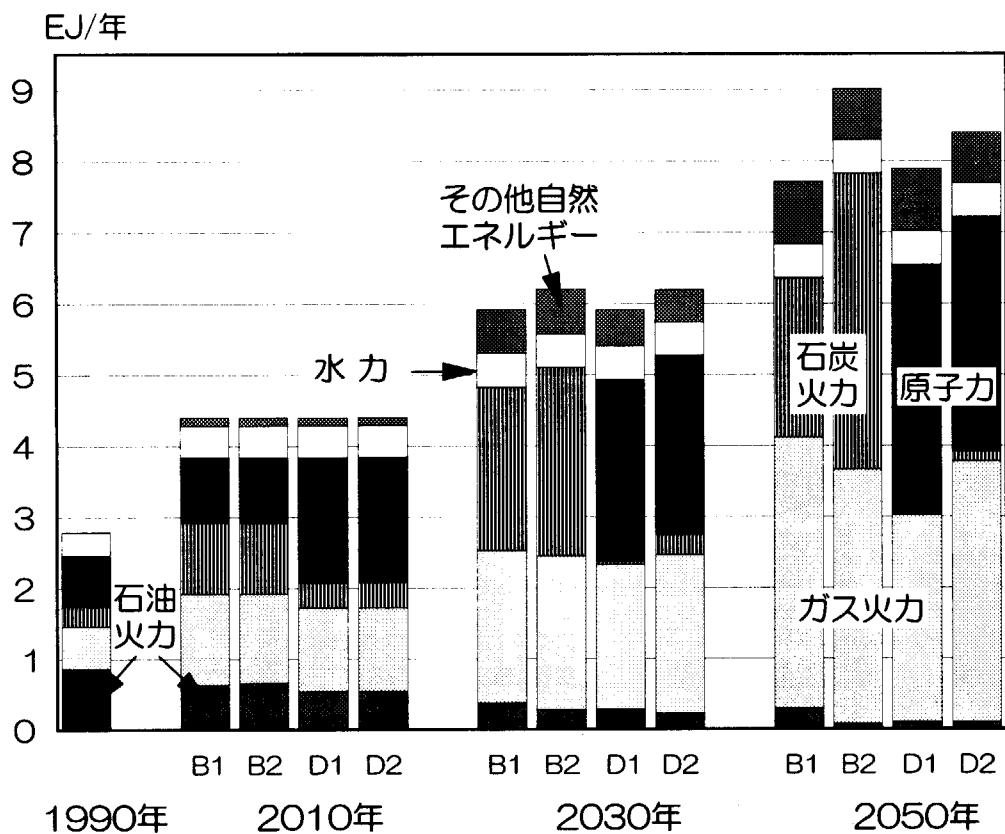


図 3.12 発電電力量と電源構成(回収・投棄ケース)

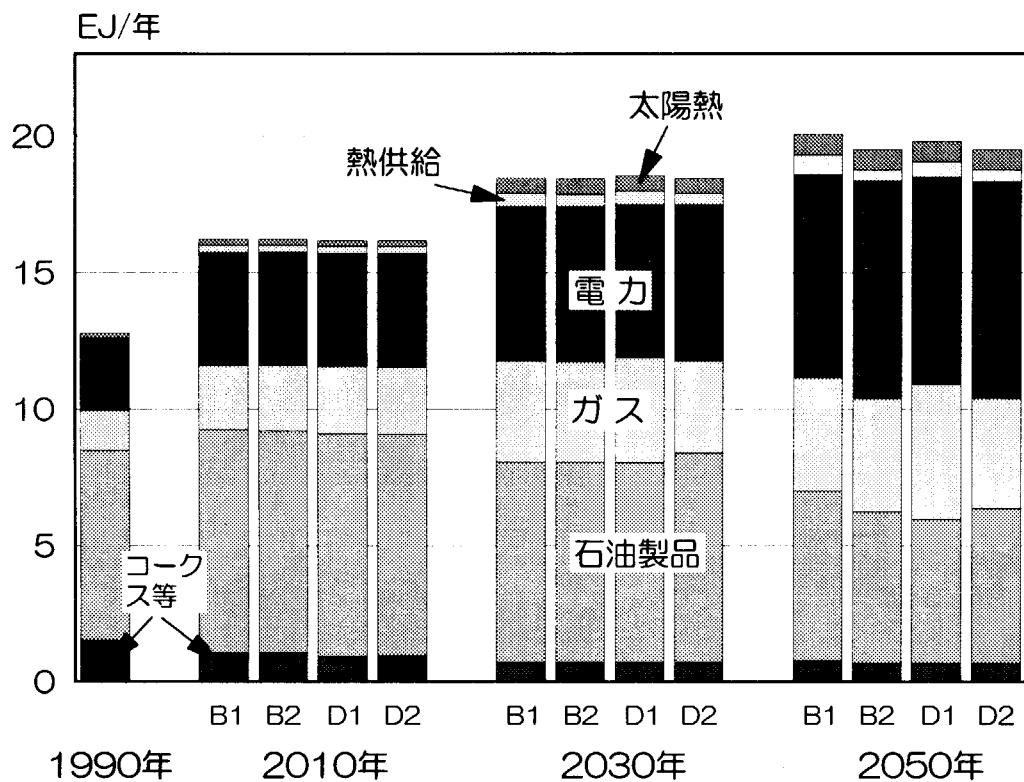


図 3.13 最終エネルギー消費(回収・投棄ケース)

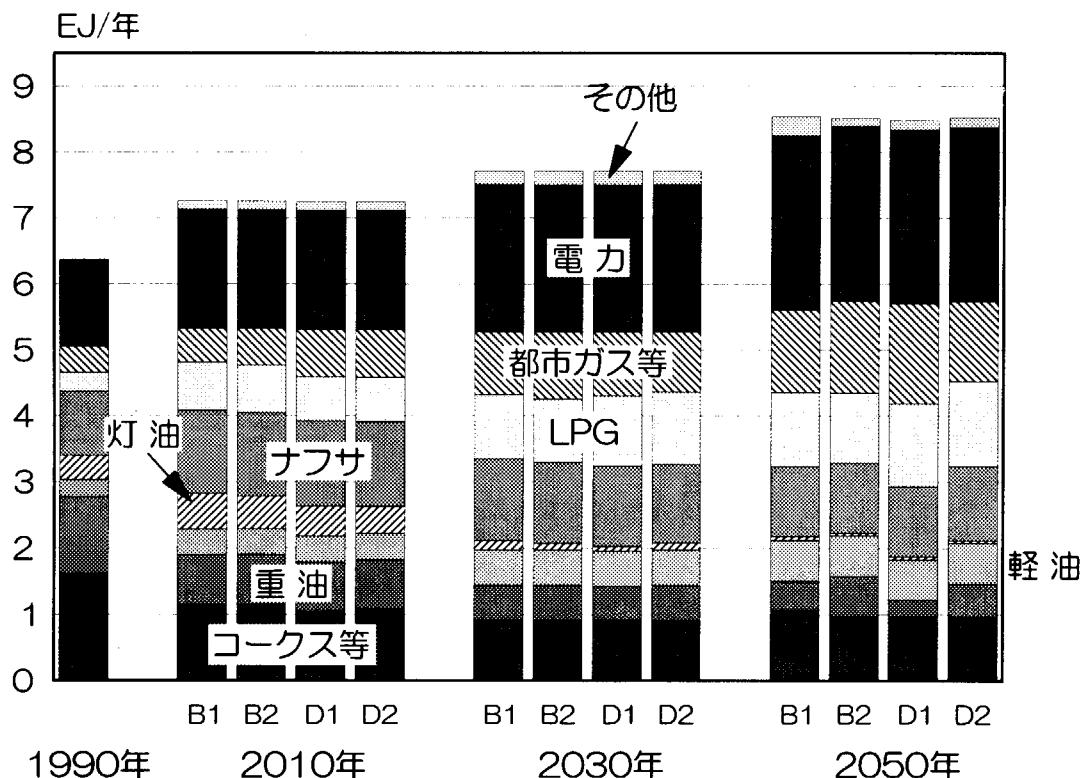


図 3.14 産業部門エネルギー消費(回収・投棄ケース)

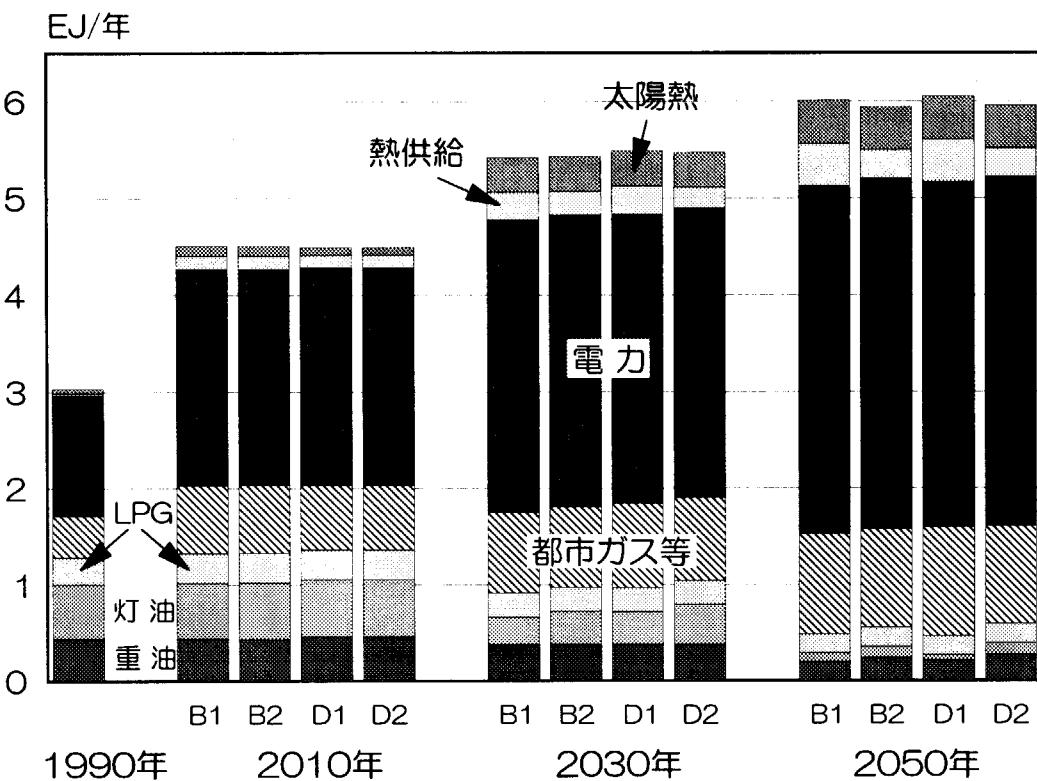


図 3.15 民生部門エネルギー消費(回収・投棄ケース)

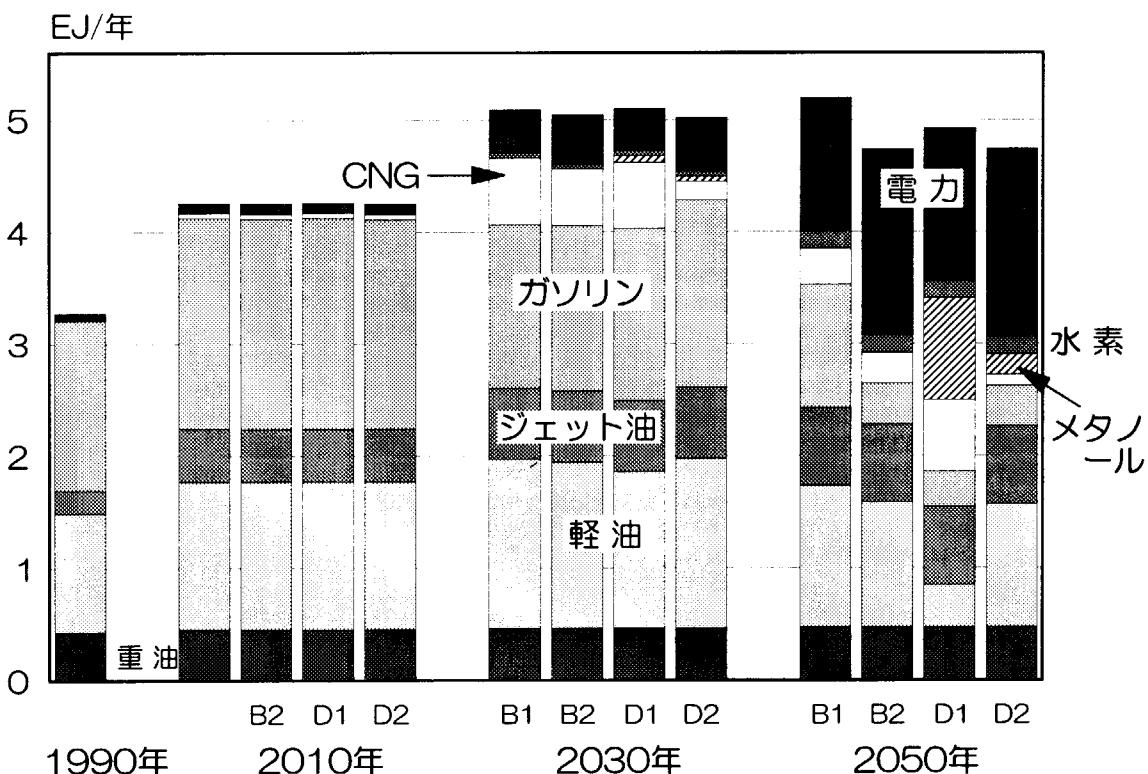


図 3.16 輸送部門エネルギー消費(回収・投棄ケース)

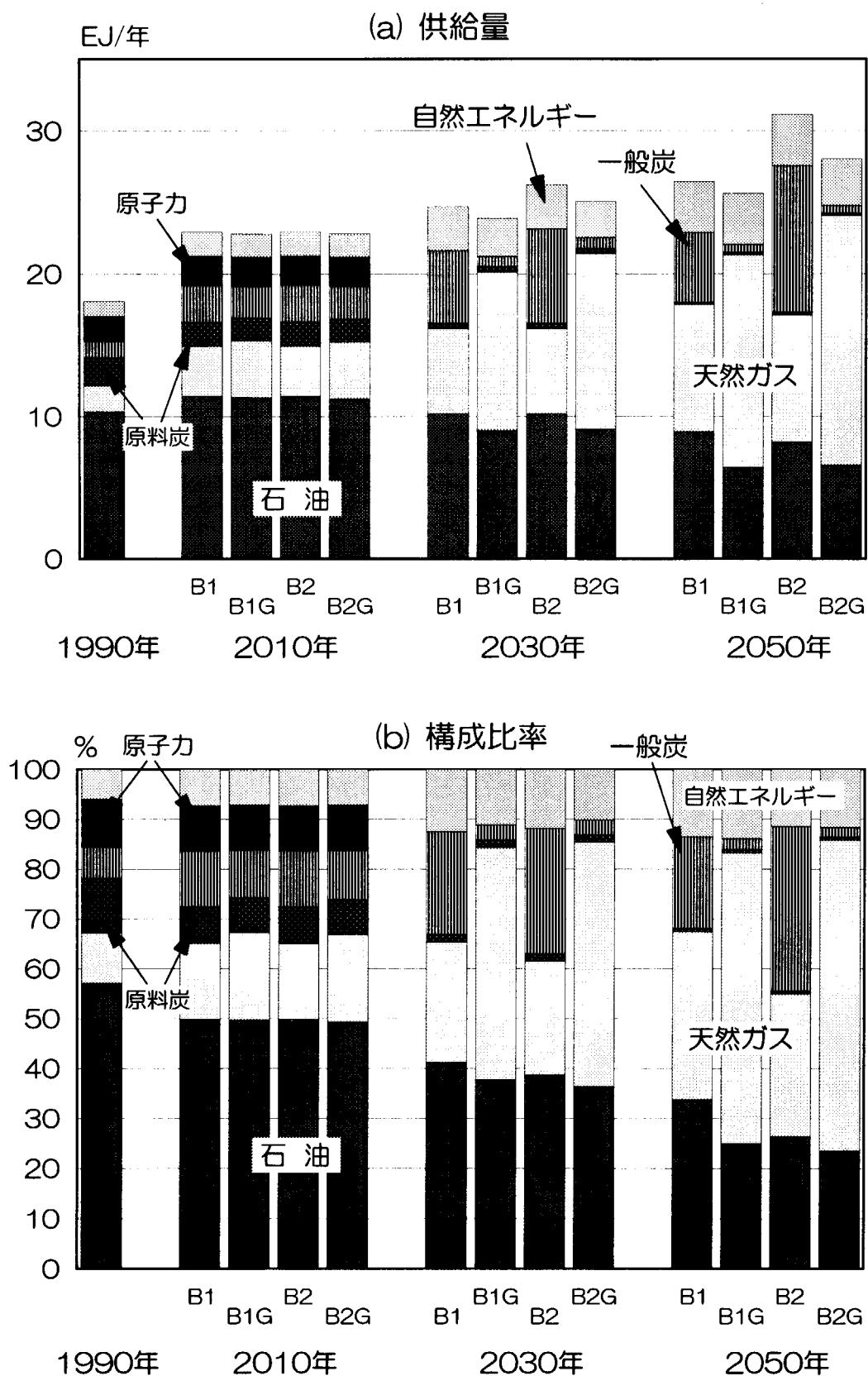


図 3.17 一次エネルギー供給(天然ガス拡大ケース)

