

JAERI-M
83-106

わが国のエネルギー戦略における
第2グリッドの役割

1983年7月

佐藤 治

JAERI-M レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の間合わせは、日本原子力研究所技術情報部情報資料課（〒319-11 茨城県那珂郡東海村）
あて、お申しこしてください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-11 茨城
県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

JAERI-M reports are issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Information Section, Division
of Technical Information, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun,
Ibaraki-ken 319-11, Japan.

© Japan Atomic Energy Research Institute, 1983

編集兼発行 日本原子力研究所
印刷 山田軽印刷所

わが国のエネルギー戦略における第2グリッドの役割

日本原子力研究所動力炉開発・安全性研究管理部

佐藤 治

(1983年6月17日受理)

第2グリッドは、長期エネルギー戦略のためのエネルギーシステムの新たな構想である。このシステムは、現在の電力および都市ガスの需給ネットワーク — 第1グリッド — と同様に、多様な1次エネルギー源をネットワークに組入れ、その時々最適な1次エネルギーの組合せを用いて液体および気体燃料を安定的に需要家に供給することを、意図したものである。

本研究においては、第2グリッドの中核をなす戦略技術グループがわが国の長期的なエネルギー供給・変換システムのなかで果しうる役割を、検討した。この目的のために、将来に向けての多数のエネルギー需給シナリオを作成し、線型計画法による最適化計算モデルMESSAGEを用いてこれらを解析した。

シナリオ解析の結果から、第2グリッドの戦略技術グループを導入することによって長期的に輸入石油への依存度を軽減しうることなどが、明らかにされた。

The Role of the Second Grid in Japan's Energy Strategy

Osamu SATO

Department of Power Reactor Projects, JAERI

(Received June 17, 1983)

The second grid is a new conception of the energy system for a long-term energy strategy. This system provides liquid and gaseous fuels steadily by using an optimum mix of a variety of primary energy sources as "the first grids" for electricity and town gas are doing.

The possible roles of the strategic technologies in the second grid in the long-term evolution of Japan's energy supply and conversion system are discussed in this study. A number of scenarios for a future have been established for this purpose and analyzed by using the linear programming computer model, MESSAGE.

The distinct features of the strategic technologies in the second grid, such as alleviating dependence on imported oil in the long term, have been confirmed through the scenario analysis.

Keywords: Second Grid, Energy Strategy, Liquid Fuels, Gaseous Fuels, Primary Energy Sources, Strategic Technologies, Scenarios, Linear Programming, Computer Models, Japan

目 次

1. 序 論	1
2. 解析のフレームワーク	2
2.1 MESSAGEモデル	2
2.2 解析シナリオ	3
2.3 エネルギーシステム	4
3. 解析の前提条件	9
3.1 エネルギー需給データ	9
3.1.1 最終エネルギー需要	9
3.1.2 輸入燃料価格	11
3.1.3 国産第1次燃料	13
3.2 エネルギー技術データ	13
3.2.1 基準エネルギーシステム	13
3.2.2 合成燃料サブシステム	19
4. シナリオ解析の結果	26
4.1 BASEシナリオ	26
4.1.1 結果の概要	26
4.1.2 1次エネルギー供給	27
4.1.3 電力供給	29
4.1.4 石炭転換利用	32
4.2 SYNFUELシナリオ	34
4.2.1 結果の概要	34
4.2.2 1次エネルギー供給	36
4.2.3 2次エネルギー転換	39
4.2.4 戦略技術の導入規模	45
5. 結 論	51
謝 辞	51
参考文献	53

CONTENTS

1.	Introduction	1
2.	Methods and Frameworks	2
2.1	The MESSAGE Model	2
2.2	Scenario Assumptions	3
2.3	Energy Systems	4
3.	Data Assumptions	9
3.1	Energy Demand and Supply Data	9
3.1.1	Final Energy Demand	9
3.1.2	Prices of Imported Fuels	11
3.1.3	Domestic Primary Fuels	13
3.2	Energy Technology Data	13
3.2.1	Base Energy System	13
3.2.2	Synfuel Subsystem	19
4.	Results of Scenario Analyses	26
4.1	BASE Scenarios	26
4.1.1	Overview of Results	26
4.1.2	Primary Energy Supply	27
4.1.3	Electricity Supply	29
4.1.4	Coal Conversions	32
4.2	SYNFUEL Scenarios	34
4.2.1	Overview of Results	34
4.2.2	Primary Energy Supply	36
4.2.3	Secondary Energy Supply	39
4.2.4	Introduction of Strategic Technologies	45
5.	Conclusion	51
	References	53

List of Tables

Table 1	List of scenarios
Table 2	Characteristic data for electrical technologies
Table 3	Characteristic data for non-electrical technologies
Table 4	Fuel material balances for nuclear technologies
Table 5	Collected characteristic data for synfuel and related technologies
Table 6	Characteristic data for the strategic technologies in the second grid
Table 7	Total system cost and cumulative resource imports for the BASE scenarios
Table 8	Total system cost and cumulative resource imports for the SYNFUEL scenarios
Table 9	Comparison of coal uses in the low demand scenarios in the years 2000 and 2030, GWyr/yr (% of total)
Table 10	Comparison of sources of liquid fuels in the low demand scenarios in the years 2000 and 2030, GWyr/yr (% of total)

List of Figures

- Figure 1. Base energy system
- Figure 2. Synfuel subsystem
- Figure 3. Schedule of projected demands for final energy
- Figure 4. Projected price schedule for imported fuels
- Figure 5. Schedule of projected productions of domestic fuels
- Figure 6. Primary energy supply in the BASE scenarios
- Figure 7. Electricity installed capacity and generation in BASE/1/LOW
- Figure 8. Electricity installed capacity and generation in BASE/1/HIGH
- Figure 9. Uses of coal in BASE/1/LOW and BASE/3/LOW
- Figure 10. Sources of liquid fuels in BASE/1/LOW and BASE/3/LOW
- Figure 11. Total system cost and cumulative oil imports for the eighteen scenarios
- Figure 12. Primary energy supply in the SYNFUEL scenarios
- Figure 13. Fossil energy imports in the low demand scenarios
- Figure 14. Fossil energy imports in the high demand scenarios
- Figure 15. Electricity generation in the SYNFUEL scenarios
- Figure 16. Uses of coal in the SYNFUEL scenarios
- Figure 17. Sources of liquid fuels in the SYNFUEL scenarios
- Figure 18. MBtu gas production via partial oxidation of coal
- Figure 19. Process heat production by the VHTR
- Figure 20. Hydrogen production by electrolysis and thermochemical process
- Figure 21. Synthesis gas ($\text{CO}+3\text{H}_2$) production via steam reforming of natural gas
- Figure 22. Methanol production

1. 序 論

石油がエネルギーの主役である時代は、遠からず終ろうとしている。資源の絶対量的制約、また資源の地域的偏在にもとづく供給不安定ならびに高価格化のためである。一方炭化水素系燃料の需要は、経済の成長に伴って今後とも増大し続けるであろう。この需給ギャップを埋める最も有力な候補は石炭である。こうしたばく然たる認識が、今や広く定着してきたように思われる。しかし石油から石炭への転換は決して容易な道のりではない。石炭はかつて工業文明誕生の原動力であった。だが近年の工業文明の飛躍的成長のなかで、主役の座を石油に渡すこととなった。この理由は石炭が低質なエネルギー源だからである。すなわち固体燃料としての利便性の低さ、重量あたりの発熱量の低さ、また環境汚染の原因物質の含有量が高いことなどが、現代の経済社会における経済的効率ならびに社会的調和への要求にそぐわなかったからである。したがって今後1次エネルギー源を石油から石炭へ切換えていくためには、石炭からクリーンな液体ないし気体燃料を生産する技術を実用化し大規模に導入していくことが不可欠の条件となっている。

石炭の液化およびガス化技術に対しては、これまで産炭先進国を中心に強力に研究開発が推進されてきた。わが国においても、サンシャイン計画のもとであるいは企業ベースでいくつかの開発計画が進められている。しかしながら技術的、経済的に解決すべき課題は多々残されており、現在のところこれらの研究開発プロジェクトが順調に実用化に到達する見通しは明らかではない。また企業ベースの開発にとっては、今後の実験プラントの規模拡大に伴う資金調達の問題も深刻化してくるものと予想される。

こうした状況のなかで、1次エネルギー源の石油から石炭への転換を促進する新たな戦略として、第2グリッド(The Second Grid)の構想が提案された(参考文献1)。この構想は、現在の電力および都市ガスの需給ネットワーク(第1グリッド)が果している機能、すなわち多様な1次エネルギー源をネットワークに組入れ、その時々最適な1次エネルギーの組合せを用いて安定的に需要家へエネルギーを供給する機能を、液体および気体燃料の需給システムに応用しようという発想から生れたものである。具体的には、石油製品の輸送・貯蔵システムのように既に整備されたエネルギーシステムの下部構造を有効に活用し、そこにいくつかの戦略技術を配置する。この戦略技術は果す役割によって除染技術、改質技術、および合成技術に分類される。除染技術としては石炭部分酸化、熔融鉄プロセス等があげられる。改質技術には天然ガス水蒸気改質、高温ガス炉、オフピーク電力による電解水素製造、COガスタービン等が含まれる。また合成技術としてはメタノール合成、メタノールのガソリン転換等が考えられる。このようにして構築された第2グリッドは、

- 特定のエネルギー源への過度の依存から脱却することにより、エネルギー供給の安定化に寄与する
- 石炭、オイルシェール、タールサンドのような低質のエネルギー源の大規模な利用を可能にする

—液体および気体燃料の需要家に、経済性と利便性とを保証するものと期待される。

本研究の目的は、この第2グリッドがわが国の長期的なエネルギーシステムのなかで果しうる役割を検討評価することにある。第2グリッドの構想は、基本的に個々の国の実情に応じて具体化されるべきものである。具体化に際しては、下部構造をも含めた現在のエネルギー需給システムの詳細な構造解析、また今後の発展方向に関する分析が必要とされよう。しかしこのような解析には多大の労力、時間を要するので、ここでは研究の第一段階として、問題設定をより単純化した。すなわち解析の焦点を第2グリッドの構想そのものではなく、その中核となっている戦略技術グループに置いた。そしてこの戦略技術グループが、わが国の将来のエネルギー供給・変換システムのなかでどのような役割を担い得るかを、シナリオ解析を通じて検討することにした。以下にシナリオ解析の方法、前提条件、ならびに結果について説明する。

2. 解析のフレームワーク

2.1 MESSAGE モデル

本研究においては、わが国の長期的将来に至るエネルギー需給シナリオを解析するために、線型計画法による最適化計算モデルMESSAGEを使用した。MESSAGEモデルは国際応用システム解析研究所(IIASA)において開発され、IIASAエネルギーモデルセットのひとつとして、グローバルシステム分析(参考文献2)などに利用されている。モデルの主な入力は、最終エネルギー需要、1次エネルギーコスト、エネルギー技術の特性データ、エネルギー技術ならびにエネルギー源の導入可能量に対する制約等である。これらの前提条件のもとで、解析対象期間にわたるエネルギー供給・変換システムの最適化がなされ、将来の1次エネルギー構成、エネルギー技術導入規模が最適決定される。ただし最終需要部門のエネルギー利用構成は外生化されており、最適化の対象には含まれていない。最適化の指標となる目的関数には、1次エネルギーの入手、エネルギー技術の導入および運転維持に要するすべてのコストを集計し、現在価値換算した量—全システムコスト—が用いられる。また解析の対象期間は、長期にわたるエネルギーシステムの解析を可能とするために、一般に等間隔な時間ピリオドに分割され、各時間ピリオドの代表年ごとにエネルギー需給計算がなされる。本解析においては、対象時間範囲を1980年から2030年までとし、各時間ピリオドの長さを5年とした。なおMESSAGEモデルの詳細な説明は参考文献3および4に与えられている。

上記のように、MESSAGEモデルは全システムコストを指標としてエネルギー供給・変換システムの最適化をおこなうように構築されているが、本研究においては、解析対象期間にわたる石油の積算輸入量をシステム最適化の今ひとつの指標として用いた。石油の輸入量は、長期的にみても、基本的には経済性に照した選択の結果として決まるものであると考えられる。しかし先進工業国のなかでもとりわけ輸入石油への依存度が高いわが国の場合、将来に向けて石油依存度を軽減し経済発展および国民生活の安定な基盤を確保することは、きわめて重要な

—液体および気体燃料の需要家に、経済性と利便性とを保證するものと期待される。

本研究の目的は、この第2グリッドがわが国の長期的なエネルギーシステムのなかで果しうる役割を検討評価することにある。第2グリッドの構想は、基本的に個々の国の実情に応じて具体化されるべきものである。具体化に際しては、下部構造をも含めた現在のエネルギー需給システムの詳細な構造解析、また今後の発展方向に関する分析が必要とされよう。しかしこのような解析には多大の労力、時間を要するので、ここでは研究の第一段階として、問題設定をより単純化した。すなわち解析の焦点を第2グリッドの構想そのものではなく、その中核となっている戦略技術グループに置いた。そしてこの戦略技術グループが、わが国の将来のエネルギー供給・変換システムのなかでどのような役割を担い得るかを、シナリオ解析を通じて検討することにした。以下にシナリオ解析の方法、前提条件、ならびに結果について説明する。

2. 解析のフレームワーク

2.1 MESSAGE モデル

本研究においては、わが国の長期的将来に至るエネルギー需給シナリオを解析するために、線型計画法による最適化計算モデルMESSAGEを使用した。MESSAGEモデルは国際応用システム解析研究所(IIASA)において開発され、IIASAエネルギーモデルセットのひとつとして、グローバルシステム分析(参考文献2)などに利用されている。モデルの主な入力は、最終エネルギー需要、1次エネルギーコスト、エネルギー技術の特性データ、エネルギー技術ならびにエネルギー源の導入可能量に対する制約等である。これらの前提条件のもとで、解析対象期間にわたるエネルギー供給・変換システムの最適化がなされ、将来の1次エネルギー構成、エネルギー技術導入規模が最適決定される。ただし最終需要部門のエネルギー利用構成は外生化されており、最適化の対象には含まれていない。最適化の指標となる目的関数には、1次エネルギーの入手、エネルギー技術の導入および運転維持に要するすべてのコストを集計し、現在価値換算した量—全システムコスト—が用いられる。また解析の対象期間は、長期にわたるエネルギーシステムの解析を可能とするために、一般に等間隔な時間ピリオドに分割され、各時間ピリオドの代表年ごとにエネルギー需給計算がなされる。本解析においては、対象時間範囲を1980年から2030年までとし、各時間ピリオドの長さを5年とした。なおMESSAGEモデルの詳細な説明は参考文献3および4に与えられている。

上記のように、MESSAGEモデルは全システムコストを指標としてエネルギー供給・変換システムの最適化をおこなうように構築されているが、本研究においては、解析対象期間にわたる石油の積算輸入量をシステム最適化の今ひとつの指標として用いた。石油の輸入量は、長期的にみても、基本的には経済性に照した選択の結果として決まるものであると考えられる。しかし先進工業国のなかでもとりわけ輸入石油への依存度が高いわが国の場合、将来に向けて石油依存度を軽減し経済発展および国民生活の安定な基盤を確保することは、きわめて重要な

国家課題となっている。したがって長期的将来に至るエネルギーシステムの動向を解析し、新たなエネルギー技術の役割を評価しようとする際には、経済的効果のみならず供給セキュリティの側面からの解析が重要な意味を持つものと考えられる。

この方法は具体的には次のように実行される。

- (1) まず輸入石油の基準価格スケジュールを設定し、これにプレミアムを上乗せした価格スケジュールを幾つか設定する。各プレミアムは1980年価格表示で時間的に一定、ただし名目値では上昇するものとする。
- (2) 他の条件を等しくし、輸入石油価格のみが異なったスケジュールをもつ一連のシナリオを、作成する。
- (3) 全システムコストを目的関数として、各シナリオに対する最適解を求める。最小化された全システムコストの値には上記のプレミアムに相当するコスト成分が含まれているが、この部分を控除し基準価格スケジュールに対応した全システムコストを求める。

数学的表現を用いると、この方法で実質的に修正された目的関数は、

$$MFUNC = FUNC + \text{prem} \cdot \sum_t 5R(t)$$

と表わされる。ここで、FUNCは現在価格表示ならびに輸入石油の基準価格スケジュールに基づく全システムコスト、 $R(t)$ は時間ピリオド t における石油の年間輸入量、 prem は現在価格表示のプレミアムである。システムの最適化はMFUNCを最小化しておこなわれ、最適解における全システムコストの評価にはFUNCが用いられる。

上式から明らかなように、プレミアムが0の場合には、MFUNC最小化による解は基準価格スケジュールにもとづくコスト関数FUNCの最小化によって得られる解に等しい。プレミアムがきわめて大きい場合には、石油の積算輸入量をまず最小化し、次に石油輸入量をこの最小必要量に拘束したうえでコスト関数FUNCを最小化することによって得られる解に、等しくなる。プレミアムが中庸の値を持つシナリオでは、MFUNC最小化による解は、基準価格スケジュールにもとづくコスト関数FUNCと石油の積算輸入量 $\sum_t 5R(t)$ の重み付き合計量を最小化して得られる解に、等しくなる。したがって上記の方法によって得られた最適解の集合は、全システムコストと石油の積算輸入量という2元的指標のもとでの可能な将来システムの範囲ならびに分布を与えるもの、となっている。

2.2 解析シナリオ

本研究では、Table 1に示すような18件のシナリオを作成した。各シナリオは3個のパラメーター、すなわちエネルギーシステムの構造、石油の輸入価格スケジュール、および最終エネルギー需要の各オプションを表示するパラメーターによって識別される。第1のパラメーターは、シナリオの前提となるエネルギーシステムのなかに第2グリッドの戦略技術が含まれるか、あるいは含まれないかを示している。ここでは戦略技術を含まないエネルギーシステムを基準エネルギーシステム、含むエネルギーシステムを合成燃料エネルギーシステムと呼び、それぞれBASEおよびSYNFUELというパラメーター値を与えて区別した。対応する、すなわちこれ以

外のパラメーターが等しいBASEシナリオとSYNFUELシナリオの比較によって、戦略技術の導入の影響を直接的に把握することができる。

第2のパラメータは、前節に述べた石油の輸入価格に対するプレミアムを表わすものである。このパラメーターはTable 1に示すように、1, 2a, 2b, 2c, および3のいずれかの値をとる。1の場合には、プレミアムを与えないこと、すなわち輸入石油に対して基準価格スケジュールを適用することを示す。2a, 2b, および2cの場合には、基準価格スケジュールにそれぞれ2, 4, および8 \$ / kWyr^{注1)} (1980年価格) のプレミアムを上乗せした輸入石油価格を用いることを示している。3の場合には、基準価格スケジュールにきわめて大きなプレミアムが上乗せされることを示す。プレミアムの値としては、石油系のすべてのエネルギーが非石油系の競合するエネルギーよりも高いコストを持つように十分大きく設定する必要がある。ここでは400 \$ / kWyr (同上)とした。

第3のパラメーターは、将来の最終エネルギー需要の見通しとして低成長ケースを採用しているか、あるいは高成長ケースを採用しているかを表わす。前者の場合にはLOW, 後者の場合にはHIGHというパラメーター値を与えた。なお大部分のエネルギー技術に対して、需要パラメーターがLOWの場合とHIGHの場合とで異なった導入制約を与えている。

本研究においては、輸入エネルギー源の入手可能量に対する直接的な制約を、原則として課さないものとした。しかしシナリオSYNFUEL / 3 / LOWとSYNFUEL / 3 / HIGHにおいて、石炭の各年輸入量を制約した場合を検討した。新たなシナリオは、石炭輸入量の制約を示す第4のパラメーターrを用いて、SYNFUEL / 3 / LOW / rおよびSYNFUEL / 3 / HIGH / rと表わされた。石炭輸入量の制約値には、対応するBASEシナリオすなわちBASE / 3 / LOWおよびBASE / 3 / HIGHにおいて最適化された値を用いた。なおTable 1におけるシナリオ名称は省略形で、例えばBASE / 1 / LOWについてはB1L というように表示されている。以下本文中においても、原則としてこれらの省略形を用いて説明をおこなう。

2.3 エネルギーシステム

すでに述べたように、わが国のエネルギー供給システムの顕著な特徴は、輸入エネルギー源とりわけ中東地域からの輸入石油へのきわめて高い依存度である。石油製品は今日まで、ほとんどあらゆる経済社会活動の主要なエネルギー源となってきた。これに較べて石炭と天然ガスは、他の先進工業国と比較しても余り用いられていない。したがってわが国の長期的なエネルギー戦略を検討するうえでは、現在需要の隅々まで浸透している石油製品をいかに他種のエネルギーによって代替していくか、が基本課題となる。

