

インドネシア共和国
バンコ炭有効利用計画調査
中間報告書

1985年5月

国際協力事業団

インドネシア共和国
バンコ炭有効利用計画調査
中間報告書
(要 旨)

JICA LIBRARY



1034483[6]

国際協力事業団	
受入 月日 '85. 7. 10	108
登録No. 11696	68.5
	MPI

マイクロ
フィルム作成

バンコ炭有効利用計画調査
インテリムレポート（マスタープラン）

— 要 旨 —

本報告書は、（財）日本エネルギー経済研究所が国際協力事業団から受託を受けた「バンコ炭有効利用計画調査」のうち、昭和59年度に実施された「第1段階：戦略的調査」の調査結果を中間報告書（インテリム・レポート）として取りまとめたものである。

1. バンコ炭有効利用計画調査の概要

日本国政府は、インドネシア政府の要請に基づき、同国南スマトラに賦存するバンコ炭の有効利用計画に係るフィージビリティ調査を行なうこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

調査の概要は次のとおりである。

1) 調査の種類；海外開発計画事業

2) 調査実行機関

日本側；国際協力事業団（JICA）

インドネシア側；科学技術評価応用庁（BPPT）

3) 調査の目的；南スマトラ・バンコ地域に賦存する褐炭の有効利用計画の策定

4) 調査の対象；南スマトラ・バンコ炭

（輸送が困難な褐炭）

5) 主たる目的；合成液体燃料・化学品の生産

6) 利用技術；褐炭のガス化とガスよりの合成

7) 調査方法と期間；第1段階・戦略的調査・1年

第2段階・ガス化試験調査・2.5年

第3段階・フィージビリティ調査・1.5年

8) 調査の範囲

イ) インドネシアにおける石炭、合成燃料および化学品の需要調査。

ロ) バンコ炭の賦存量・品質およびその採炭コスト調査。

ハ) 小規模ガス化試験設備を用いた、バンコ地域の各種褐炭のガス化特性の把握。

ニ) バンコ炭有効利用計画マスタープランの立案。

ホ) フィージビリティスタディと開発計画の提言。

2. 戦略的調査（第1段階）の目的と方法

(1) 調査の目的

昭和59年度に実施されている戦略的調査は、本計画に関連する基礎的要素情報を広く収集し総合的見地から解析して、バンコ炭有効利用に関する基本構想を策定することである。

(2) 調査の方法

本計画調査は世界的にも実施例の少ない新しい調査分野であり、また資源性状、石炭およびその誘導品の市場（ニーズ）がガス化技術の選択に影響を及ぼすことから調査領域は広く複雑である。

従って戦略的調査においては下記のように基本計画立案の基礎となる各要素の調査を行った上で、これらの要素を慎重に吟味して基本構想を立案するよう計画されている。

1) 本計画調査の背景ならびに誘導品市場調査

（ 5、 6月、第1班担当）

2) 石炭資源ならびに採炭コスト調査

（ 7、 8月、第2班担当）

3) バンコ褐炭の利用技術調査

（ 9、～12月、第3班担当）

4) バンコ炭有効利用計画基本構想調査

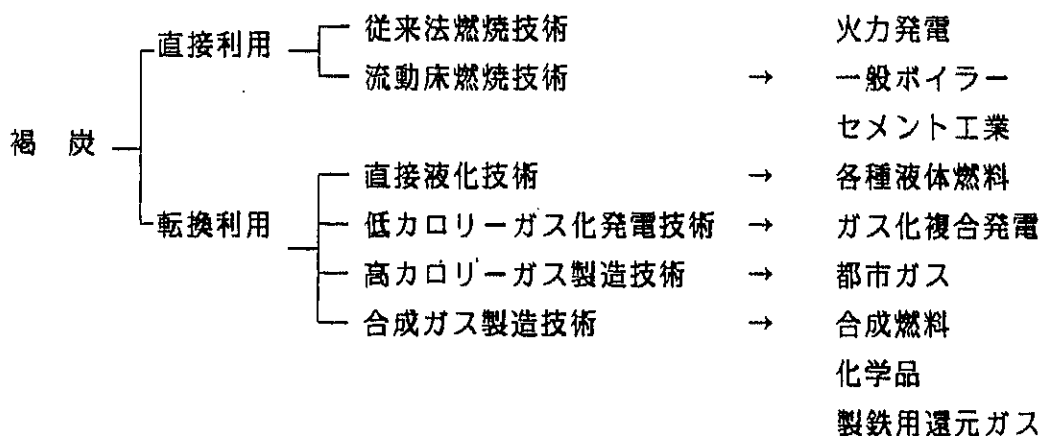
（昭60年 1～ 3月、第4班担当）

バンコ炭の利用計画は、上記の1)および2)による資源と市場の調査結果を基礎に、これらに適するガス化技術を3)で調査・選択し、4)で総合的に組立てられる。

3. バンコ炭利用技術の選定方法

(1) バンコ炭の利用技術体系の選定

バンコ炭は、褐炭であるためコークスの原料としては使用出来ず下記の範囲が利用方法の調査対象となる。



このうち転換利用—直接液化は、将来有望な液体燃料の生産手段と期待されるが、現時点では技術開発の初期段階にあることから調査の対象外とし、直接燃焼利用およびガス化利用を調査の対象として選定した。

(2) バンコ炭のガス化試験用技術の選定

石炭のガス化技術は石油危機を契機に第2世代技術と呼ばれる多くの新しい技術が開発されている。これらのガス化技術はそれぞれ異なった固有のガス化特性を持っており、バンコ炭への適否はバンコ炭の品質と目的とする生成ガスの用途に基づき評価する必要がある。

従って、バンコ炭のガス化試験用ガス化技術の選定は、第1班による市場調査により選択される生成ガスの用途と第2班によるバンコ炭の品質調査に基づき、第3班によってこれらに適する技術を選定するよう計画されている。

4. 基礎事情ならびに褐炭とその誘導品の市場調査結果要旨

(1) 本調査の基礎事情調査

1) 原油の役割

インドネシアの原油生産能力は、約160万バレル/日と見積られ、1983年度の石油輸出額は、全輸出額の64%を占めた。

2) 国内エネルギー消費動向

国内のエネルギー消費は、'72-82年の10年間で年率13.6%の高い伸びを示し、エネルギー消費に占める石油の依存度は80%と極めて高い。この結果、石油輸出量は生産能力の鈍化もあって1977年をピークに減少傾向にある。

なお、ここ2~3年の原油消費の伸びは石油製品の値上げにより鈍化傾向にある。

3) エネルギー政策

政府は第4次5カ年計画(REPELITA-IV)で石油以外の代替エネルギーの開発・導入と省エネルギーの促進をはかり、石油依存度を1988年末で現状の78%から62%へ低下せしめる計画である。また、同計画における経済成長は年率5%、エネルギー消費は同7%と想定されているが、石油の伸びは同3%以下と見積られている。その結果、石油輸出余力は今後100万バレル/日以上を確保できると想定されている。

4) 石炭利用政策

REPELITA-IVでは、石炭、水力、地熱といった代替エネルギーの開発が大幅に拡大することになっているが、とりわけ石炭の利用には最も力が注がれる計画となっている。

5) 長期エネルギー需給見通し

昭和53年～56年にJICAが実施したインドネシアエネルギー需給データバンク調査のモデルを使用して長期エネルギー需要予測を実施した。

'82/95年のGDPの伸びを年率 5.0%とした長期エネルギー需給見通しによると、商業一次エネルギー及び石油供給量を比較すると、各々 2.36 倍、1.89 倍に増加する。これはインドネシアの潜在的エネルギー需要が依然として強いことを示すもので、政府の価格政策およびに需要抑制策が継続されない限り、石油需要は、大幅に増加することになる。

モデル計算に使われた主な外生変数

	1995/82 %/Yr	Remarks
Growth rate of Crude oil production (原油生産量上昇率)	0.35	1982; 133.7 X10 ⁴ B/D 1995; 140 X10 ⁴ B/D
Growth rate of exported crud oil price (原油輸出価格上昇率)	3.5	29.53 \$/BBL('83) 46.2 \$/BBL('95)
Deflator for agricultural goods export price (農産物輸出価格デフレーター)	7.1	
Index for international export price (国際輸出価格指数)	7.1	
Exchange rate of Rp. relative to U.S \$ (ルピアの対ドル為替交換レート)	-5	
Population (人口増加率)	2.0	2.3 (80/71) 158.1百万人('83)
Government consumptipn expenditure (政府消費支出)	14.0	6,831 X10 ⁹ ルピア ('82)

1995年におけるエネルギー源エネルギー需要見通し

	1982			1995			95/82 (%/yr)
	10 ³ tce	Physical Unit	%	10 ³ tce	Physical Unit	%	
Natural Gas	12,781		23.1	21,968		16.8	4.3
Coal	217		0.4	19,160		14.6	41.2
Hydro Power	1,060		1.9	10,626		8.1	19.4
Geo-thermal	0		0	1,029		0.8	—
Oil	41,357	206,371 56.5万 B/D	74.6	78,073	389,584 106.7万 B/D	60.0	5.0
Grand Total	55,415	276,521 75.8万 B/D	100	130,856	652,971 178.9万 B/D	100	6.8

(2) バンコ炭からの誘導品市場調査

1) 直接燃焼利用

今後10年間に約5,000MWの石炭火力の建設計画があり、バンコ炭の電力用炭としての利用は極めて有望である。しかし、バンコ炭は長距離輸送が困難なことから山元での直接燃焼ないしはガス化複合サイクルによる発電の可能性調査が必要である。

2) 燃料メタノール(特定用途向)

合成ガスからのメタノールの生産は、石油代替燃料として有望である。ことに、発電用に国内で大量に消費されているディーゼル油に代替して利用されれば国内における経済効果は非常に大きい。

3) ガソリン混合用メタノール

欧米を中心にこのところメタノールを自動車ガソリンの代替燃料として利用する動きが活発になっており、インドネシアでも自動車ガソリンに3%程度混合し使用することが検討されている。

4) 肥料

現在、国内の肥料需要は年率10%の高い伸びを示している。肥料生産の原料は天然ガスが使用されているが、その価格は政策的に極めて低い水準に置かれている。したがって、将来ガス価格を国際水準まで引き上げるような是正策がとられれば、石炭からの合成ガスを利用した肥料生産が、一定の市場を得ることは可能であろう。

5. バンコ炭資源とその採炭コスト予備調査結果要旨

(1) バンコ炭の埋蔵量と品質

バンコ地域の石炭探査は、1974～78年の間にシェル社により実施された。

当調査結果によれば、採炭深さを 100m以内とした場合の確認埋蔵量、剥土比およびその品質は次のとおりである。

地 区 名	確認埋蔵量 百万トン	剥 土 比 $m^3 / t \cdot 石炭$	品 質
ブロックA (バンコ北西 地区)	129.5	2.0	全水分 28～35%
ブロックB (バンコ西およ び中央地区)	178.5	1.5	灰分含有量 4～16% (ドライ) 揮発分含有量 40.5～48.5% (ドライ)
ブロックC (バンコ中央 地区)	127.5	2.5	硫黄含有量 0.15 ～ 2.4% (ドライ) 発熱量 6,100～7,100Kcal /Kg (ドライ)
合 計	435.5		

(2) バンコ炭の性状

- 1) バンコ炭は輸送および貯炭中に自然発火をし易く、また粉炭になり易いことおよび水分の含有量が多いため輸送困難な褐炭 (Nontransportable brown coal) である。
- 2) バンコ炭は灰分中に多量のナトリウム (Na_2O) を含み、また一部の炭層から得られる褐炭は灰の融点が低い (約 $1,150^{\circ}C$) のため通常の微粉炭ボイラーでは汚れおよび腐食を生じる。

(3) バンコ炭の採炭条件

採炭コストの予備的調査を行うための前提条件として、資源探査の精度が高く、また炭層が安定して埋蔵量も多いバンコ北西地区を対象に採炭条件の調査を行った。

- イ) 採炭対象面積 ; 約 $4 Km^2$
- 炭層露頭方向長さ ; 約 $8 Km$
- 巾 ; 平均 $520 m$
- ロ) 採炭深さ ; 表土より $100m$ まで (河川床高さまで)

- ハ) 炭層の傾き ; 10~15°
 ニ) 残壁の角度 ; 20°
 ホ) 可採埋蔵量 ; 98百万トン

確認埋蔵量 123百万トンから品質劣化損失 5%、地層変動損失10%、採炭時損失 5%等予想される損失を差引いて算出した。

- ヘ) 石炭生産能力(想定値) ; 3百万トン/年
 ト) 可採年数 ; 33年
 34年以降は他の地区で採炭する。
 チ) 処理物量 ; 10.8百万 m^3 /年
 石炭 ; 2.3
 剥土 ; 8.5
 リ) 剥土性状 ; 粘土岩および凝灰岩

(4) バンコ炭の採炭方法

大型機械を最大限に利用した連続式採炭方法と自走式機械を利用した非連続式採炭方法の2種類について採炭方法を調査した。

1) 連続式採炭方法

- バケットホイールエキスカバレータ ; 石炭および岩石の掘削と積込み
 1,000 m^3 /hr×5台
 ベルトコンベヤー ; 石炭および剥土の運搬
 各種合計 20,000 m

2) 非連続採炭方法

- ロープショベル ; 石炭および岩石の掘削と積込み
 10 m^3 クラス×6台
 リヤダンブトラック ; 石炭および剥土の運搬
 77トンクラス×29台
 ベルトコンベヤー ; 場外での石炭・剥土運搬
 合計 3,000 m

(5) バンコ炭の採炭コスト(概算)

1) 前提条件

採炭コスト計算のための財務条件は現在まで未調査のため、下記の仮定に基づきコストを概算した。

- 償 却 ; 機械は耐用年数内定額法
 施設は33年定額法とした
 金 利 ; 金利10%/年、各年の対象残存簿価を初
 投資額の50%とし、100%借入金によ

るものとした。

運転費

：経験に基づく機械ごとの積上げ

一般管理費

：償却、金利、運転費の合計の20%とした。

2)採炭コスト(概算値)

	連続採炭方法	非連続式採炭方法
生産直接費	1,580	1,580
償却費	1,630	730
借入金金利	730	470
諸経費	790	550
合計	4,730	3,330

1\$ = 240円

単位 円/t

なお上記採炭コストには社宅・病院等厚生設備および鉱区外のインフラストラクチャー費用、各種ロイヤリティは含まれていないので実質コストは若干増加するものと予想される。

6. バンコ炭利用技術調査結果要旨

褐炭の利用技術に関して、次の分野の調査を実施し工業的に利用可能な技術がほぼ確立されていることが明らかにされた。

- イ) 褐炭ガス化技術
- ロ) 合成ガス利用技術
- ハ) 発電技術
- ニ) ニートメタノールエンジン

6-1 褐炭ガス化技術の調査

(1) ガス化技術に求められる要件

市場調査(第1班)および資源採炭コスト調査(第2班)の結果、ガス化技術に求められる主たる要件が次のとおり明らかにされた。

- 1) 合成ガスの生産に適すること
(合成燃料および尿素の生産)
- 2) 山元発電に適すること
(山元発電/直流高圧送電)
- 3) 灰分中の高濃度Na₂Oに耐えうること

(2) ガス化技術の全般調査とその分類

石炭（褐炭以外の石炭を含む）のガス化技術は第1次石油危機（昭48年）以後、石炭有効利用の有能な手段として米国、西独、英国、日本等で研究開発が取り進められており、大規模パイロットプラント試験を実施中（実施済を含む）の工業化可能と判断される技術は世界で10種類以上が発表されている。

これらの技術は、開発の目的、開発者の技術的背景および反応機構と炉構造上のアイデアによりそれぞれ特徴がある。（図 参照）

- | | | |
|---------|---|-------------------------|
| 1) 固定床式 | ┌ | — ガス組成より燃料ガスの生産に適する。 |
| 2) 流動層式 | | |
| 3) 噴流層式 | ┌ | — 合成ガスおよび燃料ガスのいずれにも適する。 |
| 4) 鉄浴式 | | |

(3) 日本におけるガス化技術とその特性

日本においてはサンシャイン計画を中心に次のようなガス化技術が開発中で、その一部は工業化可能な段階にある。（表 参照）

1) 石炭技術研究所／電源開発／NEDO

- 空気式加圧流動層（2段反応）
- 発電用燃料ガスの生産
- 40T/日 パイロットプラント試験中
- 1000T/日実証試験炉の基本設計実施中

2) 住友金属工業

- 酸素式常圧鉄浴法
- 合成ガスの生産
- 60T/日 パイロットプラント試験終了
- 現在240T/日実証試験炉を建設中（西独KHD社と共同開発）

3) 電源開発／NEDO

- 酸素式加圧流動層（石炭と残査油のガス化）
- 燃料ガスの生産（SNGおよび発電用燃料ガス）
- 12T/日（石炭20T/日に担当）のパイロットプラント試験実施中

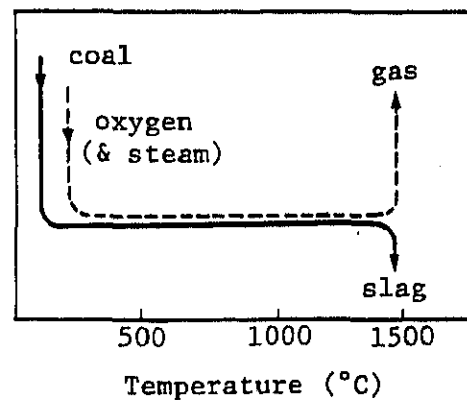
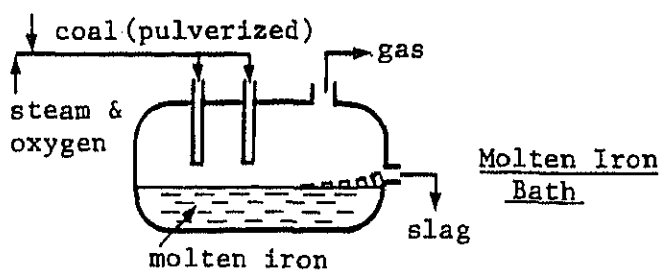
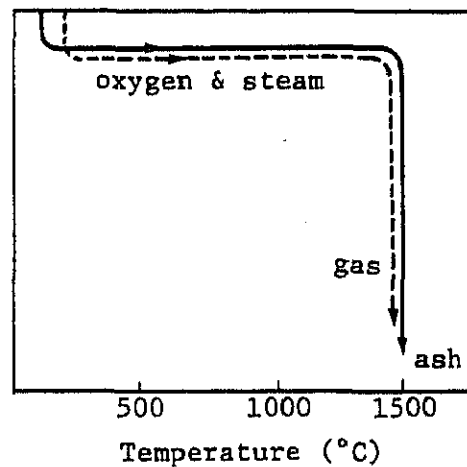
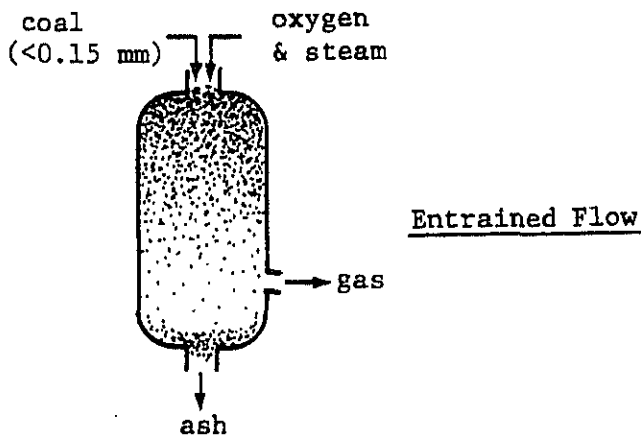
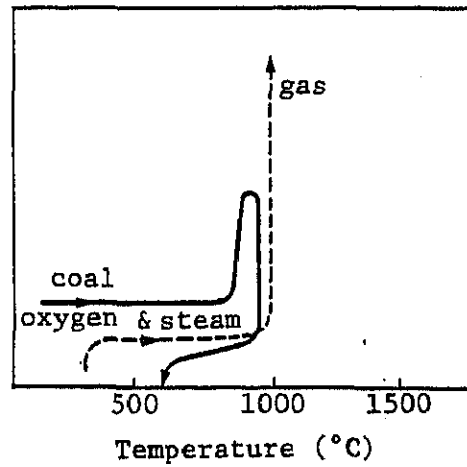
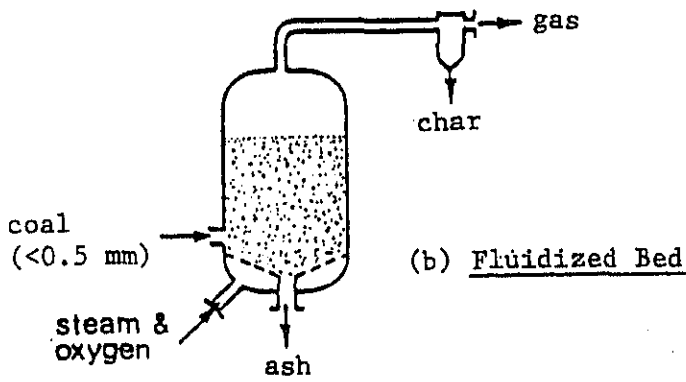
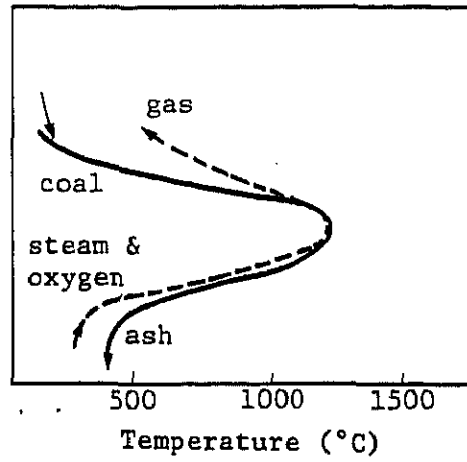
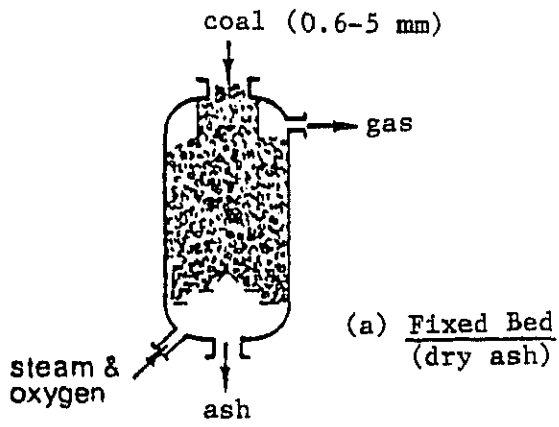
4) 電力中央研究所／三菱重工

- 空気または酸素式加圧噴流層
- 発電用燃料ガスの生産
- 2T/日小規模パイロット試験中

5)日立製作所／NEDO

- 酸素式加圧噴流層（2層反応）
- 燃料ガスおよび合成ガスの生産
- 1T／日小規模パイロット試験中

CLASSIFICATION OF PRINCIPAL COAL GASIFIER TYPES



SUMMARY OF OPERATIONAL AND PERFORMANCE CHARACTERISTICS
FOR JAPANESE GASIFIERS

Name and/or Developers	Fluidized Bed		Entrained flow		Molten Iron Bath
	CMRC EPDC NEDO	-HYBRID- EPDC NEDO	CRIEPI MHI	HITACHI	
Gasifying Medium	Air/Steam	O ₂ /Steam	Air, O ₂ /Steam	O ₂ /Steam	O ₂
Coal Size & Feed Method					
-Size	1.5 mm	< 1 mm	200 mesh under 80-90 μ	200 mesh under 70 μ	200 mesh under 70 μ
-Feed	Lock-hopper	Resid. Oil Slurry	Pneumatic	Pneumatic	Pneumatic
Ash State	Dry	Dry	Slag	Slag	Slag
Operating Press. & Temp.					
-Pressure kg/cm ² G	20	30	20	9	Atm.
-Temperature °C	840-920	750-950	1000-1600	1300-1600	1400-1600
Efficiencies					
-Carbon Conversion %	94	87.7		93	> 98
-Cold Gas Efficiency %	71	71.5		70	74-80
Steam & O ₂ Requirement					
-Steam kg/kg-coal	1.0	2.2			0.05-0.15
-O ₂ "	Air 2.1Nm ³	0.5-0.7		0.8	0.5
Gas Composition Typical (vol%, Dry)					
H ₂	14.5	31	8.4	32.3	32.7
CO	9.2	14	18.1	55.0	61.1
CH ₄	5.6	21	1.6	0.2	--
CO ₂	16.5	32	8.0	12.4	3.0
N ₂	53.3	--	60.7	--	--
Capacity T/D (One Unit)	40	20 (equivalent)	2	1	60
Application	Power	SNG	Power	Multi-use	Multi-use
Remarks	*Combination with Dry Desulf. System	*Coal:4 T/D H.Oil:8 T/D	*Two Stage entrained flow -combustor -reductor	*Two Stage Reaction	*Lime & Flux *240 T/D Pilot Plant in Sweden under construction
	*Two Stage F.B.				