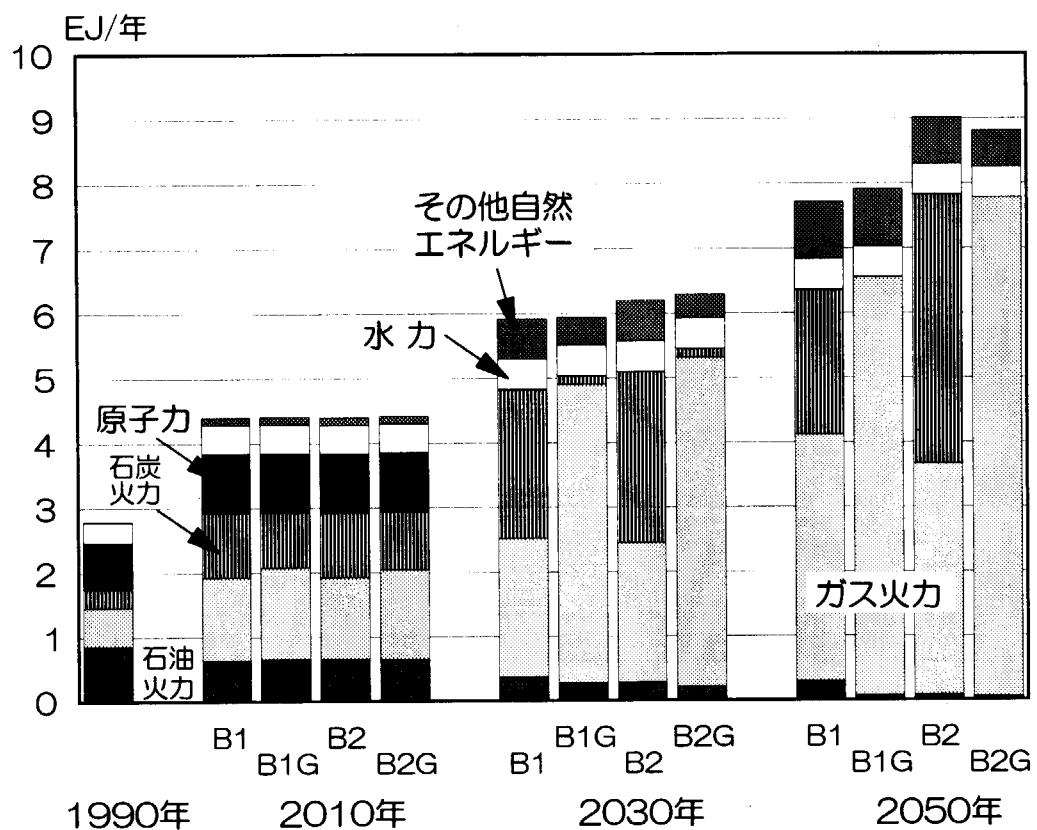


図 3.18 発電電力量と電源構成(天然ガス拡大ケース)

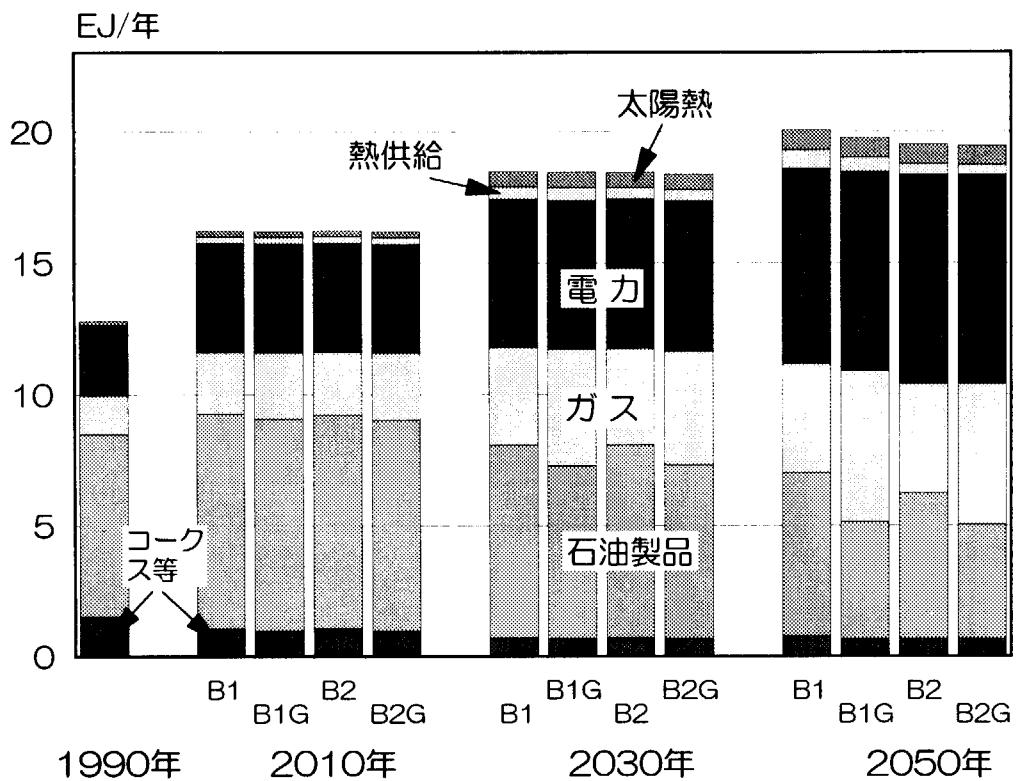


図 3.19 最終エネルギー消費(天然ガス拡大ケース)

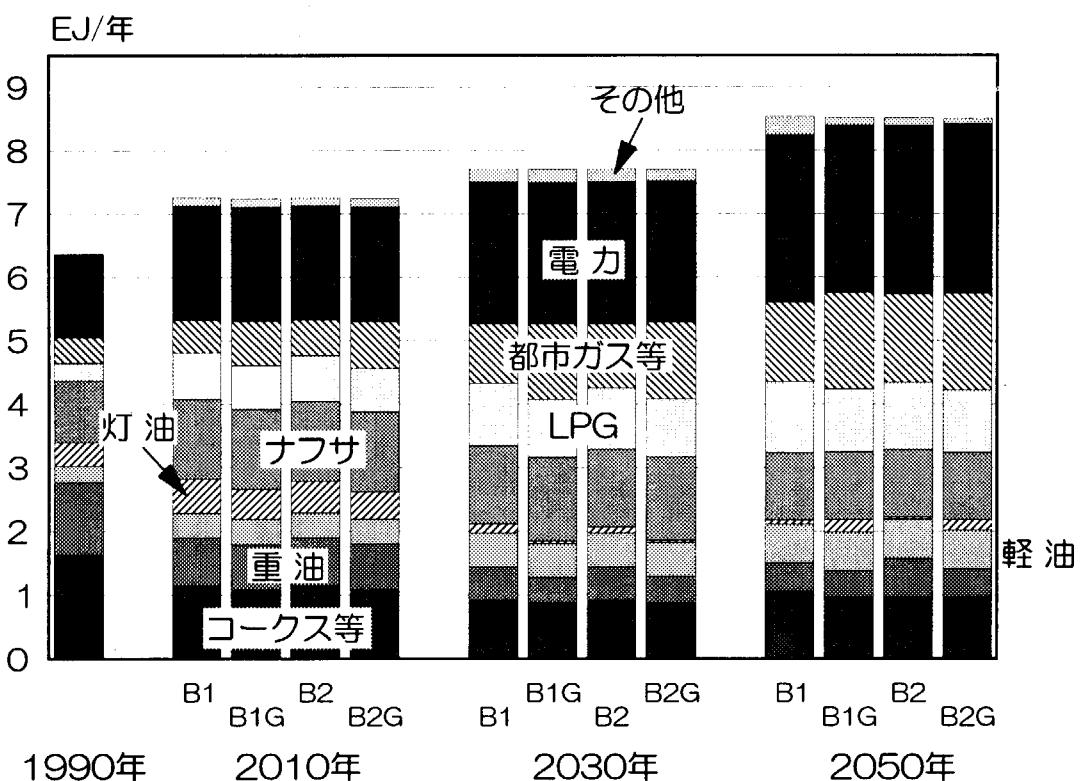


図 3.20 産業部門エネルギー消費(天然ガス拡大ケース)

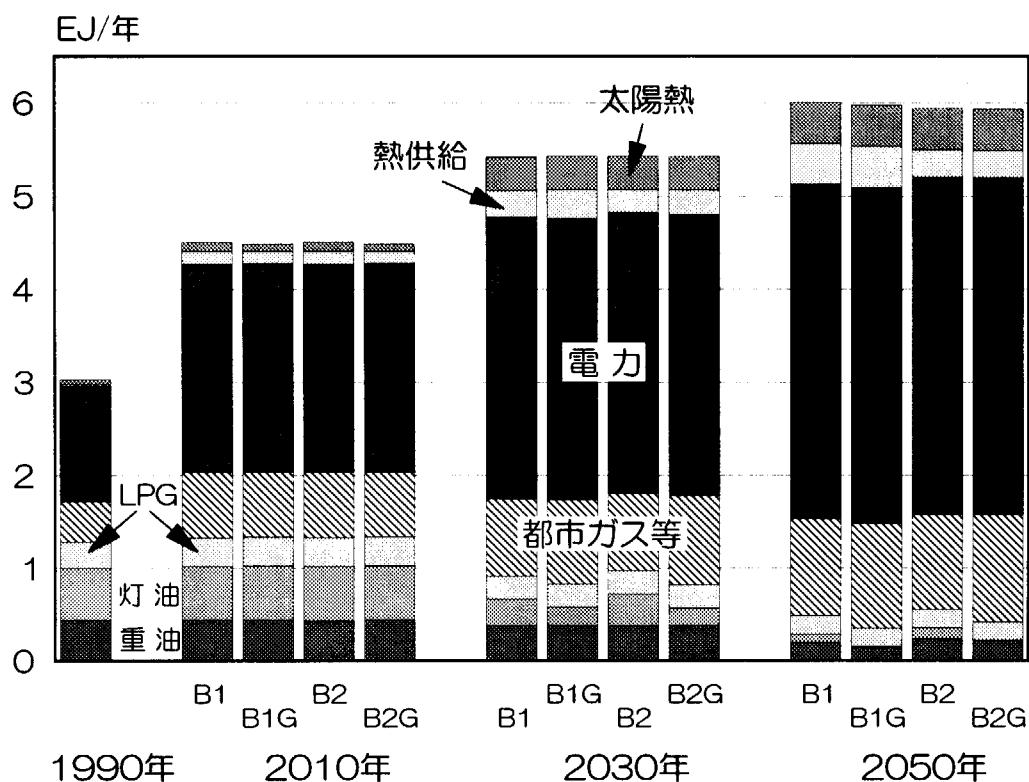


図 3.21 民生部門エネルギー消費(天然ガス拡大ケース)

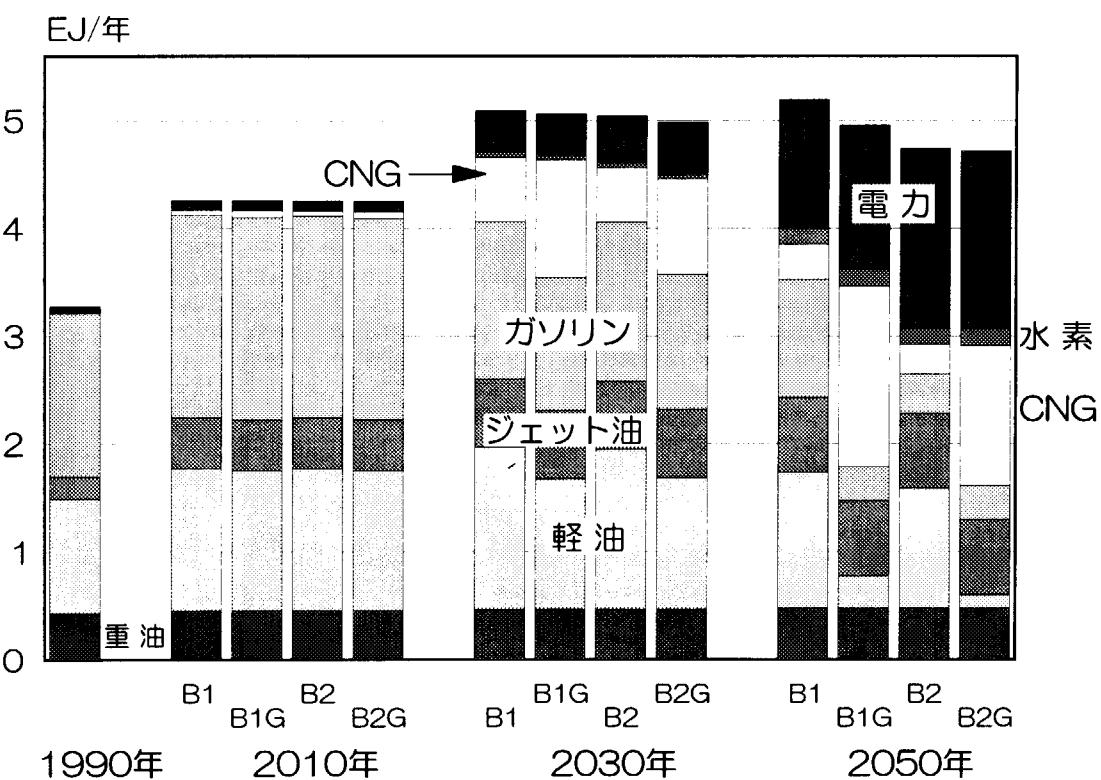


図 3.22 輸送部門エネルギー消費(天然ガス拡大ケース)

## 3.4 CO<sub>2</sub> 排出量と削減費用

### 3.4.1 排出削減可能量

1990 年から 2050 年までの CO<sub>2</sub> 排出量の推移を、すべての分析ケースについて比較したのが図 3.23 である。1995 年までは「実績」であり、1990 年の排出量は 11 億 4000 万トン、1995 年の排出量は 1990 年比較で 8.5% の増加である。なお、この分析では産業部門における廃棄物の燃焼を計量に含めていないため、これらの「実績排出量」は現実の排出量よりもやや小さな値になっていることを注記する。

#### 基本ケース

原子力の利用をやめるとともに、経済性のみの観点からエネルギー・技術選択を行ったケース A1 では、前記のように石炭利用の大幅な増大によって排出量は単調に増加し、2050 年の排出量は 23 億 3200 万トン（CO<sub>2</sub> 換算、以下同じ）となり、1990 年排出量の約 2 倍の排出量となっている。

ここで、CO<sub>2</sub> の排出に高額の課徴金を与えて排出を極力削減したケース B1 では、経済性の乏しい省エネ技術の導入、天然ガスと自然エネルギーの利用拡大によって、A1 に比べて排出量が大幅に低減している。2030 以降は 15 億トンをわずかに上回る水準に安定化されており、2050 年の排出量 15 億 2700 万トンは A1 に対して 8 億トンの削減となっている。しかし、1990 年の排出量に比べると約 30% 増の水準での安定化である。

これに対して、原子力発電の利用を拡大したケース C1 では、2005 年以降排出量が徐々に減少して、2025 年には 1990 年値を下回る 11 億 1800 万トン、2050 年には 10 億 1100 万トン（対 1990 年比でマイナス 11%）にまで低下している。さらに、2020 年以降高温ガス炉の熱利用を行うケース D1 では、2050 年の排出量が 9 億 3400 万トン（同マイナス 18%）まで減少した。

なお、排出削減における省エネルギーの寄与を評価するために、ケース B1 と C1 において、技術効率の改善（同一技術での効率改善）と産業部門の省エネ技術の導入を行わないとした場合の CO<sub>2</sub> 排出量を求めた。その結果によると、省エネルギーがないとした場合には、2050 年の排出量が B1 で 3 億 8700 万トン、C1 で 2 億 5200 万トン増加し、本分析で仮定した省エネルギー対策による排出削減効果は B1、C1 ともに約 20% であった。

#### 回収・投棄ケース

ケース B1 と D1 において CO<sub>2</sub> の大規模な回収・投棄を想定したケース B2 と D2 では、2015 年以降の排出量が回収・投棄を行わない場合に比べて顕著に減少している。特に、火力発電を大規模に利用する B1 で回収・投棄を実施したケース B2 では、2050 年に約 10 億 3000 万トンの回収・投棄が行われ、同年の排出量は 9 億 4300 万トンとなる。これは、ケース D1 の排出量とほぼ同じ水準である。

火力発電規模の小さい D1 で回収・投棄を実施したケース D2 では、回収・投棄の余地は B2 よりも小さいが、それでも 2050 年には約 3 億 4000 万トンの回収・投棄が行われ、同年の排出量は 7 億 2800 万トンまで低下している。この排出量は、対 1990 年比で 36% の削減に相当するものである。

#### 天然ガス拡大ケース

ケース B1 において天然ガスの利用を拡大したケース B1G では、石炭の大部分と石油の一部を天然ガスに置き換えることによって排出の削減を実現している。しかし、2030 年以降でも排出量のレベルは 12 億 5000 万トンから 13 億トンの範囲であり、1990 年水準

まで低下させるには至っていない。

また、ケースB2（回収・投棄を考慮）において天然ガス利用を拡大したケースB2Gでは、発電部門の排出量の大幅削減のほか、輸送部門でもCNG利用の拡大で排出を削減しており、B2よりもさらに排出量が低減している。2035年以降は、原子力利用を想定したD2と同程度の排出量である。このケースでは、2050年に6億7000万トンのCO<sub>2</sub>が回収・投棄されている。

### 3.4.2 対策別の寄与

#### 茅の式

ある経済成長率を前提とした場合、CO<sub>2</sub>の将来排出量のレベルは、エネルギー転換・利用効率（GDP当り一次エネルギー供給量）、非化石エネルギー（原子力、自然エネルギー）の導入規模、化石燃料消費量当りの排出量（化石燃料間の切り替えに依存）によって決定される。そこで、CO<sub>2</sub>の排出量を、これらの指標を用いて次のように表現することができる。

$$\text{CO}_2 = \text{GDP} * (\text{PE}/\text{GDP}) * (\text{FE}/\text{PE}) * (\text{CO}_2/\text{FE})$$

ここで、CO<sub>2</sub>はCO<sub>2</sub>排出量、PEは一次エネルギー供給量、FEは化石燃料消費量である。したがって、PE/GDPは「GDP当たりの一次エネルギー供給量」、FE/PEは「化石燃料の構成比率」、CO<sub>2</sub>/FEは「化石燃料消費量当りの排出量」を表している。

この式の両辺を対数微分すると、

$$g(\text{CO}_2) = g(\text{GDP}) + g(\text{PE}/\text{GDP}) + g(\text{FE}/\text{PE}) + g(\text{CO}_2/\text{FE})$$

$$\text{ただし、 } g(X) = (1/X) * (dX/dt)$$

となり、CO<sub>2</sub>排出量の伸び率を各指標の伸び率の和として表した「茅の式」が得られる。この中でGDPの伸び率は各分析ケースに共通であるが、他の指標の伸び率はエネルギー需給構造に応じて異なる値をとる。したがって、これらの指標の伸び率を比較することによって、上記の各エネルギー需給シナリオにおいてCO<sub>2</sub>排出量がどのような方法で、どの程度削減されたかを吟味することができる。

#### 各指標の伸び率

そこで、各ケースにおける一次エネルギー供給量、化石燃料消費量、及びCO<sub>2</sub>排出量を使用して上記の各指標の伸び率を計算し、その結果を図3.24にまとめた。この図では、2000年から2050年までの期間の年平均伸び率を示している。GDPの伸び率は各ケース共通で、約1.7%である。

