

東アジアのエネルギーと環境問題

2003年3月

小川 芳樹

- 目 次 -

1 . 世界のエネルギー需給の見通しと堅調に増大する東アジアの特徴	
(1) 世界の長期エネルギー需要見通しと特徴.....	1
(2) 長期的に堅調な増大を続ける東アジアのエネルギー需要とその特徴...	3
(3) エネルギー需要の拡大要因：電力化とモータリゼーション.....	5
(4) 東アジア途上国における非効率的なエネルギー消費.....	8
2 . アジアの石油供給における中東依存の増大	
(1) アジアにおける石油需要増大の見通しとその特徴.....	8
(2) 東アジアにおける原油生産の鈍化と域外輸入の増大.....	10
(3) 過去の石油危機の経験と欧米および東アジアにおける安全保障の認識...	11
(4) アジアにおける石油中東依存増大に対する対応 - 緊急時対応の整備.....	13
3 . 東アジアの石油代替エネルギーの進展	
(1) 東アジアにおける天然ガスの需要増大とその特徴.....	16
(2) 東アジア向け LNG の需給見通しと域外依存	17
(3) 東アジア向けの天然ガス・パイプラインの計画と供給の安全保障問題...	20
(4) 東アジアにおける石炭利用の拡大と問題点.....	22
(5) 東アジア途上国で長期的に必要な原子力オプション.....	24
4 . 東アジアにおける地域環境問題への対応と課題	
(1) 悪化する身近な環境問題への対応 - 固定発生源による大気汚染.....	25
(2) 首都圏を中心とする自動車排ガス問題 - 移動発生源による大気汚染.....	27
(3) 広域的な環境問題 - 東アジアの酸性雨.....	29
(4) クリーン・コール・テクノロジーを中心とする技術開発.....	31
(5) エネルギー・環境分野の国際協力の必要性.....	32
5 . 東アジアにおける地球温暖化問題への対応と課題	
(1) 東アジア諸国のエネルギー消費と地球温暖化問題への寄与.....	34
(2) 東アジア諸国における省エネルギーの可能性と技術移転.....	36
(3) 東アジアにおけるクリーン開発メカニズムとの利用.....	37
(4) 東アジアの持続可能な発展への課題 - エネルギー・環境の視点から.....	41

1. 世界のエネルギー需給の見通しと堅調に増大する東アジアの特徴

(1) 世界の長期エネルギー需給見通しと特徴

1986年の原油価格暴落によってエネルギー低価格時代を迎え、世界のエネルギー需要は、アジアを中心とする経済高成長によって1990年代半ばまで堅調に増大した。1997年7月のタイ・バーツ暴落に端を発するアジアの経済危機は、予想外に深刻な様相を呈し、世界全体のエネルギー需要の伸びは一時的に鈍化した。1999年後半から急速な回復をみせたが、米国中心のITバブルの崩壊による経済低迷でエネルギー需要の増加も再び鈍化した。

表1 IEAによる世界のエネルギー需要の長期見通し

(単位：100万石油換算トン)

	実績		見通し			伸び率	
	1971年	2000年	2010年	2020年	2030年	2000/1971	2030/2000
アジア途上 構成比 (%)	766 (13.7)	2,288 (22.7)	3,014 (24.9)	3,841 (27.1)	4,720 (29.0)	3.8%	2.4%
中国	404	1,162	1,514	1,913	2,326	3.7%	2.3%
東アジア	149	531	735	953	1,178	4.5%	2.7%
南アジア	213	595	765	975	1,216	3.6%	2.4%
その他途上 構成比 (%)	452 (8.1)	1,334 (13.2)	1,727 (14.3)	2,195 (15.5)	2,786 (17.1)	3.8%	2.5%
OECD先進 構成比 (%)	3,485 (62.3)	5,432 (53.8)	6,145 (50.7)	6,768 (47.7)	7,293 (44.7)	1.5%	1.0%
旧ソ連・東欧 構成比 (%)	889 (15.9)	1,034 (10.2)	1,231 (10.2)	1,385 (9.8)	1,501 (9.2)	0.5%	1.3%
石炭 構成比 (%)	1,449 (25.9)	2,355 (23.3)	2,702 (22.3)	3,128 (22.0)	3,606 (22.1)	1.7%	1.4%
石油 構成比 (%)	2,450 (43.8)	3,604 (35.7)	4,272 (35.3)	5,003 (35.3)	5,769 (35.4)	1.3%	1.6%
天然ガス 構成比 (%)	895 (16.0)	2,085 (20.7)	2,794 (23.1)	3,531 (24.9)	4,203 (25.8)	3.0%	2.4%
原子力 構成比 (%)	29 (0.5)	674 (6.7)	753 (6.2)	719 (5.1)	703 (4.3)	11.5%	0.1%
水力その他 構成比 (%)	769 (13.8)	1,370 (13.6)	1,596 (13.2)	1,808 (12.7)	2,019 (12.4)	2.0%	1.3%
世界計 構成比 (%)	5,592 (100.0)	10,088 (100.0)	12,117 (100.0)	14,189 (100.0)	16,300 (100.0)	2.1%	1.6%

(出所) IEA, "World Energy Outlook 2002," 2002年10月

世界の経済低迷が続く中で2002年10月に国際エネルギー機関(IEA)は、最新の世界エネルギー需給見通しを発表した[1]。世界のエネルギー需要見通しの概要を表1にまとめる。アジアの経済危機、ITバブル崩壊によるエネルギー需要の停滞・鈍化は一時的なも

ので、2010年、2020年、2030年といった中長期でみると、アジアおよびその他の途上地域を中心にエネルギー需要が増大せざるを得ないことを予測している。2002年3月に発表された米国エネルギー省（DOE）の見通し〔2〕でも同様のエネルギー需要増大を予測している。

世界全体で石油換算56億トンの大きさであった1971年のエネルギー需要は、ほぼ30年を経過した2000年までに年率平均2.1%で拡大して石油換算101億トンに到達した。IEAが予測する世界全体のエネルギー需要量は、2010年で石油換算121億トン、2020年で石油換算142億トン、2030年で石油換算163億トンとなっている。米国エネルギー省（DOE）の見通しでは、世界全体のエネルギー需要量が、2010年で石油換算124億トン、2020年で石油換算154億トンと幾分高めである。

エネルギー需要の伸び率は、2000年から2020年まで年率平均2.1%に対して、IEAは2000年から2030年まで年率平均1.6%を見込んでいる。2000年以降の世界的な経済停滞の影響や長期的な環境問題への対応による影響をIEAの見通しの方が強く見込んでいると考えられる。ただし、2020年あるいは2030年でも石炭、石油、天然ガスといった化石燃料に世界全体で大きく依存せざるを得ないと考えている点は共通である。

大きな特徴として、エネルギー需要に占めるアジア途上国の重みが今後ますます増大することを挙げることができる（表1）。アジア途上国の需要構成は、IEAの見通しで2000年23%から2010年25%、2020年27%、2030年29%へ、6ポイントの増加が見込まれる。この構成比の増分は大きく、OECD先進国の重みが減少する。今後のアジア途上地域の位置付けは大きいといえる。

2030年まで世界全体に対するエネルギーの供給見通しを、IEAの予測結果に基づいて、同じく表1にまとめる。この結果をみると、エネルギー供給は、石油、石炭、天然ガスなどの化石燃料による供給が、2030年まで85%前後と太宗を占めることがわかる。このことは、2030年になっても世界が基本的に化石燃料に依存せざるを得ないという構造に大きな変化がないことを示している。

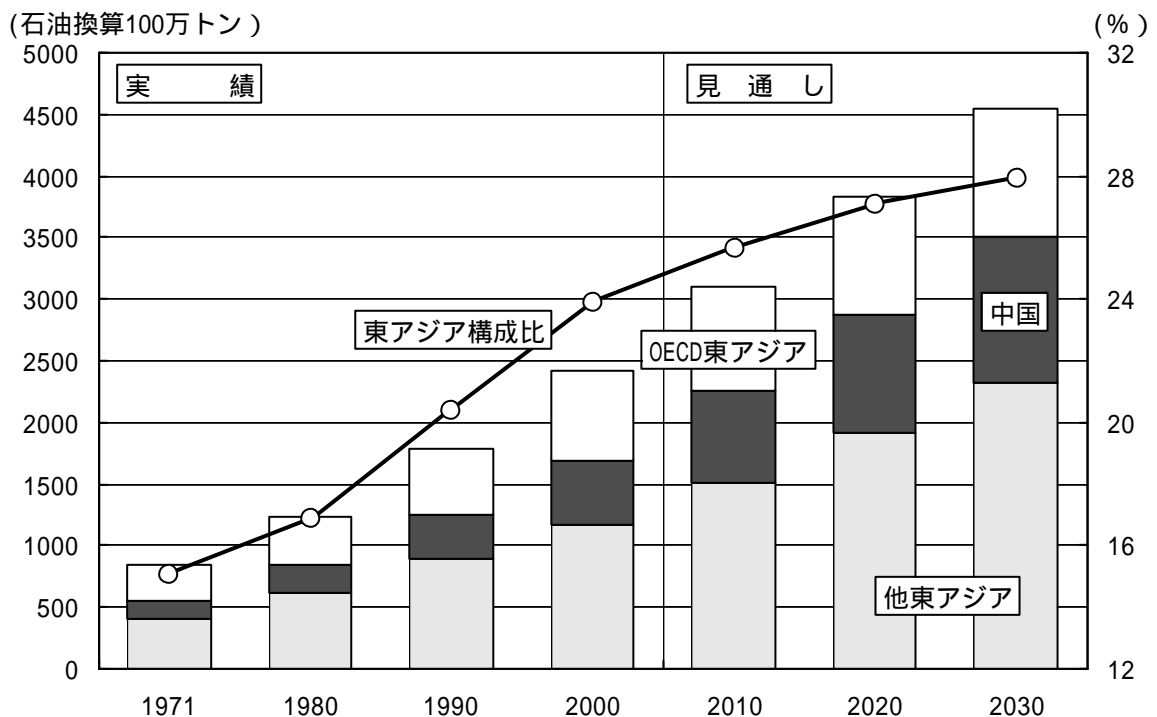
IEAのエネルギー供給見通しにみられる特徴の1つは、世界全体で2030年まで天然ガス構成比の増加が見込まれている点である（表1）。天然ガスの構成比は、2000年の20.7%から2030年の25.8%まで5ポイントも増加する。天然ガスに替わって、2030年まで最も減少しているのは原子力の構成比である。原子力の供給は2030年まで絶対値で増加するが、それ以降は減少するとみられている。

石炭、石油の構成比は 2030 年まで長期的にほとんど変化が起こらない点にむしろ特徴がある。IEA の見通しで石油の構成比は 2000 年の 35.7%から 2030 年の 35.4%へわずかに、石炭の構成比は 2000 年の 23.3%から 2030 年の 22.1%へ 1 ポイントほど減少するのみである。少なくとも 2030 年まで最大の構成比を持つエネルギーとしての石油の位置付けは大きく変わらないといえる。

(2) 長期的に堅調な増大を続ける東アジアのエネルギー需要とその特徴

東アジア地域（日本を含む）のエネルギー需要を過去の実績変化と見通し（IEA2002）によって詳しくみると、まず、1980 年代に東アジア地域のエネルギー需要の伸びが急速に高まったことがわかる（図 1）。両見通しでは、アジアの経済危機や IT バブル崩壊の経済停滞による需要の一時的な鈍化をもちろん織り込んでいるが、それはあくまで一時的なものに過ぎず、2020 年まで長期的には東アジア地域のエネルギー需要が絶対量で堅調に伸び続けるということがこの見通しをはじめとする各種見通しの一致した見解である。

図 1 東アジアのエネルギー需要見通し



(出所) IEA, "World Energy Outlook 2002," 2002 年 10 月

IEA が予測する東アジア地域のエネルギー需要量は、2010年で石油換算 31 億トン、2020 年で石油換算 38 億トン、2030 年で石油換算 45 億トンになる（図 1、表 2）。2000 年から 2030 年までエネルギー需要の年平均伸び率は約 2.1% である。過去 30 年間のエネルギー需要の伸び率が約 3.7% 程度あったことを考えると、伸びは確かに幾分鈍化しているが、絶対量の増加は大きい。しかし、東アジア途上地域の経済成長が再び加速化し、中国や ASEAN 諸国などで本格的なエネルギー需要の拡大へ拍車がかかると、2010 年以降でエネルギー需要がさらに急増することも考えられる。IEA が想定する東アジア途上地域のエネルギー需要の伸び率は穏やかすぎるかもしれない。

表 2 IEA による東アジアのエネルギー需要の長期見通し

（単位：100 万石油換算トン）

	実績		見通し			伸び率	
	1971 年	2000 年	2010 年	2020 年	2030 年	2000/1971	2030/2000
石炭 構成比 (%)	283 (33.7)	909 (37.7)	1,190 (38.3)	1,472 (38.4)	1,774 (39.0)	4.1%	2.3%
石油 構成比 (%)	302 (35.9)	817 (33.9)	1,013 (32.6)	1,256 (32.7)	1,464 (32.2)	3.5%	2.0%
天然ガス 構成比 (%)	8 (1.0)	184 (7.6)	302 (9.7)	425 (11.1)	548 (12.1)	11.4%	3.7%
原子力 構成比 (%)	2 (0.2)	126 (5.2)	188 (6.1)	245 (6.4)	292 (6.4)	15.4%	2.8%
水力その他 構成比 (%)	245 (29.2)	376 (15.6)	412 (13.3)	440 (11.5)	467 (10.3)	1.5%	0.7%
1 次エネルギー 計 構成比 (%)	840 (100.0)	2,412 (100.0)	3,106 (100.0)	3,838 (100.0)	4,545 (100.0)	3.7%	2.1%
世界に占める 東アジアの重み (%)	(15.0)	(23.9)	(25.6)	(27.1)	(27.9)		

（出所）IEA, “World Energy Outlook 2002,” 2002 年 10 月

東アジア地域のエネルギー供給においても、石油、石炭、天然ガスなどの化石燃料による供給が、2030 年まで 85% 前後と太宗を占めることに変わりない。世界全体のエネルギー供給源の構成と比較して、最も大きく異なる東アジアの特徴は、天然ガスの構成比が著しく低く、それに替わって石炭の構成比がかなり高い点である。東アジアの天然ガス構成比は、2000 年の 7.6% から 4 ~ 5 ポイント増加して 2030 年でようやく 12.1% へ上昇するとみられている。2000 年で 37.7% と最も高い構成比を持つ石炭は、2030 年まで 38 ~ 39%

の構成比を維持するとみられている。東アジアにとって石炭がきわめて重要な位置付けを持つエネルギーであることを如実に示す内容である。

原子力は 2020 年まで絶対量でも構成比でも増大した後、6.5%程度の横ばいになるとみられている。原子力の構成比の減少がみられる世界全体の変化とこの点でも東アジアは異なっている。エネルギー需要が堅調な増加を示す東アジアでは、原子力も長期的に欠くことができない重要な供給オプションであることを示す結果である。

石油の構成比は、世界全体の構成比とほぼ変わらない大きさで、2030 年まで多少の微減はあるが、大きな変化が起こらない。東アジアの石油構成比は 2000 年の 33.9%から 2030 年の 32.2%へ 1 ~ 2 ポイントほど減少するのみである。石炭に次ぐ大きさの構成比を持つエネルギーとして、石油の位置付けは少なくとも 2030 年まで大きく変わらないといえる。

いずれにしても、東アジア全体のエネルギー需要は、絶対量での堅調な増加を続け、長期的に止まらなるとみられる。このため、アジア地域でエネルギー需給に関連する様々な問題の発生が懸念され、多様な分野での対応が必要となる。以下では、今後予想されるアジア地域のエネルギー需要の特徴をいくつか挙げる。

