

JAERI-Research

2005-012



JP0550282



我が国の長期エネルギー需給シナリオに関する検討

2005年5月

佐藤 治

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。

入手の問合わせは、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）にて、お申し越してください。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）で複写による実費頒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, Nakagun, Ibaraki-ken 319-1195, Japan.

我が国の長期エネルギー需給シナリオに関する検討

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

(2005年4月6日受理)

2050年に至る我が国のエネルギー需給の動向と原子力エネルギー利用の将来的なポテンシャルについて検討を行った。この目的のため、今後の経済成長、エネルギー原単位改善、各種エネルギー源とエネルギー技術の価格と利用可能量等を設定した。次に、これらの前提条件に基づいて原子力エネルギー利用規模の異なる3ケースの長期エネルギーシナリオを作成し、その比較評価を通じて原子力エネルギー利用の役割を検討した。この検討の結果、原子力エネルギー利用の拡大は化石燃料の消費量を低減し、エネルギーセキュリティの向上と低コストでの二酸化炭素排出量の大幅な低減に貢献できる可能性を有することが示された。

A Study on Long-term Energy Scenarios for Japan

Osamu SATO

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

(Received April 6, 2005)

A study was made on the evolution of energy demand and supply toward the year 2050 and on the potential benefits of nuclear energy utilization in Japan. For this purpose, assumptions were made on future economic growths, improvement in energy intensity, availability and costs of energy sources and energy technologies. Then, based on these assumptions, three cases of long-term energy scenarios were built with a different scale of nuclear energy utilization, and through their comparison possible role of nuclear energy was analyzed. It was indicated from this study that the expansion of nuclear energy utilization will contribute to the reduction of fossil energy consumption, and therefore, enhancement of stable supply of energy and substantial reduction of carbon dioxide emissions with low economic costs.

Keywords: Energy Demand and Supply, Japan, Energy Scenarios, Nuclear Energy, Fossil Energy, Carbon Dioxide, Costs

目 次

1. はじめに	1
2. 分析方法と前提条件	1
2.1 分析方法	1
2.2 前提条件	3
2.3 分析ケースの定義	11
3. エネルギー需給シナリオの概要	13
3.1 原子力標準ケース	13
3.2 ケース間の比較	17
4. 原子力エネルギーの役割	25
5. まとめと考察	27
謝 辞	28
参考文献	28
付録1：2050年における主要指標の比較	29
付録2：各ケースにおけるエネルギー需給	30

Contents

1. Introduction	1
2. Analytical Method and Assumptions	1
2.1 Analytical Method	1
2.2 Assumptions	3
2.3 Definition of Analytical Cases	11
3. Outline of Energy Demand and Supply Scenarios	13
3.1 Reference Case	13
3.2 Comparison between Different Cases	17
4. Role of Nuclear Energy	25
5. Concluding Summary	27
Acknowledgement	28
References	28
Appendix 1: Comparison of Main Indicators in Year 2050	29
Appendix 2: Energy Demand and Supply in Each Case	30

表一覧

- 表 2.1 部門別エネルギーサービス需要
- 表 2.2 輸入燃料に関する前提条件
- 表 2.3 発電技術と熱電併給技術の特性データ
- 表 2.4 自然エネルギー発電技術及び熱電併給技術の設備容量に対する上限制約
- 表 2.5 分析ケースの定義
- 表 3.1 自然エネルギー発電の導入設備規模
- 表 3.2 2050 年における発電コストの比較

図一覧

- 図 2.1 エネルギー需給シナリオを分析する枠組み
- 図 2.2 MARKAL モデルによる分析の概要
- 図 2.3 社会経済の長期指標（エネルギーサービス需要設定の前提条件）
- 図 2.4 天然ガス価格と水素製造コスト
- 図 2.5 IIASA-WEC シナリオにおける OECD 太平洋地域の将来展望
- 図 2.6 原子力エネルギー利用規模に対する上限制約
- 図 2.7 CO₂ 排出量に対する上限制約
- 図 3.1 最終エネルギー消費量（原子力標準ケース）
- 図 3.2 乗用車と貨物自動車のエネルギー消費量と輸送量（原子力標準ケース）
- 図 3.3 発電電力量と電源構成（原子力標準ケース）
- 図 3.4 一次エネルギー供給量（原子力標準ケース）
- 図 3.5 最終エネルギー消費量
- 図 3.6 発電電力量
- 図 3.7 電力消費量の部門別構成
- 図 3.8 一次エネルギー供給量
- 図 3.9 化石燃料の輸入量
- 図 3.10 水素の製造と消費
- 図 3.11 CO₂ 総排出量と発電・熱供給施設からの排出量
- 図 3.12 CO₂ の回収・投棄量（ケース B）
- 図 3.13 エネルギー供給コスト
- 図 3.14 2050 年のエネルギー供給コストの比較
- 図 3.15 CO₂ の限界削減コスト

1. はじめに

我が国における原子力エネルギー利用の長期的な可能性と意義を検討するため、2050年に至るエネルギー需給に関する定量的な分析を行った。

まず、経済成長、エネルギー原単位改善等の主要パラメータに関して共通の前提条件を設定し、それに基づいて原子力エネルギー利用規模の異なる3ケースの将来エネルギー需給シナリオ（原子力利用規模標準ケース、原子力フェーズアウトケース、及び原子力利用拡大ケース）を作成した。そして、標準ケースにおけるエネルギー需給の長期動向を吟味するとともに、上記3ケースにおけるエネルギー需給、エネルギー供給コスト等の比較評価を通じて原子力エネルギーの役割を検討した。

以下に、分析方法と前提条件、標準ケースにおけるエネルギー需給の概要、ケース間の比較評価の結果、原子力エネルギーの役割に関する考察の順に検討内容をまとめる。

なお、本分析は日本原子力産業会議原子炉開発利用委員会ビジョン・ワーキンググループの下での2050年を展望した長期原子力ビジョンと今後の研究開発戦略の検討の一環として実施したものであり、主要な前提条件と分析ケースについてはビジョン・ワーキンググループ及びその幹事会での議論に基づいて設定を行っている。

2. 分析方法と前提条件

2.1 分析方法

分析の枠組みを図2.1に示した。エネルギー需給の長期動向には多様な因子が関係する。この分析では、需要側では将来人口と生活様式、経済規模と産業構造などを想定してエネルギーサービスに対する長期的な需要の推移を設定し、一方、供給側では特性の異なる多様な選択肢（エネルギー源、エネルギー技術）の利用可能性を考慮に入れて、資源

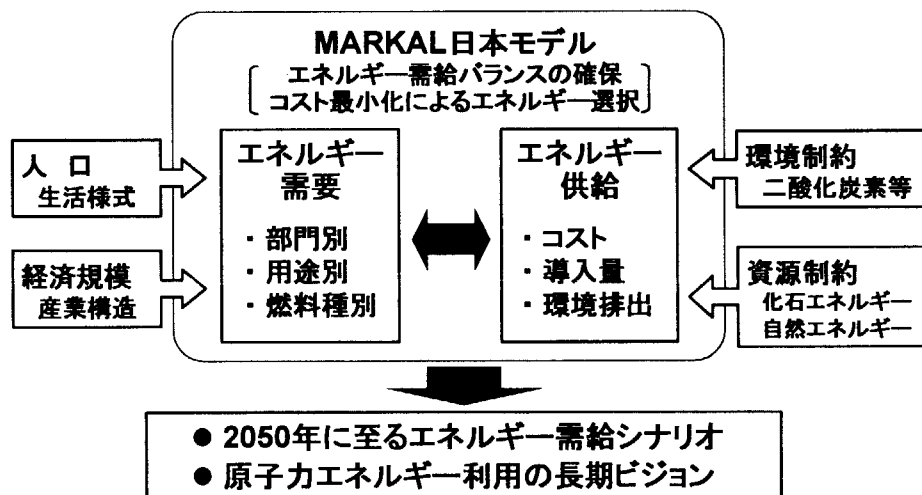


図 2.1 エネルギー需給シナリオを分析する枠組み

及び環境面からの制約、今後の技術進歩などを勘案しながら、最も低コストにこのエネルギーサービス需要を満足するための最適なシステムのあり方を検討した。

ここで、長期エネルギー需給シナリオの各ケースについて、一次エネルギーからエネルギーサービスに至るまでの各種エネルギーの需給バランスを確保し、かつエネルギーシステムのコストが最小になるようなエネルギー源、エネルギー技術の組み合わせを見つける手法として、MARKAL モデルを使用した。

MARKAL とは、OECD/IEA/ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme : エネルギー技術システム解析計画) で共同開発された長期エネルギー需給最適化モデルの枠組みである⁽¹⁾。分析に使用した MARKAL 日本モデルは日本の固有のエネルギーシステム構造に基づき、かつ日本のエネルギー技術の特性をデータベースとして内蔵する日本版の MARKAL モデルである⁽²⁾。

MARKAL モデルによる分析の概要を図 2.2 に示した。エネルギー需給に関わる将来見通し、エネルギーシステム構造、エネルギー技術特性等の一連の入力情報を与えればエネルギーシステム構成が最適化され、最適解に関する出力情報が得られる。この出力情報の内容を吟味し、例えばエネルギー設備の投入規模やエネルギー構成の変化などに非現実的な部分があれば、入力データを手直しして最適化計算を繰り返す。

このように、MARKAL モデルではエネルギー源、エネルギー技術をモデルに組み込み、その特性に応じてエネルギーシステムの最適化を行うものである。したがって、最終的に作成されたエネルギー需給シナリオは、モデルという分析ツールを用いて関係諸量間の整合性を確保しながら、実現可能であると分析者が判断して描いた未来の一つの（又は一群の）姿である。決して「モデルが予測した未来」でも、あるいは「モデルを使って予測した未来」でもないことに留意が必要である。

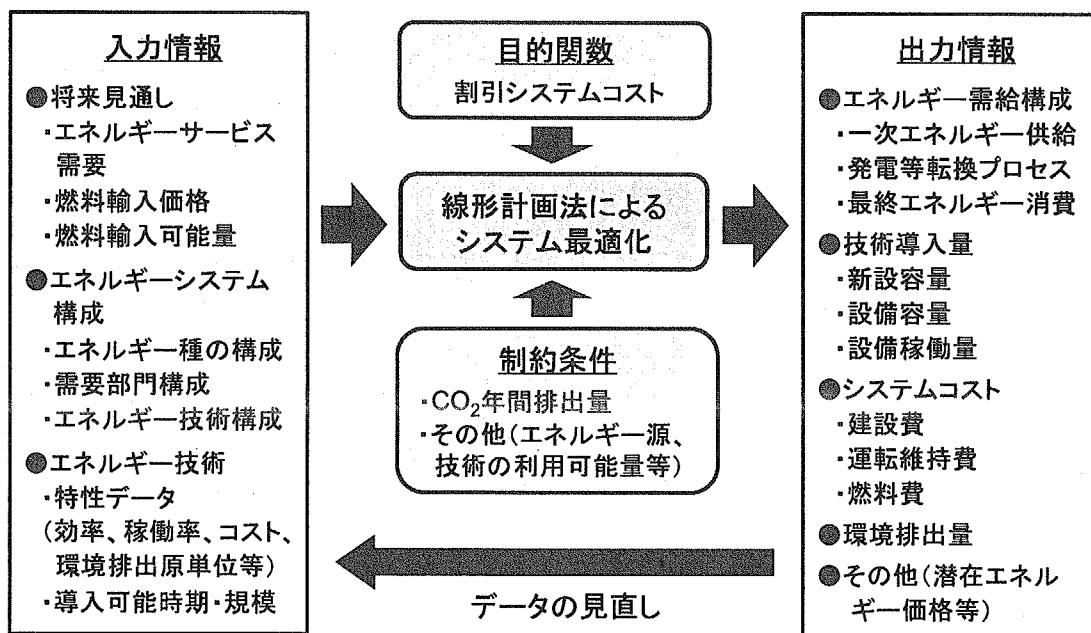


図 2.2 MARKAL モデルによる分析の概要

2.2 前提条件

(1) エネルギーサービス需要

分析の基本的な条件として、分析対象期間を1990年～2050年、長期割引率を年率3%、2000年以降の為替レートを110円/米国ドルで一定とした。また、化石燃料（炭化水素燃料）のもつエネルギー量の計量には真発熱量（燃焼後に生成する水蒸気の蒸発潜熱を控除した発熱量、低位発熱量とも言う）を用いた。エネルギー量の表示単位としては主にExa Joule (10¹⁸ジュール)を使用した。

この検討では、一人当たり国内総生産（GDP）は今後増加を続けるものの、総人口が長期にわたって減少傾向を辿るために、図2.3に示すように、GDPの総額は2030年以降一定で推移するものと仮定した。総人口の将来動向に関しては、国立社会保障・人口問題研究所の平成9年推計⁽³⁾の中位推計を採用した。2000年から2050年までの期間の年平均GDP伸び率は0.5%である。

将来のエネルギーサービス需要量の設定に当たっては、以下の諸点に留意した。

- ・産業構造は現在よりも第3次産業へシフトするが、加工組み立て産業も国際競争力を維持し、ハードとソフトが産業の両輪としてバランスしながら拡大する。
- ・人口は減少するが、労働生産性の向上、女性の実質的参加の増大で、必要な労働力は維持される。
- ・資源価格の上昇と技術進歩で、資源リサイクルが経済性を確立し、社会に定着する。素材産業では再生素材の生産が中心となる。これによって素材生産のエネルギー原単位が改善する。

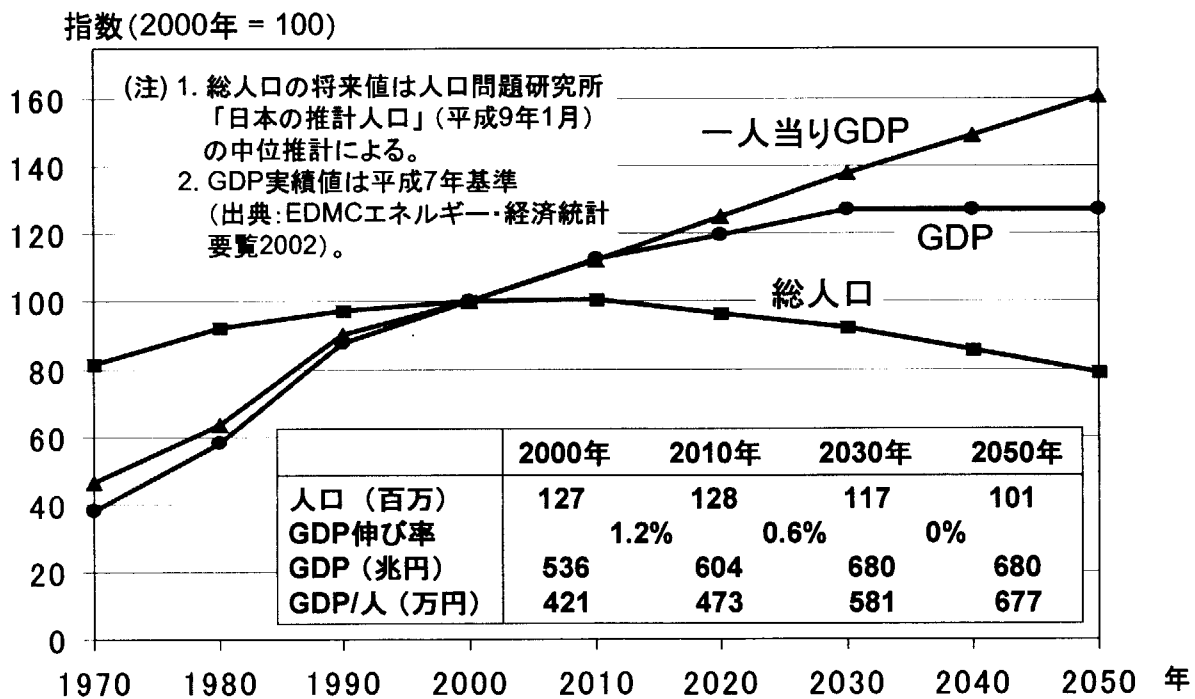


図 2.3 社会経済の長期指標 (エネルギーサービス需要設定の前提条件)