分析ケース全体を通じて、PE/GDP（GDP当たりの一次エネルギー供給量）はマイナス1%前後である。エネルギー消費量が大きく、また石炭依存度の大きいケースA1とB2では1%を下回るが、他のケースでは1%を超えていている。これは、過去長期間にわたるGDP当たりのエネルギー消費量の改善率1%/年と概ね一致している。GDP、エネルギー消費量とともにマクロな変量であり、複雑な構造的変化が重なり合って変動するので、過去の実績をそのまま将来に適用できるわけではないが、長期的な将来に向けての省エネルギーシナリオの妥当性を判断する目安になるものと考えられる。

他の指標に関しては、ケース間で大きく異なる値を取っている。原子力利用を行わないケース（A1、B1、B2、B1G、B2G）では、FE/PE（化石燃料の構成比率）がプラスであるが、原子力利用を拡大するケース（C1、D1、D2）ではマイナス0.5%～0.7%の率で化石燃料比率を低減している。また、回収・投棄を行うケース（B2、D2、B2G）ではCO<sub>2</sub>/FE（化石燃料消費量当りの排出量）の低下が著しく、マイナス1%以下である。特に、ケー

ス B2G ではマイナス 1.7%以下であり、GDP の伸びを完全に帳消しにしている。

原子力利用を拡大したケース C1 及び D1 では、当然のことながら化石燃料構成比率が低下しているが、同時に化石燃料消費量当たりの排出量も低下していることに注意する必要がある。原子力利用の拡大は、化石燃料消費を抑制して CO<sub>2</sub> の排出量を削減するが、同時に化石燃料の中で排出原単位の大きい石炭の利用を低減し、化石燃料の平均排出原単位の改善を通じて、CO<sub>2</sub> の排出削減に貢献することができる。

なお、高額の課徴金を課した場合には、生産コストは高いが排出削減に寄与する技術オプションが多数選択され、エネルギーの平均生産コストは大幅に高くなる。したがって、このような条件下では経済成長も低下するが、さらにそれ以上にエネルギー需要が低下して、エネルギー転換・利用効率 (PE/GDP) が向上すると考えるのが現実的である。しかし、上記のように MARKAL モデルの分析フレームでは、エネルギーサービス需要が固定されているため、こうした波及効果は把握できていないことに注意を要する。

### 3.4.3 部門別排出量

CO<sub>2</sub> 排出量を発電部門（地域熱供給を含む）、エネルギー転換部門（石油精製、石炭転換等）、民生部門、輸送部門、産業部門に分解して図 3.25～図 3.27 に示した。ケース A1 では石炭火力発電が発電部門の排出を大幅に増大させるとともに、石炭のガス化、液化に伴う排出によってエネルギー転換部門でも排出量が経年的に増大している。また、産業と民生では横這い、輸送部門では若干の増大傾向にある。

これに対して、CO<sub>2</sub> の排出削減を図ったケースでは、発電部門の排出量の増大が大幅に抑制されている。特に原子力利用を拡大したケース C1 と D1 では、発電部門の排出量が 2010 年以降、現状レベル以下に抑制されている。また、エネルギー転換部門、産業、民生の排出量も、2010 年以降は現在よりも低下している。輸送部門に関しては、2020 年頃までは増大傾向にあるが、その後減少に転じ、原子力利用を拡大したケース C1 と D1 では、電気自動車、CNG 自動車の増加などで、現状以下の水準に抑制されている。

ケース B1 で回収・投棄を想定したケース B2 では、発電部門からの排出が抑制されるほか、長期的には電気自動車の増加を通じて輸送部門の排出も削減されている。2050 年の排出量の構成はケース D1 に近いものとなっている。また、ケース D1 で回収・投棄を考慮した D2 では発電部門の排出がさらに低減している。2050 年の排出量は約 7700 万トン(CO<sub>2</sub>)であり、1990 年値の 4 分の 1 である。CO<sub>2</sub> 回収・投棄による産業、民生部門の排出量への影響は特にみられない。

天然ガス利用を拡大したケースでは、発電部門のほか、輸送部門においても CNG 自動車の増大によって排出量が減少している。しかし、回収・投棄を考慮しない B1G では、発電部門の排出量は 2050 年には約 6 億トン(CO<sub>2</sub>)と現在の 2 倍弱にまで増大している。一方、回収投棄を考慮したケース B2G の排出量は約 1 億トン(CO<sub>2</sub>)であり、1990 年の約 3 分の 1 まで抑制されている。

### 3.4.4 排出削減の費用

各分析ケースにおける年間システムコスト、及びその GDP 比率を図 3.28 及び図 3.29 に示した。このコストは、燃料の調達、エネルギーの転換、貯蔵、輸送、消費に係るすべての費用を合計したものである。ただし、建設費は年経費化して燃料費、運転維持費と合計しており、また割引せずに各年の発生コストをそのまま表示している。なお、計算開始年以前に導入された設備の建設費は含まれていないため、2020 年頃までのコストはその分

小さく表示されている点に注意を要する。

年間システムコストはエネルギー消費の増大とともに大きくなるが、2020年以降はケース間の違いが徐々に拡大する。2050年には最小（A1）と最大（B2G）で10%程度の開きがある。一方、GDPに対する比率は年々低下し、2050年では13%前後である。GDP比率の低下は、エネルギー消費の伸びがGDPの伸びよりも小さいことによる。

次に、ケースA1を基準として、各ケースにおけるCO<sub>2</sub>排出の減少量とシステムコストの増加額を計算し、その比を取って排出削減の平均費用を求めた。結果は、図3.30及び図3.31に示した。図3.30では横軸に時間を取りましたが、図3.31では、同一削減規模の下での費用を比較するために、ケースA1からのCO<sub>2</sub>削減量を横軸に取っている。

原子力の利用拡大を行うケースC1、D1、D2では、2010年の削減費用がマイナス値になっている。これらのケースでは、省エネ技術、自然エネルギー技術等の高コストのオプションが導入されているものの、低コストの原子力発電の利用によって、システム全体のコストが正味に低減されたためである。2020年以降は削減費用がプラスになるが、C1とD1では2050年までの全期間にわたって削減費用は4000円／トン(CO<sub>2</sub>)以下であり、原子力利用を行わないケースと比べてかなり小さな値となっている。

原子力利用を行わない場合には、削減費用は大きな値になる、2010年にはトン(CO<sub>2</sub>)当たりで5000円前後であるが、その後上昇し、2050年には回収・投棄を行わないケースでも8000円から9500円、回収・投棄を行う場合には12000円前後にまで上昇する。

回収・投棄による平均削減費用の増加はこれらの図から明瞭であるが、ケース間の平均削減費用の差がそのまま回収・投棄の削減費用を表すわけではない。そこで、ケースB1とB2におけるCO<sub>2</sub>排出量とシステムコストから、ケースB1に回収・投棄を追加した場合の削減費用を求めた（図3.32参照）。その値は2050年には17800円／トン(CO<sub>2</sub>)である。一方、ケースD1とD2に関して同様の計算を行い、ケースD1に回収・投棄を追加した場合の削減費用を求めたところ、2050年で14200円／トン(CO<sub>2</sub>)であった。回収・投棄を実施すれば、石炭などの化石燃料を使用しながら大幅な排出削減を行うことが可能となるが、この分析で用いたデータによるとその費用はきわめて高いことが分かる。

天然ガスの利用拡大による影響は、やや複雑である。ケースB1に対して天然ガス利用を拡大したケースB1Gでは、コストが時間とともに上昇し、2050年には14400円／トン(CO<sub>2</sub>)とかなり高額である。一方、ケースB2で天然ガスの利用を拡大したB2Gでは、このようなコストの時間的上昇はみられず、2050年における平均削減コストは6400円／トン(CO<sub>2</sub>)と比較的小さい。後者の場合には、もともとケースB2においてIGCCからのCO<sub>2</sub>回収・投棄を行っており、これを（本分析でCO<sub>2</sub>回収効率が高いと仮定した）天然ガス複合サイクル発電に置き換えたために、比較的小さなコスト増加に留まったものと考えられる。

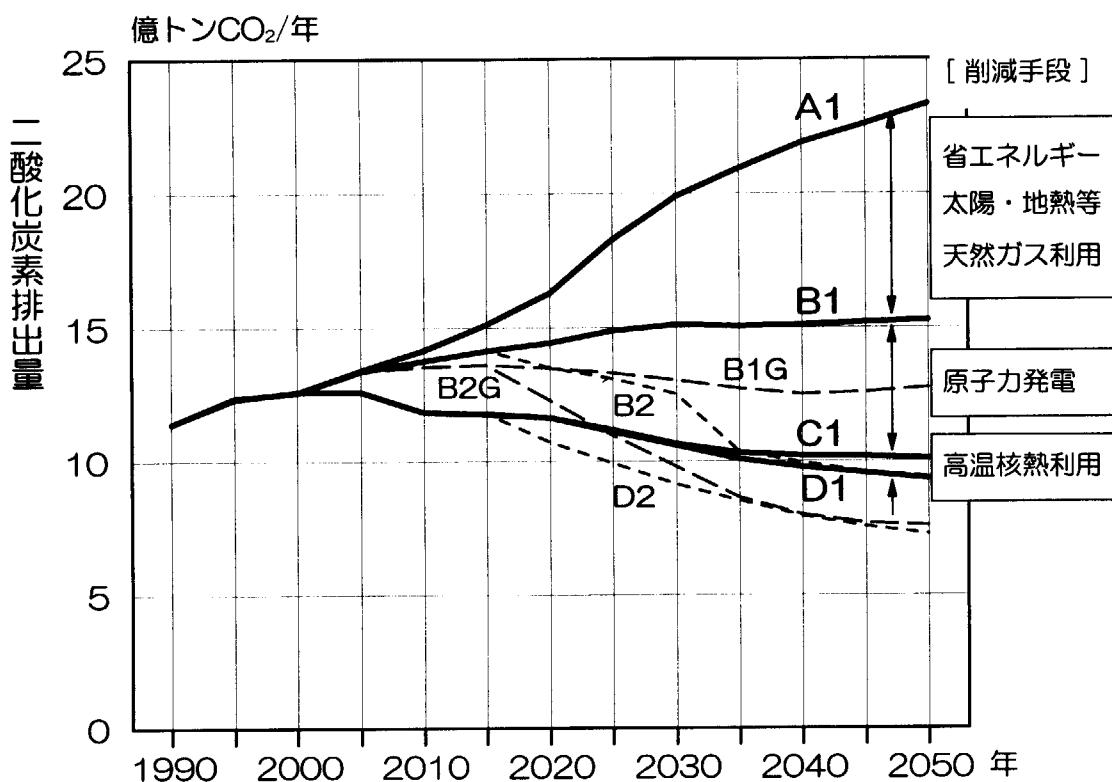


図 3.23 二酸化炭素の排出削減可能量

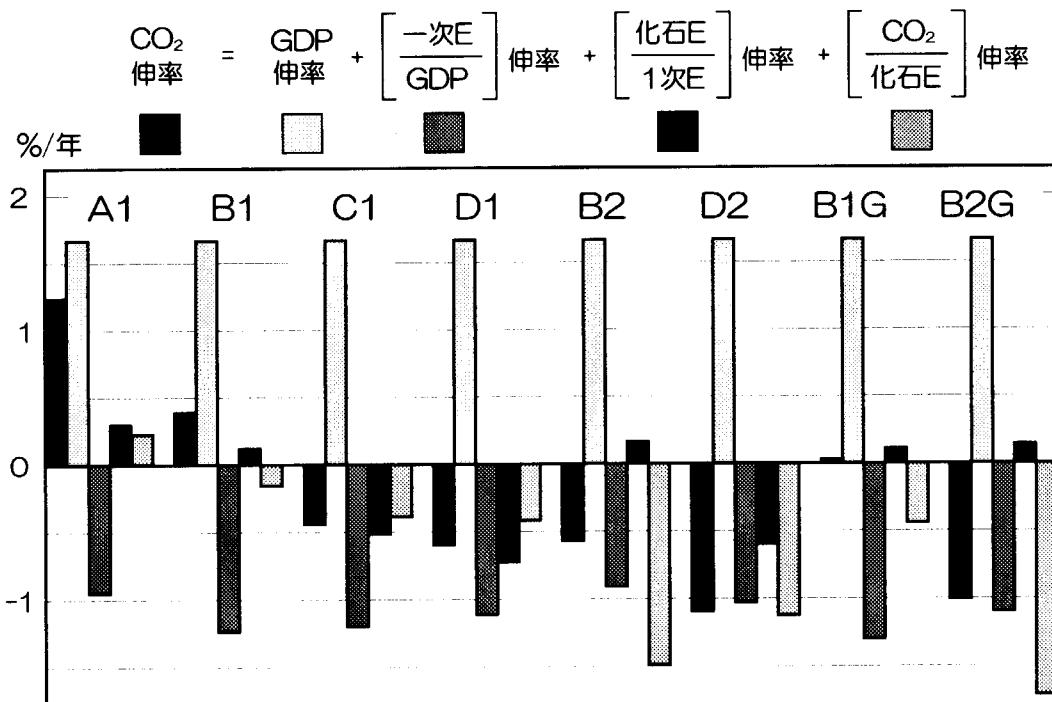


図 3.24 排出削減の要因別分解

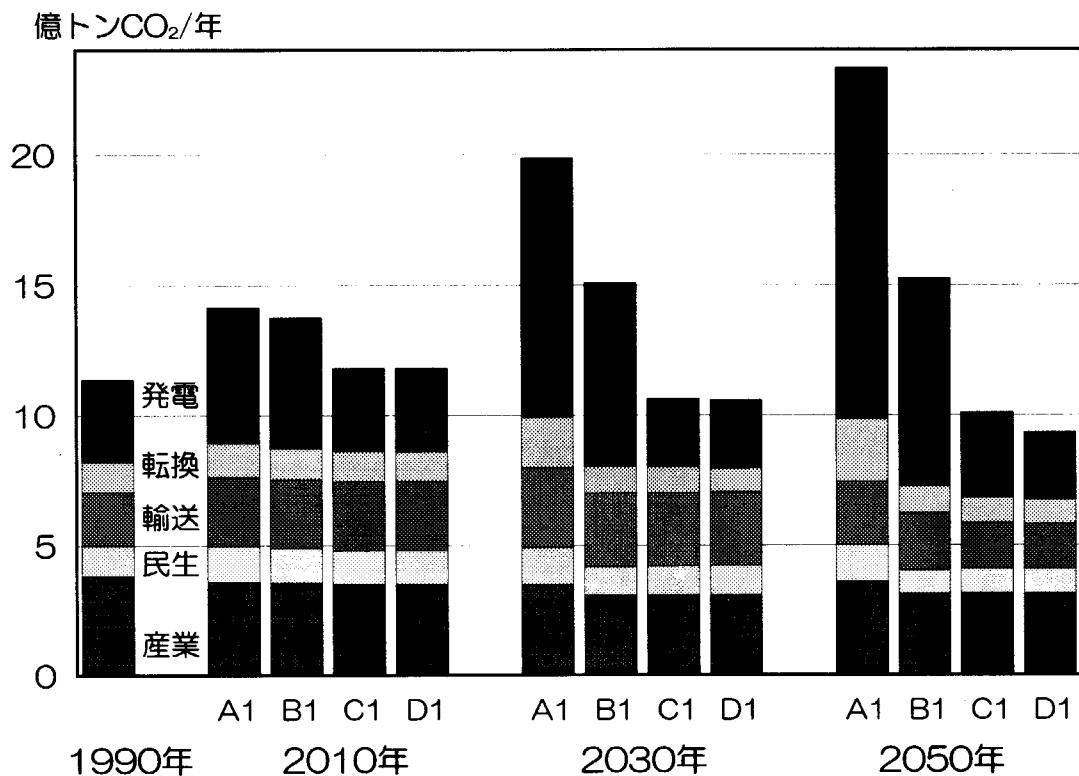


図 3.25 部門別の二酸化炭素排出量(基本ケース)

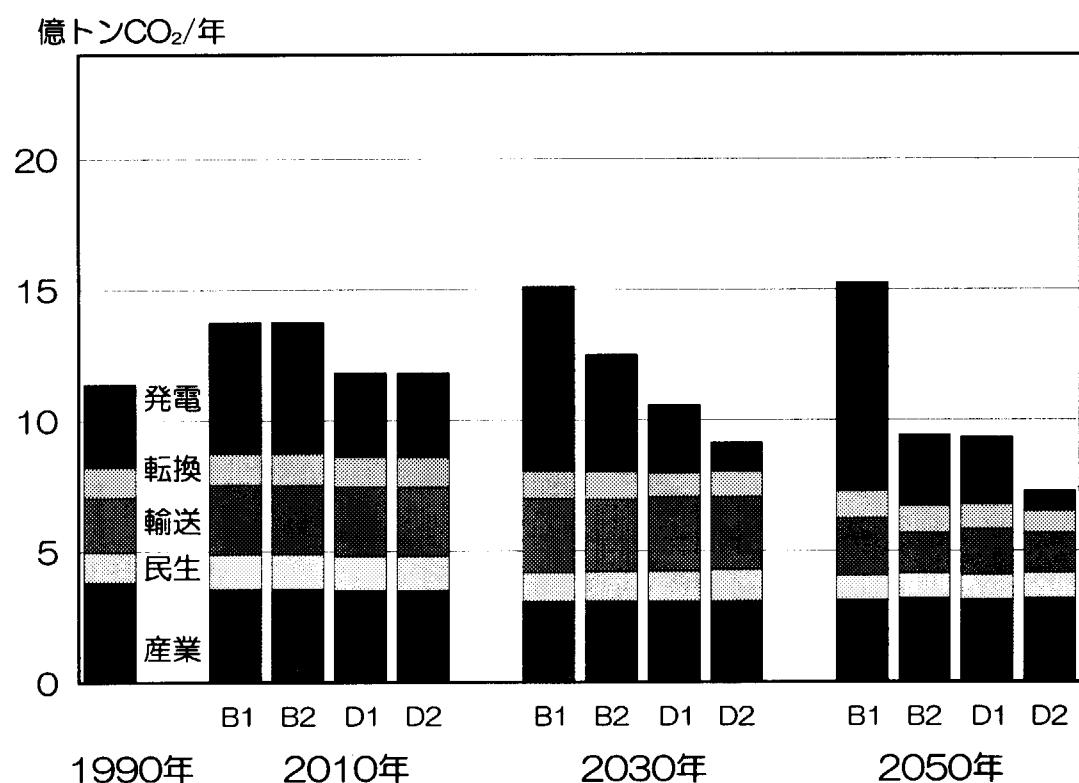


図 3.26 部門別の二酸化炭素排出量(回収・投棄ケース)

