

2. タイ

1960年代のベトナム特需に支えられ、着実な発展を遂げたタイ国経済は石油危機及び国債通過情勢の大変動による一時的な停滞はあったものの総体的には順調な経済発展を遂げ、この20年間（1962～1981年）にGDP約14倍、1人当たり所得約8倍に達した。（1982年度の1人当たりGNPは790USドル）

また、一次エネルギー消費構造を歴史的に見ると農業生産の多様化、輸入代替産業主体の工業化が進むにつれ、非商業エネルギーから商業エネルギーへの転換が計られ、その結果石油を中心とする輸入エネルギーの依存度が高くなっていった（表-24、25）。

一次エネルギー消費は1961年から1982年までに約10倍に膨れ上がり、1982年には原油換算1,812万K1に達した。1961年から石油危機が発生した1973年までは年平均15.4%で増加してきた消費が石油危機後（1973～1982年）には7.2%とゆるやかになったものの、全商品輸入額に占めるエネルギー輸入額の比率は1961年8.2%、1973年10.4%、1982年29.8%と増加の傾向を辿っている。そこで、1973年以降石油代替エネルギー政策の一貫として天然ガス、褐炭等の国内エネルギー開発を行った結果、エネルギーの石油依存度は1973年の85.5%から1982年の60%へと大幅に低下した。

表-24 一 次 エ ネ ル ギ ー 消 費

単位：原油換算10⁶リットル

年	合計	石油	水力	石炭・褐炭	薪	木炭	稲がら	バガス	天然ガス
1973	9,818.19	8,422.39	659.94	149.27	51.41	39.25	42.32	453.61	—
1974	9,999.55	8,208.40	843.52	237.90	44.88	23.34	39.16	605.35	—
1975	10,613.54	8,484.15	1,149.96	235.90	42.25	14.15	47.55	639.58	—
1976	12,105.18	9,580.42	1,227.18	276.53	42.38	26.72	41.26	910.69	—
1977	13,094.42	10,720.74	1,113.67	247.41	46.67	20.77	41.99	903.17	—
1978	13,776.35	11,537.77	753.33	320.51	36.72	19.62	45.85	1,062.55	—
1979	16,672.00	12,193.03	1,148.02	440.35	439.22	1,264.70	51.03	1,135.65	—
1980	16,747.05	12,713.55	577.91	468.91	611.79	1,617.57	49.80	707.52	—
1981	17,550.84	12,018.26	1,052.50	503.61	664.58	1,904.80	106.79	1,046.30	254.00
1982	18,120.542	10,872.07	1,300.32	766.277	646.33	1,933.67	142.50	1,158.75	1,300.62

出典：NEA, Thailand Energy Situation 1982

表-25 石油の需給バランス

単位：原油換算10⁶リットル

年	供		給				輸出・再輸出	純輸入	消費合計	統計誤差	純輸入の割合	国内生産の割合
	国内生産		計	輸入	供給量合計							
	国内	輸入										
1973	6,712	7,933,841	7,940,553	1,108,865	9,049,418	627,031	8,415,675	8,422,387	-	99.92	0.08	
1974	4,775	7,304,471	7,309,246	1,053,932	8,363,178	154,781	8,203,622	8,208,398	-	99.94	0.06	
1975	13,782	7,738,236	7,752,018	817,437	8,569,445	85,304	8,470,369	8,484,151	-	99.84	0.16	
1976	12,248	8,321,266	8,333,514	1,246,905	9,580,429	-	9,568,171	9,580,420	-	99.87	0.13	
1977	17,089	8,960,024	8,977,113	1,743,631	10,720,744	-	10,703,655	10,720,744	-	99.84	0.16	
1978	17,481	8,932,155	8,949,636	2,588,132	11,537,768	-	11,520,287	11,537,768	-	99.85	1.15	
1979	11,063	9,681,986	9,693,049	2,532,547	12,225,596	-	12,214,533	12,193,027	32,568	100.18	0.09	
1980	13,565	8,510,747	8,524,312	4,086,044	12,610,356	-	12,596,791	12,713,554	(103,198)	99.08	0.11	
1981	17,122	8,633,145	8,650,267	3,305,972	11,956,239	-	11,939,117	12,018,264	62,026	99.34	0.14	
1982	221,170	8,408,679	8,629,849	2,341,841	10,971,690	-	10,750,528	10,872,072	99.62	98.88	2.03	

出典：表-24に同じ

特に1981年9月より実用化したシャム湾の天然ガスナショナルプロジェクト成功の功績は大きく、将来的にも明るい材料である。

しかし、現在まだ石油依存度は60%（石油は98%）に及んでおり、タイのエネルギー事情は海外の石油価格動向に著しく左右される体質にある。

その結果、石油価格の上昇によるインフレの促進、石油輸入増加に伴う貿易赤字の増大がタイ国経済の最大の悩みとなっている。

そこで、1980年代の目標を輸入エネルギー依存構造の脱却に絞り、国内商業エネルギー開発、省エネルギー推進に重点が置かれた第5次5カ年計画（1982～1986年）が企てられた。同計画では1986年までに国産エネルギー比率を50%に引き上げることを目標として以下の様な主要目標が企てられた。

- 1) 工業、輸送部門を中心とした効率の改善、省エネルギーの実施によりエネルギー消費の伸びを年率4.8%におさえる。
- 2) 石油輸入量を年率5%ずつ減少させる。
- 3) 計画終了時（1986年）には、輸入石油の総エネルギー消費に占める割合を46%まで低下させる。（1982年時点で59%）、そのため、国内エネルギー開発の目標を以下の通り定める。
 - a) シャム湾の天然ガス生産量を1982年の200百万ft³/日から525百万ft³/日に増加する。同時に1986年迄に天然ガス分離プラントを建設する。
 - b) 水力発電の設備容量を合計2,013MWにする（1982年は1,519MW）。
 - c) 褐炭火力発電の設備容量を合計885MWにする（1982年は285MW）。
 - d) 種々の新エネルギーを開発し1986年までに原油換算22万～29万klとする。
- 4) 石油精製能力を28万BL/日に増強する。
- 5) 農村電化を押し進める。
- 6) 石油備蓄量を60日分まで増加させる。

また、国家エネルギー庁は上記5カ年計画に基づき、1991年迄の長期エネルギー需給計画を作成している（表-26）。これによると、1991年には石油依存度が38%にまで下がり、かわりに天然ガス、石炭・褐炭の両者で石油と同程度の36%を賄うことが予測されている。もしこの予測が実現すれば、貿易収支赤字の減少が計られ、タイ国経済安定化のために大きな役割を果たすであろう。

（また参考としてタイにおけるエネルギー消費の現状と資源の分布を表-27、図-5に示す）

表-2.6 エネルギー需要想定

単位：原油換算；10⁶リットル

年	石油製品	水力	石炭	褐炭	バガス	薪	木炭	稲わら	天然ガス	原子力	廃棄物	小水力	バイオガス	オイル	シェール	アルコール	速成植物	太陽熱	風力	地熱	計
1983	113609	8906	7985	7985	11866	6537	19660	1428	16009	-	-	69	22	-	-	-	-	24	01	-	186110
1984	118051	9640	9146	9146	12227	6624	19974	1433	17483	-	-	172	37	-	352	-	-	39	03	-	195181
1985	108406	12233	13343	13343	12464	6698	19613	1436	29799	-	-	395	55	115	704	662	662	63	05	50	208041
1986	106988	14336	17420	17420	12747	6761	19874	1441	36686	-	708	725	78	115	1056	662	662	98	10	50	219755
1987	102026	14690	21750	21750	13059	6839	19695	1445	49515	-	708	861	81	115	1056	1104	1104	142	12	100	233198
1988	108956	14511	23617	23617	13376	6929	19960	1451	54949	-	708	997	85	115	1056	1104	1104	197	15	100	248126
1989	108127	17300	26571	26571	13703	7005	20227	1455	60981	-	708	1133	88	397	1408	1104	1104	266	18	100	260591
1990	104607	19232	29630	29630	14039	7093	20512	1462	71791	-	708	1269	91	397	1408	1104	1104	353	21	100	273817
1991	107032	21168	34125	34125	14949	7188	20846	1465	68575	-	1420	1410	90	400	1408	1100	1100	460	20	100	281756

出典：表-2.4に同じ

表-27 1982年におけるエネルギーバランス

単位：原油換算；10⁶リットル

種 別	供		計	給		輸出・再輸出	消費合計	統計誤差
	国内生産			輸入	供給合計			
	国内	輸入						
1. 水 力	1,087,140	-	1,087,140	213,178	1,300,318	-	1,300,318	-
2. 石炭・褐炭	671,399	-	671,399	113,848	785,247	0.813	766,277	18.157
3. 薪	646,325	-	646,325	017	646,342	0.005	646,337	-
4. 木 炭	1,960,294	-	1,960,294	-	1,960,294	26.627	1,933,667	-
5. 稻がら	623,073	-	623,073	-	623,073	-	142,497	480.576
6. バガス	1,241,522	-	1,241,522	-	1,241,522	-	1,158,754	82.768
7. 石 油	221,170	8,408,679	8,629,849	2,341,841	10,971,690	-	10,872,072	99.618
-ガソリン	75,104	626,381	701,485	14,579	716,064	-	632,433	83.631
-ガソリン	54,861	1,054,294	1,109,155	3,534	1,112,689	-	1,208,431	(95.742)
-灯油	-	363,926	363,926	68,050	431,976	-	391,358	40.618
-ディーゼル油	36,559	2,788,515	2,825,074	11,187,530	4,012,604	-	3,954,915	57.689
-ディーゼル油	-	74,949	74,949	-	74,949	-	52,164	22.785
-燃料油	19,357	2,512,440	2,531,797	675,422	3,207,219	-	3,203,116	4.103
-ジェット油	27,251	862,359	889,610	98,430	988,040	-	1,014,134	(26.094)
-L. P. G	8,038	125,815	133,853	294,296	428,149	-	415,521	12.628
8. 天然ガス	1,300,620	-	1,300,620	-	1,300,620	-	1,300,620	-
計	7,751,543	8,408,679	16,160,222	2,668,884	18,829,106	27.44	18,120,542	681.119

(出典) 表-24に同じ

〈石 油〉

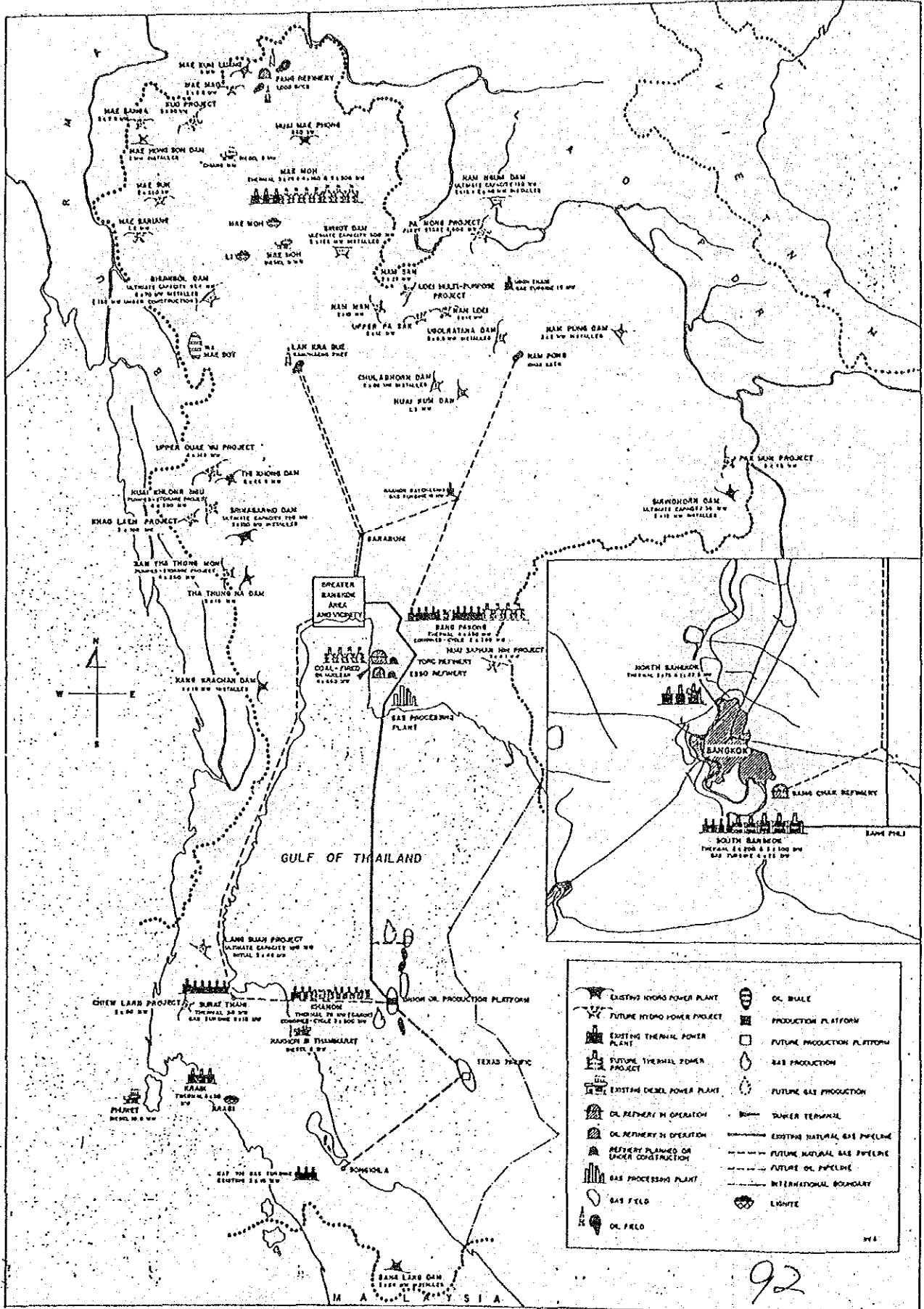
石油はほぼ全量輸入に頼っており、主な輸入先としてサウジアラビア、カタール、オマーン等の中東諸国が77%、マレーシア、ブルネイ、中国が残り23%となっている。特に第2次石油危機を契機として輸入先の多様化が計られ、1976年からは中国からの輸入が開始された。1982年実績で中国は第5位の輸入先となっている。(表-28)。

表-28 1982年の輸入先一覧

国	10 ⁶ Litres	10 ⁶ Baht
1. サウジアラビア	5,609.4	29,796.7
2. マレーシア	1,411.7	7,431.4
3. カタール	685.8	3,529.9
4. ブルネイ	447.0	2,263.6
5. 中 国	115.5	548.4
6. ドバイ	103.0	516.9
7. オマーン	105.2	543.9
8. アラブ首長国連邦	65.2	342.1
Grand Total	8,542.7	44,972.9

Source: Department of Customs OIL AND THAILAND 1982

图-5 资源分布图



(出典) : NEA

石油の消費構造をみると（表-29）はやくから道路網の整備がされたこともあり輸入部門が全体の約半分（47.3%）近くのシェアを占めているほか製造業15.8%、電力14.1%、農業12%となっている。

表-29 1982年における石油製品消費量

単位：10³Kl

	ディーゼル	ガソリン	燃料油	灯油	ジェット油	LPG.	計	構成比(%)
輸送	2,070	1,789	58	5	1,081	205	5,208	47.3
電力	26	6	1,523	—	—	—	1,555	14.1
製造業	232	51	1,340	49	—	73	1,745	15.8
農業	1,255	57	1	1	—	12	1,326	12.0
建設業	116	1	10	1	—	—	128	1.2
サービス	11	1	29	1	—	13	55	0.5
その他	221	110	36	331	—	298	996	9.1
計	3,931	2,015	2,997	388	1,081	601	11,013	
構成比 (%)	35.7	18.3	27.2	3.5	9.8	5.5		100.0

（出典）NEA Oil and Thailand 1982

現在タイの石油はほぼ全量（98%）を輸入に依存しているが、一方国内資源の開発にも力を入れており、1971年よりシャム湾等で石油探査が行われている。しかし、現在までのところ、天然ガスは発見されたものの有望な油田は見つかっておらず、商業開発規模には達していない。

〈石油、天然ガス探査活動〉

石油法及び石油所得税法が制定された1971年以降、石油の調査、生産、貯蔵、輸送、販売に係る権利が石油会社に与えられ、現在まで表-30の14社によって陸上部アンダマン海、シャム湾の地域で探査活動が行われている。なお、1971年以前にも政府機関によって内陸部の探査活動が行われていたが、北部 Fang 地域で小さな油田が発見されたにすぎない。

1982年10月迄で合計129井、延長1,071,596 f t のボーリングが実施され、その内成功したのは68井であった。探査成功井数を表-31に示す。また、現在まで4つのガス田が商業開発規模に達しており、（油田はまだ商業開発規模には達していない）、火力発電所、セメント工場等への輸送のため、パイプラインの増設が急がれている。

天然ガスの全埋蔵量は、まだはっきりと判っていないが、シャム湾だけで、推定埋蔵量14兆 f t³、確認埋蔵量4兆 f t³と言われ、世界的に見れば小規模なものであるが、石油代替エネルギーの国内開発という意味において、タイ経済の安定化に貢献するところが大きく、今後の開発が期待されている。

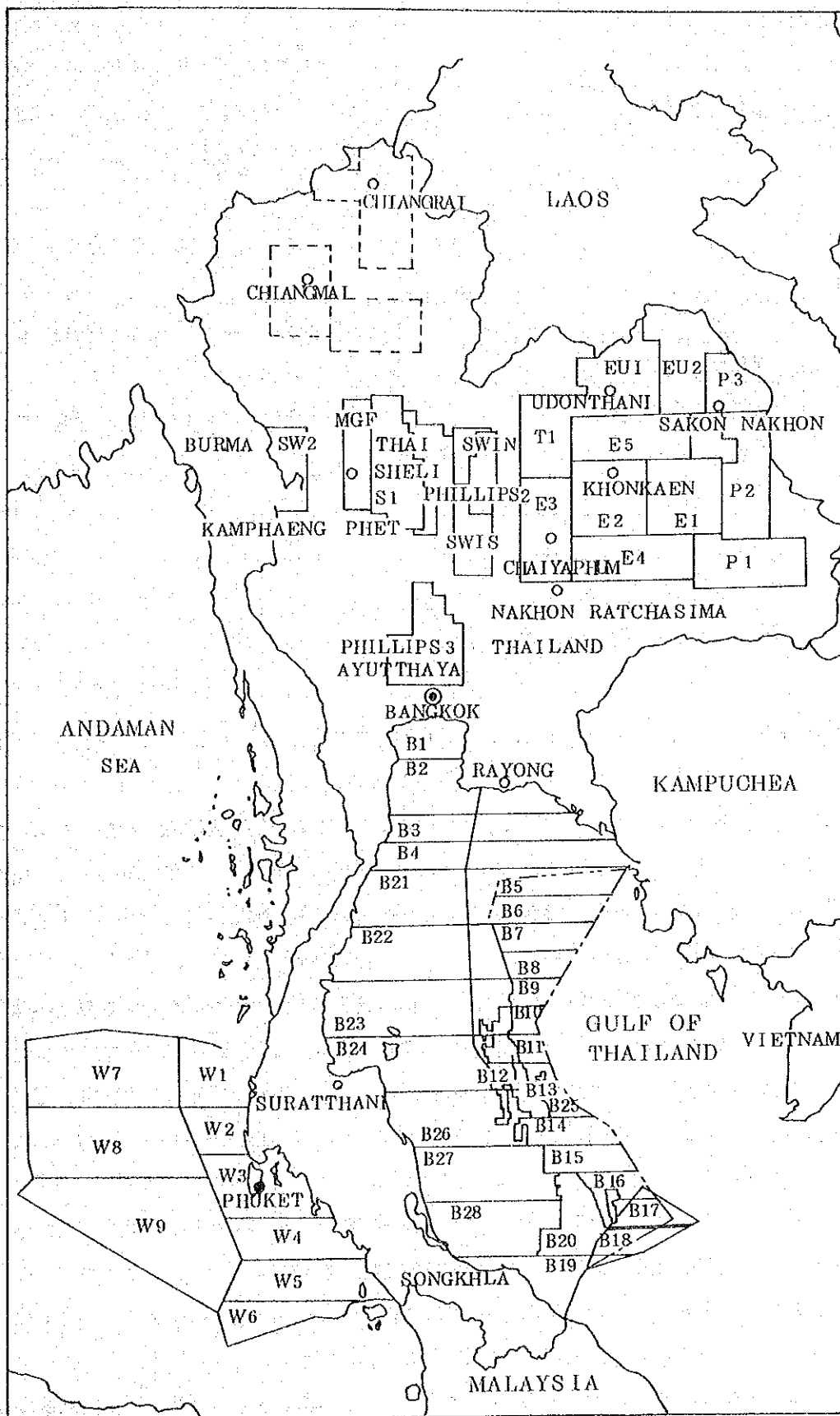
表-30 タイ海上域での石油探査

Operators	Conventurers	Offshore Block No.	Approximate Area (Sq Km)	Awarded in	Compulsory Relinquishment 50% of Original Acreage (another 25%)
1. Amoco Thailand Petroleum Company	Amoco Thailand Petroleum Co. 50% Idemitsu Exploration Co. (Thailand) Co. 50%	β-5-6	25,857	April 68	April 75 Holding only over-lapping area
2. Texas Pacific Thailand Inc.	Texas Pacific Thailand Inc. 93% Canadian Superior Oil Ltd. 5% Highland Thailand, Inc. 2%	3-4, β-16-17	45,578	March 68	March 76 March 79 Block 3-4 Voluntary relinquishment
3. Union Oil Company of Thailand	Union Oil Company of Thailand 60% Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. 40%	β-10-11	21,802	April 68	April 75 (April 78)
4. Texas Pacific Thailand Inc.	Texas Pacific Thailand Inc. 75.745% Canadian Superior Oil Ltd. 19.755% Highland Thailand, Inc. 4.500%	1-2, β-14-15	38,609	April 68	April 75 (April 78) Block 1-2 Voluntary relinquishment
5. Thailand Sun Oil Co.	Thailand Sun Oil Co. 50% Gulf Oil Corp. 33.3% Petroleum Resources (Thailand) Pty. Limited 16.7%	β-7-8-9	35,909	March 68	March 76 Holding only over-lapping area
6. Union Oil Co. of Thailand	Union Oil Co. of Thailand 80% SEAPEC (South East Asia) Petroleum Exploration 20%	β-12-13	18,697	April 68	April 75 (April 78)
7. Triton Oil Co. of Thailand	Triton Oil Co. of Thailand 58.92857% Anschutz Oversea Corp. of Thailand 28.57143% Inlet Petroleum (Thailand) Corp. 12.5%	β-18-19	15,900	Oct. 72	Oct. 77 (Jan. 79) Block 19 voluntary relinquishment Holding only 2819 Sq. Km of Block 18
8. Union Oil Company of Thailand	Union Oil Company of Thailand 100%	β-23	16,639	June 79	June 84
9. Pecten Thailand Company	Pecten Thailand Company 100%	β-1,2,3	26,700	June 81	June 86

タイ内陸部での石油探査

Operators	Conventurers	Offshore Block No.	Approximate Area (Sq Km)	Awarded in	Compulsory Relinquishment 50% of Original Acreage
1. Thai Shell Exploration and Production Co., Ltd.	Thai Shell Exploration and Production Co., Ltd. 100%	S1, S2	20,000	March 79	March 84
2. Esso Exploration and Production Khorat Inc.	Esso Exploration and Production Khorat Inc. 100%	E1, E2, E3, E4, E5	50,000	March 79	March 84
3. Esso Udon Inc.	Esso Udon Inc. 100%	EU1, EU2	20,000	June 81	June 86
4. Phillips Petroleum International Corp.	Phillips Petroleum International Corp. 100%	P1, P2, P3	25,638.30	June 81	June 86
5. Terra Marine International, Inc.	Terra Marine International, Inc. 100%	T1	8,473.16	June 81	June 86

図-6 タイにおける石油開発ブロック



(出典) : Department of Mineral Resources, Mineral Fuels Div.

