Original Paper

Construction of a New Petroleum Refinery Model for MARKAL Energy Model by Setting Blending Ratios of Blendstocks Directly

Koji OYAMA^{*1†} and Atsushi TSUTSUMI^{*2}

(Received May 15, 2015)

MARKAL モデル用の新しい石油精製モデルの構築
— 製油所基材の混合比率を直接設定することを特徴としたモデル —
尾山宏次^{*1}, 堤 敦司^{*2}

Petroleum products such as gasoline, diesel fuel, kerosene, heavy oil and others are co-products from crude oil, which mean that petroleum products cannot be produced independently, due to dependence on refinery configurations. In order to make the petroleum refining model, it is important to appropriately set the properties of the blendstocks from refinery units and blending ratios of these stocks for making products. In this report, petroleum refining model newly constructed for combining with existing Japanese MARKAL energy model will be described. A feature of this model is relatively simple by setting the blending ratios of blendstocks directly and is possible to appropriately express the co-product behavior.

Key Words

MARKAL model, Petroleum refinery, Energy system

原油から製造されるガソリン、軽油、灯油、重油などの石油製品は連産品、すなわち独立的に生産できない製品であり、製油所装置構成による制約を受ける。この石油精製をモデル化するためには各装置から製造される基材特性の設定と製品調整のための基材混合の条件を適切に設定することが重要である。本報告では、日本のエネルギーシステムを対象とした既存の日本版 MARKAL モデルに組み込むことを目的に、新たに構築した石油精製モデルについて説明する。このモデルの特徴は混合用基材の混合比率を直接設定することで比較的簡便、かつ連産品制約を適切に表現できることである。

キーワード

エネルギーモデル、石油精製、エネルギーシステム

1. はじめに

エネルギーモデルは、エネルギー供給から最終消費に至るエネルギーシステムを定量的に分析する上で有用なツールである。いくつかのタイプのモデルが開発されているが、その中で技術積み上げ型（ボトムアップ型）のエネルギーモデルは、エネルギーシステムにおける供給および需要（利用）技術の工学的データを用いて、線形計画法などの数学的手法により、複数年におけるエネルギーサービス需要を満足する個別技術の最適な組み合わせを求めることができる。こ

のタイプのモデルは将来のエネルギーシステムにおける技術シナリオの分析や提案の検討に適しており、そのためにはエネルギーシステムの構造がモデルに適切に反映されていることが必要となる。

石油は主要な一次エネルギー源であるが、その製品のガソリン、軽油、灯油、ジェット燃料、重油などは原油からの連産品であり、各製品を独立的に製造することができない。この連産品の制約は主に製油所の装置構成に依存しており、石油精製システムの大きな特徴である。このため、石油精製

*1 JX Nippon Oil & Energy Corporation
1-1-2, Otemachi, Chiyoda-ku, Tokyo 100-8162, Japan

*2 The University of Tokyo
4-6-1, Komaba, Meguro-ku, Tokyo, 153-8505, Japan

† Corresponding Author

*1 JX エネルギー株式会社
〒100-8162 東京都千代田区大手町 1-1-2

*2 東京大学生産技術研究所
〒153-8505 東京都目黒区駒場 4-6-1

の課題をモデルで評価する際にはこの特徴が適切に反映される必要がある。しかし、例えば技術積み上げ型エネルギーモデルの日本版 MARKAL モデル^{1)~3)}では、連産品制約の特徴は十分に包含されていない。これはエネルギーモデルが主に電力構成を評価・検討するためのツールとして開発されてきたこと、さらには、輸送用燃料のほとんどが石油製品のため、電力モデルと石油精製モデルを独立的に取り扱ってもエネルギーシステムを評価する上で大きな問題にならなかったためと考えられる。しかしながら今後の状況を考えると、石油の主力製品である自動車用燃料として電気や水素の利用拡大が見込まれており、電力などの他のエネルギー源と石油製品との競合関係が強まることが予想される。したがって、このような将来のエネルギーシステムを適切に評価するためには、石油製品の連産品制約を包含したエネルギーシステム全体のモデルが必要になると考えられる。これまでも石油残渣 IGCC による電源構成および石油精製への影響を分析するために、詳細な石油精製モデルを組み込んだ電源モデルを構築し、そのモデルによる解析例も報告されている⁴⁾。しかしながら、そのような解析はまだ限定的であり、また、主要石油製品である自動車用燃料も含めて分析ができるエネルギーモデルは現時点では見当たらない。この大きな理由は、各石油製品の品質規定を用いた制約条件の設定が難しいためと考えられる。

以上のことから、石油製品の連産品制約を包含したエネルギーシステム全体のモデルを構築することを目的に、前述の日本版 MARKAL モデル中の石油精製部分を連産品制約の特徴を持たせた石油精製サブモデルに置き換えることを検討した。本報告では、日本版 MARKAL モデルに組み込みが可能で、かつ連産品制約の特徴を持つ石油精製モデルについて、構造やその定式化について説明する。その後、モデルの妥当性を検証した結果、さらには構築した石油精製モデルによる解析事例を述べる。なおこのモデルは製油所 LP モデルを参考に構築したが、各石油製品の品質規格等を制約条件とする方法に代えて、混合用基材の混合比率を直接的に設定する方法とした。これにより石油精製モデル自体を簡略化しつつも、連産品制約を適切に表現できることが特徴となる。

2. 石油精製モデルの構築

石油精製モデルは、全国の製油所を一つの製油所として取り扱う全国 1 製油所モデルとしている。石油製品は、原油等を原料として、製油所内の各装置から得られる各種基材を製品規格に適合させるように調合することで製造される。石油製品の生産構成比は、各装置の稼働率や基材混合方法を変更することで一定範囲での調整が可能であるが、基本的な製品生産構成比はこれらの装置構成(装置の種類、能力)に依存しており、その結果として連産品の制約が表れる。したがって石油精製モデルにおいては各装置からの各種基材の比率(得率)やその基材の調合条件を適切に設定することが重要になる。このため文献^{5)~7)}の製油所 LP モデルを

参考とした上で、各種装置における体積ベースの原単位を日本版 MARKAL モデルの構造に合わせて、すべて低位発熱量(以下、発熱量)単位とし、エネルギーバランスによるモデルを構築した。以下にモデルの概要を示す。