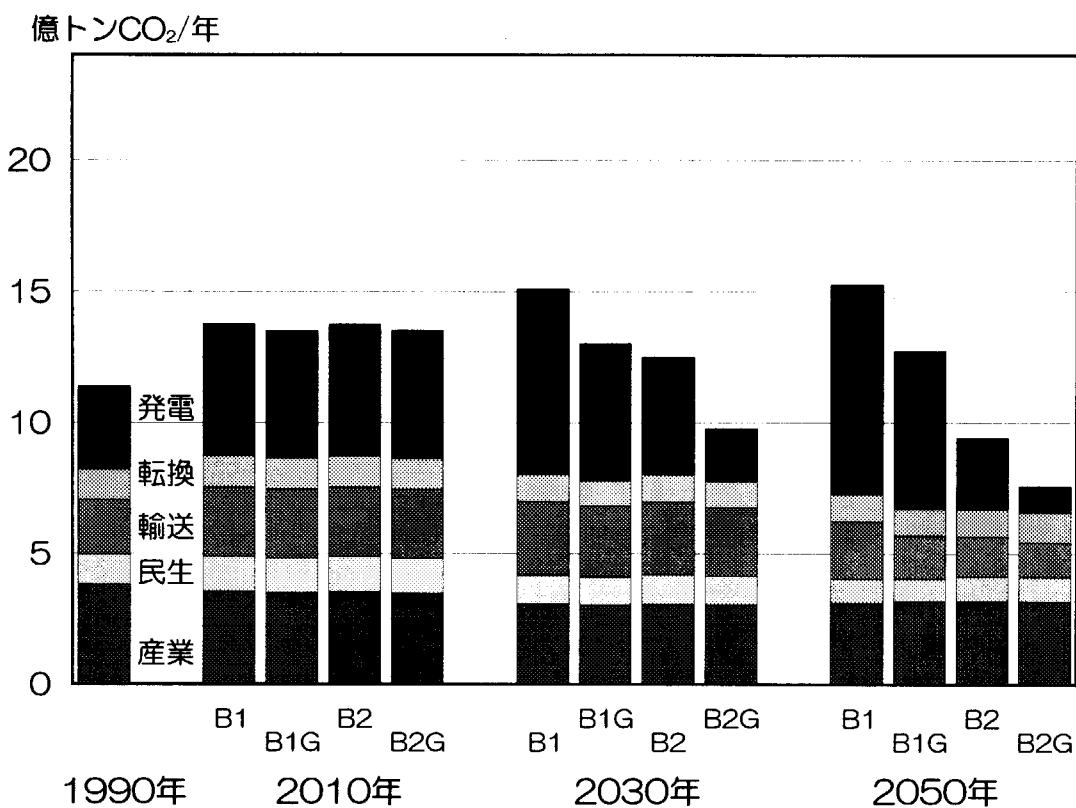


図 3.27 部門別の二酸化炭素排出量(天然ガス拡大ケース)

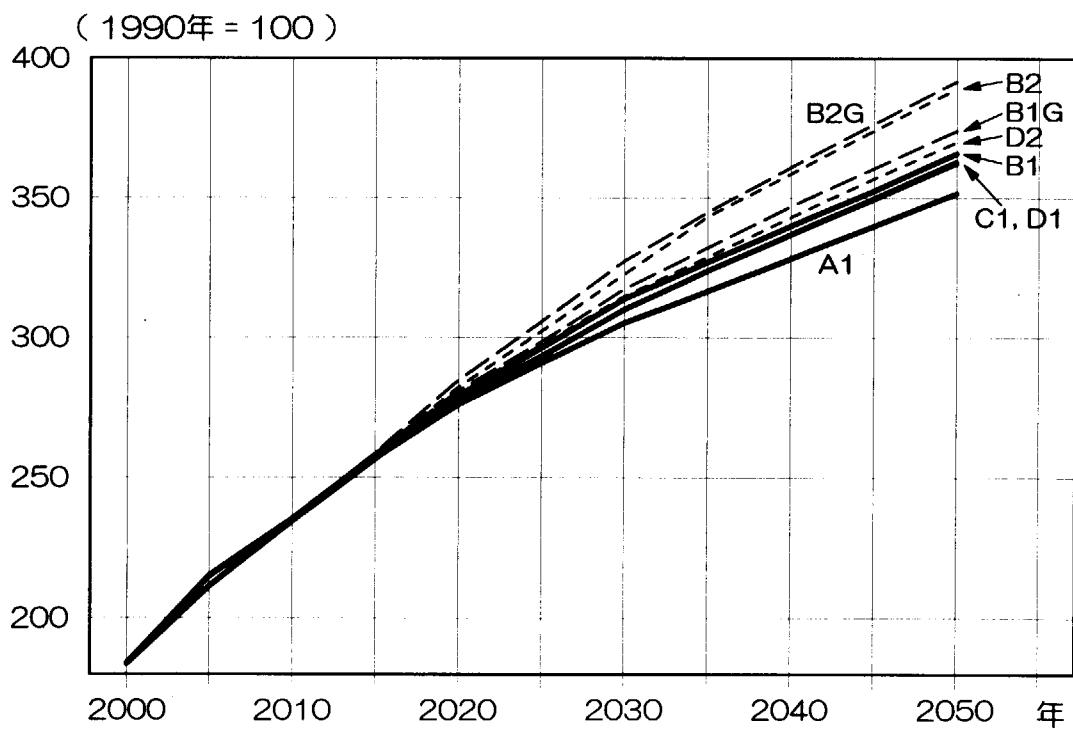


図 3.28 各分析ケースのシステムコスト

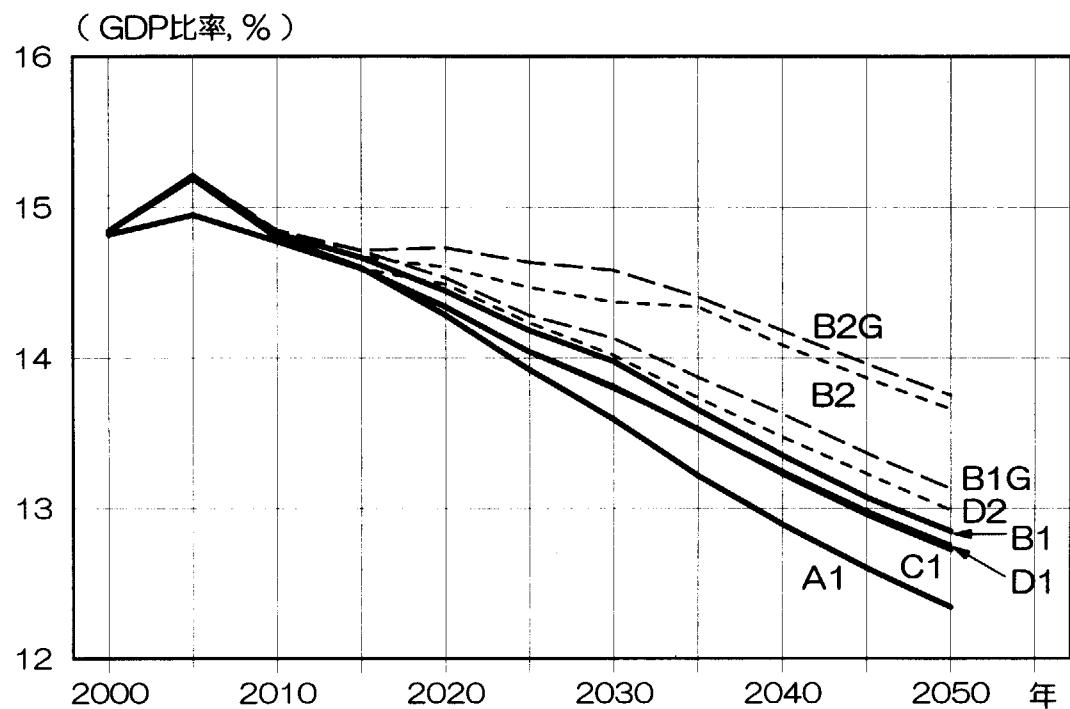
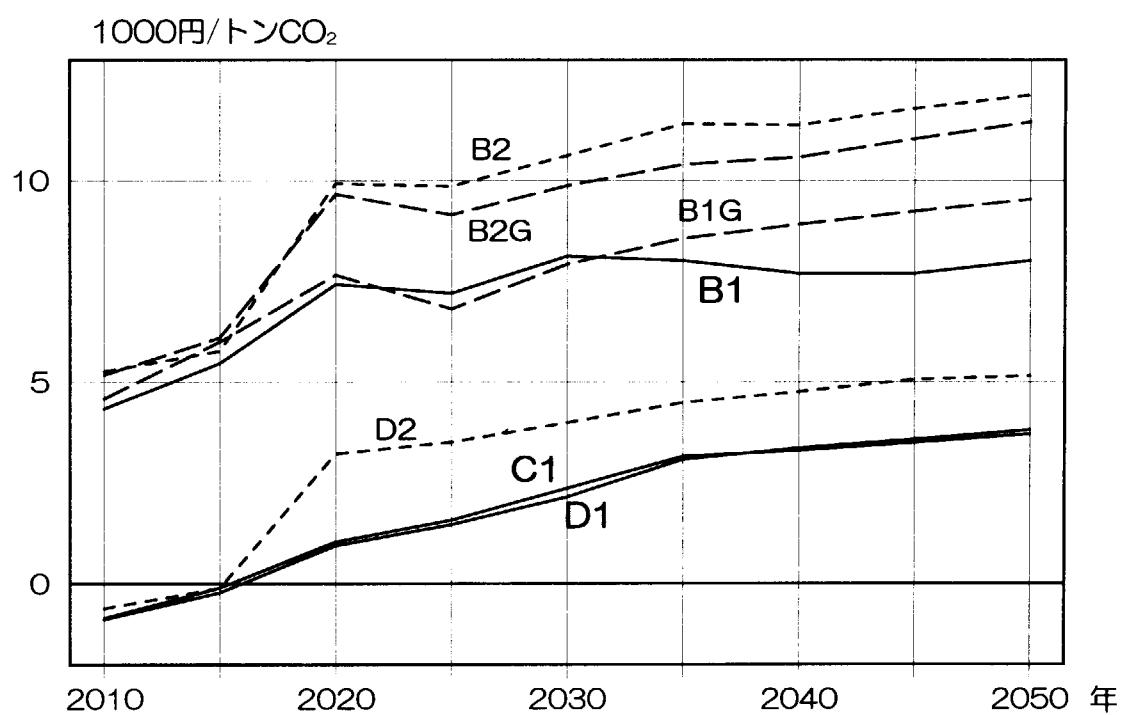


図 3.29 エネルギーシステムコストのGDP比率

図 3.30 CO<sub>2</sub>排出削減の平均コスト(ケースA1を基準)

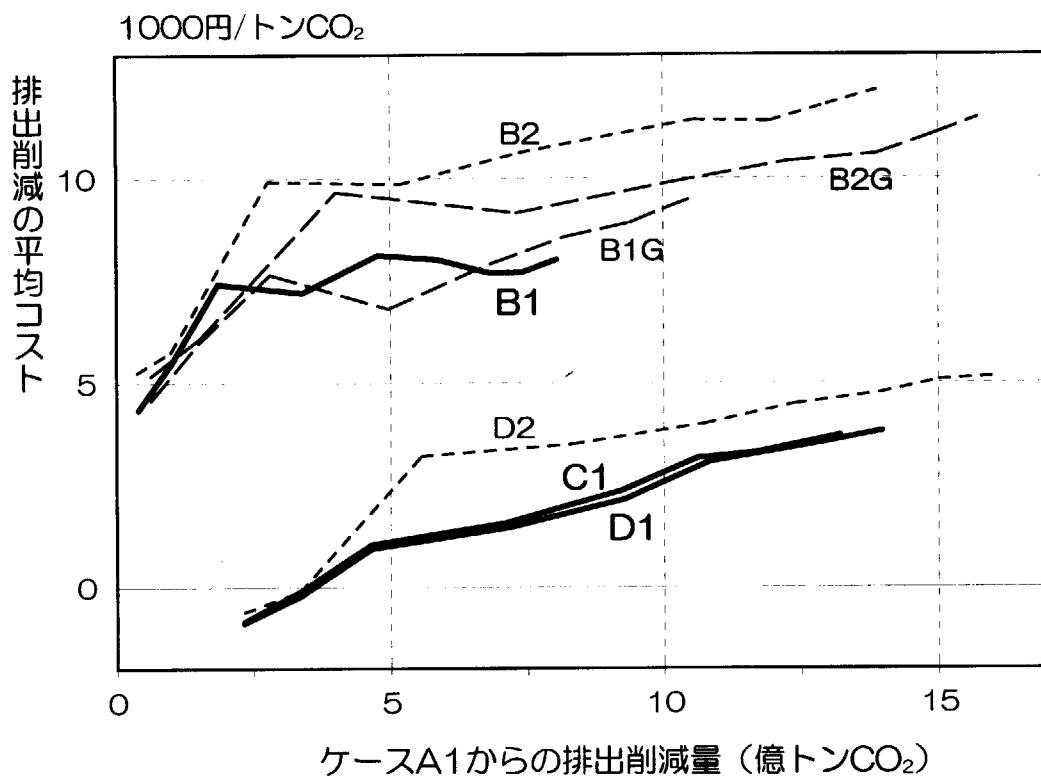
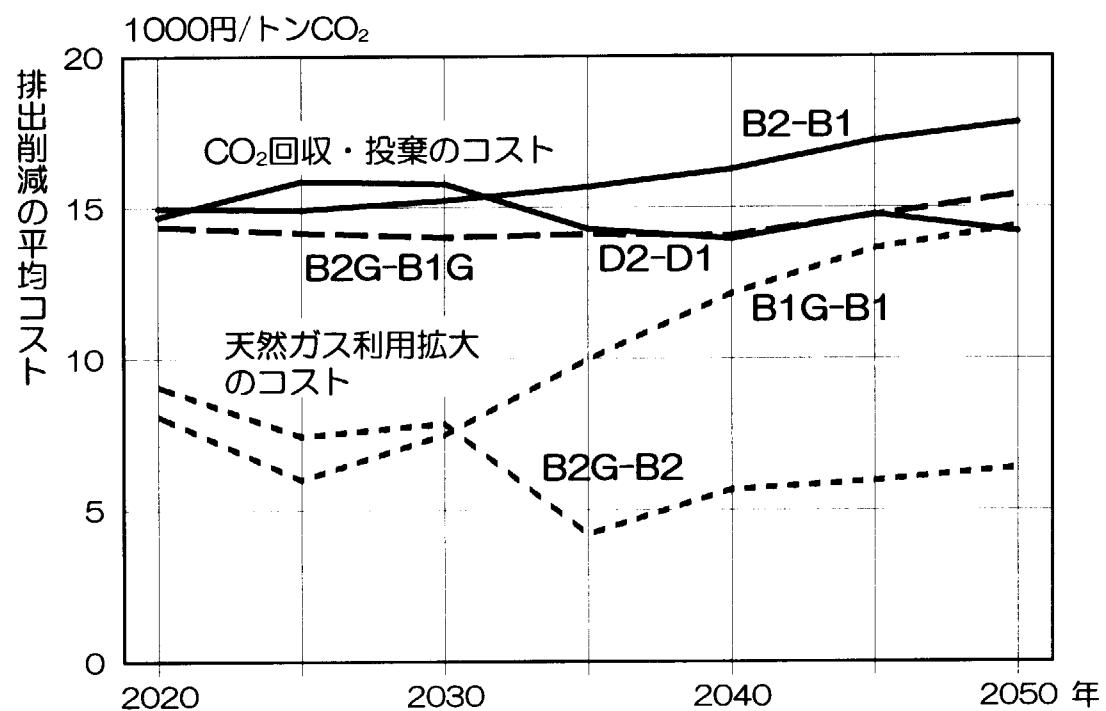


図 3.31 排出削減の平均コスト

図 3.32 CO<sub>2</sub>回収・投棄と天然ガス拡大による平均削減コスト

### 3.5 まとめと考察

#### 3.5.1 結果のまとめ

前節では、前提条件の異なる 8 種類の分析ケースに関して MARKAL モデルによるシステムの最適化を行い、得られたエネルギー需給シナリオを総エネルギー消費量、エネルギー構成、CO<sub>2</sub> 排出量、システムコストなどの観点から検討した。以下に、これらの検討結果の概要をまとめる。

①原子力を利用せず、また経済性のみの観点からエネルギー・技術選択を行うケース A1 では、相対的に廉価な石炭の利用、特に発電用の一般炭の利用が極端に増大し、これによって CO<sub>2</sub> 排出量も大幅に増加する。ここで CO<sub>2</sub> 排出に高額の課徴金を与え、排出量の抑制を図ったケース B1 では、経済性の乏しい省エネルギー技術の導入、天然ガスと自然エネルギー利用の拡大によって、石炭利用の大幅な増大は抑制される。その結果 CO<sub>2</sub> の排出は A1 に比べて低減されるが、排出量はなお時間とともに増大し、2030 年以降は 15 億トン(CO<sub>2</sub>)を超えるレベルとなる。また、排出削減の平均費用も 7000 円～8000 円／トン(CO<sub>2</sub>)と高い。

②ケース B1 において原子力発電の利用を継続、拡大したケース C1 では、石炭火力が原子力発電で代替され、石炭の利用がきわめて小さくなるとともに、量的に制約のある天然ガスを発電から最終消費に振り向けることが可能となり、石油の消費も低減する。また、原子力発電に加えて高温ガス炉の熱利用を導入したケース D1 では、高温核熱が合成燃料の製造と発電に用いられ、石油の消費がさらに低減する。したがって、ケース B1 に比べて CO<sub>2</sub> 排出量は大幅に抑制され、C1 及び D1 ともに 2020 年以降は 1990 年以下の排出水準となる。また、平均排出削減費用は、他の高コストのオプションを併用した 2050 年においても 4000 円／トン(CO<sub>2</sub>)以下に抑えられている。

③原子力利用のないケース B1 で CO<sub>2</sub> の回収・投棄を行ったケース B2 では、2050 年で 10 億トン(CO<sub>2</sub>)を超える回収・投棄が実施され、CO<sub>2</sub> 排出量はケース D1 なみに低く抑えられている。しかし、発電用石炭の消費が B1 に比べてほぼ倍増し、回収・投棄に膨大なエネルギーが必要であることが示されている。また、CO<sub>2</sub> 排出量の平均削減費用は 2030 年以降 10000 円／トン(CO<sub>2</sub>)を超えるきわめて高額なものとなる。原子力利用を行うケース D1 の下で回収・投棄を実施するケース D2 においては、主として天然ガス複合サイクル発電からの回収・投棄が行われ、CO<sub>2</sub> 排出量は D1 よりさらに抑制されて、2050 年に 7 億 2800 万トン(CO<sub>2</sub>)と分析ケース中で最も低い水準となった。平均削減費用は、ケース D1 に比べて上昇するが、2050 年頃においても 5000 円／トン(CO<sub>2</sub>)程度に留まった。

