

石炭需給・価格の動向とわが国の石炭安定供給への課題 —地球温暖化対策を踏まえた石炭利用とその展望—

三室戸 義光* 小泉 光市**

【報告の目的】

石炭、特に電力用を中心とした一般炭の需要は、第二次石油危機以降、大きく拡大してきたが、その理由は他の化石燃料に比較して廉価に、安定した供給が行なわれたことにある。1997 年のアジア通貨危機を乗り越えたアジア各国は、さらなる経済的な飛躍を果たすために電力需要を拡大しており、電力の自由化などを背景に廉価な発電用燃料として一般炭の需要はさらに拡大しようとしている。

ここで問題となるのが、石炭を燃焼した際に排出される二酸化炭素の量の多さである。化石燃料の燃焼に際しては、多かれ少なかれ二酸化炭素を発生するが、一般炭の二酸化炭素排出原単位は天然ガスの 1.8 倍になる。地球温暖化防止対策を念頭に置くと、石炭の利用抑制が一部で求められている所以である。しかし、エネルギー市場は環境対策のみならず、安定供給、経済性を充足させるエネルギー・ミックスを求めている。

本報告では、アジアを中心とした一般炭需給の現状、特に 2003 年末からの一般炭価格の高騰、と将来の見通しについて検討し、地球温暖化防止対策を踏まえて、今後の石炭利用はどうあるべきかを考察する。

【主たる結論】

- ① 石炭利用の原点は、価格競争力にあることは歴史が示すとおりである。
- ② 現在の高価格は、中国特需を含めた需要の増大、為替による輸出余力の低下を反映している。豪州一般炭の需給均衡価格は 40~50 A\$/トン（豪州ドルの対米ドル為替レートを 0.7 US\$/A\$ とすると 28~35 US\$/トン）の水準であり、需要の拡大に見合った供給力の拡大には 3 年程度の時間が必要となる。
- ③ 石炭需要はアジアを中心に今後も旺盛であり、豪州炭の供給力増大に期待することが可能であるものの中国、インドネシアには、供給力強化のための課題が存在する。
- ④ 今後のエネルギー市場は価格競争力、安定供給、環境対策を含めた燃料選択をとるが、石炭利用は「価格競争力」+「競争力ある CCT」+「京都メカニズム」による 3 点セットで進む。
- ⑤ 3 点セットの成果により、石炭シフトも燃料選択肢の一つとなろう。

* (財) 日本エネルギー経済研究所 産業研究ユニット 石炭グループ 研究理事

** (財) 日本エネルギー経済研究所 産業研究ユニット 石炭グループ 主任研究員

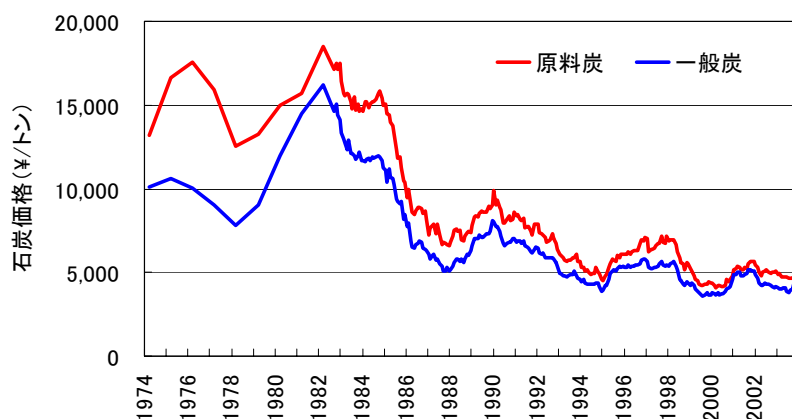
1. 石炭の需給・価格動向

2003 年末から始まった一般炭スポット価格の上昇傾向は、現在に至っても鈍化する気配を見せておらず、市場に供給される石炭の品薄感が続いている。まず、石炭価格の推移と他の化石燃料との比較を行った上で、今回の石炭価格の上昇の要因と今後の見通しについて検討する。

1-1 価格安定性と価格競争力

日本における平均輸入石炭価格は、図 1-1 に示すように 1990 年以降、原料炭は 4,000~10,000 円/トンの値幅で、一般炭は 3,500~8,000 円/トンの値幅で推移している。この値動きは一見、とても大きなように思えるが、図 1-2、1-3 に示すように発熱量 (1,000kcal) 当たりの価格として、他の輸入化石燃料の価格と比較すると、極めて小さな値動きでしかなく、かつ他の輸入化石燃料より安価であることがわかる。

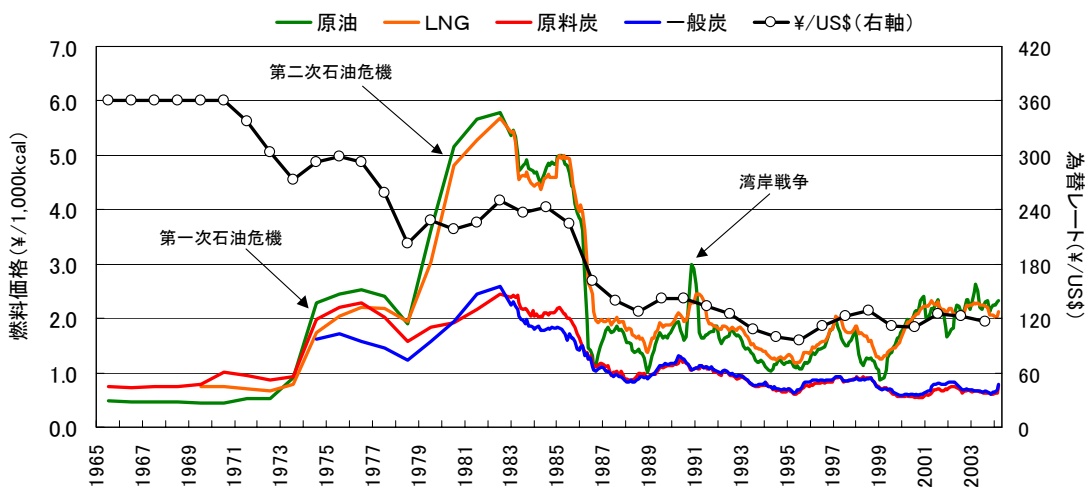
図 1-1 日本の平均輸入石炭価格の推移 (CIF 価格、円表示)



出所： IEEJ、計量分析部「エネルギー・経済統計要覧 2004 年版」および「データバンク掲載データ」

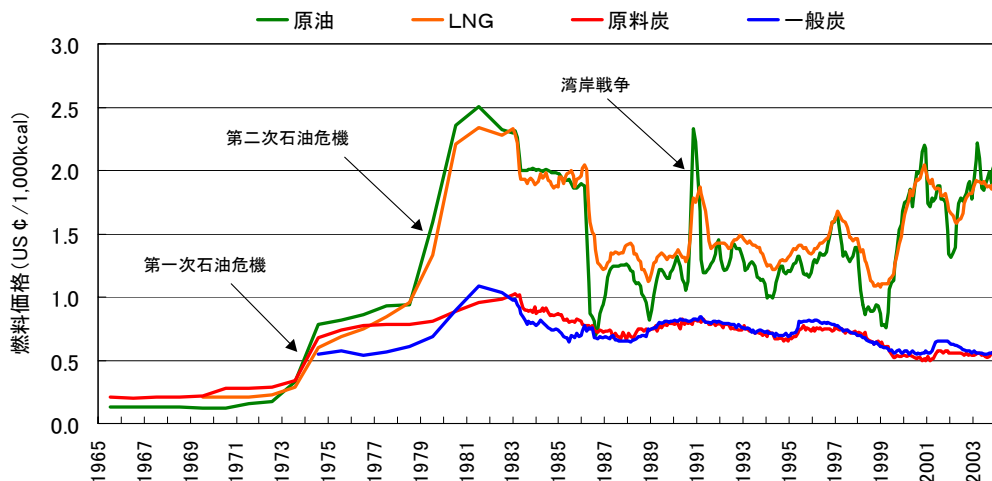
原料炭、一般炭、原油および LNG の 1,000kcal 当たりの日本における CIF 価格の推移を、図 1-2 では円表示で、図 1-3 では米国ドル表示 (US\$) で示す。石炭と他の化石燃料の価格差はこれらの図に明瞭に示されており、石炭が最も安価で、その価格変動も僅かであることが明らかである。

図 1-2 日本の平均輸入エネルギー価格の推移 (千 kcal 当たりの CIF 価格、円表示)



出所： IEEJ、計量分析部「エネルギー・経済統計要覧 2004 年版」および「データバンク掲載データ」

図 1-3 日本の平均輸入エネルギー価格の推移 (千 kcal 当たりの CIF 価格、US¢表示)



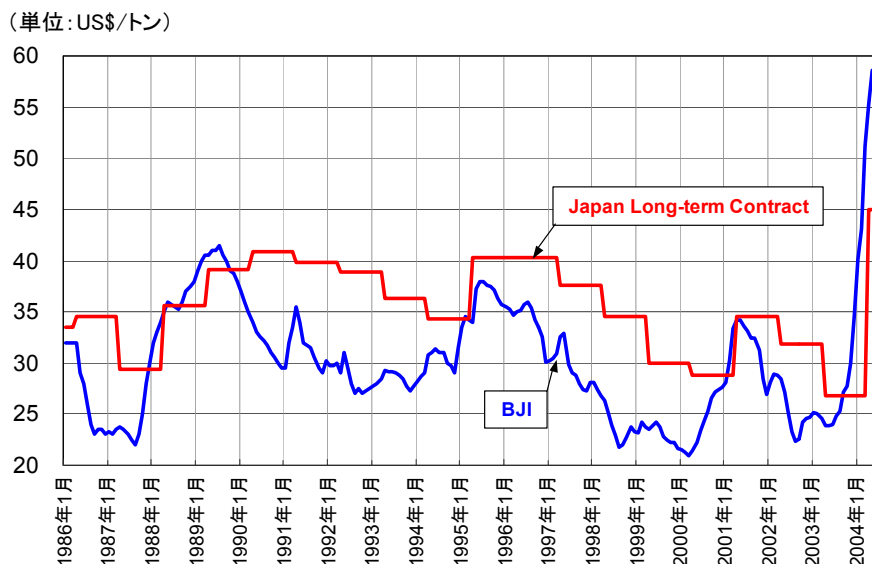
出所： IEEJ、計量分析部「エネルギー・経済統計要覧 2004 年版」および「データバンク掲載データ」

石炭の価格は第二次石油危機当時までは、石油価格に連動するような値動きを見せていたが、それ以降この関係は明瞭ではない。原油、LNG は円で価格を表示することにより、2000 年以降の価格水準が第二次石油危機以降の高値にないと受け取れる。しかし、これは為替レート (円高) の影響を受けたもので、図 1-3 に示すように米国ドル表示では原油、LNG の価格は第二次石油危機当時の水準にまで上昇しようとしている。エネルギー価格は円で見るとより米国ドルで見たほうが、その動きを的確に評価できる。

1-2 一般炭価格の高騰

図 1-4 には 1986 年以降の豪州ニューカッスル港出しの輸出一般炭スポット FOB 価格 (BJI スポット価格) と日本向け豪州一般炭の長期契約をベースとした FOB 価格の推移を示している。

図 1-4 ニューカッスル港出し一般炭スポット FOB 価格 (BJI スポット価格) の推移



注記： BJI = 豪州ニューカッスル港出しの輸出一般炭スポット FOB 価格
 Japan Long-term Contract = 日本向け豪州一般炭の長契をベースとした FOB 価格

出所： Barlow Jonker 「Coal 2003」ほか

一般炭の調達に当たり、日本の電力各社は7割以上を長契（年度契約を含む）に依っており、スポット契約による調達は3割未満にとどまっている。なお、電力以外の一般炭需要者は、長契ではなく年契あるいはスポット契約による調達を行なっている。

一般炭スポット価格は需給状況に基づき、市場原理により決定され、長契をベースとした価格よりも先行するかたちで変化する。通常、価格の高騰期を過ぎる（需要に対して十分な供給量が確保されるようになる）とスポット価格は、長契価格を下回るようになり、価格は安定してきた。

一般炭スポット価格は2003年9月に2003年度の長契価格を上回り、それ以降、過去に例を見ない高騰を示している。これまで一般炭価格はほぼ6年を周期で上昇と下降を繰り返してきたが、今回はこれよりも短い3年半の周期で高騰期を迎えている。

以下では、一般炭価格高騰の要因について、需要側、供給側に分けて検討を進める。

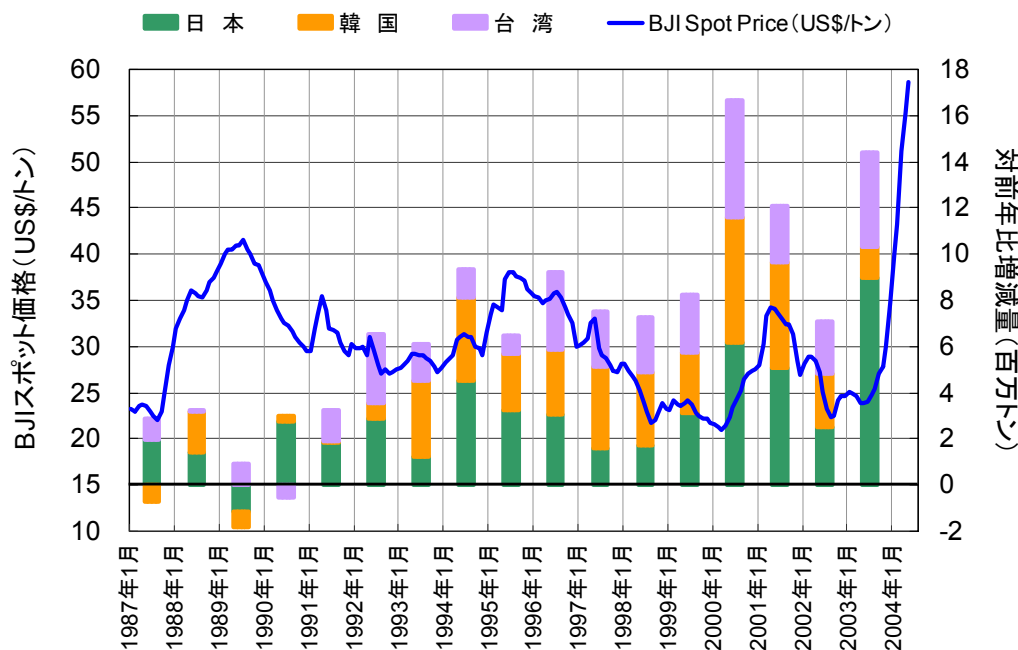
(1) 需要側の要因

「アジア各国における一般炭需要の拡大」

日本、韓国、台湾をはじめアジア各国の石炭需要が電力用一般炭を中心に底堅い増加を続けていることが、一般炭価格高騰のベースにある。図1-5は、日本、韓国、台湾の発電用石炭消費量の前年に対する増減量を棒グラフで示し、それを一般炭スポット価格と比較している。

