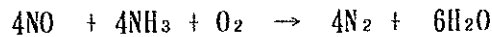


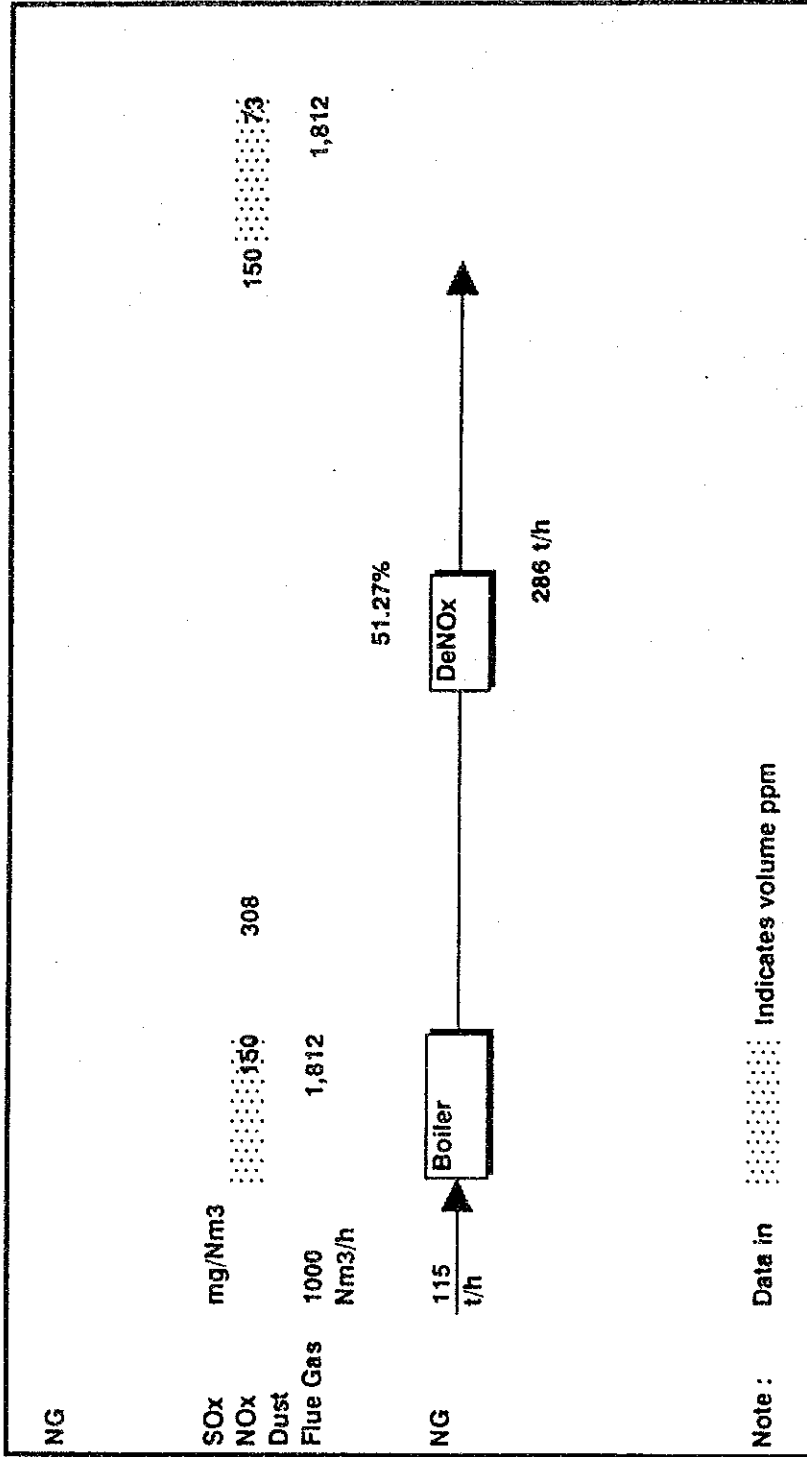
- 微粒子除去 : 正常な状態では微粒子は発生しないので設備不要
- SOx 除去 : アルゼンティンの天然ガスには殆ど硫黄化合物は含まれないので設備は不要
- NOx 除去 : 燃焼ガスは触媒の存在化で窒素酸化物がアンモニアと以下の式に示す反応を起こすに適した温度約 400℃で触媒による選択的還元 (SCR) 装置に導入される。



一般的には SCR触媒はアルミナ、又は二酸化チタン媒体にバナジウムが入った物が使用される。除去率は設計により巾 (50%~80%) が有るが、入口 308mg/Nm₃から50%除去を考えた。

b. 副生物及び廃水

SCR プロセスの場合は、生成物は窒素と水のみであるので、燃焼ガスの一部として大気放出され問題ない。



図A6-6 500MW 天然ガスベース火力発電所バランス

c. 建設費及び運転費

建設費と運転費は以下に示す。

建設費

触媒選択還元設備	ミリオン円
機器材料費	645
土建及び据付費	275
設計及び建設管理	141
オーバーヘッド	104
工事雑貨	84

運転費

副材料	原単位	単価	年間コスト(ミリオン円)
アンモニア(100%)	106kg/m	130円/kg	110
スチーム	4t/m	1000円/ton	32
電力	2500kw/h	5円/kwh	125

(2) 重質燃料油火力発電所の燃焼ガス脱SO_x、脱NO_x、脱微粒子設備

a. 燃焼ガス浄化設備の説明

重質燃料油による 500MWの火力発電所に適用する燃焼ガスの浄化設備概略を以下に述べる(図A6-7参照)

微粒子の除去

ボイラーの燃焼ガスは電気集塵機(ESP)に導かれ次のNO_x還元設備に送られる前にほとんどの微粒子が除去される。ESPは入口粒子の75%の除去を目標として設計され、この設備で回収される粒子量は毎時約0.6トン(燃料灰分0.15%、金属0.04%)

NO_x 除去

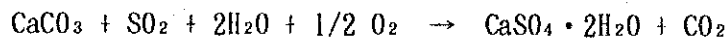
微粒子を除去したガスはケース(1)と同様なNO_x除去設備(SCR)に於いてアンモニアにより窒素と水に還元され除去される。重質燃料油の場合は、出口ガス

150mg/m³を得るに除去率66%に設定された。

S0x除去

NOxを除かれたガスは、適宜熱回収を行った後に燃焼ガス脱硫装置に送られSOxの除去が行われる。

今回の検討に採用したプロセスは確立された石灰石-強制酸化プロセスで以下の反応により副産物の石膏を得る。



排出ガス中のSOx濃度300mg/Nm³を得る為にSOxの除去率は82%とした。

副産物として得られる石膏は建材に利用可能で、又ランドフィル用にも使える。

b. 燃焼ガス脱SOxプロセスの説明

石灰石強制酸化プロセスの大略は以下の通りである。(図A6-7参照)

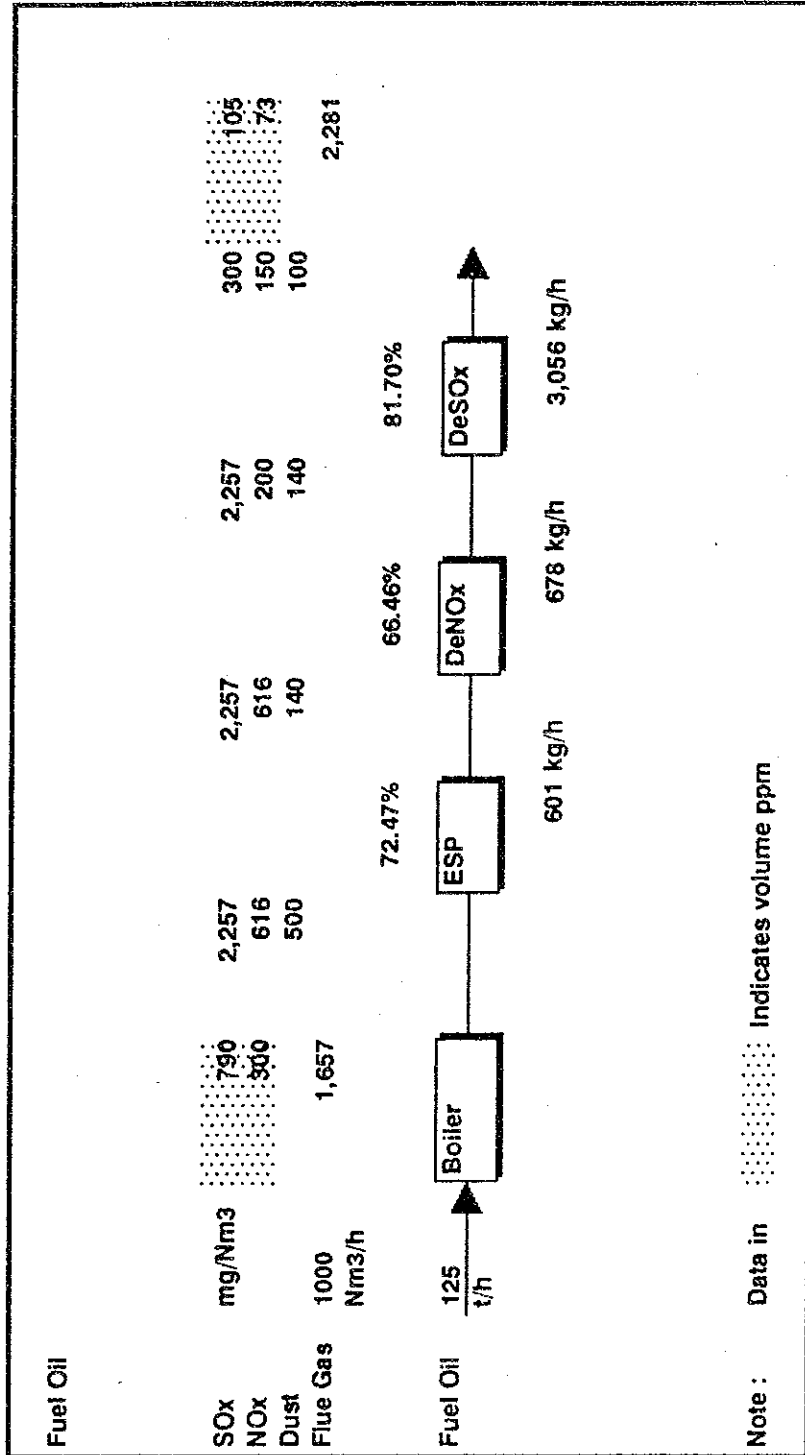
微粒子の除去をNOxの還元が終わったガスは適当な温度に下げられた後、SOx洗滌塔にブースターにより送入される。洗滌塔ではSOxは石灰石と空気中の酸素と反応し、石膏となる。洗滌塔内の反応セクションでは亜硫酸化合物の酸化と石膏の結晶化の両方が行われる。

石膏スラリーの一部がスラリートンクに抜き出され、さらに機械的に脱水され石膏と母液に分けられる。

SOxを除去された燃焼ガスは、洗滌塔から再熱混合器に導かれ、スチームによって加熱された大気と混合され、昇温されてから大気に放出される。

c. 副産物と排水

燃焼ガス処理設備から出る排出物は、電気集塵器よりの灰と脱SOx装置からの石膏である。灰と石膏はセメント製造に利用されるか、フィルマテリアルとして利用される。生成する石膏の固型分は80~90%。



図A6-7 500MW 天然ガスベース火力発電所バランス

d. 投資額及び操業費

投資額と操業費は以下の通り。操業費は8000時間として計算。

投資額

	ミリオン円
電気集塵器	390
選択触媒還元装置	492
燃焼ガス脱硫装置	2,718
	3,600
土木、建築	2,832
設計・工事管理	1,055
一般管理費	723
現場間接費	466
	5,076
総計	8,676

操業費

原料	原単位	単価	年間コスト
石灰石	5015kg/時	15円/kg	602
アンモニア	251kg/時	130円/kg	261
スチーム	44ton/時	1000円/ton	352
工業用水	104ton/時	24円/ton	20
電力	9100kw	5円/kwh	364
計			1,599

石膏 11ton/時

Ash 0.6ton/時

A6.4.2 電力コスト分析

(1) 緒言

今回のアルゼンティンの火力発電所による大気汚染の解析の結果によれば、現状ではブエノスアイレス、ロザリオ、メンドーサに於る火力発電所からの汚染物質放出の水準は自然環境にとっても又周辺の住民にとっても問題とならない水準である事が結論された。従って早急に大気への汚染物質の放出を削減する対策を実施する事は不必要と結論される。

しかしながら、最近になって明らかとなった政府の経済発展計画によれば、経済活動は急速に拡大する事になりその結果国全体のエネルギー消費も勿論、自動車、発電、諸工業分を含み急速に増大する事が予測される様になった。

この事は将来は大気汚染物質の排出を現状より進めた技術により制御しない限り大気環境の水準は受入れられない水準となる推察される。

近い将来増設されるべき火力発電所は天然ガスベースとなると考えられているが、燃料油も使用する発電所が天然ガスの需給やピークロード対策として必要となる事も予想される。

以下には、今後新設される火力発電所に大気汚染の防止対策が必要となる場合の発電コストに対するインパクトの分析結果を述べる。

分析は天然ガス利用のコンバインドサイクル発電所に対して触媒によるNOXの分解のケースと重油ベースのスチームタービン火力発電に於いてSOX、NOX、P.M.の除去設備を設置した場合について行なった。(技術的内容についてはAPPDIX5を参照されたし)

(2) 財務面でのインパクトの分析手法

環境対策の為のコストが発電コストにどの様に影響するかを定量的に解析する為に定型的な発電所の発電コストと環境対策設備の操業コストを同一のコスト推算方法により算定する必要がある。

”プラントの一生に於る平均コスト”手法によるコスト推算。この手法は長期のライフを持つプロジェクトの全期間に於るコストを推定する場合又は違った種類の発電プラントのライフ全体のコストの比較などに利用されている。その特徴は将来の操業によって得られる収益は投資の行なわれた時期の価値(現在価値)に割引率の考え方により換算して評価して考える事にある。

第一に全ライフ間の電力単位料金を一定と考える。(インフレーションの影響は別に処

理する)

全ライフ間に得られる電力料金収入の現在全価値は次の式で表わせる。

$$\sum_{i=1}^n \text{KWH}(i) \times A \times \left[\frac{1}{1 + \frac{r}{100}} \right]^i \dots\dots (1)$$

i = 操業開始以来の年数
 $\text{KWH}(i)$ = i 年国の売上KWH
 A = KWH単価
 r = 割引率

一般にこの電力単価には投資者に対して初期の投資を回収しさらに適切な金利や自己資金に対するマージン、技術改良に当てる利潤が含まれる事になる。

従って全ライフ間の操業による収入の全現在価値は燃料費と直接操業経費（人権費、保全費、税金、その他経費）及び上記の投資コスト（初期投資+利益）と等値になる筈である。

$$\sum_{i=1}^n \{ \text{資本費}(i) + \text{燃料費}(i) + \text{直接操業費}(i) \} \frac{1}{(1 + \frac{r}{100})^i} \dots\dots (2)$$

この式は電気の売上げにより全ライフ中に回収される金額の内容を示す。

資金費(i) = i 年次に回収される資本費

燃料費(i) = i 年次に使用された燃料費

μ = 割引率

(1)式と(2)式から全ライフ中の電力単価は次式(3)で定義される。

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \{ \text{資本費}(i) + \text{燃料費}(i) + \text{直接操業費}(i) \}}{\sum_{i=1}^n \text{KWH}(i)} \times \frac{1}{(1 + \frac{r}{100})^i}$$

簡略化の為毎年の販売電力量、燃料費、直接運転費及資本費を一定として計算を行った。

その結果定型的なガスベースコンバインサイクル発電所が15年ライフで割引率に9.2%を適用した場合について計算した。（これは日本の或る場合に償却年6%（定額）と初期投資に対し6.5%が利潤率として認められたケースに倣った）。詳細は表A6-1参照。

同一方法による NOX設備の操業コストも同表A6-1に記した。

同様の手法により重油ベースのsteamタービン火力発電所の操業費とDe SOX, DeNOx, DePLY設備についての計算の結果を表A6-1に記した。

表A6-1(a) アルゼンティンの電気

Combined cycle 500MW	15 Year Life	DeNOx Facility
Investment Million \$		
Direct Plant Cost	12.50	
Indirect Const	1.25	
Total	13.75	
Operating Cost Million \$/Year		
In-direct		
Depreciati 6% Flat (90% Invest 15 Y Equal)	0.83	0.83
Return 8% 1st Y	1.10	
6.5% Ave	0.89	0.89
Tax 2.47% Ini	0.34	
1.8% Ave	0.25	0.25
ADM,MISCE 1.36% Ini	0.19	
1.26 Ave	0.17	0.17
Direct		
Man Power 0.42% Person 16375\$	0.06	0.06
Maintenance 0.9% Ini	0.12	
1.46% Ave	0.20	0.19
Annual Cost	2.39	0.07
Annual Cost Exclu Depre & In	0.67	0.12
Other Cost		KWH Cost(C)
Ammonia 0.5 Gram/KWH	0.06¢us/KWH	
Power 0.005KWH/KWH	0.02¢us/KWH	
		0.08 Plus
		0.07
	Total:	0.15 ¢us/KWH

表A6-1(b) アルゼンティンの電気

Oil Steam Turbine 500MW 15 Year Life

Investment Million \$ 86.80 De-Polution Unit
De SOx NOx PM

Direct Plant Cost	78.12
Indirect Const	8.68
Total	86.80

Operating Cost Million \$/Year

In-direct

Depreciati	6% Flat	5.21	5.21
(90% Invest 15 Y Equal)			
Return	8% 1st Y	6.94	
	6.5% Ave	5.64	5.64
Tax	2.47% Ini	2.14	
	1.8% Ave	1.56	1.56
ADM, MISCE	1.36% Ini	1.18	
	1.26 Ave	1.09	1.09

Direct

Man Power	0.18%	0.16	0.16
Person 16375\$			
Maintenance	0.58% Ini	0.69	
	1.23% Ave	0.91	0.91

Annual Cost	13.85	0.42¢us/KWH
-------------	-------	-------------

Annual Cost Exclu Depre & In	3.00	0.09¢us/KWH
------------------------------	------	-------------

Other Cost

Ammonia	0.5 Gram/KWH	0.06¢us/KWH	1100\$/Ton
Power	0.005KWH/KWH	0.09¢us/KWH	0.05\$/KWH
Steam	0.08kg/KWH	0.04¢us/KWH	5.0\$/Ton
Lime	0.01kg/KWH	0.15¢us/KWH	150\$/Ton

Sub Total:	0.34¢us/KWH
------------	-------------

Total: 0.76¢us/KWH

表A6-1(c) アルゼンティンの電気

Combined Cycle Power Plant Investment 312.00 Million\$
 Present Value Method

Operating Cost		Million \$/Year		
In-direct				
Depreciati	6% Flat	18.72	18.72	
(90% Invest 15 Y Equal)				
Interest	8% 1st Y	24.96		
	6.5% Ave	20.28	20.28	22.24
Tax	2.47% Ini	7.71		
	1.8% Ave	5.62	1.56	
ADM, MISCE	1.36% Ini	4.24		
	1.26 Ave	3.93	3.98	
Direct				
Man Power	0.42%	1.31	1.31	
Person 16375\$				
Maintenance	0.9% Ini	2.81		
	1.46% Ave	4.56	4.56	
				+5.67

Note; Interest Rate is Not Commercial Rate

Annual Cost	54.41	1.66
Annual Cost Exclu Depre & In	15.41	0.47

Fuel Cost (2050kcal/KWH)		KWH Cost(c)	
1.0\$/MMBTU	0.4¢/MKcal	0.82¢us/KWH	2.42
2.0\$/MMBTU	0.8¢/MKcal	1.64¢us/KWH	3.30
3.0\$/MMBTU	1.2¢/MKcal	2.46¢us/KWH	4.12

表A6-1(d) アルゼンティンの電気

	ST	0.34		
Power Plant Oil Steam		500MW		
Operating Cost		Million \$/Year		
In-direct				
Depreciati	6% Flat	29.74	29.74	
(90% Invest 15 Y Equal)				
Interest	8% 1st Y	39.65		
	6.5% Ave	32.22	32.22	22.24
Tax	2.47% Ini	12.24		
	1.8% Ave	8.92	8.92	
ADM, MISCE	1.36% Ini	6.74		
	1.26 Ave	6.25	6.25	
Direct				
Man Power	0.26%	1.31	1.31	
Person 16375\$				
Maintenance	0.58% Ini	2.87		
	1.05% Ave	5.20	5.20	
				+5.67

Note; Interest Rate is Not Commercial Rate

Annual Cost	83.64	2.55
Annual Cost Exclu Dep & Retu	21.68	0.66
	Million \$	¢us/KWH

Fuel Cost (2050kcal/KWH)		KWH Cost(c)
1.0\$/MMBTU 0.4¢/MKcal	0.82¢us/KWH	3.27
2.0\$/MMBTU 0.8¢/MKcal	1.64¢us/KWH	4.19
3.0\$/MMBTU 1.2¢/MKcal	2.46¢us/KWH	5.01

**APPENDIX 7 火力発電所の大気汚染防止対策についての
日本の現状**

Appendix 7 火力発電所の大気汚染防止対策についての日本の現状

A7.1 大気汚染防止のための管理

A7.1.1 大気汚染防止に係る行政の役割

(1) 環境庁(Environmental Agency)

環境庁は1971年に組織化され、現在では日本の環境保全に関する基本政策の企画、立案、推進と、関係行政機関の環境保全に関する総合調整を行っている。大気環境保全の実務については、大気保全局(Air Quality Bureau)に所属する企画課、大気規制課、自動車公害課が担務している。それぞれの課の事務分掌は以下の通り。

1) 企画課

局事務の総合調整。局事務の実施に必要な関係行政機関の環境保全に関する事務の総合調整。大気汚染に係る環境基準の設定。大気汚染防止法の施行（大気規則課、自動車公害課の所掌を除く）。特定物質の規制等によるオゾン層の保護に関する法律の施行。

2) 大気規制課

大気汚染防止法に基づく排出基準、総量規制基準、燃料使用基準の設定、指定ばい煙総量削減計画の作成。大気汚染防止法に基づく一般粉じん発生施設に係る構造並びに使用及び管理に関する基準並びに特定粉じん発生施設に係る特定粉じんの規制基準の設定。大気の汚染防止に必要な監視（自動車公害課の所掌を除く）。

3) 自動車公害課

自動車排出ガスの許容限度の設定。自動車騒音の許容限度の設定。スパイクタイヤ粉じんの発生の防止に関する法律の施行。自動車運行に伴う大気の汚染及び騒音の防止に必要な監視。自動車運行に伴い発生する公害の防止に関する調査及び計画の立案。更に直属の研究機関としては、国立環境研究所があり、大気環境については主に大気圏環境部が担務している。

(2) 通商産業省(Ministry International Trade and Industry)

通商産業に係わる大気環境の保全については、産業公害防止の見地から、政策、計画の立案及び工場立地に伴う公害防止に関する調査については、環境立地局 (Industrial Location and Environmental Protection Bureau) が、また火力発電所の設置から運転までの全ての運用についての管理、監督は資源エネルギー庁(Agency of Natural Resources and Energy) に属する公益事業部 (Public Utilities Department) と全国 8地区に存在する通商産業局に属する公益事業部がそれぞれ担務している。大気環境保全に関する実務を担当している課の事務分掌は次のとおりである。

1) 通商産業省、環境立地局、環境政策課

通産省の所掌に係る公害の防止その他環境の保全に関する事務の総括。産業公害の防止に関する政策及び計画の立案。工場立地に伴う公害の防止に関する調査、その他通産省の所掌に係る産業公害の防止に関する調査及び指導。所掌事業に関する産業公害の防止に関する助成。特定工場における公害防止組織の整備に関する法律の施行。通産省の所掌に係る産業公害の防止に関する団体の指導監督。所掌事業の産業廃棄物の処理に関すること。公害健康被害の補償等に関する法律の施行。

2) 資源エネルギー庁公益事業部、発電課及び通商産業局、公益事業部

発電用水力施設、発電用火力施設、発電用原子力施設のうちタービン及び補助パイプの工事、維持、運用。電源開発のための水及び土地に関する権利の調整。発電用水力施設、発電用火力施設及び発電用原子力施設に関する周辺地域の環境保全調査。発電用ダム。都道府県知事に対する発電水力の利用に関する意見の陳述、勧告。発電用共同施設の費用負担。発電水力の開発調査。発電に関する河川の流量、気象等の調査。流速計係数試験。発電用火力施設、発電用原子力施設の溶接検査。発電用燃料(原子力発電用を除く)の使用合理化。地熱発電。

更に直属の研究機関としては、工業技術院資源環境技術総合研究所 (National Institute for Resources and Environment)があり、大気環境については主に大気圏環境保全部(Atmospheric Environmental Protection Department)が担当している。

3) 地方行政機関

全国の47都道府県及び市町村には環境保全並びに公害防止に関する担当部或いは局が設置されると共に、環境基本法(後記)に基づく知事、市町村長の直属機関として

の環境審議会が設置されている。

A7.1.2 大気汚染に係る関連法規と基準

日本における公害関係法律の根幹をなす環境基本法と、大気汚染に係る規制法として制定された大気汚染防止法の概要について以下に取りまとめる。

(1) 環境基本法

日本では、1950年代後半から経済が飛躍的な発展を遂げ、それに伴って大気の汚染、水質の汚濁、騒音問題などが各地で顕在化するようになった。特に、石炭から石油へのエネルギー転換とそれに伴う石油コンビナートの形成によって、硫黄酸化物による広範な大気の汚染が発生するとともに、新たな種類の悪臭が発生するなど、石油の使用増大に伴う各種の公害問題が発生した。さらに、都市部における急速な人口の集中化や消費生活の高度化は、交通騒音、建設騒音、自動車排気ガスによる大気汚染など、いわゆる都市公害を生み出した。