④原子力利用のないケース B1 で天然ガスの利用を拡大したケース B1G では、一部の石油需要を除いて天然ガスが幅広く利用され、一次エネルギーに占める天然ガスの割合が 2050 年には 58%にも達する。これによって CO<sub>2</sub> 排出量の増大は抑制されるが、1990 年以下の水準まで低減することはできない。また、回収・投棄を実施するケース B2 において天然ガス利用を拡大したケース B2G では、B2 で大規模に利用されていた石炭が天然ガスに代替される。したがって、CO<sub>2</sub> 排出量は大幅に低減し、2035 年以降の排出量はケース D2 と同程度の水準にまで下がる。ただし、排出削減コストはケース B2 と同様に高額であり、2035 年以降は 10000 円／トン(CO<sub>2</sub>)を超える。

### 3.5.2 考察

#### (1) CO<sub>2</sub> 排出削減手段

CO<sub>2</sub> の排出削減方策には極めて多様な技術的オプションがあるが、これらは大きく分けて、省エネルギーの促進、化石燃料間の転換、非化石エネルギー利用、CO<sub>2</sub>回収・投棄のように分類できる。上記の分析結果を踏まえて、以下にこれらの削減手段の特徴、可能性、及び課題についてまとめる。

##### 省エネルギー

省エネルギーは、大雑把に付加価値当たりのエネルギーサービス需要の低減とエネルギーサービス需要当たりの一次エネルギー消費量の低減に分けられる。前者は、非技術的要因によるもので、産業構造や生産品目の変化、生活様式の変化等に基づいている。後者は技術的要因によるものであり、エネルギー変換過程、及び消費過程におけるエネルギーの合理的利用、効率改善、リサイクル利用の促進等によって実現される。

この分析では、付加価値当たりのエネルギーサービス需要に関しては、エネルギーサービス需要を設定する段階で年率1%程度の省エネルギーを仮定している。しかし、分析結果の説明で記述したように、エネルギー供給コストの上昇に基づくエネルギーサービス需要の低減効果は考慮していない。この点に関しては、過去に MARKAL モデルとマクロ経済モデル MACROEM を接合して分析を行い<sup>(9)</sup>、エネルギー需要の価格弾力性を0.2と仮定した場合には、2030年に16%程度のエネルギーサービス需要の低減があり得るとの結果が得られている。したがってこの効果を考慮すると、CO<sub>2</sub> 排出量は上記の分析結果よりもさらに若干低下することになる。

エネルギーサービス需要当たりの一次エネルギー消費量に関しては、発電効率の改善（同一技術での改善とより効率が高い新技術への転換の2通りの方法がある）、最終消費技術の効率改善（同上）、ヒートポンプの利用促進に加えて、産業部門の省エネ技術の導入を想定した。これらによる排出削減効果はかなり大きく、分析結果の説明で述べたように、同一技術での効率改善と産業部門省エネ技術の導入によって2050年には約20%の排出削減が可能である。（より効率が高い新技術への転換を含めれば、寄与はさらに大きくなる。）

エネルギー利用を資源及び環境の保全と調和させ、持続可能な発展を実現する上で、省エネルギーの役割は大きいと考える。しかし、その将来的可能性については、過大な期待が寄せられがちである。少なくとも産業部門では、2度にわたる石油危機を経て技術的、経済的に容易な省エネルギーの多くは既に実施されている。今後の技術開発を通じて、新たな省エネ技術が実現する可能性もあるが、技術進歩には常に大きな不確実性がつきまとつ。こうした観点からみた場合には、この分析の結果が示すように、CO<sub>2</sub> 排出量の大幅な削減という目的において、省エネルギーは必要であるが十分ではない。

##### 化石燃料間の転換

この分析では、廉価な石炭を大量に使用するケースA1を基準として、石炭から天然ガスへの転換で大規模なCO<sub>2</sub>排出の削減が可能であることをみた。しかし、燃料転換が普遍的に排出削減に大きな効果をもつわけではない。このように大きな効果が得られるのは、極度に石炭依存の高いエネルギー構成のことで排出削減の対策を試みた場合に限定される。今後の排出削減戦略を検討する上での燃料転換の意義は、現状のエネルギー構成に依存している。

第2章で述べたように、世界的に発電用燃料として最も多く使われているのは石炭である。先進諸国でも、多くの国が石炭に強く依存している。発電用燃料投入に占める石炭の

割合を 1995 年時点みると、オーストラリアが 84%、ドイツが 57%、米国が 54%、英国が 48% などである。こうした諸国では、石炭から天然ガスへの転換によって、大幅な排出削減を実現することが可能である。

これに対して、我が国は発電用エネルギーに占める石炭の割合は 17% ときわめて低い。我が国の場合、石油の比率が 21% と比較的高いが、これを考慮しても天然ガス火力、原子力などの CO<sub>2</sub> の排出量が少ない、又は排出しないエネルギーを多く使用している。したがって、化石燃料の転換による排出削減の余地はもともと小さい。

この状況の下で、今後の対策としては化石燃料の新規需要を天然ガスで賄うとともに、既存の石炭、石油の利用を天然ガスで代替していくことが考えられる。この分析では、長期的に天然ガスの輸入量に制約がない場合を想定し、天然ガスへのシフトでどの程度まで排出量を抑制できるかを検討した。その結果、2050 年で一次エネルギーの 6 割程度まで天然ガスの利用を増大しても、CO<sub>2</sub> の回収・投棄を実施しない限り、排出量を 1990 年以下の水準に抑制できないことが分かった。

### 自然エネルギーの利用

自然エネルギーの中では、在来の水力に加えて、太陽熱、太陽光、風力、地熱などの開発利用が世界的に進められている。しかし、近年の化石燃料価格の低位推移の中で、普及が遅れている上、技術開発のめざましい火力発電とのコスト競争は今後も容易ではないと考えられる。本分析においても、CO<sub>2</sub> の排出に課徴金を与えたケースでしか導入されない技術が多く、概して経済性に難があることが示された。しかし、自然エネルギー技術の経済性に関しては、モデル分析の方法にもまだ改善の余地がある。

自然エネルギーの大部分は、単一の利用設備の規模が小さい。このような技術は、量産化によって建設単価が大幅に低減する可能性を持っている。そこで、揺籃期の市場を公的な補助で育成すれば、コスト競争力が増大し、やがて自立的に市場に浸透するようになる。これは、モデル分析においては非線形計画問題となり、現行の MARKAL モデルでは取り扱えないが、非線形最適化手法の適用や線形近似によって解くことは可能（既に幾つかの分析例が報告されている）であり、今後の課題といえる。

自然エネルギーを利用する上で、コスト以上に本質的な問題はその密度が低いことであると考えられる。世界全体では、未開発水力の利用、砂漠を利用した太陽光発電、バイオマス生産等の可能性があるが、国土が狭く人口密度の高い我が国においては致命的な問題である。この分析では、利用可能規模に関して比較的楽観的な見通しのもとに導入制約を与えたが、最大限導入した場合でも一次エネルギー供給全体に占める割合は 2050 年で 14% 程度（1990 年には 6.0%）である。海洋の利用は潜在的に大きな可能性を持っているが、今後の技術進歩に依存しており、不確実性が大きい。

### 原子力の利用

原子力は既に一次エネルギーの 12%、電力の 38%（9 電力会社平均）を賄っており、経済性、信頼性ともに十分実証された技術である。プラス面の特徴としては、技術集約型でコストの資源依存性が低い、燃料のエネルギー密度がきわめて高く、輸送、貯蔵が容易である、増殖技術の開発利用を通じて長期にわたって利用可能である、エネルギー生産過程で CO<sub>2</sub> の排出がない、などが挙げられる。したがって、この分析でみたように、CO<sub>2</sub> の長期的な排出削減を実現する上で中核的なエネルギー源と位置づけられる。

また、一般にあまり認識されていない原子力の長所として、国内経済への波及効果がある。火力発電の場合は発電コストに占める燃料費の割合が非常に大きい。我が国は、この燃料を輸入に依存しているため、その費用は国外に支払われる。しかし、原子力発電の場合には建設費が大きく、資材及び機器の調達を通じて国内産業の生産を誘発する。これに

よって、国内における所得と雇用の増加が期待できる。つまり、火力発電が外需喚起型であるのに対して、原子力発電は内需喚起型の技術であるといえる。

現在のところ、購買力平価に比べて市場レートがかなりの円高基調で燃料輸入費用の負担が小さいこと、また輸出主導型の産業構造の下で多額の貿易黒字を抱えていることから、こうした長所が注目されることはない。しかし、現在の輸出競争力が長期にわたって持続し得るとは考えがたく、長期的には経済の低成長下でエネルギーを含めた資源輸入が重い負担となる可能性が強い。したがって、将来的には原子力のもつ経済波及効果の重要性がより明確になるものと考えられる。

原子力開発利用の課題としては、まず放射性廃棄物の処理処分が挙げられる。放射性廃棄物は量的に多い低レベル廃棄物、量は少ないが強い放射能をもつ高レベル廃棄物、さらに超長寿命の TRU（超ウラン元素）廃棄物に分けられる。低レベル廃棄物については、既に埋設センターが建設され、処分の方策が確立している。高レベル廃棄物に関しては、ガラス固化、中間貯蔵の後、地層処分を行う方針で関連技術と制度の開発整備が進められているが、処分地の選定が大きな政策的課題になろうとしている。

TRU 廃棄物は、使用済み燃料を再処理した後の高レベル廃棄物の中に微量に含まれている、概して半減期のきわめて長い超ウラン元素である。超長寿命であることと有用な元素を多く含んでいることから、高レベル廃棄物から分離した後、さらに幾つかのグループに分離し（群分離）、有用な元素を回収して、残りを原子炉又は加速器で消滅させるための研究開発が進められている。高レベル廃棄物の最終処分とともに、TRU 廃棄物の群分離・消滅処理技術の実用化が、放射性廃棄物問題の解決に向けての最終ハードルとなっている。

また、使用後の燃料から回収されるプルトニウムの有効利用も重要な課題である。地層中のウラン資源の規模は決して大きなものではなく、現行の濃縮ウラン軽水炉のみで発電を行う場合には、来世紀半ばにも資源問題が顕在化するおそれがある。海水からのウラン回収が実用化する可能性もあるが、原子力を長期にわたって主要なエネルギー源の一つとして利用していくためには、増殖炉サイクルの確立がきわめて重要である。1995 年の高速増殖原型炉「もんじゅ」のナトリウム漏洩事故以来、増殖炉開発の先行きが不透明になっているが、核不拡散の要請と調和したプルトニウムの平和的利用の技術と制度の確立が課題となっている。

立地の円滑な推進も重要な課題である。この分析では、2050 年に 1 億 2500 万 kW<sub>e</sub> の大規模な原子力発電設備の利用を想定した。これは、利用の拡大に対する国民のアクセプタンス、並びに発電所の立地に対する地域住民のアクセプタンスが得られることを前提としている。米国の TMI 発電所と旧ソ連のチェルノブイリ発電所の事故以来、欧米では原子力に対するアクセプタンスが低下し、開発利用が停滞ないしは後退している。我が国でも原子力発電所の立地はますます困難になりつつある。また、上記の「もんじゅ」事故以来、原子力開発全般に対する不安と不信が増大している。

この状況をにわかに打開する有効な手だてはないが、「もんじゅ」事故以来進められている情報公開を一層推進するとともに、原子力政策の意思決定過程への国民参加、研究開発計画立案における科学的方法論の導入などを通じ、政策決定の透明性、合理性を確保する中で徐々にアクセプタンスを向上させていくことが必要とされよう。また、立地問題の背景には都市地域といわゆる過疎地域の間の地域的な不平等があることを踏まえると、究極的な解決策はこの不平等の解消しかなく、電力大消費地に近接した立地が実現可能か否かに依存しているといえる。したがって、都市近接立地に関する技術的、制度的な検討も、今後の原子力開発利用の大きな課題と考えられる。

## (2)CO<sub>2</sub>排出削減ポテンシャル

この分析では、CO<sub>2</sub>の長期的な排出削減方策の検討を主たる目的としており、2010年までの期間に関しては、主要な前提条件（経済成長、新エネルギー導入規模、化石燃料の輸入可能量、原子力設備規模等）を、京都議定書採択以前の政策目標である総合エネルギー調査会のエネルギー需給見通し（1994年7月）に準拠した。したがって、原子力発電を拡大したケースでも2010年のCO<sub>2</sub>排出量は1990年水準を4%程度超えており、京都議定書の目標設定に際して想定された「CO<sub>2</sub>排出量の1990年水準での抑制」は達成されていない。

したがって、京都議定書の目標を達成する方策に関しては、短期エネルギー需給に焦点を合わせた分析が別途必要とされるが、この目的のためにはMARKALモデルでは不十分と考えられる。このような短期的なエネルギー需給の変動に関しては、技術的要因よりはむしろ政策的な要因の影響が大きい。つまり、2010年の削減目標を達成し得るか否かは、税、補助金、規制（又はその緩和）といった政策手段をどの程度効果的、且つ強力に推進できるかに依存している。したがって、その検討にあたっては、こうした政策手段の効果を把握し得るマクロ経済分析フレームの活用が不可欠と考えられる。

また、長期的な削減ポテンシャルに関しては、本分析の中で原子力利用と回収・投棄を併用したケースD2で2030年及び2050年に、それぞれ1990年水準の80%及び64%相当まで排出量が低減している。すなわち、1990年比較でそれぞれ20%及び36%の削減である。現在のところ、2015年以降の排出水準に対する政策的な目標はなく、2030年ないし2050年といった長期的な将来の目標水準には大きな不確実性がある。こうした目標水準は大気中濃度の安定化水準、発展途上国における排出量増大の見通し等に依存することとなるが、上記削減量以上の目標設定が行われる可能性は十分ある。したがって、より厳しい目標に対応し得る削減戦略の検討もさらに必要であると考えられる。

## 4. おわりに

数世紀単位でみた場合、技術革新がまったく新たな原理に基づく優れた技術を生み出す可能性があることは、歴史の示すとおりである。しかし、数十年程度に時間範囲を絞った場合には、既に着想され、一定の研究開発が行われ、工学的実現性に大きな障害を持たないことが、現実の選択肢に含める条件となろう。この考え方に基づいて将来の可能性を検討した場合、上記モデル分析の結果にみると、エネルギーの安定的な供給と二酸化炭素の大幅削減の実現のために利用可能な選択肢は決して豊富なものではなく、少なくとも我が国においては原子力利用の拡大が不可欠であると考えられる。

なお、上記のような分析においては、定量的なモデル分析の結果に分析者の総合的な判断を加えて、一定の結論が導かれる。しかし、モデル分析の中では、定量的扱いが可能で、且つ必要な情報が入手できる限定的な要因のみが考慮される。また、分析者の判断とは、分析者のもつ知識とそれを活用して将来を見通す洞察力に依存した、いわば主観的判断である。したがって、気候変動問題への対応戦略の検討において、こうしたモデル分析の役割がますます重要になると考慮すると、得られる結論の有意性、客觀性を高めるための分析手法の改良、拡張が大きな課題となっている。

こうした観点から、ETSAP国際協力研究においても、新たな分析手法の開発が進められている。例えば、経済モデルとの接合を通じてエネルギーと経済の相互作用を探り入れたエネルギー・システム分析手法、将来の不確実性を考慮しながら排出削減戦略を検討するための確率計画法による分析手法、市場浸透に伴うコストの低減などのエネルギー技術の特性の改善を内生的に取り扱う（モデル内部で自律的に決定する）分析手法などである。データベースの信頼性の向上とともに、これらの分析手法の応用を通じて、さらに有意な分析成果が得られるものと考えられる。

