



# 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

Life Cycle Inventory Analysis of Fossil Energies in Japan

総合研究部 環境グループ 専門研究員 尹 性二

Sung Yee YOON, Economist, Environment Group

総合研究部 電力グループ 研究員 山田 竜也

Tatsuya YAMADA, Economist, Electricity Group

## Summary

Given growing concerns over global warming problems in recent years, a matter of great importance has been to grasp GHG emissions from fossil energy use as accurately as possible by figuring out how much GHGs result from a life cycle (production, transportation and consumption) of various fossil energies.

The objective of this study is to make a life cycle inventory (LCI) analysis of major fossil energies (coal, oil, LNG, LPG) consumed in Japan pursuant to ISO 14040.

On these fossil energies imported to Japan in 1997, LCI analysis results of GHG emissions (specifically carbon dioxide and methane) put CO<sub>2</sub> intensity during their combustion stage (gross heat value basis) at 100 : 121 : 138 : 179 among LNG : LPG : oil : coal. But, in life cycle terms, the ratios turned to be 100 : 110 : 120 : 154.

The world average (gross heat value basis) gained from IPCC data, among others, puts the ratios among LNG : LPG : oil : coal at 100 : 105 : 110 : 151. In comparison, our study that focused on Japan found their corresponding figures at 100 : 110 : 120 : 154.

COP3 set forth country-by-country targets. Yet, global warming, that is a worldwide problem, also requires a more comprehensive assessment based on a life cycle analysis (LCA). The estimation results of our study can be of some help in shaping some criteria when considering energy and environmental policies from a global viewpoint. In addition, our study results suggest the importance of the best energy mix that is endorsed by LCI analysis results, if global warming abatement efforts should successfully be in advance.

As specific institutional designs of Kyoto Mechanism are currently under examination, the introduction of LCI method deserves to be considered in discussing the baseline issue of joint implementation and clean development mechanism.

In the days ahead, by gathering and analyzing detailed-ever data, and through fossil-energy LCA by use, we had better consider supply and demand of the right energies in the right uses.

(Full report will appear in the January 2000 issue of "Energy in Japan".)

## はじめに

現在，地球変動枠組み条約をめぐって，さまざまな対策が行われようとしているが，その際に，エネルギー自体についての正確な理解が必要である。

COP3での合意により，先進国は温室効果ガスの排出削減目標を国ごとに達成しなければならなくなったため，わが国も化石エネルギーの利用にともない国内で発生する温室効果ガスの排出削減のために最大限の取り組みを進めつつある。しかしながら，地球温暖化問題は本来的にはグローバルな問題であることから，わが国に輸入された化石エネルギーについても，その生産，輸送，消費に至るライフサイクルでの温室効果ガスの排出量を出来るだけ正確に把握することも重要な課題である。

特に，地球温暖化問題と関連して産業用，民生用などで環境負荷原単位を計算する際には，各化石エネルギー自体の排出原単位が重要なポイントとなる。

そこで本研究では，これまでの研究を踏まえ，国際標準化機構（ISO）が定めているISO14040の考え方に沿って，日本に輸入された化石エネルギー（石炭，石油，LPG，LNG）に関するライフサイクルインベントリー分析を行った。今回の調査範囲は，採掘，液化，海外輸送，精製，国内輸送，燃焼および設備建設を基本とし，LCAの概念のもとでデータの整備を行うとともに，これまでに発表されたデータ以外の新しいデータの収集にも努めた。

## 1. インベントリー分析について

### 1-1 ライフサイクルインベントリー分析

各種工業製品の製造に必要な原材料の採掘から廃棄に至るライフサイクルでの排出物を算定し，環境への影響を評価する手法が「ライフサイクルアセスメント（LCA）」として内外で検討されている。LCAでは従来の経済性，利便性などの観点からではなく，地球環境に与える負荷の程度により製品の評価を行うことを目的とし，その製品に関わる資源の採

表 1-1 LCA の構成段階

段 階	内 容
目的及び調査範囲の設定	LCAを実施する目的及び調査範囲を明確にする段階である。
ライフサイクルインベントリー分析	LCAの対象となる製品やサービスに関して，投入された資源やエネルギー（インプット）と生産あるいは排出される製品・排出物（アウトプット）のデータを収集し，環境負荷項目に関する出入力明細表を作成する段階である。
ライフサイクル影響評価	得られたデータをもとに各環境負荷項目に対するインベントリー結果を各環境影響カテゴリーに分類し，環境影響の大きさと重要度を分析評価する。
ライフサイクル解釈	設定された目的及び調査範囲と整合性をもって，及びの結果を評価，解釈する段階である。
報告	～ の手順により得られた結果を報告書として報告対象者に示す段階である。
クリティカルレビュー	採用された方法やデータが目的に対して適切であり，合理的であることを確認する段階である。

（出所）環境白書（総説）（平成10年版）：環境庁

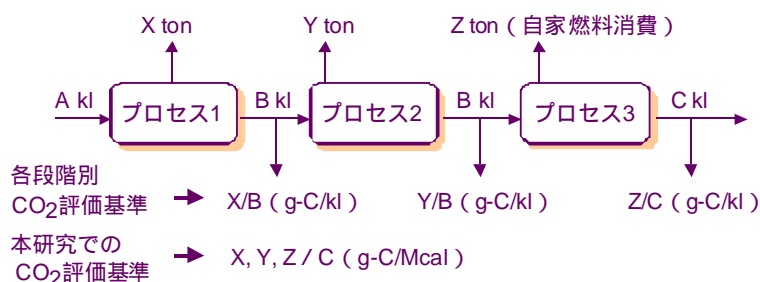
取から製造，使用，廃棄，輸送などすべての段階を通して，投入資源あるいは排出環境負荷及びそれらによる地球や生態系への環境負荷を定量的，客観的に評価する手法である。

LCAの手法はまだ確立には至っていないが，ISO14040（ライフサイクルアセスメント - 原則及び枠組み）において，6つの段階から構成されることが明示されている（表1-1）。今回の研究は，LCAの対象である化石エネルギーに関しての「ライフサイクルインベントリ分析」を中心に行ったものである。

## 1-2 評価基準

エネルギーフローの各プロセスにおける環境負荷の評価は，最終消費段階を基準にして温暖化ガス（ $\text{CO}_2$ ， $\text{CH}_4$ ）の単位あたり排出量（ $\text{g-C/Mcal}$ ）を推計する（図1-1）。つまり，ある段階で生じている自家消費などによる目減り分を評価する。本研究ではこれを $\text{LCCO}_2$ と名付ける。

図1-1 プロセスのインベントリ



## 1-3 発熱量

わが国の総合エネルギー統計は，エネルギーを原単位から熱量単位に変換する計算で総発熱量のカロリーを使用している。一方，IEA（国際エネルギー機関）は，世界全体のエネルギー統計を整備するにあたって，真発熱量のカロリーをベースにしている。

総発熱量とは燃焼したときに排気中に生成する水の蒸気潜熱を含めた発熱量であり，真発熱量とはこの蒸気潜熱を含まない発熱量のことである。潜熱は全水分と燃料中の水素が酸素と化合して生ずる水の両者が，ボイラーなどでの燃焼工程で昇温・蒸発の過程を経て気化に費される熱量である。

本研究では，どちらの発熱量を用いて評価すべきかを一意的に決めることはせず，総発熱量ベースで得られた計算結果を真発熱量ベースに換算することで両論を併記することとした。なお，総発熱量から真発熱量への換算係数については，石炭0.96，石油0.93，LNG0.90，LPG0.92とした。

## 1-4 商用電力のCO<sub>2</sub>排出原単位

各種工業製品製造時の商用電力の「消費」ともなうCO<sub>2</sub>排出原単位を評価するのであれば，「発電端ベース」ではなく「需要端ベース」で評価するほうが適切であろう。しか

表 1-2 商用電力の CO<sub>2</sub> 排出原単位

(単位：億 kWh,g-C/kWh)

	発電端		所内率	送電端
	発電電力量	排出原単位		排出原単位
全電源平均	8,950	89	3.8%	93
全火力平均	4,814	165	4.9%	173.5

(出所) 電気事業連合会資料より日本エネルギー経済研究所にて算定

し、本研究での評価対象が製油所や LNG 基地などの大口需要家（おそらく特別高圧需要家）であることを考えた場合、家庭用などの低圧分口スを多く含んでいる「需要端ベース」で評価することは口スを過大に見ることになり、排出原単位を大きくみてしまうことになる。

今回は、対象となる需要家のほとんどが特別高圧需要家であることを踏まえ、低圧部門でのロス分の影響が大きい「需要端ベース」を使用することのリスクを考慮し、発電所の所内消費電力量のみを考慮した「送電端ベース」で評価を行った。また、「全電源平均ベース」に加え、「火力電源平均ベース」の排出原単位についても算定を行った。

それぞれの排出原単位については、電気事業連合会が公表している1997年度実績の商用電力のCO<sub>2</sub>排出原単位89g-C/kWh（全電源平均ベース、発電端）をもとに、電力需給統計から算定を行った（表 1-2）。

## 1-5 メタン排出係数の評価方法

メタンはCO<sub>2</sub>よりも強力な温室効果を有する温室効果ガスであり、その温室効果の大きさは、地球温暖化ポテンシャル(GWP)と呼ばれる指標で評価される。この指標は、CO<sub>2</sub>1kgが大気中に注入された場合の温室効果と相対的に比較して、各温室効果ガス1kgが大気中に注入された場合の温室効果の大きさを示している。地球温暖化ポテンシャルは、温室効果ガスの大気中の寿命に関連する指標なので、温室効果を考える積算年数に依存してその強さが異なってくる。一般に、地球温暖化問題は50年、100年といった超長期のタイムスパンの中で考えている。メタンの場合、効果の積算年数を100年としてCO<sub>2</sub>に対する21倍という大きさを評価を行った。