(3) エネルギー需要の拡大要因：電力化とモータリゼーション

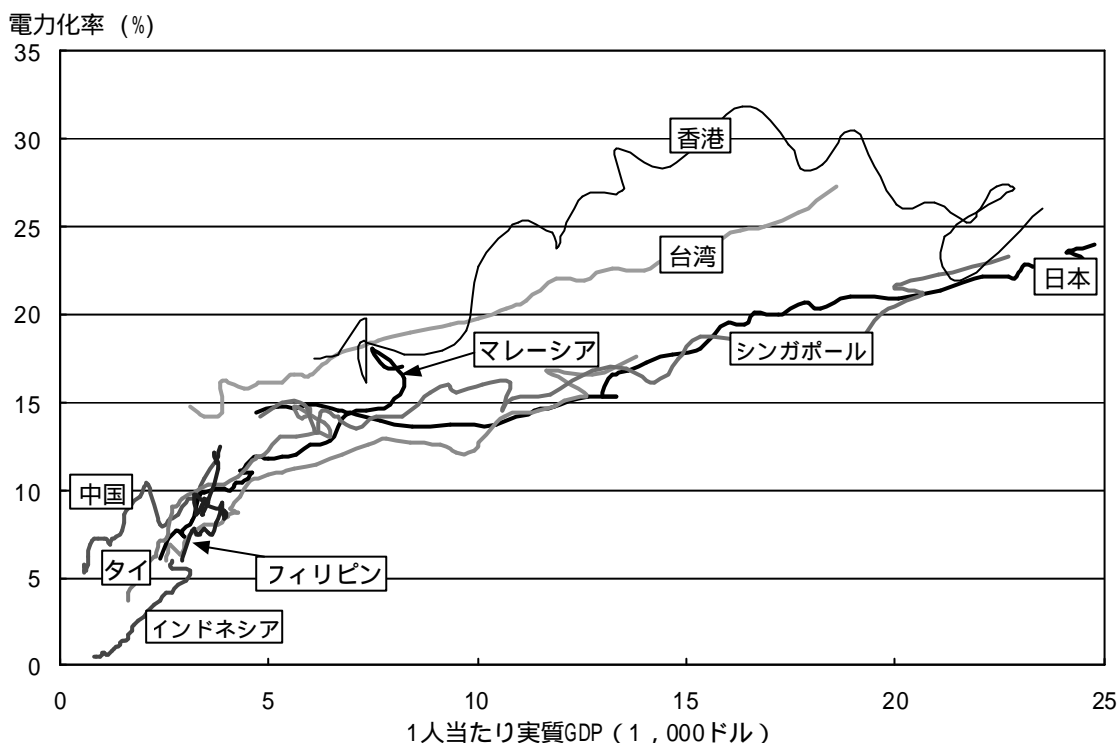
2000 年時点で日本のエネルギー需要に占める重みは、発電部門 34%、産業部門 28%、民生部門 20%、輸送部門 18%となっているが、東アジア途上地域は、発電部門 31%、産業部門 28%、民生部門 29%、輸送部門 11%である。このように、東アジア途上地域では、エネルギー需要に占める産業部門の重みがかなり大きく残っているが、今後、日本のような先進国の需要パターンに移行してくると考えられる。

考えられる方向性の 1 つは電力化が進んで発電部門の重みが増してくることで、今 1 つは産業活動の拡大、所得水準の上昇などで輸送部門の重みが増してくることである。とくに、アジア途上国の電力化は、先進国よりも早期の段階で拡大しており、今後のエネルギー需要で最重要部門に位置付けられる。また、産業活動の成長と拡大によってもたらされる輸送部門のエネルギー需要の伸びも着目される。後述するが、非商業用エネルギーの消費が大きい民生部門の重みは低下することになる。

東アジア諸国の電化率（最終エネルギー消費に占める電力消費の割合）は、各国の経済水準に係わって変化している（図 2）。所得の低い国は、無燈火の闇からの解放が文明世界への第 1 歩と考えており、電力消費は照明から始まる。工業化が始まると、産業部門での

大口電力消費がもたらされ、大規模電源と幹線送電網が整備されるようになる。工業化の進展でさらに電力化が進むと家庭に至る末端送電網が充実し、先進国の水準に達すると冷暖房などを多用する快適な生活を求め、今度は民生部門の電力消費が拡大する。

図2 東アジアにおける所得水準と電力化率の関係



(出所) IEA, "Energy Balances in OECD and Non-OECD Countries," 2002 年

東アジアの電力化の特徴として、所得水準の低い途上国ほどより早期に電力化が進み始めているといえる。1つの大きな理由は、アジア途上国の政府が民生部門へのエネルギー供給の中で電力を重視して積極的に電力供給の確保を図っている点が挙げられる。森林資源の乏しくなった途上国では民生部門のエネルギーとして電力がなおさら重要になる。発展途上地域における冷房用など電力需要の急増も今後懸念される重要な課題である。

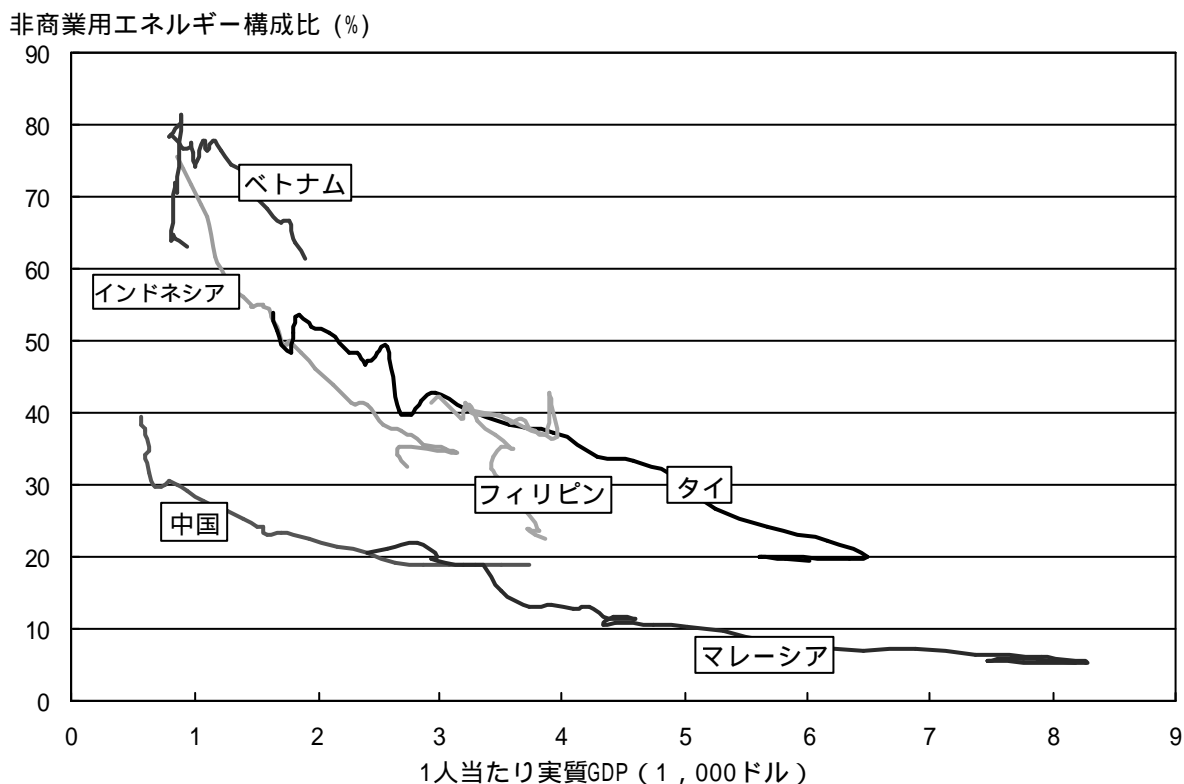
東アジア途上国で民生部門がエネルギー消費に占める構成比は、経済水準の変化と密接な繋がりを持っている。例えば、ベトナム、インドネシアなどでは民生部門のシェアが50%前後からそれ以上の値となる。工業化が進むとエネルギー多消費産業のウェイトが高まってくるので、産業部門のエネルギー消費のシェアが上昇し、民生部門のエネルギー消費の

シェアが低下する。

広くアジア途上地域で南アジア、ASEAN、NIESの順で民生部門のシェアが低下するのはこの変化経路である。日本のように先進国の水準に達すると、エネルギー消費の第3次産業のシェアが高まり、エネルギー消費原単位の高い快適な生活を求めるようになるため、民生、輸送部門のエネルギー消費の構成比が増加する。

東アジアの途上国も、石油、ガス、石炭といった商業用エネルギーの他に、薪、バガス、牛糞などの非商業用エネルギー（植物性燃料）を消費している。これらの国々の植物性燃料が1次エネルギー需要に占める構成比は、経済成長の向上に伴いながら主として化石燃料への転換で減少している（図3）。国によっては、構成比は減少しているが、消費の絶対量が増加しているところもある。植物性燃料は、とくに家庭の厨房に、国によっては住居の暖房にも用いられている。薪の利用は、生木の乱伐を進行させて森林破壊の一因となる。中国のように過去の乱伐で住居近傍の薪採取が不能状態になり、低経済水準の割に植物性燃料の構成比が低いところもある。

図3 東アジア途上国における所得水準と非商業用エネルギー構成比の関係



(出所) IEA, "Energy Balances in OECD and Non-OECD Countries," 2002 年

東アジアの途上国では、過去 20 年間で石油製品需要が急速に増大すると共に、ガソリン、軽油など輸送燃料を中心とした石油需要の白油化が進んできた。この地域では、乗用車を中心とする本格的なモータリゼーションが始まった国はまだ少ない。これが本格化するとさらにガソリン、軽油を中心とした石油製品需要の急速な増大と白油化が見込まれる。モータリゼーションの進展などによる石油需要の堅調な増大は、今後の東アジア途上地域のエネルギー消費を特徴付ける重要な要素の 1 つとなる。

(4) 東アジア途上国における非効率的なエネルギー消費

東アジア途上国の過去 20 年間の GDP 当たりエネルギー消費量(エネルギー消費原単位、これは産業構造の変化も含むマクロな省エネルギーの指標)をみると、サービス産業、観光を中心とする都市国家である香港のエネルギー消費原単位は、他に比べてかなり低い値となっているが、韓国、台湾などは重工業中心のエネルギー消費原単位の水準であることがわかる。

これら NIES の国々の先には、中進途上の国々、そして後発途上の国々が並んでおり、順次エネルギー消費原単位の値が大きくなっている。経済水準が低くなるほどエネルギー消費原単位が大きくなっている理由の 1 つは、非商業用エネルギーの消費が大きくなることである。アジア途上地域の多くの国々は日本の 2 ~ 4 倍のエネルギー消費原単位を持っている。その他、中国のようにさらに大きなエネルギー消費原単位を持つ国もある。

エネルギー消費原単位の値が大きいことは、アジア途上地域の経済活動に対するエネルギー消費が非効率的であることを示しており、エネルギー効率の改善、省エネルギーが、この地域の経済成長、エネルギー需給、環境保全の調和を考えていく上で重要なオプションになっているといえる。

2. アジアの石油供給における中東依存の増大

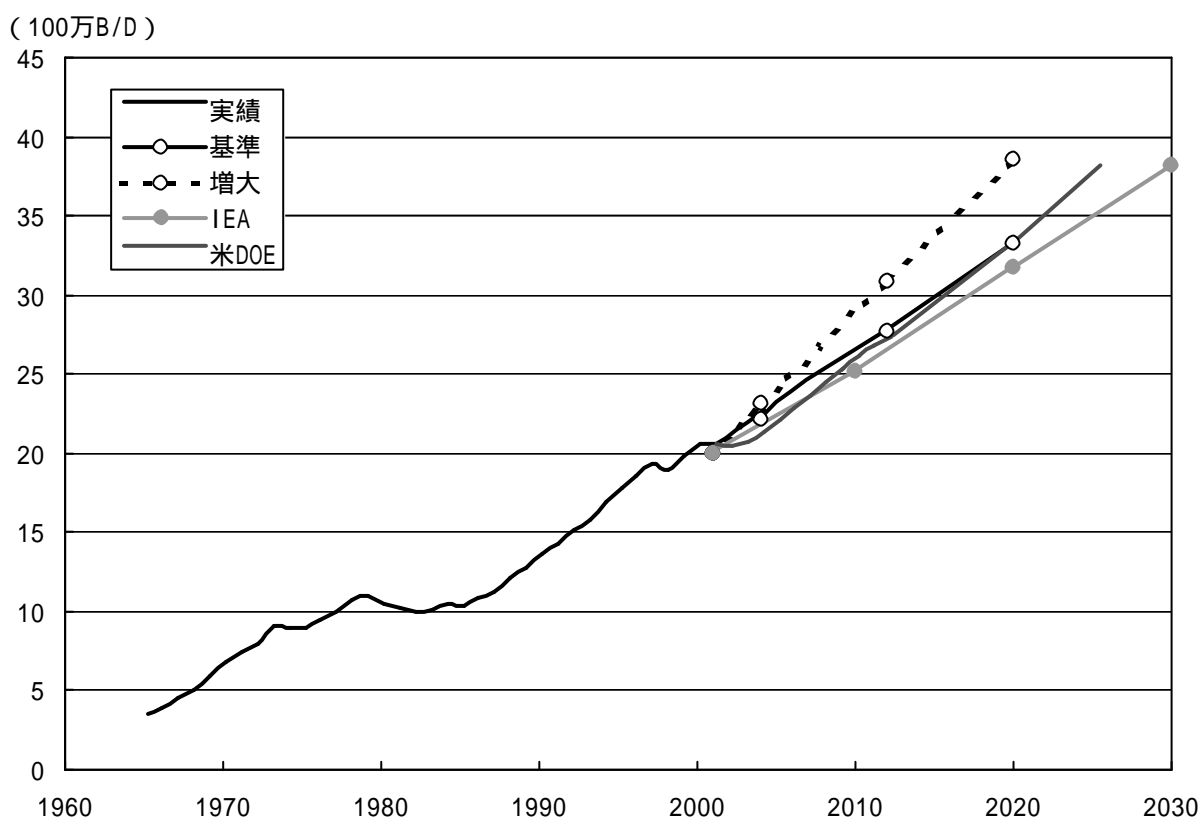
(1) アジアにおける石油需要増大の見通しとその特徴

2 回の石油危機に伴う原油価格の高騰で、1985 年までの 15 年間に年率平均 1 % 前後に抑えられた石油需要の伸びは、エネルギー低価格時代を迎えた 1986 年からの 15 年間で年率平均 2 % 前後に上昇した。とくに世界の成長センターとなったアジア途上国の伸びは著しく堅調であった。代替の効きにくいガソリン、軽油など輸送燃料の需要増が中心となっ

ているが、同じく堅調に増大する電力需要を満たすための発電燃料や石油化学原料、産業用燃料の伸びも上昇した。

アジアの経済危機、IT バブルの崩壊による経済停滞でアジア地域のエネルギー需要、石油需要は一時的に鈍化したが、2020 年までの長期で見ると、これらはあまり大きな影響を残さず、堅調なエネルギー需要、石油需要の拡大がこの地域で予想される。アジア地域の石油需要に関して過去の推移と今後の長期的な見通しを図 4 にまとめる。

図 4 アジア地域における石油需要の推移と見通し



(出所) BP 統計 [3] および IEA、米国 DOE、(財)日本エネルギー経済研究所の見通しに基づいて作成。

(財)日本エネルギー経済研究所による基準ケース [4] は、アジア各国の政府見通しがベースで、石炭や天然ガスなど石油代替エネルギーへの転換目標が強く織り込まれている。他方、2020 年までの長期的な原油価格のトレンドは、20 ~ 25\$/B 前後と実質価格で横ばいの見方が一般的である。したがって、1990 年代の実績にみられたように、石油構成比が計画通り減らない、あるいは国によって増えるという状況も考えられる。このため、基準ケースに対して石油需要増大ケースも想定している。アジア地域の石油需要は、図 4

