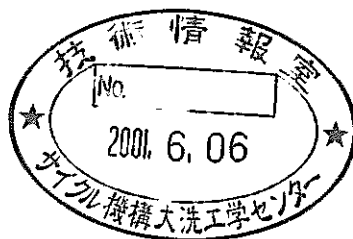


# FBR 導入シナリオの検討 (研究報告)

2000年12月



核燃料サイクル開発機構  
大洗工学センター

本資料の全部または一部を複写・複製・転載する場合は、下記にお問い合わせください。

〒319-1184 茨城県那珂郡東海村村松4番地49

核燃料サイクル開発機構

技術展開部 技術協力課

Inquires about copyright and reproduction should be addressed to:  
Technical Cooperation Section,  
Technology Management Division,  
Japan Nuclear Cycle Development Institute  
4-49 Muramatsu, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki, 319-1184,  
Japan

© 核燃料サイクル開発機構 (Japan Nuclear Cycle Development Institute)  
2000

## FBR 導入シナリオの検討 (研究報告)

小野清<sup>1)</sup>、小藤博英<sup>1)</sup>、大滝明<sup>1)</sup>、米澤重晃<sup>2)</sup>  
篠田佳彦<sup>1)</sup>、平尾和則<sup>1)</sup>、池上哲雄<sup>3)</sup>

### 要 旨

本研究は、「実用化戦略調査研究」の一環として<sup>4)</sup>、様々な条件が考えられる将来の多くのエネルギー需給シナリオから、高速炉(FBR)の導入促進に至るシナリオを取り出し、「将来、如何なる社会になり如何なる条件が整えば、どのような性能のFBRが導入され得るのか」について、その概要を検討し取りまとめたものである。

原子力の導入に影響を与える因子としては、「21世紀を通して堅調な一次エネルギー需要の伸び」や「CO<sub>2</sub>排出制約」などが挙げられる。一方、FBRの導入に影響を与える因子としては、「天然ウラン資源の枯渇」や「放射性廃棄物への懸念」などがある。

シナリオ構築にあたっては、主に経済性、環境負荷、エネルギー・セキュリティおよび天然ウラン資源制約の視点に着目した。経済性向上シナリオでは、CO<sub>2</sub>税等を考慮した場合、他電源に比べて原子力の経済性が相対的に向上し、FBRにおいても将来の軽水炉並の経済性が達成された場合、ベース電源やミドル電源として導入が進む可能性が示唆された。環境負荷低減シナリオでは、高レベル放射性廃棄物の処分場負荷低減や毒性低減を目指して、MAやFPをリサイクルし効率的に燃焼、変換できるFBRの導入が進むことが考えられる。エネルギー・セキュリティ確保シナリオでは、今後も大きなエネルギー需要が予測されるアジア地域に着目した場合、石油や天然ウラン等のエネルギー資源の域外依存度を減らす観点からFBRの導入が進む。天然ウラン資源制約シナリオでは、世界および日本国内、いずれの地域においても遅くとも21世紀中葉までにはFBRを導入する必要があることが分かった。

---

1) 大洗工学センター システム技術開発部 FBR サイクル解析グループ  
2) 同 再処理システムグループ (元 FBR サイクル解析グループ)  
3) 同 炉心・燃料システムグループ (元 FBR サイクル解析グループ)  
4) WBS 番号 III-1-C1

## Scenario Study on the FBR Deployment

Kiyoshi Ono <sup>1)</sup>, Hirohide Kofuji <sup>1)</sup>, Akira Otaki <sup>1)</sup>, Shigeaki Yonezawa <sup>2)</sup>,  
Yoshihiko Shinoda <sup>1)</sup>, Kazunori Hirao <sup>1)</sup>, Tetsuo Ikegami <sup>3)</sup>

### Abstract

This study on success scenarios for the Fast Breeder Reactor (FBR) deployment was performed taking account of future situation of fossil, renewable and nuclear energies in Japan as well as the world from the viewpoints of the following four items; economics, environment, energy security and restriction of natural uranium resources.

In the economics scenario, if carbon tax is added to generating cost of LNG, coal and oil and the economics of FBR cycle is competitive with LWR cycle in the future, FBR cycle will be expected to introduce as the middle and base load power plant. In the environment scenario, there is also any possibility that FBR cycle which can burn and transmute minor actinide and fission product elements will be introduced in order to reduce the burden of deposit facility and the toxicity of high-level waste. In the uranium resources restriction scenario, FBR cycle needs to be deployed at the latest in the middle of 21<sup>st</sup> century from the viewpoint of the restriction of natural uranium resources.

This study was carried out in a part of JNC's feasibility study on commercialized FBR cycle system.

---

1) FBR Cycle Analysis Group, System Engineering Technology Division, O-arai Engineering Center

2) Reprocessing System Engineering Group, SETD, OEC

3) Fuel and Core System Engineering Group, SETD, OEC

## 目 次

1. はじめに .....	1
2. 検討の視点と F B R 導入に結びつく影響因子 .....	1
2.1 検討の基本的な方向 .....	1
2.2 検討の視点 .....	1
2.3 原子力の導入に結びつく影響因子 .....	2
2.4 F B R の導入に結びつく影響因子 .....	3
3. F B R 導入シナリオの概要 .....	6
3.1 経済性向上シナリオ .....	6
3.2 環境負荷低減シナリオ .....	7
3.3 エネルギー・セキュリティ確保シナリオ (アジア・太平洋地域) ...	7
3.4 天然ウラン資源制約シナリオ (世界および国内) .....	8
3.5 参考文献 .....	9
4. F B R 導入シナリオの各論 .....	23
4.1 経済性向上シナリオ .....	23
4.1.1 シナリオの骨子 .....	23
4.1.2 評価項目 .....	23
4.1.3 将来のコスト動向予測のまとめ .....	34
4.1.4 F B R の持つポテンシャル .....	36
4.1.5 総括 .....	37
4.1.6 参考文献 .....	38
4.2 環境負荷低減シナリオ .....	55
4.2.1 シナリオの概要 .....	55

4.2.2 参考文献	58
4.3 エネルギー・セキュリティ確保シナリオ(アジア・太平洋地域)	61
4.3.1 日本にとってのアジア・太平洋地域のエネルギー・セキュリティ	61
4.3.2 エネルギー・セキュリティの重要性	61
4.3.3 アジア・太平洋地域の将来エネルギー需要予測	63
4.3.4 アジア・太平洋地域のFBR導入シナリオ	66
4.3.5 参考文献	69
4.4 天然ウラン資源制約シナリオ	88
4.4.1 シナリオの概要	88
4.4.2 世界規模の評価	88
4.4.3 日本の評価	91
4.4.4 天然ウラン資源制約シナリオについての考察	101
4.4.5 参考文献	102
4.5 その他シナリオ(小型FBR導入の可能性)	136
5. まとめ	137
6. おわりに	139
7. 謝辞	140

## 目 次

図 2.3.1	原子力の導入シナリオに結び付く影響因子	4
図 2.4.1	FBRの導入シナリオに結び付く影響因子	5
図 3.1.1	FBRの導入シナリオ	10
図 3.1.2	経済性向上シナリオの骨子	11
図 3.1.3	火力、原子力の発電コスト動向予測	12
図 3.2.1	環境負荷低減シナリオの骨子	13
図 3.2.2	環境負荷低減シナリオのイメージ	14
図 3.3.1	アジア・太平洋地域のエネルギー・セキュリティ確保シナリオ	15
図 3.3.2	アジア・太平洋地域の一次エネルギー需要の内訳	16
図 3.3.3	世界の原油、石炭、天然ガス、天然ウランの埋蔵量	17
図 3.3.4	発電設備容量の比較（世界対アジア・太平洋地域）	18
図 3.3.5	アジア・太平洋地域における天然ウラン累積需要量	18
図 3.4.1	世界の原子力発電設備容量の予測	19
図 3.4.2	天然ウラン累積需要量（B ケース）	19
図 3.4.3	天然ウラン資源制約シナリオ（国内）の骨子	20
図 3.4.4	日本の原子力発電設備容量の将来予測	21
図 3.4.5	日本の天然ウラン累積需要量	22
図 4.1.1	経済性向上シナリオの骨子	40
図 4.1.2	火力、原子力プラントの建設費の想定	41
図 4.1.3	各機関による燃料価格の想定	42
図 4.1.4	石油、LNGの需要と生産コスト	43
図 4.1.5	天然ウラン需要量とコスト区分	44
図 4.1.6	天然ウラン価格上昇率の想定	44
図 4.1.7	海水ウラン回収コストの評価事例	45
図 4.1.8	ウラン価格とFBR発電コスト	46
図 4.1.9	燃料への炭素税追加による発電コスト増分	47
図 4.1.10	炭素税の実状	48
図 4.1.11	電力の日負荷曲線例	49
図 4.1.12	プラント稼働率と発電コストの関係	50
図 4.1.13	各種電源の発電コスト動向予測	51

図 4.1.14	火力、原子力の発電コスト動向予測	52
図 4.2.1	環境負荷低減シナリオ	59
図 4.2.2	環境負荷低減シナリオのイメージ	60
図 4.3.1	検討対象としたアジア・太平洋地域	70
図 4.3.2	アジア地域および米国の一次エネルギー供給構造	71
図 4.3.3	アジア・太平洋地域の一次エネルギー需要の内訳(2000年)	73
図 4.3.4	アジア・太平洋地域の一次エネルギー需要の内訳(2100年)	73
図 4.3.5	世界とアジア地域の人口の予測	74
図 4.3.6	世界とアジア地域のGDPの予測	74
図 4.3.7	世界の原油確認可採埋蔵量	75
図 4.3.8	世界の石炭確認可採埋蔵量	75
図 4.3.9	世界の天然ガス確認可採埋蔵量	75
図 4.3.10	世界の天然U既知資源埋蔵量	75
図 4.3.11	アジア・太平洋地域の電力需要の予測(2000年時点)	76
図 4.3.12	アジア・太平洋地域の電力需要の予測(2100年時点)	76
図 4.3.13	世界のCO <sub>2</sub> 発生量	77
図 4.3.14	南アジアにおける一次エネルギー総消費	78
図 4.3.15	アジア中央計画経済における一次エネルギー総消費	78
図 4.3.16	東・東南アジアにおける一次エネルギー総消費	78
図 4.3.17	アジア太平洋OECDにおける一次エネルギー総消費	78
図 4.3.18	南アジアにおけるエネルギー輸出入バランス	79
図 4.3.19	アジア中央計画経済におけるエネルギー輸出入バランス	79
図 4.3.20	東・東南アジアにおけるエネルギー輸出入バランス	79
図 4.3.21	アジア太平洋OECDにおけるエネルギー輸出入バランス	79
図 4.3.22	南アジアにおける発電電力量	80
図 4.3.23	アジア中央計画経済における発電電力量	80
図 4.3.24	東・東南アジアにおける発電電力量	80
図 4.3.25	アジア太平洋OECDにおける発電電力量	80
図 4.3.26	発電設備容量の比較(世界対アジア・太平洋地域)	81
図 4.3.27	アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量(WEC-B:フランス)	84
図 4.3.28	アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量(WEC-C2:フランス)	84
図 4.3.29	アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量(WEC-B:FBR, 3年)	85



図 4.3.30	アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量 (WEC-C2:FBR, 3年)	85
図 4.3.31	アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量 (WEC-B:FBR, 6年)	86
図 4.3.32	アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量 (WEC-C2:FBR, 6年)	86
図 4.3.33	アジア・太平洋地域の天然ウラン累積需要量	87
図 4.4.1	天然ウラン資源制約シナリオのイメージフロー	103
図 4.4.2	世界のウラン需給バランスの実績	105
図 4.4.3	世界の原子力発電電力量	108
図 4.4.4	世界の原子力発電設備容量	108
図 4.4.5	世界の天然ウラン累積需要量 (軽水炉ワンススルー)	109
図 4.4.6	FBR導入規模 (Bケース)	113
図 4.4.7	天然ウラン累積需要量 (Bケース)	113
図 4.4.8	FBR導入規模 (C2ケース)	114
図 4.4.9	天然ウラン累積需要量 (C2ケース)	114
図 4.4.10	原子力発電設備容量の推定手順	115
図 4.4.11	経済成長率に基づく1次エネルギー供給量の超長期予測	116
図 4.4.12	国民1人当りのGDPの実績と想定条件	116
図 4.4.13	日本の総人口の実績と将来見通し	117
図 4.4.14	国民1人当りのGDPに基づく1次エネルギー供給量の超長期予測	117
図 4.4.15	国民1人当りの1次エネルギーの供給実績と想定条件	118
図 4.4.16	国民1人当りの1次エネルギー供給量伸び率に基づく超長期予測	118
図 4.4.17	生産性原単位の実績と想定条件	119
図 4.4.18	生産年齢人口の実績と将来見通し	119
図 4.4.19	生産性原単位に基づくGDPの超長期予測	120
図 4.4.20	生産性原単位に基づく1次エネルギー供給量の超長期予測	120
図 4.4.21	各推計手法による1次エネルギー供給の予測結果	121
図 4.4.22	原子力発電設備容量の推定手順と関連データ	122
図 4.4.23	電力化率の実績と予測例	123
図 4.4.24	発電部門のCO <sub>2</sub> 排出抑制目標の想定条件	123
図 4.4.25	水力発電の想定条件	124
図 4.4.26	再生可能エネルギーの導入規模に係る想定条件	124
図 4.4.27	火力発電の平均発電効率の想定条件	125
図 4.4.28	火力発電の燃料別CO <sub>2</sub> 排出原単位 (CO <sub>2</sub> 回収火力無し)	126

図 4. 4. 29	燃料別CO <sub>2</sub> 排出原単位 (2020 年以降CO <sub>2</sub> 回収火力導入) .	126
図 4. 4. 30	原子力発電設備容量の推定結果と評価条件.....	127
図 4. 4. 31	原子力発電設備容量の JNC 評価条件と既往研究例.....	128
図 4. 4. 32	世界の原子力発電累積電力量に占める日本の割合.....	128
図 4. 4. 33	天然ウラン累積需要量の推移.....	130
図 4. 4. 34	軽水炉および高速炉の再処理量.....	131
図 4. 4. 35	軽水炉および高速炉の燃料製造量.....	132
図 4. 4. 36	FBR 導入炉型の内訳 .....	133
図 4. 4. 37	FBR 導入開始時期をパラメータ化した場合の天然ウラン累積需要量	135

## 表 目 次

表 4. 1. 1	他機関の発電コスト評価例.....	24
表 4. 1. 2	現状発電コスト試算の主な前提と結果.....	25
表 4. 1. 3	火力発電燃料収支、熱効率の算出.....	26
表 4. 1. 4	発電コストの将来動向予測.....	27
表 4. 1. 5	化石燃料価格上昇率の設定.....	28
表 4. 1. 6	天然ウラン資源量と生産コスト.....	29
表 4. 1. 7	各種モデル計算による炭素税額の動向.....	31
表 4. 1. 8	各種モデルによるCO <sub>2</sub> 排出権取引額.....	33
表 4. 1. 9	原子力部会におけるCO <sub>2</sub> 対策費試算.....	33
表 4. 1. 10	各種新エネルギーの現状発電コスト及び将来動向予測.....	35
表 4. 1. 11	コスト将来動向予測において考慮した項目.....	36
表 4. 2. 1	等価フィッサイル係数.....	56
表 4. 3. 1	世界とアジア・太平洋地域のサイクル諸量計算の前提条件比較.....	82
表 4. 3. 2	炉特性データ一覧表.....	83
表 4. 4. 1	世界の原子力発電設備容量及び基数.....	104
表 4. 4. 2	天然ウラン資源量予測の変遷.....	106
表 4. 4. 3	IIASA/WEC 1998 年報告書のエネルギー需給シナリオ.....	107
表 4. 4. 4	世界規模の天然ウラン累積需要量の計算条件.....	110
表 4. 4. 5	炉特性データ一覧表.....	111
表 4. 4. 6	原子力発電設備容量の推定条件（一例）.....	127
表 4. 4. 7	天然ウラン累積需要量の評価条件と計算結果の概略.....	129
表 4. 4. 8	FBR 導入時期をパラメータとする天然ウラン累積需要量の条件と結果.....	134
表 4. 5. 1	小型 FBR の社会的ニーズ.....	136

## 1. はじめに

本報告書は、様々な条件が考えられる将来の多くのエネルギー需給シナリオから、FBR（高速増殖炉）の導入促進に至るシナリオを取り出し、「将来、如何なる社会になり如何なる条件が整えば、どのような性能のFBRが導入され得るのか」について、その概要を明らかにすることを目的としている。

今後、サイクル機構が実施している「FBR実用化戦略調査研究」の一環として、「さらなる社会条件の検討」及び「FBRサイクルの設計」を通じて、より現実的な「実用化シナリオ（複数のFBR実用化像とそのR&D計画）」の構築につなげていく。

第2章では、まず、シナリオ検討における基本的な考え方と視点および原子力やFBR導入に結びつく影響因子を整理した。第3章では、第2章で整理した代表的な4つの視点から構築したFBR導入シナリオの概要を紹介し、第4章ではその詳細な各論についてまとめた。全体のまとめを第5章に示す。

## 2. 検討の視点とFBR導入に結びつく影響因子

### 2.1 検討の基本的な方向

FBR導入シナリオの策定にあたっては、次節に挙げる5つの視点から各々独立にFBR導入につながる将来社会の各種条件を明確化することに努めた。実際には各視点から考えるシナリオが複雑に絡み合っ、将来のFBR導入につながるものが十分予想されるが、本検討ではそこまでは踏み込まなかった。複合的なシナリオの構築は「FBR実用化戦略調査研究」の一環として今後の検討課題とする。

また、検討においては世界的な視点と国内的な視点、および原子力全体の導入に結びつくシナリオとFBR導入に結びつくシナリオとを明確に区別することに留意して進めた。

### 2.2 検討の視点

FBR導入シナリオの構築にあたっては、以下の視点から検討を進めた。

- 経済性
- 環境

- エネルギー・セキュリティ
- プルトニウム利用形態
- その他

「経済性」は純粹に発電コストの視点から検討を行う。「環境」は環境に与える負荷を低減するという意味から主にCO<sub>2</sub>と放射性廃棄物を評価の対象として取り入れた。「エネルギー・セキュリティ」ではエネルギー資源の対外依存度や資源枯渇の観点を、「プルトニウム利用形態」ではプルトニウム利用の柔軟性等の観点からの評価を行う。「その他」ではそれ以外の安全性、核不拡散性、パブリック・アクセプタンスの視点が含まれる。

### 2.3 原子力の導入に結び付く影響因子

原子力の導入に影響を与える因子を、上記の視点を中心に整理したものを図 2.3.1 に示す。影響の大きな因子としては、以下が挙げられる。

- 21 世紀を通して堅調な一次エネルギー需要の伸び → エネルギー資源のベストミックス化
- CO<sub>2</sub>排出制約 → 低CO<sub>2</sub>排出エネルギー源への傾斜

世界的な視野から見た場合、一次エネルギーおよび電力の需要は開発途上国を中心に今後も順調に伸びることが予想される。エネルギー需要の増加は、各国に、限りある資源の有効利用の必要性を認識させると共に、国が発展するにつれ偏った資源への過度な依存はセキュリティの面から危険性が高くなることを自覚させる。必然的に資源利用のベストミックス化が進む。さらに、CO<sub>2</sub>の排出規制は石油などの化石資源からの脱却を促し、原子力や再生可能エネルギーの利用へと傾斜させるシナリオが描ける。

国内的な視野から見た場合、途上国と異なりエネルギー需要の大きな伸びは予想できないものの、ほとんど資源を持たない日本にとって、エネルギー資源の多様化（ベストミックス）の流れは今後も重要なものとなる。エネルギー需要の伸びが小さい一方で、輸送部門でのCO<sub>2</sub>排出規制などにより最終エネルギーにおける電力利用が進む社会が想定される。堅調に増加する電力需要に対して、原子力は当面、ベース負荷へ対応する主力電源としてその役

割を担う一方、CO<sub>2</sub>の排出規制は火力発電の経済性を相対的に低下させ、従来火力が担っていたミドル負荷への原子力の拡大利用の可能性を示唆する。

## 2.4 FBRの導入に結びつく影響因子

FBRの導入に影響を与える因子を図 2.4.1 に示す。影響の大きな因子としては、以下が挙げられる。

- 21 世紀を通して堅調な一次エネルギー需要および原子力利用の伸び→天然ウラン資源の枯渇
- 放射性廃棄物制約 → 放射性廃棄物の低排出システムへの傾斜

世界的な視野から見た場合、堅調な一次エネルギー需要の伸びやCO<sub>2</sub>問題を背景とした原子力利用の伸びは、天然ウランの枯渇問題に直接結びつく。資源制約からの解放を担ったFBRの導入は必然となる。この場合、FBRの経済性はLWR（軽水炉）とほぼ同等となることが必要条件である。

国内的な視野からは、エネルギー・セキュリティの重要な側面の一つである「エネルギー資源の国産化」の機運が高まった場合、FBRの導入が有望となる。エネルギー・セキュリティ問題はLWRの経済性を相対的に低下させ、FBRの経済的な競争力が生じた時点でFBRが導入される。さらに、セキュリティ問題は、原油や天然ガス等の燃料費の上昇や備蓄費用の上昇など、火力発電の経済性も低下させることも予測され、ミドル電源領域へFBR（負荷追従性の高いことが要求される）の適用拡大の可能性も示唆する。

また、放射性廃棄物の総排出量や潜在的毒性に対する規制が厳しくなった場合、LWRサイクルから発生するTRU（超ウラン元素）やFP（核分裂生成物）等の放射性核種を効率的に利用、変換できるFBRの導入が有望となる。放射性廃棄物の削減を狙った場合、FBRの経済性は低下すると予想されるが、その場合でもFBRはある程度の経済的な競争力を有していることが導入の前提となる。

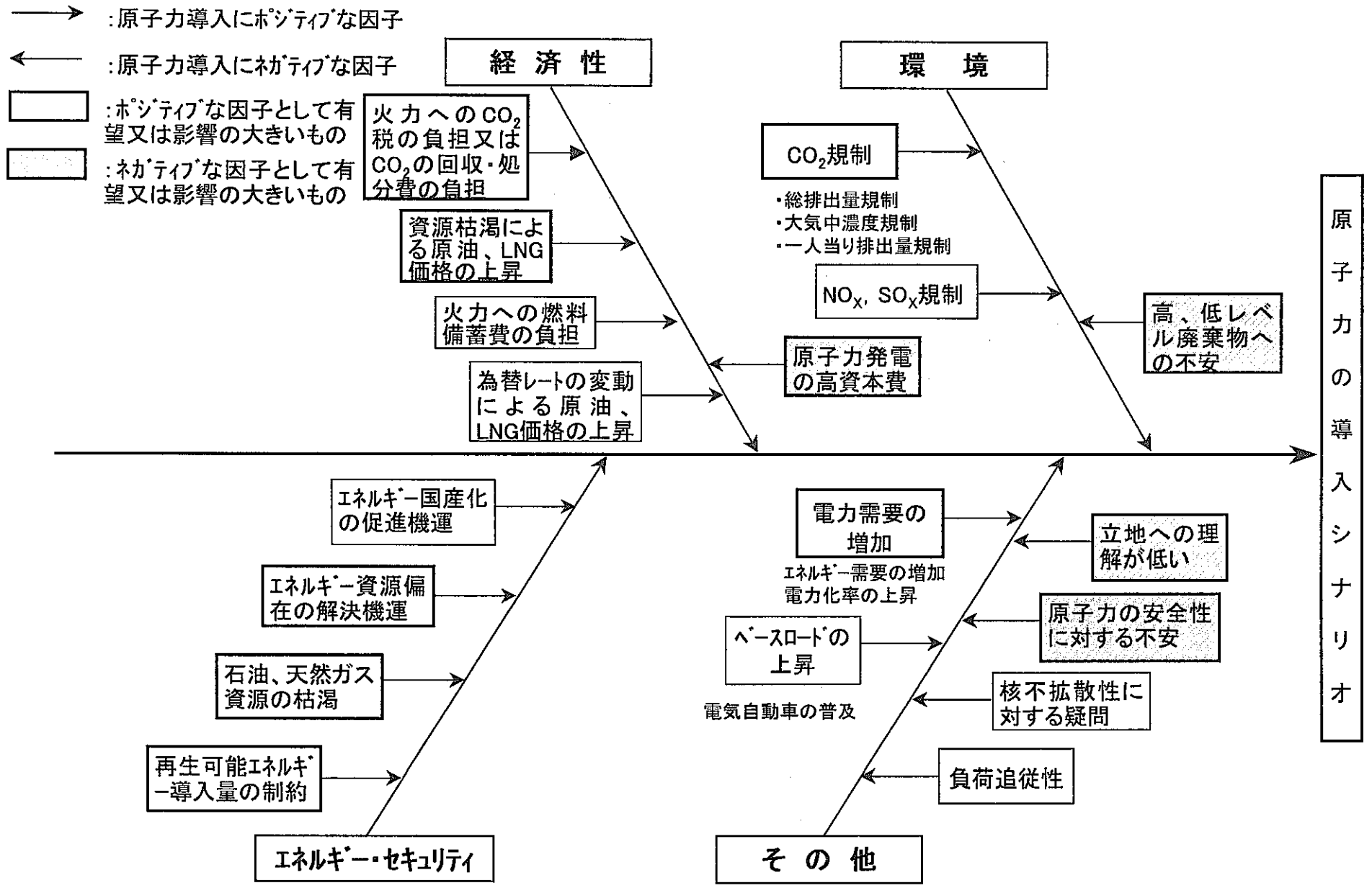


図2.3.1 原子力の導入シナリオに結び付く影響因子

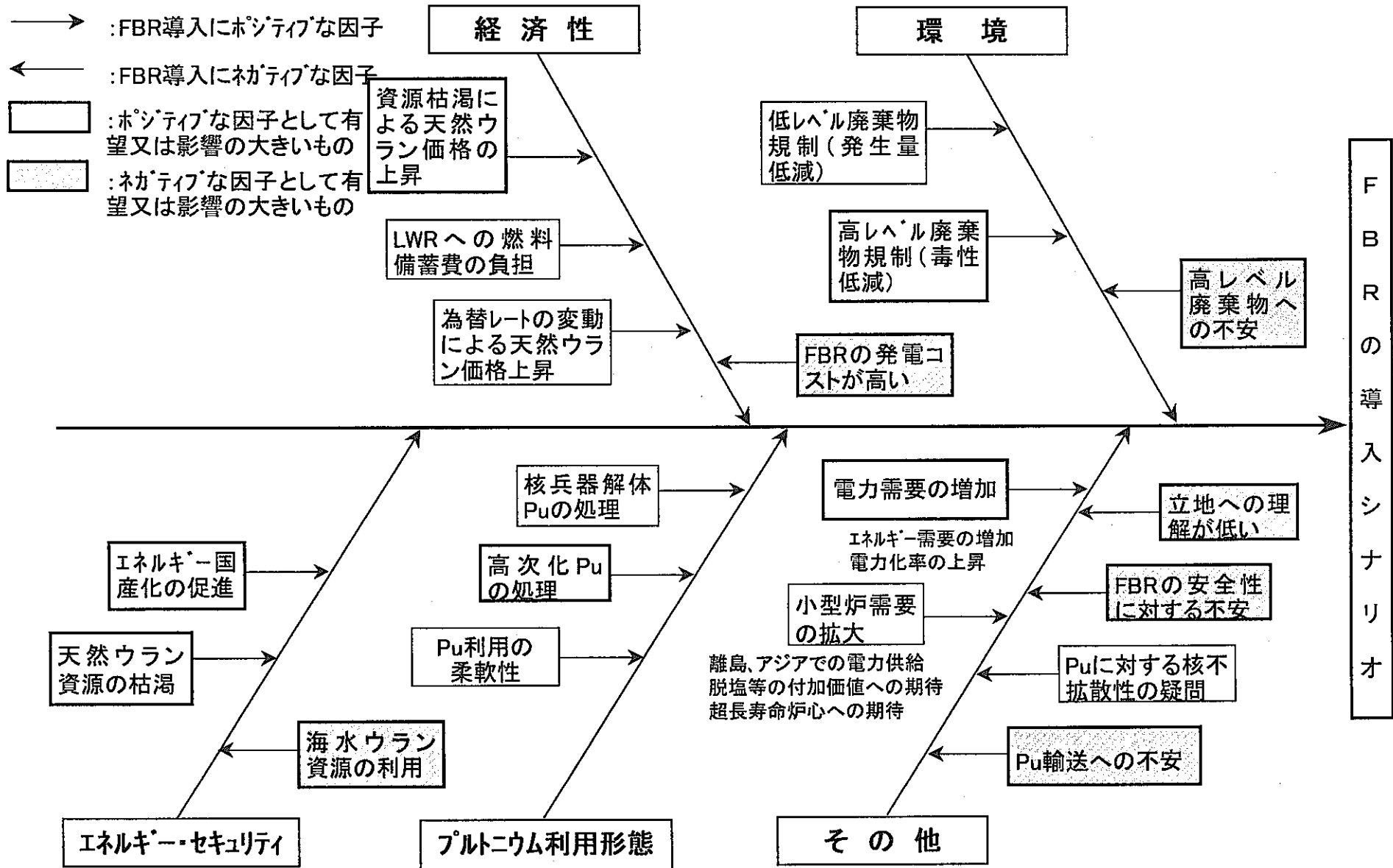


図2.4.1 FBRの導入シナリオに結び付く影響因子



### 3. FBR導入シナリオの概要

代表的な4つのFBR導入シナリオの概要を図3.1.1にまとめる。シナリオは大きく次の4つにまとめた。各シナリオについて特に優先順位はなく順不同である。

- －経済性向上シナリオ
- －環境負荷低減シナリオ
- －エネルギー・セキュリティ確保シナリオ
- －天然ウラン資源制約シナリオ

#### 3.1 経済性向上シナリオ

経済性向上シナリオの概要を図3.1.2に示す。ベース電源として他の電源に比べ経済性が相対的に向上しFBRが導入されるシナリオとさらに経済性が向上しミドル電源としても原子力さらにはFBRが経済的に他電源と競合するシナリオが考えられる。

今後、国内の一次エネルギー需要の伸びは鈍化していくものの、輸送部門におけるCO<sub>2</sub>対策として電気自動車の導入など、電力需要は堅調に増加するなかで、電力供給において原子力が今後ともLNG火力や石炭火力とともにベース電源としての役割を担う場合を想定する。21世紀を通じて「1990年総排出量レベル（約0.3Gt-C/年）」などでCO<sub>2</sub>が規制された場合、火力発電へのCO<sub>2</sub>対策（CO<sub>2</sub>税の課税またはCO<sub>2</sub>の分離・回収・処分費用の負担）が必要となる。図3.1.3に示す様に、他電源との比較から原子力（LWR）の建設費は20万円/kWe程度を達成することを目標としているが、CO<sub>2</sub>対策として炭素税\$ 100/t-Cの課税を想定した場合、火力は発電コストにして1～2円程度増加すると予想され、原子力（LWR）の経済的な優位性はさらに高くなる。

一方、FBRがLWRに対して経済的に競合していくためには、経済性向上に向けた具体的な技術開発を進めていく必要がある。将来のウラン価格の上昇を考慮してFBRの経済性の目標値として、実用化戦略調査研究では以下のような組み合わせを提案している。<sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup>（図3.1.3参照）

< F B R 経済性目標の組み合わせ (一例) >

- 建設単価 : 20 万 (円/kWe)
- 燃料加工単価 : 16 万 (円/kg 重金属)
- 再処理単価 : 27 万 (円/kg 重金属)
- 燃焼度 : 15 万 (MWd/t)

ミドル電源シナリオは、稼働率が低いミドル電源領域において従来経済的に競争力のない原子力が、火力へのCO<sub>2</sub>対策により競争力が相対的に増し、原子力やF B Rの導入につながることを想定したものである。

### 3.2 環境負荷低減シナリオ

環境負荷低減シナリオの概要を図 3.2.1 に示す。LWRによるプルトニウム利用 (プルサーマル) の拡大に伴い蓄積されている高次プルトニウムを燃料として利用する原子炉としてF B Rを導入することが考えられる。

また、将来社会において、高レベル廃棄物 (ガラス固化体) の潜在的毒性の減少に積極的に取り組むため、プルトニウムばかりでなくアメリシウムなどのTRU (超ウラン) 核種及び長寿命の核分裂生成物 (FP) をF B Rにて核変換するシナリオが考えられる。(図 3.2.2 参照)

### 3.3 エネルギー・セキュリティ確保シナリオ (アジア・太平洋地域)

アジア・太平洋地域におけるエネルギー・セキュリティ確保シナリオの概要を図 3.3.1 に示す。1998 年の世界エネルギー会議で報告された 2100 年までのエネルギー需給ケース<sup>(3)</sup>の中で、最も現実的とされているBケースに基づいたアジア・太平洋地域のエネルギー需給予測は、以下の通りである。

アジア・太平洋地域では今後も開発途上国を中心に堅調な一次エネルギー需要及びエネルギー需要の電力化が見込まれる。図 3.3.2 に示す様に一次エネルギー需要量は2100年時点で現在の約5倍、電力需要は約9倍に増加する。

アジア・太平洋地域の資源埋蔵量を図 3.3.3 にまとめる。石油と天然ガスが世界の5%、石炭と天然ウランが同25~30%存在するが、人口は世界の60%を占めている。従って、資源の域外依存度、特に石油の中東依存度 (現在50%程度) を下げるために、原子力および再生可能エネルギーへの依存度が増大することが予想される。

中国やインドなどを中心に原子力の導入が進み、原子力は2100年で一次エネルギーの1/4、電力需要の1/2を占めるようになる。これを受けて、さらに天然ウラン資源の域外依存度を減らすため、増殖性能を持ったFBRの導入が進むことが考えられる。図3.3.4に世界とアジア・太平洋地域の原子力発電設備容量の比較を、図3.3.5にフランスの場合の天然ウラン累積需要量を示す。参考までに原子力の伸びの小さいC2ケースも載せる。BケースとC2ケースともに、2070年前後にはアジア・太平洋地域が保有する究極のウラン資源量を超える。このため、21世紀中葉までには、エネルギーセキュリティを確保するためにアジア・太平洋地域においてFBRの導入が望まれる。CO<sub>2</sub>制約を考慮すると、さらに脱化石燃料が進むシナリオが描ける。

### 3.4 天然ウラン資源制約シナリオ(世界および国内)

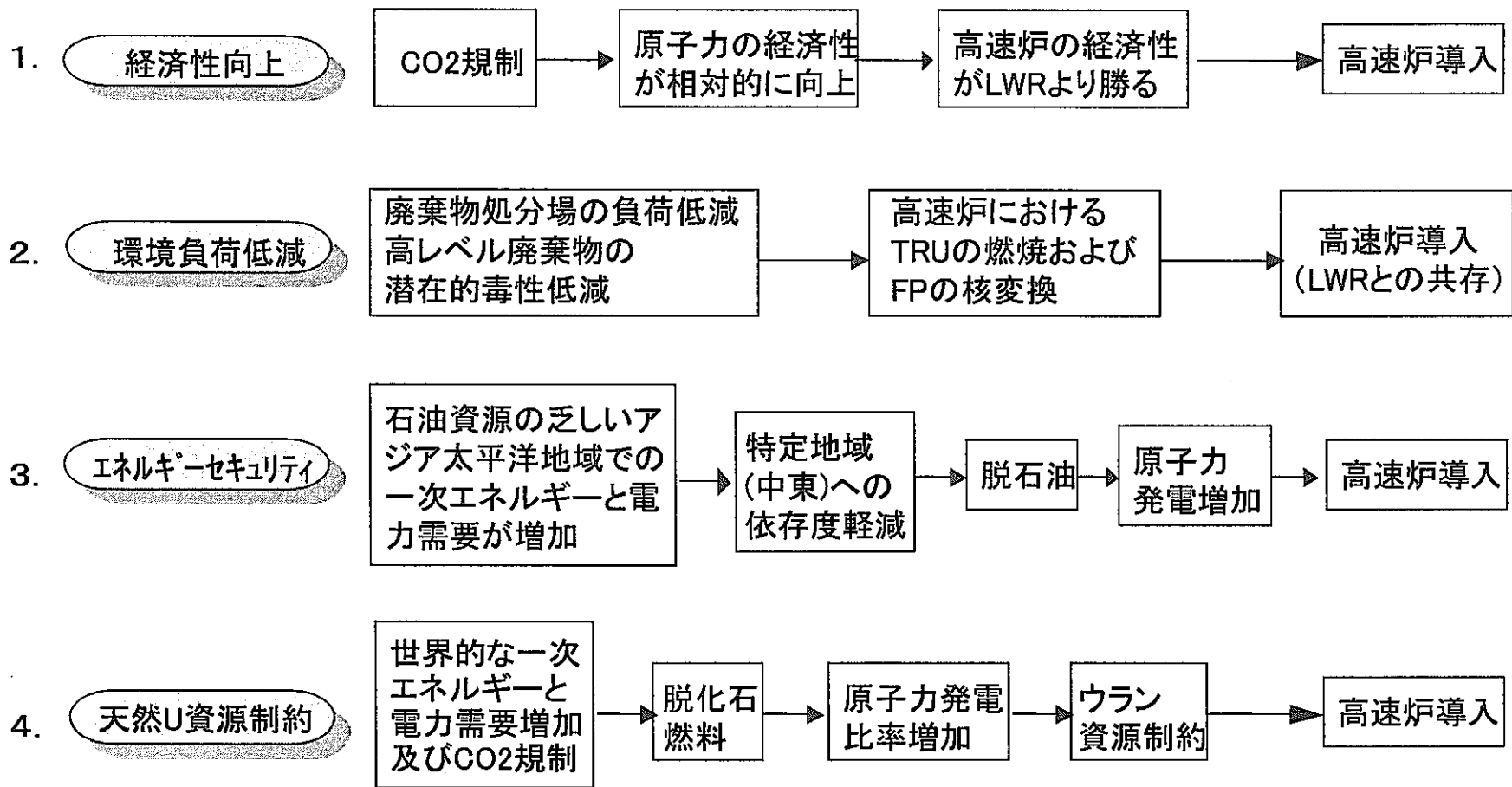
前出の世界エネルギー会議の試算によれば、もっとも現実的なケース(ケースB)においては、世界的に堅調な一次エネルギー需要の増加が見込まれ、化石燃料から非化石燃料へのシフトが進むため、原子力発電は2100年時点でおおよそ6,000GWeの導入が必要と予想されている。図3.4.1に世界エネルギー会議で提案された6ケースの原子力発電設備容量の将来予測をまとめる。

図3.4.2にケースBを前提条件として天然ウラン累積需要量を試算した結果を示す。LWR主体の原子力発電体系(即ちフランス)が継続した場合、2030年頃に世界のウラン既知資源量(430万トンU)<sup>(4)</sup>を超え、2070年頃には究極資源量(1,630万トンU)<sup>(4)</sup>も超えることが予想される。こうしたウラン資源の枯渇を回避するためFBRを2030年から導入した場合、図3.4.2に示す様に天然ウラン累積需要量は究極資源量を下回ることが出来る。

国内における天然ウラン資源制約シナリオの概要を図3.4.3に示す。我が国においては、図3.4.4に示すような予想される3つの原子力発電設備容量(2100年時点で高位200GWe、中位120GWe、低位70GWe)に対して、国内の天然ウラン累積需要量を世界の究極資源量の5%(約82万tU)に抑えると想定した場合、FBRは遅くとも21世紀中葉までには導入する必要がある。図3.4.5に中位および低位ケースにおいてFBRを2040年から本格的に導入した場合の天然ウラン累積需要量を示す。国内で利用できる天然ウランの限界量は、世界エネルギー会議(1998)の予測を基に、21世紀後半までの世界の原子力発電の累積発電量に対する日本の割合が約5%であることに基づいた。

### 3.5 参考文献

- (1) JNC TY1400 2000-003 高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究(フェーズ I) 中間報告書、サイクル機構、日本原子力発電株式会社、2000 年
- (2) JNC TY1400 2000-004 高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究(フェーズ I) 中間報告書[詳細編]、サイクル機構、日本原子力発電株式会社、2000 年
- (3) 「Global Energy Perspectives」, IIASA/WEC, 1998 年
- (4) 「URANIUM 1997 Resources, Production and Demand」, OECD/NEA and IAEA, 1997 年



※ いずれのシナリオでも  
軽水炉並みの経済性が基本

図3.1.1 FBRの導入シナリオ

<ベース電源シナリオ>

稼働率80%以上のベースロード電源としての経済性比較

火力、原子力、水力  
再生可能エネルギー

LWR、LNG  
石炭優位

LWR優位

FBR優位

各電源の  
性能向上

CO2税、  
CO2排出規制等

FBR経済性向上  
ウラン価格の上昇

<ミドル電源シナリオ>

稼働率の低いミドル電源領域での経済性比較

火力優位

LWR優位

FBR優位

CO2対策により、稼働率が低いミドル電源領域における原子力の競争力が増す

FBRの日負荷追従が可能な場合

ベース電源:FBR  
ミドル電源:LWR

図3.1.2 経済性向上シナリオの骨子

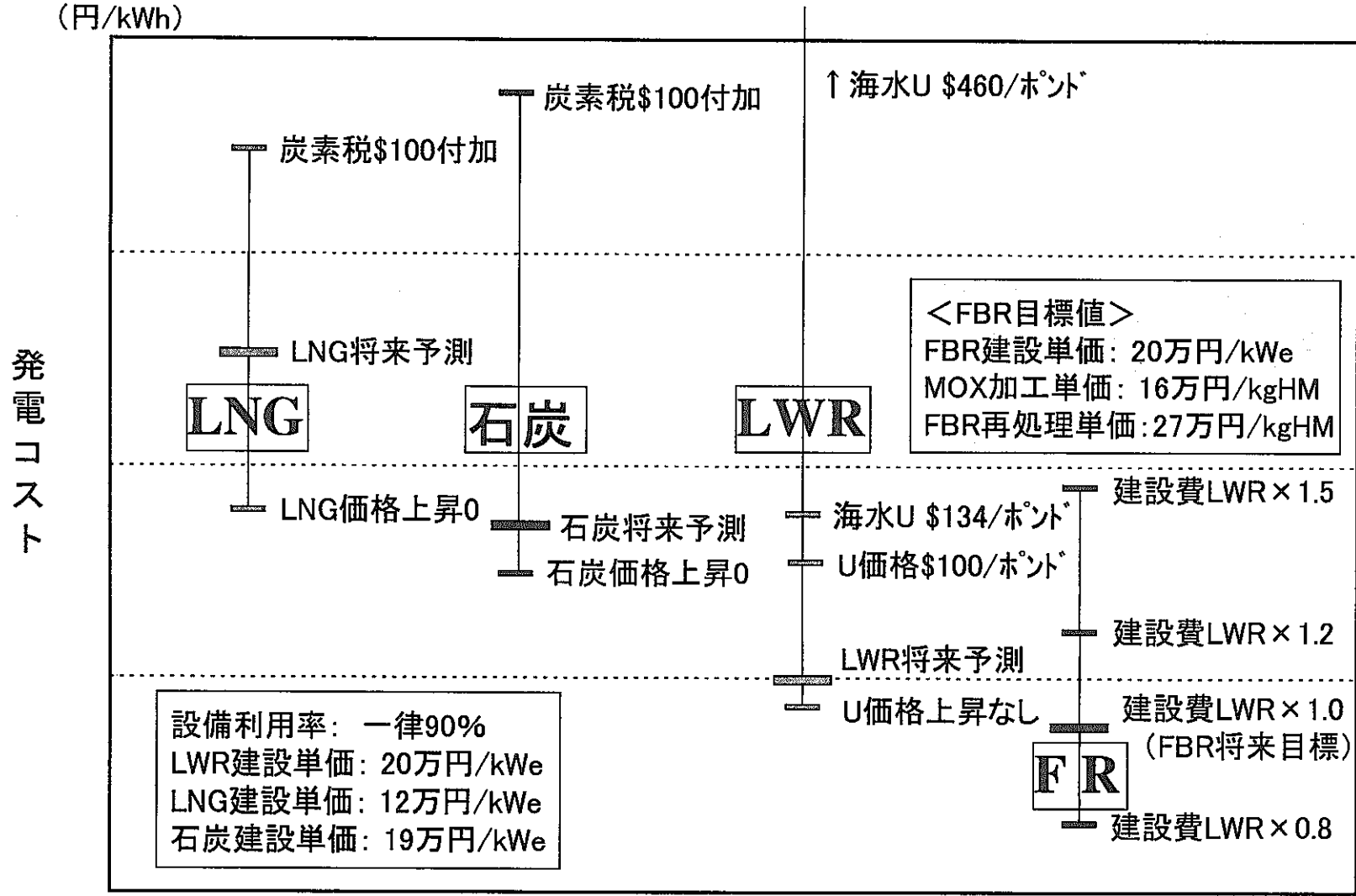
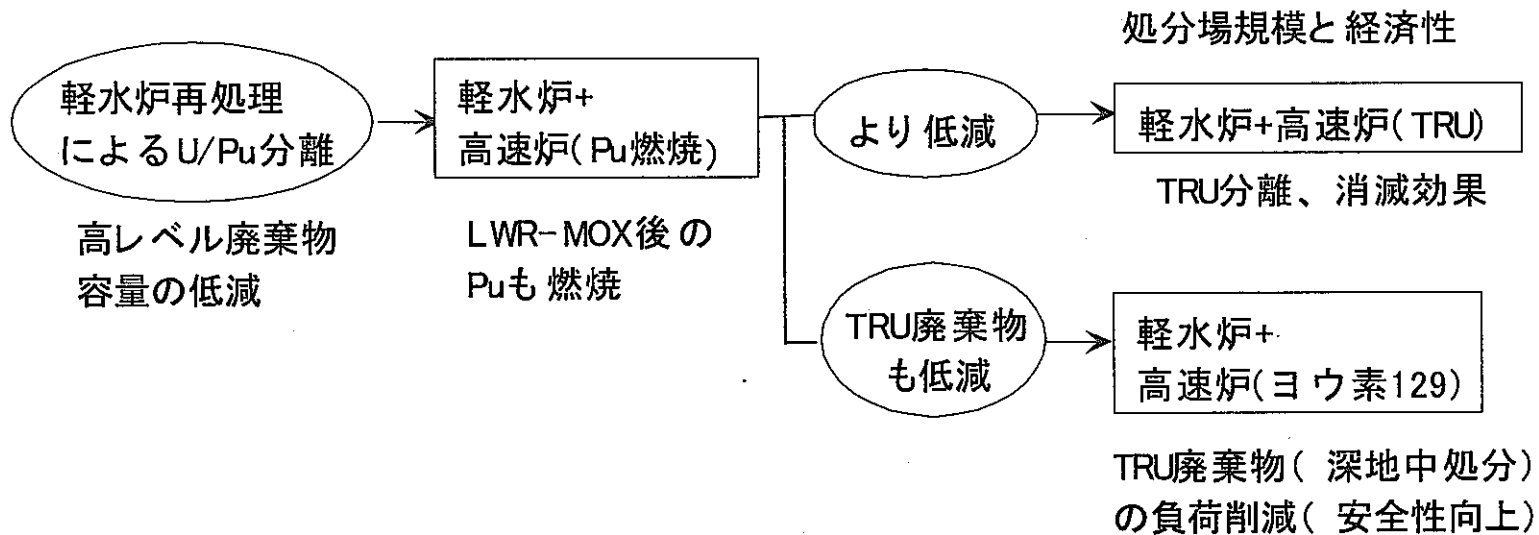


図3.1.3 火力、原子力の発電コスト動向予測

<廃棄物処分場負荷低減シナリオ>



<潜在的毒性低減シナリオ>

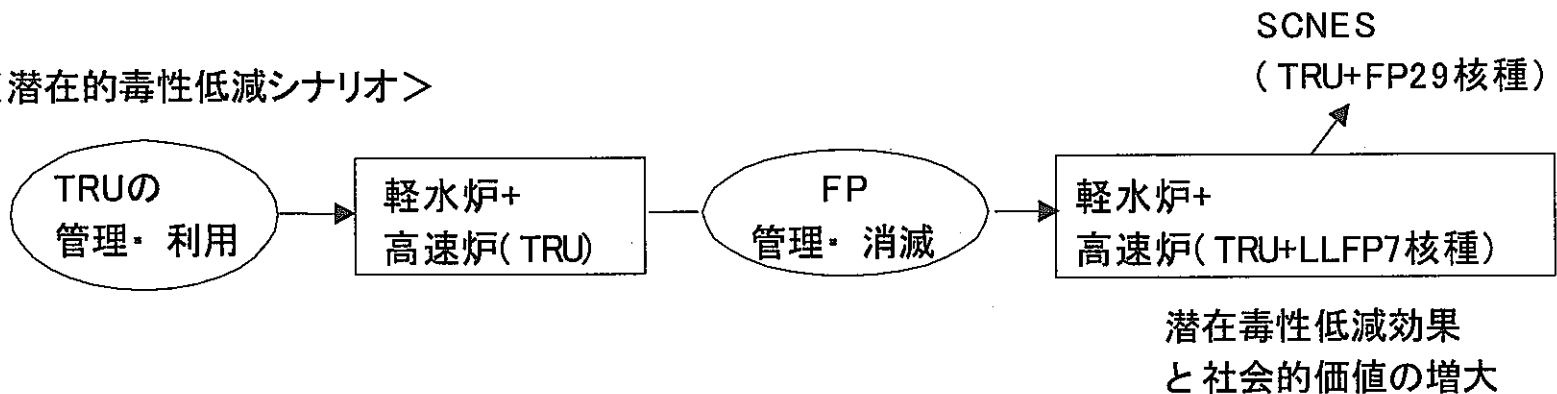


図3.2.1 環境負荷低減シナリオの骨子



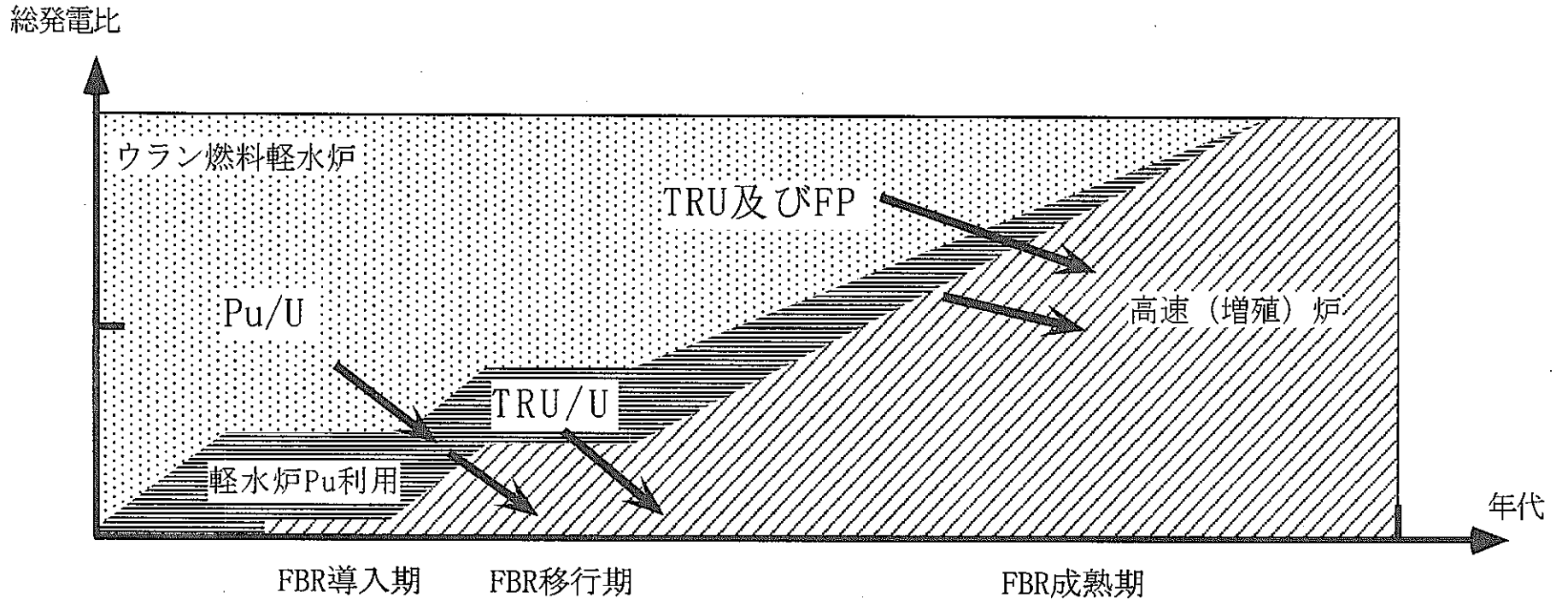


図3.2.2 環境負荷低減シナリオのイメージ

<現在>

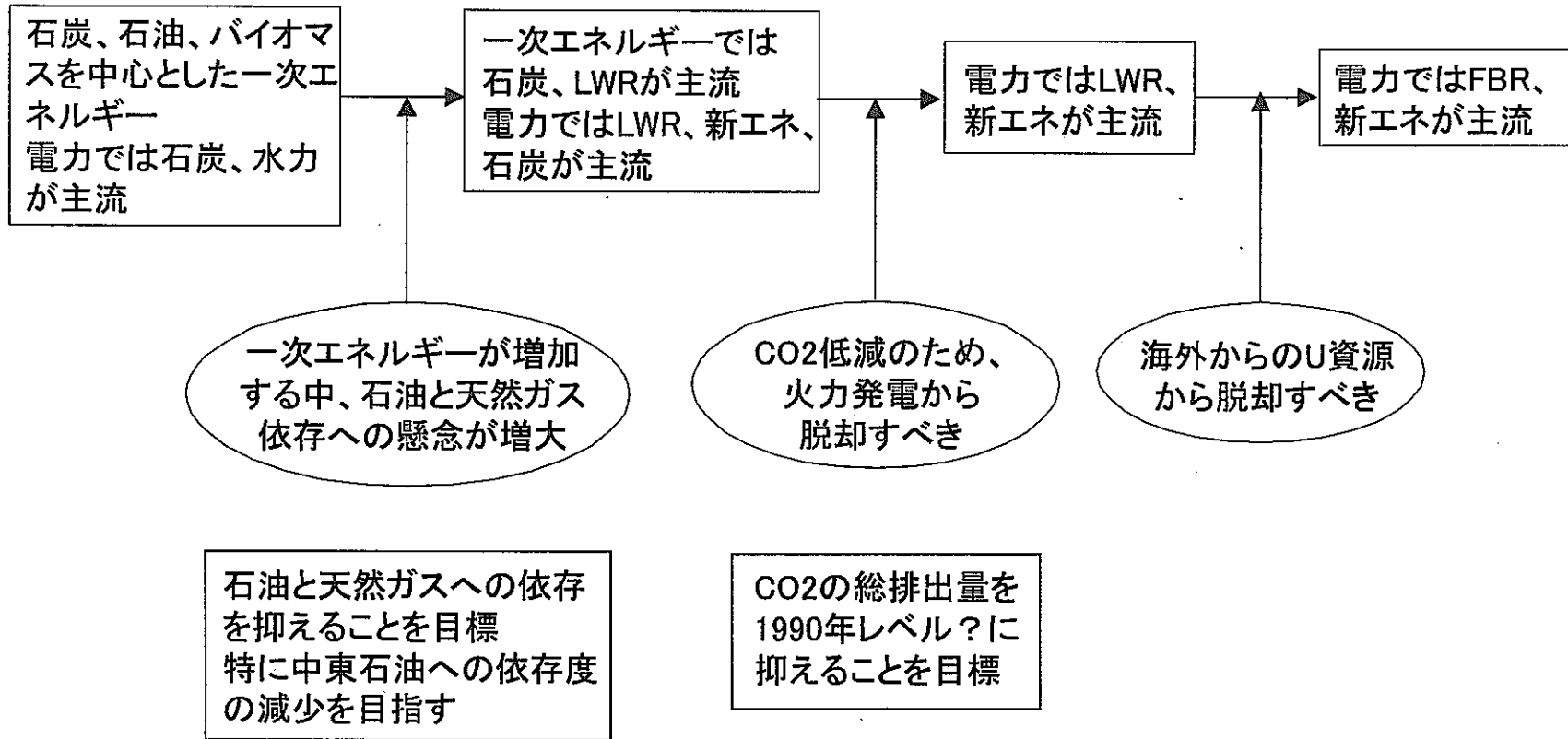


図3.3.1 アジア・太平洋地域のエネルギー・セキュリティ確保シナリオ

世界エネルギー会議のシナリオBより  
 (アジア・太平洋地域とは、アフガニスタン、パキスタン以東の  
 アジア地域およびニュージーランド、オーストラリアの太平洋地域)

toe: 石油換算トン (1toe = 1 × 10<sup>7</sup>kcal)