代替エネルギー源のなかで、原子力と液化天然ガス (LNG) は発電に用いられている原油、

注1) 本報告書ではエネルギーの量を表わす単位として、Wyr および cal を用いている。1 Wyr は、1 W のエネルギー入 (出) 力が1年間持続したときのエネルギー入 (出) 力量に等しい。したがって、1 Wyr = 7.534 Mcal となる。なお、 10^3 はk (kilo), 10^6 はM (Mega), 10^9 はG (Giga), 10^{12} はT (Tera), 10^{15} はP (Peta), 10^{18} はE (Exa) を用いて表わしている。

Table 1 List of scenarios

System		BASE	SYNFUEL	Note
Oil Price				
1		B1L B1H	S1L S1H	Minimum Energy System Cost
2	2a	B2aL B2aH	S2aL S2aH	Minimum Energy System Cost with Oil Imports Reduced Imported oil price has a premium 2 \$/kWyr in oil price 2a, 4 \$/kWyr in oil price 2b, 8 \$/kWyr in oil price 2c.
	2b	— —	S2bL S2bH	
	2c	— —	S2cL S2cH	
3		B3L B3H	S3L S3H	Minimum Oil Import In scenarios S3Lr and S3Hr, annual coal imports are limited to the levels of those in B3L and B3H, respectively.
		— —	S3Lr S3Hr	
Note		without Synfuel Sub- system	with Synfuel Sub- system	

重油の主たる代替エネルギーとなろう。石炭もこの分野に貢献するものと予想される。現在産業用プロセスヒートを供給するために用いられている重油は、主として石炭によって、また長期的には石炭からの合成燃料などによって置換えられていくことになる。民生部門で暖房、給湯に用いられている灯油、重油の幾分かは、太陽エネルギーあるいはより小規模な形で地熱エネルギーによって、徐々に代替されていくものと考えられる。輸送部門のガソリン、軽油は、石炭を主原料とする軽質合成燃料によって、あるいは鉄道の電化、電気自動車の普及を通じて電力によって代替されていくことになる。

以上の戦略的観点にもとづいて、BASEシナリオのための基準エネルギーシステムを設定した。このシステムに含まれるエネルギー技術およびエネルギーフローのネットワークを、Fig. 1に示す。これに対し、本解析のためにモデル化した第2グリッドの戦略技術とそのエネルギーネットワークを、Fig. 2に示した。この中には、第2グリッドの構想に含まれる主要な戦略技術が導入されている。本解析ではFig. 2に示されるシステムを合成燃料サブシステムと呼ぶ。この合成燃料サブシステムとFig. 1の基準エネルギーシステムとを統合したシステムが、SYNFUELシナリオのための合成燃料エネルギーシステムとなる。

ここでシナリオ解析のためのエネルギーシステムの設定に関して、注釈を加えておく。第1

に、解析の対象は、第2グリッドの構想全体をモデル化したシステムではなく、この構想の中核をなしている戦略技術グループに限定されている。この理由は序論で述べた通りである。したがって本研究では、エネルギーシステムの下部構造が着目するエネルギー技術の導入利用に支障なく整備されるという前提に立って、戦略技術の導入効果を検討している。第2に、第2グリッドの構想に含まれていない石炭変換技術（石炭の重質および軽質液化、高質ガス化技術）を基準エネルギーシステムならびに合成燃料エネルギーシステムの両者において用いている。基準エネルギーシステムは、前述のように、既存の代替エネルギー研究開発計画の一定の成果を想定して、設定されたものである。ここには、既存開発計画の石炭変換技術が、わが国の長期エネルギー戦略のなかできわめて重要な意味をもつ、という基本認識がある。これに較べて第2グリッドの戦略技術は、少なくともわが国の場合、むしろ既存開発計画の石炭変換技術を補完する位置付けにあるものと考えられる。したがって本研究では、両技術を対置させて優劣を比較するのではなく、第2グリッドの戦略技術が、既存開発計画をもとに組立てられた長期エネルギー戦略に対していかなる意味を持ちうるのか、という点を中心に検討することとした。

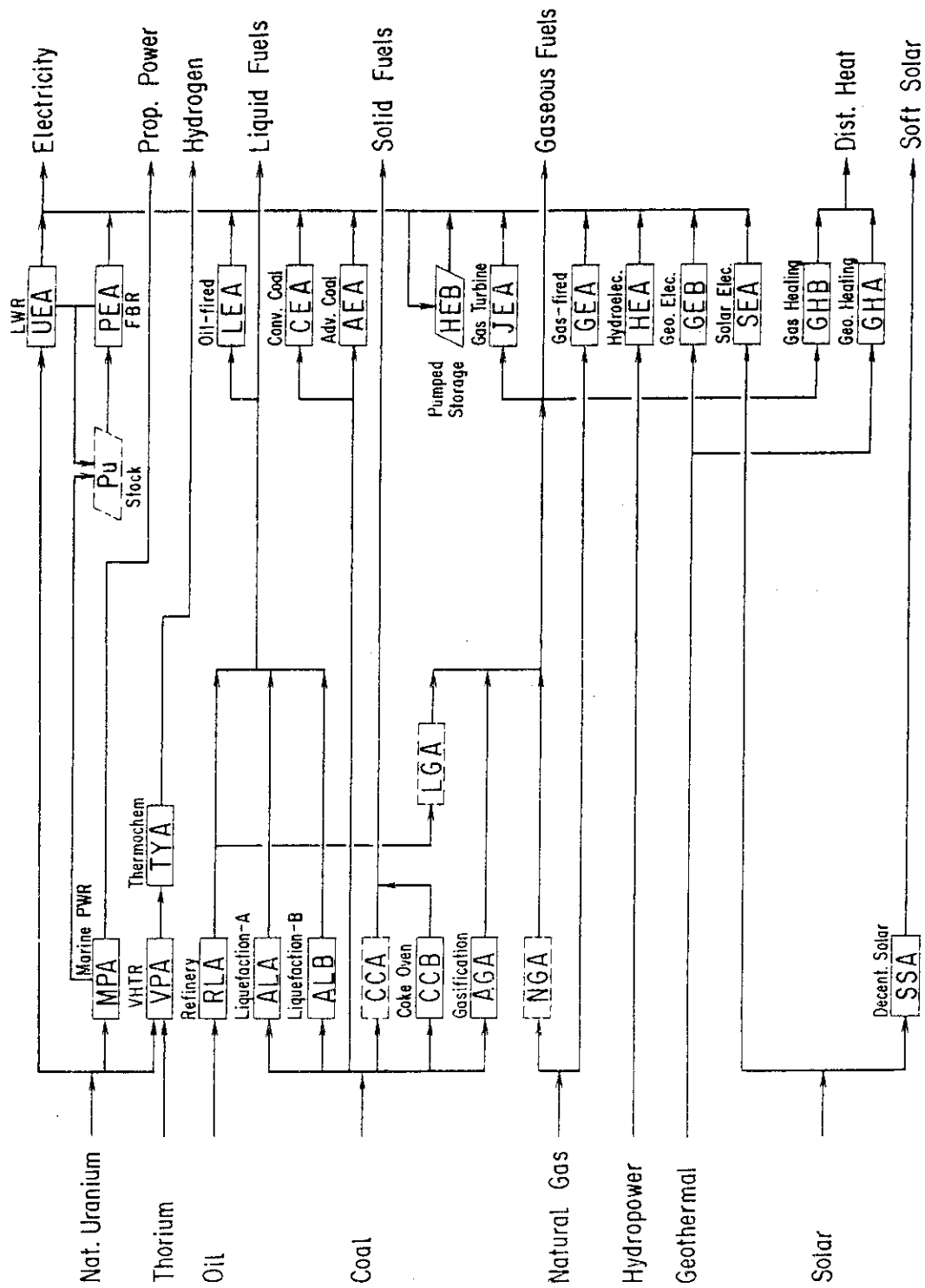


Fig. 1 Base energy system

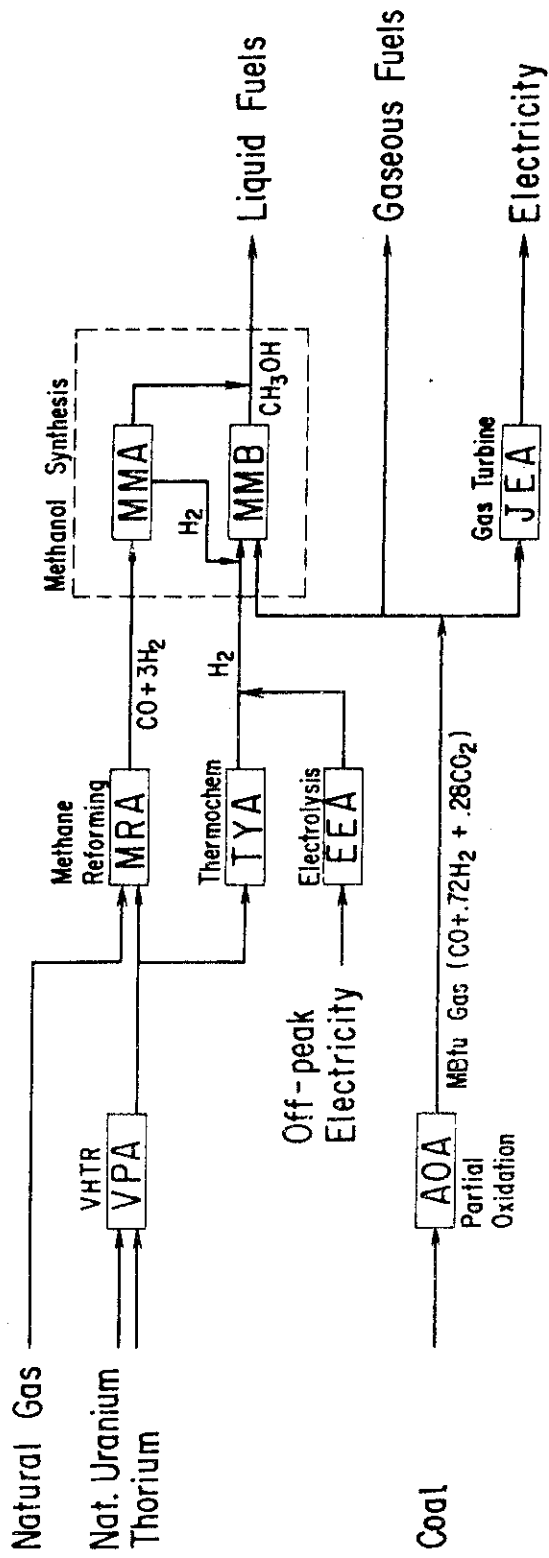


Fig. 2 Synfuel subsystem

3. 解析の前提条件

3.1 エネルギー需給データ

3.1.1 最終エネルギー需要

解析への主要な前提条件のひとつは、着目時間範囲にわたる各エネルギータイプの最終需要量である。エネルギータイプの選定は、MESSAGEモデルにおいては、モデル利用者によって任意になされる。ここでは電力、液体燃料、固体燃料、気体燃料、太陽熱、低温熱、水素ガス、および動力用核熱の8種のエネルギータイプを選定した。

電力は、電気事業者だけでなく各産業においても主として自家消費用に生産されている。しかし本解析では、電気事業者による発電のみを取上げ、産業の自家発電については電力としてでなく使用された燃料の形で計量している。液体燃料は、すべての石油精製品と直接利用される原油とを含んでいる。固体燃料は、産業用ボイラー、加熱炉等で使用される一般炭、製鉄用のコークス、さらに原料炭から得られる他の2次製品、例えばコークス炉ガス、高炉ガスなどを含む。気体燃料には、産業用の天然ガスとLNGおよび都市ガスが含まれる。太陽熱は、民生部門における分散型直接利用を表わしている。低温熱は、民生部門における地域暖房および給湯に用いられる。水素ガスは、化学工業原料ならびに輸送部門におけるジェット油の代替として利用される。動力用核熱は、現在外航船の動力源として用いられている重油の代替となるものである。

以上の各エネルギータイプに対する将来需要を、次の方法で設定した。

- (1) エネルギーの最終需要部門を産業、民生、輸送に大別し、産業と輸送部門をさらにいくつかの小部門に分割した。
- (2) 産業と輸送の各小部門、および民生部門に対して、エネルギー需要の将来成長—低成長と高成長—を推定した。推定には、最近10年間の経済活動量とエネルギー消費量の実績データを利用した。また将来の経済成長については、1980年から2000年の期間に年平均2.4%（低成長）—3.2%（高成長）、2000年から2020年の期間に年平均1.1%（低成長）—1.5%（高成長）の伸び率を想定した。
- (3) 上記各小部門および部門における、各エネルギータイプの需要シェアの将来推移について推定をおこなった。この際に、新需要技術あるいは新エネルギータイプの導入時期および速度について、後述するような仮定を採り入れた。最終需要部門における燃料利用構成の将来動向も、本来はモデルのなかで内生的に取扱かわれるべき分析課題であるが、前記のようにMESSAGEモデルには最終需要部門が含まれていないため、ここではやむを得ず燃料代替を外生的に与えることとした。
- (4) 各エネルギータイプの需要シェアをエネルギー需要と掛合せ、得られた各エネルギータイプに対する需要を小部門さらに部門にわたって集計することによって、MESSAGEモデルの入力となる最終エネルギー需要を求めた。なお電力については、逆配電損失および

発電所所内利用を考慮し、上記集計値をさらに0.91で除すことによって、モデルで要求されている発電端電力需要を求めた。

新需要技術および新エネルギータイプの市場参入に関しては以下のような仮定を導入した。

- (1) 化学工業では水素ガス利用を2010年に開始する。2030年にはこの部門の全エネルギー消費の3%のシェアに至る。
- (2) 電力は道路輸送のエネルギーとして1990年から導入される。2030年におけるシェアは、鉄道、バンカーを除く輸送部門の全エネルギー消費の12%を占める。
- (3) 水素ガスは航空バンカー燃料として2000年に導入され、2030年にはこの部門の全エネルギー消費の25%を供給する。この想定は現在の研究開発段階からみて技術的、経済的にかなり楽観的な見通しであるが、開発目標の意味を込めて設定した。
- (4) 動力用核熱は海運バンカー用エネルギーとして2000年に導入が始まる。2030年にはこの部門の全エネルギー消費の25%を賅う。
- (5) 低温熱は1990年以降民生部門において本格的に利用され、2030年にはこの部門の全エネルギー消費の5～9%を供給する。
- (6) 太陽熱は1990年以降民生部門の給湯、暖冷房に広く利用されるようになり、2030年にはこの部門の全エネルギー消費の5～9%を供給する。

既存のエネルギータイプに対する将来需要の動向については、各部門ごとに以下のような見通しを与えた。産業部門においては、電力と固体燃料に対する需要は順調に増加していくが、液体燃料のシェアは低下する。電力需要の伸びは、主として産業の構造的変化すなわち素材産業から機械産業へ、さらにエレクトロニクスおよび情報産業へという業種間ウエイトの変化によるものである。産業において現在用いられている固体燃料の大半は、製鉄用コークスである。コークス需要の増加は緩やかであるが、産業用ボイラー、加熱炉等への一般炭利用は今後さらに進み、全体として固体燃料の需要は堅調に拡大していく。一般炭の利用は、流動床燃焼技術およびCOM(石炭-重油混焼)技術の導入によって促進される。産業部門における気体燃料の需要は現在のところきわめて小さいが、エネルギー源の多様化が進むなかで、今後LNGの利用が、また長期的には石炭を原料とした合成ガスの利用が、徐々に拡大していく。ただしLNGが、当面どの程度産業部門における気体燃料の需要を喚起しうるかには、不確定要素が多い。

民生部門においては、空調需要の充足、家電機器の普及増加により、今後とも電力のシェアが順調に拡大する。ヒートポンプの普及も電力消費の増加要因となる。一方液体燃料のシェアは徐々に低下していく。現在利用されている石油製品は灯油、重油、およびLPGである。これらは電力、都市ガス、および新エネルギーによって代替される。固体燃料は現在民生部門のエネルギー需要の3.5%を賅っているが、このシェアはまもなく無視しうる程度に小さくなる。気体燃料のシェアは当面拡大傾向にあるが、新エネルギーの導入によって長期的には頭打ちとなる。

輸送部門においては、鉄道の電化の進展ならびに電気自動車の普及によって、電力需要のシェアが増大する。液体燃料のシェアは、他のエネルギーを利用する新輸送技術の利用拡大により、徐々に低下する。固体燃料は過去に輸送燃料の主役であったが、この部門ではもはや利用されない。気体燃料(都市ガスおよび天然ガス)も輸送用には用いられない。

以上のような想定にもとづいて求められた各エネルギータイプに対する最終需要，およびこれを集計した全最終エネルギー需要を，過去の実績データも含めてFig. 3に示した。ただし図中の電力需要には，前記した送配電損失等は含まれていない。全最終エネルギー需要の伸び率は，1980年から2000年の期間に年平均1.5%（低成長）－2.3%（高成長），2000年から2020年の期間に年平均0.8%（低成長）－1.1%（高成長）となった。

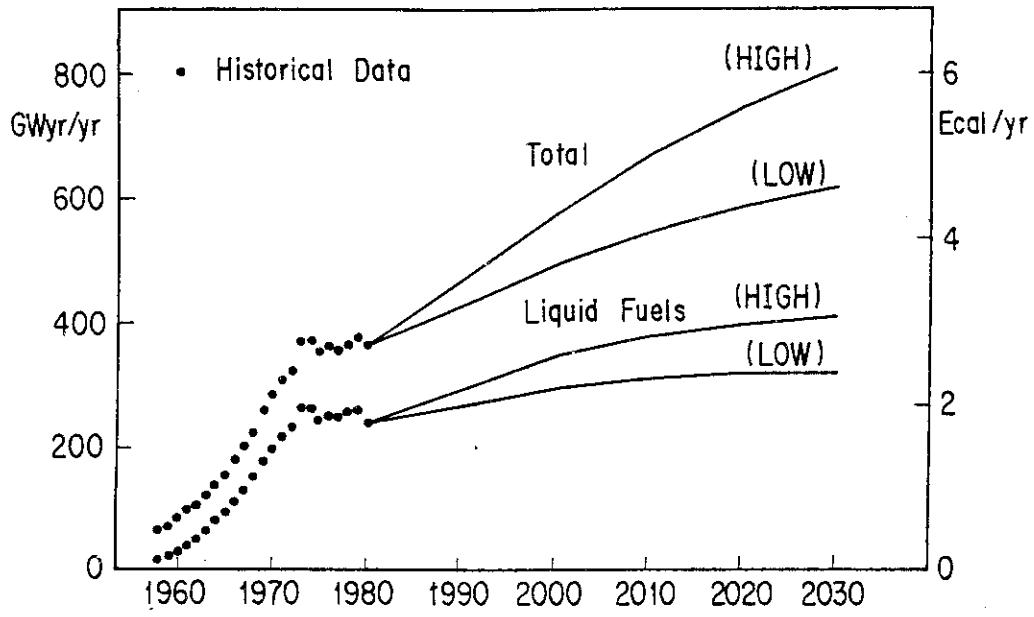
各エネルギータイプに対する最終需要のレベルは，1年間を通して見ると，季節および時間によって変動する。この変動幅が大きい場合には，それに応じて年平均の需要レベルに対応した生産能力よりも大きな能力を持つ生産設備が必要となる。こうした需要レベルの季節，時間変動に対応するために，MESSAGEモデルでは，各エネルギータイプに対して任意の数の負荷領域を設定することができる。本解析では，電力に対する需要を3つの負荷領域，すなわち尖頭，中間，および基底負荷領域に分割した。各負荷領域の時間的長さ，および各負荷領域における電力需要の全電力需要に対する割合については，前記のIIASAグローバルシステム分析においてわが国を含む第3地域に適用されたデータを利用した。他のエネルギータイプは，需要レベルの変動が小さいかあるいはエネルギーの貯蔵が容易であるために，単一の負荷領域を持つものとした。