2.1 石油精製フロー

Fig. 1 に用いた製油所の石油精製フローを示す。

製造に必要な製油所内のユーティリティはすべて自立的に供給するモデルになっている。すなわち、原料として輸入による原油等を外部からの入力として、製油所内の変換操作後、石油製品が外部へと出力される。入力と出力の差分は製油所内で消費される分に相当する。製油所内のユーティリティとしては、蒸気、燃料、電気であり、変換係数として、蒸気は中圧蒸気として 2.739 [MJ/kg 蒸気]⁸⁾、燃料は自家燃料として 29.65 [MJ/L]⁸⁾、電気は自家発電として発電効率 0.36 とした。ユーティリティ用燃料は石油精製プロセスからのガス、石油コークス、高硫黄重油の順で用いるものとしている。

なお、製油所装置としてアルキレート装置、異性化装置、ETBE (エチルターシャリーブチルエーテル) 製造装置などのオクタン価向上を目的としたガソリン基材の製造装置については、設備能力が相対的に低いことから省略している。ただし、これら装置はガソリンのオクタン価変更やバイオ燃料導入を考慮した解析を行う場合、考慮する必要がある。また、原油からの重質軽油留分 (HGO Fraction) については得率が低く、かつ重質軽油留分の処理フローが減圧軽油留分 (VGO Fraction) と類似していることから減圧軽油留分に含めて取り扱うこととした。

原油種については中東系軽質、中東系中質、中東系重質、その他(南方系低硫黄)の 4 種類とした。また石化用ナフサ、重質ナフサ、LPG も輸入できる石油製品としており、外部からの入力される油種は計 7 種類である。

生産される石油製品については日本版 MARKAL モデルと基本的に同じ油種区分とした。MARKAL モデルのエネルギー需要部門や電力変換部門は燃料種別のデータにより構築されており、同じ油種区分とすることで石油精製部以外の構造をほとんど修正することなく、置き換えが可能となる。このため、LPG、石化用ナフサ、ガソリン、軽油、灯油/ジェット、低硫黄重油、高硫黄重油、アスファルト、芳香族原料、潤滑油、石油コークスの 11 種類とした。

製油所内の基材については、装置・原油種・原料・運転条件の違いを考慮すると約 87 種類の基材が存在することになるが、特性が同じようなものを同一基材と取り扱うことで 26 種類の基材とした。Table 1 に入力となる原油等の油種(入力される油種)、Table 2 に 4 種類の原油種の留分構成を示す。さらに Table 3 に出力となる製品油種、Table 4 に製油所基材の油種を示す。また、表中には各油種の体積ベースから熱量ベースへ変換する際に仮定した換算係数⁷⁾も併記した。なお、低硫黄重油 (LS FO) および高硫黄重油 (HS FO) の熱量ベースへの変換方法については、2.3 項で後述

Fig. 1 Refinery flow diagram, Integrated Japanese refining system

Table 1 Input material to refinery model

INPUT (Crude Oil/Imported Products)	Symbol
MiddleEast Crude Oil Light	OILL
MiddleEast Crude Oil Medium	OILM
MiddleEast Crude Oil Heavy	OILH
Other Crude Oil	OILO
Heavy Naphtha	HSR
Naphtha	NPH
LPG	LPG

Table 2 Average yield from main types of crude oil

Fraction	Yield Net heat value %			
	OILL	OILM	OILH	OILO
LPG	1.91	1.49	1.63	0.53
LSR	7.74	5.87	4.58	8.33
HSR	12.16	9.16	9.31	11.39
KER	22.39	17.72	16.10	15.01
SLG	19.58	18.03	14.31	11.69
AR	VGO	27.42	31.92	31.24
	VR	8.80	15.81	22.83
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

AR	VGO	0.757	0.669	0.578	0.678
	VR	0.243	0.331	0.422	0.322

Table 3 Petroleum products from refinery model

OUTPUT (Products)	Symbol	Conversion factor [MJ/L]
Gasoline	GSL	32.20
Naphtha	NPH	32.96
Kerosene/Jet fuel	KRO	34.10
Diesel fuel	DSL	35.50
LS FO	HVL	-
HS FO	HVH	-
Asphalt	ASP	38.80
Lubricants	LUB	38.80
BTX	BTX	33.35
LPG	LPG	25.41
Petroleum coke	COK	30.10*
FOA		36.40
FOC		38.80

*[MJ/kg]

Table 4 Blenbstocks in refinery model

Stocks	Symbol	Converion factor [MJ/L]	Symbol	Converion factor [MJ/L]	Symbol	Converion factor [MJ/L]
Gas	GAS	29.65				
LPG	LPG	25.41				
LSR fraction	LSR	30.32	LSRd	30.32		
HSR fraction	HSR	33.35	HSRd	33.35	FMT	34.70
NPH fraction	CCG	32.96	CCGd	32.96		
KERO fraction	KER	35.11	KERd	35.19		
LGO fraction	SLG	36.32	LCO	37.92	LGO	36.32
	DSG	36.32	LGOd	35.47		
VGO fraction	VGO	38.23	VGOd	38.22	DCO	43.87
AR fraction	ARL	33.40	ARM	38.71	ARH	38.85
	ARO	38.70	DSR	38.12		
VR fraction	VR	39.73				
Others	COK	30.10*				

*[MJ/kg]

する。

2.2 各装置における各種基材の得率と定式化

製油所装置は14種類としたが、条件の違いも考慮した。原油種や原料の違いとして、常圧蒸留(ADU)で4種類、減圧蒸留(VDU)と直接脱硫(AR_DS)で各3種類、ナフサ脱硫と水素製造装置(HPU)で各2種類を考慮した。また運転条件の違いとして、接触分解(FCC)と残油接触分解(RFCC)で各2種類を考慮した。これらの違いを含めると装置条件としては、計25種類となり、これらの条件毎に得られる基材およびその得率は固定とした。

各種装置に入力するのは原料、ユーティリティ、および水素である。ユーティリティは蒸気、燃料、電気の製造に相当するエネルギーの総和としている。入力された原料、ユーティリティおよび水素は、装置内での反応や分離操作により、いくつかの留分の基材として出力される。また入出力の差分は装置での消費エネルギーとなる。各装置におけるエネルギーバランス式は次の通りとなる。

$$X_{ij} = \alpha_{ij} X_{i1} \quad (1)$$

$$Y_{ik} = \beta_{ik} X_{i1}$$

$$\sum_{j=1}^3 X_{ij} = \sum_{k=1}^{12} Y_{ik} + X_{i1} L_i$$

i : 装置番号, X_{i1} : i 装置に入力される原料の発熱量

X_{i2} : 装置 i に入力されるユーティリティの発熱量

X_{i3} : 装置 i に入力される水素の発熱量, k : 出力の留分番号

Y_{ik} : 装置 i から出力される留分 k の発熱量

L_i : 装置 i の単位原料発熱量当たりのエネルギー消費原単位

$\alpha_{ij}, \beta_{ik}: X_{i1}$ を基準とした係数

Table 5 に $\alpha_{ij}, \beta_{ik}, Y_{ik}$ の油種について、25種類の装置条件毎に示す。なお各装置の稼働率を求める際は、複数条件を持つ装置については、条件すべての発熱量の総和を用いて