## 謝 辞

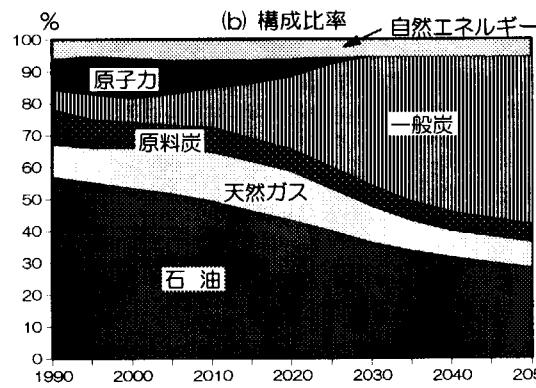
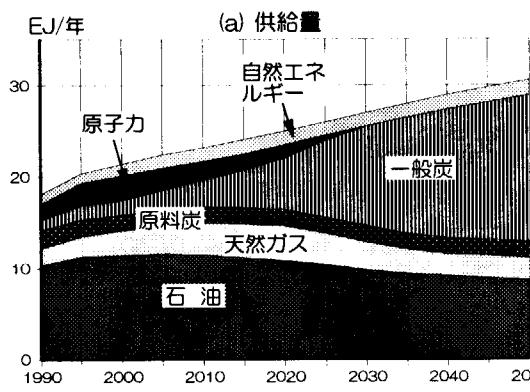
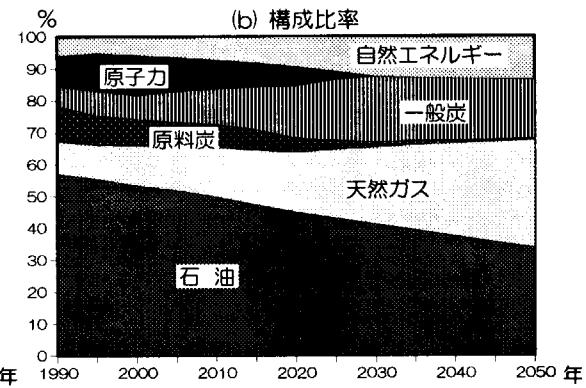
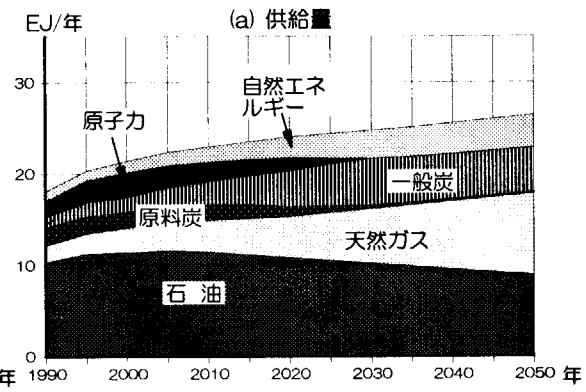
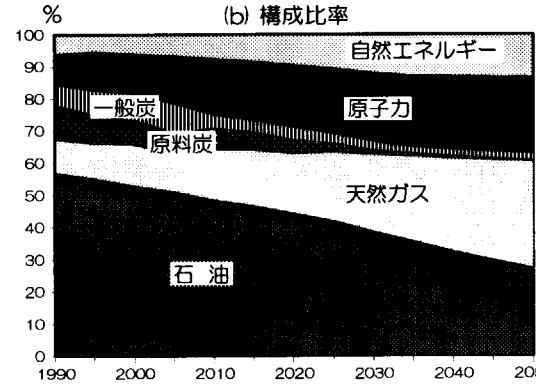
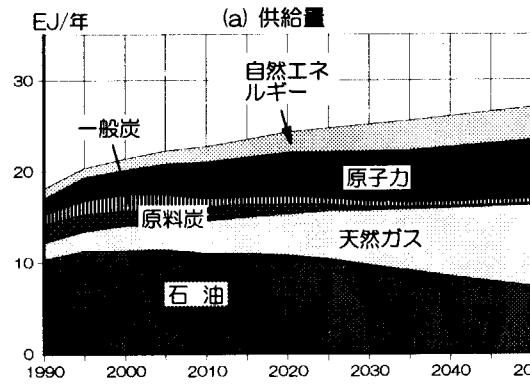
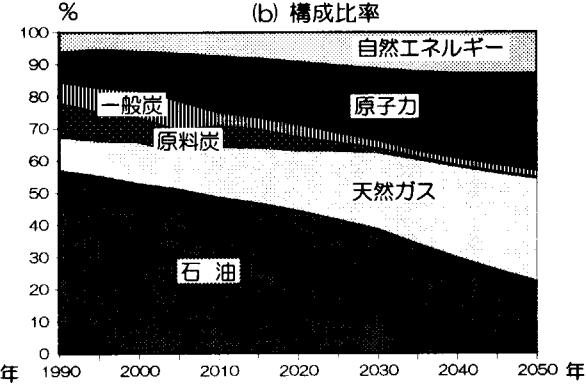
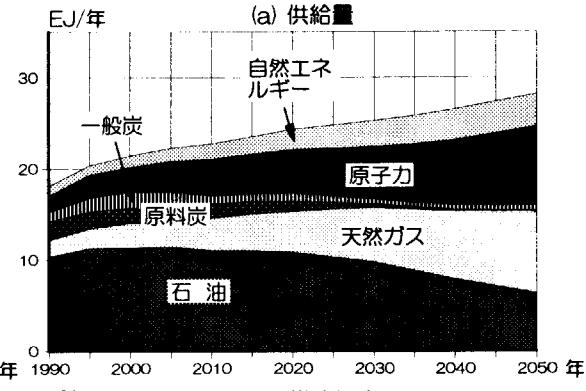
この分析は、当研究室におけるこれまでのエネルギー・システム解析研究で開発、整備されてきた分析手法とエネルギー技術データベースを活用して実施したものである。原研におけるエネルギー・システム解析研究を発足させるとともに、当該研究の発展及び指導に尽力され、今日の研究基盤を築き上げられた安川茂前研究室長に心から謝意を表します。また、過去に当研究室に在籍し、研究資源の蓄積に携わった多くの方々にも、深くお礼を申し上げます。さらに、この分析のバックグラウンドである ETSAP 研究の進め方に関して、貴重なご意見を頂いた科学技術庁「エネルギー環境システム解析研究会」の主査（平成 8 年度まで茅陽一慶應義塾大学教授、平成 9 年度から山地憲治東京大学教授）並びに委員の方々にも謝意を表します。

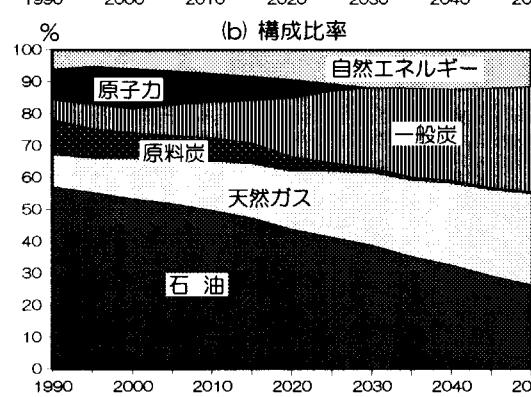
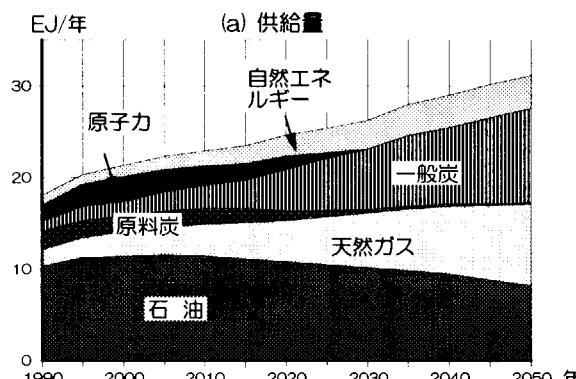
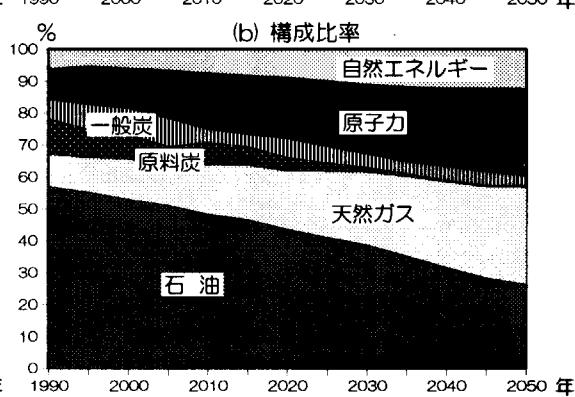
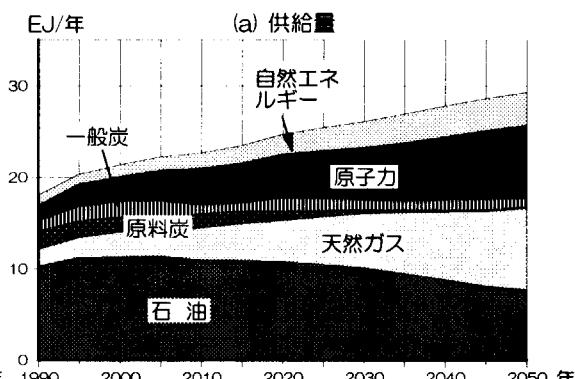
## 参考文献

- (1) Houghton, J. T., Meira Filho, L. G., Callander, B. A., Harris, N., Kattenberg, A., and Maskell K. (Editors): Climate Change 1995 - The Science of Climate Change (Contribution of Working Group I to the 2nd Assessment Report of the IPCC, Cambridge University Press (1996)).
- (2) Watson, R. T., Zinyowera, M. C., Moss, R. H. (Editors): Climate Change 1995 - Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change: Scientific-Technical Analyses (Contribution of Working Group II to the 2nd Assessment Report of the IPCC, Cambridge University Press (1996)).
- (3) 日本エネルギー経済研究所エネルギー計量分析センター編：EDMC/エネルギー・経済統計要覧（1998年版），省エネルギーセンター（1998）。
- (4) 霞ヶ関地球温暖化問題研究会編：IPCC 地球温暖化レポート，中央法規（1991）。
- (5) 福澤賢治，湯浅俊昭：環境・資源制約面からみた超長期のエネルギー需給見通し，日本エネルギー経済研究所第326回定例研究報告会資料（1996）。
- (6) Gruebler, A., Jefferson, M., Nakicenovic, N. : Global Energy Perspectives: A Summary of, the Joint Study by IIASA and World Energy Council, RR-96-10, IIASA (1996).
- (7) Fishbone, L. G., Giesen, G., Goldstein, G., Hymmen, H. A., Stocks, K. J., Wilde, D., and Abilock H. : User's Guide for MARKAL (BNL/KFA Version I) - A Multi-Period, Linear-Programming Model for Energy Systems Analysis, BNL 51476 (1981).
- (8) 小出 仁：CO<sub>2</sub>の海底下堆積層貯留，第14回エネルギー・システム・経済・環境コンファレンス講演論文集（1998）。
- (9) Yasukawa, S., Sato, O., Tadokoro, Y., Kajiyama, T., Shiraki, H., Konta, M., Ohkawa, Y., Shimoyamada, Y., and Iizuka, T. : Fuel and Technology Mix Toward CO<sub>2</sub> Emission Reduction - OECD/IEA/ETSAP Annex-IV Summary Country Report of Japan -, in Kram, T. (Editor) : National Energy Options for Reducing CO<sub>2</sub> Emissions, Volume 2 : Country Studies - A Report of the Energy Technology Systems Analysis Programme / Annex IV (1990 - 1993), ECN-C-94-024 (1994).

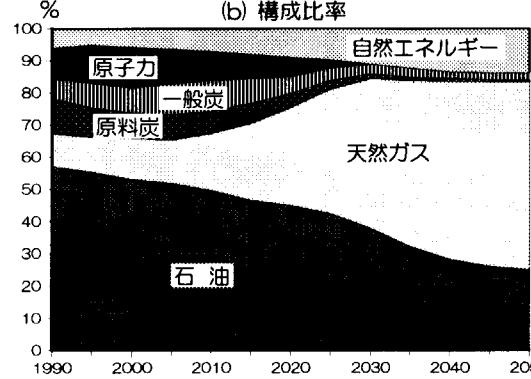
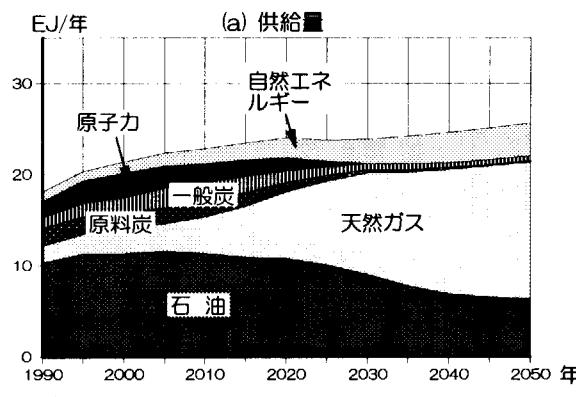
## 付録：エネルギー需給シナリオと二酸化炭素排出量

### (1) 一次エネルギー供給の推移

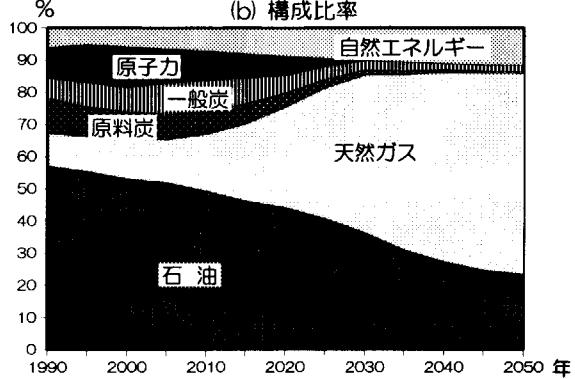
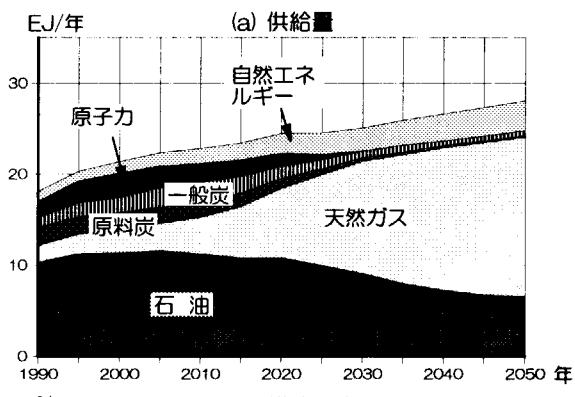
ケース A1：原子力利用なし－CO<sub>2</sub>対策なしケース B1：原子力利用なし－CO<sub>2</sub>対策ありケース C1：原子力発電拡大－CO<sub>2</sub>対策ありケース D1：原子力熱利用－CO<sub>2</sub>対策あり

ケースB2：ケースB1 + CO<sub>2</sub>回収・投棄ケースD2：ケースD1 + CO<sub>2</sub>回収・投棄

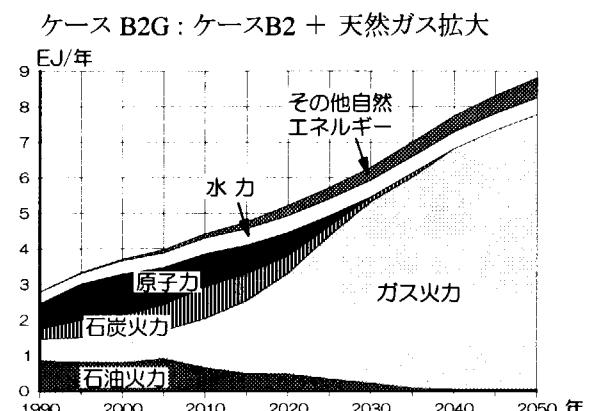
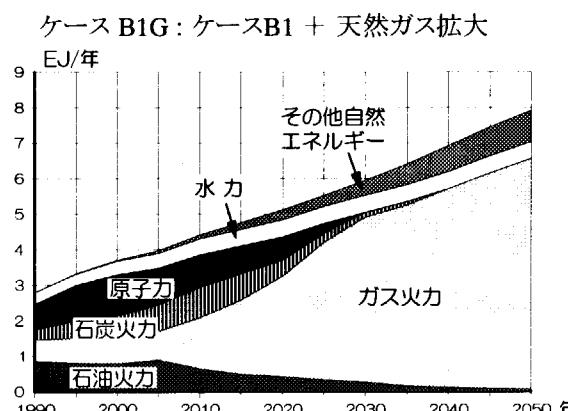
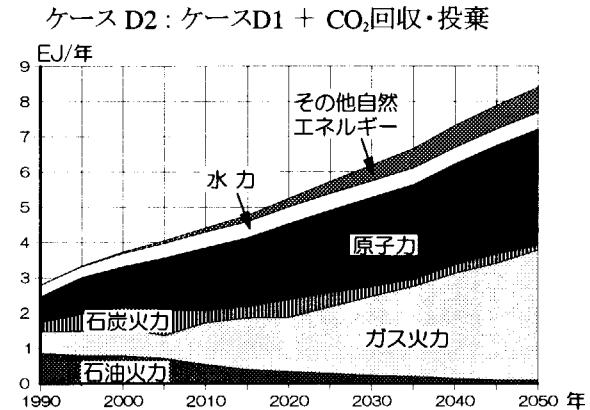
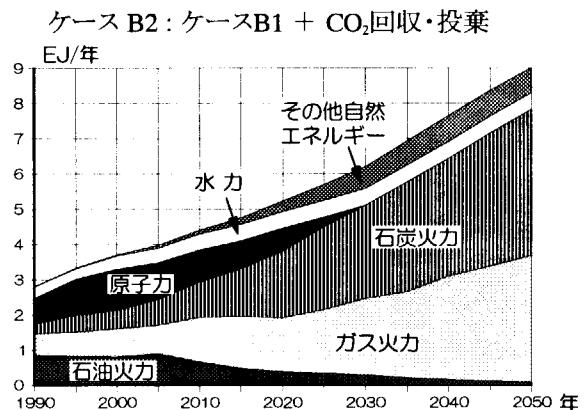
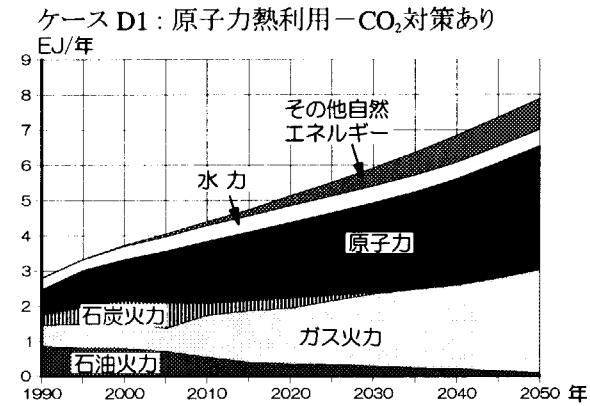
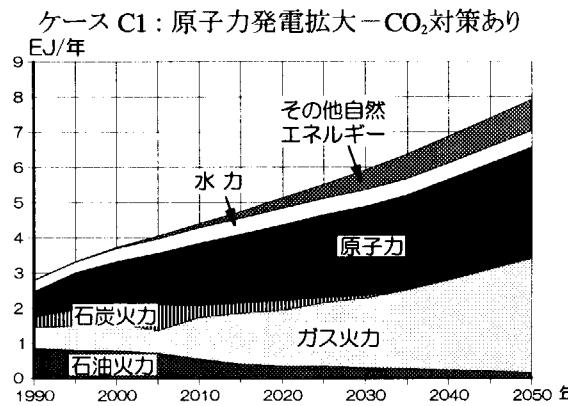
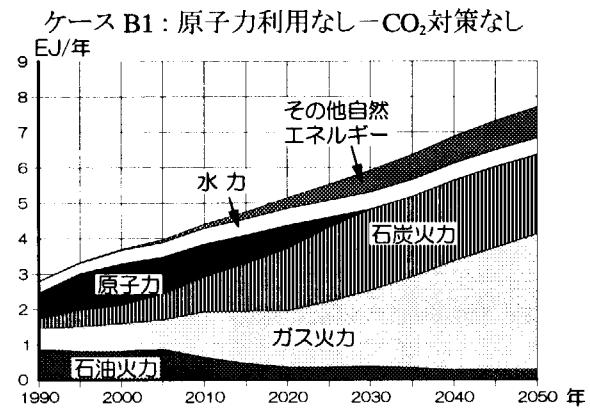
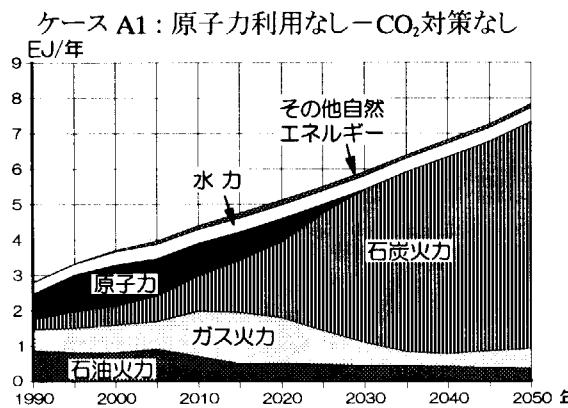
ケースB1G：ケースB1 + 天然ガス拡大



