

# 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 CO<sub>2</sub>/コスト分析——

Greenhouse effect evaluation of various power  
generation plants

——Life cycle analysis of CO<sub>2</sub> 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，CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 排出量、それに CO<sub>2</sub> 対策コストである。CO<sub>2</sub> 対策コストとは、1トンの CO<sub>2</sub> を削減するに要する削減コストと、電源構成全体の CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 排出量と CO<sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 対策コスト |
| 2.2 CO <sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> の抑制が世界的に重要な課題となっている。先進国は、CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  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， $\text{CO}_2$  排出量の分析を行なった。分析は， $\text{CO}_2$  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， $\text{CO}_2$  を削減するのに要する費用を分析し， $\text{CO}_2$  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  $\text{CO}_2$  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

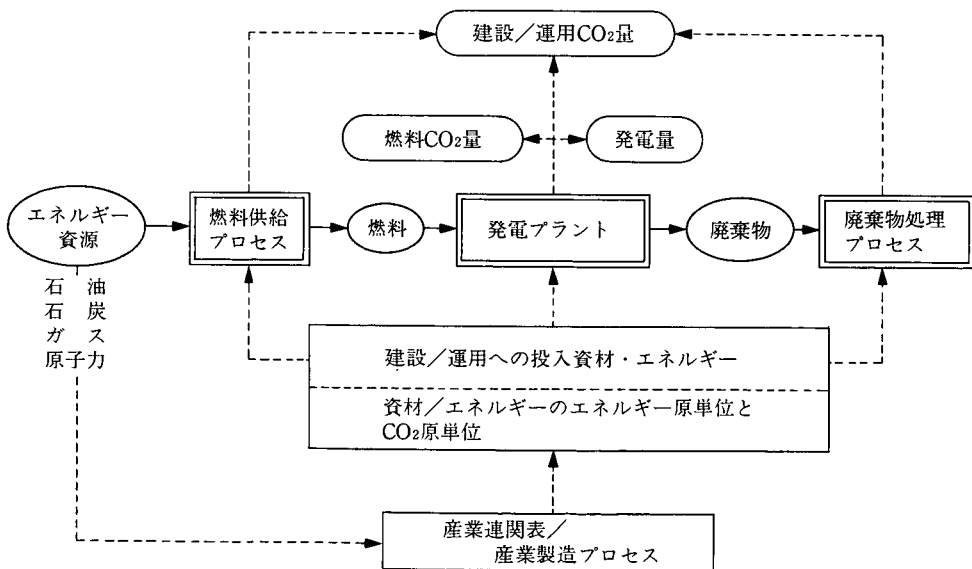


図 1 発電プラント温暖化影響分析

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CO<sub>2</sub>原単位とを掛け合わせ、プラントの投入エネルギー量とCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>量に発電時の燃料から直接排出するCO<sub>2</sub>量を加えて、プラント全体のCO<sub>2</sub>量を求めた。また、化石燃料の燃焼から排出されるCO<sub>2</sub>以外に、セメント製造の化学反応過程で排出するCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>原単位で表した[文献1]。

## 2.2 CO<sub>2</sub> 対策コスト分析

ここで定義するCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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。CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>を削減するに要する削減コストと、電源構成の

CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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) CO<sub>2</sub> 単位重量当りの削減コスト

ここでは、CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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、次に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CO<sub>2</sub>原単位と新設プラントのCO<sub>2</sub>原単位との差で割ることによって求めることができる。

CO<sub>2</sub>削減コスト[円/トン-CO<sub>2</sub>]

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

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。CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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-CO<sub>2</sub>/kWhとなる（燃料だけでは405.5g-CO<sub>2</sub>/kWh）。新設プラントのCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>対策コストは負となる。

## (2) 電源構成から見たCO<sub>2</sub>対策費用

電力部門のCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>対策が重要な課題である。本研究では、CO<sub>2</sub>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、CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>対策の新設プラントで賄う（1990年度のCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>排出原単位(設備分を含む) [g-CO<sub>2</sub>/kWh]