1989年においては価格の上昇に際して原油価格の低迷も重なり、日本と韓国では一般炭の消費を抑えるという動きがあった。両国とも石炭火力のシェアが現在よりも小さく、燃料価格に敏感に反応していた。1990年代以降、各国において石炭火力がベース・ロード対応の電源としてより重きを置くようになった。図1-5からは1990年代以降、3カ国の発電用石炭消費の拡大が大きな年の翌年には、一般炭価格が上昇していることが読み取れる。このことは1994年の消費量拡大、1995年の価格上昇、2000年の消費量拡大、2001年の価格上昇に現れている。今回の一般炭価格上昇も、2003年の大幅な消費拡大に引き続いて発生している。

図1-5 日本、韓国、台湾の発電用石炭消費と BJI スポット価格の推移



注記：棒グラフは、日本、韓国、台湾の発電用石炭消費について、対前年の増減量を示している。

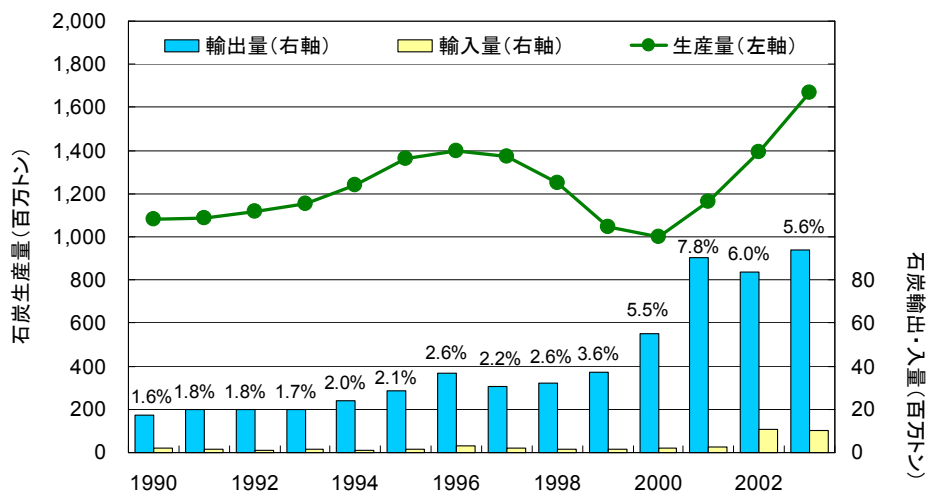
出所：IEEJ、計量分析部「データバンク」、KEEI「Korea Energy Review Monthly, March 2004」、台湾經濟部能源委員会「Energy Statistical Data book, 2002」ほか

(2) 供給側の要因

「中国の輸出余力の低下」

中国の石炭輸出は、石炭輸出奨励政策により 2000 年、2001 年と順調に拡大し、アジア、特に東アジアの各国では中国炭が近距離ソースとして重きをなすようになってきた。しかし、2002 年以降、中国国内の石炭需要の急激な増加により、生産量の拡大に比べて、輸出量の伸びが停滞している。図 1-6 に示すように、石炭の生産量に対する輸出量の比率は、2002 年、2003 年と低下している。

図 1-6 中国の石炭生産量と輸出・入量の推移



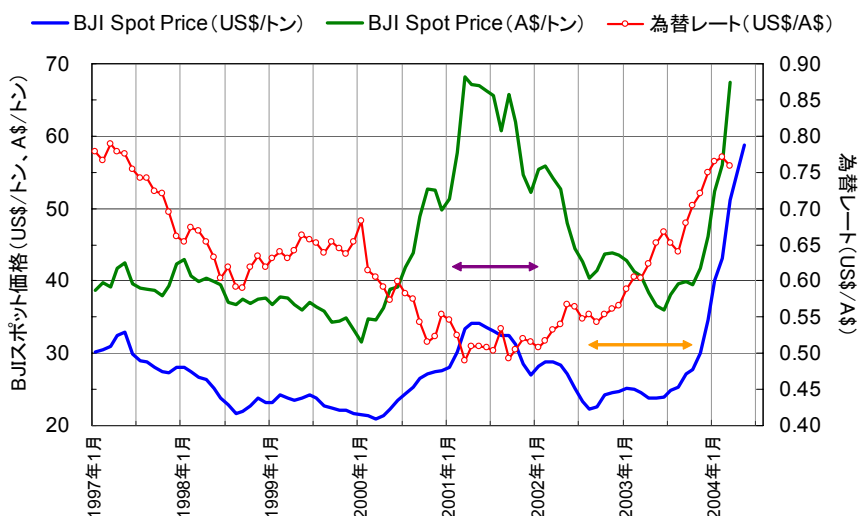
注記： グラフ中の%表示は石炭生産量に対する輸出量を示す。

出所： 中国統計出版社「中国統計年鑑」各年版および煤炭工業出版社「中国煤炭工業年鑑」各年版

「豪州ドル高」

米国ドル安に伴い、主要石炭輸出国である豪州通貨の為替レートが 2002 年以降、豪州ドル高に推移している (図 1-7)。米国ドルで取引される石炭は、2001 年から 2002 年にかけて豪州ドル安と石炭価格の上昇期が重なったことで、豪州の石炭生産者に大きな利益を与えた。しかし、2002 年後半から 2003 年に入り豪州ドル高が進行する中で石炭価格は低迷し、それまでのような利益を上げることができず、生産者にとって厳しい状況が続いた。このため、拡大する需要に積極的に応えることができる状況になかったと推察され、需要の拡大にあわせたタイムリーな供給が果たせなくなった。

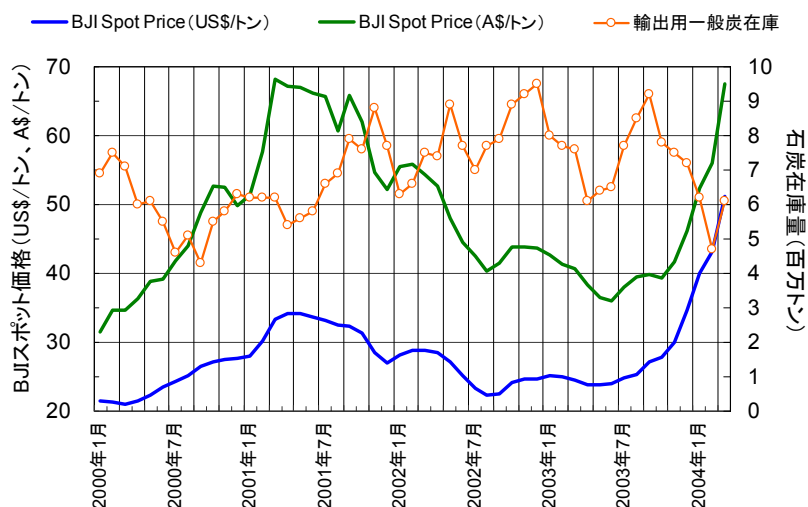
図 1-7 BJI スポット価格の通貨単位による比較



出所： Barlow Jonker 「Coal 2003」ほか

この結果として図 1-8 に示すように、2003 年 10 月以降、豪州輸出用一般炭の在庫は減少に転じ、これに呼応するように一般炭スポット価格の上昇のテンポが上がった。

図 1-8 豪州輸出用一般炭在庫と BJI スポット価格の推移

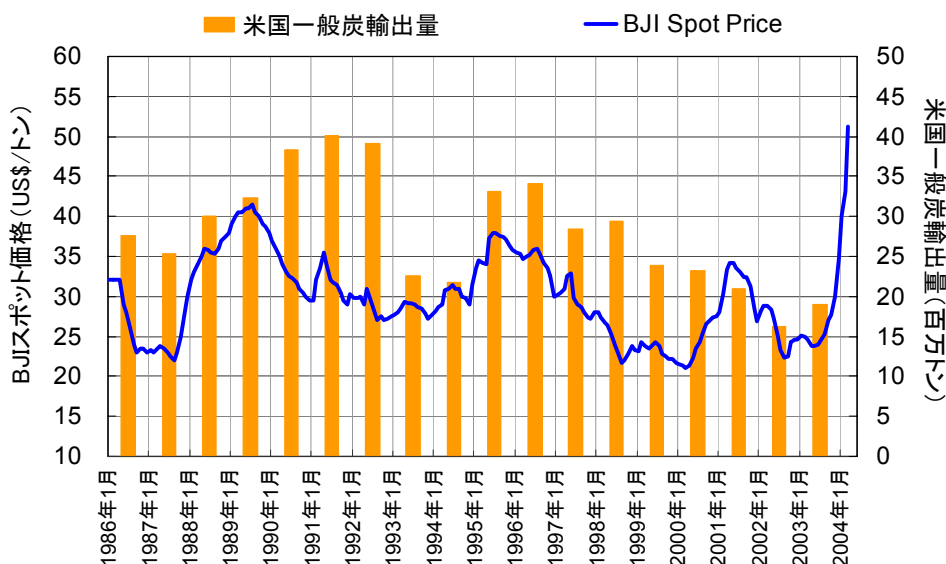


出所 : Barlow Jonker 「Coal 2003」、月刊「Australian Coal Report」

「スイング・プロデューサーの役割を果たせない米国」

米国は石炭価格の高騰期には市場への石炭供給量を増し、価格の高騰を抑えるというスイング・プロデューサーとしての役割を担っていた。しかし、今回は現時点においてその役割を果たせないでいる。米国は国内需要が活発であること、1998～2002 年まで米国ドルの為替レートが強含みで推移し、1998 年以降の一般炭価格の低迷と合わせて輸出余力を低下させたことから、現時点では十分な輸出能力を発揮するに至っていない。

図 1-9 BJI スポット価格と米国の一般炭輸出量の推移



出所 : Barlow Jonker 「Coal 2003」、OECD/IEA 「Coal Information 2003」ほか

「自然災害、事故等の頻発」

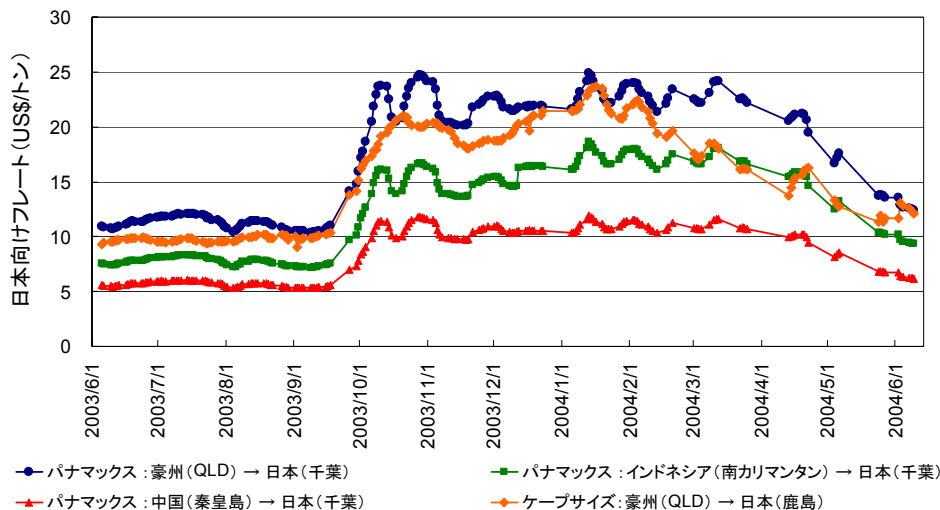
2003 年においては、中国における炭鉱事故の頻発、インドネシアおよび豪州 (QLD 州) での大雨による生産能力の低下など、不測の事態が多数出現し、輸出余力を低下させている。

(3) その他

「フレートの高騰」

今回の石炭価格高騰に際しては、図1-10に示すように2003年9月後半からのフレートの高騰が重なり、石炭輸入価格を押し上げることになった。2004年3月以降、フレートは落ち着きを取り戻しつつあり、6月にはほぼ高騰前の水準に復したといえる。

図1-10 2003年6月以降のフレートの推移



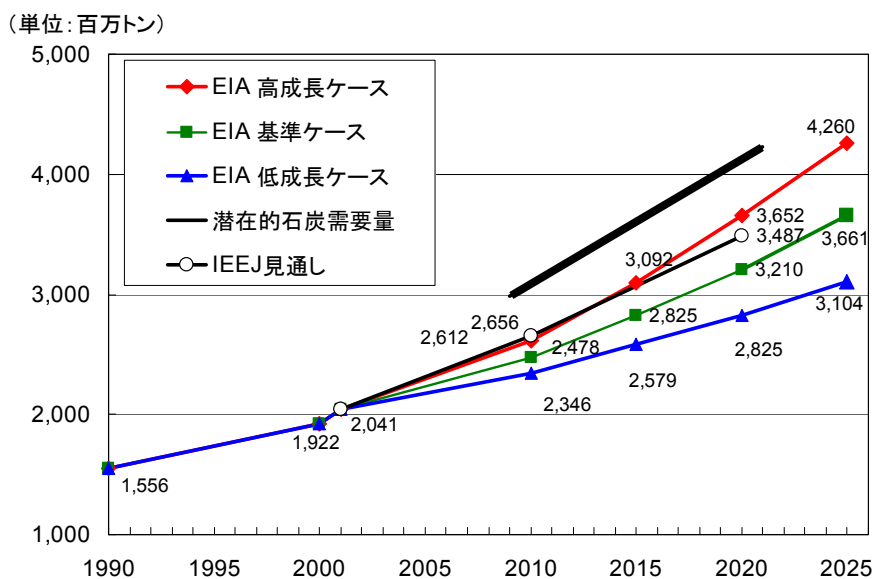
出所：Freight Investor Services (FIS) Limited、テックスレポートほか

1-3 一般炭需給動向と供給安定化への課題

1-3-1 拡大するアジアの石炭需要

今後も他の化石燃料に比べ安価で、安定的に供給されることを前提に、石炭の需要は拡大することが見込まれている。図1-11には米国エネルギー省 (EIA、Energy Information Administration) が本年4月に発表した

図1-11 アジアの石炭需要見通し



注記：中国およびインドの石油換算表示、石炭換算表示のデータについては、重量換算に際して、発熱量を5,000kcal/kgと想定し、他の国・地域については6,200kcal/kgと想定した。