## 2. 石炭

### 2-1 評価の概要

石炭の調査範囲は、生産、現地陸上輸送、海上輸送、ハンドリングの各段階と燃焼時とした。データの収集は既存の文献、最新の事例研究、統計資料の調査を中心に行ったが、海上輸送に関するデータについては、船舶会社や鉄鋼会社からの実績データに基づき今回新たに算定を行った。輸入国すべてのデータが入手できない場合については、採炭方法お

よび輸入量構成から輸入炭全体の環境負荷を推計した。

## 2-2 石炭の需給

1997年度のがわ国の石炭総販売量は、1億3,728万トンであり、このうちの約96%を輸入炭に依存している。輸入先をみると、輸入量の多い順にオーストラリア、カナダ、中国、インドネシア、アメリカと続くが、オーストラリアからの輸入量が全体の5割を超え、大きなウェイトを占めている(表2-1)。今回は、輸入量の構成比で加重平均することにより、輸入炭全体の環境負荷の計算を行った。

表2-1 石炭の国別輸入量(1997年度)

	石炭合計 (無煙炭を含む)	一般炭	原料炭
オーストラリア	71,947 (54.3)	38,296 (61.3)	33,650 (51.1)
カナダ	18,080 (13.7)	2,010 (3.2)	16,070 (24.4)
中国	11,981 (9.0)	6,607 (10.6)	2,984 (4.5)
インドネシア	11,574 (8.7)	8,418 (13.5)	3,156 (4.8)
アメリカ	7,417 (5.6)	2,526 (4.0)	4,890 (7.4)
南アフリカ	4,659 (3.5)	2,685 (4.3)	1,973 (3.0)
ロシア	4,310 (3.3)	1,836 (2.9)	2,474 (3.8)
ベトナム	1,316 (1.0)		(0.0)
コロンビア	415 (0.3)		415 (0.6)
ニュージーランド	364 (0.3)	61 (0.1)	303 (0.5)
北朝鮮	356 (0.3)		(0.0)
合計	132,419 (100.0)	62,439 (100.0)	65,915 (100.0)

(注) ( )内は構成比

(出所) 通産省「エネルギー生産・需給統計」

## 2-3 石炭の生産による環境負荷

石炭の炭層は地表または地下に層状を成しており、その採掘方法には露天掘りと坑内掘りがある。露天掘りは地下浅所に分布する石炭を対象にしており、坑内掘りは地下深部に分布する石炭を対象としている。採掘された石炭は大型トラックまたはベルトコンベヤなどで選炭場に運搬され、ここで石炭の粒度および品質を調整し、均質な製品炭として、一旦ストックヤードに貯炭される。この段階での電力および燃料消費による環境負荷について

表2-2 生産段階における環境負荷原単位の報告例

	炭鉱名	場 所	採炭 方法	排出係数 (g-C/Mcal)
報告例(1)	Hunter Valley	豪州(N.S.W)	露天	0.83
	Macquarie	豪州(N.S.W)	坑内	0.68
報告例(2)	非公開	豪州(N.S.W)	露天	0.86
			坑内	0.64

(出所)(1) R M GORDON & K M SULLIVAN, "COAL FOR DEVELOPMENT" Coal & Allied Industries Ltd, Australia (London, The Second World Coal Institute Conference 1993)

(2) 本藤祐樹, 内山洋司他「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」(財)電力中央研究所,(エネルギー資源学会投稿論文, 1999年)

ては、オーストラリアの報告書である「COAL FOR DEVELOPMENT」(表2-2報告例(1))と「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」(表2-2報告例(2))の報告値の平均値を利用した。ともに豪州炭を対象としたデータであるため、まず採炭方法の構成比(表2-3)を考慮したCO<sub>2</sub>排出係数を求めた後、輸入量で加重平均を行うことによって輸入炭全体の生産段階における環境負荷原単位を算定した。

表2-3 産炭国の採炭方法の構成比

(単位:%)

	露天掘り	坑内掘り
オーストラリア	67.5	32.5
カナダ	100.0	0.0
中国	8.2	91.8
インドネシア	100.0	0.0
アメリカ	58.8	41.2
南アフリカ	39.8	60.2
ロシア	48.7	51.3
コロンビア	100.0	0.0
その他輸入炭	29.6	70.4

(出所) 本藤祐樹,内山洋司他「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」(財)電力中央研究所(エネルギー資源学会投稿論文,1999年)

## 2-4 石炭の輸送による環境負荷

### 2-4-1 現地陸上輸送によるCO<sub>2</sub>排出係数の算定

産炭地域から積出港までの輸出向け石炭の輸送は、鉄道や道路やベルトコンベアなどの手段があるが、今回はすべて鉄道により行われるものとした。輸送機関はディーゼル機関車とし、消費燃料は軽油とした。燃料消費原単位は、「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」で報告されている値を利用した(表2-4)。このデータは「運輸関係エネルギー要覧」に記載されているJR貨物の値を利用したものである。炭鉱から積出港までの鉄道による平均輸送距離については、「化石燃料の国内消費にともない海外で誘発される環境影響物質」で報告されている国別の値を利用した(表2-5)。

### 2-4-2 海上輸送による環境負荷原単位の算定

石炭の海上輸送に用いられる船舶の規模は、輸送量、港の接岸能力、航路などにより選定され、ケーブ級(11~15万トン)、パナマックス級(5~7万トン)、ハンディーサイズ(2~3万トン)に大きく分類される。日本向けの石炭輸送船舶の平均船型は、原料炭では約10万重量トンであり、その多くが大型船によって輸送されている。一方、一般炭輸送の平均船型は約5万重量トンであり、その多くがハンディー級、パナマックス級の船舶で輸送

表2-4 輸送手段別の燃料消費原単位

	利用機関	C重油 (l/t・km)	A重油 (l/t・km)	軽油 (l/t・km)
現地陸上(鉄道)	ディーゼル機関車	-	-	0.0126
外航輸送	ケーブ級船舶	0.000615	-	-
外航輸送	パナマックス級船舶	0.000935 (0.231667)	0.000030 (0.231667)	-

(注) ( )内は碇泊時で、単位はl/t

(出所) 本藤祐樹,内山洋司他「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」(財)電力中央研究所,(エネルギー資源学会投稿論文,1999年)など

されている。そこで海上輸送時における環境負荷原単位の算定にあたっては、主に原料炭を輸送しているケープ級船舶と、主に一般炭を輸送しているパナマックス級船舶に分けて計算を行った。

なお、各国の積出港からわが国の揚地港までの平均航海距離については、現地陸上輸送の場合と同様に「化石燃料の国内消費にともない海外で誘発される環境影響物質」で報告されている国別の値を利用した（表2-5）。

#### (1) ケープ級（11～15万トン）船舶による輸送

原料炭の輸送は、大型船により製鉄所の岸壁に直航接岸して揚荷することが可能な場合が多いことから、ケープ級船舶を往復使用するものと仮定した。消費される燃料はC重油とし、燃料消費原単位は鉄鋼連盟への聞き取り調査データに基づき算定した（表2-4）。

#### (2) パナマックス級（5～7万トン）船舶による輸送

一般炭の主要な需要家である石炭火力発電所などの港湾には大型船の入港が不可能であることから、輸送にはパナマックス級（6万トン）の専用船を往復使用するものと仮定した。一般炭は電力向けが中心であり、その多くがパナマックス級以下の受け入れとなっている。

燃料消費原単位は主要邦船会社からのデータにより算定した。航海時および碇泊時のC重油、A重油別の1日あたりの燃料消費量と航海日数、航海距離、および載貨重量から燃料消費原単位（kg/t・km）を算定した。ただし、碇泊時の原単位は航海距離に影響されないことからkg/tで算定した（表2-4）。

#### 2-4-3 二次輸送による環境負荷原単位について

大型外航船の受入港は限られ、全国的に石炭需要家が散在していることから、輸入炭受入港から全国の電力、セメント、紙パルプ工場などへ輸入炭の二次輸送が行われている。消費者までのライフサイクルでの環境負荷を考える場合、この二次輸送についても考慮する必要があるが、残念ながら今回はデータの不足から算定に含めることができなかった。

#### 2-4-4 ハンドリングにおける環境負荷原単位の算定

石炭は、バルク（ばら積貨物）として運搬することが一般的であるために、輸送機関を異にするたびごとに、ハンドリングにエネルギーを費やすことになる。ストックヤードでの代表的なハンドリング設備としては、ベルトコンベヤで運ばれてきた石炭をヤードへ貯えるスタッカと、ヤードに貯

表2-5 輸入炭の輸送距離

（単位：km）

	現地陸上	海上
オーストラリア	187	733
カナダ	1,132	7,970
中国	455	2,339
インドネシア	23	4,821
アメリカ	1,125	8,886
南アフリカ	534	14,344
ロシア	2,996	1,659
コロンビア	284	14,975
ニュージーランド	23	8,845

（出所）本藤祐樹、内山洋司他「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」  
（財）電力中央研究所（エネルギー資源学会投稿論文、1999年）

炭されている石炭をベルトに積出すリクレーマがある。ハンドリング作業におけるエネルギー源は、ほとんどが電力であり、エネルギー消費からみると、直接的な荷役の機械設備のほかでは、ベルトコンベヤの運転によるものが大きなウェイトを占めている。

今回は「火力発電所大気影響評価実証調査報告書」で報告されているデータを利用した。この中で報告されている苫小牧港における石炭1トン積出しあたりの電力消費量(0.95kWh/t)と、各国の電力使用時のCO<sub>2</sub>排出原単位(表2-6)から、ハンドリングにおける環境負荷原単位を算定した。なお、ハンドリングは外航船への積み揚げ時、および積み下ろし時の計2回行われるものとして計算を行った。

## 2-5 設備建設による環境負荷

### 2-5-1 採掘および現地陸上輸送に必要な設備建設による環境負荷原単位の算定

採掘及び現地陸上輸送設備の建設については「化石燃料の国内消費にともない海外で誘発される環境影響物質」の報告値を利用した。石炭の場合、オーストラリアの事業者に調査を行っており、調査対象となった鉱山の生産量、利用設備に必要な素材量および耐用年数などから、石炭1トンを生産し輸送するために必要な素材量が算定されている。