D : 石油火力のCO<sub>2</sub>排出原単位(設備分を除く) [731.9g-CO<sub>2</sub>/kWh]

E : 石油火力の 1990 年度の CO<sub>2</sub> 排出量

[1.635 億トン-CO<sub>2</sub>]

上式から CO<sub>2</sub> 排出量を 1990 年度のレベルに維持するために必要となる CO<sub>2</sub> 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

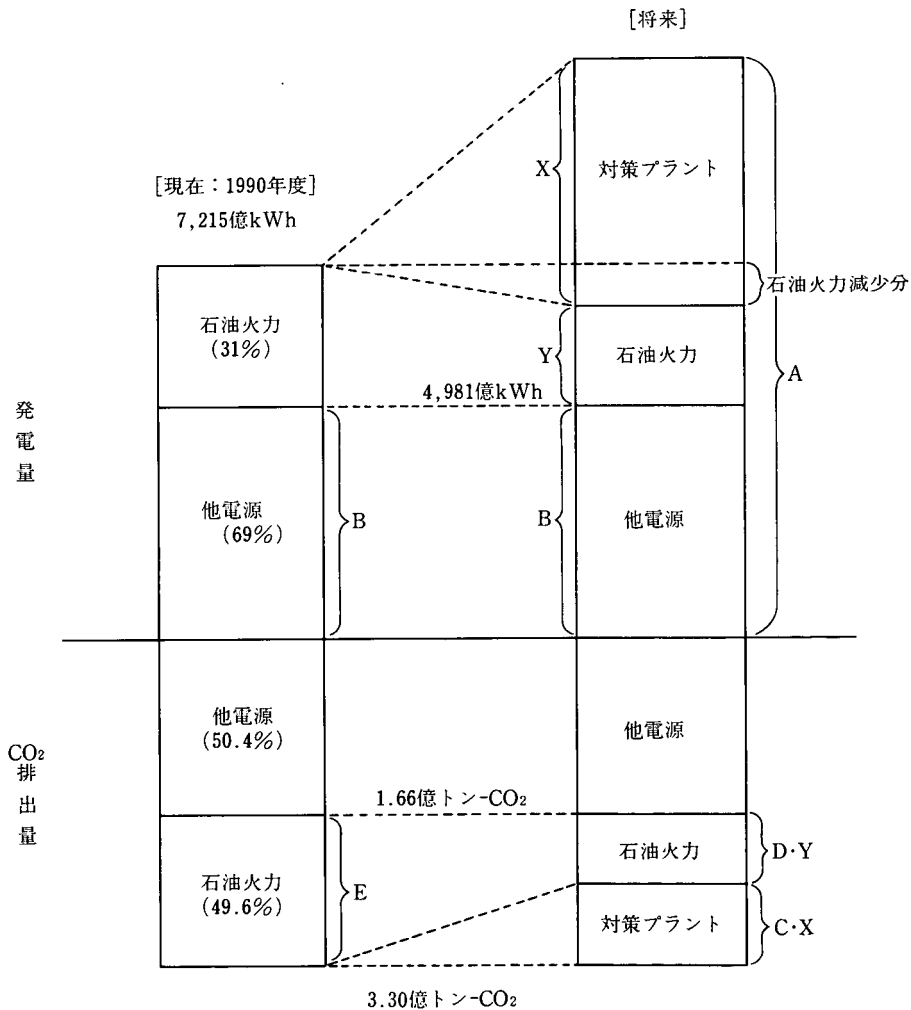


図 2 電源構成による CO<sub>2</sub> 対策分析

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CO<sub>2</sub>排出原単位も計算できる。CO<sub>2</sub>排出量は、設備の建設や