- ・国土開発では地方への分散、地方中核都市圏への集中化が進む。交通分野へのその影響は多様であるが、エネルギー需要の検討では2050年時点で鉄道、バスの利用が現在よりもやや減少するのに比べて、乗用車とトラックの輸送量は若干増加する。また、都市間交通の中核となる航空輸送は旅客、貨物ともに大幅に増加すると想定した。
- ・エネルギー分野では規制緩和と技術進歩が供給コストを低減させ、これによって家庭部門等における潜在的なエネルギー需要が顕在化する。

この検討でエネルギーサービスは、素材産業では代表素材の生産量（100万トン）、輸送部門では輸送サービス量（10億人km、10億トンkm）、その他のエネルギー消費部門では有効エネルギー量（最終消費機器への投入エネルギーからエネルギー利用過程でのロス分を除いたもの、PJ（ 10^{15} ジュール）で表示）と定義している。最終エネルギー消費部門ごとのエネルギーサービス需要の設定値を表2.1に示した。

表 2.1 部門別エネルギーサービス需要

部門	用途	単位	1990年	1995年	2000年	2010年	2030年	2050年	
産業	素材生産	粗鋼	百万トン(粗鋼)	110.3	101.6	100.0	95.0	88.0	80.0
		セメント	百万トン(セメント)	84.4	90.5	82.0	78.0	73.0	66.0
		パルプ	百万トン(パルプ)	11.5	12.0	11.5	11.9	12.3	11.4
		紙・板紙	百万トン(紙)	28.5	30.4	31.9	33.7	36.2	34.8
	ガラス他	動力	PJ	33.4	34.5	36.0	36.9	38.6	37.5
		加熱	PJ	89.2	90.6	97.9	99.5	101.5	95.6
	化学	動力	PJ	144.1	153.6	164.0	167.6	175.8	170.6
		ボイラ	PJ	217.5	230.2	221.9	220.1	213.2	206.9
		加熱	PJ	82.9	89.1	84.6	83.9	81.3	78.9
		原料	PJ	1015.0	1330.0	1390.8	1338.8	1196.6	1050.3
	その他産業	動力	PJ	653.5	766.8	798.2	880.0	966.5	974.3
		ボイラ	PJ	648.0	660.0	669.0	715.2	767.0	748.8
		加熱	PJ	256.3	259.5	264.6	282.9	303.4	296.2
民生	業務	動力	PJ	49.8	69.6	85.4	101.2	110.1	107.9
		暖房	PJ	394.3	444.3	414.3	446.2	476.4	458.6
		給湯	PJ	321.9	378.8	405.7	451.1	484.4	469.0
		冷房	PJ	302.6	337.2	464.5	523.0	568.5	557.4
	家庭	動力	PJ	212.6	263.0	313.4	365.3	382.2	364.7
		暖房	PJ	375.4	423.3	471.2	506.9	542.4	535.1
		給湯	PJ	471.2	496.4	521.6	548.6	557.1	525.0
		冷房	PJ	123.1	144.9	166.7	186.3	203.9	198.8
輸送	旅客	鉄道	10億人km	387.5	400.1	384.4	388.3	365.7	330.8
		乗用車	10億人km	742.7	820.1	864.0	899.2	890.3	830.0
		バス	10億人km	110.4	97.3	87.3	81.4	70.7	62.7
		航空	10億人km	51.6	65.0	79.7	90.7	102.2	104.3
		船舶	10億人km	6.3	5.5	4.3	4.0	3.3	2.7
	貨物	鉄道	10億トンkm	27.2	25.1	22.1	19.6	15.9	13.3
		トラック	10億トンkm	274.2	294.6	313.1	325.9	339.2	332.5
		航空	10億トンkm	0.8	0.9	1.1	1.3	1.6	1.9
		船舶	10億トンkm	244.5	238.3	241.7	229.9	208.0	188.2
	国際旅客	航空	10億人km	50.8	72.7	93.0	105.8	119.2	116.8
	国際貨物	航空	10億トンkm	4.5	5.8	7.5	9.2	11.7	12.9
		船舶	10億トンkm	3687.0	3791.0	3807.0	3657.0	3308.0	2993.0

各部門のエネルギーサービス需要は、部門ごとに設定されたエネルギー最終消費機器から供給される。エネルギー最終消費機器は、既存のもの他に、高効率の将来技術を適用したものをモデルに組み込んでおり、供給側の制約、条件に応じて最適なものが選択され、使用するエネルギー種の切替え、必要エネルギーの低減（省エネルギー化）が可能な仕組みになっている。

また、エネルギー供給側では化石燃料の将来価格、輸入可能量、エネルギー転換技術等（発電、熱供給、石油精製、石炭転換、燃料輸送、他）の特性（耐用年数、稼働率、効率、コスト、環境排出、他）と利用可能規模に対する制約を設定した。以下に、エネルギーの輸入に関する条件、発電技術の特性と導入可能量に関する条件、及び水素の生産と利用に関する条件をまとめる。

(2) エネルギーの輸入に関する条件

化石燃料等の輸入価格と輸入量の上限制約を表 2.2 に示した。原油の市場価格の長期動向はきわめて不確実性が大きく、的確に見通すのは困難であるが、2050 年以前に在来石油の生産がピークとなり、非在来型資源の本格利用が始まるとの見通しが強いことを考慮し、2050 年の価格は 2000 年の 2 倍に上昇するものと想定した。LNG 価格は、資源量的にみて天然ガスの需給が石油ほどには逼迫しないものと考えて、2050 年価格を 2000 年の 1.5 倍と想定した。

石炭と天然ウランの価格は、長期的には石油と LNG の価格動向の影響を受けて上昇していくものと思われるが、上昇率は石油や LNG に比べてかなり小さいと想定した。

表 2.2 輸入燃料に関する前提条件

① 輸入燃料価格

		2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
原油	(\$/bbl)	20	26	30	34	40
原油	(\$/GJ)	3.54	4.59	5.30	6.00	7.06
LNG	(\$/GJ)	4.01	4.61	5.01	5.41	6.02
石炭	(\$/GJ)	2.00	2.15	2.25	2.35	2.50
天然ウラン	(\$/lbU ₃ O ₈)	19.0	21.9	23.8	25.7	28.5

② 輸入量の上限制約

		2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
原油・石油製品 *	億kIOE	3.04	2.90	2.55	2.18	1.90
LNG	億t	0.53	0.65	1.10	1.60	制約なし
石炭計	億t	1.37	2.02	制約なし		
うち液化油	億tCE			0.10	0.25	0.50

* 計算モデルでは原油と各石油製品を個別に制約

石油（原油及び各種石油製品）の輸入可能量は長期的に小さくなっていくことを想定した。一方、LNG に関しては 2030 年以降、石炭に関しては 2010 年以降、それぞれ制約なく輸入できるものとした。

なお、欧州ではすでに国家間で電力を大量に融通し合っており、長期的には東アジア地域でも同様の状況が生まれる可能性がある。しかし、わが国と近隣諸国との電力融通がどのように行われるのか、その具体的な方法や時期についてはまだきわめて不透明である。したがって、この検討では電力の輸出入は行われず、発電は国内需要に見合った規模で行われるものと想定している。

(3) 発電技術等の特性と導入可能量

主要な発電技術等の特性データ（耐用年数、稼働率、効率、コスト）を表 2.3 に、また、自然エネルギー発電技術及びコージェネレーション（熱電併給）技術の導入設備容量に対する上限制約を表 2.4 に示した。

MARKAL モデルでは、基本的に同一技術の特性データは時間的に不変としているが、今後の技術革新を通じて特性が変化することが見通されるものについては、時間的な変化を考慮している。なお、既存技術の性能に関しては大雑把に現存する設備・機器の平均的特性を与えるようにしているが、新技術の特性には目標値を与えている。すなわち、それらは今後の研究開発努力の結果として、将来の実用段階において達成可能と見通される性能である。

自然エネルギー（「再生可能エネルギー」とも呼ばれるが本報では「自然エネルギー」で統一した）の発電規模は、資源量（土地利用を含む）の物理的な限界を踏まえて、また、コージェネレーション技術の規模は民生部門における熱エネルギー需要を踏まえて、それぞれ設定した。

冒頭に述べたように、この検討では 3 ケースのエネルギー需給シナリオを作成したが、表 2.3 に示すとおり、このうち原子力エネルギー利用の段階的終了（フェーズアウト）を想定したケースでは、原子力拡大ケースよりも自然エネルギーの発電規模を増加できるものと仮定した。どのケースでも二酸化炭素（以下 CO_2 ）排出量の厳しい抑制を想定しているため、MARKAL モデルで最適化されたエネルギー需給シナリオでは、多くの自然エネルギー発電技術はこの表に示された上限に近い規模まで用いられている。

なお、原子力と自然エネルギーによる発電電力量を一次エネルギーに換算する際には、表 2.3 の注に示すとおり、火力発電の平均効率の上昇を考慮した換算係数を用いており、2030 年以降は石炭ガス化複合サイクル発電（IGCC）の効率を適用している。

(4) 水素の生産と利用に関する条件

水素の製造法としては、既存の石油製品の改質、天然ガスを熱源とした（つまり自然式）の天然ガス改質、原子力熱利用による天然ガス改質、原子力熱利用による水の熱化学式分解（排熱発電の電気分解を併用）、原子力発電の夜間電力を利用した電解水素製造を考慮した。

表 2.3 発電技術と熱電併給技術の特性データ

発電技術	導入開始年	耐用年数	稼働率 (上限値) (%)	発電等効率 (E:電気、H:熱)		コストデータ			
				年	(%)	年	建設費 (千円/kW)	固定O&M費 (千円/kW/年)	可変O&M費 (千円/GJ)
石炭(在来)	1990	40	70	1990-2000 2020-2050	36.3 40.0	1990-2000 2020-2050	264 198	11.00	0.148
石炭(IGCC)	2010	40	70	2010 2020-2050	45.0 49.0	2010 2020-2050	275 231	13.10	0.212
石炭(MCFC)	2015	40	70	2010 2020 2050	50.0 52.0 54.0	2010 2020 2050	330 275 275	14.40	0.233
石油(低硫黄) 石油(高硫黄)	1990	40	1990-2010- 2050- 60 50	1990 2000-2050	41.0 42.0	1990 2000-2050	202 154	8.65	0.0628
石油他 (産業自家発)	1990	40	1990-2000- 2050- 60 50	1990 2000 2020-2050	35.0 36.0 38.0	1990 2000 2020-2050	233 187 187	9.98	0.0734
石油他 (産業熱併給)	1990	40	1990-2000- 2050- 60 50	1990 2000 2020-2050	34.0 35.0 36.0	1990 2000 2020-2050	253 198 198	10.90	0.0797
石油他 (複合サイクル)	2000	40	50	2000 2030-2050	45.0 49.0	2000 2030-2050	280 209	12.00	0.0880
LWR発電	1990	60	2000-2010- 2030- 80 83 90		FEQ	1990 2000 2020-2050	328 300 250	15.00	0.123
FBR発電	2030	60	90		FEQ	2030 2050	375 300	23.30	-
水力発電	1990	60	50		FEQ		500	16.30	-
地熱発電	1990	30	80		FEQ	1990-2010 2030-2050	600 400	17.40 11.60	0.020 0.020
風力発電	2000	20	24		FEQ	2000 2010-2050	350 200	3.50 2.00	-
太陽光発電	1995	20	12.5		FEQ	1995 2000 2010 2020 2030-2050	1500 900 600 400 300	10.00 8.00 6.00 4.00 3.00	-
燃料電池A (PAFC)	2010	20	70		E 43.3 H 27.8	2010 2020 2030-2050	440 307 276	12.10 8.40 7.60	0.189
燃料電池B (MCFC)	2010	20	70	2010-2030 2050	E 55.6 H 27.8 E 59.0 H 29.5	2010 2020 2030-2050	550 440 330	13.10 10.50 7.90	0.204
燃料電池C (PEFC)	2010	15	70		E 35.0 H 35.0	2010 2020 2030-2050	300 240 180	8.30 6.60 5.00	0.129
燃料電池D (PEFC)	2010	15	70		E 45.0 H 39.0	2010 2020 2030-2050	240 192 144	6.60 5.30 4.00	0.103
ガス熱供給	1990	40	90		90.0		188	11.60	0.153
地熱(熱供給)	1990	30	90		FEQ		101	10.10	0.153
廃熱(熱供給)	2000	30	90		6.0 (成績係数)	2000 2030-2050	150 120	9.30 7.40	0.058 0.046
ガスタービン	1990	40	10				159	4.85	0.368
LNG火力	1990	40	65	1990 2000-2050	42.0 43.0	1990 2000-2050	212 176	9.08	-
コージェネ(在来)	1990	20	60		E 27.0 H 38.0	1990 2000-2050	276 220	10.90	0.170
LNG複合	1990	40	65	1990 2010 2020 2030-2050	45.0 55.0 59.0 61.1	1990 2010 2020 2030-2050	256 220 220 220	10.90	-
COガスタービン	2020	40	90		55.0		279	16.30	-

(注)FEQ:化石燃料換算用発電効率(1990年=41.0%, 2000年=43.0%, 2030年=49.0%, 2050年=49.0%)

表 2.4 自然エネルギー発電技術及び熱電併給技術の設備容量に対する上限制約
(GWe)

			2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
自然エネルギー 発電	標準(A)及び 原子力拡大 ケース(C)	水力	22.2	24	26	26	26
		地熱	0.53	0.7	1.3	2	2
		太陽光	0.28	4.6	20	40	70
		風力	0	1	6	10	10
	原子力フェー ズアウト(B)	水力	22.2	26.5	28	28	28
		地熱	0.53	1	2	3	4
		太陽光	0.28	4.6	25	50	100
		風力	0	1	7	12	12
コージェネレーション	在来型	5.4	10	10	10	10	
	PAFC		0.2	5	10	15	
	MCFC		0.1	2	8	25	
	PEFC (都市ガス)		0.1	2	8	25	
	PEFC (水素)			.5	3	20	

(注)熱電併給技術(コージェネレーション)については発電のみの容量で表示した。

一方、利用法としては既存用途の水素化分解、脱硫の他、燃料電池（自動車用、コージェネ用）、飛行機、さらに都市ガスへの部分的混入等を考慮している。

製造技術に関しては、コスト、その他の特性ともに不確実性が未だきわめて大きい状況であるが、ここでは高温ガス炉が軽水炉並のコスト（熱量当たり）で建設できること、さらに水素製造技術（天然ガス改質プロセス、熱化学分解水素製造プロセス等）のコストも長期的に低減していくことを仮定した。因みに、この検討で設定したコスト、その他特性データの下では、水素製造技術の相対コストは図 2.4 のとおりとなっている。すなわち、2050 年時点では、原子力の熱利用（核熱）による天然ガス改質が最も低コストで、自燃式の天然ガス改質がこれに続く。核熱による熱化学分解水素製造は天然ガスの価格が上昇すれば相対的に有利になるが、この検討の条件（2050 年の天然ガス価格を 2000 年の 1.5 倍と想定）では、天然ガス改質よりも高コストである。

その結果、後述するように熱化学水素製造は今回検討したいずれの需給シナリオでもほとんど採用されず、天然ガス改質が専ら利用されているが、今後の技術進歩の動向、天然ガスの輸入を巡る条件（価格と輸入可能量）、CO₂ 排出量の制約水準などに応じて、水素製造の最適技術構成はこの需給シナリオとはかなり異なったものになる可能性もあることに留意が必要である。