いる。

また、分解ガソリン CCG についてはその半分量を脱硫するものと仮定したが、ユーティリティと水素の入力量を本来の半分の値と置くことでモデル上は CCG の全量が脱硫装置に導入されることとした。

製油所全体としてもエネルギーバランスが成立し、入力した原料の発熱量総和は出力された製品の発熱量の総和および各装置(25種類)で消費された発熱量の総和に等しくなる。

$$\sum_i X_i = \sum_j Y_j + \sum_{k=1}^{25} F_k L_k \quad (2)$$

i : 原料名, X_i : 製油所に入力される原料 i の発熱量

j : 製品名, Y_j : 製油所から出力される製品 j の発熱量

k : 装置名, F_k : 装置 k に入力される原料の発熱量

L_i : 装置 i のエネルギー消費原単位(式(1)の L_i と同じ)

また水素についても、エネルギーバランスが成立する。

$$H2_{HPU} + H2_{REF} = \sum_i H2_i \quad (3)$$

i : 装置名, $H2_i$: 装置 i に入力される水素の発熱量

$H2_{HPU}$: 水素製造装置(HPU)から出力される水素の発熱量

$H2_{REF}$: 接触改質装置(REF)から出力される水素の発熱量

なお、水素を製品として取り扱う場合は、式(3)の右辺に追加することになる。

2.3 基材混合による製品調合とその定式化

連産品制約を反映した石油精製モデルを構築することが難しい理由は、石油製品製造時の基材混合(基材の選択およびその混合比率の設定)のモデル化が難しいことが考えられる。実際の製油所では、状況に応じて運転条件の変更や蒸留による基材の調整を行う。また、混合比率を設定する際に基準となる品質規格についても、各石油会社で公表されていない JIS 規格以外の規定や考え方も存在したりする。こ

Table 5 Energy balances at refinery units

Unit Name			[U]Stock Name	Input (Feed)			[U]Stock Name												Δ (Input-Output)
			[L]Ratio				[L]Ratio												
		X_{i1}	X_{i2}	X_{i3}	Y_{i1}	Y_{i2}	Y_{i3}	Y_{i4}	Y_{i5}	Y_{i6}	Y_{i7}	Y_{i8}	Y_{i9}	Y_{i10}	Y_{i11}	Y_{i12}			
Stock Name	Feed	UT	H2	GAS Fraction	LPG Fraction	LSR Fraction	HSR Fraction	NPH Fraction	KERO Fraction	LGO Fraction	VGO Fraction	AR Fraction	VR Fraction	COKE	H2	$\angle$			
Coefficient [-]	α_{i1}	α_{i2}	α_{i3}	β_{i1}	β_{i2}	β_{i3}	β_{i4}	β_{i5}	β_{i6}	β_{i7}	β_{i8}	β_{i9}	β_{i10}	β_{i11}	β_{i12}	L_i			
① ADU	ADU(L)	1	OILL 1	0.0090			LPG 0.0191	LSR 0.0774	HSR 0.1216		KER 0.2239	SLG 0.1958		ARL 0.3622			0.0090		
	ADU(M)	2	OILM 1	0.0088			LPG 0.0149	LSR 0.0587	HSR 0.0916		KER 0.1772	SLG 0.1803		ARM 0.4773			0.0088		
	ADU(H)	3	OILH 1	0.0087			LPG 0.0163	LSR 0.0458	HSR 0.0931		KER 0.1610	SLG 0.1431		ARH 0.5407			0.0087		
	ADU(O)	4	OILO 1	0.0088			LPG 0.0053	LSR 0.0833	HSR 0.1139		KER 0.1501	SLG 0.1169		ARO 0.5305			0.0088		
② VDU	VDU(L)	5	ARL 1	0.0095								VGO 0.7571		VR 0.2429			0.0095		
	VDU(M)	6	ARM 1	0.0095								VGO 0.6688		VR 0.3312			0.0095		
	VDU(H)	7	ARH 1	0.0094								VGO 0.5777		VR 0.4223			0.0094		
③ NPH_DS	NPH_DS	8	LSR 1	0.0106	0.0018			LSRd 1.0000									0.0124		
	NPH_DS	9	HSR 1	0.0096	0.0016				HSRd 1.0000								0.0112		
④ CCG_DS	CCG_DS	10	CCG 1	0.0069	0.0022					CCGd 1.0000							0.0091		
⑤ KERO_DS	KERO_DS	11	KER 1	0.0081	0.0081						KERd 1.0000						0.0162		
⑥ GO_DS	GO_DS	12	LGO 1	0.0105	0.0223							LGOd 1.0000					0.0328		
⑦ VGO_DS	VGO_DS	13	VGO 1	0.0163	0.0169					NPH 0.0170		SLG 0.0534	VGOd 0.9296				0.0332		
⑧ AR_DS	AR_DS	14	ARL 1	0.0279	0.0336	GAS 0.0304				NPH 0.0494		DGS 0.0772		DSR 0.8430			0.0615		
	AR_DS	15	ARM 1	0.0278	0.0418	GAS 0.0304				NPH 0.0494		DGS 0.0772		DSR 0.8430			0.0696		
	AR_DS	16	ARH 1	0.0277	0.0500	GAS 0.0305				NPH 0.0496		DGS 0.1138		DSR 0.8061			0.0777		
⑨ REF	REF	17	HSRd 1	0.0426		GAS 0.0860	LPG 0.0879		FMT 0.7602							H2 0.0659	0.0426		
⑩ FCC	FCC(C)	18	VGOd 1			GAS 0.0513	LPG 0.1282			CCG 0.4506		LCO 0.1791	DCO 0.1199				0.0709		
	FCC(L)	19	VGOd 1			GAS 0.0508	LPG 0.1269			CCG 0.3853		LCO 0.2473	DCO 0.1188				0.0709		
⑪ RFCC	RFCC(C)	20	DSR 1			GAS 0.0517	LPG 0.1339			CCG 0.4362		LCO 0.1791	DCO 0.1183				0.0808		
	RFCC(L)	21	DSR 1			GAS 0.0512	LPG 0.1325			CCG 0.3713		LCO 0.2470	DCO 0.1171				0.0809		
⑫ HCU	HCU	22	VGO 1	0.0216	0.0904	GAS 0.0345	LPG 0.0509			NPH 0.3816	KERd 0.1140	LGOd 0.4493					0.0817		
⑬ CDU	DCU	23	VR 1	0.0378		GAS 0.0851				NPH 0.2063		LCO 0.2652	VGO 0.2315			COKE 0.2119	0.0378		
⑭ HPU	HPU1	24	LSRd 1	0.1961												H2 0.8712	0.3249		
	HPU2	25	LPG 1	0.2307												H2 0.8960	0.3347		

