

FBRサイクル導入シナリオの検討（Ⅱ）
－エネルギー需給形態の多様化と原子力の共生に関する考察－
(研究報告)



2002年3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

Inquiries 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)

2002

FBR サイクル導入シナリオの検討（II）
—エネルギー需給形態の多様化と原子力の共生に関する考察—
(研究報告)

大滝 明、 小野 清、 平尾 和則

要 旨

本報告書は、高速増殖炉サイクル実用化戦略調査研究における FBR サイクル導入シナリオの構築の一環として、将来の原子力利用の在り方を探るために実施した調査・検討結果について報告するものである。

調査・検討は、エネルギー産業ならびに電気事業が直面している今日の課題をはじめ、近年、国内で注目されている分散型電源の導入状況、分散型電源と大規模集中型電源との共生策、エネルギー需要地近郊への設置が期待される小型炉の開発状況について、幅広い視点から行った。とくに分散型電源は、電気事業者が供給している電力需要低下の一つの要因になっており、その導入規模は今後も拡大していくものと予想されるため、将来の電源計画および原子力計画にインパクトをもたらすと考えられる。また、燃料電池やマイクロガスタービン等の小規模な分散型電源では、温室効果ガスを排出しない水素利用が見込まれることから、原子力の夜間余剰電力で製造した水素を二次エネルギー媒体とする大規模集中型電源と分散型電源の共生策（負荷平準化ビジネスモデル）の概念を提案した。

今後は、この負荷平準化ビジネスモデルに適った電源構成の具体化をはじめ、FBR 導入規模、負荷率および CO₂ 削減量等について定量な分析・評価を行う予定である。

大洗工学センター システム技術開発部 FBR サイクル解析 Gr.

高速増殖炉サイクル実用化戦略調査研究フェーズ2 WBS No.151110

March, 2002

Study on the FBR Cycle Introduction Scenario II

An Study on the Role of Nuclear Energy under the Diversity of Energy Supply-and-Demand

Akira Ohtaki, Kiyoshi Ono, Kazunori Hirao

Abstract

This report concerns itself with the results of an investigation about the possibility of future nuclear utilization in the part of FBR Cycle Introduction Scenario Study in the JNC's "Feasibility Study on Commercialized Fast Reactor Cycle System (the F/S)".

We have investigated about the problems that confront energy industries and electric power companies, the capacities of distributed generation, the coexistence method of a distributed generation and large-scale power supply generation, and the development status of a small-scale nuclear reactor from a wide viewpoint.

Especially the spread of distributed generation causes the decrease of the electricity demand which the electric power companies supplies. Since introduction scale of a distributed power supply is also expected to increase in the future, it will give some influences to a future nuclear plan and a power supply plan.

The hydrogen utilization without greenhouse gas mission is expected to spread with distributed generation, such as a fuel cell and a micro-gas turbine. Therefore, we proposed the new business model that the hydrogen produced by using nuclear surplus electricity is consumed distributed generation, such as a fuel cell and a micro-gas turbine.

We plan to evaluate quantitatively the best power supply composition based on this load stability business model, FBR introduction capacities, the load factor, and the amount of CO₂ reduction.

目 次

1. はじめに	1
2. エネルギー産業が直面している課題	2
2.1 エネルギー政策目標の多様化	2
2.2 規制緩和と自由経済市場の拡大	2
3. 電気事業を取り巻く情勢	4
3.1 電気事業の変遷	4
3.2 環境問題への対応	5
3.3 電力自由化への対応	6
4. 分散型電源の現状と将来見通し	8
4.1 特定規模電気事業用発電	8
4.2 コジェネレーションの導入状況	10
4.3 コジェネレーション技術の将来展望	12
5. 分散型電源と大規模集中型電源との共生について	13
5.1 分散型電源の想定条件	13
5.2 大規模集中型電源と分散型電源の共生シナリオ	13
6. 革新的小型炉について	23
6.1 小型炉の定義と研究概要	23
6.2 小型炉の導入効果	24
6.3 小型炉の開発課題	24
7. まとめ	30
8. おわりに	32
9. 謝 辞	33
10. 参考文献	34
APPENDIX-A 「都道府県別年間電力使用状況」	
APPENDIX-B 「原子力水素プラントの物質流量に関する検討」	
APPENDIX-C 「IIASA/WEC '98 の小型原子炉普及シナリオの分析・検討」	

図 目 次

図 3.1 電気事業を取り巻くトレンマ	4
図 3.2 エネルギー起源の CO ₂ 排出量	5
図 3.3 エネルギー利用部門別の CO ₂ 排出量の伸び	5
図 3.4 電気事業連合会の CO ₂ 排出見通し	6
図 4.1 製造業における事業所単位当りの年間平均電力需要量	10
図 4.2 電力多消費産業の電力需要構成	11
図 4.3 電力寡消費産業の電力需要構成	11
図 4.4 産業用コージェネレーションの導入状況	11
図 4.5 民生用コージェネレーションの導入状況	11
図 4.6 民生用コージェネレーションの用途別容量	12
図 4.7 コージェネレーションの利用分野	12
図 5.1 ピーク発生日の日負荷曲線の年次変化	13
図 5.2 負荷率および発電設備利用率の推移	14
図 5.3 電力需要者の分散型電源導入イメージ	14
図 5.4 電力の日負荷曲線と電源構成の例	17
図 5.5 将来の日負荷曲線と電源構成のイメージ	17
図 5.6 地域熱供給事業における延床面積当りのエネルギー供給量	21

表 目 次

表 4.1.1 特定規模電気事業者の電源容量と主な供給先 (1/2)	9
表 4.1.2 特定規模電気事業者の電源容量と主な供給先 (2/2)	10
表 5.1 セメント製造業に係る前提条件と原子力水素製造設備の基本条件 ..	18
表 5.2 アンモニア合成に係る前提条件と原子力水素製造設備の基本条件 ..	19
表 5.3 NEDO の助成制度による大規模地域熱供給事業の代表例	21
表 5.4 水素を熱源とした場合の年間水素消費量と 原子力水素製造設備容量の試算結果	22
表 6.1 小型炉および高速実験炉「常陽」クラスを想定した水素製造量 ..	29

1.はじめに

本報告書は、FBR サイクル実用化戦略調査研究における FBR サイクル導入シナリオの構築の一環として、将来の原子力利用の在り方を探るために実施した調査・検討結果について報告するものである。

本報告書の構成は、エネルギー産業や一般電気事業者が直面している今日の課題(前半；2 章～4 章)と、これまで以上に普及が予想される分散型電源と原子力の共生案(後半；5 章、6 章)から成る。2 章では、エネルギー産業が直面している課題として、エネルギー政策目標の多様化、規制緩和と自由経済市場の拡大について整理する。3 章では、電気事業を取り巻く情勢として、立地問題を抱える大規模集中型電源が形成された経緯、温室効果ガス抑制に視点を置いた環境問題への対応、電力自由化への対応について概括する。4 章では、環境問題ならびに部分自由化の両面で注目されている分散型電源の導入状況と将来見通しを述べる。また、5 章では、分散型電源と原子力に代表される大規模集中電源との共生に関する検討結果を述べる。6 章では、小型炉開発の取り組み方について考察する。

2. エネルギー産業が直面している課題

ここでは、電気事業を含むエネルギー産業が直面している課題として、エネルギー政策目標の多様化、ならびに規制緩和と自由経済市場拡大の影響について概説する。

2.1 エネルギー政策目標の多様化

エネルギー供給構造が脆弱なわが国のエネルギー政策は、1970年代の二度に渡る石油危機の経験から、安定供給の確保を基本目標として省エネルギーの推進、石油代替エネルギーの導入、石油やLNGの備蓄等を進めてきた。経済産業省の総合資源エネルギー調査会総合部会と需給部会が平成13年7月に公表した報告書^[1]によると、構造的課題については産業部門の省エネルギーや発電部門の燃料転換等によりエネルギーのベストミックが進みリスク分散が図られた。今後のエネルギー政策は安定供給の確保に加えて、地球温暖化問題等の環境保全への対応をはじめ、エネルギーコスト低減の観点から自由化や規制緩和等を通じて効率的な供給が必要であるとしている。

しかしながら、安定供給・環境保全・効率化といった一連の基本目標は、例えば自由化の拡大により価格競争が過熱化した場合、安価で供給安定性に優れた石炭需要が増えてCO₂排出量が増加する可能性や、コストが高い新エネルギーの導入を停滞させる可能性等、相互に矛盾する側面もあり同時達成が非常に難しい課題とされている。

2.2 規制緩和と自由経済市場の拡大

コスト低減を目的とした規制緩和や自由化等の導入については、前川レポート^[2]（1986年4月）や平岩レポート^[3]（1993年12月）で提案され、1996年1月に成立した橋本内閣が経済構造改革として本格的に政策展開を進めた。この経済構造改革では、物流、エネルギー、通信、金融、流通等の産業基盤コストが海外よりも高いため国内企業の生産コストに跳ね返り競争力が無くなりつつあるとの立場より、規制の撤廃や緩和を通じて経済の効率性や柔軟性と産業の競争力向上を目指した。

日本エネルギー経済研究所の調査資料^[4]によると、エネルギー部門の主な規制緩和は、石油産業ではガソリン・灯油・軽油の製品輸入を規制した特定石油製品輸入暫定措置法（特石法）が1996年3月に廃止された。この特石法廃止により異業種や外資系の新規参入を交えたスタンド事業の競争が激化し、1998年には石油会社の収益が大幅に悪化した。その結果、石油会社の合併や業務統合等の再編が進み、国内の石油産業は石油元売会社17社から日石三菱・コスモグループ、ジャパンエナジー・昭和シェル石油グループ、エクソンモービルグループの3グループと、出光興産、九州石油、太陽石油、キグナス石油の4社に減少した。

また、都市ガス事業の規制緩和については、1995年と1999年にガス事業法が改正され、大口ガス事業者の新規加入と自由価格設定が可能になり、電力会社（東京電力、関西電力、中部電力）によるガス卸供給やLNG販売事業への参入、複数の石油会社による天然ガス共同事業会社の設立が行われた。

電気事業については、1995年と2000年の改正電気事業法施行により卸電気事業への参入規制の撤廃、入札制度の導入、託送制度の整備、特定電気事業制度の創設、小売供給の部分自由化、電気事業者の兼業等が可能になった。この他にコーチェネレーション等の分散型電源の普及促進を図る目的で、主任技術者選任制度の緩和、公的融資制度の制定が行われた。また、部分自由化後も新規参入者や大口需要家から完全自由化が求められており、電力会社の系統に分散型電源が大量に連係した場合の安全対策や電圧制御等の技術的課題、公益的課題（ユニバーサルサービス、供給信頼度、エネルギーセキュリティと環境問題）への対応が急がれている^[5]。

3. 電気事業を取り巻く情勢

環境問題ならびに省エネルギーへの関心が高まっている今日、太陽光や風力等を利用した分散型電源、あるいはガスタービン発電や燃料電池を用いたコーチェネレーション等が地域エネルギーとして注目されている。一方、火力や原子力のような大規模電源を主力としている電気事業では、エネルギーセキュリティや環境問題への社会的対応が求められている反面、自家用発電の需要増加、安全性や地域振興策への疑問視等から建設計画の中止（電源開発^[6]）をはじめ、建設部門における余剰人員のシフト（東京電力^[7]）等の事業経営の見直しが生じてきている。また、自由経済市場の拡大といった社会的潮流において、従来より注力してきたユニバーサルサービスをいかに確保するかが重要な課題になっている。このような情勢変化と電気事業が抱える課題は、図3.1に示すように模式化できる。

ここでは、現在の電気事業が大規模電源の開発に至った経緯、環境対策や電力自由化に代表される社会問題への取り組み状況を概括する。なお、本報告書では太陽光発電、風力発電、自家用発電およびコーチェネレーションを総じて分散型電源と称す。

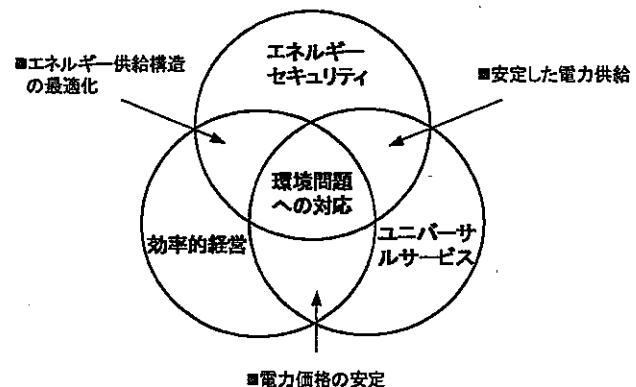


図3.1 電気事業を取り巻くトリレンマ

3.1 電気事業の変遷

火力原子力発電技術協会の創立50周年記念誌^[8]によると、現在の電気事業の先駆けとして小規模火力発電を用いた電燈会社が今から120年程前に全国に設立され、その後、送電技術の発達に伴って各地に多数の電気事業が誕生し水力発電所の開発を進めた。水力発電開発の過剰投資が経営を圧迫し始めた電力業界は、二度の世界大戦を挟んで5大電力への企業集中や戦時下での送電事業の国家統制、電気事業の再編を経て今日の電力体制が形成された。また、火力発電は石炭価格の高騰や電力需要の増大に対応できずに一旦は水力発電に主役の座を奪われたが、戦後の高度経済成長に伴う電力需要の急増や天候に影響されない電力供給の求めに応えるため、石油価格の低廉化・安定化に支えられた火力発電が数多く建設されて火主水従時代に移行した。1970年代の二度に渡る石油危機を契機に、電力業界では石油代替エネルギーとして原子力発電やLNG発電、新エネルギー等を開発し電源の多様化を図った。また、電力会社は戦後の電気事業再編によって地域独占企業になったが、地域間の電力需要と供給能力のアンバランス、電力料金の不均衡を改善する目的で独自の供給区域にとらわれない広域的・合理的な運営を行うことになった。そのため電源周波数が異なる区域の系統連絡の整備、送変電設備の大容量化によって長距離送電が可能になり、電力需要地と発電地域の遠隔化が進んだとされている。

このような大規模電源開発は、電力供給の安定化やユニバーサルサービスの構築に繋がるものであったが、電源立地難や発電地域の偏在化等の新たな課題を生じることになった。

3.2 環境問題への対応

電気事業連合会がレビューした「電気事業における環境行動計画」によると、電気事業の環境問題への対応は①地球温暖化対策、②循環型社会の形成（廃棄物の最終処分量削減）、③化学物質の管理を環境行動計画の柱としている^[9]。ここでは地球温暖化対策にスポットを当て、わが国が議長国を務めた気候変動枠組条約第3回締結国会議（COP3）の温室効果ガス削減目標への電気事業の取り組みを概括する。

(1) エネルギー起源の CO₂排出量

わが国では、温室効果ガスの約8割を占めるエネルギー起源のCO₂については、2010年度に1990年度と同じ水準に抑制することを目標にしている。1998年度のエネルギー起源のCO₂排出量は、1990年度と比較して約0.6億t-CO₂増えている。

また、エネルギー利用部門別のCO₂排出量は、電気事業用と自家用を対象にした電力部門では3.1億t-CO₂から3.6億t-CO₂に増加しており、運輸部門でも1.9億t-CO₂から2.5億t-CO₂に著しい増加が見られる（図3.2）。

図3.3は各エネルギー利用部門別のCO₂排出量を、1990年度の排出量で規格化したグラフである。産業部門のCO₂排出量は、エネルギー利用効率の改善や産業構造の変化によって概ね横這いで推移している。発電部門のCO₂排出量が1980年代半ばから急速に上昇した原因是、自家用発電比率が低い非素材系産業（食品、非鉄金属、機械等）と民生部門の電力需要増加と相まって、石油火力から石炭火力への燃料シフトが影響したと考える。（参考までに、石油火力と石炭火力の各発電量は、1985年度が1,213億kWhと292億kWh、1998年度は744億kWhと828億kWhに逆転している。LNG火力の発電量は1985年が1,352億

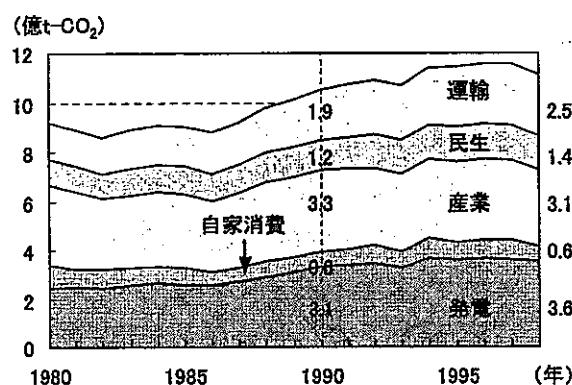


図3.2 エネルギー起源のCO₂排出量

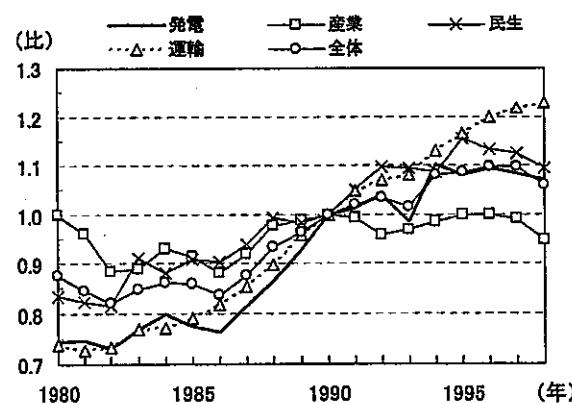


図3.3 エネルギー利用部門別のCO₂排出量の伸び

kWh、1998年度には2,302億kWhに伸びているものの、同時期の火力発電電力量に占める石炭火力の割合は約10%から約21%に拡大している。)

(2) 電気事業者のCO₂排出見通しと対応策

発電部門のうち電気事業連合会関係12社^{*1}のCO₂排出量は、図3.4に示す通り1990年度が約2.8億t-CO₂、2000年度が約3.1億t-CO₂で10年間に約0.3億t-CO₂増えている。また、電気事業連合会による今後のCO₂排出見通しは、2005年が約3.4億t-CO₂、2010年には約3.8億t-CO₂とされ、2010年を想定した総合資源エネルギー調査会の目標ケース約2.8億t-CO₂および基準ケース約3.1億t-CO₂を上回ると見ている。電気事業連合会のCO₂排出削減目標は、「2010年における使用端CO₂排出原単位を1990年度から20%程度低減(0.8kg-CO₂/kWh程度)する」としている。なお、電事連では以下のような取り組みを掲げており、国内対策に機軸を置いた原子力発電と火力発電による対応とともに、京都メカニズムもCO₂削減対策としてコスト効果が高い補完的措置と期待している。

- * 原子力発電の一層の推進
- * 火力発電熱効率のさらなる向上と火力電源運用方法の検討
- * 京都メカニズム活用に向けた取り組み

3.3 電力自由化への対応

(1) 完全自由化への周囲の期待

平成12年3月21日の電気事業法改正により、特定規模(原則2,000kW以上)の需要家に対して、一般電気事業者以外でも電気を供給できるようになった。この部分自由化制度については3年後に検証を行う方向で、制度の在り方をはじめ完全自由化や電力市場創設等の是非が総合資源エネルギー調査会電気事業分科会(慶大顧問鳥居会長)で審議されている。同分科会におけるこれまでの審議では、一般電気事業者は電力自由化に慎重な姿勢を示し、新規参入者ならびに消費者代表の委員からは完全自由化を支持する意見が多数出ている。とくに新規参入者の意見は現行制度の不平等性を改善し、コスト低減つながる仕組みを創設すべきとの提案がなさ

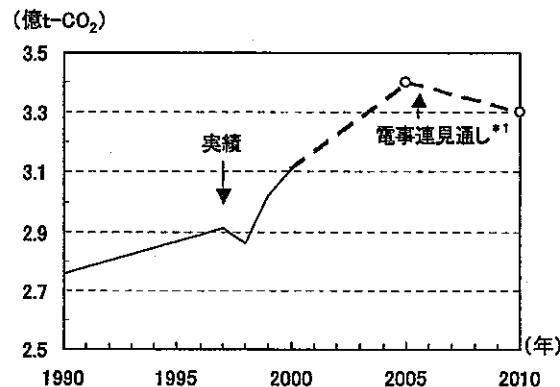


図3.4 電気事業連合会のCO₂排出見通し
*1:「電気事業における環境行動計画」、平成13年9月、電事連

*1 一般電気事業者は北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力の10社。電源開発と日本原子力発電は卸電気事業者として電気事業連合会関係12社に含まれる

れており、第2回会合（平成13年12月7日）では、公正取引委員会より、現行制度は公正取引施策の観点より更に検討する必要があるとの指摘があった。消費者代表からは産業構造の空洞化を是正し、企業競争力を高めるためには、海外とのコスト差の縮小に繋がる完全自由化が不可欠との意見が根強い。

（2）電力自由化と電気事業の公益的課題

電力自由化の課題は電力市場の活性化と、これまで一般電気事業者が果たしてきた公益的課題（エネルギー・セキュリティ、ユニバーサルサービス、安定供給及び環境問題）の両立化とされており、これらの課題については総合資源エネルギー調査会電気事業分科会の前身である電気事業審議会の時分から検討されている。電気事業審議会第6回基本政策部会（平成10年2月25日開催）では、電力自由化のデメリットとして、第一に弱者が不利になる可能性と第二にエネルギー政策や環境政策との整合性が問題視されている。具体的には、新規参入者は需要密度が高いところに集中し、需要密度が低い離島や過疎の地域には供給者がいなくなる可能性や、完全自由化は大口需要家に有利であるが、一般の需要家には不利になるとの意見が出ている。また、エネルギー政策や環境政策面では、新規参入者は利益優先で事業を進めるため、長期的投資が必要なものには取りかからず化石燃料を使用することになり、エネルギー・ミックスやCO₂対策が難しくなるとの指摘がなされている。

一方、一般電気事業者においてはより一層の効率的な経営が求められるため、経営環境の改善策として組織の見直しや設備投資の抑制、新規事業への参入が拡大していくものと見られる^[10]。とくに設備投資抑制は発電所建設計画の繰り延べに繋がることから、電力計画の修正や景気への影響等が懸念されている^[11]。

（3）分散型電源と系統連結の課題

電力市場の部分自由化に伴って事業化した特定規模電気事業者をはじめ、環境問題への関心や地域活性策として導入が高まった太陽光や風力を利用した自然エネルギー発電、廃棄物発電等の分散型電源は、一般電気事業者の送電設備を用いて給電している。電気事業者は、これら分散型電源の需給変動による影響が他の受電者に及ばないよう制御している。将来、分散型電源が大量に普及した場合には電圧制御が困難になったり、送電停止系統で分散型電源が単独運転を続けた場合には人身や設備の保安がおびやかされる等、未解決な技術課題があると指摘されている^[12]。

4. 分散型電源の現状と将来見通し

東京電力取締副社長の白土良一氏によると、現在のマンモス化した電力供給系統は、もともと独立していた小さな火力発電所が、高まる信頼度への要求から徐々に大型化やネットワーク化によって進展したものと述べている。また、分散型電源が再登場してきた背景として、一つは環境問題への関心から自然エネルギーによる小型分散電源の導入が高まってきたこと、二つ目はマイクロガスタービンと固体高分子燃料電池等の革新的分散型電源の登場にあるとしている。さらに今後の検討課題は、大容量の系統システムとハイテク分散型電源の特徴を生かした補完方法としている^[12]。

また、電力中央研究所矢島研究参事は、分散型電源のニッチ市場への進出シナリオと分散型電源の位置付けを、次のように述べている^[12]。

(ニッチ市場進出シナリオ)

- ① 系統側に設置して、送電制約を解消する目的
- ② リアルタイム料金と分散型電源の発電コスト差を利益化する利用方法（リアルタイム料金制度においてピーク料金が高い時間帯に分散型電源を稼動させる）
- ③ 緊急時電力の供給
- ④ 系統が及ばない遠隔地での電力供給
- ⑤ 特定クラスの商業用需要家に対する電力品質の向上、バックアップ電源、スタンバイ電源

(分散型電源の位置付け)

- ① 当面、従来の集中型システムの補完
- ② 将来は電力市場の一部に参入していく

現在導入されている分散型電源の運用形態は、特定規模電気事業者が売電のために系統連結を行うタイプと、コーチェネレーションとしてオンラインで使用する自家用電源に大別できる。ここでは特定規模電気事業者が所管している分散型電源の用途と規模、自家用発電に始まったコーチェネレーションの導入状況と今後の技術見通しについて概括する。

4.1 特定規模電気事業用発電

特定規模電気事業者の電源容量と主な供給先を表 4.1 に示す。この表 4.1 では、特定電気事業者の主な電源は、鉄鋼、紙・パルプ、化学、窯業・土石事業の自家用発電設備や社有地を活用しているのが判る。

供給先は庁舎や企業の本社ビル、同一業種の事業所等の大口需要家が取引対象になっている。一方、自社電源として建設予定の発電所規模は 2 万 kWe～10 万 kWe 程度であるが、国民一人当たりの 1 日の電灯使用量を 5.4kWh/日・人（1999 年度全国平均値^{*2}）とした場合、約 9 万人（鹿嶋市約 6.2 万人+鉢田町約 2.8 万人）～約 45 万人分（県央地域約 49 万人）の需要に相当する。同様に動力用電源を含めた電力使用量（1999

*2 資源エネルギー庁公表データに基づくサイクル機構の試算

年度全国平均値^{*2} 17.6 kWh/日・人) の需要人口は、約 2.7 万人(鉢田町約 2.8 万人) ~ 約 14 万人(ひたちなか市約 15 万人) となる。参考までに、1999 年度における都道府県別電力使用量、一人当たりの 1 日の電灯使用量、同じく電灯・電力使用量等を APPENDIX-A に示す。

なお、東京ガスと大阪ガス、NTT グループ企業が出資する電力事業会社「エネット」の自社電源のうち、2001 年 8 月に運転した茨城発電所(日立造船茨城工場(大宮町)) 21.9MWe の建設費は 20 億~30 億円と見積もられている。また、千葉県の荏原製作所袖ヶ浦工場に建設予定の火力発電所 97.5 MWe(コンバインドガスタービン方式) の建設費は 100 億円弱とされている^[13]。

表 4.1.1 特定規模電気事業者の電源容量と主な供給先 (1/2)

事業者および電源名称	出力(kW)	届出日	主な供給先
●ダイヤモンドパワー(三菱商事)	計 206,700		事業開始 2000/8/1
鹿島北共同発電	35,000	2000/6/19	経済産業省、 NKK 本社ビル
NKK 京浜製鉄所	20,000	"	日産自動車本社ビル、高島屋
三菱化学四日市事業所	122,300	2001/3/29	三菱地所ビル、ダイエー、イオン
日鉄金属柿の沢水力発電所	4,800	"	ロイヤルパークホテル、ルミネ
大興製紙	2,600	2001/6/29	イトーヨーカ堂、三重県庁
港清掃工場	22,000	"	トヨタ名古屋ビル
●丸紅	計 32,200		事業開始 2000/8/31
三峰川電力	32,200	2000/8/4	なし
●旭硝子	計 40,900		事業開始 2001/4/1
旭硝子北九州工場	40,900	2000/9/20	新日鐵に卸供給
●イーレックス(セトウ、三井、日興銀)	計 42,995		事業開始 2001/3/1
旭化成延岡支社	33,000	2001/1/22	鹿児島県庁、大分県庁、九州松下
日立製作所勝田工場	9,995	2001/10/31	三越、西友、イオン、ダイエー等
●新日鐵	計 31,000		事業開始 2001/4/1
旭硝子北九州工場	19,000	2001/1/26	福岡市庁舎、トヨタ東京本社ビル
東邦レーベン三島工場	8,000	"	九州大学、スペースワールド
旭化成富士支社	4,000	"	三菱地所ビル、ゆめタウン筑紫野
NS エネルギー袖ヶ浦	50,000		自社電源 2003 年 4 月運転予定
●サニックス	計 74,000		事業開始 2002/8/1
サニックス苦小牧発電所	74,000	2001/4/9	自社電源 供給先なし

(備考) 計: 集計対象は届出済の電源。計画中の電源は含まない。

表 4.1.2 特定規模電気事業者の電源容量と主な供給先 (2/2)

事業者および電源名称	出力(kW)	届出日	主な供給先
●エネット(NTT、東京ガス、大阪ガス)	計 93,020		事業開始 2001/4/1
旭カード	10,000	2001/1/30	大阪府庁舎、NTT グループ
東京ガス幕張ビル	3,920	〃	大阪ガス本社ビル、イトーヨーカ堂
旭化成川崎支社	35,800	〃	トステム本社ビル、丸井等
日本製紙都島工場	21,400	〃	
エネット茨城発電所	21,900	2001/7/13	自社電源
エネット発電所(千葉県)	97,500		自社電源 2003年4月運転予定
東京ガスペイパワー	100,000		自社電源 2003年10月運転予定
エネット発電所(京都府)	35,000		自社電源 2002年春頃運転予定
●サミットエナジー(住友商事他)	計 54,000		事業開始 2001/4/1
住友共電新居浜西火力発電所	50,000	2001/2/29	住商大阪本社ビル、名古屋市庁舎他
尼崎ユーティリティサービス	4,000	2001/6/27	住友化学工業他
●大王製紙	計 506,110		事業開始 2001/4/1
大王製紙三ツ工場	506,110	2001/3/22	大成製紙

(備考) 計: 集計対象は届出済の電源。計画中の電源は含まない。

4.2 コージェネレーションの導入状況

(1)産業用(製造部門)

素材系産業にあたる鉄鋼、紙・パルプ、化学工業、窯業・土石、石油・石炭製品の業種は電力多消費産業に位置付けられており、各事業所当りの年間平均電力需要量は非素材系産業(食料品、繊維工業、ゴム製品、非鉄金属、機械器具、その他)と比べ格段に多い(図4.1)。この電

力多消費産業では、旧来よりオフガスや残渣油、黒液、廃材等を燃料に用いた自家用発電を積極的に導入しており、1980年以降に生じた産業構造の高度化や製造設備の電力化においても自家発電割合を一層強化した対策が取られている(図4.2)。

一方、かつては電力寡消費産業とされていた非素材系産業では、1980年代前半から電力需要が急速に増加し、1980年代末以後の電力需要量は素材系産業が一

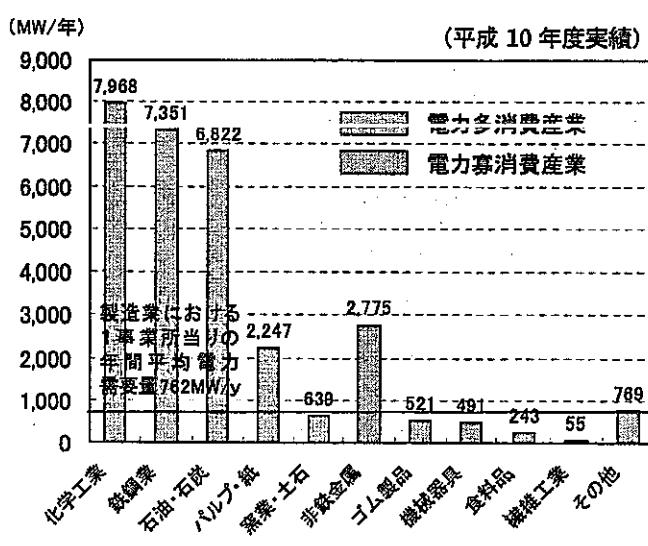


図 4.1 製造業における事業所単位当りの年間平均電力需要量

般電気事業者から供給されている電力量を上回っている（図4.3）。図4.4に産業用コージェネレーションの導入量を示す。コージェネレーションの導入量は1980年代半ばより急速に増加し、1998年度時点で約3,750MW（375万kW）に及ぶ。コージェネレーションとしての内燃機関はディーゼルエンジンとガスタービンに概ね二分され、その平均発電容量は一件当たり3.3MW（3300kW）程度である。

(2) 民家用

図4.5に民生用コージェネレーションの導入量を示す。民生部門におけるコージェネレーションの導入量は、概ね産業用と同様に1980年代末より増加している。1998年時点の導入規模は882MWで、平均発電容量は一件当たり0.5MW程度である。また、日本コージェネレーションセンター調べによる2001年3月末時点の導入規模は、設置件数2,036件、発電容量1,115MWとされており、この2年間で発電容量が230MW程度伸びていることから今後も需要の増加が期待される。