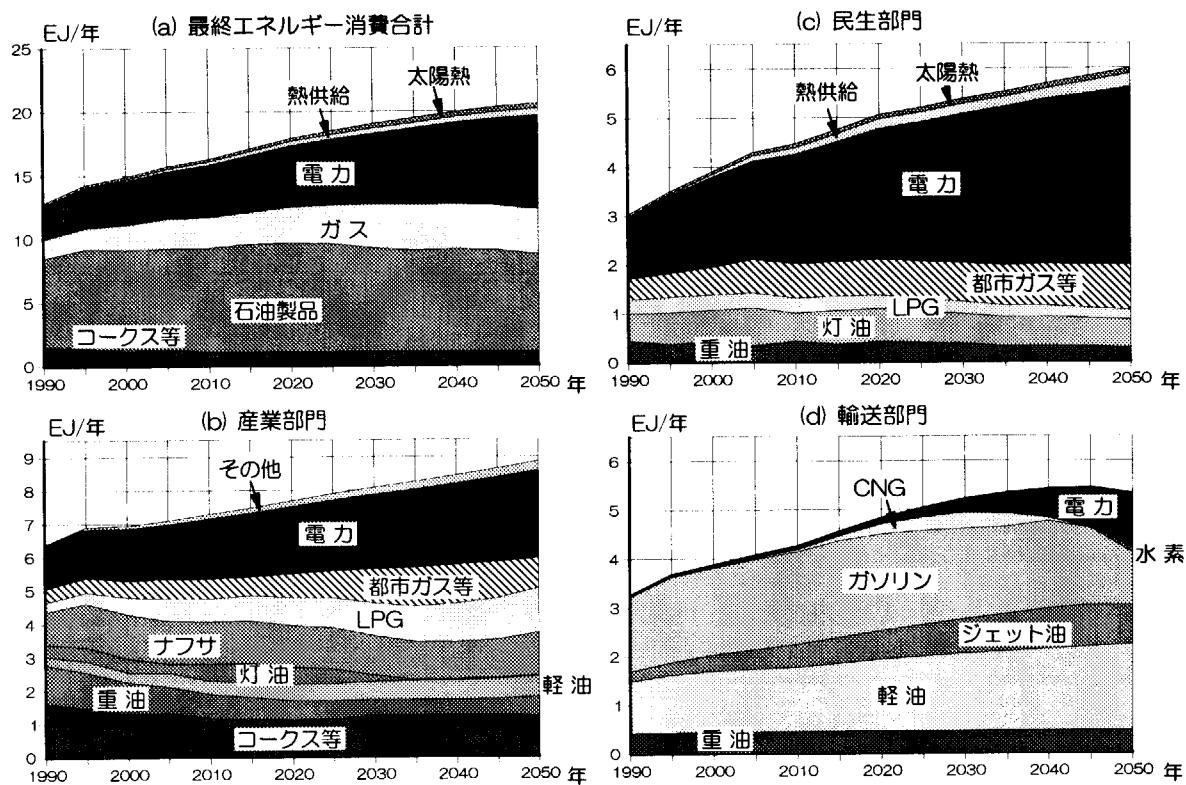
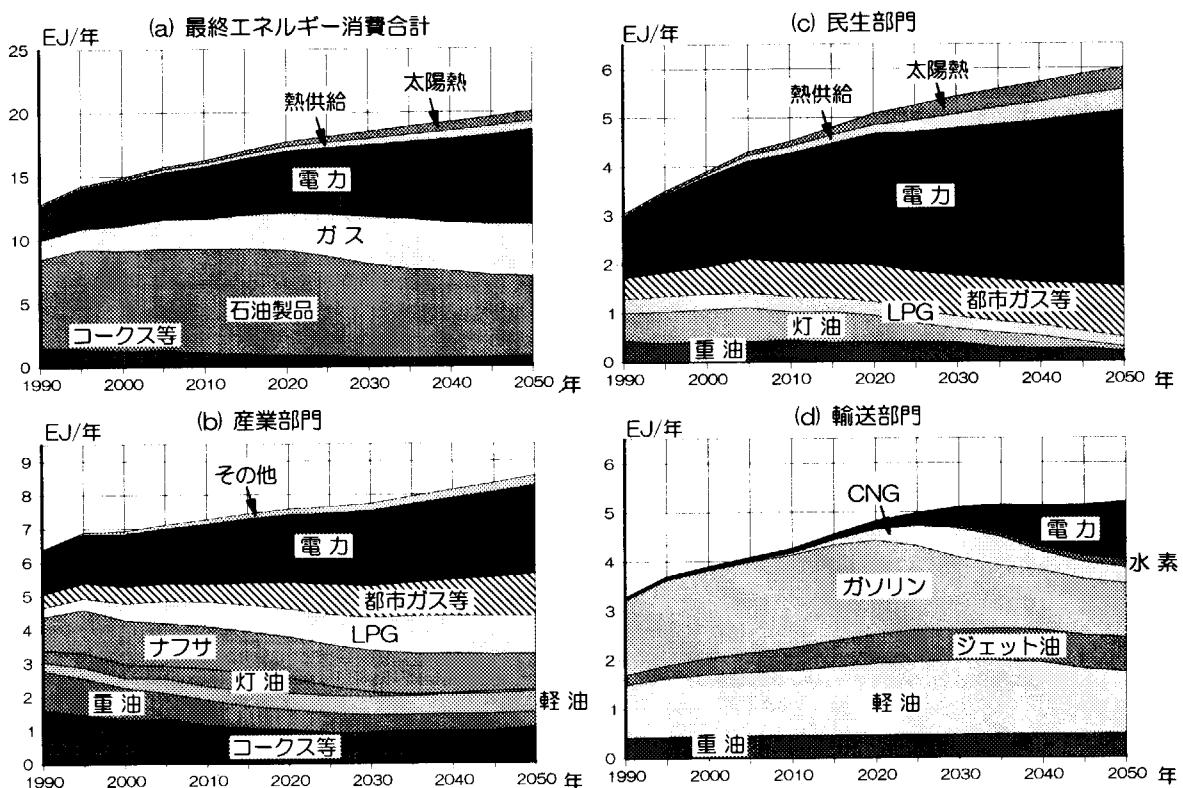
ケースB2G：ケースB2 + 天然ガス拡大

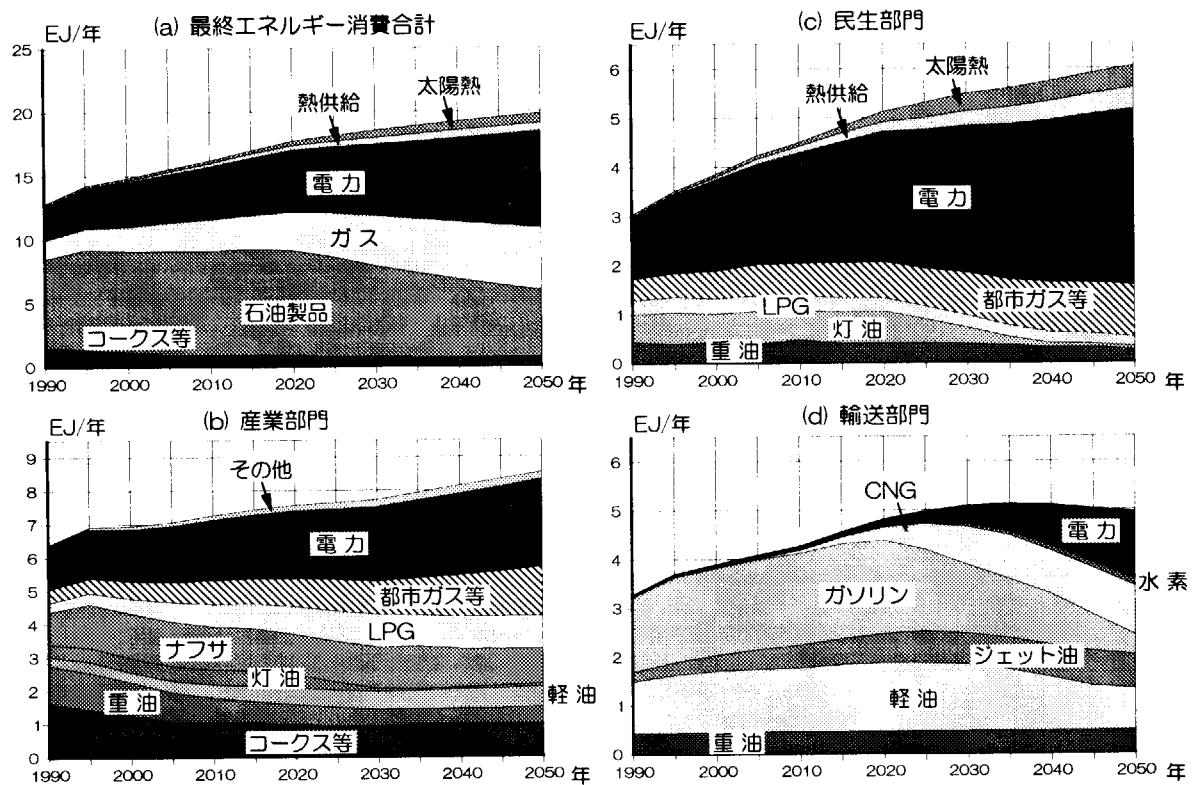
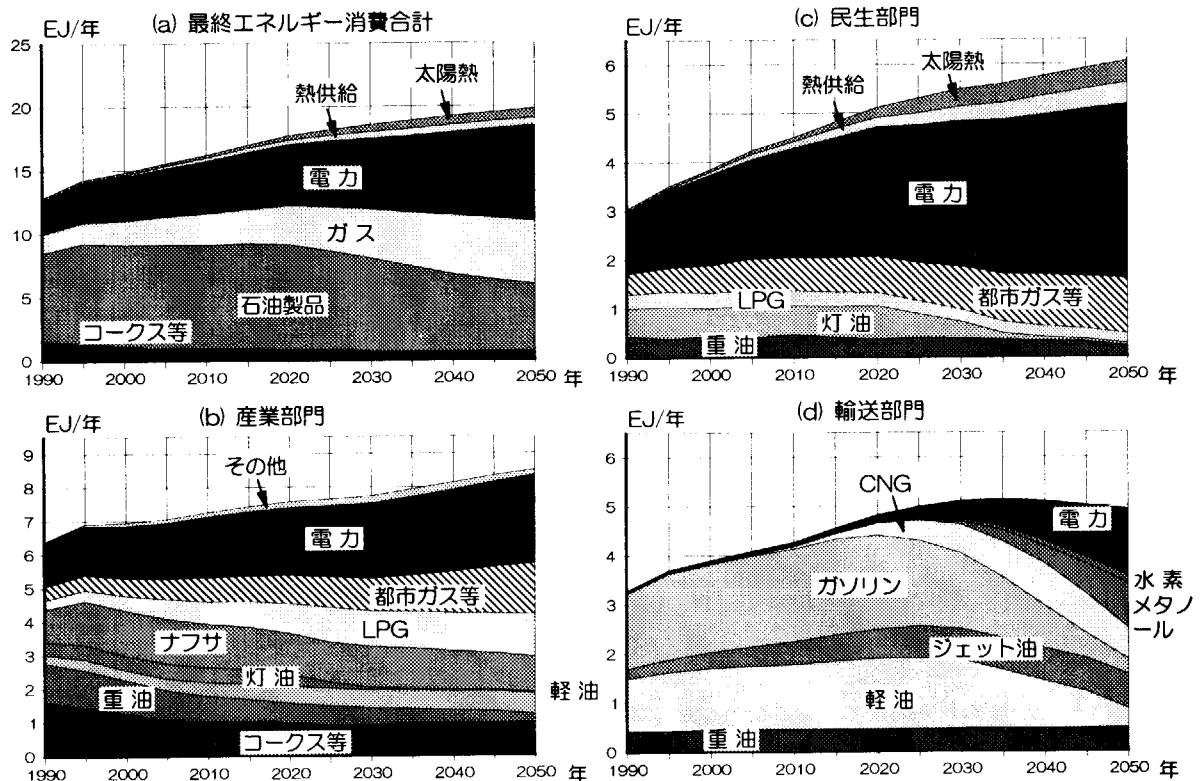


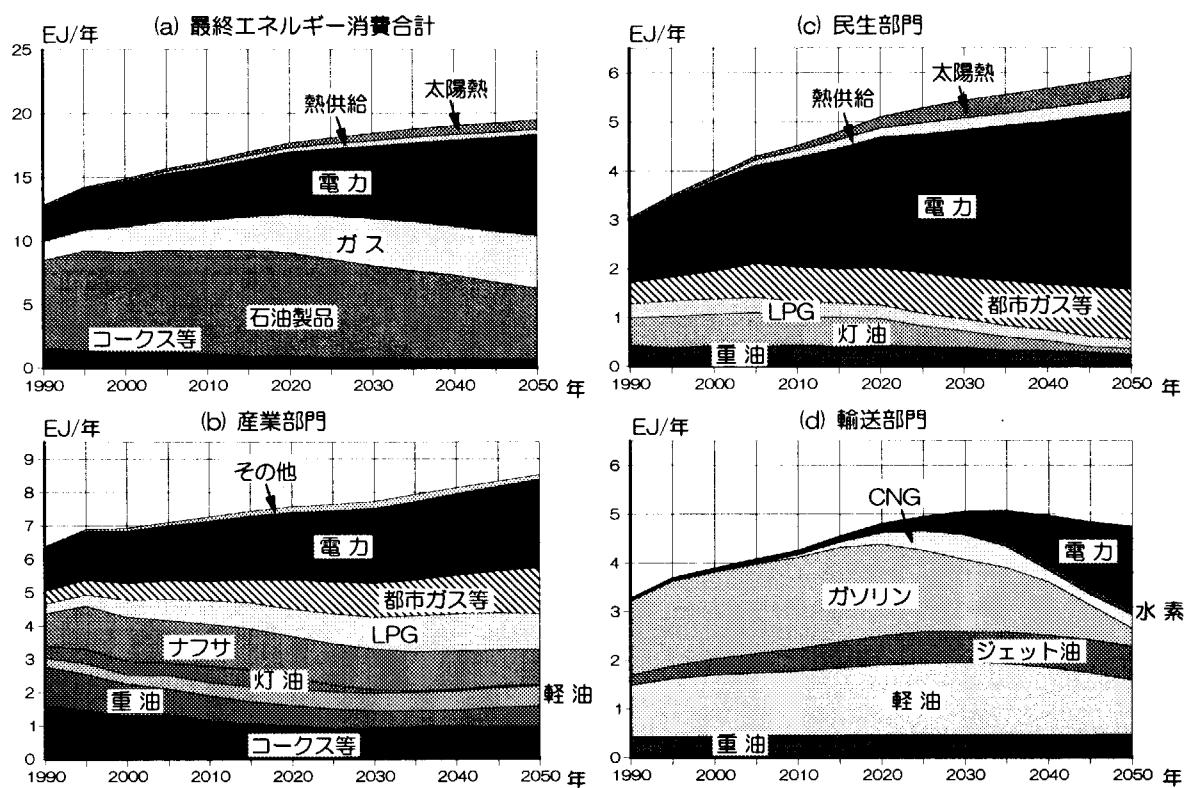
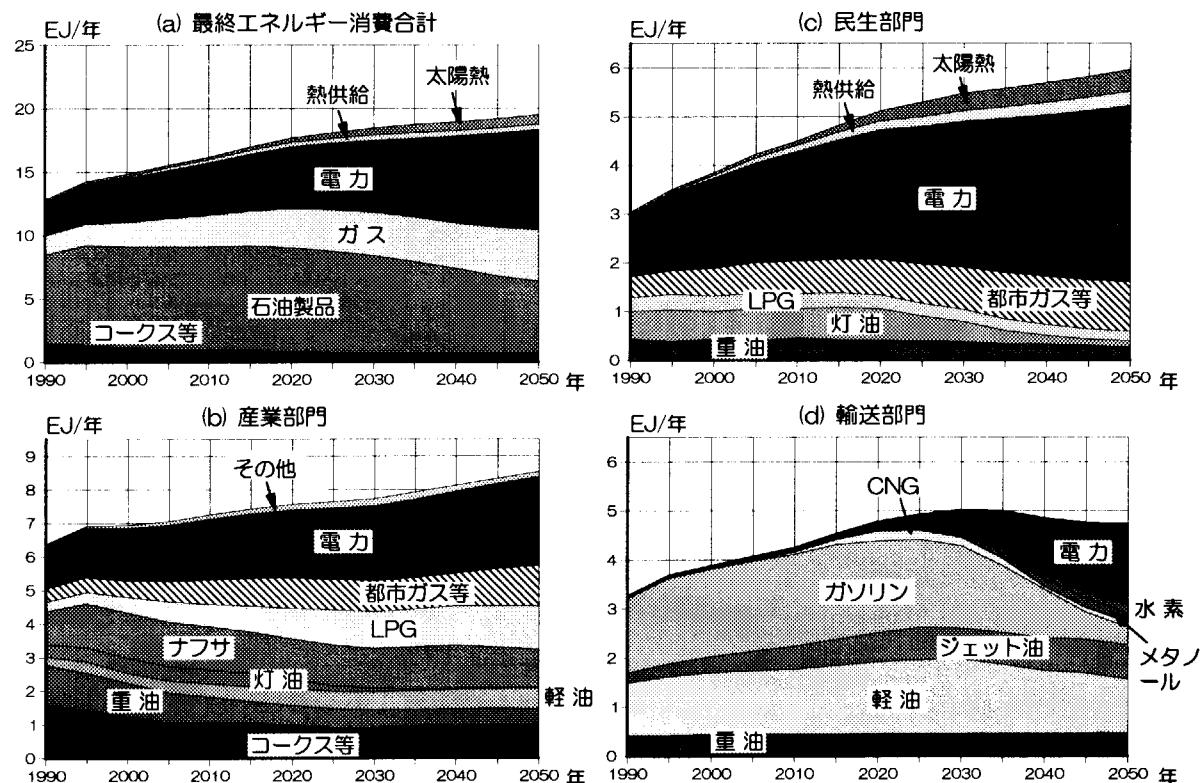
## (2)発電電力量と電源構成の推移