出所：米国DOE/EIA「International Energy Outlook 2004」、IEEJ「アジア/世界エネルギーアウトック（2004年3月）」ほか

「International Energy Outlook 2004」におけるアジアの石炭需要の見通しを示しているが、どのケースにおいても、現在よりも石炭需要は拡大すると見込まれている（2001年から2020年までの年平均伸び率は、高成長ケース3.1%、基準ケース2.4%、低成長ケース1.7%）。(財)日本エネルギー経済研究所(IEEJ)、計量分析部が本年3月に発表した見通しにおいても同様な結果となっており、EIAの高成長ケースに近い見通しとなっている（同2.9%）。図1-11において黒の実線で示したラインは、当該国のさまざまな機関が作成した国別石炭需給見通しを集計し、その最大値の合計を示しているが、これはEIAの高成長ケースを大幅に上回る潜在的な石炭需要が存在することを示している。

1-3-2 輸出用石炭生産能力の増強

OECD/IEAの「Coal Information 2003」によると表1-1に示すように、2002年の時点で世界の石炭生産者は国際市場（海上輸送される石炭貿易市場（Seaborne Coal Trade））に5.8億トン（一般炭4.03億トン、原料炭1.76億トン）を供給しているが、7.0億トン（一般炭5.04億トン、原料炭1.95億トン）の輸出用石炭生産能力を有しており、トータルとしては供給余力を残している。

OECD/IEAが集計したところによると、今後2007年までに3.06億トンの輸出用石炭生産能力が追加されるとしており、2002年の輸出用生産能力と単純に合計すると10億トンを超える。仮に既存の炭鉱が終掘することによって2002年の輸出用生産能力が30%減じたとしても、追加される輸出用石炭生産能力が計画通りに達成されれば7.9億トンの輸出用石炭生産能力となり、米国DOE/EIAが予測する2010年の世界の石炭貿易量である7.3億トン（基準ケース）を満たすことができる。しかし、追加される輸出用石炭生産能力のうち、2.1億トンに相当するプロジェクトが実施段階ではなく、2002年時点で計画段階にとどまる点が懸念材料である。

表1-1 2007年頃までに追加されるであろう輸出用石炭生産能力

(百万トン/年)

	2002年の輸出用石炭生産能力			2007年頃までに追加されるであろう輸出用石炭生産能力					輸出用石炭生産能力の合計
	一般炭	原料炭	合計	既存炭鉱の拡張	新規炭鉱の建設	既存炭鉱の拡張計画	新規炭鉱の開発計画	計	
豪州	116.2	121.8	238.0	24.1	25.3	26.3	68.0	143.7	381.7
中国	86.5	6.7	93.2	7.2	1.0	0.0	2.0	10.2	103.4
インドネシア	88.1	0.0	88.1	6.4	0.0	25.5	13.5	45.4	133.5
南アフリカ	72.5	4.6	77.1	14.1	0.0	2.8	13.9	30.8	107.9
コロンビア	50.3	2.1	52.4	3.5	0.0	16.9	11.6	32.0	84.4
米国	20.7	19.5	40.2	2.0	4.0	0.0	0.0	6.0	46.2
ロシア	33.4	6.8	40.2	-	-	-	-	-	40.2
カナダ	7.7	26.0	33.7	3.1	2.0	0.0	9.0	14.1	47.8
ポーランド	14.0	3.0	17.0	-	-	-	-	-	17.0
ベネズエラ	6.1	2.3	8.4	0.0	2.5	3.4	10.0	15.9	24.3
ベトナム	5.5	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	7.5
その他	2.8	1.8	4.6	1.8	0.3	0.6	2.7	5.4	10.0
合計	503.8	194.6	698.4	62.2	35.1	75.5	132.7	305.5	1,003.9
2002年の輸出量世界計	402.8	175.9	578.7	閉山等による減少を30%見込んだ場合の輸出用石炭生産能力				794.4	
2002年の輸出用石炭生産能力に対する輸出量比率	80.0%	90.4%	82.9%	EIAが予測する2010年の世界の石炭貿易量（基準ケース）				730.1 (91.9%)	

注記：ここで扱う「2002年の輸出量世界計」は海上輸送される石炭の量であり、「輸出用石炭生産能力」は海上輸送により取引される石炭の生産能力に限定される。

出所：OECD/IEA「Coal Information 2003」、米国DOE/EIA「International Energy Outlook 2004」

1-3-3 一般炭供給上のリスクファクター

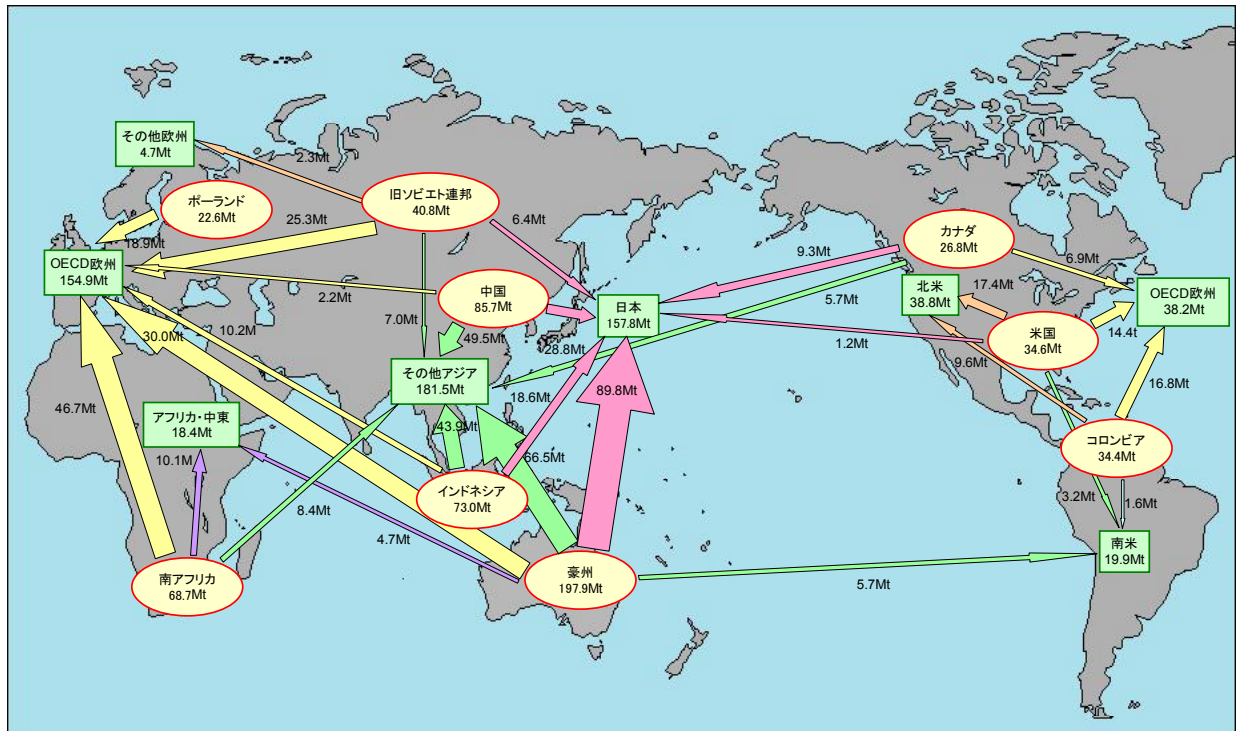
(1) 供給ソースの多様化

図1-12は、2002年におけるコール・フローを図示している。アジアの石炭市場の規模は一般炭と原料炭合わせて3.4億トンであり、豪州、中国、インドネシアの3カ国がそれぞれ、1.6億トン（46%）、0.8億トン（23%）、

0.6 億トン（18%）を供給しており、これら 3 国でアジア市場のほぼ 9 割を支えている。

中国、米国、インドといった大石炭生産国は国内需要が中心で、輸出に向けられる生産量は図 1-13 に示すように 1 割にも満たない。しかし、中国の石炭輸出量は国際市場に供給される石炭の 10%以上を担うまでに拡大しており、2001 年以降、中国が豪州に次いで石炭輸出量第 2 の地位を占めるまでになっている（14 ページ、「図 1-17 主要石炭輸出国の石炭輸出量の推移」を参照）。中国の輸出量の増減（国内石炭需給状況）が、世界の石炭貿易に影響を与えるまでになっている。

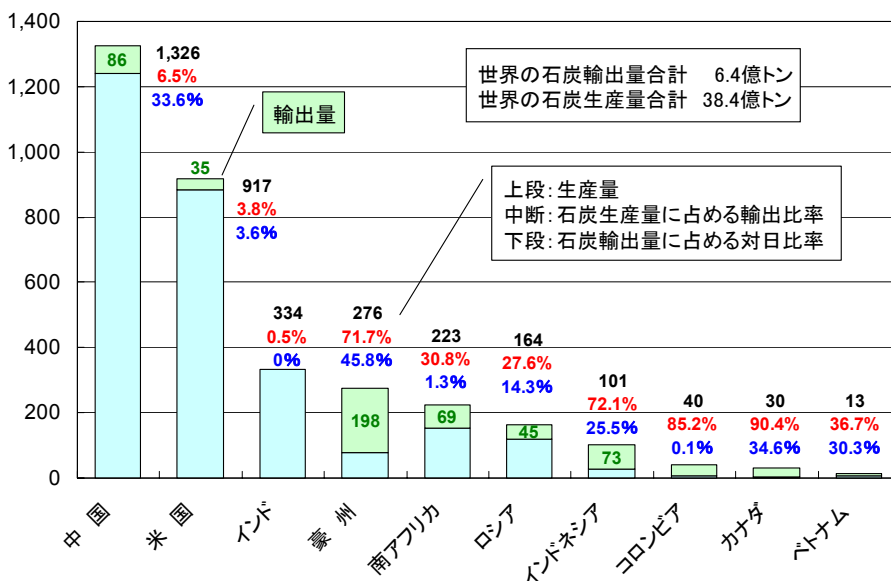
図 1-12 コール・フロー（2002 年見込み）



出所： OECD/IEA 「Coal Information 2003」

図 1-13 主な石炭生産国の生産量と輸出量（2002 年見込み）

（単位：百万トン）

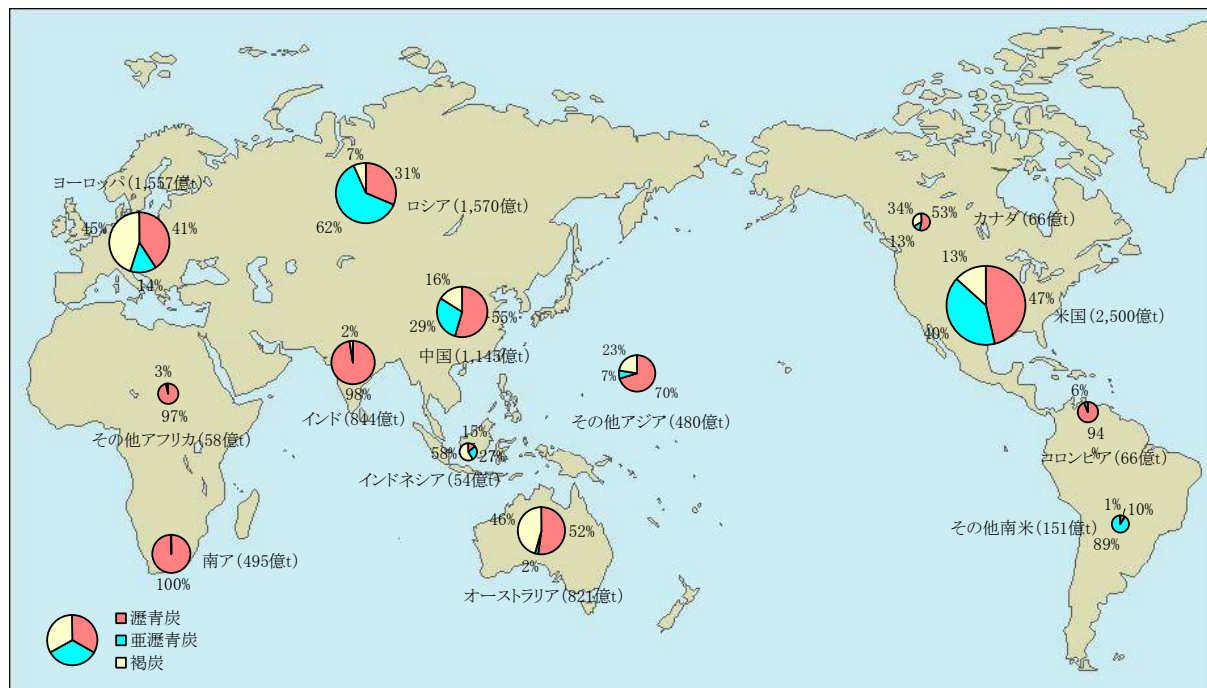


注記： 輸出量は生産量の内数として棒グラフに表示。

出所： OECD/IEA 「Coal Information 2003」

石炭は中東を除く、世界の各地に広く分布しているのは図 1-14 に示すとおりであるが、国際市場に石炭を安定的に供給できる国はそれほど多くない。日本に限ってみれば、豪州 (55%強)、中国 (20%弱)、インドネシア (15%弱) の 3 カ国で石炭供給の 90%弱を占めているのが現状である。

図 1-14 石炭賦存状況



出所 : WEC 「Survey of Energy Resources 2001」

このように石炭を輸出することができる生産国は限られるが、安定供給の上からはロシア、カナダ、南ア、米国などの石炭生産国にソースを求めることも重要となる。需要国としては、供給国の輸出インフラの整備、新規輸出用炭鉱の開発 (石炭資源探査を含める) など輸出用石炭生産能力の増大を図るためにクリアしなければならない事項を明確にし、それに応じた技術協力、投資、権益の取得などの対応をとる必要がある。

(2) 中国の石炭需給がアジア市場に与える影響
「石炭政策の変更」

中国の石炭輸出は第 10 次 5 年計画において 2005 年までに 1 億トン程度にまで輸出量を拡大するとし、石炭輸出奨励政策が採られた。ここ数年、図 1-6 に示すように 9,000 万トン前後の輸出量を維持しているが、中国国内の石炭需要の急激な増加により国内需給は逼迫し、供給不足が表面化した。このため中国政府は、2004 年の輸出量を 8,000 万トンにすると発表した。さらに「石炭輸出割当管理方法」¹ を制定して輸出量の管理・調整を強化する方針を打ち出している。