表-31 探査成功井数

内陸部

種 別	探査成功井数
原油及び天然ガス	5
天然ガスのみ	2
計	7

シャム湾

種 別	探査成功井数
天然ガス及びコンデンセート	47
天然ガスのみ	8
天然ガス、コンデンセート及び原油	4
原油のみ	2
計	61

出典：DMR

(尚、アンドン海では11井のボーリングを行ったが
全てドライ・ホールであった。)

〈天然ガス〉

1981年9月から天然ガスの実用化が始まり、1982年で200百万 $f t^3$ /日の供給を行っている。今のところその全量をEGATの南バンコック火力発電所及び同バンパコン火力発電所の発電用として消費しているが、将来はセメント工場、天然ガス分離プラント、家庭用及び種々の工業用原材料として使用する予定である。しかし、タイの天然ガスはガス田が小規模であり、地質構造上ガス田が連続していないため、何本もの生産井を掘削しなければならないことに加え、パイプラインによる輸送距離が長く、價格的に問題がある。

そのため、政府は大幅な生産量の向上、製品の国際競争力の強化がされないかぎり輸出は考えておらず、当面は発電用等の国内消費として使用する予定である。また、政府は1991年までに天然ガスの生産量を現在の200百万 $f t^3$ /日から950百万 $f t^3$ /日にまで引き上げる計画であり、国内総エネルギー消費に占める天然ガスの割合を現在の7.2%から24.3%にまで高めることを目標としている。

〈石炭・褐炭〉

タイ北部ランパン県マエモ、ランプトン県リー及び南部クラビー県クラビーに代表的な褐炭坑があり、タイ全国で推定埋蔵量約12億 t 、確認埋蔵量約7億 t と言われている。タイの炭田は全て露天掘であり、膨大な埋蔵量を有しているが、産出されるのは低カロリーなものが多く、ごく一部をタバコ工場、セメント工場等で使用する以外全て電力用にまわされている。

タイの電力会社EGATはランパン県マエモ及びクラビー県クラビーにおいて鉱口発電所(マエモ

発電所75MW×3基，クラービー発電所20MW×3基）を有し，年間約160万tを発電に利用している。現在，石油代替エネルギー政策に基づき，石炭の有効利用が考えられておりマエモ発電所の増設が進行中である。（150MW×4基，300MW×3基を増設予定，1992年には設備容量合計1,725MW）さらに輸入石炭を使用するアオパイ発電所建設も計画されており，1号機運転開始予定の1992年からは年間数百万tの石炭輸入国になる可能性が強い。

〈水力〉

タイの水力資源は北部，中部に集中しており，北部においてプミボン（535MW），シリキット（375MW），中部においてシーナカリン（360MW）の様な大規模水力の開発が行われてきた。上記3大発電所を含め現在（1983年）までの開発分は1,501MWであり，E.G.A.Tの報告によると今後はシーナカリン増設，アッパークァイヤイ川新設等の大規模開発に加え各地で小水力開発も行い，1984年から1993年までに1,537.8MWを開発する予定である。尚，包蔵水力はラオス，ビルマに接する国際河川を除き11,520MWと推定されている。

〈その他エネルギー〉

石油代替エネルギーとしてオイルシェール，地熱，バイオガス，アルコール，廃棄物，速成樹木，太陽熱，風力及び原子力等が考えられており，近年実用化しそうなものを以下に記す。

- オイルシェール：タイ北部にオイルシェール（埋蔵量180億トン，世界第8位）が発見され，発電所及びオイル抽出プラントの建設が検討されている。
- バイオガス：現在家庭用として使用中（約2,500戸）であり，今後その使用数を増やす計画である。
- アルコール：キャッサバを原料とするエタノール生産について実証プラントを建設する予定である。
- 太陽熱：現在，公共施設，家庭等で温水器として使用されているが，省エネルギーの一環としてソーラーポンプ，小型発電機を地方部に導入しようとする計画があり，1986年（第5次5カ年計画終了時）には，原油を1万kl節約する方針である。
- 廃棄物：都市部で発生する廃棄物を発電用として使用する計画であり，出力40MWのゴミ発電所の建設が考えられている。

<企業形態>

タイの電気事業は、ごく少数を除き現在ではすべて国営である。電力に係わる総合的な行政は科学技術エネルギー省 (Ministry of Science Technology and Energy) の国家エネルギー庁 (NEA) が担当している。電力供給は発電および第1次変電所までの送電をタイ国発電公社 (EGAT) が行い、第1次変電所以降の送配電については、バンコク首都圏、ノンタブリ、サムートプラカン両県への配電を担当する首都圏配電公社 (MEA) とこれら地域以外の全国69県への配電を担当する地方配電公社 (PEA) に分かれている。

(1) 国家エネルギー庁 (NEA)

National Energy Administration はかつてシリンドン (朽ラムドンノイ) のような大型発電所の建設を手がけたこともあるが、現在は専らタイ国全体の電力発電計画の策定および調整に重点をおき、事業実施の面では社会開発5ヶ年計画に含まれる小規模水力発電等を担当しているにすぎない。

(2) タイ国家電力公社 (EGAT)

Electricity Generating Authority of Thailand は1969年5月、当時のヤンヒー発電公社 (YEA)、東北発電公社 (NEEA) および褐炭発電公社 (LA) を合併して発足した。EGATは自ら発電した電力をMEA、PEAに売電する事を基本として一部ラオスの余剰電力を買電するほか全国の大工場に直接売電することもやっている。なお経営および組織については、独立採算組織として経営面で独立した権限を有し、電力料金は閣議了解を必要とするが、コストをすべてカバーする立案を独自で行っている。資金調達には政府による出資の他、内外からの借入 (外国借入については大蔵省の認可が必要) および債券の発行が認められている。経営に関する決定は、役員会によって行われ、役員8名のうち6名が政府関係者である。

(3) 首都圏配電公社 (MEA)

Metropolitan Electricity Authority は当時内務省の所管にあったバンコク電気会社と政府発電局が1958年に合併し、全額政府出資の機関として設立された。自らの発電設備は所有せず、自己の送電線および配電線を通じてバンコク、ノンタブリおよびサムートプラカンの需要家への供給を行っている。

(4) 地方配電公社 (PEA)

Provincial Electricity Authority は首都圏以外の地方配電を担当する機関で、小規模のディーゼル発電設備で供給している。また農村電化計画の実施機関でもある。

これらの関係は、NEAがEGATの上部機関であり、内務省の公共事業局 (Public Works Department - PWD) がMEAおよびPEAの供給計画を指導しており、国家経済社会開発局 (National Economic & Social Development Board - NESDB) が、全国の発送電計画の最終的な調整を行っている。

(5) 原子力庁 (O.A.E.P)

原子力庁は行政上、科学技術エネルギー省に統括されており、原子力委員会の立案する政策のもとで原子力開発の推進、安全、規制業務等を遂行する。

<電力設備>

1983年におけるタイの総発電設備容量は5,729MWで、その内電気事業者（EGAT, PEA, NEA）が5,032MW（88%）、自家発電が697MW（12%）となっている。総発電設備容量を構成別に見ると水力26.2%、火力73.8%（汽力54.9%、ガス・タービン12.7%、ディーゼル6.2%）となっており、火主水従型であるのが分かる（表-32）。

1973年から1983年までの設備増加率は年平均14.1%となり、11年間で3.3倍にも達している。同期間における火力発電所はシャム湾の天然ガスを燃料とする南バンコック火力発電所3～5号機（各300MW）、天然ガスの陸揚地点に最も近いバンパコン発電所のコンバインドサイクル（GT60MW×4とST120MW×1）2 Set（合計720MW）および同バンパコン発電所のST1号機550MW、北部の古都チェンマイの近くにある露天掘りリグナイト焚きマエモー（75MW×3）など石油焚き以外の燃料を用いた火力発電所の建設に力を注いだ結果、総火力発電設備の96%が石油以外の燃料によるものとなり、エネルギーの輸入依存度低減に寄与することになった。水力発電所は、北部から中西部に集中しており、主に大規模水力の開発が進められたためプミポン（535MW）、シリキッド（375MW）、シーナカリン（360MW）の3大水力発電で総水力発電設備の85%を占めるに至っている。表-33に1983年度の主要発電所を示す。

表-32 電力設備の推移

単位：MW

	水力	火力			計	合計
		※ 汽力	ガス・ タービン	ディーゼル		
1973 電気事業者	516	734	165	123	1,022	1,538
自家発		89		117	206	206
計	516	823	165	240	1,228	1,744
1974 電気事業者	910	1,034	165	120	1,319	2,229
自家発		90		120	210	210
計	910	1,124	165	240	1,529	2,439
1975 電気事業者	910	1,334	165	134	1,633	2,543
自家発		145		66	211	211
計	910	1,479	165	200	1,844	2,754
1976 電気事業者	910	1,334	165	134	1,633	2,543
自家発		159		73	232	232
計	910	1,493	165	207	1,865	2,775
1977 電気事業者	910	1,634	165	123	1,922	2,832
自家発		175		81	256	256
計	910	1,809	165	204	2,178	3,088
1978 電気事業者	910	1,702	165	125	1,992	2,902
自家発		235		194	429	429
計	910	1,937	165	319	2,421	3,331
1979 電気事業者	910	1,778	165	111	2,054	2,964
自家発		309		198	507	507
計	910	2,087	165	309	2,561	3,471
1980 電気事業者	1,270	1,778	285	116	2,179	3,449
自家発		339		222	561	561
計	1,270	2,117	285	338	2,740	4,010
1981 電気事業者	1,361	1,928	610	109	2,647	4,008
自家発		353		241	594	594
計	1,361	2,281	610	350	3,241	4,602
1982 電気事業者	1,519	2,048	730	106	2,884	4,403
自家発		402		252	654	654
計	1,519	2,450	730	358	3,538	5,057
1983 電気事業者	1,501	2,717	730	84	3,531	5,032
自家発		428		269	697	697
計	1,501	3,145	730	353	4,228	5,729

(※ 汽力にはコンパインドサイクルを含む)

表-33 1983年の主要発電所

発電所名	ユニット数	設備容量 (1,000 kW)	年間発生電力量 (100 万KWh)
(A) 水力発電所			
Bhumibol	6x70,1x115	535	998.9
Sirikit	3x125	375	769.1
Srinagarind	3x120	360	1,103.2
Bang Lang	3x 24	72	222.4
Chulabhorn	2x 20	40	142.2
Tha Thung Na	2x 19	38	155.8
Ubol Ratana	3x 8.4	25.2	101.4
Sirindhorn	2x 12	24	72.4
Kang Krachan	1x 19	19	66.2
Nam Pung	2x 3	6	13.4
Mae Kum Luang	2x 1.6	3.2	1.0
Huai Kum	1x 1.3	1.3	3.5
Ban Santi	1x 1.3	1.3	6.7
Mae Hong Son	1x 0.8	0.8	3.3
Ban Khun Klang	2x 0.09	0.18	0.0
Ban Yang	2x 0.056 1x 0.01	0.12	0.3
小 計		1,501.1	3,659.8
(B) 火力発電所 (汽力)			
South Bangkok	2x200,3x300	1,300	7,675.0
Bang Pa Kong	1x550,2x120 [※]	790	3,561.8
North Bangkok	2x 75,1x 87.5	237.5	1,309.2
Mae Moh	3x 75	225	1,522.0
Khanom	1x 75	75	483.3
Krabi	3x 20	60	282.2
Surat Thani	1x 30	30	87.4
小 計		2,717.5	14,920.9
火力発電所 (ガスタービン)			
Bang Pa Kong	8x 60	480	74.8
South Bangkok	3x 25	75	51.9
Lan Krabu	1x 25,2x 15	55	104.6
Surat Thani	3x 15	45	2.4

Hat Yai	3x 15	45	2.1
Nakhon Ratchasima	1x 15	15	1.5
Udon Thani	1x 15	15	0.3
小 計		730	237.6
火力発電所 (ディーゼル)			
Phuket	4x 2.65	10.6	2.8
Chiang Mai	3x 1	3	0.2
Mae Moh	8x 1	8	0.2
Bang Lang	5x 1	5	0.0
Mae Hong Son	1x 0.5	0.5	0.1
PEA Total		56.4	35.0
小 計		83.5	38.3

※ コンバインドサイクル

<送配電設備>

送電線の電圧階級は、230KV、115KV、及び69KVがあり、各々の延長は230KV-4,457Km（架空送電線4,442Km、地下ケーブル15km）、115KV-7,669Km（架空送電線7,668Km、地下ケーブル1km）、69Km-1,413Km（架空送電線1,390Km、地下ケーブル23Km）となっている。

配電線の一次電圧階級は33KV、24KV、12KV、11KVなどがあり、末端需要家を結ぶ二次電圧階級は、220/380Vが標準的であり、周波数は50Hzである。

表-34に送配電延長を図-7に送電系統を示す。

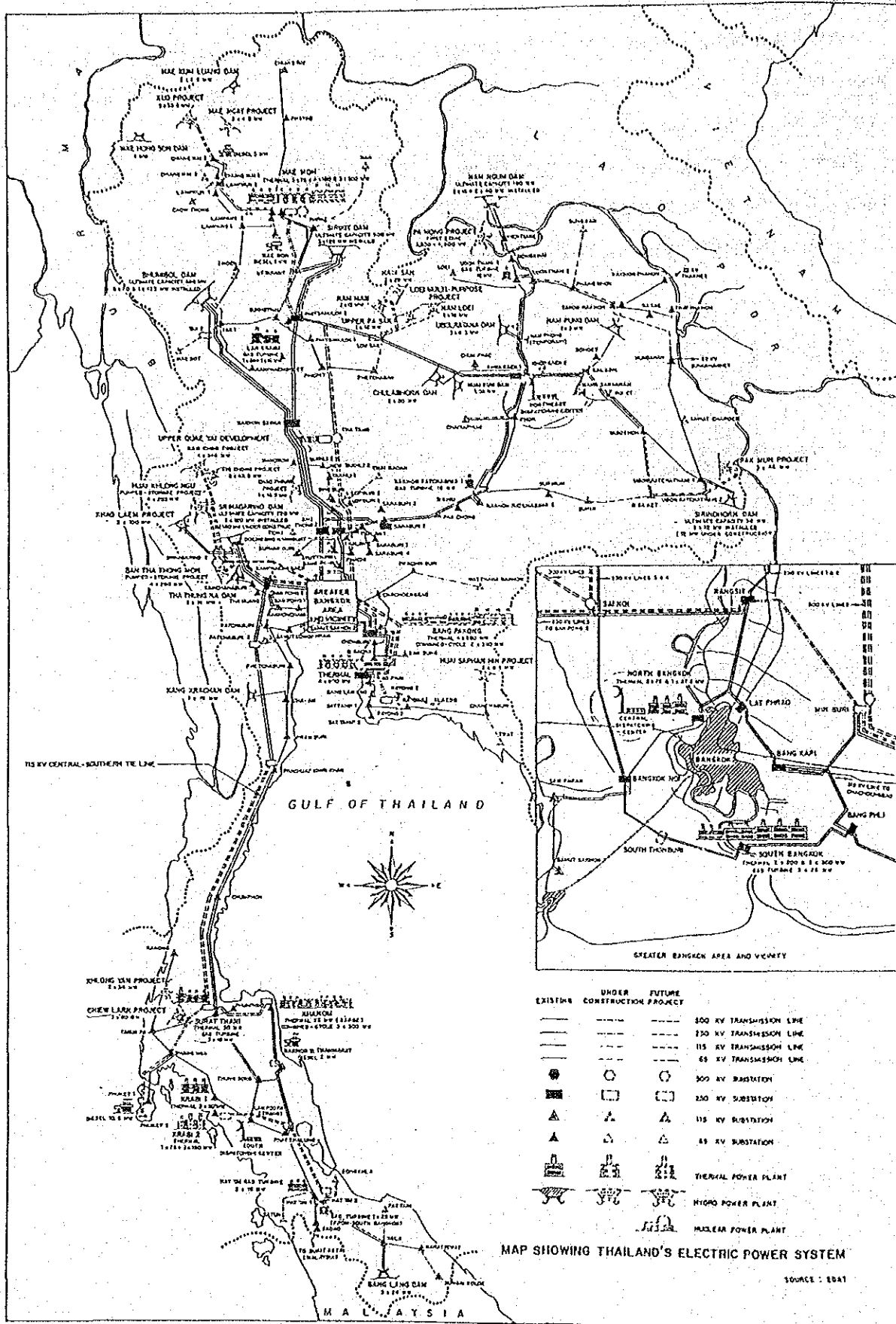
表-34 送配電延長(回線-km)

送電線				配電線			
電圧	延長			電圧	延長		
	地中線	架空線	計		架空線	地中線	計
69KV	23.143	1,389.555	1,412.698	11KV	-	-	-
115KV	1.168	7,667.702	7,668.870	12KV	4,691.921	337.457	5,029.378
230KV	15.006	4,442	4,457.006	24KV	1,723.148	12.197	1,735.345
				33KV	7,702.050	-	7,702.050

(出典) : EGAT, MEA, PEA, NEA

また現在、マエモ火力発電所と首都バンコックを結ぶ送電線の計画があり、1984年より建設工事を行う予定である。

图-7 送電系統圖(1983年)



<電力需給>

1983年におけるタイの総発電電力量は19,770GWhであり、その内95%に当たる18,857GWhを電気事業者が、残り913GWh(5%)を自家発によって発電された。また電気事業者の内、E G A Tが18,817GWh(電気事業者合計の99%)までを占めており、P E A, N E Aは合計で40GWhにすぎない。

過去10年間に総発電電力量は年率10.5%で伸び続け、1983年には1973年の2.7倍となった。表-35からもうかがえる様に水力発電についてはそれほどの伸び(1.9倍)はないが、火力発電の増加は著しく1973年の3倍に膨れ上がっている。特にシャム湾で天然ガスナショナルプロジェクトが実用化した1年後の1982年からは火力発電の多様化が進み、ガス・タービン、コンバインドサイクルによる発電電力量が大幅に増加している。また、1983年の発電電力量における各構成比は水力18.5%、火力81.5%(汽力79.2%、ガス・タービン1.2%、ディーゼル1.1%)となっている。そのため、図-8のとおり汽力発電所をベース負荷に、水力をミドルとピーク、ガス・タービン、ディーゼルをピーク負荷に対応させており、汽力発電所の設備利用率向上に力が入られている。尚、水力については水は農業灌漑用としての役目もあるため、特定期間ピーク以外にも運転しているところがある。

表-35 発電電力量の推移

単位：GWh

	水力	火力				合計
		汽力	ガス・タービン	ディーゼル	計	
1973 電気事業者	1,880	4,882	63	146	5,091	6,971
自家発		243		115	358	358
計	1,880	5,125	63	261	5,449	7,329
1974 電気事業者	2,446	4,801	7	141	4,949	7,395
自家発		221		185	406	406
計	2,446	5,022	7	326	5,355	7,801
1975 電気事業者	3,399	4,857	31	153	5,041	8,440
自家発		340		86	426	426
計	3,399	5,197	31	239	5,467	8,866
1976 電気事業者	3,637	6,006	23	160	6,189	9,826
自家発		374		95	469	469
計	3,637	6,380	23	255	6,658	10,295
1977 電気事業者	3,265	7,642	102	166	7,910	11,175
自家発		411		105	516	516
計	3,265	8,053	102	271	8,426	11,691
1978 電気事業者	2,110	10,211	189	127	10,527	12,637
自家発		452		115	567	567
計	2,110	10,663	189	242	11,094	13,204
1979 電気事業者	3,263	9,773	260	146	10,179	13,442
自家発		497		127	624	624
計	3,263	10,270	260	273	10,803	14,066

1980	電気事業者	1,273	12,763	259	131	13,153	14,426
	自家発		547		139	686	686
	計	1,273	13,310	259	270	13,839	15,112
1981	電気事業者	2,974	11,965	384	47	12,396	15,370
	自家発		601		153	754	754
	計	2,974	12,566	384	200	13,150	16,124
1982	電気事業者	3,836	11,912	847	24	12,783	16,619
	自家発		662		169	831	831
	計	3,836	12,574	847	193	13,614	17,450
1983	電気事業者	3,660	14,921	238	38	15,197	18,857
	自家発		728		185	913	913
	計	3,660	15,649	238	223	16,110	19,770

現在までのところ、エネルギー節約政策、数回にわたる電気料金値上げにより、ピーク負荷の伸びはそれほど激しいものではなく、(過去10年間の年平均増加率10.1%) 結果的に負荷率が高い数値となっている (EGATの1983年の負荷率は67.9%)。しかし、1982年にはEGATの卸売電気料金値下げが実施され、次いで1983年よりMEA、PEAの料金も下げられたため、1983年のピーク負荷は3,204MWと対前年比12.9%の伸びを示した。