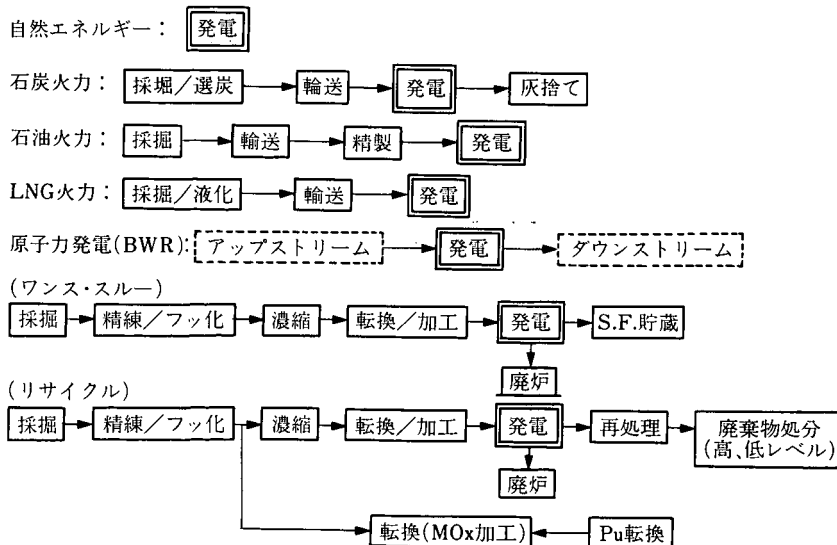


図 3 発電プラントの検討プロセス

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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>量が、設備や運用、あるいはメタン洩れといった

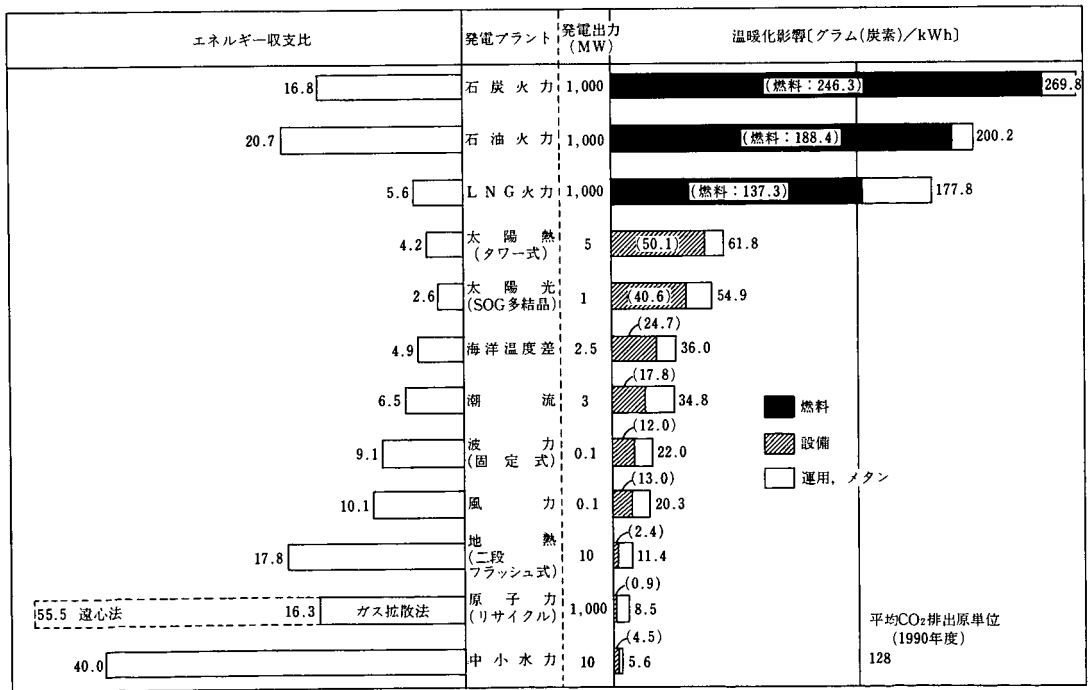


図4 発電プラントのエネルギー収支と温暖化影響

表 2 発電プラントの CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> が多いためである。液化時と粗天然ガスの成分中の CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> を排出しないため、CO<sub>2</sub> 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) CO<sub>2</sub> 対策技術の抑制効果