3.1.2 輸入燃料価格

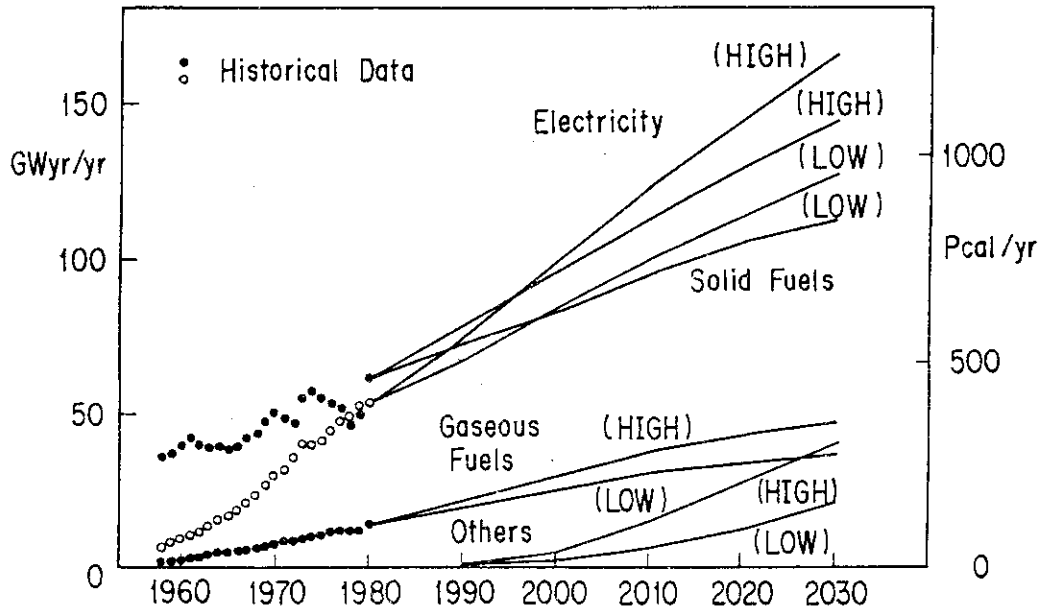
解析に取上げた輸入燃料は原油，天然ガス，石炭，天然ウラン，およびトリウムである。原油のカテゴリーにはLPGと他の石油製品が，また石炭には一般炭と原料炭とが含まれている。前記の通り大部分のシナリオにおいて，これらの輸入燃料の入手可能量に対する直接的な制約を課さなかった。したがってここでは，輸入燃料の価格設定について説明する。

輸入石油の将来価格に対してはさまざまな見方があるが，長期的に見て多かれ少なかれ実質価格が上昇していくものと判断されている。これは，石油の将来価格は基本的に国際市場における需給バランスに応じて変動すると考えられること，また今後の供給能力拡大とエネルギー需要の増加，代替エネルギーの導入規模等を考え合わせて需給バランスが大きく改善されていく見通しに乏しいこと，による。ここでは輸入石油の価格は今世紀中は比較的速めに，その後は徐々に上昇していくものと相定した。1980年から2030年の期間における年平均上昇率は1.2%である。また2030年における価格は，1980年価格表示で297 \$/kWyr すなわち59 \$/bbl とした。

LNGの輸入価格は，1980年時点では等発熱量の原油に較べてやや低めであった。しかし産出国は，CIFおよび発熱量ベースでの原油等価を強く要求しており，すでにこの要求に沿った価格改訂が進んできている。ここでは1990年以後，LNG価格が発熱量ベースで完全に原油等価になるものと想定した。なお天然ガスの輸入形態を一律にLNGと仮定して価格設定をおこなったことは，合成燃料エネルギーシステムで天然ガスからメタノールを生産する技術を導入していることと，整合していない。LNGは液化コスト等によって天然ガスよりも割高になる反面，メタノールと同様にクリーンでかつ長距離輸送の可能なエネルギー形態だからである。したがって本来は，合成燃料エネルギーシステムにおいてメタノール生産に用いられる天然ガスに対しては，別途価格を設定すべきであるが，ここではモデルの単純化ならびに上記メタノ



(a) Total and Liquid Fuels



(b) Other Secondary Fuels

Fig. 3 Schedule of projected demands for final energy

ール生産プロセスの経済性の過大評価を避ける意味から、輸入天然ガスにすべてLNG相当の価格を与えた。

石炭の輸入価格は、発熱量ベースでみて、これまで原料炭と一般炭との間に格差があった。しかしこの格差は、今後一般炭の需要が世界的に増大し、また原料炭以外からのコークス生産が可能になるにつれて、縮小に向かうものと予想される。将来の石炭価格は、石油価格の変動にある程度の影響を受けながらも、石油と同様に国際市場における需給バランスに依存して推移していくものと思われる。石油価格の影響は、発電および産業用プロセスヒート生産の分野での、一般炭あるいはその液化製品と在来の石油製品との競合を介して、派及することとなる。ここでは、現時点での石油価格が等発熱量の石油の価格と比較してかなり低い水準にあることを考慮し、今後石油と同様なパターンでしかしやや急速に上昇していくものとした。1980年から2030年の期間における上昇率は年平均1.8%である。

天然ウランの価格は、その変動が原子力発電のコストに大きな影響を与えないために、石炭の場合以上に生産コストから離れて変動する可能性がある。長期的な価格の推移は、特に将来の世界的な原子力開発の規模に依存することとなる。ここでは、1980年から2030年の期間における年平均の上昇率を1.9%とした。2030年における価格は103 \$ / lbU₃O₈である。トリウムはまだ実用エネルギー源として市場参入をしていないので、将来価格の想定が困難であるが、ここでは44 \$ / kgの一定価格を与えた。

以上のように設定した原油、LNG、石炭、および天然ガスの輸入価格をFig. 4に示す。原油の輸入価格は、先に説明した基準価格スケジュールに相当するものである。なおすべての価格は、1980年価格の米国ドルで表示されている。

3.1.3 国産1次燃料

国産の1次燃料としては、原油、天然ガス、石炭、および天然ウランを取上げた。これらの資源の確認埋蔵量はきわめて小さく、また賦存状態も概して不良である。したがって将来のエネルギー源として大きな役割を期待することはできない。今後の生産レベルについては、過去の実績をもとにFig. 5に示すように仮定した。この仮定は低需要シナリオと高需要シナリオに共通である。

国産1次燃料の価格は、これまでのところ対応する輸入燃料の価格に較べてかなり割高である。この状況は将来とも変わらないものと予想される。しかし生産への努力は、輸入エネルギーへの依存度を多少なりとも軽減するために維持されることであろう。したがってモデルへの入力データとしては、対応する輸入燃料の1980年における価格よりもわずかに低い価格を計算の全期間にわたって与え、上記の生産レベルが最適化のなかで実質的に固定されるようにした。

3.2 エネルギー技術データ

3.2.1 基準エネルギーシステム

基準エネルギーシステムに含まれるエネルギー技術は、大別して発電技術と非発電技術とに分けられる。前者は電力を生産し系統に供給する技術を、後者はその他の技術を表わしている。

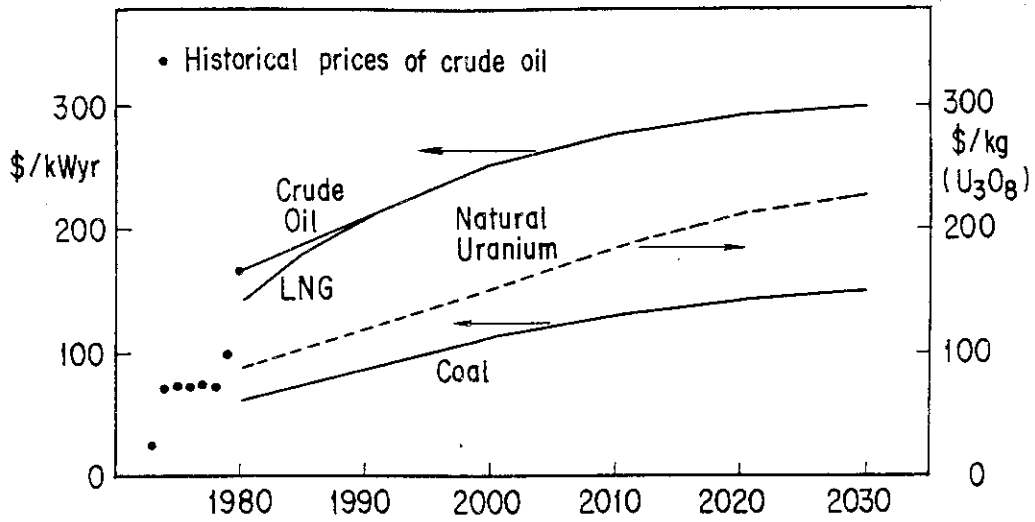


Fig. 4 Projected price schedule for imported fuels

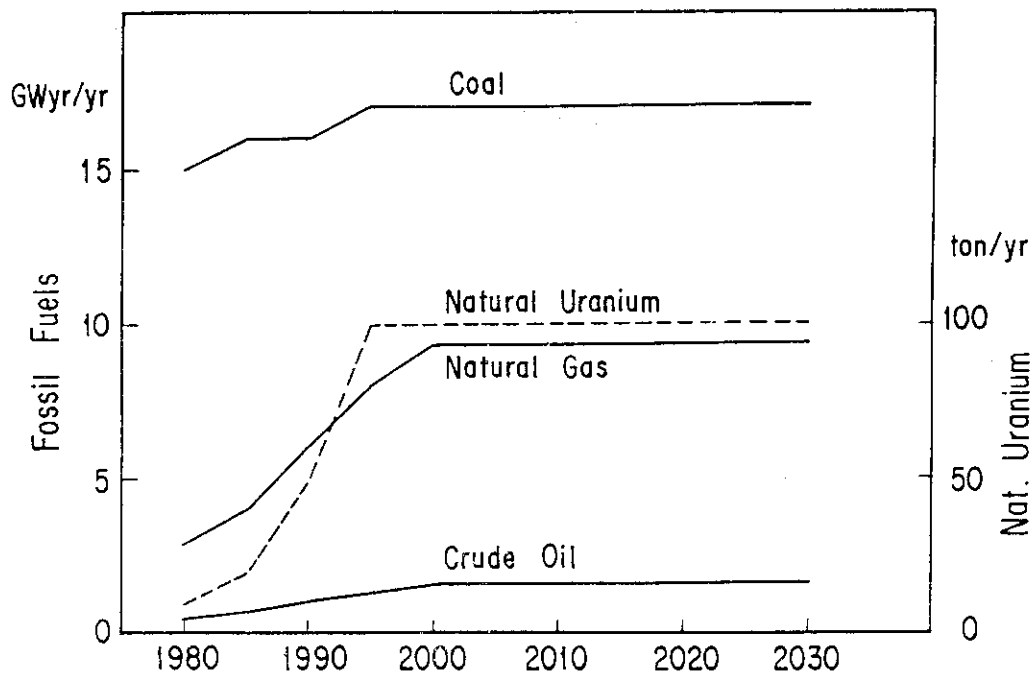


Fig. 5 Schedule of projected productions of domestic fuels

各エネルギー技術の特性データは、IIASAグローバルシステム分析において用いられたデータおよび他の文献より得られたデータをもとにして、設定された。特性データのうち建設費と運転維持費については、1980年価格の米国ドルで表示した。原データがこれ以外の価格基準年にもとづいて表示されている場合には、年率6%の一定のエスカレーション率を用いて換算した。このように設定した発電技術と非発電技術の特性データを、それぞれTable 2およびTable 3に掲げた。以下にそれぞれの表に対して説明を加える。

(1) 発電技術

発電技術を対象としたTable 2において、データ項目設備利用率 (plant factor) はここでは負荷領域ごとの設備利用率すなわち、ある負荷領域における発電電力量(GWyr) / [設備容量 (GW) × 当該負荷領域の時間長さ (yr)] の年間を通しての上限値を表わしている。運転維持費は、単位発電電力量あたりで表わされている。燃料のコストはこのなかに含まれないが、原子力発電技術の場合には核燃料サイクルの費用をこの項目に含めた。以下に各技術について説明を加える。

石油火力発電は、現在発電技術のなかで最大のシェアを占めている。使用されている燃料は重油、原油、およびナフサである。LNG火力発電は、原子力発電とともにここ当分石油火力に対する主要な代替技術として期待されている。発電設備のコストは石油火力と同等であるが、LNG基地などの付帯設備が必要とされるために、建設費総額は同規模の石油火力よりも幾分割高となる。在来型石油火力発電としては、脱硫装置を備えた微粉炭炊き発電設備を想定した。新型石炭火力発電としては、流動床燃焼、ガス化結合サイクル、MHDなどの技術を利用したものが考えられる。これらの技術は特性ならびに予想される実用化時期がそれぞれ異なっているが、ここではこれらの異種技術を一括した仮想的な技術として新型石炭火力発電を取扱った。

軽水炉 (LWR) には、沸騰水型炉と加圧水型炉とが含まれている。わが国で開発中の新型転換炉 (ATR) も、特性の異なった技術ではあるがモデルの単純化のために、このカテゴリーに含めた。高速増殖炉 (FBR) の実用化は、2000年に始まるものとした。ただし後述するように、初期の導入ペースは軽水炉の実績よりも低く想定している。建設費は軽水炉に較べて30%割高とした。軽水炉と高速増殖炉に関する核燃料物質の収支は、Table 4に示す通りである。

水力発電は、現在基底負荷から尖頭負荷まですべての負荷領域に寄与している。年平均の設備利用率は50%程度である。しかし将来的には、中間ないし尖頭負荷への対応が中心になるものと予想されるので、モデル上基底負荷領域への寄与はないものとした。ただし、MESSAGE モデルではプラントの設備利用率が時間的に一定になっているので、上記の取扱いによって1980年の発電電力量が実績値との間に著しい不一致を生じる。したがって、Table 2における水力発電の設備利用率には、実績値との整合をとるために高い値が与えられている。揚水発電は、非尖頭負荷領域の電力を貯蔵し、尖頭負荷領域に供給する技術である。このような機能をもつ技術はMESSAGE モデルに用意されていないので、ここでは非尖頭負荷領域の電力を一担負荷区分のないエネルギータイプに変換するダミー技術を導入して、モデル化をおこなった。地熱発電のうち熱水利用のものは、小規模ながらす

Table 2 Characteristic data for electrical technologies

Technology (LP Name)	Avail- able Year	Life- time (Years)	Plant Factor	Capital Cost (\$/kW)	O&M Cost (\$/kWyr)	Input Fuel	Effi- ciency	Load Regions	
								Peak	Middle Base
Oil-fired (LEA)	1980	30	.66	470	25	Liq. Fuels	2.6	x	x
LNG-fired (GEA)	1980	30	.62	620	34	LNG	2.6	x	x
Gas-Turbine (JEA)	1980	30	.50	230	23	Gas. Fuels	3.33	x	
Conv. Coal-f. (CEA)	1980	30	.62	740	36	Coal	2.7	x	x
Adv. Coal-f. (AEA)	1990	30	.62	810	48	Coal	2.5	x	x
LWR (UEA)	1980	30	.62	1180	(105)	Nat. U.	-	x	x
FBR (PEA)	2000	30	.62	1530	(109)	Pluto- nium	-	x	x
Hydro (HEA)	1980	50	.91	2100	20	-	-	x	x
Pumped St. (HEB)	1980	50	.14	550	20	Elec- tricity	1.43	x	
Geothermal (GEB)	1980	30	.85	1700	40	-	-	x	x
Solar (SEA)	1995	30	.50	3200	80	-	-	x	x

Note: Efficiency is expressed in Gwyr (input)/Gwyr (output).

Table 3 Characteristic data for non-electric technologies

Technology (LP Name)	Avail- able Year	Life- time (Years)	Plant Factor	Capital Cost (\$/kW)	O&M Cost (\$/kWyr)	Input Fuel	Effi- ciency	Output Fuel
Oil Refinery (RLA)	1980	20	.85	67	5	Oil	1.10	Liquid Fuels (Oil Products)
Coke Oven (CCB)	1980	30	.7	108	14	Coal	1.24	Solid Fuels
Coal Liq. (ALA)	1990	20	.8	580	50	Coal	1.43	Liquid Fuels (Heavy Liquids)
Coal Liq. (ALB)	2000	20	.85	640	54	Coal	1.67	Liquid Fuels (Light Liquids)
Coal Gasif. (AGA)	1995	20	.85	450	43	Coal	1.82	Gaseous Fuels (SNG)
Gas-Heating (GHB)	1990	30	.8	150	15	Gaseous Fuels	1.25	Low Temperature Heat
Geo-Heating (GHA)	1990	30	.7	270	13	-	-	Low Temperature Heat
VHTR (VPA)	2005	30	.8	450	(32)	Nat. Uranium Thorium	-	Process Heat
Thermochem. (TYA)	2005	30	.8	720	48	Process Heat	1.96	Hydrogen
Marine PWR (MPA)	2005	30	.5	580	(68)	Nat. Uranium	-	Propulsion Power

Note: (1) Capital cost and O&M cost are based on the unit output of a main product from a technology.

(2) Efficiency is expressed in GWyr (input)/GWyr (output).

Table 4 Fuel material balances for nuclear technologies

	LWR	FBR	VHTR	Marine PWR
Natural Uranium				
Annual Consumption (kton/GWyr)	.21		.036	.07
Initial Loading (kton/GW)	.47		.125	.16
Final Discharge (kton/GW)	.36		.056	.12
Thorium				
Annual Consumption (ton/GWyr)			.32	
Initial Loading (ton/GW)			12.61	
Final Discharge (ton/GW)			10.18	
Plutonium				
Annual Consumption (ton/GWyr)	-.22	-.35	self-recycle	-.07
Initial Loading (ton/GW)		2.4		
Final Discharge (ton/GW)	.44	6.4		.15

でに実用化の段階に至っている。将来的には、地下深部の高温岩体を利用した発電技術も導入されるものと考えられる。太陽エネルギー発電は、広い意味で太陽エネルギーを利用する技術、すなわち太陽熱発電、光発電、風力発電、OTEC（海洋温度差発電）などを包括したものである。これらの技術のなかには基底負荷領域にも貢献しうるものが含まれているが、ここでは尖頭および中間負荷に対応するものと考えた。

(2) 非発電技術

このカテゴリーに属する技術のうち、石油精製とコークス炉は既存技術であり、他のものは新エネルギー技術である。このほかにも非電力2次エネルギーを生産する既存技術、例えば重油分解、LNG気化、ナフサガス化などがあるが、モデルの単純化のために対象システムからは除外した。

石炭液化技術-Aは、一般炭を重質液化油に転換する。この重質液化油は、産業用ボイラー、加熱炉などの燃料として、また場合によっては発電用燃料としても用いられる。石炭液化技術-Bは、一般炭から軽質液化油を生産する。これは、輸送用燃料あるいは化学工業原料として用いられている軽質石油製品を代替する。なお本解析においては、これらの石炭液化技術がすべて国内に立地するかのように取扱っているが、実際には、多くのプラントは海外産炭地に近接して設置されるものと考えられる。石炭ガス化技術は、天然ガスの代替となる高質ガス（SNG）を生産する。

VHTRすなわち多目的高温ガス炉は、ヘリウム冷却黒鉛減速の熱中性子転換炉である。VHTRの供給する高温プロセスヒートは、製鉄、各種化学工業プロセス、水素製造などに利用することができる。ここでは熱化学式水素製造への利用を想定した。VHTRは第2グリッドの戦略技術のひとつとして合成燃料サブシステムにも含まれており、そこではさらに天然ガス改質プロセスに対して反応熱の供給をおこなっている。なおTable 3に示された特性データは、原子炉熱出力をベースにしたものである。化学反応装置に正味に供給される熱エネルギーはVHTR熱出力の77%相当とし、残りの部分はプラントの運転等に必要となる電力生産に使用されるものとした。船用PWRは、外航用船舶の駆動力を供給する小型軽水炉である。VHTRと船用PWRの運転維持費には、核燃料サイクルの費用が含まれている。またこれらの技術に関する核燃料物質の収支は、Table 4に示す通りである。

3.2.2 合成燃料サブシステム

合成燃料サブシステムに含まれる戦略技術の特性データを検討するために、まず合成燃料製造およびこれに関連する技術の特性を公表文献にもとづいて調査した。調査結果をTable 5にまとめる。この表から明らかのように、同一カテゴリーの技術においても特性データの数値は文献によって大きなばらつきをみせている。この理由は、用いられているプロセスの違い、想定設備規模の違い、また推定のおこなわれた年次の違いなどによるものと考えられる。しかし一方で、異なった技術カテゴリーの間では、対応する特性データに明確な差異がみられる場合もある。例えば、石炭からのメタノール生産の熱効率率は、石炭から軽質液化油を生産する場合に比べて低い値となっている。一方軽質液化プラントの建設単価は、概してメタノール生産プラントに比べて高めである。SNG生産プラントの建設単価は、軽質液化プラントに比べてかな