一方、このような情勢に対応して、1958年には工場排水規制法及び水質保全部が制定され、公害に対する行政的処置がとられるようになったが、これらは個々の排出源に対する濃度規制であり、施設単位、排出源単位の規制であったため、激化する公害に対応しきれなかった。

そこで、公害の対象範囲、事業者並びに国及び自治体の責務の明確化など、施策推進の前提となる基本原則を明らかにすることの必要性のため、1967年に公害対策基本法が誕生した。

そして、環境政策の対象領域の広がりや、都市・生活型公害や地球環境問題等への対処、多様な手法の活用と経済社会システムとのあり方や行動様式の見直しの必要性の為、公害対策基本法に変わって生まれたのが1993年の環境基本法である。

1) 目的等

環境基本法の目的は、「現在及び将来の国民の健康で文化的な生活の確保に寄与するとともに、人類の福祉に貢献すること」であり、環境の保全に関する施策を総合的かつ計画的に推進するように、環境の保全についての基本理念を定め、国、地方公共団体、事業者及び国民の責務を明らかにし、環境の保全に関する施策の基本となる事項を定めている。

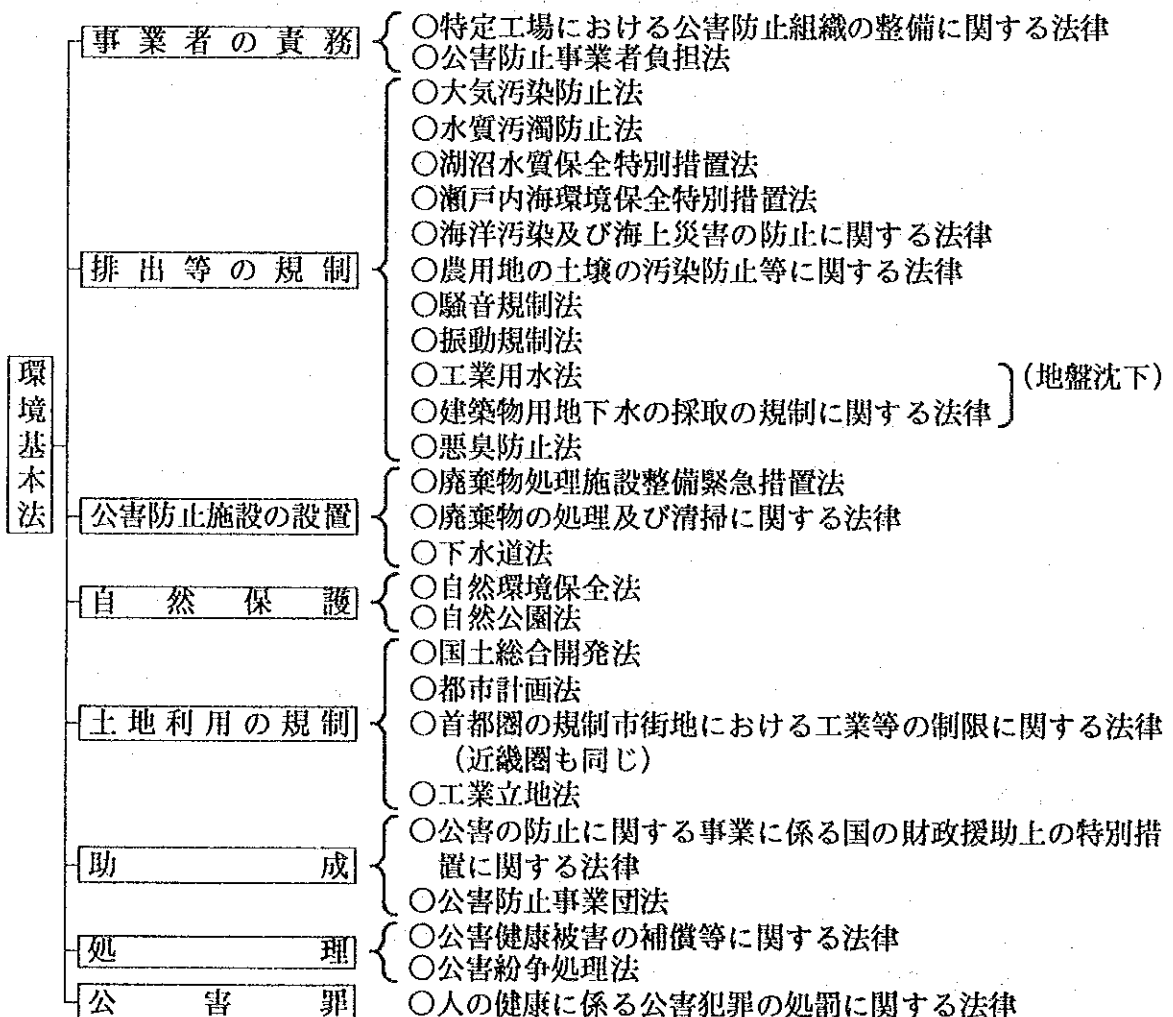
なお、基本法では「公害」を”事業活動その他、人の活動に伴って生ずる相当範囲にわたる「大気の汚染」「水質の汚濁」「土壌の汚染」「騒音」「振動」「地盤の沈

下)「悪臭」によって、人の健康又は生活環境に係る被害が生ずること”としている。

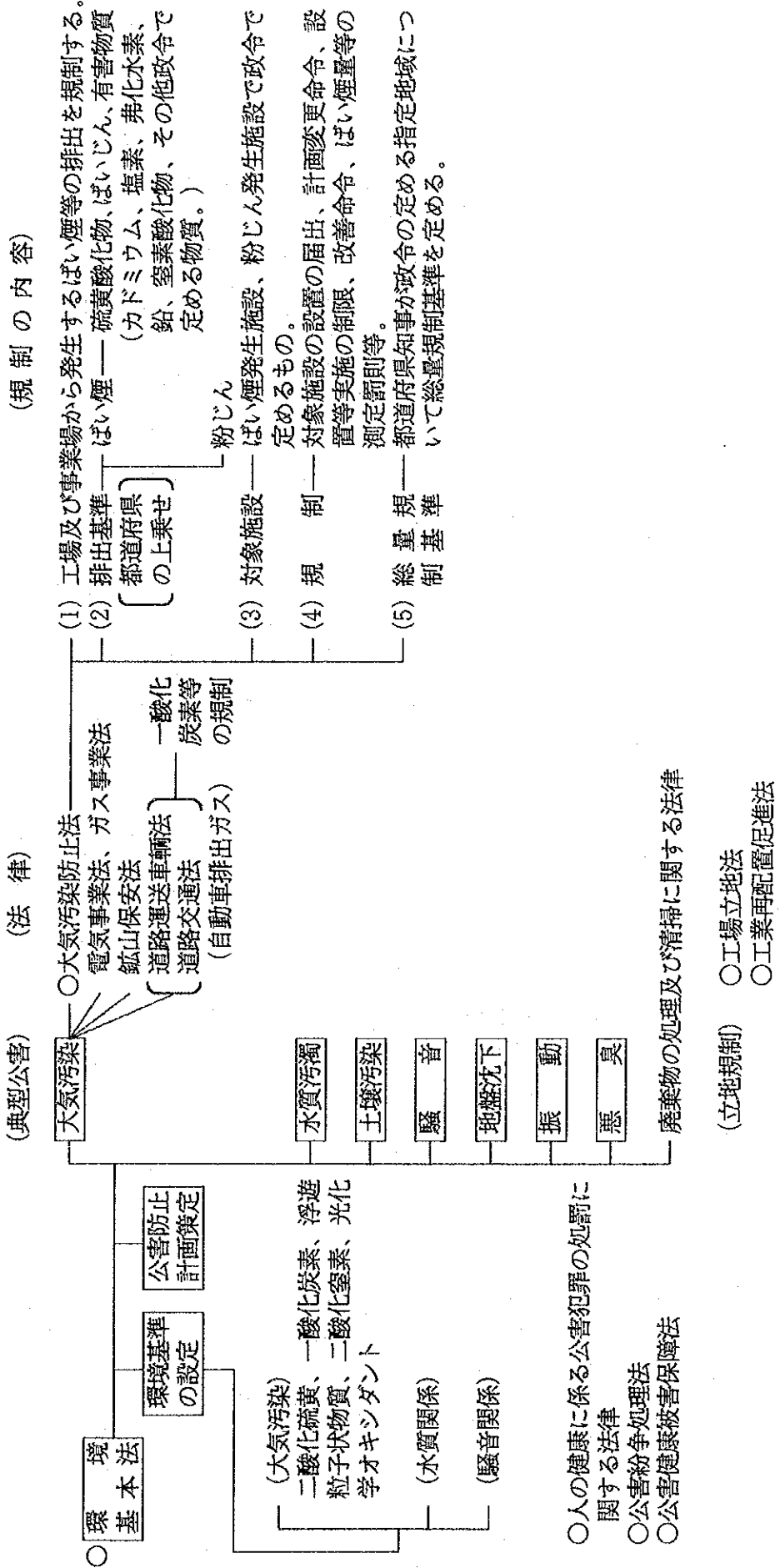
環境基本法の基本的な理念：

- ・環境の恵沢の享受と継承等
- ・環境への負荷の少ない持続的発展が可能な社会の構築等
- ・国際的協調による地球環境保全の積極的推進

なお、環境基本法を根幹とする公害関係法律の体系を図A7-1に、環境基本法の体系を図A7-2に示す。



図A7-1 環境法に基づく関係法律の体系



(参考) 火力原子力発電技術協会：火力発電所の環境保全技術・設備、Ⅱ・関連法規
火力原子力発電、Vol.41, No.5, 1990

図A7-2 環境基本法の体系

2) 事業者及び国の責務

環境基本法では、国、地方公共団体、事業者及び国民の責務を明らかにしているが、このうち事業者の責務としては、以下の事項が定められている。

- (a) 事業活動に伴って生ずるばい煙、汚水、廃棄物等の処理その他の公害を防止し、又は自然環境を適正に保全するために必要な措置を講ずること。
- (b) 事業活動に係る製品その他が廃棄物となった場合にその適正な処理が図られることとなるように必要な措置を講ずる事。
- (c) 事業活動に係る製品その他の物が使用され、又は廃棄される事による環境への負荷の低減に資するように努めるとともに、その事業活動において、再生資源その他の環境への負荷の低減に資する原材料、役務等を利用するように努めること。
- (d) 事業活動に伴う環境への負荷の低減その他環境の保全に自ら努めるとともに、国又は地方公共団体が実施する環境の保全に関する施策に協力すること。

又、国の責務としては環境の保全についての基本理念にのっとり、環境の保全に関する基本的かつ総合的な施策の策定、実施を以下に示すとおり定められている。

国の責務

- ・ 施策の策定、実施に当たっての環境の保全についての配慮
- ・ 環境影響評価の推進
- ・ 環境の保全上の支障を防止するための規制
- ・ 環境の保全上の支障を防止するための経済的措置
- ・ 環境の保全に関する施設の整備その他の事業の推進
- ・ 環境への負荷の低減に資する製品等の利用の促進
- ・ 環境の保全に関する教育、学習等
- ・ 民間団体等の自発的な活動を促進するための措置
- ・ 情報の提供
- ・ 調査の実施
- ・ 科学技術の振興
- ・ 公害に係る紛争の処理及び被害の救済
- ・ 地球環境保全等に関する国際協力等
- ・ 監視、観測等に係る国際的な連携の確保等
- ・ 地方公共団体又は民間団体等による活動を促進するための措置
- ・ 国際協力の実施等に当たっての配慮

3) 環境基準の設定状況

環境基準は、基本法に基づき大気汚染、水質汚濁、騒音及び土壌汚染について設定されている。

このうち、大気汚染に係る環境基準は表A7-1に示すとおりであり、1969年2月に硫黄酸化物、1970年2月に一酸化炭素、1972年1月に浮遊粒子状物質についての環境基準が設定された。また、1973年5月には光化学オキシダント、二酸化窒素に係る環境基準の設定並びに二酸化硫黄に係る環境基準の改定が行われた。

なお、日本における公害等の発生状況と環境行政の経緯の概況を表A7-2に示す。

表A7-1 大気汚染に係る環境基準

物質	二酸化いおう	一酸化炭素	浮遊粒子状物質	二酸化窒素	光化学オキシダント
環境条件	1時間値の1日平均値が0.04ppm以下であり、かつ、1時間値が0.1ppm以下であること。	1時間値の1日平均値が10ppm以下であり、かつ、1時間値の8時間平均値20ppm以下であること。	1時間値の1日平均値が0.10mg/m ³ 以下であり、かつ、1時間値が0.20mg/m ³ 以下であること。	1時間値の1日平均値が0.04ppmから0.06ppmまでのゾーン内または、それ以下であること。	1時間値が0.06ppm以下であること。
測定方法	溶液導電率法	非分散型赤外分析計を用いる方法	濾過捕集による重量濃度測定方法または、この方法によって測定された重量濃度と直線的な関係を有する量が得られる光散乱法、圧電天びん法もしくはベータ線吸収法	ザルツマン試薬を用いる吸光光度法	中性ヨウ化カリウム溶液を用いる吸光光度法または電量法
備	1. 浮遊粒子状物質とは、大気中に浮遊する粒子状物質であって、その粒径が10ミクロン以下のものを言う。 2. 光化学オキシダントとは、オゾン、パーオキシアセチルナイトレートその他の光化学反応により生成される酸化性物質（中性ヨウ化カリウム溶液からヨウ素を遊離するものに限り、二酸化窒素を除く）を言う。				

表A7-2 日本における公害等の発生状況と環境行政の経緯

年	主なできごと	年	主なできごと
1949	・東京都が全国初の工場公害防止条例を制定	1973	・第5次K値規制強化 ・二酸化窒素、光化学オキシダントの環境基準設定
1955	・千葉県の製鉄工場のばい煙による大気汚染問題発生		・固定発生源に係る窒素酸化物の排出基準設定
1956	・水俣病発生が社会問題化	1974	・第6次K値規制強化 ・自動車排ガス '75年規制の告示
1961	・三重県四日市で喘息患者多発		・大気汚染防止法の一部改正（硫黄酸化物の総量規制の導入）
1962	・ばい煙規制法施行	1975	・自動車排ガス '76年規制の告示 ・固定発生源に係る窒素酸化物の排出基準強化
1964	・厚生省に公害課設置		・第7次K値規制強化 ・硫黄酸化物総量規制の第2次地域指定
1967	・公害対策基本法の公布、施行 ・大気汚染に係る四日市公害訴訟の開始	1976	・第8次K値規制強化 ・自動車排ガス '78年規制の告示
1968	・大気汚染防止法、騒音規制法の施行 ・硫黄酸化物に係るK値規制（第1次）設定		・硫黄酸化物総量規制の第3次地域指定
1969	・硫黄酸化物に係る環境基準の閣議決定 ・硫黄酸化物特別排出基準の施行 ・公害に係る健康被害に関する特別措置法の公布	1978	・自動車排ガス '79年規制の告示 ・二酸化窒素に係る環境基準の改定
1970	・第2次K値規制強化 ・一酸化炭素の環境基準設定 ・公害対策基本法の一部改正並びに水質汚濁防止法等公害関係14法が成立	1979	・固定発生源に係る窒素酸化物の排出基準強化 ・自動車排ガス '81年規制の告示
1971	・第3次K値規制強化 ・環境庁が発足 ・中央公害対策審議会が発足 ・燃料使用基準の設定	1980	・自動車排ガス '82年規制の告示
1972	・浮遊粒子状物質の環境基準設定 ・第4次K値規制強化 ・自動車排ガス '73年規制の告示	1981	・窒素酸化物の総量規制の導入
		1985	・小型ボイラーを大気汚染防止法の規制対象に追加
		1987	・ガスタービン、ディーゼル機関を大気汚染防止法の規制対象に追加
		1992	・自動車 NOx法の公布
		1993	・環境基本法の公布、施行 ・自動車排出窒素酸化物総量削減計画の承認

4) 公害防止計画

公害防止計画とは、個別の工場、事業場に対する規制だけでは地域社会の公害発生を有効に防止し得ないとの考えに基づき、特定地域を対象に、そこで実施されるべき公害防止に関する施策に係る計画として規定されたものである。

公害防止計画を作成する地域には、既汚染地域として東京、大阪、四日市等が、事前予防地域または発展型地域として千葉、水島、大分等があげられ、1992年現在39地域に対する公害防止計画が策定されている。

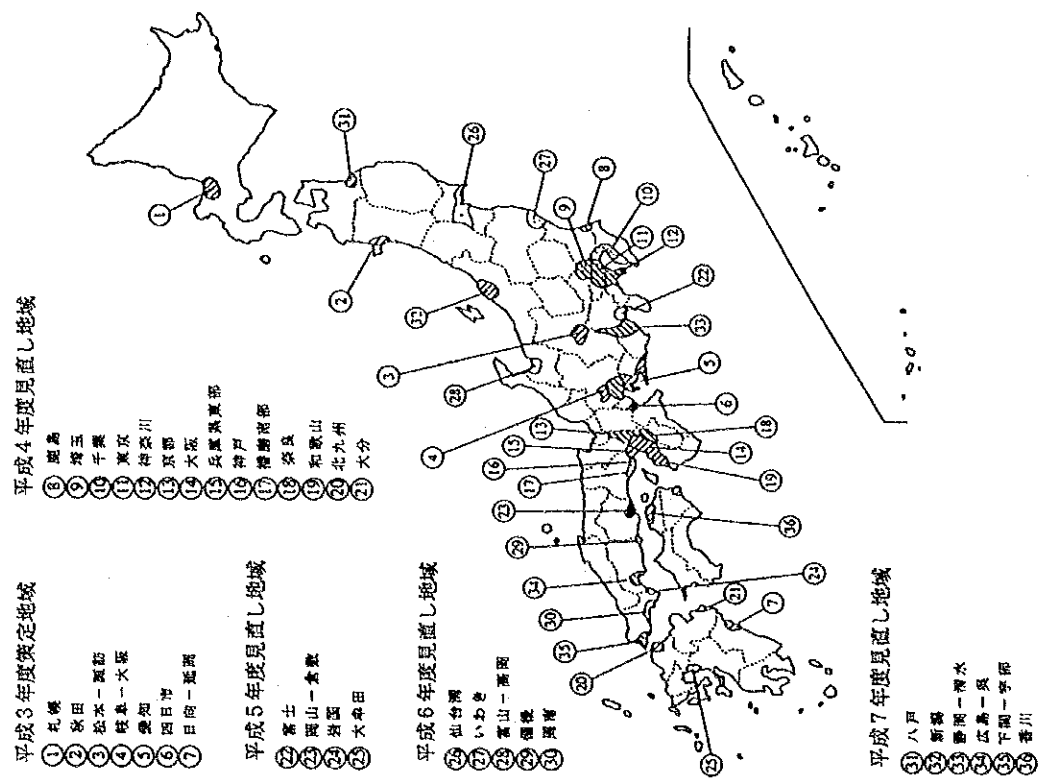
公害防止計画の策定状況を表A7-3、図A7-3に示す。

表A7-3 公書防止計画策定状況一覧

昭和	計画期間(年度)							地域名	備考
	46	47	48	49	50	51	平成		
							1 2 3 4 5 6 7	札幌、秋田、松本・諏訪、岐阜・大垣、日向・延岡、四日市	平成3年度策定地域
								愛知	[7地域]
								鹿島、埼玉、東京、神奈川、京都、大阪、奈良、兵庫県、東部、北九州、大分、播磨・林部	平成4年度見直し地域
								千葉、神戸、和歌山	[14地域]
								岡山・倉敷	平成5年度見直し地域
								富士、岩手、大幸田	[4地域]
								仙台湾、いわき、富山・高岡、備後、岡山	平成6年度見直し地域
								八戸、新潟、静岡・清水、広島・呉、下関・宇部	平成7年度見直し地域
								計36地域	

(注) 1. 旧計画
 現行計画
2. 本表は現行計画を整理したものである。
3. 策定次の対応

- 第1次地域：岡山・倉敷、四日市
- 第2次地域：東京、神奈川、大阪、埼玉、京都、奈良
- 第3次地域：鹿島、愛知、兵庫県東部、北九州、大分
- 第4次地域：富士、岩手、大幸田、播磨南部
- 第5次地域：仙台湾、いわき、富山・高岡、備後、周南、千葉、神戸
- 第6次地域：八戸、新潟、静岡・清水、和歌山、広島・呉、下関・宇部、香川
- 第7次地域：札幌、秋田、松本・諏訪、岐阜・大垣、日向・延岡



図A7-3 公書防止計画策定地域図

(2) 大気汚染防止法

1) 概要

大気汚染防止法は、公害対策基本法に基づいて工場、事業場や自動車から排出されるばい煙を規制することを目的として1968年 6月に制定され、同年12月から施行された。その後、1970年12月に公害対策基本法の一部改正が行われたことによって、全国的な排出規制の実施、規制対象物質の拡大、燃料使用基準の設定などの強化が行われた。

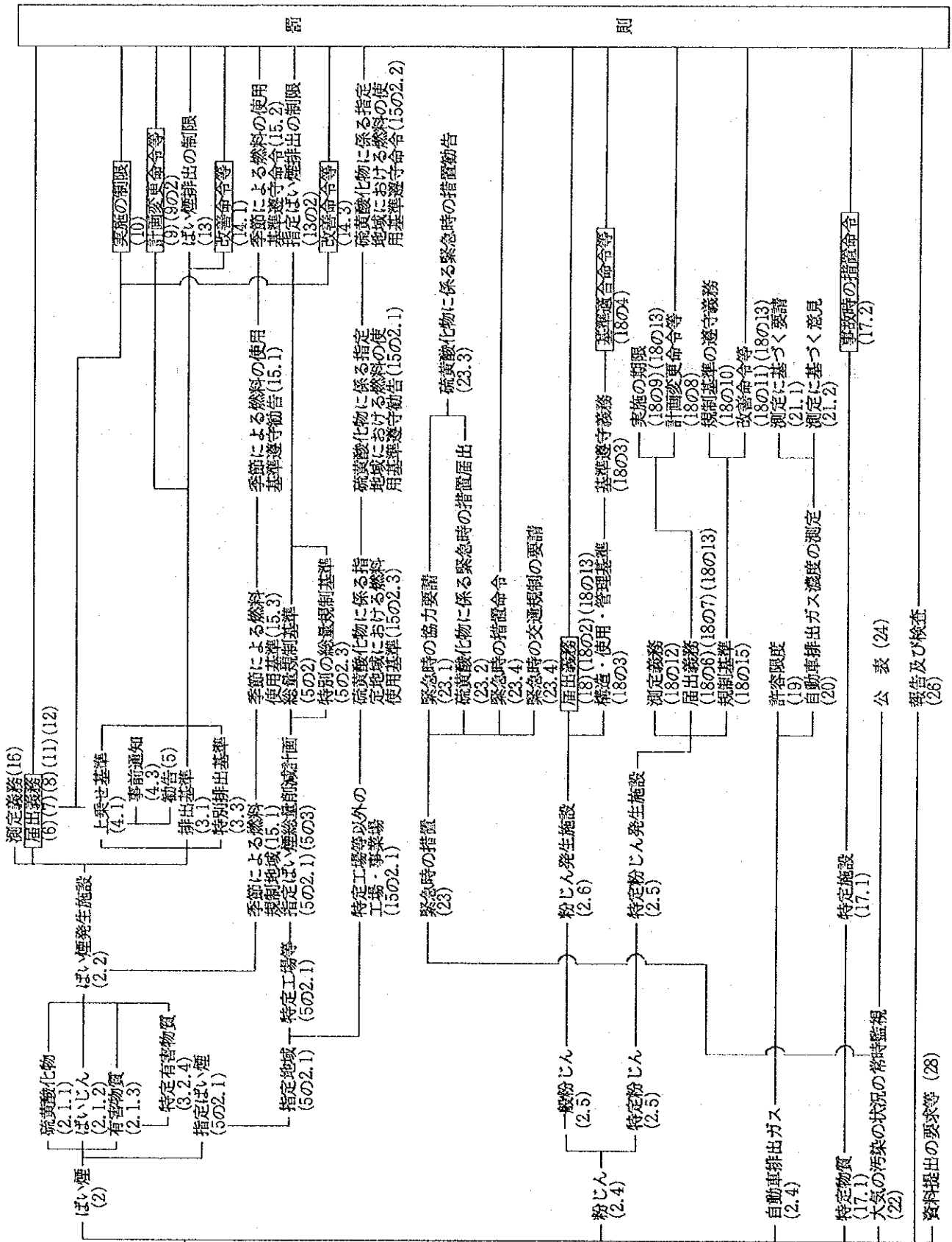
まず、1971年 5月にばいじんの排出基準が強化され、従来の施設ごとの一般排出基準が規模別・施設別に決められるとともに、新たに特別排出基準が設定された。また、従来規制の対象とはなっていなかった有害物質についても施設別に濃度規制が行われることとなった。次いで、1973年 8月には固定発生源に係る窒素酸化物の排出基準が設定され、以後1979年 8月の第 4次規制までに 3回の排出基準の改定、強化が行われた。また、硫黄酸化物についても1968年12月に開始されたK値規制が逐次強化され、1976年には第 8次規制強化が行われている。

本法は1974年 6月に改正され、総量規制制度が導入された。改正と同時に総量規制物質に指定された硫黄酸化物は、1974年11月の第 1次総量規制地域指定に始まって、1975年12月の第 2次、1976年 9月の第 3次と地域指定が行われ、現在は24地域で総量規制が実施されている。窒素酸化物についても1981年 6月に総量規制物質に指定されるとともに、 3地域が総量規制地域に指定された。