Feed ratios and Yields from Refining Units, Based on net heat values of feed stocks

のため、品質規格の制約条件を適切に設定することは難しく、制約条件の設定次第では、現実的でない基材混合方法となったり、逆に設定条件の厳密化により基材混合方法が必要以上に固定的になったりする。今回の石油精製モデルにおいては、これまでの製油所 LP モデルで行っている品質規格を制約条件とする方法に代えて、製品製造時の基材混合の基本的考え方により、混合基材と混合比率を直接的に制約条件とする方法を用いた。さらに、複数の基材混合方法を選択できる構造を持たせることで、各石油製品の製造上の調整代を与えている。この方法は、石油製品の製造上の自由度を一定幅で与えつつ、基材と混合比を直接的に制約するため、簡便でかつ製油所内の基材の過不足が理解しやすくなり、結果の解析も容易になることが期待できる。

以下にガソリン、軽油、重油の各石油製品の製造における混合条件の設定に関する考え方と方法を示す。

2.3.1 ガソリン製造

日本では 100RON のプレミアムガソリン (JIS 規格: RON96.0 以上) と 90RON のレギュラーガソリン (JIS 規格: RON89.0 以上) が市場に存在し、平成 24 年度におけるレギュラーガソリン生産量はガソリンの 86% とその大半を占める。このためガソリン製品はすべてレギュラーガソリンとして取り扱った。レギュラーガソリンに対する概略の基材混合方法は、脱硫形質ナフサ (LSRd)、脱硫分解ガソリン基材 (CCGd)、改質ガソリン基材 (FMT) の 3 種類の基材を用いてオクタン価と蒸留性状を合せ、蒸気圧についてボタンで調整するという考え方で行われる。このためガソリン用混合基材として LPG (ボタンと仮定)、LSRd、CCGd、FMT の 4 種類に絞り、各基材のオクタン価をそれぞれ 96RON、70RON、92RON、103RON と設定した上で 90RON の製品ガソリン GSL を製造するものとした。また、これら 4 種類の基材を用いて按分により 90RON になるようにあらかじめ GSL1 と GSL2 の計 2 通りのガソリンの混合比率を定め、この 2 種類の混合比率のガソリンが製油所の基材バランスに応じて任意の割合で製造できるモデル構造を持たせた。この方法によりガソリン基材の混合比率を一定範囲で変更することができ、ガソリン製造上の自由度を持つことになる。Table 6 にガソリン製造における 2 通りの発熱量ベースの基材の混合比率を示す。

またガソリン生産量はエネルギーバランスが成立する。

$$Y_{GSL} = Y_{GSL1} + Y_{GSL2} \quad (4)$$

Y_i : 製品 i の生産量に相当する発熱量(以下においても同様)

2.3.2 軽油製造

製品軽油は脱硫した軽油留分と灯油留分の基材を混合して製造される。通常は低温時の流動性を考慮した混合率になるが、ここでは軽油 DSL として、軽油留分/灯油留

Table 7 Blending ratios of diesel fuel stocks

	KERd	LGOd
DSL1	0.194	0.806
DSL2	0.293	0.707

分 = 70/30 (vol%) である DSL1、および軽油留分/灯油留分 = 80/20 (vol%) である DSL2 の計 2 通りの混合比率の軽油 DSL を設定した。これらの軽油は製油所の基材バランスに応じて任意の割合で選択できる構造としていることから、軽油留分 70 ~ 80 vol% の範囲 (残りが灯油留分) で自由度を持つ製造方法となる。Table 7 に軽油製造における 2 通りの発熱量ベースの基材の混合比率を示す。また、FCC や RFCC からの分解系軽油留分を軽油へ混合できる構造を持たせるために、LGO として、SLG、LCO が利用できるものとした。

また軽油生産量のエネルギーバランス式は以下の通り。

$$Y_{DSL} = Y_{DSL1} + Y_{DSL2} \quad (5)$$

2.3.3 重油製造

重油は常圧残渣油 (AR) や減圧残渣油 (VR) などの高粘度の残渣分に低粘度の軽油留分等の基材をカッター材として混合し、粘度と硫黄分濃度を調整することで製造される。JIS 規格では A 重油のように残渣分が少ない軽油留分主体の重油も含めて、6 種類に分類されている。なお、用途別も含めると 7 種類 (A 重油 (硫黄分で 2 区分)、電力用 C 重油 (硫黄分で 2 区分)、一般 C 重油 (硫黄分で 3 区分)) に大別されている。石油精製において、原油に含まれる残渣分はアスファルトや C 重油の基材として利用するか、あるいは RFCC や DCU などの分解装置で別の基材に変換して利用するかのいずれかになる。このため、残渣分の含有率が高い C 重油の構成比が低下するに伴い、残渣分 VR を混合利用できる量が減り、その分、分解装置の必要量が増加する。このため、重油製造の残渣分利用に関わる条件設定は、連産品制約上、重要となる。

本モデルでは日本版 MARKAL モデルの重油の区分に合わせて、硫黄分による LS 重油 (HVL) と HS 重油 (HVH) の 2 種類とした。このため、製油所 LP モデルでの 7 種類の重油区分を HVL と HVH の重油に整理しなおした。HVL に用いる基材については、低硫黄原油である OILO の常圧残渣分 (ARO)、直脱重油基材 (DSR)、さらに間接脱硫重油を想定して VR と低硫黄分のカッター材 (CHVL) の混合を想定した。また、HVH に用いる基材については、ARL、ARM、ARH、VR とカッター材 (CHVH) との混合によるものとした。ここで CHVL として VGOd、DSG、SLG が利用できることとした。また、CHVH は DCO、LCO、SLG が利用できることとした。

以上、低硫黄重油 HVL として HVL1、HVL2、HVL3、HVL4 の計 4 通り、高硫黄重油 HVH として HVH1、HVH2 の 2 通りを設定した。Table 8 に重油製造における HVL と HVH の発熱量ベースの基材混合比率を示す。