り低く見積られているが、しかしMBtuガス^{注1)}生産プラントに較べると割高である。このように、調査収集されたデータは将来技術の相対特性を示唆する情報を含んでおり、これらにもとづいてシナリオ解析のための戦略技術の特性データを設定することとした。

各戦略技術に対して設定された特性データは、Table 6に掲げる通りである。戦略技術のうちVHTRとガスタービンは基準エネルギーシステムにも含まれているので、ここには再掲されていない。この表に示された各戦略技術の特長について、以下に説明を加える。

石炭の部分酸化技術としては、現在いくつかのプロセスが開発途上にある。ここでは経済性の試算例(参考文献5)が得られたTEXACOプロセスを、この技術のモデルプロセスとして利用した。このプロセスにおいては、ガス化プラントは15000トン/日の石炭を用い、MBtuガス22700トン/日を生産する。原料炭の高発熱量^{注2)}は、10800 Btu/lbすなわち6000 Kcal/kgと想定されている。除染後のMBtuガスは、高発熱量277 Btu/scfすなわち2600 Kcal/Nm³、組成(体積百分率)H₂=36%、CO=50%、CO₂=14%すなわちCO+0.72 H₂+0.28 CO₂である。このガスはメタノール合成の原料あるいはガスタービン発電の燃料として用いられる。さらに産業用ボイラー、加熱炉などの燃料、あるいは金属工業における還元剤としても利用される。

天然ガスの水蒸気改質技術は、これまで工業用水素製造のために利用されてきた。しかしこの在来技術においては、改質反応に必要な熱エネルギーを得るために原料天然ガスの半分近くを燃焼させている。合成燃料サブシステムのなかでは、VHTRからの高温プロセスヒートによって熱源用に使われる天然ガスを代替するものとした。この技術で製造される改質ガス(CO+3H₂)は、メタノール合成の原料として用いられる。

電解水素製造は、熱化学式プロセスとともに、石炭からメタノールを生産する際に化学量論的に不足する水素ガスを補給する。このプロセスの入力エネルギーとしては、基底負荷時間帯の余剰発電設備によって生産される電力を想定している。

メタノール合成技術は、石炭の部分酸化によるMBtuガス(CO+0.72 H₂+0.28 CO₂)、天然ガスの水蒸気改質による改質ガス(CO+3H₂)、および水素ガスを原料として、メタノール

注1) 石炭のガス化によって生成するガスは、ガス化プロセスによって発熱量が異なり、通常低カロリーガス、中カロリーガス、および高カロリーガスに分けられる。本報告書では中カロリーガスをMBtuガスと表示している。低カロリーガスは、空気を酸化剤として製造され、製品ガスは窒素で希釈されているので発熱量1300 Kcal/Nm³程度である。これに対して中カロリーガスは酸素を酸化剤として製造され、発熱量2500-3000 Kcal/Nm³、炭素ガスを除去すれば4000 Kcal/Nm³になる。また高カロリーガスは、中カロリーガスを精製・メタン化したもので、発熱量8000-9000 Kcal/Nm³である。

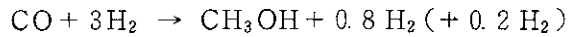
注2) 炭化水素燃料の燃焼による発熱量には、高発熱量と低発熱量とがある。高発熱量は、総発熱量とも呼ばれ、燃焼過程で発生した水蒸気の蒸発潜熱を含んでいる。しかし通常の燃焼機器では生成した水蒸気は未凝縮のまま煙道へ出てしまい、蒸発潜熱を有効に利用することができないので、これをあらかじめ発熱量から控除して考えると便利ことが多い。このように、高発熱量から発生水蒸気の蒸発潜熱を差引いた実用的な発熱量を、低発熱量(真発熱量とも呼ばれる)と定義している。

ルを製造する技術である。その基本反応は下記の通りである。

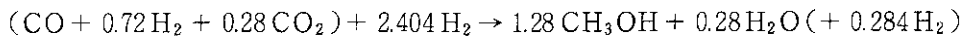


原料として使用する改質ガスとMBtuガスの比率を任意に選択しうるように、モデルのなかではメタノール合成技術をプロセスAとプロセスBとに分割した。プロセスAは改質ガスを原料としてメタノールを生産し、反応後の余剰水素ガスをプロセスBに供給する。プロセスBはMBtuガスとプロセスAから供給される水素ガス、さらに上記の水素製造技術による水素ガスを原料として、メタノールを合成する。この2種類の合成プロセスに用いられる化学反応は次のようになる。

プロセスA：



プロセスB：



なお工業規模の合成プロセスでは、反応に必要とされる原料水素ガスの量は化学量論的必要量よりも多い(参考文献5)。したがってここでは、上記各反応式の右端括弧内に示したように、化学量論的水素必要量より10%多い水素ガスが消費されるものとした。

Table 5 Collected characteristic data for synfuel and related technologies

Process	Input	Output (GW)	Thermal Eff.	Plant Factor	Inv. Cost \$/kWout	O&M Cost \$/kWyrout	Source
<u>Coal Liquefaction (General)</u>							
	Coal	Syncrude (4.25)	0.54	(0.9)	189	23.1	Ref. 6
Mobil-M	Coal	Liquids (3.34)	0.63	0.92	599		Ref. 7
F-T	Coal	Liquids (3.28)	0.58	0.92	686		Ref. 7
EDS	Coal	Liquids (4.36)	0.63	0.8	412		Ref. 7
	Coal	Liquids	0.63	0.85	674-500	16.4	Ref. 8
<u>Coal Liquefaction (Methanol)</u>							
	Coal	Methanol (13.8)		0.92	268	45.2	Ref. 9
	Coal	Methanol (1.32)	0.548	0.9	495	49.5	Ref. 10
	Coal	Methanol (2.98)	0.54	0.9	541	49.8	Ref. 5
	Coal	Methanol	0.46	0.85	584	76.4	Ref. 8
<u>Coal Gasification (SNG)</u>							
	Coal	SNG (3.52)		(0.9)	395	69.7	Ref. 11
Lurgi	Coal	SNG	0.69 (incl. tar 0.13)	0.9	417	29.1	Ref. 12
Advanced	Coal	SNG	0.7	0.9	328	23.0	Ref. 12
Lurgi/ Methanation	Coal	SNG (2.96)	0.55	0.9	454	42.8	Ref. 5
	Coal	SNG	0.6-0.66	0.85	333-303	51.0-46.3	Ref. 8
<u>Coal Gasification (MBtu Gas)</u>							
	Coal	MBtu Gas (1.48)		(0.9)	298	66.4	Ref. 11
Texaco	Coal	MBtu Gas (3.05)	0.7	0.9	327	26.9	Ref. 5
	Coal	MBtu Gas	0.6-0.68	0.85	385-339	52.8-46.5	Ref. 8

Table 5 (continued)

Process	Input	Output (GW)	Thermal Eff.	Plant Factor	Inv. Cost \$/kWout	O&M Cost \$/kWyrout	Source
<u>Coal Gasification (Hydrogen)</u>							
	Coal	Hydrogen (1.42)	0.49	0.8	407	13.1	Ref. 13
K-T	Coal	Hydrogen (0.397)	0.59	0.9	648	46.5	Ref. 14
	Coal	Hydrogen (1.39)	0.74		190		Ref. 15
<u>Steam Reforming</u>							
	Methane	Hydrogen (0.715)	0.726	0.9	47	12.0	Ref. 13
	Naphtha	Hydrogen (0.413)	0.73		77		Ref. 16
	Nat.Gas	Hydrogen (0.393)		0.9	160	1.8	Ref. 17
	Nat.Gas	Hydrogen (0.00943)		0.9	276	28.4	Ref. 18
<u>Thermochemical Water Splitting</u>							
Schulten	P. Heat (VHTR)	Hydrogen (0.421)	0.38	0.9	1000	62.8	Ref. 19
Hybrid-Sulfur	P. Heat (VHTR)	Hydrogen (0.421)	0.51	0.9	723	42.7	Ref. 19
<u>Electrolysis</u>							
Sulfur-Cycle	Elec- tricity	Hydrogen (1.51)		0.8	566		Ref. 20
Advanced	Elec- tricity	Hydrogen (0.0004)		0.9	476	38.2	Ref. 21
GE-SPE	Elec- tricity	Hydrogen (0.393)		0.9	206	23.9	Ref. 17
Conven- tional	Elec- tricity	Hydrogen (0.742)	0.75	0.8	588	27.	Ref. 22
Advanced	Elec- tricity	Hydrogen (1.288)	0.86	0.8	71	6.7	Ref. 22
Lurgi	Elec- tricity	Hydrogen (0.421)	0.78	0.9	619	30.2	Ref. 19
SPE	Elec- tricity	Hydrogen (0.421)	0.86	0.9	80	6.2	Ref. 19

Table 5 (continued)

Process	Input	Output (GW)	Thermal Eff.	Plant Factor	Inv. Cost \$/kWout	O&M Cost \$/kWyrout	Source
VHTR							
	Nucl. Fuel	P. Heat (3.0)		0.9	348	7.9	Ref. 23
	Nucl. Fuel	P. Heat (2.839)		0.8	209		Ref. 20
	Nucl. Fuel	P. Heat (1.116)		0.9	206	12.5	Ref. 19
	Nucl. Fuel	Elec- tricity (1.5)	0.50	0.8	634	6.4	Ref. 22
	Nucl. Fuel	Elec- tricity (0.488)	0.50	0.9	911	49.5	Ref. 19

Note: (1) Plant factors given in parentheses were assumed by the author in order to derive O&M cost based on net energy output.

(2) Investment cost and O&M cost are presented in 1980 US\$. Costs originally given in other price bases were converted in 1980 US\$ by using a constant escalation rate of 6%/year.

Table 6 Characteristic data for the strategic technologies in the second grid

Technology (LP Name)	Available Year	Life-time (Years)	Plant Factor	Capital Cost (\$/kW)	Q&M Cost (\$/kWyr)	Input Fuel	Efficiency	Output Fuel (Byproduct)
Partial Oxid. (AOA)	1990	20	.9	330	27	Coal	1.43	MBtu Gas
Methane Ref. (MRA)	2005	30	.8	47	12	Natural Gas Process Heat	0.78 0.64	Synthesis Gas
Methanol Synthesis (MMA)	2005	20	.9	120	15	Synthesis Gas	1.57	Methanol (Hydrogen 0.31)
Methanol Synthesis (MMB)	1990					MBtu Gas Hydrogen	0.53 0.74	Methanol
Electrolysis (EEA)	1990	20	.5	210	24	Electricity	1.28	Electricity

Note: (1) Technologies included also in the base system are not listed here.

(2) The number given to the byproduct in the last column represents output ratio to the main product.

(3) Efficiency is expressed in GWyr (input)/GWyr (output).

4. シナリオ解析の結果

4.1 BASEシナリオ

本研究においてBASEシナリオは、戦略技術の役割を検討するための基本的枠組みを用意する目的で、設定されている。したがってBASEシナリオの最適化によって得られた一連の結果も、それ独自で有意な戦略的示唆を提供しうる分析対象としてではなく、SYNFUELシナリオの結果を検討評価するうえで拠り立つ基盤として解釈すべきものである。ここではこうした認識に立ち、戦略技術の評価がどのような基盤のもとでなされたかを明確にしておく趣旨で、解析結果の概要をまとめる。

4.1.1 結果の概要

各BASEシナリオの最適解における、全システムコストと積算エネルギー輸入量とをTable 7に示した。全システムコストと石油の積算輸入量との関係については、SYNFUELシナリオにおける結果と比較しながら後述する。この表の積算エネルギー輸入量は、各1次エネルギーの年間輸入量を、1978年から2032年までの55年間にわたって集計したものである。これらの結果の意味は、対応するエネルギー資源の世界埋蔵量と比較することによって、より明確になる。世界エネルギー会議(1980年)によれば、原油、石炭、および天然ガスの確認埋蔵量は、それぞれ1280億トンCE(石炭換算、以下同じ)(119 TWyr)、4880億トンCE(454 TWyr)、および980億トンCE(91 TWyr)である。また天然ウランの確認ならびに推定追加埋蔵量(130 \$/kgのコストで採掘可能なもの)は、約606万トン U_3O_8 である。解析結果における積算輸入量はこれらの世界埋蔵量に対して、原油では12.9~16.2%、石炭では2.1%~3.2%、天然ガスでは2.5%~3.1%、さらに天然ウランでは9.1%~10.8%に相当する。石炭および天然ガスの輸入量は、埋蔵量に較べて十分低いレベルにあるとみなすことができる^{注1)}。ただし石炭の場合には、年間輸入量が2030年時点でまだ拡大傾向にあるので、超長期を展望した評価がさらに必要となろう。天然ウランの輸入量はやや大きい。ウラン資源の探査の進展によって今後埋蔵量が上方修正されていく可能性が強いこと、また軽水炉の稼働量が2030年時点ではほぼ峠を越していると考えられることから、許容しうるレベルを著しく越えたものではないと判断される。これに対し、石油の輸入量は資源論的立場からみるとかなり楽観的な量で

注1) わが国の資源消費規模の妥当性ないしは現実的可能性を判断するための指標としては、世界全体に対するわが国の人口比率、GDP(国内総生産)比率、貿易量比率などが考えられる。世界人口に対するわが国の人口比率は1979年で2.7%、計画経済諸国を除く世界全体に対するわが国のGDP比率は1976年で10.9%、また世界貿易量総額に対するわが国の貿易量の比率は1977年に6.6%であった。これらの数字は、今後時間とともに変化するものであるが、上記判断のための一応の目安にはなりうるものと考えられる。

あり、石油最小化シナリオにおける輸入規模よりもさらに低減させる必要性が生じる可能性が十分ある、と考えられる。

Table 7 Total system cost and cumulative resource imports for the BASE scenarios

Scenario	Total System Cost Discounted (10 ⁹ US\$)	Cumulative Resource Imports			
		Oil (TWyr)	Coal (TWyr)	Natural Gas (TWyr)	Nat. Uranium (kton U ₃ O ₈)
B1L	1815.80	16.60	9.71	2.29	549
B2aL	1816.79	15.75	11.00	2.29	549
B3L	1819.04	15.38	11.50	2.30	549
B1H	2049.36	19.23	12.19	2.80	652
B2aH	2051.12	17.88	14.24	2.81	652
B3H	2052.99	17.70	14.45	2.79	652

4.1.2 1次エネルギー供給

シナリオB1L, B3L, B1H, およびB3Hにおける, 1次エネルギー供給構成の推移を Fig. 6 に示した。現在までのところ, 1次エネルギーに占める輸入化石エネルギーの比率はきわめて高く, 1980年時点で87%に達していた。これに対し国産化石エネルギーは3%, 原子力および水力は各5%のシェアを占めていた。輸入化石エネルギーへの依存度は将来的に徐々に下降し, 2030年にはいずれのシナリオにおいても60%程度にまで低下する結果となった。以下, 個々の1次エネルギーについて説明をおこなう。

石油は, 輸入石油製品を含めると, 1980年の1次エネルギー総供給量の67%を占めていた。低需要シナリオでは, Fig. 6 に明らかなように石油の消費量は年々減少し, 2030年では1次エネルギー全体に占めるシェアが25% (B1L) ~17% (B3L) にまで低下する。これに対し高需要シナリオでは, 1980年時点の消費レベルが2000年前後まで持続し, その後徐々に低下する。1次エネルギー全体に占めるシェアは, 2030年において26% (B1H) ~18% (B3H) である。石油の輸入量を最小化したシナリオB3LおよびB3Hでは, 2030年における石油消費量レベルが1980年に対してそれぞれ52%および70%相当となる。

天然ガス, すなわち輸入LNGと国産天然ガス, の1次エネルギー総供給量に占めるシェアは, 1980年実績ではわずか7%であった。天然ガスの消費量は今後急速に増加し, いずれのシナリオにおいても1995年に極大となる。この時点での1次エネルギー全体に占めるシェアは10~11%である。天然ガス消費量の急激な伸びは, 主としてLNG火力発電の導入によるものである。1995年における消費レベルは, LNG換算で4200万トン (B3L) ~4400万トン (B3H) である。

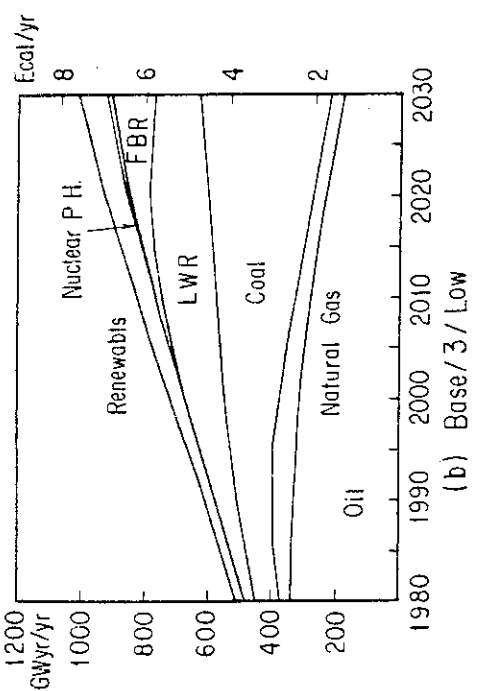
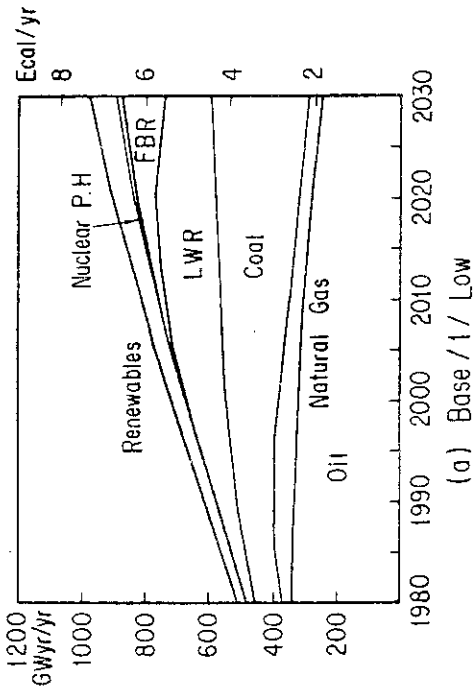
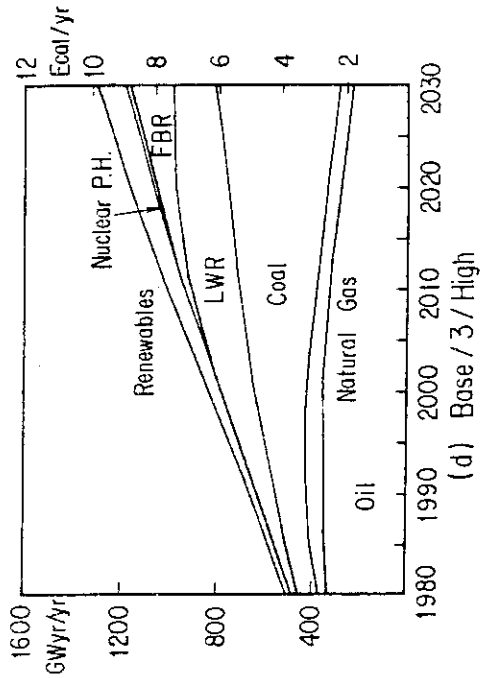
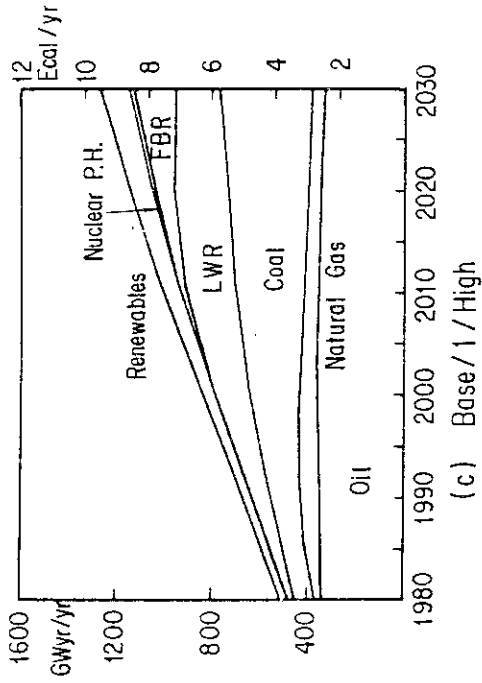