なお、民生用のコージェネレーションは、店舗やホテル、病院、事務所の様に比較的空調負荷や給湯負荷等の熱需要の多い施設で利用されている（図4.6）。

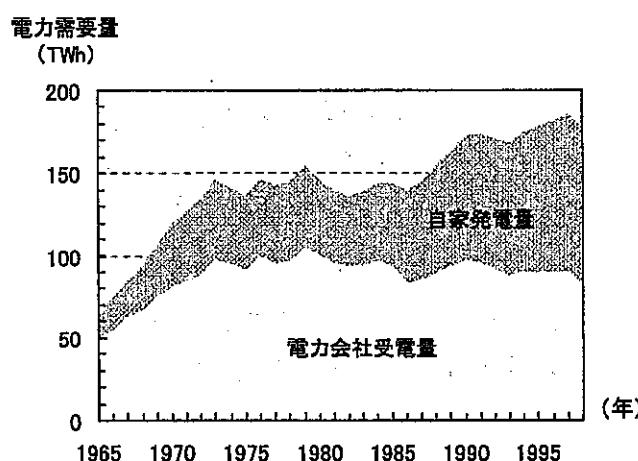


図4.2 電力多消費産業の電力需要構成
(鉄鋼、紙・パルプ、化学工業、窯業・土石、石油・石炭製品)

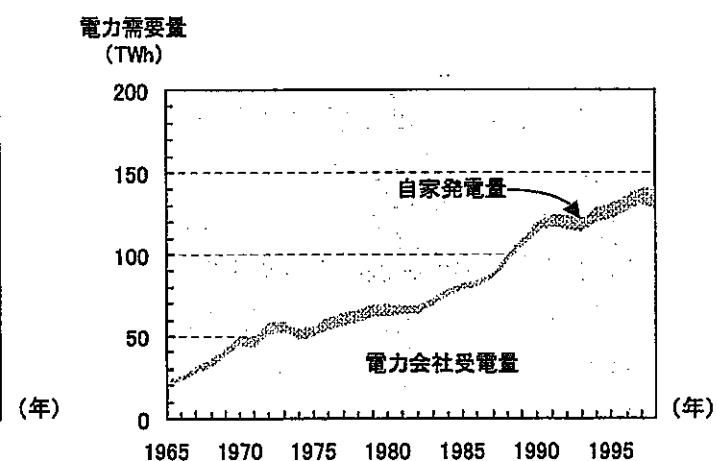


図4.3 電力寡消費産業の電力需要構成
(食品、繊維工業、ゴム製品、非鉄金属、機械器具、その他)

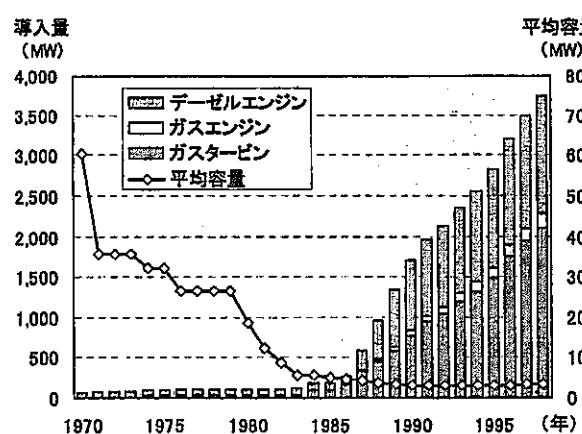


図4.4 産業用コージェネレーションの導入状況

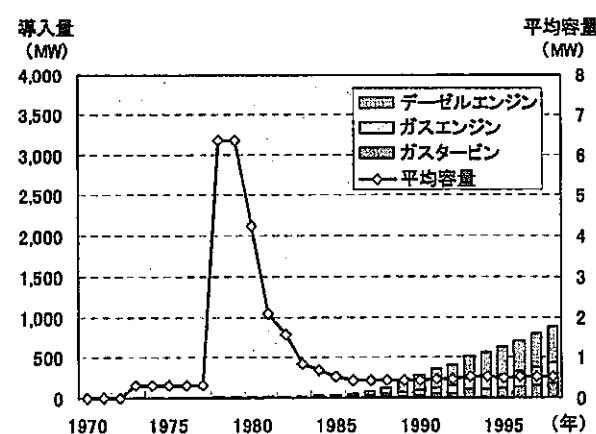


図4.5 民家用コージェネレーションの導入状況

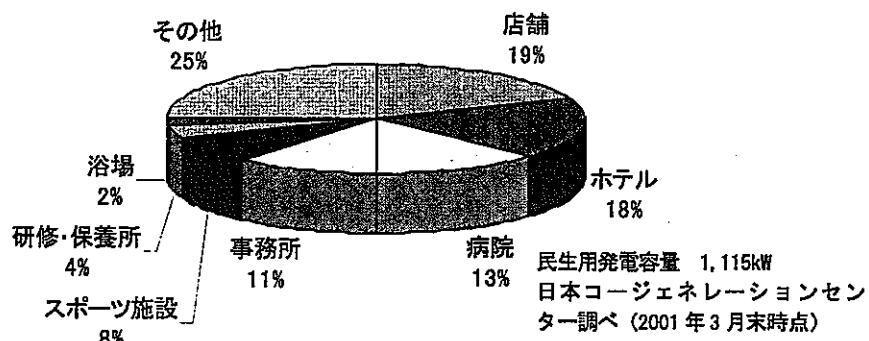
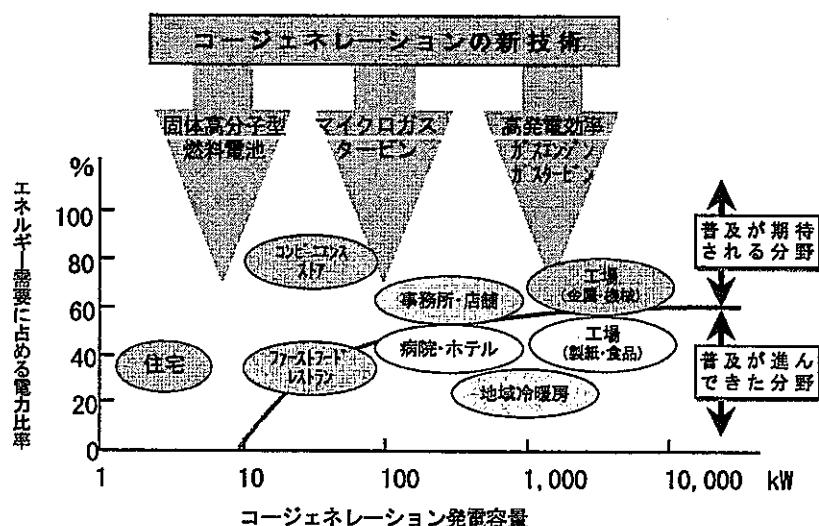


図 4.6 民生用コージェネレーションの用途別容量

4.3 コージェネレーション技術の展望

現在のコージェネレーションは、ディーゼルエンジンやガスエンジン、ガスタービン等の従来型の内燃機関を用いた比較的大容量システムが主流であるが、家庭用あるいは自動車用の動力源として将来有望な固体高分子型燃料電池や100kW以下のマイクロガスタービンの技術開発が進められている。家庭用燃料電池コージェネレーションシステム(数kW)については、国内の電機業界とガス業界が技術提携を行い、2005年頃の商品化を目指して開発に着手している。一方、100kW以下のマイクロガスタービンについては、米国の Capstone Turbine 社、Honeywell Power Systems 社、Elliott Energy Systems 社等が既に商用化しており、今後の課題は発電効率の高効率化(20 数%→40%程度)とされている。コージェネレーションシステムは、電力と熱の併用により 80%程度のエネルギー利用効率が見込まれるため、図 4.7 に示す利用分野で導入が期待されている。また、国内業界では、マイクロガスタービンや燃料電池は数年先にはほぼ完成の域に達すると考えており、将来は爆発的に需要が増えると予想している^[12]。

図 4.7 コージェネレーションの利用分野
(季報 エネルギー総合工学 Vol. 23 No. 3 2000. 10, P64 より)

5. 分散型電源と大規模集中型電源との共生について

一般電気事業者の電力設備を大規模集中型電源と位置付けた場合、前出のコージェネレーションや地方自治体が注力している自然エネルギー発電、特定規模電気事業者の発電所は分散型電源として位置付けられる。さらに、これらの分散型電源はコージェネレーションのように専らオンラインサイト使用を目的としたシステムと、自然エネルギー発電や特定規模電気事業用発電所のように系統連結を前提としたシステムに大別できる。

ここでは、大規模集中型電源と分散型電源のそれぞれの特徴を活かした共生シナリオについて検討、考察を行う。

5.1 分散型電源の想定条件

検討に当り、自然エネルギー発電は出力密度が低く、その発電出力は天候に伴って変動することから計画的な電力供給が難しいため検討対象から除くものとし、ここではコージェネレーションと特定規模電気事業用発電所を想定対象とする。また、特定規模電気事業用発電所については、一般電気事業者より電圧制御や保安上の技術的課題を指摘されているが、本検討ではこの点で不利益が生じないよう技術対応が図られるものと仮定したうえでコージェネレーションとの比較検討を行う。

5.2 大規模集中型電源と分散型電源の共生シナリオ

(1) 共生シナリオの社会的意義

一般電気事業者の電力原価が割高になっている要因の一つとして、発電設備の負荷率の低下が挙げられる^[14]。一般電気事業者の発電設備容量は年間を通じて電力不足が生じないよう計画されており、とくに夏季の冷房用電力需要の増加による最大ピークに対応し得るよう予備電源を確保している。図 5.1 はピーク発生日の電力需要の時間変化を示したもので、一日の最大需要量と最低需要量の差が約四半世紀の間に約 4,000 万 kW から約 9,000 万 kW に増大している。

また、発電設備の有効利用度を測る指標の一つの年負荷率^{*3}で見た場合、1970 年代には概ね 60% 台で推移していたが、1980 年代以降は 50% 台後半へと低下し

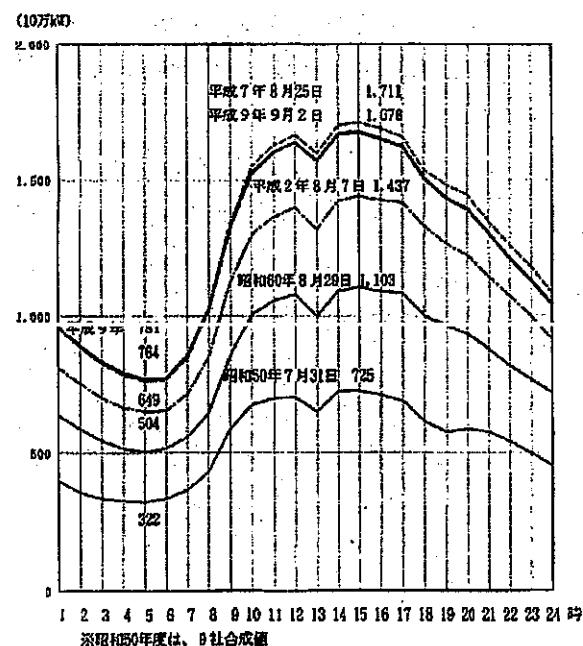


図 5.1 ピーク発生日の日負荷曲線の年次変化
(電事連公開資料より)

*3 年負荷率 = 一日当たりの年平均電力量 / 最大三日平均電力量

ている（図5.2）。汽力発電の中で主にミドル負荷に合わせて発電量を調整している火力発電設備の年平均利用率^{*4}は、1970年に原子力発電が本格導入されて以来、1969年の約60%をピークに年々低下しており、近年では30%台前半にまで落ち込んでいる。

仮に分散型電源の大量導入により一般電気事業者の電力供給量が現在よりも平準化されれば予備電源としての発電設備容量を減らすことができ、そのための設備投資や運転費、管理経費等のコスト削減が可能になり、結果的には電力価格の値下げに繋がるものと考える。

分散型電源の導入は大口需要家の電力購入コスト削減にも有効とされている。例えば、事業形態が平日生産型で夜間操業を行わない場合（小規模工場、商店、公共施設等）、全電力を一般電気事業者から購入するケースの電力料金は、電力需要のピークに合わせて受電契約を提携するため契約料金が高額になり、電力使用料も夜間電力に比べ割高な昼間単価で精算される。

一方、一般電気事業者からの電力購入と分散型電源による電力調達を併用するケースでは、図5.3に示すように夜間から早朝までの最低需要分を一般電気事業者から購入し、昼間の電力需要増加分については分散型電源より調達することで、契約料金の軽減や、昼間電力料金と分散電源経費（自家発では設備費や燃料費等、新規参入から電力調達する場合は電力購入費）の差益によって経費節減が見込まれる。

このように大規模集中型電源と分散型電源の共生シナリオは、一般電気事業者と電力需要者の双方でコスト削減が期待されるとともに、一般電気事業者においては分散型電源の円滑な導入・運用を支援するためのビジネス展開や、さらには国内の製造業や流通業等の活性化に寄与し得るものと考える。

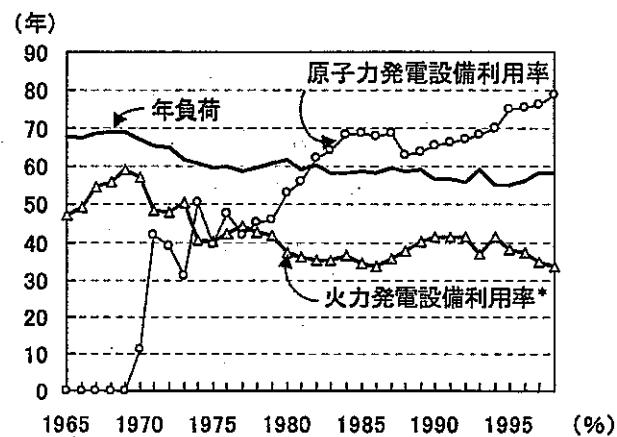


図5.2 負荷率および発電設備利用率の推移
(*EDMCエネルギー経済統計要覧に基づく JNC試算)

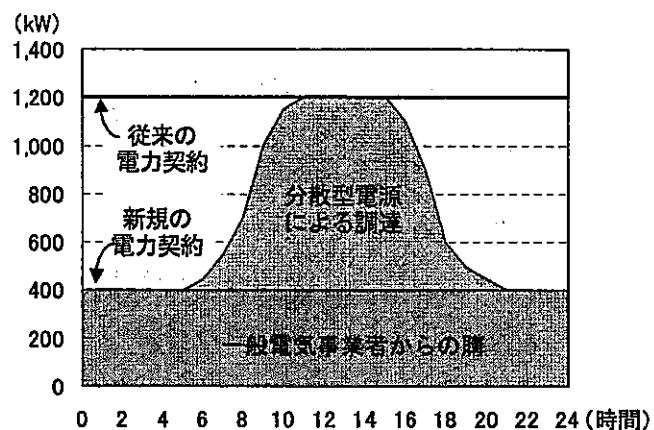


図5.3 電力需要者の分散型電源導入イメージ

*4 年平均利用率 = 年間発電電力量 / (発電設備容量 × 365 日 × 24 時間)

(2)共生にふさわしい分散型電源とは

電気事業の規制緩和により特定規模電気事業者等が電力産業に進出し、系統連結方式の分散型電源の商用化が始まった。一方、コーチェネレーションを目的とした自家用発電（オンサイト方式）については、電気主任技術者選任制度の撤廃（1,000kW 未満）や、マイクロガスタービン発電に係る電気主任技術者とボイラ・タービン主任技術者の選任制度撤廃（300kW 未満）によって人件費負担等の問題が回避され、分散型電源の選択肢が徐々に広がりつつある。

そこで、一般電気事業者の大規模集中型電源と分散型電源との共存性を探るため、系統連結方式の特定規模電気事業用発電およびオンサイト方式によるコーチェネレーションのメリットとデメリットを抽出し、その結果を基に一般電気事業への波及効果を整理した。なお、両方式とも電力コストの削減をセールスポイントにしていることから、ここではあえてメリットとして取り上げないで、それ以外の特徴をピックアップした。結果は以下の通り。

①系統連結方式

（メリット）

- ・ 特定規模電気事業用発電は稼働率が低い自家発電の活用や余剰電力の商品化に繋がる
- ・ 新規参入者は供給不足を電力取引で対処し、予備電源等の設備投資が抑制可能
- ・ 需要家に対するサービスは一般電気事業者と同様

（デメリット）

- ・ 一般電気事業者は新規参入者のバックアップ用に、自社供給分以外の予備電源を保持
- ・ 事業拡大時の課題（用地問題、補償問題、環境問題等）は一般電気事業と同様
- ・ 天災等で送配電機能が停滞した場合には連動的に停電する

②オンサイト方式

（メリット）

- ・ 一般電気事業者のピークカットおよび予備電源削減、送配電系統の低容量化に寄与する
- ・ 排熱利用による総合熱効率の向上が期待できるため、省エネルギー性に優れる
- ・ 燃料や冷却水の貯蔵により緊急時の電源として利用可能
- ・ 外部影響による停電事故が回避できる
- ・ 品質の高い電力が得られる

(デメリット)

- ・ 敷地内に発電設備や燃料・冷却水等のユーティリティ設備を設ける必要がある
- ・ 保安業務は外部委託可能であるが、設置者が防災意識を高める必要がある

また、一般電気事業者と大規模集中型電源への波及効果は次の様に整理される。

- i) ユニバーサルサービスを重んじた現行の電気事業法では、特定規模電気事業者等の新規参入者から電力供給が得られない需要家に対し、一般電気事業者が供給義務を負うこととしている。また、一般電気事業者は、新規参入者の電力供給不足分（30分以内±3%の同時同量未達分、常時バックアップ、事故時バックアップ）についても供給を行うこととされている。このバックアップは一般電気事業者と新規参入者あるいは需要家との接続供給約款に基づく行為であるが、一般電気事業者は独占禁止法により新規参入者や需要家の要請を受けざる得ない状況にある。したがって、系統連結方式と共生する場合、一般電気事業者は自社供給分以外の予備電源を確保しておく必要があるため、一般電気事業者にとっての経費削減効果は低いものと予想される。なお、一般電気事業者の新規事業としては、特定規模電気事業に対するコンサルティングやメンテナンス、バックアップ電力供給等の支援事業が考えられる。
- ii) オンサイト方式は、需要変動や外部影響に対して自立性が高い分散型電源であることから、大規模集中型電源との棲み分けを行うことにより、双方で経費削減が期待できるものと考える。また、電熱併給タイプのコーチェネレーションは、総合熱効率が従来の火力発電よりも高いため、温室効果ガスの排出抑制効果も期待される。一方、一般電気事業者の新規事業としては、系統接続方式と同様のコンサルティングやメンテナンス、ユーティリティ提供等の支援事業の他に、コーチェネレーションの開発や製造、設置事業等が考えられる。

(3) オンサイト電源と共同で描く大規模集中型電源のビジネスモデル例

前項では、分散型電源の導入に関連して想定される一般電気事業者の新規事業について触れた。ここでは、原子力を中核とした大規模集中型電源とオンサイト電源が共生した場合に想定されるビジネスモデル例を紹介する。

① 原子力製造水素による負荷平準化と CO₂削減

図 5.4 は現状の日負荷曲線に対する電源構成の一例である。現在、ベース負荷は原子力と大容量の石炭火力や LNG 火力で供給し、ミドル負荷については中容量の LNG 火力や石油火力で対応している。また、ピーク負荷は主に石油火力と揚水式水力等で補っている。一方、図 5.5 は電力部門で水素利用をイメージした電源構成

の概念である。原子力はベース負荷以上の規模を導入し、電力需要が低い時間帯に水素製造を行い、その水素をミドル負荷用の水素燃焼ガスタービン火力^{*5}ならびにピークカットに効果的な燃料電池や小型ガスタービン発電等のオンサイト電源に供給する。仮にオンサイト電源が主に化石燃料を用いる場合に生じ得る余剰水素は、ガスタービン火力における水素燃焼割合の変更、発電部門以外の燃料電池自動車用水素ステーションや化学工業への供給等が考えられる。この様な電源構成は負荷平準化とCO₂排出量削減に繋がるものと期待される。さらに、FBRは現行の商業用軽水炉に比べエネルギー効率が高く、使用済み燃料のリサイクルによりウラン資源の有効利用が図れるため、電力や水素といったCO₂フリーエネルギーの長期安定供給に適した原子力システムである。

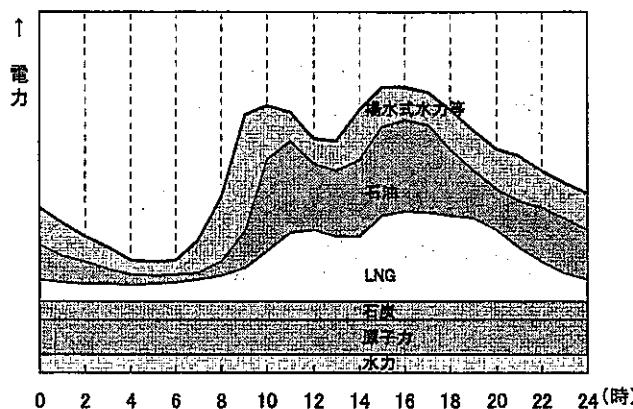


図5.4 電力の日負荷曲線と電源構成の例
(東京電力ホームページを参考に作成)

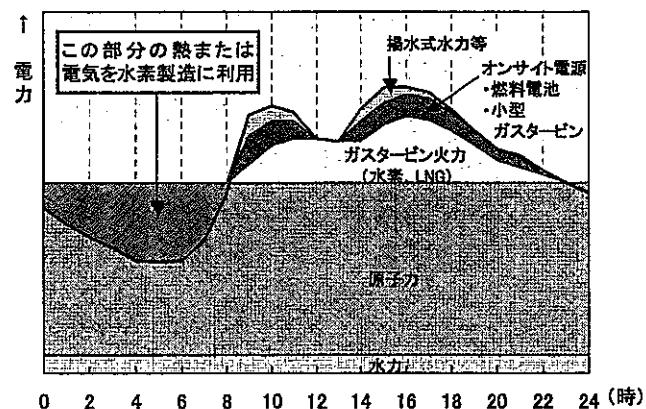


図5.5 将來の日負荷曲線と電源構成の
イメージ

②水素を中間媒体とした原子力利用

原子力水素プラントは、核熱エネルギーを二次エネルギー中間媒体として水素に変換し、この水素を需要先で燃焼熱や電力等に転換することにより、原子力プラントの運転温度を超える高温域から民生用の低温域に至る幅広い用途への熱供給や、送電系統が脆弱な地域における電力供給を可能にする。また、水素は燃焼時にCO₂を排出しないクリーンな流体燃料であるため、化石燃料による熱利用と異なり温暖化対策の上で極めて有効な熱源となる。

FBRを想定した原子力水素プラントの物質フローの検討結果をAPPENDIX-Bに示すと共に、本結果をベースに試算した代表的な熱利用事業（高温・中温・低温）での水素消費量、原子力水素プラントの導入規模に関する計算結果を以下に示す。

i) 高温利用産業

*5 関連技術は新エネルギー・産業技術総合開発機構、産業総合技術研究所、独立行政法人・海上技術安全研究所にて研究中

ここでは、産業部門の中でも比較的高温が要求され、国内の一次エネルギー供給量の約1%を消費しているセメント製造業（利用温度1450°C～1500°C）を想定し、1999年度の国内セメント生産量をベースとして年間水素消費量や原子力水素製造設備容量を概算する。

前提条件に用いたセメント製造のエネルギー原単位、国内生産量、代表プラントのエネルギー消費量等を表5.1に示す。また、敦賀セメント月産14万tを代表例として求めた年間水素消費量と、オンライン用の原子力水素製造設備容量を以下に記す。同じく国内のセメント生産量に基づいて算出した年間水素消費量と原子力水素製造設備容量を以下に示す。

- ・ オンサイト規模

水素消費量：約5万t/年 ($5,970 \times 10^6 \text{ MJ/年} \div 119.6 \text{ MJ/kg} \div 1,000 \text{ kg/t}$)

設備容量： 250MWe/基

($5 \text{ 万 t/年} \div 23 \text{ 万 t/年} \cdot \text{GWe} \div \text{利用率 } 0.9 \times 1000 \text{ MWe/GWe}$)

- ・ 国内必要規模

水素消費量：約240万t/年 ($285 \times 10^9 \text{ MJ/年} \div 119.6 \text{ MJ/kg} \div 1,000 \text{ kg/t}$)

設備容量： 約12GWe ($240 \text{ 万 t/年} \div 23 \text{ 万 t/年} \cdot \text{GWe} \div \text{利用率 } 0.9$)

表5.1 セメント製造業に係る前提条件と原子力水素製造設備の基本条件

項目	概要	条件
エネルギー原単位 ^{*1} (MJ/t-セメント)	全体 (セメント製造用) (自家発電用燃料) (購入電力原単位)	合計 3,554 (2,580) (619) (355)
国内生産量(万t/年)	1999年度実績	8,012 ^{*2}
セメント工場数	2000年4月現在	37
エネルギー消費量 ^{*3} (TJ/年)	例 敦賀セメント 月産14万t 国内全体 年間8,012万t	5,970 約 285,000
代替方法	化石燃料・購入電力を原子力製造水素で代替	
基準プラント	水電気分解型：約23万t-H ₂ /年·GWe (稼働率100%)	
その他	水素の真発熱量：119.6 MJ/kg	
備考	*1：(社)セメント協会HPより *2：総務省「日本の統計」平成12年度版より *3：JNC試算(=エネルギー原単位×年間生産量)	

ii) 中温利用産業

化学工業では300°C～500°C程度の温度を利用した製造プロセスが比較的多い。ここでは、化学工業の中で肥料や合成樹脂・接着剤等の原料として幅広い分野で利用されているアンモニア合成を想定し、水素需要量ならびに原子力水素プラント数、電源設備容量を概算する。

アンモニア合成プロセスでは、石油精製に伴うオフガス、あるいはLNGや石炭改質ガス等を原料ガスとして予め水素を製造し、この水素と窒素ガスを高温・高圧条件（温度約500°C、圧力最大約20MPa）で触媒反応させた後、減圧・冷却を行い製品化している。アンモニア合成プラントにおける原料ガスの消費量や製造エネルギーについては更に詳細な調査を必要とされるが、今回の評価では表5.2に示す想定条件の下で水素需要量や原子力水素製造設備容量を概算した。

・ 国内必要規模

水素需要量：約29.7万t／年 (NH_3 168.5万t／年 × 3 / 17)

設備容量： 約1.5GWe (29.7万t/年 ÷ 23万t/年·GWe ÷ 利用率0.9)

製造エネルギー供給用原子力設備容量：0.5GWt程度

$$= \frac{\text{エネルギー消費量} 7040 \times 10^6 \text{ MJ} \times 2.77778 \times 10^{-7} \text{ GW / MJ}}{(24^h \times 365^d \times \text{設備利用率} 0.9) \times \text{エネルギー効率} 0.5}$$

表5.2 アンモニア合成に係る前提条件と原子力水素製造設備の基本条件

項目	概要	条件
国内生産量（万t／年）	1999年度実績	168.5 (NH_3 100%換算) *1
水素需要量（万t／年）	窒素と水素のモル重量比より算出	29.7
エネルギー消費量 (TJ/年)	合計 (窒素製造*2) (アンモニア合成*3)	7,040 850 6,190
代替方法	水素製造及び窒素製造、アンモニア合成を核熱エネルギーで代替	
基準プラント	水電気分解型：約23万t-H ₂ /年·GWe (稼働率100%)	
その他	水素の真発熱量：119.6 MJ/kg	
備考	*1：総務省「日本の統計」平成12年度版より *2：水素エネルギー比で約2.4% *3：水素エネルギー比で約17.4% (*2,*3の想定値はWE-NETによる“水素のアンモニア化輸送・貯蔵増システム”的平成8年度検討値を基にJNCにて外挿)	

iii) 低温利用事業

低温を利用した代表的な事業に地域熱供給事業がある。(財)日本熱供給事業協会による地域熱供給事業の定義は、「1ヵ所または数ヵ所のプラントから複数の建物に配管を通して、冷水・蒸気(温水)を送って冷房・暖房等を行うこと」とされ、熱供給事業法では以下の要件を全て満たすこととしている。

- ・ 需要：一般の需要
- ・ 規模：加熱能力 21GJ/以上(約 5.8MW 以上)
- ・ 供給数：複数の建物
- ・ 事業者：需要家と資本関係の無い第三者、または自家使用にならない事業者

また、同協会の会員データによると、国内では 91 社が全国 148 地区で熱供給事業に着手しているとされている(2001 年 8 月現在)。このような地域熱供給事業の振興を図るため、国では新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)が環境調和型エネルギー・コミュニティ形成促進事業として、コーチェネレーションによる大規模な地域熱供給施設の建設に助成を行っている。NEDO の補助による代表的な地域熱供給事業を表 5.3 に示す。表中の熱供給事業では、主に LPG や夜間電力を熱源に使用しており、各事業毎の規模は約 20~400MW 程度である。図 5.6 は延床面積当たりの供給規模を比較したものであるが、最小は神戸市中央区の約 0.2MW/万m²から最大は東京都青山の約 6.4MW/万m²まで幅があり、平均では約 2.9MW/万m²程度(横浜みなとみらい地域、名古屋市中村区 2、横浜市西区相当)となっている。供給する温熱や冷熱、電力規模のバラツキは、供給面積はもとより主たる供給対象施設(店舗、オフィス、病院、住宅等)や地域性等の熱供給事業のコンセプトの違いによるものと理解される。

仮に実験炉「常陽」140MWt 規模の熱出力で供給可能な延床面積は、電力供給と排熱利用の総合熱効率を 70% 程度(新宿南口東地区熱供給事業の総合熱効率 69% を参考)とし、前出の平均値 2.9MW/万m²を用いて約 34 万m²(=140MWt × 0.7 ÷ 2.9 MW/万m²)と計算され、名古屋市中村区 2 や横浜市西区の熱供給事業相当あるいは茨城県庁^{*6}の約 2.7 倍相当になる。

また、前出の熱供給事業所で水素を燃料に用いた場合の年間消費量、ならびに必要な原子力水素製造設備容量(水電気分解型)を試算すると、それぞれ約 0.4 万t/年~約 9.1 万t/年、約 19MWe~477 MWe と推定された。試算条件と推定結果を表 5.4 に示す。

*6 茨城県庁 HP より、行政庁舎 8.14 万m²、県議会議事堂 1.62 万m²、県警察本部庁舎 2.49 万m²、福利厚生棟 0.32 万m²

表 5.3 NEDO の助成制度による大規模地域熱供給事業の代表例

補助事業者	規模	供給面積	事業の特徴
みなとみらい21 热供給㈱ T·R·Y90 事業者組合 三菱地所㈱、日揮㈱、横浜市	温熱：205 MW 冷熱：183 MW 電力：12,300 kW	区域面積： 約 90 ha 延床面積： 約 144 万 m ² (H11.7 現在)	横浜市西区みなとみらい開発地域 民生用として国内最大級 コージェネ レーション施設
品川熱供給㈱、 興和品川開発㈱ みなと都市開発㈱、(㈱)大林組	温熱：27 MW 冷熱：34 MW 電力：4,000 kW	区域面積： 約 12 ha 延床面積： 約 34 万 m ² (H11.7 現在)	東京都品川東口再開発地域 業務施設中心の複合開発。昼間電力の ピークカットを図る都市型システム
東京ガス㈱	温熱：16 MW 冷熱：12 MW 電力：1,500 kW	区域面積： 約 5 ha 延床面積： 約 13 万 m ² (H11.7 現在)	東京都大田区鎌田5丁目東地域 オフィス棟と区民ホールの組合せ
名古屋熱供給㈱ ジェイアールセントラルビル㈱	温熱：42 MW 冷熱：61 MW 電力：4,500 kW	区域面積： 約 15 ha 延床面積： 約 54 万 m ² (H11.7 現在)	名古屋市中村区各駅一丁目周辺地域 1 JR セントラルタワーズを中心とした大規 模な地域熱供給
東邦ガス㈱	温熱：37 MW 冷熱：30 MW 電力：3,000 kW	区域面積： 約 3 ha 延床面積： 約 24 万 m ² (H11.7 現在)	名古屋市中村区各駅南一丁目周辺地域 2 コージェネ地域冷房の導入
横浜熱供給	温熱：53 MW 冷熱：60 MW 電力：2,000 kW	区域面積： 約 7 ha 延床面積： 約 41 万 m ² (H11.7 現在)	横浜市西区横浜駅西口周辺地域 コージェネ地域冷房の導入
マイカル小樽エネルギー供給㈱	温熱：36 MW 冷熱：21 MW 電力：19,280 kW	区域面積： 約 13 ha 延床面積： 約 20 万 m ² (H11.7 現在)	小樽築港小樽ベイシティ開発地域 ホテル、商業施設、住宅等を対象とする寒 冷地適合の国内最大コージェネ施設
渋谷熱供給㈱、 帝都高速度交通営団 東急電鉄㈱、京王電鉄㈱	温熱：11 MW 冷熱：13 MW 電力：1,000 kW	区域面積： 約 4ha 延床面積： 約 14 万 m ² (H10.2 現在)	東京都渋谷区道玄坂一丁目周辺地域 駅ビルを中心とする副都心渋谷駅周辺で 最初の熱供給事業
諒訪エネルギーサービス㈱	温熱：12 MW 冷熱：4 MW 電力：3,000 kW	区域面積： 約 5.4 ha 延床面積： 約 4 万 m ² (H10.2 現在)	長野県諒訪市湖岸通り5丁目周辺地域 病院や老人健康施設等を対象とした特定 電気事業と地域熱供給事業
コスモスクエア熱供給㈱ ㈱神戸国際会館	温熱： 6 MW 冷熱： 9 MW 電力： 840 kW	区域面積： 約 21 ha 延床面積： 約 75 万 m ² (H10.2 現在)	神戸市中央区御幸通り8丁目周辺地域 コージェネ排熱と夜間電力利用の蓄熱シ ステムをもつ地域熱供給事業
㈱ユースジェイ 大阪ガス㈱ 大阪此花臨海熱供給㈱	温熱：35 MW 冷熱：40 MW 電力：5,000 kW	区域面積： 約 60 ha 延床面積： 約 30 万 m ² (H10.12 現在)	神戸市此花区土地区画整理事業他 大規模コージェネによるユニバーサルジ ャパン地区への地域熱供給事業
DHC 新宿㈱	温熱：22 MW 冷熱：31 MW 電力：3,000 kW	区域面積： 約 5ha 延床面積： 約 24 m ² (H8.10 現在)	東京都新宿南口東地区 大規模商業用施設への熱供給事業 (総合効率：計画地 69%)
三菱商事㈱	温熱：44 MW 冷熱：60 MW 電力：5,000 kW	区域面積： 約 6ha 延床面積： 約 17 万 m ² (H10.2 現在)	東京都青山 業務施設中心の複合開発。大規模コージェ ネと大規模氷蓄熱による地域熱供給