CMRC: Coal Mining Research Center
 EPDC: Electric Power Develop. Co.
 NEDO: New Energy Development Organization
 CRIEPI: Central Research Institute for Electric Power Industries
 MHI: Mitsubishi Heavy Industries
 CGS: Creative Gas and Steel

6-2 合成ガスの誘導品の生産技術調査

インドネシアの市場調査結果および現在の技術開発の状況から次の誘導品の生産技術について調査した。

- 1)メタノール
- 2)合成燃料油（フィッシャー・トロプス合成）
- 3)尿素
- 4)合成タンパク
- 5)メタノール経由ガソリン

これらの誘導品の生産技術は天然ガスまたは石炭からの合成ガスを原料として工業的に実証されている。

6-3 発電技術調査

燃料としてのバンコ炭の性状をふまえて、通常の発電用ボイラーへの使用の能否を評価し、更に将来有望とされているガス化・複合発電について調査した。

- 1)バンコ炭は灰分中の Na_2O が多いため通常の微粉炭直接燃焼ボイラーに使用することは困難である。
- 2)流動層燃焼ボイラーはバンコ炭に適しており、送電システムと併せて今後詳細調査が必要である。
- 3)高温ガスタービン、高温ガス精製法等現在開発中の研究が成功すればバンコ炭をガス化複合発電に利用することは有望であり、今後詳細調査が必要である。

6-4 燃料メタノールの利用技術調査

市場調査の結果、特定の用途（発電用ガスタービン、固定式ディーゼル発電機、市内バス、鉱山機械、農業用機械）に限定した場合、燃料メタノールの生産は極めて有望との見通しが得られたので、特定用途（主として現在のディーゼルエンジン）に燃料メタノールを利用する可能性について調査した。

- 1)メタノールはオクタン価が高く、一方セタン価が低いのでスパークによる着火方式を使う必要がある。
- 2)従来のディーゼルエンジン（圧縮着火方式）によスパーク着火を応用すれば、既存のエンジンを大巾に改造することなく、燃料メタノールが利用可能である。
- 3)上記エンジンは現在 1,000時間の走行試験を終了しており、量産可能な体制にある。
- 4)メタノール用エンジンとして開発されたスパークアシストディーゼルエンジンは燃料としてメタノール、ディーゼル油いずれも使用可能であり、燃料選択の自由度がある点に特徴がある。

7. バンコ炭有効利用のためのガス化技術の評価結果要旨

(1) 合成ガス生産のためのガス化技術

バンコ炭を原料として合成ガスを生産するためのガス化技術に関し総合的に評価を行った結果、鉄浴法ガス化炉が最適との結論を得た。

合成ガス生産のためのガス化技術の評価

	固 定 床 (熔 融 灰 式)	流 動 層 (酸 素 式)	噴 流 層 (酸 素 式)	鉄 浴 法 (酸 素 式)
合成ガス組成	5	4	2	1
不純物含有量	4	3	2	1
石炭品質の自由度	4	3	2	1
エネルギー効率	3	2	3	1
生成ガス圧力	1	1	1	3
運転の安定性・安全性	1	1	3	1
設備費	3	2	2	1
工業化実績	1	1	1	2
合計	22	17	16	11
総合評価 (順位)	4	2	2	1

(2) ガス化複合発電のためのガス化技術

現在技術開発が取り進められている高温乾式脱硫装置および高温乾式脱じん装置が、研究目標を達成するものとして、ガス化複合発電のためのガス化技術に関し、総合的に評価を行った結果、空気式加圧流動層ガス化炉が最適との結論を得た。

ガス化複合発電のためのガス化技術の評価

	固 定 床 (熔 融 灰 加 圧 空 気 式)	流 動 層 (加 圧 空 気 式)	噴 流 層 (加 圧 酸 素 式)	鉄 浴 法 (常 圧 酸 素 式)
生成ガス圧力	1	1	1	10
酸素・水蒸気 消費量	2	1	3	2
タール含有量	3	1	1	1
不純物含有量	3	2	2	1
生成ガス発熱量	1	1	1	1
炭素効率	1	2	1	1
運転の安定性 ・安全性	2	1	4	1
設備費 (酸素分離を含む)	5	1	4	3
工業化実績	1	1	1	2
石炭品質の自由度	4	3	2	1
合 計	23	14	20	23
総 合 評 価	3	1	2	3

(3) ガス化試験設備のためのガス化技術

1960年～63年度に実施される予定の、バンコ地域に賦存する性状の異なった各種褐炭のガス化試験調査においてガス化試験装置に使用する技術の選択に関し、上記各項目で述べた現在までの総括的調査結果に基づきインドネシア側と詳細に協議の結果、合成ガスの生産に最適の鉄浴法ガス化技術を採用すべしとの結論を得て、59年11月 1日minutes of meetingにより相方で確認した。

ガス化試験設備のためのガス化技術の評価

	噴流層	鉄浴法
合成ガス組成		
CO、H ₂	○	○
硫黄化合物	×	○
石炭品質の自由度	×	○
バンコ炭のテスト経験	×	○
工業実績	○	×
運転性能	×	○
保守性	○	×
技術移転	×	○
結論	×	○
	○ 良	
	× 普通	

8. バンコ炭有効利用の可能性見通し

(1) 技術的フィージビリティの見通し

1) ガス化および合成ガス誘導品

合成ガス生産のための褐炭のガス化技術、生成ガスの合成技術および燃料メタノールエンジン等利用技術はほぼ確立されておりバンコ炭の有効利用は技術的に可能と判断される。

2) 直接燃焼利用

バンコ炭は灰分中のNa₂Oが多いため、従来の微粉炭燃焼ボイラーに使用することは困難である。一方流動層燃焼ボイラーはバンコ炭に適していると推定されるが調査不十分につき今後補足調査をしてバンコ炭利用の可能性を判断する必要がある。

3) ガス化複合発電

ガス化技術はほぼ確立されているが、後続の高温ガス精製システムとガスタービン（1,300℃クラス）が開発途上にあるため現時点で技術的フィージビリティを評価することは時期尚早である。

(2) 経済的フィージビリティの見通し

1) 燃料メタノールの生産

バンコ炭の採炭コストと文献に発表されたメタノール生産コストから推測して、燃料メタノールの生産コストは現在の原油価格とほぼ同等であり、今後長期的に

見て原油価格が上昇するとすれば経済的可能性は高いと言えよう。

2) 合成ガソリンの生産

原油価格が36～37/バーレル以上にならないと商業的競争力は無いが、古いエンジンにもそのまま使用可能でかつ流通コストがメタノールに比べ安い点に長所がある。従って経済的可能性は、今後の原油価格動向とインドネシア政府の諸政策に支配されると言えよう。

3) 尿素の生産

インドネシアの尿素向け天然ガス価格が、LNG原料並の価格に上昇すればバンコ炭から尿素を生産する可能性が生じる。

4) 石炭ガス化複合発電

1,300℃クラスの高温ガスタービンが開発されれば経済的可能性は高いと推定される。

9. バンコ炭有効利用のマスタープラン

(1) 上述の諸調査結果に基づき、バンコ炭の利用策として

- a) メタノールおよび山元発電
- b) メタノール、尿素および山元発電

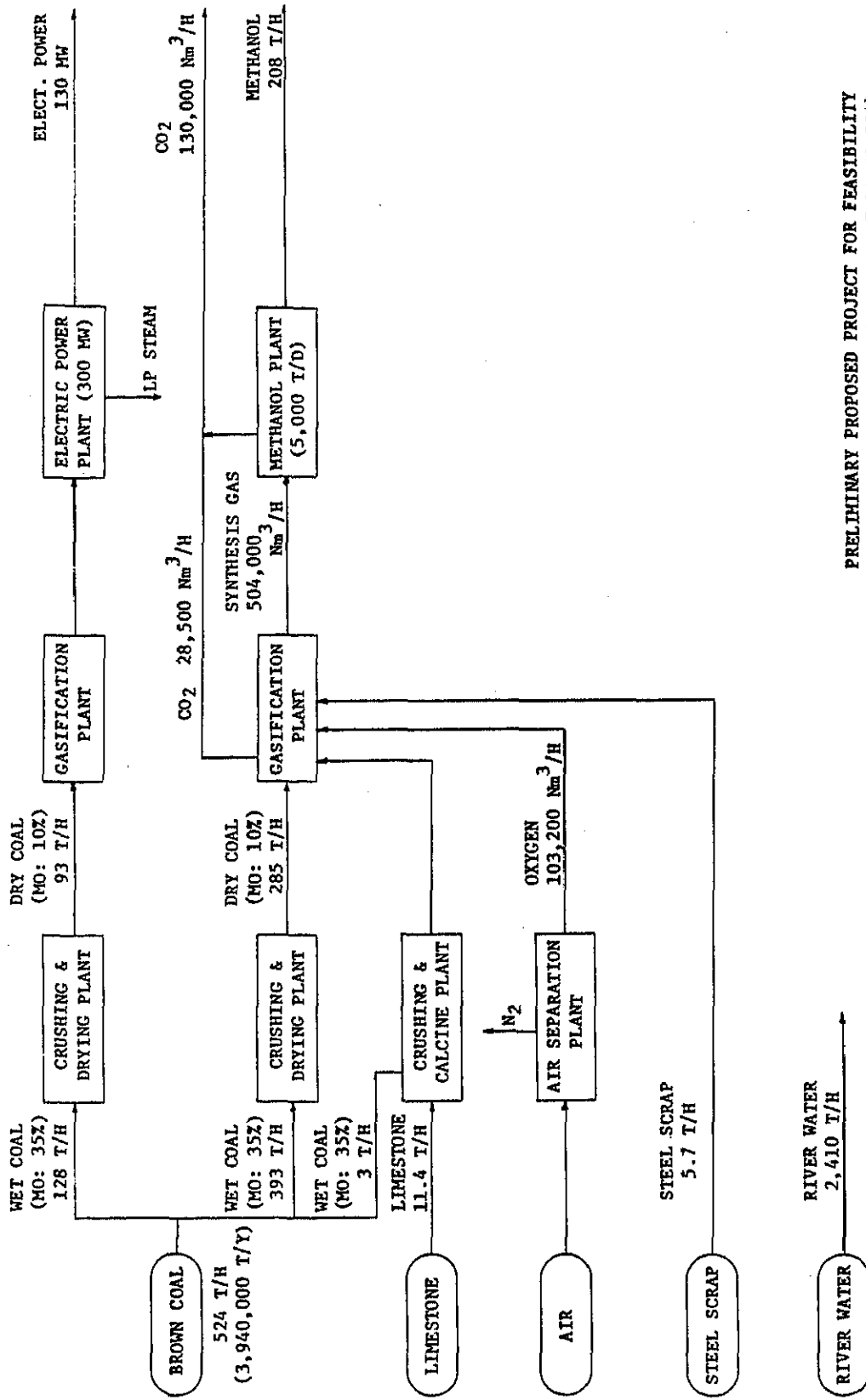
の2ケースを選び、かつ発電能力を変えた場合について合計6ケースの物質・熱収支（原料石炭所用量、製品生産量、蒸気、冷却水所要量等）を概算した。

(2) 物質・熱収支上各ケース共工業的に実施可能と推定され、石炭資源量、冷却用水量（エニム川より取水）等の面で特別な制約は無いとの見通しを得た。

(3) バンコ炭有効利用のマスタープランとして、将来の市場展望と経済的可能性見見通しから、図に示すようにメタノールの生産および山元発電のケースを選定した。概要は次のとおりである。

発電設備能力	MW	300の場合	1000の場合
採炭量（未乾燥炭）	百万トン／年	3.9	6.0
石炭所要量（乾燥炭ベース）	”	2.8	4.8
メタノール生産量	”	1.6	1.6
メタノール品質	—	化学用	化学用
ジャワ向け電力供給能力	MW	85	800
冷却水所要量	トン／時	2,400	5,100

なお、適切な発電能力は、需要・電力・コスト・資金等の調査が不十分なため、マスタープランでは 300MW～1000MWとし、今後の補完調査により定めることとした。



PRELIMINARY PROPOSED PROJECT FOR FEASIBILITY
STUDY ON EFFECTIVE UTILIZATION OF BANKO COAL

10. パンコ炭ガス化試験計画

(1) ガス化試験の目的

- i) インドネシア・パンコ地区に賦存する各種褐炭を鉄浴石炭ガス化試験装置でガス化し、そのガス化特性を把握するために必要な各種データを得ること。
- ii) ガス化試験の結果得られた諸データを既存の知見を織り込みながら解析し、フィージビリティ調査に必要なガス化に関する基礎資料を取りまとめること。
- iii) 本ガス化試験は、新技術の開発やエンジニアリングデータの把握を目的とするものではない。

(2) 試験装置の規模

ガス化特性の把握・評価が可能な適切な規模として、石炭吹き込み量で20kg/hの試験装置を計画した。

設備計画の前提となる基本諸元は、次の通りである。

項目	量	備考
鉄浴量	300kg	
石炭吹き込み量	20kg/h	乾燥炭
吹き込み酸素量	575Nm ³ /coal-t, 12Nm ³ /h	標準値、炭種で異なる
キャリアガス量	150Nm ³ /coal-t, 3Nm ³ /h	N ₂
発生ガス量	2000Nm ³ /coal-t, 40Nm ³ /h	標準値、炭種で異なる
生石灰添加量	30kg/coal-t, 0.6kg/h	標準値、炭種で異なる
スラグ生成量	78kg/coal-t, 1.6kg/h	

(3) 試験計画

	1986年度							1987年度										
	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2
装置の据付	[Bar chart: 9-11]																	
試運転・調整	[Bar chart: 12-3]							Camp I										
テスト(Camp.1)								Camp II										
テスト(Camp.2)								[Bar chart: 5-6]										
データ解析								(国内) Camp III										
テスト(Camp.3)								[Bar chart: 10-12]										
報告書作成								(国内)										

試験装置の据付および試運転・調整・メカニカルなコールドテスト（現地サンプル炭による乾燥、粉碎、流送）は、1987年3月末までに終了する予定。

ガス化試験期間は、1987年4月から1988年3月末までの1年間とし、試験内容によってキャンペーンⅠ～Ⅲの3段階に区分する。

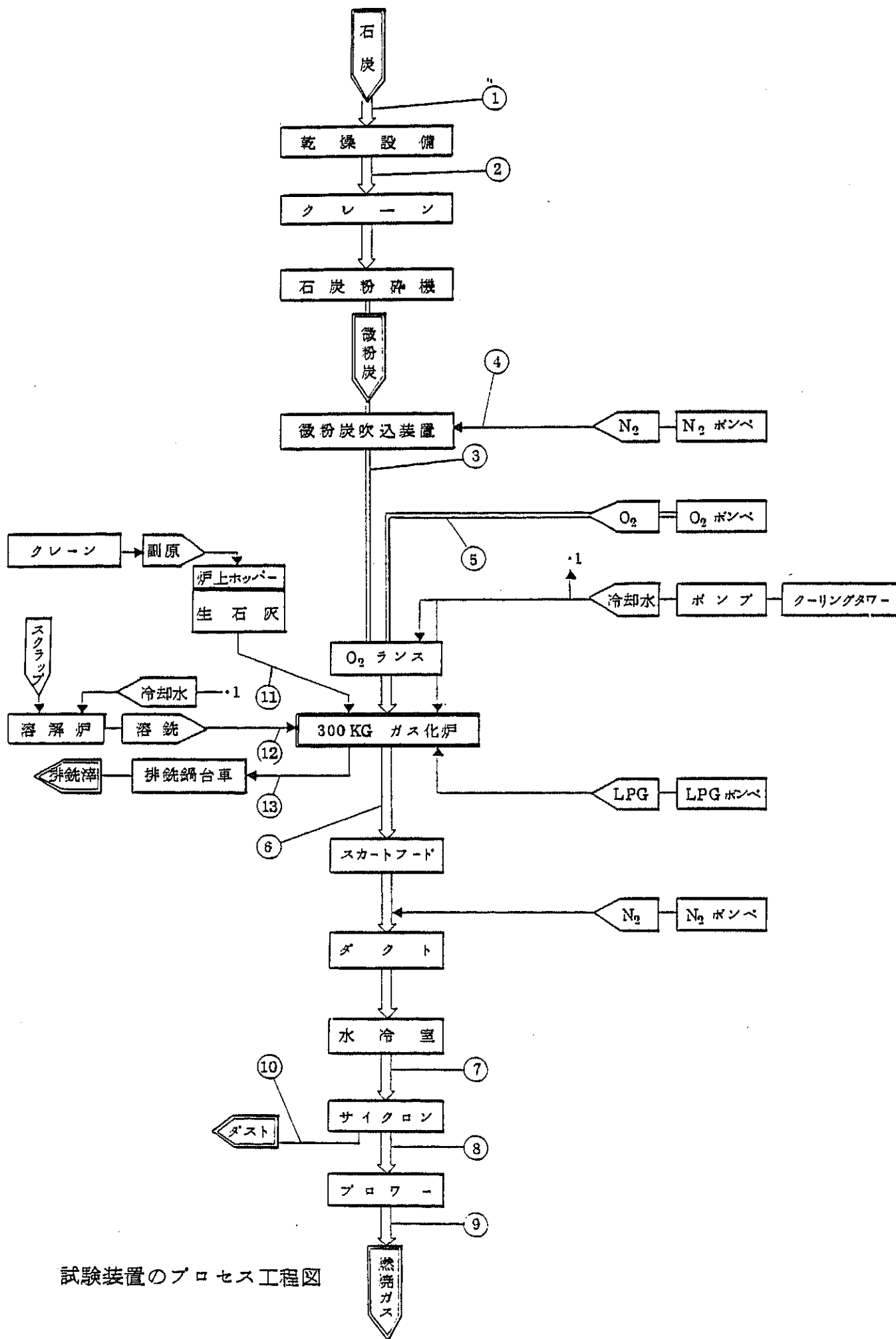
キャンペーンⅠにおいては、試験装置の特性を把握する事を主眼とした試験を実施し、バンコ炭のガス化特性を把握するための本実験はキャンペーンⅡで実施する。

キャンペーンⅢは、データ解析結果を考慮した補完テストを行なう。

(4) ガス化試験設備基本設計

基本設計を実施し、次の点を明らかにした。

- i) プロセス設計条件
- ii) プロセス工程図（図 参照）
- iii) 配管・制御系統図
- iv) 機械・電気機器・分析計リスト
- v) 全体配置図



試験装置のプロセス工程図

11. 結論と提言

(1) 結論

- 1) インドネシア政府は石油輸出量を維持するため石炭の利用を重視している。
 - 2) バンコ炭は賦存量が、豊富で採炭コストも安い。また非商業炭のため市況の価格に影響されず「コスト+利益」ベースで利用できる。
 - 3) バンコ炭をガス化して燃料メタノールを生産し、これをエンジン燃料として利用する技術は、いずれも確立されている。
 - 4) インドネシアでは、ガスタービン発電機・ディーゼル発電機、市内バス等の燃料としてメタノールの利用が最も効果的である。
 - 5) バンコ炭有効利用のマスタープランとしてメタノール生産 160万トン/年、山元発電 300MW～ 1,000MWが最も適すると思われる。
 - 6) 第2段階・ガス化試験調査に関連しての調査を行い次の結果を得た。
 - イ) ガス化試験に利用する技術は鉄浴法とする。
 - ロ) インドネシア側担当の実験棟は60年8月完成の見込。
 - ハ) 石炭サンプルの採炭調査に必要なボーリング機械はインドネシアが準備する。
- ニ) ガス化試験計画および設備基本設計を実施した。

(2) 提言

昭和59年度に実施された戦略的調査の結果、信頼性の高い開発計画を立案し、併せてインドネシア諸機関の理解を深めるために次の補完調査を実施することが望まれる。

- a) インドネシアにおけるガスタービン発電機、ディーゼル発電機および市内のバスの燃料としてメタノールの需要および配給システム調査
- b) ジャワの電力需給計画ならびにバンコ・ジャワ間の高圧直流送電に関する予備的調査
- c) メタノールおよびメタノール/ガソリン混合燃料の安全対策（文献調査）
- d) バンコ地域および工場設置候補地の 1万分の 1の地図作成
- e) バンコ炭からの燃料メタノールおよび尿素の生産コストと所要資金に関する予備的調査
- f) 本プロジェクトの資金計画予備調査
- g) 石炭ガス化複合発電および流動層ボイラーの技術開発状況の継続調査

インドネシア共和国
バンコ炭有効利用計画調査
中間報告書

目 次

1. はじめに	1
2. 本調査要請の背景	2
3. 本格調査に至る経緯	3
4. 本格調査の概要	4
(1) 調査の目的	4
(2) 調査の範囲	4
(3) 調査の工程	11
(4) バンコ炭の利用技術体系とその調査手順	13
5. 戦略的調査（59年度）の実施状況	17
(1) 調査の目的	17
(2) 調査の範囲と内容	17
(3) 調査実施体制	17
(4) 調査実施工程	25
(5) 会議記録	26
(6) 報告書	27
6. 基礎事情ならびに褐炭とその誘導品の市場調査結果	28
6-1 本調査の基礎事情調査	28
(1) インドネシアのエネルギー政策	28
(2) エネルギー需給の推移	29
(3) 石油製品需給の推移	33
(4) 天然ガス需給実績	35
(5) インドネシアの石炭需給実績	35
(6) インドネシアの工業化政策	37
(7) インドネシアの国内移住政策	46

6-2	第4次5か年計画におけるエネルギー供給計画	48
	(1) 第4次5か年計画の基本方針	48
	(2) 第4次5か年計画の主要経済指標	49
	(3) 資源別一次エネルギー供給計画	50
	(4) 製品別石油需要ならびに電力需要	52
6-3	インドネシアの長期エネルギー需給見通し	60
	(1) 長期エネルギー需給調査の目的	60
	(2) モデルの構造	61
	(3) 主な前提条件と指標	65
	(4) 1955年におけるエネルギー需給見通しの調査結果	69
	(5) 調査結果から見た長期エネルギー需給の問題点	80
6-4	褐炭誘導品の市場予備調査	81
	(1) 発電用燃料市場	81
	(2) 輸送用燃料市場	82
	(3) 化学品市場	85
6-5	基礎事情および市場予備調査から得られた結論と提言	97
	(1) 結論	97
	(2) 提言	98
7.	バンコ炭資源とその採炭コスト予備調査結果	99
7-1	バンコ炭に関するシェル社の調査結果	99
	(1) 探査の概要	99
	(2) バンコ炭の分布賦存量及び性状	103
	(3) 採炭条件と採炭方法	121