表-36、図-9にEGATの最大負荷に対応する発電端電力と電力量を示す。

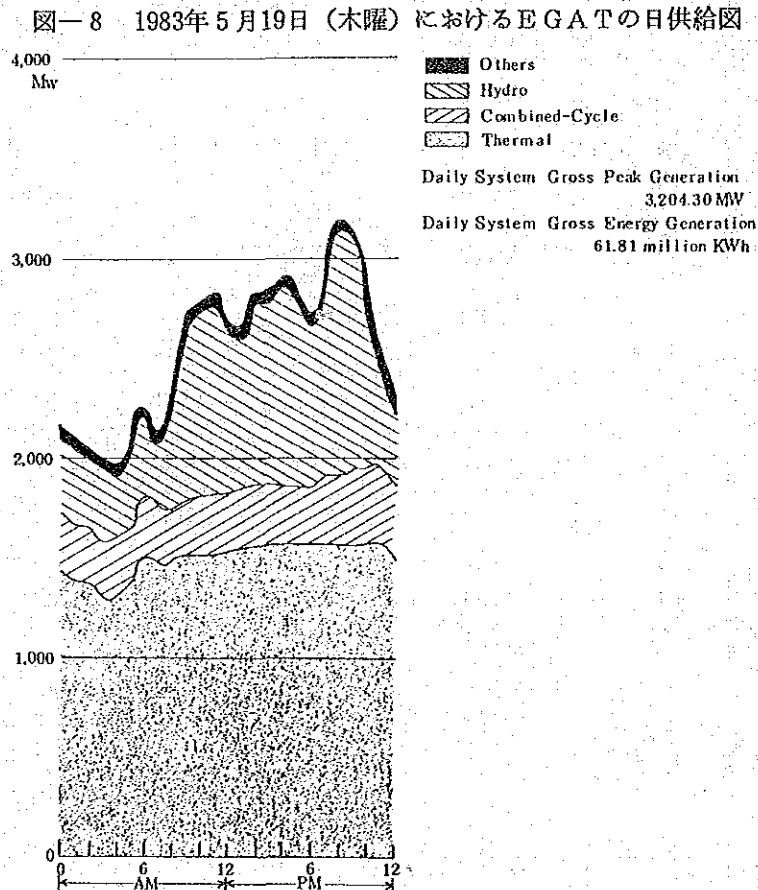
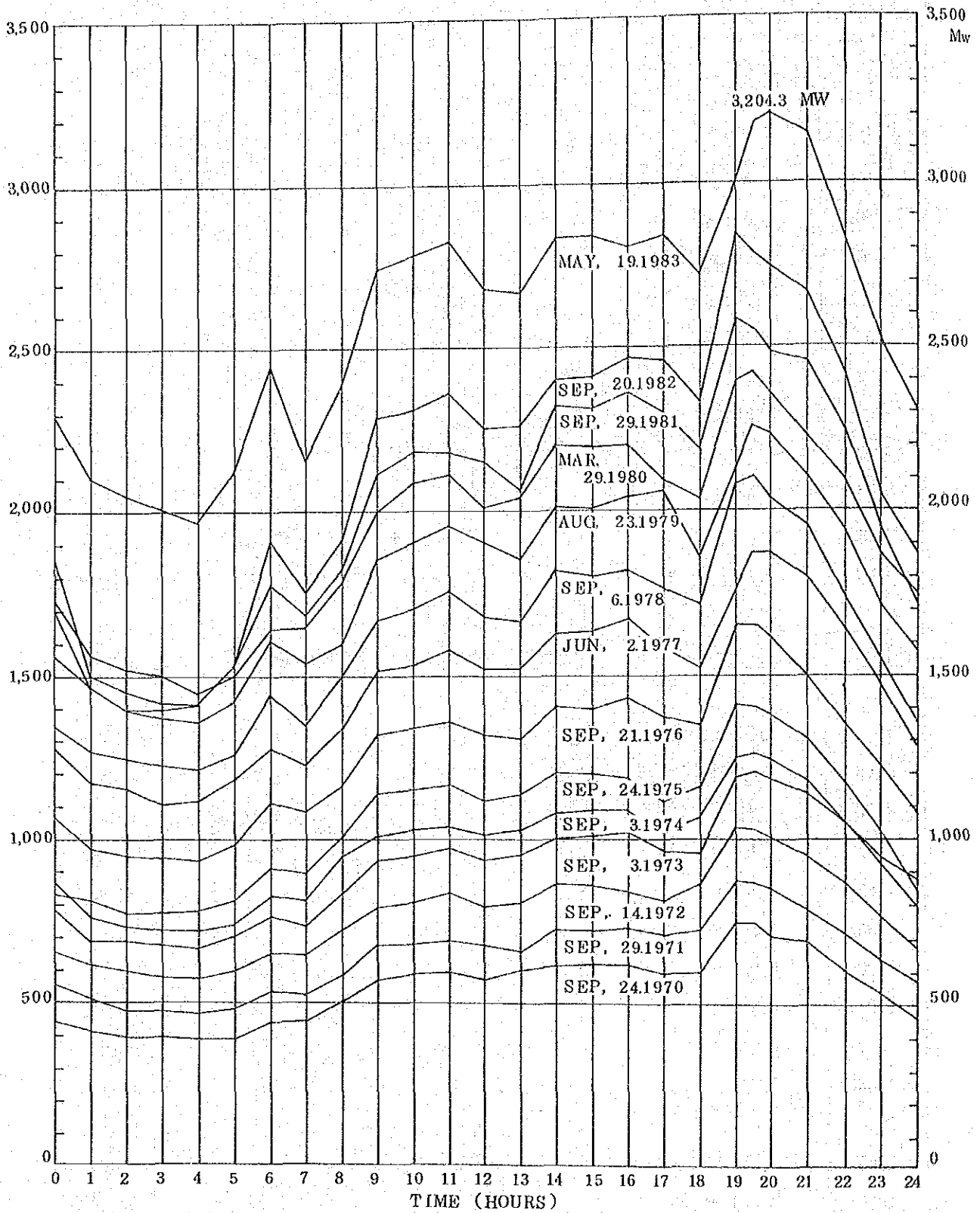


表-36 EGAT TOTAL GENERATION EQUIPMENT

Fiscal Year	Peak Generation		Energy Generation		Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
ACTUAL					
1970	748.35	17.26	4,095.32	21.60	62.47
1971	872.70	16.62	4,792.88	17.03	62.69
1972	1,028.80	17.89	5,711.16	19.16	63.37
1973	1,199.30	16.57	6,872.84	20.34	65.42
1974	1,256.30	4.75	7,258.62	5.61	65.96
1975	1,406.60	11.96	8,211.57	13.13	66.64
1976	1,652.10	17.45	9,414.48	14.65	65.05
1977	1,873.40	13.40	10,950.62	16.32	66.73
1978	2,100.60	12.13	12,371.67	12.98	67.23
1979	2,255.00	7.35	13,964.56	12.83	70.69
1980	2,417.40	7.20	14,753.73	5.65	69.67
1981	2,588.70	7.09	15,959.97	8.18	70.38
1982	2,838.00	9.63	16,881.95	5.78	67.91
1983	3,204.30	12.91	19,066.30	12.94	67.93
FORECAST					
1984	3,670.00	14.53	21,000.00	10.14	65.32
1985	4,047.00	10.27	23,051.00	9.77	65.02
1986	4,396.00	8.62	24,864.00	7.87	64.57
1987	4,769.00	8.48	26,980.00	8.51	64.58
1988	5,137.00	8.76	29,453.00	9.17	64.82
1989	5,550.00	7.00	31,539.00	7.08	64.87
1990	5,919.00	6.65	33,659.00	6.72	64.92
1991	6,301.00	6.45	35,863.00	6.55	64.97
1992	6,696.00	6.27	38,153.00	6.39	65.04
1993	7,106.00	6.12	40,528.00	6.22	65.11
1994	7,528.00	5.94	42,989.00	6.07	65.19
1995	7,965.00	5.80	45,536.00	5.92	65.26
1996	8,415.00	5.65	48,169.00	5.78	65.34

Reference: Working Group Load Forecast-June 1983
 Power System Planning Division February, 1984

☒ - 9 EGAT TYPICAL DAILY LOAD CURVES OF PEAK DAY
(FISCAL YEAR 1970~1983)



最大電力の予想を見ると、1996年までの13年間に年平均7.7%で増加し、1996年には8,415MWが見込まれている。

また、今後は工業化の推進に伴い増々ピークとオフピークの差が大きくなることが予想され、負荷率低下の抑制、供給予備率の確保が大きな問題となろう。

1983年の販売電力量はタイ合計で16,931GWhであり、その内、MEAが9,287GWh (54.9%)、PEA、その他が残り7,644GWh (45.1%)であった。なお、EGATは、卸売電力会社であり、一部大口需要家に電力を供給する以外はMEA、PEAに電力を卸売している。

販売電力量の推移を見ると(表-37)1979年までの6年間は石油危機の影響にも係らず年平均12.4%と順調に伸びたが、1980年、1981年には数回に渡る電気料金値上が実施されるに至り、両年とも増加率5%台に落ち込んだ。その後、特に地方部において農村電化等の需要拡大が進み、同時に1983年4月1日より電気料金値下げが行われた結果、1983年には対前年比12.7%と2桁の成長を遂げている(1973年~1983年の年平均増加率10.7%)。

次に、MEAとPEAの比率を見ると主に首都圏に電力供給を行っているMEAのシェアが低下する傾向にあり(1975年の65.7%から1983年の54.9%に低下)、反対に地方部に電力供給を行っているPEAのシェアが上昇しているのが分かる。EGATの卸売電力量に対するMEA、PEAのシェアは現在それぞれ54.98%、41.54%となっているが、EGATの予測によれば1985年頃からMEAがPEAを下回ることとなり1992年にはMEA、43.29%、PEA、56.71%と見込まれている(図-10)。

これは、首都圏での需要が飽和状態に近づいている反面、地方部では需要が拡大しており、今後さらに地方配電網整備の強化が予想されるためである。

表-37 販売電力量の推移

単位：Gwh

	住宅用	商業	工業	農業	公共照明	その他	計
1973 MEA	-	-	-	-	-	-	-
PEA・その他	-	-	-	-	-	-	-
計	1,221	922	3,996	3	48		6,190
1974 MEA	-	-	-	-	-	-	-
PEA・その他	-	-	-	-	-	-	-
計	1,290	923	4,268	4	40		6,525
1975 MEA	852	720	3,304	-	33	-	4,909
PEA・その他	639	374	1,527	5	14	-	2,559
計	1,497	1,094	4,831	5	47	-	7,468
1976 MEA	954	777	3,614	-	26	-	5,371
PEA・その他	773	490	1,929	6	16	12	3,226
計	1,727	1,267	5,543	6	42	12	8,597

1977	MEA	1,119	875	4,075	-	36	-	6,105
	PEA・その他	887	594	2,302	14	18	26	3,841
	計	2,006	1,469	6,377	14	54	26	9,946
1978	MEA	1,280	1,001	4,569	-	40	-	6,890
	PEA・その他	1,148	740	2,523	8	20	20	4,459
	計	2,428	1,741	7,092	8	60	20	11,349
1979	MEA	1,472	1,027	5,018	-	37	-	7,554
	PEA・その他	1,266	891	2,722	17	19	22	4,865
	計	2,738	1,846	7,740	17	56	22	12,419
1980	MEA	1,565	1,051	5,220	-	36	-	7,872
	PEA・その他	1,460	614	3,130	23	20	17	5,264
	計	3,025	1,665	8,350	23	56	17	13,136
1981	MEA	1,521	1,046	5,347	-	38	-	7,952
	PEA・その他	1,672	518	3,621	20	25	12	5,868
	計	3,193	1,564	8,968	20	63	12	13,820
1982	MEA	1,682	1,144	5,520	-	43	-	8,389
	PEA・その他	1,949	549	3,961	110	25	35	6,629
	計	3,631	1,693	9,481	110	68	35	15,018
1983	MEA	1,874	3,052	4,310	-	51	-	9,287
	PEA・その他	2,314	1,403	3,704	116	52	55	7,644
	計	4,188	4,455	8,014	116	103	55	16,931

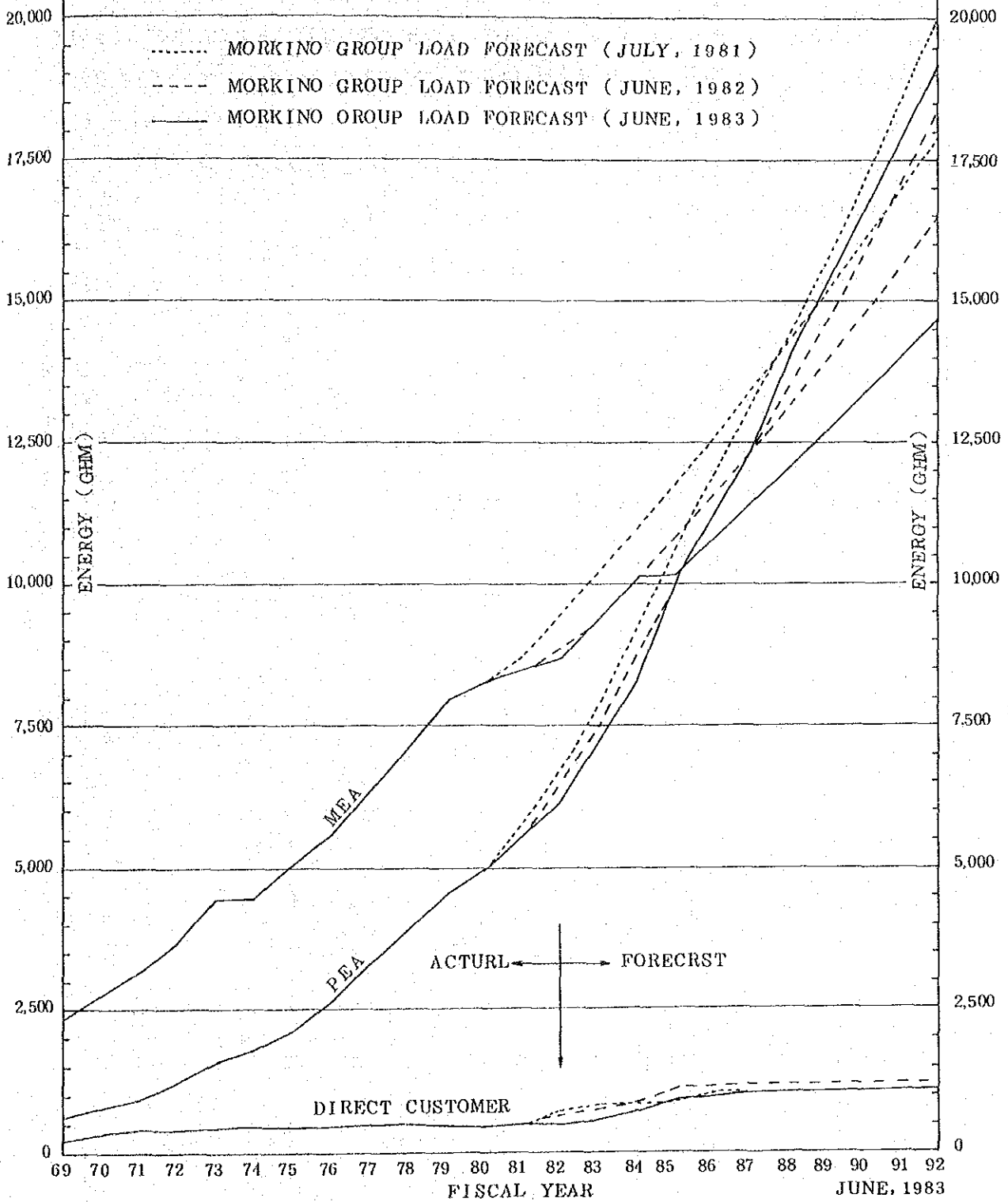
出典：NEA, Electric Power in Thailand から作成

また、販売電力量の部門別構成をみると工業用47.3%、商業用26.3%、住宅用24.7%、農業用0.7%等となっている。近年、農業用、商業用及び住宅用の需要が増加しており、特に農業用電力需要は1973年の38.7倍にもなっている。これは、政府の農村電化政策及びPEAの積極的な需要開拓に起因するところが大きく、今後さらに伸びることが予想される。

(電力融通)

電力融通は以前から行っているラオスに加え、1983年からマレーシアとも開始され、1983年実績でタイからはラオスに13GWh、マレーシアに12GWhを融通し、逆にラオスのナムグン (Nam Ngun) 発電所から700GWhの融通を受けている。

Fig. 1.0 ENERGY REQUIREMENTS OF MEA, PEA AND DIRECT CUSTOMERS



<電源開発計画>

1983年にNEAが発表した電力需要予測(表-38)によると、1993年にはタイ合計で36,103GWhになると報告されている。これに対し、EGATの電源開発計画は脱石油に主眼が置かれ、国内資源である天然ガス、褐炭及び水力の有効利用と輸入炭使用による発電所建設が予定されている。

EGATの計画は表-39、表-40の通りであり計画通り電源開発が進んだとすると1993年には40,528GWh(総設備容量9,450MW)、1996年には48,169GWh(総設備容量10,902MW)となる。1996年時点の原動機別発電電力量の比率は水力15.7%、石油専焼火力2.3%、天然ガス31.5%、褐炭24.5%及び輸入炭火力24.7%等であり、1983年と比較して石油専焼火力の減少(35.6%→2.3%)、褐炭火力の増強(9.7%→24.5%)、さらに輸入炭の導入が注目される。

表-38 電力需要予測

単位：10⁶kWh

	年 度									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Grand Total	18,301.02	20,422.21	22,369.63	24,674.68	26,702.23	28,644.71	30,528.10	32,331.69	34,185.11	36,103.12

(出典) Load forecast for Thailand Electric System, 1983

表-39 E G A T 燃料別発電電力量想定

単位	FY.1983	FY.1984	FY.1985	FY.1986	FY.1987	FY.1988	FY.1989	FY.1990	FY.1991	FY.1992	FY.1993	FY.1994	FY.1995	FY.1996
水	4,015	3,721	4,209	4,661	5,243	5,571	5,809	5,896	6,187	7,099	7,512	7,512	7,673	8,054
水	-	-	-	-166	-166	-207	-312	-347	-515	-515	-515	-515	-515	-515
水	4,015	3,721	4,209	4,495	5,077	5,364	5,477	5,549	5,672	6,504	6,997	6,997	7,158	7,539
力	21.1	17.7	18.3	18.1	18.8	18.2	17.4	16.5	15.8	17.2	17.2	16.3	15.7	15.7
計														
石	6,795	6,269	6,421	1,670	1,670	1,670	1,754	2,005	2,111	1,670	1,120	1,120	1,120	1,120
油	35.6	29.9	27.9	6.7	6.2	5.7	5.6	6.0	6.0	4.4	2.8	2.6	2.5	2.3
天	5,677	8,052	8,588	12,979	13,948	16,903	16,903	16,903	16,903	16,515	15,066	15,339	16,320	15,182
然	29.8	38.3	37.3	52.2	51.7	54.7	51.6	50.2	47.1	43.3	37.2	35.7	35.8	31.5
ガ	1,851	2,150	3,010	5,000	5,575	5,616	6,720	8,527	10,497	11,810	11,810	11,810	11,810	11,810
ス	9.7	10.2	13.1	20.1	20.7	19.1	21.3	25.3	29.3	31.0	29.1	27.5	25.9	24.5
炭														
輸	-	-	-	-	-	-	-	-	-	924	4,895	7,093	8,500	11,908
入										2.4	12.1	16.5	18.7	24.7
炭														
子	15.0	58	55	10	10	10	10	10	5	5	5	5	5	5
イ	0.1	0.3	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ー														
ゼ														
ル														
購	713	750	766	710	700	690	675	665	655	645	635	625	615	605
入	3.7	3.6	3.3	2.9	2.6	2.3	2.1	2.0	1.8	1.7	1.6	1.4	1.4	1.3
電														
力														
合	19,066	21,000	23,051	24,064	26,980	29,453	31,539	33,659	35,863	38,153	40,528	42,989	45,536	48,169
計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Note: 1/ Due to no confirmation of natural gas supply to EGAT from PIT, the natural gas consumption of each power plant is based on the planned generation program.

Power System Planning Division
June, 1984

表-40 E G A T 設備別想定

Types of Power Plant	Unit	FY.1983	FY.1984	FY.1985	FY.1986	FY.1987	FY.1988	FY.1989	FY.1990	FY.1991	FY.1992	FY.1993	FY.1994	FY.1995	FY.1996
水 力	MW	1,496.9	1,500.9	1,997.9	2,237.9	2,417.9	2,417.9	2,417.9	2,700.9	2,700.9	3,345.9	3,345.9	3,345.9	3,445.9	3,598.0
	%	30.0	26.5	30.7	30.1	32.5	33.9	32.5	33.9	33.2	35.1	35.4	33.3	34.0	33.0
石 油	MW	742.5	742.5	742.5	742.5	742.5	742.5	742.5	742.5	742.5	742.5	742.5	505.0	505.0	505.0
	%	14.9	13.0	11.4	11.2	10.8	10.4	10.0	9.3	9.1	7.8	5.3	5.0	5.0	4.6
ガ ス	MW	2,300.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0	2,865.0
	%	46.0	50.2	44.2	43.1	41.6	40.1	38.5	36.0	35.2	30.0	30.3	28.5	28.2	26.3
褐 炭	MW	205.0	435.0	735.0	885.0	885.0	960.0	1,260.0	1,500.0	1,800.0	1,800.0	1,800.0	1,800.0	1,800.0	1,800.0
	%	5.7	7.6	11.3	13.3	12.9	13.5	16.9	18.8	22.1	18.9	19.1	17.9	17.7	16.5
石 炭	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750.0	900.0	1,500.0	1,500.0	2,100.0
	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.9	9.5	15.0	14.8	19.3
ガ ス タ ー ビ ン デ ィ ー ゼ ル	MW	168.6	153.6	153.6	153.6	153.6	153.6	153.6	153.6	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6
	%	3.4	2.7	2.4	2.3	2.2	2.1	2.1	2.0	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3
合 計	MW	4,993.0	5,705.0	6,485.0	6,644.0	6,884.0	7,139.0	7,439.0	7,962.0	8,142.0	9,537.0	9,449.5	10,049.5	10,149.5	10,901.6
	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Notes: 1/ North Bangkok Units 1-3 (237.5 MW) retired
 2/ Krabi Power Plant (3x20 MW) retired
 3/ Existing Gas Turbines (8x15 MW) retired

(1) 発電設備

将来の電力需要増に備え、E G A Tでは1996年までに総設備容量を合計10,902MWにまで増強しようとしているが、これは1983年実績（E G A Tの実績4,976MW）の2.2倍に当る。現在建設中のプロジェクトは水力5カ所と火力2カ所であり、その合計出力は1,891MWである。また、上記以外に Ao Phai 及び South Bangkok 両発電所のタービン等の1部を天然ガス田、油田の近くにある発電所へ移すことが予定されている。

さらに現在、小水力5カ所を含め16カ所のプロジェクト（合計4,418MW）が計画されており、そのプロジェクト名は以下の通りである。

水力	1. Srinagarind 5	(揚水 180MW)	
	2. Kaeng Krung 1,2	(2 × 34MW)	
	3. Lower Mae Ping 1,2	(2 × 20MW)	
	4. Bhumibol 8	(揚水 175MW)	
	5. Nam Chon 1~4	(4 × 145MW)	一別名Upper Quae Yai
	6. Kaeng Sua Ten 1	(65MW)	
	7. Sai Buri 1~3	(3 × 33.3MW)	
	8. 小水力(5カ所) 別添表-42参照	(合計 135.3MW)	