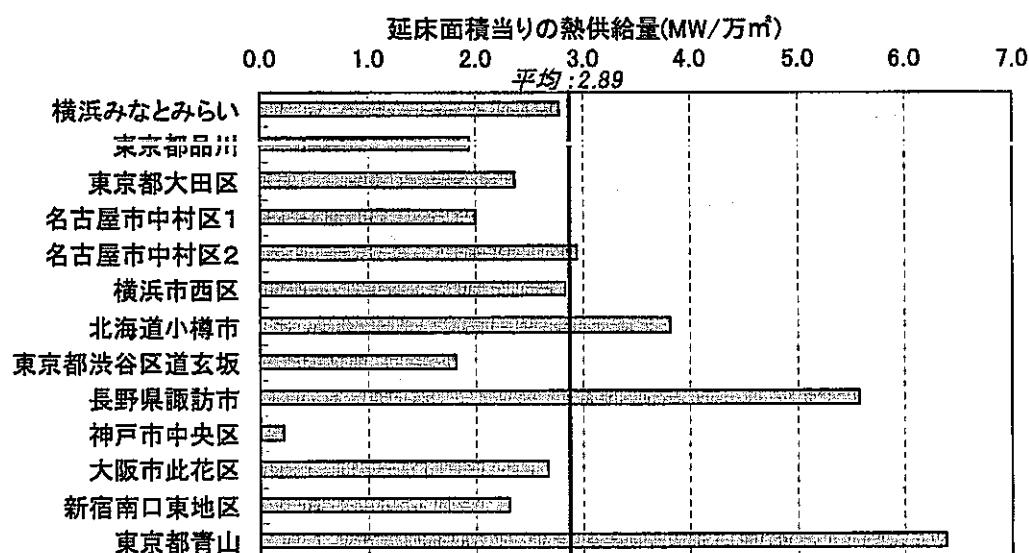
図 5.6 地域熱供給事業における延床面積当りのエネルギー供給量
(NEDO 公表値に基づく JNC 試算)

表 5.4 水素を熱源とした場合の年間水素消費量と原子力水素製造設備容量の試算結果

熱供給事業地域	出力と水素換算量		消費条件の仮定と年間水素消費量			原子力水素製造設備	
	MW	Kg/h	総合効率 %	年負荷率 %	消費量 t/y	利用率 %	容量 MW
横浜みなとみらい	400	12,025	70	65	97,817	90	477
東京都品川	65	1,968	70	65	16,012	90	78
東京都大田区	30	899	70	65	7,314	90	36
名古屋市中村区 1	108	3,247	70	65	26,412	90	129
名古屋市中村区 2	70	2,106	70	65	17,133	90	84
横浜市西区	115	3,452	70	65	28,077	90	137
北海道小樽市	77	2,320	70	65	18,870	90	92
東京都渋谷区道玄坂	25	751	70	65	6,110	90	30
長野県諏訪市	20	587	70	65	4,777	90	23
神戸市中央区	16	491	70	65	3,992	90	19
大阪市此花区	80	2,412	70	65	19,616	90	96
東京都新宿区南口	56	2,351	70	65	19,126	90	93
東京都青山	110	3,304	70	65	26,876	90	131
備考	<ul style="list-style-type: none"> ・水素量換算は真発熱量 119.6 MJ/kg による ・総合効率、年負荷、設備利用率は現実的な範囲での想定条件 ・原子力水素製造設備は水電気分解方式 年間水素製造量約 23 万 t/年・GW_e (100%) 						

6. 革新的小型炉について

ここでは、大規模集中型電源の中核を担う大型の原子力発電プラントに対し、分散型原子炉の位置付けで電力供給や熱供給を目的とした革新的小型炉の研究概要を紹介する。

6.1 小型炉の定義と研究概要

(1)定義

東工大の加藤氏の論文^[15]では IAEA の定義を引用しており、それによると小型炉は 300MWe 未満、中型炉は 300MWe~700MWe までの範囲とされている。また、150MWe 以下については超小型炉、700 MWe 以上は大型炉と区分されている。

(2)米国の研究概要^[16]

日本原子力産業会議発行の原子力年鑑 2001 年度版によると、第 4 世代炉計画の候補概念の一つに挙げられている革新的小型炉は、運転員の操作を必要としない受動的安全機能の導入や、設備の簡素化ならびに運転方法の単純化を設計コンセプトに据えている。この様な受動的安全性を高めたプラント設計は、1978 年を最後に原子力発電所の新規建設が途絶えた米国で着手され、1980 年代から 1990 年代にかけて SBWR (GE 社)、AP-600 (WH 社) に代表される革新的軽水炉の研究開発が進められた。また、高速増殖炉の代表例としては、GE 社が設計研究を実施した固有安全モジュール型動力炉 PRISM (Power Reactor Inherentry Safe Module) 425MWt/module がある。現在、米国の小型炉開発目標の一つとして、核不拡散性を考慮し、燃料交換を行うことなく長期運転が可能であることが要求されている。

(3)国内の研究開発状況

ここでは電中研の木下氏による論文^[17]を基に、国内における小型炉や革新炉の研究について概括する。国内では、一次系配管を削除した軽水炉タイプの一体型小型炉が原研、三菱重工、電中研等で研究されている。また、長期サイクル運転を目指した小型炉としては、東芝の LSBWR (Long operating cycle Simplified BWR) 15 年以上、日立の SSBWR (Safe and Simplified BWR) 20 年がある。原研ではビルの温熱・冷熱用として熱出力 1MW の小型熱供給炉 (MR-1G) や、地域熱供給を目的とした熱出力 100MW の熱供給炉 (MR-100G)、水素製造や高温熱利用、ガスタービン発電等の多目的利用を想定したガス冷却炉の研究を進めている。小型高速炉については、電中研が国内の先陣を切って 4S 炉 (液体金属ナトリウム強制循環方式、出力 50MWe) 概念を打ち出し、実用炉としての改良設計に取り組んでいる^[18]。サイクル機構では、炭酸ガスおよびヘリウムを用いたガス冷却高速炉、ナトリウムや鉛ビスマスを用いた液体金属高速炉の検討を行っている。一方、東工大の鉛ビスマス冷却型自然循環炉 LSPR (LBE-Cooled Long-Life Safe Simple Small Portable

Proliferation-Resistant Reactor) 53MWe は、開発途上国に船舶輸送し、寿命後は自国に持ち帰るという具体的コンセプトが設定されている。

6.2 小型炉の導入効果

ここでは、原電常任監査役山崎氏による小型炉の導入効果を概括する^[19]。

①事業性

- ・投資リスクの低減、設備投資の早期回収
- ・エネルギー需給形態の多様性に柔軟に対応可能（電力生産、熱供給）

②経済性（コスト高の補填因子） → 総合的な経済性で評価

- ・送電コストおよび送電ロスの軽減
- ・自動加工の採用、量産効果によるコスト低減
- ・稼働率（信頼性）向上および総合熱効率向上による增收

③安全性

- ・単純化システムによる信頼性向上
- ・固有安全機能を柱とする堅牢なシステム
- ・規格化した安全基準による品質保証

④社会的受容性

- ・分かり易い安全機能
- ・地域産業との密着化
- ・核不拡散性の向上

6.3 小型炉開発の課題

国内の小型炉開発では、エネルギー利用形態に合わせて運転温度や出力規模を設定しているため、様々な仕様の小型炉が出現している。このようにニーズと直結させた製品開発のアプローチは家電産業や自動車産業では成功しているが、原子炉開発への適用が合理的かどうか考える必要がある。

(1) 家電製品や自家用車の場合

家電製品や自家用車は、掃除、洗濯、情報入手、冷暖房、照明、移動等の目的を達成する手段であると同時に、肉体的・精神的・時間的・経済的な制約を緩和する付加価値をもたらすために受け容れられていると理解する。家電メーカーや自動車メーカーでは、この付加価値を機能で差別化した複数の製品を用意してユーザー獲得に努力している。また、ユーザーが家電製品や自家用車を購入する場合、同じ目的を果たす他の手段（例えば掃除機：モップ、テレビ：新聞・雑誌、洗濯機：コインランドリー、自家用車：公共交通機関）との比較や目的自体をあまり意識せずに、購入時点あるいは数年先の利用状況を想定して仕様を絞り、機能と価格が折り合う製品を購入するパターンが一般的と思われる。購入した製品は、利用者の家族構成

や価値感の変化、維持費増加等の理由から数年後に買い替えが行われるケースが少なくない。家電製品や自家用車等の耐久消費財はユーザーのニーズ変化で容易にリプレイスできることから、メーカー側もニーズ変化に即した製品開発でシェアの維持・拡大を図っている。

(2) 原子力プラントの場合

一方、電力や熱を消費するエンドユーザーは、エネルギー源が小型炉であれガスタービンコージェネレーションや燃料電池であっても一向に構わず、目的とする電気や温熱・冷熱を合理的なコストで安定かつ任意に利用できることを期待している。このような要求に対して小型炉の運転性能や経済性が他の手段よりも特段に優れている場合は別として、ガスタービンコージェネレーションや燃料電池等の分散型システムと競合し得るか評価する必要がある。さらに、国内では小型炉の付加価値とされる都市近郊立地の実現性、ニーズ変化に対する柔軟性、系統連結による大規模集中型電源との併存の可能性（分散型電源の系統連結は、P.7 に既述した技術的課題があるとされているため）についても検討が必要である。

とくにニーズ変化に対する柔軟性については、原子力プラントは比較的長い耐用年数で原価償却を行うことや、規模の大小を問わず放射性物質を内包しているため、他の分散型システムに比べ劣ると考えられる。したがって、小型炉導入時の最終エネルギー利用形態を意識して運転条件やプラント規模を設定した場合、例えば電力と熱の供給割合や温度レベル、設備容量等が耐用期間中に変更できないケースも想定されるため裕度を持たせた設計が望まれる。さらに原子力と他の分散型プラントあるいは家電製品、自動車等と大幅に異なる点は、導入後数十年に渡って健全に運用するためプラント寿命を迎えるまで消耗品や交換部品等をストックしておく必要があることから、モデルチェンジが難しいことを念頭におくべきと考える。

(3) 小型炉開発への提案

原電の山崎氏によれば、小型炉のコスト・デメリットは量産効果によって改善できると見込まれている^[19]。この量産効果を最大限発揮するためには、小型炉の仕様について標準化を図り、エネルギー供給形態が異なる小型炉同士でも原子炉冷却系の部品レベルまで共通化すると共に、火力発電や化学プラントで使用されている一般産業用部材を厳密な自主規格と品質管理の下で採用し、合理化と一般産業技術の積極的な活用によるコストダウンを提案する。また、性能面においては、タービン中段から一旦抽気した蒸気を再加熱後にタービンへ導く再熱蒸気サイクルの採用で高効率化が期待される。再熱蒸気サイクルによるコスト増加については、一般産業用の部材と加工技術を導入したコストダウン効果で相殺される可能性がある（本案は小型炉のみならず中大型炉にも共通した対応策である）。

一方、標準化仕様を採用した小型炉の多目的利用を図るには、冷却材の熱エネル

ギーを駆動系や他の熱媒体に伝達するための機能別ユニット（発電用、熱供給用、電熱併給用、淡水化用、水素製造用、船舶動力用等）を、ニーズに応じて選択する方法が考えられる。なお、標準化仕様の導入によって生じ得る運転条件や設備容量等の制約を考慮して、次の様な導入例が考えられる。

① コージェネレーションとの棲み分け案

小型炉の電熱併給システムについては、固体高分子型燃料電池やガスタービン等のコージェネレーションが範疇としている設備容量や温度条件と棲み分けを行い、他のエネルギー源との共生を通して冒険的な設計を回避し、これまでの大型炉開発で培われた既往技術を最大限応用して早期導入を目指す。

例えば民生部門における低容量の発電や低温利用については、固体高分子型燃料電池やマイクロガスタービンの利用を優先し、産業部門で想定される 100MWe 前後の発電プラントや 500°C を超える熱利用については水素ガスタービンコージェネレーションを優先する。小型炉は、これらの分散型システムで消費する水素供給や電力系統を利用したバックアップ電源として補完的な役割を担う用途が考えられる。なお、小型炉の設備容量および冷熱・温熱供給規模の設定方法や、小型炉による水素製造量の参考例を次項以降に示す。

② 発電設備容量の試算例

例えば政令指定都市以外で人口 30 万人以上の中核市⁷を想定した場合、小型炉の発電設備容量 Q は、次式より約 540MWe (負荷率 70% 時)、約 470MWe (負荷率 80% 時) と求まり、概ね 250MWe × 2 基あるいは 500 MWe 相当 1 基の組合せが考えられる。

$$Q = \frac{N_P \times P_E}{(24^h \times S_L)} \doteq 540MWe$$

ここで、N_P：中核市 28 市の平均人口 (515 千人)

P_E：国民一人当たりの 1 日の平均電力消費量 (17.63kWh/人・日)

S_L：負荷率 (パラメータとして 70%、80% を採用)

一方、海外については、IIASA/WEC '98 の小型原子炉普及シナリオに関する分析・検討結果 (APPENDIX-C) に基づいて評価した場合、電力供給用小型炉は中東欧、アフリカ、南アジアを中心に導入が期待され、2100 年時点では人口 100 万人の都市当たり 50MWe～400MWe 程度の導入が見込まれる結果を得た。また、淡水処理用は太平洋 OECD 地域以外の 100 万都市で 150MWe～300MWe 程度の導入が見込まれた。電力供給と淡水処理用の合計量で見た場合、導入規模が比

*7 : 旭川市、秋田市、郡山市、いわき市、川越市、宇都宮市、八王子市、横須賀市、新潟市、富山市、金沢市、長野市、岐阜市、静岡市、浜松市、豊橋市、豊田市、岡崎市、堺市、高槻市、姫路市、奈良市、和歌山市、岡山市、倉敷市、福山市、高松市、松山市、高知市、長崎市、熊本市、大分市、宮崎市、鹿児島市

較的低い中東・北アフリカ地域では約 250MWe、導入規模が高い南アジア地域では 600MWe 程度の規模と推計される。

③ 冷熱・温熱供給量規模の試算例

前記の試算結果による電気出力 250MWe のプラントを代表例として、発電効率 40%、排熱を利用した総合熱効率 70%と仮定した場合、 $250 \times (0.7 \div 0.4 - 1)$ より約 187MW_t の熱利用が見込まれる。また、熱供給延床面積は、前出の図 5.6 で紹介した地域熱供給事業における延床面積当りの平均熱供給量 2.9MW／万m² を用いて約 150 万 m² と計算され、表 5.3 に示した東横浜市西区みなとみらい開発地域（約 144 万 m²）相当がカバーできるものと予想される。

④ 水素製造量の試算例

i) 250MWe プラント、水電気分解法

ここでは、小型炉による水素製造量を紹介する。小型炉の規模は電気出力 250MWe（発電効率 40%）、水素製造方法は水電気分解法とし、原子炉冷却系ならびに水素製造プロセスの稼動率は 90%と仮定した。この場合の年間水素製造量は、1 GWe 当りの年間水素製造量（稼働率 100%）22.78 万 t/GWe・年を用いて $22.78 \text{ 万 t/GWe} \cdot \text{年} \times 0.25 \times 0.9$ より約 5 万 t/年と試算される。また、250MWe の水素製造プラントで供給可能な水素搭載型燃料電池自動車台数は、水素燃料電池自動車 1 台当りの年間エネルギー消費量を 10.8GJ/台・年（水素発熱量 8.33MJ/L^[20] × 年間平均走行距離 1 万 km/台 ÷ 乗用車の燃費 7.7km/L^[21]）と仮定した場合、年間水素製造量 5 万 t/年 × 水素真発熱量 119.6GJ/t ÷ 年間エネルギー消費量 10.8GJ/台・年より約 55 万台と計算される。さらに、貯蔵や充填によるロスを過大に 1 割程度と見積もっても 50 万台程度が見込まれる。この約 50 万台は、平成 11 年度における茨城県の乗用車保有台数約 153 万台^[22] のほぼ 1/3 に相当する。

ii) 250MWe プラント、低温水蒸気改質法

ここでは、小型炉の規模は熱出力 625MWt（発電効率 40%と仮定した場合 250MWe 相当規模）、水素製造方法は低温水蒸気改質法とし、原子炉冷却系ならびに水素製造プロセスの稼動率は 90%と仮定した。この場合の年間水素製造量は、2500MWt（1GWe 相当規模）当りの年間水素製造量（稼働率 100%）69.2 万 t/GWe・年を用いて $69.2 \text{ 万 t/GWe} \cdot \text{年} \times 0.25 \times 0.9$ より約 15.6 万 t/年と試算される。また、625MWt（250MWe 相当）の低温水蒸気改質型水素製造プラントで供給可能な水素搭載型燃料電池自動車台数は、水素燃料電池自動車 1 台当りの年間エネルギー消費量を 10.8GJ/台・年（水素発熱量 8.33MJ/L × 年間平均走行距離 1 万 km/台 ÷ 乗用車の燃費 7.7km/L）と仮定した場合、年間水素製造量 15.6 万 t/年 × 水素真発熱量 119.6GJ/t ÷ 年間エネルギー消費量 10.8GJ/台・

年より約 173 万台と計算される。さらに、貯蔵や充填によるロスを過大に 1 割程度と見積もっても 155 万台程度が見込まれ、平成 11 年度における茨城県の乗用車保有台数約 153 万台にはほぼ相当する。なお、低温水蒸気改質法で原料ガスに用いるメタンガス量は年間 31 万 t 程度と見込まれ、この消費量は平成 11 年度における茨城県の都市ガス販売量約 16 万 t のほぼ 2 倍に相当する。

iii) 高速実験炉「常陽」140MWt による水素製造量

ここでは、高速実験炉「常陽」140MWt で水素製造を想定した場合の水素製造量を紹介する。水素製造方法は、水電気分解法（発電効率 40% と仮定）と低温水蒸気改質法の二つの方式について検討する。また、水素製造量は 250MWe (625MWt) の結果を基に比例計算により算出する。水電気分解法による水素製造量は、約 5 万 t/年 × 140MWt ÷ 625 MWt にて約 1 万 t/年と推計される。また、低温水蒸気改質法による水素製造量は、約 15.6t/年 × 140MWt ÷ 625 MWt より約 3.5 万 t/年と計算され、同じくメタンガス消費量は約 7 万 t/年と推計される。

一方、水素搭載型燃料電池自動車への供給台数は、貯蔵や充填によるロスを 1 割程度と仮定すると、水電気分解法では約 11 万台、低温水蒸気改質法では約 35 万台と見積もられる。

iv) 水素搭載型燃料電池自動車による CO₂削減効果

ここでは、前記 a) ~c) で求めた水素搭載型燃料電池自動車への供給台数（約 50 万台、約 155 万台、約 11 万台、約 35 万台）を基に、運輸部門における CO₂ 削減量を試算する。想定条件としては、年間平均走行距離 1 万 km/台、平均燃費 8.3km/L、ガソリンの真発熱量 8,400kcal/L、CO₂ 排出係数 0.7658kg-C/10⁴kcal の自家用ガソリン車を想定する。

ガソリン車 1 台当りの年間 CO₂ 排出量は、年間平均走行距離 ÷ 平均燃費 × 真発熱量 × CO₂ 排出係数より炭素換算で約 775kg-C /年と計算され、二酸化炭素換算量では $775 \times 44 \div 12$ より概ね 2,842kg-CO₂ /年となる。よって、先の水素搭載型燃料電池自動車供給台数分の年間 CO₂ 排出量は、二酸化炭素換算量でそれぞれ約 142 万 t-CO₂ /年、約 441 万 t-CO₂ /年、約 31 万 t-CO₂ /年、約 99 万 t-CO₂ /年となり、この分が運輸部門で削減が見込まれる。

参考までに国内の全車両が水素搭載型燃料電池自動車に移行した場合の CO₂ 削減量は、化石燃料系の内燃機関型車両が現在と同様のシェアを維持するケースとの比較では約 3,900 万 t-C ~ 6,000 万 t-C と試算された（2050 年～2060 年頃）^[23]。

なお、前記 i)~iv)までの各計算結果を表 6.1 に示す。

表 6.1 小型炉および高速実験炉「常陽」クラスを想定した水素製造量

小型炉熱出 力 (MWe)	水素製造方式	水素製造量* ¹ (万 t-H ₂ /年)	燃料電池自動車水素 供給台数* ² (万台)	二酸化炭素削減量* ³	
				万 t-C	万 t-CO ₂
625	水電気分解法	5.1	50	39	142
625	低温水蒸気改質法	15.6	155	120	441
140	水電気分解法	1.1	11	8.5	31
140	低温水蒸気改質法	3.5	35	27	99
備考	*1 発電効率 40%、設備利用率 90% *2 水素の貯蔵・充填ロスの仮定 10% *3 自動車走行データ：EDMC エネルギー・経済統計要覧 2000 年版掲載データに基づく JNC 試算 ガソリンの CO ₂ 排出係数：環境庁資料「二酸化炭素排出量調査報告書」より				

7. まとめ

原子力の多目的利用方策の検討に当り、今日の大規模集中型電源が形成された背景や一般電気事業者が直面している課題をはじめ、近年注目されている分散型電源の導入状況、固体高分子型燃料電池やマイクロガスタービン等のオンサイト電源が大規模集中型電源にもたらす影響、小型炉開発の取り組み方について幅広く調査・検討を行った。調査・検討結果の概要を以下に記す。

(1) 一般電気事業者を取り巻く情勢

環境問題への対応が世界の潮流になっている中で、電気事業者はエネルギー効率の維持、電力自由化に対する効率的経営、ユニバーサルサービスの継続といった相互に矛盾する課題の同時達成が期待されており、電気事業者を取り巻く情勢は厳しい状況にある。

(2) 分散型電源が大規模集中型電源にもたらす影響

① 系統連結方式（特定電気事業用発電、自然エネルギー発電）

系統連結方式と共生する場合、一般電気事業者は自社供給分以外の予備電源を確保しておく必要があるため、一般電気事業者にとっての経費削減効果は低いと予想される。

② オンサイト方式（コージェネレーション自家発電）

オンサイト方式は需要変動や外部影響に対して自立性が高い分散型電源であることから、大規模集中型電源との棲み分けを行うことにより予備電源の削減が見込まれるため、双方でコスト低減が期待される。

(3) オンサイト電源と共同で描く原子力利用のビジネスモデル

① 原子力製造水素による負荷平準化と CO₂削減

ベース負荷以上の規模で原子力を導入し、余剰電力で製造した水素をピークカット用の燃料電池やマイクロガスタービンで消費し、負荷平準化と CO₂削減を図ることを提案した。また、FBR は現行の商業用軽水炉に比べエネルギー効率が高く、使用済み燃料のリサイクルによりウラン資源の有効利用が図れるため、電力や水素等の CO₂フリーエネルギーの長期安定供給に適している。

② 水素を中心とした原子力利用

核熱エネルギーを二次エネルギー中間媒体として水素に変換し、この水素を需要先で燃焼熱や電力等に転換して、原子力プラントの運転温度を超える高温域から民生用の低温域に至る幅広い用途への熱供給の可能性を提案した。また、高温利用産業（セメント製造）、中温利用産業（アンモニア製造）および低温利用事業（地域熱供給）における水素消費量を試算し、それぞれの用途における原子力水素製造設備容量を概算した。ちなみに、1999 年度の国内セメント生

産量に基づく必要規模は約 12GWe 相当（発電設備等価換算）、同じく 1999 年度の国内アンモニア生産量に基づく必要規模は約 2GWe 相当と試算された。

(4) 小型炉開発の取り組み方

革新的小型炉の研究状況を概括すると併に、小型炉開発で想定される課題や標準化仕様の必要性を提案した。また、小型炉の導入例について検討を行い、国内の発電用は人口 30 万人以上の中核市をモデルにした場合には、平均で 250MWe×2 基程度が見込まれた。同じく国外の発電用は人口 100 万人の都市当りで約 50～400 MWe、淡水処理用は 150～300 MWe 程度、熱供給用は欧州および旧ソ連圏を主体に 150～500 MWe 程度と概算された。これらのニーズを考慮して小型炉の単基容量は 250 MWe/基程度がイメージされる。

8. おわりに

本研究では、FBR サイクル実用化戦略調査研究における FBR 導入シナリオの構築の一環として、将来の原子力利用の在り方を探るため、エネルギー産業や電気事業が直面している課題（エネルギー政策目標の多様化、環境問題、規制緩和）について調査・整理を行った。また、系統電力の需要低下の要因の一つになっている分散型電源は、今後も導入規模が拡大していくと予想されることから、水素需給による原子力と分散型電源との共生策等について検討を行った。

水素を中間媒体とした原子力と分散型電源のビジネスモデルは負荷平準化と CO₂削減が期待されるため、引き続き電源構成の具体化をはじめ、FBR 導入規模、負荷率および CO₂削減量等について定量分析・評価を行う予定である。

9. 謝辞

本報告書のまとめにあたり、有益なコメントを頂いた大洗工学センター要素技術開発部リスク評価研究グループの遠藤氏に対して、ここに心から謝意を表します。

10. 参考文献

- [1] 「今後のエネルギー政策について」, 総合資源エネルギー調査会 総合部会／需給部会, 平成 13 年 7 月
- [2] 「国際協調のための経済構造調整研究会報告書」, 1986 年 4 月
- [3] 「経済改革研究会（平岩研）報告書」, 1993 年 12 月
- [4] 「第 30 回エネルギー夏期大学配布資料－規制緩和とエネルギー産業の将来－」, 日本エネルギー経済研究所
- [5] 総合資源エネルギー調査会 第 2 回電気事業分科会（平成 13 年 12 月 7 日）
- [6] 共同通信経済ニュース速報 2002 年 1 月 21 日
- [7] 電気新聞 2002 年 1 月 18 日付
- [8] 「創立 50 周年記念 火力原子力発電 50 年のあゆみ」, 火力原子力発電技術協会, p. 25～p. 31 を要約, 平成 12 年 10 月 15 日発行
- [9] 「電気事業における環境行動計画」のレビューについて, 電気事業連合会, 2001 年 9 月 14 日付
- [10] 電気新聞 第 24526 号 (2001 年 12 月 3 日付)、1 面
- [11] 読売新聞 2001 年 12 月 15 日付、8 面
- [12] 季報エネルギー総合工学“パネルディスカッション、小型分散電源への期待と普及課題”, 第 23 卷 第 3 号 (2000)
- [13] 京都新聞 2001 年 1 月 31 日付, 共同通信配信
- [14] 電気料金研究会編著, “新版 市民の電気料金 制度改革とその仕組み”, p. 29, 電力新報社(1999)
- [15] 東工大・加藤恭義、“革新的小型炉の開発”, 日本原子力学会誌, Vol. 43, No. 11 (2001)
- [16] 原子力年鑑 2001 年, 日本原子力産業会議
- [17] 電中研 木下泉、“日本における革新的原子炉の研究開発動向”, 原子力 eye, Vol. 48, No. 1 (2002 年 1 月)
- [18] 電中研 植田伸幸、“電中研における革新的小型炉原子炉の研究開発”, 原子力 eye, Vol. 48, No. 1 (2002 年 1 月)
- [19] 原電 山崎亮吉、“革新的原子炉の研究開発動向”, エネルギーレビュー, 2000 年 8 月号
- [20] 季報「エネルギー総合工学」, Vol. 23, No. 3, P62
- [21] 季報「エネルギー総合工学」, Vol. 23, No. 2, P9
- [22] 総務省、「日本の統計」平成 12 年度版より
- [23] 篠田佳彦、大滝明、小藤博英他：“総合評価技術検討書－実用化戦略調査研究(フェーズ I)成果報告－”, JNC TN9400 2001-061, (2001. 3)

APPENDIX-A

「都道府県別年間電力使用状況」

図 A-1 都道府県別年間電力使用量(1999 年度)

図 A-2 都道府県別一人当たりの 1 日平均電灯・電力使用量

図 A-3 都道府県別発電設備容量の試算(設備利用率 80%一定)

上記の図は、総務省、統計局・統計センターのホームページにおける公開データ(1999 年度実績)を基に、当サイクル機構で計算と作図を行った。

出典:総務省、統計局・統計センターホームページ

<http://www.stat.go.jp/data/nihon/index.htm>

原典:(財)日本統計協会、日本の統計 2001 年度版

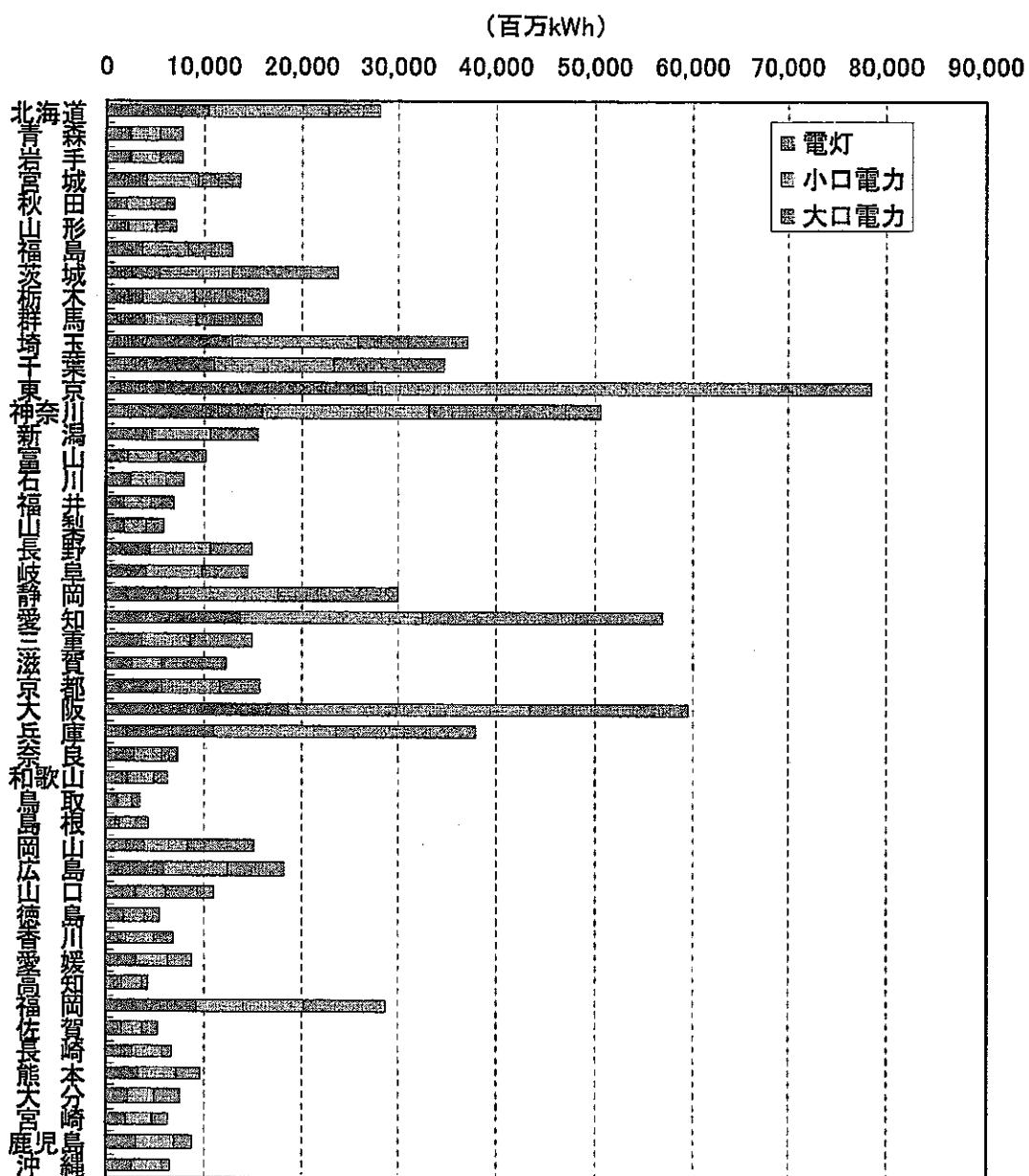


図 A-1 都道府県別年間電力使用量（1999 年度）

- (備考) ・対象は一般電気事業者供給分
- ・電灯 一般家庭、街灯などの低圧電力
 - ・小口電力 商店の動力や小規模工場などの需要 (500kW 未満)
 - ・大口電力 大規模工場や鉄道の動力・熱源などの需要
(500kW 以上 2000kW 未満、2000kW 以上がある)