また、水素に関しては製造技術と同様に、あるいはそれ以上に輸送、貯蔵、及び利用に関してどのような技術を開発し、システム（インフラストラクチャ）を構築していく

かが重要である。なぜならば、水素が石油製品に代わって 21 世紀後半の主要なエネルギー媒体になるとすれば、そのインフラストラクチャは現在の電力システムのような大規模な社会資本ストックになる可能性があると考えられるからである。

しかしながら、現段階では要素技術の多様な選択肢の可能性が個別的に検討されている状況であり、将来の実用システム概念とその実現のための具体的な道筋は今のところほとんど見えていない。そこで、このエネルギー需給シナリオの検討においても、水素の輸送、貯蔵、及び利用システムに関しては踏み込んだ具体性のある検討には至らなかったことを注記する。

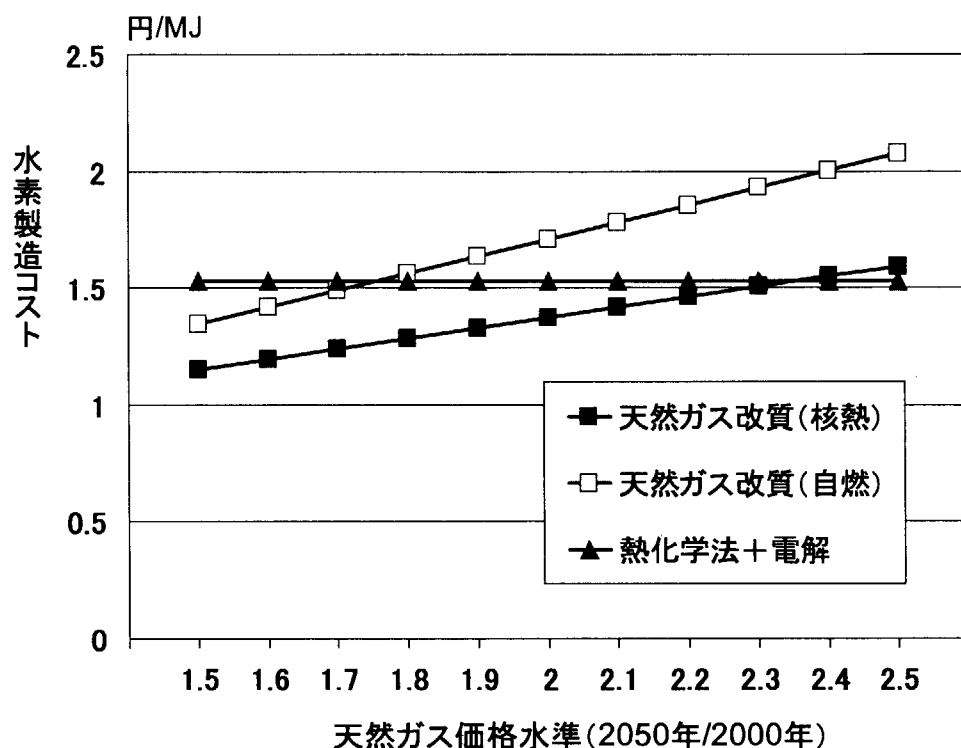


図 2.4 天然ガス価格と水素製造コスト

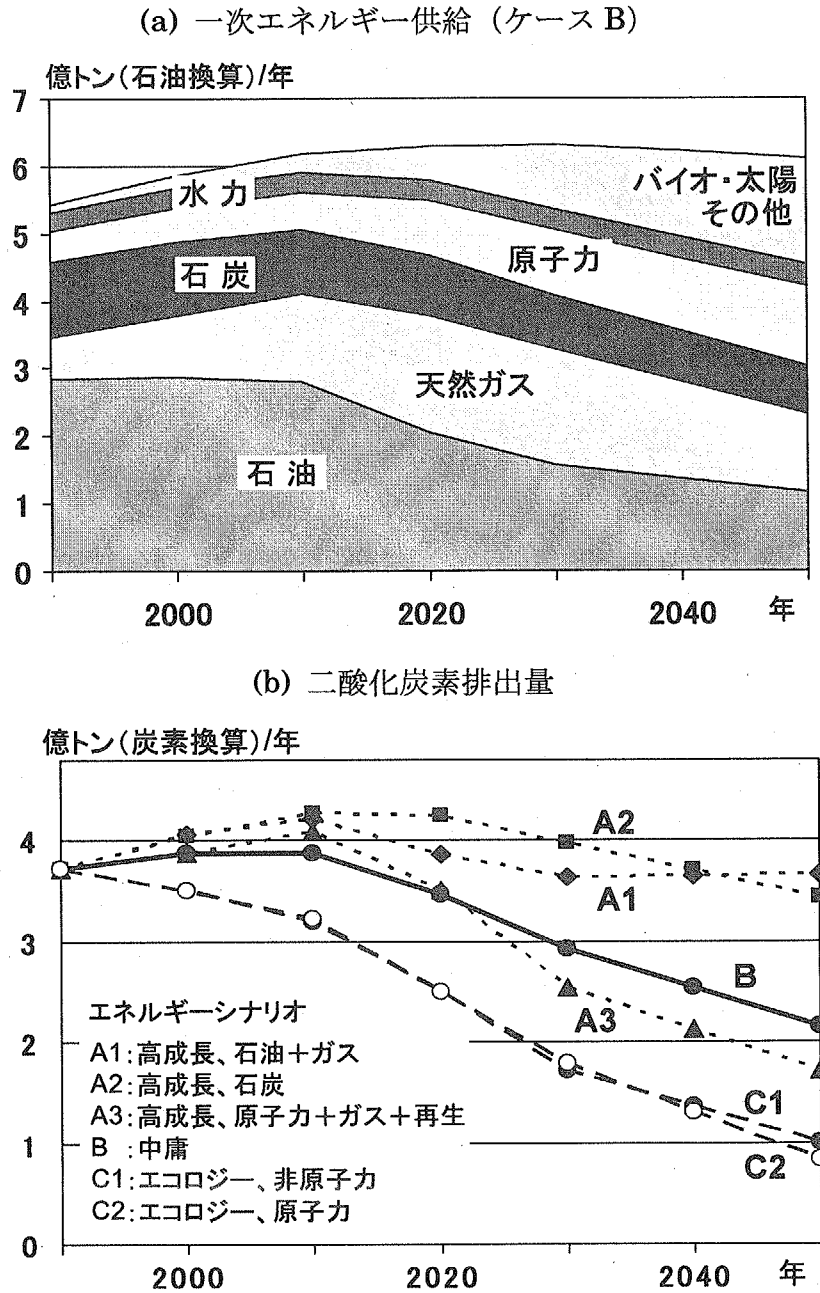
(5) 前提条件の設定について

上記に主要な前提条件の設定値とその考え方についてまとめたが、これらの設定値の決定に当たっては、設定値の異なる多数の予備分析ケースの結果を参考にした。

特に、経済成長率に関しては当初、高位ケース（2000～2050年の年平均伸び率 0.9%）を採用していたが、原子力エネルギーの利用可能規模についての見通しをあまり楽観的なものとしないうちに低位ケース（同左 0.5%）に切り替えた。ただし、エネルギー原単位改善率については、当初、2000～2050年の年平均改善率 1.0%としていたが、経済の低成長下ではこれは楽観的すぎると判断し、0.8%に下げた。

この他、原子力発電と CO₂ 排出量の将来水準に関しても、当初は 2050 年に 120GWe の原子力発電が導入され、CO₂ 排出量を 2010 年水準の 50%、あるいはそれ以下まで抑制するケース等を検討した。しかし、主として実現可能性の見地から、原子力発電規模

を下方修正するとともに CO₂ 排出量の将来水準に対する制約を緩和した。CO₂ 排出量に関しては、下記のように 2050 年に 2010 年水準の 60% としたが、図 2.5 に示すように、この削減率は国際応用システム解析研究所 (IIASA) と世界エネルギー会議 (WEC) による超長期世界エネルギーシナリオ⁽⁴⁾ のケース B (中庸シナリオ) における OECD 太平洋地域の見通しにほぼ等しい。



(注) OECD太平洋地域は日本、オーストラリア、ニュージーランドで構成され、1999年時点の日本の構成比率は人口とGDPでは85%、一次エネルギー消費では80%である。

図 2.5 IIASA-WEC シナリオにおける OECD 太平洋地域の将来展望

2.3 分析ケースの定義

この需給シナリオの検討では、原子力エネルギー利用規模の異なる3種類のケースを分析した。それらの定義は表2.5に示すとおりである。なお、原則として各ケースは共通条件の下で最適化を行ったが、原子力の段階的廃止（フェーズアウト）を想定したケースBでは、そのままではCO₂排出量の上限制約を満足することができないので、前述のとおり自然エネルギー発電（地熱、太陽光発電等）の規模をやや拡大した。また、火力発電所からのCO₂回収と投棄（地下の帯水層への投棄）が可能であると想定した。

表 2.5 分析ケースの定義

条件 ケース	CO ₂ 排出量 ^{*1}	原子力発電	原子力熱利用 ^{*2}
A (原子力標準)	2050年: 2010年値の 60%に抑制	2030年～: 70 GWe	2050年: 10 GWt
B ^{*3} (フェーズアウト)		2010年以降新設なし (2005年までに建設の炉 は耐用年数40年で廃止)	なし
C (原子力拡大)		2050年: 90 GWe	2050年: 20 GWt

*1 国際輸送の排出を含めて制約（2010年のCO₂排出量(除国際輸送)は1990年水準に抑制)

*2 原子力熱利用は2020年に実用化することを想定

*3 ケースBでは、①自然エネルギー利用可能規模拡大、②CO₂回収・投棄が可能と想定

この検討において想定した原子力エネルギー利用規模（発電及び熱利用の設備容量）、及びCO₂排出量に対する制約を、それぞれ図2.6及び図2.7に示した。

ケースA（原子力標準ケース）では、原子力発電設備が2030年以降一定で70GWe、熱利用炉が2050年に10GWtになるものと想定した。ケースC（原子力拡大ケース）では、原子力発電設備が2030年に80GWe、2050年に90GWe、また、熱利用炉が2050年に20GWtになるものと想定した。

一方、ケースB（原子力フェーズアウトケース）では、2010年以降原子炉プラントの新設は行わず、2010年以前に建設した原子力発電設備は運転開始から40年経過した後に閉鎖するものと想定した。

以下に、まずケースA（原子力標準ケース）に関して、エネルギー需給水準の長期的推移、エネルギー源構成、電源構成の変化等の概要をまとめた後、ケースB及びCとの比較を示す。

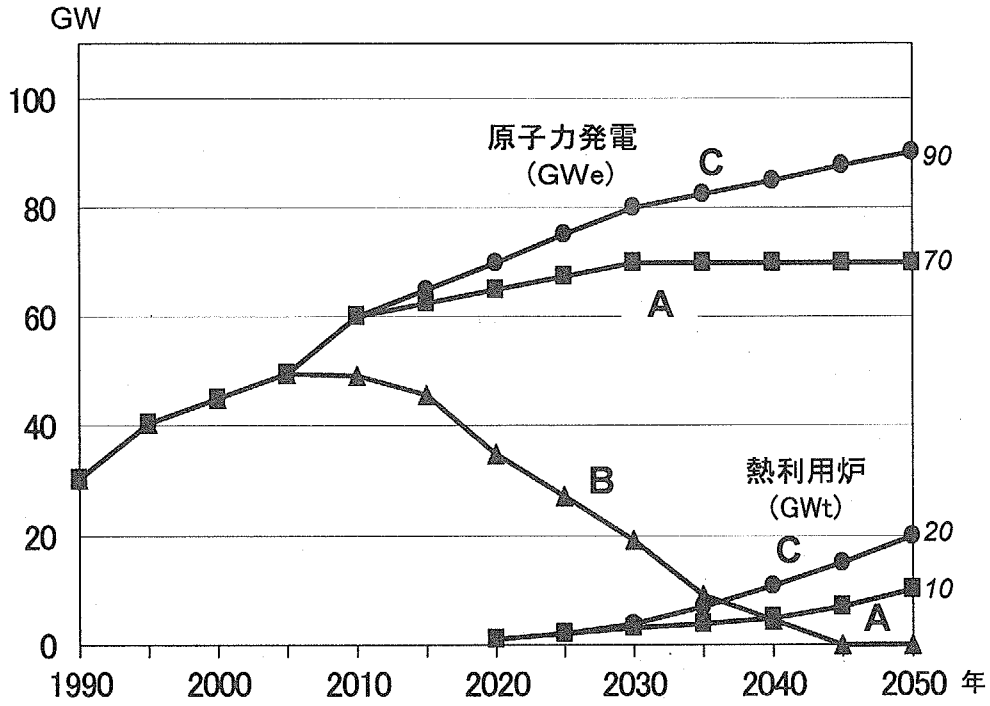


図 2.6 原子力エネルギー利用規模に対する上限制約

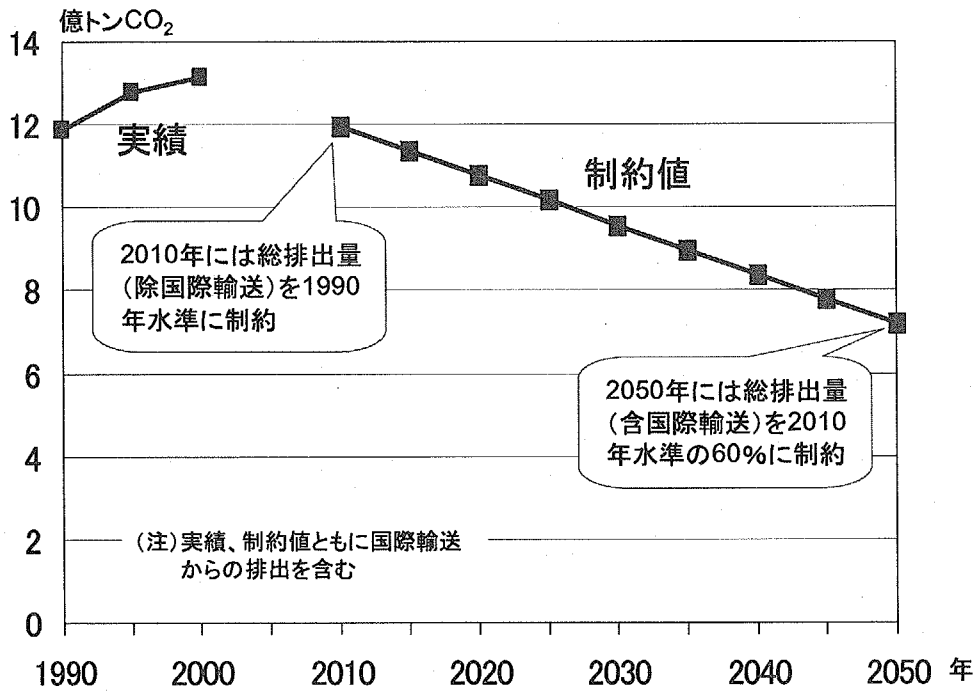


図 2.7 CO₂ 排出量に対する上限制約

3. エネルギー需給シナリオの概要

3.1 原子力標準ケース

ケース A (原子力標準ケース) における最終エネルギー消費量 (産業部門、輸送部門、及び民生部門の合計) を図 3.1 に示した。また、輸送部門の中で乗用車と貨物自動車の燃料種別にみたエネルギー消費量と輸送量とを図 3.2 に示した。