また、設備の製造および建設時には素材製造だけではなく、素材加工や部品輸送などにもともない環境影響物質が排出されるため、これらの排出量は素材製造時の排出量に排出比率を掛け合わせることで算定している。素材の排出原単位および排出比率はわが国の1990年の産業連関表を用いて求めた値であり、わが国の産業構造の基で生産された場合を前提としている。

### 2-5-2 輸送船舶建設による環境負荷原単位の算定

外航船舶の建設についても「化石燃料の国内消費にともない海外で誘発される環境影響物質」で報告されているデータを利用した。この報告の中では、「日本船舶明細書」((社)日本海運集会所(1998年))に記載されている総トン数1万トン以上の外航船舶について、船舶の自重と載貨重量とによる回帰分析を行っている。載貨重量については、原料炭のウェイトが高いカナダ、アメリカなどは11万2,000トン、その他の国については9万トンとし、船舶の素材量を求め、石炭の国別の輸入量により加重平均し排出係数を算定している。船舶の素材については、すべて鉄であるとし、耐用年数は20年として計算されている。

表2-6 国別の電力消費時のCO<sub>2</sub>排出原単位

(単位:g-CO<sub>2</sub>/kWh)

	排出原単位
オーストラリア	736
カナダ	175
中国	926
インドネシア	561
アメリカ	550
南アフリカ	647
ロシア	782
コロンビア	219
ニュージーランド	73
(参考) 日本	326

(出所) 本藤祐樹,内山洋司他「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」(財)電力中央研究所(エネルギー資源学会投稿論文,1999年)



表 2-7 生産段階におけるメタン排出係数の報告例（CO<sub>2</sub>換算）

炭鉱名	場 所	採炭方法	排出係数 (kg-CO <sub>2</sub> /GJ)
Hunter Valley	豪州(N.S.W)	露天	< 0.15
Macquarie	豪州(N.S.W)	坑内	< 0.25

(出所) R M GORDON & K M SULLIVAN, "COAL FOR DEVELOPMENT" Coal & Allied Industries Ltd, Australia ( London, The Second World Coal Institute Conference 1993 )

## 2-6 メタン排出による環境負荷

メタン排出については、豪州炭についての報告書である「COAL FOR DEVELOPMENT」の報告値を利用した。ここでは、露天掘りであるハンターバレー炭と、坑内掘りであるマククォーリー炭の値が報告されている（表 2-7）。

石炭の採掘によるメタン排出量は、採掘方法に依存する。露天掘り石炭鉱山の場合、炭層は坑内掘りの場合に比べ浅所に位置する場合が多く、採掘以前にメタンが大気中に放散し、炭層に包蔵されるメタンは坑内掘りに比較して少ないと考えられるからである。このことから輸入炭全体の排出係数については、国ごとの採炭方法の構成比を反映させ計算した。

## 2-7 ライフサイクルインベントリー分析結果

今回得られたデータを表 2-8 にまとめた。結果を見ると、メタンの環境負荷が大きいこと、そして輸送段階、特に海上輸送の環境負荷が大きいことがわかった。原料炭と一般炭との比較すると、結果の違いは主に発熱量の違いによるもののほか、原料炭が大型船により効率良く大量輸送されていることから輸送段階での環境負荷が一般炭に比べて低いことがわかった。

表 2-8 石炭のライフサイクルインベントリー分析結果

(単位：g-C/Mcal)

	総発熱量ベース			真発熱量ベース			
	一般炭	原料炭	平均	一般炭	原料炭	平均	
生産	0.78	0.79	0.79	0.81	0.82	0.82	
輸 送	現地陸上	0.53	0.72	0.63	0.55	0.75	0.66
	外航	1.75	0.96	1.32	1.83	1.00	1.37
	小計	2.28	1.68	1.95	2.38	1.75	2.03
ハンドリング	0.06	0.04	0.05	0.06	0.04	0.05	
設備建設	0.15	0.12	0.13	0.16	0.13	0.14	
メタン	4.39	4.39	4.39	4.57	4.57	4.57	
計	7.66	7.02	7.31	7.98	7.31	7.61	
燃料種別排出係数	103.44	99.00	101.07	107.75	103.13	105.28	
合計	111.10	106.02	108.38	115.73	110.44	112.90	
発熱量(kcal/kg)	6,200	7,600	6,880	5,952	7,296	6,605	

(出所) 今回の研究結果より、日本エネルギー経済研究所にて作成

### 3. 石油

生産段階から消費までの評価対象原油についてはわが国へ輸入している精製用と非精製用原油をその対象とし、各段階ごとの環境負荷原単位を算定する。対象になる平成9年度の地域別原油輸入量は、「エネルギー生産・需給統計年報，通商産業省，平成9年」，「平成9年輸入実績平均値（石油輸入調査表）」による。

#### 3-1 原油生産に直接必要なエネルギー消費と環境負荷

原油の生産では基本的に原油随伴ガスをその生産設備の稼動に必要なエネルギー源として使用している。随伴ガスをエネルギー源とするものは、大きく二つに分けられる。

まず、原油生産に直接必要な設備である。これは、ガスリフトあるいはガス圧入のための高圧圧縮機駆動用ガスタービン、水圧入のための高圧ポンプ駆動用ガスタービン、原油脱塩装置用加熱炉であり、次が、ユーティリティ設備である。これは、発電機駆動用ガスタービン、ガスエンジン、タンク加熱用などの汎用ボイラーなどが考えられる。

原油随伴ガスはこれらの自家消費の他に、外部販売（LNG，LPG及びパイプライン供給ガス）と再圧入ガスがある。発生量からこれら利用量を差し引いた残りが余剰ガスとしてフレアスタックで焼却される。本研究では、自家消費ガスについて、サウジアラビア及びアラブ首長国連邦の油田とノルウェーの北海油田を訪問してその実態をヒヤリングしたPEC（石油産業活性化センター）の値を用いる。

自家消費ガス量はPECが推計した60scf/bblを適用し、表3-1の随伴ガスの組成とこれから求められた炭酸ガス排出量原単位を用いて計算を行った。その結果、生産段階の燃料消費による環境負荷原単位は0.843g-C/Mcalという結果が得られた。

#### 3-2 フレアガス燃焼による環境負荷

このフレア燃焼に関しては随伴ガス油比（GOR）とフレア率の設定が必要である。原油生産における随伴ガスの量について、日本への輸出の大部分を占める中東及びインドネシアの原油について、原油に対する随伴ガスの比率（GOR）を設定した。これに関しては、石油開発情報センターデータベース資料（IRIS21）を基に作成された値を用いる。原油随伴ガスの油比は中東で720scf/bbl，インドネシアで350scf/bblである。

フレア率に関してはOPEC年報（1998年

表 3-1 ガス組成及びCO<sub>2</sub>発生量

成分	ガスの組成 mple%	CO <sub>2</sub> 発生量 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
H <sub>2</sub> S	1.3%	0.000
CO <sub>2</sub>	5.8%	0.058
N <sub>2</sub>	0.6%	0.000
CH <sub>4</sub>	69.3%	0.693
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	13.2%	0.264
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6.2%	0.186
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2.4%	0.096
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.8%	0.040
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.4%	0.024
合計	100.0%	1.361(0.73kg-C/m <sup>3</sup> )

表 3-2 各国別オイルとガスの比率及びフレア率

地域・国名	原油輸入量 1,000kl/年	比率 %	随伴ガス比 scf/bbl	フレア率	フレアガス量 / 原油量 scf/bbl
イラン	26,617		650	13.80%	89.70
サウジアラビア	60,082		600	14.10%	84.60
クウェイト	16,019		500	4.60%	23.00
カタール	19,046		900		
UAE	71,844		950	0.90%	8.55
オマーン	13,973		500		
イエメン	1,066		1,250		
中東合計	224,015	93.28%	720	6.30%	45.36
インドネシア	16,137	6.72%	350	5.90%	20.65
合計	240,152	100.00%			

(注) フレア率はOPEC年報から算出

版)によるものである。フレア率は毎年低減を続けている。これはたとえばサウジアラビアにおける“Master Gas System”のような随伴ガスの有効利用システムが各国で進められている成果である。

中東の平均フレア率についてはフレア率が公表されている国毎に原油量に随伴ガス油比を乗じて随伴ガス量を求め、これらにそれぞれフレア率を乗じてフレアガス量を算出し、これから平均フレア率を求めた。中東における平均フレア率は6.3%となり、インドネシアは5.9%である(表3-2)。因みに Statoil 社の北海油田では1%である。本分析ではこれらのフレア率を代表値として使用する。

したがって、それぞれ6.3%と5.9%に当たる45.36scf/bblと20.65scf/bblをもって原単位を計算し、加重平均すると0.614g-C/Mcalである。

以上、生産段階における自家消費とフレア燃焼による分を整理すると、各々加重平均で自家消費分による環境負荷原単位は0.843g-C/Mcalであり、フレア燃焼分による環境負荷原単位は0.614g-C/Mcalであった。

### 3-3 メタンベントからの環境負荷

油田に於いてのオイル生産に関するメタンベントは基本的にないと考え、随伴ガスの生産におけるメタンベントのみがあると仮定した。ベント量はガス田と同様であると仮定する。石油鉱業連盟からの1991年の報告書によると平均的な石油随伴ガス量は734scf/bblと発表されている。この調査値とガス田の単位あたりベント量をもって計算を行った。油田においては、基本的にフレア装置がある油田ではメタンベントがないと調査されたが、実際問題としてフレア装置がない油田も多くあると考えられる。今回の調査では実態が把握できなかったため、前提条件を設けて計算を行った(図3-1)。

したがって、原油におけるメタンベントによる環境負荷原単位は0.034g-C/Mcalである。

### 3-4 原油の輸送による環境負荷

今回、輸送の対象になる原油は、精製用原油と非精製用原油、つまり日本に入って来る原油のすべてを対象にしている。輸入量は1997年基準のデータであるが、他の計算の燃料消費量とか船の燃料消費量などは1995年基準なので若干データの整合性の違いはある(表3-3)。