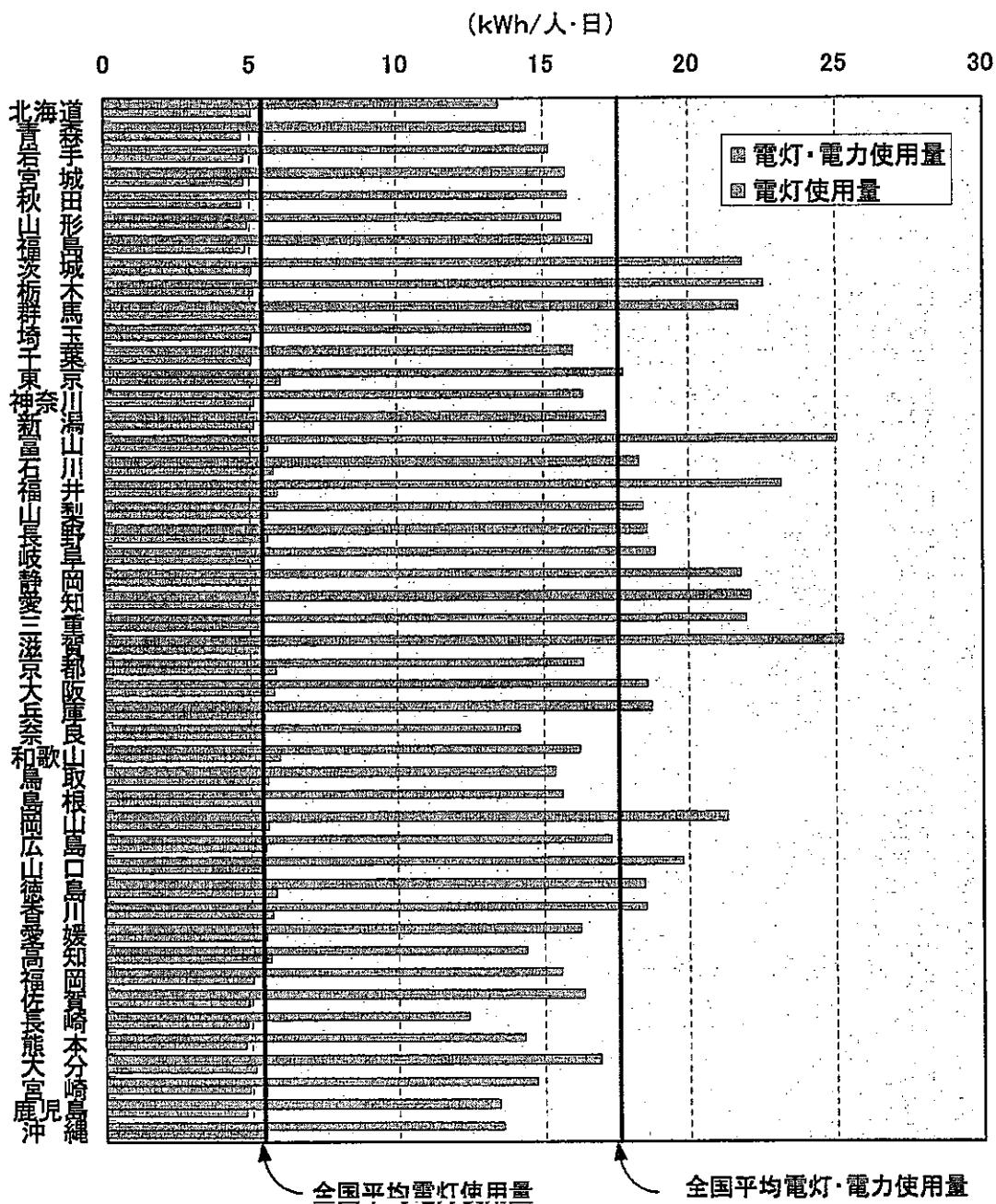


図 A-2 都道府県別一人当たりの1日平均電灯・電力使用量

(備考) ・対象は一般電気事業者供給分

- ・電灯 一般家庭、街灯などの低圧電力
- ・小口電力 商店の動力や小規模工場などの需要 (500kW 未満)
- ・大口電力 大規模工場や鉄道の動力・熱源などの需要
(500kW 以上 2000kW 未満、2000kW 以上がある)

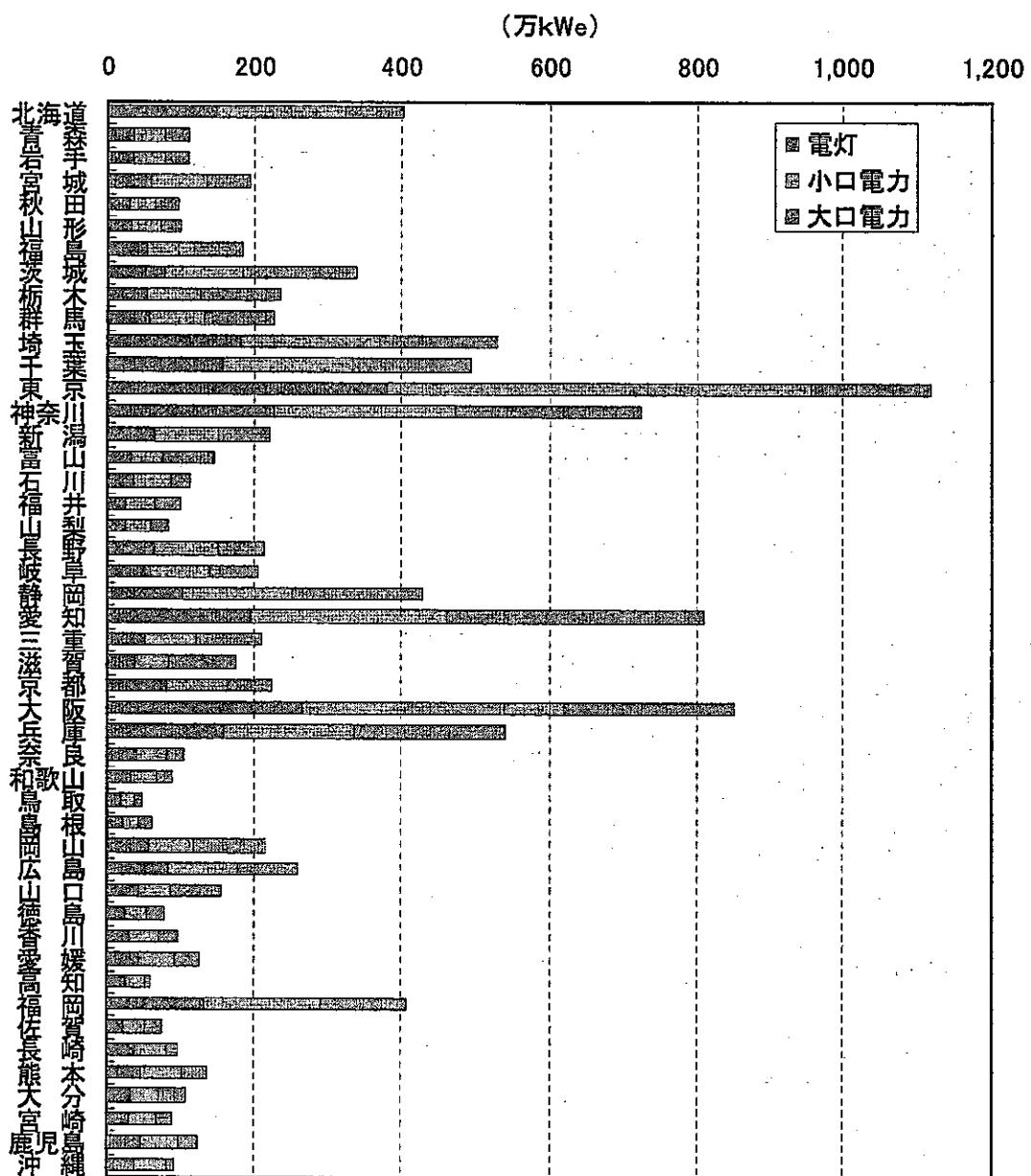


図 A-3 都道府県別発電設備容量の試算（設備利用率 80%一定）
 （備考）・現実とは異なり、負荷率および設備利用率を一定と仮定した試算

APPENDIX-B

「原子力水素プラントの物質流量に関する検討」

原子力水素プラントの物質流量に関する検討

大滝 明、 平尾 和則

要 旨

現在、水素製造法の主流は、ナフサやメタン等の炭化物系燃料と水蒸気を約700°C～800°Cの温度条件で触媒反応させて水素を製造する水蒸気改質法と、水の電気分解により水素を得る水電解法に大別される。また、従来の水蒸気改質法よりも低温条件（約550°C前後）で水素を製造し、副次的に発生する二酸化炭素（以後、CO₂という）を効率的に回収できる新しい概念の改質法が開発されている。近年は、原子力で発生した熱や電力を利用して水素を製造する概念が幾つか提案されており、水素製造段階におけるCO₂の排出抑制策として注目されている。

本検討は、原子炉冷却系運転温度が550°C前後の高速増殖炉に適用が期待される水素分離型改質器（東京ガス、三菱重工の共同開発）を用いた低温水蒸気改質法、および水電解法を採用した場合の水素製造量や給水量等の物質流量を把握する目的で行った。検討項目は、低温水蒸気改質法および水電解法を想定した水素ガス1kg当たりの製造エネルギー、製造エネルギーの試算結果と公表データとの比較検討、系統放熱や各種所内負荷を考慮に入れた原子力水素プラント1GWe（熱出力2.5GW、送電端効率40%の発電プラント相当）当たりの物質流量とした。検討結果は次の通り。

- (1) 水素ガス1kg当たりの製造エネルギー（核熱エネルギー）は、低温水蒸気改質法では約27kWh/kg、水電解法では約92kWh/kgと試算され、IAEAや電中研の公表値と概ね一致することを確認した。
- (2) 低温水蒸気改質法および水電解法の各原子力水素プラント（発電効率40%、発電端出力1GWe規模を想定）における時間当たりの物質流量、熱収支を求めた。
- (3) 原子力水素プラントにおける副生成ガスの付加価値、および原料ガスとCO₂回収処分に係る付帯費用を概算した。

今後は、原子力製造水素の産業部門や民生部門での利用方法、さらには近年注目されている分散型電源との共生方策、水素インフラストラクチャー概念等の検討を進めていく予定である。

目 次

1. はじめに	B- 1
2. 水素製造エネルギーの試算	B- 2
2.1 低温水蒸気改質法の水素製造エネルギー	B- 2
2.1.1 水蒸気一メタン改質反応式	B- 2
2.1.2 低温水蒸気改質法の試算条件	B- 3
2.1.3 低温水蒸気改質法水素製造エネルギー	B- 3
2.2 水電解法の水素製造エネルギー	B- 5
3. 水素製造エネルギーの試算結果と公表データとの比較評価	B- 6
3.1 低温水蒸気改質法の評価	B- 6
3.2 水電解法の評価	B- 6
4. 単位設備容量当りの物質流量の検討	B- 8
4.1 系統放熱と所内負荷に関する想定条件	B- 8
4.2 単位設備容量当りの水素製造量	B- 10
4.3 単位設備容量当りの物質流量	B- 11
5. 原子力水素プラントの熱収支	B- 14
6. 原子力水素プラントの導入規模の再計算	B- 16
6.1 代表計算	B- 16
6.2 時系列計算	B- 16
7. 原子力水素プラントの付加価値と付帯費用	B- 18
8. まとめ	B- 20
9. おわりに	B- 21
10.参考文献	B- 22

図 目 次

図 4.1 原子力水素プラント(低温水蒸気改質法)の物質フロー図	B- 12
図 4.2 原子力水素プラント(水電気分解法)の物質フロー図	B- 13
図 5.1 低温水蒸気改質型原子力水素プラントの熱収支	B- 15
図 5.2 水電解型原子力水素プラントの熱収支	B- 15
図 6.1 運輸部門における水素消費見通し	B- 16
図 6.2 低温水蒸気改質型原子力水素プラントの設備容量	B- 17
図 6.3 水電解型原子力水素プラントの設備容量	B- 17

表 目 次

表 4.1 系統放熱および所内負荷の想定条件	B- 10
------------------------	-------

1. はじめに

高速増殖炉サイクル実用化戦略調査研究では、従来の電力生産以外の新しい原子力利用（原子力の多目的利用）の一方策として、原子力による水素製造利用について検討を進めている^{[1],[2],[3]}。

本検討は、原子炉冷却系の運転温度が 550°C 前後の高速増殖炉（以後、FBR : Fast Breeder Reactor という）に適用が期待される低温水蒸気改質法および水の電気分解により水素を得る水電解法を、それぞれ FBR に採用した場合の水素製造量や原料ガス等の物質流量を把握する目的で行った。検討項目は、低温水蒸気改質法および水電解法における水素ガス 1kg 当りの製造エネルギー量（核熱エネルギー）、製造エネルギーの試算結果と公表データとの比較検討、系統放熱や各種所内負荷を考慮に入れた原子力水素プラント 1GWe（熱出力 2.5Gwt、送電端効率 40% の発電プラント相当）当りの物質流量ならびに熱収支とした。また、これらの検討結果を基に、燃料電池自動車用の水素を全て FBR で生産すると仮定した場合の原子力水素プラント規模を再計算し、併せて副生成ガスの付加価値と原料ガス等の付帯費用を概算した。

本資料は、以上の検討項目に関する検討方法、想定条件および試算結果について報告するものである。

-
- [1] 篠田佳彦、大滝明、小藤博英他、「総合評価技術検討書 一実用化戦略調査研究（フェーズI）成果報告一」、JNC TN9400 2001-061、(2001.3)
 - [2] 大滝明、小野清、平尾和則、「FBR による水素製造シナリオの検討」、日本原子力学会 2001 年秋の大会、B37
 - [3] 篠田佳彦、大滝明、小藤博英他、「高速増殖炉の特性評価」、サイクル機構技報No.12 (別冊 JNC TN1340 2001-008、(2001.9)

2. 水素製造エネルギーの試算

現在、水素製造法の主流は、ナフサやメタン等の炭化物系燃料と水蒸気を約 700°C～1,000°Cの高温条件で触媒反応させて水素を製造する水蒸気改質法と、水の電気分解によって水素を得る水電解法に大別される。また、従来の水蒸気改質法よりも低温条件（約 550°C前後）で水素を製造し、副次的に発生する二酸化炭素（以後、CO₂という）を効率的に回収できる新しい概念の改質法が国内外で開発されている^{[4],[5],[6],[7]}。

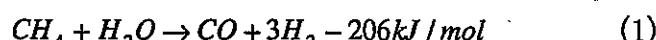
ここでは、東京ガスと三菱重工が共同開発した水素分離型改質器^{[6],[7]}を視野に置いた低温水蒸気改質法、および一般的な水電解法における水素ガス 1kg 当りの製造エネルギーを求める。

2.1 低温水蒸気改質法の水素製造エネルギー

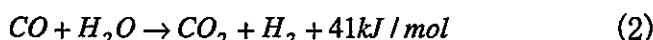
2.1.1 水蒸気-メタン改質反応式

水蒸気改質によりメタンガスから水素ガスを生成する反応式は、SERP (the Sorption Enhanced Reaction Process) 法の特許権をもつ米国エアプロダクト社や、パラジウム合金薄膜を用いた水素分離型改質器を開発した東京ガスや三菱重工の資料によると次の通りとされている。

水蒸気-メタン改質 (SMR: Steam Methane Reforming) 反応は、

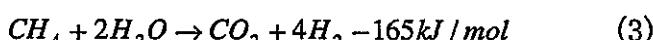


の吸熱反応として表記され、さらに未反応のメタンガス(CH₄)や一酸化炭素(CO)を含む湿性ガスは、水蒸気との湿性ガス転化 (WGS: Wet Gas Shift) 反応により、

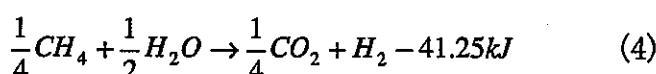


と表されるように、発熱を伴って二酸化炭素と水素ガスに転化する。

また、上述の(1)式と(2)式の反応は、次式のように表記される。



さらに、(3)式を水素ガス(H₂) 1mol 当りで記述すると次の(4)式のようになる。



-
- [4] J. R. Hufton, S. Mayorga, and S. Sircar: "Sorption-Enhanced Reaction Process for Hydrogen Production" , AIChE Journal, Vol. 45, No. 2, p248～256 (1999. 2).
 - [5] J. Hufton, W. Waldron, S. Weigel and et al. : "Sorption Enhanced Reaction Process (SERP) for the Production of Hydrogen" , Proceedings of the 2000 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-28890,
 - [6] 白崎、太田（東京ガス）、小林、黒田（三菱重工）：“都市ガスから直接純水素を製造する水素分離型改質器の開発”、水素エネルギーシステム Vol. 22 No. 1(1997)
 - [7] 黒田、小林（三菱重工）、大田、白崎（東京ガス）：“都市ガスを原料としたメンブレンリアクタ型水素発生装置”、三菱重工技報 Vol. 33 No. 5, (1996. 9)

なお、(1)式ならびに(3)式の吸熱量はメタンガス(CH_4) 1 mol 当り、(2)式の発熱量は一酸化炭素(CO) 1 mol 当り、(4)式の吸熱量は水素ガス(H_2) 1 mol 当りの反応熱である。

2. 1. 2 低温水蒸気改質法の試算条件

前出の反応熱は、熱化学平衡状態で分子結合の組み換えに必要なエネルギー量を表している。一方、工学的視点から水素ガス 1kg 当りの製造エネルギーを算出する場合、熱化学平衡反応熱の他に、メタンガスや水蒸気等の原料を改質温度まで高めるための顯熱や潜熱、改質設備の熱効率等を考慮する必要がある。低温水蒸気改質法の水素製造エネルギーは、以下の想定条件に基づいて試算した。

なお、原子力水素プラントの水素製造量を求める場合は、原子炉冷却系設備の他にメタンガス受入貯蔵設備、水素ガス貯蔵設備、大型脱塩装置で構成される給水処理設備、 CO_2 回収処理設備等の所内負荷を別途考慮する。

- (1) 水蒸気とメタンガスのスチームカーボン比 SC は、東京ガスや三菱重工の実験条件に基づき mol 比（体積比）にて 3.3 : 1 と仮定する。
- (2) 入熱量は吸熱反応熱量 $\Delta h_H = 41.25 \text{ kJ}$ の他に、メタンガスの顯熱量 Q_M と水の蒸発潜熱量 Q_W を考慮する。
- (3) メタンガス転化率 CR は、東京ガスや三菱重工の知見を基に 60% とする。
- (4) 放熱ロスを含んだ改質設備の熱効率 E は 70% を仮定する。

2. 1. 3 低温水蒸気改質法水素製造エネルギー

(1) 水素ガス 1mol 当りの原料ガスへの入熱量 Q'

ここでは、水素ガス 1mol ($\approx 2 \text{ g}$) を基底量として、メタンガスと水蒸気から成る原料ガスへの入熱量を概算する。

①メタンガスの顯熱量 Q_M

平衡状態では、1mol の水素ガスを生成するためには $1/4 \text{ mol}$ ($\approx 4 \text{ g}$) のメタンガスが必要である。ここでは、このメタンガス $1/4 \text{ mol}$ の昇温に要す顯熱量 Q_M を、貯槽温度と改質温度をそれぞれ 288K、773K と仮定して求める。メタンガス $1/4 \text{ mol}$ 当りの顯熱量 Q_M は、メタンガス平均温度約 530K の定圧比熱容量 $C_{p,M} = 48.5 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$ と、さらにメタンガス貯蔵設備と改質設備における流体温度差 $\Delta T_M = 485 \text{ K}$ を次の(5)式に与えて約 6kJ と計算される。

$$Q_M = \frac{1}{4} \times C_{p,M} \times \Delta T_M = \frac{48.5 \times 485}{4} = 5881(\text{J}) \quad \therefore 6(\text{kJ}) \quad (5)$$

②水の蒸発潜熱量 Q_W

ここでは、スチームカーボン比 $SC=3.3$ における水の蒸発潜熱量 Q_W を求める。

スチームカーボン比 SC はメタンガス 1mol に対する水蒸気の体積比である。前記①で記述した通り、平衡状態では水素ガス 1mol ($\approx 2\text{ g}$) の生成に要すメタンガスは 1/4mol であることから、スチームカーボン比 SC を考慮した水蒸気の供給量 m_w はメタンガスの 3.3 倍、即ち 0.825 mol ($\approx 14.9\text{ g}$) となる。また、水の蒸発潜熱量 Q_w は、圧力 0.6MPa の水 (at.288K) と過熱蒸気 (at.773K) のエンタルピー差 $\Delta h_w = 3420\text{ J}\cdot\text{g}^{-1}$ より次の通り計算される。

$$Q_w = m_w \times \Delta h_M = 14.9 \times 3420 = 50958(\text{J}) \quad \therefore 51(\text{kJ}) \quad (6)$$

(2) 原料ガス入熱量 Q' の近似

前項の①、②で求めたメタンガス顯熱量 Q_M と水の蒸発潜熱量 Q_w は、メタンガスが全て水素と CO_2 に転化した理想状態での入熱量である。実際のメタン転化率 CR は、東京ガスや三菱重工の知見によると概ね 60%と考えられる。オフガス中にはメタンガスや水蒸気等の未利用ガスが残っているため、これらはオフガス中から回収した後に再び加熱を行いリサイクルされるものと仮定する。このリサイクル工程を考慮した水素ガス 1mol 当りの原料ガス入熱量 Q' は、便宜的にメタンガス転化率 $CR=60\%$ を用いて(7)式の通り保守的に近似する。

$$Q' = \frac{(Q_M + Q_w)}{CR} = \frac{(6 + 51)}{0.6} = 95(\text{kJ}) \quad (7)$$

(3) 水素ガス 1kg の製造エネルギーと総エネルギー量

ここでは、水素ガス 1kg 当りの製造エネルギー Q_H 、ならびに原料用メタンガスの燃焼エネルギーを考慮した総エネルギー量について述べる。

水素製造エネルギー Q_H は、メタン改質における反応熱量 $\Delta h_H = 41.25\text{ kJ/mol}$ と、前記(2)項で補償した原料ガスへの入熱量 $Q' = 95\text{ kJ/mol}$ 、水素 1mol 当りの重量 $m_H = 0.002\text{ kg/mol}$ 、および改質設備の熱効率 $E=70\%$ の仮定より次式にて約 27kWh/kg と計算される。

$$Q_H = \frac{(\Delta h_H + Q')}{m_H \times E} = \frac{(41.25 + 95)}{0.002 \times 0.7} = 97321(\text{kJ/kg}) \quad \therefore 27\text{kWh/kg} \quad (8)$$

また、総エネルギー量は製造エネルギー量 Q_H と原料用メタンガスの燃焼エネルギーとの和で表される。水素ガス 1kg (500mol) の製造に要す原料用メタンガス重量は、(4)式の mol 比より $500\text{mol} \times 1/4 \text{ mol} \times 0.016\text{kg} \approx 2\text{kg/kgH}_2$ となる。さらに、原料用メタンガスの燃焼エネルギー量は真発熱量ベースで約 $13.8\text{kWh/kg} \times 2\text{kg/kgH}_2 \approx 28\text{kWh/kg}$ と計算され、総エネルギー量は製造エネルギー量 $Q_H = \text{約 } 27\text{kWh/kg}$ と原料用メタンガスの燃焼エネルギー約 28kWh/kg との和から約 55 kWh/kg になる。

2.2 水電解法の水素製造エネルギー

ここでは、水電解法による水素ガス 1kg 当りの製造エネルギーの概算方法と試算結果を述べる。水電解法の製造エネルギー Q_E は、水素ガス 1kg 当りの発熱量 h_H (真発熱量ベースで約 33kWh/kg) を基に、発電効率 $E_e (=40\%)$ 、電解効率 $E' (=90\%)$ を仮定し、(9)式にて計算した。その結果、水電解法による水素ガス 1kg 当りの製造エネルギーは約 92 kWh/kg と試算された。

$$Q_E = \frac{h_H}{E_e \times E'} = \frac{33.22}{0.4 \times 0.9} = 92.28 (\text{kWh/kg}) \quad (9)$$

3. 水素製造エネルギーの試算結果と公表データとの比較評価

前記2章で算出した低温水蒸気改質法ならびに水電解法の各水素製造エネルギーの妥当性を確認するため、IAEA(International Atomic Energy Agency)ならびに電力中央研究所（以後、電中研という）の公表データと比較検討を行った。

3.1 低温水蒸気改質法の評価

ここでは、IAEA および電中研が公表している水蒸気改質法の水素ガス製造エネルギーを比較対象として、低温水蒸気改質法の試算結果の妥当性を評価する。

(1) IAEA 報告書^[8]

IAEA が公表しているメタン蒸気改質による水素製造エネルギー量を、水素ガス密度 $\rho = 0.0899\text{kg/m}^3$ で単位重量当たりに換算すると理論値で 8.7kWh/kg 、実効値では約 $22\sim$ 約 28kWh/kg になる。前記2.1.3(3)で算出した低温水蒸気改質法の製造エネルギー約 27kWh/kg は、IAEA が公表する実効値の範囲内にあることから、概ね妥当と考えられる。

(2) 電中研著書^[9]

参考文献の「次世代エネルギー構想」に記載された水素発熱量と天然ガス改質における投入エネルギーを、水素ガス密度 ($\rho = 0.0899\text{kg/m}^3$) で単位重量当たりに換算すると、それぞれ約 39kWh/kg 、約 65kWh/kg となる。また、水素製造効率は水素発熱量と投入エネルギーの比から 60% とされている。

電中研が示した投入エネルギー（約 65kWh/kg ）は、原料ガスの燃焼エネルギーを含めた総エネルギー量（前記2.1.3(3)で算出した約 55kWh/kg に対応）と考えられることから、仮に原料ガスの燃焼エネルギー量をメタンガスの真発熱量ベースで約 $13.8\text{kWh/kg} \times 2\text{kg/kgH}_2 \approx$ 約 28kWh/kg とした場合、熱源用としての製造エネルギーは約 65kWh/kg と約 28kWh/kg の差から約 37kWh/kg と推定される。この推定値は、IAEA 公表値（約 $22\sim$ 約 28kWh/kg ）および低温水蒸気改質法の試算結果（約 27kWh/kg ）とほぼ同レベルにあるといえる。

3.2 水電解法の評価

低温水蒸気改質法と同様に、IAEA および電中研が公表している水蒸気改質法の水素ガス製造エネルギーを比較対象として、水電解法の試算結果の妥当性を評価する。

(1) IAEA 報告書^[8]

IAEA 報告書では、水電解法の水素製造効率は、電気入力に対して $72\%\sim 80\%$ 、発電用 1 次エネルギーを基準に考えた効率は $20\%\sim 25\%$ とされている。水電解法の

[8] IAEA-TECDOC-1085：“Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power” (1999)

[9] 電中研編著：“次世代エネルギー構想 このままでは資源が枯渇する”，電力新報社 (1998)

水素製造エネルギーについては、水素ガス密度 ($\rho = 0.0899 \text{ kg/m}^3$) で単位重量当たりに換算した理論値は約 39.4 kWh/kg (総発熱量ベース)、同じく実効値は約 54.5 kWh/kg (同) とされている。また、計算の前提条件として、電源は発電効率 40% の化石燃料発電、発電用 1 次エネルギー量を基準にした効率は約 27% とされている。この前提条件を用いて、理論値および実効値に対する製造エネルギー (発電用 1 次エネルギーを基準) は、発電効率 40% を用いて、それぞれ 98.5 kWh/kg および約 136 kWh/kg と計算される。さらに、電気入力を基準にした水素製造効率は、理論値に対する実効値の割合から約 72% と推定される。

この IAEA 公表値に基づいて計算した製造エネルギーと、2.2 項の試算結果 (約 92 kWh/kg) の差は、採用している水素発熱量 (IAEA : 総発熱量、内部試算 : 真発熱量) と電気入力を基準にした水素製造効率 (IAEA : 約 72%、内部試算 : 90%) の違いによって生じており、必然的な差として捉えることができる。

なお、発熱量の表記方法は、燃焼によって生じる水分子の蒸発潜熱 (仕事量として利用できないエネルギー) を含めた総発熱量と、蒸発潜熱を含まない真発熱量の 2 種類があり、熱効率や熱収支の計算では一般的に真発熱量が使用されている。

(2) 電中研著書^[9]

参考文献の「次世代エネルギー構想」では、水電解法による水素製造効率は約 90% とされ、同文献に記載されている水素発熱量と電力消費量を水素ガス密度 ($\rho = 0.0899 \text{ kg/m}^3$) で単位重量当たりに換算すると、水素発熱量は約 39 kWh/kg 、電力消費量は約 44 kWh/kg となる。IAEA 報告書の表記方法に倣うと理論値は約 39 kWh/kg (水素発熱量)、実効値は約 44 kWh/kg (電力消費量) と書き表すことができる。仮に発電効率 40% の電源を想定した場合の水素 1 kg 当りの製造エネルギー (発電用 1 次エネルギー量を基準) は、実効値約 44 kWh/kg を発電効率 40% で除して 110 kWh/kg となり、2.2 項の試算結果 (約 92 kWh/kg) と概ね一致する。

ちなみに、水素発熱量に真発熱量 (約 33 kWh/kg) を適用した場合の製造エネルギーは、真発熱量を水素製造効率 90% と発電効率 40% で除して約 92 kWh/kg となる。したがって、電中研資料に基づいて計算された製造エネルギー (約 110 kWh/kg) と 2.2 項における試算結果 (約 92 kWh/kg) との差は、採用した水素発熱量の違い (電中研 : 総発熱量、内部試算 : 真発熱量) よるものである。

4. 単位設備容量当りの物質流量の検討

ここでは、水電気分解法と低温水蒸気改質法による水素ガス 1 kg 当りの製造エネルギーの内部検討結果を基に、原子力水素プラント 1 GWe (=1000MWe、発電設備等価換算規模) 当りの物質流量を検討する。

4.1 系統放熱と所内負荷に関する想定条件

物質流量の設定に際しては、水素製造エネルギーの他に原子炉冷却系設備の系統放熱をはじめ、メタンガス受入貯蔵設備や水素ガス貯蔵設備、大型脱塩装置を含めた給水処理設備、CO₂回収処理設備等の所内負荷等を考慮する。これらの系統放熱や所内負荷については、次のように仮定する。

(1) 原子炉冷却系の系統放熱量

FBR サイクル実用化戦略調査研究フェーズ 1 では、原子炉冷却系の系統放熱量は未だ検討されていないため、過去に大滝が大型炉設計研究の一環として定量化した 600MWe 級 FBR の系統放熱量を適用する^[10]。この 600MWe 級 FBR (ナトリウム冷却型 MOX 燃料炉心、3 ループ) は、原子炉容器のコンパクト化や冷却系配管の大幅な短縮化など現在の FBR 設計のコンセプトを踏襲しており、このため配管部の放熱量が「もんじゅ」に比べ著しく軽減（「もんじゅ」約 1.5MW_t、大型炉約 0.6 MW_t）されるため、系統全体の放熱量も約 3.2MW_t（「もんじゅ」約 3.8MW_t）に抑えられている。仮に 1,000MWe 規模の FBR の系統数が 3 ループから 4 ループに増え、それに伴って系統放熱量も約 1.3 倍に増加すると仮定した場合、系統全体の放熱量は 4.3MW_t 程度と見込まれるため、裕度を考慮して 5MW_t と想定する。

(2) 原子炉冷却系設備所内負荷

原子炉冷却系設備所内負荷は、FBR サイクル実用化戦略調査研究フェーズ 1 で検討されたナトリウム冷却大型 FBR の所内率を参考にして約 4% と仮定する。定格運転時の給水ポンプは蒸気を駆動源にしているため、この所内率 4% の内訳は原子炉冷却系の循環ポンプ、原子炉安全保護系の予熱、制御系や補機系の電力として消費されるものと考える。仮に発電効率 40%、発電端出力 1,000MWe 規模の FBR プラントを想定した場合の原子炉冷却系設備所内負荷は、電気出力で約 40MWe、熱出力で 100MW_t 程度と見積もられる。