Fig. 6 Primary energy supply in the BASE scenarios

石炭は、1980年に1次エネルギーの16%を供給していた。石炭のシェアは今後徐々に拡大し、2030年には31%~41%の範囲に達する。石炭消費量の増加は主として、中期的には発電用燃料としての利用、長期的には液化用原料としての利用にもとづくものである。2030年における石炭消費量のレベルは、4億4000万トン（B3L）あるいは5億6000万トン（B3H）である。ただしこのうちかなりの部分が産炭地で液化され、液化製品の形でわが国に持込まれるものと考えられる。

原子力は、1980年に1次エネルギー総供給量の5%の寄与であったが、そのシェアを急速に拡大し2030年には28~30%とする。核熱の直接利用は2005年に開始され、石油消費の低減に幾分か貢献するが、BASEシナリオでは原子力の大部分は発電に利用される。

再生可能エネルギーは、1980年に1次エネルギーの5%を供給した。そのほとんどは水力によるものであった。今後地熱、太陽エネルギーの利用が進むにつれてシェアは拡大し、2030年には9~10%に達する。

4.1.3 電力供給

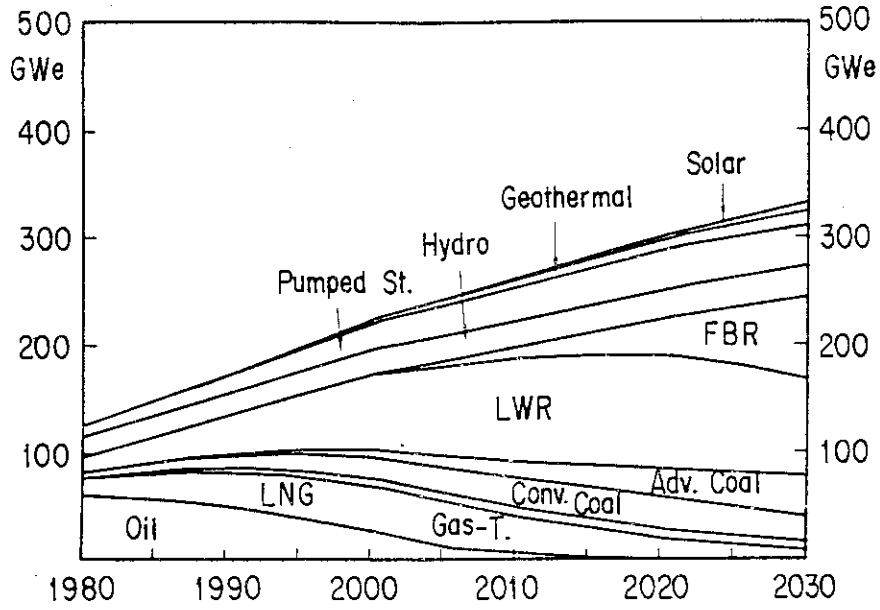
本研究においては、発電技術の市場競争を解析の主目的に含めていないので、発電技術の導入量に対しては外生的に厳しい制約を与えた。その結果、石油の輸入価格に対するプレミアムの違いによる解析結果への影響は、比較的小さかった。したがって、ここではシナリオB1LとB1Hを中心にして、結果を概観してみる。シナリオB1Lにおいて最適化された発電設備構成と発電電力量の構成とをFig. 7に示す。またシナリオB1Hにおいて対応する結果をFig. 8に示した。以下に各発電技術について説明をおこなう。

石油火力発電は、1980年における設備容量60GWeで、総発電電力量の47%を占めていた。今後の新設量は小さく、既存設備の廃止につれて設備容量は減少していく。また燃料コストの上昇のために、2000年以降は尖頭負荷領域のみに寄与するようになる。

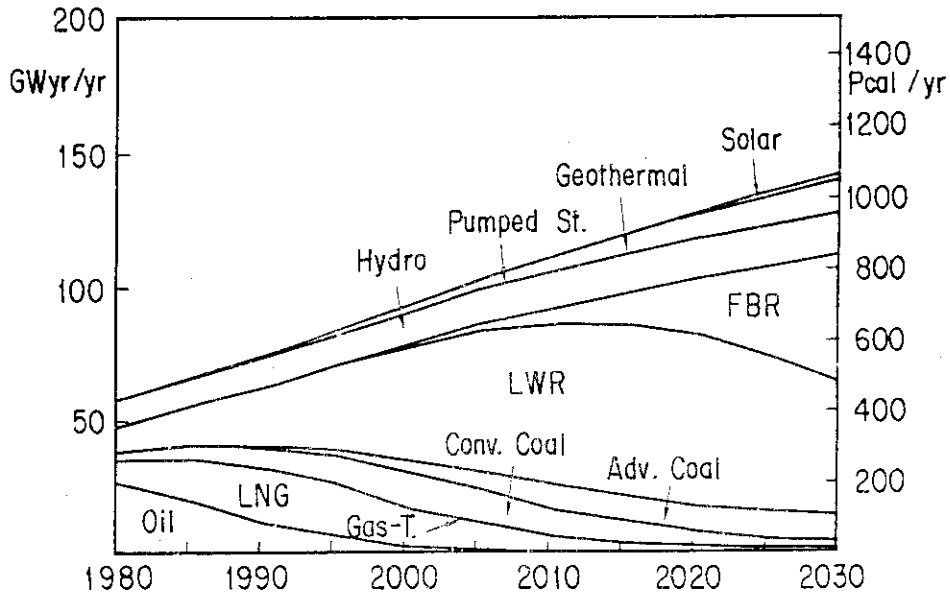
LNG火力発電は、1980年において設備容量16GWe、総発電電力量に占めるシェア16%であった。設備容量は石油火力を代替して急速に増大し、2005年に極大44GWe（B1L）~50GWe（B3H）に達する。これに対し発電電力量は1990年にピークとなり、同年の総発電電力量の27~28%のシェアを占める。なお2000年以降は、尖頭および中間負荷領域のみに寄与するようになる。

石炭火力発電は、1980年に4.5GWeの設備容量、および総発電電力量に対し5%のシェアを有していた。この在来型発電の設備容量は着実に増大し、2015年に極大30~42GWeに達する。発電電力量は2000年に極大となり、総発電電力量の14%（B3L）~16%（B1H）のシェアとなる。新型石炭火力発電は1990年から導入され、徐々にその規模を拡大する。設備容量は2030年に39GWe（低需要シナリオ）~57GWe（高需要シナリオ）に達する。石炭火力発電は在来型、新型ともに、2020年以降尖頭および中間負荷領域のみに寄与するようになる。

軽水炉の設備容量は、1980年の15GWeから2000年には70GWe（低需要シナリオ）~81GWe（高需要シナリオ）、さらに2020年には107GWe（低需要シナリオ）~123GWe（高需要シナリオ）へと増大する。総発電電力量に占めるシェアも、1980年の16%から2015年には51%（低需要シナリオ）~54%（高需要シナリオ）にまで拡大する。なおこれらの設備、発電電力量のなか

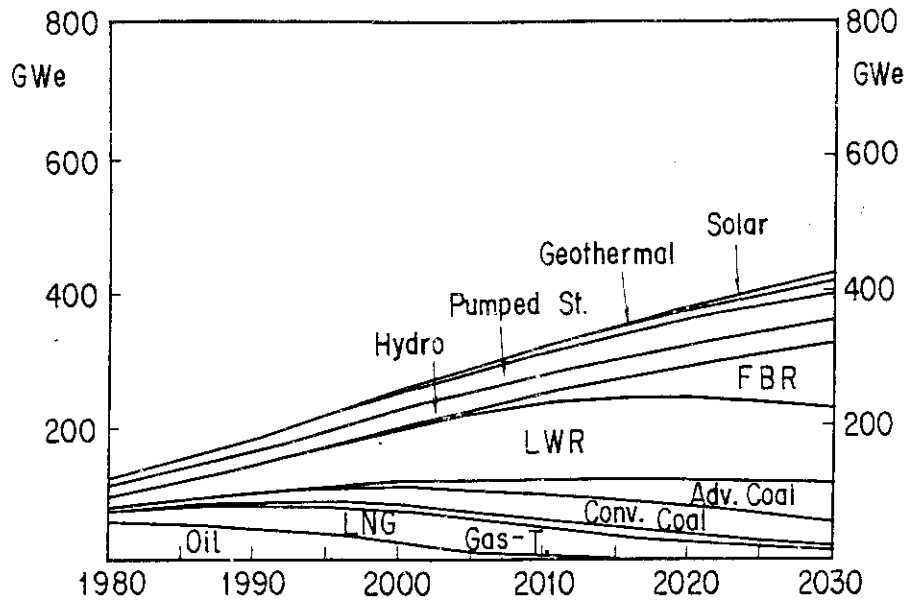


(a) Installed Capacity

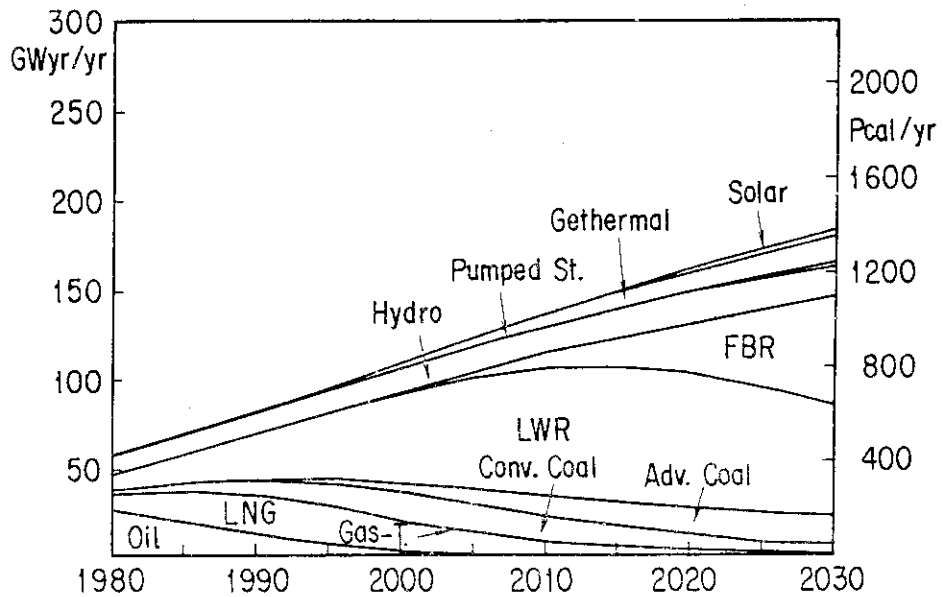


(b) Generation

Fig. 7 Electricity installed capacity and generation in BASE/1/LOW



(a) Installed Capacity



(b) Generation

Fig 8 Electricity installed capacity and generation in BASE/1/HIGH

には、新型転換炉の寄与が含まれている。高速増殖炉は2000年から導入され、その後加速的に設備を拡大して2030年には78GWe（低需要シナリオ）～102GWe（高需要シナリオ）に達する。同年の総発電電力量に占めるシェアは、34%前後である。なお高速増殖炉の導入開始後10年間の建設規模は9～12.5GWeであり、軽水炉の実績15GWeを下回る建設速度としている。これは1970年代に較べてこの時期の電力設備需要の伸びが鈍化していること、原子力以外の石油代替エネルギーの導入の本格化、さらに高速増殖炉自体の実用化が遅れる可能性などを考慮したものである。原子力発電全体をみると、設備容量はいずれのシナリオにおいても外生的に与えた上限値を取る結果となり、2030年には168GWe（低需要シナリオ）～212GWe（高需要シナリオ）に達した。これは同年の総発電設備容量の約50%に相当する。また総発電電力量に占める原子力のシェアは、2030年には70%弱にまで達する。原子力発電の導入規模は、特に2000年以降の伸びが著しい結果となっている。この点に関しては、サイトの入手；建設能力などの課題は残るものの、ここでは輸入化石燃料への過度の依存から脱却するうえで望まれる長期的開発目標という観点に立って、導入規模の想定をおこなった。また後述するように軽水炉は、BASEシナリオにおいて2020年以降基底負荷領域に若干の余剰設備をもつようになる。この結果は、原子力発電技術の特性に整合しないものであり、原子力発電設備の過剰を示しているが、SYNFUELシナリオにおいて電解水素製造技術の導入条件を検討する目的で、BASEシナリオではあえてこの不整合を残すこととした。

再生可能エネルギー技術のうち、水力発電は1980年に27GWeの設備をもち総発電電力量の17%に寄与した。設備容量は今後着実に増大し、2030年には29GWe（低需要シナリオ）～34GWe（高需要シナリオ）に達する。一方総発電電力量に占めるシェアは年々低下し、2030年には10%に至る。地熱発電の規模は、1980年時点ではまだきわめて小さいが、2030年には14～18GWeにまで拡大する。同年の総発電電力量に占めるシェアは8%となる。太陽エネルギー発電の導入は、シナリオB1LおよびB1Hでは2005年に開始されるが、石油輸入量を最小化したシナリオB3LおよびB3Hにおいては1995年に開始される。しかしこの技術の寄与は、本解析の対象時間範囲においてはまだ小さく、いずれのシナリオでも2030年の総発電電力量に占めるシェアが2%に満たなかった。なお再生可能エネルギー全体としては、2030年における総発電電力量の20%を占めている。

4.1.4 石炭転換利用

石炭転換利用の将来動向は、本解析の趣旨に照して重要な検討課題である。シナリオB1LおよびB3Lにおいて最適化された、石炭の用途別利用構成の推移をFig. 9に、また生産された液体燃料の原料別構成の推移をFig. 10に示した。高需要シナリオにおいても、定性的には概ね等しい結果が得られたので、以下ではこれらの図を中心にして、解析結果を要約する。

石炭のうちコークス生産に用いられるものの割合は、1980年においては全消費量の83%に達していたが、この比率は長期的に大きく低下し、2030年には26%（B3L）～35%（B1L）となる。発電に用いられる石炭は、1980年には全消費量の9%であったが、比較的急速に増大し2010年には20～22%のレベルに達する。その後消費量は減少し、2030年におけるシェアは8～10%にまで低下する。

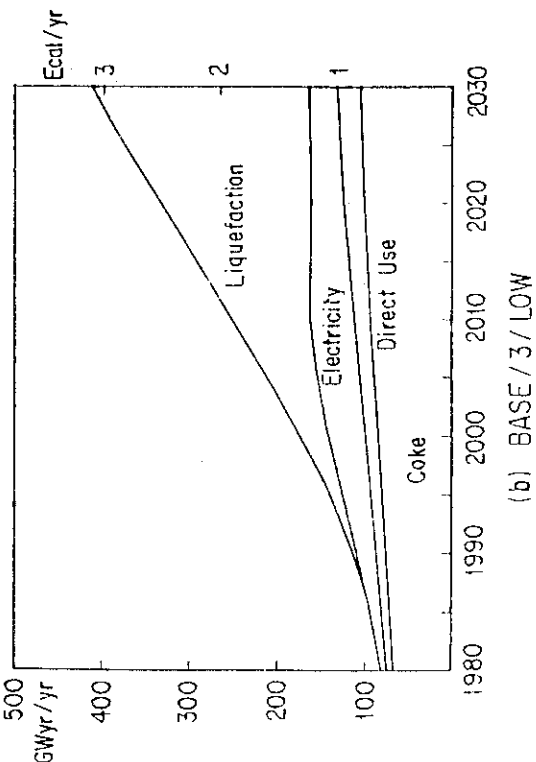
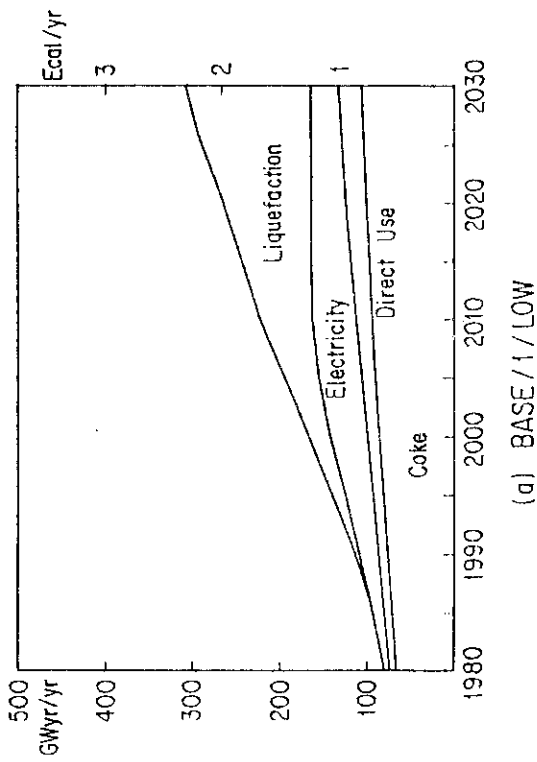
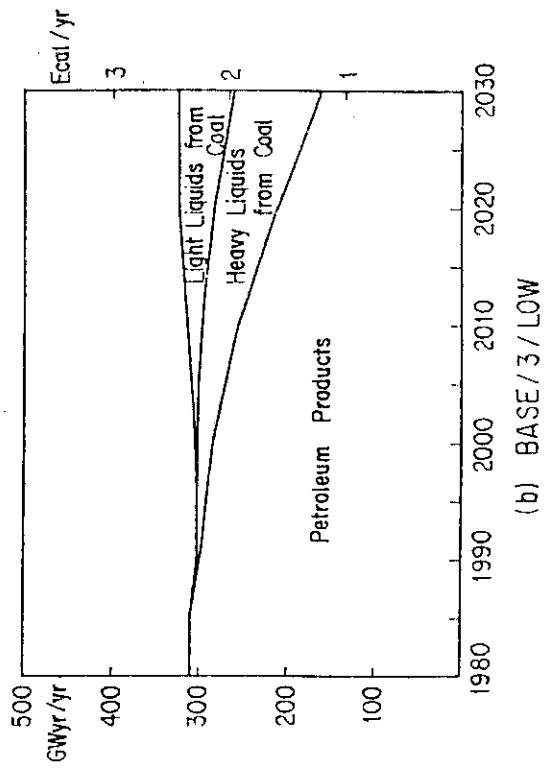
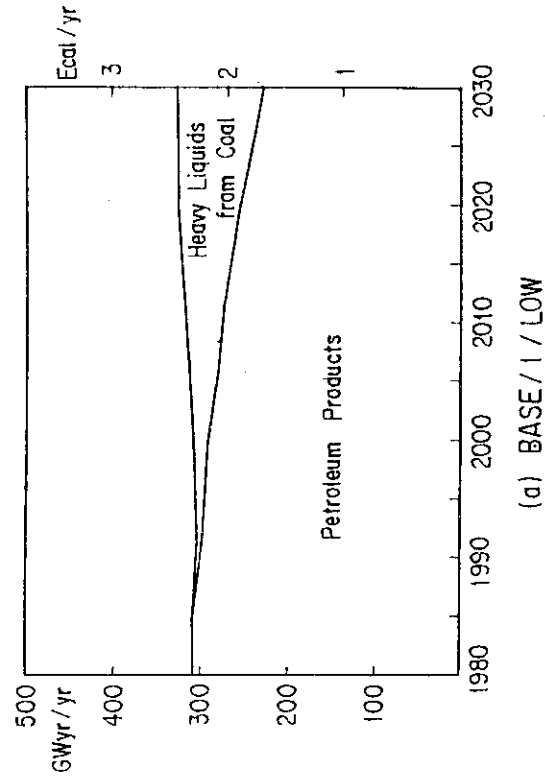


Fig. 9 Uses of coal in BASE/1/LOW and BASE/3/LOW

Fig. 10 Sources of liquid fuels in BASE/1/LOW and BASE/3/LOW

石炭の液化利用は1990年以降急速に拡大し、シナリオ B1L においては 2030年の全消費量の 46%、1億 6000 万トンが液化に用いられる。これによって生産される重質液化油は、同年の液体燃料最終需要の 32%に相当する。軽質液化技術は、シナリオ B1L では導入されなかったが、シナリオ B2aL では 2005年に、またシナリオ B3L では 2000年に導入が始まる。シナリオ B3L においては、2030年の石炭消費量の 60%、2億 7000 万トンが液化に用いられ、同年の液体燃料最終需要の 51%に相当する重質および軽質液化油が生産される。なお高需要シナリオにおいては、2030年に 1億 9000 万トン (B1H) ないし 3億 3000 万トン (B3H) の石炭が、液化に用いられる。

石炭の高質ガス化技術は、いずれのシナリオにおいてもまったく導入されなかった。これは基本的には、SNGの生産コストが天然ガスの輸入価格に較べて割高であることによる。しかし輸入石油を最小化するシナリオにおいても導入がなかったのは、SNGの主たる役割を天然ガスの代替に置いており、最終需要部門において石油製品を代替しうるようなメカニズムをモデルに組み込んでいないためである。