7-2	現地概査と石炭サンプル採取	123
(1)	地形と地質	123
(2)	露頭及び石炭サンプリング	123
(3)	現地にて採取したサンプルの分析結果	127
(4)	石炭ガス化試験の為のサンプルの採取方法・場所の検討	133
(5)	工場立地予備調査	135
7-3	バンコ炭採炭コストの予備調査	142
(1)	採炭条件	142
(2)	採炭方法の概念	147
(3)	採炭コスト概算	148
7-4	結論と提言	169
(1)	結論	169
(2)	提言	170
8.	バンコ炭利用技術調査	171
8-1	石炭ガス化技術	171
(1)	ガス化条件と生成ガスの組成の関係	171
(2)	ガス化炉の様式とガス化特性	174
(3)	日本のガス化技術とその特性	180
8-2	合成ガス誘導品の生産技術	198
(1)	合成ガス利用の技術的可能性	198
(2)	メタノール生産技術	201
(3)	合成燃料(F/T合成)生産技術	203
(4)	アンモニア・尿素生産技術	204
(5)	合成蛋白(SCP)生産技術	210
(6)	メタノールよりのガソリン生産技術	213
(7)	その他	213

8-3	発電技術	217
	(1) 従来の石炭燃焼法とバンコ炭利用の可能性	217
	(2) ガス化複合発電システムとバンコ炭利用の可能性	224
8-4	メタノール・エンジン技術	236
	(1) 内燃機関用燃料としてのメタノールの特性	236
	(2) 内燃機関用燃料としてのメタノールと石油の比較	238
	(3) 燃料メタノールの内燃機関への応用	240
	(4) スパークアシスト・ディーゼルエンジンの性能	248
8-5	バンコ炭有効利用のためのガス化技術の評価	267
	(1) 合成ガス生産のためのガス化技術	267
	(2) 石炭ガス化複合発電システムのためのガス化技術	268
	(3) ガス化試験のためのガス化技術	271
8-6	バンコ炭利用技術調査から得られた結論と提言	272
	(1) 結論	272
	(2) 提言	274
9.	バンコ炭有効利用の戦略的調査	275
9-1	バンコ炭有効利用の経済的見通し	275
	(1) 調査の目的と方法	275
	(2) バンコ炭の仕切価格(購入単価)の設定	275
	(3) メタノール生産の経済的見通し	276
	(4) 合成ガソリン(MTG)生産の経済的見通し	277
	(5) 尿素生産の経済見通し	278
	(6) 山元発電の経済見通し	278

9-2	マスタープラン	281
	(1) マスタープラン作成の条件	281
	(2) マスタープランケーススタディ	281
	(3) マスタープランの選定	304
10.	バンコ炭ガス化試験計画	308
	(1) ガス化試験基本計画	308
	(2) ガス化試験設備の基本設計	315
	(3) カウンターパート分担業務計画	325
11.	結論と提言	328
	(1) 結論	328
	(2) 提言	329

添付資料

1. 会議記録
2. 調査日程・訪問先・面談者リスト
3. 入手資料リスト
4. 報告書リスト
5. 団員構成

1. はじめに

本報告書は（財）日本エネルギー経済研究所が、国際協力事業団から受託を受けた「バンコ炭有効利用計画調査」のうち、昭和59年度に実施された「第1段階：戦略的調査」の調査結果を中間報告書（インテリム・レポート）として取りまとめたものである。

第1段階：戦略的調査は、本プロジェクトの背景、用途（市場）、石炭資源、利用技術等の広い分野を総合的・戦略的に調査し、バンコ石炭有効利用の基本計画を提案することを目的としたもので、本報告書は昭和60年度以降に予定されている諸調査の基本指針として、また、基礎データとして利用されるものである。

2. 本調査要請の背景

インドネシアの国内石油消費量は、経済成長の伸びと、それに伴う国民生活水準の向上によって急激な伸びを示しており、原油生産量が1981年実績値で今後も推移し、かつ消費量の伸びが過去の増加傾向のまま推移すると仮定すると、1995年には完全に原油の輸入国に転ずるものと予想されている。

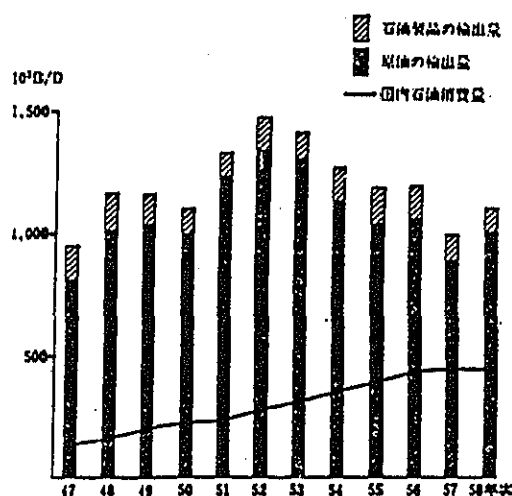


図-2-1 インドネシアの石油輸出と国内消費の動向

一方、インドネシア経済は、外貨収入の約70%を原油の輸出に頼っており、生産の伸びの鈍化および国内石油消費量の急増に起因する外貨収入の減少は、単にインドネシア経済のみならず、政治的安定性へも重大な影響を与えるものと危慮されている。

このようなエネルギー事情の中で、インドネシア政府はLNG、石炭、水力、地熱など代替エネルギーの開発を積極的に取り進め中である。

確認可採埋蔵量が4.5億トンと莫大なバンコ褐炭は、これら代替エネルギー資源のうちでも最も有望なもの1つであるが、水分含有量が約35%と多く、また乾燥すると自然発火の危険性があるため長距離輸送が困難で、現時点では有効利用の方法が見いだされていない。

また、上記エネルギー事情に加えて、インドネシア政府は人口の62%が集中しているジャワ島の人口分散を図るために、移住政策を取り進めており、この一環として、南スマトラ州の農工業開発とインフラストラクチャーの整備を取り進めているところで、バンコ炭の開発は同地域の雇用拡大、すなわち移住政策の柱になるものと期待されている。

以上のようなエネルギー事情、石炭資源事情および諸政策のもとでインドネシア政府は、最新の褐炭利用技術に基づき、肥料、メタノール、その他のC₁ケミカルズおよび合成ガソリンなど誘導品を生産する石炭化学コンビナート構想に着目し、当バンコ炭有効利用計画に関する開発調査を日本政府に要請してきたものである。

3. 本格調査に至る経緯

本格調査が実施されるに至るまでの経緯は、概略以下のとおりである。

- (1) 1981年11月に通商産業省と資源エネルギー庁は、海外において石炭からメタノールを生産することの可能性を調査する目的でプレフィージビリティ調査団をインドネシアに派遣した。
- (2) この結果、日本政府は南スマトラに賦存するバンコ炭からのメタノール生産に高い可能性があることを確認した。この結果を踏まえインドネシアの研究技術大臣ハビビ博士は、1982年3月に来日した際通商産業省と外務省を訪問し、日本の専門家の手によるバンコ炭有効利用に関する詳細なフィージビリティスタディの実施を要請した。
- (3) ハビビ大臣の要請に基づき、1982年6月にこの問題は、第6回日本—インドネシア技術協力年次協議の場において、開発調査案件として実施することで両国政府の基本的合意をみた。
- (4) 年次協議の合意に従い、国際協力事業団は1982年11月にバンコ炭有効利用に関するインドネシア政府の基本的な考え方、計画等を確認するため、予備調査団を派遣した。
- (5) 以上の経緯を踏まえて、国際協力事業団は1984年2月に事前調査団を派遣し、本格調査を行なうための調査の範囲について取り決めたScope of Work(S/W)に調印した。

4. 本格調査の概要

(1) 調査の目的

本調査の目的は、バンコ炭の有効利用のための適切なマスタープランを作成すること、および石炭のガス化テストを含めてバンコ炭有効利用計画に関する技術的、経済的、フィージビリティを検証することである。

(2) 調査の範囲

バンコ炭の有効利用計画を立案し検証するためには、本調査では次の5つの調査分野において、インドネシア側の密接な協力を得つつ、調査を取り進める必要がある。

- イ) 代替エネルギー・化学品等合成ガス誘導品の市場調査
- ロ) バンコ地域資源賦存量・品質の調査
- ハ) 褐炭のガス化およびその合成技術の調査
- ニ) マスタープラン調査
- ホ) 工業化計画とそのフィージビリティ調査

以上の調査は相互に密接な関係を有しており、段階的に順次調査を取り進めたうえで、最終目標であるバンコ炭の有効計画の立案と検証が達成される。

(図4-1参照)

したがって、本調査の以下の3つの段階に従って実施するのが最も効率的で確実な調査方法といえよう。

- イ) 戦略的調査段階(Strategic Investigation Stage)
- ロ) 石炭化ガステスト段階(Coal Gasification Stage)
- ハ) フィージビリティ調査段階(Feasibility Study Stage)

すなわち、戦略的調査段階では、バンコ炭の有効利用のためのマスタープランを作成し、併せて次の石炭のガス化テスト段階で必要となる適切なガス化技術の選定を行う。

第2段階の石炭ガス化テスト段階では、バンコ炭のガス化特性を把握すること、および次の第3段階で調査される石炭鉱区の選定を行う。

最後のフィージビリティ調査段階では、それまでの各ステージで集められた情報、データを分析集約し、バンコ炭の有効利用のための各種のマスタープランの詳細調査を行い、最終的に最も適切な工業化計画を選定して、その概念設計と技術的、経済的評価を行うこととなる。各調査段階別の調査項目の詳細は表4-1に示すとおりである。

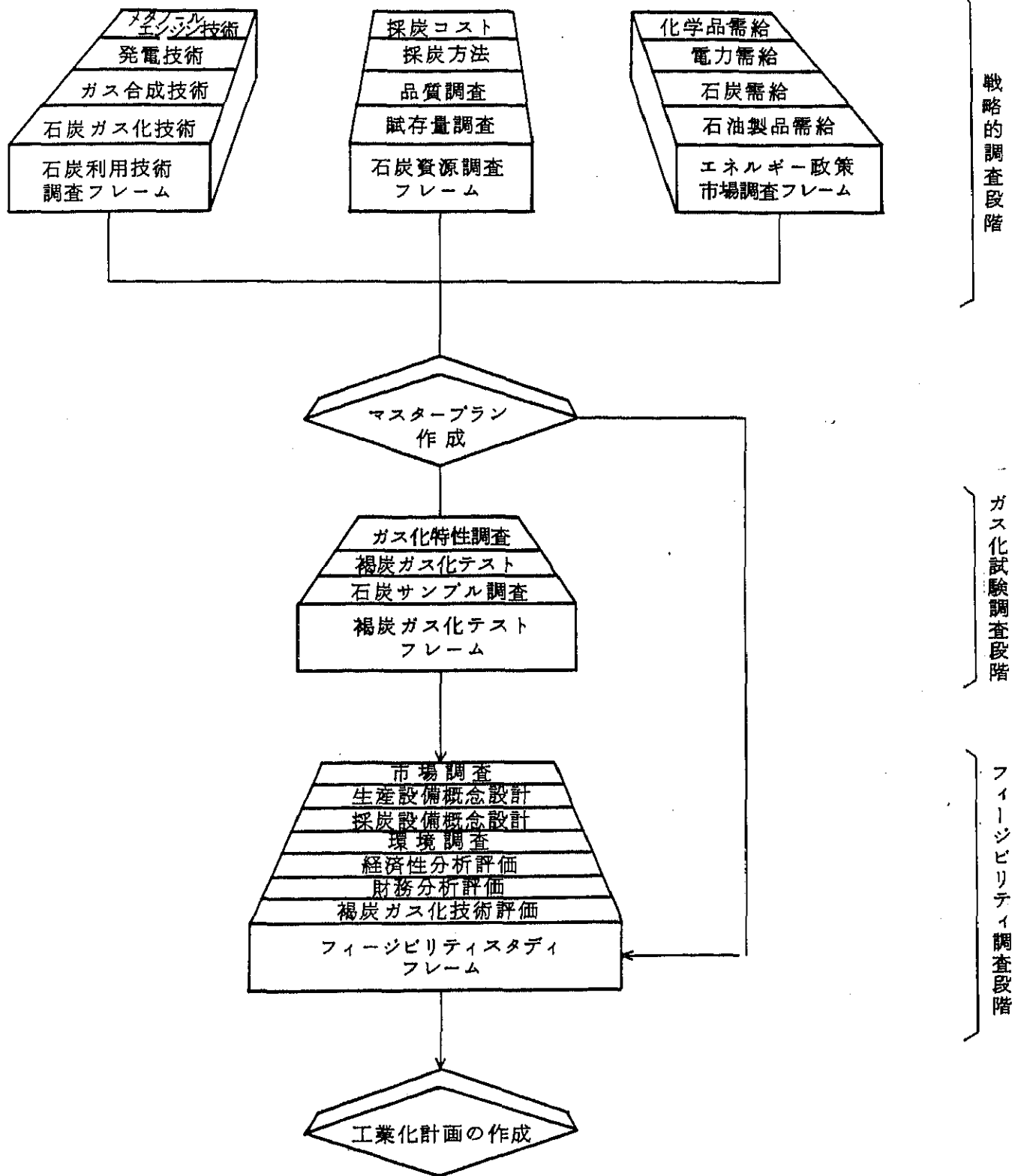


図4-1 調査の範囲と調査フロー

表-4-1 調査段階別調査項目一覧

調査段階	調査番号	調査項目	
第一段階（戦略的調査段階）	1-1	基礎事情調査	
		1-1-1 1-1-2 1-1-3 1-1-4 1-1-5 1-1-6	インドネシアのエネルギー政策 インドネシアのエネルギー需給状況と短・中・長期見通し インドネシアの石炭利用計画 バンコ炭利用計画の現状 工業化政策 移住政策と地域開発政策
	1-2	褐炭および合成ガス誘導品市場調査（プレミナリー）	
		1-2-1 1-2-2 1-2-3 1-2-4	褐炭の直接燃焼 コンバインド発電用燃料 合成燃料市場 化学品原料市場
	1-3	バンコ炭資源調査	
		1-3-1 1-3-2 1-3-3 1-3-4	バンコ炭資源一般 バンコ炭資源賦存量 バンコ地域概査 採炭コスト（プレミナリー）
	1-4	バンコ炭利用技術調査	
		1-4-1 1-4-2 1-4-3 1-4-4	ガス化技術 誘導品製造技術 発電技術 技術的にみた褐炭有効利用システム

調査段階	調査番号	調査項目
第一段階	1-5	バンコ炭有効利用調査
	1-5-1	バンコ炭有効利用マスタープラン
	1-5-2	褐炭ガス化技術の選択
	1-5-3	バンコ炭有効利用評価（プレリミナリー）
	1-5-4	石炭ガス化ステージ（第2段階）のための実行計画
第二段階 （石炭ガス化テスト段階）	2-1	ガス化試験設備設計事前調査
	2-1-1	ガス化試験設備の設計条件調査
	2-1-2	ガス化試験設備説明・打合せ
	2-1-3	土木・建築設備の基本設計・説明
	2-1-4	「イ」側担当の用役・副原料の基本計画説明
	2-2	ガス化試験設備の設計製作
	2-2-1	ガス化試験設備および付帯設備基本設計説明
	2-2-2	土木建築設備の基本設計および説明
	2-2-3	機械の詳細設計と製作および製品検査
	2-2-4	運転・補修用機材の計画
	2-3	石炭品質調査
	2-3-1	石炭サンプリング指導
	2-3-2	石炭サンプルの品質分析
	2-3-3	品質データのとりまとめと品質面からみた鉱床の評価
2-4	ガス化試験装置現地工事事前調査	
2-4-1	現地工事に関する詳細設計	
2-4-2	現地工事に関する説明・打合せ	
2-4-3	「イ」側担当の土木・建築設計の照査・承認	

調査段階	調査番号	調査項目
第二段階 (石炭ガス化テスト段階)	2-5	ガス化試験設備の製作・調達
	2-5-1 2-5-2	機材の製作・調査と製品検査 同上設備の出荷
	2-6	ガス化試験設備の現地工事
	2-6-1 2-6-2 2-6-3	発注機材の出荷 発注機材の現地受け入れ 発注機材の現地据付組立工事
	2-7	ガス化試験設備の試運転・調整
	2-7-1 2-7-2 2-7-3 2-7-4	ガス化試験設備の最終検査 同上の機械試運転 同上の標準炭によるガス化試運転と設備の調整 同上の完成図・運転要領および保守要領の作成
	2-8	ガス化テスト(第1回)
	2-8-1 2-8-2 2-8-3	2-7-4項の説明・打合せ ガス化テストと設備の保守 ガス化テストデータのとりまとめ
	2-9	ガス化テスト用サンプル炭の採炭指導
	2-9-1 2-9-2 2-9-3	石炭資源調査データの追跡調査 サンプル炭およびサンプル採取地点の選定 サンプル炭の梱包と輸送

調査段階	調査番号	調査項目
第二段階	2-10	ガス化テスト（第1回）の分析と評価
	2-10-1	運転データの分析と評価
	2-10-2	バンコ地域各鉱山の石炭品質とガス化特性の評価
	2-10-3	石炭品質ガス化特性商業化の観点からみたガス化技術評価
	2-10-4	褐炭ガス化技術と石炭鉱山の総合的評価
第三段階（ファイナリティ・スタディ段階）	3-1	主要要素の評価と確定
	3-1-1	市場および需要調査の見直し
	3-1-2	採炭地の選定
	3-1-3	生産技術
	3-1-4	製品仕様、生産能力、生産計画
	3-1-5	プラント建設地の選定
	3-1-6	関連法規の調査
	3-2	工業化計画の立案
	3-2-1	原料、製品、用役のシステムとバランス
	3-2-2	工場内、工場外設備の計画仕様の作成
	3-2-3	工場設備計画
	3-2-4	生産計画の作成
	3-2-5	組織体系の作成
	3-3	工場内設備計画
	3-3-1	ガス化設備計画
	3-3-2	誘導品設備計画
	3-3-3	貯蔵および出荷設備計画
	3-3-4	発電設備計画
3-3-5	用役設備計画	
3-3-6	その他付帯設備（事務所、倉庫、環境制御）計画	

調査段階	調査番号	調査項目
第三段階 (ファイナリティ・スタディ段階)	3-4	工場外設備計画
	3-4-1 3-4-2 3-4-3 3-4-4	製品パイプライン計画 出荷・貯蔵設備計画 冷却水取水設備 廃棄物処理設備
	3-5	採炭設備計画
	3-5-1 3-5-2 3-5-3	採炭計画 採炭設備計画 採炭コスト試算
	3-6	環境調査
	3-7	財務分析および経済性評価
	3-7-1 3-7-2 3-7-3	財務分析のための主要要素の評価、確定 i) 製品販売価格 ii) 石炭、その他原料価格 iii) 運転コスト iv) プロジェクト期間と減価償却の方法 v) 設備資金源と借入条件 vi) 税金およびその他費用 財務分析 i) プロジェクトコスト分析 ii) キャッシュフロー分析 iii) 財務面からみた収益性分析 iv) 感度分析 経済性評価 i) 地域経済へ及ぼす影響 ii) 国家経済へ及ぼす影響

調査 段階	調査番号	調査項目
第三 段階		iii) エネルギー政策へ及ぼす影響 iv) 移住政策へ及ぼす影響 v) 経済的にみた収益性分析
	3-8	結論と勧告

(3) 調査工程

本調査の期間は合計5カ年間で予定されており、各調査段階での調査期間は、以下のとおりである。

第1段階	戦略的調査段階	:	1年間
第2段階	石炭ガス化テスト段階	:	2.5年間
第3段階	フィージビリティ調査段階	:	1.5年間
			合計 5年間

表4-1に示す各調査項目の調査全工程は図4-2に示すとおりである。

(4) バンコ炭の利用技術体系と調査の手順

1) 石炭の用途と利用技術体系

石炭の利用は18世紀から19世紀にかけて産業革命を契機に蒸気機関用燃料としての利用技術が開発され、さらに電気エネルギーに転換させる石炭火力発電が一般に行われるようになって、急速に拡大した。以来今日まで〔直接燃焼〕により熱エネルギーにすること、および〔乾留〕によってコークスと乾留ガスおよびタールを作ることが石炭の最も大きな利用法となっている。

コークス製造は、18世紀初頭より製鉄のために起り、現在までコークスの大部分は高炉による製鉄に消費されている。

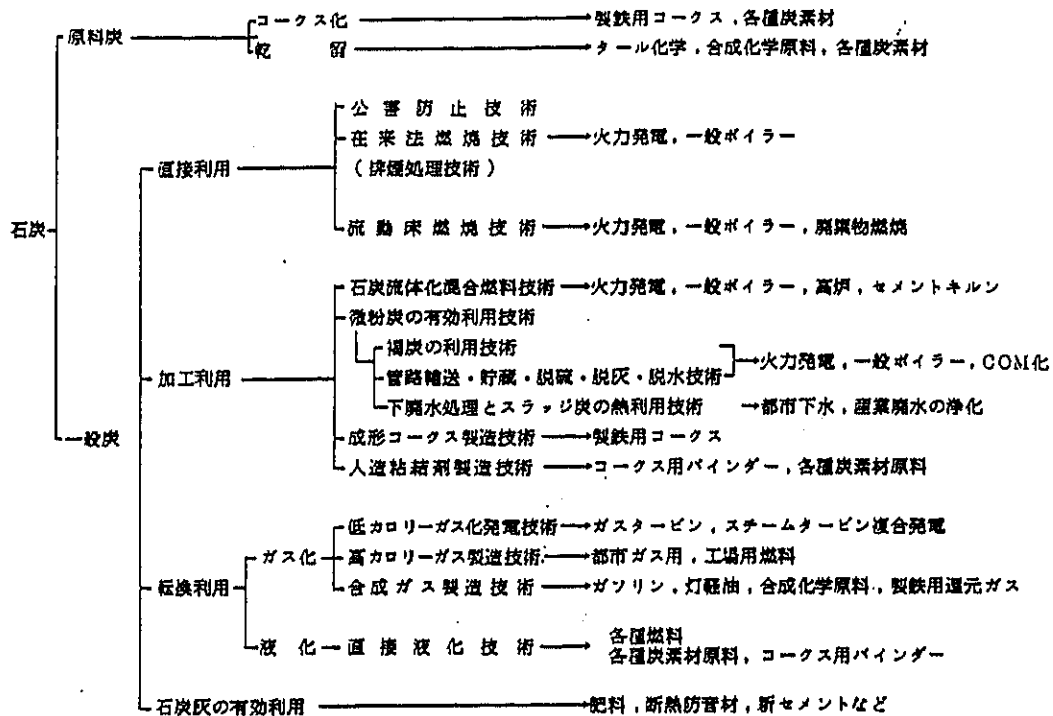
コークスを製造する過程で副産物として生ずる乾留ガスは、1960年代に原料が石油系に転換するまでは都市ガスの主流として使用されていた。

また、タールについても化学の進歩と共に利用の道が見出され19世紀の中頃からタールを分留、精製し染料を合成する工業が起り、同時に各種薬品等の製造へと発展した。

しかしながら、従来どおり固体としてそのまま各種産業、運輸および民生部門に利用を拡大することは使用上の不便性（固体燃料であるため）のため、大きな制約を受けざるを得ない。その対策として、石炭を液化、ガス化して使い易くクリーンな燃料とする流体エネルギーへの転換技術および石炭を効率的に直接燃焼する等の石炭利用技術が積極的に取り進められている。

Fig. 4-3 は石炭の用途と利用技術体系を示すもので、このうち一般炭の転換利用は、石油危機を契機に石油代替エネルギーとして石炭の利用拡大を図る手段として注目され、国内外で積極的な技術開発が推進されている。