図 5 の分析結果から分かるように、CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 量が多い。このことは発電プラントの CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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



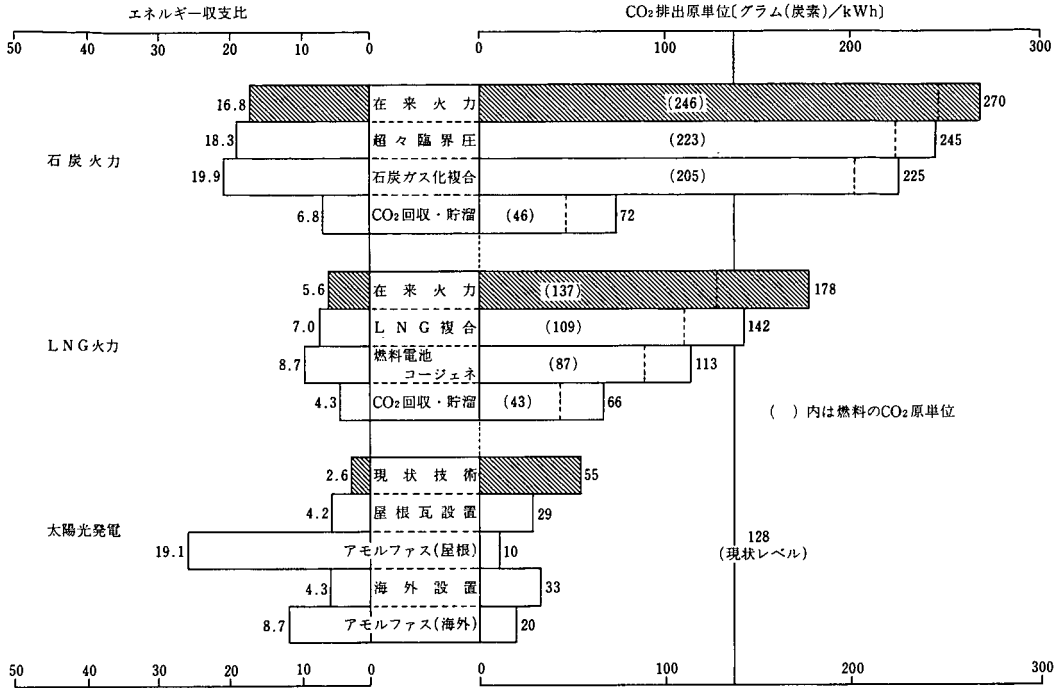


図 5 対策技術によるエネルギー収支比と温暖化影響

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 CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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。CO<sub>2</sub> 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 O<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> 燃焼法を選択した。

この CO<sub>2</sub> 回収/貯溜システムは、排ガス中の CO<sub>2</sub> を 90% 除去する前提で計算している。しかし、CO<sub>2</sub> の回収プラントや CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> を回収しているため、火力プラントの CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 量が、設備の運用に比べて大きいことである。このため、CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 原単位は向上する。

## 3.3 CO<sub>2</sub> 対策コスト

### (1) CO<sub>2</sub> 削減コスト

CO<sub>2</sub> を削減する発電プラントの CO<sub>2</sub> 排出原単位と発電コストから、現在の電力の CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 削減コストは、現在の電力の平均 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 削減コストは、2,700 円/トン-CO<sub>2</sub> 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。CO<sub>2</sub>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、CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>排出量を1990年度

表3 CO<sub>2</sub>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 <sub>2</sub> 回収(LNG)	1,000	75	17	27.4	16.45	13.64
CO <sub>2</sub> 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