4.2 SYNFUEL シナリオ

4.2.1 結果の概要

各 SYNFUEL シナリオの最適解における全システムコストと積算エネルギー輸入量とを Table 8 に示した。本表と BASE シナリオに対する Table 7 とを用いて、全システムコストと石油の積算輸入量との間のトレードオフ関係を表わす Fig. 11 を作成した。この図は、設定されたシナリオの枠組のもとで石油の輸入量を最大どこまで減らしうるか、を示している。また、ある量の輸入石油を削減するために要する追加コストの大きさ、逆にある追加コストの投入によって削減しうる石油輸入量の大きさを、表わしている。さらに、石油価格プレミアムの変化に応じたトレードオフ曲線上の最適解の移動は、最適化された技術構成の変化に対応しており、ここから特定のエネルギー技術ないし技術グループの導入の影響を分析評価することもできる。

輸入石油価格に 2 \$ / kWyr のプレミアムを与えたシナリオにおいては、低需要、高需要とも、また BASE、SYNFUEL とともに、基準価格スケジュールを用いたシナリオに較べて大幅な輸入石油の低減がなされている。これは石炭の軽質液化技術の導入による効果である。しかし、輸入石油価格に対するプレミアムがさらに大きくなった場合には、その影響が BASE シナリオと SYNFUEL シナリオとの間で明確に異なってくる。BASE シナリオにおいては、これによる新たな石油削減は小さい。これは基準エネルギーシステムに、生産コスト高ではあっても石油輸入量の低減に大きく寄与しうるような技術が、含まれていないためである。これに対し SYNFUEL シナリオにおいては、第 2 グリッドの戦略技術の導入によってさらに石油輸入量の大幅な低減が可能になる。ただし輸入石油を最小化するシナリオ S3L および S3H では、全システムコストの大幅な増大を伴っている。これは後述するように、電解水素製造技術の大規模な導入によるものである。基準価格スケジュールのシナリオからみた石油輸入量の最大削減率は、BASE シナリオでは 7.3 ~ 8.0 % であったのに対し、SYNFUEL シナリオでは 12.8

Table 8 Total system cost and cumulative resource imports for the SYNFUEL scenarios

Scenario	Total System Cost Discounted (10 ⁹ US\$)	Cumulative Resource Imports			
		Oil (TWyr)	Coal (TWyr)	Natural Gas (TWyr)	Nat. Uranium (kton U ₃ O ₈)
S1L	1814.79	16.60	10.09	2.02	549
S2aL	1815.82	15.72	11.40	2.02	553
S2bL	1817.19	15.20	12.03	2.03	569
S2cL	1818.82	14.96	12.02	2.30	576
S3L	1838.76	14.48	12.77	2.70	582
S3Lr	1846.90	14.63	11.50	3.46	582
S1H	2047.81	19.23	12.84	2.36	652
S2aH	2049.62	17.85	14.91	2.36	662
S2bH	2050.38	17.57	15.22	2.36	668
S2cH	2052.15	17.28	15.24	2.64	683
S3H	2077.80	16.65	16.19	3.21	685
S3Hr	2088.31	16.86	14.46	4.20	685

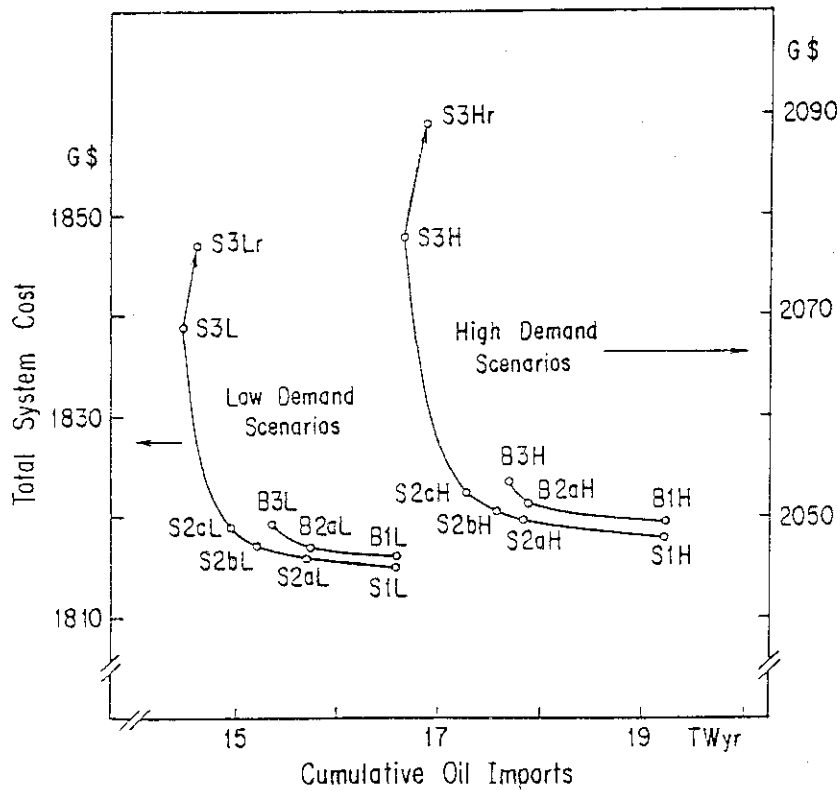


Fig. 11 Total system cost and cumulative oil imports for the eighteen scenarios

～13.4%に達する。

石炭輸入量をB3LおよびB3Hとそれぞれ同じレベルに制約したシナリオS3LrおよびS3Hrにおいては、全システムコストの増大を伴うものの、石炭輸入量の制約がない場合と大差のない程度まで輸入石油の低減がなされた。この結果は、戦略技術を組込んだ合成燃料エネルギーシステムにおいては、液体燃料の供給を保证するための1次エネルギー相互間の補完的機能が、ある程度確保されていることを示している。

SYNFUELシナリオにおいて、戦略技術を最大限投入したときに削減しうる石油輸入量は積算量で0.90 TWyr (低需要シナリオ)～1.05 TWyr (高需要シナリオ)であり、これは1980年における年間石油輸入量の2.0～3.1倍に相当する。他方、石油の削減に伴う石炭および天然ガス積算輸入量の増加は、低需要、高需要シナリオとも上記石油輸入の削減量に較べてずっと大きくなる。これは主として、石炭から液体燃料への転換効率が石油の精製効率よりも低いためである。しかしながらSYNFUELシナリオにおける石炭および天然ガスの各積算輸入量は、最も大きいケースでも前記の世界埋蔵量と比較してそれぞれ3.6%および4.6%であり、資源論的見地からは許容しうるレベルにあると言える。

4.2.2 1次エネルギー供給

シナリオS1L, S3L, S1H, およびS3Hにおける、1次エネルギー供給構成の推移をFig. 12に示す。また、BASEシナリオとSYNFUELシナリオとの間の比較を容易にするために、石油、石炭、および天然ガスの各輸入量の推移を、Fig. 13 (低需要シナリオ) およびFig. 14 (高需要シナリオ) に示した。

シナリオS1LおよびS1Hにおいては、第2グリッドの戦略技術のうち石炭の部分酸化技術のみが導入され、これによって生産されたMBtuガスはすべて気体燃料として直接最終需要に供給された。その結果これらのシナリオでは、対応するBASEシナリオと比較して天然ガスの輸入量のみが減少し、石油輸入量の削減はなされなかった。これに対しシナリオS3LおよびS3Hにおいては、メタノール合成技術が大規模に導入され、2030年時点の年間石油輸入量が対応するBASEシナリオに較べて73% (S3L)～76% (S3H) のレベルにまで低下した。一方メタノールの原料となる石炭および天然ガスの輸入量は、当然のことながら増大する。石炭の年間輸入量は液化製品を含めて、2030年に4億9000万トン (S3L)～6億3000万トン (S3H) に達する。天然ガスの年間輸入量は1995年に最大となり、その時点でLNG換算3800万トン (S3L)～4100万トン (S3H) の規模に達した。

シナリオS3LrおよびS3Hrにおいては、各年の石炭輸入量がそれぞれシナリオB3LおよびB3Hと同量に制約されているにもかかわらず、これらの対応するBASEシナリオと比較して石油輸入量が大幅に低減されている。一方天然ガスの年間輸入量は、1995年以降なお増加を続けて2015年に最大に達する。この時点での輸入量は、LNG換算4300万トン (S3Lr)～5500万トン (S3Hr)である。なお前記のように、天然ガスの輸入量は、積算量からみれば過大ではないと思われる。しかし資源量が石油以上に限られているために、今後の世界的な消費ペースによっては、輸入量を2000年以降さらに拡大することが困難な場合もありうると思われる。

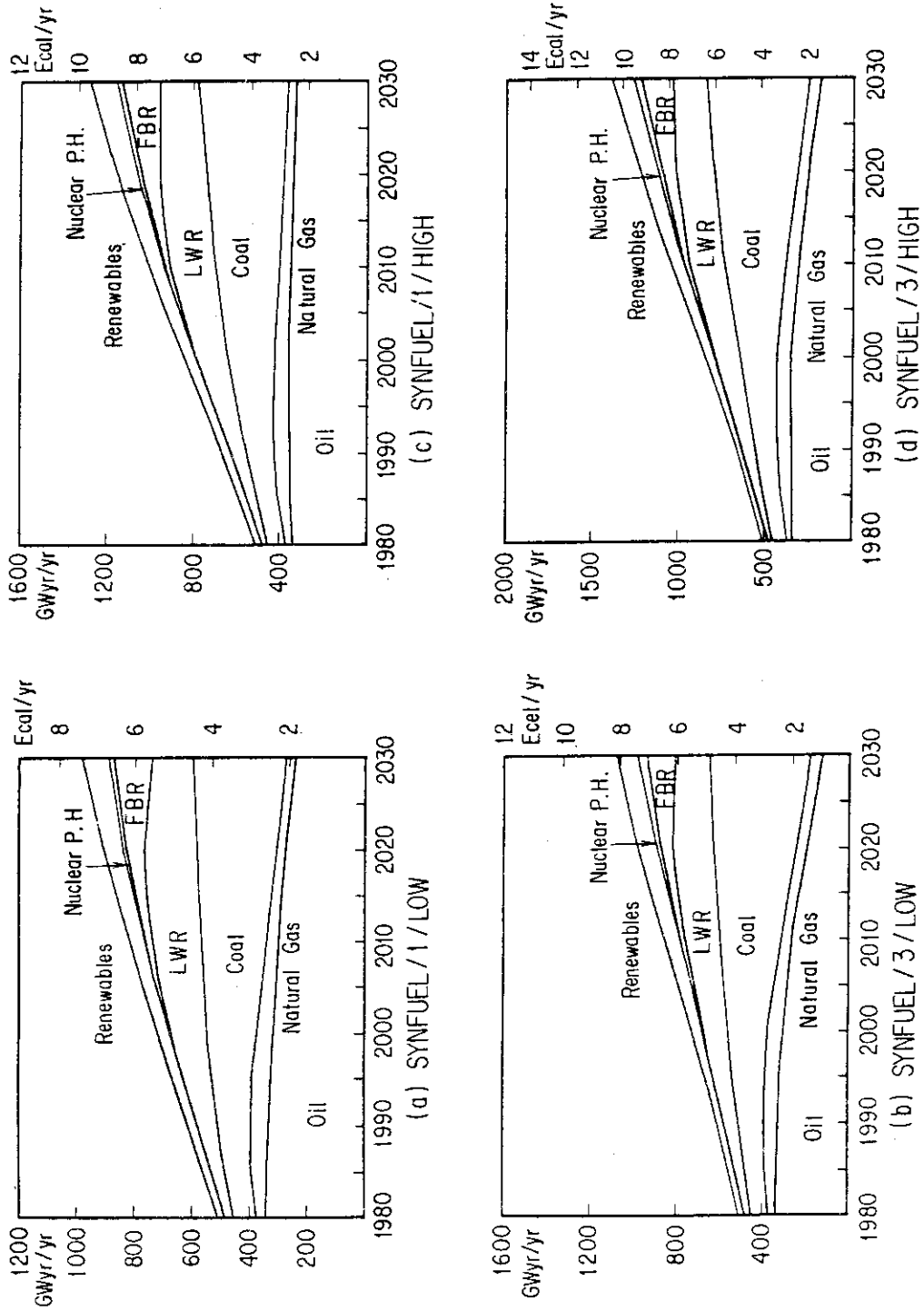
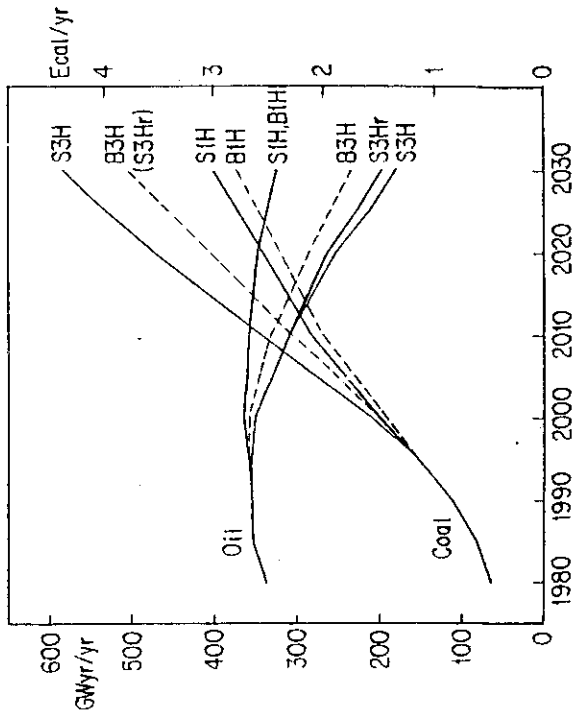
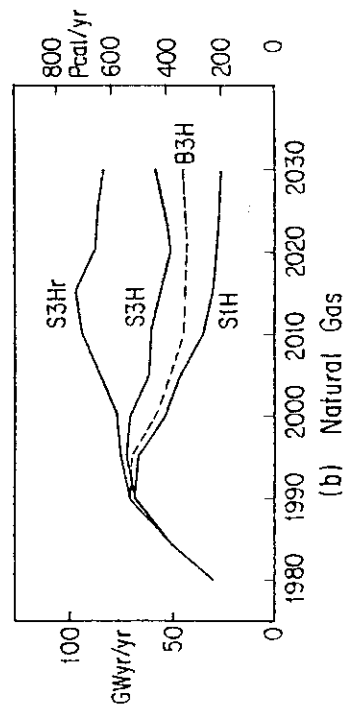


Fig. 12 Primary energy supply in the SYNFUEL scenarios

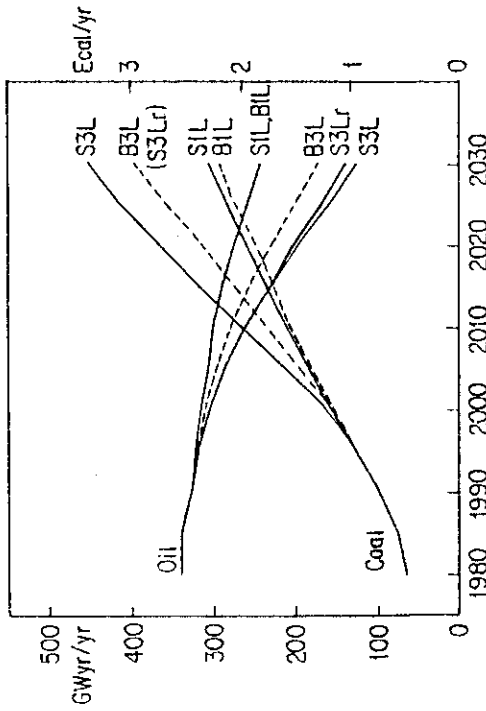


(a) Oil and Coal

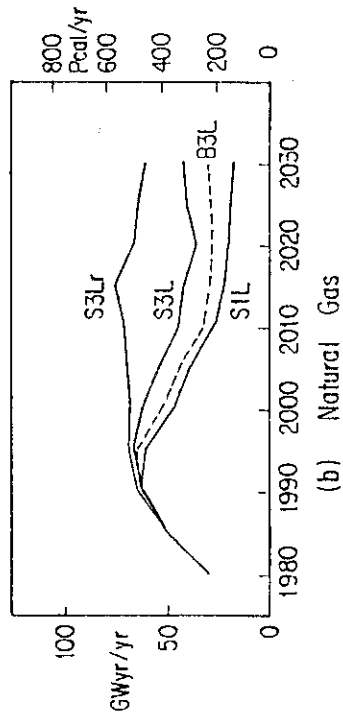


(b) Natural Gas

Fig. 14 Fossil energy imports in the high demand scenarios



(a) Oil and Coal



(b) Natural Gas

Fig. 13 Fossil energy imports in the low demand scenarios

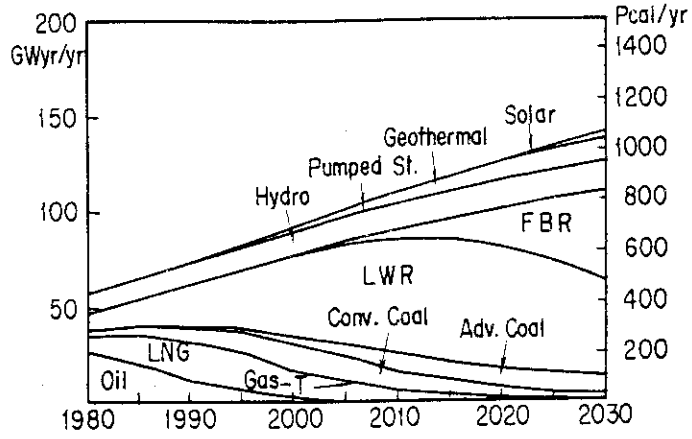
4.2.3 2次エネルギー転換

ここではSYNFUELシナリオにおける電力生産、石炭の転換利用、液体燃料の生産をBASEシナリオにおける場合と比較する。これらの諸点において、低需要シナリオと高需要シナリオの両解析結果の間に定性的に有意な差がみられなかったので、低需要シナリオに対する結果にもとづいて説明をおこなうこととする。

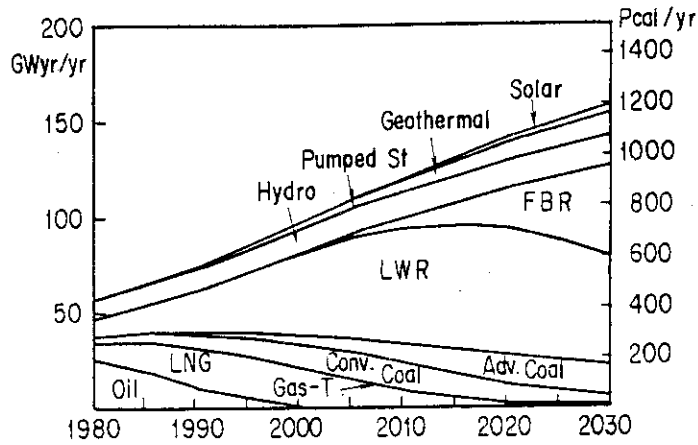
シナリオS1L, S3L, およびS3Lrにおける、発電電力量の技術別構成の推移をFig. 15に示す。シナリオS1Lの結果は、対応するBASEシナリオB1Lの結果と同じである。これに対しシナリオS3Lにおいては、電解水素製造が導入されるために、総発電電力量がシナリオB3Lに較べて増大する。発電技術のなかではLNG火力、石炭火力、軽水炉、および太陽エネルギー発電による寄与が大きくなる。電解水素製造において消費される電力量は、シナリオS3Lにおいては、2030年時点で総発電電力量の11.1%に相当する。シナリオS3Lrの場合には、石炭輸入量が抑制されているために、石炭火力による発電電力量がシナリオB3Lにおけるよりもさらに小さくなる。しかし他の発電技術、特にLNG火力の寄与が大幅に増大し、総発電電力量としてはやはりシナリオB3Lを上回る結果となった。