(3) 給水処理設備負荷

前出の IAEA 報告書による水電解法の解説では、海水の脱塩処理で消費されるエ

[10] 大滝, TN9410 92-032: “大型 FBR 設計研究（平成 3 年度上期） 高温待機状態の成立性に関する系統降温特性調査結果”, 1991 年 9 月

エネルギー量は、水 1m^3 当り $40\sim100\text{kWh/Nm}^3$ あるいは水素ガスの発熱量の 1% 程度とされている^[8]。水電解法における給水量は、水素ガス 1Nm^3 当り 1 リットルが必要といわれており、水素ガス密度 $\rho_H = 0.0899\text{kg/m}^3$ 、水の密度 $\rho_W = 999.1\text{kg/m}^3$ (at.288K, 0.1MPa) における水素ガス 1kg 当りの給水量は 11.1kg となる。また、メタン蒸気改質法においては、水素ガス 1mol 当り 0.825mol の水が必要とされるため、水素ガス 1kg 当りでは $500\text{mol.H}_2 \times 0.825\text{ mol.H}_2\text{O} \times 0.018\text{kg/mol.H}_2\text{O}$ より約 7.4kg の給水量になる。給水脱塩処理はメタン蒸気改質法でも改質器の劣化防止のために施すことから、先の脱塩処理の消費エネルギーは、給水処理設備負荷として水電分解法と低温水蒸気改質法の双方で必要になる。なお、消費エネルギーは水 1m^3 当り 100kWh/Nm^3 (水 1kg 当り 0.1kWh/kg) として、水素ガス 1kg 当りの給水処理設備負荷は水電解法の場合には 1.1kWh/kg.H_2 、低温水蒸気改質法の場合には 0.7kWh/kg.H_2 と仮定する。

(4) メタンガス受入貯蔵設備負荷

ここでの対象範囲は、液化ガスの受入・貯蔵設備と海水の熱等を利用した気化装置を想定する。気化装置の熱源には一般的に海水が利用されるため、主な負荷としては海水を汲み上げるための取水ポンプや、液化ガスを気化装置まで配送する液送ポンプ、気化したガスを消費設備に配送するための圧縮機などがあげられる。これら動力源の消費エネルギーについては参考データが見出せなかつたため、後述の水素ガス貯蔵設備負荷との合計で所内率 1% 増加を仮定する。

(5) 水素ガス貯蔵設備負荷

水素ガス貯蔵設備の主な装置としては、水素ガスを冷却する熱交換器、水素ガスを貯槽に導くための圧縮機、貯蔵タンクならびに払出設備が想定される。これら動力源で消費される電力は、低温水蒸気改質法の場合にはメタンガス受入貯蔵設備負荷との合計で所内率の 1% 増加を見込む。また、水電解法の場合には水素ガス貯蔵設備負荷として、所内率の 0.5% 増加を仮定する。これらのガス系設備の所内負荷は、仮に発電効率 40%、発電端出力 1000MWe 規模の FBR プラントを想定した場合、低温水蒸気改質法では消費電力 10MWe 、熱出力換算で 25MW_T になり、水電解法では消費電力 5MWe 、熱出力換算で 12.5MW_T となる。

なお、水素を液体貯蔵する場合には液化装置が必要になるが、液化装置の熱源としてはメタンガスの冷熱利用が想定されるため、ここでは所内負荷に含めない。

(6) CO_2 回収処理設備負荷

エネルギー・資源ハンドブックによると、 CO_2 回収エネルギーは化学吸収法、膜分離法、PSA 法 (圧力スイシング吸着法) のいずれも約 $0.4\text{kWh/Nm}^3\text{CO}_2$ とされており、 CO_2 の液化処理を含めると火力発電量 $4.4\text{kWh/Nm}^3\text{CO}_2$ の 2 割前後が消費

されると見られている^[11]。この CO₂ 回収エネルギー Q_R と CO₂ 液化処理エネルギー Q_L を CO₂ 密度 $\rho_{CO_2} = 1.977 \text{ kg/m}^3$ で水素ガス 1kg 当りに単位換算すると、CO₂ 回収エネルギー量 Q'_R は(10)式より約 1.1kWh/kg と計算され、

$$Q'^R = \frac{500 \text{ mol } H_2 \times \frac{1}{4} \text{ mol/mol} \times 0.044 \text{ kg/mol } CO_2}{\bar{n}_{CO_2}} \times Q_R \quad (10)$$

CO₂ 液化処理エネルギー量 Q'_L は(11)式より約 2.4kWh/kg になる。

$$Q'^L = \frac{500 \text{ mol } H_2 \times \frac{1}{4} \text{ mol/mol} \times 0.044 \text{ kg/mol } CO_2}{\bar{n}_{CO_2}} \times 0.2 \times Q_L \quad (11)$$

(7) 想定条件のまとめ

前記(1)項～(6)項で仮定した系統放熱ならびに所内負荷の想定条件を表 4.1 に示す。

表 4.1 系統放熱および所内負荷の想定条件（例：原子炉出力 2,500MWt）

項目		水電解法	低温水蒸気改質法
原子炉冷却系系統放熱量 (MW _t)	Q1	5	5
原子炉冷却系設備所内負荷 (MW _t)	Q2	100	100
給水処理設備所内負荷 (kWh/kgH ₂)	Q3	1.1	0.7
メタンガス受入貯蔵設備所内負荷 (MW _t)	Q4	0	25
水素ガス貯蔵設備所内負荷 (MW _t)	Q5	12.5	上記値の内数
CO ₂ 回収液化処理設備所内負荷 (kWh/kgH ₂) (CO ₂ 回収処理のみの場合)	Q6	0.0 (0.0)	2.4 (1.1)
水素ガス 1kg 当りの製造エネルギー	Q _H	92 kWh/kg	27 kWh/kg

4.2 単位設備容量当りの水素製造量

本節では、熱出力 2,500MWt の原子力水素プラントを想定し、低温水蒸気改質法および水電解法による水素製造量を概算する。

(1) 低温水蒸気改質法

水素ガス 1kg 当りの製造エネルギー Q_H=27kWh/kg とし、熱出力 Q_T=2,500 MWt

[11] エネルギー・資源学会編：“エネルギー・資源ハンドブック”，p.707,(1996)

の水素製造プラントで表1に示す所内負荷 ($Q_1 \sim Q_6$) を想定した場合の水素製造量 W_R は、(12)式より毎時約 78.7 tonH₂ ($\approx 87.6 \times 10^4 \text{Nm}^3 \text{H}_2$) と計算される。

$$W_R = \frac{Q_T - (Q_1 + Q_2 + Q_4 + Q_5)}{(Q_3 + Q_6 + Q_H)} = \frac{2.5 \times 10^6 - (5 \times 10^3 + 100 \times 10^3 + 25 \times 10^3 + 0)}{(0.7 + 2.4 + 27)} \quad (12)$$

(2) 水電解法

水素ガス 1kg 当りの製造エネルギー $Q_H = 92 \text{kWh/kg}$ として、前項と同様に水素製造量 W_E を(12')式より求めると毎時約 25.6tonH₂ ($\approx 28.5 \times 10^4 \text{Nm}^3 \text{H}_2$) と計算される。

$$W_E = \frac{Q_T - (Q_1 + Q_2 + Q_4 + Q_5)}{(Q_3 + Q_6 + Q_H)} = \frac{2.5 \times 10^6 - (5 \times 10^3 + 100 \times 10^3 + 0 + 12.5 \times 10^3)}{(1.1 + 0 + 92)} \quad (12')$$

4.3 単位設備容量当りの物質流量

ここでは、前記 4.1 節で求めた水素製造量に基づいて低温水蒸気改質法と水電解法における時間当りの物質流量を設定する。

(1) 低温水蒸気改質法

低温水蒸気改質法における水素製造プロセスの入力物質は原料用メタンガスと改質用水蒸気（水）である。また、出力物質は水素ガス、CO₂ および回収蒸気とする。

なお、オフガス中のメタンガスや CO はリサイクル工程によって全て水素や CO₂ に転化されるものと仮定する。

① メタンガス供給量

低温水蒸気改質法では、水素ガス 1mol 当り 1/4mol の原料用メタンガスを要するため、メタンガス供給量は水素製造量および水素とメタンのモル比、各分子量の比より毎時約 157ton CH₄ ($\approx 21.9 \times 10^4 \text{Nm}^3 \text{CH}_4$, at. $\rho_{\text{CH}_4} = 0.717 \text{kg/m}^3$) と計算される。また、原料用メタンガスの潜在エネルギー量は、メタン 1kg 当りの発熱量 13.9kWh/kg を用いて約 2,180MW (=150,000kg/h × 13.9 kWh/kg) と求められる。

なお、メタンを主成分とする天然ガスの輸入価格（通関 CIF ベース、平成 13 年 6 月実績 2 万 9,280 円/ton）を参考にした原料ガスのコストは、水素ガス 1kg 当り約 59 円/kg-H₂ と見積もられる^[12]。

② 給水量

水蒸気とメタンの体積比を表すスチームカーボン比が 3.3 の場合、水素と水のモル比は 1:0.825 となるため、給水量は水素製造量および水素と水のモル比、各分子量の比より毎時約 584ton H₂O (585m³ H₂O, at. $\rho_w = 999.1 \text{kg/m}^3$) と計算

[12] 経済産業省「エネルギー生産、需給統計月報」(平成 13 年 6 月)

される。

③ CO₂発生量

(4)式の熱化学平衡反応では、メタンと水の吸熱反応によって水素 1mol と二酸化炭素 1/4mol が生成されることから、二酸化炭素発生量は水素製造量ならびに水素と CO₂のモル比、各分子量の比より毎時 433 ton CO₂ ($21.9 \times 10^4 \text{Nm}^3 \text{CO}_2$, at. $\rho_{\text{CO}_2}=1.977 \text{kg/m}^3$) と計算される。

なお、水素ガス 1kg 当りの CO₂回収・処分コストは、工業技術院の赤井氏による LNG 複合火力の CO₂回収処理コストの分析結果^[13]を参考にすると、約 43 円/kg-H₂～約 57 円/kg-H₂と推定される。

④ 回収蒸気（水）量

前記②項の給水量は、改質器へのカーボン付着の抑制とメタンガスの水素転化の助長を図るために理論給水量に裕度を見込んでいる。この裕度分は、メタンガスが水素と CO₂に全て転化した場合でもオフガス中に残存することから、冷却後、給水としてリサイクルが見込まれる。(4)式の熱化学平衡反応では、水素と水のモル比が 1 : 0.5 であることから、理論給水量は水素製造量および水素と水のモル比、各分子量の比より毎時約 354ton H₂O ($354 \text{m}^3 \text{H}_2\text{O}$, at. $\rho_w=999.1 \text{kg/m}^3$) になる。したがって、回収蒸気（水）量は給水量約 584ton と理論給水量約 354ton の差から毎時約 230 ton と計算される。

低温水蒸気改質法を採用した原子力水素プラントの概略的な物質流量を図 4.1 に示す。

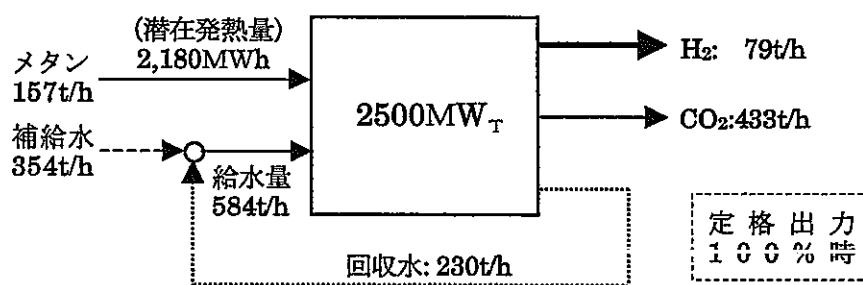


図 4.1 原子力水素プラント(低温水蒸気改質法)の物質フロー図

(2) 水電解法

水電解法における評価対象物質は、電気分解に供する水(H₂O)と、水から分離し

[13] 赤井誠：“CO₂の隔離技術”，日本エネルギー学会誌，第 76 卷，第 12 号（1997）

た酸素(O_2)である。

① 納水量

前出の IAEA 報告書によると、水電気分解法における納水量は水素ガス 1Nm^3 当り 1 リットル（理論的な最少量は約 0.8 リットル）が必要とされている^[8]。水素ガス密度 $\rho_H = 0.0899\text{kg/m}^3$ 、水の密度 $\rho_W = 999.1\text{kg/m}^3$ (at.288K, 0.1MPa) の条件下では、水素ガス 1kg 当りの納水量は約 11.1kg になるため、熱出力 2,500MW_T の原子力水素プラントでは毎時約 25.6tonH₂ の水素ガスが製造されることから、納水量は毎時約 284tonH₂O となる。納水量毎時約 284tonH₂O は理論納水量に対して約 20% の裕度を見込んでいるため、裕度分は回収水としてリサイクルされるものとする。

② 酸素発生量

水電解法では水 1mol から 1mol の水素と 1/2mol の酸素が生成されるため、酸素発生量は水素製造量および水素と酸素のモル比、各分子量の比より毎時約 205ton O₂ ($\approx 14.3 \times 10^4\text{Nm}^3 O_2$, at. $\rho_{O_2} = 1.429\text{kg/m}^3$) と計算される。

ちなみに副生成ガスの酸素は産業分野や医療分野を中心に需要が多く、日本産業ガス協会調べによる 2000 年の国内生産量は $1.75 \times 10^9\text{m}^3$ 、同じく販売量は $1.83 \times 10^9\text{m}^3$ とされている^{*1}。また、酸素の販売価格は純度に応じて幅があり、一般的に使用される純酸素（純度 99.9%）の価格は 7 m^3 ボンベ当たり約 3,000 円、高純度酸素（99.9999%）になると 7 m^3 ボンベ当たり 40,000 円程度とされている。すなわち、水電解型原子力水素プラントは水素と酸素を同時に生産するため、水素のみを有用ガスとして生産する低温水蒸気改質法に比べて収益性が高くなる可能性がある。

水電解型原子力水素プラントにおける概略的な物質流量を図 4.2 に示す。

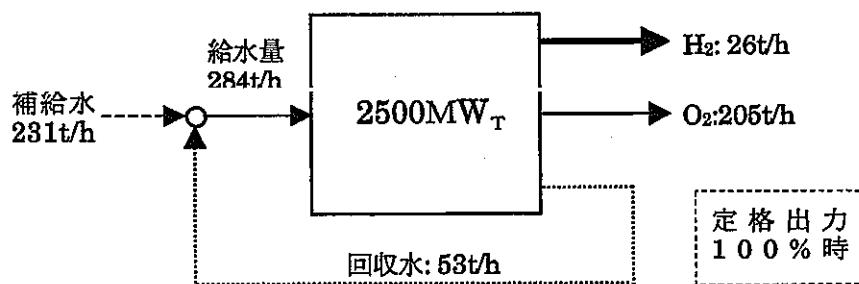


図 4.2 原子力水素プラント(水電気分解法)の物質フロー図

*1 日本産業ガス協会 HP <http://www.jiga.gr.jp>

5. 原子力水素プラントの熱収支

本章では、低温水蒸気改質法および水電解法による各水原子力水素プラントの熱収支について述べる。熱収支の計算は、以下の前提条件に基づいて行う。

- ①原子力水素プラントの総合効率は、製造された水素ガスの燃焼エネルギーと原子力水素プラントへの投入エネルギーの比で表す。
- ②水素製造エネルギーの他に、系統放熱や所内負荷等によるエネルギー消費を考慮する。
- ③水素ガスの燃焼エネルギー量は、真発熱量 33.2kWh/kg ベースとする。
- ④低温水蒸気改質法の原料用メタンガスがもつ潜在的な発熱量は、原子力水素プラントへの投入エネルギーの一部として扱う。
- ⑤メタンガスの真発熱量は 13.9kWh/kg とする。

(1) 低温水蒸気改質型原子力水素プラントの熱収支

低温水蒸気改質法を採用した原子力水素プラントでは毎時 $79 \times 10^3 \text{ kg}$ 程度の水素が製造されため、その燃焼エネルギーは水素ガスの真発熱量 33.2kWh/kg を用いて $2,625\text{MW}$ と計算される。原子力水素プラントへの投入エネルギーは、熱出力 $2,500\text{MW}$ の核熱エネルギーと、原料用メタンガスの潜在発熱量 $2,180\text{MW}$ (メタン真発熱量 $13.9\text{kWh/kg} \times \text{メタン流量 } 157 \times 10^3 \text{ kg/h}$) の合計により $4,680\text{MW}$ となる。また、総合効率は水素ガスの燃焼エネルギー $2,625\text{MW}$ と原子力水素プラントへの全投入エネルギー $4,680\text{MW}$ の比から約 0.56 になる。この低温水蒸気改質型原子力水素プラントの熱収支を図 5.1 に示す。

(2) 水電解型原子力水素プラントの熱収支

水電解法を採用した原子力水素プラントでは毎時 $26 \times 10^3 \text{ kg}$ 程度の水素が製造されため、その燃焼エネルギーは水素ガスの真発熱量 33.2kWh/kg を用いて 864MW と計算される。また、原子力水素プラントの投入エネルギーは熱出力 $2,500\text{MW}$ の核熱エネルギーのみであるため、水素ガスの燃焼エネルギー 864MW との比から総合効率は約 0.35 となる。この水電解型原子力水素プラントの熱収支を図 5.2 に示す。

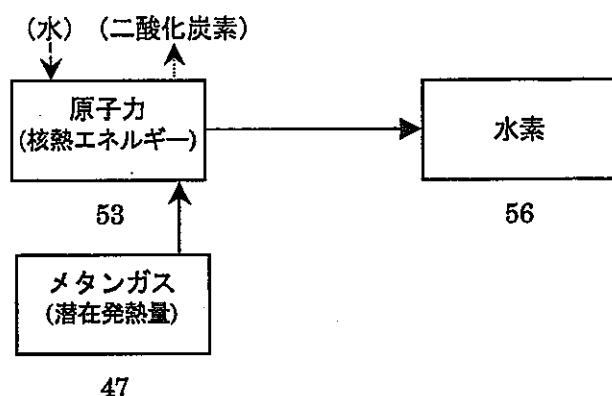


図 5.1 低温水蒸気改質型原子力水素プラントの熱収支

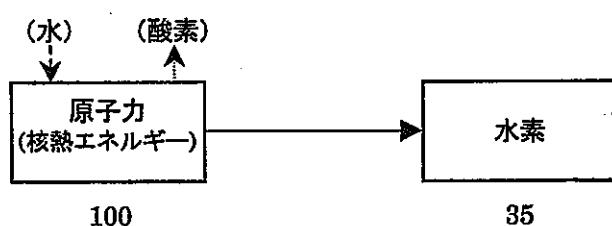


図 5.2 水電解型原子力水素プラントの熱収支

6. 原子力水素プラントの導入規模の再計算

6.1 代表計算

ここでは、国内の運輸部門における自動車が全て水素燃料電池自動車に置き換わると見込まれる 2055 年の水素消費量 $12.79 \times 10^{10} \text{Nm}^3$ (標準ケース)¹¹を代表値として、電解法と低温水蒸気改質法の各原子力水素プラントの導入規模について再計算を行う。

(1) 低温水蒸気改質型原子力水素プラント

2055 年の年間水素消費量 $12.79 \times 10^{10} \text{Nm}^3$ を水素ガス密度 0.0899kg/m^3 で質量に換算すると約 $1.15 \times 10^{10} \text{kg}$ になる。また、熱出力 2500MW_T の低温水蒸気改質型原子力水素プラント 1 基当りの年間水素製造量は、設備利用率を 90%とした場合には $7.9 \times 10^4 \text{kg/h} \times 24^{\text{h}} \times 365^{\text{d}} \times 0.9$ より $6.23 \times 10^8 \text{kg}$ になる。これより水素製造プラントの必要基数は、年間水素消費量約 $1.15 \times 10^{10} \text{kg}$ を 1 基当りの年間製造量 $6.23 \times 10^8 \text{kg}$ で除して 19 基 (小数点以下繰り上げ) となる。

(2) 水電解型原子力水素プラント

熱出力 2500MW_T の水電解型原子力水素プラント 1 基当りの年間水素製造量は、設備利用率を 90%とした場合には $2.6 \times 10^4 \text{kg/h} \times 24^{\text{h}} \times 365^{\text{d}} \times 0.9$ より $2.05 \times 10^8 \text{kg}$ になる。2055 年における水素製造プラントの必要基数は、年間水素消費量約 $1.15 \times 10^{10} \text{kg}$ を 1 基当りの年間製造量 $2.05 \times 10^8 \text{kg}$ で除して 57 基 (小数点以下繰り上げ) と計算される。

6.2 時系列計算

時系列計算では、水素燃料電池自動の導入条件が異なる 3 ケース（促進、標準、緩慢）の水素消費見通しを基に、2000 年から 2100 年までの原子力水素プラントの導入規模を概算する。この対象期間における運輸部門の水素消費見通しを図 6.1 に示す。

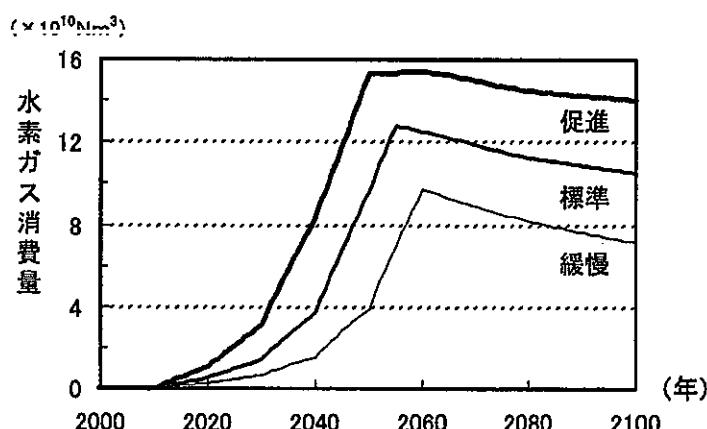


図 6.1 運輸部門における水素消費見通し

(1) 低温水蒸気改質型原子力水素プラント

図 6.2 は、2020 年以降 70GWe 一定で推移する電力供給用設備と、水素製造用に追加する低温水蒸気改質型原子力水素プラントのトータル容量である。低温水蒸気改質型原子力水素プラントの最大ピークは促進ケースが 23GWe、標準ケースが 19GWe、緩慢ケースが 15GWe になる。

(2) 水電解型原子力水素プラント

図 6.3 は、2020 年以降 70GWe 一定で推移する電力供給用設備と、水素製造用に追加する水電解型原子力水素プラントのトータル容量を示している。水電解型原子力水素プラントの最大ピークは促進ケースで 69GWe、標準ケースで 57GWe、緩慢ケースで 44GWe となり、現行の原子力発電設備計画 63 GWe 相当の追加容量になる。

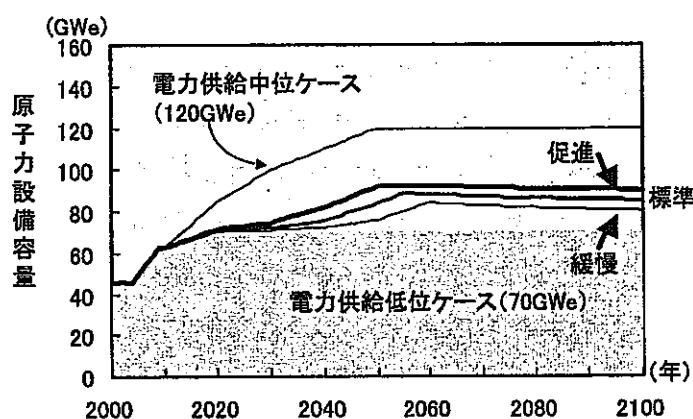


図 6.2 低温水蒸気改質型原子力水素プラントの設備容量

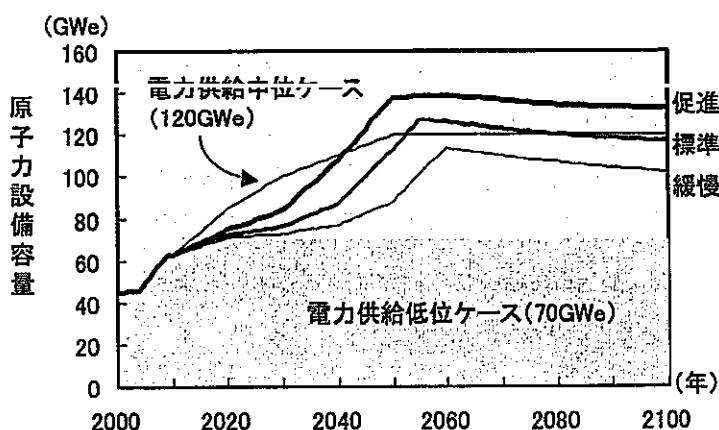


図 6.3 水電解型原子力水素 プラントの設備容量

7. 原子力水素プラントの付加価値と付帯費用

ここでは、水電解型原子力水素プラントで副生成ガスとして生産される純酸素の付加価値を、現在の小売価格（純度 99.9%、3,000 円/7Nm³≈400 円/Nm³）の 1/10 と仮定して求める。また、低温水蒸気改質型原子力水素プラントにおける付帯費用として、メタンガス原料費と CO₂ 回収処分費を、それぞれ液化天然ガス輸入単価（通関 CIF ベース^{*2}、平成 13 年 6 月実績 2 万 9280 円/ton）^[12]、および工業技術院の赤井氏による CO₂回収処理コストの分析結果^[13]を基に概算する。

なお、計算に当つての水素需給条件は、前記 6.1 項の代表計算と同一条件とした。

(1) 副生成ガスの付加価値

熱出力 2500MW_T の水電解型原子力水素プラントでは毎時 205ton の酸素が生産されるため、稼働率 90% と仮定した場合の 1 基当たりの年間生産量は、 $20.5 \times 10^4 \text{kg/h} \times 365^{\text{d}} \times 24^{\text{h}} \times 0.9$ より約 $16.2 \times 10^8 \text{kg}$ になる。

57 基の全プラントで生産される酸素量は、酸素密度 1.429kg/m³ を用いて $57 \text{基} \times 16.2 \times 10^8 \text{kg} / 1.429 \text{kg/m}^3$ より年間 $6.46 \times 10^{10} \text{m}^3$ と計算され、2000 年 1 月～12 月までの国内販売実績 $1.83 \times 10^9 \text{m}^3$ の約 35 倍に相当する。この副次的に生産される酸素は、現在の国内需要だけで見た場合には過剰供給による価格破壊の原因となり得るが、水素利用が本格化した場合に収益低下が予想される石油産業や海運産業では、海外を需要先とする新たなビジネスに繋がる可能性が考えられる。例えば、近年では空気の代わりに純酸素を酸化剤に用いる酸素燃焼技術が注目されており、燃焼温度の高温化、排ガス量の削減や窒素酸化物の抑制に繋がるため、加熱炉等での大量消費が期待される。仮に酸素の付加価値を 40 円/Nm³ とした場合の売上高は、40 円/Nm³ × 年間生産量 $6.46 \times 10^{10} \text{m}^3$ より約 2.6 兆円と見積もられ、水素製造プラント 1 基当たりでは約 450 億円／年になる。

(2) メタンガス原料費

低温水蒸気改質型水素製造プラントで想定されるメタンガスの年間消費量は、2055 年の年間水素消費量約 $1.15 \times 10^{10} \text{kg}$ 、水素とメタンのモル比 1/4 ならびに各分子量 (H₂:2g、CH₄:16g) より約 $2.3 \times 10^{10} \text{kg}$ と計算される。また、年間の原料費はメタンガス消費量 $2.3 \times 10^7 \text{ton}$ と液化天然ガス輸入単価 29,280 円/ton の積より約 6,700 億円と見込まれ、水素製造プラント 1 基当たりの原料費はプラント基数 19 で除して約 350 億円／年・基と見積もられる。

(3) CO₂回収処分費

メタンガス原料費と同様に、低温水蒸気改質型水素製造プラントで発生する CO₂

*2 船積諸費用(Cost)、保険(Insurance)、揚港までの海上運賃(Freight)を含んだ価格

の回収処分費を付帯費用として考えた場合、その年間トータル額は水素ガス 1kg 当りの CO₂ 回収処分コスト約 43～57 円/kg-H₂ と 2055 年の年間水素消費量約 1.15×10^{10} kg の積より約 4,900 億円～6,600 億円程度と予想される。また、水素製造プラント 1 基当たりの年間 CO₂ 回収処分費は、年間トータル額をプラント基数 19 で除して約 260～350 億円／年・基と概算される。

8. まとめ

低温水蒸気改質法と水電解法を採用した原子力水素プラントを想定し、各方式における水素ガス 1kg 当りの製造エネルギー量、製造エネルギーの試算結果と公表データとの比較検討、原子力水素プラント 1GWe（熱出力 2.5GW、送電端効率 40%の発電プラント相当）当りの物質流量および熱収支について検討を行った。また、これらの検討結果を基に、燃料電池自動車への水素供給を仮定した場合の原子力水素プラント規模を再計算し、併せて副生成ガスの付加価値と原料ガス等の付帯費用を概算した。

それぞれの検討結果は以下の通り。

- (1) 水素ガス 1kg 当りの製造エネルギー（核熱エネルギー）は、低温水蒸気改質法では約 27 kWh/kg、水電解法では約 92 kWh/kg と試算され、IAEA や電中研の公表値と概ね一致することを確認した。
- (2) 低温水蒸気改質法および水電解法の各原子力水素プラントにおける時間当たりの物質流量を定量化した。

① 低温水蒸気改質型原子力水素プラント

(プロセス入力)	補給水	: 354t/h
	給水量	: 584t/h
	メタンガス	: 157t/h
(プロセス出力)	水素ガス	: 79t/h
	二酸化炭素	: 433t/h
	回収水	: 230t/h

② 水電解型原子力水素プラント

(プロセス入力)	補給水	: 231t/h
	給水量	: 284t/h
(プロセス出力)	水素ガス	: 26t/h
	酸素	: 205t/h
	回収水	: 53t/h

- (3) 運輸部門における水素消費見通しをベースに、原子力水素プラントの導入規模を再計算した。ちなみに標準ケースの 2055 年における原子力水素プラントの導入規模は、低温水蒸気改質型の場合 19GWe 程度、水電解型の場合 57 GWe 程度と推計された。
- (4) 水電解方式の原子力水素プラントで副次的に生産される酸素の付加価値を概算し、1 基当たり年間約 450 億円の売上高に繋がる酸素販売ビジネスが期待される。
- (5) 低温水蒸気改質型原子力水素プラントの付帯費用を概算し、メタンガス原料費は 1 基当たり年間 350 億円程度、CO₂回収処分費は同じく約 260～350 億円程度と見積もられた。

9. おわりに

高速増殖炉サイクル実用化戦略調査研究の一環として、原子力の多目的利用シナリオの検討・構築を受け、その一方策として原子力による水素製造利用について検討を進めている。

本検討では、原子炉冷却系の運転温度が 550°C 前後の FBR に適用が期待される低温水蒸気改質法、および水電解法を想定した原子力水素プラントの水素製造量や原料ガス等の物質流量について概略的な定量化を行った。また、燃料電池自動車への水素供給を仮定した場合の原子力水素プラント規模を再計算し、併せて副生成ガスの付加価値と原料ガス等の付帯費用を概算した。

今後は、原子力製造水素の産業部門や民生部門での利用方法、さらには近年注目されている分散型電源との共生方策、水素インフラストラクチャー概念等の検討を進めていく予定である。

10. 参考文献

- [1] 篠田佳彦、大滝明、小藤博英他：“総合評価技術検討書 一実用化戦略調査研究（フェーズI）成果報告一”、JNC TN9400 2001-061、(2001.3)
- [2] 大滝明、小野清、平尾和則：“FBRによる水素製造シナリオの検討”、日本原子力学会 2001 年秋の大会、B37
- [3] 篠田佳彦、大滝明、小藤博英他：“高速増殖炉の特性評価”、サイクル機構技報No. 12 (別冊 JNC TN1340 2001-008、(2001.9)
- [4] J. R. Hufton, S. Mayorga, and S. Sircar: “Sorption-Enhanced Reaction Process for Hydrogen Production”, AIChE Journal, Vol. 45, No. 2, p248～256 (1999. 2).
- [5] J. Hufton, W. Waldron, S. Weigel and et al. : “Sorption Enhanced Reaction Process (SERP) for the Production of Hydrogen”, Proceedings of the 2000 Hydrogen Program Review, NREL/CP-570-28890,
- [6] 白崎、太田（東京ガス）、小林、黒田(三菱重工)：“都市ガスから直接純水素を製造する水素分離型改質器の開発”、水素エネルギー・システム Vol. 22 No. 1 (1997)
- [7] 黒田、小林(三菱重工)、大田、白崎（東京ガス）：“都市ガスを原料としたメンブレンリアクタ型水素発生装置”、三菱重工技報 Vol. 33 No. 5, (1996. 9)
- [8] IAEA-TECDOC-1085 : “Hydrogen as an energy carrier and its production by nuclear power” (1999)
- [9] 電中研編著：“次世代エネルギー構想 このままでは資源が枯渇する”、電力新報社 (1998)
- [10] 大滝、 TN9410 92-032 : “大型 F B R 設計研究（平成 3 年度上期） 高温待機状態の成立性に関する系統降温特性調査結果”、1991 年 9 月
- [11] エネルギー・資源学会編：“エネルギー・資源ハンドブック”、p.707、(1996)
- [12] 経済産業省：“エネルギー生産、需給統計月報”(平成 13 年 6 月)
- [13] 赤井誠：“CO₂の隔離技術”、日本エネルギー学会誌、第 76 卷、第 12 号 (1997)