計 1,343.2MW

火力	1. Mae Moh 8-10	(褐炭 3 × 300MW)	
	2. Krabi 2, 1~3	(石炭 1 × 75MW + 2 × 150MW)	
	3. Ao Phai	(石炭 3 × 600MW)	

計 3,075MW

表-41及び図-11からも分かる様に今後は、重油専焼火力はまったく建設されず、小水力、ディーゼルを省くと水力と石炭火力だけが増設される予定である。水力については、ラオス国境に接するメコン河、ビルマ国境沿いのサルウィン河に開発可能な超大型水力候補地があるが、国際河川であるだけに関係各国の利害が絡み今のところ開発のめどがたっていない。

また国内河川についても環境団体等、反対派が多く、水力プロジェクトの遅延につながっている。

火力発電所については、既存のガス焚き火力発電所と褐炭火力発電所に加え褐炭、輸入炭使用の石炭火力が建設される予定であり、石油依存度低減を計ることとなるが、天然ガスの供給信頼度には疑問が多く、エネルギー需給計画に不安が残る。また石炭は十分な環境対策が必要であり、同時に輸入炭を導入することで再び輸入エネルギーのシェアが増加する懸念があるため、発電原価が今後の開発に大きく影響することになり、海外のエネルギー価格動向等が注目される。

そのため、NEAは随時需要想定と電源開発計画の見直しを行っており、需要予測、ベース負荷

表-41 B G A T の電源開発計画

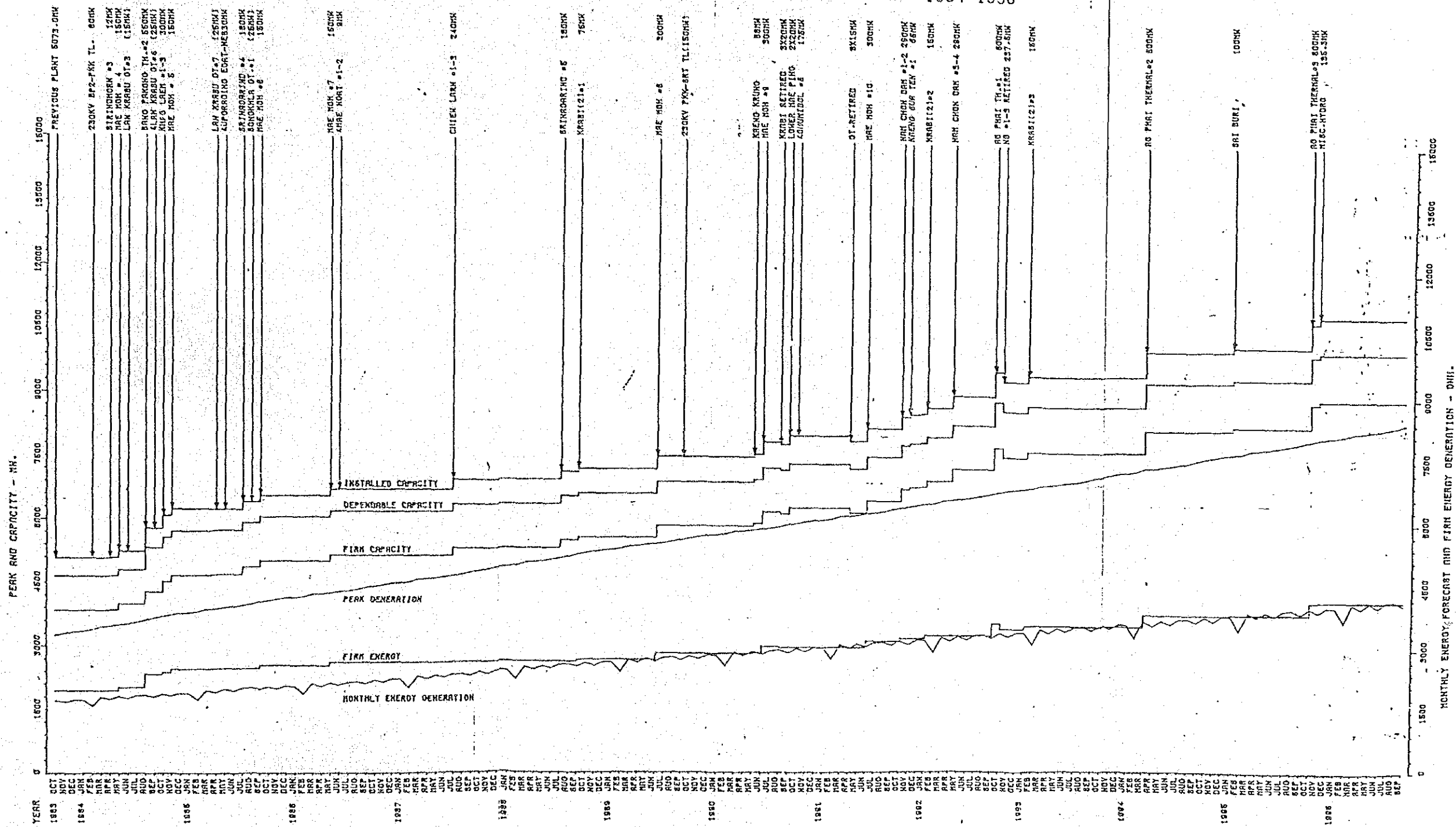
	発電所名	タイプ	ユニット ナンバー	単機容量	合計	運転開始年		
↑ UNDER CONSTRUCTION	Sirindhorn	Hydro	3	12	12	April	1984	
	Mae Moh	Lignite	4	150	150	May	1984	
	Lan Krabu 1/	Gas	3	(15)	(15)	June	1984	
	Bang Pakong Thermal	Oil/Gas	2	550	550	August	1984	
	Lan Krabu 2/	Gas	6	(25)	(25)	August	1984	
	Khao Laem	Hydro	1-3	100	300	October	1984	
	Mae Moh	Lignite	5	150	150	November	1984	
	Lan Krabu 2/	Gas	7	(25)	(25)	April	1985	
	Srinagarind (Reversible Pumped Turbine)	Hydro	4	180	180	July	1985	
	Songkhla GT 2/	Oil	1	(25)	(25)	August	1985	
	Mae Moh	Lignite	6	150	150	September	1985	
	Mae Moh	Lignite	7	150	150	May	1986	
	Mae Ngat	Hydro	1-2	4.5	9	May	1986	
	Chiew Larn	Hydro	1-3	80	240	July	1987	
		Srinagarind (Reversible Pumped Turbine)	Hydro	5	180	180	July	1988
		Krabi 2	Lignite	1	75	75	September	1988
		Mae Moh	Lignite	8	300	300	June	1989
	Kaeng Krung	Hydro	1-2	34	68	May	1990	
	Mae Moh	Lignite	9	300	300	June	1990	
	Krabi Lignite Retired	Lignite	1-3	20	-60	August	1990	
	Lower Mae Ping	Hydro	1-2	20	40	September	1990	
	Bhumibol (Reversible Pumped Turbine)	Hydro	8	175	175	September	1990	
	Gas Turbine Retired	Oil	4-11	15	-120	April	1991	
	Mae Moh	Lignite	10	300	300	June	1991	
	Nam Chon	Hydro	1-2	145	290	October	1991	
	Kaeng Sua Ten	Hydro	1	65	65	November	1991	
	Krabi 2	Coal	2	150	150	January	1992	
	Nam Chon	Hydro	3-4	145	290	April	1992	
	Ao Phai Thermal	Coal	1	600	600	September	1992	
	North Bangkok Retired	Oil	1-3	-	-237.5	October	1992	
	Krabi 2	Coal	3	150	150	January	1993	
	Ao Phai	Coal	2	600	600	March	1994	
	Sai Buri	Hydro	1-3	33.3	100	January	1995	
	Ao Phai	Coal	3	600	600	October	1995	
	Miscellaneous Hydro 3/	Hydro	-	-	135.3	November	1995	
	Total Net Additional Capacity				=	5,858.2	4/ MW	
	Existing Generating Capacity				=	4,993.0	MW	
	Grand Total				=	10,851.2	MW	

- Notes: 1/ Shifted from Ao Phai.
 2/ To be shifted from South Bangkok.
 3/ 表-42 参照
 4/ 33.6 MWのディーゼルを含む。

表-42 小水力発電計画

Mae Kuang	4.5 MW	8.5 GWh
Nam Chern	32.0 MW	58.3 GWh
Nam San	58.0 MW	127.0 GWh
Upper Pa Sak	24.0 MW	69.0 GWh
Chao Phraya	16.8 MW	94.8 GWh
Total	135.3 MW	357.6 GWh

JUNE 1, 1984



(褐炭、輸入炭及び原子力) についての比較、水力開発の見直し、電力系統開発、再生エネルギー等の検討が行われている。

参考として、今後計画される可能性のある水力プロジェクトを表-43に示す。

表-43 PROSPECT OF FUTURE DEVELOPMENT OF HYDROELECTRIC PROJECTS

Plants	Location/Province	Capacity (MW)	Average Energy (GWh)
1. Nam khek-Huai Ngad -Pong Bon	Phitsanulok	58.0 32.0	141.0 88.0
2. Pak Mun	Ubol Ratchathani	135.0	462.0
3. La Ngu	Satun	30.0	56.8
4. Thi Khong	Kanchanaburi	87.0	154.0
5. Rub Roh	Chumphon	33.0	56.8
6. Kvae Noi(Phitsanulok)	Phitsanulok	55.0	120.0
7. Nam Yuam	Mae Hong Son	162.0	565.0
8. Nam Pai-Site 6 -Site 1	Mae Hong Son	291.0 49.0	620.0 112.0
9. Khlong Klai	Nakhon Si Thammarat	16.0	35.8
10. Mae Chaem-Site 5	Mae Hong Son	102.6	287.9
Total		1,050.6	2,699.3

Source: Water Resources Planning and Development Division, EGAT.

(西部地域において、1,000MWクラスの開発可能地点2カ所が発見されている。：地点名 Ban Tha Thong Mon (1,000MW), Huai Khlong Ngu (1,000MW)) など。

(送变电計画)

EGATの送電網計画によれば、将来230KVの送電線、変電所でカバーする計画であり、さらに500KV超高压送電の開発も計画中である。

タイの大型発電所開発に伴い、現在以下の4地点で送電線建設が行われている。

○北部地区：現在マエモ褐炭火力発電所(1983年：225MW)の増設工事(4～7号機)が行われており1986年には合計825MWが運開する予定であるが、これに合わせて Mae Moh - Nong Chok (バンコック首都圏) 間に500KV送電線建設の計画がある。この計画は1981年8月にすでにフェージビリティ・スタディが終了しており、1984年半ばより建設が開始される。

○中西部地区：中西部地区は以前から水力開発が行われており、現在運開している Srinagarind (360MW), Tha Thung Na (38MW) に加え、Nam Chon (580MW), Thi Kong (87MW) Srinagarind (揚水 360MW) の開発計画がある。この水力資源地帯の昇圧変電所

(Srinagarind 変電所) とバンコック首都圏 (Sai Noi) を結ぶ500KV送電線の建設が計画されている。

○中東部地区：1992年に輸入炭使用の Ao Phai 火力発電所1号機 (600MW) が運開する予定であり、Ao Phai-Nong Chok間の500KV送電線計画がある。

○南部地区：Chiew Larn 水力発電所 (建設中) と Khanom火力発電所 (75MW) を結ぶ230KVが建設中であり、1986年に完成する予定である。

Krabi 2 褐炭火力発電所 (建設中75MW)- Phattahalung変電所間230KVも建設が予定されている。

また、Prachuap Khiri Khan-Surat Thani間の230KV送電線も計画されており、これが完成するとバンコックと南部を結ぶ230KV中南部系統が引き上げることになる。

<電気料金>

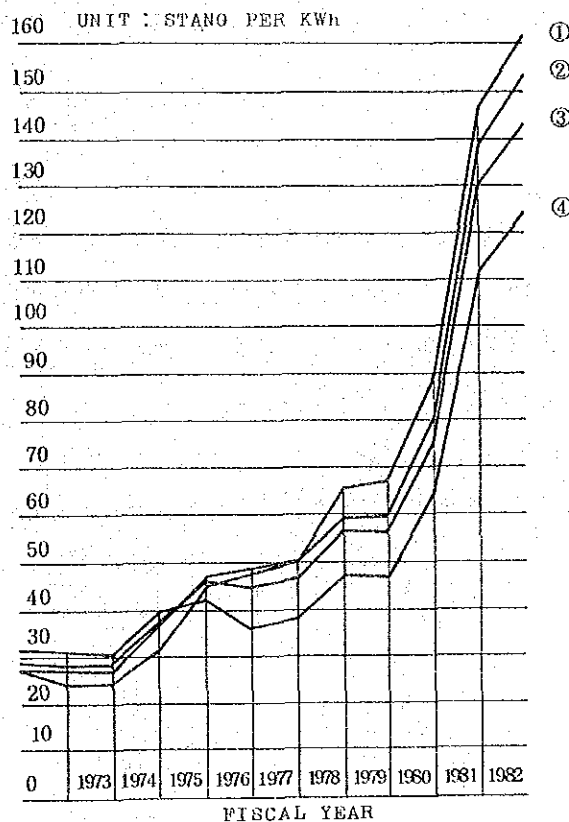
タイの電気料金はEGATの卸売電気料金と、MEA、PEAの小売料金の2つに大別される。卸売料金はMEAとPEAでは相違があり、1982年時点では、PEAの方が安くなっている（図-12参照）。

EGATの卸売電気料金は、1979年の原油価格上昇に伴い、1980年2月、10月及び1981年1月、4月の計4回に渡る大幅な値上げが実施された。

その後、発電用燃料として国内の天然ガスを大量に導入し、将来的にも輸入石油消費が低減できると予想されたため、1982年4月より300KWh/月以下の契約者を対象に0.1 Baht / KWh の値下げに踏切った。

図-12 ANNUAL AVERAGE SALE PRICES

① — DIRECT CUSTOMER ③ — OVERALL AVERAGE
 ② — MEA ④ — PEA



また、1983年3月29日にバンカーオイル、ディーゼルオイルの値下げが行われた結果（表-44）、EGATの平均売電単価が1982年の1.43 Baht / KWh から、1983年4月1日現在の1.395 Baht / KWhへと低下していった。

表-44 石油価格の変化(1983年3月29日)

	旧価格	新価格	値下げ	
	(B/Litre)	(B/Litre)	(B/Litre)	(%)
High Speed Diesel	6.99	6.70	0.29	4.15
Heavy Oil 1200	4.55	4.17	0.38	8.35
Heavy Oil 1500	4.47	4.09	0.38	8.50
Heavy Oil 2000	4.43	4.04	0.39	8.90

その影響を受け1983年4月よりMEA, PEAの料金値下げが実施されることになり、今後の工業化推進に大きな役割を果たすと思われる。

さらに1982年まではMEA, PEAに料金格差が存在していたが、1983年4月1日の料金改訂を機に同率の電気料金を使用することとなった。以下表-45~47に1982年及び1983年4月1日のMEA, PEA電気料金表を示す。

<おわりに>

タイは国内資源開発により、価格の不安定な輸入石油から脱却を計っており、現在までのところ、ある程度まで実現している。今後、さらに輸入石油依存度を下げるため、天然ガスを中心に国内資源の有効利用が目されているが、天然ガスの供給信頼度には若干不安が残っており、今後の生産量の行方がタイ国エネルギー問題を大きく左右するところとなろう。

また、輸入エネルギーの削減は電気料金値下げにつながり、ピーク・オフピークの格差は激しくなるもののタイの工業化促進の大きな原動力となろう。こうした意味からも今後の天然ガスの動向に大きな期待が寄せられている。

METROPOLITAN ELECTRICITY AUTHORITY (MEA)

1. Residential Service			
Energy Charge:	First	5 kWh or less	5.00 Baht
	Next	10 kWh	0.70 Baht/kWh
	Next	10 kWh	0.90 Baht/kWh
	Next	10 kWh	1.17 Baht/kWh
	Next	65 kWh	1.67 Baht/kWh
	Next	50 kWh	1.77 Baht/kWh
	Next	150 kWh	1.85 Baht/kWh
	Next	100 kWh	2.06 Baht/kWh
	Over	400 kWh	2.13 Baht/kWh
Minimum Charge: Baht 5.00 per month.			
2. Small Business (Under 30 kW)			
Energy Charge:	First	40 kWh or less	90.52 Baht
	Next	260 kWh	1.83 Baht/kWh
	Next	700 kWh	1.94 Baht/kWh
	Next	2,000 kWh	2.06 Baht/kWh
	Over	3,000 kWh	2.23 Baht/kWh
Minimum Charge: Baht 90.52 per month.			
3. Large Business (Over 30 kW)			
Demand Charge:			98.00 Baht/kWh
Energy Charge:			1.54 Baht/kWh
4. Small Industrial (30-499 kW)			
Demand Charge:			98.00 Baht/kWh
Energy Charge:	First	50 kWh/kW	1.48 Baht/kWh
	Next	150 kWh/kW	1.47 Baht/kWh
	Next	200 kWh/kW	1.46 Baht/kWh
	Over	400 kWh/kW	1.45 Baht/kWh
5. Large Industrial (Over 500 kW)			
Demand Charge:			90.00 Baht/kWh
Energy Charge:	First	200 kWh/kW	1.46 Baht/kWh
	Next	280 kWh/kW	1.45 Baht/kWh
	Over	480 kWh/kW	1.43 Baht/kWh
6. Large Industrial (OFF-PEAK)			
OFF-PEAK Demand Charge:			65.00 Baht/kWh
Energy Charge:			1.42 Baht/kWh
ON-PEAK Demand Charge:			115.00 Baht/kWh
Energy Charge:			1.42 Baht/kWh
7. Temporary			
Demand Charge:			30.00 Baht/kWh
8. Special Rate			
Demand Charge:			87.00 Baht/kWh
Energy Charge:			0.9361 Baht/kWh

1982年 表-46

PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY (PEA)

1. Residential Service			
Energy Charge:	First	5 kWh or less	5.00 Baht
	Next	10 kWh	0.70 Baht/kWh
	Next	10 kWh	0.90 Baht/kWh
	Next	10 kWh	1.17 Baht/kWh
	Next	65 kWh	1.67 Baht/kWh
	Next	50 kWh	1.77 Baht/kWh
	Next	150 kWh	1.85 Baht/kWh
	Next	100 kWh	2.06 Baht/kWh
	Over	400 kWh	2.13 Baht/kWh
Minimum Charge: Baht 5.00 per month.			
2. Small Business (Under 30 kW)			
Energy Charge:	First	50 kWh or less	119.00 Baht
	Next	250 kWh	2.08 Baht/kWh
	Next	700 kWh	2.13 Baht/kWh
	Next	2,000 kWh	2.18 Baht/kWh
	Over	3,000 kWh	2.23 Baht/kWh
Minimum Charge: Baht 119.00 per month.			
3. Large Business (Over 30 kW)			
Demand Charge:			95.00 Baht/kWh
Energy Charge:			1.67 Baht/kWh
4. Small Industrial (30-489 kW)			
Demand Charge:			92.00 Baht/kWh
Energy Charge:	First	50 kWh/kW	1.63 Baht/kWh
	Next	150 kWh/kW	1.60 Baht/kWh
	Next	200 kWh/kW	1.57 Baht/kWh
	Over	400 kWh/kW	1.54 Baht/kWh
5. Large Industrial (Over 500 kW)			
Demand Charge:			88.00 Baht/kWh
Energy Charge:	First	50 kWh/kW	1.60 Baht/kWh
	Next	150 kWh/kW	1.56 Baht/kWh
	Next	200 kWh/kW	1.52 Baht/kWh
	Over	400 kWh/kW	1.48 Baht/kWh
6. Special Rate			
Demand Charge:			87.00 Baht/kWh
Energy Charge:			1.44 Baht/kWh
7. Water Work and Irrigations			
Energy Charge:	First	100 kWh or less	119.00 Baht/kWh
	Over	100 kWh	1.19 Baht/kWh
Minimum Charge: Baht 119.00 per month.			
8. Street Lighting			
Energy Charge:			1.59 Baht/kWh
9. Temporary			
Energy Charge:			3.70 Baht/kWh

1983年表-47

TARIFF STRUCTURE OF ELECTRICITY DISTRIBUTORS (MEA, PEA)

1. Residential Service	5 kWh or less	5.00 Baht	
Energy Charge:	10 kWh	0.70 Baht/kWh	
	10 kWh	0.90 Baht/kWh	
	10 kWh	1.17 Baht/kWh	
	65 kWh	1.65 Baht/kWh	
	50 kWh	1.75 Baht/kWh	
	150 kWh	1.83 Baht/kWh	
	100 kWh	2.04 Baht/kWh	
	400 kWh	2.11 Baht/kWh	
	Minimum Charge: Baht 5.00 per month		
2. Small Business (Under 30 kW)			
Energy Charge:	40 kWh or less	89.72 Baht	
	260 kWh	1.81 Baht/kWh	
	700 kWh	1.92 Baht/kWh	
	2,000 kWh	2.04 Baht/kWh	
	3,000 kWh	2.21 Baht/kWh	
	Minimum Charge: Baht 89.72 per month		
3. Large Business (Over 30 kW)			
Demand Charge:		98.00 Baht/kWh	
Energy Charge:		1.52 Baht/kWh	
4. Small Industrial (30-499 kW)			
Demand Charge:		98.00 Baht/kWh	
Energy Charge:	50 kWh	1.46 Baht/kWh	
	150 kWh	1.45 Baht/kWh	
	200 kWh	1.44 Baht/kWh	
	400 kWh	1.43 Baht/kWh	
5. Large Industrial (Over 500 kW)			
Demand Charge:		90.00 Baht/kWh	
Energy Charge:	First 200 kWh	1.44 Baht/kWh	
	Next 280 kWh	1.43 Baht/kWh	
	Over 480 kWh	1.41 Baht/kWh	
6. Large Industrial (OFF-PEAK)			
OFF-PEAK Demand Charge:		65.00 Baht/kWh	
Energy Charge:		1.40 Baht/kWh	
ON-PEAK Demand Charge:		115.00 Baht/kWh	
Energy Charge:		1.40 Baht/kWh	
7. Temporary			
Demand Charge:		30.00 Baht/kWh	
8. Special Rate			
Demand Charge:		87.00 Baht/kWh	
Energy Charge:		0.9361 Baht/kWh	
9. Water Work and Irrigation			
Energy Charge:	First 100 kWh or less	117.00 Baht/kWh	
	Over 100 kWh	1.17 Baht/kWh	
	Minimum Charge: Baht 117.00 per month		

Note: Effective April 1983

3. インドネシア

1970年代のインドネシア経済は、石油危機による国際原油価格の高騰や、その他輸出向け一次産品価格の上昇により急速な発展を遂げ、(GDP実質成長率7.8%)、スカルノ政権下の経済的破綻状態から抜け出すことに成功した。しかし1980年代に入り、先進工業諸国の不況による輸出不振と石油需要の減退を背景とした国際石油価格下落により経済成長も減速化の傾向を辿っている。そこで、現在インドネシア政府は世界的な一次産品市場の低迷による輸出不振に対処するため、非石油製品の輸出にも力を入れており農業、及び製造業分野の発展を進め、輸出の多様化を計っている。