また、1985年 5月には小型ボイラーのうちバーナーの燃焼能力50 g/h以上についてばい煙発生施設に追加され、さらに、1987年12月からは、ガスタービン、ディーゼル機関をばい煙発生施設に追加した。

そのほか、自動車の排出ガス規制についても、新車を対象に一酸化炭素、炭化水素、窒素酸化物の規制が実施されている。

大気汚染防止法の体系を図A7-4に示す。



図N7-4 大気汚染防止法の体系

本法による規制
適用除外 { 放射性物質による大気汚染(27.1) 鉱山(2.2)

(注)1. [] で囲った部分
分は、電気工作物
・ガス工作物に對
しては適用されず
それと電氣事業法
法、ガス事業法の
担当規定による。
2. 図中の()は条文
である。(2.1.1)は
例えば(2.1.1)は
法第2条第1項第
1号を意味する。

なお、硫黄酸化物の規制方法であるK値規制並びに硫黄酸化物、窒素酸化物の総量規制についての概念は次に示すとおりである。

(a) K値 (K emission standard value) 規制

大気汚染防止法では、硫黄酸化物 (SO_x) を排出するばい煙発生施設に対して、K値規制と呼ばれる排出基準を定めることとされている。

これは、各ばい煙発生施設の排出口 (煙突) から排出される SO_x の最大着地濃度が一定の値以下になるよう、各施設の排出口の高さ (有効高さ) に応じて許容される SO_x の排出量を定めたものである。

SO_x の許容排出量は次式によって求められる。

$$q = K \times 10^{-3} He^2$$

q : 硫黄酸化物の許容排出量 (Nm³/h)
 K : 地域ごとに定められた係数
 He : 排出口の有効高さ (m)

なお、排出口の有効高さ (He) は次式によって求められる。

$$He = Ho + 0.65 (Hm + Ht)$$

$$Hm = \frac{0.795 \sqrt{Q \cdot V}}{1 + \frac{2.58}{V}}$$

$$Ht = 2.01 \times 10^{-3} \cdot Q \cdot (T - 288) \cdot \left(2.30 \log J + \frac{1}{J} - 1 \right)$$

$$J = \frac{1}{\sqrt{Q \cdot V}} \left(1460 - 296 \times \frac{V}{T - 288} \right) + 1$$

- He : 排出口の有効高さ (m)
- Ho : 排出口の実高さ (m)
- Q : 15℃における排出ガス量 (m³/s)
- V : 排出ガスの排出速度 (m/s)
- T : 排出ガスの温度 (K℃)

K値規制は1968年12月1日施行の第1次規制から1976年9月28日施行の第8次規制まで逐次改定強化が行われており、現在では全国16ランクの地域に対して3.0～17.5の一般K値 (一般排出基準) が設定されている。また、ばい煙発生施設が集中

し、高濃度汚染が生じるおそれのある地域については、新、増設施設について特別のK値が定められており、これについても1969年7月から1974年4月まで逐次改定強化が行われた結果、現在では3ランクの地域に対して1.17～2.34の特別K値（特別排出基準）が設定されている（表A7-4、A7-5）。

表A7-4 K値及び特別K値の規制強化の推移（1968～1974年）

規制年月	K値規制（対象地域）	特別K値規制（対象地域）
1968.12	20.4～29.2（21地域）	規制なし
1969.7	〃	5.26（5地域）
1970.2	11.7～26.3（35地域）	〃
1971.6	11.7～26.3（51地域＋その他）	5.26（17地域）
1972.1	7.01～22.2（70地域＋その他）	2.92～5.26（17地域）
1973.1	6.42～22.2（70地域＋その他）	〃
1974.4	3.5～17.5（99地域＋その他）	1.17～2.34（28地域）
1975.4	3.0～17.5（99地域＋その他）	〃
1976.9	3.0～17.5（120地域＋その他）	〃

表A7-5 K値のランク別地域指定状況(1992年現在)

区分	ランク	地域数	K値
一般 排出 基準	1	東京特別区等、横浜・川崎等、名古屋等、四日市等、大阪・堺等、神戸・尼崎等 6地区	3.0
	2	川口等、千葉・市原等、清水等、富士宮・富士等、半田・碧南等、京都等、岸和田等、姫路等、和歌山等、倉敷(水島)、倉敷B、備前、福山、大竹、宇部等、徳山等、岩国等、新居浜等、北九州等、大牟田・大分等 21地区	3.5
	3	札幌 1地区	4.0
	4	室蘭、日立、鹿島等、防府 4地区	4.5
	5	富山・高岡等、呉・東予等 4地区	5.0
	6	八戸、いわき、安中等、新潟等、岡山、下関、丸亀・坂出等、川之江等、荒尾 10地区	6.0
	7	苫小牧等、八王子等、笠岡 3地区	6.42
	8	仙台等、足利等、栃木等、福井等、浜松等、広島等 6地区	7.0
	9	小樽、旭川、酒田、宇都宮等、敦賀、竹原等、三原・尾道等、徳島・阿南等 8地区	8.0
	10	秋田等、金沢等、豊橋等、大津等、相生等、福岡、長崎等、延岡 8地区	8.76
	11	高崎B、川越、浦和等、野田・成田等、一宮・犬山等、瀬戸等、那覇等 7地区	9.0
	12	釧路、武生・鯖江、静岡、佐世保 4地区	10.0
	13	函館、石巻等、名取等、郡山、勝田、平塚・鎌倉等、上越等、岐阜・大垣等、多治見等、福知山等、高松、松山等、八代等、水俣、川内 15地区	11.5
	14	渋川、沼津・三島等、玉野、鳴門等、久留米、糸満等 7地区	13.0
	15	青森、盛岡、宮古、釜石、山形、土浦等、古河等、秩父等、銚子、茂原、長岡、長野、松本等、桑名・鈴鹿、彦根・長浜等、西脇・三木等、今治、熊本、日向、鹿児島 20地区	14.5
	16	その他	17.5
特別 排出 基準	1	東京特別区等、横浜・川崎等、名古屋等、四日市等、大阪・堺等、神戸・尼崎等 6地区	1.17
	2	千葉・市原等、富士、半田・碧南等、岸和田等、姫路等、和歌山等、倉敷(水島)・北九州等 8地区	1.75
	3	鹿島等、川口等、富士等、清水、京都等、福山、大竹、宇部等、徳山等、岩国等、丸亀・坂出等、新居浜等、大牟田、大分等 14地区	2.34

(b) 総量規制

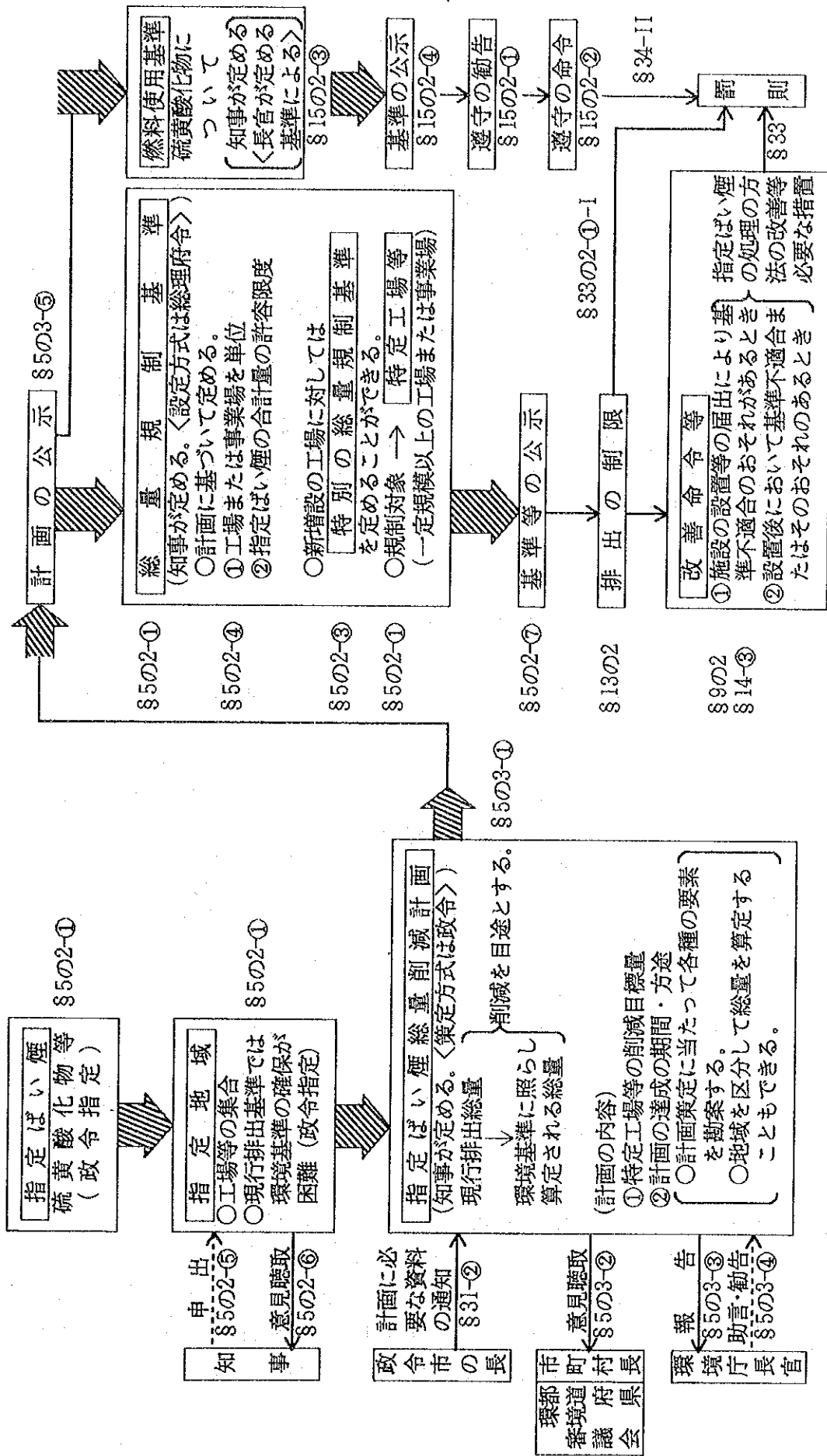
総量規制とは、工場または事業場が集合している地域で、個々の工場、事業場に対する指定ばい煙の排出基準のみによっては大気環境基準を確保することが困難であると認められる地域に対して、地域内の排出総量を環境保全上許容できる限度に止めるため、一定規模以上の工場、事業場（特定工場等という）に対して許容排出量を配分し、この量をもって規制する方法のことである。総量規制は国による指定地域の設定を受けて、都道府県知事が作成する総量削減計画に基づいて実施される。総量削減計画とは、当該地域における指定ばい煙の総量（1号総量という）について、大気環境基準を確保する濃度として算定される総量（3号総量という）まで削減させることを目的として、特定工場等から排出される総量（2号総量という）についてその削減目標量（4号総量という）を定め、また、総量削減計画の達成期間及び方法を定めることである。

現在、大気汚染物質に対しては硫黄酸化物、窒素酸化物が総量規制の対象となっており、硫黄酸化物の場合には原燃料中の硫黄含有率等から、窒素酸化物の場合には煙突から排出されるガス中の窒素酸化物濃度からそれぞれの排出量を求めることとなっている。

このうち、硫黄酸化物については特定工場等に対して総量規制基準を、特定工場等以外の工場等に対しては燃料使用基準を定めることとなっており、燃料使用基準とは燃料の使用について守るべき基準として、重油その他の石油系燃料について環境庁長官が定める基準に従って都道府県知事が定めることとされている。なお、総量規制に係る特定工場等とは、硫黄酸化物にあつては燃料消費量が重油換算で0.1～1kℓ/h、窒素酸化物にあつては燃料消費量が重油換算で1～10kℓ/hの範囲にある工場等のうち、都道府県知事が定める一定規模以上のものを指す。

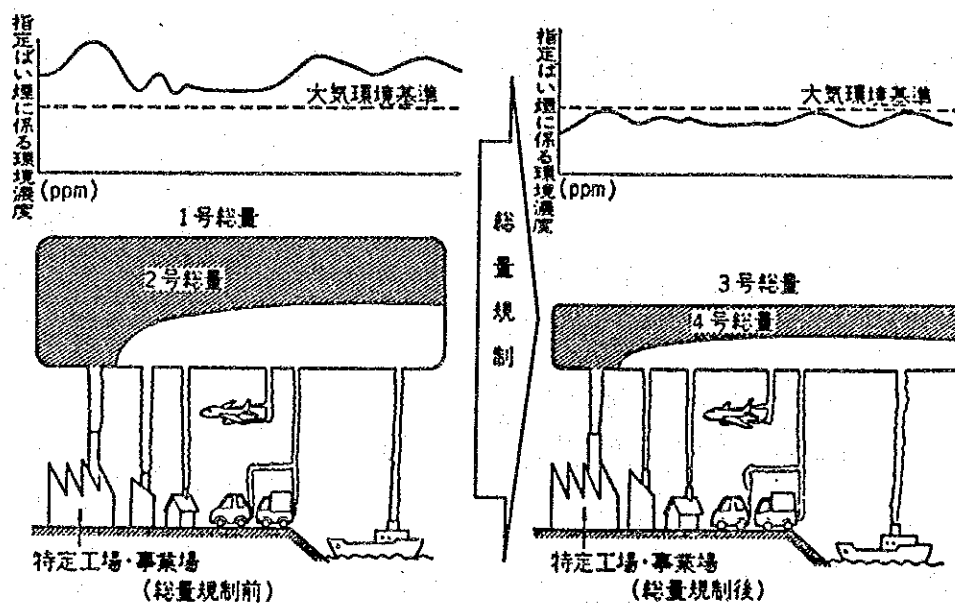
硫黄酸化物に係る総量規制は1974年11月の第1次指定（11地域）、1975年12月の第2次指定（8地域）、1976年9月の第3次指定（5地域）を経て現在24地域が、また、窒素酸化物に係る総量規制は1981年6月に3地域が指定地域として設定されている。

総量規制の体系を図A7-5に、総量規制の考え方を模式的に示したものを図A7-6に、硫黄酸化物及び窒素酸化物の総量規制指定地域の現状を表A7-6に示す。



(備考) 図の中で例えば §33の2-1-I は、「大気汚染防止法」第33条の2第1項第1号を表している。

図A7-5 総量規制の体系



出典：武藤雄一監修(1983)「総量規制の知識 - 公害対策の仕組みと実際 - 日本規格協会」

図A7-6 総量規制の考え方

表A7-6 硫黄酸化物及び窒素酸化物の総量規制指定地域の現状

(a) 硫黄酸化物に係る総量規制指定地域

(b) 窒素酸化物に係る総量規制指定地域

第1次指定(1974.11)	第2次指定(1975.12)	第3次指定(1976.9)	(1981.6)
千葉、市川等 特別区等 横浜・川崎等 富士宮・富士等 名古屋等 半田・碧南等 四日市等 大阪等 神戸・尼崎等 倉敷(水島) 北九州等	岸和田、池田等 姫路、明石等 和歌山・海南等 倉敷(水島以外) 宇部・小野田 徳山・下松等 岩国等 大牟田	川口・草加等 京都等 備前 福山 大竹	特別区等 横浜・川崎等 大阪等

2) 目的

大気汚染防止法は、工場及び事業場における事業活動に伴って発生するばい煙の排出等を規制し、並びに自動車排出ガスに係る許容限度を定める等により、大気の汚染に関して国民の健康を保護するとともに、生活環境を保全し、並びに大気の汚染に関して人の健康に係る被害が生じた場合における事業者の損害賠償の責任について定めることにより、被害者の保護を図ることを目的として制定されている。

本法で定められる主な項目は次のとおりである。

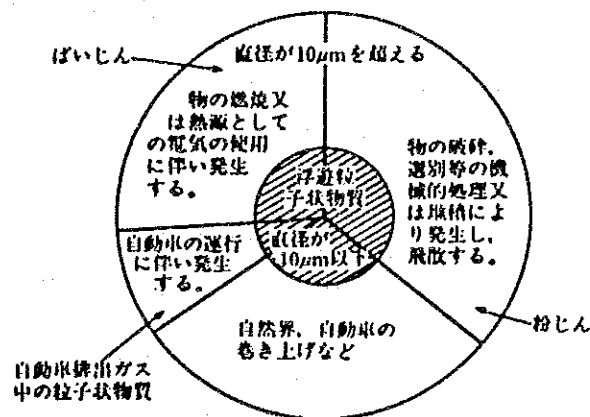
- ・ ばい煙の排出基準および指定ばい煙に係る総量規制基準の設定
- ・ ばい煙等の排出の制限
- ・ ばい煙発生施設の設置・変更の届出
- ・ 計画変更命令
- ・ 改善命令
- ・ 燃料使用規制
- ・ ばい煙量等の測定義務
- ・ 緊急時の措置
- ・ 報告徴収・立入検査

3) 規制対象物質

大気汚染防止法の規制の対象となる物質は、ばい煙、粉じん、自動車排出ガス及び特定物質である。

このうち、ばい煙としては硫黄酸化物、ばいじん及び有害物質（カドミウム、塩素、フッ化水素、鉛等）が、粉じんとしては特定粉じん（石綿）と一般粉じんが、自動車排出ガスとしては一酸化炭素、炭化水素、鉛化合物、窒素酸化物及び粒子状物質が挙げられている。また、特定物質とは、化学的処理に伴い発生する物質のうち、人の健康または生活環境に被害を生ずるおそれのある物質として、大気汚染防止法施行令で定められているフェノール、ピリジン等28種類の物質が挙げられている。

このうち、ばいじん、粉じん及び浮遊粒子状物質の関係を図A7-7に示す。



図A7-7 ばいじん、粉じん、浮遊粒子状物質の関係

4) 規制基準並びに規制措置等

各規制対象物質に対する規制基準並びに規制措置等は表A7-7に示すとおりであり、量規制、K値方式、総量規制基準、濃度規制などの基準、改善命令、直罰などの措置が決められている。

表A7-7 大気汚染防止法規制措置等一覧

規制物質	物質の例示	発生形態	発生施設	規制基準	規制措置等	
ば	硫黄酸化物	SO ₂ 、SO ₃	物の燃焼	ばい煙発生施設	排出基準 (量規制、地域ごとK値方式、総量規制基準)	改善命令、直罰など
	ばいじん	すすなど	同上	同上	同上 (濃度規制、施設の種類・規模ごと)	同上
い	有害物質	NO _x 、Cd、Pb、HF、Cl ₂ 、HClなど	物の燃焼、合成、分解、加圧など	同上	同上 (濃度規制、物質の種類・施設の種類の種類ごと NO _x については総量規制基準もある)	同上
	特定有害物質	(未指定)	物の燃焼	同上	同上 (量規制、K値方式)	同上
粉	じん	セメント粉、石炭粉、鉄粉など	物の粉碎、選別、堆積など	粉じん発生施設	構造・使用・管理基準	基準適合命令
自動車	排出ガス	CO、HC、Pbなど	自動車の運行	特定の自動車	許容限度 (保安基準で考慮)	交通規制、整備命令など (他法による)
特定	物質	C ₆ H ₅ OH (フェノール)、C ₅ H ₅ N (ピリジン)など	物の合成等の化学的処理中の事故	特定施設(政令等で特定せず)	なし	事故時の措置命令

(3) 排出基準の設定状況

1) SOx

硫黄酸化物に係る排出基準は、ばい煙発生施設において発生し、排出口から大気中に排出される硫黄酸化物の排出量について、大気汚染防止法施行令で定められた地域の区分ごとに排出口の高さに応じて定める許容限度とされている。

SOx の排出基準は、政令で定められた地区の区分（K値）ごとに、排出口の高さ（煙突有効高さ）に応じて定められた許容限度とされている。地域別のK値は表A7-8に示すとおりである。

表A7-8 地域別K値（抜粋）

	地域区分	K値(ppm)	
一般排出基準	東京(A)、横浜、川崎、横須賀	3.0 (0.005)	{備考} 1. 一般排出基準は、全国一律の規制値 2. 特別排出基準は、1974.4.1以降設置された設備に適応 3. K値欄の()内は、K値に相当する最大地上濃度
	千葉、木更津、市原、君津、富津	3.5 (0.006)	
	富士宮、富士		
	鹿島、日立	4.5 (0.008)	
	東京(b)、いわき	6.0 (0.010)	
	宇都宮	8.0 (0.014)	
	川越、野田	9.0 (0.015)	
	郡山、勝田	11.5 (0.020)	
	土浦、古河、銚子	14.5 (0.025)	
	その他地域	17.5 (0.030)	
特別排出基準	東京(A)、横浜、川崎、横須賀、千葉、木更津、市原、君津、富津、富士宮、富士	1.17(0.002)	
	鹿島、川口、草加、鳩ヶ谷	1.75(0.003)	
		2.34(0.004)	

出典：火力原子力発電技術協会：火力発電所の環境保全技術、設備Ⅱ 関連法規
火力原子力発電 Vol 41. No.5. 1990

2) Nox

有害物質については、排出口から大気中に排出される排出物に含まれる有害物質の量について、有害物質の種類及び施設の種類ごとに定められる許容限度である。火力発電所から発生するものでは、窒素酸化物が該当する。

施設別の NOxの排出基準は表A7-9に示すとおりである。

表A7-9 NOx 排出に係る基準 (抜粋)

施設の種類 (万Nm ² /h)	排 出 規 制 値 (ppm)						
	* On (%)	施 設 設 置 年 月 日					
		73. 8. 9	73. 8. 10 75. 12. 9	75. 12. 10 77. 6. 17	77. 6. 18 79. 8. 9	79. 8. 10 83. 9. 9	83. 9. 10
ガス専焼ボイラ	5						
50~		130	130	100	60	60	60
10~50		130	130	100	100	100	100
4~10		130	130	130	100	100	100
液体燃焼ボイラ	4						
50~		180	180	150	130	130	130
10~50		190	180	150	150	150	150
4~10		190	180	150	150	150	150
1~4		230	230	150	150	150	150
0.5~1		250	250	250	250 180	180	180
廃棄物焼却炉 (連続炉に限る)	12						
4~		(300)	(300)	(300)	250	250	250
~4		(300)	(300)	(300)	(300)	(250)	(250)
固体燃焼ボイラ	6						
70~		400	300	300	300	300	200
50~70		420	300	300	300	300	250
20~50		420	350	300	300	300	250
4~20		450	350	300	300	300	250

* On : 残存酸素濃度

3) ばいじん

ばいじんについては、排出口から排出される排出物に含まれるばいじんの量について、施設の種類及び規模ごとに定められる許容限度である。ばいじんの排出基準は表A7-10に示すとおりである。

表A7-10 大気汚染防止法のばいじん規制

施設名	規模 (万Nm ³ /h)	本 則			附 則										
		一 般 (g/Nm ³)	特 別 (g/Nm ³)	0 ₂ (%)	一 般 (g/Nm ³)	特 別 (g/Nm ³)	0 ₂ の 扱い								
ガス専焼 ボイラ	20以上	} 0.05	} 0.03	} 5	当分の間適用し	当分の間適用し									
	4~20							} 0.10	} 0.05	} 5					
重油専焼及 びガス液体 混焼ボイラ	4未満	} 0.05	} 0.03	} 5	当分の間適用し	当分の間適用し	当分の 間適用 を猶予 する。								
	小型ボイラ							} 0.10	} 0.05	} 5					
	20以上										0.05	0.04	4	既設は当分の間 0.07とする。 既設は当分の間 0.18とする。	当分の 間適用 を猶予 する。
	4~20										0.15	0.05	4		
1~4	0.25	} 0.15	4												
1未満	0.30		4												
石炭燃焼 ボイラ	20以上	} 0.10	} 0.05	} 6	既設は当分の間 0.15とする。	当分の 間適用 を猶予 する。	当分の 間適用 を猶予 する。								
	4~20							} 0.20	} 0.10	} 6					
	4 未満										} 0.30	} 0.15	} 6		
	小型ボイラ													} 0.30	} 0.15
20以上	0.10	0.05	6	既設は当分の間 0.15とする。 既設は当分の間 0.25とする。 既設は当分の間 0.35とする。 既設は当分の 間適用しない 90年 9月10日 までに設置さ れたもの0.50	90年 9月10日ま までに設置され たものは0.30										
4~20	0.20	0.10	6												
4 未満	0.30	0.15	6												
小型ボイラ	0.30	0.15	6												

(4) ディーゼル発電機に対する排出基準の設定状況

1987年に大気汚染防止法が改正され、燃料使用量50ℓ/h以上のガスタービン、ディーゼル機関が新たにばい煙発生施設となった。

新設については、常用で使用されるものについて1988年2月よりSO_x、NO_x、ばいじんについて規制の対象となった。なお、既設については排ガス量によりSO_xについて規制され、NO_xについては当分の間適用猶予となっている。

ただし、非常用で使用されるものについては、既設、新設を含め、当分の間適用猶予となっている。

総量規制についても常用について規制されることになっている。

ガスタービン、ディーゼル機関に対する排出基準は表 A7-11に示すとおりである。

表A7-11 ガスタービン、ディーゼル機関の排出基準

ガスタービン

政令適用	常 用		非 常 用
	既 設	新 設	既設&新築
	2年間の適用猶予 (90.2.1~)	適用猶予なし (88.2.1~)	常用と同様
窒 素 酸化物 O ₂ =16%	・排出基準は等分の間適用猶予 ・総量規制 (91.2.1~)	・70ppm 但し、 液体燃焼(4.5万 Nm ³ /h未満) 89.7.31まで 120ppm 液体燃焼(4.5万 Nm ³ /h以上) 91.1.31まで 100ppm 気体専焼(4.5万 Nm ³ /h以上) 89.7.31まで 90ppm ・総量規制 (89.2.1~)	排出基準は当分の間 適用猶予
硫 黄 酸化物	・一般排出基準 (K値) 但し、排ガス量 1万Nm ³ /h未満 の小型機は当分の間適用猶予 ・総量規制、燃料使用基準 (66.2.1~)	・一般排出基準 (K値) ・特別排出基準 (K値) ・総量規制、燃料使用基準 (89.2.1~)	排出基準は当分の間 適用猶予
ばいじん O ₂ =16%	・排出基準は当分の間適用猶予	・一般排出基準 0.05g/Nm ³ ・特別排出基準 0.04g/Nm ³	排出基準は当分の間 適用猶予