APPENDIX-C

「IASA/WEC'98 の小型原子炉普及シナリオの分析・検討」

IIASA/WEC`98 の小型原子炉普及シナリオの分析・検討

大滝 明、 平尾 和則

要 旨

本研究では、小型炉普及のドライビングフォースを探るため、小型炉に関する技術評論や既往研究の中でキーワード的に多用されている「地球規模問題」、「地球環境問題」、「持続的発展」および「開発途上国」にスポットを当て、将来的課題の調査・整理ならびに小型炉で対応する場合の導入規模等について検討を行った。

具体的には、地球規模問題と地球環境問題の調査・整理、地球環境問題に対する原子力の貢献分野の定性的検討、IIASA/WEC`98 における環境重視ケース C2（小型原子炉普及シナリオ）の分析、同シナリオを基に、電力供給用途の他に水素製造、熱供給、淡水処理を加えた世界各地域の人口 100 万人当りの都市に必要な原子力設備容量の概算（最大導入可能量）を実施した。

一連の調査・分析結果の要点は、以下の通りである。

- (1) 原子力は地球温暖化に代表される環境問題の抑制や、先進国と開発途上国との経済的・資源的な格差是正が期待される技術である。
- (2) 原子力の国内利用および開発途上国への技術経済支援を進めるためには、原子力利用に伴う潜在的リスクと将来予想される地球規模問題や他の代替エネルギーが内包しているリスクを、社会が客観的に比較評価できる環境整備が必要である。
- (3) 小型炉の導入は、その特長とされる信頼性や安全性等が原子炉のみならず、核燃料サイクル全体のリスク低減やコスト削減に結び付くことが望ましい。
- (4) シナリオ検討では、小型炉のニーズとして電力供給、水素製造、熱供給および淡水処理を想定し、世界各地域の人口 100 万人当りの都市におけるそれぞれの導入規模を概算した。その結果、IIASA/WEC`98 の小型原子炉普及シナリオ (C2) に比べ、2100 年時点で約 4 倍 (100 万人都市当り) の導入規模が見込まれた。

目 次

1. はじめに.....	C -1
2. 地球規模問題について.....	C -2
2.1 地球規模問題と地球環境問題の整理	C -2
2.2 地球環境問題の顕在化	C -4
2.3 エネルギー問題と地球環境問題	C -6
2.4 原子力貢献が見込まれる環境問題	C -6
3. 先進国と開発途上国における経済的格差の現状	C -8
3.1 人口推計	C -8
3.2 GNP の格差.....	C -8
3.3 エネルギー消費の格差.....	C -10
4. 小型炉導入シナリオの骨子	C -12
4.1 IIASA/WEC'98 における小型炉普及シナリオの分析.....	C -12
4.1.1 代表的なシナリオの概要	C -12
4.1.2 環境重視ケースにおける不確定性.....	C -16
4.1.3 小型炉普及シナリオ C2 の原子力利用分野	C -18
4.2 小型炉導入シナリオ骨子案の検討	C -19
4.2.1 導入シナリオの基本的考え方	C -19
4.2.2 小型炉の設備容量の検討	C -19
5. まとめ	C -25
6. おわりに	C -27
7. 参考文献	C -28

図 目 次

図 2.1 地球環境問題の相互関係	C -3
図 2.2 地球規模問題への原子力の貢献分野	C -7
図 3.1 世界人口の実績と将来推計	C -8
図 3.2 各国の国民一人当りの GNP	C -9
図 3.3 国民一人当りの GNP と平均寿命	C -10
図 3.4 国民一人当りの GNP と 1 次エネルギー消費	C -10
図 3.5 国民一人当りの GNP とエネルギー消費原単位	C -10
図 4.1 IIASA/WEC'98 における世界人口の推計	C -13
図 4.2 IIASA/WEC'98 における世界の経済成長見通し	C -13
図 4.3 各地域の人口一人当りの GDP 格差	C -14
図 4.4 世界全体の 1 次エネルギー消費の将来見通し	C -14
図 4.5 世界の一人当りの 1 次エネルギー消費見通し	C -15
図 4.6 世界全体のエネルギー消費原単位の見通し	C -15
図 4.7 世界全体の CO ₂ 排出見通し	C -15
図 4.8 環境重視ケースのエネルギー需給構成の将来見通し	C -17
図 4.9 環境重視ケースにおける原子力の普及見通し	C -17
図 4.10 小型炉原子炉導入地域の人口密度	C -18
図 4.11 地域別一人当りの電力需要見通し	C -18
図 4.12 設備容量の算出方法	C -20
図 4.13 世界各地域における 100 万人都市当りの原子力設備容量の推計結果	C -24

表 目 次

表 2.1 地球規模問題と地球環境問題の整理	C -3
表 2.2 世界の地域別に見た水使用量の動向と水需要の将来見通し	C -5
表 4.1 IIASA/WEC`98 における世界のエネルギー需給シナリオの概要	C -12
表 4.2 代表シナリオの 1 次エネルギー需給構成	C -16
表 4.3 代表シナリオの最終エネルギー需給構成	C -16
表 4.4 各地域の 100 万人都市の原子力発電設備容量	C -21
表 4.5 各地域の 100 万人都市の水素製造設備容量	C -21
表 4.6 各地域の 100 万人都市の熱供給設備容量	C -22
表 4.7 世界各国における一人当たりの水需要見通し(仮定)	C -22
表 4.8 世界各国における水資源の充足率(仮定)	C -22
表 4.9 世界各国における 100 万人都市の淡水処理設備容量	C -23

1. はじめに

高速増殖炉サイクル実用化戦略調査研究では、スケールメリットを活かした大型高速増殖炉（以後、大型炉という）の設計研究を行う一方で、物理的固有安全性に優れ、エネルギー成長に即した合理的な設備計画と建設資本で対応し得る小型高速炉（以後、小型炉という）の概念検討を進めている^{[1][2]}。

小型炉は、需要地近接方式による電力生産の他に、化学プロセスへの熱供給をはじめ海水淡水化、水素製造や民生用熱利用等の幅広い分野で利用が期待されている^{[3], [4]}。また、小型炉のニーズは国内のみならず、人口増加による水資源や食糧、電源等の不足が懸念される発展途上国で有望視されている^{[5], [6], [7]}。さらに、国際応用システム研究所（IIASA : International Institute for Applied System Analysis）と世界エネルギー会議（WEC : World Energy Council）が1998年に公表した共同研究報告書では、地球環境を重視した将来のエネルギー需給シナリオとして、小規模で安全な小型原子炉が主にアジアやアフリカ地域で普及するシナリオ（C2ケース）を発表している^[8]。

本研究では、小型炉普及のドライビングフォースを探るため、これらの技術評論や既往研究の中でキーワード的に多用されている「地球規模問題」、「地球環境問題」、「持続的発展」および「開発途上国」にスポットを当て、将来的課題の調査・整理ならびに小型炉で対応する場合の導入規模等について検討を行った。

本資料は、第2章では地球規模問題の概要を整理し、原子力の貢献が期待される環境問題を定性的に抽出し、第3章では先進国と開発途上国における経済的格差の現状について整理を行い、第4章ではIIASA/WEC'98のC2ケースに関する分析結果ならびに小型炉導入シナリオ骨子案の検討結果をまとめた。

-
- [1] 此村守、神山健司、久保田健一他：“各種冷却材を有する高速増殖炉に関するプラント設計評価(2)－水冷却, 溶融塩炉, 小型炉の検討及び総合評価－”, サイクル機構技報No.12(別冊 JNC TN1340 2001-008, (2001. 9)
 - [2] 高木直行、梅津陽一郎、坂下嘉章：“実用化戦略調査研究における小型高速炉”, 日本原子力学会誌 Vol.43, No.11 (2001.11)
 - [3] 山崎亮吉：“革新的中小型炉の研究開発動向”, エネルギー・レビュー, 2000年8月号, p.50～p.53
 - [4] 烏井弘之：“革新的原子力技術の開発”, Science & Technology Journal 第10巻第10号(2001)
 - [5] 電力中央研究所特別顧問服部禎男：“核燃料サイクルについて”, 平成11年度第1回原子力政策円卓会議 配布資料 6-4(平成11年6月15日開催)
 - [6] 小西俊雄、湊章男：“海水淡水化への原子力エネルギーの利用とIAEAの活動”, 日本原子力学会誌, Vol.41, No.1 (1999)
 - [7] 烏井弘之：“原子力の未来 持続可能な発展への構想”, 日本経済新聞社(1999年)
 - [8] IIASA/WEC：“Global Energy Perspectives”, 1998

2. 地球規模問題について

地球規模で深刻化が予想される資源・環境問題の根本的原因は、人口の著しい増加と文明の発展にあるとされている^[9]。この地球規模問題についていち早く警鐘を発したのは、1972年にローマクラブが公表した報告書とされている。本報告書では人口増加や資源消費、環境悪化等が今日と同様に続いた場合、21世紀中に人間活動の成長が限界に達するため、時間軸に対して右上がりの成長を見直し、人口と資本の成長が平衡状態に導かれる持続可能な社会形成への転換を提唱している^[10]。これを原点として、先進諸国では地球環境問題をはじめ人口問題、エネルギー問題、食糧問題、鉱物資源問題、森林資源問題等の人類の持続的発展に重大なインパクトを及ぼす課題について、地球的規模のフレームワークと組織による取り組みが世界の潮流になっている。また、地球規模問題への対応は、わが国の国際協力政策や経済産業政策の基本理念、あるいは政策課題としても意義付けられている^{[11],[12],[13],[14]}。本章では、小型炉導入シナリオの検討に先立ち、地球規模問題および地球環境問題の本質を整理するとともに、地球規模問題に対する原子力の貢献分野を見出す。

2.1 地球規模問題と地球環境問題の整理

1988年にIPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*:気候変動に関する政府間パネル) が発足して以来、地球規模問題あるいは地球環境問題をテーマにした書籍や技術評論が数多く出版されている。また、わが国のさまざまな政策審議会においても地球規模問題の対応に向けたレポートが多数公表されている。しかしながら、それらの中には問題を引き起こす基盤的要因や、二次的に派生する事象を渾然一体で捉えている場合があり、問題解決の本質が見ないケースが少なくない。

ここでは、地球規模問題と地球環境問題を整理するため、ローマクラブ日本チーム発足当時に主査を務めた茅東大名誉教授編集の地球環境工学ハンドブック^[15]や、地球環境問題を平易に紹介している平成11年度版環境白書^[16]を基に、各問題の相違点や特長について考察を行う。

表2.1は、地球環境工学ハンドブックで地球規模問題と地球環境問題に分類されている課題と要因、ならびに想定事象の掲載内容を要約したものである。また、図2.1は環境白書で公表されている地球環境問題の相互関係である。この表2.1と図2.1か

[9] エネルギー・資源学会編、“21世紀社会の選択 エネルギー・環境制約下での発展のために”、(財)省エネルギーセンター、(2000)

[10] ローマクラブ、“成長の限界 ～ローマクラブ『人類の危機』レポート”、ダイヤモンド社、1975年5月

[11] 政府開発援助大綱(平成4年6月30日付、内閣決定)

[12] 外務省ODA政策、“地球規模問題への取り組み”

[13] 通産省総合エネルギー調査会新エネルギー部会・省エネルギー部会国際協力小委員会、“開発途上国における新エネルギー・省エネルギーの普及のための我が国の国際協力の在り方について”、2000年12月

[14] 環境庁編、“環境白書 平成12年版”、(株)ぎょうせい、2000年6月

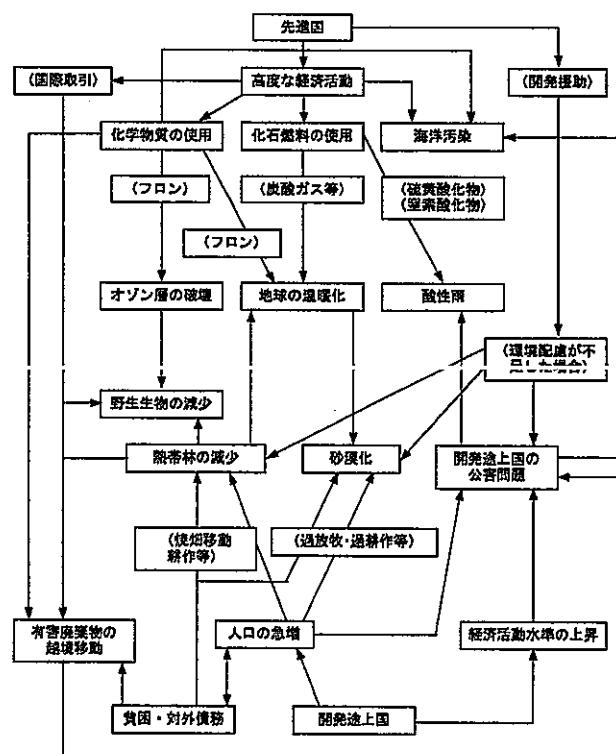
[15] 地球環境工学ハンドブック編集委員会編、“地球環境工学ハンドブック”、オーム社(1991)

[16] 環境庁編、“環境白書 平成11年版”、(株)ぎょうせい、1999年6月

ら、地球規模問題は人間の社会経済活動に直接的なインパクトをもたらす課題であり、
二次的な地球規模問題あるいは環境問題を引き起こす基盤的要因として捉えられる。
一方、地球環境問題は人間の社会経済活動による自然への影響が、自然界が持つ循環・
再生能力を超えた場合に顕在化する事象として理解される。つまり、地球環境問題の
改善は、基盤的要因を成す地球規模問題の克服や、社会経済活動の在り方の改善にあ
るといえる。

表 2.1 地球規模問題と地球環境問題の整理

	課題	概要
地球規模問題	エネルギー問題 鉱物資源問題 森林資源問題 食糧問題 人口問題 気候・異常気象問題 自然災害	大量消費により化石燃料の有限性からエネルギーの確保や供給が困難する 代替が難しいレアメタル等が枯渇すると、技術やシステム、文明の放棄に繋がる 過伐により大気中炭素放出量増加、薪炭不足、洪水渇水の誘発、土壌劣化、砂漠化が進展 最貧層国における子供の発育不全、成人の就労率低下により貧富差が拡大する 途上国では地域人口の過密・過疎化、雇用・教育・保健等の問題がより深刻化する 気象変化への対応能力低下が、食料価格の高騰や都市機能や産業活動の停滞に繋がる 生態系への影響、生命や生活環境の損失をもたらす
地球環境問題	地球温暖化問題 オゾン層破壊問題 酸性雨問題 森林破壊・土壌問題 砂漠化問題 海洋汚染問題 野生生物問題 放射能汚染問題 廃棄物問題	温室効果ガスの人為的な大量放出により、地球規模の気温上昇、気候変動が発生する CFC の成層圏上昇が原因し、紫外線による皮膚がん増加、生態系への影響が危惧される 大気放出した SO_2 , NO_x が雨滴に溶解し、森林破壊・魚介類死滅、建造物被害を発生する 過伐等による生態系の変化、治水機能・水質の低下、土壌劣化から経済面・環境面が悪化 干ばつ以外に過伐・過放牧・過耕地等の人的要因により、食糧生産低下、気候変動が懸念 船舶事故に伴う流出油、河川・海洋への重金属物質等の放流や廃棄物投棄による生物影響 野生生物種が乱獲や開発に伴う生息環境の破壊により急速に絶滅しつつある問題 核実験、原子力施設の事故に伴う被ばくや放射能汚染による人体や環境への影響を危惧 経済産業活動の活性化、人口集中に伴う廃棄物排出量の増加、処分施設の不足、健康被害

(参考) 地球工学ハンドブック^[15]

多種の地球環境問題には本図に掲げた以外にも複雑な因果関係が存在するが、本図では省略

図 2.1 地球環境問題の相互関係（平成 11 年度版環境白書^[16]を基に作図）

2.2 地球環境問題の顕在化

ここでは既に顕在化しているとされる、地球環境問題の現状について述べる。

(1) 地球温暖化

化石燃料の大量消費が原因とされる地球温暖化は、大気中の温室効果ガス濃度や年平均気温等の統計データの分析から確実に進行しているとされている^{[14],[15],[16]}。この地球温暖化は潮位の上昇や砂漠化などを通して生活圏に直接的な制約をもたらす他に、熱帯性気候地域の拡大とともにマラリラやコレラ等の感染率の増加によって病理的な側面でも制約をもたらすとされている。

(2) 酸性雨

環境庁が 1983 年度から実施している国内の酸性雨調査によると、調査期間中の pH は 4.8~4.9 (年平均値の全国平均) と観測され、森林や湖沼等の被害が報告されている欧米と同程度の酸性度であると評価されている。国内における酸性雨の影響は、原因不明の樹木衰退 (全国 88 カ所の観測点中 15 カ所) や酸性雨によると見られる湖沼の水質変化 (全国 18 カ所の観測点中 2 カ所) として観測されている^[17]。一方、海外における酸性雨被害は北米、ヨーロッパ、中国を中心に顕在化しており、植物や森林への影響としては、ドイツの黒い森に代表される枯損症状をはじめ、オランダ、スイス、フランス等で全森林面積の 2~4 割程度に黄変などの被害が生じているとされている。さらにスウェーデンや北米等の湖沼では、魚の大量死や死滅が実害として生じている^[15]。

(3) 森林破壊

世界の陸地の約 4 分の 1 を占める森林面積は、1990 年から 1995 年の 5 年間に世界で 5,630 万 ha (1 年間に本州の約半分の面積) 減少し、1995 年時点で 34 億 5,400 万 ha とされている。森林面積は、先の 5 年の間に先進国では 878 万 ha 増加しているが、途上国では 6,513 万 ha が減少しており、このうちの約 97% が熱帯林とされている。なお、熱帯林の減少原因是、農地転用、過放牧、薪炭材の過伐、焼畑等との指摘があり、今後も途上国の森林減少は引き続き進行すると見られている^[14]。

(4) 土壤劣化と砂漠化

砂漠化 (乾燥地における土壤の劣化や喪失) の問題は、気候的要因と人為的要因の二つがある。気候的要因は、下降気流の発生や水分輸送量の減少による乾燥の進行、人為的要因は草地の再生能力を超えた過放牧、過耕作や薪炭材の過伐とされている。1991 年の国連環境計画の発表によると、世界には 61 億 ha の乾燥地が存在し、そのうち約 9 億 ha は砂漠で、残りの 52 億 ha は耕作可能な乾燥地とされている。この耕作可能な土地の 36 億 ha (全陸地の 4 分の 1 相当) は砂漠化の影響を受けており、そこでは約 9 億人 (世界人口の約 6 分の 1) が生活している。砂漠化の被害面積はアジア約 37%、アフリカ約 30%、北米約 12% とされている^[15]。

[17] 日本経済新聞(1997 年 4 月 19 日付)

(5) 水資源不足

世界の水資源利用動向に関する世界気象機関（WMO）の推計によると、2025年の世界全体の水利用量は、人口増加に伴って1995年の年間利用量3兆5720億m³の約1.4倍（4兆9130億m³）に膨らむと見られている。一人当たりの水利用量は北米が3,924リットル/日と最も多く、続いてオセアニア、ヨーロッパの順となり、先進国の人々が比較的多い地域で水使用量が多い傾向にある。世界全体の平均需要量は1995年の1,756リットル/日に対して、2025年には1,625リットル/日程度まで落込むと見られている。WMOの水需要見通しを表2.2に示す^[16]。一方、WHO（世界保健機構）の調べによると、水質の悪化によって安全な水を得られない人口は1994年時点では約11億人に達し、同じく世界銀行の推計（World Development Report 1992）では2020年には約20億人に拡大すると見られている^[14]。さらに、国連人口基金の「世界人口白書」（1999年）によると、現在、世界で水不足の危機にさらされている人口は4.3億人を超え、2050年までには世界の4人に1人が水不足の問題を抱えると見られている。ユーフラテス川流域で水資源紛争を起こしているイラク、シリア、トルコの人口は、1995年から2025年の約30年間でイラク2倍、シリア1.9倍、トルコ1.4倍に増加すると推計されており、増加する人口を養うために大量の水が必要となり、地域紛争の発生が危惧されている^[18]。

表2.2 世界の地域別に見た水使用量の動向と水需要の将来見通し

（全体水量：10億m³、1人当たりの水量：リットル/日）

			1950年	1995年	2025年
			1995/1950	2025/1995	
ヨーロッパ	全体水量	93	497	602	
	1人当たりの水量	5.4		1.2	
北アメリカ	全体水量	490	1,985	2,406	
	1人当たりの水量	4.1		1.2	
アフリカ	全体水量	281	652	794	
	1人当たりの水量	2.3		1.2	
アジア	全体水量	3,548	3,924	3,654	
	1人当たりの水量	1.1		0.9	
南アメリカ	全体水量	56	161	254	
	1人当たりの水量	2.9		1.6	
オーストラリア オセアニア	全体水量	700	593	446	
	1人当たりの水量	0.8		0.8	
合計	全体水量	859	2,085	2,997	
	1人当たりの水量	2.4		1.4	
		1,663	1,714	1,671	
		1.0		1.0	
	全体水量	59	152	233	
	1人当たりの水量	2.6		1.5	
	全体水量	1,474	1,273	1,292	
	1人当たりの水量	0.9		1.0	
	全体水量	10	26	33	
	1人当たりの水量	2.6		1.3	
	全体水量	2,333	2,407	2,365	
	1人当たりの水量				
	全体水量	1,359	3,572	4,913	
	1人当たりの水量	2.6		1.4	
	全体水量	1,493	1,756	1,625	
	1人当たりの水量	1.2		0.9	

原典：WHO Assessment of Water Resources and Water Availability in the World;1996 (WHO 発行)

出典：参考文献[16] 環境庁、平成12年度版環境白書より

[18] 世界国勢図会(2000/2001),国勢社(2000年)

2.3 エネルギー問題と地球環境問題

地球規模問題の一つであるエネルギー問題への社会的関心は、化石燃料の有限性に対する危機的意識と共に、地球温暖化問題や酸性雨の原因となる二酸化炭素(CO₂)、硫黄酸化物(SO_x)および窒素酸化物(NO_x)の大気放出抑制の観点からも化石燃料の大量消費が問題視されており、今日ではエネルギー効率と環境問題の両面からエネルギー利用の在り方が問われている[9],[19],[20],[21],[22]。

将来のエネルギー利用の展望について、電力中央研究所の依田顧問は「経済発展」と「資源・エネルギー」、「環境」から成るトリレンマ問題の同時解決を提言し、世界全体の持続的な発展を確保するには、熱エネルギーの有効利用システムや省エネルギー技術の産業的確立、再生可能エネルギーの積極導入、CO₂を出さない現実的かつ大規模なエネルギー源としての原子力の正当な評価が重要であるとしている[20]。

また、筑波大内山教授は、将来のエネルギー供給の在り方として、社会の多様なニーズに対応すべく多面的かつ柔軟性に富んだ政策や、従来の大型化と効率性を求める「規模の経済」から、多様な社会ニーズを受け入れる「範囲の経済」へと技術開発の方向を変えていく必要があるとしている[22],[23]。

2.4 地球環境問題に対する原子力の貢献分野

エネルギー問題と環境問題への対応策としては、米国のNGO団体「ロックキーマウンテン研究所」のAmory B. Lovins氏が提案するソフト・エネルギー・パスのように、再生可能エネルギーの利用とエネルギー消費の節約に重点を置いた考え方がある[24]。また、エネルギー密度が高く、単位エネルギー当りのCO₂排出量が極めて少ない特長を持つ原子力を、将来のエネルギー問題と環境問題に対する現実的な技術選択肢の一つとして推す考えもある[5],[7],[20]。

本調査・検討は小型炉普及のドライビングフォースを探る目的で実施しているため、ここでは原子力の貢献が期待される環境問題を検討・整理する。検討にあたっては、化石燃料と薪炭燃料の代替を原子力で行うものとし、原子力による二次エネルギーの供給形態は、電力、熱および水素を想定する。なお、二次エネルギーの利用分野については、別途第4章で後述する。

図2.2は、化石燃料ならびに薪炭燃料を原子力で代替した場合に想定される一次効果および二次効果、改善が期待される環境問題との相関を示している。図2.2では、環境問題相互の関係や経済産業活動への波及効果については省略しているが、例えば

[19] OECD国際エネルギー機関、「地球環境とエネルギー」、電力新報社、1990年11月

[20] 電力中央研究所編著、依田直監修、「次世代エネルギー構想 このままでは資源が枯渇する」、電力新報社、1998年

[21] 電気学会エネルギー問題検討特別委員会編、茅陽一監修「エネルギー技術の新パラダイム」、オーム社、1995年

[22] 化学工学会監修、内山洋司著、「私たちのエネルギー 現在と未来」、倍風館、1996年

[23] 内山洋司:「これから電気事業への期待と注文」、エネルギー・フォーラム、2001年5月号、p.90~p.93

[24] エイモリー・ロビンズ著、室田泰弘・梶谷治紀訳:「ソフト・エネルギー・パス 一永続的平和への道」、時事通信社(1979)

酸性雨の回避により森林破壊・土壤汚染や生態系の変化、海洋・河川の汚染（水質汚濁含む）の改善に繋がり、さらには食糧生産の安定化、化石資源や木材資源を再利用可能な工業素材に用いた産業活動の創出に結び付くことも想定される。

なお、原子力による化石燃料や薪炭燃料の代替割合、一次効果および二次効果、改善が期待される環境問題の定量性については、経済産業の構造や規模等が国や地域で異なることから現段階では明示できない。しかしながら、原子力および小型炉の有用性をアピールするためには、マクロ的な分析法で世界全体についての各効果を定量分析し、加えて原子力利用に付随する潜在的リスク（放射能汚染問題）の程度と他の環境問題が抱えるリスクとを客観的に比較評価しておく必要がある。さらに、図2.2の代替案については再生可能エネルギーでも実現し得るとの意見が予想されるため、競合する代替エネルギーとの費用対効果等の比較評価も必要と思われる。

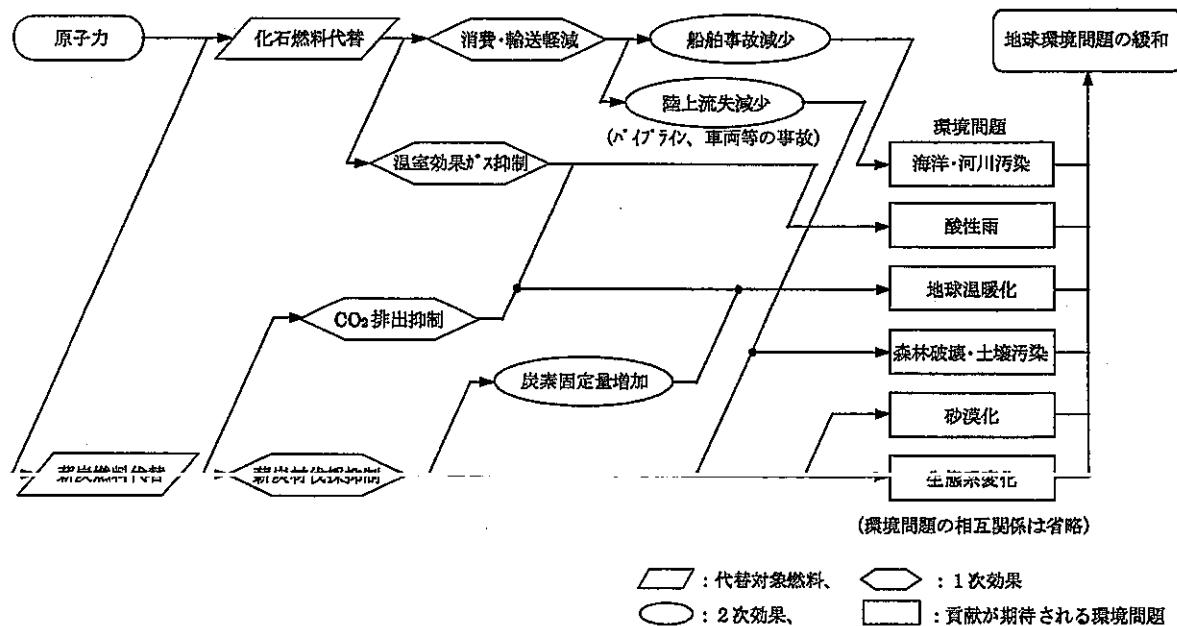


図2.2 地球環境問題への原子力の貢献分野

3. 先進国と開発途上国における経済的格差の現状

第2章の冒頭では、地球規模で深刻化が予想される資源・環境問題の根本的原因の一つとして、著しい人口増加をあげた。この人口増加についてローマクラブでは、経済成長を凌ぐ人口成長が、先進国と開発途上国に貧富の格差をもたらしていると分析している。さらにローマクラブでは、人類が持続可能な成長を遂げるためには人口と資本の安定化、開発途上国と先進国の経済的格差の是正が必要との見解を示している^[10]。

ここでは、日本エネルギー経済研究所編エネルギー・経済統計要覧や矢野恒太記念会編世界国勢図会の掲載データを基に、ローマクラブが指摘する先進国と開発途上国との経済的格差の現状を整理する^{[18],[25]}。

3.1 人口推計

World Population Prospects(1998)を原典とする、世界各国域の実績人口と2050年までの推計を図3.1に示す。1995年における世界全体の人口は約57億人で、その内訳はアジア地域が約34億人、アメリカ地域が約8億人、ヨーロッパとアフリカがそれぞれ約7億人、オセアニア地域が約0.3億人である。また、先進地域の人口は世界全体の約20%に相当する12億人程度

で、残りの約80%が発展途上地域とされている。2050年の推計では、世界全体の人口は約89億人にまで増加すると見られており、アジア地域約53億人、アフリカ地域約18億人、アメリカ地域約12億人、ヨーロッパ約6億人、オセアニア地域約0.5億人と想定され、このうち先進地域の人口は1995年以降ほぼ横ばいで推移し、発展途上地域の人口が世界全体の約90%にまで拡大すると見られている^[25]。

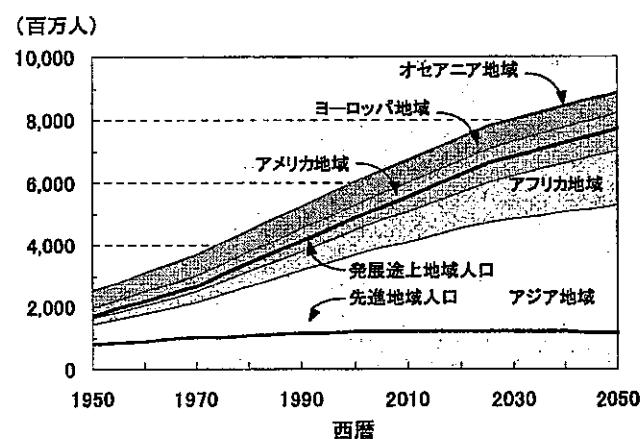


図3.1 世界人口の実績と将来推計
出典：参考文献[18]の公表データを基に作成
原典：World Population Prospects(1998)

3.2 GNP の格差^[18]

世界銀行では、1997年の国民一人当たりのGNPが9,656ドル以上の国を高所得国、3,126ドル～9,655ドルを中所得国、785ドル～3,125ドルを中低所得国、785ドル未満の国を低所得国としている。現在、12億人の人々が1日当たり1ドル以下の生活を強いられ、約30億人近くが1日当たり2ドル以下で暮らしているとされる^[26]。図3.2は、参考文献[18]で公表されている世界各国の国民一人当たりのGNPを、世界銀行の分類に従って色分

