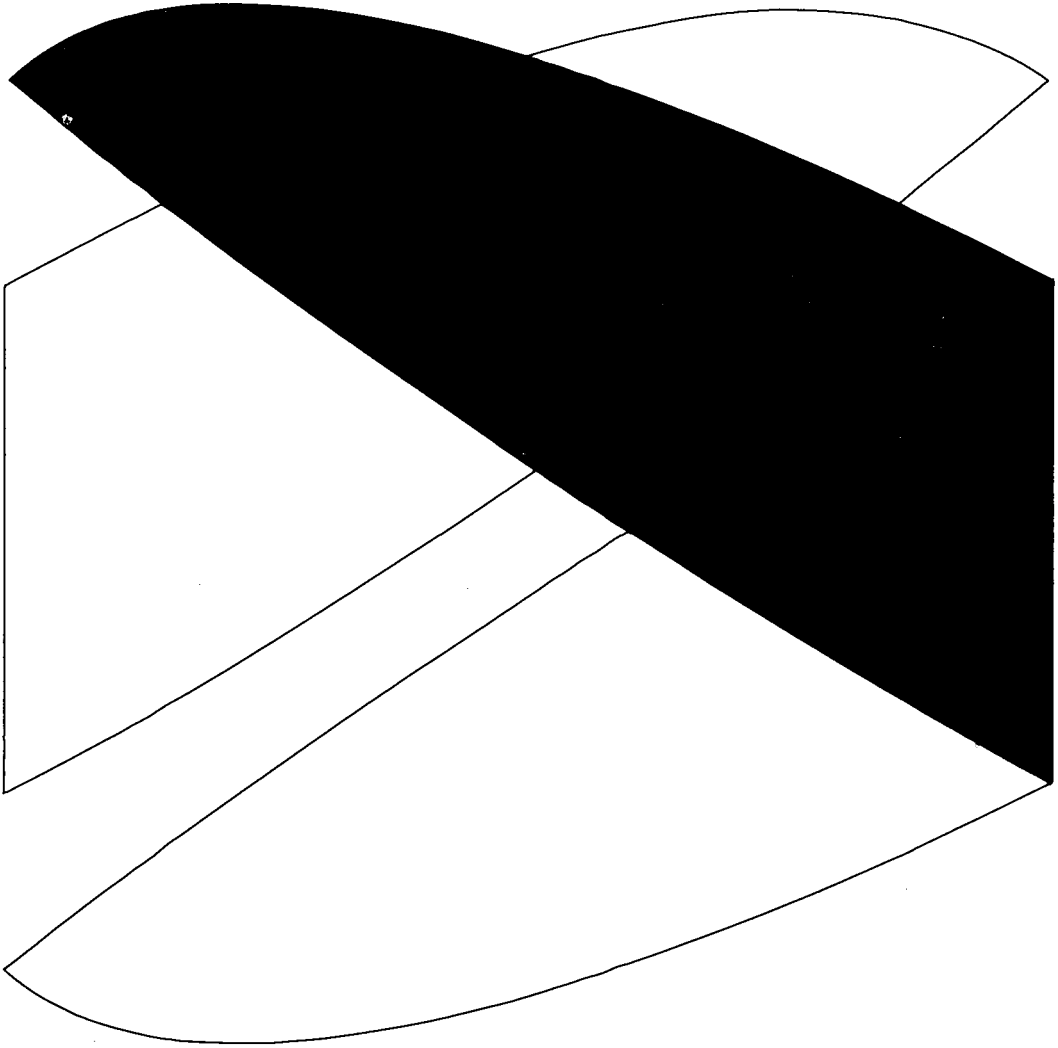


ISSN 0387-0782

電力經濟研究



No.32

1993.6

財団法人 電力中央研究所

經濟研究所

編集委員

森清 堯 矢島 正之
渡邊 尚史 松川 勇
小野島智子

目 次

巻 頭 言	1
< 研究論文 >	
発電プラントの温暖化影響評価	内山 洋司... 3
—ライフサイクルから見た CO ₂ /コスト分析—	
< 研究紹介 >	
エネルギー原単位の日米比較	永田 豊... 17
植林を組み合わせた国際的排出権市場による CO ₂ 抑制	岡田 健司... 27
火力発電プラントの環境コスト	本藤 祐樹... 37
—NO _x , SO _x , CO ₂ 対策の分析—	内山 洋司
〔解 説〕	
バブルの影響分析と今回不況の行方	門多 治... 45
太平洋諸島諸国における太陽光発電	今村 栄一... 47
	内山 洋司
〔海外出張報告〕	
欧米にみる発電所と地域との共生	山本 公夫... 53
	井内 正直
〔文献紹介〕	
「限界を越えて (Beyond The Limits)」	永田 豊... 55

巻 頭 言

現在私達は、経済発展・エネルギー消費・環境問題という、地球規模でのトリレンマに直面して、その解決策を模索しつつある。

当電中研でも、「有識者会議」の場を含めて、全研究分野においてこの難問にアプローチしている。経済研究所のアプローチは、主として経済・エネルギーのモデル解析やシミュレーション、技術評価、コスト分析といったソフトなシステム分析に関するもので、研究成果のうちいくつかは地球環境問題についての国際学会や政府間会合の場で報告されたり、あるいは日本の電気事業の公式見解のベースとして使われたりして、社会的に高い評価を受けている。

本号には地球環境・省エネルギーにかかわる経済研究所の研究・調査のうち、最近にとりまとめたものを選んで掲載した。そこに盛り込まれた分析や提案が、今後の電気事業経営を考える上で、読者のご参考になれば幸いである。

経済研究所長 矢 島 昭

発電プラントの温暖化影響評価

——ライフサイクルから見た CO₂/コスト分析——

Greenhouse effect evaluation of various power generation plants

——Life cycle analysis of CO₂ emission and environmental cost——

キーワード：ライフサイクル分析，発電プラント，エネルギー収支，
温暖化影響，CO₂ 対策コスト

内 山 洋 司

本研究は、火力、原子力、自然エネルギーの各種発電プラントについて、CO₂ 排出量とその環境コストをトータルシステムから分析したものである。トータルシステムとは、発電設備だけでなく、燃料の採掘・加工・輸送、あるいは廃棄物の処分など発電技術のライフサイクルに係わるすべてのプロセスを含めたものである。検討した内容は、各種発電プラントについて、エネルギー収支と直接間接の CO₂ 排出量、それに CO₂ 対策コストである。CO₂ 対策コストとは、1トンの CO₂ を削減するに要する削減コストと、電源構成全体の CO₂ 排出量を現状レベルに維持するのに要する対策費用である。また、今後の技術開発によって発電プラントの CO₂ 排出量と CO₂ 対策コストがどの程度まで改善できるか、新技術の導入効果についての分析も行なっている。

- | | |
|-----------------------------|---------------------------|
| 1. はじめに | 3.1 対象プラント |
| 2. 分析手法 | 3.2 エネルギー収支と温暖化影響 |
| 2.1 温暖化影響分析 | 3.3 CO ₂ 対策コスト |
| 2.2 CO ₂ 対策コスト分析 | 4. おわりに |
| 3. 分析結果 | 引用文献 |

1. はじめに

地球温暖化問題の高まりのなかで温室効果ガスである CO₂ の抑制が世界的に重要な課題となっている。先進国は、CO₂ の発生を抑えるため将来の削減目標を発表し、我が国でも 1990 年 10 月に 2000 年の一人当たり排出量を 1990 年レベルで安定化するという政府目標を発表した。

我が国の CO₂ 排出量を見たとき、自家発を

含めた電力部門からの排出量は、全体の約 3 割に相当し、他部門に比べて極めて多い。電力部門の CO₂ 量を削減するには、省エネルギー、燃料転換、代替エネルギー、固定化技術といった技術的対策がある。具体的には、高効率発電技術の開発、コージェネレーションなどのエネルギー有効利用、LNG への転換、原子力や自然エネルギーの導入、それに発生する CO₂ を回収処理する技術開発である。このうち、当面の解決策としては、発電技術の効率化、燃料転

換，原子力や自然エネルギーの導入に頼らざるを得ない。

特に原子力と自然エネルギーは，化石燃料と異なり発電時に CO_2 を放出しないことから削減効果が大きいと期待されている。しかし，一方では，発電時に CO_2 を発生しなくても，発電所の建設や原子燃料サイクルの運用で多量のエネルギーを消費しているため，原子力も自然エネルギーも間接的には CO_2 を発生しており，その量は意外に多いのではないかという意見もある。

この疑問に答えるために，発電プラントの CO_2 発生量を発電時の燃料だけでなく，燃料の採掘，精製，輸送，発電所の建設・運用など間接的に排出される CO_2 についても分析し報告した [文献 1, 2]。しかし，既報告書は，火力発電と原子力発電の燃料プロセスの一部と廃棄物の処分などについての分析が抜け正確さに欠けていた。そこで，本研究は，抜けていたプロセスを新たに追加し，考えられるすべてのプ

ロセスを考慮したトータルシステムについて， CO_2 排出量の分析を行なった。分析は， CO_2 だけでなく燃料採掘時に一部漏洩するメタンも含めた温暖化影響ガスについて行なった。また， CO_2 を削減するのに要する費用を分析し， CO_2 対策の可能性について経済的な側面から検討した。

2. 分析手法

2.1 温暖化影響分析

発電プラントの CO_2 排出量は，ライフサイクルにおいて各プロセスの建設と運用に消費する資材およびエネルギーの種類と量を明らかにすれば求めることができる。検討すべきプロセスは大きく燃料供給，発電設備，廃棄物処分に分類できる。例えば原子力発電の場合のみみると，燃料供給はウラン採掘から精鉱，濃縮，加工などのアップストリームのプロセスを指し，廃棄物処分は再処理，放射性廃棄物の処理処分，廃炉などのダウンストリームのプロセスで

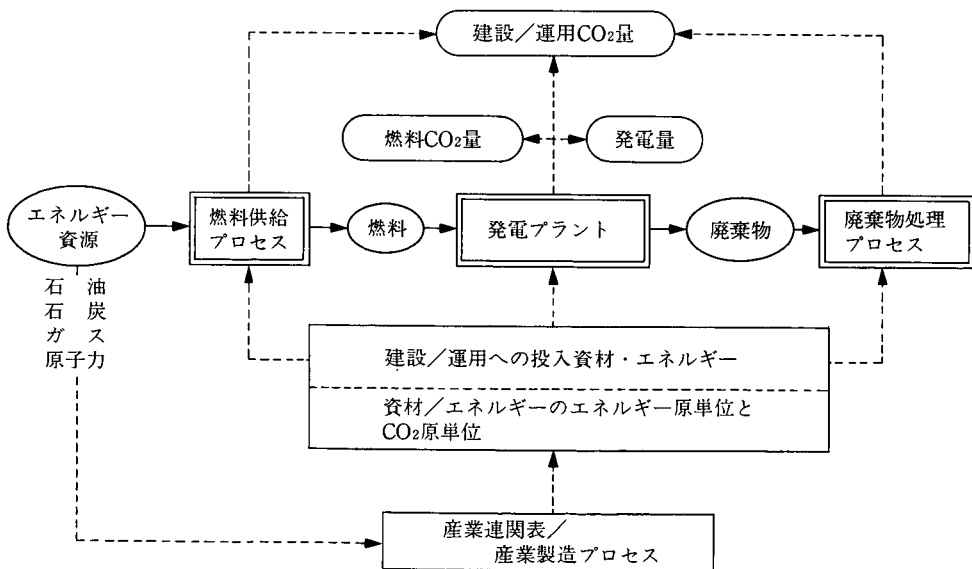


図 1 発電プラント温暖化影響分析

ある。自然エネルギー発電は、最も単純なシステムで、発電設備の建設と寿命期間の運用に投入する資材とエネルギーを分析すればよいことになる。

図1に本研究において検討した発電プラントの温暖化影響分析のフレームワークを示す。分析は、最初に、設備の建設と運用に使われる資材とエネルギーの積み上げを行なった。次に、積算された資材とエネルギーに産業連関表などから予め求めたエネルギー原単位とCO₂原単位とを掛け合わせ、プラントの投入エネルギー量とCO₂排出量を算出した。そして、最後に、間接的に排出される設備と運用のCO₂量に発電時の燃料から直接排出するCO₂量を加えて、プラント全体のCO₂量を求めた。また、化石燃料の燃焼から排出されるCO₂以外に、セメント製造の化学反応過程で排出するCO₂と、ガス田の粗天然ガス中に含まれガス精製時に大気に放出するCO₂についても検討した。また、天然ガスを採集するとき、あるいは坑内掘りで石炭を採掘するとき大気に漏れるメタンは、その温暖化影響をCO₂量に換算し計算に含めた(IPCCの推定値；積算年数100年で21倍)。集計したすべてのCO₂量を発電電力量(送電端)で割り、発電プラントの温暖化影響としてkWh当りのCO₂原単位で表した[文献1]。

2.2 CO₂対策コスト分析

ここで定義するCO₂対策コストとは、現在の電源構成から計算できる電力の平均CO₂排出原単位より小さい排出原単位を持つ発電プラントを対象に、その削減効果を費用で著したものである。CO₂対策コストとして、2つの考え方が存在する。それらは、単位重量当りのCO₂を削減するに要する削減コストと、電源構成の

CO₂排出量を現状レベルに抑えるに要する対策費用とである。前者は、削減効果のある発電プラントを導入したときのkWh単位で考えられる削減コストであり、後者は将来の電源計画においてCO₂の総排出量を現状レベルと同じ一定の値に維持するのに、対策プラントを多数基建設したときの導入費用である。

(1) CO₂単位重量当りの削減コスト

ここでは、CO₂を削減する発電プラントの導入効果を経済性の面から比較するため、1トンのCO₂を削減するのに要する増分費用を削減コストとして求めた。それは、現在の我が国の電源構成から得られる電力の発電コストと平均CO₂原単位と対策プラントのそれぞれの値とを比較することから得られる。すなわち、現在の電力の平均CO₂排出原単位より小さい排出原単位を持つ発電プラントを新規に建設したとき、そのCO₂削減効果をkWh当りについて評価したものである。その値は、次示すように対策の新設プラントの発電コストから既存電源の平均発電コストを引いた値を、電源構成から求まる平均CO₂原単位と新設プラントのCO₂原単位との差で割ることによって求めることができる。

CO₂削減コスト[円/トン-CO₂]

$$= \text{増分費用}[\text{円}/\text{kWh}] / \text{CO}_2 \text{削減量}[\text{トン-CO}_2/\text{kWh}] = (\text{新設プラントの発電コスト}[\text{円}/\text{kWh}] - \text{既存電源の平均発電コスト}[\text{円}/\text{kWh}]) / (\text{既存電源の平均CO}_2 \text{原単位}[\text{トン-CO}_2/\text{kWh}] - \text{新設プラントのCO}_2 \text{原単位}[\text{トン-CO}_2/\text{kWh}])$$

検討対象となる新設プラントの発電コストは、電気事業が導入を検討している商用化プラントのコストで、火力・原子力などの在来技術は現状の値を、新技術については商用5号基程度

のコスト習熟が進んだプラントの値を用いた。既存電源の平均発電コストは、1990年度の経常発電費用6.4兆円を発電量7,215億kWhで割った8.87円/kWhである。CO₂の排出原単位の基準値は、現在の電源構成から求めたkWh当りの値である。その値は、化石燃料から発生するCO₂量に運用エネルギー分を加えて1990年の電源構成から求めると468g-CO₂/kWhとなる（燃料だけでは405.5g-CO₂/kWh）。新設プラントのCO₂排出原単位は、本来基準値より小さな値となることが望まれるが、石炭火力など火力プラントの場合は大きくなるためCO₂対策コストは負となる。

(2) 電源構成から見たCO₂対策費用

電力部門のCO₂排出量は、我が国の総排出量の約30%を占め、産業別に見た割合としては最も大きい。将来のCO₂排出量を1990年レベルで安定化するという政府目標を達成するためには、電気事業におけるCO₂対策が重要な課題である。本研究では、CO₂削減効果のある発電プラントの経済性を電源構成から分析した。検討は、各対策プラントについて電源構成全体における経済負担の大小を比較することを目的にしているため、新規に建設するプラントは、現実には在り得ない前提であるが、すべて同一種の対策プラントと考えた。

分析は、CO₂の削減効果がある対策プラントだけを対象に、ある特定の対策プラントだけを我が国の電源計画に取り入れ、それによって将来のCO₂排出量を現状レベル（1990年度）の値に安定化したとき、新設プラントに要する投資額と経常費用がどの程度になるかを算定するものである。分析の前提条件を以下に示す。

①将来の電力需要は、電気事業審議会の計画値

を基にする。

年度	電力需要[億kWh]	需要増[億kWh]
1990	7,215	—
2000	9,460	2,245(31.1%増)
2010	11,090	3,875(53.7%増)

②将来の電力需要増は、すべてCO₂対策の新設プラントで賄う（1990年度のCO₂排出量になるように、新設プラントと石油火力の設備量と電力量を調整する）。

③将来の設備に関しては、電気事業審議会の計画値を最低限確保するものとする。

④新設プラントの設備の耐用年数は30年とする。

⑤経済性は、1992年価格で計算する（燃料価格と建設費の上昇は考慮しない）。

⑥新設プラントの固定費は、既設の同一の電源を含めた年平均の設備利用率で計算する。上の前提条件を図示すると、図2のようになる。

前提条件に基づいて将来の電源計画を決めると、変数はCO₂対策となる新設プラントの発電量と石油火力の発電量だけで、他は定数となり、以下の式が成り立つことになる。

$$\text{発電量} : X + Y = A - B$$

$$\text{CO}_2 \text{量} : C \cdot X + D \cdot Y = E$$

ここで、

X : 対策プラントの将来の発電量 [kWh]

Y : 石油火力の将来の発電量 [kWh]

A : 将来の電力需要 [kWh]

B : 石油火力を除く電源の1990年度の発電量 [4,981億kWh]

C : 対策プラントのCO₂排出原単位(設備分を含む) [g-CO₂/kWh]

D : 石油火力のCO₂排出原単位(設備分を除く) [731.9g-CO₂/kWh]

E: 石油火力の 1990 年度の CO₂ 排出量

[1.635 億トン-CO₂]

上式から CO₂ 排出量を 1990 年度のレベルに維持するために必要となる CO₂ 対策プラントの電力量が求まる。そして、電力量が分かれば、対策プラントの新設設備量は、与えられた年間設備利用率から計算することができる。また、新設設備を含めた将来の電源構成が決まれば、各電源の発電容量と発電量、それに建設費と発電コストから、将来の設備投資額と経常費

用を求めることができる。

3. 分析結果

3.1 対象プラント

検討した火力（石炭、石油、LNG）、原子力、自然エネルギーの発電プラントは、電気事業用の実用プラントである（表 1）。分析に必要な機器などの資材投入量、運用エネルギー、発電効率は、現状の技術レベルを基に推計した。年間の設備利用率は、火力と原子力は 75

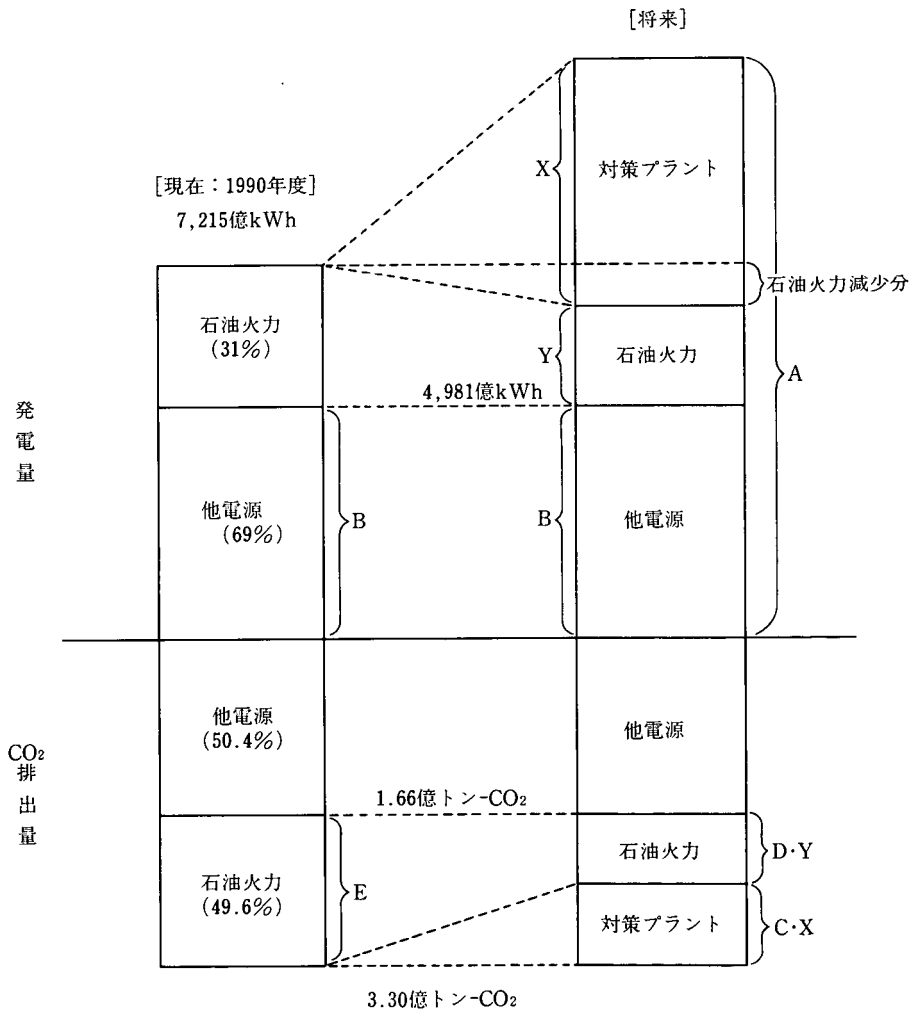


図 2 電源構成による CO₂ 対策分析

表 1 検討対象の発電プラント

(a) 大型プラント

	石炭火力	石油火力	LNG火力	原子力発電
設備容量(発電端) [MW]	1,000	1,000	1,000	1,000
設備利用率 [%]	75	75	75	75
発電効率(発電端) [%]	39	39	39	33.5
所内率 [%]	7.4	6.1	3.5	3.4