2004 年に入り中国政府は、これまで堅持してきた輸出奨励策を、内需を優先させるために廃止に向けて方向転換した。具体的に次の 3 点が挙げられるが、これらの措置は輸出用炭の生産者の負担を増し、輸出用炭の価格上昇を招くと考えられる。例えば、山西省北部の炭鉱から出荷する場合、3.5~4.0 US\$/トン程度の価格上昇が見積もられる。

- ① 付加価値税の還付率引き下げ
一般炭、無煙炭 : 13% → 11% (2004 年 1 月 1 日)

¹ 2004 年 7 月 1 日より実施するとしている法律で、施行後は国家発展・改革委員会と商務部が共同で年毎の石炭輸出割当を確定・配分することになる。

原料炭、コークス：13% → 5% (2004年1月1日) → 0% (2004年5月24日)

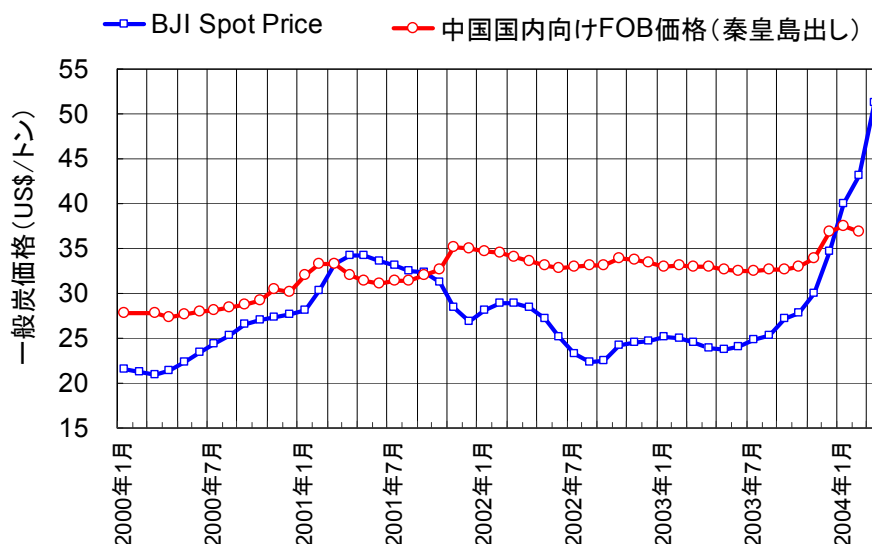
- ② 石炭の鉄道輸送に対する鉄道建設基金の免除を廃止 (2004年5月1日)
- ③ 石炭の港湾設備使用に対する港湾建設費の優遇措置を廃止 (2004年5月1日)

「石炭価格」

中国国内の石炭市場は国際市場とは異なり、独自に価格設定が行なわれている。図1-15には、これまでも引用した BJI スポット価格と中国国内向け一般炭の秦皇島出し FOB 価格を示しているが、2002年、2003年と中国の石炭生産者にとっては国内で販売するほうが輸出市場に供給するよりも有利な状況が続いた。この間、先にも指摘したように生産量の拡大に合わせて輸出量を伸ばすことはできなかったが、内外価格差があるにもかかわらず、中国政府はそれまで採ってきた輸出奨励策を継続することで、2001年程度の輸出量は維持した。

中国政府は2004年の石炭輸出量を8,000万トンと発表しているが、すでに6,000万トン分の E/L を発給した。中国の石炭輸出は政府が示す政策に大きく依存しており、内需優先政策が採られた場合、国際石炭市場への供給量は拡大せず、国際市場における石炭価格の引き下げには寄与しない。今後とも、中国炭の国内価格と中国政府が発する石炭政策に関するサイン、兆候を見落とさないようにウォッチすることが重要となる。

図1-15 BJI スポット価格と中国国内向け一般炭価格の推移



注記： BJI スポット価格 = 6,700 kcal/kg (AD)、中国国内一般炭価格 = 6,000 kcal/kg (AR)

出所： Barlow Jonker 「Coal 2003」、「日中エネルギー交流一月次速報版」ほか

「石炭需給に関する見通し」

中国の現在の石炭生産能力に基づくと、短期的には急増する国内の石炭需要に新規に加えられる生産の増加が間に合わず、今しばらく石炭需給の逼迫が続くと思われる。中国では、第11次5カ年計画にあわせて、今後の国内需要を満たす生産計画を検討中であり、中長期的には現在の生産能力拡大計画が見直されることにより石炭需給バランスの安定が期待される。しかし、探査不足による資源制約（精査不足による可採埋蔵量の不足）問題が取りざたされており、新規炭鉱建設が持続的に可能となるよう、資源探査を急ぐ必要がある。

● 短期的見通し

- ① 国内需要優先 ⇒ 輸出にも影響、需要家の望むタイミングでの輸出は困難かと思われる。
- ② 輸出目標8,000万トンを下回る可能性も懸念される。
- ③ 東南沿岸部では輸入が、増加する可能性がある。
- ④ 新規炭鉱開発のタイムラグ、輸送力の限界 ⇒ 国内供給の拡大は、短期間で需要に追いつくことが困難と思われる。

● 長期的見通し

- ① 新規炭鉱開発による生産拡大、輸送インフラ増強 ⇒ 国内需給が改善し、安定した輸出が果たせるようになる可能性がある。
- ② 東南部での輸入量が増加することで国内の需給がバランスし、北東部からの輸出量が増加する可能性がある。

中国経済の急成長は電力需要、鉄鋼需要などの急激な増大を呼び、それを支えるため今後も国内の石炭需要は拡大すると考えられる。もし、予想される需要に対して生産能力の拡大が追従できないような事態となれば、東アジアだけに止まらず世界の石炭需給バランスを大きく揺るがしかねない。

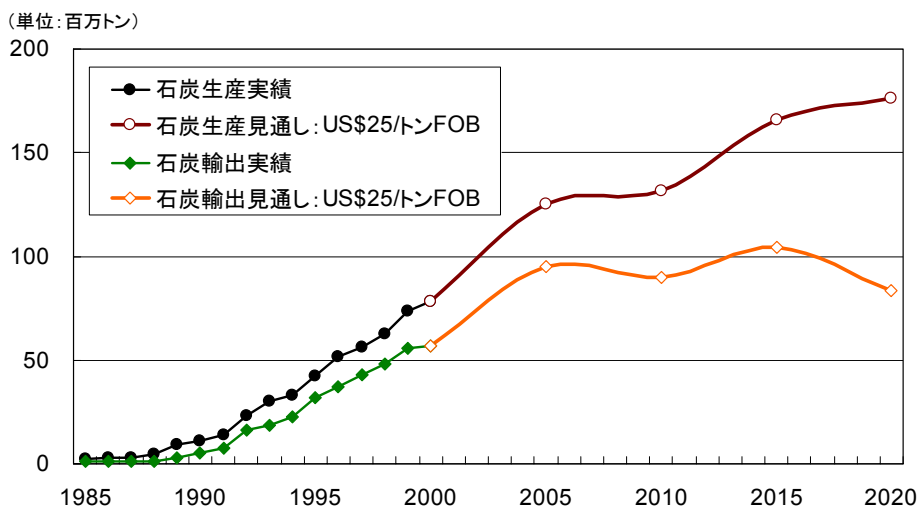
繰り返しになるが、このような事態を回避するには、中国自身が可採炭量を確保し（資源探査）、新規炭鉱を開発し、輸送インフラを整備するなどして、石炭供給力を引き上げることが重要であり、利用面では省エネルギー（石炭火力発電などの熱効率アップ）を推進する必要がある。石炭輸入国であるわが国をはじめ東アジア各国は、近距離ソースである中国炭を確保するために中国での資源探査や炭鉱開発、石炭インフラ整備に積極的に係わりを持つべきである。

なお、中国は、2001年12月12日、143番目の加盟国として正式にWTOに加盟した。これにより2005年には石炭に関する輸入関税（CIF 価格に対して一般炭6%、原料炭3%を課税）をゼロにするという観測もある。これが実施されれば、中国の石炭輸入の制約となるのは、石炭輸入インフラ（石炭輸入港（荷揚設備、貯炭場、他）、国内輸送システム）のみとなり、南東沿岸部での石炭輸入は格段に増加する可能性がある。石炭輸出インフラの整備状況と併せて、石炭輸入インフラについても観察する必要がある。

(3) インドネシアの新規炭鉱開発

インドネシアの石炭生産量は1980年の年産34万トンから1995年には4,132万トン、そして2003年には1億1,428万トンに拡大している。輸出も豪州よりもアジアの石炭消費地域に近いことから価格競争力が高く、ここ数年大きく伸びており、輸出量は1995年の3,132万トンから2003年には8,568万トンへと増加している。このうちアジア向け輸出量は6,616万トンで全輸出量の約77%を占めている。この石炭生産の拡大は、1981年に生産分与方式（Production Sharing：PS）による石炭生産契約（Coal Contract of Work：CCoW）により外資の導入を図るようになってから急速に進むようになった。NEDOの委託を受けIEEJが行なった調査では、インドネシアは今後とも石炭生産を拡大していくが、経済の進展とともに国内の電力部門における石炭需要も拡大するので、図1-16に示すように、石炭輸出量が1億トン程度で頭打ちになるのではないかと予測している。

図1-16 インドネシアの石炭輸出量の推移と見通し



出所：NEDO「平成14年度海外炭開発高度化等調査アジア太平洋石炭開発高度化調査（インドネシア）、インドネシアにおける石炭需給見通し－Ⅱ」2003年3月

インドネシアが今後、石炭の生産を拡大し、輸出を伸ばしていく上で重要な課題となるのが、新規炭鉱の開発に関わる諸問題である。

① 石炭輸送インフラ

東カリマンタン州、南カリマンタン州の沿岸部に賦存する輸出商品として価値の高い瀝青炭および低硫黄分の亜瀝青炭は、すでに第 1 世代のコントラクターが開発を進めている。したがって、輸出用炭として新規開発の対象となり得る石炭鉱区は、東カリマンタン州、南カリマンタン州の既存開発区域より内陸奥部となるため輸送インフラを整備しないと、石炭を搬出することが困難な状況下にある。

石炭輸送インフラ（鉄道、輸出を含めた港湾設備など）の整備を資金的制約からインドネシア自身のみを期待することはできず、海外からの協力が不可欠である。

② 地方分権

2001 年 1 月に発効した「地方自治法」および「財政均衡法」により、中央政府から地方自治体への大幅な権限委譲が進められるようになった。石炭資源の開発に関しても、許認可、監督・管理に関する権限が地方自治体、州、県レベルに移譲された。しかし、権限の委譲を受けた地方自治体は行政当事者として現状では十分に機能しておらず、これの整備が早急になされることが必要である。

③ 森林法

1999 年に制定され、2000 年 9 月に発効した森林法では、森林保護区（Protective Forest Area）におけるいかなる資源探査や露天採掘も禁止されており、坑内採掘は可能であるものの地上設備の建設が認められないため、事実上、鉱山経営は不可能となっている。しかし、森林法には、政府が定める特定の条件の下では上記の活動を認める条項があり、森林法の適用除外を受けることも可としている。森林法の発効時点で、鉱区と森林保護区が重複する石炭鉱区は 14（石炭生産会社 14 社）あり、これらの鉱区について適用除外の審議が行なわれた結果、5 鉱区が適用除外を受けた。

鉱区と森林保護区が重複した場合、炭鉱開発の推進が不可能となり、石炭生産会社はこれまでの投資が無駄になるとともに、国家としてもエネルギー供給計画に齟齬が生じるため、エネルギー・鉱物資源省は石炭生産会社と森林省の間に立ち、合理的な石炭開発が行なえるよう調整を図っている。

④ 国際的資源会社の撤退

石炭の生産拡大を支えた PS 方式による第 1 世代のコントラクターは営業生産開始後 10 年を経て、その権益の 51%以上をインドネシアの企業（中央政府、地方政府を含む）に委譲しなければならない。もし、これを無理に進めると、炭鉱経営（資金繰り、操業管理など）が円滑に進まず、石炭生産、開発のペースが鈍化する可能性がある。

KPC からは BP と Rio Tinto がともに完全に撤退し、Arutmin からは BHP Billiton が撤退した（75%の販売権のみを保有）。第 1 世代のコントラクター（インドネシアにとっての外資）は、炭鉱経営のノウハウを有する国際的な資源会社が多く、これらを炭鉱経営から完全に除外することは得策ではなく、インドネシア政府としても何らかの形で経営に参画させる措置を採るべきである。

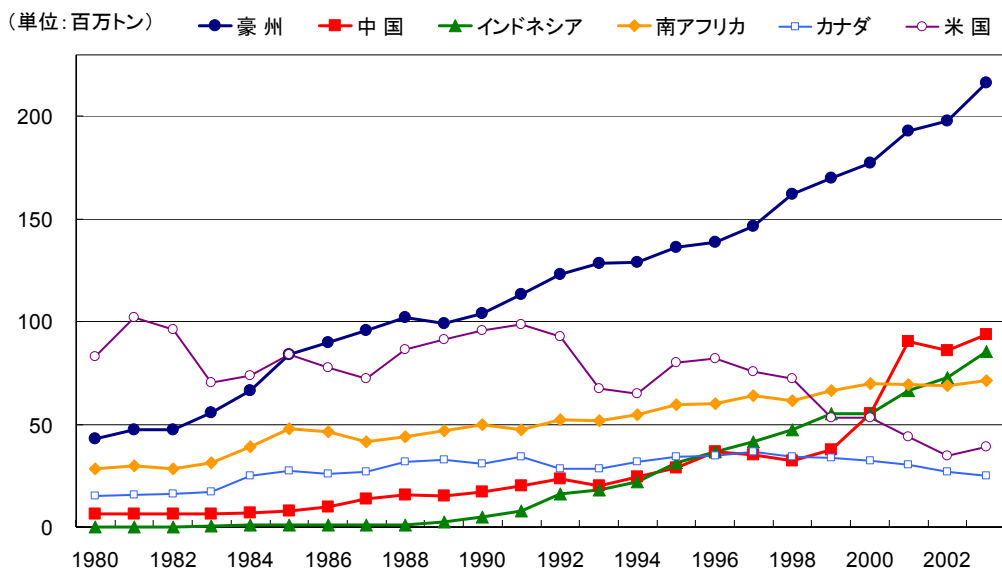
(4) 豪州における石炭輸出拡大のボトルネック

豪州は図 1-17 に示すように 1986 年以降、国際石炭市場に対する石炭供給量トップの地位を占め続けており、拡大を続けるアジアの石炭市場に対して安定的な供給を果たしている。日本の石炭輸入にも大きく貢献しており、日本の全石炭輸入量の 6 割弱を占めている。豪州において問題となるのは、石炭輸出港の輸出能力である。表 1-2 に示すように 2002 年において、QLD 州の 2 つの輸出港は年間積込能力を超える取扱量を記録しており、全体でも能力の 95%に相当する取扱量に達している。NSW 州は能力的にはまだ余裕があるが、現実問題として滞船が発生している。2003 年は輸出量を増加させていることから、状況はさらに厳しくなっているものと推察される。