[25] 日本エネルギー経済研究所計量分析部編：“エネルギー・経済統計要覧 2000”，省エネルギーセンター（2000年）

[26] 世界銀行・IMF・アフリカ開発銀行・アジア開発銀行・欧州復興銀行・米州開発銀行「グローバル貧困報告書」,2000.7

けしたものである。いわゆる最貧国と呼ばれる低所得国は、南アジアとアフリカに集中していることが分かる。

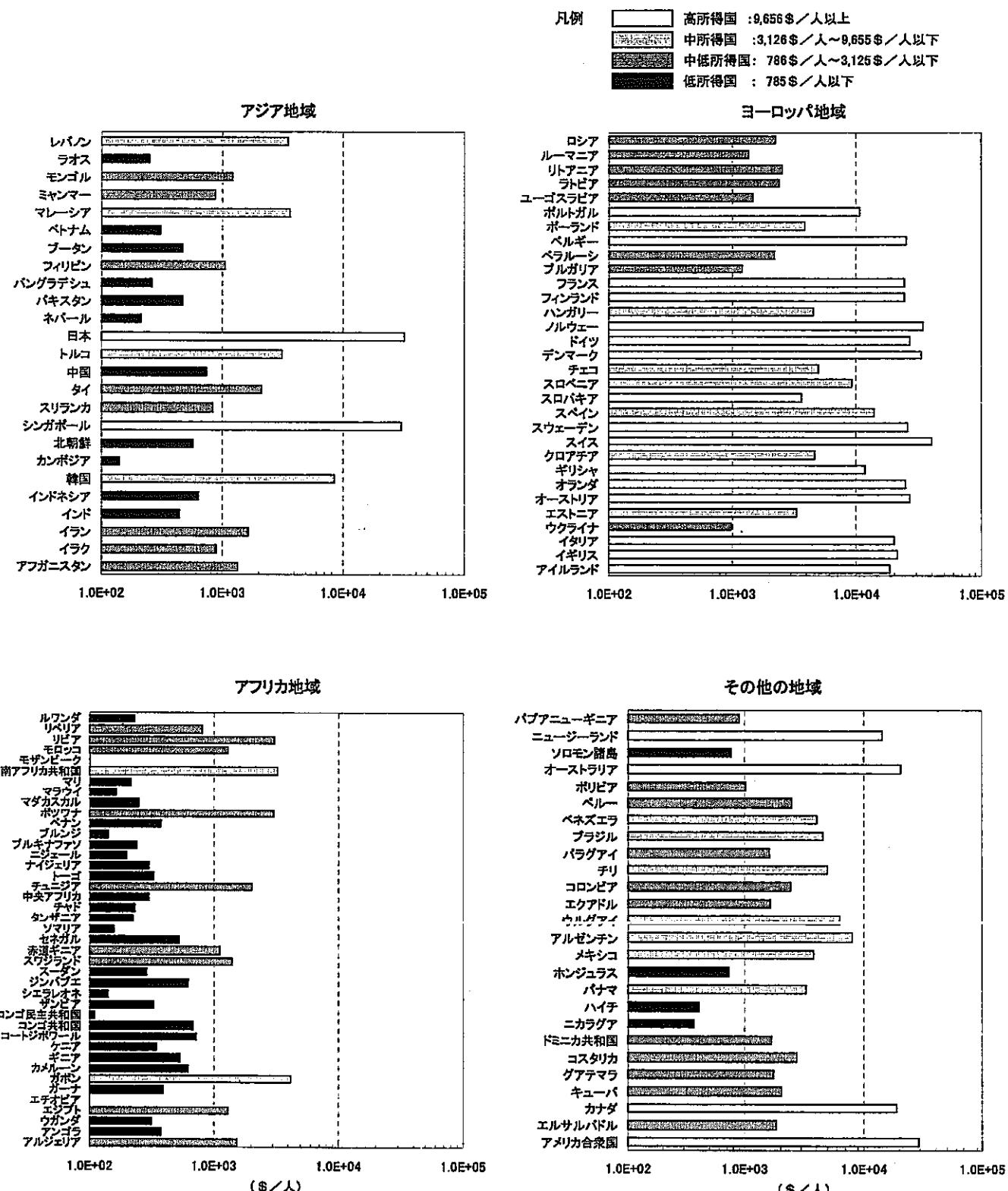


図 3.2 各国の国民一人当たりの GNP

出典：世界国勢団会（2000/2001）、国勢社（2000）
(所得区分は、世界銀行のしきい値に基づく)

また、図 3.3 は国民一人当たりの GNP と各国の平均寿命との関係を示している。同図では、中低所得国以下で多少バラツキが見られるものの、HIV／エイズの感染死亡率が高いガボンやボツワナ、乳児死亡率が高いアフガニスタン（1,000 人中 144 人）を除けば、低所得国ほど平均寿命が低い傾向が分かる。この要因として、低所得による栄養摂取の不足や衛生状態の低下、医療体制の不備等が考えられる。

3.3 エネルギー消費の格差

図 3.4 に国民一人当たりの GNP と 1 次エネルギー消費（石油換算）の関係を示す。同図において、エネルギー消費量と GNP は概ね比例している。将来危惧されているエネルギー問題の所以については、約 30 億人の人口を抱える低所得国のエネルギー消費が、中所得や高所得の先進国並に増大した場合、容易に起こり得ることが分かる。

図 3.5 は、エネルギー消費原単位（国民総生産単位当たりのエネルギー消費量）と国民一人当たりの GNP の関係を示している。エネルギー消費原単位は、GNP に占める鉱物や化石資源等の掘削産業、鉄鋼や石油化学、紙・パルプ等の素材産業のウエイトが大きいと高いとされている。図 3.5 に■印で示す鉱物・石油資源収入割合が高い国（エチオピア、コンゴ民主共和国、タンザニア等）のエネルギー消費原単位は、日本や米国等の高所得国の約 20 倍に及ぶ。同様に△印で示す鉄鋼や化学工業、金属・機械加工を主要産業とする中低所得国や中所得国（ルーマニア、チェコ、リトアニア等）のエネルギー消費原単位は、高所得国の約 5 倍～10 倍に相当している。この他にエネルギー消費原単位の大きさに影響する要因として国土面積がある。国土が広い国では旅客

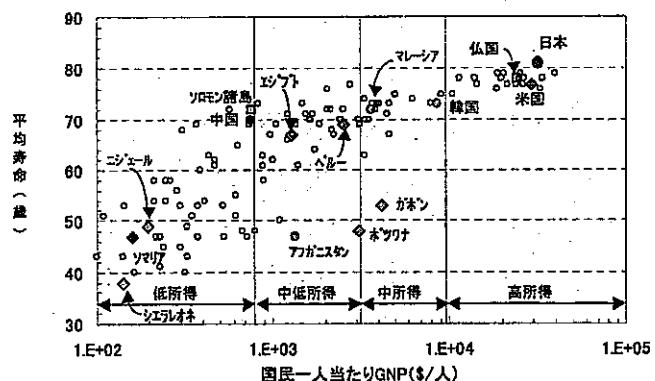


図 3.3 国民一人当たりの GNP と平均寿命の関係

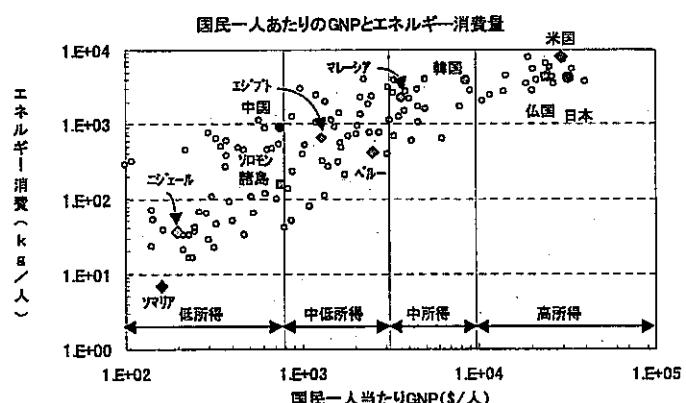


図 3.4 国民一人当たりの GNP と 1 次エネルギー消費

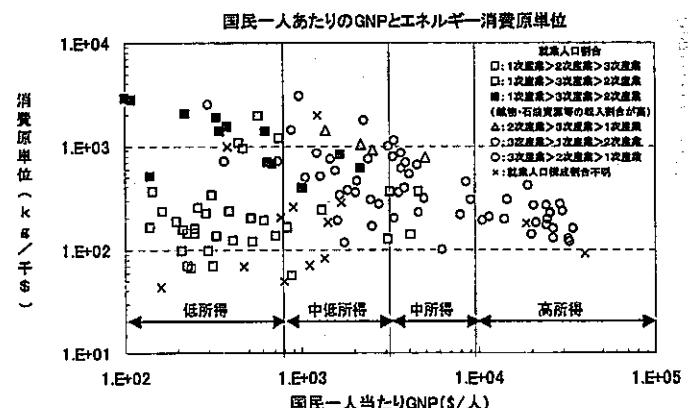


図 3.5 国民一人当たりの GNP とエネルギー消費原単位

移動量（人・km）や貨物移動量（ton・km）が大きくなり、そのためエネルギー消費量が増加する傾向がある。

なお、エネルギー・資源学会によると、エネルギー消費原単位は経済発展と共に一旦上昇し、経済発展がある程度の水準に達すると減少する傾向をもつとされている。さらに、エネルギー消費原単位のピーク値は、技術移転によって後発国ほど低下することから、開発途上国へのエネルギー技術の適切な移転により、早めにエネルギー消費を抑えることができるとされている¹⁴⁾。

4. 小型炉導入シナリオの骨子

既に2.4項で述べたように、原子力が地球温暖化や酸性雨等の環境対策技術として社会的理解を得るためにには、原子力利用に随伴する潜在的リスク（放射能汚染問題）と、化石エネルギーの大量消費を継続した場合に起こり得る影響との客観的な比較評価が必要と考えられる。さらに小型炉の導入に当っては、クリーンエネルギーとして圧倒的支持を得ている再生可能エネルギーや燃料電池との競合・共生を考える必要がある。小型炉導入シナリオは、これらの分析・評価結果を踏まえて具体化が進むものと理解する。ここでは、1998年にIIASAが第17回世界エネルギー会議で報告した世界のエネルギー需給シナリオ^[8]を基に、小型炉導入シナリオのイメージを概括する。

4.1 IIASA/WEC'98における小型原子炉普及シナリオの分析

IIASAでは、2100年までの世界のエネルギー需給見通しを高成長ケース(Case A)、標準ケース(Case B)、環境重視ケース(Case C)の3つのシナリオで分析している。高成長ケースは高度の技術進歩と経済成長を想定したシナリオ、標準ケースは現実的なシナリオとして位置付けている。環境重視ケースは開発途上国の経済が高成長し、エネルギー消費原単位の改善、非化石燃料へのシフトが進むシナリオであり、環境保護のために先進国から途上国への富の移転と経済協力がかつてないほど行われるとしている。また、環境重視ケースでは、小規模で安全な原子炉が開発され、社会的に広く受け容れられるようになると想定している。なお、高成長ケースと環境重視ケースは、表4.1に示すようにエネルギー需給構成が異なる複数のシナリオで構成される。

表4.1 IIASA/WEC'98における世界のエネルギー需給シナリオの概要

シナリオ		概要
A 高成長	A1	石油と天然ガスの開発が優先し、原子力の導入、非化石資源へのシフトが進まない。
	A2	石油と天然ガスが不足し、石炭が化石燃料の中核となり、原子力の増大にも繋がる。
	A3	再生可能エネルギーと原子力の導入が進み、化石燃料が使用されなくなる。
B 標準		化石燃料依存度は高いが、原子力の導入規模も進む。
C 環境重視	C1	CO ₂ 排出制限有り。原子力は2100年に全廃。再生可能エネルギーが大幅に増大する。
	C2	CO ₂ 排出制限有り。再生可能エネルギーと小型原子炉が普及する。

4.1.1 代表的なシナリオの概要

ここでは、高成長、標準および環境重視の各ケースにおいて、原子力の導入が拡大すると見込まれているA2、B、C2の各シナリオにおける経済成長とエネルギー需給量、CO₂排出量の将来見通しについて概括する。

(1) 世界の人口推計

第2章および第3章では、人口増加は将来のエネルギー問題や環境問題に対して重要なファクタであると既述した。IIASA/WEC'98による世界のエネルギー需給見通しは、図4.1に示す人口推計を基に分析・評価が行われている。IIASAが採用した1992年のWorld Bank projectionの検討結果と、図3.1の1998年国連推計(World Population Prospects 1998)とでは、2050年時点で約11億人の差がある。参考までに、1996年の国連推計では2050年に94億人と予想されており、近年の世界人口推計は下方修正の傾向にある。国勢社の世界国勢図会によると、この下方修正の要因は、開発途上国ならびに先進国における出生率の低下や、サハラ以南のアフリカ地域を主体に、エイズ感染による死亡者が予想以上に増大していることを挙げている。

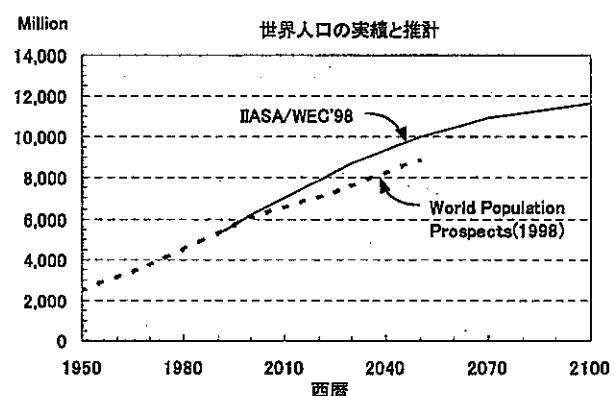


図4.1 IIASA/WEC'98における世界人口推計

(2) 経済成長

図4.2はA2ケース、Bケース、C2ケースにおける世界全体のGDPの将来見通しである。GDPはシナリオに応じて年2%~2.5%程度の成長率が見込まれている。ここで特筆すべき点は、環境保護政策などで経済成長の低迷が予想される環境重視ケース(C2)のGDPが、標準ケース(B)を僅かに上回っていることである。

IIASAのシナリオ分析では、世界を11地域^{*3}に分類し、地域毎に人口や経済成長、エネルギー需給量およびCO₂排出量等を評価している。図4.3は、各地域における一人当たりのGDPをPAO地域(日本、オーストラリア、ニュージーランド)の一人当たりのGDPで規格化したものである。1990年において、一人当たりのGDPが最も低いSAS地域(南アジア)と最も高いPAO地域との格差は約70倍に及ぶ。この地域格差は、A2、B、C2の各シナリオでは大幅に軽減されると見込まれており、とくに環境重視ケースC2の場合、2100年におけるPAO地域と最も低いAFR

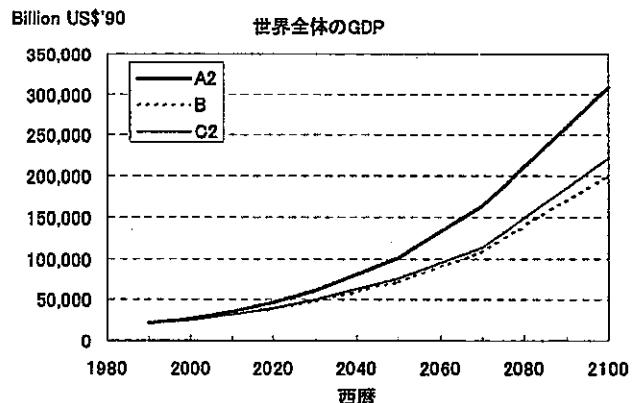


図4.2 IIASA/WEC'98における世界の経済成長見通し

*3 NAM(北米)、WEU(西ヨーロッパ)、PAO(太平洋OECD)、FSU(旧ソ連)、EEU(中東欧)、LAM(ラテンアメリカとカリブ諸国)、MER(中東、北アフリカ)、AFR(サブサハラのアフリカ)、CPA(中国、中央アジア)、PAS(太平洋アジア)、SAS(南アジア)

地域の格差は6倍程度に改善されると見られている。このC2ケースは、人類の持続可能な成長を提言したローマクラブの見解『開発途上国と先進国の経済的格差の是正が必要』に適ったシナリオと捉えることができる。また、C2ケースは再生可能エネルギーと小型原子炉の導入・普及を想定していることから、今後の小型炉導入シナリオの具現化に際して大いに参考になるものと考える。

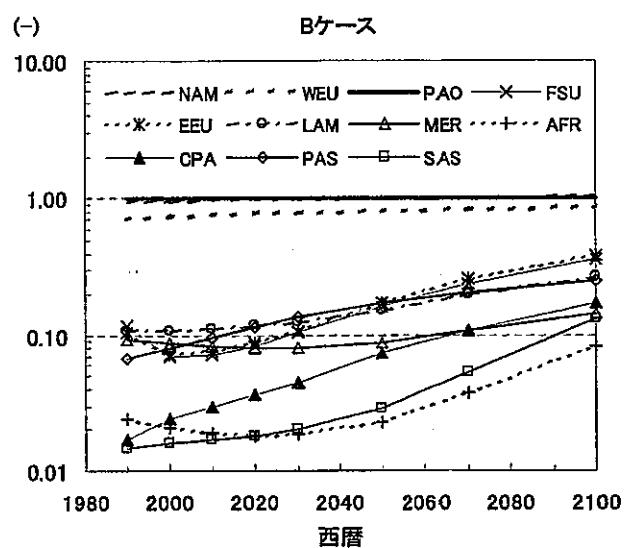
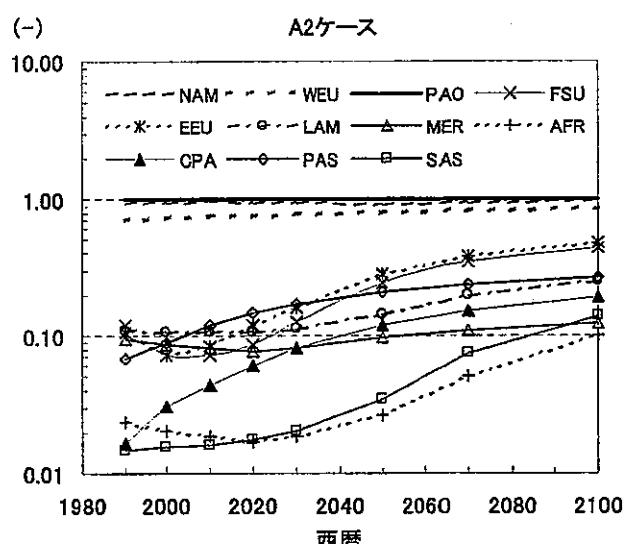
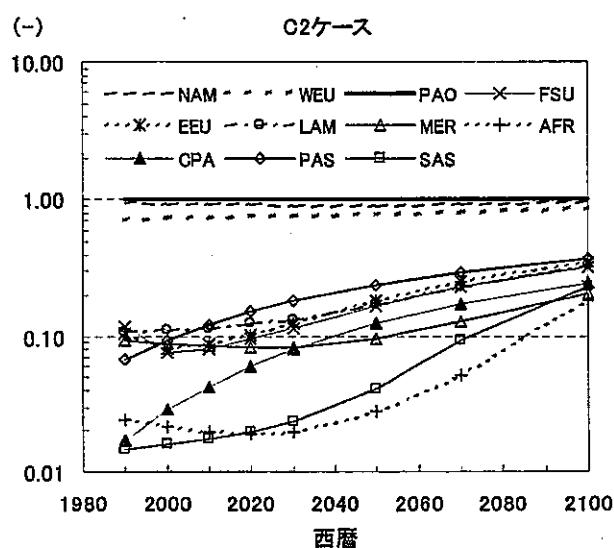


図 4.3 各地域の人口一人当たりの GDP 格差 (PAO 基準)

(3) エネルギー消費量と CO₂ 排出量

図 4.4 に世界全体の 1 次エネルギー消費の将来見通しを示す。1990 年の実績約 9,000Mtoe (石油換算量) に対して A2、B、C2 の 2100 年の将来見通しは、それぞれ約 5 倍、約 4 倍、約 2 倍と推計されている。

また、図 4.5 に示した一人当たりの 1 次エネルギー消費量については、1990 年の実績 1.7TOE/人に対して 2100 年の将来見通しは A2 ケースが 3.9 TOE/

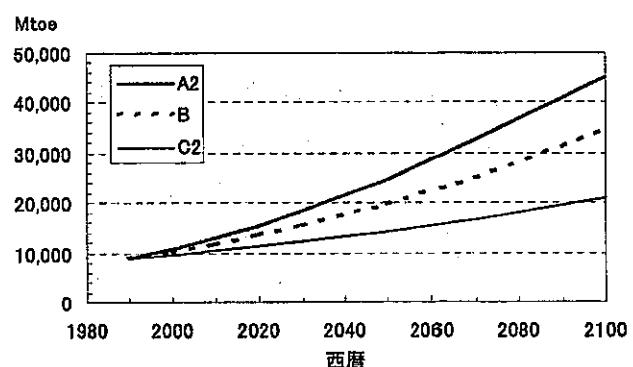


図 4.4 世界全体の 1 次エネルギー消費の将来見通し

人、B ケースが 3TOE/人で共に増加し、C2 ケースについては概ね平衡状態で推移すると見られている。C2 ケースは、この一人当たりの 1 次エネルギー消費量の観点でも、ローマクラブが提唱している『成長から持続可能な均衡への方向転換』に適合したシナリオとされる。

図 4.6 は、世界全体のエネルギー消費原単位の将来見通しである。各ケースとも 1990 年を起点に低下傾向を示しているが、最も現実的なシナリオとされる B に比べ、開発途上国への積極的な技術移転を行う C2 ケースや、高度な技術開発を目指す A2 ケースが低くなつた要因として、省エネルギーの向上が考えられる。

図 4.7 は、エネルギー起源の大気中の CO₂ 排出量(炭素換算)である。3 ケースのうち環境重視ケースの C2 だけが 1990 年実績を下回ると見られている。地球環境問題の視点からシナリオを評価した場合、A2 と B の両ケースは、将来に深刻な問題をもたらすシナリオと言えよう。

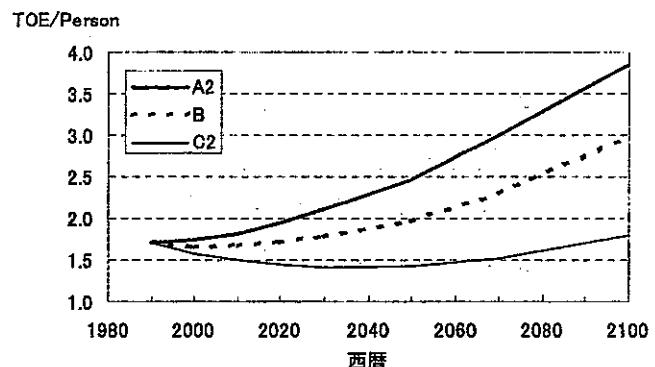


図 4.5 世界の一人当たりのエネルギー消費見通し

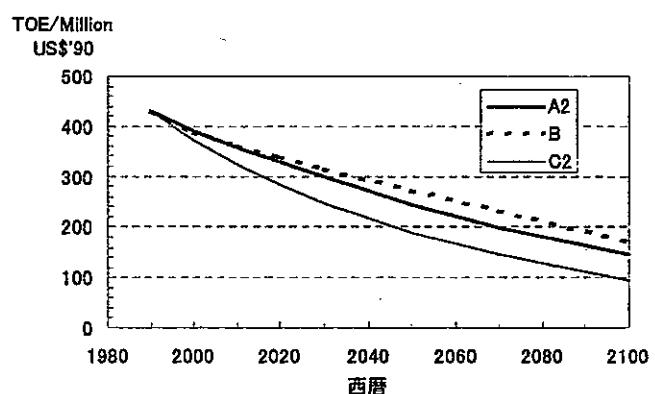
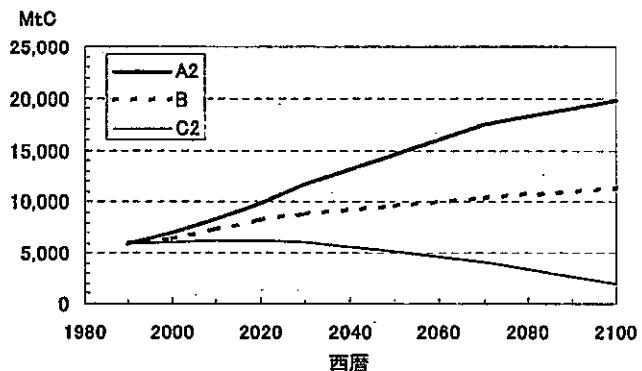


図 4.6 世界全体のエネルギー消費原単位の見通し

図 4.7 世界全体の CO₂ 排出見通し

(4) エネルギー需給構成の概要

表 4.2 に 1 次エネルギー需給構成を示す。A2 ケースと B ケースでは、石油と天然ガスから非化石燃料への移行過程において、石炭が重要な役割を果たすと想定されている。この場合、石炭は直接燃焼せずに液体やガスなどに転換して使用されるとしている。環境重視ケース C2 では、石炭と石油の非化石燃料シフトが進み、その結果として商業用バイオマスやソーラーのシェアが急速に拡大すると見られている。原子力のシェアは 2070 年頃から伸びるものと予想されており、各ケースにおける 2100 年のシェアは 19%~24% 程度とされている。

表 4.3 は最終エネルギーの需給構成である。各ケースとも利便性に優れた電力のシェアが圧倒的に高く、2100 年時点で約 24%～約 27%を占め、それに次いで天然ガスやメタノールなどの流体燃料が続く。特に A2 ケースと C2 ケースでは、メタノールのシェアは天然ガスや石油を上回ると見られている。環境重視ケース C2 では、今世紀後半に水素ガスの需要が飛躍的に伸びると予想されている。一方、地域暖房とソーラーについては着実に需要を伸ばし、各ケースとも 2100 年のシェアは 1990 年に比べ 5 ポイント程度アップすると見られている。バイオマスは、非商業用のシェアが低下し、商業用バイオマスが僅かにシェアを伸ばす程度にとどまるとされている。

4.1.2 環境重視ケースにおける不確定性

IIASA の環境重視ケースでは、原子力からバイオマスやソーラー等にシフトする原子力フェーズアウトシナリオ (C1) と、バイオマスや小型原子炉の普及を見込んだシナリオ (C2) が想定されている。この C1 と C2 の各シナリオのエネルギー需給構成は、世界全体の GDP やエネルギー消費量、CO₂ 排出量が共に同一条件で成長すると仮定した場合、図 4.8 のように見込まれている。また、世界各地域の原子力の普及見通しを図 4.9 示す。C1 における原子力の普及見通しは、NAM(北米)、WEU(西ヨーロッパ) および PAO(太平洋 OECD=日本) で 1970 年代に運転した原子力施設の寿命が尽きる 2030 年頃から徐々に減少し、後発国の CPA 地域(中国、中央アジア)においても 2070 年頃をピークに今世紀末には全て廃止される。C2 においては NAM、WEU および PAO では 2050 年頃まで原子力開発が進み、その後、再生可能エネルギー等の普及により開発が後退すると見られている。一方、AFR(サブサハラのアフリカ)、CPA、PAS(太

表 4.2 代表シナリオの 1 次エネルギー需給構成

		(単位: %)			
		1990年	2020年	2050年	2100年
A2	石炭	24.3	28.0	31.5	38.1
	石油	34.1	29.3	19.3	3.9
	天然ガス	18.8	22.2	22.0	6.9
	原子力	5.0	3.8	4.4	20.6
	水力	5.4	4.5	4.5	4.3
	商業用バイオマス	2.7	4.8	8.9	13.2
	非商業用バイオマス	9.5	5.1	3.0	0.8
	ソーラー	0.0	0.5	1.7	4.4
B	その他	0.2	1.8	4.8	7.8
	石炭	24.3	25.0	20.9	21.6
	石油	34.1	27.9	20.4	7.6
	天然ガス	18.8	23.5	22.7	14.1
	原子力	5.0	6.7	13.8	23.9
	水力	5.4	4.9	4.6	4.7
	商業用バイオマス	2.7	3.5	5.7	10.7
	非商業用バイオマス	9.5	6.3	4.3	1.1
C2	ソーラー	0.0	0.5	2.2	6.5
	その他	0.2	1.8	5.5	9.8
	石炭	24.3	20.0	10.3	2.9
	石油	34.1	26.4	18.4	5.2
	天然ガス	18.8	25.9	23.5	11.0
	原子力	5.0	7.4	12.4	18.8
	水力	5.4	6.2	6.8	6.6
	商業用バイオマス	2.7	3.0	9.5	19.3
A2	非商業用バイオマス	9.5	9.3	5.8	1.7
	ソーラー	0.0	0.7	9.7	32.0
	その他	0.2	1.2	3.7	2.6

(出典) IIASA/WEC Global Energy Perspectives, 1998

表 4.3 代表シナリオの最終エネルギー需給構成

		(単位: %)			
		1990年	2020年	2050年	2100年
A2	石炭	13.4	15.3	12.2	7.1
	石油	39.2	35.1	27.0	12.3
	メタノール	0.0	2.5	8.3	19.3
	天然ガス	15.1	17.8	19.3	13.0
	水素	0.0	1.1	2.6	4.9
	電力	12.9	14.7	17.7	26.2
	地域暖房	2.9	3.9	4.7	7.2
	商業用バイオマス	2.2	2.2	2.4	4.2
B	非商業用バイオマス	13.2	6.8	4.2	1.3
	ソーラー	0.0	0.5	1.7	4.5
	石炭	13.4	14.9	13.5	9.4
	石油	39.2	32.8	26.2	14.0
	メタノール	0.0	2.0	6.3	13.2
	天然ガス	15.1	20.1	20.2	15.2
	水素	0.0	1.1	2.3	5.3
	電力	12.9	14.3	16.2	24.2
C2	地域暖房	2.9	3.4	4.7	7.9
	商業用バイオマス	2.2	2.3	2.7	4.2
	非商業用バイオマス	13.2	8.5	6.0	1.8
	ソーラー	0.0	0.6	2.0	4.8
	石炭	13.4	13.1	7.9	0.2
	石油	39.2	30.7	25.9	11.1
	メタノール	0.0	1.8	7.4	17.5
	天然ガス	15.1	20.0	20.2	15.9
A2	水素	0.0	1.4	3.4	12.0
	電力	12.9	14.1	17.0	26.6
	地域暖房	2.9	4.0	4.6	6.4
	商業用バイオマス	2.2	1.9	3.3	2.5
	非商業用バイオマス	13.2	12.4	9.1	2.0
	ソーラー	0.0	0.7	2.3	4.9

(出典) IIASA/WEC Global Energy Perspectives, 1998

平洋アジア)、SAS(南アジア)の開発途上国では安全性に優れた小型原子炉の導入が進み、今世紀末の世界の原子力需要は2000年の約7倍にまで伸びるとされている。同じ環境重視ケースでも原子力の導入見通しがC1とC2で大幅に異なる原因や、小型原子炉普及シナリオ(C2)でも先進国と途上国との間で後退・推進に分かれる要因については、原子力利用の潜在的リスク(放射能汚染問題)がエネルギー問題に随伴する環境リスクとして容認し得るか、否かの不確実性がもたらしているものと推定される。

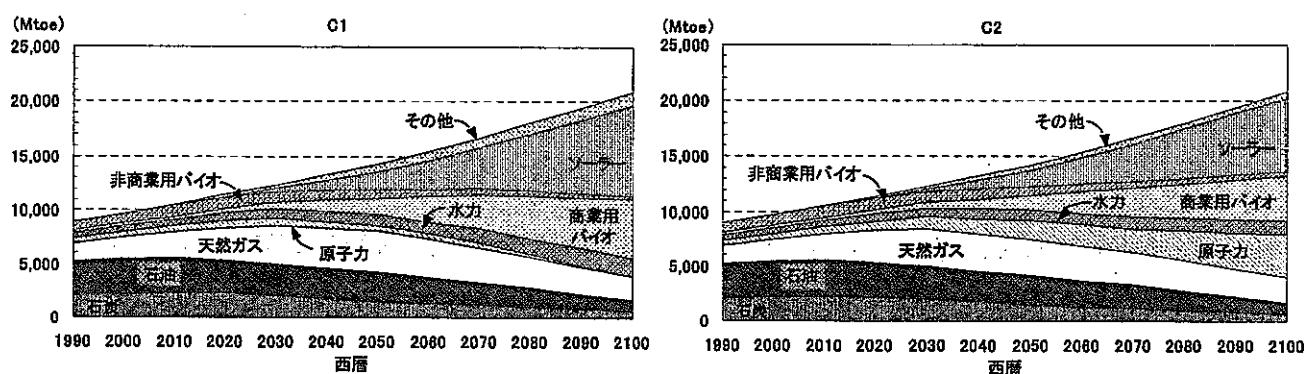


図 a 原子力のフェーズアウトシナリオ (C1)

図 b 小型原子炉普及シナリオ (C2)