(b) 自然エネルギー

	中小水力	地熱	風力	波力	潮流	海洋温度差	太陽熱	太陽光
設備容量 [kW]	10,000	10,000	100	1,000	3,000	2,500	5,000	1,000
設備利用率 [%]	45	60	35	25	40	80	30	15
所内率 [%]	0.25	7	10	30	30	50	5	5

%, 自然エネルギーの発電プラントについては最も大きな値が得られる我が国での最良地点を想定した。ただし、新技術に関しては、これからの技術進歩も考慮し、将来の実用化時点における性能と機器構成を基に検討した。

発電とプラントの検討プロセスを図3に示す。原子力発電に関しては、ワンス・スルーとプルトニウムリサイクル、それに濃縮技術としては従来のガス拡散法だけでなく我が国で開発中の遠心分離法もとりあげた。

3.2 エネルギー収支と温暖化影響

(1) 各種発電プラントの分析結果

投入資材と運用エネルギーを熱量換算し、その値と発電の産出エネルギーとを比較することで発電プラントのエネルギー収支が求まる。通常、投入エネルギーには発電用燃料を含めないため、産出エネルギーは投入エネルギーより大きな値となる。エネルギー収支で投入エネルギーがわかれば、発電プラントのCO₂排出原単位も計算できる。CO₂排出量は、設備の建設や

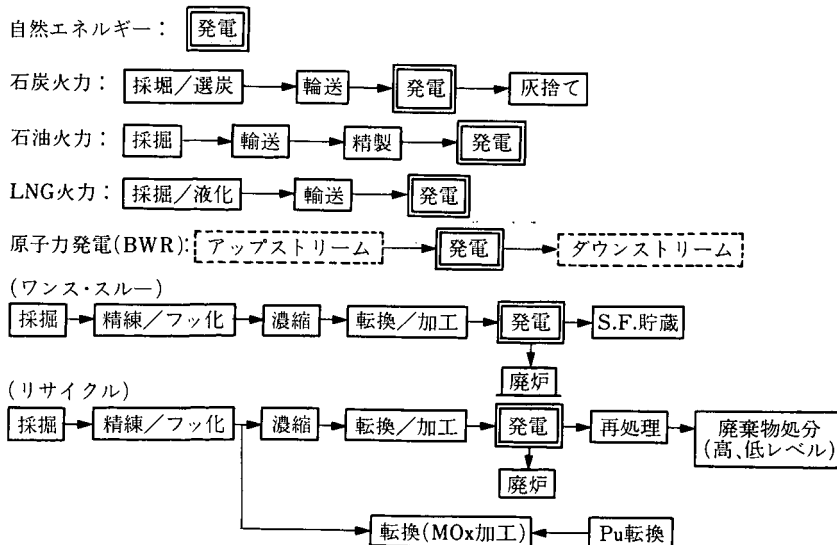


図 3 発電プラントの検討プロセス

運用に投入したエネルギーを石炭、石油、天然ガス、電力に分類し、それらに各エネルギー源のCO₂原単位を掛けることで求めることができる。分析は、プラントの建設と寿命期間の運用について行なった。図4は、各種発電プラントのエネルギー収支比と温暖化影響の分析結果である。図のエネルギー収支比は、産出と投入のエネルギーをすべて一次エネルギーに換算し、両者の比から算定したものである。電気を一次エネルギーに換算する係数は、我が国における発電プラントの最近の平均効率から得られる2,250 kcal/kWhである。

エネルギー収支比は、水力、地力、原子力、石油、石炭といったエネルギー密度の大きい発電プラントが優れており、それに対し、水力と地熱を除く希薄なエネルギー源である自然エネルギーは劣っている。また我が国に運ばれる天然ガスは、輸送効率を良くするためエネルギー

密度の大きいLNGとして輸送されており、採集・液化時に採集した天然ガスの10~15%のエネルギーが失われている。このことは、LNG火力のエネルギー収支比を悪くする原因となっている。原子力発電のエネルギー収支は、ウランの濃縮法に大きく影響を受け、ガス拡散法で16であったのが遠心法になると55にまで向上する。その場合、原子力発電はエネルギー収支比において水力発電より優れたプラントとなる。

図4の温暖化影響は、kWh当りのCO₂排出量で著したもので、その値は図から原子力、中小水力、地熱、その他の自然エネルギー、そして火力発電の順に大きくなっていることが分かる。特に火力発電の温暖化影響は、原子力や自然エネルギーに比べ極めて大きな値である。これは、発電時の燃料から直接排出するCO₂量が、設備や運用、あるいはメタン洩れといった

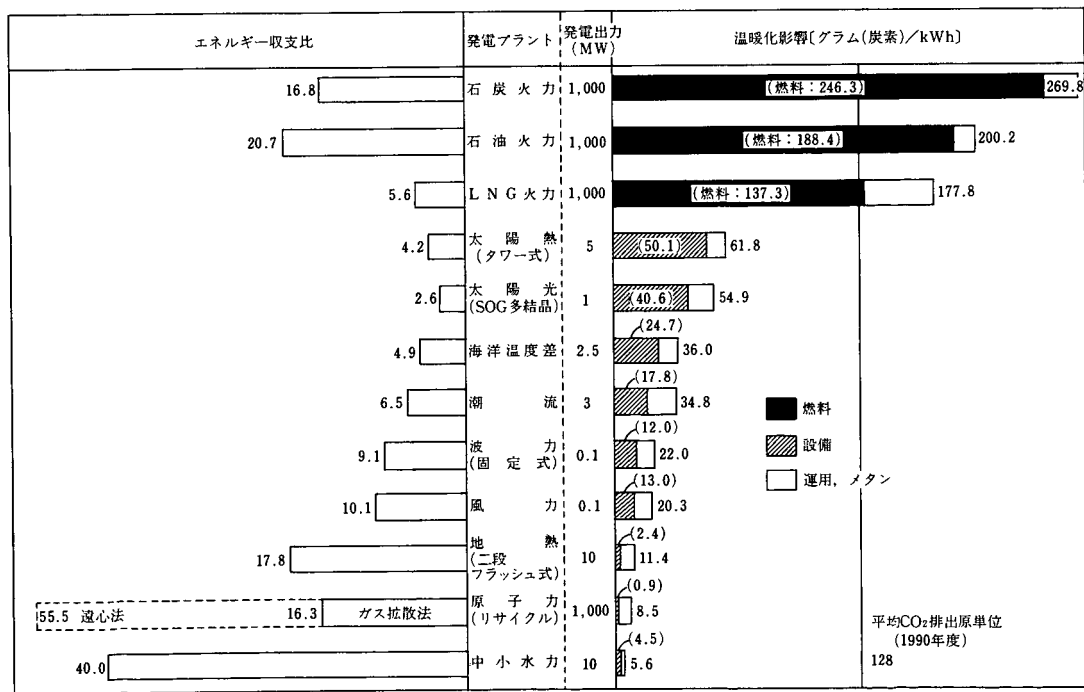


図4 発電プラントのエネルギー収支と温暖化影響

表 2 発電プラントの CO₂ 削減対策

削減対策	発電プラント			プロセス		
	火力	原子力	自然エネルギー	設備	運用	燃焼
発電効率の向上	◎	○	◎	○	○	◎
設備のコンパクト化	△	△	◎	◎	△	—
素材原単価の改善	△	△	◎	○	—	—
耐用年数の延長	△	△	◎	◎	—	—
コージェネレーション	◎	○	—	—	—	◎
設備利用率の向上	○	○	◎	◎	—	—
運用エネルギーの削減	○	◎	○	—	◎	—

◎効果大 ○効果中 △効果小 —効果なし

間接的な値に比べ圧倒的に多いためである。火力発電だけの相互比較では、石炭、石油、LNGの順に CO₂ 排出原単位は小さくなっている。その比率は発電用燃料だけで比べると 100 : 76 : 52 であるが、それにメタン洩れを含めて比較すると 100 : 74 : 66 と LNG 火力の優位性は小さくなる。これは天然ガスの採集と液化に要するエネルギーが大きく、かつ粗天然ガスに含まれる CO₂ が多いためである。液化時と粗天然ガスの成分中の CO₂ 量は、発電時の燃料から発生する値の約 25% にもなる。

原子力発電は、燃料から CO₂ を排出しないため、CO₂ 排出原単位が小さく、その値は LNG 火力の 1/15~60 である。原子力発電は、燃料サイクルが複雑で、それらのプラント建設に多くの資材とエネルギーを必要としている。しかし、燃料サイクル施設の建設資材とエネルギーを発電所 1 基分にして計算し、かつプラントの耐用期間で平均すると、建設に投入する 1 年分のエネルギーは、プラントの運用に使われている年間エネルギーの 1/10 以下にすぎない。特に、原子力発電においては、ウラン濃縮の全体に占める運用エネルギーの割合が大きく、ガス拡散法の場合で 80% 以上にもなる。それに対し、濃縮プロセスを遠心分離法にして計算する

と、年間投入エネルギーは 1/4 以下にまで低減することができる。

(2) CO₂ 対策技術の抑制効果

図 5 の分析結果から分かるように、CO₂ の排出割合はプラントによって異なっており、火力は燃料から、自然エネルギーは設備から、原子力は運用から排出する CO₂ 量が多い。このことは発電プラントの CO₂ を削減するには、排出割合の大きい箇所和重点を置いた技術開発を実施すればよいことになる。表 2 は発電プラントの CO₂ 削減の技術対策について、その削減効果を火力、原子力、自然エネルギーの発電プラントと設備、運用、燃焼の各プロセス面から定性的に示したものである。

表 2 の対策を具体的に解決するため開発が進んでいる新技術について、CO₂ 削減効果がどの程度であるか定量的に分析した。図 5 は、各種対策技術の効果として、エネルギー収支と CO₂ 削減量の結果を示したものである。

図 5 の結果を火力プラントと自然エネルギーに分けて説明すると以下ようになる。

①火力プラント

火力プラントの CO₂ を削減するには、燃料を節約する技術開発が最も効果大きい。それには、複合発電のような発電効率を向上する技

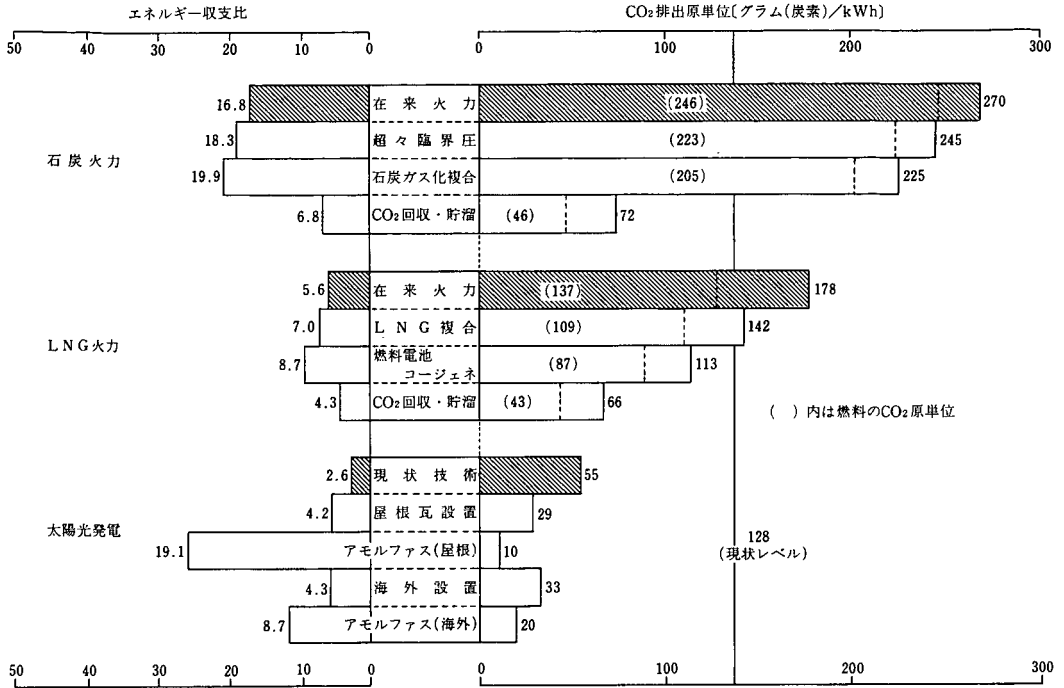


図 5 対策技術によるエネルギー収支比と温暖化影響

術と、コージェネレーションのようなエネルギーを有効に利用するシステムがある。

石炭火力の発電効率を向上する新技術としては、超々臨界圧発電と石炭ガス化複合発電の導入が期待されており、その開発が進んでいる。本研究で検討したプラントは、発電効率（送電端）が 39.8% の超々臨界圧発電と 43.4% の石炭ガス化複合発電である。その結果、新技術の CO₂ の削減割合は、超々臨界圧発電で 9%、石炭ガス化複合発電で 17% である。発電効率の向上は、CO₂ 原単位を小さくするだけでなくプラントのエネルギー収支も改善している。

LNG 火力の場合は、複合発電による効率向上の他に、燃料電池などコージェネレーションシステムによるエネルギーの有効利用策もある。LNG 複合発電は、ガスタービンの入口温

度が 1, 300°C の最新鋭プラントを対象にした。燃料電池は発電出力 10 万 kW のリン酸型のコージェネレーションで、熱供給も含めたプラントの総合効率は 75% と仮定した。コージェネレーションのエネルギー収支と CO₂ 原単位は、熱供給相当のエネルギーをガスに換算しその分の消費量を削減できるという前提で計算した。分析の結果、効率向上とコージェネレーションは、LNG 火力の CO₂ 排出量を大幅に削減する効果があることが明らかとなった。特にコージェネレーションの導入は、CO₂ 原単位を 36% も削減している。ただし、コージェネレーションは、電気/ヒートポンプシステムとの比較でその優位性の如何が決まることからさらに詳細な比較検討が必要となる。

火力プラントの CO₂ 回収と海洋貯溜についても検討した。検討したシステムは、回収装置

を発電設備に併設し、回収した CO₂ をタンカーで 3,000 km 離れた海洋に運び、深海 3,000 m に貯溜するものである。CO₂ 回収技術には化学吸収法、物理吸着法、膜分離法などがあるが、効率が良くかつ実現性の高い方法として、LNG 火力に対しては PSA (pressure swing adsorption) 法、石炭火力に対しては O₂/CO₂ 燃焼法を選択した。

この CO₂ 回収/貯溜システムは、排ガス中の CO₂ を 90% 除去する前提で計算している。しかし、CO₂ の回収プラントや CO₂ 専用タンカーの建設と運用に大量のエネルギーを消費しているため、トータルシステムでみると、実際の削減率は LNG 火力で 63%、石炭火力で 72% であることが分かった。この方法は、発電プラントの排ガスから直接 CO₂ を回収しているため、火力プラントの CO₂ を低減するには最も効果が大きい。しかし、問題はエネルギー収支が悪化することによる経済負担である。すなわち、発電プラントの発電効率の大幅低下と CO₂ 回収/貯溜の設備と運用は、発電プラントの経済性を損なうだけでなく化石燃料の資源枯渇を早めることにもなる。

②自然エネルギー

自然エネルギーの特徴は、設備の建設により間接的に排出される CO₂ 量が、設備の運用に比べて大きいことである。このため、CO₂ 削減の技術開発としては、設備の簡素化、寿命延伸、効率向上、エネルギー消費の少ない新材料開発などが望まれる。

太陽光発電の CO₂ 削減策は、セル開発と設置方法とに大きく分けられる。セル開発の課題には、多結晶シリコン (solar grade silicon) の高効率化と薄型化、エネルギー消費が少ないアモルファスセルの開発などがあげられる。設置

方法には家屋の屋根瓦や高速道路の防音壁などとの兼用で基礎や架台を省いたり、我が国より日照条件に優れた低緯度地域への普及がある。

改善効果は、家庭の屋根瓦への設置が大きい。特に将来、家庭用に高性能アモルファスセルが導入されたならば、そのエネルギー収支と CO₂ 原単位は原子力発電の値とほぼ同じ程度に改善できる。また、太陽光発電を、日本に比べて日照条件の良い中近東や米国の砂漠地帯など海外の低緯度地域に導入すれば、年間設備利用率が日本の 2 倍近い 25% にもなることから、さらに、エネルギー収支と CO₂ 原単位は向上する。

3.3 CO₂ 対策コスト

(1) CO₂ 削減コスト

CO₂ を削減する発電プラントの CO₂ 排出原単位と発電コストから、現在の電力の CO₂ 原単位を改善するのに要する費用が算出できる。対策プラントの CO₂ 削減コストは、現在の電力の平均 CO₂ 原単位より小さい原単位を持つ発電プラントを対象に、2.2 節に示した式から求める。計算の前提条件を表 3 に示す。

表の発電コストの計算で、火力プラントの燃料費は、1991 年の年平均 CIF 価格を用いた。その値は、重油 25,525 円/kl (発熱量：9,800 kcal/l)、LNG 24,664 円/トン (同：13,000 kcal/kg)、石炭 8,462 円/トン (同：6,200 kcal/kg) である。年経費率は、償却・金利については法定耐用年数の均等化計算で求めた。計算の結果を図 6 に示す。

原子力発電の CO₂ 削減コストは、2,700 円/トン-CO₂ と検討プラント中で最も小さい。エネルギー密度の大きい地熱と水力も、削減コストは比較的小さいが、原子力の値に比べると、

それぞれ2.3倍と3倍の大きさである。CO₂回収・貯溜技術は、回収に多量のエネルギーを消費し、かつ設備費と運転費を要することから、削減コストは比較的大きく、原子力の削減コストと比較するとLNG火力併設で7.8倍、CO₂処理量の多い石炭火力併設で17.6倍になる。

それに対し、地熱と水力を除いた自然エネルギーのCO₂削減コストは、高い建設費と低い設備利用率が理由で、原子力発電の34~197倍にもなる。

(2) 投資額と経常費用

我が国の電源計画でCO₂排出量を1990年度

表 3 CO₂削減コスト計算の前提条件

プラント名	発電出力 [MW]	設備利用率 [%]	所内率 [%]	建設費 [万円/kW]	年経費率 [%]	発電コスト [円/kWh]
原子力	1,000	75	3.4	32	16.31	10.02
地熱	10	60	7.0	30	18.75	11.51
水力	10	45	0.25	50	9.84	12.51
CO ₂ 回収(LNG)	1,000	75	17	27.4	16.45	13.64
CO ₂ 回収(石炭)	1,000	75	31.5	35.2	17.22	18.54
風力	0.1	35	10	100	12.55	45.48
海洋温度差	2.5	80	50	150	12.55	53.72
太陽光(電気事業)	1	15	5	150	12.55	150.81
太陽光(家庭)	0.003	15	0	100	12.29	93.53
太陽熱(タワー)	10	30	5	250	12.55	125.67

CO₂回収：LNG火力は、PSA法（酸素富化なし）
石炭火力は、PSA法（純酸素燃焼）

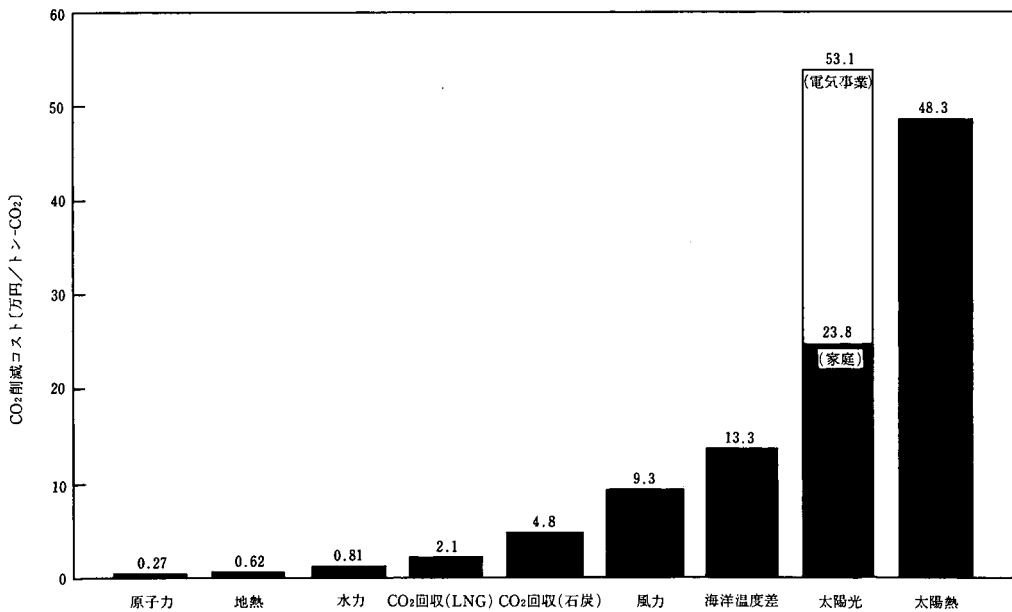


図 6 発電プラントのCO₂削減コスト

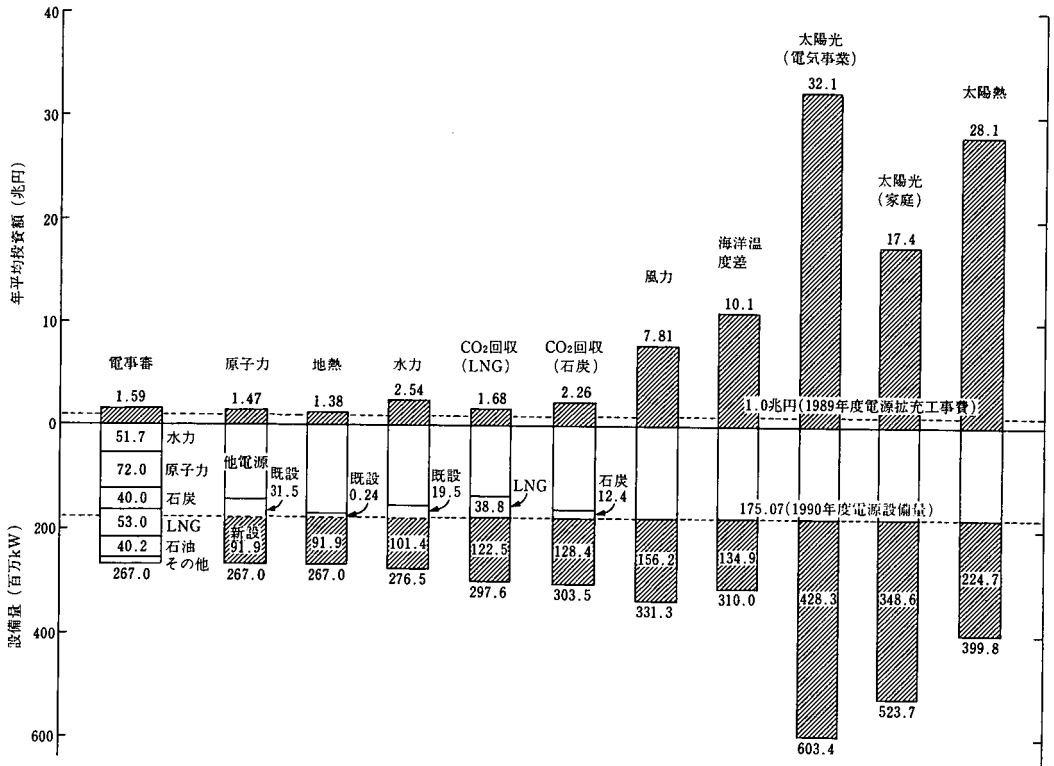


図 7 対策プラントの年平均投資額と設備量 (2010 年度)