原油の輸送はタンカーを利用し、生産地から消費地へ運ばれてくる。積地で原油を満載し喫水の深くなったタンカーが日本に向かって航海する場合は、船の種類、大きさ及び季節によって選択する航路が異なる。代表的なアラビア湾から日本への航路は、マラッカ・シンガポール海峡航路、ロンボク海峡航路、南シナ海中央航路、パラワン航路、沖縄航路があげられる。

船に関しては、実際の輸送に従事している船令1年から20年の各航路別標準船型10隻

図3-1 メタンベントの算定におけるアロケーション

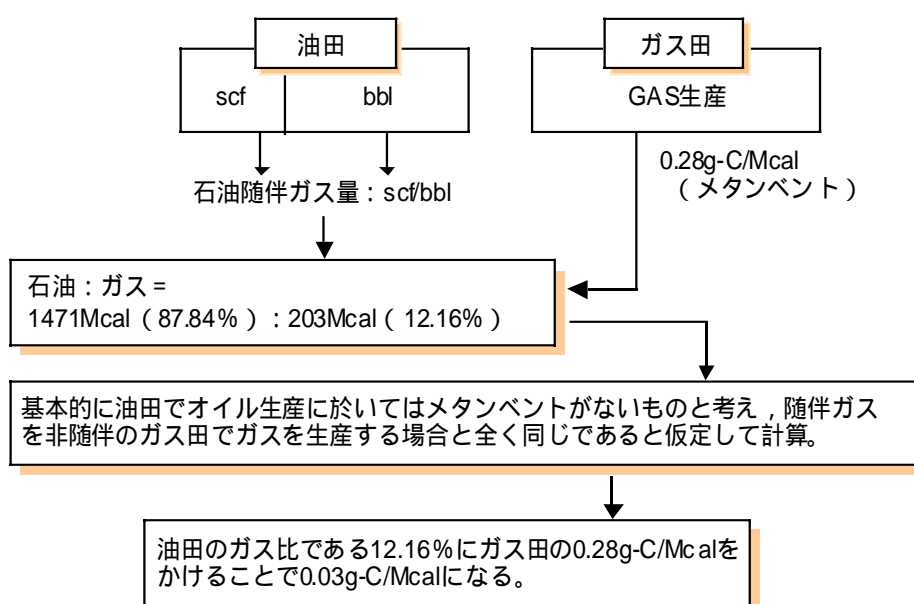


表3-3 わが国の総原油輸入量及び輸入の形態

地域・国名	原油輸入量		比率 %	原油密度 t/kl	往復距離 miles	標準船型 TWT	航海回数 回/年
	kl/年	T/年					
中国	12,868,215	11,173,471	4.85	0.8683	2,480	80,000	139.67
南方	26,907,029	22,682,625	9.84	0.8430	5,404	100,000	226.83
中東	224,015,163	189,830,449	82.36	0.8474	13,192	250,000	759.32
ロシア	0	0	0.00	0.8970	1,810	100,000	0.00
中南米	3,490,437	3,026,558	1.31	0.8671	6,680	250,000	12.11
アフリカ	1,801,552	1,550,055	0.67	0.8604	13,200	250,000	6.20
アメリカ	512,321	434,243	0.19	0.8476	21,652	100,000	4.34
オーストラリア	2,106,271	1,785,275	0.77	0.8476	6,076	100,000	17.85
合計	271,700,988	230,482,678	100.00		70,494		1,166.32

(出所) 原油輸入量、「エネルギー生産・需給統計年報」通商産業省、平成9年  
原油密度「平成9年輸入実績平均値(石油輸入調査表)」

の平均値とした。単位は miles/ 時間にし、マイルあたりの燃料消費量 ( ton/miles ) は、燃料消費量 ( ton/ 日 ) を ( 速力 \* 24 時間 ) で割って求めた ( 表 3-4 )。

航海中の燃料消費に関しては、航海回数 ( 回/年 ) × 往復距離 ( miles ) × 燃料消費率 ( ton/miles ) で求めた。停泊中の燃料消費に関しては表 3-5 のようである。

以上の前提条件で、A 重油の発熱量と CO<sub>2</sub> 排出原単位は、9,300kcal/kg と 79.11kg-C/Mcal を用い、C 重油の発熱量と CO<sub>2</sub> 排出原単位は、9,800kcal/kg と 81.8kg-C/Mcal を用いて計算を行った。その結果、原油の海上輸送における環境負荷原単位は、0.862g-C/Mcal であった。

### 3-5 製油所におけるエネルギー消費及び環境負荷

石油全段階の評価のなかでその一部である製油所におけるエネルギー消費及び環境負荷においては、製油所での直接燃焼分と間接燃焼分 ( 購入電力 ) による環境負荷を算定すればよい。

まず、直接燃焼分の燃料消費熱量は、PEC の報告書によると 114 百万 Gcal であり、これは精製用原油のなかで自家燃料として使われた分である。これを単位あたりの CO<sub>2</sub> 排出量に換算すると 3.01g-C/Mcal である。次に、間接燃料消費分に関する環境負荷は、購入電力分の 2,396,687 千 kWh に当たるものである。購入電力を送電端基準の全電源平均排出原単位である 93g-C/kWh、送電端基準の火力発電平均原単位である 173.5g-C/kWh で計算すると各々 0.09g-C/Mcal、0.17g-C/Mcal になる。

以上、自家燃料使用分による環境負荷と購入電力による環境負荷の合計である製油所における環境負荷原単位はそれぞれに対応している 3.10g-C/Mcal と 3.18g-C/Mcal である。

### 3-6 設備建設による環境負荷

設備建設による環境負荷とは生産段階でのプラントと輸送手段そして国内の製油所の建設によって発生した環境負荷のことである。これに関するデータはほとんどなく、電力中央研究所の「化石燃料の国内消費にともない海外で誘発される環境影響物質 ( エネルギー資源学会投稿中論文、990125 受付済 )」から引用して計算を行った。しかし、この論文では海外だけが対象になっており国内の製油所に関しては計算されていない。したがって国内の製油所に関しては日揮 ( 株 )

表 3-4 船型と燃料消費量

船型	速力 knots	燃料消費量 ton/miles
25万トン	14.9	0.202
10万トン	15.1	0.157
8万トン	15.1	0.157

表 3-5 積地、揚地及びカーゴヒーティングにおける燃料の消費率

標準船型 DWT	積地		揚げ地		カーゴヒーティング H.F.O t/回
	H.F.O t/回	M.D.O t/回	H.F.O t/回	M.D.O t/回	
80,000	20	3	60	12	114
100,000	20	3	60	12	166
250,000	33	5.4	143	5.7	-

のプラントの設計値のモデルから計算を行った。その結果，設備建設による環境負荷原単位は0.09g-C/Mcalである。

### 3-7 石油製品の輸送段階における環境負荷

輸送の対象になる石油製品は，ガソリン，ナフサ，灯油，軽油，A重油，C重油とする。輸送手段としてはタンクローリー，内航タンカー及びタンク車を取り上げる。トラック輸送とパイプラインによる輸送は今回の調査で除外した。

石油製品は製油所から出荷され，油槽所，給油所を通じて消費者などに供給される。

平成7年において，国内石油輸送量の内40.1%が内航タンカーによって製油所から油槽所及び大口工場へ運ばれ，49.6%がタンクローリー，2.7%がタンク車によって製油所から油槽所あるいは大口工場へ運ばれている。

ここで用いたデータは，石油連盟の「石油業界の地球環境保全自主行動計画」策定に際して収集された石油製品の輸送実態及び燃料使用料に基づいたデータをもとに，これにCO<sub>2</sub>排出係数のデータを加えて，石油製品輸送に係るエネルギー消費及び環境負荷を産出した。

#### 3-7-1 陸上輸送のうちタンクローリーによる環境負荷

タンクローリーはトレーラーと単車の二形式がある。計算に用いたデータは表3-6のようにになっている。燃料消費率（平均）はトレーラーで2.95km/l，単車で3.67km/lと設定している。燃料のディーゼル軽油の発熱量は9,200kcalとする。

以上のデータを基にして，製品輸送量あたりのエネルギー消費及び環境負荷を産出する。

その結果，白油の場合，販売量の加重平均発熱量8,804kcal/lをもって計算を行うと0.175g-C/Mcalであり，黒油の場合，白油と同じく販売量の加重平均発熱量9,592kcal/lをもって計算を行うと0.207g-C/Mcalである。

表3-6 陸上輸送による環境負荷算定に用いたデータ

区分	白油	黒油	合計
総輸送量	114,176千kl / 年	1,332千kl / 年	115,508千kl / 年
平均積載量	16.9kl	12.5kl	
平均持届距離	58.3km	61.4km	
平均走行距離	116.6km	122.8km	
トレーラー比率	60%	13%	

表3-7 原油の海上輸送に関するデータ

総輸送量（白油：黒油）	170,196千kl/年（132.422千kl/年：37,774千kl/年）
平均船腹量	2,000kl（これで代表させる）
平均積載量	1,900kl
平均持届距離	358km
燃料消費量	46.27km/kl 但し持届距離基準

（注）「内航タンカー運賃協定」から算出している

### 3-7-2 海上輸送による環境負荷

白油及び黒油の内航タンカーによる輸送実態についての石油連盟調査結果は以下のように集約される。ここでは白油と黒油は区別されていない(表3-7)。

燃料C重油が全体の9割,入港時に使用するA重油が全体の1割とする。発熱量はC重油の9,600kcal/l, A重油の9,300kcal/lから平均9,570kcal/lである。これを用いて計算をすると白油0.331g-C/Mcal,黒油0.361g-C/Mcalとなり,加重平均すると0.338g-C/Mcalである。