最終エネルギー消費量全体としては、2030 年頃まで横ばいで、その後低下していく。この理由は、人口が減少すること、図 3.2 に示すように燃料電池自動車等の急速な普及によって輸送部門の燃料利用効率が大幅に向上すると仮定したことなどである。2000 年～2050 年の平均で GDP は年率 0.5% 増加するが、最終エネルギー消費量は逆に年率 0.3% 減少する。つまり、エネルギー原単位 (GDP 当たりの最終エネルギー消費量) は年率 0.8% の割合で改善していくことになる。なお、もし燃料電池自動車等が利用されないと仮定すると、エネルギー原単位の改善は年率 0.6% に留る。

エネルギー種別にみると、クリーンで利便性の高い電気の消費が増大して、2050 年には消費量全体の 31% を占めている。また、新燃料である水素も 2030 年頃から本格的な利用が始まり、2050 年には全体の 1 割程度を占めるに至っている。一方、現在最終エネルギーの約半分を賄っている石油製品の消費量は 2020 年頃まで緩やかに低下し、その後燃料電池自動車の急速な普及に伴う輸送用燃料需要の低減によって急速に減少する。ガス燃料 (LP ガスを含む) は、石油代替燃料として利用が増加し、2050 年には石油製品を上回る消費量となる。

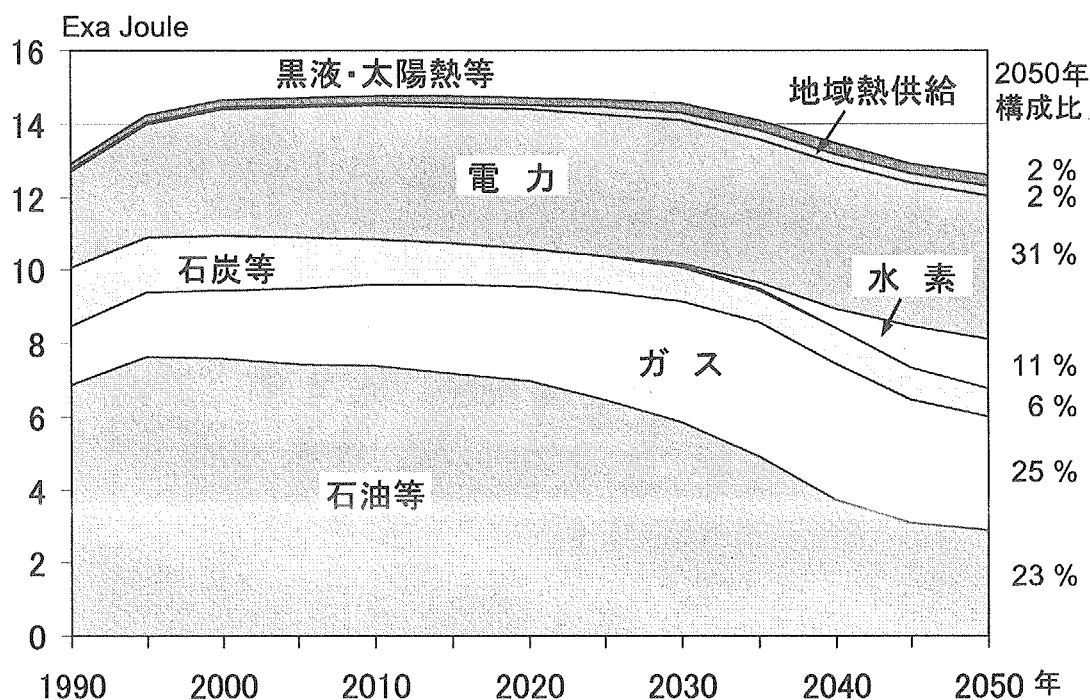
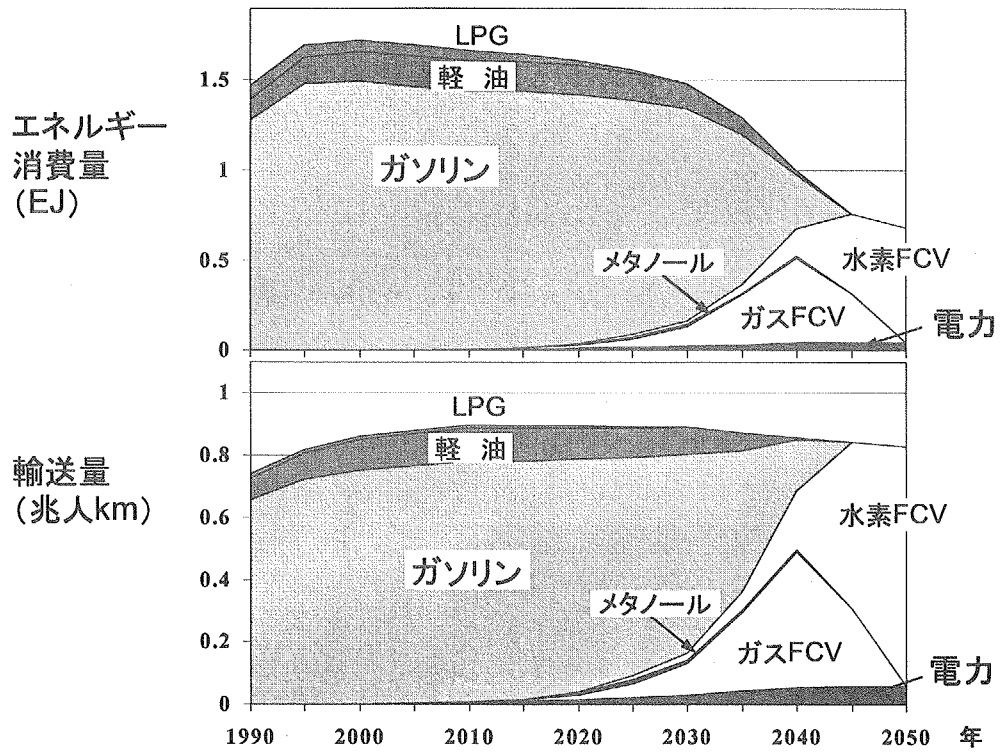


図 3.1 最終エネルギー消費量 (原子力標準ケース)

(a) 乗用車



(b) 貨物自動車

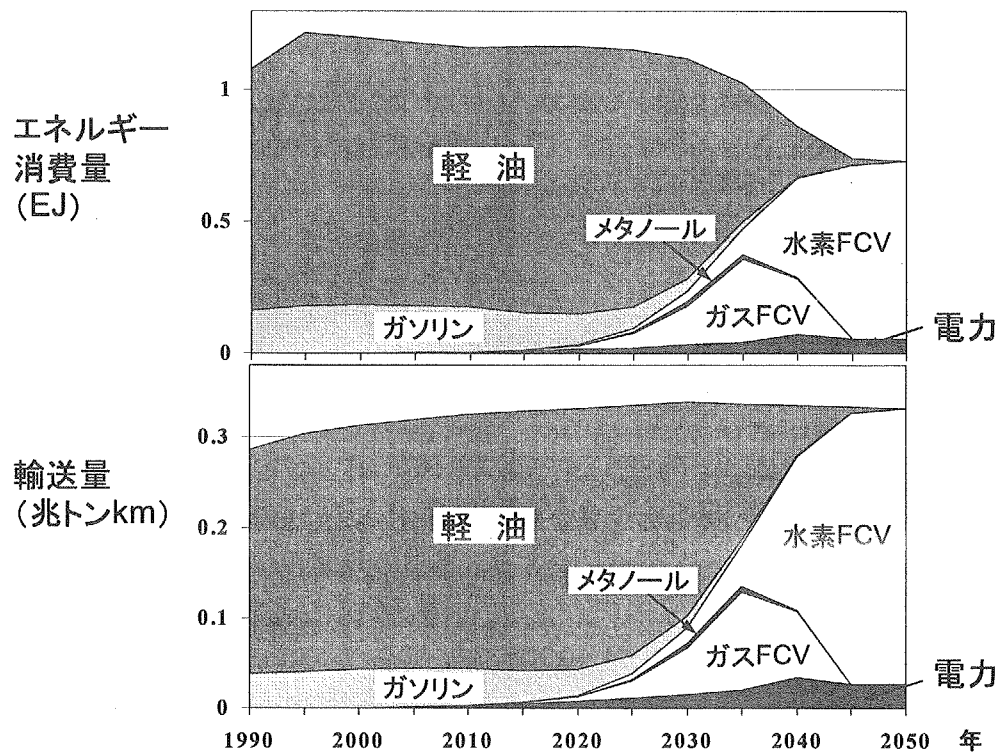


図 3.2 乗用車と貨物自動車のエネルギー消費量と輸送量（原子力標準ケース）

上記のとおり、最終エネルギーに占める電力の割合は時間とともに増加していくが、発電電力量とその電源別構成は図 3.3 のように推移する。発電量全体としては 2050 年に 2000 年より 1 割程度（一人当たりでは 4 割程度）増加している。電源別にみると、2050 年には原子力発電が約半分、自然エネルギー（水力発電を含む）が約 4 分の 1、天然ガスが約 5 分の 1 を賅っている。なお、2050 年における主要な自然エネルギー発電技術の設備容量は、水力発電 2600 万 kW_e、太陽光発電 7000 万 kW_e、地熱発電 200 万 kW_e、風力発電 1000 万 kW_e である。

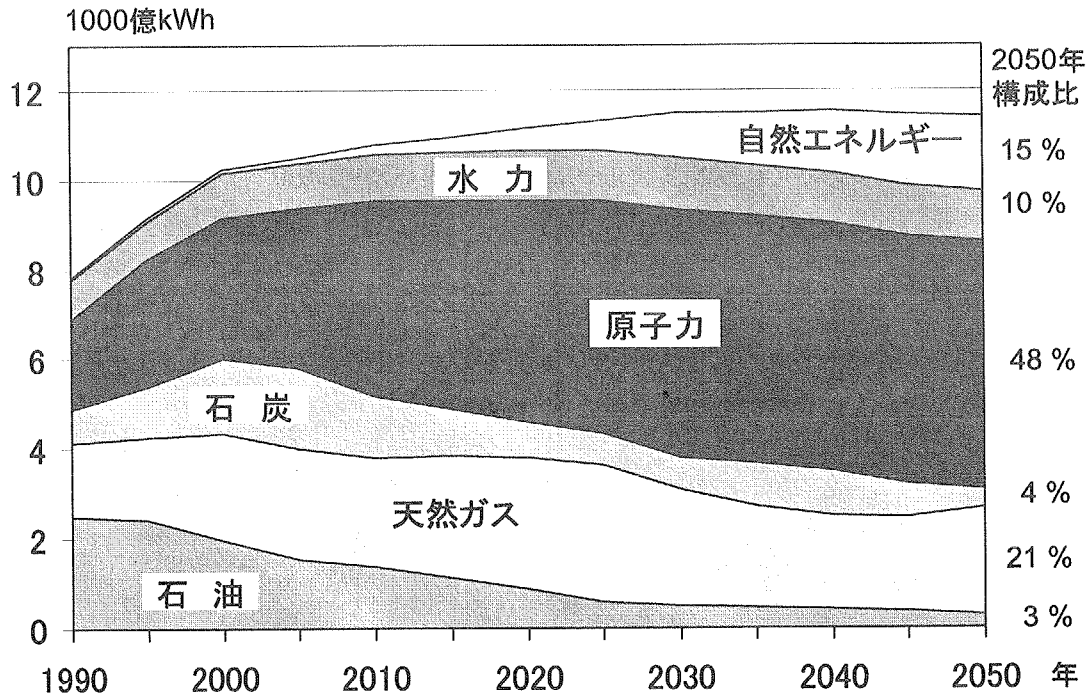


図 3.3 発電電力量と電源構成 (原子力標準ケース)

最終エネルギー消費と発電が上記のように推移する中で、一次エネルギー供給量は図 3.4 に示すように変化していく。総供給量で見ると、2050 年には 2000 年に比べて 2 割弱低下するが、一人当たりの供給量はむしろわずかに増加する。このように最終エネルギー消費量に比べて一次エネルギー供給量がより大きく減少していくのは、発電効率の向上、コージェネレーションの利用増加などによって、一次エネルギーから最終エネルギーに変換する効率が向上するためである。

エネルギー源別の構成では、2000 年に供給量の約半分を占めている石油が徐々に低下して 2050 年には 2 割程度となる。また、CO₂ 排出量を厳しく制限しているため、石炭の構成比は低下し、2050 年には 1 割程度である。これらに代わって、天然ガスの利用が増加し、一次エネルギーに占める比率も 2000 年の 13% から 2050 年には 31% まで上昇していく。天然ガスは発電用燃料、都市ガス用原料のほか、水素製造の原料としても大量

に使用されている。2050年の輸入量はLNG（天然ガス）換算1.1億トンで、現在の約2倍に増加する。

原子力エネルギーは、発電と水素製造に利用されると想定している。サイトの確保、社会的な合意等を勘案して総合的に実現可能性の高い水準として、標準ケースでは原子力発電設備容量は2030年に7000万kWe（電気出力）まで増大し、その後はこの水準を維持するものと仮定した。また、水素製造用の熱供給炉は2020年に利用を開始し、2050年には1000万kWt（熱出力）の規模になると仮定した。これらによる原子力エネルギーの供給量は、2050年には一次エネルギー全体の25%になっている。自然エネルギーは、現在水力発電を中心に一次エネルギーの約6%を賄っているが、長期的には太陽光発電、風力発電、地熱発電、太陽熱直接利用などの規模が増加し、2050年には構成比率も14%程度まで上昇している。

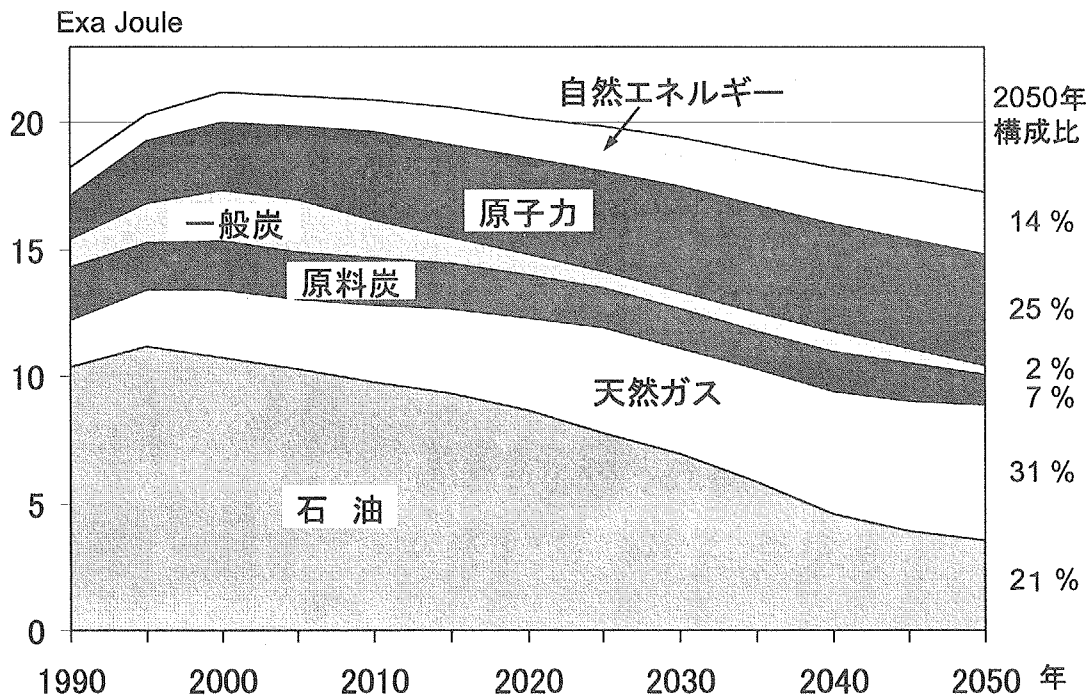


図 3.4 一次エネルギー供給量（原子力標準ケース）

このように原子力エネルギーと自然エネルギーの利用が増加するので、化石燃料への依存は徐々に軽減されていく。一次エネルギーの化石燃料依存度は2000年には82%であったが、2050年には61%にまで低下している。また、現在は一次エネルギー、最終エネルギーともに、約半分を石油に依存しているが、このシナリオの2050年のエネルギー構成は石油のような特定のエネルギーに過度に依存することなく、バランスのより優れたものとなっている。他方、電源構成においては原子力発電が発電電力量の約半分を占めている。このように電力の半分を原子力に依存しつつ安定的な電力供給を確保するためには、原子力発電の技術的信頼性を十分高く維持する必要がある。