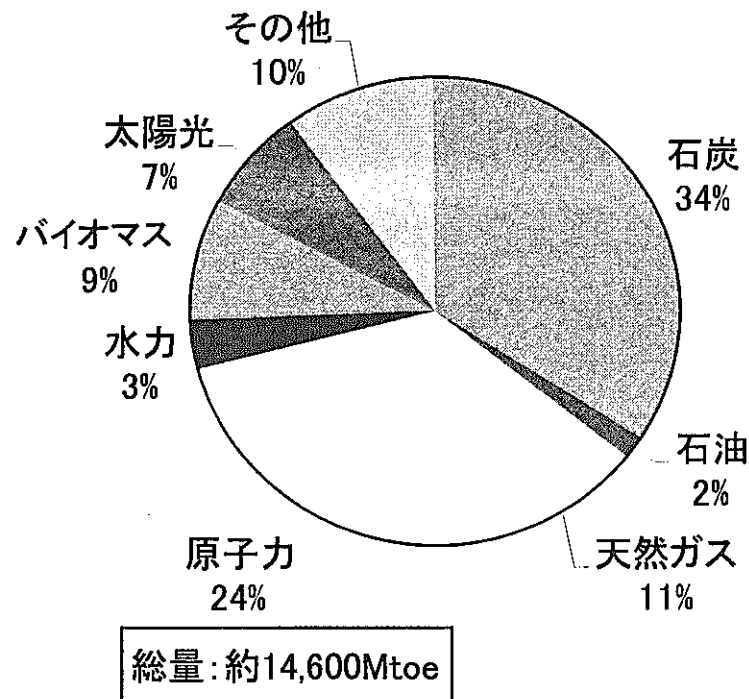
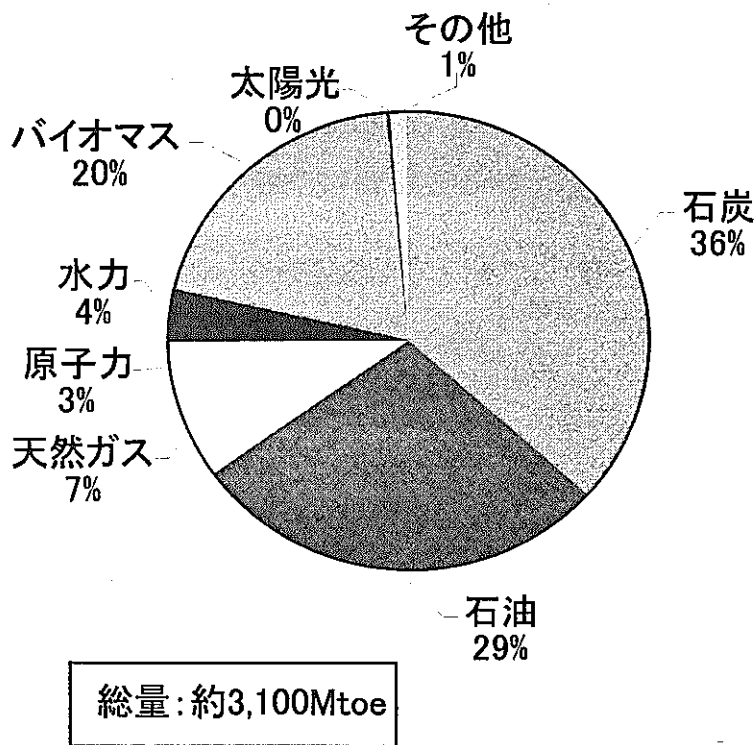
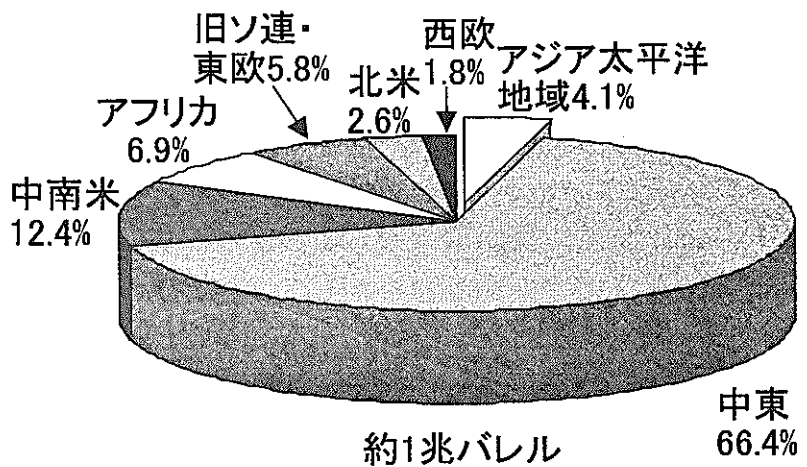


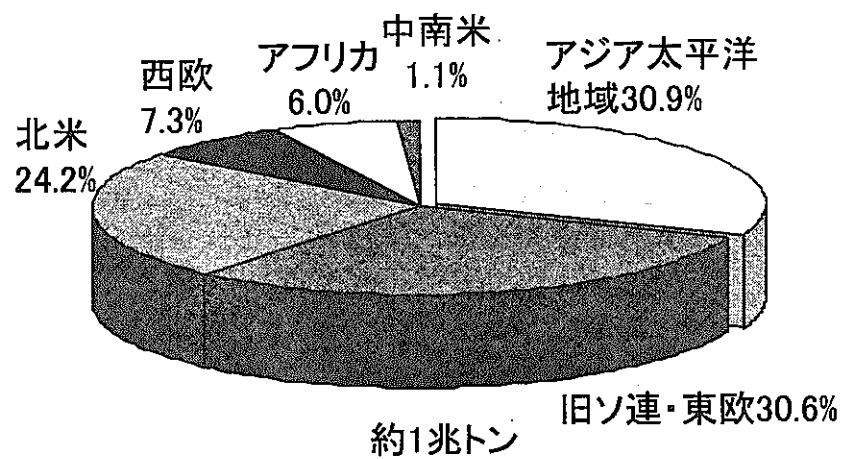
図3.3.2(1) アジア・太平洋地域の一次エネルギー需要の内訳(2000年)

図3.3.2(2) アジア・太平洋地域の一次エネルギー需要の内訳(2100年)



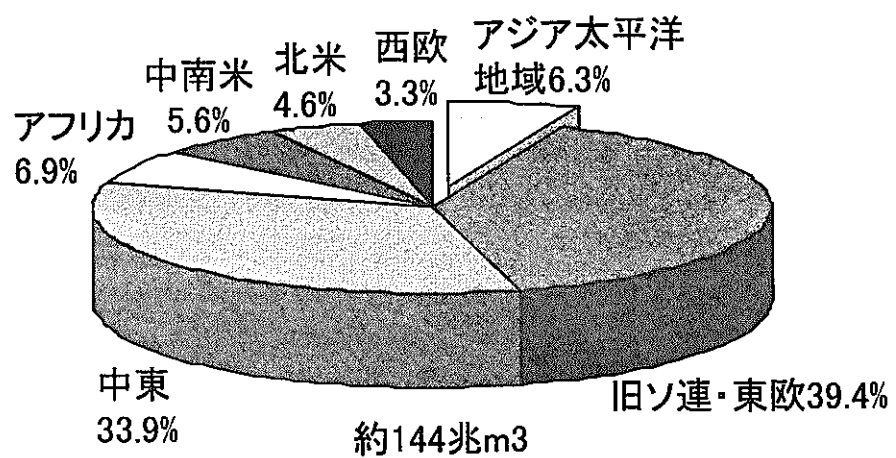
Oil & Gas Journal (1997)より

図3.3.3(1) 世界の原油確認可採埋蔵量(1997年)



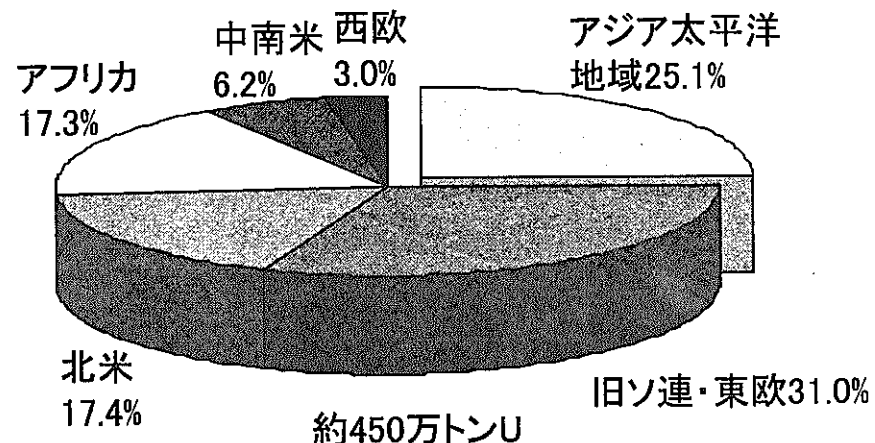
世界エネルギー会議(1995)より

図3.3.3(2) 世界の石炭確認可採埋蔵量(1997年)



Oil & Gas Journal (1997)より

図3.3.3(3) 世界の天然ガス確認可採埋蔵量(1997年)



OECD/NEA, IAEA「Uranium」通称レッドブック(1997)より

図3.3.3(4) 世界の天然U既知資源埋蔵量(1997年)

各ケース名は世界エネルギー会議1998年(IIASA/WEC報告書)より

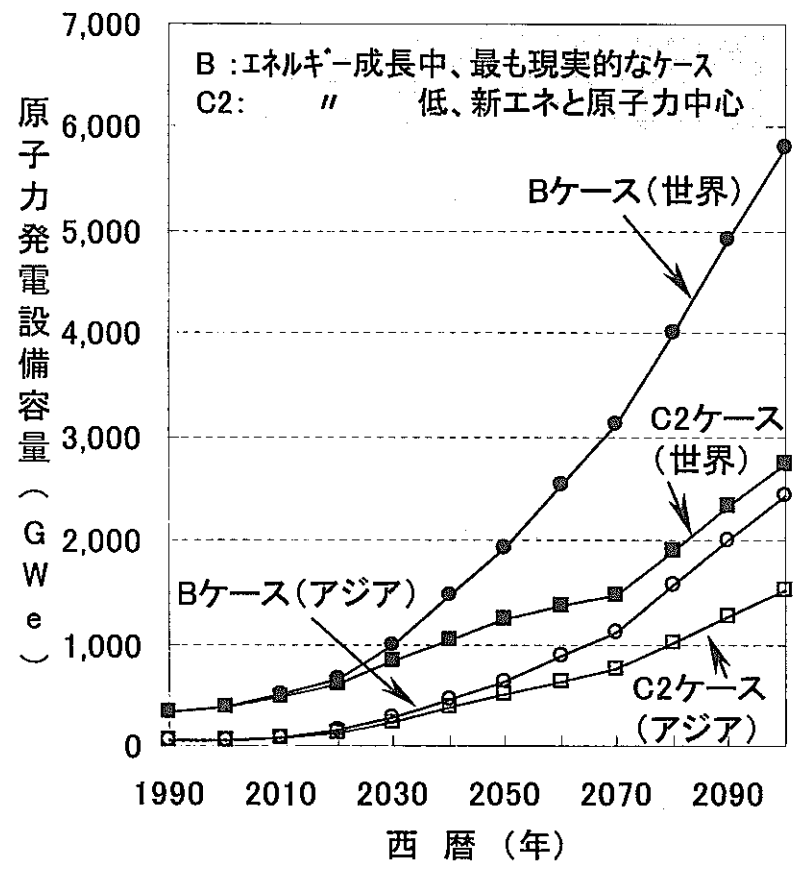


図3.3.4 発電設備容量の比較  
(世界対アジア・太平洋地域)

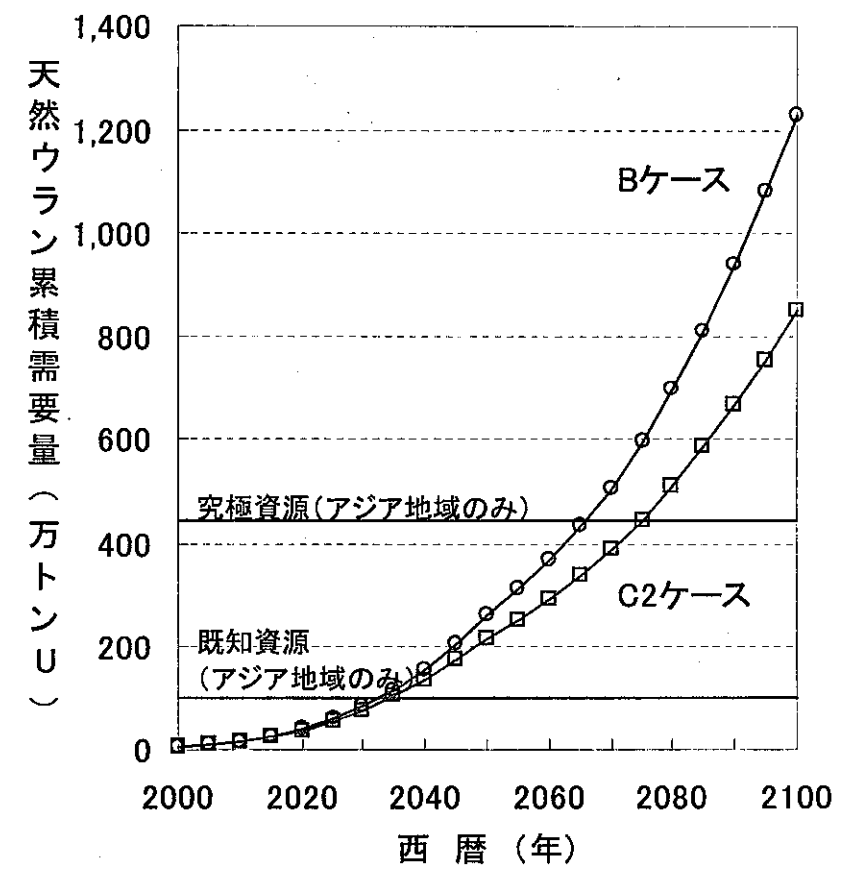


図3.3.5 アジア・太平洋地域における  
天然ウラン累積需要量

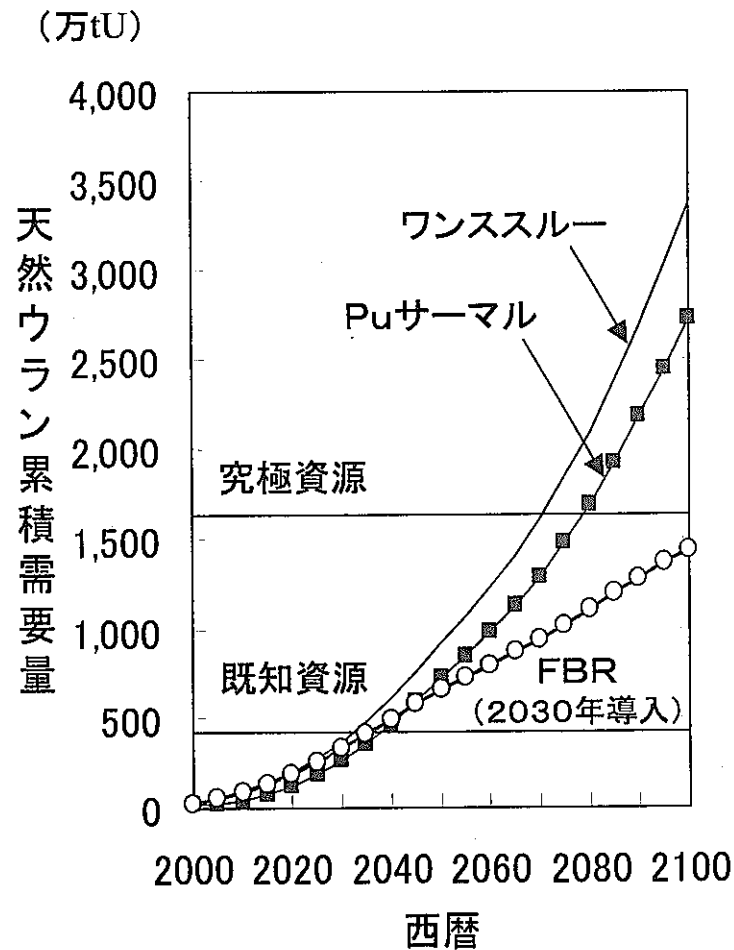
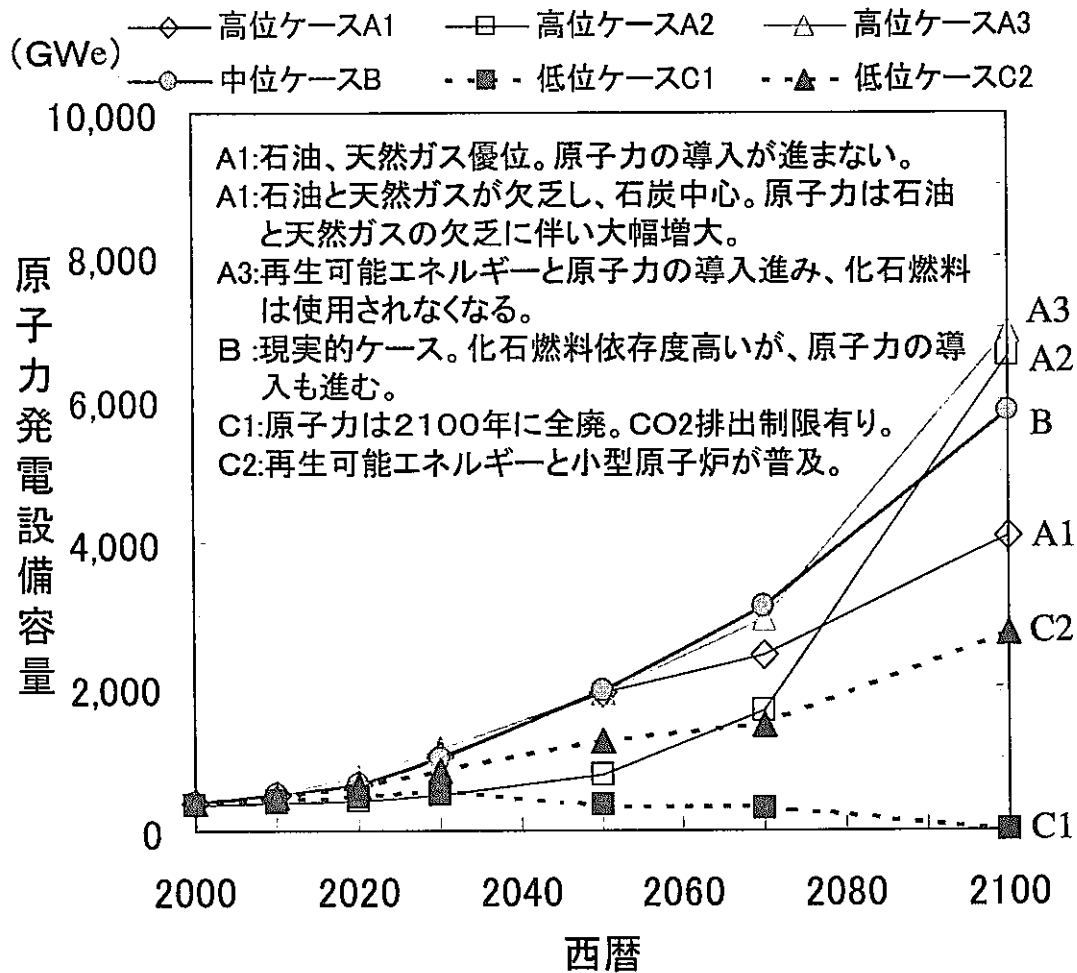


図3.4.1 世界の原子力発電設備容量の予測(世界エネルギー会議(1998))   図3.4.2 天然ウラン累積需要量(Bケース)

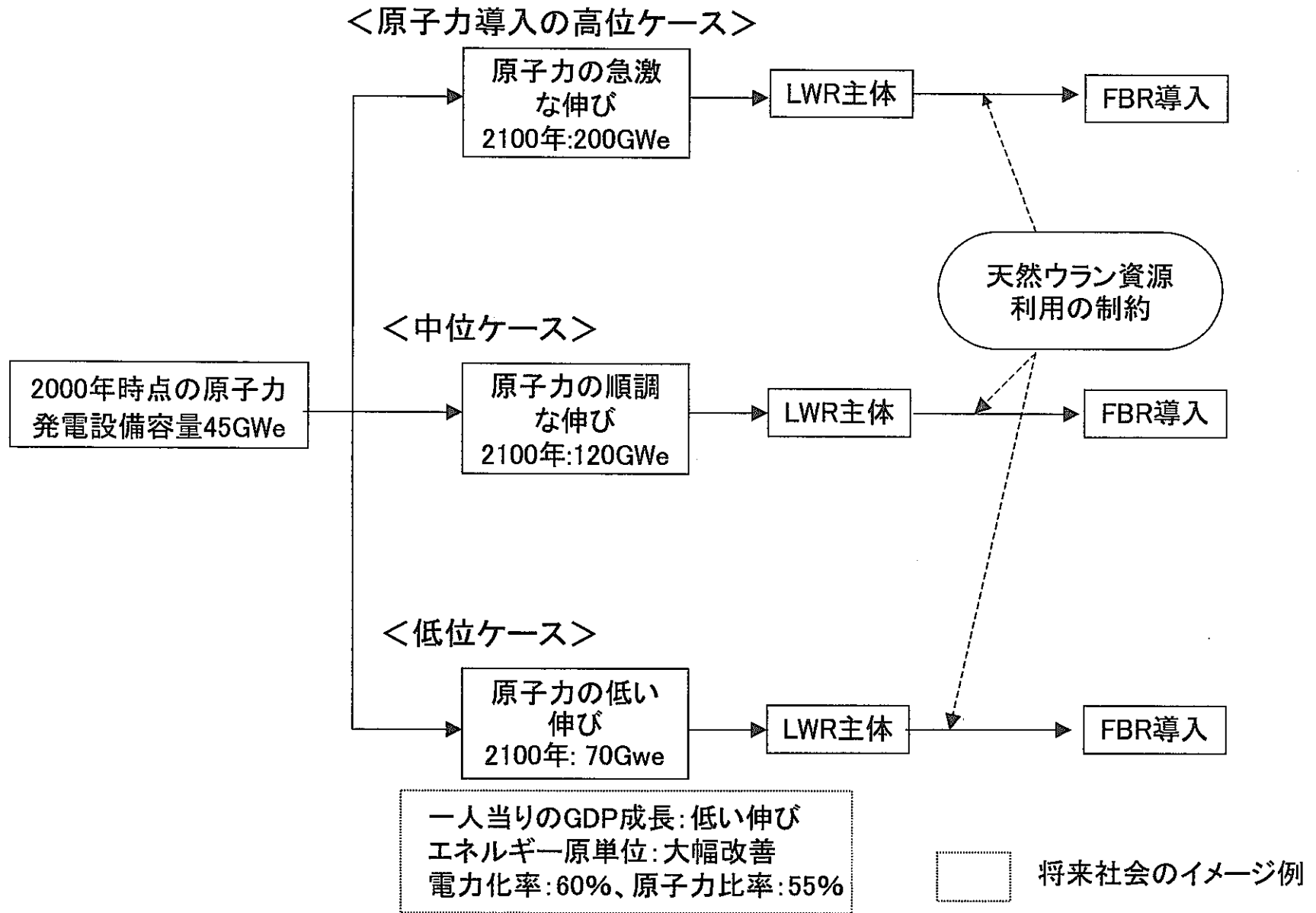


図3.4.3 天然ウラン資源制約シナリオ(国内)の骨子

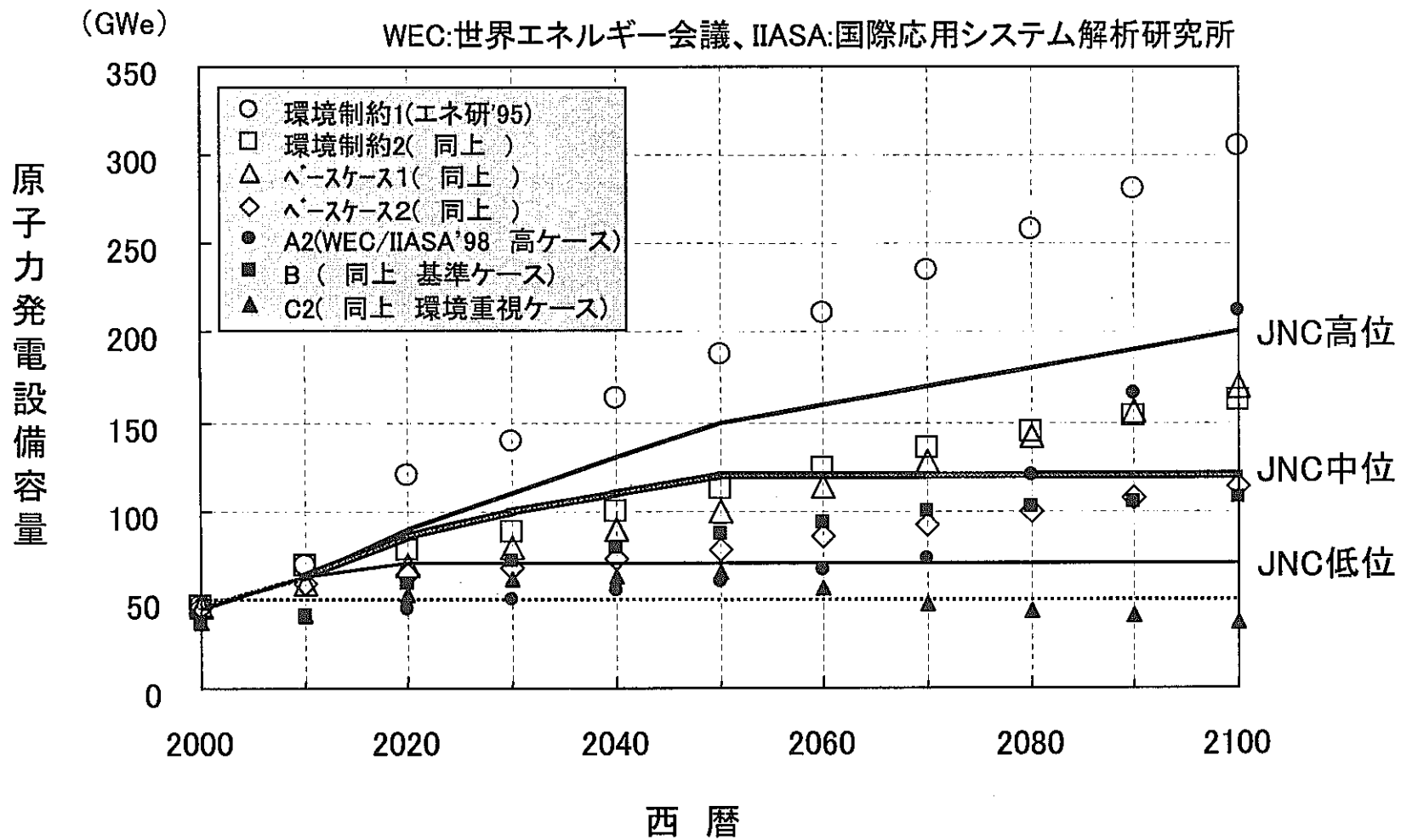


図3.4.4 日本の原子力発電設備容量の将来予測



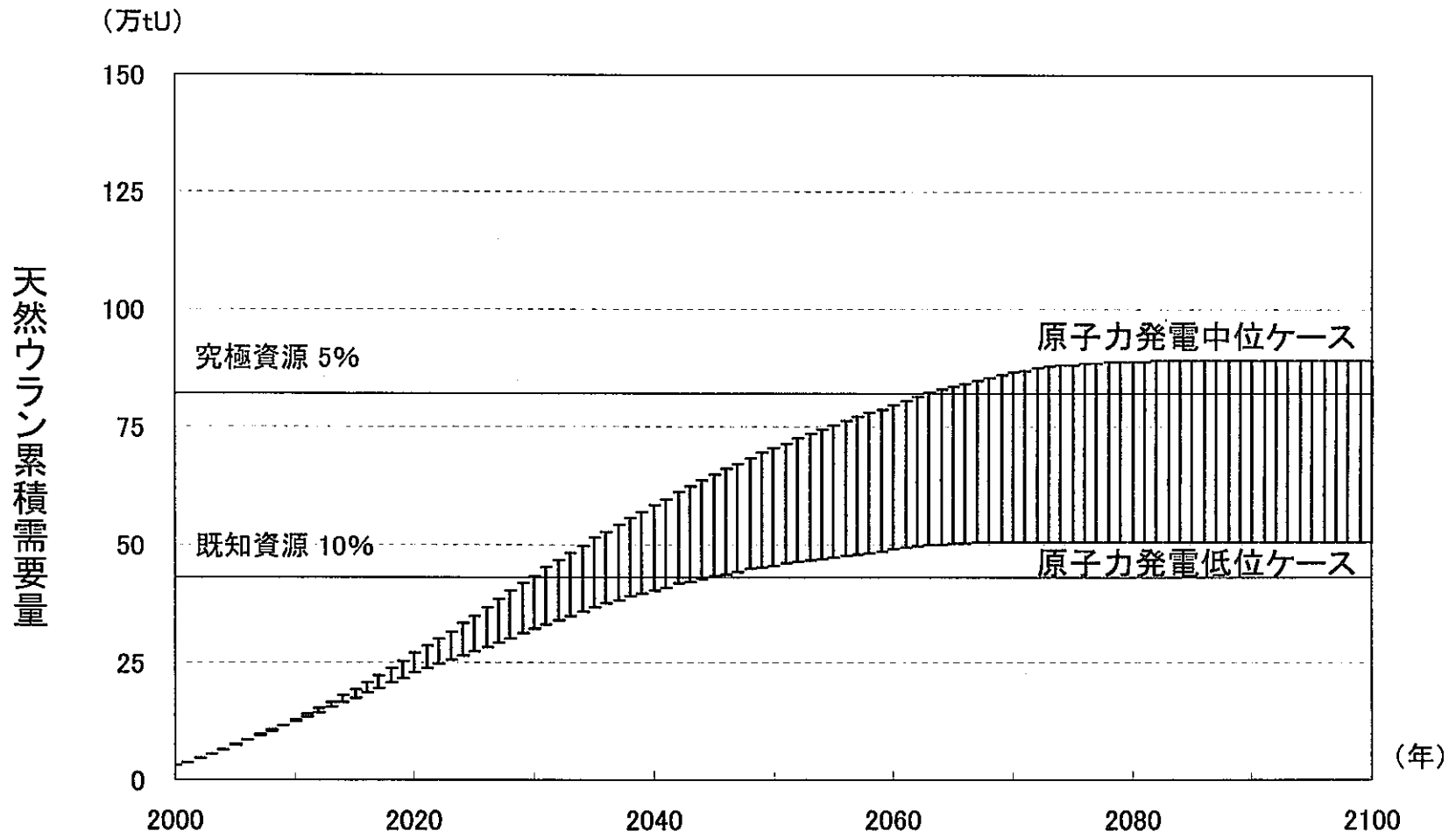


図3.4.5 日本の天然ウラン累積需要量  
(2030年以降の新設炉をFBRとした場合)

## 4. FBR導入シナリオの各論

### 4.1 経済性向上シナリオ

#### 4.1.1 シナリオの骨子

FBRの経済性向上がFBRの導入に結びつく道筋として、ベース電源としてのシェア確保を目指す「ベース電源シナリオ」と、ミドル電源への拡大を狙った「ミドル電源拡大シナリオ」を想定した<sup>(38)(39)</sup>。シナリオのフローは以下の通りである。(図 4.1.1)

#### <ベース電源シナリオ>

FBRが高稼働率のベース電源として他電源に代わり導入されることを狙う。

- ① 各電源共、建設費削減や熱効率等の性能向上によりコスト削減が図られる。
- ② 世界的な環境重視の風潮から炭素税や回収コストを付加することにより火力発電の競争力が低下し、相対的に原子力の優位性が増す。
- ③ FBRの経済性向上や天然ウラン価格の上昇、海水ウランの使用によるLWRのコスト上昇により、FBRの優位性が増しLWRに代わり導入が進展する

#### <ミドル電源拡大シナリオ>

より低稼働率のミドル電源領域への拡大を狙う。

- ① 炭素税や回収コストの付加により、より低稼働率のミドル電源としてのLWRの経済的優位性が増す。
- ② 一層のFBRの経済性向上やウラン価格上昇によるLWRのコスト上昇により、FBRの導入が進展する。FBRの日負荷追従運転が難しい場合は、LWRがミドル電源、FBRがベース電源という棲み分けが図られる。

いずれのシナリオにおいても、再生可能エネルギーは大規模電源としてのポテンシャルは低く、また、経済性向上の見通しも厳しいことから、ピーク対応や地域分散型の小規模電源として導入が進展すると考えた。

#### 4.1.2 評価項目

経済性シナリオを評価するにあたって、特に以下の項目に着目して将来の発電コストを推定した。

- ・火力、原子力発電の現状の経済性
- ・火力、原子力発電の性能向上(熱効率、稼働率、建設費、燃焼度等)

- ・炭素税等付加による発電コスト上昇
- ・ウラン価格の上昇、海水ウラン採取コスト
- ・化石燃料価格の動向
- ・各電源の稼働率と発電コストの関係
- ・新エネルギーの将来コスト及び導入ポテンシャル

次項以下に各項目に関する調査及び評価結果を述べる。

#### 4.1.2.1 現状の発電コスト(基準)

各研究機関による最近の各種電源の発電コスト試算結果のうち、代表的なものとして、通産省資源エネルギー庁の評価<sup>(1)(2)</sup>と日本エネルギー経済研究所(以下エネ研)の評価<sup>(3)</sup>が知られている。通産省の評価においては、平成4年度は耐用年数を償却年数と同等としていたが、平成11年度は耐用年数を40年として計算しているため、発電コストは大幅に低下している。エネ研評価では耐用年数を原子力は16年、火力は15年として計算しており、いずれも10円/kWh程度となっている。エネ研評価においても、耐用年数を40年とすれば、恐らく通産省の平成11年度評価と同程度の発電コストになると推測される。この様に、大規模電源とされる石炭火力、LNG火力、LWRの発電コストは耐用年数を40年とすると、概ね6~7円/kWh程度と見ることができる。

表 4.1.1 他機関の発電コスト評価例

	石炭	石油	LNG	LWR	水力
通産省H4評価	10	10	9	9	13
通産省H11評価 (40年平均)	6.5	10.2	6.4	5.9	13.6
エネ研'95評価	10.2		10.0	9.9	
OECD/IEA'98評価 (40年平均) <sup>(6)</sup>	6.4		9.1	6.6	

本報告書では、現状の発電コストを将来動向予測のベースとする必要があるが、他機関の評価では詳細な試算の条件が不明であるため、化石燃料発電およびLWRの現状発電コスト試算条件を、公開文献を参考としつつ独自に設定し、発電コストの概略計算を行った。主な前提条件である各電源の建設単価、稼働率、燃料使用量、燃料価格等を表4.1.2に示す。発電コストの計算結果を同じく表4.1.2に示した。

本試算では、表4.1.2に示した様に、現状のLWR発電コストは6.7円/kWhとなり、平成11年の通産省評価値である5.9円/kWhと、0.8円/kWh程度の差がある。この原因は、

本評価では運転費の内の業務分担費に、一般管理費(本社経費)として約 1 円/kWh を参入したためである。通産省評価では恐らく本評価に比して小さい額が計上されていると推測される。火力発電も同様である。

以下に試算条件の詳細な設定を記す。

表 4.1.2 現状発電コスト試算の主な前提と結果

	石炭火力	石油火力	LNG 火力	LWR
建設単価(/kWe)	27 万円	19 万円	18 万円	31 万円
稼働率	80%			
所内電力利用率	8%	4%	3%	4%
燃料使用量(/年)	220 万トン	120 万トン	100 万トン	28.7 万トン
燃料価格	7,437 円/トン	24,283 円/トン	25,102 円/トン	5,130 円/kg (天然Uのみ)
償却年数	15 年			16 年
耐用年数(寿命)	40 年			
現在価値換算率	3%			
発電コスト	7.8/kWh	9.6 円/kWh	8.0 円/kWh	6.7 円/kWh

#### (火力発電)

LNG 及び石炭火力の建設単価は最新プラントに関する電力会社のプレス発表から幾つかのプラントの平均として算出した。石油火力の建設費及び LNG、石炭、石油火力の稼働率は通産省資源エネルギー庁評価<sup>(2)</sup>より引用した。所内電力利用率、直接運転費に関してはエネ研評価<sup>(3)</sup>に従った。関連費の内、業務分担費は平成 10 年度の 9 電力会社の財務会計報告である有価証券報告書<sup>(4)</sup>から火力発電相当分を算出して用いた。また、電源開発促進税は 44.5 銭/kWh、事業税は法定値である全経費×1.5%とした。

稼働率 80%時の燃料使用量は通産省の総合エネルギー統計<sup>(5)</sup>記載の設備容量総計、発電量総計、及び燃料総消費量より 1GWe1 基当りの年間消費量として算出した。

熱効率は同資料のエネルギーバランス表よりエネルギー供給量と発電量から国内の平均熱効率として算出した。表 4.1.3 に示す。ただし、LNG の最新鋭プラントでは 1300℃ 級のガスタービンの採用により熱効率は 48~49%程度となっていることから、49%にて計算した。

燃料価格はエネルギー・経済統計要覧<sup>(6)</sup>より、石炭、LNG は 97 年度輸入価格に国内諸経費<sup>(3)</sup>を加えて炉前価格とした。石油は 97 年度の C 重油の国内卸売価格<sup>(8)</sup>を引用した。卸売価格には国内諸費や備蓄費等が含まれているものと仮定した。なお、燃料の価格上昇を考慮したが、その設定に関しては後述する。

その他、建設費の償却期間は15年、耐用年数は40年、償却残存価格は10%、閉鎖費用は0、固定資産税は1.4%、利率は3%として、定率法により耐用年平均の現在価値換算発電コストを算出した。

表 4.1.3 火力発電燃料収支、熱効率の算出

		石炭	石油	LNG
設備容量総計	万kW	2,028	5,243	4,914
発電量総計	億kWh	1,237	1,547	2,037
稼働率		70%	34%	47%
燃料総消費量	千kl 千トン	43,371	32,647 30,198	33,141
稼働率80%の1基当り 年間消費量	千トン/GWe	2,457	1,368	1,140
エネルギー供給量	E10kcal	26,642	32,151	43,708
発電量	E10kcal	10,638	13,304	17,518
平均熱効率		40%	41%	40% (最新は49%)

(LWR)

建設単価及び稼働率は通産省資源エネルギー庁評価<sup>(1)(2)</sup>より引用した。原子炉の廃止措置費用及び解体廃棄物処理処分費用は通産省の総合エネルギー調査会によるH10年度の試算値を引用した。所内電力利用率、直接運転費(人件費、修繕費、諸費)に関してはエネ研評価<sup>(3)</sup>に従った。関連費の内、業務分担費は火力発電と同様、有価証券報告書<sup>(4)</sup>を基に原子力分を算出して用いた。事業税は法定値である全経費×1.5%とした。

原子炉の燃料収支は最新プラントを想定して49,000MWd/tのPWRの炉特性を引用した。

燃料サイクル単価の設定として、天然ウラン価格、転換、濃縮、使用済燃料輸送価格はエネ研評価<sup>(3)</sup>より引用し、それぞれ0.513万円/kgU、0.069万円/kgU、1.44万円/kgU、2.0万円/kgUとした。燃料加工単価は、国内市場価格の想定として5万円/kgU程度、再処理は海外委託価格の想定として20万円/kgHM弱程度、高レベル廃棄物処分は通産省総合エネルギー調査会のH10年度の試算<sup>(24)</sup>を参考として、7.5万円/kgHMとした。

燃料サイクルのリード・ラグタイム及びサイクル施設でのロス率は、OECD/NEAの94年評価<sup>(12)</sup>における設定を引用した。

その他、建設費の償却期間は16年、耐用年数は40年、償却残存価格は10%、閉鎖費用は建設費の10%を炉の運転期間中に積み立てるものとして算入、固定資産税は1.4%、利率は3%として、定率法により耐用年平均の現在価値換算均等化発電コストを算出した。

なお、発電コスト試算の前提条件の数値データは添付資料 4.1.1 にまとめて記載する。

#### 4.1.2.2 発電コストの将来予測

火力発電のうち、CO<sub>2</sub> 排出量や経済性の観点から将来有望視されている LNG 火力はコンバインドサイクルによる大幅な熱効率の向上によるコスト削減を目指している。一方、石油火力は当面数十万 kWe の大型プラントの計画はない。石炭火力はガス化コンバインドサイクルあるいは高度化加圧流動床技術の開発により、LNG 同様に熱効率の向上を目指している。

従って、石炭、LNG、及び LWR に着目して、発電コスト(2030 年頃を想定)の将来予測を試みた。

現状の発電コストに対して順次、稼働率の向上、建設費の削減、LNG 熱効率の向上、LWR 燃焼度の向上、燃料価格の上昇(後述)効果を加味した発電コストの動向を表 4.1.4 に示す。

表 4.1.4 発電コストの将来動向予測

	石炭	LNG	LWR
現状	7.8 円/kWh	8.0 円/kWh	6.7 円/kWh
稼働率向上	7.3 円/kWh	7.6 円/kWh	6.2 円/kWh
建設費削減	6.4 円/kWh	6.8 円/kWh	5.0 円/kWh
熱効率向上	5.5 円/kWh	5.8 円/kWh	
燃焼度向上			4.9 円/kWh
2030 年までの 燃料価格上昇	5.7 円/kWh	6.5 円/kWh	5.0 円/kWh

#### 試算条件の設定

**稼働率** LWR では定検の短縮や長期サイクル運転により 90%以上の稼働率は達成可能と考え、90%とした。石炭、LNG に関しては技術的にどこまで稼働率を上げることができるかは不明であるが、LWR との横並びのため 90%と設定した。

**建設単価** 石炭及び LNG は、平成 5 年版電源開発の概要<sup>9)</sup>及び電力会社のプレス発表(ホームページ)より、最近のプラント及び電力施設計画のうち、最も低い建設単価(それぞれ 19.3 万円/kWe、12.2 万円/kWe)を将来予測とした。

LWRはLNGのコスト削減へ対応するための目標として20万円/kWe程度と  
言われている。(図 4.1.2)

熱効率 LNG では改良コンバインドサイクルによる熱効率の向上を目指しており<sup>(15)</sup>、  
1500℃級ガスタービンによるプラント熱効率は58%程度<sup>(16)</sup>と試算されている。  
将来的にはガスタービンの更なる高温化等により60%以上とも言われており、  
本評価では64%と仮定した。

石炭では、1500℃級の高度化加圧流動床技術により、47%程度の達成が  
見込まれている<sup>(28)</sup>。更に将来には上記技術の高度化や石炭ガス化複合発  
電により54%に達すると仮定した。

ただし、LNG、石炭共に、熱効率向上に伴う建設費の増大は考慮に入れて  
いない。

燃焼度 LWRの燃焼度は将来6～7万MWd/tを目指して研究が進められている。  
6.6万MWd/tのPWR炉特性を採用した。

その他 発電コスト計算に用いるその他の条件は、現状発電コスト評価の条件と同様  
とした。

なお、前提条件の詳細は添付資料 4.1.1 に示す。

#### 4.1.2.3 燃料価格上昇率の設定

石油をはじめとする化石燃料価格の予測は過去に多数の機関が行っているが、最近  
ではOECD/IEAの1998年の評価<sup>(6)</sup>、World Energy Outlook (WEO)の98年評価<sup>(25)</sup>、  
International Energy Outlook (IEO)の99年評価<sup>(22)</sup>、エネ研の98年評価<sup>(23)</sup>等が報告さ  
れている。(図 4.1.3)

いずれも短期の需給見通しに基づく市場予測である。本評価では長期の予測を行う  
ため、化石燃料の生産コストと資源量の関係性を評価した需給見通し評価<sup>(11)</sup>(図 4.1.4)を  
参考として将来の平均生産コストを算出し、これを基に価格上昇率を設定した。石炭に関  
しては、資源制約が考えにくいいため、石油の価格上昇に対する感度が約0.5で推移する  
と仮定した。(図 4.1.3 中の×印)。結果としてエネ研の98年評価における上昇率とほぼ  
同等となっている。

表 4.1.5 化石燃料価格上昇率の設定

石炭	石油	LNG
0.3%	0.64%	0.61%

## 4.1.2.4 ウランの価格上昇

## (天然ウラン)

天然ウラン価格は 1970 年代に約\$90/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (1997US\$) の高値を記録したが、現状は余剰在庫により長期契約価格で\$10~20/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub> 程度に低迷している<sup>(10)</sup>。天然ウラン価格の上昇率は OECD/NEA の 94 年評価<sup>(12)</sup>では 1.2%、エネ研評価<sup>(3)</sup>では 1.0%と設定されているが、短期的なトレンドから超長期の上昇率を想定することはできない。そこで、化石燃料価格上昇率と同様に、資源量と生産コストの関係から算出した。

天然ウラン資源量は OESD/NEA, IAEA による「Uranium」(通称レッドブック)<sup>(13)</sup>に生産コストレンジとともに以下の表 4.1.6 の様に報告されている。

表 4.1.6 天然ウラン資源量と生産コスト

生産コスト(/kgU)	\$40 以下	\$80 以下	\$130 以下	区分なし	合計
下段(/lbU3O8)	\$15 以下	\$31 以下	\$50 以下		
確認資源	67	234	322		322
推定追加資源-1	26	75	108		108
推定追加資源-2	29	147	227		227
期待資源			445	971	971
合計	121	455	1102		1627

天然ウラン需要量は、WEC/IIASA による世界のエネルギー需給予測<sup>(14)</sup>の基準ケースにおける原子力発電規模を基に、ワンスルーにてウラン資源を利用する場合、2030 年頃に現在の既知資源量に到達し、2070 年頃には期待資源量に到達する。(図 4.1.5)

ウランのコスト区分では、2013 年に\$15.4/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (\$40/kgU) に到達、2033 年に\$30.8/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (\$80/kgU) に到達、2050 年に\$50.0/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (\$130/kgU) に到達する。これを直線外挿すると期待資源量に到達する 2070 年には\$62/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub> 程度となる。

天然ウランの現状価格から、2070 年の\$62/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub> まで定率上昇すると仮定すると、上昇率は 1.85%/年と算出される。(図 4.1.6)

## (海水ウラン)

海水ウランに関しては、小規模の試験により回収可能であることが確認されており、これを基に施設の概念検討や回収コストの予測が行われている。

幾つかの検討結果から回収価格を抜粋して図 4.1.7 に示した。樹脂へのウラン吸着実験結果を基に算定した 40,000 円/kgU (\$134/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)<sup>(20)</sup>から、吸着樹脂の能力、施設の概念設計、操業形態等を基に算定した 138,000 円/kgU (\$462/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)<sup>(21)</sup>まで大きな幅があり、大きな不確実性を伴っていることを示唆している。



## (ウラン価格とFBR目標値の関係)

FBRの将来のコスト目標値は、実用化戦略調査研究において検討されつつある。現在のところ、以下の様な条件を前提とすると、発電コストは4.8円/kWh程度と試算され、LWRの将来予測である5.0円/kWhよりも若干優位となる。今後さらに、運転費の中の関連費(電促税や業務分担費)等の見直しを進める予定である。FBRサイクルの加工単価および再処理単価の目標値はLWRサイクルの各単価の数倍となっているが、LWRに比べ燃焼度が高いこと、濃縮や転換工程がないこと等の理由により、燃料サイクル費(円/kWh)あたりで見るとLWRサイクルとほぼ同程度となる。

建設単価	20万円/kWe(LWR×1.0)
燃焼度	約15万MWd/t
稼働率	90%(LWRと同等)
所内電力利用率	5%(LWR+1%)
運転費	(LWRと同等)
MOX加工単価	16万円/kgHM
径ブランケット加工単価	16万円/kgHM
再処理単価	27万円/kgHM

上記の条件の内、FBRの建設単価をパラメータとして、LWRのウラン価格を変動させた場合の発電コストと同等になるFBRの建設単価をサーベイし、図4.1.8に示した。

天然ウラン価格が\$100/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>に上昇した場合、FBRの建設単価はLWRの1.4倍で両者の発電コストは同等となる。

同様に、海水ウラン価格の最低値である\$134/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>の場合は1.44倍、海水ウラン価格の最高値である\$460/lbU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>の場合は2.6倍となる。

この様に、天然ウラン価格の将来動向によっては、FBRの経済性目標値が緩和される、あるいはFBRが当初の経済性目標を達成した場合に、LWRに対して経済的に優位に立つ可能性がある。

## 4.1.2.5 環境税/炭素税

## (炭素税等が発電コストへ与える影響)

地球環境への関心の高まりから、最近では二酸化炭素排出に対して厳しい目が向けられ、国際的な排出量削減方策が検討されるなど、化石燃料には大きなハンディとなる

可能性がある。

CO<sub>2</sub> 排出量を抑制する手段として、炭素税や環境税の検討が進められ、既にスウェーデンやノルウェー等の北欧 5 ヶ国においては導入されている。また、エネルギー・経済モデルによる炭素税の動向予測も行われており、モデル別の試算結果が IPCC のデータベース<sup>(29)</sup> に公表されている(表 4.1.7)。

表 4.1.7 各種モデル計算による炭素税額の動向  
(1990年US\$/トンC)

Model	1990	2000	2010	2020	2030	...
CETA	0	62	195	294	352	
HCRA	0	60	119	168	200	
ICAM2	0	16	27	57	76	
ILASA	0	269	378	342	227	
MARIA		50	99	134	180	
MERGE	0	128	202	252	305	
MINICAM	0	48	99	153	211	
MIT		22	66	154	315	

炭素税額は国やモデルにより大きな幅があり、また実際に導入されている国においても様々な減免措置があるため、一概に税額を推定することはできないことから、在来火力発電に適用した場合の発電コストの増加を炭素税額の関数として図 4.1.9 に示した。図は炭素税額と各電源の CO<sub>2</sub> 発生原単位<sup>(7)(17)</sup>により求め、1999 年 2 月現在の為替レートで円換算した。図には同時に各国の炭素税額も記した。例えばスウェーデンの炭素税額を石炭火力発電に課した場合、発電コストは約 5 円/kWh 上昇することとなる。

仮に、\$100/t-C を基準税額と仮定する(この額は概ね北欧 5 ヶ国の平均に相当する<sup>(18)</sup>)と、発電コストは石炭火力で 2.8 円/kWh、石油火力で 2.1 円/kWh、LNG 火力で 1.5 円/kWh 上昇する。

ただし、LNG 火力は ACC(アドバンスドコンバインドサイクル)による熱効率向上により、単位発電量当りの燃料消費量が減少するため、二酸化炭素発生量は減少する。現状の熱効率 40%程度から 64%程度となった場合、単純に燃料消費量が反比例するとすれば、炭素税額は約 1.0 円/kWh となる。同様に、石炭火力では、現状の 40%程度から 54%程度となった場合の炭素税額は 2.0 円/kWh 程度となる。

CO<sub>2</sub> の回収を行う場合は、概ね\$400~500/t-C の回収コストがかかるとの試算例(電中研データを基にエネ研試算)<sup>(23)</sup>があり、仮に\$400/t-C の場合火力発電の発電コストは 6~11 円/kWh 上昇することとなる。LNG 及び石炭火力において熱効率の向上を考慮しても、4~8 円/kWh 上昇することとなる。

## (炭素税の実状)

炭素税の導入に関しては、様々な議論がある。IEA の試算<sup>(25)</sup>では、OECD 諸国が京都会議の合意を満たすための CO<sub>2</sub> 削減量の半分を経済効果で削減するために必要な炭素税は 250 ドル/トン C とされている。このような CO<sub>2</sub> 排出量削減のための経済的措置も鋭意評価されているが、実際の導入にあたっては、自国の経済へ大きな影響を与え国際競争力を低下させる可能性が大きいことから、各国横並びで導入する必要があるものの、各国の足並みを揃えるのは難しいようである。実際、EC における共通の炭素税導入案は事実上頓挫しているようである。

実際に炭素税が導入されている北欧 5 ヶ国と日本の電源構成、発電量、炭素税額を図 4.1.10 に示す。ノルウェー及びスウェーデンでは、火力発電の占める割合が小さく、発電事業への影響は実質的には無い。また、デンマークでは産業に対して減税措置がある。実質的に発電事業への影響が大きいのはフィンランドとオランダであるが、税額が幾分低く抑えられている。一方、日本は発電量も桁違いに大きく、火力発電の占める割合も高いため、北欧各国と同様の税額を設定した場合の国内経済に与える影響は非常に大きくなると想定される。

## (排出権取引)

一方、気候変動枠組み条約を満たすために検討されている方策として、CO<sub>2</sub> の排出権取引の考え方がある。米国経済学者であるノードハウス氏が行ったモデル計算<sup>(19)</sup>では、取引額は 40～160 ドル/トンとなり、基準値を 100 ドル/トン C と仮定している。

この他、国際エネルギー経済学会誌 (Energy Journal) には、種々のエネルギー経済モデルを用いて試算した排出権取引額のシミュレーション結果が掲載されている<sup>(32)</sup>。この中から主な試算結果を抜粋して表 4.1.8 に示した。

通産省の総合エネルギー調査会原子力部会<sup>(2)</sup>においても、排出権取引額の調査結果を取りまとめたデータが紹介されている。CO<sub>2</sub> 排出抑制コストとして、①国際的な排出権取引に制限がない場合と、②国内のみでの対策による場合の 2 ケースのみの調査結果であるが、①の場合は 5～65 ドル/トン、②の場合は 200～500 ドル/トンとされている。また、火力発電コストへの影響として、CO<sub>2</sub> 排出抑制コストが、表 4.1.9 のように試算されている。

いずれにしても、評価者及びモデルにより大きなばらつきがあり、現状では見通しの不確実性は高いと判断される。

表 4.1.8 各種モデルによる CO2 排出権取引額<sup>(32)</sup>

(単位:ドル/トン C)

		全世界取引	Annex1 内で取引	取引なし
Nordhaus, Boter 等 (\$/トン C)	2010 年	17	57	127
	2050 年	36	222	314
Bernstein, Rutherford 等 (\$/トン C)	2010 年	31	90	468
	2030 年	32	225	526
オーストラリア農業資源経済局 (1992US\$/トン C)	2010 年	-	114	693
McKibbin, Ros, Wilcoxon 等 (1995\$/トン C)	2010 年	23	61	112
	2020 年	37	109	162
総合エネルギー調査会原子力 部会(調査値)	—	5~65	—	200~500

表 4.1.9 原子力部会における CO<sub>2</sub> 対策費試算<sup>(2)</sup>

(単位:円/kWh)

	石油火力	石炭火力	LNG 火力
国際的な排出権取引に制限がない場合	0.12~1.6	0.14~1.8	0.08~1.0
国内のみでの対策による場合	4.9~12.3	5.7~14.2	3.0~7.6

#### 4.1.2.6 稼働率の影響

現状の電源のベストミックスは資源セキュリティーや経済性等の観点から決められている。日負荷曲線の例を図 4.1.11 に示す。水力、石炭、原子力がベース電源、LNG、石油、揚水式等の水力がミドル～ピーク対応というように役割分担が明確になっている。我が国では原子力は従来、資本費の割合が高く稼働率が低下した場合のコスト増加が大きいこと及び構造上負荷追従運転には適していないとの考え方からベースロード電源として利用されてきた。

しかし、仏国では原子力発電比率が 80%に迫っているため、実際に出力調整運転が行われており、出力調整運転による燃料破損等の悪影響はないことが報告されている<sup>(26)</sup>

この様に技術的には LWR の負荷追従運転は可能であることから、経済性の観点からミドル負荷への拡大の可能性について検討した。

比較は、LWR と現状でミドル負荷として利用されている LNG で行った。図 4.1.12 に現状と将来予測値における稼働率と発電コストの関係を示した。現状では、稼働率が 80%程度の高負荷領域では LWR が安く、逆に稼働率 50%以下では LNG が安い。将来予測でもほぼ同様の傾向を示し、稼働率 50%程度では LNG と LWR の発電コストはほぼ拮抗している。ここで、将来の LNG に対して仮に 100ドル/トン C の炭素税を付加すると、稼働率が 40~50%の低負荷領域においても LWR が優位に立つこととなる。

ただし、出力調整運転による熱効率の低下等の影響は算定していない概算である。

#### 4.1.2.7 新エネルギーの動向

公開文献から引用した新エネルギーの発電コスト及びその将来予測を表 4.1.10 に示す。特に太陽光発電では今後の大幅なコスト削減が見込まれ、また、風力発電は経済的にはほぼ実用化段階に入りつつあると見られている。

ただし、コスト削減は図られるものの、導入ポテンシャルについては、概ね以下の様な見方をされており、火力や原子力発電の様な大規模高密度エネルギー源を代替するのではなく、主に地域分散型の小規模電源、あるいはピーク対応として導入が進むものと思われる。

太陽光:	大幅な設置コスト削減は進行しているものの、設置面積や半導体の生産量の制約から急激な導入は望めない。
風力:	発電コストは現状火力並に削減されると見られているが、設置箇所と電力供給量が問題となる。離島などの分散型電源に適している。
地熱:	地質学的には資源量は豊富であるが開発可能な箇所は少なく、開発リスクが高いことや開発のリードタイムも長い等の問題点がある。また、コスト削減もあまり望めない。
燃料電池:	導入への課題はほぼコスト削減のみとなっている。自動車用としての利用も期待されている。

#### 4.1.3 将来のコスト動向予測のまとめ

前節までに評価した各項目の発電コストに与える効果を基に、各電源の将来の発電コストの動向を図 4.1.13 に取りまとめる。各電源の現状から将来値への換算には、表 4.1.11 の項目を考慮した。

新エネルギーや自然エネルギーに関しては、コスト削減の可能性が未知数であり、グラフの数値軸の範囲に入る可能性もあるものの、導入可能規模の観点から、既存電源の代替としての導入は進まないと考え、風力発電のみの表示に留めた。

火力発電に関しては、経済性及び環境の観点から LNG 火力発電が有望視されており、燃料価格の上昇や炭素税を考慮しなければ LWR の目標発電コストに迫る可能性がある。石炭火力は経済性において LNG よりも優位に立つ可能性があるものの、CO<sub>2</sub> 排出量の

表4.1.10 各種新エネルギーの現状発電コスト及び将来動向予測

(上段は設置費、下段は発電コスト)

