

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。

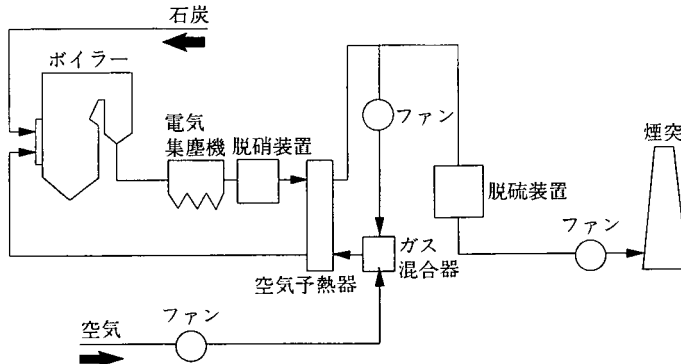


図1 <②: SO_x, NO_x対策>の場合の排煙処理フロー

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。

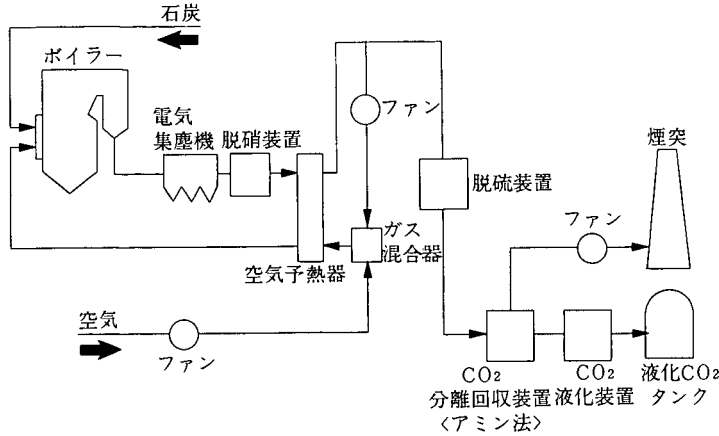


図 2 <③-A: SO₂, NO_x, CO₂ 対策>の場合の排煙処理フロー

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。

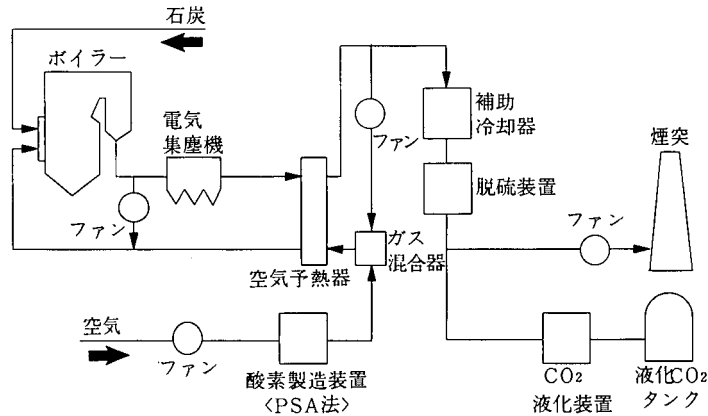


図 3 <③-B: SO₂, NO_x, CO₂ 対策>の場合の排煙処理フロー

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

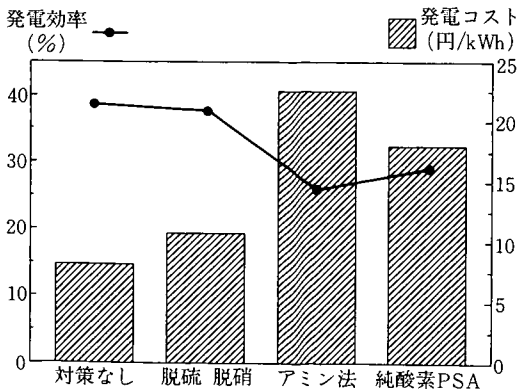


図4 1,000 MW 石炭火力の発電効率・発電コスト

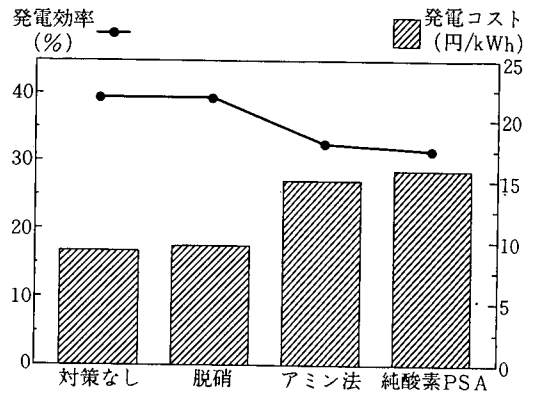


図5 1,000 MW LNG火力の発電効率・発電コスト

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。

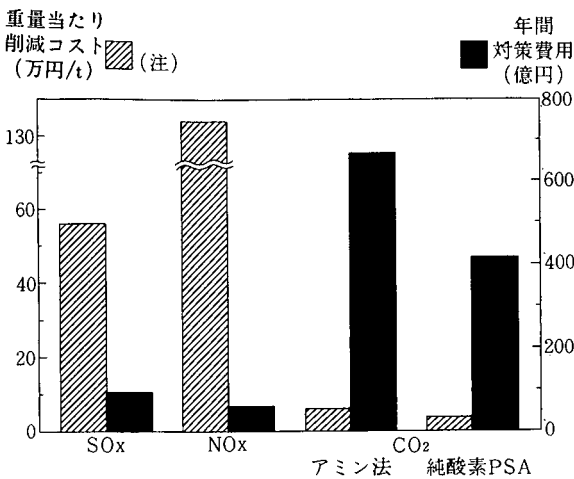


図 6 1,000 MW 石炭火力の環境コスト
(注): 各々 S, N, C 1 t 当たりの削減コスト

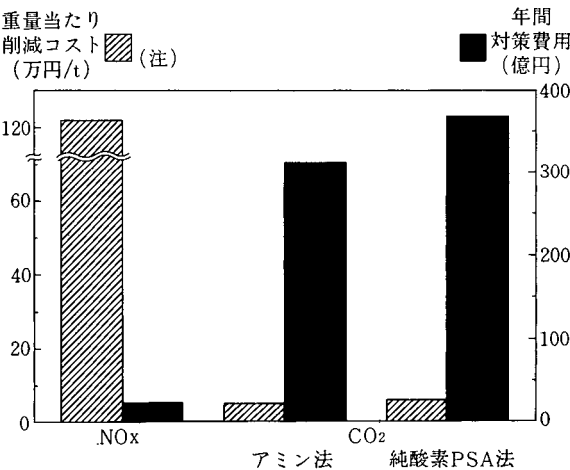


図 7 1,000 MW LNG 火力の環境コスト
(注): 各々 S, N, C 1 t 当たりの削減コスト

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)