ニューカッスル港の滞船問題は深刻で、2004 年 3 月中旬には 50 隻以上の滞船が発生した。ニューカッスル港

の運営に当たっている PWCS (Port Waratah Coal Service Ltd.) は、鉄道輸送に問題があるとして、年間取扱量 (輸出量) を 8,000 万トンに制限した上で、石炭生産会社に輸出量を割り当てる制度、Capacity Distribution System を 2004 年 4 月より実施した。滞船数は 6 月上旬で、10 隻程度にまで減少したが、今後の石炭輸出量拡大を考えると、抜本的な石炭輸出インフラの整備、拡張が待たれる。

図 1-17 主要石炭輸出国の石炭輸出量の推移



注記： 2002 年は見込み値。2003 年については、各国の政府発表の速報値

出所： OECD/IEA 「Coal Information 2003」

表 1-2 豪州の石炭輸出港の輸出実績と輸出能力

(単位: 万トン)

NSW州の石炭輸出港	2002年取扱量	年間積込能力	QLD州の石炭輸出港	2002年取扱量	年間積込能力
Newcastle	7,060	8,900	Abbott Point	1,260	1,200
Kooragang	5,110	6,400	Dalrymple Bay	4,230	4,550
Port Waratah	1,950	2,500	Hay Point	2,970	3,400
Port Kembla	830	1,600	Gladstone	3,770	3,500
			Fisherman Islands	300	500

出所： Coal Services Pty Ltd. and QLD Department of Natural Resources & Mines 「Australian Black Coal Statistics 2002」

豪州においては適切な投資が行われれば、表 1-1 に示したように他の石炭生産国に比べ比較的容易に供給力を拡大する余地がある。しかし、上述の輸出インフラの問題を解決しないと、国際市場に対する安定供給を果たす上で、障害となる。

なお、豪州の石炭生産会社は一般炭輸出価格の低迷が続いた 1998 年から 2000 年にかけて吸収・合併などによる統合を加速しており、現在に至っている。特に、ビッグ 4 と呼称される国際的鉱物資源会社である Anglo American、BHP Billiton、Glencore (Xstrata) および Rio Tinto の 4 社による豪州石炭産業の再編と、それによってもたらされた 4 社への集中は注目に値する。この再編・統合は石炭価格の低迷に対処するための企業努力であり、現時点では価格低迷下において安定した供給体制を維持したと評価できる。

(5) その他の要素

- 米国 : 国内需要が堅調であり、1998 年以降の価格低迷により輸出余力を低下させていること

から、輸出競争力に乏しい。

- カナダ : 輸出市場に供給できる炭種が原料炭に限定される。
- ロシア : 欧州向けの比重が高く、アジア市場に対してはロシア極東地域における輸出港の整備拡張が必要である。新規炭鉱開発に際しては、幹線鉄道に接続する支線の整備も必要。
- 南アフリカ : 輸出能力の拡大が停滞しており、輸出港整備 (Richards Bay 港は拡張中) が必要。日本への輸出は輸送距離が長い。

南アフリカの一般炭輸出は、1990 年にはアジア向けが 1,600 万トン (同国の輸出量の 35%) を占めていたが、2002 年には 480 万トン (同 7%) にまで輸出量を低下させている。輸出先を欧州主体に切り替えたといえる。南アフリカは 2000 年以降、一般炭の輸出量が 6,700 万トン前後で停滞しており、これも今回の世界的な石炭需給逼迫の一因になっていると思われる。

1-4 一般炭価格の見通し

最大の関心事は石炭価格の今後の動き、高値傾向が何時まで続くのかであるが、これを定量的に評価するのは困難である。ここでは 2 つのケースを想定し、検討を加えた上で、価格の推移を予測するための要素を示す。

(1) 一般炭価格

2004 年度の豪州一般炭については、日本の電力各社との長契の価格改定が 45 US\$/トンで決着したと伝えられたことから、60 US\$/トンに達する現在のスポット価格は明らかに高すぎる。豪州ドルの対米ドル為替レートを 0.7 US\$/A\$ とすると前者は 64.3 A\$/トン、後者は 85.7 A\$/トンにもなる。一般炭スポット価格の上昇が止まない原因は、需要家が石炭を必要とするタイミングに、それをこれまでのように直ちに手配できないことから、少ないパイを取り合っていることにあると考えられる。余裕のある供給体制が整うまで、少なくとも豪州一般炭の輸出在庫が 700 万トンを越える水準に積み上がるまではこの傾向が続くのではないだろうか (図 1-8 参照)。

現在の豪州の生産性と過去の価格推移から見て、豪州の生産者は一般炭価格が 40~50 A\$/トンを越える水準を維持できれば、豪州国内において利益を確保できると考えられる。表 1-1 に示したように、石炭市場の需要に見合うだけの、供給能力の追加が見込まれることから、需給のバランスが回復すれば石炭の価格はこの水準で安定すると考えられる。そのためには、前節で指摘した供給上のリスクが排除、軽減されなければならない。これらがなされたとき、需要に見合った継続的な石炭供給が果たされることになる。表 1-3 には一般炭価格の高騰が終息するための条件を示し、これが短期で終息する場合と長期に及ぶ場合について比較検討している。また、図 1-18 には、この検討結果を図示している。

これらを総合的に評価すると、豪州、中国、インドネシアの炭鉱開発とそれぞれの国の輸出インフラの整備状況に左右されるが、需要の拡大に見合った供給力の拡大には 3 年程度の時間が必要ではないかと考える。また、この需給バランスの回復を待って、40~50 A\$/トン (豪州ドルの対米ドル為替レートを 0.7 US\$/A\$ とすると 28~35 US\$/トン) の水準に回復するのではないだろうか。

(2) 一般炭価格の動きを捉える上で、注視すべき要素

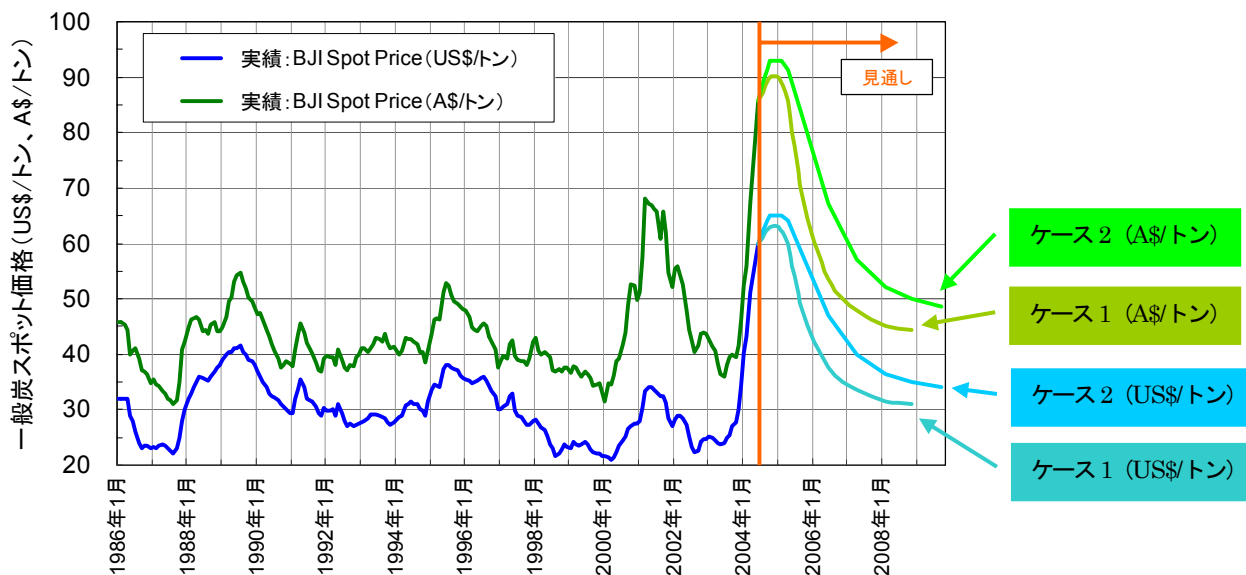
- 中国の石炭需給・輸出入動向と石炭政策
- 日本、韓国、台湾などの電力用一般炭輸入量の変化
- 豪州の輸出用一般炭在庫
- 豪州、インドネシアの輸出用一般炭の生産・開発状況
- 豪州ドルの対米ドル為替レート
- ロシア、米国、南アフリカの一般炭輸出能力
- 石油・ガス価格

石炭価格と石油・ガス価格の間には明確な関連はないが、石油・ガス価格の高騰期にあつては、その価格差からさらに石炭の需要増を招き、石炭価格の上昇を許すことになる。

表 1-3 一般炭価格の高騰が終息する条件とその見通し

	ケース 1 (価格の高騰が短期で終息)	ケース 2 (価格の高騰が長期化)
1. 中国の石炭需要	中国特需といわれる現在の好景気を沈静化する建設国債の発行減、公定歩合の引き上げなどの措置が採られることで、北京オリンピックを待たずに過熱した石炭需要の拡大傾向が落ち着く。	現在の中国の好景気、経済の拡大のテンポは少なくとも北京オリンピックまで継続し、石炭需要拡大のテンポも減速しない。
2. 中国の石炭生産	大・中規模の新規炭鉱の建設による増産は短期的に多くを見込めないが、国内石炭価格の上昇を背景に既存炭鉱（主に郷鎮炭鉱）による国内向け生産の拡大がなされ、石炭輸出が拡大する。	大・中規模の新規炭鉱の建設が完了するまで増産が見込めず、中国政府が内需優先の石炭政策を堅持し、一般炭についても輸入が拡大する。
3. インドネシアの輸出向け炭鉱開発	既存炭鉱の増産に加え、森林法による規制が緩和されることで、新規炭鉱に対する投資が促進され、輸送インフラを含めて早期に開発が進む。	森林法による規制が緩和されず、新規炭鉱の開発が進まず、生産の拡大は既存炭鉱の増産にのみ頼る。
4. 豪州の輸出用石炭生産能力の拡大	需要拡大に合わせた投資が行われ輸出用石炭の生産能力拡大が計画（表 1-1）よりも早期に達成される。合わせて輸出インフラの整備も着実に進展する。	輸出用石炭の生産能力拡大が計画が予定通り達成されたとしても、輸出インフラの問題が解決されず、滞船等によりコスト増が発生する。
5. 米国の一般炭輸出量の拡大	西海岸からのアジア向け一般炭輸出が再開され、東海岸から欧州向け一般炭輸出が増加する。	内需を優先し、一般炭の輸出はカナダのみに限定される。
6. 南アフリカの一般炭輸出量の拡大	欧州向けの一般炭輸出が拡大し、これまで欧州に振り向けられていた豪州産一般炭がアジア市場に戻ってくる。	一般炭輸出が拡大せず、豪州産一般炭が欧州市場に流れる。
7. 価格高騰の終息時期	3年程度	5年程度

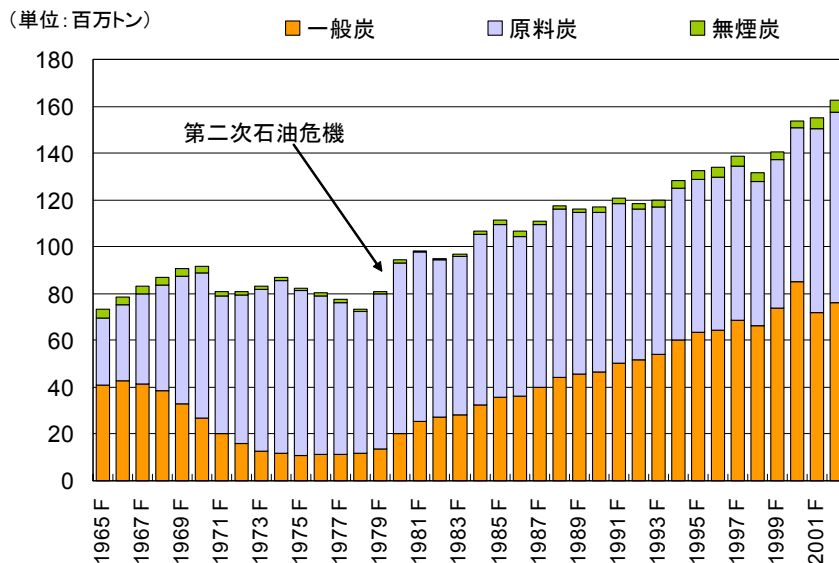
図 1-18 豪州一般炭スポット価格の見通し



注記：見通しにおける為替レートは、0.7 US\$/A\$で固定。

なお、一般炭にとっては、競合する化石燃料に対する価格競争力を今後とも保ち続けるか、否か、という点が重要になる。図 1-2、1-3 に示したように 1970 年代までは、取り扱いが容易な石油が安価に入手できることにより、流体革命が進行し、図 1-19 に示すように日本においては一般炭の需要が低迷した。しかし、第二次石油危機以降、一般炭と石油の価格差が拡大し、一般炭が価格競争力を持つことにより一般炭の利用は増大した。

図 1-19 日本の石炭需要量の推移



注記： 2000 年度以前のデータは経済産業省「エネルギー生産・需給統計年報」に基づき、2001 年度以降は財務省「日本貿易月表」に基づく輸入炭量のみを表示している。

出所： IEEJ、計量分析部「エネルギー・経済統計要覧 2004 年版」および「データバンク掲載データ」

一般炭の利用は燃焼時に生じる二酸化炭素の量が他の化石燃料よりも多いことから、環境に対する負荷が大きく、今後、この対策に要する費用を一般炭自らが負担することで、その価格競争力を失えば、一般炭の利用は大きく低下することも考えられる。

2. 地球温暖化防止対策と石炭利用

2-1 3E による化石燃料評価

化石燃料を経済性、安定供給、環境のいわゆる 3E から評価すると (図 2-1)、石炭は経済性、安定供給の面で優れた燃料である。しかし、図 2-2 に示すように石油、LNG に比べ二酸化炭素排出原単位が大きいため、環境面の評価が低くなっている。