に示すように、2001年の1,994万B/Dに対して基準ケースの2020年では約1.7倍の3,319万B/Dに達する見込みである。石油需要増大ケースでは、基準ケースよりも約540万B/D増加して、2020年で3,856万B/Dに達することが見込まれる。IEAや米国DOEの見通しも基準ケースとほぼ一致するトレンドを示す見通しとなっている。

こうした石油需要拡大に対する供給面の対応が今後の大きな問題となる。実際に、1980年代後半からの石油需要増加に対して、インド、中国、アセアンなどでは、石油製品輸入の拡大が対応の大きな柱となった。しかし、石油製品輸入には一定の限界があるため、1990年代に入ると韓国、タイ、中国、インドなどで製油所拡充の動きが加速化した。アジア途上地域の製油所拡充は、トッパーを中心としたもので、水素化分解設備など本格的な2次装置の導入はまだ多くないが、今後2020年までの長期をみると、原油処理面での対応としては2次設備の充実が大きな課題となる。アジア地域の石油需要の中で中間留分需要に偏って量的に拡大している点を考えると、重油を分解して品質の良い中間留分を製造する水素化分解や環境面から高品質の中間留分を得ることができる水素化精製といった2次設備の増強が具体的に必要になるとみられる。

(2) 東アジアにおける原油生産の鈍化と域外輸入の増大

次に低硫黄分であるという点で大きな特質をもつアジア地域の原油生産についてその将来動向をみる。アジア地域の原油生産は、他地域に比べると1990年代に入って鈍化傾向がでてきている。今後2000年を越えて2005年から2010年へ向かう中で、中国のタリム盆地、南シナ海、ベトナム、極東ロシアのように増産が期待されている地域もある一方で、減産に向かうとみられる油田も少なくない。今後はかなりの探鉱開発を進めることによって、現状の生産を維持できるか、わずかに増産できる産油国が多い。インドネシアの場合は、2000年、2005年と穏やかに減産に向かうとみられている。

アジアの原油生産は、1990年の約609万B/Dから1995年の約674万B/D、2001年の721万B/Dへと微増傾向をたどった。しかし、IEAの長期見通し[1]によると、長期的には2010年で620万B/D、2020年で570万B/D、2030年480万B/Dと減少する見込みである。域内原油生産のこのような減少を考えれば、石油需要の伸びに追い付かないのは明らかである。また、中国、インドネシアなど産油国の内需が拡大する結果、低硫黄原油の輸出余力は現状よりもかなり縮小するという見方が一般的である。アジア地域の産油国の場合には、内需の拡大に対して国産原油を処理に回すか、中東原油を輸入して処

理に回すかが重要なオプションとなる。どの選択肢が取られるかによって産油国からの低硫黄原油の入手可能性は大きな影響を受けることになる。

アジア地域の原油生産が石油需要の増大に追い付かない問題は、1990年代に入ってアジア地域の中東原油処理が急速に拡大するという形で顕在化した。基本的には今後も石油需要の増大にともなって中東原油への依存が強まらざるを得ないとみられる。

アジア地域で製品需給がタイトに推移する可能性に比べれば、全体の原油需給は中東という大きな供給源が存在するためタイト化はしないとみられる。しかしながら、アジア地域が主な生産国となっている低硫黄原油に絞ってみると、需給タイト化の可能性が考えられる。低硫黄原油の産油国がとる選択肢による不確実性が大きい、今後域内で需給面、価格面の問題を生じる可能性がある。

(3) 過去の石油危機の経験と欧米および東アジアにおける安全保障の認識

第1次石油危機(1973~74年)、第2次石油危機(1978~1979年:イラン革命、1980~1981年:イラン・イラク戦争)、湾岸危機(1990~1991年)と3回の石油危機を経験する中で、図5に示すように、緊急時対策としての公的石油備蓄が先進国を中心に整備され、石油市場機能が充実してきた結果、前節でも述べたように、石油供給セキュリティに対する考え方とくに欧米で大きく変化してきている。

図5 過去の石油危機の経験と最近の石油安全保障の論点

	第1次石油危機 (1973年10月)	第2次石油危機 (1978年12月) (1980年10月)		湾岸危機 (1990年8月)
危機発生要因	・第4次中東戦争 ・アラブ産油国の禁輸	・イラン革命 ・イラン石油生産急減	・イラン・イラク戦争	・イラクのクウェート 侵攻
供給減少期間	・約6月	・約4月	・約5月	・約7月
供給減少規模	・430-450万 B/D (2月) ・220-260万 B/D (2月)	・530-560万 B/D (2月) ・380万 B/D (2月)	・370-410万 B/D (2月) ・250-300万 B/D (3月)	・500-530万 B/D (2月) ・400-470万 B/D (3月)
余剰生産能力	・約375万 B/D	・約455万 B/D	・約670万 B/D	・約620万 B/D
石油備蓄日数 (OECD平均)	・民間70日 公的 -	・民間65日 公的7日	・民間77日 公的9日	・民間61日 公的25日
石油市場構造	・メジャー公示価格制 ・メジャー利権原油の 長期契約	・産油国の政府販売価格制 ・産油国との長期契約		・市場連動価格制 ・石油先物市場の発達 ・産油国との期間契約 とスポット取引拡大

(注) 湾岸危機の場合、湾岸戦争が終結した後もクウェートの生産が回復するまで原油供給の減少は継続した。



石油安全保障問題に関する最近の考え方

- ・物理的不足による混乱に加えて価格高騰による混乱に対する対応も必要
- ・依然として高い「ランダム・ショック」と低下する「ストラテジック・ショック」の可能性
- ・アジア途上地域の石油需要拡大とそれに対する緊急時体制の整備が重要
- ・消費国のサプライ・セキュリティと同様に産油国もデマンド・セキュリティが重要

(出所)(財)日本エネルギー経済研究所で作成。

具体的には、今後の石油供給セキュリティ問題は、産油国の意図的問題に起因(ストラテジック・ショック)すると考えるよりも、むしろ戦争などの偶発的事件に起因(ランダム・ショック)すると考える傾向が強まっている。また、供給途絶発生時に消費国が石油入手不足に陥る可能性があるとする意見は少なくなっており、近年ではむしろ価格高騰によりマクロ経済的なダメージが及ぶことを懸念する意見が強まっている。

このような欧米の認識に対して、日本を含むアジア諸国の供給セキュリティへの不安は高く、依然として入手可能性に対する懸念も強く残している。また、経済の発展段階、石油資源の有無などの点で異なる多様な国々が混在するアジア地域では、供給セキュリティへの不安の大きさにばらつきがみられる。具体的にいえば、経済規模が大きく石油の大輸入国である日本、韓国、台湾は供給セキュリティ問題を深刻に受け止めているのに対し、産油国の中国、インドネシアでは相対的にみればさほど強く受け止められていない。また、

政府機関、国営石油会社、民間石油会社といった立場の違いによっても、ばらつきがみられる。

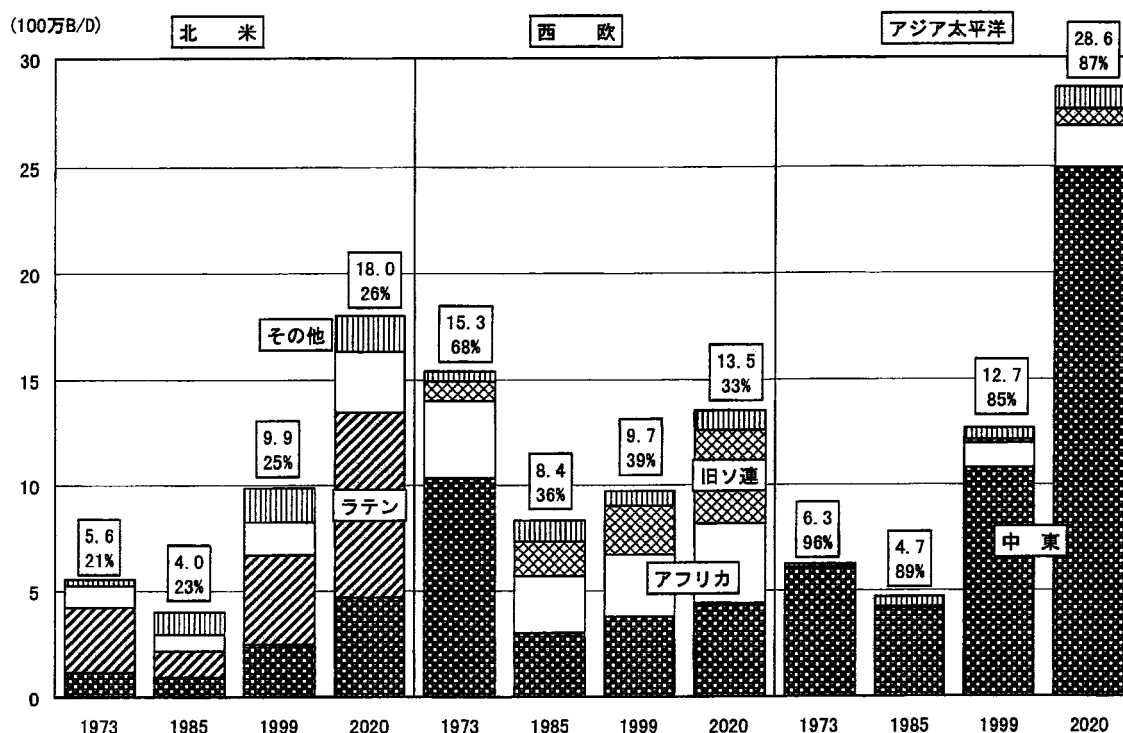
今後のアジア諸国の域外石油輸入の増大や域内産油国の石油輸入量の増大、あるいは純輸入国化が進めば、アジア地域の供給セキュリティに対する不安は一層高まっていく可能性が高い。アジア地域での対策オプション考えるにあたっては、偶発事件による供給途絶と物理的な入手可能性の問題が懸念されているので、とくに供給途絶時の対応能力強化と入手可能性への対処能力強化に配慮する必要があるとみられる。

また、アジア地域のエネルギー需要、とくに石油需要増大による中東依存度の増大がサプライ・セキュリティへのアジア地域の懸念を引き起こす大きな要因となっているが、中東産油国の眼からみればアジア地域は石油販路の確保という意味で非常に重要な位置付けを持つ。過去の石油危機を通じて原油価格の乱高下により、産油国の石油収入が大きく変動したことを考慮すると、逆にアジア地域は産油国にとって欠くことができない存在となるはずである。つまり、アジア消費国がサプライ・セキュリティを懸念するのと丁度対照的な意味合いにおいて中東産油国もデマンド・セキュリティを懸念する立場にあると言えるのではないかと考えられる。

(4) アジアにおける石油中東依存増大に対する対応 - - 緊急時対応の整備

1 バレル 20 ドル前後で 2020 年まで原油価格が長期的に安定推移した場合には、どのような石油需給面の問題が発生するのであろうか。一番大きい問題は、アジア途上国を中心に石油需要が拡大する結果、アジア・太平洋地域の石油中東依存が大幅に高まることである。実際、米国 DOE の見通しによると、図 6 に示すように、1998 年で日量約 1,100 万バレルに達する中東からの石油輸入量は、倍増以上で日量約 2,500 万バレルに拡大する見込みである。輸入石油の中東依存度は 85% で現在とほぼ変わらないが、中東からの石油輸入が絶対量で大幅に拡大する点が問題である。

図6 アジア・太平洋地域における石油中東依存の量的増大



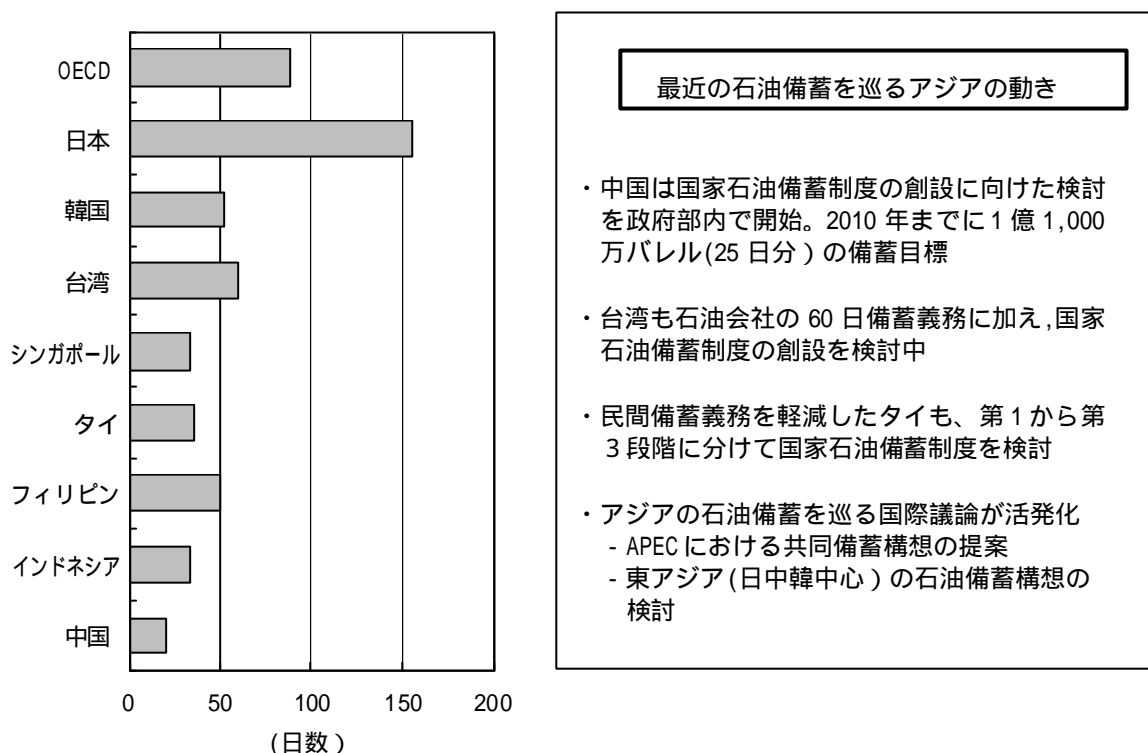
(出所) "BP Amoco Statistical Review of World Energy," US.DOE/EIA, "International Energy Outlook 2001" のデータから作成。

これに対して、北米 OECD 地域では、1973 年から 1997 年まで石油輸入量に対する中東依存度は 21～25% の変化である。2020 年になると石油輸入量は 1,800 万 B/D に拡大するとみられるが、石油輸入量に対する中東依存度は 26% とあまり大きく変化しない。ヨーロッパ地域では、第 1 次石油危機の 1973 年に石油消費量に対する中東依存度が 68% もあったが、石油価格の上昇に伴って北海原油の開発など石油の供給環境が好転したため、1985 年頃から石油輸入量に対する中東依存度は 40% 弱に抑えられることになった。2020 年の石油輸入量も 1,350 万 B/D とあまり拡大せず、石油輸入量に対する中東依存度は 33% と低下する見込みである。このように欧米の場合には、中東依存度もそれほど高くなり、絶対量でもそれほど増えない点に特徴がある。

アジア・太平洋地域でたとえ中東からの石油輸入が拡大したとしても、中東湾岸産油国の豊富な石油資源を考えると、2020 年まで平時の石油供給に不足を来すことは考えにくい。問題となるのは、偶発的な事件の発生によって石油供給に支障を来す緊急時の場合である。アジア途上国では、図 7 に示すように、十分な石油備蓄の準備ができておらず、過去の石