Table 6 Blending ratios of gasoline stocks

	LPG	LSRd	CCGd	FMT
GSL1	0.024	0.113	0.810	0.053
GSL2	0.023	0.298	0.201	0.478

Table 8 Blending ratios of stocks for fuel oil

	CHVL	VR	DSR	ARO
HVL1	1-aL	aL	-	-
HVL2	1.000	-	-	-
HVL3	-	-	1.000	-
HLV4	-	-	-	1.000

	CHVH	VR
HVH1	1-aH	aH
HVH2	1.000	-

なお HVL1 と HVH1 に利用できる残渣分 VR の上限値をそれぞれ a_L と a_H とした。その設定方法については Appendix 1 を参照。

2000 年度と 2007 年度の a_L と a_H の値は以下の通り。

2000 年度： $a_L=0.247$, $a_H=0.220$

2007 年度： $a_L=0.195$, $a_H=0.210$

また重油生産量のエネルギーバランス式は以下の通り

$$Y_{HVL} = Y_{HVL1} + Y_{HVL2} + Y_{HVL3} + Y_{HVL4} \quad (6)$$

$$Y_{HVH} = Y_{HVH1} + Y_{HVH2} \quad (7)$$

なお HVH の基材として用いる常圧残渣油 ARL, ARM, ARH はあらかじめ残渣分 VR とカッター材 CHVH (VGO) に仮想的に分離して考慮した (常圧残渣基材における VR と VGO の比率は Table 2 参照)。このため, HVH1 のみについて, VR と CHVH は以下の式で定義した。

$$Y_{VR} = 0.243Y_{ARL} + 0.331Y_{ARM} + 0.422Y_{ARH} + Y_{VR}^* \quad (8)$$

$$Y_{CHVH} = 0.757Y_{ARL} + 0.669Y_{ARM} + 0.578Y_{ARH} + Y_{CHVH}^* \quad (9)$$

Y_{VR}^* : 実際の VR として混合した発熱量

Y_{CHVH}^* : 実際の CHVH として混合した発熱量

Y_i : 常圧残渣基材 i の混合量に相当する発熱量

2.3.4 その他製品製造

製品灯油 KRO は KERd 単体利用とした。石化用ナフサ NPH は LSRd を利用することとし, 不足分は製品輸入とした。LPG も不足分は製品輸入である。また ASP, LUB, BTX については, 生産量が小さいことから後工程のエネルギー使

用量が製油所全体として無視できるものとした。このためエネルギー上は各々の原料である VR, VGOd, FMT の単体利用とした。

2.4 石油精製モデルの妥当性確認

エネルギーベースの石油精製モデルについては, MARKAL モデル用の入力テンプレートソフト⁹⁾を利用し, 石油精製の単体モデルを作成した。この石油精製モデルの妥当性の確認は, 元とした製油所 LP モデルによる最適化計算の結果を参照値とし, 同様な条件で行った最適化による計算値との比較を行い, 各原油種の輸入量や装置稼働率で同様な結果が得られるかどうかで判断することとした。このため以下に示す前提条件はいずれも元となる文献と条件を合わせたものである。

想定年度は 2000 年度および 2007 年度であり, Table 9 に各年度の製品生産量および発熱量に変換した値を示す。なお, すべての生産量を固定すると解自体が得られないことがあるため, COK の生産量についてはフリーとしている。

目的関数は単年度での国内需要を満たす石油生産の総コスト (原料総コスト+設備投資費-余剰製品分の利益) の最小化としている。

$$\min \left\{ \sum_i C(input)_i \cdot X_i + \sum_j C(invest)_j \cdot U_j - \sum_k C(surpl)_k \cdot Y_k \right\} \quad (10)$$

i : 原料名, $C(input)_i$: 原料の単位発熱量当たりのコスト,

X_i : 原料 i の入力量に相当する発熱量

j : 装置名, $C(invest)_j$: 設備コスト (単位発熱量当たりのコスト),

U_j : 装置 j の設備増強分に相当する発熱量

k : 余剰製品名, $C(surpl)_k$: 余剰製品の単位発熱量当たりのコスト,

Y_k : 余剰製品 k の生産量に相当する発熱量

なお余剰製品とは生産量をフリーとした製品の余剰分, および自家燃料として内部消費分の GAS, COK, HVH である。余剰分の単位発熱量当たりの利益は原料コストよりも同等以下に設定しているため, コスト最小化においては, 連産品制約からの必要性以上に生産されることはない。ここで外部か

Table 9 Assumption of productions

Products	2000FY Production		2007FY Production	
	millions of kL/yr	PJ/yr	millions of kL/yr	PJ/yr
Gasoline	56.952	1,834	59.850	1,927
Naphtha*	47.686	1,572	48.548	1,600
Kerosene/Jet fuel	39.026	1,331	37.310	1,272
Diesel fuel	42.212	1,499	34.360	1,220
LS FO	21.728	822	17.234	652
HS FO	46.719	1,765	37.455	1,415
Asphalt	5.339	207	5.500	213
Lubricants	2.279	88	2.600	101
BTX	5.455	182	5.605	187
LPG*	9.809	899	9.166	840
Coke	free	free	free	free

*:Demand

Table 10 Assumption of costs for crude oil and products

	Price \$/GJ	Comments
OILL	5.39	Imported
OILM	5.11	
OILH	4.92	
OILO	5.20	
NPH	6.17	
HSR	6.17	
LPG	7.30	
DSL	4.92	Surplus
COK	2.00	
BTX	6.17	
GAS	0.00	

Table 11 Assumption of maximum annual operating capacity of units

No.	Unit Name	2000FY		2000FY
		2007FY		2007FY
				Cost
		Maximum Available Operating Activity		Investment
		millions of kL/year	PJ/year	\$/GJ
1	ADU	242.76	8,618	0.38
2	VDU	89.33	3,511	0.38
3/4	NPH_DS	49.17	1,640	0.73
5	CCG_DS	-		1.10
6	KERO_DS	68.59	2,408	1.80
7	GO_DS	45.70	1,660	2.20
8	VGO_DS	44.66	1,708	2.50
9	AR_DS	28.20	1,108	3.00
10	REF	38.66	1,172	1.93
11	FCC	36.44	1,393	2.82
12	RFCC	14.07	551	3.19
13	HCU	7.48	286	2.82
14	DCU	6.23	247	2.82
15	HPU	8547 [MNm3/year]	92	20.40