Fig. 4-3 石炭利用技術体系



現在進められている石炭利用技術開発の重点課題は次の通りである。

(i) 石炭をクリーンエネルギー化し、石炭へのエネルギー転換を促進するためのもの

- イ) 排煙脱硝等処理技術
- ロ) 乾式脱硫技術
- ハ) 超微粒子集じん技術
- ニ) 流動層燃焼技術

(ii) 石炭を新エネルギー源として流体化、クリーンエネルギー化し、石油の代替エネルギーとして利用するもの

- イ) 低カロリーガス化発電技術
- ロ) 合成液化技術 (ガス化・合成)
- ハ) 石炭直接液化技術

2) バンコ炭の利用技術体系

バンコ炭は褐炭であるため、コークスの原料としては使用できず、Fig. 4-4の直接利用および転換利用が調査対象といえよう。

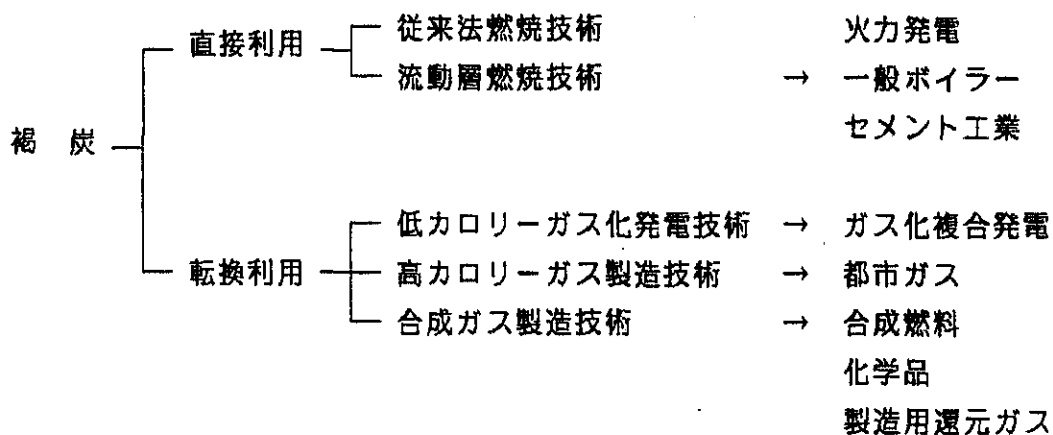
これらのうちで「直接利用」は、世界的に広く実証された技術で、インドネシアにおいても発電用およびセメント工業用の燃料として利用の可能性があり、

本調査でも検討の予定である。しかしながら、直接利用はインドネシア側の希望する合成メタノールや肥料の生産とは異なった利用方法で、本調査の全てに適した利用方法ではない。

また、「転換利用 — 直接液化技術」は、将来有望な液体燃料の生産手段と期待されるものの、現時点では技術開発の初期段階にあり、工業的利用について技術的、経済的評価を行うことは時期尚早と言えよう。

一方「転換利用 — ガス化技術」は、各種の工業的技術がほぼ確立されており、発電用燃料として、また合成燃料や化学品の原料ガスとして広く利用出来ることから本調査では「ガス化利用」をバンコ炭の基本的な利用技術として選定した。

Fig.4-4 褐炭の利用技術体系



注 記：

石炭のガス化とは高温で石炭を酸素や水蒸気などのガス化剤と反応させて水素、一酸化炭素等の可燃性ガスに転換することである。

ガス化剤に空気と水蒸気を使えば、水素、一酸化炭素、炭酸ガス、窒素を主成分とする発熱量 $800 \sim 1,500 \text{Kcal/Nm}^3$ 程度の低カロリーガスが得られ、低カロリーガスは、ガスタービン用燃料としてガス/スチームの高効率複合サイクル発電に使用される。空気の代わりに酸素、あるいは水素をガス化剤に使えば $2,000 \sim 6,000 \text{Kcal/Nm}^3$ 程度の中カロリーガスが出来る。このようなガスを触媒を使ってメタン化すれば $8,500 \sim 10,000 \text{Kcal/Nm}^3$ の高カロリーガスが得られる。中カロリーガスは工場用燃料、高カロリーガスは都市ガスに利用される。

ガス化剤として、酸素と水または水蒸気を用いて 1500°C 前後の高温でガス化を行うとメタンが殆ど含まれず水素と一酸化炭素から成る合成ガスが出来る。この合成ガスは中カロリーガスとして燃料としても利用出来るし、また色々な触媒を使って化学的に反応させることによりメタノール、尿素肥料、ガソリン、

灯油等を得ることが出来る。

3) バンコ炭のガス化技術に関する調査の手順

石炭のガス化技術は、昭和48年の石油危機を契機に第2世代技術と呼ばれる新しい、多くの技術が開発され工業化可能な段階にある。

しかしながらこれらの技術は、それぞれの開発目的（ガスの用途）や構造上のアイデアが異なるため、固有のガス化特性（生成ガスの組成、圧力、処理可能な石炭の品質、性状、運転の難易度等）を有しており、その評価は対象とする石炭の品質、性状と目的とする生成ガスの用途によって異なる性格のものである。

また石炭ガス化固有の特徴として石炭の品質と性状（H/c比、固定水分含有量、硫黄分等不純物含有量および灰分の組成、熔融点温度、粘性等）が異なるとガス化炉の特性（生成ガスの組成、不純物の含有量、灰分の処理性能、コーキング特性等）が異なり、理論のみではガス化特性の予測が困難なためこれらを実験により確認する必要がある。

一方予備調査および事前調査によれば、バンコ地域の石炭は褐炭であり、その品質と性状は各地域、各炭層により大巾に変化しており、この地域・炭層の違いによる炭質変化はガス化性能、生成ガス組成およびガス化コストなどに大きく影響する可能性があるとして報告されている。

以上のような技術的理由から、本調査の技術的、経済的フィージビリティに大きな影響を与えると予想されるバンコ炭のガス化技術については次の3段階に分けて慎重に吟味するよう計画されている。

第1段階：ガス化技術の文献およびヒヤリングによる総合的調査と生成ガスの用途およびバンコ褐炭の品質等周囲条件の調査に基づくガス化技術の評価ならびに第2段階のガス化試験のためのガス化技術の選択

第2段階：小規模ガス化試験設備を用いた、地域炭層毎の各種サンプル炭のガス化特性の把握

第3段階：第1、第2段階の調査結果を踏まえて、バンコ炭の有効利用に最も適するガス化技術の選択および地域条件を考慮した工場設備の概念設計と経済性評価の実施

5. 戦略的調査（59年度）の実施状況

(1) 調査の目的

昭和59年度に実施された第1段階、戦略的調査の目的は、バンコ炭の有効利用のためのマスタープランを作成し、併せて第2段階、石炭のガス化テストで必要となる適切なガス化技術の選定及びガス化試験設備の基本設計を行なうことである。

(2) 調査の範囲と内容

褐炭の用途は、図4-3に示すようにその経済性は競合エネルギーの価格や諸条件により異なるが、極めて用途が広い。このような広い用途の中から石炭の有効利用計画を策定するためには、図5-1に示すように経済性問題・技術問題・財務問題等を総合的に調査する必要がある。しかしながらこれらの問題は国家の諸政策、市場ニーズ、資源の採掘コスト等の面で、対象案件ごとに大きく変わるためその調査領域は広く複雑である。

このため本格調査の初年度においては、各領域の調査を総括的に、戦略的に行って、バンコ炭の有効利用に関する基本計画を策定するよう調査実施計画が組まれている。

また、ガス化試験のためのガス化技術の選択に関しては、4-(4)項で述べたようにその技術の評価が対象とする石炭の品質・性状と目的とする生成ガスの用途によって異なるため、インドネシア固有の条件を調査し技術評価を行うよう調査実施計画が組まれている。

第一段階・戦略的調査において実施した調査項目と調査内容は表5-1に示すとおりである。

(3) 調査の実施体制

本計画調査は、バンコ炭の有効利用に関する総合的調査であり、その範囲はミクロからマクロに及ぶ経済性の評価・石炭の採掘からガス化、誘導品の生産に至る広範な技術調査を含んでいる。また、ガス化試験装置を現地に設置し、この運転を通じて石炭ガス化の技術データの収集を行うこと、調査期間が5カ年に及ぶことなどから従来の調査の枠を越えた、極めて大型のかつ新しいタイプの開発調査であると言える。このように広い範囲にわたる調査を効果的に実施し、インドネシア側関係機関の納得が得られる成果を挙げるために、図5-2のような調査実施体制をしいて本調査を実施している。

なお本調査の対象となる褐炭の有効利用計画は同国のエネルギー政策や工業化政策と密接な関係があり、また新しい産業分野であるためインドネシア側の意向を十分に把握して調査を進める必要がある。

このため本調査は次のような多くのインドネシア政府機関や国営企業の協力を得て実施されている。

鉱山エネルギー省（鉱山総局、石油ガス総局、電気エネルギー総局、
資源技術開発センター、石油ガス研究所等）

工業省基礎化学品総局

国営石炭公社

国営プキットアサム石炭公社

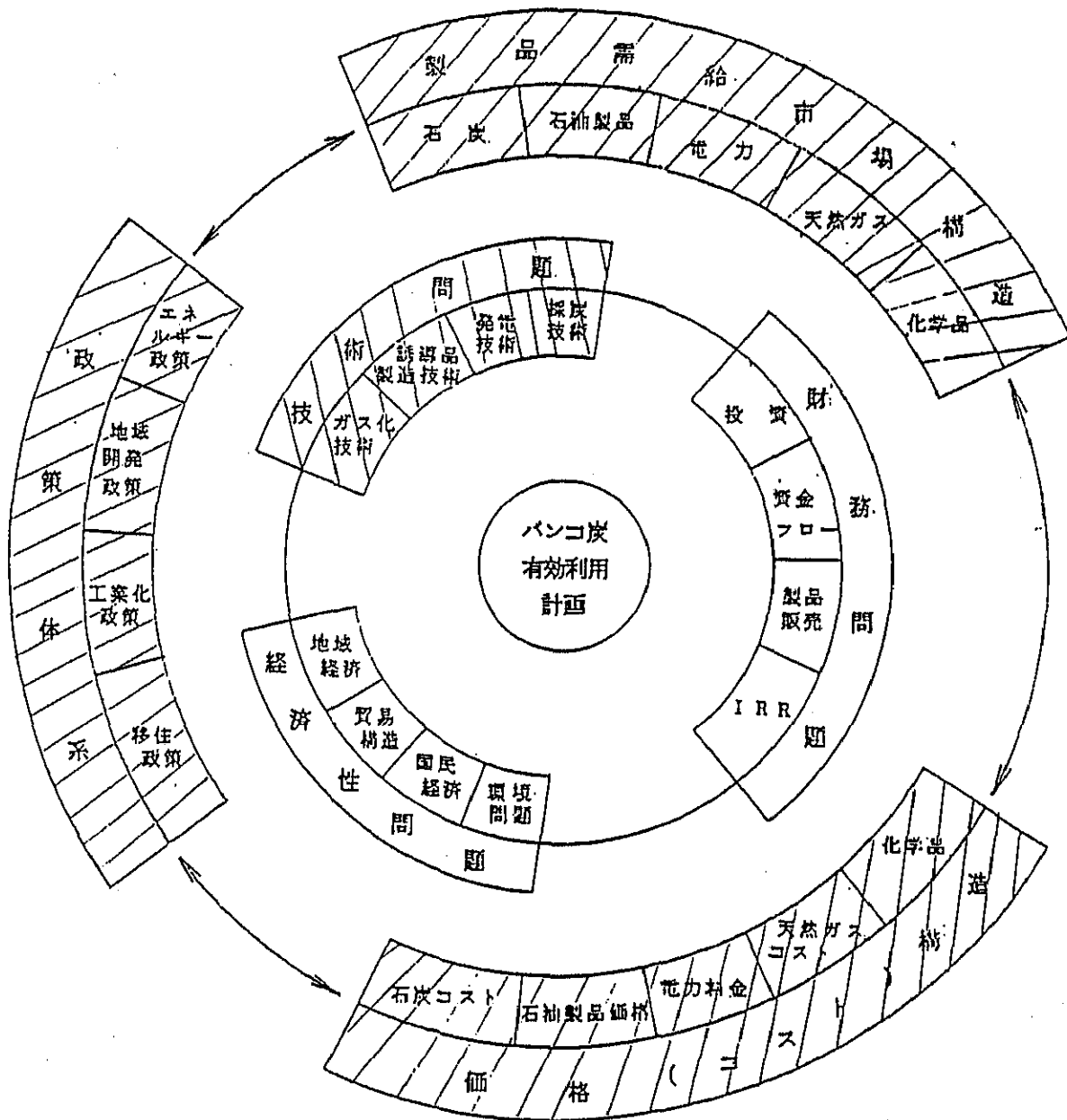
国営電力公社

国営石油ガス公社

バンドン工科大学

国立科学研究センター

図-5-1 調査領域と相互関係




 は59年度において戦略的調査を実施した領域を示す

表-5-1 バンコ炭有効利用調査

—調査実施の項目と内容(昭和59年度)—

班	調査項目	現地調査内容	国内作業内容
1	1. 本調査の周辺事情調査 (1) エネルギー事情 1) 石油 2) 天然ガス 3) 石炭 4) 水力・火力・地熱発電	インドネシア国のエネルギー事情に関し、 i) 報告 (統計・文献調査報告等) ii) ヒヤリング(現状、将来見通し、政策等)	現地調査結果に基づきインドネシア国将来のエネルギー消費構造を予測し本調査の前提となるエネルギー事情について明らかにする
	(2) 石炭鉱業	インドネシア国の石炭鉱業に関し 1) 石炭鉱業の歴史 2) 石炭全国的賦存状況 3) 石炭鉱業の現状 4) 石炭開発の将来計画 5) 石炭産業が抱える問題点 6) インドネシア政府のバンコ炭利用計画の現状調査等を、 i) 報告 (統計・文献調査報告等) ii) ヒヤリング(現状、将来見通し、政策等) 等により調査	現地調査結果に基づきインドネシアの i) 石炭需給見通し ii) 石炭の探査、開発および生産見通し iii) 石炭鉱業の問題点と将来見通し を明らかにする
	2. 市場および価格 (1) 肥料向け	1) インドネシア政府の農業政策、肥料産業政策及び南スマトラ地域天然ガスの利用政策調査 2) 南スマトラ肥料生産会社の需要、要求品質等調査	1) 東南アジア 2) 全世界 の需給状況および将来見通し調査

班	調査項目	現地調査内容	国内作業内容
1	(2) メタノール向け	1) プルタミナのガソホール政策調査 2) PLN (インドネシア電力公社) のメタノール発電に関する方針と計画調査 3) 運輸通信省の交通部門エネルギー転換計画調査 4) 環境庁のガソホールに関する政策調査	1) 東南アジア 2) 全世界 のメタノール需給の現状と見通しをマクロに調査
	(3) C1ケミカルズ向け	インドネシアのC1ケミカル製品需給の現状と見通し調査	1) 世界のC1ケミカル製品 2) 東南アジア のC1ケミカル製品・需給の現状と見通し調査
	(4) 合成ガソリン	1) プルタミナの国内ガソリン供給政策調査 2) プルタミナの輸出政策調査	1) 世界の合成ガソリン生産動向調査 (マクロ)
	(5) 発電所向け	1) PLN 発電・送配電設備計画調査 2) 石炭発電コスト調査	
2	バンコ地域石炭資源概査 (1) バンコ炭資源調査	1) バンコ地域のシェル調査報告書の入手と開発対象域についての意見交換 2) 世銀融資によるPNB (インドネシア石炭公社) 調査状況の調査 3) ブキット・アサムの現状調査 4) バンコ対象域踏査及び手掘りによるサンプル採取	1) 同左資料解析 2) 採取資料分析 3) 上記1) 2) より採炭コスト予備調査 4) インドネシアでの品質調査用分析機材の計画・仕様書作成 5) 分析の指導

班	調査項目	現地調査内容	国内作業内容
3	バンコ炭利用技術調査 (1) 石炭ガス化技術の調査	1) 右記調査結果に基づきインドネシアにおけるバンコ炭の直接利用の可能性調査 2) 国内調査結果の説明とカウンターパートとの討論 3) バンコ炭利用計画に関するインドネシア側各機関の意向調査	1) ガス化プロセス調査（文献、ヒヤリング、見学） 2) バンコ炭のガス化を前提としたプロセスの評価 a) 炭種選択性 b) ガス化ガスの性状（組成、不純物） c) 運転の安定性・操作性 d) 経済性
	(2) 合成ガス誘導品生産技術調査		1) 合成ガス誘導品生産技術調査（文献、ヒヤリング） 2) 世界における工業化計画の調査
	(3) 発電技術調査		1) 同上
	(4) 総合システム技術調査		1) 石炭を資源とする各種利用技術の組合せ、総合システムの調査 2) 世界における工業化計画のシステムの目的と特徴の調査
4	バンコ石炭利用計画と可能性の予備評価	1) 国内作業結果の説明 2) インドネシア側の意向調査（特に2nd Stepへの進展について）	1) 第1～第3班調査結果に基づく利用システムと規模のマスタープラン（複数）作成 2) 第1～第3班調査結果に基づく褐炭有効利用技術の選定（特にガス化技術）

班	調査項目	現地調査内容	国内作業内容
4			3) 技術的・経済的にマクロな評価を行ない総合的に工業化の可能性について予備評価の実施 4) 2nd Step以降の調査実施計画の立案 a) ガス化試験設備の採用プロセスの選定 b) 同上規模の検討 c) 同上の基本計画および調達のための技術仕様書(案)の作成 d) 同上予算の作成 e) 同上日程の作成 f) インドネシア側担当の業務計画の作成

(4) 調査実施工程

図4-2に示す調査工程(計画)と略同一工程で、4つの調査班を現地に派遣し、調査を実施した。

- | | |
|----------|---|
| 昭和59年 5月 | <ol style="list-style-type: none">1) インセプションレポートの作成2) 一般概況調査および褐炭からの合成ガス誘導品市場調査に関する国内事前準備作業。3) 上記に関する現地作業(5月9日～5月31日の間、ジャカルタ、バンドン、スラバヤにて調査実施) |
| 59年 6月 | <ol style="list-style-type: none">1) 5月現地調査作業にて収集したデータの解析およびプログレスレポートの作成。2) カウンターパート研修生受入計画の立案。 |
| 59年 7月 | <ol style="list-style-type: none">1) 本調査紹介用パンフレットの作成。2) バンコ褐炭の資源・採炭コスト調査に関する国内事前準備作業。3) 上記に関する現地調査作業(7月10日～7月27日の間、ジャカルタ、バンドン、スラバヤにて調査実施) |
| 59年 8月 | <ol style="list-style-type: none">1) 7月現地調査作業にて収集したデータの分析およびプログレスレポートの作成。2) 同上にて採取した褐炭サンプルの分析の実施。3) 60年度現地作業に必要な資機材の調査報告作成。4) カウンターパート研修生受入。 |
| 59年 9月 | <ol style="list-style-type: none">1) 石炭利用技術調査に関する国内作業。2) カウンターパート研修生受入。 |
| 59年10月 | <ol style="list-style-type: none">1) 石炭利用技術調査に関する国内作業。2) 現地調査用打合資料(Preliminary Report on coal utilization technology)の作成。3) 上記に関する現地調査作業(10月23日～11月3日の間、ジャカルタ、バンドンにて調査実施) |

- 4) カウンターパート研修終了（8月27日～10月13日の間、3名が石炭ガス化技術について研修）

59年11月 1) 10月現地調査作業に基づく石炭利用技術調査国内作業。

- 59年12月
- 1) ガス化技術の選定に関する報告書（案）作成。
 - 2) 石炭利用技術調査に関するプログレスレポート作成。

60年 1月 1) インドネシア国長期エネルギー需給見通し調査。

- 60年 2月
- 1) マスタープラン調整。
 - 2) インテリムレポート（ドラフト）作成。
 - 3) 上記に関する現地調査作業（2月13日～2月22日の間、ジャカルタにて調査実施）
 - 4) ガス化試験設備の基本設計実施。

- 60年 3月
- 1) 2月現地調査に基づくマスタープラン調査国内作業。
 - 2) インテリムレポート作成。
 - 3) ガス化試験設備の基本設計に関する現地調査作業（3月19日～3月28日の間、ジャカルタ、バンドンにて調査実施）

(5) 会議記録

昭和59年度の戦略的調査の実施に伴い、調査団長およびカウンターパート責任者が双方で確認・調印した会議記録は以下のとおりである。

調印年月日	会議記録の項目
59年 5月20日	インセプション レポート
”	パイロットプラント建屋
”	現地報告書
”	次回現地調査計画
59年 7月26日	現地報告書
”	パイロットプラント建屋
”	プログレスレポート（No.1）
”	カウンターパート研修
”	次回現地調査計画

59年11月 1日	ガス化試験用ガス化技術
”	プロGRESSレポート (No.2)
”	現地報告書
”	次回調査計画
60年 2月21日	プロGRESSレポート (No.3)
”	現地報告書
”	次回現地調査計画
60年 3月27日	ガス化試験設備の基本設計
”	第2段階調査実施計画
”	現地報告書

(6) 報告書

昭和59年度戦略的調査の実施に伴い、以下の報告書を作成し、JICAおよびカウンターパートに提出した。

- | | |
|--------|--|
| 59年 5月 | 1) インセプションレポート |
| 59年 7月 | 1) 一般概況および合成ガス誘導品市場調査に関するプロGRESSレポート |
| 59年 8月 | 1) 石炭資源および採炭コストの予備調査に関するプロGRESSレポート |
| 59年 9月 | 1) バンコ炭有効利用計画調査の計画概要を紹介するパンフレット作成 |
| 59年12月 | 1) バンコ炭有効利用技術調査
“ガス化技術の選定に関する報告書” (案)
2) バンコ炭有効利用技術に関するプロGRESSレポート |
| 60年 3月 | 1) インテリムレポート (ドラフト) 提出
2) ガス化試験設備基本設計書 (ドラフト) 提出 |

6. 基礎事情ならびに褐炭とその誘導品の市場調査結果

6-1 本調査の基礎事情調査

(1) インドネシアのエネルギー政策

インドネシアは豊富なエネルギー資源に恵まれている。同国のエネルギー消費水準は、依然として世界の最低消費グループに属するものの、この15年間における経済成長、人口の増加、産業の拡大、電力供給の増加によって、急速に増大してきている。

供給面における最大の問題は、国内の消費パターンが、同じ期間にあまりにも石油及び石油製品に依存するようになったという点である。ことに1972～82年の10年間をとると、エネルギー消費は年平均12%で増加し、これは石油依存度を急速に増加させた。その結果、インドネシアにおける商業エネルギー消費のうち、主要な外貨獲得源である石油に80%以上も頼る状態が生じた。もしインドネシアが今後何らの政策も取らないとすれば、国内で産出する石油の全てを消費し、その結果、国の開発に必要な外貨獲得源を失うことになる。

このため、インドネシア政府は、国内の石油消費を最小限とし、輸出が不可能なエネルギー資源の利用を最大限に行い、石油の輸出余力を確保しようとする政策を策定した。すなわちその政策は以下の4本の柱からなっている。

i) エネルギー探査の強化

経済開発計画のためにエネルギー資源が占める役割をよりよく把握するための努力として、総てのエネルギー資源の調査と探査を促進し強化する。

ii) エネルギー源の多様化

国内のエネルギー消費における石油の依存度を引き下げ、他の利用可能なエネルギー源への転換をはかる。

このため、非輸出型、再生可能エネルギー資源としてまず水力、次いで地熱、さらに石炭の開発にプライオリティーを置く。

iii) 省エネルギー

エネルギー利用を経済的に行い、同時により効率的かつ正しくおこなうために、以下の手順で省エネルギー計画を行う。

- a 消費部門ごとのエネルギー消費の無駄の是正
- b 情報、教育プログラムの提示
- c 立法、行政指導による省エネの実施

iv) エネルギー消費の最適化

個々のエネルギー需要に対し、最善かつ最も効率的なエネルギー資源を適用する。

この政策は次のように細分化される。

a) 国内エネルギー供給

国内エネルギー供給は、国民が受け入れられる価格水準で、国民の福祉を改善すること、および急速な社会経済の成長のために必要な支援を行うことを目的として需要に従って量的、質的面から確保されねばならない。

b) エネルギーの輸出

エネルギー供給は、新しいエネルギー源を開発するためにも必要な、外貨を獲得するために、国内消費のみならず輸出用にも確保されねばならない。

c) 代替エネルギー源の開発

輸出可能なエネルギー資源の消費増加率を抑制し、最終的には非再生型エネルギーに代替させる目的で、再生可能で非輸出型の代替エネルギーを開発する。

d) 石油の節約

石油は出来る限り経済的に使用されるべきであり、石油は他のエネルギーが利用出来ないような分野においてのみ消費されるべきである。

e) 環境の保全

エネルギー資源の開発に際し、国民生活の質の向上を達成するために、環境保全がはかられるべきである。

f) 国家の活力向上

エネルギーの供給とエネルギー資源の管理に対する全ての努力は、インドネシア国民がより多くの技術と自信を持って未来に立ち向うことが出来るように、国の活力向上をもたらすものでなければならない。