こうした状況を反映し商業エネルギー消費も1972年-1979年間の年平均増加率9.5%に対し1980年-1982年では4.2%と半分以下の比率を占めているが、今後の工業化促進に伴い増加していくことが予想される(1984年度の国家予算を見ると工業部門開発費は前年比45%増となっている)。

国連の Energy Statistics Yearbook によると(表-48)1982年の商業エネルギー消費は石油換算24,650千トンになっており、その燃料別構成は石油83%、天然ガス16%、固体燃料・電力で1%と石油依存度が高い。また燃料別構成を過去10年間の動きで見ると、石油の割合は第2次石油危機後、多少増加したものの総体的には徐々に低下しており(1972年89%、1982年83%)、代わりに天然ガスの比率が高くなってきている(1972年9%、1982年16%)。

表-48 商業エネルギー消費の推移

単位 石油換算 1,000トン

	石 油	ガ ス	固体燃料	電 力 (水力、地熱)	合 計
1972	9,949	952	127	108	11,136
1973	10,775	1,499	89	131	12,495
1974	11,443	1,561	103	150	13,258
1975	12,437	2,437	132	163	15,169
1976	14,441	2,692	116	149	17,398
1977	16,315	3,160	132	192	19,799
1978	17,752	3,633	141	229	21,756
1979	17,715	3,670	169	221	21,766
1980	19,092	3,717	183	121	23,114
1981	19,593	3,787	205	129	23,714
1982	20,463	3,850	205	132	24,650

出典： Energy Statistics Yearbook 1979 1980 1981 1982 より作成

こうした傾向は石油を出来る限り輸出に向けようとする政府のエネルギー源多様化計画に起因するものであり、石油代替エネルギーの開発が少しずつ進められていることを示すものである。

一方、産油国であるインドネシアは民生安定化とインフレ抑制対策として石油製品の国内価格を石油

補助金等により政策的に低く抑えているため、現在までのところ代替エネルギー開発に急速な進展はなく、商業エネルギー消費に占める石油の割合も10年間で-6ポイントしか変動していない。

次に1978年における商業エネルギーの部門別消費構造を見ると産業部門38.5%、交通部門29.0%、民生部門25.3%、電力部門7.2%となっており、産業部門、交通部門を合わせて約3分の2を消費しているが、インドネシアは薪、農業廃棄物等非商業エネルギーの比重が大きく、その大部分は民生用であるため、一次エネルギー消費の観点から見ると半分以上が民生用で消費されていることになる。なお、国家エネルギー調整機関 BAKOREN が1982年4月1日に発表した資料によると一次エネルギー消費に占める非商業エネルギーの割合は45%と非常に高い数値になっているが森林保護、農村電化が進められているため年々その割合は減少する傾向にある。

またインドネシアの産業は各種鉱業、農林水産業、自動車、金属加工業に加え肥料、合成繊維、プラスチック等、石油、天然ガスを原料とする石油化学産業が発展しており、商業エネルギー消費の石油化学産業が占める割合が大きくなっている。また、石油化学産業の原料の内石油に関してはポリプロピレン製造を除き何れも燃料油等中間留分を使用するのに対し国内原油からは、輸出向けの重質留分を生産しているため、国内需要に適合する燃料油は安価な中東石油に頼っており、1982年6.7万バレル/日の中東諸国より輸入している。

石油製品の自給自足をめざすインドネシアでは製油所の拡張及び多様化を押し進めているが今のところ国内消費の増加に追いつけず、しばらくは輸入石油に頼らざるを得ない状況である。特に1982年以降、シンガポールの製油所で行ってきた委託精製が中止されるため、国内の精製能力拡大は緊急課題となっており、各地で製油所の新・増設が進められている。

また、インドネシアでは、石油の国内消費量が急激に増加しているが生産量は横ばい又は減少の傾向にあり輸出能力が次第に低下するものと見られている。そこで政府は新油田の発見と同時に石油代替エネルギーの開発に力を入れており、石油の国内消費低減と輸出石油の確保を計っている。

第3次5カ年計画(1979~1984年)によると、従来より産出されている天然ガスと共に、石炭等の地方エネルギープロジェクトを開発し、計画最終年度の1984年には、商業エネルギーの石油依存度を79%(1982年は83%)にまで引き下げることが目標とされている。そのため、天然ガスを現在の16%から16.5%、石炭を0.5%から2.4%、水力を0.5%から2.1%(代替エネルギー合計21%)に増加させる予定である。

<石油>

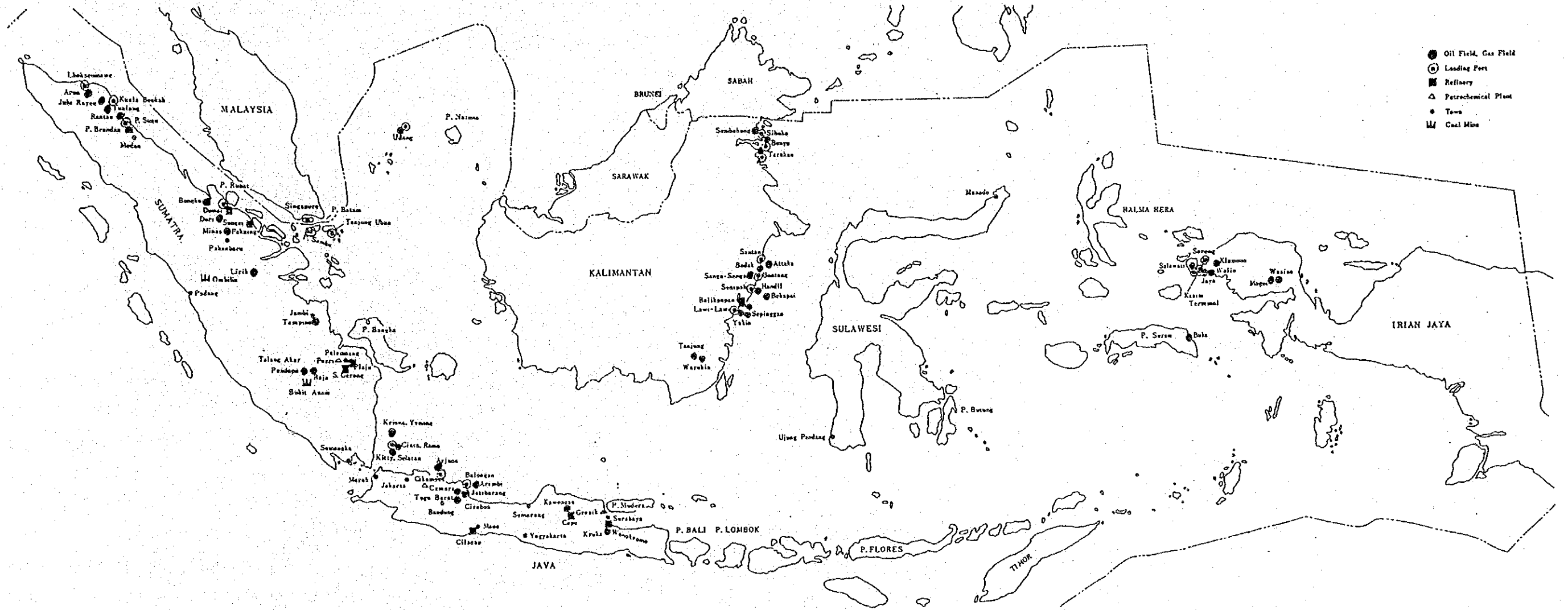
インドネシアの石油埋蔵量は1983年末で91億バレルと言われており、現在のところアジア最大の埋蔵量を誇っている。これまで発見された石油の大部分は新生代第三紀層に属する堆積層（深さ500～1,600m）から発見されており、世界的規模のミナス油田を省き中小規模の油田が多い。（図-13にインドネシアの製油所、油田、炭田および積出港図を示す。）

1983年末の石油生産量は4億7,817万バレルであり毎年このペースで生産されると19年後には使い果たす計算となる。そのため政府は新規油田の開発に総力をあげており、減退していた各国石油開発会社の活動意欲を利益配分等の改定や Pertamina（国営石油鉱業株式会社）所有鉱区の共同開発策（出資率50:50）によって蘇らせようとしている。また Pertamina は、探鉱のための融資を日本から受け、スマトラ、ジャワ、東カリマンタンで開発を行っており、西ジャワで Tugu Barat 油田の生産が開始されているなど、今後のインドネシアの石油開発に明るい蒨しを与えている。こうした状況を背景に1977年をピークに減産してきた生産量は徐々に回復すると見られる（表-49に石油生産量の推移を示す）。

表-49 石油生産量の推移

年	千バレル
1973	488,553
1974	501,693
1975	476,855
1976	550,319
1977	615,427
1978	596,848
1979	580,645
1980	576,699
1981	585,533
1982	483,552
1983	478,170

図-13 インドネシアの製油所、油田、炭田および積出港図



www.ck12.org

<石油開発活動>

インドネシアの油田開発の歴史は古く、探鉱は1870年代から始まったと伝えられているが、生産が開始されたのは1890年代に入ってからである。

その後、第2次対戦終了時までオランダ、イギリス、日本（第二次世界大戦の日本軍）の手によって次々に開発が進み、日本軍が世界的規模の Minas 油田を発見したが、皮肉なことに第二次世界大戦の影響で製油所は破壊され生産量はことごとく減少した。しかし、大戦後開発が急速に進み1949年のインドネシア独立の足掛りとなっていった。この時期 Shell, Stanvac, Callax と協定を結び開発を外国の石油会社に任せていたが、独立後の1960年に石油・ガスの所有権はインドネシアにあるという前提に基づいた政府規則を公布し、外国会社との利益配分について協定が結ばれた。1963年には利益配分協定が、生産分与契約に変更され新規契約について生産物の配分、外国会社の利益に対する納税義務、持ち込まれた機材の財産権が決められ外国会社の締め出しが行われた。しかし、1966年スカルノ政権が失脚し、スハルト政権になると外貨、開発技術を導入するため外国会社に種々の便宜を計り、生産分与契約を数々の外国会社と結んでいった。

10年後の1976年には生産分与契約の見直しが行われ、生産物の分配対象を従来のコスト回収差引き分からコスト回収率を2倍差引いた分とし、次いで1977年に複数の生産分与契約鉱区をもつ企業に関しては、各鉱区を一本化して経理処理をすることが認められた。

さらに、探鉱開発意欲をそそるため、1977年以降開発される新規油田に関して「生産初年度の20%投資クレジット」、「7年間の2倍定率コスト回収」等を決定した。

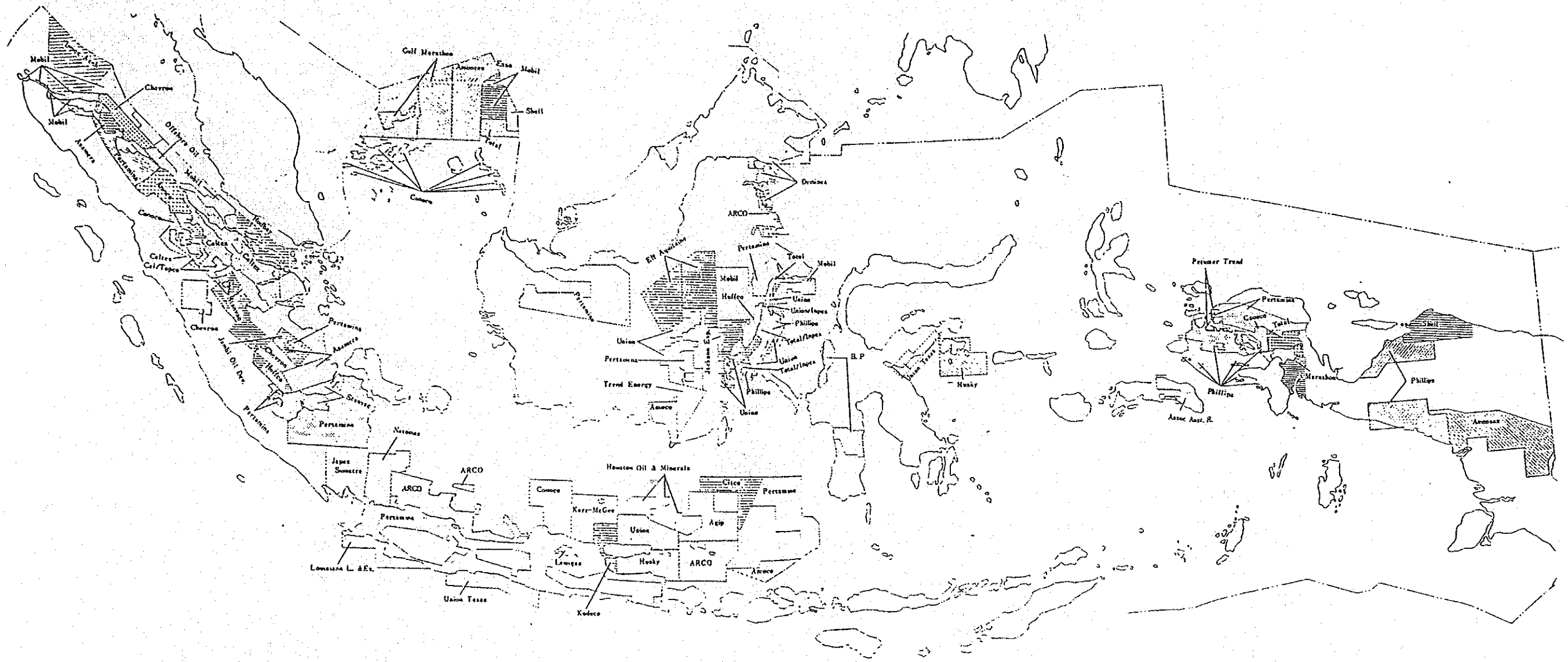
これにより、外国会社は開発費を大幅に増加させ、探鉱・開発活動を活発化させたのと同時に既存油田の二次、三次回収も行われるようになってきた。また、Pertamina も日本の融資を受け探鉱活動を促進させている。

外国石油会社との生産分与契約は1979年に13件、80年9件、81年9件、82年13件と次々に増え、1983年6月時点では合計47社78件におよんでいる。なお、1983年の試掘井合計は298本と推定されている。この様に石油、天然ガスの開発体制が増強されるに至り、石油生産量は1983年の日量131万バレル（4億7,800万÷365日）から1985年の日量150万バレルと増産されることが予想されている。

この様に石油生産量増加にはめどがたったものの輸出価格は、OPECの値下げが影響し、1983年には34.53ドル/バレルから29.53ドル/バレルと大幅な値下げが実施された。このため今後とも石油輸出額の増収は見込めず、輸出品の多様化と石油代替エネルギー開発が重要な問題となっている。

（参考として図-14にインドネシアの石油鉱区図を示す）

図-14 インドネシアの石油鉱区図



<天然ガス>

インドネシアの天然ガスは、以前から石油に随伴する形で産出していたが、生産量のごく僅かで大半は捨てられていた。1972年より、日本と共同で東カリマンタン、パダック地区及び北マストラ、アルン地区の開発が行われた結果、捨てる量も徐々に少なくなっていき1977年から日本向け液化天然ガスの輸出が開始されるに至った。

これを機に生産量は急激に増加し1983年には1兆1,119億 $f t^3$ に達しており、このうち45% (5,036億 $f t^3$)を日本向けの輸出、17% (1,940億 $f t^3$)を肥料工場、セメント工場、発電、都市ガス及びLPG生産用の国内消費に利用された。なお、残り38%は廃棄分である。また1983年における確認埋蔵量は30兆2,000億 $f t^3$ と言われている。

現在、インドネシアは天然ガスの世界最大の輸出国であり、輸出額も1977年の8千万ドルから1983年の25億4,700万ドルと3.2倍に増しOPECの価格引き下げの影響を受けている石油に代る外貨収入源として大いに期待されている。

また、国内の工業化にも期待がかけられており、肥料工場の増設やメタノールプロジェクト、カーボンブラックプロジェクトが進行中である。

<石 炭>

インドネシアの石炭埋蔵量は228億トンといわれ(表-50)石油、天然ガスの2～3倍に達する豊富なエネルギー資源であり、その開発利用技術も確立されていることから、石油代替エネルギーとして大きく期待されている。

表-50 地域別石炭資源埋蔵量(石炭種別)(百万トン)

Region	無煙炭	瀝青炭	準瀝青炭 クラス	褐 炭	計
Sumatra		0.2			
North Sumatra	-	0.25	-	-	0.25
Riau	-	14.00	-	-	14.00
Jambi	-	-	106.00	-	106.00
West Sumatra	4.00	166.44	-	-	170.44
Bengkulu	-	0.50	-	-	0.50
South Sumatra	10.00	-	389.30	18,000.00	18,399.30
Sub Total	14.00	181.19	495.30	18,000.00	18,399.49
Java					
West Java	-	14.63	-	7.90	22.53
Central Java	-	-	-	3.10	3.10
Yogyakarta	-	-	-	0.70	0.70
Sub Total	-	14.63	-	11.70	26.33
Kalimantan					
N.E.Kalimantan	-	-	443.00	-	443.00
East Kalimantan	-	65.00	1,328.52	-	1,393.52
South Kalimantan	-	200.00	1,742.89	-	1,942.89
West Kalimantan	-	4.00	-	-	4.00
Central Kalimantan	-	240.00	-	2.50	242.50
Sub Total	-	509.00	3,514.41	2.50	4,025.91
Sulawesi					
South Sulawesi	-	-	89.80	-	89.80
Irian Jaya	-	0.50	-	3.50	4.00
Grand total	14.00	705.32	4,099.51	18,017.70	22,836.53

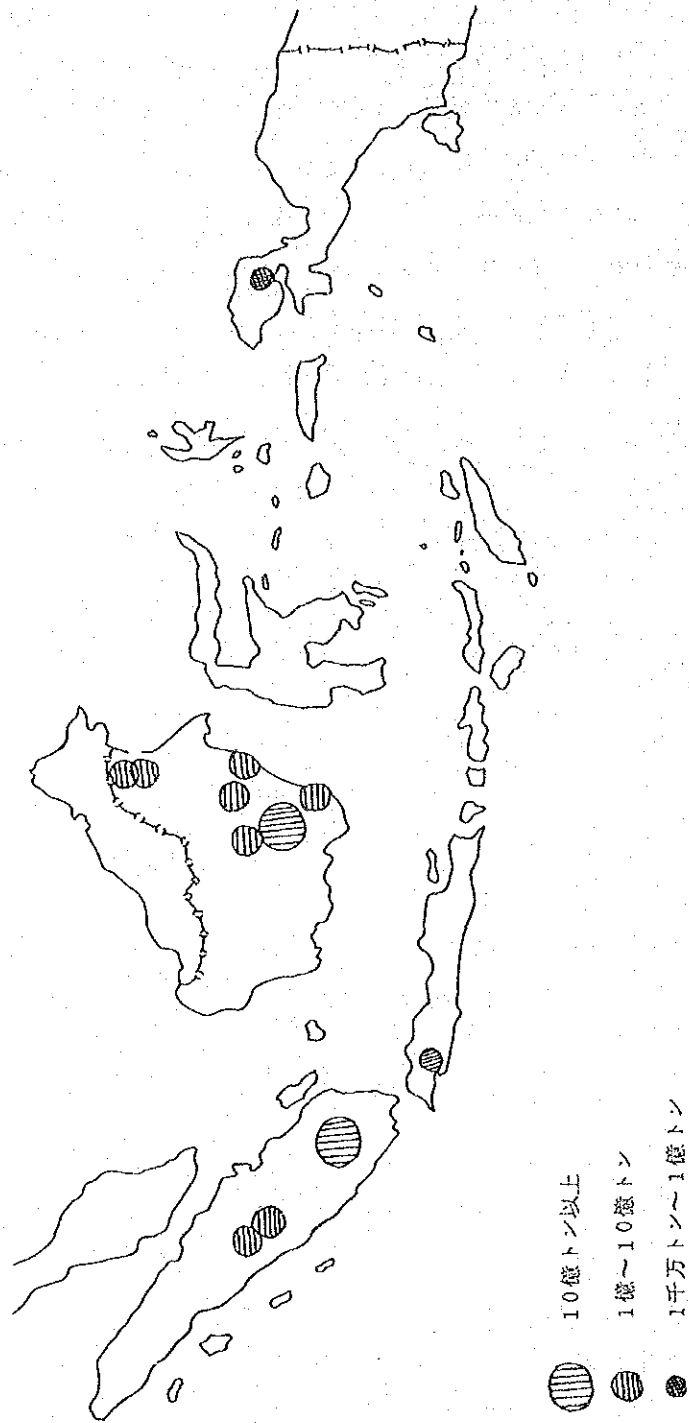
Source : PN. Tambang Batubara

インドネシアの石炭採掘は1880年代より行われピークは1941年の年産200万トンであったが、その後石油に燃料の座が替わり次第に生産が減少したものの石油危機で再び石炭の開発が見直され、1982年には年産48万トンまで回復している。しかし、石油・天然ガスに比べればまだその規模は小さく開発が急がれている。生産地としては、西スマトラの Ombilin と南スマトラの Bukit Asam の 2 炭鉱であるが、東及び南カリマンタンに4,000~7,000 Kcal /Kgという高品質な石炭があることが知られており、現在外国の石炭会社と生産分与契約を結んで調査が進められている。

石炭利用については今日まで輸送の問題から炭鉱近くのセメント工場や火力発電所で消費されていたが、代替エネルギーとしての石炭の役割が高まりつつあり、各地で石炭利用が促進されているため、その輸送設備の整備が図られている。特にインドネシア電力公社 (PLN) は今後新設する火力発電所の大部分を石炭火力にする計画であり、また国営石炭公社 (P.N. Tambang Batubara) はカリマンタン地域で開発している石炭を輸出向けにする意向であることから輸送設備の確保は緊急課題となっている。