らの原料は原油、重質ナフサ、石化用ナフサ、LPGである。
Table 10 に原料コストと余剰分製品価格を示す。また Table 11 に 2000 年度、2007 年度の各設備能力の想定値、および設備コストを示す。

2000 年度のその他の前提条件として、入力される原油量の制約を参照値 $\pm 10\%$ の範囲とした。また、一部の装置の稼働率を 100%とした。

・ $2270 < X_{OILL} < 2508$, $2377 < X_{OILM} < 2627$, $2594 < X_{OILH} < 2867$, $1188 < X_{OILO} < 1314$, $X_{HSR} \leq 175$ 単位【PJ/yr】

・稼働率固定装置 (100%) : FCC, RFCC, HCU, DCU

また 2007 年度のその他の前提条件として、原油量の制約を参照値 $\pm 20\%$ の範囲とした。

・ $1910 < X_{OILL} < 2866$, $1889 < X_{OILM} < 2833$, $1841 < X_{OILH} < 2761$, $913 < X_{OILO} < 1369$, $X_{HSR} \leq 175$ 単位【PJ/yr】

以上の条件で計算した結果について、2000 年度は Table

12 に、2007 年度は Table 13 に示す。

表中には製油所 LP モデル結果を参照値として今回のモデルによる計算値の比率も合わせて記載したが、いずれもほぼ 1 割程度内に収まっている。元となるモデルの制約条件などが文献に明記されておらず、詳細な考察は難しいが、装置からの各種基材の得率を合わせた上で装置の稼働率が同程度になることは、基材の混合比率が元のモデルと同様な値、すなわち適正な混合比率になっていると推定される。このことから、モデル構造としては連産品制約を持ち、妥当な結果が得られたものと判断した。

以上、新たに構築した石油精製モデルと元の製油所 LP モデルの計算結果の比較検討により、今回構築した石油精製モデルがこれまでの製油所 LP モデルと類似した特性を持ち、石油精製を模擬できるモデルとして妥当であることを確認した。

Table 12 Calculated results in 2000FY (Annual operation activities)

Unit Name	PJ/yr		Ratio
	Reference	Model	
ADU	8,715	8,916	1.02
VDU	2,726	2,496	0.92
NPH_DS	1,213	1,588	1.31
CCG_DS	-	773	-
KERO_DS	1,559	1,622	1.04
GO_DS	1,133	1,046	0.92
VGO_DS	1,359	1,373	1.01
AR_DS	714	764	1.07
REF	1,020	1,022	1.00
FCC	1,276	1,276	1.00
RFCC	540	540	1.00
HCU	286	286	1.00
DCU	237	237	1.00
HPU	54	69	1.29
Imported			
OILL	2,389	2,508	1.05
OILM	2,502	2,627	1.05
OILH	2,730	2,593	0.95
OILO	1,251	1,188	0.95
HSR	174	99	0.57
NPH	974	1,259	1.29
LPG	650	487	0.75

Table 13 Calculated results in 2007FY (Annual operation activities)

Unit Name	PJ/yr		Ratio
	Reference	Model	
ADU	8,050	8,204	1.02
VDU	2,831	2,668	0.94
NPH_DS	1,213	1,547	1.28
CCG_DS	-	854	-
KERO_DS	1,408	1,508	1.07
GO_DS	960	823	0.86
VGO_DS	1,422	1,465	1.03
AR_DS	806	684	0.85
REF	1,130	1,029	0.91
FCC	1,317	1,362	1.03
RFCC	535	551	1.03
HCU	286	286	1.00
DCU	247	247	1.00
HPU	60	59	0.98
Imported			
OILL	2,388	2,641	1.11
OILM	2,361	1,889	0.80
OILH	2,301	2,761	1.20
OILO	1,141	913	0.80
HSR	174	174	1.00
NPH	1,164	1,345	1.16
LPG	608	414	0.68

今回構築した石油精製モデルは製油所 LP モデルをベースとしたモデルであるが、元のモデルと異なる点は、製品品質規格の代わりとして、制約条件に基材とその混合比率を用いたことにある。この方法は各石油製品の細部までの品質規格の適合性は担保されていないが、モデル構造が簡略化できるとともに、将来の製油所内の石油製品の基材の過不足などから生じる連産品制約の課題を十分評価できる構造になっていると考えられる。

最後の項では石油精製モデルを用いて、石油製品の需要構成変化が及ぼす影響の解析事例を示す。

3. モデルによる石油製品の需要構成変化の影響解析

これまで、連産品制約を持つ製油所 LP モデルを用いて、将来における製油所の設備増強の必要量などの評価が行われてきた^{5)~8)}。ここでは本モデルを用いて、同様に石油精製に関わる将来課題の評価を検討事例として行うこととした。

将来の日本の石油需要は需要量の低減とともに、重油、特に C 重油の製品構成比の相対的低下が予想されている。このことは、原油残渣分の分解利用を進めるための装置装備率の向上が求められている¹⁰⁾。加えて、これまで、品質規格が比較的緩やかな C 重油が果たしてきた基材バランスの調整機能について、他の石油製品によって補う必要が出てくる。すなわち、要求品質が厳しいガソリンにおいてさえも製油所内の基材バランスの関係上、分解系基材の混合比率を変化させる必要が出てくる。本項では将来における石油製品構成比変化がガソリンの製造方法（基材混合比の変化）におよぼす影響を調べることにした。このため、2007 年度と 2018 年度を想定し、各年度について前項と同様、総コストを目的関数とした単年度の最適化計算を行い、ガソリン基材の混合比率がどのように変化するかを調べることにした。

計算の前提条件である製油所装置能力および石油製品生産量を Table 14 および Table 15 に示す。

ここで 2007 年度の石油油製品生産量は生産実績値¹¹⁾とした。2018 年度については、需要想定値¹²⁾を元に生産量を推定した。需要想定値に含まれていない電力用 C 重油は、500 万 kL とした。また、軽油生産量については、国内需要量 (3273 万 kL) を下限値とし、それに輸出量 (2013 年度輸出量 (1040 万 kL)) を加えた値を上限値として、その範囲で生産量を設定できるようにした。なお軽油輸出分は余剰分として取り扱うこととし、Table 10 に示す価格を与えた。さらに 2018 年度時点の装置能力は、2014 年末段階で公表されている装置能力とした。

Table 14 より、製油所の装置能力は、2007 年度より原油処理量が減少するにもかかわらず、分解装置については増強されていることが分かる。また Table 15 より、2007 年度と 2018 年度の石油製品生産量比率を比較すると A 重油は 8% から 5% に、C 重油は 17% から 10% と重油の製品構成比率の大幅低下が予想されていることが分かる。