(2) エネルギー需給の推移

1) 一次エネルギー需要の推移

1969年来インドネシア政府は、第1次5カ年計画 (REPELITA-I) をスタートさせ1983年度末をもって第3次計画を終えた。1970年代においてインドネシア経済は拡大し、その成長率は年率平均 7.6% に達した。この急速な経済成長に伴い、エネルギー消費は急速に増加した。とりわけ商業エネルギーの消費は、そもそもの水準が低かったとはいえ過去14年間に4倍に増大した。1972~82年の10年間をとると、エネルギー消費の平均伸び率は13.6%/年に達した。このような著しいエネルギー消費の伸びは人口の増大 (年率 2.34%) だけでなく、産業、輸送部門での消費の増大、電力供給の拡大に起因している。

Table 6-1-1 は最近14年間におけるエネルギー源別の消費の実績を示している。これから明らかなように、過去のエネルギー消費の80%が石油によって占められている。さらに、1970年以降石油のシェアはしばしば総消費量の90%

%を超えている。この結果1974～79年の期間を取ると石油消費は年平均13%で増加し、石油のGDPに対する弾性値は2.0に達している。しかし、第2次石油危機以降インドネシアのエネルギー消費は、その伸び率において減少に転じた、エネルギー需要の減少に伴い1980年以降石油の総エネルギー消費に占める割合は80%以下に低下した。

Table 6-1-1

Consumption of Commercial Energy
(In Milion BBL Oil Equivalent)

YEAR	OIL		NATURAL GAS		COAL		HYDRO		TOTAL	
	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%
1968	36.62	84.4	5.37	12.4	0.69	1.6	0.67	1.6	43.35	100
1969	38.27	85.7	4.84	10.9	0.81	1.8	0.69	1.6	44.61	100
1970	41.07	87.9	4.17	8.9	0.76	1.6	0.73	1.6	46.74	100
1971	45.31	86.0	5.66	10.7	0.91	1.7	0.84	1.6	52.72	100
1972	52.01	91.1	3.43	6.0	0.89	1.6	0.75	1.3	57.09	100
1973	60.57	89.7	5.75	8.5	0.61	0.9	0.92	0.9	67.85	100
1974	69.09	92.2	4.13	5.5	0.71	0.9	1.07	1.4	75.00	100
1975	77.62	90.5	6.12	7.1	0.90	1.1	1.16	1.3	85.81	100
1976	87.40	90.7	7.11	7.4	0.74	0.8	1.06	1.1	96.32	100
1977	102.82	88.9	10.99	9.5	0.84	0.7	1.039	0.9	115.70	100
1978	117.48	83.7	20.91	14.8	0.75	0.5	1.49	1.0	140.63	100
1979	129.12	80.8	24.46	15.3	0.77	0.5	5.45	3.4	159.80	100
1980	142.08	81.9	26.197	15.1	1.22	0.6	4.21	2.4	178.14	100
1981	155.54	78.8	34.88	17.7	1.01	0.5	5.87	3.0	197.30	100
1982	156.80	79.2	33.78	17.0	0.94	0.5	6.52	3.3	198.05	100

Source : Department of Mines and Energy (PTE).

Growth rate

1968-1982	10.9%	14.0%	2.3%	17.7%	11.5%
1972-1982	11.6%	25.7%	0.6%	24.1%	13.2%

Table 6-1-2 は第2次および第3次計画におけるエネルギー源別の一次エネルギー消費の実績を示している。これから明らかなように天然ガス、石炭、水力、地熱といった非石油系エネルギーのシェアが2つの5カ年計画の間で18%から22%に増加した反面、石油のシェアは82%から78%に低下した。

Table 6-1-2

Primary Energy Consumption in REPELITA II and III

Unit: ,000 bbl

Primary energy source	Energy Consumption			
	REPELITA-II		REPELITA-III	
		%		%
1 natural gas (including LPG)	24,495	(15.31)	37,164	(17.7)
2 coal	647	(0.40)	1,109	(0.53)
3 hydro power	3,852	(2.41)	7,761	(3.69)
4 geothermal	-	(-)	367	(0.17)
(total non oil)	28,994	(18.12)	46,401	(22.09)
5 oil	131,009	(81.88)	163,661	(77.91)
(grand total)	160,003	(100.0)	210,062	(100.0)

2) 部門別エネルギー需要

Table 6-1-3 は最近14年間に於ける部門別エネルギー消費の実績を示している。

1982年の商業エネルギー消費は、産業部門が37.3%、運輸部門25.9%、電力部門11.6%、民生部門25.1%となっており、産業部門が最大のシェアを占めている。他方、運輸部門と民生部門は各々同じ程度のシェアを占めているが、1980年以来国内エネルギー市場での価格上昇によって消費の伸びは低下しつつある。

しかし、民生部門は薪、農業廃棄物等の非商業エネルギーを大量に消費しており、商業・非商業エネルギーを合わせた総消費量では60%以上のシェアを占めている。

Table 6-1-3

Consumption of Commercial Energy by Demand Sector
(In Million BBL Oil Equivalent)

YEAR	INDUSTRY		TRANSPORTATION		ELECTRICITY		HOUSEHOLD		TOTAL	
	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%	MBOE	%
1968	15.25	35.2	11.90	27.4	2.45	5.7	13.76	31.7	43.35	100
1969	12.91	28.9	13.28	29.8	2.22	5.0	16.21	36.3	44.62	100
1970	14.00	29.9	13.74	29.4	2.61	5.6	16.40	35.1	46.75	100
1971	18.41	34.9	14.56	27.6	2.85	5.4	16.92	32.1	52.72	100
1972	13.85	25.8	16.60	30.9	3.38	6.3	19.88	37.0	53.71	100
1973	21.94	32.3	20.06	29.5	3.79	5.6	22.15	32.6	67.95	100
1974	22.05	29.3	23.30	31.0	4.15	5.5	25.66	34.1	75.16	100
1975	27.22	31.8	24.43	28.6	4.92	5.7	28.99	33.9	85.55	100
1976	28.87	29.9	29.74	30.8	6.09	6.3	32.01	33.1	96.70	100
1977	37.58	32.8	34.06	29.7	7.46	6.5	35.58	31.0	114.69	100
1978	53.16	35.4	45.37	30.3	9.81	6.5	41.87	27.8	150.35	100
1979	59.38	36.0	50.11	30.4	11.31	6.8	33.51	27.0	165.08	100
1980	63.51	36.5	46.29	26.6	16.92	9.7	47.10	27.1	173.83	100
1981	69.65	36.7	49.90	26.3	19.97	10.5	50.21	26.5	189.71	100
1982	73.82	37.3	51.29	25.9	23.00	11.6	9.74	25.1	197.86	100

Source : Department of Mines and Energy (PTE).

Table 6-1-4 は1980年以降の部門別にみた石油消費のシェアを示しているが、運輸、民生部門は各々全体の30%程度を占めている。民生部門のシェアは同期間に年々低下してきているが、その主な原因は石油製品に対する補助金の削減による製品価格の急騰によるものである。

一方、電力部門における石油消費は、現時点では相対的に非常に低い水準にあるが、発電能力の急増に伴い、このところ急激に増加する傾向にある。

Table 6-1-4
Share of Oil Consumption by Sector

(%)

	Demand Sector				
	Transportation	Industry	Electricity	Household	Total
1980	33.7	24.8	7.9	33.6	100.0
1981	33.0	24.5	9.4	33.1	100.0
1982	33.9	23.9	10.6	31.6	100.0
1983	32.8	25.6	12.2	29.4	100.0

なお、インドネシアでは送配電網が整備されていないこと、および灯油価格が政策的に安価に抑えられていたため、国营電力公社の発電量を上回る自家発電が行われている。上記統計ではこの自家発電用石油消費が民生部門および産業部門に計上されているので、実際の電力部門の石油消費は上記の2倍以上と推定される。

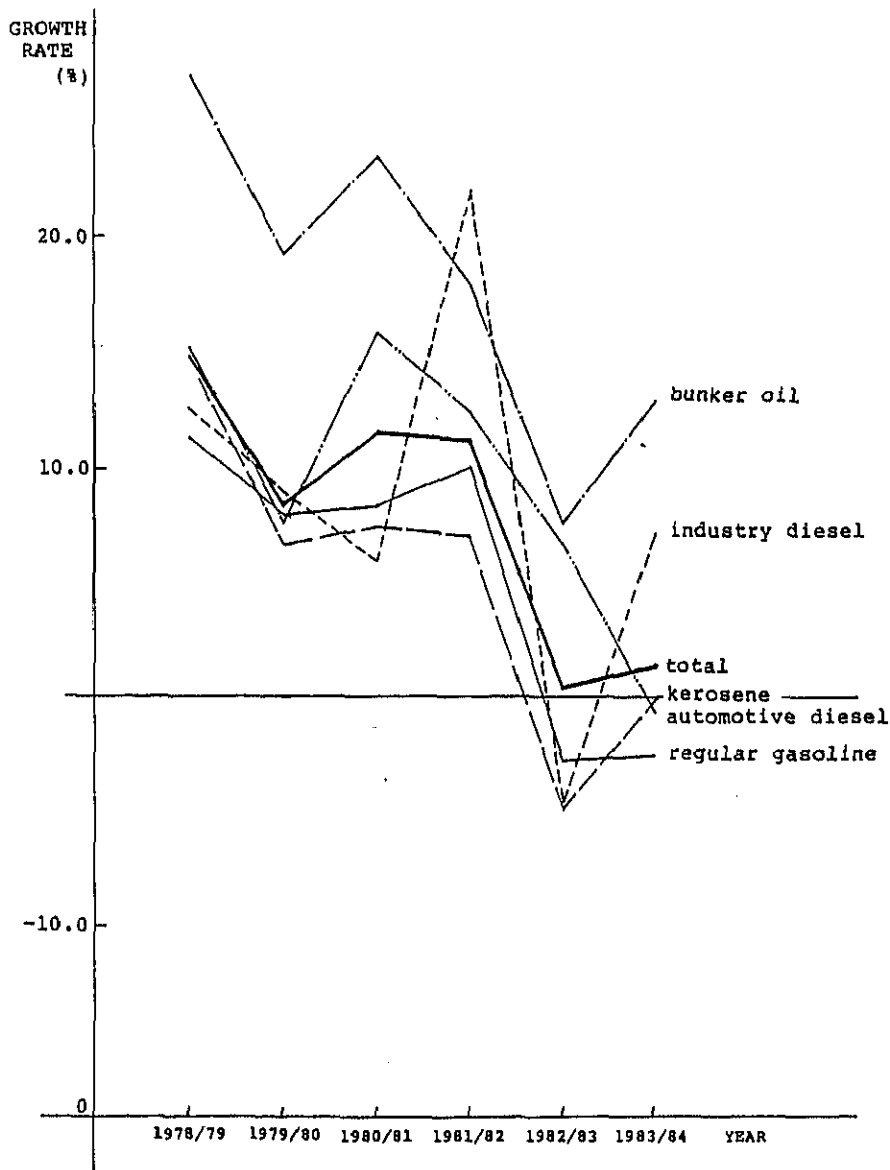
(3) 石油製品需給実績

1981年から1982年に原油生産および原油輸出が低下したのは、世界の原油需給関係が緩んだことによりOPECがその加盟諸国に対し生産制限を決定したことに起因するものであった。これによりインドネシアは、日産160万バレルの水準から同130万バレルへと減産を余儀なくされた。1979年度原油産出量は5億7,220万バレルもしくは日産158万バレルであったが、1982年度は4億5,903万バレルもしくは日産126万バレルに落ち込んだ。

第3次5カ年計画期間中の国内石油需要は、国内・外の製油所で精製したものと及び輸入石油燃料によって満たされた。第3次5カ年計画期間中に精製された原油量は、年平均1億8,423万7千バレルもしくは日量平均505,000バ

レルであった。このうち65%が国内で精製され、35%は海外で精製されたものである。国内の原油精製能力の拡大を図るためにチラチャップおよびバリクパパンの精製所を拡張し、そしてデュマイに重質油分解精製所を建設した。これらの製油所が第3次5カ年計画の最終年度に完成したことにより、国内の原油精製能力は増大した。この他、年々増大する石油需要を満たすために運輸・貯蔵・配送設備の改善・増設により流通の円滑化が図られた。このためプラタミナの見通しでは国内の供給アンバランスは改善され、製品輸入やシンガポールに対する委託精製が今後急速に減少するとともに、少なくとも第4次5カ年計画期間中はこれ以上の精製能力の追加は必要ないものとみている。

Fig. 6-1-1 Growth Rate of Demand for Main Oil Products



(4) 天然ガス需給実績

第3次5カ年計画期間中、天然ガスの利用も継続的に増加した。天然ガスは、セメント工場および製鉄所でエネルギー源として利用されており、肥料工場では原料として、また幾つかの大都市ではガス公社（PGN）により都市ガスとして利用されている。これ以外にも天然ガスは、エネルギー源として輸出品目であるLNGやLPGに加工されている。

外貨収入源としてのLNGの生産と輸出の拡大は、バダックおよびアルンのLNG精製所の拡張工事によって行われた。この2つのLNG精製所の拡張工事は1983年に行われ、これによりバダックでは計4ライン、アルンでは計5ラインに各々生産能力が増大した。

1973年以來のLNG販売契約（期間15～20年）に基づいて、第4次5カ年計画期間中のLNGの生産量と輸出は引き続き増加するであろう。これに関連して、アルンLNG精製所では精製設備を更に1ライン増設することを計画している。1984年度のLNGの総生産量は6億8,430万MMBTUと推定され、第4次5カ年計画最終年度にはこれが8億7,020万MMBTUに達すると予測されている。この他、肥料工場とりわけイスカンダール・ムダ肥料工場、アセアン肥料工場、東カリマンタン肥料工場などで天然ガスの使用が増大している。

天然ガスはまたムンドゥ、ランタウ、アルジュナ、タンジュン=サンタンの各精製所でLPGに加工されている。

尚、バリクパパン、チラチャップ、ドウマイ、ムシの各石油製油所で二次産物としてLPGが生産されており、さらにバリクパパン、チラチャップおよびデュマイの石油製油所の拡張工事が完成したことにより、LPGの生産能力の増大が期待されている。第3次5カ年計画期間中、LPGの需要は年々増加している。

(5) インドネシアの石炭需給実績

エネルギーの多様化の一環として、特に電力発電と工業部門で消費される石油代替エネルギーとして石炭鉱業の大々的な開発は、第3次5カ年計画期間中に段階的に拡大された。第3次5カ年計画の最終年度における石炭生産は、第2次5カ年計画のそれと比較すれば飛躍的に増大した。この段階的な開発は、単に現在の石炭需要を満すというものではなく、第4次5カ年計画期間中に大々的な増産を行うための準備措置ともいえる。

現在、プキットアサム鉱山の石炭埋蔵量は約2億トンと判明しており、露天掘りが可能である。南スマトラには、プキットアサム鉱山のほかに、それより品質の落ちる石炭の埋蔵量が約65億トンあることが分かっており、将来のエネルギー需要を満す非常に大きな潜在力となっている。

オムビリンの石炭埋蔵量は約1億トンと判明している。ここでは将来は、西スマトラの工業需要を満すために追加埋蔵量探査が引き続き実施されている。こ

のオムビルン地方の石炭埋蔵量の大部分は地下深くにあることから地下採掘となる。

他の地方での石炭埋蔵潜在地域は、東および南カリマンタンである。この地方では、国内向けおよび輸出向けの石炭需要を満たすために現在もなお調査が行われている。

第3次5カ年計画期間中、国内民間企業数社が東カリマンタンの石炭鉱山事業に参加した。現在ここでの活動は開発準備段階に達しており、極く小規模の採掘が開始されている。

石炭生産の実績は1983年で約500千トンで、内分けはオムビルンから325千トン、残りは主としてブキットアサムから産出されている。石炭輸出は最近急速に拡大しており、'82年の119千トンから'83年284千トンに急加した。

一方、国内需要は電力及びセメント産業が中心であり、今後電力用を中心に内需が急増することが予想される。

Table 6-1-5 Indonesian Coal Production & Export

Year	Export	Production(tons)
1981	127,637	350,350
1982	119,484	480,987
1983	283,772	485,630

Table 6-1-6 Domestic Coal Consumption
From Ombilin Coal Mine

	1981	1982	1983(tons)
PT Sement Padang(cement)	120,945	123,846	146,316
PJKA(railway)	5,067	5,161	1,714
Private Company	6,186	4,750	5,405
PT Inco Indonesia	3,037	9,079	-
PLTU Salak(Electricity)	17,798	20,518	20,639
Export	91,938	103,884	143,225
TOTAL	244,971	267,235	317,329

(6) インドネシアの工業化政策

1) 工業開発の推移

第1次5カ年計画から第3次5カ年計画までの工業開発は、一般的に国力とりわけ国家の経済力に積極的なインパクトを与えた。このことは、世界的な経済不況の中にあっても工業製品の生産が増加しつづけた点からも窺える。国民の生活必需品および生産活動に必要な物資を充足しえたこと以外に、国産の各種工業製品の輸出も可能となった。総括的にみて、高水準の工業成長を達した。即ち、第1次5カ年計画期間中の年平均工業成長率は12.98%であり、次いで第2次5カ年計画では同13.70%、そして第3次5カ年計画では同11.40%であった。

第3次5カ年計画期間中、初年度から3年間の大・中規模工業の工業製品生産率は年平均35.6%の割合で増加を続けた。1981年に生産額が著しく増加したものは、食品・飲料工業、タバコ産業の年平均34.9%増、次いで化学・化学製品工業の同18.1%増、金属製品・機械・機械設備工業の同18%増である。尚、生産額の伸びが低い工業部門は製紙および紙製品工業の2%増、それに基礎金属工業の3%増である。これ以外の工業部門は4%~12%増であった。

付加価値の面からみると、非鉄金属製品工業が51.31%増と最も高い伸びを示し、次いで木材・木製品工業が40.8%、食品・飲料工業、タバコ産業の各々39.77%、そして金属製品、機械および機器製品が37.80%であった。

第3次5カ年計画期間中、工業開発における天然資源の活用は増大した。このことは、製鉄・尿素肥料・石油化学工業で天然ガスの使用増大にともないLNG工業が発展し、さらにセメント工業では石炭・粘土、製材・合板工業では丸太材、缶詰・保存食産業では魚類・エビなどの海産物、製紙・パルプ工業・タイヤ工業・各種ゴム工業・パーム油工業などでは農産、農園産出の利用が増大していることから理解できる。

国民の生活必需品および農業・運輸・教育など他部門を支える重要な工業製品の生産量の推移は表 6-1-7の如くである。

2) 第4次5カ年計画における工業化政策

工業化政策には、経済構造の変革、雇用機会の拡大、事業機会の平準化、輸入依存度の低減、工業製品の輸出拡大、地方における工業地帯の振興、天然資源・エネルギー資源・人的資源の有効利用などの諸要素が内包されている。

これらの点に関連し、第4次5カ年計画で採られる工業開発政策は次のようなものである。

- i) 工業開発は、工業部門とその他の部門とが相互補完的な関係となるような調和のとれた計画を作成することにより、国家の経済構造を発展させる方向に向けられるべきである。
- ii) 産業構造自体を一層強固なものにする。そのために、各種産業間にお

けるタテ・ヨコのつながりを緊密にする。これに関連して、国産品の優先的使用を内容とした国内産業保護政策をとり、さらに、小規模工業を発展させるための価格決定・租税政策をとる。

- iii) 小規模工業を継続的に育成することにより、雇用問題を解決する一助とするだけでなく、工業部門における付加価値形成の過程においてその役割を増大させる。
- iv) 工業開発におけるインドネシア人の役割は、設計技術能力の向上、経営能力の向上、生産管理技術および技術の選択・開発能力の向上により次第に拡大していく。技術移転過程のスピード・アップおよびソフト面における能力の向上を目指すための計画は、引き続きその内容を充実させる。
- v) 工業製品の輸出拡大は国家的事業といえる。工業製品の多様化と共に、その輸出の拡大にあたっては価格・品質・サービス面の向上など国際市場において競争力を強化するための努力が払われる。
- vi) 総括的にみて、農業国から工業国へ脱皮することを目指した工業開発は、パンチャシラ建国5原則に基づき、自律的な進歩と繁栄、かつ公正な社会を実現するものでなくてはならない。

このような指針に基づき、Table 6-1-8 に示したような成長率と構造変化が各部門に対して与えられている。

この表らか明らかになるように、著しく高い成長率が製造業部門に与えられており、Fig. 6-1-9 に示したように他の東南アジア諸国と比べてさえも、農業中心のインドネシアの経済構造は変化する形となっている。

これらの産業開発の結果として以下のような他の目的が同時に達成されることになる。

- 雇用機会の増加
- 輸出の促進
- 外貨の節約
- 地域開発への支援
- 自然、エネルギー、人材の有効利用
- 事業機会取得に対する公平な環境の創造

想定されている輸出の伸びはTable 6-1-9 に示されているが、これは同時に製造業の高い成長率を示している。

第4次5カ年計画で想定されている製造業部門の年平均成長率 9.5% は、次のような主要産業グループの成長率に基づいている。すなわち雑貨産業 6%/年、機械産業 17%/年、基礎化学品産業 17.2%/年、小規模産業 6%/年等等である。

Table 6-1-10は幾つかの産業の生産能力を1983/84年については実績値を、1988/89年については予測値を集約したものである。

基礎化学品グループでは、強固な産業構造を作るのに役立つ産業と天然資源の加工における技術的能力を高めるような産業に成長の力点が置かれている。第4次5カ年計画期間中に全製造業で新たに140万人の労働力の吸収が計画されており、その内訳は雑貨産業40万人、小規模産業93万人、残り7万人を各種産業で吸収する形となっている。

ここに述べた国家政策は第4次5カ年計画に対するものであるが、基本的にこのような政策は、次の5年計画にも継承されるべきものとなる。

3) 石炭ガス化および合成ガスに関する政府組織

現在、インドネシア政府は石炭産業の発展計画を持っているが、それは石炭の直接燃焼に限定されたもので、石炭のガス化や液化を含むものではない。したがって、政府組織において、石炭のガス化や液化およびそれらからの誘導品生産を担当する部門は存在しない。このため近い将来、インドネシア政府が石炭のガス化およびその誘導品生産を担当する政府機構を定め、そうした組織がスタディに対して単独で責任を持ちプロジェクトの具体化を確実なものにすることが期待される。

Table 6-1-7
 PERKEMBANGAN PRODUKSI BEBERAPA HASIL INDUSTRI, 工業製品生産推移
 1977/78 - 1982/83

No.	Hasil Produksi 目	Satuan 単位	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	1982/83
1.	Minyak gotong 家用油	Ribu ton 千ト	31,3	37,8	266,2	278,9	326,4	780,9
2.	Rokok (kretek dan putih) 外口捲煙	Milyar batang 億本	64,0	69,2	70,1	83,9	84,0	86,2
3.	Tekstil 繊維	Juta meter 億m	1.332,5	1.576,5	1.910,0	2.027,3	2.094,0	1.708,0
4.	Benang tenun 織布	Ribu bal 千バ	678,3	837,3	998,0	1.184,0	1.233,0	1.370,0
5.	Kayu lapis 合板	Ribu m ³ 千m ³	217,9	424,0	575,0	1.144,6	1.609,9	2.577,2
6.	Pupuk urea 尿素肥料	Ribu ton 千ト	990,0	1.437,2	1.827,0	1.985,1	2.006,7	1.994,1
7.	Alat penyemprot 散布機	Buah 個	15.300,0	36.480,0	78.000,0	134.160,0	154.284,0	159.740,0
8.	Semen セメント	Ribu ton 千ト	2.878,6	3.639,0	4.705,1	5.851,7	6.844,2	7.650,6
9.	Kertas 紙	Ribu ton 千ト	83,5	155,2	214,2	232,0	246,6	286,9
10.	Besi dan baja 鉄鋼	Ribu ton 千ト	405,2	598,3	859,9	1.334,6	1.509,9	1.841,8