ディーゼル機関 (政令適用はガスタービンと同様)

窒 素 酸化物 O ₂ =13%	・排出基準は当分の間適用猶予 ・総量規制 (91.2.1~)	・950ppm 但し、シリンダ内径 400mm 以上の大型機関は 89.7.31まで 1,600ppm 89.8.1~66.1.31 1,400ppm 91.2.1~当分の間 1,200ppm (対策技術評価後950ppm) ・総量規制 (89.2.1~)	排出基準は当分の間 適用猶予
硫 黄 酸化物	・一般排出基準 (K値) 但し、排ガス量 1万Nm ³ /h未満 の小型機は当分の間適用猶予 ・総量規制、燃料使用基準 (91.2.1~)	・一般排出基準 (K値) ・特別排出基準 (K値) ・総量規制、燃料使用基準 (89.2.1~)	排出基準は当分の間 適用猶予
ばいじん O ₂ =13%	・排出基準は当分の間適用猶予	・一般排出基準 0.10g/Nm ³ ・特別排出基準 0.08g/Nm ³	排出基準は当分の間 適用猶予

- [規模要件] 1. 政令の適用を受ける施設の規模は、ガスタービン、ディーゼル機関ともに「燃料の燃焼能力」が重油換算 1時間当たり50 以上 (50L/h以上) である。
2. 50L/hは出力150kW程度に相当する。
3. 4.5万Nm³は出力2,000kW程度に相当する。
4. シリンダ内径400mm以上のディーゼル機関は、出力1,500kW程度以上に相当する。

[注] 総量規制基準

	燃料換算係数		施設係数	
	ガスタービン	2.0~3.5	新設 Ci	5.0
ディーゼル機関	20.0~30.0	新設 Ci	40.0	
		既設 C	7.0~13.0	
		既設 C	49.0~69.0	

出典：火力原子力発電技術協会；火力発電所の環境保全技術、設備Ⅱ 関連法規
火力原子力発電 Vol.41. No.5. 1990

(5) 燃料使用基準

燃料使用基準の概況は表 A7-12に示すとおりである。

この基準の目的とするところは、都市部の硫黄酸化物による汚染の状況に対応し、地域ごとのばい煙を減少するため、良質の燃料の使用または燃料の使用量の削減を勧告及び命令しようとするものである。

表A7-12(1) 硫黄酸化物に係る総量規制基準

地域	総量規制基準 $Q = a \cdot W^b$ Q : SO ₂ 排出量(Nm ³ /h) W : 燃料使用量(kg/h)				特別総量規制基準 $Q = a \cdot W^b + r \cdot a (W + W_i)^{b-r}$ W_i : 新增施設燃料使用量(kg/h)		燃料使用基準		
	係数 a	係数 b	特定工場等の規模 W	適用年月日	係数 r	適用年月日	硫黄分 S(%)	燃料規制事業場の規模 W	適用年月日
川口・草加等	2.11	0.86	0.3	78.5.31	0.5	78.2.28	0.8	≥ 0.1	78.5.31
千葉・市川等	3.3	0.90(北部) 0.88(南部)	0.5	77.1.1(新設) 78.3.1(既設)	0.5	76.10.1	0.6 0.8	$0.2 \leq W < 0.5$ $0.05 \leq W < 0.2$	77.1.1(新設) 78.3.1(既設)
特別区等	0.57~3.36	0.80~0.95	0.3または2kg/日(0.1以上)	77.12.1	0.3	76.9.1	0.2~0.8(既設) 0.1~0.5(新設)	<0.3kg/日	77.12.1(既設) 76.8.1(新設)
横浜・川崎等	1.5(横浜・川崎の臨海部) 2.5(その他)	0.965	1.0	78.4.1	1/3(横浜・川崎の臨海部) 0.32(その他)	76.4.1	0.3(横浜・川崎の臨海部) 0.5(その他)		77.4.1(既設) 76.4.1(新設)
富士宮・富士等	2.8(富士) 3.0(その他)	0.8	1.0	78.4.1	0.3(富士) 0.5(その他)	77.3.31	0.5(富士) 0.8(その他)		78.4.1
名古屋等	2.37 1.85 1.54	0.95	0.5	76.4.1 76.10.1 78.4.1	1/3	76.4.1	0.5		78.4.1
平岡・碧南等	3.69 3.16 2.63	0.95	0.5	76.4.1 76.10.1 78.4.1	0.4	76.4.1	0.8		78.4.1
四日市等	4.0	0.819	0.5	76.9.1	0.3	76.9.1	0.8	$0.1 \leq W < 0.5$	76.9.1
京都等	1.6(京都) 3.2(その他)	0.85	0.3	78.5.1	0.3(京都) 0.5(その他)	78.1.1	0.5(京都) 0.8(その他)	$0.1 \leq W < 0.3$	78.5.1(既設) 78.1.1(新設)
大阪等	2.0(大阪市等) 3.0(その他)	0.85	0.8	78.3.31	0.3	77.10.1	0.35(大阪市等) 0.5(その他)	$0.5 \leq W < 0.8$	78.3.31
							1.0	<0.1	

出典：火力原子力発電技術協会；火力発電所の環境保全技術、設備Ⅱ関連法規
火力原子力発電 Vol 41, No.5, 1990

表A7-12(2) 硫黄酸化物に係る総量規制基準

地域	総量規制基準				特別総量規制基準		
	方式	係数 a(k)	係数 b(g)	特定工場等の規模 W	方式	係数 r	適用年月日
特別区等	$Q = k \{ \Sigma(C \cdot V) \}^l$	0.51	0.95	1	$Q = k \{ \Sigma(C \cdot V) + \Sigma(C_i \cdot V_i) \}^l$	-	82.11.30 (既設は 85.3.31)
横浜・川崎等	$Q = a \cdot W^b$	1.37	0.85	4	$Q = a \cdot W^b + r \cdot a \{ (W + W_i)^b - W^b \}$	0.7	87.4.1 (既設は 85.3.31)
大阪市等	$Q = k \{ \Sigma(C \cdot V) \}^l$	0.60	0.95	2	$Q = k \{ \Sigma(C \cdot V) + \Sigma(C_i \cdot V_i) \}^l$	-	87.11.1 (既設は 85.3.31)

Q : SO₂排出量(Nm³/h) W : 燃料使用量(万 Nm³/h) C_i : 新增施設設備係数
 C : 施設係数 V : 燃料使用量(kg/h) V_i : 新增施設設備燃料使用量(万 Nm³/h)
 W_i : 新增施設燃料使用量(kg/h)

出典：火力原子力発電技術協会；火力発電所の環境保全技術、設備Ⅱ関連法規
火力原子力発電 Vol 41, No.5, 1990

(6) 規制基準の遵守並びに罰則規定

ばい煙発生施設を設置しようとするものは、設置の60日前までにばい煙発生施設の種類及び構造、ばい煙の処理の方法を届出なければならない。既設の構造、使用の方法を変更する場合も同様である。また、粉じん発生についても届出義務が課せられている。

届出に係る施設が排出基準に適合しない場合には計画変更命令が出され、改善命令または排出基準、総量規制基準に適合しないばい煙を排出した場合には罰則が課せられる。

(7) 条例との関係

国で定める規制基準に対して、特に公害防止上必要と認められた場合は、地方行政機関では、条例により必要な規制を定められることになっている。また、地方公共団体または地域住民と特定企業との間に、公害防止協定を締結することができることになっている。

(8) 大気汚染防止法の適用除外

鉱山、電気工作物、ガス工作物に関する適用除外工場または事業場に設置されるばい煙発生施設、粉じん発生施設または特定施設であっても、1本法の規定が適用されないものとしては鉱山があり、2本法の規定の一部が適用されないものとしては電気工作物及びガス工作物がある。3この他、放射性物質による大気汚染及びその防止についても、本法の規定は適用除外とされている。

以上の本法の適用除外部分については、1鉱山保安法、2電気、ガス事業法、3原子力基本法などの体系で規制が行われている。

- a) 鉱山については「鉱山保安法第2条第2項本文に規定する鉱山」が除外される。
- b) 電気工作物及びガス工作物については「電気事業法に規定する電気工作物」または「ガス事業法に規定するガス工作物」であるばい煙発生施設（粉じん発生施設・特定施設）からのばい煙（粉じん・特定物質）について、施設設置、変更の届出、計画変更命令、改善命令（基準適合命令、事故時の命令）など電気事業法またはガス事業法に相当規定のある規定を適用しないこととしている。

なお、適用除外した条項による措置に関連して、都道府県知事の通商産業大臣に対する措置要請などの規定が定められている。

また、適用除外とされていない規定、例えばばい煙の排出制限（直罰）、燃料使用に関する措置、緊急時の措置等及び、これらに伴う立入検査などの規定は当然適用されることとなる。

A7.1.3 大気環境の監視

(1) 監視体制

1) 監視測定局

大気汚染の実態を把握するために全国各地に監視のための測定局が配置されているが、これらは国設大気観測網と地方大気汚染監視体制に大別される。

(a) 国設大気観測網

大気汚染の状況を全国的視野に立って把握するとともに、環境基準の設定、公害防止計画の策定等に必要な基礎資料を得る目的で、国設大気汚染測定所15ヶ所と国設環境大気測定所 8ヶ所が設置されている。（この他に自動車排ガス測定所 4ヶ所及び酸性雨測定所が 6ヶ所ある。）

・大気汚染測定所

全国主要地域15ヶ所に設置されており、各測定所には環境基準の対象となっている 5物質の他に非メタン炭化水素、浮遊ばいじん、降下ばいじんの各測定機器が設置されており、このデータをもとに大気汚染要因の解析や究明が行われている。

・大気環境測定所

日本の代表的な平野部において、既汚染地域以外の地域の状況を把握するために 8ヶ所に設置されており、各測定所では国設大気汚染測定所に設置しているものと同種の測定機器の他に、硫化水素やオゾン等の測定器も設置している。

(b) 地方大気汚染監視体制

一般環境大気測定局（一般測定局）と自動車排ガス測定局（自排測定局）の 2種類に大別される。以下一般測定局について記述する。

1968年に制定された大気汚染防止法では大気汚染物質の常時監視が都道府県知事

に義務づけられている。常時監視の目的は、当初は緊急時の対策や、環境基準の適否判断に重点がおかれていたが、現在では常時監視測定局で得られた測定値を統計処理をした上で、大気汚染防止計画策定のための基礎資料とすることや、後記する環境影響予測評価の際の現況（バックグラウンド）としての関連づけなど広く活用されている。

2) 測定局の状況

大気汚染に係わる環境基準の対象となっている二酸化硫黄、一酸化炭素、浮遊粒子状物質、二酸化窒素、光化学オキシダントについて測定を実施している市町村数及び測定局数の推移と現状を下表に示す。（国設局と地方局の合計）

表A7-13 測定局の状況

年度	1976		1981		1986		1991	
	市町村	測定局	市町村	測定局	市町村	測定局	市町村	測定局
	数	数	数	数	数	数	数	数
二酸化硫黄	538	1426	624	1622	652	1625	686	1621
一酸化炭素	158	189	172	213	167	198	161	191
浮遊粒子状物質	98	187	134	286	437	906	641	1368
二酸化窒素	435	859	562	1239	605	1331	653	1391
光化学オキシダント	392	713	499	983	532	1027	584	1063

これらの測定局のほとんどは無人化されている。

また地方公共団体では、これら常設の測定局を補完して、随時必要な地点で測定を行うため、大気汚染移動測定車を適宜設置している。

3) 大気汚染常時監視システム

地域的に総合管理を必要とする場合は、大気汚染常時監視システムを設置し、複数の測定局で測定されたデータを中央監視局に伝送し広域な監視を行っている。またこのシステムはデータ伝送システムとデータ処理システムからなっており、測定局の整備が進んできた1970年頃から殆どの地方公共団体に設置されている。

(2) 管理体制

日本における大気汚染監視に伴う管理体制については行政上の役割、関連法規及び監視体制の項でそれぞれ関連させて記述しており、ここでは特に緊急時の措置や特定事業者例えば大型出力発電所に対する規制管理について記述する。

1) 緊急時の措置

大気汚染防止法や都道府県が制定した公害防止条例に基づき大気の汚染が著しくなり、人の健康または生活環境に係る被害が生じるおそれがある事態を緊急時とし、環境基準が設定されている5物質それぞれの環境濃度が一定基準を越えるおそれがある場合及びその基準を越えた場合には、気象条件等も考慮して注意報や警報を発令して一般に周知させるとともに、その地域の主要発生源（自動車を含む）の使用者等に対し、それらの汚染物質排出量の減少措置について協力を要請するとか、場合によっては勧告若しくは命令することになっている。この命令に対しては罰則が定められている。

表A7-14 緊急時の要件

物質	一般緊急時	重大緊急時
硫黄酸化物	0.2ppm 以上 3時間継続 0.3ppm 以上 2時間継続 0.5ppm 以上 48時間継続平均値が 0.15ppm以上	0.5ppm 3時間継続 0.7ppm 2時間継続
浮遊粒子状物質	2 mg/Nm ³ 2時間継続	3 mg/Nm ³ 3時間継続
一酸化炭素	30 ppm 以上	50 ppm 以上
二酸化窒素	0.5 ppm 以上	1 ppm 以上
オキシダント	0.12 ppm 以上	0.4 ppm 以上

(注) 測定値はすべて1時間値

2) 特定事業者に対する管理規制

規模が比較的大きい事業所例えば製鉄、石油化学、製紙、発電等の施設を有する事業者に対し、地方公共団体では公害防止条例に基づく公害防止協定を締結する例が多い。

内容としては国の基準に対しより厳しい規制基準値を定める（上乘せ基準 Strict

Standard) とともに汚染物質の排出量を制限している。

この協定を締結した火力発電所に対しては毎月燃料使用量、汚染物質の排出濃度、排出量等について報告を求めるとともに毎年度末までに当該年度における協定の遵守状況と、翌年度に講じようとする公害防止に関する措置を記載した計画書を提出させている。

また発電所の運転に伴う硫黄酸化物や窒素酸化物の排出濃度、排出ガス中の残存酸素濃度、発電電力量等の発生源データを、地方公共団体の中央監視局などにテレメータにより直送させている例も多い。

更にこれらの確認のため通商産業省の職員並びに地方公共団体の職員、場合によっては一般市民（あらかじめ指定されている場合が多い）が同行した立入検査が年1~2回実施されている。

A7.1.4 火力発電所のばい煙監視

(1) 測定項目

出力発電所の運転に伴い、ボイラ等から排出されるばい煙については大気汚染防止法等によって硫黄酸化物、窒素酸化物及びばいじんについて排出基準が定められ、各項目について測定が義務づけられている。なおこれらの項目の他に風向、風速、気温、日射量、放射収支量、湿度などの気象関係の項目を同時に測定している例が多い。

(2) 測定場所

硫黄酸化物、窒素酸化物及びばいじんの測定場所は原則的に煙道で実施している。

(3) 測定方法

測定方法は大気汚染防止法に定められている方法により実施しており、硫黄酸化物は JIS K0103、窒素酸化物は JIS K0104、ばいじんは JIS Z8808 にそれぞれ定められている。

なお硫黄酸化物と窒素酸化物については電気事業法に基づき連続測定装置を設置し、中央制御室で常時監視を行っている。

ばいじんは電気事業法で定める期間毎* に定期的に測定するとともに、煙突出口の排煙状況を監視テレビで常時監視している例が多い。

(* 排ガス量 4万m³/n 以上の施設は 2ヶ月を越えない期間に 1回以上となっており、一般の火力発電所はこれが適用される。)

(4) 報告

ばい煙の測定結果は、電気事業法にもとづき月報、期報、年報にまとめそれぞれの時期に通商産業省（一般的には通商産業局）に報告している。

なお地方公共団体と公害防止協定を締結している火力発電所においては監視測定結果を毎月報告すると共に連続測定値をテレメータにより、地方公共団体の中央監視局等にデータを送付している場合がある。

APPENDIX 8 アルゼンティンのエネルギーセクターの
現状と将来

Appendix 8 アルゼンティンのエネルギーセクターの現状と将来

A8.1 アルゼンティン政府の燃料政策

過去の20年余り、アルゼンティン政府は世界中の工業の先進国、中進国の政府が推進したと同様に、石油系燃料への過度の依存からの脱却を進めてきた。その結果としてアルゼンティンは全体として石油消費量の削減に成功し、特に発電用の燃料油の消費を天然ガスの利用拡大によって削減した。又、産業用、商業用、家庭用の灯油の使用も減少している。

現在、石油、天然ガス及び電力の生産、販売会社の民営化が急速に進められている。そこで将来の燃料の需要供給は、市場経済の原則で動かされる事になり、政府の政策により直接実施される生産と販売の計画は存在しない事になる。

しかしながら、民営化されたエネルギー産業は、当面は過去と同様に石油依存は減少する方向に動くと予測される。この事はアルゼンティンは天然ガス資源、水力電気資源が豊富であるが、石油資源は比較的少ない事が国内の原油供給の大幅な増加を困難とする事情の反映と考えられる。

又、長期的には価格の高騰が予想されている石油に関連するエネルギー消費を制限していく事は経済的にも賢明な方向と考えられる。

最後に燃料油の使用削減と天然ガスと水力利用の拡大は、現在世界的な関心を集めている大気中への炭酸ガスの放出量の削減につながる事になる。この様な状況は、この方向への民間の投資に対して適切なインセンティブが政府により与えられるならば、天然ガス資源の開発、ガスのパイプライン網や水力発電所の民間の手による建設を推進する事になる。

しかし同時に、現在進んでいる政府の手による経済改革と経済発展計画により多くのセクターに対する投資が行われ、そしてエネルギー消費も増大する。従って、近い将来に国内のエネルギーの需要供給の構造が劇的变化を起こすと考えられる。特に原油、石油製品、石炭の利用は大幅になる事が予想される。この事は政府が環境の保全を充分行いながら民間企業の活力をそぐ事なく安定したエネルギー供給を可能にする為の新しい政策を実施する事を必要とする。

現状の国全体のエネルギーの需給を見るに1991年に約54万トンの石油当量のエネルギーが生産されており、その間約6百万トンが原油と石油製品の形で輸出されている。残りの4千4百万トンが国内で消費されている。

現状では、第一次エネルギーの大半(50%)が石油で、天然ガスは40%を占めている。

石炭は製鉄用の輸入を含め1.0%程度で水力電気と原子力各々約3.0%になっている。原油の埋蔵量は3億トンとされており、1991年の生産量基準でライフは約15年とされているが、最近の生産量の増加の結果、想定ライフは10年を下廻ったという情報もある。(Growing Nation P39)

一方、採取可能の天然ガスの確認埋蔵量は、20兆立方フィートであるが、未確認のガスが多量にあると期待されており、ある情報では埋蔵量は50兆立方フィートに達するとされている。しかし確認可採埋蔵量では資源/生産量(年)は少なくとも30という事になる。

この様に国内のエネルギー消費が1991水準から大幅に増加しなければ、国内の石油と天然ガスを採掘する事により国全体のエネルギーの需給は安定しているといえる。

表A8-1 資源の推定埋蔵量(1992)と消費量(1991)

	確認埋蔵量		推定埋蔵量		使用量	
	百万トン	%	百万トン	%	百万トン	%
水 力	1,430 *1	51	1,430	15	4.0 *3	9
天然ガス	574	21	2,080	22	20.4 *2	28
石 油	342	12	1,093	12	25.2	60
石 炭	132	5	4,575	48	0.2	1
ウラニウム	302	11	302	3	1.5	2
合計	2,780	100	9,480	100	50.4	100

*1 水力は25年間分 出典：S. E. アルゼンティン

*2 フレア一分を除く

*3 KWH 2606Kcal

A8.2 アルゼンティン全体のエネルギー需要の将来予測

A8.2.1 エネルギーインテンシティー予測

国全体としてのエネルギー需要の予測は、その国の産業の I/Oモデルに国際的エネルギー流通を加速したシミュレーションにより求める事が多いが、現在のアルゼンティンは国全体の経済、産業が根本的な再構築の最中である為、上記の手法に必要なデータは無いといえる。そこで、今回は全体の需要を経済成長のシナリオごとに現在と将来の国内総生産（GDP）に対するエネルギーインテンシティーを予測し、その二つから推定するというマクロ経済的な手法を使用した。

一般に GDPはエネルギー消費量に密接に関係しているとされている。過去には多くの場合 GDP成長に比例的にエネルギー消費は増加すると信じられてきた。この事は弾性値が 1/0に近いという表現で表される。

しかし、石油危機（1974、1979）以後は、GDPとエネルギー消費量の比（エネルギーインテンシティー）は激しく変わり、特に日本の様にエネルギー価格の高い国ではその低下が大きかった。

アルゼンティンでも図A8-1に示される様に単位（1000）\$ の GDPに対するエネルギー消費は TOE 1970年代の0.51~0.53から1980年代の0.6~0.65に増加する方向で変わっている。

一般論としてOECD諸国では、図A8-2に見られる様に急速な低下を見せている。一方工業の発展課程にある国では、GDPの増加を上廻るエネルギー消費の増加が観察される（図A8-3）。GDPと電力消費の場合にもみられるが、発展途上国の経済成長は生活水準の向上と工業（エネルギー多消費）の発達で推進されるが、この両者ともエネルギー消費を拡大する方向に働く。

一方、工業先進国では相対的にエネルギー消費の電子関連工業、コンピューター、サービス業の伸長が大きい。

アルゼンティンのエネルギーインテンシティーと GDPの関係を予測する為に図A8-4でOECD諸国及びアルゼンティンに近い諸国の一人当たり GDPとエネルギーインテンシティーの関係を示した。

これらのデータはカナダ、ニュージーランド、スカンジナビア諸国の様に低価格の電力が豊富に入手できる国を除いて、ほとんどの場合一人当たり GDP（1985 US\$）

5000\$ を越すと減少する傾向を示している。このような傾向がアルゼンティンでも将来見られるとして将来の予測を行った。

A8. 2. 2 GDP 成長予測

需要予測の第一段階として、GDP の成長のシナリオを作製した。

アルゼンティンの経済成長のシナリオ

さきに述べたごとく、アルゼンティンの経済は過去数十年の停滞を脱出し、成長への第一歩を踏み出している。アルゼンティン政府は昨年1993～1995年の経済計画を発表しており、その中で1993～1995年の GDP 伸び率を年6.5%と計画しており、又1995～2000年の GDP 伸び率として年5%を想定している。将来のエネルギー及び電力需要予測の基礎として以下の経済成長シナリオを想定した。

1) 高度成長シナリオ

公的期間の債務・政府の外的債務も順調に減少し、国外からの投資及び民間投資も充分に行われ、アルゼンティンの持つ天然資源、人的資源が充分活用され、産業の国際競争力も強化され、現在の政府の考える様な急速な経済成長を見たとしたケース。石油危機以降の二十年間に、いくつかの国で実現された経済生成のパターンを見ると図A8-5の様な例が見られる。(各年の GDP/CAPT 成長率を比較して見た)

S. KOREAの例は年率7.8%、異常としてもMALAYSIAにみられる年平均4.5%程度の成長が長期間持続すると考えることは充分可能と考えられる。アルゼンティンの人口は、このところ年間 1.4～1.6%の増加が継続してみられるので、GDPとしては 4.5+1.5 の6%年平均と考える。この6%成長は現在政府の計画している1993～1995年の6.5%より若干少ないが、1995～2000年0.5%は上廻る成長率である。

2) 標準的な成長シナリオ

現在、世界銀行が発表している長期経済予測によれば、中進国の当面の GDP 伸び率は平均4.5% (Constant Price) を予測しており、この数値はアルゼンティンが1965年から1973年に示した成長率に等しく、充分可能性のあるシナリオと考えられる。

3) 経済成長の低いシナリオ

上記の世界経済の長期予測は、一方ではソ連・東欧圏の経済再建、米国・E.C.等の開放経済の持続を前提とし、石油危機以降の長期に亘る不況を脱出することが期待されているが、これらの前提が崩れ、先進諸国が、特に米国が保護貿易政策と採るならば中南米経済に対する影響は大きいと考えられ、アルゼンティンの成長率も低下が免れぬこととなる。

このような場合は、1970年から1980年代に見られたごとき水準に落ち込むというシナリオを考える。この間、アルゼンティンの人口に増加率の1.5%に見合うGDP成長のみと考える。

以上のケースのGDPを2010年まで推算すると図A8-6のようになる。

A8.2.3 将来のエネルギー必要量

上述のGDP成長率のシナリオとアルゼンティンと同様中レベルの収入を持つ国のGDP/CAPTに対するエネルギーインテンシティの傾向から現状のGDP1000 US\$ 1985当たりの石油消費量0.65トンは高成長のシナリオでは0.47まで下がり、中成長では0.65程度となると推測した。経済成長が伸びない場合は、産業構造の変化は考えられないので現状の0.65と変わらずとした。その結果は表A8-2に示した。その結果、1993年の 50.6×10^6 TOEは高成長シナリオでは、1995年に 56.7×10^6 、AD2000年には 71.3×10^6 、AD2005年には 83.4×10^6 、AD2010年には 99.4×10^6 のエネルギー需要が推定された。