	総合エネルギー調査会 需給部会中間報告 <sup>(30)</sup>	H10新エネルギー便覧 <sup>(31)</sup>	H12総合エネルギー調査会 新エネルギー部会 <sup>(33)</sup>		H10エネルギー総合推進委員会 <sup>(27)</sup>		
	1998年	1997年	現状	将来	1997年	2010年	2030年
太陽光発電		約100万円/kW(住宅)	95万円/kW(住宅) 110万円/kW(公共施設)	35万円/kW(住宅) 40万円/kW(公共施設)	約100万円/kW(住宅)	{75万円/kW}	{67万円/kW}
	70~100円/kWh	70~90円/kWh	81円/kWh 94円/kWh	24円/kWh 28円/kWh	49.4円/kWh	住宅(37円/kWh) 業務(63円/kWh)	住宅(33円/kWh) 業務(57円/kWh)
太陽熱利用			太陽熱温水器17円/Mcal (約15円/kWh) ソーラーシステム26円/Mcal (約22円/kWh)			住宅(21円/kWh) 業務・産業(28円/kWh)	住宅(22円/kWh) 業務・産業(30円/kWh)
	約23円/Mcal (約20円/kWh)						
風力発電			25万円/kW(自家用) 22万円/kW(売電用)	20万円/kW(自家用) 15万円/kW(売電用)	20~60万円/kW	{17~40万円/kW}	{14~33万円/kW}
	16~25円/kWh	25~39円/kWh (竜飛~宮古島)	17円/kWh 15円/kWh	13円/kWh 11円/kWh	商業ベースで14~18円/kWh	(12円/kWh)	(10円/kWh)
地熱発電					331億円/50MW=66万円/kW	{70万円/kW}	{79万円/kW}
					15円/kWh(内国の補助が3円/kWh)	(16円/kWh)	(18円/kWh)
燃料電池		60~80万円/kW (200kWリン酸型)	75万円/kW (100kWリン酸型)	50万円/kW (100kWリン酸型)	温水併給型200kWで 機器本体:40~60万円/kW 付帯設備:10 20万円/kW	{業務30万円/kW} {産業25万円/kW}	{業務30万円/kW} {産業22万円/kW}
			28円/kWh	20円/kWh	発電コスト:50~130円/kWh	業務(30円/kWh) 産業(25円/kWh)	業務部門(30円/kWh) 産業(22円/kWh)
廃棄物発電			30万円/kW				
	9~15円/Mcal (8~13円/kWh)	9~15円/kWh	9.5~17円/kWh				
廃棄物熱利用							
	20~40円/Mcal (17~34円/kWh)						
温度差エネ							
	30~50円/Mcal (26~43円/kWh)	50~70円/kWh(海洋) 60~130円/kWh(防波堤 込)					

※熱量から発電量への換算は熱効率を100%として計算

※( )内はグラフ読みとり又は単位換算値

※{ }内はサイクルGr概算

多さから導入が進展する可能性は小さい。

LWR は、建設費削減の効果が大きく、発電コストは 5 円/kWh 程度にまで削減される可能性がある。これを FBR のコスト目標とした場合、天然ウラン価格の大幅な上昇や海水ウラン利用を仮定すれば、相対的に FBR の優位性が増し、導入の契機となる可能性がある。更に FBR 建設費が軽水炉比で 0.8 倍程度を達成すれば、LWR をはじめとする他電源に対して圧倒的に優位となる。

表 4.1.11 コスト将来動向予測において考慮した項目

石炭	石油	LNG	LWR	FBR(目標)
稼働率↑	稼働率↑	稼働率↑	稼働率↑	建設単価をパラメータとして目標値を表示
建設費↓		建設費↓	建設費↓	
熱効率向↑		熱効率向↑	燃焼度↑	
燃料価格↑	燃料価格↑	燃料価格↑	ウラン価格↑	
炭素税+	炭素税+	炭素税+		
CO <sub>2</sub> 回収+	CO <sub>2</sub> 回収+	CO <sub>2</sub> 回収+		
			海水ウラン	

#### 4.1.4 FBR の持つポテンシャル(図 4.1.14)

大規模集中型電源におけるベースロード運転を前提とすれば、在来電源の内、LNG、石炭が経済的に比較的有望であり、LWR は建設費削減目標を達成した場合には、火力発電に対して優位に立つ。従って当面の FBR の目標としては、LWR と同等の経済性を備えることであると言える。

FBR の経済性に関しては、実用化戦略調査研究において検討が進められており、LWR と同等の発電コストを達成するために、建設単価:将来の LWR と同等の 20 万円/kWe、MOX 加工:16 万円/kgHM、再処理:27 万円/kgHM、燃焼度:15 万 MWd/t 以上の個別目標を掲げている。更に建設費の削減(例えば LWR×0.8)、高燃焼度化(例えば 20 万 MWd/t)等を目指すことにより、LWR に対して優位に立つ可能性がある。また、FBR 導入がある程度進み、高い増殖性能が不要となった場合には、低増殖型(ブランケット量が少ない)により、燃料サイクル費を更に低減させることができる。

一方、LNG に関しては、資源制約からの燃料価格上昇や炭素税あるいは CO<sub>2</sub> の排出規制により、相対的にコスト競争力を失っていく可能性がある。逆に燃料価格が上昇しない場合は、LWR に迫る発電コストとなる。石炭は発電コストが低くなる可能性があるものの、CO<sub>2</sub> の排出原単位が大きいことから、今後積極的に導入されるとは考えにくい。

LWR に関しては、今後のウラン価格の上昇、あるいは場合によっては海水ウランの回収利用により発電コストが上昇する可能性がある他、将来の再処理費の不透明性および

中間貯蔵路線の選択等によって、発電コストが増減することも予想される。

#### 4.1.5 総括

経済性向上シナリオの総括を図 4.1.1 に示す。

シナリオは経済性の観点から FBR がベース電源の地位を確保するケースと稼働率の低いミドル電源への拡大を狙うケースを想定している。

ベース電源確保シナリオでは、同一の稼働率で発電コストを比較している。各電源の性能向上(熱効率、燃焼度、建設費削減等)、火力発電の CO<sub>2</sub>ペナルティー、FBR のコスト削減、ウラン価格の変動等を考慮すると、FBR が将来の目標を達成した場合には他電源に勝る経済性を得ることとなり、導入が進展していく可能性がある。

一方ミドル電源拡大シナリオでは、火力発電に有利な低負荷領域においても、炭素税等の付加により LWR の優位性が増す。FBR の日負荷追従運転は可能と言われているが詳細な検討はなされていない。仮に可能な場合には LWR の代替として、不可能な場合には LWR がミドル負荷、FBR がベースロードという役割分担により FBR 導入が進展する可能性がある。

この他、新エネルギーに関しては、大幅なコスト削減(例えば風力発電は現状の火力発電並)が期待されてはいるものの、地域分散型あるいはピーク対応としての導入が進むものと期待される。ただし、燃料電池に関しては、コージェネレーションにより熱効率を向上させることができる分 CO<sub>2</sub> 排出量が少なくなることから既存エネルギー(主に天然ガス)の有効利用方策として期待されており、課題はコストのみとされて考えられている。メタンハイドレートの開発とあわせて、今後の動向には十分留意する必要がある。



## 4.1.6 参考文献

- (1) 資源エネルギー庁、原子力発電関係資料、平成 11 年 3 月
- (2) 原子力発電の経済性について、第 70 回総合エネルギー調査会原子力部会資料 3、通産省、1999 年 12 月
- (3) 小松崎均、わが国電気事業のコスト構造分析と今後の課題、(財)日本エネルギー経済研究所、1995 年
- (4) 平成 10 年度有価証券報告書 (9 電力会社分)、大蔵省印刷局、1999 年
- (5) 資源エネルギー庁、総合エネルギー統計/平成 10 年版、1998 年
- (6) OECD/IEA, Projected Costs of Generating Electricity, 1998 年
- (7) 内山洋司、発電プラントの温暖化影響評価、電力経済研究 No. 32、1993 年
- (8) (財)日本エネルギー経済研究所、EDMC エネルギー・経済統計要覧、1999 年
- (9) 通産省、電源開発の概要/平成 5 年度版、1993 年
- (10) Nuclear Fuel 各巻
- (11) 伊東慶四郎、21 世紀のエネルギー需給見通し、エネルギーフォーラム、1996 年 7 月
- (12) OECD/NEA, The Economics of the Nuclear Fuel Cycle, 1994
- (13) OECD/IEA, Uranium, 1997
- (14) WEC/IIASA, Global Energy Prospective, 1998
- (15) 火力原子力発電、コンバインドサイクル火力発電所、火力原子力発電、1999 年 5 月
- (16) 佃嘉章他、1500°C 級ガスタービンの開発と運転状況、火力原子力発電、1999 年 1 月
- (17) 日本原子力産業会議、原子力ポケットブック 98/99 年版
- (18) 環境庁、環境白書平成 9 年版
- (19) ウィリアム.D. ノードハウス、スウェーデンの原子力ジレンマ、1998 年
- (20) 須郷高信他、海水ウラン採取技術の現状と展望、日本原子力学会誌 Vol. 36 No. 7、1994 年
- (21) 加藤俊明他、海水ウラン回収プラントの概念設計、火力原子力発電、1999 年 1 月
- (22) Energy information administration, U.S, International energy outlook, 1999
- (23) 河合祐一他、原子力発電開発は何故必要か、エネルギー経済第 24 巻第 10 号、1998 年 10 月
- (24) 通産省、第 59 回総合エネルギー調査会原子力部会資料、1998 年 10 月
- (25) OECD/IEA, World Energy Outlook, 1998
- (26) 科学技術庁ホームページ、ATOMICA、分類番号 02-08-01-02
- (27) エネルギー総合推進委員会、新エネルギーの将来コストと導入量の見通し、1998 年 3 月
- (28) 日本エネルギー経済研究所、(財)石炭利用総合センター資料、第 12 回エネルギー基礎講座資料、1999 年
- (29) IPCC データベース、<http://www-cger.nies.go.jp/cger-e/db/ipcc.html>
- (30) 通産省、総合エネルギー調査会、需給部会、中間報告書、1998 年
- (31) 通産省資源エネルギー庁、新エネルギー便覧、平成 10 年版、1999 年
- (32) 芝剛史他、日本のエネルギー需給構造および経済性の将来予測に関する調査、

- JNC TJ9440 2000-001、三菱総合研究所、1999年
- (33) 通産省、新エネルギーの潜在性と経済性、総合エネルギー調査会新エネルギー一部会資料、2000年1月
  - (34) 信川寿他、海流及び波力を利用した浮体式海水ウラン採取システムの開発(その3)、日本造船学会論文集3-18、1992年11月
  - (35) 須郷高信他、海水ウラン採取技術の現状、日本機械学会誌第93巻第860号、1990年7月
  - (36) 海水ウラン採取特別専門委員会、海水ウラン採取の研究開発の現状、日本原子力学会誌 vol. 28 No. 6、1986年
  - (37) 日本原子力学会、原子力開発利用の積極的展開のための基本条件に関する調査報告書、1995年3月
  - (38) 小野清他、我が国における高速炉導入シナリオ、日本原子力学会「2000年(第38回)春の年会」社会・環境部会 企画セッション、2000年3月
  - (39) 相澤清人、21世紀の原子力発電の展望、日本原子力学会及びプラズマ・核融合学会「第3回核融合エネルギー連合講演会」、2000年6月

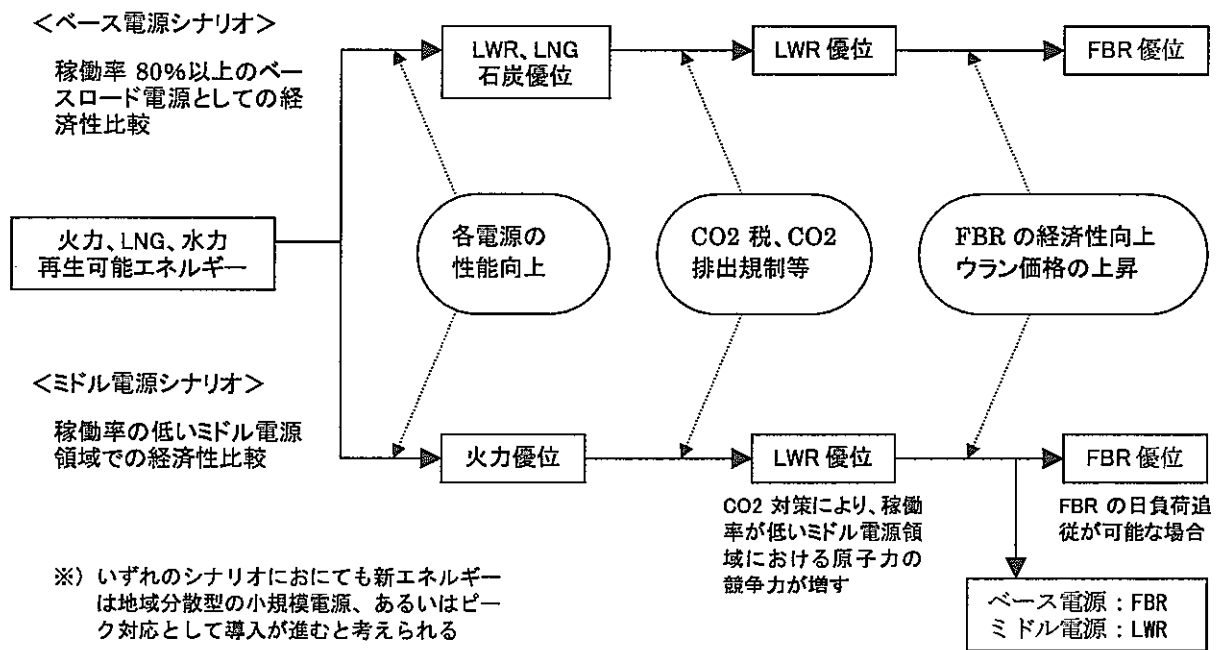


図 4.1.1 経済性向上シナリオの骨子

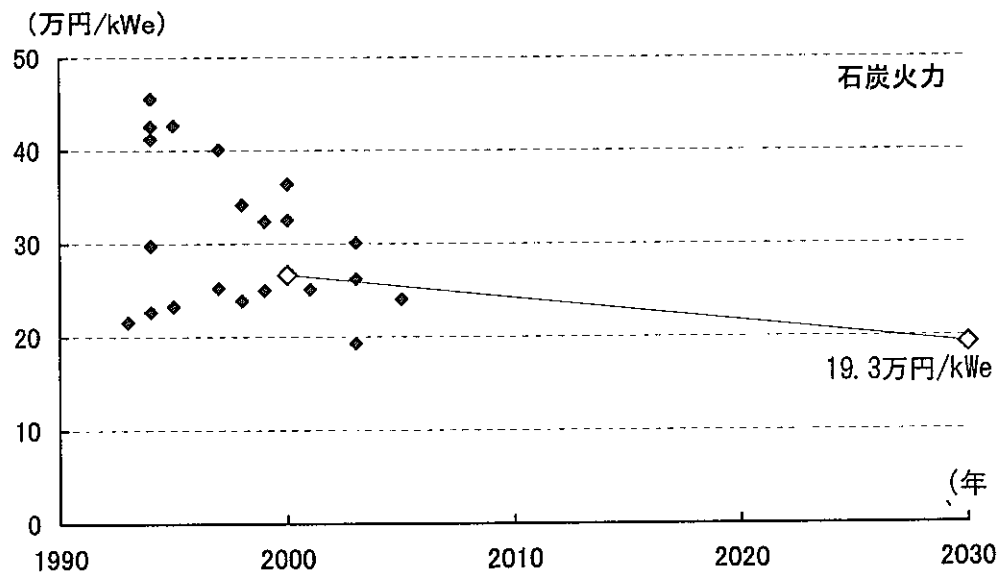
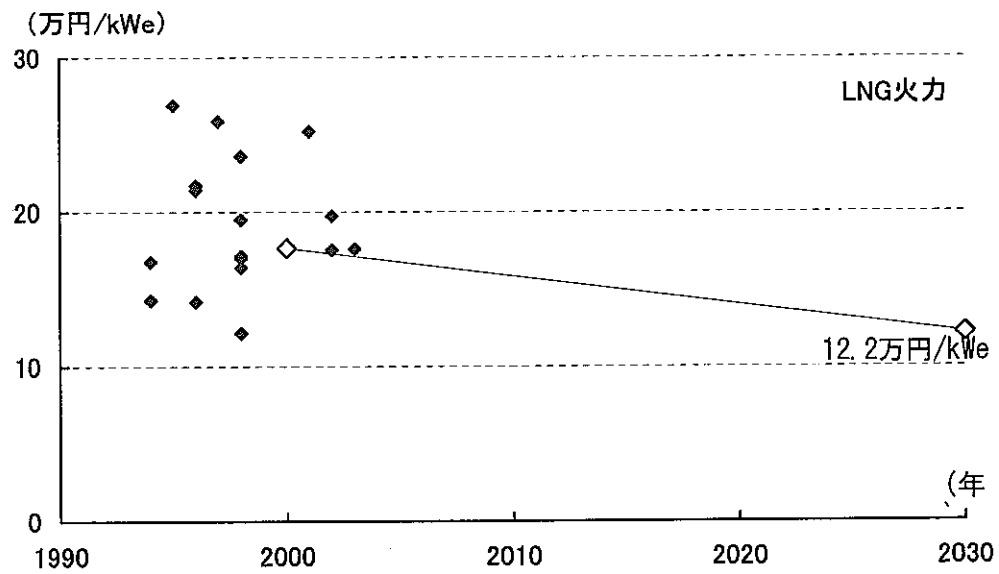
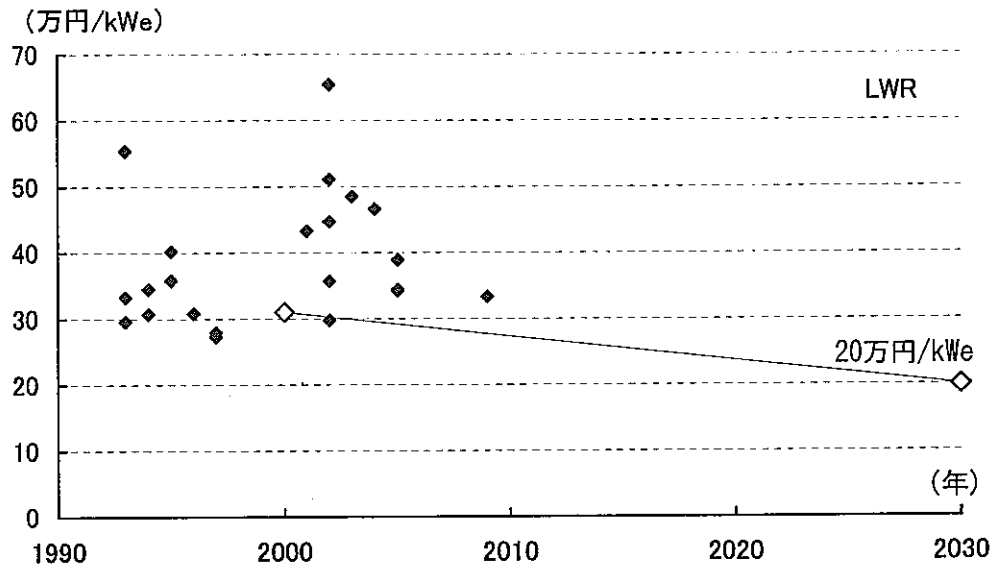


図4.1.2 火力、原子カプラントの建設費の想定

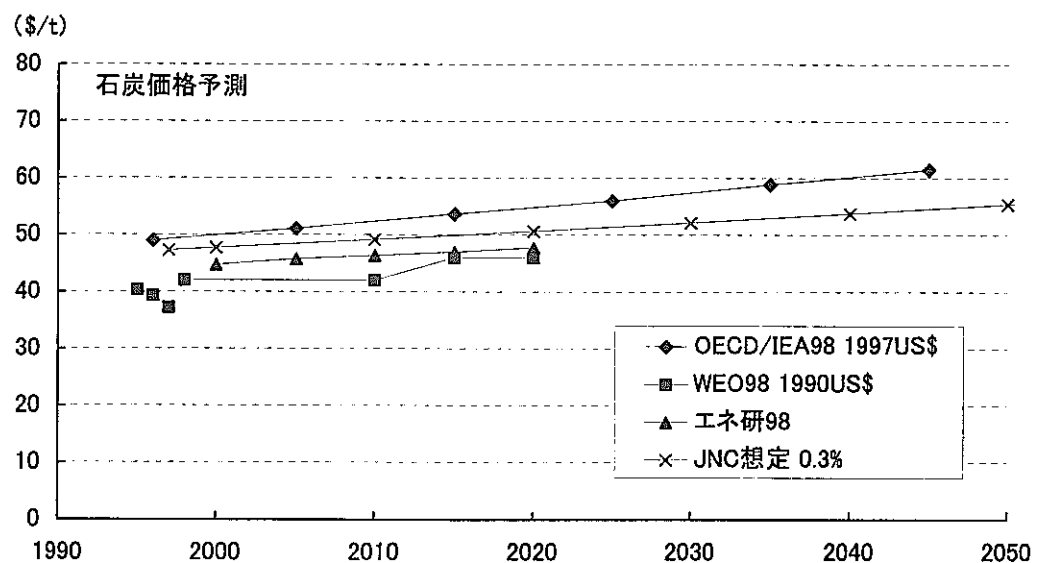
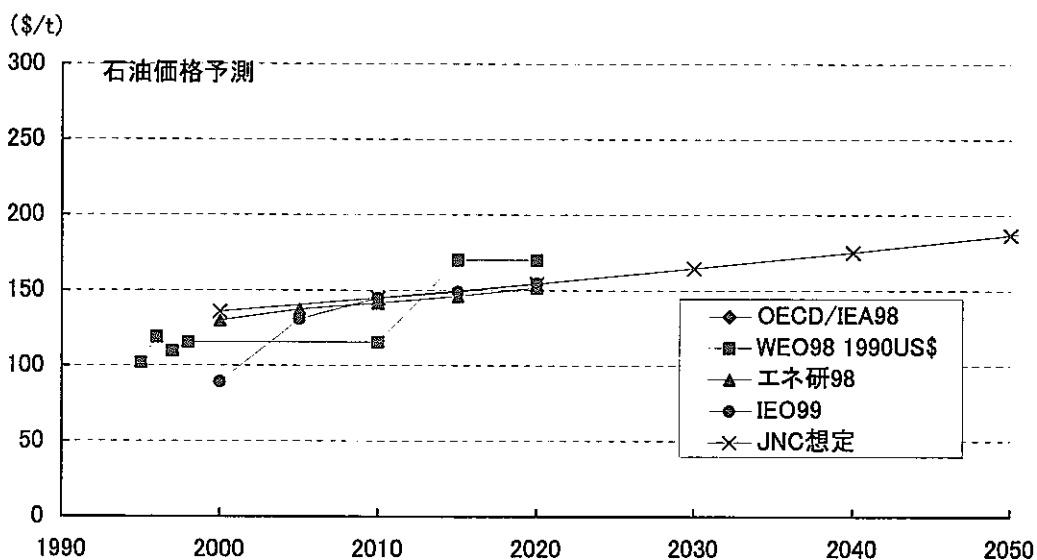
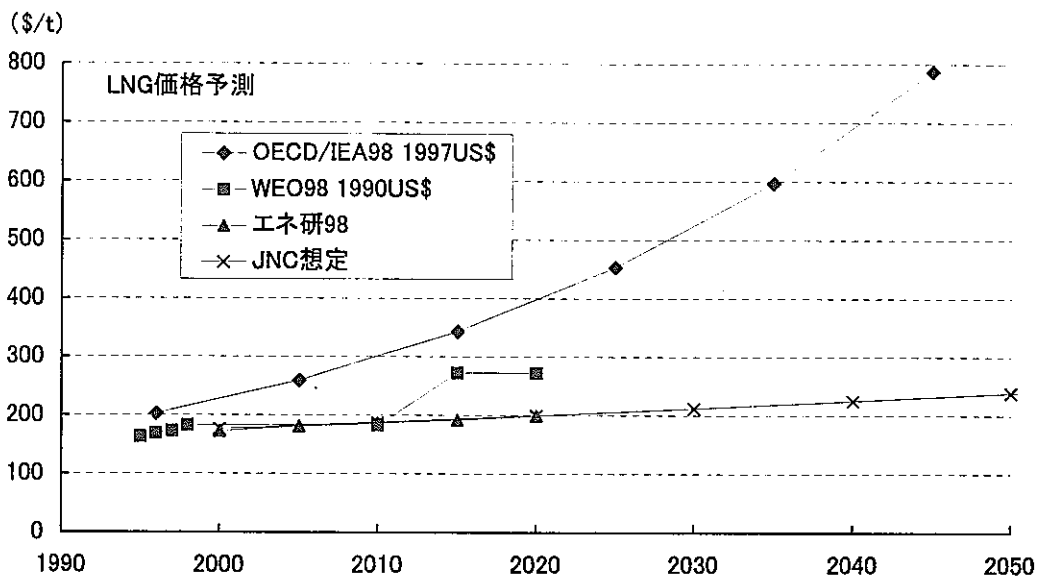
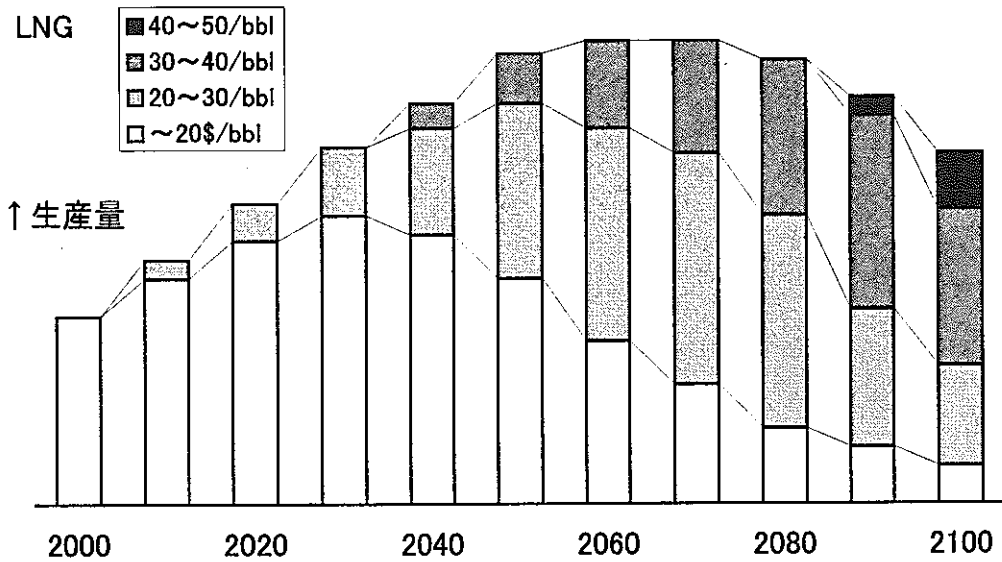
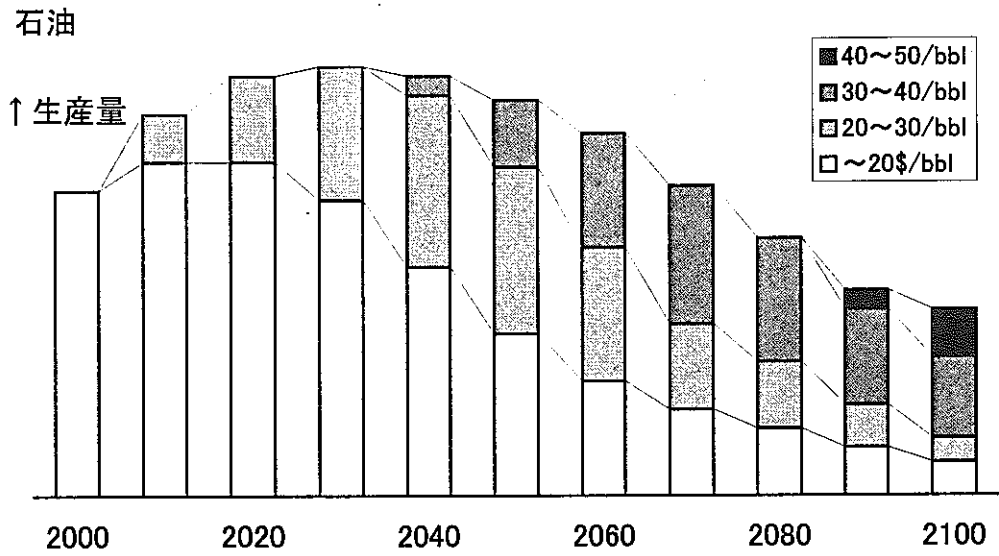


図4.1.3 各機関による燃料価格の想定



※エネルギーフォーラム1996年7月号の図より読み取り

図4.1.4 石油、LNGの需要と生産コスト

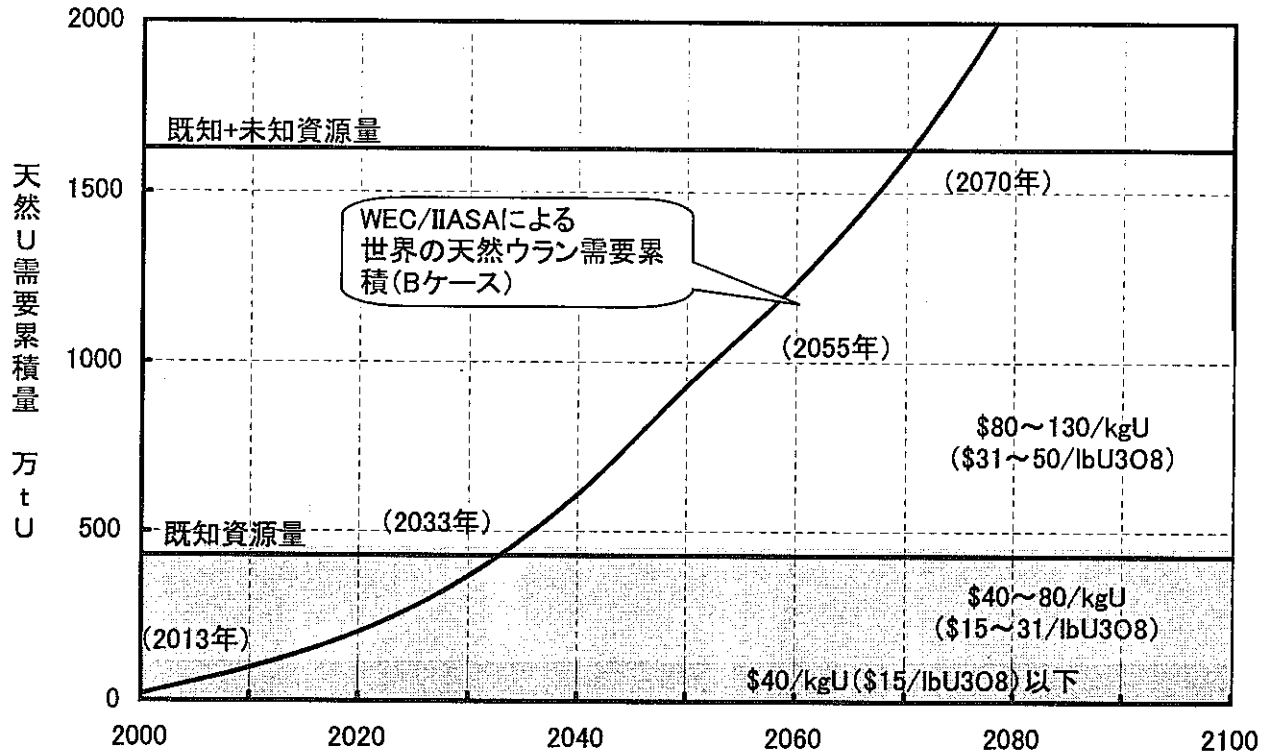


図4.1.5 天然ウラン需要量とコスト区分

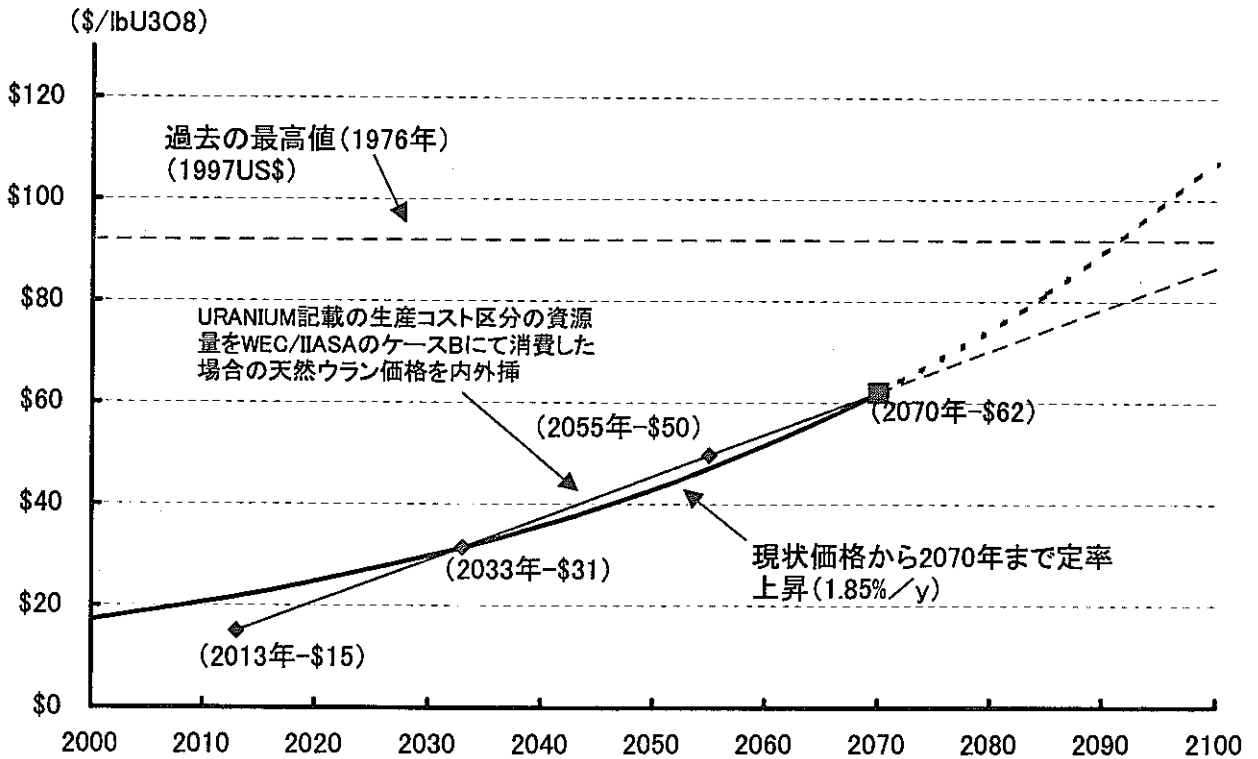


図4.1.6 天然ウラン価格上昇率の想定

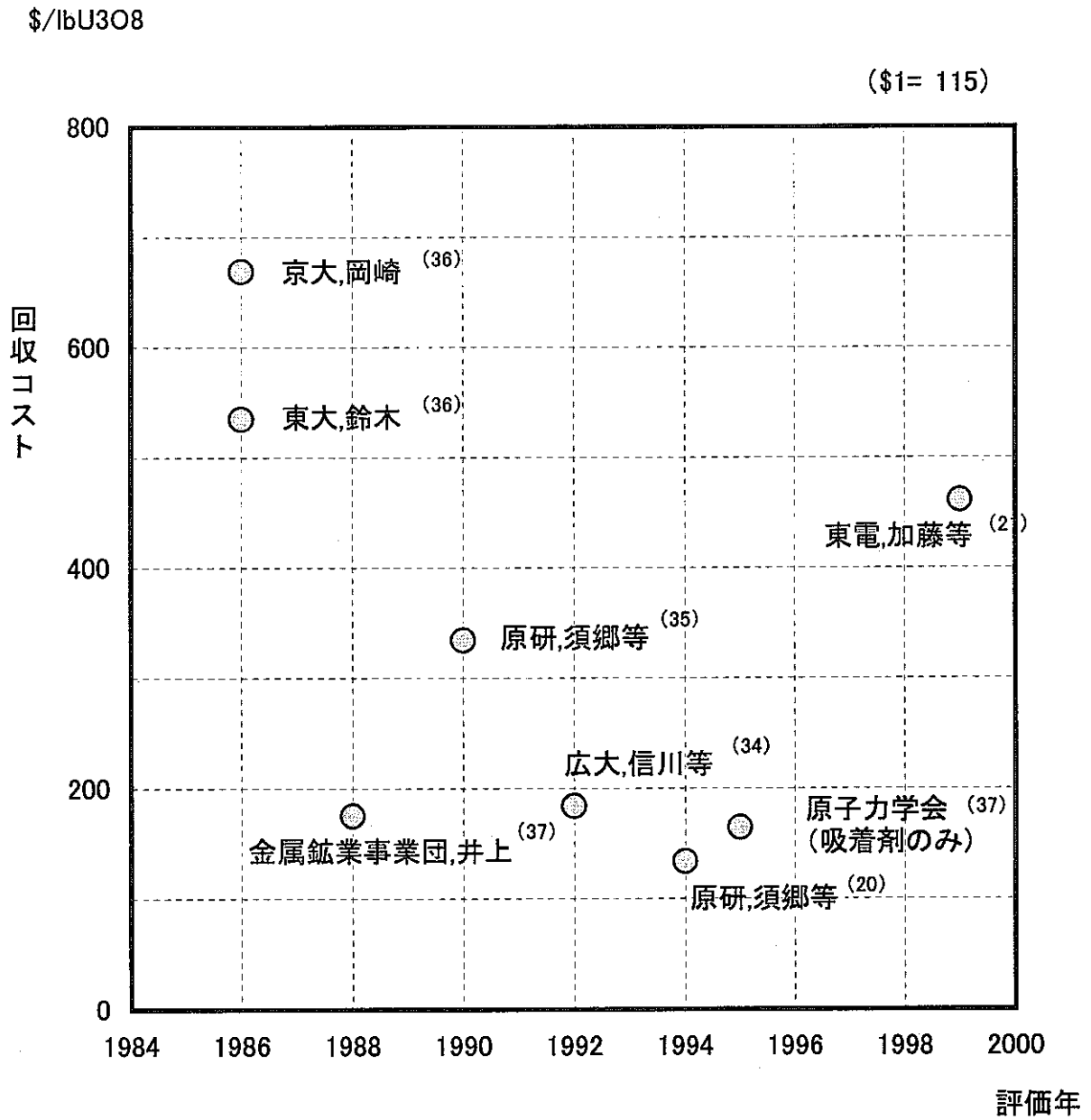


図4.1.7 海水ウラン回収コスト評価事例

(論文中に複数の評価値がある場合は最も安い値を選んだ)



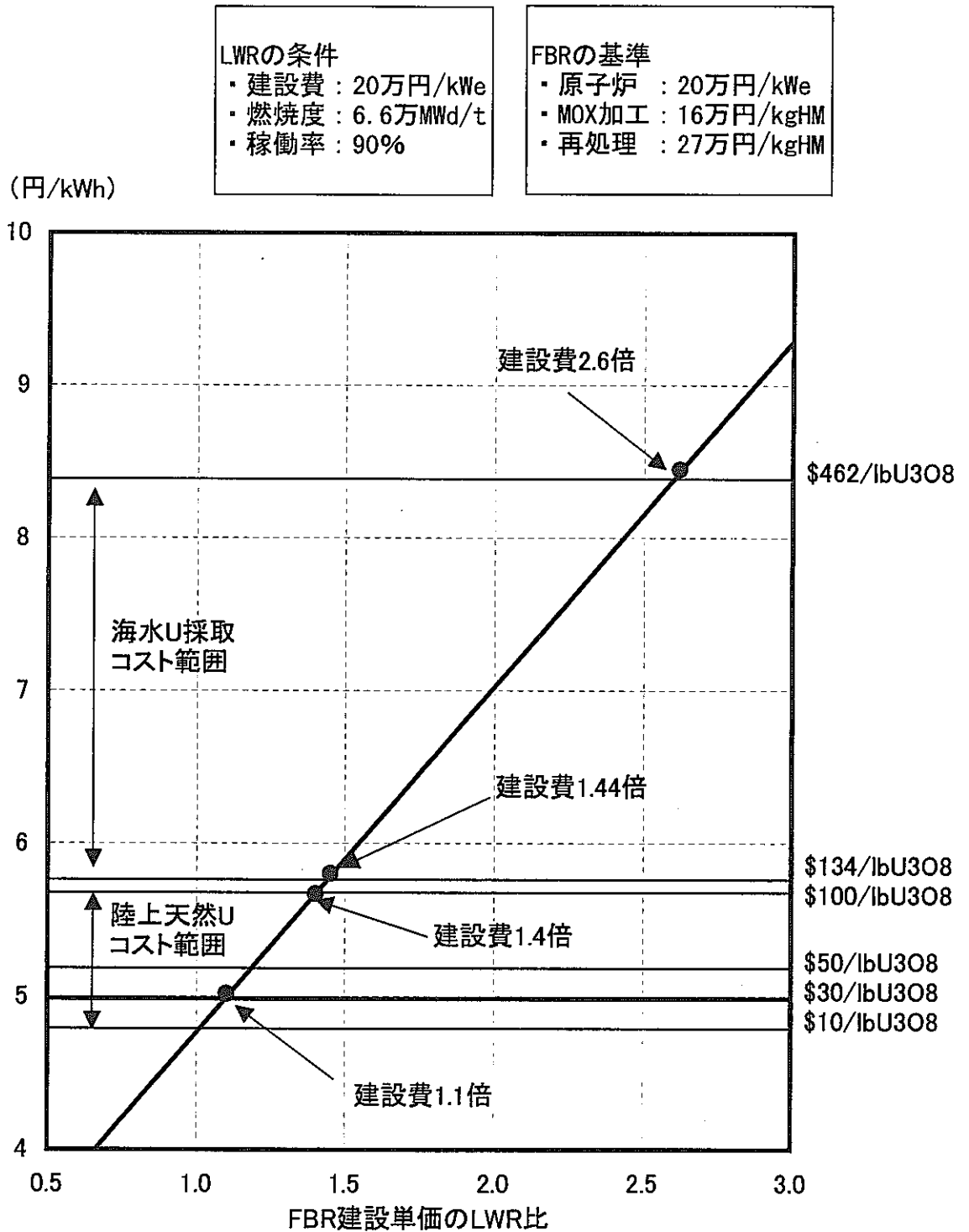


図4.1.8 ウラン価格とFBR発電コスト

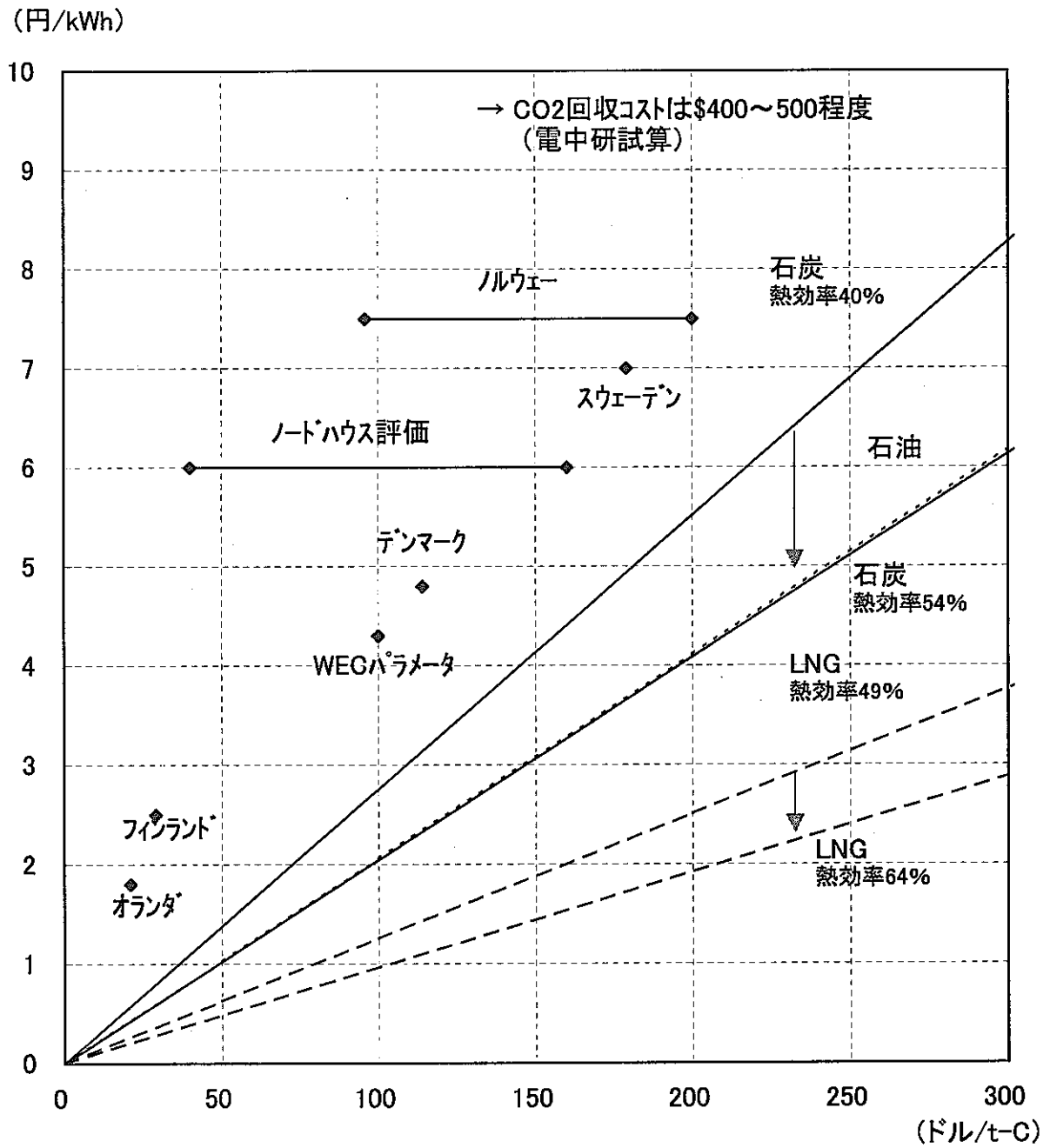


図4.1.9 燃料への炭素税追加による発電コスト増分

\$1= 115(1999年2月現在)  
 電中研-エネ研試算のCO2発生原単位を基に作成

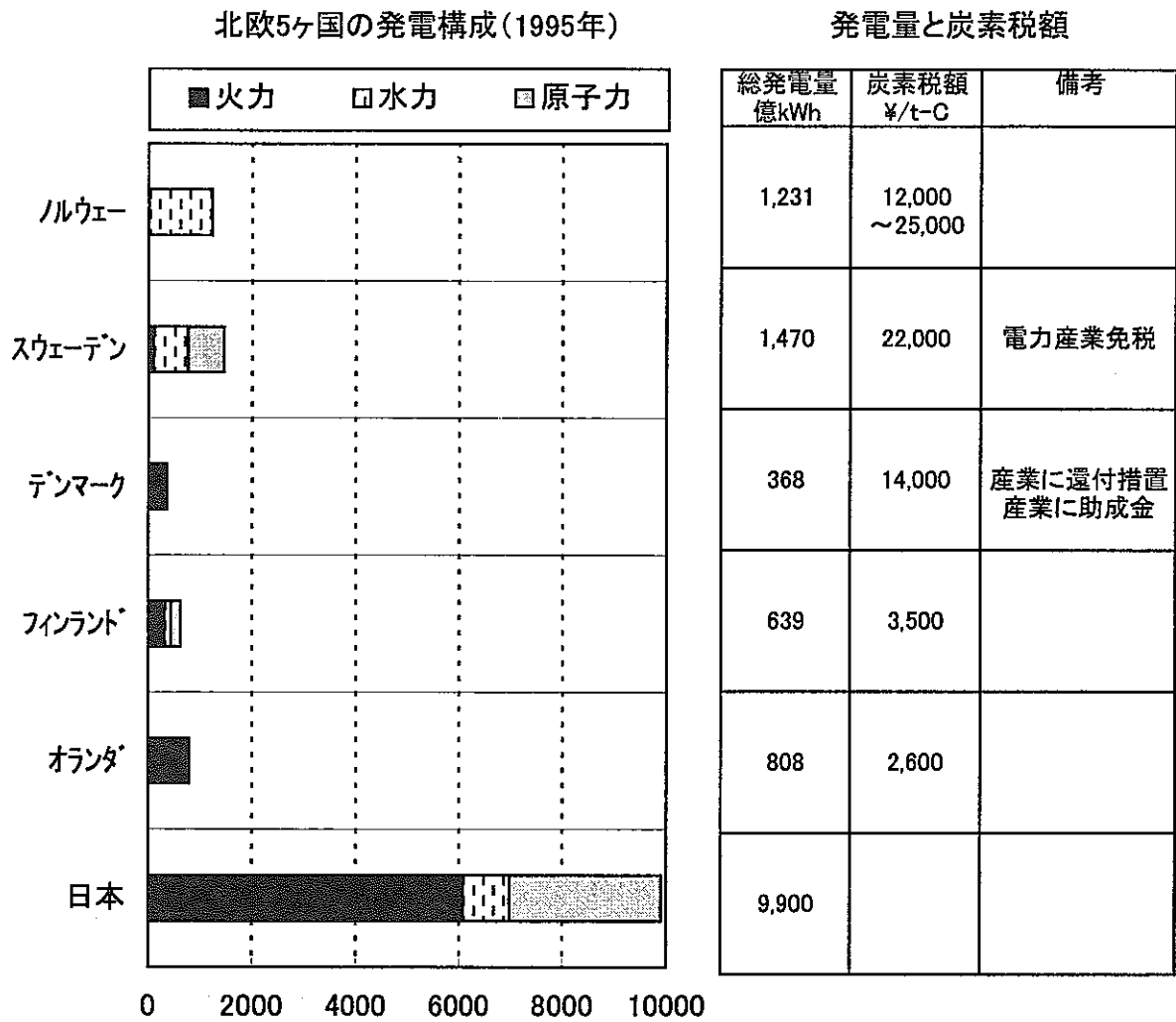
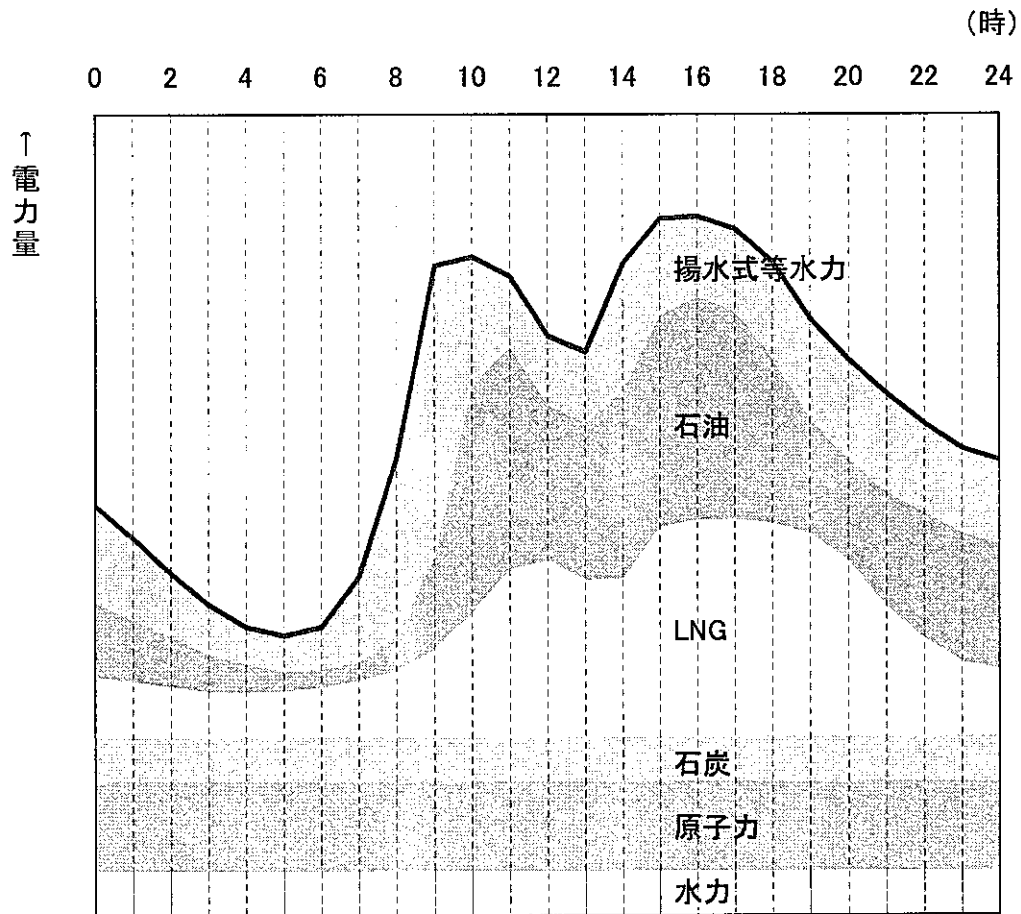