なお、最適化計算に際しては、COK と BTX を生産量フリー

Table 14 Major assumptions (Maximum annual operation capacity of units)

No.	Unit Name	2007 PJ/year	2018 PJ/year
1	ADU	8,421	7,505
2	VDU	3,425	3,283
3/4	NPH_DS	1,616	1,641
5	CCG_DS	-	-
6	KERO_DS	2,410	2,410
7	GO_DS	1,565	1,661
8	VGO_DS	1,688	1,706
9	AR_DS	1,058	1,092
10	REF	1,205	1,297
11	FCC	1,250	1,392
12	RFCC	673	705
13	HCU	271	295
14	DCU	295	366
15	HPU	92	92

Table 15 Major assumptions (Production)

Products	2007FY Production		2018FY Production	
	PJ/yr		PJ/yr	
Gasoline	1,881	22%	1,631	25%
Naphtha*	1,655	20%	1,430	21%
Kerosene/Jet fuel	1,287	15%	1,038	16%
Diesel fuel	1,529	18%	min.1162 max.1522	max.case 23%
LS FO	661	8%	307	5%
HS FO	1,379	17%	702	10%
Total fuel oil	8,392	100%	6,630	100%
Asphalt	221		159	
Lubricants	99		94	
BTX	free		free	
LPG*	754		731	
COK	free		free	

*:Demand

とした。また原油種は1種類にすることで、製油所装置構成および石油生産構成比率の変化による影響のみを調べることとした。このため、原油種はOILAと標記し、2010年における輸入原油全体の平均得率の値¹³⁾を用いた。Table 16にOILAの得率を示す。OILAは得率以外はOILMと同じに取り扱った。また計算にあたっては、なお装置建設等のコストは前項と同じとした。

その他の制約条件は以下の通り。

- ・ $X_{HSR} \leq 175$ 単位【PJ/yr】
- ・ 原油コスト(OILA) : 5.11 【\$/GJ】
- ・ 2007年度 : $a_L = 0.255$, $a_H = 0.230$
- ・ 2018年度 : $a_L = 0.252$, $a_H = 0.249$

以上の条件における2007年度および2018年度の計算結果をTable 17に示す。表には、装置稼働率、輸出入量、およ

Table 16 Major assumptions (Average yield of crude oil)

Fraction	Yield	
	Net heat value %	
	OILA	
LPG	1.90	
LSR	5.39	
HSR	12.64	
KER	17.99	
LGO	16.54	
AR	VGO	31.57
	VR	13.97
Total	100.00	

Table 17 Calculated results (Annual Operation Activities, etc.)

Unit Name	2007FY	2018FY
	PJ/yr	
	Annual Operation Activities	
ADU	8,631	7,277
VDU	2,408	2,478
NPH_DS	1,637	1,312
CCG_DS	857	935
KERO_DS	1,553	1,309
GO_DS	1,111	1,132
VGO_DS	1,345	1,497
AR_DS	798	836
REF	1,172	920
FCC	1,250	1,392
RFCC	673	705
HCU	271	211
DCU	295	366
HPU	52	67
Production		
BTX	226	243
COK	63	78
Import		
OIL(S)	8,631	7,277
HSR	82	0
NPH	1,427	1,166
LPG	270	285
Export		
DSL	0	360

び生産量をフリーとした制約条件がない製品(BTXとコークス)の生産量に相当する発熱量を示している。

Table 14との比較から、いずれの年度もFCC、RFCC、DCUの稼働量が最大値となっており、残渣分の分解操作が装置能力の限度まで行われていることがわかる。

Fig. 2に2007年度および2018年度のガソリンの発熱量ベースの基材比率を示す。

この図より、2007年度のガソリンにおけるCCGdの基材混合比率が45.6%であったものが2018年度では57.3%と

Fig. 2 Calculated gasoline blendstock

12%程度増加し、一方でFMTが30.01%から21.8%に低下することが分かる。これは、RFCCからの分解ガソリン基材CCGdの増加による基材調整方法の一つとして、ガソリン中のCCGdの混合比率が増加し、それに対応したオクタン価バランスによりFMTの混合比率が低下したものと考えられる。また、この影響で2018年度においてはFMTの原料であるHSRの輸入が不要になっていることも分かる。このようなガソリン製造への影響は、将来の自動車用燃料課題の一つとして考えられており¹⁴⁾、オレフィン分の多いCCGdの増加により、例えば酸化安定性の低下などの品質課題の可能性も言及されている。

以上、将来的な石油製品需要の変化、およびその対応の結果として起こりうる自動車用燃料などの基材の混合比率の変化について、定量的な推定方法として活用できることが分かる。

4. 結 論

日本版 MARKAL モデル中の石油精製サブモデル用として、製油所 LP モデルを参考にエネルギーベースの石油精製モデルを構築し、そのモデルの妥当性を確認した。これにより、連産品であることの制約を持つ石油精製モデルを構築できた。また、本石油精製モデルを用いた解析事例を通じて、将来における石油製品需要変化が製油所内の分解系を中心とした装置稼働量に変化を及ぼし、その結果、基材バランスの関係でガソリンの基材混合比の影響を定量的に推定できることが確認できた。

今後、この石油精製モデルを日本版 MARKAL モデルに組み込むことで、日本のエネルギー構成における石油の位置づけや課題点について、例えば、電力供給において石油火力を一定規模維持し、発電用重油の需要量を確保するケースが、石油製品生産や品質のバランス上、かつエネルギー総コストからも有効になる可能性など、エネルギー全体の視点を含めた評価に活用できればと考えている。