Table 6-1-8 SECTORAL GROWTH RATES AND STRUCTURAL CHANGES
(based on 1973 constant prices)

Sector	Estimated Share in GDP, 1983/84	Average Annual Growth Rate, Repelita IV	Projected Share in GDP, 1988/89
1. Agriculture	29.2%	(3.0%)	26.4%
2. Mining	7.4%	(2.4%)	6.6%
3. Manufacturing	15.8%	(9.5%)	19.4%
4. Construction	6.3%	(5.0%)	6.3%
5. Transport and Communication	6.0%	(5.2%)	6.0%
6. Other Sectors	35.3%	(5.0%)	35.3%
Gross Domestic Product	100.0%	(5.0%)	100.0%

Table 6-1-9 GROSS VALUE OF EXPORTS (F.O.B.), 1983/84 - 1988/89

(US\$ million, current prices)

Item	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	Average Rate of Growth (%)
<u>Oil and LNG (Gross)</u>	<u>14,140</u>	<u>13,825</u>	<u>15,424</u>	<u>17,317</u>	<u>19,008</u>	<u>20,363</u>	<u>7.6</u>
1. Crude Oil and Oil Products	11,861	10,644	11,873	13,463	14,664	15,766	5.9
2. Liquefied Natural Gas	2,279	3,181	3,551	3,854	4,344	4,597	15.1
<u>Non-oil and non-LNG</u>	<u>5,170</u>	<u>6,050</u>	<u>7,009</u>	<u>8,015</u>	<u>9,215</u>	<u>10,753</u>	<u>15.8</u>
1. Agricultural Products	2,597	2,859	3,123	3,395	3,717	4,160	9.9
2. Mining Products	652	740	841	963	1,066	1,166	12.3
3. Manufactured Products	1,921	2,451	3,045	3,657	4,432	5,427	23.1
<u>TOTAL EXPORTS</u>	<u>19,310</u>	<u>19,875</u>	<u>22,433</u>	<u>25,332</u>	<u>28,223</u>	<u>31,116</u>	<u>10.0</u>

Table 6-1-10

SELECTED TARGETS: MANUFACTURING, 1983/84 and 1988/89

<u>SUBSECTOR/PRODUCT</u>	<u>UNIT</u>	<u>PRODUCTION CAPACITY</u>	
		<u>1983/84</u>	<u>1988/89</u>
<u>A. INDUSTRIAL MACHINERIES AND BASIC METAL</u>			
Industrial Machineries	unit	1,550	3,600
Airplanes	unit	24	35
Helicopters	unit	48	66
Freight Wagons	unit	300	600
Passenger Wagons	unit	-	50
Ships	000 dwt	195	493
Ships Repairs	000 dwt	1,150	3,150
Steel Slab	000 tons	1,100	1,600
Hot Rolled Coil	000 tons	1,100	1,700
Cold Rolled Coil	000 tons	-	1,150
Steel Plates	000 tons	491	780
Pipes	000 tons	-	130
Steel Profile	000 tons	-	100
Aluminium Ingot	000 tons	225	300
Aluminium Sheets	000 tons	21	40
Aluminium Wire	000 tons	-	15
Copper Cathodes	000 tons	-	100
Copper Wire Rods	000 tons	36	50
<u>B. BASIC CHEMICALS</u>			
Urea	000 tons	2,190	5,610
ZA	000 tons	150	650
TSP	000 tons	500	1,500
Cement	000 tons	10,290	21,000
Newsprint	000 tons	-	90
Craft Paper	000 tons	-	90
<u>C. MISCELLANEOUS INDUSTRY</u>			
Car Tires	000 units	4,335	10,290
Cooking Oil	000 tons	1,226	1,967
Textiles	million meters	2,130	2,860
Garments	000 dozens	20,300	26,000
Weaving Yarns	000 bales	1,540	1,740
Salt	000 tons	1,100	2,100

4) 南スマトラにおける主要産業

南スマトラにおける製造設備は以下のとおりである。

i) 製油所

アルタミナ プラジュー製油所

常圧蒸溜装置 95,000バレル/日

減圧 "

熱分解装置

異性化装置

アルキレーション装置

熱改質装置

硫黄回収装置

アスファルト製造装置

ポリプロピレン製造装置

アルタミナ スンゲイゲロン製油所

常圧蒸溜装置 65,000バレル/日

減圧 "

接触改質装置

異性化装置

ワックス回収装置

ii) 化学工業

アスリ バレンバン工場

No. I 装置 アンモニア 180トン/日 , 尿素 300トン/日

No. II " アンモニア 660トン/日 , 尿素 1,150トン/日

No. III " アンモニア 1,000トン/日 , 尿素 1,725トン/日

No. IV " アンモニア 1,000トン/日 , 尿素 1,725トン/日

iii) 主要発電設備

ブームバルー(Boombaru) 12,500Kw (ガスタービン)

カロマサン(Karomasan) 29,560Kw (ガスタービン)

25,000Kw (ディーゼル)

タンジュンカラン(Tanjung Karang) 16,376Kw (ディーゼル)

ブキットアサム(Bukit Asam) 130,000Kw (石炭火力)*

* 建設中

iv) セメント工場

バレンバン バトラジャセメント会社 500,000トン/年

(P. T. Semen Baturaja)

5) 南スマトラにおいて計画中の主要プロジェクト

i) 製油所

現在のところ大きな拡張計画はない。

ii) 化学工場

プスリ肥料会社はNo.1装置の建て直しを計画中で、この計画のNo.1装置の尿素生産能力は1,725トン/日に増強される。また、プルタミナはアロマコンビナートの建設を計画していたが、計画は中止されている。しかし、この計画が復活する可能性はある。

iii) 発電設備

現在主要な新規プロジェクトは存在しない。

(7) インドネシアの国内移住政策

インドネシアは1億5,000万人以上の巨大な人口を抱える国であり、1980年には全人口の62%が国土の7%を占めるに過ぎないジャワ島に集中していた。このためジャワ島の人口密度は690人/K μ とインドネシアの平均77人/K μ に比べて著しく過密となっている。ジャワ島の人口増加率は1971~80年で年平均2.0%増と61~71年の平均2.0%増とほぼ同じであるが、この増加率、スマトラの3.3%/年、カリマンタンの3.2%/年、ヌサテンガラ2.8%/年の増加に比べるとむしろ小さい方である。

移住計画は、このような背景から多目的計画として作成された。この計画は、土地の不足しているジャワ、バリ、ロンボクから人口の再配置をおこない、土地を提供し、人口の過少な地域へ労働力を移し、新たに人口の集中地域として人口過少地域の開発を主に農業生産を通じて行おうと意図されたものである。移住計画はまた国の安定と統一を促進するけん引車としても考えられている。

1981年の移住実績によると全9万世帯のうち南スマトラへは28%が、中部スマトラのリアウへは14%、南カリマンタンへは8%、南スラヴェシへは7%がおのの移住した。移住者は中部および東部スマトラからの人間が主体で各移住地に対して40~60%を占めていて、ジャワからスマトラ、カリマンタン、そしてスラヴェシへの移住は基本的な流れとなっている。

第4次5カ年計画期間中、政府は75万世帯を移住させることを考えている。この移住政策に関しては、Swakarsaと呼ばれる任意の移住計画が政府予算に限りがあるため奨励されており、期間中に25万世帯が移住するものと期待されている。

第3次5カ年計画期間中に、50万世帯の政府目標に対して52万7,000世帯の移住があったが、新たに設立された移住地を放棄してしまうケースが多数ある。移住の方式にはいくつかの形態が存在するが、それらは、

i) 食糧作物栽培、ii) 漁業、iii) 農園、iv) 牧畜、v) 鉱工業、vi) 国防あるいは退役軍人のための移住、vii) 林業などである。このうちi)とiii)についてはすでに実施されており、ii)及びiv)第4次計画で実施される予定である。さらにv)とvi)は第4次計画以降に実行に移されることになる。また、vii)に関してはいまだアイデアの段階であり具体的計画はない。

バンコ炭の有効利用計画に関していえば、移住計画関連ではv)の鉱工業の分野の属するものであろう。これは現在実施されている農業を基礎とした移住のパターンとは異なったものとなる。さらに、このケースでは熟練した労働力が必要となろう。したがって、v)に分類される鉱・工業移住は、工業化政策と併せた基本的な移住政策の研究かなされねばならない。

その意味での本プロジェクトはv)の鉱・工業に関する新しい移住計画の実施可能性を試験するモデルケースとして考えられる。

Table 6-1-11 GENERAL TRANSMIGRATION SITUATION 1981

REGION OF ORIGIN

Transmigration REGION	REGION OF ORIGIN															
	Total		Local Transmigration		Jakarta		West Java		Central Java		East Java		Bali		NTB	
	Family Share Head (%)	Head	Family Share Head (%)	Head	Family Share Head (%)	Head	Family Share Head (%)	Head	Family Share Head (%)	Head	Family Share Head (%)	Head	Family Share Head (%)	Head	Family Share Head (%)	Head
D.I. Aceh	3,783	4.2	858	7.3	-	-	531	4.0	1,049	3.8	243	5.6	1,102	4.1	-	-
North Sumatra	954	1.1	105	0.9	50	7.8	100	0.8	449	1.6	100	2.3	150	0.6	-	-
Riau	12,938	14.3	1,400	11.9	-	-	2,231	16.9	4,139	15.1	649	14.9	4,519	16.9	-	-
	(100.0)		(10.8)		(-)		(17.2)		(32.0)		(5.0)		(34.9)		(-)	
Jambi	4,067	4.5	395	3.4	-	-	782	5.9	1,477	5.3	202	4.6	1,211	4.5	-	-
West Sumatra	742	0.8	289	2.5	-	-	-	-	303	1.1	-	-	150	0.6	-	-
Pengkulu	2,105	2.3	100	0.9	-	-	-	-	1,805	6.6	200	4.6	-	-	-	-
South Sumatra	25,530	28.3	2,782	23.7	133	20.7	4,266	32.3	8,152	29.7	1,120	25.7	9,077	33.9	-	-
	(100.0)		(10.9)		(0.5)		(16.7)		(31.9)		(4.4)		(35.6)		(-)	
Lampung	1,354	1.5	1,354	11.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
West Kalimantan	5,981	6.5	724	6.2	21	3.3	694	5.3	2,022	7.4	288	6.6	2,132	8.0	-	-
Central Kalimantan	3,813	4.2	441	3.8	-	-	-	-	1,708	6.2	200	4.6	1,464	5.5	-	-
South Kalimantan	7,231	8.0	993	8.5	-	-	592	4.5	1,650	6.0	772	17.7	1,672	6.2	723	18.0
	(100.0)		(13.7)		(-)		(3.2)		(22.8)		(10.7)		(23.1)		(10.0)	
East Kalimantan	2,858	3.2	200	1.7	100	15.6	569	4.3	699	2.6	-	-	1,290	4.8	-	-
South Sulawesi	1,798	2.0	100	0.9	37	5.8	100	0.8	470	1.7	-	-	191	0.7	500	12.4
Central Sulawesi	4,672	5.2	800	6.8	148	23.0	1,511	11.4	346	1.3	100	2.3	325	1.2	990	24.6
South-East Sulawesi	6,190	6.9	610	5.2	54	8.4	990	7.5	1,356	4.9	310	7.1	1,416	5.3	1,012	25.1
	(100.0)		(9.9)		(0.9)		(16.0)		(21.9)		(5.0)		(22.9)		(16.3)	
North Sulawesi	1,665	1.8	150	1.3	100	15.6	199	1.5	-	-	-	-	466	1.7	650	16.2
Maluku	2,050	2.3	58	0.5	-	-	125	0.9	938	3.4	24	0.6	905	3.4	-	-
Irian Jaya	2,712	3.0	363	3.1	-	-	517	3.9	845	3.1	150	3.4	688	2.6	149	3.7
Total	90,343	100.0	11,722	100.0	643	100.0	13,207	100.0	27,408	100.0	4,358	100.0	26,758	100.0	4,024	100.0
	(100.0)		(13.0)		(0.7)		(14.6)		(30.3)		(4.8)		(29.6)		(4.5)	

*) Lampung Resettlement
Source: Directorate General of Transmigration

6-2 第4次5カ年計画におけるエネルギー供給計画

(1) 第4次5カ年計画の基本方針

第4次5カ年計画は、過去において実施された第1次から第3次までの計画を踏襲し、過去の成果をさらに改善することである。

第1次計画では、国内安定化、活性化および開発の第1段階の問題が扱われた。第2次計画では、雇用機会の拡大、所得水準の向上、所得の公平な配分、地域間の格差の是正、生活必需品の十分な供給、栄養水準の向上、生活水準の改善等が目標とされた。また、第3次計画では、こうした国にとっての基本的な問題の改善に一層の努力が払われた。

第4次計画における基本的目標は、生活水準と知的水準の向上、国民全体の福祉の公正な配分、および次の開発段階へ向けての強固な基盤づくりに重点が置かれた。過去の5カ年計画の経験と結果に基づいて、第4次計画では、開発の長期目標の達成を加速化することが決まった。このため第4次計画期間を通して成長と開発のわく組みが定められ、その結果経済の離陸 (take off) が可能となるものと考えられている。

第4次5カ年計画の主要目標は、食糧生産における自給化の達成、産業に活力を与える産業開発である。したがって、他の部門における開発計画もまた、これらの政策目標の達成を助けるために改善される。

第3次計画において積み残された諸問題、すなわち、一部地域の低成長、食糧生産、経済的に恵まれない層への必需品の供給、相互協力、人口問題、土地所有者と使用者の問題、教育、健康管理、法および社会秩序、栄養問題の改善、等々は、第4次計画で取り組まれることになる。

そこで以上を要約すると、第4次5カ年計画における政策の指針は次のように示されている。

- i) 主要な目的は生活水準、知的能力、国民の福祉の向上、および国家開発のその次の段階への強力な基礎づくりをおこなうこと。
- ii) 将来へ向けての一貫した開発の有効な基礎づくり、および国民の開発努力においてこれに参加し、実行するすべての者にとって十分かつ調和を持ったインセンティブと機会を提供できるような環境を作り出すこと。
- iii) 食糧農産物の自給、軽、重工業の両者に対して産業機械を生産する産業に重点を置きつつ、同時に社会開発へより一層の注意を向けること、さらに一貫した開発を推進するために相互に協力するような非経済分野の開発。
- iv) 開発政策は開発の3部作とも呼ぶべき「Trilogi Pembangunan」に基づいて継続されねばならない。すなわち、公平さと十分に高い経済成長、それに正常かつ活発さを持った国の安定性である。それら3つの要素は常に相互に調和し、補強し合うものでなければならないが、とりわけ公正さに重点が置かれる

べきものである。

第4次計画には、同計画における政策と具体的計画が所得水準の変革を生み出すだけでなく経済構造における変革をももたらすものでなくてはならないことが明記されている。

(2) 第4次5カ年計画の主要経済指標

第3次5カ年計画における実質GDP成長率は、年率5.7%であった。これに対して第4次5カ年計画での実質成長率は、約5%が想定されている。これに年平均2%で増加する人口の伸びを考慮すると、1人当たりGDPの伸びは約3%/年ということになる。GDPの年率5%成長は、同時に各部門の潜在成長と構造変化を加味したものである。計画期間中における農業部門の成長率は3%/年と想定されており、以下鉱業2.4%/年、製造業9.5%/年、建設業5%/年、運輸・通信業5.2%/年、その他部門5%/年となっている。

上記の部門別伸び率によってGDPに占める農業部門の比重は、第3次5カ年計画最終年における29.2%から第4次計画では26.4%へ低下する。同じく鉱業部門のウエイトは、7.4%から6.6%へ低下する。一方、製造業部門は15.8%から19.4%に増大し、建設、運輸・通信、およびその他部門は、おのこのほほ一定の6.3%、6.0%、35.3%となることが想定されている。計画期間を通じて経済は、農業と製造業がよりバランスした方向に向かうことが期待されている。

ところで、インドネシアの総人口は、1983年時点で1億5,800万人となっているが、家族計画の進展に伴い増加率は、第3次5カ年計画中の平均2.3%から第4次計画では年率2%に低下するものと予想されている。しかし、それでも1988年末の人口は、1億7,560万人に達し、特に20才以下の若年層の増加は、多くの問題を提起している。このため第4次5カ年計画では、必需品である食糧、衣料、住宅の供給、社会サービスの向上、雇用の拡大に政策の重点が置かれている。

Table 6-2-1

SECTORAL GROWTH RATES AND STRUCTURAL CHANGE

Sector	Estimated share in GDP, 1983/84	Average annual growth rate, Repehita IV.	Project 1 share in GDP 1988/89
1. Agriculture	29.3 %	3.0 %	26.5 %
2. Mining	7.0 %	2.4 %	6.1 %
3. Industry	15.8 %	9.5 %	19.4 %
4. Construction	6.7 %	5.0 %	6.7 %
5. Transport and Communication	6.0 %	5.2 %	6.1 %
6. Other sectors	35.2 %	5.0 %	35.2 %

100.0 %

5.0 %

100.0 %

(3) 資源別一次エネルギー供給計画

インドネシアのエネルギー政策の主要目的は、(a) 単一エネルギー経済から複合的なエネルギー経済へと段階的に転換すること、(b) 国内市場に対して適正な価格でエネルギーを供給すること、(c) 外貨収支及び予算に対して継続的かつ明示的に貢献することである。

したがって次のような政策が第4次5カ年計画中に実施されることになる。

- (a) エネルギー資源に対する調査、探査の拡充。
- (b) 非石油系エネルギーの開発および利用によって、エネルギー消費における石油依存度の引下げをはかる。各種の手段をもって非石油、再生可能エネルギー源の開発をはかる。非再生および輸出可能エネルギー（例えば石油）は、外貨収入を増加させる手段として考える。非商業エネルギー資源は、依然として農村地域での重要なエネルギー源であることから、環境保全に留意しつつ開発されるべきものである。
- (c) エネルギーの経済的、効率的使用をはかる。
- (d) エネルギー消費の最適化。最も適切なエネルギー資源を最も適した用途に合わせて使用する。

ところで、第4次5カ年計画における商業エネルギー消費の伸びは、年率6.8%と想定されており、計画の最終年度では石油換算2億9,220万バレル/年（80万バレル/日）に達するものとみられている。このうち業務用を含む民生部門の消費は20%を占め、産業および電力部門は56%、運輸部門は25%をおのおの占めるとみられている。これに対して'83/'84年の部門別消費の構成は、民生部門23%、産業及び電力部門52%、運輸部門25%となっている。

一方、供給面からみると第3次5カ年計画以来の代替エネルギー開発の成果が、期待できることから、商業エネルギー全体に占める石油の比率は、'83/'84年の77.9%から'88/'89年には62.4%へ低下するとみられている。

また、期間中の非商業エネルギー（廃材、農業廃棄物、その他）消費の伸びは、開発の進展、とくに農村地区での生活水準の向上、全般的な工業化、近代化、および扱いやすいエネルギーとしての商業エネルギーへの自然な転換等によって、商業エネルギーの伸びを下まわると考えられている。その結果第4次計画の最終時点での非商業エネルギーの全エネルギー消費に占める割合は、40%に低下するとみられる。

次にエネルギー源別の供給見込みについてみると、大概以下のようになっている。

(a) 石油

第3次5カ年計画期間中、請負会社が探査を終了した新油田は数か所にのぼるが、採算がとれないと判断されたことから現在に至るまで生産は行われてい

ない。これら新油田の採算可能性について、第4次5カ年計画期間中に再評価・検討する必要がある。

探査活動の拡大、世界の石油市場及び国内の石油燃料需要の増加の可能性から判断して、第4次5カ年計画期間中の原油の生産は増大するものと予測される。第4次5カ年計画初年度の原油生産量は、5億1,100万バレルと予測され、同最終年度の原油生産能力は約6億2,330万バレルに達すると予測されている。

(b) 天然ガス

第4次5カ年計画期間中、天然ガスの役割はこれまでと比べるとさらに重要なものとなるだろう。その理由として、天然ガスはLNGに加工されて輸出品目となることや、基礎工業の原料として使用されたり、工場や家庭で石油に代わる燃料としてその需要が増大するからである。第4次5カ年計画初年度の天然ガスの生産および供給量は1兆7,660億立方フィートであり、有効消費量は1兆6260億立方フィートと予測されている。このように生産量と消費量が増大する最大の理由は、アルンとボンタンの両LNG精製所が拡張されたことによるものである。

(c) 地 熱

一方、地熱エネルギーに関してはインドネシア全体で10,000MWの潜在エネルギー量を持っている。調査が完了した地熱地域はジャワ、バリ、クリンチ（西スマトラ）、ラハンドン（北スラウェシ）などであり、これらの地域の地熱潜在エネルギーは3,300MWであることが判明している。第4次5カ年計画期間中の地熱発電による目標開発量は220MWであることから、地熱エネルギーはこの数字を上回る換算量でなければならない。

(d) 水 力

インドネシア全体の理論的水力エネルギー量は最低78,000MWもしくは41万GWHであり、そのうち34,000MWについては100MW以上の電力発電能力を持つものとして開発することができる。

これまでに1,316MWの水力発電能力が建設された。また、第4次5カ年計画中新たに、1,475MWの能力が追加されることになるが、この中には50MWの小規模水力能力が含まれている。

(e) 石 炭

第4次5カ年計画において石炭は、インドネシアのエネルギーバランスの中でより重要な役割を演じるものと期待されている。全商業エネルギーの中で石炭は1982/83年の0.5%（石油換算1.11百万バレル）のウエイトから1988/89には9.7%（石油換算28.24百万バレル）へと増加し、水力と併せた数字は4.2%から18%へ飛躍的に増大すると予想されている。

残り（15～20％）がセメント用となっている。

第4次5カ年計画期間中に石炭生産は、1984/85年の90万トン/年のレベルから1988/89年には、9.39百万トン/年へ増大すると見込まれている。この大幅な増加は、プキットアサム鉱山の拡張、石炭公社による既存の鉱山の再開、および西スマトラのオムピリン鉱山での新鉱開発、さらに、カリマンタンの南部と東部地区の開発等々によるものと考えられる。

しかし、インフラ整備の遅れといった幾つかの問題が生じることが予想される。プキットアサム石炭会社によるプキットアサム鉱山の開発は、1981年に世界銀行の融資を受けてアエルラヤの開発から着手された。このプロジェクトは鉱山開発から輸送システムまでを含む一貫したプロジェクトとなっており、鉱山の開発に始まり、炭住街の整備、鉄道輸送システム、タラハンおよびケルタパティのターミナル、それに海上輸送システムが含まれている。プキットアサム石炭会社は、1987年初めまでに320万トンの生産規模を達成させることに現在努力を傾注している。生産される石炭は、スララヤの石炭火力1、2号機用として250万トン、プキットアサムの山元発電用（65MW×2）に40万トン、それにスマトラのセメント工場向けに10万トンずつ供給されることになっている。しかし、1984年および'85年に運開するスララヤの石炭火力1、2号機への石炭の供給は、鉱山開発の遅れから初期の段階において一時的に輸入炭に依存する必要がある。したがって、第4次5カ年計画では、2号機以降のスララヤ石炭火力発電所の拡張が計画されているものの、鉄道能力の改善と鉱山の開発とが行われねば、計画の達成は難しいといえる。