### 3-7-3 陸上輸送のうちタンク車による環境負荷

白油と黒油の内訳は,白油11,478千klで77.9%,黒油3,262千klで22.1%,合計14,740千klである。

持届輸送距離は京浜地区から関東内陸までの輸送が主であるとして,150kmとする。輸送量あたりのエネルギー消費は,石油のタンク車輸送を担当している会社にヒヤリングした結果,関東地域での輸送ケースを想定して試算した数値として,45kcal/ton・kmが得られた。これは比較的平坦部における専用列車の編成によるケースであり,日本全国では平坦ではない地域での走行もあることから50kcal/ton・kmと設定する。次に,このエネルギーの内訳は,鉄道統計年報から算出すると電力82.4%,ディーゼル機関17.6%となるが,これも全国平均であり,石油のタンク車輸送が電化の進んでいる関東地域を中心に行なわれていることから,それぞれ90%,10%と設定する。この設定にしたがって計算を行うと,電力の場合0.0372g-C/Mcal,ディーゼルの場合0.0082g-C/Mcalである。合計で0.045g-C/Mcalである。この際,電力の全電源排出原単位は93g-C/Mcalを用いて計算した。

以上の計算結果をまとめた石油製品の国内輸送に関する環境負荷原単位は0.255g-C/Mcalである。

なお,今回採用した各輸送手段毎の平均走行距離は,製油所から消費地まで輸送する途中の油槽所で積み替えて輸送する場合があります,この積み替え前と後の走行距離も各々1回の走行距離として平均走行距離を算出している。このため,推計値は消費地までの距離より短い距離に対応したものになっている。

## 3-8 石油部門のライフサイクル

### インベントリー分析結果

以上で石油の各段階の全ライフサイクルから環境に与える環境負荷を計算してきた。その結果が表3-8のようである。

総発熱量ベースでは,原油生産からは1.51g-C/Mcal,原油輸送からは0.90g-C/Mcal,石油精製からは3.10g-C/Mcal,メタンベントは0.03g-C/Mcal,設備の建設から0.09g-C/Mcal,国内輸送から0.26g-C/Mcal,排出原単位は78.01g-C/Mcalである結果が得られた。

真発熱量ベースでは,原油生産からは1.63g-C/Mcal,原油輸送からは0.97g-C/Mcal,石油精製からは3.33g-C/Mcal,メタンベントは0.03g-C/Mcal,設備の建設から0.10g-C/Mcal,

表 3-8 石油のライフサイクルインベントリー分析結果

区 分		CO <sub>2</sub> 排出原単位 (g-C/Mcal)	
		総発熱量	真発熱量
原油生産	自家消費	0.87	0.94
	フレア燃焼	0.64	0.69
	小計	1.51	1.63
海外輸送		0.90	0.97
石油精製		3.10	3.33
メタンベント		0.03	0.03
設備		0.09	0.10
計		5.63	6.06
燃料種別排出原単位		78.01	83.88
国内輸送		0.26	0.28

国内輸送から 0.28g-C/Mcal，排出原単位は 83.88g-C/Mcal であるという結果が得られた。

結果に関しては発熱量の違いと自家消費分を考慮したケースで表している。自家消費分（目減り分 4.15%）を考慮したケースというのは，国内の製油所で自家消費燃料が製油所で処理した全体に 4.15% に当たるものであり，この分だけを原油の生産段階まで割り戻して計算を行うことである（LCCO<sub>2</sub> 計算）。

## 4 . LNG

### 4-1 生産段階の環境負荷原単位の推計

日本が輸入しているトータルの LNG について評価を行うため，国内総計に基づく LNG 輸入量をもとに，各採掘・液化基地，海上輸送からの温室効果ガスの排出量を算定した。各国からの輸入量は 97 年度ベースの通関統計を基準にする。本研究で生産段階の環境負荷を算定するにおいて基礎データは，ガス協会がブルネイ，オーストラリア，マレーシア，インドネシアの 4ヶ国について現地調査を行い，アラスカについては，レターによる調査をした。現地調査を行った 4ヶ国については，採掘・液化両工程のデータを入手することができたが，アラスカについては，液化工程のみの回答となった。

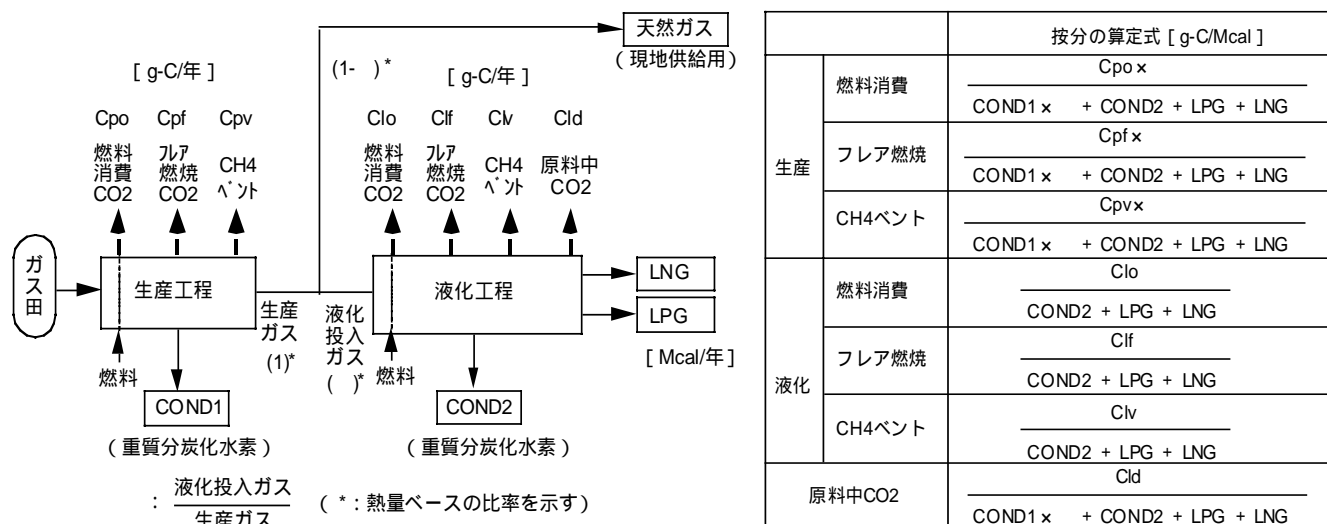
#### 4-4-1 環境負荷原単位の算定方法

天然ガスの生産・液化過程では，LNG の他，重質分炭化水素，LPG，現地供給用の天然ガス（DOMGAS）が製品として生産される。そこで，LNG 生産にともなう環境負荷原単位を算定する際には，これらの排出量を併産される各製品の生産量に応じて按分することとする。具体的には，図 4-1 に示した按分の方法に基づいて，天然ガス生産時の重質分炭化水素（COND1），液化時の重質分炭化水素（COND2），LPG，LNG の各製品の熱量比で按分する。

採掘の燃料消費，ベント，フレアに関する基礎データはブルネイ，オーストラリア，マ



図 4-1 生産・液化段階における CO<sub>2</sub>・CH<sub>4</sub> の按分方法



レーシア、バダックのデータを現地調査により入手できたため、この4ヶ国の加重平均値を採用した。液化基地の燃料消費、ベント、フレアについてはブルネイ、オーストラリア、マレーシア、アラスカ、バダックのデータが収集でき、5ヶ所の基地データにより算定を行った。これは、国内総計のLNGの69%のデータをカバーしている。これらデータを各基地からのLNG輸入量で加重平均した。含有CO<sub>2</sub>に関しては、石油公団データ(平成8年度調査資料)のアルン、カタール、アブダビを適用し反映させた。各基地の実地調査データは、いずれも97年のデータである。この値と図4-1の計算方法を基に、LPG、コンデンサートなどの製品に熱量ベースでアロケーションを行った。ちなみに、LNG製品量100に対してそれぞれの割合は、COND1が17.0%、DOMGASが6.2%、COND2が4.2%、LPGが3.2である。

以上の条件の下で各工程におけるCO<sub>2</sub>排出原単位の最小・最大値および各国からの輸入量に基づく加重平均値を行った(表4-1)。

液化プラントでのガスタービンなどでの運用時の燃料消費率(液化プラント内の燃料ガス/液化プラントへの投入ガス)は約8%である。フレアに関しては、生産・液化工程でそれぞれ液化基地の入口熱量基準で約0.3%、0.6%であり、メタンベントについては、生

表 4-1 天然ガス生産・液化段階での CO<sub>2</sub> , CH<sub>4</sub> 排出量

		最小	最大	加重平均
生産	燃料ガス	0.02	1.07	0.62
	メタンベント	0.00	1.46	0.29
	フレア燃焼	0.10	0.26	0.18
液化	燃料ガス	5.46	6.57	6.01
	メタンベント	0.04	4.83	0.78
	フレア燃焼	0.00	0.76	0.33
含有CO <sub>2</sub>		6.50	0.06	2.63

(注) 液化基地出口基準

表 4-2 採掘液化工程での LCCO<sub>2</sub> 分析 (天然ガスの自家消費を考慮)

(単位: g-C/Mcal)

項目		LNG
採掘	燃料ガス	0.64
	フレア燃焼	0.18
	メタンベント	0.30
液化	燃料ガス	6.16
	フレア燃焼	0.34
	メタンベント	0.80
採掘ガスのCO <sub>2</sub> 含有量		2.70

産（脱水工程）・液化（脱酸性ガス工程）でそれぞれ約0.1%、0.2%である。含有CO<sub>2</sub>の平均値は約5.3%である。最終的にこの研究で評価を行いたいのは、最終需要の単位発熱量あたりのCO<sub>2</sub>発生量であるが、ここまでの解説で求めた環境負荷原単位は、液化基地出口のLNG基準で評価を行っている。今回の評価では、「日本国に輸入されたLNGが完全燃焼した場合」を基準としている。液化基地で積み出されたLNGはLNG船で輸送される工程で、自らを燃料として消費する。このため需要地（日本着）での需要1 McalあたりのCO<sub>2</sub>発生量を求めるには、輸出国ではこの輸送時の目減りを考慮した熱量あたりで評価を行う必要がある（表4-2）。