石炭の用途別利用構成の推移を、シナリオS1L, S3L, およびS3Lrに対してFig. 16に示す。また代表的なBASEシナリオおよびSYNFUELシナリオについて、2000年および2030年における結果の比較表をTable 9に掲げた。この表から部分酸化技術の導入は、石炭の供給量に制約がない場合には他の分野での石炭消費に影響を与えることなく、新たな石炭需要を喚起することがわかる。しかし石炭の供給量に制約がある場合には、主として発電用に使われていた石炭が削減を受ける。シナリオS3Lrにおいては、たとえば2030年にはシナリオB3Lで発電に用いられていた石炭の30%と液化に用いられていた石炭の1%が、部分酸化技術のために振向けられた。ただし2030年時点で部分酸化技術に投入された石炭の量は、シナリオS3Lの3300万トンに対してシナリオS3Lrでは1300万トンであり、石炭の供給制約によって部分酸化技術の導入量が大幅に縮小したことを示している。なお上記石炭投入量のうち、シナリオS3Lでは63%、2100万トンが、またシナリオS3Lrでは1300万トン全量が、メタノールの原料となるMBtuガスの生産に用いられた。発電に使用される石炭の量は、2030年にシナリオB3Lでは全石炭消費量の7.8%、3400万トンであったが、シナリオS3Lでは同12.0%、6000万トンに増大する。これによる電力の増加分は、前記のように電解水素製造プロセスにおいて使用される。一方シナリオS3Lrにおいては逆に、全石炭消費量の5.5%、2400万トンへと減少した。

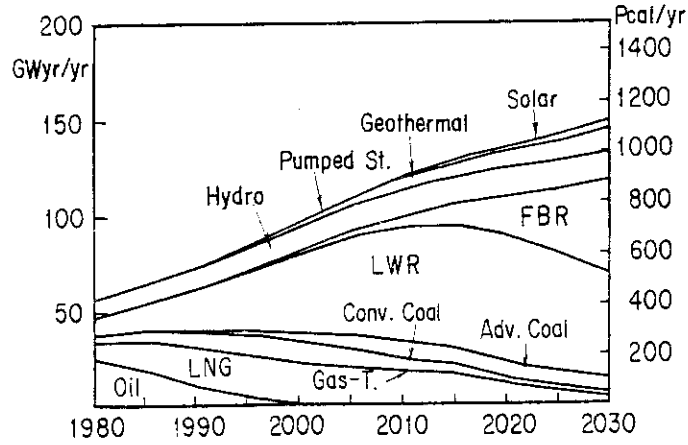
シナリオS1L, S3L, およびS3Lrにおいて、生産された液体燃料の原料別構成の推移をFig. 17に示す。また代表的なBASEシナリオおよびSYNFUELシナリオに関する、2000年および2030年における結果の比較表をTable 10に掲げた。これらの図表は、戦略技術によるメタノールの生産がSYNFUELシナリオにおける石油製品消費量の低減に直結していることを、明らかにしている。シナリオS3Lにおいて、液体燃料の全生産量に占めるメタノール比率は、2000年時点ではまだ微小であるが、2030年には13%を越える。これによって同年の石油製品のシェアは36%にまで低下した。一方シナリオS3Lrにおいても、2030年における液体燃料の全生産量の10%をメタノールが占め、石油製品のシェアは40%に低下する結果となった。



(a) SYNFUEL/1/LOW



(b) SYNFUEL/3/LOW



(c) SYNFUEL/3/LOW/r

Fig. 15 Electricity generation in the SYNFUEL scenarios

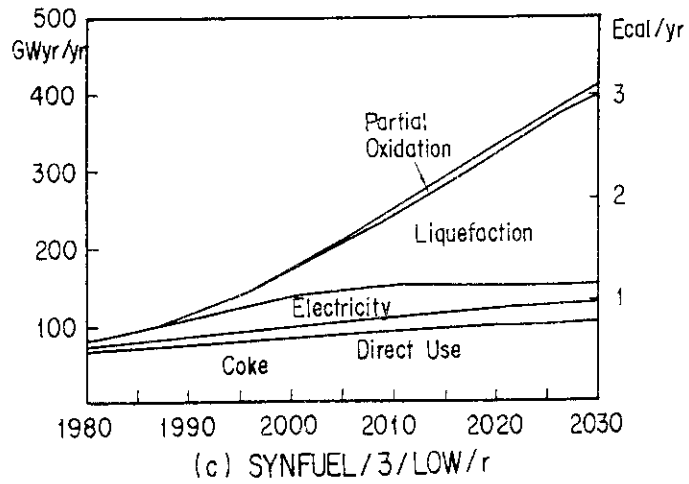
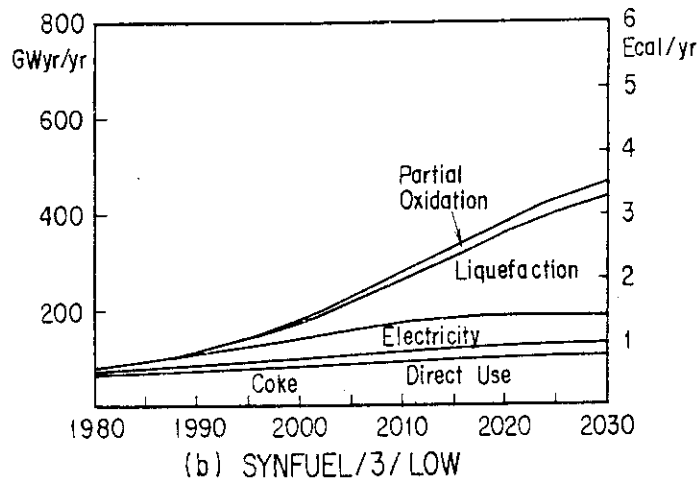
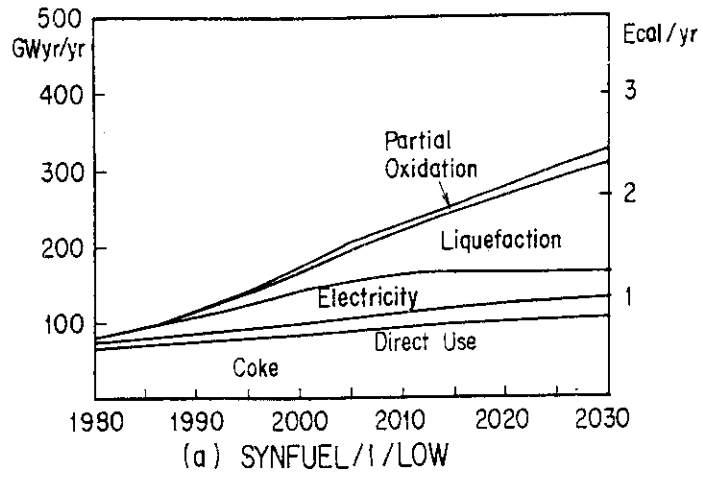
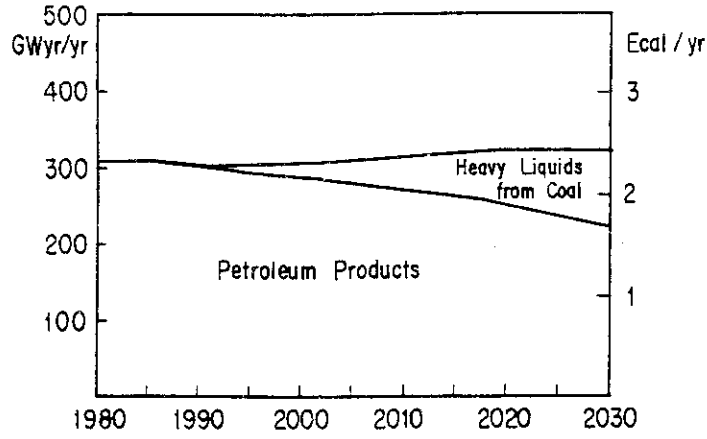


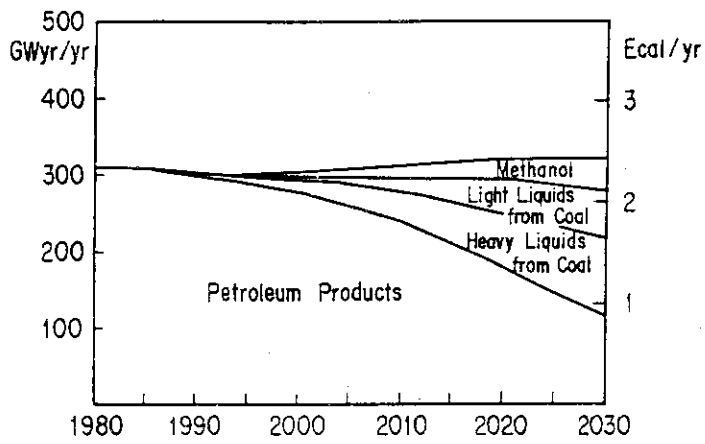
Fig. 16 Uses of coal in the SYNFUEL scenarios

Table 9 Comparison of coal uses in the low demand scenarios in the years 2000 and 2030, GWYr/yr (% of total)

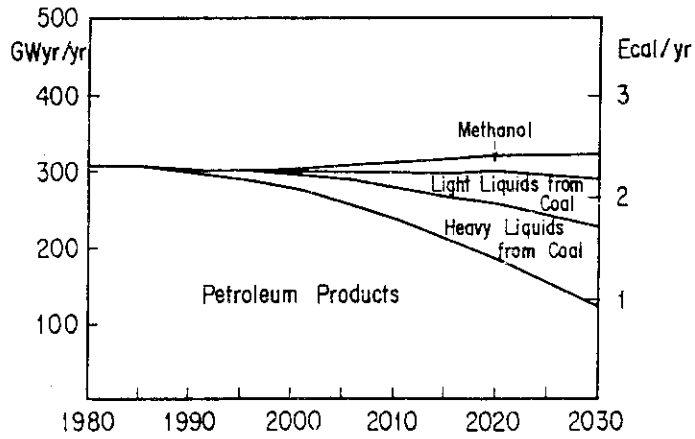
Scenario	Partial Oxidation	Liquefaction	Electricity Generation	Others	Total
Year 2000					
B1L	- (-)	25.7 (15.2)	43.9 (25.9)	99.8 (58.9)	169.5 (100)
B3L	- (-)	30.7 (17.6)	43.9 (25.2)	99.8 (57.2)	174.5 (100)
S1L	5.3 (3.0)	25.7 (14.7)	43.9 (25.1)	99.8 (57.1)	174.8 (100)
S3L	6.2 (3.4)	30.7 (17.0)	43.9 (24.3)	99.8 (55.3)	180.6 (100)
S3Lr	3.5 (2.0)	30.7 (17.6)	40.5 (23.2)	99.8 (57.2)	174.5 (100)
Year 2030					
B1L	- (-)	143.0 (46.5)	32.1 (10.4)	132.6 (43.1)	307.7 (100)
B3L	- (-)	248.0 (60.1)	32.1 (7.8)	132.6 (32.1)	412.8 (100)
S1L	16.5 (5.1)	143.0 (44.1)	32.1 (9.9)	132.6 (40.9)	324.2 (100)
S3L	30.9 (6.6)	248.0 (53.0)	56.0 (12.0)	132.6 (28.4)	467.6 (100)
S3Lr	12.0 (2.9)	245.6 (59.5)	22.5 (5.5)	132.6 (32.1)	412.8 (100)



(a) SYNFUEL/1/LOW



(b) SYNFUEL/3/LOW



(c) SYNFUEL/3/LOW/r

Fig. 17 Sources of liquid fuels in the SYNFUEL scenarios

Table 10 Comparison of sources of liquid fuels in the low demand scenarios in the years 2000 and 2030, GWyr/yr (% of total)

Scenario	Methanol	Light Liquids from Coal	Heavy Liquids from Coal	Petroleum Products	Total
Year 2000					
B1L	- (-)	0. (0.)	18.0 (5.8)	290.2 (94.2)	308.2 (100)
B3L	- (-)	3.0 (1.0)	18.0 (5.9)	284.8 (93.1)	305.8 (100)
S1L	0. (0.)	0. (0.)	18.0 (5.8)	289.8 (94.2)	307.8 (100)
S3L	4.6 (1.5)	3.0 (1.0)	18.0 (5.9)	280.2 (91.6)	305.8 (100)
S3Lr	4.6 (1.5)	3.0 (1.0)	18.0 (5.9)	280.2 (91.6)	305.8 (100)
Year 2030					
B1L	- (-)	0. (0.)	100.0 (31.0)	223.0 (69.0)	323.0 (100)
B3L	- (-)	62.9 (19.5)	100.0 (31.0)	160.1 (49.6)	323.0 (100)
S1L	0. (0.)	0. (0.)	100.0 (31.0)	223.0 (69.0)	323.0 (100)
S3L	42.5 (13.2)	62.9 (19.5)	100.0 (31.0)	117.6 (36.4)	323.0 (100)
S3Lr	32.7 (10.1)	61.4 (19.0)	100.0 (31.0)	128.9 (39.9)	323.0 (100)

4.2.4 戦略技術の導入規模

これまでSYNFUEL シナリオの結果を、主としてエネルギー需給の動向に着目して検討してきたが、最後に個別の戦略技術に関して解析結果のまとめをおこなう。

(1) 部分酸化技術

石炭の部分酸化技術は、Fig. 18に明らかなようにいずれのシナリオにおいても1990年から導入される。導入規模は、特に高需要シナリオにおいては、輸入石油価格に対するプレミアムの違いによって大きな影響を受けない。シナリオS1LおよびS1Hでは、この技術によって生産されるMBtuガスはすべてガスタービン発電あるいは産業用の気体燃料として使用される。しかしプレミアムが2\$/kWyrのシナリオS2aLおよびS2aHにおいては、MBtuガスの一部がメタノール製造の原料として用いられるようになる。生産されるMBtuガスのうちメタノール合成に使用されるものの比率は、プレミアムが大きくなるにつれて増大する。シナリオS3LおよびS3Hにおいては、2030年に生産されるMBtuガスのそれぞれ63%および64%がこの目的に使用された。前記のように、MBtuガスを原料としてメタノールを製造する場合には水素ガスの補給が必要であり、したがってメタノール合成に使用しうるMBtuガスの量は、改質ガスを用いるメタノール合成プロセスA、電解プロセス、および熱化学式プロセスからの水素ガス供給量によって制約されている。シナリオS3LrおよびS3HrにおけるMBtuガスの生産レベルは、石炭輸入量に対する制約のために、他のシナリオに較べて低下する。しかしこの両シナリオでは、生産されるMBtuガスのほとんどすべてがメタノール合成に使用される。

(2) VHTR

SYNFUEL シナリオにおいては、最終需要部門で化学工業用原料および航空機燃料として必要とされる水素ガスを、BASEシナリオと同様に熱化学式プロセスで生産するものとした。したがっていずれのシナリオにおいても、VHTRは2005年から導入される。輸入石油価格に対するプレミアムが2\$/kWyr以下のシナリオではFig.19に明らかなように、VHTRの導入規模は上記の水素ガスの最終需要を満たすだけのレベルにとどまった。プレミアムが4\$/kWyrより大きいシナリオにおいては、VHTRによるプロセスヒート供給量は急増し、外生的に与えた上限量にほぼ到達する。VHTRが供給するプロセスヒートは、Fig. 2に示されているように、熱化学式プロセスで利用される場合と天然ガス改質に利用される場合の2通りの径路を経て、メタノールの生産に寄与することが可能である。この2通りの径路のうち、輸入石油価格に対するプレミアムが比較的小さいときには、前者が選択される。しかしプレミアムが8\$/kWyr以上に大きくなると、後者の径路を通るプロセスヒートが急増する。これは天然ガスの水蒸気改質を経て生産されるメタノールが、石油製品とコスト的に競合しうようになるためである。なおSYNFUEL シナリオにおいて導入されたVHTRの設備容量は、2030年時点で37GWt (S3L)あるいは44GWt (S3H)の規模である。

(3) 水素製造

熱化学式プロセスおよび電解プロセスによる水素ガスの製造量を、Fig. 20に示す。熱化学式プロセスはこの図に明らかなように、輸入石油価格に対するプレミアムが2～8\$

/kWyr のシナリオ (ただし S2aL を除く) において、メタノール合成の原料となる水素ガスを生産する。プレミアムがこれより小さいときには、このプロセスで製造された水素ガスを原料とするメタノールは、コスト的に石油製品と競合することができない。他方プレミアムがこれより大きい場合には、VHTR の供給するプロセスヒートを熱化学式水素製造に用いるよりも天然ガスの改質に用い、水素ガスの不足分を電解プロセスによって補う方が、システム全体からみてより経済的になる。こうした経済的競合性のバランスのもとで、熱化学式プロセスによる水素ガス製造の規模は、本解析で設定したプレミアムのうち 4 \$ /kWyr において最大となった。

電解プロセスは、シナリオ S1L および S1H ではまったく導入されないが、輸入石油価格に対するプレミアムが 2 ~ 8 \$ /kWyr のシナリオでは 2020 年から導入される。プレミアムがきわめて大きい場合には、電解プロセスは 1995 年から外生的に与えた上限規模で導入される。この結果は主として、発電設備の技術構成と電力需要の負荷領域分布との対応関係にもとづくものである。BASE シナリオの最適解において、軽水炉は 2020 年以降基底負荷領域に若干の余剰設備をもつ形となっている。軽水炉のこの余剰設備によつて生産された電力を用いる限りでは、電解プロセスの水素製造コストは比較的小さく、輸入石油価格に 2 ~ 8 \$ /kWyr のプレミアムを与えた場合の石油製品のコストと競合しうる大きさである。ただしこのときの導入規模は、BASE シナリオにおける軽水炉の余剰設備の量によって制約を受けている。電解プロセスが軽水炉以外の発電技術による電力を用いる場合には、それが基底負荷領域の余剰設備を利用して得られるものであっても、製造される水素のコストはきわめて高くなる。したがってシナリオ S3L あるいは S3H のように、プレミアムがきわめて大きい場合にのみ、石炭火力、LNG 火力などの軽水炉以外の発電技術が利用される結果となった。以上の検討から、電解プロセスによる水素製造のコストは概してきわめて高く、将来的に電解プロセスが実用化されるためには原子力発電の安価な電力を利用することが必要条件になるもの、と考えられる。

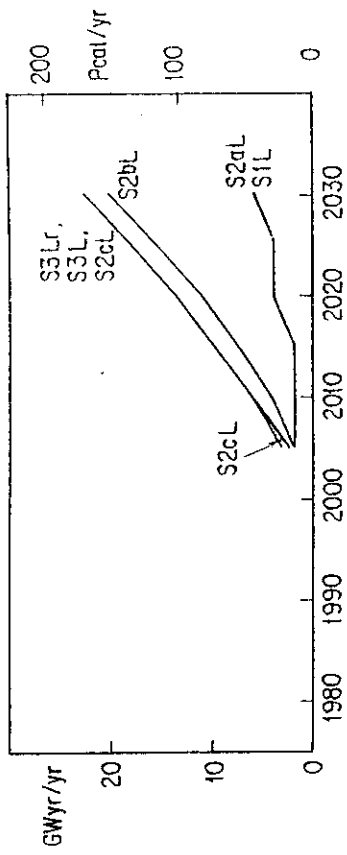
(4) 天然ガス水蒸気改質

天然ガスの水蒸気改質による改質ガス ($\text{CO} + 3\text{H}_2$) の生産量は、Fig. 21 に示す通りである。この図から、天然ガスの水蒸気改質を経由したメタノール生産は、輸入石油価格に対するプレミアムが 8 \$ /kWyr の場合に、経済的になることがわかる。この技術の導入開始時期は、プレミアムが 8 \$ /kWyr のときには 2010 年 (S2cL) ないし 2015 年 (S2cH) プレミアムがきわめて大きいシナリオでは 2005 年となる。シナリオ S3L および S3H において、水蒸気改質に使用される天然ガスの量は、2030 年には天然ガス総消費量のそれぞれ 39% および 34% に相当する。

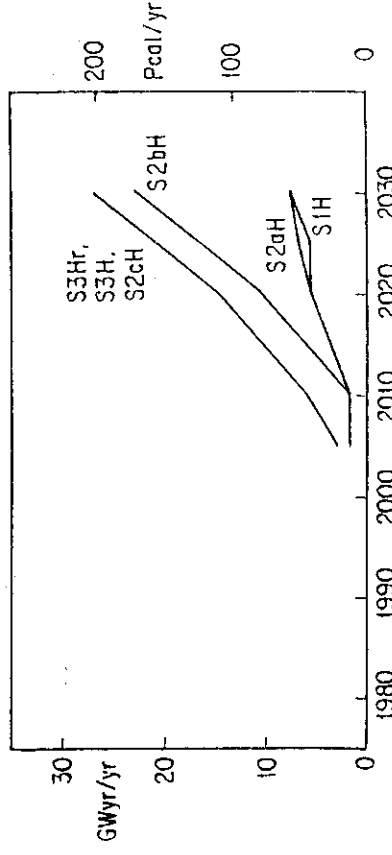
(5) メタノール合成

メタノールの生産規模は、Fig. 22 に示すように、輸入石油価格に対するプレミアムが大きくなるにつれて増大する。このうちプレミアムが 4 \$ /kWyr までのシナリオでは、すべてのメタノールが石炭部分酸化で得られた MBtu ガスを原料として生産される。プレミアムがこれより大きくなると、天然ガス水蒸気改質による改質ガスが原料に加わってくる。シナリオ S3L および S3H では、2030 年にメタノールのそれぞれ 40% および 37% が天然ガ