3.2 ケース間の比較

(1) エネルギー需給

各ケースの2025年（又は2030年）と2050年のエネルギー需給を図3.5～図3.10において比較した。また、シナリオを概観するための参考情報として、主要指標の2050年値を付録1に、各ケースにおける最終エネルギー消費量、発電電力量、及び一次エネルギー供給量の構成の時間的推移を付録2にそれぞれ示した。

最終エネルギー消費量（図3.5）をみると、どのケースでも総量では現在よりもやや低下している。特に、2050年の消費量は大幅に低下しているが、これは燃料利用効率の高い燃料電池が自動車の大部分で使用されることを想定しているためである。エネルギー構成でもケース間の差異は小さいが、ケースB（原子力フェーズアウト）では2025年のガス消費量が多く、石油消費量が少ない。これは、2025年頃はまだ原子力の代替エネルギーに乏しい時期であり、CO₂排出量制約を満足するために最終消費段階での燃料構成を石油からガス（都市ガス、LPガス）にシフトしたことによる。

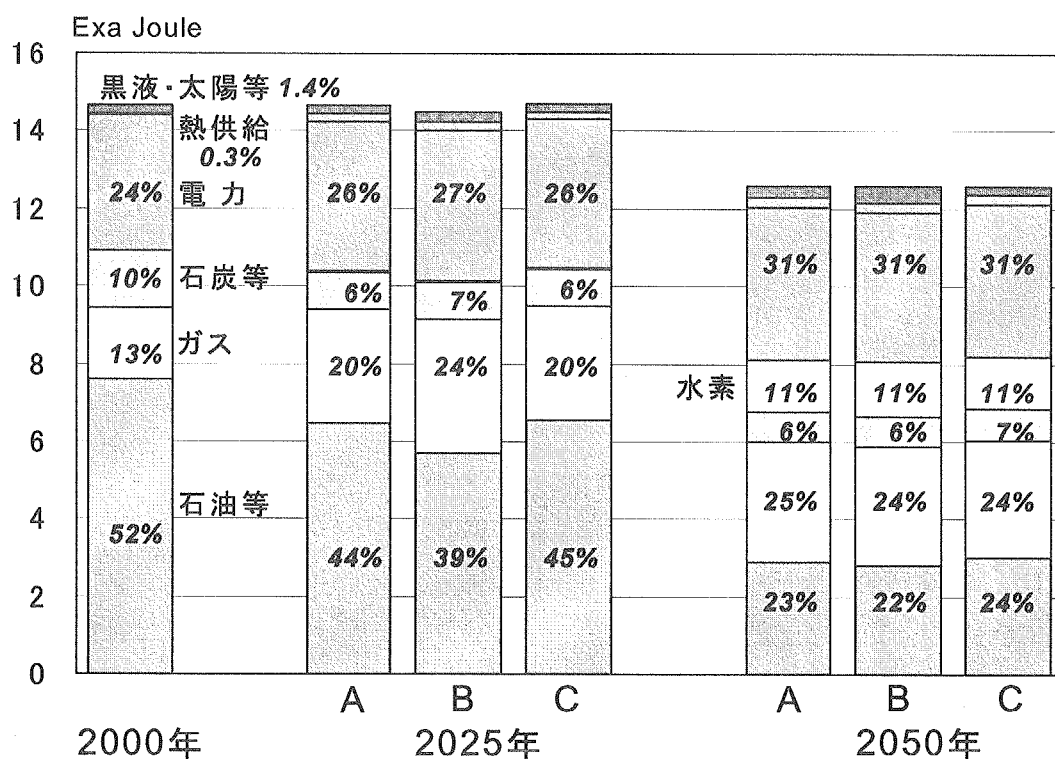


図3.5 最終エネルギー消費量

発電電力量（図3.6）は、総量でみて現在よりもやや増加しているが、2025年以降の増加は小さい。電源構成については、現在は各電源が満遍なく利用されているのに対して、将来的にはケースAとCで原子力が中心となり、ケースCでは2050年の原子力発電比率が6割に達する。一方、CO₂排出量の制約が厳しいことを反映して、ケースBでは天然ガスが電源の中心となり、2050年には大雑把に電力の3分の2が天然ガス、残りの3分の1が自然エネルギーによって賄われる。

自然エネルギー発電技術の設備規模は表 3.1 に示すとおりである。標準ケースでは太陽光発電が 2020～2030 年に上限制約まで届いていないが、他は上限まで導入されている。原子力フェーズアウトケースでは前記のようにどの発電技術でも上限制約の設定値を拡大しているが、それぞれ上限まで導入された。一方、原子力拡大ケースでは太陽光発電の規模が 2030 年以降ほとんど拡大しないが、他の技術は上限まで導入されている。

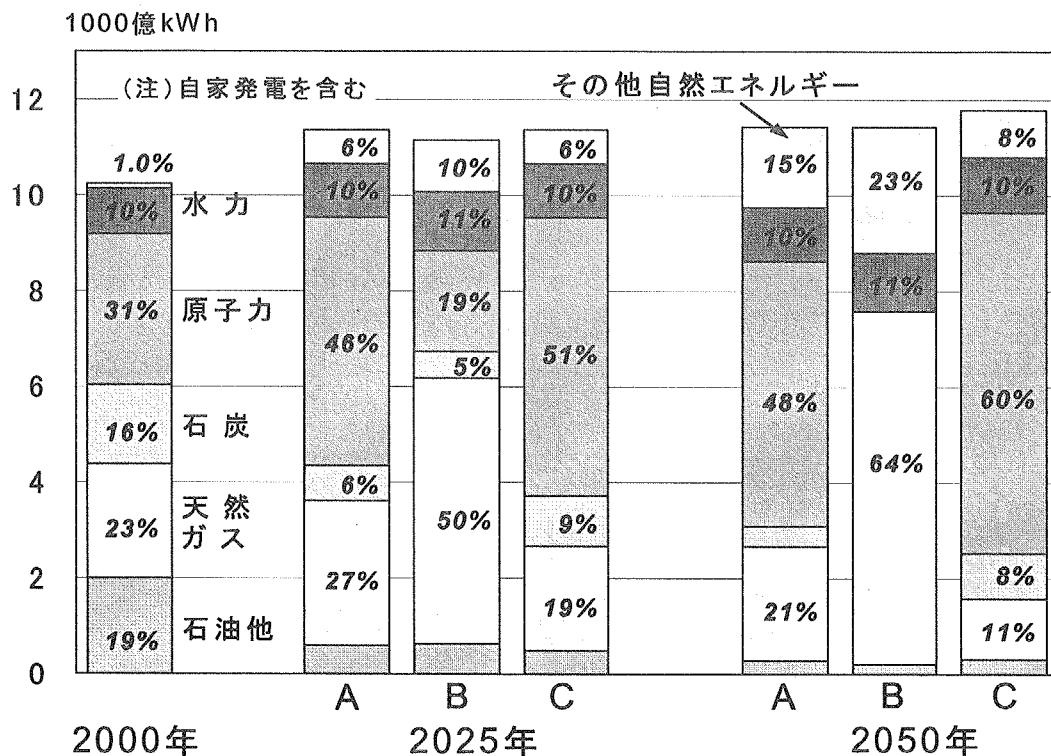


図 3.6 発電電力量

表 3.1 自然エネルギー発電の導入設備規模

		2000年	2010年	2020年	2030年	2050年
標準ケース(A)	水力	22.2	24	25	26	26
	地熱	0.53	0.7	1.3	2	2
	太陽光	0.28	4.6	10	29	70
	風力	0	1	6	10	10
原子力フェーズアウトケース(B)	水力	22.2	26.5	28	28	28
	地熱	0.53	1	2	3	4
	太陽光	0.28	4.6	25	50	100
	風力	0	1	7	12	12
原子力拡大ケース(C)	水力	22.2	24	25	26	26
	地熱	0.53	0.7	1.3	2	2
	太陽光	0.28	2.5	10	22	26
	風力	0	1	6	10	10

電力消費量の部門別構成（図 3.7）をみると、素材産業を除く産業部門、家庭部門、業務部門の消費量がいずれも増大している。ケース間の比較では大きな差異はみられないが、ケース B（原子力フェーズアウト）では、火力発電における CO₂回収のためにエネルギー転換部門の消費がやや大きい。また、原子力発電規模の大きいケース C では、水素製造用に夜間電力が利用されている。

一次エネルギー供給の総量は、図 3.8 に示すようにどのケースでも将来的に低下していくが、天然ガスのシェアが大きいケース B で低下が著しい。これは天然ガスが概して転換ロスが小さいことによる。エネルギー構成としては、現在のところ供給量の約半分を占めている石油が、2025 年に 4 割弱、2050 年には 20%程度まで低下している。原子力と天然ガスの利用が大幅に増加している。自然エネルギーも現在より大幅に増加しているが、2050 年時点でも一次エネルギーに占める比率は最大で 19%程度で、エネルギー全体の中では補助的な役割に留まっている。

化石燃料輸入量（図 3.9）は、現在よりかなり低減し、原子力エネルギー利用を拡大するケース A と C で減少が著しい。燃料種別には、石油（原油＋石油製品）の輸入が大幅に減少している。石炭（一般炭）は CO₂ 排出量の制約が厳しいために、どのケースでも現在より減少傾向となっている。天然ガスは逆に現在よりも大幅に増大する。原子力フェーズアウトを想定したケース B では、2025 年に 1.35 億トン（LNG 換算）、2050 年には 1.85 億トン（同）と、現在の約 3.5 倍の輸入量になる。