レベルに安定化するのに必要となる費用を求めた。費用は、将来の電源計画で必要となる設備投資額と年経常費用である。計算は、異なるCO₂対策プラントの電源構成における投資額と経常費用の違いを明らかにするため、今後の新設電源は、すべて同種の発電プラントだけを建設するという前提で行なった。CO₂回収については、新設プラントだけに併設するものとし、1990年度までに既に建設されたLNG火力と石炭火力については回収装置を併設しない前提で計算した。

図7は、2010年における年平均投資額の計算結果である。図は、2010年までに1990年度レベルのCO₂排出量に安定するには、どの程度の設備量と年平均で投資額が必要となるかを、それぞれの対策プラントについて求めたも

のである。投資額は1989年度の1.0兆円（電源拡充工事費）に対し、2010年度には電事審の計画で年間投資額は本研究での計算によると1.59兆円になる。ただし、電事審の計画ではCO₂排出量は1990年度レベルに安定できず、20%程度まで増加してしまう。それに対し、原子力か地熱だけでもって対策を行なえば、その投資額は電事審の値を下回るが、他のプラントによる対策費用はすべて上回っている。特に地熱と水力を除く自然エネルギーによる投資額は、7.8~32兆円と膨大な額となる。

原子力発電の投資額が地熱に比べやや大きいのは、次の理由によるものである。これからの電源開発をすべて原子力発電とし、その年設備利用率を75%にして計算すると、電事審の計画設備規模（2010年で2億6,700万kW）以

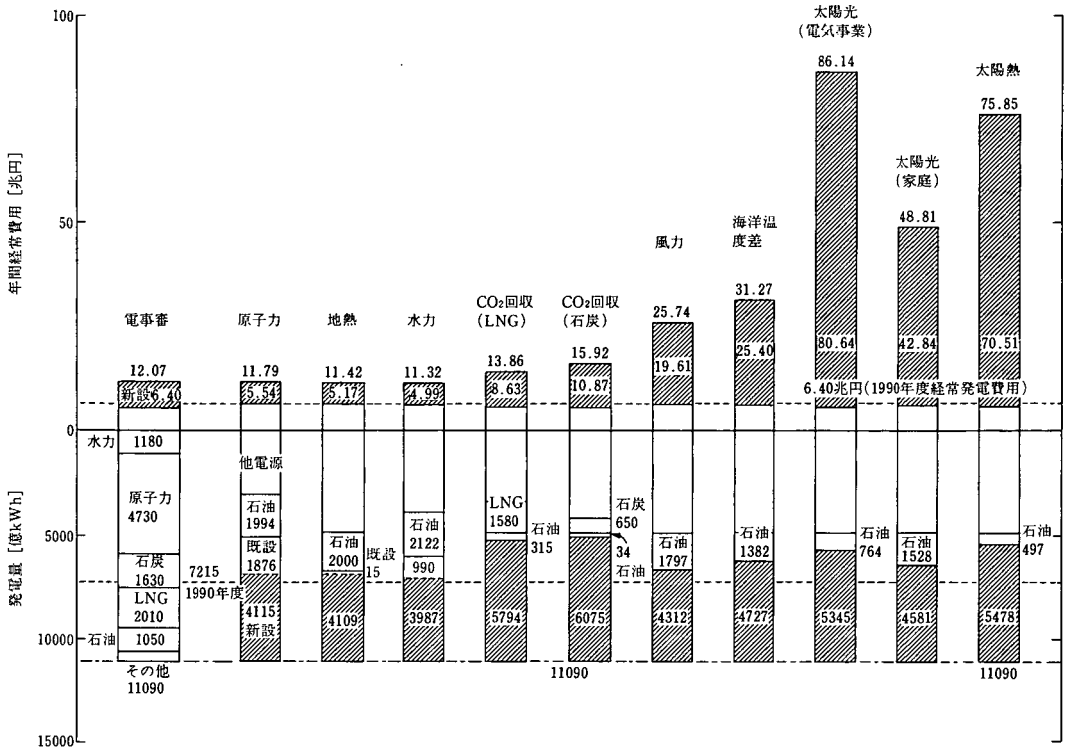


図 8 対策プラントの年間経常費用と発電量 (2010年)

下で電源全体の CO₂ 排出量は 1990 年レベルの値になる。その場合、設備不足となってしまうため、本研究では原子力の稼働率を落とし設備量を増やすことで、電事審の計画値を確保した。その結果、既設分 3,150 万 kW を含め 2010 年までに 1 億 2,340 万 kW の原子力発電所の建設が必要となり、それが投資額を増大している。

地熱発電についても設備利用率の低減による設備増はあったが、その値は僅かである。一方、原子力と地熱を除いた発電プラントの場合、それぞれの最大設備利用率でプラントを稼働しても電事審の計画設備量では発電量不足になる。このため、将来の設備量は電事審の計画値より大きくしなければならず、結果として投資額が膨大となる。

図 7 は、設備投資額の分析結果であるが、年間の経常費用についても計算した。図 8 は、対策プラントを新設したときの発電コストから、2010 年度での経常費用を各プラントについて求めた結果である。図は将来の総発電量を電事審の計画値 (2010 年度 1 兆 1,090 億 kWh) とし、CO₂ 排出量を現状レベルに安定化するという条件で対策プラントの発電量と年間経常費用を算定したものである。図から 2010 年度の電事審の経常費用は、1990 年度の発電費用 6.4 兆円に比べ約 2 倍に相当する 12.1 兆円である。それに対し、原子力、地熱、水力の経常費用は、電事審の計算値をやや下回っている。CO₂ 回収は、新設プラントへの併設で 1.8~3.8 兆円だけ上回り、水力と地熱を除く自然エネルギーは 14~74 兆円も上回っていることが

分かる。

4. おわりに

今回の研究は、トータルシステムから見た発電プラントのエネルギー収支、温暖化影響、およびCO₂対策コストを算定したもので、分析により以下に示すことが明らかになった。

①原子力、水力、地熱は総合的に見て温暖化への影響が最も小さいプラントで、僅かなコストでCO₂を大量に削減する効果がある。早期の温暖化抑制に寄与するには、これらのプラントの役割は大きく、今後は我が国の電源構成においてそれらの比率を高めていくことが望まれる。

②火力プラントの導入は、基本的には我が国の電力のCO₂排出原単位を高めてしまう。しかし、高効率のLNG複合発電や燃料電池コージェネレーションシステムを導入すれば、電力のCO₂原単位は現状維持かやや改善することも可能となる。ただし、燃料電池に関しては、建設費の大幅低減が実際の導入には不可欠である。

③CO₂回収と海洋貯溜は、火力プラントのCO₂削減に大きく貢献できる。しかし、原子力発電に比べ2.6~4倍にもなるCO₂削減コストの高さに加え、化石燃料の資源枯渇の加速化、海洋への環境影響といった問題をかかえている。

④水力と地熱を除く自然エネルギーは、CO₂排出量を削減する効果はあるが、そのためには削減コストとして原子力発電の34~197倍といった極めて大きな負担を伴う。太陽光発電を例に今後の対策を考えると、コスト削減に向けた開発の一層の努力はもちろん、効率の高いアモルファスシリコンなどの実用化や住宅などの屋根瓦への併設、日照条件の良い海外への導入などが期待される。

⑤1990年度レベルにCO₂排出量を2010年においても安定化するために要する経常費用は、原子力、地熱、水力が対策プラントの中で最も小さい。原子力の経常費用に比べると、CO₂回収技術では18~35%増、風力や太陽光などの自然エネルギーになると2.2~7.3倍にも増加する。希薄なエネルギーを使うCO₂対策がいかにか膨大なコスト負担を伴うかが分かる。

[引用文献]

- [1] 内山洋司, 山本博巳「発電プラントのエネルギー収支分析」電力中央研究所研究報告 Y 90015 (1991年)
- [2] 内山洋司, 山本博巳「発電プラントの温暖化影響分析」電力中央研究所研究報告 Y91005 (1991年)

(うちやま ようじ
経済部 エネルギー研究室)

エネルギー原単位の日米比較

Comparative Analysis of Energy Intensity between the U. S. and Japan

キーワード：エネルギー消費，エネルギー原単位，日米比較

永田 豊

1. はじめに

省エネルギーは炭酸ガスの短期的な削減対策の最有力候補と考えられており，米国を対象とした最近の研究では来世紀初頭に数10%の省エネルギーが経済的に達成し得るという結果も得られている[1, 2]。エネルギー効率を示す指標としてはGDP当たりのエネルギー消費量(E/GDP)が最も一般的であるが，日本のE/GDPは米国の約6割で，この値を見る限りわが国では米国ほどの省エネは期待できそうにない。しかし，E/GDPはエネルギー消費に大きく影響を及ぼす非技術的要因（エネルギー価格，気候，人口密度等）を含んでおり，エネルギー効率の正しい指標とはいえない。本研究では，日米両国のエネルギー消費構造を詳細に比較し，これらの要因の影響を除いた実質的なエネルギー効率（原単位）を推定した。

2. 手法と定式化

エネルギー原単位の国際比較は古くから行われている[3-9]。それらは，上述した非技術的要因の影響を定性的に分析したものや，産業，業務といった部門内でのエネルギー原単位の定量的比較に留まっており，非技術的要因と

E/GDPとの定量的な関係にまで踏み込んだものはない。

エネルギー原単位の分析のためのアプローチは，ボトムアップとトップダウンの2つに大別できる。前者はエネルギー利用機器の効率を直接比較するもので，素材1トン当たりのエネルギー消費量や家電製品1台当たりの消費電力が典型的な例である。この方法は個々の技術の比較には大変有効であるが，先に述べた非技術的要因の分析にはふさわしくない。本研究では非技術的要因をエネルギー価格とそれ以外に分割し，エネルギー価格以外の要因の分析を後者の方法，具体的にはエネルギー消費データを細かく要因別に分解・定式化することで行う。一方，エネルギー価格の分析は簡単な計量モデルを作成することで行う。そして両方の結果をまとめ，非技術的要因の影響を除いたE/GDP比を求める。最後に，GDPとエネルギー消費の関係を吟味し，GDPに直接寄与すると考えられるエネルギー消費だけを用いてエネルギー原単位の再修正を行う。全体の手続きを図1に示す。

エネルギー消費量は製造業・運輸・家庭・業務の4部門に分解された後，各部門毎に非技術的要因が取り除かれ，国家間で直接比較するこ

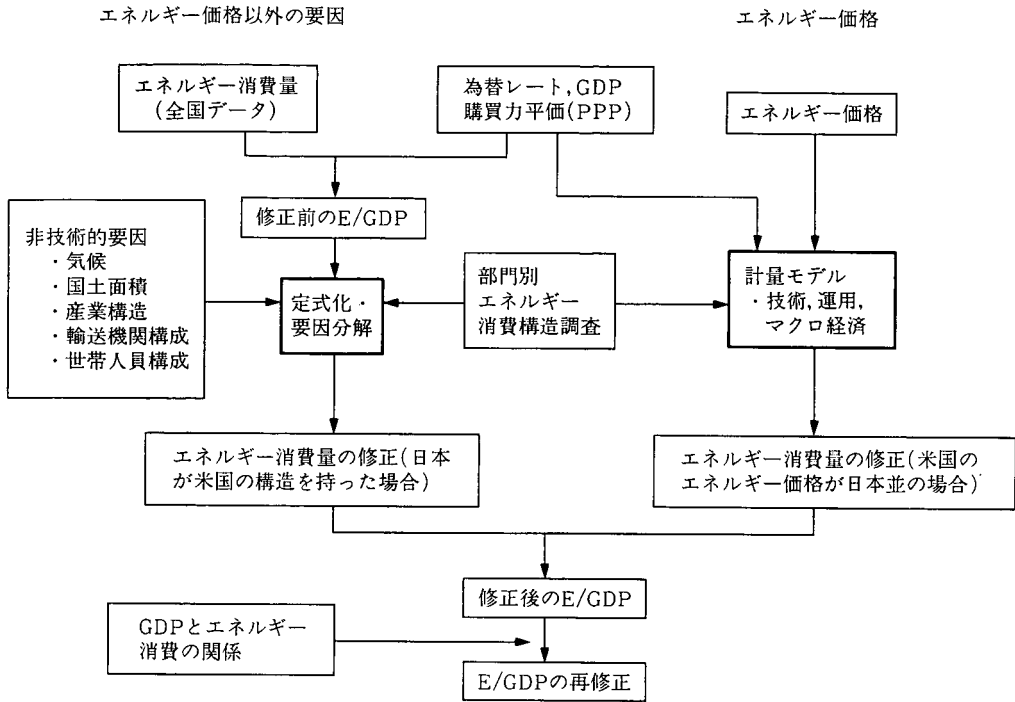


図 1 分析方法とその手順

とのできるエネルギー原単位にまで分解される。部門毎の定式化は以下のように表される。式中で、 $\Delta(X)$ は X の変化率を表している。

(製造業)

- i : 産業
- j : エネルギー源
- PE : 1次エネルギー消費量
- SE : 2次エネルギー消費量
- X : 生産額
- V : 付加価値額
- η_{ij} : エネルギー源 j の転換効率
- ES_{ij} : エネルギー源 j のシェア
- I_i : 産業 i のエネルギー原単位
- XS_i : 産業 i の全生産額に占める割合

$$PE = \sum PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum SE_{ij}} \cdot \frac{\sum SE_{ij}}{X_i} \cdot \frac{X_i}{X} \right) \right) \cdot \frac{X}{V} \cdot V$$

$$= \sum (1/\eta_{ij} \cdot ES_{ij} \cdot I_i \cdot XS_i) \cdot (X/V) \cdot V$$

$$\Delta(PE/V) = \sum (\Delta(1/\eta_{ij}))$$

$$+ \Delta ES_{ij} + \Delta I_i + \Delta XS_i + \Delta(X/V)$$

(運輸)

- i : 輸送機関
- T : 旅客ニシキロ需要または貨物トンキロ需要
- S_i : 輸送機関 j のシェア

$$PE = \sum PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum SE_{ij}} \cdot \frac{\sum SE_{ij}}{T_i} \cdot \frac{T_i}{T} \right) \right) \cdot \frac{T}{GDP} \cdot GDP$$

$$= \sum (1/\eta_{ij} \cdot ES_{ij} \cdot I_i \cdot S_i) \cdot (T/GDP) \cdot GDP$$

$$\Delta(PE/GDP) = \sum (\Delta(1/\eta_{ij}))$$

$$+ \Delta ES_{ij} + \Delta I_i + \Delta S_i + \Delta(T/GDP)$$

(家庭: 冷暖房)

- i : 用途 (冷房または暖房)

F : 住宅当たり床面積

DD : 冷暖房度日

H : 世帯数

$$PE = \sum PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum SE_{ij}} \cdot \frac{\sum SE_{ij}}{F \cdot DD} \right) \right) \cdot \frac{F \cdot DD}{H} \cdot H$$

$$\Delta(PE/H) = \Sigma(\Delta(1/\eta_{ij}) + \Delta ES_{ij} + \Delta I_i) + \Delta(F \cdot DD/H)$$

(家庭 : 給湯)

i : 世帯当たり人員数

H_i : 世帯当たり人員数 i の世帯数

S_i : 世帯当たり人員数 i のシェア

$$PE = \sum PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum SE_{ij}} \cdot \frac{\sum SE_{ij}}{H_i} \cdot \frac{H_i}{H} \right) \right) \cdot H$$

$$\Delta(PE/H) = \Sigma(\Delta(1/\eta_{ij}) + \Delta ES_{ij} + \Delta I_i + \Delta S_i)$$

(業務)

i : 業種

F : 床面積

S_i : 業種 i の全床面積に占める割合

$$PE = \sum PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum SE_{ij}} \cdot \frac{\sum SE_{ij}}{F_i} \cdot \frac{F_i}{F} \right) \right) \cdot \frac{F}{GDP} \cdot GDP$$

$$\Delta(PE/GDP) = \Sigma(\Delta(1/\eta_{ij}) + \Delta ES_{ij} + \Delta I_i + \Delta S_i) + \Delta(F/GDP)$$

非技術的要因は文献[8,9]を参考に産業構造, プロダクトミックス, 国土面積, 輸送機関構成, 冷暖房度日, 住宅床面積, 世帯当たり人数, 業務床面積構成とした。わが国におけるこれらの要因が米国並になった場合のエネルギー需要の変化が求められ, 最終的にGDP当たりのエネルギー消費量が補正される。補正後の1次エネルギー需要は, 各部門の構造変化による2次エネルギー源の構成変化を反映している。

分析に用いたデータを表1に示す。米国の部門別サーベイは3年毎にしか行われていない。

表 1 分析に用いたデータの出典

	日 本	米 国
GDP, デフレータ	国民経済計算年報(経企庁)	Survey of Current Business (DOC)
エネルギー消費量(全国)	総合エネルギー統計(通産省)	State Energy Data Report (DOE)
エネルギー消費量(産業)	石油等消費構造統計(通産省)	Manufacturing Energy Consumption Survey (DOE)
エネルギー消費量(運輸)	運輸関係エネルギー要覧(運輸省) 運輸経済統計要覧(運輸省)	Transportation Energy Data Book (ORNL) Highway Statistics (DOT)
エネルギー消費量(業務) 業種別床面積	民生部門エネルギー消費実態調査 (日本エネルギー経済研究所)	Commercial Buildings Energy Consumption Survey (DOE)
エネルギー消費量(家庭)	家庭用エネルギー統計年報 (住環境計画研究所)	Residential Energy Consumption Survey (DOE)
冷暖房度日	理科年表(東京天文台)	Monthly Energy Review (DOE)
人口, 世帯数, 国土面積	日本の統計(総務庁)	Statistical Abstract of the United States (DOC)
住宅床面積	住宅統計調査(総務庁)	American Housing Survey for the United States (DOC)
部門別生産額・付加価値	工業統計表(通産省)	Statistical Abstract of the United States (DOC)
素材生産量	日本の統計(総務庁)	Commodity Year Book (CRB)
エネルギー価格, 為替レート, 購買力平価(PPP)	Energy Balances of OECD Countries (OECD/IEA) Energy Prices and Taxes (OECD/IEA)	

表 2 エネルギー消費構造の国際比較における問題点と対処

問題点	対 処
エネルギーデータ	
・発熱量	
化石燃料：発熱量の定義	総発熱量に統一
電力：転換ロスの扱い	2次ベースに統一
・売上ベース/消費構造サーベイ	両者のズレを確認
・原料用エネルギー消費	除外
・冷暖房度日の定義	米国の定義に統一
貨幣価値	
・円ドル交換レート (為替レートまたは PPP)	製造業：為替レート 製造業以外：PPP
・異時点間補正	GNP デフレータ
エネルギー価格と税率	一部分析
生活水準とライフスタイル	
・機器と乗用車の普及率と平均サイズ	分析せず
・機器の平均使用時間	分析せず

全データを同一年で統一することはできないが、2年程度の違いによる消費構造の変化は、両国間の違いに比べて小さいと考えそのまま使用した。データの国家間比較には注意すべき点が多く、特に円ドル交換レートの選択が最も難しい。表2にそれらの問題点と、本研究での取扱いを要約した。為替レートは、製造業など貿易の多い部門の交換レートとしては適当である。しかし、他の部門では非貿易財の方が量的に多いため、代わりに購買力平価 (Purchasing Power Parities, PPP) を用いた。製造業の交換レートとして為替レートが妥当であることは、エネルギー多消費財の重量当たりエネルギー原単位と為替レート換算の原単位の日米比が接近していることで確認している。

エネルギー価格は、わが国のエネルギー効率が高い第一の理由と考えられる。しかし、エネルギー価格の影響は広範囲に及ぶため、単純な価格弾力性の計測だけでは不十分である。本研究では十分なデータが得られた米国の自動車輸送部門のみについて文献[10]を参考に計量モ

デルを作成した。過去10年間米国のガソリン価格がわが国並の水準であり、かつCAFE規制が実施されなかった場合の影響(自動車台数減少・走行距離減少・燃費向上)について計測している。CAFEとはCorporate Average Fuel Economyの略で、企業別の平均燃費の下限を定めている。紙面の都合で詳細な推定結果は省略するが、計量モデルの主な構造を以下に示す。所得やガソリン価格などの説明変数の符号条件はすべて満たされており、t値も有意であった。

$$\text{新車登録台数} = f(\text{所得}, \text{ガソリン価格})$$

$$\text{新車平均燃費} = f(\text{ガソリン価格}, \text{技術進歩}, \text{一期前の燃費}, \text{CAFEダミー})$$

$$\text{自動車登録台数} = \text{新車登録台数} + \text{一期前の登録台数} \cdot (1 - \text{スクラップ比率})$$

$$\text{走行距離} = f(\text{所得}, \text{ガソリン価格}, \text{一期前の走行距離})$$

$$\text{自動車平均燃費} = f(\text{新車平均燃費} \cdot \text{新車登録台数}, \text{1期前の燃費} \cdot \text{新車以外の登録台数})$$