表A8-2 全エネルギー消費見込み

1,000\$ TOE

	高成長シナリオ (6%/Y)			中成長シナリオ (4.5 %/Y)			低成長シナリオ (1.5%/Y)		
	G.D.P.	原単位	TOE	G.D.P.	原単位	TOE	G.D.P.	原単位	TOE
1993	77.91 Million x 1.00	0.649	50.6	77.91 Million x 1.00	0.649	50.6	77.91 Million x 1.00	0.65	50.6
1995	77.91 Million x 1.12	0.645	56.3	77.91 Million x 1.09	0.646	54.9	77.91 Million x 1.03	0.65	52.2
2000	77.91 Million x 1.50	0.635	74.2	77.91 Million x 1.36	0.640	67.8	77.91 Million x 1.11	0.65	56.2
2005	77.91 Million x 2.01	0.623	97.6	77.91 Million x 1.70	0.633	83.8	77.91 Million x 1.20	0.65	60.8
2010	77.91 Million x 2.69	0.608	127.4	77.91 Million x 2.11	0.625	102.7	77.91 Million x 1.29	0.65	65.3

* G.D.P.は1985年 US\$ベース

A8.3 将来のアルゼンティンのエネルギー源

将来は水力と原子力がベースロード発電となり、大型のスチームタービン火力（ガス）及びコンバインドサイクル（ガス）がミドルロードを担い、揚水式水力と燃料油によるスチームタービンがピーク（日及び季節）の発電に当たる事になる。火力発電所による大気汚染が問題を起こす可能性が強いのは、天然ガス供給力が国内の需要に反応出来ない状況となり、低価格の燃料油が大量火力発電所に必要となる場合である。この場合は、火力発電所の増設に当たり輸入重油、輸入石炭を前提とする事が必要となると考えられる。この様な場合には適切な対策なしには重大な大気汚染をもたらす可能性のある高硫黄含有燃料が大量に、又継続的に使用される事になる。

A8.3.1 アルゼンティンの石油生産の将来

近時アルゼンティン政府は、公的企業である YPF の管理から石油の探査と生産活動を開放する為に民営化が強力に進められている。この事が石油生産の活性化に有効に働くと考えられるが、ラテンアメリカの石油生産の歴史と現状の世界の原油価格の水準から判断するに、1980年代（世界的に石油探査が積極的にすすめられた）に見られた様な大規模の投資が近い将来に行われるとは考え難い。その事は不可能とは言えぬまでも、現在の可採確認埋蔵量 $1,570 \times 10^6$ bbl が新たな発見によって現状の使用量 161×10^6 bbl（1992年）を補充して、さらに埋蔵量を増やす事が可能と考える事は難しいと考えられる。（参照図 A8-7 a, b 産油国の埋蔵量の推移）

一つの例としては、1983～1985年には探査の為にアルゼンティンで動いていた石油井は1,000 を越えていたが、1992年には 943 であり、1992年（1月から9月まで）の570 となっている。この事は国内外の旺盛な需要に答え、現在の生産量又はそれ以上の水準で長期に生産を継続する事を可能にする新しい資源を発見する事の困難さを示している。

1980年代の後半には、アルゼンティンは2～4百万トンの石油が輸出された。この時は天然ガスによる石油代替の進行と、又産業の低迷により消費減が背景にあった。今後は天然ガスによる石油の代替は、現在消費の大部分が輸送関係である為、以前より難しいと考えられる。

1991年と1992年には石油セクターは活況を呈し、石油及び石油製品の輸出は5百万トンを超えており、石油生産は1992年には3千万トンを超えた。

しかしながら、この水準の生産を継続する事は現在の確認埋蔵量では困難である。この様な状況から将来AD2000年の当初の原油生産量は年間245百万トン前後と推定される。

A8.3.2 アルゼンティンの天然ガス生産の将来

現在の可採確認埋蔵量は20兆立方フィートとされており（埋蔵量としては27兆）、さらに9兆が可能性があると考えられている。1992年の国内の生産量は0.7兆立方フィートとされており、この生産水準が保たれるならばその寿命は30年となる。現在政府は“Argentine Exploration Plant”により石油、ガスの探査を推進している。

しかしながら、経済の活性化は需要の増大をもたらしており、さらにチリーに対するガスの輸出が決定しており、さらにブラジルへのガス輸出の計画も進められている。

このような状況下では、毎年新しいガス源の発見は期待できるとしても、消費量を大幅に上廻り埋蔵量を増す事は相当難しいと予測される。（図A8-8 a, b参照）

現在までに石油・石炭の天然ガスによる代替はかなり進んでおり、将来の代替は冬期間のみの重油需要とか、自動車燃料の圧縮ガスによる代替等難しい対象が多いので過去の様な急速な需要の増加は見られず、他のエネルギーと同様なペースでの延びと予測される。

将来エネルギー需要の増加は経済の高成長が持続する場合には、AD2010年までに現状の倍に達すると予測された。このような大幅な需要増に供給側がどこまで対応可能出来るか予測する事は難しいが、現在の確認埋蔵量から見ると倍増は困難と考えられる。その理由は平均的な議論として、2000年当初を目指して供給量を現在の能力を100%増加させるとすれば、大部分の新規設備のライフは15年以下になる可能性が多く、一般に投資の回収を短期に行う事が必要と考える事になり、コストが上がる事になり、民間では難しいという事になる。この事は大規模な新ガス源の発見がなければ、将来の天然ガス供給可能量は現在の1.5倍前後、即ち1.0兆立方フィート/年程度と考えるべきと思う。

A8.3.3 将来のアルゼンティンの一次エネルギーの需給

現在計画されている水力発電及び原子力発電と上述の石油、天然ガスの供給の予測から以下の様な将来のバランスが考えられる。（図A8-9参照）

水力発電の開発次第であるが、経済の高成長シナリオの基では、水力が大幅に開発されている場合でも約2千万トンの一次エネルギーの不足が生じ、又水力の開発が進まない場合は、約3千万トンの不足がでると推定される。

A8.4 アルゼンティンに於ける将来の電力需要とその燃料

緒言：火力発電力の国全体の大気汚染に対するインパクトの分析を行う為に、将来火力発電所で利用される燃料とその種類について解析が必要となる。

以下に将来の電力需要と発電所のタイプと消費する燃料についての解析を行う。

A8.4.1 電力の将来需要の予測

最近行われた電力の将来需要の予測に関する公式の報告書がSEから渡された。その報告は将来のG. D. P. 伸び率の予測を基にして、マクロエコノミックのモデルにより行われたとの事であるが、その基礎のG. D. P. 伸び率は1992～2000年、年率4.1%で2000年から2005年までが3.4%、2005年から2010年が3.0%となっている。

しかしながら、昨年政府（経済公共企業省）の発表した1993～1995年の経済計画では、G. D. P. 伸び率ははるかに高い数値、1993～1995年6.5%、1995～2000年5%という数字が示されている。従って、近い将来に新しい経済計画にそった電力の公式な需要予測が発表される事になると思われる。

本調査では、一人当たりのG. D. P. の変化とG. D. P. に対する電力のインテンシティーの関係を基に予測を行った。

アルゼンティンのG. D. P. 成長の将来については、エネルギー消費の場合（Appendix 8.2）と同様に3つのシナリオを想定した。

高成長率の場合6.0%成長、中度成長では4.5%、低成長は1.5%と想定した。

次の作業として将来の単位G. D. P. の生産に必要な電力の原単位の推定を行う。

アルゼンティンの過去のG. D. P. の変化と電力原単位の関係は非常に不規則で、時にはマイナスの相関を示しており、将来の予測には利用できないので、アルゼンティンに近い各国の一人当たりG. D. P. とG. D. P. の電力原単位の相関関係から予測を行う事とした。一人当たりG. D. P. と電力原単位の相関は明瞭ではないが、非常に低価格の電力が多量に生産されるカナダ、ニュージーランド、スカンジナビア諸国以外の国では、単位G. D. P. 当たりの電力原単位は明らかに一人当たりG. D. P. の増加に伴い減少する事が見い出せる。

一般に国民生活の電化と工業の発展が急速に進む低所得国（一人当たりG. D. P. 2000US\$以下）では、G. D. P. の伸びに対する電力消費の伸びは比較的高い。そして一人当たりG. D.

P. が2,500~3,000 US\$の水準（国民の生活水準は世界的な標準に達し、基礎的重工業も整備される）に達するとG. D. P. の増加に対して電力消費の増加も一定化し、その伸び率の比は 1.0に近づく。さらに経済が発展しエネルギーの小消費型産業、例えば自動車、コンピューター、サービス業などに重点が移ると成長率の比は 1.0を下廻る様になる。

アルゼンティンに於いて、単位G. D. P. 当たりの電力原単位は（KWH/985US\$）1980年代後年、常に0.75~0.76を示していた。そして1991年と1992年にG. D. P. はそれぞれ8.9%と8.7%の成長を示したが、電力消費量の伸びは1991年6.6%、1992年4.7%となっており、G. N. P. 当たりの電力原単位は減少の方向を示している。

以上の観察から高度経済成長シナリオでは、アルゼンティンの産業構造も先進国型（KW H/G. D. P. 0.6）に近づくと考え、経済成長の低い場合は現状と同様と考えた。

上記の推測の結果は表A8-3と図A8-9に示されている。

AD2010の電力需要は高度成長で 144.6×10^3 GWH/年、低度成長 75.4×10^3 GWH/年と推測される（1992年の消費は 52.5×10^3 GWH）。ちなみに前述のSEから示された予測はAD 2010 132.3×10^3 GWH となっている。

1994年になり、SEが修正発表した電力需要予測はAD2010で 98.7×10^3 GWH/Yとなっている。この数値は調査団の中程度成長シナリオとほぼ同様な予測となっている。

表A8-3 発電量の推定 (年間発電量)
(G. D. P. BASE)

Unit: Billion KWH/Y

	高成長シナリオ (6%)	中成長シナリオ (4.5%)	低成長シナリオ (1.5%)
1990	65.13 x (1.00) x 0.750 = 48.8		
1993	77.91 B. x (1.00) x 0.749 = 58.4	77.91 B. x (1.00) x 0.749 = 58.4	77.91 B. x (1.00) x 0.750 = 58.4
1995	77.91 B. x (1.12) x 0.745 = 65.0	77.91 B. x (1.09) x 0.746 = 63.4	77.91 B. x (1.03) x 0.750 = 60.2
2000	77.91 B. x (1.50) x 0.734 = 85.8	77.91 B. x (1.36) x 0.738 = 78.3	77.91 B. x (1.11) x 0.750 = 64.9
2005	77.91 B. x (2.01) x 0.721 = 112.9	77.91 B. x (1.70) x 0.731 = 96.8	77.91 B. x (1.20) x 0.750 = 70.1
2010	77.91 B. x (2.69) x 0.704 = 147.5	77.91 B. x (2.11) x 0.722 = 118.7	77.91 B. x (1.29) x 0.750 = 75.4

	SEの予測	
	1993予測	1994予測
1995	59.6	65.2
2000	80.1	78.0
2005	107.5	88.3
2010	141.8	98.7

A8.5 将来の発電所の形式の予測とその燃料必要量

A8.5.1 将来の発電

最近の検討の結果として、S.E.により示された予測は次の様に発電の形態を示している。

		1995	2000	2005	2010
供給電力					
SE 93	原子力	6736	11724	11724	11724
GWH	水力	22297	38695	38695	38695
	Case 2	(22297)	(38695)	(43205)	(63966)
	火力	26547	24291	49941	81911
	Case 2	(26547)	(24291)	(45431)	(56640)
	合計	55580	74710	100360	132330
SE 94	原子力	6750	11760	11760	11760
	水力	23403	40939	40939	40939
	火力	35049	25274	35644	46039
	合計	65292	77973	88343	98738

この予測によれば、現在進行中の原子力発電所（Atucha II）は1996年頃運転開始となり、その後2010年まで原子力発電所の増設は予定されていない。

水力発電所の建設は過去に計画又は着手されたプロジェクトは、1999年まで続けられ操業を開始するとされ、その後については確定的ではないが、1650MW程度がAD2005までには追加され得るとしている。

化石燃料を使用する火力発電所に比較して、水力及び原子力発電は比例費が低いので、水力、原子力発電の利用はプライオリティーが置かれ、全体需要の内、水力、原子力で満たし得ない分が火力発電で充当される事になる。

A8.5.2 将来の燃料必要量

(1) 将来に於ける燃料必要量の推定

最近SEによって提供された報告書による将来の電力需要（これは調査団の経済中程度成長シナリオに近い）と昨年中SEの考えていた需要推定値（これは調査団の経済高度成長シナリオに近い）を前節に示した。

上記の電力需要に対応する電力供給の計画、特に原子力及び水力については上述の報告の計画を基礎とし、1992年の現存火力の発電実績は将来とも変わらずと考え、将来の需要増に対しては、天然ガスコンバインドサイクルの発電所で対応すると考えた場合の燃料の必要量を推算した。

燃料発生量 1992 25410 GWH

使用燃料	発電 GWH	オイル相当の燃料
Coal	423	139 x 10 ³
Fuel Oil	5590	1448 x 10 ³
Middle Disti	1918	512 x 10 ³
Natural Gas	17959	4778 x 10 ³
Total	25690	6877 x 10 ³

(2) 各種のケースに於ける燃料必要量

		1995	2000	2005	2010
供給電力					
SE 93 GWH	原子力	6736	11724	11724	11724
	水力	22297	38695	38695	38695
	Case 2	(22297)	(38695)	(43205)	(63966)
	火力	26547	24291	49941	81911
	Case 2	(26547)	(24291)	(45431)	(56640)
	合計	55580	74710	100360	132330
SE 94					
	原子力	6750	11760	11760	11760
	水力	23403	40939	40939	40939
	火力	35049	25274	35644	46039
	合計	65292	77973	88343	98738
発生電力					
TOE 1000 KWH=2600Kcal (Gas Oil 512 incl)	SE93 原子力	1751	3048	3048	3048
	水力	5797	10061	10061	10061
	天然ガス	4966	4470	10113	17146
	F.O./G.O	1960	1960	1960	1960
	石炭	130	130	130	130
合計	14605	19669	25312	32345	
TOE 1000 KWH=2600Kcal	SE94 原子力	1755	3058	3058	3058
	水力	6085	10644	10644	10644
	天然ガス	6837	4986	6968	9255
	F.O./G.O	1960	1960	1960	1960
	石炭	139	135	135	135
	合計	16776	20483	22765	25052

この数値は、AD2010に於ける電力用の天然ガス必要量は中程度の経済成長(平均4.5%)で、9,255,000 TOEであり、高度成長で水力開発が継続しない場合は、17,146,000 TOE (20,403 million cubic meter) になり得る事を示している。

(3) 一次エネルギーの供給予測

SEの資料による1991年の利用可能天然ガスは $18,500 \times 10^3$ (TOE)で、石油生産量は $25,000 \times 10^3$ (TOE)となっている。調査団の予測では、この水準の原油生産は2010年まで困難であるが、何とか維持可能考え、一方天然ガス生産は年平均2.1%でAD2010まで漸増可能とされた。この様な石油とガス生産の想定と現在のSEの考える水力発電・原子力発電の開発の先方を統合すると一次エネルギーの供給は次の様に推定される。

1995	TOE/Year	55,145,000 TOE
2000	"	62,986,000 "
2005	"	65,526,000 "
2010	"	68,346,000 "

一方、現在計画されている経済の成長が維持されるとすれば、表A8-2に示される如き需要増が考えられ、現在の様な一次エネルギーの国内完全自給は困難となる事が予測される。

A8.5.3 燃料消費の季節的変動とその大気汚染に対する影響

アルゼンティンの燃料消費の特徴の一つに季節的変動がある。ほとんどの大型の火力発電所は夏の間は天然ガスにほとんど100%頼っているが、冬の間はほとんど重油に頼らざるを得ない状況にある事は良く知られている。

図 A8-11の電力調整機構 (CAMESA) の推定によればその変動巾は重油換算 1万 3千トンに達するとされている。この傾向が将来も続くとするとこの為の対策が重要になる。

将来の発電所に必要な燃料についての長期的な計画の策定にあたっては、この問題を充分考慮する必要がある。

A8. 5. 4

将来の一次エネルギーの需要供給の予測が示す様に、近い将来国内での供給が不足する可能性が極めて高い。国内の供給増かの対策として最も望ましい方法は、水力電気資源の積極的な開発と天然ガス資源の開発である事は明かである。

特に大気環境の CO₂増加に伴うグリーンハウス効果という問題の可能性を考えれば、リニューアブルエネルギーと単位エネルギー当たり CO₂放出量の少ないエネルギーの供給増かの努力は、アルゼンティンのみならず世界全体にとっても重要であると考えられる。

アルゼンティンの一次エネルギー供給 (T.O.E. 10⁶)

AD2010	Case I	Case II	Case III
Natural Gas	27.8	27.8	27.8
Crude Oil	25.0	25.0	25.0
Nuclear i)	3.0	3.0	3.0
Hydro Electricity 1)2)	10.1	16.7	10.1
Others	2.0	2.0	2.0
Total	67.9	74.5	68.4

1) Case I, II : SE information '93

Case III : SE information '94

2) Hydro Electricity 1KWH = 2,600 kcal

3) Case II assume extensive development of hydro electricity in 2000's

Import	34.8	28.2	34.3
Import Requirement	(Ref. Figure A8-12)		

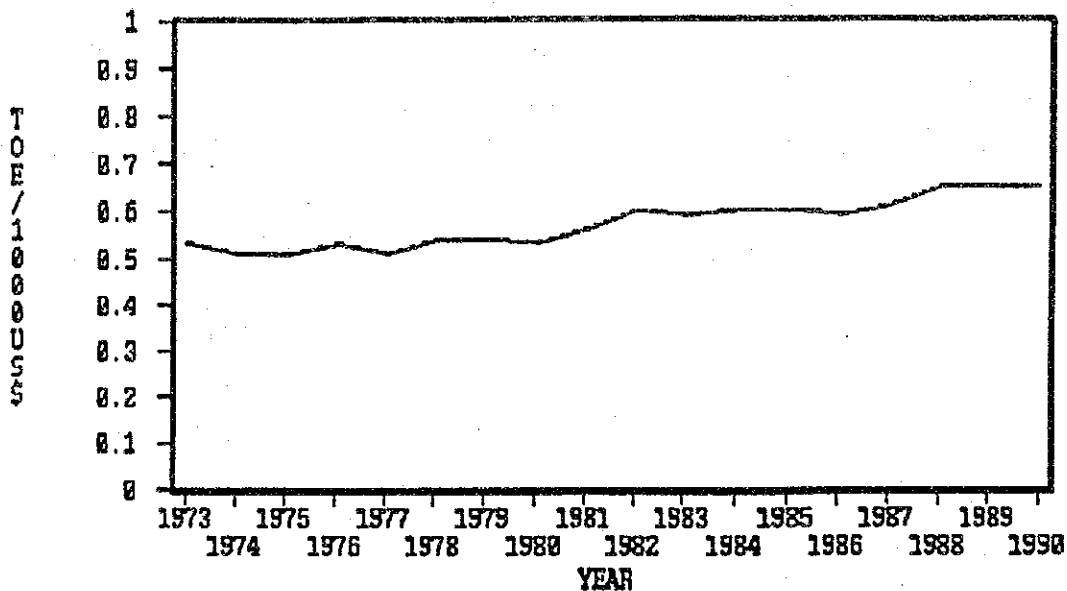
Energy Requirement AD2010 estimated (under moderate growth scenario)

A* 102.7 x 10⁶ TOE

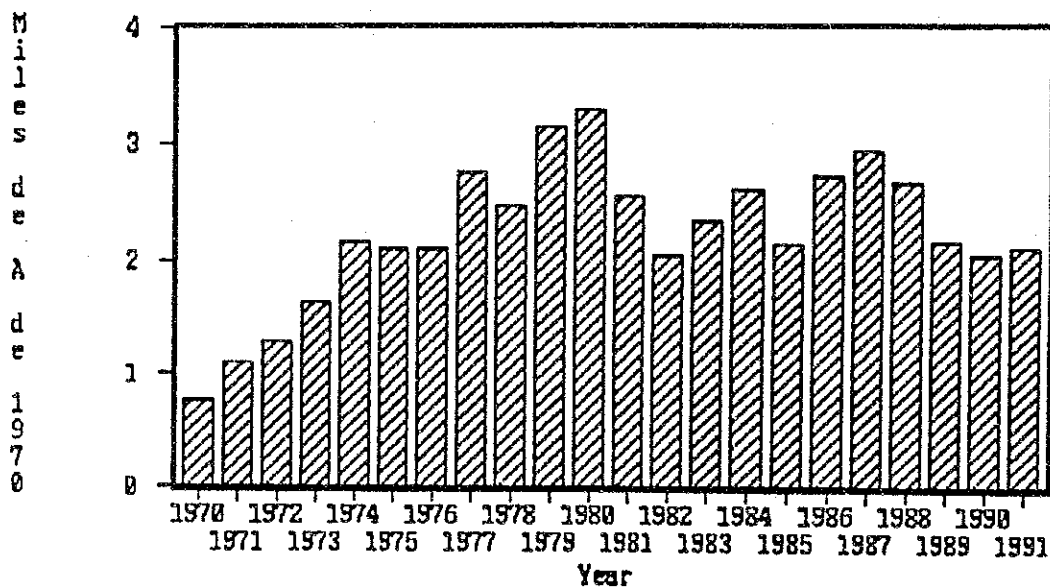
電力供給のための燃料必要量

	Case I	Case II	Case III
Nuclear	3.05	3.05	3.06
Hydro	10.06	10.65	10.64
Natural Gas	17.15	10.56	9.26
Fuel Oil/Gas Oil	1.96	1.96	1.96
Coal	0.13	0.13	0.13
Total	32.35	32.35	25.05