図4.1.10 炭素税の実状



東京電力ホームページを参考に作成

図4.1.11 電力の日負荷曲線例

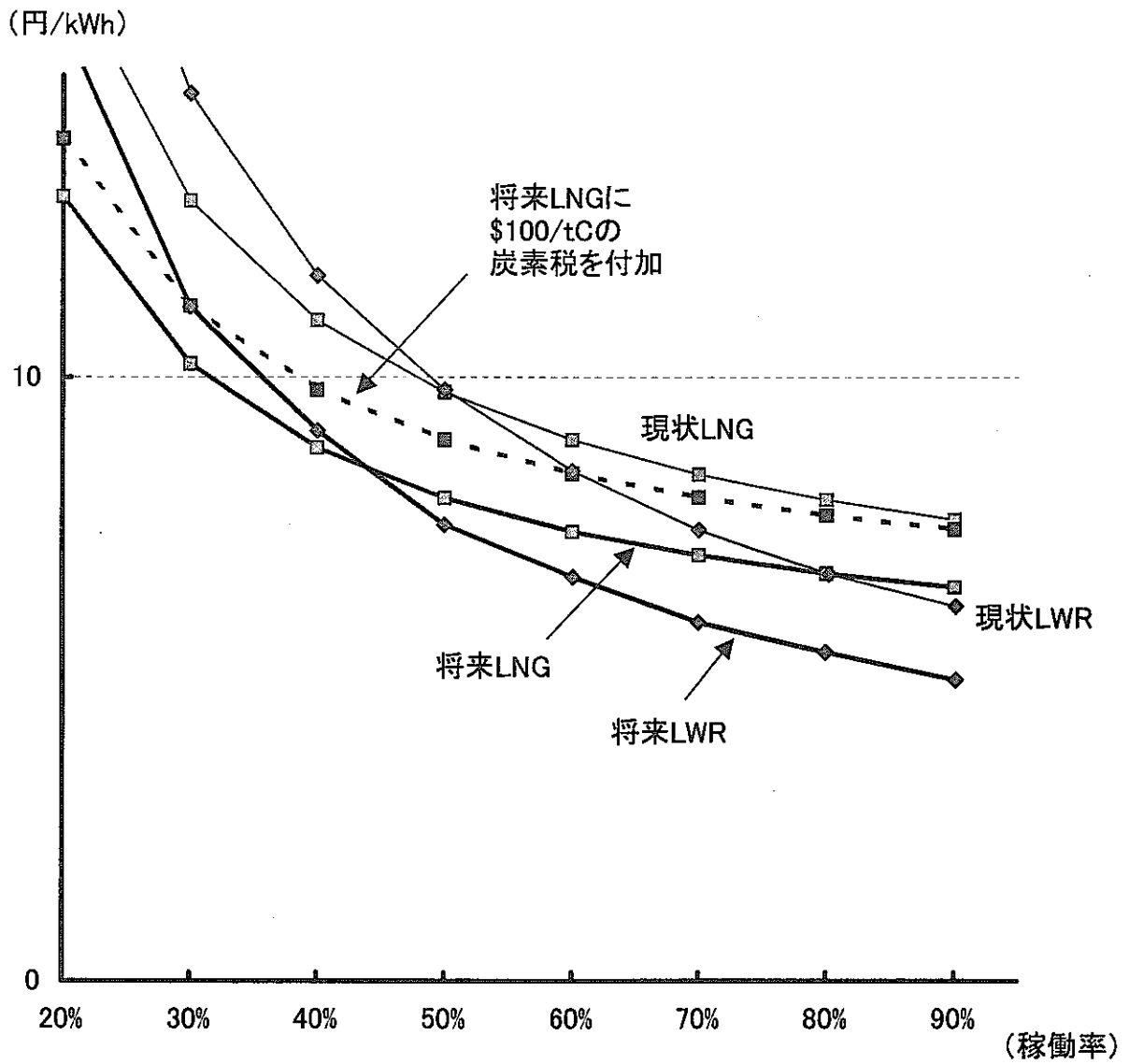


図4.1.12 プラント稼働率と発電コストの関係

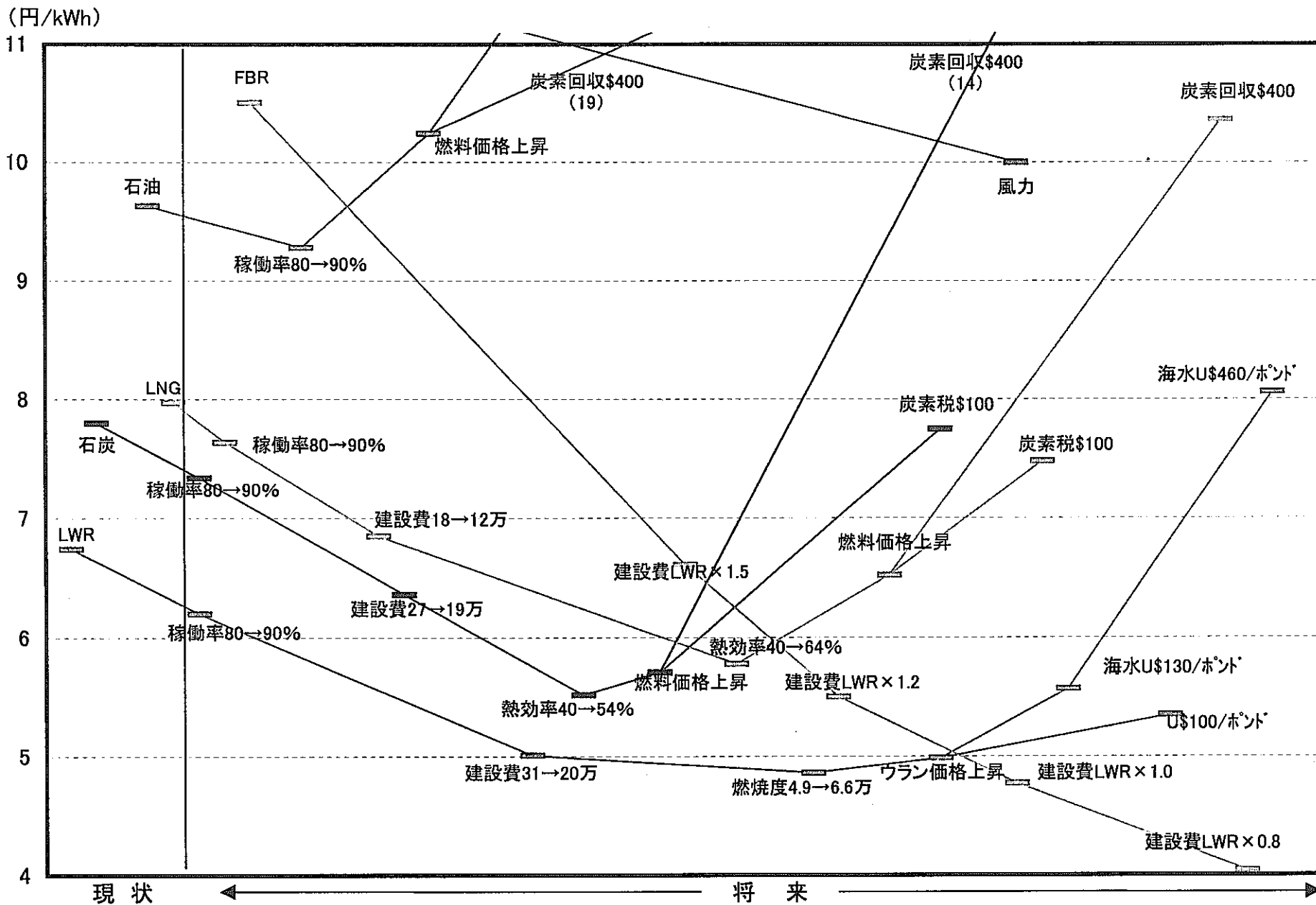


図4.1.13 各種電源の発電コスト動向予測

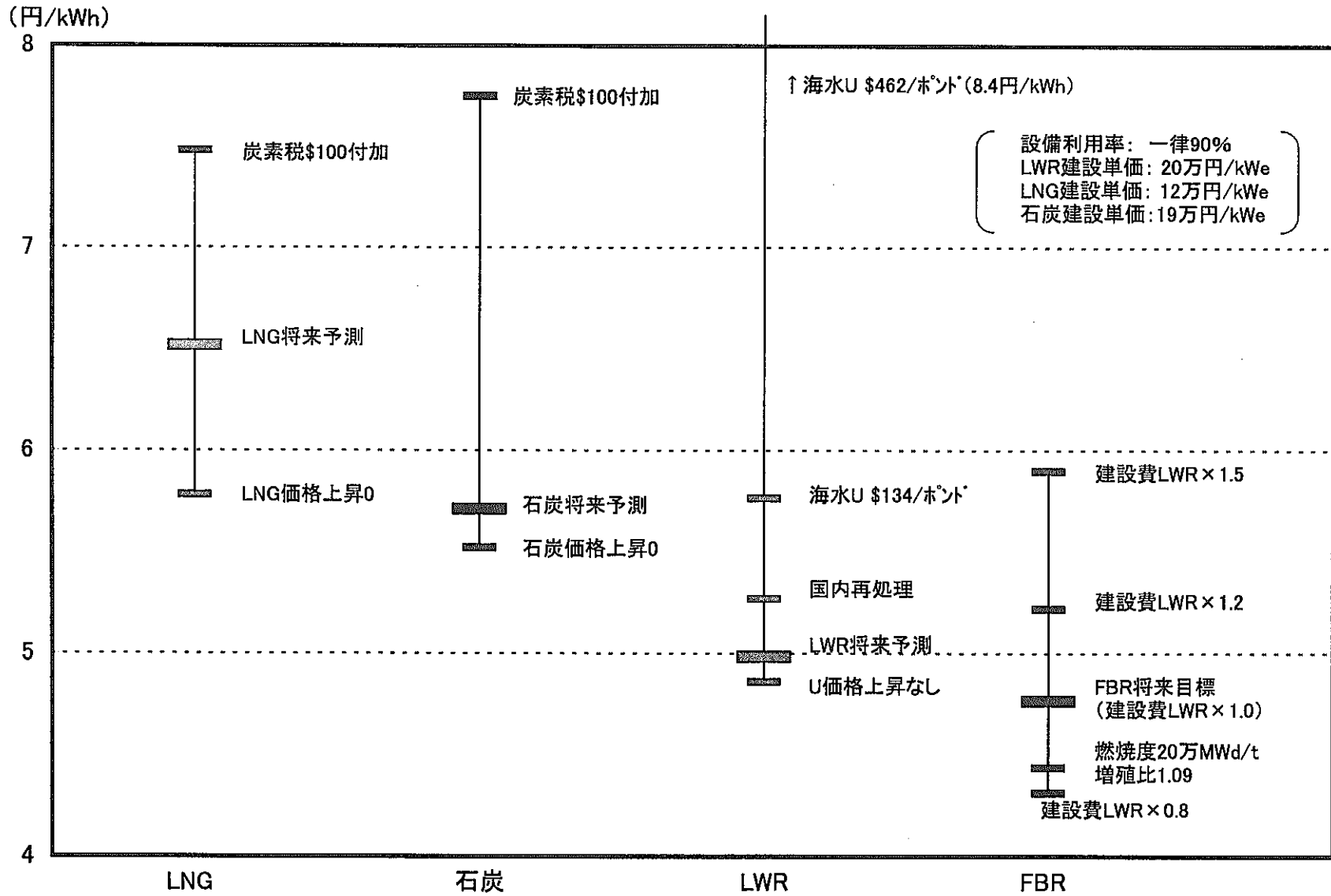


図4.1.14 火力、原子力の発電コスト動向予測

## 添付資料4.1.1(1/2) LWRおよびFBRの条件一覧

原子炉設定		PWR	PWR	FBR	備 考
		現状	将来	目標	
電気出力	MWe	1300	1300	同左	大型商用炉相当
燃焼度	MWd/t	49,000	66,000	146,000	
稼働率	%	80.2(15/3.7)	90.1(19.1/2.1)	90(13/1.4)	パラメータ(25~90%)
熱効率	%	34		40	
所内電力利用率	%	4	同左	5	実績値
償却年数、方法	年	16年-定率	同左	同左	法定値
原子炉寿命	年	40	40	同左	
原子炉建設費	万円/kWe	31	20	20	現状:通産省H4、将来:目標
償却残存価格	%	10	同左	同左	
廃炉費		564.7億円	同左	同左	総合エネ調より1,300MWe換算
積立年数-利率		40年-3%			解体廃棄物処理処分含む
固定資産税率	%	1.4	同左	同左	
人件費		12億円	同左	同左	エネ研95(建設費×0.3%)
修繕费率	%×建設費	2	同左	同左	エネ研95
諸费率	%×建設費	1.5	同左	同左	エネ研95
業務事業税率	%×全経費	1.5	同左	同左	法定値
業務分担費		103億円/130万	同左	同左	9電力有価証券報告書より
電源開発促進税	銭/kWh	44.5	同左	同左	法定値
価格基準年	西暦年	2000	同左	同左	
現在価値換算率	%	3	同左	同左	OECD/NEA94
炉内金利利率	%	3	同左	同左	OECD/NEA94
テイルウラン濃度	%	0.25	同左		OECD/NEA94
為替レート	\$1=	115	同左		99.2現在

燃料サイクル単価		PWR	PWR	FBR	備 考
天然ウラン	万円/kgU	0.513	0.8892		エネ研95
上昇率		1.85%	同左		JNC想定
転換	万円/kgU	0.069	同左		エネ研95
濃縮	万円/kgSWU	1.44	同左		エネ研95
UO2加工	万円/kgU	5程度	同左		JNC推定国内市場価格
MOX加工	万円/kgU			16	FBRプランケットも同額
使用済燃料輸送	万円/kgHM	2.0	同左	同左	エネ研95
再処理	万円/kgHM	20弱程度	同左	27	現状:海外予測、将来:パラメータ
LLW処分	万円/kgHM	1.01	1.01	0.72	発生量とドラム処分費より推定
HLW処分	万円/kgHM	7.5	10.3	11.5	総合エネ調H10
ウランクレジット	新燃料×%	70	同左		OECD/NEA'94
Puクレジット	万円/gPuf				考慮せず

リード・ラグタイム		PWR	PWR	FBR	備 考
天然ウラン→装荷	年	2.0	同左		OECD/NEA'94
UF6転換→装荷	年	1.5	同左		
PuO2転換→装荷	年			1.5	
濃縮→装荷	年	1.0	同左		
燃料加工→装荷	年	0.5	同左	同左	
取出→SF輸送、貯蔵	年	5.0	同左	1.5	
取出→再処理	年	5	46	1.5	
取出→HLW処分	年	56	同左	同左	

ロス率		PWR	PWR	FBR	備 考
転換	%	0.5	同左	同左	OECD/NEA'94
濃縮	%		同左		
燃料加工	%	1.0	同左	同左	
再処理	%	2.0	同左	同左	



添付資料4.1.1(2/2) 火力発電の試算条件

		石炭 現状	石炭 将来	LNG 現状	LNG 将来	石油 現状	石油※ 将来	備考
出力	MWe	1000	同左	1000	同左	1000	同左	エネ研'95、通産省'92
稼働率		80%	90%	80%	90%	80%	90%	
熱効率		40%	54%	49%	64%	40%	40%	
所内電力利用率		3%	同左	3%	同左	4%	同左	エネ研'95
建設費(利子込)	億円	2670	1930	1770	1220	1900	1900	通産省'92、H5電源開発の概要
耐用年	年	40	同左	40	同左	40	同左	通産省'99
償却年数	年	15	同左	15	同左	15	同左	
償却残存価額		10%	同左	10%	同左	10%	同左	法定値
閉鎖费率		0%	同左	0%	同左	0%	同左	
固定資産税率	/年	1.4%	同左	1.4%	同左	1.4%	同左	法定値
保険料率	/年	0.0%	同左	0.0%	同左	0.0%	同左	
現在価値換算率	/年	3%	同左	3%	同左	3%	同左	OECD/NEA94
人件費	億円/年	8	同左	7.1	同左	7.6	同左	エネ研'95(石油は建設費比としてLNGと同等と仮定)
修繕费率	×建設費/年	1.7%	同左	1.3%	同左	1.3%	同左	エネ研'95(石油はLNGと同等と仮定)
諸费率	×建設費/年	1.5%	同左	1.5%	同左	1.5%	同左	エネ研'95(石油はLNGと同等と仮定)
事業税	×全経費/年	1.5%	同左	1.5%	同左	1.5%	同左	法定値
一般管理費	億円/年	64	同左	64	同左	64	同左	有価証券報告書より試算
電源開発促進税	銭/kWh	44.5	同左	44.5	同左	44.5	同左	法定値
燃料消費量	万トン/年	246	235	93	88	137	154	総合エネルギー統計より概算後、熱効率にて換算
燃料価格	円/トン	7,440	8,000	25,100	30,350	24,280	27,790	国内諸経費及び税を含む

## 4.2 環境負荷低減シナリオ

### 4.2.1 シナリオの概要

日本では、発生する全ての使用済燃料を再処理することを基本としており、この観点から、六ヶ所再処理工場の建設を着実に推進する必要がある。再処理によって回収されるプルトニウムは、ウラン資源の節約と有効利用の観点から核燃料として利用するが、その際、国際的な協調の下、計画の透明性を確保し、余剰のプルトニウムを持たないと基本的な方針を堅持する<sup>[1]</sup>ことを明確にしている。

しかし、高速増殖炉研究開発の遅れや新型転換炉研究開発からの撤退などによって、日本でのプルトニウム利用は、軽水炉へのMOX燃料の使用（プルサーマル）が当面の主流となっている。プルトニウムは、核的性質から言うと高速炉に用いるのに適しているが、<sup>235</sup>Uの代わりに軽水炉のような熱中性子炉にも利用できる。当面、プルトニウムを高速炉で大量に使用する体制にない現状では、経済的にも管理上もプルトニウムは軽水炉に用いた方が利点大きい。軽水炉へのプルトニウムの利用は今後内外の再処理工場の拡張や竣工に伴い、着実に増大することが予想される。また、軽水炉におけるMOX燃料の利用は、高速増殖炉を含めた将来の核燃料リサイクルに必要な技術の確立、体制の整備等の観点から、また、核不拡散の観点から重要であり、弾力的に実施していく必要がある。

プルサーマルは、発電設備への追加投資をほとんど伴うことなく、数割程度ウランの利用効率を高めることを可能とするものである。また、日本は、使用済燃料を海外で再処理した結果、既に約19トンPu total（98年末）のプルトニウムを海外で保有しており、核不拡散への配慮の観点から、これを着実に利用することが我が国の責務となっている。プルサーマルは、このような核不拡散の観点からも重要な意義を有している。プルサーマルがプルトニウム利用の柱である時代は、中長期的なエネルギー需給動向、高速増殖炉の開発動向等を見通すと、今後数十年間の長期にわたり続くとも予想され、他方、短期的に見た場合でも、ATR実証炉建設計画の中止、「もんじゅ」の当面の停止を踏まえれば、核不拡散への配慮の観点から、プルトニウム利用に柔軟に対応できるプルサーマルの重要性は一層高まっている。<sup>[5]</sup>

従って、高速炉導入の前段階として軽水炉によるプルトニウム利用を検討の開始点とする。MOX燃料の軽水炉による燃焼、特に繰り返しリサイクルした場合は、プルトニウム同位体のうち<sup>239</sup>Puの比率が低下し、熱中性子炉では燃焼しにくい<sup>240</sup>Puや<sup>242</sup>Pu等の質量数の大きな偶数同位体、いわゆる高次化したプルトニウムが生成する。<sup>[6]</sup> そのた

め、軽水炉だけのプルトニウムの多重サイクルは限度があり、再処理してもプルサーマル燃料として利用できないプルトニウムが発生し、プルサーマル使用済燃料の蓄積を招く。<sup>[4] [5]</sup> 一方、フランスでは、MOX の母材の減損ウランを濃縮ウランとすることで多重サイクルを目指す動きがある。<sup>[6]</sup>

プルトニウムの偶数同位体は、熱中性子炉では中性子を吸収する性質を有するが、中性子エネルギーの高い高速炉の炉心では燃焼することができる。燃焼のし易さの尺度となる等価フィッサイル係数の比較を表 4. 2. 1 に示す。等価フィッサイル係数とは、Pu-239 の炉心反応度に対する効果を 1.0 として、他のプルトニウム同位体およびウラン同位体などの相対的な反応度効果を表すものである。

表 4. 2. 1 等価フィッサイル係数<sup>[7]</sup>

核種	熱中性子炉	高速中性子炉
<sup>235</sup> U	0.8	0.77
<sup>238</sup> Pu	-1	0.44
<sup>239</sup> Pu	1	1
<sup>240</sup> Pu	-0.4	0.14
<sup>241</sup> Pu	1.3	1.5
<sup>242</sup> Pu	-1.4	0.037
<sup>241</sup> Am	-2.2	-0.33

また、熱中性子エネルギースペクトルでは、プルトニウムの偶数同位体が中性子 1 個あたりの吸収で放出する中性子は 1 よりかなり小さいが、高速スペクトルでは 1 以上となり、吸収した中性子より多くの中性子を放出するので、連鎖反応過程が成立する。これは、ネプツニウムやアメリシウム等のマイナーアクチニドに関しても同様である。すなわち、高速炉は軽水炉に比べてより多くの核種を燃焼できるという性質を有していると言える。

従って、高速炉を導入することで、軽水炉の使用済燃料を再処理しプルトニウムなどの核物質を回収、利用することができるので、プルトニウムを含まないガラス固化体製造が可能となり、高レベル廃棄物量及びその潜在的毒性を低減させることができる。さらに、プルトニウムと同時にマイナーアクチニドを一括で燃焼するいわゆる TRU (Trans-Uranium elements: 超ウラン元素) サイクルにより、地層処分に対する社会的不安感を低減させる効果が期待できる。さらに高速炉では長寿命 FP (LLFP: Long Lived Fission Products) 核種などの消滅能力もあり、廃棄物の潜在的毒性低減に大きな能力を有している。これにより、より一層の潜在的毒性低減効果が期待でき、同時に処分サ

イトへの核物質移行を抑制できる。さらに、長期の毒性、放射能の影響に寄与する長寿命 FP 核種の消滅も指向される。ただし、潜在的毒性低減効果は処分場負荷低減と物理的に直結しないという意見がある。しかしながら、処分場にそもそも含まれる毒性を低減することは不安感の払拭など社会的に大きな意味を有する可能性があると言える。<sup>[8] [9]</sup>

また、TRU 廃棄物側へ移行する I-129 は、深地層中での還元性環境での漏洩が大きいいため、負荷低減の観点から I-129 の消滅の意義は高い。<sup>[10]</sup>

究極的には、半減期と生成量から選定された 29 の放射性 FP 核種 (Tc-99、Pd-107、Cs-135 等) の分離・変換処理の可能性も示唆されている。<sup>[11]</sup>

図 4.2.2 に環境負荷低減の観点から見た高速炉導入の時系列的なイメージを示す。

軽水炉と高速炉が共存している期間では、高速炉は軽水炉から生じる放射性核種の消滅を最小限のエネルギー損失で行うことができる。導入開始段階の高速炉は、軽水炉 (主にプルサーマル) からのプルトニウム燃焼が使命であり、できるだけ高いプルトニウム燃焼量を確保した高速炉が要求される。その後、マイナーアクチニド核種や一部の FP 核種 (例えば、I-129) を変換対象として、順次変換対象核種数を増やしていくことが考えられる。ただし、将来的にはウラン資源制約などから、全ての発電を高速炉で賄うことを想定している。軽水炉で生じたマイナーアクチニドなどを処分し終わった後には、高速炉自身で生じた TRU や顕著な放射性 FP 核種を全て消滅 (一部保管消滅) しようとする試みが「自己で整合性を有する原子力システム Self-Consistent Nuclear Energy System (SCNES)」であり、工学的成立性も検討評価されている。<sup>[12]</sup>

高速炉における放射性廃棄物の消滅はひとつのオプションであり、軽水炉ワンズルーシナリオや中間貯蔵シナリオなどとの戦略的な比較や未臨界加速度駆動炉などとの消滅手段としての比較など、十分な比較評価が必要である。ただし、高速炉システムの持つエネルギー生産と消滅を同時に達成しうる機能は最大の利点であると言える。

#### 4.2.2 参考文献

- [1] 原子力委員会、当面の核燃料サイクルの具体的な施策について、平成 9 年 1 月 31 日決定、(1997. 1. 30)
- [2] 総合エネルギー調査会原子力部会、中間報告書、(1997. 1. 20)
- [3] 安藤他、使用済燃料の核種組成評価、日本原子力研究所、JAERI-Research 99-004、(1999)
- [4] バタイユ他、原子燃料サイクルのバックエンドに関する報告書、(1998)
- [5] 小藤他、プルトニウム多重リサイクルによる同位体組成変化の解析、サイクル機構報告書 PNC TN9410 97-100、(1997)
- [6] JP Grouiller, et al., Nuclear Materials Recycling in Conventional or advanced Reactor: A Scenario Study, GLOBAL' 99、(1999)
- [7] 植松他、MOX 燃料の設計、原子力工業 第 37 卷 第 8 号、(1991)
- [8] 向山、長半減期核種と消滅処理、放射性廃棄物研究、Vol. 2 No. 1 & 2、(1996)
- [9] 塩月他、アクチニドリサイクルによる環境負荷低減効果に関する考察、放射性廃棄物研究、Vol. 2 No. 1 & 2、(1996)
- [10] 藤原他、放射性ヨウ素を含む廃棄物 (1) 放射性ヨウ素を含む廃棄物の処理処分の検討状況について、原子力バックエンド研究、Vol. 6 No. 1、(1999. 12)
- [11] Y. Fujiie, An Approach to Self-Consistent Nuclear Energy System -Potential of Fast Reactors-, (1992)
- [12] 篠田他、高速増殖炉を用いたゼロリリースサイクルの検討、原子力学会 98 年秋の大会、E28, 29、(1998)

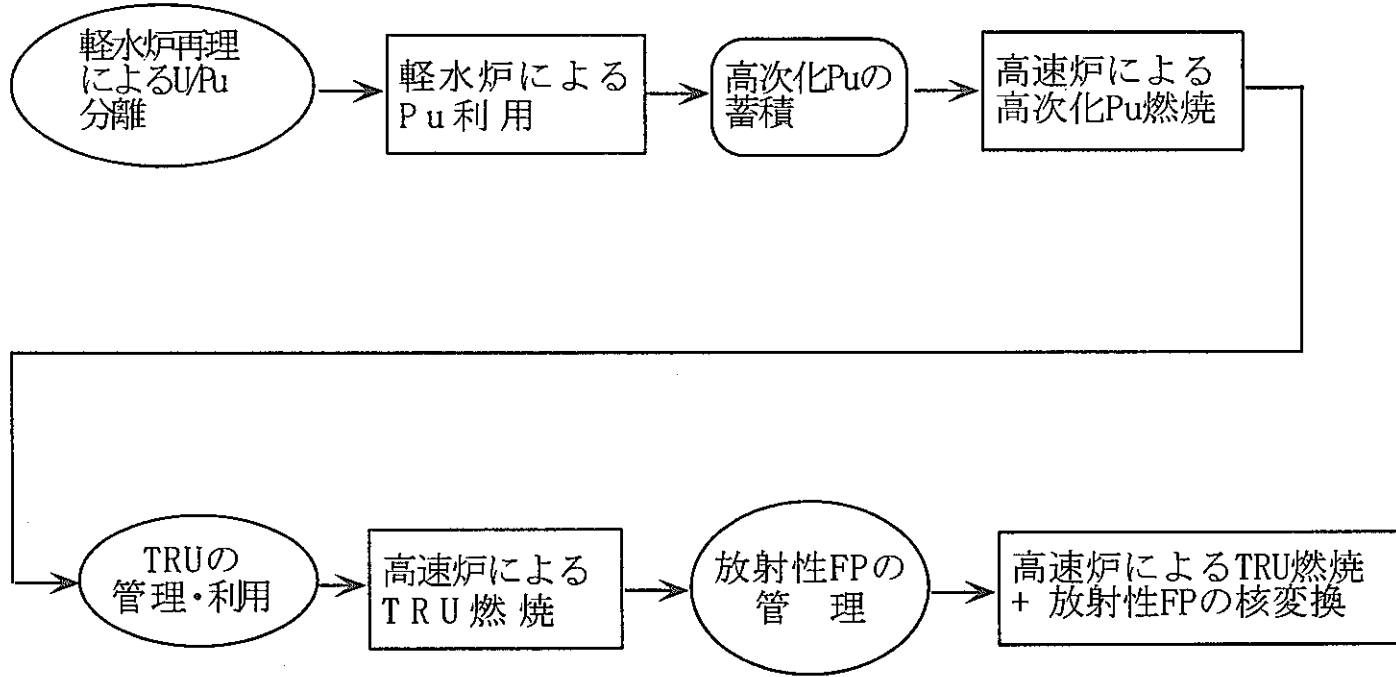


図4.2.1 環境負荷低減シナリオ

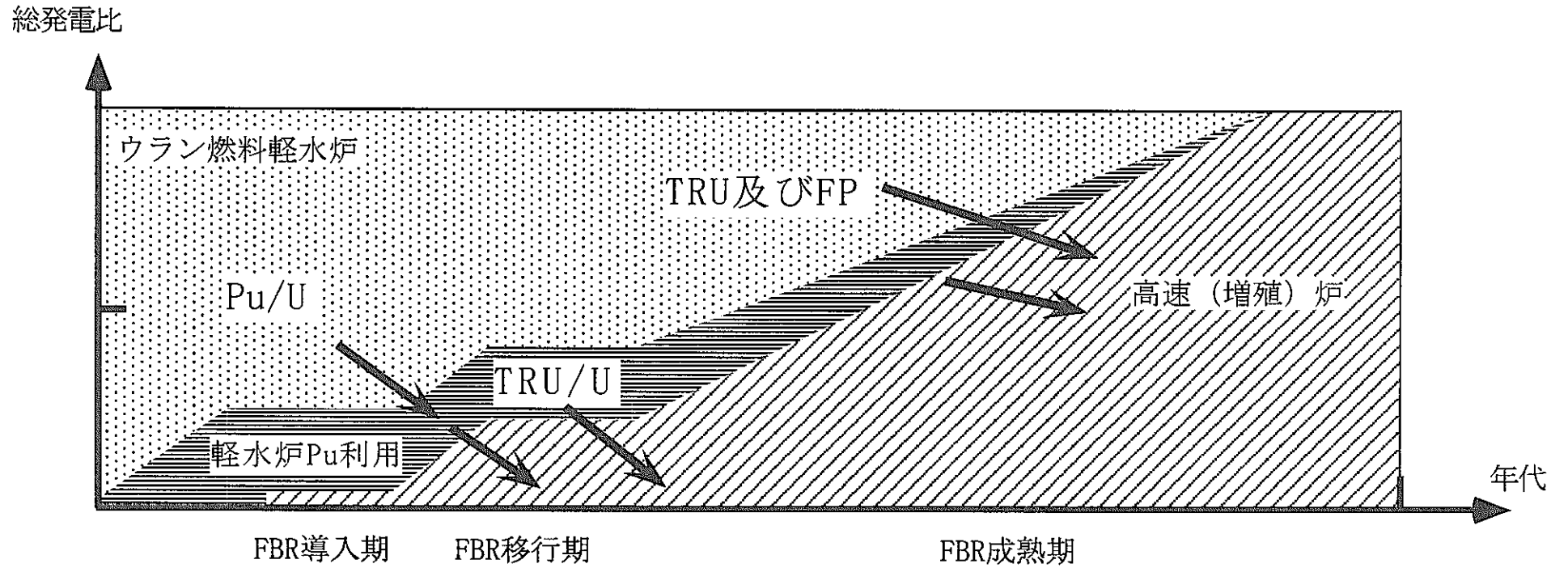


図4.2.2 環境負荷低減シナリオのイメージ

### 4.3 エネルギー・セキュリティ確保シナリオ(アジア・太平洋地域)

#### 4.3.1 日本にとってのアジア・太平洋地域のエネルギー・セキュリティ

日本にとってアジア・太平洋地域のエネルギー・セキュリティが重要なのは以下のような理由が考えられる。

- アジア・太平洋各国との経済的、政治的な結びつきが強くなっている。  
アジアの社会的安定や経済的安定が日本の安全保障や経済発展に大きく関与しており、アジアのある地域でのエネルギー問題(紛争)がアジア・太平洋全体の経済不安や社会不安につながる可能性がある。
- 中国、NIES、アセアン地域におけるエネルギー需要の増大が世界のエネルギー需給バランスを逼迫させる。  
世界のエネルギー需給バランスの逼迫は、即ち日本のエネルギー需給バランスにも大きな影響を与える。

このように、日本のエネルギー需給の安定を確保するためには、国内にのみ視点を置くだけでは不十分になってきており、世界、特にアジア・太平洋地域のエネルギー需給構造の安定化を進めることが重要であることが分かる。

今回の検討の対象としたアジア・太平洋地域は、アジア大陸のうちアフガニスタン、パキスタン以東(オーストラリア、ニュージーランドも含む)とし、次の4つの地域に分割した。(図 4.3.1) <sup>□</sup>

- 南アジア地域: インド、アフガニスタン、パキスタン、バングラディッシュ 等
- 中央計画経済地域: 中国、北朝鮮、モンゴル、ベトナム 等
- 東・東南アジア地域: 韓国、台湾、フィリピン、タイ、インドネシア 等
- アジア太平洋 OECD 地域: 日本、オーストラリア、ニュージーランド

#### 4.3.2 エネルギー・セキュリティの重要性

1970年代日本で起きた2度のオイルショックは、日本の一次エネルギーが高い石油依存と高い中東依存という特質を有していたことが背景にあった。1975年当時、



日本のエネルギー需要は約 330Mtoe (ton oil equivalent:石油換算トン)であった。ちなみに、当時の日本を除くアジア全体(オーストラリア、ニュージーランドを除く)を合わせた需要は、可燃再生エネルギー(植物性燃料)を含めて 700Mtoe と日本の約 2 倍程度であった。<sup>[2]</sup> 1997 年現在、アジア各国のエネルギー需要が増え、インドは 1975 年当時の日本と同程度、中国においては既に 3 倍程度に達し、韓国においても 1/2 程度の規模になっている。<sup>[2] [3]</sup>

一般に、ある国(地域)において人口および経済活動が大きくなるにつれ、エネルギーの需要が増大する。エネルギー危機の際、エネルギー需要が小さい規模のうちはその代替エネルギーの確保等にもある程度の対応が可能とも考えられるが、エネルギー需要の規模が大きい場合には、バランスの悪い供給構造によっては大きな被害を被ることになる。被害を最小限に押さえるためには、エネルギーの供給面において、エネルギーの種類の多様化および輸入先の分散化などを進める必要がある。

アジア・太平洋地域はエネルギーの状況について、かなり複雑な状況を抱えている。経済発展および資源存賦の状況が各国で大きく異なるのがその理由である。日本、韓国、台湾、タイおよびフィリピン等の少資源保有国は、石油中心の一次エネルギー供給構造を持ち、また、日本、韓国、台湾等のように経済規模の大きい国すなわちエネルギー需要規模の大きい国ほど、資源輸入相手国とエネルギー資源自体の多様化およびエネルギー利用の効率化を進めており、ベストミックス化の方向を目指している。中国、インドネシア、マレーシア、ブルネイ等の資源保有国は、各国で産出する資源を中心とした一次エネルギー供給構造を持つが、自国資源の温存化を図るため非化石エネルギー源へのシフトの傾向が見え始めている。

アジア各国の一次エネルギーの現状は、以下の通りである。(図 4.3.2) <sup>[4]</sup>

石油資源依存国	: 日本、韓国、台湾、タイ、ベトナム、インドネシア、フィリピンなど
石炭資源依存国	: 中国、インドなど
天然ガス資源依存国	: ブルネイなど
石油・天然ガス資源依存国	: マレーシアなど

### 4.3.3 アジア・太平洋地域の将来エネルギー需要予測(世界エネルギー会議報告書より)

#### 4.3.3.1 アジア・太平洋地域全体

WEC(世界エネルギー会議)の1998年報告書によると、最も現実的なケース(シナリオ B)で、2100年時点でのアジア太平洋地域全体の一次エネルギー需要量は、現在の3,100Mtoeの約5倍である14,600Mtoeに増加する(21世紀平均の伸び率としては約1.6%/年)と予測している。(図4.3.3、4.3.4)<sup>[1]</sup> 特にインドを中心とした南アジア地域(40%を占める)および中国を中心とした中央計画経済地域(同40%)で大きく増大する。アジア太平洋地域の順調なエネルギー需要の伸びは、この地域の年率0.5%の人口増加および年率2.5%の経済成長によるものである。(図4.3.5、4.3.6)<sup>[1]</sup>

一方、アジア全体の一次エネルギーの域外依存度は21世紀を通じて10～15%と低いものの、各地域別に見ると、

- 21世紀後半からの南アジア地域での天然ガスと石炭を中心とした域外依存
- 21世紀後半までの東・東南アジア地域での石油と石炭を中心とした域外依存
- 21世紀中盤までのアジア太平洋 OECD 地域の石油と天然ガスを中心とした域外依存

等の不安定要素を残している。しかし、石油の輸入がアジア地域外の中東地域にその大部分を依存するのに比べ、石炭はもともとアジア太平洋地域に多く存在(確認可採埋蔵量の約半分を占める)し、アジアの各地域間での需給が可能である。また、天然ガスについては、中東地域だけでなく旧ソ連・東欧諸国にも存在し、その輸入相手先の多様化が図れる。その意味でシナリオ B は、21世紀後半までは部分的に中東の石油に依存した地域による、エネルギー・セキュリティの不安定要因が存在するものの、2100年時点までにはアジア全体でかなり改善されるものと考えられる。各資源の埋蔵量の分布を図4.3.7～4.3.10に示す。<sup>[5][6][7]</sup>

同じくWECの1998年報告書によると、2100年時点でのアジア太平洋地域全体の電力需要量は、現在の3,400TWhの約9倍である31,100TWhに増加すると予測している。(図4.3.11、4.3.12)<sup>[1]</sup> 電力化率(一次エネルギー需要量全体に占める電力向けの一次エネルギー供給量の割合)も、発電効率を40%と仮定すると、2000年の約24%から2100年では45%程度まで増加し、現在の日本並み(1997

年現在約 40%)まで大きく電力化が進むものと推測される。

2000 年時点の石炭火力依存から、原子力および新エネルギー中心の電源構成に変わっている。アジア太平洋地域全体の電力量増加に対しては主に、原子力(絶対量で約 40 倍に増加)、新エネルギー(同約 20 倍)、石炭(同約 3 倍)および水力(同約 4 倍)で賄うと予想している。

エネルギー問題は環境問題とも密接な関係がある。アジア地域の急速なエネルギー需要の伸びにより、CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub> などの排出量も大きく増加する。これら CO<sub>2</sub> 等の排出は単に発生源の国だけの問題ではなく、周辺国や周辺地域、さらには世界規模への問題となっている。

図 4.3.13 に世界の CO<sub>2</sub> 発生量を示す。<sup>[1]</sup> WEC のシナリオ B では、2100 年、アジア地域から発生する CO<sub>2</sub> 量は 1990 年レベル(約 1.5Gt-C)の約 4 倍の 5.6Gt-C まで増加すると予想されている。1990 年では世界の 6Gt-C の約 20 数%を占めていたが、2100 年では世界全体の約半分を占めるまでに至る。特に南アジアや中央計画経済地域では増加の一途をたどり、アジア地域での CO<sub>2</sub> 発生量の約 6 割が中国を中心とした中央計画経済地域からのものとなっている。

CO<sub>2</sub> および NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub> の発生量削減のため、電力部門における石炭火力からの脱却を進めると共に、エネルギー全体としては電力化をさらに進めることが必要である。石炭火力を原子力へ転換するためには、CO<sub>2</sub> 除去設備を設置した場合の経済性比較で原子力の方が有利であることおよびミドル負荷用電源としての負荷追従性について特に問題がないことが前提となる。(経済性向上シナリオ参照)

#### 4.3.3.2 各地域別

##### (1) 南アジア地域(図 4.3.14、4.3.18、4.3.22) <sup>[1]</sup>

南アジア地域では、2100 年時点の一次エネルギーは 2000 年の 580Mtoe の約 10 倍の 5,630Mtoe まで増加すると予想されている。現在のバイオマス、石油、石炭中心から、将来は原子力、石炭、天然ガス、新エネルギーとかなりバランスの良いベストミックス化が進む。しかし、域外へのエネルギー依存度は、2000 年時点で約 16%でそのほとんどが石油の輸入であるのに対して、2100 年時点では天然ガスおよび石炭の輸入が増え、逆に 40%と増加する。

一方、2100 年時点の電力需要量は、2000 年時点の 480TWh の約 26 倍である 12,600TWh に増加すると予測している。電力化率は 2000 年の約 18%から 2100 年

では 48%まで進み、石炭火力中心から原子力中心の電源構成に変わっている。

(2) 中央計画経済地域(図 4.3.15、4.3.19、4.3.23) <sup>[1]</sup>

中央計画経済地域では、主に中国を中心に 2100 年時点の一次エネルギーは 2000 年の 1,360Mtoe の約 4.4 倍の 5,950Mtoe まで増加すると予想されており、将来はかなり石炭へのエネルギー依存が進む。これは中国における膨大な石炭資源を背景としたものであり、石炭需要が大きいにも拘わらず、域外へのエネルギー依存度は、21 世紀を通じてほとんどない。

一方、2100 年時点の電力需要量は、2000 年時点の 1,250TWh の約 8.3 倍である 10,400TWh に増加すると予測している。電力化率は 2000 年の約 19%から 2100 年では 37%程度まで進み、現在の石炭火力依存から原子力および新エネルギー中心の電源構成に変わると予想されている。

(3) 東・東南アジア地域(図 4.3.16、4.3.20、4.3.24) <sup>[1]</sup>

東・東南アジア地域では、2100 年時点の一次エネルギーは 2000 年の 570Mtoe の約 4.3 倍の 2,460Mtoe まで増加すると予想されている。現在の石油、バイオマス中心から、将来は新エネルギーおよび原子力へのエネルギー依存が進む。域外へのエネルギー依存度は、21 世紀後半までにかけて約 20~30%で推移し、そのほとんどが中東からの石油の輸入である。

一方、2100 年時点での電力需要量は、2000 年時点の 530TWh の約 12 倍である 6,500TWh に増加すると予測している。電力化率は 2000 年の約 20%から 2100 年では 55%程度まで進むものと推測される。2000 年は新エネルギー(バイオマス等)、原子力、化石燃料、水力がバランスの取れた電源構成となっているが、将来は原子力および新エネルギーを中心とした電源構成に変わると予想されている。

(4) アジア太平洋 OECD 地域(図 4.3.17、4.3.21、4.3.25) <sup>[1]</sup>

アジア太平洋 OECD 地域では、2100 年時点の一次エネルギーは 2000 年の 590Mtoe とほとんど変わらず 600Mtoe 程度で推移すると予想されている。現在の石油、石炭、天然ガスの化石燃料中心から、将来は天然ガス、バイオマス、原子力を中心としたベストミックス化が進む。域外へのエネルギー依存度は、2030 年頃までにかけて約 20~50%で推移し、そのほとんどが石油および天然ガスの輸入によるものである。

一方、2100年時点での電力需要量は、2000年時点の100TWhの約1.4倍である140TWhに増加すると予測している。電力化率は2000年の約40%から2100年では55%程度まで進み、化石燃料の火力中心から原子力および新エネルギーを中心とした電源構成に変わると予想されている。

#### 4.3.4 アジア・太平洋地域のFBR導入シナリオ

##### (アジア域外の天然ウラン資源制約からの解放)

原子力発電の原料である天然ウランは、アジア・太平洋域内に大産出国であるオーストラリアを抱えており世界の既知資源の約1/4を有している。<sup>[7]</sup> 2030頃までのアジア地域の原子力発電電力量は世界のおよそ15～25%で推移しており、<sup>[1]</sup> 当面はアジア域内で十分自給自足が可能と考えられるが、世界的に見ると2030年頃には世界中の全既知資源量を、2070年頃には未知資源を含めた究極資源量をも超えることが予想されている。(天然ウラン資源制約シナリオ参照)<sup>[8]</sup>

従って、天然ウラン資源も最終的には世界的な枯渇の問題に直面することになる。この場合、先進国および中国、インドを中心にFBRの本格的な導入を進め、他の途上国においては技術的に成熟している軽水炉を中心に導入を行うという役割分担を明確にすることが考えられる。

アジア地域の天然ウラン資源量で同地域の発電電力量の予測(前出のIIASA/WEC、1998年報告書)<sup>[1]</sup>を賄うことが可能かどうかを検討するために、核燃料サイクル諸量の計算を行った。計算は、WECのBおよびC2(環境主導型のシナリオで、再生可能エネルギーと小型原子炉が普及するケース。表4.4.3参照)のエネルギーシナリオを対象に、ワンスルーおよびFBR導入の各2ケースについて実施した。

発電設備容量は4つのアジア地域(図4.3.1参照)の発電電力量(TWh)の合計を、原子炉の稼働率を70%と想定して、発電設備容量(GWe)に換算して求めた。

シナリオBでは2100年時点で現在(2000年)のおよそ41倍の2,440GWe(世界全体の約40%)、シナリオC2ではおよそ26倍の1,520GWe(世界全体の約55%)に達すると予測している。世界とアジア地域の発電設備容量の比較を図4.3.26に示す。

計算の前提条件を表4.3.1に、炉特性データを表4.3.2にまとめる。主な前提条件は以下の通りである。

- ・ アジア地域の天然ウラン既知資源量は103万トンU、究極資源量は444万トンU
- ・ LWR 再処理は、FBR 導入後に使用済燃料発生量(SF)に合わせて積極的に導入する。FBR 導入前は既存の再処理計画のみとした。
- ・ FBR 使用済燃料は、原子炉から取り出し冷却後、全量を即時再処理
- ・ ワンススルーシナリオでは、PWR、BWR、HWR の導入割合は7:2:1
- ・ FBR は2030年に導入。2030年以前に発生するプルトニウムは、プルサーマルで利用
- ・ 原子炉の寿命は60年
- ・ 炉外サイクル時間は軽水炉系で6年、FBR系で3年と6年(FBR系では軽水炉系と同じ6年の他に、金属燃料サイクル等で考えられている3年の短いケースも想定した)

各計算ケースの発電設備容量の内訳を図 4.3.27～図 4.3.32 に、天然ウラン累積需要量を図 4.3.33 に示す。

WEC-B、C2の両シナリオともワンススルーのケースでは2030～2040年頃にアジアの既知資源量(世界全体の約1/4の103万トンU)を、2070年前後にアジアの究極資源量(同約1/4の444万トンU)を超えてしまう。これは世界全体の評価とほぼ同じ傾向を示す。

一方、FBRを2030年に導入した場合、炉外サイクル時間3年のケースでは2040年までに既知資源量を、2085(シナリオB)～2110年頃(シナリオC2)には究極資源を超え、炉外サイクル時間6年のケースでは、同じく2040年までに既知資源量を、2080～2095年頃には究極資源を超えてしまう結果となった。

FBRを2030年から導入しても天然ウラン累積需要量が増加の一途をたどるのは、LWRの寿命が60年であること及びプルトニウム・バランス上の制約(FBRの新規導入に必要なプルトニウムを十分確保できない)などのため、FBRの導入が思った以上に進まずLWRとの共存期間が長いためである。FBR炉外時間3年の計算ケースにおいて、2100年時点でも原子力全体の約3～4割はLWRが占めており(図4.3.28、図4.3.31)、FBR炉外時間6年の計算ケースでは、2100年時点において原子力全体の約4～5割はLWRが占めている(図4.3.29、図4.3.32)。

アジア地域の天然ウラン累積需要量の評価の結果を踏まえると、アジア地域のエネルギー・セキュリティ確保に前向きに取り組むとした場合、天然ウラン資源につ

いても域外の資源に頼らない姿勢が重要であり、そのためには少なくとも 21 世紀の早い時期からアジア全体の問題として FBR の導入に取り組んでいく必要がある。

#### 4.3.5 参考文献

- (1) Global Energy Perspectives, WEC/IIASA, 1998 年報告書  
(<http://www.iiasa.ac.at/>)
- (2) アジアのエネルギー利用と地球環境, 科学技術政策研究所, 1992, p55
- (3) エネルギー・経済統計要覧(2000年版), 日本エネルギー経済研究所, 2000, p190
- (4) アジア・エネルギービジョン, 通産省・資源エネルギー庁, 1995, p34
- (5) Oil & Gas Journal, 1997
- (6) 世界エネルギー会議, 1995
- (7) Uranium 1997 Resources, Production and Demand, OECD/NEA & IAEA, 1997
- (8) K. Ono, K. Hirao, T. Ikegami, "Scenario Study on FBR Cycle Deployment",  
Proc. of the 3<sup>rd</sup> Int. Symposium on Global Environment and Nuclear Energy  
Systems, p.125, Tokyo, Dec. 1999



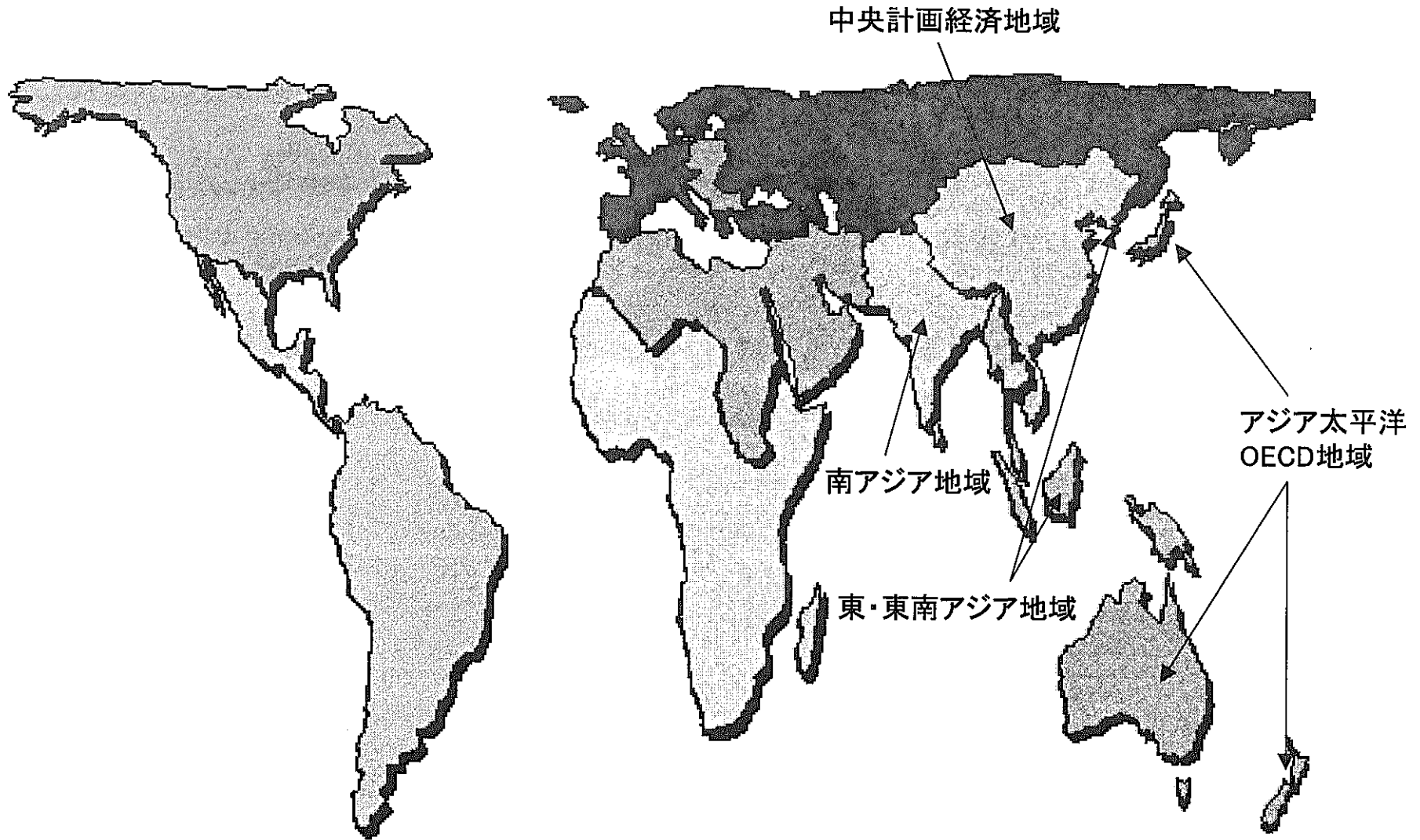
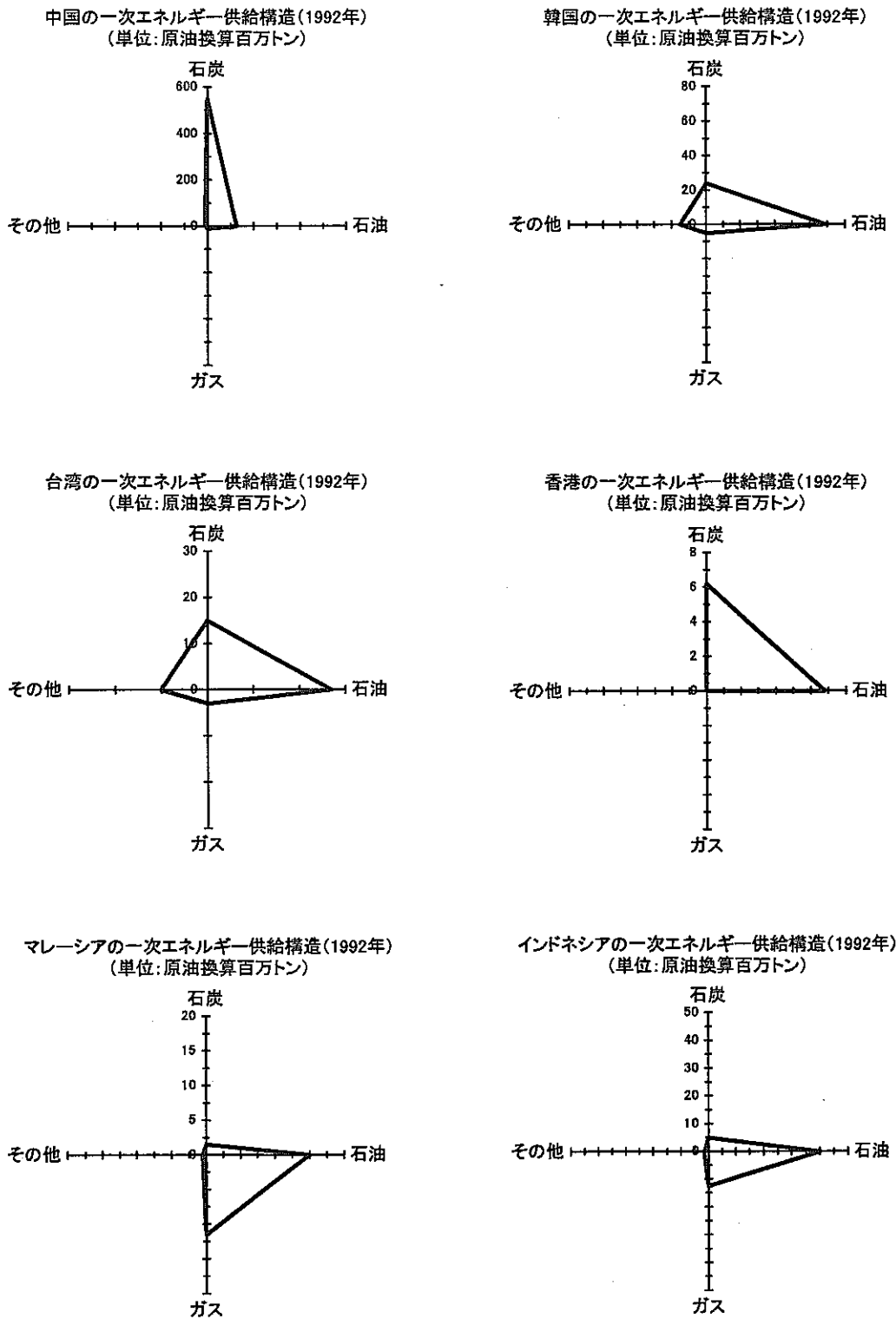
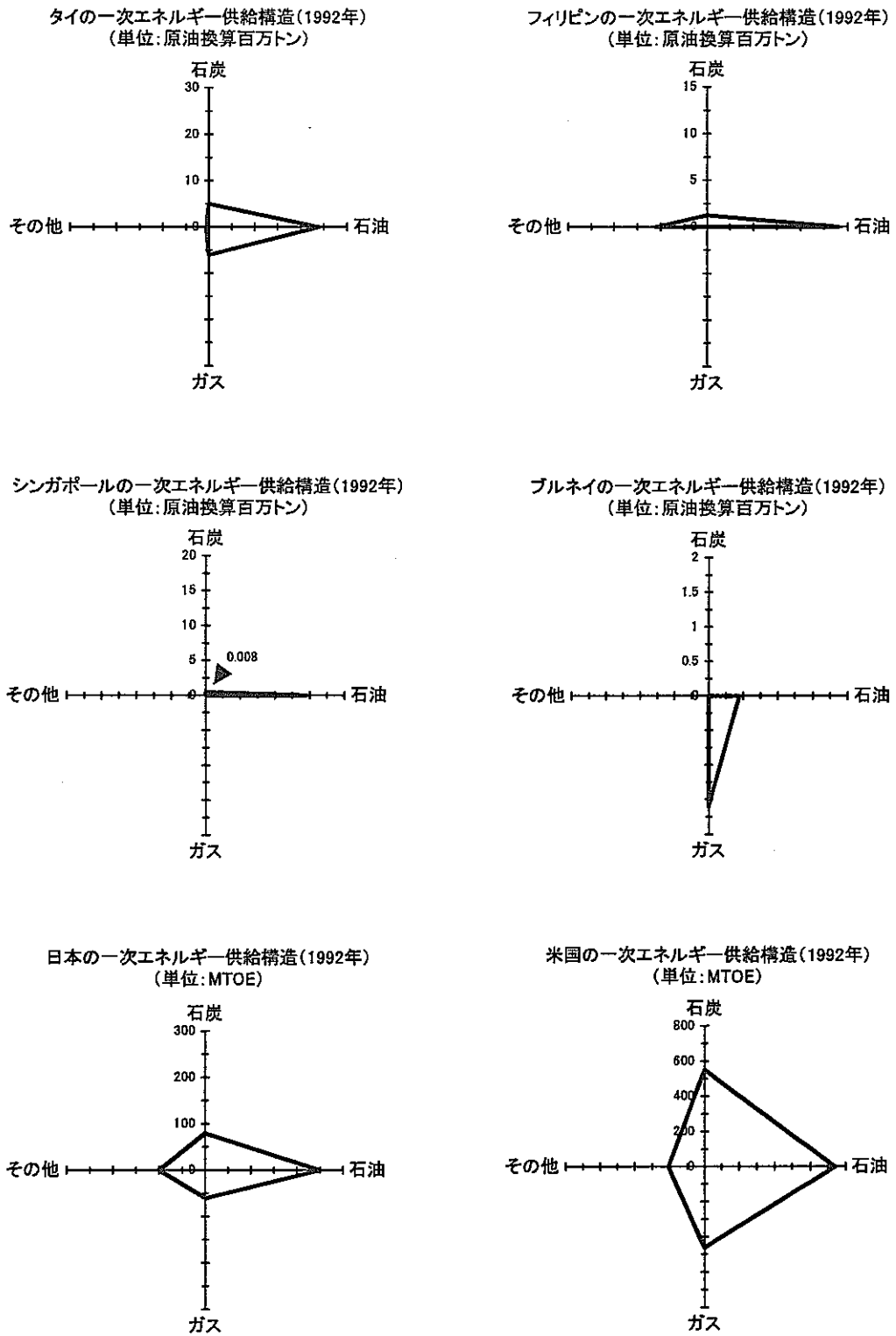


図4.3.1 検討対象としたアジア・太平洋地域



原典：IEA “ENERGY STATISTICS AND BALANCES OF NON-OECD COUNTRIES” 等  
 出典：通産省・資源エネルギー庁編「アジア・エネルギービジョン」

図4.3.2(1) アジア地域および米国の一次エネルギー供給構造



原典：IEA "ENERGY STATISTICS AND BALANCES OF NON-OECD COUNTRIES" 等  
 出典：通産省・資源エネルギー庁編「アジア・エネルギービジョン」

図4.3.2(2) アジア地域および米国の一次エネルギー供給構造

世界エネルギー会議1998年のシナリオより  
toe:石油換算トン(1toe =  $1 \times 10^7$ kcal)