図 2-1 3E による化石燃料評価

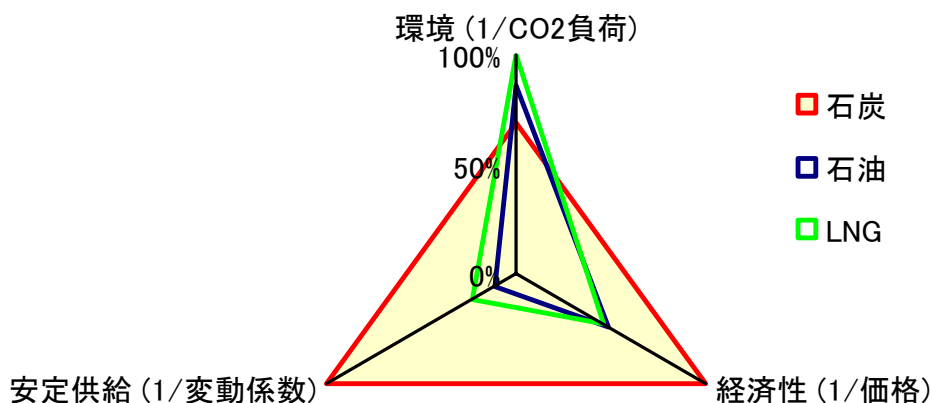
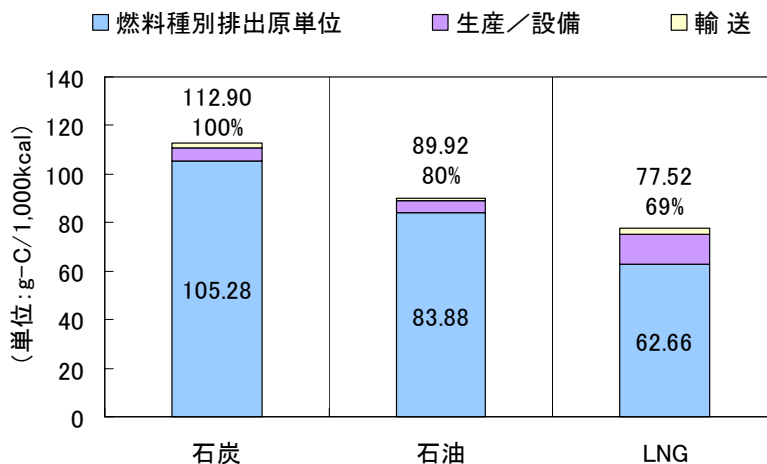


図 2-2 二酸化炭素排出原単位



注記： グラフ上部の%表示は、石炭の二酸化炭素排出量原単位を 100%とした場合の各化石エネルギー環境負荷を示す。

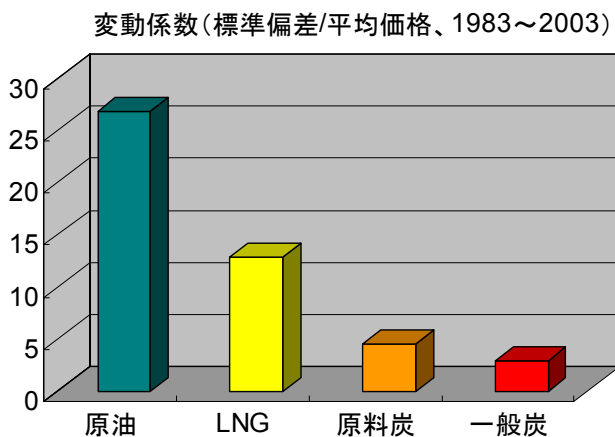
出所： IEEJ、定例研究報告会資料「わが国における化石エネルギーに関するライフサイクルインベントリー分析（1999 年 5 月）」

市場の求めるものが経済性、安定供給、環境保全に関し、最大となる燃料構成とすれば、

$$\text{目的関数} = f_1 (\text{価格}) + f_2 (\text{環境対策コスト}) + f_3 (\text{供給リスク対策コスト})$$

が最小となることが市場の選択基準になると思われる。供給のリスクは過去の価格の変動によく現れていると思われるが（図 1-2、1-3 参照）、価格の変動は石炭が最小となることは図 2-3 から明らかである。したがって、供給リスク対策コストは石炭が最も低いとみなせることから、本研究では議論を簡明にするために石炭の評価を価格と環境対策コストに絞って検討を進めることにする。

図 2-3 化石燃料価格の変動係数



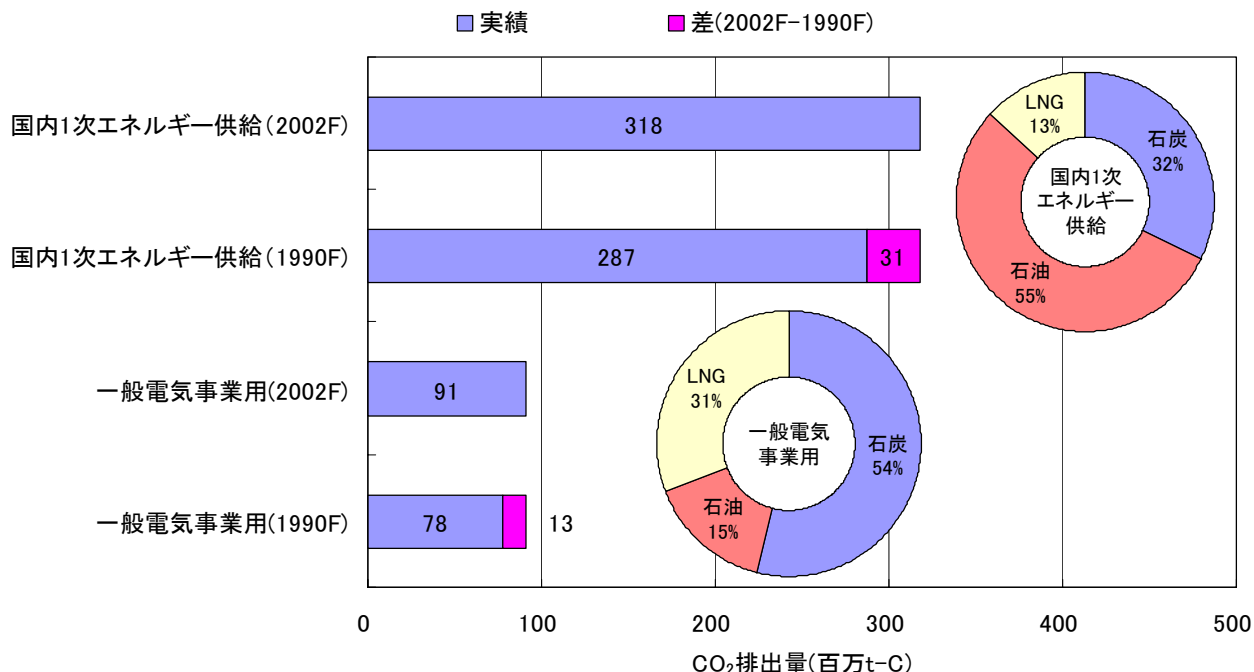
2-2 二酸化炭素排出の現状

2002 年度における日本の二酸化炭素排出量は 3 億 1,800 万 t-C（炭素換算²）と 1990 年度に対し、3,100 万 t-C（9.7%）の増加となっている。そのうち電力（一般電力事業）から排出される二酸化炭素は 9,100 万 t-C で 1990 年度に対し、1,300 万 t-C（14.3%）の増加となっている。石炭起源の二酸化炭素は日本全体では 32%をしめる

² 二酸化炭素排出量の単位には炭素換算（t-C）と二酸化炭素換算（t-CO₂）の 2 通りがある。両者の関係は、1t-CO₂ = 3.67t-C となる。

が、電力では54%と高くなっている（図2-4）。

図2-4 二酸化炭素排出実績（2002年度）

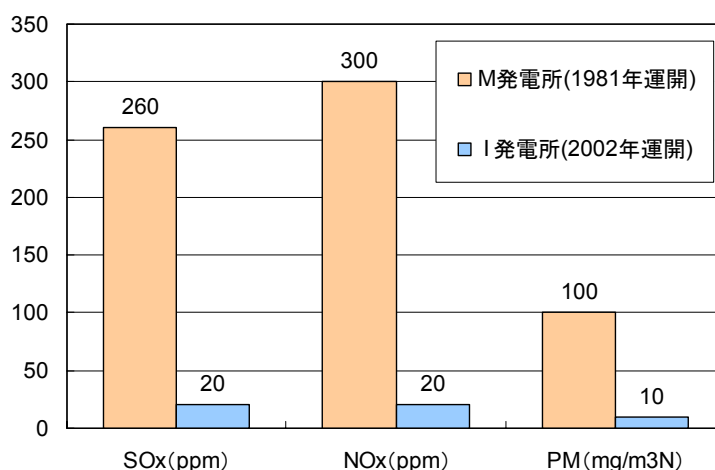


2-3 クリーン・コール・テクノロジー（CCT）の重要性と限界

2-3-1 CCTによる石炭利用拡大の前例

石炭は石油、ガスに比べてハンドリング性が困難であり、また環境負荷（SO_x、NO_x、煤塵、CO₂）が高いという短所を持っている。しかし、それらの短所を CCT の技術革新によって克服してきた良い例が石炭火力の脱硫、脱硝、集塵技術に見られる。図2-5に示すように、脱硫、脱硝、集塵の各技術は20年前と比較すると顕著に進歩しており、今日の石炭需要の増大に大きく貢献している。

図2-5 脱硫、脱硝、集塵技術の進歩



2-3-2 CCTの将来像

CCTは今後の石炭利用において重要な役割を果たすのは明らかであるが、2030年頃までにCCTとして開発普及が期待されている技術は図2-6に示される。電気事業においては石炭ガス化複合発電技術（IGCC）、石炭ガ

ス化燃料電池複合発電技術 (IGFC)、二酸化炭素の回収・隔離技術 (炭素固定)、低品位炭の改質技術 (UBC)、鉄鋼業においては石炭高度転換コークス製造技術 (SCOPE21)、また来たる水素社会においては石炭から水素を製造する石炭利用二酸化炭素回収型水素製造技術 (ハイパーリング) などの CCT 開発が重点的な課題となっている。

図 2-6 CCT の将来像

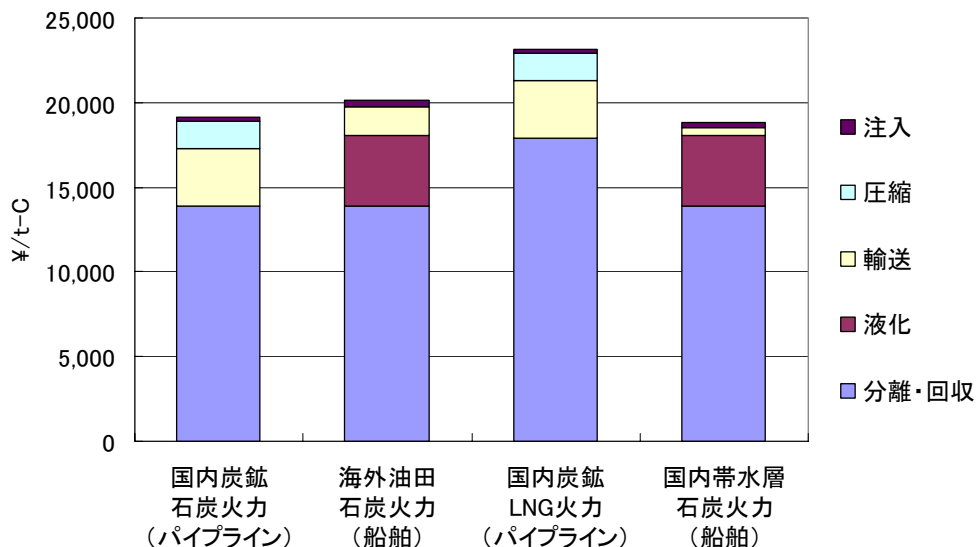


出所 : METI、C3 研究会

2-3-3 炭素固定化技術への期待

炭素固定化技術は排出される二酸化炭素を分離回収し、地中内に貯留する方法であるが、二酸化炭素排出原単位の大きい石炭にとっては期待の大きい技術である。図 2-7 は現在の炭素固定化技術による二酸化炭素削減コストを試算した例である。同図によれば炭素固定化コストは 18,850~23,170 円/t-C 程度となっている。

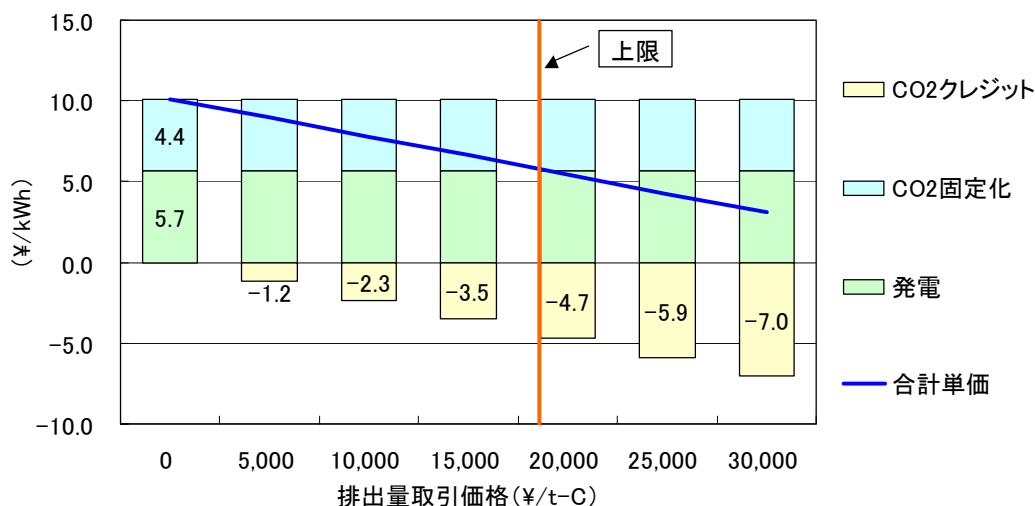
図 2-7 炭素固定化による CO₂ 削減コストを試算例



出所 : IEEJ、エネルギー経済 冬季号 2004

二酸化炭素固定化技術と排出量取引を組み合わせることによって二酸化炭素固定化技術の存在価値がより増すとされる。石炭火力に固定化技術を取り入れてコスト試算したのが図 2-8 である。石炭火力の発電単価は 2004 年 1 月の電事連の計算値 (5.7 ¥/kWh) を引用し、炭素固定化コストは図 2-7 の二酸化炭素貯留場所を国内帯水層としたケース (18,850 ¥/t-C = 4.4 ¥/kWh) を引用した結果、発電および炭素固定の合計単価は 10.1 ¥/kWh となった。排出量取引価格が高くなると、二酸化炭素排出量売却による収入 (クレジット) が期待できることから、クレジット分を差し引いた合計単価は安くなることになる。排出量取引価格が炭素固定化コスト (ここでは 18,850 ¥/t-C) を超えると、合計単価が発電単価である 5.7 ¥/kWh を下回ることになり、炭素固定化自体が利益を生み、広く商業化が進むようになるだろう。そのようになると炭素固定化が排出量取引価格の上昇を抑制し、さらには炭素固定化コストが排出量取引価格の上限となる可能性もでてくるだろう。