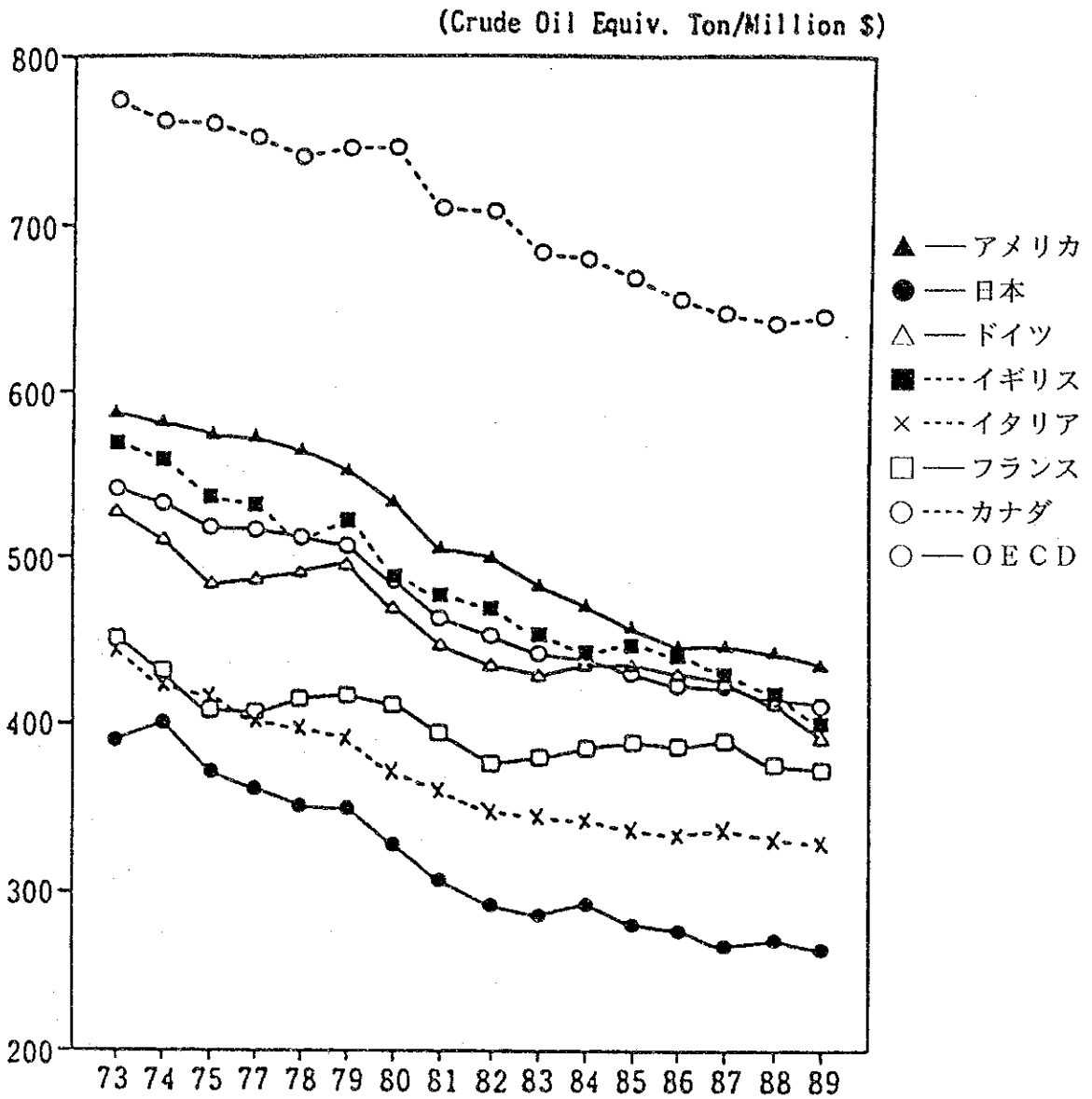
(T. O. E.)/G. D. P. 1000 US\$



G. D. P. REAL VALUE (1970 CONST. PRICE)

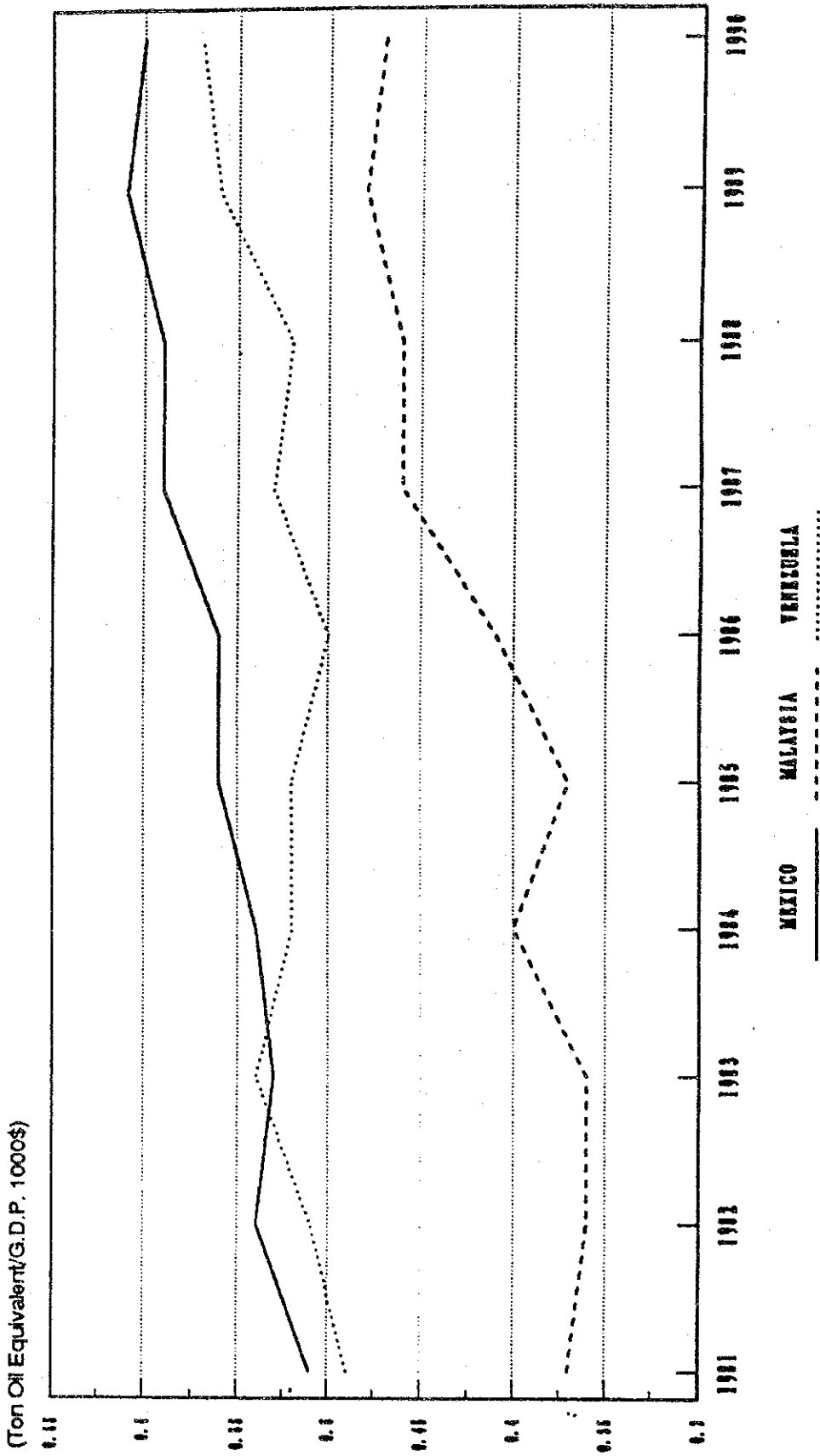


図A8-1 アルゼンティンエネルギー必要量

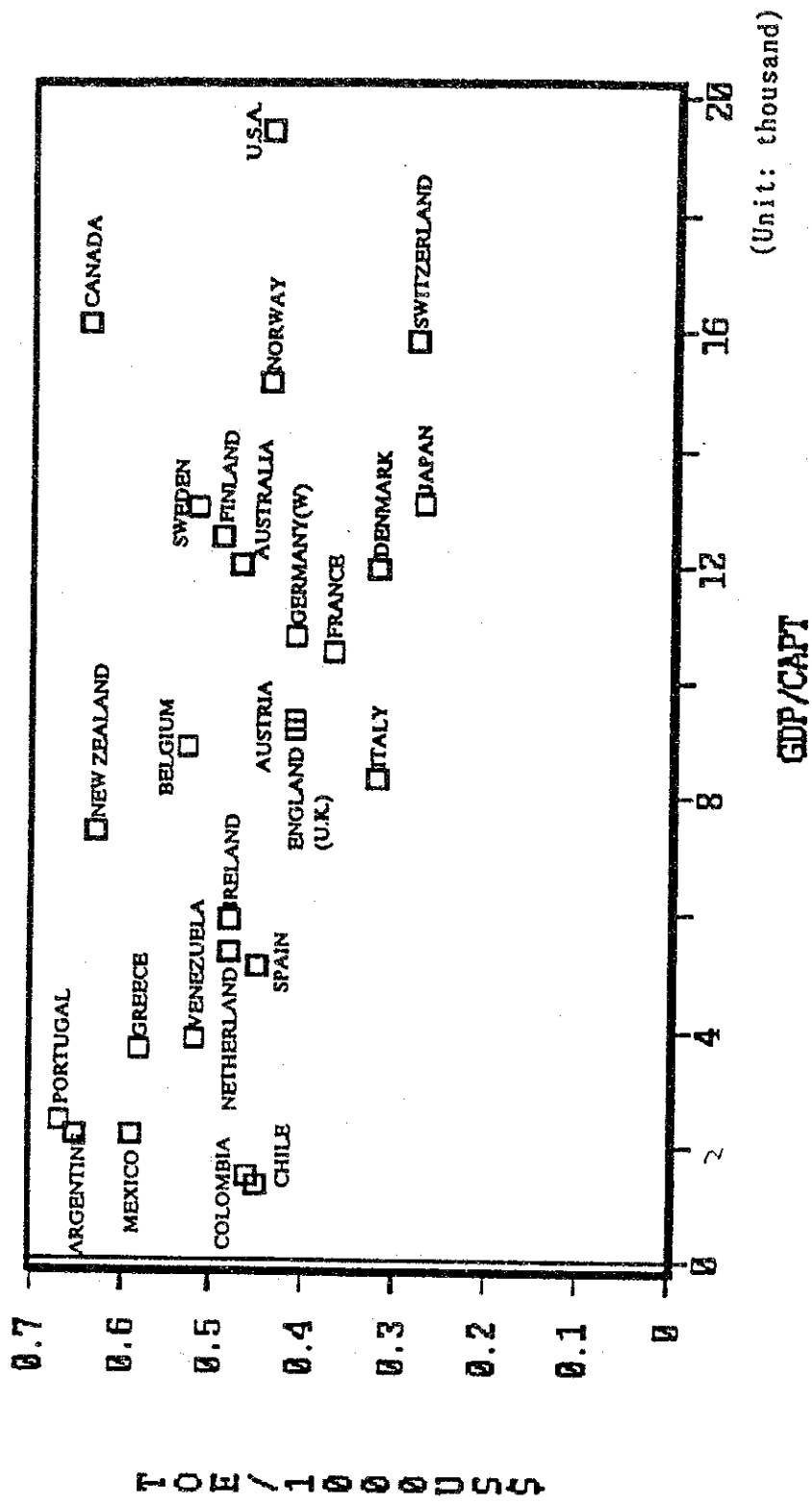


Source : OECD Energy Balances (1980-89)

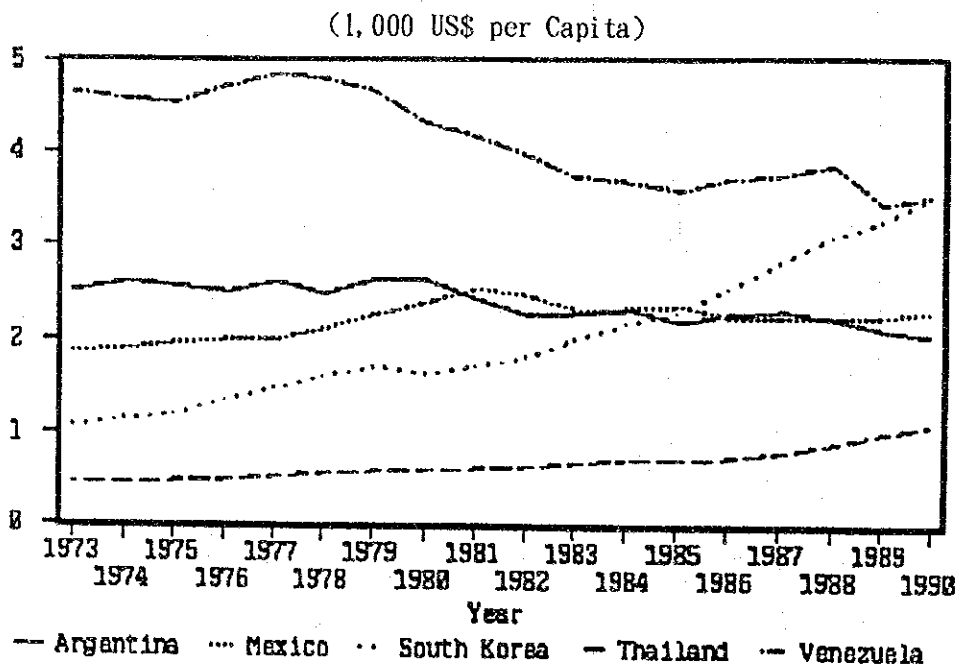
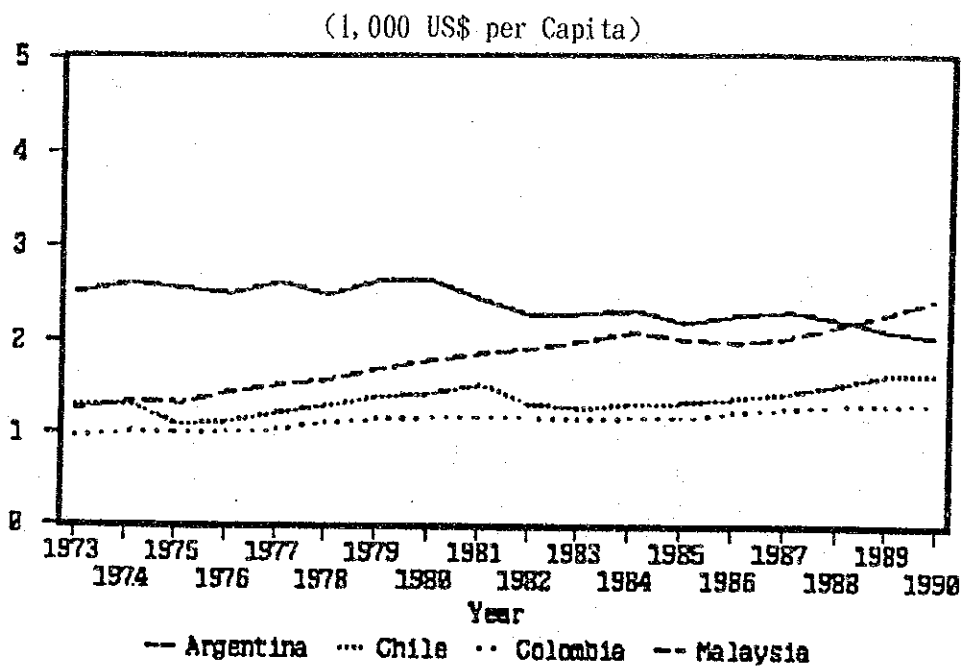
図A8-2 エネルギー使用量対 G.D.P.