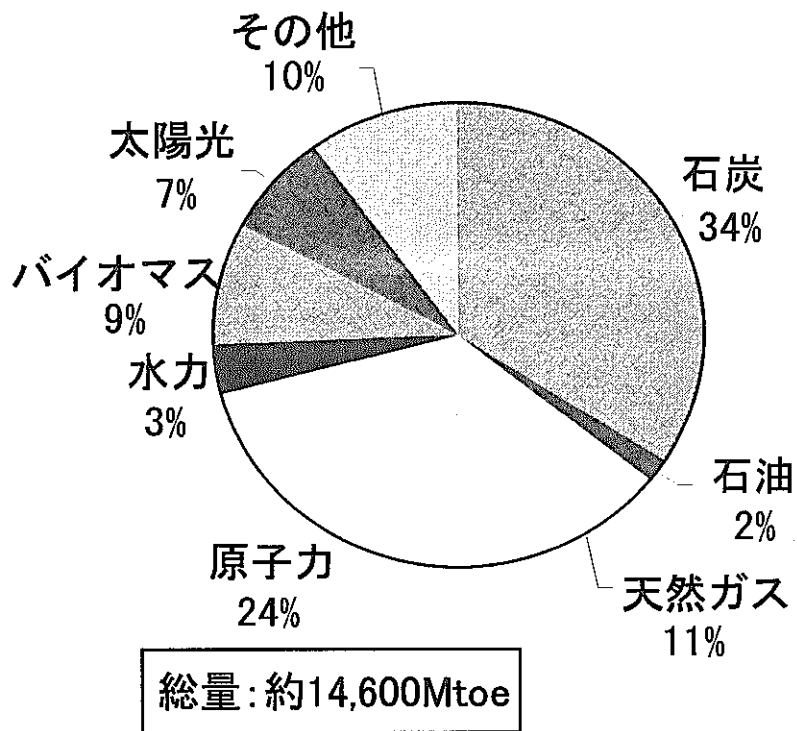
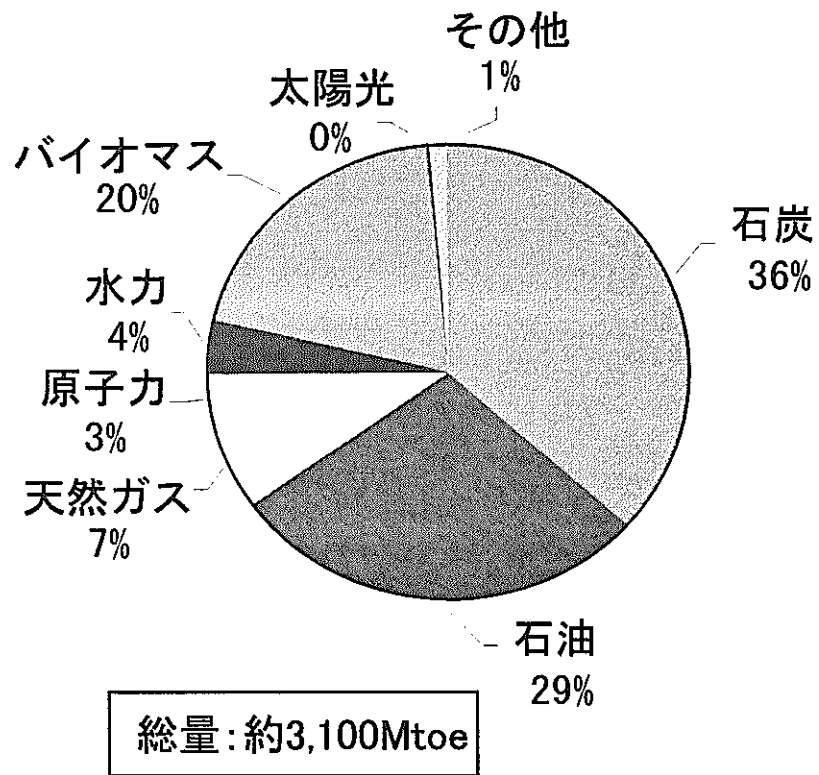


図4.3.3 アジア・太平洋地域の一次エネルギー需要の内訳 (2000年)

図4.3.4 アジア・太平洋地域の一次エネルギー需要の内訳 (2100年)

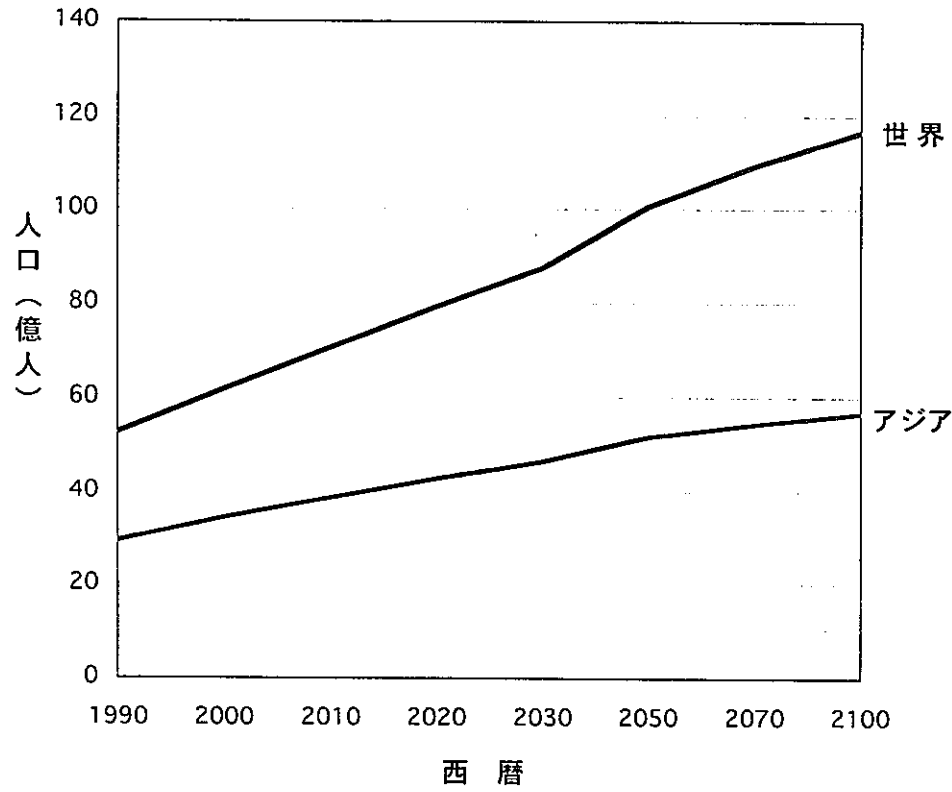


図4.3.5 世界とアジア地域の人口の予測

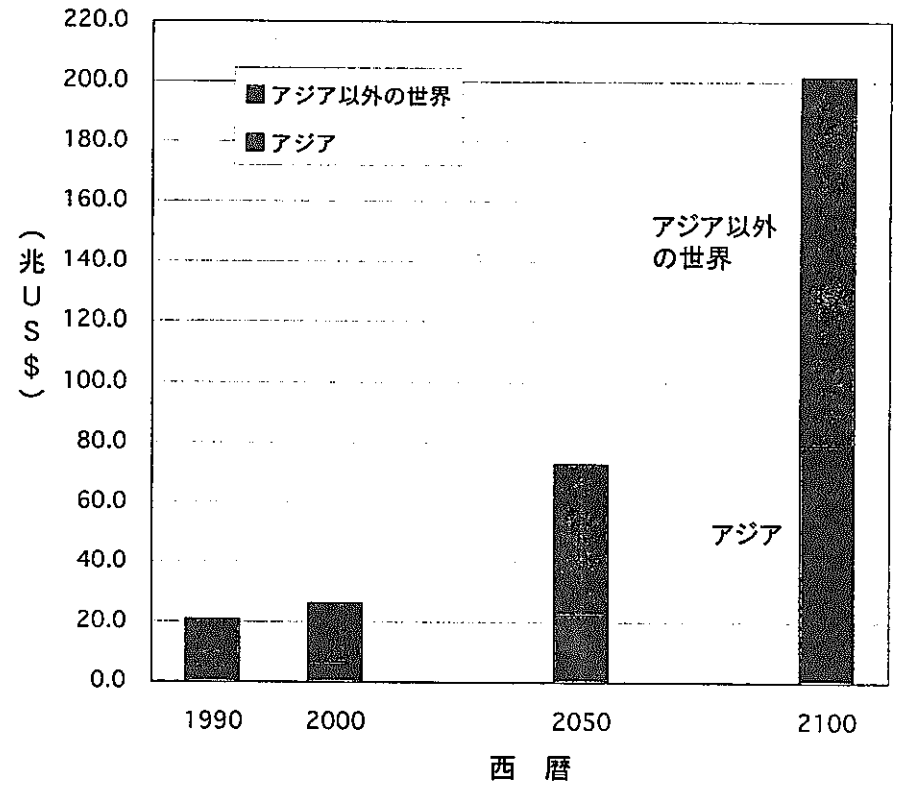


図4.3.6 世界とアジア地域のGDPの予測

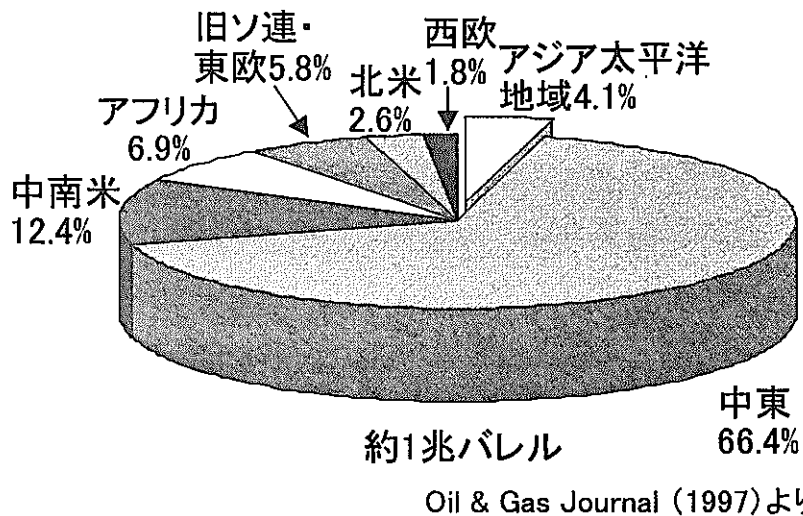


図4.3.7 世界の原油確認可採埋蔵量(1997年)

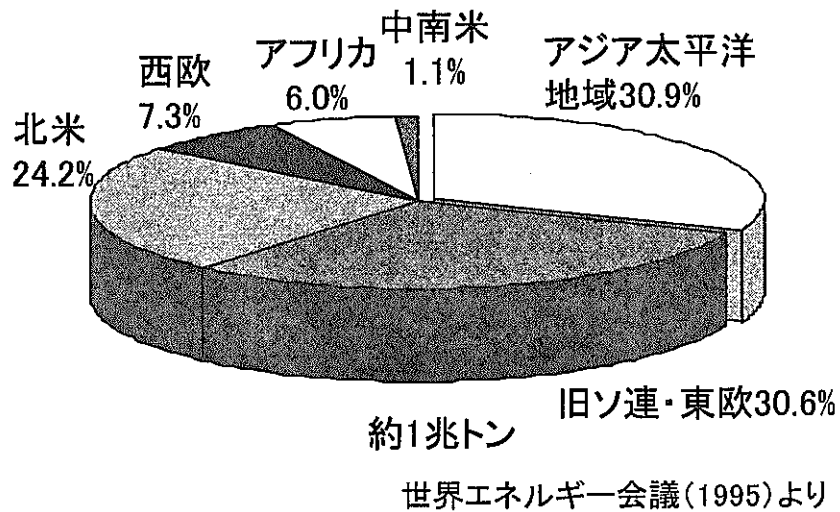


図4.3.8 世界の石炭確認可採埋蔵量(1997年)

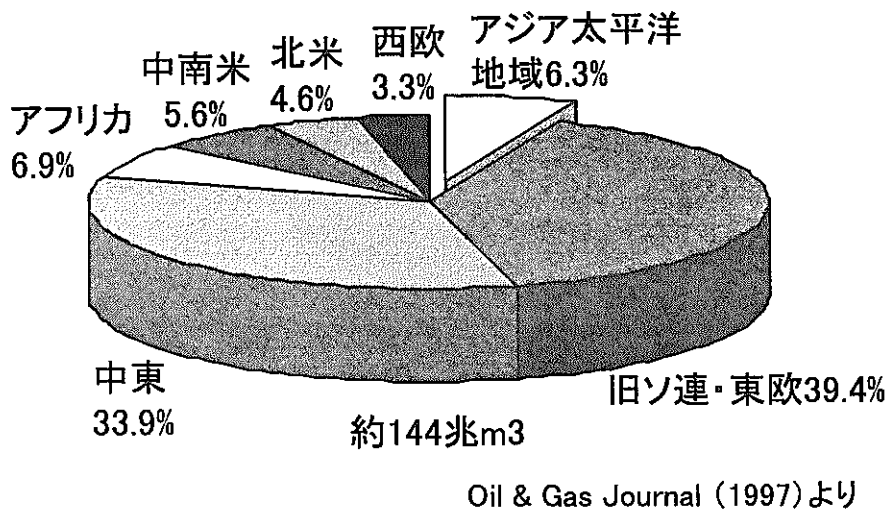


図4.3.9 世界の天然ガス確認可採埋蔵量(1997年)

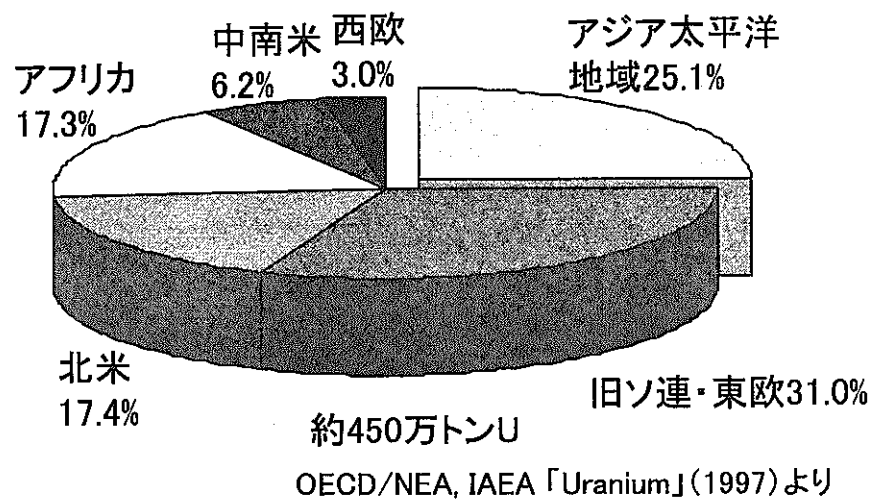


図4.3.10 世界の天然U既知資源埋蔵量(1997年)

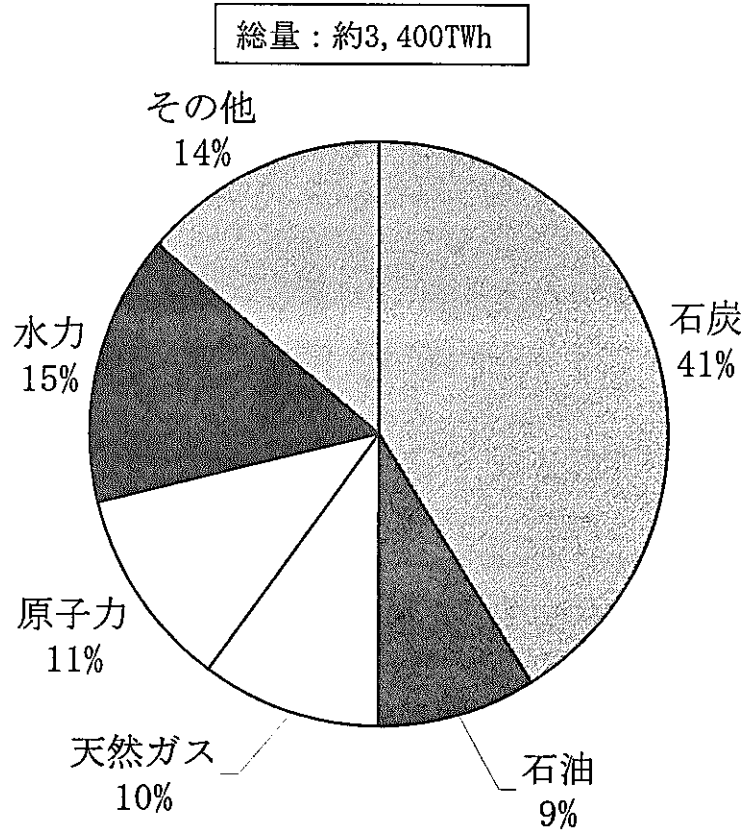


図4.3.11 アジア・太平洋地域の電力需要の予測(2000年時点)

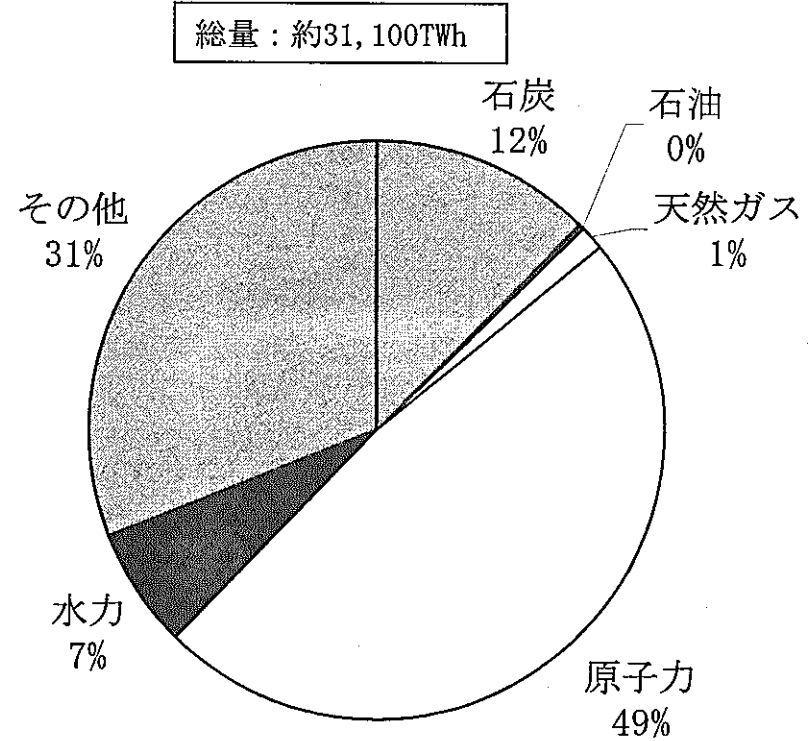


図4.3.12 アジア・太平洋地域の電力需要の予測(2100年時点)

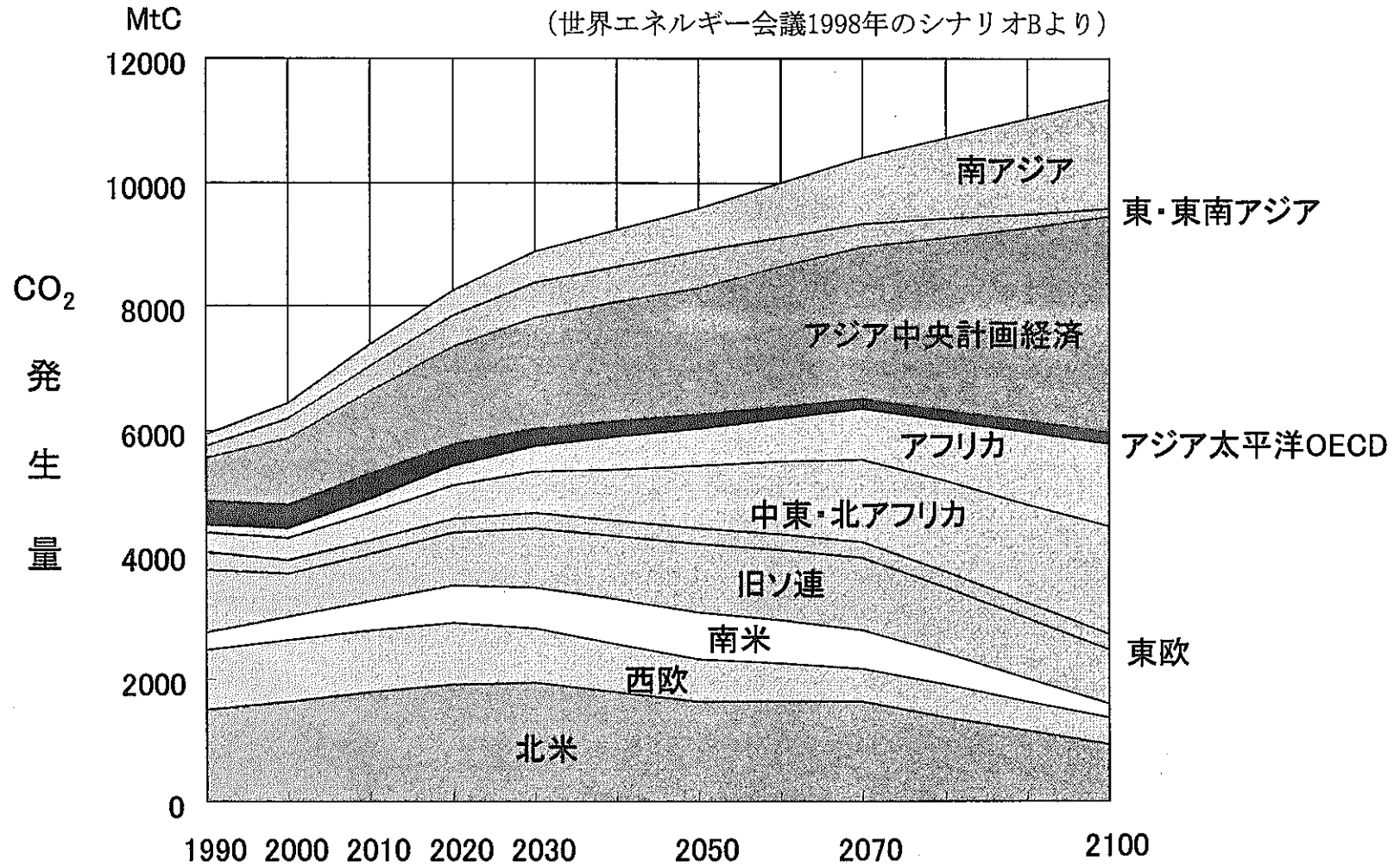


図4.3.13 世界のCO<sub>2</sub>発生量



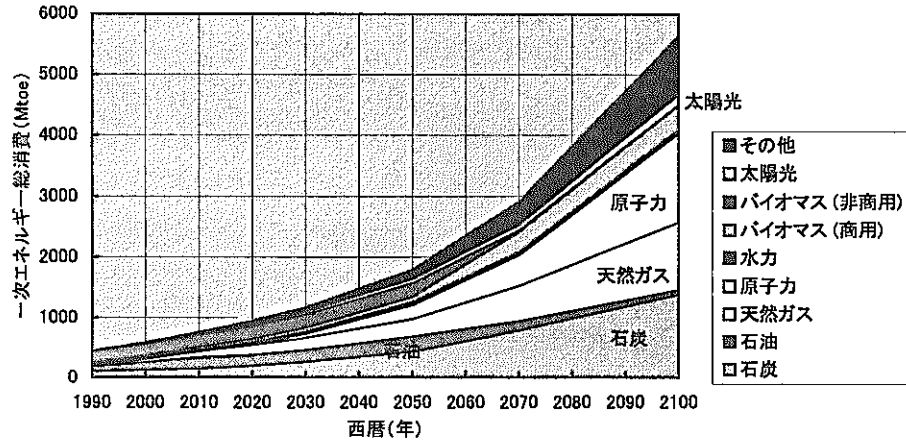


図4.3.14 南アジアにおける一次エネルギー総消費(シナリオ B)

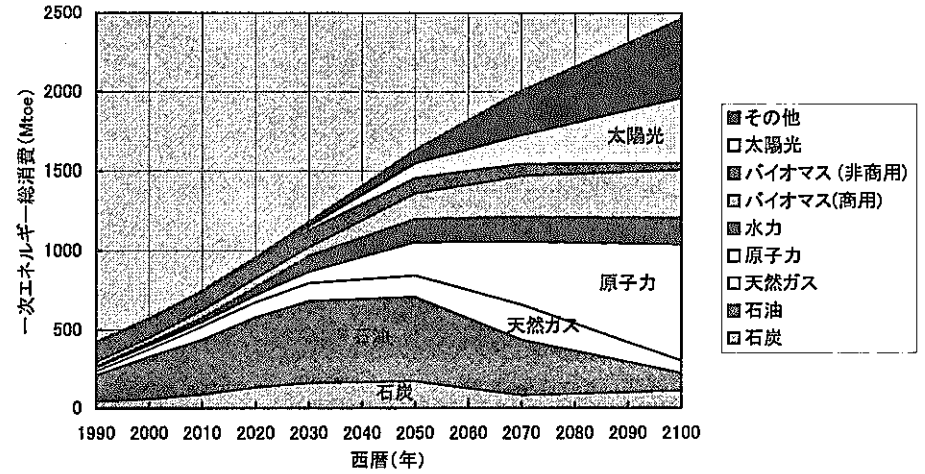


図4.3.16 東・東南アジアにおける一次エネルギー総消費(シナリオ B)

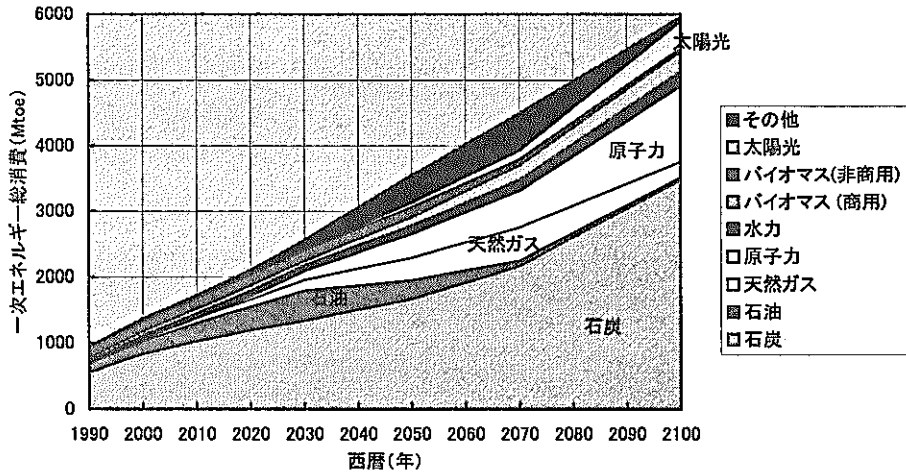


図4.3.15 アジア中央計画経済における一次エネルギー総消費(シナリオ B)

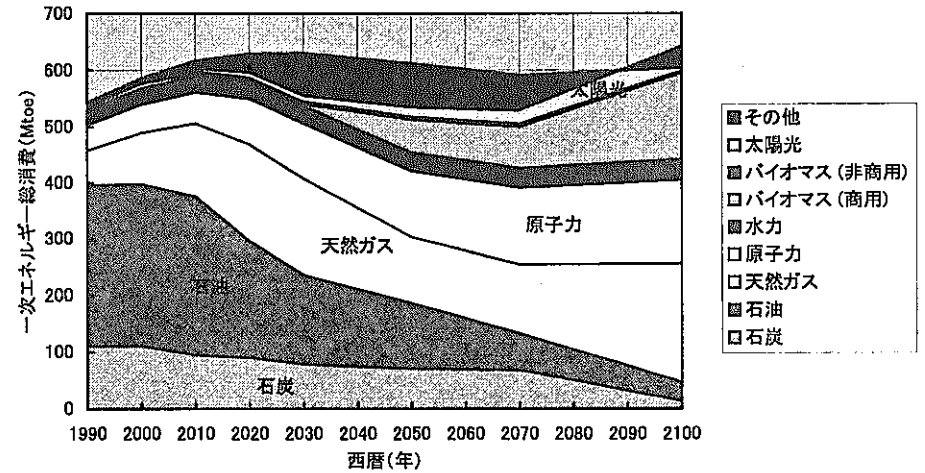


図4.3.17 アジア太平洋OECDにおける一次エネルギー総消費(シナリオ B)

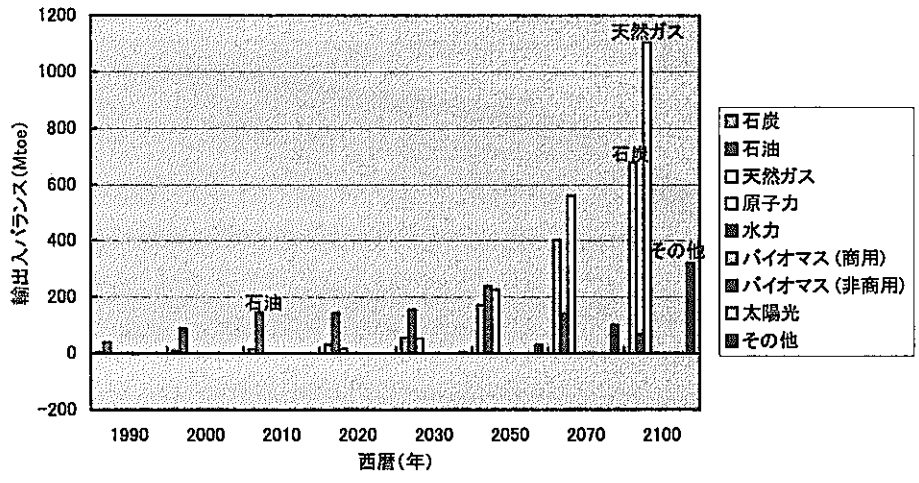


図4.3.18 南アジアにおけるエネルギー輸出入バランス(シナリオ B)

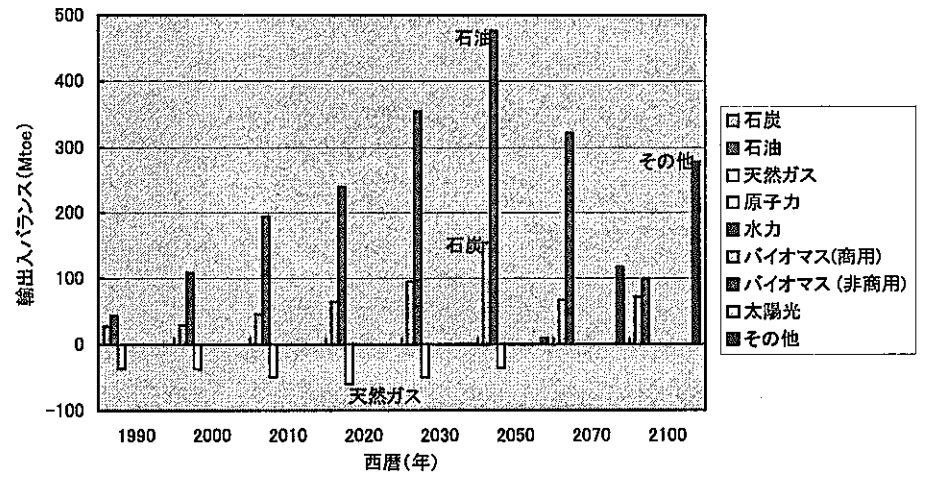


図4.3.20 東・東南アジアにおけるエネルギー輸出入バランス(シナリオ B)

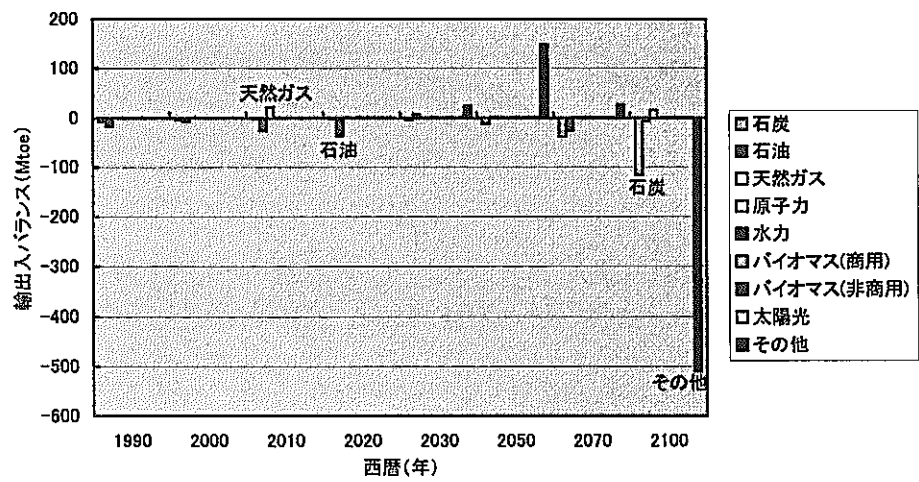


図4.3.19 アジア中央計画経済におけるエネルギー輸出入バランス(シナリオ B)

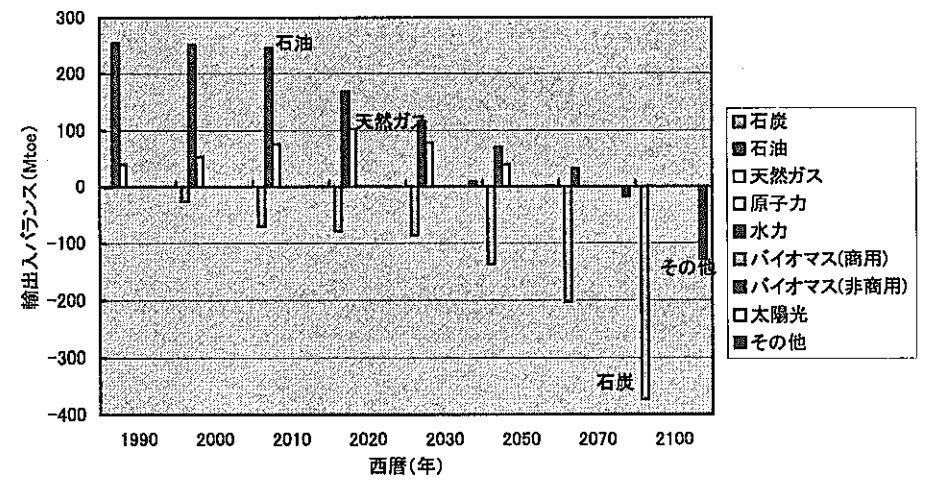


図4.3.21 アジア太平洋OECDにおけるエネルギー輸出入バランス(シナリオ B)

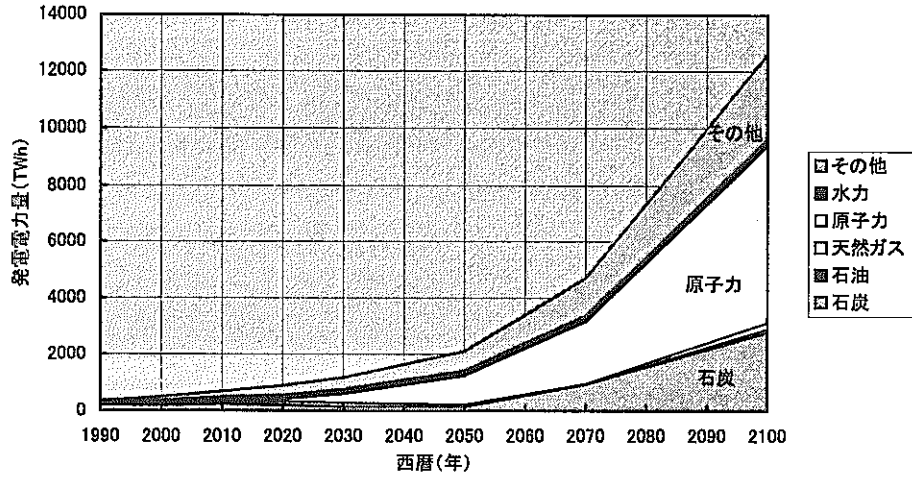


図4.3.22 南アジアにおける発電電力量(シナリオ B)

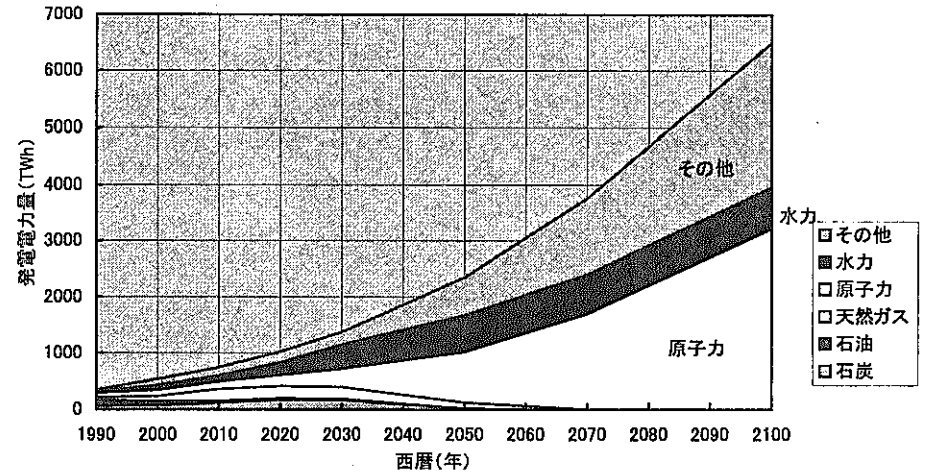


図4.3.24 東・東南アジアにおける発電電力量(シナリオ B)

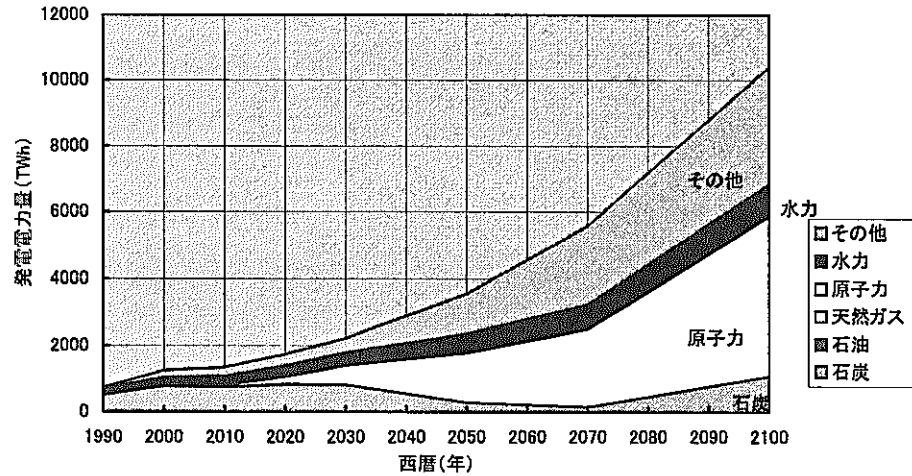


図4.3.23 アジア中央計画経済における発電電力量(シナリオ B)

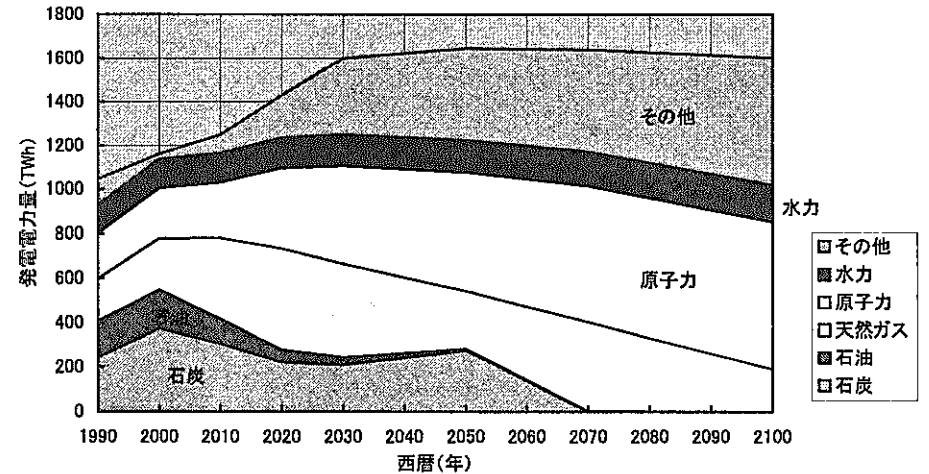


図4.3.25 アジア太平洋OECDにおける発電電力量(シナリオ B)

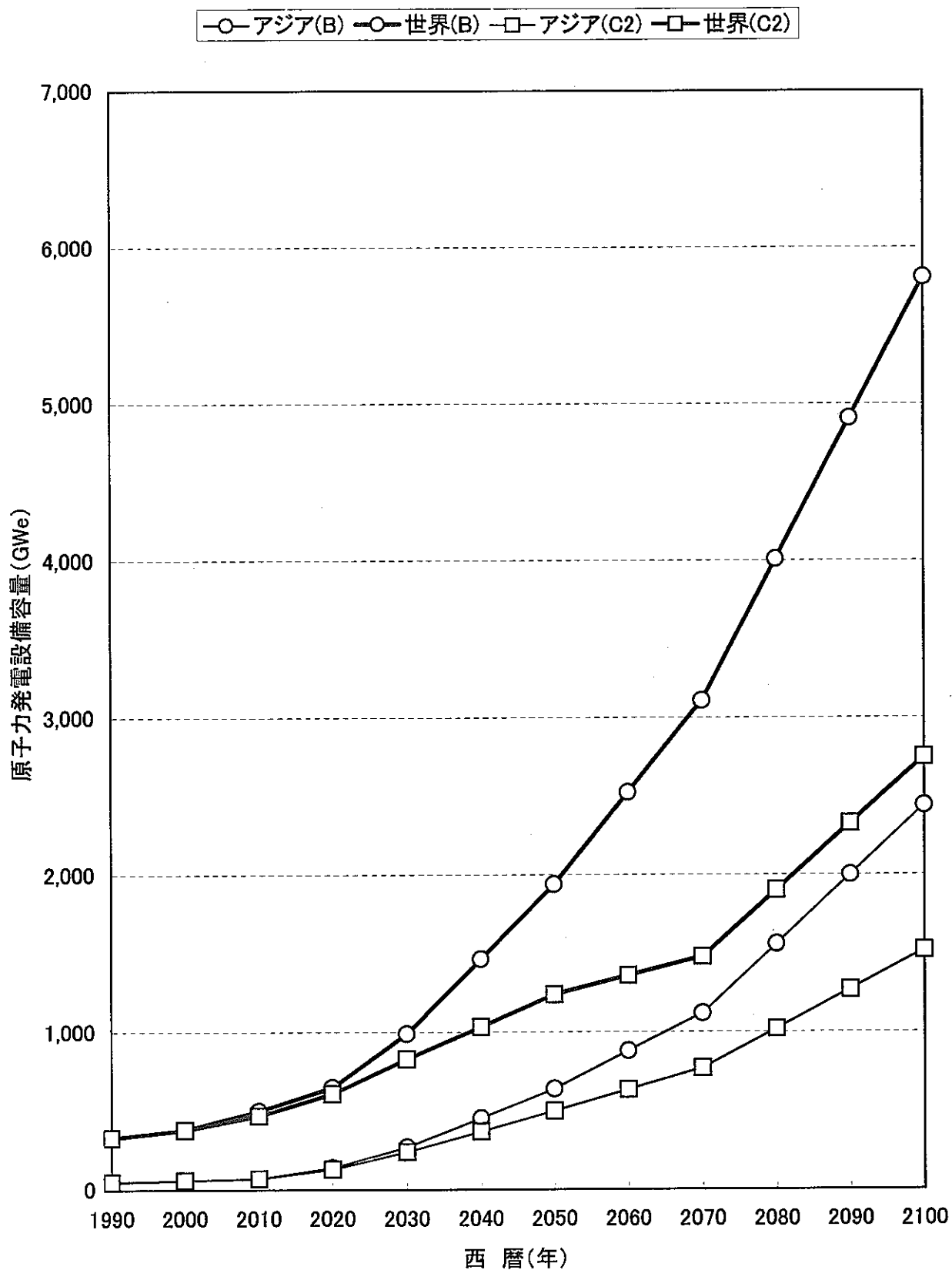


図4.3.26 発電設備容量の比較(世界対アジア・太平洋地域)

表4.3.1 世界とアジア・太平洋地域のサイクル諸量計算の前提条件比較

	世界	アジア地域
地域区分*1	WOR	CPA, SAS, PAS, PAO (図4.3.1 参照)
計算開始年以前の使用済燃料量*2	有 (200,516トンHM)	有 (24,150トンHM)
計算開始年以前の核兵器解体 プルトニウム	有 (Pu総量100トン)	無
天然ウラン資源量 (究極) *3	1,630万トンU	444万トンU
天然ウラン資源量 (既知) *3	430万トンU	103万トンU
計算エネルギーケース	WEC-A1, A2, A3, B, C2	WEC-B, C2
炉外サイクル時間	LWR, HWR : 6年、 FBR : 3年(6年)	同左
炉寿命	60年 (全炉型)	同左
炉特性	表4.3.2 参照	同左
稼働率	70% (全炉型)	同左
再処理	LWR : 有 HWR : 無 FBR : 有	LWR : 2030年まで HWR : 再処理なし FBR : 冷却後即時再処理
ロス率	転換0.5%、加工1.0%、 再処理2.0%	同左
テイル濃度	0.30%(2050年まで) 0.15%(2051年以降)	同左
新設炉型割合	BWR : PWR : HWR=2 : 7 : 1	同左
回収ウラン利用	有 (再処理ケース)	同左
備考		発電設備容量に関しては 1990年以降の実績をIIASAの ホームページの数値に合わせ た。

\*1) 「Global Energy Perspectives」 (IIASA) Appendix B:Definition of World Regions

IIASA : International Institute for Applied Systems Analysis

\*2) World Inventory of Plutonium and Highly Enriched Uranium 1992

\*3) URANIUM 1997 Resources, Production and Demand

表4.3.2 炉特性データ一覧表

炉型	BWR	PWR	BWR プルサーマル	PWR プルサーマル	高燃焼 度BWR	高燃焼 度PWR	高燃焼 度BWR プルサーマル	高燃焼 度PWR プルサーマル	HWR (NU)	HWR (EU)	FBR 燃焼度約15万MWd/t, BR1.19		
データ出典	(1)	(2)	(3)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	(5)	(6)		
電気出力 (MWe)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	炉心	軸ブラ	径ブラ
熱効率 (%)	33.4	34.0	-	34.0	-	-	-	-	-	-	1,000	-	-
比出力 (MWt/t)	24.8	38.4	-	38.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
燃焼度 (MWd/t)	45,000	49,000	45,000	49,000	60,000	66,000	60,000	66,000	8,330	20,900	146,000	-	-
燃料炉内滞在時間 (年)	6.0	4.02	-	4.02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
増殖比/転換比	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.7	1.19	-	-
バッチ数	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	3
原子炉耐用年数 (年)	60	60	-	-	60	60	-	-	60	60	60	-	-
設備利用率 (%)	70	70	88	87	70	70	91	91	70	70	70.0	-	-
初期炉心取替遅れ (年)	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1	1	-	-
初装荷燃料													
重金属 (t)	120.9	75.6	-	-	-	-	-	-	126.8	130.0	29.962	24.348	12.378
ウラン (t)	120.9	75.6	-	-	120.9	76.7	-	-	126.8	130.0	24.469	24.348	12.378
プルトニウム (t)	0.0	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	5.492	0.000	0.000
分裂性プルトニウム (t)	0.0	0.0	-	-	0.0	0.0	-	-	-	-	3.570	0.000	0.000
ウラン濃縮度 (%)	2.4	3.2	-	-	3.66	4.71	-	-	0.711	1.20	0.3	0.3	0.3
MA (t)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
平衡装荷燃料													
重金属 (t/年)	17.9	15.1	-	6.27	-	-	-	-	-	-	3.866	3.142	2.662
ウラン (t/年)	17.9	15.1	6.48	5.57	12.75	11.39	4.74	4.20	90.9	41.9	3.158	3.142	2.662
プルトニウム (t/年)	0	0.0	-	0.68	-	-	-	-	-	-	0.709	0.000	0.000
分裂性プルトニウム (t/年)	0	0.0	0.436	0.46	0.0	0.0	0.496	0.461	-	-	0.461	0.000	0.000
ウラン濃縮度 (%)	3.9	4.7	0.71	0.20	5.06	5.80	0.71	0.71	0.711	1.20	0.3	0.3	0.3
MA (t/年)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初期取出し燃料													
重金属 (t/年)	17.4	14.6	-	-	-	-	-	-	-	-	3.609	3.129	2.659
ウラン (t/年)	17.3	14.5	-	-	12.13	10.74	-	-	89.79	40.7	2.933	3.059	2.632
プルトニウム (t/年)	0.14	0.14	-	-	-	-	-	-	0.346	-	0.675	0.069	0.026
分裂性プルトニウム (t/年)	0.09	0.10	-	-	0.087	0.092	-	-	0.235	0.14	0.426	0.066	0.026
ウラン濃縮度 (%)	0.58	0.89	-	-	-	-	-	-	0.20	0.10	0.2	0.24	0.28
MA (t/年)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
平衡取出し燃料													
重金属 (t/年)	17.1	14.4	-	5.95	-	-	-	-	-	-	3.253	3.087	2.652
ウラン (t/年)	16.9	14.2	6.29	5.40	11.81	10.45	4.56	4.03	89.79	40.7	2.620	2.923	2.594
プルトニウム (t/年)	0.18	0.18	-	0.51	-	-	-	-	0.346	-	0.634	0.164	0.058
分裂性プルトニウム (t/年)	0.11	0.12	0.272	0.30	0.091	0.096	0.304	0.285	0.235	0.14	0.384	0.149	0.056
ウラン濃縮度 (%)	0.68	1.09	0.41	0.12	0.75	0.99	0.41	0.40	0.20	0.10	0.09	0.19	0.25
MA (t/年)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
廃止措置時取出し燃料													
重金属 (t)	117.1	73.0	-	24.3	-	-	-	-	-	-	27.032	24.143	12.348
ウラン (t)	116.1	72.3	35.88	22.0	115.0	72.3	33.77	21.30	125.89	128.0	21.905	23.347	12.167
プルトニウム (t)	0.96	0.72	-	2.26	-	-	-	-	0.329	-	5.127	0.796	0.182
分裂性プルトニウム (t)	0.69	0.56	1.836	1.39	0.828	0.619	2.676	1.748	0.267	0.39	3.190	0.742	0.176
ウラン濃縮度 (%)	1.36	2.03	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.36	0.39	0.16	0.22	0.27
MA (t)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
備考													

\* 各データは設備利用率を考慮したものである。  
 (1) 高転換軽水炉協議会協議資料「高転換軽水炉の導入効果(3)」  
 (2) PNC PJ 9678 97-002「プルトニウム利用技術に関する調査検討」  
 (3) PNC SN1410 89-009「プルサーマル・リサイクルの検討」  
 (4) THE ECONOMICS  
 (5) NUCLEAR ENERGY AND ITS FUEL CYCLE : PROSPECTS TO 2025 OECD 1987  
 (6) 炉心燃料工学Gr.エンジニアリングシート「大型炉設計研究」

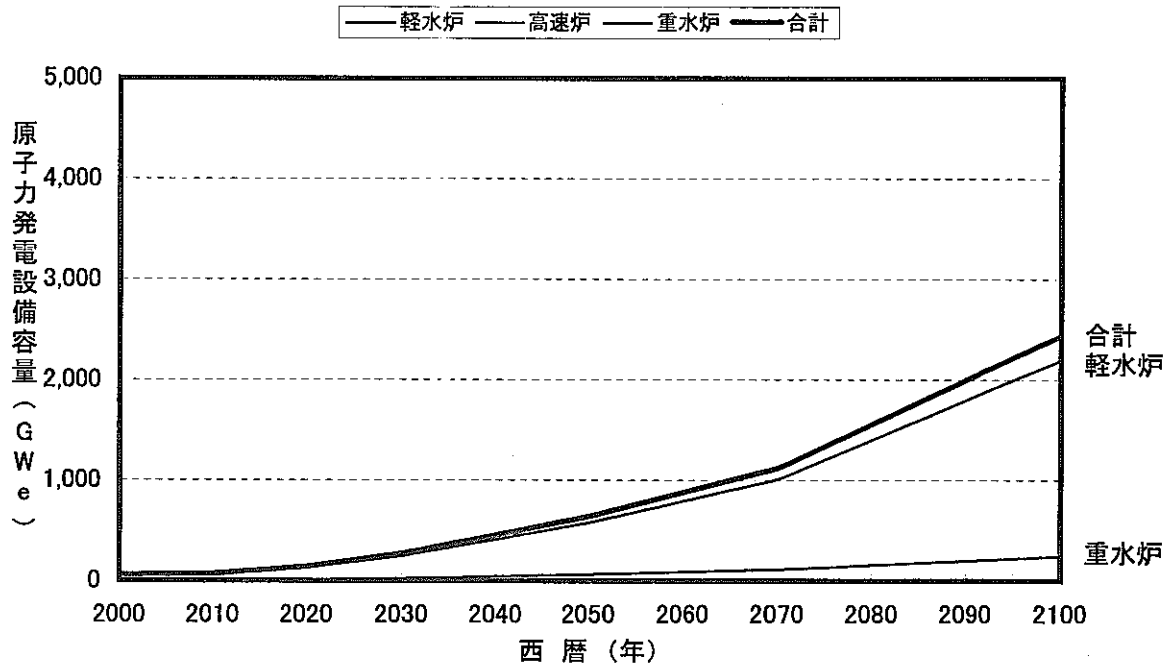


図4.3.27 アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量(WEC-B:ワンスルー)

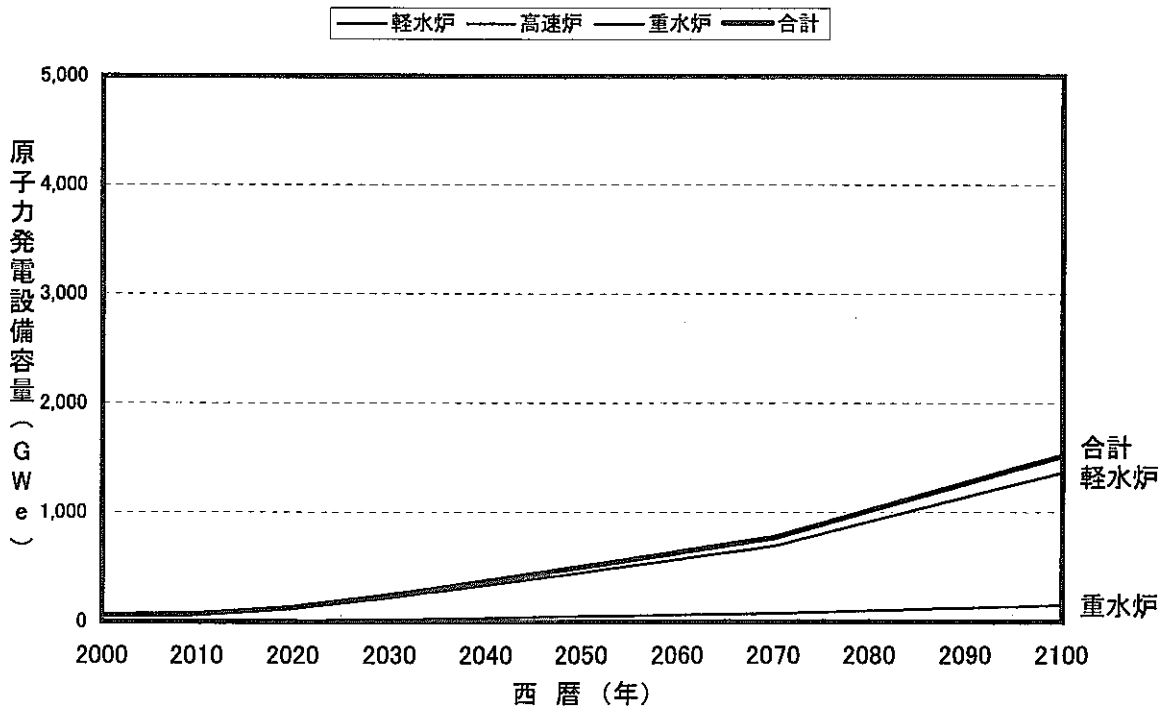


図4.3.28 アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量(WEC-C2:ワンスルー)

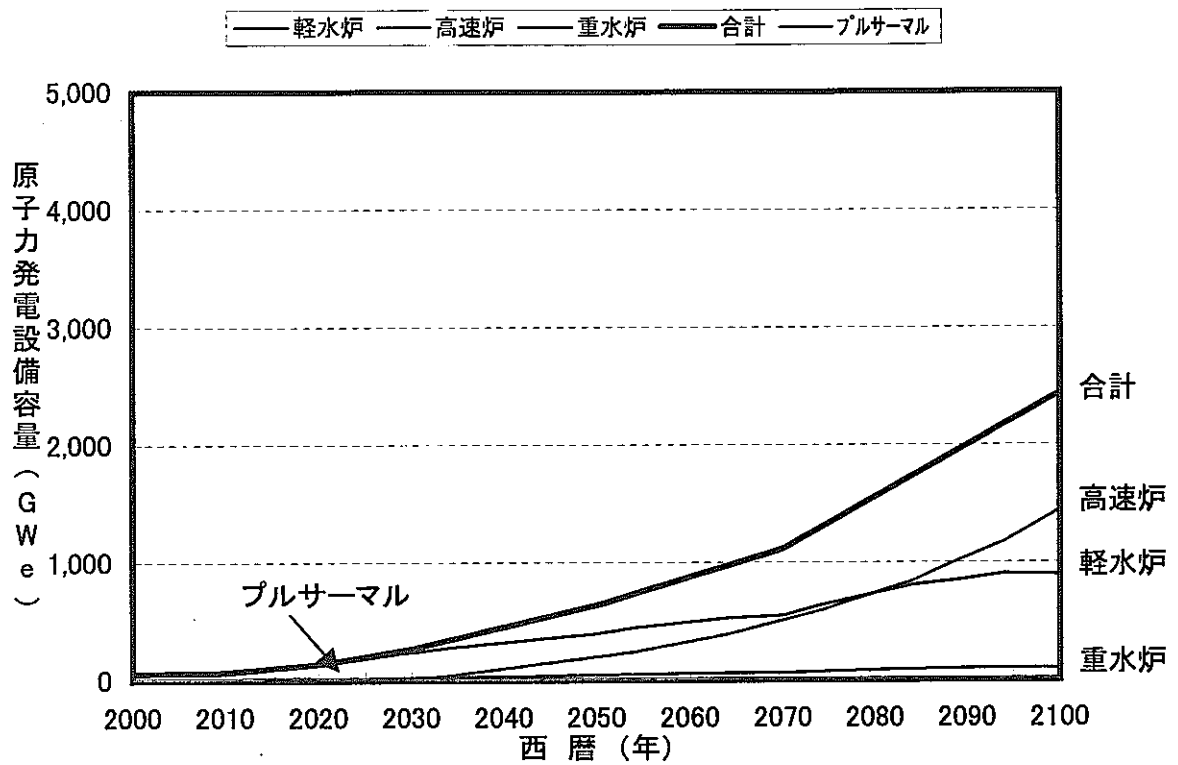


図4.3.29 アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量  
(WEC-B: FBR導入、FBR炉外時間3年)