油危機の実体験が段々と遠のくので、緊急時が発生すると、経済力を増した多くの途上国がパニック行動に走る恐れがある。

図7 アジア消費国における石油備蓄整備を巡る最近の動き



(出所) 日本エネルギー経済研究所の現地調査結果 [5] および記事情報に基づいて作成。

これを抑止するためには、石油備蓄のような緊急時体制を整備するとともに、石油に過度に依存しないエネルギー需給構造を平時から心がけることが重要である。いずれにせよ長期的に大幅なエネルギー需要の増大が見込まれるアジアでは、石油だけでなく天然ガス、石炭、原子力など多様なエネルギー源の利用に目配りしていかなばならない。

石油供給の安全保障問題として重要なのは、中東から東アジアへいたる供給ルートの問題である。中東自身が政治的に不安定な問題を抱えているほか、東アジアにいたるシーレーンはマラッカ海峡とロンボク海峡で細く縊られている。マラッカ海峡を出た南沙諸島の周辺は石油資源の領有も絡む国境紛争問題を抱えている。東アジアで中東原油の輸入が拡大すると石油供給路の確保のためにシーレーン問題が重要になるとみられる。今後、東アジアの石油供給全体に視点を置いた安全保障問題を熟考して考える必要がある。

今後、石油の大消費地となる中国やインドは大陸棚による遠浅の海岸線が続いており、中東原油輸送の経済性が成り立つために重要な大型タンカーを受け入れできる港湾設備の良好な立地点が少ない。石油の供給システムは、緊急時だけでなく平常時の問題点も十分に考慮して適切なものをアジア全体で構築していく必要がある。

石油需要が増大すれば、一段とアジア地域の中東依存度を増すことになる。緊急時に備えた石油備蓄体制をまだ確立していない途上国が多いアジア地域で、いかに石油供給の安全保障を図るかということは石油を巡る今後のきわめて重要な命題である。具体的な課題としては、石油・ガス域内資源の開発促進、石油輸入源の多様化、中東産油国との依存関係強化、石油備蓄体制の強化などが挙げられる。

3．東アジアの石油代替エネルギーの進展

(1) 東アジアにおける天然ガスの需要増大とその特徴

東アジア途上地域では2回の石油危機を通じて、多くの国々で化石燃料の構成に大きな変化が生じた。石油に代わって、天然ガスの構成比が増大した国の例として、インドネシア、マレーシアなどを挙げることができる。石炭の構成比が増大した国の例としては、韓国、台湾、香港のNIESや中国、ベトナムなどを挙げることができる。アジア途上地域では、石油から天然ガスへと、石油から石炭への大きな2つの流れがあったといえる。

天然ガスへの代替を進めることができた国は、天然ガスの自国資源を有しており、その天然ガスの生産地が比較的消費地に近い場合である。日本の場合には、巨額の投資が必要であったが、アジア太平洋地域の需要の少ない僻地の天然ガスを液化してLNGの形で導入することが進められた。1990年代には韓国、台湾などNIESの国々が、巨額の投資負担を負いながら、環境に優しいLNGの利用拡大を図った。最近では中国、インドなどでLNGの導入計画を具体化すべく、いろいろな動きが出ている。

世界全体に占めるアジアの天然ガス需要の構成比はまだ低い。1971年から2000年まで世界全体の天然ガス需要の伸びが年率3.0%であったのに対して、アジア地域は同じ期間に年率11.4%という非常に高い伸び率を示した。アジア地域では、国内のガス・パイプライン網の整備が十分にできていないために、発電部門における天然ガス消費の重みが大きくなっている点に、需要面の1つの大きな特徴がある。

また、供給面でみると、欧米とは異なってパイプラインによるガス供給が主流となって

いるのではなく、今までのところは天然ガスを液化して LNG の状態で海上輸送されてきて、日本、韓国、台湾などの相対的に経済水準の高い国で消費されている点に特徴がある。パイプラインガスの利用も、マレーシア、タイ、インドネシア、中国などで行われてはいるが、まだそれほど大規模なものとなっていない。

アジア・オセアニア地域では、資源量に対する天然ガスの利用規模がまだ小さく、石油資源（16.3年）に比べれば、37.5年という比較的長い可採年数を有している。また、中東、極東ロシア、アラスカなどアジア市場向けになることを期待できる天然ガス資源も豊富に存在する。CEDIGAZ のデータによれば、1960年時点ではほぼゼロであったアジア・オセアニア地域の天然ガス確認埋蔵量が、1970年代に入ると急速に拡大し、1998年時点では500Tcfを超える大きさに増加した。

アジア地域の天然ガス資源量の増加に関する大きな特徴の1つとして、海上における天然ガス資源量の増加が著しい点を挙げるができる。1990年代半ば以降、アジア・オセアニア地域の天然ガス資源の海上比率は60%を超える状況である。このように、天然ガス資源量の海上比率が高まっていることは、産ガス地の消費地域で天然ガス資源を国内利用することを考える場合に、輸送インフラの整備に上乗せのコストがかかることを一般的には意味している。

こうしたアジアの天然ガス資源量の拡大と現時点ではまだ利用規模がそれほど大きくないことを考えると、アジアにおける天然ガスの利用拡大には、いろいろな面から期待がかかっている。

（2）東アジア向け LNG の需給見通しと域外依存

2002年時点における開発3社と Wood Mackenzie 社によるアジア地域の LNG 需要見通しを表3にまとめる。各社の見通しを総合すると、2010年で1.17～1.35億トンの LNG 需要が見込まれている。また、2015年に関しては、1.4億トン前後でほぼ一致した見方になっている。2020年に関する LNG の需要見通しで発表されたものは、残念ながらまだないが、米国エネルギー省や国際エネルギー機関の長期エネルギー需給見通しのアジア地域における天然ガス需要の伸び率を参考とする推計を行うことはできる。

アジアにおける LNG 需要には、投資の回復がどの時点で見込まれるか、先進国を中心とする環境対策がどのように進むか、日本の原子力開発が政府の見通し通りに進展するか、台湾の IPP 建設がどのように進むか、といった要因が大きな影響を及ぼすと各社は見通し

の中で考えている。

表3 アジアのLNG需要見通し

	2001年 実績	2010年					2015年	
		A社		B社		Wood Mack.	C社	Wood Mack.
		高ケース	低ケース	高ケース	低ケース			
日本・韓国・台湾	75.1	104	92	102	92	101.1	120	103
インド・中国他	0.0	31	17	26	15	20.0	20	36
合 計	75.1	135	117	126	117	121.1	140	139

(単位 :100 万トン)

(出所) “アジア・太平洋地域の天然ガス事情とLNG需給動向、” “Asia Gas Report 1999年3月号” のデータから作成。

次にアジア市場向けLNGの供給ポテンシャルに目を向けてみる。アジア向けLNGの液化基地は、2001年末時点で8,554万トンの液化能力が稼働している〔6〕。環境問題に関する対応の高まりから、1990年代を通じてメジャーを中心とする多数のLNGプロジェクトがアジア向けに名乗りを上げてきた。

現在建設中または契約が締結されて建設準備中にあるプロジェクトは、2,380万トンである。これらの能力を合わせると、2010年までに1.09億トンのLNG液化能力に達することが見込まれる。ある程度の確実性を持つこの部分の液化能力だけで、実は2010年におけるアジアのLNG需要見通しの大きな部分を満たすことになる。しかし、アジア市場向けLNGの供給候補はこれらだけでなく、後続としてイエメン、オーストラリア・ゴーン、サハリン2など、さらに多数のプロジェクトが、埋蔵量確認や市場調査を行っている。液化能力の公称値が判明しているものだけでも合計すると、その他計画中のプロジェクトで7,110万トンという大きさに上る。

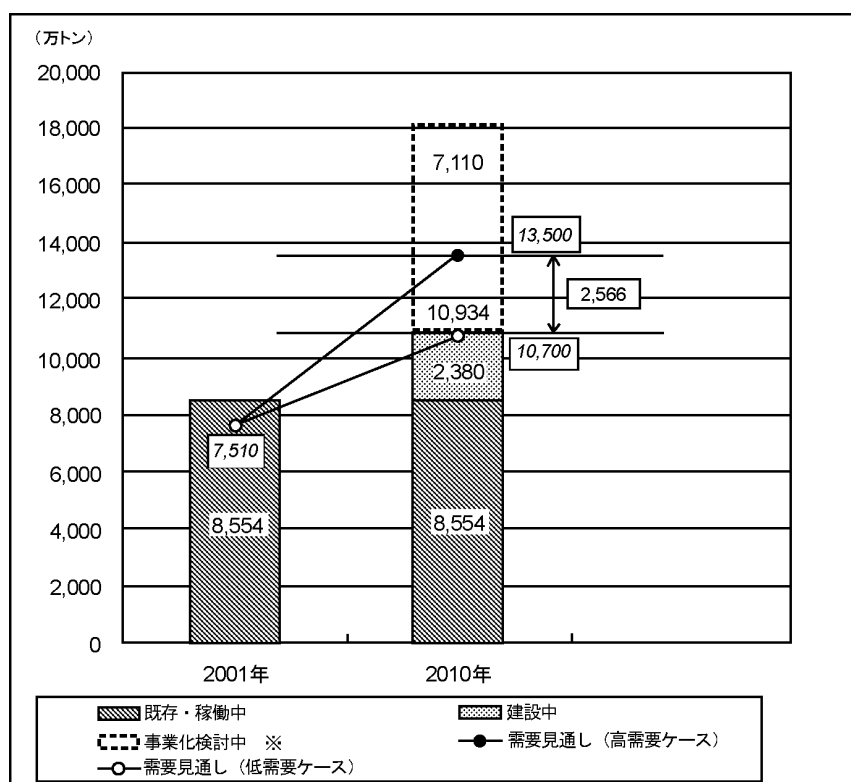
既設で稼働中のプロジェクトも合わせて総計を取ると、2010年におけるLNG液化能力の潜在ポテンシャルは、1億8,044万トンに達することになる。カナダのパック・リムのように最近の動きがみられないプロジェクトやオーストラリア、インドネシア両国が関係するバキュー・ウンダンのように無期延期が決定したプロジェクトもあり、投資の遅れが看取される。しかし、LNGに名乗りを上げたポテンシャルとして、これらのすべてをカウントすることができる。

確認埋蔵量の大きさをみると、カタールの250Tcfやトルクメニスタンの140Tcfのよ

うに、30 Tcf を超える超巨大ガス田に相当するものもあるが、3 Tcf 以上の確認埋蔵量を持つと評価されて少なくとも巨大ガス田に帰属するものが、LNG 化の候補になっているといえることができる。

石油代替と環境問題という視点から、今後の天然ガスの位置付けが大きく着目されている。石油メジャーは、今後のアジアに向けて LNG（液化天然ガス）プロジェクトの開発に大きな力を注いでおり、2000 年～2010 年にかけて LNG の大きな供給ポテンシャルの登場が期待できそうである。

図 8 2010 年におけるアジア市場向け LNG 供給ポテンシャルの余剰



(注) ※ 事業化検討中のうち、条件の整ったものが実際のプロジェクトとして立ち上がり、図中で示した全量が現実化するわけではない。

(出所) “アジア・太平洋地域の天然ガス事情と LNG 需給動向,”2003 年

2010 年のアジア地域の LNG 需要とアジア市場向けの LNG 供給ポテンシャルを突き合わせてみると、図 8 に示すように、LNG 化の候補となる天然ガス資源の供給過剰状態が存在することを示している。この LNG 化を目指す天然ガス資源の供給過剰状態は、さらに 2020 年までの長期にわたって残る可能性が高い。このことは該当する天然ガス資源

を LNG と競合しない別の用途で早期に利用しようとする動きが出ざるを得ないことを意味する。

天然ガスの供給ポテンシャルを確保できる見込みが立つのであれば、むしろ中長期的にみた需要の本命は、今後も堅調なエネルギー需要の増大が期待できるアジア途上国だといえるのではないだろうか。石油需要が急増すれば中東依存の増大による緊急時の供給不安に悩まされ、国産の石炭資源に依存すれば地球温暖化問題だけでなく大気汚染、酸性雨など身近な環境問題にも悩まされることになる。この点からも、天然ガスを重要なエネルギー源として渴望する必然性は、アジア途上国の方が大きい。

アジア・オセアニア地域の可採鉱量全体に対するガス田規模別の分布をみると、0.3～1 Tcf、1～3 Tcf の中小ガス田が、全体の 40% 以上を占める。3～10 Tcf のガス田を加えると、全体の 80% を占める大きさとなる。このことから、中小規模ガス田の有効利用がアジア・オセアニア地域でいかに重要かがわかる。また、中東、旧ソ連地域では、30 Tcf 以上の超巨大ガス田のシェアが 60% 前後を占める。中東を始めとして極東ロシアなど豊富な域外天然ガス資源の存在も、アジア地域にとっては重要であり、多様な方法でこの膨大な天然ガス資源の利用を考えていくことが今後の重要な課題となる。

少なくとも、5 Tcf 以上の規模のガス田が、LNG 化には向いていることを考えると、アジア域内に非常に豊富な LNG 化できる天然ガス資源が存在する訳ではなく、LNG の需要量が拡大すれば、いずれは中東あるいはロシアといった天然ガス資源に依存しなければならなくなる。その意味では、石油と同様に、エネルギー供給の安全保障の問題に検討を加える必要性がある。LNG の場合にも、1 次エネルギー需要に占める重みが一定の規模を超えて、太宗を占めるエネルギー源に成長を遂げるのであれば、石油同様に緊急時対策として一定の LNG 備蓄を整備する必要性も生じることになる。

(3) 東アジア向けの天然ガス・パイプラインの計画と供給の安全保障問題

今後のアジア途上国に関して着目すべき点は、これまで経済発展を遂げてきた国々が、日本、韓国、台湾などのように島国あるいは比較的海に囲まれていたのに対して、これから一層の経済発展とエネルギー需要の拡大が期待される国々は、ユーラシア大陸内部にまで深く位置していることである。これら大陸の国々では、パイプラインはエネルギー輸送に不可欠なインフラである。このため、表 4 に示すように、アジア地域でも各地で様々な天然ガス国際パイプラインの建設計画が目白押しとなっている。

表4 アジア地域における主な天然ガス国際パイプラインの建設計画

	対象国（ルート概要）		敷設距離	供給量	備考
SPA, MOU 締結済	マレーシア・タイ共同水域 マレーシア・タイ	JDA（タイ・マレーシア共同 開発水域） タイ・マレーシア	約 350km	5.0-8.7BCM/年	第1フェーズ分はマレーシアがガス引取。2002年6月完成予定。
	インドネシア シンガポール	南スマトラ シンガポール	477km	2003年～ 3.4BCM/年	2001年2月 Pertamina と PowerGas が売買契約に調印。
	インドネシア マレーシア	南ナツナ海峽区 PGU II（国 土南東部）	97km	1.0-2.6BCM/年	PGU II（マレー半島幹線パイプライン）へのガス供給
	カタール UAE オマーン パキ スタン（ドルフィンプロジェクト）	カタール UAE（第1フェー ズ）	350km	2BCFD	現在、設備に関する FEED 契約参加企業審査中。
	カタール クウェート				プロジェクト詳細およびガス供給量について協議中。
FS 実施 段階	サハリン 日本	コルサコフ 石狩	約 450km	エクソンのガス 生産計画では、 1BCFD の生産能力	エクソンと石油資源開発がパイプライン敷設の FS を 1998 年に開始。
		石狩 新潟	884km		
		青森 関東	860km		
	トルクメニスタン 中国	トルクメニスタン 上海	約 5,730km	30BCM/年	ルート変更（連雲港 上海）し、再度経済性検討中。
イルクーツク 中国	イルクーツク 北京	約 3,500km	30BCM/年	2002 年からロシア、中国、韓国が FS 実施	
構想 段階	イラン インド		約 2,200km	18～20BCM/年	パキスタンを経由しない海底 P/L 敷設を検討。 LNG プロジェクトが先行。
	バングラデシュ インド	バングラデシュ オリッサ	N.A.	N.A.	バングラデシュ国内での政治的問題から難航。
	トルクメニスタン パキスタン（TPA プロジェクト）		1,440km	20BCM/年	Unocal 撤退。
計画 停滞・ 撤回	インドネシア タイ	ナツナ・ガス田 タイ	約 1,538km	2005 年から 500MMCFD 2007 年から 1,000MMCFD	タイの通貨危機、ガス需要低迷の影響により、 2007 年以降に延期。
	オマーン インド		約 1,150km	20 BCM/年	1996 年 10 月に計画撤回の報道が流れた。
	イラン パキスタン		約 1,600km	約 10BCM/年	2005 年まで延期。