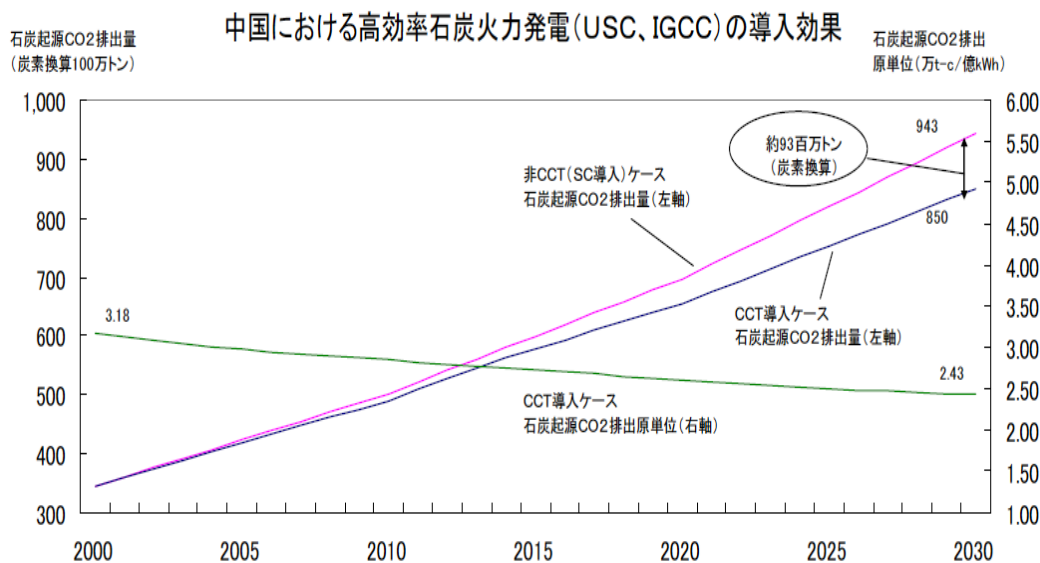
図 2-8 排出量取引価格への抑制作用



2-3-4 CCT の海外普及効果

海外では日本に比べ、CCT の普及が進んでいない地域が多数存在しており、これらの地域で CCT を実施すると二酸化炭素削減効果は大きいものとなる。また CCT と京都メカニズムの CDM/JI の組合せの可能性も十分あるだろう (図 2-9)。

図 2-9 CCT の海外普及効果

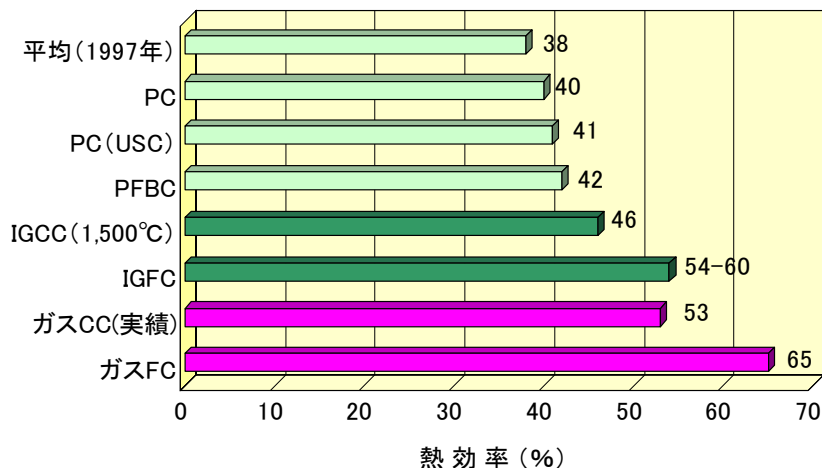


出所: METI、C3 研究会

2-3-5 CCT の限界

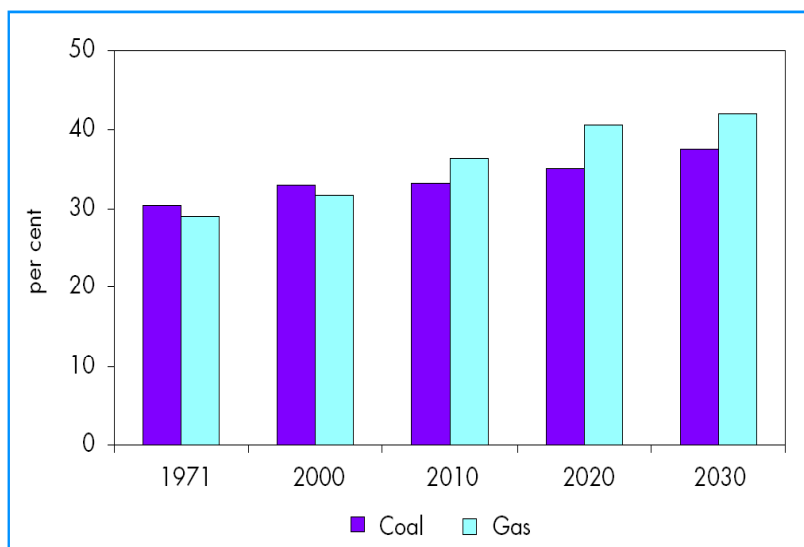
現在のところガス火力の熱効率改善は石炭火力より先行しており、図 2-10 に示すように複合サイクルや燃料電池の発電効率競争においてその差は歴然としている。

図 2-10 火力発電の熱効率比較



また、図 2-11 に示すように IEA の「World Energy Outlook 2002」においても、将来の発電効率におけるガス火力の優位性が示されているが、その熱効率の差を広げないためにも CCT の開発・普及は不可欠なものである。

図 2-11 世界の平均発電効率の見通し



出所： OECD/IEA 「World Energy Outlook 2002」

このような競争的開発状況において CCT だけに過大な二酸化炭素削減対策を委ねることに限界があり、CCT と競争力のある石炭価格を組み合わせることで二酸化炭素削減対策を進めることが重要である。石炭価格との組合せである以上、CCT 自身にもコスト競争力が求められるだろう。CCT の商業化においては、CCT が排出量取引を始めとする京都メカニズムと経済性の面で競争するケースも多数でてくると思われる。そのような意味では CCT コストのベンチマークは排出量取引の価格相場となる可能性がある。つまり、排出量取引価格よりも高い CCT 技術は商業化が難しいケースもでてくるだろう。

2-4 ガスシフト (石炭 → ガス) のリスク

LNG の主成分はメタンガス (CH₄) であることから、燃焼後は二酸化炭素を排出することになる。石炭からガスへの転換により二酸化炭素を減らすことは可能であるが、そのリスクについても検討しておく必要がある。第一に世界のエネルギー需要の増加により、ガスシフトしても世界の二酸化炭素排出量の増加はくい止めることができないことである。図 2-12 は米国エネルギー省 (EIA) のエネルギー需要見通しをもとにガスシフトの効果を見たものである。2005 年以降の石炭需要をすべてガスに置き換えてみると、2000 年には 64 億 t-C 発生していた二酸化炭素は 2005 年には 59 億 t-C まで減少するが、2010 年には 65 億 t-C と 2000 年を上回ってしまうのである。2010 年以降は、ガスシフト以前と同様なペースで二酸化炭素排出量は増えていく。すなわち、ガスシフトは総二酸化炭素排出量における 8 年程度の遅延効果しかない。

ガスの可採年数 (R/P 比) は図 2-13 の左部に示すように 61 年であるが、全化石燃料の供給熱量をガスのみで供給したとすると、可採年数は同図の右部に示すように 17 年 (R/TFEP 比、TFEP : Total Fossil Energy Production) となってしまう。ガスシフトを進めると貴重なガス資源の消費を加速してしまうことになり、子孫にガス資源の減耗という負担を残すという問題も無視できない。

ガスシフトを進めることによってガスの需給が当然タイトになり、価格の高騰を招き、ガス安定供給に大きな影響を与えることも懸念される。

図 2-12 ガスシフトによる二酸化炭素削減効果

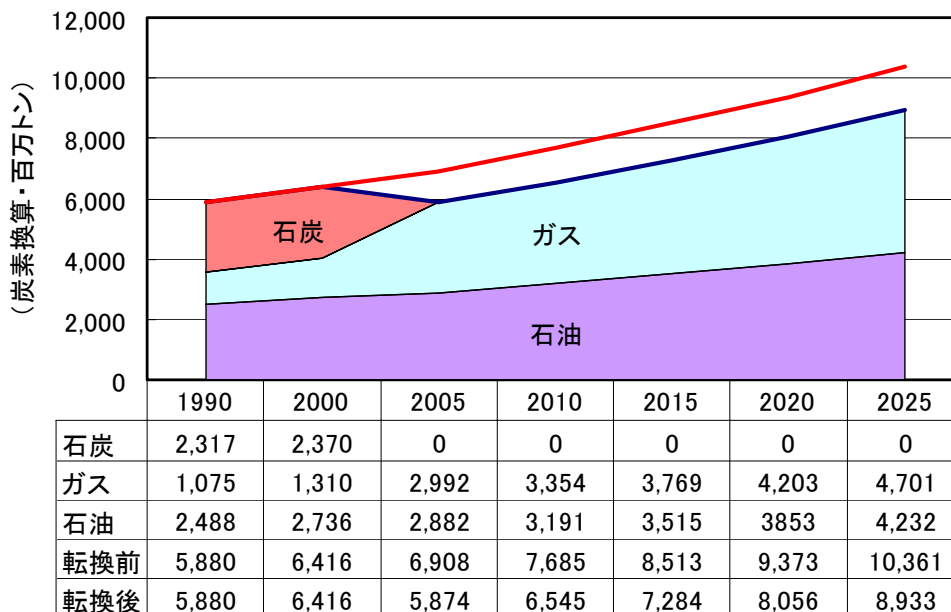
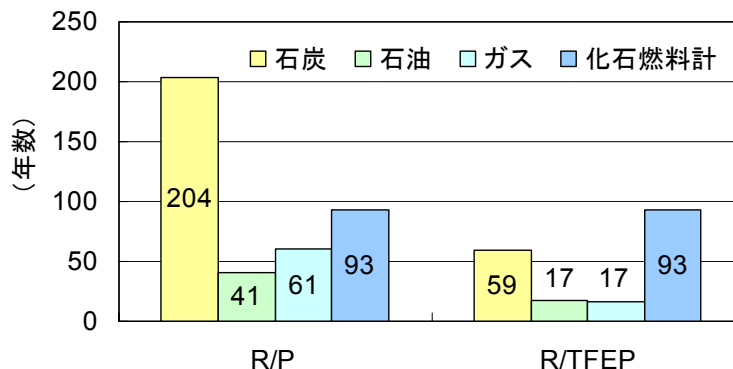


図 2-13 可採年数 (R/P と R/TFEP)



出所 : BP Downloads Library 「BP Statistics Review of World Energy 2003」 2003 年 6 月より作成

2-5 ガスシフトの経済性

一般電気事業の2002年度実績においては石炭火力による発電量は2,093億kWh、またその稼働率（設備利用率）は71%であった。同じくLNG火力では2,517億kWh、48%であった。表2-1はLNG火力の稼働率を70%、発電量を3,636億kWhまで増加させ、合計発電量が2002年度実績と等しくなるように、石炭火力の稼働率を33%、発電量を974億kWhまで減少させた場合を想定し、燃料消費量、二酸化炭素排出量、変動費コストを求めたものである。二酸化炭素排出量は7,728万t-Cから6,354万t-Cへと1,374万t-C減らすことが可能となるが、その一方で3,501億円のコスト上昇（25,500 ¥/t-C）という結果となった。計算に使用した変動費は燃料価格、石油税、用役等からなり、2002年度実績を基に計算すると、石炭火力2.73 ¥/kWh、LNG火力5.86 ¥/kWhとなった。

逆にLNGから石炭へシフトした場合どうだろうか。石炭火力の稼働率を80%に上げ（この場合LNG火力の稼働率は43%まで下がる）、炭素固定化技術により二酸化炭素の排出を抑制した場合の試算結果を表2-2に示す。ガスシフトの場合、変動費の合計は23,965億円まで上昇したが、石炭シフトの場合は19,607億円と4,358億円も安くなる。しかし、二酸化炭素排出量がガスシフトケースに比べ1,710万t-Cも増えることから、二酸化炭素を分離固定する必要があるが、そのコストは3,225億円となった（分離固定単価は18,850 ¥/t-Cを使用した）。この二酸化炭素分離固定費を加えても石炭シフトのメリットはガスシフトケースに比べ1,133億円（= 4,358億円 - 3,225億円）安いことになる。

表2-1 火力におけるガスシフト試算

2002年度実績	発電量 (億kWh)	発電設備 (万kW)	稼働率 (%)	燃料消費量 (千トン)	CO ₂ 排出量 (千トン-C)	変動費計 (億円)
石炭火力	2,093	3,377	71	67,759	49,120	5,714
LNG火力	2,517	5,929	48	37,914	28,158	14,750
計	4,610	9,306			77,278	20,464
ガスシフト(石炭 → LNG)						
石炭火力	974	3,377	33	31,543	22,866	2,660
LNG火力	3,636	5,929	70	54,765	40,673	21,305
計	4,610	9,306			63,539	23,965
差					-13,739	3,501

表2-2 火力における石炭シフト試算

	発電量 (億kWh)	発電設備 (万kW)	稼働率 (%)	燃料消費量 (千トン)	CO ₂ 排出量 (千トン-C)	変動費計 (億円)
ガスシフト(石炭 → LNG)						
石炭火力	974	3,377	33	31,543	22,866	2,660
LNG火力	3,636	5,929	70	54,765	40,673	21,305
計①	4,610	9,306			63,539	23,965
石炭シフト(LNG → 石炭)						
石炭火力	2,367	3,377	80	76,617	55,541	6,461
LNG火力	2,243	5,929	43	33,793	25,097	13,146
計②	4,610	9,306			80,638	19,607
CO ₂ 分離固定③					-17,099	3,225
計(②+③)					63,539	22,832
差(①-(②+③))					0	1,133