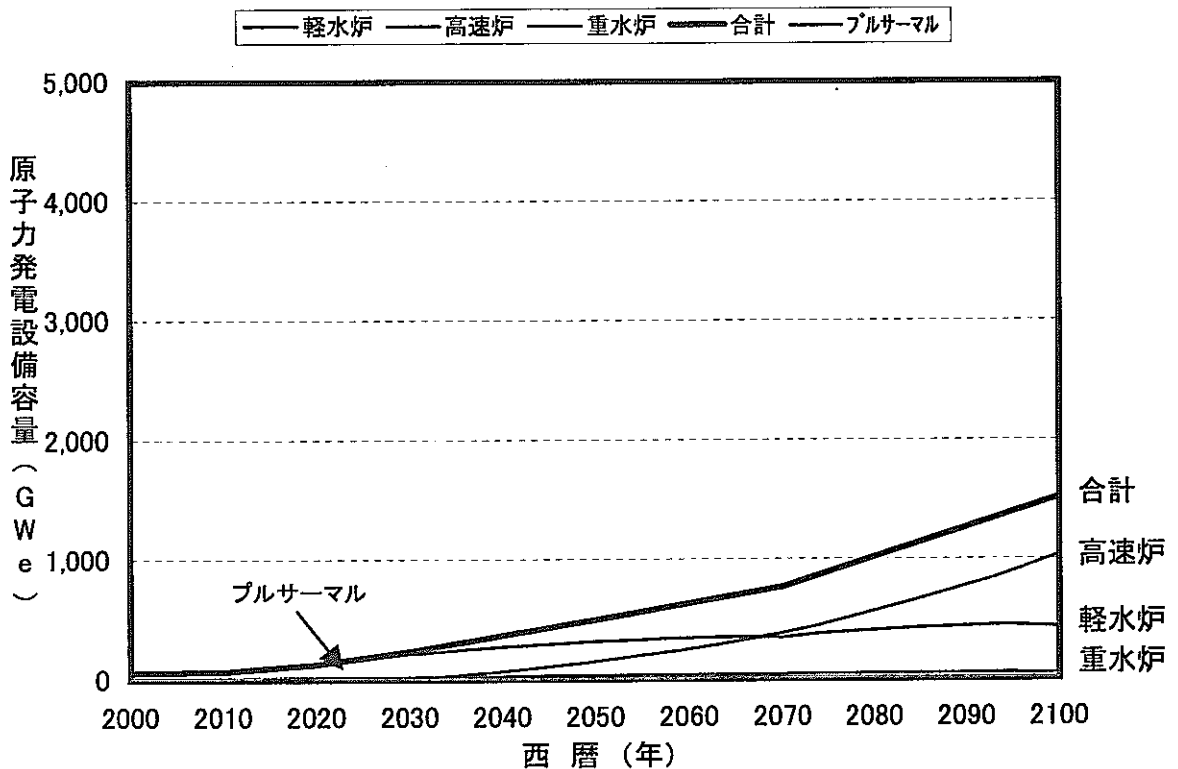


図4.3.30 アジア太平洋地域の原子力発電設備容量  
(WEC-C2: FBR導入、FBR炉外時間3年)



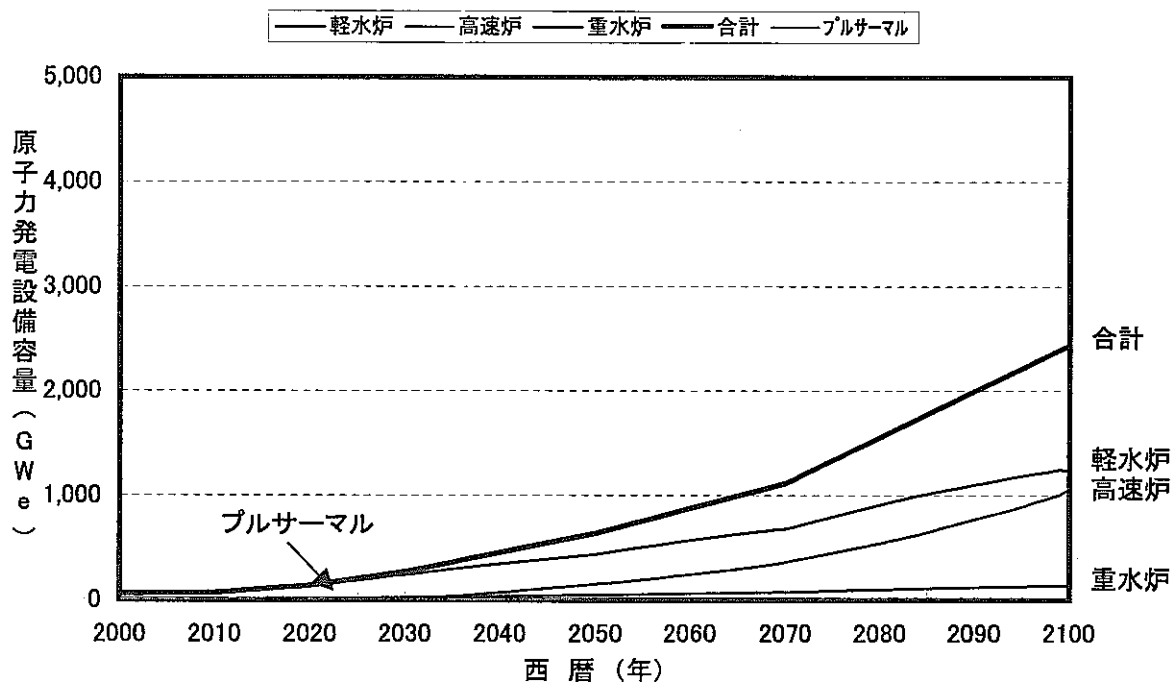


図4.3.31 アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量  
(WEC-B: FBR導入、FBR炉外時間6年)

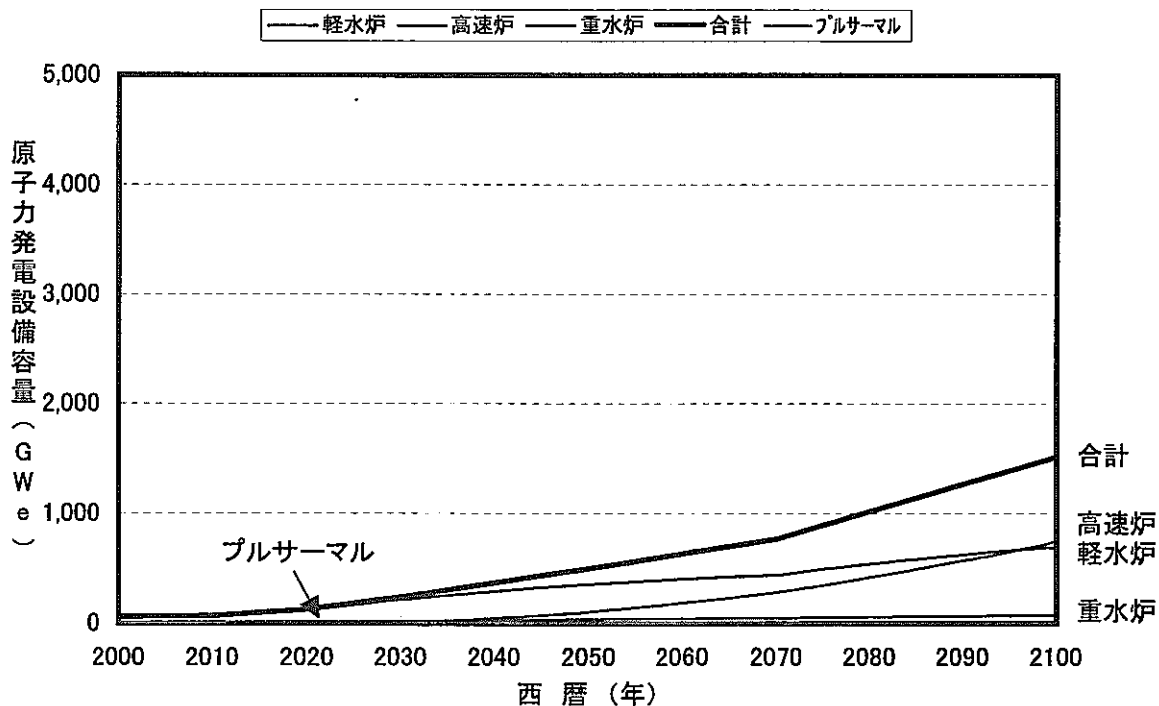


図4.3.32 アジア・太平洋地域の原子力発電設備容量  
(WEC-C2: FBR導入、FBR炉外時間6年)

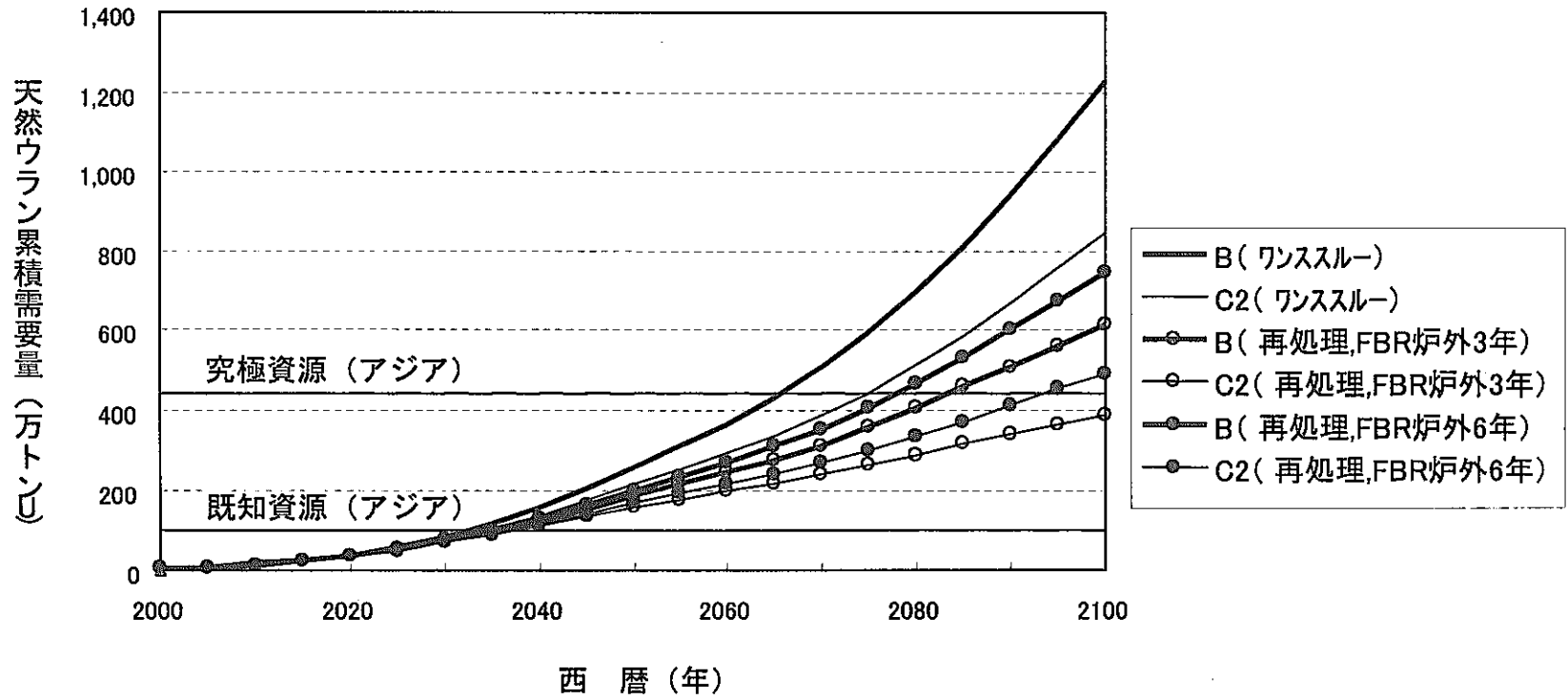


図4. 3. 33 アジア・太平洋地域の天然ウラン累積需要量

## 4.4 天然ウラン資源制約シナリオ

### 4.4.1 シナリオの概要

天然ウラン資源制約シナリオのイメージフローを図 4.4.1 に示す。また、天然ウラン資源制約シナリオの概要を以下に示す。

- ①21 世紀のエネルギー消費は、アフリカ・アジア地域を中心とする人口増加や産業経済活動の活発化により、増加の一途を辿る。そのため設備投資や燃料価格が安価な化石資源の需要が高まり、環境問題や資源問題が顕在化する。
- ②国際的な環境重視の潮流がより一層強まり、CO<sub>2</sub> 排出抑制目標の遵守徹底、さらには規制条件が強化される。
- ③後世における産業経済活動の持続的発展のため、石油資源利用策の見直しが本格化し、石油代替エネルギーの需要が拡大する。
- ④CO<sub>2</sub> 排出量および石油資源消費を抑制するために、エネルギー密度が大きい原子力発電の導入が進む。
- ⑤軽水炉主体の原子力発電体系ではウラン需給が逼迫する。海水ウラン採取技術はコスト高や供給能力不足から実用化に至らず、劣化ウランや使用済燃料から回収したウラン、プルトニウムを効率よく燃焼できる FBR の導入に期待が寄せられる。

天然ウラン資源制約シナリオでは、21 世紀における世界と日本のエネルギー需要見通しに基づいて原子力発電の導入規模を推定し、軽水炉主体の原子力発電が継続した場合のウラン需要量とウラン資源量の需給バランスから FBR の本格導入時期について評価した。

### 4.4.2 世界規模の評価

#### (1) 現状について <sup>(1)</sup>

国際原子力機関(IAEA)の調査(1999 年 4 月)によると、1998 年の原子力発電電力量は2兆 2,914 億 kWh で、世界全体の総発電電力量の約 16%を占める。また、日本原子力産業会議の「世界の原子力発電開発の動向」(表 4.4.1)によると、世界で運転中の原子力発電所は、1999 年 12 月末時点で 425 基、359.4GWe であり、アジア地域では 88 基、68.2GWe が稼働している。原子力発電所の開発は欧米では停滞しているものの、アジア地域を主体に世界全体で 89 基、71.0GWe の建設・計画が進められている。このような状況を踏まえると、21 世紀における原子力開発はエネルギー

ギー資源が乏しいアジア地域を中心に拡大が進むものと考えられる。

ウラン需給については、ウラン協会の「The Global Nuclear Fuel Market Supply and Demand 1998-2020」によると、1997年のウラン生産量は必要量の約58%にあたる3.6万トンUであり、生産量と必要量のギャップは主に在庫(世界全体で21.5万トンUと見積もられている)の取り崩しにより賄われている。図4.4.2に世界のウラン需給バランスの実績を示す。

世界のウラン資源量については、NEA/IAEAの「Uranium」1997年報告書(通称レッドブック)によれば、既知資源は430万トンU(このうち確認資源322万トンU)、推定資源量を見込んだ究極資源は1,630万トンUと報告されている。表4.4.2に示す様に、ウラン資源量はこの数年横這い状態にあり、探鉱活動の低迷と合わせ考えるとほぼ頭打ち段階を迎えているように思われる。

## (2) 21世紀の世界のエネルギー需給シナリオと原子力発電電力量<sup>[2]</sup>

世界エネルギー会議(WEC)と国際応用システム分析研究所(IIASA)による1998年報告書「Global Energy Perspectives」では、来世紀の1次エネルギー消費の社会的背景を高成長・中間・環境主導の3ケースに分類している。さらに、1次エネルギー供給側の構成を変えた計6ケースのエネルギー需給シナリオが示されている(表4.4.3)。また、世界エネルギー会議が公表している6シナリオの原子力発電電力量を図4.4.3に、この電力量から試算した原子力発電設備容量を図4.4.4に示す。

## (3) 天然ウラン需要の超長期予測<sup>[28]</sup>

世界エネルギー会議が公表している6シナリオうち、C1(環境主導型のシナリオで、原子力は2100年までにフェーズアウトするケース。現時点では重要なオプションの一つとして考えられている)を除く5つのシナリオの原子力発電設備容量を基に、軽水炉ワンススルー条件で天然ウラン累積需要量を試算した。試算はJNCが保有するサイクル諸量解析コード“FAMILY”<sup>[3]</sup>を用いて行った。

図4.4.5に示した天然ウラン累積需要量は、C1ケースを除いて2030年頃にはレッドブックで報告されている既知資源430万トンUに到達し、2070年～2090年頃には同じく究極資源1,630万トンUをも超えている。このように天然ウラン資源が逼迫し、なおも原子力発電に依存する場合にはFBRの導入が十分考えられる。一方、重要なオプション(可能性の高いシナリオ)の一つとも考えられるC1ケースの天然ウラン

累積需要量は、簡易計算によると2060年頃には既知資源を超え2100年時点で約600万トンUのレベルで飽和に達する。プルサーマル導入等のオプションを考慮すると、天然ウラン資源制約の観点からのFBR導入の見込みは他のケースに比べ相対的に低いと考えられる。

#### (4) FBR 導入条件における天然ウラン累積需要量の試算例

ここでは、世界エネルギー会議の6シナリオの中で最も現実的とされているBケース及びあまり原子力の導入が進まないC2ケースの2つを代表例として、FBRを導入した場合の天然ウラン累積需要量を紹介する。

計算条件を表4.4.4に示す。また、代表的なパラメータは次の通りとした。

- ① FBRの本格導入は2030年以降。
- ② FBRは増殖比1.19、取出平均燃焼度15万Mwd/t(炉心特性の詳細は表4.4.5に示す)。
- ③ 再処理による回収プルトニウムを出来る限りFBR燃料製造に回すことにより、FBRを最大限導入する。
- ④ 軽水炉によるプルサーマル利用は併用しない。
- ⑤ 計算初期の炉型構成は、便宜的にPWR70%、BWR20%およびHWR10%とする。
- ⑥ FBR導入後、軽水炉ならびにFBRの使用済燃料は、炉外冷却期間(軽水炉3年、FBR2.5年)を経て全量再処理されるものとする。
- ⑦ サイクル施設のロス率<sup>(4)</sup>は再処理2%、燃料加工1%とする。

Bケースについて、2100年までの炉型構成を図4.4.6に示す。2100年時点のFBR導入割合は原子力発電全体の約70%程度である。この導入割合は、炉心燃料に用いるプルトニウムの供給量で制約されるため、増殖性が優れたFBRの採用や炉外サイクル時間の短縮等によって拡大が期待できる。図4.4.7にFBRを導入した場合の天然ウラン累積需要量を示す。比較のために、軽水炉ワンズスルーおよび軽水炉プルサーマル利用のケースも載せた。図4.4.7ではFBR導入ケースのみが2100時点で究極資源量を下廻っており、さらにFBR導入割合が拡大すれば2100年以降も究極資源の範囲内に収まると見込まれる。なお、プルサーマル利用の効果は、軽水炉ワンズスルーに比べウラン累積需要量を20%程度下げる効果がある。

C2ケースについて、2100年までの炉型構成を図4.4.8に、天然ウラン累積需要量を図4.4.9に示す。2100年時点でほとんどの原子力発電をFBRとして導入する

ことが可能であり、天然ウラン累積需要量も既知資源量（430 万トン U）は超えるものの、究極資源量（1,630 万トン U）を大きく下回る約 700 万トン U まで抑えることができる。

#### 4.4.3 日本の評価

##### (1) 現状について

日本原子力産業会議の「世界の原子力発電開発の動向」によると、国内で運転中の原子力発電設備容量は 1999 年 12 月末時点で 52 基、45.1GWe であり、建設中が 5 基、4.9GWe、計画中が 2 基、2.2GWe となっている。また、1998 年 6 月に総合エネルギー調査会・需給部会が発表した中間報告<sup>[5]</sup>では、電調審上程準備中の発電所を含めた 72 基、70.8GWe が 2010 年の導入目標として掲げられている。なお、平成 12 年 4 月 3 日付の電気新聞<sup>[6]</sup>によると、2010 年までの原子力発電規模は 64 基、61.8GWe に止まるとみられる。

一方、ウラン需要については、原子力ポケットブック 2000 年版によると、2010 年のウラン需要見通しは、累積需要量が約 27.7 万トン U、年間需要量は約 1.3 万トン U と推定されている。

##### (2) 原子力発電設備容量の超長期見通し

###### ① 既往研究例

21 世紀末までの日本の原子力発電規模を評価した研究例として、エネルギー経済研究所の湯浅<sup>[7]</sup>、東京電力の山澤ら<sup>[8]</sup>の論文がある。各論文では、湯浅はシナリオ的手法により 2100 年の原子力発電規模を 114～305GWe と推定し、同じく山澤らは約 150～320GWe 程度と予測している。また、前出の世界エネルギー会議が公表した太平洋 OECD 地域（日本、オーストラリア、ニュージーランド）の原子力発電電力量に基づく試算では、A2 ケースが約 212GWe、B ケースおよび C2 ケースが約 108GWe と約 37GWe と見積もられた。なお、太平洋 OECD 地域とされる日本以外の両国では原子力発電所の建設計画がないことから、同地域の原子力発電電力量は日本についての評価結果として扱った。

21 世紀中の原子力発電設備容量は、世界エネルギー会議のように現状よりも縮小する見通しがあるものの、外部機関による大方の評価を参考にすれば現状規模を上回ると捉えることができる。

## ②エネルギー需給量の超長期的検討

上記の既往研究例では詳細な前提条件が不明なことから独自に原子力発電規模を設定することとし、図 4.4.10 に示す検討手順で原子力発電設備容量を推定した。検討手順としては、先ず日本の将来の1次エネルギー供給量をマクロ的に予想し、次に電力化率の予測から発電用エネルギー投入量を計算する。この投入量から再生可能エネルギーで賄う分を差し引き、さらに CO<sub>2</sub> 制約を考慮して自家用および事業用火力エネルギー分を引いた残りが原子力で負担する発電電力量とした。

ここでは、次の4つの手法による1次エネルギー供給量の検討結果について述べる。

- ・ 経済成長率に基づく検討
- ・ 国民一人当たりの GDP に基づく検討
- ・ 国民一人当たりの1次エネルギー供給量の伸び率に基づく検討
- ・ 生産性原単位(仮称)に基づく検討

### i) 経済成長率に基づく検討

#### a. 検討方法

1次エネルギー供給量は、以下の想定条件に基づく GDP とエネルギー消費原単位の積にて算出する。

- ・ GDP は 1997 年を基準に年平均1%(低位ケース)、同じく 2%(基準ケース)の経済成長率にて算出。
- ・ エネルギー消費原単位は、2030 年に 1997 年度の 70%に相当する 7.8 (cal/¥)まで徐々に下がるとし、さらに 2100 年にかけて 1997 年度の 60%に相当する 6.7(cal/¥)まで徐々に下がるものと仮定した。

#### b. 検討結果

1997 年度に対する 2100 年の1次エネルギー供給量は、低位ケースで約 1.7 倍、標準ケースで約 4.6 倍と試算された。図 4.4.11 に 2100 年までのトレンドを示す。

### ii) 国民一人当たりの GDP に基づく検討

#### a. 検討方法

以下の想定条件に基づく国民一人当たりの GDP (=GDP/人口)、将来の人口推計およびエネルギー消費原単位の積にて算出する。

- ・ 国民一人当たりの GDP として、過去のトレンドの傾きを 1998 年以降に適用する標準ケースと、高齢人口の増加による生産性の低下を考慮して 1998 年以降の傾きを従来の 1/2 とする低ケースを設定(図 4. 4. 12)。
- ・ 日本の将来人口は、国立社会保障・人口問題研究所による「日本の将来人口推計(平成 9 年 1 月推計)」<sup>(9)</sup>の中位推計(図 4. 4. 13)を用いた。
- ・ エネルギー消費原単位は前出と同一定義にて設定。

b. 検討結果

前記の方法で試算した1次エネルギー供給量を図 4. 4. 14 に示す。標準ケースでは 2010 年～2050 年の期間は 1997 年度の約 1.2 倍程度で推移し、その後緩やかに低下して 2100 年には 1997 年度とほぼ同程度になる。低ケースでは、2010 年頃までの期間は 1997 年度とほぼ同程度で推移し、その後徐々に低下して 2100 年には 1997 年度の約 0.7 倍まで下がる。

iii) 国民一人当たりの1次エネルギー供給量の伸び率に基づく検討

a. 検討方法

先進国における将来の国民一人当たりの1次エネルギー消費量は米国の8割程度(6.4TOE/人)を上限とする山澤らの仮定を参考にして、以下の想定条件に基づく国民一人当たりの1次エネルギー供給量の伸び率と将来の人口推計の積にて算出する。

- ・ 国民一人当たりの1次エネルギー供給量の伸び率は、2050 年に米国の 8 割まで定率成長し、その後の成長率を 0 とする飽和ケースと、2100 年に米国の 8 割に達する一定成長ケースを設定した(図 4. 4. 15)。
- ・ 日本の将来人口は前出の中位推計を用いた。

b. 検討結果

前記の方法で試算した1次エネルギー供給量を図 4. 4. 16 に示す。飽和ケースでは、2040 年に 1997 年度の約 1.3 倍まで緩やかに増加し、2050 年まで一旦平衡した後に人口減少が顕在化して徐々に低下している。一定成長ケースの変化は人口推移と同様の傾向を示しているが、その変化幅は1次エネルギー供給量の伸び率によって抑えられている。一定成長ケースの1次エネルギー供給量は 2020 年に 1997 年度の約1.1倍でピークに達し、その後は 2100 年に 1997 年度の約 0.85 倍となるまで緩やかに低下し続ける。



## iv) 生産性原単位(仮称)に基づく検討

## a. 検討方法

2100年には現在の約半数(約3,800万人)まで減少すると推定されている生産年齢人口(対象15歳~65歳)にスポットを当て、以下の想定条件に基づく生産性原単位(仮称)、将来の生産年齢人口推計、年間平均労働時間、1次エネルギー消費量相関式にて算出する。

- ・ 生産性原単位とは、GDPを生産年齢人口と年間平均労働時間で除したもので、生産年齢人口一人についての単位時間当たりのGDPを指している。将来の生産性原単位は、図4.4.17に示される実績の傾きで伸びていくものと仮定する。
- ・ 将来の生産年齢人口は、他の方法と同様に国立社会保障・人口問題研究所の中位推計を用いる(図4.4.18)。
- ・ 年間平均労働時間は1997年度の全産業平均労働時間1,900hr<sup>(10)</sup>を2100年まで適用する。
- ・ 1次エネルギー供給量は以下の回帰式より求める。

$$Y = -3.13493E06 + 6.56884E05 * \text{LOG}(X) \quad (\text{式} 4.4.1)$$

ここで、 Y:1次エネルギー供給量[千kl]

X:GDP[10億円]

GDP=生産性原単位\*生産年齢人口\*年間平均労働時間

## b. 検討結果

前記の方法で試算したGDPを図4.4.19に示す。同じく、1次エネルギー供給量を図4.4.20に示す。二つのグラフにおけるGDPと1次エネルギー供給量は、2030年頃までは1997年以前の約半分程の傾きで緩やかに成長し、その後21世紀末までは僅かな増加にとどまる。その結果、2030年~2100年の1次エネルギー供給量の規模は1997年の約1.2倍程度でほぼ横這いとなる。

## iv) 1次エネルギー供給量の検討結果のまとめ

図4.4.21に、上記4つの手法による予測結果を重ね合わせたものを示す。

この中でiv)生産性原単位に基づく検討結果がほぼ平均的と見られることから、本評価におけるレファレンス条件として用いることとする。

### ③原子力発電設備容量の超長期予測

#### i) 検討手順および想定条件

将来の電源構成のあり方を考えるうえでの問題について、久保田らの著書「選択のエネルギー」<sup>[12]</sup>では、第1の問題として産業形態の質的变化や生活様式の変化を電力需要伸び率の将来予測にどのように取り込むか、第2の問題として電源構成の選択そのものをあげている。この二つの問題を考慮しつつ以下の想定条件について検討し、図 4. 4. 22 に示す手順にて原子力発電設備容量を推計した。

#### a. 電力化率

ここでいう電力化率とは、1次エネルギー総供給量に対する発電用エネルギー投入量の比率を指している。電力化率の実績と将来の予測例を図 4. 4. 23 に示す。電力化率は 1970 年代半ばから急速に伸びてきており、1998 年度には 40% に達している。この電力化率の上昇原因について、前出の久保田らは素材系産業のシェアが低下し、電子産業・高度機械化産業・情報化産業の伸びが大きくなったためと分析している。最近の傾向については、民生部門の電力消費の伸びによるところが大きいと資源エネルギー庁<sup>[5]、[13]</sup>では見ている。また、電力化率の将来見通しについては、調査した予測例<sup>[14]~[16]</sup>は全て上昇傾向を示していることから、今後も伸びていくと想定するのが一般的な考え方とみなせる。そこで、将来の化石燃料消費構造の変化と電力化率との対応について、次のような仮定を設定した。

- ・ 緩やかな電力シフト 電力化率は 2100 年に 50%まで直線的に増加
- ・ 標準的な電力シフト 電力化率は 2100 年に 60%まで直線的に増加
- ・ 急速な電力シフト 2050 年に 60%まで直線的に増加し、その後 60%で飽和
- ・ 大規模な電力シフト 電力化率は 2100 年に 70%まで直線的に増加

#### b. 電源構成

将来の電源構成を選択するうえでの重要な条件に CO<sub>2</sub> 排出量がある。地球温暖化防止京都会議で議長国を努めたわが国は、国際社会の一員として COP3 でコミットした温室効果ガス削減目標を遵守すべき立場にあると考える。したがって、発電部門においても CO<sub>2</sub> 排出量を少なくとも 2010 年に 1990 年度レベルまで安定化させる電源構成とする。

また、将来のエネルギー源に対する国民の期待は、原子力への疑問視と環境問題への関心の高まりが相俟って再生可能エネルギーに向けられている。とくに自然エネルギーを利用した風力発電や太陽光発電に対しては、クリーンなイメー

ジや無尽蔵なエネルギー源を支持する声大きい。しかしながら、風力発電や太陽光発電がベース電源になり得るかどうかを現実問題として考えた場合、エネルギー密度の低さ・経済性・安定性等の点で克服すべき課題<sup>[17]</sup>が多く、ローカル用電源としてある程度の導入が期待できるとしても、広域用のベース電源には不向きと思われる。

そこで、火力および原子力をベース電源とする電源構成の検討にあたり、発電部門としてのCO<sub>2</sub>排出抑制目標、再生可能エネルギーの導入規模、火力発電等の導入条件を以下の通り仮定した。

#### イ) 発電部門におけるCO<sub>2</sub>排出抑制目標の想定条件

図 4.4.24 は、自家用火力発電を除いた発電部門のCO<sub>2</sub>排出実績(1990年～1997年)とCO<sub>2</sub>排出抑制目標の想定条件である。CO<sub>2</sub>排出抑制目標は、2010年に1990年水準を達成するよう2000年から一定率でCO<sub>2</sub>排出量を削減し、2010年以降も1990年水準を目標とする継続ケースと、先進国は2010年以降もさらなる削減に向けて努力を続けるだろうと考える国立環境研究所・森田<sup>[18]</sup>のシナリオを参考にして、2010年以降も引き続き同じ削減率でCO<sub>2</sub>排出量の抑制を図る強化ケースを想定した。

#### ロ) 再生可能エネルギー

対象は水力発電、地熱発電、太陽光発電、風力発電、黒液・廃材等およびゴミ発電とした。図 4.4.25 および図 4.4.26 に想定条件を示す。水力発電の設備容量は、2009年までは電源開発計画<sup>[19]</sup>の導入規模を適用し、2010年以降については、電中研の内山<sup>[20]</sup>による経済的に開発可能なポテンシャル量(25.1GWe)と、同じく技術的に開発可能なポテンシャル量(32.8GWe)が各々2100年までに全て開発される2つのケース(低・高)を想定した。地熱発電、太陽光発電および風力発電の設備容量は21世紀の技術とエネルギー委員会<sup>[14]</sup>、エネルギー経済研究所<sup>[20]、[21]</sup>および日本アプライトリサーチ研究所<sup>[22]</sup>による長期予測を基に外挿した。黒液・廃材等は日本製紙連合会資料<sup>[23]</sup>を参考とする試算結果、ゴミ発電については新エネルギー・産業技術開発機構資料<sup>[24]</sup>や環境白書<sup>[25]</sup>を参考にした試算結果である。これら各電源の将来見通しの中で導入規模が大きい想定条件を高位ケースとして集約し、同様に規模が小さい想定条件を低位ケースとして集約した。また、電力供給を目的とした再生可能エネルギーに帰属するCO<sub>2</sub>は、発電部門の排出量としてカウントし、CO<sub>2</sub>排出原単位には電中研・内山の分析結果<sup>[26]</sup>を用いることとした。

## ハ) 火力発電

本報では事業用火力発電を評価対象とする。このため、自家用火力発電への1次エネルギー供給量は、過去30年間における1次エネルギー供給割合の平均値10.48%(エネルギーバランス表<sup>[26]</sup>より算定)を与えて暫定的にもとめ、発電部門としての評価から除くこととした。事業用火力発電電力量は、次式よりもとめる。

$$Q = \frac{W_T}{(C1 \times F1 + C2 \times F2 + C3 \times F3) \times 10^3} \quad (4.4.2)$$

ここで、 Q: 火力発電電力量 [TWh]

$W_T$ : 事業用火力発電 CO<sub>2</sub> 排出制限量 [t-C]

$$= W_p - (W_R + W_N)$$

$W_p$ : 電力部門 CO<sub>2</sub> 排出抑制目標 [t-C]

$W_R$ : 再生可能エネルギーによる CO<sub>2</sub> 排出量 [t-C]

$W_N$ : 原子力発電による CO<sub>2</sub> 排出量 [t-C]

C1~C3: CO<sub>2</sub> 排出原単位 (g/KWh) 1: 石炭、2: 石油、3: LNG

F1~F3: 発電割合 (-) 1: 石炭、2: 石油、3: LNG

また、火力プラントの発電効率はCO<sub>2</sub>排出量や化石燃料消費を削減するために今後も改善が進むものと予想されることから、図4.4.27に示す将来見通しを仮定した。さらに、CO<sub>2</sub>排出原単位は発電効率の向上に伴い低下が見込まれるため、電中研・内山のCO<sub>2</sub>排出原単位を発電効率で補正して用いた(図4.4.28、図4.4.29)。

## ニ) 原子力発電

原子力発電電力量は、発電用エネルギー投入量から再生可能エネルギー、自家用火力発電および事業用火力発電に供給した1次エネルギーを差し引いた差から算出する。また、原子力発電設備容量は、発電電力量を基に設備利用率(83%)を仮定してもとめる。原子力発電によるCO<sub>2</sub>排出量は、他の電源と同様に電中研・内山によるCO<sub>2</sub>排出原単位(5.7g-C/KWh)を用いて定量化する。

## ii) 原子力発電設備容量の推定結果と評価条件

表4.4.6に原子力発電設備容量の推定条件の一例を示す。また、表中の解析No.1~3に対応する推定結果と、今回設定した低位・中位・高位の3ケースとの比

較を図 4.4.30 に示す。例えば今回設定した低位ケースは、将来の日本の1次エネルギーが現在の1.2倍程度で飽和し、電力化率50%程度(2100年時点)、再生可能エネルギーの導入規模もそれ相応に大きく、CO<sub>2</sub>排出量を1990年度レベルで抑制し続けた社会状況を一例として想定したものと考えることができる。図 4.4.31 は前出の湯浅および WEC による将来見通しとの対比を示すものであるが、JNC の評価条件は CO<sub>2</sub> 規制が強化され、電力シフトが大幅に進む場合においても最大で 200GWe(高位ケースの 2100 年時点)程度にとどまる。国内における天然ウラン需要量ならびに FBR 導入時期の評価は、この JNC 推定結果を評価条件として行うこととする。

### (3) 日本の天然ウラン需給見通し

既に公表されているウラン需給見通しでは、2010 年のウラン累積需要量は原子力ポケットブック(2000 年版)によると約 27 万 7,000 トン U と推定され、ウラン資源確保量は 1969 年～2010 年までの引渡し期間の合計で 28 万 7,800 トン U とされている。また、日本原子力産業会議の報告によれば、2010 年における日本の年間需要量は 1 万 3,100 トン U と見込まれており、世界の年間需要量 7 万 1,000～7 万 7,000 トン U の約 17～18%を占めるとみられている。

一方、超長期的な国内のウラン需給見通しを公表している例は殆ど皆無であり、前出の湯浅や山澤らも世界全体のウラン枯渇時期を提示するだけにとどめている。しかしながら、わが国がウラン資源の全量を海外からの輸入に依存していることを踏まえれば、世界規模でウラン資源が枯渇した場合、日本への供給が断たれることは誰もが想像し得ることである。究極資源の枯渇時期について、湯浅は 2090 年～2100 年頃と分析し、山澤らは 2070 年～2100 年頃と分析している。また、IIASA/WEC の発電予測に基づく JNC の試算(4.4.2 項にて紹介)では、軽水炉ワンスルー利用の場合、既知資源(430 万トン U)は 2030 年頃に消費され、究極資源(1,630 万トン U)は 2070 年～2090 年頃に消費し尽くされる結果が得られた。これら JNC 内外の分析結果に基づくと、日本へのウラン供給は 21 世紀後半には厳しくなるものと推定される。

ここでは、全ウラン資源に占める日本の利用可能量に関する想定条件、軽水炉ワンスルーと軽水炉プルサーマル利用におけるウラン累積需給量、ウラン資源制約から予想される FBR 導入条件について述べる。

#### ①日本のウラン利用可能量に関する想定条件

日本のウラン需要割合は、既述の通り 2010 年時点で世界全体の約 17～18%を占めるとみられている。さらに、21 世紀末までのウラン需要割合を IIASA/WEC の原子力発電予測から展望すると、世界全体の原子力発電電力量に占める日本の割合は 2010 年頃から急速に低下し、2060 年頃には殆どのシナリオで 5%以下に半減している。即ち、他の国々における原子力発電規模およびウラン需要が日本以上の伸び率で増大すると予想される中で、日本が世界全体の約 10～20%のウラン資源を永続的に確保するとの考えは、国際的視点から見て現実性を欠くものと判断される。

そこで、わが国が利用可能なウラン資源割合は、世界の原子力発電累積電力量に占める日本の割合に比例すると仮定し、IIASA/WEC の原子力発電予測に基づく図 4.4.32 より、1990 年～2030 年頃までは約 10%、1990 年～2080 年頃までは約 5%と外挿された。また、利用可能なウラン資源量は、2030 年頃に消費される既知資源に対しては 10% (43 万トン U)、2070 年～2090 年頃に消費される究極資源に対しては 5% (82 万トン U) と想定した。

## ②軽水炉による天然ウラン需要と FBR 導入開始時期の評価

4.4.4(2)③ ii) で設定した原子力発電設備容量 3 ケース(2100 年時点で高位 200GWe、中位 120GWe、低位 70GWe)について、軽水炉ワンスルー、軽水炉プルサーマル利用および FBR 導入の各条件下で天然ウラン累積需要量を評価した。評価計算は、世界規模の評価と同様にサイクル諸量解析コード“FAMILY”で行った。

軽水炉ワンスルーおよび軽水炉プルサーマル利用の評価条件を表 4.4.7(1)に、FBR 導入条件と計算結果の概略を表 4.4.7(2)に示す。また、軽水炉ワンスルー、軽水炉プルサーマル利用および FBR 導入時の天然ウラン累積需要量を図 4.4.33 に、再処理計画を図 4.4.34 に、燃料製造量を図 4.4.35 に示すとともに、各体系下での評価結果を以下に記す。

(軽水炉ワンスルー)

- ・ 既知資源の消費時期は、3 ケースとも世界規模の評価結果と同様に 2030 年頃と予想される。
- ・ 天然ウラン累積需要量が究極資源の 5%に到達する時期は、高位ケースと中位ケースが 2040 年代の半ばから終盤にかけて、低位ケースでは 2060 年代半ば頃と予想される。
- ・ 世界規模で究極資源が枯渇すると予想される 2080 年頃の日本の天然ウラン累積需要量は、究極資源 1,630 万トン U に対して低位ケースが約 6%、中位ケ

ースが約 10%、高位ケースが約 12%と推定された。

(軽水炉プルサーマル利用)

- ・ ワンススルーとプルサーマルを積極的に導入した場合とを比較すると、天然ウラン累積需要量が究極資源の 5%に到達する時期は、高位ケースと中位ケースでは約 5～6 年、低位ケースでは 20 年程度遅くなる。
- ・ 世界規模で究極資源が枯渇すると予想される 2080 年頃の日本の天然ウラン累積需要量は、究極資源 1, 630 万トンU に対して低位ケースが約 5%、中位ケースが約 8%および高位ケースが約 10%と見込まれる。

(FBR 導入条件)

- ・ 天然ウラン累積需要量を究極資源の 5%以下に抑えようとする場合、FBR 導入開始時期は高位ケースが 2025 年頃、中位ケースが 2030 年頃、低位ケースが 2050 年頃と見込まれる。
- ・ また、FBR 導入開始から天然ウラン累積需要量が収束するまでのラグタイムは概ね 50 年程度要し、炉寿命を 40 年としてきた従来の評価結果<sup>(3)</sup>に比べ移行期間が 20、30 年程度長くなることがわかった。
- ・ このことから、天然ウラン累積需要量が究極資源に到達するまでに軽水炉から FBR への移行を終えるためには、炉寿命延長による移行期間の長期化を考慮に入れて FBR 導入開始のタイミングを計る必要がある。
- ・ プルトニウム貯蔵量を極力低減するために増殖比が異なる炉型を組み合わせさせた結果、高位ケースでは導入初期において増殖比約 1.2 を必要とした後、21 世紀後半からは 1.1 程度の増殖比の FBR が主流となる。中位ケースにおいても同様に導入初期には 1.2、その後 1.03～1.1 程度の増殖比の FBR が主流となる。低位ケースでは 1.1 程度の増殖比の FBR が主流となるが、増殖比が 1.0 以下の専焼炉との共存も予想される。(図 4.4.36)

### ③FBR 導入開始時期が天然ウラン累積需要量に与える影響

前出の原子力発電設備容量 3 ケースについて、FBR 導入開始時期を 2030 年および 2050 年とした場合の天然ウラン累積需要量を評価した。表 4.4.8 に解析条件と結果の概略を示す。

また、図 4.4.37 は解析した天然ウラン累積需要量を高位ケースと低位ケースの幅で表したものである。図 4.4.37 の天然ウラン累積需要量は、FBR 導入開始時期が 20 年シフトすることによって 2100 年時点で最大 3 倍程度の開きが生じており、FBR

導入時期の見極めがその後のウラン需要に大きなインパクトを及ぼすことが判る。したがって、天然ウラン累積需要量を究極資源の 5%程度に抑えると仮定した場合の FBR 導入時期は、2030 年以降の原子力発電規模に留意しつつ遅くとも 21 世紀半ばまでと判断される。

#### 4.4.4 天然ウラン資源制約シナリオについての考察

軽水炉ワンスルー、軽水炉プルサーマル利用ならびに FBR 導入の各条件下で天然ウラン累積需要量を調査し、レッドブック 1997 年報告による究極資源を上限とするウラン資源量との比較によって、FBR 導入の可能性および導入時期について評価した。

- (1) IIASA/WEC の将来予測に基づく評価では、世界全体の天然ウラン累積需要量は、軽水炉ワンスルーの場合 2070 年～2090 年頃に究極資源を超えると予想される。また、プルサーマル利用を積極的に進めても 21 世紀末にはウラン資源が枯渇すると見られ、FBR の導入は原子力発電を持続していくうえで不可欠と判断される。
- (2) IIASA/WEC のシナリオで最も現実的とされる B ケースについて FBR を 2030 年から導入し始めると、FBR のシェアは 21 世紀末までに約 70%を占め、天然ウランの需要緩和ひいては原子力発電の持続に貢献すると評価された。
- (3) 日本の原子力発電設備容量の予測において、生産性原単位(仮称)モデルによる一次エネルギー消費量の予測結果に基づき、高位ケース(2100 年時点で 200GWe)、中位ケース(同 120GWe)、低位ケース(同 70GWe)を設定した。
- (4) 世界規模で究極資源が枯渇すると見られる 2080 年頃の日本の天然ウラン累積需要量は、究極資源 1,630 万トン U に対して低位ケースが約 6%、中位ケースが約 10%、高位ケースが約 12%と推定された。
- (5) 日本で利用可能な天然ウラン資源量が究極資源の 5%程度と仮定した場合、FBR 導入時期は、2030 年以降の原子力発電規模に留意しつつ遅くとも 21 世紀半ばまでとする必要がある。



## 4.4.5 参考文献

- [1] 日本原子力産業会議、原子力年鑑 1999/2000 年版、(1999)
- [2] IASA/WEC, 「Global Energy Perspectives」, 1998 年報告書、(1998)
- [3] 小野他「サイクル諸量の観点からのプルトニウム利用戦略の検討」動燃技報No.79 (1991)
- [4] OECD/NEA, 「The Economics of the Nuclear Fuel Cycle」, (1994)
- [5] 総合エネルギー調査会・需給部会 中間報告、平成 10 年 6 月 11 日付
- [6] 電気新聞、平成 12 年 4 月 3 日(月曜日)、第 24114 号、財団法人日本電気協会
- [7] 湯浅、「2100 年に至る超長期の世界エネルギー需給展望」、エネルギーフォーラム 1995.3、P.40～43 (1995)
- [8] 山澤ら、「地球温暖化防止と原子力発電の持続的安定供給に関する長期分析」、火力原子力発電 1998.7、P.76～82(1998)
- [9] 国立社会保障・人口問題研究所、「日本の将来推計人口(平成 9 年 1 月推計)」
- [10] 98/99 日本国勢図会、第 56 版 P.91、国勢社、(1998)
- [11] 社団法人日本電気協会、「あなたの知りたいこと - 電気事業について 50 の質問と答え -」、(1996)
- [12] 久保田宏編、「選択のエネルギー」、日刊工業新聞社、(1987)
- [13] 総合エネルギー調査会原子力部会(第 73 回)、資料4「今後のエネルギー政策の総合的な検討について」、資源エネルギー庁、(2000.3.21)
- [14] 21 世紀の技術とエネルギー委員会編著「2050 年への挑戦」、電力新報社、P.97 (1993)
- [15] 松井堅一著「エネルギーデータの読み方使い方」、電力新報社、P.22(1994)
- [16] 電力中央研究所「2010 年までの経済・エネルギーの中期展望」、原子力 EYE VOL.44 12 月号、P12(1998)
- [17] 科学技術庁原子力局、長期計画策定会議 第二分科会基礎資料(平成 11 年 9 月 13 日)
- [18] 森田恒幸、「地球温暖化問題とその対応」、国立環境研究所、第 37 回原子力総合シンポジウム予稿集、P.3-13(1999.5)
- [19] 電源開発の概要、平成 10 年度版、通産省資源エネルギー庁公益事業部編、(1998)
- [20] EDMC ニュースレターNo.8、P.9(1998.10)
- [21] 「わが国の長期エネルギー需給見通しと課題」、エネルギー経済、第 25 巻、第 2 号、P.76(1999.2)
- [22] 田中紀夫、「新エネルギーの現状と今後の展望」、日本アプライドリサーチ研究所 <http://www.ari.co.jp/factory/doc/enerep96.html>、(1997.11)
- [23] 日本製紙連合会 <http://www.jpa.gr.jp>
- [24] 新エネルギー・産業技術開発機構 <http://www.nedo.go.jp/intro/haikibutu>
- [25] 環境白書平成 10 年度版、環境庁企画調整局編、(1998)
- [26] 総合エネルギー統計平成 10 年度版、資源エネルギー庁長官官房企画調査課編、(1998)
- [27] 内山洋司、「発電システムのライフサイクル分析」、電力中央研究所、(1995.3)
- [28] K. Ono, K. Hirao, T. Ikegami, “Scenario Study on FBR Cycle Deployment”, Proc. of the 3<sup>rd</sup> Int. Symposium on Global Environment and Nuclear Energy Systems, p.125, Tokyo, (Dec. 1999)
- [29] EDMC、21 世紀の技術とエネルギー委員会編著「2050 年への挑戦」、電力新報社、P.97(1993)
- [30] 日本エネルギー経済研究所、「エネルギー・経済統計要覧'99」、(1999)
- [31] 電力中央研究所編著、「次世代エネルギー構想」、電力新報社、P.114(1998)
- [32] 核燃料サイクル機構、日本原子力発電株式会社、「高速増殖炉サイクルの実用化戦略調査研究(フェーズ I)中間報告書」、JNC TY1400 2000-003、(2000.8)

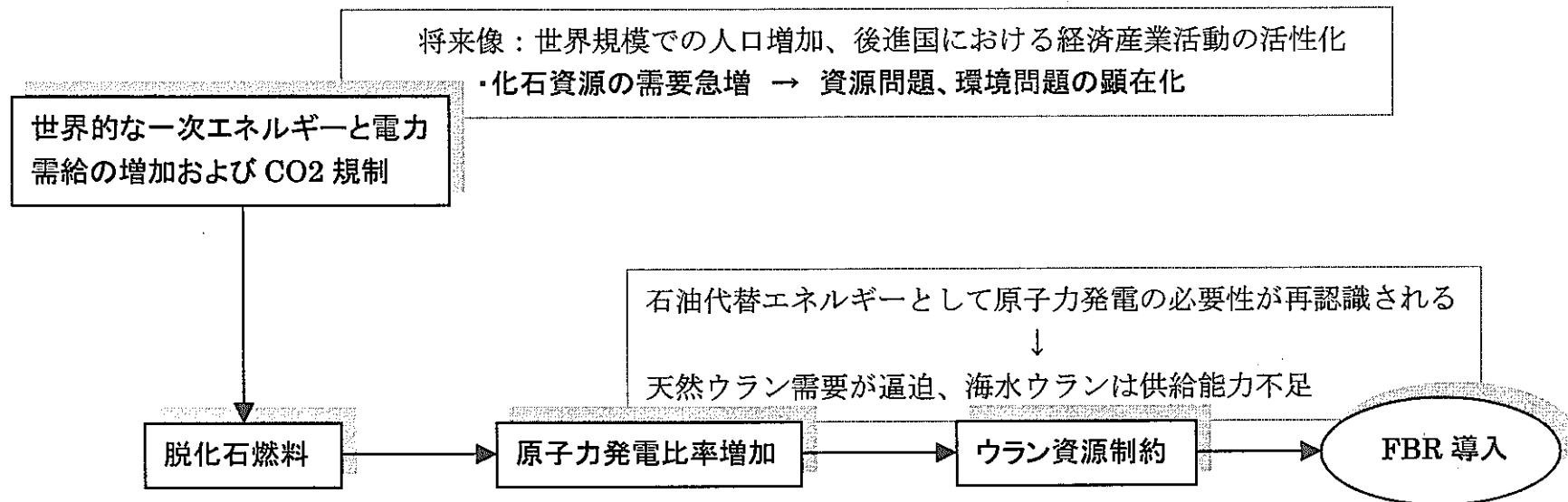


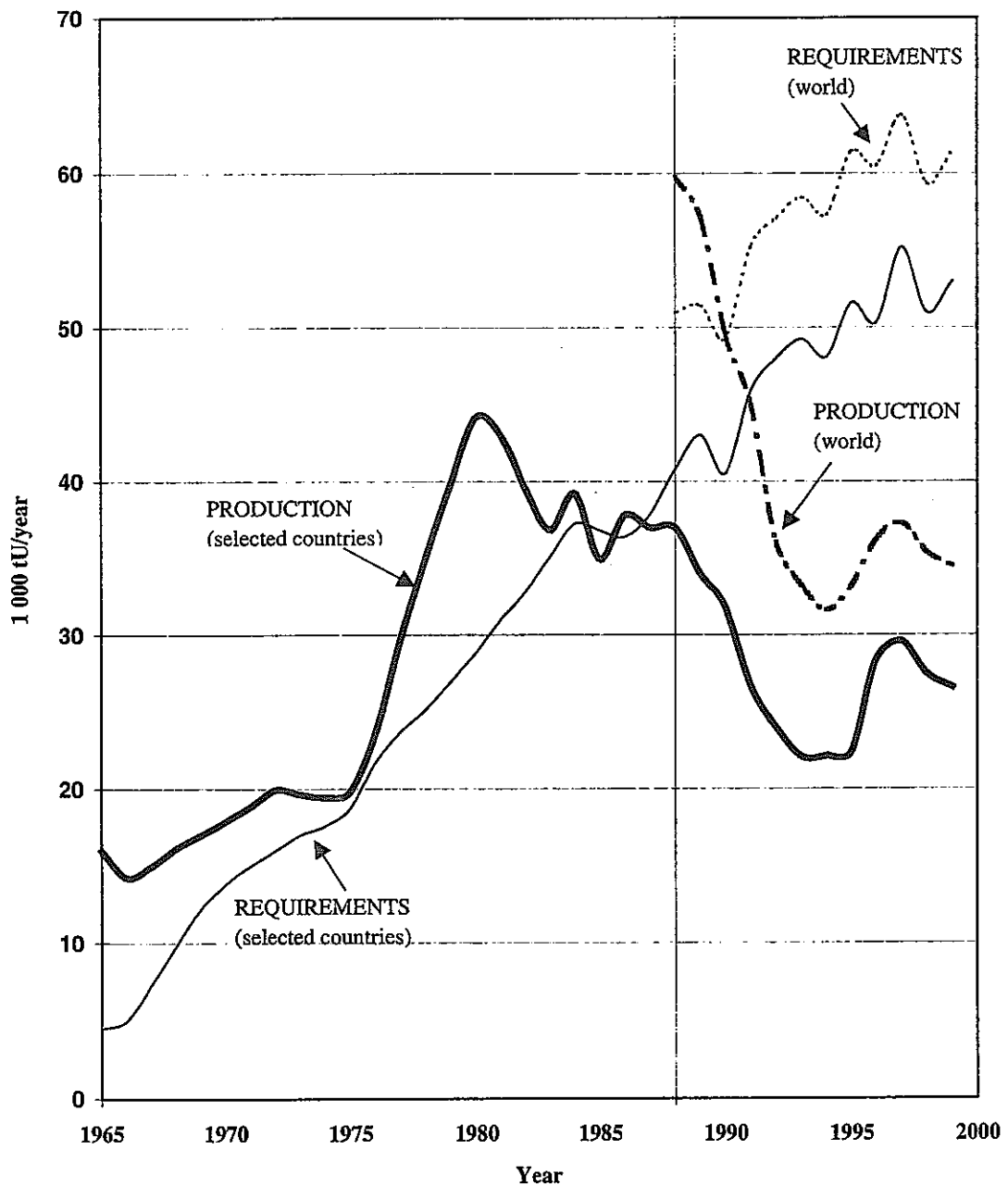
図 4.4.1 天然ウラン資源制約シナリオのイメージフロー

表4.4.1 世界の原子力発電設備容量及び基数 (1999年12月末現在)

(単位: 万kW、グロス電気出力)

地域・国	運 転 中		建 設 中		計 画 中		合 計	
	出力	基数	出力	基数	出力	基数	出力	基数
北 米								
1 米 国	10,064.3	103					10,064.0	103
9 カ ナ ダ	1,061.5	14					1,061.5	14
小計	11,125.5	117	0.0	0	0.0	0	11,125.5	117
西 欧								
2 フ ラ ン ス	5,988.8	55	606.4	4			6,595.2	59
4 ド イ ツ	2,220.9	19					2,220.9	19
6 英 国	1,417.3	35					1,417.3	35
10 スウェーデン	982.2	11					982.2	11
11 ス ペ イ ン	774.9	9					774.9	9
12 ベ ル キ ー	599.5	7					599.5	7
15 ス イ ス	331.4	5					331.4	5
17 フィンランド	276.0	4					276.0	4
29 オ ラ ン ダ	48.1	1					48.1	1
小計	12,639.1	146	606.4	4	0.0	0	13,245.5	150
アジア								
3 日 本	4,508.2	52	494.3	5	220.8	2	5,223.3	59
7 韓 国	1,371.6	16	400.0	4			1,771.6	20
13 台 湾	514.4	6	270.0	2			784.4	8
18 中 国	226.8	3	560.0	7	300.0	3	1,086.8	13
21 イ ン ド	184.0	10	88.0	4	588.0	12	860.0	26
31 パキスタン	13.7	1	32.5	1			46.2	2
34 北 朝 鮮					200.0	2	200.0	2
小計	6,818.7	88	1,844.8	23	1,308.8	19	9,972.3	130
CIS								
5 ロ シ ア	2,155.6	29	380.0	4	616.0	8	3,151.6	41
8 ウ ク ラ イ ナ	1,281.8	14	500.0	5			1,781.8	19
30 アルメニア	40.8	1					40.8	1
35 カザフスタン					192.0	3	192.0	3
小計	3,478.2	44	880.0	9	808.0	11	5,166.2	64
東 欧								
14 ブルガリア	376.0	6					376.0	6
16 リトアニア	300.0	2					300.0	2
19 スロバキア	218.0	5	44.0	1	88.0	2	350.0	8
22 ハンガリー	184.0	4					184.0	4
23 チェコ	176.0	4	194.4	2			370.4	6
26 ルーマニア	70.6	1	264.0	4			334.6	5
27 スロベニア	66.4	1					66.4	1
小計	1,391.0	23	502.4	7	88.0	2	1,981.4	32
アフリカ								
20 南アフリカ	193.0	2					193.0	2
36 エジプト					187.2	2	187.2	2
小計	193.0	2	0.0	0	187.2	2	380.2	4
中南米								
24 メキシコ	130.8	2					130.8	2
25 アルゼンチン	100.5	2	74.5	1			175.0	3
28 ブラジル	65.7	1	130.9	1	130.9	1	327.5	3
33 キューバ			88.0	2			88.0	2
小計	297.0	5	293.4	4	130.9	1	721.3	10
中 東								
32 イ ラ ン			229.3	2	152.0	4	381.3	6
37 イスラエル					66.4	1	66.4	1
小計	0.0	0	229.3	2	218.4	5	447.7	7
合 計	35,942.5	425	4,356.3	49	2,741.3	40	43,040.1	514
( ) 内は前年値	(35,849.0)	(422)	(3,806.8)	(46)	(3,448.8)	(46)	(43,104.6)	(514)

注) 順位は運転中の設備容量順を原則とし、順次、建設中および計画の容量順とした。  
(出典: 原産「世界の原子力発電開発の動向」)



\* Excludes the following countries because detailed information is not available: Bulgaria, China, Cuba, Czech Republic (and preceding states), GDR, Hungary, Kazakhstan, Mongolia, Romania, Russian Federation, Slovenia, Tajikistan, Ukraine, USSR, Uzbekistan, and Yugoslavia.