(4) 製品別石油需要ならびに電力需要

1) 第4次5カ年計画における石油製品需要

第2次石油危機以来、インドネシア経済は不況に見舞われ、このためエネルギー需要の伸びも大幅に低下した。第4次5カ年計画を通じて、石油需要は年々回復はするものの期間中の平均伸び率は年率2%を若干上回る程度と想定されている。他方、国内の製油所からの製品供給は最近の製油所能力の拡張によって大幅に増加し、同期間の平均伸び率は、年率5%程度と想定されている。このため、灯、軽油の不足は解消し、むしろ過剰供給になる恐れもある。一方、原油生産は現在OPECの規制によって1.2百万バレル/日以下に抑えられているが、鉱山エネルギー省石油ガス総局およびプルトミナの見通しでは、原油の生産能力は1.6百万バレル/日と推定されている。事実、政府の見通しではOPECの規制が解除されれば、1.7百万バレル/日の原油生産は可能であり、百万バレル/日の輸出余力を確保できるとしている。

一方、第4次5カ年計画中の石油製品別需要は、Table 6-2-2 に示したとお

りであるが、BBM（燃料油）合計の伸び率は、'84/'85～'88/'89年平均で僅か2.2%にとどまっている。これは、'84/'85年の需要が前年度実績を2.9%下まわると見込まれていること、計画期間中を通じて引き続き価格政策による需要抑制措置がとられることによるものである。

油種別の伸びをみると、実績値との対比となる'84/'85年を除く'85/'86年までの4カ年間は、ほぼ同様の傾向をたどっており、計画の中盤から後半にかけて、需要が拡大していくことが想定されている。また、油種間の構成は期間中を通じてほとんど変化が生じないものと予想されている。このことは石油製品の部門別需要構成にも期間中基本的な変化が生じないことが前提となっているといえる。

Table 6-2-2 · Projection of Fuel Demand in Indonesia During Repelita IV

'10³ B/D

Products	1984/85	1985/86	1986/87	1987/88	1988/89	85/86 ~88/89
Av. Gasoline	0.25 (10.7) (-)	0.25 (0) (-)	0.25 (0) (-)	0.25 (0) (-)	0.25 (0) (-)	2.1
Jet Fuel	11.05 (81) (25)	11.27 (20) (26)	11.60 (2.9) (2.6)	12.07 (4.1) (2.6)	12.68 (5.1) (2.5)	4.4
Motor Gasoline	72.63 (-68) (1.67)	74.08 (2.0) (1.68)	76.29 (3.0) (1.69)	79.31 (4.0) (1.68)	83.24 (5.0) (1.67)	1.4
Kerosine	132.54 (0.4) (30.4)	133.87 (1.0) (30.4)	137.0 (2.3) (30.4)	143.71 (4.9) (30.5)	152.75 (6.3) (30.6)	3.0
ADO	135.71 (-24) (31.1)	136.94 (0.9) (31.1)	140.11 (2.3) (31.1)	146.76 (4.7) (31.1)	155.74 (6.1) (31.2)	2.3
IDO	25.78 (-78) (15.9)	26.02 (0.9) (5.9)	26.58 (2.2) (5.9)	27.8 (4.6) (5.9)	29.42 (5.8) (5.9)	1.1
FO/Bunker	57.65 (-198) (13.2)	58.14 (0.8) (13.2)	59.36 (2.1) (13.2)	62.03 (4.5) (13.1)	65.62 (5.8) (13.1)	-1.3
Total	435.7 (-29) (100.0)	440.56 (1.1) (100.0)	451.2 (2.4) (100.0)	471.94 (4.6) (100.0)	499.75 (5.9) (100.0)	2.2

Source: MIGAS

2) 電力需要

PLN（国営電力公社）による1973年の電力販売実績は、2,174GWhで、そのうち半分近い48%（1,066GWh）が民生部門で消費され、商業用、産業用はおのおの9.63%（331GWh）と15.2%（209GWh）であった。つまり、この時点における電力消費の大半は、照明用等の非生産部門におけるものであった。しかし、10年後の1983年実績では、民生部門の比重は4.5%低下し、45.5%となり、逆に産業用が大幅に増加して34.4%を占めている。また、1973/83の部門別電力消費の伸びでは産業部門が26.4%/年、商業部門16.9%/年、民生部門15.6%/年となっており、産業用の消費の伸びがこの間極めて高かったことを示している。さらに産業用と商業用を併せた伸び率をみると23.4%/年となっており、両者を併せた伸び率もまた全体の伸びを上回っている。このことはいうまでもなくこの期間中にインドネシア経済、とりわけ産業活動が極めて活発であったことを意味している。

ところで、1983年における電力供給戸数は約4,406千軒となっているが、これは'82年に比べて約600千軒の増加となっている。さらに、1970年代以来地方電化政策が実施された結果、電力の供給を受けられる村落は、全村落約63,000のうち8,000村落に達している。

第4次計画期間中に追加されるPLNの発電能力は5,255MWで、1988/89年の総発電能力は9,190MWに増大する予定である。この追加発電能力の中で最大のウエイトを占めるのが、石炭火力で新設能力は1,830MW（追加能力に占める比率34.8%）となっており、次いで水力の1,425MW（同28.1%）となっている。また、ディーゼル発電も1,100MW（同20.9%）増加する予定であるが、これは、インドネシアが多数の遠隔地域から成り立っているため、石油価格の上昇にもかかわらずディーゼル発電が必要であるという理由によるものである。

これに対して石油火力の増加能力は630MW（同12.0%）と小さく、このうち130MW（2×65MW, Belawan-北スマトラ）は、石油と天然ガスによる2つの燃料系統を持つタイプの発電所である。また、地熱は、220MW（同4.2%）の追加能力が想定されているが、ガスタービン発電については建設計画はない。

ところで、上述のような追加発電能力のうち特に注目される点は、水力発電の急激な拡大である。すなわち、'73/'78年の5年間の水力の平均増加率は、年率4.7%であり、'78/'83では8.7%であった。しかし第4次計画における平均伸び率は、一挙に30.2%/年となっている。これに対して、石油火力は、'73/'78年の平均19.8%/年、'73/'78年の平均22.8%/年から第4次計画期間中の伸びは、年率7%に低下すると想定されている。この結果、総発電量に占める石油火力の比重は、1983年の83.3%から'88/'89年には52.2%へ低下する見通しである。

電力の需要構造はすでに述べたように過去10年間に著しく変化して来ており、民生用の比重が低下し、産業用と商業用の比重が増加した。この傾向は、第4次計画を通じて持続されるものと予想される。

地方電化も今後一層強化されることになるとみられ、第4次計画期間中新たに7,000の村落、約160万人の人々が電力供給を受けることが可能となろう。この結果、電化された村落数の合計は12,265村となり、全村落63,358村の12.7%に達することになる。

いずれにせよ、今後の電力供給の主体は、石油に代って石炭、水力が主要な役割を果たすことになろう。

Table 6-2-3
Consumption of PLN's Electricity by Consumer Types

Year	Type of Consumer							Total	Growth (%)
	Residential	Commercial	Industrial	Public	Industrial	Commercial	Public		
1973	1 065 929 793 (49,01)	209 399 493 (9,63)	330 652 261 (15,20)	568 763 174 (26,16)	330 652 261 (15,20)	-	2 171 744 721 (100%)	-	-
1974	1 162 577 041 (47,57)	225 535 659 (9,22)	737 747 953 (30,18)	318 246 635 (13,03)	737 747 953 (30,18)	123,0	2 444 107 288 (100%)	12,7	12,7
1975	1 290 212 130 (46,02)	280 023 592 (9,99)	880 214 163 (31,40)	353 163 070 (12,59)	880 214 163 (31,40)	19,3	2 803 612 955 (100%)	14,7	14,7
1976	1 419 532 394 (46,06)	317 632 669 (10,31)	978 493 158 (32,75)	366 158 809 (11,88)	978 493 158 (32,75)	11,2	3 081 817 030 (100%)	10,0	10,0
1977	1 609 498 861 (45,63)	362 552 512 (10,23)	1 141 670 214 (32,37)	413 382 071 (11,77)	1 141 670 214 (32,37)	16,7	3 527 103 658 (100%)	14,4	14,4
1978	1 962 212 884 (45,77)	430 893 527 (10,05)	1 443 400 868 (33,67)	450 413 571 (10,51)	1 443 400 868 (33,67)	26,4	4 286 920 850 (100%)	21,5	21,5
1979	2 427 611 189 (45,45)	518 695 395 (9,70)	1 909 900 741 (35,74)	487 198 974 (9,13)	1 909 900 741 (35,74)	32,3	5 343 406 299 (100%)	24,6	24,6
1980	2 909 447 083 (44,35)	982 379 514 (14,97)	1 662 318 310 (25,34)	1 006 017 377 (15,34)	1 662 318 310 (25,34)	13,0	6 560 162 284 (100%)	22,8	22,8
1981	3 425 260 927 (43,66)	1 069 503 418 (13,63)	2 240 302 207 (26,55)	1 110 399 535 (16,16)	2 240 302 207 (26,55)	46,4	7 845 466 087 (100%)	19,6	19,6
1982	3 892 102 476 (42,76)	953 477 114 (10,48)	3 017 265 806 (33,15)	1 238 288 979 (13,60)	3 017 265 806 (33,15)	34,7	9 101 134 375 (100%)	16,0	16,0
1983	4 554 947 634 (45,55)	1 002 534 369 (10,03)	3 435 865 753 (34,36)	1 006 360 342 (10,06)	3 435 865 753 (34,36)	13,9	9 999 708 098 (100%)	9,9	9,9

Source: PLN

Note : Number in parentheses are percentages of total

Table 6-2-4

Generation Expansion Plan in 1984/85 - 1988/89

		MW	Year
<u>Hydro Power Plant :</u>			
Saguling	4 x 175 =	700	85/86
Cirata	4 x 125 =	500	87/88
Wadaslintang	2 x 8 =	16	87/88
Sengguruh	2 x 14,5 =	29	87/88
T e s	4 x 4 =	16	88/89
Tenggari	2 x 8,5 =	17	86/87
Bakaru	2 x 62 =	124	87/88
Pade Kembayung #1	1 x 10 =	10	88/89
Sentani	2 x 6,5 =	<u>13</u>	88/89
		1425	
<u>Geothermal Power Plant :</u>			
Kamojang # 2, 3	2 x 55 =	110	87/88
Dieng # 1	1 x 55 =	55	88/89
Salak # 1	1 x 55 =	<u>55</u>	88/89
		220	
<u>Steam Oil Power Plant :</u>			
Gresik # 3	1 x 200 =	200	87/88
Gresik # 4	1 x 200 =	200	87/88
Belawan # 1, 2	2 x 65 =	130	84/85
Combine Cycle		= <u>100</u>	86/87
		630	
<u>Steam Coal Power Plant :</u>			
Suralaya # 1	1 x 400 =	400	84/85
# 2	1 x 400 =	400	85/86
# 3-4	2 x 400 =	800	88/89
Bukit Asam # 1,2	2 x 65 =	130	86/87
Ombilin # 1, 2	2 x 50 =	<u>100</u>	87/88
		1830	
<u>Mini Hydro Power Plant</u> :	(scattered)	50	
<u>Diesel power Plant</u> :	(scattered)	1100	

Table 6 - 2 - 5
 Projection of PLN Electric Power Production (1984/85 - 2003/04)

Subject	1984/85		1985/86		1986/87		1987/88		1988/89	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Non Oil	2 990	19,0	6 891	35,4	10 366	44,8	12 645	45,6	15 359	47,8
. Hydro PP	2 780	17,7	3 206	16,5	4 866	21,0	5 497	19,8	6 907	21,5
. Steam Coal PP	-	-	3 475	17,9	5 290	22,8	6 199	22,4	7 471	23,2
. Geothermal PP	210	1,3	210	1,0	210	1,0	949	3,4	981	3,1
O i l	12 714	81,0	12 551	64,6	12 795	55,2	15 064	54,4	16 795	52,2
. Diesel PP	1 911	12,2	2 762	14,2	3 126	13,5	3 390	12,2	3 983	12,4
. Gas Turbine PP	1 608	10,2	1 472	7,6	1 411	6,1	2 372	8,6	2 967	9,2
. Steam Oil PP	9 195	58,6	8 317	42,8	8 258	35,6	9 302	33,6	9 845	30,6
Grand Total	15 704	100,0	19 442	100,0	23 161	100,0	27 709	100,0	32 154	100,0

Source: PLN

6-3 インドネシアの長期エネルギー需給見通し

(1) 長期エネルギー需給調査の目的

1969年以来、インドネシア政府は、一連の5カ年開発計画を実施してきている。第1次計画（REPELITA-I）は、実質成長率で年率5%弱程度のインフレなき経済成長を目指した。内容的にみると、農業開発と、社会資本ストックとしてのインフラの改善に重点が置かれた。

第2次計画（REPELITA-II）では、年率7.5%の経済成長の目標が設定された。また重点施策としては、雇用機会の増大、工業化の促進、社会的福祉の確保が挙げられた。と同時に、諸種の開発プロジェクトの成果の公正な分配と、国民経済の石油収入への過度の依存体質を改める計画も検討された。

これまでの三次にわたる5カ年計画を受けて、第4次計画（REPELITA-IV）が1984財政年度からスタートした。この計画策定に際しては、この期間の人口、労働力、インフレ、GDPの伸びは、おのおの2.0%、2.74%、8%、5%と想定されている。他方、エネルギーの分野での主な指標は次のようになっている。まず、原油生産水準は1984年の140万B/Dから1988年には170万B/Dに“急激に”上昇し、その価格水準は、1984年の29\$/BBLから同じく36\$/BBLに上昇すると想定している。

他方、石油・ガス収入への依存度は、総輸出収入で見ると71%から65%に、また国の収入に占める割合で見ると64%から55%におのおの低下すると想定されている。国内の石油需要は、第4次計画の期間を通して、それ程高い水準にはならないと予想されており、石油需要伸び（BBM）は、年率で2%をやや上回る程度の見通しとなっている。その結果、総エネルギー消費に占める石油のシェアは、第4次計画の最終年度には78%から62%にまで低下する見通しとなっている。

以上のように、インドネシア政府は、第4次計画で期間を通して年率5%程度の比較的緩やかな経済成長と将来のより大きな経済発展のための経済基盤の確立を目指している。第4次計画でこうした目標が達成されれば、国民経済の離陸が図られ将来における公正で豊かな社会の建設が行われると期待されている。

当面の間、このプロジェクトに関する限り、F. S. 調査が円滑に進み、プロジェクトの技術的および経済的可能性が確認されたとしても、商業プラントの建設は1995年以降になるとみられる。従って、1995年頃のエネルギーおよび化学製品の需給を予測することが極めて重要となる。この種の予測において多く不確定要因があることについては言うまでもない。にもかかわらず、この種の長期見通しに基づいてプロジェクトの可能性を判断することは意味のあることである。それは、結果から如何にして意味のあるインプリケーションを導き出すかという点においてである。

ともかく、商業化の暁に建設されるプラントの能力、それから製造されるエネ

ルギー（および／あるいは化学）製品および、その量をこの種の長期見通しから予想される将来の市場の条件をベースに決定することが必要である。

しかしながら、今回のコンピュータモデルによるシミュレーションの結果得られた見通しは、本プロジェクトが初期段階にある現段階では、あくまでも予備的な性格である。

(2) モデルの構造

1995年のエネルギー需要見通し作成に際しては、MIGASのコンピュータモデル1984年7月versionが用いられた。これは、元来は1982年にMIGASがJICAとの協力に基づき完成させたもので、その後インドネシア側で修正およびメンテナンスが行われてきたものである。

この1982年完成のモデルにおいては、マクロ経済サブモデルとエネルギー需給予測サブモデルとが結合されている。主な内生変数として、国内総生産（GDP）、民間消費支出（Private Consumption Expenditure）、政府消費支出（Government Consumption Expenditure）、鉱工業生産指数（Production Index of Mining and Industry）などであった。また、主要な外生変数は名目の政府消費支出（Government Consumption Expenditure [at Current Prices]）、原油生産（Crude Oil Production）、世界輸入（World Import）などであった。これらの内、モデルの中で最も重要な外生変数（政策変数）は名目の政府消費支出である。モデル（1982年）の概要をフローチャートで示すとFig.6-3-1のようになる。

しかしながら、今回の予測作業に際してMIGASから借り受けたモデルは、1982年報告書に述べられているものとは、輸出輸出デフレータ、輸入デフレータ、卸売物価指数という内生変数の構造方程式が異なったものとなっている。従って、外生変数として用いられている変数は以下の通りである。

- ・原油生産量
- ・農産物輸出デフレータ
- ・世界輸出価格指数
- ・対ドル交換レート
- ・人口
- ・原油輸出価格
- ・名目政策消費支出

以上、今回MIGASから借り受けたモデル（1984、7月version）と、1982年報告書に記述されているオリジナルモデルとの異同を述べてきた。

これに対して、今回我々が予測作業を行うに際しては、エネルギー需要予測モデルを修正して用いた。

すなわちMIGASモデル（1984年7月version）では、マクロ経済フレーム

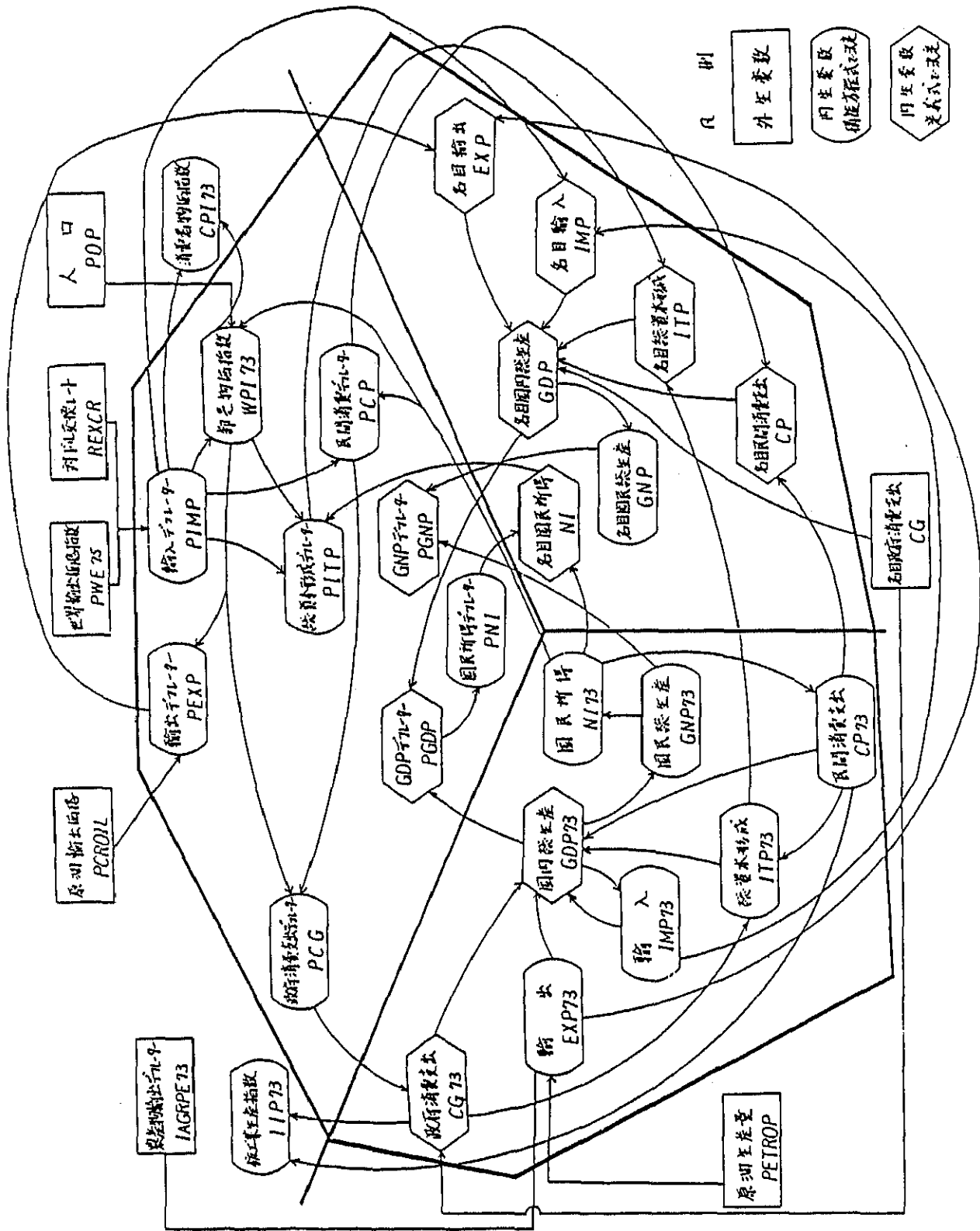


Fig 6-3-1 マクロ経済モデルの全体フロー

Figure 6-3-2
 Flow Chart for Outline of Indonesia's Macro-Economic Model (Original:..)