最後に、エネルギー需要をGDPに直接寄与すると考えられるものとそうでないものに分けてエネルギー原単位を計算する。全エネルギー需要のうち、産業・業務・公共交通機関による旅客・貨物がGDPに直接寄与すると考えられ、家庭と自家用輸送部門で消費されたエネルギーを差し引いてGDP当たりのエネルギー消費量を求める。

3. エネルギー原単位の部門別分析

表3に両国の部門別エネルギー消費量を示す。自国データとIEAデータの差は各部門で5~10%であり、化石燃料の発熱量の違いからみて妥当といえる。米国は最終消費ベースでわ

表 3 部門別最終エネルギー消費（1989年，石油換算百万トン）

	米 国		日 本	
	自国データ	IEA データ	自国データ	IEA データ
産 業	564.0	488.7	164.4	150.2
運 輸	563.3	488.9	71.2	66.3
家 庭	244.4	250.6	42.5	34.0
業 務	167.7	161.0	33.1	25.6
そ の 他	—	4.1	—	10.7
1次供給	2,049.8	1,955.0	447.6	411.6

が国の約5倍，1次換算ベースで4.6~4.7倍のエネルギーを消費している（わが国の方が電力化率が高いため最終消費に対する1次換算の値が大きい）。1989年の名目GDPは，米国が5兆1,632億ドル，わが国が1兆9,443億ドルで，米国はわが国の2.7倍の規模を持つ。その結果米国のGDP当たりのエネルギー原単位はわが国の1.7倍となる。

3.1 製造業

製造業の規模は生産額と付加価値（VA）によって表される。それによると，米国は生産額でわが国の1.5倍，付加価値で2倍の規模を持つといえる（表4）。付加価値で測った規模が

表 4 製造業の生産額と付加価値（1988年価格10億ドル）

	米国（1988年）		日本（1989年）		米国/日本	
	生産額	VA	生産額	VA	生産額	VA
紙パルプ	122.6	57.4	49.0	17.0	2.5	3.4
紙	33.1	16.8	18.0	6.1	1.8	2.8
板紙	16.7	9.1	5.3	1.7	3.1	5.4
化 学	259.7	137.9	144.6	72.4	1.8	1.9
窯業・土石	63.1	34.2	44.8	22.7	1.4	1.5
セメント	4.3	2.2	4.8	2.4	0.9	1.0
1次金属	149.1	56.5	152.2	50.3	1.0	1.1
高炉	44.6	19.3	63.5	26.0	0.7	0.7
アルミ	8.0	3.8	0.9	0.4	9.3	10.4
そ の 他	1,956.7	951.1	1,304.6	448.3	1.5	2.1
合 計	2,551.1	1,237.1	1,695.3	610.8	1.5	2.0

生産額より大きいのは，米国産業の方が一般的に生産額当たりの付加価値が大きいことに起因する。これは，米国の各産業の製品構成（プロダクトミックス）が付加価値の高い製品をより多く含んでいるためであると考えられる。一方，製造業全体のエネルギー原単位に大きく影響する産業構造では，素材産業の割合が殆ど同じで，両国間で差異は見られない。産業構造の違いを補正した後のエネルギー原単位では，米国は生産額でわが国の1.8倍，付加価値で1.5倍となる（表5）。産業別にみても，全ての産業でわが国の方がエネルギー効率が低い。この最大の理由は，80年代に米国における素材生産が輸入によって急速に代替され，生産設備の更新が進まなかったことであると考えられる。

表 5 部門別エネルギー原単位（TOE/mil. 1988 US\$）*

	米国（1988年）		日本（1989年）		米国/日本	
	生産額	VA	生産額	VA	生産額	VA
紙パルプ	357.8	801.6	198.1	571.6	1.9	1.4
紙	701.4	1,385.4	1,139.1	1,139.1	1.8	1.2
板紙	1,177.0	2,154.9	332.7	1,046.7	3.5	2.1
化 学	268.9	520.3	119.7	239.0	2.2	2.2
窯業・土石	409.0	740.2	271.7	535.8	1.5	1.4
セメント	1,998.4	3,797.6	1,404.0	2,838.7	1.4	1.3
1次金属	433.3	1,129.7	322.7	976.1	1.3	1.2
高 炉	979.2	2,359.4	689.5	1,685.4	1.4	1.4
ア ル ミ	776.2	1,645.6	273.3	648.5	2.8	2.5
そ の 他	43.0	84.8	17.1	49.8	2.5	1.7
合 計	113.8	232.4	65.3	181.2	1.7	1.3
（補正後）			61.6	150.9	1.8	1.5

* 1988年価格百万ドル当たり石油換算トン

3.2 運輸部門

両国の旅客需要と貨物需要を表6に示す。米国は旅客で約4倍，貨物で約8倍の規模を持っている。輸送機関の構成では，エネルギー原単位の低下に大きく貢献していると考えられる鉄

表 6 旅客需要と貨物需要 (1989年)

	米 国				日 本			
	旅客需要 (百万ニン キロ)		貨物需要 (百万トン キロ)		旅客需要 (百万ニン キロ)		貨物需要 (百万トン キロ)	
乗用車	4,216	84%	—	—	736	58%	—	—
バ ス	193	4%	—	—	109	9%	—	—
トラック	—	—	1,152	28%	—	—	263	51%
鉄 道	41	1%	1,631	40%	369	29%	25	5%
航 空	559	11%	16	0.4%	47	4%	0.8	0.1%
船 舶	—	—	1,312	32%	6	0.5%	225	44%
合 計	5,009	100%	4,112	100%	1,267	100%	513	100%

表 7 輸送機関別エネルギー原単位と燃費(1989年)

	米 国			日 本			米国/日本		
	旅客	貨物	燃費	旅客	貨物	燃費	旅客	貨物	燃費
乗用車	70.4	—	18.7	47.4	—	23.0	1.5	—	0.8
バ ス	15.5	—	6.0	15.4	—	8.2	1.0	—	0.7
トラック	—	53.9	6.9	—	103.0	17.6	—	0.5	0.4
鉄 道	49.5	6.7	—	10.1	13.6	—	4.9	0.5	—
航 空	75.8	—	—	40.2	544.5	—	2.0	—	—
船 舶	—	6.3	—	284.1	11.9	—	—	0.5	—
合 計	69.0	19.8	16.6	34.6	59.4	20.0	2.0	0.3	—
(補正後)				45.1	40.2	—	1.5	0.5	—

注) 単位は旅客が TOE/百万ニンキロ、貨物が TOE/百万トンキロ、燃費が mpg (mile per gallon)

道の役割が大きく異なる。米国では専ら貨物輸送に用いられているのに対し、わが国では旅客輸送が主である。

米国のエネルギー原単位は、旅客輸送でわが国の2倍、貨物輸送で0.3倍となる(表7)。この比は、わが国の輸送機関の構成を米国の割合に統一してもそれぞれ1.5倍、0.5倍と差は縮まるものの傾向は変わらない。輸送機関別では、米国ではバスが最も効率的な旅客輸送手段であるのに対し、わが国では鉄道の方が効率的である。これはわが国の乗車率が米国の約2倍であることに起因する。

米国の乗用車のエネルギー原単位はわが国の1.5倍である。これにも乗車率の違い(米国:

1.5人/台、日本:2.2人/台)が非常に大きく影響する。文献[11]によると、乗用車の重量が100kg増加することは燃費を2.4mpg(1km/l)悪化すると報告されている。この結果を用いると、わが国の乗車率が米国並になると、1台当たりのエネルギー原単位は約5%改善する反面、走行距離は45%増加する。従って、人キロ当たりのエネルギー原単位は約40%も増加することになる。本研究は自動車のサイズを明示的に考慮していないが、両国の新車の平均サイズは急速に接近しており、平均サイズの影響は小さいと思われる。

3.3 家庭部門

家庭部門のエネルギー原単位に大きく影響すると考えられる要因を表8に示す。住宅床面積・断熱化率・セントラルヒーティングの普及率を除き、両国には大きな差異は見られない。一方、世帯当たりのエネルギー消費量は全体で約2.6倍の開きがある(表9)。このうち、暖房用は4.7倍、冷房用は3.5倍と著しく異なる。これらの比は、わが国の冷暖房度日・床面積・

表 8 家庭部門の特性(米国:1987年,日本:1988年)

項 目	米国	日本	米/日
世帯数(百万世帯)	90.5	37.6	2.4
世帯当たり人員数(人/世帯)	2.7	3.2	0.8
一人当たり床面積(m ² /人)	57.7	27.9	2.1
持ち家比率	64.0%	61.3%	1.0
一戸建て比率	60.9%	62.3%	1.0
セントラルヒーティング普及率	86.0%	5.4%	15.9
断熱化率	58.5%	28.4%	2.1
エネルギー支出の所得に占める割合	4.3%	3.3%	1.3
住宅当たり室数	5.3	4.9	1.1
新築住宅の平均床面積(m ²)	161.0	81.2	2.0
既設住宅の平均床面積(m ²)	153.6	89.3	1.7
暖房度日(18°C基準)	2,606	2,061	1.3
冷房度日(18°C基準)	643	712	0.9

表 9 世帯当たり用途別エネルギー消費 (Mcal/世帯/年)

	米 国 (1987年)	日本 (1988年)		米国/日本	
		補正前	補正後	補正前	補正後
暖 房	13,782	2,928	6,366	4.7	2.2
給 湯	4,562	3,624	4,004	1.3	1.1
冷 房	1,260	357	555	3.5	2.3
そ の 他	5,848	2,927	2,927	2.0	2.0
合 計	25,432	9,836	13,852	2.6	1.8

世帯当たり人員数を米国並として補正した後でもそれぞれ2.2倍、2.3倍と大きい。高い断熱化率にもかかわらず、セントラルヒーティングの普及の差が大きく影響していると考えられる。

3.4 業務部門

米国の床面積はわが国の4.7倍の規模を持つ(表10)。この比は同部門の付加価値額の比(3.1倍)より大きく、国土面積の違いを反映していると考えられる。業種別では卸・小売業の差が6.9倍と最も大きい。米国のデータには教会の床面積が含まれているため、原単位の分析では除外した。なお外気温からみて冷房が不必要と思われる国々でも冷房が行われていることから、冷暖房需要は家庭部門より気温依存性が小さいと考え、気候に関する補正は行わなかった。

表 10 業務部門床面積 (1989年, 百万 m²)

	米 国		日 本		米/日
	面積	割合	面積	割合	
集会所・教会	642	10.9%	(その他に計上)		—
学校・試験研究機関	836	14.2%	307	24.5%	2.7
飲食店	108	1.8%	49	3.9%	2.2
病院・医療関連施設	191	3.3%	63	5.0%	3.0
ホテル・旅館	323	5.5%	74	5.9%	4.3
卸・小売業	2,008	34.2%	291	23.2%	6.9
事務所ビル	1,096	18.7%	300	24.0%	3.7
その他サービス業	665	11.3%	144	11.5%	4.6
合 計	5,870	100%	1,251	100%	4.7

表 11 業種別エネルギー原単位 (Mcal/m²)

	米 国	日 本	米/日
集会所・教会	234.1	—	—
学校・試験研究機関	406.6	112.8	3.6
飲食店	801.6	573.3	1.4
病院・医療関連施設	801.9	418.2	1.9
ホテル・旅館	448.5	489.5	0.9
卸・小売業	268.8	360.9	0.7
事務所ビル	382.3	227.0	1.7
その他サービス業	208.5	188.7	1.1
業務用平均	348.5	260.2	1.3
(補正後)	—	285.7	1.2

注) 比較のため米国の平均値の計算では集会所・教会を除外した。

エネルギー原単位を表11に示す。米国の原単位はわが国の約1.3倍であるが、業種構成を補正すると差は1.2倍にまで縮まる。業種によっては米国の方が原単位が小さいものもあり、他の部門と比べても差は小さい。学校・試験研究機関の差が大きい一つの原因は、エネルギー原単位が大きい試験研究機関が米国に多く存在していることであると思われる。試験研究機関の原単位は学校の3倍前後である。

4. 国全体としてのエネルギー原単位の推定

2章で述べた方法に従って、わが国の非技術的要因が米国並であった場合のエネルギー原単位と、米国のガソリン価格がわが国と等しくかつCAFE規制がなかった場合の自動車輸送部門のエネルギー消費量を求めた。結果を表12に示す。新車平均燃費は11.2%改善し31.5 mpg (13.4 km/l) となろう。この値は技術的に可能である。乗用車全体の燃費の改善幅は、新車登録台数減少の影響も受け0.6%に留まる。エネルギー消費量は17%~32%の減少が予想される。このモデルは他の輸送機関による

表 12 自動車輸送部門における価格効果 (1989年)

	新 型 乗用車	乗用車 ストック	自家用 トラック	貨物用 トラック
登録台数	-12.1%	-9.7%	-15.0%	-9.0%
走行距離	—	-7.8%	-14.4%	-7.1%
平均燃費	+11.2%	+0.6%	+6.5%	+2.8%
(絶対値)	28.3→31.5	20.1→20.4	13.6→14.4	8.6→8.8
燃料消費	—	-17.3%	-31.6%	-17.8%

代替やマクロ経済的影響を含んでいない。

表 13 に各要因の影響を定量的に求めた結果を示す。非技術的要因は全体で米国のエネルギー原単位を 1989 年価格百万米ドル当たり 68 石油換算トン高くしており、これは両国の違いの約 4 割に相当する。補正後の米国のエネルギー

表 13 米国のエネルギー消費への非技術的要因の寄与

単位：TOE/mil. 1989US\$*

	合計	製造業	運 輸		家庭	業務
			旅客	貨物		
部門合計	67.7	-26.3	31.6	23.2	12.0	27.1
価格効果 (米国)			11.8	4.2		
エネルギー構成		0.6	-3.0	2.0	-3.2	-1.1
産業構造		-4.0				
プロダクトミックス		-23.0				
輸送機関構成			10.8	-15.9		
国土面積			12.1	32.9	8.9	23.1
気 候					2.8	
交差項					2.0	
世帯当たり人員数					1.4	
業種構成						5.2

* 1989年価格百万ドル当たり石油換算トン

表 14 補正後のエネルギー消費と原単位 (1989年)

	米国	日本	米/日
1次エネルギー供給 (MTOE)	1,967.2	584.0	3.6
家庭部門	419.1	95.8	4.4
自家用輸送部門	235.9	51.8	4.6
GDP 直接寄与の1次エネルギー	1,312.2	400.5	3.3
1次エネルギー/GDP (TOE/mil. 1989\$)	381.0	281.9	1.4
(GDP 直接寄与のエネルギー)/GDP	254.1	206.0	1.2

原単位はわが国の 1.4 倍となる (表 14)。

また、2章で述べたように、GDP に直接寄与したと考えられるエネルギー需要を用いて原単位を計算した。その結果、米国のエネルギー原単位はわが国の 1.2 倍となり両国の差は若干縮まるが、依然としてわが国の方がエネルギー効率が低い。

5. 結論と今後の課題

米国は GDP 当たりでわが国の 1.7 倍のエネルギーを消費している。しかし、米国がより多くのエネルギーを必要とする背景には、エネルギー利用機器効率には直接関係ない様々な非技術的要因がある。本研究では、各部門におけるエネルギー消費構造を分析し、これらの要因の影響を定量的に推定した。主な結論は以下の通りである。

1. 米国は製造業と家庭部門のエネルギー効率がわが国と比べ特に低いが、両部門の性質は大きく異なる。製造業は設備の老朽化といった技術水準そのものが低いのにに対し、家庭部門は生活水準やライフスタイルなど機器本来のエネルギー効率に直接関係ない要因の影響が強い。
2. 非技術的要因は日米間のエネルギー消費量の違いの約 4 割、1989 年価格百万米ドル当たり 68 石油換算トンの寄与を持つ。要因の中では広大な国土面積に関係した影響が最も大きい。
3. 非技術的要因を考慮しても、依然米国はわが国より多くのエネルギーを消費しており、貨物輸送を除き省エネ余地は大きい。
4. GDP に直接寄与したと考えられるエネルギー消費量のみを用いてエネルギー原単位を計算した。これに基づく、非技術的

要因を考慮した後の米国のエネルギー原単位はわが国の1.2倍となり、依然米国の方が大きい省エネ余地を持つ。

今後の課題として、今回分析できなかった要因による影響を検討することが重要である。それらは輸送部門の乗車率・1回当たりの運搬距離、家庭部門の機器普及率と平均サイズ・動作時間、家屋やビルの断熱化率などである。例えば、米国の人キロ当たりのエネルギー原単位は、低い乗車率のため走行距離で測られる燃費の違い以上に大きい。同様に、米国の方が家屋の断熱化は進んでいるにもかかわらず2.2倍もの暖房用エネルギーを必要とするのは、セントラルヒーティングの普及など生活水準の違いが深く関与していると思われる。また、運輸以外の部門の価格効果の分析も必要である。一層の分析のためには、詳細なエネルギー利用技術とそれらの経済性（省エネルギー曲線など）を含むエネルギー需要モデルの開発が必要であろう。

【参考文献】

- [1] A. B. Lovins and L. H. Lovins (1991), "Least - Cost Climatic Stabilization", *Annual Review of Energy*, 16, 433-531.
- [2] R. S. Carlsmith, W. U. Chandler, J. E. McMahon and D. J. Santini (1990), *Energy Efficiency: How Far Can We Go?*, Oak Ridge National Laboratory.
- [3] R. B. Howarth and L. Schipper (1991), "Manufacturing Energy Use in Eight OECD Countries: Trends through 1988", *Energy Journal*, 12(4), 15-40.
- [4] E. Vine and D. Crawley (1991), *State of the Art of Energy Efficiency: Future Directions*, American Council for an Energy-Efficient Economy.
- [5] L. Schipper, A. Ketoff and A. Kahane (1985), "Explaining Residential Energy Use by International Bottom-up Comparisons", *Annual Review of Energy*, 10, 341-405.
- [6] S. Meyers and L. Schipper (1992), "World Energy Use in the 1970s and 1980s: Exploring the Changes", *Annual Review of Energy*, 17, 463-505.
- [7] L. Schipper and S. Meyers (1992), *Energy Efficiency and Human Activity: Past Trends, Future Prospects*, Cambridge University Press.
- [8] J. Darmstadter, et al. (1977), *How Industrial Society Use Energy*, The Johns Hopkins University Press.
- [9] S. C. McDonald (1990), *A Comparison of Energy Intensity in the United States and Japan*, Battelle Pacific Northwest Laboratories.
- [10] 伊藤浩吉 (1990), 「米国における交通部門石油需要に関する計量分析」, (財) 日本エネルギー経済研究所。
- [11] 永田豊, 藤井美文 (1991), 「省エネルギーの限界に関する評価」, 『電力経済研究』, 29, 17-28。

(ながた ゆたか
経済部 エネルギー研究室)

植林を組み合わせた国際的排出権市場によるCO₂抑制

CO₂ Emission Control by the International Tradeable Permits
with Afforestation

キーワード：地球温暖化，CO₂ 排出権市場，課徴金，植林

岡田 健 司

1. CO₂ 抑制方策としての経済的手段

地球温暖化防止方策としてCO₂ 排出抑制が国際的な緊急課題となっている。しかし、温暖化現象のメカニズムや影響の度合いについては、不確実な部分が多く、国際的な共同政策を取るまでには至っていない。しかし、温暖化の影響が明確に現れてからでは手遅れになりかねない。環境影響への可能性が高い限り、温室効果ガスの排出を抑制する努力がなされるべきである。

このような観点から、ノルウェーやオランダなどでは炭素税が導入され、日本でも地球温暖化防止計画が策定されるなど、具体的な対策が取られている。炭素税の削減効果とコスト評価など、CO₂ 抑制方策の研究も最近数多く報告されている。しかし、これらの研究の多くは、ある特定の地域もしくは国を対象としたもので、将来経済の発展が予想される発展途上地域との連携・協力による世界全体でのCO₂ 抑制方策の研究は未だ少ない。

電力中央研究所では、グローバルなCO₂ 排出抑制方策の可能性を追求する観点からCO₂ 排出権市場に関する研究に取り組んでいる。この排出権市場は、CO₂ 削減効率と責任分担の

公平さの双方を追求できる制度として提案されている。当所では、世界のCO₂ 政策解析によく用いられているエドモンド・ライリーモデル^[1]を改良し、排出権市場についてモデルシミュレーションを行っている^{[3][4]}。

本稿では、植林を組み合わせた国際的CO₂ 排出権市場のシミュレーション解析の概要を紹介する^[5]。

2. CO₂ 排出権市場のモデル

2.1 排出権の初期割当

グローバルなCO₂ 排出権市場では、科学的知見に基づき求められた世界全体のCO₂ 排出総量を、如何に各地域または各国へ排出権として割り当てるかが、極めて重要な問題となる。本研究では、一人当たり等しい権利を持つと仮定して、人口比例で各地域に割り当てる。

2.2 課徴金と排出権取引との組み合わせ

CO₂ 排出実績に対して初期割当 CQ_m [Mt-C: 炭素換算百万トン] が少ない地域 m は、その超過分を自らの努力により排出量を削減するか、市場より排出権を購入する必要がある。ここで、自らの努力で排出量を削減する手段として各地域ではCO₂ 課徴金を採用するものと仮定する。この場合、課徴金 t_m [\$/t-C] に対す

る当該地域 m の CO₂ 排出量 $CE_m(t_m)$ [Mt-C], 市場からの排出権購入量 CP_m [Mt-C] との間には, 次式のような関係が成り立たなければならない。

$$CE_m(t_m) = CQ_m + CP_m \quad (1)$$

このように, 市場から排出権を購入する地域を排出権輸入地域, 一方, 初期排出権割当量が CO₂ 排出量を上回り余剰となる排出権を市場に放出できる地域を排出権輸出地域と呼ぶものとする。