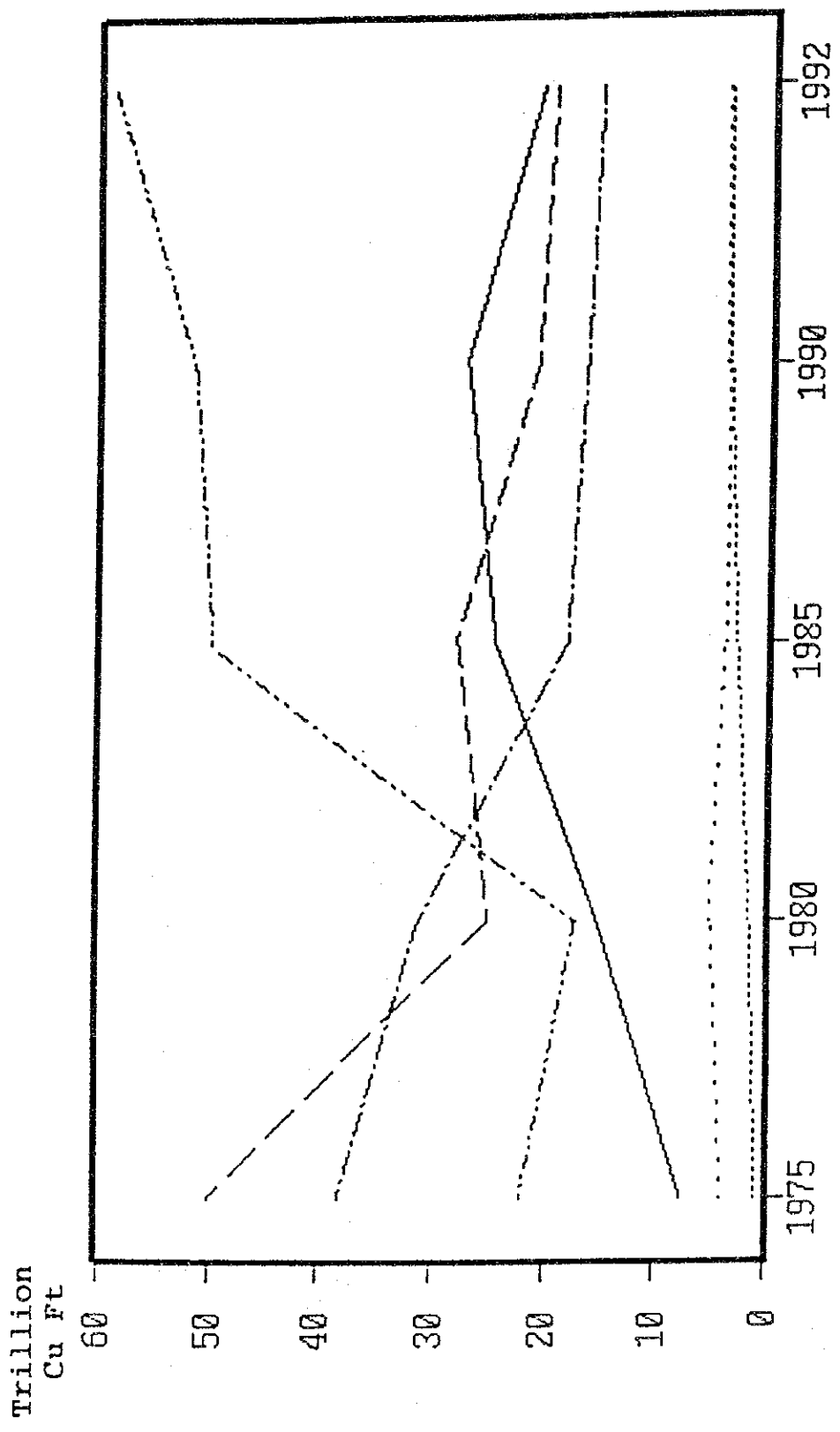
图A8-3 T.O.E./G.D.P. 1,000 US\$ 中程度收入国



図A8-4 G.D.P. エネルギー原単位と G.D.P./キャピタ
OECD 諸国及び中南米諸国



図A8-5 G.D.P./キャピタの変化

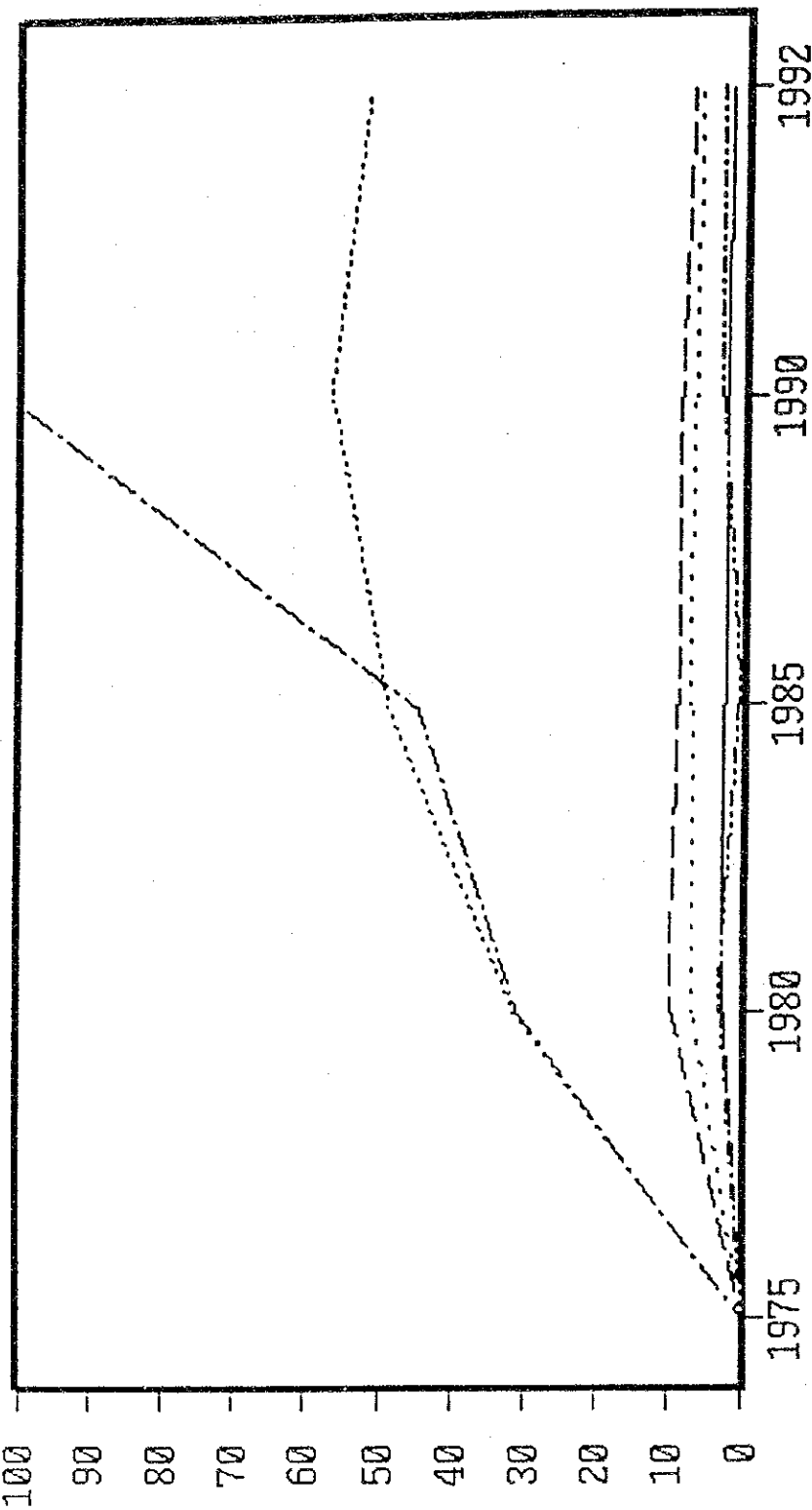


推定実施年

— ARGENTINE ···· BLAZIL ···· COLOMBIA -·-· U.K. - - - AUSTRALIA - - - MALAYSIA

図A8-6 天然ガス埋蔵量の推移
アルゼンティン及び類似の国

百万バレル x 1000

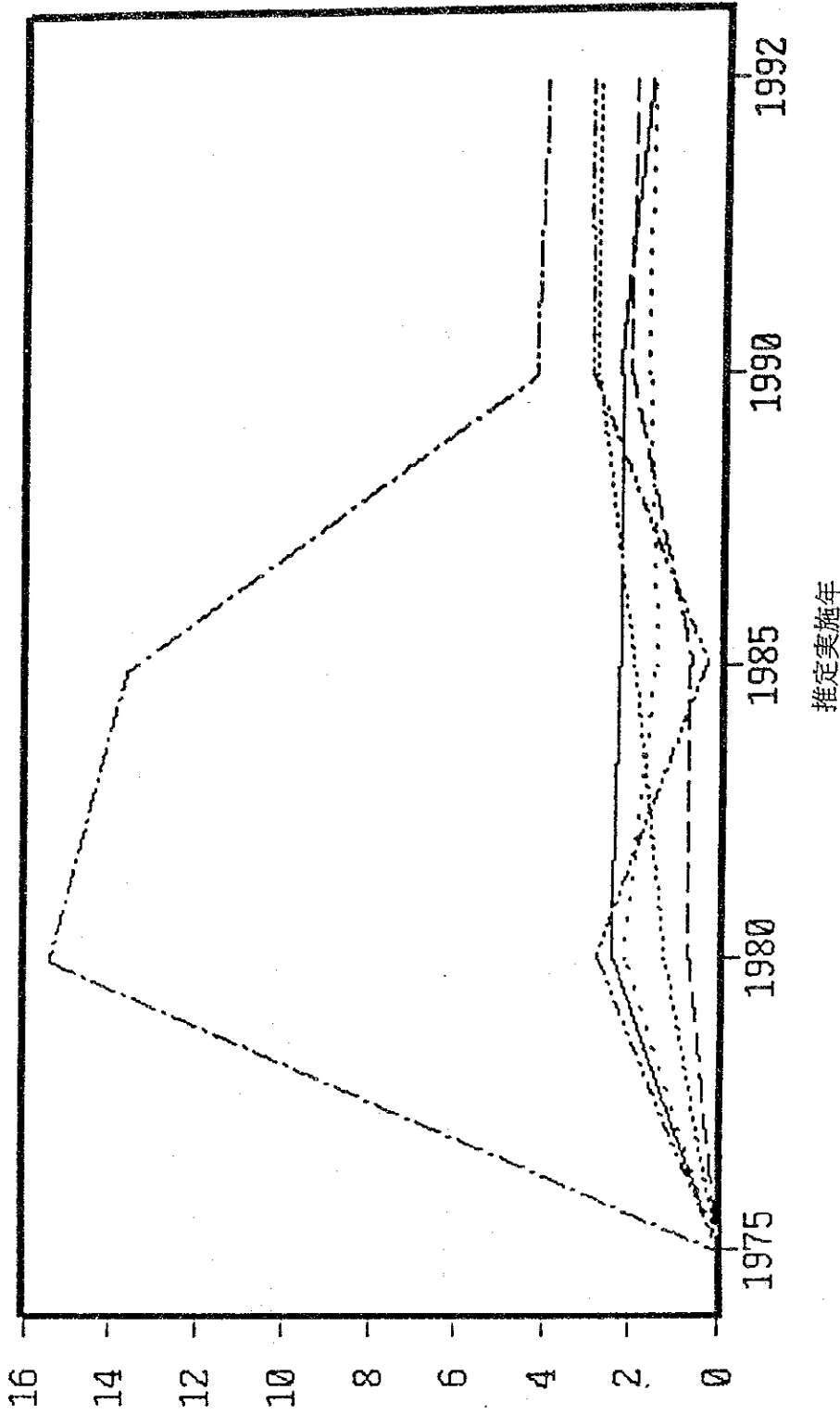


推定実施年

— ARGENTINE ···· MEXICO ··· CANADA -- INDONESIA --- IRAQ - - - MALAYSIA

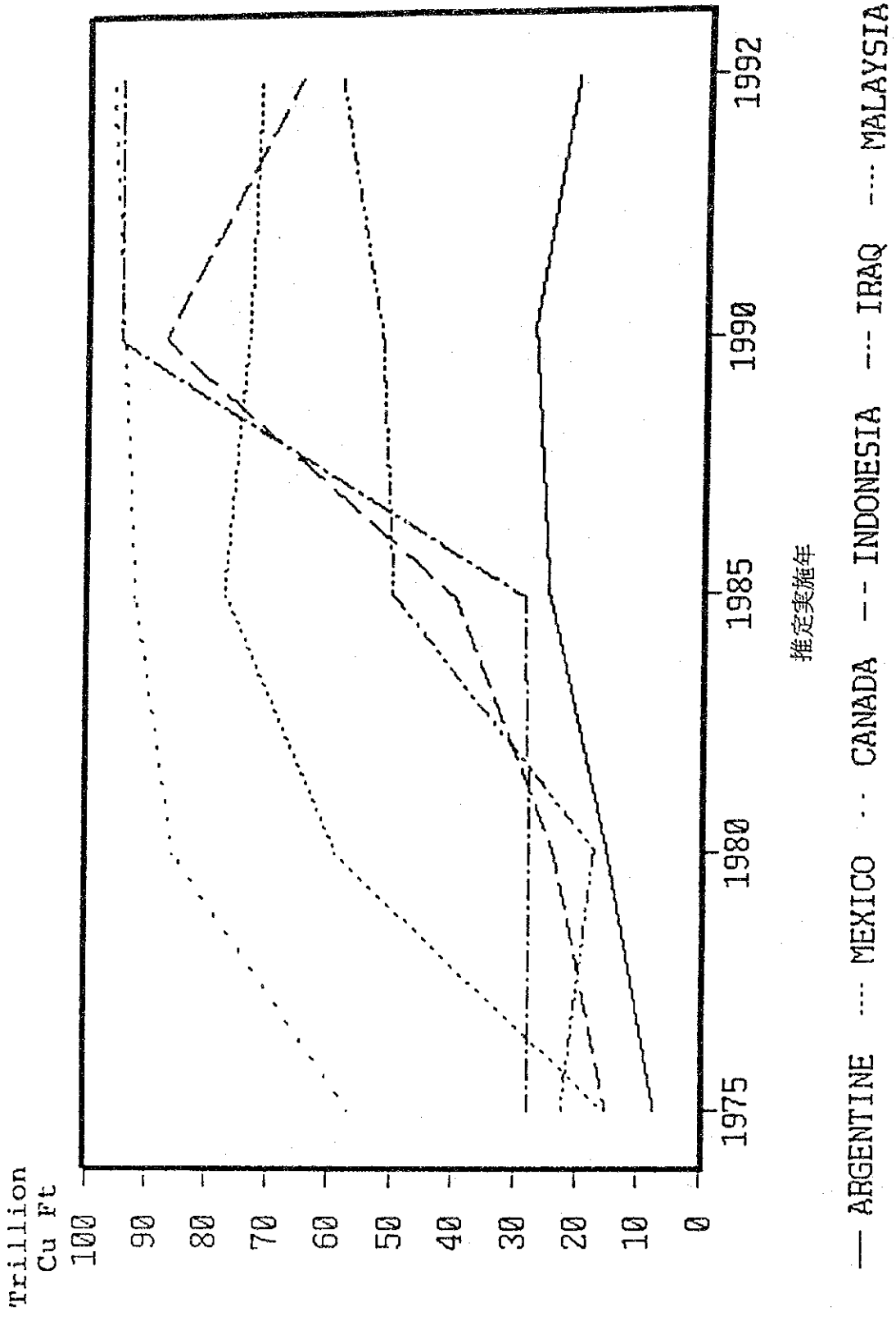
図A8-7(a) 原油埋蔵量
アルゼンティン及び類似の国

百万バレル x 1000

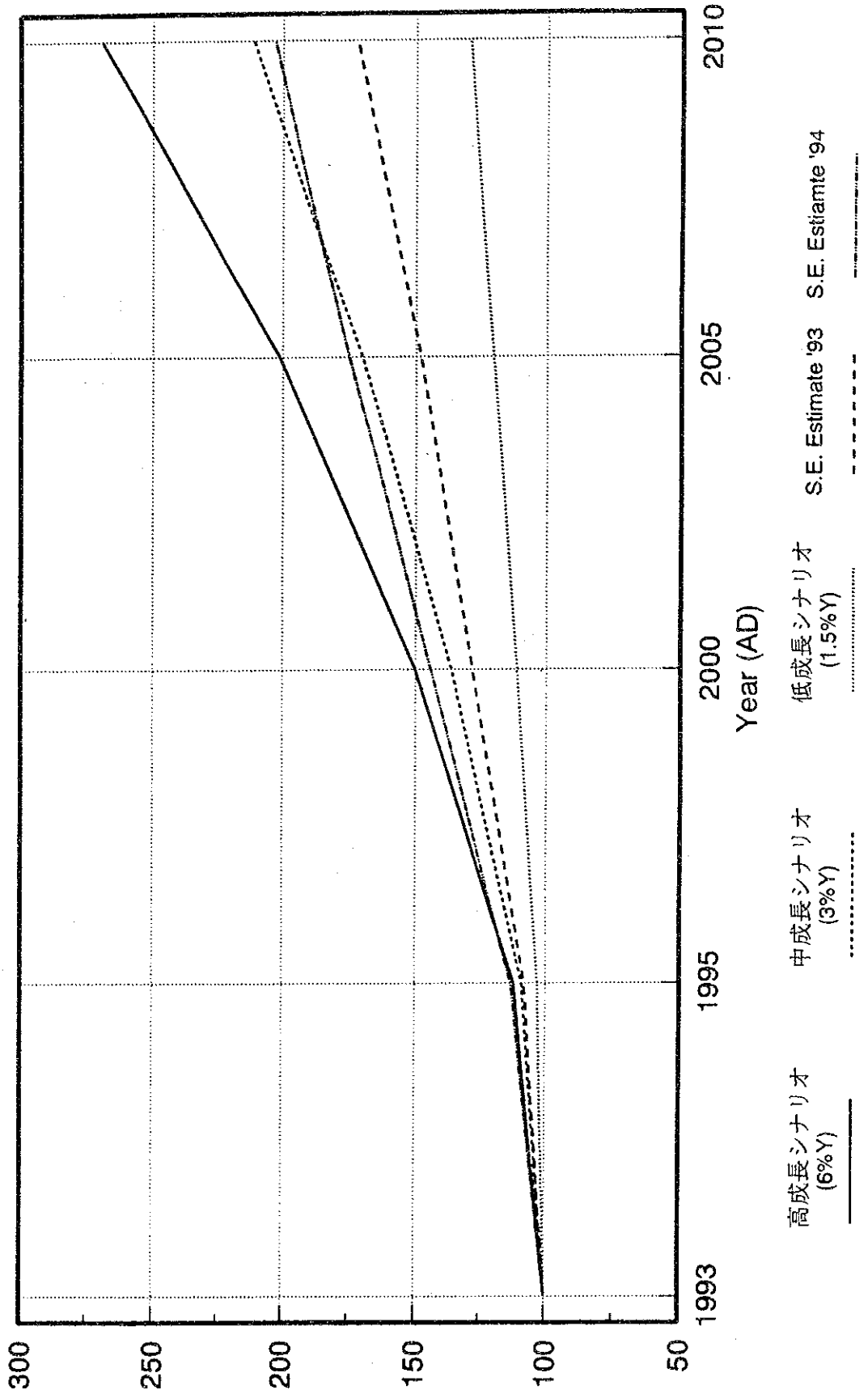


— ARGENTINE ···· BRAZIL ··· AUSTRALIA - - - COLOMBIA - - - U.K. - ··· MALAYSIA

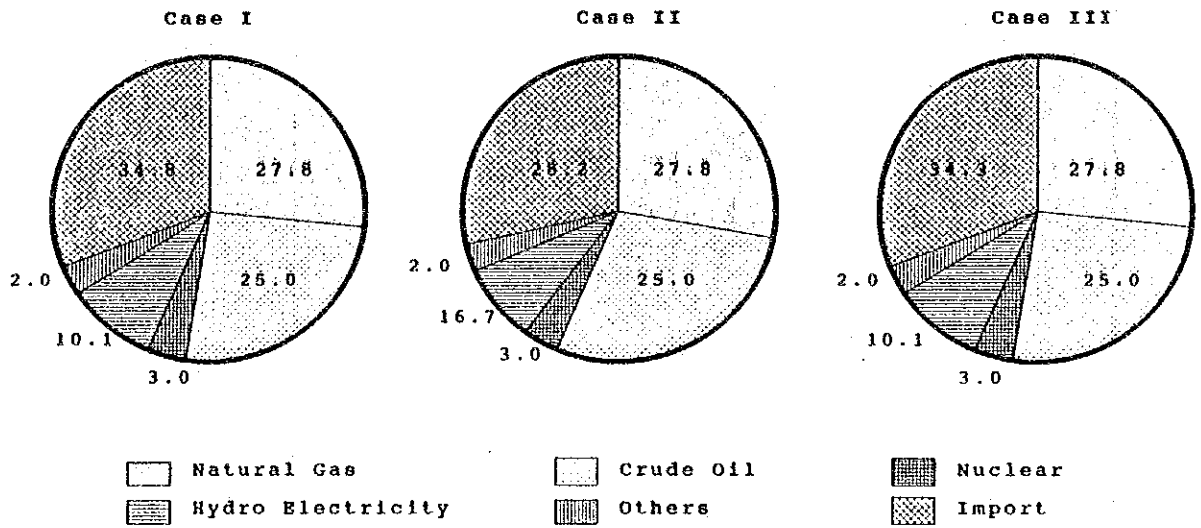
図A8-7(b) 原油埋蔵量
アルゼンティン及び類似の国



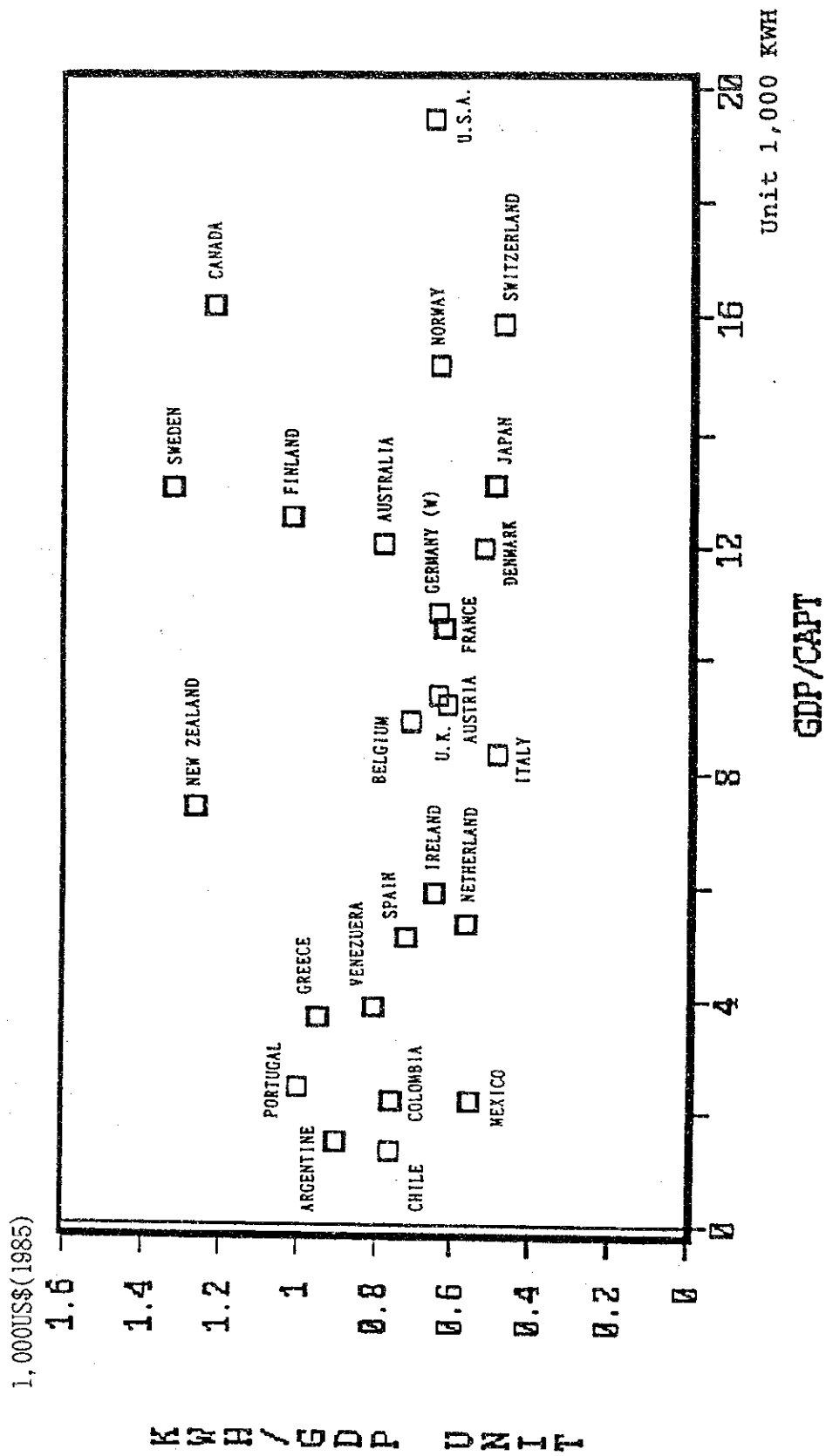
図A8-8(a) 天然ガス埋蔵量
アルゼンティン及び類似の国



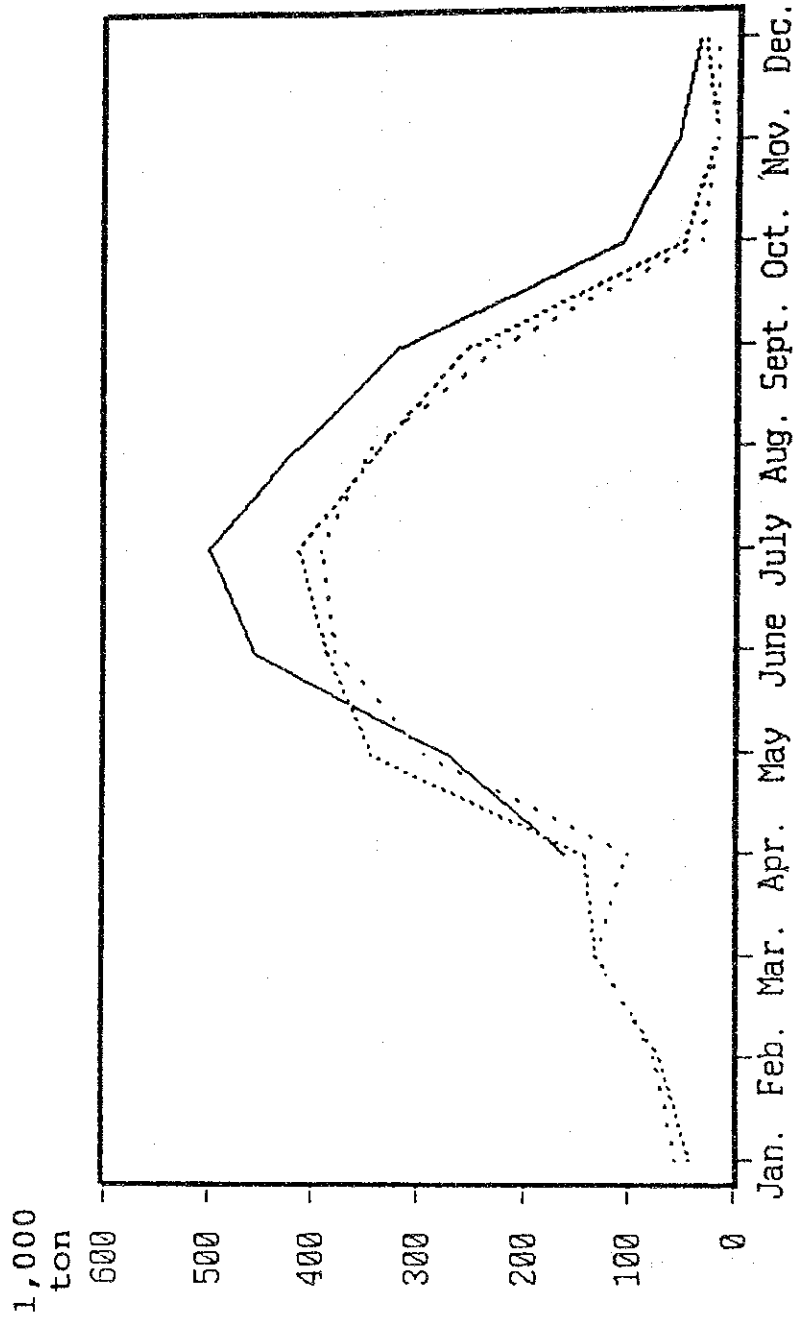
図A8-8(b) G.D.P. 成長予測 (指数)



図A8-9 AD2010 一次エネルギー需要予測



図A8-10 G.D.P./カプトに対する単位G.D.P.当たりの電力原単位

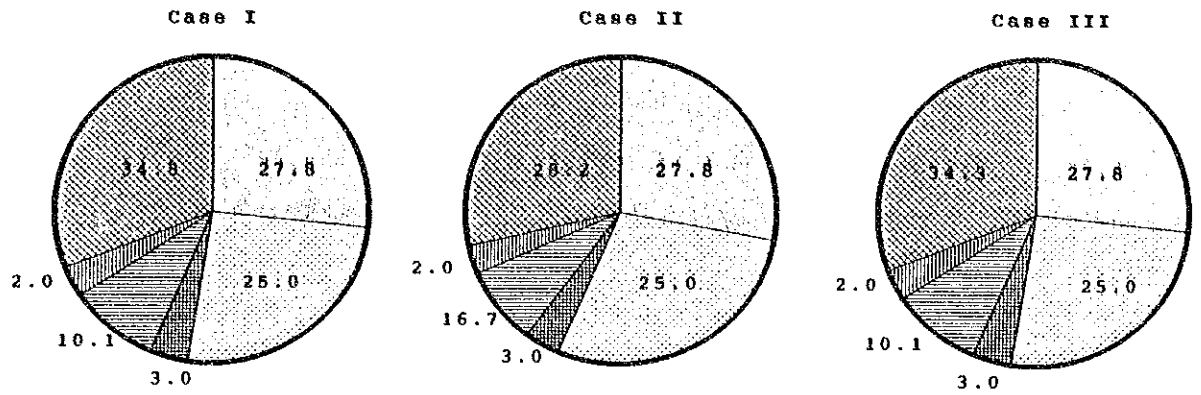


— 1993 ··· 1994 ··· 1995

日別重油使用量 (カメラサ推定値)

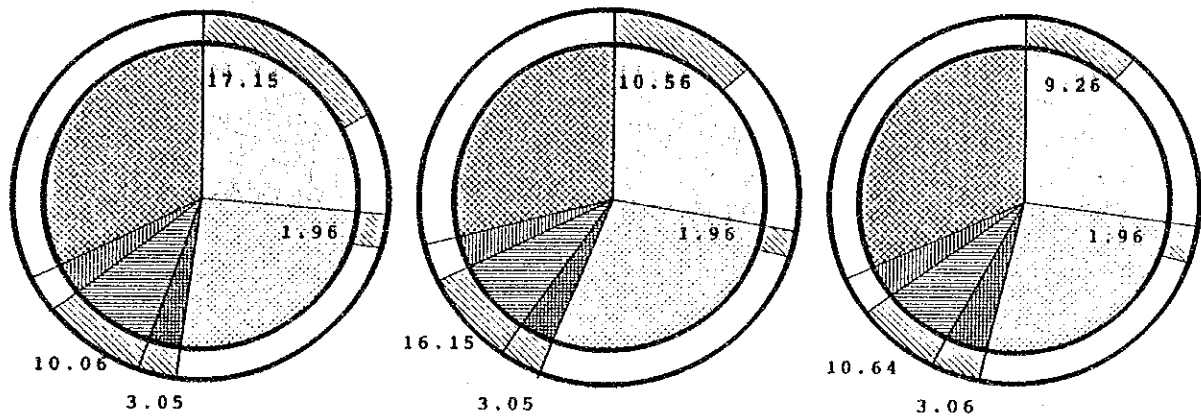
アルゼンティン火力発電所 (天然ガス供給 1992年水準)

図A8-11 火力発電所の重油消費量



Natural Gas
 Crude Oil
 Nuclear

Hydro Electricity
 Others
 Import



Natural Gas
 Crude Oil
 Nuclear

Hydro Electricity
 Others
 Import

* 外円部の斜線部分は電力用需要を示す

図A8-12 第一次エネルギーの需要と電力用エネルギーの必要量

APPENDIX 9 燃料（エネルギー）転換による大気汚染の研究

Appendix 9 燃料（エネルギー）転換による大気汚染の研究

諸言： 今やアルゼンティンの経済は、比較的速い速度で成長を続けると予測されている。その結果大規模の鉱・工業の急速な発展がサンタフェ・コルドバを含むブエノスアイレス地域の周辺で起こることが考えられる。この場合大気汚染の劣化の問題が起こり石炭や重油を利用する設備に対して廃煙の処理設備の設置が必要となる。

しかしながら、この様な場合に増大する重油や石炭に対する需要を水力電気、天然ガス、重油脱硫脱窒を行った様なクリーンなエネルギーによって置き換えることも可能である。

いずれにせよ、経済性と国全体の利益の両面から見て数多くの代替案から最も望ましい方策を選択する必要がある。

この様な見地から冬期に集中するであろう所の重油や石炭を代替出来るエネルギーについて以下に検討する。

A9.1 火力発電所の大気汚染の標準コスト

必要な投資額とその運転に必要な経費を 500MWガスコンバインドサイクル発電所及びそのDeNOx設備及び500MW重油燃焼スチームタービン発電所及びそのDeNOx、SOx、PM設備について推定した。（第5章参照）

		500MWガスコンバインドサイクル		500MWスチームタービン(重油)	
		発電本体	DeNOx設備	発電本体	DeSOx, NOx, PM
投資額(百万ドル)	US\$/KWH	312.00	13.75	495.65	86.80
直接操業費(運転保全)	US\$/KWH	0.38	0.02	0.66	0.09
資本費	US\$/KWH	1.07	0.05	1.89	0.33
燃料費(2.0\$/MMBTU)	US\$/KWH	1.76	-	1.76	-
変動費	US\$/KWH	-	0.08	-	0.34
計		3.21	0.15	4.31	0.76

注(1) 年間稼働時間は高効率プラントは優先的に利用されるとし6570時間と考えた。

注(2) 排煙処理設備の稼働が冬期 4ヶ月に限定される場合には資本費は 3倍となり、処理設備を動かしている時のKWH当たりの資本コストは 0.15¢ (ガス) 0.99¢ (F.O) となる。

上述の結果から排煙処理の必要な高硫黄重油を使用する代わりにL. P. G. 又は低硫黄重油

を使用する場合は排煙処理が必要となるので（特に冬期のみ使用する場合）では約 60\$/トン（重油換算）価格が高くとも経済的に引き合う事になる。

A9.2 Alternative

A9.2.1 天然ガス供給能力増強

（ブエノスアイレス地区の冬期の天然ガス需要のピークに対応するガス供給システム導入）

今回の調査の結果では、ブエノス、ロザリオ、メンドーサ地区でも環境水準の SOxは低く、ただちに火力発電所に DeSOx の設備を作る必要性は無いとされた。しかしながら冬期間に火力発電所に供給されている重油の量は相当多いのでこの地域の歴史的建築物や一般の建物が酸性のミストや酸性雨によって損傷を受ける可能性を排除する為にクリーンな燃料で代替する事は望ましい。

現在は天然ガスの生産と輸送の能力が冬期のピーク需要に対応出来ぬ事が隘路となっている。そこで天然ガスの供給力増加の経済性を検討する。

現在火力発電所は毎年約 150万トンの重油を使用している。将来さらに増加する可能性も大きい。電力調整機構の CAMESA によれば火力発電所の重油使用量は季節的に次の様に変化している。

最大消費月	7月	413 x 10 ³ ton	
大量消費月	5、6、8月	330 - 380 x 10 ³ ton	
中間月		70 - 130 x 10 ³ ton	
少量使用月		50 x 10 ³ ton	(図A8-5-3)

上記データによればガス供給能力に余裕が有る時期でも約 5万トンが毎月設備上の問題や低コストの理由で使用されている。そこで冬期のピークの重油使用を代替するには 360,000トン/月に相当する量が必要と考える。量としてはその31分の1の11,000トン/月が平均的な消費量となるが日中の変動を考えると14,000トン/月がピーク流量と考えられる。14,000トンの重油は16.5x10⁶立方メートルの天然ガスに相当する。(582MMCFD)

現在の天然ガスの供給設備は年間の平均的な負荷に見合う様になっている。その結果家庭用・商業用の使用量が平均より増えると火力発電・工業用が不足する事になる。その結果重油、軽油の使用量が大量に使用される。

火力発電所の SOxの排出を排除する為にブエノスアイレス周辺の天然ガス供給能力の増加に必要なコストを推定する。

前提：CAMESA資料から14,000トン/Dの重油（平均消費量の120%）に相当する生産、配送設備とする。ガス量582MMCFD、生産ガス井はブエノスアイレスから1,700Kmの中西部地区又は1,200Kmの北部と考え新しい輸送パイプラインを建設すると考える。
（パイプラインの建設費は米国ベースで30インチで0.5～1.0百万ドル/マイルとした）

必要投資

ガス生産井	30本
単位コスト	5百万US\$/本
パイプライン	0.5～1.0百万ドル/里
” 距離	12,000Km(750里)

総投資額は525～900百万US\$

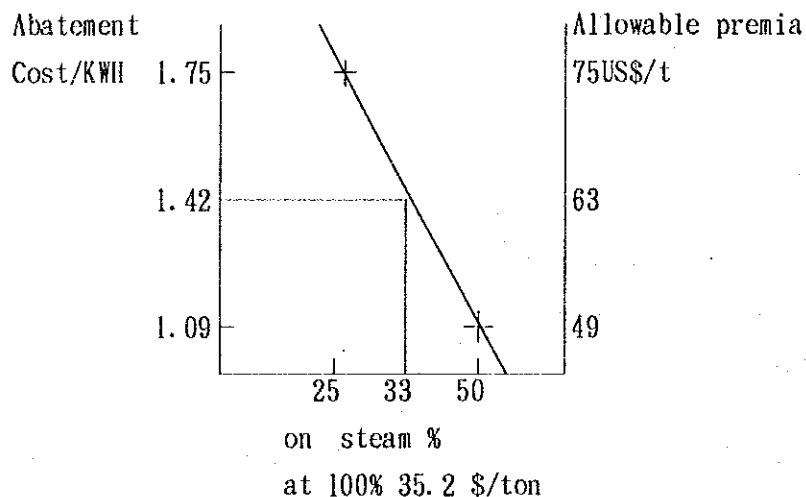
一方全ての重油使用の火力発電所に排煙脱硫設備を設置するための費用11,600トン/日の燃料に見合う2,300MWの発電能力だと約400百万US\$となり毎年の運転コストを考えても、全部が独立に新設となると天然ガス供給能力に投資する場合がコスト高になるが、もしこのパイプラインの建設が平均供給能力の増加と統合される場合には供給量当たりのコストは大幅に引き下げられる。即ち、将来ブエノスアイレス地区に対する天然ガス供給の為のパイプライン建設に際して冬期のピーク需要に対応する能力を上乘せした能力に設計する事により火力発電所の重油使用をガスで代替える方が排煙処理設備の設置よりは経済的となる。