#### 4-2 LNG 輸送による環境負荷

LNGの輸送は、専用のLNG輸送船で行われる。この燃料には、積荷であるLNGのボイルオフガス（BOG）を有効に利用するとともに、C重油も合わせて使用される。BOGとC重油の使用割合は、船のLNGタンクの断熱性能やエンジン効率、航行速度、オペレーションなどによって変わってくるため、これらの燃料の燃焼にともなうCO<sub>2</sub>排出量は異なるものとなる。そこで、LNG輸送におけるCO<sub>2</sub>排出量の算定においては、各船毎のBOG消費量、C重油消費量、LNG積載量、輸送距離を、それぞれの航路におけるLNG輸入実績で加重平均し、それらからLNG 1 tを1 km輸送する際のCO<sub>2</sub>排出原単位（g-C/t・km）を算出した。このCO<sub>2</sub>排出原単位に日本に輸入される総LNGの輸入実績に基づく加重平均輸送距離を乗じることで、LNGの輸送段階における環境負荷原単位を算出した。

データが入手できたLNG船は、日本に来航する全65隻の内、44隻に達している。これらの各船のBOG消費量、C重油消費量、LNG積載量、輸送距離の加重平均値は、各々1,155MT、513MT、52,977MT、5,540km（片道）で、これから求まる原単位は2.179g-C/（t・km）である。日本に輸入される総LNGの輸入実績とこれに基づく加重平均輸送距離は、6,311kmであることから日本に輸入される総LNGの輸送段階における環境負荷原単位、2.116g-C/Mcalとなる。

#### 4-3 ライフサイクルインベントリー分析による結果

以上、LNGにおける各段階の環境負荷を考察した。LNGの燃焼時の環境負荷原単位は、56.39g-C/Mcalとした。結果（表4-3）をみると総発熱量ベースでは、採掘で1.12g-C/Mcal、液化段階では10.00g-C/Mcal、輸送が2.12g-C/Mcal、設備から0.14g-C/Mcal、燃焼が56.39g-C/Mcalである。真発熱量ベースでみると、採掘で1.24g-C/Mcal、液化段階では11.00g-C/Mcal、輸送が2.36g-C/Mcal、設備から0.16g-C/Mcal、燃焼が62.66g-C/Mcalである。

#### 4-4 都市ガス（13A）のライフサイクルインベントリー

都市ガス（13A）のLCCO<sub>2</sub>評価について述べる。基本的にはLNGのLCCO<sub>2</sub>と全く同様

表 4-3 LNG のライフサイクルインベントリー分析結果

項 目		CO <sub>2</sub> 排出原単位 (g-C/Mcal)	
		総発熱量	真発熱量
採掘	燃料ガス	0.64	0.71
	フレア燃焼	0.18	0.21
	メタンベント	0.30	0.33
	小計	1.12	1.24
液化	燃料ガス	6.16	6.84
	採掘ガスのCO <sub>2</sub> 含有量	2.70	2.99
	フレア燃焼	0.34	0.38
	メタンベント	0.80	0.89
	小計	10.00	11.00
海外輸送		2.12	2.36
設備		0.14	0.16
計		13.38	14.87
燃料種別排出原単位		56.39	62.66

であるが、都市ガス用 LNG の輸入先の構成が国内総計の LNG のそれと異なるため、各国の採掘・液化時の温室効果ガス排出量の加重平均値、および船舶海上輸送に当たっての加重平均距離が異なる。

また、都市ガス製造に当たっては国内工場での気化・LPG 増熱が必要であり、需要家までの評価を考えた場合その輸送に係わる温室効果ガスも評価することになる。以下に、LNG 評価との異なる点を中心に都市ガスの LCCO<sub>2</sub> 評価を行う。

#### 4-4-1 生産・液化プロセス

生産・液化プロセスの評価手法および各国のデータは LNG での評価と全く同様である。わが国の都市ガス用輸入量に基づいて加重平均を行った（表 4-4）。

#### 4-4-2 LNG 輸送

都市ガス用 LNG 輸入国の加重平均距離を算出すると 5,075km となった。この加重平均距離をもとに、LNG 海上輸送時の環境負荷原単位を求めると、1.70g-C/Mcal となる。計算の方法については LNG と同様である。

#### 4-4-3 都市ガスの国内製造

国内製造工場での温室効果ガスの排出について以下に記す。国内工場では LNG を昇圧・気化し、各需要家のバーナチップまで輸送する（図 4-2）。すなわち、LNG は常温、常圧で気化するため、国内工場で使用するエネルギーは、需要に応じて LNG を圧送（輸送）するためのエネルギーと考えることができる。

##### 1) 燃料消費にともなう CO<sub>2</sub> 排出

ガス 3 社の国内 LNG 基地における LNG

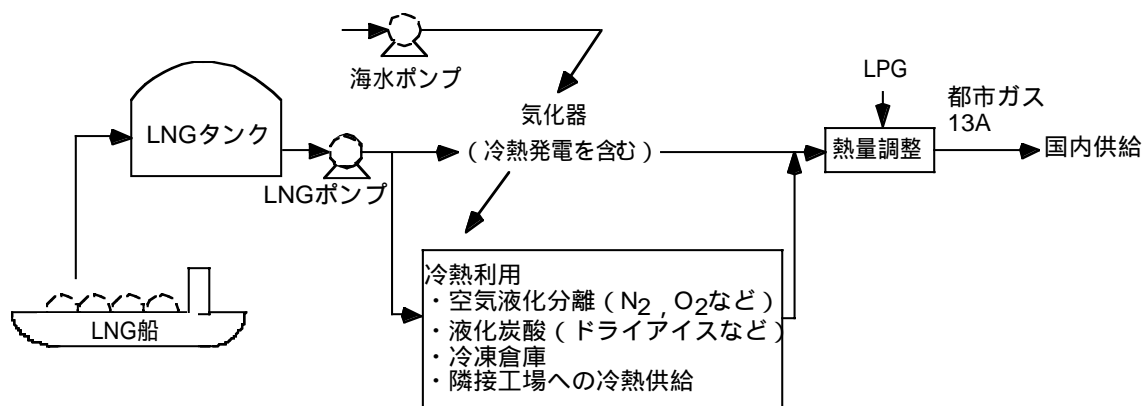
表 4-4 天然ガス生産・液化段階における CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> 排出量（都市ガス用 LNG）

（単位：g-C/Mcal）

項 目		加重平均
生産	燃料ガス	0.62
	メタンベント	0.27
	フレア燃焼	0.18
液化	燃料ガス	6.01
	メタンベント	0.61
	フレア燃焼	0.37
含有 CO <sub>2</sub>		2.32

（注）液化基地出口基準

図 4-2 国内 LNG 基地の都市ガス製造工程



の気化、熱量調整などでのエネルギー消費量を求め、年間運用エネルギー消費にともなうCO<sub>2</sub>排出量を算定し、この値を年間の都市ガス送出量で除してCO<sub>2</sub>排出原単位を求めた(表4-5)。インベントリ分析においては、各インベントリの「静的な状態量」を評価する際には、電力のCO<sub>2</sub>原単位として全電力平均を使用することができる。しかしながら、電力需要変動やエネルギーの選択などの環境影響評価を行う際には、電力の増減により発電所においては火力発電所の発電量が増減するため、火力平均のCO<sub>2</sub>原単位を用いて計算したインベントリ結果で評価できる。

LNGと電力のCO<sub>2</sub>排出原単位は、以下のものを用いる。特に電力に関しては火力電源と全電源に分けて考える。LNGは56.4g-C/Mcal、全電源平均排出原単位は93g-C/kWh、火力電源平均排出原単位は173.5g-C/kWhを用いて計算する。

## 2) 熱量調整用LPGに関する温室効果

LNGを気化させたガス(9,600 ~ 10,800kcal/Nm<sup>3</sup>程度)は、LPGにより増熱され、11,000kcal/Nm<sup>3</sup>の都市ガス13Aとなる。LPGも都市ガスの一部になることを考え、資源採掘、生産、輸送などのLPGサイクルで排出される温室効果ガスの排出も評価に加えた。

表 4-5 都市ガス製造段階によるエネルギー消費量

エネルギー消費量	LNG自家消費 252Tcal
	商用電力 184GWh
年間ガス送出量	166.000Tcal

(注) ガス3社の96年実績

表 4-6 LNG冷熱利用によるエネルギー削減量

LNG冷熱利用事業		空気分離 液化O <sub>2</sub> 、N <sub>2</sub> 製造	液化炭酸・ ドライアイス製造	その他 a)
LNG利用量(1,000トン/年)		1168	78	53
製品生産量(生産量/年)		486百万m <sup>3</sup> /年	84千トン/年	400万RTh/年
電力原単位 (kWh/単位製品量)	LNG冷熱利用時	0.43kWh/Nm	0.09kWh/kg	c)
	冷熱非利用時 b)	1.00 kWh/Nm	0.19kWh/kg	
	電力削減原単位	0.57 kWh/Nm	0.09kWh/kg	
年間商用電力量		277	8	10

(注) a) 冷凍倉庫及び隣接工場への冷熱供給。  
b) LNG冷熱を利用しない場合の電力原単位は送電端基準である。  
c) 複数の事業のため原単位を表示せず

LPG サイクルの温室効果ガス排出原単位は今回の LPG 解析結果を採用した。

### 3) LNG の冷熱利用

都市ガス製造時には、-162 の LNG を気化する際、その冷熱が回収される。この LNG 冷熱は、冷熱発電や液体窒素製造などの空気分離などに使用される。冷熱発電（自家消費電力に使用）の場合は、これによる電力削減分を工場の運用エネルギーの中で考慮した。一方、空気分離などの用途での冷熱利用によるエネルギー消費削減効果は、都市ガスのライフサイクル分析として評価されてない。そこで、ガス 3 社の国内 LNG 基地における冷熱利用事業毎に、冷熱を利用する場合と、冷熱を利用しない場合の消費電力を調査した（表 4-1、表 4-6）。両者の差として冷熱を利用することによる省電力量を算出し、これから LNG の冷熱利用による CO<sub>2</sub> 排出量の削減分を算定した。削減効果の評価にあたって、火力平均と全電源平均での CO<sub>2</sub> 原単位を用いて計算した。