（注）上記以外にもヤクーツク（ロシア）～中国へのパイプライン構想も報じられているが（1999年FS実施合意）詳細ルートについては不明

（出所）“アジア・太平洋地域の天然ガス事情とLNG需給動向、” 2003年

国際的な天然ガス・パイプライン網の先達はヨーロッパ地域である。ヨーロッパ地域のパイプライン網の成り立ちをみると、地場であるオランダの大規模ガス田の発見によって、近隣国へ輸出用のパイプライン網が整備され、ある程度このパイプライン網ができあがったところで、ロシアやアルジェリアなど域外の大規模天然ガス資源が接続して拡大した。さらに、地場の北海の天然ガスがこれに加わった。このように、地場からネットワークを広げて域外ソースと幅広く接続したことが、ガス供給の安全保障問題にも一定の解を与える形となった。

このヨーロッパでの天然ガス・パイプライン網の成り立ちを考慮すると、東アジア地域でもその中心となる中国国内の天然ガス・パイプライン網の整備が、おそらく重要な鍵を握ると考えられる。実際、中国では地場の天然ガス資源を利用して東西へ天然ガス・パイプライン網を拡大しつつある。タリム盆地から上海まで天然ガス・パイプラインを整備する西気東輸計画が具体化しつつある。中国で新たな天然ガス資源が開発され、さらに国内の横断パイプライン網が拡充されると、イルクーツク、トルクメニスタンなどの域外ソー

スにはずいぶんと接続しやすくなる。どのような天然ガス利用インフラの整備が、アジア途上国で経済合理性をもって進められるのか検討することも今後の天然ガスの位置付けを握る重要な課題である。

(4) 東アジアにおける石炭利用の拡大と問題点

東アジアにおける石炭需要は、1971年の石油換算2億6,500万トンから1986年の同5億5,900万トンを経て、2000年の同8億7,900万トンに拡大した。用途別にみると、鉄鋼用の需要構成が1971年の20%から2000年の16%へ低下したのに対して、電力用石炭需要が急拡大を遂げ、1971年の石油換算4,700万トンから1986年の同1億3,400万トンを経て、2000年には同4億3,000万トンにまで到達した。民生用とその他用（一般産業用など）の石炭需要は、1971年に石油換算1億6,500万トンと最大のシェア62%を占めていたが、2000年には同3億700万トンでシェアが35%まで低下した。

このように、電力部門での石炭利用拡大が東アジアにおいて石炭需要が拡大してきた最大の要因になっているといえる。この傾向は、アジア地域全域において認められる。いずれにしても中国の石炭需要が東アジア全体の70%以上を占めており、石炭利用の拡大とその問題点といえば、それは中国問題といっても決して過言ではない。

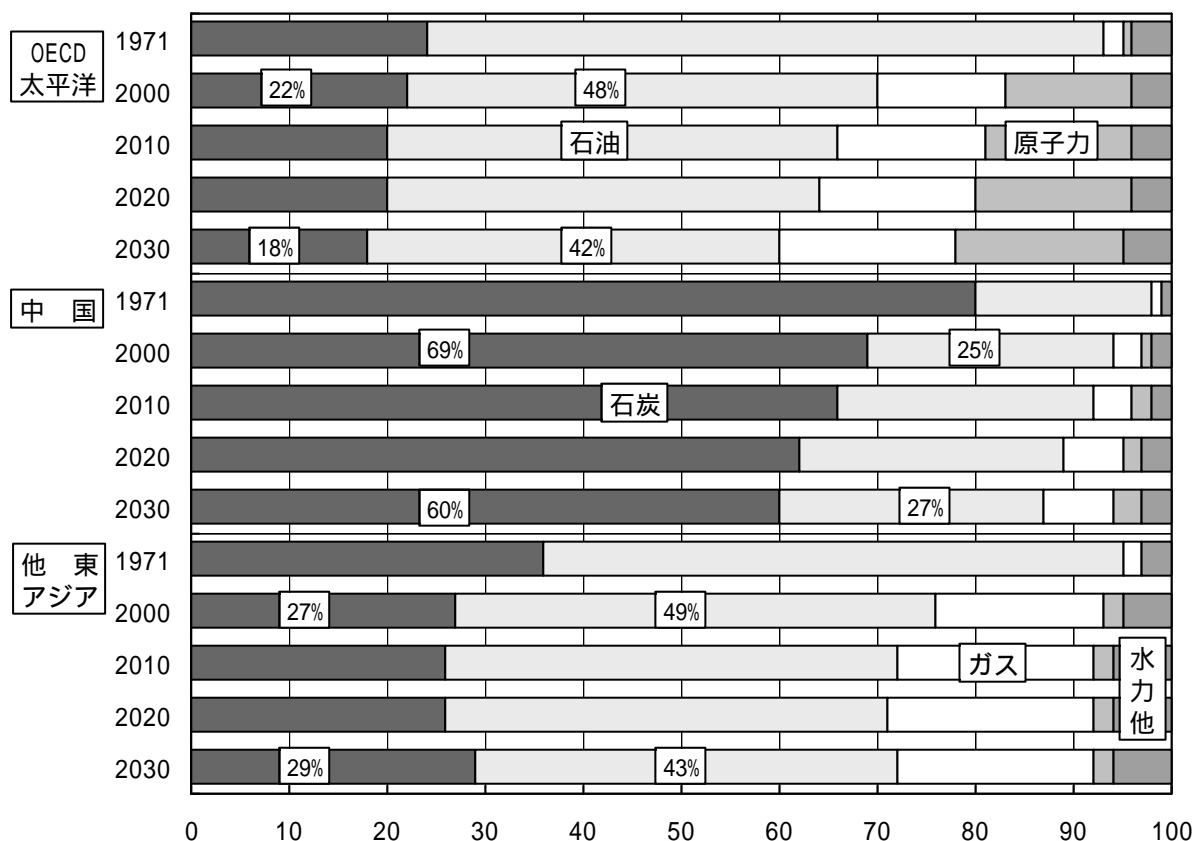
2000年の東アジア地域の石炭生産量は石油換算7億7,900万トンで、世界全体の生産量に対して34.1%を占める。これに対して石炭消費量は石油換算8億7,900万トンで、世界全体の37.7%に相当する。石炭の需要量に対して域内の生産量は不足する結果となっている。東アジア域内の石炭生産の大半は中国が占めており、そのシェアは90%近い大きさとなる。最近、インドネシアの生産量の伸びも顕著で、東アジアで中国に次ぐ輸出国となっている点が供給面の特徴の1つである。

東アジア向けの主要な石炭輸出国として、域外のオーストラリア、米国、カナダ、南アフリカ、コロンビアを挙げることができ、域内では中国、インドネシア、ベトナムの3カ国を挙げることができる。石油や天然ガスが東アジア域外では中東や旧ソ連地域に大きく依存しなければならないのに比べると、石炭の場合には全く異なった域外供給国の組み合わせとなる点に大きな特徴がある。その中で、オーストラリアという東アジアに近接した石炭供給源が存在することは、安定的な供給確保という点で大きな意味を持っている。

すでに述べたIEAによる2030年までの世界需給見通しによると、長期的にアジアの石炭需要が拡大して2030年にほぼ倍増することを予測している。その中でも、中国の石炭

需要の増加量が全体に占める比率は72%と大きく、石油換算6億2,000万トンも増加する見込みである。この中国の発電部門を中心とする石炭需要の増大見込は、大気汚染など環境面の制約要因をある程度は考慮したものとなっている。

図9 今後も石炭に大きく依存する東アジアのエネルギー供給



(注) このエネルギー供給構成は非商業用エネルギーを含まない
 (出所) IEA, "World Energy Outlook 2002," 2002年10月

アジア地域のエネルギー需給で最も大きな特徴は、供給サイドで石炭の占める重みが大きいことである(図9)。中国は現在でもエネルギー需要の3分の2を石炭に依存している。また、インドネシア、マレーシアなど産油国でも最近では発電部門を中心に石炭の利用拡大が進んでいる。悪化する環境問題を考慮すると、石炭に対する依存を減らしたいと考えているが、思うように減らすことができない。したがって、クリーン・コール・テクノロジーによるアプローチを取って石炭からの汚染物質の排出をできるだけ抑制して、石炭を有効利用しようと考えている。

途上国では、品質の悪い石炭を民生用に直接燃焼している場合も多く、また、小さな産

業が汚染物質の除去対策を施さず直接燃焼している場合も多い。石炭の利用方法としては、大規模な発電などのプラントで効率良く集中的に汚染部質を除去してクリーンな2次エネルギーに変換することが1つの重要なキーとなる。いずれにしても石炭利用の効率改善、汚染物質の除去を目指して長期的な将来を見越したクリーン・コール・テクノロジーの開発を進めることがアジアの石炭依存にとって重要な課題である。

発展途上地域で天然ガス、石炭いずれの指向性が今後強まるかは重要な問題であるが、これまで地場の天然ガス利用を拡大してきた国々でも、今後は石炭の利用拡大を発電部門を中心に考えているところが多い。

(5) 東アジア途上国で長期的に必要となる原子力オプション

OECD アジア、台湾、アセアンなどの東アジア地域では、エネルギー供給の大宗を石油が占めて、その中で天然ガスの重みが増そうとしている。これらの地域では、天然ガス利用を拡大するためのパイプラインなどインフラ整備も、今後の重要な課題となっている。また、さらに長期的には原子力を東アジア地域でどのように位置付けていくか、ということが重要な課題になる。

日本は、第1次石油危機以前から原子力の導入を開始し、2回の石油危機を通じて国産エネルギー、石油代替エネルギーの柱として拡大を図ってきた。NIES である韓国、台湾は、1980年代に入ってから原子力を急速に拡大した。中国は、1990年代に入ってから原子力発電の第1号機を稼働させ、さらに建設を進めている。

この他に、インドネシア、タイなどが2010年前後の将来を目指して原子力の導入を考え始めている。例えば、タイの場合、現在は国産の亜炭が主要な発電燃料の1つとなっているが、拡大する電力需要に対して2000年前後から輸入石炭の利用が拡大した後で2010年前後には原子力の導入が必要になるのではないかとみている。

高い経済成長とエネルギー消費の急拡大が予想される東アジア途上地域にとって原子力は確かに将来の重要な発電源であるが、その巨大技術を安全に駆使するためには利用する国の技術者から社会構造までしっかりしたインフラの整備・構築がまず必要となる。欧米では、原子力に対する世論がアゲインストとなっているが、東アジア地域の長期的なエネルギー需要拡大という状況を考えると、原子力のオプションを保持して置くことは不可欠である。

4 . 東アジアにおける地域環境問題への対応と課題

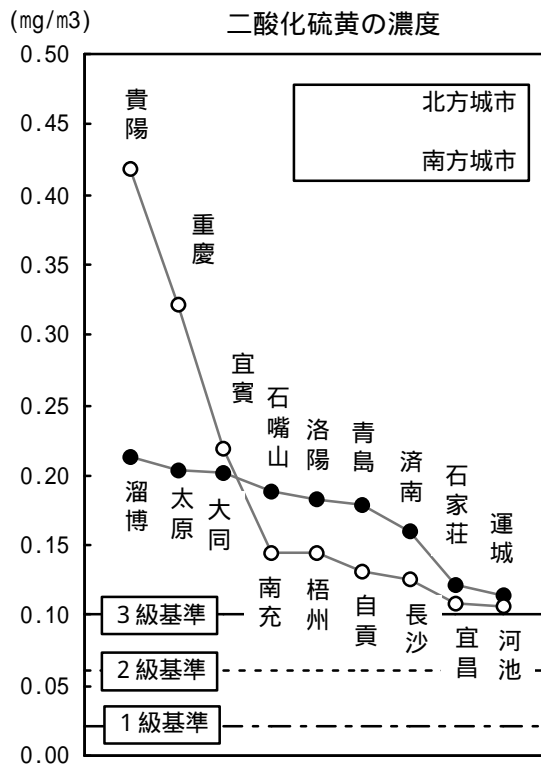
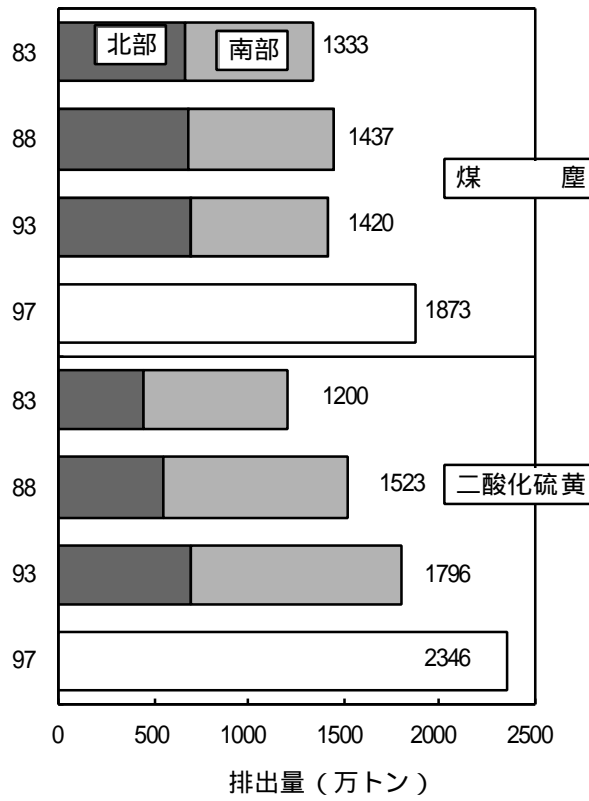
(1) 悪化する身近な環境問題への対応 - - 固定発生源による大気汚染

1990年代のエネルギー消費拡大の加速化で、大気汚染を中心とする東アジアの身近な環境問題は悪化の一途を辿っている。韓国や台湾など全国問題に発展しているケースもあれば、タイやインドネシアなど都市問題にとどまっているケースもあり、アジア各国の経済水準、依存するエネルギー源などで異なる。しかし、ローカルな環境問題は、東アジアで早急な対応を迫られつつある焦眉の課題になっている。

東アジアの身近な環境問題が深刻化する大きな理由の1つに、国内資源の石炭に依存せざるを得ない状況がある。2000年の世界平均では一次エネルギー（非商業用エネルギーを含まない）に占める石炭のシェアが26%に過ぎないが、東アジア平均ではこれが43%に上昇する。とくに急増するエネルギー消費を国内炭に大きく依存する中国が69%と高い。

アジア途上国は、文明化の象徴として無灯村落をなくす電力化に早くから力を注いできた。経済水準からみると、相対的に高い電力需要を賄うため、発電部門を中心とする石炭の大量消費が選択されている面も否めない。亜炭や褐炭といった低品位国内炭の使用も環境問題に拍車をかけている。