CO<sub>2</sub>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）

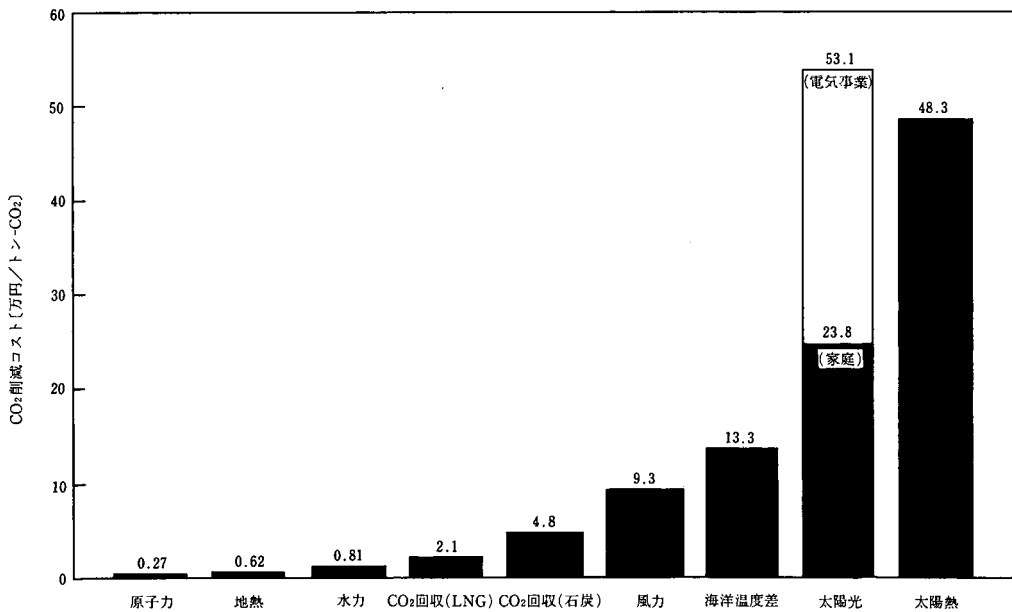


図6 発電プラントのCO<sub>2</sub>削減コスト

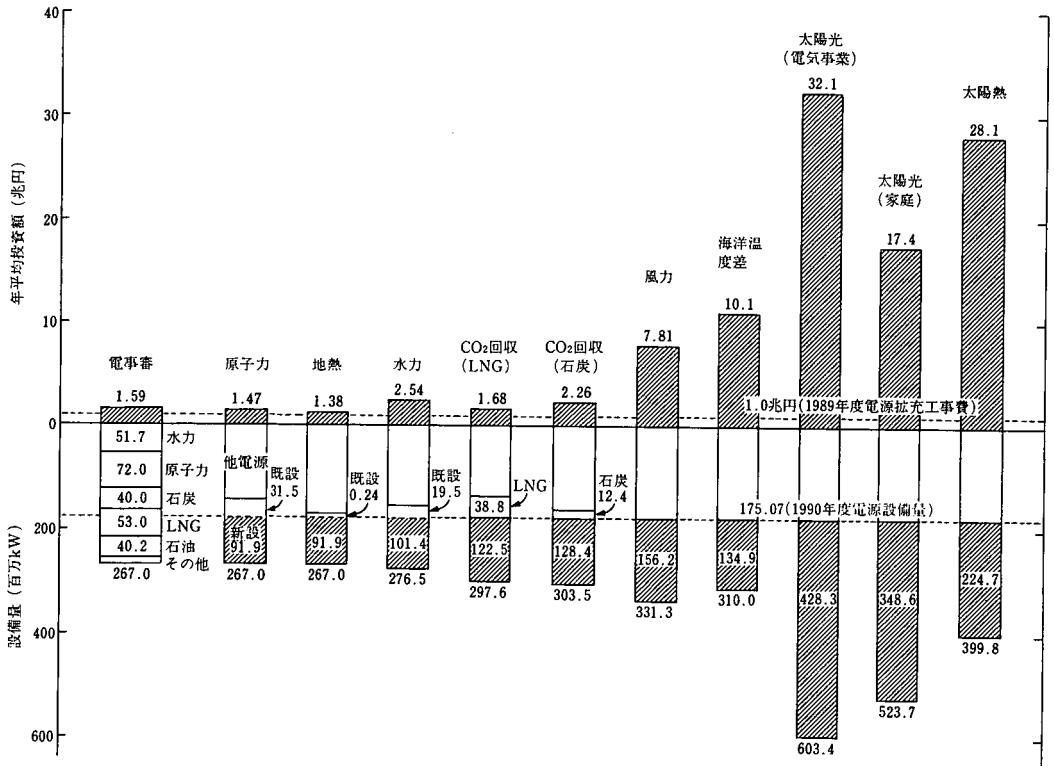


図 7 対策プラントの年平均投資額と設備量 (2010 年度)

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CO<sub>2</sub>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。CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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

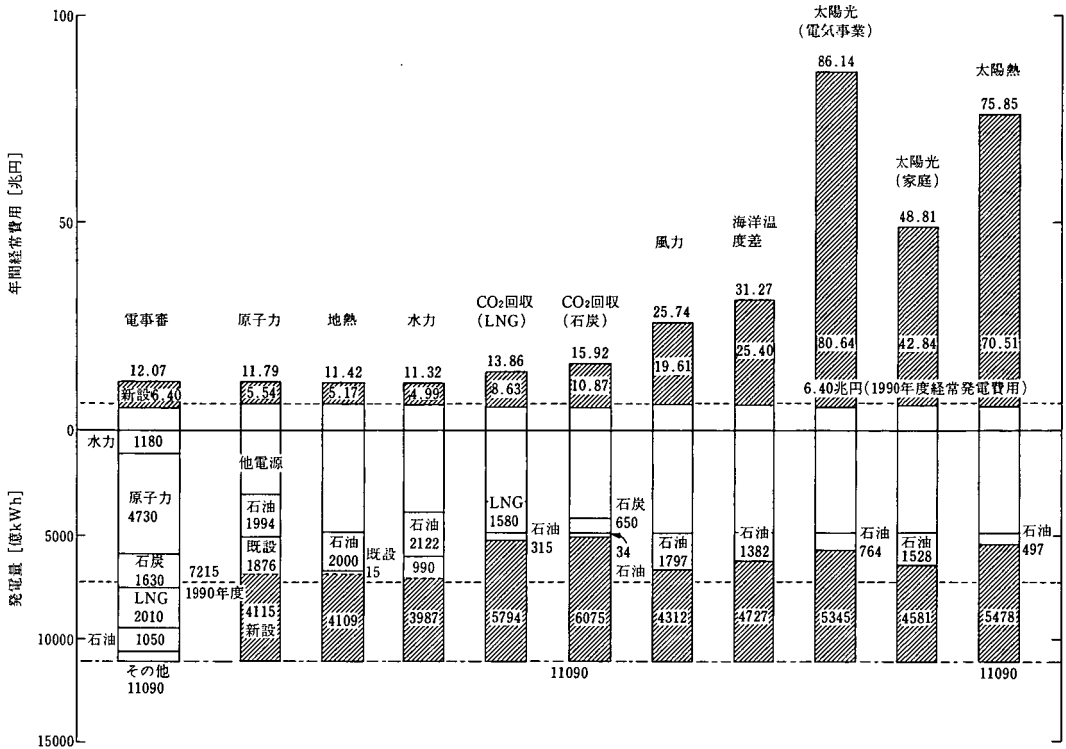


図 8 対策プラントの年間経常費用と発電量 (2010年)

下で電源全体の CO<sub>2</sub> 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、CO<sub>2</sub> 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。CO<sub>2</sub> 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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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。

③CO<sub>2</sub>回収と海洋貯溜は、火力プラントのCO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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、CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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、CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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)