以上の実績値をもとに電力原単位 93g-C/Mcal（全電源原単位）と都市ガス総送出量の 166,000Tcal で LNG 冷熱利用による CO<sub>2</sub> 削減効果を計算すると下の表 4-7 のようになる。また、実績値をもとに火力発電原単位 173.5g-C/Mcal と都市ガス総送出量の 166,000Tcal で LNG 冷熱利用による CO<sub>2</sub> 削減効果を計算すると下の表 4-8 ようになる。

火力平均と全電源平均の結果を比較すると、二酸化炭素削減の原単位は空気分離でそれぞれ 0.290g-C/Mcal と 0.155g-C/Mcal になり、液化炭酸・ドライアイス製造でそれぞれ 0.008g-C/Mcal と 0.004g-C/Mcal になる。また、その他で 0.01g-C/Mcal と 0.006 になり、合計でそれぞれ 0.308g-C/Mcal が 0.165g-C/Mcal である。したがって、火力平均の原単位と全電源平均の原単位との差は 0.144g-C/Mcal である。

このように電源の選択によって結果は違ってくるので目的に合わせて原単位を選択することが望ましいと思われる。

#### 4-4-4 都市ガス（13A）のライフサイクルインベントリー

1～4の結果を基に、都市ガス（13A）の需要家でのライフサイクルインベントリー分析を行った結果を表 4-9 に示す。なお、最終消費段階での 1Mcal あたりの CO<sub>2</sub> 排出量を評価した。13A では熱量で約 3.7% の LPG による増熱が行われることを含めた計算結果である。

表 4-7 全電源の平均排出原単位での CO<sub>2</sub> 排出削減量

LNG冷熱利用事業		空気分離 液化O <sub>2</sub> 、N <sub>2</sub> 製造	液化炭酸・ ドライアイス製造	その他
CO <sub>2</sub> 削減の原単位 (g-C/Mcal)	各事業毎	-0.155	-0.004	-0.006
	事業全体		-0.165	

表 4-8 火力電源の平均排出原単位での CO<sub>2</sub> 排出削減量

LNG冷熱利用事業		空気分離 液化O <sub>2</sub> 、N <sub>2</sub> 製造	液化炭酸・ ドライアイス製造	その他
CO <sub>2</sub> 削減の原単位 (g-C/Mcal)	各事業毎	-0.29	-0.008	-0.01
	事業全体		-0.308	

表 4-9 都市ガスのライフサイクルインベントリ分析結果

項 目		CO <sub>2</sub> 排出原単位 (g-C/Mcal)	
		総発熱量	真発熱量
採掘	燃料ガス	0.61	0.68
	フレア燃焼	0.17	0.19
	メタンベント	0.27	0.30
	小計	1.05	1.17
液化	燃料ガス	5.90	6.56
	採掘ガスのCO <sub>2</sub> 含有量	2.29	2.54
	フレア燃焼	0.36	0.40
	メタンベント	0.60	0.67
	小計	9.15	10.17
輸送	運用	1.64	1.82
製造	運用	0.29	0.32
	冷熱利用	-0.31	-0.34
	LPG増熱	0.30	0.33
	小計	0.28	0.31
設備		0.16	0.18
計		12.28	13.64
燃料種別排出原単位		58.39	64.88

(注) 国内利用での冷熱利用にともなう購入電力量の削減によるCO<sub>2</sub>削減効果は火力基準原単位平均値を適用し、工場での電力購入量も同様の原単位で算出した。国内供給(ガス導管建設)は総発熱量ベースでは0.43g-C/Mcalであり、真発熱量ベースでは0.48g-C/Mcalである。従って、海外の生産段階から液化プラント、輸送船、国内工場、ガス導管建設を全部含めた値は総発熱量ベースでは0.59g-C/Mcalであり、真発熱量ベースでは0.66g-C/Mcalである。

## 5 . LPG

### 5-1 LPG 供給の現状と調査対象

今回、国内に供給されているトータルのLPGについて評価を行なうため、ガス田から生産されて輸入されるLPGと油田から生産されて輸入されるLPGそして国内の製油所及び石化プラントから生産されて供給されるLPGに関して各採掘、製造、海外輸送などの段階からの温室効果ガスの排出量を算定した(表5-1)。

生産段階での環境負荷においてLPGの場合、生産段階での細かいデータが入手できなかったため基本的なアロケーションは石油随伴ガスと非随伴ガス及び国内生産の構成比率

表 5-1 LP ガス需給実績

(単位:1,000 トン)

供給		プロパン	ブタン	計	比率 大分類	比率小分類
		石油精製	2,255	2,071	4,326	
	石油化学	83	128	212		1.08
輸入		-	-	15,004	100	
	原油随伴	-	-	12,004	80.01	61.43
	非随伴	-	-	3,000	19.99	15.35
総計		-	-	19,542	-	100

(注) 通産省、日本LPガス協会資料により作成

を用い、加重平均して求めた。この際、採掘の場合は構成比にしたがってアロケーションすればよいが、LPG生産の液化過程でのエネルギー消費は独自のデータで計算しなければならない。今回石油随伴において、採掘は石油の値を用い、その上にLPGの液化に必要なエネルギー消費を付け加えた値を用いた。ここにおいても他のところと同じく実績ベースで計算すべきであるが、今回データが得られなかったのでシミュレーション結果を用いた。非随伴と国内生産分に関しては熱量ベースに構成比で求めた値を用いた。この際、構成比は表5-1の比率を用いた。このような手法を用いて生産、フレア燃焼、随伴ガス、メタン排出の各要因に対して計算を行なった。設備は、海上輸送のLPG船に関して独自で計算し、海外で生産に使われた設備に関しては加重平均で求めた。海上輸送の運用エネルギーと国内輸送に関してもLPG独自のデータによる計算結果となった。

## 5-2 生産による環境負荷

### 5-2-1 採掘

LPGは、石油随伴ガスから生産されるもの、非随伴ガスから生産されるもの、原油処理の製油所で生産されるものに大きく分けられる。国内に供給されるLPGは約99%が石油随伴、LNG随伴、国内生産である。残り1%が国内の化学工場で生産されるものである。今回、LPGの生産段階で生じる環境負荷を計算する際のアロケーションは基本的に熱量ベースの加重平均とし、その値をLPGの生産における環境負荷とした(表5-2)。

### 5-2-2 液化

LPGの液化段階の環境負荷に関する計算を行なう際にも基本的なアロケーションは熱量ベースの加重平均で考えた。しかし、製油所とLNGの液化でLPGを生産する場合の計算結果は製油所の評価とLNGの評価で明らかになったが、油田でLPGを液化する時のデータはどうしても調べる事が出来なかった。国内のある油田からLPGを生産する工場で細かいデータを入手することはできたが、海外で輸入するLPG生産プラントの規模とは違いすぎるということで国内生産プラントで代表値をとるのは無理があった。今回の調査では海外プラントと同じ程度の規模のプラントの設計値によるシミュレーションを行った結果を採用した。

石油随伴ガスの生産に関する設計プラントのシミュレーションに用いた生産規模とガスの組成、そしてシミュレーションの条件などを説明する。

石油随伴LPG作業に関するデータとして、年間の設備稼働時間は8,330hr/年、年間のガス処理量は1,479,369t/年

表5-2 LPG生産における環境負荷

(単位：g-C/Mcal)

	石油随伴 (国内生産含む) <sup>注1)</sup>	LNG随伴 <sup>注2)</sup>	LPG
燃料ガス	0.84	0.62	0.81
フレア	0.64	0.18	0.57
随伴CO <sub>2</sub>	-	2.63	0.39
ベント	0.03	0.29	0.07
合計	1.51	3.72	1.84

(注) 1.油田で原油を生産する時の環境負荷の値である。国内全LPG供給の85%に当たる。  
2.ガス田でLNGを生産するときの環境負荷の値である。国内供給の15%に当たる。

表 5-3 原料・燃料ガスの組成と発熱量

ガス名	原料ガス	燃料ガス	ガス名	原料ガス	燃料ガス
	% (mol)	% (mol)		% (mol)	% (mol)
CH <sub>4</sub>	61.67	84.03	C <sub>6</sub> +	0.76	0.01
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10.18	14.46	H <sub>2</sub> +Acid	19.14	0.34
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5.24	1.10	合計	100.00	100.00
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.73	0.01	HHV(kcal/kg)	9117.00	12928.00
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.26	0.01	MW	24.69	18.65
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.45	0.02	g-C/Mcal		58.39
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.57	0.02			

表 5-4 プラントの生産製品の組成

ガス名	プロパン	ブタン	ナフサ
CH <sub>4</sub>	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1.1	0	0
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	98	0.7	0
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1	35.8	2.2
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0	63.3	16.4
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0	0.2	28.1
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0	0	31.7
C <sub>6</sub> +	0	0	21.6

表 5-5 LPG 液化工程における環境負荷

(単位: g-C/Mcal)

	石油随伴 <sup>注1)</sup>	LNG随伴 <sup>注2)</sup>	製油所 <sup>注3)</sup>	LPG
燃料ガス	3.53	6.01	3.09	3.77
メタンベント	-	0.78	-	0.12
フレア燃焼	-	0.33	-	0.05
合計	3.53	7.12	3.09	3.94

(注) 1. 油田のLPG 液化プラントのシミュレーション値  
 2. LNG 液化段階の実績ベースの評価数値  
 3. 国内製油所で原油を処理することによっての全国平均の環境負荷の評価数値

を用い、Feed Gas/Fuel Gas 組成及び発熱量 (HHV) を用いる (表 5-3)。

それから年間の燃料ガス消費量は836,278t/年、製品の年間生産量はプロパンが140,752t/年、ブタンが69,713t/年、ナフサが45,474t/年である。製品の発熱量はプロパンが12,023,663t/年、ブタンが11,818,596t/年、ナフサが11,345,823t/年である。製品組成 (wt%) は表 5-4 のようである。

生産量は、31トン/hrの規模を設定している。Feed Gas/Fuel Gas 組成及び発熱量 (HHV) のもとで製品の発熱量を計算すると364,011,100kcal/hrである。これに対してプラントで消費されるエネルギー量は、酸性ガス除去装置で9,789,494kcal/hr、冷凍装置で3,436,013kcal/hr、その他で8,811,071kcal/hrである。