排出権輸入地域 m は, 課徴金収入を財源として市場から排出権を購入するものと仮定すると, 課徴金, CO₂ 排出量さらに排出権購入量の間には, 以下のような関係式が成り立つ。

$$CE_m(t_m) \cdot t_m = CP_m \cdot P \quad (2)$$

ここで P は排出権価格 [\$/t-C] である。この価格は, 排出権の総放出量と, 総購入量が一致した需給均衡価格である。

また, 排出権輸出地域 n は, 排出権を市場に放出することで次式の売却収入 RE_n を得ることができる。

$$RE_n = (CQ_n - CE_n) \cdot P \quad (3)$$

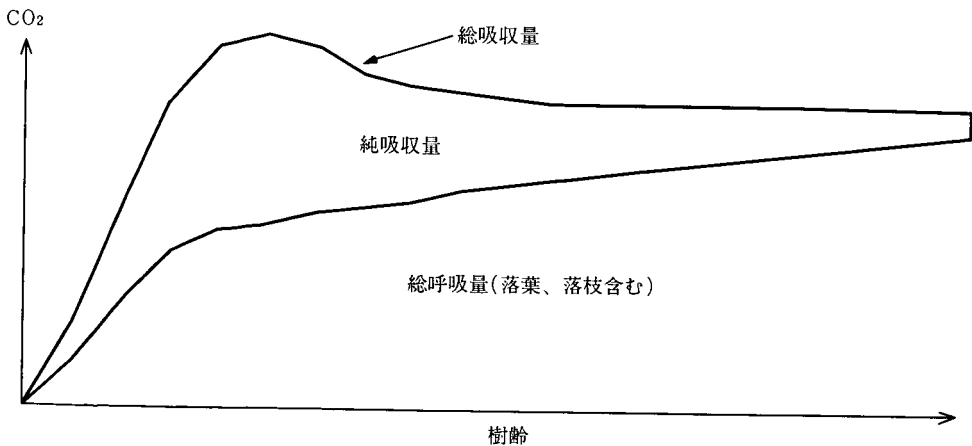


図 1 植林による CO₂ 吸収量の概念

3. CO₂ 吸収オプションの導入

このような課徴金や排出権市場などの経済メカニズムを利用した抑制方策に加えて, CO₂ 回収・固定の技術開発への期待も大きい。しかし, 関連設備のコスト制約と回収した CO₂ の管理・処分など, 解決すべき問題が数多く残されている。現時点で最も有効な CO₂ 吸収・固定手段は, 植物の光合成によるものであろう。本研究では, 経済的手段に, 植林という CO₂ 吸収オプションを組み合わせた。

3.1 CO₂ 吸収オプションのモデル化

世界全体での究極的な植林可能面積は, 約 8 億 ha あると推定されている^[2]。この面積を, エドモンド・ライリーモデルで定義されている地域分割 (世界 9 分割) に対応させると表 1 のようになり, その値を各地域の植林面積制約 (究極的植林面積) とする。さらに, 労働力, 諸関連設備等の制約を参考にして, 年間植林面積にも制約を設定した。

一般に, 樹木が固定する純 CO₂ 吸収量 (総吸収量 - 総呼気量)。ただし, 落ち葉, 落ち枝の分解により発生する CO₂ も含む) は, その植

表 1 各地域の植林可能面積と炭素吸収率

地 域	現実的可能面積 [Mha]	究極的可能面積 [Mha]	年間平均 CO ₂ 吸収率 [t-C/ha/年]
アメリカ	11.3	45.0	5.9
OECD ヨーロッパ	26.0	104.0	3.6
OECD パシフィック	13.3	53.0	5.9
計画経済圏ヨーロッパ	30.5	122.0	3.6
計画経済圏アジア	21.5	86.0	5.9
中 東	0.8	3.0	5.4
アフリカ	19.0	76.0	9.9
ラテンアメリカ	30.2	121.0	9.9
東南アジア	49.2	197.0	9.9
世界計	201.8	807.0	

生によって異なるものの、図 1 に示すように植林直後は少なく、その後急速に増加した後、一定のピークに達した後は、次第に減少する。この吸収作用は、数年から数十年に渡り続く。本研究では、この吸収作用年数を全地域一律に、シミュレーションの 1 期間の年数 25 年とし、1 期間中の植林による CO₂ 吸収量の総量が、同期間に均等に配分されるものと仮定した。ここでは、表 1 に示すように地域毎に単位面積当たりの年間 CO₂ 吸収率を設定している。

また、本研究では、事例調査から吸収炭素量当たりに換算した地域別植林コストを設定した。ただし、ここでの植林は、常にコスト条件の良い場所から実施されるものと仮定し、未利用面積にほぼ相当する究極的な植林可能面積の 25%（現実的可能面積）までは、比較的緩やかに増加し、その後コスト増加率が倍増するものとした。

3.2 排出権市場への吸収オプションの導入

植林による CO₂ 吸収量を考慮すると、排出量、初期割当量、購入量、吸収量との関係は、(1) 式より、次式ようになる。

$$CE_m(t_m) = CQ_m + CP_m + CW_m \quad (4)$$

ここで、CW_m は地域 m の植林による CO₂ 吸収量 [Mt-C] である。

また、排出権輸入地域 m は、課徴金収入を財源として、排出権の購入と、植林の導入を行うものとする、(2) 式は次式のように拡張される。

$$CE_m(t_m) \cdot t_m = CP_m \cdot P + CW_m \cdot PW_m \quad (5)$$

ここで、PW_m は、地域 m の吸収炭素量当たりに換算した植林単価 [\$/t-C] である。

一方、排出権輸出地域 n でも、排出権の売却収入を財源として植林を行うとすると、次式のような関係が成り立つ。

$$(CQ_n - (CE_n - CW_n)) \cdot P \geq CW_n \cdot PW_n \quad (6)$$

また、もともと CO₂ 排出量が初期割当を上回っていた排出権輸入地域でも、植林による CO₂ の吸収により、割当量の余剰分が生じて、かつ (6) 式を満たせば、輸出地域として排出権を市場に供給する。

3.3 植林導入規模の決定

各地域の植林導入規模の決定は、植林コストと排出権価格の比較により行われる。まず、年間面積上限で 1 期 25 年間植林を行う時の、当該期中の平均植林コスト（吸収炭素量当たりに換算）を算出する。この平均植林コストとその時の排出権価格を比較し、平均コストが排出権

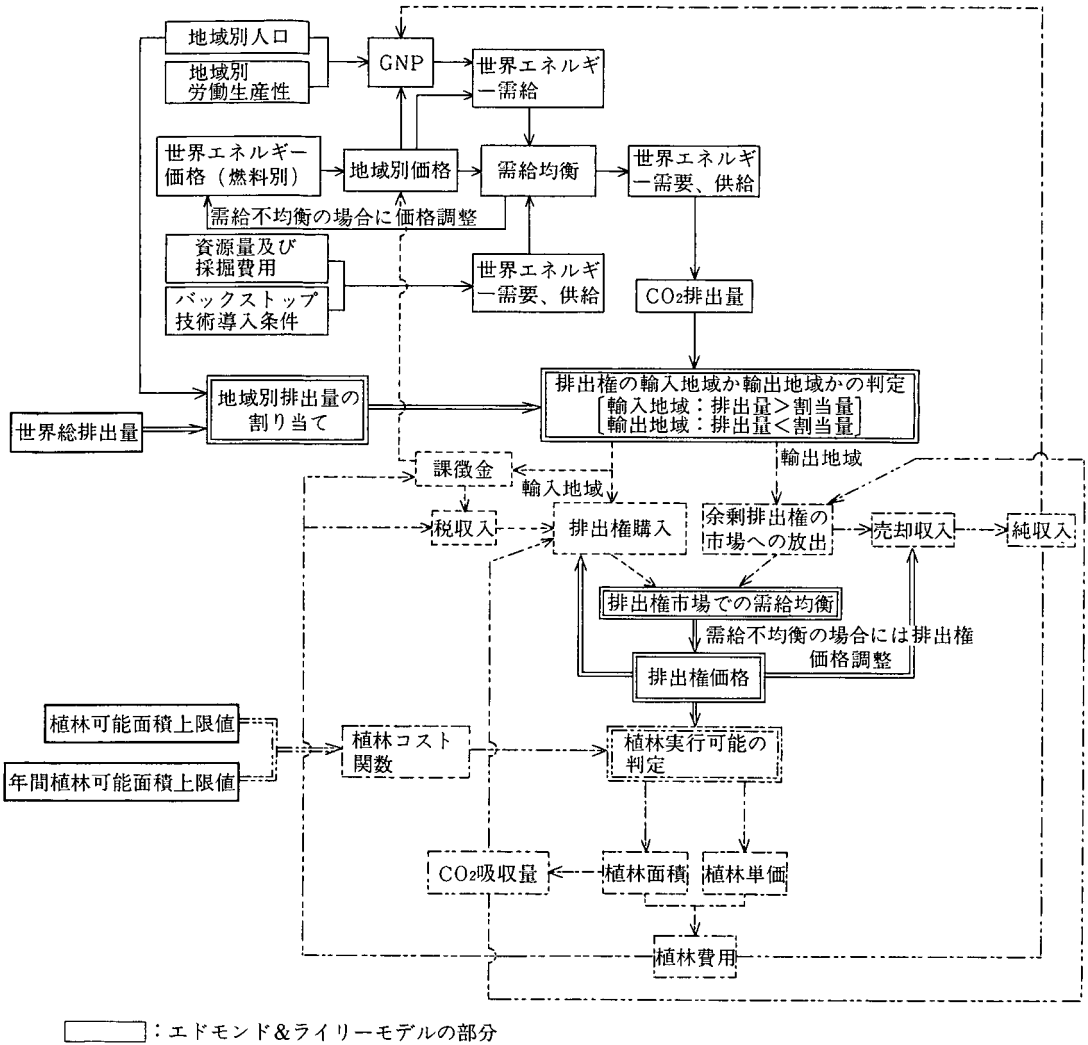


図 2 モデルフロー

価格よりも高い場合は、排出権価格をその期の植林コストとする。植林コスト関数から、この変更されたコストに対応する植林面積と CO₂ 吸収量を算出し直す。

一方、平均植林コストが排出権価格よりも安ければ、そのまま、CO₂ 吸収量を求める。ただし、排出権価格が、最小植林コスト以下の場合、植林を行わないものとする。

また、図 2 は、エドモンド・ライリーモデルを含めた、本シミュレーションモデルフロー図

である。

3.4 排出権市場の需給均衡

各地域間で市場を通して排出権取引が行われるが、市場内では排出権の需給均衡が保たなければならない。

例えば、図 3 は、2000 年で世界全体の CO₂ 総排出規制を 60 億 t-C としたときの、排出権需給曲線と植林による吸収量を示したものである。

図中の曲線 A は、排出権の総需要量（購入

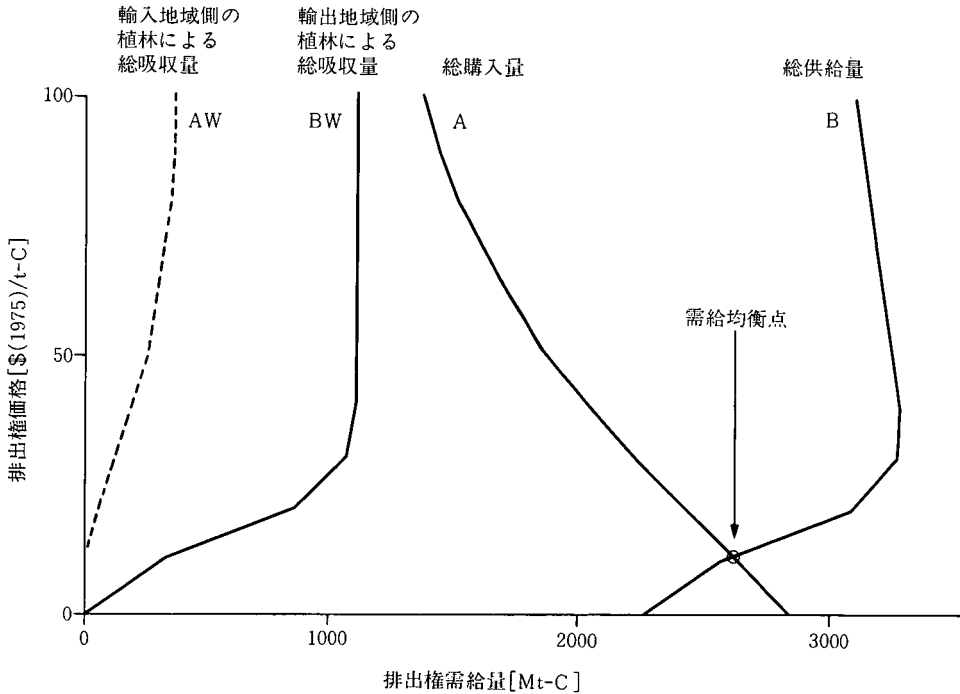


図 3 排出権需給曲線
(2000年, 総排出規制 60 億 t-C)

量)で曲線 B は総供給量(放出量)である。曲線 AW は、排出権輸入地域での植林による総 CO₂ 吸収量、BW は輸出地域での総吸収量である。また、図中の曲線 A と曲線 B との交点が、市場での需給均衡点を示している。

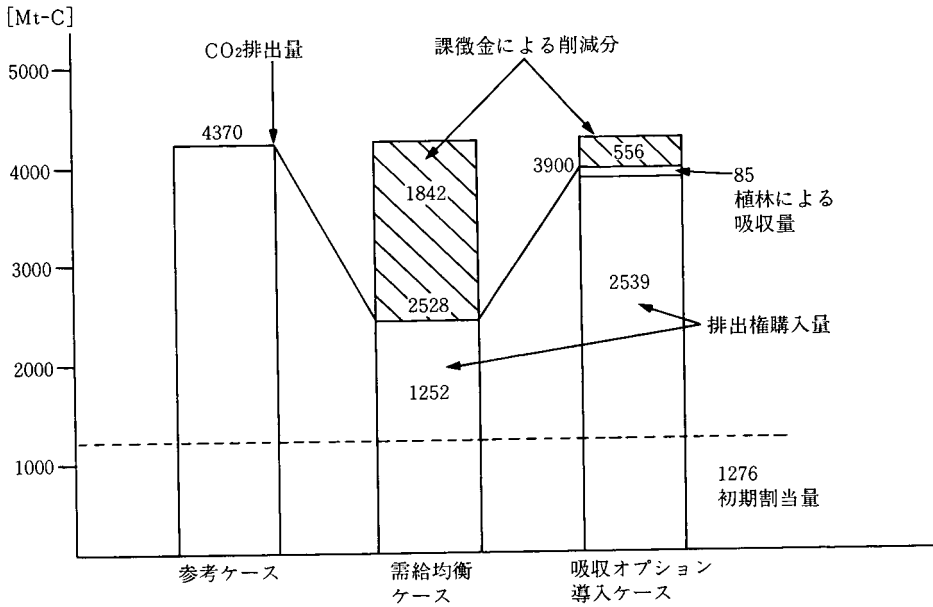
図 3 のケースでは、東南アジアなどの植林コストの安い途上地域が、排出権輸出地域となる。これらの地域では、排出権の価格水準が低い段階から、植林導入が行われる。しかし、排出権の価格がある水準以上になると、年間植林上限制約により、吸収量は一定量となる。

植林により、排出権価格水準と市場での排出権の総需給量の間には非線形的な関係があるものの、市場内で排出権価格水準が低いと排出権が不足し、逆に価格水準が高すぎると排出権が余るといふ、通常の需給調整機能が働いていることが確認された。

4. シミュレーション結果と考察

2000 年で、世界の CO₂ 総排出量を 50 億 t-C に規制すると仮定した時の、排出権市場の需給均衡点での、排出権の取引量と価格、さらに各地域の課徴金レベルと植林による吸収量を示したのが図 4 である。この時の排出権の初期割当は、2000 年人口で比例配分している。この図から、東南アジア、アフリカ、ラテンアメリカ、計画経済圏アジアの 4 地域が、排出権輸出地域、その外の地域が輸入地域となり、市場で 2,539 Mt-C の排出権が取り引きされている。輸出側では、東南アジアが、総輸出量の約 65% に近い 1,638 Mt-C を市場に供給し、総輸入量の約 43% 強がアメリカに流れている。また、排出権輸入地域の中で、各地域の課徴金レベル(図中()内の値)を比較してみると、

<排出権輸入地域>



<排出権輸出地域>

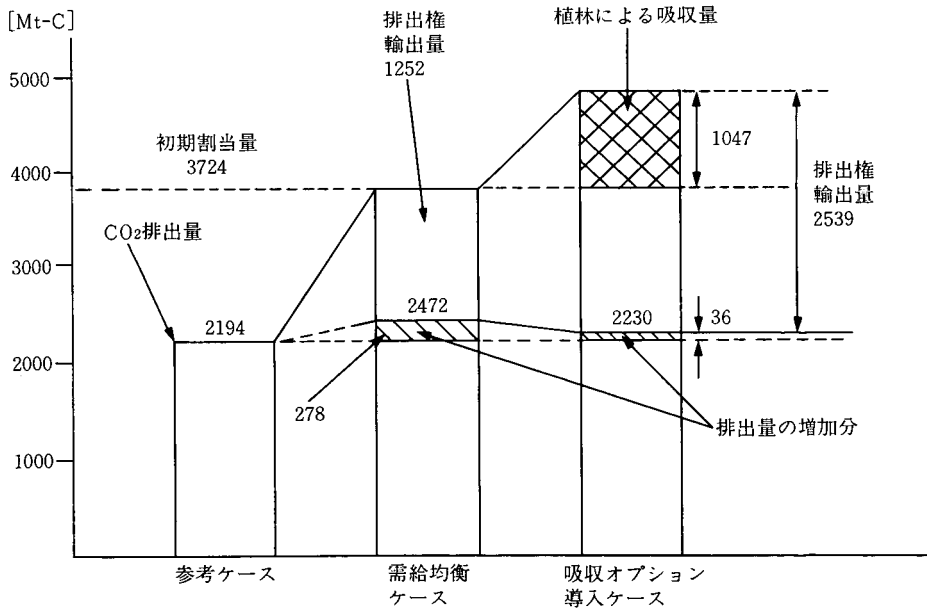


図 5 2000年で総排出規制を50億t-Cとした時の各ケースのCO₂排出量, 排出権購入・売却量, 植林による吸収量

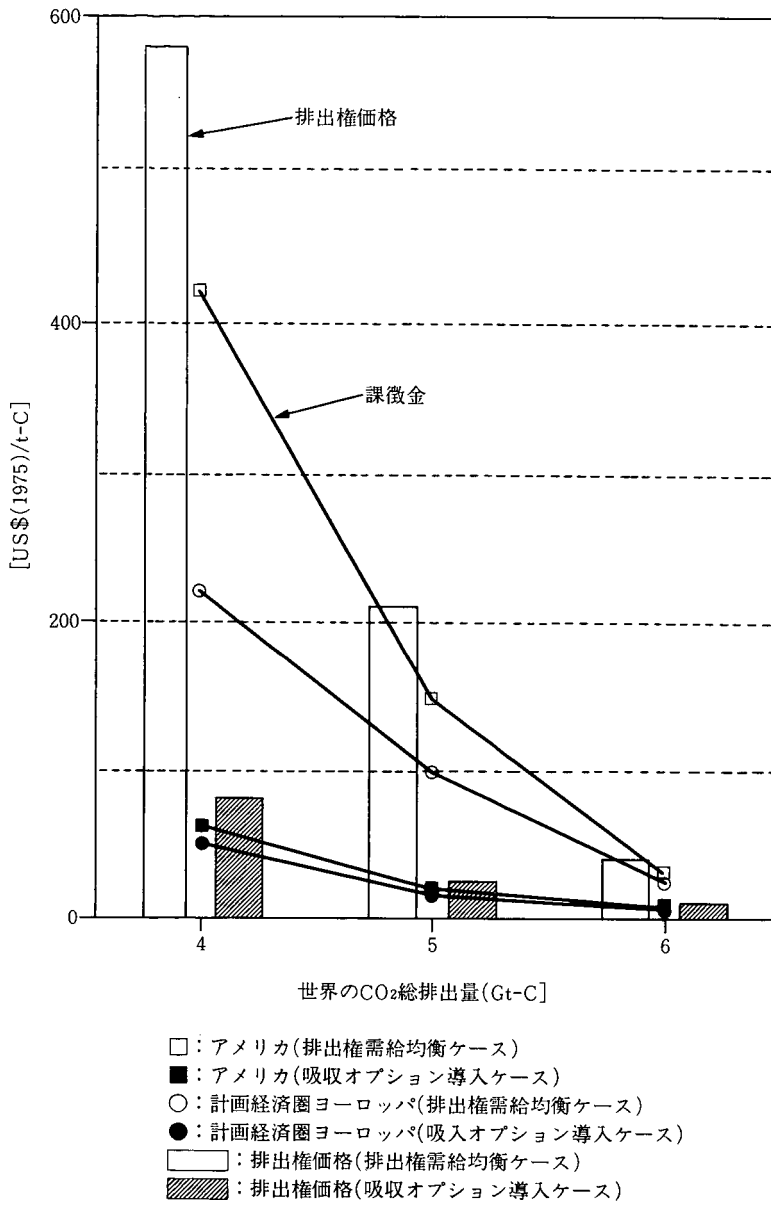


図 6 2000年で各規制レベルに対する米国と計画経済圏ヨーロッパ(旧ソ連)の課徴金と排出権価格の比較

表 2 2025 年までの排出権価格

(単位：US\$(1975)/t-C)

総排出規制量 (炭素換算億 t-C)	2000年		2025年	
	排出権需給 均衡ケース	吸収オプション 導入ケース	排出権需給 均衡ケース	吸収オプション 導入ケース
40	586.7	80.8	—(a)	1, 190.5
50	212.8	25.2	—(a)	418.7
60	42.3	11.2	989.9	213.7

(a) 排出権を輸出する地域がなくなり、国際的な排出権市場を設けることができないので、CO₂ 排出量が初期割当を越えている地域のみが各々独自に課徴金により CO₂ 排出量を初期割当まで削減する。

オプション導入ケース)での排出権の市場均衡価格を比較したものである。特に、植林を導入せず、総排出規制量を 40 及び 50 億 t-C とする場合には、2025 年の時点で、排出権を市場に供給する地域がなくなり、排出権市場を設けることが出来なくなる。このときは、課徴金により各自の割当量まで CO₂ を削減しなくてはならない。60 億 t-C のケースでは、2025 年でも排出権市場は成立するものの、均衡価格は、989.9 \$/t-C となり、植林を導入する場合 (213.7 \$/t-C) の約 4.6 倍といった高い水準となる。

これまでのシミュレーション解析から、国際的な CO₂ 排出権市場を介して、発展途上地域と先進工業地域との間で排出権と資金の交換が行われ、先進地域での排出抑制に伴う国民経済的損失が緩和されると同時に、途上地域では排出権の売却収入により国民総生産が増加すること等が示された。しかし、より厳しい総排出量規制を課すと、市場への排出権供給量が減少し、市場での供給調整機能により排出権価格の高騰が生じることも示された^{[3][4]}。今回報告したシミュレーション解析から、植林を導入することで、世界的に大幅な CO₂ の吸収・固定が可能となる。さらに、世界規模の植林導入は、市場の排出権取り引き量を増加させ、需給均衡価格を低減させる。これらの効果は、長期

的に排出権市場を持続させ、CO₂ 削減に伴う世界的な経済損失を緩和させることが可能であることが示された。

しかし、このような解析結果の応用については、国際政治の現実的な条件下で市場の理論的機能を実現するための制度の検討が必要であろう。例えば、総排出量の決定、排出量の初期割当、排出量のモニタリングなど問題点が多く、モデルシミュレーションで示された様な市場メカニズムが理想的に機能するのは困難であろう。現実的には、途上国での省エネや環境技術に重点をおいた援助や、途上国の累積債務の返却分を当該国の森林の保護育成などの環境対策に充てる環境・債務スワップなど、個別の対応で同様な効果を実現すべきであろう。今回報告したシミュレーション解析以外に、社会的厚生損失の最小化という最適性に基づいて、各地域ごとの最適行動を明示的に取り扱った排出権モデル分析を実施しており、世界全体の最適化によって CO₂ 削減を行う場合との比較を検討中である。

5. おわりに

世界の経済活動を損なうことなく、CO₂ の排出量を削減し、世界全体が地球環境を保全していく共通のルールを持ち得るか否か、人類は今や重大な岐路に立っている。世界規模での

CO₂ 削減を実現するためには、発展途上国を含む国際的な協力が不可欠である。今後、各地域間に生じる利害対立を解消し、継続的に世界全体が参加できる国際的な CO₂ 規制プログラムのあり方について考察を深めて行きたい。

〔参考文献〕

- [1] J. Edmonds and J. Reilly, "A long-term global energy-economic model of carbon dioxide release from fossil fuel use," ENERGY ECONOMICS, April (1983).
- [2] 品田他, "植物による炭素固定に関する文献調査", 電力中央研究所報告, U91054 (1991

植林を組み合わせた国際的排出権市場による CO₂ 抑制年).