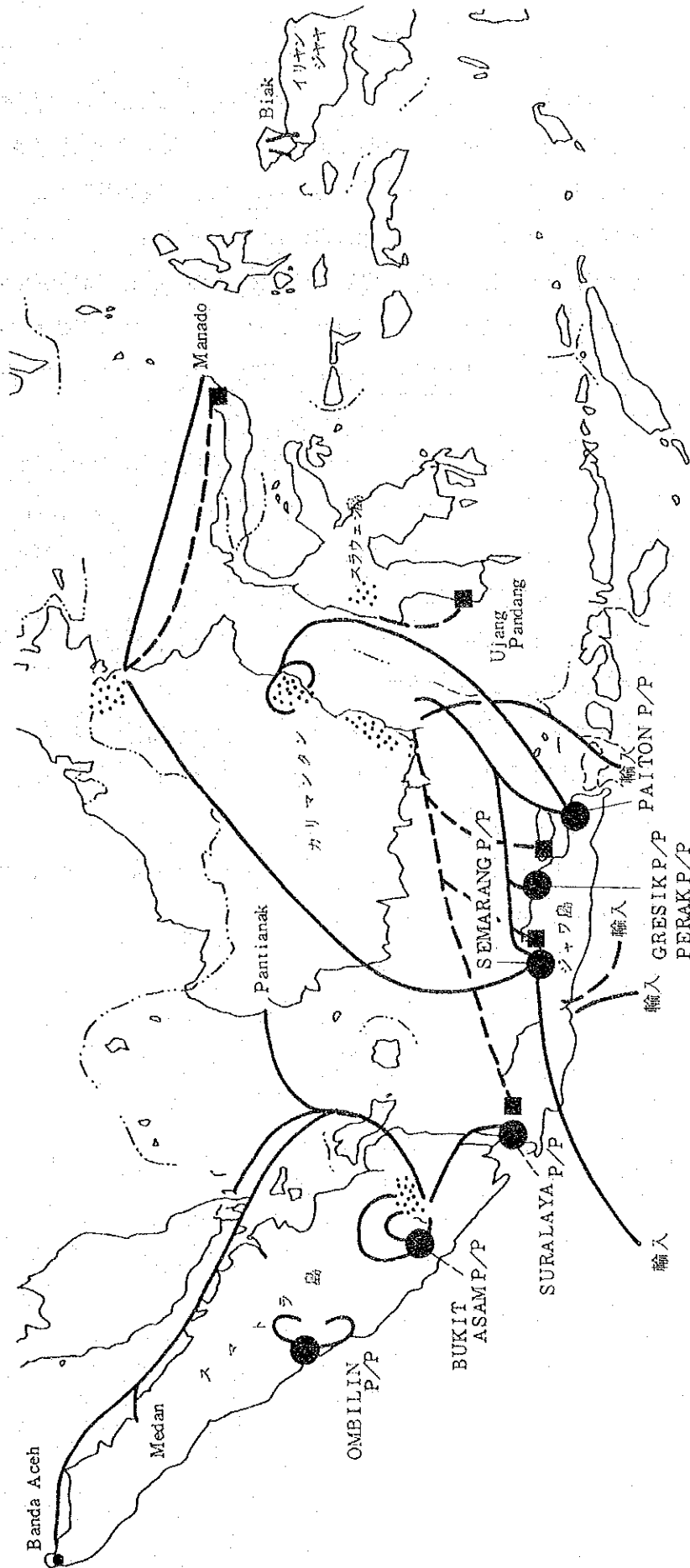
参考までに図-15にインドネシアの石炭地帯、図-16に今後の石炭輸送計画を示す。

图-15 石炭分布图



Source : PN. Tambang Batubara

図-16 石炭輸送計画(2003年)



- 石炭資源
- 都市名
- 発電所
- 発電用その他
- セメントプラント
- セメント用

<水 力>

インドネシアの包蔵水力は75,000MWといわれており、水力資源は豊富であるがイリアンジャヤ、カリマンタン等エネルギー需要地から遠い所に水力資源地帯が存在するため1983年までに536MW（発電用のみ）が開発されたにすぎない。しかもエネルギー需要地周辺から開発が進められてきたため水力発電所の76%（407MW）はジャワ島に集中している。

このため、代替エネルギー促進という視点から水力資源地帯と需要地をいかに結び付けるかが問題となっていたが、1983年に1部運開した北スマトラのアサハン水力計画の様に、電力需要の大きいアルミニウム精練工場と水力発電所を同時に建設するプロジェクトの出現により、今後の水力開発にも明るい様相を呈してきた。

このアサハン水力計画（最約完成年度1984年）は、日本の全面的な支援を受けて開発が進められたもので包蔵水力1,000MWのアサハン河に2つの発電所（Siguragura244MW, Tangga 269MW）合計出力513MWを建設し、この電力で年産225,000トンのアルミニウム精練を行うものである。（上記発電所以外にもAsahan 水力の計画があり、現在フィジビリティースタディを行っている）

またアルミ生産量の3分の2は日本に輸出される予定であることからこの計画は地方の総合開発に加え非石油・天然ガスによる外貨獲得という重要な意義を有している。

また、アサハン計画以外の大規模水力開発はジャワ島における Saguling 700MW, Cirata 500MW及び Mrica 180MWであるが、これが完成するとジャワ島包蔵水力の内69%が開発されたことになり、それ以後の開発はジャワ島以外の地域が主になると思われる。

以上のようにインドネシアにおける水力開発は、石炭に次ぐ代替エネルギーの確保と同時に産業、住民の地域分散という点からも、今後の開発に期待されている。

<地 熱>

インドネシアは火山地帯に位置しているため地熱資源にも恵まれており、約10,000MWの包蔵資源がある。この内550MWがジャワ島、バリ島に存在し1983年に運開した Kamojang 発電所 (30MW) を皮切りに今後矢継ぎ早に発電所運開が予定されている。

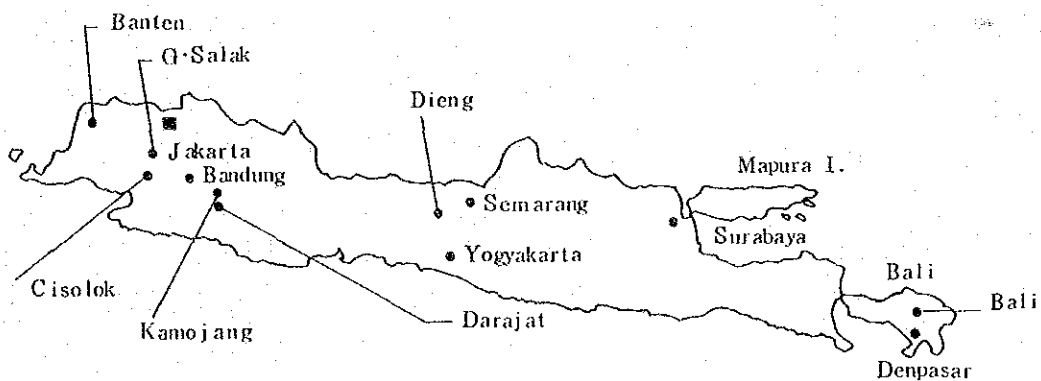
開発計画は表-51のとおり、1992年までに1,240MWが運開される予定であり、計画がスムーズに進行すれば同年の合計設備容量は1,270MWとなり一躍地熱発電国の仲間入りをする事となる。

図-17にジャワ島の地熱開発地域を示す。

表-51 インドネシア主要地熱発電所の完成スケジュール (MW)

	1982/83	1985/86	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92
Java:						
Kamojang Unit 1-3	30	110				
Salak 1-4			110	110		
Darajat 1-3			110			55
Dieng 1-4			110	110	110	110
Cisolok 1-2				110		
Banten				110		
Java 島外:						
Lahendong Unit 1-2			30			
Bali					55	
Flores						

図-17 インドネシア・ジャワ島地熱開発地域



<ウラン>

ウラン資源の炭鉱はフランス及び西独の技術協力を得て、カリマンタン及びスマトラで実施している。ウラン資源については軍事機密扱いで公表された資料はないが、カリマンタンでかなりの鉱量が発見された模様である。

原子力開発については現在、ジャカルタ郊外のセルボンにある国立科学技術センター (PUSPIPTEK) 内に工業、医学、農業を研究する多目的研究炉 (30MW、西独製) を建設中であり、1987年に完成予定である。原子力発電炉については、研究炉の運転実績をふまえて開発計画を策定する予定であり、1990年代の後半より建設が考えられている。

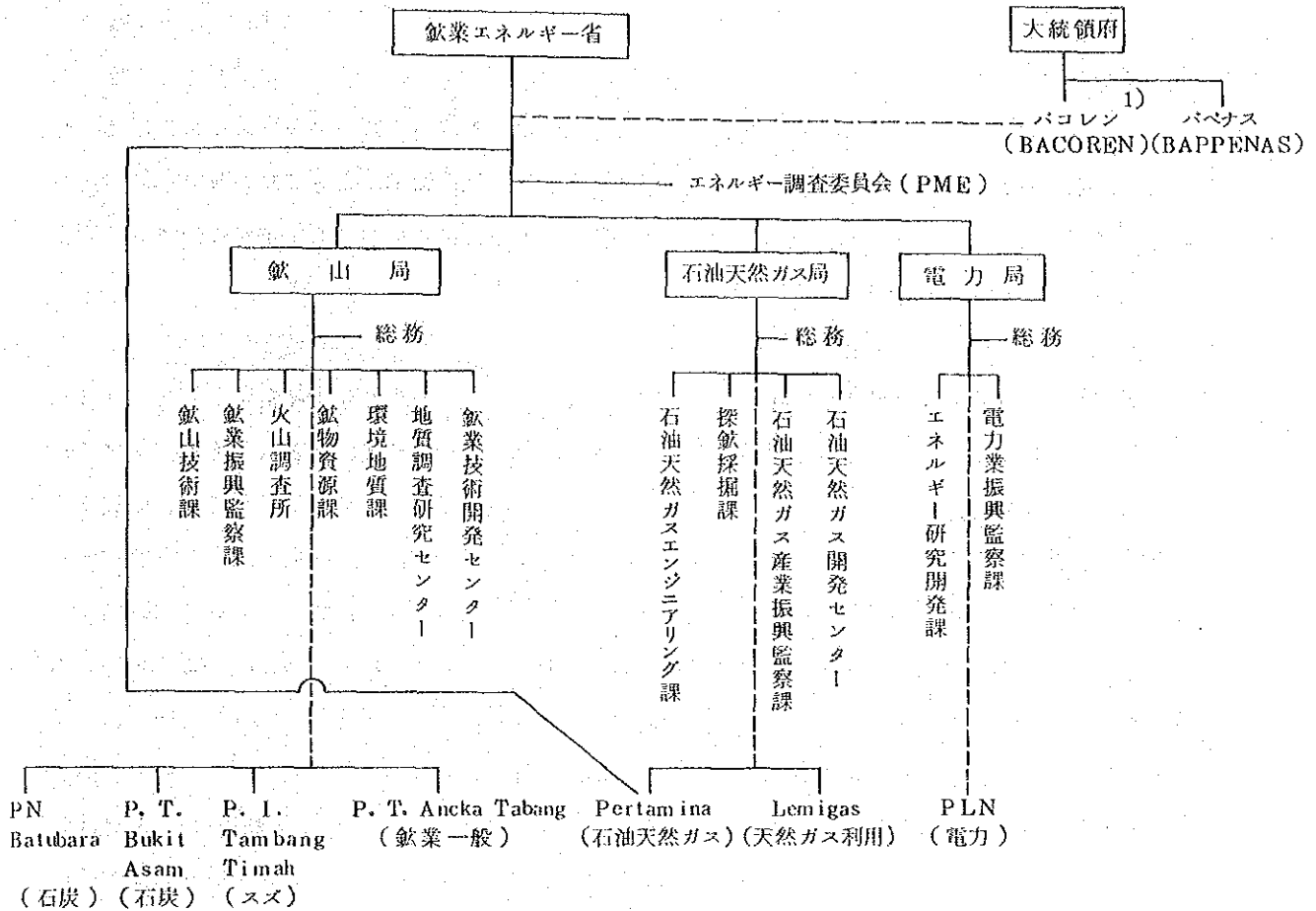
<その他エネルギー>

インドネシアは広大な国土と太陽に恵まれ、砂糖キビ、キャッサバなどの大量生産が可能であり、これらを原料にしたエネルギー生産を行う構想が研究技術者を中心に進められている。

太陽エネルギーについては西独の技術協力を得て実験プラントが設置されており、風力、エタノールの自動車燃料への利用技術の開発も小規模ながら進められている。これらのなかで最も注目を集めているのは、エタノール、メタノールなどのバイオマスを利用したエネルギーである。

バイオマス資源からのアルコール生産は日本からの援助もあり、その開発プログラムが着手されており太陽エネルギーと共に農村電化推進のエネルギー源として今後が期待されている。

<企業形態>



注1) : パコレンは鉱業エネルギー省, 工業省, 運輸省, 農業省, 技術開発省等9省庁大臣によるエネルギー政策会議

<エネルギー行政機構>

1960年に制定された石油, ガス法 (法第44条) では, 石油及びガスに関する鉱業は国営企業体によって運営することが規定されるとともに, 外国企業の石油産業における活動にも道を開いた。

1971年にプルタミナ法が制定されて, 今までの3つの国営石油公社が現在のプルタミナ (PERTAMINA) となっている。

1975年プルタミナは, 石油危機による世界的景気停滞に伴って石油収入の減少などを契機として資金繰りが悪化し, 財政危機に陥った。このためインドネシア政府は, 事業部門の整理及び事業範囲の限定, 石油開発収入の国庫納付基準の明確化などの措置を講じ, 政府の完全なコントロールのもとに置かれることになった。

インドネシアのエネルギー資源は, 前述のように, 石油を始め天然ガス, 石炭, 水力地熱, その他非常に豊富である。これらのエネルギーの開発体制は, 石油及び天然ガスはプルタミナ, 水力及び地熱は電力公社 (PERUSAHAAN UMUM LISTRIK NEGARA), 石炭については P. N. TAMBANG

BATUBARA), 原子力については原子力基本法に基づいて原子力庁 (BATA: BADAN TENAGA ATOM NATIONAL) が担う。

〈電力運営機関〉

一般需要家に対する電力供給は、電源開発から発・送・配電一貫経営の電力公社 (P L N) によって行われている。P L N の電力供給の10数%は自家用発電所からの卸売電力によって賄われている。政府は自家用発電所の認可をするとき、その発生電力の一部をP L N に卸売することを義務づけている場合が多く、自家用発電所も一般電力供給に大きな役割を占めている。

(1) インドネシア電力公社 (P.L.N)

インドネシアの電気事業は、1954年までは、主としてオランダ人の経営する私企業として運営されていたが、政府も西ジャワ、東ジャワの一部、スラベシ北部、スマトラ南部などに若干の発送電設備をもち、主に私営事業に卸売りを行っていた。この外にも、産業の有する自家用発電設備が多数あり工業用電力需要を賄っていた。1954年に、政府は電力国有化政策を打出し、従来の私企業を国有化して全国的に統合し、1961年に新たに電力公社 (P L N) が、国営電力公社設立に関する特別法により設立された。P L N は、鉱山エネルギー省の電力局 (Director General of Power and Electricity) に属する。運営機関として理事会があり、政府が任命する総裁及び5名の理事で構成されている。

P L N の本社はジャカルタにあり、総務、財務、工務、計画、建設の5部が設けられ、地方組織として全国を13ヶ所の供給地域に分け、それぞれ支店を設けている。また、ジャワ島には支店のほかに、西ジャワ・ジャカルタ発電局と、西ジャワ配電局及びジャカルタ・タンジュラン配電局が設けられている。さらに外部機関として電力研究所 (P P N K) が付属している。

(2) 自家発電所

インドネシアの電力供給の特徴は、鉱工業の自家用発電設備の比重が高いことである。1982年における設備出力、発電量の構成比率は、P L N の55%に対して自家発の45%であり、この比率は過去10年来殆ど変わっていない。このことは、これまでのP L N の供給能力の不足と、供給信頼度の低さに起因するものであるが、最近ではP L N の発電能力の増強及び送配電網の整備などが行われつつあるので、今後は自家発の比重が漸次低下するものと考えられる。

〈電力行政の方向〉

インドネシアの石油資源は、現在の生産及び国内消費の水準が続くと、1990年代後半には原油の輸出余力がなくなるものと懸念されている。このような状況を背景として、第3次5ヶ年計画 (1979/80~1984/85) では、次のような電力政策が打出されている。

- (1) 都市部、農村部を通じて、住民福祉を改善し、経済活動に起動力を与えるため、電力供給施設を増強する。
- (2) 現在建設中以外の新規石油火力は建設せず、供給力の主体を、漸次、石炭火力、水力、地熱発電に

切替える。

- (3) 送電連系を拡充し、予備発電設備の節減と設備利用率の向上を図る。
- (4) 農村電化の推進。
- (5) 研究・調査活動の推進（特に原子力開発、石炭、石油混焼技術）

<電力設備>

1982年度(1982年4月～1983年3月)におけるインドネシアの総発電設備容量は6,219.9MWで、その内電気事業者(PLN)が3,406.3MW(54.8%)、自家発が2,813.6MW(45.2%)となっており、自家発の割合が非常に高くなっている。これは、インドネシアが島嶼国家であるため、PLNの電力系統整備が遅れていることに起因するものである。

事実、PLNの発電設備を見ても1983年度の設備容量3,917.7MWの内2,804.1MW(71.6%)までがジャワ島に集中しており、残り1,113.6MW(28.4%)がスマトラ、カリマンタン、スラベシ等に分散している。

また、地域別に電源を見ると(表-52)、ジャワ島ではGresik, Muara Karang, Semarang等大型汽力発電所が中心であるのに対しジャワ以外の島々は、大半がディーゼル発電所になっている。

しかし現在石油代替エネルギーの開発が促進されており、ジャワ島以外でも石炭・水力資源地帯に発電所が建設されていることからジャワ島とジャワ島以外の地域格差は少しずつ解消していくものと思われる。

次にPLN全体の電源構成を見ると、水力13.7%、火力85.5%(汽力39.7%、ガスタービン26.2%、ディーゼル19.6%)及び地熱0.8%となっており、火力の比率が高くなっている。1973年の電源構成、水力36.0%、火力64.0%と比べると火力の比率が増しているが、これは急増する電力需要に対して火力発電の投入が行われたためである。特に1975年以降比較的短期間で投入できるガス・タービンの伸びが大きく、石油価格上昇による増収と送配電網整備が行われた1978年以降は効率の高い汽力発電所の伸びが大きい。表-53にPLN電力設備の推移を示す。

また、1973年から1983年までの11年間に設備容量は年平均17.8%で増加し(1983年は1973年の5倍)今後も増えることが予想されるが、石油価格値下げを余儀無くされている現在、電源構成の見直しは大きな問題となっている。

参考までに表-54に1981年度のPLN供給地域別全発電設備を示す。

表-52 地域別電源構成

ジャワ島

年	水力	汽力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	計
1973	249.0 (46.6)	200.0 (37.4)	71.6 (13.4)	14.0 (2.6)	-	534.6 (100.0)
1975	83.3 (35.6)	200.0 (25.2)	79.9 (10.0)	231.8 (29.2)	-	795.0 (100.0)
1978	318.9 (19.4)	506.3 (30.9)	81.0 (4.9)	735.2 (44.8)	-	1,641.4 (100.0)
1980	338.3 (18.2)	706.0 (38.1)	74.2 (4.0)	735.2 (39.7)	-	1,854.0 (100.0)
1982	337.7 (15.0)	1,306.3 (51.9)	69.0 (2.7)	735.2 (29.2)	30.0 (1.2)	2,518.2 (100.0)
1983	407.4 (14.5)	1,506.3 (53.7)	102.2 (3.6)	735.2 (27.0)	30.0 (1.1)	2,804.1 (100.0)

出典：P L N

ジャワ島以外

年	水力	汽力	ディーゼル	ガスタービン	地熱	計
1973	30.4 (12.6)	25.0 (10.3)	158.7 (65.5)	28.0 (11.6)	-	242.1 (100.0)
1975	37.1 (11.1)	50.0 (14.9)	194.2 (58.1)	53.1 (15.9)	-	334.4 (100.0)
1978	39.7 (6.1)	50.0 (7.6)	418.2 (63.8)	147.1 (22.5)	-	655.0 (100.0)
1980	40.2 (5.7)	50.0 (7.1)	449.8 (64.2)	161.1 (23.0)	-	701.1 (100.0)
1982	59.3 (6.7)	50.0 (5.6)	595.5 (67.1)	183.3 (20.6)	-	881.0 (100.0)
1983	129.0 (11.6)	50.0 (4.5)	664.9 (59.7)	267.7 (24.2)	-	1,113.6 (100.0)

表一53 PLN電力設備の推移

単位：MW

	水 力	火 力				地 熱	合 計
		汽 力	ガス・ タービン	ディー ゼル	計		
1973年 (構成比)	279.4 (36.0)	225.0 (29.0)	42.0 (5.4)	230.3 (29.6)	497.3 (64.0)		776.7 (100.0)
1974年 (構成比)	278.7 (30.2)	250.0 (27.1)	126.0 (13.7)	266.9 (29.0)	642.9 (69.8)		921.6 (100.0)
1975年 (構成比)	320.4 (28.4)	250.0 (22.1)	284.9 (25.2)	274.1 (24.3)	809.0 (71.6)		1,129.4 (100.0)
1976年 (構成比)	320.8 (23.3)	250.0 (18.2)	482.7 (35.0)	323.0 (23.5)	1,055.7 (76.7)		1,376.5 (100.0)
1977年 (構成比)	322.4 (17.3)	250.0 (13.4)	828.8 (44.5)	461.5 (24.8)	1,540.3 (82.7)		1,862.7 (100.0)
1978年 (構成比)	358.6 (15.6)	556.3 (24.2)	882.3 (38.4)	499.2 (21.8)	1,937.8 (84.4)		2,296.4 (100.0)
1979年 (構成比)	378.0 (14.9)	756.0 (29.8)	896.0 (35.3)	506.0 (20.0)	2,158.0 (85.1)		2,536.0 (100.0)
1980年 (構成比)	378.5 (14.8)	756.3 (29.6)	896.3 (35.1)	524.0 (20.5)	2,176.6 (85.2)		2,555.1 (100.0)
1981年 (構成比)	398.2 (13.1)	1,156.3 (38.1)	897.2 (29.6)	580.8 (19.2)	2,634.3 (86.9)		3,032.5 (100.0)
1982年 (構成比)	437.0 (12.8)	1,356.3 (39.8)	918.5 (27.0)	664.5 (19.5)	2,939.3 (86.3)	30.0 (0.9)	3,406.3 (100.0)
1983年 (構成比)	536.4 (13.7)	1,556.3 (39.7)	1,027.9 (26.2)	767.1 (19.6)	3,351.3 (85.5)	30.0 (0.8)	3,917.7 (100.0)