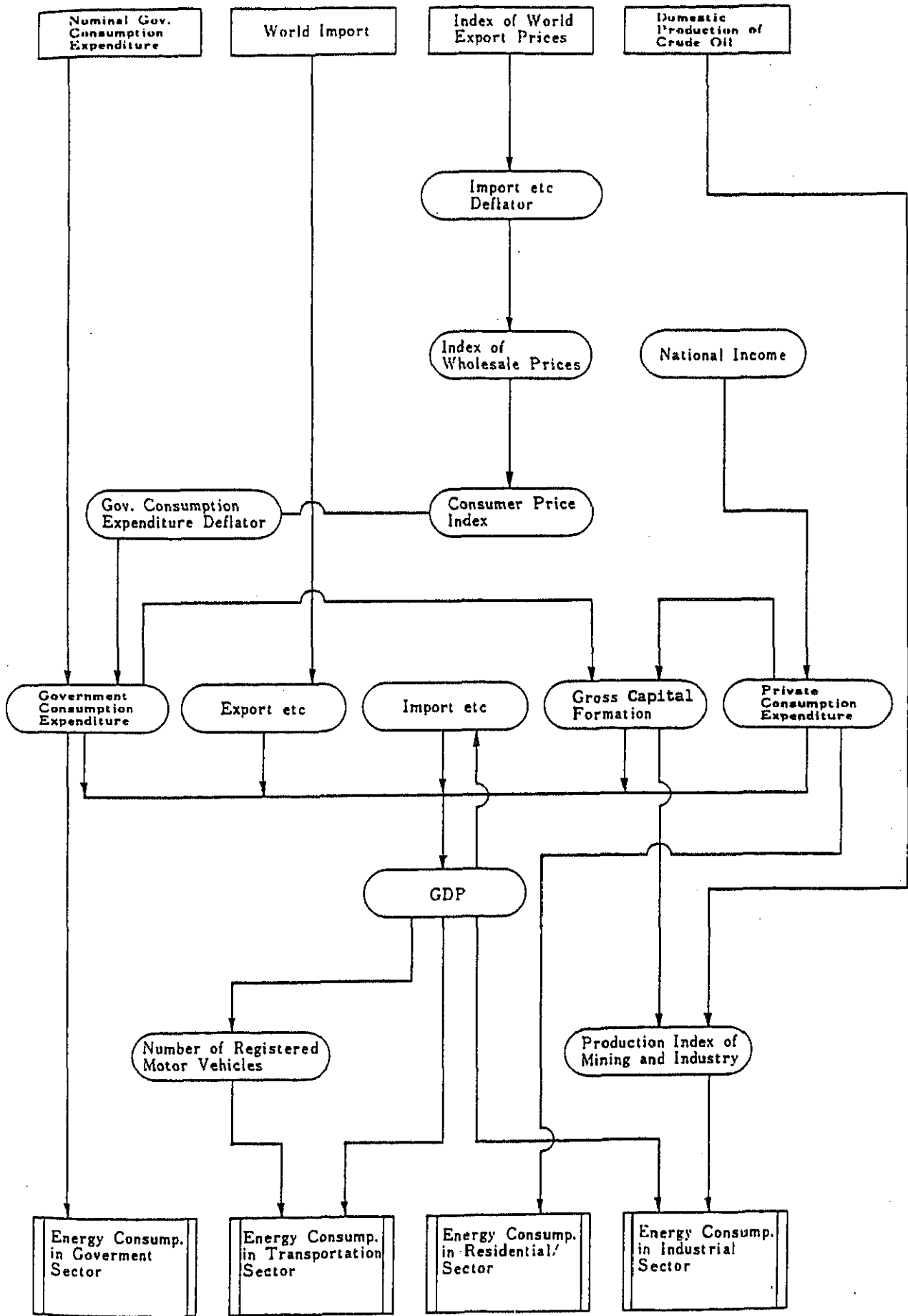
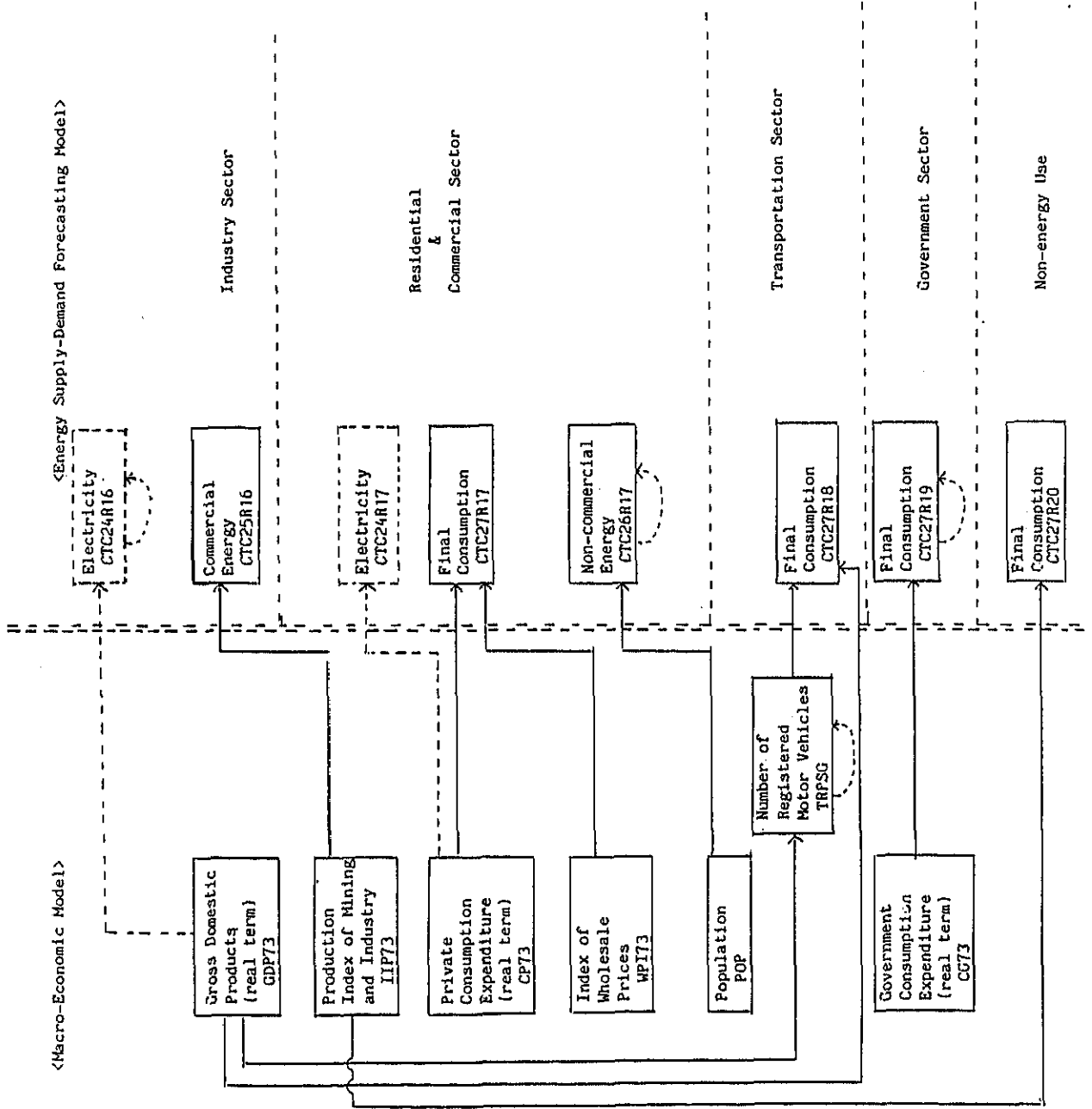


Fig. 6-3-3 Flow of Revised Model



から部門別・エネルギー源別の最終エネルギー消費量がまず推定されるが、これらの合計エネルギー消費量は過大に評価される傾向があった。(インプットデータとして各種統計が不完全なため)。このため今回の作業にあたっては、まず部門別の合計エネルギー消費量を推定し、次いで過去のトレンドを参考にしてエネルギー源別最終エネルギー消費量を推定するよう修正した。Fig.6-3-3 に修正モデルの概要をフローチャートで示す。注記：1982年JICA作成のオリジナルモデルに関しては

「"Survey Report on The Energy Supply-Demand Data Bank System in the Republic of Indonesia, March 1981, JICA, MPN CR(3) 81-78"」および「Survey Report on The Energy Supply-Demand Planning System in the Republic of Indonesia, Sept. 1982, JICA, MPN SC 82-87"」を参照願いたい。

(3) 主な前提条件の指標

必要な前提条件は、①原油生産量、②原油価格、③農産物輸出価格デフレーター、④世界輸出価格指数、⑤ルピアの対U.S.\$ 為替レート、⑥人口、⑦政府消費支出(名目)の7項目である。table6-3-1に今回採用した主な前提条件の指標を示す。

1) 原油生産量

インドネシアにおける原油生産量のトレンドをみると1976年から1981年の間、約150万～170万B/Dの間の比較的高原状態で推移してきている。特に1977年には169万B/Dのレベルに達した。原油の需給関係が相対的に軟化したここ2、3年は約140万B/Dで推移してきている。

1973	132.4 万B/D
75	131.3
76	150.5
77	168.6
78	163.7
79	159.5
80	157.6
81	160.4
82	134.4
83	138.5

今回の予測作業の前提として、我々は将来の自由世界の石油消費は経済の低成長期の存続から比較的低い伸びしか見込めないとして、予想される市場の状況から、インドネシアに許容される生産量の枠は、1995年で140万B/Dと見込んだ*。ちなみに自由世界の石油消費は、1995年で5150万B/D、83年の4,460万B/Dから年率1.2%程度の伸びにとどまる姿となっている。この間、世界経済の成長率は、

2.5%程度と想定されているから、石油消費の対経済成長弾性値でみると0.48程度と低いレベルとなっている。

他方、自由世界の石油生産に占めるOPEC諸国の比重は、1983年の46.0%から1995年には、51.4%とやや高まると推定されている。

* インドネシアの生産枠は従来の130万B/Dから120万B/Dに引き下げられた(1984.10月末)。

ii) 原油価格

1983年2月末にインドネシアの代表的原油価格(MINAS政府公式価格)が5\$/BBL引き下げられて29.53\$/BBLになった後、需給の緩和状態の継続にもかかわらず、同水準を保ってきたが、85年1月末にOPECで合意された価格決定プランの結果、1\$/BBL下げられ28.53\$/BBLとなることが決定した。これはGSPを相当下回り取り引きされるスポット価格を追認したものといえる。84年12月～1月とMINAS原油は、27\$/BBL程度で取り引きされており、インドネシア原油の約3割がスポット市場で販売されている。(Asian Wall Street Journal '85.2.1)

原油価格に関しては、次のような価格見直しを行った。

まず、86年までは名目価格で横ばい、89年までは、実質価格で横ばい、さらに1995年までは実質ベースで年率1%で上昇すると想定した。国際的なインフレ率を考慮すると、原油価格(名目)は95年まで平均3.5%で上昇すると想定した。

iii) 農産物輸出価格デフレーター

今回の予測作業においては、MIGASのデータに依拠して、年率7%程度で上昇すると想定した。

iv) 世界輸出価格指数

ここでは、先進諸国(OECD諸国)と途上国のGDPの伸び率を加重平均して、年率約7%で上昇すると想定した。

v) ルピアの対U.S.\$為替レート

1977年から1983年の間に、二度のルピア切り下げ(1979年、1983年)を経験し、平均では年率14%でドルに対して価値を下げてきた。

今回の作業では、95年までの間、年率5%で減価すると比較的堅調に推移すると想定した。

これに対して、少なくとも年率10%程度の減価は避けられないのではないかとのインドネシア側からのコメントも一部にあった。

vi) 人口

1970年代(71年～80年)には年率2.3%で増大したが、REPELITA-IVの期間では約2%程度と見込まれている。ここでは、95年まで年率2%程度の増加率をたどると想定した。

Table 6-3-1 モデル計算に使われた主な外生変数

	1995/82 %/Yr	Remarks
Growth rate of Crude oil production (原油生産量上昇率)	0.35	1982; 133.7 X10 ⁴ B/D 1995; 140 X10 ⁴ B/D
Growth rate of exported crud oil price (原油輸出価格上昇率)	3.5	29.53 \$/BBL('83) 46.2 \$/BBL('95)
Deflator for agricultural goods export price (農産物輸出価格デフレーター)	7.1	
Index for international export price (国際輸出価格指数)	7.1	
Exchange rate of Rp. relative to U.S \$ (ルピアの対ドル為替交換レート)	-5	
Population (人口増加率)	2.0	2.3 (80/71) 158.1百万人('83)
Government consumption expenditure (政府消費支出)	14.0	6,831 X10 ⁹ ルピア ('82)

Table 6-3-2 Long term prospects of world economy

	95/83
<u>Economic Growth Rate (%/yr.)</u>	
World Wide	2.5
{ OECD Countries	2.3
{ LDC	3.2
<u>Inflation rate in OECD Countries (%/yr.)</u>	
85/83	3
90/85	4
95/90	5

vii) 政府消費支出

政府消費支出は、1977年～83年の間で年率25%、80～83年では18%と低下傾向をたどってきた。

ここでは、過去のトレンドを参考にして95年までの期間、年率約14%程度で伸びると想定した。

(4) 1995年におけるエネルギー需給見通しの調査結果

i) 1995年のインドネシアマクロ経済見通し（表6-3-3 参照）

インドネシアのマクロ経済見通しについては、今回の予測では以下のような展望となっている。まずGDP伸び率（実質）については、1975～80年の間の7.5%（年率）から、1980年～95年の間には、5.2%（年率）へと低下する見通しとなっている。1970年代の過去のトレンドおよび第4次5カ年計画（RepelitaIV）の期間のGDP伸び率の目標（5%）と比べると、年率5.2%の伸び（1995/80）は高成長というよりも比較的安定成長と理解される。

経済成長を支える、民間消費支出や政府消費支出等に関しては、輸出を除いて、5～9%（年率）の伸びと予想されている。輸出の伸び率は、80～95年で1.5%の低率となっている。これは原油価格の伸びが名目でも3.5%（年率）程度と前提条件として想定されているのが大きく影響している。

消費者物価指数および卸売物価指数については、80年～95年の間各々6.8%、7.2%と予想されており、75年～80年の間のおおの20%前後の伸び率に比べると大幅に低い値にとどまっている。この見通しに関して言えば今回の訪問時のディスカッションの中で、少なくとも10%前後ではないかとのコメントが一部から出されたことを指摘しておく。

ii) 国内エネルギー消費（商業エネルギー）（表6-3-5 参照）

最終エネルギー消費に、エネルギー部門での自家消費、更にはエネルギー転換部門消費の内、LNG製造用の天然ガス消費等の非国内需要を除いたものを加えた。いわばインドネシア国内で消費された商業エネルギー（従って非商業エネルギーを除く）中の石油のシェアは1982年の75%から1995年には60%に低下する見通しとなっている。これは石炭、水力、さらには地熱といった石油代替エネルギーが大きな伸びを示すと予想されているからである。たとえば石炭は41%、水力は19%と、それぞれ高い年率の伸びを示し、シェアで見ると石炭は15%、水力は8%へと大きな拡大を示す見通しとなっている。他方、天然ガスのシェアは、23%から17%へと低下する見通しとなっている。天然ガスの伸びが、石油のそれに比べて僅かながら低いのは、天然ガスへの燃料転換を促進させるであろう価格政策等の要因が明示的には今回の予測に反映されていないからである。

全体的にみると、商業エネルギーの合計は、年率で 7%弱の伸びを1995年まで示すと予想されている。商業エネルギーの伸びは1970～80年では14%（年率）、1977～82年でみると11%（同）となっており、これらに比べて一段と伸び率が低下する姿となっている。近年のエネルギー消費の漸減傾向は、世界経済の停滞と、国内での補助金圧縮のための石油製品価格の引上げが主な要因である。

GDPの伸びに対する商業エネルギーの消費弾性値でみると1970年～78年の 1.8から 1.4へ低下する見通しとなっており、さらに石油だけでみると1970年～78年の 1.8から 1.0にまで低下する格好となっている。

iii) 商業エネルギーと非商業エネルギーの比率（表6-3-7 参照）

1982年の実績では、非商業エネルギーは最終エネルギー消費ベースでみると50%を超えている。従って、将来における、インドネシアの商業、非商業エネルギーを合わせた、最終エネルギー消費の合計をつかむには、非商業エネルギーの動向をうらなうことがとりわけ重要となる。第4次5カ年計画では、政府はその最終年度（1988/89）に商業エネルギーの比率を60%におとすことを目標として掲げている。今回の見通しでは、その目標が達成されるのは1995年以降になる想定となっている。年率 2.7%程度という比較的低い非商業エネルギーの伸びをベースにすれば、5%程度のGDPの伸びを達成するには、7.6%（年率）程度の伸びが商業エネルギー（最終消費ベース）では必要になることを示している。

iv) 石炭の部門別消費（表6-3-9）

石炭消費は1982年の26万tce から、1995年には 1,920万tce へと、実に年率40%近い大きな伸びを示すと予想されている。石炭消費を部門別にみると、全体の87%までが発電部門で、次いで11%程度がセメント、アルミ、スズ等の産業部門で消費される想定となっている。民生用で僅かではあるが10万tce 程度の石炭消費が見込まれているのは主として農村部で家庭用を中心としてブリケットが用いられると想定したためである。

v) 天然ガスの部門別消費（表6-3-10）

表6-3-10は、インドネシアにおける天然ガスの消費を最終エネルギー消費と転換部門の内、国内消費に回される都市ガス製造部門の双方についてまとめたものである。国内の天然ガス消費の約95%までは現状（1982年）では産業部門で占められており、このパターンは95年についても同じである。全体としての伸び率でみると、10%（年率）程度の割合で消費が拡大する見通しとなっている。表 6-3-5の天然ガス消費の伸び率との違いは自家消費部分を含んでいるか否かによる。産業部門での伸びの大きさが、石油製品のそれと比べて大きいのは、この部門では天然ガスへの燃料転換が進展すると見込んでいるためである。

Table 6-3-3 Main Indigenous Variables About
Macro-Economy in Indonesia

unit: 10⁹ Rupiah

	1975	1980	1995
GDP (nominal) (GDP)	12642.5	43765.0 (28.2%)	261828.2 (12.7%)
GDP (real) (GDP73)	7630.8	10953.9 (7.5%)	23459.1 (5.2%)
Private Consumption Expenditure (CP73)	5678.9	8289.0 (7.9%)	21751.1 (6.6%)
Government Consumption Expenditure (CG73)	835.5	1669.2 (14.8%)	4036.8 (6.1%)
Gross Capital Formation (ITP73)	1650.2	2868.5 (11.7%)	8040.8 (7.1%)
Exports (EXP73)	1266.8	1684.9 (5.9%)	2096.0 (1.5%)
Imports (IMP73)	1800.6	3557.7 (14.6%)	12465.6 (8.7%)
Gross National Products (GNP73)	7270.5	10156.9 (6.9%)	21788.9 (5.2%)
Consumer Price Index (CPI73)	167.5	373.2 (17.4%)	1002.9 (6.8%)
Wholesale Price Index (XPI73)	157.3	449.7 (23.4%)	1278.5 (7.2%)

(Note) * Figures in parentheses are growth rates (%/yr.) in those periods.

* As to the year 1975 and the year 1980, figures are from energy balance tables in Indonesia.

Total 6-3-4 Energy Demand and GDP

Item \ Year	1975	1980	1995
GDP (10 ⁹ RP.)	7630.8	10953.9 (7.5%)	23459.1 (5.2%)
Indigenous Primary Energy Demand (10 ³ TCE)	63605	99565 (9.4%)	209696 (5.1%)
Primary Energy Demand by unit of GDP	8.34	9.09 (1.7%)	8.94 (Δ0.1%)
Demand Elasticity by Growth of GDP		1.25	0.98
Final Consumption (10 ³ TCE)	54153	72262 (5.9%)	147796 (4.9%)
Final consumption by unit of GDP	7.10	6.60 (Δ1.4%)	6.30 (Δ0.3%)
Demand Elasticity by Growth of GDP		0.79	0.94
Industry Sector	16413	12718 (Δ5%)	27832 (5.4%)
Residential & Commercial Sector	30438	45970 (8.6%)	82415 (4.0%)
Transportation Sector	6097	11253 (13.0%)	29148 (6.6%)
Government Sector	705	943 (6.0%)	2395 (6.4%)
Non-Energy Use	500	1377 (22.5%)	6007 (10.3%)

(Note) * Figures in parentheses are growth rates in those periods.

* As to the year 1975 and the year 1980, figures are from energy balance table in Indonesia.

vi) 石油製品の部門別消費 (BBM) (表6-3-11)

表6-3-11は石油製品需要を部門別にまとめたものである。石油製品需要は、年率 5%弱で1982~95年まで伸び、95年には $76,619 \times 10^3$ tce(104.7万BOE/D)まで拡大する見通しとなっている。現状(1982年)の $41,166 \times 10^3$ tce(56.3万BOE/D)から13年で約 1.9倍になる見通しである。

部門別に需要を検討すると、民生部門のシェアは1982年の26%から1995年には36%へ増大する見通しとなっている。輸送部門も38%にまでシェアを拡大し、この両部門で現状の57%から全体の75%近くを占める見通しとなっている。民生部門での石油製品のシェア拡大の主な理由は、この分野で灯油から天然ガス、LPGあるいは電気への転換がそれ程進展しないと見込んだためである。それは潜在的な需要の大きさと共に、それ程大きな相対価格関係の変化を見込んでいないためである。

従って、民生部門での灯油使用パターンが継続する限り、灯油需要は依然として7%台の相対的に高い伸びになることがこの予測結果から読みとれる。

石油製品需要を製品別にみると、産業用軽油、灯油が年率 8%前後の高い伸びを示し、ジェット燃料、ガソリンが各7%の伸びを示している。(表6-3-12)また自動車用軽油の伸び率が4.1%と相対的に低いのは、転換部門の発電用で、この製品がバッファとなっているためである。さらに、重質燃料油の伸びがマイナスとなり、シェアも21%から7%台に低下する結果になっているのは、天然ガスおよび石炭への燃料転換が進展すると見込まれているためである。

Table 6-3-5 Domestic Energy Consumption (Commercial)

	1982			1995			95/82(%/yr)
	10^3 tce	Physical Unit	%	10^3 tce	Physical Unit	%	
Natural Gas	12781		23.1	21968		16.8	4.3
Coal	217		0.4	19160		14.6	41.2
Hydro-Power	1060		1.9	10626		8.1	19.4
Geo-thermal	0		0	1029		0.8	—
Oil	41357	206371 56.5万B/D	74.6	78073	389584 106.7万B/D	60.0	5.0
Grand Total	55415	276521 75.8万B/D	100	130856	652971 178.9万B/D	100	6.8

Note:

* $1\text{tce} = 714\text{m}^3$ of NG = 4.99BOE

* NG=Final energy consumption+Energy sector's own use +Town gas production

* Oil =Final energy consumption+Energy sector's own use +Town gas production +Electricity Generation

* We assumed no statistical difference in the figures of the year 1995.

* Figures in the 1982 are calculated from those figures in energy balance table available in Migas.

Table 6-3-7

Share of commercial energy and non-commercial energy(Final Energy Consumption)

	1982		1995		95/82
	10 ³ tce	%	10 ³ tce	%	
commercial energy	32259	43.6	83129	58.6	7.6
non-commercial energy	41726	56.4	58660	41.4	2.7
grand total of energy consumption	73985	100	141789	100	5.1

Table 6-3-8 Fuel Composition in Power Generation Section

	1982		1995	
	10 ³ tce	%	10 ³ tce	%
Solid Fuel	20	0.4	16718	46.4
Petroleum Product	5210	82.8	7676	21.3
		[100]		[100]
ADO	2341	[44.9]	999	[13.0]
IDO	485	[9.3]	4292	[55.9]
HFO	2385	[45.8]	2385	[31.1]
Hydro-Power	1060	19.0	10626	29.5
Geothermal	—	—	1029	2.9
Total	6290	100	36049	100
Electricity Generated	1399	—	10814	—
× 10 ⁶ KWH	11.37	—	87.92	—

10⁶ KWH thermal = 123tce (←860Kcal/KWH)

Note: The gap between demand and supply are to be buffered with Automotive Diesel Oil in our estimation.

Demand Side

sector	90/82(%/yr)	95/90(%/yr)
• Industry	20	15
• Residential & Commercial	20	20
• Government	20	15

Supply Side

	1982(MW)	1995(MW)	95/82(%/yr)
Hydro	437.1	4371	19.4
Geothermal	30	830	29.1
coal		7745	(exogenous variable)

Table 6-3-9 Consumption of Coal by Sector

	1982		1995		95/82
	10 ³ tce	%	10 ³ tce	%	%/yr.
Electricity Generation	20	7.7	16718	87.3	67.8
Energy Industry's own-use	40	15.4	70	0.4	4.4
Final Energy Consumption	183	70.4	2266	11.8	21.4
{ Industry	163	[89.1]	2100	[92.7]	21.7
{ Residential & Commercial	—		100	[4.4]	—
{ Transportation	20	[10.9]	66	[2.9]	9.6
{ Government	—				
Non-Energy Use	17	6.5	106	0.6	15.1
Grand Total	260	100	19160	100	39.2

Note: We expect coal will be used in Residential and Commercial sector in the form of Briquettes in the year 1995.

表6-3-10 Domestic Consumption of Natural Gas

	1982		1995		95/82
	10 ³ tce	Physical Unit	10 ³ tce	Physical Unit (10 ⁶ m ³)	growth rate
Town-Gas production*	70	50.0	293	209.2	11.6
Final Energy Consumption	1365	974.6	4712	3364	10
Industry	1365	974.6	4712		10
Residential & Commercial					
Transportation					
Government					
Total	1435	1024	5005	3574	10.1

この他の転換部門消費としてLNG製造用の使用があるが、輸出用であるため合計からは除外した。

	1982		1995	
	10 ³ tce	Physical Unit	10 ³ tce	Physical Unit
Energy Transformation				
LNG	19678		38460 83.5%	27460 22929
LPG			3.8%	1043
Condensate			11.6%	3185
Methanol			1.2%	330

Note: 1tce= 0.526 t of LNG = 714m³ of NG = 27.9MSCF

Natural gas for producing LNG includes natural gas for producing condensates and methanol.

Table 6-3-11 Demand for each petroleum product by sector (BBM)

	1982		1995		95/82
	10 ³ tce	%	10 ³ tce	%	%/yr.
Residential & Commercial	10718	26.0	27605	36.0	7.5
Transportation	12787	31.1	29000	37.8	6.5
Industry	4938	12.0	7714	10.1	3.5
Government	779	1.9	967	1.3	1.7
Energy Transformation	5248	12.7	7707	10.1	3.0
Electricity Generation	5210	12.7	7676	10.0	3.0
Town-gas Production	38	0.1	31	0.04	△ 1.5
Energy Industry's own use	6696	16.3	3626	4.7	△ 4.6
Total	41166	100	76619	100	4.9
Total 10 ³ BOE/D	563		1047		