文 献 : References

- 1) Sato, O.; Shimoda, M.; Tatetsu, K.; Tadokoro, Y., JAER-Research 99-015 (1999) : 佐藤治, 下田誠, 立松研二, 田所啓弘, JAER-Research 99-015 (1999)
- 2) Gotoh, Y.; Sato, O.; K.; Tadokoro, Y., JAER-Research 99-046 (1999) : 後藤純孝, 佐藤治, 田所啓弘, JAER-Research 99-046 (1999)
- 3) Komiyama, K.; Suzuki, K.; Nagatomi, Y.; Matsuo, Y.; Suehiro, S., *J. Jpn. Soc. Energy Resources*, **33**(2), 34-44 (2012); 小宮山涼一, 鈴木研悟, 永富悠, 松尾雄司, 末広茂, エネルギー・資源学会論文誌, **33**(2), 34-44 (2012)
- 4) Ono, H.; Araki, K.; Oda, T.; Miyazaki, T.; Ueda, Y.; Akisawa, A., *J. Jpn. Inst. Energy*, **90**, 235-246 (2011) : 小野春明, 荒木圭司, 小田拓也, 宮崎隆彦, 上田祐樹, 秋澤淳, 日エネ誌, **90**, 235-246 (2011)
- 5) Japan Petroleum Energy Center, PEC-2003JC-11 (2004) : (財)石油産業活性化センター, PEC-2003JC-11 (2004)
- 6) Japan Petroleum Energy Center, PEC-2003T-15 (2004) : (財)石油産業活性化センター, PEC-2003T-15 (2004)
- 7) Japan Petroleum Energy Center, PEC-2008L-03 (2009) : (財)石油産業活性化センター, PEC-2008L-03 (2009)
- 8) Japan Petroleum Energy Center, PEC-1996R-09 (1996) : (財)石油産業活性化センター, PEC-1996R-09 (1996)
- 9) ANSWERv6-MARKAL Load Templates Manual
- 10) Ministry of Economy, Trade, and Industry, http://www.enecho.meti.go.jp/notice/topics/017/pdf/topics_017_001.pdf : 経済産業省, http://www.enecho.meti.go.jp/notice/topics/017/pdf/topics_017_001.pdf (Last access 2016.1)
- 11) Ministry of Economy, Trade, and Industry, http://www.meti.go.jp/statistics/tyo/seidou/result/gaiyo/resourceData/07_shigen/nenpo/h2dhhpe2007k.pdf : 経済産業省 HP, http://www.meti.go.jp/statistics/tyo/seidou/result/gaiyo/resourceData/07_shigen/nenpo/h2dhhpe2007k.pdf
- 12) Ministry of Economy, Trade, and Industry, http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shigen_nenryo/pdf/005_s01_00.pdf : 経済産業省, http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shigen_nenryo/pdf/005_s01_00.pdf
- 13) Japan Petroleum Energy Center, JPEC-2012LP-01 (2013) : (一財)石油エネルギー技術センター, JPEC-2012LP-01 (2013)
- 14) Japan Petroleum Energy Center, JATOP II Conference, (2015), http://www.pecj.or.jp/japanese/jcap/jatop2/pdf/index_jatop2_5-1.pdf : (一財)石油エネルギー技術センター, JATOP II 成果発表会, http://www.pecj.or.jp/japanese/jcap/jatop2/pdf/index_jatop2_5-1.pdf

Nomenclature

ADU：常圧蒸留装置
 VDU：減圧蒸留装置
 NPH_DS：ナフサ脱硫装置 (③)
 CCG_DS：FCC ガソリン選択脱硫装置 (④)
 KERO_DS：灯油脱硫装置 (⑤)
 GO_DS：軽油脱硫装置 (⑥)
 VGO_DS：減圧軽油脱硫装置 (⑦)
 AR_DS：重油直接脱硫装置 (⑧)
 REF：接触改質装置 (⑨)
 FCC：接触分解装置 (⑩)
 RFCC：残油接触分解装置 (⑪)
 HCU：水素化分解装置 (⑫)
 DCU：減圧残渣油熱分解装置 (⑬)
 HPU：水素製造装置 (⑭)
 LPG：液化石油ガス
 LSR：軽質直留ナフサ留分
 LSRd：脱硫軽質直留ナフサ留分
 HSR：重質直留ナフサ留分
 HSRd：脱硫重質直留ナフサ留分
 FMT：改質ガソリン基材
 CCG：解ガソリン基材
 CCGd：脱硫分解ガソリン基材
 NPH：ナフサ留分/石化用ナフサ
 KER：灯油留分
 KERd：脱硫灯油留分
 SLG：直留軽油留分
 LCO：分解軽油留分
 LGO：軽油留分
 DCO：分解重質油
 DSG：直脱軽油
 DSR：直脱残渣油
 LGOd：脱硫軽油留分
 VGO：減圧軽油留分
 VGOd：脱硫減圧軽油留分
 AR：常圧残渣油
 VR：減圧残渣油
 OILL：中東系軽質原油
 OILM：中東系中質原油
 OILH：中東系重質原油
 OILO：その他原油 (南方系重質原油)
 OILA：2010 年度の平均原油
 ARL：OILL からの常圧残渣油
 ARM：OILM からの常圧残渣油
 ARH：OILH からの常圧残渣油

ARO：OILO からの常圧残渣油
 CHVH：重油カッター基材 (HS 用)
 CHVL：重油カッター基材 (LS 用)
 HVH：高硫黄 (HS) 重油
 HVL：低硫黄 (LS) 重油
 H₂：水素
 COK：石油コークス
 DGL：製品ガソリン
 KRO：製品灯油 & ジェット燃料
 DSL：製品軽油
 FOA：A 重油
 FOC：C 重油
 ASP：アスファルト
 LUB：潤滑油
 BTX：石化用芳香族 (Benzene, Toluene, Xylene)
 GAS：製油所内ガス
 a_L：HVL 中の VR 上限比率
 a_H：HVL 中の VR 上限比率

Appendix 1 重油の VR 含有率の上限値の設定方法

2000 年度の重油生産実績を Table A1 に示す。

表より低硫黄 (LS) と高硫黄 (HS (MS 含む)) に区分し、低位発熱量ベースの値に変換すると FOA (HS) は 730 PJ, FOC (HS) は 1,034 PJ となる。また, FOA (LS) は 313 PJ, FOC (LS) は 509 PJ となる。ここで FOC の VR 含有率を 0.40, FOA は 0 と仮定し, 平均値を求めると LS 重油 (HVL) で 0.220, HS 重油 (HVH) で 0.234, となる。この値が 2000 年における VR 含有率の実勢値と想定し, それぞれモデル上の上限値 a_L および a_H とした。なお, FOA と FOC の需要量 (生産量) は毎年変化する。このため, VR 含有率上限値もそれに応じて変更する必要がある。ここでは FOA と FOC 内における LS 重油と HS 重油の比率を 2000 年と同一と仮定し, 年毎に同様な計算で求めることとしている。2007 年においては a_L および a_H はそれぞれ 0.210 と 0.195 となる。

Table A1 Demand of fuel oil in 2000FY (Actual production)

		Demand (2000FY)		Comments
		Thousands of kL/yr	PJ/yr	
FOA	LS	8,599	313	Powerplants
	HS	20,065	730	
FOC	LS	7,559	293	
	HS	8,354	324	
	LS	5,570	216	General
	MS	4,774	185	
	HS	13,526	525	