1999 production values are estimated.

図 4.4.2 世界のウラン需給バランスの実績

NEA/IAEA の「Uranium」1999 年報告書(通称レッドブック)より

表 4.4.2 天然ウラン資源量予測の変遷(NEA/IAEA の「Uranium」より)

単位:万トン U

評価年	既知資源 (\$130/kgU 以下)			未発見資源 (\$130/kgU 以下)			総計
	確認資源	推定追加-1	合計	推定追加-2	期待資源 *2	合計	
1988年	220	130	350	170	430~770	600~940	950~1,290
1989年	220	120	340	170	530~710	700~880	1,040~1,220
1991年	200	200 *1	400	210	620~1,100	830~1,310	1,230~1,710
1993年	210	240 *1	450	240	200~1,130	440~1,370	890~1,820
1995年	300	160 *1	460	250	380~850	630~1,100	1,090~1,560
1997年	320 *1	110 *1	430	230	450~970	680~1,200	1,110~1,630
1999年	300 *1	100 *1	400	230	300~920	530~1,150	930~1,550

\*1) 1991年評価から旧ソ連諸国、中国、モンゴルおよびインド等の諸国のデータを追加している。これら諸国のデータは確認資源と推定追加-1の区別が十分でないため、推定追加-1のカテゴリーに加えた。1997年評価からは、確認資源と推定追加-1を区別して評価するようになっている。

\*2) 期待資源の数値については、左側が\$130/kgU以下の資源量を示し、右側はコスト評価不明の資源も含んだ量を示している。

表4.4.3 IIASA/WEC, 1998年報告書のエネルギー需給シナリオ

一次エネルギー消費	需給シナリオ	シナリオの概要
高成長(A)	A1	石油、天然ガスの優位が来世紀末まで続く。原子力は注目すべき技術進展がなく、導入があまり進まない。
	A2	石油、天然ガスが欠乏し、石炭が中心となる。原子力の導入も、石油、天然ガスの欠乏に伴い大幅に増大する。
	A3	再生可能エネルギー、原子力の導入が進み、化石燃料が使用されなくなる。
中間(B)	B	最も現実的なケース。化石燃料への依存は高いものの、原子力の導入も進む。
環境主導(C)	C1	原子力は2100年までに無くなる。化石燃料を使うが、CO2の排出制限がある。
	C2	再生可能エネルギーと小型原子炉が普及する。

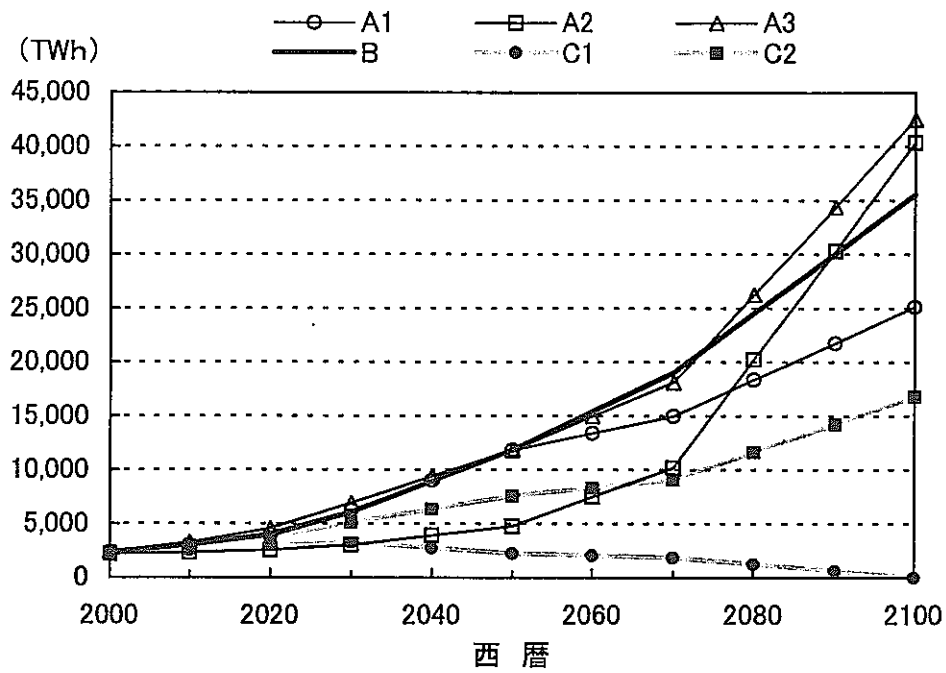


図4.4.3 世界の原子力発電電力量

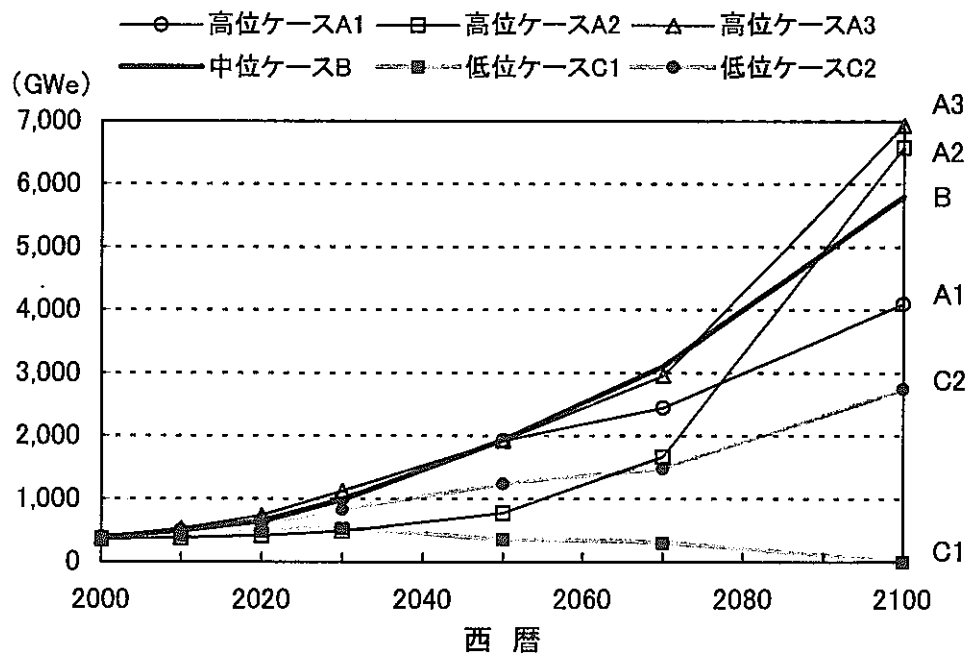


図4.4.4 世界の原子力発電設備容量

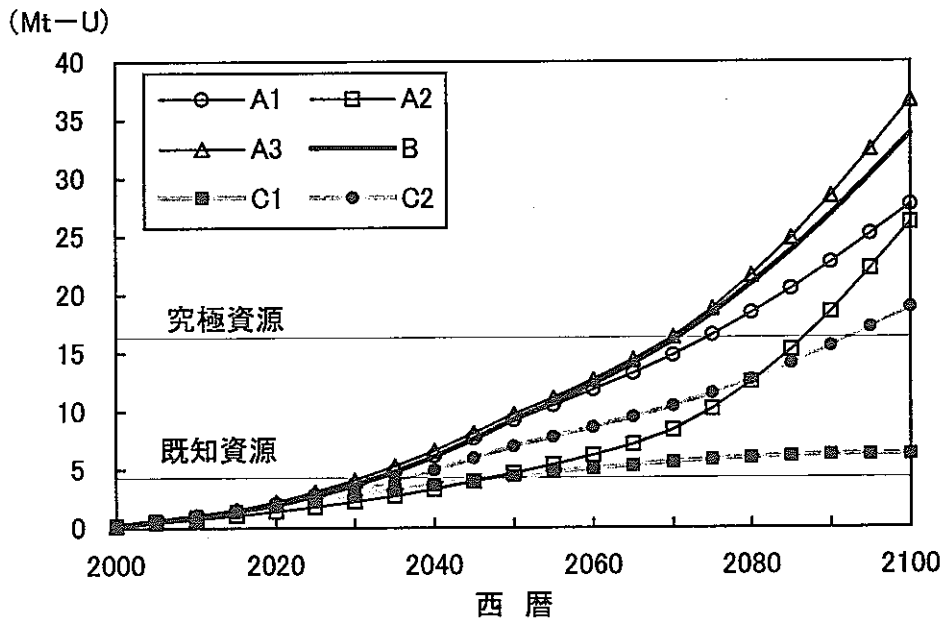


図4.4.5 世界の天然ウラン累積需要量(軽水炉ワンズスルー)



表4.4.4 世界規模の天然ウラン累積需要量の計算条件(FBR導入条件)

項目		条件		備考
炉外サイクル時間	LWR系	6年		
	HWR系			
	FBR系	3年		
炉寿命	LWR	60年		
	HWR			
	FBR			
計算開始年以前の使用済燃料量		有 (200,516トンHM) 使用済U:199,271.48(tHM) 使用済PU:1244.52 (tPu)		出典:「WORLD INVENTORY OF PLUTONIUM AND HIGHLY ENRICHED URANIUM 1992」
計算開始年以前の核兵器解体プルトニウム		有 (Pu総量100トン)		
炉特性データ	BWR	サイクル機構調べ (2019年まで新設、燃焼度45,000MWD/t)		表4.4.5参照
	A-BWR	サイクル機構評価値 (2020年以降導入、燃焼度60,000MWD/t)		
	PWR	JNC TJ9440 99-014「プルトニウム利用技術に関する調査検討(3)」(2019年まで新設、燃焼度49,000MWD/t)		
	A-PWR	サイクル機構評価値 (2020年以降導入、燃焼度66,000MWD/t)		
	HWR1	OECD/NEA(1994年) CANDU[天然ウラン]、2049年まで新設、燃焼度8,330MWD/t		
	HWR2	Nuclear Energy and its Fuel Cycle(1987)、CANDU[微濃縮ウラン]、2050年以降導入、燃焼度20,900MWD/t		
	FBR	サイクル機構評価値 (増殖比1.19、燃焼度146,000MWD/t)		
炉の稼働率	BWR	70.0%		
	A-BWR			
	PWR			
	A-PWR			
	HWR1			
	HWR2			
FBR				
再処理	LWR(UO2)	有		
	LWR(MOX)	有		
	HWR	無		
	FBR	有(即時)		
ロス率	濃縮	0.0%		「THE ECONOMICS OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE」 OECD/NEA 1994より引用。
	転換	0.5%		
	加工	1.0%		
	再処理	2.0%		
テイル濃度		0.30%(2050)+0.15%(2051)		下記Key Issue Paper参考
新設炉型割合		L/F新設共存期間中	L/F新設共存期間以後	IAEA, Int. symposium on nuclear fuel cycle and reactor strategy, Vienna, June 1997のKey Issue Paper-1の2020年以後の割合を基にした。
	BWR	FBRを除いた20%	—	
	PWR	FBRを除いた70%	—	
	HWR	FBRを除いた10%	—	
	FBR	計画的	100.0%	
回収ウラン利用		有		

表4.4.5 炉特性データ一覧表(1/2)

炉型	BWR	PWR	BWR プルサーマル	PWR プルサーマル	高燃焼度BWR	高燃焼度PWR	高燃焼度BWR プルサーマル	高燃焼度PWR プルサーマル	ATR (Pu+NU)	FBR 燃焼度約8万MWD/t, BR1.24
データ出典	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(2)
電気出力 (MWe)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	炉心 軸ブラ 径ブラ 1,000
熱効率 (%)	33.4	34.0	-	34.0	-	-	-	-	31.5	-
比出力 (MW/t)	24.8	38.4	-	38.4	-	-	-	-	23.085	-
燃焼度 (MWD/t)	45,000	49,000	45,000	49,000	60,000	66,000	60,000	66,000	32,000	85,700
燃料炉内滞在時間 (年)	6.0	4.02	-	4.02	-	-	-	-	5	-
増殖比/転換比	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.24
バッチ数	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3 4
原子炉耐用年数 (年)	60	60	-	-	60	60	-	-	60	40
設備利用率 (%)	83.3	83.3	83.3	83.3	91.0	90.5	91.0	90.5	76	80.0
初期炉心取替遅れ (年)	1	1	-	-	1	1	-	-	1	1
初装荷燃料										
重金屬 (t)	120.9	75.6	-	-	-	-	-	-	137.500	32.68 24.39 36.73
ウラン (t)	120.9	75.6	-	-	120.9	76.7	-	-	134.635	26.40 24.39 36.73
プルトニウム (t)	0	0.0	-	-	-	-	-	-	2.865	6.278 0.000 0.000
分裂性プルトニウム (t)	0	0.0	-	-	0	0	-	-	2.062	4.082 0.000 0.000
ウラン濃縮度 (%)	2.4	3.2	-	-	3.66	4.71	-	-	0.711	0.300 0.300 0.300
MA (t)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
平衡装荷燃料										
重金屬 (t/年)	21.3	18.0	6.74	6.00	-	-	5.52	4.91	27.506	8.482 6.331 7.149
ウラン (t/年)	21.3	18.0	6.11	5.33	16.57	14.72	4.74	4.20	26.795	6.852 6.331 7.149
プルトニウム (t/年)	0	0.0	-	0.65	-	-	-	-	0.711	1.630 0.000 0.000
分裂性プルトニウム (t/年)	0	0.0	0.41	0.44	0	0	0.50	0.46	0.512	1.059 0.000 0.000
ウラン濃縮度 (%)	3.9	4.7	0.71	0.20	5.06	5.80	0.71	0.71	0.711	0.300 0.310 0.310
MA (t/年)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
初期取出し燃料										
重金屬 (t/年)	20.7	17.4	-	-	-	-	-	-	26.912	8.215 6.325 7.147
ウラン (t/年)	20.6	17.2	-	-	15.77	13.89	-	-	26.484	6.625 6.266 7.111
プルトニウム (t/年)	0.17	0.17	-	-	-	-	-	-	0.428	1.590 0.060 0.036
分裂性プルトニウム (t/年)	0.11	0.12	-	-	0.11	0.12	-	-	0.197	1.020 0.058 0.035
ウラン濃縮度 (%)	0.58	0.89	-	-	-	-	-	-	0.257	0.240 0.270 0.290
MA (t/年)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
平衡取出し燃料										
重金屬 (t/年)	20.3	17.1	-	5.70	-	-	-	-	26.558	7.708 6.299 7.129
ウラン (t/年)	20.1	16.9	5.93	5.17	15.35	13.52	4.56	4.03	26.097	6.187 6.124 6.990
プルトニウム (t/年)	0.21	0.21	-	0.49	-	-	-	-	0.461	1.520 0.174 0.138
分裂性プルトニウム (t/年)	0.13	0.14	0.26	0.29	0.12	0.12	0.30	0.29	0.176	0.955 0.166 0.134
ウラン濃縮度 (%)	0.68	1.09	0.41	0.12	0.75	0.99	0.41	0.40	0.140	0.170 0.230 0.260
MA (t/年)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
廃止措置時取出し燃料										
重金屬 (t)	117.1	73.0	-	24.3	-	-	-	-	134.574	30.66 24.32 36.67
ウラン (t)	116.1	72.3	35.9	22.0	115.0	72.3	33.8	21.3	131.895	24.67 23.86 36.20
プルトニウム (t)	0.96	0.72	-	2.26	-	-	-	-	2.679	5.990 0.462 0.460
分裂性プルトニウム (t)	0.69	0.56	1.84	1.39	0.83	0.62	2.68	1.75	1.342	3.803 0.445 0.448
ウラン濃縮度 (%)	1.36	2.03	0.51	0.14	1.83	2.06	0.51	0.49	0.321	0.200 0.250 0.270
MA (t)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
備考										

(1) サイクル機構調べ

(2) サイクル機構評価結果

(3) 科技厅長期戦略研報告(S59年)(公開データ)

(4) THE ECONOMICS OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE OECD/NEA 1994

(5) NUCLEAR ENERGY AND ITS FUEL CYCLE : PROSPECTS TO 2025 OECD 1987

表4.4.5 炉特性データ一覧表(2/2)

炉型	FBR 燃焼度約9万MWD/t, BRI.27			FBR 燃焼度約15万MWD/t, BRI.19			FBR 燃焼度約15万MWD/t, BRI.03			FBR 燃焼度約20万MWD/t, BRI.16			FBR 燃焼度約20万MWD/t, BRI.09			FR 燃焼度約9万MWD/t, BR0.53			HWR (NU)	HWR (EU)
データ出典	(2)			(2)			(2)			(2)			(2)			(4)	(5)			
	炉心	軸ブラ	径ブラ	炉心	軸ブラ	径ブラ	炉心	軸ブラ	径ブラ	炉心	軸ブラ	径ブラ	炉心	軸ブラ	径ブラ	炉心	軸ブラ	径ブラ		
電気出力 (MWe)	1,000			1,000			1,000			1,000			1,000			1,000			1,000	1,000
熱効率 (%)	-			-			-			-			-			-			-	-
比出力 (MWt/t)	-			-			-			-			-			-			-	-
燃焼度 (MWD/t)	90,000			146,000			148,200			200,500			201,200			91,500			8,330	20,900
燃料炉内滞在時間 (年)	-			-			-			-			-			-			-	-
増殖比/転換比	1.27			1.19			1.03			1.16			1.09			0.53			-	0.7
パッチ数	5	3		5	3		3	4		4	4		4	4		6			-	-
原子炉耐用年数 (年)	60			60			60			60			60			60			60	60
設備利用率 (%)	85.0			85.0			85.0			85.0			85.0			85.0			70	70
初期炉心取替遅れ (年)	1			1			1			1			1			1			1	1
初装荷燃料																				
重金屬 (t)	29.94	24.35	12.38	29.96	24.35	12.38	35.20	14.52	14.00	35.58	24.65	34.31	35.58	18.49	14.87	31.10	0.000	0.000	126.8	130.0
ウラン (t)	24.86	24.35	12.38	24.47	24.35	12.38	28.43	14.52	14.00	28.88	24.65	34.31	28.89	18.49	14.87	21.78	0.000	0.000	126.8	130.0
プルトニウム (t)	5.082	0.000	0.000	5.492	0.000	0.000	6.767	0.000	0.000	6.707	0.000	0.000	6.693	0.000	0.000	9.220	0.000	0.000	-	-
分裂性プルトニウム (t)	3.304	0.000	0.000	3.570	0.000	0.000	4.872	0.000	0.000	4.829	0.000	0.000	4.819	0.000	0.000	6.461	0.000	0.000	-	-
ウラン濃縮度 (%)	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.00	0.00	0.711	1.20
MA (t)	0.000	0.000	0.000	-	-	-	0.000	0.000	0.000	-	-	-	-	-	-	0.103	0.000	0.000	-	-
平衡装荷燃料																				
重金屬 (t/年)	7.807	6.348	5.378	4.695	3.815	3.233	4.987	2.057	1.488	3.494	2.468	3.369	3.494	1.815	1.460	8.836	0.000	0.000	-	-
ウラン (t/年)	6.482	6.348	5.378	3.834	3.815	3.233	4.028	2.057	1.488	2.835	2.468	3.369	2.836	1.815	1.460	6.187	0.000	0.000	90.9	41.9
プルトニウム (t/年)	1.325	0.000	0.000	0.861	0.000	0.000	0.959	0.000	0.000	0.658	0.000	0.000	0.657	0.000	0.000	2.620	0.000	0.000	-	-
分裂性プルトニウム (t/年)	0.861	0.000	0.000	0.559	0.000	0.000	0.690	0.000	0.000	0.474	0.000	0.000	0.473	0.000	0.000	1.836	0.000	0.000	-	-
ウラン濃縮度 (%)	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.00	0.00	0.711	1.20
MA (t/年)	0.000	0.000	0.000	-	-	-	0.000	0.000	0.000	-	-	-	-	-	-	0.029	0.000	0.000	-	-
初期取出し燃料																				
重金屬 (t/年)	7.506	6.335	5.374	4.382	3.799	3.228	4.636	2.044	1.483	3.296	2.416	3.366	3.296	1.811	1.458	8.519	0.000	0.000	-	-
ウラン (t/年)	6.184	6.244	5.338	3.562	3.715	3.197	3.731	1.986	1.455	2.668	2.379	3.341	2.669	1.778	1.439	6.018	0.000	0.000	89.79	40.7
プルトニウム (t/年)	1.305	0.090	0.036	0.820	0.084	0.032	0.888	0.058	0.028	0.628	0.037	0.025	0.627	0.034	0.018	2.455	0.000	0.000	0.346	-
分裂性プルトニウム (t/年)	0.839	0.087	0.036	0.517	0.080	0.031	0.599	0.055	0.026	0.432	0.036	0.024	0.431	0.032	0.018	1.655	0.000	0.000	0.235	0.14
ウラン濃縮度 (%)	0.220	0.260	0.280	0.200	0.240	0.280	0.190	0.230	0.250	0.210	0.260	0.280	0.210	0.250	0.270	0.250	0.00	0.00	0.20	0.10
MA (t/年)	0.016	0.001	0.000	-	-	-	0.017	0.000	0.000	-	-	-	-	-	-	0.047	0.000	0.000	-	-
平衡取出し燃料																				
重金屬 (t/年)	7.072	6.299	5.368	3.950	3.749	3.220	4.223	2.011	1.468	2.933	2.392	3.356	2.932	1.788	1.447	8.026	0.000	0.000	-	-
ウラン (t/年)	5.761	6.080	5.292	3.181	3.549	3.150	3.370	1.890	1.402	2.350	2.285	3.284	2.350	1.695	1.396	5.735	0.000	0.000	89.79	40.7
プルトニウム (t/年)	1.278	0.218	0.075	0.770	0.199	0.070	0.825	0.121	0.066	0.583	0.107	0.072	0.582	0.093	0.051	2.223	0.000	0.000	0.346	-
分裂性プルトニウム (t/年)	0.809	0.205	0.073	0.466	0.181	0.067	0.522	0.108	0.061	0.375	0.099	0.069	0.375	0.085	0.048	1.406	0.000	0.000	0.235	0.14
ウラン濃縮度 (%)	0.140	0.210	0.260	0.090	0.190	0.250	0.100	0.160	0.190	0.100	0.190	0.250	0.100	0.190	0.210	0.180	0.00	0.00	0.20	0.10
MA (t/年)	0.033	0.001	0.001	-	-	-	0.028	0.001	0.000	-	-	-	-	-	-	0.068	0.000	0.000	-	-
廃止措置時取出し燃料																				
重金屬 (t)	28.23	24.26	12.36	27.03	24.14	12.35	31.51	14.33	13.91	30.73	24.39	34.20	30.72	18.24	14.76	29.42	0.000	0.000	-	-
ウラン (t)	23.17	23.74	12.25	21.90	23.35	12.17	25.27	13.73	13.51	24.68	23.43	33.56	24.68	17.41	14.31	20.86	0.000	0.000	125.89	128.0
プルトニウム (t)	4.971	0.513	0.116	5.127	0.796	0.182	6.080	0.603	0.398	6.049	0.957	0.633	6.039	0.826	0.449	8.367	0.000	0.000	0.329	-
分裂性プルトニウム (t)	3.182	0.491	0.114	3.190	0.742	0.176	3.996	0.555	0.376	3.965	0.883	0.609	3.959	0.756	0.421	5.531	0.000	0.000	0.267	0.39
ウラン濃縮度 (%)	0.200	0.250	0.280	0.160	0.220	0.270	0.150	0.200	0.230	0.130	0.210	0.250	0.130	0.200	0.230	0.230	0.00	0.00	0.36	0.39
MA (t)	0.087	0.004	0.001	-	-	-	0.156	0.004	0.002	-	-	-	-	-	-	0.193	0.000	0.000	-	-
備考																				

- (1) サイクル機構調べ  
(2) サイクル機構評価結果  
(3) 科技厅長期戦略研報告(S59年)(公開データ)  
(4) THE ECONOMICS OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE OECD/NEA 1994  
(5) NUCLEAR ENERGY AND ITS FUEL CYCLE : PROSPECTS TO 2025 OECD 1987

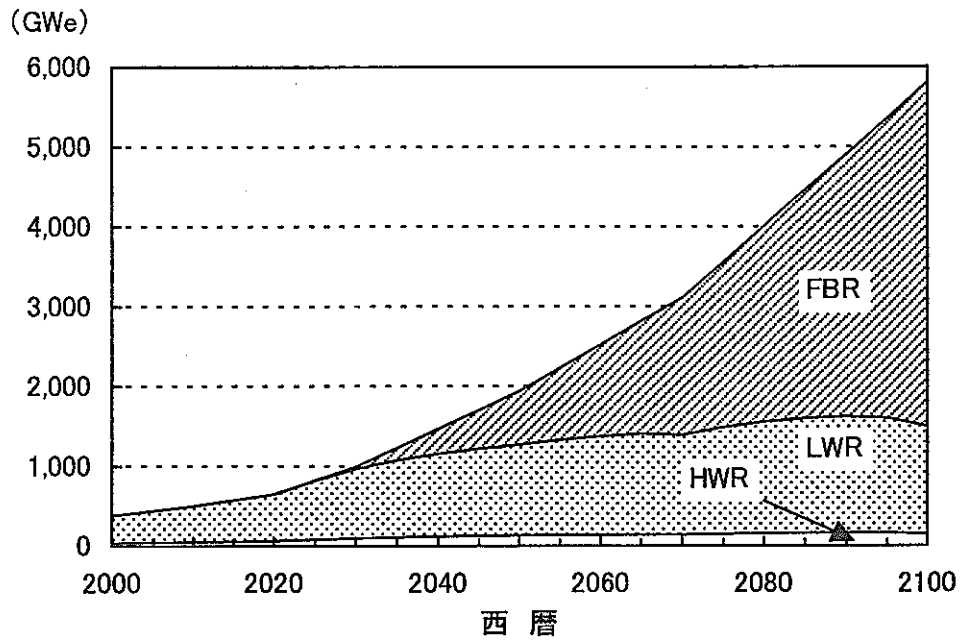


図4.4.6 FBR導入規模(Bケース)

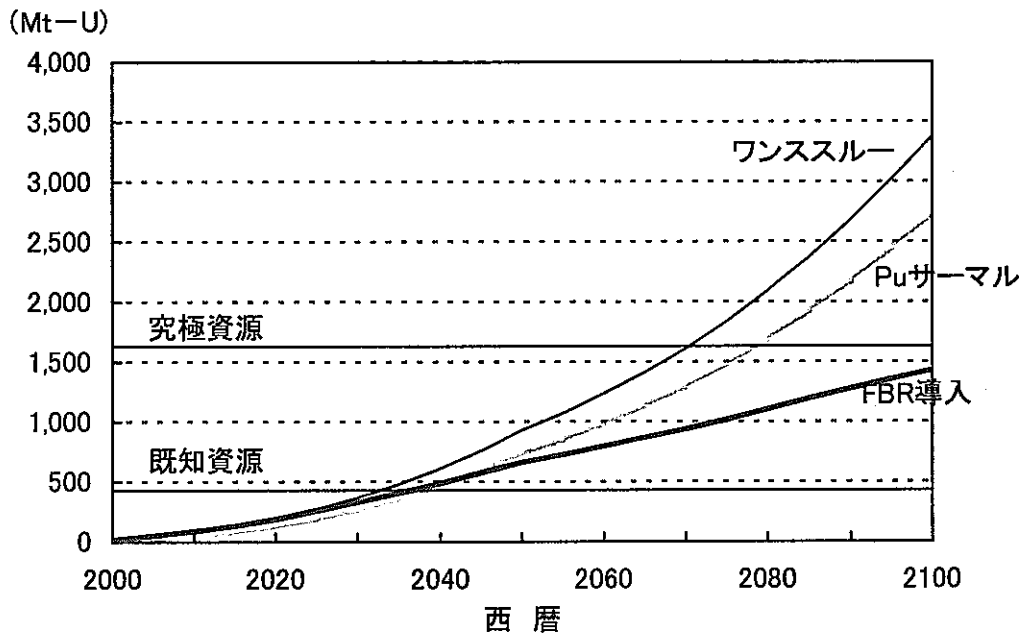


図4.4.7 天然ウラン累積需要量(Bケース)

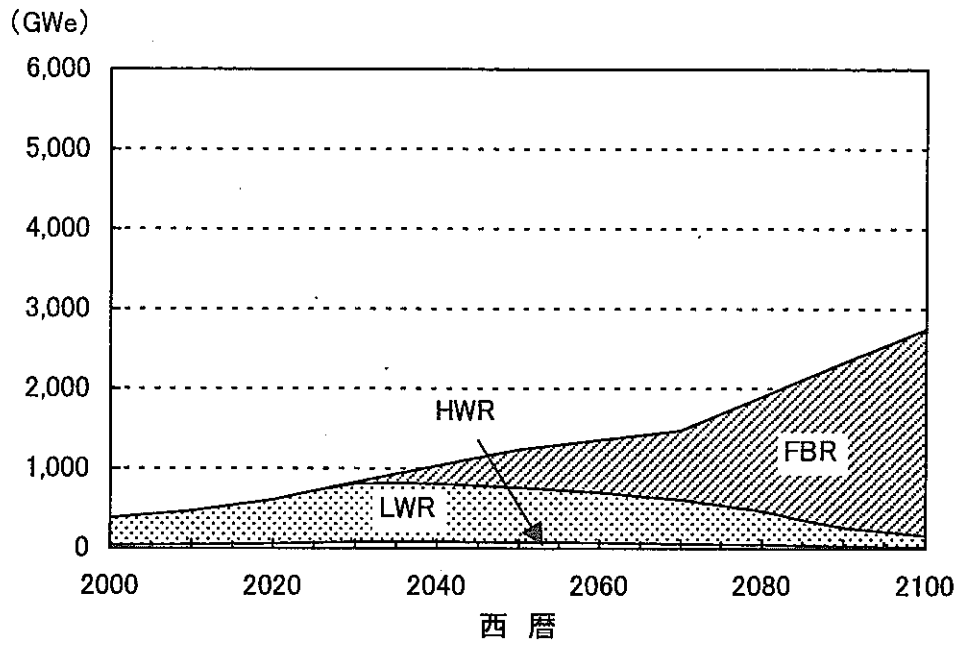


図4.4.8 FBR導入規模(C2ケース)

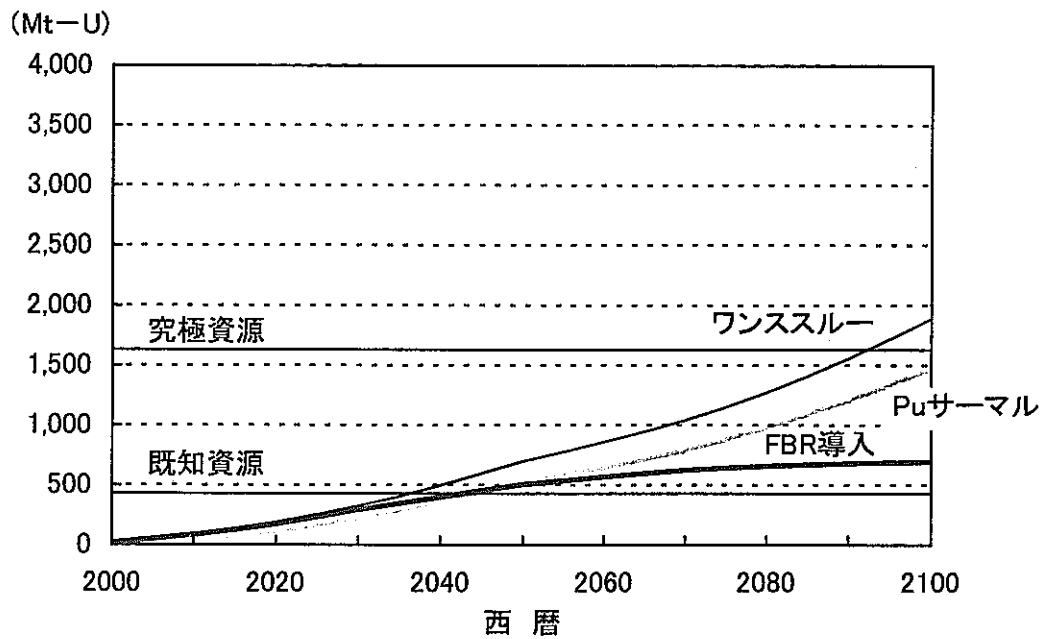


図4.4.9 天然ウラン累積需要量(C2ケース)

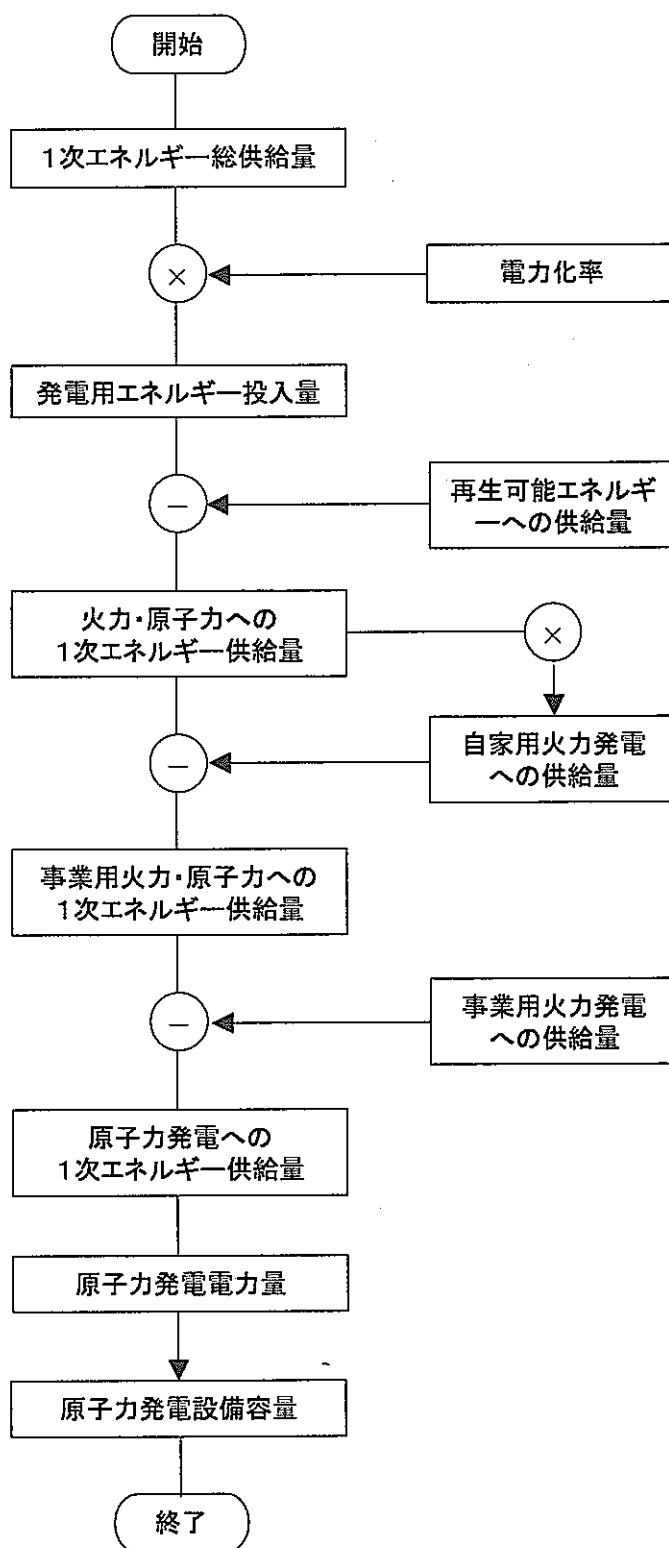


図4.4.10 原子力発電設備容量の推定手順

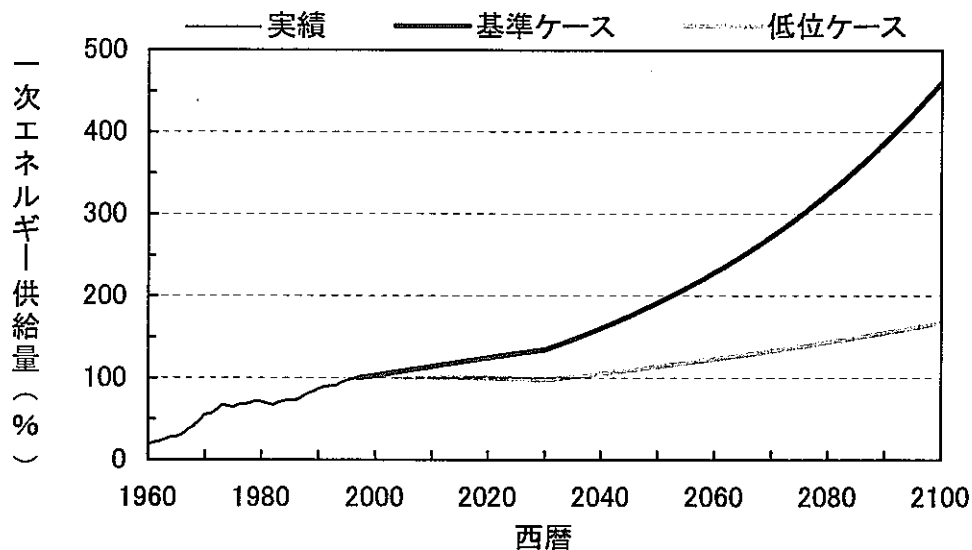


図4.4.11 経済成長率に基づく1次エネルギー供給量の超長期予測  
(備考)1997年度実績(558,577 10<sup>10</sup>kcal)を100%とする相対値で表している。

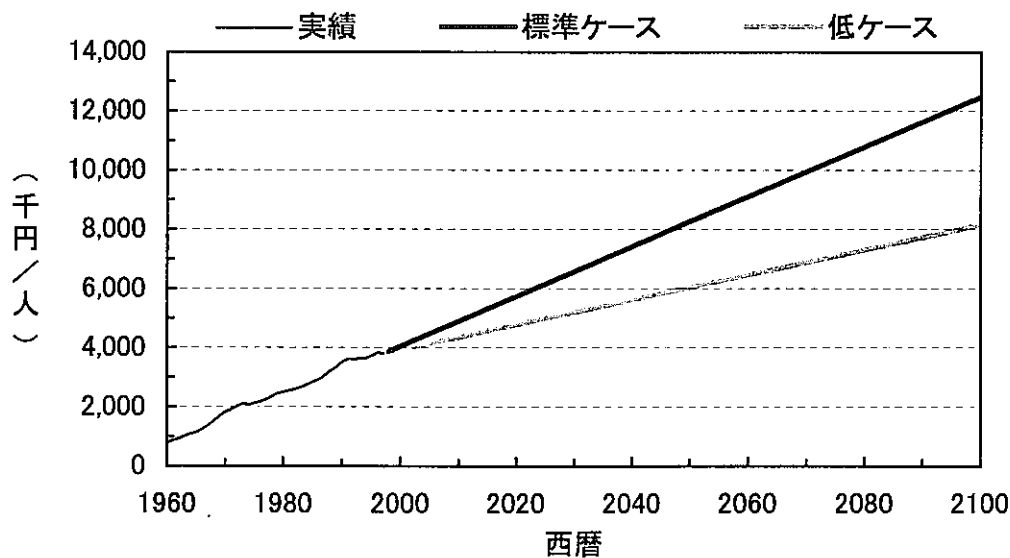


図4.4.12 国民一人当たりのGDPの実績と想定条件  
出典:実績値は「エネルギー・経済統計要覧'98」、日本エネルギー経済研究所より

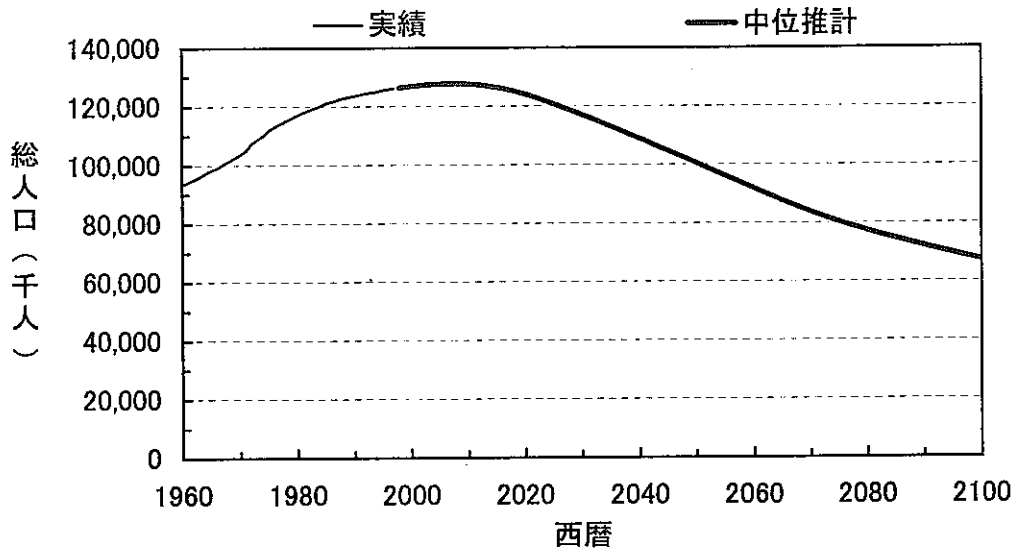


図4.4.13 日本の総人口の実績と将来見通し

出典:「日本の将来推計人口(平成9年1月推計)」、国立社会保障・人口問題研究所<sup>[9]</sup>

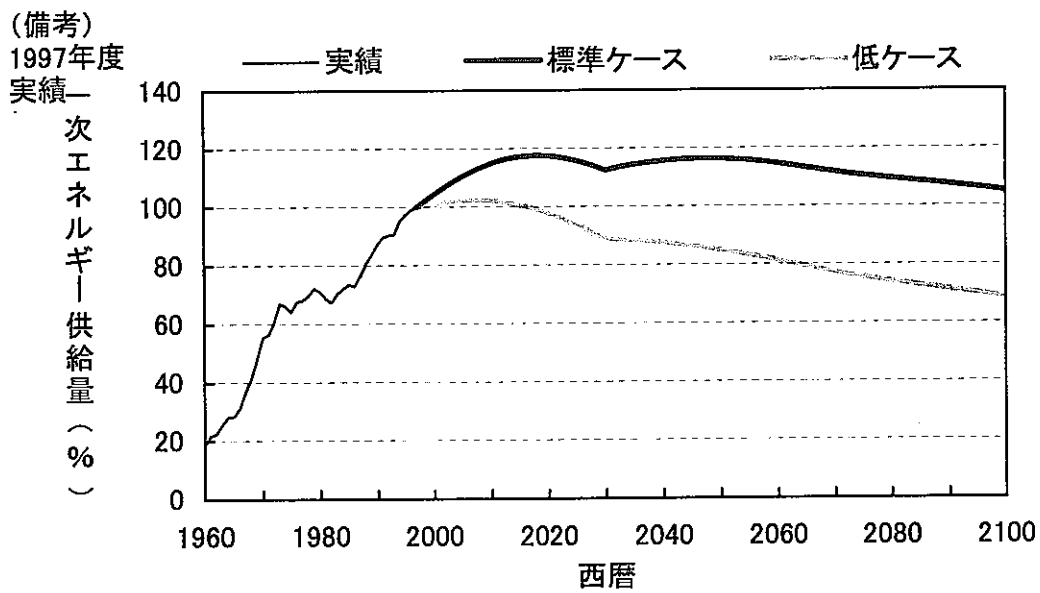


図4.4.14 国民一人当たりのGDPに基づく一次エネルギー供給量の超長期予測

(備考) 1997年度実績(558,577  $10^{10}$  kcal)を100%とする相対値で表している。



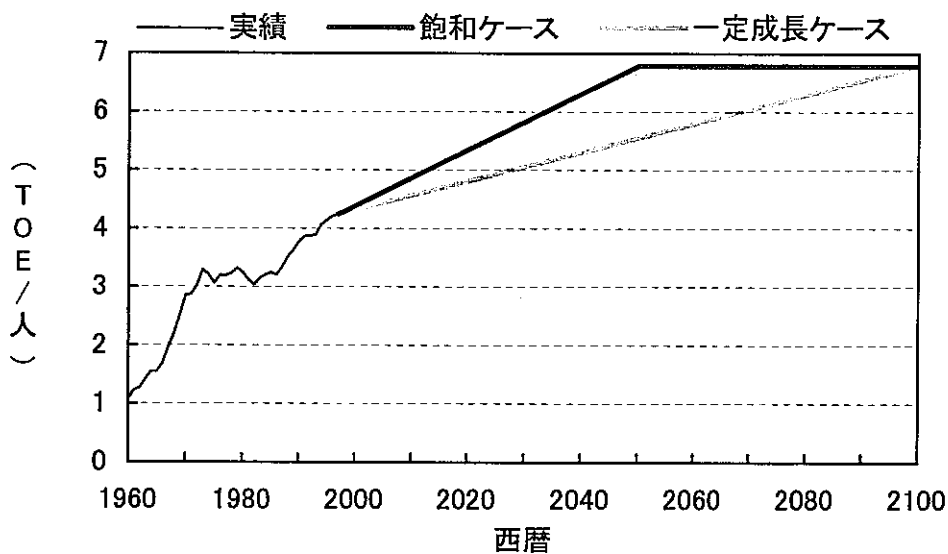


図4.4.15 国民一人当たりの1次エネルギーの供給実績と想定条件

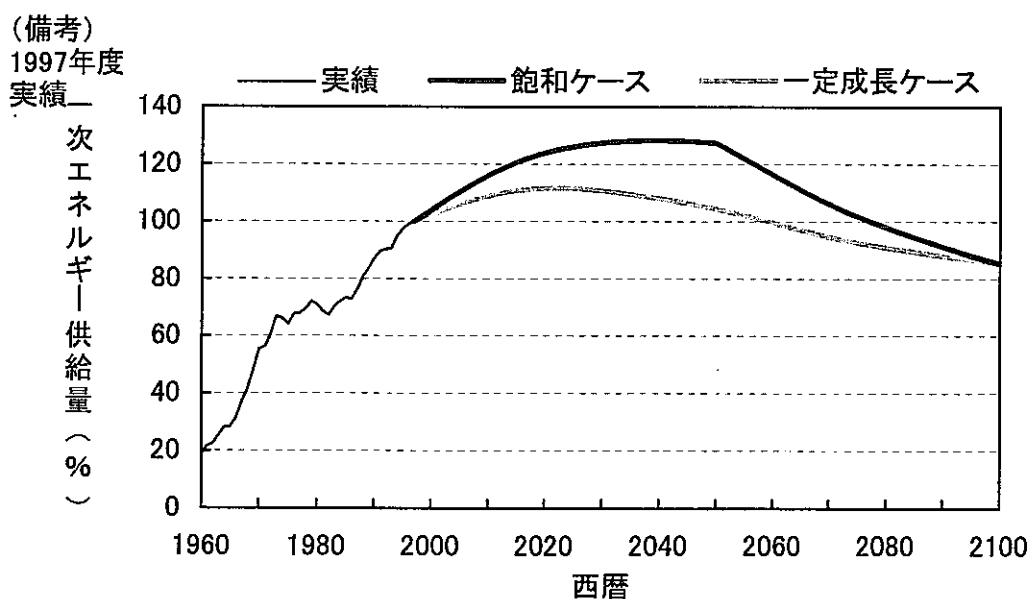


図4.4.16 国民一人当たりの一次エネルギー供給量の伸び率に基づく超長期予測

(備考) 1997年度実績(558,577  $10^{10}$  kcal)を100%とする相対値で表している。

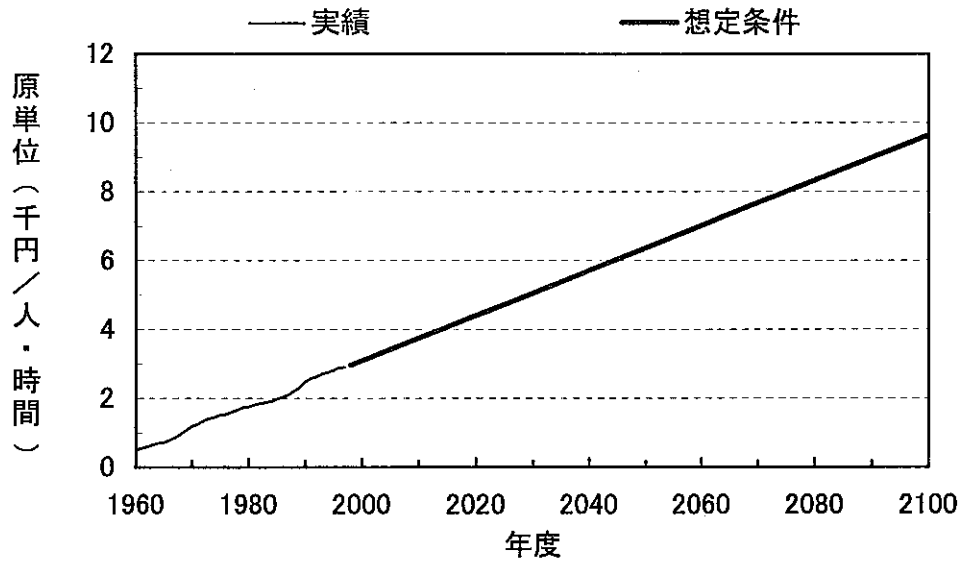


図4.4.17 生産性原単位の実績と想定条件

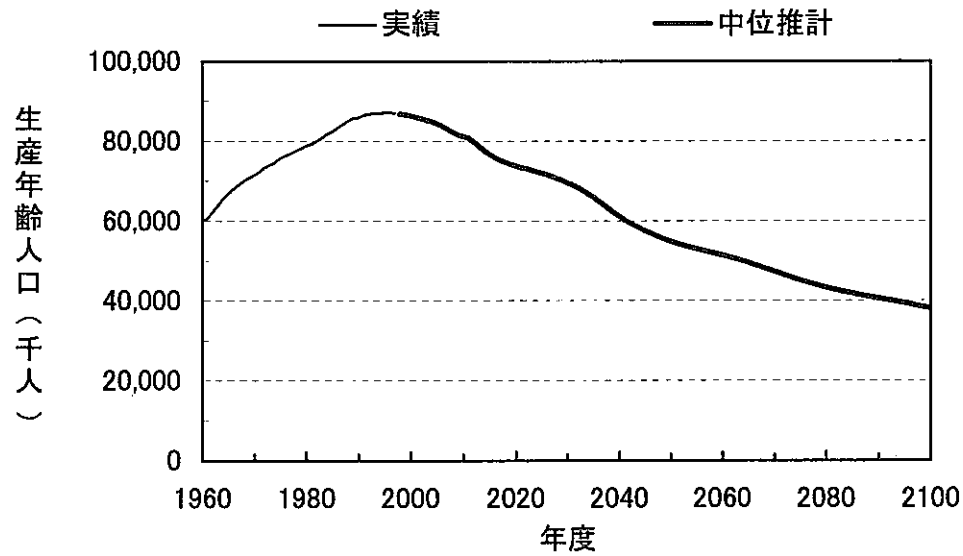


図4.4.18 生産年齢人口の実績と将来見通し

出典:「日本の将来推計人口(平成9年1月推計)」、国立社会保障・人口問題研究所<sup>[9]</sup>

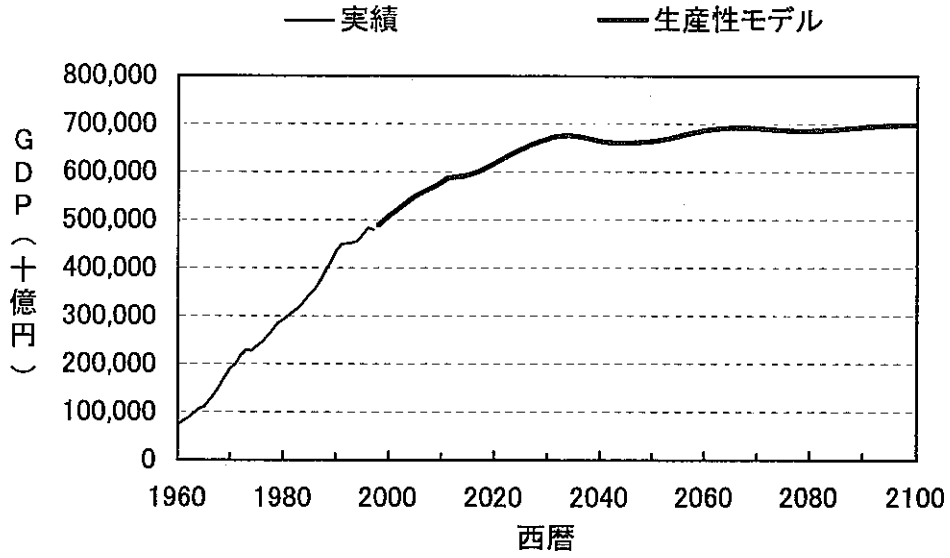


図4.4.19 生産性原単位に基づくGDPの超長期予測

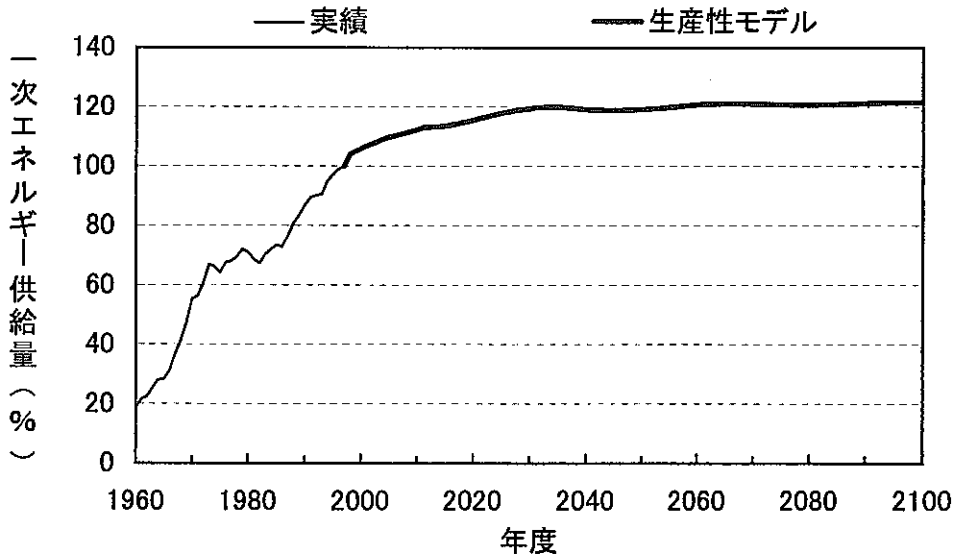


図4.4.20 生産性原単位に基づく1次エネルギー供給量の超長期予測

(備考)1997年度実績(558,577  $10^{10}$ kcal)を100%とする相対値で表している。

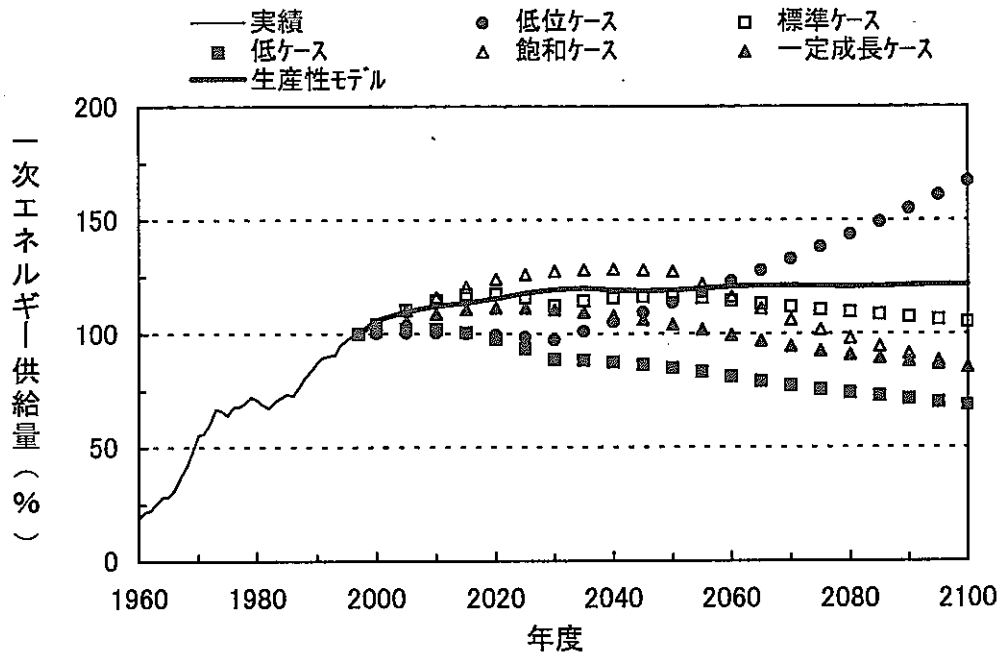


図4.4.21 各推計手法による1次エネルギー供給の予測結果

(備考) 1997年度実績(558,577 10<sup>10</sup>kcal)を100%とする相対値で表している。

- : 経済成長率に基づく検討
- 、■: 国民一人当たりのGDPに基づく検討
- △、▲: 国民一人当たりの1次エネルギー供給量の伸び率に基づく検討
- : 生産性原単位に基づく検討