図 10 急増する中国の大気汚染物質の排出と悪化する環境状況



一次エネルギーの7割を石炭に依存する中国では、発電所など固定発生源からの浮遊粉じんと二酸化硫黄による汚染が深刻である。二酸化硫黄の濃度をみると、人体に急性、慢性の中毒を起こさず、動植物も正常に成長できるという三級基準を充たさない都市が北部で14、南部で7もある(図10)。とくに南部の貴陽と重慶の汚染は深刻で、重慶では二酸化硫黄の排出量が年間100万トンを超え、呼吸器疾患など健康被害が顕在化している。

北京や上海などでは自動車排ガスも問題になり始めているが、まだ測定結果に現れるほどではない。また、石炭の消費は、大気汚染の他に、水質汚濁などその他の身近な環境問題を引き起こす原因にもなっている。石炭の洗炭処理後に野ざらしにされるボタなどから汚染物質が染み出るためである。

経済回復によってエネルギー消費が拡大すると、アジアの身近な環境問題は、今後さらに深刻化する恐れがある。例えば、中国でしっかりした環境対策を取らないと、1990年に二酸化硫黄1,623万トン、窒素酸化物911万トン、浮遊粉じん1,149万トンであった大気汚染物質の排出が、2020年で2~3倍以上に膨らむ可能性がある。中国に限らずアジアの途上国はすべて、エネルギー消費拡大に伴うローカルな環境問題の解決を迫られている。

(2) 首都圏を中心とする自動車排ガス問題 - 移動発生源による大気汚染

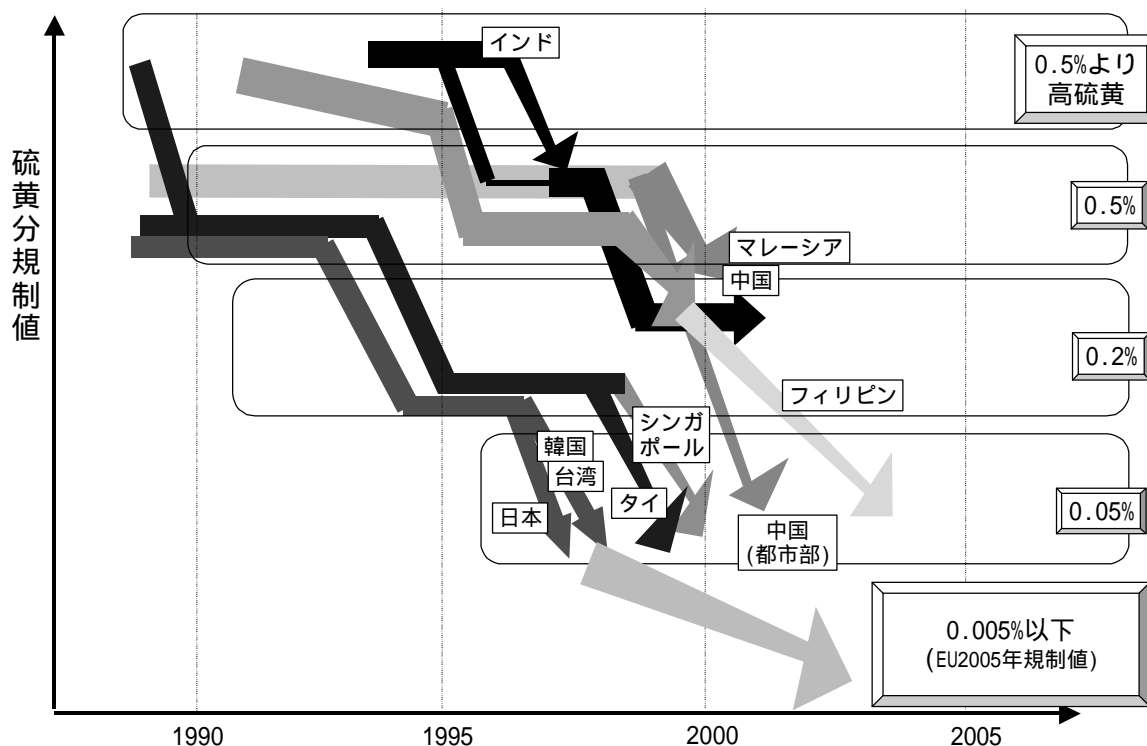
最近、東アジア各国で自動車利用が急速に拡大しつつある。バンコク、ジャカルタ、クアラルンプール、マニラなど首都を中心とする都市部の大気汚染には、この自動車、すなわち移動発生源が大きく寄与している。この都市部を中心とした大気汚染問題の深刻化によって、東アジアの途上諸国でも一般の環境保護意識が徐々に高まりつつある。例えば、シンガポールは2000年3月から欧州の排ガス規制(Euro2)を参考にした新たな排ガス規制を実施した。中国も2010年までにEuro2の規制水準へ到達することを目標として掲げている。

アジアの自動車保有は、先進国からの中古車および新車の輸入と歴史の浅い国産車メーカーの新車で成り立っている。モータリゼーションの初期段階における自動車保有の拡大は、富裕層の新車購入と中流層の中古車購入によってもたらされる可能性が高いので、東アジアの自動車保有は中古車比率が高まることになるとみられる。このように中古車の大幅な増加が見込まれる環境を考慮すると、排ガスの浄化技術の装備が期待できる新車の対策だけでは、不十分で、燃料品質面の対応による汚染対策も必要となることが予想される。

こうした視点から1990年代の10年間を通じて、東アジアの途上諸国でもガソリンの無

鉛化、低鉛化と自動車軽油の低硫黄化が進められてきた。韓国、台湾、シンガポール、タイ、フィリピンなどが無鉛化を完了した。インドネシア、中国もその方向に向かいつつある。自動車軽油の0.05%硫黄分規制に関しては、韓国、台湾、タイ、シンガポールがすでに導入を行った(図11)。フィリピンも遠からず導入する計画で、中国も都市部への導入を検討している。少なくとも0.2%の硫黄分規制に関しては大半の東アジア諸国が実施したといえる。

図11 アジア諸国の自動車用軽油硫黄分の推移と見通し



(注意) 1991年、1995年の実績値および2000年以降の計画値を参考に作成しており、同一カテゴリーの国家間であっても規制値変更の時期及び規制値は異なる。
 (出所) 日本エネルギー経済研究所の各種調査資料から作成。

日米欧の先進国では、ガソリンや自動車軽油の50ppm(0.005%)硫黄分規制の実施が目前に迫り、議論は2010年までにサルファー(硫黄分)・フリー(5~10ppm以下)を実施するかどうかの段階に入っている。東アジアの途上国の動向をみると、先進国より加速化したペースで先進国の動きをフォローしているとみることができる。

(3) 広域的な環境問題 - - 東アジアの酸性雨

二酸化硫黄など硫黄酸化物や窒素酸化物が大量に大気中に放出されると、ローカルな大気汚染だけでなく、広域的な酸性雨問題を引き起こす。北東アジアにおける広域的な酸性雨の前駆物質の推計は、国際応用システム分析研究所 (IIASA) によって 1995 年時点の分析結果がまとめられた [7](表5)。

表5 北東アジアにおける酸性雨前駆物質の発生量の推計

	中国	日本	北朝鮮	韓国	モンゴル	台湾	ロシア	総計
SO ₂								
発電所	9,554	292	47	263	44	82		10,282
産業(大規模固定源)	10,326	469	205	543	28	318		11,888
移動源	305	119	4	171	0	31		630
民生(小規模固定源)	37,304	77	1	109	1	14		3,932
合計	23,914	957	256	1,086	74	444	231	26,959
NO _x								
発電所	2,541	273	62	134	13	99		3,121
産業(大規模固定源)	2,971	356	183	217	6	144		3,877
移動源	3,382	1,343	55	908	4	268		5,959
民生(小規模固定源)	750	150	0	62	3	11		976
合計	9,645	2,121	300	1,230	25	521	242	14,174
NH ₃								
家畜・養豚等の動物	4,916	230	26	90	96	78		5,433
肥料施肥・製造	6,086	49	35	52	0	64		6,285
その他	736	76	13	27	1	13		866
合計	11,738	355	73	168	96	154	--	12,585

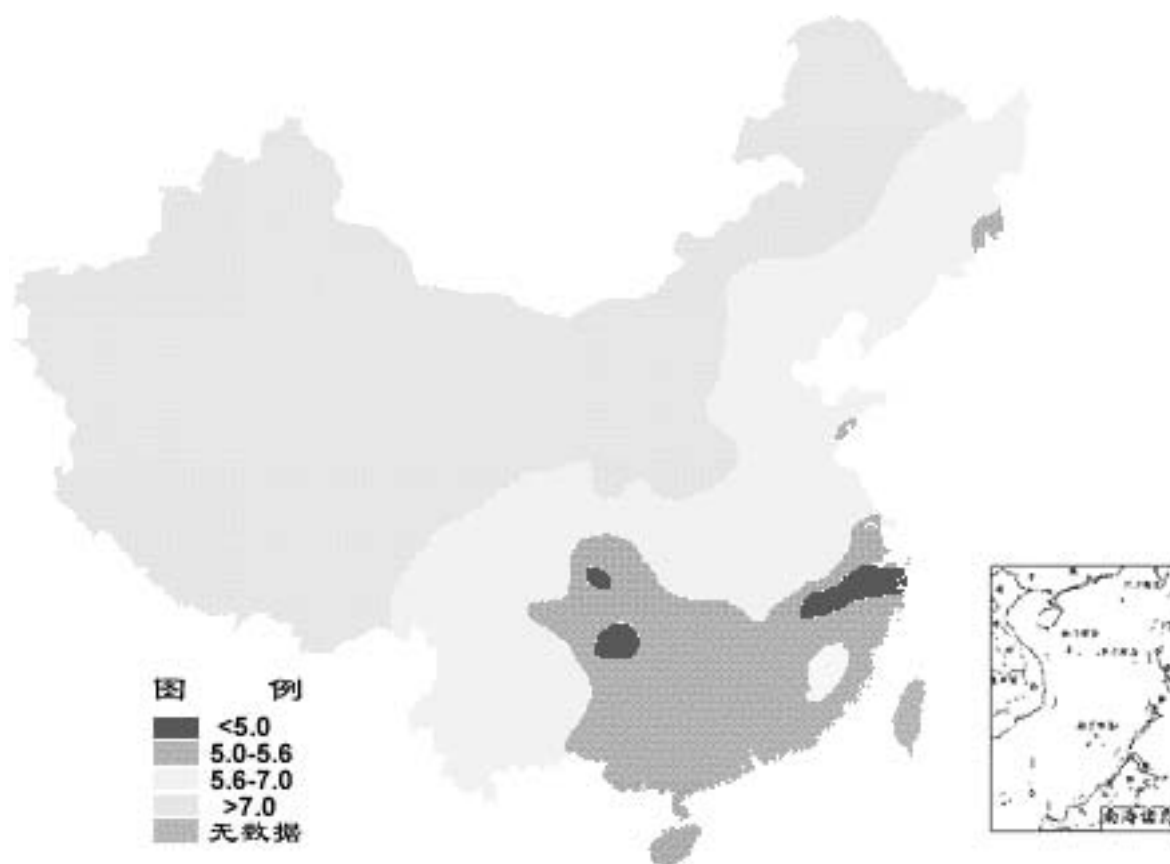
(出所) IIASA, 'A Comprehensive Assessment of Large-scale Environmental Problems in East-Asia,' 2000年

北東アジアにおける SO₂ の発生量は年間約 2,700 万トンで、その 90% 弱は中国である。発生源の重みは国によって大きく異なるが、全体的にみれば固定源の寄与が 97% 以上を占め、移動源の寄与は小さいことが分かる。NO_x の発生量は年間約 1,420 万トンで、その構成は中国が 68%、日本が 15%、韓国が 9%、台湾が 4% となっている。発生源の重みは同じく国によって大きく異なるが、全体的にみれば移動源が約 43%、固定源が 57% である。NO_x に関しては、移動源の汚染物質の対策を取らなければ解決しない。NH₃ の発生量は年間 1,260 万トンで、中国がその 93% を占める。

中国でも汚染のひどい四川省の峨眉山などで植物に明らかな酸性雨の影響が出ており、すでに問題となっている。2000年における中国の酸性雨の状況を図12に示す。この図をみると分かるように、中国では上海、南京など揚子江下流の沿岸・沿海部分と重慶、貴州など揚子江上流の盆地部分で酸性雨が強くなっている。この理由は、イ)中国南部地域で硫黄分の高い石炭を大量消費、ロ)中国南部地域の土壌は酸性、ハ)盆地で汚染した空気が容易に滞留といった理由を挙げることができる。中国の南部地域および内陸地域で酸性雨問題が深刻化していることは、中国が酸性雨を国内の広域環境問題として早期に取り組む必要があることを意味する。

今後の実測に基づく科学的な確認と国際的なコンセンサスが必要であるが、欧州や北米と類似した広域的な酸性雨の発生が、今後の東アジアで国際問題化することは間違いない。1993年から「東アジア酸性雨モニタリングネットワーク構想」が提唱され、東アジア各国や国際機関の専門家が参加して議論を行ってきた。その結果、2001年1月から東アジア酸性雨モニタリングネットワーク(EANET)は、本格的な活動を開始することになった。

図12 2000年における中国の酸性雨の状況

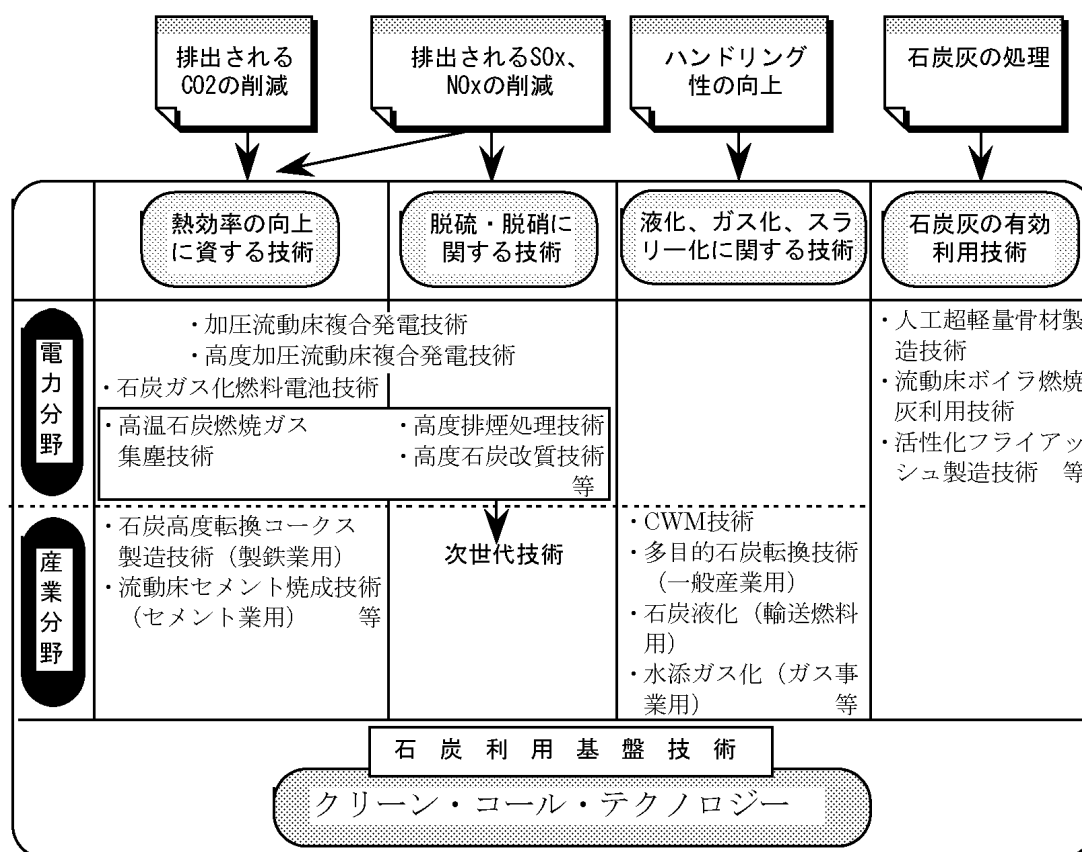


EANET への参加国は、中国、インドネシア、日本、韓国、マレーシア、モンゴル、フィリピン、ロシア、タイ、ベトナム、カンボジアの 11 カ国で、将来はラオスも参加を考えている。欧米と異なって陸上だけではなく海上における酸性雨の観測が不可欠となる点が東アジアの酸性雨問題の大きな特徴といえる。