したがって、3.53g-C/Mcalが随伴ガスの液化プラントからの排出原単位になる(表5-5)。

以上の計算結果をまとめると液化工程における燃料ガスは3.77g-C/Mcal、フレア燃料の段階では0.05g-C/Mcal、メタンベントは0.12g-C/Mcalであり、合計で3.94g-C/Mcalである。以上の結果から見るとLPGの生産段階での環境負荷は、採掘のところで1.45g-C/Mcal、液化で3.94g-C/Mcal、採掘ガスのCO<sub>2</sub>含有量が0.39g-C/Mcalであった。

### 5-3 LPG 輸送による環境負荷

燃料消費量を算定する際の標準船型のタンク容積は77,055m<sup>3</sup>、積付率は98%とした。航海燃料消費量は50.45MT/日積荷・空荷航海の平均再液化装置用燃料2.25MT/日を加算した。停泊中の燃料消費量は60MT/日を加算した。積荷比重に関してはプロパン0.583、ブ



タン 0.602 とし、地域別プロパン/ブタンの輸入比率で求めた。中東地域の比率は 0.589、アジア地域 0.591、オーストラリア 0.594 である。

航海距離は日本着を千葉港とし、地域ごとの輸入量の加重平均から算出した結果は下の表 5-6 のようである。

表 5-6 輸出地域別 LPG 輸送における燃料消費量

	加重平均距離	LPG輸入量	標準船輸送量	ラウンド回数	燃料消費量
	(往復マイル)	(MT/年)	(MT/ラウンド)	(回/年)	(MT/ラウンド)
中東地域	13,147	11,958,467	44,478	268.9	1,770
アジア地域	5,221	2,445,396	44,629	54.8	737
オーストラリア	7,364	671,753	44,855	15.0	1,016

以上の条件のもとで計算すると、C重油から 2.66g-C/t・km であり、A重油からは 0.043g-C/t・km である。したがって、輸出地域別 LPG 輸送における燃料消費率は往復で 2.708g-C/t・km、片道で 1.354g-C/t・km である。

これを地域別の距離をもって計算すると、中東からは 1.37g-C/Mcal、南方からは 0.55g-C/Mcal である。輸入構成比の加重平均すると 2.40g-C/Mcal である。

以上のLPG輸入船で直接消費された燃料からの評価値 2.40g-C/Mcal と石油輸入船による環境負荷の評価値である 0.86g-C/Mcal の加重平均の LPG 供給による環境負荷は 2.05g-C/Mcal である。

#### 5-4 設備建設による環境負荷

海外での生産、輸送、国内精製までの設備建設における環境負荷を評価した。これに関連する先行研究と新しいデータが少ないため今回の計算では、電力中央研究所の報告書を参考にした。しかし、そこではモデルで計算を行なったため生産プラントと液化プラント、そして海上輸送の船の区別が容易ではないことと、国内の製油所に関しては評価されていない。したがって、以下の式のように生産段階においては輸入構成比で、輸送船はLPG船を計算して計上した。

$$\text{LPG 設備} = (\text{石油随伴} - \text{石油輸送} \times \text{供給構成比}) + (\text{LNG 随伴} - \text{LNG 輸送} \times \text{供給構成比}) + (\text{石油随伴} \times \text{供給構成比} : \text{国内生産分}) + \text{LPG 輸送船分}$$

その結果、LPG における生産による環境負荷原単位は、0.13g-C/Mcal である。そのうち輸送船によるものは 0.06g-C/Mcal である。

#### 5-5 国内輸送からの環境負荷

国内輸送の環境負荷に関する評価においては、陸上輸送と海上輸送に区分して考察する。まず陸上輸送(タンクローリー)に関する評価における対象車輻に関しては次のようなものを評価対象にしている。車両の大きさは 10 トン車 (7.7 ~ 9.0 トン)、荷物積みは 20 トン

ン、燃料は軽油、燃料消費量は3km/l、持届距離は250kmを用いた。以上のデータをもとにした計算の結果、0.505g-C/Mcalであった。

次に、海上輸送（コースタルタンカー）に関する評価における対象船に関しては次のようなものを評価対象にしている。船の大きさは700トン、1,500馬力エンジン搭載、燃料はC重油、燃料消費量は4.6トン/24hrのようである。計算根拠としては、一時間馬力160g馬力時間、ノット数（速度）は12～15なので航海速度は1.852km/ノット、出力は総出力の80%とする。航海時間は24時間を考える。こうして計算した結果、0.525g-C/Mcalになる。以上のタンクローリーとコースタルタンカーの加重平均は、0.51g-C/Mcalである。

## 5-6 ライフサイクルインベントリー分析結果

以上の各段階毎の結果をまとめると、総発熱量ベースで生産段階の採掘燃料ガス4.43g-C/Mcal、フレア燃焼0.61g-C/Mcal、随伴CO<sub>2</sub>0.41g-C/Mcal、メタンベント0.19g-C/Mcalと輸送段階の2.05g-C/Mcalと設備の0.13g-C/Mcalである（表5-7）。

表5-7 LPG ライフサイクルインベントリー分析結果

区 分		CO <sub>2</sub> 排出原単位 (g-C/Mcal)	
		総発熱量	真発熱量
生産	燃料消費	4.43	4.82
	フレア燃焼	0.61	0.66
	採掘ガスのCO <sub>2</sub> 含有量	0.41	0.45
	メタンベント	0.19	0.21
海外輸送		2.05	2.23
設備		0.13	0.14
小計		7.82	8.51
燃料種別排出原単位		68.33	74.27
国内輸送		0.51	0.55

## 6 . まとめ

以上、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（LCI）を行った。本研究の目的に書かれているように地球温暖化問題に対する関心が高まったことを背景に、各化石エネルギーの利用にともない発生する温室効果ガスについてその生産、輸送、消費に至るライフサイクルでの温室効果ガス排出量を出来るだけ正確に把握できたことは、LCA（ライフサイクル分析）を研究するいろいろの分野で参考になる結果が得られたと評価できるだろう。その結果をまとめると、次のようになる（表6-1）。

本研究の推計結果は、グローバルな視点からエネルギー・環境政策を考える際、判断基準の参考になると考えられる。COP3では国別の目標が設定されたが、地球温暖化はグローバルな問題であることから、温暖化対策を進めるには、LCI分析に基づいたエネルギーのベストミックスを考えることの重要性も示唆している。

表 6-1 各化石エネルギーの環境負荷の比較

(単位：g-C/Mcal)

	石炭		石油		LNG		LPG	
	総発熱量	真発熱量	総発熱量	真発熱量	総発熱量	真発熱量	総発熱量	真発熱量
生産	5.23	5.45	4.64	4.99	11.12	12.35	5.89	6.42
輸送	1.95	2.03	0.90	0.97	2.12	2.36	2.05	2.23
設備	0.13	0.14	0.09	0.10	0.14	0.16	0.13	0.14
燃料種別排出原単位	101.07	105.28	78.01	83.88	56.39	62.66	68.33	74.27
合計	108.38	112.90	83.63	89.92	69.77	77.52	76.40	83.04

また現在、京都メカニズムの具体的な制度設計の検討が行われるなかで、共同実施およびクリーン開発メカニズムの具体的な仕組みを考えるに際して、ライフサイクル的な視点を考慮に入れることも必要な課題である。

今後、より詳細なデータの収集と分析を行い、化石エネルギーの用途別 LCA を通じて、適材適所のエネルギー需給を考えることが重要であろう。

#### 参考文献

- 1) 本藤祐樹, 内山洋司, 外岡豊, 「化石燃料の国内消費に伴い海外で誘発される環境影響物質」, 1999
- 2) 小川芳樹・尹性二, 「採掘から燃焼までグローバルにみた各化石エネルギー源の温室効果の比較」, エネルギー経済, 1998, Vol.24, No.5, (財)日本エネルギー経済研究所
- 3) 通商産業省資源エネルギー庁委託調査, 「火力発電所大気影響技術実証調査報告書」, (財)エネルギー総合工学研究所, 1990
- 4) The Second World Coal Institute Conference, 「COAL FOR DEVELOPMENT」, 1993
- 5) 石炭資源開発, 「石炭の基礎知識(技術編)」, 1996
- 6) (株)エネルギー経済センター, 「COAL MARKET SURVEY 1997-1998 年度版」, 1997
- 7) (株)テックスレポート, 「石炭年鑑 1999」, 1998
- 8) (株)プロジェクトニュース社, 「石炭プロジェクト '99 年度版」, 1998
- 9) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 「平成 4 年度 海外炭輸入基盤整備促進調査」, 1993
- 10) 資源エネルギー庁新エネルギー部監修, 「コール・ノート 1999 年版」, 1999
- 11) 通商産業大臣官房調査統計部, 「平成 9 年エネルギー生産需給統計年報」, 1998
- 12) 運輸省運輸政策局情報管理部, 「内航船舶輸送統計年報, 平成 9 年度」, 1998
- 13) 運輸省運輸政策局情報管理部, 「運輸関係エネルギー要覧, 平成 10 年度版」, 1999
- 14) 日本内航海運組合総連合会, 「国内海上輸送のガイドブック内航海運」, 1989
- 15) 環境庁, 「二酸化炭素排出量調査報告書」, 1992.5
- 16) IPCC; Climate Change, 1995
- 17) IPCC; Green House Gas Inventory Reference Manual, IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Vol. 3.1995
- 18) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, (社)産業環境管理協会; エネルギー使用合理化手法国際調査, 1995
- 19) 電気事業審議会 基本政策部会 電力負荷平準化対策検討小委員会 中間報告, 1997
- 20) 猪刈正則; LNG 冷熱利用と蓄冷システムの将来, 冷凍, 第 66 巻, 第 762 号, 1991, 23 ~ 33.
- 21) (社)空気調和・衛生工学会 地球環境に関する委員会; シンポジウム地球環境時代における建築設備の課題, 1995

お問い合わせ

[info@tky.ieej.or.jp](mailto:info@tky.ieej.or.jp)