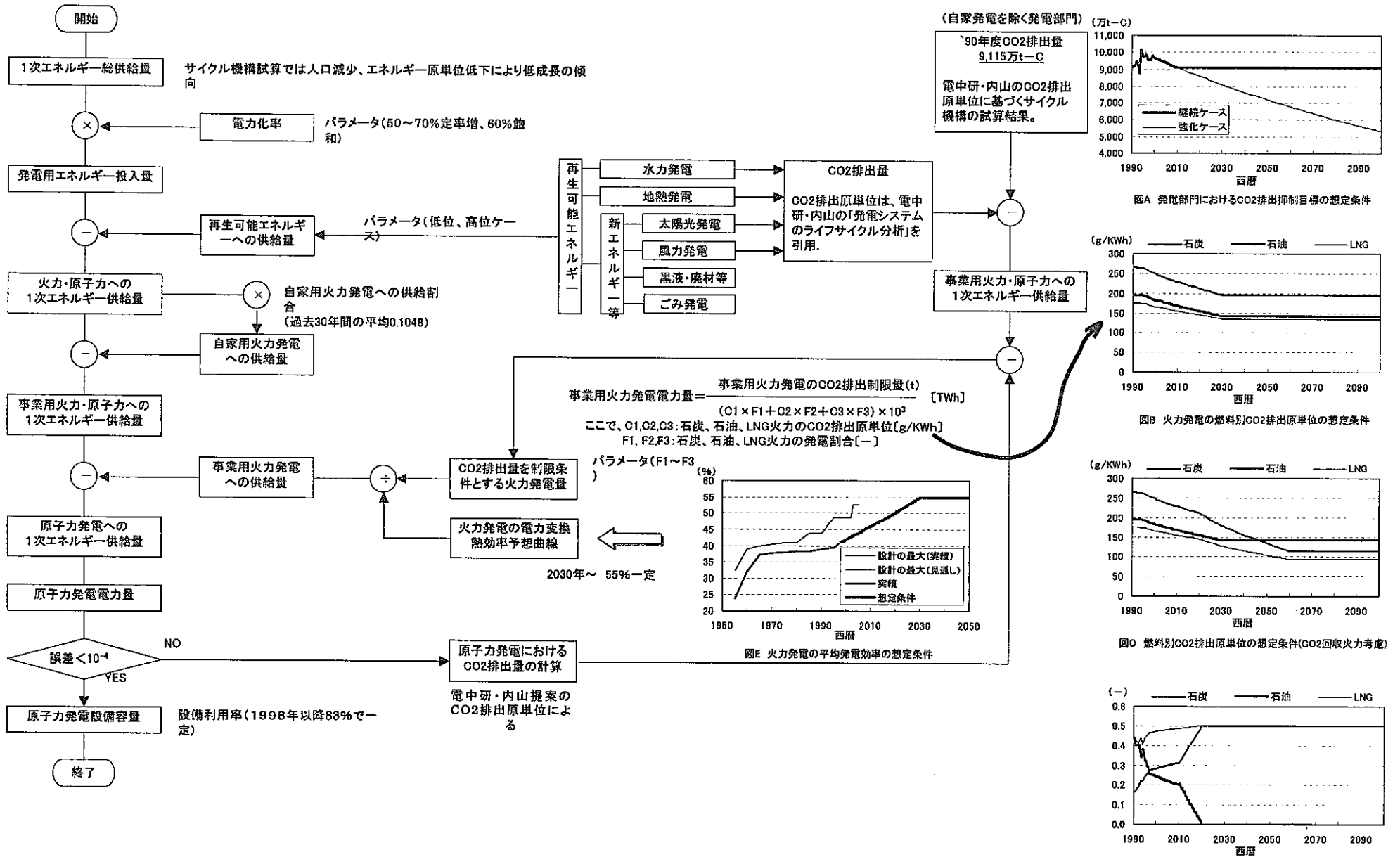


図4.4.22 原子力発電設備容量の推定手順と関連データ

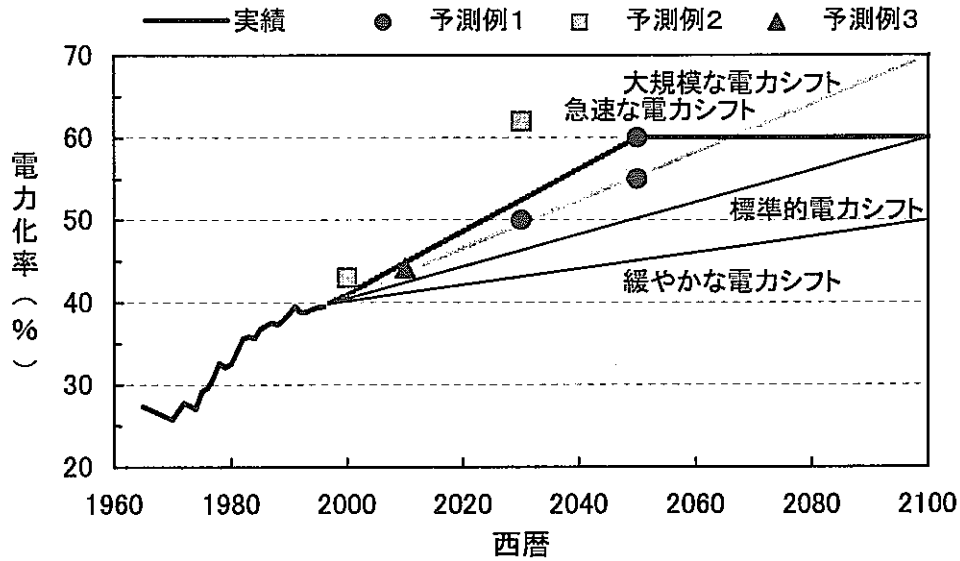


図4.4.23 電力化率の実績と予測例

予測例1:EDMC,21世紀の技術とエネルギー委員会編著「2050年への挑戦」、P.97、1993年、電力新報社<sup>[29]</sup>  
 予測例2:松井堅一著「新エネルギーデータの読み方使い方」、P.22、1994年、電力新報社<sup>[16]</sup>  
 予測例3:電力中央研究所「2010年までの経済・エネルギーの中期展望」、原子力eye Vol.44,P12,1998年12月号<sup>[16]</sup>

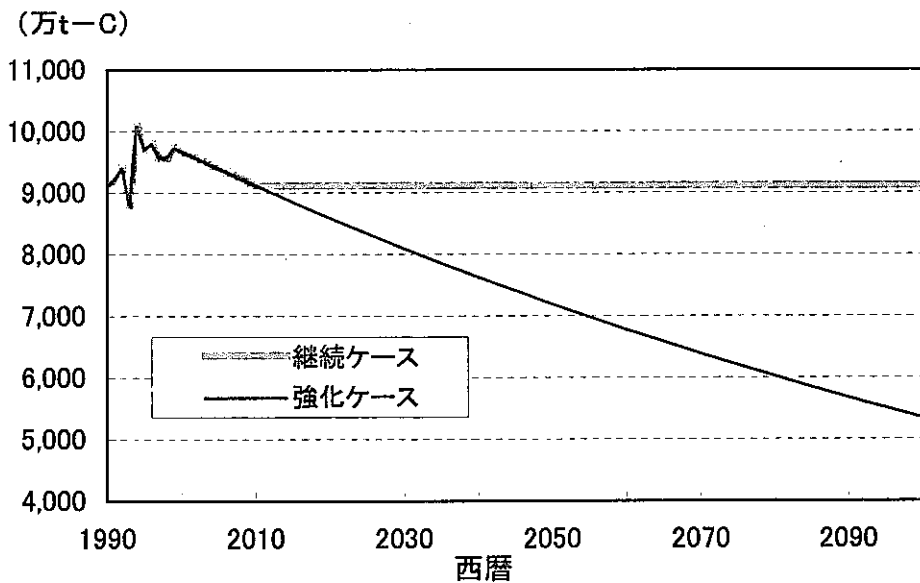


図4.4.24 発電部門のCO2排出抑制目標の想定条件

(備考) 内山が「発電システムのライフサイクル分析」(平成7年3月、電力中央研究所)<sup>[27]</sup>で報告しているCO2原単位に基づく試算

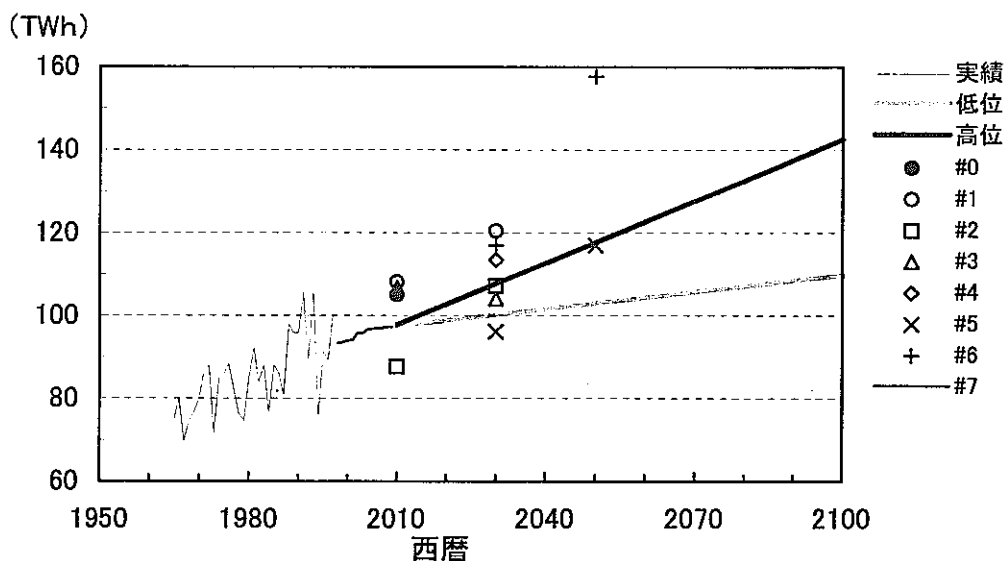


図4.4.25 水力発電の想定条件

#0: 総合エネルギー調査会需給部会目標 (中間報告書、平成10年6月) <sup>[5]</sup>  
 #1~#4: エネルギー経済研究所推計値 (EDMCニュースレターNo.8、平成10年10月) <sup>[20]</sup>  
 #5、#6: 「2050年への挑戦」、1993年、電力新報社 <sup>[29]</sup>  
 #7: 電源開発計画平成10年度版 <sup>[19]</sup>に基づくJNC試算

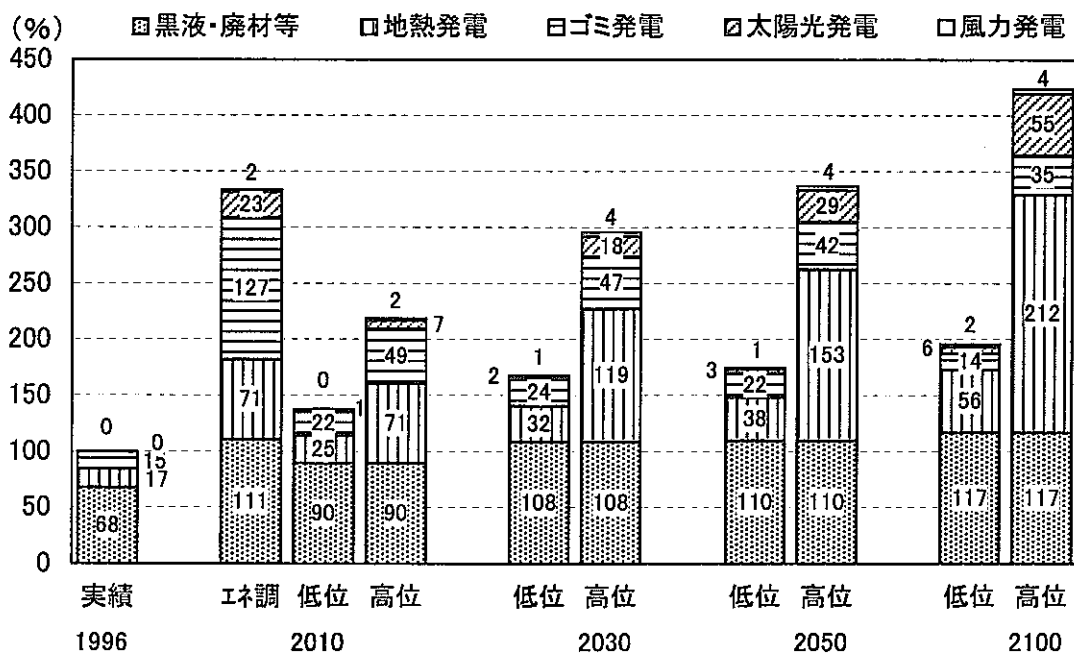


図4.4.26 再生可能エネルギーの導入規模に係る想定条件

(備考) 1996年度実績 (原油換算534万kl)を100とする相対表示

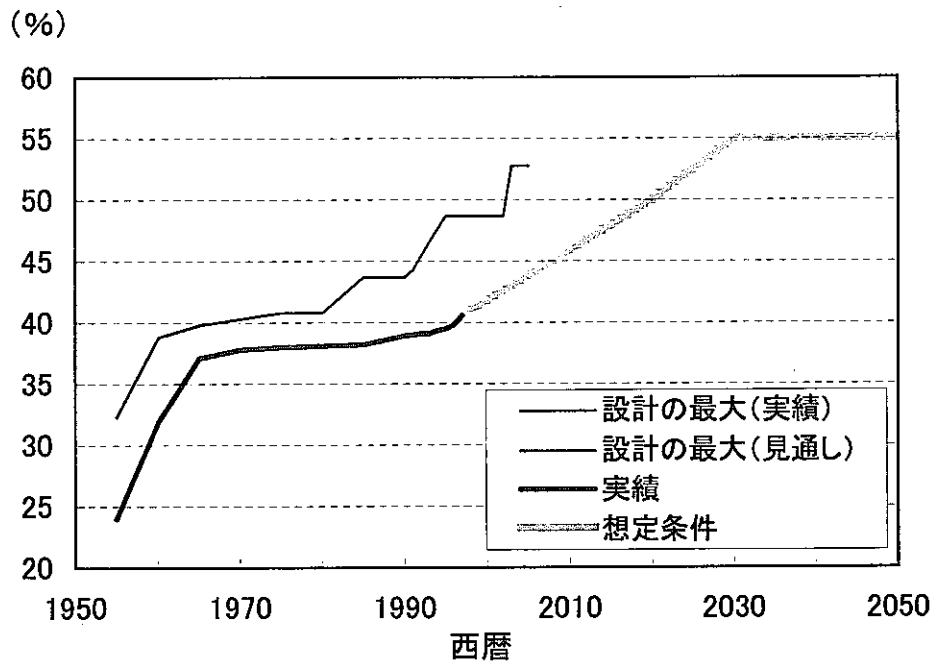


図4.4.27 火力発電の平均発電効率の想定条件

(参考)・エネルギー・経済統計要覧'99、日本エネルギー経済研究所<sup>[30]</sup>  
 ・次世代エネルギー構想、P.114、電力中央研究所編著<sup>[31]</sup>



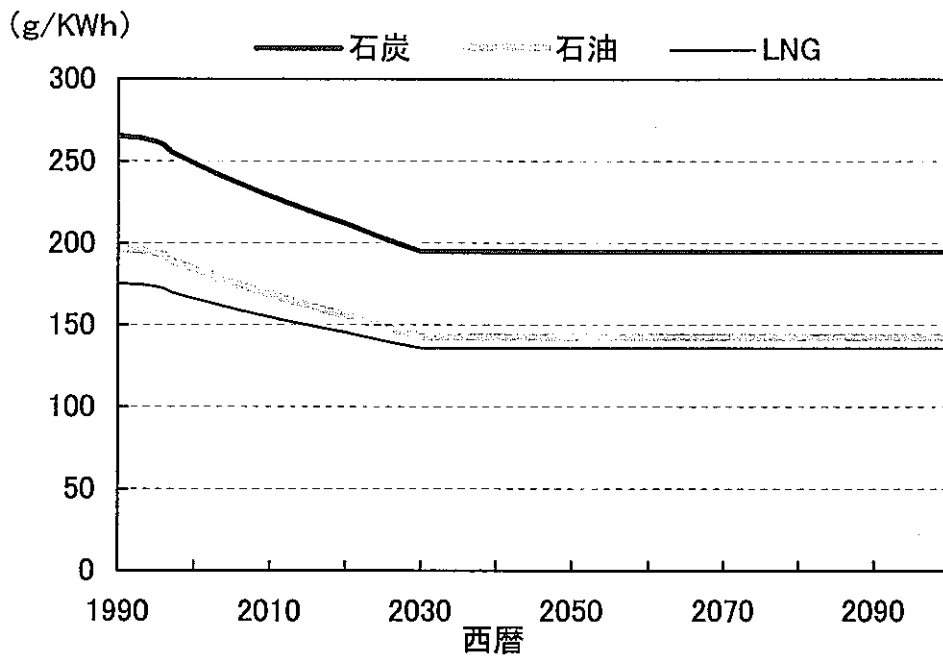


図4.4.28 火力発電の燃料別CO2排出原単位(CO2回収火力無し)

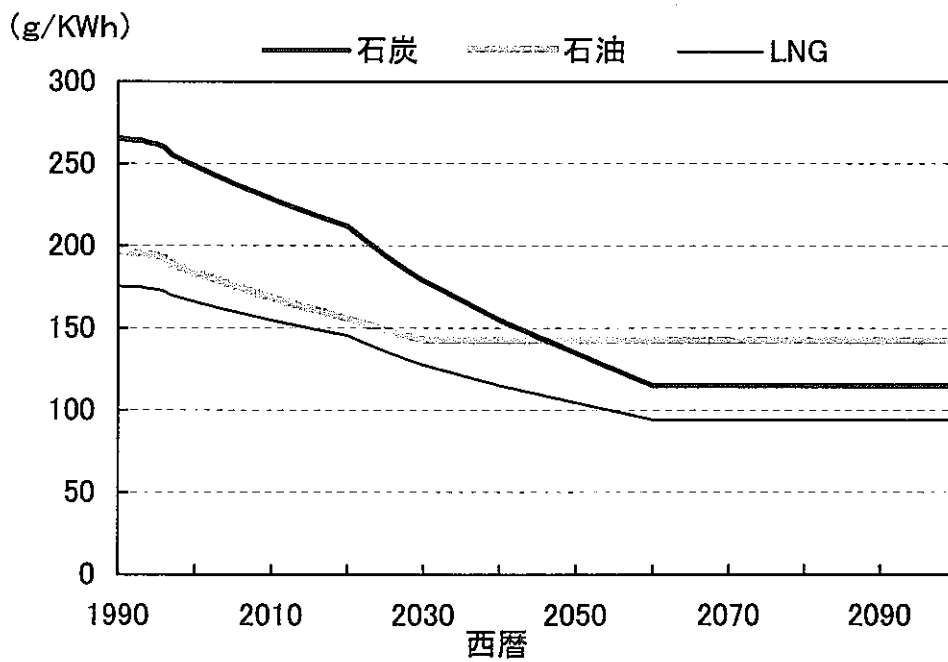


図4.4.29 燃料別CO2排出原単位(2020年以降CO2回収火力導入)

表4.4.6 原子力発電設備容量の推定条件(一例)

解析No.	1次エネルギー推定モデル	電力化率	再生可能エネルギー	CO2規制条件	火力発電構成	CO2回収火力導入の有無
1	生産性モデル	緩やかな電力シフト	高位	継続ケース	2020年以降	導入有り
2	生産性モデル	急速な電力シフト	低位	継続ケース	石炭火力50%	導入有り
3	生産性モデル	大規模な電力シフト	低位	強化ケース	LNG火力50%	導入無し

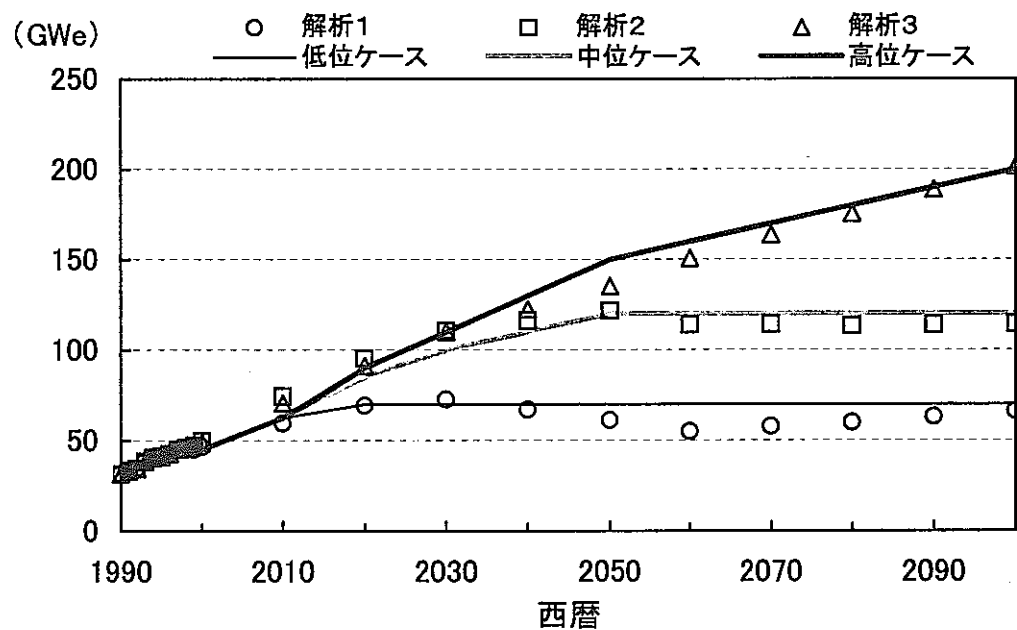


図4.4.30 原子力発電設備容量の推定結果と評価条件

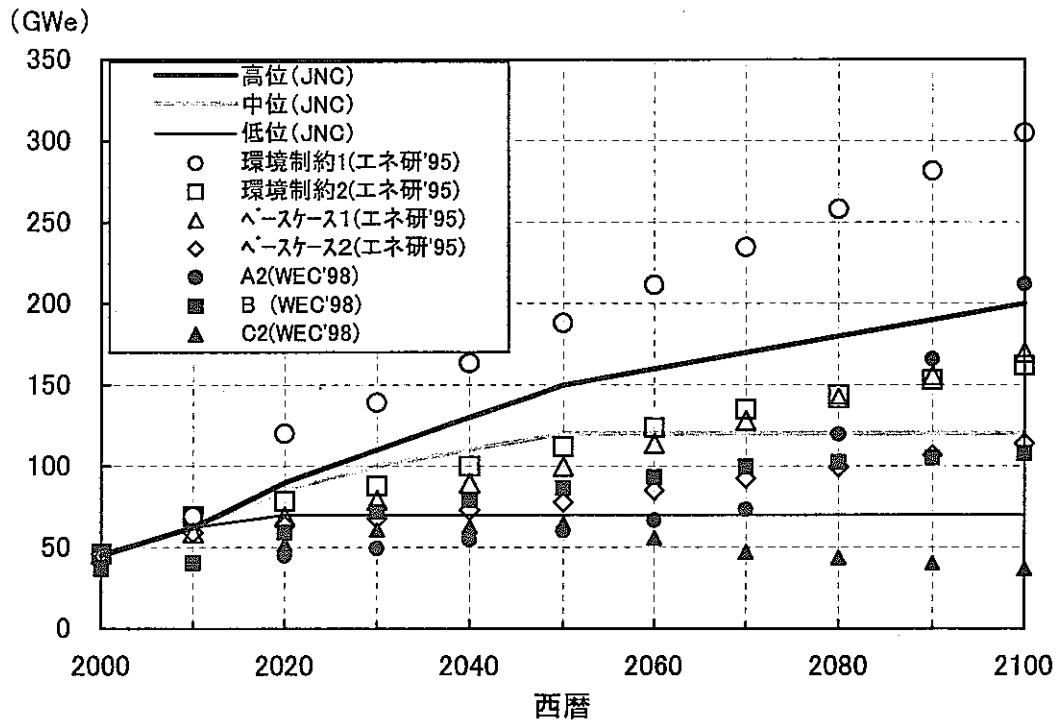


図4.4.31 原子力発電設備容量のJNC評価条件と既往研究例

(備考)エネ研'95:エネルギー経済研究所、湯浅<sup>(7)</sup>の将来見通し  
 WEC'98 :IIASA/WEC,1998年度報告書<sup>(2)</sup>に基づくJNC試算

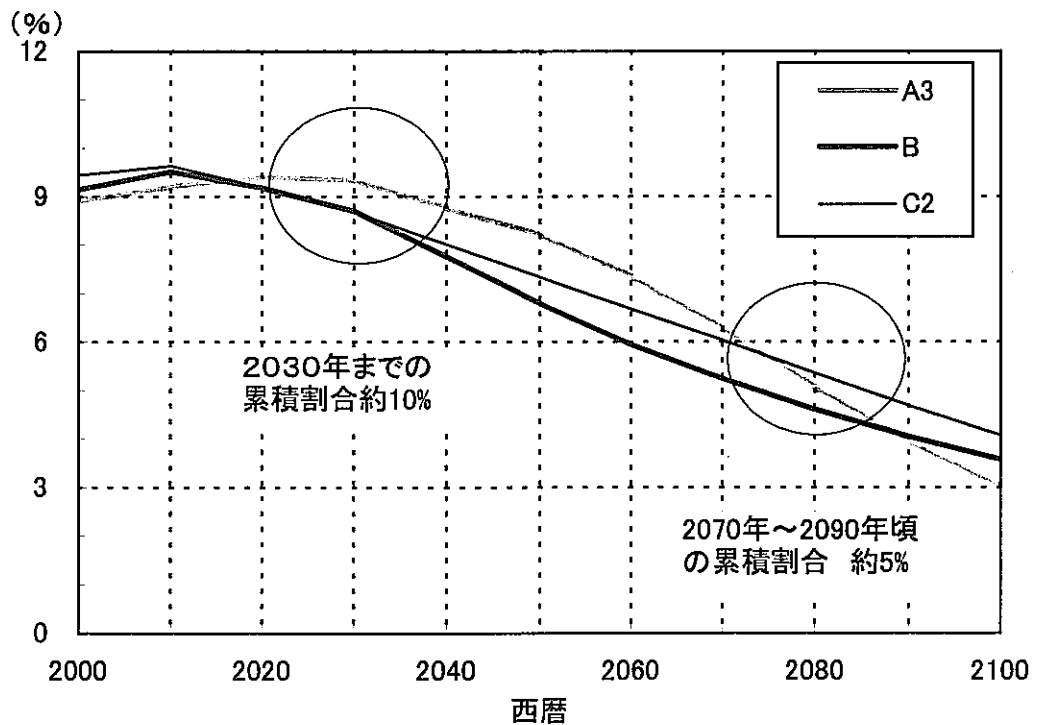


図4.4.32 世界の原子力発電累積電力量に占める日本の割合

(備考)IIASA/WEC,1998年度報告書<sup>(2)</sup>に基づく1990年からの累計

表4.4.7(1) 天然ウラン累積需要量の評価条件(軽水炉体系)

原子力発電規模		高位	中位	低位	
平均取出燃焼度 (GWd/t)	BWR	2019年迄の新設炉	45	←	←
		2020年以降設置炉	60	←	←
	PWR	2019年迄の新設炉	49	←	←
		2020年以降設置炉	66	←	←
LWR再処理最大処理量*1 (tHM/年)	濃縮ウラン燃料	3,200	2,400	1,600	
	MOX燃料	再処理せず	←	←	
炉外サイクル時間(年)	炉～再処理	4	←	←	
	再処理～MOX加工	1	←	←	
	MOX加工～炉	1	←	←	
サイクル施設ロス率*2(%)	転換/加工/再処理	0.5/1.0/2.0	←	←	
回収ウランリサイクル	有/無	有り	←	←	
備考	*1:濃縮ウラン使用済燃料貯蔵量を2100年に概ねゼロとする前提で設定した。 *2:「THE ECONOMICS OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE」,OECD/NEA 1994 <sup>[4]</sup> ・原子炉寿命60年				

表4.4.7(2) FBR導入条件と計算結果の概略

原子力発電規模		高位	中位	低位	
平均取出燃焼度 (GWd/t) 増殖比 (高増殖/低増殖/専焼)	LWR	表4.4.5(1)と同一	←	←	
	FBR*1	2029年迄の新設炉	90(1.27/ /0.53)	←	←
		2030～2049年	150(1.19/1.03/0.53)	←	←
	2050年以降設置炉	200(1.16/1.09/0.53)	←	←	
FBR導入条件	本格導入開始時期	2025年	2030年	2050年	
	炉外サイクル時間	3年	←	←	
	導入ペース	上記の年度以降の新設炉(更新含む)を全てFBRに置き換える			
再処理	L再(最大処理容量)	1600tHM/年	←	←	
	軽水炉MOX再処理	有り	←	←	
	FBR再処理	2.5年冷却後全量処理	←	←	
サイクル施設ロス率*2(%)	転換/加工/再処理	0.5/1.0/2.0	←	←	
プルサーマル累積量	GWe・年	約280	約420	約1,060	
天然ウラン累積需要量(収束年)		82万t-U(2070年)	82万t-U(2080年)	82万t-U(2100年)	
備考	*1:FBRの燃焼度は炉心材料の開発見通しを踏まえて段階的に変えた *2:「THE ECONOMICS OF THE NUCLEAR FUEL CYCLE」,OECD/NEA 1994 <sup>[4]</sup> ・原子炉寿命60年 ・FBR本格導入時点で軽水炉プルサーマル利用を終えるものとする				

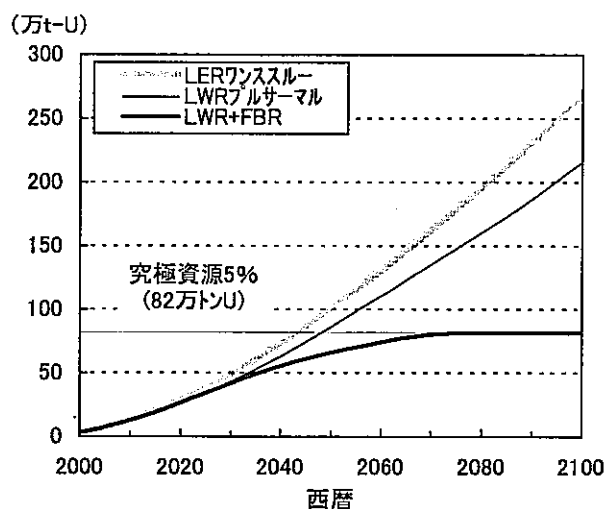


図4.4.33(1) 高位ケース

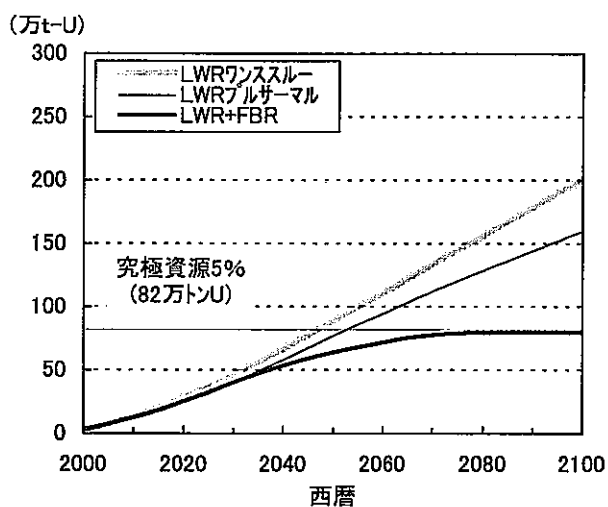


図4.4.33(2) 中位ケース

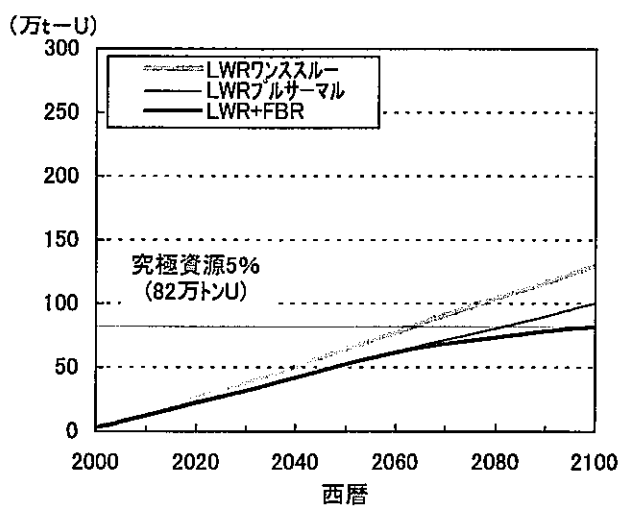


図4.4.33(3) 低位ケース

図4.4.33 天然ウラン累積需要量の推移

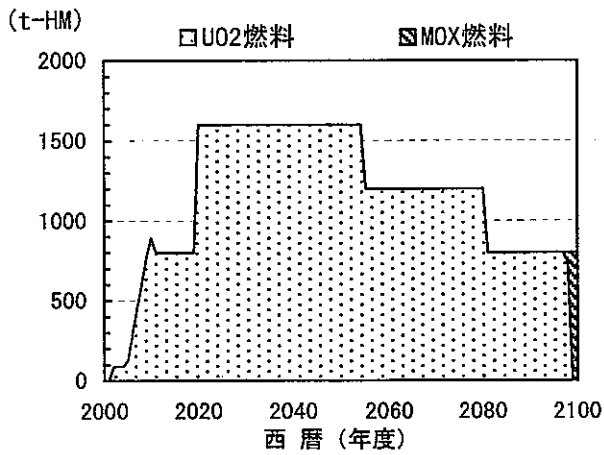


図4.4.34(1a) 軽水炉再処理量 (高位)

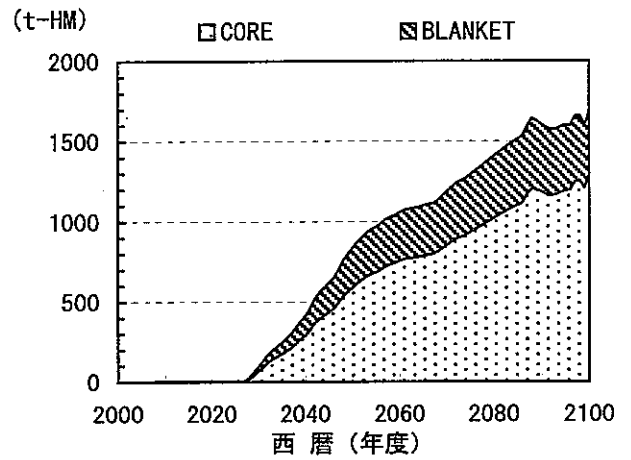


図4.4.34(1b) 高速炉再処理量 (高位)

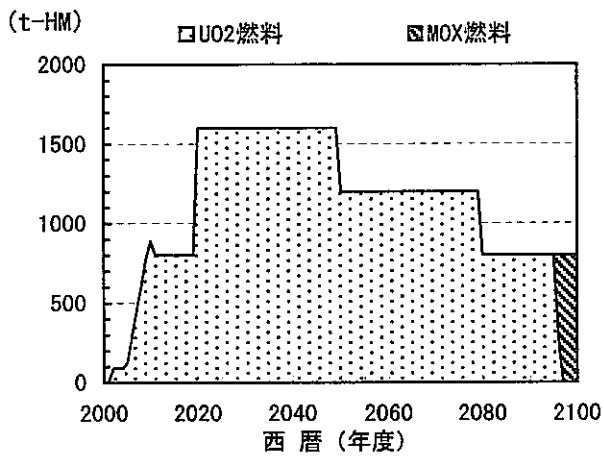


図4.4.34(2a) 軽水炉再処理量 (中位)

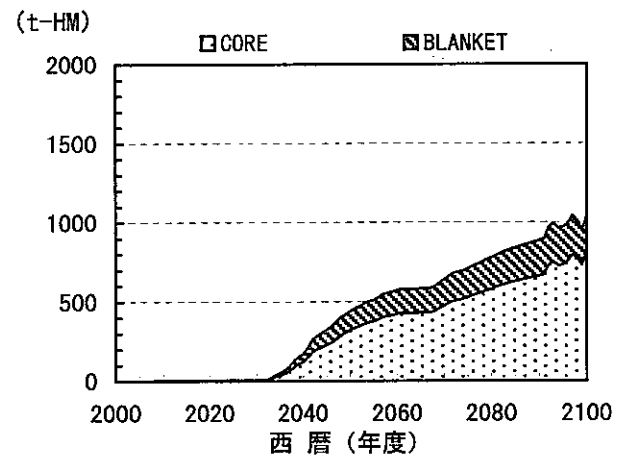


図4.4.34(2b) 高速炉再処理量 (中位)

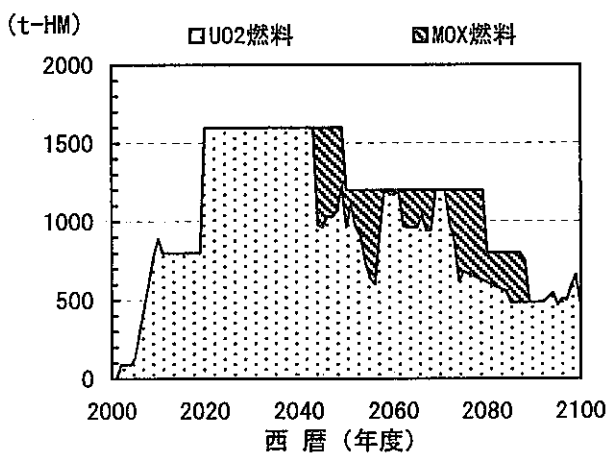


図4.4.34(3a) 軽水炉再処理量 (低位)

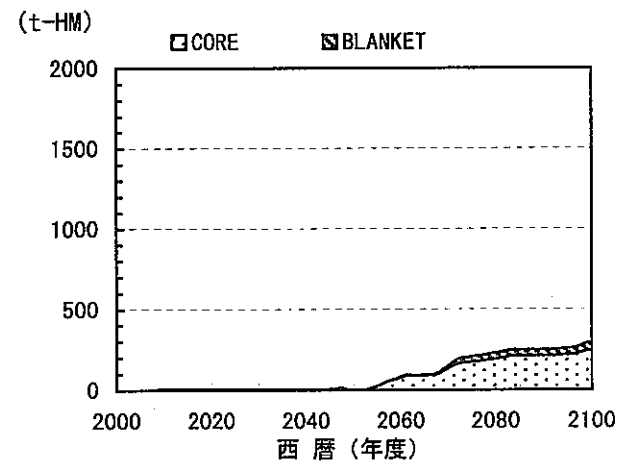


図4.4.34(3b) 高速炉再処理量 (低位)

図4.4.34 軽水炉および高速炉の再処理量

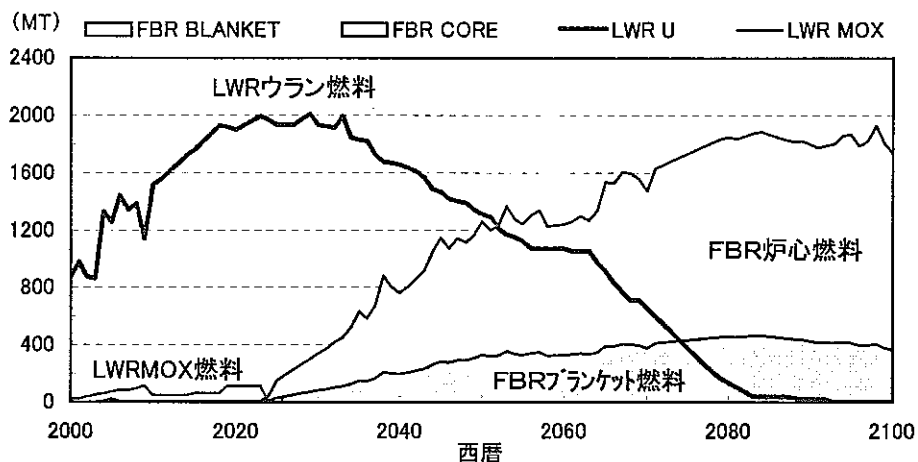


図4.4.35(1) 高位ケース

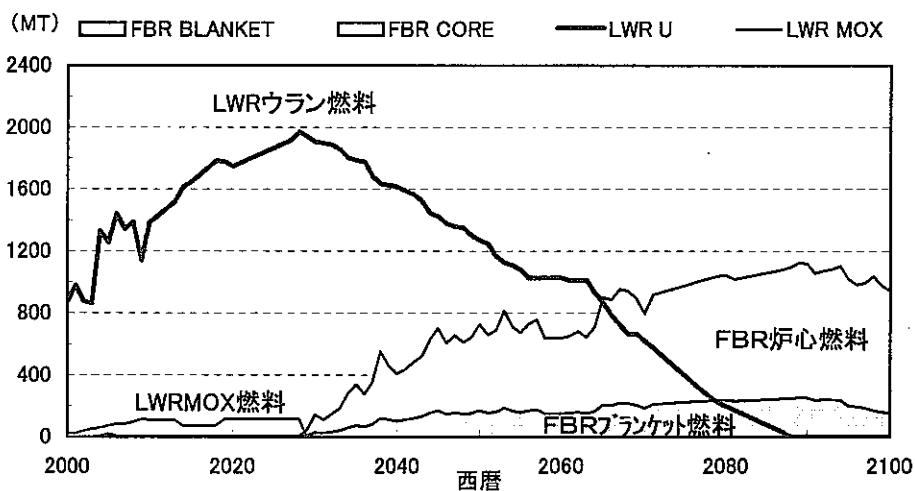


図4.4.35(2) 中位ケース

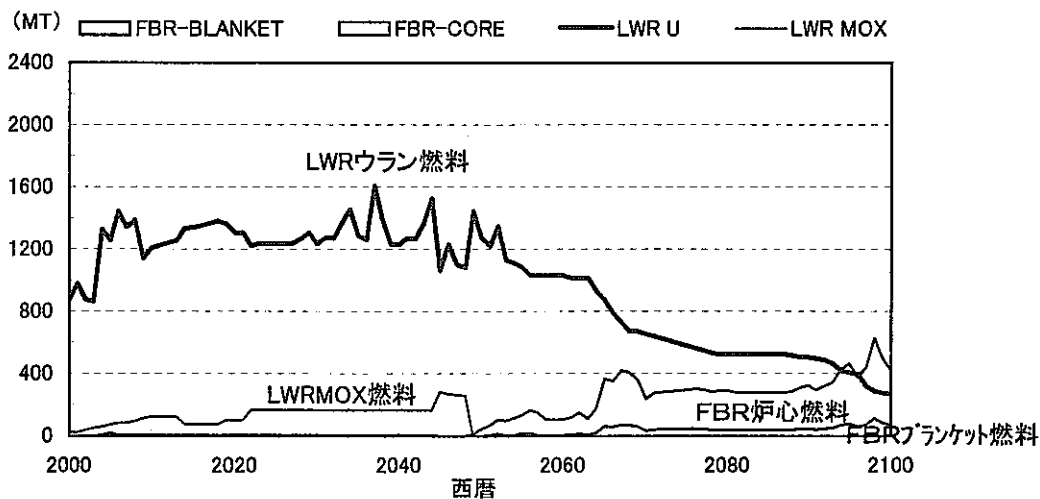


図4.4.35(3) 低位ケース

図4.4.35 軽水炉および高速炉の燃料製造量

(備考) FBR-BLANKETの対象は径方向ブランケットのみ。FBR-COREの対象はドライバーと軸方向ブランケット。

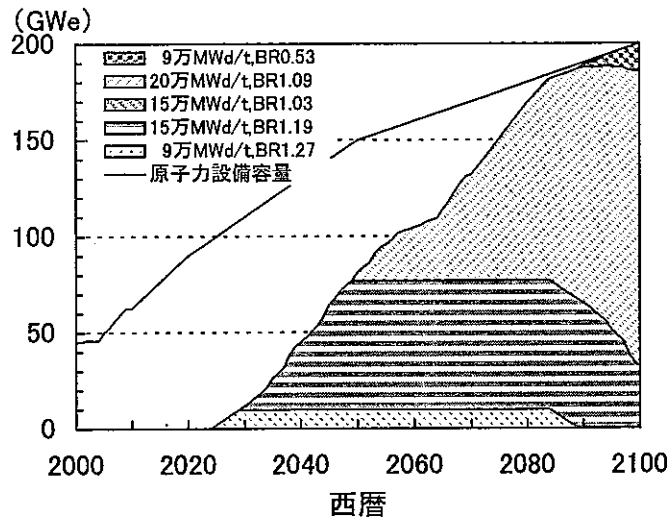


図4.4.36(1) 高位ケース

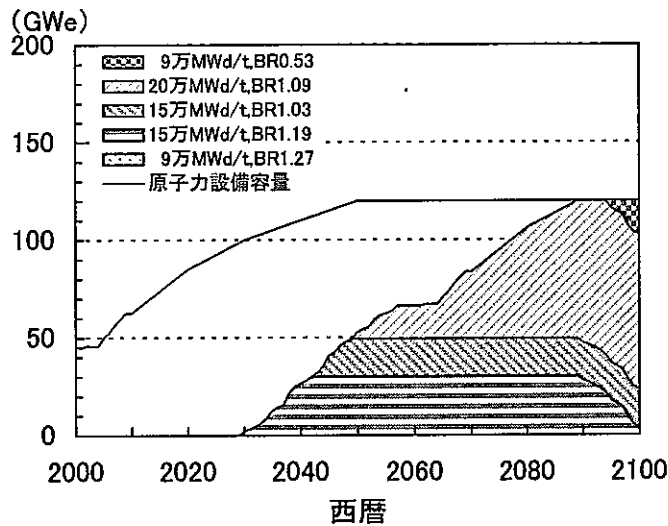


図4.4.36(2) 中位ケース

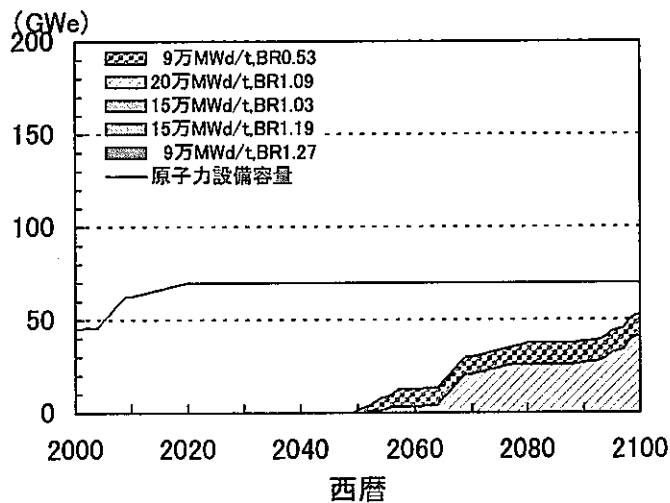


図4.4.36(3) 低位ケース

図4.4.36 FBR導入炉型の内訳



表4.4.8 FBR導入開始時期をパラメータとする天然ウラン累積需要量の解析条件と概略結果

FBR導入開始時期		2030年			2050年		
原子力発電規模		高位	中位	低位	高位	中位	低位
FBR導入条件	導入ペース	上記の年度以降の新設炉(更新含む)を全てFBRに置き換える					
	炉外サイクル時間*1	5年	←	←	←	←	←
再処理	L再(最大処理容量)	1600tHM/年	←	←	2400tHM/年	2000tHM/年	1600tHM/年
	軽水炉MOX再処理	有り	←	←	←	←	←
	FBR再処理*1	4年冷却後全量処理	←	←	←	←	←
	海外再処理	有り	←	←	←	←	←
サイクル施設ロス率*1(%)	転換/加工/再処理	0.5/0.5/1.0	←	←	←	←	←
プルサーマル累積量	GWe・年	約240	約420	約440	約1,010	約980	約1,010
天然ウラン累積需要量(2100年時点)		89万t-U	79万t-U	51万t-U	154万t-U	126万t-U	78万t-U
備考	<p>*1: 実用化戦略調査研究の暫定目標値<sup>[32]</sup></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・原子炉寿命60年</li> <li>・FBR本格導入開始時点で軽水炉プルサーマル利用を終えるものとする</li> <li>・軽水炉の平均取出燃焼度、炉外サイクル時間およびサイクル施設ロス率は、表4.4.5(1)の通り。</li> <li>・もんじゅ以外のFBR炉特性は、BR1.21(150GWeD/t)、BR1.12(150GWeD/t)、BR1.03(150GWeD/t)、BR0.53(90GWeD/t)を採用</li> <li>・回収ウランはリサイクルを行う</li> </ul>						

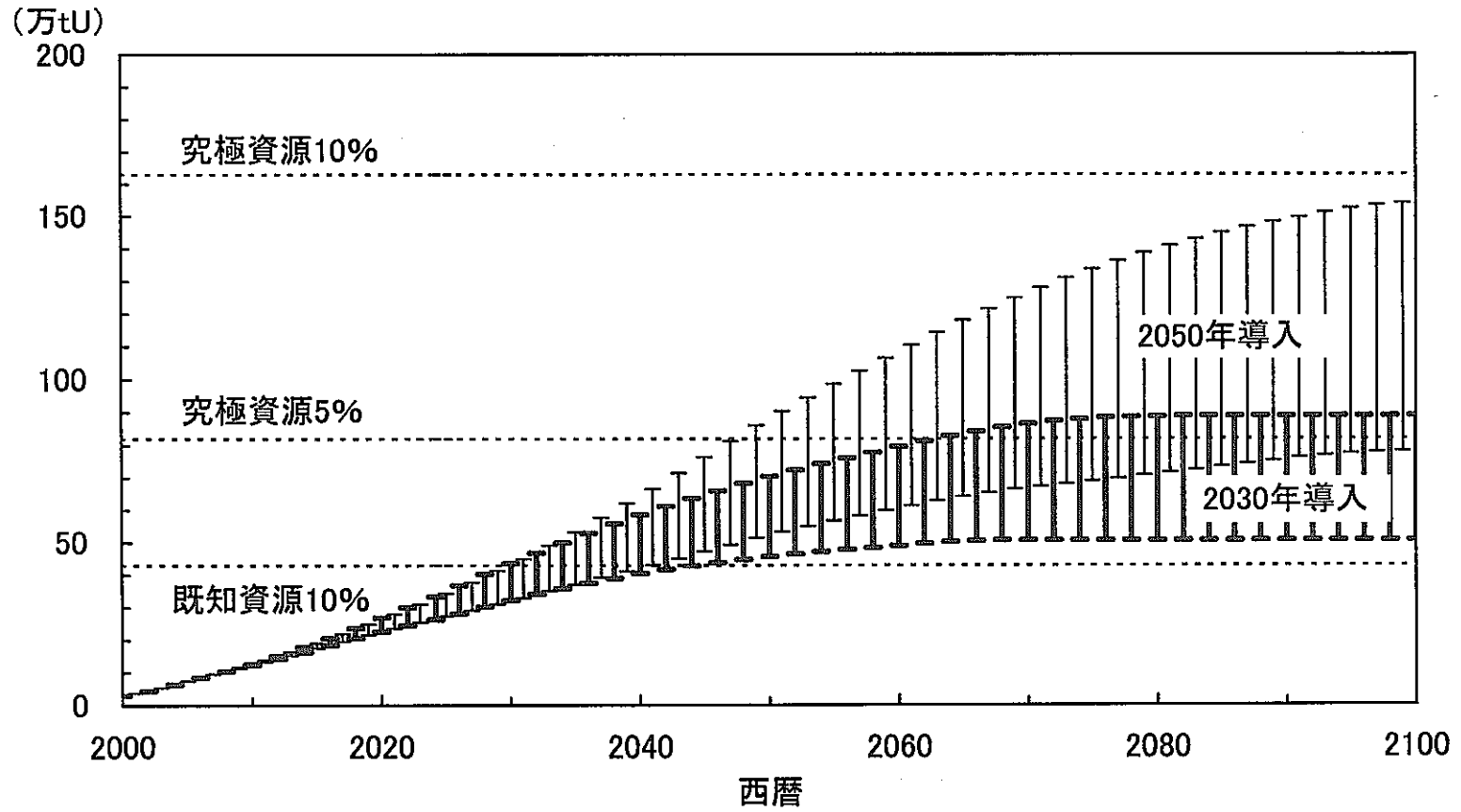


図4.4.37 FBR導入開始時期をパラメータ化した場合の天然ウラン累積需要量

#### 4.5 その他シナリオ(小型FBR導入の可能性)

内陸部の都市や離島など、送電費用が高くなる地域において電力の安定供給が望まれる場合、あるいは、水資源の少ない乾燥地域において海水の淡水化が望まれる場合や寒冷地において熱の供給が望まれる場合、運転・保守に手間のかからない長寿命炉心の小型FBR(ミドル、ベース用電源)の導入が考えられる。

小型FBRの社会的ニーズを表 4.5.1 にまとめる。

表 4.5.1 小型 FBR の社会的ニーズ

ニーズ	小型炉が具備すべき特徴	設計検討例
安全性	静的／固有／受動的な安全性	PRISM 、 4S 、 ENHS
都市近郊立地 (分散型電源への対応)	固有の安全性 耐震等のサイト依存性の排除	4S、ENHS
離島、僻地への立地	同上	4S、ENHS
多目的利用(熱・電力の併給、海水の淡水化等)		4S、ENHS
高い核不拡散性	超長寿命炉心(燃料交換期間の長期化)	PRISM 、 4S 、 ENHS
低い投資リスク	安い総建設費(機器の標準化、構造の単純化、習熟効果など)	4S、ENHS
高い経済性	同上	4S、ENHS
送電網等のインフラ整備の不要		4S、ENHS

注) PRISM: Power Reactor Inherently Safe Module (GE 社、約 300MWe/1 モジュール)

4S: Super Safe, Small and Simple (電中研、10/50MWe)

ENHS: Encapsulated Nuclear Heat Source (Berkeley & ANL、125MWth)

この他に、二重タンク小型炉(電中研)、BREST-300(ロシア)等の設計例がある。

## 5. まとめ

本研究では、様々な条件が考えられる将来の多くのエネルギー需給シナリオから、高速炉(FBR)の導入促進に至るシナリオを取り出し、「将来、如何なる社会になり如何なる条件が整えば、どのような性能のFBRが導入され得るのか」について、その概要を検討した。

原子力の導入に影響を与える因子としては、「21世紀を通して堅調な一次エネルギー需要の伸び」や「CO<sub>2</sub>排出制約」などが挙げられる。一方、FBRの導入に影響を与える因子としては、「天然ウラン資源の枯渇」や「放射性廃棄物への懸念」などがある。

シナリオ構築にあたっては、主に「経済性」、「環境負荷」、「エネルギー・セキュリティ」および「天然ウラン資源制約」の4つの視点に着目した。今回は、各々の視点から独立的なシナリオを構築し、例えば、「経済性」と「資源制約」との組み合わせのような複合的なシナリオの構築は行わなかった。また、前提となる世界および日本の原子力エネルギー需要の将来予測は、シナリオ構築にとって大きな影響因子であることから、今後も十分な検討が必要である。

各視点からのシナリオの結論は以下の通りである。

経済性向上シナリオでは、CO<sub>2</sub>税等を考慮した場合、他電源に比べて原子力の経済性が相対的に向上し、FBRにおいても将来の軽水炉並の経済性が達成された場合、ベース電源やミドル電源として導入が進む可能性があることが分かった。FBRの具体的な経済性の達成目標としては、原子炉建設費20万円/kWe、MOX燃料加工費16万円/kgHM、再処理費27万円/kgHMとなる。

環境負荷低減シナリオでは、高レベル放射性廃棄物の処分場負荷低減や毒性低減を目指して、MAやFPをリサイクルし効率的に燃焼、変換できるFBRの導入が進むことが考えられる。この場合、LWRを補完し共存するシナリオが考えられる。

エネルギー・セキュリティ確保シナリオでは、今後も大きなエネルギー需要が予測されるアジア・太平洋地域を対象にした場合、石油や天然ウラン等のエネルギー資源の域外依存度を減らす観点から、アジア・太平洋地域全体へFBRの導入が進む可能性が示唆された。

FBRの導入シナリオとしては最も一般的な天然ウラン資源制約シナリオでは、世界および日本国内のいずれの視点から見ても、少なくとも21世紀中葉までにはFBRを導入する必要性があることが明確になった。また、このシナリオ構築では、日本の原子力発電設備容量の超長期的な予測を行い、「高位」、「中位」および「低位」の各ケースを独自に設定した。予測にあたっては、1次エネルギー供給量、電力化率、再生可能エネルギー導入量およびCO<sub>2</sub>制約等を考慮し、特に、1次エネルギー供給量の検討においては、「経済成長率モデル」、「国民一人当たりのGDPモデル」、「国民一人当たりの1次エネルギー供給量モデル」、「生産性原単位(仮称)モデル」の4つの手法を用いた。

## 6. おわりに

本研究は、代表的な FBR サイクルシステムを念頭に、単一の視点からシナリオを捉えて解析を行った。今後、「FBR 実用化戦略調査研究」の中で選択、提案された FBR サイクルシステム像を基に解析を進めると共に、より複合的なシナリオの追求および幅広い前提条件下(エネルギー需要)での解析に取り組むことを目指している。

## 7. 謝 辞

本解析評価の実施にあたり、電力中央研究所原子力政策室の池本氏(当時)、常盤井氏、魚谷氏、および経済社会研究所と狛江研究所原子力システム部の関係者から数多くの有益な情報を頂いたこと、本社経営企画本部 FBR 統合化 Gr.および大洗工学センターシステム部の関係者に議論に参加して頂いたことを、ここに感謝致します。