- [3] 山地他, "市場機構を用いたグローバル CO₂ 抑制方策の解析", 第7回エネルギーシステム・経済コンファレンス, No. 1-13, pp. 87-92, (1991年1月).
- [4] 山地他, "市場機構を利用したグローバル CO₂ 抑制方策のシミュレーション解析", 電力中央研究所報告, Y90301 (1990年).
- [5] 岡田他, "植林オプションを含む CO₂ 排出許可市場のシミュレーション", エネルギー資源学会誌, Vol. 14, No. 1, pp. 49-55, (1993年1月).

(おかだ けんじ
経済部 エネルギー研究室)

火力発電プラントの環境コスト

—NO_x, SO_x, CO₂ 対策の分析—

Economic Analysis of Gas Emission Control of Fossil-fired
Power Plant

キーワード：環境対策技術，火力発電プラント，コスト分析

本 藤 祐 樹

内 山 洋 司

1. はじめに

現在，地球温暖化をはじめとして，酸性雨，森林破壊といった地球規模の環境汚染が深刻となってきており，早急な対策の必要性が叫ばれている。なかでも，これら環境汚染の主要な原因となっている SO_x, NO_x, CO₂ を大量に排出する火力発電プラントの環境対策は非常に重要な課題である。

火力発電プラントの SO_x, NO_x 対策技術は，我が国では既に実用化されており，ほぼ全てのプラントに普及している。しかし，海外，特に発展途上国においては，あまり普及しておらず，我が国の技術協力が国際的に期待されている。一方，地球温暖化の原因とされている CO₂ 対策に関しては，数多くの研究がなされており，技術的には既に実用可能な段階にある技術もある。しかしながら，経済的理由などによりまだ実用化には至っていない。

そこで，SO_x, NO_x 対策に，いったいどのくらいの費用が現在かかっているのか，また，CO₂ 対策を施したら，どのくらいの費用がかかるのかを明らかにすることは，今後の環境対策を検討する上で重要なことである。本研究で

は，我が国における火力発電プラントの SO_x, NO_x, CO₂ 各対策技術の経済性を明らかにするとともに，CO₂ 対策技術を経済性の面から SO_x, NO_x 対策技術と比較することで実用化の可能性を探ってみた。

2. 経済性の評価分析手法

本研究では，発電プラントの環境対策技術の経済性を，発電電力量あたりの費用である発電コスト及び環境汚染物質処理量あたりの費用である環境コストにより評価分析する。加えて，発電プラントに環境対策を施すことで生じる供給電力量の減少に伴う費用（電力損失費用）を考慮して，より正確な環境対策総費用を算出する。

2.1 発電コスト分析

発電コストとは，1 kWh 発電するのに必要な費用を意味し，発電プラントの経済性を評価するために従来より用いられてきた指標である。

$$\text{発電コスト}[\text{円}/\text{kWh}] = \frac{\text{年間発電総費用}}{\text{年間供給総電力量}}$$

式(1)

年間発電総費用とは，プラントの耐用期間中に発電するのにかかる総費用を耐用期間に均等

に割り振った場合の年あたりの費用であり、式(2)で求める。また、年間供給総電力量とは、1年間にプラントの外へ供給される電力量であり、式(3)で求める^[注1]。

$$\begin{aligned} \text{年間発電総費用} &= \text{建設費} \times \text{年経費率} \\ &+ \text{年間燃料費} + \text{年間運用費} \end{aligned} \quad \text{式(2)}$$

$$\begin{aligned} \text{年間供給総電力量} &= \text{設備容量} \\ &\times \text{設備利用率} \times (1 - \text{所内率}) \times 8,760 \text{時間} \end{aligned} \quad \text{式(3)}$$

2.2 環境コスト分析

ここで言う環境コストとは、環境汚染物質を1t削減するために必要な費用を意味する。

$$\text{環境コスト} [\text{円}/\text{t}] = \frac{\text{環境対策費用}}{\text{環境汚染物質総削減量}} \quad \text{式(4)}$$

環境コストは、発電プラントの環境対策技術の経済性を評価する際に、発電コストより有用な面がある。発電コストでは、発電技術に係わらない他の環境対策技術を分析することは出来ないが、環境コストではそれが可能であるので、他の技術と比較検討が出来る。式(4)の環境対策費用には、環境対策にかかる費用すべてが含まれるべきであるが、見積もれないものもある。例えば、本研究では、CO₂を海洋貯留しているが、これによる海洋への影響は考慮されていない。環境コスト分析を行う際には、考慮する範囲を明示する必要がある。本研究で考慮した範囲は、環境対策の設備運用費と対策によって生じる社会への供給電力量減少分を補うための費用(電力損失費)であり、対策によって二次的に生じる他の分^[注2]については考慮していない。この場合、式(4)は式(5)のように書くことが出来る。

環境コスト

$$= \frac{\text{対策後発電コスト} - \text{対策前発電コスト} [\text{円}/\text{kWh}]}{\text{対策前排出原単位} - \text{対策後排出原単位} [\text{t}/\text{kWh}]} \quad \text{式(5)}$$

ただし、排出原単位とは1kWh発電するために排出される環境汚染物質の重量を意味する。

2.3 環境対策総費用の算出

通常、発電プラントに環境対策設備を設置した場合、その設備を動かす動力にはプラント自らが発電した電力を利用するために、この設備の自家消費分だけ社会への供給が減少する。対策設備を設置することによって減少する電力分を補う対策が必要であり、そのためには新たな費用が生じることになる。したがって、環境対策設備の建設費と運転にかかる直接の費用(設備運用費)のみで、対策にかかる費用とするのは正確ではなく、上記に述べた供給電力量減少を補うためにかかる費用の分も考慮する必要がある。そこで、この費用を電力損失費用と定義し、式(6)をもとに算出した^[注3]。

$$CEL = \frac{e_c}{e - e_c} (C + \Delta C) \quad \text{式(6)}$$

CEL: 電力損失費用, e: 対策前の供給電力, e_c: 対策装置の所要電力, C: 対策前の発電プラントの設備運用費, ΔC: 対策装置の設備運用費

電力損失費用の具体的なイメージは、ある発電

[注1] ここでは発電コストを耐用年間均等化コストで求めている。正確には、

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{耐用期間発電総費用}}{\text{耐用期間供給総電力量}}$$

であるが、各年間の供給電力量、燃料費、運用費が一定の場合は、式(1)で求めることが出来る。

[注2] 例えば、海洋貯留による影響や資源の枯渇を速めてしまうことへの対策は考慮していない。

[注3] 式(6)の導入など詳細については文献[1]を参照されたい。

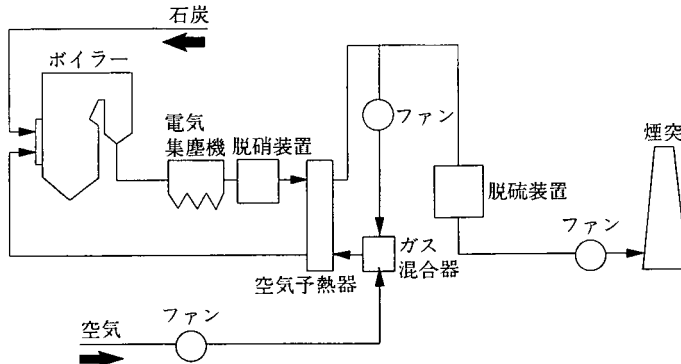


図1 <②: SO_x, NO_x対策>の場合の排煙処理フロー

脱硫・脱硝のみを行う場合。ボイラーからの排ガスを集塵・脱硫・脱硝の後、煙突から大気中へ放出する。我が国の石炭火力プラントの現状に相当する。

プラントに環境対策設備を設置した場合、それによる電力量の減少分を同じ設備を有する同等のプラントでまかなうのに必要な費用である。

以上より、環境対策総費用 EC はプラントの設備運用費と電力損失費用を足し合わせたものとして、式(7)で表される。

$$EC = \Delta C + CEL \quad \text{式(7)}$$

3. 検討対象

3.1 検討対象システム

新設 1,000 MW の石炭火力プラントおよび LNG 火力プラントにおいて、ボイラーから排出される排ガスに対して、①対策をせずそのまま大気中に排出する場合、②SO_x, NO_x 対策を行う場合(図1)、③SO_x, NO_x 対策に加えてCO₂ 対策を行う場合2通り(図2, 3)の計4通りのシステムを想定している。検討対象としたSO_x, NO_x 対策技術は、現在我が国で用いられている石灰石膏法、アンモニア触媒接触還元法である。CO₂ 回収技術は、技術的に実用化に近いアミン法と将来技術である純酸素燃焼法の2つについて検討している^[註4]。回収された液化CO₂ は、専用の運搬船によって3,000 km 沖まで運ばれ(例えば、炭酸カルシウム堆

積物が豊富とされているフィリピン海盆)、3,000 m 深海に貯留されるとする。

なお、石炭火力における②・③の場合の排ガスのフローについては図1～3に示した通りである。①は図1において脱硫、脱硝装置を省いた場合に相当する。また、LNG 火力では、電気集塵機と脱硫装置が存在しない。

3.2 各プラントの主要仕様

本研究で検討した石炭火力プラント及び LNG 火力プラントの主要仕様^[2] について表1に示す。

表1において、使用燃料のSO_x, NO_x 排出原単位は、それぞれSO₂, NO₂ を仮定した場合のボイラー出口での値である。SO_x 排出原単位は、燃料中に含まれる硫黄の90%がSO₂ として大気中へ排出され、残りは灰に残留するとして求めている。一方、ボイラーから排出されるNO_x は空気中及び燃料中の窒素に起因する。

また、脱炭を施すことで脱硫、脱硝装置などの所要動力が減少する可能性があるが、この分は

[註4] 文献[1]では、他に4通りのCO₂ 回収技術を検討しており、計8通りのシステムを対象としている。CO₂ 対策技術の詳細については文献[1]を参照されたい。

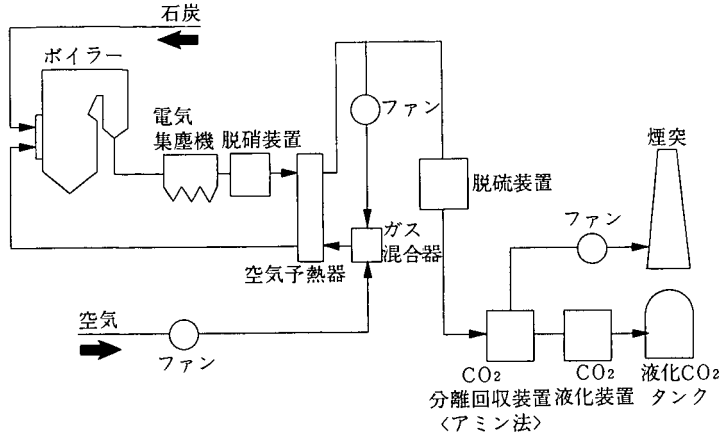


図2 <③-A: SO₂, NO_x, CO₂対策>の場合の排煙処理フロー

ボイラーからの排ガスを集塵・脱硫・脱硝した後に、脱炭（アミン法）を行う場合。CO₂分離回収にアミン法を用いているので、便宜的にアミン法と呼ぶ。

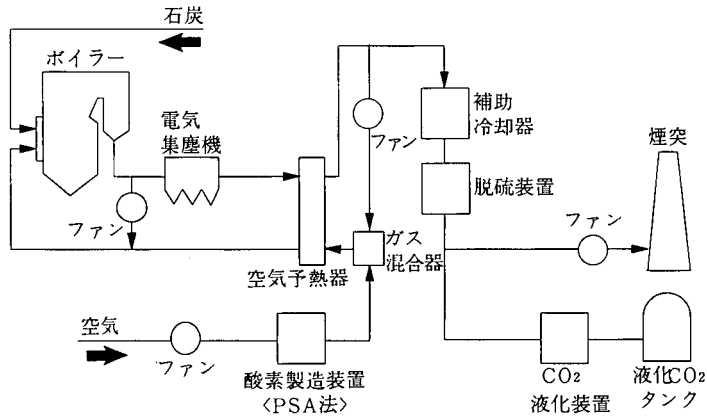


図3 <③-B: SO₂, NO_x, CO₂対策>の場合の排煙処理フロー

図に示すように、脱硫・脱硝・脱炭（純酸素燃焼法）を行う場合。純酸素燃焼法の場合、NO_xがほとんど生じないので、脱硝装置が省略できる。O₂製造装置出口濃度は100%であり、ガス混合器で排ガス（主成分CO₂）と混合され、出口での酸素濃度は通常の空気と同じである。酸素製造にPSA法を用いているので、便宜的に純酸素PSA法と呼ぶ。

脱硫装置の所要動力のところに減少分として示してある。純酸素燃焼法で減少分が大きいのは、排ガスが減少することで脱硫装置やファンの動力が大幅に減少するためである。

3.3 費用の前提条件

本研究で経済性を評価する上で、建設費、燃料費^[2]などの前提条件が重要となる。さらに、環境対策を考える場合、検討されている範囲を明示することが重要である。各設備の建設

費、運転費（1991年価格）を表2に示す。

表2において、脱炭を施すことにより他の設備の建設費、運転費が減少する場合があります。その分は脱炭プラントのところに減少分として示している。例えば、純酸素燃焼法の場合、建設費の減少分が大きいですが、これは、大気中の排ガス排出が減少するため煙突などを小型化できるのに加えて、脱硫・脱硝設備が簡略化もしくは省略できるためである。これらの建設費の減少

表 1 対象プラント主要仕様

		石炭火力	LNG 火力
ボイラー/タービン 発電設備	方式	超臨界圧再熱式	超臨界圧再熱式
	設備容量	1,000 MW	1,000 MW
	発電効率 (発電端)	41%	41%
	所要動力	52.6 MW	36.0 MW
	仕様燃料	石炭 (硫黄分 1%)	液化天然ガス
		6,200 kcal/kg	13,000 kcal/kg
	SO ₂ 排出原単位	1.45 t-S/Tcal	—
	NO _x 排出原単位	0.42 t-N/Tcal	0.18 t-N/Tcal
	CO ₂ 排出原単位	103.44 t-C/Tcal	56.39 t-C/Tcal
脱硫設備	方式	石灰石膏法	
	脱硫率	90%	
	所要動力	19.8 MW	
脱硝設備	方式	アンモニア 選択接触還元法	アンモニア 選択接触還元法
	脱硝率	80%	80%
	所要動力	2.0 MW	2.0 MW
脱炭設備	方式	アミン法	アミン法
	脱炭率	90%	90%
	所要動力	29.68 MW	16.67 MW
	減少分	-0.23 MW	0
	方式	純酸素燃焼 PSA 法	純酸素燃焼 PSA 法
	脱炭率	90%	90%
	所要動力	27.70 MW	21.27 MW
	減少分	-6.22 MW	-2.34 MW
設備利用率		70%	70%

表 2 対象プラント建設費・運転費等

		石炭火力	LNG 火力
ボイラー/タービン発電設備	建設費 (億円)	1,955	2,040
	受取燃料単価 (円/t)	8,320	23,983
	年経費率 (%)	15.28	15.28
脱硫設備	建設費 (億円)	345	
	運転費 (百万円/年)	701	
	年経費率 (%)	21.56	
脱硝設備	建設費 (億円)	100	60
	運転費 (百万円/年)	3,206	877
	年経費率 (%)	21.65	21.56
脱炭設備 (アミン法)+ 海洋貯留	建設費 (億円)	1,010	647
	減少分	-4	-2
	運転費 (百万円/年)	35	19
	年経費率 (%)	21.56	21.56
脱炭設備 (純酸素 PSA 法)+ 海洋貯留	建設費 (億円)	1,077	818
	減少分	-319	-19
	運転費 (百万円/年)	35	19
	減少分	-32	-9
	年経費率 (%)	21.56	21.56

は脱炭を行うことにより生じるわけだから、その減少分は脱炭設備の建設費から差し引いている。

なお、CO₂の海洋貯留については運搬に関する費用のみを計上しており、海洋への影響などによる2次的な費用は考慮していない。

4. 環境対策技術の経済性

4.1 新設1,000 MW 火力発電プラント

(1) 発電効率と発電コスト

石炭火力プラントにおいて環境対策を行わない場合、発電効率は38.84%であるが、脱硫・脱硝を行った場合、37.95%へ低下する。加えて、脱炭を行った場合、25.88—29.14%へ著しく低下する。一方、発電コストは、対策を行わない場合、8.11円/kWhであるが、脱硫・脱硝により10.71円/kWhとなる。加えて脱炭を行うと18.0—22.5円/kWhへと約2倍に上昇する(図4)。

LNG火力プラントにおいては、発電効率は、環境対策を行わない場合39.52%、脱硝を行った場合39.44%とあまり低下しない。しかし、脱硝に加えて脱炭を行った場合、31.68—32.61%へと著しく低下する。一方、発電コストは対策を行わない場合、9.29円/kWhであ

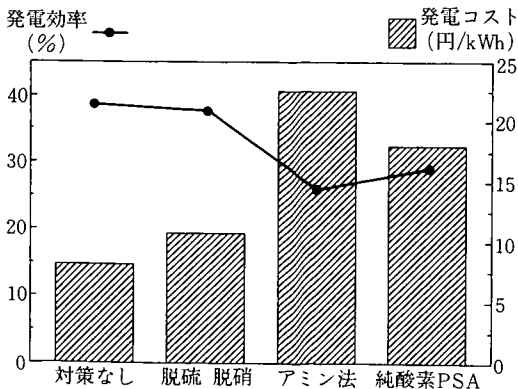


図4 1,000 MW 石炭火力の発電効率・発電コスト

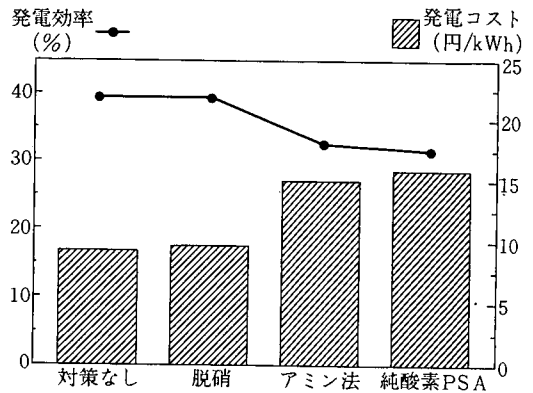


図5 1,000 MW LNG 火力の発電効率・発電コスト

るが、脱硝により9.67円/kWhとなる。加えて、脱炭を行うと15.0—15.9円/kWhへと約1.5倍に上昇する(図5)。

(2) 環境コストと総対策費用^[注5]

石炭火力プラントの環境コストは、SO_xでは56万円/t-S、NO_xでは134万円/t-N、CO₂では3.6—5.9万円/t-Cである。一方、年間の対策費用は、SO_xでは93億円、NO_xでは58億円、CO₂では415—667億円である。SO_x、NO_xは排ガス中の濃度が低いために、トン当たりの分離回収には費用がかかる。しかし、NO_x、SO_x、CO₂の排ガス中に含まれる重量比は、約1:3:250(各々N、S、C換算)とCO₂の処理量が圧倒的に多く、対策総費用ではCO₂対策がSO_x、NO_x対策を大きく上回る(図6)。