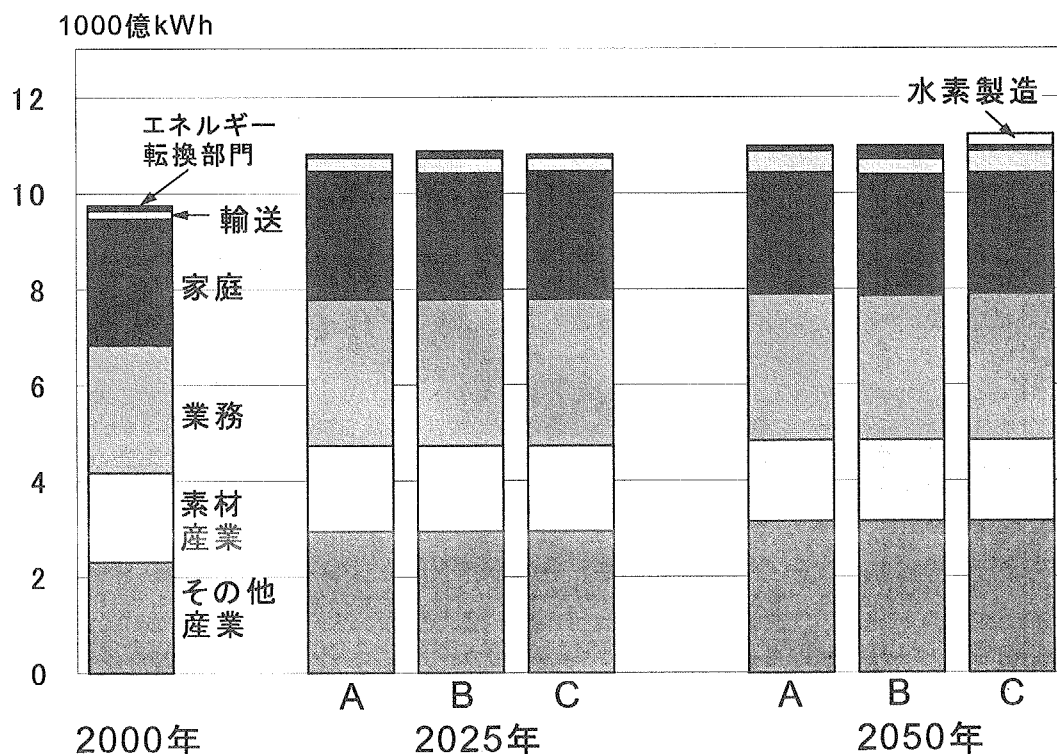


図 3.7 電力消費量の部門別構成

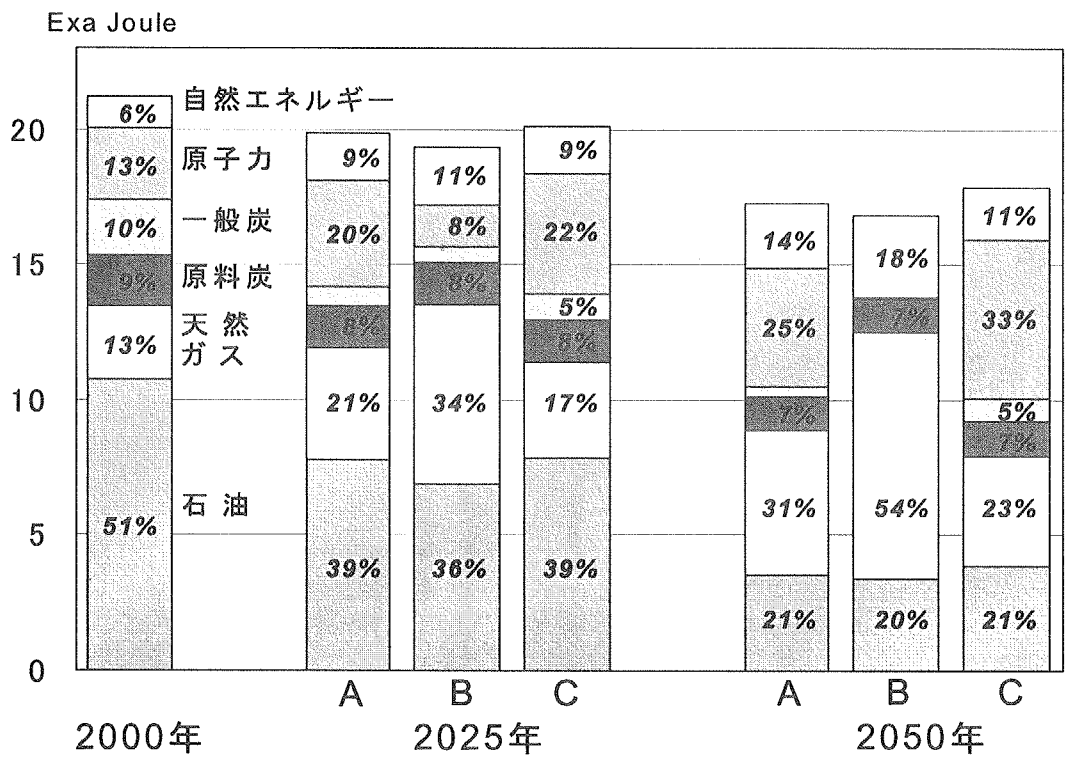


図 3.8 一次エネルギー供給量

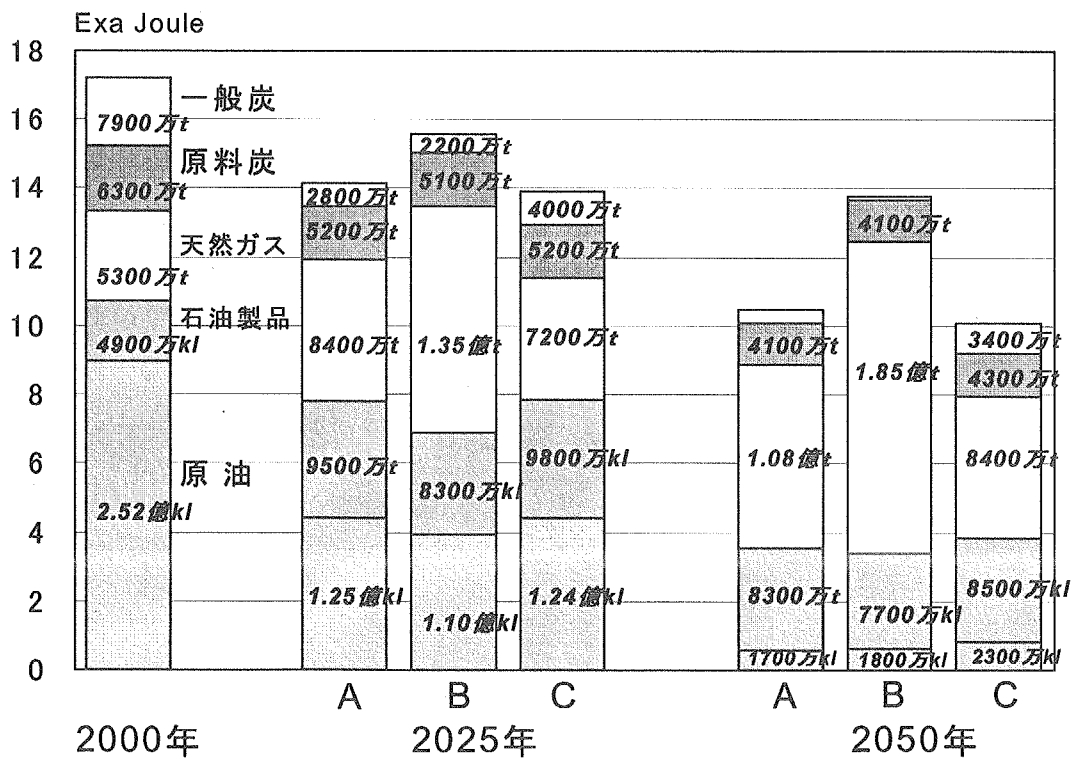


図 3.9 化石燃料の輸入量

上記のとおり、いずれのケースでも 2050 年には最終エネルギーの約 11%が水素によって賄われている。そこで、水素の製造と消費の内訳を比較すると、図 3.10 に示すように、ケース A では、水素製造の約 3 分の 1 が核熱利用による天然ガス改質、残りが天然ガスの自燃による改質であるが、ケース B（原子力フェーズアウト）では、すべての水素が天然ガスの自燃による方法で生産されており、したがって燃焼に使われる部分だけ、天然ガスの消費量が増加する。一方、原子力エネルギー利用規模を拡大したケース C では、2050 年の熱供給炉の設備規模を標準シナリオの 2 倍と仮定しているため、核熱による製造が 2 倍となり、また原子力発電の夜間電力を利用した電解水素製造も行われるため、天然ガスの自燃による水素製造は標準シナリオよりもさらに小さくなっている。

なお、製造された水素の一部は航空燃料として用いられているが、大部分は自動車燃料として利用され、2050 年には乗用車、バス、トラックの大部分は水素を用いた燃料電池車になることを想定している。

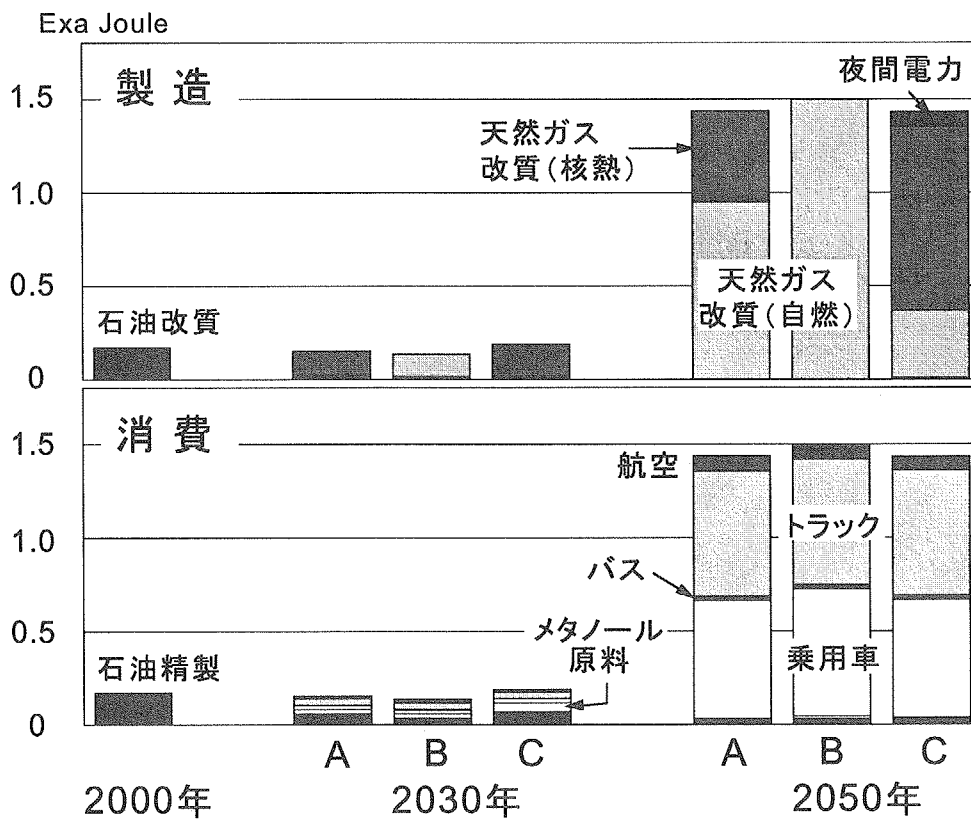


図 3.10 水素の製造と消費

(2) CO₂ 排出量

各ケースにおける CO₂ の総排出量と発電と熱供給施設からの排出量を図 3.11 に示した。この分析では、2010 年の総排出量（国際輸送からの排出を除く）を 1990 年水準に抑制し、その後は 2050 年に 2010 年値の 60%水準まで低減することを想定しており、どのケースでも概ねこの制約に沿って総排出量が低下している。

発電と熱供給施設からの排出をみると、2000年には約4億トン（CO₂）の排出があるが、2050年にはどのケースでも制約どおり約7200万トン（CO₂）の水準に低下している。各ケースの排出量には大きな差がないが、ケースAとCでは原子力、天然ガス、及び自然エネルギーの利用規模の増加がこの大幅低減に寄与している。一方、原子力エネルギー利用を行わないケースBでは、火力発電の排ガスからCO₂を回収し、地下帯水層に投棄することによって排出量水準の目標が達成されている。図3.12に示すように、2050年には約1億7000万トンのCO₂が投棄されている。

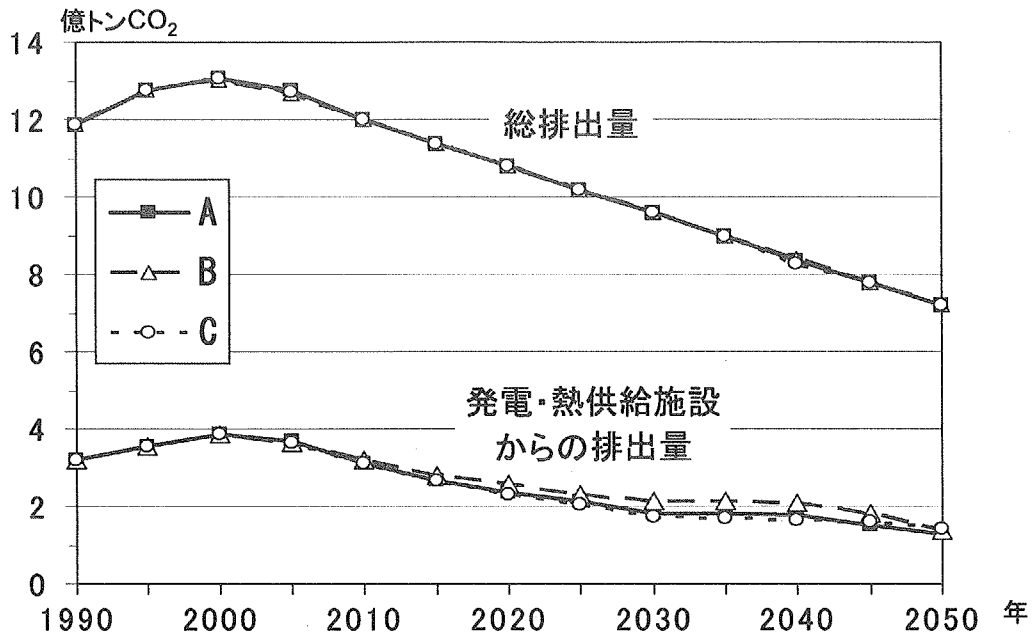


図 3.11 CO₂総排出量と発電・熱供給施設からの排出量

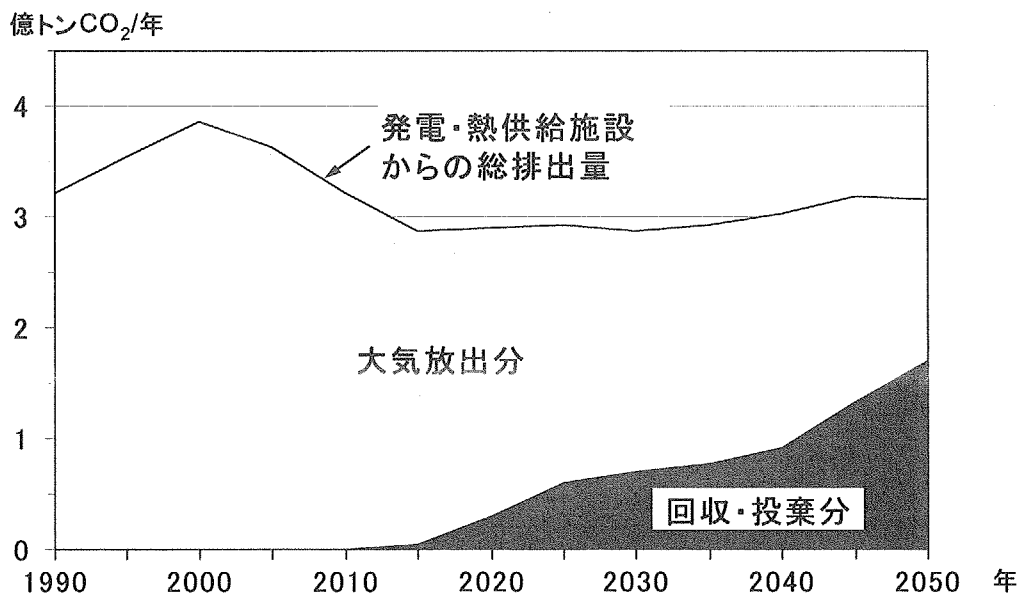


図 3.12 CO₂の回収・投棄量 (ケース B)

(3) コスト

上記のようなエネルギー需給の変化はエネルギー供給コストにも大きく影響している。エネルギーシステムの年間総コスト（建設費を年経費化して表示した場合）を、図 3.13 に示した。

ケース A（原子力標準）とケース C（原子力拡大）のコストはほぼ同程度である。ケース B（原子力フェーズアウト）では、建設費の高い自然エネルギー発電を大規模に利用するために資本費が大きくなるとともに、天然ガスの輸入量が増えるために燃料費も大きくなっている。2050年時点では、図 3.14 に示すように、燃料費のみでは 2 兆円強、エネルギー供給コスト全体では 4 兆円弱（18%）の増加となっている。この供給コストの差の大部分は発電部門で発生するので、2050年におけるケース A とケース B の発電コストを比較すると、表 3.2 に示すように、原子力エネルギーを利用しないケース B ではケース A に比べて発電コストが約 36%大きくなる。

一般に、将来のコストには不確実性があるが、特に、輸入燃料の価格は今後の世界的なエネルギー需給の動向に大きく左右される。ここでは、天然ガス価格が 2050 年に 2000 年の 1.5 倍になると想定しているが、これがもっと低位で推移すれば上記の燃料費の増加幅は縮小し、逆に天然ガス需要が世界的に増加して価格が高騰すれば、ここで計算した以上に増加することになる。

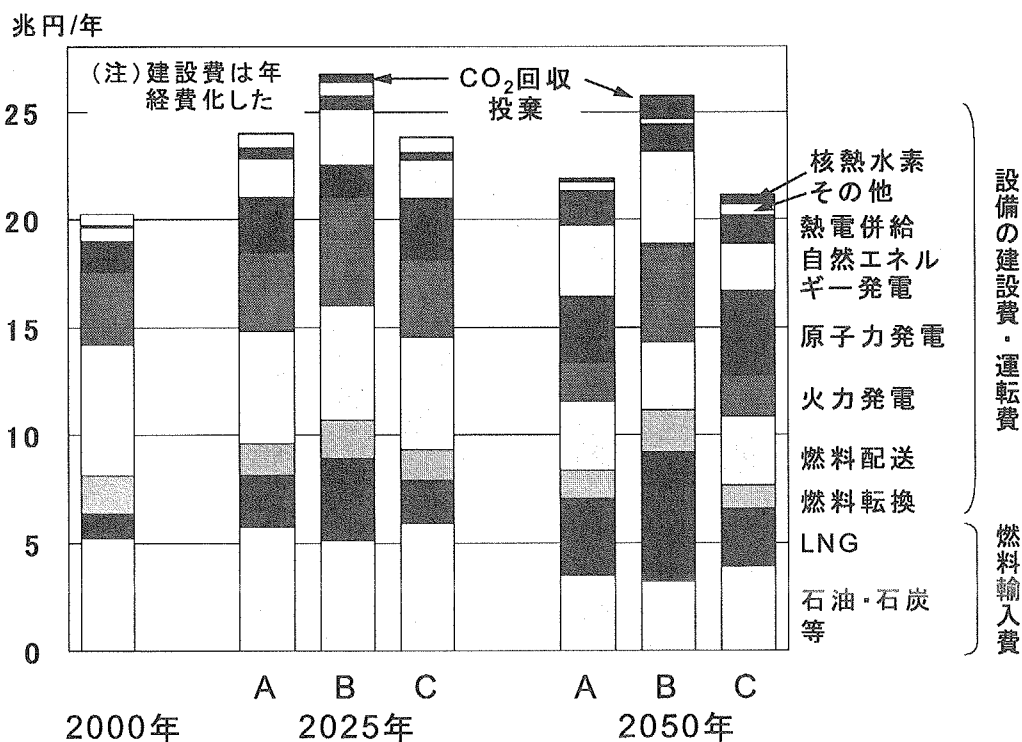


図 3.13 エネルギー供給コスト

(注: 建設費は年経費化して表示)