(4) クリーン・コール・テクノロジーを中心とする技術開発

東アジア今後も長期的に石炭に依存せざるを得ないとすれば、石炭を有効利用するクリーンコール技術の確立が重要である(図 13)。石炭に関しては、身近な環境対策技術の目処が立たないわけではなく、むしろコスト負担の問題である。このようなクリーン・コール・テクノロジーの開発とコスト低減を通じて、長期的にエネルギー供給のオプションを確保しようとするアプローチに対して東アジア諸国は大きな精力を傾けるべきである。

図 13 今後のアジアで必要が増すクリーン・コール・テクノロジーの技術開発



(出所) 資源エネルギー庁資料から作成

最近、建設されたわが国の石炭火力発電所は、港湾における船からの石炭の受け入れ段階からクローズドのベルトコンベアに乗せられ、石炭サイロに送り込まれる。石炭サイロで微粉炭に砕かれた石炭はそのままボイラーに吹き込まれ、排ガスは集塵、脱硫・脱硝など大気汚染物質の完璧な処理を施された後、大気中に放出される。灰分、石膏などの副産物もセメント原料あるいは石膏ボードの原料としてすべて有効利用されている。クローズド・システムで石炭が全く見えない形でオペレーションされるので、国立公園近辺に立地してもクレームのつけようがない対応が可能である。このようなシステムに組み上げるには当然ながらコストを要することになるが、それでも他の発電方法と比較して十分な競争力を持っている。

(5) エネルギー・環境分野の国際協力の必要性

アジアには、経済水準、国内資源など条件の異なるきわめて多様な途上国が多数存在する。1960年代におけるわが国の高度成長の軌跡をたどるかのように、1980年代半ばから各国の経済活動が順次活発になった。経済危機で一時的な停滞はあったが、経済は回復して中長期的にはエネルギー消費拡大路線に戻る。このため、本格化するエネルギー・環境問題が再びクローズアップされることになる。

先進国は、CDM(クリーン開発メカニズム)やAIJ(共同実施活動)の国際的枠組みを整備し、効果の大きい途上国で温暖化対策を実施したいと考えているが、議論の焦点が温暖化問題に片寄り過ぎのきらいがある。途上国は、先進国の資金提供に期待を寄せつつも、経済発展の阻害を恐れて反発する。環境問題は南北の微妙な対立がクリアに出る難しい問題である。しかし、地球環境問題の解決には途上国の参加が欠かせない。

図 14 アジアの大気汚染に対応するための技術協力

	インド	中国	インドネシア	タイ	マレーシア	韓国
煤塵防止技術	電気集塵機、バグフィルター産業の育成					
S02 抑制技術	成型炭、バイオコール技術の移転、共同開発					脱硫商業移転
	簡易排煙脱硫設備の移転、共同開発					
自動車排ガス技術	整備士、整備工場の育成					
	車検制度の導入					触媒商業移転
	触媒の移転、共同開発					
技術者育成	とくに燃焼管理の研修					
省エネルギー	省エネ設備、技術情報の研修と実習					技術の商業移転
環境技術	環境管理、環境設備、技術情報の研修と実習					
技術協力の留意点	適合技術の移転		<ul style="list-style-type: none"> 戦後復興期から高度成長期の日本の経験も含めて エネ高価格時代に早期対応を取った韓国の経験 			
	人材育成、情報交換		<ul style="list-style-type: none"> 省エネルギー技術センター、環境技術センターの設置 専門家の長期派遣による研修、共同技術開発、情報交換 			

(出所) 現地調査のヒアリング結果に基づいて (財) 日本エネルギー経済研究所で作成。

大きな問題点の1つは、途上国の実態と先進国の協力内容がうまく整合しない点である。環境対策が途上国の実態に合った必然性を持たないと、具体的な実施は難しい。先進国の最新技術が途上国に移転できれば効率的だが、インフラ整備が追い付かないなど資金面、技術面、制度面の問題で、容易に普及しない。自国の現状に適合した技術は吸収しやすいが、高度技術を一足飛びに消化するには無理がある。従って、適合技術の移転やノウハウを持つ技術者の現地派遣による共同開発などが必要になる(図14)。

1990年代初めの中国の場合、国内で大きな関心が払われている環境対策は、練炭・豆炭の家庭への普及であった。小規模の古い工場で小型ボイラーを多数使う中国は、ボイラー研究の経験が豊富で、燃焼過程に石灰を入れて脱硫する流動床ボイラーに親近感を感じている。事程左様に、途上国の現場の実態は、先進国が描く協力像とはかけ離れている。途上国の本当に必要な現場までノウハウが届くにはどうすればよいか。上海、ジャカルタ、

バンコクなど現場に直結した途上国の大都市に、民間企業が協力して省エネルギーおよび環境技術の広報・研修センターを設置し、現場の拠点にするのはどうであろうか。このセンターでは、各民間企業が自分の得意とする機器や技術を展示して説明するとともに、エネルギー管理や環境管理の研修も幅広く行う。

途上国に研修センターがあれば、現場の中堅技術者に必要なノウハウを提供でき、研修生は現場にそれを広く伝達できる。民間企業も現地で自分の商品を宣伝できる。また、実際の現場を視察して周辺環境や必要条件を把握し、それに適合した工夫もできる。現場の生情報を収集できる拠点は、途上国に市場参入を考える企業にとって重要である。

このセンターでは、石油危機以降だけでなく 1950 年代からの高度成長期も含めて日本の省エネルギーの体験を提供する工夫が必要である。また、韓国、台湾、シンガポールなどアジア新興国の経験も重要である。生産性の向上や安定操業を追及して産業活動の採算性を上げるといった論理が、現状のアジアの途上国でまだ自然に受け入れられる考え方だからである。地球環境問題は、身近な環境問題、地域環境問題という根元の一步から着実に解決していかなばならない。

5 . 東アジアにおける地球温暖化問題への対応と課題

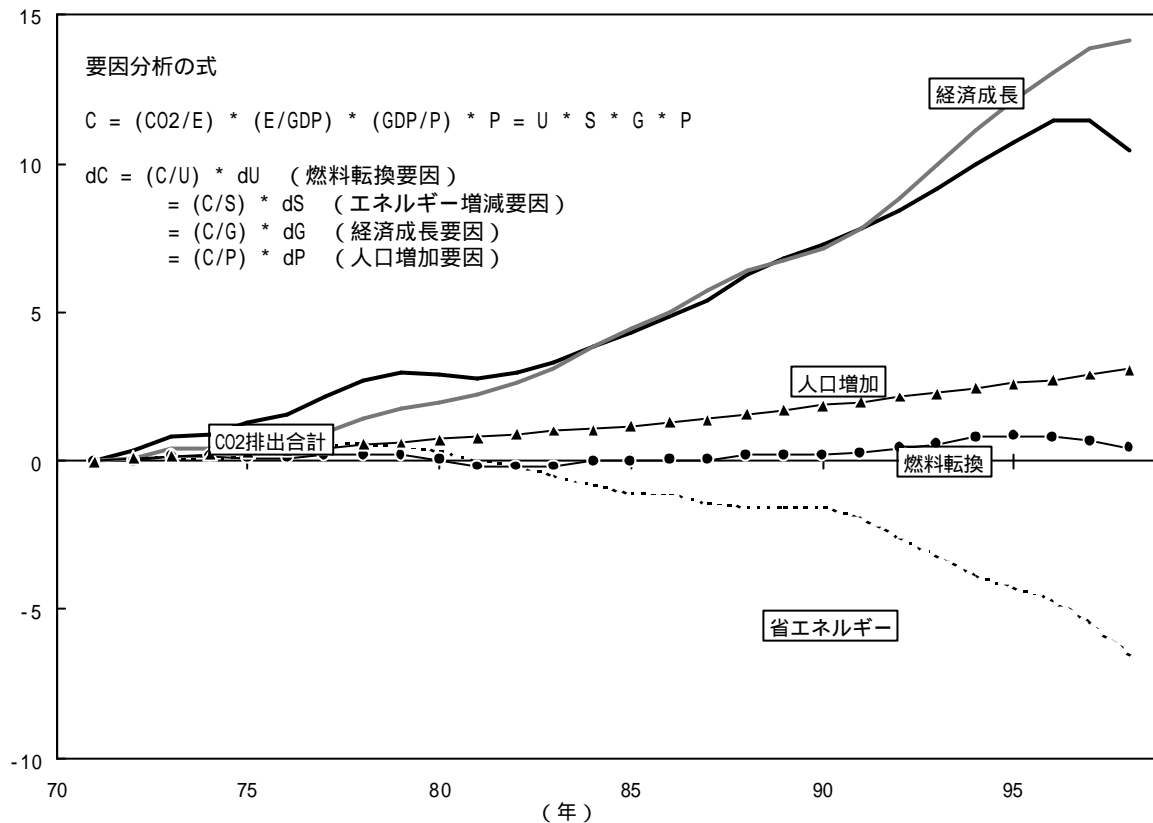
(1) 東アジア諸国のエネルギー消費と地球温暖化問題への寄与

地球温暖化問題への対応は、今後のエネルギー消費の拡大を制約するきわめて重要な課題である。化石燃料の利用に伴う CO₂、メタンなど温室効果ガスの排出増大が、地球温暖化問題の大きな要因に挙げられている。1997 年末の京都議定書の締結によって、先進国は 2010 年の温室効果ガス削減目標の達成を当面は目指すことで大きな一步を踏み出した。問題は、今後のエネルギー消費拡大が見込まれる途上国の参加である。

石油危機の時代も含めて、1970 年代始めからのエネルギー消費に伴う CO₂ 排出の変化をみると、世界全体は 1971 年の 41 億 t-C (炭素換算トン) から 1998 年の 63 億 t-C まで 22 億 t-C の増加を示した。これに対して東アジアのエネルギー消費に伴う CO₂ 排出は、1971 年の 5.6 億 t-C から 1998 年の 16.1 億 t-C へ 10.5 億 t-C の急増をみせた (図 15)。アジア途上地域だけで世界全体の 48% と約半分を占める増加となった。

図 15 アジア途上地域における CO₂ 排出増大の要因変化

(炭素換算億 t)



(出所)「IEA エネバラ表」、「IMF 金融統計」などのデータに基づいて作成。

東アジア途上地域の CO₂ 排出増加要因を分析してみると、明らかに 1980 年代半ばからは経済成長要因が大きく効いた (図 15)。とくに 1990 年代の加速化は著しい。また、人口増加要因による CO₂ 排出の増大も無視できない。アジア途上国では、国内資源である石炭への依存が大きいため、燃料転換要因がほとんど働かないか逆に増加へ寄与する。省エネルギー要因は、第 2 次石油危機を契機として働き始めたが、1980 年代後半からはエネルギー効率改善よりも経済拡大がもたらす GDP の膨らみが大きく寄与したとみられる。

過去の CO₂ 排出の変化をみると、確かに省エネルギー要因は抑制の方向で働いてきたが、人口増加要因で増加する部分を打ち消すと、経済成長要因で増加する部分を全部打ち消すほどの力が残っていない。従って、結局のところは経済成長要因による増加分が CO₂ 排出の全体変化となってかなり残る結果となった。アジア途上地域の場合には、その経済成長が 1980 年代半ばからすさまじい伸びをみせた。途上国が、CO₂ 排出の抑制に乗り気になれない理由の一つである。

アジア途上国の多くは、経済成長で今後も拡大するエネルギー供給の柱として割安な国産資源の石炭を重視している。化石燃料の中で燃焼段階のCO₂排出係数が相対的に大きい石炭消費の増大は、CO₂排出の抑制にはつながりにくい。それどころか健康被害が顕在化して身近な環境問題の解決を迫られても、なお経済成長を支えるエネルギーとして石炭を頼みにせざるを得ないのが実情である。

(2) 東アジア諸国における省エネルギーの可能性と技術移転

日本と東アジア途上国(中国、インドネシア)との物理的なエネルギー効率を比較すると、表3に示すように、アジア途上国のエネルギー効率が、いろいろな産業部門そして発電部門で、日本と比べてかなりよくないことがわかる。途上国のエネルギー効率が悪いことは、産業部門、発電部門のみに限らず、民生、輸送部門も含むエネルギー需要の全分野にわたっている。

第2次石油危機以降は、省エネルギーが効き始めているように見えるが、これにはGDPの増大という分母の寄与がむしろ大きそうである。エネルギー効率の改善という分子の寄与が働く余地は、まだ残されている。例えば、エネルギーバランス表によると、1998年の低位発熱量でみた発電効率は、わが国の43.6%に対して中国などは30%前後である(表6)。省エネルギーが、当面の対策の鍵を握る重要な柱とみられる。

広くアジア途上国のエネルギー需要が、このように非効率のまま、経済拡大に伴ってエネルギー需要が堅調に増大することはゆゆしい問題である。アジア途上国のエネルギー効率をどのように改善していくかということが、野放図にアジア途上国のエネルギー需要を拡大させないという意味からエネルギー需要面で当面の最大の課題となっている。1980年代半ばから続いているエネルギー低価格の中で、アジア途上地域に省エネルギーを浸透させることは、非常に難しい課題であるが、実現せねばならない課題である。

表6 エネルギー効率の比較

	中国		インドネシア		日本	
電力	発電効率	31.2%	発電効率	35.1%	発電効率	43.6%
	所内率	8.2%	所内率	4.2%	所内率	7.5%
	送配電ロス率	7.1%	送配電ロス率	12.3%	送配電ロス率	3.7%
鉄鋼	粗鋼原単位 (高炉)	7,028 Mcal/t (1.23倍)	粗鋼原単位 (電炉)	2,740 Mcal/t (1.83~1.99倍)	粗鋼原単位 (高炉)	5,684 Mcal/t (1.00倍)
					粗鋼原単位 (高炉)	1,380~1,500Mcal/t (1.00倍)
紙パルプ	製紙原単位	6,090 Mcal/t (1.22倍)	製紙原単位	8,100 Mcal/t (1.63倍)	製紙原単位	4,980 Mcal/t (1.00倍)
セメント	燃料原単位	1,297 Mcal/t (1.68倍)	燃料原単位	847 Mcal/t (1.10倍)	燃料原単位	773 Mcal/t (1.00倍)
	電力原単位	110 kWh/t (1.16倍)	電力原単位	126 kWh/t (1.33倍)	電力原単位	95 kWh/t (1.00倍)

(注) 電力の発電係数は IEA のエネバラ表から低位発熱量ベースでもとめたものである。

(出所) IEA エネバラ表、中国能源統計年鑑、インドネシア工業統計など各種データから作成。

アジア途上国も、経済成長、エネルギー供給、地域環境保全、地球環境保全と相互にトレードオフ関係にある複雑な問題の調整に悩んでいる。経済水準向上の意欲が旺盛で経済拡大のスピードも早いだけに、その調整は難しい。その中で、どの課題ともあまり大きな矛盾を引き起こさない対策オプションは、省エネルギーの推進であるといえる。