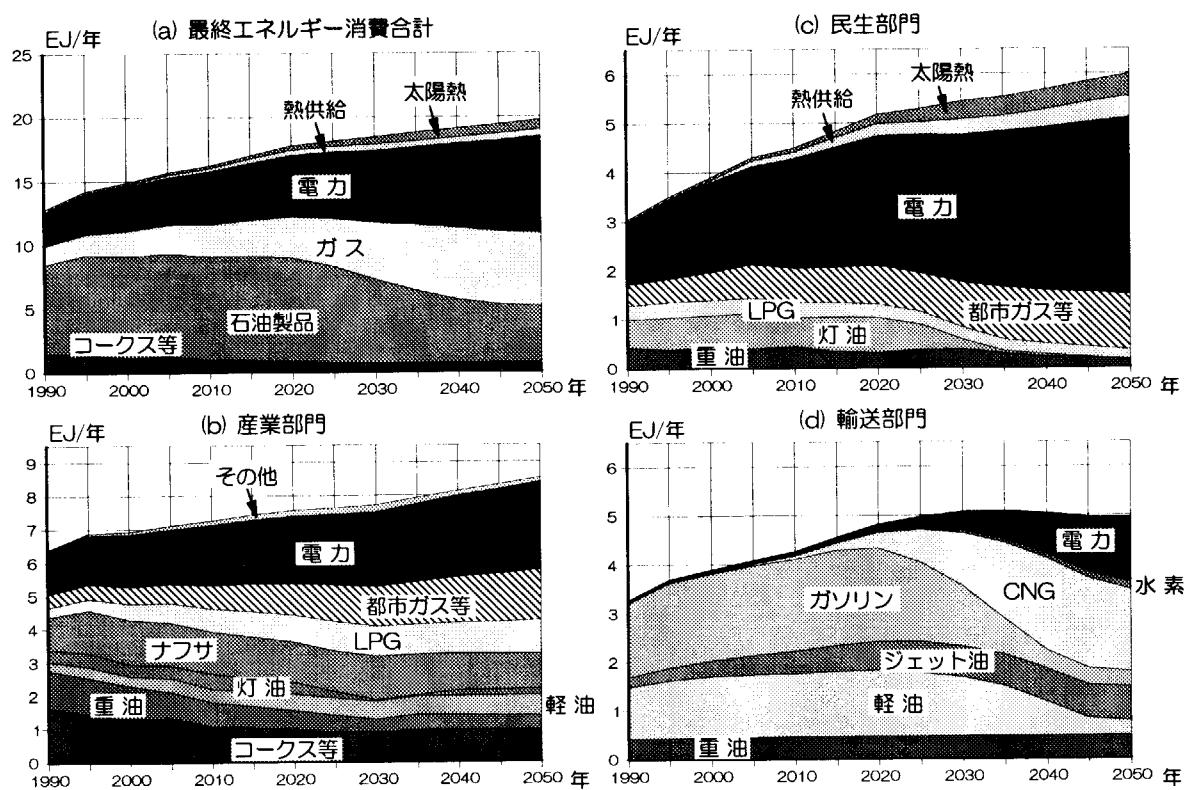
## (3) 最終エネルギー消費の推移

ケース A1：原子力利用なし—CO<sub>2</sub>対策なしケース B1：原子力利用なし—CO<sub>2</sub>対策あり

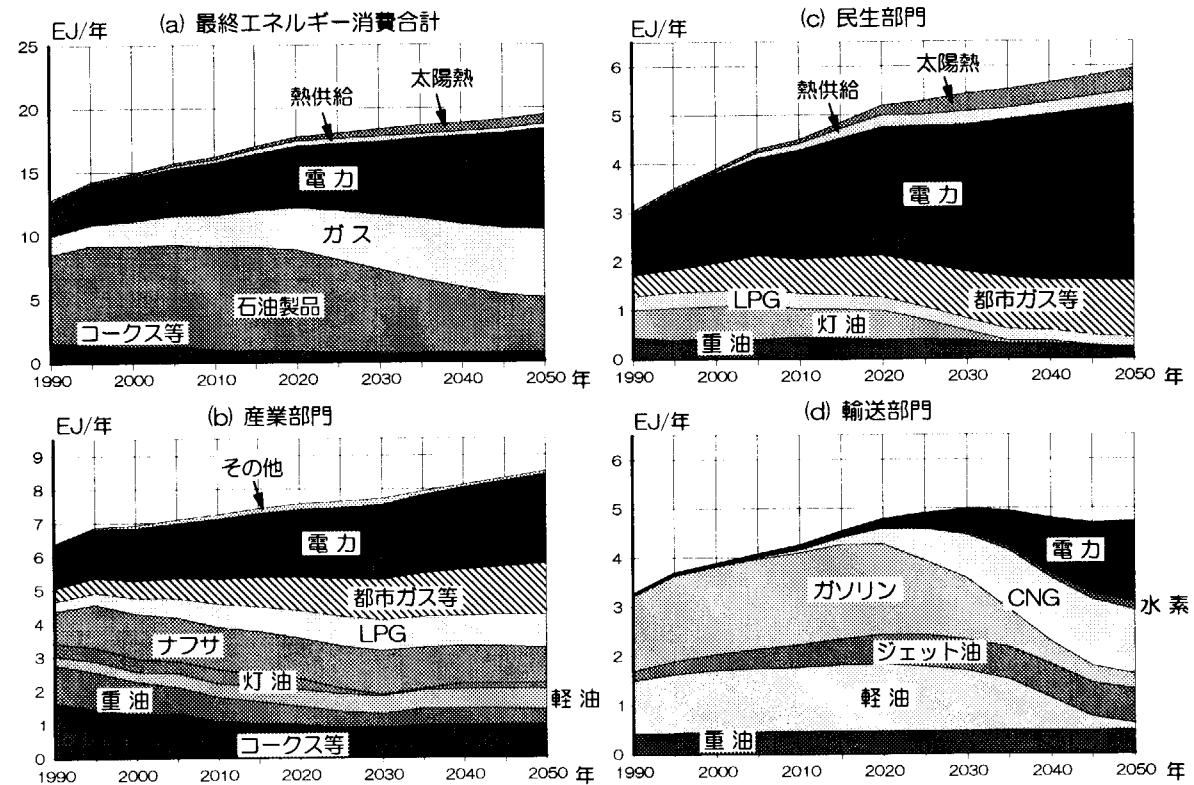
ケース C1：原子力発電拡大-CO<sub>2</sub>対策ありケース D1：原子力熱利用-CO<sub>2</sub>対策あり

ケースB2：ケースB1 + CO<sub>2</sub>回収・投棄ケースD2：ケースD1 + CO<sub>2</sub>回収・投棄

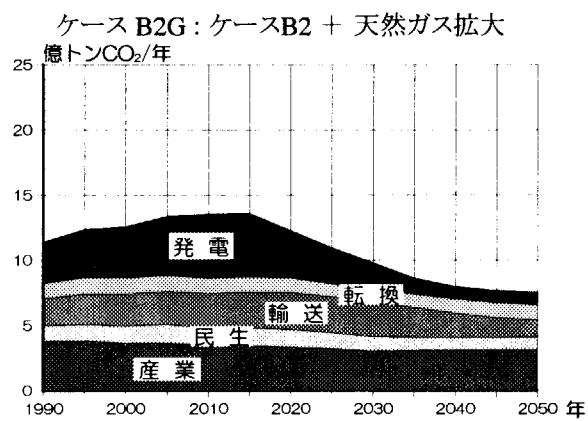
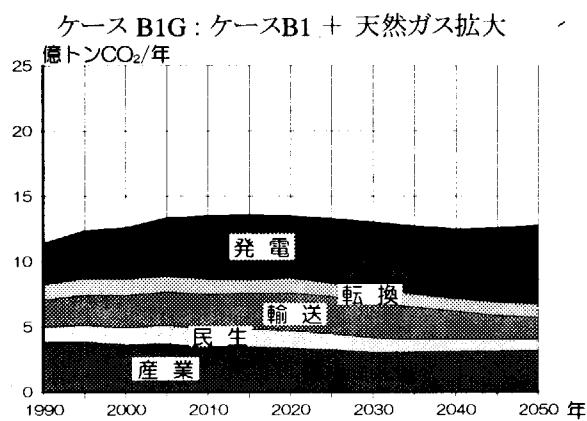
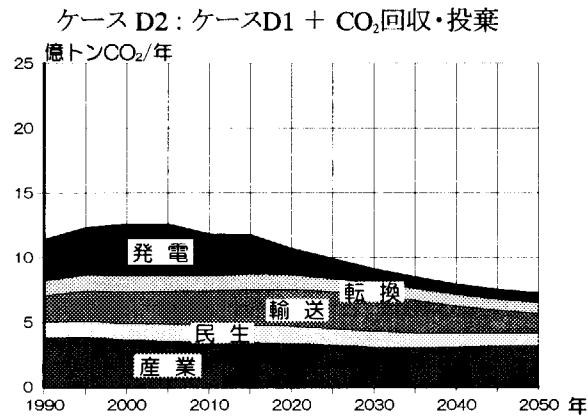
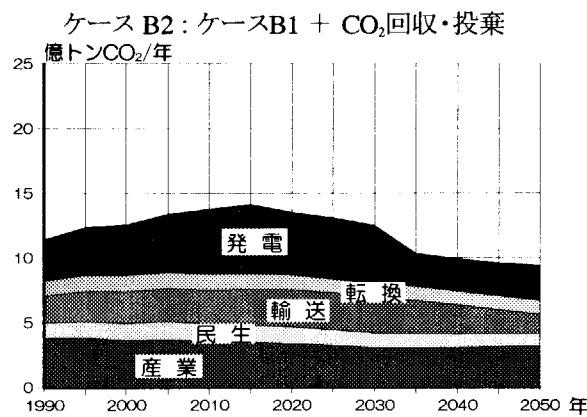
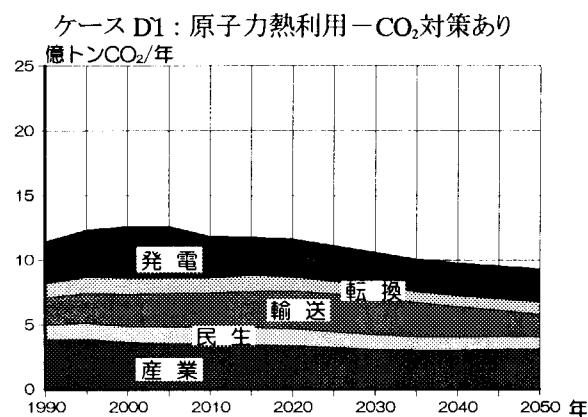
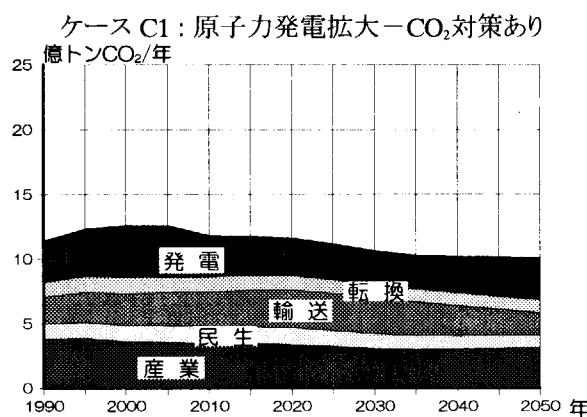
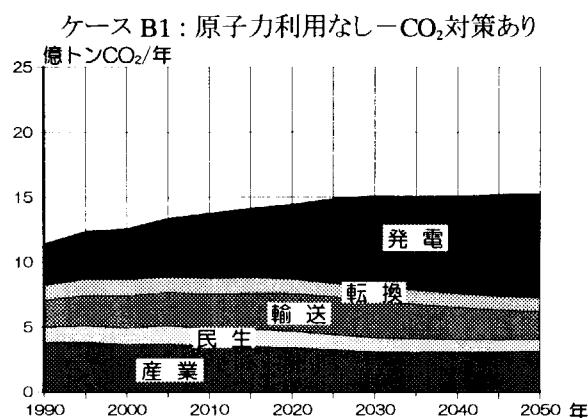
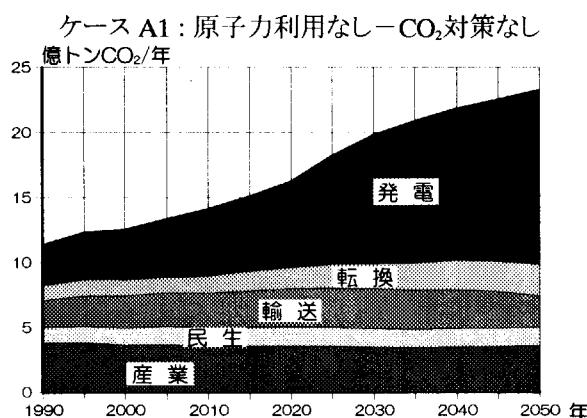
## ケースB1G: ケースB1 + 天然ガス拡大



## ケースB2G: ケースB2 + 天然ガス拡大



## (4)二酸化炭素排出量の推移



This is a blank page.

# 国際単位系(SI)と換算表

表1 SI基本単位および補助単位

量	名称	記号
長さ	メートル	m
質量	キログラム	kg
時間	秒	s
電流	アンペア	A
熱力学温度	ケルビン	K
物質量	モル	mol
光强度	カンデラ	cd
平面角	ラジアン	rad
立体角	ステラジアン	sr

表3 固有の名称をもつSI組立単位

量	名称	記号	他のSI単位による表現
周波数	ヘルツ	Hz	$s^{-1}$
力	ニュートン	N	$m \cdot kg/s^2$
圧力、応力	パスカル	Pa	$N/m^2$
エネルギー、仕事、熱量	ジュール	J	$N \cdot m$
功率、放射束	ワット	W	$J/s$
電気量、電荷	クーロン	C	$A \cdot s$
電位、電圧、起電力	ボルト	V	$W/A$
静電容量	ファラード	F	$C/V$
電気抵抗	オーム	$\Omega$	$V/A$
コンダクタンス	ジーメンス	S	$A/V$
磁束	ウェーバ	Wb	$V \cdot s$
磁束密度	テスラ	T	$Wb/m^2$
インダクタンス	ヘンリー	H	$Wb/A$
セルシウス温度	セルシウス度	$^{\circ}C$	$^{\circ}C$
光束	ルーメン	lm	$cd \cdot sr$
照度	ルクス	lx	$lm/m^2$
放射能	ベクレル	Bq	$s^{-1}$
吸収線量	グレイ	Gy	$J/kg$
線量等量	シーベルト	Sv	$J/kg$

表2 SIと併用される単位

名 称	記 号
分、時、日	min, h, d
度、分、秒	°, ', "
リットル	L, l
ト	t
電子ボルト	eV
原子質量単位	u

$$1 \text{ eV} = 1.60218 \times 10^{-19} \text{ J}$$

$$1 \text{ u} = 1.66054 \times 10^{-27} \text{ kg}$$

表5 SI接頭語

倍数	接頭語	記号
$10^{18}$	エクサ	E
$10^{15}$	ペタ	P
$10^{12}$	テラ	T
$10^9$	ギガ	G
$10^6$	メガ	M
$10^3$	キロ	k
$10^2$	ヘクト	h
$10^1$	デカ	da
$10^{-1}$	デシ	d
$10^{-2}$	センチ	c
$10^{-3}$	ミリ	m
$10^{-6}$	マイクロ	$\mu$
$10^{-9}$	ナノ	n
$10^{-12}$	ピコ	p
$10^{-15}$	フェムト	f
$10^{-18}$	アト	a

(注)

- 表1～5は「国際単位系」第5版、国際度量衡局1985年刊行による。ただし、1eVおよび1uの値はCODATAの1986年推奨値によった。
- 表4には海里、ノット、アール、ヘクタールも含まれているが日常の単位なのでここでは省略した。
- barは、JISでは流体の圧力を表わす場合に限り表2のカテゴリーに分類されている。
- ECC関係理事会指令ではbar、barnおよび「血圧の単位」mmHgを表2のカテゴリーに入れている。

## 換 算 表

力	N( $=10^5$ dyn)	kgf	lbf
1	0.101972	0.224809	
9.80665	1	2.20462	
4.44822	0.453592	1	

$$\text{粘度 } 1 \text{ Pa} \cdot \text{s} (\text{N} \cdot \text{s}/\text{m}^2) = 10 \text{ P(ボアズ)} (\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s}))$$

$$\text{動粘度 } 1 \text{ m}^2/\text{s} = 10^4 \text{ St(ストークス)} (\text{cm}^2/\text{s})$$

力	MPa( $=10$ bar)	kgf/cm <sup>2</sup>	atm	mmHg(Torr)	lbf/in <sup>2</sup> (psi)
1	10.1972	9.86923	7.50062 $\times 10^3$	145.038	
0.0980665	1	0.967841	735.559	14.2233	
0.101325	1.03323	1	760	14.6959	
	$1.33322 \times 10^{-4}$	$1.35951 \times 10^{-3}$	$1.31579 \times 10^{-3}$	1	$1.93368 \times 10^{-2}$
	$6.89476 \times 10^{-3}$	$7.03070 \times 10^{-2}$	$6.80460 \times 10^{-2}$	51.7149	1

エネルギー・仕事・熱量	J( $=10^7$ erg)	kgf·m	kW·h	cal(計量法)	Btu	ft·lbf	eV	1 cal = 4.18605J (計量法)	
								- 4.184J (熱化学)	= 4.1855J (15°C)
1	0.101972	$2.77778 \times 10^{-7}$	0.238889	$9.47813 \times 10^{-1}$	0.737562	$6.24150 \times 10^{18}$			
9.80665	1	$2.72407 \times 10^{-6}$	2.34270	$9.29487 \times 10^{-3}$	7.23301	$6.12082 \times 10^{19}$			
$3.6 \times 10^6$	$3.67098 \times 10^5$	1	$8.59999 \times 10^5$	3412.13	$2.65522 \times 10^6$	$2.24694 \times 10^{25}$			
4.18605	0.426858	$1.16279 \times 10^{-6}$	1	$3.96759 \times 10^{-3}$	3.08747	$2.61272 \times 10^{19}$			
1055.06	107.586	$2.93072 \times 10^{-4}$	252.042	1	778.172	$6.58515 \times 10^{21}$			
1.35582	0.138255	$3.76616 \times 10^{-7}$	0.323890	$1.28506 \times 10^{-3}$	1	$8.46233 \times 10^{18}$			
$1.60218 \times 10^{10}$	$1.63377 \times 10^{20}$	$4.45050 \times 10^{-20}$	$3.82743 \times 10^{20}$	$1.51857 \times 10^{-22}$	$1.18171 \times 10^{-19}$	1			

放射能	Bq	Ci	吸収線量	Gy	rad		
1	$2.70270 \times 10^{-11}$	1	1	100	1		
$3.7 \times 10^{10}$	1		0.01	1			

照射線量	C/kg	R		
1	1	3876		
$2.58 \times 10^{-4}$		1		

線量当量	Sv	rem		
1	100	1		
0.01		1		

(86年12月26日現在)

## 我が国における二段化炭素削減戦略と原子力の役割

我が国における二段化炭素削減戦略と原子力の役割