2-6 京都メカニズム（排出量取引、共同実施、CDM）

京都メカニズムは二酸化炭素削減の有力なツールであり、一部では既に実施されている。京都メカニズムの対象例として表2-3に日本政府により承認されたCDMとJIプロジェクトを示すが、そのクレジット合計量は183万t-C/年に達している。

表 2-3 日本の CDM/JI 承認プロジェクト

	承認年月日	CDM JI	申請者 実施国	プロジェクト名	クレジット量 (t-CO ₂ /年)	投資額 (億円)
1	H14.12.12	JI	NEDO カザフスタン	熱電併給所省エネルギーモデル事業	62,000	25
2	H14.12.12	CDM	豊田通商株式会社 ブラジル	V&M Tubes do Brazil 燃料転換プロジェクト	1,130,000	50
3	H15.5.22	CDM	電源開発株式会社 タイ	タイ国ヤラにおけるゴム木廃材発電計画	60,000	45
4	H15.7.15	CDM	イネオス ケミカル株式会社 韓国	韓国ウルサン市におけるHFC類の破壊事業	1,400,000	3~5
5	H15.7.29	CDM	関西電力株式会社 ブータン	e7 ブータン小規模水力発電CDMプロジェクト (e7基金を代表して申請)	500	3
6	H15.12.3	CDM	日本ベトナム石油株式会社 ベトナム	ラドン油田随伴ガス回収・有効利用 プロジェクト	680,000	
7	H16.5.19	CDM	住友商事株式会社 インド	インド・グジャラット州在GFL社HCFC22製造プラ ントにおけるHFC23熱破壊による温室効果ガス 削減プロジェクト	3,380,000	3
	合計				6,712,500 (1.83百万t-C/年)	

出所： METI ホームページ、プレス発表

また、表 2-4 には日本企業も多数参加している世界銀行の炭素基金プロジェクトを示すが、現状では 12.98 US\$/t-C と比較的 low price で二酸化炭素の排出量の取得ができることが分かる。

表 2-4 世界銀行炭素基金

世界銀行炭素基金

	削減CO ₂ 量(t)	金額(\$)	US\$/t-CO ₂	US\$/t-C
契約済み(13件)	12,690,718	47,530,000	3.75	13.73
計画中(10件)	21,830,710	74,650,000	3.42	12.54
合計	34,521,428	122,180,000	3.54	12.98

出所： 世界銀行ホームページ

日本炭素基金構想

	削減CO ₂ 量(t)	金額(円)	円/t-CO ₂	US\$/t-C
アジア地域	17,000,000	10,000,000,000	588	19.61

(換算レート: 110.00 US\$/円)

出所： 日本経済新聞 (2004年1月9日)

表 2-5 は、米国、欧州、日本の二酸化炭素削減限界コストおよび排出量取引価格について各機関が試算を行っているが、これによると京都議定書、附属書 B 締約国内で排出量取引を行うと二酸化炭素排出量取引価格は 6~

36 US\$/t-CO₂、また発展途上国も加えた世界全体で排出量取引を行うと同コストは 4~24 US\$/t-CO₂ と非常に安くなることを示唆している。

表 2-5 排出量取引の価格削減効果

(単位 : US\$/t-CO₂)

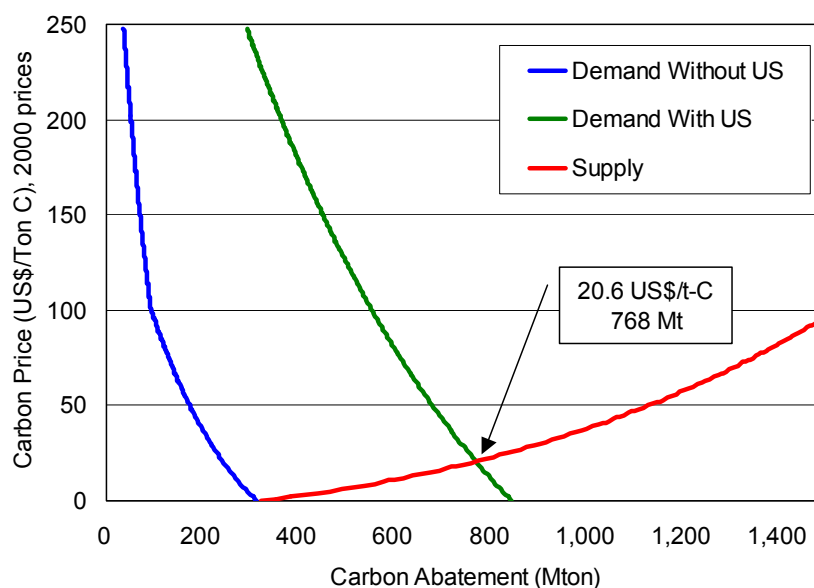
Model	No trading US	No trading Europe	No trading Japan	Annex B Trading	Global Trading
SGM	48			22	8
MERGE	81			34	24
G-Cubed	19	49	74	11	4
POLES	24	38 – 41	71	33	10
GTEM	111	228	222	36	
WorldScan	11	23	26	6	
GREEN	44	58	23	20	7
AIM	49	63	75	19	13
<i>Average</i>	48	77	82	24	8

出所 : OECD/IEA 「International Emission Trading - From Concept to Realty」

2010 年の二酸化炭素排出量取引バランスを grütter の CERT モデルの一例で示すと、図 2-14 となる。同図によれば 2010 年における世界の排出量の供給と需要は 7 億 6,800 万 t-C でバランスすることになり、そのときの価格は 20.6 US\$/t-C となる。また米国が不参加のばあいは需要が大幅に低下し、値が限りなくゼロに近い結果となっている。

京都メカニズムを利用すると二酸化炭素削減コストを低下できる可能性について述べてきたが、同メカニズムは実施対象をグローバルに捉え、最も効率的に二酸化炭素の削減できる場所あるいはプロジェクトを選択できる場所に最大のメリットがあると思われる。

図 2-14 二酸化炭素排出量取引バランス (2010 年)



出所 : grütter, CERT Model

2-7 燃料価格と京都メカニズム（二酸化炭素削減）

京都メカニズムを利用すると二酸化炭素削減コストを大幅に低下できることは述べてきた通りであるが、石炭を**価格+京都メカニズム（二酸化炭素削減）**で競争力あるものにするのが今後の石炭利用にとって重要と思われる。図 2-15 は石炭、石油、LNG の各燃料価格（2002 年度実績）に京都メカニズムによる二酸化炭素削減コストを 20 US\$/t-C と想定した場合の合計コストを比較したものであるが、石炭の競争力はかなり高いといえる。

図 2-16 は新設の石炭および LNG の火力発電単価（2004 年 1 月電事連）に二酸化炭素削減コストを含めた場合の合計単価を示している。二酸化炭素削減コストを 0 から 100 US\$/t-C まで変化させると、両火力のコストが等しくなる二酸化炭素削減コストは 38 US\$/t-C で、それ以下では石炭火力の単価が低くなった。また、石炭火力と LNG 火力を同時に 80%の稼働率で運転することは非現実的であるので、LNG の稼働率を 60%まで下げると 83 US\$/t-C まで石炭火力の単価が低くなる。

図 2-15 燃料価格と京都メカニズム

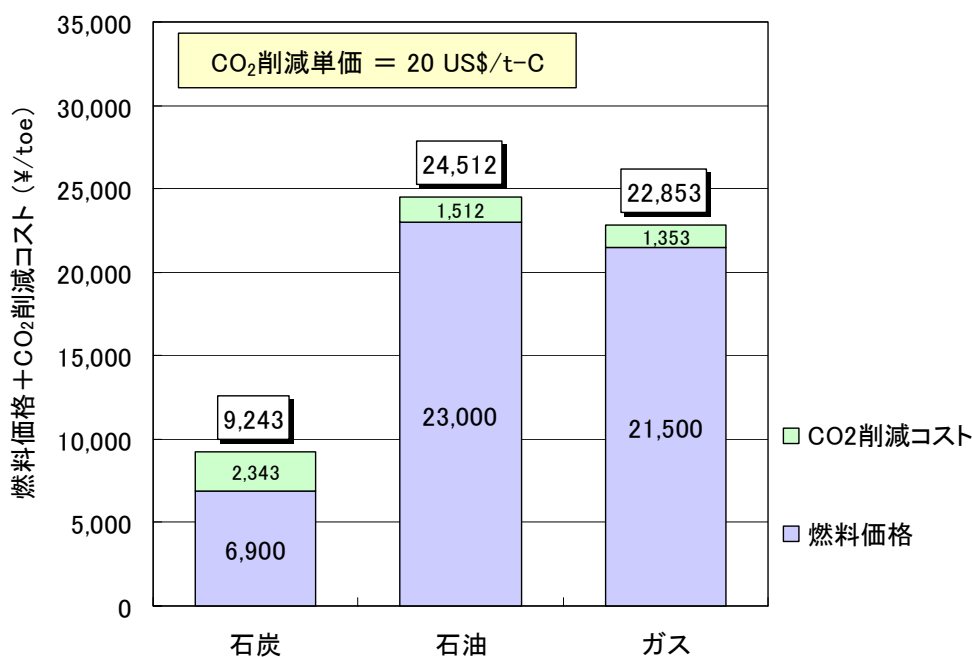
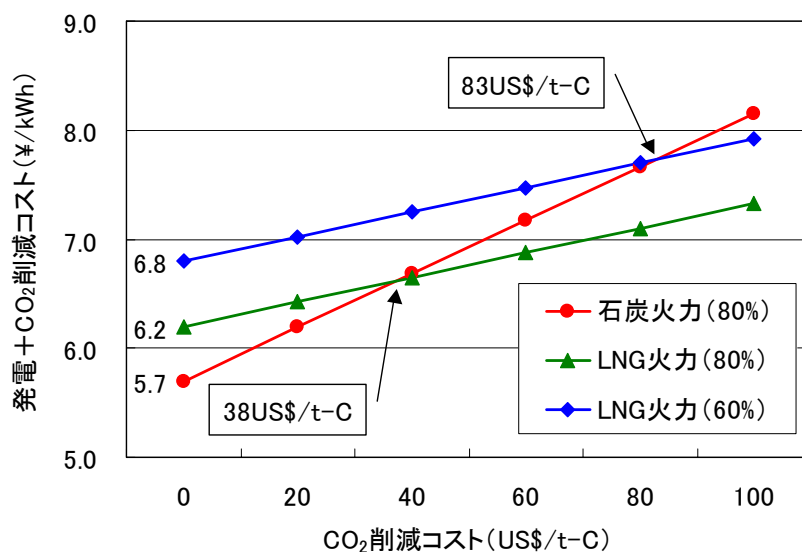


図 2-16 二酸化炭素削減コストを含めた発電単価



排出量価格を 20 US\$/t-C とした場合、先に述べたガスシフトによる二酸化炭素削減量である 1,373.9 万 t-C を購入するには、以下に示すように毎年 302 億 2,600 万円の費用が発生することになる。

$$13.739 \text{ (百万 t-C)} \times 20 \text{ (US$/t-C)} \times 110 \text{ (¥/US\$)} = \underline{\underline{30,226 \text{ (百万円/年)}}$$

2003 年 10 月より石炭に対する石油税の徴税が始まっているが、その税率は表 2-6 に示すように段階的に上がっていく。石炭消費量を 2002 年度レベルとし、一般電気事業用の税額を求めた結果が表 2-6 である。2005 年 4 月以降ではその額は 312 億円となり、上記の排出量購入価格とほぼ同じ額となる。さらに 2007 年 4 月以降では 474 億円と税額が増えていく。

表 2-6 石油税額（一般電気事業）

	2002年度 消費実績	石油税額(百万円/年)		
		2003年10月～	2005年4月～	2007年4月～
原油	6,579 千kl.	13,421	13,421	13,421
LNG	37,914 千トン	31,848	36,397	40,947
LPG	410 千トン	328	385	443
石炭	67,759 千トン	15,585 (230¥/t)	31,169 (460¥/t)	47,431 (700¥/t)
合計		61,182	81,372	102,242

注記： 2002 年度消費実績に基づく、各燃料の石油税の試算。石炭の欄のカッコ内は、石炭税率を示す。

2-8 京都議定書の二面性

京都議定書は日本にとって達成が**非現実的な数値目標**、そして京都メカニズムという二酸化炭素を減少させるための**現実的な手法**という対照的な二面性を持つ。数値目標は理念先行型のトップダウンアプローチであり、乾いたタオルをひたすら絞ろうとしていることに等しいが、それがグローバルな二酸化炭素削減あるいは、日本の国益にどの程度貢献するのか疑問の残るところである。

京都メカニズムは国、場所に拘ることなく実現可能なものからステップ・バイ・ステップで進めるボトムアップアプローチであり、数値目標が乾いたタオルならば京都メカニズムはたつぷりと濡れたタオルであろう。

2-9 石炭の将来像と課題

石炭を従来通り使用することは、二酸化炭素の排出が増えることから難しくなるであろう。したがって、今後は二酸化炭素排出量を減らしながら石炭を利用することになる。それはすでに述べてきたように、**価格競争力 + 競争力ある CCT + 京都メカニズム (3点セット)** による石炭利用を意味する。そのためには従来に増して官民協力のもとに以下の課題に力強く取り組むことが重要であろう。

- ① 石炭安定供給の強化
- ② 競争力ある CCT 研究・開発・普及
- ③ 京都メカニズム実施実現へ向けて日本もインサイダーとなってグローバルな対応

3. 本研究のまとめ

- ① 石炭利用の原点は、価格競争力にあることは歴史が示すとおりである。
- ② 現在の高価格は、中国特需を含めた需要の増大、為替による輸出余力の低下を反映している。豪州一般炭の需給均衡価格は 40～50 A\$/トン（豪州ドルの対米ドル為替レートを 0.7 US\$/A\$ とすると 28～35 US\$/トン）の水準であり、需要の拡大に見合った供給力の拡大には 3 年程度の時間が必要となる。
- ③ 石炭需要はアジアを中心に今後も旺盛であり、豪州炭の供給力増大に期待することが可能であるものの中国、インドネシアには、供給力強化のための課題が存在する。
- ④ 今後のエネルギー市場は価格競争力、安定供給、環境対策を含めた燃料選択をとるが、石炭利用は「価格競争力」＋「競争力ある CCT」＋「京都メカニズム」による 3 点セットで進む。
- ⑤ 3 点セットの成果により、石炭シフトも燃料選択肢の一つとなろう。

お問い合わせ ieej-info@tky.ieej.or.jp