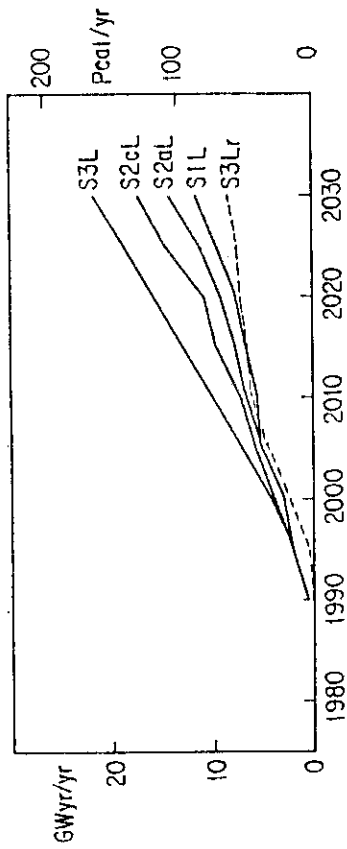
スを1次原料として生産される。この比率は、石炭の供給量が制約された場合にはさらに高くなり、シナリオS3LrおよびS3Hrではともに51%となる。



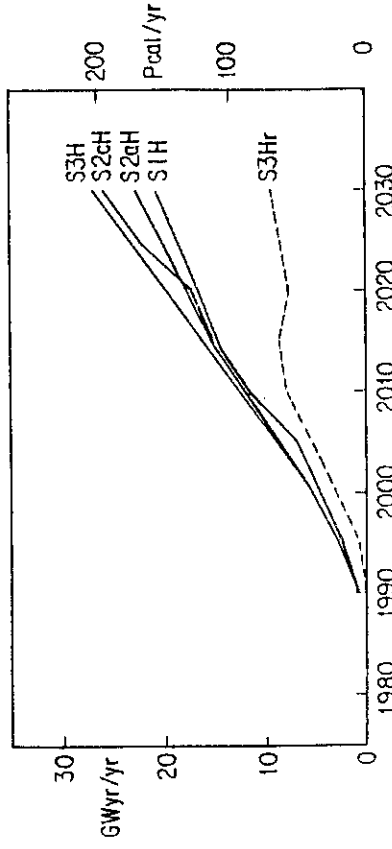
(a) Low Demand Scenarios



(b) High Demand Scenarios



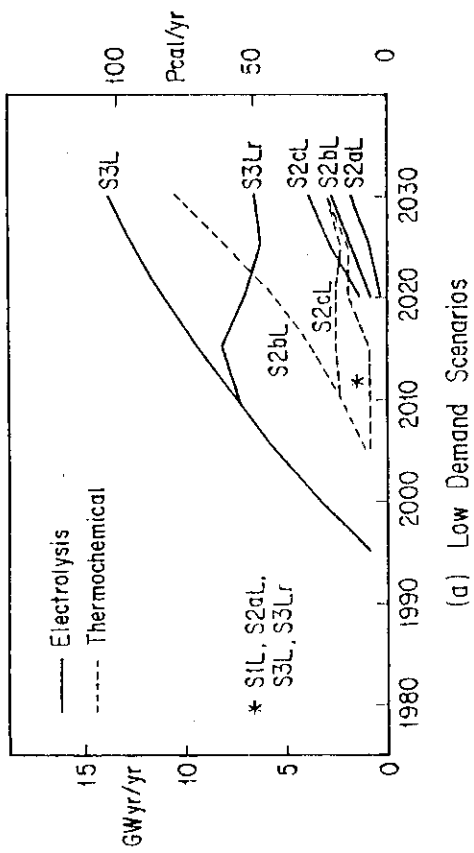
(a) Low Demand Scenarios



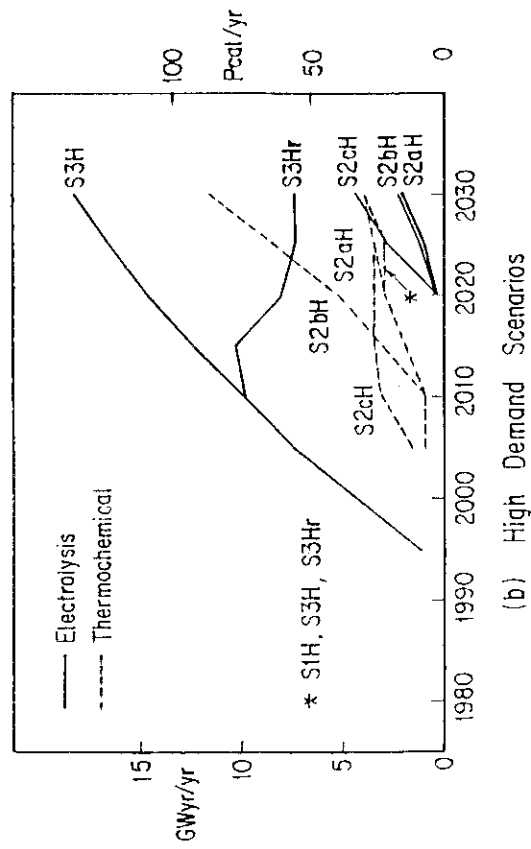
(b) High Demand Scenarios

Fig. 19 Process heat production by the VHTR

Fig. 18 MBtu gas production via partial oxidation of coal

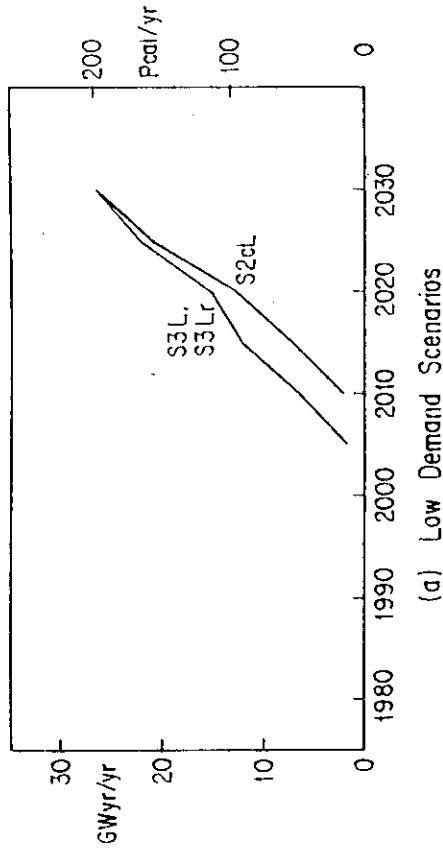


(a) Low Demand Scenarios

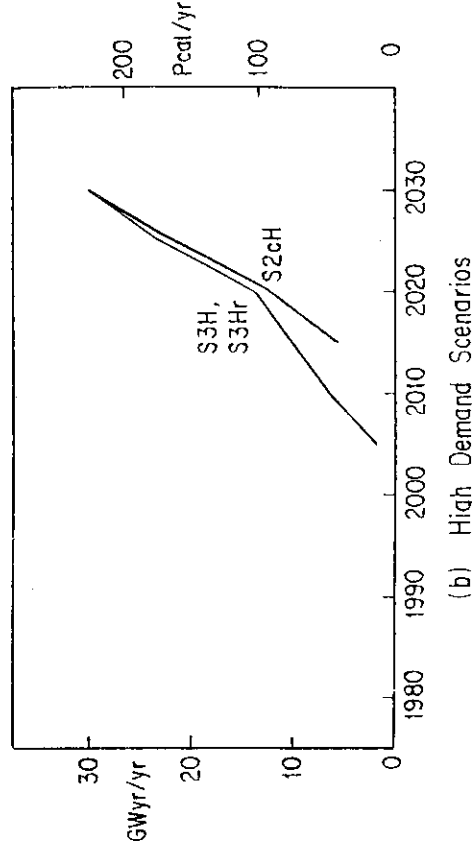


(b) High Demand Scenarios

Fig. 20 Hydrogen production by electrolysis process and thermochemical

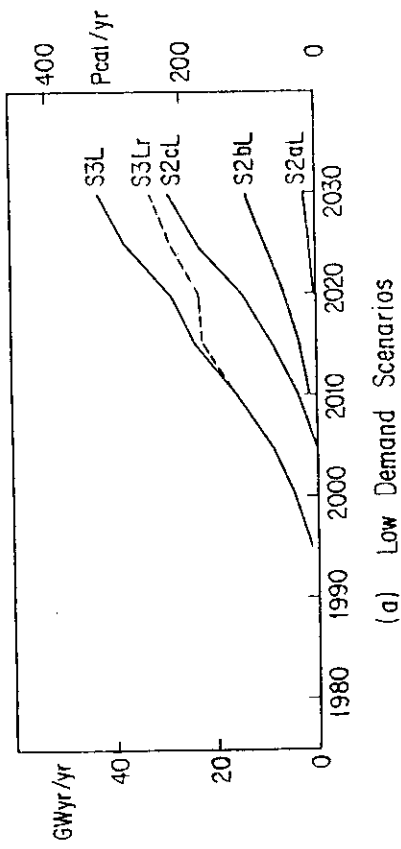


(a) Low Demand Scenarios

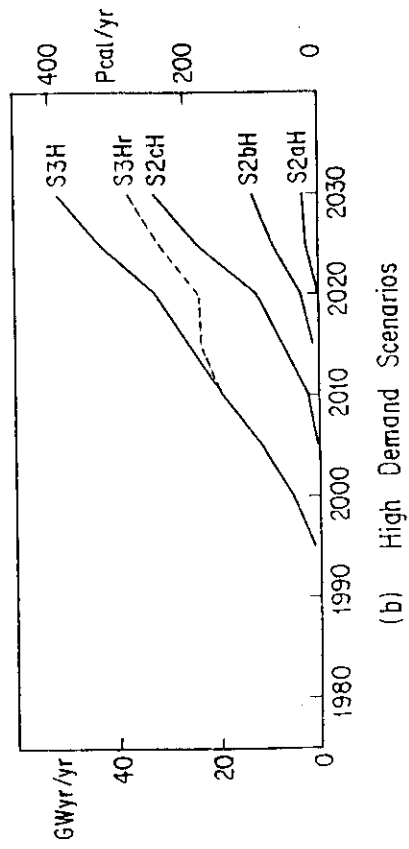


(b) High Demand Scenarios

Fig. 21 Synthesis gas (CO+3H₂) production via of natural gas steam reforming



(a) Low Demand Scenarios



(b) High Demand Scenarios

Fig. 22 Methanol production

5. 結 論

本研究においては、第2グリッドの戦略技術がわが国の長期的なエネルギーシステムのなかで果しうる役割を評価する目的のもとに、将来に向けて前提条件の異なった多数のシナリオを作成し、全システムコストと積算石油輸入量の2元的な指標にもとづいてそれらを解析した。シナリオ解析の結果は、以下のように要約される。

- (1) 第2グリッドの戦略技術は、長期的にみてわが国の石油輸入量の低減に寄与することができる。ただし、戦略技術による石油代替エネルギーの生産コストは、石油製品の生産コストに較べて割高であり、戦略技術の投入は、全システムコストの増大という代償を伴う。
- (2) 戦略技術は1次エネルギー源の多様化に寄与する。すなわち戦略技術の導入により、特定の1次エネルギーの供給に制約がある場合にも、他の1次エネルギーの利用によって石油代替エネルギーを生産し、石油輸入量の低減を図ることができる。

最初に述べたように、本研究においては、戦略技術を導入する基盤となるエネルギーシステムの下部構造を、解析の対象から除外している。また計算機システムの処理能力あるいは解析モデルの仕様上の制約のために、エネルギーシステムはかなり単純化して取扱われている。こうした点を踏まえ、今後さらに研究を進めるうえで考慮すべき事項を以下に列記する。

- (1) 第2グリッドの構想そのものを、わが国のエネルギー事情およびわが国のエネルギー需給システムの現状を踏まえたうえで、さらに具体化する必要がある。特に海外から長距離輸送をする際のエネルギー形態、これに関連した戦略技術の立地場所、国内における2次エネルギーの輸送貯蔵システムに現在の石油製品の需給ネットワークをどのように活用していくか、などの基本的な課題に対して具体的な検討が必要となる。
- (2) 解析の基盤として、将来のエネルギー需要に対するより詳細かつ合理的方法による検討が必要である。とりわけ石油製品の需要に関しては、今後の動向に対して的確な分析をおこない、需要部門のニーズを明確に把握する必要がある。
- (3) エネルギーシステムのモデル化に際しては、第2グリッドの機能を十分検討しうる程度にまでシステムを詳細化する必要がある。特に、エネルギーの最終消費形態を石油製品を中心に細分化するとともに、最終需要部門をモデルに採り入れ、最終需要のエネルギー構成を内生的に決定しうることが重要である。

謝 辞

本報告書は、著者が国際応用システム解析研究所（IIASA）への留学中におこなった研究を、邦文にまとめたものである。第2グリッドの構想は、同研究所エネルギーグループ Wolfgang Sassin の提案にもとづくものである。最適化計算モデルMESSAGEの利用にお

5. 結 論

本研究においては、第2グリッドの戦略技術がわが国の長期的なエネルギーシステムのなかで果しうる役割を評価する目的のもとに、将来に向けて前提条件の異なった多数のシナリオを作成し、全システムコストと積算石油輸入量の2元的な指標にもとづいてそれらを解析した。シナリオ解析の結果は、以下のように要約される。

- (1) 第2グリッドの戦略技術は、長期的にみてわが国の石油輸入量の低減に寄与することができる。ただし、戦略技術による石油代替エネルギーの生産コストは、石油製品の生産コストに較べて割高であり、戦略技術の投入は、全システムコストの増大という代償を伴う。
- (2) 戦略技術は1次エネルギー源の多様化に寄与する。すなわち戦略技術の導入により、特定の1次エネルギーの供給に制約がある場合にも、他の1次エネルギーの利用によって石油代替エネルギーを生産し、石油輸入量の低減を図ることができる。

最初に述べたように、本研究においては、戦略技術を導入する基盤となるエネルギーシステムの下部構造を、解析の対象から除外している。また計算機システムの処理能力あるいは解析モデルの仕様上の制約のために、エネルギーシステムはかなり単純化して取扱われている。こうした点を踏まえ、今後さらに研究を進めるうえで考慮すべき事項を以下に列記する。

- (1) 第2グリッドの構想そのものを、わが国のエネルギー事情およびわが国のエネルギー需給システムの現状を踏まえたうえで、さらに具体化する必要がある。特に海外から長距離輸送をする際のエネルギー形態、これに関連した戦略技術の立地場所、国内における2次エネルギーの輸送貯蔵システムに現在の石油製品の需給ネットワークをどのように活用していくか、などの基本的な課題に対して具体的な検討が必要となる。
- (2) 解析の基盤として、将来のエネルギー需要に対するより詳細かつ合理的の方法による検討が必要である。とりわけ石油製品の需要に関しては、今後の動向に対して的確な分析をおこない、需要部門のニーズを明確に把握する必要がある。
- (3) エネルギーシステムのモデル化に際しては、第2グリッドの機能を十分検討しうる程度にまでシステムを詳細化する必要がある。特に、エネルギーの最終消費形態を石油製品を中心に細分化するとともに、最終需要部門をモデルに採り入れ、最終需要のエネルギー構成を内生的に決定しうることが重要である。

謝 辞

本報告書は、著者が国際応用システム解析研究所（IIASA）への留学中におこなった研究を、邦文にまとめたものである。第2グリッドの構想は、同研究所エネルギーグループ Wolfgang Sassin の提案にもとづくものである。最適化計算モデルMESSAGEの利用にお

いては、Leo Schrattenholzer ならびに Timo Vieno の助力を得た。また、邦文にまとめるにあたっては、安川茂核エネルギーシステム研究室長に多数の有益な助言をいただいた。ここに深く感謝の意を表します。

参 考 文 献

1. W. Häfele, H. Barnert and W. Sassin, "Future Fossil Fuels: Their Utilization and Embedding in Modern Energy Systems." Kernforschungsanlage Jülich (1982) (in German).
2. W. Häfele, Program Leader, "Energy in a Finite World: A Global Systems Analysis." Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria. Ballinger (1981).
3. L. Schrattenholzer, "The Energy Supply Model MESSAGE." IIASA Report RR-81-31 (1981), Laxenburg, Austria.
4. L. Schrattenholzer, Scientific Editor, M. Bacher-Helm, Technical Editor, with T. Balabanov, N. Dranishnikov, A. Papin, U. Seele and M. Strubegger, "The IIASA Set of Energy Models: Documentation of the Global Runs." International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria (1982).
5. A. Kasem, "Three Clean Fuels from Coal: Technology and Economics." Marcel Dekker, Inc. (1979).
6. H.F. Moore, E.T. Kim and R.I. Kermode, "Synthetic Oil from Coal - The Economic Impact of Five Alternatives for Making Hydrogen from Coal and Steam." Int. J. Energy Res., Vol. 3, No. 1 (1979).
7. G.A. Mills and C.W. Knudsen, "Comparative Economics of Synthetic Hydrocarbon Sources." In "Proceedings of the Tenth World Petroleum Congress, Vol. 3." The Executive Board of the World Petroleum Congresses (1980).

8. D. Hill, V.L. Sailor and L.G. Fishbone, "Future U.S. Energy Technologies: Cost and Oil-Import Tradeoffs." *Energy*, Vol. 6, No. 12 (1981).
9. Badger Plants, Incorporated, "Conceptual Design of a Coal to Methanol Commercial Plant. Volume II. Commercial Plant Economic Analysis." FE-2416-24 (Vol. 2) (1978), prepared for U.S. Department of Energy.
10. Y.K. Ahn, "Comparative Economics of Alternative Fuels for Intermediate Services, Combined Cycle Power Plant." In "Alternative Energy Sources, Vol. 10." Hemisphere Publishing Corporation (1978).
11. L.L. Anderson and D.A. Tillman, "Synthetic Fuels from Coal: Overview and Assessment." John Wiley & Sons (1979).
12. D. Merrick, "Advanced Coal Conversion Process." In "Energy - Present and Future Options, Vol. 1." John Wiley & Sons (1981).
13. K.E. Cox and K.D. Williamson, Jr., Editor, "Hydrogen: Its Technology and Implications, Vol. V Implications of Hydrogen Energy." CRC Press Inc. (1979).
14. H.J. Michaels, "Hydrogen Production via the K-T Gasification Process: Current Economic and Technological Aspects." In "Hydrogen for Energy Distribution." Institute of Gas Technology (1978).
15. E.T. Kim, H.R. Moore and R.I. Kermode, "The Cost of Hydrogen from Coal." *Int. J. Energy Res.*, Vol. 3, No. 2 (1979).
16. W. Balthasan and D.J. Hambleton, "Industrial Scale Production of Hydrogen from Natural Gas, Naphtha and Coal." *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 5 (1980).

17. H.G. Corneil, "Economics of Small User Hydrogen." In "Hydrogen for Energy Distribution." Institute of Gas Technology (1978).
18. H.G. Corneil, F.J. Heinzelmann and E.W.S. Nicholson, "Production Economics of Hydrogen, Ammonia, and Methanol during the 1980-2000 Period." In "Alternative Energy Sources, Vol. 8." Hemisphere Publishing Corporation (1978).
19. J.E. Funk and W. Eisermann, "An Exergetic/Energetic/Economic Analysis of Three Hydrogen Production Processes: Electrolysis, Hybrid, and Thermochemical." In "Alternative Energy Sources II, Vol. 8." Hemisphere Publishing Corporation (1981).
20. Westinghouse Electric Corporation, "Economic Comparison of Hydrogen Production Using Sulfuric Acid Electrolysis and Sulfur Cycle Water Decomposition." EM-789 (1978), prepared for Electric Power Research Institute.
21. E. Fein, "The Market Potential for Electrolytic Hydrogen." Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 6 (1981).
22. S.E. Foh, "Dedicated Nuclear Facilities for Electrolytic Hydrogen Production." In "Hydrogen for Energy Distribution." Institute of Gas Technology (1978).
23. P.M. Tschamper, Project Leader, "The VHTR for Process Heat." GEAP-14018 (1974), prepared for U.S. Atomic Energy Commission.