PLN資料より作成

表-54 PLN供給地域別発電設備容量

単位：Kw

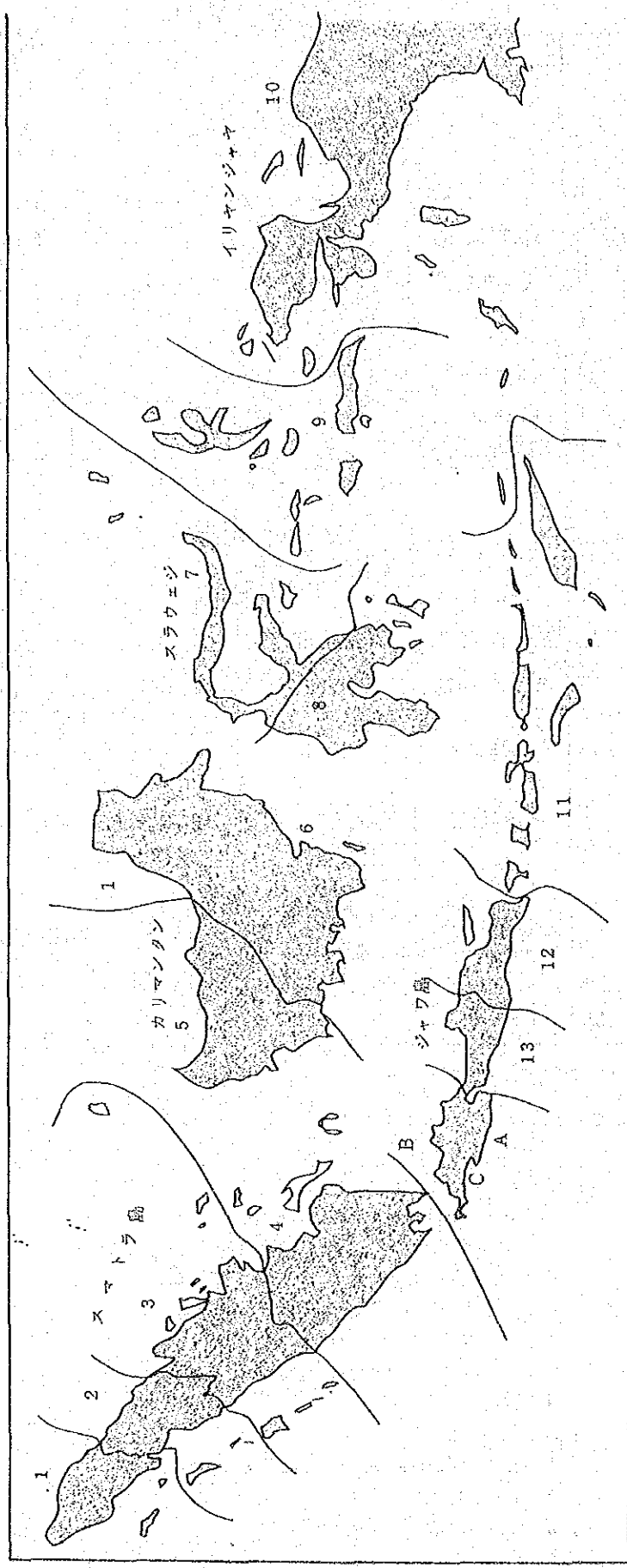
	水 力	火 力		ディーゼル	合 計
		汽 力	ガ ス		
Region 1				27,525 (79)	27,525
Region 2	200(3)		104,592(6)	72,112 (124)	176,904
Region 3	10,810(6)			57,367 (106)	68,177
Region 4	1,420(3)	25,000(2)	42,932(3)	53,560 (97)	122,912
Region 5				25,603 (42)	25,603
Region 6	30,000(3)			77,822 (90)	107,822
Region 7	14,620(5)			46,462.6(96)	61,082.6
Region 8	1,710(4)	25,000(2)	14,466(1)	41,090 (143)	82,266
Region 9				12,572 (35)	12,572
Region 10	120(1)			22,522 (78)	22,642
Region 11	480(4)			66,410 (100)	66,890
Region 12	205,552(22)	350,000(6)	67,500(3)	29,376 (93)	652,428
Region 13	41,683(14)	106,250(2)	61,888(3)	31,703.6(49)	241,524.6
West Java	640(5)			3,878 (45)	4,518
West Java & Jakarta	90,995(24)	650,000(8)	605,800(33)	12,600 (5)	1,359,395
TOTAL	398,230(94)	1,156,250(20)	897,178(33)	580,603.2(1,182)	3,032,261.2
		2,053,428(53)			
構成比 %	13.13	38.13	29.59	19.15	100.00
		67.72			

※ () 内は Unit 数

PLN供給地域

- Region 1 : Aceh
- Region 2 : North Sumatra
- Region 3 : West Sumatra, Riau, Jambi
- Region 4 : South Sumatra, Bengkulu, Lampung, Jambi
- Region 5 : West Kalimantan
- Region 6 : South, East, Central Kalimantan
- Region 7 : North & Central Sulawesi
- Region 8 : South & Southeast Sulawesi
- Region 9 : Maluku
- Region 10 : Irian Jaya
- Region 11 : Bali, West & East Nusa Tenggara
- Region 12 : East Java
- Region 13 : Central & East Java

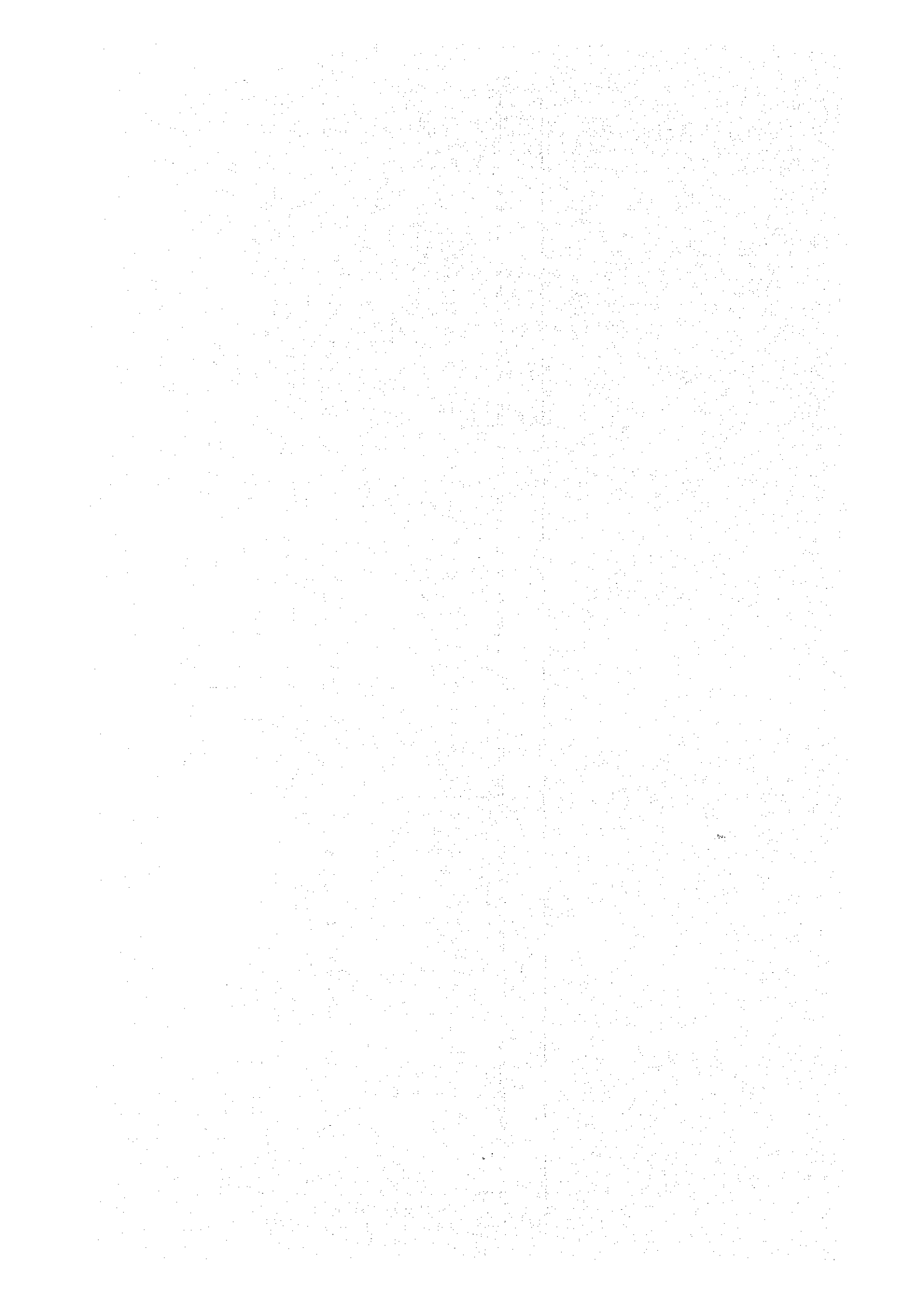
- I - PLN REGION 1
- II - PLN REGION 2
- III - PLN REGION 3
- IV - PLN REGION 4
- V - PLN REGION 5
- VI - PLN REGION 6
- VII - PLN REGION 7
- VIII - PLN REGION 8
- IX - PLN REGION 9
- X - PLN REGION 10
- XI - PLN REGION 11
- XII - PLN REGION 12
- XIII - PLN REGION 13
- A - PLN DISTRIBUTION OF WEST JAVA
- B - PLN DISTRIBUTION OF JAKARTA, RAYA AND TANGERANG
- C - PLN GENERATION OF WEST JAVA AND JAKARTA RAYA



	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6
水		1. Tarutung 120 (2) 2. Muante 80 (1) TOTAL 200 (3)	1. Batangagam 10,500 (3) 2. Kotoanau 160 (1) 3. Lempur 80 (1) 4. Sungai penuh 70 (1) TOTAL 10,810 (6)	1. Tea 1,320 (2) 2. Tebingkaning 100 (1) TOTAL 1,420 (3)		1. Ir. H.P.M. Moor 30,000 (3) TOTAL 30,000 (3)
力						
火		1. Paya Pasir (#ス) 69,092 (4) 2. Glugur (#ス) 35,500 (2) TOTAL 104,592 (6)		1. Kramasan (#力) 25,000 (2) (#ス) 28,932 (2) 2. Boonbaru (#ス) 14,000 (1) TOTAL 67,932 (5)		
力						
水	1. Banda Aceh 12,036 (10) 2. Lhokseumawe 4,368 (5) 3. Langsa 2,772 (8) 4. Bireuen 1,172 (4) 5. Meulaboh 1,088 (4) 6. Sigli 922 (3) 7. Kualasimpang 880 (3) 8. Tapaktuan 560 (4) 9. Kutacane 560 (5) 10. Takengon 550 (4) 11. Lhoksukon 470 (4) 12. Idie 350 (2) 13. Blangpidie 334 (3) 14. Blangkejeren 234 (2) 15. Labuhan Haji 234 (2) 16. Bakongon 234 (2) 17. Pailtonlabu 184 (2) 18. Indrapuri 117 (1) 19. Singkit 100 (1) 20. Peureulak 88 (2) 21. Carut Aree 80 (2) 22. Meureudue 80 (2) 23. Beureumuen 56 (2) 24. Samalanga 56 (2) TOTAL 27,525 (79)	1. Titikuning 24,846 (6) 2. Pematangsinter 9,368 (7) 3. Sibolga 3,371 (7) 4. Tanjungbalai 3,286 (4) 5. Tebmtinggi 3,048 (7) 6. Brastagi 2,422 (7) 7. Kisunan 2,286 (7) 8. Rantanparapat 1,912 (7) 9. P. Brandan 1,880 (5) 10. Kotanopan 1,260 (4) 11. Parapat 1,122 (3) 12. Sidikalang 1,036 (4) 13. Tg. Pura 1,005 (6) 14. Cunungtitoli 972 (5) 15. Balige 922 (3) 16. Indrapura 828 (2) 17. Tanjungtiram 455 (4) 18. Doloksanggul 453 (2) 19. Siborong-Borong 420 (3) 20. Pangkalansusu 300 (1) 21. Tigahalata 250 (2) 22. Labuhanbilik 237 (3) 23. Sapiro 225 (2) 24. Sibolangit 220 (2) 25. Ambarita 168 (2) 26. Kuala 140 (2) 27. Serbelawan 125 (1) 28. Tanjunglangkat 110 (1) 29. Tigalingga 110 (1) 30. Sumbul 85 (1) 31. Bestitang 40 (1) 32. Gebang 40 (1) 33. Bohorok 40 (1) 34. Sipahutar 40 (1) 35. Sorkam 40 (1) 36. Pinangsori 40 (1) 37. (Tarutung 1,020 (4) 38. (Glugur 7,990 (3) TOTAL 72,112 (124)	1. Simpangharu 21,020 (10) 2. Pakanbaru 12,630 (12) 3. Tg. Pinang 5,050 (5) 4. Padanglual 4,810 (5) 5. Bagan Siapi-api 2,054 (7) 6. Dumai 1,757 (7) 7. Solok 1,443 (6) 8. Tembilahan 892 (3) 9. Pariaman 798 (4) 10. Bengkalis 776 (3) 11. Rengat 776 (4) 12. Bangkinang 641 (3) 13. Duri 550 (3) 14. Selat Panjang 440 (2) 15. Painan 436 (2) 16. Tl. Kuantan 330 (2) 17. Lubuksikaping 326 (3) 18. Sijunjung 270 (3) 19. Surantih 190 (3) 20. Sulitair 120 (3) 21. Muaralabuh 120 (1) 22. Airmolek 116 (1) 23. Panti 116 (1) 24. Tulu 116 (1) 25. Tapan 80 (2) 26. Kambang 40 (1) 27. Airtiris 40 (1) 28. Senggarang 40 (1) 29. Penyengat 40 (1) 30. Cirenti 28 (1) 31. (Sungai penuh 1,322 (5) TOTAL 57,367 (106)	1. Tanjungkaran 16,376 (8) 2. Jambi 8,596 (7) 3. Bengkulu 4,408 (7) 4. Kotabumi 2,589 (8) 5. Lahat 2,239 (6) 6. Baturaja 2,232 (6) 7. Metro 1,997 (6) 8. Lubuklinggau 1,884 (5) 9. Tanjungpandan 1,500 (3) 10. Pagaralam 1,336 (4) 11. Kayuagung 1,276 (4) 12. Tanjungraje 1,060 (2) 13. Sekaya 781 (3) 14. Muaraenim 580 (3) 15. Mana 491 (4) 16. Curup 440 (2) 17. Muarabungo 370 (3) 18. Bangko 225 (1) 19. Muaradua 120 (3) 20. Talangpadang 120 (3) 21. Pangkalanbuun 200 (2) 22. Marabahan 200 (2) 23. Binuang 180 (3) 24. Sanga-Sanga 100 (1) 25. Pulangpisau 80 (2) 26. Barimba 80 (2) 27. Nunukan 80 (2) 28. Penajam 80 (2) 29. Pagatan 76 (2) 30. Paringin 40 (1) TOTAL 77,822 (90)	1. Siantan 12,000 (3) 2. Gemara 6,400 (7) 3. Singkawang 2,504 (5) 4. Sambas 1,075 (3) 5. Ketapang 1,060 (6) 6. Sanggau 1,028 (5) 7. Sintang 872 (4) 8. Putusibau 400 (4) 9. Bengkayang 104 (1) 10. Nanga Slat 80 (2) 11. Nangapinoh 80 (2) TOTAL 25,603 (42)	1. Samarinda 29,304 (13) 2. Balikpapan 26,740 (9) 3. B. Masin 7,320 (5) 4. Palangkaraya 4,436 (6) 5. Tenggarong 1,056 (3) 6. Amuntai 947 (3) 7. Sampit 760 (4) 8. Barabai 672 (2) 9. Kandungan 672 (2) 10. Tarakan 672 (2) 11. Kotabaru 611 (2) 12. Tanjungredep 444 (2) 13. Negara 440 (2) 14. Muarateweh 440 (2) 15. Kualakapuas 420 (3) 16. Pelaihari 420 (3) 17. Tarahrogot 380 (3) 18. Tanjung 336 (1) 19. Rantau 336 (1) 20. Tanjungselor 300 (3) 21. Muarabulan 100 (1) 22. Tugumulyo 80 (2) 23. Martapura 80 (2) 24. Pringsewu 80 (2) 25. Boonbaru (4,600 (2) TOTAL 53,560 (97)
水	27,525	176,904	68,177	122,912	25,603	107,822

	Region 7	Region 8	Region 9	Region 10	Region 11	
水	1. Tonsealama 14,380 (3) 2. Tingo 180 (1) 3. Pontak 60 (1) TOTAL 14,620 (5)	1. Sawito 1,620 (3) 2. Takalala 90 (1) TOTAL 1,710 (4)		1. Maneno 120 (1) TOTAL 120 (1)	1. Narmada 120 (1) 2. Bajawa 160 (1) 3. Ruteng 120 (1) 4. Karangasem 80 (1) TOTAL 480 (4)	
火		1. Tello (電力) 25,000 (2) (ガス) 14,466 (1) TOTAL 39,466 (3)				
デ	1. Bitung 19,120 (6) 2. Manado 7,640 (5) 3. Palu 5,974 (10) 4. Teiaga 3,062 (8) 5. Kotamobagu 1,840 (6) 6. Poso 1,092 (5) 7. Toli-Toli 996 (5) 8. Tahuna 990 (5) 9. Luwuk 872 (4) 10. Donggala 704 (4) 11. Amurang 611 (2) 12. Siau 360 (2) 13. Tilamuta 310 (2) 14. Ratahan 250 (1) 15. Tombatu 250 (1) 16. Motoling 250 (1) 17. Tompasobaru 250 (1) 18. Inobonto 250 (1) 19. Parigi 220 (2) 20. Ampana 208 (2) 21. Tawaeli 110 (1) 22. Tentena 110 (1) 23. Paku Ure 110 (1) 24. Peta 104 (1) 25. Lolak 104 (2) 26. Tewasen 48 (1) 27. Pohe 48 (1) 28. Lirung 40 (1) 29. Imandi 40 (1) 30. Kolonedale 40 (1) 31. Bungku 40 (1) 32. Banggai 40 (1) 33. Leok 25 (1) 34. Kulawi 25 (1) 35. Pendolo 25 (1) 36. Pagimanu 25 (1) 37. Wori 9.6 (1) 38. Tingo 110 (1) 39. Pontak 160 (4) TOTAL 46,462.6 (96)	1. Bontoala 6,950 (6) 2. Pare-Pare 4,562 (6) 3. Kendari 2,764 (6) 4. Palopo 1,655 (5) 5. Watampone 1,655 (5) 6. Sengkong 1,512 (4) 7. Bulukumba 1,410 (4) 8. Sopeng 1,400 (4) 9. Pansid 1,060 (5) 10. Makale 980 (3) 11. Bau-Bau 972 (4) 12. Majene 832 (3) 13. Raha 792 (3) 14. Polewali 760 (5) 15. Kolaka 672 (2) 16. Sinjai 665 (4) 17. Bantaeng 660 (3) 18. Wonomulyo 460 (4) 19. Benteng Selayar 388 (3) 20. Rantepao 350 (2) 21. Mamuju 340 (2) 22. Baru 330 (2) 23. Jeneponto 300 (3) 24. Tanrutedong 265 (3) 25. Enrekang 238 (3) 26. Takalar 220 (2) 27. Belawa 170 (2) 28. Lalolau 170 (2) 29. Molino 169 (2) 30. Lakawan 168 (2)	31. Pekabata 140 (2) 32. Langga 140 (2) 33. Ampatira 140 (2) 34. Palanro 140 (2) 35. Pajalesang 140 (2) 36. Kalibajeng 115 (2) 37. Malili 110 (1) 38. Segiri 105 (1) 39. Bonto-Bonto 100 (1) 40. Bikeru 100 (1) 41. Tanalemo 100 (1) 42. Wangi-Wangi 100 (1) 43. Tinambung 90 (2) 44. Malwa 90 (2) 45. Tanete 80 (2) 46. Wundulako 80 (1) 47. Rapang 75 (1) 48. Masamba 40 (1) 49. Somba 40 (1) 50. Pompanua 40 (1) 51. Cempniga 40 (1) 52. Banyorang 40 (1) 53. Wawotobi 40 (1) 54. Punggaluku 40 (1) 55. Malewang 38 (1) 56. Bangkola 38 (1) 57. Takalala 300 (2) 58. Tello 5,720 (2) TOTAL 41,090 (143)	1. Hative Kecil 4,592 (2) 2. Batugajah 3,820 (5) 3. Ternate 2,240 (6) 4. Saparua 500 (3) 5. Masohi 440 (3) 6. Soa-Siu 240 (4) 7. Tual 220 (3) 8. Tulehu 160 (2) 9. Haruku 140 (3) 10. Hitu 140 (2) 11. Kairatu 80 (2) TOTAL 12,572 (35)	1. Jayapura 8,296 (7) 2. Sorong 4,058 (9) 3. Biak/Bosnk 2,968 (11) 4. Manokwari 2,096 (8) 5. Herauke 1,816 (7) 6. Sentani 916 (6) 7. Fak-Fak 777 (6) 8. Nabire 451 (5) 9. Serui 434 (7) 10. Doom 300 (3) 11. Sarmi 150 (2) 12. Kaimana 100 (2) 13. Genyen 80 (2) 14. Dosay 40 (1) 15. Tanahmerah 40 (2) TOTAL 22,522 (78)	1. Pesangaran 27,598 (7) 2. Mataram 9,560 (5) 3. Dili 4,684 (5) 4. Kupang 4,164 (7) 5. Singaraja 4,072 (5) 6. Negara 1,900 (5) 7. Sumbawa 1,564 (4) 8. Bima Raba 1,184 (4) 9. Pamaran 1,120 (2) 10. Ende 1,018 (3) 11. Selong 1,008 (3) 12. Waingapu 964 (4) 13. Atambua 892 (3) 14. Klungkung 672 (2) 15. Maumere 672 (2) 16. Larantuka 600 (3) 17. Bodale 540 (4) 18. Dompu 496 (2) 19. Waikabubak 380 (3) 20. Ampenan 336 (1) 21. Taliwang 284 (3) 22. Alas 260 (2) 23. Kintamani 220 (1) 24. Soe 220 (2) 25. Kefamenanu 220 (2) 26. Kalabahi 180 (3) 27. Kempo 160 (3) 28. Banyuatis 110 (3) 29. Melaya 100 (3) 30. Bayan 100 (3) 31. Tanjung 100 (3) 32. Baun 100 (1) 33. Bajawa 60 (1) 34. Ruteng 200 (2) 35. Karangasem 672 (1) TOTAL 66,410 (100)
計	61,082.6	82,266	12,572	22,642	66,890	