(3) 東アジアにおけるクリーン開発メカニズムとの利用

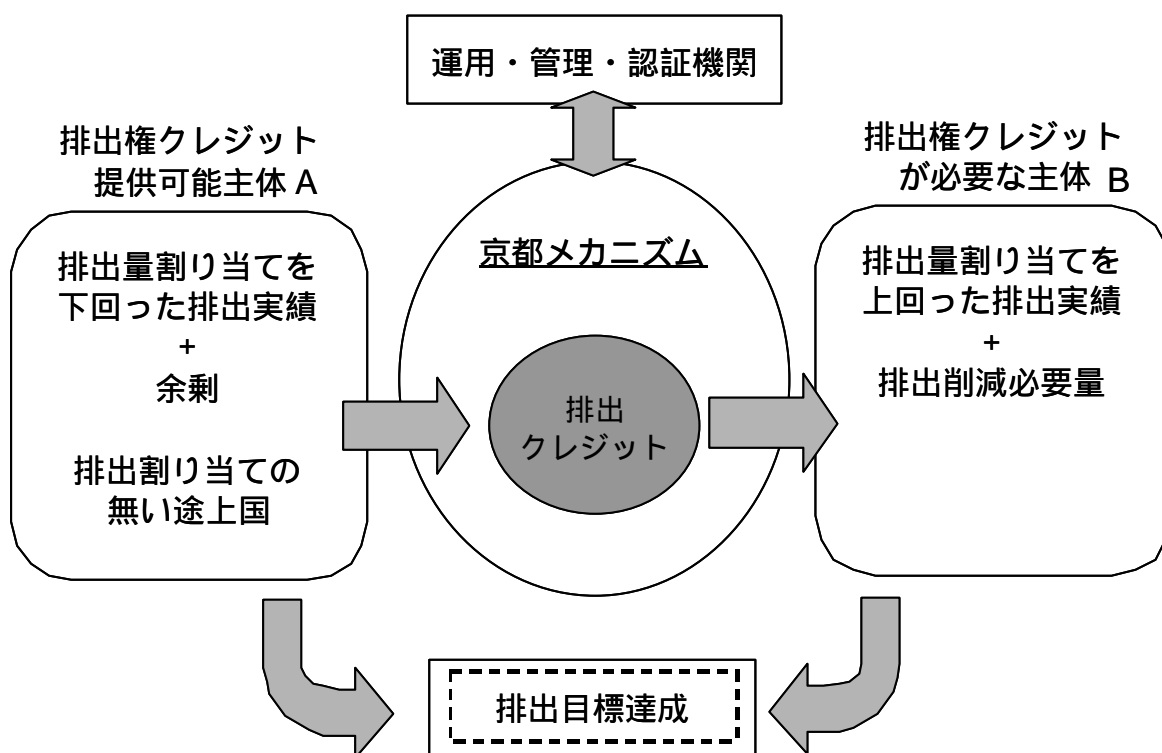
京都メカニズムは、京都議定書の目標達成の対策費用をできるだけ軽減する、すなわち世界大で最も経済効率的に削減の実現を意図して考案された市場メカニズムを用いる柔軟性措置 (flexible mechanism) である。京都メカニズムは、その取引主体・取引形態別に排出権取引、共同実施、そしてクリーン開発メカニズムに大別される。

日本をはじめとして、省エネルギーが相当程度進んだ国にとって、温室効果ガス排出削減のための限界費用は非常に高い。しかし、経済水準が相対的に低い、もしくはエネルギー消費効率の改善が発展途上にある国々では、よりコストの低い削減手段が多く存在する。京都メカニズムは、こういった削減コストの異なる国 (もしくは事業者) が、「市場」を通して取引を行い、双方がそれぞれ経済的なメリットを享受することを可能とする [8]。

図 16 に、京都メカニズムの基本的な考え方を示している。目標年次において排出目標

を下回る（余剰ができる）主体Aと、目標を上回ってしまう（過不足がでる）主体Bが存在するとする。京都メカニズムが機能している場合、この両主体の間で「余剰」と「過不足」分の排出権を取引することによって、両者共に初期目標を達成することが可能である。主体Aは、取引を通じて利益を享受することができる。また、自国内で削減を行う時の費用より取引価格が高ければ、市場で排出権を販売するために、国内で積極的に削減措置を行うことになる。一方主体Bは、自国内で削減を行う場合の対策費用より低い価格で排出権を購入できたならば、目標達成のための総費用を低く抑えることができる。

図 16 京都メカニズムの基本的な考え方



(出所) 工藤拓毅、基礎講座「地球環境問題とエネルギー」、日本エネルギー経済研究所、2002年9月

この様に、「市場」を通して排出権が取引可能な構造を構築し、そこで取り引きされた排出権で各主体の目標達成に供しても良い制度を整えることにより、「より低コスト」の削減手段が顕在化するような効果が期待される。以下に、各種京都メカニズムの概要について概説する。

イ) 排出権取引 (ET) 排出権取引は、京都議定書において排出目標を設定した付属書 B 国間で、温室効果ガスの排出権の取引を行うというものである。2008年～2012年のコ

ミットメント期間において、自国内における温室効果ガス排出量が目標を上回っている国、もしくは事業者が、目標排出量を下回った国より温室効果ガスの排出権を購入し、排出目標を達成するというものである。排出権の購入価格が、自身の限界削減コストを下回っていれば、目標達成費用がより少なくなることになる。

ロ) 共同実施 (JI) 共同実施は、削減目標を有する先進国が、他の先進国で行った温室効果ガス削減プロジェクトによる排出削減量を、自国の削減量としてカウントできるというものである。温室効果ガスの削減コストが自国より安価な先進国において、省エネルギーや燃料転換等の温室効果ガス排出量削減プロジェクトを実施し、そこで削減された排出量の一部、もしくは全てを自分の目標達成の為に投資者 (国) が得ることができる。

ハ) クリーン開発メカニズム (CDM) 共同実施が排出削減目標を設定された先進国間での取引であるのに対して、CDM は先進国が途上国で行ったプロジェクトを通して、排出削減量を獲得できるという仕組みである。途上国は排出割当を保有していないが、投資等を通してある基準 (ベースライン) を下回った排出量 (削減量) を投資者 (国) が得ることができる。この制度の運用では、当該事業による削減実績の評価・認証といった枠組みが必要となる。

地球温暖化問題では、当面の間は先進国に対して具体的な削減行動を課しているものの、問題の性格を考えれば先進国のみならず途上国で取り組むことも重要である。京都メカニズムは、この点をも考慮に入れながら構築されつつある仕組みであることは前述した。では、温暖化対策上課題となる石炭利用について、京都メカニズムはいかに活用できるのだろうか。

今後も石炭の消費が見込まれる途上国では、当然のことながら石炭消費量の拡大につれて CO₂ 排出量も増加し、ひいては世界全体での排出量が増加することになる。各国の経済環境を考慮に入れれば、急速な他燃料への転換は困難である。そのため、継続的な燃料代替努力を行いつつ、石炭の利用効率を高めて石炭消費量の拡大による CO₂ 排出量をできるだけ抑制することが必要である。

クリーン開発メカニズムは、途上国が先進国から効率の良い石炭利用技術を引き込む効果を有しており、その結果途上国では、地理的、もしくはエネルギー供給構造上重要な石炭を、低コストで効率的に利用できると共に、先進国技術の導入が促進される。同時に先進国側は、効率化により得られた排出権を自国内の目標達成に充当することで、国内対策に比べ低コストの削減行動を実現することができ、ひいては自国内のエネルギー政策上必

要とされる石炭消費に関しても貢献できる可能性がある。

石炭関連技術に限らず、海外での低コスト削減プロジェクトを行うことによって、国内での石炭利用を維持するような工夫も可能である。途上国はもちろんのこと、先進国の中にも数多くの低コストによる削減プロジェクトは存在する。エネルギー消費効率の悪い製造場や発電所の効率化・立て替え、森林の生育環境が優れた地域での植林等、その可能性は幅広い。

仮に、国内の石炭利用効率化や他燃料への代替によって CO₂ を削減する取り組みより、国外で共同実施やクリーン開発メカニズムを通じた事業を実施して CO₂ の排出権を獲得する費用が低ければ、国内の石炭消費を維持しながら経済効率的に排出削減を実現することが可能になる。海外でコストの低い CO₂ 削減事業を行いながら、国内での石炭利用を拡大するという「カーボンオフセット」の考え方は、既に米国の企業によって試みが行われている。

国（事業者）が、国内における石炭利用を行いながら、海外での JI、CDM 案件を模索するには、プロジェクトの探索、事業の評価、事業の継続的な管理といった様々な労力・コストを必要とする。この点を回避するため、石炭購入段階において削減クレジットも同時に入手可能であれば、需要家にとって有益となる。

例えば、石炭供給国や供給会社が、自国内における安価な対策、もしくは JI や CDM を通じてクレジットを確保し、需要家が必要とする量を石炭販売時点にパッケージにするという構造も検討可能かもしれない。需要家の投資負担が軽減されるだけでなく、自身による取り組みも含めた取り組みオプションが広がる。供給者にとっては、石炭に対して付加価値を与えることとなり、市場における優位性を高めることが可能である。

以上、ここまで石炭利用の現状と展望を考慮に入れながら、京都メカニズムの活用可能性について述べてきた。しかし現時点では、京都議定書の詳細な議論は未だ完結しておらず、京都メカニズムの概要も明確になっていない。このような状況下で、今後この制度を有効に活用するためには、以下のような課題・問題点が存在し、その具体的な検討が必要であると考えられる。

イ) 事業者がインセンティブを得るような国内政策 事業者が、京都メカニズムを活用すべく国外での投資行動を行うには、その動機付けが必要になる。国内における対策の強化（直接規制、税制、国内排出権取引制度、等）や自主的な取り組みを促進するような仕組みなど、排出目標を有する国毎に対応すべき事柄である。制度設計によっては、政府側

と事業者間の調整が必要となる。いかに国際的な競争力を維持し、目標達成を実現し、そして将来的な国際的な取引市場への整合性を保つことができるかが鍵となる。

ロ) 早期の事業可能性検討 将来的に各国とも京都メカニズムを少なからず指向することを考慮すれば、国際競争力を維持しようとする投資主体にとって、できるだけ低コストで、かつリスクの小さい事業を獲得することが重要になる。そのためには、国際的な制度が構築される以前から、各地域での事業の可能性やプロジェクトのスクリーニングを行い、将来に向けた蓄積を行う必要がある。

ハ) 受入国との関係強化 京都メカニズムのうち、共同実施やクリーン開発メカニズムは、将来的に企業が中心になって行動する可能性が高い。しかし、一般の投資案件でも同様であるが、受入国によっては様々なリスクが存在し、早期の行動が躊躇される場面も考えられる。また、クリーン開発メカニズムの削減量の算定など、当事者間の交渉に委ねられる面も多く存在することになる。そういった事業の実施を阻むようなリスクを早い段階から検討し、事業の検討・実施・クレジットの取得といった一連の流れをできるだけスムーズに実施できるよう、受け入れ国との間での環境作りを行っていく必要がある。

(4) 東アジアの持続可能な発展への課題 - エネルギー・環境の視点から

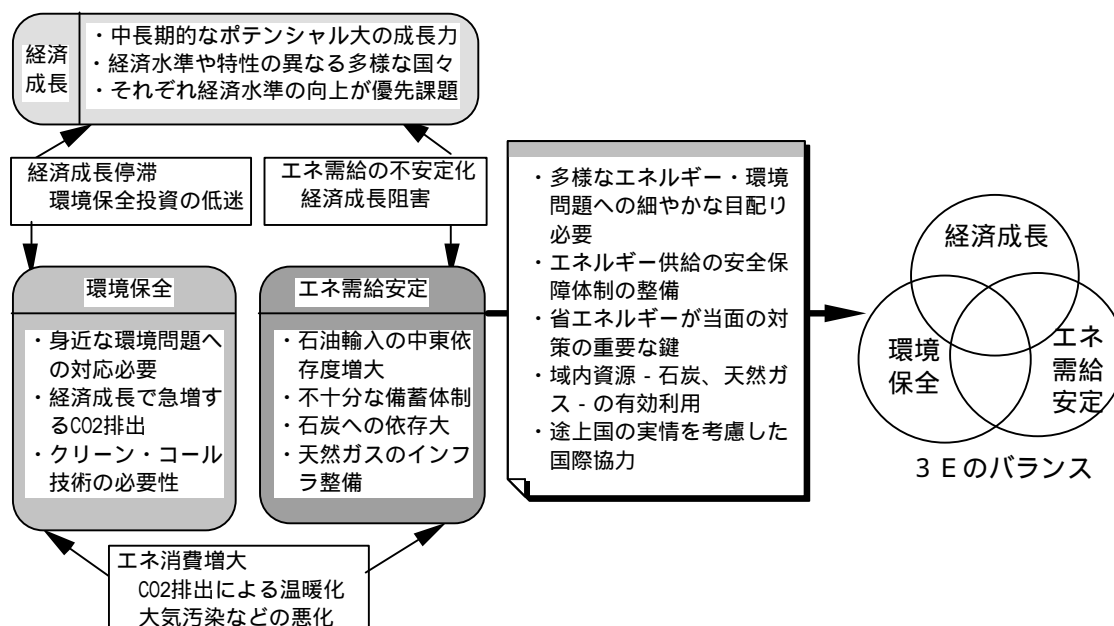
わが国では地球温暖化問題から CO₂ 排出係数の大きい石炭などで排除の動きが強まっているが、アジア全体の3E(経済、エネルギー、環境)バランスを考えると、石炭といかに仲良く付き合うかがむしろ大きな課題である。身近な環境問題も、今後のエネルギー消費拡大に伴ってコスト負担していかなばならない。地球温暖化問題の解決だけに考え方を先鋭化させず、東アジアが抱える種々の3E(経済、エネルギー、環境)問題にバランスよく、長期的な視野も持ちながら目配りしていく姿勢が重要である(図17)。

CDM(クリーン開発メカニズム)など地球温暖化対策に途上国の参加を求める議論が展開されているが、2010年の温室効果ガス削減目標の達成を目指す先進国の論理だけが先走っているようにも見受けられる。途上国の立場からは、どのような対応の優先順位が自然体なのか、じっくり考えてみるのも重要な視点である。途上国問題の酸いも甘いも噛み分けて、欧米とは一味も二味も違うアプローチを東アジアで工夫していくべきではなかろうか。

アジアの経済危機やITバブルの崩壊がもたらす経済停滞でエネルギー需要の拡大が東アジアで一時的に停滞していることは、今後深刻化するエネルギー・環境問題にとって、

逆に梅雨の晴れ間となるかもしれない。この機会を生かして、幅広い視点から東アジアのエネルギー・環境問題の方向性を吟味するべきである。環境への対応は、エネルギーという商品にとって今後の大きな制約要因となるが、企業にとっては新たな挑戦のチャンスを生み出すことにもなる。

図 17 東アジアにおける 3 E（経済、エネルギー、環境）バランスの重要性



(参考文献)

- [1] IEA, "World Energy Outlook 2002," 2002年10月.
- [2] US.DOE/EIA, "International Energy Outlook 2002," 2002年3月.
- [3] BP, "BP Statistical Review of World Energy 2002," 2002年6月.
- [4] 日本エネルギー経済研究所、「通貨危機後のアジア地域エネルギー需給への影響と今後の展望」, 2000年3月.
- [5] 小山堅、「アジア APEC 諸国のエネルギー・セキュリティ政策」, エネルギー経済 2000年夏季号、日本エネルギー経済研究所、2000年7月.
- [6] 鈴木健雄、上田丈晴、「アジア・太平洋地域の天然ガス事情と LNG 需給動向」, エネルギー経済 2003年冬季号、日本エネルギー経済研究所、2003年1月.
- [7] IIASA, 'A Comprehensive Assessment of Large-scale Environmental Problems in East-Asia,' 2000年
- [8] 工藤拓毅、「地球温暖化対策としての京都メカニズムの重要性」, エネルギー経済 2002年春季号、日本エネルギー経済研究所、2002年4月