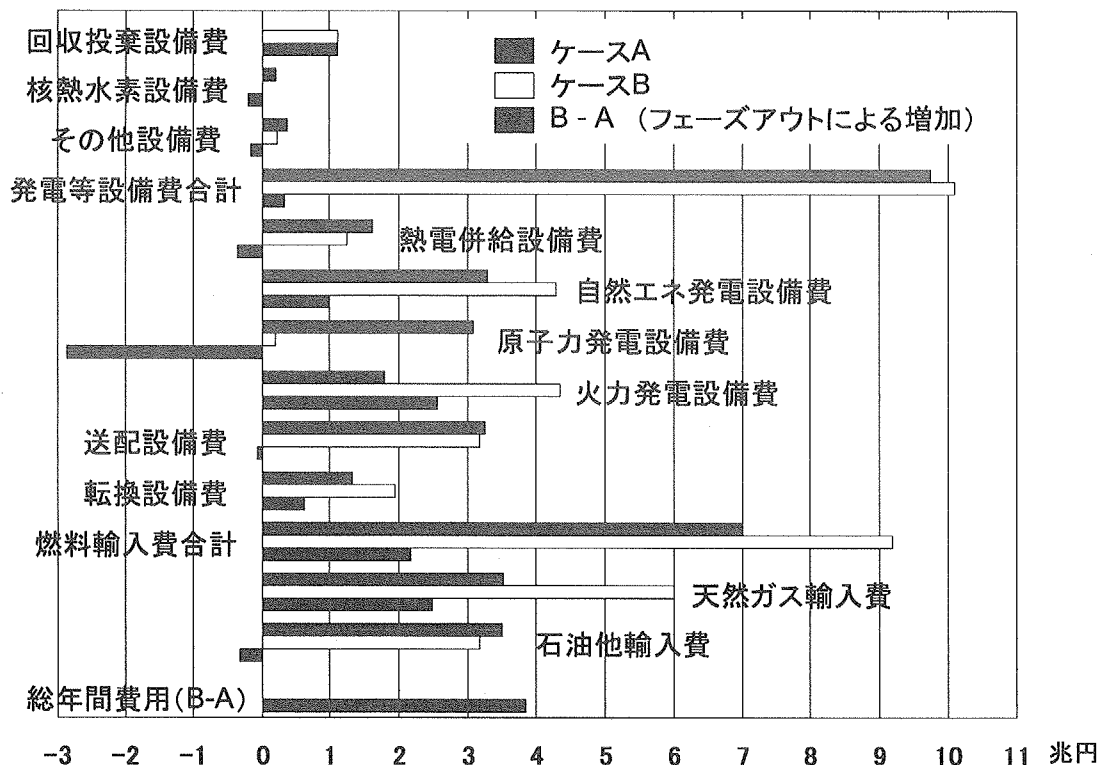


図 3.14 2050年のエネルギー供給コストの比較

表 3.2 2050年における発電コストの比較

		ケースA	ケースB	B-A	B/A
発電用LNG輸入費	10億円	950	3001	2051	
発電用石炭輸入費	10億円	88	0	-88	
ウラン輸入費	10億円	97	0	-97	
LNG貯蔵・気化設備建設・運転	10億円	175	554	379	
発電設備建設・運転	10億円	9753	10095	342	
熱電併給設備控除	10億円	-353	-276	77	
CO ₂ 回収・投棄設備	10億円	0	1108	1108	
発電コスト合計	10億円	10710	14482	3772	1.35
発電電力量	PJ	4136	4122	-14	
	TWh	1149	1145	-4	
平均発電原価	円/kWh	9.32	12.65	3.33	1.36

1. 建設費は年経費化した。(2050年に存在するすべての設備の資本費を考慮。)
2. 送電・変電・配電費用は「発電設備建設・運転」に含む。
3. 熱電併給の設備費は、電気と熱の価格を2:1と仮定して、発電用の設備費を推定。

CO₂の限界削減コストを図 3.15 に示した。限界削減コストとは、最適化されたエネルギー需給構成の下で排出量をさらに一単位削減するために必要なコスト（エネルギーシステムコストの増加分）であり、排出削減のためにいかなるコスト水準までの対策が採用されているかを表している。

原子力エネルギー利用を大幅に拡大する A と C では厳しい削減水準にもかかわらず、限界削減コストが 1 万円/トン CO₂ 以下に収まる。一方、原子力フェーズアウトを行うケース B では、2025 年頃までは排出削減の経済的な手段に乏しいために、限界削減コストが極端に大きい。また、2030 年以降には火力発電の排ガスからの回収・投棄法を採用して CO₂ の削減目標を達成することが可能であるが、回収・投棄のコストが大きいために、限界削減コストはケース A と C に比べてかなり大きくなる。

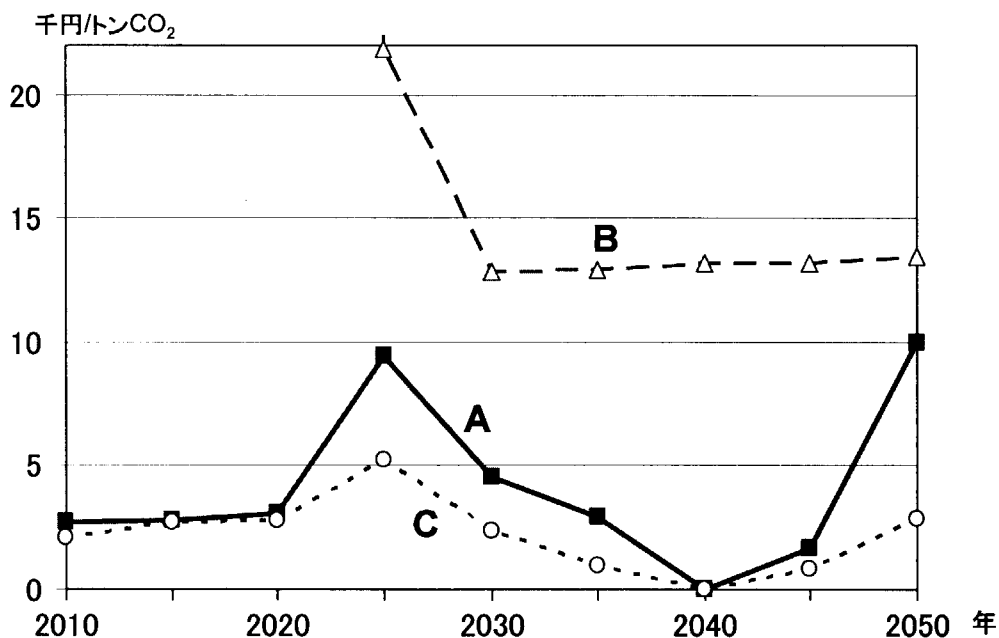


図 3.15 CO₂の限界削減コスト

4. 原子力エネルギーの役割

上記のエネルギー需給シナリオをもとに、エネルギー供給の将来展望と原子力エネルギーが果たし得る役割について整理した。

今後の経済成長がきわめて緩やかであること（この検討では 2000 年～2050 年の年平均成長率 0.5%）、人口が減少していくこと（2050 年に 1 億人、現在の 80% 相当）、また産業構造変化、技術革新などでエネルギー原単位が改善していくこと（この検討では上記期間に年平均 0.8%）を想定しても、2050 年には現在よりやや少ない程度（2000 年の

86%相当)のエネルギーが必要となる。そこで、過度の石油依存から脱却して供給の安定性を向上させ、また、CO₂の排出削減を実現しながら、このエネルギー需要をいかに満たしていくかが課題となる。

原子力エネルギーの利用を継続していく場合には、比較的バランスのとれたエネルギー構成を維持していくことができる。

しかし、今後原子力エネルギーを選択しない場合には、自然エネルギーと化石燃料に依存することになる。このうち自然エネルギー(水力を含む)は、原子力エネルギーと同様に輸入エネルギー依存度の軽減とCO₂排出量の低減に有効であるが、面積が狭く、人口密度の高い日本国内では利用可能な資源規模が限られていることに留意する必要がある。この検討では、原子力フェーズアウトケースで大きな利用規模を想定しているが、それでも2050年時点で一次エネルギーの2割弱、発電の3分の1程度の貢献に留まり、長期的にみても補完的なエネルギー源と位置づけるのが妥当であると判断される。したがって、引き続き化石燃料に強く依存し続けることが必要となる。化石燃料の中では、資源量が大きく価格も安い石炭が魅力的であるが、将来的にCO₂排出量を大きく減らしていくことが必要な場合には石炭に依存することは難しく、また、資源が中東に偏在する石油の消費も極力減らしていく必要があるので、長期的には天然ガスの利用を増やしていくことが望ましいと考えられる。

天然ガスの利用技術は近年急速に進歩してきているが、一方、天然ガスの供給量を短期間に拡大することは難しく、長期的展望に立って計画的に資源を開発するとともに、輸送と利用の基盤整備等に取り組んでいく必要がある。また、現状ではわが国の天然ガス価格は国際水準と比較してかなり高価格であり、今後その利用を拡大するにあたっては石油と連動した価格決定方式を改訂するなど、価格差を縮める努力をすることも不可欠である。

長期的に天然ガス利用にシフトし、自然エネルギーを最大限に活用し、しかも石炭、石油の利用を極力控えたとしても、原子力エネルギーを選択しない場合にはCO₂排出量を厳しく抑制することは困難である。したがって、排出量の厳しい抑制が不可避であれば、CO₂の回収・投棄のようなコストの高い手段を使うことも必要となる。この場合、投棄する場所の確保も大きな課題となるが、エネルギー供給に要するコストも高くなる。この検討の条件では、原子力フェーズアウトの場合には標準シナリオに比べて2050年に18%上昇、つまり、供給されるエネルギーの価格が平均して約2割上昇することになる。

原子力エネルギーは技術的、経済的観点からは大きな潜在需要をもっており、今後、その利用を順調に拡大していくことができれば、輸入化石燃料への依存度を大幅に低下させてエネルギー供給の自立性を高めるとともに、低コストでCO₂排出量を低い水準に抑制することができる。この検討では、標準シナリオでは、原子力は2050年に一次エネルギー供給の25%、発電の48%を賄い、化石燃料への依存度が一次エネルギー供給では61%に、発電では27%にまで下っている。また、原子力拡大シナリオが示すように、もし原子力エネルギー利用をもっと拡大できれば、化石燃料依存度をさらに低下させることができる。ただし、原子力エネルギーの比率を高くする場合には、それに見合った技

術的信頼性が確保されることが必須の条件となる。

なお、原子力エネルギーをこのように化石燃料に代わる基幹エネルギーとして長期にわたって利用していくためには、何よりもまず、利用の拡大について社会が合意すること、言い換えると、社会が合意できるような開発利用体制を整備することが不可欠である。また、電力市場の自由化が進む中で投資リスクの大きい原子力エネルギーの開発利用が著しく困難になることも予想されるので、電力市場の自由化とエネルギー安定供給や環境保全などを目指す公益的政策とを両立させるための適切な制度、措置も必要とされる。

技術的な見地からは、信頼性と経済性を一層高めること、電力以外のエネルギー需要にも応えること、原子力エネルギーを持続的に利用するための燃料サイクルを確立することなどが必要である。すでに、水素を製造して輸送用燃料に利用していく技術、増殖炉と燃料サイクル技術などの開発も進められているので、今後、これらの技術の実用化を目指した取り組みが重要な課題となる。

5. まとめと考察

地球温暖化の抑制のために将来的にどの程度の CO₂ 排出量の削減が必要になるかについてはまだ明確に見通せる段階にはないが、気候変動に関する政府間パネル (IPCC) の検討では、例えば CO₂ の大気中濃度を産業革命前の水準の約 2 倍に相当する 550ppm 程度で安定化させるためには、世界全体の排出量の増加速度を鈍化させるとともに今世紀中には減少に向かわせる必要があることが指摘されている。発展途上諸国の今後の経済成長とエネルギー消費の増大には大きな不確実性があるが、先進諸国には 2010 年以降も引き続き排出水準を着実に低下させていくことが求められると判断するのが妥当であると思われる。

このような、環境面からの要請を考え合わせて上記の検討結果を吟味すると、2050 年に至る我が国のエネルギー需給のポイントとしては、供給サイドでは原子力エネルギーと天然ガスを低コストで安定的に供給するための方策が、また、需要サイドでは電気と水素を大規模に利用するためのインフラ（輸送、貯蔵等の基盤）の整備と消費機器の開発が重要になるものと考えられる。

特に、この検討において示されたとおり、原子力エネルギーの利用規模を将来的にさらに拡大していくことができれば、CO₂ 排出量の大幅な削減が低コストで可能になるとともに、輸入化石燃料への依存を軽減し、我が国のエネルギー供給の安定性を高めることが可能になると考えられる。

謝 辞

本文中にも記したとおり、本分析は日本原子力産業会議原子炉開発利用委員会ビジョン・ワーキンググループの下での長期原子力ビジョンの検討の一環として実施したものであり、検討シナリオや主要な前提条件の設定に際しては、原子炉開発利用委員会近藤委員長、ビジョン・ワーキンググループ堀主査、原子力産業会議事務局、並びにワーキンググループ及びその幹事会メンバーの方々から貴重なご提案、ご意見、ご助言を頂きました。シナリオとデータの設定に関するすべての責任はもとより著者に帰するものですが、これらの方々から心からお礼を申し上げます。

参考文献

- (1) Richard Loulou, Gary Goldstein, and Ken Noble : Documentation for the MARKAL Family of Models, October 2004 (<http://www.etsap.org/documentation.asp> でダウンロード可能).
- (2) 佐藤治, 下田誠, 立松研二, 田所啓弘 : 我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割, JAERI-Research 99-015 (1999).
- (3) 国立社会保障・人口問題研究所編 : 日本の将来推計人口ー平成9年1月推計, 厚生統計協会 (1997).
- (4) Nebojsa Nakicenovic, Arnulf Greubler, and Alan McDonald : Global Energy Perspectives, Cambridge University Press (1998). (シナリオのデータは以下の URL でダウンロード可能 : http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book_dyn/bookcnt.py)