	Region 12	Region 13	PLN Distribution of West Java	PLN Generation of West Java and Jakarta
水	1. Sutami 105,000 (3)	1. Jelok 20,480 (4)	1. Cijedil 552 (4)	1. Lamajan 19,200 (3)
	2. Wlingi 54,000 (2)	2. Tlmo 12,000 (3)	2. Selamanggu 88 (1)	2. Cikalong 19,200 (3)
	3. Mendalan 23,000 (4)	3. Kerenger 7,040 (2)	TOTAL 640 (5)	3. Ubruk 17,100 (3)
	4. Siman 10,800 (3)	4. Sempor 1,000 (1)		4. Kracak 16,575 (3)
	5. Selorejo 4,480 (1)	5. Banjarnegara 256 (1)		5. Parakan 9,920 (4)
	6. Giringar 3,200 (3)	6. Mejugong 575 (1)		6. Plengan 5,150 (4)
	7. Golang 2,700 (3)	7. Tonjong 208 (1)		7. Bengkok/Dago 3,850 (4)
	8. Ngebel 2,200 (1)	8. Wonosobo 124 (1)		TOTAL 90,995 (24)
	9. Pakisbaru 120 (1)	TOTAL 41,683 (14)		
	10. Klonding 52 (1)			
TOTAL 205,552 (22)				
火	1. Gresik (汽力) 200,000 (2)	1. Semarang 106,250 (2)		1. Muara Karang (汽力) 500,000 (4)
	(ガス) 40,000 (2)	2. Pandean Lamper 61,888 (3)		2. Tg Priok (汽力) 150,000 (4)
	2. Perak (汽力) 150,000 (4)	TOTAL 168,138 (5)		(ガス) 379,550 (7)
	(ガス) 27,500 (1)		3. Pulogadung (ガス) 145,850 (6)	
TOTAL 417,500 (9)			4. Sunyaragi (ガス) 80,400 (4)	
			TOTAL 1,255,800 (25)	
デ	1. Jember 8,448 (13)	1. Wirobrajan 10,510 (7)	1. Pel Ratu 672 (2)	1. Kebayoran 12,600 (5)
	2. Banyuwangi 4,732 (5)	2. Cepu 7,228 (9)	2. Pamanukan 672 (2)	TOTAL 12,600 (5)
	3. Pamekasan 2,532 (7)	3. Kalisari 4,000 (4)	3. Labuhan 292 (3)	
	4. Situbondo 2,284 (6)	4. Cilacap 3,168 (4)	4. Pagadenbaru 220 (1)	
	5. Tuban 1,982 (6)	5. Tegal 2,000 (2)	5. Cilijing 220 (2)	
	6. Sumenep 1,664 (5)	6. Purwosari 1,160 (1)	6. Ciwalen 210 (2)	
	7. Bangkalan 1,392 (4)	7. Kudus 1,120 (2)	7. Nenes 110 (1)	
	8. Sampang 1,008 (3)	8. Wonosari 700 (6)	8. Jampangkulon 110 (1)	
	9. Lamongan 985 (7)	9. Majenang 572 (3)	9. Pameugpeuk 110 (1)	
	10. Kamal 720 (3)	10. Bumiayu 385.6 (4)	10. Leuwimunding 110 (1)	
	11. Asembagus 583 (4)	11. Wonodadi 100 (1)	11. Ciawigebang 110 (1)	
	12. Besuki 440 (3)	12. Mejugong 120 (2)	12. Panjalu 110 (1)	
	13. Bondowoso 400 (1)	13. Tonjong 200 (2)	13. Conggeang 100 (1)	
	14. Prendan 330 (2)	14. Wonosobo 440 (2)	14. Rajagaluh 100 (1)	
	15. Centeng 320 (2)	TOTAL 31,703.6 (49)	15. Talaga 100 (1)	
	16. Muncar 297 (3)		16. Maruyung 64 (1)	
	17. Kwanyar 250 (2)		17. Kertasemaya 42 (2)	
	18. Omben 180 (3)		18. Karagilan 40 (1)	
	19. Pasongsongan 156 (3)		19. Sumurgintung 40 (1)	
	20. Pakong 140 (2)		20. Bungbulang 40 (1)	
	21. Ketapang 100 (1)		21. Juntinyuat 40 (1)	
	22. Ambuntan 100 (1)		22. Cipaku 40 (1)	
	23. Biega 95 (1)		23. Cigenter 32 (1)	
	24. Sapudi 80 (2)		24. Kawali 32 (1)	
	25. Sapulu 40 (1)		25. Nagrak 24 (1)	
	26. Tanjungbumi 40 (1)		26. Cipaundeuy 24 (1)	
	27. Warubarat 40 (1)		27. Cipanas 20 (1)	
	28. Ngadisari 38 (1)		28. Petir 10 (1)	
TOTAL 29,376 (93)		29. Warunggunung 10 (1)		
		30. Batubantar 10 (1)		
		31. Marungkiata 10 (1)		
		32. Tangkolak 10 (1)		
		33. Sukatani 10 (1)		
		34. Sliyeg 10 (1)		
		35. Pangandaran 10 (1)		
		36. Karangantu 4 (1)		
		37. (Selamanggu) 110 (1)		
		TOTAL 3,878 (45)		
計	652,428	241,524.6	4,518	1,359,395
				3,032,261.2



<送配電設備>

送電線の電圧階級は、150KV,70KV,30KV,25KVがあり、1983年3月末の回線延長は150KV-3765Km,70KV-3521Km,30KV-2304Km,25KV-403Kmとなっている。

配電線の一次電圧階級は20KV,15KV,10/12KV,6/7KV,3/3.5KVなどがあり、末端需要家を結ぶ二次電圧階級は220/380V,110/127V(3相3線式)となっている。また、周波数は50Hzである。

表-55に送配電延長の推移を示す。

インドネシアは、電力系統の整備が遅れており、ジャワ島、スマトラ島を除きほとんど電力系統が存在せず孤立した小規模発電所から直接低圧配電線で付近の市町村へ供給している地域が多い。また、電力系統が分断されているため送配電ロス率が高く、1982年度では18.7%となっている(表-56)。

PLNは送配電ロスの改善を計るため電力系統網の拡充を積極的に進めており、150KV,70KV等に加え、500KVの送電も計画されている。図-18にジャワ島の電力系統図を示す。

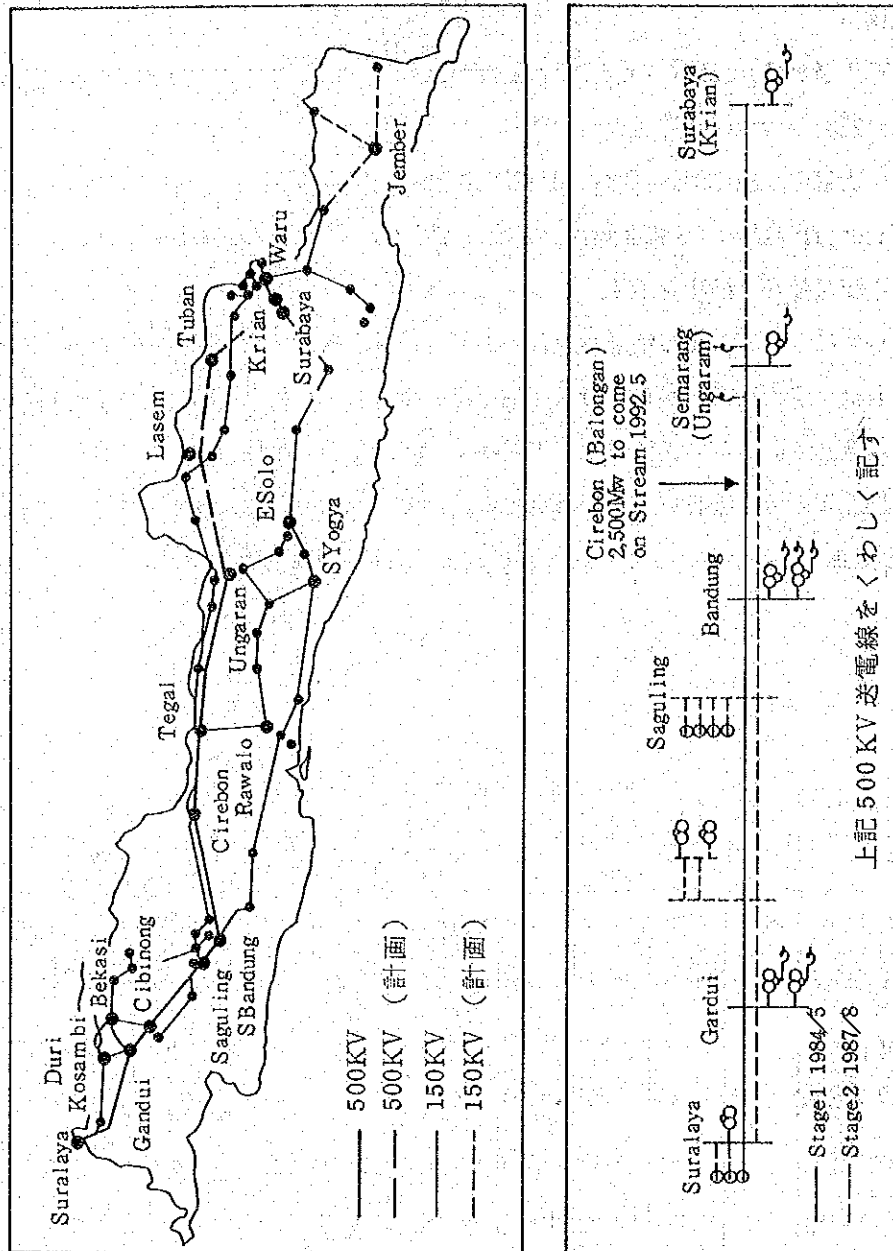
表-55 送配電延長の推移

年度	変電所		送電					配電用変電所		配電							
	箇所	変圧器	500KV	150KV	70KV	30KV	25KV	箇所	変圧器	20KV	15KV	10-12KV	6-7KV	3-3.5KV	110-127V-220/380V		
		個数	MVA	回線-km	回線-km	回線-km	回線-km		回線-km	個数	MVA	回線-km	回線-km	回線-km	回線-km	回線-km	回線-km
1974/75	-	89	423735	-	105002	351629	638653	5952	5485	4912	923768	546200	86419	759703	4956697	-	17264991
1975/76	-	137	764265	-	425006	119853	2400917	7292	6005	5315	1087340	560800	287175	921513	5513508	-	18874405
1976/77	127	348	3248425	-	626409	1963050	2602622	102672	10513	15989	1597974	1277893	297455	995651	6771946	15709	18624936
1977/78	132	387	5088280	-	910503	2082741	2765278	128264	13983	12978	2466551	3517349	388194	1274684	8487874	19772	21631207
1978/79	218	523	3937084	-	1553775	2178730	2842633	126994	15515	20679	3231004	4239480	409621	1563613	7585278	62385	23537606
1979/80	228	388	3772545	-	1761878	2202807	2611705	127794	25481	23298	3301121	6629226	504552	1336245	8223719	8895	32337841
1980/81	261	432	4578505	-	2895078	2326681	2659129	138994	25769	27958	3924855	8108269	429260	1355351	8334275	5345	34779769
1981/82	266	460	6267070	-	3230556	3090859	2279517	139994	26285	29185	4280632	9742649	427371	1269629	9430064	5345	38616039
1982/83	287	493	6756285	-	3764621	3521229	2304360	403163	29243	37920	4555822	13180360	161836	1764169	7080168	4520	43481961

表-56 送配電ロスの推移

年	MWH	%
1966	125,656	11.6
1967	415,962	26.00
1968	508,980	29.1
1969	371,150	20.00
1970	444,484	21.30
1971	504,719	21.40
1972	531,733	21.30
1973	672,694	22.90
1974/75	807,467	24.10
1975/76	861,114	22.80
1976/77	931,848	22.60
1977/78	1,060,935	22.50
1978/79	1,249,656	21.80
1979/80	1,302,525	18.60
1980/81	1,517,497	18.00
1981/82	1,897,936	18.70
1982/83	2,216,640	18.70

図-1.8 ジャワ島の電力系統 1983年度末



上記 500 KV 送電線をくわしく記す

<電力供給>

1983年度における PLN 総発電電力量（購入電力量を含む）は、13,248GWhであり、1973年度と比べると4.5倍（年平均増加率16.5%）にも達している。

表-57からもうかがえる様に、汽力発電所の増加が著しく、1973年度の769GWhに対して、1983年度は7,366GWhと9.6倍にも跳ね上がっているが、これはジャワ島において1978年から大型火力発電所が次々に運開したためである。

ガス・タービンについては、1978年まで急激に増加しているが、それ以降は減少する傾向にあり、汽力をベース負荷、ガス・タービンをピーク負荷に使用しているものと思われる。

また、1983年度の発電電力量の構成比は水力13.7%、火力75.0%（汽力55.6%、ガス・タービン7.0%、ディーゼル12.4%）、地熱1.6%、購入電力9.7%であり、半分以上が汽力発電によるものである。現在インドネシアの汽力発電所は全て石油専焼火力であるが、1980年頃より石油の国内価格が急激に上昇して来たため（表-58）、それに伴い汽力の発電原価も高くなってきた（表-59、図-19）。そこで、PLNは発電原価の低い石炭火力、水力、地熱等石油代替エネルギーの開発に力を入れており、今後は発電電力量に対する電源構成が大幅に変化するものと予想される。

表-58 石油消費量1968-1982（発電用）

年	Fuel Oil		Diesel Oil		Price:(Rp./l)		
	Oil	HSD	IDO	Fuel Oil	HSD	IDO	
	10 ³ Kl	10 ³ Kl	10 ³ Kl				
1968	122.3	107.0	68.2	5.0	12.5	6.5	
1969	101.0	127.2	23.4	5.0	12.5	6.5	
1970	130.3	147.1	25.6	6.0	12.5	8.0	
1973	246.3	192.5	41.5	7.5	16.0	9.0	
1975	294.8	315.3	61.8	19.0	22.0	19.0	
1978	430.3	768.5	56.0	22.0	25.0	22.0	
1980	1,162.0	841.5	11.6	45.0	52.5	45.0	
1982	1,844.2	1,040.9	7.8	75.0	85.0	75.0	
1983	2,077.5	956.6	4.3	125.0	145.0	125.0	

資料：PLN

表一57 P L N 総発電電力量の推移 (購入電力量を含む)

単位：GWh

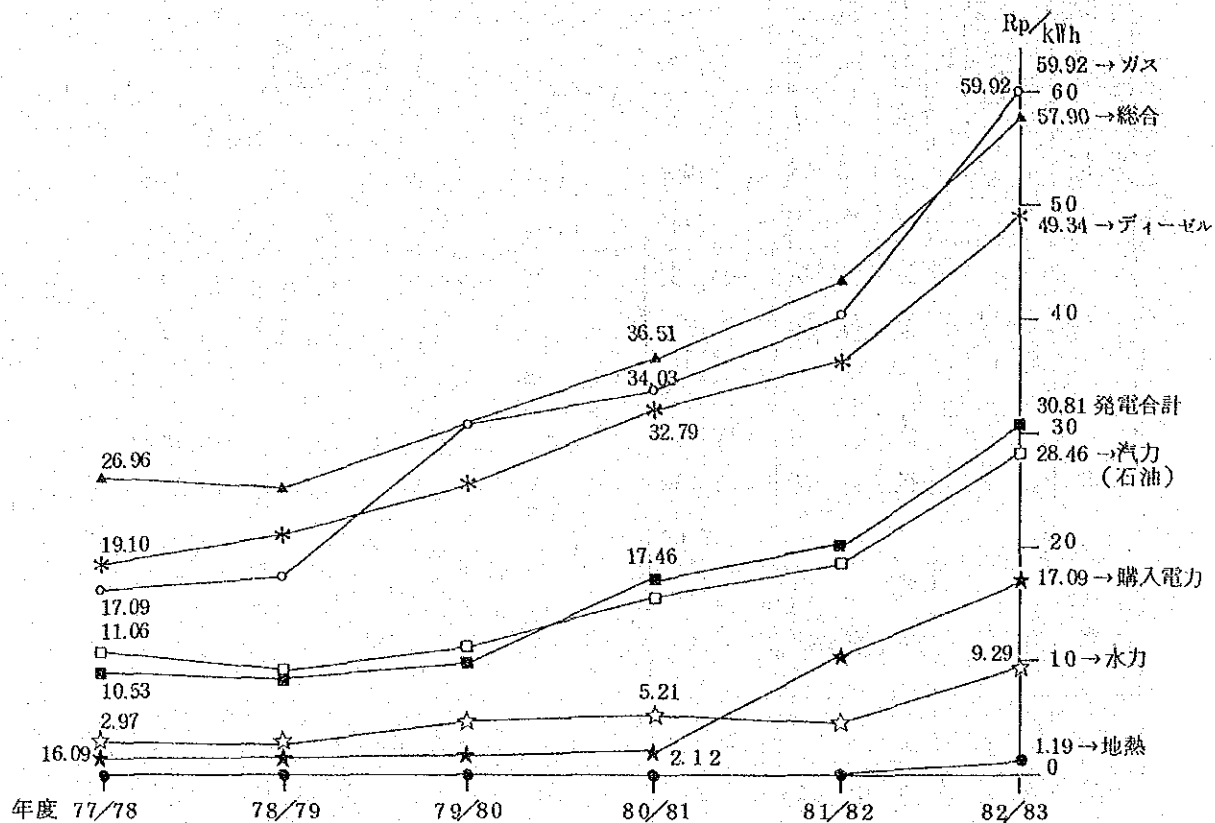
年	火 力				地 熱	P L N 発電 電力量計 (発電機)	購入電力量	合 計
	水 力	火 力						
		汽 力	ガ ス ・ タ ー ビ ン	デ ィ ー ゼ ル				
1973年 (構成比)	903 (30.8)	769 (26.2)	153 (5.2)	463 (15.8)	1,385 (47.2)	2,288 (78.0)	644 (22.0)	2,932 (100.0)
1974年 (構成比)	1,094 (32.7)	839 (25.1)	161 (4.8)	537 (16.1)	1,537 (46.0)	2,631 (78.7)	714 (21.3)	3,345 (100.0)
1975年 (構成比)	1,192 (31.6)	897 (23.8)	348 (9.2)	552 (14.7)	1,797 (47.7)	2,989 (79.3)	781 (20.7)	3,770 (100.0)
1976年 (構成比)	1,092 (26.5)	975 (23.6)	753 (18.2)	607 (14.7)	2,335 (56.5)	3,427 (83.0)	700 (17.0)	4,127 (100.0)
1977年 (構成比)	1,095 (23.2)	1,065 (22.5)	1,139 (24.1)	741 (15.7)	2,945 (62.3)	4,040 (85.5)	685 (14.5)	4,725 (100.0)
1978年 (構成比)	1,384 (24.2)	1,523 (26.6)	1,157 (20.2)	846 (14.8)	3,526 (61.6)	4,910 (85.8)	813 (14.2)	5,723 (100.0)
1979年 (構成比)	1,434 (20.5)	2,931 (41.8)	800 (11.4)	1,036 (14.8)	4,767 (68.0)	6,201 (88.5)	803 (11.5)	7,004 (100.0)
1980年 (構成比)	1,345 (16.0)	3,901 (46.3)	1,051 (12.5)	1,205 (14.3)	6,157 (73.1)	7,502 (89.1)	918 (10.9)	8,420 (100.0)
1981年 (構成比)	1,629 (16.1)	4,565 (45.0)	998 (9.8)	1,414 (14.0)	6,977 (68.8)	8,606 (84.9)	1,532 (15.1)	10,138 (100.0)
1982年 (構成比)	1,318 (11.1)	6,436 (54.3)	1,174 (9.9)	1,566 (13.2)	9,176 (77.4)	10,571 (89.2)	1,275 (10.8)	11,846 (100.0)
1983年 (構成比)	1,817 (13.7)	7,366 (55.6)	928 (7.0)	1,647 (12.4)	9,941 (75.0)	11,957 (90.3)	1,281 (9.7)	13,248 (100.0)

表-59 発電原価の推移

Account		1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	1982/83
水 力	支 出	3,250	3,584	6,722	7,009	7,510	12,241
	発 電 量	1,095	1,384	1,434	1,345	1,629	1,318
	コ ス ト	2.97	2.59	4.69	5.21	4.61	9.29
汽 力	支 出	11,775	14,394	33,887	62,772	86,215	183,193
	発 電 量	1,065	1,523	2,930	3,901	4,564	6,436
	コ ス ト	11.06	9.45	11.57	16.09	18.89	28.46
ディーゼル	支 出	14,152	18,795	26,995	39,510	52,034	77,268
	発 電 量	741	846	1,036	1,205	1,414	1,566
	コ ス ト	19.10	22.22	26.06	32.79	36.80	49.34
ガ ス	支 出	19,467	21,284	25,392	35,732	40,189	70,341
	発 電 量	1,139	1,157	800	1,050	998	1,174
	コ ス ト	17.09	18.40	31.74	34.03	40.27	59.92
地 熱	支 出	-	-	-	-	-	92
	発 電 量	-	-	-	-	-	77
	コ ス ト	-	-	-	-	-	1.19
購入電力	支 出	1,111	1,287	1,267	1,950	16,490	21,793
	発 電 量	685	813	804	919	1,532	1,275
	コ ス ト	1.62	1.58	1.58	2.12	10.76	17.09
発電合計	支 出	49,755	59,344	94,263	146,973	202,438	364,928
	発 電 量	4,725	5,723	7,004	8,420	10,137	11,846
	コ ス ト	10.53	10.37	13.46	17.46	19.97	30.81
Operation	支 出	45,337	51,511	73,236	92,571	135,418	161,994
	販売電力	3,527	4,287	5,343	6,560	7,845	9,101
	コ ス ト	12.85	12.02	13.71	14.11	17.76	17.80
計	支 出	95,092	110,855	167,499	239,544	337,856	526,922
	販売電力	3,527	4,287	5,343	6,560	7,845	9,101
	コ ス ト	26.96	25.86	31.35	36.51	43.06	57.90

- Expenses in Million Rupiah.
- Net Generation in GWH.
- Cost in Rp/KWH.

図-19 発電原価の推移



<販売電力量>

1982年度における販売電力量は9,101GWhその内訳は家庭用3,933GWh (43.2%)、商業用953GWh (10.5%)、工業用3,017GWh (33.2%)、公共照明その他1,198GWh (13.1%) となっている。

販売電力量の推移を見ると(表-60)、1974年度から年平均17.2%で伸び続け、1982年度には1974年度(2,444GWh)の3.7倍にも達している。

また、1980年度に7年間固定されていた電気料金が値上げされたため、販売電力量も1980年以降は総じて減少する傾向にあるが、工業化促進の価格政策がとられており、工業用の伸びは目覚ましい(1982年の対前年比34.7%)。表-61のとおり平均販売価格は1980年度を皮切りに急激に上昇しており、特に家庭用、商業用の比率が高くなっているため、両分野における需要家増加率が減少していく傾向にある(表-62)。

しかし、こうした現象は一時的なものであり、配電網整備に伴い家庭用、商業用需要家数も増加すると思われ、工業用需要の増加に加え、家庭用・商業用需要も徐々に増加することから1993年には販売電力量が54,893GWhに達すると予想されている(1982年~1993年の年平均増加率17.7%)。

さらに、1982年度に作成されたPLN長期需要想定によると11年後の1993年度には電力需要が54,893GWhにも増加し、現在の販売電力量9,101GWhに対して6.0倍にもなることが見込まれている(表-63に長期需要想定を示す)。