A9.2.2 高硫黄重油の低硫黄重油による代替

将来アルゼンティンの経済成長に伴い国全体としてのエネルギー消費量が著しく増大し経済的な燃料の輸入も必要になると予測される。その場合には国内の低硫黄重油の供給も困難になると思われる。将来の工業プロジェクトが継続して現在の工業地域に立地する場合は、重油・石炭を使用する火力発電所では大気汚染防止の設備を設ける等の政策が必要となる。上に述べたごとく火力発電所のDeNO_xコストは0.15\$/KWH、DeSO_x、NO_x P.M.は0.764/KWHと推定された。特に重油や石炭の使用は年間の限られた時期の場合は通常標準的な排煙処理設備の建設は経済的ではない。

現在の高硫黄重油と低硫黄重油の価格差をロッテルダムの1992～1993の公示価格で見ると最高で35～36US\$/トン、通常は10～25US\$/トンとなっている。この事は通常の高硫黄重油の価格は50US\$/トンを上積みする事を考えれば0.8%又はそれ以下の重油が入手可能と考えられる。

今、排煙処理設備の建設と低硫黄重油の使用の可否を判断するには燃料の値段と排煙処理施設の年間の稼働時間によってその分岐点が以下のグラフに示される様に決まる。



この事は、DeSO_x、NO_x、P.M. 設備の運転期間が年間 50%以下の場合には低重油の冬期間の利用がより経済的と言う事を意味する。しかし DeNO_x設備の使用が低硫黄重油利用の場合も必要な場合に価格差は7.2US\$/トン小さくしなければならない事になる。

A9.2.3 L.P.G. を利用し、SO_xの排出を減らす経済性

LPG（プロパン、ブタン）の国際価格は重油よりは高いがその硫黄含有量はほとんど零である。この事は火力発電所の SO_xの排出を零水準に近づける必要が有る場合には LPGを利用することは有効であり、特に SO_x削減が年間の限られた時期である場合には標準的な排煙処理設備を建設する事の代替案となり得る。

現在の国際価格から重油ベースに発熱量等価で換算するとLPGのCIFアルゼンティン価格は 150~160US\$/トンとなる。現在の重油価格が120US\$/トンであるから、SO_x削減の必要が冬期のみに限定されるのであれば受入れ設備のコストや DeNO_x費用を考慮に入れても充分代替する可能が有るものと考えられる。

LPG 価格 (標準) (七月)	1990	1991	1992	1993
FOB Saudi Arabia 7° m ^h ° バツ	99.02	121.50	136.00	128.50
	97.01	119.86	134.00	135.50
CIF Japan	133.25	197.69	180.82	195.80
重油換算	111.00	164.74	150.76	163.17

A9.2.4 液化天然ガスの利用の経済性

アルゼンティンに於いて天然ガスの有効利用、特に消費地から遠隔の地に産出する天然ガスの利用の有効な手段として液化ガス(LNG)の生産がある。もしその様なプロジェクトが実現すればその一部をブエノスアイレス地区に供給する事によって冬期のピーク需要も満し、又重油の使用も大幅に引き下げる事でSO_xやP.Mの汚染を完全に除去する事が可能である。

将来のアルゼンティン全体の燃料の需給によるが、経済的に最も望ましいのはアルゼンティンのLNGプロジェクトは冬期間は主として国内に向け出荷し、又夏期の天然ガスの国内需要の低い期間に余剰のLNGを外国に出荷できる様なスキームを作り上げる事と考える。

一般に500MMCFDに相当するLNGプロジェクトは750百万US\$と言われており、又貯蔵再ガス化にはさらに160百万US\$が必要とされている。従って、ブエノスアイレス地区の冬期の重油使用の代替の目的だけではLNGプロジェクトは成立しないが、上に述べた様に国際市場と統合されたスキームとなれば充分成立すると考えられる。

現在国際的なLNGプロジェクトでは、消費に届いたLNG価格が熱量換算で低硫黄燃料油と同価格とされている。この事は現状低硫黄重油価格が150US\$/トン、即ち3.82US\$/MMBTUがLNGのCIFとなる。一般に、天然ガスからLNGに転換するのに2.2~2.5US\$/MMBTUが必要で消費地までの輸送費が0.6~1.2US\$/MMBTU、さらに消費地の貯蔵再ガス化に0.5~1.0US\$/MMBTU必要と原料ガスコストが1.0US\$/MMBTUで得られれば消費地でのLNGからのガスは4.3~5.7US\$/MMBTUとなる。輸送コスト等の点からアルゼンティン内でLNGプロジェクトが実現すれば4.3US\$/MMBTU前後の価格が実現可能である。

この事は、LNGを利用出来れば硫黄の含有量零の燃料が169US\$/トンで得られる事になり、重油を使用して火力発電を行う場合に比較して大気汚染の対策としてもLNGによるコンバインドサイクル発電を導入する事は充分考慮に値すると考えられる。

A9. 2. 5 燃料用メタノールの導入による代替

低コストの天然ガスから生産されたメタノールを都市地域で利用する事により、火力発電所の大気汚染を削減する事の可能性を明らかにする為の商業スケールでの実験が行われた。その結果、技術的には問題なく実施可能である事が実証された。ただし、現在の石油価格とメタノール価格の競争力がその実施の障害となっている。

上述の LNGプロジェクトがアルゼンティン南部の天然ガス利用として経済的に可能とされるならば、冬期の火力発電所の重油を燃料メタノールにより代替する事によって、大気汚染を除去する事の可能性も充分考えられる。特に LNGプロジェクトの場合、夏期の売先を国内に求めなければならないという問題があるが、この点ではメタノールは国際的な市場があり、フレキシビリティが高い。

さらに近い将来、原油価格が高騰する時代には、国全体の必要性から、メタノールは国内の流体燃料の代替の為に天然ガスパイプラインや高圧送電線の建設が不経済な地域で積極的に利用されると考えられる。

このような状況下で燃料メタノールの大規模の利用が実現するならば、その経済性は向上する。

原料の天然ガスが 1.0US\$/MMBTUで入手可能とすれば、メタノールの生産価格は120US\$/トンと推定される。

現在の重油価格 120US\$/トンから考えると冬期だけの排煙対策費を考えた60US\$/トンのプレミアを加えても 160US\$/トン重油に等価のメタノールはその発熱量が重油の 55%しかない為、88US\$/トンとなり、この価格は原料ガス価格がほぼ零の場合のみ可能という事になる。

現在の様に世界的に原油価格が低い間は、メタノールによる重油代替は経済ベースでは不可能である。

しかしながら、長期的に見ると原油価格は徐々に上昇すると考えられており、又ディーゼル油の代替の場合は、その経済性は高いので実用化の考えられる時期は近いと考えられる。特に現在実用化が進んでいる市街地のコージェネレーション、分解メタノールによるガスタービン（日本のNEDOが進めている）、燃料電池の燃料としてメタノールの利用は将来の選択肢の一つとして考えられるべきである。

A9.3 本章の結論

将来、予測されている急速な経済成長により増大するエネルギー需要とその供給に関して起こるエネルギー構造の変化と環境保全に充分留意した将来の国全体としての需要供給についての解析を早急に実施する事を勧告する。その解析の中では、エネルギー利用に関しての伝統的な技術に限らず、現在開発中である新しい技術を含めて行われるべきと考える。

表A9-1 エネルギー資源の推定量（1982）と消費量
（100万トン石油当量）

	石油埋蔵量		確認及び推定埋蔵量		消費量	
	MTOE	%	MTOE	%	MTOE	%
水力	1,430 *1	51	1,430	15	4.0 *3	9
天然ガス	574	21	2,080	22	20.4 *2	28
石油	342	12	1,093	12	25.2	60
石炭	132	5	4,575	48	0.2	1
ウラニウム	302	11	302	3	1.5	2

*1 水力のポテンシャル25年以上

*2 フレアー分除外

*3 1 KWH : 2606 キロカロリー相当

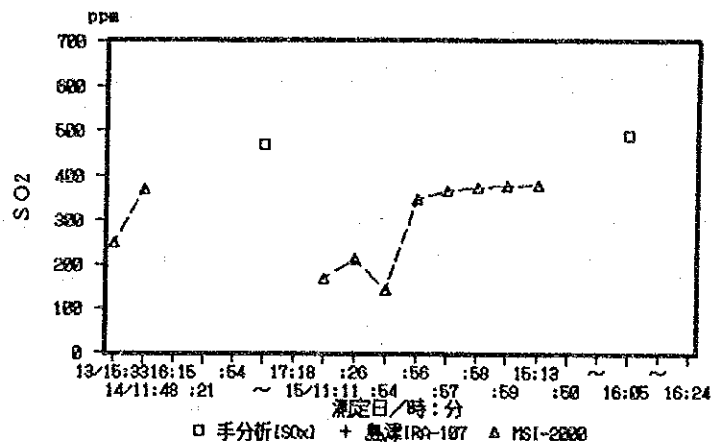
出典：エネルギー庁資料

APPENDIX 10 ばい煙中の環境汚染物質測定結果に対する
分析指標数値

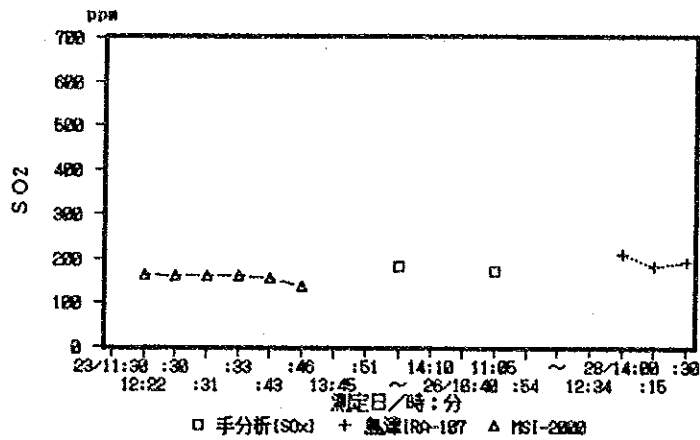
Appendix 10 ばい煙中の環境汚染物質測定結果に対する分析指標数値

ばい煙からの環境汚染物質濃度の全測定結果を、数値の型でこのAppendix 10に添付した。
これは、あらゆる分析者にとって、ばい煙からの環境汚染物質濃度の測定値の分析の出
発点となるはずである。

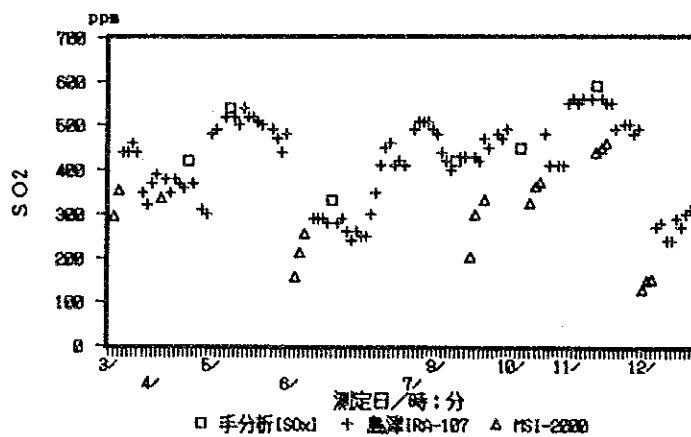
測定数値の照合に関する詳細検討は、第3章 3.2.3節参照のこと。



図A10-1 ばい煙測定結果 [SO₂] (ヌエボ・プエルト発電所 13号機)

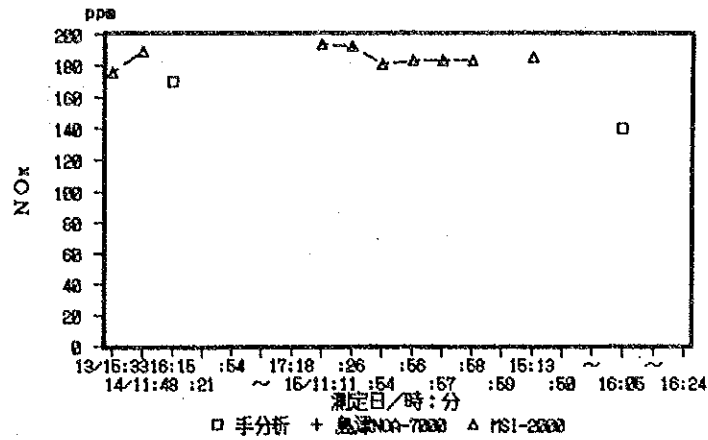


図A10-2 ばい煙測定結果 [SO₂] (ルハン・デ・クーヨ発電所 12号機)

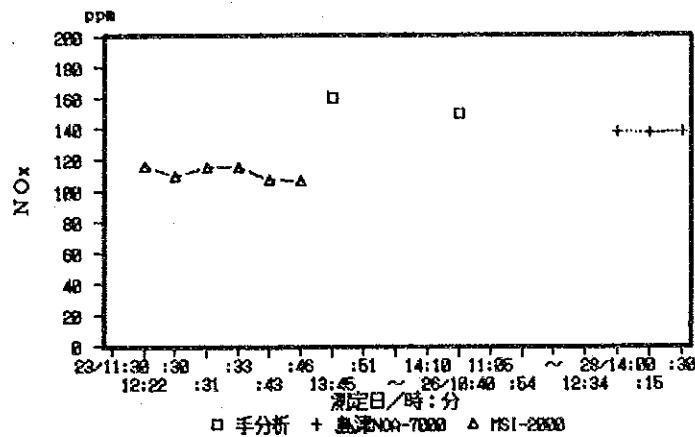


図A10-3 ばい煙測定結果 [SO₂] (サン・ニコラス発電所 5号機)

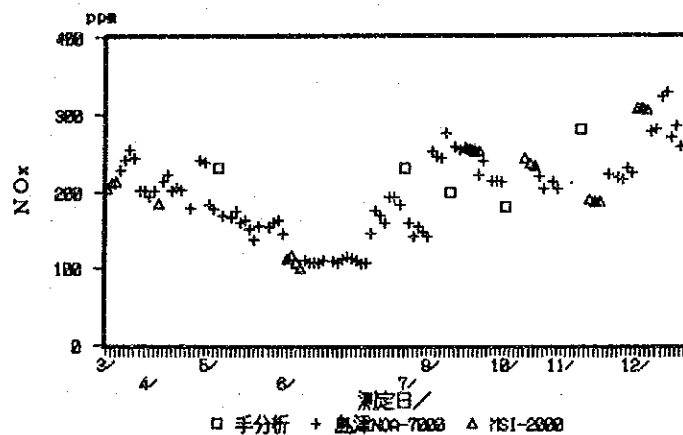
(注) 図A10-1~図A10-3: 本図は機器分析計及び手分析による全てのばい煙中の SO₂濃度を日時の経過に対し点綴したものである。



図A10-4 ばい煙測定結果 [NOx] (ヌエボ・プエルト発電所 13号機)

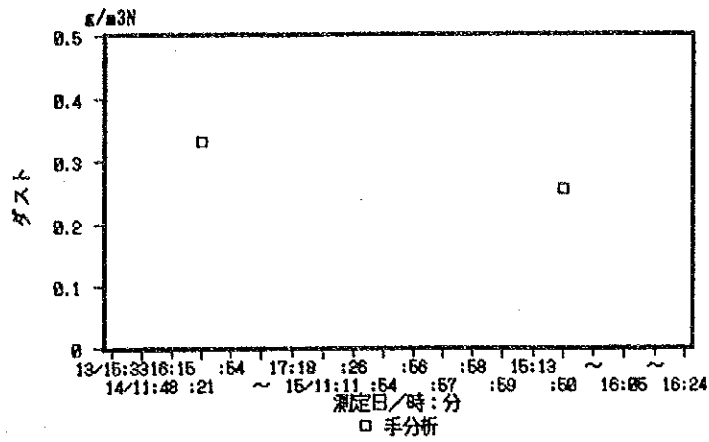


図A10-5 ばい煙測定結果 [NOx] (ルハン・デ・クージョ発電所 12号機)

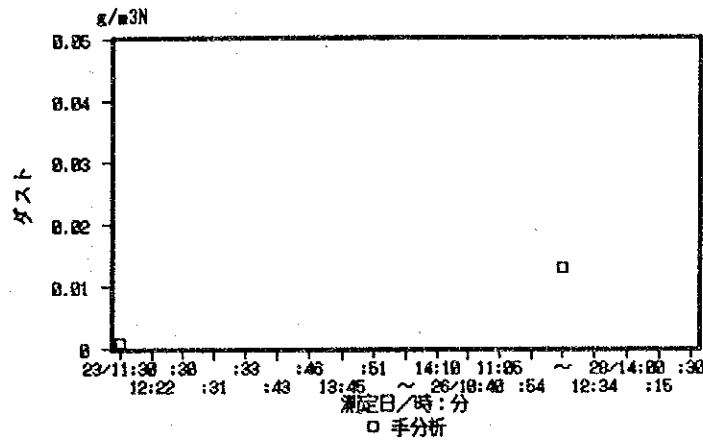


図A10-6 ばい煙測定結果 [NOx] (サン・ニコラス発電所 5号機)

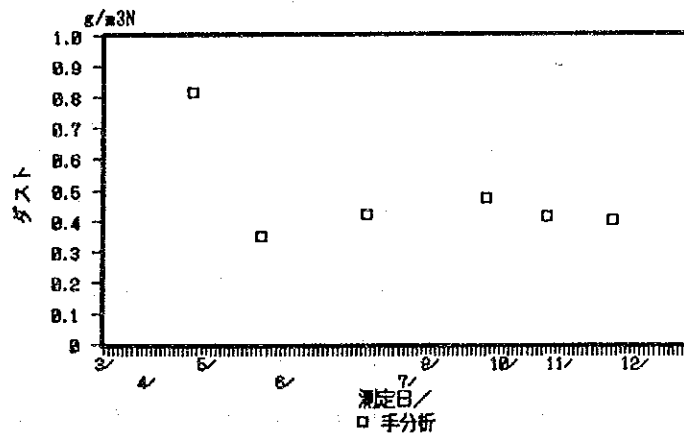
(注) 図A10-4～図A10-6: 本図は機器分析計及び手分析による全てのばい煙中の NOx濃度を日時の経過に対し点綴したものであり、本図は以下に示す図A10-7～図A10-9及び図A10-10～図A10-12と各々比較して見る必要がある。



図A10-10 ばい煙測定結果 [ダスト] (ヌエボ・プエルト発電所 13号機)

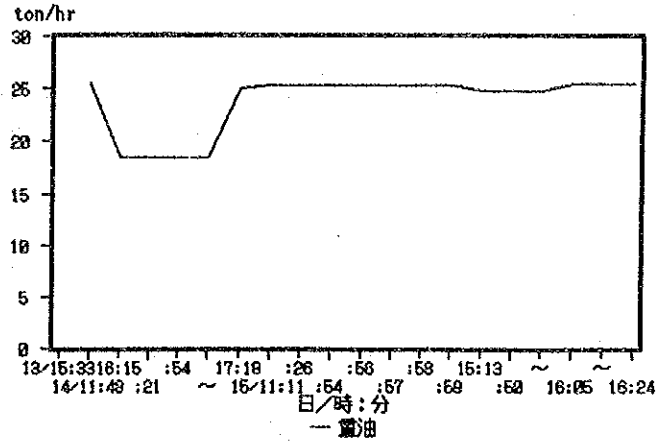


図A10-11 ばい煙測定結果 [ダスト] (ルハン・デ・クージョ発電所 12号機)

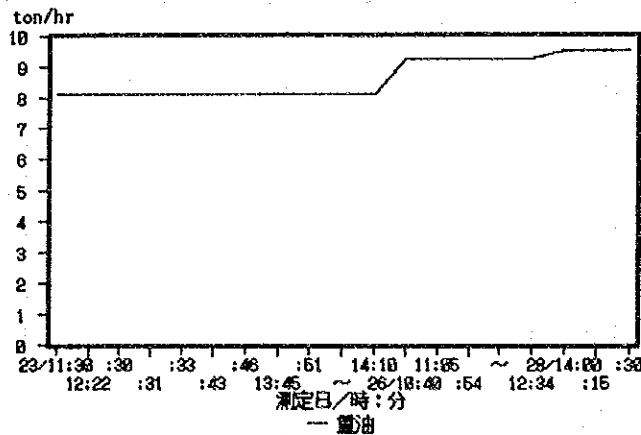


図A10-12 ばい煙測定結果 [ダスト] (サン・ニコラス発電所 5号機)

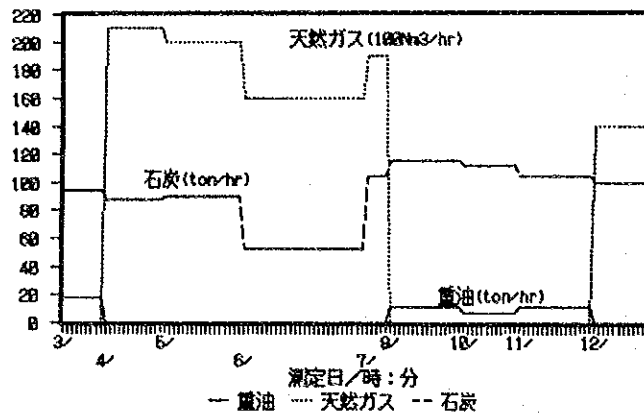
(注) 図A10-10～図A10-12：本図はばい煙中の全てのダスト濃度を日時の経過に対し点綴したものである。



図A10-13 ばい煙測定時燃料使用量（ヌエボ・プエルト発電所 13号機）

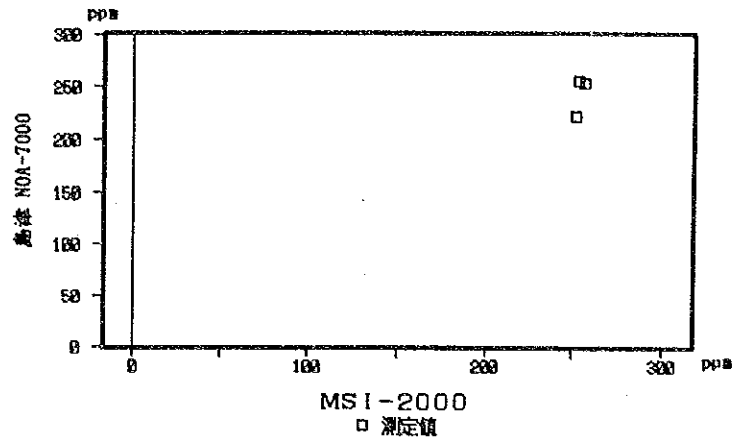


図A10-14 ばい煙測時燃料使用量（ルハン・デ・クージョ発電所 12号機）

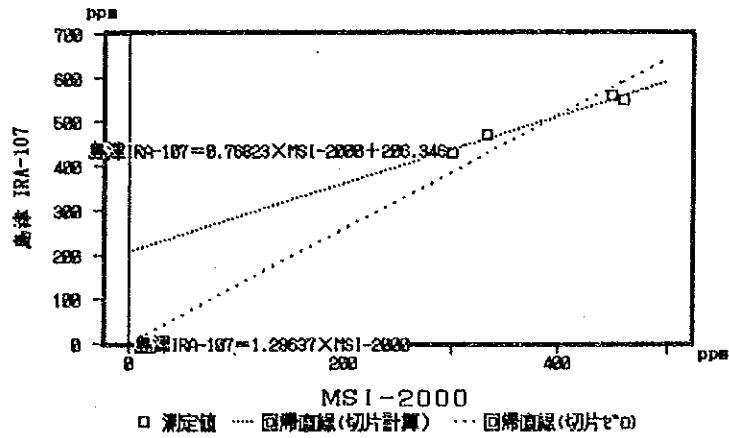


図A10-15 ばい煙測定時燃料使用量（サン・ニコラス発電所 5号機）

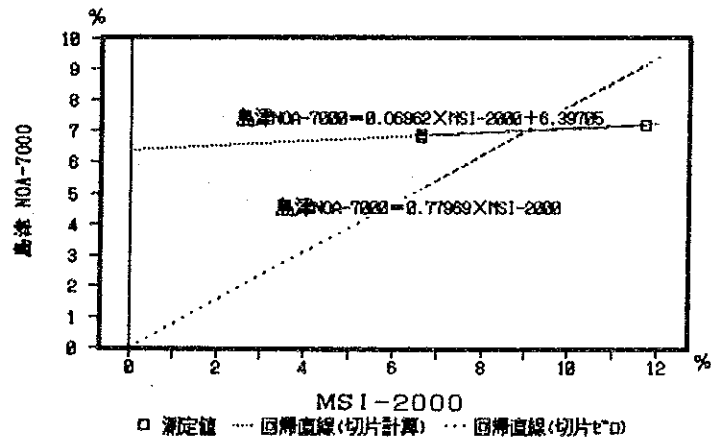
(注) 図A10-13～図A10-15：本図はそれぞれの測定対象ボイラーの燃料フィード量の経時変化を点綴したものであり、種々の測定データは他のボイラー運転パラメーターとともに解析される必要がある。。



図A10-16 ばい煙測定結果 [NOx(ppm)] (サン・ニコラス発電所 5号機)



図A10-17 ばい煙測定結果 [SO₂(ppm)] (サン・ニコラス発電所 5号機)



図A10-18 ばい煙測定結果 [O₂(%)] (サン・ニコラス発電所 5号機)

(注) 図A10-16～図A10-18：本図は簡易分析計又はスクリーニングテストとして用いられるMSI-2000測定値と他の機器分析計の相関関係を求めたものである。

JICA