図 4.8 環境重視ケースのエネルギー需給構成の将来見通し

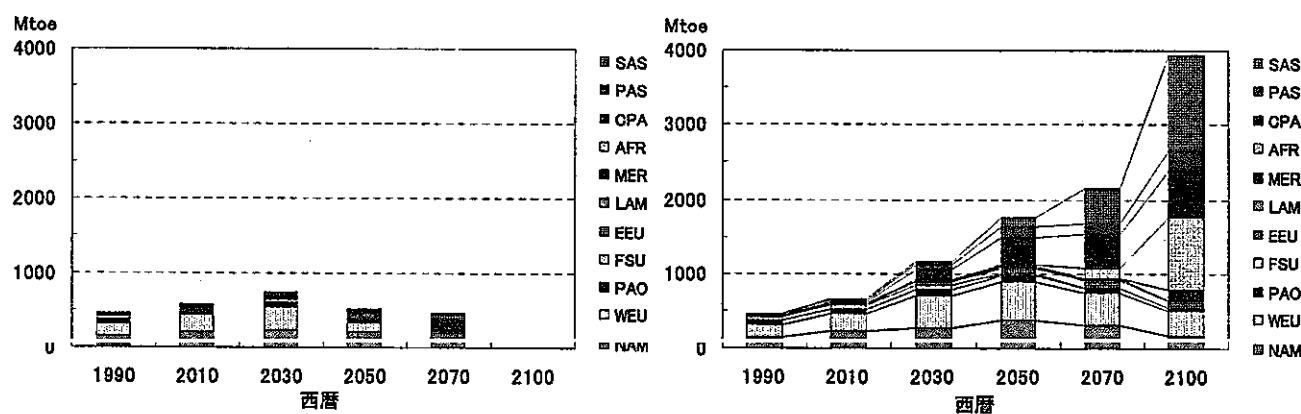


図 a 原子力のフェーズアウトシナリオ (C1)

図 b 小型原子炉普及シナリオ (C2)

図 4.9 環境重視ケースにおける原子力の普及見通し

(備考) 図4.8と図4.9は、参考文献[8]およびIIASAのインターネットホームページによる公開データを基にサイクル機構において作成

4.1.3 小型原子炉普及シナリオ C2 の原子力利用分野

IIASA が公表した 1 次エネルギー需給量と電力量のエネルギー収支を分析した結果、シナリオ C2 の原子力利用分野は、電力用途のみであった。現在、世界全体では約 20 億人もの人々が電気のない生活を送っているといわれており、特に小型原子炉の普及が予想されている SAS、PAS、CPA および AFR には無電化地域が広く存在する^[20]。

また、同地域では生活水準の向上を求めて都市に人口が集中する『人口の都市化現象』が著しく、国連統計による途上国の都市人口は、1960 年（4.7 億人）から 1990 年（14.4 億人）まで約 10 億人増加し、2015 年には約 32 億人に増加すると予測されている^{[21], [27]}。途上国における人口の都市化は、生活インフラの整備が人口増加に追従しないため、都市の貧困化や生活環境の悪化が懸念されている^{[16], [18]}。

図 4.10 は、開発途上地域の人口密度である（森林面積を除いた国土面積にて算出）。AFR 地域の人口密度は全般的に低いため、都市と都市の間に送電網を築く場合には莫大な建設費が必要になると考えられる。脆弱な送電設備を抱える途上国では、小型原子炉は都市単位の分散型電源として利用が期待され、それにより 1 人当たりの電力需要量が先進国の概ね半分程にまで伸びると予想されている（図 4.11）。なお、NAM 地域の電力需要の低下は、分散型電源による送電ロスの減少や、電力利用効率の向上によるものと推定される。

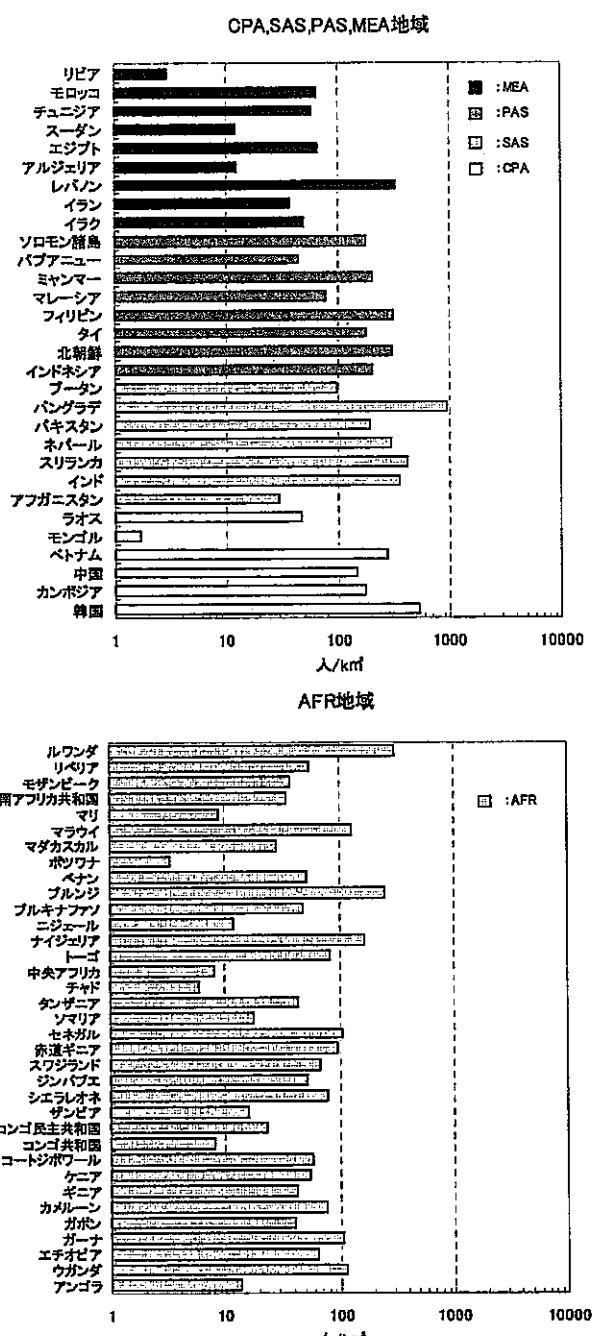


図 4.10 小型原子炉導入地域の人口密度

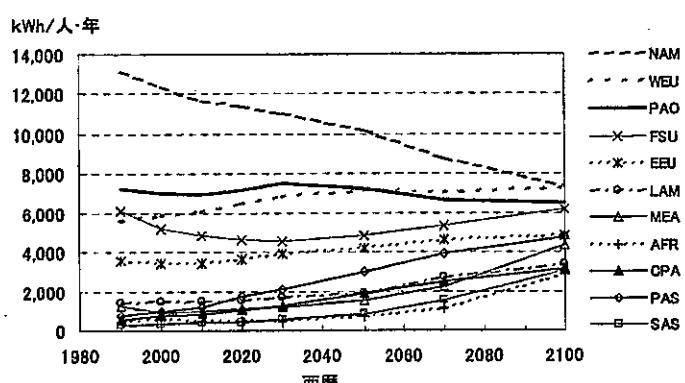


図 4.11 地域別一人当たりの電力需要見通し

[27] World Urbanization Prospects,1994

4.2 小型炉導入シナリオ骨子案の検討

ここでは、導入シナリオの基本的考え方と、小型炉のニーズならびに設備容量の検討結果について述べる。

4.2.1 導入シナリオの基本的考え方

環境問題が注目されている今日、原子力利用の普及においては、大型炉や中小型炉といった設備容量に関わらず、核燃料サイクル全般に随伴する潜在的リスク（放射能汚染問題）の程度と、将来予想される地球規模問題や他の代替エネルギーが抱えているリスクについて比較評価を行い、社会が客観的に判断できる情報を正確に提供していくことが重要と思われる。小型炉導入においても、その特長とされる信頼性や安全性等については、核燃料サイクル全体のリスク低減やコスト削減に結び付き、さらにはエネルギー問題や地球環境問題の抑制の観点からも、現実的かつ有効な技術選択肢であることを理解される必要がある。このような前提条件の成立は、地域エネルギーとして利用が期待される小型炉導入のドライビングフォースになり得ることから、今後の検討課題になるものと考える。

また、小型炉導入シナリオとしてのニーズは、①電力供給、②地域熱供給、③水素製造、④淡水化処理を想定する。このうち②の地域熱供給については、低温の熱利用を考えて民生部門、食品製造業や繊維業、石油化学等の一部の産業部門を対象とする。また、産業部門の中で高熱を利用する窯業や鉄鋼業では、化石燃料の代替として水素燃焼ガスによる加熱が考えられることから、この様な産業分野においても、原子力は水素製造を通して間接的な形で熱供給に貢献し得るものと考える。

4.2.2 小型炉の設備容量の検討

設備容量の検討では、前述の 4.1.3 項で述べた『人口の都市化現象』を考慮する。具体的には代表的な都市人口と、IIASA/WEC の地域区分に基づいた一人当たりの原子力発電電力量、同じく地域熱供給量および水素消費量を基に算出する。また、淡水化設備容量については、表 2.2 に示される各地域の水需要量を基に人口増加に伴う水の不足量を求め、この不足分を電力中央研究所の 4S 炉（液体金属ナトリウム強制循環方式、出力 50MWe）相当の海水淡水化処理プラントで賄うものとする。

(1) モデル都市の人口想定

国連の調査によると、世界の都市人口割合は 1960 年に 34% (10 億人) であったが、人口の都市化現象により 1999 年には 47% (28 億人) に増加し、2030 年には 61% (51 億人) に達すると推測されている。また、人口 1,000 万人を超える巨大都市は 1960 年には東京とニューヨークのみであったが、1999 年には 17 都市に増え（このうち 13 都市は開発途上国）、2015 年には 26 都市に増加すると見込まれている。この 26 都市の中で 22 都市は開発途上国（そのうち 18 都市はアジア地域）とされ、

その後も人口増加を続けると予測されている。また、人口が 100 万人を超える大都市は、1995 年の約 280 都市から 2015 年には倍増すると見られている^[28]。

メガシティといわれる将来の巨大都市の構造は、行政やビジネスのコアとなる中枢都市と、サービス産業やアメニティで構成される郊外都市群で形成されると推測される。そこで、小型炉の設備容量の概算に当っては、人口 100 万人規模の大都市（以後、100 万人都市という）をモデル都市として想定し、巨大都市については複数の 100 万人都市の集合体として考える。

なお、参考までに代表的な 100 万人都市を例示すると、国内では広島市（約 130 万人）、さいたま市（103 万人）および仙台市（101 万人）、国外では伊国の大ボリ（105 万人、1995 年）、チェコのプラハ（120 万人、1997 年）及び米国のラスベガス（120 万人、1996 年）等がある。

(2) 設備容量の算出

ここでは、100 万人都市当りの小型炉設備容量を算出する。設備容量の計算では、前項 4.1 で紹介した IIASA/WEC'98 の小型原子炉普及シナリオ（C2）における地域別最終エネルギー消費量、表 2.2 に示される地域別水需要量に基づいて、各地域における 100 万人都市当りの原子力発電設備容量、原子力を利用した水素製造設備容量や熱供給設備容量、および淡水化設備容量を求める。計算方法の概略を図 4.12 に示す。

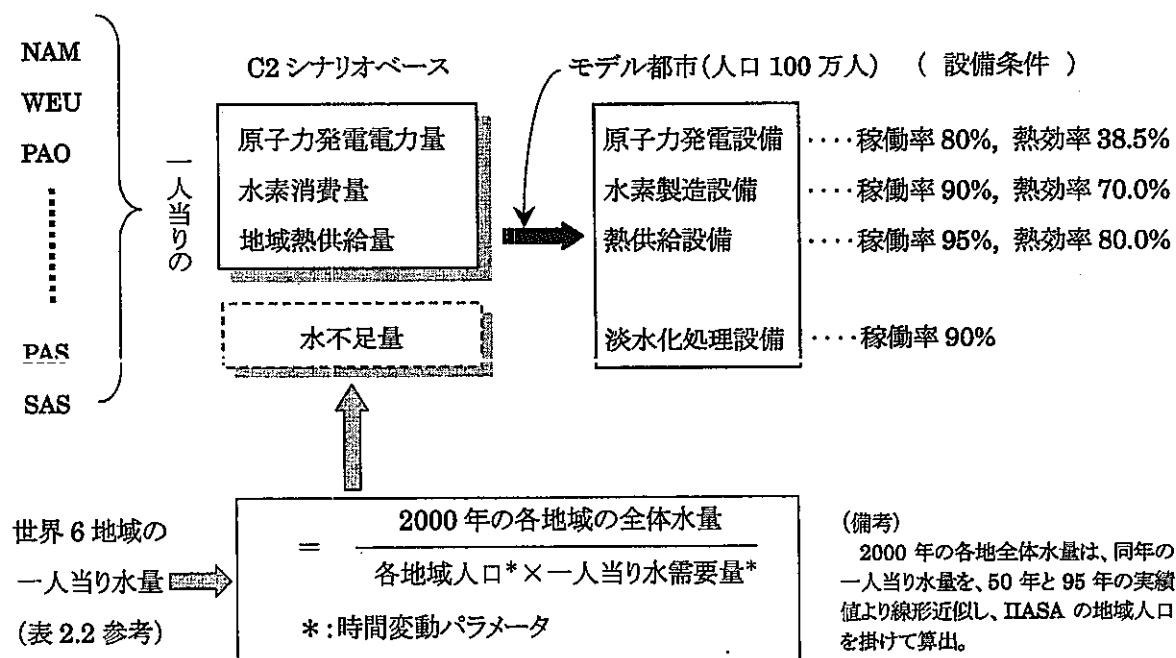


図 4.12 設備容量の算出方法

[28] World Urbanization Prospects, 1996

(i) 原子力発電設備容量

原子力発電設備容量は、IIASA/WEC'98 の C2 シナリオの原子力発電電力量を基に各地域の一人当たりの原子力発電電力消費量を求め、都市人口（100 万人）と設備条件（稼働率 80%、熱効率 38.5%*）より算出した。各地域における 100 万人都市当りの原子力発電設備容量を表 4.4 に示す。

表 4.4 各地域の 100 万都市の原子力発電設備容量

単位 : MWe

MWe	1990	2000	2010	2020	2030	2050	2070	2100
NAM	351	375	437	480	497	641	541	261
WEU	247	270	319	378	531	664	537	397
PAO	202	213	228	291	345	382	292	227
FSU	105	102	115	130	112	13	0	0
EEU	67	65	77	90	154	330	394	370
LAM	4	9	12	17	15	15	7	0
MEA	0	0	0	0	5	4	11	72
AFR	3	2	1	0	2	10	42	266
CPA	0	2	4	18	44	111	126	170
PAS	29	30	32	44	67	114	122	206
SAS	1	1	2	6	15	34	112	296

(ii) 水素製造設備容量

水素製造設備容量の計算では、原子力の最大導入可能量を探るため、最終エネルギーとして消費される全ての水素は、原子力の核熱を利用したメタン改質によって製造されるものと仮定した。水素製造設備容量は、C2 シナリオの各地域で消費される一人当たりの水素量を基にメタン改質エネルギー量を求め、さらに都市人口（100 万人）と設備条件（稼働率 90%、熱効率 70%）を与えて算出した。

なお、メタン改質法を採用した水素製造設備容量の計算方法については、APPENDIX-B を参照されたい。各地域における 100 万人都市当りの水素製造設備容量（発電設備等価換算、熱効率 40%）を表 4.5 に示す。

表 4.5 各地域の 100 万都市の水素製造設備容量

単位 : MWe

MWe	1990	2000	2010	2020	2030	2050	2070	2100
NAM	0	17	81	93	110	133	128	272
WEU	0	12	71	75	97	96	92	219
PAO	0	0	13	29	61	50	31	230
FSU	0	17	20	35	83	87	201	313
EEU	0	12	11	33	48	45	84	237
LAM	0	10	20	28	50	63	51	133
MEA	0	0	0	6	13	23	40	112
AFR	0	5	8	13	19	23	39	136
CPA	0	8	15	23	37	92	143	208
PAS	0	10	22	30	41	35	62	187
SAS	0	0	5	4	4	40	116	270

(iii) 热供給設備容量

熱供給設備容量の計算では、原子力の最大導入可能量を探るため、全ての地域暖房用エネルギーは原子力によって供給されるものと仮定した。熱供給設備容量

* IIASA/WEC'98 の想定条件

は、C2 シナリオの各地域で消費される一人当たりの地域暖房用エネルギー消費量と、都市人口（100 万人）並びに設備条件（稼働率 95%、熱効率 80%）より算出した。各地域における 100 万人都市の熱供給設備容量（発電設備等価換算、熱効率 40%）を表 4.6 に示す。

表 4.6 各地域の 100 万都市の熱供給設備容量

単位 : MWe

MWe	1990	2000	2010	2020	2030	2050	2070	2100
NAM	14	17	26	39	56	85	172	192
WEU	58	56	73	97	127	170	194	238
PAO	2	4	7	13	20	45	93	120
FSU	669	707	848	861	724	571	530	380
EEU	631	675	689	744	695	555	463	335
LAM	0	5	11	20	33	85	136	140
MEA	0	7	11	15	18	25	36	63
AFR	0	0	0	0	0	0	0	0
CPA	21	30	36	47	59	81	101	136
PAS	0	5	12	22	36	62	74	78
SAS	0	2	4	8	12	29	70	140

(iv) 淡水処理設備容量

淡水処理設備容量は、前出の表 2.2 に示した水使用量を基に、今世紀における世界各地域の一人当たりの需要見通しや、水資源の充足率（水資源量は 2000 年の全体水量で飽和し、人口当りの供給量が人口増加等により低下するとして）を仮定して求めた。表 4.7 と表 4.8 に世界各地域の一人当たりの水需要見通しと水資源の充足率を示す。表 4.9 は、100 万人都市における水資源の不足分を補うため、4S 炉相当の海水淡化化処理能力（逆浸透膜法、102.2 万 t/MWe 年、稼働率 90%）をもつプラントを導入した場合の設備容量である。

表 4.7 世界各地域における一人当たりの水需要見通し（仮定）

単位 : ℓ/秒/日人

l/day·person	1990	2000	2010	2020	2030	2050	2070	2100
NAM	3,882	3,879	3,890	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900
WEU	1,819	2,055	2,196	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300
PAO	2,400	2,390	2,395	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400
FSU	1,819	2,055	2,196	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300
EEU	1,819	2,055	2,196	2,300	2,300	2,300	2,300	2,300
LAM	1,295	1,276	1,363	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
MEA	604	569	635	700	700	700	700	700
AFR	604	569	635	700	700	700	700	700
CPA	1,708	1,707	1,704	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
PAS	1,708	1,707	1,704	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
SAS	1,708	1,707	1,704	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700

表 4.8 世界各地域における水資源の充足率（仮定） 単位 : -

x/2000	1990	2000	2010	2020	2030	2050	2070	2100
NAM	1.09	1.00	0.93	0.88	0.85	0.84	0.83	0.82
WEU	1.20	1.00	0.91	0.85	0.83	0.83	0.84	0.83
PAO	1.04	1.00	0.97	0.96	0.97	1.01	1.06	1.06
FSU	1.21	1.00	0.88	0.79	0.75	0.70	0.68	0.66
EEU	1.13	1.00	0.90	0.84	0.81	0.78	0.77	0.75
LAM	1.19	1.00	0.82	0.68	0.62	0.55	0.52	0.50
MEA	1.26	1.00	0.70	0.51	0.42	0.32	0.27	0.23
AFR	1.26	1.00	0.68	0.49	0.40	0.31	0.26	0.22
CPA	1.15	1.00	0.91	0.84	0.78	0.72	0.70	0.68
PAS	1.16	1.00	0.89	0.81	0.74	0.67	0.64	0.61
SAS	1.20	1.00	0.86	0.76	0.69	0.60	0.55	0.52

(備考) 水資源量は 2000 年の全体水量で飽和し、人口当りの供給量が人口増加等により低下するとした

表 4.9 各地域における 100 万都市の淡水処理設備容量

単位 : MWe

MWe	1990	2000	2010	2020	2030	2050	2070	2100
NAM	0	0	102	180	230	247	259	271
WEU	0	0	77	126	139	138	132	136
PAO	0	0	30	34	25	0	0	0
FSU	0	0	102	173	204	242	263	276
EEU	0	0	79	133	153	175	188	201
LAM	0	0	92	160	191	228	243	251
MEA	0	0	68	111	130	154	166	173
AFR	0	0	71	115	134	157	168	175
CPA	0	0	62	111	150	189	204	215
PAS	0	0	76	132	175	226	247	262
SAS	0	0	94	160	211	274	304	326

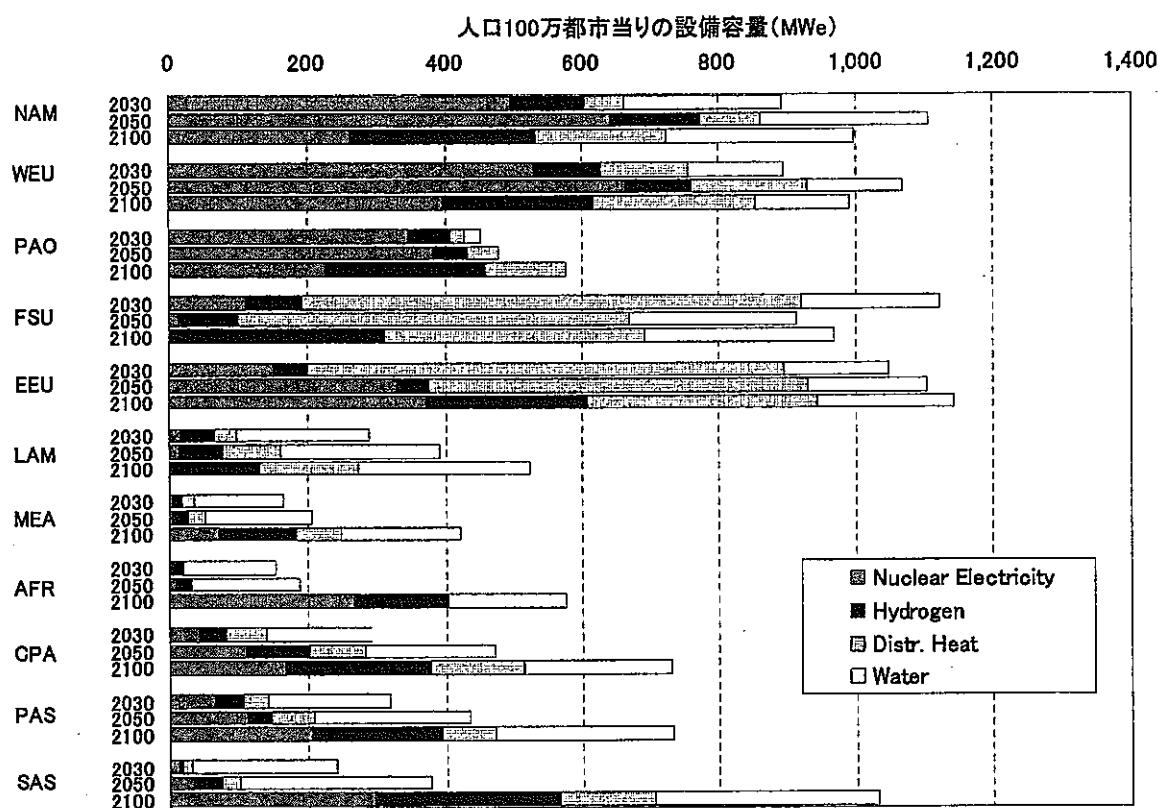
(v) 世界各国における 100 万人都市当りの原子力設備容量の集計結果

前記(i)～(iv)項で求めた 100 万人都市当りの原子力設備容量の集計結果を図 4.13 に示す。図 4.13 のニーズと規模を概括すると、電力供給については先進国の NAM (欧米)、WEU (西ヨーロッパ)、PAO (太平洋 OECD) では伸び悩むと見られるが、EEU (中東欧) や AFR (アフリカ)、南アジアを中心に導入が進み、2100 年時点では 100 万人都市当り 50MWe～400MWe 程度が期待される。水素製造については、各地域とも 2100 年時点で 100MWe～300MWe 程度の導入が見込まれる。

熱供給設備の需要は地域差が大きく、AFR 地域は冷熱供給を想定していないためゼロ、WEU、EEU 及び FSU (旧ソ連圏) を主体に 100 万人都市当り 150MWe～500MWe 程度の導入が期待される。淡水処理利用については、21 世紀半ばから人口減少が見込まれる PAO 以外の地域では、100 万人都市当り 150MWe～300MWe 程度の導入規模が予想される。

以上のように、従来の電力用途に水素製造、熱供給、淡水化処理を加えた原子力設備容量は、電力供給用途に限定した IIASA/WEC'98 の小型原子炉普及シナリオ (C2) に比べ、2100 年時点で約 4 倍 (各地域の 100 万人都市当りの平均) の導入規模が見込まれる。

図 4.13 世界各地域における 100 万都市当りの原子力設備容量の推計結果



5. まとめ

本研究では、小型炉普及のドライビングフォースを探るため、小型炉に関する技術評論や既往研究の中でキーワード的に多用されている「地球規模問題」、「地球環境問題」、「持続的発展」および「開発途上国」にスポットを当て、将来的課題の調査・整理ならびに小型炉で対応する場合の導入規模等について検討を行った。

具体的には、地球規模問題と地球環境問題の調査・整理、地球環境問題に対する原子力の貢献分野の定性的検討、IIASA/WEC'98における小型原子炉普及シナリオ（C2）の分析を通して、原子力は地球温暖化に代表される環境問題の抑制をはじめ、先進国から開発途上国への支援策として技術移転が行われた場合、先進国と開発途上国の経済的・資源的な格差是正、すなわち地球規模問題の軽減に貢献し得ることを把握した。

しかし、先の気候変動枠組条約第6回締約国会議（COP6）再開会合（2001年7月16～23日、於独国）では、開発途上国とのクリーン開発メカニズム（CDM）は植林と再植林事業に限定され、IIASA/WEC'98の小型原子炉普及シナリオや電中研依田顧問等が提案している様な温暖化対策としての原子力利用は採択に至らなかった。原子力利用が他国との協力やCDMの枠外として扱われた要因については明確化されていないが、原子力利用に伴う潜在的リスク（放射能汚染問題）と将来予想される地球規模問題や他の代替エネルギーが抱えているリスクについて、適切な評価が行われなかつたためと推測される。

原子力はエネルギーセキュリティの確保と温暖化抑制の同時達成に繋がる技術であるが、国内利用ならびに開発途上国への技術支援を進めるためには、原子力と他のエネルギーが抱えるリスクを社会が客観的に比較評価できる環境を整える必要がある。これは小型炉に限つたものではなく、原子力全般の共通課題と考える。

小型炉の導入については、その特長とされる信頼性や安全性等が原子炉のみならず、核燃料サイクル全体のリスク低減やコスト削減に結び付くことが望ましい。仮に、原子炉単体の信頼性や安全性等が小型炉と中大型炉で同じであった場合、小型炉導入のメリットはプラントの製作性や運搬性、初期投資の低減にとどまり、経済性の点ではスケールメリットが劣っているため不利となる（立地性については、規模の大小に関わらず存在自体が問題視されるため同じと考える）。したがって、小型炉導入のメリットやデメリットは、燃料製造設備ならびに再処理設備も含めた核燃料サイクル全体で評価を行うべきと考える。

また、シナリオ検討ではニーズやマクロ的な需要量の提案は可能であるが、技術的裏付けがない場合にはプラント単体容量を特定するまでには至らない。このため、前章の4.2.2(2)項で得られた100万人都市当りの各設備容量は、複数基の小型炉を組み合せたケースや、单基の中型炉で対応するケースが想定される。

以上の検討結果を要約すると次の通りである。

- (1) 原子力は地球温暖化に代表される環境問題の抑制や、先進国と開発途上国の経済的・資源的な格差是正が期待される技術である。

- (2) 原子力の国内利用および開発途上国への技術経済支援を進めるためには、原子力利用に伴う潜在的リスクと将来予想される地球規模問題や他の代替エネルギーが内包しているリスクを、社会が客観的に比較評価できる環境整備が必要である。
- (3) 小型炉の導入は、その特長とされる信頼性や安全性等が核燃料サイクル全体のリスク低減やコスト軽減に結び付かなければメリットが薄い。
- (4) シナリオ検討では、小型炉のニーズとして電力供給、水素製造、熱供給および淡水処理を想定し、世界各地域の人口 100 万人当りの都市におけるそれぞれの導入規模を概算した。その結果、IIASA/WEC`98 の小型原子炉普及シナリオ（C2 ケース）に比べ、2100 年時点で約 4 倍（100 万人都市当り）の導入規模が見込まれた。今後は、技術的裏付けをもってプラント単体容量の特定が期待される。

6. おわりに

高速増殖炉サイクル実用化戦略調査研究で概念検討を進めている小型炉の導入シナリオ構築の一環として、小型炉に関する技術評論や既往研究の中でキーワード的に多用されている「地球規模問題」、「地球環境問題」、「持続的発展」および「開発途上国」にスポットを当て、将来的課題の調査・整理ならびに IIASA/WEC'98 の小型原子炉普及シナリオの分析、小型炉導入シナリオ骨子案の検討を行った。

小型炉は、大型炉よりもスケールメリットの点では劣るもの、エネルギー成長に即した合理的な設備計画と建設資本で導入可能であり、需要地近接方式によって多様なエネルギー需要形態に対応し得ることから、経済産業活動が成熟した国内利用をはじめ、エネルギー需要の増加が見込まれる開発途上国への技術経済支援、さらには地球規模問題の軽減策として活用が期待される技術である。小型炉のみならず、原子力はエネルギーセキュリティの確保と地球環境問題抑制の同時達成に繋がる技術と考えられる。その理解を広めるためには、今後は原子力が内包しているリスクと他のエネルギーが抱えるリスクを、社会が客観的に比較評価できる環境を整える必要があると思われる。

7. 参考文献

- [1] 此村守、神山健司、久保田健一他：“各種冷却材を有する高速増殖炉に関するプラント設計評価(2)－水冷却、溶融塩炉、小型炉の検討及び総合評価－”、サイクル機構技報No.12(別冊 JNC TN1340 2001-008、(2001. 9)
- [2] 高木直行、梅津陽一郎、坂下嘉章：“実用化戦略調査研究における小型高速炉”、日本原子力学会誌 Vol.43、No.11 (2001.11)
- [3] 山崎亮吉：“革新的中小型炉の研究開発動向”、エネルギー・レビュー、2000年8月号、p.50～p.53
- [4] 鳥井弘之：“革新的原子力技術の開発”、Science & Technology Journal 第10巻第10号(2001)
- [5] 電力中央研究所特別顧問服部禎男：“核燃料サイクルについて”、平成11年度第1回原子力政策円卓会議 配布資料6-4(平成11年6月15日開催)
- [6] 小西俊雄、湊章男：“海水淡水化への原子力エネルギーの利用とIAEAの活動”、日本原子力学会誌、Vol.41、No.1(1999)
- [7] 鳥井弘之：“原子力の未来 持続可能な発展への構想”、日本経済新聞社(1999年)
- [8] IIASA/WEC：“Global Energy Perspectives”, 1998
- [9] エネルギー・資源学会編：“21世紀社会の選択 エネルギー・環境制約下での発展のために”、(財)省エネルギーセンター、(2000)
- [10] ローマクラブ：“成長の限界 ～ローマクラブ『人類の危機』レポート”、ダイヤモンド社、1975年5月
- [11] 政府開発援助大綱(平成4年6月30日付、内閣決定)
- [12] 外務省ODA政策：“地球規模問題への取り組み”
- [13] 通産省総合エネルギー調査会新エネルギー部会・省エネルギー部会国際協力小委員会：“開発途上国における新エネルギー・省エネルギーの普及のための我が国の国際協力の在り方について”、2000年12月
- [14] 環境庁編：“環境白書 平成12年版”、(株)ぎょうせい、2000年6月
- [15] 地球環境工学ハンドブック編集委員会編：“地球環境工学ハンドブック”、オーム社(1991)
- [16] 環境庁編：“環境白書 平成11年版”、(株)ぎょうせい、1999年6月
- [17] 日本経済新聞(1997年4月19日付)
- [18] 世界国勢団会(2000/2001)、国勢社(2000)
- [19] OECD国際エネルギー機関：“地球環境とエネルギー”、電力新報社、1990年11月
- [20] 電力中央研究所編著、依田直監修：“次世代エネルギー構想 このままでは資源が枯渇する”、電力新報社(1998)
- [21] 電気学会エネルギー問題検討特別委員会編、茅陽一監修：“エネルギー技術の新パラダイム”、オーム社(1995)
- [22] 化学工学会監修、内山洋司著：“私たちのエネルギー 現在と未来”、倍風館(1996)

- [23] 内山洋司：“これから電気事業への期待と注文”、エネルギーフォーラム、2001年5月号、p.90～p.93
- [24] エイモリー・ロビンズ著、室田泰弘・樋谷治紀訳：“ソフト・エネルギー・パス－永続的平和への道－”、時事通信社(1979)
- [25] 日本エネルギー経済研究所計量分析部編：“エネルギー・経済統計要覧2000”、省エネルギーセンター(2000)
- [26] 世界銀行・IMF・アフリカ開発銀行・アジア開発銀行・欧州復興銀行・米州開発銀行：“グローバル貧困報告書”(2000)
- [27] World Urbanization Prospects, 1994
- [28] World Urbanization Prospects, 1996