LNG火力プラントの環境コストは、NO_xで122万円/t-N、CO₂で4.9—5.8万円/t-Cである。一方、年間の対策総費用は、やはり、CO₂対策が312—367億円となり、NO_x対策

[注5] CO₂の環境コストは、SO_x、NO_x対策が既にされており、その上でCO₂対策を行うとして算出している。SO_x、NO_x対策を行わずに、CO₂対策のみを行うことは現実的ではない。

また、石炭火力におけるSO_x、NO_xの環境コストは、SO_x、NO_x両対策が行われる場合の各々のコストである。現在、我が国の石炭火力プラントにおいて、SO_x、NO_xどちらか一方のみの対策を施している場合は基本的に存在しない。

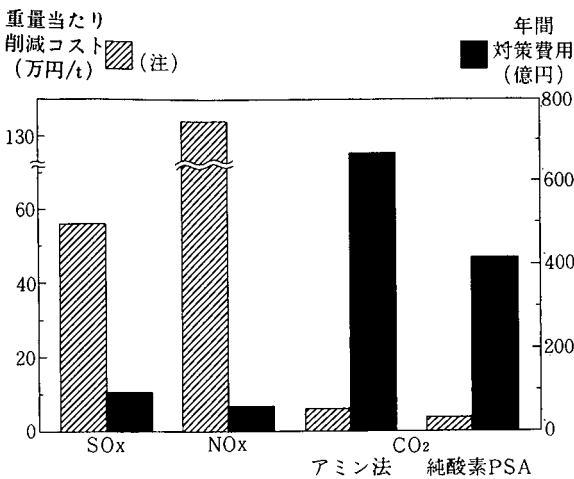


図 6 1,000 MW 石炭火力の環境コスト
(注): 各々 S, N, C 1 t 当たりの削減コスト

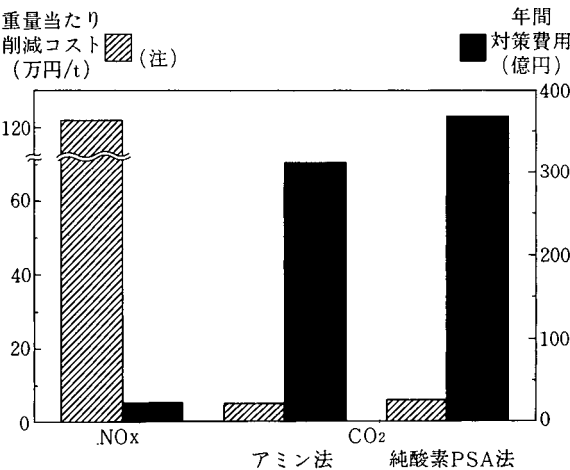


図 7 1,000 MW LNG 火力の環境コスト
(注): 各々 S, N, C 1 t 当たりの削減コスト

の 23 億円を大きく上まわる (図 7)。

検討した 1,000 MW プラントの場合、年間に処理される CO₂ は LNG 火力で 64 万 t-C、石炭火力で 114 万 t-C である。LNG 火力の CO₂ 対策総費用は石炭火力の 6 割程度と CO₂ 排出量をそのまま反映しているが、1 トン当たりのコストである環境コストはほとんど同じである。

対策総費用は、環境対策の設備運用費と供給

電力量の減少の為に生じる費用すなわち電力損失費とに分けられる。その内訳をみると、SO_x、NO_x 対策では設備運用費がほとんどを占めるが、CO₂ 対策では、電力損失費の占める割合が非常に大きいことが明らかになった^[注 6]。

4.2 我が国の環境対策にかかる費用

前節では、新設プラント 1 基の環境対策の経済性について評価した。この結果をもとに、我が国で運転されている石炭及び LNG 火力発電プラント全てに環境対策を施した場合、いったいどのくらいの費用がかかるのかを概算した。現実には、様々な規模や利用率のプラントが存在し、それらの既設プラントに、今回の 1,000 MW 新設 1 基当たりの結果をそのまま適用することは正確ではないが、大体の目安としての数値を示すことは有用であると考えられる。我が国全体の環境対策費用を式 (8) を基に算出した。

$$\begin{aligned}
 & \text{全国年間環境対策総費用} \\
 &= \frac{\text{全国年間発電量}}{\text{検討プラント年間発電量}} \\
 & \quad \times \text{検討プラント年間環境対策総費用} \\
 & \hspace{10em} \text{式 (8)}
 \end{aligned}$$

全国年間発電量は、我が国で運転中の全ての石炭火力または LNG 火力により発電された実績発電量 (1991 年) である^[3]。検討プラント年間発電量及び検討プラント年間環境対策総費用は、前節で検討した新設 1,000 MW 石炭及び LNG 火力発電プラントの値である。

試算した結果を表 3 に示す。我が国で運転中のすべての石炭及び LNG 火力に CO₂ 対策を施す場合、約 3.7 兆円の設備投資が必要であり、SO_x・NO_x 対策投資額の約 0.79 兆円と比

[注 6] 環境対策総費用の内訳に関しては詳細な分析結果は、文献 [1] を参照されたい。

表 3 我が国の火力発電プラントの環境対策費用

	石炭火力			LNG 火力		合 計	
	SO _x	NO _x	CO ₂	NO _x	CO ₂	SO _x /NO _x	CO ₂
電源容量 [万 kW]	1,242			3,878		5,120	
年間発電量 [億 kWh]	717			1,634		2,351	
設備利用率 [%]	66			48		52	
設備費 [億円]	4,282	1,242	12,694	2,327	24,695	7,851	37,390
年間対策費 [億円]	1,089	678	7,797	610	8,306	2,376	16,103
年間処理量 [万トン]	19.6	5.1	1,328	5.0	1,699	19.6/10.1	3,026

電源容量, 年間発電量, 設備利用率は 1991 年実績値

較すると 4.7 倍である。一方, 実際にかかる年間の費用で比較すると, CO₂ 対策は約 1.6 兆円であり, SO_x・NO_x 対策の 0.24 兆円の 6.7 倍である。石炭火力と LNG 火力を併せると, 我が国の発電量の 31%, 設備容量の 28% を占めているわけだが, これらすべてに CO₂ 対策を施した場合, 年間約 1.6 兆円の費用がかかることになる。現在, 電気事業の発電部門の所要収入が約 6 兆円であることを考えると, いかにも莫大な費用であるかがわかるであろう。なお, この対策によって, 大気中へ排出される CO₂ を約 3,000 万トン-C 減少させることが可能であり, 現在の日本全体の年間 CO₂ 排出量の約 10% を削減することになる。

5. おわりに

地球規模の環境汚染が進んでいる現在, 化石燃料の燃焼により生じる環境汚染物質への対策は避けて通れないものとなっている。本研究では, 対象を火力発電プラントの SO_x, NO_x, CO₂ 対策技術とし, 発電コストに加え環境コストの点からそれらの経済性を詳細に分析した。

今回の分析により, CO₂ 対策が従来の SO_x, NO_x 対策に比べて経済的にいかに困難かが明らかになった。現在, 既に我が国で行われている SO_x, NO_x 対策の費用は, 石炭火力の場合,

全発電費用の 2 割程度を占めている。加えて, CO₂ 対策を施した場合, 対策前と同じ電力量を得るためには, 発電にかかる費用は石炭火力で現状の 2 倍, LNG 火力で 1.5 倍にもなる。また, 概算ではあるが, 我が国のすべての石炭火力および LNG 火力に CO₂ 対策を施した場合, 年間約 3,000 万トン-C の CO₂ を削減できる一方で, 約 1.6 兆円の負担増となる。

今後の課題としては, まず, 急速な対策が必要である地球温暖化の主因とされている CO₂ に対する他の対策技術, 例えば各種省エネ技術や CO₂ 有効利用技術などの経済性についても比較検討する必要がある。そして, 各技術単独ですべてを解決するのではなく, 具体的にどの技術をどのように利用すれば, 経済面から見て最適な CO₂ 対策になるかを明らかにすることである。

[参考文献]

- [1] 本藤, 内山, 「火力発電プラントの環境コスト分析」, 電力中央研究所研究報告, (刊行予定)
- [2] 横山, 篠田, 「酸素富化燃焼による CO₂ 分離回収コスト改善可能性の検討」, 電力中央研究所研究報告, T90067 (1991)
- [3] 「平成 3 年度 電源開発の概要」, (1991)

(ほんどう ひろき
うちやま ようじ
経済部 エネルギー研究室)

バブルの影響分析と今回不況の行方

門 多 治

今回の不況は長引きそうである。通常の景気循環に、バブル崩壊（資産価格暴落）の影響が加わった複合型の不況のためである。そこで本稿では、80年代後半以降のバブルの形成・崩壊を巡る金融・実体経済両面の動向を解説するとともに、今回の不況の行方を探ってみたい（参考文献 [3]）。バブルを巡る議論としては、以下の諸点がポイントとなる。

① バブルとは何か、その形成・崩壊の原因とメカニズム、

② 80年代後半以降の日本経済におけるバブル形成・崩壊の原因とメカニズム、

③ 上記のバブル形成・崩壊の実体経済と電力需要への影響、

④ バブル再発の可能性とその政策的含意、の4点である。

①については、「バブル」を、市場のファンダメンタルズ（実体価値を反映した基礎的条件）では説明できない部分とするファンダメンタルズ・モデルによる捉え方が一般的であるが、具体的に80年代後半以降の日本の資産価格においてどの程度のバブル形成があったかの定説はまだないようである（参考文献 [1]）。当所の株価・地価モデルの分析では、「バブル」形成のために必要な過剰流動性の供給要因をバブル部分とみて、86年から89年にかけての資産価格上昇の2～4割がバブルであったという試算結果を得ている。これは株価（日経平

均株価）ではピーク時38千円のうち約7千円、地価ではピークの90年下期の水準の3～4割弱にあたる。株価における企業収益、地価における国内総生産など基礎的な条件で当時の資産価格上昇の半ば以上が説明される点は興味深い。なお現在、株価についてはバブルは既に消滅したが、地価については1割程度残っており、地価がさらに下落した場合のデフレ効果には景気を見る観点からは注意を要する。

80年代後半のバブルをめぐる金融的側面をみると、バブル形成の背景には、(1)長期間の超金融緩和政策、(2)金融機関の過当競争、(3)企業を中心とする財テクブーム、(4)資産価格上昇に対する人々の期待、などがあった。中でも、バブル形成に不可欠な要因として、超金融緩和政策の下でのマネーサプライ（貨幣供給量）の急増が最も重要である。バブル形成期にはマネーサプライの名目総需要（名目GNP+名目輸入）比であるマーシャルの k がトレンドから上方に大幅に乖離しており、過剰な流動性供給があったと判断できる。分析によれば、株価の動向は企業収益、長期金利、為替レートの他に、過剰流動性要因（マーシャルの k のトレンドからの乖離）によって説明され、試算では、経常利益10%の変化が株価を約7%、また、マーシャルの k （トレンド比）の10%の変動が株価を約40%も変動させる。地価については、同様にマーシャルの k

(同)の10%の変動が地価を30%以上変動させる。

以上より、バブルの再燃を阻止するためには、金融政策面では特にマネーサプライの管理が重要と思われる。やや長い期間を考えれば裁量的な金融政策の一環としてのマネーサプライ管理が可能なはずであり、金融当局には能動的な調整を期待したい。

次に、バブルの形成・崩壊が家計等に及ぼした影響を需要面からみると(上記③)、家計部門については、金融資産残高の変動の影響(資産効果)は、耐久財消費に顕著に現われるだけでなく、当所の分析からは半耐久財・サービス消費や住宅投資にもみられることが明らかとなった。

さらに、バブルの形成・崩壊が実体経済・電力需要に及ぼす影響を見るために、当所では株価変動に伴う資産効果のシミュレーション分析を行なったが、「バブル効果は予想以上に大きく景気循環を大幅に増幅した」との結論が得られた。バブル形成期の87~89年度には株価の上昇は経済成長率、電力需要を共に0.8%ほど押し上げ、逆に、バブル崩壊期の91~93年度(一部予測)にも株価の暴落と低迷が両者を約0.8~0.9%押し下げている。特に注目すべきは以下の2点である。

第一に、その規模の大きさである。成長率を1%押し上げるためには約6兆円の公共事業費(含用地費)が必要であるから、上記のバブル効果がいかに大きいかがわかる。このデフレ効果は、92年8月に決定された史上最大規模の

総合経済対策の景気押し上げ効果により穴埋めすることは難しい。両者を合計すると、93年度の成長率は0.8%、電力需要の伸びは0.7%、各々押し下げられる。さらに本年4月中旬には、昨年8月と同規模の新総合経済対策が打ち出されたが、2月後半以降の急激な円高シフトに伴うデフレ効果は、短期的にはこの政策効果を相殺しかねない。引き続き景気動向を注意深く見守る必要があろう。

第二に、景気循環における民間消費の役割についてである。わが国では米国と異なり、消費は景気の運行指標であり不況下でも下支え効果を発揮するものとされてきた。しかしながら、昨年夏以降、民間消費は予想以上に落ち込んでいる。現在の消費不振の主因は所得の伸び悩みにあるが、裁量的な消費の増加に伴って、逆資産効果等に伴う消費性向の振れが大きくなり、消費の潜在的な変動幅も拡大している可能性がある。今回不況下での消費不振の谷は深く、回復力も非常に弱いのではないか。

[参考文献]

- [1] 伊藤隆敏・野口悠紀雄編『分析日本経済のストック化』日本経済新聞社 [1992]
- [2] 野口悠紀雄『バブルの経済学』日本経済新聞社 [1992]
- [3] 服部恒明他 [1993]「金融・資産価格の動向とバブルの影響分析」『電力中央研究所報告』Y92009

(かどた おさむ
経済部 経営研究室)

太平洋諸島諸国における太陽光発電

今 村 栄 一 内 山 洋 司

1. はじめに

近年、地球環境問題、エネルギー需要の増加等により、非化石エネルギーの一つとして太陽光発電 (PV : Photovoltaic) が大きな注目を集め、その導入促進が期待されている。特に、太平洋諸島諸国では良好な気象条件から太陽光発電システムの導入実績を多数持ち、長い運用経験から、今後の村落電化方策の1つの選択肢として期待されている。平成4年1月末の10日間、フィジー共和国及びフランス領ポリネシアにおいて訪問した研究機関 (SPOCC¹⁾、USP²⁾、SPIRE³⁾)での現地調査をもとに太平洋諸島諸国における太陽光発電の現状と可能性について解説する。

2. 太平洋諸島諸国の地勢

太平洋諸島には大小の島々からなる13カ国の独立国の他、フランス、アメリカ等の海外領、植民地及び信託統治領が複雑に入り組んでいる (表1)。島々は太平洋プレートの上に散在するが、太平洋プレートは長い時間をかけて東から西へ移動して、太平洋の西側にあるマリアナ海溝、トンガ海溝、ケルマデック海溝などの海溝に落ち込んでいる。これらの海溝の近傍に位置する国では、島の中心部が長年の海洋活動等の浸食により遺失し珊瑚環礁のみを残し

た、プレートテクトニクス⁴⁾としては最終期にある環礁島が大半を占める。環礁島は満潮時には水没する珊瑚礁により分離された小さな島々により構成されている。また、環礁島では平均海拔が数mであり、地下水が塩分を含んだ冠水となっているため、飲料水は主として雨水の備蓄により賄われるが、近年の人口増加及び環境悪化により飲料水確保が重要な課題となっている。

太平洋諸島諸国では植民地時代に旧宗主国により連れてこられた人々が定着した結果、複雑な人種構成となり、一部の国々では政治的に不

1) 南太平洋相互協力機構

South Pacific Organization Co-Ordinating Committee は、南太平洋諸島の相互協力関係を強化するために1947年に設立された。現在、15ヶ国が加盟しており、7つの機関に分かれ、貿易、経済協力を中心に、地域の総合的な経済発展をめざしている。1981年にはエネルギー部門が設立され、エネルギーの石油依存度を少なくする様々な活動をしている。

2) 南太平洋大学

University of South Pacific はオーストラリアとニュージーランドを除く南太平洋相互協力機構加盟13ヶ国の共同大学としてSPOCCの事務局であるForum Secretariatと連係を取りながら地域に根ざした研究を行っている。

3) 南太平洋再生可能エネルギー研究所

South Pacific Institute of Renewable Energy は、南太平洋の仏領ポリネシア諸島において自然エネルギーの研究と開発、普及を図るため、1974年に設立された研究所である。研究所は、仏領ポリネシア政府、仏原子力委員会、仏エネルギー庁の外郭組織で、太陽温水器、風力、バイオマスなどの研究の他に、太陽光発電施設を設置するときのエンジニアリング設計や現場指導、さらに大学生や現場技術者の教育も行っている。

4) プレートテクトニクス

大陸や大洋底の相互の位置の変動を厚さ数100メートルの鋼体の板 (プレート) の動きとして理解する学問

表 1 太平洋諸島諸国の現状

	国土面積 (km ²)	人口 (人)	1人当 GNP (US\$)
フ ィ ジ ー	18,316	727,102	1,700 (1985)
パプアニューギニア	461,261	3,350,000	710 (1985)
ソ ロ モ ン 諸 島	28,502	251,000	510 (1985)
バ ナ ア ツ	11,990	132,000	700 (1983)
ミクロネシア連邦共和国	700	90,407	1,249 (1990)
キ リ バ ス	689	61,400	450 (1984)
マーシャル諸島共和国	181	39,060	1,284 (1990)
ナ ウ ル	21	8,600	4,000 (1982)
ク ッ ク 諸 島	241	16,000	1,170 (1981)
ニ ウ エ	259	3,000	1,080 (1980)
ト ン ガ 王 国	668	104,000	730 (1985)
ツ バ ル	26	8,200	570 (1980)
西 サ モ ア	2,933	159,000	630 (1987)

表 2 エネルギー供給の現状

	ディーゼル (MW)	水力 (MW)	供給電圧 (V)	周波数 (Hz)
フ ィ ジ ー	65	80	240	
パプアニューギニア	352	117	220	
ソ ロ モ ン 群 島	9.1	—	240/425	50
バ ナ ア ツ	5.96	—	240	50
ミクロネシア連邦共和国			110	
キ リ バ ス	2.3	—	240	50
マーシャル諸島共和国			110	
ナ ウ ル			240	
ク ッ ク 諸 島	7	—	240	
ニ ウ エ			240	
ト ン ガ 王 国			230	50
ツ バ ル			240	
西 サ モ ア	12.34	8.5		

注) 表中の空欄は現状が不明、—は存在しない事を表す。

安定な国もある。

諸島諸国の多くが1980年代までに独立したが、仏領ポリネシア、仏領ニューカレドニア及び米領サモアは核実験場の提供の見返りや植民地安定化政策等として与えられた多大な援助により安定と収入の増加をえて、独立する事なくフランス及びアメリカの海外領となる事を選んだ。近年、仏領地域では、観光開発による目ざましい発展とフランス政府による多大な援助をもとにした開発により国民の消費意欲が高まった結果、家庭電化製品の普及が促進され、仏領ポリネシア本島(タヒチ島)から遠くはなれた地域でもテレビ、ビデオ、冷蔵庫などが普及し、エネルギー需要が増加しつつある。一方、独立した諸島諸国では国民総生産が1人当たりUS\$ 1,000前後と低く、仏領地域に比べて家庭電化製品等の普及率は低い。

3. エネルギー供給の現状

南太平洋諸島の多くの村々では、電力の供給は主にディーゼル発電によって賄われている(表2)。しかし分散した村々への燃料輸送が、困難でありかつ費用がかかるうえ、天候の悪化により燃料の供給が遅れる事もあるため、サイ

トへのアクセスが最大の問題となっている。また保安要員の派遣や故障を直せる専門技術者の不足も大きな問題であるが、設置数は多く、ビチレブ島(フィジー共和国本島)では約200カ所の地点でディーゼル発電機を用いて発電している。水力発電は、一般に電力の質と供給の信頼性に優れているため、比較的高い山が存在するビチレブ島のような大きな島では用水が確保出来る事から重要なエネルギー源となっている。一方、太平洋諸島で多数を占める平坦な島では水力発電の設置が出来ないため、ディーゼル発電が主な電源となる。

エネルギーの供給は主として政府により行われているが、独立した諸国ではエネルギー開発資金の不足から、本島から離れた地域でのエネルギー供給設備の設置費用を賄うことが困難である。さらに、燃料供給ルートの確保も困難であるため、観光開発が多少なりとも進んだ地域では自家発電で電力の供給が行われているものの、一般の家屋の電化は遅れている。

4. 太陽光システム設置状況

太平洋諸島諸国では、太陽光発電は地勢的な

問題に起因するエネルギー供給の問題を解決するために、分散型独立電源として導入されつつある。すなわち環境にクリーンである事が設置の目的ではなく、島の電化の普及と電力の安定供給に役立つものとして期待されている。日本での太陽光システムの設備利用率は10%前後であるが、南洋諸島での日射量は東京などに比べ遙かに多いため、設備の年間発電量も多く、年間の設備利用率は20%をこえている。

仏領ポリネシアでは急速に普及した家電機器を利用するために、各島の電化を積極的に実施する必要が生まれたが、島内に分散する村落に電力系統を敷設し、燃料の安定的な供給手段の確保が困難であった。したがって、独立電源として太陽光発電システムを各島に普及させることとし、販売会社(Solar Energy 社)を設立した上で、太陽光パネルに50%の補助を与え普及につとめた。また、システムの稼働率を向上させるため、保守要員の教育体制を完備し、定期的な保守点検を実施した。この結果、十分な保守を受けた太陽光システムは、設置後10年を経過しても稼働中である。

一方、UNPEDP⁵⁾は先進国等の資金援助を元に各独立国に多数の太陽光システムを設置している。しかし、資金援助がシステムの設置を中心に行われていたため、十分な保守を行うための保守要員に対する教育資金不足のため保守要員確保が難しく、設置後10年を経過した太陽光システムで稼働しているものはない。

太陽光システムの設置形態としては、以下の6種のシステムが主に設置されている。

1) 簡易架台型家庭用独立システム (写真1)