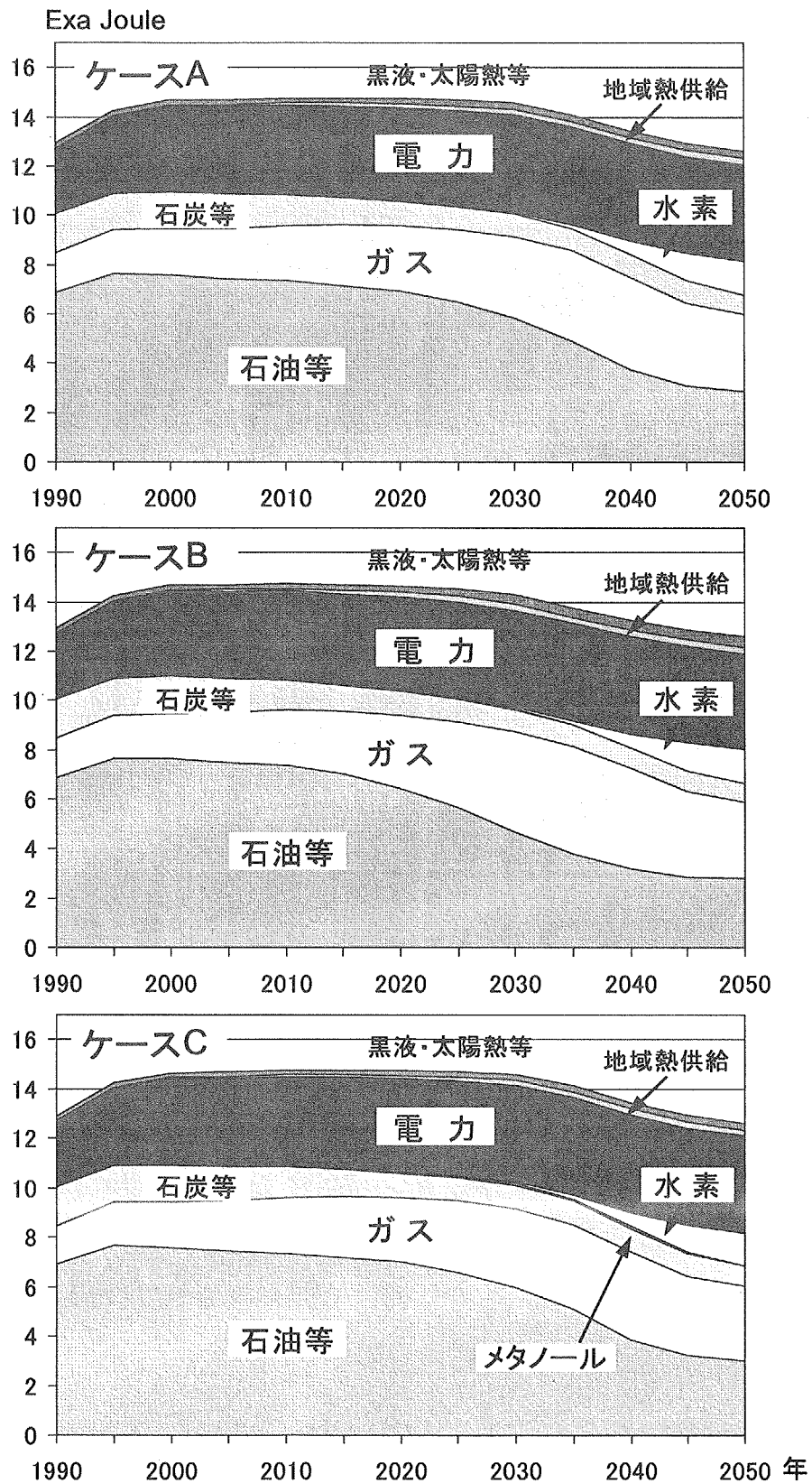
付録1：2050年における主要指標の比較

	2000年	2050年					
		ケースA		ケースB		ケースC	
			指数		指数		指数
●国内総生産(GDP)							
総生産額(兆円)	536	680	127	680	127	680	127
一人当り(万円)	421	677	161	677	161	677	161
●一次エネルギー							
総供給量(EJ)	21.2	17.3	82	16.8	79	17.8	84
一人当り(GJ)	167	172	103	167	100	178	107
石油輸入(億KL)	3.01	1.00	33	0.96	32	1.08	36
天然ガス輸入(億t)	0.53	1.09	204	1.85	347	0.84	157
化石燃料比率(%)	82	61		82		57	
原子力比率(%)	12	25		0		33	
●発電電力量							
総発電量(兆kWh)	1.02	1.14	111	1.14	111	1.18	115
一人当り(千kWh)	8.1	11.4	140	11.4	140	11.7	145
火力比率(%)	59	27		66		22	
原子力比率(%)	31	48		0		60	
●最終エネルギー							
総消費量(EJ)	14.7	12.6	86	12.6	86	12.6	86
一人当り(GJ)	115	125	109	125	109	125	109
電力比率(%)	24	31		31		31	
●CO ₂ 排出量							
総排出量(億トン)	13.0	7.2	55	7.2	55	7.2	55
一人当り(トン)	10.3	7.2	69	7.2	69	7.2	69
●エネルギーコスト							
総供給費用(兆円)	20.2	19.0	94	23.2	115	18.9	94
対GDP比率(%)	3.8	2.8		3.4		2.8	
燃料輸入費(兆円)	6.3	6.9	110	9.2	146	6.5	102

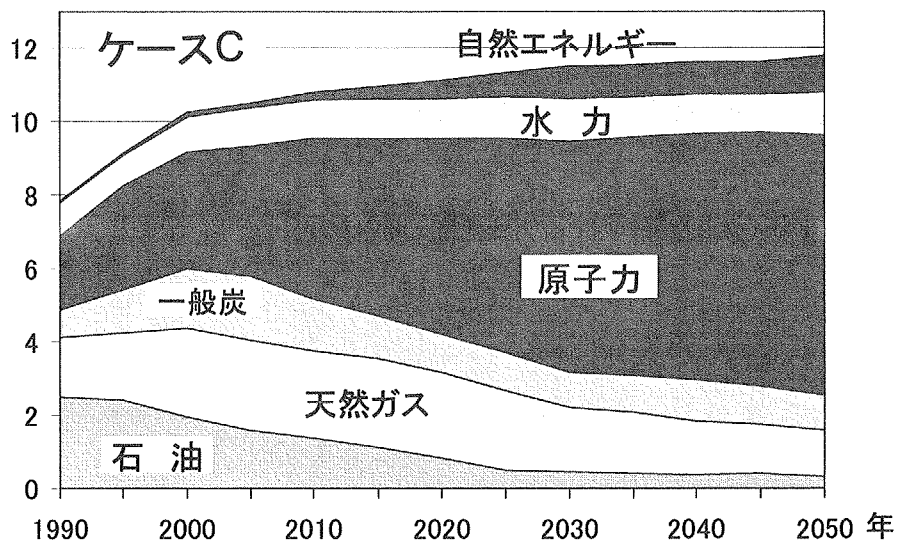
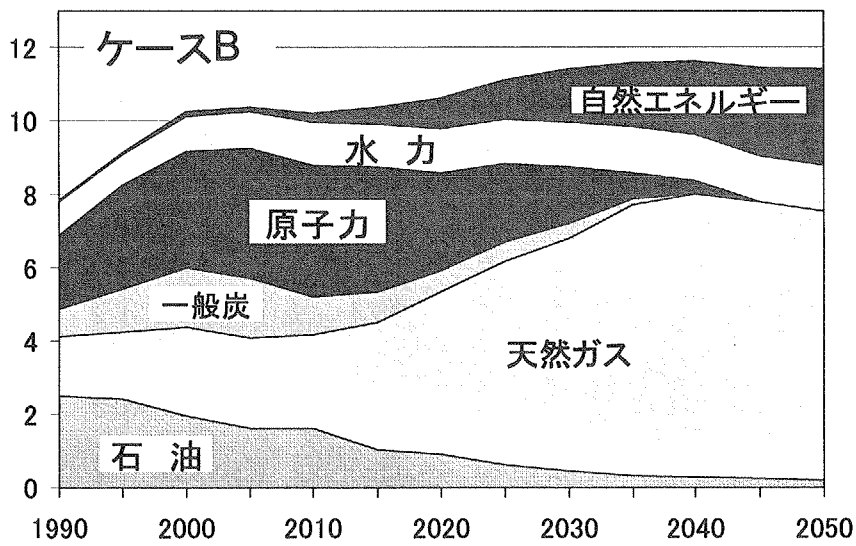
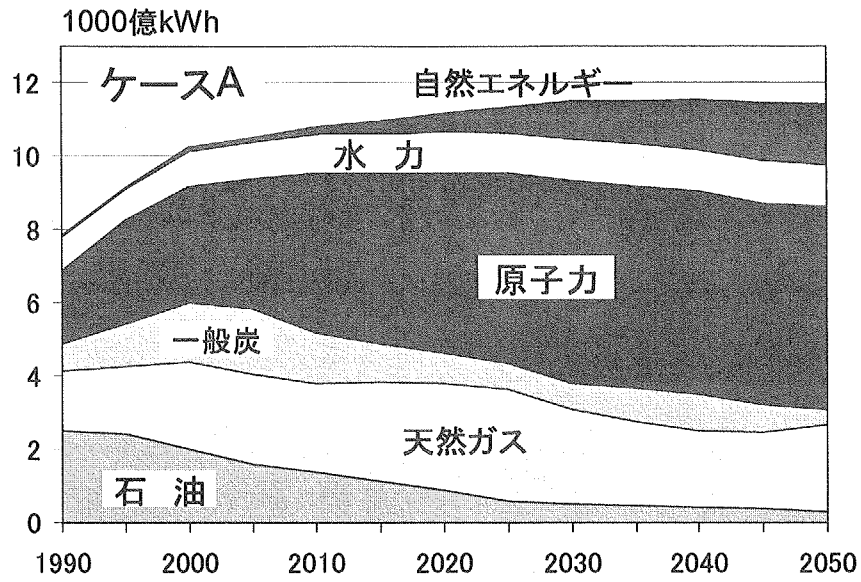
(注) 指数は2000年値を100とした場合の2050年値を示す。

付録2：各ケースにおけるエネルギー需給

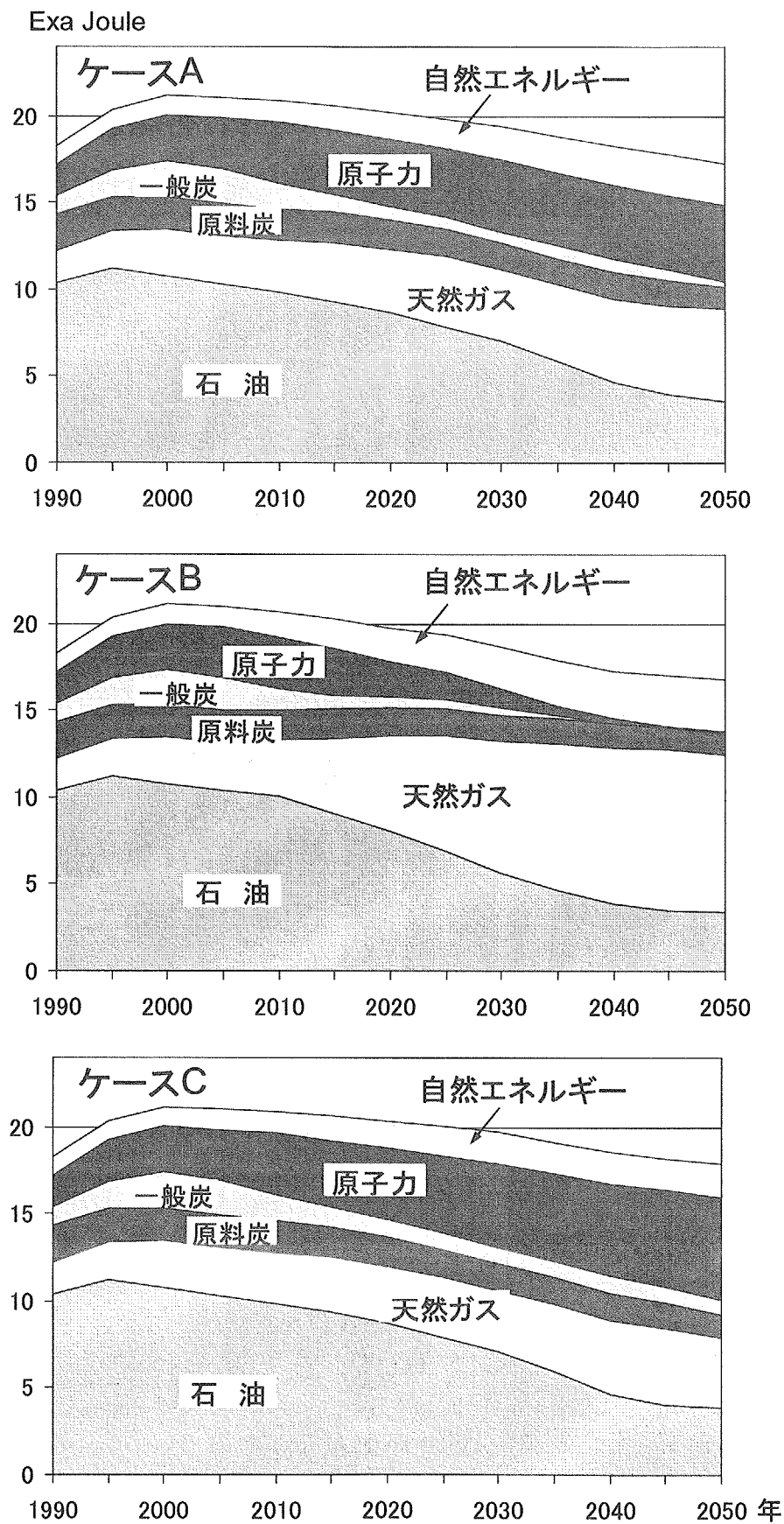
(1) 最終エネルギー消費量



(2) 発電電力量



(3) 一次エネルギー供給量



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	モル	mol
光度	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·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·m
工率, 放射束	ワット	W	J/s
電気量, 電荷	クーロン	C	A·s
電位, 電圧, 起電力	ボルト	V	W/A
静電容量	ファラド	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンズ	S	A/V
磁束	ウェーバ	Wb	V·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	°C	
光度	ルーメン	lm	cd·sr
照射度	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
線量当量	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
トン	t
電子ボルト	eV
原子質量単位	u

1 eV = 1.60218 × 10⁻¹⁹ J
 1 u = 1.66054 × 10⁻²⁷ kg

表4 SIと共に暫定的に維持される単位

名称	記号
オングストローム	Å
バール	b
ガリ	gal
キュリー	Ci
レントゲン	R
ラド	rad
レム	rem

1 Å = 0.1 nm = 10⁻¹⁰ m
 1 b = 100 fm² = 10⁻²⁸ m²
 1 bar = 0.1 MPa = 10⁵ Pa
 1 gal = 1 cm/s² = 10⁻² m/s²
 1 Ci = 3.7 × 10¹⁰ Bq
 1 R = 2.58 × 10⁻⁴ C/kg
 1 rad = 1 cGy = 10⁻² Gy
 1 rem = 1 cSv = 10⁻² Sv

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	μ
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, 1 eV および 1 u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。
- EC閣僚理事会指令では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

粘度 1 Pa·s (N·s/m²) = 10 P (ポアズ) (g/(cm·s))

動粘度 1 m²/s = 10⁴ St (ストークス) (cm²/s)

圧	MPa (=10 bar)	kgf/cm ²	atm	mmHg (Torr)	lbf/in ² (psi)
	1	10.1972	9.86923	7.50062 × 10 ³	145.038
力	0.0980665	1	0.967841	735.559	14.2233
	0.101325	1.03323	1	760	14.6959
	1.33322 × 10 ⁻⁴	1.35951 × 10 ⁻³	1.31579 × 10 ⁻³	1	1.93368 × 10 ⁻²
	6.89476 × 10 ⁻³	7.03070 × 10 ⁻²	6.80460 × 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 = 4.18605 J (計量法) = 4.184 J (熱化学) = 4.1855 J (15 °C) = 4.1868 J (国際蒸気表)
	1	0.101972	2.77778 × 10 ⁻⁷	0.238889	9.47813 × 10 ⁻⁴	0.737562	6.24150 × 10 ¹⁸	
	9.80665	1	2.72407 × 10 ⁻⁶	2.34270	9.29487 × 10 ⁻³	7.23301	6.12082 × 10 ¹⁹	
	3.6 × 10 ⁶	3.67098 × 10 ⁵	1	8.59999 × 10 ⁵	3412.13	2.65522 × 10 ⁶	2.24694 × 10 ²⁵	仕事率 1 PS (仏馬力) = 75 kgf·m/s = 735.499 W
	4.18605	0.426858	1.16279 × 10 ⁻⁶	1	3.96759 × 10 ⁻³	3.08747	2.61272 × 10 ¹⁹	
	1055.06	107.586	2.93072 × 10 ⁻⁴	252.042	1	778.172	6.58515 × 10 ²¹	
	1.35582	0.138255	3.76616 × 10 ⁻⁷	0.323890	1.28506 × 10 ⁻³	1	8.46233 × 10 ¹⁸	
	1.60218 × 10 ⁻¹⁹	1.63377 × 10 ⁻²⁰	4.45050 × 10 ⁻²⁶	3.82743 × 10 ⁻²⁰	1.51857 × 10 ⁻²²	1.18171 × 10 ⁻¹⁹	1	

放射能	Bq	Ci
	1	2.70270 × 10 ⁻¹¹
	3.7 × 10 ¹⁰	1

吸収線量	Gy	rad
	1	100
	0.01	1

照射線量	C/kg	R
	1	3876
	2.58 × 10 ⁻⁴	1

線量当量	Sv	rem
	1	100
	0.01	1

我が国の長期エネルギー需給シナリオに関する検討



古紙配合率100%
白色度70%の再生紙を使用しています