南洋諸島では、日中の強い日差しを防ぐヤシ等の樹木を住宅の周辺に植林するため、屋根が日陰になっている事が多い。また、ヤシの実が

落下する事により太陽光パネルに損害を与える事が多いため、太陽光パネルを木等で作った簡易架台の上に設置する事が多い。SPIREにより設置されたシステムでは、50 Wp⁶⁾の太陽光パネルを10枚程度利用し、20 W 蛍光灯2~3個、200リットル程度の冷蔵庫、テレビを利用する事ができる。UNPEDPでは50 Wpの太陽パネル2枚に20 W 蛍光灯1~2個のシステムを用いて村落の電灯電化をすすめている。

2) 屋根上設置型家庭用独立システム

住宅の屋根が日陰にならない海岸周辺では、樹木による防風効果が期待出来ない事から屋根が比較的頑丈に出来るため、太陽光アレイは簡易架台の上ではなく屋根の上に設置される。

3) 公衆街灯システム (写真2)

地域電化の一つとして、50 Wp程度のPVアレイ、50 Ah程度のバッテリー及び10 Wの蛍光灯を組み合わせた街灯の設置が進められている。

4) 洋上標識ビーコンシステム (写真3)

南洋の島々では船舶航行は重要な輸送手段であるが、島の外周部は珊瑚環礁に囲まれている事が多いため、航行する船に低水深部を示すビーコンシステムの重要度は極めて高い。200 Wp程度のPVパネルにバッテリーを組み合わせたシステムが環礁の周辺部に設置されている。

5) 山岳部揚水ポンプシステム (写真4)

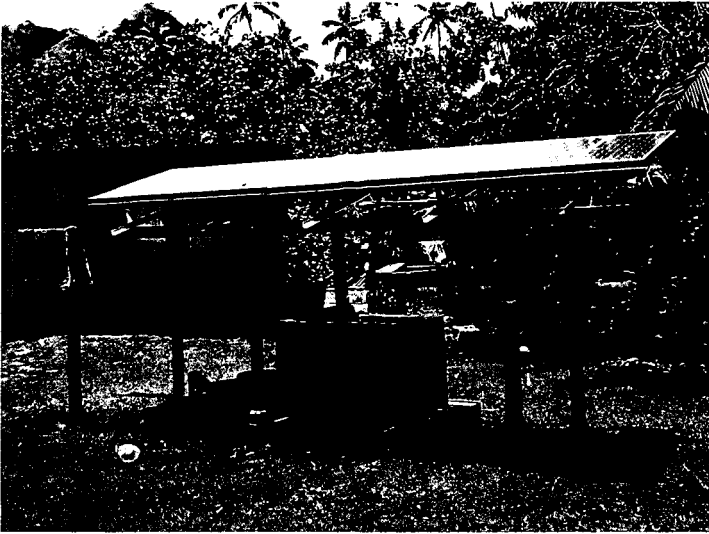
水源確保の目的で、山間部に設置されたシス

5) 国連太平洋エネルギー開発計画

United Nations Pacific Energy Development Program は国連開発計画 (United Nations Development Program) の下部機構として太平洋地域でのエネルギー開発に取り組んでいる。南太平洋地域ではSPOCC、UPSに対する支援を積極的に行っている。

6) ワットピーク (Wp)

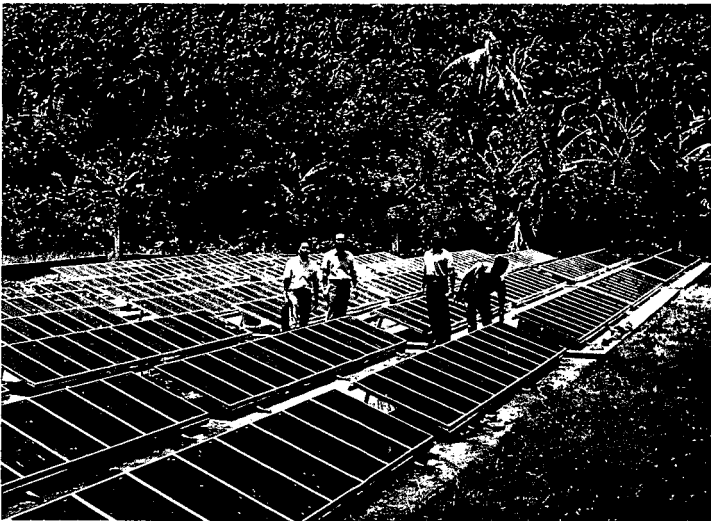
日射ピーク時の太陽光パネルの定格出力を表す単位。



1. 簡易架台形家庭用システム



2. 公衆街灯システム



4. 山岳部揚水システム



3. 洋上標識ビーコンシステム

テムが多数稼働している。設置されたシステムのうち、古い物では10年以上経過している。設置後10年を経過すると劣化によりPVパネルの出力が半分程度まで低下するため、出力低下が目立つシステムについては、既存のPVアレイに新しく追加して必要な出力を確保している。

6) 環礁揚水ポンプシステム

電源部の基本的な構成は山岳部に設置するシステムと大きな差はない。しかし、汲み上げる水に砂塵が多く含まれるために、フィルター等を通す必要からシステム構成は複雑になる。特に、山岳部と異なり環礁島では、最高海拔が数mという事も珍しくなく、また、送水圧力を高めるための電力も必要となるため、流量あたりの電力消費原単位も大きくなっている。

5. 運用状況

独立家屋でのPV運用は、日中に発電する電気の余剰分を蓄電池に貯蔵し、夜間の電気は貯蔵した蓄電池の電気で供給する。しかし曇りや雨の日は、昼間でもPVの電気だけでは不足するため、蓄電池の電気を使わなければならないこともある。そのため蓄電池の容量は大きくしなければならず、通常は3～4日分の容量を持っている。

システムは、夜間に蓄電池の電気がPVセルで放電しないよう、各パネルと蓄電池との間にダイオードが設置されている。もし、多量の電気が使われ蓄電池が放電の限界値に達したときは、蓄電池の損傷を防ぐためレギュレータにより、電力負荷への供給を遮断する。逆に、蓄電池が最大許容充電になったら、セルからの電流の流れをレギュレータで切る。このようにレギュレータは、蓄電池の充放電状態を絶えずモ

ニターすることで、セルと蓄電池の利用を適切に制御する。

独立電源としてPV設備を設置し運用する上で、蓄電池の役割は大きい。しかし、過去の経験から蓄電池は、設備の最大の故障原因ともなっている。通常、蓄電池の寿命は4～5年だが、保守が良ければ7～8年になる。しかし、塩害の他に水位のチェック忘れや、他の目的に使う等のヒューマンエラーによるトラブルも多く、240ボルトの配線法が直流12ボルトのPVシステムに適用される初歩的なミスもある。蓄電池故障は、他の機器の故障を誘発することもあるので、定期的な蓄電池の保守点検が不可欠である。

6. おわりに

南洋諸島では我が国に比べ、太陽光発電の設置条件が優れており、そのポテンシャルは大きく期待されている。しかし、村に電力系統が敷設された場合には、信頼度の高い系統電力を利用することが多く、太陽光発電の導入には経済性と運用の問題が特に大きく影響する。現在の石油価格のもとでは太陽光発電の導入は厳しく、また設備の保守、修繕や電力の質の点においてまだ解決すべき課題が数多くある。

運用上の問題では、蓄電池によるトラブルが多く、今後PV設備の普及拡大を図っていくには、信頼性が高く、低コストの蓄電池を開発する必要がある。また、ユーザの知識不足から発生する故障も比較的多いことから、太陽光発電が今後とも南洋諸島で導入されるためには、ユーザの教育も重要な要因の一つである。

[参考文献]

- [1] *Symposium on Development and Utilization of Oil and Oil-Alternative Energy in Pacific Region Proceedings*, 1988
- [2] Knudsen, G, *Pacific Islands Fact Sheet*, University of Hawaii, 1990
- [3] *Forum Island Countries PROFILES*, Forum Secretariat, 1991
- [4] *Sputh Pacific Organizations Co-ordinating Committee*, SPOCC, 1991
- [5] *TAHITI, SPIRE*, 1987
- [6] *Energie Pacifique*, SPIRE, 1986
- [7] *PACIFIC ENERGY NEWS*, Vol 1, Number 8, UNPEDP, 1991
- [8] *The Introduction of Solar Electricity on The Atoll of NAPUKA*, SPIRE, 1983

(いまむら えいいち
 うちやま ようじ
 經濟部 エネルギー研究室)

欧米にみる発電所と地域との共生

山本 公夫

井内 正直

我が国では、発電所と地域との新たな関係づくりを模索しており、その一つの解決策として「地域共生」という概念が提案されている。

当所でも、地域振興や環境調和の観点から地域との共生を実現するための方策について研究を進めている。その一環として、平成4年3月と10月に欧米を対象に「原子力発電所と地域との共生の実情」について調査を行った。

ここでは、今後我が国でも参考とすべき地域共生の事例について、いくつか紹介する。

< 職員の社会貢献活動 >

スウェーデンのフォスマルク市では、原子力発電所の立地に伴い若年層を中心に人口が増加したため、地元の高校の教員や消防士等が慢性的に不足しはじめた。そこで、発電所は職員を臨時の教員として高校に派遣させてエネルギー科目を教えたり、また消防署に出向させるといった協力を行っている。

また、アメリカのTVAでは資源リサイクル教育用の広報車（トレーラー）を作り、会社のOBを中心に各地の小学校でリサイクルの重要性や方法等について教えている（写真-1）。

こうした活動は、発電所というより電力会社の経営理念にもとづくものであり、これ以外のボランティア活動も積極的に推奨している。

< 自然環境の保全 >

イギリスでは、大規模開発に対して自然環境

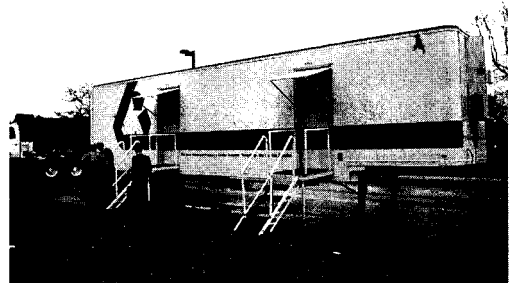


写真-1 リサイクル教育用トレーラー

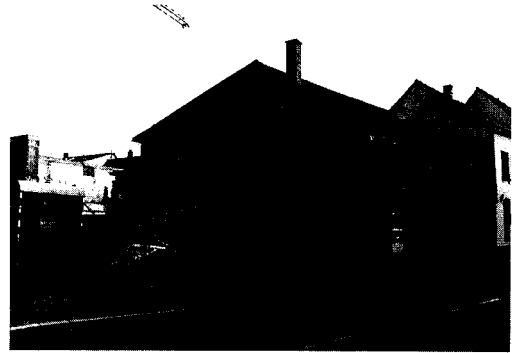
の保全を求める声が非常に強い。サイズウェル原子力発電所は、英国有数の野鳥の生息地であるミンズメアー保護区に隣接している。この保護区の指定に伴い発電所の敷地内の生態系に関して調査を行った結果、放射線管理区域の一部が野鳥の生息にとって貴重な場所であることが判明した。そのため、発電所では生態学の専門家を採用し、さらに地元の自然保護団体の意見を取り入れ、同地区の現況環境を保全するとともに生態系の保護に努めている（写真-2）。

また、イギリスには汀線の保全に関しても厳しい規制があり、工事終了後は海岸線を元どおり復元し、一般の人も通行できるようにすることが義務づけられている。こうした例は、アメリカのカリフォルニア州にあるサンオノフレ原子力発電所でも見ることができる。

欧米では、開発行為に対して残された自然環境を保全することを特に重視している。原子力



写真一2 湿原の保全



写真一3 街並みの修復

発電所は自然環境の豊かな地域に立地するケースが多く、我が国でも地球環境問題の高まりに伴い環境保全が強く求められる可能性は高い。

<歴史的街並み保存への協力>

ドイツのフィリップスブルグ市は、原子力発電所の立地により人口は約2倍となり、新しい住宅建設や老朽化した建物の更新が進んでいる。旧市街地の古い建築物が取り壊される計画が発表されたところ、「地域のアイデンティティである街並みを保存したい」という市民の要望が高まった。そこで、発電所は地域の要望に積極的に応えていこうという姿勢から、保存したい建築物の修復に対して資金援助を含めた協力を実施している（写真一3）。

また、発電所施設が市の近傍に位置するため、街並みの景観に圧迫感を与えないよう冷却塔の高さを自主的に150m以下としている。

このように地元の住民が大切にしている街並みの保全や景観保全に協力することは、発電所を身近に感じさせる好例であろう。

以上、欧米における代表的な発電所の地域共生事例について紹介してきた。この他にも、発電所への親近感を高めるためにPR館を町中に設置し、地域のコミュニティセンターとして

活用している。また、地元雇用のためにトレーニングセンターを設置したり、発電所の運転状況等の情報を専用機器（ex. フランスのミニテル）を通じて提供している。欧米には、我が国の電源立地における三法交付金等の資金援助に係わる制度がないため（ただし、フランスでは「大規模工事現場制度」の適用により、インフラ整備のための資金調達や地元雇用のための人材育成、地域開発促進への協力が義務づけられている）、発電所自らがヒト、モノ、カネ等の資源を活用することによって地域の生活環境の向上や活性化に協力している。

今回の調査結果を我が国の状況と比較すると、欧米では人や情報を活用した地域貢献活動や地元のニーズに応えた環境保全や地域づくりへの協力を通して、地域とのコミュニケーションづくりを積極的に行っている点で違いがある。我が国では、海外の事例をすぐに持ち込もうとする傾向が強いが、むしろ地域共生の考え方や取り組みの姿勢を大いに参考とすべきである。

（やまもと きみお
いうち まさなお
経済部 社会環境研究室）

ドネラ・H・メドウス, デニス・L・メドウス, ヨルゲン・ランダース著
茅 陽一監訳 (ダイヤモンド社)

『限界を越えて (*Beyond The Limits*)』

——生きるための選択——

永 田 豊

本書は、1972年に出版され全世界的な反響を巻き起こした『成長の限界』の続編に当たる。20年を経た今日、筆者らが予見した「人類の破局」はどれほどの的を得ていたのか、また、最新のデータを用いた新たな予測ではどのような将来が描かれるのかが本書の主眼点である。

近年、環境問題を克服するためのキーワードとなった「持続可能な成長」の実現可能性が焦点となっている。筆者らは、人類の「成長至上主義」がもたらす資源消費や環境負荷の指数関数的な増大が地球の有限性とどのように相反しているかについて豊富なデータをもとに説明している。その結果、現在、食糧・水・化石燃料といった資源の消費速度やそれらの消費に伴う廃棄物の排出速度は、「持続可能」な水準を超えてしまっており、20年前より状況は確実に悪化したと述べられている。

筆者らは、以上の事実を検証するためにコンピューターモデル「ワールド3」を開発した。「ワールド3」はシステム・ダイナミクスという理論を用いたシミュレーションモデルで、様々な要因の因果関係を主観的確率を用いて関連づけている。このため、筆者らも認めているように、「ワールド3」は定量的な予測よりむしろ変数の挙動パターンをみるという性格のモ

デルである。「ワールド3」の将来予測によると、現在の政策が継続されれば、20年前の予測と同様、来世紀前半にも経済成長は限界に直面することが指摘されている。

第6章「技術革新と市場メカニズムで破局は避けられるか」で、資源の有効利用技術と汚染防止技術の先見的な導入や、市場メカニズムによる効率的な資源配分だけでは、破局は避けられないことが様々なシミュレーションを通じて示されている。その理由として、世界の魚資源の枯渇を例に、「成長至上主義」に立脚した技術と市場は破局の回避に貢献するどころか、逆に破局を早める場合さえありうることが指摘されている。

それでは、人類を破滅から救うためにはいかなる手段を講じる必要があるだろうか。第7章「持続可能なシステムへの移行」で、持続可能なシミュレーション結果を得るために要求される政策として、第6章に述べられた技術の導入に加え、産児制限と経済成長の抑制とが挙げられている。さらに、これらの政策の採用時期が前後した場合の影響を分析した結果、決断に要するまでの時間は長くないことが示されている。

筆者らは、本書を人類の破滅を宣告する「終末の書」というより、今からでも適切な対策を

講ずれば破滅を回避することができると説く「希望の書」と考えている。しかし、彼らが持続可能な社会を実現するための方法として挙げた5つの手段（ビジョンを描くこと、ネットワーク作り、真実を語ること、学ぶこと、愛すること）がどれも抽象的なものばかりであり、具体的な方策が示されなかった点は残念である。むしろ、彼らが第7章で指摘した、持続可能なシミュレーション結果を得るために要求される

政策（産児制限、経済成長の抑制、資源の有効利用技術と汚染防止技術の導入）と、事態は間違いなく刻一刻と悪化していることが重要なインプリケーションであるといえよう。地球環境問題について、「地球が持つ様々な有限性と経済活動の持続性」という視点から取り組んだ、数少ない文献の一つである。

（ながた ゆたか
経済部 エネルギー研究室）

「電力経済研究」投稿・執筆規定について

「電力経済研究」編集委員会

1. 「電力経済研究」への投稿原稿は、電気事業を取り巻く経済、経営、エネルギー、環境等に関連した内容を持ち、当該分野の研究活動に有益と認められ、ひいては電気事業の発展に寄与するものとします。
2. 投稿原稿は次の3種類です。
 - a. 研究論文
主題、内容、手法等に新規性があり、内容が時宜を得て有用である等の理由によって当該分野の発展に貢献すると思われる研究成果。
 - b. 調査論文
特定の主題に関する一連の事象を実態調査を通して、あるいは特定の主題に関する一連の研究およびその周辺領域の発展を著者の見解に従って、総括的かつ系統的に報告したものの。
 - c. 研究ノート
総合的な研究報告までに至らないが、その研究途上で得られた有用な分析手法に関して研究速報として記録にとどめておく価値があると認められたものでテクニカル的なもの。
また、次の種類については、原則として編集委員会が原稿作成を依頼します。
 - d. 解説
 - e. 文献紹介
 - f. 電力中央研究所経済研究所の研究紹介
 - g. その他
なお、原稿は未発表で他誌へ二重投稿していないものに限りします。
3. 投稿される原稿には、原稿の種類に応じてそれぞれの枚数制限にしたがってください。
 - a. 研究論文・調査論文 400字詰め原稿用紙48枚以内（仕上がり12ページ程度）
 - b. 研究ノート " 32枚以内（ " 8ページ程度）
上記の枚数制限は、図表を含めた本文、表題、英文表題、キーワード、著者名、要旨（600～700字程度）参考文献の総計で適用されます。
4. 投稿された原稿は、編集委員会が選定・依頼した査読者の審査を経て、掲載の可否を決めます。
5. 掲載された原稿の著作権は当所に帰属します。したがって、他の出版物に掲載する場合には、当所の承諾を得てください。
6. 原稿はオリジナルの他、コピー1部（計2部）を提出してください。詳しくは執筆要項を参照してください。
7. 投稿希望者には執筆要項を送付いたします。下記にご連絡下さい。

電力中央研究所 経済研究所事務課

TEL 03-3201-6601（代表）

FAX 03-3287-2864

執筆者紹介

内山 洋司

1949年神奈川県生まれ
1976年東京工業大学工学部金属工学科卒業
79～80年スウェーデンシャルマース工科大学物理学
科留学
1981年東京工業大学大学院博士課程修了（原子核工
学）、工学博士
同年 電力中央研究所入所
主な研究分野：エネルギーシステム分析，技術評
価，技術経済分析

永田 豊

1962年大阪府生まれ
1985年東京工業大学理学部物理学科卒業
1987年同大学院修士課程修了（エネルギー科学）
同年 電力中央研究所入所
主な研究分野：エネルギーシステム分析

岡田 健司

1962年東京都生まれ
1985年法政大学工学部電気工学科卒業
1987年同大学院工学研究科修士課程修了
1990年東京都立大学大学院博士課程修了（電気工
学）、工学博士
同年 電力中央研究所入所
主な研究分野：電力系統運用，CO₂問題

本藤 祐樹

1965年東京都生まれ
1989年東京工業大学理学部化学科卒業
1991年同大学院修士課程修了（電子化学）
1992年電力中央研究所入所
主な研究分野：エネルギーシステム分析，技術評価

門多 治

1952年大阪府生まれ
1977年東京大学経済学部卒業
同年 住友銀行入行
1989年電力中央研究所入所
主な研究分野：マクロ経済分析，電力需要予測

今村 栄一

1963年東京都生まれ
1987年東海大学工学部原子力工学科卒業
1989年同大学院修士課程修了（応用理学）
同年 電力中央研究所入所
主な研究分野：エネルギーシステムの分析と評価

山本 公夫

1956年宮崎県生まれ
1979年東京工業大学工学部社会工学科卒業
1981年同大学院修士課程修了（社会工学）
同年 電力中央研究所入所
主な研究分野：景観工学，環境アセスメント，都市
開発・デザイン

井内 正直

1964年兵庫県生まれ
1987年千葉大学園芸学部造園学科卒業
1989年同大学院修士課程修了（風景計画学）
同年 電力中央研究所入所
主な研究分野：景観デザイン，公共照明計画

電力経済研究 No.32

1993年6月10日 印刷発行

発行者 財団法人 電力中央研究所
経済研究所
所長 矢島 昭

〒101 東京都千代田区大手町1-6-1
大手町ビル

電話 東京(03)3201-6601

1200 印刷：藤本総合印刷株式会社

巻 頭 言..... 1

〈研究論文〉

発電プラントの温暖化影響評価.....内山 洋司..... 3
 —ライフサイクルから見たCO₂/コスト分析—

〈研究紹介〉

エネルギー原単位の日米比較.....永田 豊.....17

植林を組み合わせた国際的排出権市場によるCO₂抑制.....岡田 健司.....27

火力発電プラントの環境コスト.....本藤 祐樹.....37
 —NO_x, SO_x, CO₂対策の分析—
 内山 洋司

〔解 説〕

バブルの影響分析と今回不況の行方.....門多 治.....45

太平洋諸島諸国における太陽光発電.....今村 栄一.....47
 内山 洋司

〔海外出張報告〕

欧米にみる発電所と地域との共生.....山本 公夫.....53
 井内 正直

〔文献紹介〕

「限界を越えて(Beyond The Limits)」.....永田 豊.....55